

<h2 style="border: 1px solid black; padding: 5px; display: inline-block;">中華民國電驛協會會刊</h2>	<h2 style="border: 1px solid black; padding: 5px; display: inline-block;">目 錄 索 引</h2>
<p>中華民國八十四年五月二十日創刊 中華民國一〇一年二月一日出版</p>	<p>☆24 69kV 系統之電驛標置協調最佳化實 例探討 -----彭雲忠、林孟澤 莊雅欽、王坤展</p>
<p>發 行 者：羅隆和</p> <p>高等顧問：李河樟 許萬寶 張重湖 簡文通 顧 問：周南焜 唐進財 許邦福 趙基弘 法律顧問：吳仲立 游文華 賴青鵬</p> <p>編輯委員會：主任委員 李錦槍 副主任委員 黃慶林</p> <p>編輯委員：白雲年 李 群 吳立成 洪世宇 洪敏捷 林安志 李金鐘 范建誼 翁永財 郭麟瑛 陳來進 陳炳基 陳順斌 許文興 張偉荃 黃英龍 黃思倫 黃惟雄 黃德華 曾炳權 潘明路 劉昆詠 謝建賢 (依照姓氏筆劃順序)</p> <p>廣 告 組：張家熙 謝璧如</p>	<p>☆32 數位電驛演算法評估與測試使用 MATLAB/xPC-----吳立成</p> <p>☆44 竹科 69kV 第二環路保護系統之探討 分析 -----張原智</p> <p>☆53 數位式斷路器失靈保護電驛汰換技 術分析與因應措施-----王旭淋</p> <p>☆68 示波器與故障波形分析實例說明 -----彭雲忠</p>

<p>地 址：台北市羅斯福路三段 244 巷 9 弄 1 號 2 樓</p> <p>E-mail : relayaso@ms68.hinet.net</p> <p>服 務 電 話：(02) 2362-3993</p> <p>傳 真：(02) 2363-0860</p> <p>印 刷 者：文山打字印刷有限公司</p> <p>地 址：台北市杭州南路二段 25 巷 13 號</p> <p>本刊物為對內刊物、不對外發售 ※版權所有※ ◎ 本刊物圖文非經同意不得轉載◎</p>	<p>☆76 電力系統 50+2 自動卸載改善系統運轉有效發揮供電穩定-----許文興</p>
<p>☆91 會務報導</p> <p>☆92 101 年度教育訓練計劃</p> <p>☆93 中華民國電驛協會保護電驛專業檢測團體認證規範</p> <p>☆95 保護電驛專業檢測團體技術員工作證</p> <p>☆96 保護電驛專業檢測團體認證申請表</p> <p>☆97 保護電驛專業檢測團體證照</p> <p>☆98 中華民國電驛協會第六屆第五次理事暨監事聯席會議紀錄</p> <p>☆101 中華民國電驛協會第七屆會員代表當選名單</p> <p>☆102 第六屆顧問及各委員名單</p> <p>☆103 電機顧問公司(廠商)派員參加保護電驛認證班統計</p> <p>☆104 中華民國電驛協會獎學金捐款明細</p> <p>☆105 中華民國電驛協會會員捐款</p>	<h2 style="text-align: center;">廣 告 索 引</h2> <p>封面 亞力電機(股)公司</p> <p>封底 飛領電機顧問/飛羚電機工程(股)公司</p> <p>封面裡 中華民國電驛協會</p> <p>封底裡 全城電業顧問有限公司</p> <p>1 盈昇有限公司</p> <p>2 健格科技(股)公司</p> <p>3 日幸科技有限公司</p>

☆106 中華民國電驛協會沿革	4 西門子(股)公司
☆107 中華民國電驛協會會員年費收費辦法	5 艾波比(股)公司
☆108 中華民國電驛協會個人、團體入會申請書	6 日幸科技有限公司
☆109 中華民國電驛協會永久團體會員名單	7 儀測科技國際(股)公司
☆110 中華民國電驛協會團體會員名單	8 勇帥電氣技術顧問(股)公司
☆112 中華民國電驛協會永久個人會員名單	9 攝陽企業(股)公司
☆113 中華民國電驛協會個人會員名單	10 昱泰機電技術顧問(股)公司
☆117 100年7至12月新入會會員名單	11 松寶五金機械有限公司
☆118 電驛協會會刊目錄總表	12 中華民國電機技師公會全國聯合會
	13 春源機電技術顧問有限公司

69kV 系統之電驛標置協調最佳化實例探討

台電高屏供電區營運處 彭雲忠 林孟澤
莊雅欽 王坤展

一、前言

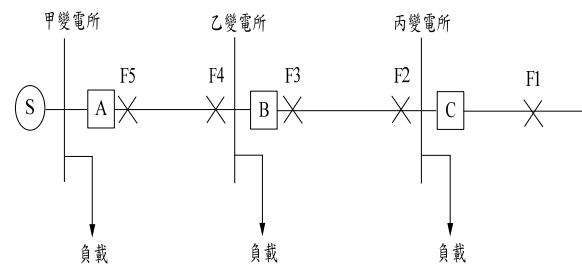
以 69kV 二次系統而言，目前除了新型數位式電驛採用差流保護與測距保護之外，許多傳統型電磁式電驛以及新型數位式電驛仍會使用方向性過流保護電驛作為主保護或後衛保護。因為方向性過流電驛須考慮下列兩種供電系統模式，即正常運轉模式與雙回路以上供電時一回路停電模式，並配合責任分界點與上下游間電驛標置之協調，所以電驛標置之設定相對繁瑣而複雜。以保護電驛系統而言，要能夠準確無誤的發揮應有功能，除了比壓器與比流器給予的資訊是否精準以及斷路器的性能是否良好之外，就屬保護電驛的標置設定是否切合需求為關鍵，本文即針對南工一次變電所(南工 P/S)的特殊情況來說明 69kV 標置協調的重要性。

二、方向性過流電驛說明

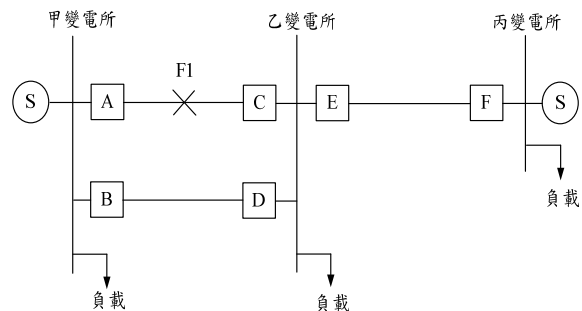
1. 方向性過流電驛應用

從變電所送出之輸電線路，若使用輻射型網路佈線時，須要在各線段的送電端安裝斷路器及保護電驛，如圖一所示，故障 F1 由 C 電驛動作並跳脫 C 斷路器，若故障在 F2 與 F3 之間，則由 B 電驛動作並跳脫 B 斷路器，故障在 F4 與 F5 之間，則由 A 電驛動作並跳脫 A 斷路器，且多數輻射型網路，其故障電流遠大於負載電流，不會有反向故障電流的問題，此時可以採用非方向性過流電驛。但是在線路兩端有電源、平行雙回線或環狀網路之情形時，如

圖二所示，若故障發生在 F1，可能產生反向故障電流，若仍採用非方向性過流電驛保護方式，則電驛 B、D、E 將可能會誤動作，要避免此種情況發生，則要考慮安裝方向性過流保護電驛。



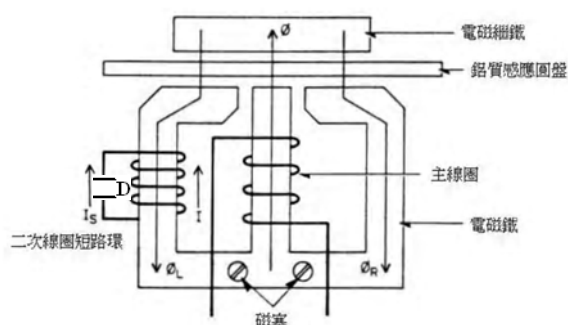
圖一 典型輻射型網路



圖二 典型環狀型網路

在 69kV 輸電線路系統中，存在許多線路兩端有電源、或平行雙回線、或環狀網路供電之情形，在此電力網路供電中，如果在保護線段的反方向發生故障時，非方向性過流保護電驛將可能因為偵測到故障電流而誤動作，所以在過流電驛中加一個故障方向性元件，使過流元件的動作受限於力矩控制之方向性元件接點 D(如圖三所示)，以此方式達到特定區間之故障電流才能驅動過流電驛產生跳脫斷路器之信號。

由於相間短路的故障電流電壓與接地故障不同，方向性元件之設計也不同，因此分為相間方向性過流電驛與接地方向性過流電驛，方向性元件的設計使用參考量與動作量的相對關係來加以規劃應用。



圖三 含方向性元件接點 D 之過流電驛示意圖

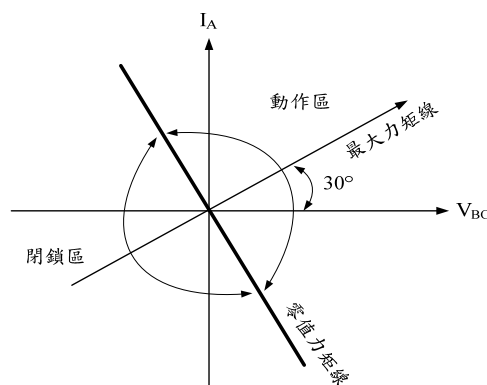
2. 傳統型方向性過流電驛

傳統型過流電驛基本構造有上電磁極與下電磁極、阻尼磁鐵、彈簧裝置、電流分接頭與延時標置。上電磁極與下電磁極之電磁場，可分別於感應圓盤上產生不同相位差之漩渦電流，其合成旋動力矩使圓盤轉動並帶動可動接點與固定接點閉合。阻尼磁鐵是為避免靈敏的感應圓盤振動。彈簧裝置在故障排除時，調整可動接點回復至原始位置。電流分接頭之調整可以決定最小始動之電流值。延時標置的設定可以調整可動接點與固定接點閉合路徑之長短，以決定時間延時之大小。

ABB 製 CR 型與 GE 製 IBC 型都屬於相間方向性過流電驛之力矩控制設計，以圖四所示為 ABB 製 CR-8 型相間電驛動作區間圖為例，使用 I_A 為動作量、 V_{BC} 為參考量，兩者向量相差 90° ，稱為「 90° 接線法」，以 V_A 為基準，其最大力矩(Maximum Torque)出現在動作電流落後 60° 時，也就是最大力矩出現在動作電流領先參考電壓 30° 時。零值力矩線右半邊為電驛動作區間，

電驛協會會刊 34 期

方向性元件接點閉合，左半邊為閉鎖區間，方向性元件接點開啟。GE 製 IBC 型方向性過流電驛，其差異為最大力矩出現在動作電流領先參考電壓 45° ，其餘特性與 CR 型電驛雷同。至於接地方向性過流電驛依設計型式有電流極化式(Current Polarizing)、電壓極化式(Potential Polarizing)、雙極化式(Dual Polarizing)等，接地方向性電驛與相間方向性電驛的差別在於相間短路電驛使用一般電壓為參考量，而接地故障電驛使用零相電壓 $3V_0$ 或由變壓器中性點比流器偵測的零相電流 I_N 為參考量。



圖四 ABB 製 CR-8 型方向性過流電驛動作區間圖

過流電驛之特性曲線(Characteristic Curve)是依據不同設計而有不同曲線，傳統各型過流電驛如 CO Hi-Lo、IAC、IFC 等，其特性曲線皆不盡相同，一般可區分為短延時性(Short Time)、長延時性(Long Time)、定時性(Definite Minimum Time)、適度反延時性(Moderately Inverse Time)、反延時性(Inverse Time)、超反延時性(Very Inverse Time)、極度反延時性(Extremely Inverse Time)等曲線。針對不同的保護功能與設備，可依合適之特性曲線作選擇。例如短延時性特性曲線應用於變壓器之差流保護；定時性特性曲線應

69kV 系統之電驛標置協調最佳化實例探討

用於下游設備之協調不複雜的過流保護；適度反延時性、反延時性、超反延時性特性曲線常應用於設備之後衛保護，因其最易與其他設備作協調。

3. 數位式方向性過流電驛

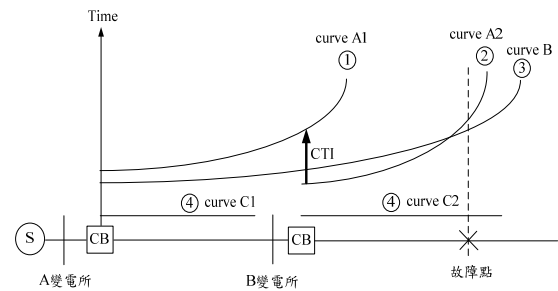
拜科技日新月異之賜，數位式電驛大量應用於各種電力設備之保護，數位式電驛不僅具備多功能保護選擇，還擁有較佳的人機介面與故障波形記錄等功能，數位式電驛以微處理機之技術搭配可程式設計之軟體功能，模擬傳統型電磁式電驛之圓盤轉動現象，不僅提升電驛動作時間的精確度與可靠度，在外觀上也改變為較小尺寸之形體，未來也將逐步取代傳統型電驛作為保護系統之主力。數位型過流電驛以軟體運算時間代替圓盤轉動時間，多採用 IEEE 制訂之標準過流電驛動作曲線為依據，以台電近年於 69KV 系統裝設之 SEL 製 311L 型電驛為例，U. S. 曲線與 I. E. C. 曲線為常使用之特性曲線。

4. 協調時距

過流電驛之動作時間是由特性曲線所決定，所以上下游電驛在選擇曲線時須特別注意是否有曲線相交之現象，若曲線相交，將造成遠端電驛較近端電驛提早動作，使事故範圍擴大。

如圖五所示，若 A 變電所選用第三曲線 (curve B)，B 變電所選用第二曲線 (curve A2)，此兩條曲線有相交，當故障點發生在 B 變電所虛線所示位置時，第三曲線動作時間較第二曲線為快，造成 A 變電所斷路器比 B 變電所斷路器早跳脫以清除故障點，如此一來，A 變電所形成不必要停電之現象。若 A 變電所改選用與 B 變電所相同之第一曲線 (curve A1)，當相同故障點發生時，第一曲線 (curve A1) 與第二曲線 (curve A2) 將有一段時間協調之安

全裕度或安全係數，稱之為「協調時距」(Coordination Time Interval, CTI)。



圖五 協調時距(CTI)示意圖

設定協調時距的方法是由線路最後一段開始，沿線路上每一電驛加上一截協調時距(CTI)。IEEE 建議每一截 CTI 為 0.2 ~ 0.5 秒，目前台電公司設定以 0.3 秒為原則，當有特殊情形時須視實際系統運轉情況予以增減，例如訂定 CTI 之值時，還須考慮斷路器的啟斷電弧時間 (Interrupting Time)、過流電驛感應圓盤的脈衝時間 (Disc Impulse Time)、故障電流計算的誤差、電驛動作時間的偏差、比流器的誤差等因素。

三、標置原則說明

1. 方向性過流電驛標置原則

在 69kV 系統中，常有環路電網供電之情況，若在反向外故障，以普通無方向性的過流電驛作保護時，會有誤動作之虞，選用方向性過流電驛作為保護方式則是改善的方法之一。

方向性過流電驛之標置與協調原則仍按非方向性過流電驛的方式處理，在計算方向性過流保護標置時，若為環路供電系統，則須暫時改為輻射型方式計算相關標置協調；每截線段協調之 CTI 以 0.3 秒為原則，且不得低於 0.25 秒及超過 0.5 秒；當線路為雙回線或三回線供電時，須考慮

N-1(N 條並聯供電線路減少一條送電)情況的標置協調。

一次變電所出口線路之一次變電所端，若比流器(CT)匝比為 1200/5，Tap 值設定為 6A，若 CT 匝比為 2000/5，Tap 值設定為 5A。一次變電所出口線路之對方二次變電所端，若 CT 匝比為 1200/5，其方向性接地過流電驛電流分接頭標置值(Tap)設定為 1.5A，若因相關環路上協調降低段數過多，則 Tap 值設定為 1.0A。當環路的上下游有多種類型之電驛混用時，協調曲線以遠端故障也就是故障電流較小情況下特性曲線不交叉為最大原則。

2.一次變電所出口端標置原則

一次變電所出口故障時，69kV 聯絡斷路器(600 TIE)和線路出口斷路器之協調時距(CTI)須在 0.35 秒以上(約 0.35~0.5 秒)，主變(MTR)低壓側斷路器和 69kV 聯絡斷路器(600 TIE)之 CTI 原則上亦須在 0.35 秒以上。

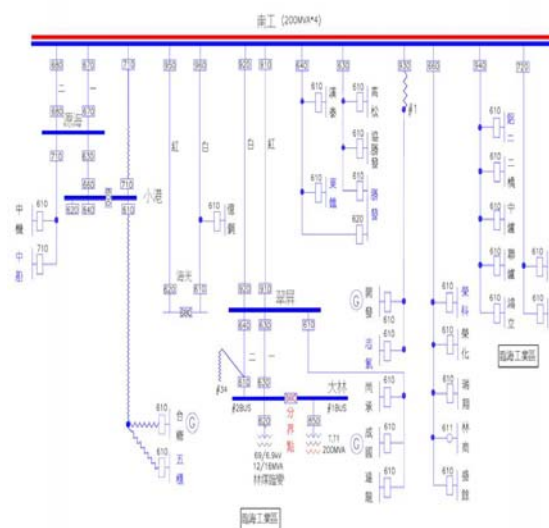
一次變電所出口處三相短路故障時，主變(MTR)延時過流電驛(51)跳脫時間以 2 秒為原則(至多以 2.5 秒為極限)，若有餘裕時(即主變 51 跳脫時間未超過 2 秒)，聯絡斷路器及主變(MTR)低壓側 51 之 CTI 可為 0.4~0.65 秒。

四、南工一次變電所 69kV 系統介紹

1.南工 69kV 系統現況

南工一次變電所(P/S)位處高雄重工業繁多之小港區，相關之大用戶有數十家，負責將源自大林發電廠及高港超高壓變電所之電力轉送至下游的眾多用戶，因此在供電系統中扮演極重要的角色，尤其大用戶中不乏許多鋼鐵業者，若因電力中斷而造成的生產損失將十分巨大，所以對於供電可靠度與穩定度的要求也相對嚴

苛。南工 69kV 二次系統單線圖如圖六所示。

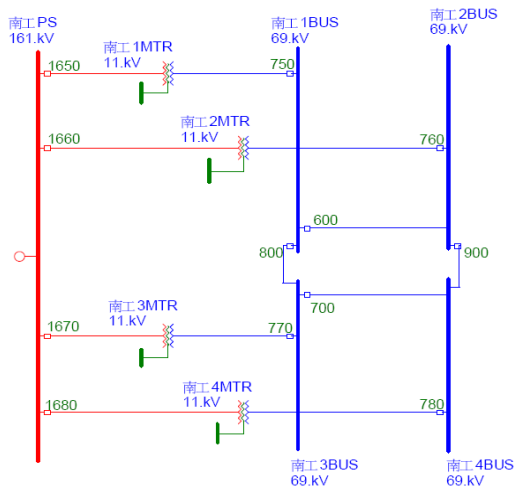


圖六 南工 69kV 系統單線圖

2.南工主變壓器及 69kV 匯流排說明

目前南工 P/S 69kV 共區分為#1~#4 BUS，分別連接#1~#4 MTR (如圖七所示)，平常投入#800、#900 SECTION CB，分別連接#1、#3 BUS 及#2、#4 BUS 運轉，故#1及#3 BUS 合併為一個 BUS 保護，#2及#4 BUS 合併為一個 BUS 保護，#800及#900之保護電驛目前閉鎖不使用。

南工 P/S #600、#700 TIE CB 平常只投入其中一台，另一台啟斷中，且由於南工 P/S 69kV 系統電壓浮動不甚穩定的情況下，為使用戶端電壓趨於穩定，4 台 200MVA MTR 必須輪停 1 台運轉。



圖七 南工 MTR 及 BUS 配置圖

為防範 69kV 任一 BUS 事故時，#600 或#700 TIE CB 跳脫後，單號 BUS 與雙號 BUS 解聯分開送電，並可能造成輪停主變之 BUS 多停電，考慮將南工 P/S 69kV #600、#700 TIE CB 同時併用運轉，以提升供電可靠度。

本文依據 69kV 電驛標置原則分別就南工 P/S 69kV #600、#700 TIE CB 不同時併用運轉與同時併用運轉兩種模式，以 ASPEN 軟體模擬各種可能故障之情況，並分析其過流電驛標置之協調曲線。

五、運轉方案一分析

1. 南工 69kV 運轉方案一說明

考慮#600、#700 TIE CB 不同時併用運轉方式，配合每月#2、#4 MTR 輪停，當#2MTR 運轉時#600 TIE CB 投入，#4 MTR 運轉時#700 TIE CB 投入。此方案在考慮各種不同狀況可能發生故障情形下，其所有主變延時過流電驛(51/51N)跳脫時間皆須符合 69kV 電驛標置原則。即南工 P/S 出口處故障時，69kV #600 TIE 和線路出口端斷路器之協調時間間隔(CTI)在 0.35 秒以上，主變低壓側斷路器和#600 TIE 之 CTI 亦在 0.35 秒以上，且主變延時過流電

驛(51/51N)跳脫時間原則須在 2 秒以內，至多以 2.5 秒為極限。

2. ASPEN 模擬分析

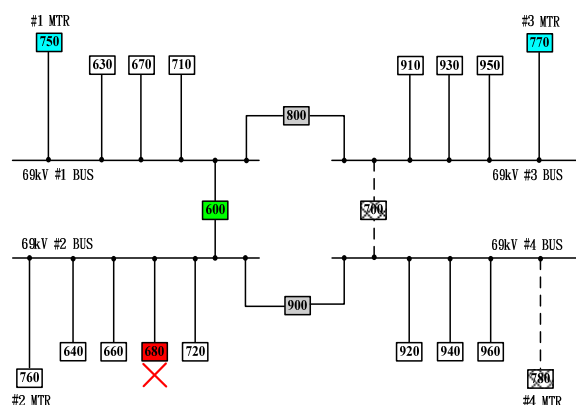
由於南工 P/S #1 及#3 BUS 合併為一個 BUS 保護，#2 及#4 BUS 合併為一個 BUS 保護，在出口處故障時，需分別就單號 BUS 及雙號 BUS 不同方向之可能故障加以分析。首先考慮單號 BUS 出口處故障，計有#630、#670、#710、#910、#930 與#950 等六條線路模擬出口處相間及接地故障，找出出口處電驛動作時間最慢者，並依序向上協調#600、#700 TIE 以及#760(#2 MTR)、#780(#4 MTR)之過流電驛動作時間，並使得協調曲線之 CTI 皆符合標置原則。

同理，考慮雙號 BUS 出口處故障，計有#640、#660、#680、#720、#920、#940 與#960 等七條線路模擬出口處相間及接地故障，同樣找出出口處電驛動作時間最慢者，並依序向上協調#600、#700 TIE 以及#750(#1 MTR)、#770(#3 MTR)之過流電驛動作時間，並使得協調曲線之 CTI 皆符合標置原則。

在模擬上述出口處故障時，若出口線路為雙回路供電，例如#670、#680 為南工源海一、二路，尚須額外考慮 N-1 情況之相關協調，也就是當其中一回路停電，而另一回路正常供電時模擬出口處故障後，再依序協調上游的過流電驛標置。

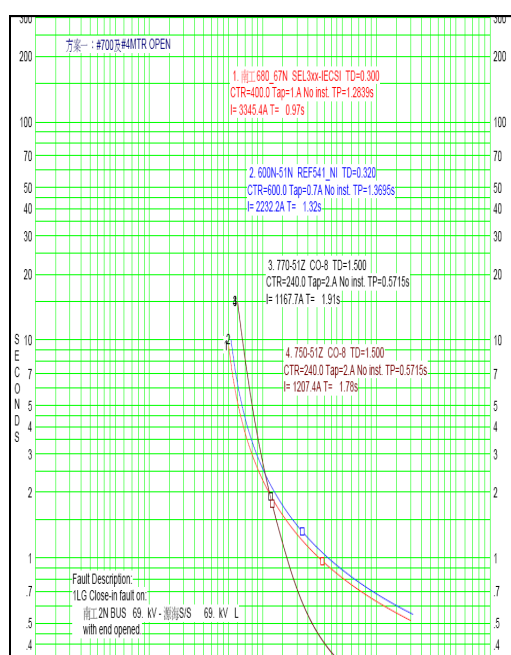
綜合上述原則，以南工#700 TIE 及#4 MTR 不投入運轉為例(如圖八，方案一故障模擬示意圖)，已知雙號 BUS 出口處接地故障電驛動作最慢者出現在#680，以 ASPEN 模擬#680 線路出口處之過流電驛協調曲線如圖九所示，協調時間間隔分別為 CTI(680-67N & 600-51N)=0.35 秒、CTI(600-51N & 770-51Z)=0.59 秒、

CTI(600-51N & 750-51Z)=0.46 秒，且 750-51Z 動作時間為 1.78 秒、770-51Z 動作時間為 1.91 秒，皆在跳脫原則之 2 秒以內。



圖八 方案一故障模擬示意圖

依上述模擬結果可規劃 600-51N 其設定值 TAP/LEVER 為 0.7A/0.32，770-51Z 其設定值 TAP/LEVER 為 2A/1.5，750-51Z 其設定值 TAP/LEVER 為 2A/1.5。其中 600-51N 電驛型式為 REX521，比流器匝比為 3000/5；770-51Z 電驛型式為 CO-8，比流器匝比為 1200/5；750-51Z 電驛型式為 CO-8，比流器匝比為 1200/5。



圖九 方案一故障模擬協調曲線圖

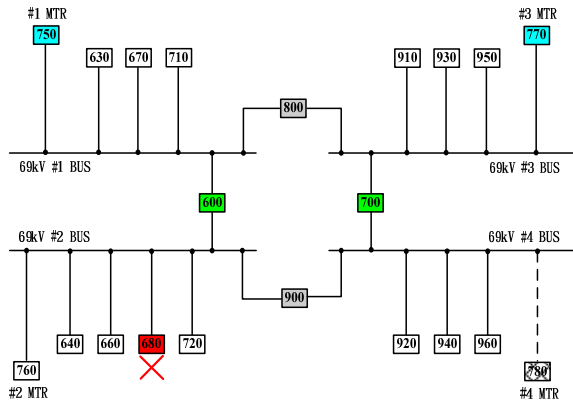
六、運轉方案二分析

1. 南工 69kV 運轉方案二說明

考慮#600、#700 TIE CB 同時併用運轉方式，且南工 P/S 因 69kV CB 遮斷容量不足，需配合四台主變壓器之任一輪停方式運轉。因此#600、#700 TIE CB 向下需與線路出口處斷路器作協調比較，向上則需與四台主變壓器低壓側斷路器作協調比較。此方案在考慮各種不同狀況可能發生故障情形下，其所有主變延時過流電驛(51/51N)跳脫時間皆須符合 69kV 電驛標置原則。

2. ASPEN 模擬分析

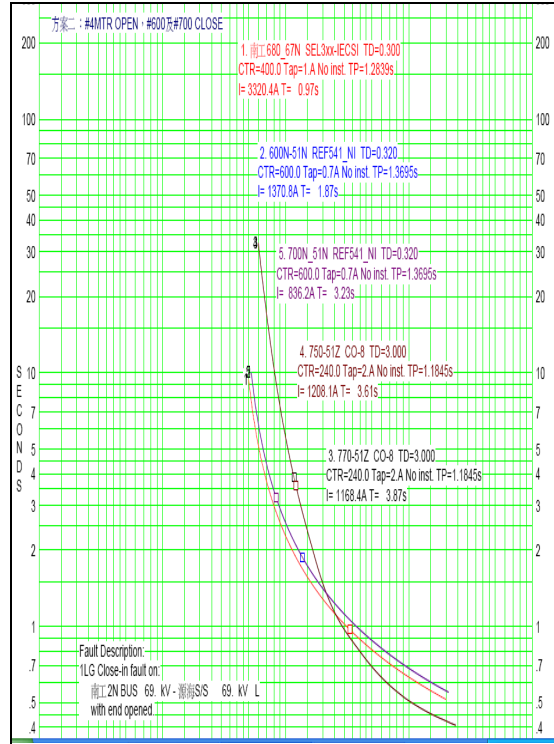
方案二在模擬出口處故障時，同樣須分別就單號 BUS 及雙號 BUS 不同方向之可能故障個別加以分析。首先分別模擬單號 BUS 出口處故障，計有#630、#670、#710、#910、#930 與#950 等六條線路，模擬雙號 BUS 出口處故障，則有#640、#660、#680、#720、#920、#940 與#960 等七條線路，自模擬故障中，找出出口處電驛動作時間最慢者，並依序向上協調#600、#700 TIE 及主變壓器低壓側斷路器。其中單號 BUS 出口處故障時，須協調#760(#2 MTR)及#780(#4 MTR)，而雙號 BUS 出口處故障時，則須協調#750(#1 MTR)及#770(#3 MTR)，且所有協調曲線之 CTI 皆須符合 69kV 電驛標置原則。此外，其他諸如線路為雙回路供電者考慮 N-1、主變壓器避免發生過載跳脫情況者考慮 N-1 等，都需要列為故障分析時的必要條件。



圖十 方案一故障模擬示意圖

綜合上述分析，以#4 MTR(#780)不投入且#600、#700 TIE 同時併入運轉為例(如圖十，方案二故障模擬示意圖)，已知雙號 BUS 出口處接地故障電驛動作最慢者出現在#680，以 ASPEN 模擬#680 線路出口處之過流電驛協調曲線如圖十一所示。由於#600、#700 TIE CB 同時併用，連同已經投入中的#800、#900 SECTION CB，使南工 69kV BUS 形成一個口字形的環路，故障電流在流經#600 及#700 TIE 時，並不會平均分佈，一般而言，距離故障點較遠的#700 TIE CB 會有較小的故障電流，且故障電流的多寡受到四台 MTR 輪停之影響而有不同的分佈。

在#600、#700 TIE CB 須分別向單號及雙號 BUS 之出口處故障協調，且協調曲線皆須符合標置原則的前提下，使得#600、#700 TIE CB 的標置設定顯得極為嚴苛，其結果將導致#700 TIE 電驛動作時間過長，並且連帶拉長#750 及#770 的電驛動作時間，如圖十一所示，700-51N 動作時間為 3.23 秒，750-51Z 動作時間為 3.61 秒，770-51Z 動作時間為 3.87 秒，模擬結果顯示主變延時過流電驛不符合標置原則須小於 2.5 秒之規定。



圖十一 方案二故障模擬協調曲線圖

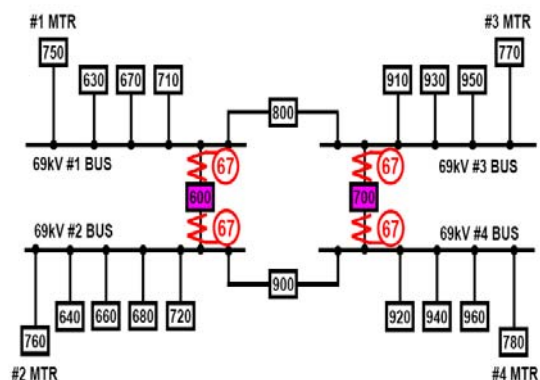
七、結論

綜合上述兩種運轉方案，將模擬結果表列於表一中，在各種動作曲線之協調時間間距(CTI)皆符合標置原則的前提下，建議採用運轉方案一，可以兼顧 TIE 及 MTR 的動作時間，使電驛動作更符合標置原則。當故障真正來臨時，斷路器不會有動作過慢之情形，確保故障點能及時被隔離，不使停電區域有擴大之虞，並保護電氣設備不受故障的波及。

表一 兩種運轉方案結果比較

項目	運轉方案一	運轉方案二
模擬線路	#680 出口	#680 出口
最慢故障點	接地故障	接地故障
#680-67N 動作時間(A)	0.97s	0.97s
#600-51N 動作時間(B)	1.32s	1.87s
#700-51N 動作時間(C)	#700 不 投入運轉	3.23s
CTI(A-B)	0.35s	0.9s
CTI(A-C)	NA	2.26s
#750-51Z 動作時間(D)	1.78s	3.61s
#770-51N 動作時間(E)	1.91s	3.87s
CTI(B-D)	0.46s	1.74s
CTI(B-E)	0.59s	2s
CTI(C-D)	NA	0.38s
CTI(C-E)	NA	0.64s

若採用運轉方案二，將南工 P/S 69kV #600、#700 TIE CB 同時併用運轉，以提升供電可靠度，且相關協調曲線需符合標置原則的前提下，則需要在#600 及#700 TIE 分別加裝兩個不同方向的方向性過流電驛，如圖十二所示，以克服標置曲線之協調時距過大之情況。



圖十二 #600 及#700 加裝 67 電驛

當變電所之 69kV 二次系統運轉模式不同於一般正常運轉時，需先與調度部門及運轉部門瞭解實際系統需求，再假設各種可行之運轉模式，並針對各種模式考慮可能的故障情況，逐一協調出符合 69kV 電驛標置原則之最佳化設定。保護電驛標置須與供電系統運轉相結合，方能達到符合期望的系統保護，有任何一方涉及變動更改，應需告知以重新檢討，使電驛標置設定能臻至最佳化。

保護協調分析是一種藝術工作，要達到完全協調並非容易之事，因為最大系統保護與最大連續供電有時候在目標設定上是互相抵觸的，所以必須在安全性與選擇性兩者之間取得一個平衡點。

過流電驛標置的設定雖然僅僅是幾個阿拉伯數字的排列組合，但是差之毫釐、失之千里，過快的標置設定會導致電驛越區跳脫，過慢的標置設定則造成事故區域無法快速隔離，唯有最適切的標置設定才可以達成我們所賦予電驛的任務。

八、參考文獻

- [1] 李宏任，實用保護電驛，全華科技，1999 年 5 月
- [2] 台灣電力公司，電力系統保護電驛規劃準則第六版，2009 年 3 月
- [3] 台灣電力公司，69kV 電驛標置原則第六版，2010 年 1 月

數位電驛演算法評估與測試使用 MATLAB/xPC

台電綜合研究所 吳立成

本研究利用現今流行之商業化應用程式 MATLAB/xPC，配合數位電驛演算法理論，實現一數位式保護電驛即時評估與測試平台，本平台可提供快速發展一新型數位電驛，並加以模擬及驗證。

I. 簡介

數位電驛主要擷取故障信號中之基本

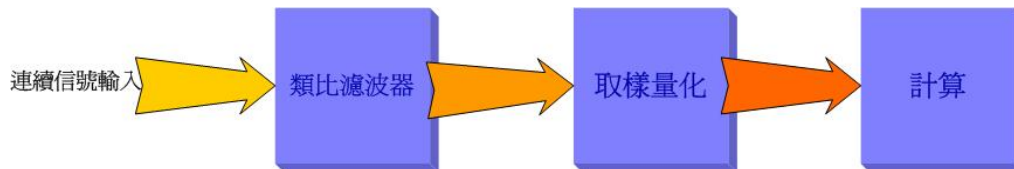


圖1 類比濾波器基本流程圖

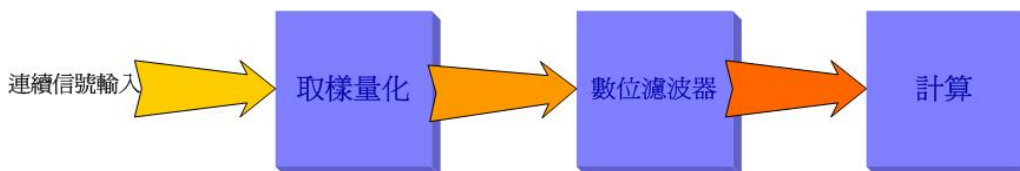


圖2 數位濾波器基本流程圖

在大多數的情況下，數位濾波器其輸入序列，可由差分方程式(1)表式。

$$y(n) = \sum_{m=0}^M b_m x(n-m) - \sum_{k=1}^N a_k y(n-k) \quad (1)$$

其中 a_k 與 b_m 為常數係數； $x(n)$ 為輸入序列； $y(n)$ 為輸出序列。

在方程式(1)中，我們可經由 a_k 及 b_m 的適當選擇，去濾除信號中沒用到之信號成份，使 $y(n)$ 輸出之波形更能反映有效信號之變化特徵。於此，如目前輸出信號

波分量，後再處理計算問題，在實際故障電流中包括直流、基本波、整次諧波、非整次諧波，而且它們隨時間衰減；因此必須經由濾波器濾除不必要之分量，可見數位保護電驛中，數位濾波器是必備要件。其圖1及圖2所示為傳統類比式濾波器基本流程圖與數位濾波器基本流程圖。

$y(n)$ 用到過去輸出信號 $y(n-k)$ ，則我們稱此濾波器為遞迴式(Recursive)；另外，若目前輸出信號 $y(n)$ 只和輸入有關則我們稱之為非遞迴式(Non-recursive)。

數位濾波器之濾波特性，可由頻率響應特性看出其濾波能力，如圖3所示，以數位餘弦濾波器為例，其直流分量及各整數次諧波均完全被濾除。

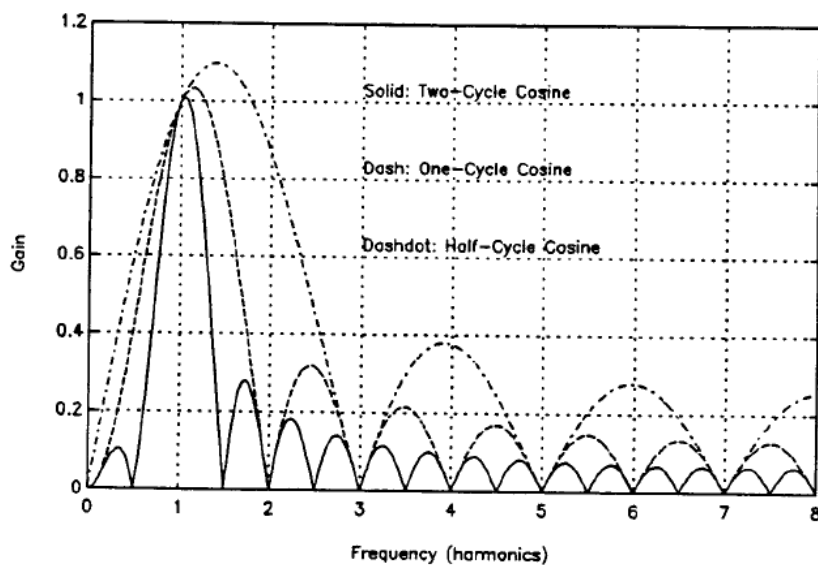


圖3 數位餘弦濾波器之頻率響應特性圖

另外，數位餘弦濾波器之低頻響應比傅利葉濾波器好，如圖 4 所示當系統發生故障時，其故障電流含嚴重直流成份時，在 1.75 週期後，傅利葉濾波器仍然有 10% 的暫態過區間(Transient Over-reach)或

暫態欠區間(Transient- Under-reach)的阻抗變化，數位餘弦濾波器在 1.25 週期後只有 2% 的阻抗變化；也就是數位餘弦濾波器的收斂速度比傅利葉濾波器快。

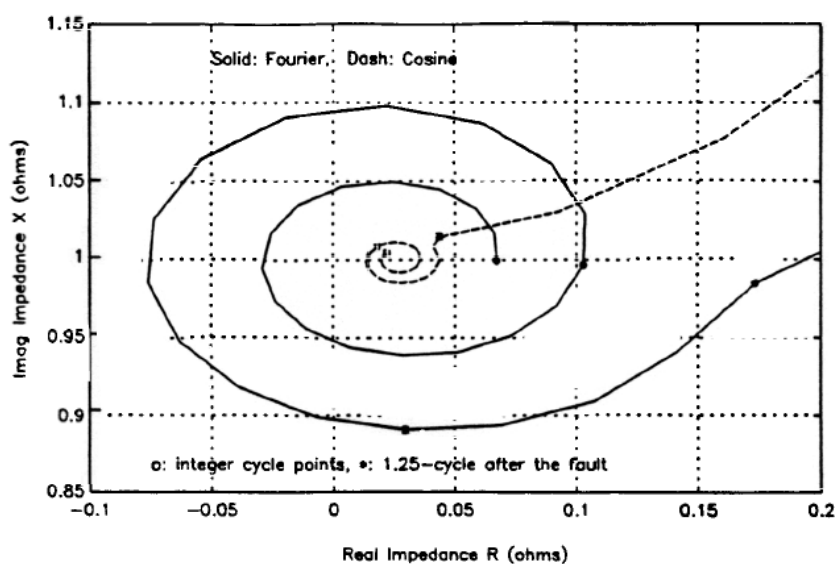


圖4 數位餘弦濾波器和傅立葉濾波器之比較

再者，數位濾波器具有以下優點：

1. 具有特性一致之優點，不像類比濾波器會隨元件特性而變。

2. 演算法之變更容易。

3. 不會有元件老化問題，穩定度高。

4. 沒有阻抗匹配問題。

5. 精確度高。

降低成本，不像類比濾波器，在電驛的每個通道需都須裝一個。

II. 數位測距電驛演算法

本節將介紹一個測距電驛演算法，首先介紹一有效濾除直流偏移及直流指數型衰減(exponentially decaying DC)的演算法，其實際驗證將在第 IV 節中說明;本數位電驛所使用的演算法為數位餘弦濾波器;數位餘弦濾波器因其計算方法簡單，並且能有效的濾除直流偏移及直流指數型衰減的部分，使故障發生時能不受到直流偏移及直流指數型衰減的影響，電驛才不會做出誤判的動作。其演算法說明如下。

若取樣頻率為每個週期 N 點，則可以列出下列式子:

$$CFC_n = \cos\left[\frac{2\pi}{N} \cdot n\right] \quad (2)$$

$$IX_{smp+spc} = \frac{2}{N} \sum_{n=0}^{N-1} I_{smp+spc-n} CFC_n \quad (3)$$

$$Io_{smp+spc} = IX_{smp+spc} + j \cdot IX_{smp+spc-\frac{spc}{4}} \quad (4)$$

$$|Io_{smp+spc}| = \sqrt{(IX_{smp+spc})^2 + (IX_{smp+spc-\frac{spc}{4}})^2} \quad (5)$$

其中 N=16

n=0, 1, 2, ,, N-1

smp=每週取樣的次序(例如 0,1,2,3...)

spc =每週取樣的數量(本文取 16 點)

CFC_n = 濾波器的係數

$I_{smp+spc-n}$ = 取樣的資料

$IX_{smp+spc}$ = cosine 濾波器

$Io_{smp+spc}$: 相量輸出

$|Io_{smp+spc}|$: 相量大小

舉一例子說明之，假設一類比訊號從 A/D 轉換器輸出後，我們可得到數位訊號 I，每 N 點做一次計算，當 n=0 時，對 A/D 的輸入訊號從 0 到 N-1 點(本文取 N=16)跟濾波器的係數(CFC)做一次乘加的運算，然

後再乘以 $\frac{2}{N}$ ，以此類推當 n=1 時，對從 A/D 得到的信號從 1 到 17 點跟濾波器的係數

(CFC)做一次乘加的運算，然後再乘以 $\frac{2}{N}$ ，接下來如此跟前面的步驟一樣如此反覆的做運算，即可有效的濾除直流偏移的問題。上述已知其可由遞迴方式來實現，其主要是搭配移動性視窗之觀念，圖 5 即展示了移動性視窗之概念，其每次加入一點新資料，並去除一點舊資料，一般實際應用時，常使用全週型數位餘弦濾波器來估測基頻相量。

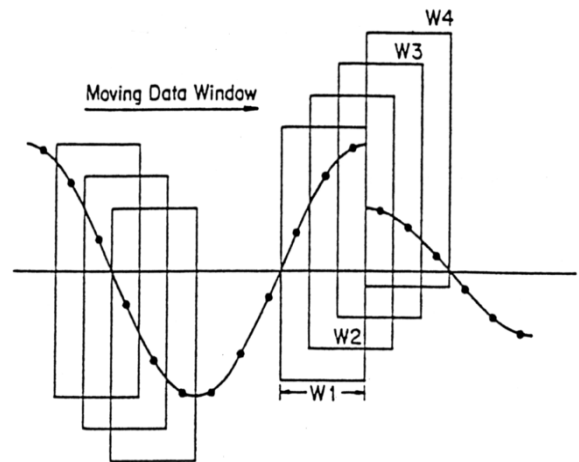


圖 5 視窗長度為三個資料點之移動性視窗示意圖

測距電驛又名為阻抗電驛，其利用單端所得之電壓及電流相量，來計算視在阻

抗，判斷其是否落於保護區間，以 MHO 型測距電驛，當計算之阻抗落於其第一區間之阻抗圓內時，則立即發出斷路器跳脫信號，一般為了安全性之考量，通常須連續好幾個計算值均落於其圓內，才會確實斷定有故障發生。

於計算視在阻抗時，因為故障型態不同，則所須採用之計算公式亦不相同，表 1 顯示其相對故障型態所需選用之計算公式，其中三相故障則可由表 1 之任一公式來做計算與故障偵測。視電驛製造者之設計方式而定，為了減少程式計算之負擔，我們可設計一故障偵測器與故障型態判別器來輔助電驛，意即藉由偵測故障，並判別故障型態，再由表 1 選出一適當之公式來做計算即可，若不做故障型態判斷，則程式須同時計算表 1 之六個公式，其計算量將較大。

表 1 各種類型故障之視在阻抗計算公式

故障類型	方程式
AG	$V_A / (I_A + 3kI_0)$
BG	$V_B / (I_B + 3kI_0)$
CG	$V_C / (I_C + 3kI_0)$
AB or ABG	$(V_A - V_B) / (I_A - I_B)$
BC or BCG	$(V_B - V_C) / (I_B - I_C)$
CA or CAG	$(V_C - V_A) / (I_C - I_A)$

其中 A、B 及 C 分別表示三相之意，而 G 表示接地故障，V 和 I 則表示電壓及電流相量， $k = (Z_0 - Z_1) / Z_1$ ，而 Z_0 及 Z_1 分別是輸電線之零序及正序線路阻抗， I_0 代表零序電流。

III. 演算法模擬與試驗平台

如圖 6 所示為 MATLAB/xPC 數位式保護電驛即時評估與測試平台，我們可以利用簡單 D/A 卡，去模擬實際電力系統故障發生時之故障電壓及電流，再接著用 A/D 卡接收故障電流電壓訊號以模擬一實際測距電驛演算法。

首先如圖 7 所示，我們以 MATLAB/Simulink 為基礎建構一簡單電力系統，並以 MATLAB/xPC 為數位式測距電驛，以用於保護電驛測試之用，模擬系統單線圖所需參數如表 2 所示，我們可完成建出圖 7 之 Simulink 模擬系統圖，模擬系統兩端乃由兩個戴維寧等效電路來取代，只要運用電壓源與具互耦合阻抗之元件模型，即可輕易完成此部份之建模工作，而其數值大小，可透過負載潮流與短路容量之資料來做設定，因為測距電驛須使用三相電壓與電流資料，因此須使用電壓及電流比壓器將其取出，由於測距電驛乃以 60Hz 之信號成份，來做演算法之設計，但發生故障時，信號中會產生高頻之成份，這些都是必須予以消除的，因此採用第 II 節之餘弦濾波器來加以濾除，其功能與使用方便性均相當優越，濾波後之信號資料，可提供即時顯示，以供電驛演算法資料輸入之用，至於輸電線之模型，Simulink 提供了 Pi 與分佈式線路兩種模型，其可設定線路之相數、頻率、電阻、電感、電容、線路長度…等參數，本文採用分佈式線路模型之方塊，來做線路之建模工作，透過程式之撰寫，將可設計形成一多功能且全自動，並極易與使用者做互動式操作之保護電驛測試系統。

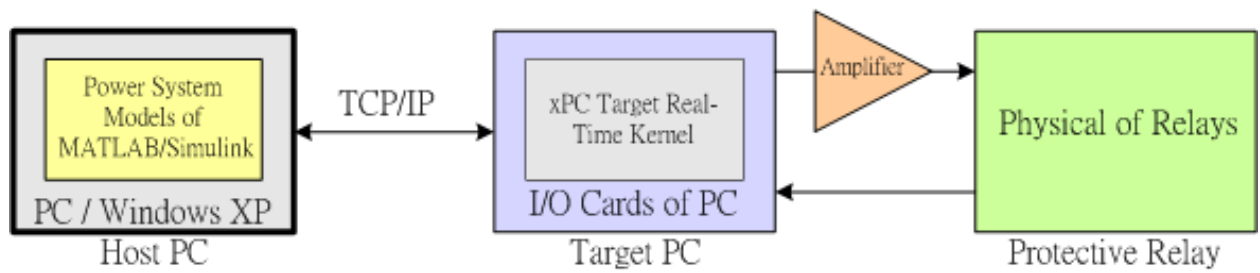


圖6 MATLAB/XPC數位式保護電驛即時評估與測試平台

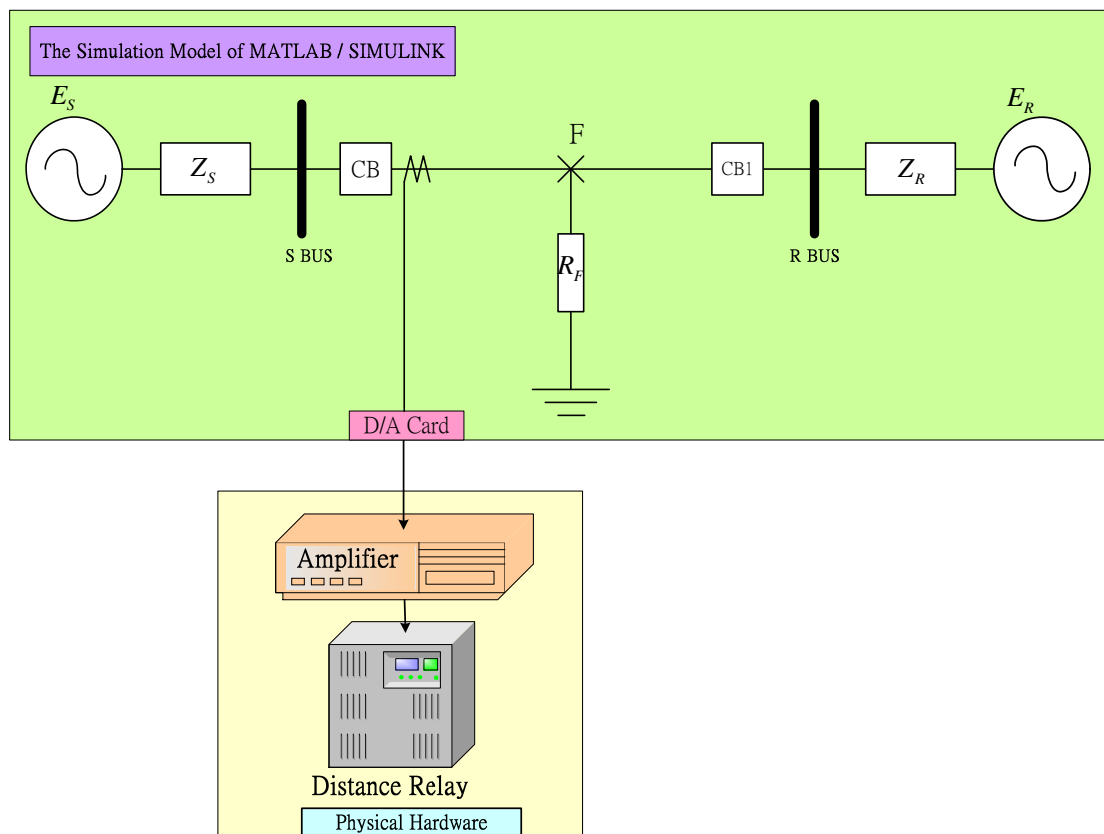


圖7 MATLAB/xPC為基礎之數位式測距電驛即時評估與測試

表2 模擬及試驗系統參數

Voltage Rating:	345 kV
System frequency:	60 Hz
Equivalent Voltage Per Unit:	$E_S = 1\angle 6^\circ (p.u.)$ 、 $E_R = 1\angle 0^\circ (p.u.)$
Equivalent Source Impedance:	$Z_{S1} = 0.238 + 5.72j(\Omega)$ 、 $Z_{S0} = 2.738 + 10j(\Omega)$ $Z_{R1} = 0.238 + 6.19j(\Omega)$ 、 $Z_{R0} = 0.833 + 5.12j(\Omega)$
Length of Transmission Line:	72.8 km
Line Constant:	$R_0 = 0.172 (\Omega/km)$ 、 $L_0 = 2.67 (mH/km)$ 、 $C_0 = 7.5 (nF/km)$ $R_1 = 0.022 (\Omega/km)$ 、 $L_1 = 0.869 (mH/km)$ 、 $C_1 = 13.9 (nF/km)$
PTR and CTR:	
PTR:	3000
CTR:	400

IV. MATLAB/xPC 數位式保護電驛 即時評估與測試平台之驗證測試

首先本節先介紹在系統故障時產生直流偏移情況下，如何用餘弦濾波器來加以濾除直流偏移，而本文使用軟體實現具有濾除直流偏移訊號的餘弦濾波器，其模擬結果可知數位餘弦濾波器能夠有效濾除訊號中含有直流偏移成份的情況，本文將在訊號中加一負 1.36 伏特直流成份的訊號，以實驗來驗證數位餘弦濾波器的濾波效果，其實驗結果如圖 8，可看出數位餘弦濾波器可濾除含有直流偏移的訊號，其濾除後的直流偏移電壓儘剩不到 0.1 伏特；再接者訊號中含有直流指數衰減的訊號，此故障訊號將會導致電驛產生誤判，本文所使用的數位餘弦濾波器亦可濾除訊號中含有直流指數衰減的情況，如圖 9 顯

示出若系統突然發生故障，故障訊號中含有直流指數衰減的訊號，數位餘弦濾波器能夠迅速的將直流指數衰減訊號濾除，避免電驛誤動作，本文所使用的數位餘弦濾波器在濾波後其電壓相量是穩定且精確的。圖 10 系統發生故障時相電流經餘弦濾波器轉換後之相量圖，顯示當故障發生時本文所使用的演算法夠精確，且快速的對訊號做偵測的動作，以達到及時 (real-time) 訊號偵測的效果。

為驗證本方法之性能，我們以實際電驛 (SEL-311C) 配合 MATLAB/xPC 數位式保護電驛即時評估與測試平台來驗證，首先以電驛試驗器測出其 Zone1 之保護區間如圖 11 所示，接著使用 MATLAB/xPC 數位式保護電驛即時評估與測試平台模擬 Zone1 區間故障，所得之輸電線故障時電流電壓波形如圖 12 所示，且實際測距電驛偵測 Zone1 故障並跳脫如圖 13 所示，圖 14 為 MATLAB/xPC 數位式測距電驛所偵測 Zone1 故障之阻抗軌跡；再者，我們模擬 Zone2 區間故障，所得之輸電線故障時電流電壓波形如圖 15 所示，且實際測距電驛偵測 Zone2 故障並跳脫如圖 16 所示，圖 17 為 MATLAB/xPC 數位式測距電驛所偵測 Zone2 故障之阻抗軌跡，由以上結果表明，本方法可快速及有效應用於新電驛研發或電驛性能之評估。

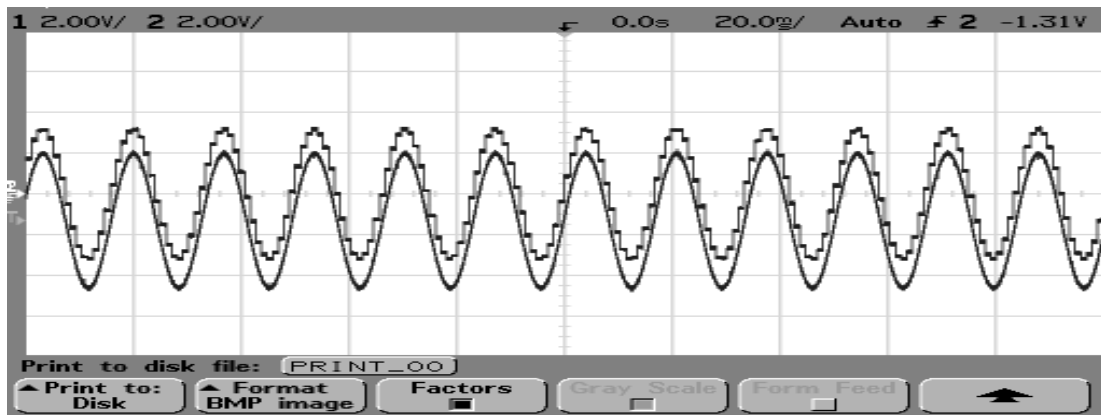


圖8 數位餘弦濾波器對直流偏移波形之濾除

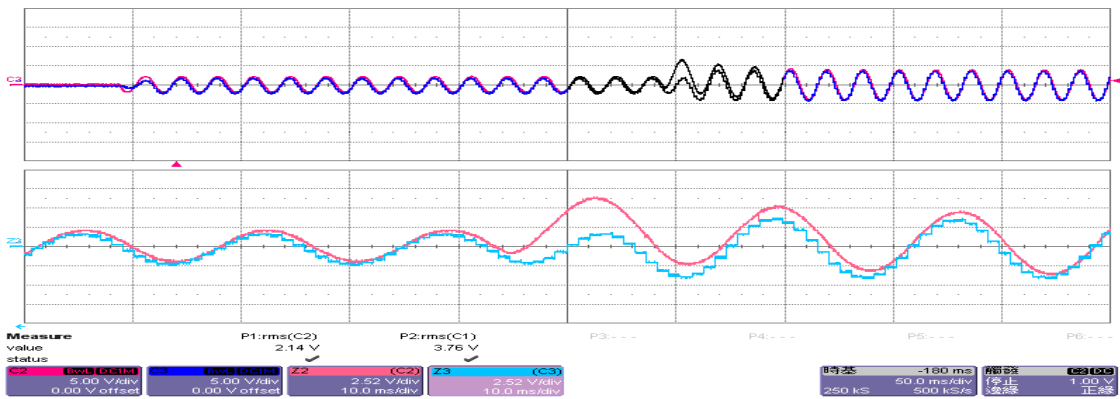


圖9 數位餘弦濾波器對直流指數型衰減的濾波效果

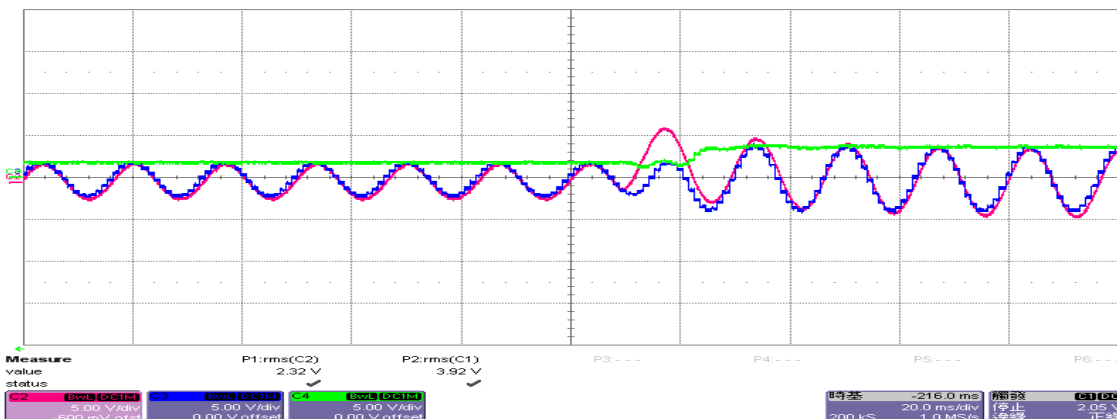


圖10 數位餘弦濾波器之相量計算

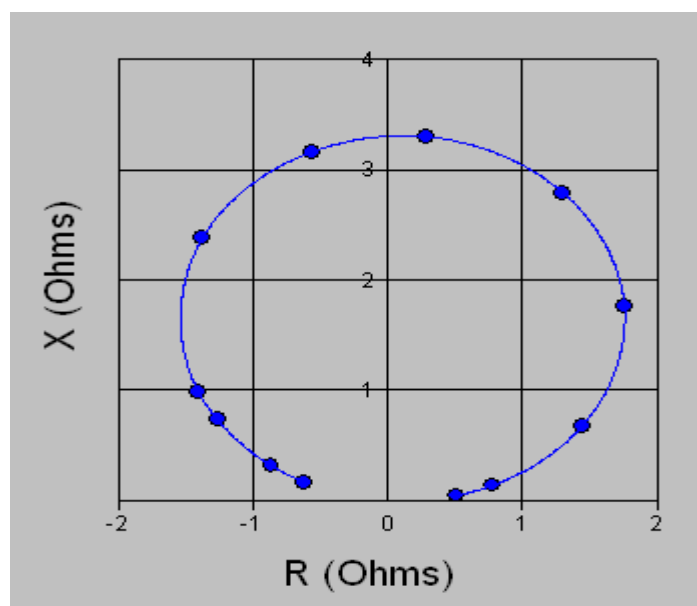


圖 11 實際電驛 Zone1 之保護區間

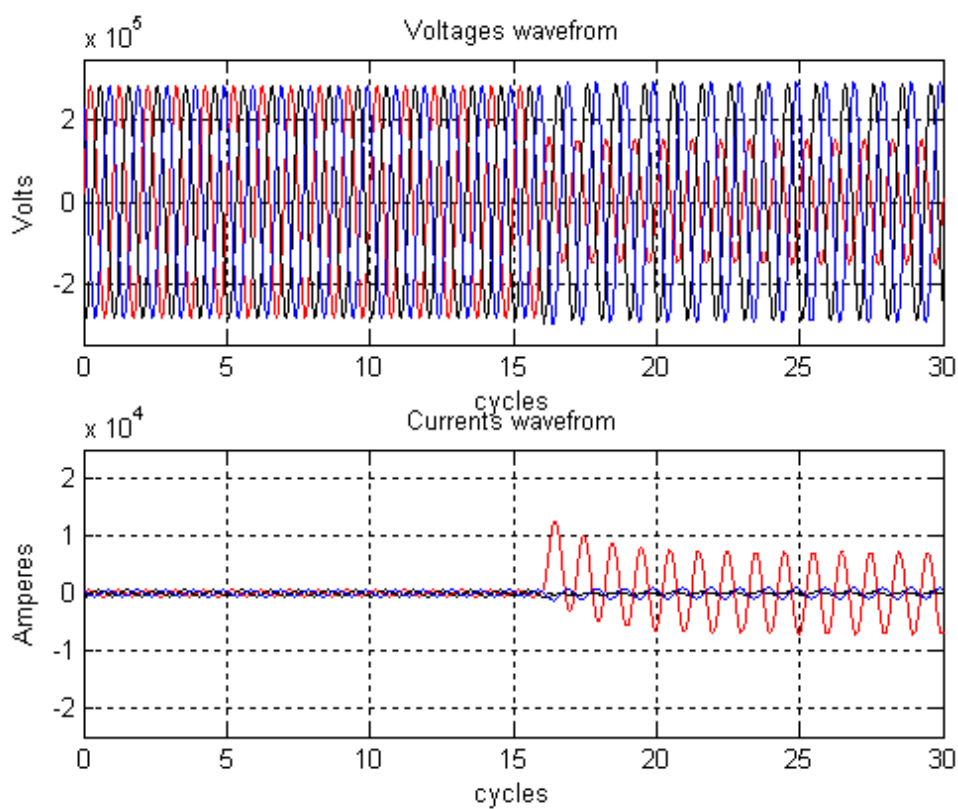


圖 12 輸電線於保護電驛 Zone1 區間故障時之電流電壓

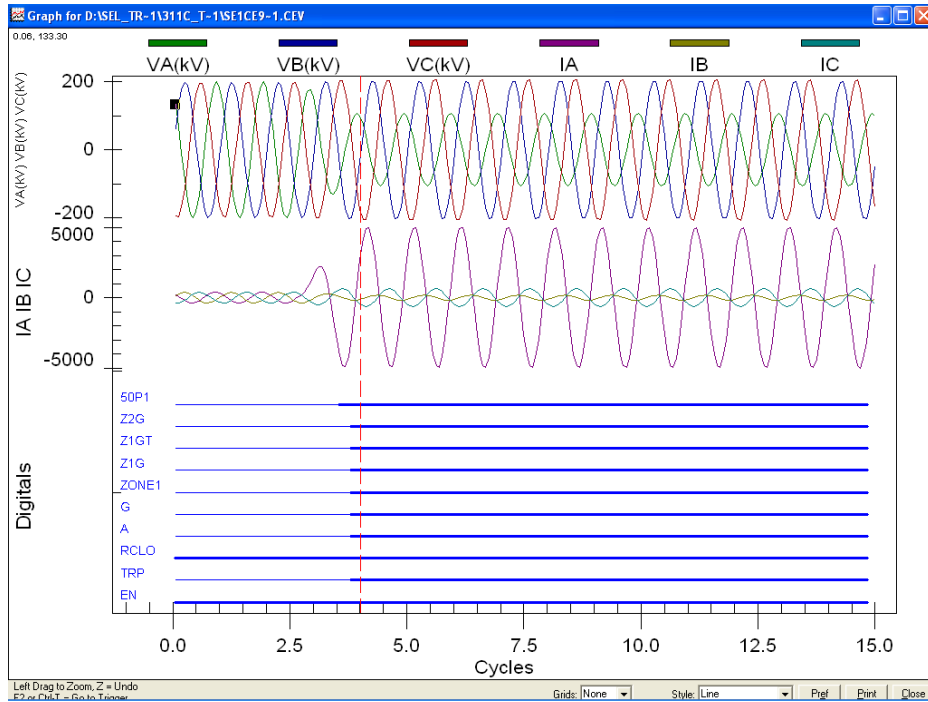


圖 13 實際測距電驛偵測 Zone1 故障並跳脫

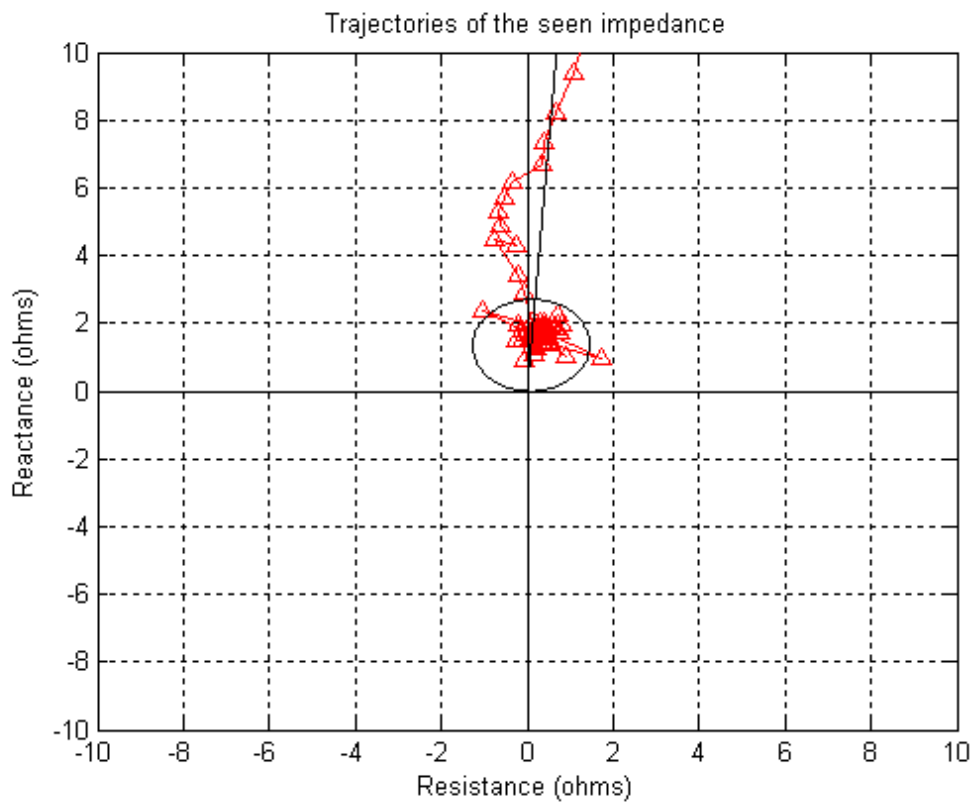


圖 14 MATLAB/xPC 數位式測距電驛偵測 Zone1 故障軌跡

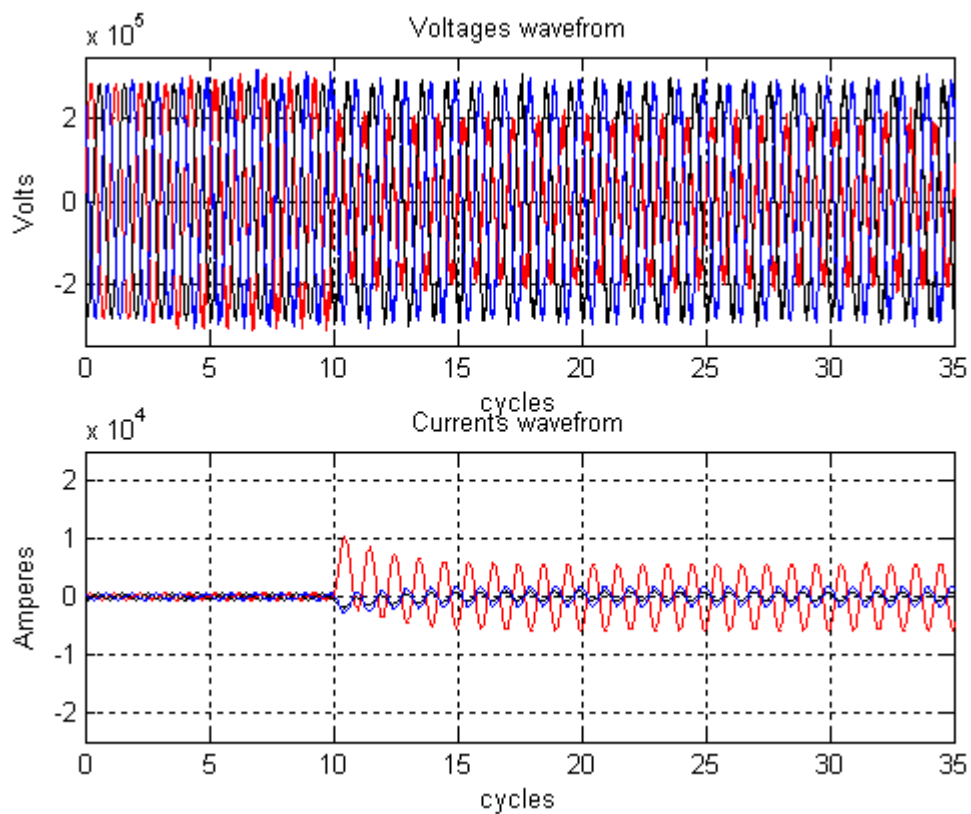


圖 15 輸電線於保護電驛 Zone2 區間故障時之電流電壓

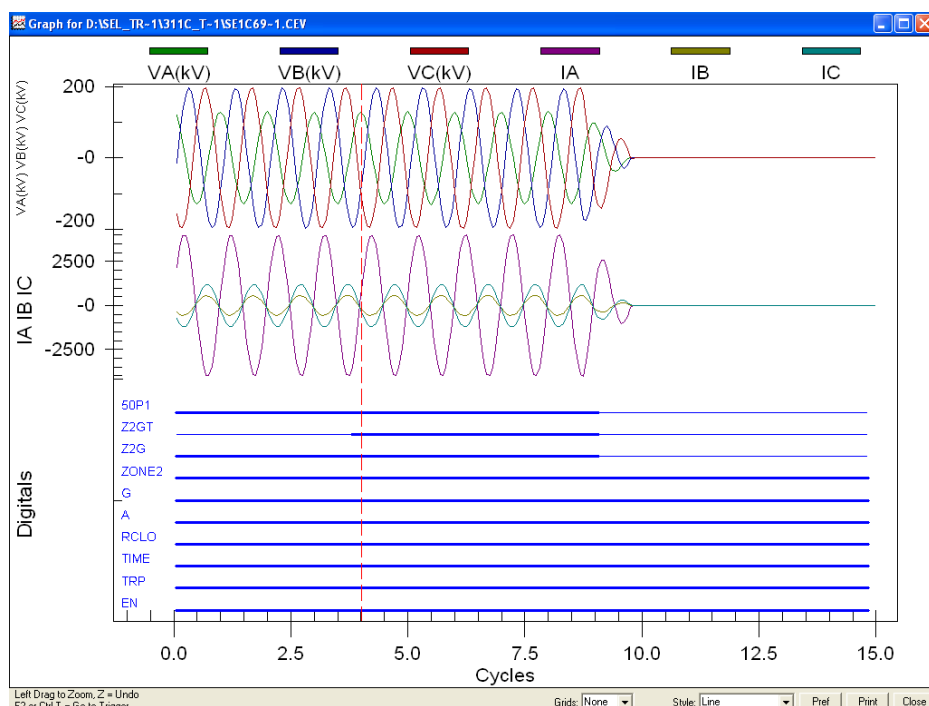


圖 16 實際測距電驛偵測 Zone2 故障並跳脫

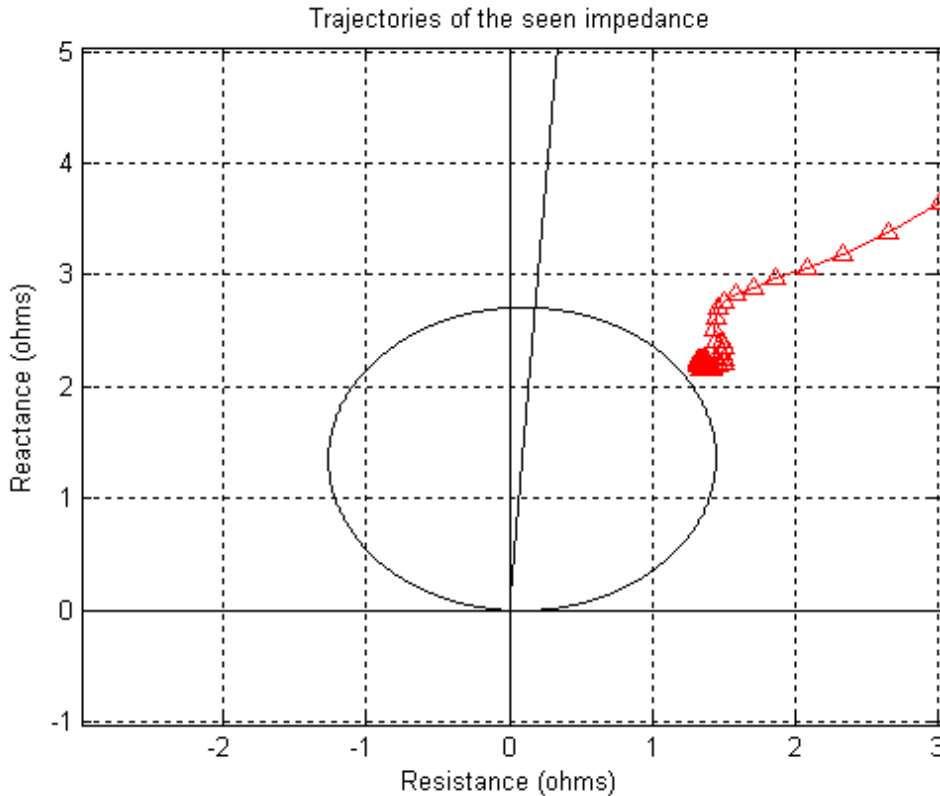


圖 17 MATLAB/xPC 數位式測距電驛偵測 Zone2 故障軌跡

V. 結論

本文利用現今已商業化應用程式 MATLAB/xPC，完成數位式保護電驛即時評估與測試平台，日後要更改或增加電驛的功能只要從演算法中更改，即可即時評估；由測試結果顯示，本文設計的即時評估與測試平台具有以下優點：

- 低成本、節省時間及使用簡單
- 具友善人機圖形界面
- 更多的彈性去完成新型數位電驛
- 試驗工作和新型電驛可在同一平台完成
- 軟硬體皆是商業化平台

VI. 參考文獻

[1] T. S. Sidhu, D. S. Ghotra, and M. S. Sachdev, "A Fast Distance Relay Using Adaptive Data Window

Filter", IEEE/PES Summer Meeting, July 2000, PP.1407-1412.

[2] Tarlochan S. Sidhu, Daljit S. Ghotra, and Mohindar S. Sachdev, "An Adaptive Distance Relay and its Performance Comparison With Fixed Data Window Distance Relay", IEEE Trans. on power delivery, vol. 17, NO. 3, JULY 2002.

[3] G. Benmouyal, "Removal of DC-Offset in Current Waveforms Using Digital Mimic Filtering", IEEE Trans. on Power Delivery, vol.10, no2, April 1995, PP. 624-630.

[4] M. S. Sachdev (Coordinator), Advancements in Microprocessor-based Protection and

Communication, IEEE Tutorial Course
Text, 97TP120-0, 1997.

- [5] IEEE Tutorial Course, Microprocessor
Relays and Protection System IEEE

Power Engineering Society Publication
No. 88EH0269-1-PWR(1988).

竹科 69kV 第二環路保護系統之探討分析

台電台中供電區營運處 張原智

摘要

本文以新竹科學園區 99 年 69kV 第二環路保護系統做個案探討與分析，在主保護方面，利用數位式差流電驛的優點，例如故障定位，可迅速找到故障點，縮短停電時間等，將原傳統副線電驛改用數位式差流電驛，且將環路後衛保護原使用方向性過電流電驛改用數位式測距電驛，並以 ASPEN 軟體模擬竹科 69kV 第二環路後衛保護加以比較。

模擬後衛保護協調結果發現，69kV 環路的用戶愈多，原使用方向性過電流電驛，因協調間距 CTI (Coordination Time Interval) 所須協調時間，最長清除故障時間為 2.12 秒，最短清除故障時間為 1.03 秒。

若台電端及科學園區環路用戶的後衛保護均改用三區間數位式測距電驛，不但可以達到良好的保護協調並縮短清除故障時間，最長清除故障時間為 0.33 秒，最短清除故障時間為 0.15 秒，對科學園區高科技產業，可以提高供電品質及降低電壓驟降時間。

I. 前言

由於科學園區之用戶幾乎為半導體或光電相關之高科技高產值產業，對於用電品質及可靠度要求很高，當系統發生事故無預警斷電及壓降，將導致用戶機台當機而造成嚴重的損失。

因環路供電造成所有保護電驛協調的困難，除須考慮電驛跳脫的方向外，尚須判斷環路中所有電驛主保護與後衛保護間之關係，由於科技的進步，保護電驛已從以往的電磁式發展到目前的數位式電驛，以前像測距電驛由於距離過近致使電磁式電驛標置無法標定，現在透過數位式電驛問題都可以解決，對於保護電驛系統可以說是邁向另一個里程碑，也引起本文對於環路保護系統探討之動機。

II. 台電輸電線路保護方式

所謂保護系統，是由三個部分所組成，即變比器、保護電驛及斷路器，如圖 1 所示保護電驛系統組合圖，若是欠缺其中的任一項，都無法達到保護系統的任務。其中變比器如：比流器(C.T.)、比壓器(P.T.)之主要功能為將高電壓、大電流之信號，轉換為低電壓、小電流的信號來提供給保護電驛，而保護電驛藉著變比器所轉換過來之低電壓、低電流信號來判斷，檢視系統是否有異常，若系統有故障之情形發生，則馬上輸出一個跳脫信號給斷路器，啟斷斷路器而隔離故障。由上述可知此三者息息相關，缺一不可，其中又以保護電驛最為重要，本論文僅針對其中的保護電驛來做分析。

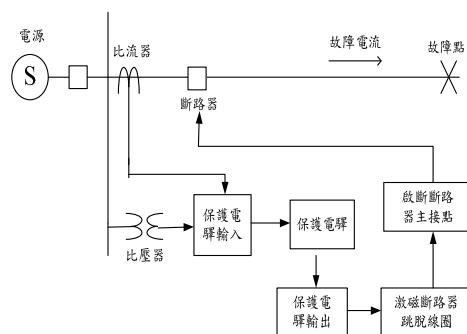


圖 1 保護電驛系統組合圖

保護電驛可分為主保護電驛及後衛保護電驛，而主保護和後衛保護的區分則視搭配的電驛而定，如果能瞬時跳脫一般稱為主保護電驛，例如副線電驛和差流電驛；而後衛保護一般都會延時動作，例如過電流電驛；而當差流電驛和三區間測距電驛組合，因為差流電驛可全線段快速保護，所以定義為主保護，三區間測距電驛因為無法全線段快速保護，所以定義為後衛保護。

III. 保護電驛種類

(一) 過電流電驛

當電力系統發生故障時，其電壓、電流將會產生極大的變化，尤其是故障點距離愈近，則產生之故障電流就愈大；反之，故障點若離電驛愈遠，則因線路阻抗的關係，所產生的故障電流則愈小。過電流電驛即是利用此特性來達到輸、配電線路的保護，其優點為變比器只需要比流器而不需要比壓器，電驛的成本較低、設計較簡單、維修容易；缺點為因其具延時性，故隔離故障時間較長，較易受電力潮流(故障電流、負載電流...等)的變化而影響其動作。

在輸電線路保護電驛運用上，若使用方向性過電流電驛，如圖 2 所示；對 F 點故障而言，由負載端到電源端的電驛跳脫

順序為 Ry_3 、 Ry_2 、 Ry_1 ，而其跳脫時間分別為 TRy_3 、 TRy_2 、 TRy_1 、線路過電流電驛的協調方法，是在線路上從最末端的電驛設定起，對於同一故障電流，每一電驛的動作時間加上一選定的設定時間間距 CTI (Coordination Time Interval)，一般為 0.3 秒，所以 $TRy_3 + 0.3 = TRy_2$ ， $TRy_2 + 0.3 = TRy_1$ 。

(二) 測距電驛

測距電驛是一種偵測故障距離的電驛，也就是藉由從電驛到故障點的距離是否小於電驛的設定值，用來判斷故障是否發生在電驛的保護範圍內。測距電驛的基本原理是根據歐姆定律 $Z = V / I$ ，因此測距電驛必須要有系統的電流與電壓訊號輸入，電流必須經由比流器變比取得；電壓則需經由比壓器變比取得。根據故障當時流經該比流器之故障電流 I ，及在比壓器端測得該故障所造成系統電壓降 V ，即可測得電驛到故障點的距離 $Z_F = V_F / I_F$ 。當預先設定於電驛的保護範圍 $Z > Z_F$ ，則電驛判定為內部故障而動作。

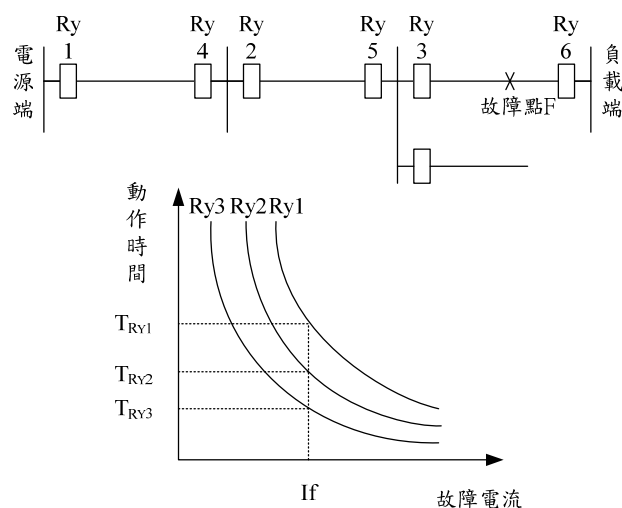


圖 2 過電流電驛保護協調圖

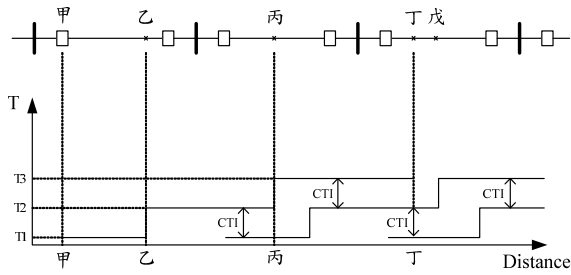


圖 3 測距電驛三區間動作協調圖

以圖 3 之甲為例，測距電驛保護的第一區間設定為本線段 70%~80%，範圍到達乙，動作時間通常為瞬時動作或延時 0.15 秒；第二區間為含蓋到最短鄰接線路的 50%，範圍到達丙，動作時間為 0.33 秒；第三區間為第一段線路阻抗 + 第二段最大線路阻抗 + 第三段最小線路阻抗 $\times 25\%$ ，範圍到達丁，動作時間為 0.5 秒。

(三) 差流電驛

差流電驛是利用流入被保護設備與流出被保護設備的電流之相量大小與相位間差，來判斷是否應該動作的一種電驛，可百分之百保護全線段。如圖 4 所示，當被保護設備在正常運轉狀態或故障發生於被保護設備之外時，此兩電流之差電流為零；但當故障發生於被保護設備內部時，如圖 5 所示，則兩電流之差電流不再為零，以此判別故障是否發生於保護範圍內，而決定是否動作電驛稱之為差流電驛。

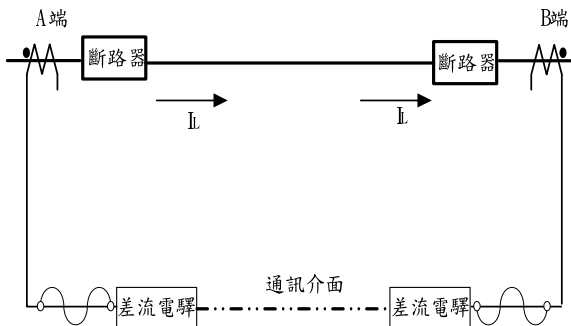


圖 4 線路差流電驛外部故障示意圖

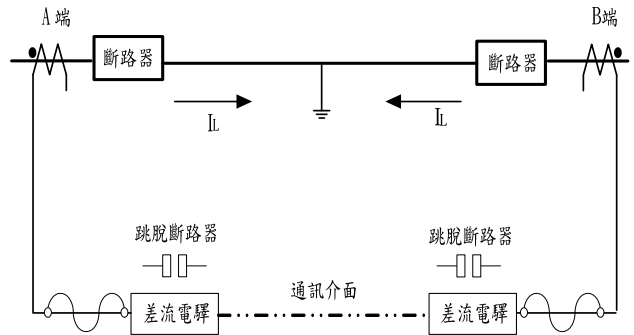


圖 5 線路差流電驛外部故障示意圖

IV. 竹科 69 kV 第二環路架構與保護協調

(一) 環路供電系統概述

為因應新竹科學工業園區高科技產業用電需求，電力公司在科學園區設立很多變電所，其系統圖如圖 6 所示(99 年)；科學園區 69 kV 系統採用環路供電，而共有二個環路，第一環路計有六家用戶，第二環路計有五家用戶，為便於分析我們只列出第二環路做分析，第二環路保護電驛皆以副線電驛 HCB-1 為主保護電驛，方向性過電流電驛為後衛保護電驛，由台電龍秀變電所供電，如圖 7 所示。

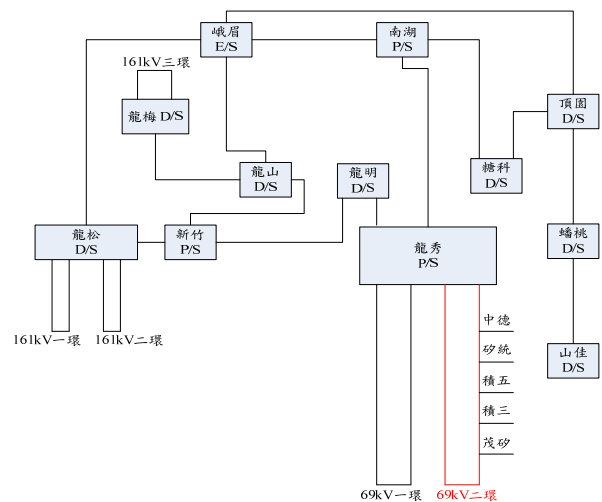


圖 6 新竹科學園區相關變電所系統圖

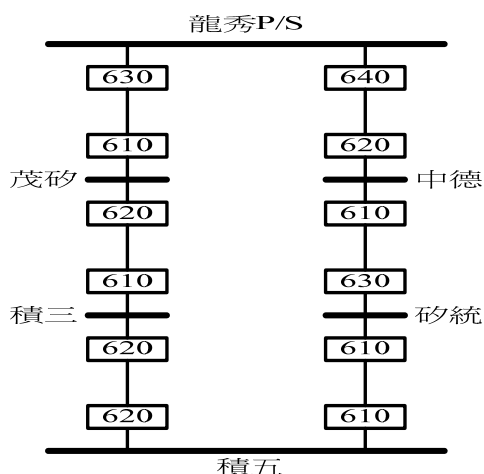


圖 7 竹科 69 kV 第二環路系統圖

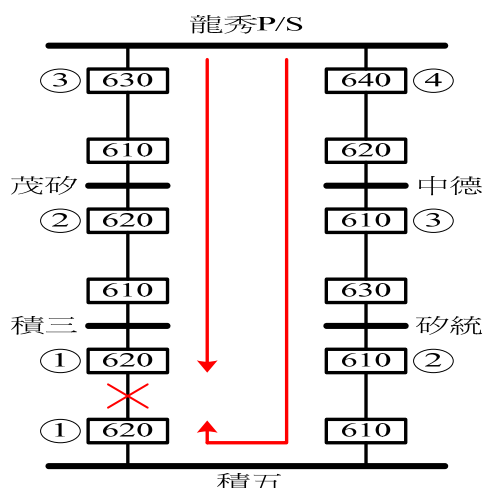


圖 8 積三、積五間故障示意圖

(二) 模擬軟體 ASPEN 介紹

ASPEN 套裝軟體，它是模擬短路故障與電驛協調的電腦程式，ASPEN 架構於 Windows 作業系統之下，具有下拉的功能選單、對話式的資料輸入方式等，模擬所需資料係利用系統線路圖予以建立。

模擬系統建立過程中，可分為兩階段，第一階段為單線圖的建立，包括匯流排、變壓器及傳輸線等之建立。完成第一階段後，便可模擬故障電流。第二階段為電驛的建立，完成後便可模擬整個系統的電驛動作時間及保護協調。

(三) 模擬環路故障後衛保護協調

竹科 69kV 二環環路有茂矽、積三、積五、矽統及中德等五家用戶，本節將利用 ASPEN 軟體模擬各區段電纜於 50% 位置故障時，各斷路器之啟斷、協調時間，模擬項目如下：模擬環路各區段電纜單相接地故障及三相短路接地之故障，分別檢視方向性過電流電驛接地(67N)及相間保護電驛(67)的動作時間。

以模擬環路積三、積五間故障之保護協調及電驛動作時間為例，如圖 8 所示積三、積五間故障示意圖。

經模擬可得圖 9、圖 10 之保護協調曲線及表 1、表 2 之電驛跳脫時間，可知協調曲線並未相交，單相接地故障電流約 1,960A，清除時間為 1.59 秒，三相短路接地故障電流約 17,296A，清除時間為 1.03 秒。

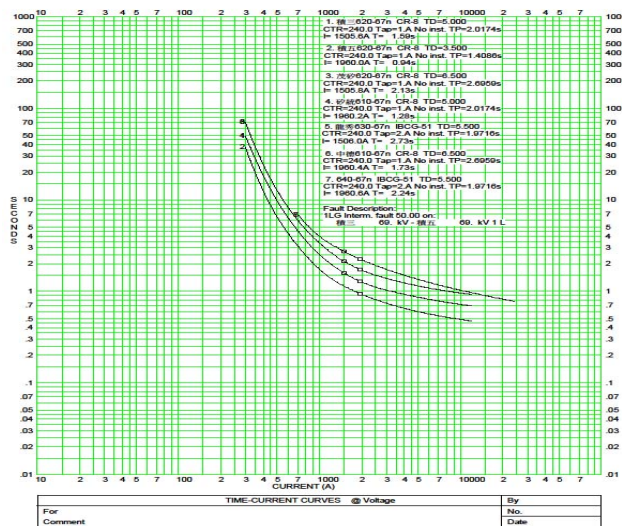


圖 9 積三、積五間電纜單相接地故障保護協調圖

表 1 積三、積五間電纜單相接地故障接地電驛 67N 動作時間表

斷路器代號	電驛動作時間(秒)	時間間隔(秒)
龍秀 #630	2.73	0.6
茂矽 #620	2.13	0.54
積三 #620	1.59	
積五 #620	0.94	
矽統 #610	1.28	0.34
中德 #610	1.73	0.45
龍秀 #640	2.24	0.51

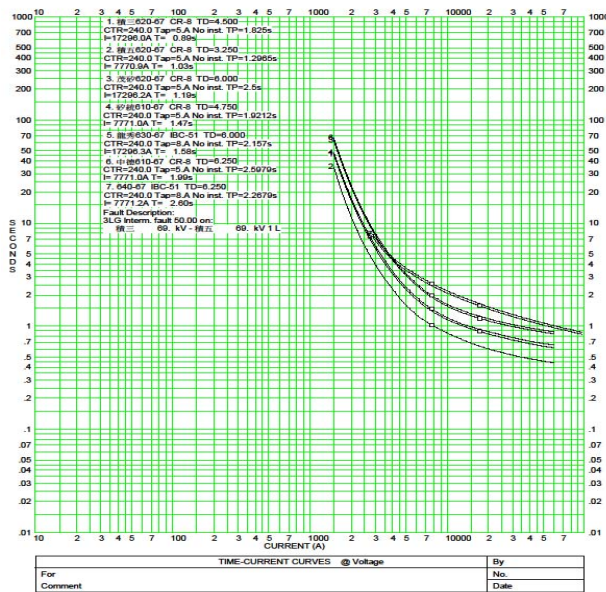


圖 10 積三、積五間電纜三相短路接地故障保護協調圖

表 2 積三、積五間電纜三相短路接地故障相間電驛 67 動作時間表

斷路器代號	電驛動作時間(秒)	時間間隔(秒)
龍秀 #630	1.58	0.39
茂矽 #620	1.19	0.3
積三 #620	0.89	
積五 #620	1.03	
矽統 #610	1.47	0.44
中德 #610	1.99	0.52
龍秀 #640	2.6	0.61

(四) 結論

模擬環路故障後衛保護協調結果可知，各電纜間單相接地故障時，其最快及最慢故障清除時間為當故障發生於積三及積五間的 1.59 秒，與當故障發生於中德及龍秀間的 2.12 秒；各電纜間三相短路接地故障時，其最快及最慢故障清除時間為當故障發生於積三及積五間的 1.03 秒，與當故障發生於茂矽及積三間的 1.68 秒。

總而言之，環路後衛保護使用方向性過電流電驛時，最長清除故障時間為 2.12 秒，最短清除故障時間為 1.03 秒。

V. 環路保護電驛改善分析

本章主要是改變目前環路上使用之保護電驛來做改善分析，將主保護電驛改用數位式差流電驛，因數位式差流電驛具有很多功能如下述，且將後衛保護電驛改用數位式測距電驛，可縮短清除故障時間。

(一) 利用數位式差流電驛作為主保護之分析

原主保護副線電驛應用於短距離輸電線系統時，利用光纖通訊傳遞雖然可以達全區段 100% 的快速保護，但是當在負載校驗時，必須兩端有相同的電壓基準，來量測兩端流進電驛的電流，檢視電流相別及相序，才能確保發生內部故障時電驛能正確跳脫，所以兩端必須佈放一條電纜來做基準，非常不符合經濟效益，況且兩端取載時，需做很多電驛試驗如表 3，使用示波器檢視角度是否相差 180 度，很容易誤判，造成保護範圍內故障時電驛該動作而不動作，外部事故時不該動作而動作。

隨著科技的進步，數位式保護電驛已非常的普遍，數位式電驛體積小，功能強，可以透過乙太網路與辦公室連線，遠端更改標置，故障紀錄等功能，差流電驛是一

種既快速又簡單的保護電驛，其應用於輸電線路保護時，不但能夠 100% 完全保護該線路，而且又能夠快速地動作隔離故障，沒有保護協調的問題，不需做模擬，動作速度可達 1 週波左右，因此差流電驛可說是輸電線路最佳的保護電驛。

為確認保護電驛之功能是否能正常發揮，除電驛之標置須正確、特性需良好外，其引入兩端電驛之電流亦需接線正確，否則即會造成電驛判斷錯誤而誤動作。而兩端電驛之電流接線正確與否，通常會藉由電驛之取載對相試驗來確認，因其所檢測之電流為流入兩端電驛之電流，其為將兩端高壓側電流，經比流器及轉換器 (Transducer) 轉換後，再經通信媒介傳輸之電流值，經由此項試驗，可用來檢測兩端比流器比值是否正確一致、兩端轉換器功能是否正常及兩端電流相序是否正確一致，倘若所有試驗均正確無誤後，即可完全發揮電驛之保護功能，而以上的取載試驗，只需透過電腦連線即可以清楚的看到兩端的電流及差電流，很快就可以判斷，相較於傳統副線電驛方便快速很多。

以下圖 11、12、13 為數位式差流電驛加入系統時取載之電流資料，其中圖 11 中 Local 表本端電驛電流資料、Channel X 表經通信頻道 X 所接收之遠端電驛電流資料、圖 13 中 Vector Sum 表兩端電驛電流向量和資料、A/B/C 分別表示 A 相/B 相/C 相電流資料、3I0 表零序電流資料、3I2 表負序電流資料、I1 表正序電流資料、I MAG (A Pri) 表 CT 一次測電流值之大小、I ANG (DEG) 表 CT 一次測電流值之角度。

由圖 13 中可知，在兩端正常送電時之負載電流情況下，Local 和 Channel X 兩端電驛電流大小接近，角度差接近 180°，可得其對應之 A 相、B 相、C 相及正序電流

Alpha Plane 之值約為 $1 \angle 180^\circ$ ，落在抑制區之內，電驛並不會動作。

表 3 副線電驛試驗表

hcb 2010/6/28

台灣電力公司

副線電驛試驗表

廠所: _____ 線路別及斷路器號碼: _____ 試驗日期: _____

1. 對相試驗: 參考電壓以 E1 為基準

		15°			17°			19°			監視電流 (mA)		
		A	A	A	A	A	A	A	A	近端	遠端	基準	
近端 ()	A	A	A	A	A	A	A	A	A				
遠端 ()	A	A	A	A	A	A	A	A	A				

2. 異載試驗:

	試驗項目	電驛電流	是否動作	近端 ()			電驛電流	是否動作	遠端 ()		
				測試開關					測試開關		
				R	C	L			R	C	L
正	1	ABCN					ABCN				
	2	AN					AN				
	3	BN					BN				
	4	ACBN					ACBN				
	5	CN					ABN				
副	1	ABCN					ABCN				
	2	AN					BCN				
	3	BN					CAN				
	4	ACBN					ACBN				
	5	CN					CN				

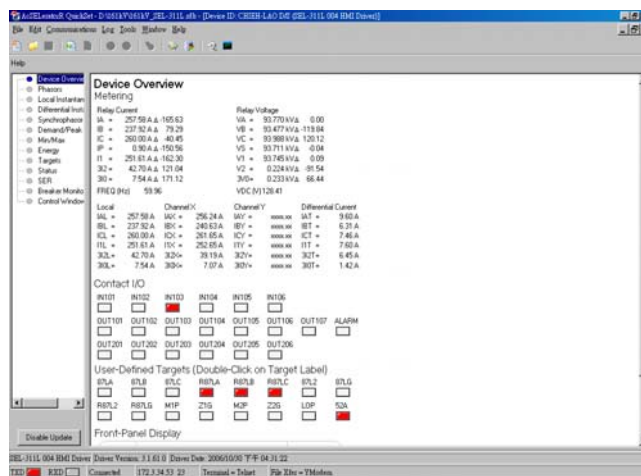


圖 11 數位式差流電驛兩端電流及本端狀態取載圖

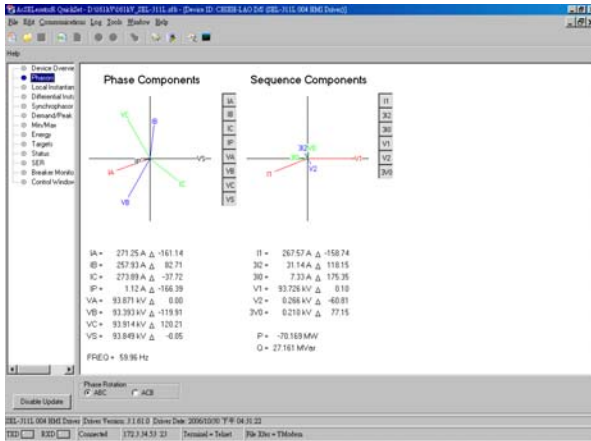


圖 12 數位式差流電驛本端電壓、電流取載圖

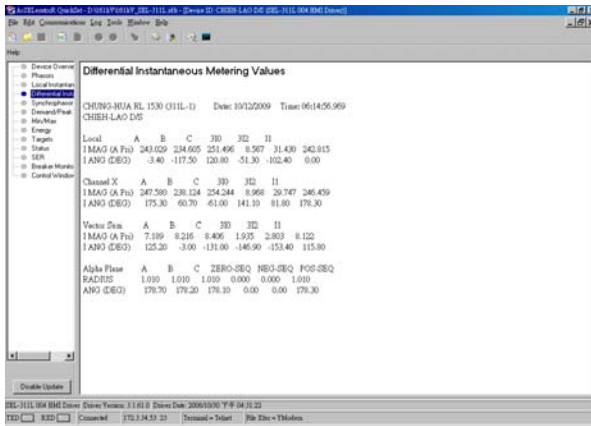


圖 13 數位式差流電驛兩端差流取載圖

(二) 利用數位式測距電驛作為後衛保護之分析

如果在新竹科學園區環路系統輸電線後衛保護均改用數位型三區間測距電驛，因測距電驛保護協調較過電流電驛容易，測距電驛僅需知道線路的阻抗與視在阻抗值，即可設定測距電驛標置，其保護協調依照第一、二、三區間的設定準則，即可標置完成；不需像第四章作負載潮流分析與故障電流計算，分析所有電驛是否協調，竹科環路系統各匯流排出口端之測距電驛保護範圍及動作時間如圖 14。

依標置原則，竹科環路系統每段輸電線兩端測距電驛之第一區間於輸電線中間

均有 20% 保護範圍重疊，若於此範圍發生故障時則輸電線兩端測距電驛之第一區間會 9 週波(0.15 秒)排除故障。

竹科環路系統每段輸電線測距電驛之第一區間於輸電線未重疊 80% 之保護範圍，若於此範圍發生故障時，較靠近故障點之匯流排出口端測距電驛之第一區間會先 9 週波(0.15 秒)始動跳脫該斷路器，輸電線另一端測距電驛之第二區間則於延時 20 週波(0.33 秒)後始動跳脫該端斷路器，排除故障線路。

由上述兩項檢討及分析結果，竹科環路系統每段輸電線至少均可於 20 週波(0.33 秒)內排除故障，而每段輸電線均有延時 30 週波(0.5 秒)之第三區間做重疊後衛保護。

由於新竹科學園區環路系統均使用地下電纜，用戶與用戶自備變電所間之用戶線長度亦甚短，且地下電纜線路常數一般也比架空線路常數小許多，往往測距電驛第一區間標置值很小甚至低於傳統電磁式測距電驛最低使用範圍值，造成測距電驛第一區間以最低使用範圍值設定時，仍超過測距電驛第一區間標置值甚多，造成第一區間無法使用而犧牲掉瞬時跳脫，近年來由於數位式測距電驛的問世，電驛標置設定值最小可設定至 0.01 歐姆，標置大都能夠設定，但為避免因誤差造成測距電驛有多跳之虞，一般測距電驛第一區間延遲 9 週波(0.15 秒)以避開因瞬時始動而多跳之虞，讓主保護差流電驛先行瞬時動作。

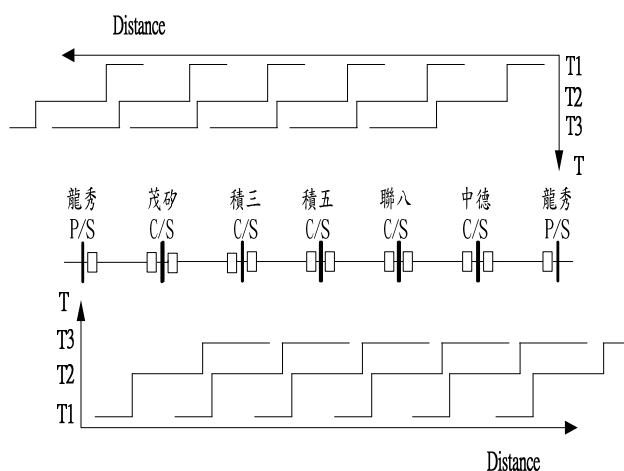


圖 14 各匯流排出口之測距電驛保護範圍及動作時間圖

VI. 結論

本文是對新竹科學園區 69kV 第二環路保護系統做探討與分析，經分析結果：在主保護方面，將原傳統副線電驛改用數位式差流電驛，數位式差流電驛有很多優點，例：故障定位，可迅速找到故障點，縮短停電時間；表計功能：螢幕可顯示電壓、電流值；自我檢測：電驛自我檢測及異狀示警，以利即時排除電驛不良、通信不良、變比設備不良或接線回路不良等狀況；系統事故紀錄：事故時之電壓、電流動態變化紀錄，有利事故現象、肇因之分析；事件順序紀錄：電驛元件動作時序紀錄，有利事故現象、肇因之分析；資料存取：可透過本端連接或遠方存取系統進行電驛標置變更及資料存取；可自行規劃：數位電驛之跳脫係以邏輯規劃，非常富有彈性，電驛內部有多組設定，可預先設定規劃，來達到需求，而在電驛加入系統對相取載試驗時，只需透過電腦連線即可以清楚的看到兩端的電流及差電流，很快就可以判斷出正確與否，相較於傳統副線電驛方便快捷很多。

而在後衛保護方面，將後衛保護由原

方向性過電流電驛改用數位式測距電驛，經 ASPEN 軟體模擬竹科 69kV 第二環路後衛保護結果可知，各電纜間單相接地故障時，其最快及最慢故障清除時間為當故障發生於積三及積五間的 1.59 秒與當故障發生於中德及龍秀間的 2.12 秒；各電纜間三相短路接地故障時，其最快及最慢故障清除時間為當故障發生於積三及積五間的 1.03 秒與當故障發生於茂砂及積三間的 1.68 秒。最長清除故障時間為 2.12 秒，最短清除故障時間為 1.03 秒，台電出口線路之過電流電驛動作時間較長（故均已裝設快速主保護，可快速動作），若地下電纜發生故障，將因故障電流流經電力設備之時間過長，造成電力設備之壽命減短或毀損，對電力系統產生嚴重的影響。

將台電端及科學園區環路用戶的後衛保護均改用三區間數位式測距電驛後，由第 V 章分析結果可知，不但可以達到良好的保護協調並縮短清除故障時間，第一區間於電纜中間 20% 重疊保護範圍可以在 0.15 秒清除故障；第一區間於輸電線未重疊 80% 之保護範圍，可以在 0.33 秒清除故障；使新竹科學園區 69 kV 環路大幅縮短 69 kV 故障清除時間並且可以達到良好的保護協調；所以改用三區間數位式測距電驛較目前使用方向性過電流電驛有較多優點。最長清除故障時間為 0.33 秒，最短清除故障時間為 0.15 秒，對科學園區高科技產業，可以提高供電品質及降低電壓驟降時間。

註：本文僅以 99 年當時之系統做技術上之探討，並不代表目前使用之電驛標置。

VII. 參考文獻

- [1] 李宏任，實用保護電驛，台北：全華科技圖書股份有限公司，2002。

- [2] 陳順斌，電力系統方向性過電流與測距電驛之最佳保護協調，碩士論文，台灣科技大學電機工程研究所，台北，1999。
- [3] 黃泉發，南科 161kV 環路後衛保護協調及系統電壓驟降模擬，碩士論文，成功大學電機工程研究所，台南，2006。
- [4] 盧光常，「淺談數位式電驛」，中華民國電驛協會會刊，第 10 期，1999，第 33 - 40 頁。
- [5] 鍾彰榮，「161 kV 科學園區用戶環路系統線路後衛保護採用過流或測距電驛之優劣」，中華民國電驛協會會刊，第 23 期，2006，第 66 - 82 頁。
- [6] M. H. Dwarkanath and L. Nowitz, "An application of linear graph theory for coordination of directional overcurrent relays," in Proc. Elect. Power Problems-The Mathematical Challenge, SIAM Meeting, 1980, pp. 104-114.
- [7] A. J. Urdenata, R. Nadira and L. Prez, "Optimal coordination of directional overcurrent relays in interconnected power system," IEEE Trans. Power Delivery, vol. 3, 1988, pp. 903 - 911.
- [8] M. R. Irving and H. B. Elrafie, "Linear programming for directional overcurrent relay coordination in interconnected power systems with constraint relaxation," Electric Power Systems Research, 1993, pp. 209-216.
- [9] B. Stedall, P. Moore, A. Hohns, J. Goody and M. Burt, "An investigation into the use of adaptive setting techniques for improved distance back-up protection," IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 11, no. 2, 1996, pp. 957-962.

數位式斷路器失靈保護電驛

汰換技術分析與因應措施

台電嘉南供電區營運處 王旭淋

壹、前言

99 年度台電公司規劃汰換斷路器失靈保護電驛 (Breaker Failure Relay, 以下簡稱 B.F. Relay), 嘉南供電轄區計畫汰換 112 套, 分配於嘉民超高壓變電所 50 套, 龍崎超高壓變電所 62 套, 預計利用兩個月的時程完成汰換工程。其汰換前盤面的設計規劃、斷路器對應設備的分析及整體風險的評估, 經過多次現場會勘及開會研討各種可行的方案, 最後再依據所彙整的資料訂定了各盤面的施工查檢表。面對實際執行上遇到多次新舊盤面規劃差異, 或現場比流器共用導致電驛是否閉鎖的決定, 如何兼具系統安全與汰換盤面的順利, 在在考驗電驛人員對現場圖面與實際接線的正確性判斷, 查檢表也因而多次修正, 並經模擬驗證來確認各項執行的結果均正確, 在期限內順利汰換完成 112 套 BF Relay, 堪稱數位電驛汰換史上的壯舉。

貳、斷路器失靈保護電驛之概述

一、保護電驛系統上的定位

斷路器失靈保護電驛屬於保護電驛系統中的後衛保護(backup protection), 是與主保護系統分開且獨立的另一套保護電驛, 其發揮功能之時機為當主保護因故失靈或閉鎖未能動作時, 該後衛保護即自動遞補主保護的功能進行保護。

二、斷路器失靈保護電驛動作時機

斷路器失靈保護的發揮時機在於電力

設備發生故障, 該設備之保護電驛雖然正確動作, 但因斷路器機構、跳脫線圈、控制回路等異常因素, 致該設備之斷路器不能正常啟斷時, 造成事故無法快速清除而導致系統不穩定, 此刻 B.F. Relay 動作經 12 週波後, 選擇跳脫相鄰之斷路器, 以縮小停電範圍, 圖 1 為其動作流程圖。

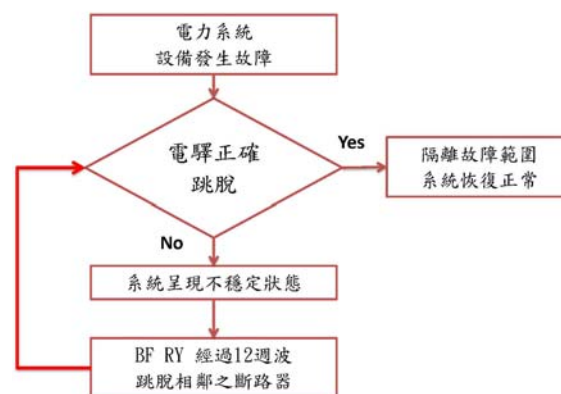


圖 1 斷路器失靈保護電驛動作流程圖

三、斷路器失靈保護電驛動作影響範圍

以下使用一個半斷路器系統為範例, 說明斷路器失靈保護電驛動作影響範圍, 如圖 2 所示, 當 #1 Bus 保護電驛或 #1-Line 保護電驛動作, #A CB 發生斷路器故障無法打開, 此時 #A CB 的 B.F. Relay 於 12 週波跳脫連接 #1 Bus 的所有 CB 及 #B CB, 此外透過 #1-Line 保護之 87L 的 DTT(Direct Transfer Trip)跳脫對方 CB, 透過 #1-Line 保護之 2IS/POTT(Permissive Overreach Transfer Trip System) 發射 Key 至對方。#B CB 及 #C CB 動作影響範圍以表 1 為詳細說明。

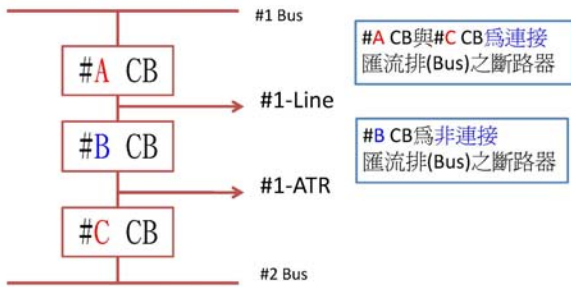


圖 2 斷路器失靈保護電驛動作保護範圍

表 1 B. F. RY 動作影響範圍

斷路器	動作條件	跳脫設備
#A CB	1. #1 Bus 保護電驛 2. #1-Line 保護電驛	1. 連接#1 Bus所有CB 2. #B CB 3. #1-Line 87L-DTT跳脫對方端CB 4. #1-Line 21S/POTT發射KEY
#B CB	1. #1-Line 保護電驛 2. #1-ATR 保護電驛	1. #A CB及#B CB 2. #1-Line 87L-DTT跳脫對方端CB 3. #1-Line 21S/POTT發射KEY 4. #1-ATR 87T1/86及87T2/86
#C CB	1. #2 Bus 保護電驛 2. #1-ATR 保護電驛	1. 連接#2 Bus所有CB 2. #B CB 3. #1-ATR 87T1/86及87T2/86

參、汰換前準備工作

一、電驛盤面資料蒐集、查對

(一) 資料蒐集

首先須至變電所電驛室確認每一盤面之電驛設備、位置、數量、斷路器號碼…等資訊。依下列分類將資料整理成易查對的格式：

1. 345kV 或者是 161kV。
2. 設備為線路或者是自耦變壓器。
3. 跳脫相關斷路器號碼(設備)。
4. CT 之匝比、組別，是否與其他設備共用。
5. 所屬盤面編號。
6. 盤面尺寸。

除了上述資料，需再注意故障指示器數量是否夠使用，電纜線及網路線長度丈量估算；此外，許多變電所是相當有歷史

的，電纜可能都被許多纜線壓在下方，無法再抽動，因此新盤面端子設計的位置及接線應盡量維持舊盤面的高度、位置。

(二) 資料查對

資料蒐集後可使用以下方法做再次確認，先至線路保護電驛盤面及 B. F. Relay 盤面確認使用 DTT 或者是 POTT 之 Key 功能之情況；至自耦變壓器保護電驛盤面及 B. F. Relay 盤面確認是否使用自耦變壓器差動保護電驛(87T1、87T2)跳脫迴路，以及跳脫自耦變壓器之高低壓側之斷路器號碼。

接下來使用變電所頁型化單線圖，如圖 3 所示，可以確認使用 CT 之匝比、組別，與其他保護電驛或者是錶計共用 CT 之情形，可供屆時汰換電驛盤面需進行 CT 短接或者閉鎖電驛之動作時參考。

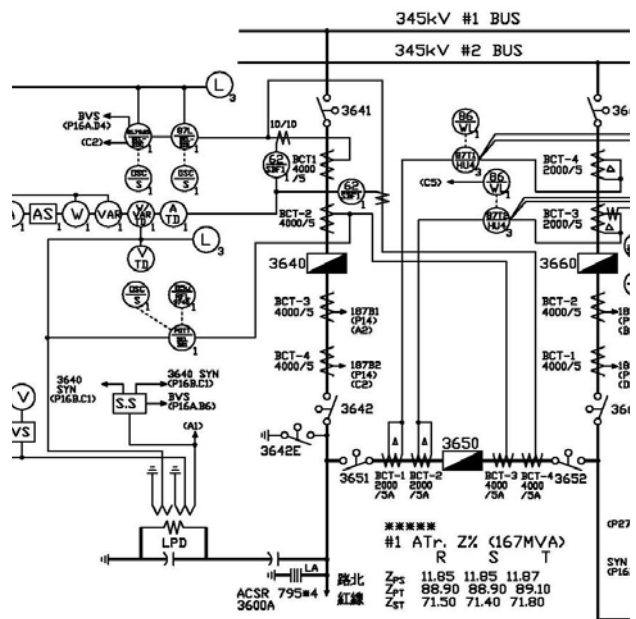


圖 3 變電所頁型化單線圖

二、數位式電驛盤面標置、邏輯、接線規劃

(一)汰換前後之電驛盤面異同

未汰換前之 B.F. Relay 盤面是由傳統電磁式保護電驛(如 ABB 公司的 SBF-1、SBF，GE 公司的 SBC23)、43BF(Lock Switch，閉鎖開關)及 86BF(Lock-Out

Relay，鎖閉電驛)三者所組成如圖 4 所示。汰換後之 B.F. Relay 盤面是由數位式保護電驛 SEL-351 取代電磁式保護電驛，使用 Push Button 及兩個 Test Switch 取代原本 43BF 的功能，86BF 則與汰換前之功能相同，汰換後的保護電驛盤如圖 5 所示。



圖 4 汰換前 B.F. Relay 盤面



圖 5 汰換後 B.F. Relay 盤面

(二)B.F. Relay 動作邏輯圖

B.F. Relay 動作邏輯如圖 6 所示，進行動作邏輯規劃之前，先針對其元件說明如下：

1. 50BF 瞬時過電流-斷路器失靈
2. BFI(Breaker Failure Initiation)
3. Retrip 再次輸出跳脫訊息
4. BF Time 動作時間 12 cycle
5. 101/SC 殘留接點
6. BFS(Breaker Failure Status)
7. 43BF 電驛閉鎖/啟用切換開關

8. 86BF 輔助跳脫閉鎖電驛

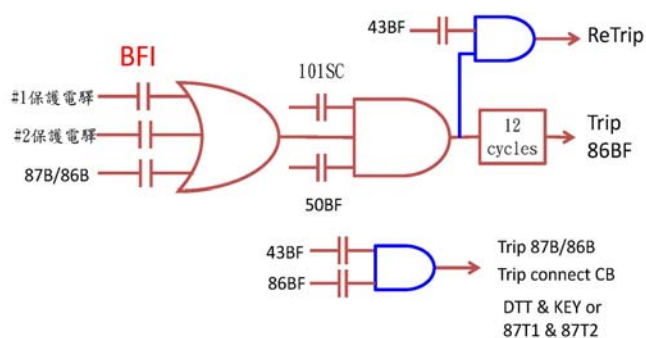


圖 6 B.F. Relay 動作邏輯

B. F. Relay 動作需滿足以下四個條件：

1. 101/SC 提供 P 電源-控制盤面 CB 投入開關切 至紅牌。
2. BFI P8+P9 任何能夠跳脫該斷路器的電驛動作訊息。
3. 50+50N 流過該斷路器電流達到始動值。
4. 斷路器投入中，事故發生時電驛動作後，故障尚未清除。

(三)B. F. Relay 邏輯、接線規劃

SEL-351 輸出單元規劃如圖 7 所示，每一輸出接點下功能說明如下：

1. OUT101 = RETRIP 3-PHASE
2. OUT102 = TRIPPING LOCKOUT RELAY
3. OUT103 = BFS BREAKER FAILURE STATUS
4. OUT104 = BFS RED LAMP
5. OUT105 = BFS GREEN LAMP
6. OUT106 = SPARE
7. OUT107 = SPARE
8. Alarm = Relay Failure Alarm

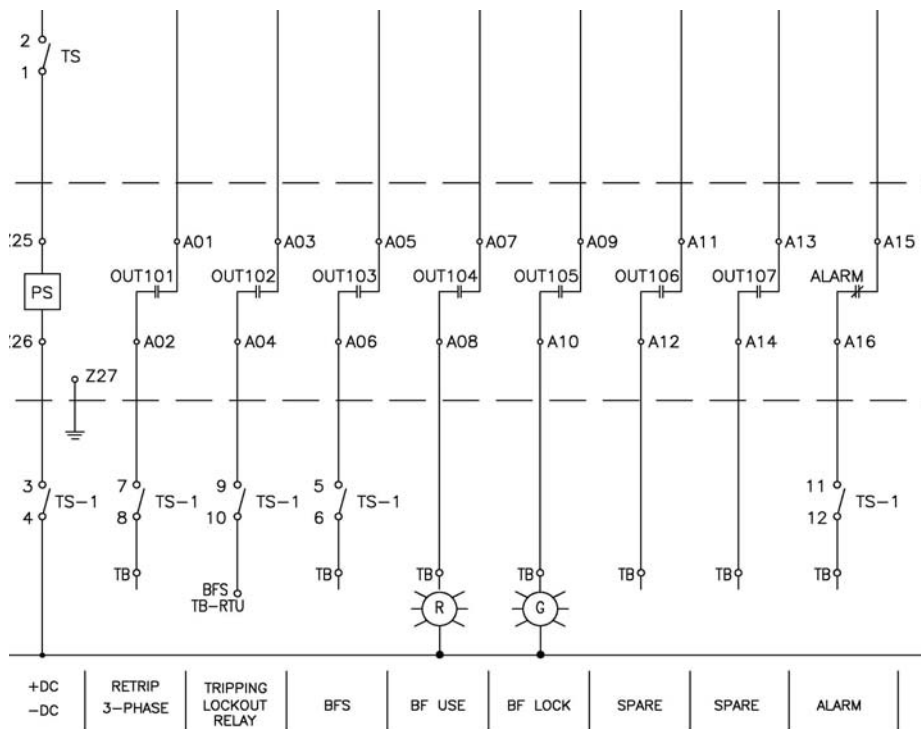


圖 7 SEL-351 輸出單元

SEL-351 輸入單元規劃如圖 8 所示，每一輸入接點下功能說明如下：

1. IN101 = BFI(Breaker Failure Initiation)
2. IN102 = SPARE

3. IN103 = BF USE
4. IN104 = BF LOCK
5. IN105 = SPARE
6. IN106 = SPARE

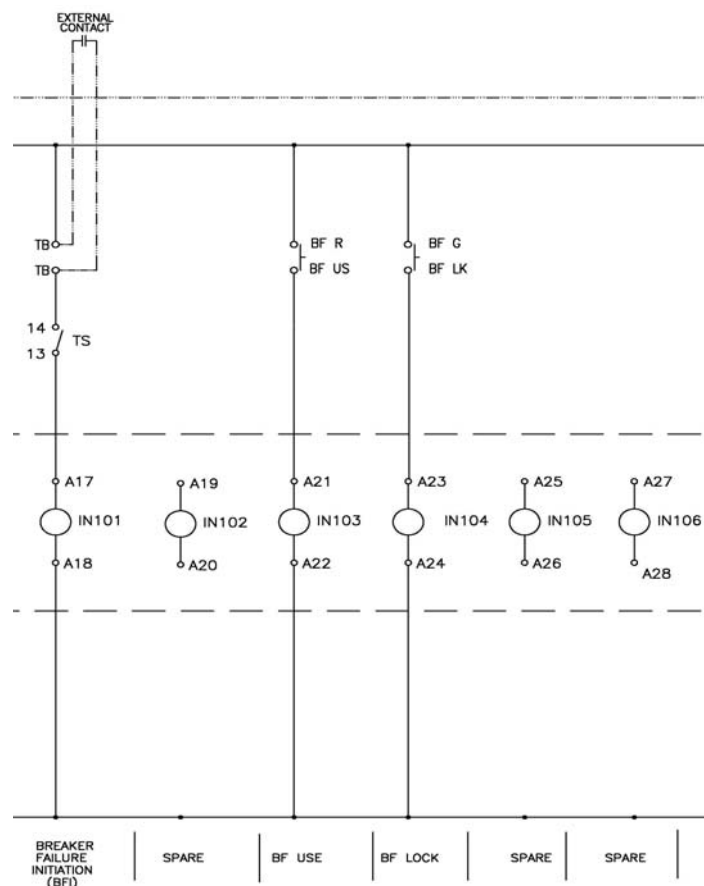


圖 8 SEL-351 輸入單元

使用兩組 Test Switch 之規劃如圖 9 所示，其中 TS-1 規劃為配合 SEL-351 輸出及輸入單元所運用 TS-1 規劃說明如下：

1. DC+ : 電驛直流工作電源(正電壓)。
2. DC- : 電驛直流工作電源(負電壓)。
3. BFS:OUT103。
4. Retrip:OUT101
5. Trip86:OUT102
6. Alarm: Relay Failure Alarm
7. B. F. I:IN101

TS-2 功能在於 B.F Relay 動作 86 後，其跳脫迴路、DTT、POTT 之 Key 可藉由 TS-2 上之閘刀進行隔離或者輸出之功能。TS-2 規劃說明如下：

1. BUS-1 Trip : 第一套 BUS Relay 跳脫迴

路(1BT、2BT)。

2. BUS-2 Trip : 第二套 BUS Relay 跳脫迴路(1BT、2BT)。
3. DTT-1 Trip : 第一套線路保護電驛之 DTT。
4. KEY-1 Trip : 第二套線路保護電驛 POTT 之 Key。
5. DTT-2 Trip : 345kV Tie CB 相鄰設備皆為線路時，另一側之第一套線路保護電驛 DTT。
6. KEY-2 Trip : 345kV Tie CB 相鄰設備皆為線路時，另一側之第二套線路保護電驛 POTT 之 Key。
7. ___ Trip : 相鄰斷路器跳脫迴路及 161kV 之 B.F. Relay 使用 87T1、87T2 跳脫迴路亦規劃於此。

TS-1									
DC+	DC-	BFS	Retrip	Trip 86	Alarm	B.F.I.	Spare	Spare	Spare

TS-2									
BUS-1 TRIP	BUS-2 TRIP	DTT-1 TRIP	KEY-1 TRIP	DTT-2 TRIP	KEY-2 TRIP	TRIP	TRIP	TRIP	TRIP

圖 9 Test Switch 規劃

(四)B. F Relay 標置規劃

要進行標置邏輯規劃，需使用 SEL 公司(Schweitzer Engineering Laboratories)之專用電驛連線軟體 AcSELeRator QuickSet 最新版，與 SEL-351 連線，編輯以下主要邏輯元件：

1. RST1: IN104*LT1。
2. SET1: IN103*!IN104*!LT1。
3. SV1: (50P1+50G1)*IN101
4. SV2: (50P1+50G1)*(SV2+IN101)
5. TR:(SV1T+SV2T)*(50G1+50P1)。
6. OUT101:SV1T*TRIP*LT1。
7. OUT102: SV2T*TRIP*LT1。
8. OUT103: !LT1。
9. OUT104:LT1。
10. OUT105: !LT1。

邏輯元件規劃完成，進行電驛標置設定，設定項目如下：

1. CTR、CTRN:CT 匝比。
2. 50P1P:瞬時相間過流元件。
3. 50G1P:瞬時接地過流元件。
4. SV1PU:Retrip 延時 0 週波設定。
5. SV2PU:Trip86 延時 12 週波設定。

三、組裝盤面廠驗

規劃邏輯及接線後，配合現場舊盤面圖資，繪製出新盤面接線圖，廠商將其組裝成盤。廠驗前需先擬定好查檢表，依據查檢表一一檢測盤面配線位置及電驛各項輸出與輸入是否正確，屆時在工程汰換施做時，可減少測試的時間，同時也縮短解決外部接線有誤的查驗時間。

第一部分先確認以下事項：

- (一)各盤面的電驛位置及數量。
- (二)CT、DC 端子排位置是否與設計相符。
- (三)PK-2 抽出後，正面上下螺絲是否確實鎖緊。

第二部分是進行電驛本體及相關動作點及動作訊號的測試：

- (一)DC 電源確認:將 Test Switch 隔離 Key 扳開，量測是否有短路現象，電壓伏特數及正負極。
- (二)電驛標置上傳並確認。
- (三)Push Button(Use/Lock)功能及 BFS 測試。
- (四)Alarm(RYFA)測試。
- (五)CT 迴路確認:以儀器注入三相電流，判斷 PK-2 至電驛之間的接線正確。
- (六)C 迴路確認:確認 86 動作切斷 C 迴

路之正確性。

(七)Retrip(OUT101)迴路及電驛動作時間確認。

(八)Trip86(OUT102)迴路及電驛動作時間、電驛相間及接地元件測試、BFA試驗。

(九)BFI(IN101)條件對電驛的動作影響。

四、編寫汰換工程查檢表

無論是進行試驗或者汰換工程，都需事先擬定標準作業程序，以防人為疏忽造成設備誤動作，本次 B. F. Relay 汰換工程查檢表以盤面為單位，依照以下步驟編寫而成：

(一)KY、TBM 召開並確認相關設備狀況。

(二)閉鎖受影響電驛。

(三)共用或改接 CT 受影響之電驛取載。

(四)CT 短接、改接。

(五)盤面拆立、訊號線拆接。

(六)電驛相關試驗、迴路確認。

(七)CT 及閉鎖電驛復原。

(八)汰換完成加入系統。

編寫查檢表過程中，發現當 B. F. Relay 與輸電線路第一套保護電驛 87L+21S 共用 CT 時，若採取開關場短接 CT 方法，則第一套主保護在汰換期間必須保持閉鎖狀態，於汰換其間發生事故，會因第二套保護電驛 21S/POTT 清除故障不夠迅速，可能導致系統運轉上的不安全，因此擬定 CT 共用施工原則，如圖 10 所示。原則上讓至少一套高速跳脫的主保護電驛保持正常使用。

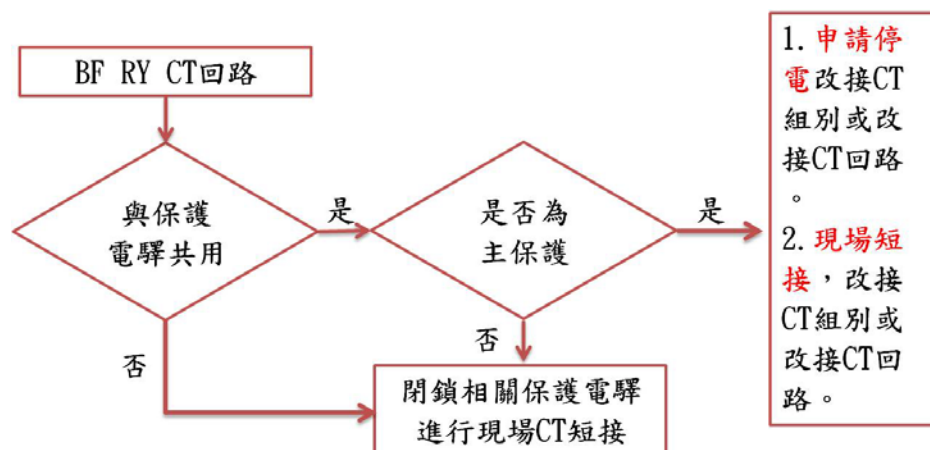


圖 10 CT 共用施工原則流程

在釐清整個 CT 迴路過程中，發現較為老舊的變電所 CT 電纜從現場佈放至控制室後，規劃需經過的盤面順序，會因設計單位不同而有所差異，如圖 11(a)-(b)所示，為常遇到的兩種典型 CT 迴路。另外，還有兩種較特殊的情形，其一是輔助 CT 因為電驛盤後空間不足，

裝置在既非 B. F. Relay 盤，也非相關之保護電驛盤盤後，在確認 CT 迴路時，花了相當多的時間；其二是 CT 電纜從現場至 B. F. Relay 盤端子台後未直接進入電驛，而是先至線路保護電驛盤後再回到 B. F. Relay 盤。若輸電線路第一套保護之 CT 是在 B. F. Relay 之後，需要進行

斷路器啟斷，將 CT 迴路進行改接，使第一套保護電驛處於保護狀態，再改接完

成送電前，須確認相關 CT 迴路是否有開路現象。

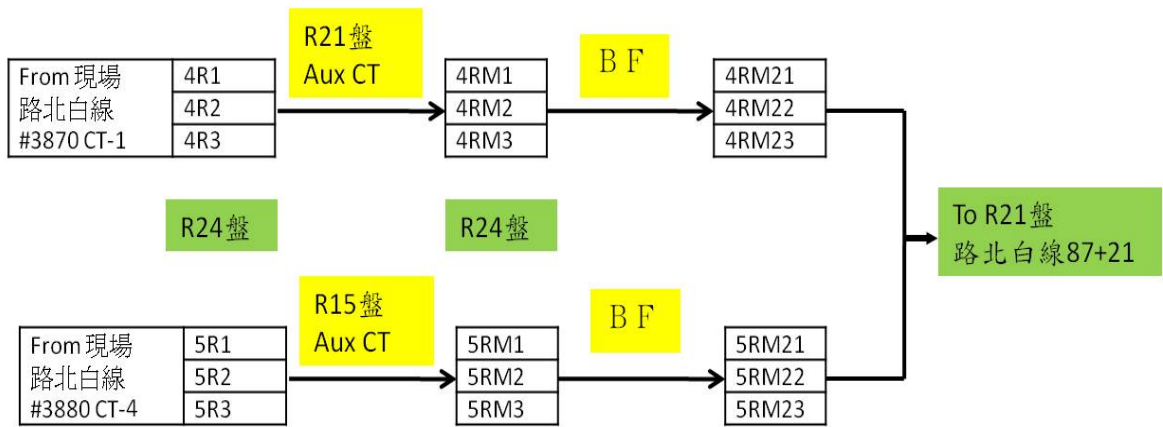


圖 11(a)

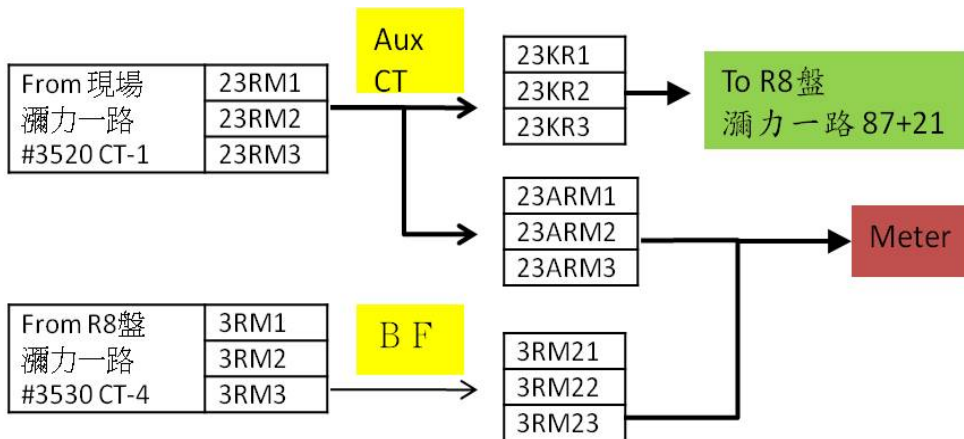


圖 11(b)

肆、汰換過程相關試驗

一、汰換中需注意之問題

汰換期間，除依事先擬定的查檢程序執行外，仍需注意以下事項：

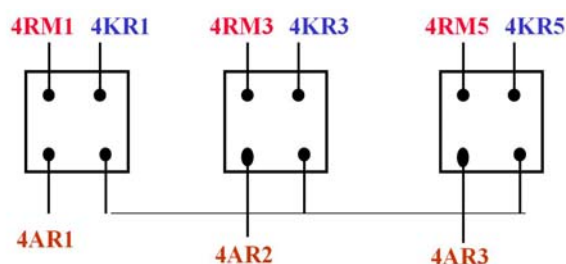
- (一)確實掌握系統狀態：與值班人員溝通並確切掌握當天是否有其他工程施做中。如龍崎 E/S 345kV B.F. Relay 其斷路器相關設備為線路者，其 CT 多與第一套線路保護電

驛共用之，若有其他部門排定停電工作，可安排相關之 B.F. Relay 盤面於此段期間汰換，可避免進行 CT 改接，或者是電驛閉鎖的機會。此外，汰換期間於同一變電所遇其他系統操作時，盡可能暫停工程之進行，讓值班主任專心進行操作，避免誤動作發生。

- (二)縮短電驛閉鎖時間：現場短接 CT 時，需閉鎖相關保護電驛，請於確

認短接正確 CT 組別後，盡快恢復非短接 CT 組別的保護電驛。若有引接輔助 CT，需在接線完成後，利用儀器注入電流確認接線是否正確，再從電驛之 Meter 功能及表計盤之 Meter 做確認。

- (三)CT 的零相接地點確認：共用 CT 時，會利用輔助 CT 來引接至兩組不同的設備，通常輔助 CT 一次側則直接串接至主保護電驛，而二次側則連接至 B.F. Relay 或至表計盤，輔助 CT 一次側，只須在現場進電驛盤之第一點接地，第一套保護電驛盤則不需接地；輔助 CT 之二次側 CT 則須另外接地。輔助 CT 之示意圖如圖 12 所示。



4RM 為現場 CT；4KR 為旁通 保護設備 CT；

4AR1 為輔助 CT 至 BF Ry

圖 12 輔助 CT 示意圖

- (四)直流電源的確認：變電所若設置多組蓄電池（DC 電源），需注意 PRTU、NRTU、AP、BFS、BFA、F 等接線不能屬不同組蓄電池而混接併用。

一、汰換中試驗項目

- (一)閉鎖欲汰換盤面之 B.F. Relay，隔離 Bus Relay 盤之 1BT、2BT 至汰換完成；隔離線路保護電驛盤之 DTT，在線路保護電驛盤面拆線並用絕緣膠帶包覆，同時在 B.F. Relay 盤利

用表計監視 DC 電壓，確認迴路正確；線路保護電驛盤 21S/POTT 之 Key 由於非直接跳脫訊號，毋須拆線隔離；變壓器保護電驛盤之 87T1、87T2 跳脫迴路隔離，在變壓器保護電驛盤拆線並用絕緣膠帶包覆，同時在 B.F. Relay 盤利用表計監視 DC 電壓，確認迴路正確。

- (二)與 B.F. Relay 共用 CT 之保護電驛盤進行汰換前取載，以便汰換完成後能夠對照。

- (三)依實際 CT 迴路及保護電驛狀況決定現場是否進行 CT 短接或改接，狀況分為以下四種情形：

- (1) B.F. Relay 獨立使用一組 CT，無與其他保護電驛共用，或者是共用 CT 之電驛為後衛保護者，則採取現場 CT 短接方式。於汰換期間閉鎖共用 CT 之保護電驛。至現場短接 CT 前，需閉鎖相關 Bus Relay (若為 345kV 則有第一套及第二套)，而避免 CT 組別短接錯誤，需暫時閉鎖同一斷路器相關尚未閉鎖之保護電驛。

- (2) 345kV 輸電線路保護電驛與 B.F. Relay 共用 CT，兩套保護皆為 87L+21S，則採取現場 CT 短接方式。首先閉鎖相關 Bus Relay，避免至現場短接 CT 時短接錯誤組別，閉鎖共用 CT 之保護電驛，若共用之設備為 345kV 輸電線路第一套保護電驛，以拔除通訊線方式閉鎖雙端差流電驛，測距電驛則直接隔離跳脫訊號，至於輸電線路第二套保護電驛則在現場要進行短接之短暫

時間進行閉鎖，現場人員與 B.F. Relay 盤後人員確認 CT 組別短接正確且電流為零，立即恢復第二套保護電驛功能。

- (3) 345kV 輸電線路保護電驛與 B.F. Relay 共用 CT，第一套保護電驛為 87L+21S，第二套保護電驛為 21S/POTT 者，採取斷路器輪流啟斷，CT 改接之方式。首先閉鎖第一套保護電驛，啟斷斷路器後以鉤表確認電流為零後，利用備用端子台將原設計先經過 B.F. Relay 盤之 CT 回路改接至第一套保護電驛，改接後確認 CT 無開路現象，投入斷路器，並以鉤表確認負載大小及相序皆正確才可將第一套保護電驛復用。在汰換過程中遇有部分盤為線路相關兩個斷路器 CT 迴路皆先至 B.F. Relay 盤，一進一出 B.F. Relay 後兩者併接至第一套保護電驛，以正常輪流啟斷方式改接會出現 CT 開路情形，故採取一個斷路器啟斷，另一個以 PK-2 抽出將其迴路短路，再進行改接。
- (4) 自耦變壓器第二套差動保護電驛(87T2)與 B.F. Relay 共用 CT，亦採用現場短接 CT 方式。於汰換期間將 87T2 閉鎖，閉鎖 87T2 之方式除了將其 43 切至閉鎖狀態外，還需將電驛跳脫接腳的 Key 隔離，由於自耦變壓器保護電驛仍為傳統式電驛設計，43 閉鎖時，自耦變壓器之 87T2 若一組 CT 短接，一組正常使用，發生外部事故，87T2 之電驛會

動作 86，待汰換完成欲恢復 43 時，可能會疏忽而未復歸 86，造成變壓器非預期停電的狀況。

(四) 電驛盤面拆、立盤及訊號線拆、接之步驟及需注意事項為分為以下四個部份：

- (1) PK-2 拔除，步驟排在 CT 共用改接或現場短接 CT 之後，若未確認而拔除，可能使得共用 CT 之保護電驛動作。
- (2) 舊有電驛盤端子台從電驛盤面卸下前，則先採用保留端子外部接線及內部 PRTU、P、T、C 等回路的跳接線，其餘內部端子接線均逐一拆剪後，以絕緣膠帶包覆。盤面拆卸須先閉鎖鄰盤可能受震動而動作之電驛，並將左右鄰盤之接地銅排使用臨時銅線引接，以確保接地回路正常。
- (3) 設計組裝新電驛盤端子台與舊電驛盤端子台高度、位置盡量保持一致，接線從舊端子台一條一條改接至新端子台，減少錯接的可能性，且當測試有誤時，也較易查對錯誤原因。
- (4) 當拆接 PRTU 接線時，可能會因共用電源而出現部分設備狀態變化的假訊號，因此改接前須知會值班人員，避免造成誤判系統狀態；拆接 P、N、T 迴路時，控制盤面 CB 投切狀態監視之紅燈會熄滅(345kV 為與第一套保護電驛共用同一 P 迴路之監視紅燈熄滅，第二套電驛使用電源監視紅燈依舊亮著)，另外拆 P、N 迴路也可能影響並接之相關電驛的工作電源，需事先告知值班

人員，若受影響者為數位電驛，則須至該盤將其工作電源切至 OFF 狀態，待 P、N 迴路改接完成，至控制盤面確認紅燈恢復，再以電表量測電驛工作電源回路正確後恢復電驛工作電源。

(五)電驛特性試驗及迴路確認分為以下幾個步驟來說明：

- (1) 利用保護電驛試驗儀器進行相關電驛特性試驗，依照擬定之試驗表格如表 2 所示。相間瞬時過

流元件 5 安培，接地瞬時過流元件 1 安培，試驗前需先模擬 BFI 訊息（短接該組 B. F. Relay 的 P8、P9 端子），並且需確認 CT 回路是否正常無開路現象，若有，則先以短接線暫時將電驛盤內部 CT 開路部分短接。Retrip Time 為瞬時過流動作時間，BF Time 為延時過流動作時間（設定 12 週波）。

表 2 電驛試驗紀錄表-特性試驗

一、特性試驗 Setting:50/50N=5/1 BF Time=12 cycle

50BF	Iab	Ibc	Ica	In	Retrip Time(cycle)	BF Time(cycle)
3510	5.01	5.01	5.01	1.01	1.86	13.55
3520	5.01	5.01	5.01	1.01	1.73	13.68
3530	5.01	5.01	5.01	1.01	1.8	13.5
3540	5.01	5.01	5.01	1.01	1.82	13.54
3550	5.01	5.01	5.01	1.01	1.8	13.42
3560	5.01	5.01	5.01	1.01	1.76	13.49

- (2) 電驛動作訊息測試表格如表 3 所示。

BFS 為電驛使用或閉鎖的狀態點。同一盤面電驛之 BFS 訊息皆採並接方式設計，因此當同一盤面任一組電驛切於閉鎖閉鎖狀態，則遠端監控設備（RTU）則會收到閉鎖訊息。

F 為數位電驛故障警報點。同一盤面電驛之 F 警報訊息皆採並接方式設計，當同一盤面任一電驛工作電源消失、電驛硬體故障或標置變更時，則 RTU 會收到數位電驛故障警報。

BFA 為 86BF 動作警報點。同一

盤面電驛之 BFA 訊息皆採並接方式設計，當同一盤面任一 86BF 動作，RTU 會收到斷路器失靈故障電驛動作訊息。

1BT、2BT 為觸發匯流排電驛動作訊號。回路測試時，則於 B. F. Relay 保護盤分別短接 BP、1BT 與 BP、2BT，利用電表監視 Bus Relay 盤迴路是否正確。

DTT 為線路保護遠端直接跳脫訊號。迴路測試前，請先拆除線路保護盤面的 DTT 接線端子，並於 B. F. Relay 盤量測 DC 電源是否消失，確認完成後，再於 B. F. Relay 盤將 DTT 兩芯電纜短接，

於線路保護電驛 87L 處量測迴路是否正確。

KEY 為 POTT 線路保護允許跳脫訊號。測試方式與 DTT 相同，由於非直接跳脫，故於 BF. Relay

盤短接，在 21S/POTT 之音頻機 RFL 9745 觀察傳送及接收燈是否亮起。

CB 為測試 86BF 動作後，C 迴路 (Cut Off) 隔離之情形。

表 3 電驛試驗紀錄表-電驛動作訊息

二、電驛動作訊息

項目	BFS	F	BFA	Set1/1BT	Set1/2BT	DTT	KEY	CB		
3510	V	V	V	V		V	V	3520		
3520	V	V	V			V	V	3510	3530	
3530	V	V	V		V	V		3520		
3540	V	V	V	V		V		3550		
3550	V	V	V			V	V	3540	3560	
3560	V	V	V		V	V	V	3550		

BFI 為來自跳脫該跳斷路器之保護電驛動作訊息，其訊號由 P8、P9 迴路來確認，試驗方法則先在 B. F. Relay 盤端子台確認 P8 是否帶正電壓，若無則表示該斷路器目前為啟斷狀態；P9 迴路測試，利用電驛輸入單元接點 IN101 感應 DC 負電源至 P9，再利用 TS-1 的 B. F. I 閘刀投切狀態的改變，分別在該斷路器相關之線路保護盤、BUS Relay 盤或自耦變壓器盤，其端子台用電表量測，當 B. F. Relay 盤之該電驛 B. F. I 閘刀投入時，該對應保護電驛盤會量測到 DC 負電壓。

(六)當以上電驛相關試驗皆完成後，開始進行 CT 迴路復原改接。與汰換前改接一樣，須先進行取載以供改接完成比對；閉鎖欲改接影響之保護電驛，改接完後必須使用電表或

儀器注入電流量測迴路是否開路才能恢復現場 CT 短接或斷路器投入送電。汰換前拆下之 DTT 及 87T1、87T2 跳脫迴路此時也可復原，復原時需用絕緣膠帶遮蔽相鄰接線，防止誤碰觸。

(七)所有接線完成後，則進行電驛盤面加入系統前的最後測試及確認：

- (1)量測 Test Switch 上的電壓訊號，TS-1 量測值整理如表 4，TS-2 量測值整理如表 5。
- (2)鉤式電表量測 CT 二次側電流，並用 PC 連線電驛進行取載試驗，確認電驛匝比設定，及電流相序。
- (3)PC 連線電驛，核對電驛標置並留存紀錄。
- (4)恢復汰換前隔離之 Bus Relay 盤 1BT、2BT，並將 B. F. Relay 之

TS-1、TS-2 開刀切至 ON 狀態，請值班人員共同確認後，將電驛切換至使用狀態，加入系統。

- (5) 由於每一盤之電驛數量不一定相同，且各自有各的獨立性，我們也針對盤面加強一些標示，如

圖 13(a)、(b)，標明各自 B.F. Relay 跳脫相關斷路器編號，測試時需閉鎖相關線路保護電驛之 DTT，PK-2 拔除可能造成差動電驛動作等標示，讓至盤面進行工作的人員能夠掌握盤面狀況。

表 4 TS-1 量測值

TS-1(KEY切開時)	KEY 上方	KEY下方
DC+	0	+65V
DC-	0	-65V
BFS	Use:0 ; Lock:+65V	BFS並接者有一顆以上之電驛狀態為Lock，則電壓+65V；若無則為-65V
Retrip	0	-65V
Trip86	0	-65V
Alarm	0	-65V
BFI	-65V	空

表 5 TS-2 量測值

TS-2(KEY切開時)	KEY 上方	KEY下方
BUS-1 Trip	0	0
BUS-2 Trip	0	0
DTT-1 Trip	0	0(可能為+10V~-10V間之感應電壓)
KEY-1 Trip	0	-65V
DTT-2 Trip	0	0(可能為+10V~-10V間之感應電壓)
KEY-2 Trip	0	-65V
___CB Trip	0	CB 投入，電壓為-65V CB打開，電壓為+65V



圖 13(a)



圖 13(b)

伍、結論

目前台電公司更換數位式 B.F. Relay 的施工方式有兩種，第一種為保留原盤面的 43BF 及 86BF，拆取出原來的 EM 電驛並修整盤面至適當大小後，裝設新款數位式 B.F. Relay 及 Test Switch，從停電施工配線到測試完成，一組 B.F. Relay 需花費 2 個工作天。而本文章所研討分析的汰換技術，則以盤面為單位，同時汰換多套的 B.F. Relay，平均 5 個工作天，約完成將近 20 套 B.F. Relay，

大量減少工作時數，並且不影響各項設備送的電狀態。

電驛數位化，對台電公司系統安全有很大的貢獻，在不影響系統送電狀態下進行電驛汰換，必須採取許多措施避免危險發生，依據現場狀況，考量系統設備保護功能的正常與否，進而修正汰換查檢表，系統及設備安全的管控，成為一個很重要的工作。

陸、參考文獻

- [1] 實用保護電驛 李宏任
- [2] 電力系統運轉操作章則彙編
- [3] SEL-351-5, -6, -7 Protection

System
Manual(SCHWEITZER
LABORATORIES, INC.)

Instruction
ENGINEERING

示波器與故障波形分析實例說明

台電高屏供電區營運處 彭雲忠

壹、前言

在台電的示波器(Oscilloscope)實為一故障紀錄器(Fault Recorder)，主要用途在於電力系統上用來紀錄電力事故發生前、中、後相關設備訊息資料。其紀錄的資料內容涵蓋了發生事故之時間、電壓、電流波形及保護電驛、斷路器動作狀態等資料，可做為事故原因研判及電驛、斷路器動作正確與否之分析，有利於維護整個電力系統更為安全與可靠。

示波器在規劃數量的採購及實際安裝在變電所上的取樣點數，皆直接或間接影響日後調度運轉及維護人員對事故判讀的正確性與否。故示波器能否完全紀錄事故資料的詳實性和其監視範圍涵蓋的廣泛性，更是直接影響電力事故即時判斷與日後維修處理的重要依據。

本文旨在介紹電力系統實際發生案例，再反證示波器應用於故障波形分析的探討，說明事故分析之專業人員可參考廣泛的事故分析經驗，以利正確解讀事故類型的真實性。

貳、示波器的安裝及取樣點規劃

依據台電 92 年公佈的故障紀錄示波器規劃準則，適用於新加入系統之示波器，其準則中對於各電壓等級配置的變電所亦所規範。以下簡單說明規劃內容：

一、依安裝地點

(一)超高壓變電所(E/S)

345kV 及 161kV 系統分別裝設示波器壹套，且安裝於專用之示波器盤面。若本

所含 69 仟伏系統，則 69kV 系統部分亦請參照一次變電所故障紀錄示波器之設計準則，單獨裝設壹套示波器。

(二)一次變電所(P/S)

一次變電所中，161kV 及 69kV 系統分別裝設示波器壹套，且安裝於專用之示波器盤面。

(三)一次配電變電所(D/S)

一次配電變電所中，裝設示波器壹套且安裝於專用之示波器盤面。

註：依本準則設計安裝，若壹套示波器不足以容納監視設備，則請依實際需求增設之。

二、依取樣準則

(一)345kV 系統用示波器：

1. 交流頻道 (AC Channel) 部分：

(1) 比壓器 (PT)：共計四個電壓頻道，取 345kV 任一回線線路比壓器之 R, S, T 三相及零相電壓 V_0 。

註：1、取自保護電驛用比壓器繞組。

2、發電廠 345KV 開關廠示波器則取自母線電壓切換開關 (BVS) 後一號母線之比壓器。

3、如需裝用第二套以上之示波器，則第二套以上示波器之比壓器取不同輸電線路之電壓或不同母線經母線電壓切換開關 (BVS) 後之母線電壓。

(2) 比流器 (CT)：所有 345KV 線路比流器 R、S、T 三相及零相電流 I_0 。

註：取自儀表用比流器 CT。

2. 直流頻道 (DC Channel) 部分：

- (1) 所有 345kV 之斷路器狀態 (CB Status) 指示。
- (2) 線路第一套主、後衛保護電驛動作 (Ry Trip) 指示。
- (3) 線路第二套主、後衛保護電驛動作 (Ry Trip) 指示。
- (4) 自耦變壓器高壓、低壓及三次側斷路器保護電驛動作 (Ry Trip) 指示。

(二) 161kV 系統用示波器：

1. 交流頻道 (AC Channel) 部分：

- (1) 比壓器 (PT)：共計四個電壓頻道，取自母線電壓切換開關 (BVS) 後一號母線比壓器之 R, S, T 三相及零相電壓 V_0 。

註：1、取自保護電驛用比壓器繞組。

- 2、如需裝用第二套以上之示波器，則第二套以上示波器之比壓器取自不同母線經母線電壓切換開關 (BVS) 後之母線電壓。

(2) 比流器 (CT)：

- a. 所有 161 仟伏線路比流器 R、S、T 三相及零相電流 I_0 。

註：取自儀表用比流器 (CT)

- b. 所有變壓器中性點接地比流器 (NCT)，如變壓器為兩繞組，則兩組中性點接地比流器 (NCT) 併接後共用一個示波器交流頻道 (AC channel)。

2. 直流頻道 (DC Channel) 部分：

- (1) 所有 161kV 之斷路器狀態 (CB Status) 指示。
- (2) 所有 161kV 線路主、後衛保護電驛動作 (Ry Trip) 指示。
- (3) 自耦變壓器低壓及三次側斷路器保護電驛動作 (Ry Trip) 指示。
- (4) 161/69kV 主變壓器高、低壓側斷路器保護電驛動作 (Ry Trip) 指示。

- (5) 161/22kV 配電變壓器高壓及低壓側第一、二組斷路器保護電驛動作 (Ry Trip) 指示。

- (6) 161kV 聯絡斷路器保護電驛動作 (Ry Trip) 指示。

(三) 69kV 系統用示波器：

1. 交流頻道 (AC Channel) 部分：

- (1) 比壓器 (PT)：共計四個電壓頻道，取自母線電壓切換開關 (BVS) 後一號母線比壓器之 R, S, T 三相及零相電壓 V_0 。

註：1、取自保護電驛用比壓器繞組。

- 2、如需裝用第二套以上之示波器，則第二套以上示波器之比壓器取自不同母線經母線電壓切換開關 (BVS) 後之母線電壓。

- (2) 比流器 (CT)：所有 161/69kV 主變壓器之 69kV 側之 R, S, T 三相電流及中性點接地比流器 (NCT) 之零相電流 I_0 。

註：取自儀表用比流器 (CT)

2. 直流頻道 (DC channel) 部分：

- (1) 所有 69kV 之斷路器狀態 (CB Status) 指示。
- (2) 所有 69kV 線路主、後衛保護電驛動作 (Ry Trip) 指示。
- (3) 69kV 母線聯絡斷路器之保護電驛動作 (Ry Trip) 指示。

三、依起動元件準則

- (一) 345kV 系統用示波器由 345kV 線路第一套主保護電驛及第二套主保護電驛之示波器起動接點起動。

- (二) 345/161kV 自耦變壓器之瞬時過電流電驛 (50) 及接自中性點接地比流器 (NCT) 之接地瞬時過電流電驛 (50N)，則利用兩組示波器專用輔助電驛 (74) 之接點分別起動 345kV 及 161kV 系統用之示波器。

(三) 161kV 系統用示波器由 161kV 主保護電驛及後衛保護電驛之示波器起動接點起動。

(四) 161/69kV 主變壓器之瞬時過電流電驛 (50) 及接自中性點接地比流器 (NCT) 之接地瞬時過電流電驛 (50N)，則利用兩組示波器專用輔助電驛 (74) 之接點分別起動 161KV 及 69KV 系統用之示波器。

(五) 69kV 系統用示波器由所有 69KV 線路保護電驛之瞬時過電流電驛 (50) 及接地瞬時過電流電驛 (50N)，利用壹具示波器起動用輔助電驛起動示波器。

對於現行示波器的採購規格，皆已符合台電對示波器監視頻道要求的數量：類比訊號 32 頻道、數位訊號 64 頻道和警示訊號 3 頻道，如圖 1 所示。

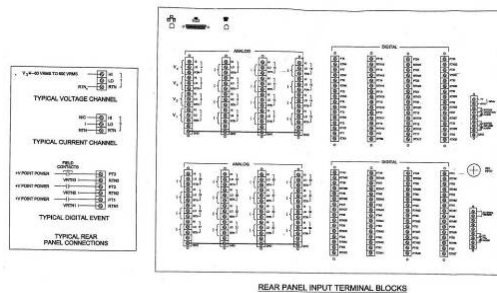


圖 1 示波器背板輸入端子圖

參、事故案例分析

本次舉○○一次變電所 (簡稱 P/S) 69kV 側匯流排(BUS)事故說明，該事故發生處現場為開放式屋外型的鋁管雙匯流排設施 (在台灣電力系統配置中，P/S 大多為早期的輸變電設備，其設置場所一般為台灣農工業發展初期之負載鄰近處)。事故發生前該所為全系統正常的供電中，事故發生的肇因疑為飛鳥啣草藤經過並由空中掉落於近匯流排的線路空斷開關 (ABS) 之引線端子上，其下垂處碰及絕緣碍子而引

發閃絡事故(如圖 2)，導致 69kV #1BUS 保護電驛動作跳脫相關斷路器以隔離故障點。



圖 2(a) 現場屋外開放式匯流排



圖 2(b) 草藤碰及絕緣碍子的照片

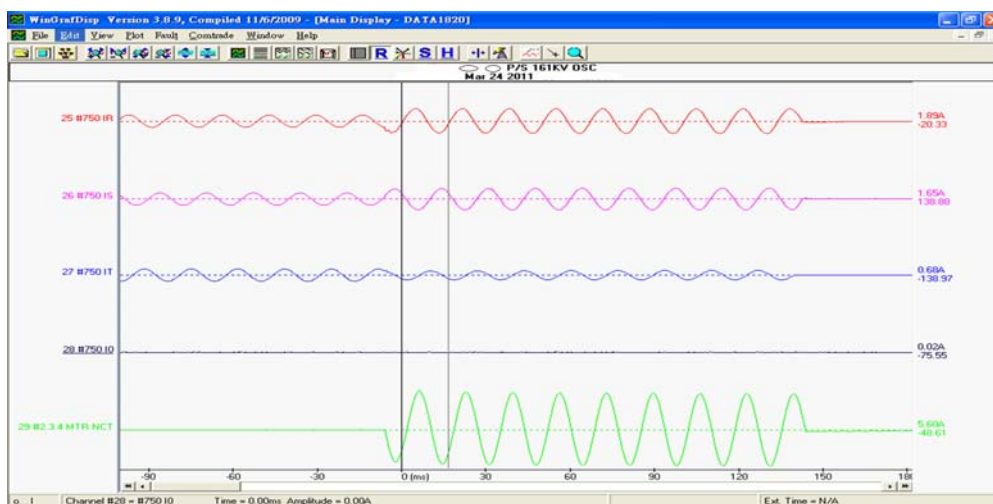


圖 3 ○○P/S 69kV#1BUS 故障波形

在探討機電事故原因時，除了現場人員的說辭及蒐集的證物外，仍需要事故發生時所紀錄的電氣訊號資料來綜合研判，以佐證並相對應事故原因的正確性。這裏所提及的電氣訊號資料來源就泛指是示波器紀錄故障波形與數位保護電驛動作紀錄資料，而本事故動作跳脫的電驛為 69kV #1 BUS 保護電驛，該匯流排電驛現為傳統電磁式(E/M)電驛，並無紀錄電驛動作波形及資料儲存功能，故研判事故之電氣訊號僅剩存示波器紀錄的波形資料可供參考。

由於○○P/S 屬於年代較久的變電所，且沿用舊的示波器配置方式，故雖為一次變電所設備量，卻也僅有一具示波器的監視取樣量。在實際配線上仍以 161kV 用電設備取樣監視為主，僅留一組 No.1 主變低壓側(69kV 側)電流監視頻道(I_R 、 I_S 、 I_T 、 I_N)及 No.2~No.4 中性點接地電流(I_{NCT})並接一點作為監視取樣判別用，其事故當時的紀錄波形資料如圖 3 所示。

由上圖示波器所紀錄的故障波形判讀時，很容易的認為故障類型為 R-S 相間接地故障。若透過軟體模擬故障電流和暫態向量分析後，仍可明顯的瞭解故障類型非上述的兩相接地故障，而僅是單相接地故障所引起的一特別狀態波形圖。

肆、示波器故障波形解析

在此先說明○○P/S 示波器引接的方式，再藉由故障模擬軟體(ASPEN)所導出的數據，進而解讀其中的差異處。○○P/S 的主變壓器共有四台，其中三台主變壓器二次側中性點皆經由 30Ω 電抗接地，一台則保持不接地為原則，而事故紀錄的示波器引接正是下圖 4 中 No.1MTr 低壓側#750 斷路器之電流監視量(I_R 、 I_S 、 I_T 、 I_N)及#2~#4 MTr(I_{NCT})並接點監視頻道。

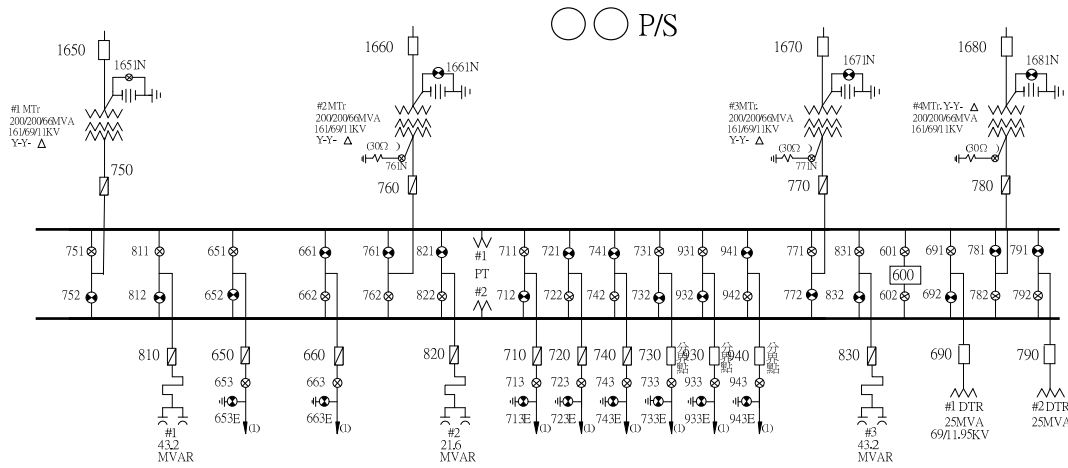


圖 4 ○○P/S 主變壓器接地系統示意圖

在此採取兩階段步驟的分析，來驗證故障類型：

一、ASPEN 模擬不同故障類型

(一) 匯流排兩相接地故障：

在不考慮負載因素下，可得到相間短路故障相別的電流約近 26kA，如圖 5-1 所示。

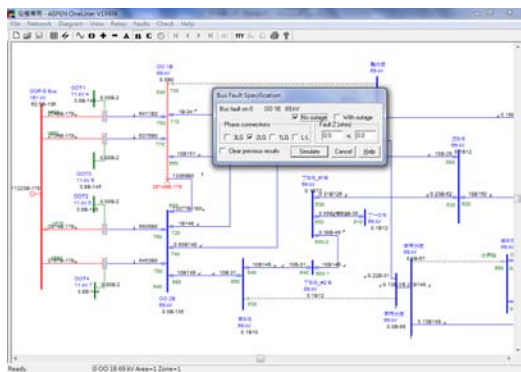


圖 5-1 ASPEN 模擬兩相接地故障

同時由模擬故障時的#750 電壓 (V)、電流(I)數據繪製出向量圖供參考判斷，如圖 5-2 所示。

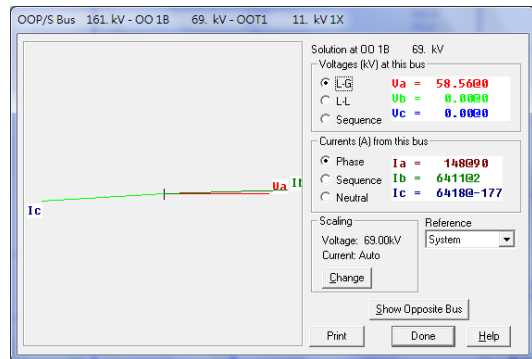


圖 5-2 B-C 相接地故障 V、I 向量圖
(二) 匯流排單相接地故障：

同樣是在不考慮負載因素下，可得到單相接地故障相別的電流約為 3.1kA，如圖 6-1 所示。

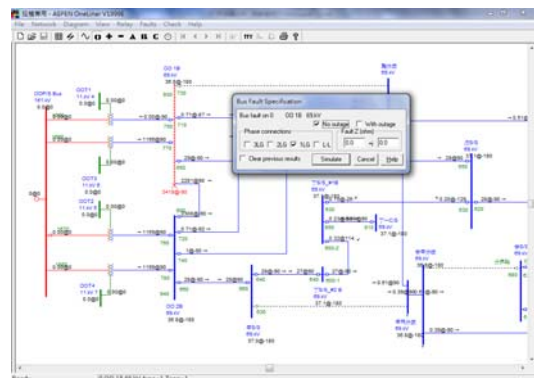


圖 6-1 ASPEN 模擬單相接地故障

同時由模擬故障時的#750 電壓 (V)、電流(I)數據繪製出向量圖供參考判斷，如圖 6-2 所示。

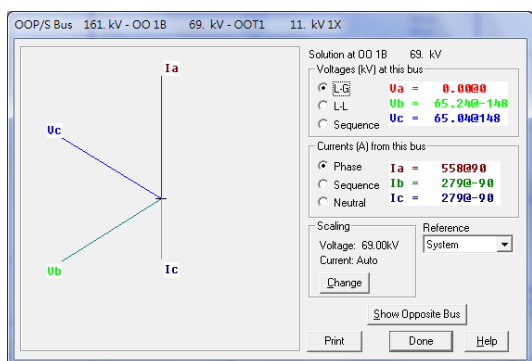


圖 6-2 A 相接地故障 V、I 向量圖

此時，再由事故示波器紀錄的故障波形進行暫態向量分析，可得到圖 7 所示。

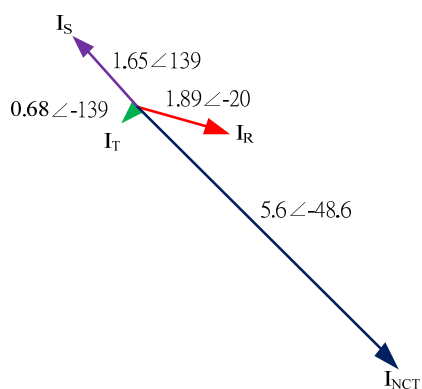


圖 7 示波器故障電流波形向量圖

透過比流器匝比值(CTR=400)換算

示波器紀錄的量值，可得到流經#750 故障三相電流值：

$$I_R = 756A$$

$$I_S = 660A$$

$$I_T = 272A$$

由數據的大小值分析，傾向為單相接地故障類型，而非兩相間接地故障。

二、同所同類型故障波形相佐證

從○○P/S 歷史的事故資料中，尋找一筆發生於#2BUS 出口線路(#720)架空線單相接地事故，相近本次檢討事故的故障波形。進行兩者圖形資料比對，再由紀錄事故的數位電驛資料來證明故障類型吻合推測的舉證。

(一)示波器故障波形

○○P/S 於 99 年度曾發生一次架空線路發生 R 相接地事故，藉由本次故障波形可驗證#750 非接地系統的故障三相電流值。

由下圖 8 故障波形可得知，即便是單相接地故障的情形下，仍為 R 相與 S 相故障電流值大小相近、角度約略相反，且 T 相故障電流近為零值，同前述事故的故障波形。

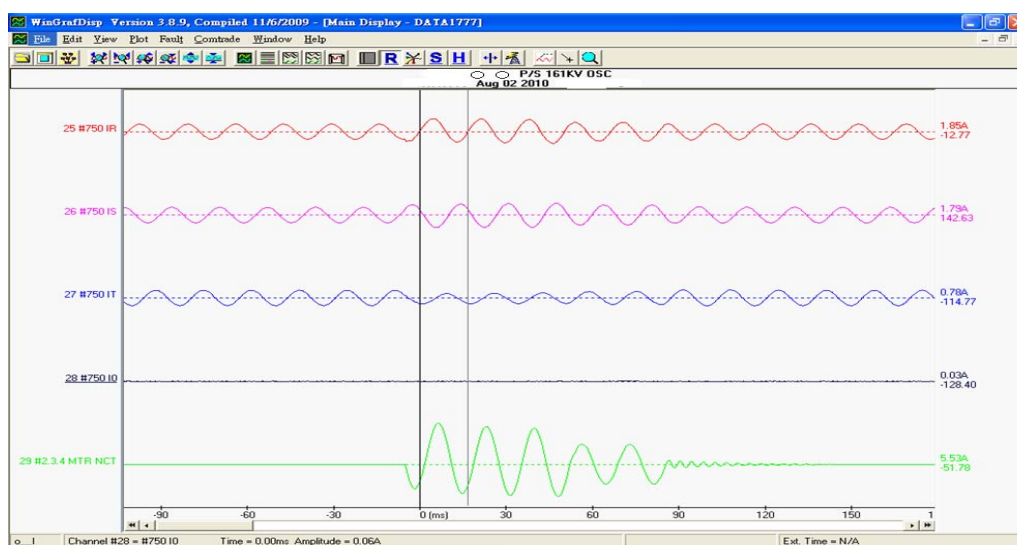


圖 8 ○○P/S 69kV 線路 R 相接地故障波形

(二) ASPEN 模擬故障向量圖

以事故發生的條件作為輸入的依據，可得到#750 故障三相電壓及電流向量圖，如圖 9 所示。

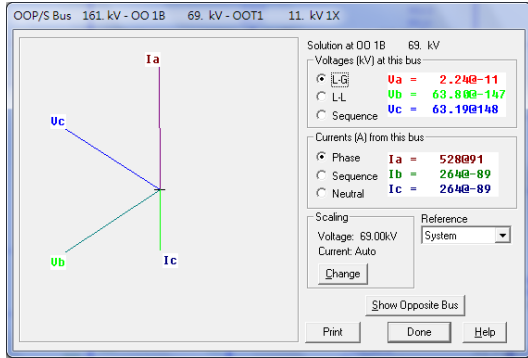


圖 9 線路 A 相接地故障 V、I 向量圖

同樣地，也驗證與前述事故模擬單相接地故障的向量圖一樣。

(三) 數位電驛紀錄的故障波形

由事故線路的數位保護電驛 SEL-311L 所紀錄的故障波形來進行驗證故障類型為單相接地故障。圖 10 中為線路數位光纖差流主保護電驛所紀錄故障波形，保護電驛所紀錄故障波形，很明顯的為 R 相接地事故。

從上述一系列的舉證，無非是想從各種數據及圖形來證明本文旨述的事故確為單相接地故障。然而由 OOP/S 的示波器所紀錄的故障波形為何產生如此現象，應為示波器取樣位置裝設不佳，且受到 OOP/S 的負載效應而間接影響了事故的取量值。

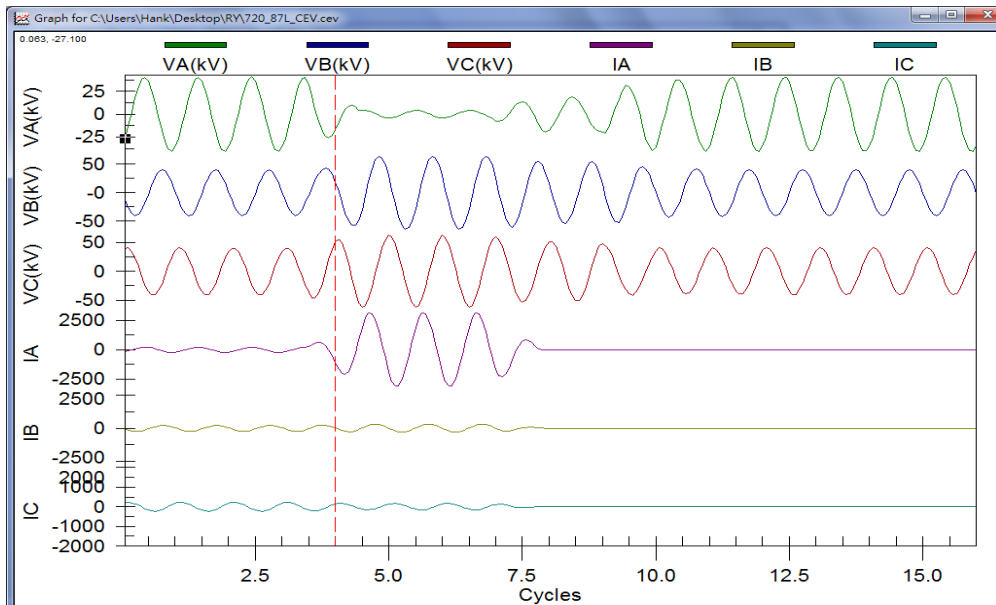


圖 10 OOP/S 69kV 線路 SEL-311L 電驛紀錄 R 相接地故障波形

伍、結論

在本文截稿前，由電氣訊號所產生的誤解判斷，的確帶來了機電事故檢討會上不少的討論，而真相的揭露如同抽絲剝繭般的展現結果。個人在此感謝 張副處長細心引導本事故的分析關鍵過程，透過各級長官多年的現場事故處理經驗，也讓本人瞭解機電事故的判斷絕非靠書本理論，亦不能單依某種現象而斷決篤定結論。

最後以一路徑示意圖(如圖 11)來詳加說明整起事故的故障電流路徑流向，希望藉由本文能讓事故分析之專業人員完全明瞭事故發生經過的真正內容。

陸、參考資料

- [1] 臺灣電力公司故障紀錄示波器規劃準則 92 年版。
- [2] 二次機電事故檢討報告。
- [3] ASPEN OneLiner V5 & V1998 User's Manual。
- [4] E-MAX FAXTRAX DIRECTOR Digital Fault Recorder User's Manual。

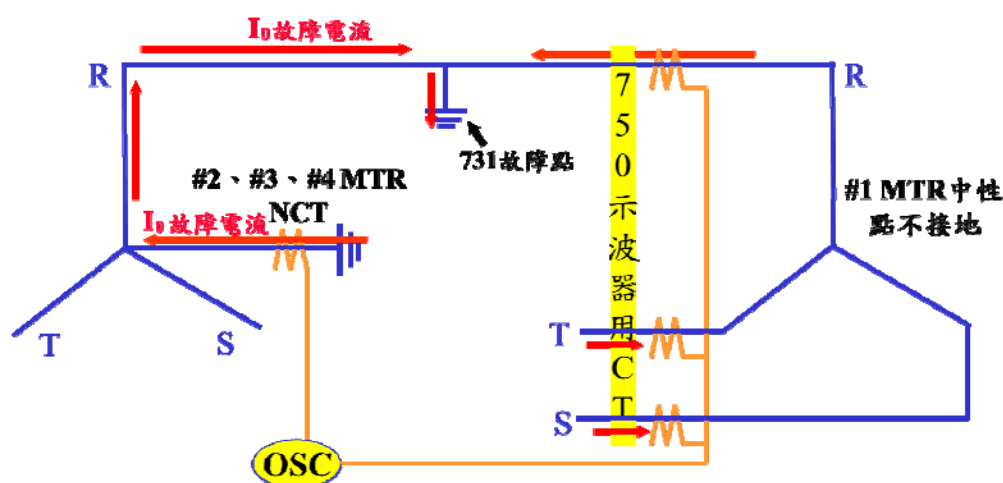


圖 11 ○○P/S 69kV 單相接地故障電流路徑示意圖

電力系統 50+2 自動卸載改善系統

運轉有效發揮供電穩定

台電嘉南供電區營運處 許文興

一、前言：

輸電線路因工商業的蓬勃發展與經濟快速成長，為因應國家經濟建設而快速增建，所以輸電線是傳送電力之主要設備，每到用電尖峰時段或線路事故，經常面臨可能超載的問題。輸電線路之功能將電力自電源處直接或間接輸送引接至用電地點供用戶使用，其架設方式可分為架空線路與地下電纜兩種。電力系統 161kV 輸電線路鐵塔架設因素導致停一回線無法順利進行工作，為考慮工安問題須 2 回線同時停電才能順利工作，以維護工作人員與設備安全。為使轄區供電穩定可靠，且更換線路工作時，若輸電線路發生事故，在 N-1 情況下供電系統還不致於造成轄區區域大停電，經檢討後擬定應變改善措施加裝 50+2 自動卸載及二次系統負載轉供方式，確保系統運轉供電安全。

二、輸電線路裝置 50+2 自動卸載功能：

- (一)系統正常情況供電下不須負載限制，為因應事故、燃燒供應短缺致電源不足或設備超載、電壓嚴重偏低時，依情況實施負載限制。
- (二)負載限制可分為緊急負載限制及計劃性負載限制。緊急負載限制是因系統發生事故致電源不足或設備超載、電壓嚴重偏低時，立即實施低頻電驛自動卸載、一級負載限制及緊急分區輪流停電；計劃性負載限制是預測翌日系統電壓不足，須於執行限電

前一日 16 時以前通告之負載限制，可分為工業用戶限電及計畫性分區輪流停電。

- (三)50+2 自動卸載裝置是規劃輸電線路停電工作時，再發生 N-1 線路跳脫事故且復閉不成功，則會發生另一回線負載將會超過 123%時，系統立即啟動 50+2 卸載裝置。50+2 是一顆數位式保護電驛，利用內鍵之過電流元件及延時元件組合，可以經標置設定快速檢視故障過載信息，確實執行跳脫隔離故障過載系統之任務。

三、161kV 系統輸電線路同時兩回線停電影響：

(一)同時兩回線停電原由

由於 161kV 系統嘉義~新營~山上分歧紅、白線之#94 塔前後段輸電線路已屆使用年限，其餘導線已更換完成，原於 99 年 4 月以個案發包方式更換，惟無法同時停電且又須配合大用戶停電時程，致將停電時程延訂於 100 年 2 月 26 日起實施更換線路工程。

(二)同時兩回線停電發生過載規劃時程與影響

該停電計畫簽請供電處轉陳李副總經理批准，按規劃 161kV 系統嘉義~新營~山上分歧紅線從 100 年 2 月 26 日至 100 年 3 月 2 日停電工作，另一回線 161kV 系統嘉義~新營~山上分歧白線從 100 年 2 月 26 日至 100 年 3 月 6 日停電工作，最主要是 100

年2月26日~28日連續假期且100年3月1日~2日威致、官田鋼大用戶已協調停電工作，可降低新營轄區負載，這樣的停電方式對系統影響最小，虛線部分是停電部分，實體粗線部分是任一回線事故跳脫，將會發生過載 123%之輸電線路結構，如圖 1 所示。

(三)同時兩回線停電線路發生 N-1 負載規劃

當嘉義~新營~山上分歧紅、白線同時停電時，嘉民~柳營山、海線及柳營~新營山、海線此時任一線路發生事故產生 N-1 供電時，要將新營 P/S 轄區之#2、3DTR、榮糖史谷脫榮紙線，榮剛東盟榮重線負載由 50+2 裝置自動卸載。

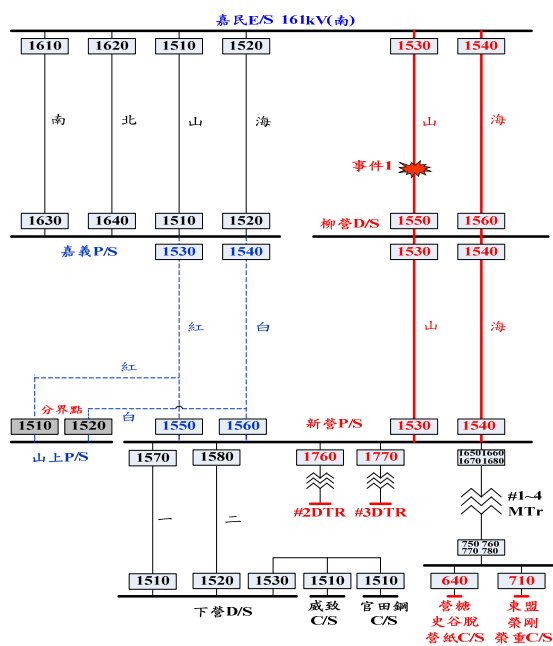


圖 1 嘉義~新營~山上分歧紅白線系統連接圖

(四)負載規劃預測分析策略

為因應 161kV 系統嘉義~新營~山上分歧紅、白線同時兩回線停電風險管控，在停電前做相關系統負載分析，能準確掌握系統負載發生變化

時，不致於嘉民~柳營山、海線有任一回線發生跳脫，則另一回線仍能維持在 451MW(1320 * 161 * 1.732 * 1.23/1000)以下或新營~柳營山、海線有任一回線發生跳脫，則另一回線仍維持在 451MW 以下，就不致於跳脫一回線剩一回線之負載會超過 123% 而啟動 50+2 自動卸載，確保系統穩定運轉。

四、負載預測與系統負載模擬運算

(一)負載預測模擬分布

新營 P/S 負載轉供包括白河 S/S、新東 S/S、麻豆 S/S 及佳里 S/S #5MTr、#7MTr，新營 P/S #2、3DTR、榮糖史谷脫榮紙線，榮剛東盟榮重線由 50+2 自動卸載及下營 D/S DTR 配變負載列入一級負載限制手動卸載。新營 P/S 轄區負載分布如圖 2 所示。線路停電工作期間，包括例假日及非例假日之負載計算，為使負載預測準確，採用最近 100 年 1 月份第 2~4 週之負載數據，並將例假日及非例假日分別統計詳細分析，以達到最精確之負載預測量。

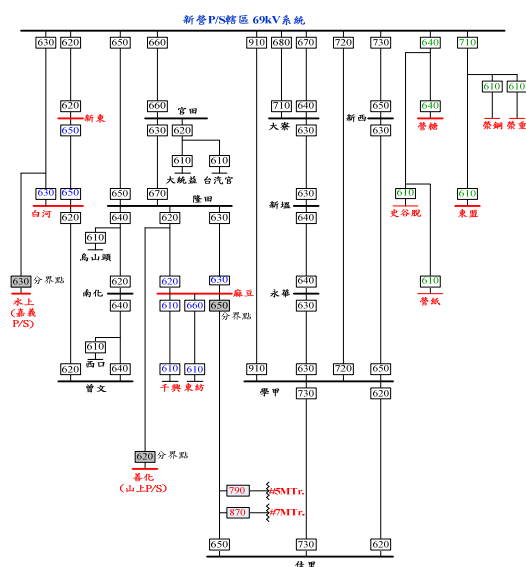


圖 2 新營 P/S 轄區 69kV 系統負載分布圖

(二)161kV 系統負載使用 PSSE 模擬預測分析

161kV 系統嘉義~新營~山上分歧紅、白線同時兩回線同時停電時，為使預估計算負載與實際跳脫負載相穩合，採用精確 PSSE 軟體模擬負載分析(用戶威致、官田鋼受電中)，經分析結果嘉民~柳營山、海線負載利用率約 78%另新營~柳營山、海線負載利用率約 72%，如圖 3 所示。

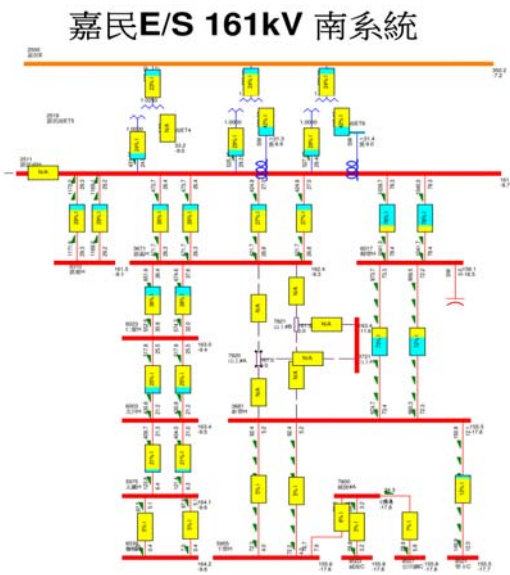


圖 3 161kV 系統同時兩回線停電時負載分布模擬圖

1.新營 P/S 轄區假日負載預測

假日負載預測採用三個時段，第一時段為 0 點至 8 點時段，第二時段為 8 點至 16 點時段，第三時段為 16 點至 24 點時段。由時段負載預測結果以第三時段為最重負載時段，新營 P/S 假日平均最大負載為 553.45MW；威致官田鋼假日平均最大負載為 41.64MW；麻豆 S/S、白河 S/S、新東 S/S 可轉供負載為 76.27MW，如表 1 所示。

表 1 新營 P/S 轄區假日平均負載預測量分析結果

日期(六、日)							新營P/S假日平均最大負載(MW)
時段	2011/1/8	2011/1/9	2011/1/15	2011/1/16	2011/1/22	2011/1/23	
0-8	-460.9	-464.2	-496.7	-458.6	-539.8	-458.6	479.8
8-16	-507.7	-440.6	-541.2	-459.8	-474.6	-487.9	485.3
16-24	-542.0	-524.4	-584.9	-520.5	-576.3	-572.6	553.45
威致、官田鋼假日平均負載(MW)							
時段	2011/1/16	2011/1/17	2011/1/13	2011/1/14	2011/1/20	2011/1/21	
0-8	69.09	54.05	69.93	82.88	73.28	67.96	69.53
8-16	10.09	63.59	16.16	82.30	22.35	57.18	41.94
16-24	22.99	45.43	26.45	70.84	50.10	34.05	41.64
可轉供負載(麻豆、白河) 2011/1/8	2011/1/9	2011/1/15	2011/1/16	2011/1/22	2011/1/23		可轉供之假日平均負載(MW)
0-8	46.11	41.39	43.64	40.18	52.25	49.65	45.54
8-16	49.20	25.65	45.98	42.10	57.75	53.35	45.67
16-24	51.95	48.38	48.55	45.11	60.03	57.43	51.91
新東負載							新東假日平均負載(MW)
時段	2011/1/8	2011/1/9	2011/1/15	2011/1/16	2011/1/22	2011/1/23	
0-8	21.19	21.24	23.11	21.54	23.23	22.56	22.14
8-16	22.33	23.11	23.49	23.20	24.34	23.90	23.39
16-24	25.36	21.80	25.69	24.54	26.03	22.74	24.36

2.新營 P/S 轄區平常日負載預測

平常日負載預測採用三個時段，第一時段為 0 點至 8 點時段，第二時段為 8 點至 16 點時段，第三時段為 16 點至 24 點時段。由時段負載預測結果以第三時段為最重負載時段，新營 P/S 假日平均最大負載為 599.42MW；威致官田鋼假日平均最大負載為 25.46MW；麻豆 S/S、白河 S/S、新東 S/S 可轉供負載為 84.89MW，如表 2 所示。

表 2 新營 P/S 轄區平常日平均負載預測量分析結果

日期(三、四)							新營P/S平常日平均最大負載(MW)
時段	2011/1/5	2011/1/6	2011/1/12	2011/1/13	2011/1/19	2011/1/20	
0-8	1544.0	-555.5	-548.6	-532.3	-513.9	-488.6	530.48
8-16	-593.9	-558.3	-534.0	-534.5	-536.5	-591.1	558.05
16-24	-644.9	-590.5	-626.6	-589.9	-559.4	-585.2	599.42
威致、官田鋼平常日平均負載(MW)							
時段	2011/1/10	2011/1/11	2011/1/17	2011/1/18	2011/1/24	2011/1/25	
0-8	34.99	57.95	72.03	64.65	16.49	10.58	42.78
8-16	56.06	39.40	22.06	49.11	14.93	8.89	31.74
16-24	28.64	21.94	30.15	22.91	14.04	35.06	25.46
可轉供負載(麻豆、白河) 2011/1/5	2011/1/6	2011/1/12	2011/1/13	2011/1/19	2011/1/20		可轉供之平常日平均負載(MW)
0-8	54.49	50.58	46.91	51.23	44.13	42.44	48.29
8-16	56.81	58.40	56.46	54.61	53.89	54.60	55.80
16-24	59.55	59.55	62.88	54.61	47.85	62.31	57.79
新東負載							新東平常日平均負載(MW)
時段	2011/1/5	2011/1/6	2011/1/12	2011/1/13	2011/1/19	2011/1/20	
0-8	18.95	22.66	19.68	22.41	19.94	19.76	20.57
8-16	26.00	26.39	27.91	26.45	28.20	28.11	27.18
16-24	27.04	27.66	17.79	26.80	26.20	27.11	27.10

(二) 負載預測分析

線路停電期間(100年2月26日至100年2月28日)新營 P/S 負載預估最大為 553.45MW，嘉民~柳營山、海線最大預估率約 75.1% (553MW / 736MW=75.1%)，另非例假日新營 P/S 負載預估最大為 574MW (599MW-25MW=574MW)，嘉民~柳營山、海線最大預估率約 77.9% (574MW / 736MW=77.9%)，但當線路 N-1 時每一回線負載還會超過 123%。

(三) 避免線路 N-1 時抑制線路利用率勿超出 123% 方案

1. 將麻豆 S/S、白河 S/S、新東 S/S 負載轉供，可減輕新營 P/S 負載約 75 MW，嘉民~柳營山、海線假日利用率可降至 64.8% [(553MW-75MW) / 736MW=64.8%]，平常日利用率可降至 69.9% [(599.42MW-84.89MW) / 736MW=69.9%]，但線路 N-1 時仍會超過 123%。
2. 當嘉民~柳營山、海線發生事故 N-1 時，且復閉不成功，依規劃之負載限制啟動 50+2 遙跳卸載裝置將新營 #2、3DTR、營糖線、東盟榮剛榮重線卸載，最大負載約 72MW，在假日利用率仍達 111%，平常日利用率仍達 113%，此現象會在 16~24 時間發生，如表 3、表 4、表 5 所示。

表 3 實施一級負載限制#2、3DTR 利用率分析結果

實施一級負載限制(#2、3DTR負載)				
平常日(2011.2.9)			假日(2011.1.8)	
#2DTR、#3DTR 時段	負載量(MW)	電流(A)	負載量(MW)	電流(A)
0-8	19.16	69.00	20.11	72.00
8-16	25.70	92.00	24.31	87.00
16-24	26.33	94.00	26.41	95.00
負載限制後(I) 時段	利用率		負載限制後(I) 時段	利用率
0-8	108.58%		0-8	106.50%
8-16	113.46%		8-16	106.48%
16-24	125.72%		16-24	122.46%

表 4 實施一級負載限制營糖線利用率分析結果

實施一級負載限制(營糖線負載)				
平常日(2011.2.9)			假日(2011.1.8)	
時段	負載量(MW)	電流(A)	負載量(MW)	電流(A)
0-8	21.95	79.00	18.47	66.00
8-16	23.21	83.00	12.21	44.00
16-24	20.96	75.00	16.51	59.00
負載限制後(II) 時段	利用率		負載限制後(II) 時段	利用率
0-8	102.62%		0-8	101.48%
8-16	107.16%		8-16	103.16%
16-24	120.02%		16-24	117.98%

表 5 實施一級負載限制榮剛、榮重、東盟線利用率分析結果

實施一級負載限制(榮剛、榮重、東盟線負載)				
平常日(2011.2.9)			假日(2011.1.8)	
榮剛、榮重、東盟 時段	負載量(MW)	電流(A)	負載量(MW)	電流(A)
0-8	18.15	65.00	28.18	101.00
8-16	21.10	76.00	30.80	110.00
16-24	24.78	89.00	25.63	92.00
負載限制後(III) 時段	利用率		負載限制後(III) 時段	利用率
0-8	97.69%		0-8	93.82%
8-16	101.42%		8-16	94.79%
16-24	113.29%		16-24	111.01%

3. 經線路發生 N-1 情況時且已實施 50+2 遙跳卸載後，若仍然無法將嘉民~柳營山、海線負載利用率降至 110% 以下時，最後以手動卸載將下營 D/S DTR 手動切除，以達負載利用率降至 110% 以下。

表 6 實施一級負載限制下營配變利用率分析結果

實施一級負載限制(下營配變負載)				
平常日(2011.2.9)			假日(2011.1.8)	
下營配變	負載量(MW)	電流(A)	負載量(MW)	電流(A)
時段				
0-8	13.61	49.00	14.28	51.00
8-16	16.70	60.00	16.05	58.00
16-24	17.37	62.00	17.92	64.00
負載限制後(IV)	利用率		負載限制後(IV)	利用率
時段			時段	
0-8	93.99%		0-8	89.94%
8-16	96.89%		8-16	90.43%
16-24	108.57%		16-24	106.14%

(四) 預估假日、平常日負載轉供後系統發生 N-1 時之利用率

最後風險管制預估在假日負載轉供後為 477.19MW(553.45-51.91-24.36=477.19 MW)，二回線系統正常利用率為 64.8% (477.19 MW / 736 MW =64.8%)，系統 N-1 時之利用率 129.6%。在平常日負載轉供後為 489.07MW (599.42-57.79- 27.10 -25.46= 489.07 MW)，二回線系統正常利用率為 66.4% (489.07 MW / 736 MW =66.4%)，系統 N-1 時之利用率 132.9%，如表 7 所示。由以上假日與平常日負載轉供後之模擬結果將使 N-1 線路超載，因此在線路發生事故 N-1 情況下，應快速啟動 50+2 自動卸載裝置，以維系統正常運轉。

表 7 預估假日、平常日負載轉供後系統發生 N-1 時之利用率分析結果

預估假日負載(2011.2.26-28)轉供後				
時段	負載量(MW)	電流(A)	系統正常時利用率(二回線時)	系統N-1時利用率
0-8	412.12	1478.00	56.0%	112.0%
8-16	416.24	1493.00	56.5%	113.1%
16-24	477.19	1711.00	64.8%	129.6%
預估平常日負載(2011.3.1~2)轉供後(威政官田鋼線停電)				
時段	負載量(MW)	電流(A)	系統正常時利用率(二回線時)	系統N-1時利用率
0-8	418.84	1502.00	56.9%	113.8%
8-16	443.34	1590.00	60.2%	120.4%
16-24	489.07	1754.00	66.4%	132.9%

五、加裝 50+2 可行性及技術分析

(一) 加裝 50+2 自動卸載理由

嘉義~新營~山上紅、白線同時停電工作期間(預定 100 年 2 月 26 日至 100 年 3 月 2 日為期 5 天)，若嘉民~柳營山、海線或柳營~新營山、海線再發生 N-1 跳脫且復閉不成功，依負載計算模擬分析另一回線負載將會超過 123%，故有裝設 50+2 電驛之必要性，以因應系統正常運轉。

(二) 50+2 電驛及相關回路裝設、改接及運轉操作。

嘉民~柳營山、海線或柳營~新營山、海線 N-1 時(指線路一回線跳脫且復閉不成功)，另一回線負載將超過 123%，應裝設 50+2:SEL-551、SEL-351 電驛合計 4 只及柳營~新營山線 87L 電驛(既設 GRL100)之 DTT 功能進行新營 P/S 自動卸載 100MW，在裝設自動卸載保護電驛時，應確認檢測 Metering 之 CTR=2000/5。

1. 50+2 自動卸載規劃設計

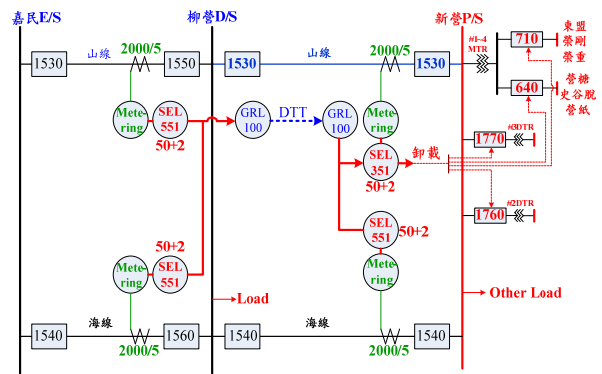


圖 4 嘉民~柳營及柳營~新營 50+2 自動卸載示意圖

2. 柳營~新營山線電驛盤改接

嘉民~柳營山海線 N-1 時係借用柳營~新營山線 GRL-100 電驛之 DTT 功能傳送遙跳卸載命令信號，因此柳營~新營山線

兩端之電驛盤 DTT 回路須改接為 T1-69 至 T1-65 之短接線拆開包紮及 T1-70 至 T1-66 之短接線拆開包紮，且新營 P/S DTT/43 ON 放置使用。

3. 嘉民~柳營及柳營~新營 N-1 自動卸載回路設

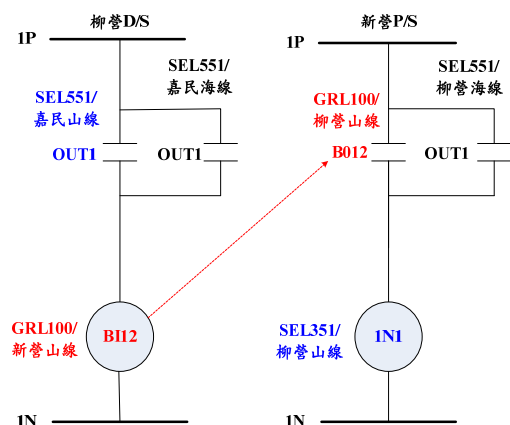


圖 5 嘉民~柳營及柳營~新營 N-1 自動卸載回路示意圖

4. 新營 P/S 自動卸載跳脫回路設計

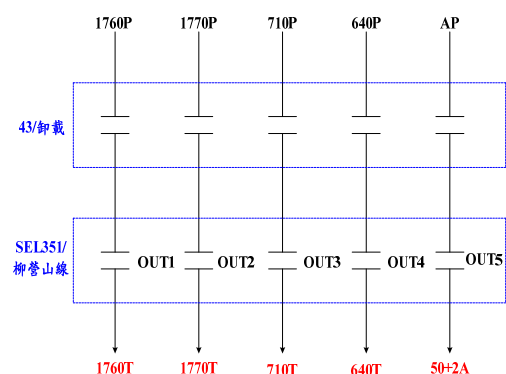


圖 6 新營 P/S 自動卸載跳脫回路示意圖

5. N-1 自動卸載警報回路設計

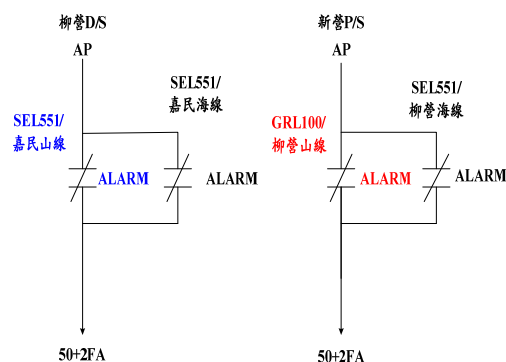


圖 7 柳營~嘉民及新營~柳營 N-1 自動卸載警報回路示意圖

(三) 新營 P/S~柳營山、海線 50+2 電驛施工圖設計與接線

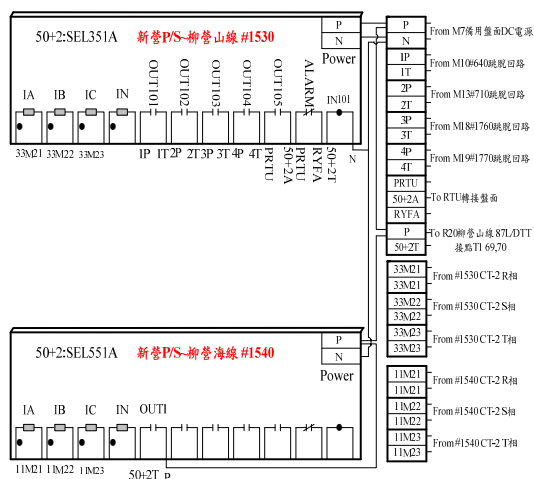


圖 8 新營 P/S~柳營山、海線 50+2 電驛接線回路示意圖

(四) 柳營 D/S~嘉民山、海線 50+2 電驛施工圖設計與接線

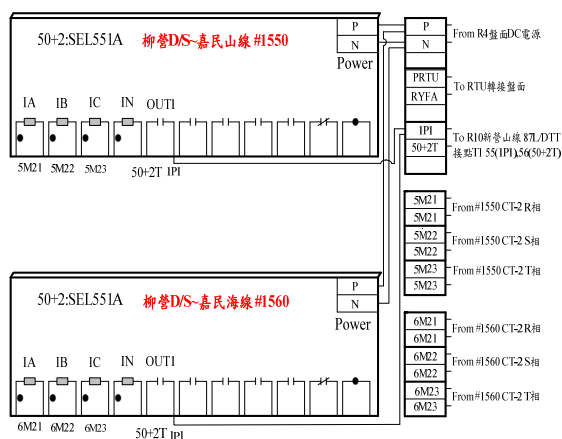
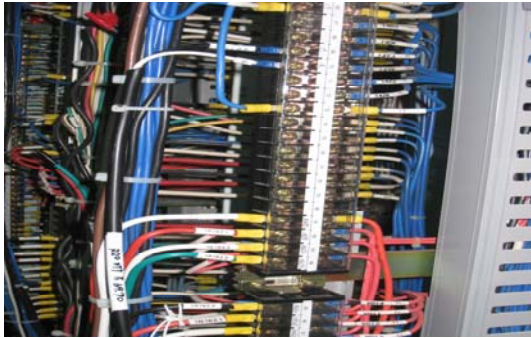


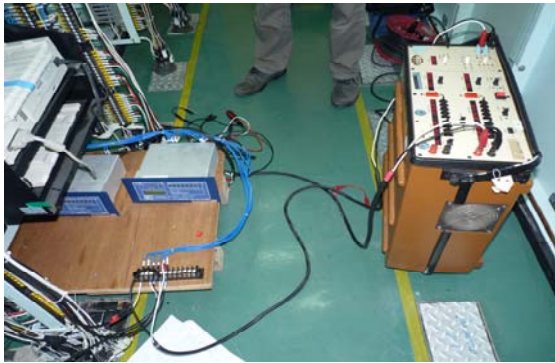
圖 9 柳營 D/S~嘉民山、海線 50+2 電驛接線回路示意圖



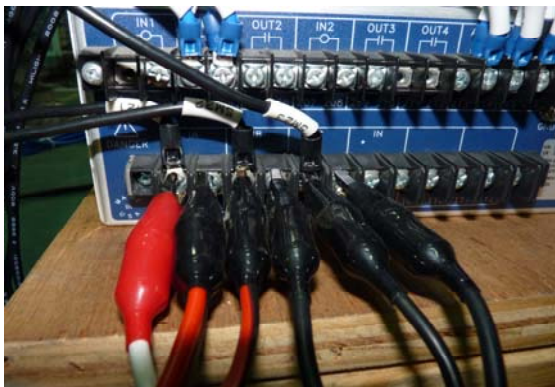
(a)



(b)



(c)



(d)

圖 10 (a)50+2 P 回路引接線(b)電纜敷設(c)電驛測試(d)電驛測試夾線圖

六、停電前系統負載轉供利用率規劃分析

(一)二次系統負載轉供調整分析

為避免新營 P/S~柳營山、海線及柳營 D/S~嘉民山、海線線路 N-1 時，將使線路利用率超出 123%，擬將新營 P/S 轄區負載做適當規劃調整，以利系統運轉安全。

(二) 將規劃白河 S/S、新東 S/S、麻豆 S/S 負載轉供，轉供後可減輕新營 P/S 轄區負載約 75MW，嘉民 E/S~柳營山、海線假日利用率可降至 64.8%，平常日利用率可降至 66.4%，但線路 N-1 時還是會超過 123%，仍需使用 50+2 自動卸載，確保線路不超載能降低至 123% 以下。

(三)50+2 自動卸載

若嘉民 E/S~柳營山、海線發生事故 N-1 時，屬於永久性故障，復閉不成功，則依據新營轄區負載管制表，利用 50+2 遙跳自動卸載裝置，將新營 P/S #2DTR(#1760)、#3DTR(#1770)、營糖線(#640)、東盟榮剛榮重線(#710)卸載(最大負載約 72MW)，此情況下假日利用率仍達 111%，平常日利用率仍達 113%，時間均發生在 16~24 時間。

(四) 若 50+2 自動卸載後，依實際情況無法將嘉民 E/S~柳營山、海線利用率降至 110% 以下時，可將末端之下營 D/S DTR 負載列入一級負載限制手動卸載，負載約 15MW。

七、161kV 系統嘉義~新營~山上紅、白線同時停電保護電驛標置檢討

(一)161kV 系統輸電線路保護電驛系統運用

保護電驛系統之功用在於偵測故障發生，再啟動動作元件，選擇跳脫開關設備，同時發出指示與警報訊號，以完成故障隔離區域。保護電驛系統是一個團隊的組合，缺一不可，如斷路器正確的跳脫才能啟動故障電流，而跳脫速度會影響保護系統的整體功能。

(二)輸電線路測距保護電驛標置設定基本原則

測距保護電驛區間動作，可分為正向三個區間保護各別來執行故障清除任務，同時是互為重疊的。第一區間保護是本線段長度之 80%~90% 間且為瞬時動作；第二區間保護是本線段長度加第二線段最長之 50%，且為延時 20 週波動作；第三區間保護是本線段長度加第二線段最長再加第三線段最長之 25%，且為延時 30 週波動作，如圖 11 所示。

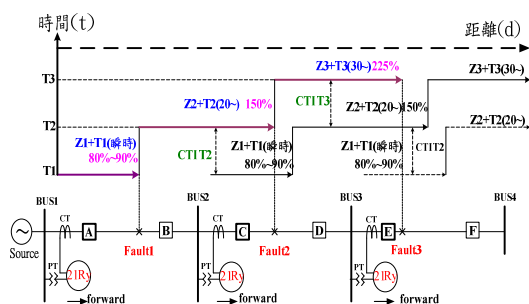


圖 11 測距電驛區間動作示意圖

(三)輸電線路差電流電驛(87L)

數位式差電流電驛包括有保護、監控、通訊等功能，保護範圍完整是

多功能智慧型電驛，其保護功能有每相差電流元件、負相序差電流元件、接地差電流元件，它是用來偵測 2 個相以上的內部不平衡故障，為避免產生誤動作，若超過 3 倍額定電流值時將被抑制。兩端須安裝相同廠牌、形式之差流電驛採數位通信方式，通信不良時 87L 自動閉鎖，輸電線路之保護系統均做為線路主保護，在 50+2 裝置中利用主保護電驛 GRL100 之 DTT 功能傳送卸載命令。

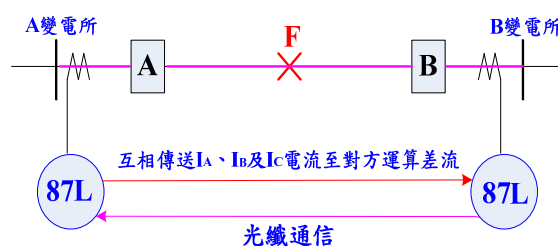


圖 12 差電流電驛保護方式圖

(四)嘉義~新營~山上紅、白線同時停電保護電驛標置變更檢討

1.兩回線同時停電系統連接示意圖

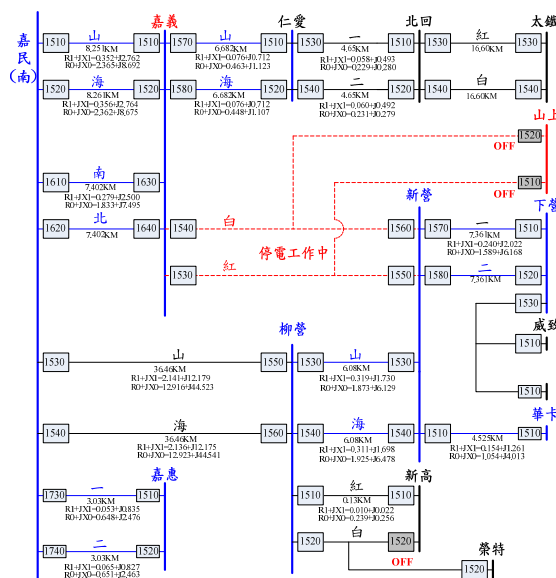


圖 13 嘉義~新營~山上紅、白線停電連接示意圖

2.嘉民南~嘉義山線#1510 保護電驛標置計算變更

LFROM 嘉民南TO嘉義 (BREAKER 1510 LINE M CT RATIO=2000S)

ZONE	1ST	2ND	3RD	1ST	2ND	3RD	Z(PRI)	Z(SEC)	ANGLE
Z1	嘉民南-嘉義	2.589X 0.75					= 1.942	0.55(Z)	83.
		2.571X 0.6					= 1.534	0.44(X)	
ZONE 2	第二段阻抗X0.6	2.589+0.738X 0.6					= 3.032	0.866(Z)	83.
Z2	嘉民南-嘉義-仁愛	2.571+0.734X 0.6					= 3.011	0.860(X)	
ZP/Z3	嘉民南-嘉義-嘉民南-嘉惠電	2.589+2.589+0.830X 0.25					= 5.385	1.539(Z)	83.
		2.571+2.571+0.827X 0.25					= 5.349	1.528(X)	
Z5	嘉民南-柳營-嘉民南	12.366+12.36					= 24.726	7.064	80.
		12.179+12.174					= 24.353	6.958	

SEL31H PHASE 87LPP =6.00A <small>電驛標置附件詳網頁</small>	SEL31H GROUND 87L2P =1.0A 87LGP =1.0A
SEL31C PHASE RELAY ZIP 0.55 Z2P 0.87 F Z4P 1.54 <small>電驛標置附件詳網頁</small>	SEL31C GROUND RELAY RGI 2.29 XGI 0.44 ZIMG 0.44 RG2 2.86 XG2 0.86 Z2MG 0.87 RG4 4.29 XG4 1.53 Z4MG 1.54 ZIMAG 0.74 ZIANG 83.3 ZOMAG 2.34 ZOANG 75.5 KOMI 0.726 KOAI -1.139

註：嘉義南~嘉義海線#1520 保護電驛標置變更同山線#1510

3.嘉民南~嘉義北線#1620 保護電驛標置計算變更

LFROM 嘉民南TO嘉義 (BREAKER 1620 LINE N CT RATIO=2000S)

ZONE	1ST	2ND	3RD	1ST	2ND	3RD	Z(PRI)	Z(SEC)	ANGLE
Z1	嘉民南-嘉義	2.516X 0.75					= 1.887	0.539(Z)	84.
		2.500X 0.6					= 1.500	0.429(X)	
ZONE 2	第二段阻抗X0.6	2.516+0.734X 0.6					= 2.958	0.845(Z)	84.
Z2	嘉民南-嘉義-仁愛	2.500+0.734X 0.6					= 2.940	0.840(X)	
ZP/Z3	嘉民南-嘉義-嘉民南-嘉惠電	2.516+2.589+0.830X 0.25					= 5.312	1.518(Z)	84.
		2.500+2.571+0.827X 0.25					= 5.278	1.508(X)	
Z5	嘉民南-柳營-嘉民南	12.366+12.36					= 24.726	7.064	80.
		12.179+12.174					= 24.353	6.958	

SEL31H PHASE 87LPP =6.00A <small>電驛標置附件詳網頁</small>	SEL31H GROUND 87L2P =1.0A 87LGP =1.0A
SEL31C PHASE RELAY ZIP 0.54 Z2P 0.85 F Z4P 1.52 <small>電驛標置附件詳網頁</small>	SEL31C GROUND RELAY RGI 2.29 XGI 0.43 ZIMG 0.43 RG2 2.86 XG2 0.84 Z2MG 0.85 RG4 4.29 XG4 1.51 Z4MG 1.52 ZIMAG 0.72 ZIANG 83.6 ZOMAG 2.20 ZOANG 76.3 KOMI 0.693 KOAI -1.091

4.嘉民南~嘉義南線#1610 保護電驛標置計算變更

LFROM 嘉民南TO嘉義 (BREAKER 1610 LINE S CT RATIO=2000S)

ZONE	1ST	2ND	3RD	1ST	2ND	3RD	Z(PRI)	Z(SEC)	ANGLE
Z1	嘉民南-嘉義	2.516X 0.75					= 1.887	0.539(Z)	84.
		2.500X 0.6					= 1.500	0.429(X)	
ZONE 2	第二段阻抗X0.6	2.516+0.734X 0.6					= 2.958	0.845(Z)	84.
Z2	嘉民南-嘉義-仁愛	2.500+0.734X 0.6					= 2.940	0.840(X)	
ZP/Z3	嘉民南-嘉義-嘉民南-嘉惠電	2.516+2.589+0.830X 0.25					= 5.312	1.518(Z)	84.
		2.500+2.571+0.827X 0.25					= 5.278	1.508(X)	
Z5	嘉民南-柳營-嘉民南	12.366+12.36					= 24.726	7.064	80.
		12.179+12.174					= 24.353	6.958	

L90 DIFFERENTIAL RELAY PICKUP=0.35PU BREAKPOINT=10. PU <small>電驛標置附件詳網頁</small>	L90 DIFFERENTIAL RELAY RESTRAINTI =20% RESTRAINT=40%
GE D60 PHASE RELAY Z1 0.54 RCA 84 Z2 0.85 RCA 84 Z3 1.52 RCA 84 <small>電驛標置附件詳網頁</small>	GE D60 GROUND RELAY Z1 0.43 RCA 84 QRB 1.94 QLB 0.94 ZOCI= 31 ANG -7. ZOW/ZI 0.0 ANG 0. Z2 0.85 RCA 84 QRB 3.04 QLB 1.48 Z3 1.52 RCA 84 QRB 5.46 QLB 2.65

5.柳營~新營山線#1530 保護電驛標置計算變更

LFROM 柳營TO新營 (BREAKER 1530 LINE M CT RATIO=2000S)

ZONE	1ST	2ND	3RD	1ST	2ND	3RD	Z(PRI)	Z(SEC)	ANGLE
Z1	柳營-新營	1.729X 0.65					= 1.124	0.321(Z)	79.
		1.699X 0.6					= 1.019	0.291(X)	
ZONE 2	第二段阻抗X0.6	1.729+1.318X 0.6					= 2.518	0.719(Z)	81.
Z2	柳營-新營-華卡	1.699+1.309X 0.6					= 2.484	0.710(X)	
ZP/Z3	柳營-新營-下營-新營	1.729+2.050+2.036X 0.25					= 4.286	1.224(Z)	82.
		1.699+2.036+2.022X 0.25					= 4.241	1.212(X)	
Z5	柳營-嘉民南-柳營	12.366+12.360					= 24.726	7.064	80.
		12.179+12.174					= 24.353	6.958	

GRL100 PHASEGROUND DIFI =5.0A DIFI2 =12.0A <small>電驛標置附件詳網頁</small>	GRL100 HIGH IMPEDANCE GROUND DIFGI =0.9A 0.1S
GRZ100 PHASE RELAY ZIS 0.32 BFRS 5.0 KRS 587 KXS 360 KRM 0 KXM 0 Z2S 0.72 BRRS 5.0 Z3S 1.4 EF22 OCH 4.5 <small>電驛標置附件詳網頁</small>	GRZ100 GROUND RELAY ZIG 0.30 BFRG 5.0 Z2G 0.72 BFRG 5.0 Z3G 1.4 ZOBL 6.145 ZOBR 2886

註：柳營~新營海線#1540 保護電驛標置變更同柳營~新營山線#1530

八、二次系統 69kV 負載轉供保護電驛標置設定協調模擬分析

(一) 為使嘉義~新營~山上紅、白線同時停電工作期間，若嘉民~柳營山、海線或柳營~新營山、海線再發生 N-1 跳脫(且復閉不成功)，依分析會使另一回線負載超過 123%，除裝設 50+2 電驛卸載外，再另以將新營 P/S 二次系統負載協調轉供，以利系統運轉安全。

(二) 新營 P/S 轄區之白河 S/S、新東 S/S 負載轉供由水上 S/S(嘉義 P/S)代送。
1. 為解除新營 P/S 轄區之白河 S/S、新東 S/S 部份負載，將新營 P/S 轄區之 #630、新東 S/S#620 及曾文 G/S#620 啟斷，改由嘉義 P/S 轄區之水上 S/S 代送，如圖 9 所示。

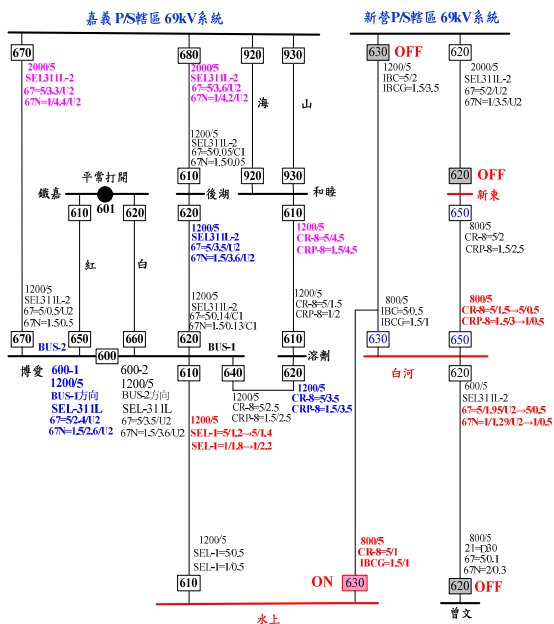
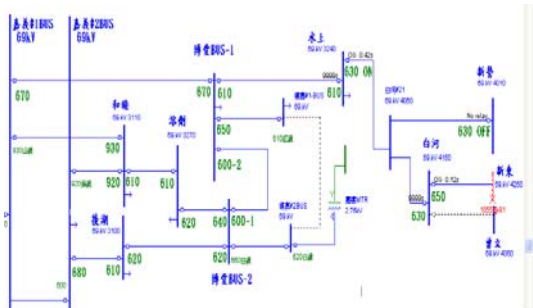


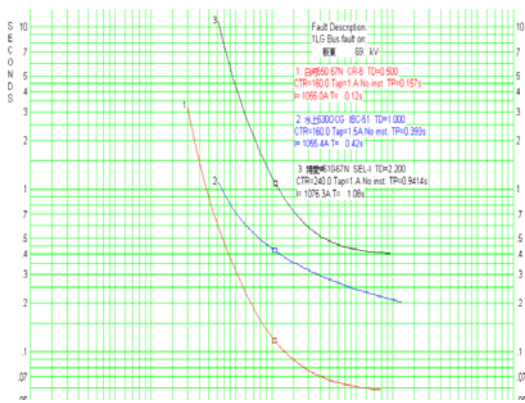
圖 14 水上 S/S#630 代送白河#630、
新東#650 負載系統單線圖

2.依白河 S/S#650、水上 S/S#630、博愛 S/S#610 做標置協調，使用 Aspen 模擬軟體做分析。

(1)白河 S/S~新東線單相接地事故標置協調模擬分析。



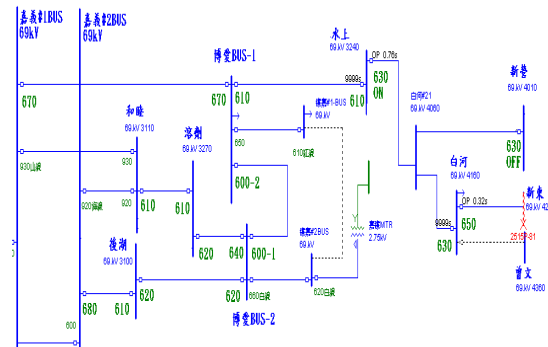
(a)



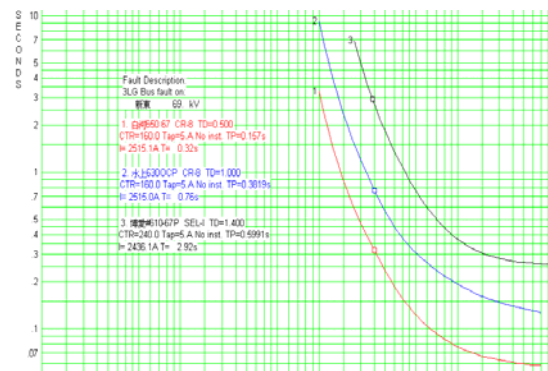
(b)

圖 15 (a) 白河 S/S~新東線事故單相接地故障模擬圖 (b)白河 S/S~新東線事故單相接地故障模擬結果圖

(2)白河 S/S~新東線三相短路接地事故標置協調模擬分析。



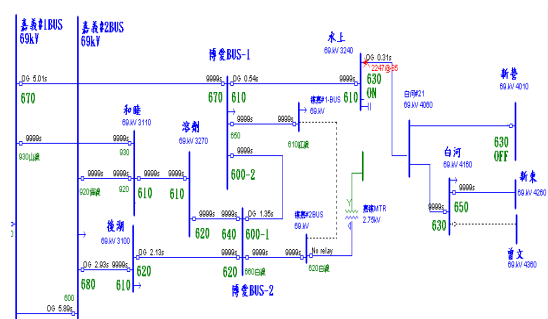
(a)



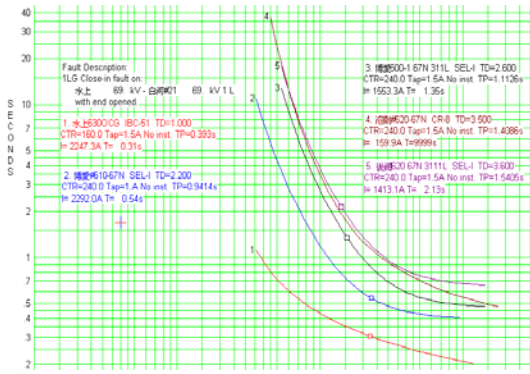
(b)

圖 16 (a) 白河 S/S~新東線事故三相接地故障模擬圖 (b)白河 S/S~新東線事故三相接地故障模擬結果圖

(3)水上 S/S~白河線單相接地事故標置協調模擬分析。

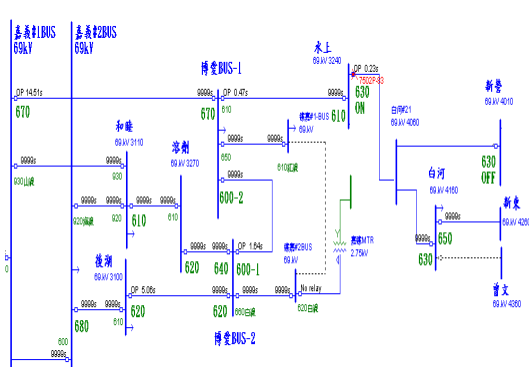


(a)



(b)

圖 17 (a) 水上 S/S~白河線事故單相接地故障模擬圖(b) 水上 S/S~白河線事故單相接地故障模擬結果圖 (4)水上 S/S~白河線三相短路接地事故標置協調模擬分析。



(a)

圖 18 (a) 水上 S/S~白河線事故三相短路接地故障模擬圖(b)水上 S/S~白河線事故三相接地故障模擬結果圖

(三)新營 P/S 轄區之麻豆 S/S、佳里 S/S 負載(#5MTr、#7MTr)轉供由善化 S/S(山上 P/S)代送。

1.為解除新營 P/S 轄區之麻豆 S/S、佳里 S/S 部份負載，將隆田 S/S#620、麻豆 S/S#630 及佳里 S/S#650 啟斷，改由山上 P/S 轄區之善化 S/S 代送，如圖 19 所示。

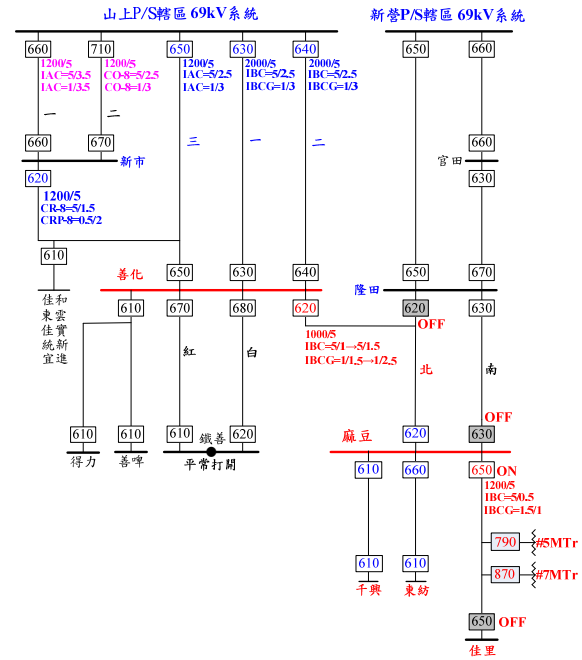
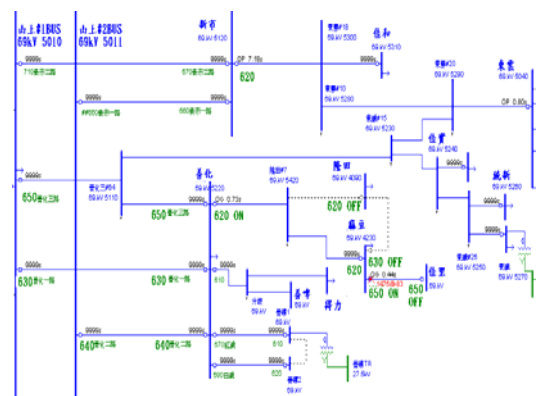
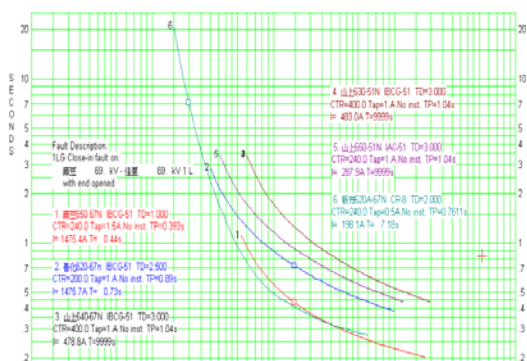


圖 19 善化 S/S#620 代送麻豆#620 及佳里負載(#5MTr、#7MTr)系統單線圖
2.依麻豆 S/S#650、善化 S/S#620 做標置協調，使用 Aspen 模擬軟體做分析。

(1)麻豆 S/S~佳里線單相接地事故標置協調模擬分析。



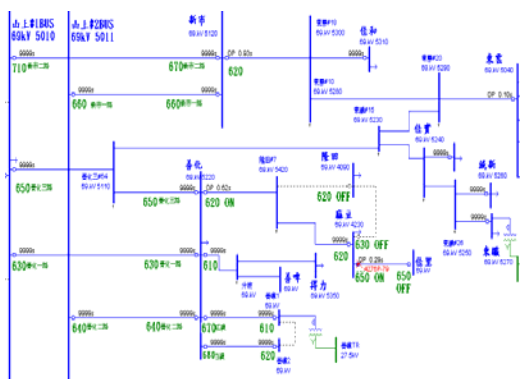
(a)



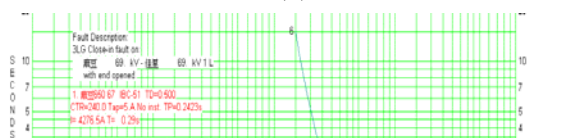
(b)

圖 20(a) 麻豆 S/S~佳里線事故單相接地故障模擬圖(b)麻豆 S/S~佳里線事故單相接地故障模擬結果圖

(2)麻豆 S/S~佳里線三相短路接地事故標置協調模擬分析。



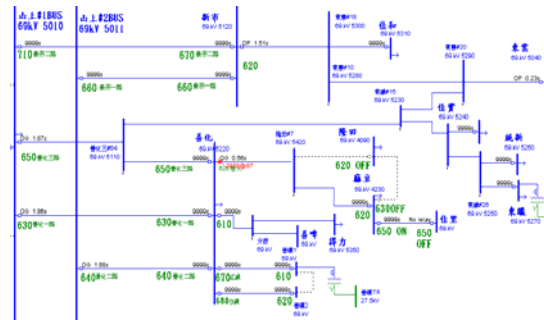
(a)



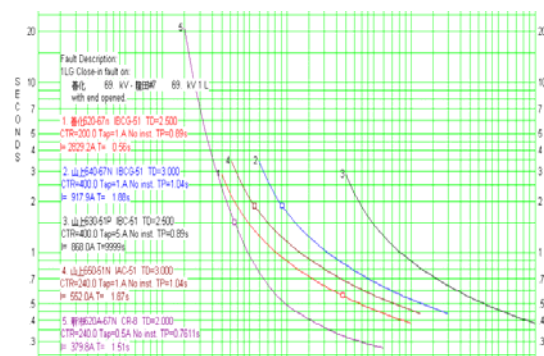
(b)

圖 21(a) 麻豆 S/S~佳里線事故三相短路接地故障模擬圖(b)麻豆 S/S~佳里線事故三相接地故障模擬結果圖

(3)善化 S/S~麻豆線單相接地事故標置協調模擬分析。



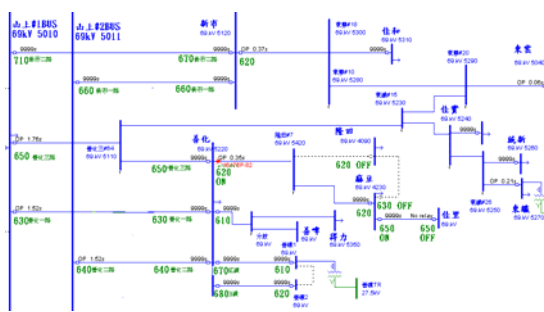
(a)



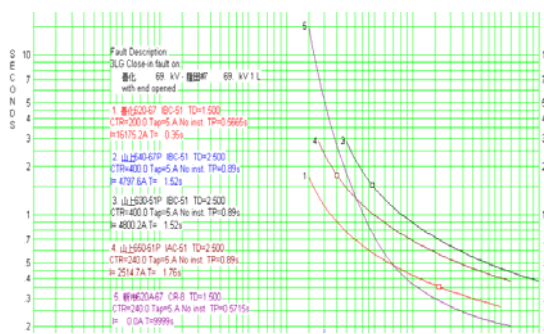
(b)

圖 22(a) 善化 S/S~麻豆線事故單相接地故障模擬圖(b)善化 S/S~麻豆線事故單相接地故障模擬結果圖

(4)善化 S/S~麻豆線三相短路接地事故標置協調模擬分析。



(a)



(b)

圖 23 (a) 善化 S/S~麻豆線事故三相短路
接地故障模擬圖(b)善化 S/S~麻
豆線事故三相接地故障模擬結
果圖

九、50+2 電驛應用與功能測試

(一)50+2 : SEL351 特性試驗

1.新營 P/S#1530-SEL351A#1540-
SEL551A 柳營山海線特性試驗

新營PS#1530柳營山海線SEL351A特性試驗

相別	電流標置(A)	時間標置(SEC)	始動電流(A)	容許誤差 ±10%	比流器比值 CTR2000/5 動作時間特性 (SEC)
R	4.05	60	4.04	±10%	60.02
S	4.05	60	4.04	±10%	60.02
T	4.05	60	4.04	±10%	60.02

新營PS#1540柳營山海線SEL551A特性試驗

相別	電流標置(A)	時間標置(SEC)	始動電流(A)	容許誤差 ±10%	比流器比值 CTR2000/5 動作時間特性 (SEC)
R	4.1	60	4.08	±10%	60.06
S	4.1	60	4.08	±10%	60.07
T	4.1	60	4.09	±10%	60.06

2.柳營 D/S#1550 #1560-SEL551A
嘉民山海線特性試驗

柳營DS#1550嘉民山海線SEL551A特性試驗

相別	電流標置(A)	時間標置(SEC)	始動電流(A)	容許誤差 ±10%	比流器比值 CTR2000/5 動作時間特性 (SEC)
R	4.10	60	4.11	±10%	60.23
S	4.10	60	4.11	±10%	60.24
T	4.10	60	4.10	±10%	60.21

柳營DS#1560嘉民山海線SEL551A特性試驗

相別	電流標置(A)	時間標置(SEC)	始動電流(A)	容許誤差 ±10%	比流器比值 CTR2000/5 動作時間特性 (SEC)
R	4.1	60	4.11	±10%	60.20
S	4.1	60	4.10	±10%	60.21
T	4.1	60	4.10	±10%	60.21



(a)



(b)

圖 24 (a) (b) 新營、柳營 50+2 電驛特性
試驗圖

(二)50+2 : SEL351 接線試驗

1.新營 P/S#1530-SEL351A #1540-
SEL551A 柳營山海線接線試驗

新營PS#1530柳營山海線SEL351A接線試驗

相別	一次測電流(A)	二次測電流(A)	比流器比值 CTR2000/5
R	402.00	0.95	試驗結果 正確
S	412.00	0.98	
T	405.00	1.00	

新營PS#1540柳營山海線SEL551A接線試驗

相別	一次測電流(A)	二次測電流(A)	比流器比值 CTR2000/5
R	916.00	2.28	試驗結果 正確
S	895.00	2.24	
T	952.00	2.35	

2.柳營 D/S#1550 #1560-SEL551A 嘉民
山海線接線試驗

柳營DS#1550嘉民山海線SEL551A接線試驗

相別	一次測電流(A)	二次測電流(A)	比流器比值 CTR2000/5
R	482.00	1.21	試驗結果 正確
S	480.00	1.19	
T	480.00	1.20	

柳營DS#1560嘉民山海線SEL551A接線試驗

相別	一次測電流(A)	二次測電流(A)	比流器比值 CTR2000/5
R	483.00	1.21	試驗結果 正確
S	483.00	1.21	
T	484.00	1.22	

(三)50+2 : SEL351 跳脫試驗、警報試驗

1.新營 P/S#1530-SEL351A #1540-
SEL551A 柳營山海線跳脫回路、警
報試驗

新營PS#1530柳營山海線SEL351A跳脫回路試驗

跳脫回路	下次並接前使用三相電表DCV監控跳脫時電壓由0V變為65V	警報回路試驗 50+2、RYFA	試驗結果
#2DTR #1760	65V	警報	正確
#3DTR #1770	65V	警報	正確
營糖線 #640	65V	警報	正確
榮剛線 #710	65V	警報	正確

新營PS#1540柳營山海線SEL551A跳脫回路試驗

跳脫回路	下次並接前使用三相電表DCV監控跳脫時電壓由0V變為65V	警報回路試驗 50+2、RYFA	試驗結果
#2DTR #1760	65V	警報	正確
#3DTR #1770	65V	警報	正確
營糖線 #640	65V	警報	正確
榮剛線 #710	65V	警報	正確

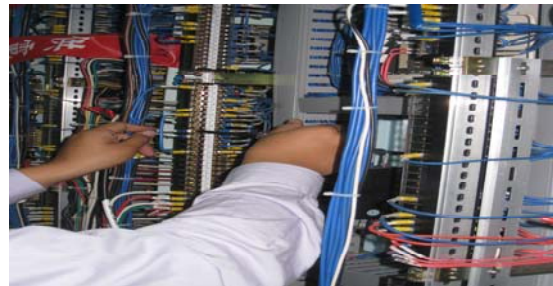
2.柳營 D/S#1550 #1560-SEL551A 嘉民
山海線跳脫回路、警報試驗

柳營DS#1550嘉民山海線SEL551A跳脫回路試驗

跳脫回路	柳營DS 嘉民山海50+2 透過新營山海GRL100-DIT動作新營PS SEL351A	警報回路試驗 50+2、RYFA	試驗結果
#1550	50+2	警報	正確

柳營DS#1560嘉民山海線SEL551A跳脫回路試驗

跳脫回路	柳營DS 嘉民山海50+2 透過新營山海GRL100-DIT動作新營PS SEL351A	警報回路試驗 50+2、RYFA	試驗結果
#1560	50+2	警報	正確



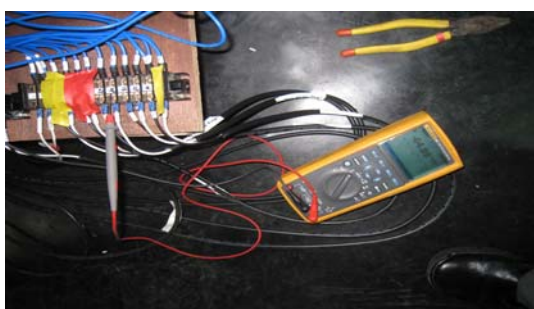
(a)



(b)



(c)



(d)

圖 25 (a)(b)(c)(d) 新營、柳營 50+2 電驛
跳脫警報點測試圖

(四)50+2：SEL351 保護電驛標置設定內鍵

1. 新營 P/S#1530-SEL351A、柳營 D/S#1550-SEL551A 保護電驛標置設定

新營P/S #1530柳營山線SEL351A標置設定		柳營D/S #1550嘉民山線SEL551A標置設定	
Group 1 Setting	Value	Group 1 Setting	Value
CTR Phase (A B C) CT Ratio,CTR:I	400	CTR Phase (A B C) CT Ratio,CTR:I	400
CTRN Neutral (N) CT Ratio,CTRN:I	400	CTRN Neutral (N) CT Ratio,CTRN:I	400
ESOP Enable Phase Overcurrent Elements	1	ESOP Enable Phase Overcurrent Elements	1
50PIP Level I(Amps secondary)	4.05	50PIP Level I(Amps secondary)	4.1
CFD Close Failure Time Delay(cycles in 0.25 increments)	60.00	CFD Close Failure Time Delay(cycles in 0.25 increments)	60.00
SV2PU SV2 Timer Pickup(cycles in 0.25 increments)	3600.00	SV3PU SV5 Timer Pickup(cycles in 0.25 increments)	3600.00
SV2DO SV2 Timer Dropout(cycles in 0.25 increments)	9.00	SV5DO SV5 Timer Dropout(cycles in 0.25 increments)	9.00

(五)50+2 加入系統運轉

- 1.50+2 加入系統前工作準備依規畫 50+2 自動卸載電驛(SEL351A、SEL551A)4 具，應安裝於新營 D/S 2 具及柳營 P/S 2 具，並敷設回路接線及改接工作(包括控

制電纜、控制回路、跳脫回路、警報回路、直流電源、RTU 警示點等)。改接線時依擬妥之工作程序書及檢查表詳實核對，每個人均應瞭解工作內容及流程與系統運轉狀況，避免工作中人為疏失，影響系統供電安全，如表 8 所示。

表 8 50+2 自動卸載試驗項目作業程序查核表

50+2電驛試驗項目查核表					
項目	查核項目	查核結果	日期	查核人員	查核異常處理情形
1	確認工作內容並了解與工作內容相關之系統運轉狀況。	完成	100/2/25	劉智良	
2	確認50+2電驛標置文件正確。	完成	100/2/25	劉智良	
3	確認50+2電驛DC回路電壓正常。	完成	100/2/25	劉智良	
4	確認50+2電驛串接CT回路正確。	完成	100/2/25	劉智良	
5	比流器二次側接線查核(含等級、組別、匝比、極性等)。	完成	100/2/25	劉智良	
6	確認50+2電驛用之PRTU、50+2A、RYFA端子正確連接	完成	100/2/25	劉智良	
7	確認保護電驛用訊號傳輸通道測驗正確。	完成	100/2/25	劉智良	
8	確認50+2電驛用之DTT盤面43/DTT切至ON。	完成	100/2/25	劉智良	
9	確認50+2電驛用之自動卸載線路P與T已接妥功能正常。	完成	100/2/25	劉智良	
10	確認50+2電驛標置正確設定。	完成	100/2/25	劉智良	
11	確認50+2電驛特性均已試驗合格。	完成	100/2/25	劉智良	
12	確認50+2電驛接線查核正確。	完成	100/2/25	劉智良	
13	確認50+2電驛負載校驗電錶用CTR2000/5正確。	完成	100/2/25	劉智良	
14	確認各項50+2電驛試驗結果經綜合判斷均正確。	完成	100/2/25	劉智良	
15	確認各保護電驛均正確使用。	完成	100/2/25	劉智良	

2.50+2 加入系統使用經依 50+2 自動卸載試驗項目作業程序查核表逐步完成，並與 ADCC 點對點查對，確認接線正確、DC 電源正常、標置設定無誤、50+2 自動卸載串接電表用比流器比值 2000/5 正確，於 100 年 2 月 25 日完成，待 100 年 2 月 26 日 161kV 系統嘉義~新營~山上分歧紅、白線同時兩回線停電時使用。

十、結論

本工作計劃旨在執行輸電線路無法同時兩回線同時停電之措施，由於 161kV 系統嘉義~新營~山上分歧紅、白線同時停電時，輸電線路又發生 N-1 跳脫且復閉不成功，將使另一回線負載會超過 123%，故採用 50+2 電驛自動卸載裝設，以因應系統正常運轉。回顧整體工作計劃是一種艱巨挑戰與任務執行綜合歸納如下：

1. 負載規劃預測分析要準確；除精確 PSSE 軟體模擬負載詳細分析外，另二次系統負載轉供量及 50+2 電驛自動卸載量要計算正確。
2. 50+2 自動卸載裝置；因兩回線自動卸載，故要找到 50+2(SEL351A、SEL551A) 電驛 4 具，依其邏輯回路規劃設計，然後畫出實際接線圖。
3. 輸電線路兩回線停電保護電驛標置變更因應：
 - (1) 系統停止要求書應儘速傳送給供電處電驛標置組。
 - (2) 變更系統當天依電驛標置變更通知單執行標置變更。
4. 二次系統 69kV 負載轉供保護電驛標置變更因應：
 - (1) 依據系統停止要求書電驛組做電驛標置設定。
 - (2) 依據新營 P/S 轄區之白河 S/S、新東 S/S 及麻豆 S/S、佳里 S/S(#5MTr、#7MTr) 轉供負載區域做電驛標置設定 Aspen 模擬軟體做分析。
5. 50+2 自動卸載功能測試；依據 50+2 自動卸載試驗項目作業程序查核表逐一完成特性試驗、接線試驗、跳脫試驗、警報試驗、保護電驛標置設定內鍵。
6. 50+2 自動卸載測試完成加入系統使用。電力系統 161kV 輸電線路鐵塔架設因素導致停一回線無法順利進行工作，因同時 2 回線停電工作，會發生安全距離不足，為使供電穩定且工作順利進行，在 N-1 情況下不致於造成轄區區域大停電，經檢討後擬定應變改善措施以加裝 50+2 自動卸載裝置及二次系統負載轉供方式，確保系統運轉安全。

十一、感謝

本計畫裝置在執行現況供電瓶頸，轄區 2 回線同時停電時，系統再發生 N-1 線路跳脫事故且復閉不成功，則另一回路負載將會超過 123% 時，立即啟動 50+2 卸載，此計畫除要經正確分析負載潮流且周詳地規劃 50+2 裝設及保護電驛標置協調設定方能克竟全功，承蒙嘉南供運轉組、ADCC、電驛組、資控組、安南課、南二分隊及供電處電驛技術組、電驛標置組、運轉組與電力調度處提供技術經驗與意見，協助本計畫裝置加入系統使用得以順利完成，在此一併致謝。

十二、參考資料

- [1] SEL-351, SEL-551 Protection System Instruction Manual, 2010. 09. 08.
- [2] GRL100 Line Differential Relay Instruction Manual, 2008.
- [3] 台灣電力公司電力系統運轉操作章則彙編。
- [4] 台灣電力公司供電處網頁保護電驛標置設定原則。
- [5] 台灣電力公司嘉南供網頁二次系統 69kV 保護電驛標置設定。
- [6] 蔡隆田-嘉民~柳營山海線或柳營~新營山海線 N-1 時 50+2 自動卸載設計簡報，2011. 02. 16。

中華民國電驛協會近期活動剪影



第六屆第五次理監事聯席會會議主席羅理事長隆和開場致詞



頒發獎狀感謝台電公司台北供電區營運處提供本次會議場地及協助籌劃活動



頒發獎狀感謝耿豪企業股份有限公司捐款贊助本會大專校院獎學金



頒發獎狀感謝瀚能機電公司熱心公益贊助會務活動



頒發獎狀感謝全城電業顧問有限公司熱心公益贊助會務活動



頒發獎狀感謝計量企業有限公司(股)公司熱心公益贊助會務活動



頒發獎狀感謝臣堡科技有限公司熱心公益贊助會務活動



頒發獎狀感謝昱泰機電技術顧問(股)公司熱心公益贊助會務活動



第七屆會員代表選舉北部地區開票結果