

新世代電網控制技術

台電系統規劃處 張忠良 林水秀

一、前言

2009年電力系統會議及展覽會，於3月15日至18日在美國西雅圖舉行，會議主題為「新世代電網(Next Generation Grid)」，強調電力系統運轉、規劃、分析、控制、及發展策略之重要性，其願景即是：建構電力系統成為智慧型電網(Smart or Intelligent Grid)。各分組研討會幾乎涵蓋了電力系統所有相關議題，內容可以說是包羅萬象、應有盡有。其中受到最大關注之焦點，仍然是智慧型電網之發展。

筆者之一張處長參與國際電力系統會議後，應邀順道訪問加拿大BC Transmission Corporation 和 BC Hydro Powertech Labs Inc. 兩電力公司，考察輸電系統規劃分析、智慧型電網發展、特殊保護系統應用、和可靠度評估等業務，進行技術交流。

此次赴美國、加拿大參訪行程雖短，收獲卻相當豐富，可供國內電力相關業界借鏡參考。本文即就期間獲得之寶貴資訊，針對智慧型電網發展、大停電事故防範對策、特殊保護系統發展、及線上安全分析軟體應用等重點項目，摘要敘述。

二、智慧型電網發展

近年世界各國大多數電力公司，陸續面臨輸電網路建設延宕，設備配置不夠健全，致調控能力不足，加上用電需求質量俱增，既有老化設施

頻頻重載運轉，倘遇系統事故時往往容易造成大規模損失。因此，若能在既有網路架構下，應用先進技術與設備，提高送電容量、迅速反應變化、增加自癒能力、及構築安全防衛體系，以控制停電風險，並容納更多分散式電源(風力、太陽能等)之加入，達成節能減碳之目標，正是發展智慧型電網之目的。

智慧型電網之發展，在電力業界引領需求，學術研究單位、設備製造廠家大力提倡、推廣，以及政府機構支持之下，已然蔚為一大風潮，勢將成為電力系統之重大變革。美國電機電子工程師學會(IEEE)舉辦電力系統會議及展覽會，提供一個溝通新技術、新想法之平台，聚集世界各國電力專家、學者、及工程人員，分別就新世代電網之發展提出各種看法。百家爭鳴，其中不乏值得參酌之處。

Areva 公司輸配電自動化部門經理 Randy Berry 說明建構一個更具智慧與效率電網之四大主要區塊—運轉調度、輸電、配電、及變電所自動化，而整合前四者之基礎建設包括：(1)視覺化電腦平台，(2)統一的系統架構及共通的資訊模型，(3)安全、可靠之通信系統。

Randy Berry 以智慧型電網之發展為例，介紹該公司輸配電部門利用 131 標準在配電系統之智慧型電網套件，除可管理分散式電源之外，同時也支援需量反應。所發展出來的智

慧型電網套件，與該公司所開發之輸電管理系統整合而成。這套系統來自於先前多重分散式電源管理計畫所累積之經驗，透過更具智慧的電網管理方式，將可協助電業解決減低二氧化碳排放，同時提供更有效率、更可靠之電力，以貼近消費者的需求。

SEL 電驛公司創辦人 Edmund Schweitzer 則以保護系統案例，提供與會者相關成功之經驗，描繪智慧型電網之原理與願景，強調數位保護電驛、同步量測及控制技術創新之必要性。SEL 公司早於 1984 年時，即投入智慧型電網相關研究，研發出全球第一台數位式保護電驛，並在同步量測及控制等領域，持續進行創新研發。

為了提供用戶更可靠的電力供應，快速隔離故障、回復電力、需量監控及運轉維護等技術，是不可或缺的。為符合客戶的需求，運用資訊科技、數值分析及通信技術等方式，來改善供電可靠度及效率，已成必然趨勢。現今利用先進通信及控制科技，研發出來的多項智慧型電網相關技術，包括異常導向(exception-based)技術應用在變壓器保護、利用故障定位指示器正確找出故障發生地點，以減少偵測時間，均可以讓電網變的更有智慧。

華盛頓州立大學教授 Anjan Bose 概述新世代電網之未來方向，及所需之相關技術。Bose 教授認為目前業界在智慧型電網之發展，偏重於配電系統領域，如裝設智慧電表、負載需求管理、及用戶端無線通信。智慧型電網技術在輸電系統之應用，如相量量測設備、高速寬頻通信、採用 FACTS 進行快速控制等方面，

仍有努力之空間。

Research Frontiers for the Smart Grid 分組研討會發表之論文題目與單位，如表 1 所示，包括：變電所自動化、廣域監測與控制、輸電系統圖視化、工業界對於大學研究計畫之觀點、及美國能源部與大學合作的先進廣域監視網絡。從其內容，可以瞭解智慧型電網之最新研究方向及未來發展趨勢。

表 1 智慧型電網分組研討會

Research Frontiers for the Smart Grid	
論文題目	單位
Substation Automation Research Frontiers	Texas A&M University
Wide-Area Monitoring and Control Algorithms for Large Power Systems Using Synchrophasors	Washington State University, School of Electrical Engineering and Computer Science
Transmission System Visualization for the SmartGrid	University of Illinois at Urbana-Champaign
Industry Perspectives on University Research Programs	Areva T&D Inc.
Department of Energy/University Research : A Smart Partnership for a Smart Grid	U.S. Department of Energy (DOE)

Substation Automation Research Frontiers

在電力系統邁向智慧型電網之過程中，變電所之自動化扮演著關鍵角色，此因變電所負責許多監測、保護和控制功能，並作為發電廠與用戶負載間大量電力傳遞之橋樑。採用最新技術發展的許多智能電子設備

(IED)，可使變電所增強其既有基本功能。

為了滿足標準變電所增設自動化系統的先進功能，美國電力科學研究院(EPRI)、能源部(DOE)、及國家科學基金會(NSF)等單位，積極與各大學合作，陸續推動相關研究工作，進行中的計畫包括：

- **自動數據整合方案：**包括故障記錄器、數位保護電驛和斷路器監視器取得之數據。
- **用於檢測、分類、和減輕連鎖事故效應之方法：**可以使用區域或全系統之運轉數據。
- **最佳化故障定位演算法：**使用變電所、IED、和 SCADA 取得之數據，以及短路故障電流之計算數據。
- **以風險為基礎的資產管理方法：**用以制定以狀況為基礎的維修排程，其數據來自於變電所之各項監測設備。
- **智慧型警報處理方法：**可以判斷各種先進保護電驛警報之間的因果關係。
- **基於類神經網絡之保護電驛方案：**同時增強輸電系統之可靠性和安全性。

Wide-Area Monitoring and Control Algorithms for Large Power Systems Using Synchrophasors

電力系統正常運轉時，即不斷受到各式各樣的小擾動，如小量負載的隨機變化、變壓器分接頭的切換、以及並聯補償電容器開關的操作等。無可避免地，亦會遭遇到設備故障及天然雷擊災害等各項衝擊所造成的大

擾動，導致如輸電線跳電、發電機跳機、以及大量的負載跳脫等之事故。

當電力系統因事故處於異常運轉狀況時，可能面臨到電壓不穩定、小信號不穩定(系統振盪)、或暫態不穩定(系統失去同步)之嚴重威脅。華盛頓州立大學研究團隊一直在發展即時監測和控制演算法，使用廣域監測系統，希望藉著同步相量量測資料之分析，可以即時判斷電力系統之穩定度，並處理前述三種類型的穩定現象。

圖 1 所示之電力系統振盪監測系統，類屬於廣域監測系統，其數據來自相量量測單元(PMU)。振盪監測系統具有兩個計算引擎，包括：(1)事件分析引擎，在系統遭受擾動時自動完成 Prony 響應分析；(2)阻尼監測引擎，在自發性振盪出現時估算阻尼大小及其頻率。如果振盪監測系統監測到阻尼不足時，即會發出警報或控制指令。

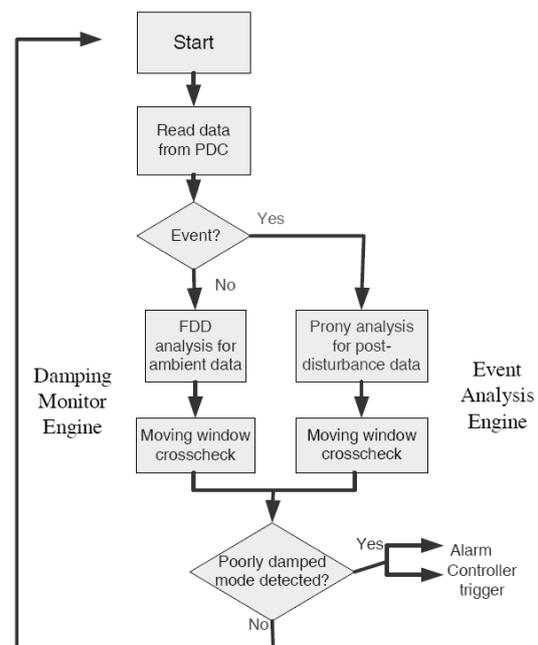


圖 1 振盪監測系統演算流程圖

Transmission System Visualization for the Smart Grid

智慧型電網之發展，需要增強輸電系統的圖視化。智慧型電網包含大量的自動化，但仍需運轉人員操作，運轉人員需要視覺化的指標，來幫助他們保持良好的感知狀態。例如，圖2所示電力系統，利用動畫箭頭顯示電力潮流之流動方向，而動態 Pie 圖來表示輸電線路和變壓器之負荷程度，是否已接近或超過其限制。使用不同色彩、或彩色輪廓，顯示電壓之不同大小，也是常見的一種圖視化方法。

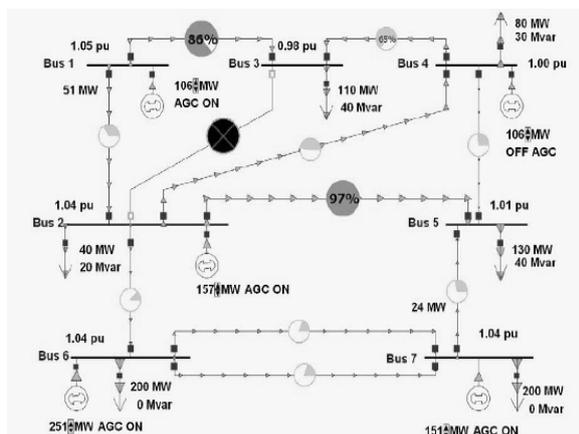


圖 2 電力系統之圖視化電力潮流

Department of Energy /University Research: a Smart Partnership for a Smart Grid

加強大停電事故之預防措施，為近年各先進國家積極研究之方向，相量量測技術應用於電力系統之狀態監測為其中重要項目之一。使用相量量測技術監視系統狀態，可提供 EMS 所不及之相關系統即時資訊，作為調度人員運轉、控制之參考，有助於電力系統之安全及供電可靠度的提昇。

美國能源部與北美電力可靠度公司(North American Electric Reliability Corporation)支持大學及研究機構，利用先進的遙感、通信和電腦系統，發展和部署同步相量量測網絡。該網絡可使用於大型互聯電力系統，即時監測電壓和電流之大小和相角，以及穩態與動態情況下之系統頻率等數據。

為了充分利用這些即時同步數據，美國能源部集合各大學和研究機構，開發先進的分析工具和應用，達成強化電力系統之規劃及運轉，以改善電網可靠度和資產管理。這些研究包括基本調查，數據整合，適應性孤島運轉，最優電力潮流，系統振盪分析，及其他相關領域。開發廣域同步相量量測系統之分析工具和應用，目的即在奠定智慧型電網技術之基礎，同時培植新一世代之電力工程師及教育家。

三、大停電事故防範對策

電力系統發生大停電事故，通常有一相同之過程，一連串連鎖事故總是肇因於單一事件或者多重事件。例如，1996年8月美國西部聯網大停電、2003年8月美國東北部與鄰近加拿大地區大停電、2003年9月義大利大停電、以及2006年11月歐洲大停電，均是起因於單一輸電線路、匯流排故障，或者併同發電機跳脫事件。肇始事件發生後，觸發其他設備故障，形成連續的線路及發電機跳脫事故。這些連鎖事故使得健全線路超載，匯流排電壓降低，因而系統更加脆弱。最後，電力供需不平衡情況

嚴重惡化，導致電壓崩潰及系統失控分裂，終於引發大停電。

以美加、歐洲地區大停電事故為研究案例，從肇始事件引發連鎖事故，最後導致大停電之後果如圖 3 所示。其中 1996 年美西及 2003 年義大利大停電起因於輸電線路故障跳脫，2003 年美加大停電由輸電線路故障及發電機跳脫引起，2006 年歐洲大停電之肇因則為雙回線輸電線路故障跳脫。這些肇始事件隨後觸發其他設備故障，造成輸電線路及發電機連續跳脫，使得系統頻率、電壓、及發電機運轉極端不穩定，最終導致大停電之災難。

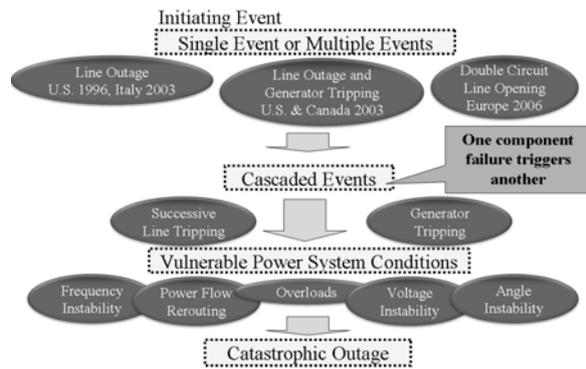


圖 3 電力系統連鎖事故之後果

前述美、歐 4 次大停電事故之嚴重程度，如表 2 所示，影響數百至數千萬人。通常，發生大停電之前兆，電力系統已是處於脆弱之狀況。尖峰負載期間，某些輸電線路停電維護，致其餘輸電線路潮流太重，即是使得系統脆弱之主要因素。因此，單一事故常會引發其他連鎖事故，形成骨牌效應，終至大規模停電。

表 2 北美、歐洲地區重大停電事故

發生時間	停電地區	停電規模 (GW)	影響程度 (百萬人)	停電時間
1996.08.10	美國西部	30.5	7.5	>6 分鐘
2003.08.14	美國東北部 加拿大東部	62	50	>1 小時
2003.09.28	義大利	27	57	>25 分鐘
2006.1.04	歐洲	17	15	>20 秒

電力系統在發生連鎖事故之初始階段，其過程可能進行相當緩慢，如 2003 年 8 月美加大停電事故之情況。然而，當事故到達某一關鍵臨界點，隨後之輸電線路及發電機跳脫事件將非常快速及不可控制。大停電之演變過程如圖 4 所示，肇始事件最初引起線路過載、電壓過低問題。隨後之連鎖事故促使系統進入崩潰點，系統頻率及發電機同步運轉均出現不穩定之問題，大規模停電已是不可避免。

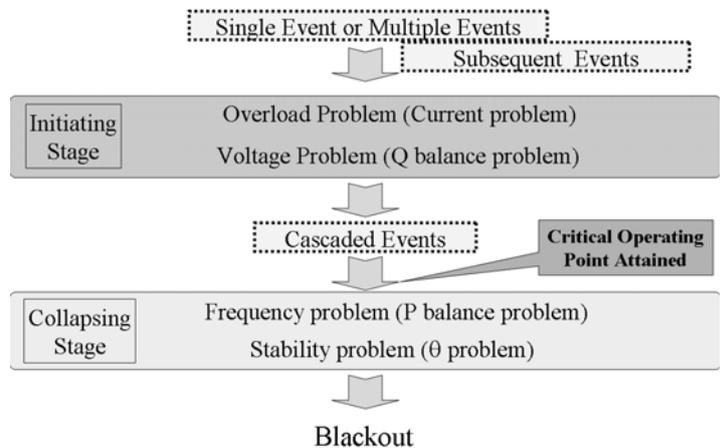


圖 4 電力系統連鎖事故

電力系統運轉時，無可避免地會遭遇設備故障及天然災害造成之各項衝擊，導致如輸電線跳線、及發電機跳機等之重大事故，致使電力系統處於異常狀態。電力系統之異常現象如圖 5 所示，依其演變速度之快慢順序，可分為(1)流經輸變電設備電流太大之過載問題，(2)無效電力不平衡引起之電壓過高、或過低問題，(3)有效電力不平衡引起之頻率變動問題，以及(4)發電機受衝擊擾動而無法維持同步運轉之不穩定問題。

當電力系統受連鎖事故之衝擊，處於異常狀態之時，調度運轉人員必須採取適當之控制行動。針對變動較慢之過載問題、電壓違限，頻率偏離正常值，可以採取運轉手段或預防控制等矯正行動，以防止系統異常狀況繼續惡化。如果是變動迅速之穩定度問題，則須採行緊急自動控制機制，才有可能避免大停電之發生。

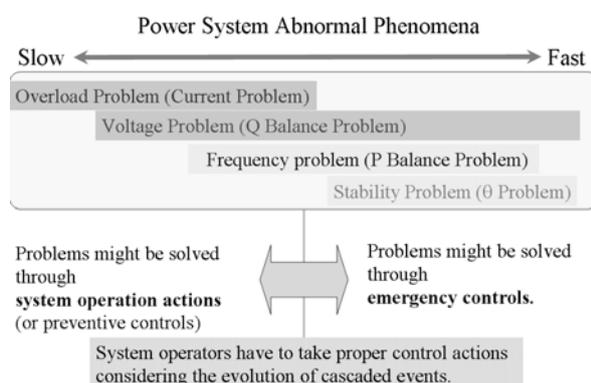


圖 5 電力系統異常現象

導致大停電之連鎖事故，其眾多原因包括：天然災害造成之設備短路故障、保護電驛不當動作、電力設備自身功能不正常、通信和資訊系統失效、甚或調度運轉人員操作錯誤。因此，精確預測連鎖事故發生之順序，

實務上是不可能。重要的是在檢視連鎖事故之基本型態，也就是說：某種特定事故可能觸發其他種事故，例如：

- 輸電線路過載→因而跳脫
- 發電機過激磁→因而跳脫
- 互聯線路兩端系統失去同步→導致互聯線路跳脫
- 系統頻率、電壓異常→導致發電機跳脫
- 系統頻率、電壓過低→導致卸載(用戶停電)

詳列連鎖事故之基本型態，進而探究這些基本型態如何形成一連串之事故序列，已成為研究連鎖事故因果關係之最新課題。由於電驛職司保護電力系統之責，在連鎖事故進行過程之中，扮演極為重要之角色，預防發生連鎖事故之一有效途徑，即是事先詳細列出保護電驛可能發生之非預期動作。但是，鑑識保護電驛之非預期動作並非易事，例如電力系統在發生事故之後，輸電線路兩端測距電驛量測到之視在阻抗，如圖 6 所示，究竟是進入到第三保護區間之內，或者落在區間之外。答案是：使用不同方法即有不同結果，可見分析方法之重要。

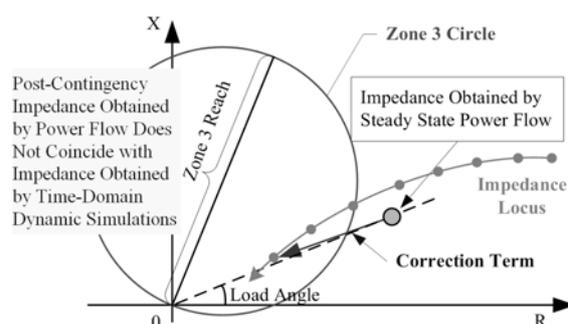


圖 6 不同方法分析電驛動作之差異

圖 6 中之大圓點，為電力系統發生某一事故之後，利用穩態電力潮流解法求得之運轉點，落在第三保護區間之外，測距電驛不會動作。小圓點則為時域動態模擬軟體計算出之運轉點移動軌跡，已進入到第三保護區間之內，若停留期間超過預定時間，測距電驛即會動作跳脫輸電線路。

目前電能管理系統(EMS)之線上安全評估工具，業界標準仍然採用穩態電力潮流解法，只能估算系統發生某一事故後保護電驛量測到之穩態電流及視在阻抗，無法得知系統事故後運轉點之移動軌跡。因此，輸電線路測距電驛或發電機過激磁保護電驛，是否會動作跳脫線路或發電機將不得而知。繼續強化現有安全評估工具，仍是業界未來重點。

為了避免大停電之發生，當電力系統發生異狀之時，必須採取矯正控制行動，以解決下列問題：

- 輸變電設備(輸電線及變壓器)過載
- 區域間電力傳輸量超出正常範圍
- 輸電系統電壓過低
- 系統頻率過低
- 互聯線路兩端系統或發電機失去同步(系統不穩定)

防止大停電之控制機制，如表 3 所示，包括利用運轉手段之預防控制、及自動化之緊急控制。設備過載、電力傳輸量太大、及電壓過低等異狀，採取行動之可用時間可達數十分鐘，利用預防控制可防止部份事故演變成大停電，系統頻率過低及失去同步則須依靠緊急控制。

表 3 避免大停電之可用時間及控制機制

系統異狀	控制行動可用時間	利用預防控制防止大停電	利用緊急控制防止大停電
設備過載 電力傳輸量太大	數秒至數十分鐘	部份可能	有可能
電壓過低	數秒至數十分鐘	部份可能	有可能
頻率過低	1/10 秒至數秒	不可能	有可能
系統失去同步	1/1000 秒至數秒	不可能	有可能

針對系統異常狀況，各項防止大停電之控制設備及行動，如表 4 所示。其中解決過載相關問題至為重要，若未能及時減輕過載狀況，可能引發連鎖事故，導致系統崩潰分裂。通常，調度人員利用運轉手段解決過載問題，所需時間約 10 至 30 分鐘。如果，調度人員預期執行預防控制之時間可能超過 30 分鐘，必須使用緊急自動控制機制，作為後衛保護。

利用調度運轉手段解決過載問題之程序，如圖 7 所示，依優先次序如下：

- 電網改變重組：調整相角調節器、啟用待維護之輸變電設備、啟開(Open)常閉斷路器。
- 發電機控制：出力調整、備轉機組昇載。
- 負載控制：降低可停或非必要負載之電壓、縮減可停或非必要負載、卸除負載。
- 跳脫過載設備：如果可用控制行動均已執行，過載狀況仍然存在，則須跳脫過載之輸變電設備。

表 4 防止大停電之控制設備及行動

控制設備及行動	設備過載電力傳輸量太大	電壓過低	頻率過低	失去同步
調整相角調節器	○	○		
控制區域間融通電力	○	○		
調整發電機無效電力		○		
投入電容器	○	○		
切離電抗器		○		
發電機出力控制	○	○	○	○
降低可停或非必要負載之電壓	○	○	○	
縮減可停或非必要負載	○	○	○	
卸除負載	○	○	○	
系統分裂				○
失步電驛動作				○
跳脫過載之輸變電設備	○			

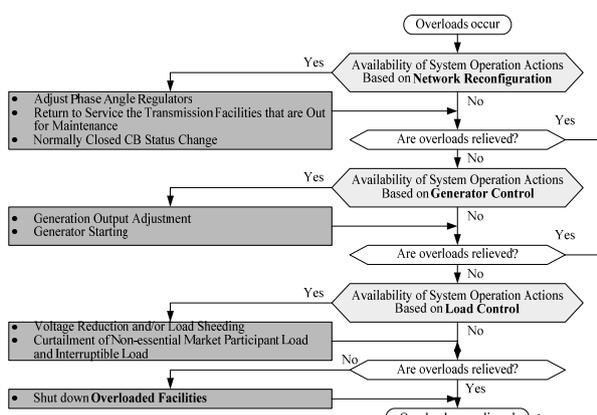


圖 7 利用調度運轉手段解決過載問題之程序

如果，過載問題非短時間可由運轉手段解決，或是過載問題之因果關係相當明確，就必須或是可以使用自動之緊急控制機制予以解決。緊急控

制方式視系統異常狀況而定，可以包括跳脫發電機、卸除負載、或調整發電機出力。早在 1980 年代即有電力公司，使用跳脫發電機之緊急控制系統，解決過載及不穩定問題。

現今利用跳脫發電機及卸除負載之緊急控制系統，典型範例如圖 8 所示，在日本之應用就是一套特殊保護系統(Special Protection System, SPS)。實際上，特殊保護系統類屬於自動之緊急控制機制，可與調度運轉手段相輔相成，並可補助保護電驛僅保護個別設備，而不及於系統之功能缺陷。

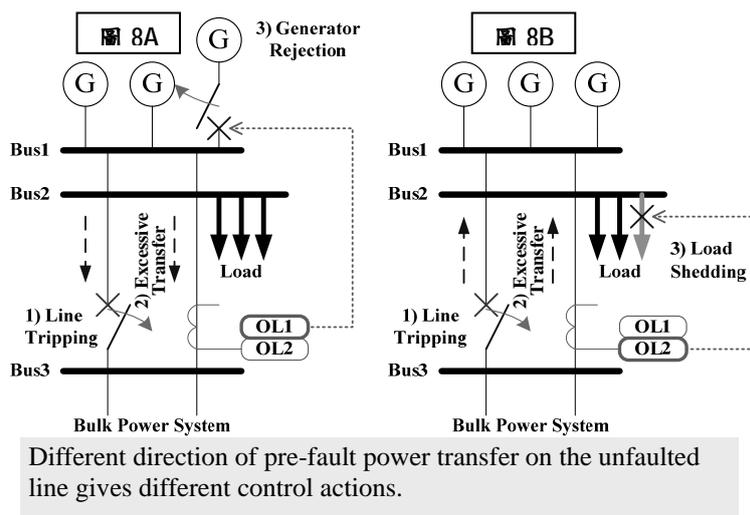


圖 8 利用緊急控制系統解決輸電線過載之問題

圖 8 所示系統中匯流排 2 至匯流排 3 之輸電線路，若只用電驛保護，當第一回輸電線故障跳脫，第二回輸電線過載超過設定時間，不管電力潮流之方向，過電流電驛即會將第二回輸電線跳脫，導致匯流排 1 及匯流排 2 之區域發生停電。由此可見電驛僅是保護輸電線路，並無法防止大區域停電之發生。針對上述可能發生之連

鎖事故，可以設計特殊保護系統之功能如下：

- (一)、當其中一回輸電線故障跳脫，另一回輸電線過載，且電力潮流之方向如圖 8A 所示往下送，特殊保護系統即會跳脫上方電廠之部份發電機。
- (二)、當其中一回輸電線故障跳脫，另一回輸電線過載，但是電力潮流之方向如圖 8B 所示往上送，特殊保護系統即會跳脫匯流排 2 之部份負載。
- (三)、特殊保護系統隨時監測匯流排 1、2 區域之總發電量及總負載，以及匯流排 2 至 3 輸電線路之電力潮流大小及方向。因此，當其中一回輸電線故障跳脫時，可以即刻精確決定必須跳脫之發電機或負載數量。
- (四)、特殊保護系統不會像電驛為保護輸電線不因過載受到損毀，直接將其跳脫，連鎖造成大區域停電。將其設計成僅跳脫部份發電機或負載，以解決過載問題，已是一項智慧型電網技術之具體實踐。

輸電線路電力潮流大小及方向之量測單元，如圖 8 中之 OL1 及 OL2，以往都是使用傳統式過流電驛附帶延時元件，現今則為具有最佳保護特性之數位式電驛。

四、特殊保護系統發展

電力系統欲完全預防機率極少之多重事故、並耐受其衝擊而不停電，投資經費將非常龐大。為了減輕連鎖事故之影響，將停電之區域限縮至最小範圍，因而有特殊保護系統

(Special Protection System, SPS) 或補救行動計畫(Remedial Action Scheme, RAS)執行緊急自動控制，以期能夠避免全系統不穩定狀況之發生。

另一方面，在電業自由化市場，或是輸電線路建造不易之情況下，充分利用既有輸電系統資源，增加電力傳輸容量，已成為重要課題。裝設特殊保護系統，系統正常運轉時，可以容許輸電系統增加其傳輸容量。當發生重大事故時，立刻自動執行預設之緊急控制，確保系統維持穩定。

加拿大卑詩省輸電公司(British Columbia Transmission Corporation, BCTC)於 2003 年 5 月加拿大政府通過輸電公司法案之後，從母公司卑詩省電力公司(BC Hydro and Power Authority)分割成立，負責管理 1 萬 8 千回線公里輸電系統之資產，建立輸電系統公正和公開的運轉機制，以保證電力市場參與者之公平使用權。BCTC 及其前身是最早採用特殊保護系統的公司之一，其類型屬於集中式智慧型 RAS 系統，已經成功運轉 30 多年，創新精神值得學習。

BCTC 公司決定輸電系統的運轉極限時，已將特殊保護系統之緊急控制機制納入考慮。此種整合方式，不僅可以充分利用輸電系統資源，同時亦可確保系統安全。BCTC 公司於 1994 年，再將原本由人工啟動(Manual Arming)之 RAS 系統，更新改由電能管理系統(EMS)自動啟動(Automatic Arming)。EMS 系統之安全評估功能，利用電網狀態、可用輸

變電設備、輸電線潮流、負載規模、及系統事故後之運轉限制等資訊，每4分鐘或於電網發生重大變化，隨時更新RAS之緊急控制機制。當安全評估功能發現電力系統有安全風險時，EMS即會啟動RAS系統進入待命狀態，並同時更新電網之運轉限制，警示中央控制中心之調度人員。

為了適應電力系統成長、電網結構改變、及新建發電廠之加入，BCTC公司持續更新、擴充RAS系統之運轉功能及範圍，最後發展成以EMS為基礎之RAS系統。由於BCTC公司之成功運轉經驗，使得EMS-RAS系統在提昇電網運轉效能及可靠度，受到世人矚目。BCTC公司發展EMS-RAS系統之重要特色如下：

- **集中式：**中央控制中心EMS擁有電力系統之即時運轉資訊，以EMS為基礎之RAS系統，可以確保緊急控制機制之協調，為最佳選擇方案。
- **彈性化：**將RAS系統緊急控制機制納入考慮因素，可以提高輸電系統的運轉極限，充分利用輸電系統資源。因此，一套隨電網情況彈性調整控制策略之RAS系統，可以最佳化輸電系統之性能。依據NERC/WECC所訂規劃與運轉準則，決定輸電系統運轉極限之原則如下：
 - (1)電力系統發生N-1事故，不可造成用戶停電。
 - (2)萬一同時或連續發生多重事故，則依靠RAS系統執行卸除負

載、跳脫發電機之緊急控制，以確保電力系統之安全穩定。

■ **快速動作：**BCTC公司輸電系統之傳輸容量，受限於暫態穩定度問題。電網多重事故時，RAS動作必須非常快速，才能避免發生暫態不穩定。通常，RAS系統從偵測到觸發事故，經運算、判斷作成決策，至所有執行命令之控制動作，整個過程必須在10~12週波之內完成。

■ **智慧型：**以EMS為基礎之RAS系統，可以整合調度人員之運轉指令，具有專家系統之效能。BCTC公司發展智慧型RAS系統，只要經由簡單修改程序，就可以適應電網之變動，有效提高輸電系統之傳輸容量。

BCTC系統主幹輸電線路電壓為500kV，二次輸電系統電壓為360kV、及230kV，在供電轄區加拿大卑詩省之地理分佈，如圖9所示。輸電系統依地理位置，大致可分為下列四個區域：

- **北部電廠及海岸地區：**包括兩個水力發電廠，總發電容量3430MW，經由3回500kV輸電線路，供電南部之負載中心。
- **中部地區：**Bridge River水力發電廠，發電容量514MW。
- **南部地區及溫哥華島：**為人口密集之負載中心，有2回500kV輸電線與美國系統互聯。
- **東南部地區：**為南部之內陸地區，有1回500kV輸電線與東鄰亞伯達省系統互聯，及2回230kV輸電線與美國系統互聯。

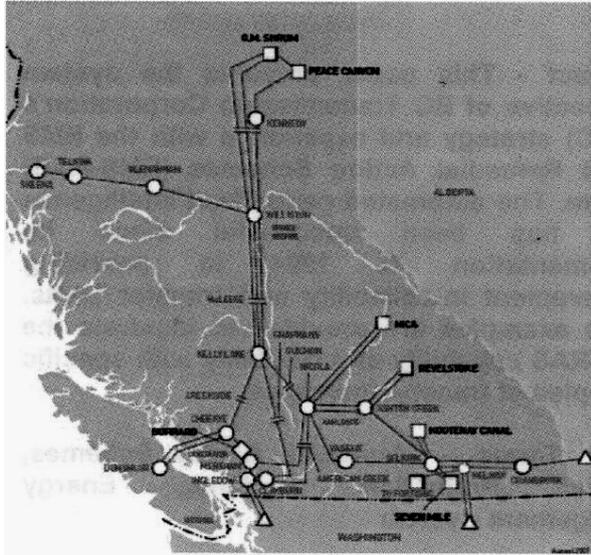


圖 9 BCTC 500kV 輸電系統

BCTC 公司為提高輸電系統傳輸容量，並防範事故引發大停電，是以裝設 EMS 為基礎之集中式 RAS 系統，作為解決方案，而非只是擴建輸電線路。BCTC 集中式 RAS 系統之架構如圖 10 所示，其核心部份為 TSA 安全評估引擎，接受 EMS 即時運轉資訊，依據運轉準則及限制，隨時進行電力系統安全評估。

圖 10 所示 4 套主要緊急控制機制 (Matrix)，分別針對各個區域輸電系統或聯網通道而設計。當 TSA 發現各區域輸電系統有安全風險之時，即會啟動各該區域之緊急控制機制進入待命狀態。萬一輸電系統發生多重事故，立刻進行判斷，決定是否執行緊急控制，以確保電力系統之穩定安全。

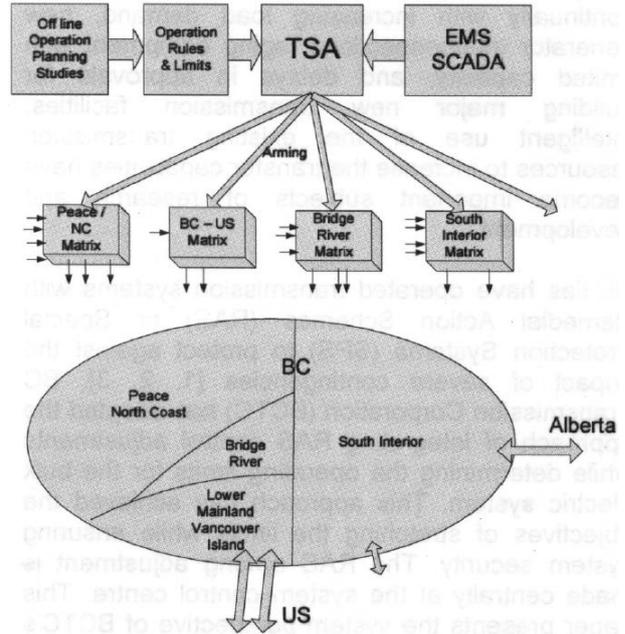


圖 10 BCTC 集中式 RAS 系統

大型互聯系統發生連鎖事故造成大停電之嚴重，動輒影響數百至數千萬人之用電，經濟損失難以估計。因此，部份研究機構提出適應性系統孤島方案 (Adaptive islanding schemes) 納為特殊保護系統之一環，其目的即於系統發生緊急事故時，有計劃地將互聯系統分割成數個自給自足之孤島系統，並將事故限縮於一個孤島系統之內，以防止連鎖事故之擴散。

五、線上安全分析軟體應用

近期隨著電能管理系統 (EMS) 之升級與更新，線上安全分析軟體之應用也跟著普遍。其中電力系統之動態安全評估 (Dynamic Security Assessment, DSA)，已漸被整合成為電能管理系統之先進功能，可以輔助調度運轉人員，快速掌握電力系統狀態、預知風險。

PowerTech Labs Inc. (PLI) 公司位於加拿大溫哥華，為卑詩省電力公司之獨資子公司。從 1989 年成立以來，

就針對電力公司、瓦斯公司、汽車製造業，提供各種諮詢和測試服務。尤其以電力系統分析套裝軟體 DSATools 之開發，最為電業所熟知，由國際著名電力專家 Kundur 博士，於 1995 年帶領研究團隊開始發展，計算核心具有超過 10 年的應用歷史。近年來開發友善快速之圖形化操作介面，為使用者樂於採用，目前有近 120 個商業用戶，遍佈全球六大洲，其中 25 個是已投運或是建造中的線上 DSA 系統。

套裝軟體 DSATools 包括下列 4 個主要分析軟體：

■ PSAT (Powerflow & Short-circuit Analysis Tool)：電力潮流和短路分析

■ VSAT (Voltage Security Assessment Tool)：電壓安全分析

■ TSAT (Transient Security Assessment Tool)：暫態安全分析

■ SSAT (Small Signal Analysis Tool)：小信號穩定分析

其中 SSAT 為獨步業界之程式，可以分析電力系統振盪模式之頻率及阻尼，鑑識系統阻尼不足之原因。

DSATools 之核心功能如下：

- 靈活考慮各種電力系統安全性指標
 - 過載、穩態電壓、及無效功率裕度
 - 電壓穩定、暫態穩定、低頻振盪阻尼裕度
 - 暫態電壓及頻率限制

■ 採用業界普遍接受的分析方法

- 電力潮流：牛頓-瑞佛森法、快速分解法
- 電壓安全：P-V 曲線分析
- 暫態安全：時域模擬
- 小信號穩定：特徵值分析

■ 多個系統案例，多重故障綜合分析

■ 各種穩定極限計算

■ 可以利用多台電腦進行分佈式計算

■ 所有分析可用全圖形化介面或整批處理進行

■ 和 PSS/E, PSLF, BPA 等程式使用之數據格式兼容

■ 支援以下各種模型：

- 用戶自定義模型
- 風力發電系統模型
- 控制系統模型
- 中長期電壓穩定分析模型
- 不對稱故障及非全相運轉分析模型

線上安全分析軟體，可以輔助調度運轉人員，進行電力系統之監視控制，排除或減少人為因素之誤判。因此，電能管理系統具有先進線上動態安全評估之功能，已漸成為趨勢。有的公司於更新 EMS 時一併納入，有的公司則於現有 EMS 增設。截至 2009 年 3 月，控制中心裝有線上 DSATools 之電力系統，如圖 11 所示。

當然，動態安全評估工具非僅 DSATools 而已，尚有其他類似軟體。因其甚具代表性，大致可以看出 DSA 之應用現況。更進一步者，EMS 利用動態安全評估結果，自動啟動 RAS

系統，就成為以 EMS 為基礎之 RAS 系統，加拿大 BCTC 輸電公司裝設之集中式 RAS 系統即是一個案例。

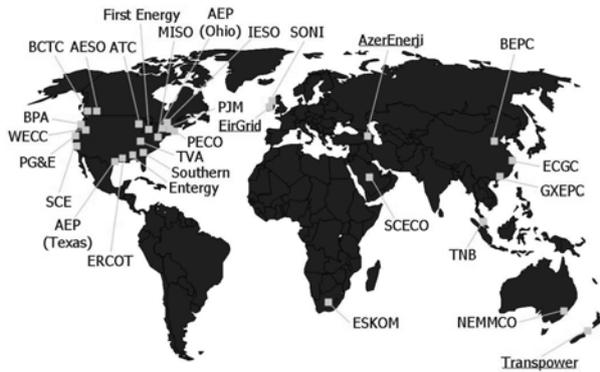


圖 11 線上安全分析軟體工具之應用

隨著電腦軟硬體持續進步，控制中心 EMS 裝設功能強大之動態安全評估工具日漸增多。美國東北部 PJM(Pennsylvania-New Jersey-Maryland) 互聯電網之線上動態安全評估系統，如圖 12 所示。PJM 互聯系統是美國最大的統一調度電網，服務範圍覆蓋美國東北部 14 個州，有 17 個電力調度控制分區。EMS 系統由西門子公司提供，線上安全評估工具採用 TSAT，主要設計特色如下：

- TSAT 規模：可容納有 13,000 匯流排及 2,500 發電機之電網
- 每 15 分鐘完成 1 次 TSA 分析(3,000 個故障；40 個穩定極限)
- 伺服器主機採用雙機備援，計算引擎由 20 顆 CPU 組成
- 該系統已於 2006 年 7 月開始運轉

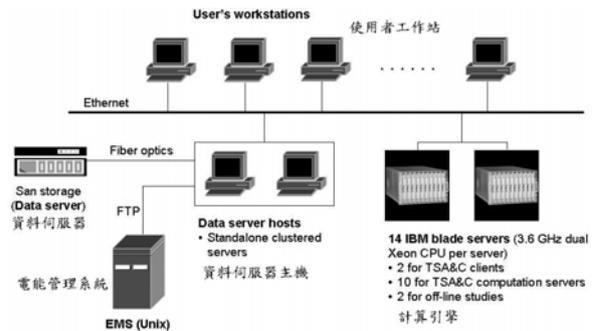


圖 12 PJM 互聯電網之線上動態安全評估系統

MISO(Midwest Independent System Operator)是位於 PJM 西部的一個大型區域電網，由 25 家輸電公司 (transmission owners)組成，其與 PJM 之相關地理位置如圖 13 所示。EMS 系統由 Areva 公司提供，安全評估工具採用 VSAT，在 2003 年 8 月北美大停電後建置，每天 4 次更新關鍵輸電通道的穩定極限，分析週期將逐漸提升到每小時一次，MISO 同時使用 SSAT 作離線低頻振盪分析。

MISO 輸電系統在 2005 年 11 月 28/29 日的暴風雪中，不同時間內跳了 53 條 115 kV 以上輸電線。VSAT 在系統恢復過程中發揮了重要作用，整個過程中只卸除部分可停電負載，而沒有切掉重要負載，MISO 事後檢討時確認：如果沒有 VSAT 的分析，將不可能達到上述結果。

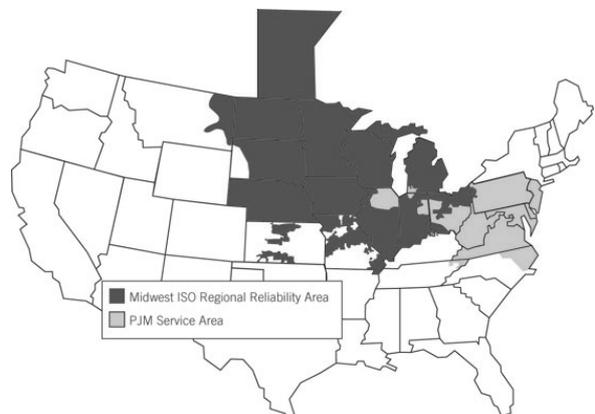


圖 13 MISO 與 PJM 供電區域

TNB(Tenaga Nasional Berhad)是馬來西亞國家電力公司，在最近數年發生了幾起大停電事故。因此，TNB 建置線上安全評估系統作為預防大停電事故之關鍵措施，現已投入試運轉。該系統包括暫態安全分析 TSAT 和電壓安全分析 VSAT，除了通常的安全分析和穩定極限計算外，主要特色是將 TNB 緊急控制系統的模型包括在內，大大提升了計算結果的準確度及可信度。

TNB 主要的緊急控制機制如圖 14 所示，邏輯簡單明確。區域 A 透過兩個輸電走廊(INT-1 和 INT-2)向主電網送電，INT-1 的六回線可能在罕見的共模故障(common-mode failure)下同時跳開。在此情況下，緊急控制系統自動跳脫 Plant B 的機組，以確保系統的穩定性。Plant B 的跳機數目由決策表決定，如 INT-1 和 INT-2 向主電網送電超過 1300MW 時發生 INT-1 六回線跳開事故，必須跳脫 Plant B 全部機組，才能確保系統穩定。

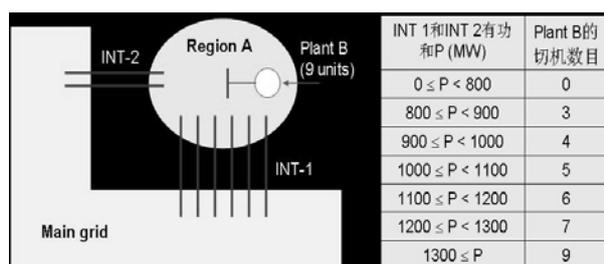


圖 14 TNB 電網緊急控制機制

六、結語

本屆 IEEE 電力系統會議及展覽會以新世代電網(Next Generation Grid)為主題，其意義與智慧型電網(Smart or Intelligent Grid)相同，但遣詞用字更具深意，兼有空間互通有無、時間承先啟後(Making the Connections)

之內涵。簡言之，智慧型電網係指既有電力系統之更新與活化，利用先進資訊、通信、控制系統之整合技術，使得電網更加可靠、安全與有效率。

鑑於大規模停電造成的損失難以估計，各國電業紛紛進行控制中心的更新與升級，以應付事故時電力系統的快速變化，減少連鎖事故造成大停電之機率。隨著電腦軟硬體技術持續進步，控制中心電能管理系統裝設線上即時動態安全評估工具，輔助調度人員預知風險，已成為必然之趨勢。

電業因應自由化之競爭，提高既有電網之輸電容量，並為防範伴隨而來大停電機率增高之風險，因此以特殊保護系統作為解決方案，利用卸除部份負載及跳脫發電機之策略，確保電力系統之穩定安全，以避免全黑事故之發生。百尺竿頭更進一步，發展以 EMS 為基礎之特殊保護系統，是一項值得思考的方向。

參與電力技術發展及應用之討論交流，深知掌握趨勢、與時俱進，才能落實智慧型電網之發展，開啟邁向未來電網之路。台電公司第七輸變電計畫(99~104 年)，為了有效鞏固電網之安全與可靠，首度規劃引進、擴大應用多項先進技術，正是邁向智慧數位電網之具體實踐。

應用全球定位系統於對相試驗及端對端保護電驛測試

李長興 邱敏彥 黃智賢

震江機電技術顧問股份有限公司

1、前言

差流保護電驛係監視被保護設備兩端之電流狀態，事故發生時，即會產生差電流而跳脫斷路器，如圖 1 所示。因其不需與其它保護電驛作協調，故能快速隔離故障，常被用做快速主保護。

現今對於線路的故障保護方式，亦幾乎都是利用差流電驛作為快速主保護。尤於差流保護電驛係利用兩端電流之差異，做為電驛是否動作的判別依據，故竣工測試的對相測試就顯得相對重要。因為差流保護電驛兩端多相距數百公尺，甚至數公里遠，故在兩端皆無共同之參考訊號下，並無法直接比對訊號相別。現今所採用的方式多是利用外加一條通訊線連接兩端點，觀看兩端的電壓電流變化，如圖 2 所示。對於數位電驛而言，電驛本身已具備雙端同步功能，可利用顯示面板進行雙端之對相試驗。惟有少部份數位電驛，雖具有雙端同步功能，但並未開放此功能給末端使用者使用。在此情形下，仍需要傳統之對相試驗。

然而，外加通訊線之方式為臨時性設置，並未設有永久固定設施及警示，故於測試時需派員看守各路口以避免人車發生危險。尚且，一旦兩端距離過遠時，佈線成本將偏高，使得此方式幾乎不可行。此外，若利用送電後再以差流電驛的錶頭來進行對相，則必須先閉鎖電驛的跳脫接點，此時電驛無法提供足夠的保護，存有潛在風險。

基此，為提升對相試驗之便捷性，及準確性，本文提出利用全球衛星定位系統（GPS）之同步訊號，作為兩測試端之參考訊號的方法，並成功應用於現場測試中，如圖 3 所示。

早期受限於電驛測試設備的功能，兩端電驛測試器無法同步，故對於線路差流電驛的測試，多僅能做單體測試，或是利用線路負載電流，進行簡單跳脫試驗。然而，此測試方法僅能測得差流保護電驛是否能跳脫，但對於是否能正確動作則無法確認，如比率差動特性。此外，若線路負載電流過小時，因為差電流可能小於動作電流，故亦無法確認差流保護電驛是否會動作。

基此，為確認差流保護電驛功能正常，本文利用 GPS 的同步訊號，搭配新型保護電驛測試器，進行端對端的保護電驛測試（End-to-End Relay Test）。

如前所述，本文將依序分析 GPS 同步訊號之最大誤差，探討其對測試可能造成之誤差。接著分析電驛測試器可能產生之頻率誤差，並探討其在端對端測試時，可能產生之相角誤差。最後簡略提出對相系統及端對端試驗的試驗步驟。

2、精確度

差流保護電驛的工作原理，即是比較被保護設備兩端之電流相量差。基此，測試之同步訊號誤差對整個試驗來說是非常關鍵的一環，可能產生不必要的相量差，導致測試結果失敗。當待測電壓或電流為固定 60Hz 的頻率，若同步脈衝產生 1 ms 的誤差，就會產生約 21.6 度角的相對誤差。對於對相試驗而言，因為每相別之相角差為 120 度角，雖會增加測試人員的困擾，但尚不至造成相別的誤判。但對於端對端保護電驛試驗時，則此相角差會造成兩端之差電流增加，導致差流保護電驛誤動作。基此，對於不同的試驗項目，其同步時間差之要求可以有不同標準。

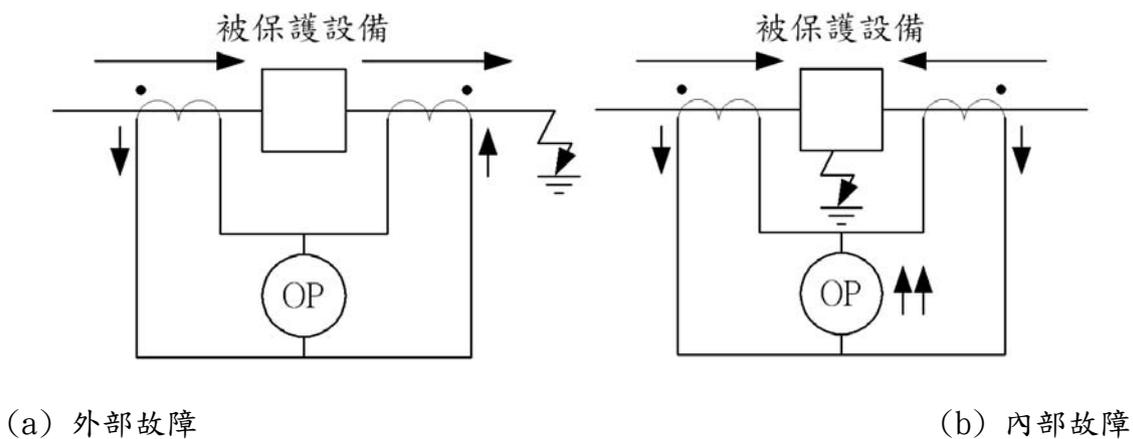


圖 1 差流保護電驛

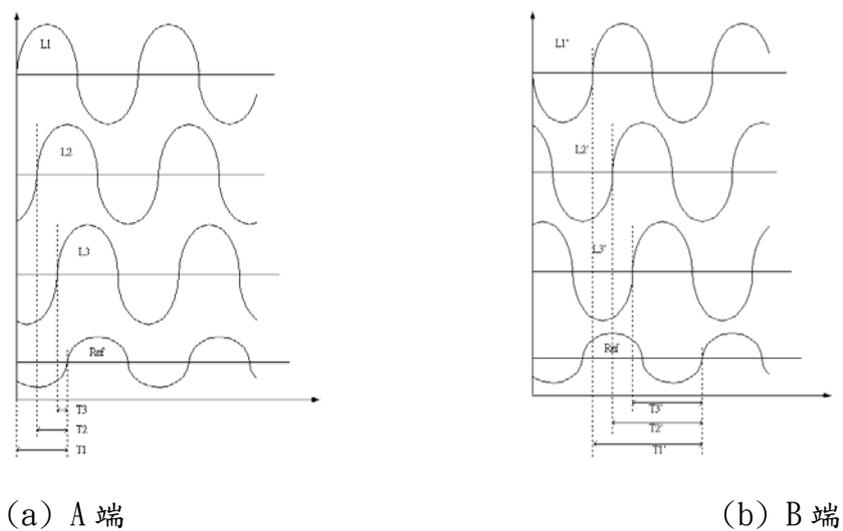


圖 2 差考電壓與三相電流相位

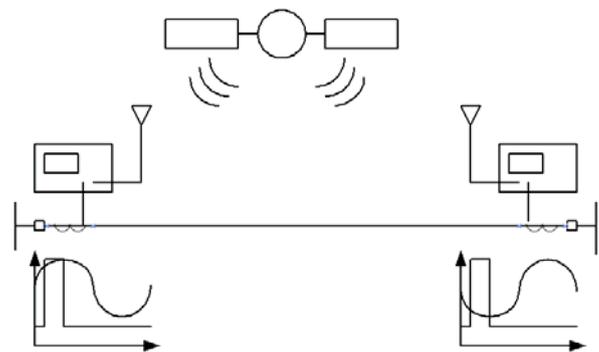


圖 3 利用 GPS 同步訊號做對相試驗示意圖

分析可能產生可能發生時間誤差的原因有：(1)衛星同步信號的誤差，(2)GPS接收器的傳遞誤差，(3)同步脈衝產生器的誤差，(4)電驛測試器的反應時間誤差，(5)電驛測試器之電源頻率誤差。前述(1)~(3)項，可視為同步訊號誤差，前述(4)(5)可視為電驛測試器之誤差，本節即此兩大類分析其誤差。

A、同步訊號誤差

全球衛星定位系統之衛星係使用原子鐘做為內部時脈，其最大的時間誤差為10億分之200秒，即20 ns，可忽略不計。GPS接收器接收到衛星訊號後，即開始計算GPS接收器所在位置。當定位完成後，GPS每整秒將送出一筆同步資料，包含同步訊號，位置資料，定位所用之相關資訊。本文即是利用該同步訊號進行對相試驗，端對端電驛測試的同步訊號。由於GPS接收器從接收到衛星同步資料，到送出同步訊號會因為接收器之內部電路延遲，故不同GPS接收器間會存有同步訊號誤差。不同之GPS接收器，會因內部電路設計不同，而有不同之時間延遲，故進行試驗時，宜使用相同型式之GPS接收器。目前，同廠牌之GPS接收器的時間誤差約在100 ns以內。

GPS接收器所送出之同步訊號為低電壓，且低持續時間短，無法直接用以觸發電驛測試器。基此，除了GPS接收器外，尚需要訊號放大電路及延時電路，將GPS接收器之同步訊號放大，以供電驛測試器使用。同前所述，訊號放大電路及延時電路皆會延遲同步時間，故皆建議使用同型式之電路，期使兩端之時間誤差最小。

圖4是於實驗室進行測試。同時測量二個同步脈衝產生器經由GPS接收同步衛星信號所產生的同步脈衝的信號，以時間軸每格2.5 ms來觀看，其脈衝寬為10 ms，且二個波形可說是完全重疊，沒有任何的時間誤差，如圖7所示。接下來放大時間軸，放大每格為250ns，並觀測波形上升時間的位置。經過20次測量比對，發現20次中所產生的最大誤差值約為

180ns，如圖8所示。

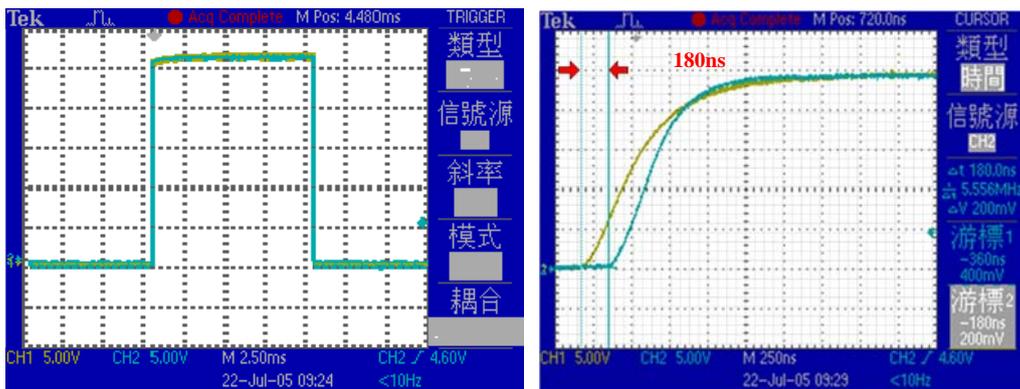
以60 Hz為基準，誤差180 ns換算後相位約誤差不到0.01度角。經過上述的試驗後，可瞭解此方式用於高壓竣工前的對相測試是非常精準的。

B、電驛測試器頻率誤差

傳統之電驛測試器，輸出電源之頻率多與市電頻率相同，而其相位則是以插座電壓為參考。因此，應用在端對端試驗時，主要困難在於參考相位難取得。反之，數位化電驛測試器，可以輸出不同頻率之電源，且其相位可以同步訊號做為參考，故應用在端對端試驗時，其兩端電驛測試器的頻率精度遂成為主要考量。

若電驛測試器的頻率精度高，如誤差為0.5 uHz，則每10,000個週波，兩端電流相角誤差小於2度角。在此情形下，使用搜尋模式（固定抑制電流大小，改變動作電流大小）確認動作曲線時，兩端測試電流並不會因為搜尋時間長而產生相角差。圖9所示為兩電驛測試器，在60 Hz設定下，於初始、1秒後，10秒後，以及20秒後的輸出電流波形。圖5顯示，電驛測試器之頻率精度高時，兩電驛測試器的電流在短時間內並不會產生足以影響測試結果之相角差。

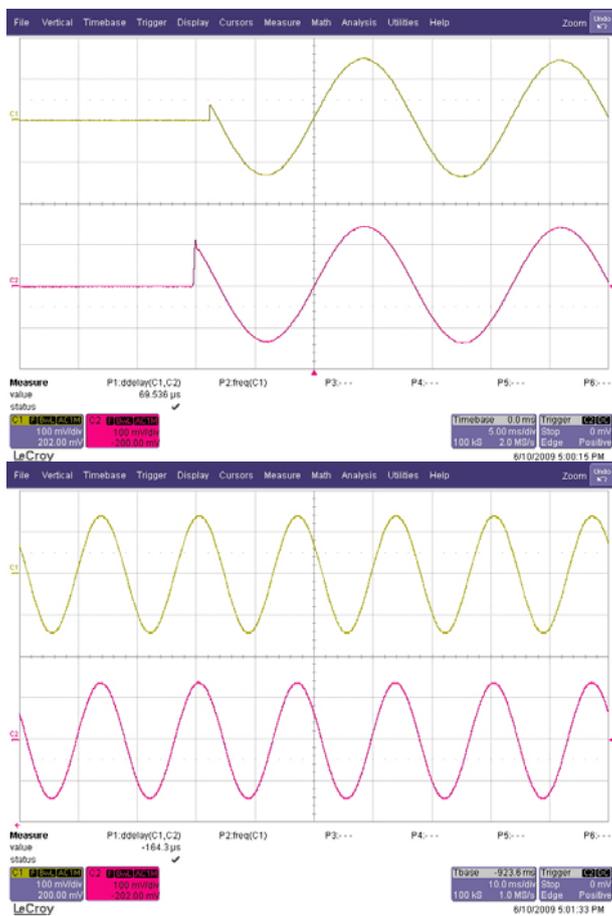
反之，若電驛測試器的頻率精度不高，如誤差為0.1 Hz，則每經過10週波，兩端電流相角將誤差6度角以上。此時，若使用搜尋模式（固定抑制電流大小，改變動作電流大小），則可能因為搜尋時間過長，使得相角誤差過大而動作電驛，導致測得之動作曲線失準。在此條件下，測試程序應修改為，輸入事先計算動作曲線之動作區與抑制區邊界之電流大小，每次僅測試一個點確認電驛是否動作。因為差流保護電驛的動作時間很快，約在0.2秒內（小於2個週波），故相角誤差尚未因頻率精度不高而被擴大。



(a)

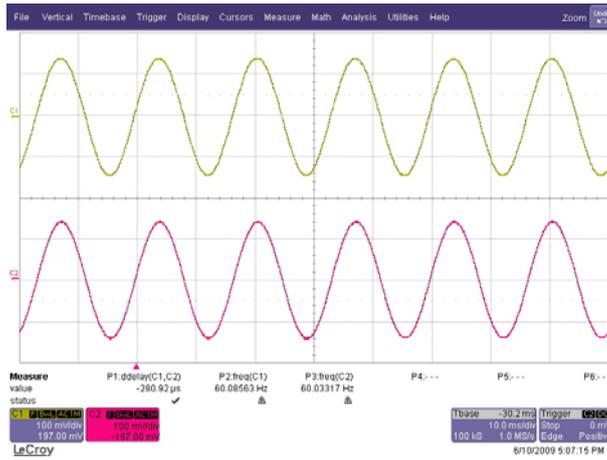
(b)

圖 4 同步脈衝波形圖



(a) 0 秒

(b) 10 秒



(c) 20 秒

圖 5 同步觸發電驛測試器之輸出電流

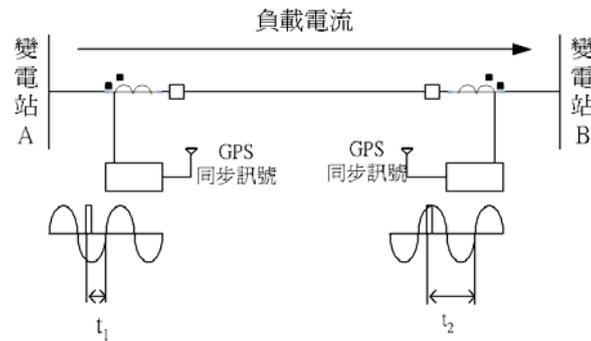
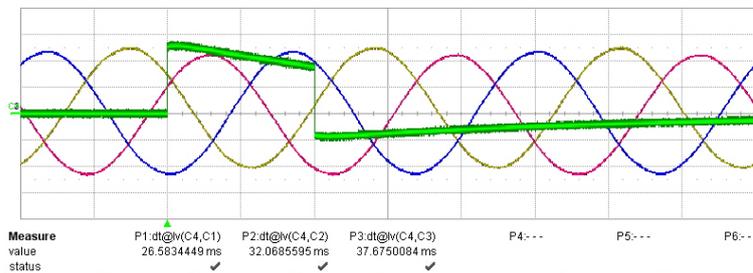
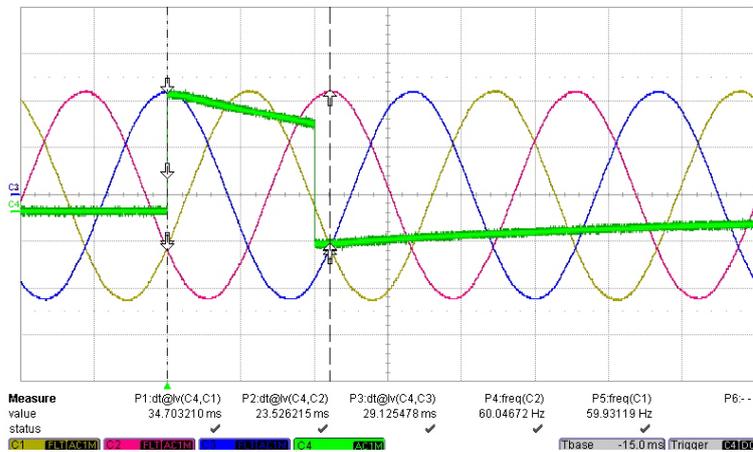


圖 6 利用 GPS 同步訊號進行對相示試之示意圖



(a) 變電站 A Line 1



(b) 變電站 B Line 1

圖 7 對相試驗波形圖 (黃色：R相，紅色：S相，藍色：T相，綠色：同步訊號)

表 1 對相試驗數據

盤名	相別	與同步訊號之時間差		兩端之時間差
		變電站 A	變電站 B	
Line 1	R	9.60265 ms	1.49000 ms	8.11265 ms
	S	15.422 ms	6.9955 ms	8.4265 ms
	T	20.909 ms	12.5985 ms	8.3105 ms
Line 2	R	6.643 ms	15.0665 ms	8.4235 ms
	S	12.425 ms	20.5705 ms	8.1455 ms
	T	17.934 ms	26.1770 ms	8.243 ms
Line 3	R	6.04755 ms	14.5055 ms	8.45795 ms
	S	11.790 ms	19.9395 ms	8.1495 ms
	T	17.386 ms	25.5565 ms	8.1705 ms
Line 4	R	8.86485 ms	596.0 us	8.26885 ms
	S	14.530 ms	6.0465 ms	8.4835 ms
	T	20.089 ms	11.6370 ms	8.452 ms

3、對相試驗

傳統差流保護電驛之對相試驗的執行方法，係額外敷設金屬線，並在金屬線上載一參考訊號，用以比對線路兩端之差流保護電驛的電流相角，以確認相序是否一致。此外，數位差流保護電驛之對相試驗，則因電驛本身已透過光纖通訊同步，線路兩端之差流保護電驛皆會將本地之電流資訊傳給對方，故可在電驛本體計算線路兩端之電流資訊以進行相位辨識。然而，部份數位差流保護電驛雖有光纖通訊功能，惟其未將遠方電流資訊開放給使用者，故無法由面板讀取雙方之電流訊號，進行對相試驗。

藉此，本文利用 GPS 之同步訊號，在線路兩端量測電驛所監視之電流訊號，藉由各相電流與同步訊號之時間差，進行相位比對，圖 6 為量測架構示意圖。表 1 為量測結果，圖 7 為量測之波形圖。

量測波形顯示，因為對相試驗前並未對 CT 執行歸零的動作，故電流波形中含有些許直流成份。此部份缺失造成電流波形之零交越點與真實零交越點會有誤差，導致線路兩端之電流零交越點的時間差會有些漂移 (± 0.2 ms)，惟此部份並不會造成結果之誤判。

量測數據顯示，變電站 A 與變電站 B 之各相電流零交越點皆相差約 8.3 ms，即差 180 度電角度，為正確接線。

4、端對端保護電驛測試

差流保護電驛之動作曲線的表達方法可略分為兩大類，一為橫軸及縱軸為遠端與近端電流，另一為橫軸為抑制電流，縱軸為動作電流。端對端保護電驛測試時，若為前者，則分別固定遠端之電流，而改變近端之電流大小，直至電驛動作，依序完成各個測試點。完成後，換固定近端電流大小，改變遠端電流大小，直至電驛動作，依序完成各個測試點，如圖 8(a) 所示。若為後者，則需先計算測試點之抑制電流大小，及動作電流大小。控制兩端電流之合成抑制電流固定，緩慢增加動作

電流大小（一端減小，一端增加），直至電驛動作，依序完成各個測試點，如圖 8(b) 所示。

因為端對端保護電驛測試時，兩端電流必需維持同相位，並變化峰值大小。以往線路差流保護電驛受限於測試儀器無法同步，多僅能執行單體測試，或背對背測試，並無法於竣工測試時執行端對端保護電驛測試。因此，線路差流保護電驛的完整功能並無法被測試到。目前，隨著測器的快速進展，兩地之電驛測試器利用通訊或是 GPS 來取得同步訊號，並輸出同步之電源，其誤差已在可接受的範圍內（如第 2 節所示），故端對端保護電驛試驗變得可行。

由於不同電驛測試器之頻率誤差不同，故驗證動作曲線的搜尋時間若過長，則會造成差流保護電驛因相角誤差而誤動作。此時，僅能依事前之計算值，依序使電流落在動作區間和抑制區間，以驗證曲線是否正確。本節以兩個實例，分別說明兩者的試驗方法。

A、動作曲線驗證—搜尋模式

本試驗以兩顆 GE L90 為例，使用兩組電驛測試器，及以兩組 GPS 同步訊號產生器，以搜尋模式進行動作曲線驗證。測試數據如圖 9(a) 所示，L90 之原廠資料如圖 9(b) 所示。

B、動作曲線驗證—邊緣模式

因為本文於撰寫期間並未特別測試邊緣模式，故以典型差流保護電驛為例，使用電驛測試器自身之模擬測試，以邊緣模式進行動作曲線驗證，模擬結果如圖 10 所示。

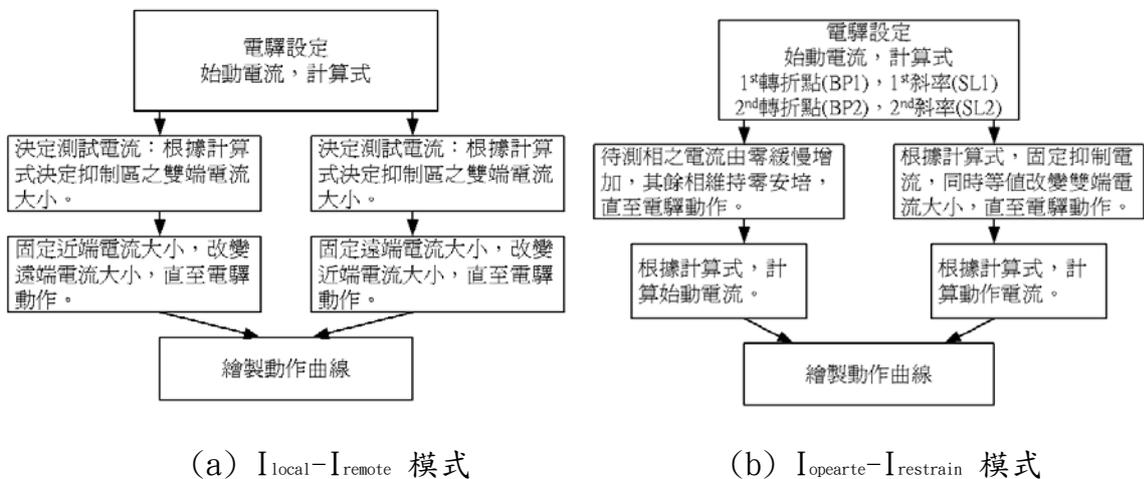


圖 8 差流保護電驛之動作曲線模式

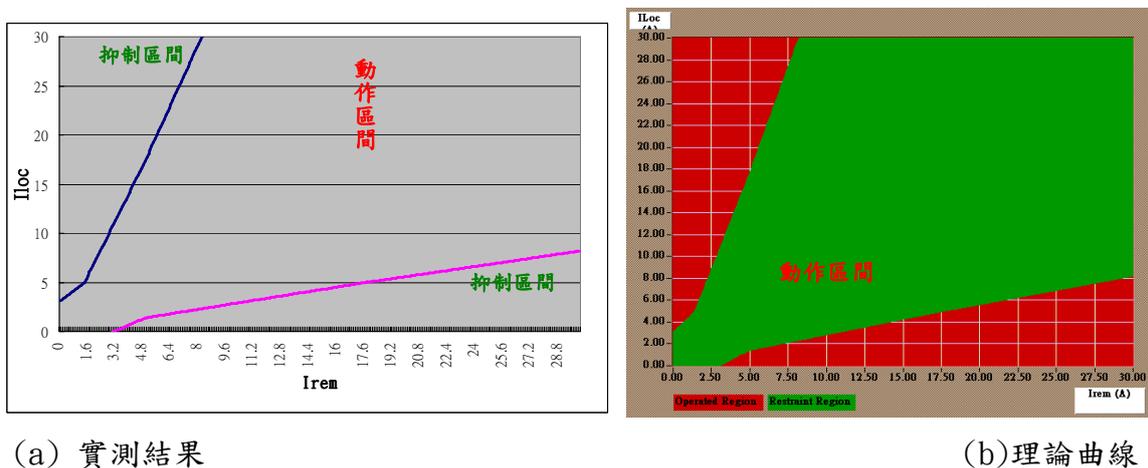


圖 9 差流電驛動作特性實際圖(橫軸為遠端電流，縱軸為近端電流)

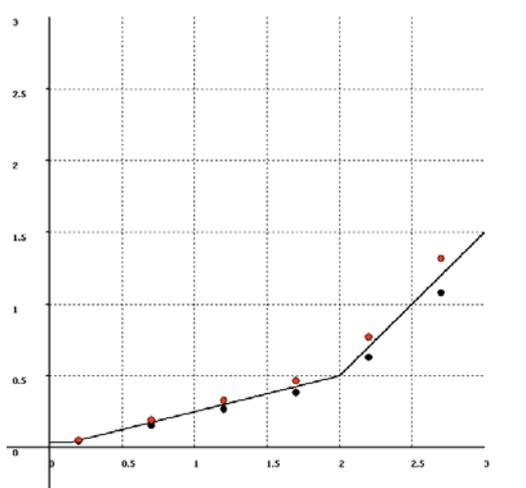


圖 10 差流保護電驛—動作曲線驗證(黑色為未動作，紅色為動作)

5、結論

傳統竣工試驗時，線路之對相試驗多需要佈置金屬副線，供雙端做參考訊號。雖然現在的數位保護電驛具有同步功能，可用以輔助對相試驗，但仍有少數數位保護電驛不開放此功能給使用者。基此，本文所提之利用 GPS 同步訊號做為線路對相試驗，可大幅減少試驗所需之成本。

傳統差流保護電驛的測試方法僅能測試出單機的動作是否正確，或使用背對背模式驗證電驛功能是否正常。但對於完整功能，如 DTT 功能等，則無法得到驗證。本文提出使用 GPS 同步訊號之端對端保護電驛測試方法，除可驗證保護電驛的動作曲線外，亦可以模擬各種可能之線路或電驛故障情形，進行各種情形的模擬，進而確認差流保護電驛的完整功能。

6、參考文獻

- [1] A. T. Johns and S. K. Salman: 'Digital protection for power system' (United Kingdom, 1995.)
- [2] M. G. Adamiak G. E. Alexander and Dr. W. Premerlani: 'A New Approach to Current Differential Protection for Transmission Lines' (New Hampshire, USA, 1998)
- [3] B. W. Parkinson and J. J. Spilker: 'Global positioning system: theory and applications' (AAAI, USA, 1996.)
- [4] E. D. Kaplan: 'Understanding GPS: principle and Application' (Artech House, London, 1996.)
- [5] GE Multilin: 'L90 Line Differential Relay UR Series Instruction Manual' (Canada, 2005.)
- [6] M. E. Agudo, B. Kasperek, and S. I. Thompson, "END-TO-END RELAY TESTING USING GPS-SYNCHRONIZED SECONDARY INJECTION", DEVELOPMENTS IN POWER SYSTEM PRETECTION, CONFERENCE PUBLICATION NO. 479, IEE 2001, PP:

42-45

- [7] 黃智賢，邱敏彥，李長興，顏世雄，"應用 GPS 於遠端高壓對相試驗及差流電驛測試之系統研製"，第 26 屆電力工程研討會論文集。

直流電源問題對電驛之影響

台電公司綜合研究所 吳立成

一、前言

直流電源是電力系統運轉之不可或缺的要素，其品質之優劣攸關系統運轉之安全性，例如下列狀況，仍存在可能性造成保護電驛誤動作跳脫：

1. 直流電源發生接地短路故障。
2. 直流電源發生中斷及漣波過大(超過 IEC 60255-11 或 IEEE C37.90-2005 標準)。
3. 直流電源混入交流電成份。
4. DC/AC Inverter 之干擾。
5. 直流電源切換轉供。

為深入探討上述因素實質影響，本文將分別針對電驛直流電源問題，擷取實例解析論述。

二、直流電源發生接地短路故障

一般情況下，直流電源正、負極電壓對地之間係保持對稱平衡，如圖 1 所示；但如其發生負極電壓接地或正極電壓接地，分別如圖 2 及 3 所示，因其為非接地系統，故直流負載端所感受到之供電電壓值仍為正常，因無異狀出現所以被輕忽。

當一直流電源系統發生正極電壓或負極電壓對地短路時，很有可能再受到電驛跳脫迴路分佈電容之旁通(by-pass)效應影響，而使斷路器或閉鎖電驛誤動作跳脫，其說明如圖 4 所示直流負極接地、圖 5 所示直流正極接地，因為它會透過雜散電容使

電驛跳脫迴路產生旁通，導致電驛誤動作跳脫，如在 A 點放電，則斷路器或閉鎖電驛誤動作跳脫，但電驛無指示，如在 B 點放電，則斷路器跳脫，且電驛有指示，將使電驛工作人員，誤認為電驛有動作，此項在控制線路很長的情況，因分佈電容大(控制電纜超過 200 米)最易發生；因此，直流電源接地時，應儘速查明改善之，防制非必要之誤跳脫，或將其閉鎖電驛或斷路器線圈之動作電驛門檻值，調高在額定電源(125Vdc)之 60% 以上，設計控制電纜線不超過 200 公尺，如控制電纜線超長距離時，宜採用遮蔽電纜線或使用光纖代替，有效降低分佈電容。另者亦應遠離干擾設備源(Inverter)。

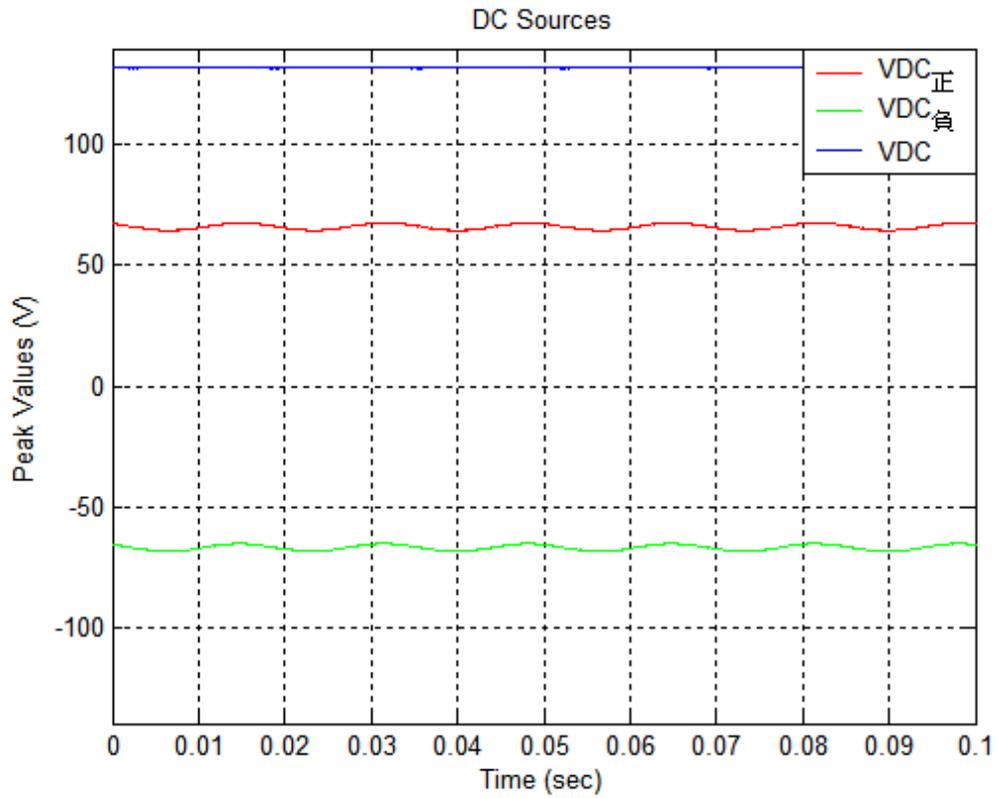


圖 1 正常直流電源系統之波形

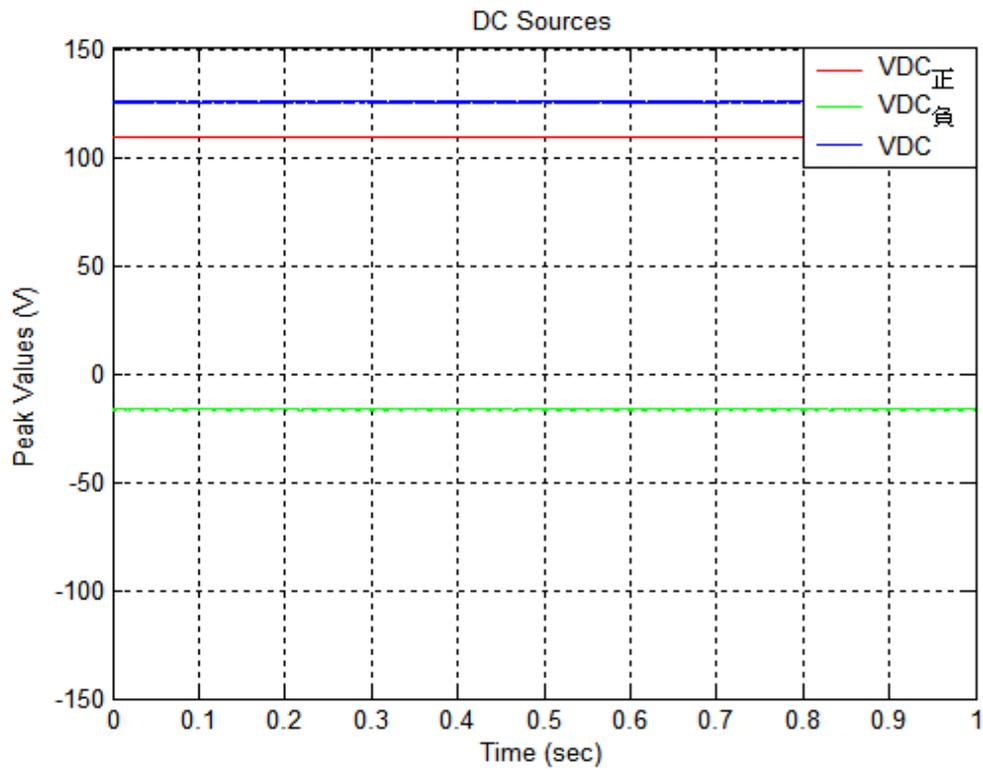


圖 2 直流電源系統負極接地之波形

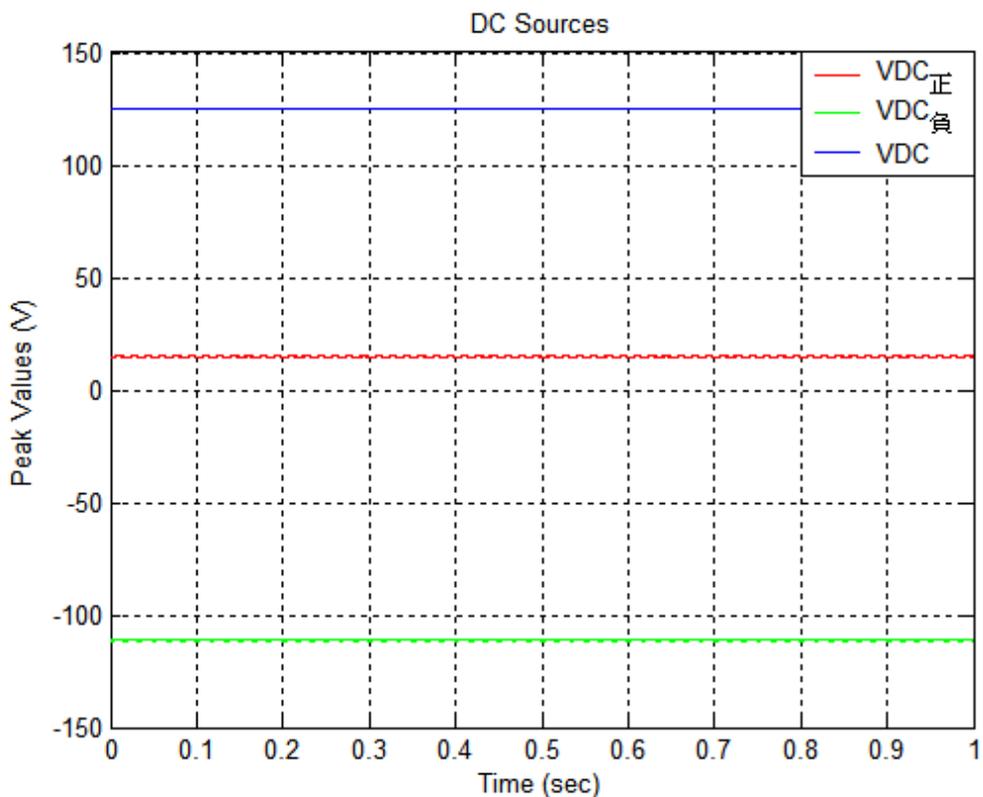


圖 3 直流電源系統正極接地之波形

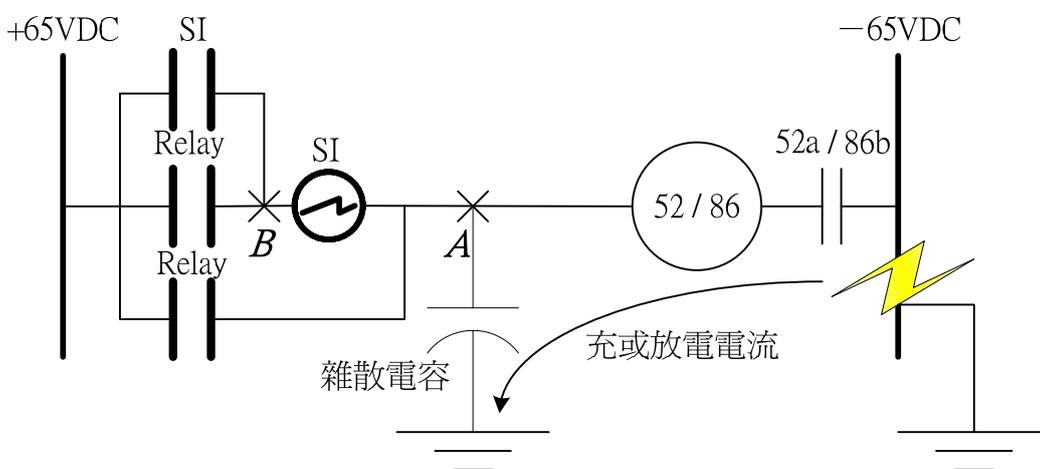


圖 4 直流電源發生負接地短路

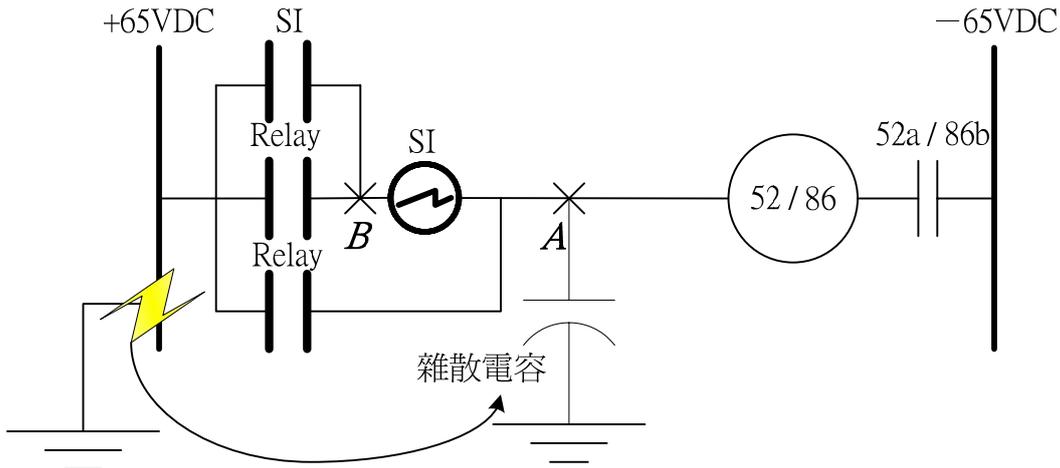


圖 5 直流電源發生正接地短路

三、直流電源發生中斷及漣波問題

在 IEC 60255-11 中有規定電驛工作電源中斷試驗，需符合 2-5-10-20-50-100-200 (ms) 中斷試驗，電驛輸出接點不能誤動作，也最好不會重新開機(工作電源中斷 < 200ms)，因在此時刻，一次系統發生嚴重故障時，保護電驛將無法正常跳脫，或無法紀錄故障波形。

直流系統中還有一項 r 漣波因素，是判斷充電機優劣及是否影響電驛安全工作之指標，標準 IEC 255-11 限制規定 12% 以下，我們定義它如方程式(1)所示；另外，IEEE C37.90-2005 規定漣波小於 5%，其定義如方程式(2)所示，漣波(如圖 6)因素高會影響電池壽命，對電驛也會產生干擾；所以，保護電驛出廠前需能通過 IEC 255-11 及 61000-4-17 之試驗。

$$r (\%) = V_{r(pp)} / V_{DC} * 100\% \quad (1)$$

$$r (\%) = (V_p - V_{DC}) / V_{DC} * 100\% \quad (2)$$

此處 r ：漣波因素

$V_{r(pp)}$ ：漣波電壓峯對峯值

$V_{r(p)}$ ：峯值電壓

V_{DC} ：直流電壓

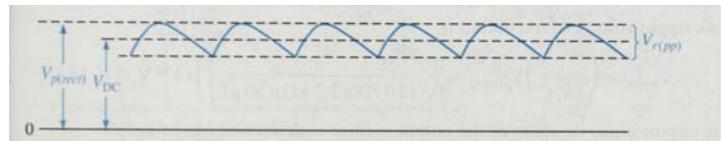


圖 6 直流系統之電壓漣波

四、直流電源混入交流成份

在正常情況下之直流電源，常會被忽視混入交流成份的嚴重性，係因為一般採用三用電表量測直流電源，所以即便是直流電源已嚴重干擾，如圖 7 所示之交流耦合情況，其電表(直流檔)之顯示依舊為標準工作電壓(125Vdc)，或雖知直流電源內含有交流量，仍未受到應有重視及時處理，又圖 7 之各直流電源參數如表 1 所示，經檢測發現其交流感應電壓已達 42 伏特，這時電驛跳脫迴路容易發生異常情況。

以上情況發生場所極有可能在電廠或變電所內，常會因從現場裝置(如：變壓器、斷路器及發電機等)擷取控制信號回控制室，而現場與控制室之間通常隔離一段距離，導致某些交流信號感應控制電纜並傳輸回控制室形成干擾及造成信號失真。通常發生干擾主因有：兩條或以上之不同強弱信號電纜線相互緊密靠近時，會透過線間分佈電容(雜散電容)和互感形成線間干擾現象，如改用外披遮蔽型電纜則可免除此一效應。

1. 分佈電容耦合干擾

當干擾源產生之干擾狀態以電壓形式出現時，干擾源與信號間將存在電容耦合，如圖 8 所示為平行導線間之分佈電容干擾示意圖，其電力線(#1)干擾是透過分佈電容 C_{12} 耦合到控制線(#2)，為分析其干擾量，我們可將圖 8(a)簡化為圖 8(b)之一般電路，其中 C_1 為電力線(#1)之對地分佈電容， C_2 為控制線(#2)之對地分佈電容，根據一般電路理論，我們可得到電力線(#1)耦合到控制線(#2)之電壓 V_2 如方程式(3)所示：

$$V_2 = \frac{j\omega C_{12} R V_1}{[1 + j\omega(C_{12} + C_2)R]} \quad (3)$$

此時當 $R \gg \frac{1}{j\omega(C_{12} + C_2)}$ 時，則方程式(3)可簡化為方程式(4)

$$V_2 = \frac{C_{12} V_1}{(C_{12} + C_2)} \quad (4)$$

這時的耦合最為嚴重，直接和分佈電容成正比。

若 $R \ll \frac{1}{j\omega(C_{12} + C_2)}$ 時，則方程式

(3)可簡化為方程式(5)

$$V_2 = j\omega C_{12} R V_1 \quad (5)$$

總之，干擾量是隨分佈電容 C_{12} 的增大而增加。

2. 互感電磁耦合干擾

如干擾源產生之干擾狀態是以電流形式出現時，干擾源與信號間將存在互感耦合，如圖 9 所示為相鄰導線間之互感耦合(M)示意圖，其電力線(#1)干擾是透過互感耦合($M = \frac{\phi_{12}}{I_1}$)到控制線(#2)產生互感 V_2 ，此互感 V_2 如方程式(6)所示，其干擾量與頻率及互感量(M)成正比。

$$V_2 = 2\omega M I_1 \quad (6)$$

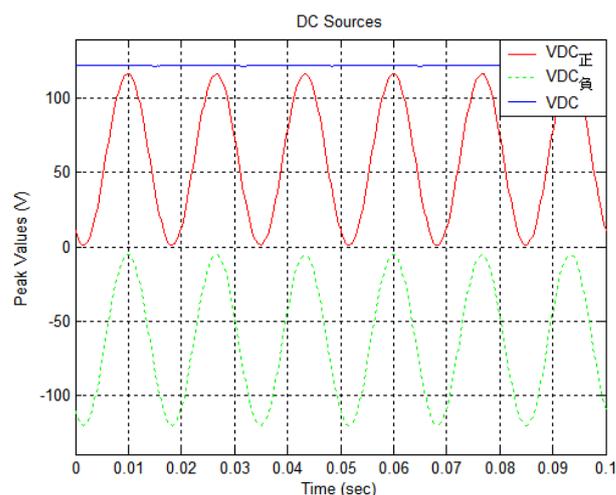
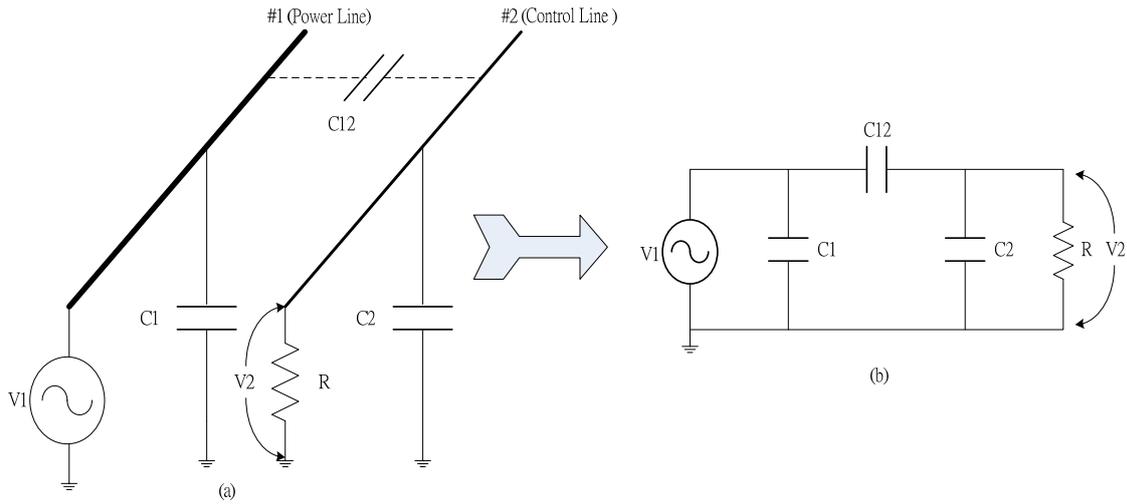


圖 7 交流耦合干擾

表 1 為圖 7 之各直流電源參數

VDC(正)	58.8V
VDC(負)	-62.9V
VDC	122.3V
Vac	42V
r 漣波因素	0.67%



圖

8 平行導線間之分佈電容干擾

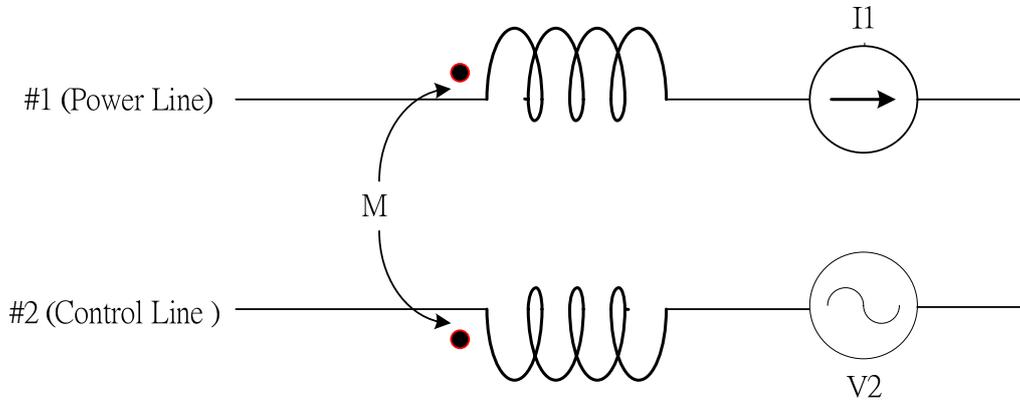


圖 9 導線間之電磁耦合干擾

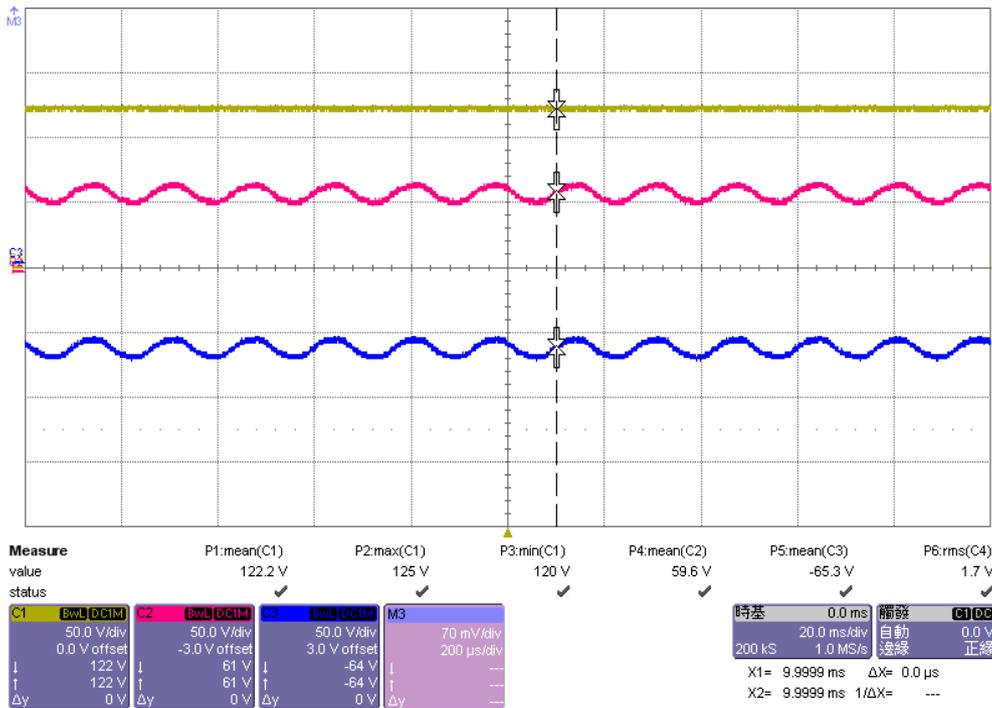


圖 10 為圖 7 交流耦合干擾改善後之波形

本案例經查證，係因交流電力電源電纜與直流控制電纜平行相鄰鋪設造成，其將直流控制電纜分離改善後，其波形已改善如圖 10 所示，其交流量已降為 1.7 伏特。

表 2 為圖 10 之各直流電源參數

VDC(正)	59.6V
VDC(負)	-65.3V
VDC	122.2V
Vac	1.7V
r 漣波因素	4.09%

五、DC/AC Inverter 之干擾

此案例係發生於某機組之發電機定子故障保護電驛(59GN)，在發電機正常穩定運轉下，電驛不明原因動作跳脫，經量測及研究分析後，判定其主因源起於”保護電驛工作電源(125Vdc)受現場不斷電系統(UPS)干擾”，其直流工作電源系統，如圖 11 所示，因其不斷電系統(UPS)故障，使其造成切換干擾，如圖 12 所示，而此干擾在電驛外殼產生之接地電流，如圖 13 所示，因發電機定子故障保護電驛(59GN)之設定為交流 5 伏特，干擾產生之交流量由 PT 迴路輸入電驛高達 35 伏特，故造成發電機定子故障保護電驛(59GN)異常跳脫。

六、直流電源切換轉供

直流電源會因維修或故障時切換轉供，但此單純的轉供操作，常會因瞬間暫態問題造成斷路器或閉

鎖電驛(86)誤動作，如圖 14 所示正常情形下各直流負載由主直流電源供應，當維修或其它需要改由備用直流電源供應，本次閉鎖電驛(86)誤動作事故，就是在直流電源轉換瞬間，造成閉鎖電驛(186 和 186BF)同時異常動作。

為力求事故分析更精準可信，考慮以上相關直流電源干擾問題，並對直流電源切換轉供，建立其數學模型，模擬並分析之。現場電驛之直流電源切換轉供如圖 15 所示，圖 16 為電驛直流跳脫迴路，依據圖 15 及圖 16，將其中之一閉鎖電驛(186BF)直流跳脫迴路簡化成圖 17 之等效電路圖，其中 E 為直流電源，C 為電驛跳脫接點雜散電容及控制電纜之雜散電容，R 為迴路之等值電阻，L 為閉鎖電驛(186BF)之等值電感，從圖 17 之等效電路做模擬分析，依據克希苛夫電壓定律(KVL)及拉氏轉換(Laplace Transfer)，可知其 86 閉鎖電驛上之電壓 VL 如方程式(7)所示，將其作反拉氏轉換，我們可得時間領域之 86 閉鎖電驛上之電壓 VL 如方程式(8)。

$$VL = E \times \frac{LCS}{S^2LC + SRC + 1} \quad (7)$$

$$(8)$$

$$VL = E \times e^{-\frac{C}{2LR}} \times (\cosh(\frac{t}{2LC} \times (C \times (R^2C - 4L))^{\frac{1}{2}}) + 1 / ((-R^2C + 4L) \times R \times (R^2C - 4L))^{\frac{1}{2}} \times \sinh(\frac{t}{2LC} \times (C \times (R^2C - 4L))^{\frac{1}{2}}))$$

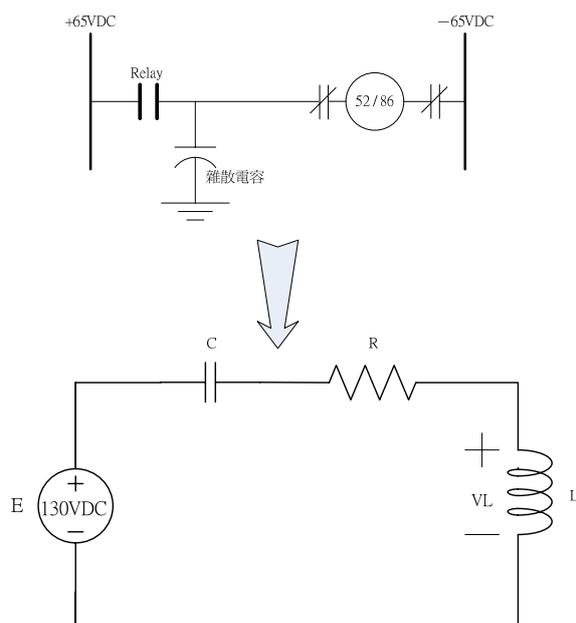


圖 17 電驛直流跳脫迴路之等效電路圖

本次事件中實測電驛跳脫接點之雜散電容約 103nF，迴路之等值電阻約 328 歐姆，閉鎖電驛(186BF)之等值電感約 33.612mH，依據方程式(8)，將這些被動元件參數輸入，可得到如圖 18 之電腦模擬結果，此模擬結果與現場量測(如圖 19)之結果波形相近，其大小峰值電腦模擬結果為 115V，而實測值為 102V，肇因現場被動元件參數無法精確量測，如現場參數可完全掌控時，模擬結果應與實測一致。

如圖 20 案例-現場實測分析發現電驛直流電源，於正常情況下已

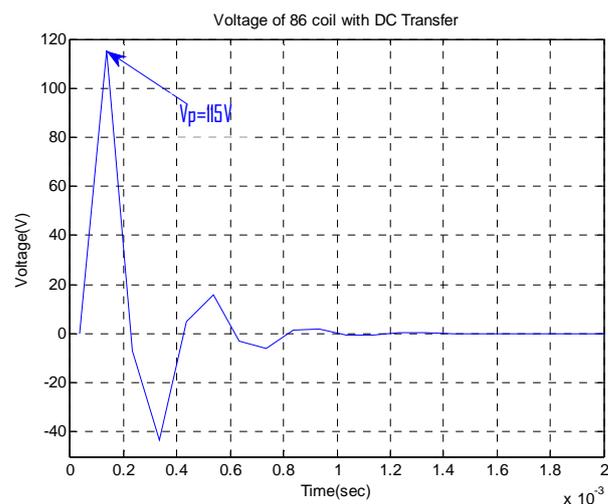


圖 18 閉鎖電驛(186BF)上直流暫態電壓之電腦模擬結果

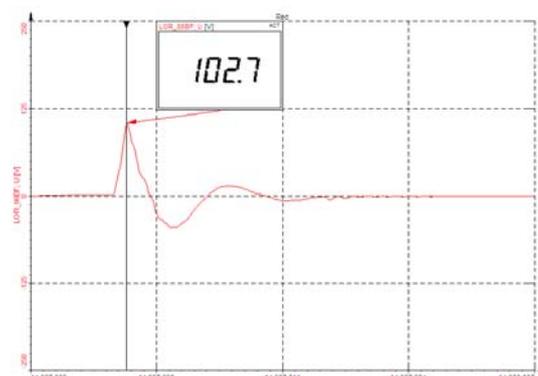


圖 19 閉鎖電驛(186BF)上之直流暫態電壓現場實測結果

發生負極電壓接地情形，可能發生誤動作之情節，已在本文第二節分析，此處不再贅述。

一般保護系統在研討動作門檻值時，為防範直流電壓不足導致輔助跳脫電驛不動作之弊端，因此常刻意降低動作門檻，此情形以可靠性優先，安全性居後之思維考量，其後再考慮靈敏度。為模擬重建事故實際狀況，先在實驗室模擬主電源及備用電源間做相互切換，經實測結果發現閉鎖電驛跳脫線圈(186和 186BF)上，產生之突入電壓最高僅達 4.57 伏，如圖 21 所示均未造成閉鎖電驛誤動作跳脫，此因實驗

室之電源條件為純電池、電源切換快速(無零電位時間)、無其他充電機及其它負載干擾等因素，且控制接線也簡化許多，這些因素使電源相互切換時，在閉鎖電驛跳脫線圈上產生突入電壓降低很多；為更精確確認上述因素會造成多跳之假想(即突入電壓加到閉鎖電驛跳脫線圈上達到某特定值時會造成多跳)，在現場實際將主電源及備用電源間做相互切換，當主電源切換至備用電源瞬間，如圖 22 所示，發現只要直流電源瞬間有變化，則閉鎖電驛跳脫線圈(186 和 186BF)上立即產生突入電壓，如表 3 顯示電壓峯值最高可達 102.7 伏，因其時間過於短促，歷經 7 次電源切換試驗中，仍未造成閉鎖電驛誤動作跳脫。為確認閉鎖電驛之動作電壓極小化，進行各型式閉鎖電驛之動作電壓最低值測試，試驗結果如表 4 所示，其中以 7805D 型之閉鎖電驛動作電壓最低，瞬間動作值約 18 伏特，為模擬重建現場事故之狀況，經試驗得出閉鎖電驛之跳脫最低條件如表 5 所示，可清楚明瞭現場試驗之突入電壓峯值最高雖達 102.7 伏，但其持續時間僅 0.022ms 故未造成誤動作，其閉鎖電驛之跳脫最低條件，電壓暫態達 100Vdc 且持續 1.164ms 時才會動作，模擬分析得出結論：「只要突入電壓持續過長，閉鎖電驛仍有可能會動作」。

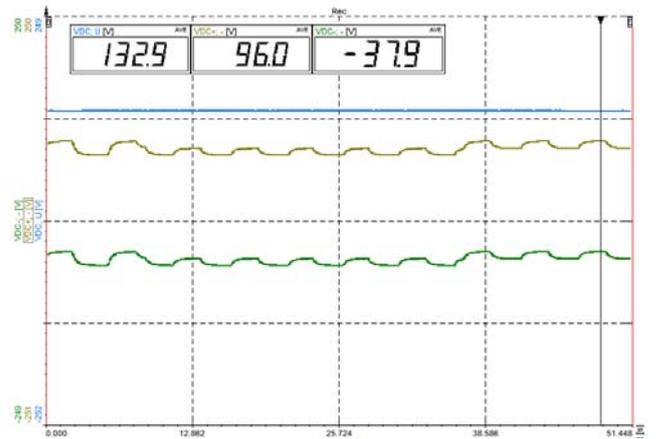


圖20 現場直流電源品質

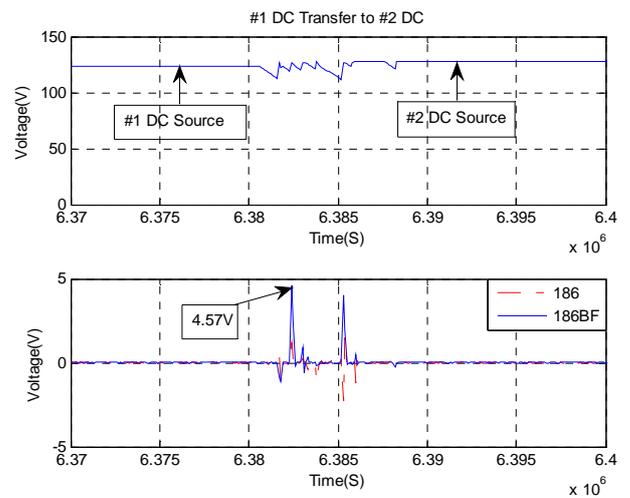


圖 21 實驗室模擬主電源切換至備用電源之暫態

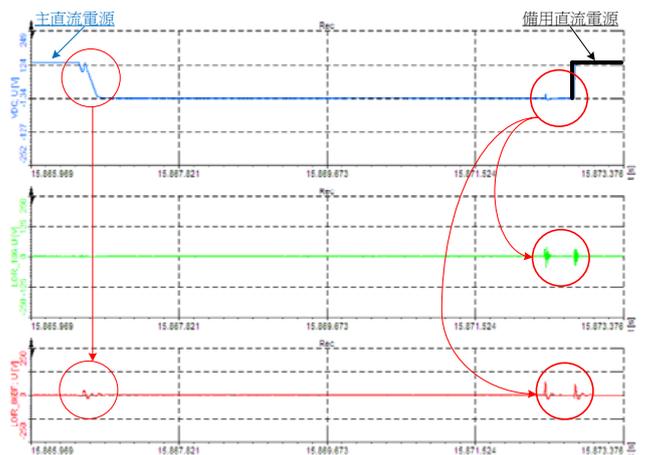


圖22 現場主電源切換至備用電源之暫態

表 3 現場主電源及備用電源 7 次互切操作時，切換時間與閉鎖電驛暫態電壓之對應紀錄

次序 切換時間	第 1 次	第 2 次	第 3 次	第 4 次	第 5 次	第 6 次	第 7 次
主→備 (ms)	113.528	119.484	124.344	113.649	113.302	115.24	113.011
186BF(V)	51	48.7	49.7	48.9	49.7	46	48.4
186(V)	23.1	22.3	22	20.5	19.1	22.7	23.7
備→主 (ms)	6.634	6.211	5.944	6.992	5.830	5.818	6.367
186BF(V)	102.7	68	59.5	55.9	77.1	76.8	70.1
186(V)	45.8	42	33.3	34.8	44.9	41.1	41.9

表 4 各型式閉鎖電驛之動作電壓最小值

型式	A(7810D-1E)			B(7810D-N1E)			C(7808G)	D(7805D)		
	Increasing		IIT	Increasing		IIT	IIT	Increasing		IIT
	20	28	23	20	27	25	90	20	28	20
	20	26	22	20	26	23	85	20	24	19
	20	22	21	20	27	22	80	15	25	19
	20	24	21	20	26	21	75	15	24	18
平均值	20.00	25.00	21.75	20.00	26.50	22.75	82.50	17.50	25.25	19.00

表 5 各型式閉鎖電驛動作之最低條件

電壓(VDC)	100	50	25	20	18
持續時間(ms)	1.164	2.59	6.65	10.7	12.25

七、結論

綜合以上直流電源品質問題，可從以下兩主要因素來探討：
接地問題愈蓄電池問題。

直流電源接地問題，一般可分成兩大類(1)安全接地(保護人身安全)、(2)工作地(參考地或等電位地)。在接地設計時必需遵循原則有：選用低電阻之材料、接地線儘量短、避免環路形成及各接地單元之電

流流向應由小信號單元流向大交流地信號單元；交流接地與直流接地(浮接)分開；低頻電路採用單點接地，高頻電路採用多點接地；低頻電路採用單芯、雙芯或多芯之普通遮蔽線，而高頻電路採用雙絞遮蔽線或同軸電纜遮蔽線。

蓄電池問題我們應注意：

1. 除製造廠有特殊規定外，一般情形下採用浮充方式，應嚴格控制浮充電壓之上、下限，防止蓄電

池因充電過高或過低而損壞。

2. 浮充運轉方式之蓄電池，應嚴格控制周圍環境溫度，不可長期超過 30°C。
3. 定期進行校正試驗，隨時掌握蓄電池容量。
4. 定期對均充及浮充進行試驗，以全面掌控其電流、電壓及漣波因素，是否符合 IEC 255-11 及 IEEE C37.90-2005 要求。
5. 輸出電纜儘量避免與交流電纜平行鋪設。

八、參考文獻

- [1] “Voltage dips, short interruptions, variations and ripple on auxiliary power supply port”, IEC 60255-11
- [2] “Testing and measurement techniques - Ripple on d.c. input power port immunity test”, IEC 61000-4-17
- [3] “Standard for Relays and Relay Systems Associated with Electric Power Apparatus”, IEEE C37.90-2005

同步發電機特性參數對暫態穩定度之影響

台電系統規劃處 陳志宏 莊政宏 洪永輝 李清雲 張忠良

壹、前言

晚近發電機組容量設計趨勢日益壯大，而機組特性參數良窳與電力系統運轉間存在不可劃分之關聯性，因此同步發電機特性參數的分析，對電力系統暫態穩定度潛藏一股不可輕忽之影響要素。針對此類隱性要素，在電廠未來新設或擴建大型機組時，若漠視這些機組特性參數是否適佳化，可能導致系統暫態穩定度裕度不足之夢魘，此時再回頭檢討病灶恐為時已晚。

同步發電機是電力系統的心臟，它是一種集旋轉與靜止、電磁變化與機械運動於一體的繁複機組設備，其主要功能係將機械能變換為電能之發電設備，因位居電力系統上游之制高點，且自主地提供故障電流成份，故機組特性參數順理成章地成為影響電力系統暫態穩定度之關鍵性要素。通常分析機組模型大體上都採實用的電機參數，方便參數引據及分析計算。根據同步電機的雙軸理論，把定子abc三相繞組經過適當變換成分別固定在轉子d、q軸座標等效值，並與轉子同步旋轉的等值定子繞組，其方向d軸與轉軸平行而q則與轉軸垂直相交，故稱d稱為定子直軸；q為定子交軸。轉子d軸、q軸各有兩個繞組，且每一個轉子繞組有一個一階微分方程，因此轉子基本上具備四階模型，連同轉子運動方程為兩階方程，故整體同步發電機方程組為六階模型。

當電力負載需求激增時，必須採用擴建大型機組作為因應未來之對策時，則過去既設的同步機特性參數所扮演影響暫態穩定度的角色，在未來更是眾所矚目之焦點。

點，因其存在一股不可輕忽之潛在要素。

實務上對電力系統之影響程度多寡，本文擬列舉台電系統某一既設電廠，未來擴建機組案例來探討機組特性參數對於發電廠聯網到電力系統影響暫態穩定度之分析。

貳、暫態穩定度相關定義

一、穩定的定義[1]

電力系統穩定是一種電功率系統，從初始狀態中遭受物理性的擾動而重新達到一個新的運轉狀態下的平衡點，和大部分系統變數皆在邊界內以致全系統幾乎仍維持穩健狀態。

二、暫態穩定度定義

電力系統暫態穩定是指電力系統受到大擾動後，各同步發電機保持同步行為並重新到新的或恢復到原來穩態運轉方式的能力。電力系統遭受大干擾之後是否能繼續保持穩定運轉的主要指標：一是各機組之間的相對轉子角度搖擺是否逐步衰減；二是局部地區的電壓是否崩潰。對於某一特定的穩定運轉狀態，以及對於某一特定的擾動，如果在擾動後系統達到一個可以接受的穩定運轉狀態，則對此初始狀態及對此擾動而言，稱之為暫態穩定。如電力系統之暫態穩定

系統受到重度干擾(如輸電或變電設備發生短路故障、負載瞬間發生大突變、大容量機組跳脫等)之後，須視系統各發電機組是否能維持同步。如果轉子角度增加到某最大值後便開始減小，以後振盪逐漸衰減，則系統是穩定的。惟若角度隨時間不斷增大，則系統在所設定的擾動下是無法保持暫態穩定，最後導致電力系統分裂解聯，最壞狀況崩潰全停。

系統遭受事故時，機組反應依據兩個主要部分一是系統初始狀態，二是擾動的嚴重程度。系統平衡狀態受擾動，將促進發電機轉子加速或減速，依據旋轉物體運動定律，如式(1)。

$$Ms\Delta\omega = \Delta Ta = \Delta Tm - \Delta Te \quad (1)$$

由於受擾動時，電磁轉矩部分又可分成同步轉矩與阻尼轉矩兩部分，如式(2)。

$$\Delta Te = Ks \cdot \Delta\delta + D \cdot \Delta\omega \quad (2)$$

其中 $Ks \cdot \Delta\delta$ 為與 $\Delta\delta$ 同相的同步轉矩， Ks 為同步轉矩係數。正的同步轉矩($Ks > 0$)促使角度的變動幅度，隨著時間持續減小而趨於零。反之角度的變動將愈來愈大，致使發電機失去同步。

$D \cdot \Delta\omega$ 為與 $\Delta\omega$ 同相的阻尼轉矩， D 為阻尼轉矩係數。正的阻尼轉矩($D > 0$)促使轉速的變動幅度，隨著時間持續減小而趨於零。反之轉速的變動將漸次增大，致使角度的振盪幅度亦隨之變大，終至發散而失去同步。

暫態分析中，以短路故障的擾動最為嚴重，常以此作為檢驗系統是否

具有暫態穩定的依據。當電力系統受到重度擾動時，表示系統運轉狀態的各種電磁參數都要發生急劇的變化，甚至是瞬間的變動。但是，由於原動機調速器具有相當大的慣性，它必須經過一定的時間後才能改變原動機的功率。於是發電機的電磁功率與原動機的機械功率瞬間失衡，產生了不平衡轉矩。在此不平衡轉矩作用下，發電機轉速開始起變化，廣泛推展至各機組轉子間的相對位置微妙變化。當發電機轉子角度的發生變化，反過來又將影響到電力系統中電流、電壓和發電機電磁功率的變化。所以由大擾動引起的電力系統暫態過程，是電力系統電磁暫態現象與機組轉子機械運動暫態現象互感的複雜過程。

三、等面積定則

發電機轉子相對運動的性質，一般可藉助於「能量守恆定律」所展現的等面積定則來分析。如圖 1 所示的曲線所圍成的面積， S_{ABCD} 為加速面積， S_{EFGD} 為減速面積，加速面積與減速面積相等是保持暫態穩定的必要條件，這時，轉子在減速時(運轉點 E→F)動能的減小正好等於加速時(運轉點 B→C)動能的增加，即如式(3)，這就是所謂的等面積定則。

$$\int_{\delta_0}^{\delta_c} (P_m - P_{e2}) d\delta = \int_{\delta_c}^{\delta_M} (P_{e3} - P_m) d\delta \quad (3)$$

根據等面積定則，可以確定最大功率角。如圖 2 所示的清除情況，為保持系統的穩定，必須在 H 點之前使轉子恢復同步速度，H 對應的角度 δ_H 為最大搖擺角，與 δ_H 對應的清除角 δ_{CM} 稱為臨界清除角。此時， $\delta_c = \delta_{CM}$ ， $\delta_M = \delta_H$ ，於是代入(3)可得(4)及(5)

式。

$$\int_{\delta_0}^{\delta_{CM}} (P_m - P_{e2Max} \sin \delta) d\delta = \int_{\delta_{CM}}^{\delta_H} (P_{e3Max} \sin \delta - P_m) d\delta$$

(4) 解得：

$$\cos \delta_{CM} = \frac{P_m(\delta_H - \delta_0) + P_{e3Max} \cos \delta_H - P_{e2Max} \cos \delta_0}{P_{e3Max} - P_{e2Max}}$$

(5) 其中：

$$\delta_0 = \sin^{-1} \frac{P_m}{P_{e1Max}} \quad (\text{運轉時的功率角})$$

$$\delta_H = \pi - \delta_K = \pi - \sin^{-1} \frac{P_m}{P_{e3Max}}$$

由(5)式可求出臨界清除角 δ_{CM} 。當實際清除角 $\delta_C < \delta_{CM}$ 時，系統能暫態穩定。上式等號右邊分子中的第一項小括弧裡的 δ_H 、 δ_0 均為“徑度(ω)”單位，如以“度”表示時，需乘以($\pi/180$)因數。

從實務來說，應對斷路器要求啟斷速率時間，還需知道抵達臨界清除角 δ_{CM} 時所對應的臨界清除時間 t_{CM} 。

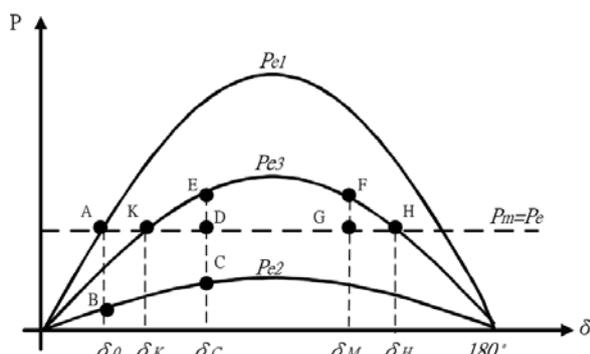


圖 1 斷路器故障清除時間圖

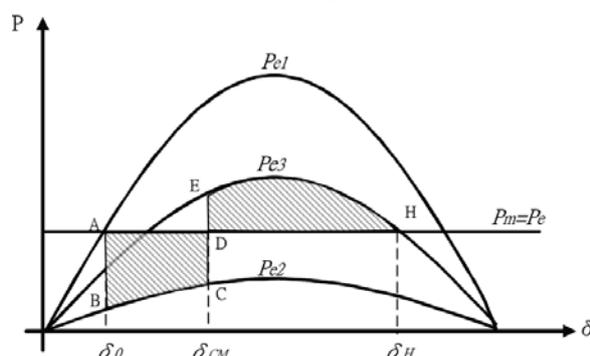


圖 2 加速面積與減速面積相等

參、同步發電機 d-q 軸模型

一、發電機同步旋轉 d-q 軸轉換說明

同步發電機的構造主要由三個定子線圈(stator winding)、一個場繞組線圈(field winding)與二個阻尼線圈(damper winding)所構成之旋轉機構，六個線圈除本身自感外，相互間亦存有互感。為分離相互間感應關係，採用了同步旋轉座標方法，利用派克轉換(Park's transformation) [6,7]，並將 abc 三相轉換為同步旋轉之 d-q 軸，如圖 3 所示。

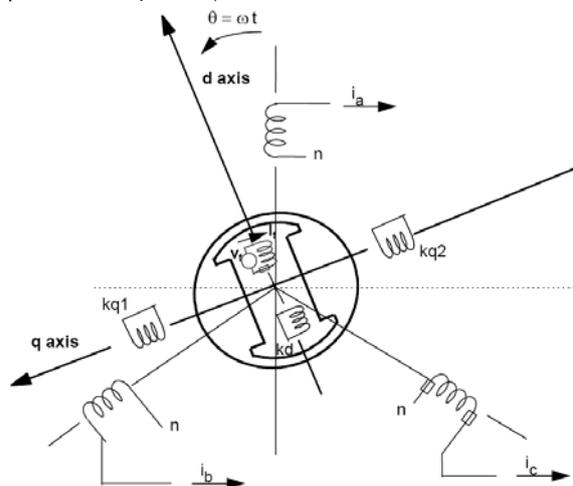


圖 3 發電機轉換為同步旋轉 d-q 軸示意圖

將上述發電機經派克轉換後，即可得到完整發電機狀態方程式，如[9,10]。然當多部發電機系統進行穩定度分析時，若每部發電機皆使用完整數學模型(七階微分方程系統)，若再加上其他負載(電網)限制條件、勵磁系統、與機械轉矩包含整體發電系統內，將使運算變的複雜龐大，因此簡化發電機完整模型於大系統分析模型[8]，如忽略阻尼繞組之 E'_q 模型、考量暫態效應及忽略定子電壓 λ_d 與 λ_q 的雙軸模型、或傳統標準模型等簡化模型。

二、發電機雙軸簡化模型

由於事故後定子側暫態(λ_d 與 λ_q)現象在幾週波後即消失可忽略之，參考[9, 10]內容，事故後發電機轉速亦假設維持在同步轉速， $\omega \cong \omega_R = 1pu$ 。故在忽略定子側效應後，可簡化為較簡單之雙軸暫態模型(two axis model)。其雙軸模型控制方塊圖如圖 4 所示。

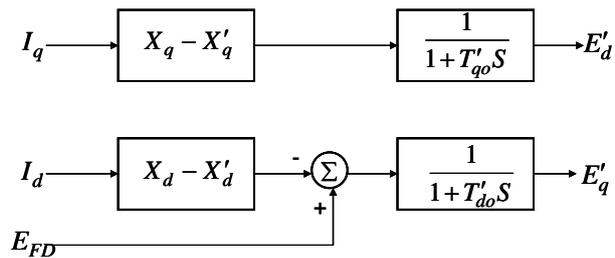


圖 4 發電機雙軸模型控制圖

雙軸模型之狀態方程式如式(9)~(12)所示，其中(9)(10)為描述發電機場繞組及 q 軸阻尼繞組；(11)(12)為搖擺方程式。

$$\dot{E}'_q = \frac{1}{T'_{do}} [E_{fd} - E'_q - (X_d - X'_d)i_d] \quad (9)$$

$$\dot{E}'_d = \frac{1}{T'_{qo}} [-E'_d + (X_q - X'_q)i_q] \quad (10)$$

$$\Delta\dot{\omega} = \frac{1}{2H} (P_m - P_e - D\Delta\omega) \quad (11)$$

$$\dot{\delta} = \omega_o \Delta\omega \quad (12)$$

其中：

T'_{do} ：為 d 軸暫態開路常數

T'_{qo} ：為 q 軸暫態開路時間常數

雙軸模型之代數方程式如式(13)~(17)所示，其中(13)(14)為定子繞組方程式；(15)(16)(17)為發電機端電壓、電流方程式。

$$e_d = E'_d + X'_q i_q - R_a i_d \quad (13)$$

$$e_q = E'_q - X'_d i_d - R_a i_q \quad (14)$$

$$P_e = e_d i_d + e_q i_q \quad (15)$$

$$Q_e = e_q i_d - e_d i_q \quad (16)$$

$$V_t = \sqrt{e_d^2 + e_q^2} \quad (17)$$

肆、暫態穩定度改善方法

一、運用數位電驛快速清除故障方式消除

暫態穩定週波數

數位電驛的快速偵測結合光纖通訊的數位傳輸，發揮迅速的動作清除（含斷路器遮斷時間）大致不逾越 4.5 週波，亦即若系統發生事故後，數位電驛有效隔離故障限縮於 4.5 週波內，符合目前台電輸電系統規劃準則臨界清除時限，因此對於以往 CCT 需在 5.5 週波以內之準則，甚至可壓縮暫態穩定現象在 4.5 週波以內消除。減縮臨界清除時間對整體電力系統穩定度而言將有莫大助益，不僅可減少其他改善投資且亦可增加電力系統供電可靠度。

茲以文獻[4]之台電 345kV 系統範例內容說明相關臨界故障清除時間 CCT 對系統的影響，並以經濟指標評估縮短 CCT 的效益，強烈襯托出電驛數位化策略確可降低系統暫態不穩定發散之機率。

二、運用選擇同步發電機特性參數最佳化

由於發電機中相關不同特性參數對系統暫態穩定度亦有不同程度影響程度，因此為詮釋機組特性參數

對於暫態穩定度之影響，本文將主要以單機對無限匯流排 SMIB(Single Machine Infinite Bus)模型架構，並運用 MATLAB 軟體予以分析、說明相關特性參數對穩定度的實質影響。

以下介紹有關發電機模型及相關影響暫態穩定度之參數。另有關台電系統中相關機組重要型式及參數等簡介如表 1。

表 1 台電相關機組之參數範圍值

參數	台電既有機組型式			
	水力	火力(煤)	火力(氣)	核能
H(s)	2.31~ 2.64	3.03~ 3.53	3.31~ 5.93	3.01~ 4.12
D(pu)	1.0~2 .0	1.0	1.0	1.0
Xd''(pu)	0.28~ 0.408	0.16~ 0.31	0.156 ~ 0.279	0.26~ 0.313
發電機升壓變壓器電抗 X(pu)=0.12~0.1877				

(一)慣量 H 對暫態穩定度之影響

由搖擺方程式可知，如式(6)。

$$2H \frac{d\omega}{dt} = T_m - T_e - D\Delta\omega \quad (6)$$

其中當短路故障時， T_e 瞬間為零， T_m 為原動機機械功率維持定輸出，當 H 值趨大時，其 $\frac{d\omega}{dt}$ 加速度趨緩；反之當 H 值趨小時，其 $\frac{d\omega}{dt}$ 加速度趨快。故其慣量 H 大小將使發電機轉子加速度變化較慢或快。對於暫態穩定度分析時，佔有相當比重成分。

(二)暫態電抗 Xd' 對暫態穩定度之影響[2]

如考量發電機以雙軸模型分析，當發電機輸出功率 P_e 於系統短路

故障時，受其次暫態值影響。從式(6)、(7)推知：Xd' 值越大時， P_e 輸出功率偏向降低，而使其 $\frac{d\omega}{dt}$ 加速度更快，故對於暫態穩定度分析時，有其影響力。

$$P_e = \frac{E_q' |V|}{X_d'} \sin \delta + |V|^2 \frac{X_d' - X_q}{2X_d' X_q} \sin 2\delta \quad (7)$$

(三)輸電線阻抗(Xline)對穩定度影響[3]

考慮以單一線路相連兩鄰近變電站，設該線在變電站 1 和變電站 2 的電流分別為 i_1 和 i_2 ，並以串聯電感電抗來模擬。則變電站 1 流到變電站 2 的實功率如式(8)：

$$P_{12i} = \frac{V_{i1} V_{i2}}{X_{line}} \sin(\theta_{i1} - \theta_{i2}) \quad (8)$$

對於發電機經輸電線路輸送功率至其他匯流排及考慮(8)式，其中當系統短路故障時，實功率 P_e 由發電機輸出時，由(8)式得知，輸出功率則受於 X_{line} 影響，當 X_{line} 值越大時，可送至系統功率越小，故 X_{line} 值對於暫態穩定度分析，有其重要影響力。

伍、系統檢討範例

以 MATLAB-simulation 來分析單機匯流排系統例子說明參考文獻[5]，其發電機暫態模型則以雙軸近似理論模型(忽略定子效應)及以匯流排接地故障為案例分析故障暫態穩定度：

一、以發電機慣量常數 H 值分析比較
假設慣量常數 H 值等於 4(或 2/1/0)

各情況來分析探討暫態穩定度受衝擊影響：

結果證明如圖 5，H=4~2 時，對於暫態穩定度其轉子搖擺情形，隨著 H 的變小轉子角度擺動程度越大。特

別當 $H=1$ 時，轉子角度發生失步，暫態穩定趨向發散現象。

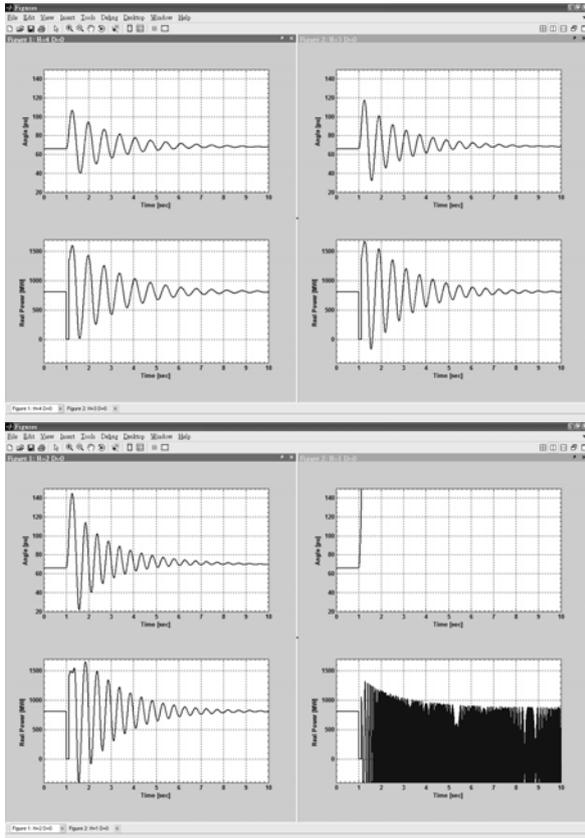


圖 5 所示 H 值變化對轉子角度影響

二、以發電機阻尼係數 D 值分析比較為瞭解 D 對於暫態穩定度之衝擊影響。假想阻尼係數 D 值等於 2(或 1/0.5/0)比較分析：

結果顯示如圖 6， $D=2\sim 0$ 時，對於暫態穩定度其轉子搖擺情形，隨著 D 的變小轉子角度擺動程度越大。

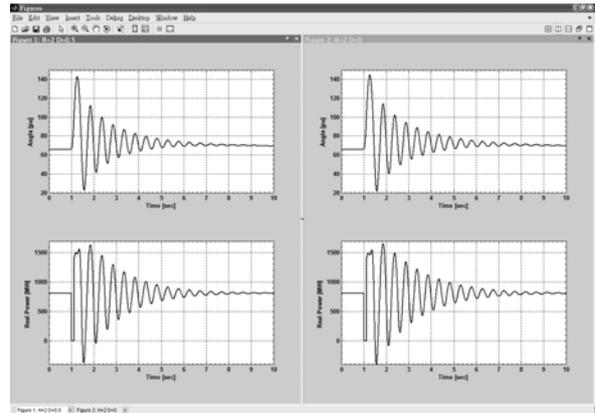
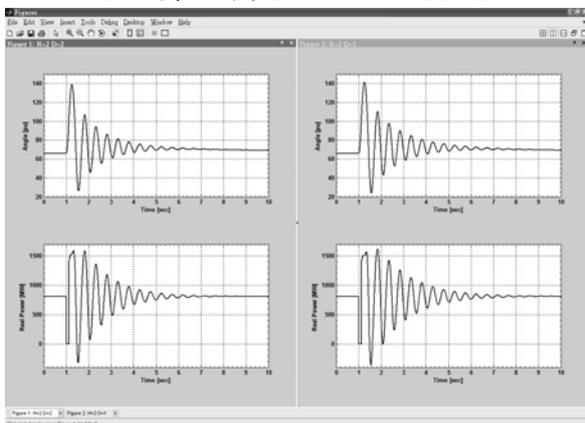


圖 6 所示 D 值變化對轉子角度影響

三、以發電機暫態阻抗 X_d' 值分析比較

假設 X_d' 值為 0.18(或 0.2/0.22/ 0.24)分析比較：

結果如圖 7， $X_d' = 0.18\sim 0.22$ 時，證實對於暫態穩定度隨著 X_d' 的增大使轉子角度擺動程度增大。特別當 $X_d' = 0.24$ 時，轉子角度已經發生失步，暫態穩定度趨向發散現象。

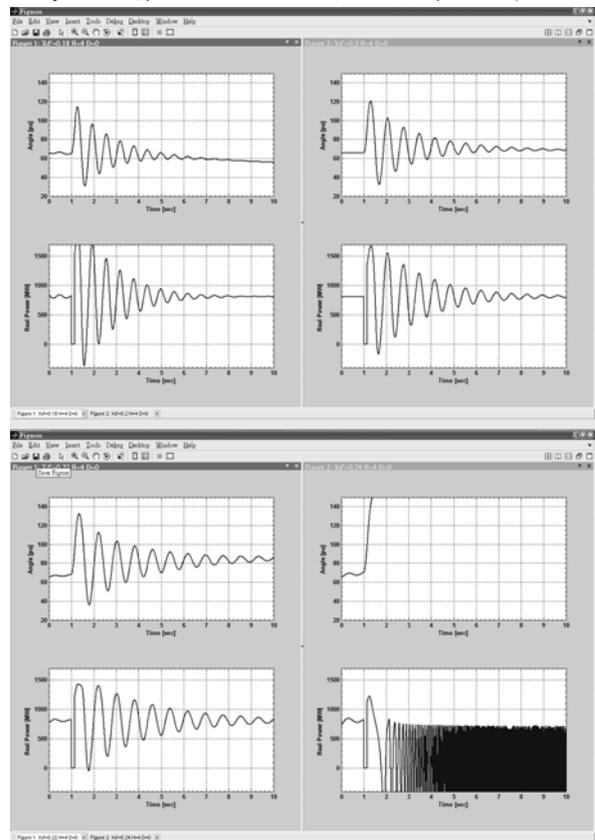


圖 7 所示 X_d' 的變化對轉子角度影

響

三、以單機匯流排阻抗 X_{line} 值分析比較

假設 X_{line} 值等於 0.22(或 0.233/0.266 /0.299)分析比較對於暫態穩定度之衝擊影響：

結果顯示如圖 8， $X_{d'}=0.18\sim 0.22$ 時，對於暫態穩定度其轉子搖擺情形，隨著 $X_{d'}$ 值增大其轉子角度擺動程度亦增大。當 $X_{d'}=0.24$ 時，轉子擺動角度已經發生失步，導致暫態穩定度趨向發散。

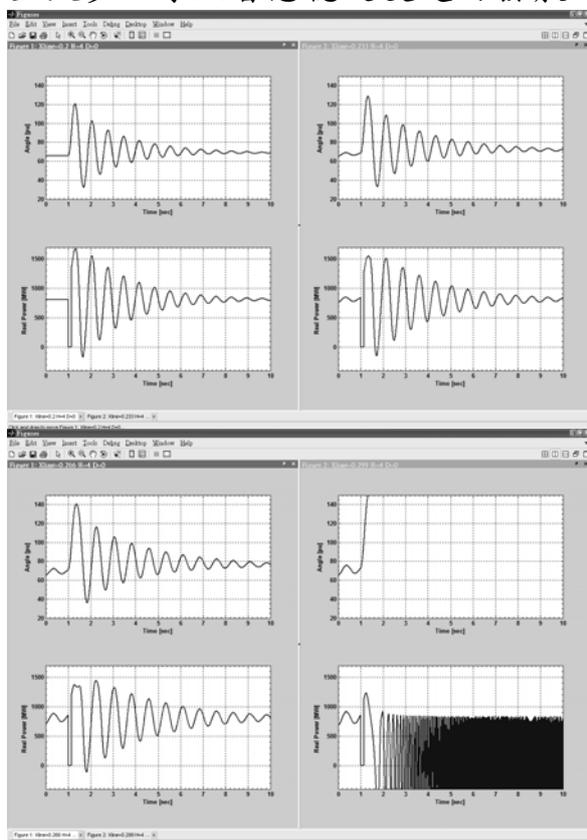


圖 8 所示 X_{line} 值變化對轉子角度影響

四、探討台電目前既設機組特性參數對未來電力系統暫態穩定度之影響

由於近年來國內民眾環保意識抬頭，對新電廠址之擇定橫生諸多阻

撓，電源開發方案面臨荊棘滿途，延宕至最後被迫維持在原廠址擴建或改建是折衷且有效解決辦法之一。但此辦法根本無法變更電源線路長度，利用 X_{line} 值變化改善穩定度問題。下述模擬分析僅藉特性參數中H、D與 $X_{d'}$ 變化來導論系統容量靈敏度，而其中升壓變壓器部分在單機模型中並未論述，實際系統中發電機阻抗與升壓變壓器阻抗，是有密切關係，故下述分析雖無法改變電源線阻抗之條件下，升壓變壓器阻抗調整也等同視為改變電源線阻抗值，如同上述單機分析四種不同特性參數彙整分析如下。

本案例為台電系統某長距離之電廠，原廠區兩部機組以二回線引接至超高壓變電所 345kV 匯流排側，其容量為 770MVA，淨出力約為 600MW。電源線為 55 公里左右。擴建機組則為容量 877MVA，淨出力為 720MW 如圖 9。

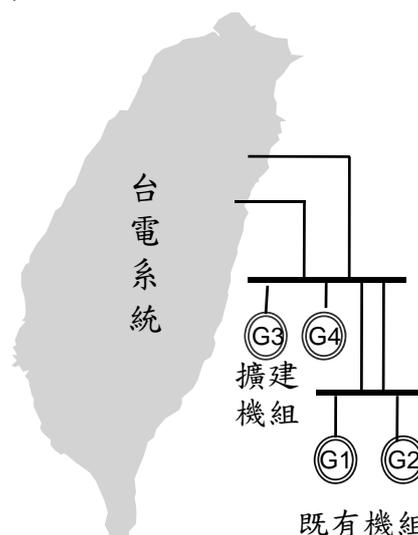


圖 9 所示機組擴建引入系統圖

探討系統暫態穩定度問題涉及範疇廣泛繁複並非如判斷輸電線電力潮流是否過載現象，或故障電流是

否超過斷路器額定啟斷容量等單純淺顯易懂，但可歸納出臨界故障清除時間 (Critical Clearing Time, CCT) 是一項重要指標。

目前台電輸電系統規劃準則規定，當線路發生三相短路事故時(超高壓幹線及超高壓變電所引出線均考慮 N-2 準則)，故障端之臨界清除時間需在 4.5 週波以內才符合準則。

在符合台電輸電規劃準則下，進一步探討機組特性參數與引入系統容量之間機組淨出力可行性分析，假設 CCT=5.5 週波。

假設以 345kV N-2 準則且 CCT=5.5 週波，對 H、D、Xd" 或升壓變壓器阻抗變化逐項改變，評估暫態穩定度可能增加機組淨出力結果如表 1 所示。

表 1 相關特性參數變動後機組淨出力比較

	原案	案一 (調整H)	案二 (調整D)	案三 (調整Xd")	案四 (調整升壓變壓器電抗)
H	3.2	4.2	3.2	3.2	3.2
D	0	0	1	0	0
Xd" (pu)	0.26	0.26	0.26	0.16	0.16
升壓變壓器電抗 (pu)	0.16	0.16	0.16	0.16	0.12
擴建機組淨出力 (MW)	1340	1400	1360	1340	1360
可再增加淨出力 (MW)	-	60	20	0	20

由表 1 數據比對得知，在大規模電力系統中，以增進 H 慣量常數影響暫態穩定度效益最為顯著，而改變 D

阻尼係數或機組升壓變壓器電抗值為次之。

五、結論

台電公司近年來為抑制故障電流，相關設備如自耦變壓器其阻抗改為 23%、發電機升壓變壓器亦為 23% 等改善措施。從上述案例研討得知，發電機阻抗如增大則暫態穩定度會有負面影響；另值得一提的是：電廠設置大都遠離負載中心，而其輸電線路阻抗與線路長度成正比，此相當於升壓變壓器之電抗增大造成線路之功率傳送降低，對於暫態穩定度負面影響甚鉅。

有鑑於此，為兼顧故障電流及暫態穩定度，若發電廠之輸電線路架設途徑或機組之升壓變壓器阻抗值已確定無法提供改善時，可著手在機組擴建或更新方案，考量針對機組慣量常數及阻尼係數最佳化方面著眼。從源頭改善之作法，仍然可對電力系統暫態穩定產生正面作用，相對地無需其他方面之改善投資，而直接達成改善系統穩定度之使命。

伍、參考文獻

- [1] IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, VOL. 19, NO. 2, MAY 2004, "Definition and Classification of Power System Stability", 2004.
- [2] 陳在相、吳瑞南、張宏展，「輸配電電力系統分析」，東華書局民國 90 年 2 月。
- [3] 張忠良，「電力系統分析 < 第二版 >」，全華書局民國 77 年 10 月。
- [4] 台電系統規劃處 莊政宏 白一凡 洪永輝 張忠良，「台電 345kV 輸電系統電驛數位化後對系統規劃

之影響”，電驛協會會刊 2008 年二月第 27 期。

- [5] 王曉蔚，張承學，胡志堅，“基於 MATLAB 的複雜電力系統動態模擬”，繼電器月刊 2002 年 第 30 卷 第 10 期。
- [6] Concordia, C. Synchronous Machine. Wiley, New York, 1951.
- [7] Kimbark, E. W. Power System Stability, Vols. 1, 3. Wiley, New York, 1956.
- [8] Young, C. C. Equipment and system modeling for large-scale stability studies. IEEE Trans. PAS-91:99-109, 1972.
- [9] Paul M. Anderson Power system control and stability. IEEE PRESS, 1994.
- [10] Prabha Kundur, power system stability and control, EPRI 1993

數位化電驛資訊管理及配合自動化管理策略概論

台電供電處 張靜嫻

摘要

縱觀全球電力事業公司擁有電網及運轉營運實績，其保護電驛雖也從機電式電驛逐步蛻變為數位式電驛，但隨著長年歲月營運終難脫離老中青三代組合的電驛群組。而在電網智慧趨勢化嬗遞期間，其相關資料數據和維護管理方式，逐步從紙上作業轉移到數位化資訊管理，因此將造成資料大幅激增及管理變革控管，例如：在現有各種文件和數位化檔案的儲存記錄，數位電驛測試一旦完成後，紀錄報告卻鮮少列入營運管理決策程序中，僅作為數位化檔案的儲存。若不能將數據檔案作轉為有效益價值的資訊運用，未來必將面臨到一些可預見的問題，例如：數據資料的累積包括線上和離線測試值，需進一步評估其可靠性與實用性，及歷史悠久電力公司必須面對半個世紀以來人力資源異動最大的挑戰，即將面臨一波波接踵而來的資深工程師退休以後，只留下一些難以為繼且經驗膚淺之年輕工程師。在技術混合傳承年代加上資訊大量累積及資淺專業經驗不足和缺乏建立一致的作業程序，對整個電力系統供電的可靠性，極有可能一旦突發重大事故，出現不知所措大停電危機事件。

本文所談論“數位化運轉及維護管理”之概念，目前已是大家耳熟能詳之知識領域，其特質在於強化運轉資料的管理，及數位化帶來的資

訊和處置方式的變革。文中例舉西歐電力公司如何經營運轉資料，如何運用資產管理策略來尋求減少人力資源解決方案、變電所資料有效管理及提升運作效率的作法。為迎接未來的挑戰，現代保護電驛之維護必須適應現有和未來的技術（如 IEC® 61850）。從網路運轉之觀點來看，規劃一套簡單化和標準化之保護電驛測試達成減縮人力資源是不可或缺的。職是之故，目前現代保護設備的維護，已新發展出重建穩態運轉（SOR）測試方式，符合單純及標準作業程序。

最後，有關未來 IED 之使用管理將必須有下列要點來進行：

- 新的智慧型介面(IED)之保護電驛技術和公開之智慧型資料交換介面(如 XML)。
- 簡易的測試方法，其必需和測試主體(電驛型式或供應商)或測試設備之廠商無關。
- 電力系統分析軟體、IED 軟體和測試軟體之結合(智慧型介面)，全部匯集於一智慧型資料庫維護管理架構中。

本文提出了 Elektro Ljubljana 經驗的案例，描述其整合智慧型資料庫專家系統之解決方案，以及指出其如何提供資料文件的最佳化處理並結合自動化，同步運作於整個事業體之移動資料，並兼顧成本和技術的效益。

一、引言

日益複雜的數位保護和自動化已帶給電網維護/運轉人員許多考驗，隨著一些相關數位電驛報告參數設定和邏輯控制被提出質疑，這些質疑包括評估電力系統可能發生停電事故。

公用事業和工業電力用戶的挑戰要求提供更可靠供電和網絡資通安全管理，同時應加速處理年代久遠仍續運轉電廠的設備汰換。縱觀全球智慧型電網策略比比皆是，但變電所保護和自動化系統認證的基本程序依然潛藏著弱點，隨著電力部門發展所帶來可觀的經濟成長，以及輸電和配電基本設施之增加，使已發展和發展中國家皆面臨一個事實，即目前運轉於電網中的智慧型電驛所記錄大量的資料與日俱增，但並未適度的予以管控處置，反而顯現出標置設定、維護和事件紀錄等依指數型成長的複雜性。前述“資料的複雜性”到“資料混亂”曝露出傳統變電所資料管理的方式已不符潮流趨勢。例如新穎保護電驛允許使用者自行編輯保護功能需求的可行性，此需要網路保護管理者被賦予更高權責管控保護功能設定，同時亦需要管理歷代留傳的保護電驛和自動化配備，換言之，資訊管理應充分統籌規範多樣年代設備功能之事實。

保護資料數據管理、設定管理、測試模板管理、測試文件管理、測試數據評量管理和故障干擾管理，和其它幾個相關程序皆需高度複雜和智能化機制的維護系統。雖有小部分解

決之道，嘗試採用低效率和低可靠度數據資料的操作，最後在此領域已經證明不能成功。

Elektro Ljubljana 已敏銳地意識到電網營運者/操作者所面臨到的這些策略性議題。其並無保護和自動化設備運轉方面資訊技術(IT)的基本解決方案，這些保護和自動化設備涵蓋了相關公司的保護參數控制、設定控制、測試資料的輸入及測試報告管理。因此依據策略性的商業思維模式決定投資 IT 系統，該系統涵蓋整體電力系統保護設備和其它輔助系統。

從保護試驗教學法被發展出先進資料管理成果中學習到新技術，數位保護之穩態-動作-復原 (Stabilization-Operation-Reset ; SOR) 此測試方式上具有某一重大的影響，因此對網絡的所有者/經營者而言，如同 Elektro Ljubljana 能發展出其自身的數據管理和網絡保護策略。除非另提出的下階段措施，在技術方面及經濟方面的經驗和學習均指向現有的成果。

然而，經驗學習是來自工業化國家為求貿易發展(T&D)具有重大意義的成長而投資基礎設施，因此其本身不會對提升網路的可靠、信賴或績效方面放棄改善，亦不會置本身新的挑戰和險境於度外。某些中歐公用事業公司已學會運用智慧型程序管理工具來解決這些潛在問題，特提出案例題材及學習要點指引這些新技術方面的應用，包括檢驗測試標置之簡化，尤其是運轉狀態的設備，以及大幅提高保護試驗和相關試驗紀錄品質改善之自動化方法。

二、新系統的特性

(一)、原理闡述

在找出符合 Elektro Ljubljana 需求下最合適的運轉維護系統之市場研究階段中，此計畫小組應用"操作最務實的、現代的和創新的系統，此將使技術團隊可發揮保護設備更簡易的成果"核心遴選準則，並開放給整體維護群組接續地運用。在過去幾年中，由於有非常重大意義的資訊技術發展，該計畫小組才能實現詳如下列需求之解決方案：

- 可移動性
- 使用者友善的系統界面
- 系統自主於保護設備的年代及其技術性能
- 減少手動輸入動作之次數
- 保護參數監視在測試開始
- 歷次保護參數紀錄及測試結果
- 保護試驗採用不同測試儀器
- 量測值之手工輸入
- 技術性數據模組實驗

三、輔助系統運轉維護之新方法

(一)、原理闡述

在符合 Elektro Ljubljana 要求之基礎上，該計劃小組決定採用“機動性智能專家系統”來管理運轉維護[3；4；5；6]。一開始實施的試驗性質的前導計畫只包括電力系統保護裝置之服務功能。該服務架構概要如圖 1。

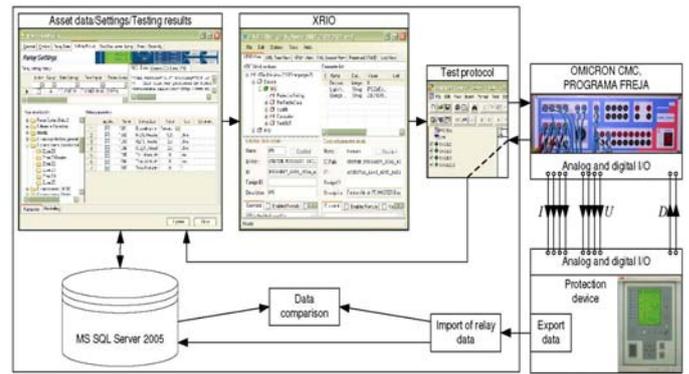


圖 1：電力系統保護測試服務之基本架構

該系統是以 MS SQL Server 的® 2005 平台為基礎。由用戶界面可獲得下述之資訊：

- 綜觀保護設備之位置圖
- 綜觀保護設備類型，當該保護設備自實驗/資料庫已預備"下架"供取用
- 測試模板的管理以及保護模型，此處使用者可按心意自製保護設備模型

在某案例有具早期舊型保護電驛被要求輸入設定值，該處電驛參數均手工方式取得或在特定情況中來自其它檔案。有了數位/數值型電驛，則此參數可由前述產生之設定檔案輸入，且在輸入期間可與既有設定值進行比對。

此試驗程序被制訂與保護設定互有關聯。而智慧型維護管理系統統整介面至各種試驗軟體，為了移轉保護設定進入試驗程序中，一些介面技術被完成，包括了 RIO、XRIO、MS® Excel、CSV 及 CAPE NI。每次變化和保護標置的確認所引發數據處理，其含意代表主題數值均被轉換成一數據結構並經由一特定介面被轉換至

一已知試驗程序。針對試驗程序中必要的計算皆被內附的測試軟體來執行。此測試程序為試驗設備的一部分，且包括在試驗期間必要被利用的所有數據。

測試程序自動化年代必須建立在一套精選的試驗策略，且最適合保護人員採用。此新系統之先進介面技術允許試驗之後輸出結果，亦可使試驗報告客製化且接續試驗引導後端處理包括比較和統計分析。

(二)、數位操控設備試驗之新技術

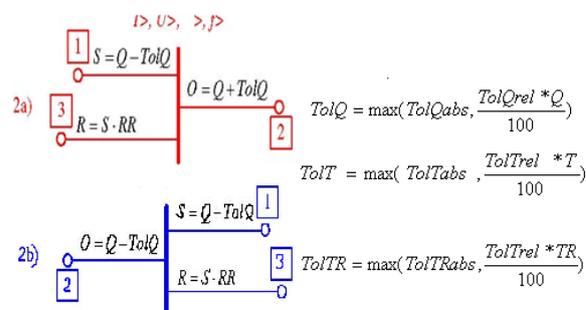
核心的前提是現代數位操控設備必須已獲廠商認證韌體版本，一旦安裝確認後，將會輸出特定用途和執行力。結果這些設備的測試和維護的要求，只需著重於審定設備每個功能的穩定、動作和復原，並非更適合反映出傳統類比設備粗糙方法。

建議新建的運轉測試和維護系統測試數控設備，採 SOR(穩定-動作-復原)三項準則。而這些基本準則前提強調"最主要的保護功能應依此三個基本準則來做測試"此三項準則如下：

- S(Stability)-本基本準則強調保護功能的穩靜，意即應注重臨界啟動
- O(Operative)-本基本準則強調保護功能臨界始動
- R(Reset)-本基本準則強調保護功能試後復原，意即應注重臨界釋放

這些基本臨界值可從參數設定與容許誤差率被推算出，且可在用戶的保護設備手冊中找到：

- TolQrel/TolQabs-相對的/絕對的容許誤差值
 - TolTrel/TolTabs-相對的/絕對的容許誤差時間
 - To-最小運轉時間
 - TRo-最小復原時間
 - Q-數量;T-跳脫時間;TR-復原時間
- 這些測試序列計算是在最適當測試軟體技術範圍內來完成(如 XRIO)。



若量測值高於一般標稱量，此 S、O 和 R 值則以圖 2a 之方式來計算；反之則 S、O 和 R 值則以圖 2b 之方式來計算。

同一 SOR 準則有諸項結果為：

- 在穩態下，保護功能必須不能跳脫或在跳脫時間 T 之 150% 範圍內啟動；
- 動作狀態的結果是保護功能在跳脫時間內示現跳脫；
- 復原狀態的結果是保護功能在復原時間 TR 消逝前恢復原狀，但在最小復原時間 TRo 後。

這三項準則代表了保護功能之臨界狀態。圖 2 顯示電流，電壓，相位角或頻率諸多功能可建構此三項準則。此準則由五種狀態組成，除了 S、O、R 狀態外，還有兩種中和狀態，即確保測試狀態之前為標稱狀態（例如對低壓測試之標稱電壓）。

關於保護測試準則的不同需求，使用者可以簡易地創製出其要求的測試程序最適合，在此方式下最能適合自身的需求及處置，有如使用者酷愛簡易地此類斜坡模式測試教學法。

因此未來當然會介入系統分析軟體功能，在電力系統準位上為 SOR 序列推算結果，並以 COMTRADE 格式輸出。

四、主系統運轉維護之新方法

如同二次系統資產之管理，新的系統允許一次模組運用包括比壓器和比流器、斷路器、發電機、架空線路、地下電纜、變壓器及渦輪機等之主模型之使用，這些類型的資產已包含於系統內。資產模式是依據 IEC 標準來設定，並可使所有標準及使用年限定的參數單純且簡易地輸入。其含義是所有委託行動與 Elektro Ljubljana 有關的試驗報告都是自動化且管理採用新穎的執行系統。

五、規劃及運轉維護

基於“模仿優越的食譜是創造一頓美味佳餚的前題”的原則，計畫小組體認到維護模板規定是最有智慧和創新的解決方案之其中一部分。實效上，它限定一家公司維護和委外策略。維護和委外策略可考慮 IEC®、DIN®、ANSI® 及其它可用之標準、國家法規，如同運轉上建議及使用者經驗。

以下板例行程序說明可被理解成一個獨特的論述，允許維護或委外活動標準化。模板的答案更重要的是「不僅“什麼？”需要被測試的標準問題及“何時？”進行測試，而且最重要的基本問題是“如何執行維護工作？”」。與此同時此系統被計畫小組認同提供一組完整配套措施含測試模板、成果表、檢驗按鈕和自動化紀錄。在技術效益和運轉效率方面被視為一大優勢。簡言之，能使測試工程師聚焦在主要的、增值的技術性活動，而不是削弱在高層次運轉管理上的努力。

在 Elektro Ljubljana 的運轉案例中，維護作業取決於保護功能和電驛型式。例如，許多數位多功能保護設備具有獨特的維護需求，這些維護作業包含了下列工作：

- 人工的資料輸入(遠端控制點的運轉維護)
- 試驗設備之準備(從保護設備讀取目前標置檔案，並和系統中標置做一比對)
- 以系統標置為基礎之保護試驗作業，此項作業意味著保護設備試驗為整體過程之核心。當自動化執行此項作業時，合格或不合格評估亦一併自動完成。
- 事後檢查作業

每一手動輸入作業後，操作者必須決定此一作業成功與否。在進入緊接的作業時，將自動產生一時間標記。那種運轉維護管理賦予獨特、快速及可靠之維護功能。綜觀此計劃面及執行面的功能既簡易且經常維持更新狀態。在運轉維護管理週期之最後階段為報告紀錄，由於計畫小組想要擁

有版面設計已是應特定的、明確的 Elektro Ljubljana 需求，因此某一項附帶方案供應者製作定型的報告的協議被執行。

六、新系統之實際優點

除上述章節所提及之諸特性外，計畫小組也認同下述新系統之優點：

(一)、運轉維護的核心管理

此新系統的第一個優點從某一核心的位置協調運轉維護進行管理，因此電力系統維護經理人負責管理及協調維護策略並訂出目標最佳化。

(二)、次要的保護試驗

泛佈在全球的電力事業公司正面臨著意義重大的且相關保護、控制設備的試驗及管理業務的成長量，同時他們亦必須試圖減少人力完成工作，讓少數具資格的工程師及技師透過自然消滅及裁員。事實上，網路保護管理者必須考慮到完善的作業程序，至少須維持和現在一樣品質，如不改善則勢必面對保護跳脫網路供電中斷所增加之風險和成本。

此試驗新法是完美的如所謂的分佈式試驗。此系統可合併超過一個使用者同時地工作，例如當其中一個使用者在正常狀態下量測不平衡而動作之試驗，然後在系統中直接進入試驗結果(無紙化作業)，第二位使用者能執行一項保護試驗，可直接手動輸入至此系統，或可利用智慧型系統而非手動輸入。當兩個使用者皆完成其工作時，當他們步行到辦公室，資訊同步化處理當地資料庫至中央資料庫，且所有資料已合完成，結果此

時對每位擁有權限之使用者皆可使用此系統資料。

(三)、系統架構之實用性

此系統之架構可連結不同製造商和型式之試驗設備，包含了適合許多供應商之保護設備實務方面之特殊資料模型，這些資料模型皆備妥於安裝後隨即使用。當所有保護參數自動地從設備設定檔輸入後，功能上自然會被定義。當使用者想建立或修改一個屬於自身的資料模型時，其可完全不需有任何程式語言的知識，僅建議使用者針對系統電力概況接受兩天訓練。

(四)、資料處理成本

針對移動應用的資料處理成本則是依據維護執行之組織架構。以 Elektro Ljubljana 為例，他們已實現此系統將近一年，其中亦包括因策略性決定而延遲的時間。他們發展屬於自己的保護設備模型，試驗程序，裝置及維護方法。除此之外，有一些相當容量的資料須被收集於變電所和開關場，以及將其直接載入於移動資料庫。在此案例中，這些工作是歸屬學生來執行，但作者認為這些資料輸入的工作，若是由將使用此系統的實際運轉操作者來執行，知行合一將會更美好，尤其是在將完全開始運作前，他們需更熟悉此系統領域。一旦執行完畢後，幾乎無需任何資料處理。”電力應用人員”如必要時會執行新的維護動作，特別應用限定的試驗程序，列印報告以及製做備份系統。這些工作每週花費 4 小時人力。資料處理同步且自動化地配合當地資料庫全部轉移。Elektro Ljubljana 確

認了以幾點主要的成本變動因素(並非鉅細靡遺)為計算投資報酬率之臨界點：

- 簡化新試驗管理制度(如簡化應用介面、聘用熟悉新 IT 系統的僱員操作以降低當機機率)
- 擁有讀取保護和控制設備試驗紀錄功能並自動改善品質與驗證(數位化、智慧型)。
- 高效率且有效的應用評論專家資源網站(提升電腦總處理能力)。
- 改善驗證及檢驗電驛臨界的標置(提高網路穩定度降低風險。)
- 針對繁複的數位式保護設備及系統提供更適切、更快速的驗證測試(增進繁複系統成果之學習)然後整合成實用企業之體制。

從新 IT 系統不停地所帶來及引發之利益，分析反映在實際壽命週期成本方面，作者依循此計畫之完成後並隨即提出報告其調查結果。某些詳細指明的利益影響將是電力事業借貸投機的額外報導，現階段可資實用的是自網路獲取更美好的資產管理及重要決策。

七、對保護和自動化生命週期管理策略之實質影響

Elektro Ljubljana 自 2006 年早期便已開始使用智慧型資料處理工具，其在現場試驗中主要的學習特點就是將保護與自動化領域隔離。

(一)有關保護方面

保護方面的維護須確認保護系統之弱點要素，以執行例行性活動來維持保護系統處於良好狀態，進而防

止在常態運轉下機能失常。如無專一的網路供操作員/公用事業公司做測試策略平台，則維護活動將在每一位測試技工之間產生不同步調，此將導致在分析試驗結果及訂定未來規劃產生脫節問題。例如某一網路運轉員期盼在維護上有一個良好的概要總覽，其應建置於擁有共通維護策略的控制中心來管控，實務上 Elektro Ljubljana 在保護維護領域內已完成諸多改善。

藉助智慧型系統的協助，界定保護設備的耐用年限成為簡易之事。早期設備壽命期限由委員會及最初電氣裝置為代表共同決議，但在案例上因此壽命期限內卻有很高的故障率。這些故障必須於該設備投入運轉前解決。依據公共事業自身的網路保護策略為礎石之自動化測試報告，針對當有爭議性事故時，提出已知精確切的資料，可消除測試管理的負擔。

當處於成熟階段時，每年的維護活動可順利地被規劃出。這些都是在保護管理中心準備，並可快速且簡易地被執行。一旦進入成熟階段，所有的活動計劃可無疑或鮮少錯誤下體現。

在壽命期限朝向下落的階段，運轉操作者必須假想保護設備可能會出現某些問題。維護管理者需建立適當的標準和處理程序來決定是否修復、更換或重新測試。

隨著保護測試依據 SOR 序列帶來新體制，每年定期維修活動之“復原時間”，是每年定期維修活動中前所未見的測試結果，此對接地故障保護選擇性運轉狀態而言是非常艱難

的，譬如 Elektro Ljubljana 為儘量降低保護協調復原時間，提供此網路中至少兩組（假設沒有必要三組時）選擇性接地故障。在運轉中其仍有一些機電式和類比類保護設備：這些設備擁有較低的復原比值和較長之復原時間，使得保護協調益形困難和不穩定。有了此新技術，最大復原時間被設定在試驗過程中，如那時間超越過頭會觸發警報告知運轉者和維護協調員。在此系統被實施之前，僅出現在非選擇性跳脫事件警示不適切復原時間，但為時已晚。

機電式和類比式設備也會提升某種效應，即從最後測試起算這段期間內，可能會引發設備門檻值位移變化，但在此不擬推薦可藉著定期維護調整門檻值期求減少其所產生之影響，實因可能發生調整後門檻值可能大於設備容許誤差值，也可能因而導致非預期性跳脫或潛在的危機運轉，如果發生這種情況，新系統會告警運轉者及維護協調員。

未來電力系統升級的規劃係建立在目前維護活動相關資訊的基礎上，在許多案例中這些活動隨著保護設備更換相同的或更新穎（數位式）技術而結束。如大量更換保護設備後，可視為完成一週期維護的結束，本項方案可推廣至一般變電所更新改建。

（二）、有關自動化方面

自動化設備之維護恰如保護設備維護一樣深具重大意義，絕大多數自動化設備主要包括了復閉功能、電壓調整和消弧線圈穩壓器。從壽命週期維護的觀點來看，自動化設備和保

護設備間之差異並不很大。當試驗結果也完全自動化，並可在機能失常事件方面觸發警報，故壽命週期管理類似於前述的保護設備維護，在絕大多數案例中，計畫活動將隨著設備更換為相同或較新穎技術而宣告結束。值得注意的是：對管理自動化設備而言，某些重大機會仍保留於發展智慧型資料管理技術，因為迄今為止絕大多数的努力都集中於保護設備發展的年代。

八、未來展望

本文概述了在保護和自動化領域上，變電所所採用整合智慧型資料管理方法的主要益處。但是可以看出：實際上是只涉及部分潛在的核心資料管理技術。此潛在的核心技術分別為資料管理系統、系統分析及模擬軟體之介面，其中模擬軟體能夠模擬故障及以 COMTRADE 規格檔案儲存模擬數據資料。論及該系統分析和模擬軟體必須具備以前述定義的模擬策略以整體電力系統為基礎所產生故障模擬的能力範圍。例如對於每一故障類型試驗時，該軟體將模擬此線路長度之 10 %、95 %、110% 和 -10 % 諸多故障位置之所有故障類型，在如此模擬過程中，將產製出成千上萬的類似多樣化試驗報告。智慧型資料管理系統可經由特殊的介面上載所有模擬檔案並將其指定儲存至特定實體如"保護體故障模擬資料庫"，既有的智慧型資料管理技術已經提供了這種機制。為了測試保護設備或自動化設備，工程師須先選擇設計"保護物件"並提供試驗資料庫模擬 COMTRADE 檔案作為"重建"，從實用

的檔案資料進入 IED，其結果都是一樣。

值得注意的是：每家製造試驗設備之廠商均具備能力，可經由保護試驗設備重建 COMTRADE 檔案，因此可預見電力事業公司將極其受惠於提供各種特定自動介面設備廠商與"電力系統測試資料庫"。

這此觀念已被歐洲一些主要電力公司接納，並有非常正面的回應。這些觀念能潛在調整試驗技術至更接近使用者之需求及終端用戶之需求：

- IED 測試有能耐與電驛型式，電驛保護設定或電驛製造商不相關聯-此即電驛“魔術”，暗藏潛在經濟方面和安全方面的利益。
- IED 試驗將完全適合獨立於各試驗設備製造商。

(COMTRADE 係一種具備國際標準規格加上所有製造商皆擁戴它)

- IED 試驗資料庫將僅僅由實際上修訂保護實體來更新（譬如：增加新線路或變更線路長度或線路換相等）。更新程序可按前述方式再次的使用智慧型資料管理工具做自動化。
- 因此 IED 模擬試驗和不同 IED 類型(例如測距/過流/線路差流保護)有獨立於 IED 功能的相同機會。

作者認為在數位 IED 試驗和維護中出現的複雜性可以智慧型資料管理技術來處理，則既有系統運轉上的窘困，在未來新生代 IED/電驛技

術滋生複雜因素，如重建特性及電驛試驗相關之更深奧原理等困擾，將傾向煙消雲散。所有例行的 IED 的檢查將變的非常簡單，在電力公司主要成本和運轉效益下，同時允許測試工程師有更多的時間集中在最重要的議題如系統穩定度，安全性和高效率營運。

從 CapEx 投資的觀點來看，潛在的利益包括有機會獲得長期投資良好的報酬率，而毋需再次投資於變更設定和購買新的電驛。從電力公司 OpEx 觀點來看，試驗和維護工作的簡化將可減少維修費用。Elektro Ljubljana 正規劃並許諾下一階段過程，只須智慧型資料管理系統少量試驗即可，兌現降低成本之理念。

(一)、IED 軟體對資料管理有效性之影響

在執行維護管理系統期間，IED 軟體智慧的重要性攸關所有保護資料管理品質及有實效性是被矚目的。此一有效公開交流的界面，創製定義明確的 xml 檔案，深受使用者高度讚賞。該小組也有過一些低品質 IED 輸出檔案的負面的經驗：這些低品質的輸出解決方案(猶如一套沒有輸出檔案的自動販賣機)實際上須手動輸入資料增加執行成本。一套獨特且獨立的設定/對話語言顯然是有益的。作者推論未來的統整方案只需將 IED 智慧系統開放資料交換介面。

九、結論

正如在本文中已敘明的，網路擁有者/操作者因經過新觀念及創新技術與系統使變電所資料管理正面臨

著關鍵性的挑戰。Elektro Ljubljana 已意識到利用智慧型移動資料管理系統及創新數值 IED 試驗方法來執行管理數位保護和控制設備的議題。

在運轉維護上此新系統執行的第一階段，其自動化試驗偶爾會被干擾，但隨著新的 SOR 測試協調，往往發現設定存在問題狀況，其中最常見的是在復原模式下測試，其復原時間太長的問題。耐人尋味的是在新的數位設備中往往出現許多不明症狀，這些症狀都已回饋給製造商改善且大部分問題都已解決。

雖然試驗程序可以 100 % 的自動化，然而此新系統的使用者仍需訓練至爐火純青並能研判有問題的試驗結果。這些關鍵性技術人員必須具備基本領域的專業知識，另此智慧型資料管理系統也提供了一個可重複的方式，確定試驗結果正確與否。此種系統資料管理的創新技術顯然能嘉惠於網絡所有者/經營者的資產管理流程和試驗工程技術人員的效率/效益。

至於在保護和自動化壽命週期管理策略方面的實際影響，Elektro Ljubljana 已採取新式中央維護管理，控管保護與自動化系統之維護協調，應用統一維護和先前規定測試程序會使維護執行有更進一步的概觀，使保護和自動化系統的設備異常均很容易在資產耐用年限中任何時刻加以識別和分析。隨著使用此智慧型系統，該公司可確定哪一設備其壽命週期已在下降階段，且已通過相關部門更換需求。另者作者已詳盡闡述智慧

型變電所資料管理的理念，該項理念可被擴展到資產管理領域，特別是將彼此結合在一起：

系統模擬軟體

試驗設備供應商

智慧型資料管理工具

IED 供應商

本文探討諸項技術中最主要的益處在於我們最重要的資產-經驗豐富的專家測試工程師-可集中更多的時間在研訂優良的、重大的決策，以確保公共事業公司的客戶，提供最好的服務和安全制度。

輸電線路故障之保護應用技術探討

國立台灣海洋大學電機工程學系 柯倫寬
 國立台灣海洋大學電機工程學系 黃培華
 國立台灣海洋大學電機工程學系 曾大修
 台電嘉南供電區營運處 許文興

摘要

台灣因地理環境因素，大型電廠多集中在南北兩端，且北部地區用電量大，目前發電量仍不敷使用，造成兩端用電負載不平衡，需倚賴南電北送運轉方式來彌補北部發電不足之電力負荷。此種利用長距離輸電模式，若遇到不可抗拒之因素，如輸電線路故障跳脫斷路器失靈、上游電廠機組跳脫等，會使供電平衡系統立即陷入不穩定的狀態[1]，因此輸電線路之斷路器失靈保護方式及電力輸電系統線路發生故障之保護方式是本文主要探討的議題。

近年來輸電線路使用數位差流特性為主要保護及運用測距特性為後衛保護方式，故加強輸電線路主、後衛保護應用功能之試驗分析[2]，確保強化輸電線路保護概念應用於電力系統之重要性。

I. 前言

輸電線路可依不同保護方式搭配通訊設備導引系統，作為強化輸電系統快速且安全之保護。換言之，保護設備是因應輸電線路發生故障時，能快速的將故障區隔離，避免影響到正常電力輸送之傳輸線路，確保非故障區之供電穩定，進而提高安全可靠之供電品質。輸電線路運轉完全倚賴於保護電驛研判故障來跳脫，故目

前台電輸電系統之線路保護依電壓等級區分為 345kV 線路、161kV 線路、及 69kV 線路分別設計。通常依輸電線路保護特性可分主保護及後衛保護，各種保護方式選用特性不同之架構，並搭配選用通訊設備做訊號傳輸，例微波系統應用於輸電線路系統上是 POTT 保護之一應用方式[3, 4]。目前台電 345kV 輸電線路保護採用兩套主保護設備，161kV 輸電線路保護採用一套或兩套主保護並加上後衛保護電驛。輸電線路是以差流保護及測距保護為主要之保護方式，其中線路差流保護方式是利用克希荷夫定律係依據計算檢測電流差值；而線路測距保護保護方式則是利用歐姆定律計算檢測阻抗值，加上數位式保護電驛能適時快速清除故障，構成一幅完美理想的工程規劃。同時數位式保護電驛內建多種保護功能，包含斷路器失靈保護可加諸應用於輸電線路斷路器保護，本文除對保護功能特性進行試驗分析，也一併詳加 50BF 研究探討，。

II. 主要內容

(一) 輸電線路保護方式

目前台電 345kV 輸電線路保護採用兩套主保護設備，第一套主保護設備使用線路差流保護(87L)加上一般三區間測距後衛保護(21S)，保護架

構如圖 1 所示，以一組差流電驛加上另組三區間測距電驛為保護方式，分別由 2 套數位式電驛構成。

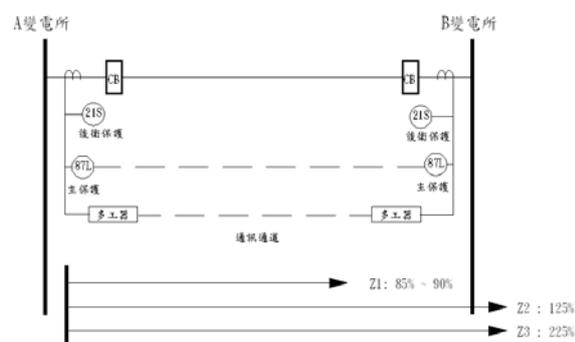


圖 1 輸電線路 345kV 第一套保護系統架構

第二套主保護設備採用 POTT 允許越區轉換跳脫，即第二區間測距(21P)元件結合音頻機(Audio Tone)通訊方式，同時開放一般三區間測距保護(21S)，保護架構如圖 2 所示，為強化斷路器安全跳脫，通常斷路器配備 2 套不同跳脫線圈組成，同時變電所內也配合 2 組蓄電池，分別引供第一套、第二套保護電驛直流電源及跳脫線圈，詳言之，擁有 2 套跳脫迴路。

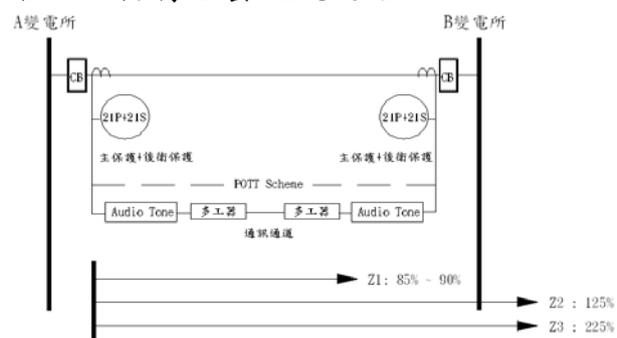


圖 2 輸電線路 345kV 第二套保護系統架構

台電 161kV 輸電線路數位保護採用一套主保護加上後衛保護，但三相故障臨界清除時間大於 8 周波小於 12 周波，必須裝置兩套主保護電驛，主保護設備使用線路差動保護(87L)加測距一般三區間後衛保護

(21S)電驛，保護架構如圖 3 所示。

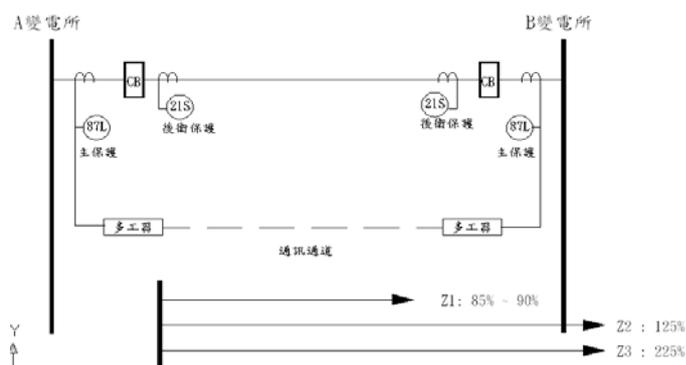


圖 3 輸電線路 161kV-87L 主保護系統架構

另一種 161kV 數位式保護方式則採用 POTT 允許越區轉換跳脫方式，僅第二區間測距(21P)電驛結合音頻機(Audio Tone)採用傳訊跳脫，加上一般三區間後衛保護(21S)電驛，保護架構如圖 4 所示。

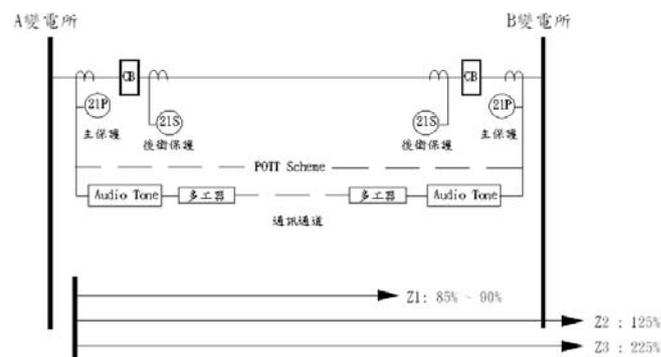


圖 4 輸電線路 161kV-21P 主保護系統架構

161kV 系統一般工業用戶使用數位式保護方式為採用差流電驛(87L)加上一個三區間後衛保護(21S)電驛，架構如圖 5 所示。

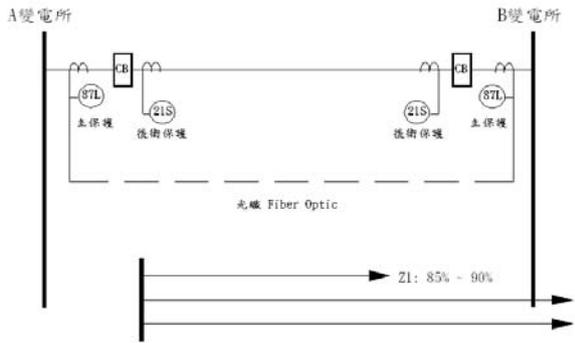


圖 5 161kV 系統之工業用戶使用一套主保護系統架構

161kV 系統重大工業用戶使用兩套數位式保護方式，即採用兩套差流數位式電驛(87L1,87L2)加上一個三區間後衛數位保護(21S)電驛，保護架構如圖 6 所示。

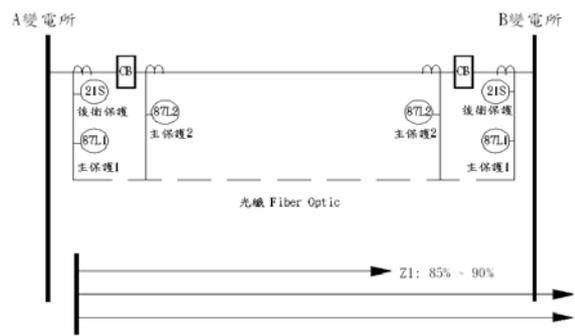


圖 6 161kV 系統之工業用戶使用兩套主保護系統架構

(二)數位式差動保護電驛動作基本原理

1. 高阻抗差動保護動作說明 (High Impedance Differential Protection)

高阻抗差動保護僅限短程線路約數百公尺適用之，且線路兩端 CT 信號由電纜引入故無須通信介面輔助。對線路差動保護電驛來說，因考慮到兩方時間同步取樣並量化為數位在作比較，避免因時間不同點取樣會造成差動值。如何使兩方取樣點一致且保持兩方差動值符合一致要求，以提升保護電驛在差動保護原理進

行要素比對，進一步研判各相差動值及相角更精確。

以高阻抗原理(High Impedance Principle)進行保護線路數位差動保護功能設計方式，可視為在差動元件外部再加上阻抗元件，當電流及阻抗要素存在時就會產生電位差，此電位差就取決於差動原件是否動作之依據；高阻抗設計主要是可用來對外部故障所可能延伸之 CT 飽和現象，或如外部故障發生時所可能發生之 CT 飽和現象在於非故障相之 CT 電流注入，諸如此情形時此時橫跨保護電驛端是否會產生端電壓 UR 值大小取決於抑制差動原件之要素，如圖 7 所示 [5]。

$UR = IF \max \cdot (R_{ct} + R_l)$ ；當中 UR 為運轉電壓值(Operation Voltage)， $IF \max$ 為以二次側為運算之最大故障電流， R_{ct} 為 CT 二次側阻抗值， R_l 為最大距離 CT 接線之迴路點阻抗值。

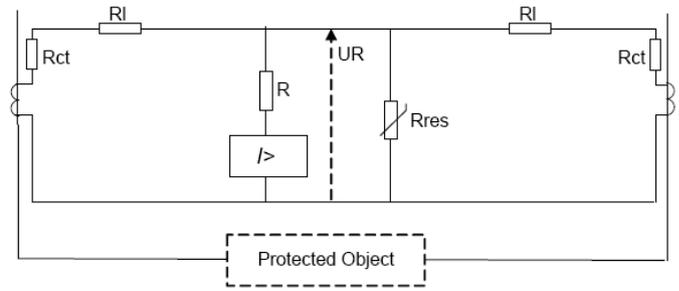


圖 7 高阻抗差動保護示意圖

利用高阻抗方式對產生端電壓 UR 之大小值取決於差動原件是否動作之依據，以外部故障及內部故障所產生 UR 值以振幅方式來表示，如圖 8 所示。當正常情況或外部故障時所產生之端電壓值 UR 很小幾乎為零，當內部故障時就會產生端電壓值 UR ，電壓原件就會帶動差動原件動作。

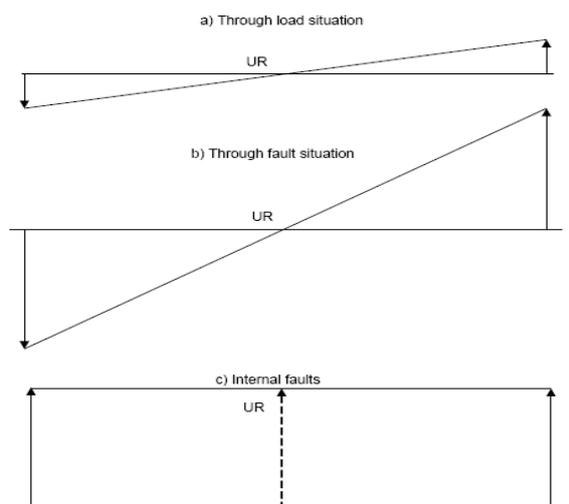


圖 8 內部及外部故障對高阻抗差動保護原件 UR 振幅值比較圖

對高阻抗原件之差動電驛來說，電壓元件之設定值就悠關著差動原件是否動作，當迴路產生之 UR 值大於差動元件之電壓設定，電驛就會認為是內部故障進而驅動跳脫線圈，反之當迴路產生之 UR 值小於差動元件之電壓設定，電驛就會認為是外部故障或是受干擾引起之現象，因此就不會動作差動元件。

2. 線路差動保護動作說明(Line Differential Protection)

2.1 線路差動保護多使用比率式差動保護特性，如圖 9 所示。

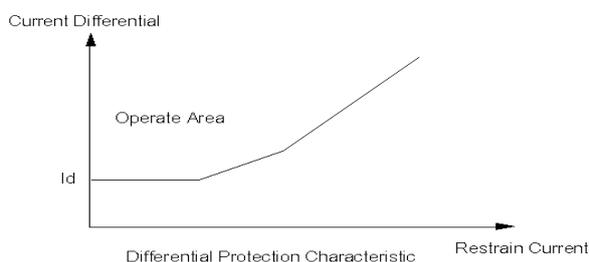


圖 9 差動保護比率式特性圖

一般定義 X 軸限制電流(restrain Current)依各廠家有所不同定則，通常定義為近端(A Local)和遠端(B Remote)電流(for two terminal)之平均

值，不過也有定義為取樣近端與遠端兩者之較大值為限制電流，端看於設計廠家之定義。

對差動特性而言，當線路發生內部故障時，如圖 10 所示[6]，

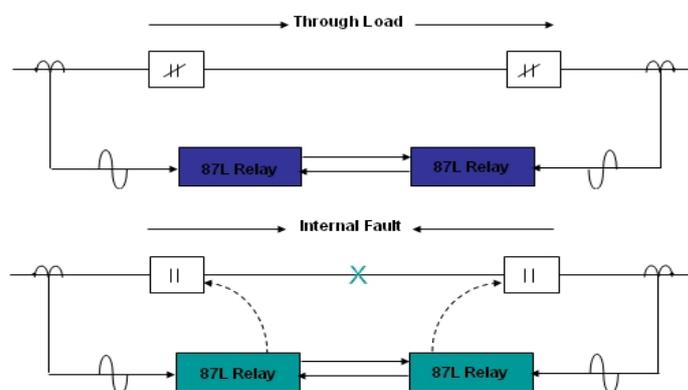


圖 10 差動保護內部故障現象

此時 A 與 B Station 差動保護電驛角度變化會從原本 0-180 度差變成 0-0 度差之變化量，如圖 11 所示，在 A Station 差動保護電驛之事件表中可看出，A Station 差動電驛除了有 A Station 三相電流 Line_IL1、Line_IL2、Line_IL3 外，還可以看到遠端 B Station 三相電流 REM_BUS_IL1、REM_BUS_IL2、REM_BUS_IL3，因此可看出因故障發生時之其角度變化為 Line_IL1-REM_BUS_IL1 均為約 0 度，Line_IL2-REM_BUS_IL2 均為約 -120 度，Line_IL3-REM_BUS_IL3 均為約 120 度，也就是角度變化會變成(0-0)度差之變化量，對相量而言，(0-0)度差之變化量為兩端電流相加，因此造成差動元件動作，進而造成差動元件在判別故障點上以流進不等於流出之相量產生差動值進而差動電驛動作跳脫動作線圈，因差動電驛會快速偵測到故障訊號並馬上跳脫斷路器。

channels	Prefault angle	Fault angle
Channel name		
LINE_IL1	0,0°	-0,5°
LINE_IL2	-120,0°	-120,5°
LINE_IL3	120,0°	119,6°
LINE_IN	-140,5°	-130,5°
REM_BUS_IL1_D	-179,4°	-0,3°
REM_BUS_IL2_D	60,4°	-120,3°
REM_BUS_IL3_D	-59,8°	119,9°
REM_BUS_IN_D	-112,1°	-135,2°

圖 11 差動電驛內部故障角度數值圖

由圖 11 可知其故障為三相短路故障，可以從波形故障分析圖，如圖 12 所示，L3D-IDL1、L3D-IDL2、L3D-IDL3 為兩端各相電流值之差，可看出故障前 R、S、T 三相電流在兩端波形為異相，所以合成電流沒有差電流出現，而當故障發生時，可看出 R、S、T 三相電流兩端其相量值為相加，如圖 13 所示，當差動值超過差動保護設定時，保護電驛就會不經過時間延遲送出差動跳脫訊號動作(過程約 1~2 週波)跳脫線圈將斷路器啟斷。

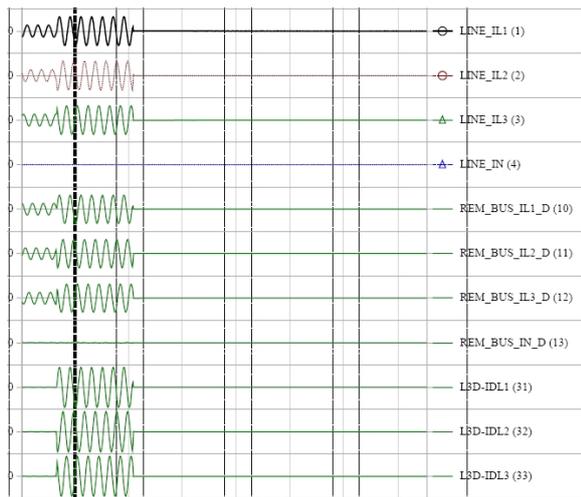


圖 12 差動內部故障波形圖

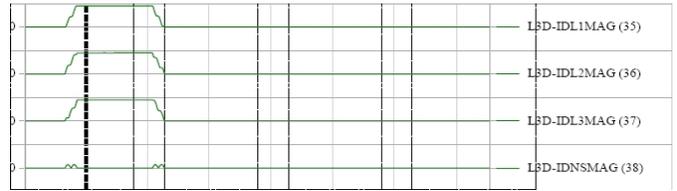


圖 13 差動電流值振幅圖

2.2 對線路差動保護來說，為使其對內部及外部故障做更清楚之

判定及考慮 CT 飽和之問題，線路差動電驛除差動保護特性外，會再提供負相序元件來做為輔助確認故障是否為內部故障，其判別方式，如圖 14 所示，負序電流角度如果座落在電驛負序運轉角內，電驛就會確定為內部故障。

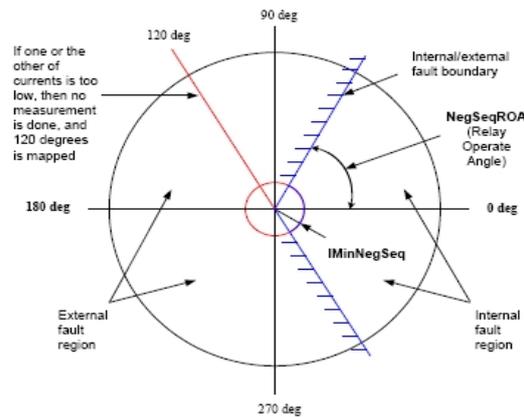


圖 14 負相序差動判別法

差動保護元件加入負序判別對差動功能來說是更要確保故障點位置是在線路保護區內。

而差動保護電驛以通訊方式進行差動值比較，直接傳送跳脫(Direct Transfer Trip-DTT)之功能也可以因系統需要而啟動，如圖 15 所示。

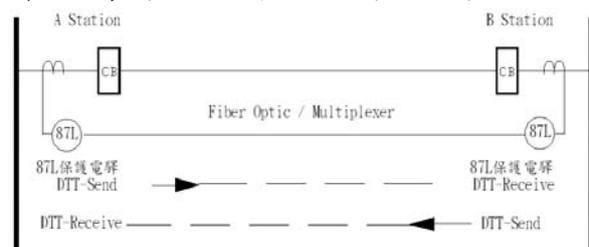


圖 15 數位差動保護電驛 DTT 功能

DTT 功能是透過兩端差動電驛之中間傳輸媒介傳輸訊號，其使用方式可為透過差動保護元件動作訊號驅動 DTT 功能使其命令斷路器再跳脫一次，確保斷路器在故障發生是被強迫啟斷，如圖 16 所示。

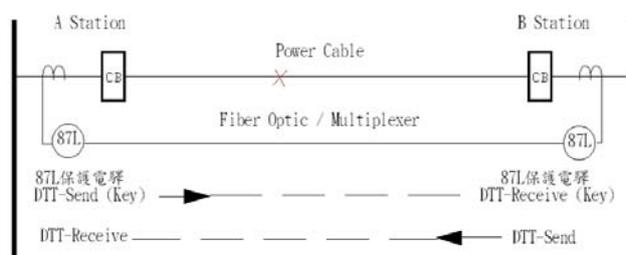


圖 16 數位電驛 DTT 功能之應用圖

DTT 邏輯在數位式保護電驛規劃來說，如圖 17、18 所示，透過規劃方式指定通訊通道定址做資料傳送。

DTT Data Flow for Binary Signals Local End 87L Relay

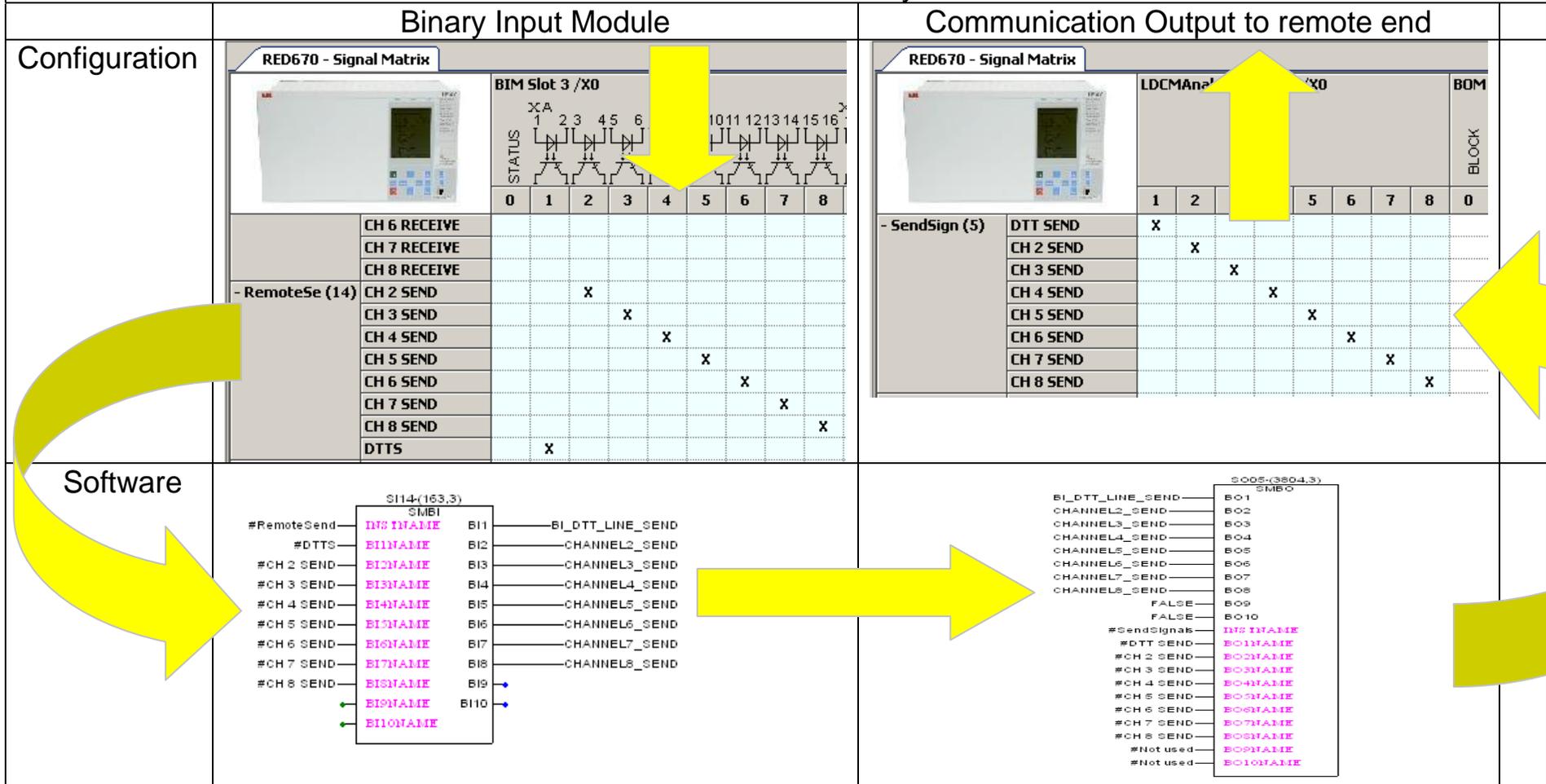


圖 17 數位電驛近端 DTT 功能之規劃示意圖

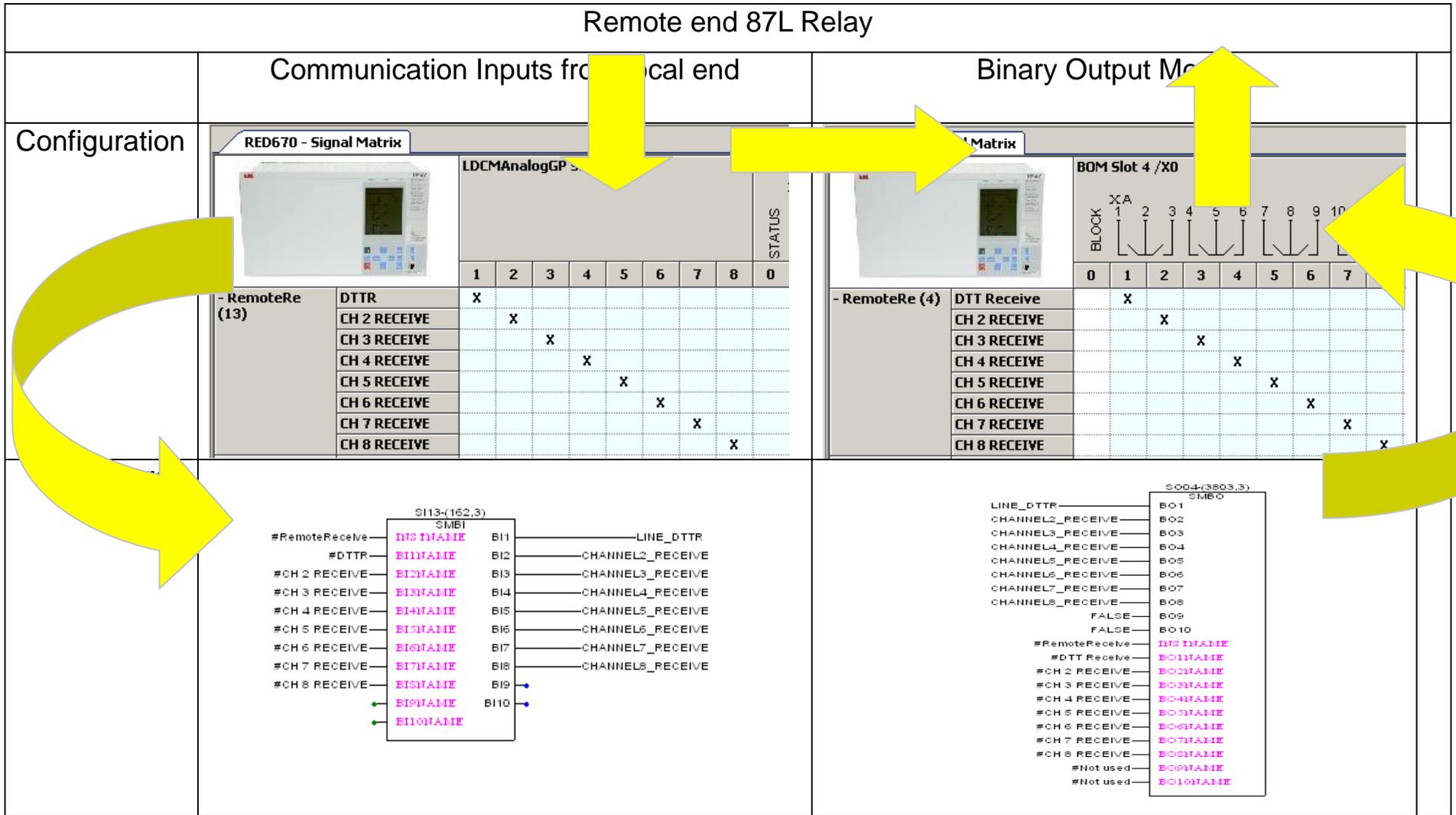


圖 18 數位電驛遠端 DTT 功能之規劃示意圖

(三)斷路器失靈保護應用說明

因數位式線路差動保護電驛已內建斷路器失靈保護功能，所以斷路器失靈保護可用以 DTT 方式命令遠方斷路器啟斷，其做法如下，當線路保護區內發生故障時，如果此時發生斷路器故障無法將斷路器跳脫，故障會因此而擴大，因此斷路器失靈保護功能(50BF)就需要被啟動，87L 保護電驛會下命令將 A Station 及 B Station 斷路器進行跳脫來隔離事故，假如此時 A Station CB 無法斷開時，其條件式為(1)故障電流存在(2)斷路器位置在 CLOSE(3)87L 跳脫訊號存在，當這三個條件式都同時存在時，經過 50BF time delay，A Station 87L 保護電驛就會送出 50BF 訊號至對方，命令對方 87L 保護電驛再將斷路器跳脫，主要是要再次確認 B Station CB 為跳脫狀態，此作法是透過差動保護電驛利用通訊方式將差動保護電驛 50BF 訊號透過 DTT 傳送到對方並命令對方再跳脫斷路器確保 B 端已將故障點隔離，如圖 19 所示，此時 A Station 87L 保護電驛會將 50BF 功能訊號接點輸出來進行清除 A Station Bus 動作，此做法主要是因應 A 端斷路器無法跳脫時而必需將 A 端故障點隔離之作法，避免波及設備損害及避免人員受傷。

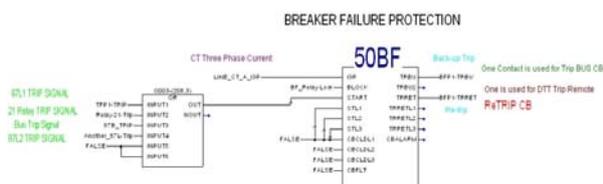


圖 19 數位差動電驛內建斷路器失靈保護功能規劃圖

50BF 啟動訊號是由本身差動保護功能或是其它電驛之跳脫訊號來觸發 50BF 功能，上述為某 161kV 用戶之做法，該用戶之 161kV 輸電線路保護依規定使用兩套差動電驛主保護加上一套測距電驛後衛保護，兩套差動電驛均內建斷路器失靈保護功能，主要是預防單一差動電驛故障而影響到斷路器失靈保護功能之運作，因此當兩套差動主保護電驛除具有差動保護(87L)外更兼具有斷路器失靈保護(50BF)之功能，對單一差動電驛故障之因應做法也具有解決之道。當滿足斷路器失靈保護條件時，如(1)故障電流持續 (2)斷路器開關是在投入位置(3)差動保護元件動作，50BF 就會送出再啟斷斷路器訊號(re-trip)，當再送出啟斷斷路器訊號後，斷路器仍未切離斷路器時，50BF 會經 timer 送出斷路器失靈訊號(backup-trip)去動作近端母線相關聯斷路器，使其將故障點隔離。

斷路器失靈保護功能依現場系統之需求或許有不同之做法，因此觸發 50BF 功能之條件可依使用情況而有所不同，端看使用者對系統之要求。

(四)數位式線路測距保護電驛動作說明

線路保護除了差動保護外，測距保護之方式也應用於目前輸電線路之保護方式中，測距電驛判別故障之方式主要是依循歐姆(Ohm)定律[7,8]。

目前測距電驛測距保護區間特性可區分為(1)Circular (Mho 姆歐

型)(2)Lenticular (雙晶狀型)(3)Figure of eight (八字型)(4) Quadrilateral (四邊型)。將測距電驛阻抗特性在 R/X 平面上以圓來表示，如圖 20 所示，以圓為中心之半徑為 ohms 設定做為測距電驛動作之依據[9,10]。

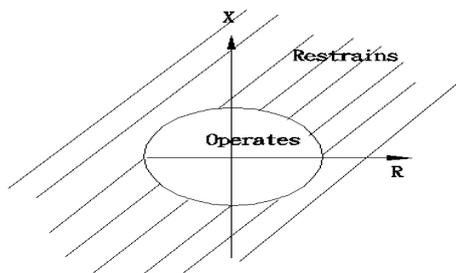


圖 20 測距電驛阻抗特性圖

測距保護一般而言都提供至少三個區間做為輸電線路故障區域保護範圍，如圖 21 所示，對 A Station 而言，Zone1 保護範圍為約 A 與 B Station 兩區間輸電線路保護之 80% 線路長度，測距電驛 Zone1 動作時間 T1 為瞬時動作，如圖 22 所示；對 A Station 而言，Zone2 保護範圍除了為 AB 之間保護區並跨越到 BC 保護區之輸電線路長度約 50%，測距電驛 Zone2 動作時間 T2 為 20 周波；對 A Station 而言，Zone3 保護範圍除了為 AB 之間保護區，也包含 BC 之間保護區並跨越到 C 保護區外之輸電線路長度約 25%，測距電驛 Zone3 動作時間 T3 為 30 周波。

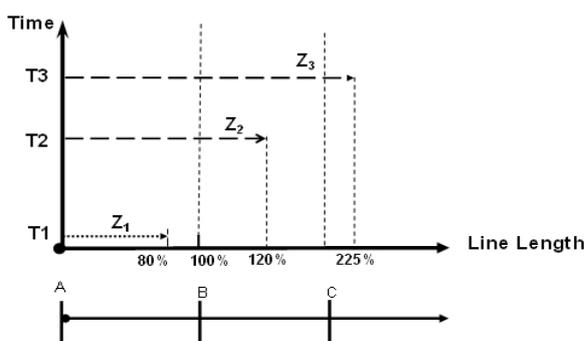


圖 21 測距電驛保護區間圖

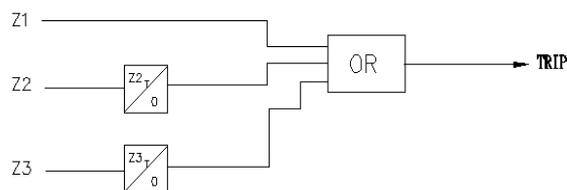


圖 22 測距電驛保護區間跳脫示意圖

如圖 23 所示，測距保護區間在 Mho 特性用座標平面，劃分出各保護區間示意圖，依故障位置座落於不同區間有不同動作時間，通常各區間大小依線路常數計算保護設定值為依據。

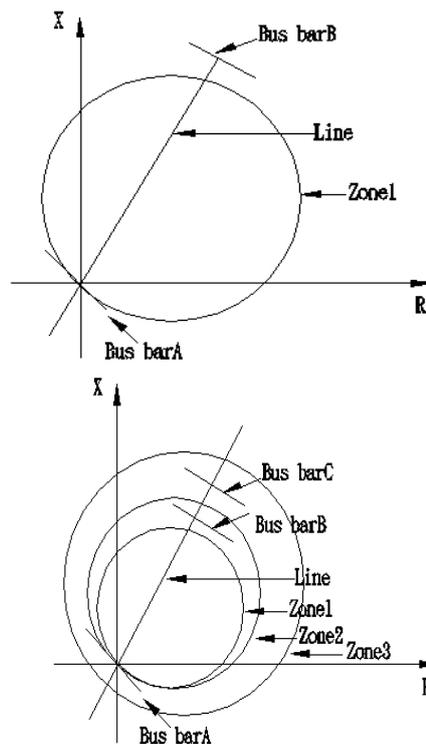


圖 23 Zone1 Mho 特性 and Three Zone Mho 特性圖

對 Mho 特性之測距電驛來說，負載通過如以 R/X 平面圖表示時，避免因輸電量激增之線路阻抗座落於動作區，Load Encroachment 之功能，如圖 24 所示，將此傳輸量大之

負載阻抗排除在動作區[11]。

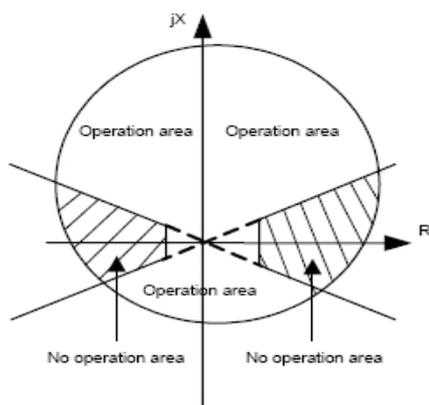


圖 24 測距電驛 Mho 特性之 Load Encroachment 示意圖

依測距設計之方式不同有著不同之跳脫特性，對 Lenticular (雙晶狀型)跳脫特性而言，如圖 25 所示，當故障同時坐落於 M1 及 M2 兩區間時才准許跳脫，對目前測距電驛而言使用此跳脫特性功能不常見，對雙軌跡之判別方式其保護計算來說也是需要多加思考。

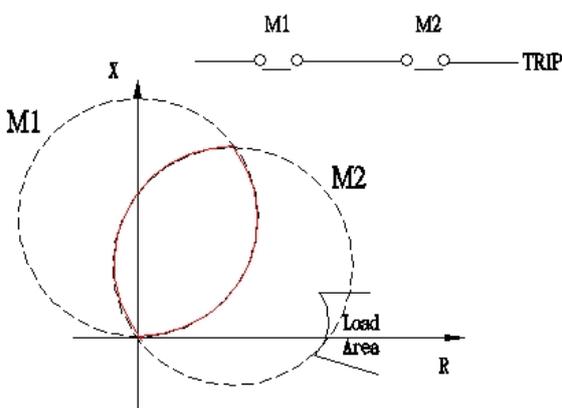


圖 25 測距電驛 Lenticular 特性圖

而對 Figure of eight (八字型)設計之測距跳脫特性，如圖 26 所示，目前測距電驛而言使用此跳脫特性功能也不常見，主要對其保護設定值來說是不易計算。

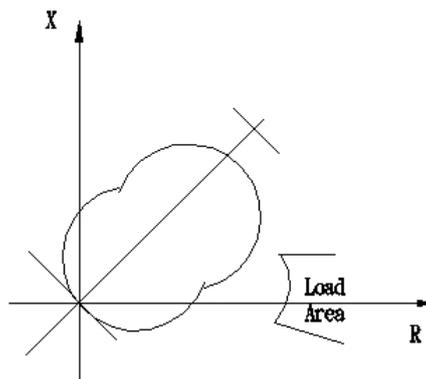


圖 26 測距電驛 Figure of eight 特性圖

而對 Quadrilateral(四邊型)之測距保護特性來說，目前數位電驛以較多數使用四邊型/多邊型特性做為測距保護功能，此特性因應在 Heavily Load Line(重載輸電線路)情況下之避免在動作區，會有左右兩邊切離在 forward 和 reverse 之動作區邊界，使之在重載輸電線路上不會發生異常跳脫(含 Load Encroachment 功能)，如圖 27 所示。

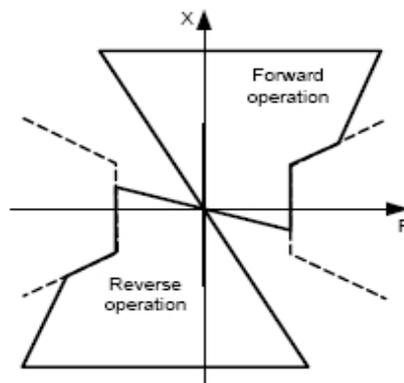


圖 27 測距電驛 Quadrilateral Load Encroachment 特性圖

對四邊型之特性來說，可定義保護區方向，如圖 28 所示，所定義之保護方向為無方向性動作 (Non-directional)、正向方向性動作 (Forward)、反向方向性動作

(Reverse)。

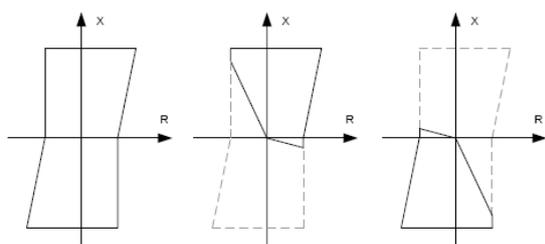


圖 28 (a)無方向性動作區圖(b)正向動作區(c)反向動作區

對測距保護之功能來說，除了提供多區間之正向、反向保護外，也提供搭配導引系統使用做為測距保護之方式；以測距保護 Mho 特性來說，導引系統(Pilot System)如圖 29 所示，透過通訊設備將遠端電驛資料納入近端電驛資料做比對，當達到條件式後才會准許動作，導引系統應用於輸電線路測距保護不是單一端保護電驛偵測到故障就送出跳脫訊號，必須考慮到遠端之條件使其跳脫邏輯滿足後才可送出跳脫訊號，此導引系統之保護方式應用需借由通訊設備將其近端及遠端訊號做互相傳訊，因此導引系統之應用使用上較複雜些，通訊所扮演的角色相對地也很重要[12]。

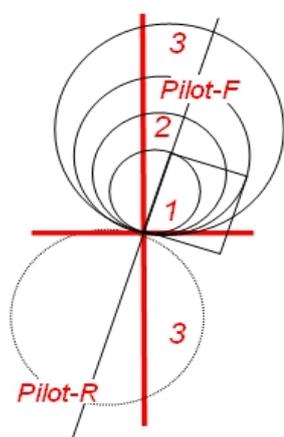


圖 29 導引系統應用於 Mho 特性圖

(五)數位式線路保護電驛功能試驗

(1)對測試差動故障提出試驗範例說明

以數位式保護電驛線路差動特性，如圖 30 所示，模擬差動電驛接地故障，先給定一平衡電流後再給定 A-N 故障電流使其差動值高於電驛差動特性之動作，兩端差動電驛會因故障電流產生而動作，可從試驗中發現，保護電驛動作時間約為 1 周波。

Test Settings

State	A-N Fault
I LA	2.500 A 0.00 °
I LB	60.000 Hz 0.000 A -120.00 °
I LC	60.000 Hz 0.000 A 120.00 °
I RA	60.000 Hz 2.500 A 0.00 °
I RB	60.000 Hz 0.000 A -120.00 °
I RC	60.000 Hz 0.000 A 120.00 °

Test Results

Name	Fault	Stop	Tact [s]
TRIP Local	A-N Fault	TRIP L 0>1	0.0181
TRIP Rocal	A-N Fault	TRIP R 0>1	0.0182

圖 30 差動接地故障試驗

接著模擬差動電驛相間故障，同樣方式先給定一平衡電流後再給定 A-B 故障電流使其差動值高於電驛差動特性之動作，如圖 31 所示，兩端差動電驛會因故障電流產生而動作，可從試驗中發現，保護電驛動作時間約為 1 周波。

State	A-B Fault
I LA	2.500 A 0.00 ° 60.000 Hz
I LB	2.500 A 180.00 ° 60.000 Hz
I LC	0.000 A 120.00 ° 60.000 Hz
I RA	2.500 A 0.00 ° 60.000 Hz
I RB	2.500 A 180.00 ° 60.000 Hz
I RC	0.000 A 120.00 ° 60.000 Hz

Test Results

Name	Fault	Stop	Tact [s]
TRIP L	A-B Fault	TRIP L 0>1	0.0176
TRIP R	A-B Fault	TRIP R 0>1	0.0180

圖 31 差動相間故障試驗

(2)對測試差動負序判別法提出試驗範例說明

給定一正常情況電流值，使其角度差近端及遠端相差 180 度，如圖 32 所示，對節點(node)來說，流進電流等於流出電流，因此，差動值等於 0。

圖 32 負相序差動判別法之故障前數值

接著下故障指令，如圖 33 所示，使其產生負序電流並依節點方式流進電流不等於流出電流使其差動原件動作。

圖 33 負相序差動判別法之故障數值

(3)對測試測距故障判別法提出

試驗範例說明

以 Mho 特性方式做故障試驗，給定三區間 Zone1、Zone2、Zone3，此三區間在 R/X 平面依保護電驛設定值輸入至測試設備 OMICRON 成 Zone1、Zone2、Zone3 Mho 特性圖，模擬 Zone1、Zone2、Zone3 各區間之接地故障測試保護電驛是否能正確故障判斷，測試結果發現故障在動作區間內保護電驛動作，在動作區間外之點不跳脫，如圖 34 所示。

Shot Test: Fault Type A-N

[Z]	Phi	%	% of	t nom	t tact	Dev.	I Test	Result
757.9 mΩ	60.00 °	n/a		150.0 ms	178.8 ms	17.87 %	10.00 A	Passed
1.800 Ω	60.00 °	n/a		330.0 ms	348.8 ms	5.03 %	10.00 A	Passed
2.860 Ω	61.31 °	n/a		500.0 ms	513.2 ms	2.64 %	10.00 A	Passed
3.600 Ω	60.00 °	n/a		no trip	no trip		9.275 A	Passed
882.7 mΩ	83.00 °	n/a		150.0 ms	178.1 ms	17.4 %	10.00 A	Passed
2.067 Ω	83.00 °	n/a		330.0 ms	347.7 ms	5.364 %	10.00 A	Passed
3.099 Ω	83.00 °	n/a		500.0 ms	513.2 ms	2.64 %	10.00 A	Passed
3.896 Ω	83.00 °	n/a		no trip	no trip		8.673 A	Passed
1.858 mΩ	103.78 °	n/a		150.0 ms	178.5 ms	17.53 %	10.00 A	Passed
1.858 Ω	105.13 °	n/a		330.0 ms	348.0 ms	5.455 %	10.00 A	Passed
2.973 Ω	100.00 °	n/a		500.0 ms	513.7 ms	2.74 %	10.00 A	Passed
3.688 Ω	102.53 °	n/a		no trip	no trip		9.054 A	Passed

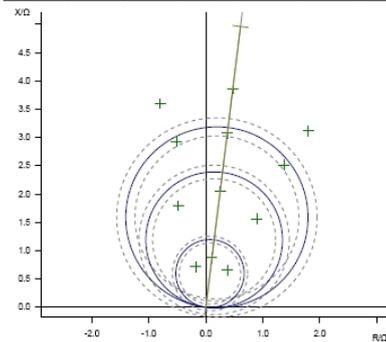


圖 34 測距接地故障試驗

接著給定三區間 Zone1、Zone2、Zone3，此三區間在 R/X 平面依保護電驛設定值輸入至測試設備 OMICRON 成 Zone1、Zone2、Zone3 Mho 特性圖，模擬 Zone1、Zone2、Zone3 各區間之相間故障測試保護電驛是否能正確故障判斷，測試結果發現故障在動作區間內保護電驛動作，在動作區間外之點不跳脫，如圖 35 所示。

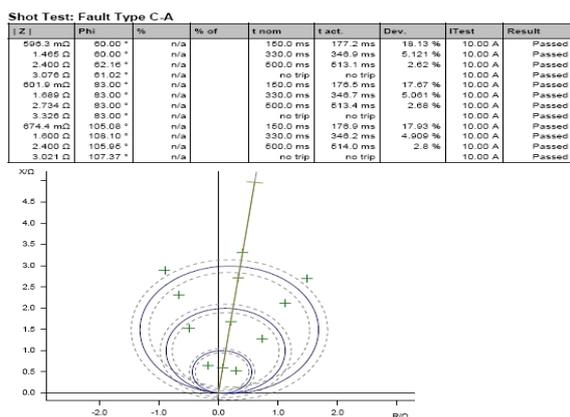


圖 35 測距相間故障試驗

(4)對測試斷路器失靈保護功能提出試驗範例說明

測試斷路器失靈保護功能方式以單相故障試驗如下，如圖 36 所示，先注入一平衡電流 I(2)-1(近端)及 I(2)-2(遠端)使其差動電驛在正常情況下運轉，以選擇近端之斷路器進行斷路器失靈功能試驗，將要試驗之近端之斷路器跳脫迴路隔離使其當模擬故障發生時不會將斷路器切離，此時注入故障電流 IA 使其差動元件動作，差動電驛偵測到持續故障電流及差動保護元件動作訊號，並模擬斷路器投入之訊號注入於電驛中，此刻滿足斷路器失靈保護之啟動判斷訊號並動作輸出。

Generator Settings

V A-N	0.000V	0.00°
V B-N	0.000V	-120.00°
V C-N	0.000V	120.00°
I A	2.000A	0.00°
I B	0.000A	-120.00°
I C	0.000A	120.00°
I(2)-1	6.000A	0.00°
I(2)-2	6.000A	180.00°
I(2)-3	0.000A	120.00°

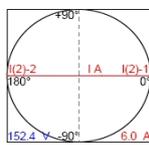


圖 36 差動電驛內建斷路器失靈保護功能試驗

III. 結論

輸電線路保護有賴於保護電驛對輸電線路做不同方式之保護應用，並考慮到斷路器因線路故障發生時無法切離之因應措施，因此輸電線路保護對電力供電可靠有絕對之重要性。當線路事故發生時，對保護設備動作時間有著嚴格要求，從上述之保護方式應用及保護功能特性試驗更明確了解到保護設備是否能正確判斷事故發生及跳脫動作時間之快慢對系統之重要影響，對於事故發生時其系統頻率、電壓及角度必會產生衝擊，而嚴重性端看於故障之大小及有賴保護設備之正確動作。對本文所探討之保護方式來說，保護設備所扮演角色是不可忽視的，而維持系統供電可靠及穩定，保護設備是相對重要。

參考文獻

- [1] P. Kundur, *Power System Stability and Control*, McGraw-Hill, 1994.
- [2] 李宏任，實用保護電驛，全華科技，1999年5月。
- [3] 台灣電力公司，台灣電力公司電力系統保護電驛規劃準則，2001。
- [4] 台灣電力公司，台灣電力公司輸電系統規劃準則，2007。
- [5] ABB Technical Reference Manual, *Line Differential Protection RED 670*, March 2006.
- [6] RFL Electronics Inc., “REL 9300 Charge Comparison System”, Instruction Manual MC 9301C, 2002.

- [7] L. G. Hewitson, M. Brown, and R. Balakrishnan, “*Practical Power System Protection*”, Newnes (Elsevier), Burlington, MA, USA, 2005.
- [8] H. A. McLaughlin and E. O. Erickson, The impedance relay development and application, *Trans. IEE*, July 1928, 47, 776-784.
- [9] C. Christopoulos, and A. Wright, *Electrical Power System Protection*, 2nd edition Kluwer Academic Publishers, 1999.
- [10] E. B. Davison and A. Wright, Some factors affecting the accuracy of distance type protective equipment under earth fault condition, *Proc. IEE*, 110, 1678-1688.
- [11] ABB Technical Reference Manual, *Line Distance Protection REL 670*, March 2007.
- [12] ABB Technical Reference Manual, *Line Distance Protection REL300*, February 1999.

日本電力系統推動電驛數位化之經驗談

台電供電處 李國楨

一、前言

近年來藉著資訊科技在軟體方面不斷地研發快速擷取類比信號量化，再經複雜的傅立葉級數程式運算，迅速在不到毫秒內精準完成數位信號，再歷經多重電驛元件比較信號強度是否超越門檻值，即時變換輸出 Hi 與 Lo 邏輯信號，此後 Hi 與 Lo 信號再送到中游模組邏輯迴路比對預設條件，最終反應於下游之輸出接點或指示燈號。當這套思維以邏輯完整流程替代傳統式各電驛元件間整合機能，此後傳統式保護電驛地位不保，數量上有如冰河冷凍，逐年地被數位式電驛所取代，儘管數位式電驛之耐用年限遠不如傳統式電驛，但數位電驛具備可遠方維護、資料存取、設定變更與儲存事故波形記錄等優勢，在電業營運力求精實人力及降低維護成本之營運目標不謀而合，故能成為時代主流，難與爭鋒匹敵。

日本自明治維新變革以來，吸收東方文化為本體，發揚西方科技為實用，淬煉產業競爭力獨步全球，贏得 1979 年美國哈佛大學著名學者 Ezra Vogel 出書「日本第一」讚譽雅號，當非過言。日本自 1980 年迄 2005 年期間躋身於高度工業國家行列，其工業動力絕大多數倚賴電力能源，積數十年之電力建設，保護電驛大多為傳統式，但電驛數位化是步入智慧型電網時代所不可或缺之營運策略，因此在供電可靠之前提目標下，如何規劃

進行電驛數位化汰換時程、兼顧延長傳統電驛運轉及維護效率，及研擬對策支援零組件不良更換，換言之，規劃老中青三代保護電驛協同運作，建立穩定可靠運轉機制，兼顧安全維護高齡電驛，並伺機汰換高齡電驛接軌切入數位主流技術，達成「在穩健中求發展，發展中求升級。」是項前所未見的艱鉅任務，正考驗著電驛人員毅力和智慧。

二、日本電力系統電驛數位化之演進

(一) 日本國內電力系統各類保護電驛配置概況

日本在 1980~1990 年間緣於國內經濟蓬勃發展，相對地產業電力需求不斷激增，為滿足用戶負載年年上揚，電力事業投資一直受到高度重視，短短十年間電力設備擴充快速成長。1980 年微處理機電驛正式問世，讓電驛工程師警覺到電驛的自適性 (adptive) 將成為未來主流，即「當電力系統運轉中突發狀況時，其保護電驛體系能自主性反應配合實務需求的必要功能」，此與傳統式之最大差異性在於數位式係整合多功能為一體，屬 all-in-one 整合式功能保護，內建整合邏輯序列迴路加上使用者可編程選用功能，又可鏈結網路即時線上作業，外觀上可消除傳統電驛彼此間串、並接之連線及其盤體檢測等作業時間，確保免除盤體連線失誤之異常多跳脫或不跳脫等狀況，對電

力系統運轉增加一份保護品質。

如何在電力供應可靠前提下維持適當的數位化汰換與維護良率，是件重大繁複決策，因此日本各電力公司召集電驛製造廠家共同主辦，探討電力系統穩定可靠運轉，建立保護電驛可靠度分析系統(Reliability Analysis System for Protection Relay；RASPR)為主要分析工具。

日本保護和控制系統汰換的經驗與決策，最早出現於 2002 年文件記載，此後開始推廣討論範圍包括合宜的汰換時機、估算電驛延役配套零組件備品量，以因應延役期間突發不適或燒損之風險。

如圖一所示：日本電力系統各年度電驛裝設總數量，電驛類型粗略歸納為機電(電磁)式、類比靜態式、數位式三種類型，表中條柱底部表電磁類，中間表類比靜態類、頂部表數位類等各類電驛數量。

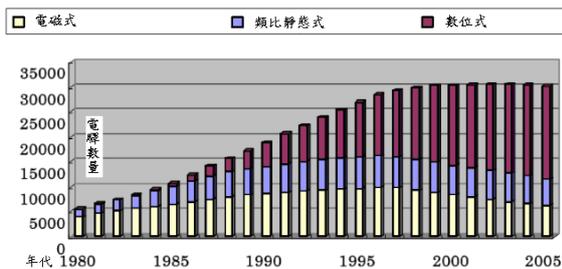


圖1 保護電驛數位化數量變化趨勢

耐人尋味的是：電驛系統自 1980 年激增迄至 1997 年接近冰凍停滯，此後 10 年幾乎維持在同一水平線上，此蘊含著日本電力事業面臨環保團體抗爭、土地價格飆漲、人工費用昂貴、電力燃料成本上揚及其他企業營利問題，在在迫使產業製造不得不往國外投資擴廠，隱然形成全球化佈局與產業再造之新利基。

當日本產業外流發展模式匯集成潮流

後，其國內電力負載需求在萎縮中注定江河日下，隨後衍生失業率攀升，國內消費市場轉趨保守，景氣長期積弱不振，電力設備容量過剩且前景不明，在商言商反映出電力事業不再投資，同樣地電驛總數量跟隨電力設備總量停滯不動，此反映在圖 1 電驛數量終端變化。

圖 1 中略可觀察到第一代數位電驛從 1985 年開始進入電力系統保護應用，直到 1997 年加入全系統運轉之數位電驛約佔 50%，推估應是當時數位電驛製造技術相當成熟階段，故進入商業化推廣應用，且維護成本合理降低及數位應用技術前景明朗化，贏得使用者信心大增，因此廣受日本各電力事業公司青睞而爭相購置。

(二)、保護電驛週期維護概論

日本電力事業公司針對電驛週期維護試驗項目概分為：外觀目視、絕緣測試、邏輯次序驗證檢測、特性試驗、動作時間檢測、跳脫功能試驗、自動監視功能檢測等，但某些電力事業公司為配合精實電驛業務人力，刻意省略外觀目視、絕緣測試、特性試驗等項目而精省維護成本，如因此偶發電驛故障造成停電事故，則歸責於不可抗拒因素，但此決策仍嚴限於可停電區域。

針對機電(電磁)式及類比靜態式電驛之週期維護，每家電力公司並非一致，典型案例從每年一次到六年一次所在多有，衡視電力設備運轉之重要性而論。但數位式電驛則絕大部分電力事業公司默契一致訂定每六年維護一次。

(三)、保護電驛故障維修

傳統式保護電驛僅具備單一功能，故內部元件故障可能僅受該故障元件失常影響可能動作或不動作，但應不致於拖累其他主保護、後衛保護元件特性之正確性動作。更進一步評論：電力史上罕見肇因於電驛元件失常而導致電力系統崩潰之案例。

通常傳統式電驛故障察覺總是在週期維護時或電力系統事故跳脫異常時經查試發現，但失去先機於事無補，因此數位式

電驛設計自我檢測(Self-checking)功能之重大意義即在彌補電驛元件失常，可自動察覺並發訊警告，爭取在第一時間內及時處理，對系統事故偶發事故時時待命保護回應，不再失機引維憾事。

在日本絕大多數電力公司制定維修/復用作業程序，最初由電驛維護員查驗故障詳況，採取閉鎖或替換相同類型電驛，並通報及傳送重要訊息至相關部門，必要時公司權責部門協同電驛廠家會勘調查，研討如何修復及相關試驗諸問題。

(四)、電力系統事故後檢討電驛保護之得失

保護電驛功能所編織出的保護網發揮是否能如事實所想像之完美健全，在電力系統正常運轉下難能分析檢驗弱點，但在電力系統遭遇重大且不可抗拒的最惡劣狀況下則展露無遺。因此事故後分析檢驗保護電驛是否反應得當及其週邊電驛受到擾動仍維持處變不驚，就是檢視電驛保護網是否潛藏弱點的最佳時機；另者藉著事故跳脫考驗電驛標置計算及人工設定值是否正確，通常電驛數量龐大標置倍增，難免忙中有錯掛萬漏一。其他還有數位電驛製造廠家軟體設計或硬體製造出現瑕疵造成異常動作，則必須會同電驛廠家檢驗並共同探討訂定改善對策。

三、保護電驛運轉於維護之時效性

在日本各電力公司針對傳統式電驛，一般週期檢驗訂定2年，但對於數位電驛因擁有自我診斷功能，通常延伸到6年以精省人力。因此日本電力工業中央研究機構(Central Research Institute of Electric Power Industry; CRIEPI)自行研發保護電驛可靠分析系統(Reliability Analysis System for Protection Relays; RASPR)，利用取自數位電驛體系資料庫和事故記錄整合組成，因此從1997年起這些裝設於日本各家電力公司之數位電驛資料庫不斷被更新，也如同可靠度分析功能一樣地被應用。

在RASPR系統中，其有效可靠指標(Reliability Availability; RA)定義如

下： $RA = (\text{實施運轉時間} / \text{設備裝設總時數})$

圖2所示：式子 $1-RA$ 代表電驛在保護電驛省略定檢，電驛不可靠度與事故後電驛故障被察覺所需時數之關係曲線，從曲線變化可推知當電驛省略週期檢驗，其故障察覺時間將隨省略週期檢驗之時間久遠而傾向漸增加趨勢。

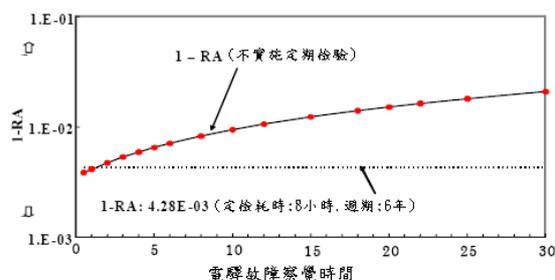


圖2 電驛可靠性與故障察覺時間

統計在日本境內自1997迄至2001之5年間大約發生1660次事故記錄，6年週期定檢制度下，發覺曾經有20次電驛故障(約佔1%)在檢驗時被查覺。再詳細分析，其中10次故障出現在第一代數位式電驛類比輸入電路，該設備於1980起至2001年間裝設，第二代數位式電驛則自1994年起裝設，至今尚未察覺到故障，推估可能是第二代數位式電驛類比濾波器比較第一代數位式電驛更簡化類似結構所致。依此推論：各電力公司基於其電力穩定度考量可遴選下列一項制度。

(一)廢除週期維護檢驗制度

因絕大多數異常狀況可被自動監視系統察覺，包括自動監視及自動測試在內，如在系統發生事故時，某些停電風險被允許時，則週期維護檢驗制度可廢除。相對地減少維護成本及精簡員額尤其重大意義，有利消除停電維護作業之風險。

(二)刪除週期檢驗某些非必要項目

電驛週期檢驗執行必要項目可極小化，但須求以不降低電驛設備可靠性為前提，一般評估週期檢驗非必要項目約有下列幾項，其中大約30%工作負荷可刪除。外觀檢視、電驛性能測試、邏輯序列驗證測試、CB跳脫試驗、負載量測、一次側通電流試驗、事故記錄器功能試驗、接地點測試、CT、VT回路檢測等項目，刪除這些

檢驗項目後，試驗時間將自 8 小時降至 3 小時，且電驛可靠性依然不減。

其次探討電驛故障有效性處置，可列出下列兩種方式：

(1)利用遠方存取功能擷取數據資料

結合通信波道及遠方維護功能鏈結到辦公室個人電腦或管控運轉與維護之控制中心，本功能提供維護人員蒐集保護電驛資料，毋需趕赴電驛裝設現場即可變更設定值。圖 3 說明兩種狀況：其一為傳統式電驛故障處置程序；另一則為具備遠方功能的電驛故障處置程序。利用遠傳訊息功能維護人員能從動作異常的電驛擷取詳細的數據資訊，更進一步相關修復/復原程序，諸如事故調查或安排零組件更換均可預先籌備，而無須赴現場之後才知悉備料。其結果是同樣修復異常電驛但較傳統做法更節省時間，然而為了防範駭客入侵破壞及資通安全無虞，網路安全措施仍是不可或缺的。

(2)將事故分門別類存放處置

數位電驛具備廣域的且模仿唯妙唯肖的自動監視功能，造就更易於發揮偵檢硬體異常的優勢，這些故障檢測大概可分兩類：其一為致命(或緊迫)性故障，可能造成電驛異常跳脫。譬如類比輸入故障、記憶失靈、電源供應異常等；另一為次要(或非緊迫)性故障，例如人機介面故障但不會引起誤動作，但對維護功能略有些微影響。

當故障發生時維護人員應立即判斷故障性質，究屬致命(或緊迫)性或次要的(或非緊迫)性故障，如為後者則上班時間內應立即搶修或交由下一輪班處置，情況不太嚴重者可隔日再修復。

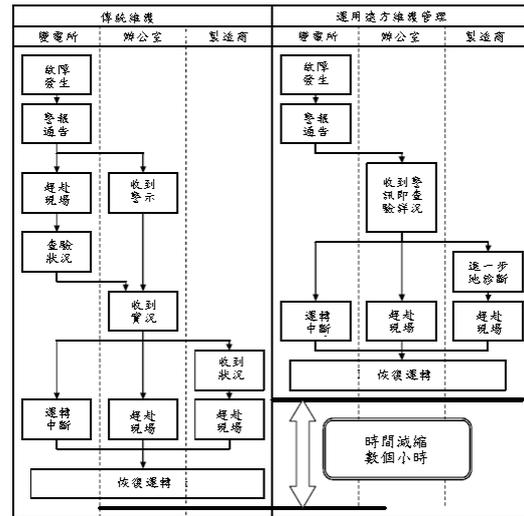


圖3 電驛故障管理運用遠方維護

事故分析同樣地可利用遠方維護功能作有效率的推廣，此遠方維護功能具備兩項次要事故分析：第一項次要功能為經由通信鏈結遠方監視功能，擷取數位電驛面板所顯示相同資訊，諸如：每具電驛相別及電驛元件運轉狀態資訊通報是相當有用的，且立即驗證電驛運作及標置符合系統需求的。第二項次要功能為遠方維護功能具備取回在電驛內部擾動/事件記錄資料，以回應到系統某一故障觸發之關聯性。這些記錄資料包括觸發時間、保護電驛元件狀態變化、取樣瞬時類比值(但某些設備使用 COMTRADE 檔案規格)、記錄數據被傳送到辦公室經由個人電腦及分析軟體，進一步分析故障波型類計量及動作期間等，此等過程允許更詳細分析，輕易地驗證出電驛動作之正確性和適時性，更甚者利用這些分析在強化電驛功能進階方面有助於長遠的改進。

四、延長電驛服役年限的應變措施

研擬傳統保護電驛之汰換時效性機制應是首要之務，職是之故，日本電力事業公司確立傳統保護電驛延役措施並著手建立下列一些應用準則：

1. 電驛安裝迄今歷經年代。
2. 電驛故障記錄。
3. 足資實用零件備品。
4. 因應電網結構改變時，電驛功能提升之必要性。

在目前有些電力公司應用數量評估技術訂定電驛汰換時程，依據設備裝設年代、故障記錄、同樣地向前遠見評估指標分數。在未來這些量化評估技術將會因得到先進資訊科技助益而有更長遠地發展。

儘管有些電力公司決定延長電驛服役年限，但不可輕忽的是：須務實面對電驛零組件停產之事實。因此一些應變措施被迫馬上著手：諸如大量儲存零組件、印刷電路板以利快速修復，或將汰換下舊電驛拆卸尚可使用零件，應注意的是這些高齡零件品質並未極佳，故須妥慎保存。

日本製電驛廠家評估零組件停產後之因應對策，如囤積某些更換率較高之備品或製作可共同使用之替代品，以利降低庫存資金營運策略，苦思出兩種維護及控管對策：其一是將多樣零件合成組件，特別是共同零件部分；其二為處置成品或半成品印刷電路板，將備品零件裝嵌於電路板上合成一組件，主要是針對特殊用途零件。本項零件維護和控制任務，通常交由製造廠家承擔，至於這些措施詳情細節則視各廠家及產品而有所差別，不能一概而論。

五、結語

以上論述日本各電力事業公司目前或未來有關保護電驛運作及維護方面之經驗談，利用數位電驛及資訊科技來提升電驛運作與維護更高可靠性與經濟效益。惟面對傳統與現代並存的年代，除需要苦思突破跳出傳統窠臼，更須懷抱與時俱進接軌嶄新技術，其中艱難挑戰與考驗可說是前所未有的。

本文雖然談論的是日本的經驗和理念，但某些邏輯或作法仍有脈絡可循，尤值得國內台電公司在傳統電驛兼顧數位電驛彼此間混合期間，有關諸多電驛運轉與維護方面做法足資參考借鏡。所差別者國內電驛均自國外採購，欠缺國內電驛廠商提供汰換有關諮詢意見，使得整體電驛汰換工程計畫暗中摸索，無師自通。

古人云：「行有不得，反求諸己。」一直以來，國內電驛數位化工程審慎執行，

其過程如臨深淵、如履薄冰，並懷著「從穩健中求發展，從發展中求升級」的堅定信念。回顧至今電驛數位化已將近步入十個年頭，展望未來仍有一段漫漫長路，祈願電驛工作同仁再接再厲，迎接即將到來之曙光。

參考文獻

Operation and Maintenance of Protection Relay Systems in Japan—

Current and Future

S. KODAMA* A. TAKEUCHI H.

KAMEDA

Kansai Electric Power Co. Chubu Electric Power Co. CRIEPI

C. KOMATSU K. SEKIGUCHI M. USUI

Hitachi, Ltd. Toshiba Corp. Mitsubishi Electric Corp.

(Japan)