

微電網電力調度與彈性恢復控制設計

李奕德¹ 姜政綸^{2*} 林世維² 詹振旻² 孫士文³ 張永瑞⁴

摘 要

隨著大量的再生能源發電併入區域電網造成電壓浮動的問題，影響系統供電穩定度，國內外皆積極進行微電網相關技術研究，利用各種儲能電池、智慧電力電子裝置、及先進資通訊等控制技術，將區域電網內的分散式電源與負載進行整合，以提升微電網之電力品質與供電可靠度，若微電網技術應用於偏鄉，可發揮災區緊急供電與救難之功能；而應用於離島，亦可降低傳統機組的發電成本，具有其經濟效益。故本論文探討核能研究所微電網自主式運作之功能與成效，以及建立微電網之電力調度系統，並提出微電網彈性恢復控制設計，期可於台電緊急供電狀況下，接受台電配電調度中心進行需量控制，輔助電力系統運轉；且當配電系統發生異常時，微電網可進行孤島運轉，並藉由調度系統進行饋線轉供與併聯發電，協助台電系統快速恢復供電，提升配電系統供電可靠度為目標。

關鍵詞：微電網，電力調度，配電自動化，饋線轉供，可靠度分析

1. 前 言

目前世界各國政府正在大力推廣以再生能源及天然氣為燃料的發電系統，以降低對石化能源的依賴及減緩對地球環境的影響。而再生能源具有取之不盡、用之不竭的優點，是種極為乾淨的能源。隨著世界各國重視再生能源系統發展，我國再生能源發電裝置容量已規劃於2025年達27,423 MW，發電占全國總用電量20%之政策目標，其中太陽光電容量達20,000 MW，風力發電容量達4,200 MW。不同於傳統大型集中式發電機組，再生能源、燃料電池、氣渦輪發電等機組，統稱為分散式發電系統(distributed generation, DG)，其設備容量較小，且較傳統發電機組靠近負載，故可減少台電系

統輸電損失，且經由適當控制則可改善電力品質與供電可靠度。而為達前述目標，國內外皆積極進行微電網相關技術研究，希望利用各種儲能電池、智慧電力電子裝置、及先進資通訊等控制技術，將區域電網內的分散式電源與負載進行整合，取代傳統電源個別的併網，平衡當地電力供應與需求，並具有自我控制與保護能力，維持系統穩定運行，必要時亦可與外部電力系統斷開而獨立運轉，以確保微電網能更有效、經濟與安全的將電力提供給用戶。微電網系統之特徵包括：A. 可適用於用戶存在的特定區域；B. 由DG及區域電網所組成；C. 相對於既存的大型電力系統，可分為併網型與獨立型；D. 利用資通訊技術進行數個DG或負載的整體監控。另一方面，因再生能源發電具間歇

¹ 行政院原子能委員會核能研究所核能儀器組 副研究員

² 行政院原委會核研所核能儀器組 副工程師

³ 行政院原委會核研所核能儀器組 助理研究員

⁴ 行政院原委會核研所核能儀器組 副組長

*通訊作者電話: 03-4711400#6363, E-mail: jhenglun@iner.gov.tw

收到日期: 2017年11月27日

修正日期: 2018年04月23日

接受日期: 2018年05月11日

性，大量的併入電網將造成電壓浮動的問題，影響供電穩定度，微電網技術亦被視為提升區域內再生能源發電占比的一種方法，故各國皆積極建置微電網示範區以驗證高占比再生能源微電網之控制技術，若微電網技術應用於離島，亦可降低傳統機組的發電成本，具有其經濟效益(陳彥豪等，2017；吳元康等，2017)。因此微電網主要效益為：A. 具削峰填谷之電力調節作用，配合時間電價與需量競價制度，抑制用電行為，降低尖峰發電成本，達節能減碳目的；B. 具穩定區域電網之電壓及頻率功能，可增加再生能源裝置容量，提升再生能源發電使用。台電公司於105年正著手規劃與建置偏鄉與離島微電網示範區，以實證微電網所帶來的效益，故本論文探討核能研究所(核研所)之微電網運作功能與成效，以及建立微電網之電力調度系統，並提出微電網彈性恢復控制設計，期可於台電緊急供電狀況下，接受台電配電調度中心進行需量控制，輔助電力系統運轉與進行電力品質控制；且當配電系統發生異常時，微電網亦可進行孤島運轉，並藉由調度系統進行饋線轉供與併聯發電，協助台電系統快速恢復供電，提升配電系統供電可靠度為目標。

核研所於桃園龍潭建置國家首座百瓩級微電網系統，如圖1所示，該系統分為三個子區域，其中分散式發電設備包含100 kW太陽能發

電系統；3 kW垂直式風力機1台；25 kW及150 kW水平式風力發電機各1台；65 kW微氣渦輪機3台；200 kW柴油發電機1台，100 kVA/150 kWh與240 kVA/90 kWh鋰鐵電池儲能系統各1台，以及電動車及其充電站設施等(張永瑞等，2015)。微電網監控平台如圖2所示，此平台可監視微電網內所有再生能源、儲能系統(energy storage system, ESS)、微氣渦輪機、柴油發電機、及負載之電力資訊(李奕德等，2015)。此外，核研所自行開發微電網專用靜態開關與具實虛功率調控之儲能雙向電力轉換器(李奕德等，2017)，具備可精準控制及快速反應的特性；並能於市電併聯與孤島運轉模式間平穩切換。

微電網系統正常於市電併聯時，可以依據儲能電池狀態進行充放電控制，調節再生能源的間歇特性，同時達到電網平滑輸出功率與穩定電壓的功效，以降低再生能源對市電衝擊。因此，核研所進行併網型微電網系統的長時間運轉測試，可觀察到再生能源發電功率隨著日照量而變化迅速，間接造成併接點功率變化幅度較劇烈，其功率變動範圍從-35 kW至47 kW，如圖3所示。基此，開發考量再生能源發電功率、儲能電池狀態、及併接點功率等因素，進行儲能系統輸出實功的調節，達到平滑併接點功率變動的效果，實測其功率變動範圍

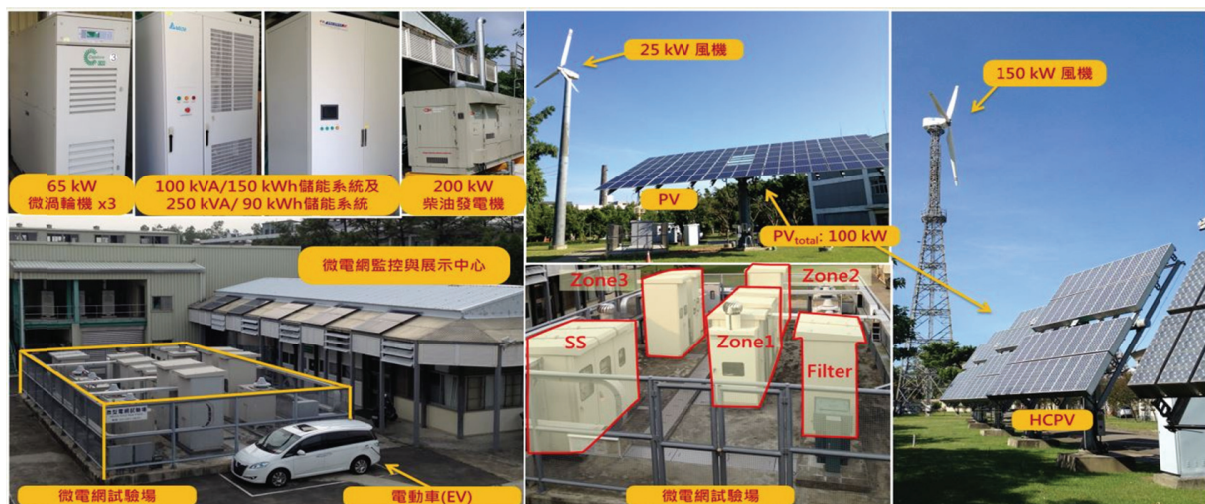


圖1 核研所微電網系統(本研究拍攝)

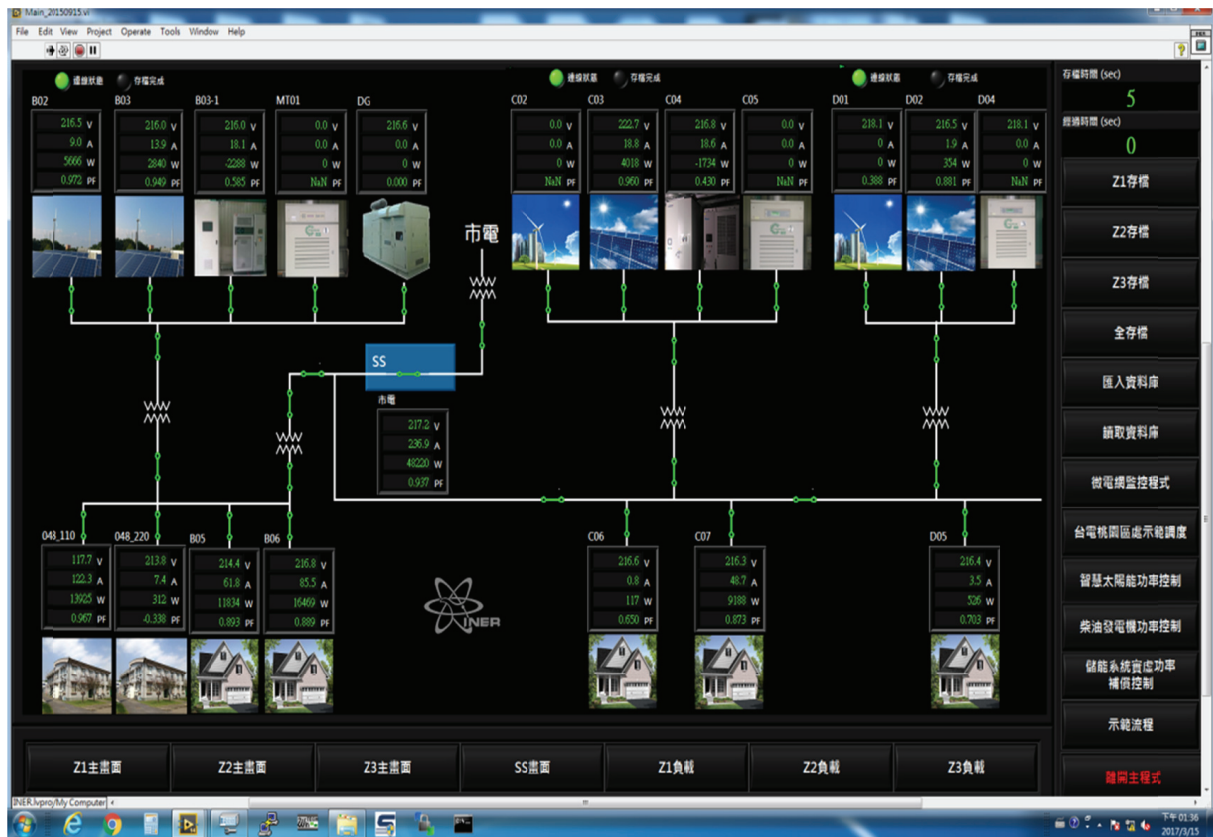


圖2 微電網監控平台(本研究繪製)

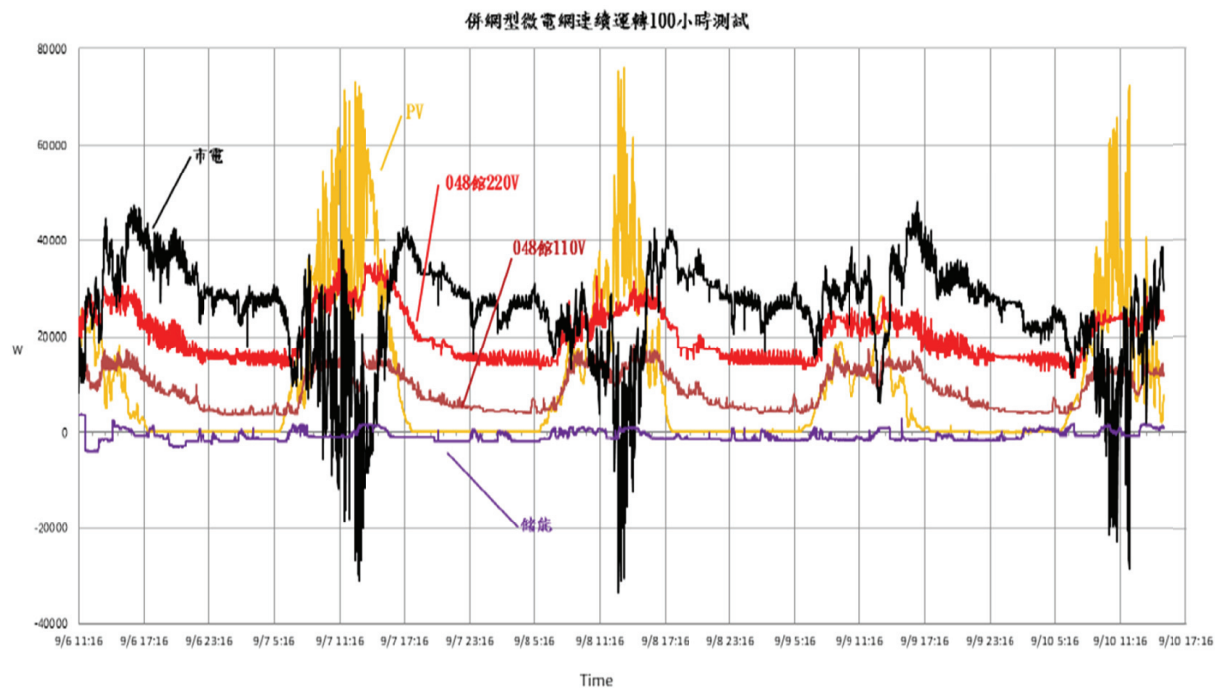


圖3 微電網併網連續運轉測試(本研究繪製)

從-20 kW至40 kW，如圖4所示。同時考量併
接點電壓變動情形，應用儲能系統虛功補償功

能，進行微電網與市電併接點之電壓控制，達
到穩定電壓變動的效果，如圖5所示，無電壓控

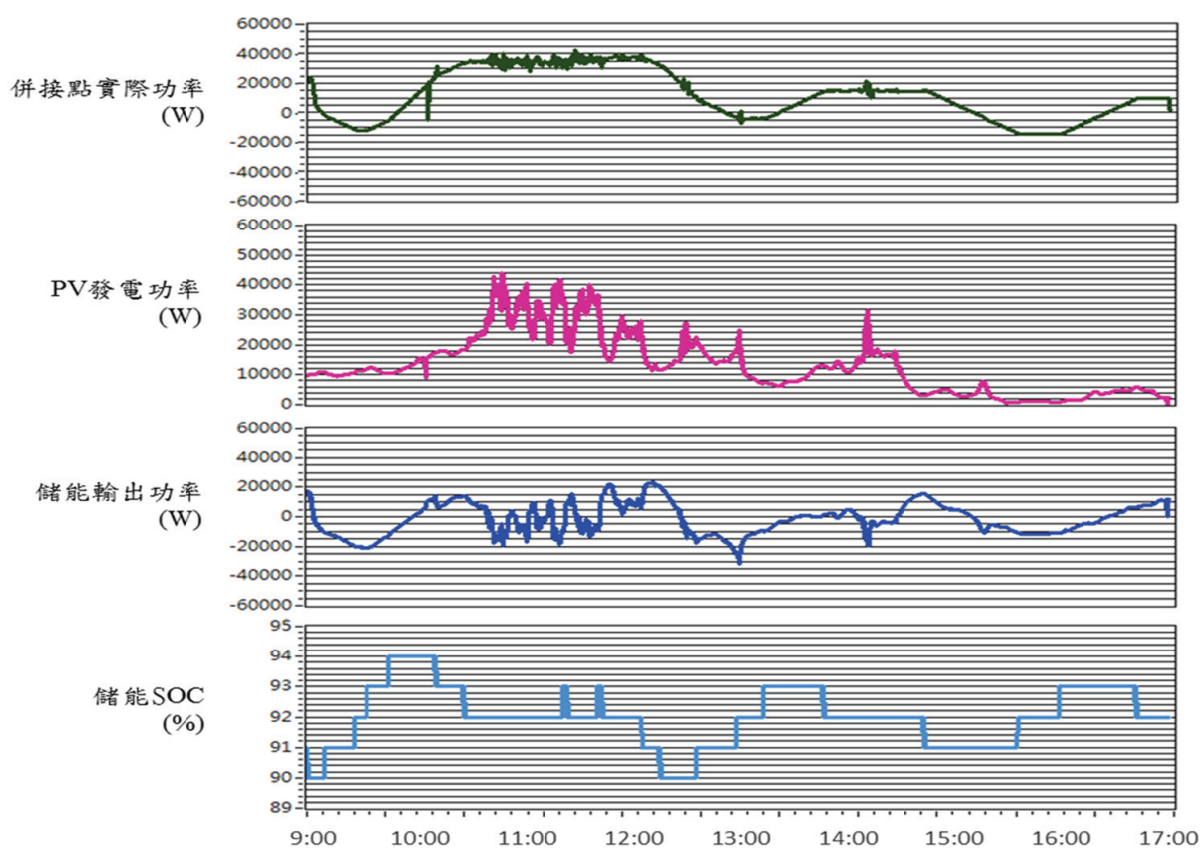


圖4 微電網儲能系統輔助再生能源平滑功率實測(本研究繪製)

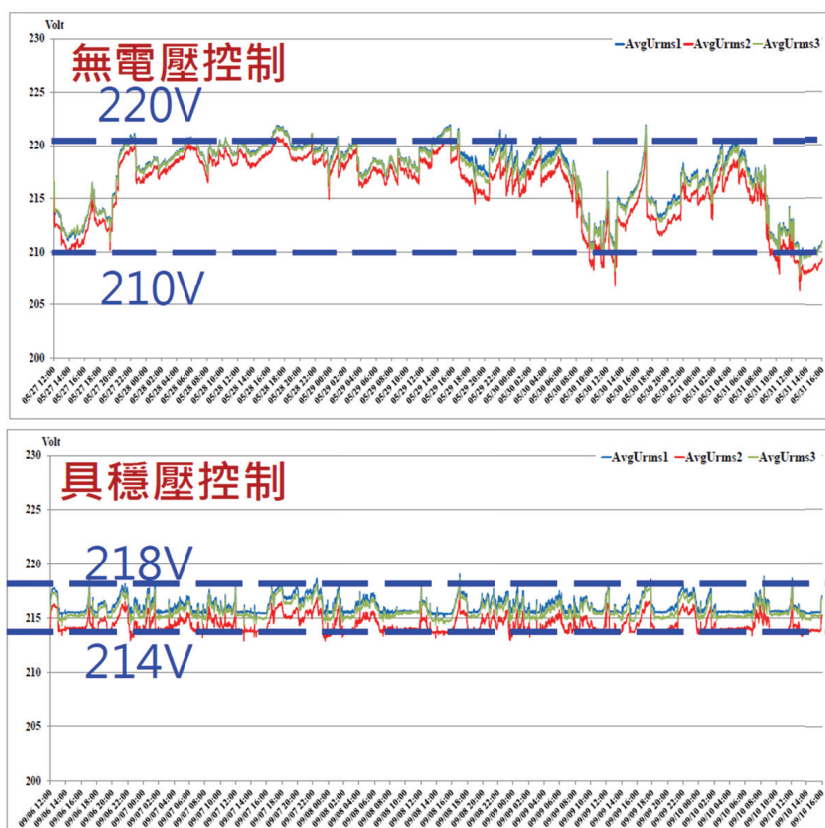


圖5 微電網併網穩壓實測(本研究繪製)

制時，微電網電壓變動範圍為207 V至221V；進行穩壓控制時，則微電網電壓變動範圍則穩定在214 V至218 V間，此一技術可提升微電網電力品質及提高再生能源裝置容量，使再生能源併接點電壓變動率符合台電再生能源發電系統併聯技術要點，電壓變動率在正負3%內。

當市電異常時，靜態開關能快速偵測與切離市電，使微電網進入孤島運轉，降低微電網系統全黑風險，且憑藉著儲能系統建立微電網電壓及頻率，及透過核研所開發之微電網能源管理系統與智慧控制等關鍵技術，提升再生能源使用效率與系統供電穩定度，建構成自主式控制之微電網示範系統，可發揮災區緊急供電與救難之功能。能源管理系統包括負載追隨控制、機組排程與調度等功能，首先，核研所於104年5月11日至15日進行孤島型微電網連續運轉100小時測試(許家豪等，2015)，微電網內包括20 kW太陽能發電系統、90 kWh儲能系統、與65 kW微氣渦輪機等分散式能源設備，並實際供應辦公室館舍負載，各設備運轉測試結果之功率曲線趨勢、系統電壓與頻率如圖6所示。由於孤島下微電網系統係由儲能系統建立之電壓與頻率，測試期間系統電壓為216 V至221.5 V，系統頻率穩定於 60 ± 0.1 Hz，微電網可因應負載或再生能源發電的變化進行充/放電的調節，使微電網系統的供需達到平衡，而能源管理系統程式的目標是將儲能系統輸出功率控制接近於零，以降低孤島運轉之儲能電池容量的需求，延長儲能電池使用時間，故會針對微氣渦輪機進行負載追隨控制，達到降低成本的目的。其次，為了達到微電網分散式控制的架構，以及提升控制的速度，故將負載追隨控制程式移植於核研所開發之微電網控制器(micro-grid controller, MGC)中，用以提高再生能源的占比，並於105年8月4日上班期間(9:00~18:00)進行高占比再生能源發電之孤島連續運轉測試，可觀察儲能系統的功率變動範圍更小，且再生能源平均滲透率占總用電量達50%以上，而能源管理系統程式可自動調控各機組穩定運

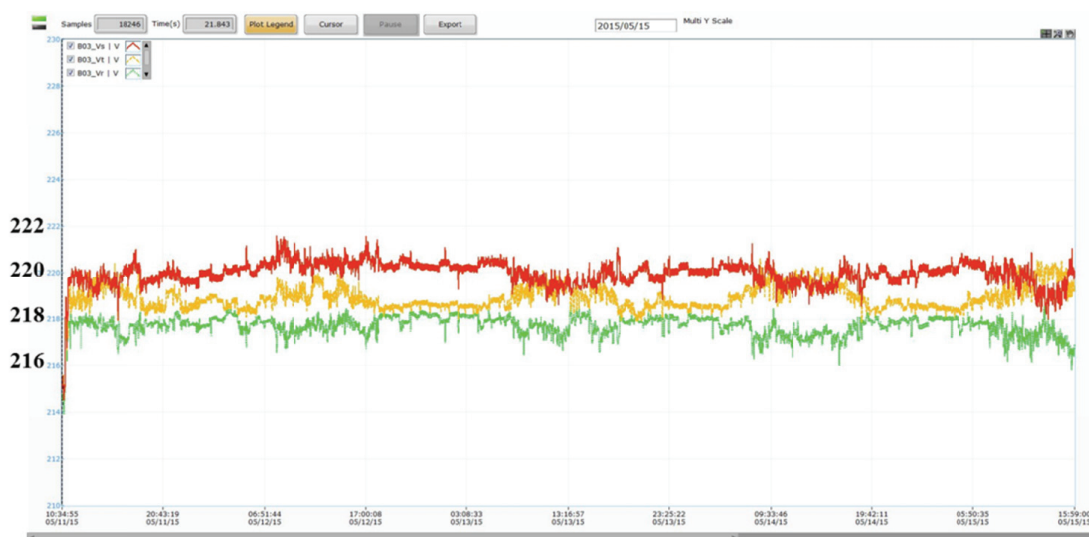
轉，各設備功率曲線趨勢如圖7所示。最後，核研所於能源管理系統程式中開發機組排程與調度功能，其目的係希望儲能的電池殘留電量(state of charge, SOC)能於每日結束時恢復至原值，以延長儲能系統運轉的時間，機組排程與調度功能中包括再生能源發電與負載預測、日前機組排程、及微電網即時調控等程式，如圖8所示。全日預測方法係參考氣象局天氣資料(含溫度與溼度)與過去歷史資料，進行類神經網路學習；日前機組排程程式係使用狀態機(state machine)架構，具有快速擴充的彈性，並依據再生能源發電與負載預測結果，以微電網最經濟運轉方式產生各分散式發電設備(DG1與DG2)與儲能系統之次日輸出功率排程；當再生能源實際發電或負載用電需求與預測有所誤差，且累計達一定值時，微電網即時調控程式即會修正機組輸出功率與進行需量控制，使儲能電池充/放電狀態運轉在正常範圍內，以維持微電網孤島連續運轉。此技術未來將可推廣至偏遠或離島地區，除了增加再生能源滲透率外，亦能於發生天災導致台電電力中斷時，持續獨立運轉，達到提高再生能源自主性與系統安全性的目標。

2. 微電網電力調度系統

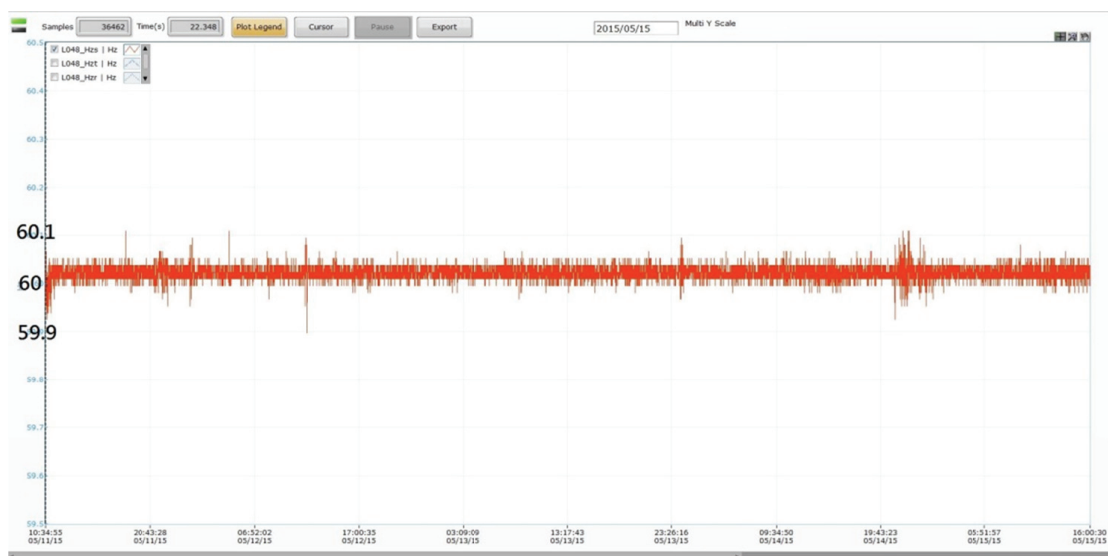
為提升微電網應用價值及提供電力輔助服務，核研所規劃三階段推動龍潭微電網實證示範場域：第一階段，微電網以用戶身份與台電龍潭OQ38高壓饋線併接；第二階段，接受台電配電調度中心進行需量控制；第三階段，接受台電調度進行轉供發電。第一階段的部份，目前微電網高壓配電系統已與台電OQ38饋線完成併接，另經核研所內中二變電所之4E-1饋線作為備用電源，且雙電源經微電網之高壓變壓器降壓後，供給微電網低壓負載使用，雙電源以機械及電氣式之高壓斷路器開關進行互鎖，避免高壓雙電源不同步併聯。而微電網與台電調度通訊系統架構如圖9所示，於台電桃園區處之



(a) 各設備功率之功率曲線



(b) 系統電壓



(c) 系統頻率

圖6 孤島型微電網連續運轉100小時測試(本研究繪製)

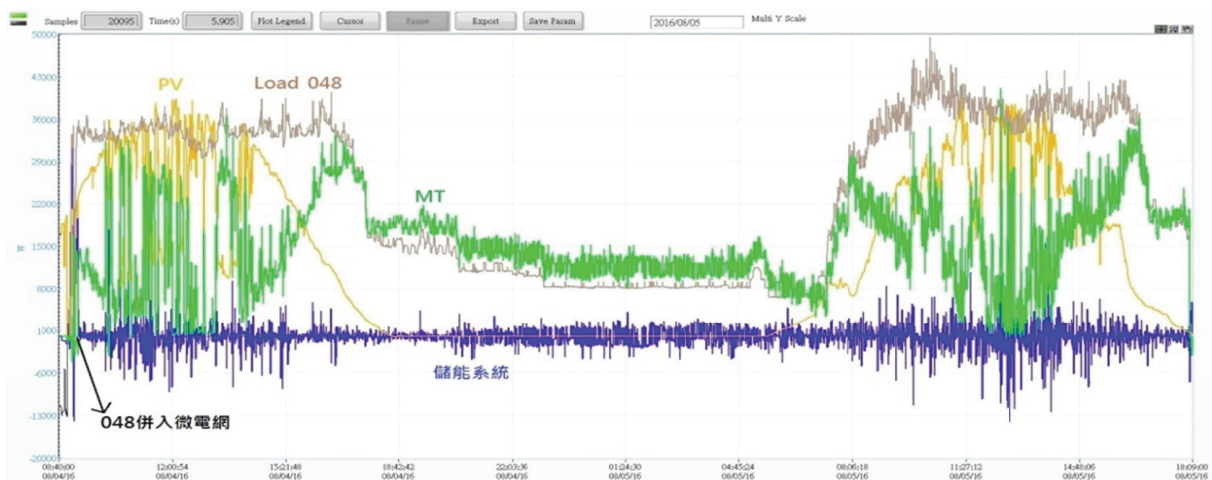


圖7 高占比再生能源之孤島型微電網連續運轉測試(本研究繪製)



圖8 微電網能源管理系統(本研究繪製)

饋線調度控制中心(feeder dispatch control center, FDCC)可下達微電網調度命令，經饋線資訊末端設備(feeder remote terminal unit, FRTU)，以分散式網路協定(distributed network protocol version 3, DNP 3.0)傳送命令。而考量配電系統調度資通安全，分別於台電桃園區處與核研所設置3G 數據機，以企業專屬行動數據網路之無線傳輸方式(mobile data virtual private network,

MDVPN)，將調度命令傳送至相距20公里外之核研所，再經光纖轉換器傳送調度命令至微電網高壓監控平台，如圖10所示。該平台可顯示微電網高壓雙饋線之電力資訊與保護電驛動作狀態，當保護電驛偵測系統故障異常情形時，會送出跳脫訊號，並自動切離現場高壓開關，同時將現場電力資訊、開關與電驛狀態送回並顯示於高壓監控平台中，用以進行高壓饋線轉



圖9 微電網與台電併接示意圖及調度通訊系統架構(本研究繪製)

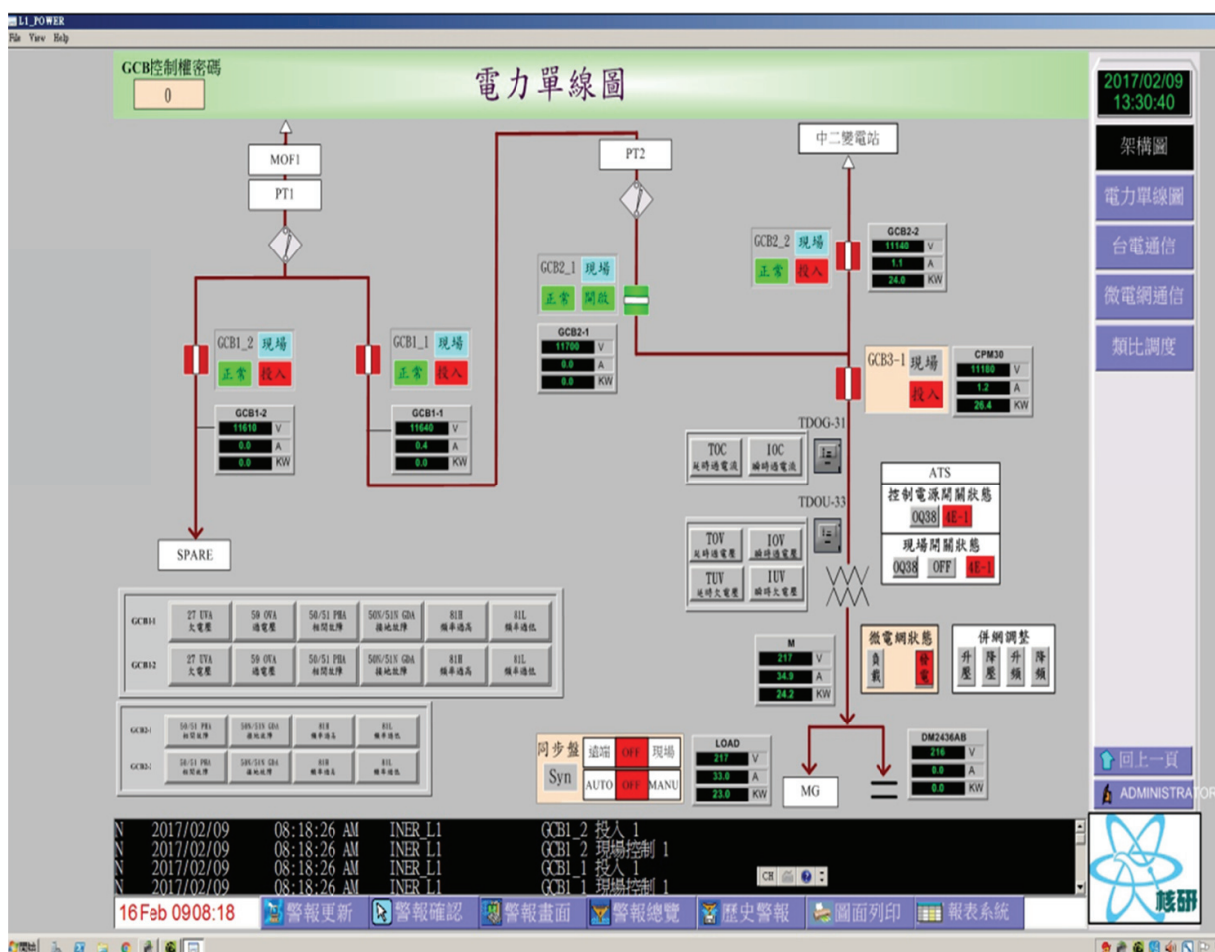


圖10 微電網高壓監控平台之電力饋線架構(本研究繪製)

供發電功能的開發。

第二階段的部份，已完成台電桃園區處FDCC之微電網電力調度狀態表，以及微電網高壓監控平台相對應之電力調度指令，如圖11及圖12所示，共分為五個項目包括：「微電網

立刻與市電解聯」、「微電網3分鐘後與市電解聯」、「微電網內負載使用30 kW以下」、「微電網內負載使用50 kW以下」、及「微電網與市電併聯」等調度命令。除解聯與併聯指令外，為了進行電力調度功能的開發與驗證，



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11 台電桃園區處FDCC之微電網電力調度狀態(本研究繪製)



圖12 微電網高壓監控平台之電力調度指令(本研究繪製)

先以30 kW或50 kW作為負載需量的示範案例，目前已可由台電桃園區處FDCC傳送不同卸載量的電力調度命令至微電網高壓監控平台，而後高壓監控平台將會負責解譯調度命令，並與台電桃園區處進行訊息交換與確認指令。同時，高壓監控平台亦將此指令轉傳至微電網低壓監控平台中，使微電網由自主式運轉模式改為接受台電調度控制，協調與控制微電網內的分散式發電、負載、及儲能設備。當微電網完成卸載、解聯、併聯、或發電等運轉模式後，微電網高壓監控平台再回傳完成狀態至台電桃園區處FDCC，以確認微電網完成調度操作。第三階段則於第三節與第四節詳細說明與呈現。

台電桃園區處FDCC可監控核研所微電網之即時功率，並於台電系統發生緊急運轉時，下達微電網需量控制，經由微電網高壓監控平台轉傳至低壓監控平台執行微電網卸載量命令，以輔助台電系統進行緊急需量控制。而微電網能源管理系統則會依據分散式能源發電狀況及負載用電權重，動態排列卸載的優先順序，並依序卸載，直到卸載量滿足低於30 kW或50 kW的命令需求，並於執行完畢後，回傳完成確認命令給台電端FDCC。其中卸載策略

係以層級分析法為基礎，用戶端可依情境需求搭配不同條件進行負載權重計算，建立出可滿足管理端要求，且可滿足用戶端情境之負載卸除列表。負載卸除列表評選條件層次架構共分為三層，第一層為評選條件，是針對卸載情境設定的參考條件；第二層為負載群組分類，其目的係可利用群組分類不同種類的負載，其次則是當參加之設備或迴路數量很多時，可藉由分群降低權重分配時的複雜度；第三層為設備項目，可定義為設備或迴路之控制點。在評選條件主要依據(1)使用者卸載偏好：透過使用者問卷調查或由決策者判定；(2)即時用電量：依據設備即時用電量進行比較及加權值計算；(3)負載使用率：根據歷史用電量資料庫、歷史開關習慣以及參考各時段使用習慣歷史資料等，經過長時間的紀錄來辨識用戶端的用電習慣，並轉化為相對應之加權值。由於048館辦公室已裝置智慧型負載管理平台，透過紅外線接收(infrared receiver, IR)模組進行冷氣或照明迴路的控制，故當收到需量命令後，會根據使用者卸載偏好、設備即時消耗功率與負載使用率進行卸載權重排序，並依照列表順序進行對應之卸載動作，現況係優先卸除冷氣或走廊照明等迴路，如圖13所示。負載卸除列表依據評選

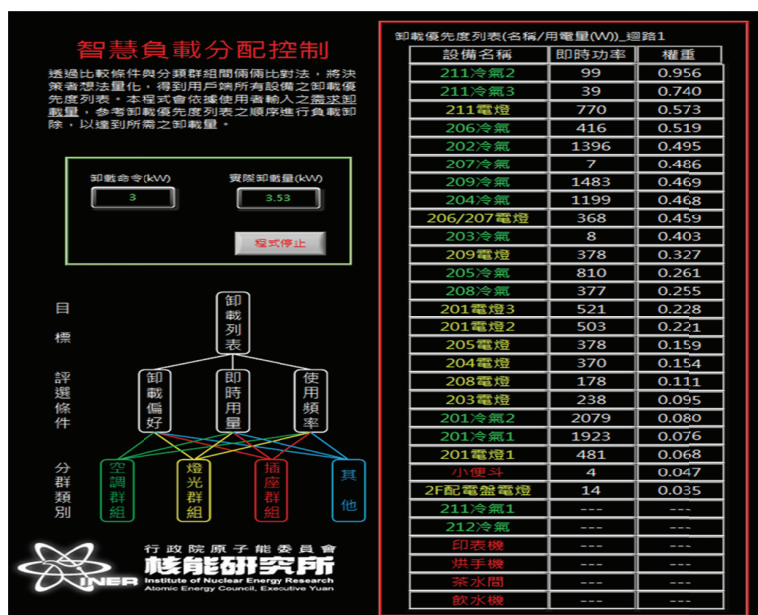


圖13 卸載後負載卸除列表(本研究繪製)

條件每3秒重新計算一次，達到即時動態卸載計算。透過設備優先權量化與排序，可使能源管理系統於接收到需量調度命令時，有所依據並依優先權排序進行卸載，以達到減少能源浪費、維持重要負載及滿足需量調度等目的。

3. 含分散式電源配電自動化系統

對電力系統而言，一具備彈性恢復的電網(Davis *et al.*, 2014; Nagarajan *et al.*, 2016; Ton & Wang, 2015; U. S. DOE, 2015; Xu *et al.*, 2015)，係指當系統遭遇大型天災而發生故障時，能夠迅速自動恢復供電，使公共設施及重要用電設備能夠正常運轉。根據美國每年因風災造成停電損失，估計有350至550億美金，因天災造成的停電約占全年停電的78%，且此比例持續的上升。因此，未來電力系統發展目標必須具可靠性和彈性恢復力(resilience)，而彈性電網必須布建許多智慧電表、保護電驛、及自動切換開關(automatic transfer switches, ATS)等設備，以及藉由故障定位、隔離及恢復等配電自動化，有效提高系統供電可靠性指標，如系統平均停電時間(system average interruption duration index, SAIDI)、系統平均停電次數(system average interruption frequency index, SAIFI) (Billinton & Allan, 1996)。而在台電配電自動化系統(distribution automation system, DAS)則應用最新科技與自動化技術(陳朝順，2011)、(陳朝順，2012)、(蔡政達，2013)，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，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。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。配電饋線自動化以SCADA及自動偵測配電線路故障之區域、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，但其應用功能僅用於主幹線發生事故。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；再將事故區間上游健全區段復電，以及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，能夠有效縮減停電範圍及時間，提升供電品質及可靠度，以及提高工作安全。而核研所現已完成微電網系統電力調度技術建置，可於台電配電饋線調度控制中心進行發電、解聯、及併聯控制，為進一步提升微電網供電可靠度，參考國外配電微電網之彈性恢復文獻(Chanda & Srivastava, 2015; Chanda & Srivastava, 2016; Liu *et al.*, 2017; Panteli *et al.*, 2016; Schneider *et al.*, 2017; Xu *et al.*, 2016)，設計核研所微電網之高壓雙迴路配電系統，本節將說明此系統如何搭配智慧開關與配電饋線斷路器動作，以及於微電網高壓監控平台規劃具快速彈性恢復功能之配電自動化程式，使微電網達自愈轉供發電功能，使用戶停電時間減少以降低SAIDI及SAIFI，進而達成提高微電網供電可靠度之目標。

在配電系統發生故障時，乃由配電調度中心人員參考現場供電資訊及保護設備動作，來進行故障確認、隔離及恢復供電，若人為操作不當，將使配電系統故障範圍變大，且平均停電時間增長。因此為縮短配電系統故障停電時間，藉由饋線負載轉供，來提高配電系統供電可靠度。然而，基於安全考量，實際配電自動化系統之復電程序仍以調度員為決策中心，以手動方式進行負載轉供復電，用戶停電時間仍可能超過數分鐘以上；除此之外，隨著大量再生能源與分散式電源併接於配電系統，若這些分散式電源無法快速且正確掌握配電系統運轉

資訊，適當調整控制策略，當配電饋線進行負載轉供時，將可能導致配電系統復電失敗，甚至危及配電系統運轉安全。因此，配電系統進行饋線負載轉供，必須將正確饋線相關資訊提供給分散式電源，以縮短配電系統停電時間。圖14為二次變電所A與B轉供示意圖，假設系統初始狀態為饋線開關SW1打開，SW2~3投入，當二次變電所B之饋線發生故障事件，該饋線之保護電驛偵測故障發生，開關SW2打開，並藉由配電自動化系統進行故障隔離，將開關

SW3自動打開，因此故障點後端之用戶，均處停電狀態。經確認故障點前後之開關均處打開狀態，由調度員手動進行開關SW1投入，執行用戶轉供復電作業，此時停電狀態之用戶，便可恢復用電。但若饋線上含有再生能源、微電網、或汽電共生廠等分散式電源時，如圖15所示，在饋線故障發生時，將開關SW2與SW3打開隔離故障後，若分散式電源持續進行自主式電壓調整控制，可能在饋線孤島下持續發電，此時配電自動化系統進行饋線轉供將開關SW1

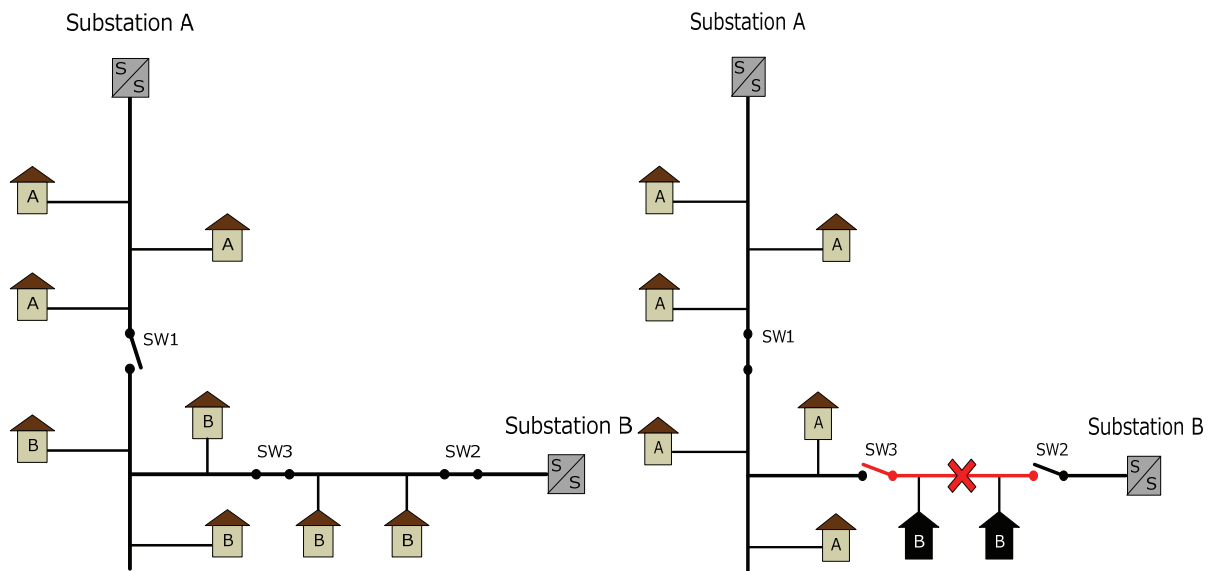


圖14 饋線自動化系統與負載轉供示意圖(本研究繪製)

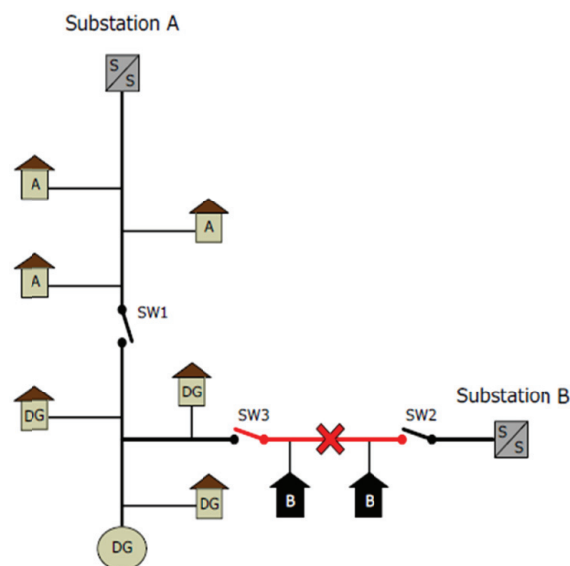


圖15 饋線自動化系統與分散式電源轉供示意圖(本研究繪製)

投入時，將會造成雙電源不同步併聯，使饋線或分散式電源保護跳脫，造成饋線負載轉供失敗。此外，僅管分散式電源設備具備孤島偵測功能可與配電系統解聯，但當配電系統已由另一條正常饋線轉供復電，現有再生能源發電系統基於安全考量，仍須判斷系統電壓恢復正常5分鐘後方能併接發電，且無法依配電系統運轉資訊適當調整電壓控制策略，影響配電系統供電穩定與用電安全。

為確保配電系統安全，本文提出可快速提供分散式電源於配電饋線轉供之方法如圖16所示，於再生能源、微電網、或汽電共生廠等分散式電源與饋線併接處裝設一開關SW4及具通訊功能之同步併聯設備。饋線正常運轉時，開關SW1打開，開關SW2至開關SW4皆閉合，分散式電源併接於二次變電所B。假設故障點發生於開關SW2與開關SW3之間，則可自動將開關SW2打開，確認故障點位置後再將開關SW3打開以隔離故障，同時開關SW4則連動打開，此時分散式電源轉為孤島運轉，可使其負載供電不中斷。當開關SW1投入恢復供電時，則分散式電源再經由具雙向溝通之配電系統電力調

度通訊方式，與調度員確認可併聯運轉時，再透過具通訊功能之同步併聯設備進行同步併聯將開關SW4投入，並將分散式電源調整為市電併聯模式，透過此半自動化操作方式，可在人員安全無虞情形下，達到快速恢復配電微電網系統供電，與提升分散式電源的使用率。

4. 微電網彈性恢復供電設計

為了進一步提升微電網供電可靠度，本節說明微電網高壓雙迴路配電系統之設計規則，並說明此系統如何搭配智慧開關與配電饋線斷路器動作，以及於微電網高壓監控平台規劃具快速彈性恢復功能之配電自動化程式，使微電網達自癒功能，使用戶停電時間減少以降低SAIFI及SAIDI，進而達成提高微電網供電可靠度之目標。以核研所建置之微電網高壓配電系統作為研究對象，該系統除了正常與台電OQ38饋線併接供電外，另有來自台電佳安與松樹變電站之雙迴路69 kV電源，經核研所內中二變電所(變壓器額定69 kV/11.4 kV、容量為10 MVA)降壓之4E-1饋線作為備用電源，如圖17所示，

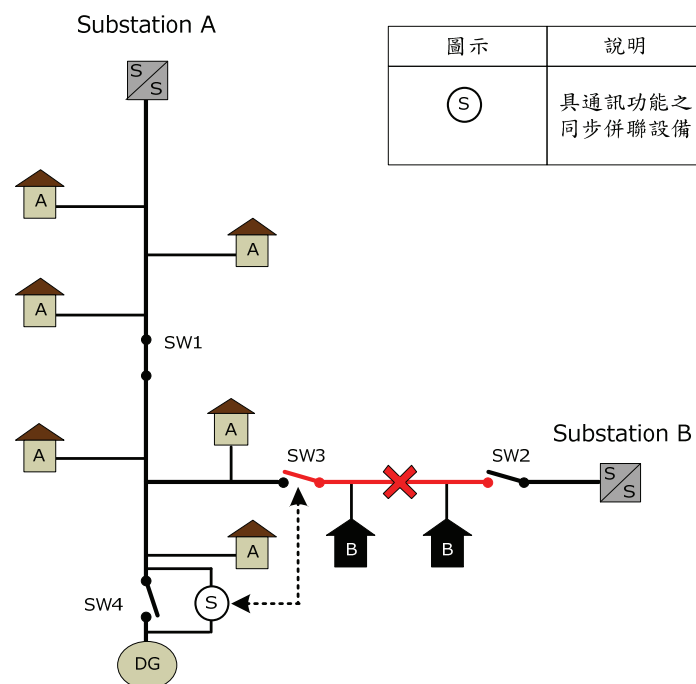


圖16 具分散式電源轉供之配電自動化系統(本研究繪製)

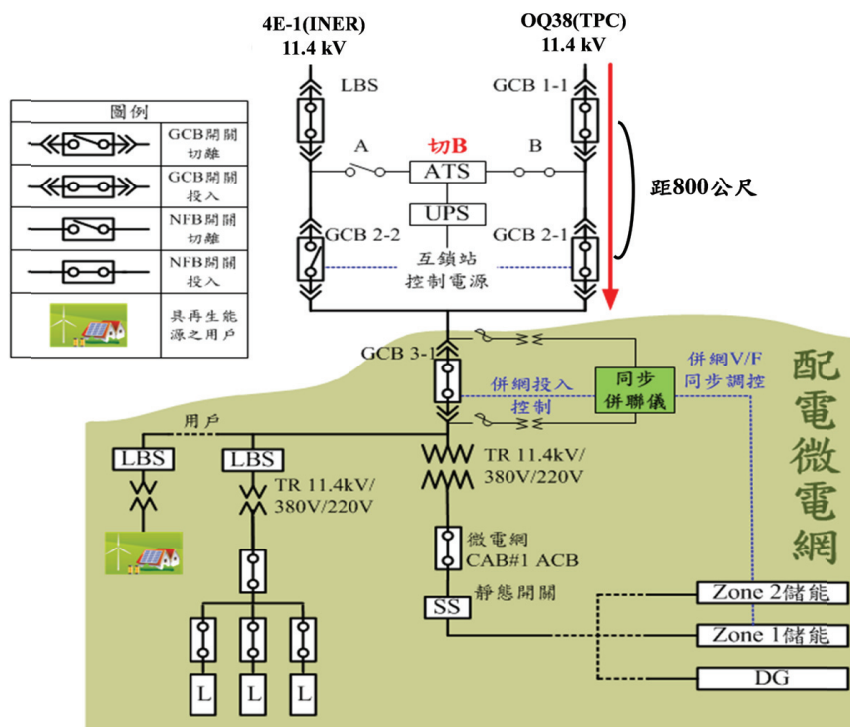


圖17 微電網之饋線彈性轉供系統規劃(本研究繪製)

而台電饋線OQ38與核研所4E-1迴路有互鎖開關(inter-lock)可避免雙迴路電源併聯。此外，微電網內的分散式電源與儲能系統亦可於外部高壓電源喪失時進行自主性供電，以維持微電網獨立運轉。本文應用分散式電源轉供方法來設計微電網彈性恢復供電系統，在配電饋線OQ38與4E-1雙迴路中，為了確保饋線氣體斷路器(gas circuit breaker, GCB)的控制電源不會因電力中斷而無法操作，故以ATS搭配不斷電系統(uninterruptible power system, UPS)作為控制設備的電源。除此之外，於微電網高壓監控平台規劃雙饋線電源轉供邏輯策略，假設配電饋線OQ38發生故障事件時，藉由配電系統之電壓與過電流保護電驛進行故障偵測，使OQ38饋線氣體斷路器(GCB 2-1)跳脫，同時連鎖作動打開配電系統與微電網併接之饋線氣體斷路器(GCB 3-1)，進而確保微電網與故障線路隔離，且將故障訊息以通訊方式傳回微電網高壓監控平台及台電配電饋線控制中心，以便快速分析事件。接著，配電系統邏輯程式可判斷鄰近饋線的互鎖饋線氣體斷路器(GCB 2-2)是否需要

投入，再將微電網於短時間內自動轉供電力給予正常饋線，有效使用微電網之分散式電源供電，實現微電網彈性恢復供電之配電自動化，這種自愈功能將可減少配電用戶停電時間，進而提升微電網之供電可靠度。

圖17為饋線氣體斷路器(GCB 2-1及GCB 2-2)的控制電源之雙電源控制邏輯圖，ATS互鎖控制電源與其UPS電源來自4E-1與OQ38之PT，以確保互鎖站的控制器有穩定的供應電源，避免傳統饋線氣體斷路器之控制電源來源單一，會因前端供電中斷而無法轉供，例如控制電源來自饋線氣體斷路器GCB 2-1的前端，則OQ38斷電時，則無法打開饋線氣體斷路器GCB 2-1，亦造成無法投入饋線氣體斷路器GCB 2-2，導致配電饋線無法進行轉供切換。目前ATS互鎖站有獨立的PT可偵測電壓，亦可設定電源為local或remote。當設定為local時，可設定4E-1或OQ38為主電源；當設定為remote時，則可在微電網主站規劃其控制邏輯，以便進行電源調度。圖18為所規劃之控制邏輯流程圖，其動作方式與步驟如下所述。圖19為饋線

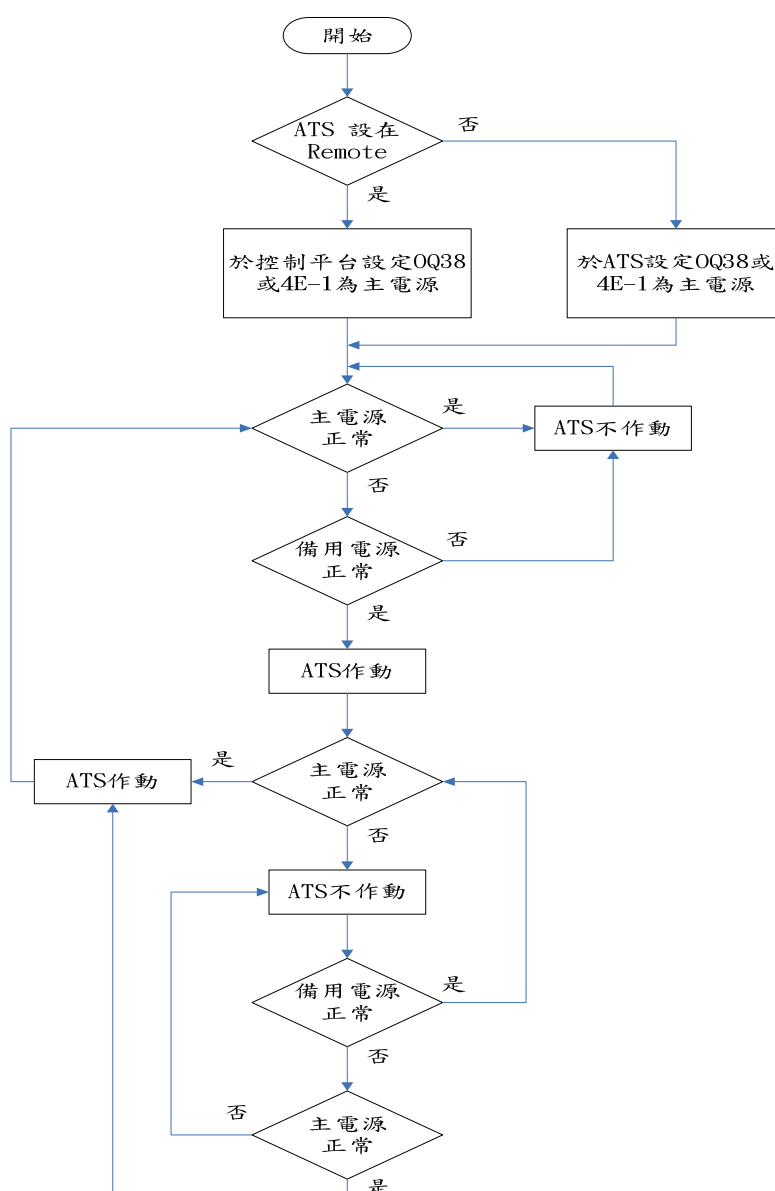


圖18 饋線氣體斷路器之控制器的雙電源控制邏輯(本研究繪製)

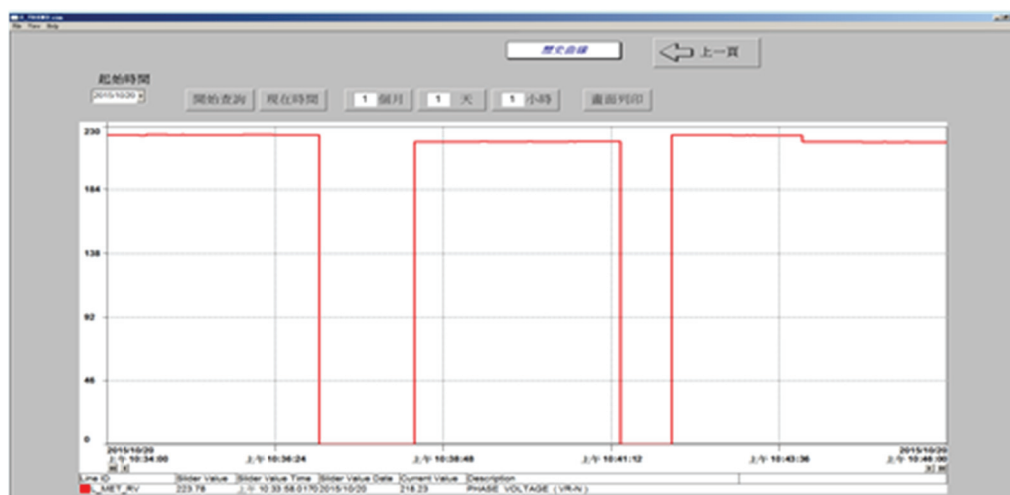


圖19 饋線氣體斷路器之控制電源轉供的測試結果(本研究繪製)

氣體斷路器之控制電源進行饋線轉供的測試結果，當OQ38電源失效時，可於1分鐘內自動切換至4E-1電源，並當OQ38電源恢復時，自動再切換至OQ38。

步驟1: 選擇現場的ATS位置。設定ATS開關於remote或OQ38或4E-1。若設為OQ38或4E-1，則跳至步驟3。

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

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

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

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

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

5. 微電網供電可靠度分析

本節針對核研所微電網由台電瑞源配電變電所(distribution substation, D/S)之OQ38饋線、核研所內部4E-1雙電源供電等不同系統架構，進行可靠度分析，用以評估如何減少停電次數與時間，及提高微電網的供電可靠度。可靠度評估係將過去系統停電資料予以收集與分析，過去停電資料是指在某一特定期間(如年、半年或季等)配電系統的實際停電資料，其基本資料包括停電階層與戶數、停電原因、停電時

間與停電範圍。為能有效的分析並評估系統可靠度，通常在討論配電系統可靠度時，一般係以不同之指標來做為可靠度評估及比較時的依據。就用戶觀點而言，可靠度指標必須是絕對的、可測定的，且是有用的數值，可靠度指標係是表示供電的連續性。因為配電系統係將電源連接到用戶端的系統，所以供電可靠度的表示方法與用戶相關。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(SAIFI)、系統平均停電時間指標(SAIDI)，茲簡單說明如下：

1. 系統平均停電次數指標(SAIFI)

$$SAIFI = \frac{\text{總停電次(戶)數}}{\text{總供電戶數}} = \frac{\sum \lambda_i N_i}{\sum N_i} \quad (1)$$

表示系統之每個用戶於一年中被停電平均次數，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. 系統平均停電時間指標(SAIDI)

$$SAIDI = \frac{\text{總用戶停電時間}}{\text{總供電戶數}} = \frac{\sum U_i N_i}{\sum N_i} \quad (2)$$

表示系統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 停電時間。

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劃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：

$$\lambda_s = \sum_i \lambda_i \quad (3)$$

$$\gamma_s = \frac{U_s}{\lambda_s} = \frac{\sum_i \lambda_i \gamma_i}{\sum_i \lambda_i} \quad (4)$$

$$U_s = \sum_i \lambda_i \gamma_i \quad (5)$$

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

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：

$$\lambda_p = \frac{\lambda_1 \lambda_2 (\gamma_1 + \gamma_2)}{1 + \lambda_1 \gamma_1 + \lambda_2 \gamma_2} \quad (6)$$

當值，遠小於1時，系統的故障率可簡化為

$$\lambda_p = \lambda_1 \lambda_2 (\gamma_1 + \gamma_2) \quad (7)$$

$$\gamma_p = \frac{\gamma_1 \gamma_2}{\gamma_1 + \gamma_2} \quad (8)$$

$$U_p = f_p \gamma_p \cong \lambda_p \gamma_p = \lambda_1 \lambda_2 \gamma_1 \gamma_2 \quad (9)$$

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。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)，FMEA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、SAIDI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劃和設計，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，以利選擇適合配電系統規劃或改善方案。FMEA分析法的流程步驟包括：

- 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 。
- 計算出每一元件故障模式對系統的影響。
- 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 。
- 利用得到系統每年負載性指標，計算可靠度系統性指標，如SAIFI、SAIDI等。

執行FMEA法須要下列資料以供分析計算

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

本節以三種架構進行可靠度分析，案例一為OQ38饋線有一迴路接至微電網之高壓配電盤互鎖開關站，約800公尺的3C#1電纜，案例二則是OQ38饋線採二迴路方式接至微電網，案例三除了OQ38饋線的一迴路接至微電網外，再加入來自台電佳安與松樹變電所69 kV電源，經核研所內部69 kV/11.4 kV的變壓器降壓後，再由4E-1配電饋線供電至微電網。首先須確認系統中各組成元件的可靠度指標，這些可靠度指標是依據各組件在過去數年使用經驗時所獲得的統計資料，然後利用設備之串、並聯等效可靠度指標計算微電網主匯流排供電可靠度。文中假設11.4 kV以下(含)線路平均故障率為0.132次/年-公里，每次停電時間240分鐘；69 kV線路

平均故障率為0.001次/年-公里，每次停電時間60分鐘；變壓器平均故障率為0.036次/年，每次停電時間210分鐘；分散式發電與儲能系統相關設備(風機、太陽能模組、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. 保護設備(開關、斷路器與熔絲等)、DG與ESS的可靠度是100 %。
3. DG、ESS與負載所形成的微電網可保持穩定運轉。

Case 1：OQ38單迴路架構一

本分析案例的系統架構如圖20所示，針對微電網B4匯流排，評估其供電可靠度指標。圖21(a)為微電網主匯流排可靠度分析方塊圖，L1、L2與L3分別表示3.5 km、0.8 km與0.1 km線路之故障區塊，以L1為例，其 λ 計算方法為3.5 km乘上前述11.4 kV的線路平均故障率0.132次/年-公里，即為0.462 次/年，而每次停電時間 γ 為4小時(240分鐘)，依序可求得L2與L3的 λ 與 γ ；T1為微電網主變壓器之故障區塊，參考前述變壓器平均故障率，故 λ 為0.036次/年，而每次停電時間 γ 為3.5小時(210分鐘)；D1為分DG

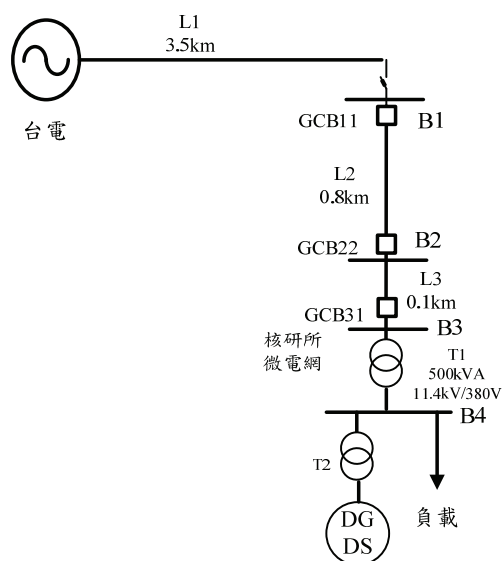
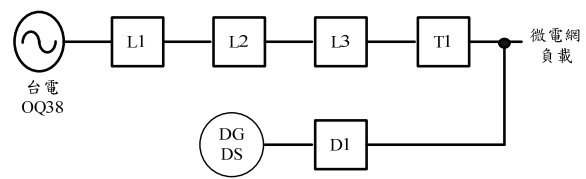
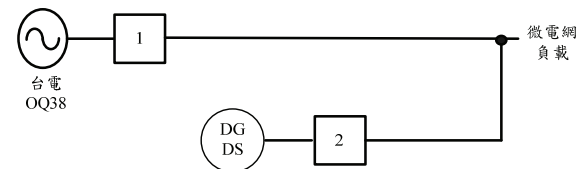


圖20 配電微電網OQ38單迴路架構一(本研究繪製)



(a) 可靠度分析方塊圖



(b) 簡化可靠度分析方塊圖

圖21 配電微電網架構一之可靠度分析方塊圖(本研究繪製)

與ESS相關設備之故障區塊，其平均故障率 λ 為1次/年，每次停電時間 γ 為1小時(60分鐘)，並將上述資料整理於表1。接著利用式(3)至式(5)之串聯計算方式將L1、L2、L3與T1簡化如圖21(b)，再以式(7)至式(9)之並聯計算方式求得1與2區塊，其結果如表2所示。經分析可知，微電網系統的SAIFI為 3.50×10^{-4} (次/年)、SAIDI為 2.79×10^{-4} (小時/年)。

表1 各元件之故障資料(本研究整理)

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

表2 配電微電網架構一之可靠度指標(本研究整)

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}

Case 2：QO38雙迴路架構二

本分析案例的系統架構如圖22所示，於

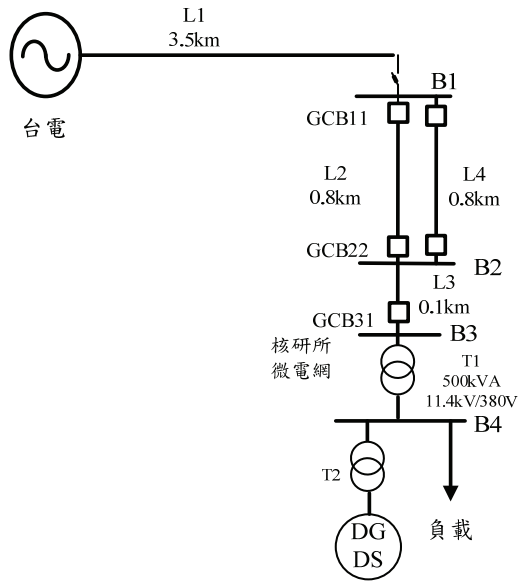


圖22 配電微電網QO38雙迴路架構二(本研究繪製)

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23(a)為微電網主匯流排可靠度分析方塊圖，接著利用式(3)至式(5)之串聯計算方式將L3與T1簡化如圖23(b)，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，分別透過式(7)至式(9)之並聯計算方

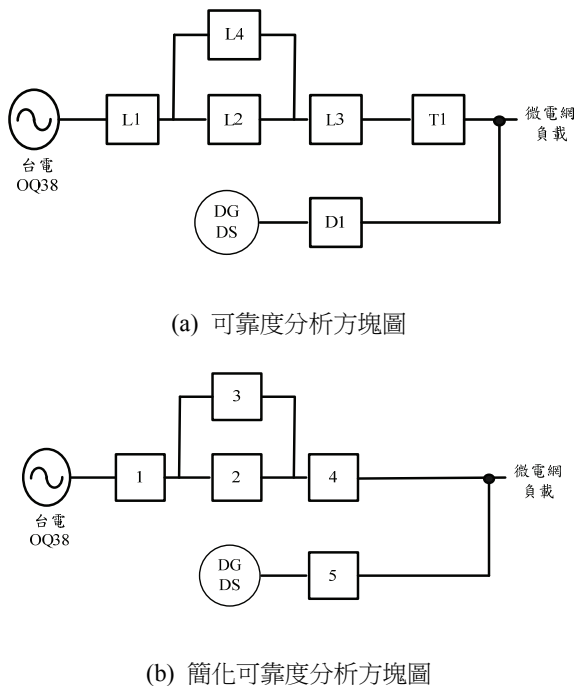


圖23 配電微電網架構二之可靠度分析方塊圖(本研究繪製)

式求得，其結果如表3所示。經分析可知，微電網系統的SAIFI為 2.9×10^{-4} (次/年)、SAIDI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。

表3 配電微電網架構二之可靠度指標(本研究整理)

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	3.49×10^{-9}	0.6667	2.33×10^{-9}
4//5	2.60×10^{-5}	0.7842	2.04×10^{-5}
總和	2.90×10^{-4}	0.7980	2.31×10^{-4}

Case 3：OQ38與4E-1雙迴路架構三

本分析案例的系統架構如圖24所示，加入來自佳安變電所與松樹變電所的電源，一樣針對微電網B4匯流排進行供電可靠度評估。與前述Case 1與Case 2相比，其增加69 kV的線路，故以L5為例，其 λ 計算方法為6.5 km乘上前述69 kV的線路平均故障率0.001次/年-公里，即為0.0065 次/年，而每次停電時間 γ 為1小時(60分鐘)，依序可求得L6的 λ 與 γ 。圖25(a)為微電網主匯流排可靠度分析方塊圖，接著利用式(3)至式(5)之串聯計算方式將L1與L2、L3與T1、L4與T3簡化如圖25(b)，由圖可看出，其可靠度最

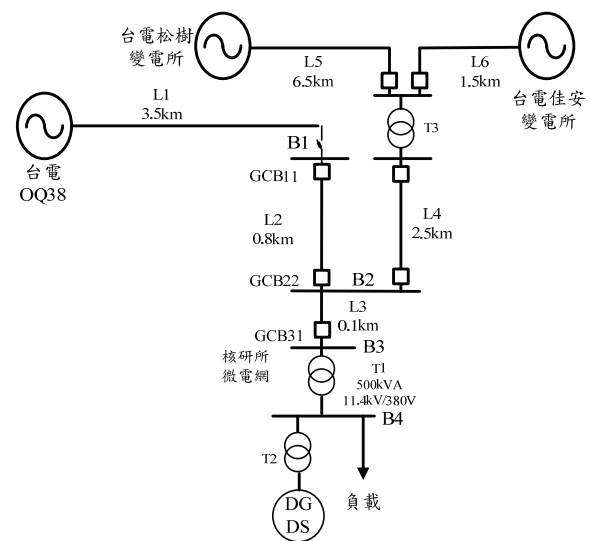
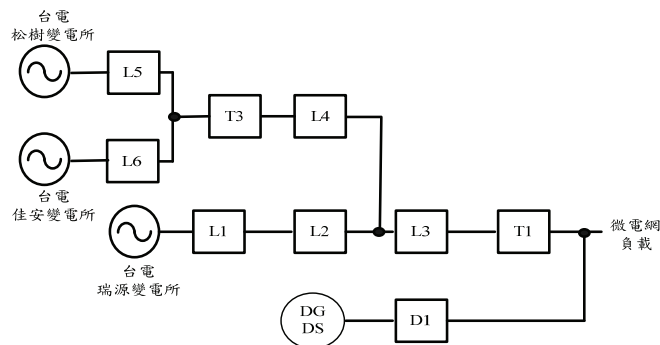
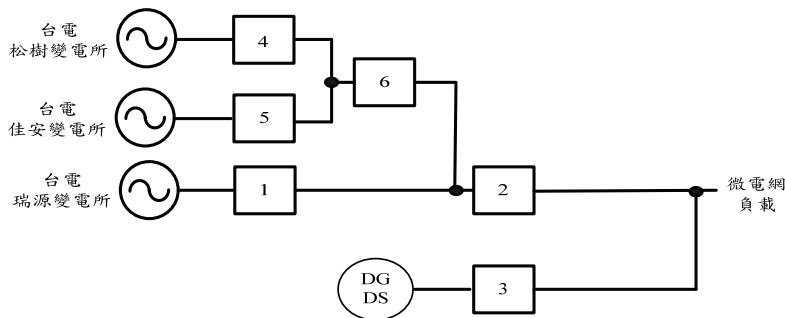


圖24 配電微電網OQ38與4E-1雙迴路架構三(本研究繪製)



(a) 可靠度分析方塊圖



(b) 簡化可靠度分析方塊圖

圖25 配電微電網架構三之可靠度分析方塊圖(本研究繪製)

小切集分為1、3與6並聯；1、3、4與5並聯；2與3並聯三部分，分別透過式(7)至式(9)之並聯計算方式求得，其結果如表4所示。經分析可知，微電網系統的SAIFI為 2.61×10^{-5} (次/年)、SAIDI為 2.05×10^{-5} (小時/年)。因為增加了4E-1迴路的線路併聯，所以各故障指標為三個案例中最佳。

表4 配電微電網架構三之可靠度指標(本研究整理)

故障模式	λ (次/年)	γ (小時)	U (小時/年)
1//3//6	6.43×10^{-8}	0.6653	4.28×10^{-8}
1//3//4//5	1.07×10^{-16}	0.3077	3.29×10^{-17}
2//3	2.60×10^{-5}	0.7842	2.04×10^{-5}
總和	2.61×10^{-5}	0.7839	2.05×10^{-5}

6. 結 論

本文針對核研所微電網系統之自主式控制進行研究，當微電網系統正常與市電併聯運

轉時，應用本土開發之儲能系統進行再生能源發電輸出平滑控制，同時藉由儲能電力轉換器之虛功率補償，輔助調整微電網與市電併接點電壓，可以降低再生能源發電對系統衝擊，以及提升微電網電力品質。當微電網於孤島運轉時，亦可透過核研所開發之微電網能源管理系統程式與智慧控制技術，使高占比再生能源微電網能進行連續穩定運轉。本文亦說明微電網之電力調度系統建立，在台電系統發生緊急狀況下，使微電網可接受台電配電調度中心進行卸載、解聯、併聯、或發電等運轉模式，以提供電力系統之輔助服務；除此之外，設計微電網之高壓配電饋線彈性恢復控制，在微電網之配電饋線OQ38與4E-1雙迴路設置智慧配電開關，利用ATS作為雙饋線互鎖開關之控制電源，以及在微電網高壓監控平台規劃雙饋線轉供邏輯之配電自動化程式。當微電網之高壓饋線OQ38發生故障時，連鎖作動打開智慧配電開關，進而確保微電網與故障饋線隔離，且配電

自動化程式可將微電網於1分鐘內自動轉供電力給予鄰近之正常饋線，使微電網達成自癒轉供與併聯發電，有效使用微電網之分散式電源。經由可靠度分析微電網這種自癒功能之配電系統，由單一OQ38迴路併聯之微電網停電時間為 2.79×10^{-4} (小時/年)。改經由具有OQ38與4E-1雙迴路轉供方式之微電網停電時間則降為 2.05×10^{-5} (小時/年)，確實可減少配電用戶停電時間，以及大幅提升微電網之供電可靠度。

參考文獻

- 李奕德、詹振旻、何元祥、賴文馳與張永瑞，2015。微電網系統工程整合技術之研究，台電工程月刊。
- 李奕德、劉力源、羅國原與張永瑞，2017。應用於微電網併網及孤島運轉之平穩切換技術，台電工程月刊。
- 吳元康、黃思儒與王怡雯，2017。花嶼離島微電網系統之再生能源規劃研究，台電工程月刊。
- 陳朝順，2011。先進配電自動化先導型計畫，國科會能源國家型計畫智慧電網主軸計畫。
- 陳朝順，2012。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。
- 陳彥豪、盧思穎與洪佑倫，2017。儲能系統價格趨勢對微電網市場發展之影響，台電工程月刊。
- 張永瑞、姜政綸與李奕德，2015。微電網發展前景與技術剖析，臺灣能源期刊。
- 許家豪、孫士文、詹振旻、李奕德與張永瑞，2015。具高佔比再生能源之獨立型微電網協調控制，第三十六屆電力工程研討會。
- 蔡政達，2013。考慮再生能源發電併網之配電系統規劃與保護協調，中山大學，博士論文。
- Billinton, R. and R. N. Allan, 1996. Reliability Evaluation of Power Systems, Springer, US.
- Chanda, S. and A. K. Srivastava, 2015. Quantifying Resiliency of Smart Power Distribution Systems with Distributed Energy Resources. 2015 IEEE 24th International Symposium on Industrial Electronics (ISIE), Rio de Janeiro, Brazil, June, pp.766-771.
- Chanda, S. and A. K. Srivastava, 2016. Defining and Enabling Resiliency of Electric Distribution Systems with Multiple Microgrids. IEEE Transactions on Smart Grid, Vol. 7, No. 6, pp.2859-2868.
- Davis, G., A. F. Snyder, and J. Mader, 2014. The Future of Distribution System Resiliency. Power Systems Conference (PSC), Clemson, South Carolina, USA.
- Liu, X., M. Shahidehpour, Z. Li, X. Liu, Y. Cao and Z. Bie, 2017. Microgrids for Enhancing the Power Grid Resilience in Extreme Conditions. IEEE Transactions on Smart Grid, Vol. 8, No. 2, pp.589-597.
- Nagarajan, H., E. Yamangil, R. Bent, P. V. Hentenryck and S. Backhaus, 2016. Optimal Resilient transmission Grid Design,” 2016 Power Systems Computation Conference (PSCC), Genoa, Italy.
- Panteli, M., D. N. Trakas, P. Mancarella and N. D. Hatziargyriou, 2016. Boosting the Power Grid Resilience to Extreme Weather Events Using Defensive Islanding. IEEE Transactions on Smart Grid, Vol. 7, No. 6, pp.2913-2922.
- Schneider, K. P., F. K. Tuffner, M. A. Elizondo, C. C. Liu, Y. Xu and D. Ton, 2017. Evaluating the Feasibility to Use Microgrids as a Resiliency Resource. IEEE Transactions on Smart Grid, Vol. 8, No. 2, pp.687-696.
- Ton, D. T., and W. P. Wang, 2015. A More Resilient Grid: The U.S. Department of Energy Joins with Stakeholders in an R&D Plan. IEEE Power and Energy Magazine, Vol. 13, No. 3,

- pp.26-34.
- U. S. Department of Energy, 2015. Smart Grid Investments Improve Grid Reliability, Resilience, and Storm Responses, Office of Electricity Delivery and Energy Reliability.
- Xu, Y., C. C. Liu, K. P. Schneider, and D. T. Ton, 2015. Toward a Resilient Distribution System. 2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting, Denver, Colorado, USA.
- Xu, Y., C. C. Liu, K. Schneider, F. Tuffner and D. Ton, 2016. Microgrids for Service Restoration to Critical Load in a Resilient Distribution System. IEEE Transactions on Smart Grid, Vol. PP, No. 99, pp.1-1.

Design of Power Dispatch and Resilient Control for Microgrid

Yih-Der Lee¹ Jheng-Lun Jiang^{2*} Shih-Wei Lin² Chen-Min Chan²
Shyh-Wern Sun³ Yung-Ruei Chang⁴

ABSTRACT

Microgrid is able to operate in grid-connect mode to provide surplus power generation to a distribution system. In cases of grid fault and interruption, the microgrid can isolate the fault and operate in standalone mode to maintain normal operation of distributed generators and loads. However, the microgrid may not be able to reconnect to the distribution system during performing load transfer of distribution feeders, and even cause outage of the distribution system due to synchronization problem. In this paper, the distribution automation system is designed by adding smart switches to achieve resilient control of the microgrid. To verify the effectiveness of proposed method, the distribution feeders of the INER microgrid are selected to implement automatic generation transfer system. The reliability analysis is also performed to evaluate the unavailability of the INER microgrid. It is found that the outage time of loads in the microgrid with resiliency control can be significantly reduced.

Keywords: Microgrid, Power dispatch, Distribution automation system, Feeder transfer, Reliability analysis

¹ Associate Researcher, Nuclear Instrumentation Division, Institute of Nuclear Energy Research.

² Associate Engineer, Nuclear Instrumentation Division, INER.

³ Assistant Researcher, Nuclear Instrumentation Division, INER.

⁴ Deputy Director, Nuclear Instrumentation Division, INER.

*Corresponding Author, Phone: +886-3-4711400#6363, E-mail: jhenglun@iner.gov.tw

Received Date: November 27, 2017

Revised Date: April 23, 2018

Accepted Date: May 11, 2018