

行政院原子能委員會 委託研究計畫研究報告

智慧運行管理與分散型配電微電網之調度控制技術建立

**The intelligent operating management and distributed distribution
micro grid dispatch control technology study**

計 畫 編 號 : 1032001INER030

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

E-mail address : cschen@mail.ee.nsysu.edu.tw

核研所聯絡人員 : 林世維

報 告 日 期 : 中華民國一〇三年十二月四日

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，探討核研所微電網直接併接於台電配電饋線時，所產生的相關問題，例如考慮微電網系統與台電責任分界點之保護電驛設計與設定、既設特高壓與導入台電配電饋線引接後之微電網系統可靠度分析、應用智慧配電模擬主站，透過通信網路執行微電網負載控制與太陽光發電系統功率調控。另外，本計畫亦將考慮微電網導入先進配電自動化整合功能，規劃微電網內部供電系統之環路架構，以提供未來微電網應用智慧饋線末端單元執行負載轉供與虛擬電廠功能之測試。本計畫的執行除了可以實現配電微電網的有效運轉外，更可提高再生能源發電併網的滲透率，對節能減碳有極大的助益。

關鍵字：微電網、再生能源發電、先進配電自動化、智慧饋線末端單元

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. The micro grid of the Institute of Nuclear Energy Research (INER) is selected for study. This project investigates the related problems caused by the interconnection of the INER micro grid and the Taipower distribution network. These problems include the protective relay setting at the point of common coupling (PCC), the reliability analysis of the micro grid by considering the existing INER grid and the integration of Taipower distribution feeder. The execution of load control and PV inverter control by issuing the control command from a remote simulator of DAS master station via the network communication. To include the functions of Advanced Distribution Automation System in the INER micro grid, this project also executes the planning of micro grid power network with loop configuration. The intelligent feeder terminal unit (iFTU) is applied to support the function testing of load transfer and virtual power plant. The implementation of this project can extend the effectiveness of the micro grid and improve the penetration of renewable energy grid.

Keywords: Micro-grid, Renewable Energy Generation, Advanced Distribution Automatic System, Intelligent Feeder Terminal Unit

作者及所屬單位

陳朝順 博士，義守大學電機工程學系，講座教授

許振廷 博士，南台科技大學電機工程學系，教授

林嘉宏 博士，高雄應用科技大學電機工程學系，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.....	6
一、微電網.....	6
(一)含分散式能源之配電系統規劃.....	7
(二)微電網的結構和特性.....	8
1.微電網的種類.....	9
2.微電網的 DER 單元.....	12
3.微電網的負載.....	15
(三)微電網的控制、管理與監督.....	16
1.微電網 DER 的控制.....	16
2.電力與能源管理.....	21
3.微電網的監督控制.....	23
(四)核研所微電網.....	25

二、台電配電自動化與通訊模式	31
(一)台電配電自動化.....	32
1.變電所自動化功能.....	32
2.配電饋線自動化功能.....	33
3.用戶自動化功能.....	33
(二)配電自動化系統架構.....	33
1.監視、控制及資料蒐集(SCADA)功能	35
2.故障偵測、隔離及復電(FDIR)功能	36
3.饋線調度控制中心(FDCC).....	37
4.資訊端末設備(Remote Terminal Unit, RTU)	37
5.饋線資訊端末設備(Feeder Remote Terminal Unit, FRTU).....	37
6.自動線路關關(ALS)	37
7.饋線終端單元(FTU).....	38
8.通訊線路.....	38
(三)台電配電自動化類型.....	38
1.常開環路饋線自動化系統	39
2.常閉環路饋線自動化系統	40
3.簡易(山區)自動化系統	41

三、核研所微電網併網責任分界點之保護電驛設計與設定	42
四、應用於微電網之相關配電自動化設備	47
(一) 智慧饋線末端單元(iFTU).....	48
(二) 混合式通訊系統.....	54
五、微電網併網系統可靠度分析	56
參、主要發現與結論.....	62
一、責任分界點之保護電驛設計與設定	62
(一) 保護電驛設定.....	62
(二) 保護電驛協調.....	64
1.電力公司饋線保護協調.....	65
2.核研所微電網責任分界點保護協調	67
二、智慧配網功能之微電網環路架構規劃	71
(一) 系統概要	73
(二) 控制中心	74
(三) 微電網低壓環路架構規劃.....	79
三、微電網之可靠度分析.....	79
(一) 事例一單迴路架構.....	79
(二) 事例二雙迴路架構.....	82

四、微電網配電自動化設備之試驗與展示	84
肆、參考文獻.....	89

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後封存，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)、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。

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末端單元 (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，必須探討其他通訊模式如電力線載波(PLC)、GPRS、Zigbee或WiFi等之整合，以建立適合台電系統特性之通訊架構。

核能研究所於早期 2003 年投入再生能源領域研發及建置，包括高聚光型太陽能發電系統(High Concentration Photovoltaic, HCPV)、垂直式風力機、水平式風力發電機系統，皆與市電併聯運轉發電。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，現階段已完成多座負載箱及電能管理控制系統建置。另外於 2011 年建置 65 kW 微氣渦輪機作為微電網之備用電源，並且應用電池儲能系統進行微型電網功率與電壓控制補償，朝分散式發電與智慧型電網技術發展方向進行。

核研所目前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，為了可由電力公司直接與核研所微電網進行監控的操作，微電網將改併接至台電配電饋線。微電網併接至饋線後，將產生許多併聯、規劃與運轉問題，

例如責任分界點之保護電驛設計與設定。此外，須了解台電 DAS 系統之通訊架構，以協助核研所微電網與台電外線通訊之電力調度控制。為了使微電網的應用更具實用與價值性，本計畫考慮將國科會智慧電網與讀表主軸專案計畫—先進配電自動化先導型計畫中所開發的許多配電自動化設備，例如監控主站、智慧型饋線末端單元(iFTU)與電力線載波(PLC)等，應用於核研所微電網 Zone 1 至 Zone 3 以及與台電併聯之饋線。

本計畫以核研所微電網為研究對象，探討核研所微電網直接併接於台電配電饋線時，所產生的相關問題，例如責任分界點之保護電驛設計與設定、併網雙迴路之可靠度分析、協助微電網與台電外線通訊之電力調度控制等。另外，本計劃亦進行應用於微電網與台電併聯饋線之監控主站、智慧型饋線末端單元與電力線載波等相關先進配電自動化設備之規劃、設計與分析，並於微電網試驗場進行試驗與展示。

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"> • 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)	Main grid failure, power quality issues		—
	Prescheduled	Maintenance	Energy price (peak time), utility maintenance		—

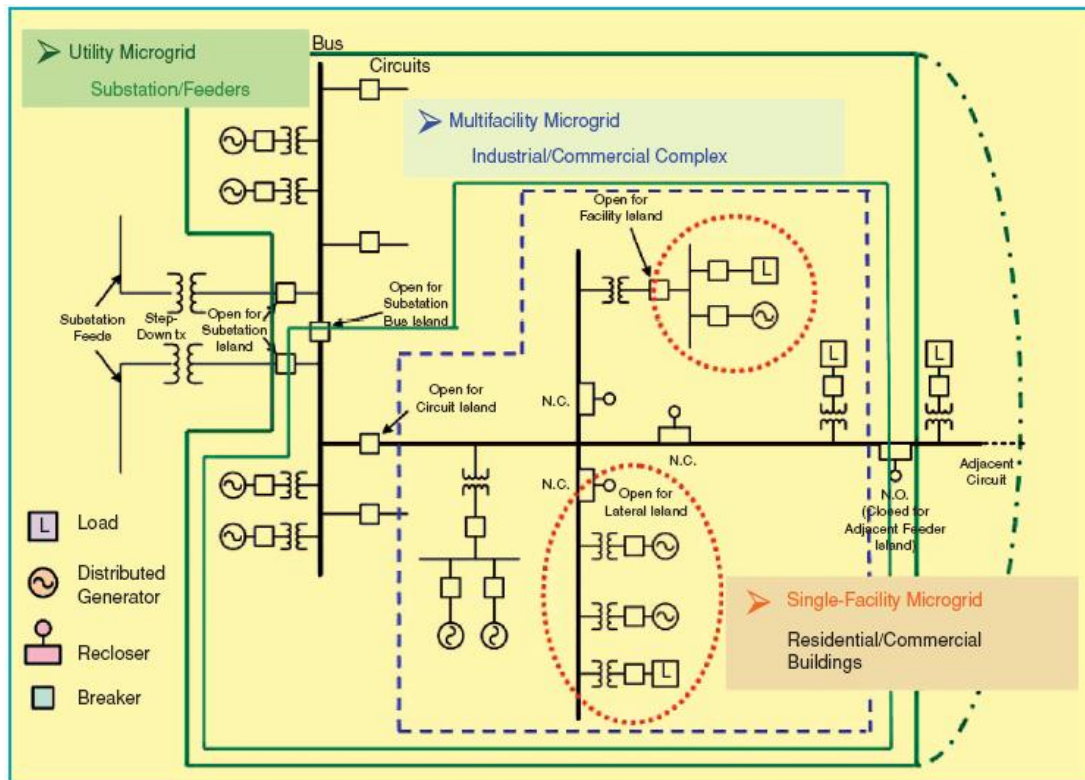


圖2.1 典型微電網的架構

(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。

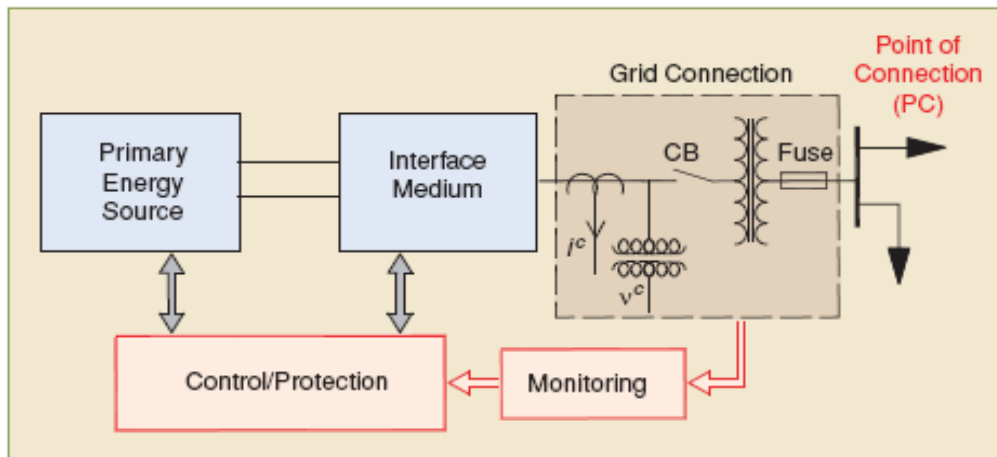


圖2.2 DG單元的方塊表示圖

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	Synchronous generator	AVR and Governor control (+P, ±Q)
	small hydro	Induction generator	Stall or pitch control of turbine (+P, -Q)
	Fixed-speed wind turbine		
Nonconventional DG	Variable-speed wind turbine	Power electronic converter (ac-dc-ac conversion)	Turbine speed and dc Link voltage controls (+P, ±Q)
	Microturbine	Power electronic converter (dc-dc-ac conversion)	MPPT and dc link Voltage controls (+P, ±Q)
	Solar PV		
Long-Term Storage (DS)	Fuel cell	Power electronic converter (dc-dc-ac conversion)	State-of-charge and/or output Voltage/frequency controls (±P/±Q)
Short-Term Storage (DS)	Battery storage	Power electronic converter (dc-dc-ac conversion)	State-of-charge (±P, ±Q)
	Super capacitor	Power electronic converter (ac-dc-ac conversion)	Speed control (±P, ±Q)
	Flywheel	Power electronic converter (ac-dc-ac conversion)	

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。

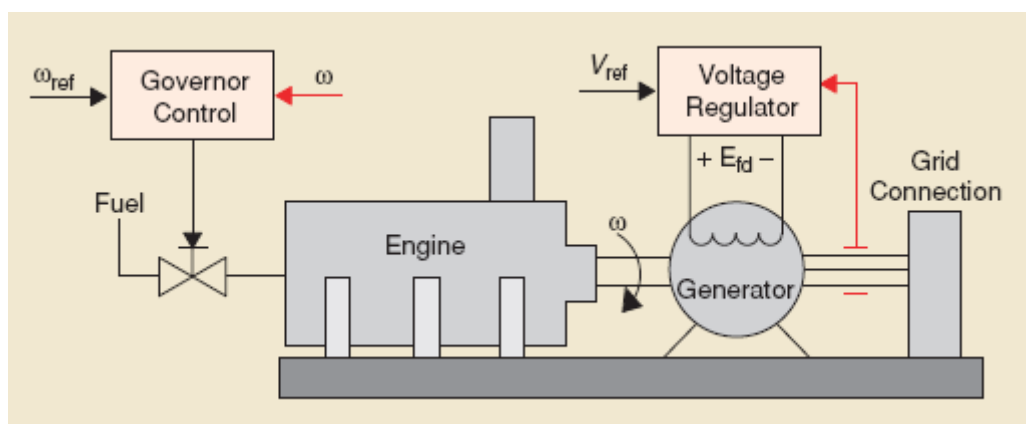


圖2.3 往復引擎發電機式的DG設備

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。

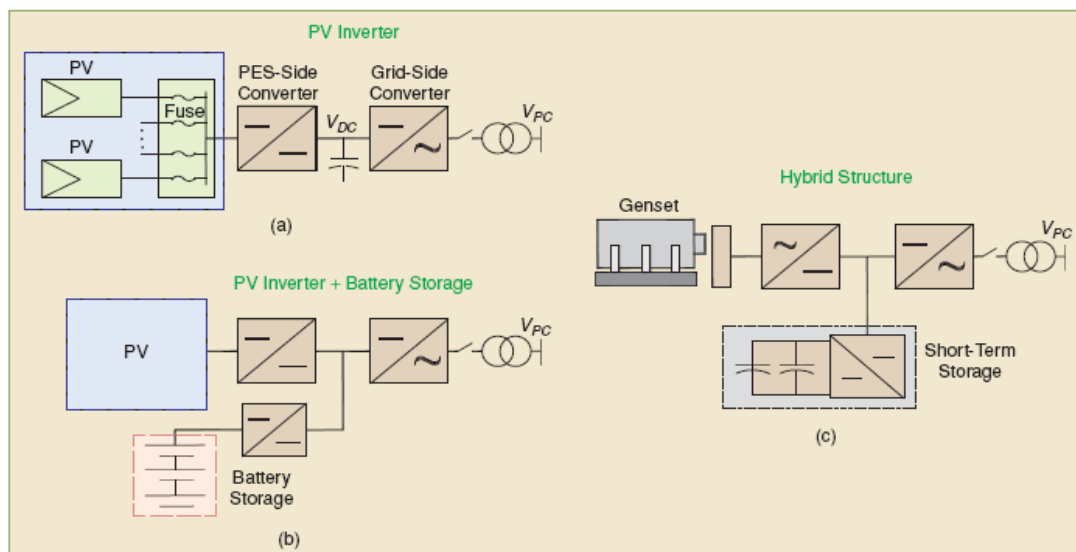


圖2.4 電子耦合式DER單元的一般架構 (a)無法調度的DG；(b)及(c)可調度的DG和DS

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。

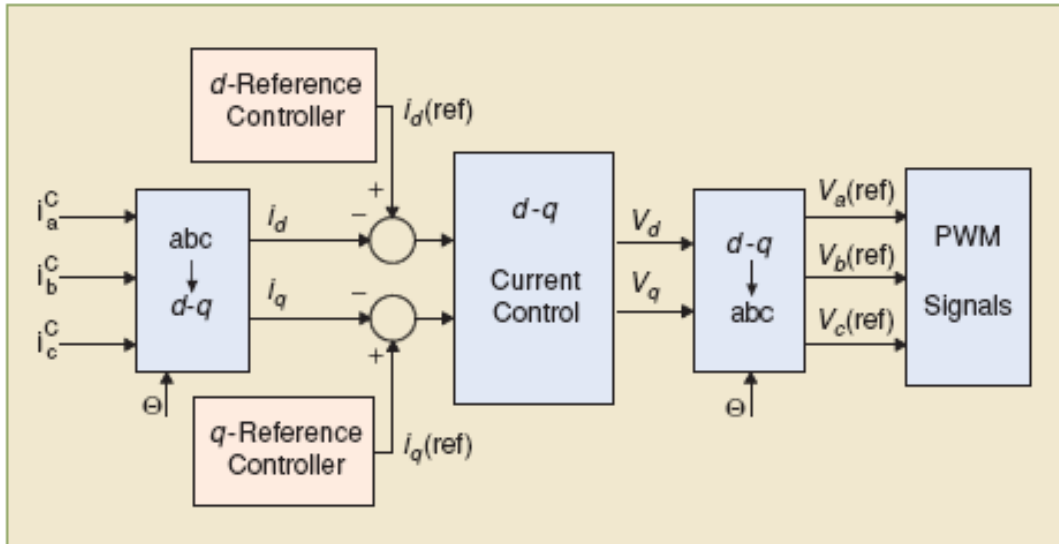


圖2.5 以電壓源轉換器為介面DER的d-q軸電流控制架構

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。

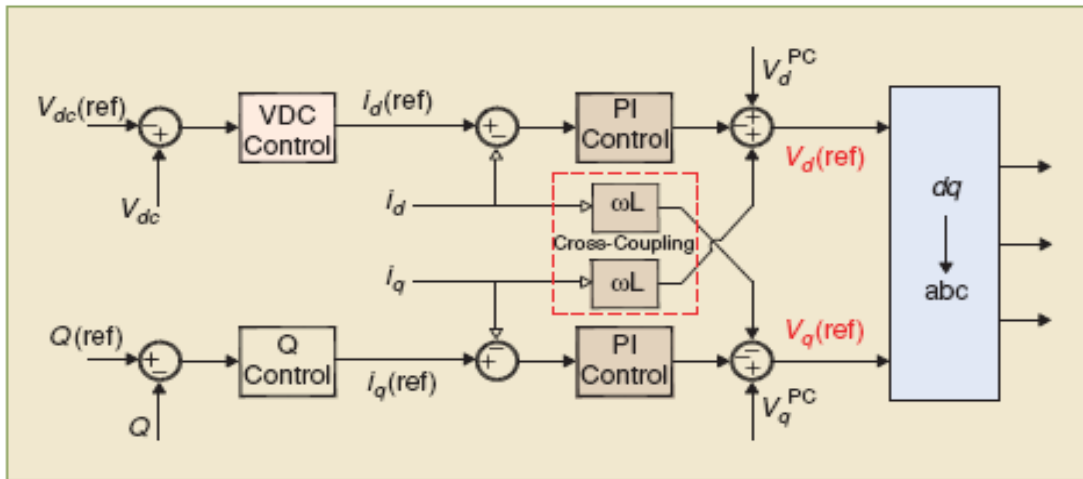


圖2.6 Grid-following功率輸出控制圖

(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。

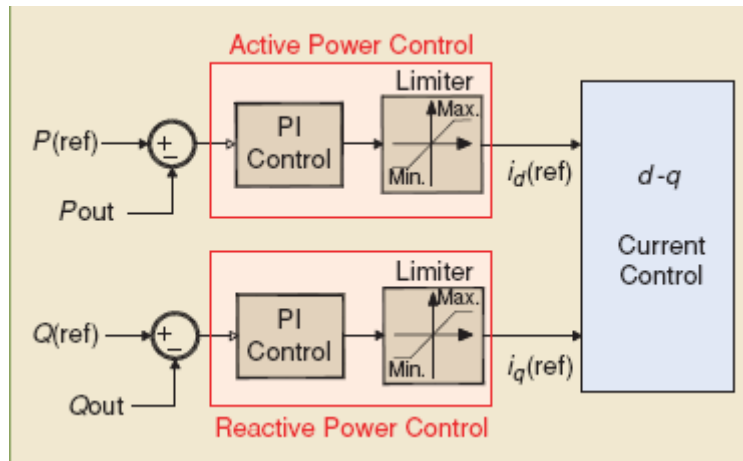


圖 2.7 實功率和虛功率控制圖

(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_P 或者 k_V)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。

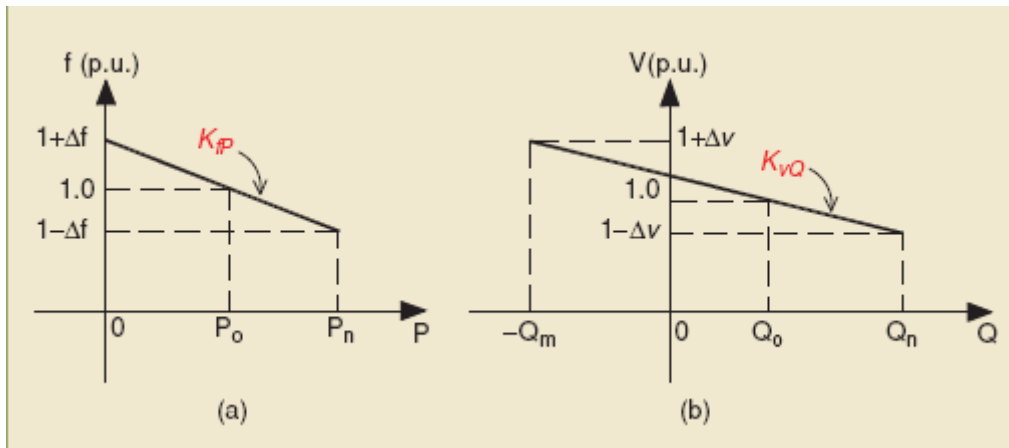


圖2.8 在多個DER單元間的負載分配特性 (a) f - P droop (b) v - Q droop

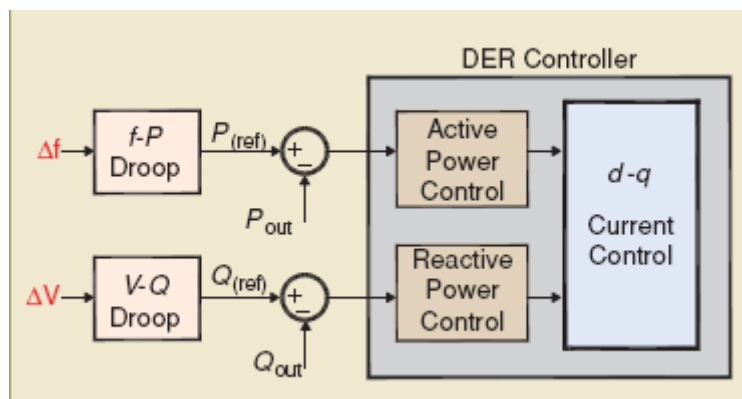


圖2.9 低垂控制策略

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。

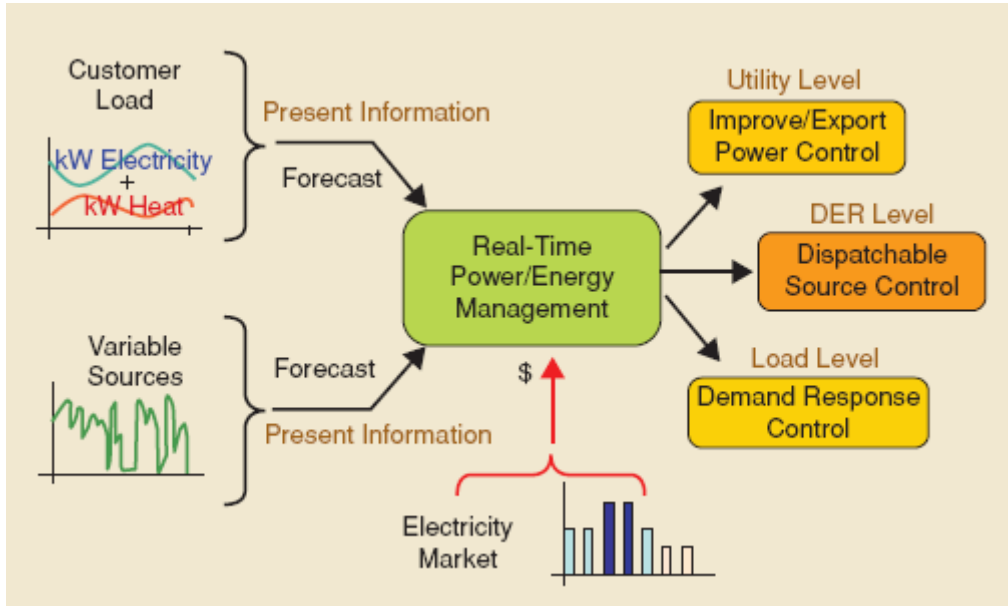


圖2.10 一個微電網即時的PMS/EMS資料流動和功能

PMS/EMS決定DER單元的實功率/虛功率分擔

- 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。

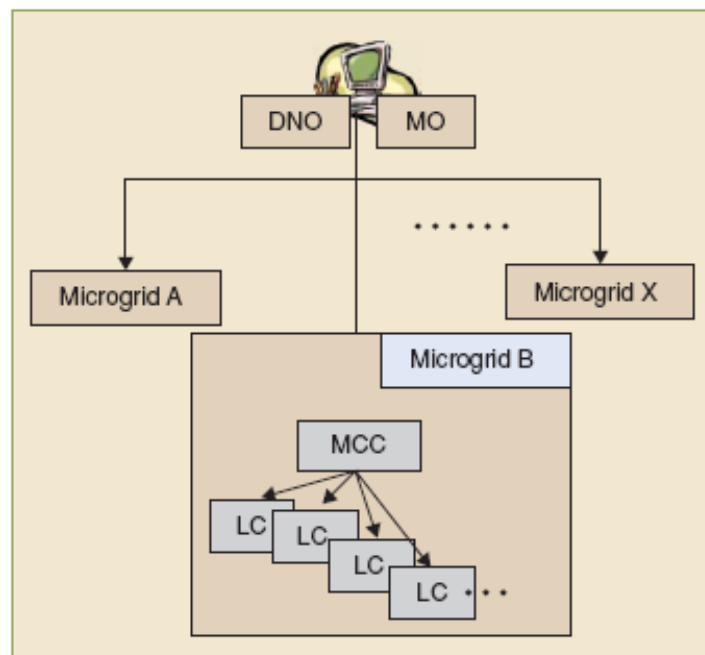


圖2.11 一個微電網的監控架構圖

(四) 核研所微電網

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。

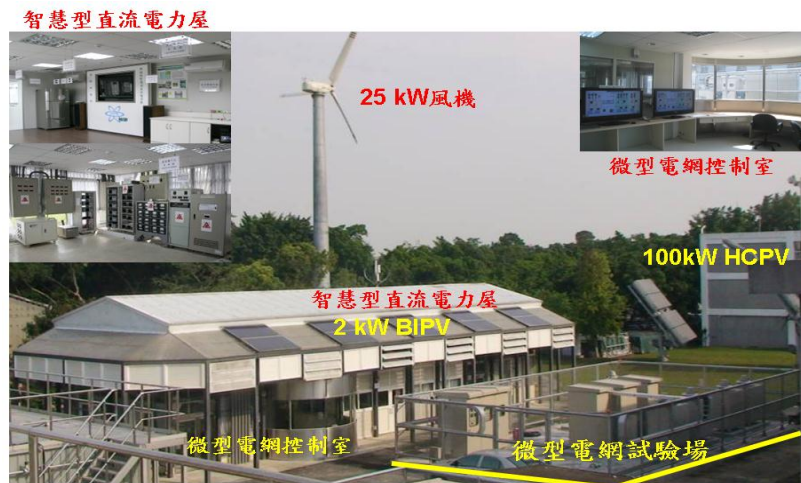


圖 2.12 核研所微型電網試驗場

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，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，核研所電力系統將作部分修改，即院內微電網的部分將另引台電瑞源 OQ38 饋線與之併聯，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。

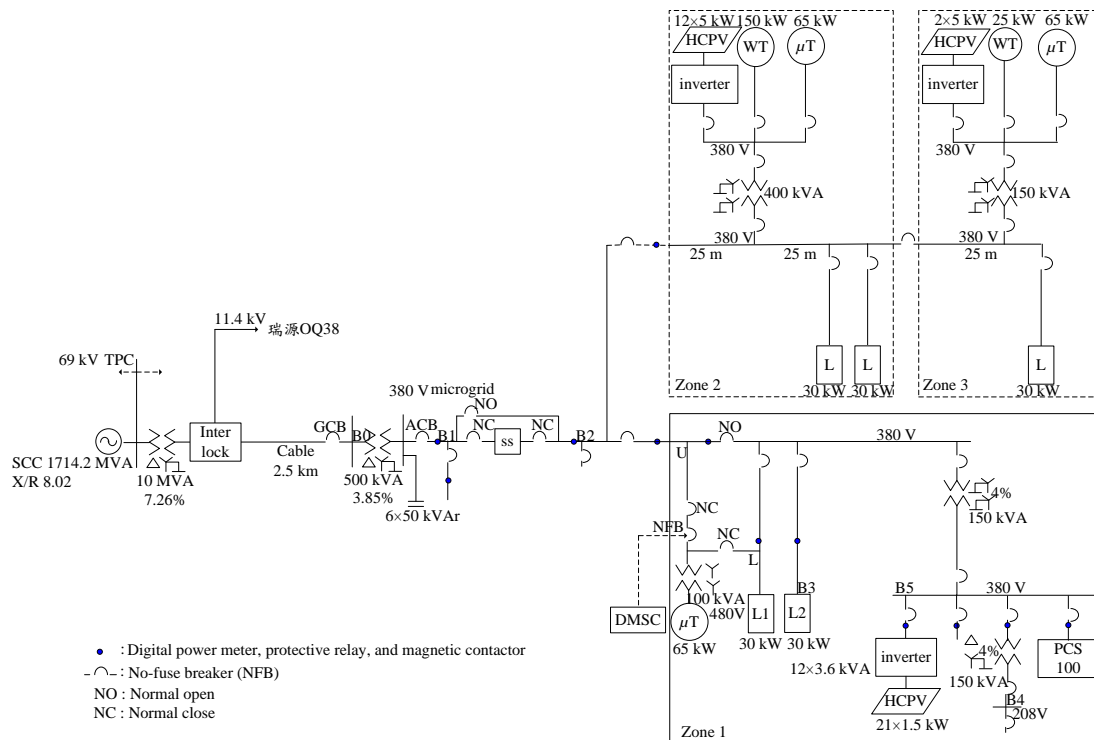


圖 2.13 INER 微型電網系統架構

核研所微電網併接台電電瑞源 OQ38 饋線之架空單線圖，採用 3C#1AWG 電纜線長度約 535 公尺，如圖 2.14 所示，另外，增加高壓設備單線系統圖，高壓外線增設高壓開關站改接線路，如圖 2.15 及圖 2.16 所示。



圖 2.14 架空外線平面圖

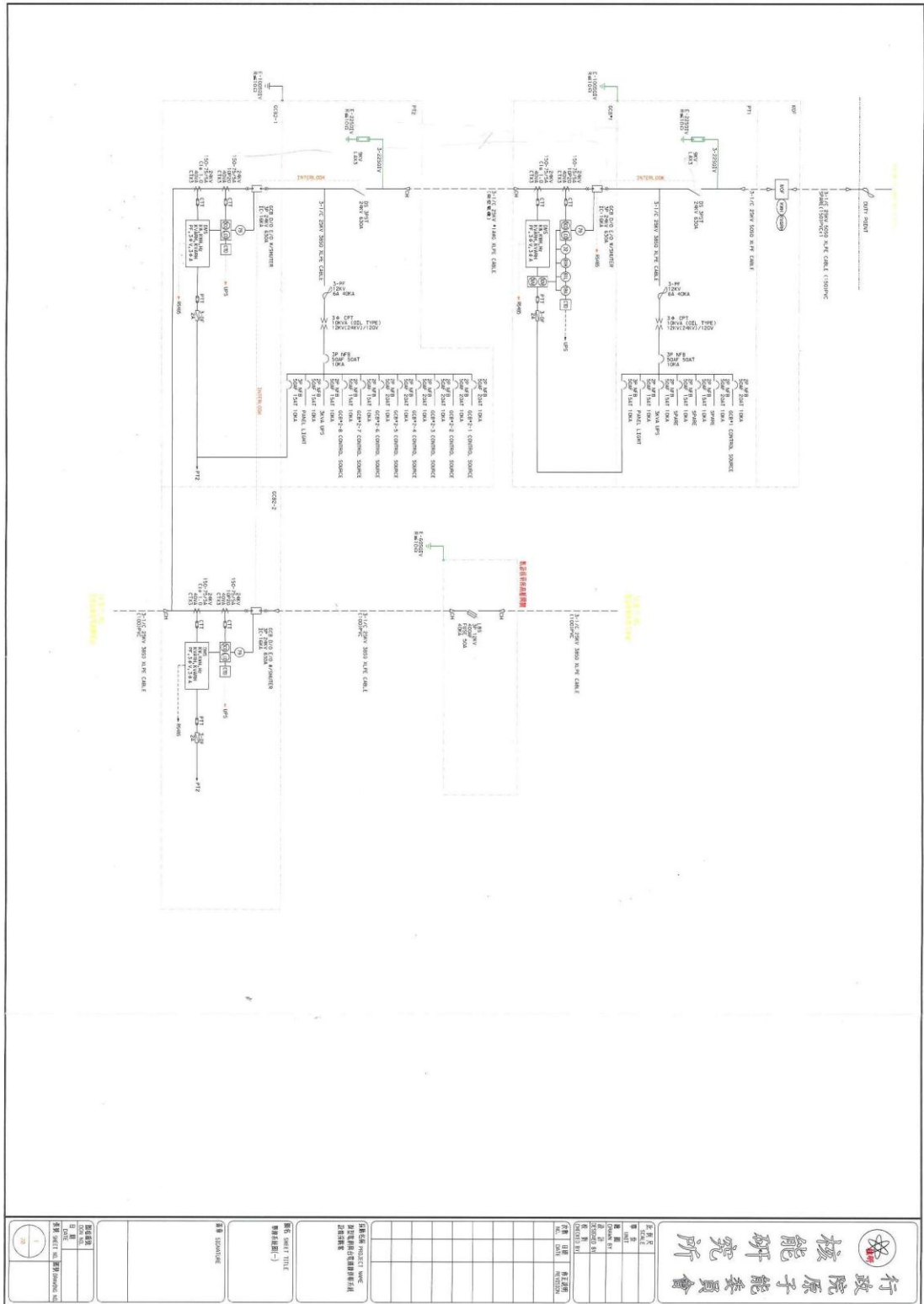


圖 2.15 單線系統圖(一)

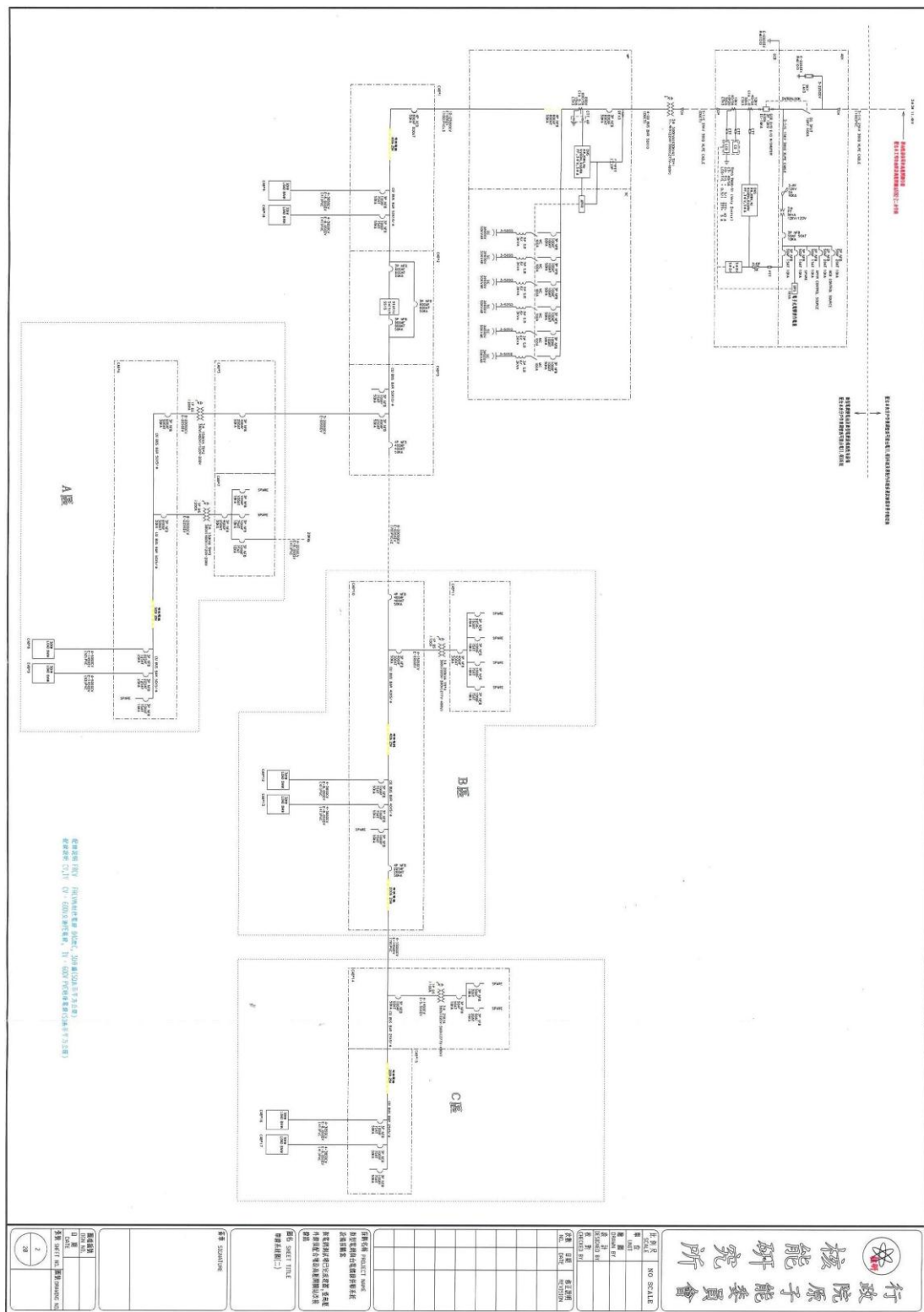


圖 2.16 單線系統圖(二)

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, DDCCS)。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 DDCCS 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, FDCCS)，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 2.23 為配電自動化系統架構圖，其系統之功能簡介如下：

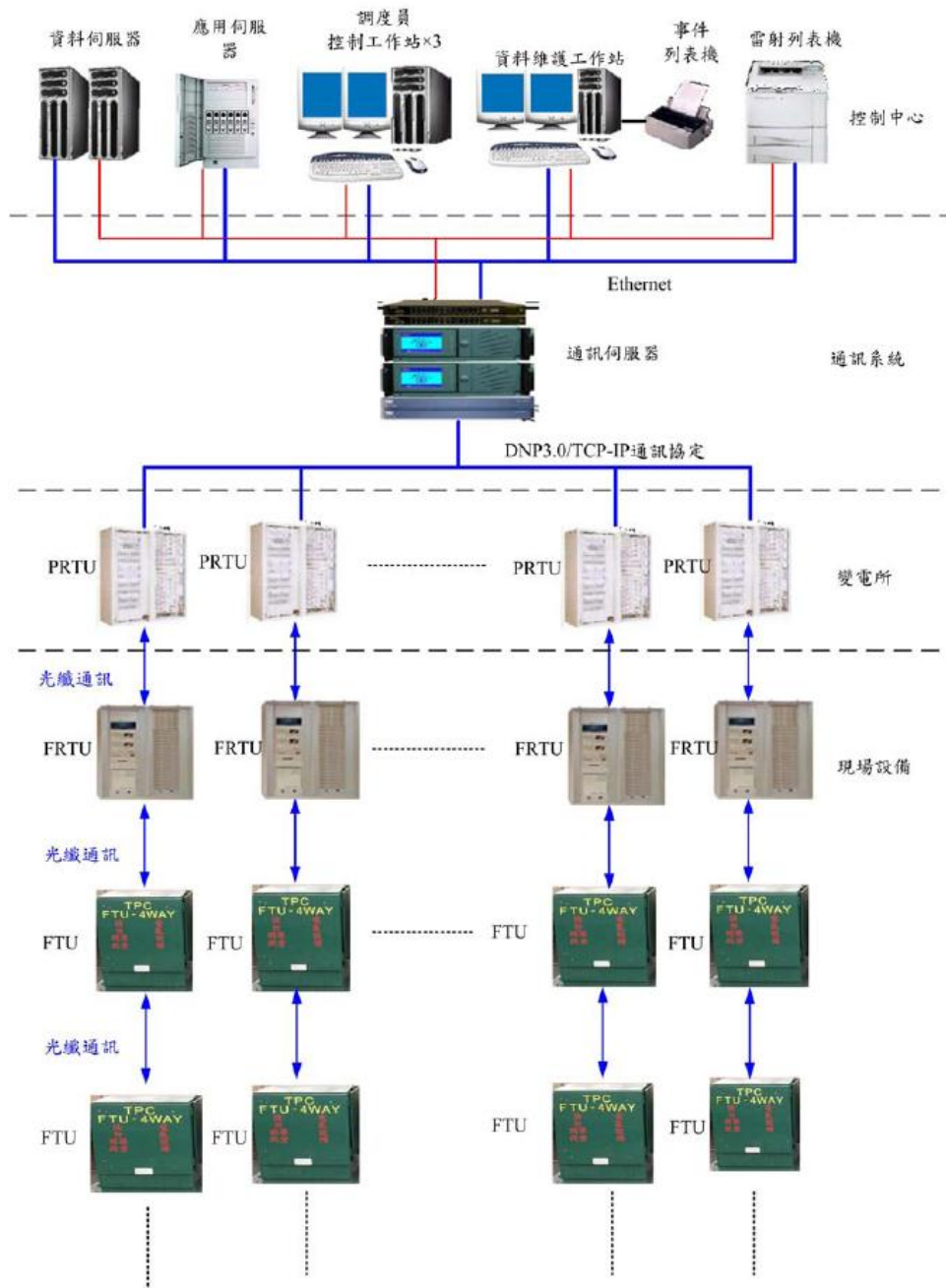


圖 2.23 配電自動化系統架構圖

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統，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. 自動線路關關(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 2.24 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。

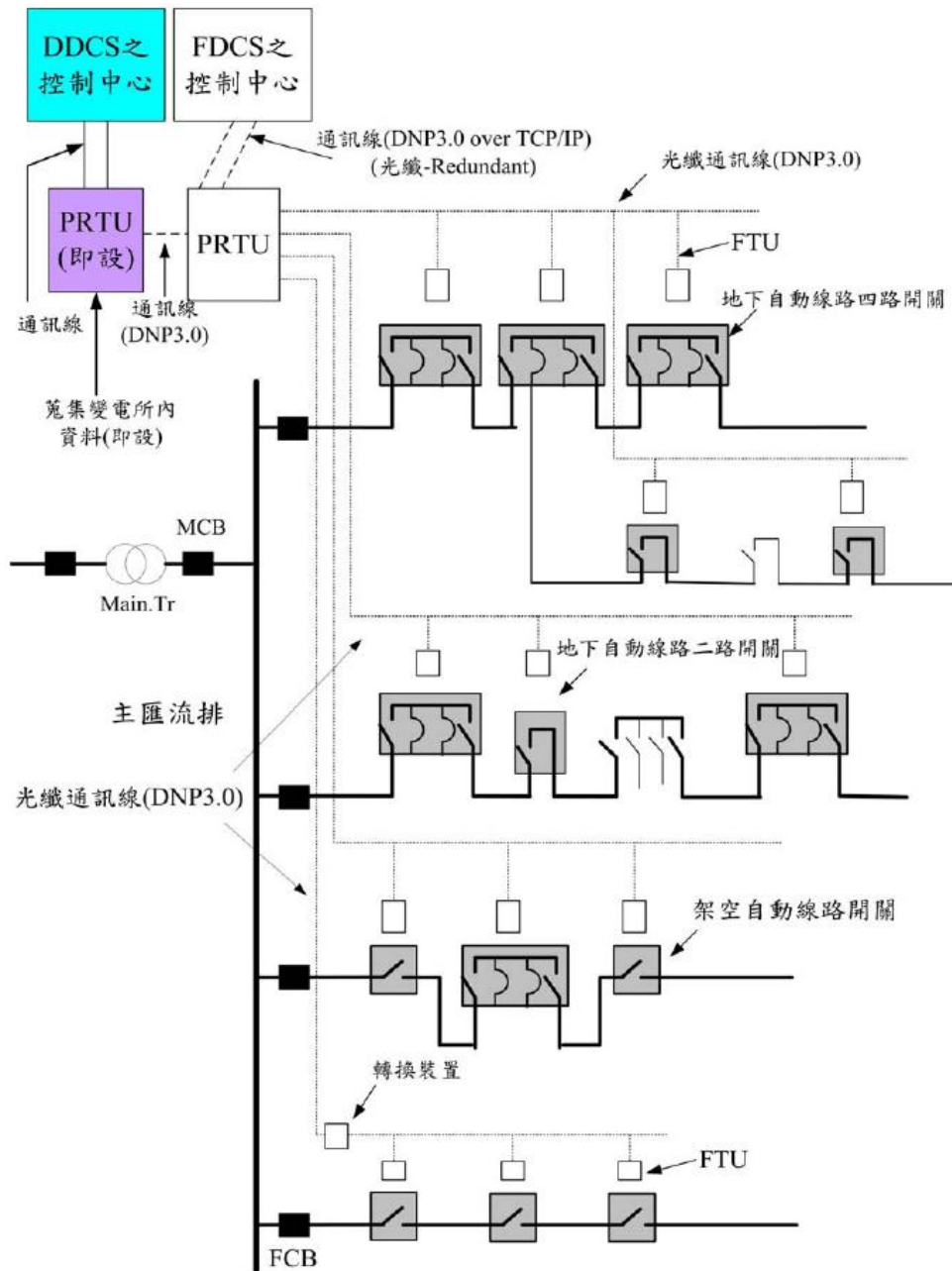


圖 2.24 常閉環路自動化架構

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 2.25 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。

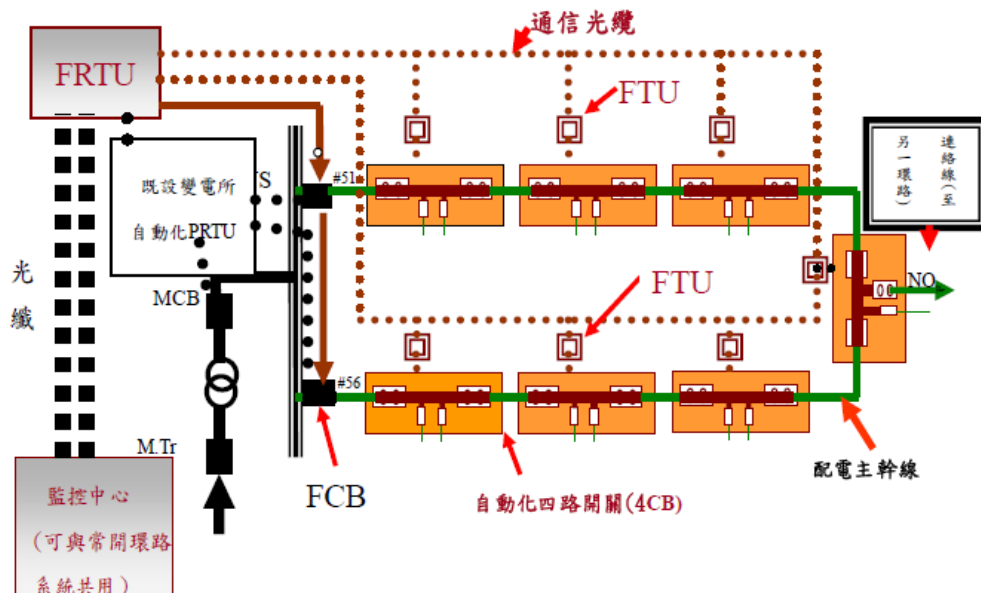


圖 2.25 常閉環路饋線自動化系統架構圖

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、核研所微電網併網責任分界點之保護電驛設計與設定

核研所微電網目前直接併聯至台電瑞源變電所的 OQ38 饋線，電壓等級為 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 8570MVA、11.4kV 側短路容量為 182.97MVA。另外，饋線斷路器(FCB)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。台電由變電所先經 2.8km 的 3C500MCM 電纜，再經過 0.7km 的 3A477 架空線路，然後以 T 接型式引接電源至核研所新設配電盤，並於此新設責任分界點，核研所新設配電盤至中繼高壓開關站約 800 公尺的線路則使用 3C#1 電纜，再經約 0.1km 線路至微電網高壓開關站。台電公司使用 NX40A 熔絲作為保護，核研所微電網則使用 GCB 作為保護，圖 2.26 為此新系統的單線圖。

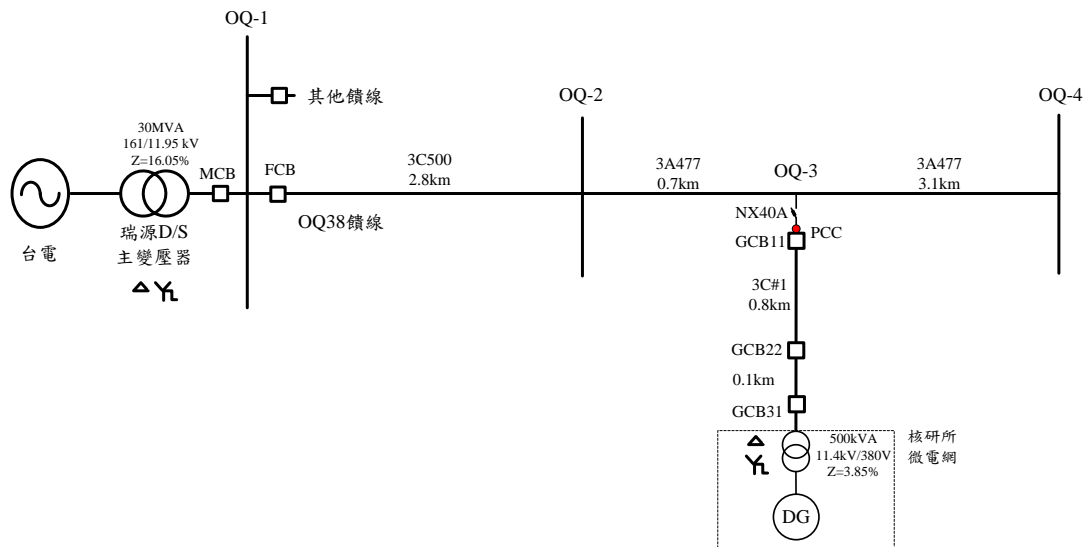


圖 2.26 微電網接引電源變更後之單線圖

電力系統發生短路故障是難以避免的事實，因此對於電力系統除了應做到週全的設計與維護外，如何讓電力系統在事故發生後，能迅速且正確的將故障隔離，使電力設備的損害降至最低及縮小停電範圍，並使電力系統其餘正常區域繼續供電，為使配電系統能達到正常使用及故障保護的目的，必須依賴各項保護設備如斷路器、電驛、復閉器、熔絲鏈開關等，相互間做一合理的配置及協調，使得故障跳脫及停電的次數與時間，可減少到最少。

對台電公司而言，核研所微電網系統變成一高壓用戶，目前台電並沒有與微電網併聯之相關準則，故暫以「再生能源發電系統併聯技術要點」規範。微電網目前 DG 的總容量為 475.5kW，經分析微電網責任分界點之電壓變動率為 0.60%，符合台電 $\pm 2.5\%$ 最大電壓變動率的規定。再生能源發電設備併聯配電系統之保護協調應考慮下列事項：

1. 在保護協調之規劃、設計安裝規範中，併接於高壓系統以上發電設備與台電公司責任分界點之保護設備，由發電設備設置者配合台電公司系統需求，如圖 2.27 所示，自行規劃設計及安裝。

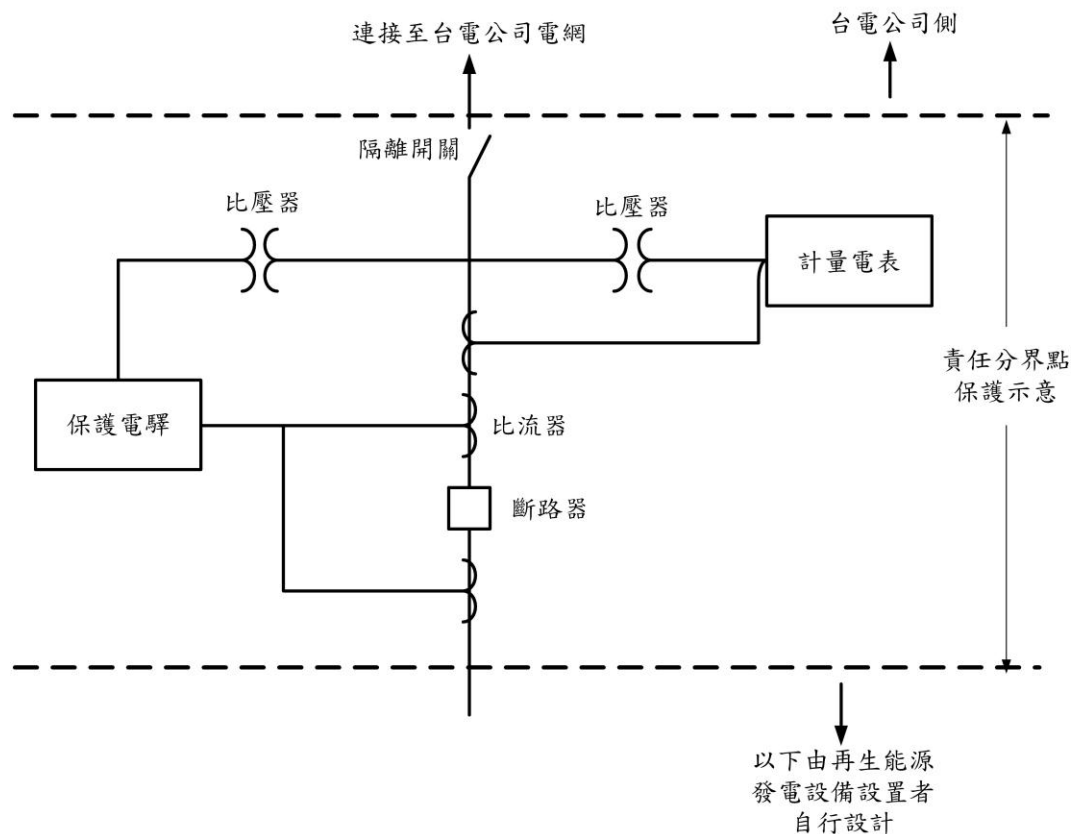


圖2.27 責任分界點保護設備圖

2. 發電設備不得產生非計畫性之單獨運轉，發電設備與台電公司責任分界點斷路器之保護協調，應於內部事故、台電公司系統停電或設備發生故障時能解聯(倘連接發電設備之線路裝有復閉電驛者，為顧及發電機組安全，復閉電驛應予閉鎖)，並在發電設備設置者系統之線路側，設置線路無電壓之確認裝置。
3. 發電設備之輸出端至責任分界點間，應設置自動同步併聯(感應發電機除外)

及保護設備，發電設備設置者應配合台電公司系統作適當之標置，保護若有困難應與台電公司協調。

4. 發電設備與台電公司責任分界點間之保護功能，應包含自動防止加壓於已斷電之電網，並可確認電力系統線路已斷電之功能。

此規範亦規定發電設備併接於高壓系統者，其責任分界點或電源引接點至少應具備有下列保護電驛，並應與台電公司之系統保護設備協調：

1. 相間過電流電驛(50/51)：附瞬時及具極反時(Extremely Inverse)特性，三個個別獨立裝設者，參相須各裝置一具電驛。
2. 接地過電流電驛(50N/51N)：附瞬時及具極反時特性，個別獨立安裝設者應裝設一具。
3. 接地過電壓電驛(59V0)：附延時特性。
4. 低電壓電驛(27)：附延時特性。
5. 過電壓電驛(59)：附延時特性。
6. 相間方向性過電流電驛(67)(使用電力調節器者免裝)：應具極反時特性。
7. 逆送電力電驛(32)：附延時特性，延時設定最大不得超過2秒，責任分界點無逆送電力者應裝設，責任分界點有逆送者免裝。台電公司以高壓供電之用戶，其發電設備併接於該用戶之低壓內線系統，總裝置容量不超過責任分界點主斷路器相間過電流電驛始動電流或主保護熔絲額定電流之百分之二十五，且裝設防止單獨運轉裝置者，視為具備防止逆送電力功能。
8. 發電設備經高壓系統與台電公司設備併接者，在電源引出點或責任分界點應裝設隔離設備。

此外，保護電驛應考慮發電設備之系統與台電公司系統連結之線路發生故障時，責任分界點之斷路器應快速自行跳脫（主保護電驛），且不得恢復自動併聯。

為了符合上述規定，目前選擇Schneider Electric 的Sepam™ Series 40保護電驛，圖2.28所示為該電驛正視圖，該電驛為具有上述功能之數位電驛，本計劃的

重點研究項目之一即為此保護電驛之相關設定。



圖2.28 Schneider Electric Sepam™ Series 40保護電驛

電力公司目前配電系統之架構，架空配電大多採放射連絡型與放射型，地下配電則採一次常開環路型，且無論為何種配電方式，其三相短路及單相接地故障電流均限制在 10kA 以下，所採用的保護設備，均為在主饋線上使用三具極反時性(Extremely Inverse Time; EIT)過電流電驛(CO-11)及過電流接地電驛(LCO)，分別保護 R、S、T 及 N 相，而分歧線則採用電力熔絲，圖 2.29 為其保護設備之示意圖。

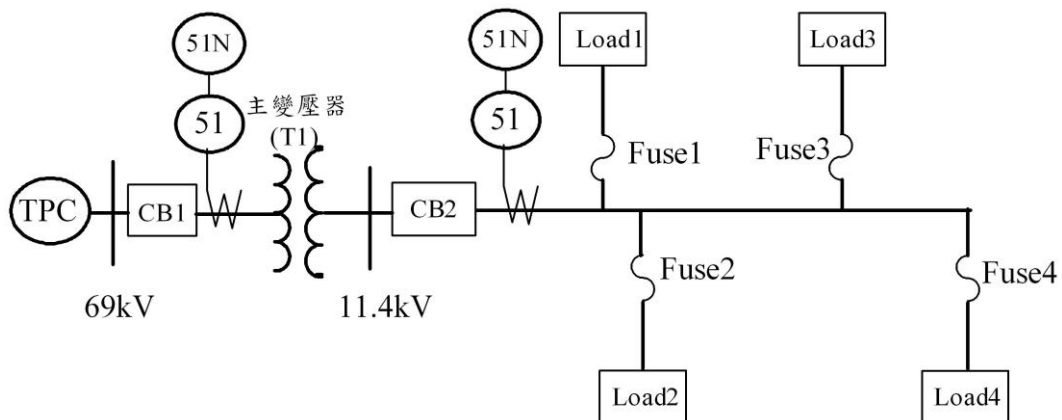


圖 2.29 配電饋線保護設備簡圖

一般而言，台電配電饋線過電流電驛標置設置原則有：

1. 過電流電驛選擇

圖 2.30 所示為極反時性電驛 CO-11 動作特性曲線，一般應用在配電系統作為需與主幹線或分歧線分斷電力熔斷絲協調之饋線，其分斷電力熔斷絲協調之饋線保護。亦用於饋線故障試送後輕微為過載之長時間時延。

2. 比流器之變流比選擇:

所選之變流比應能適應正常供電或緊急轉供時之最大負載電流。

3. 電驛分接頭(Tap)之選擇:

全地下線路者，應按下列原則選定分接頭:

- (1) 為使饋線相電驛不受線路衝擊電流影響，其電流標置 600A~750A。
- (2) 電流標置設定應在實際尖峰負載電流之 150% 以上。

全地下以外線路，應按下列原則選定分接頭:

- (1) 最低分接頭至少要為最大負載電流之 120%，即

$$T_{co} \geq \frac{1.2 \times I_{\text{最大負載電流}}}{\text{比流器之變流比}} \text{ 或 } T_{co} \geq \frac{1.2 \times I_{\text{線路容量}}}{\text{比流器之變流比}}$$

- (2) 最低分接頭不大於饋線斷路器保護區域末端三相短路電流 60%。

所選電流標置應使電驛能與分歧線路之保護熔絲協調。

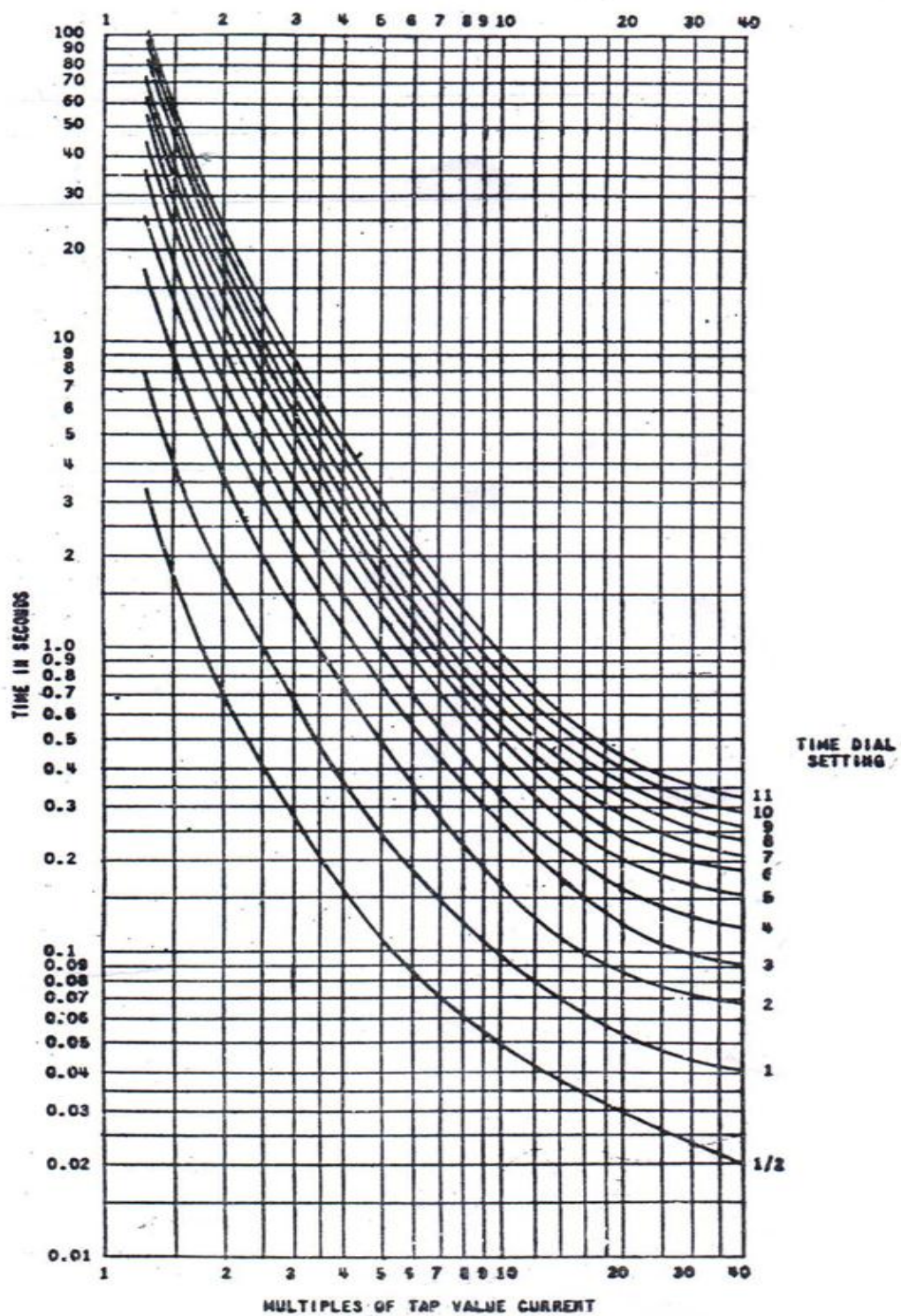


圖 2.30 CO-11 過電流保護電驛之動作特性曲線

四、應用於微電網之相關配電自動化設備

為提升微電網系統之供電可靠度，本計畫將考量與智慧配電之系統整合規劃核能所微電網之環路系統架構，其中將導入智慧饋線末端單元(iFTU)來執行自

動化遙控功能，以達智慧配電自動化開關之功能，另外，除了核研所微電網所建置之光纖設備外，亦將規劃電力線載波(PLC)與 ZigBee 通訊，以執行微電網高壓之訊號傳輸功能，此外，亦可應用於微電網內部低壓 Zone1, Zone2 及 Zone3 供電區間之分散式電源和負載之調控。

(一) 智慧饋線末端單元(iFTU)

台電饋線自動化已經進行近 10 年，目前 FTUs 主要都是配置在主幹線上的開關，僅有少量裝設在分歧線上的開關。但是，大部份的事故往往是發生在分歧線路上。再者，分歧線上的開關數量又遠遠超過主幹線上的開關。為了讓事故排除更有效率，將更多的分歧線納入系統乃勢在必行；然而，將數量龐大的分歧線納入系統，又會造成主控中心 FDIR 的沉重負擔。所以，針對目前持續在建置的台電饋線自動化系統，我們提出以分散式處理的概念，藉由 iFTU 的 FDIR 功能，直接管理所轄下游分歧線路的故障，僅回報處理結果給 FRTU 再至主控中心。如此一來，當未來大量的分歧線 FTUs (以下，我們稱它們為 LTUs, Lateral Terminal Units) 加入系統時，只要所屬四路開關配置的是 iFTU，就不會增加主控中心的 FDIR 的負荷。

1. 基本功能

(1) 資料蒐集與控制：收集主幹線上的 4-way FTU，以及分歧線上的 LTUs 資料，回傳資料至 FRTU (以及 DMS)；接受來自 FRTU 的命令後，再對 4-way FTU 下達控制命令。

- a. 具備處理 1 台主幹線 4-way FTU 及最多 20 台分歧線 LTUs 的能力。
- b. 對下與 LTUs 通訊，採用 DNP3.0 (或 DNP3.0 over TCP/IP)，傳輸媒介為電力載波(PLC)。
- c. 對下與 4-way FTU 通訊，採用 DNP3.0 over TCP/IP。
- d. 對上與 FDCS 的 FRTU 通訊 (取代原來的主幹線 4-way FTU 對 FRTU 通訊)，採用 DNP3.0 over TCP/IP。為了不影響原 FDCS 系統，其傳輸內容

完全依照原 4-way FTU 所制定的 Database。

e. 對上與 DMS 通訊，將 DMS 所需的 LTUs 的資料上傳，採用 DNP3.0 over TCP/IP。iFTU 另外對上到 DMS，主要是傳輸一些有關 iFTU 的 FDIR 處理狀況（以及原 4-way FTU 所制定的 Database。註：這部份也可由 FRTU 提供）。

(2) 分歧線 FDIR 功能：當故障發生時（意即 iFTU 偵測到四路開關之分歧線 CB 跳脫且保護電驛動作時），則 iFTU 會根據 LTUs 所收集的相關資訊自動執行 FDIR 功能。也就是說，判斷出故障點後，先自動隔離故障區間，然後將分歧線 CB 投入，再進行下游轉供（常開點投入）。

2. FDIR 基本模型

圖 2.31 所示為 iFTU 執行 FDIR 之基本模型，茲說明如下：

(1) 假設事故發生在 LTU#2 及 LTU#3 之間

a. iFTU-1 偵測到主幹線四路開關之 Ry 動作且 CB1 跳脫，iFTU-1 的 FDIR 功能啟動。(Fault Detection)

b. 根據收集的 LTUs 的 Fault Flags，得知故障區間在 LTU#2 及 LTU#3 之間。(Isolation)

c. iFTU-1 下命令切開 LTU#2-LBS 及 LTU#3-LBS。(Restoration)

d. iFTU-1 投入主幹線四路開關之 CB1。(上游復電)

e. iFTU-1 投入 LTU#4-LBS 常開點。(下游復電)

(2) 派人維修事故發生點。

(3) 事故排除後復原至未故障前線路狀況：由主站發出控制命令至 iFTU (Restoration 2)

a. iFTU-1 下命令投入 LTU#2-LBS、LTU#3-LBS。

b. iFTU-1 下命令切開 LTU#4-LBS（恢復為常開點）。

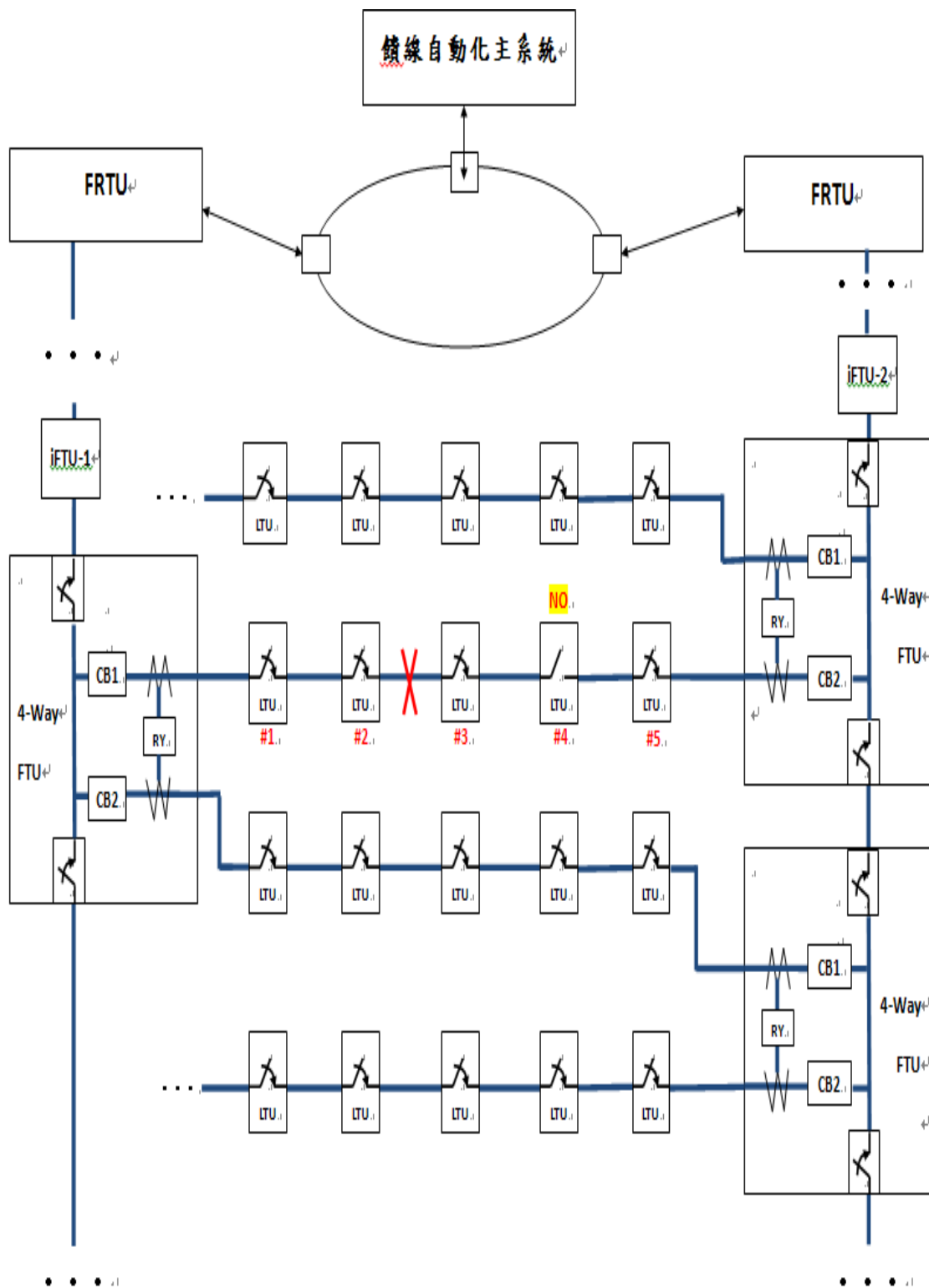


圖 2.31 iFTU 執行 FDIR 之基本模型

3. 其它重要事項

(1) LTUs 必須支援雙主站功能，使得 LTU 能夠同時與分歧線兩端的 iFTUs 通訊。同時可解決 iFTU 彼此之間需要通訊的問題，因為，只要某一部 iFTU 的 FDIR 起動，其即全程控制所轄分歧的 LTUs。

(2) 在原本 FDCS 架構下，iFTU 的對上與 FRTU 通訊的 Database，完全依照原來的 4-way FTU。如此即不影響 FDCS 與 FRTU 的既有運作方式；但我們利用其少許的 spare points，回報 FDIR 的執行狀況，詳如下：

a. 新增 4*DI，2*DOs，2*AI (皆為目前備用點)

b. DI

(a) 左分歧線 FDIR 啟動

(b) 右分歧線 FDIR 啟動

(c) 左分歧線 FDIR 隔離完成並完成轉供

(d) 右分歧線 FDIR 隔離完成並完成轉供

c. DO

(a) 左分歧線 FDIR Restoration 2 啟動 (觸發恢復到故障發生前的 Topology 供電)

(b) 右分歧線 FDIR Restoration 2 啟動 (觸發恢復到故障發生前的 Topology 供電)

d. AI

(a) 左分歧線故障位置標示

(b) 右分歧線故障位置標示

4. iFTU 與 DMS 通訊通道建立

圖 2.32 所示為 iFTU 與 DMS 通訊通道架構圖，茲說明如下：

(1) 理由：

- a. DMS 也是一套完整的 FDCCS 系統，可免除影響到既設的台電饋線自動化系統。
- b. DMS 除了包含原台電饋線自動化系統功能，最重要的是監控 iFTUs 在進行 FDIR 時的狀況。
- c. DMS 尚可納入 LTUs 的進一步資料（例如：開關狀態、Fault Flags），做為展示用。提供未來 iFTU 納入台電系統時，Database 規畫的參考。

(2) 處理方式：

- a. FDCCS 與 FRTU 間的網路系統，設定 Routers，使其為兩個獨立網段。
 - (a) 一個為原系統使用；另一供 iFTU 與 DMS 使用
 - (b) 另一個方法：可直接利用另一對光纜+Switches，讓 iFTU 與 DMS 為獨立通訊環路，完全與『FDCCS 與 FRTUs 間的網路系統』無關
- b. iFTU 至 Router：
 - (a) 透過原自愈型環狀 Modems 回 FRTU 所在處，再跳線至 FRTU 旁的 Router（或跳線至 iFTU 與 DMS 之獨立通訊環路上）。
 - (b) 透過 spare 光纖，直接回 FRTU 所在處，再連到 FRTU 旁的 Router（或跳線至 iFTU 與 DMS 之獨立通訊環路上）。

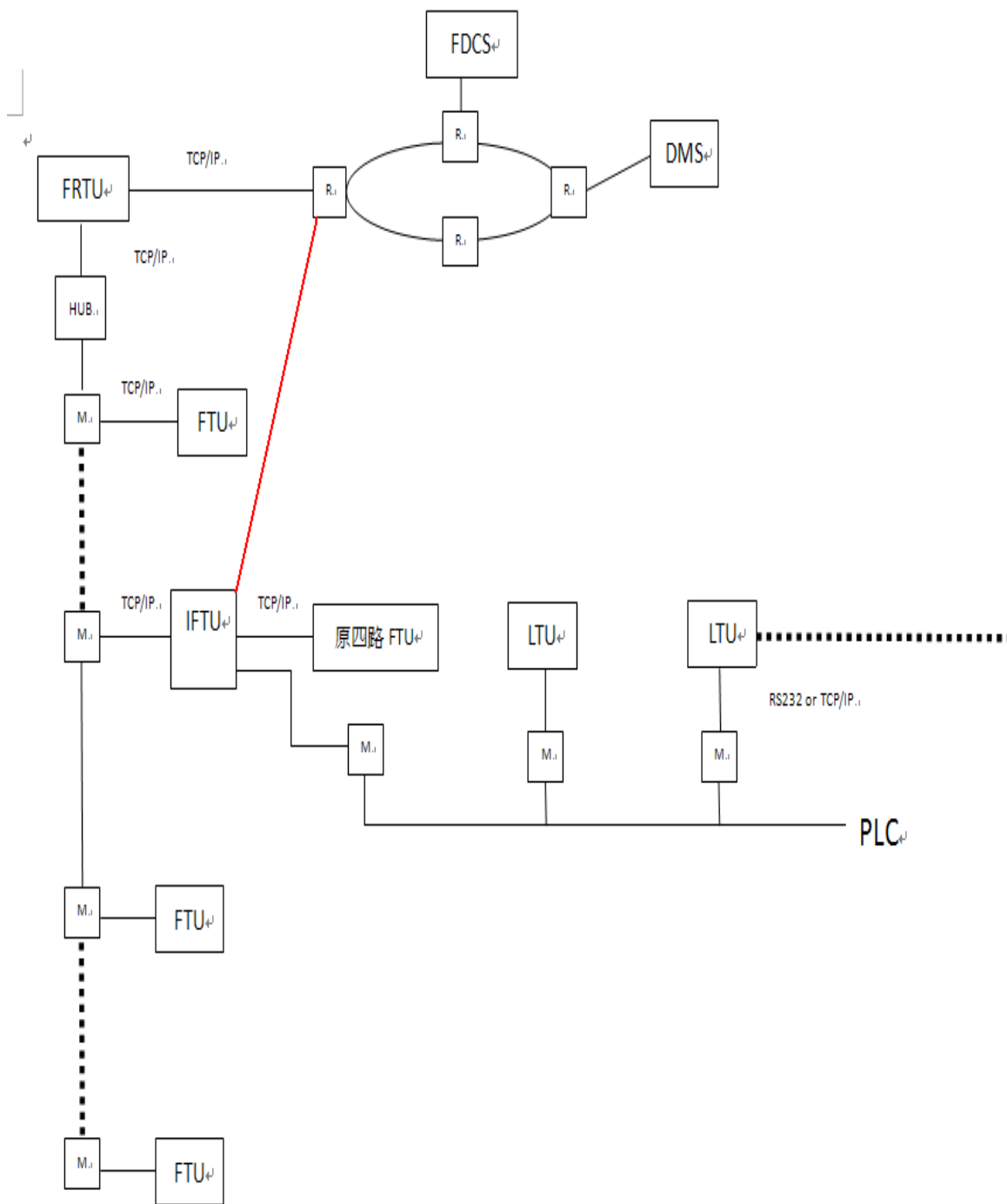


圖 2.32 iFTU 與 DMS 通訊通道建立

(二) 混合式通訊系統

為支援智慧電網混合式通訊系統，整合電力線載波通訊模組與 ZigBee 模組，配合 DG 與需量反應原理，對用戶再生能源與負載進行控制，達到遠端監控及發電與用電管理之目的。以下將針對電力線載波及 ZigBee 通訊做說明。

1. 電力線載波(PLC)

電力線載波技術，是近幾年來發展極為快速的一種通訊技術，傳輸方法主要是利用既設配電系統線路，透過高頻載波信號傳遞，將資料、語音、影像等相關資料經由載波晶片耦合到電力線，因為利用既有電力線設備作為資料傳輸媒介，免除了佈設通訊系統之成本與施工之困難。現今寬頻電力線載波傳輸速率已可達 200Mbps，而傳統窄頻電力線載波傳輸約為幾 10 kbps。因此電力線載波在未來將極具發展潛力，國內外已有許多廠商對 PLC 的相關領域積極進行各種開發研究。電力線載波之硬體架構可分為載波晶片單元及微處理機單元，其介紹如下：

(1) 電力線載波晶片：本文所採用的電力線載波模組其通訊速率為 115200bps，其實體圖如圖 2.33 所示，可將此電力線載波晶片的架構區分為四個部分，分別為

a. 電力線載波晶片單元：具有資料運算與處理、調變與解碼、濾波、UART 傳輸、廣播控制等功能。

b. 突波吸收單元：當負載設備在投入或切離時，會產生暫態突波，因此對於此現象所產生之暫態電壓，需要考慮突波所造成之影響，在耦合電路與載波晶片接收端之間的通道，需加裝濾波器來濾除雜訊。

c. 信號驅動單元：載波晶片發送信號的過程中，須經過濾波及信號放大，提高載波信號的發送強度，加強傳輸效果。

d. 信號耦合單元：將電力線載波晶片所產生的信號耦合到電力線上，並考慮耦合信號的衰減與失真，以及避免耦合過程中變壓器產生磁飽和或過熱燒毀。

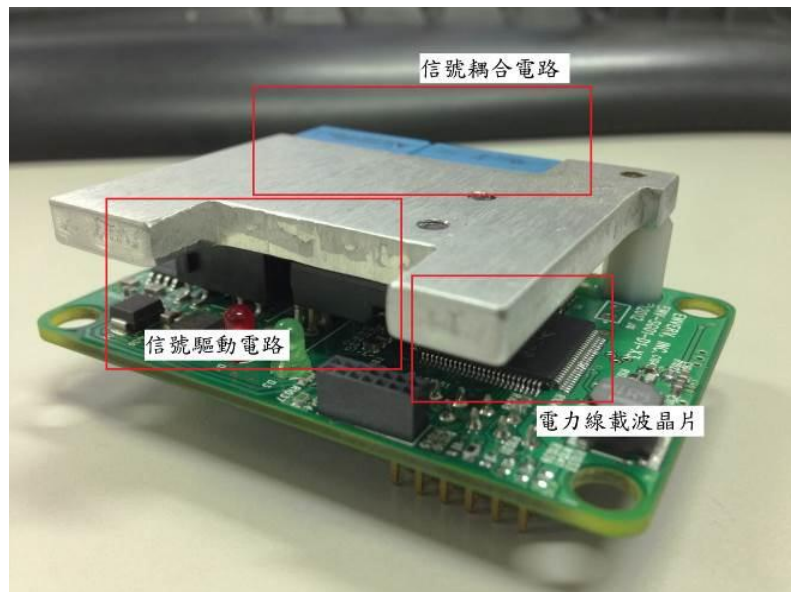


圖 2.33 載波晶片實體圖

(2) 微處理機單元：中介電路(middle ware)設計之目的在於對載波晶片做自動初始化的功能，以及資料型式的轉換。

2. ZigBee

ZigBee 是一種短距離無線感測網路的通訊技術，它是基於 IEEE 802.15.4 標準的一個軟體層，不是發明一個新的技術，而是做一個無線控制和接收規範的整合。應用範圍主要是以建築物自動化、工業控制、家電控制為主。ZigBee 一詞源自蜜蜂群在發現花粉位置時，透過看似隨意在跳的字形舞來告知同伴，傳遞所發現新食物源位置、距離和方向等訊息，是一種小動物透過簡捷的方式實現無線的

溝通，因而稱呼這一種專注於低功率、低成本、簡單、低速率的近距離無線網路技術為 ZigBee。

ZigBee 專注於家庭控制與工業監控的發展，主要使用在低成本、低傳輸速率以及以電池供電之應用上。雖然點與點之間的傳輸距離受到限制，但是卻能利用大量網路節點裝置與網狀網路（Mesh Network）的特性，配合路由功能（Routing）的使用，彌補傳輸距離過短的缺點，達到長距離傳輸的需求。

ZigBee 有別於其他一些通訊技術，它不追求於高速率、遠距離；而是針對特定的智慧型家庭、智慧型建築、工業自動化以及醫療領域的某些特定控制應用需求，鎖定只以幾十 kbps 的速率、幾公尺至幾十公尺的距離，來實現無線通訊的能力。本計畫 ZigBee 主要應用領域與示意圖分別如圖 2.34 所示。

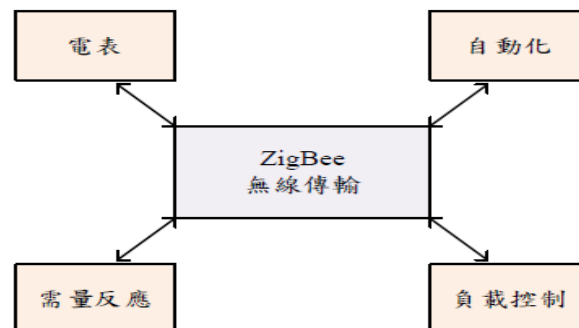


圖 2.34 ZigBee 應用領域示意圖

五、微電網併網系統可靠度分析

核研所微電網改由台電瑞源D/S之OQ38饋線供電，新設配電盤至中繼高壓開關站約800公尺的3C#1電纜(後續將再並聯一回路800公尺的3C#1電纜)，再經約0.1km線路至微電網高壓開關站。本計畫

將執行微電網系統由台電OQ38饋線架構下之供電可靠度分析。

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撲方式、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。

參、主要發現與結論

一、責任分界點之保護電驛設計與設定

依據「再生能源發電系統併聯技術要點」，規定發電設備併接於高壓系統者，其責任分界點或電源引接點至少應具備有50/51、50N/51N、67/67N、27、59/59V0、32等保護電驛，並應與台電公司之系統保護設備協調，以下將說明核研所微電網責任分界點的保護電驛設定與協調。

(一) 保護電驛設定

核研所微電網責任分界點採用Schneider Electric 的Sepam™ Series 40保護電驛，用以跳脫GCB11，CT採用300/5A，PT採用12kV/120V，以下將說明其保護電驛設定值。

1. 微電網內部線路發生三相短路或單相接地故障時，責任分點斷路器可由50/51、50N/51N過流電驛動作而跳脫以隔離故障，一般而言，Tap設定值以變壓器總和額定電流乘以約1.5為設定值，Lever值須使曲線與上游及下游保護設備協調。

(1) 瞬時/延時相間過電流電驛(50/51)

選擇極反時(extremely inverse time; EIT)曲線，始動值設定在48A，時間標置(Time dial; TD)設定在0.15s，50電驛始動值設在315A。

(2) 瞬時/延時接地過電流電驛(50N/51N)

選擇極反時(EIT)曲線，始動值設定在30A，TD設定在0.15s，51N電驛始動值設在300A。

2. 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

電網在外線故障或供電中斷時，責任分界點電壓降低，低電壓電驛可動作使責任分界點斷路器跳脫。部分27及59電驛具有反時特性，電壓離標準電壓愈遠，電驛動作時間愈快，也可設定為定時動作，可依個別用戶運轉需要作設定。

(1)低電壓電驛(27)

始動值設定在80% U_{np} ，時間延遲3s， U_{np} 為額定線電壓。

(2)過電壓電驛(59)

始動值設定在120% U_{np} ，時間延遲3s。

3. 相間/接地方向性過電流電驛(67/67N)

保護外部線路發生三相短路或單相接地故障，其設定方式與51/51N電驛相同，但是由於所內各式發電系統皆經由靜態電力調節器與台電系統併聯，所提供之故障電流不大，故可忽略之，即目前無須設定方向性過電流電驛。

4. 接地過電壓電驛(59Vo)

再生能源發電用戶之變壓器一次側多為非接地系統，當外線發生單相接地故障時，如變電所端斷路器先行跳脫，而用戶發電機持續運轉，這時的線路系統成為非接地系統。非接地系統不提供接地回路，因此接地故障電流為0，51N、67N電驛無法動作將斷路器啟斷。因此可藉由偵測接地比壓器(GPT) open Δ 的三相電壓和，以得知發生接地故障，使斷路器跳脫，以免發電機單獨運轉。建議設定始動值為10% U_{np} ，時間延遲0.1s。

5. 逆送電力電驛(32P)

無躉售電力之再生能源發電用戶為避免其電能輸出至配電系統上，可在責任分界點處裝設逆送電力電驛。一般設定在其中一部發

電機組額定電流的10%動作。建議設定在10kW，時間延遲1s。

6. 頻率電驛(81)

偵測責任分界點頻率以保護設備，建議高頻電驛(81H)可設定在59.3Hz，低頻電驛(81L)設定在60.5Hz，時間延遲0.1s。

此外，當發電設備要併入系統或與系統解聯重新併入時，須使用同步檢測電驛，檢測電壓、相位及頻率皆正確時，方可併入。

(二) 保護電驛協調

核研所微電網目前直接併聯至台電瑞源變電所的 OQ38 饋線，台電饋線斷路器(FCB)需與分歧線路保護熔絲 PF-125E 或 NX40A 適當協調，核研所微電網責任分界點使用 GCB 作為保護，內部尚有 2 個 GCB，圖 3.1 為此案例之保護協調設備，以下將對 FCB、PF-125E、NX40A、GCB11、GCB22 與 GCB31 電力設備進行保護協調說明。

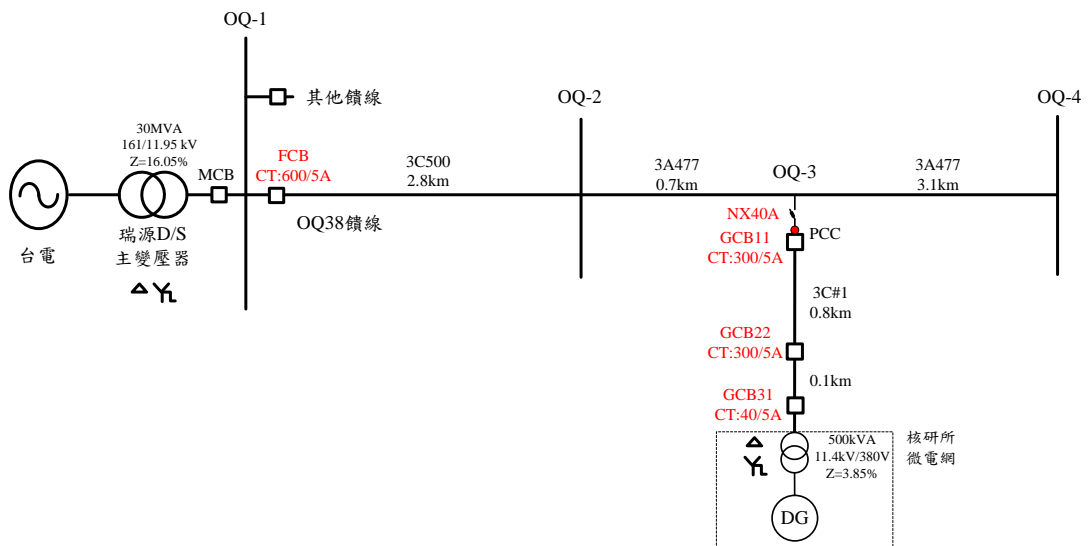


圖 3.1 保護協調設備

1. 電力公司饋線保護協調

依過電流電驛分接頭標置原則，饋線口 FCB 保護電驛設定如下：

$$\frac{750A}{600/5} \geq T_{co} \geq \frac{600A}{600/5}, 6.25 \geq T_{co} \geq 5$$

取 $T_{co}=5$ ，則分接頭標置電流 $=(600/5) \times 5=600A$ 。

在二次變電所 11.4kV 側者，保護電驛動作時間須在 0.15 秒以內完成，為了使饋線過電流電驛動作在 0.15 秒以內完成，並與分歧線線路保護熔絲 PF-125E 或 NX40A 適當協調，即

0.15 秒 > 饋線過電流電驛動作時間 > (1+10%) 電力熔絲最大清除時間

依據圖 2.30 CO-11 型電驛之動作特性曲線，分接頭為 5，依據短路故障分析，饋線口之三相故障電流為 8838A，饋線末端之三相短路故障電流為 2567A，過電流保護電驛範圍為最大故障電流至饋線末端之三相故障電流，在表 3.1 為饋線出口處及饋線末端三相短路故障電流之動作時間。由表可知饋線過電流保護電驛標置為 Tap=5，TD=1，可與分歧線電力熔絲協調，圖 3.2 為此饋線之保護協調曲線。

表 3.1 饋線口及饋線末端三相短路故障電流大小與 FCB 動作時間

故障位置	電流值	分接頭倍數	FCO 動作時間
饋線口	8838A	14.73 倍	0.068 秒
饋線末端	2567A	4.28 倍	0.35 秒

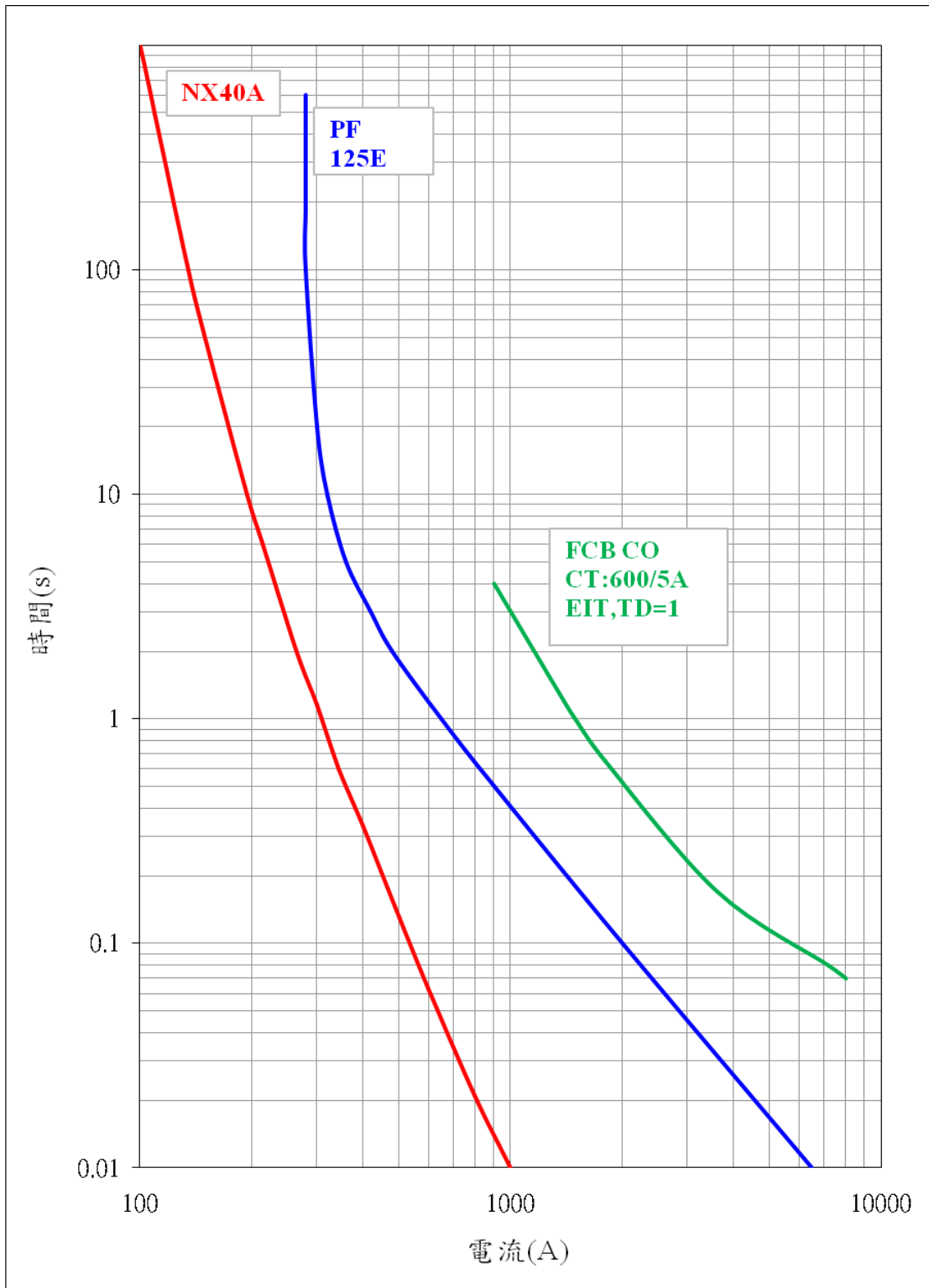


圖 3.2 台電饋線保護協調曲線

2. 核研所微電網責任分界點保護協調

核研所微電網責任分界點用以跳脫GCB11，以下將說明其如何與台電熔絲NX40A、內部GCB22 與GCB31設備進行保護協調。

(1) 變壓器破壞曲線

500kVA 變壓器在一次側的額定電流為

$$I_{\text{rate}} = \frac{500}{\sqrt{3} \times 11.4} = 25.32\text{A}$$

表 3.2 微電網主變壓器過電流忍受時間

電流大小(A)	倍數	忍受時間(s)
362.12	14.3	5
420.36	16.6	4
506.46	20	3
633.08	25	2

(2) GCB11 CO電驛設定

CT採用300/5A，51電驛選擇極反時(EIT)曲線，始動值(Is)設定在48A，時間標置設定(TDS)在0.15s，50電驛始動值設在315A。在Sepam 40上可依下式設定IEEE Std.上所建議之CO電驛參數，EIT曲線可將 α 、 β 與 k 分別設定為2、0.808與80，下表為此曲線之動作時間。

$$T_d(I) = \frac{k}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^\alpha - 1} \times \frac{TDS}{\beta}$$

表 3.3 GCB11 CO 電驛動作時間

分接頭倍數	電流大小(A)	動作時間(s)
1.5	72	11.8812
2	96	4.9505
3	144	1.8564
4	192	0.9901
5	240	0.6188
6	288	0.4243
7	336	0.3094
8	384	0.2357
9	432	0.1856
10	480	0.1500
15	720	0.0663
20	960	0.0372

(3) GCB22 CO電驛設定

CT採用300/5A，51電驛選擇極反時(EIT)曲線，始動值(Is)設定在45A，時間標置設定(TDS)在0.1s，50電驛始動值設在300A。在Sepam 20上可依IEEE Std.上所建議之CO電驛參數，EIT曲線可將 α 、 β 與 k 分別設定為2、0.808與80，下表為此曲線之動作時間。

表 3.4 GCB22 CO 電驛動作時間

分接頭倍數	電流大小(A)	動作時間(s)
1.5	67.5	7.9208
2	90	3.3003
3	135	1.2376
4	180	0.6601
5	225	0.4125
6	270	0.2829
7	315	0.2063
8	360	0.1572
9	405	0.1238
10	450	0.1000
15	675	0.0442
20	900	0.0248

(4) GCB31 CO電驛設定

CT採用40/5A，51電驛選擇極反時(EIT)曲線，始動值(Is)設定在40A，時間標置設定(TDS)在0.075s，50電驛始動值設在253A(10倍變壓器額定電流)。在TOYO TMOG-31電驛上設定IEEE Std.上所建議之CO電驛參數，EIT曲線將 α 、 β 與 k 分別設定為2、1與80，下表為此曲線之動作時間。

表 3.5 GCB31 CO 電驛動作時間

分接頭倍數	電流大小(A)	動作時間(s)
1.5	60	4.800
2	80	2.000
3	120	0.7500
4	160	0.4000
5	200	0.2500
6	240	0.1714
7	280	0.1250
8	320	0.0952
9	360	0.0750
10	400	0.0606
15	600	0.0268
20	800	0.0150

圖3.3為依據上述說明與設定之核研所微電網保護協調曲線，各保護設備皆可獲得正確的協調。

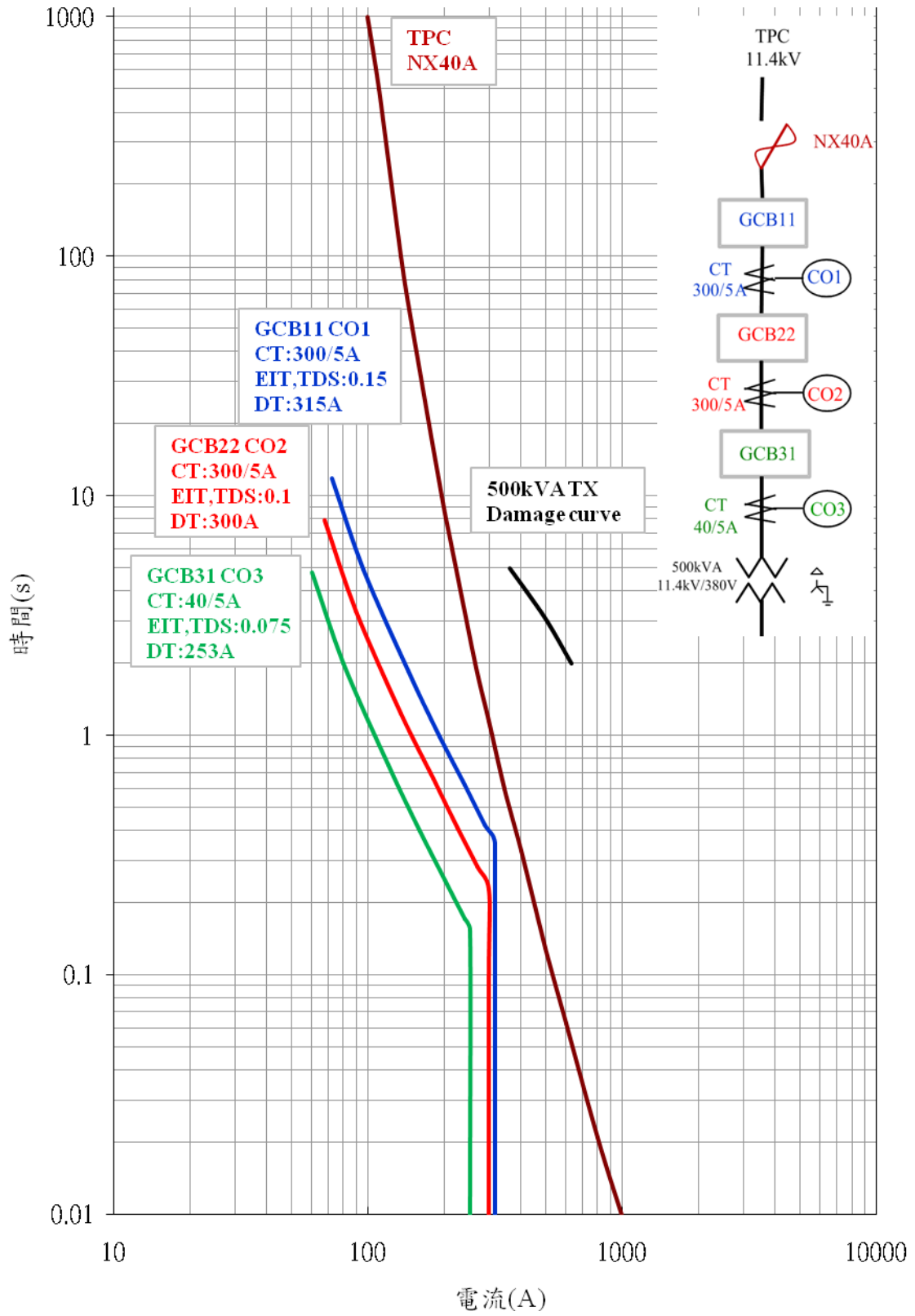


圖 3.3 核研所微電網保護協調曲線

二、智慧配網功能之微電網環路架構規劃

本計畫完成微電網系統高壓與低壓的環路架構規劃，並導入 iFTU 執行台電遙控訊號接收功能，配合主站及光纖、PLC 與 ZigBee 等通訊系統，日後可執行相關微電網監控功能。圖 3.4 與圖 3.5 所示為所規劃之智慧配網架構，茲說明如下。

目前核研所微電網已由台電龍潭 OQ38 瑞源饋線接引 11.4kV 電壓，並設計與原由所內中二變電所供電電源形成互鎖。未來將規劃由 OQ38 瑞源饋線再接引另一 11.4kV 電源，形成雙迴路供電，亦將增加一 11.4kV 高壓 MG。此外，除了於 048 館旁的既設低壓 MG 外，亦將規劃 2 個新的低壓 MG。高壓 MG 主站的功能須包括(1)可監視、控制、紀錄高壓盤體設備之人機介面。(2)可模擬台電調度訊號。(3)需與低壓 MG 主站進行通訊。(4)可加入使用者所開發之配電自動化演算法進行擴充。在高壓 MG 規劃 iFTU 自動化設備，除了可執行故障偵測外，亦具有 DNP3.0 協定，可接收台電的即時電價、經濟調度與其他遙控訊號。所內各高低壓 MG，可經由光纖、PLC 或 ZigBee 等通訊模式，在各主站間傳遞訊息。以下將對各規劃設備之規格與功能做進一步的說明。

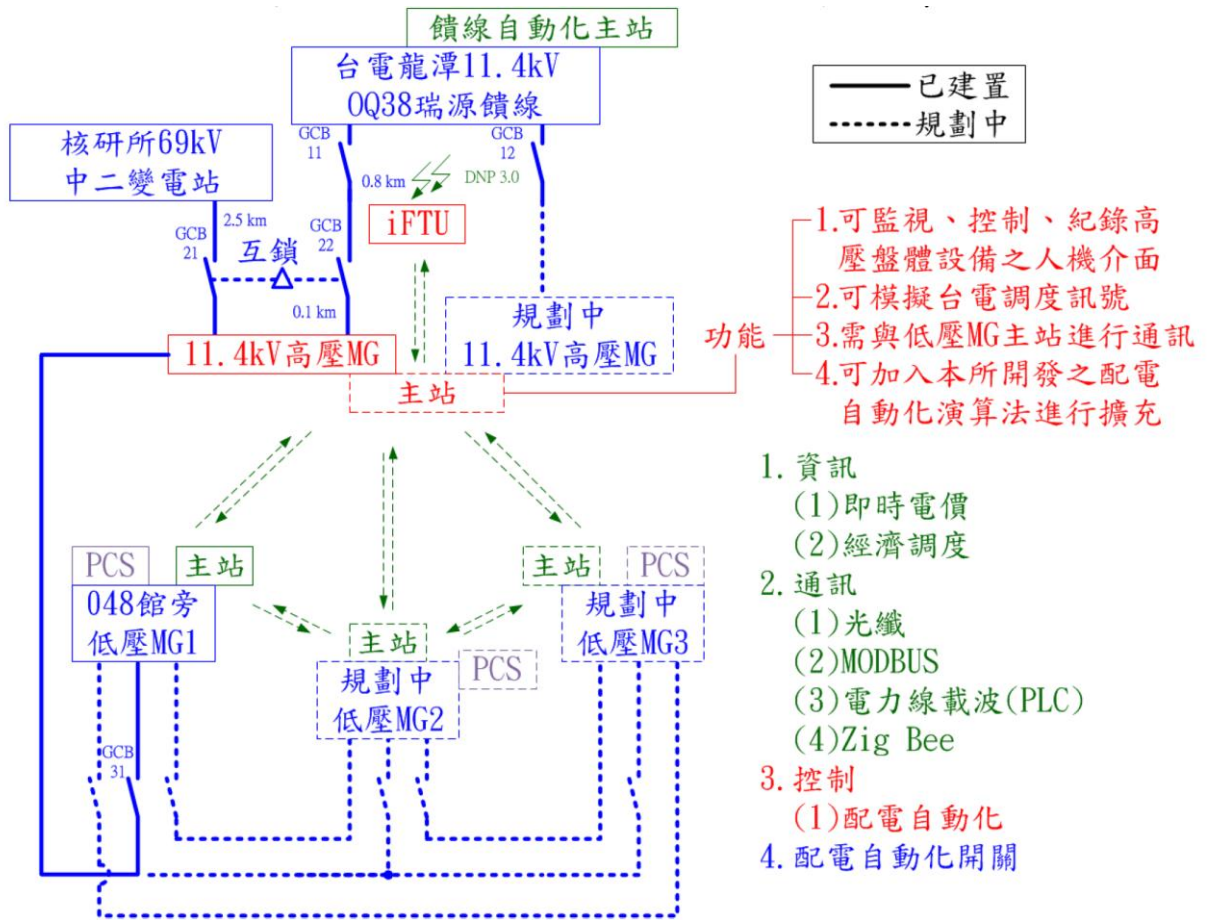


圖 3.4 核研所微電網智慧配網架構(一)

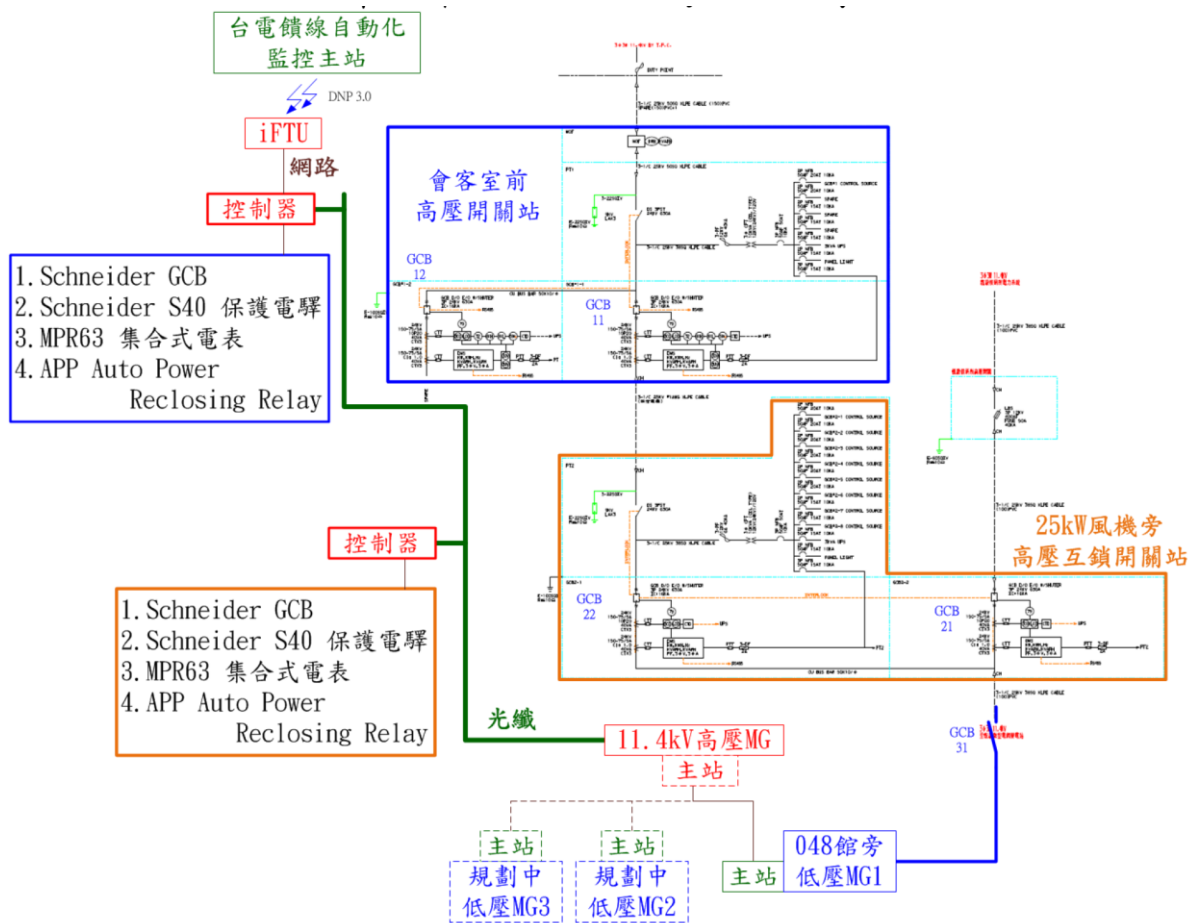


圖 3.5 核研所微電網智慧配網架構(二)

(一)系統概要

1. 本微電網設置 SCADA 系統一套（以下簡稱本系統或 SCADA），其主要功能為透過新設變電所控制器(DTU)或既設主站之通訊處理單元，對所內之高、低壓 MG 電力設備及附屬設備執行監視、量測及控制，並收集、顯示、儲存、分析及列印各種電力運轉資料,此 SCADA 系統需具備遠端監控站及可再擴充監控站等。
2. 本 SCADA 系統相關主機及通訊設備安裝於核研所內，遠端監控站相關主機設備安裝於高壓及低壓等主站。包括:主控站、遠端監

控站及變電所控制器(DTU)或通訊處理單元間之線路相關介面引接、供料、安裝、調整、整合、連線測試及人員訓練等事宜。

3. 本 SCADA 系統需具備相容性，即可加入使用者所開發之配電自動化演算法進行擴充使用。
4. 本 SCADA 系統需具備可收集及控制台電饋線資訊末端設備 iFTU 等功能，並可模擬台電變電站之調度信號。
5. 本 SCADA 系統之通訊可支援各通訊媒介,如光纖、電力線載波 (PLC)、Zig Bee、Wi-Fi..等。

(二) 控制中心

圖 3.6 核研所微電網智慧配網控制中心架構，通訊伺服器須由二台電腦組成並可接受網路校時協定，與高壓、低壓設備間之通訊協定須具備 DNP3.0 及 DNP3.0 Over TCP/IP 及 ModBus 等通訊協定，以利各設備間之通訊連線，每部電腦須具有兩個(含)以上網路介面，其中一個網路介面連結至調度員工作站、維護工作站的網路節點，另一個介面連結至高壓 MG 之 RTU 與低壓 MG 主站的網路節點。通訊伺服器須具備線上備援 Redundancy 等級處理能力，當線上通訊伺服器損壞時，備援通訊伺服器須能迅速取代線上通訊伺服器功能，使通訊伺服器與高壓 MG 之 RTU 與低壓 MG 主站之間的監控於短時間內恢復，以確保系統的穩定。

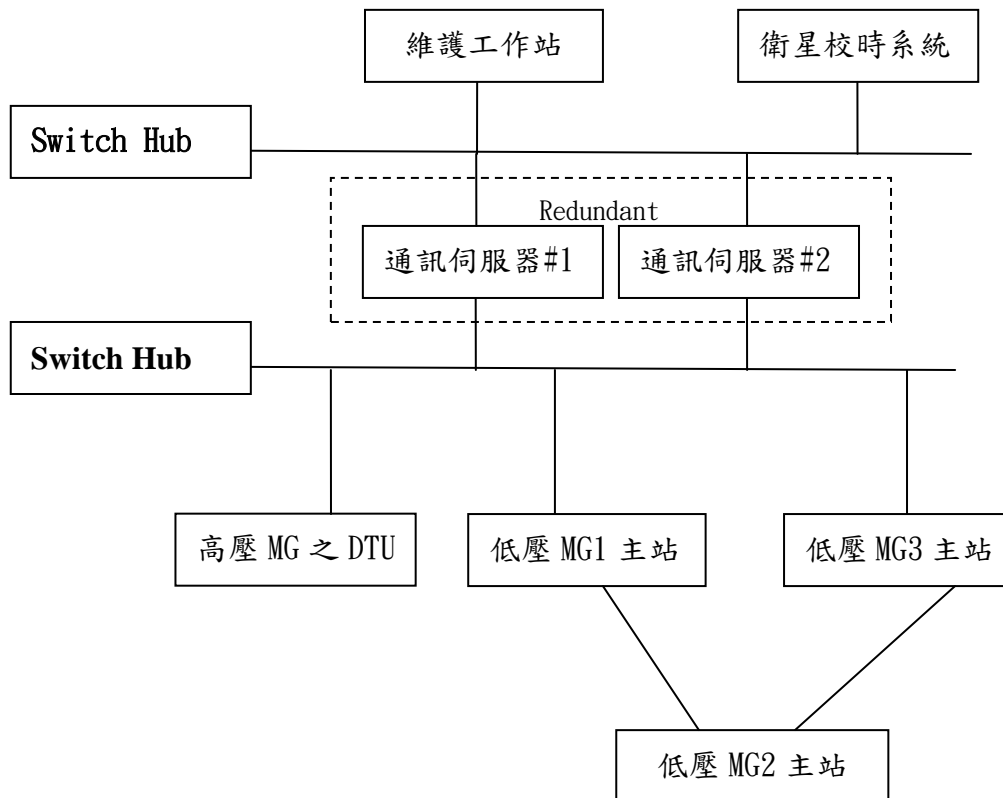


圖 3.6 核研所微電網智慧配網控制中心架構

1. 硬體特性及需求

(1) 通訊伺服器

a. 軟體特性

(a) 具容錯 (Redundant) 處理能力，備用的伺服器須能與常用伺服器作同時資料寫入，並能於常用伺服器故障時，能自動切入並執行其所有功能，並不得因此造成運轉資料之遺失及系統運作功能之失常，進而維持整個系統的正常運作。

(b) SCADA 系統須可支援多部電腦同時連線，須可提供多人同時線上查詢狀態、訊息，及顯示監視畫面。

- (c) SCADA 畫面須為中文化全圖形顯示，以增加操作人員的可讀性，須具有可模擬台電調度訊號功能。
- (d) 須提供趨勢圖曲線功能，最多可同時顯示 6 條曲線，趨勢圖線條須平滑顯示，不可為鋸齒狀圖形。
- (e) 所有的現場資料訊息須儲存至 SQL 資料庫中，AI 資料須具有每小時的平均值、最大值、最小值、整點值之紀錄。
- (f) 須具備基本的 SCADA 監控功能，如及時狀態動態顯示、訊息顯示、警報等級及分類、人性化操作介面... 等。

b. 作業系統

- (a) Linux、UNIX 或 Windows 作業系統。
- (b) 可支援多種傳輸協定，如 TCP/IP。
- (c) 具備多工(Multi-tasking)作業環境。
- (d) 具備中英文處理能力。

c. 資料庫管理系統

為使歷史資料能供其他應用系統使用，應將其資料存放於關連式資料庫(Relational Data Base)。資料庫功能應滿足：

- (a) 必須能符合 ANSI/ISO SQL 92 ENTRY LEVEL 之標準。
- (b) 具備資料庫管理、資料庫定義、資料庫操作及資料庫查詢等功能。
- (c) 支援資料庫檔案分享之能力。

d. 硬體配備

- (a) 中央處理器：支援Core i7系列 3GHz (含)以上。

在本系統建置完成且在日常運轉條件，CPU之24小時平均利用率須低於30%。

(b) 主記憶體：DDR3 4GB（含）以上，可再擴充。

(c) 其他：網路器材或配合系統需求提供足夠之網路介面及裝置。

(2) 操作維護工作站

具備豐富的人機介面及圖形顯示，以提供維護人員或操作人員監視系統的即時資訊訊息及操作。其硬體配備須具備：

a. 中央處理器：支援Core i7系列 3GHz (含)以上。在本系統建置完成且在日常運轉條件，CPU之24小時平均利用率須低於30%。

b. 主記憶體：DDR3 4GB（含）以上，可再擴充。

c. 其他：網路器材或配合系統需求提供足夠之網路介面及裝置。

2. 衛星校時系統

(1) UTC 精確度 ± 100 ns。

(2) IRIGB DC / AM 校時訊號埠口。

(3) 1 個 RS-232 校時訊號埠口。

(4) 4 個 RJ-45 校時訊號埠口。

(5) 支援 NTP/SNTP 協定。

(6) LCD 顯示。

(7) 1pps 輸出。

(8) 衛星訊號接收器。

3. 交換式集線器

(1) 提供 24 個網路埠口。

(2) 100Mbps 以上。

4. 控制器 DTU

(1) 具備 DNP3.0 及 DNP3.0 Over TCP/IP 協定。

(2) 具備 MODBUS 通訊協定。

(3) 具備 RS-232 及 RJ-45 通訊埠口。

(4) 具備 PLC 通訊功能。

(5) 具備 ZigBee 通訊功能。

(6) 具備 DI 16 點以上及 CO 8 點以上。

(7) 具備電力量測能力即具備 Power Meter 功能，可量測電壓、電流、瓦、乏、瓦時、乏時、頻率。

5. 智慧型饋線末端設備 iFTU

(1) 具備 DNP3.0 及 DNP3.0 Over TCP/IP 協定。

(2) 具備 RS-232 及 RJ-45 通訊埠口。

(3) 具備電力量測能力即具備 Power Meter 功能,可量測電壓、電流、瓦、乏、頻率。

(4) 可偵測饋線故障電流及具備故障波行紀錄功能。

(5) 具備自動隔離及復電功能。

(6) 停電後需能具備 10 小時以上通訊能力。

(7) 具備電池偵測良窳功能。

(8) 具備遠端維護功能。

(9) 通訊採用光纖。

(三) 微電網低壓環路架構規劃

圖 3.7 為核研所微電網低壓環路架構規劃，目前 380V 低壓部分，規劃了 Zone1、Zone2 與 Zone3 區域，目前 Zone1 與 Zone3 並未直接相連，建議可使用無熔絲開關(NFB)或迴路功率控制器(loop power controller; LPC)將此二區域直接互連，以供微電網執行相關測試。除了整個微電網的單獨運轉外，Zone1、Zone2 與 Zone3 各個子區域亦可單獨運轉或互相支援。

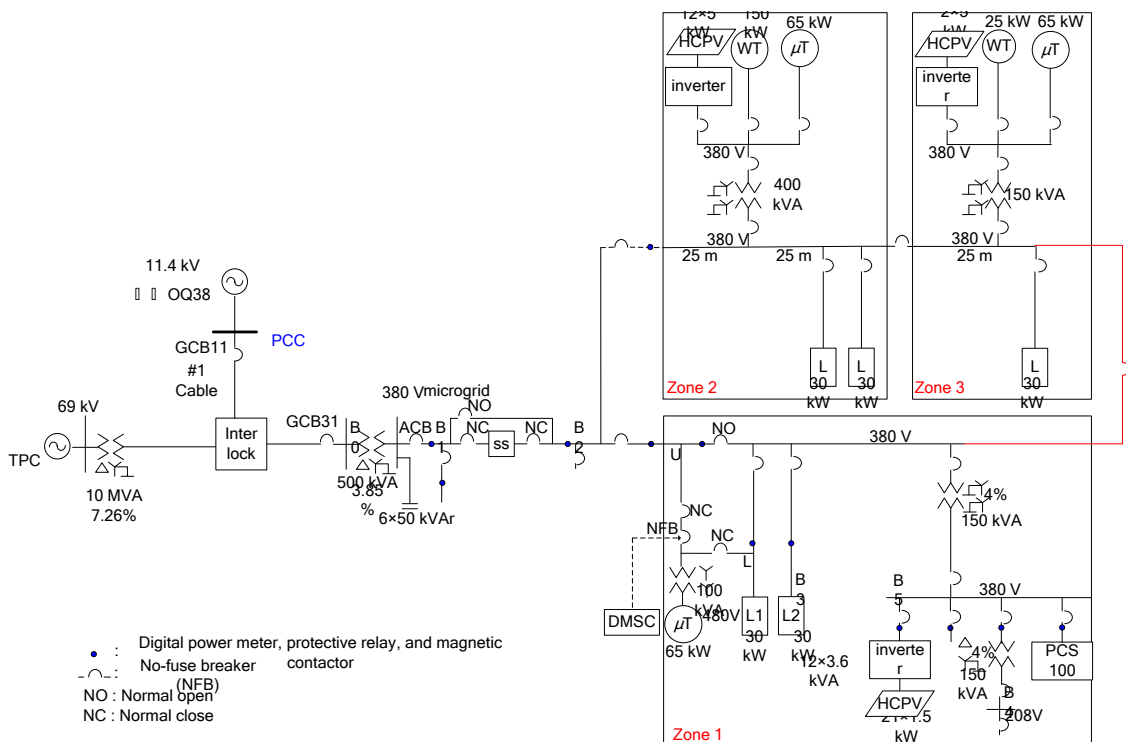


圖 3.7 核研所微電網低壓環路架構規劃

三、微電網之可靠度分析

本節針對核研所微電網改由台電瑞源 D/S 之 OQ38 饋線供電後之系統架構進行可靠度分析，文中將考慮二種架構，事例一有一回路配電盤至中繼高壓開關站約 800 公尺的 3C#1 電纜，事例二則有二回路電纜。接著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。

文中假設線路平均故障率為 0.132 次/年-公里，每次停電時間 240 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) 事例一單迴路架構

本分析事例的系統架構如圖3.8所示，表3.6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3.9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3.10，再以並聯方式計算1與2區塊，其結果如表3.7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）。

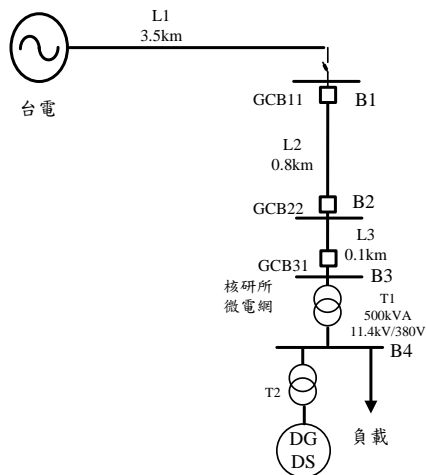


圖 3.8 事例一微電網架構圖

表 3.6 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
T1	0.036	3.5
D1	1.0	1.0

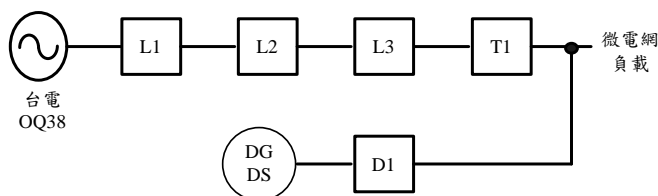


圖 3.9 事例一微電網可靠度分析方塊圖

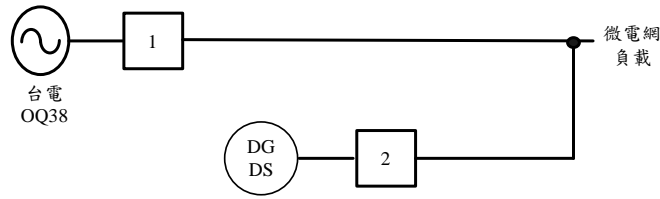


圖 3.10 事例一微電網簡化可靠度分析方塊圖

表 3.7 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) 事例二雙迴路架構

本分析事例的系統架構如圖3.11所示，於高壓開關站至中繼高壓開關站採用雙迴路的電纜，一樣針對微電網B4匯流排進行供電可靠度評估。圖3.12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L3與T1簡化如圖3.13，由圖可看出，其可靠度最小切集分為1與5並聯；2、3與5並聯；4與5並聯三部分，再將此三部分經由串聯公式結合，其結果如表3.8所示。經分析可知，微電網負載的平均故障率為 2.9×10^{-4} (次/年)、平均修復時間為0.798小時、預期停電時間則為 2.31×10^{-4} (小時/年)。因為增加了一迴路的線路併聯，所以各故障指標皆較上一事例有改善。

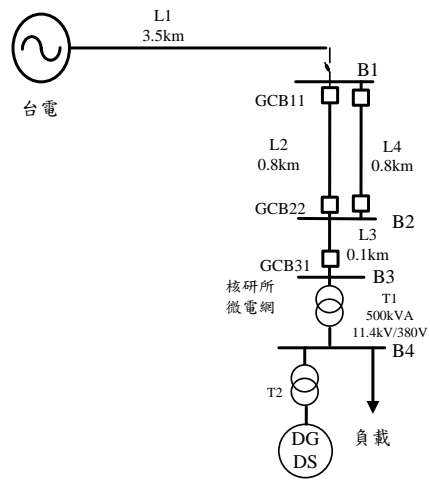


圖 3.11 事例二微電網架構圖

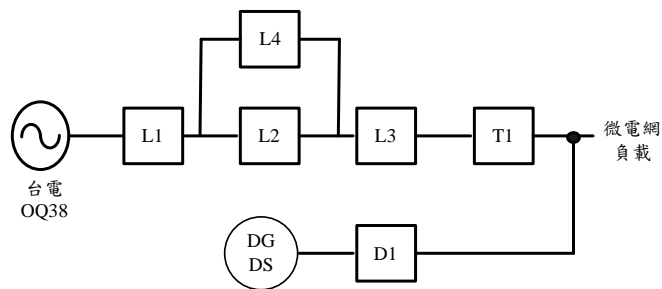


圖 3.12 事例二微電網可靠度分析方塊圖

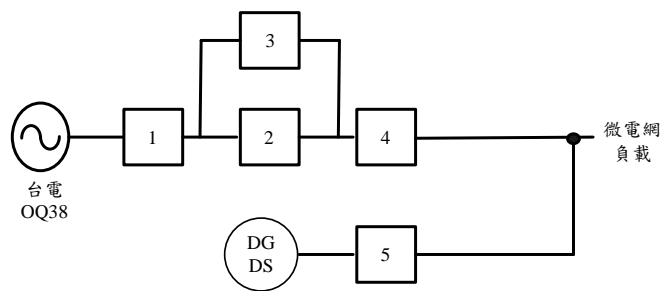


圖 3.13 事例二微電網簡化可靠度分析方塊圖

表 3.8 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//5	2.64×10^{-4}	0.8	2.11×10^{-4}
2//3//5	3.30×10^{-8}	0.6667	2.20×10^{-8}
4//5	2.60×10^{-5}	0.7842	2.04×10^{-5}
總和	2.90×10^{-4}	0.7980	2.31×10^{-4}

四、微電網配電自動化設備之試驗與展示

為了使微電網的應用更具實用與價值性，本計畫導入智慧饋線末端單元(iFTU)來執行自動化遙控功能，以達智慧配電自動化之功能，圖3.14是微電網高壓工作站與通訊控制系統規劃圖。圖3.15為iFTU與微電網與IO介面說明，計畫完成iFTU與微電網低壓主站Labview介面連線測試，功能正常，圖3.16 為DNP 3.0通訊介面，用以模擬台電訊號送至FTU。接著進行由台電桃園區處調度中心直接下命令給iFTU的連線測試，圖3.17為台電與微電網與IO介面說明，台電可經由中華電信GPRS傳送訊號，由iFTU接收，再傳給微電網低壓主站，執行相關命令。目前規劃如表3.9所示的5種情境，經現場實測發現，由16公里外之桃園區處調度平台下達調度命令給iFTU連結微電網低壓平台的時間約4秒，收到調度命令後，立刻回傳確認訊號，台電桃園區處約在4秒後收到確認訊號，功能正常，圖3.18為台電與微電網現場測試架構圖，圖3.19為台電桃園區處調度平臺介面。

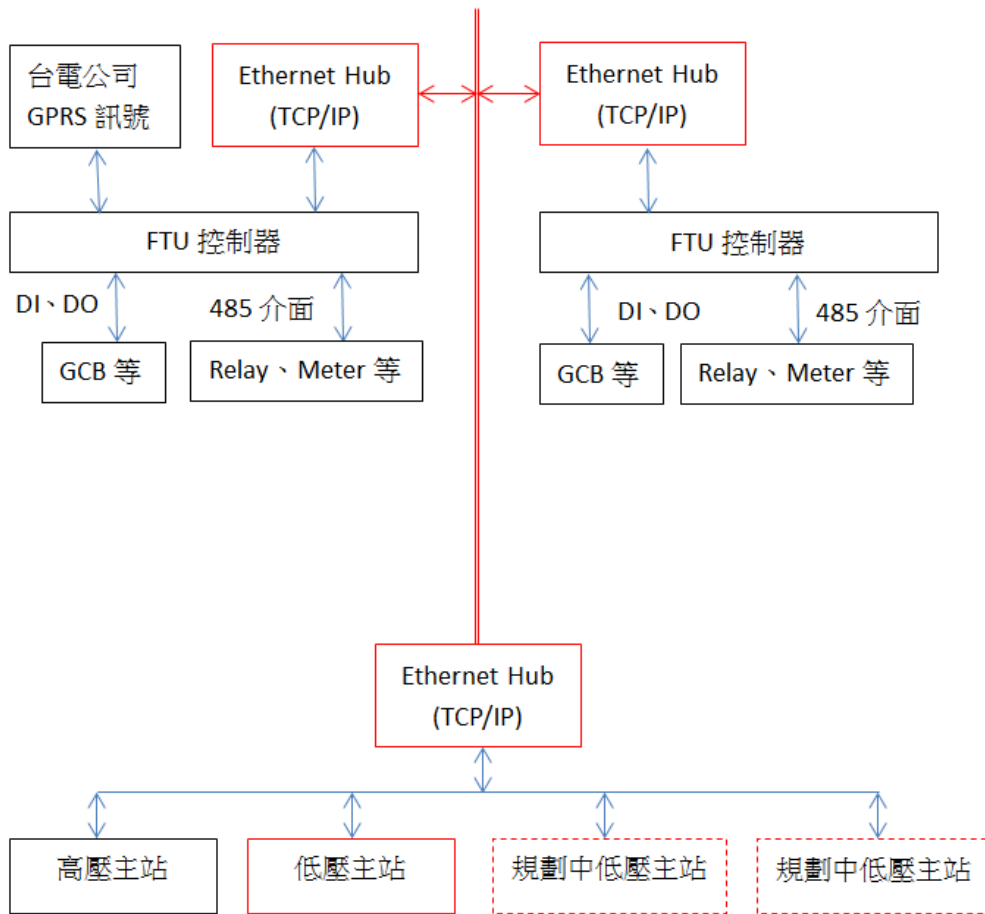


圖3.14 微電網高壓工作站與通訊控制系統規劃

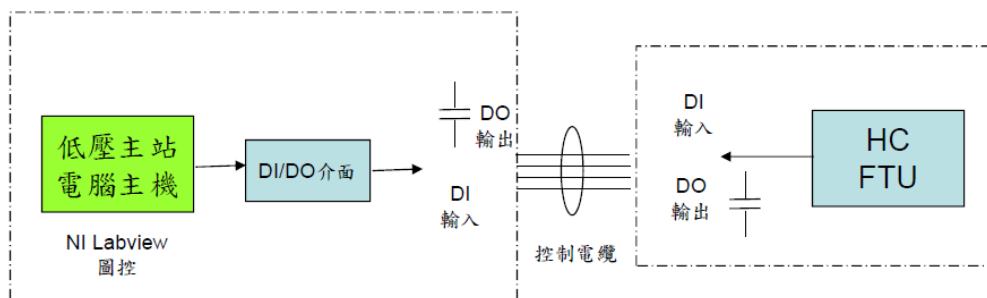


圖 3.15 iFTU 與微電網與 IO 介接說明



DNP 3.0通訊介面:模擬台電訊號送至FTU

圖 3.16 DNP 3.0 通訊介面

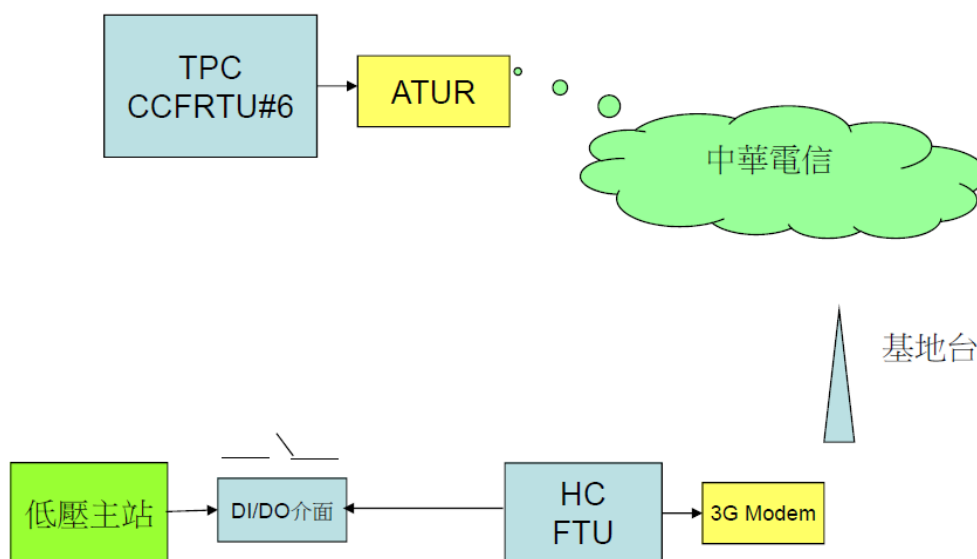


圖 3.17 台電與微電網介接架構說明

表 3.9 iFTU 於微電網不同運轉情境之 DI 與 DO 接點

項次	工作內容	FTU ⇔ 微電網平台	微電網平台 ⇔ FTU	
		FTU DO 作動接點	FTU DI 接收確認接點	FTU DI 動作完畢確認接點
1	微電網立刻與市電解聯	DO-1	DI-1	DI-6
2	微電網 3 分鐘後與市電解聯	DO-2	DI-2	DI-7
3	微電網內負載使用 30kW	DO-3	DI-3	DI-8
4	微電網內負載使用 50kW	DO-4	DI-4	DI-9
5	微電網與市電併聯	DO-5	DI-5	DI-10



圖 3.18 台電與微電網現場測試架構

acs # 裝置 5: apps: 在線: 顯示 60010 [微電網]

圖面 顯示 檢視 選項 報表 工具 說明

微電網 狀態表

點 名 稱	現 值
微電網通訊狀態	警報
微電網禁致能狀態	致能
微電網Restart狀態	正常
微電網立刻與市電解聯	正常運轉
微電網3分鐘與市電解聯	正常運轉
微電網內負載使用30KW	正常運轉
微電網內負載使用50KW	正常運轉
微電網立刻與市電併聯	正常運轉
微電網立刻與市電解聯完成	正常運轉
微電網3分鐘與市電解聯完成	正常運轉
微電網內負載使用30KW完成	正常運轉
微電網內負載使用50KW完成	正常運轉
微電網立刻與市電併聯完成	正常運轉

圖 3.19 台電桃園區處調度平台介面

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] 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。
- [12] 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。
- [13] 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。
- [14] 台電公司網站, <http://www.taipower.com.tw/>。
- [15] 經濟部能源委員會網站, <http://www.moeaec.gov.tw/>。