中華民國電驛協會會刊

中華民國八十四年五月二十日創刊
中華民國一〇三年八月一日出版

發 行 者：李 群
高等顧問：李河樟 許萬寶 張重湖 簡文通 羅隆和
顧 問：周南焜 許邦福 趙基弘 陳勇蒼
法律顧問：吳仲立 游文華 賴青鵬
編輯委員會：主任委員 黃慶林
副主任委員 李錦槍
編輯委員：白雲年 吳立成 洪世宇 洪敏捷 林安志 李金鐘 范建誼 郭麟瑛 陳來進 陳炳基 陳順斌 許文興 許宸源 張偉荃 黃英龍 黃惟雄 黃德華 潘明路 謝建賢
（依照姓氏筆劃順序）
廣 告 組：周瑞年 謝璧如
地 址：台北市羅斯福路三段 244 巷 9 弄 1 號 2 樓
E-mail : relayaso@ms68.hinet.net
服務電話：(02) 2362-3993
傳 真：(02) 2363-0860
印 刷 者：文山打字印刷有限公司
地 址：台北市杭州南路二段 25 巷 13 號

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◎

目 錄 索 引

☆24 淺談本協會註冊圖標（Logo）之原創構思---------- 李國楨

☆27 用戶電驛保護設備基本維護與判讀---------- 許文興

☆45 台電 345kV 系統對科學園區電壓驟降影響評估---------- 李清雲、黃瓊誼

☆55 台電公司 69kV 輸電線路保護電驛汰換介紹---------- 林文彬

☆68 匯流排保護與比流器特性分析
----------鄭 強、范振理、蕭弘清

☆78 69kV 輸電網路多端輸電線測距保護協調之研究----------
---------- 李 群、李河樟、簡文通
鍾彰榮、高文秀、周至如

☆96 數位式方向性過流電驛應用於輸電線之最佳保護協調策略研究----------
---------- 徐鉉凱、辜志承

☆109	會務報導
☆110	103 年下半年度教育訓練計劃
☆111	中華民國電驛協會獎學金辦法
☆112	中華民國電驛協會獎學金申請表
☆113	中華民國電驛協會保護電驛專業檢測團體認證規範
☆115	保護電驛專業檢測團體技術員工作證
☆116	保護電驛專業檢測團體認證申請表
☆117	保護電驛專業檢測團體證照
☆118	中華民國電驛協會第七屆第四次理事暨監事聯席會議紀錄
☆121	中華民國電驛協會第七屆第三次會員代表大會會議紀錄
☆124	中華民國電驛協會 20 周年慶祝會經費已募集明細表
☆125	第七屆顧問及各委員名單
☆126	中華民國電驛協會沿革
☆127	中華民國電驛協會個人、團體入會申請書
☆128	中華民國電驛協會永久團體會員名單
☆129	中華民國電驛協會團體會員名單
☆131	中華民國電驛協會永久個人會員名單
☆132	中華民國電驛協會個人會員名單
☆136	103 年 1 至 6 月新入會會員名單
☆137	電驛協會會刊目錄總表

廣 告 索 引

封面	金吉昌五金機械(股)公司
封底	亞力電機(股)公司
封面裡	飛領電機顧問/飛羚電機工程(股)公司
封底裡	全城電業顧問有限公司
1	盈昇有限公司
2	健格科技(股)公司
3	計量企業有限公司
4	勇帥電氣技術顧問(股)公司
5	日幸科技有限公司
6	祥正電機(股)公司
7	儀測科技國際(股)公司
8	育貿(股)公司
9	西門子(股)公司
10	艾波比(股)公司
11	中友機電顧問(股)公司
12	台灣電力公司
13	台灣震江電力科技(股)公司
14	施耐德電機(股)公司
15	禾興有限公司
16	中興電工機械(股)公司
17	渝豐實業(股)公司
18	力鋼工業(股)公司
19	華新麗華(股)公司
20	大同(股)公司
21	大亞電線電纜(股)公司
22	太平洋電線電纜(股)公司
23	台灣鐵塔(股)公司
24	宏泰電工(股)公司
25	盈豪國際有限公司
26	維立電機(股)公司
27	攝陽企業(股)公司
28	台灣大電力試驗中心
29	春源機電技術顧問有限公司
30	中華民國電驛協會
31	中華民國電機技師公會全國聯合會

淺談本協會註冊圖標（Logo）之原創構思

本協會常務監事　李國楨

壹、緒言

韶光飛逝轉眼瞬間，中華民國電驛協會創立迄今，即將邁入 20 周年。回顧民國八十三年間，本人正服務於台電公司電驛維護部門，恰好跨入第十七個年頭，積十多年工作之經驗，更深切體認知保護電驛在維護台灣整體電力系統運轉之安全性、穩定性與可靠性，實在具有無可替代之關鍵性地位，其保護範疇概括發電系統、輸電系統、變電系統及配電系統等，亦即遍及上、中、下游電力設備。論及電驛保護時空方位則涵蓋全天候且全方位，有如便利商店每天 24 小時且終年無休地監護電力設備運轉。績效上滿足用戶高品質電力需求，堅守供電穩定可靠且誠信不渝，成就奈米級製程半導體擁有世界級優質高良率產品之優越感。

保護電驛在電力系統盤踞無可取代重鎮地位，然而人力培訓卻未受到相對的器重，誠如電驛界資深前輩李宏任先生在其著作「實用保護電驛」書中序言有感發抒「保護電驛及保護電驛系統的應用，是電力系統運用技術上重要的一環。……但是無論國內或美國的大專院校，有關此類工程人員的養成工作，均不甚重視。以致數十年來各電力公司始終遭遇電驛工程人材缺乏的問題。」凡此論點我電驛工作同儕及本人均感同身受，一心一意念茲在茲地摸索，如何與國內英才或志趣相投者建交互動、如何推展「宣導電驛知識與應用技能」之實務交流平台。因此當有突兀倡議創設「電驛協會」之構想，初始聞者譁然眾議紛紜，繼而交集沉澱，最後凝聚眾志成城，在溫水加熱下成功申辦本協會。

申辦送件時，忽提及必須併送圖標(Logo)申請作為本協會之註冊商標，於是鼓舞全體創始會員各自激盪創思。斯時本人忝為創始會員之一，理當分憂解勞挺身呼應，故不揣才疏學淺，積極投入圖標設計隊伍，冀求拋磚引玉手法，激盪夥伴締造佳績，不意啼聲初試就雀屏中選，至今也將走入第 20 個年頭。如今回味這段塵封往事，想到「無心插柳柳成蔭」假弄成真，不覺啞然失笑。至於原創構思或許非電驛工程背景者難窺其堂奧，電驛本體能發揮其既設之完備功能，其秘訣在於電驛週邊整體輔助系統，必須完美無缺地發揮相輔相成與協調運作的功能。今欣逢協會成立 20 周年慶祝，擬借會刊一隅，淺談圖標之原創構思，透析模型之內涵意境。

貳、模擬太陽系雙子星運轉模型

宇宙天文學上的雙子星，係以引力互相繞著對方公轉，不即不離，直到崩毀。而物理學上則是指兩顆質量極其接近的星體，由於它們的萬有引力十分接近，所以彼此吸引對方，互相繞着對方旋轉而不分離。

援引此雙子星運轉模式，假想將保護電驛模擬為太陽恆星長年位居核心，並

設計採用兩組雙子星軌道運轉，其意旨乃在求取平衡和諧，不偏不倚，恆守中庸之道，致體中和，天地位焉，萬物育焉，生生不息。在雙子星運轉軌道之四隅(即四角落)，分別安置“電力”、“電控”、“電信”、“資訊”四大週邊輔助系統，假想為四大雙子星。四大週邊輔助系統與保護電驛之關聯性，概要闡述如下：

1. 電力系統：開宗明義界定本類保護電驛主體僅適用於電力系統，至於其他如電話、汽車類電驛皆非屬本協會概括承受之族群。因此電力類保護電驛所須比流器、比壓器及電力斷路器“a”、“b”接點等均屬電力系統必要之配備，引入這些要素至電力電驛主體，始能賦予電力電驛發揮既設之保護功能，是以電力電驛的問世可說是針對電力系統為標的物之保護應用設計，別無其他用途。

2. 電控系統：即電動控制之系統，當變電所無人化浪潮席捲全球後，國內小電廠、變電所人力編制朝向集中大區域調度遙控。因此早期現場手動操控設備，必須一律加裝可遠端遙控操作配備，同時現場電驛運作模式也一併配合「無人化政策」重建新規範，是故保護電驛無法擺脫電控系統而獨立運作。

3. 電信系統：早期輸電線路近(遠)端之測距電驛為取得同線路遠(近)端測距電驛動作訊息，電驛廠家特別設計專用通信器材，由電力公司配置指定通信頻道。當該線路故障時，由遠(近)端測距電驛啟動電信訊息予同線路之近(遠)端測距電驛收訊，藉助訊息互傳適時發揮近(遠)端測距電驛選擇“瞬間跳脫”(instantaneous trip)或“延遲跳脫”(delay trip)功能。如今數位差流電驛配置光纖，足以發揮線路兩端電驛同步感測並比較電流差異(current differential)程度，既簡單又精準研判故障點究屬該線路之“內部”或“外部” 區間，有效突破前述之邏輯繁複推演與訊息異常失靈。因此通信系統是活絡電驛數位/類比訊息傳遞的通道，唯一可瞬息傳送線路雙端電驛動作訊息之輔助系統。

4. 資訊系統：當變電所落實無人化政策時，則該所必須配置系統監控和資料擷取功能之資訊設備(Supervisor Control And Data Acqusition；SCADA)，方便事故後留存紀錄資料之擷取與分析，保護電驛運轉正常或事故跳脫皆倚賴資訊即時儲存數據。電驛異常警示尤其是獲悉電驛動作狀態，區域調度人員即可擷取 SCADA 紀錄，列印通報等處理作業，因此 SCADA 是協助調度人員監控保護電驛運轉狀態之必要設備。另一重大用途在於監測全系統南北電力並聯運轉突發“解聯”重大事故之“特殊保護系統”(Special Protection System；SPS)。台灣地形南北狹長，但工商業及人口密集匯聚於北部，故絕大部分電能消耗於北部。理論上電源開發應偏重於北部，以規避電力不足窘況。然而由於受到環保團體長期抗爭，肇致北部電源開發中挫，長期以來形成南電北送險要救濟。假想承載南電北送之主幹超高電塔如因受豪大雨襲擊或強震，引起塔基坍塌倒地；或超強颱風颳倒，最壞的狀況是南、北區域電力解聯。此將造成北部電力不足，引發大區域無預警停電；南部地區則因電力過剩，必須緊急跳機因應。南、北電力一旦解聯後，各殘存供電區域仍須緊急尋求該系統電壓、頻率不致過度偏離穩態運轉範圍。此種特殊保護倚賴 SCADA 監測南區計畫跳脫機組即時發電量，同時監測超高壓北、中、南主幹超高壓線路即時負載量外，也一併監測北區計劃緊急卸載各階段饋線之即時負載數據。上述重大事

故一旦發生，統由 SPS 保護系統主機依據既設規劃程式，指令傳送電驛執行監控、跳脫要務。由此觀出 SPS 保護系統特殊要務，保住殘存區域電力系統不停電，然後按步就班逐步復原停電區域之電力。

保護電驛除倚重此四大輔助系統外，其他如直流電源等仍屬要素，統攝廣泛難得完善，僅列舉犖犖大端，扼概要綱張目舉，論大體不失完備。

參、結語

綜觀前述梗概略知：電驛保護電力系統設備不但不能存在「死區」即未被監控保護之區間，而且任一區間必須被設計交互重疊保護，因此才有「主保護」(main protection) 與「後備保護」(backup protection)之設計，此乃假想主保護電驛突發不明故障，即失去保護功能運作而不為人察知，失靈期間遇電力設備突發故障，仍有後備電驛伺機取而代之，故圖標右側標示「全方位監護系統」，寓意在此。

因應變電所無人化政策，改制為集中調度遠端操控運轉，現場保護電驛也一併納入遠端監控，重新規範操控運轉模式，故圖標左側列示「自動化操控運轉」，不言可喻。

當今數位電子及網路通信科技進步神速，可謂一日千里，保護電驛主體結構跟隨邁入數位電驛世紀，配屬光纖通信更是日新又新。有朝一日數位電驛一旦配備智能作業軟體，採用指紋辨識系統來執行電驛作業人員之身份鑑定，使用類似蘋果智慧手機 Siri 聲控系統，以自然對話互動方式來設定電驛標置、完成搜尋智慧電驛儲存資料，查詢智能電驛歷年事件紀錄或電驛主體自我檢測異常報告等先進智能軟體科技應用。又如各電廠、變電所可各自建立電驛雲端資訊庫，如想搜尋各廠所電驛資料時，可逕入該廠所電驛雲端資訊庫查詢。未來發電廠、變電所數量過於龐大，而電驛維護人力又未及時擴編時，建立在地(local)電驛雲分散搜尋保護電驛資訊管道，亦不失為一項未來可行之選擇。

綜上觀想未來註冊圖標實應符合更新潮思維，古德云：「苟日新，又日新，日日新。」追求高端科技應用，豈能不抱持追求「止於至善」之心境而與時俱進呢？

欣逢 20 周年紀念，全體會員除歡欣鼓舞慶祝外，亦一同見證這歷史性的時刻，更應責無旁貸，持續推動「保護電驛知識宣導」與「保護電驛技術應用」之發展主軸，來彰顯協會「不忘初心，方得始終。」之默許，形塑更鮮明的自我定位與形象品牌。

回顧 20 年來篳路藍縷從無到有，展望今後亟需再次潛沉蛻變養深積厚，繼往開來邁向生機，期許百尺竿頭，奮起躍進。宏觀宣導電力設備安全運轉之重要性，長遠落實培育社會專材證照參與電驛實務之使命感。

用戶電驛保護設備基本維護與判讀

嘉南供電區營運處電驛組　許文興

壹、前言

用電戶是台電公司基本客戶，無論客戶用電多寡，台電公司均以最優質產品賣給每家用電戶，使每家用電戶享受充裕的用電。電力輸送由遙遠電廠昇壓經輸電線傳遞至負載端，中間過程由 345kV 超高壓輸電線經 161kV 一次輸電線、69kV 二次輸電線、11/22kV 配電線經降壓 110V/220V 至各用戶負載端。這樣長遠傳輸之設備有發電機、昇壓變壓器、降壓變壓器、輸電線、斷路器等用電設備均暴露在外，因此電網供電能力相對脆弱，為避免用電設備損害，除加強防範外須維持供電品質及用電安全之電力設備定期維護與檢測，確保運轉安全供電不會中斷，如圖 1 所示。

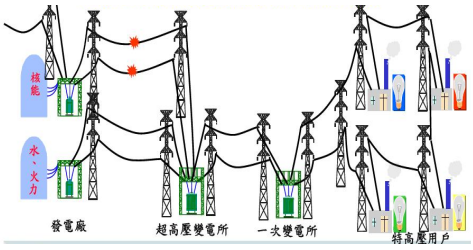


圖 1　電力輸電線系統圖

貳、保護電驛基本認識

保護電驛（Protective Relay）是經由比流器(CT)、比壓器(PT)及其相關設備檢出故障的電氣設備，當有設備發生事故時，可以快速檢出故障訊息，適時清除故障，隔離事故範圍，避免危害保護設備，縮小故障範圍再度擴大及減少人員傷亡，所以保護電驛是確保電力系統安全運轉穩定系統之最重要設備，也是事故發生後的一種重要保護裝置。

保護電驛是在事故時才會發揮功能，故保護電驛的裝設並不能減少事故的發生次數。保護電驛是一個團隊的組合，它包括保護電驛、比流器、比壓器、斷路器、通訊設備及變電所內 DC 直流電源設備等，如圖 2 所示。在此一組合中，每一設備的性能都將會影響到整體的動作功能。在現有的科技條件下，無論任何品牌的保護電驛或保護電驛系統，或多或少隱藏有不同程度的缺陷，其性能並非完美。因此，保護電驛系統應經測試及標置協調工作完成後，才能上線使用，以確保電力系統保護運轉安全。

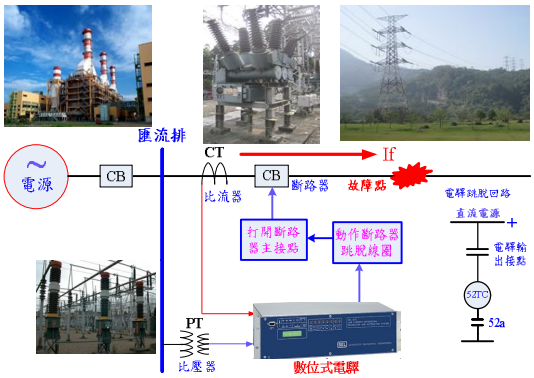


圖 2　保護電驛系統動作是一個團隊的組合圖

一、何謂比流器(Current Transformer,CT)

比流器是用以將電力系統中的大電流(比流器一次值)轉換成較適合電驛使用之低電流(比流器二次值)。依美國比流器二次值採用 5A 為標準，另有歐洲廠牌比流器二次值採用 1A 為標準。選擇比流器之變比值時，應考慮其所連接的電驛、補助比流器及表計等電氣設備之安全電流容量，如圖 3 所示。

變流比 ＝ 一次電流/二次電流，表示方

式為 400/5。

例：CT.Ratio=400/5A：係指一次側額定電流值為 400A。二次側額定電流值為 5A 。

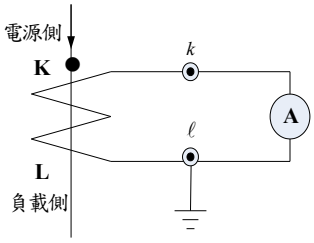


圖 3 比流器接線圖

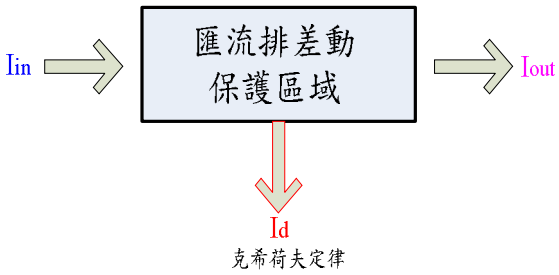
二、何謂比壓器(Voltage Transformer,VT)

比壓器以前簡稱 PT，查美國電機工程師學會將其正名為簡稱 VT。比壓器是指一般的雙繞組電壓變換設備，它的結構和普通的電力變壓器類似，差異僅在比壓器不具備強電流負載的容量。比壓器一次側電壓額定值的選用隨電力系統電壓而定，二次側電壓標準之額定值在美國採用 115V ，在歐陸國家則採用 100V 為標準。

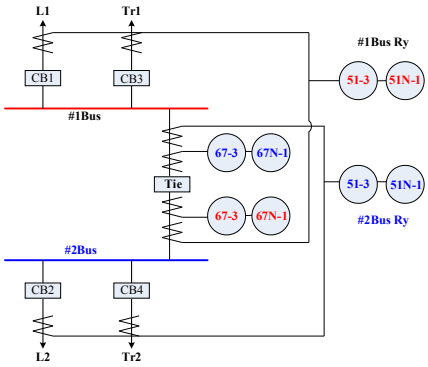
比壓器性能的要求是在其電壓調整率(Voltage Regulation)。亦即在負載條件下其一、二次側的電壓比。其二次側電壓值 $V_{EF}=V_C-I_L(Z_H/n_2+Z_L)$，通常其結果是二次電壓的相角較一次稍為落後；而幅值則較一次換算至二次後稍為小些。比壓器電壓的典型誤差值為 0.3、0.6、1.2%。

三、何謂匯流排(BUS)

匯流排又稱為母線，匯流排保護範圍涵蓋有斷路器、比流器、比壓器、避雷器、隔離開關及匯流排相關附屬配件等電力設備，是匯集電源、負載及輸電線路等之匯集點，同時對電力系統之匯集、分配、轉送有多功能之用途，如圖 4 所示。



(a) 匯流排差動保護基本原理



(b) 匯流排保護單線圖

圖 4 匯流排差動保護基本原理圖

四、何謂相量

是一種與頻率及時間有關的旋轉相量，但為求分析方便，多將各電氣相量凝結於某一特定的瞬間來處理，利用一不旋轉之向量來分析及運算。相量之值可以是均方根值(有效值)，亦可以是瞬間值，端視當時利用之情況而訂。相量既為一旋轉之向量，國際間訂定了逆時針方向為其旋轉的正方向。

相量(Phasors)定義是若當天溫度為 28°C 中的『28』為一純量。某人向東北方向作 3 公里的位移，而這『3』則為一位移向量，將此位移向量繪於一直角座標如右，而兩分向量為 X 向東方及 Y 向北方，即 D=X+jY，如圖 5 所示。另用複數型、極座標型、指數型表示，如圖 6 所示。

C1 = | C1 | (cosθ+jsinθ) 複數型 (Complex Form)

C2 = | C2 | ∠θ 極座標型 (Polar Form)

C3 = ｜C3｜ $e^{j\theta}$　　指數型
(Exponential Form)

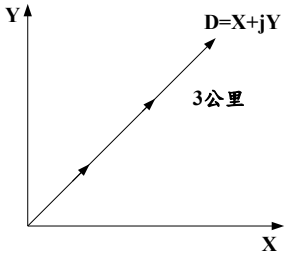


圖 5 一般向量圖

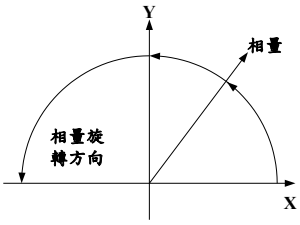


圖 6 單相相量與波形圖

五、何謂相序(Phase Rotation)

相序(phase rotation 亦可稱為 phase sequence)它是指三相電壓掃過一參考定點的方向先後次序。相序的標示，國際間並無一定的標準，多採用 ABC 或 123，而歐洲國家則採用 RST。目前電驛廠家對於三相設計的數位式電驛均需接正相序的電力系統。目前台電的輸電系統為逆相序，表示的方式為 RST。

當人站在一處固定不動，面對一組三相的旋轉相量，此人看到的順序若為 R→S→T 為正相序；若為 R→T→S 則為負相序，如圖 7 所示。

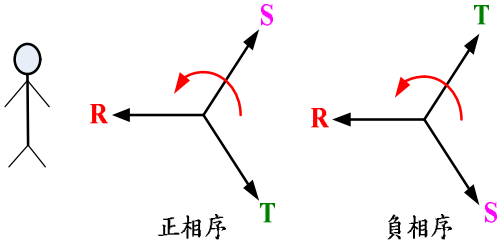


圖 7 正相序與負相序判定圖

六、何謂極性(Polarity)

一次瞬間電流是由一次繞組的極性端子流入，則二次瞬間電流將由二次繞組的極性端子流出，且兩電流幾為同相(in-phase)，如圖 8 所示。

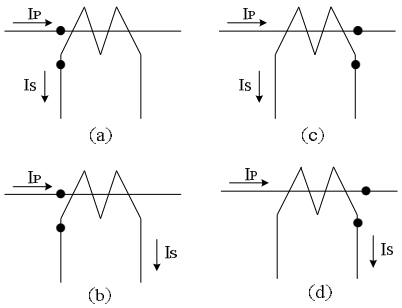


圖 8 比流器極性圖

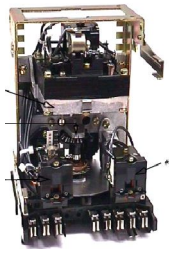
參、保護設備在電力系統中重要性

一、何謂保護電驛(Relay)

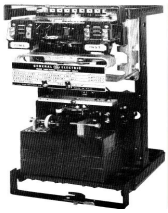
保護電驛又稱為繼電器，當電力系統發生事故後的一種保護裝置，也是一種用於指定的電力系統範圍內檢測出不正常工作狀況之設備。它可以提供高度的供電連續性、保障人身安全及防止其他電力設備過度損壞的一種安全裝置，其種類很多，如圖 9 所示。

CO-8 電驛

IFC51 電驛



CR-8 電驛



IBC 電驛

F650 電驛

SR750/760 電驛

REF541 電驛

L90 電驛

SEL351 電驛

圖 9 電驛種類圖

二、電力系統保護電驛功能

保護電驛可用來隔離故障設備，保護人員、設備安全並防止因事故產生而引起相關設備損壞，同時可檢測出電力系統中設備異常狀況，來維持較高供電的連續性，如有使用 79 復閉電驛。當故障發生時，故障地點兩端電驛及斷路器會正確動作，這叫正確動作。若故障發生時，故障地點兩端電驛及斷路器有一端不會動作，則越級動作一端電驛及斷路器，這叫不正確動作。

三、常用保護電驛或設備功能代號

表 1 保護電驛或設備功能代號

代號	保護電驛或設備功能	代號	保護電驛或設備功能
2	延時電驛	50N/51N	瞬時接地/延時接地過電流電驛
21/21N	測距電驛/接地測距電驛	52	斷路器
25	同步檢定電驛	59/59V0	相間/接地過電壓電驛
27	低壓電驛/欠壓電驛	67/67N	方向性延時相間/接地過電流電驛
32	方向性電力電驛	68	失步電驛
40	發電機失磁電驛	79	復閉電驛
41	發電機磁場開關	81H/81L	高/低頻率電驛
43	閉鎖開關	86	閉鎖電驛
46	電流逆向序	87T/87B/	電流差動電驛
	電驛	87L	
50/51	瞬時相間/延時相間過電流電驛	89	隔離開關
94	跳脫補助電驛	101	斷路器控制開關

四、保護電驛系統規劃

(一) 保護電驛設計準則

1. 信賴度（Reliability）：即可靠度與安全性。
2. 快速性（Speed）：保護區域內發生故障，在最短時間內快速清除。
3. 選擇性（Selectivity）：有重疊保護功能，同一事故有多套保護電驛偵測到故障，不會立即動作，是距故障點最近電驛隔離，由標置協調得到動作時間順序，獲得良好的選擇性。
4. 靈敏度（Sensitivity）：對系統穩定度可得到可靠度，但對安全性會有影響，所以應適當取捨。
5. 簡單性（Simplicity）：對整體保護而言盡量力求簡單。
6. 經濟性（Economics）：以少量投資即可達到最大的效果，同時考慮堅固耐用。

(二) 保護電驛規劃方式

1. 保護電驛設備可分為主保護及後衛保護，電力設備至少須有一套保護設備。依需求、重要性得設多套保護設備，以提升供電穩定度。
2. 輸電線路保護原則：

(1)87L1-全線段快速跳脫保護方式：須配合光纜或數位通信頻道，採用線路差電流方式(87L)。

(2)87L2-非全線段快速跳脫保護方式：免通信頻道，採用多區間測距方式或方向性過流電驛 (21/21N，67/67N)。

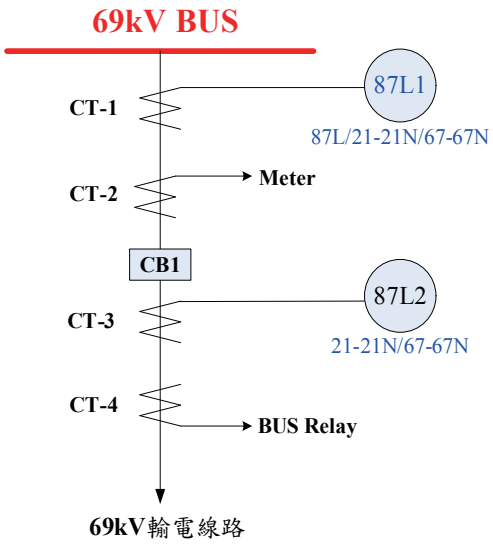


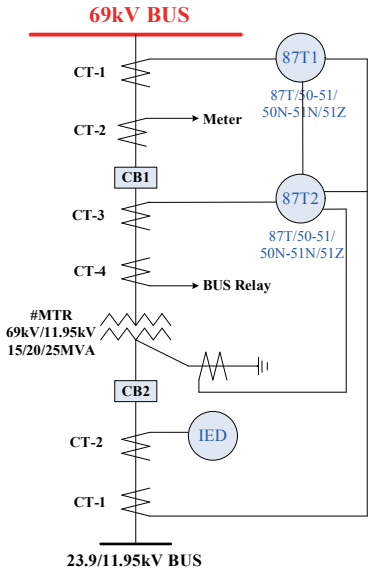
圖 10 輸電線路保護單線圖

3.變壓器保護以雙主保護方式為原則：

(1)87T1-同時啟用快速跳脫且具諧波抑制之變壓器差電流主保護功能(87T)及瞬時過電流(50/50N)和延時過電流(51/51N)之後衛保護功能。

(2)87T2-同時啟用快速跳脫且具諧波抑制之變壓器差電流主保護功能(87T)及瞬時過電流(50/50N)和延時過電流(51/51N)之後衛保護功能。

(3)中性點保護採用延時過電流方式(51Z)。



五、保護電驛加入系統原則

電力系統變更(運轉中之設備停電工作或新設備加入系統送電)應由專責部門審核，如新設備加入需經圖審完成，檢討電驛標置設定，檢討結果由專責部門配合進行電驛標置變更、試驗後，始得加入系統。保護電驛加入系統應試驗之項目有特性試驗、跳脫試驗、接線試驗、直流電源校驗及相關控制回路測試等。

肆、保護電驛標置協調應用

一、保護電驛之協調

1. 主保護電驛(Main protection relay)最接近故障點之保護電驛為主保護電驛，事故發生時，該主保護電驛應最先且迅速的動作。
2. 後衛保護電驛(Back-up protection relay)當主保護不動作(如電驛故障)或慢動作，達到某一設定時間(協調時間) ，由後衛電驛來動作。
3. 主保護電驛應優先於後衛保護電驛動作。
4. 協調時間相差太短，則可能因人為誤差、儀器誤差或 CT、PT 誤差不同而造成後衛電驛會比主保護電驛提前動作。協調時間相差太長，則又可能使設備、人員受到的損害機率增加。

二、協調時間(Coordination Time Interval；CTI)間距考慮

1. 比流器的誤差。
2. 斷路器跳脫時間。
3. 安全餘裕。
4. 若是電磁轉盤式電驛，尚須考慮轉盤之慣性衝程。
5. 過電流電驛大約在 0.3~0.5 秒之間。
6. ANSI 建議 CTI 為 0.2 ~0.5 秒，一般均採 0.3 秒，如圖 12 所示。

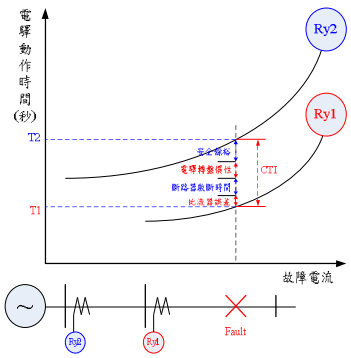


圖 12 保障電驛協調時間間隔動作曲線圖

三、保護電驛標置協調應用

若一主變壓器容量為 15/20/25MVA，電壓為 69 kV/11.4 kV，變壓器採 Δ-Y 接線，變壓器百分比阻抗值為 9%，相關保護電驛其一次及二次側的保護設備及饋線的保護標置協調。依據供電處 69 kV/11.4 kV 保護電驛標置協調規劃準則，各饋線保護電驛動作時間為 15 周波、Tie 為 25 周波、二次側 51/51N 保護為 35 周波、51Z 為 55 周波、一次側 51 保護為 42 周波，如圖 13 所示。

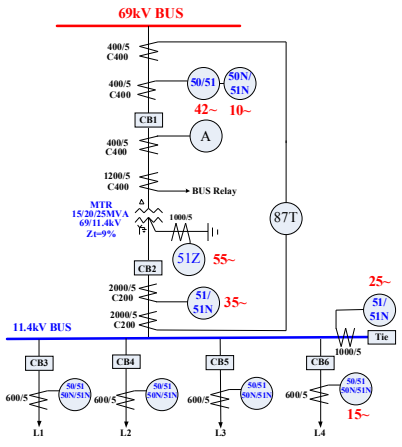


圖 13　69 kV/11.4 kV 保護單線圖

(一)、計算一次及二次側比流器比值

1. I_H=25MVA/($\sqrt{3}$ ×69kV)= 209.19A
   209.19 × 1.5 = 313.8A
   一次側匯流排的故障電流為
   900MVA/($\sqrt{3}$ ×69kV)=7530.9A
   7530.9A÷20=376.5A，　一次側比流器比值選定為 400/5
2. I_L=25MVA/($\sqrt{3}$ ×11.4kV)=1266.2A
   1266.2A×1.5=1899.2A，　二次側比流器比值選定為 2000/5

(二)、二次側三相短路之故障電流計算

1. I_B=100MVA/($\sqrt{3}$ ×69KV)=836.7A
   Z_{IS}=836.7A÷7530.9=0.1111Pu
   Ztr=(100MVA/15000kVA)×9%=0.6Pu
   Ztr=(100MVA/15000kVA)×9%=0.6Pu
2. I3φfL=1176.8A×69kV÷11.4kV=7122.7A(二次側)

(三)、變壓器一次側電驛標置設定

1. 51 電驛 Tap 設定
   209.19A÷400/5=2.62A
   2.62A×1.5=3.92A→Tap 選定 4
2. 51 電驛 Level 設定
   1176.8A÷400/5÷4=3.7 倍
   動作時間為 **42 週波**
   →SEL311C(SEL) Level=0.13(NI)
   51 電驛, SEL311C(SEL)：
   T/L=4/0.13=0.8In/0.13(In=5A)
3. 50 電驛瞬時元件(IIT)設定
   209.19A÷400/5=2.61A
   2.61A×(12~15 倍)=30A→50 設定
   50 瞬時元件設定 30A =6In(In=5A)
4. 50N/51N 電驛:主變一次側是△接，故 51N 電驛 Level 設置最小 **10 週波**動作，則 51N 電驛設定 T/L = 0.5/0.05, 50N 電驛設定 10A。
   51N, SEL311C(SEL)：
   T/L=0.5/0.05=0.1In/0.05(In=5A)
   50N,瞬時元件設定 10A =2In(In=5A)

(四)、變壓器二次側電驛標置設定

1. 51 電驛 Tap 設定
   1266.2A÷2000/5=3.16A

3.16A×1.5=4.75A→Tap 選定 5

2. 51 電驛 Level 設定

7122.7A÷2000/5÷5.0=3.6 倍

動作時間為 **35 週波**

→SEL311C(SEL) Level=1.3(VI)

51 電驛, SEL311C(SEL)：

T/L=5/1.3=1.0In/1.3(In=5A)

3. 51N Level 設定

7122.7A÷2000/5÷1.5=11.8 倍

動作時間為 35 週波→Level=4.7(VI)

51N, SEL311C(SEL)：

T/L=1.5/4.7=0.3In/4.7(In=5A)

4. 50/50N 電驛瞬時元件不做跳脫使用

(五)、變壓器中性線 51Z 電驛標置設定

1. 中性線比流器比值選用 1200/5。

2. 51Z 電驛 Level 設定

7122.7A÷1200/5÷1.5=19.8 倍

動作時間為 **55 週波**

→SEL311C(SEL) Level=0.36(NI)

51Z 電驛,SPAJ140C(ABB)：

T/L=1.5/0.36=0.3In/0.36(In=5A)

3. 50 瞬時元件不接跳脫接 OSC 啟動。

(六)、11.4kV 200Tie 51/51N 電驛標置設定

1. 51 電驛 Tap 設定為額定 5A

2. 51 電驛 Level 設定

7122.7A÷2000/5÷5=3.56 倍

動作時間為 **25 週波**

→SEL311C(SEL) Level=0.8(VI.)

51, SEL311C(SEL)：

T/L=5/0.8=1.0In/0.8(In=5A)

50 電驛瞬時元件不做跳脫使用

3. 51N 電驛 Level 設定

7122.7A÷2000/5÷1.5=11.8 倍

動作時間為 25 週波

→SEL311C(SEL) Level=2.8(VI.)

51N, SEL311C(SEL)：

T/L=1.5/2.8=0.3In/2.8(In=5A)

4.50N 電驛瞬時元件不做跳脫使用

(七)、Fd1(Fd2)饋線電驛標置設定

1. 51 電驛 Tap 設定為額定 5A

2. 51 電驛 Level 設定

7122.7A÷600/5÷5=11.9 倍

動作時間為 **15 週波**

→SEL311C(SEL) Level=3.0(EI.)

51 電驛, SEL311C(SEL)：

T/L=5/3.0=1.0In/3.0(In=5A)

50 瞬時元件設定 30A =6In(In=5A)

3. 51N 電驛 Level 設定

7117.9A÷600/5÷2.0=29.6 倍

動作時間為 15 週波→Level=6.0(EI.)

51N, SEL311C(SEL)：

T/L=2.0/6.0=0.4In/6.0(In=5A)

4.50N 瞬時元件設定 10A =2In(In=5A)

(八)、保護電驛標置協調設定用 Aspen 模擬

1.PF1(Power Fuse 1)-相間短路故障 (3LG Fault)

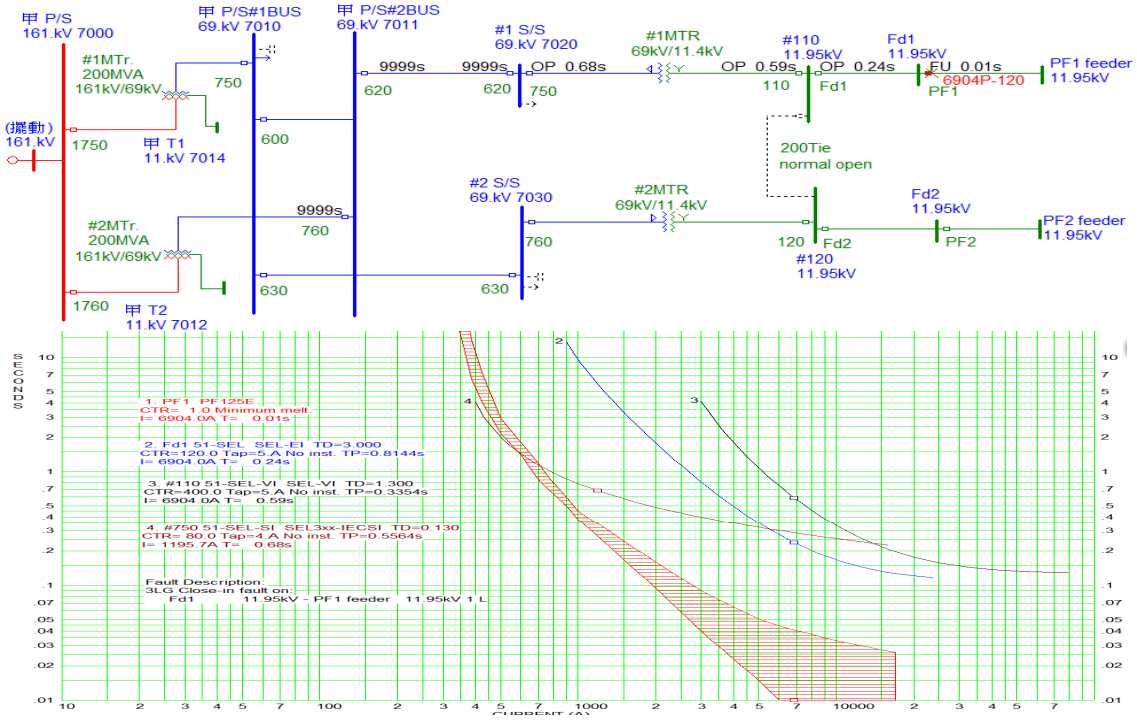


圖 13 3LG Fault 模擬動作特性曲線圖

2. 200Tie 投入，Fd1 51-相間短路故障 (3LG Fault)

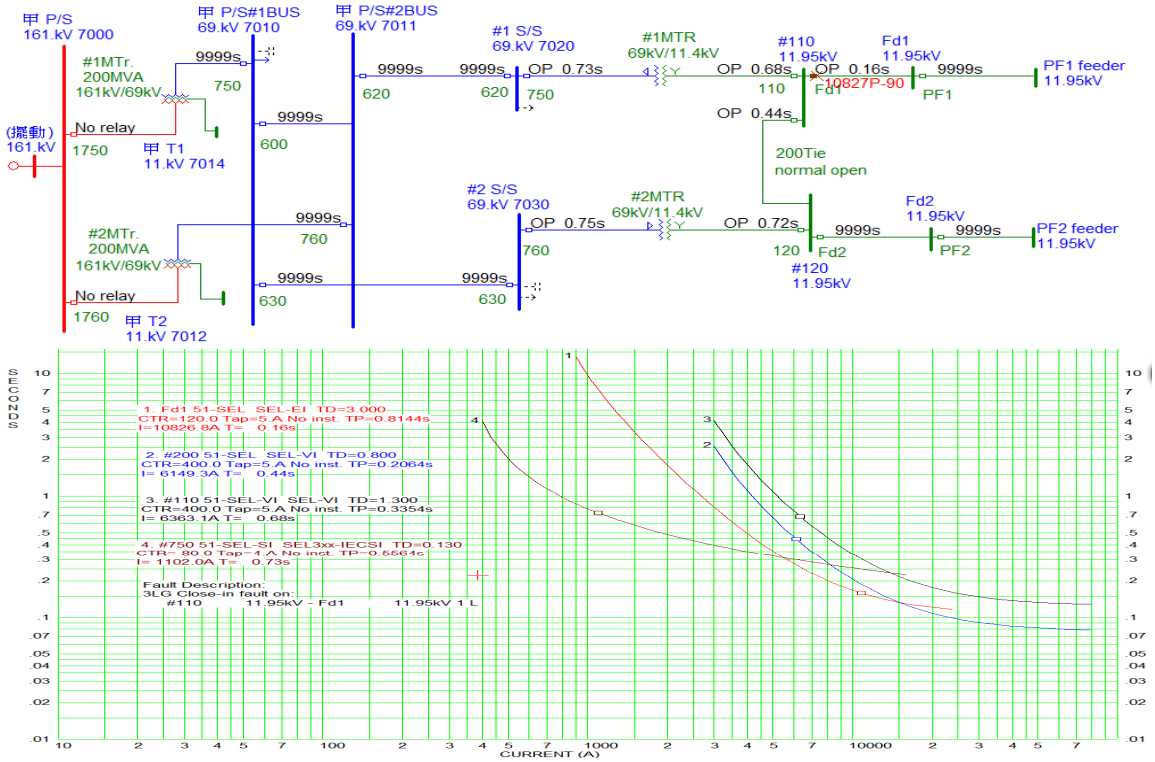


圖 14 3LG Fault 模擬動作特性曲線圖

3.#1S/S #750 51-相間短路故障(3LG Fault)

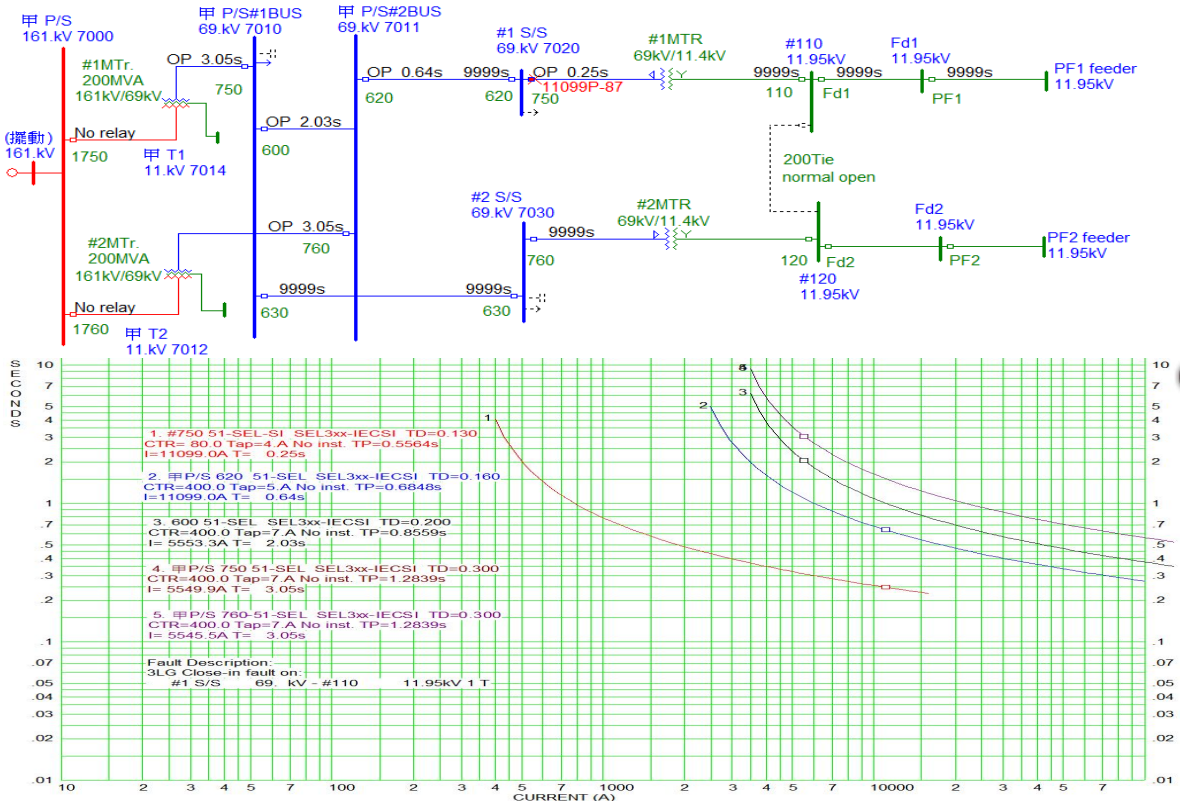


圖 15 3LG Fault 模擬動作特性曲線圖

4. PF1(Power Fuse 1)-接地故障(1LG Fault)

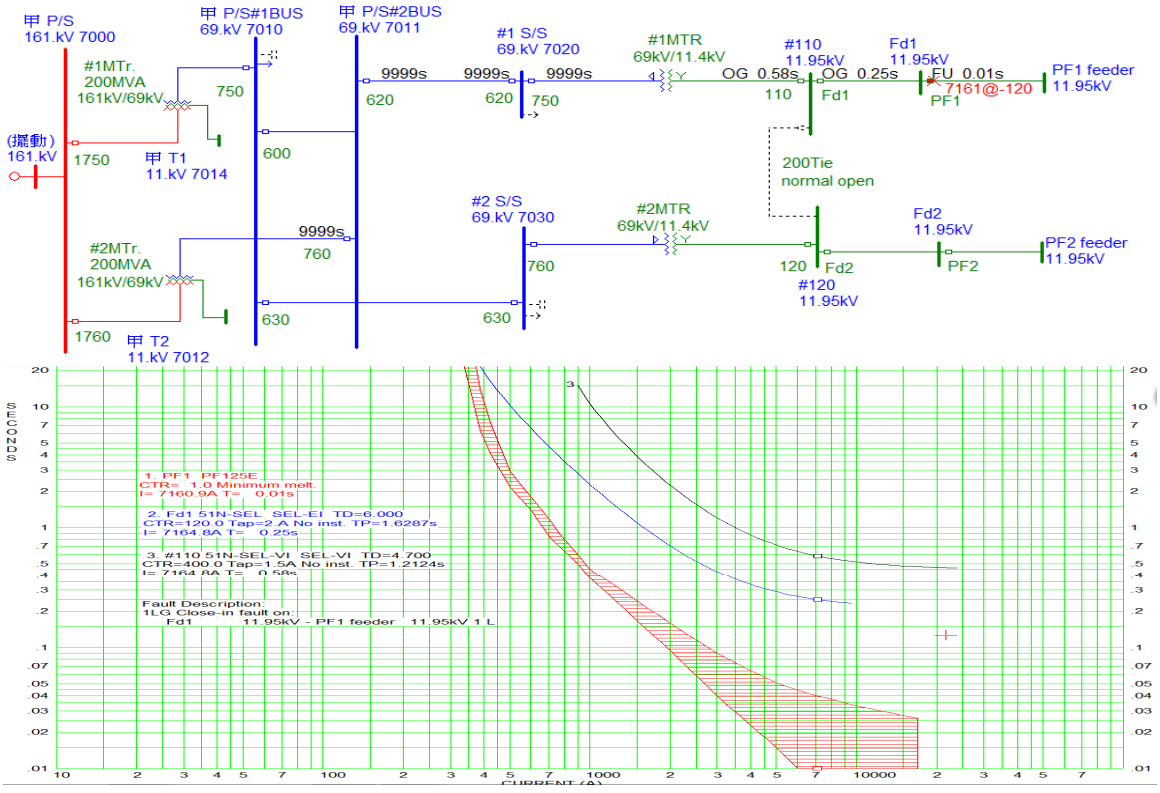


圖 16 1LG Fault 模擬動作特性曲線圖

5. 200Tie 投入，Fd1 51N-接地故障(1LG Fault)

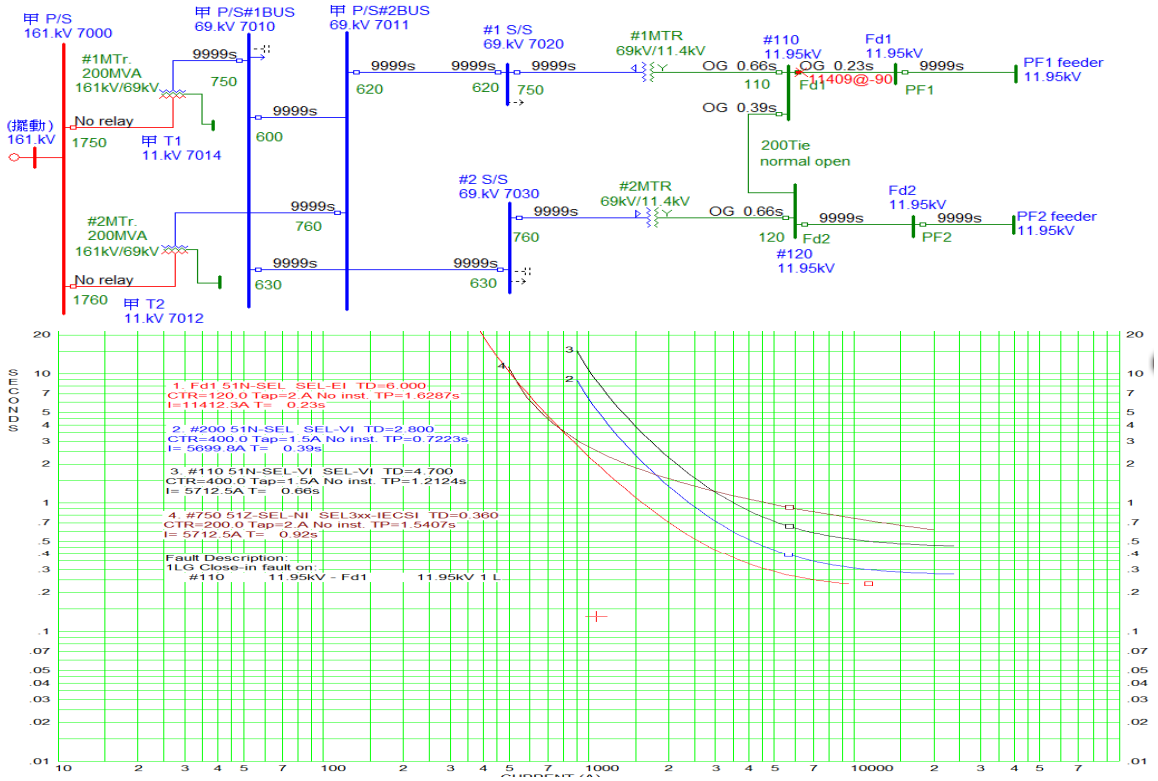


圖 17 1LG Fault 模擬動作特性曲線圖

6.#1S/S #750 51N-接地故障(1LG Fault)

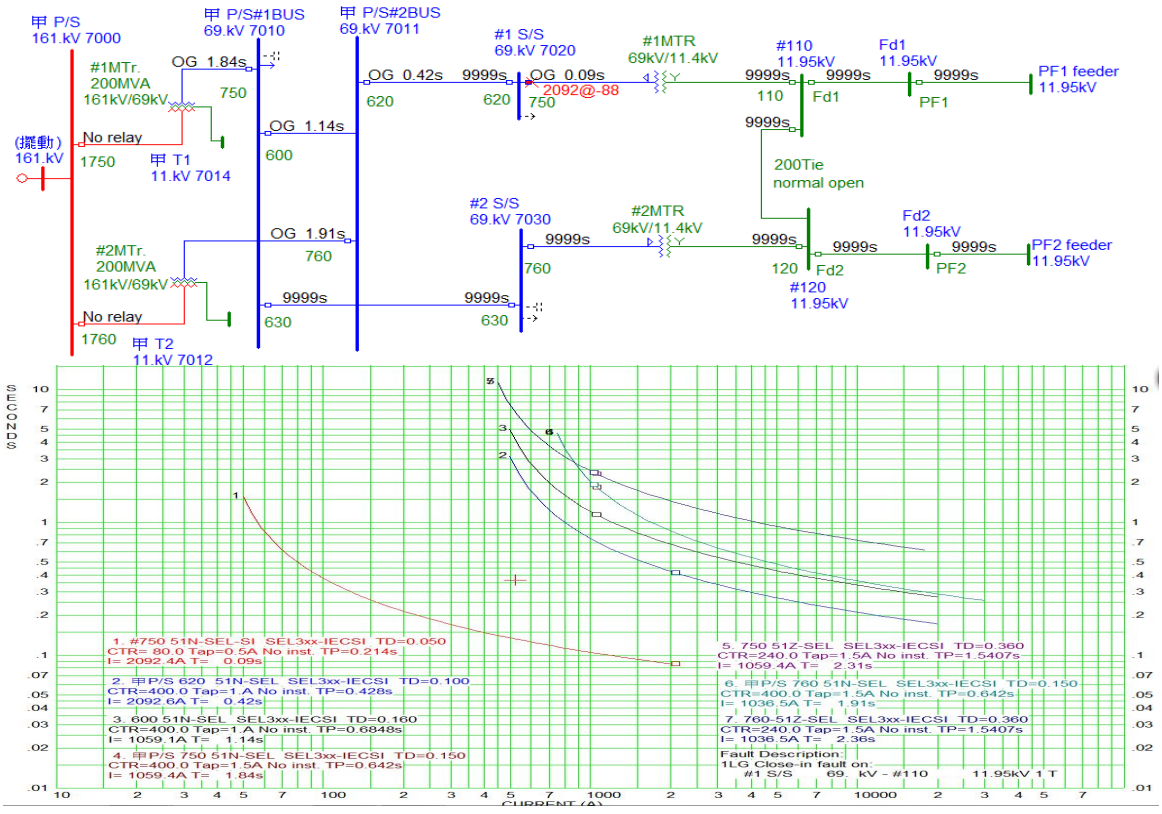


圖 18 1LG Fault 模擬動作特性曲線圖

伍、保護電驛維護及檢測

為確保供電品質及用電安全維持一定水準，除加強電力設備維護改善外，並追蹤各用電場所之用電設備要確實做定期檢驗及維護，來共同提升電力品質及用電安全。

一、保護電驛定期維護校驗

依電業法第 75-1 條規定,裝有電力設備之場所或供公眾使用之建築物及受電電壓屬高壓以上之用電場所，應置專任電氣技術人員或委託用設備檢驗維護業，負責維護與電業供電設備分界點以內用電設備之用電安全，並向管轄主管機關辦理業務登記。

依據專任電氣技術人員及用電設備檢驗維護業管理規則，受規範之用戶有特高壓或高壓受電之用電場所及低壓受電且契約容量達五十 kW 以上之工場、礦場或供公眾使用建築物。

如何落實用電設備定期檢驗工作，用電場所負責人應督促專任電氣技術人員對該經管之用電設備每六個月至少檢驗一次，每年應至少停電檢驗一次；每檢驗結果之紀錄於檢驗後次月十五日前分送原登記地方管轄主管機關及所在地電業營業處所辦理備查。

為確保保護電驛能發揮正常保護之功能，強化供電系統運轉安全，對保護電驛要做定期維護試驗，確保電驛正常使用狀態沒有故障。

(一)保護電驛維護週期

1.數位式電驛：

(1)一級維護：345kV-2 年，161kV 以下-3 年。

(2)二級維護：不分電壓等級-6 年。

2.傳統 E/M 電驛：

(1) 345kV-3 年　(2)161kV-4 年

(3)69kV-6 年。

3.新加入後電驛：隔年一級維護。

(二)保護電驛一級維護項目

1.電驛使用狀態檢驗。

2.電驛錶計功能檢驗。

3.通訊功能檢驗。

(三)保護電驛二級維護項目

1. 電驛警報及指示燈檢視。
2. 電驛接線圖核對。
3. 電驛系統跳脫試驗。
4. 電驛單體特性試驗。
5. 電驛取載及標置設定下載確認。

二、保護電驛定期維護校驗工作注意事項

(一) 工作前確實填寫工作程序書(SOP)。

1.工作前與調度中心(AD/DD)報告工作內容及相關應注意事項。

2.工作時依程序書試驗查檢表逐項試驗。

(二) 出發前及現場工作前確實做好 KY 及 TBM 工安自主管理活動。

1.工具箱邊集會 T.B.M-出發前集會及現場工作前確認。

2.預知危險 K.Y-重要危害因素及危險關鍵要加以掌握。

3.災害防止對策-工作人員行動目標及實施指認呼喚。

(三) 確認參與的成員皆清楚工作內容，工作區域盤面前及盤面後用　紅、藍帶標示明顯工作範圍，最好僅單一出入口管制。

(四) 各項工作需確實說明易發生之工安點，並加強督導及走動管理，力求每

位成員及承包商對工作安全有完整的共識。

(五) 落實工安三護措施，加強確認自護、互護、監護，以避免人為疏失造成事故發生。

(六) 加強宣導確實做到 3H 管理，避免人為疏失。

A. 1H(Hazimete):工程剛開始之起始點。工安教育訓練、開工前協調、查驗管理資料、施工機具查驗。

B. 2H(Hennka):工程項目變化之轉移點。含工作場所環境變更、現場施工機具改變、作業項目及工法變更。

C. 3H(Hisashiburi):工程停頓很久後之變化轉折點。評估工作場所環境、設備之危害因素有無變化。原報備人員有無變動及勞保資料確認。如有變動、應重新辦理勞安衛生教育訓練，以利人員再熟悉工法及環境危害因素。再檢查施工環境、設備之安全狀況，確認安全無虞後才得復工。如圖 19 所示。

(七)電驛定檢電驛試驗項目查核表，如圖 20 所示。

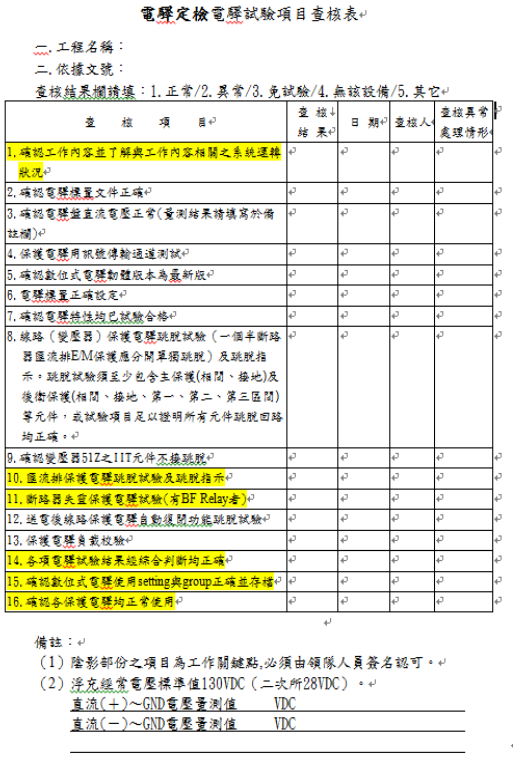
a. KY、TBM 活動

b.工作區域紅藍帶標示

c.上下盤面汰換工作

d.控制回路接線

圖 19 工作前 KY、TBM 工安管理活動 工作區域紅藍帶標示圖



電驛定檢電驛試驗項目查核表

一. 工程名稱：

二. 依據文號：

查核結果欄請填：1. 正常/2. 異常/3. 免試驗/4. 無該設備/5. 其它

查　核　項　目	查核結果	日　期	查核人	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				
2. 確認電驛標置文件正確				
3. 確認電驛端直流電壓正常(量測結果請填寫於備註欄)				
4. 保護電驛用訊號傳輸通道測試				
5. 確認數位式電驛動體版本為最新版				
6. 電驛標置正確設定				
7. 確認電驛特性均已試驗合格				
8. 線路（變壓器）保護電驛跳脫試驗（一個半斷路器區流排EM保護應分開單獨跳脫）及跳脫指示，跳脫試驗須至少包含主保護(相間、接地)及後衛保護(相間、接地、第一、第二、第三區間)等元件，或試驗項目足以證明所有元件跳脫回路均正確。				
9. 確認變壓器51Z之11T元件不接跳脫				
10. 匯流排保護電驛跳脫試驗及跳脫指示				
11. 斷路器失靈保護電驛試驗(有BF Relay者)				
12. 送電後線路保護電驛自動復閉功能跳脫試驗				
13. 保護電驛負載校驗				
14. 各項電驛試驗結果經綜合判斷均正確				
15. 確認數位式電驛使用setting與group正確並存檔				
16. 確認各保護電驛均正常使用				

備註：

(1) 陰影部份之項目為工作關鍵點,必須由領隊人員簽名認可。

(2) 浮充經常電壓標準值130VDC（二次所28VDC）。

直流(＋)～GND電壓量測值　　VDC

直流(－)～GND電壓量測值　　VDC

圖 20 電驛定檢電驛試驗項目查核表圖

三、保護電驛定期維護校驗工作

保護設備加入系統前應做保護電驛標置設定及試驗，確保設備功能正常，在設定作業上要依電驛標置原則，確保主保護與後衛保護之協調性，使故障時保護的區段儘速跳脫清除故障。使用中保護電驛為確保功能正常，經一段時間內做相關定期維護校驗工作，其試驗項目有特性試驗、接線試驗、跳脫試驗及直流電源校驗等，

如圖 21、22、23 所示。

(一)相間過流(50/51)及接地過流(50N/51N)電驛試驗報告

台灣電力公司 嘉南 供電區營運處

電流電驛試驗報告

廠所:壓甲S/S 線路別及斷路器號碼: #750 #1MTr 試驗日期: 103, 2, 23

1, 電驛種類及CT匝比:

相別	型式及廠家	比流器匝比
R,S,T	12IFC51B1A/GE	400/5
N	12IFC51B2A/GE	
51Z	12IFC51B2A/GE	1000/5

2, 電驛特性試驗:

相別	電流標置(A)	時間標置(TD)	始動電流(A)	容許動作誤差值	動作時間特性(sec) 200%	300%	500%	瞬時元件 標置	始動(A)	使用否
R	4	2	4	±10%	1, 50	1, 09	0, 70	30	30	是
S	4	2	4	±10%	1, 50	0, 99	0, 70	30	30	是
T	4	2	4	±10%	1, 49	0, 98	0, 70	30	30	是
N	0, 5	0, 5	0, 5	±10%	0, 38	0, 27	0, 20	10	10	是
51Z	2	5	2	±10%	4, 04	2, 60	1, 82			否

3, 接線試驗:

代號	一次側電流(A)	二次側電流(A)*	備註
R	61	0, 74	正常時
S	60	0, 76	正常時
T	60	0, 74	正常時
N		3m	正常時
51Z		0, 32	正常時

*在電驛端量取

4, 跳脫試驗及直流電源校驗:

相別	直流電源(V)	跳脫試驗 動作積勵電驛及斷路器號碼	指示器 電流標置(A)	是否指示	警報	絕緣試驗
R	27	Trip 750CB	2	是	V	
S	27	Trip 750CB	2	是	V	
T	27	Trip 750CB	2	是	V	
N	27	Trip 750CB	2	是	V	
51Z	27	86動作Trip 750CB #1MCB	2	是	V	

5, 備註:

(1)使用儀器:R-D-10-1&R-P47(2)測試結果:合格

(3)儀器校正有效期限 104.7.9及104.7.29

第1頁

圖 21 50-51/50N-51N 保護電驛試驗報告圖

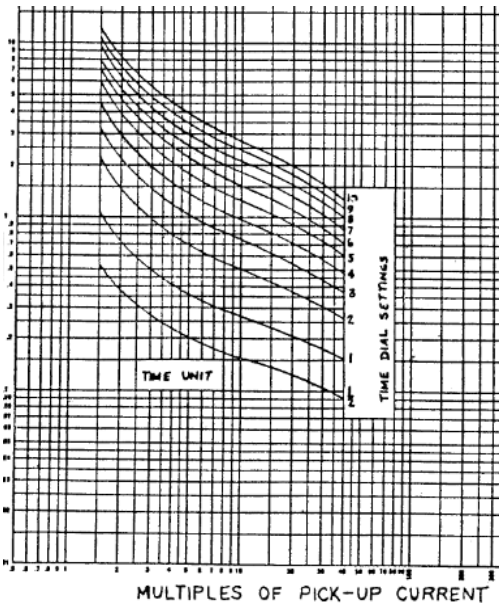


圖 22 保護電驛特性曲線(IFC51B)圖

(二)差動電驛(87T)試驗報告

台灣電力公司 嘉南 供電區營運處

差流電驛試驗報告

廠所:壓甲 S/S 變壓器(發電機)及斷路器編號: #750 #1MTr 試驗日期: 103, 2, 23

1, 電驛標置:

相別	分接頭(Tap)	時間標置(TD)	比流器匝比及接法				
R			69KV	KV側	400/5	匝比	Y 接法
S	4, 2/8, 7	1	11KV	KV側	2000/5	匝比	△ 接法
T				KV側		匝比	接法

2, 始動電流特性試驗:

相別	I(5)-(6) 始動電流(A)	標準值	I(7)-(6) 相對百分比	標準值	I(5)-(6) 10A(sec)	I(7)-(6) 10A(sec)	容許動作誤差
R	1.72	1.68	3, 54	3, 48	0, 28	0, 66	±10%
S	1.70	1.68	3, 50	3, 48	0, 18	0, 30	±10%
T	1.70	1.68	3, 51	3, 48	0, 18	0, 40	±10%

3, 接線試驗:

相別	69/11KV側	二次側電流及其相角(在電驛端子量取) 69 KV側		11 KV側		KV側		KV側		差動電流	
	電流(A)	I(5)	∠φ	I(7)	∠φ	I( )	∠φ	I( )	∠φ	I(6)	∠φ
R	61/353	0, 74A	155°	1, 55A	336°					0, 80A	156°
S	60/347	0, 78A	277°	1, 62A	97°					0, 84A	277°
T	60/350	0, 75A	38°	1, 55A	219°					0, 81A	40°

4, 跳脫試驗及直流電源校驗:

相別	直流電源(V)	跳脫試驗 動作積勵電驛及斷路器號碼	指示器 電流標置(A)	是否指示	警報	絕緣試驗
R	27	86動作Trip 750CB #1MCB	2	是	V	
S	27	86動作Trip 750CB #1MCB	2	是	V	
T	27	86動作Trip 750CB #1MCB	2	是	V	
N						

5, 備註:

(1)使用儀器:R-D-10-1&R-P47(2)測試結果:合格

(3)儀器校正有效期限 104.7.9及104.7.29

圖 23 保護電驛試驗報告(IJD53C)圖

陸、保護電驛是電力系統的守門員

一、電力系統故障保護電驛地位

電力系統發生故障是無法避免的事實。若真正發生故障，如何將電力系統設備的損害減至最低程度，並維持系統的穩定度及供電品質，使電力系統其餘正常供電系統能繼續正常運轉不受影響；除保護電驛規劃設計符合系統需求外，健全的定期維護校驗工作要徹底執行，才能確保保護電驛系統在事故中能正常動作，扮演最重要的角色與地位，電力系統發生故障時經電驛確認正常與不正常及經 RC 可快速恢復供電，其流程圖如圖 24 所示。

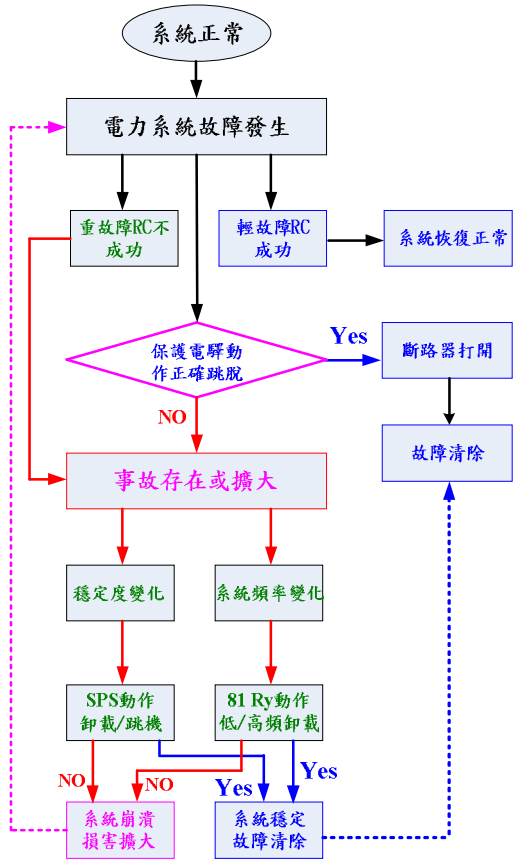


圖 24 電力系統故障保護電驛動作流程圖

二、保護電驛是電力系統的守門員

發生 921、729 大地震、88 風災及鐵塔倒塌故障跳脫，連鎖反應跳脫引發南北解聯，進而系統分裂致系統全停電。這是我們面臨可預期及不可預期的風險及危機的系統，如何建構有效的安全供電系統，是我們的責任。唯有發電廠的設立能符合供電需要外，最主要低頻卸載電驛要能發揮功效，保護電驛能快速正確動作，低價能源的維持是我們經濟發展的重要支柱。這樣的規劃、安全建構，達到「縱向到底，橫向到邊」的安全保護無死角的要求就是保護電驛。

三、事故案例分析

1.龍崎 E/S~嘉峰線雷擊事故主保護電驛(87L)未動作致#1600 多跳原因分析

102 年 8 月 29 日下午 4 點 12 分 49 秒，龍崎 E/S~嘉峰線距龍崎端 16.8KM 處 T 相遭受雷擊通訊機組故障，嘉峰 P/S #1560- 21N1 動作跳脫。龍崎#1640-21N2 延遲至 24 週波動作跳脫，導致龍崎#1600 連絡斷路器 50+2 於 15 週波先行動作跳脫，致使龍崎 E/S #3BUS、#4BUS 解聯，如圖 25、26 所示。

為使通訊機組故障不再發生，經通信處於通訊機組加裝突波吸收器及將多工器電源改為 DC 125V / DC 48V 雙電源，以防止再雷擊時，再引發通訊機組異常故障。加強通訊設備維護與點檢，提供更優質供電品質。

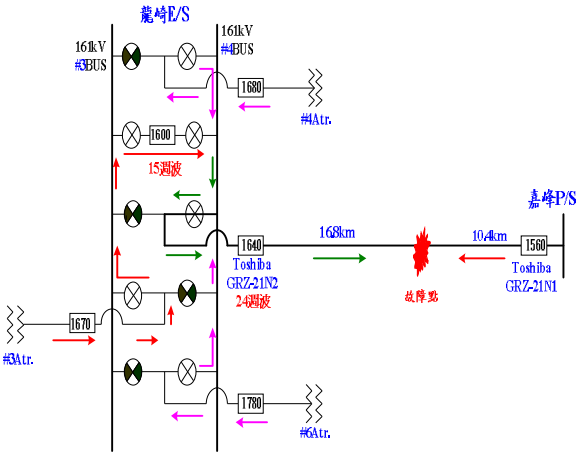
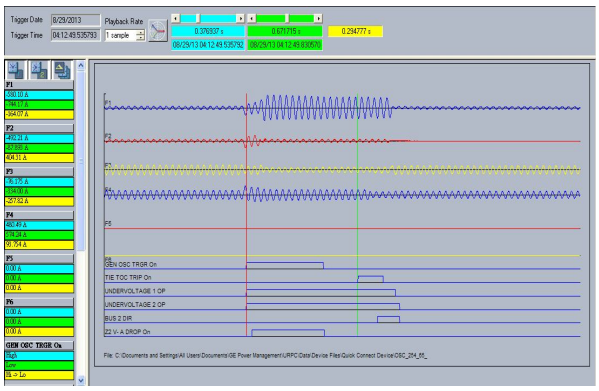


圖 25 龍崎 E/S~嘉峰線雷擊故障保護電驛動作流程圖



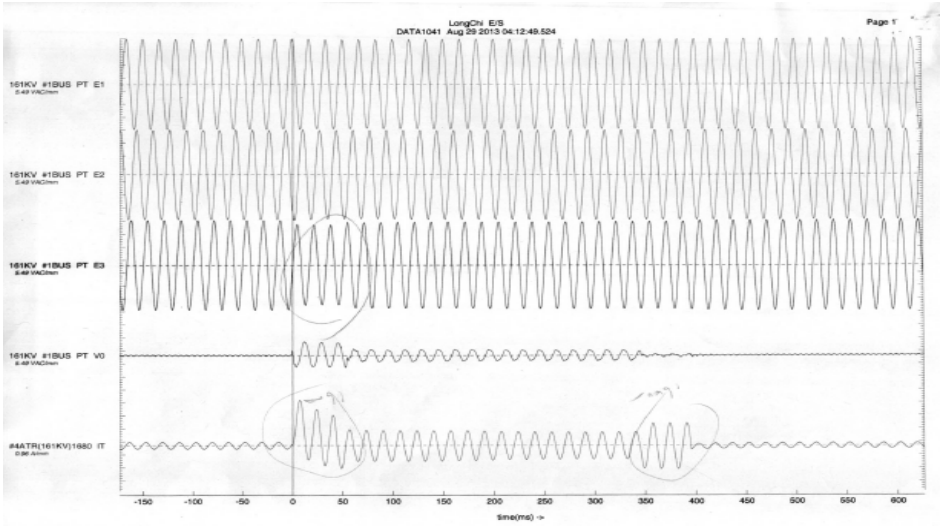
(a) 龍崎 E/S #1600Tie 事故動作波型圖

(b) 龍崎嘉峰線故障 SOE 下載訊息資料圖

29- 8月-2013 04:30:28 Historical Alarm and Event List Page 1

Date	Time	Cat	Station	Description	Message
29- 8月-2013	04:29:28.613	E	龍崎ES	1640(楠梓嘉峰線) CB SOE	CLOSE
29- 8月-2013	04:18:20.586	E	二甲DS	161KV示波器啓動警報 SOE	NORMAL
29- 8月-2013	04:18:20.550	E	二甲DS	161KV示波器啓動警報 SOE	ALARM
29- 8月-2013	04:16:02.495	E	龍崎ES	1600(TIE) CB SOE	CLOSE
29- 8月-2013	04:12:50.181	E	龍崎ES	楠梓嘉峰線(1640) 接地RY SOE	NORMAL
29- 8月-2013	04:12:49.993	E	龍崎ES	161KV(S)示波器起動 SOE	NORMAL
29- 8月-2013	04:12:49.951	E	龍崎ES	161KV(S)示波器起動 SOE	ALARM
29- 8月-2013	04:12:49.944	E	龍崎ES	1640(楠梓嘉峰線) CB SOE	OPEN
29- 8月-2013	04:12:49.942	E	龍崎ES	161KV(S)示波器起動 SOE	NORMAL
29- 8月-2013	04:12:49.937	E	龍崎ES	161KV TIE(1600) 50RY SOE	NORMAL
29- 8月-2013	04:12:49.907	E	龍崎ES	楠梓嘉峰線(1640) 接地RY SOE	TRIP
29- 8月-2013	04:12:49.902	E	龍崎ES	161KV(S)示波器起動 SOE	ALARM
29- 8月-2013	04:12:49.899	E	龍崎ES	1600(TIE) CB SOE	OPEN
29- 8月-2013	04:12:49.869	E	龍崎ES	161KV TIE(1600) 50RY SOE	TRIP
29- 8月-2013	04:12:49.643	E	龍崎ES	161KV(S)示波器起動 SOE	NORMAL
29- 8月-2013	04:12:49.602	E	龍崎ES	161KV(S)示波器起動 SOE	ALARM

(c) 龍崎 E/S OSC 示波器動作時序圖



(d) 龍崎 E/S OSC 示波器動作波型圖

圖 26 龍崎嘉峰線雷擊故障#1600Tie 事故動作 SOE、OSC 下載訊息資料圖

2.輸電線路遭受雷擊跳脫低頻電驛卸載成功未造成全停電

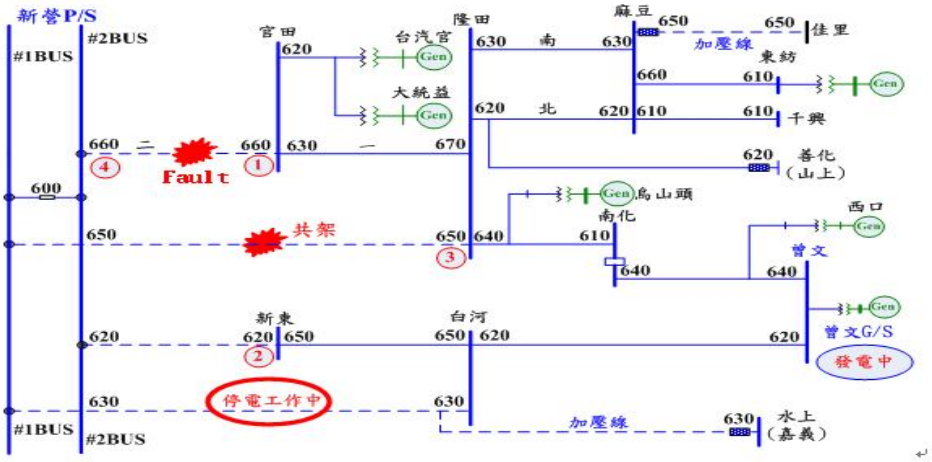


圖 27 新營轄區孤島運轉系統狀況圖

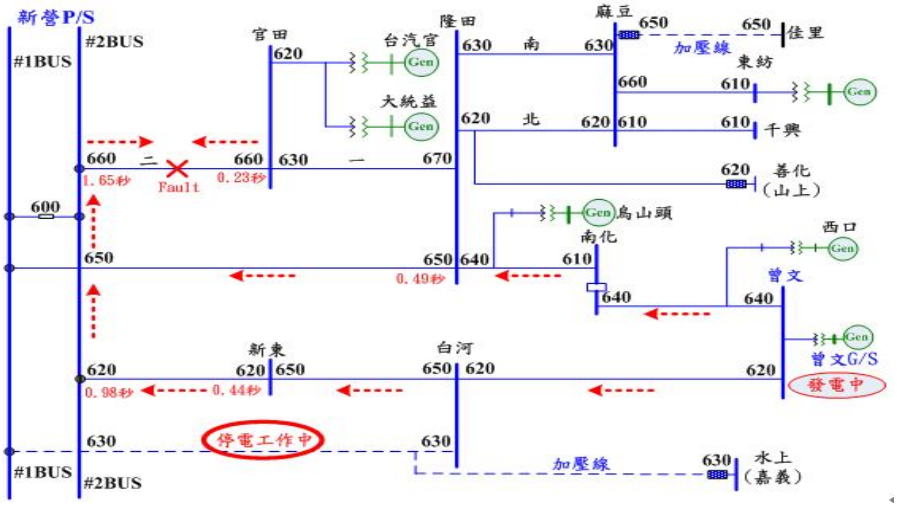
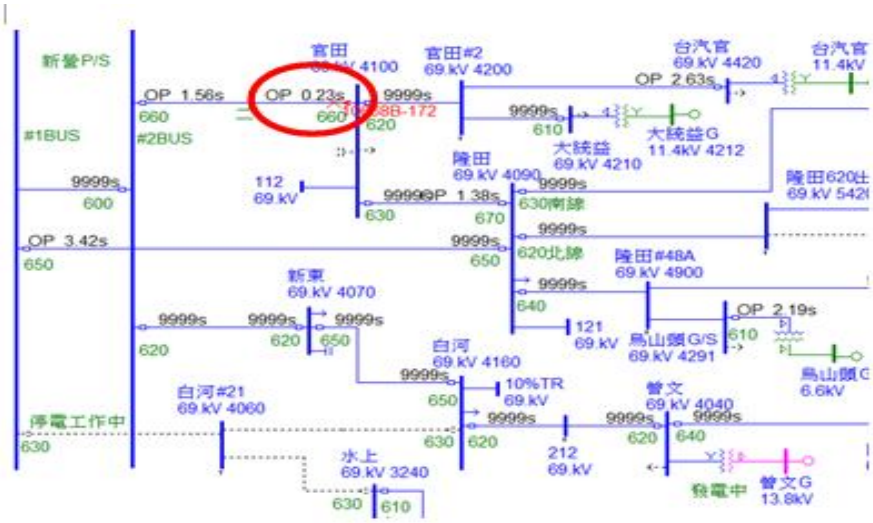
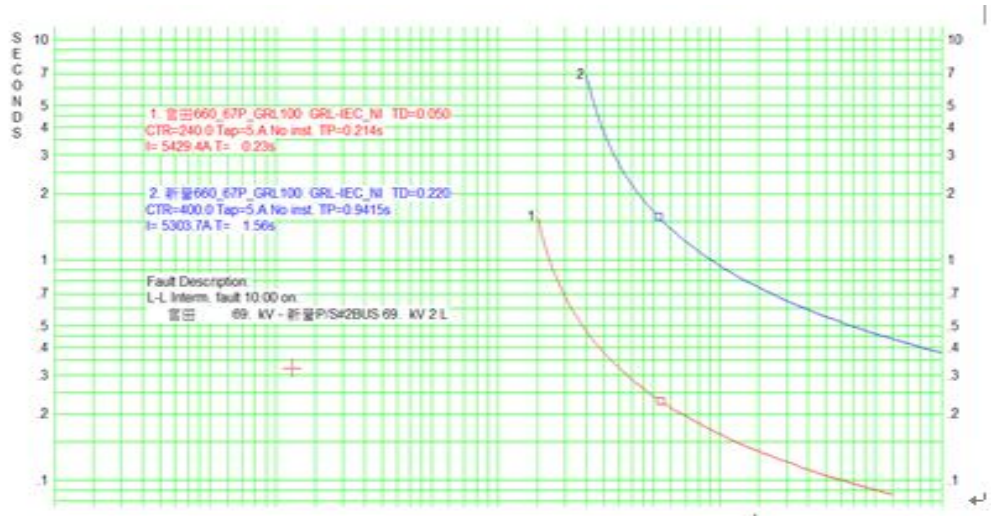


圖 28 新營 P/S~官田二路事故電流流向

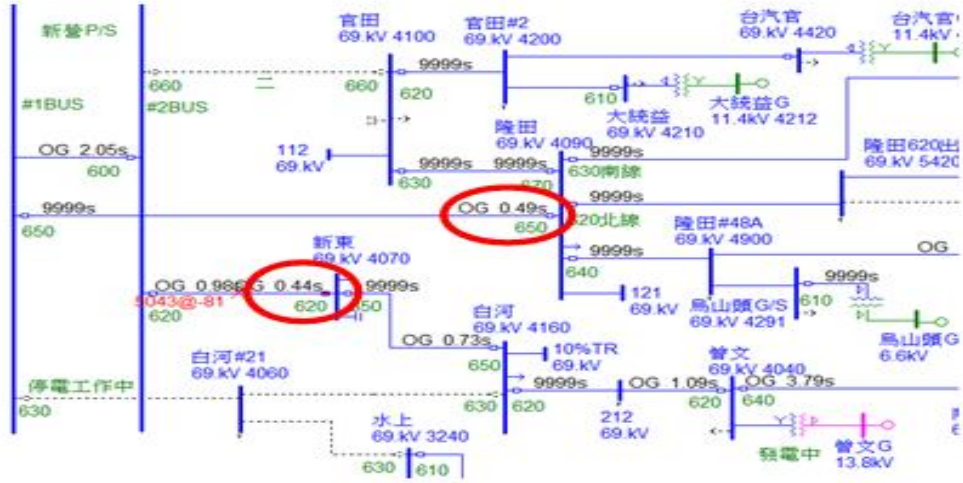


(a)新營 P/S~官田二路事故電驛動作模擬

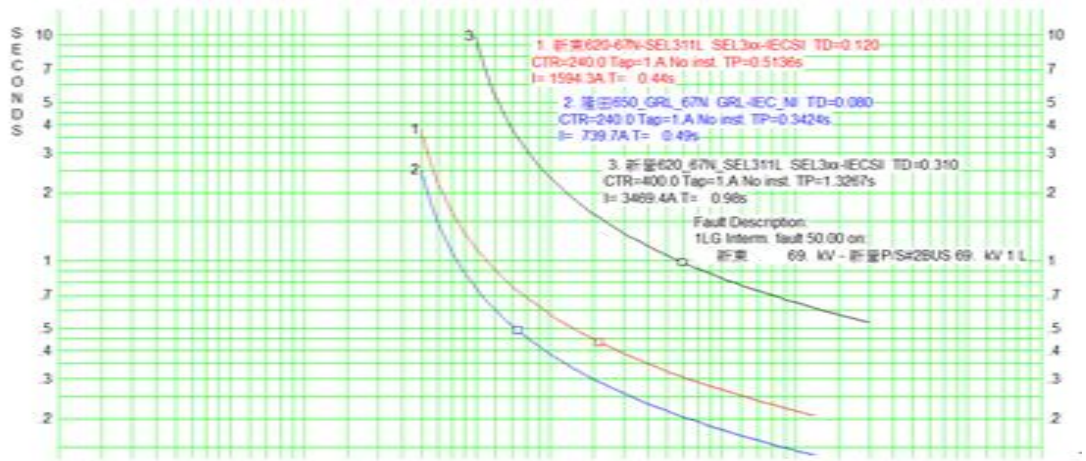


(b)電驛動作模擬特性曲線

圖 29 新營~官田二路事故模擬動作特性圖



(a)新東 S/S #620 隆田#650 動作模擬電驛動作時間



(b)電驛動作模擬特性曲線

圖 30 新東 #620 隆田#650 模擬動作特性圖

柒、結語

保護電驛的應用，是電力系統運用技術上重要的一環。為使輸電線路及保護設備能正常運轉，要做定期檢查。如系統中的保護設備斷路器、比流器、比壓器、保護電驛、通訊設備及輸電線路與鐵塔，均要維護與測試。

保護電驛自從數位化以後，電驛不再是過去那位默默無聲終年守護電器設備的哨兵。透過各項電驛設備所發出的訊息，便可判定目前保護電驛的狀態，一旦動作後可立即辨別動作的原因及故障類別。因此，唯有正確定期的檢測電驛的各項迴路，做定期維護與測試，才能確保這個保護電驛系統團隊發揮其功效，降低事故範圍，提高供電品質。

捌、參考資料

[1] 李宏任,「實用保護電驛」,全華圖書公司，民國 89 年。

[2] SEL-351 Protection and Automation System. Instruction Manual,SEL 2011. 說明書。

[3] 台灣電力公司,屋內線路裝置規則,民國 98 年。

[4] 台灣電力公司 102 年度電力系統保護電驛規劃準則。

[5] 李清吟等,電力系統分析,東華書局,民國 90 年。

[6] 台灣電力公司電力系統運轉操作章則彙編。

台電 345kV 系統對科學園區電壓驟降影響評估

台電公司 李清雲、黃瓊誼

壹、電壓驟降概述

電力系統供電品質問題是由許多類型的電力干擾所構成的綜合概念，較強調因電壓、電流或頻率明顯瞬變偏差，而導致電力公司或用戶側設備故障停用或無法正常運作的程度[1,2]。自高科技產業如積體電路、電腦及週邊、通訊、光電、精密機械和生物技術等崛起，工廠內生產流程所採用電力電子自動控制設備對電壓品質敏感度變高，雖供電電壓瞬間低下，並於短時間內(可能是數毫秒)回復至原來電壓，卻影響渠等產業製程，凸顯出高科技產業高標準之電力需求[3-8]。

電壓驟降(voltage sag)的發生是因電力系統存在短路故障，肇因可能為供電設備遭受無法預期的天然災害(如雷擊、風害與冰害)、設備不良或劣化、絕緣礙子受汙染、外物與鳥獸蟲蟻碰觸、管線被挖損等，因故障點切離前之事故期間由電源端向故障點提供的故障電流所流經的鄰近線路，造成瞬間電壓下降，此現象是電力系統運轉所無法避免的[9,10]。

電壓驟降期間的電壓值是由三相電壓波形經計算後獲得，依不同計算方式共有均方根電壓值(rms voltage)、高點電壓值(peak voltage)和基頻電壓值(fundamental voltage) 三種表示法，一般是以均方根電壓值表示電壓驟降幅度。若電壓保持正弦波形，則不論採用何種方法，電壓降幅是相同的。電壓驟降程度是由故障類型、接地方式及與故障地點距離等因素決定，兩相接地事故和三相接地事故因故障電流較大，發生的電壓降幅亦較大。若用戶受電地點接近發電廠，因發電機在故障期間能保持某種程度的電壓，故在其附近地區的用戶，感受到的電壓驟降程度也比較緩和。相反的，若用戶受電地點遠離發電廠，其壓降程度將較嚴重。

為使電力系統發生事故時，減輕造成供電設備的損壞程度，並抑制電壓和電力的擺動，供電系統裝置有保護電驛，用以快速檢出事故點，將事故設備切離系統，以即早維持系統穩定。故電壓驟降發生的持續時間即為事故清除時間，是由主保護或後衛保護電驛與斷路器等設備的動作時間總和來決定。當系統電壓階層愈高，為滿足系統穩定度之需求，保護系統需具備更快速的保護電驛及更快速操作的斷路器等特性。

貳、電壓驟降模擬工具

電壓驟降量化計算有故障電流法、時變相量法與時域法等三種，其中故障電流法最為簡單，以穩態模型計算剩餘電壓(residue voltage)，而驟降持續時間以保護設備動作之故障清除時間表示。時變相量法需輸入保護設備模型，且發電機與負載阻抗以時變複數函數表示來計算剩餘電壓與驟降持續時間，可作為監測資料比對以

重建事故系統之功用。時域計算法最為複雜，需輸入電力設備時域低頻暫態模型，藉解微分方程式以求得系統暫態特性，可獲得電壓驟降事件所有特性包括剩餘電壓、驟降持續時間、相位移與波點等。

目前電壓驟降模擬工具可使用客製化商業套裝軟體如 PSS/E 與 MATLAB、短路計算專用軟體如 ASPEND 與通用軟體如 ATP 等類型之計算工具[11,12]，若需更進一步預測電壓驟降發生機率與指標分析計算，則監測實績資料與發展綜合分析工具為必要項目。本文使用電力系統模擬程式 PSS/E 之故障電流功能架構，除發電機組參數外，全部沿用原電力潮流網路參數。因電力潮流網路參數僅為正序部分，若計算非對稱故障時，零序與負序參數為必要的，故運用 PSS/E 執行故障電流計算時，需輸入機組次暫態正、負、零序阻抗，及輸電線與變壓器零序與負序阻抗等資料。

參、電壓驟降易受影響區域

由於輸電網路互聯的本質，輸電線故障和隨後保護設備的動作，雖較少造成用戶停電，惟此類事故易引起用戶電壓驟降。因此，電壓驟降相較於停電事故，是牽涉到更複雜的廣域性電網，輸電系統電壓驟降評估是指於用戶端估算不同地點之輸電事故，所造成該用戶之不同電壓驟降程度。

為能有效描繪出系統任何故障地點對用戶的電壓驟降影響情形，發展易受影響區域(area of vulnerability)的概念，用以幫助評估用戶敏感性設備的電壓驟降忍受能力[13,14]。易受影響地區的定義為會使用戶設備誤動作或急停之故障地點形成的區域，易受影響地區愈大表示該用戶與系統運轉特性的關連性愈大。

電力系統事故監測資料包括事故日期、時間、故障線路名稱、電壓等級、事故原因、故障型態、故障期間和電壓降幅等，配合系統資料建置是評估易受影響地區的主要依據。以全系統觀點，模擬分析不同輸電系統故障位置，繪製造成用戶電壓為正常值的百分比數個等電壓曲線分佈，以顯示受輸電系統事故所導致電壓驟降之易受影響區域軌跡。故以模擬短路電流分析，找出對用戶供電影響最廣大的地區，是評估程序的重要環節。

肆、台電 345kV 系統對科學園區電壓驟降影響程度評估

一、監測實績資料分析

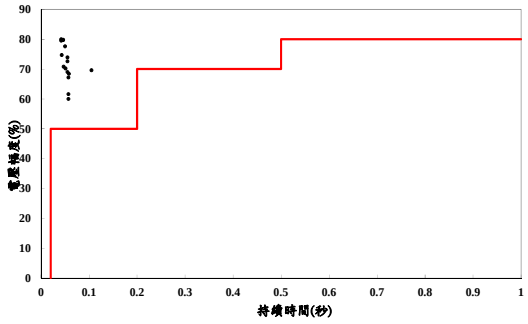
當供電系統發生事故，科學園區鄰近變電所設置之電力品質監測儀，若達到預設電壓之觸發準位，則監測儀動作擷取電壓驟降資料[15-17]。新竹、竹南、台中、后里、虎尾、台南與高雄等園區所屬超高壓變電所供電轄區、345kV 事故之監測儀地點及 97 年至 103 年 5 月 345kV 事故所引起園區 20%以上之電壓驟降統計如表 1。由監測資料顯示，345kV 事故主要為天然災害占 71%，其次為外物碰觸占 16%，再次為台電設備故障占 11%；新竹園區與竹南園區因同屬峨眉 E/S 供電轄區，且兩園區距離近，345kV 事故所引起電壓驟降特性相近。

表 1　科學園區供電轄區與電壓驟降監測

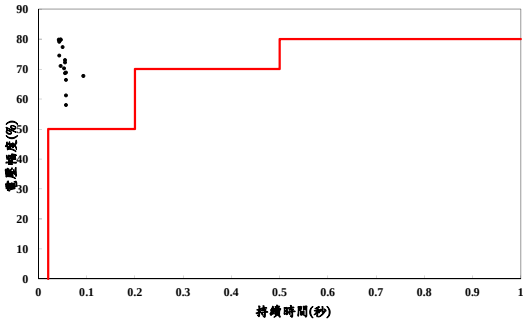
科學園區	供電轄區	監測儀地點	電壓驟降肇因(次數)
新竹園區	峨眉 E/S	龍梅D/S、龍松D/S	雷害(10)、鹽霧害(5)、繩索纏繞導線(1)、不明(1)
竹南園區	峨眉 E/S	頂園 D/S	雷害(10)、鹽霧害(5)、繩索纏繞導線(1)、不明(1)
台中園區	中科 E/S	中科D/S、航太D/S	雷害(9)、設備故障(1)、吊車/鴿群接近導線(2)
后里園區	后里 E/S	后里 D/S	雷害(7)、設備故障(1)
虎尾園區	嘉民 E/S	虎科 D/S	雷害(5)、鹽霧害(3)
台南園區	南科 E/S	南科 D/S	雷害(7)、鹽霧害(1)、設備故障(5)、竹子/線下火災/鳥獸接近導線(5)
高雄園區	路北 E/S	路北 P/S	雷害(7)、設備故障(4)、竹子/線下火災/鳥獸接近導線(7)

依據半導體設備及材料國際協會針對高科技產業生產機台對電壓驟降敏感程度訂定 SEMI F47 規範標準[18]，標準曲線上方表示機台供應商所設計之機台應可接受程度較輕之電壓驟降，標準曲線下方則表示機台可能受影響，須由廠房之電力系統設計設法改善。表 1 科學園區電壓驟降 98 次，其中符合 SEMI F47 標準對機台無影響者 92 次(占 94%)，未符合標準可能影響機台運作者 6 次(占 6%)，各園區監測資料以 SEMI F47 曲線統計如圖 1。

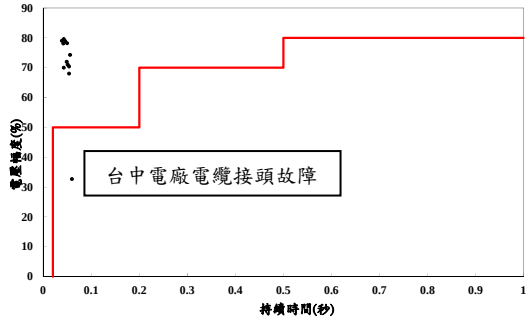
電力系統事故期間引起各科學園區壓降幅度是由故障類型與距離決定，345kV 系統事故多屬單相接地事故，且連接變壓器，其阻抗值可提升 161kV 側電壓。345kV 事故造成科學園區電壓變化分布如圖 2，其中 65%事故造成園區剩餘電壓 0.7~0.8 標么值，24%事故造成園區剩餘電壓 0.6~0.7 標么值。電壓驟降持續時間也就是故障清除速度，是由主保護或後衛保護電驛與斷路器等設備的動作時間總和來決定。345kV 事故造成科學園區電壓驟降持續時間分布如圖 3，其中 40%事故之故障清除時間皆可在 3 週波內完成，93%事故於 4 週波內完成，符合 345kV 輸電系統保護電驛動作設定時間。



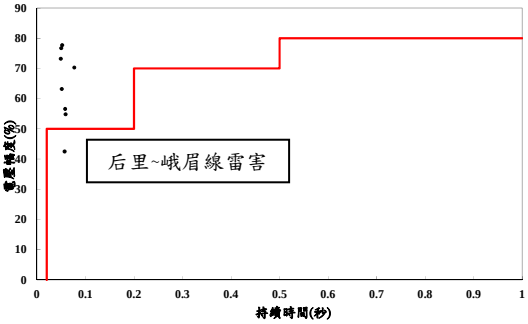
(a) 新竹園區



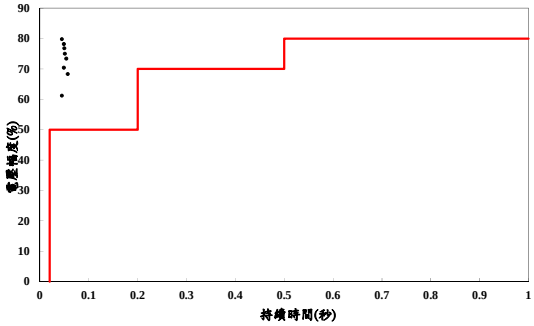
(b) 竹南園區



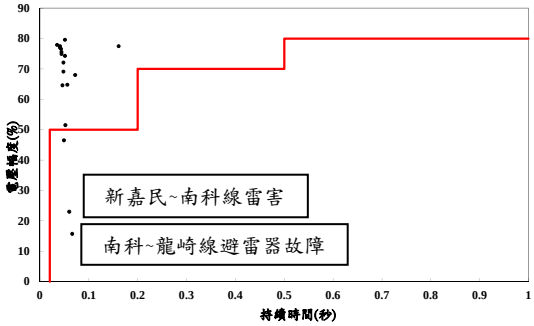
(c) 台中園區



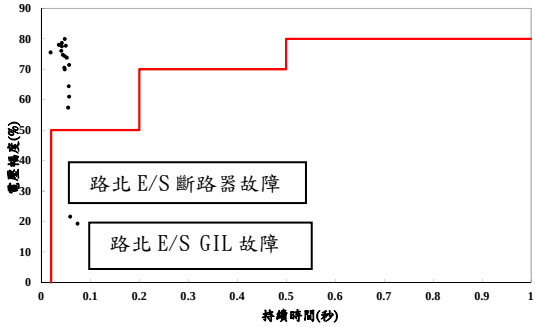
(d) 后里園區



(e) 虎尾園區

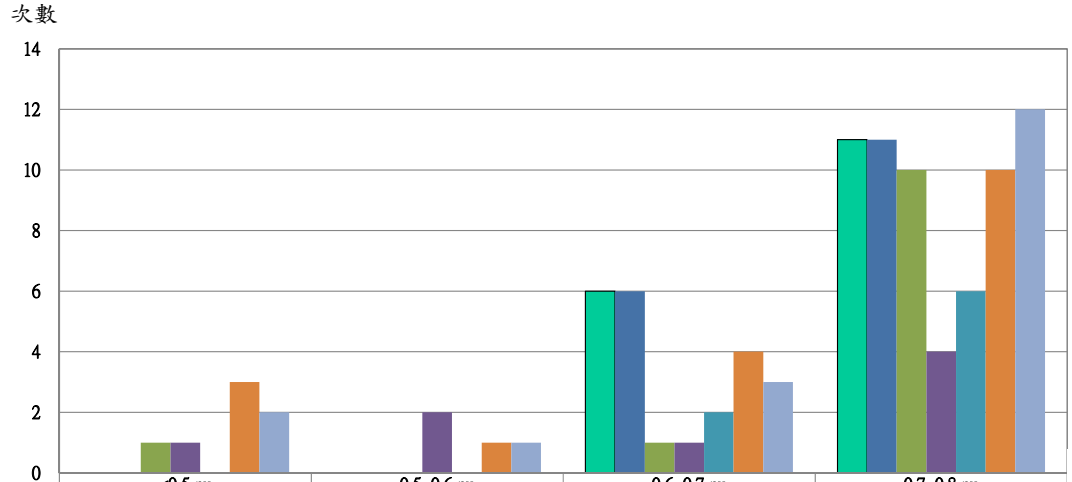


(f) 台南園區



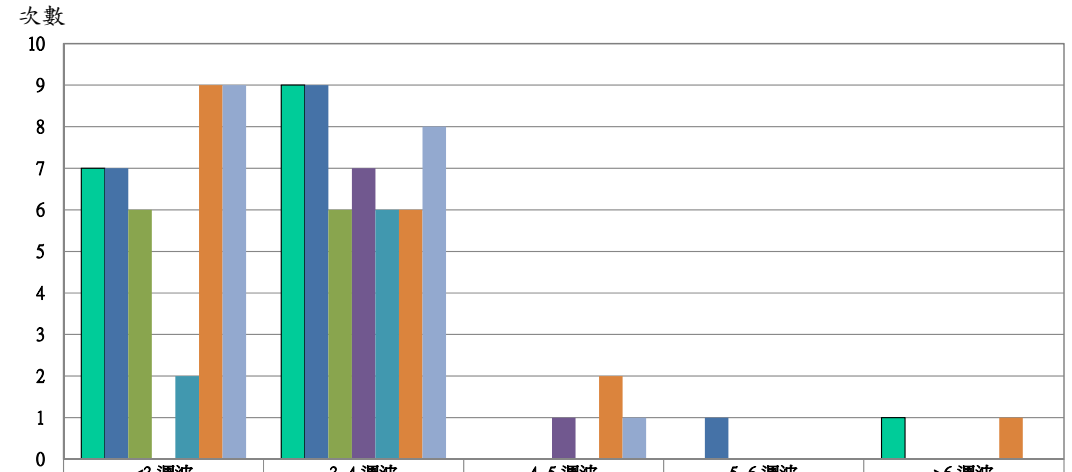
(g) 高雄園區

圖 1　各園區 SEMI F47 曲線監測資料



	<0.5 pu	0.5~0.6 pu	0.6~0.7 pu	0.7~0.8 pu
新竹	0	0	6	11
竹南	0	0	6	11
台中	1	0	1	10
后里	1	2	1	4
虎尾	0	0	2	6
台南	3	1	4	10
高雄	2	1	3	12

圖 2　345kV 事故各園區電壓幅度分布



	<3 週波	3~4 週波	4~5 週波	5~6 週波	>6 週波
新竹	7	9	0	0	1
竹南	7	9	0	1	0
台中	6	6	0	0	0
后里	0	7	1	0	0
虎尾	2	6	0	0	0
台南	9	6	2	0	1
高雄	9	8	1	0	0

圖 3　345kV 事故各園區電壓驟降持續時間分布

二、易受影響區域分析

科學園區電力主要來自 345kV 輸電系統，經降壓以 161kV 或配電系統饋供用戶。由圖 2 園區電壓驟降監測實績顯示，345kV 系統多屬單相事故，故本文以單相故障模擬分析不同故障位置，造成園區用戶剩餘電壓 50%與 70%之區域。

新竹與竹南園區由峨眉 E/S 供電，龍潭(南)、竹工 E/S 與峨眉 E/S 引出線落於 70%電壓曲線區域內如圖 4，對新竹與竹南園區電壓驟降影響大。

后里園區由后里 E/S 供電，峨眉 E/S、中科 E/S、中火(北)、中港 E/S 與后里 E/S 引出線落於 70%電壓曲線區域內如圖 5，對后里園區電壓驟降影響大。

台中園區因中科E/S引接台中火力電廠，具有遠端事故發生時之背後電源支持電壓功能，若后里 E/S 事故造成台中園區壓降相較於中科E/S事故造成后里園區壓降之幅度減緩了 14%。中火(北)、中港 E/S、霧峰 E/S 與中火(北)~中港~中寮(北)線及后里~峨眉線落於 70%電壓曲線區域內如圖 6，對台中園區電壓驟降影響大。

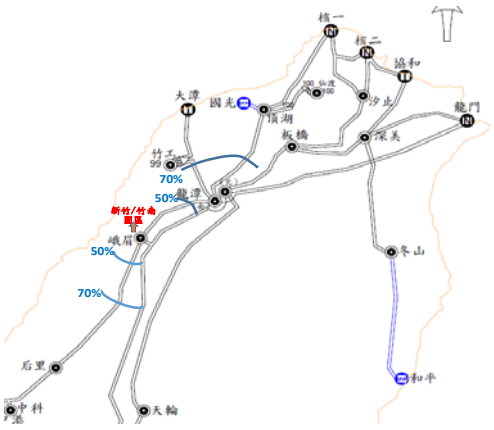


圖 4　新竹/竹南園區之 345kV 單相故障影響

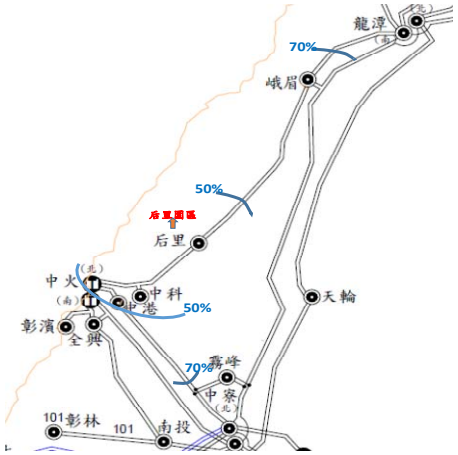


圖 5　后里園區之 345kV 單相故障影響區域

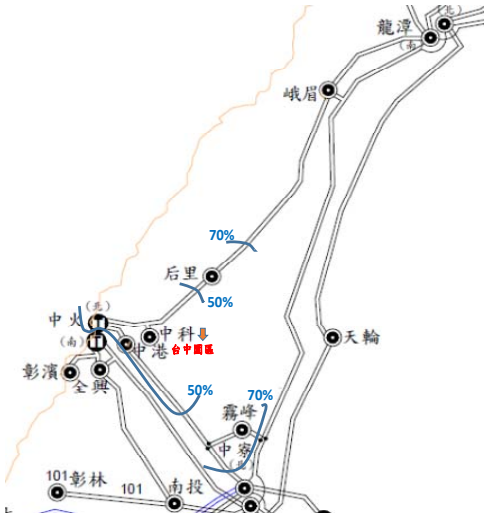


圖 6　台中園區之 345kV 單相故障影響區域

虎尾園區因嘉民E/S鄰近無超高壓變電所引接，且長距離往北三回線引接中寮開閉所，往南二回線引接南科 E/S與一回線引接龍崎(南)E/S，故 50%與70%之電壓曲線區域僅落於渠等線路段如圖 7，對虎尾園區電壓驟降影響大。又於近嘉民E/S端電壓快速下降，具有臨界距離(critical distance)與臨界驟降(critical dip)之特性。

台南園區由南科 E/S 供電，嘉民E/S、龍崎(北)E/S、路北E/S、興達G/S、瀰力E/S與南科E/S引出線落於70%電壓曲線區域內如圖 8，對台南園區電壓驟降影響大。

高雄園區因路北 E/S 引接興達電廠，具有遠端事故發生時之背後電源支持 電壓功能，若南科E/S事故造成高雄園區壓降相較於路北E/S事故造成台南園區壓降之幅度減緩了11%。興達G/S、龍崎E/S、仁武E/S與龍崎E/S鄰近引出線落於70%電壓曲線區域內如圖 9，對高雄園區電壓驟降影響大。

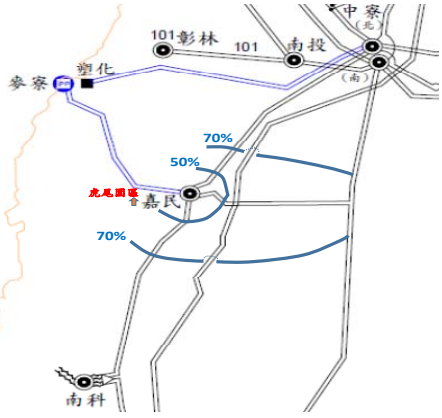


圖 7　虎尾園區之 345kV 單相故障影響區

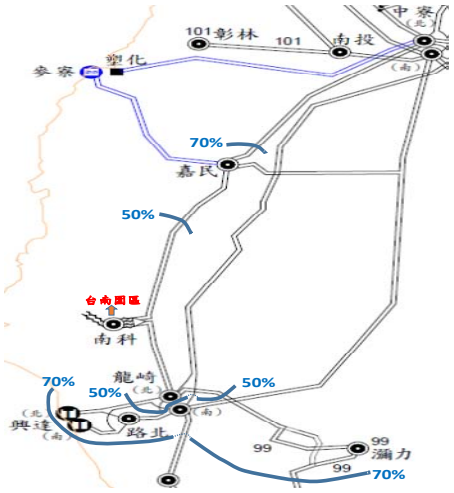


圖 8　台南園區之 345kV 單相故障影響區域

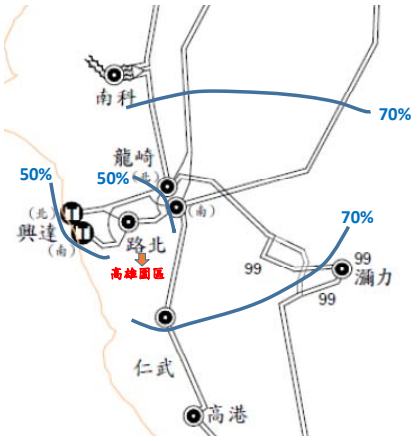


圖 9　高雄園區之 345kV 單相故障影響區域

三、線路故障點移動靈敏度分析

台電 345kV 系統事故最主要原因為架空輸電線遭受擾動所造成(約占總事故數 87%)，且 345kV 線路距離長，故模擬線路段故障點移動，引起鄰近變電所供電電壓變化之靈敏度特性是非常重要的。部分線路兩端變電所位置所計算之系統等效阻抗差異大，使線路具有臨界距離與臨界驟降特性，於易受影響區域軌跡中可觀察獲得。

345kV 峨眉~霧峰線全長 82.1 公

里，模擬該線路相距峨眉 E/S 端之三相與單相接地事故時，峨眉 E/S 與霧峰 E/S 之 345kV 電壓、龍梅 D/S 與頂園 D/S 之 161kV 電壓變化如圖 10 所示(上方曲線為單相故障、下方曲線為三相故障)，該線路區間事故造成新竹與竹南園區壓降幅度差異達 60%。由 100 年 7 月 14 日實際監測資料，該線路遭雷擊造成新竹與竹南園區壓降 23%，可推估故障點約在距離峨眉變電所 24 公里處。

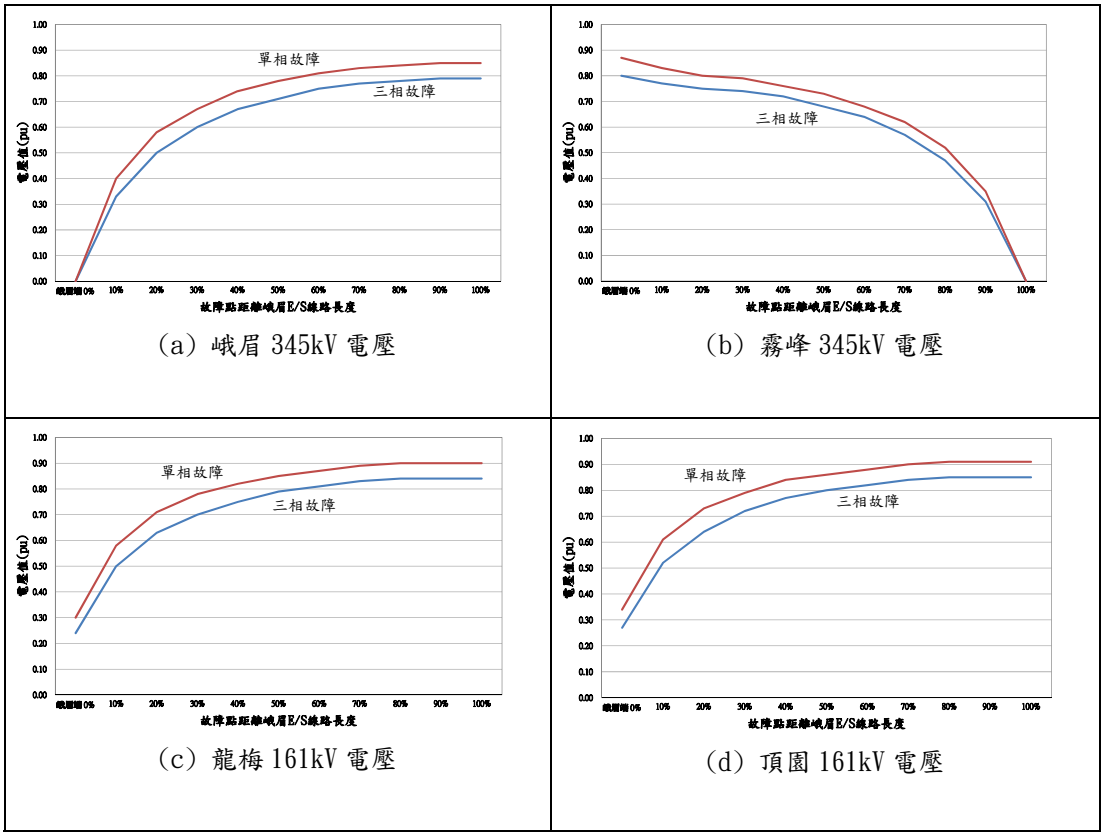
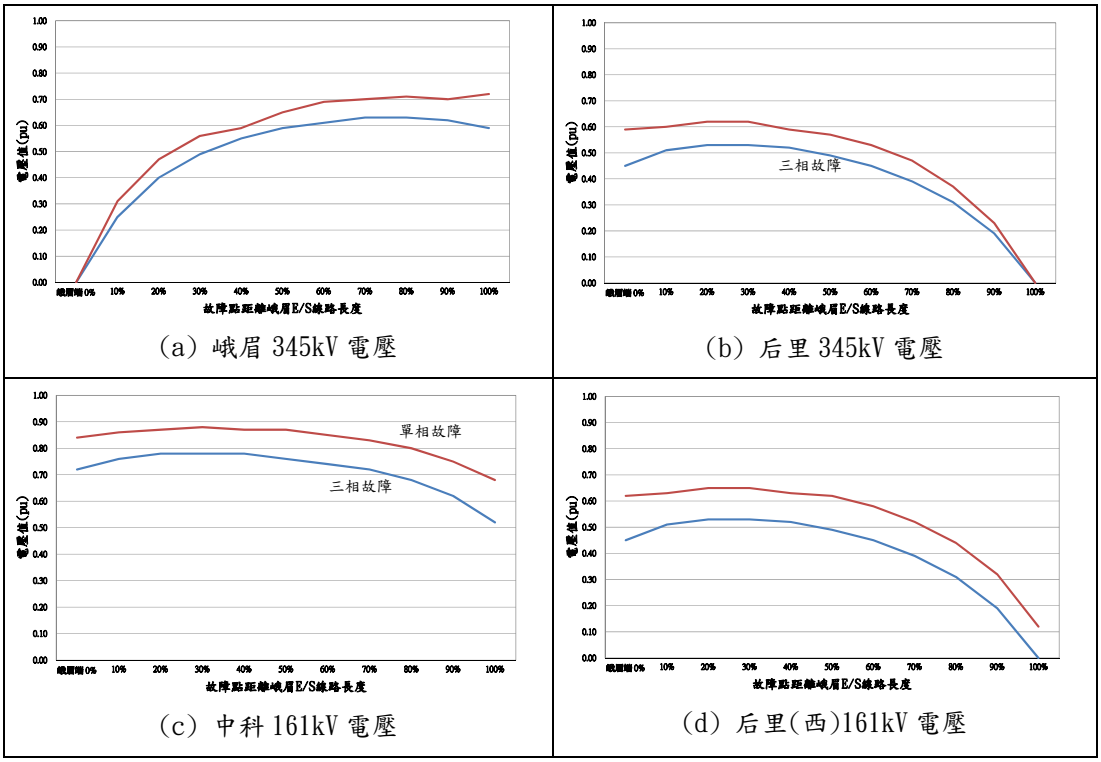


圖 10　345kV 峨眉~霧峰線故障點移動之鄰近變電所電壓

345kV 峨眉~后里線全長 55 公里，模擬該線路相距峨眉 E/S 端之三相與單相接地事故時，峨眉 E/S 與后里 E/S 之 345kV 電壓、中科與后里(西)161kV 電壓變化如圖 11 所示，該線路事故造成后里園區壓降幅度差異達 50%，台中園區壓降幅度差異為 20%，影響程度較輕微。



(a) 峨眉 345kV 電壓　(b) 后里 345kV 電壓

(c) 中科 161kV 電壓　(d) 后里(西)161kV 電壓

圖 11　345kV 峨眉~后里線故障點移動之鄰近變電所電壓

伍、結論

電力系統保護電驛數位化，優化了電力系統保護協調的性能，透過快速、正確隔離故障區間的動作能力，讓事故發生後受影響之範圍儘可能降至最低，並可縮短事故期間所引起電壓驟降之持續時間，對移除電壓驟降影響效益大。

台電公司 345kV 輸電系統是科學園區電力的主要來源，沿著線路故障之不同分布，所導致科學園區電壓驟降幅度亦不同。為掌握 345kV 輸電系統事故對科學園區用戶之電壓驟降影響程度，易受影響區域分析與線路靈敏度分析是必要之評估工作。未來依據輸電線可靠度資料即線路過去各類型事故之實績資料，進一步評估電壓驟降每年發生次數之期望值，可作為高品質供電服務費率計算之參考依據。

陸、參考文獻

[1] Roger C. Dugan, Mark F. McGranaghan, Surya Santoso, H. Wayne Beaty, “Electrical Power Systems Quality”, McGraw-Hill, 2002.

[2] Xue Mei, Weilin Wu, Xiaodong Chen, “Analysis of Power Quality Variation”, IEEE Transactions on Power Delivery, 2003.

[3] “Power Quality for the Semiconductor Fabrication Industry: Improving Electric Power Reliability & Tool Immunity”, Tempe Arizona, EPRI, Sep. 29 ~ Oct 1, 1997.

[4] “Power Quality for the Semiconductor Fabrication Industry: Improving Electric Power Reliability & Tool Immunity”, Dallas Texas, EPRI, June 30 & July 1,1998.

[5] Romam Targosz, Jonathan Manson, “Pan European LPQI Power Quality Survey”, Paper No 0263, CIRED 2007.

[6] Mark McGranaghan, Bill Roettger, “Economic Evaluation of Power Quality”, IEEE Power Engineering Review, February 2002.

[7] 黃瓊誼、李清雲、蔣純衡，“高科技工業電力品質之分析與改善對策研究”，台電公司 88 年度研究專題。

[8] 黃瓊誼,“高科技產業高標準之電力需求”,電機月刊第 113 期, 2000 年 5 月.

[9] M. H. J. Bollen, “Understanding Power Quality Problems: Voltage Sags and Interruptions”, IEEE Press Series on Power Engineering Piscataway, NJ, 2000.

[10]黃瓊誼、郭宗益，“電壓驟降之趨勢與改善”，中華民國第 23 屆電力工程研討會 2002 論文，p.p1331~1334。

[11] V-Sag Analysis IPLAN Program for PSS/E Version 2.0.1, Power Technologies Inc. Aug 1998.

[12] P.B. Steciuk, J.R. Redmon, “Voltage Sag Analysis Peaks Customer Service”, IEEE Computer Applications in Power, October 1996.

[13] “Power Quality Workbook for Utility and Industrial Application”, Electrotek Concepts, Inc., 1995.

[14] “Voltage Dip Evaluation and Prediction Tools”, Task Force C4.102, Cigre, February 2009.

[15] 黃瓊誼、李清雲、郭宗益,“新竹科學工業園區電壓驟降特性分析”, 中華民國第 24 屆電力工程研討會 2003 論文, p.p1716~1720.

[16] 黃瓊誼，“科學工業園區電壓驟降特性分析”,台電公司 92 年度研究專題。

[17] 黃瓊誼、黃德華、李清雲、陳永田，“輸電系統結構與電壓驟降影響之關連性分析”，中華民國第 27 屆電力工程研討會 2006 論文，p.pOD4.5.1~OD4.5.5。

[18] SEMI F47-0200 Specification for Semiconductor Processing Equipment Voltage Sag Immunity, SEMI 1999, 2000.

台電公司 69kV 輸電線路保護電驛汰換介紹

嘉南供電區營運處 林文彬

摘 要

本文旨在討論目前台電公司 69kV 輸電線路保護電驛汰換所使用之數位電驛 SEL 及 TOSHIBA 相關功能設定，文中除了敘述台電公司 69kV 系統輸電線路保護方式和基本原理以及上述電驛的連線及測試方式，更詳細地說明傳統式電驛汰換為數位式電驛的過程中須注意的重點，最後以朴子變電所終端閘電纜事故案例作為汰換為數位電驛後的電驛動作實例來驗證數位電驛的可靠性。

壹、前言

台電公司的輸電系統常須裝置一些保護設備，且為達時效性、準確性、穩定性、可擴充性的功能。近幾年來社會上整個的用電結構、用電特性不斷地在改變，傳統的電力設備，如保護電驛、監控系統、電力電子元件等幾乎無法滿足時效性、穩定性等需求，因此漸漸地走向搭配微處理器來改良傳統式的電力設備，利用微處理器的電子特性，以及加在微處理上的人工思考而成的微電腦，來因應現今對於電力設備的功能需求。保護電驛就是最好的例子。不管是輸電網路，或是配電網路要使其達到較可靠的保護協調，除了斷路器會不會誤動作外，各類型的保護電驛就扮了很重要的角色。以測距電驛來講，大部份都被應用在輸電網路的保護上，其功能就是利用電驛所量測到的阻抗值來判斷是否發生故障，及以測距電驛的保護區間遠近來考慮前衛保護及後衛保護。然而傳統機械式的電驛，由於沒有加入人工智慧以及其機械結構的延時特性，往往會照成電驛動作速度過慢，或沒有正確地偵測到故障、或誤動作，即使偵測到故障也無得知近似的故障地點等等，導致在輸電網上達不到良好的可靠性。因此越來越多的智慧型數位式保護電驛的設計與分析，已成為目前在電力系統領域上很熱門的研究話題。自從輸電網路的保護被討論開始，各類型電驛裝置與保護協調的研究就源源不絕。為因應新式智慧型保護電驛發展趨勢，以利本公司輸電線路保護系統之規劃運用與維護工作的簡化，需吸取國外新知並對其特性、原理有深入認知與了解，智慧型保護電驛具備多功能、維護週期長、存取數據靈活等特性，再加上此電驛具有記錄事故發生時電力系統變化狀態的功能，有助於分析事故發生原因及作為日後改善的依據，提升保護系統的可靠度，如此方能發揮其最大功效，確保供電安全、系統穩定。

貳、輸電線路種類及保護原理介紹

一、輸電線路保護電驛的種類

輸電線路保護包含了過電流電驛、方向性過電流電驛、測距電驛及差流電驛。根據保護設備的電壓等級以及送電用戶的重要性來決定不同功能性的輸電線保護電驛，本文探討為 69kV 輸電線路，故所使用之電驛包含方向性過電流電驛、測距電驛及差流電驛。

目前台電正逐漸將原本傳統的電磁式保護電驛逐一汰換成數位式保護電驛，並且為了滿足主保護電驛快速跳脫的原則，全面汰換成利用光纖通訊方式的數位式差

流電驛，但由於69kV輸電線路在建置過程中多處輸電線路仍為木製的電桿，或者為地下電纜且無多餘通訊管路可用，導致OPGW (Optical Fiber Composite Overhead Ground Wire)光纖電纜因為上述之因素，無法配置到每一所二次變電所，滿足電驛汰換時光纖通道啟用可連同差流電驛啟用的優點。故針對69kV輸電線線路而言，測距電驛及方向性過流電驛功能的數位電驛仍算是主要的保護電驛。近幾年來，台電公司採購之69kV輸電線路保護電驛多為SEL及TOSHIBA款式如圖一所示。

根據供電處頒布數位式保護電驛應用方式說明第四條：69kV 輸電線路保護方式

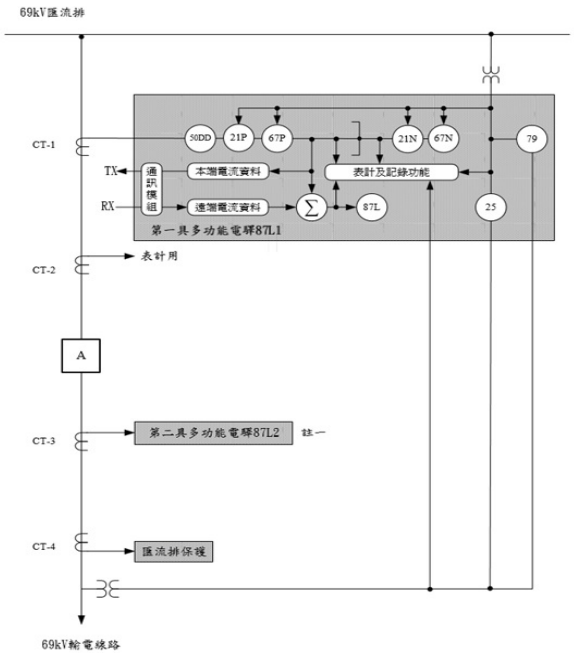
(一)每回線保護設備採用一套兩具多功能線路差電流電驛。

(二)每具電驛具備全線段快速跳脫主保護功能、後衛保護功能及相關保護方式。

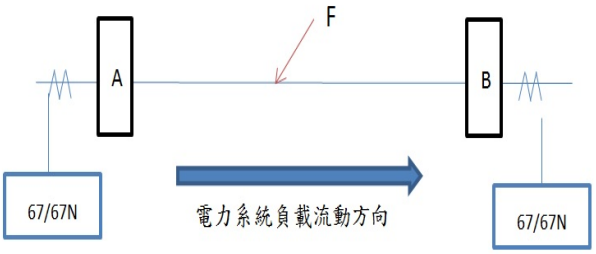
1. 69kV環路供電方式:啟用差電流保護功能(87L)者為主保護電驛；啟用多區間測距功能(21/21N)或方向性過電流功能（67/67N）者為後衛保護電驛。
2. 69kV單回線供電方式:啟用多區間測距功能(21/21N)者為主保護電驛；啟用方向性過電流功能（67/67N）者為後衛保護電驛。

69kV輸電線路需裝設兩具多功能線路差電流電驛，若是一盤單回線則需兩具SEL311L或者GRL-711P。其中69kV單斷路器（四組CT）輸電線路採用雙重多功能電驛保護其比流器CT及比壓器PT引接方式如圖二所示。

圖一　台電公司採購之69kV線路保護電驛



圖二　69kV輸電線保護CT與PT引接單線圖



圖三　方向性原理說明

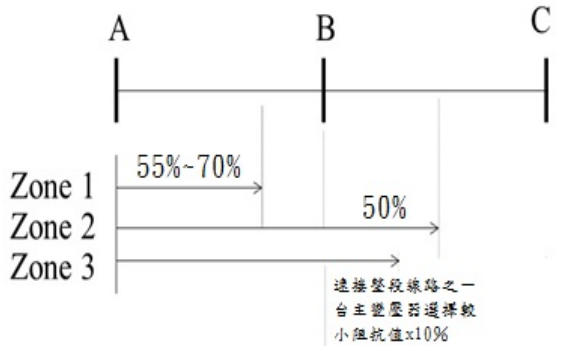
二、輸電線路保護方式及其原理

(一)方向性過電流原理

變電所透過輸電線路連接到變電所或者用戶設備的輸電線，輸電線的配置常有環狀相連的情形，在保護則須透過一組方

向性元件來判斷發生事故時的位置，藉此準確的隔離故障線路，以避免故障範圍擴大。

所謂的「方向性」指的是輸電線路上之電壓及電流的夾角，如圖三所示，當系統正常電流由A端流向B端，則A端67/67N方向性元件的電壓電流夾角應該是0°±PF(功率因數角)，而B端則是180°±PF。若於F的位置發生輸電線事故，其故障電流則會往故障點流入，於A端電壓電流角度不變，B端則從180°±PF轉變成0°±PF，由此便可以決定方向性元件的動作條件，再加上時間差的保護協調，便可將方向性電驛應用在環路供電的輸電線系統中。



圖四　測距原理說明

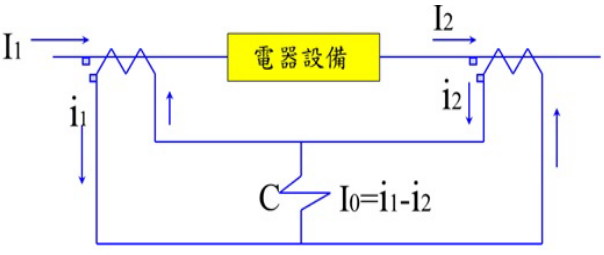
(二)測距原理

所謂「測距」指的是量測輸電線路的距離，根據歐姆定律，輸電線的阻抗與電壓電流相除所得的歐姆值成正比，因此可透過事故發生時保護電驛所偵測到之電壓電流值，經換算來判定該事故點的位置，提供保護電驛的動作條件依據，若是在本保護線段則快速動作清除，若不是在保護區段的事故，則透過延時電驛加以分割，避免誤動作。

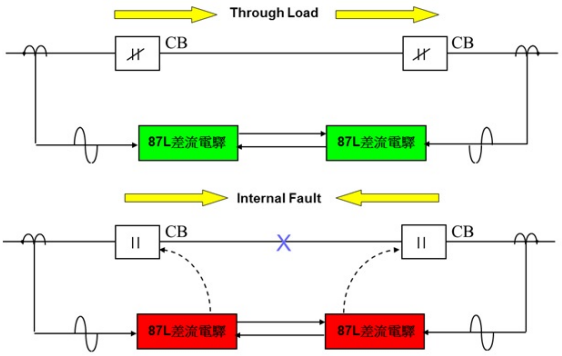
如圖四所示，將測距電驛依不同的阻抗值加以區分成三個區間，分別稱作第一區間(Zone1)、第二區間(Zone2)及第三區間(Zone3)。對設置在A端的測距元件而言，此三個區間其保護的區段分別為第一區間：其中第一區間還可再分為相間保護及接地保護；其中相間保護取A端到B端的60%(若第一段線路阻抗值小於2 歐姆)或70%(若第一段線路阻抗值大於或等於2 歐姆)；接地保護取A端到B端的55%。第二區間:取A端到B端全線段，再加上B端到C端的50%。第三區：取A端到B端全線段，再加上連接整段線路之一台主變壓器選擇較小阻抗值x10%。每一區間再用延時電驛來區分，以本文所討論之69kV輸電線路為例，第一區間延時9週波動作，第二區間及第三區間則由保護電驛標置協調原則來設定。

(三)差流動作原理

利用差動原理，基本的概念如圖五所示，當$i_1 = i_2$時，則 $I_0 = 0$電驛便不會動作(C為電驛之動作線圈)。再透過通訊設備，即可使用在輸電線路的保護，我們稱之為差流電驛87L，如圖六所示，當系統潮流由左而右流過此輸電線，兩端87L電流波形大小一樣，而角度相差180°，合成之差電流等於0，一旦發生輸電線內部故障時，兩端87L電流波形則相同，合成後則產生差電流，差電流電驛收到此訊息後立即送出跳脫訊號來啟斷線路兩端斷路器，隔離事故點。



圖五　差流原理說明



圖六　差流電驛原理說明

參、數位式電驛汰換規劃說明

傳統電磁式低頻電驛受限於單一功能且維護不易，將傳統式電驛汰換成智慧型數位式電驛，可快速的隔離事故及記錄事件外，更拉長了保護電驛維護週期，並能結合乙太網路，有效的在遠端監控或更改數位電驛的設定值，提升了整個保護系統的效率及利用率。傳統電磁式與數位式電驛比較如表一所示。

表一 傳統電磁式與數位式電驛比較

特點	傳統電驛	數位電驛
保護協調	好	更好且更為彈性
動作速度	快	更快
動作方式	電磁機構、接點組合	電腦運算
維護週期	短	長
遠方存取	無	透過乙太網路
故障資料紀錄	無	事故波形 動作記錄
表計功能	無	電驛面板即可獲得電流、電壓及功率等資訊
自我偵測	無	電驛故障時可送出告警

一、電驛汰換前盤面資料蒐集與查對

至變電所電驛室確認每一盤面之電驛設備、位置、斷路器號碼、電纜長度位置、標示...等資料，將收集到之資料分類整理成易查對的相關格式。

(一)電驛盤面為一盤一回線或是一盤二回線，是否需要使用臨時盤移設。

(二)電驛盤面的存放位置。

(三)跳脫相關斷路器號碼。

(四)欲汰換盤面之空間是否足夠，是否有其他設備比如路燈盤（若有的話要先考慮是否需要遷移）。

(五)所屬盤面編號。

(六)盤面尺寸。

除了上述資料，需再注意故障指示器數量是否足夠使用，電纜線及網路線長度丈量估算。

二、數位式電驛汰換前準備

一次變電所及二次變電所受限於空間因素，配電盤大都做成一盤二回線如圖七所示。圖七為安南 P/S 安順紅、白線保護電驛盤面。以前汰換盤面的作法是用 2 顆數位電驛配成 2 個大銅板，再到現場將 EM 電驛盤面切開後組裝回去，如此的作法在線路停電下來汰換電驛盤時，將較危險且耗時費工。

(一)為了在開始汰換線路電驛盤時能縮短在各 P/S 及 S/S 的線路停電時間，我們事先規畫一盤電驛臨時盤如圖八，盤上有二種方向性保護電驛分別為 IBC 及 CR 電驛。

這樣將此臨時盤放到現場使用時，幾乎所有的汰換線路都能使用（因為線路保護電驛以 IBC 及 CR 電驛占絕大部分）。

(二)當安順紅、白線要汰換成數位電驛時，先申請白線停電，再使用電驛臨時盤，將白線的 PT、CT 及 DC 控制回路轉接到臨時盤完成加入系統復電後，就能夠再將紅線停電下來。這樣整個 EM 盤面就能夠完全拆除。再將專業盤廠配好之一盤二回裝之數位電驛

盤裝回原先之EM盤面位置上如圖九所示，就能夠縮短整個汰換工程的時間，而且安全可靠。

圖七 安順紅、白線

圖八 電驛臨時盤

圖九 新型數位式電驛盤面

三、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，本次汰換工程查檢表以一回線為單位，依照汰換步驟編寫而成。

(一)1.召開工具箱會議、K.Y、TBM。

2.確認工作內容，並瞭解與工作內容相關之運轉狀況，確認汰換盤面，共用盤面設備。

(二)1.連絡ADCC值班主任，確認線路已經停電。

2.於電錶盤確認三相電流均為零，以鉤表確認該線路CT-1、CT-3之PK-2端子上電流為零，CT-1、CT-3端子板上電流亦為零。

3.確認電驛直流電壓DCV。

(三)所有電驛本體抽出後，舊端子板上之盤外線確實做好PT、DC隔離，將舊盤面及相關元件(如Diode box)拆除(為避免拆盤時震動影響鄰盤之E/M電驛，拆盤前先聯絡

ADCC值班主任閉鎖相鄰電驛盤之E/M電

驛，新式電驛盤上盤後再聯絡值班主任復

原)，並將相關電驛集中退庫。

(四)將盤面上所有Test Switch扳下，MCB切至OFF，PK-2抽出。

(五)將CT-1、CT-3電纜接至端子板TB-CT1、TB-CT3，並將2、3相對調。

(六)確認TB-RTU之1MT與1T並接、2MT與2T並接、187A與287A並接、1PHA與2PHA並接、1GDA與2GDA並接後，將RTU控制電纜187US/187LK/187S/187A/PRTU/NRTU/1PHA/1GDA接至TB-RTU之外側。

(七)確認TB-DC之1MP與1P並接、1MN與1N並接、1C1與2C1並接後，將1MPS/1MN/1MTS/1P/1T接至TB-DC之外側。

(八)確認TB-BF之1DTT1與2DTT1並接、1DTT2與2DTT2並接後，將現場斷路器之52A接點接妥，1MP1、1P1、52A11及52A12接至TB-CB之外側，確認52AS已由斷路器直接引至RTU後，原斷路器端子板52A接點亦拆除(含PRTU)。

(九)確認TB-OSC之OSC1~2內側並接後，由R盤接至1OSC1~2，並由2OSC1~2接至鄰邊R盤。將TB-OSC外側之1RT、2RT接至OSC盤使用之監控點。

(十)確認TB-ALARM之AP、F1~F5、LOP內側並接後，將端子板外側1AP、1F1(通訊故障)、1F2(電驛故障)、LOP引接至警報盤之故障指示器，再將1F1、1F2由故障指示器輸出點引接至RTU控制箱。

(十一)69kV #___BUS PT改接：

1. 聯絡ADCC值班主任，改接前閉鎖相關測距電驛。
2. 確認TB-PT1 內側並接及MCB1 之2、3 相對調後，將原電纜1E1/1E2/1E3/1E0 接至端子板外側。
3. 改接後確認 PT 電壓及相序是否正確後，聯絡值班主任復原相關測距電驛。

(十二) 電纜接線完成後，檢查 CT 迴路、PT 迴路，其中 CT 零相須接地，PT 零相須於進入控制室第一點(應為 Meter 盤)接　　地，且皆不可兩點接地。

(十三) 確認所有Test Switch皆扳下，量測 MCB1~3 是否應開路後，將MCB切至 ON，並量測AC、DC電源是否正常，將TS-1、TS-5 之DC扳上，確認數位電驛是否良好。

(十四) 1. 將光纖電纜由通信箱引接至 87L 電驛之X Channel，並確認兩端之通訊是否正常。
2. 將 RJ-45 網路線由集線器引接至電驛盤，並設定好 IP ADRESS，測試網路是否正常。
3. 將 GPS 電纜接至電驛端 IBIG-B，並測試時間是否同步。

(十五) 進行電驛標置設定及相關特性試驗，並會同ADCC值班主任完成警報及操作測試。

(十六) 確認所有Test Switch皆扳上，再將 CT-1、CT-3 PK-2 插入，確認無動作信號。

(十七) 復電後完成電驛取載試驗(須含各相角度)，並作成記錄備查。

(十八) 綜合判斷電驛試驗數據均正常後，再確認現場電驛指示燈、Test Switch均恢復正常，並回報轄區調度中心。

肆、加入系統前保護電驛設定及測試

確認所有引接線(包含直流電源迴路、跳脫迴路、比壓器 PT 迴路、比流器 CT 迴路)都正確無誤後，即可開始進行電驛試驗。

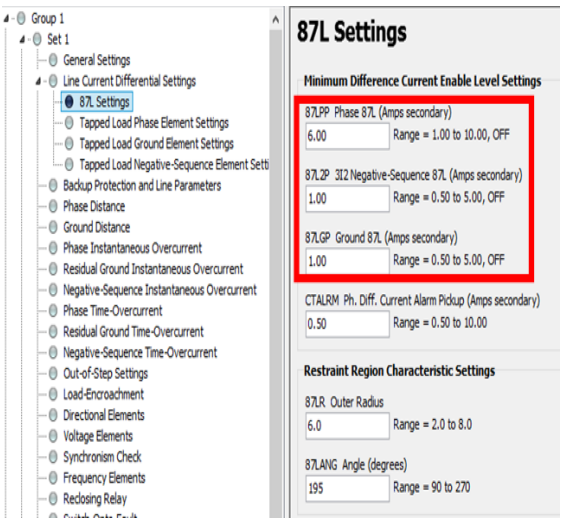
一、保護電驛設定須注意之事項

依據電驛標置變更通知單，將標置鍵入電驛內。目前台電公司 69kV 線路所採用之保護方式包含差流電驛、測距電驛及方向性過流電驛。配置上通常一回線配置二具全功能性電驛，一具啟用差流電驛功能當成主保護；一具啟用測距電驛及方向性過流電驛當成後衛保護。

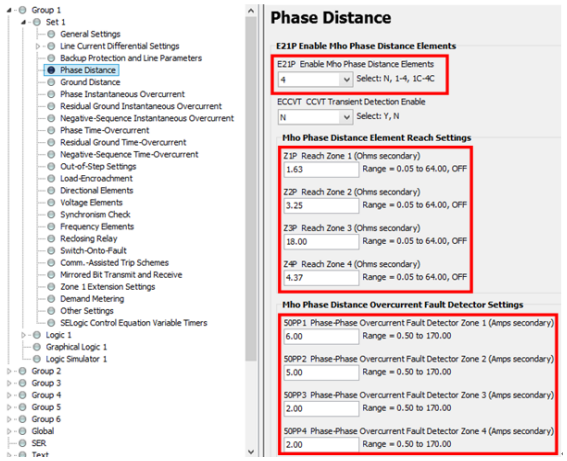
(一)SEL-311L 電驛標置設定：

利用 SEL 公司開發之連線軟體 AcSelerator® QuickSet 將電驛的設定資料下載後，開啟標置設定檔更改下列的設定值。

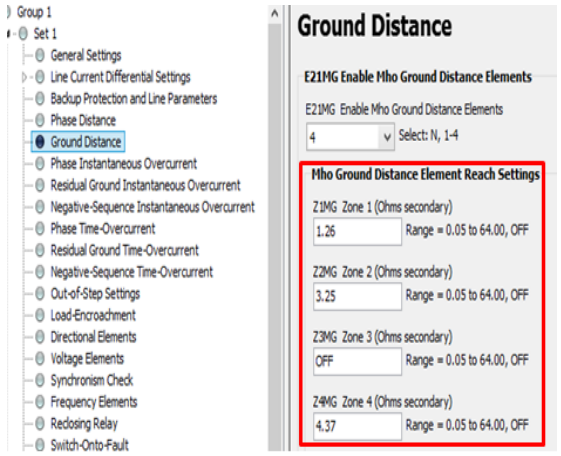
1. 差流電驛相關設定元件如圖十所示。紅色框
內為差流元件相關設定。



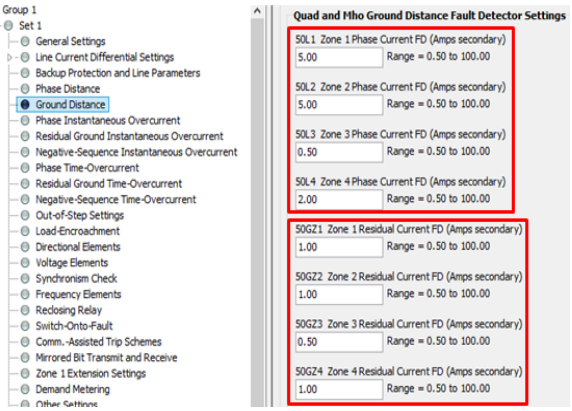
圖十　SEL 差流電驛相關設定



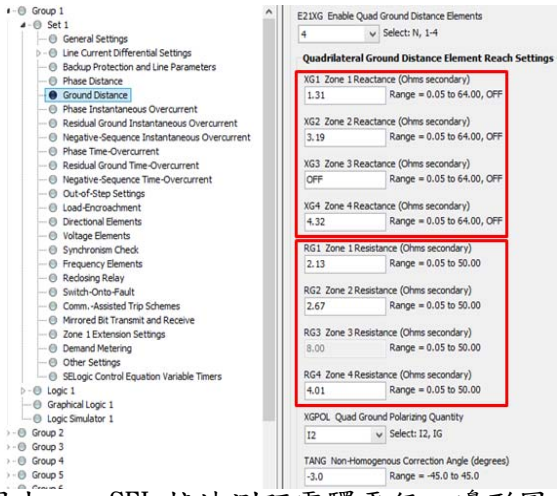
圖十一　SEL 相間測距電驛相關設定



圖十二　SEL 接地測距電驛 Mho 相關設定

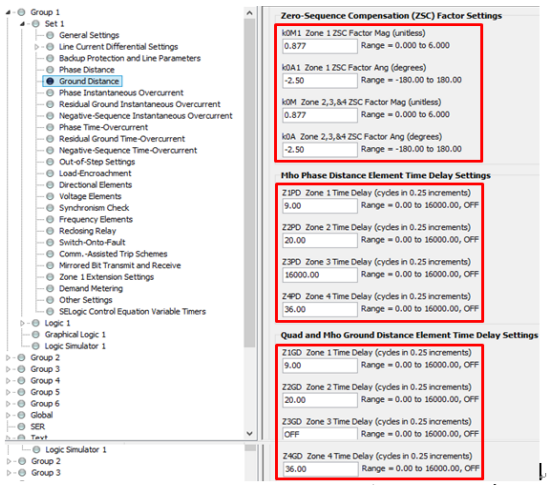


圖十三　SEL 接地測距電驛平行四邊形及 Mho 元件故障偵測設定

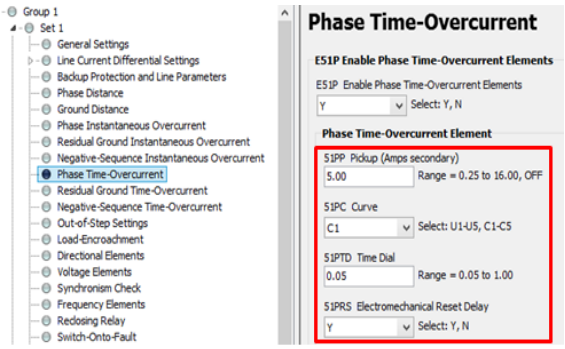


圖十四　SEL 接地測距電驛平行四邊形圖元件相關設定

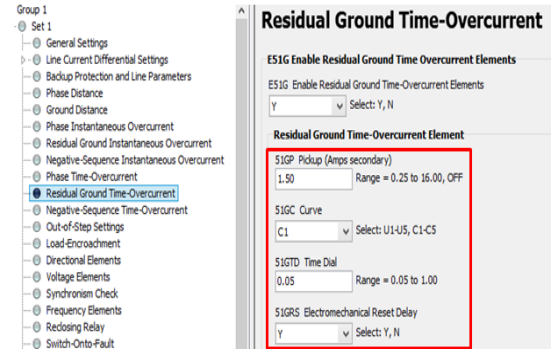
2. 測距電驛相關設定元件如圖十一、十二、十三、十四、十五所示。如圖十一所示，紅色框內為相間測距電驛相關設定元件。其內容包含相間元件的啟用及 Mho 元件的故障偵測元件的設定。圖十二所示，紅色框內之元件則為接地測距電驛之 Mho 元件設定。圖十三則涵蓋平行四邊形及 Mho 元間在接地測距電驛之故障偵測元件的設定。圖十四則屬於接地測距電驛中的平行四邊形元件相關設定。而圖十五中除了接地測距電驛在零相補償時的設定外，其內容也包含所有測距元件各區間的動作時間設定。



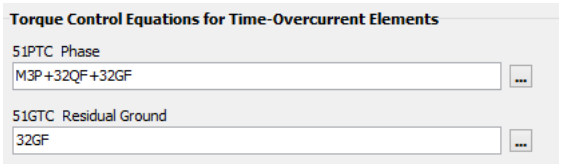
圖十五 SEL 接地測距電驛零相補償及各區間的動作時間相關設定



圖十六　SEL 相間過流電驛元件設定



圖十七　SEL 接地電驛元件設定



圖十八　SEL 方向性元件設定

3. 方向性過流電驛相關設定元件如圖十六

所示為相間過流元件。圖十七所示為接地過流元件設定。SEL 過流元件本身並無方向性，可利用 SEL 公司提供之邏輯元件來設計方向性元件如圖十八所示。

(二)TOSHIBA GRL-711P 電驛標置設定：

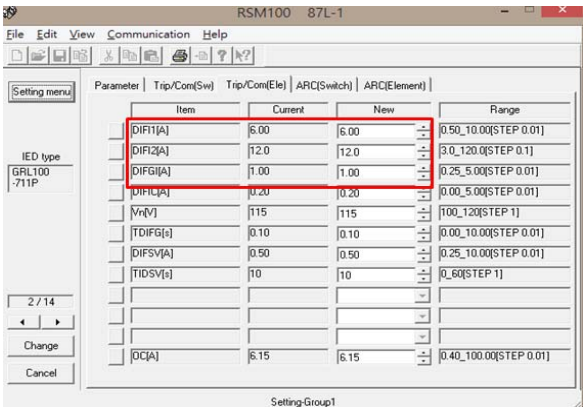
利用 TOSHIBA 公司開發之連線軟體 RSM100 將電驛的設定資料下載後，開啟標置設定檔

更改下列的設定值。

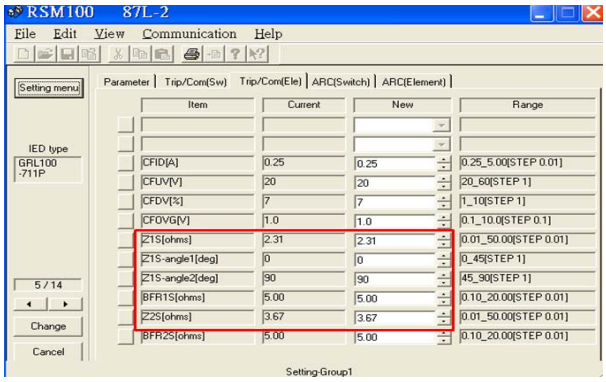
1. 差流電驛相關設定元件如圖十九所示。紅色框內為差流元件相關設定。

2. 測距電驛相關設定元件如圖二十~二十四所示。如圖二十、二十一所示，紅色框內為相間測距電驛相關設定元件，其內容包含相間元件的三個區間及區隔三個區間的延時元件。圖二十二、二十三所示，紅色框內之元件則為接地測距電驛元件及零相補償設定。圖二十四 為測距保護之瞬時過流監視元件的設定。

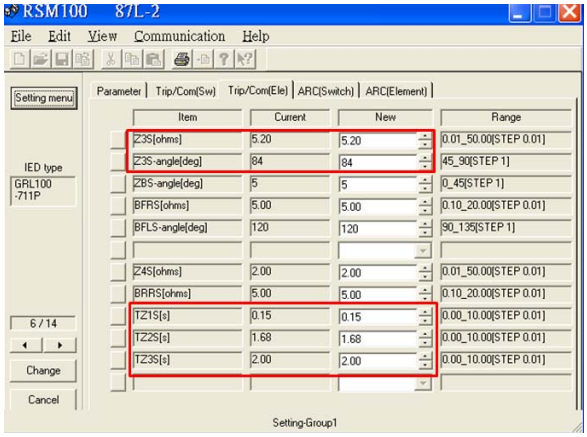
3. 方向性過流電驛相關設定元件如圖二十五所示為相間過流元件。圖二十六所示為接地過流元件設定。GRL 電驛為預防電驛誤動作另外設計了殘餘電流及電壓的監視(DEFFI 及 DEFFV)，這兩個設定值要根據所屬系統的平衡性，適當的調高或者降低，若是設定太高可能會讓電驛偵測到事故後卻無法動作跳脫斷路器，如圖二十六所示。



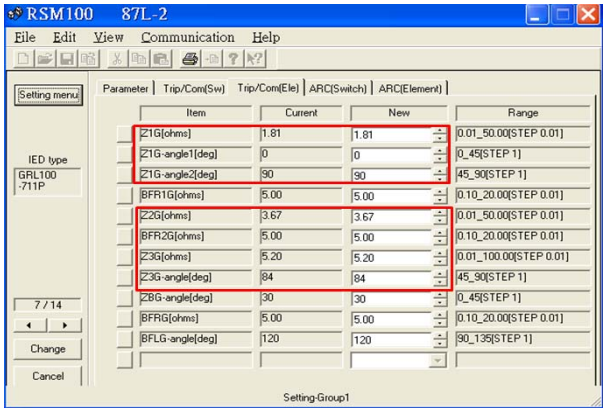
圖十九　GRL 差流電驛相關設定圖



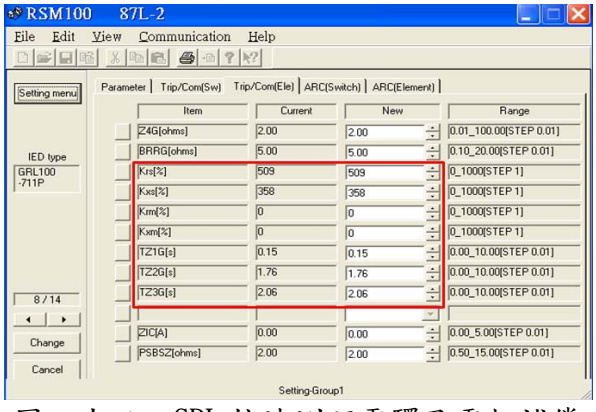
圖二十　GRL 相間測距電驛相關設定



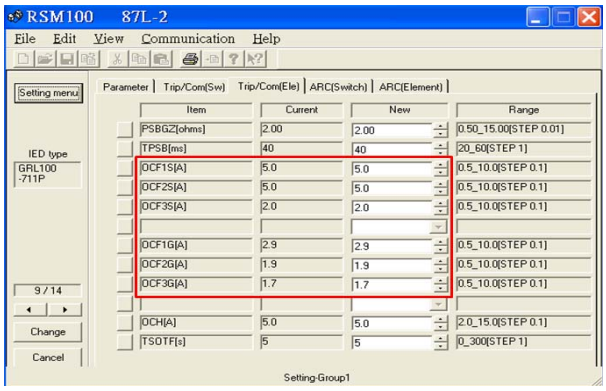
圖二十一　GRL 相間測距電驛相關設定



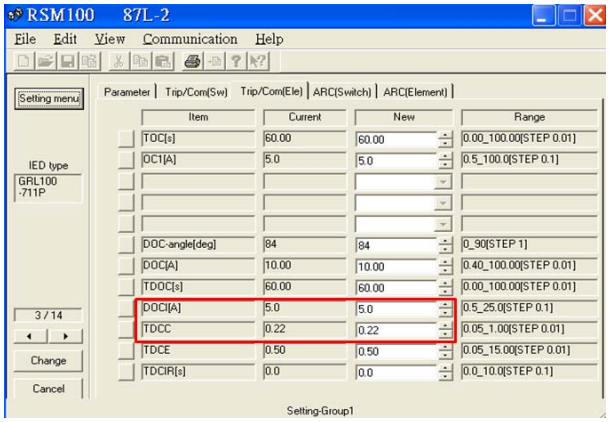
圖二十二　GRL 接地測距電驛相關設定



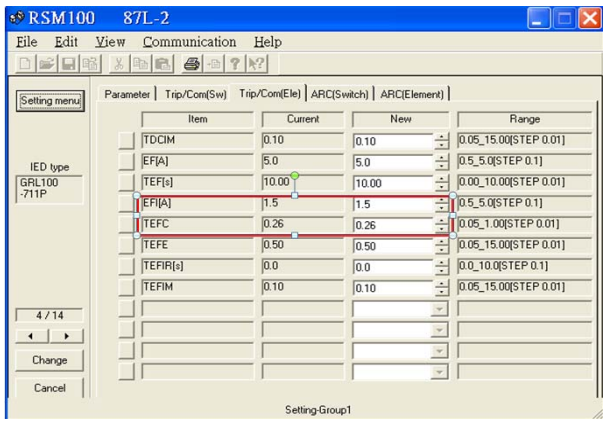
圖二十三　GRL 接地測距電驛及零相補償相關設定



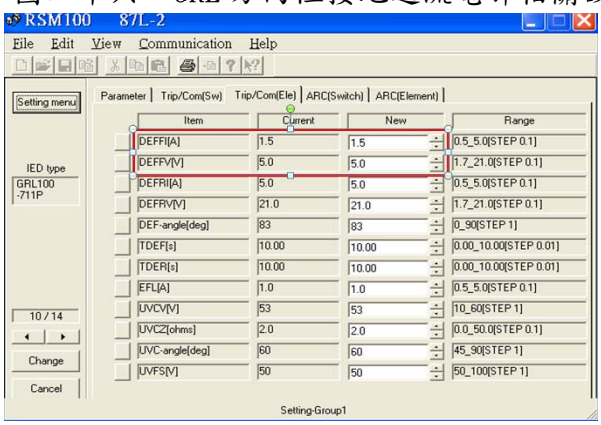
圖二十四　測距保護之瞬時過流監視



圖二十五　GRL 方向性相間過流電驛相關設定



圖二十六　GRL 方向性接地過流電驛相關設定



圖二十七　GRL 殘餘電流及電壓相關設定

I1 [A]	I2 [A]	I3 [A]	I1 Phase [ ]	I2 Phase [ ]	I3 Phase [ ]	Input C. 1 [s]
0	0	0	0	240	120	0
5.8	5.8	5.8	0	120	240	Timeout
5.9	5.9	5.9	0	120	240	Timeout
6	6	6	0	120	240	Timeout
6.1	6.1	6.1	0	120	240	0.0809
0.95	0	0	0	180	0	Timeout
0.98	0	0	0	180	0	Timeout
1.1	0	0	0	180	0	0.1285

圖二十八　87L 特性試驗結果

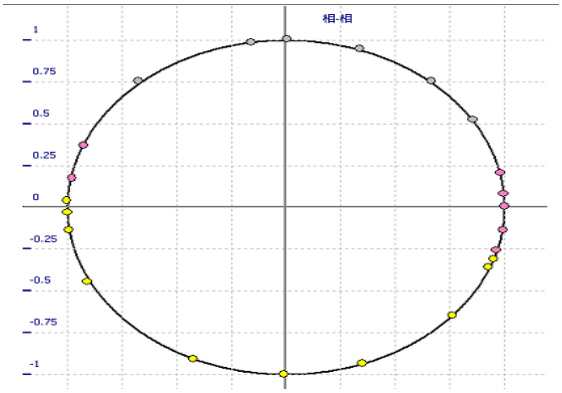
二、保護電驛測試須注意之事項：SEL-311L 及 GRL-711P 在實際測試上皆大同小異。

(一)差流電驛功能測試：在測試 SEL-87L 相間電驛動作值時，必須提供大小相等角度相差 120 度之三相電流，才能測試出 87L 相間始動電流，若三相電流同或是角度不同時，則 87L 接地電驛會先動作。接地 87L 接地電流測試，只須提供單相電流，即可測出 87L 接地始動電流如圖二十八所示，GRL 電驛就沒有這些限制。

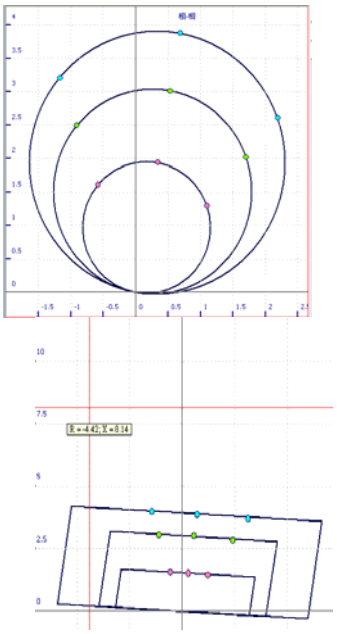
(二)方向性過流電驛測試：先閉鎖測距電驛，同時可使用 ASPEN 軟體中之 Over current Relay Curves 中之 show Relay test value 中之計算值來驗證所測試的 67、67N 動作時間是否正確。另外為了要驗證電驛的方向性，可利用 ISA 試驗儀器的姆歐圓功能，分別測試方向性過流電驛相間及接地電驛動作區間是否正確，如圖二十九所示為方向性過流電驛相間閉合區間測試結果，只在姆歐圓上半區間才會動作如圖三十所示。

I1 [A]	I2 [A]	I3 [A]	I1 Phase [ ]	I2 Phase [ ]	I3 Phase [ ]	Input C. 1 [s]
0	0	0	0	240	120	0
10	10	0	0	180	0	0.5056
15	15	0	0	180	0	0.3206
15	15	0	0	180	0	0.2197
0	10	10	0	180	0	0.5098
0	15	15	0	180	0	0.3177
0	15	15	0	180	0	0.2177
10	0	10	180	0	0	0.5087
15	0	15	180	0	0	0.3148
15	0	15	180	0	0	0.2170
3	0	0	0	180	0	0.5093
4.5	0	0	0	180	0	0.3190
6	0	0	0	180	0	0.2508
7.5	0	0	0	180	0	0.2182

圖二十九　67、67N 測試動作時間



圖三十　方向性過流電驛動作區間測試



圖三十一　測距電驛特性試驗分別為相間及接地特性曲線

(三) 測距電驛特性測試：需先閉鎖方向性過流電驛功能，再利用 ISA 試驗儀器依據電驛特性曲線分別輸入第一、

二、三區間阻抗值及測試角度。分別測試相間及接地阻抗值及延時時間是否正確。結果如圖三十一所示。若測試電驛為GRL-711P測距電驛特性試驗無論是相間及接地都是以四邊型特性曲線。

智慧型保護電驛其具有多功能、體積小、易於安裝測試及維護等特性，相較於過去傳統電驛一套四區間測距保護的電驛盤面約八到十只電驛，而光測試一盤電驛至少需五～六個小時，檢測新設電驛接線時往往需要花費大半天的時間才能確定其接線正確與否。基於人力、時間及檢測設備的考量，如上所述智慧型保護電驛實為目前保護電力系統的最佳利器。

伍、系統架構與量測數據

圖三十二所示為台電公司69kV系統山上轄區單線圖，本文主要探討為紅色框線歸仁S/S到保安S/S之間的輸電線路，如圖三十三所示其中CT-1接87L（差動電驛）、CT-3接21S(測距電驛/方向性過流)。本文所討論者為SEL311L(啟用差流電驛、測距電驛及方向性過流電驛）應用於此輸電線路之可靠性。

為了驗證此數位式保護電驛的精確性及可靠性，本文採用三種試驗方式，分別為電驛跳脫試驗、電驛取載試驗、電驛特性試驗，分別敘述如下。

一、電驛跳脫試驗：

由跳脫試驗可驗證，當模擬此輸電線路發生故障時（相間短路或單相接地等），該數位式電驛皆可精確的跳脫斷路器，迅速隔離故障區域。

(一)87L /SEL311L

模擬 87L (Aφ-N)單相接地事故 → Trip #660 CB 與保安端#660 CB(87A OK)

模擬 87L (Aφ-Bφ)相間事故 →Trip #660 CB 與保安端#660 CB

模擬保安端87L(Aφ-N)單相接地事故→歸仁端87L動作 → Trip #660 CB

(二)21S /SEL311L

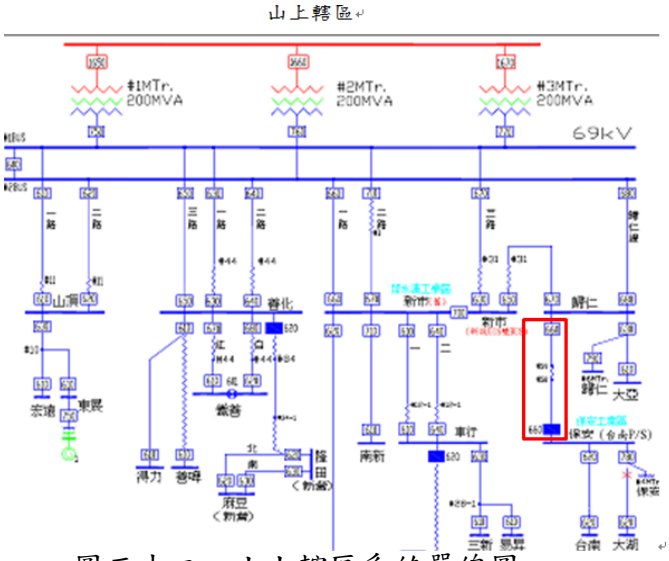
模擬測距電驛第一區間Z1(Aφ-Cφ)相間事故→ Trip #660 CB(PHA OK)

模擬測距電驛第二區間N2(B-G)單相接地事故→ Trip #660 CB(GDA OK)

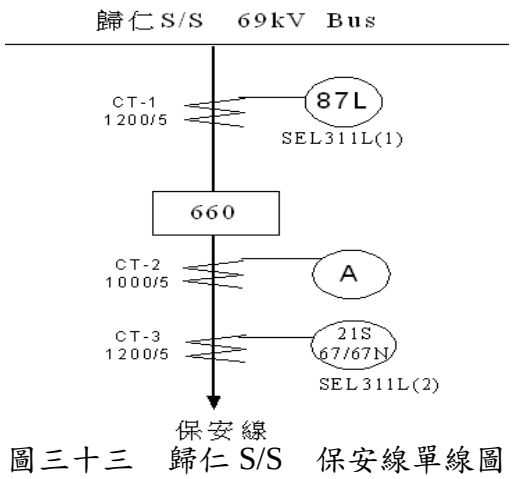
(三)67/67N/SEL311L

模擬相間過流電驛(Bφ-Cφ)相間事故→ Trip #660 CB(PHA OK)

模擬接地過流電驛(Bφ-Gφ)單相接地事故→ Trip #660 CB(GDA OK)



圖三十二　山上轄區系統單線圖



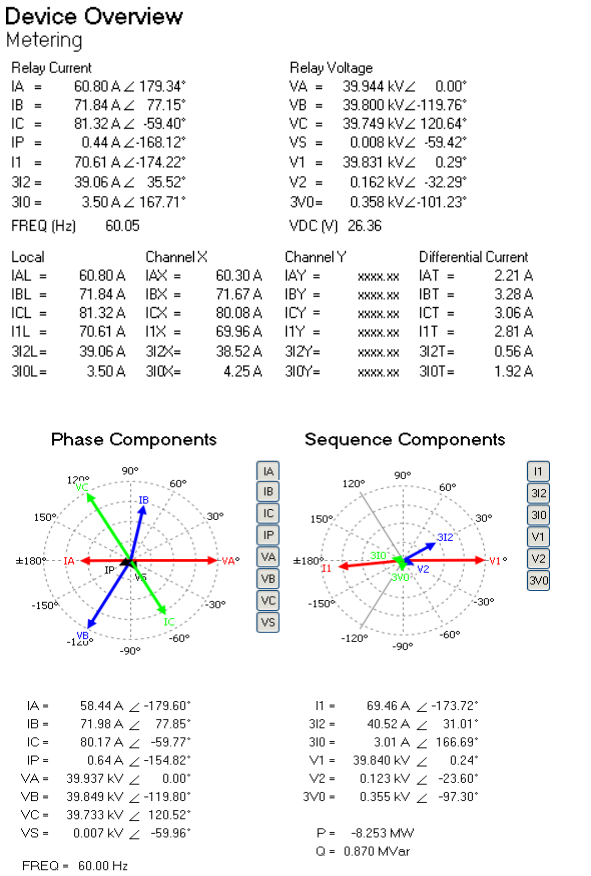
圖三十三　歸仁S/S　保安線單線圖

表二　相位計實測結果

Load = 60，74，80 A

VAN	VBN	VCN	VAB	VBC	VCA
66.4v	66.1v	65.9v	115.3v	114.9v	115.1v

CTR：1200/5	IAVAN	IBVBN	ICVCN	IAVBC
87L/SEL311L	0.23a∠178°	0.27a∠163°	0.31a∠178°	0.23a∠88°



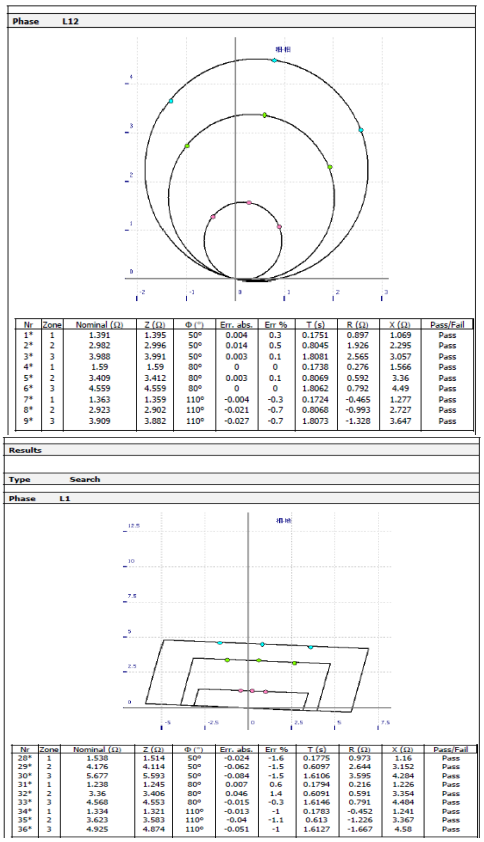
圖三十四　電驛即時量測的數據

二、電驛取載試驗：由相位計量得的結果與數位式電驛記錄的結果相比較如圖三十四所示。可得知兩者的數據幾乎是非常的近似。換句話說，以此數位式電驛作為輸電線路保護而言是非常的適切，甚至具有即時量測的功能。

三、電驛特性試驗：透過 ISA 模擬出各類型之故障後所得的結果，其誤差值皆小於 5%，即可驗證此數位式電 驛之準確性如圖三十五。

SEL311L 差流電驛特性試驗

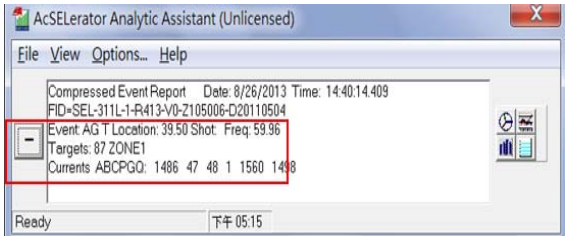
	IA	IB	IC	IA-B-C
標置	1.0A	1.0A	1.0A	6A
試驗值	1.02A	1.02A	1.02A	6.02A
誤差	2%	2%	2%	0.3%

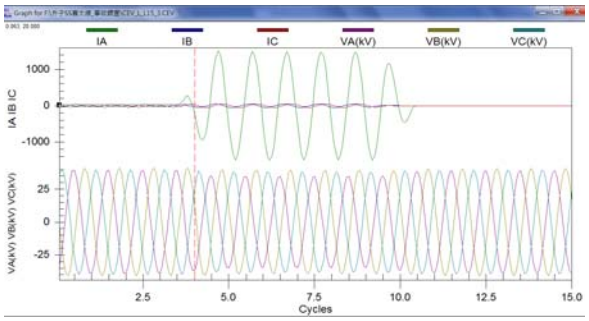


圖三十五　SEL311L 測距電驛特性試驗

陸、保護電驛動作跳脫實例

2013 年 8 月 26 日 14 時 46 分，台電公司北港轄區原本正常供電的系統，朴子變電所終端閘電纜損壞，造成線路電驛 87L 動作斷路器啟斷。經瞭解並下載事故資料如圖三十六得知電驛約於 5.5 週波後送出跳脫訊號並指令斷路器跳脫隔離事故，電驛動作正確。





圖三十六　電驛事故資料下載波形記錄

柒、結論與未來趨勢

在光纖通訊技術成熟的今日，電驛應用於電力系統保護的角色再一次被確認。利用兼具保護及控制功能的新式智慧型保護電驛，結合優良的通訊品質有助於整個電力系統的自動化，相對可減少人力來完成工作。諸如:標置的更改、事故後記錄資料的取得以及現場電驛狀態的訊息等，更可透過網路系統直接由辦公室遠端乙太網路連線取得。

利用差動原理的差流電驛為現代產品主流。因為差流電驛其無須特別的保護協調及設定，而且是 100%線段的保護，唯獨在通訊的使用上較測距電驛來得複雜，也就是說為了完成差流電驛的動作，其通訊設備要有最快的傳輸速率，及完整的通訊協定來提供使用者選擇。未來很可能將「人工智慧」的技術加入保護電驛系統中，此系統則因此擁有學習的能力，並且對於每次的事故會加以判斷，將不正確的跳脫結果分析後產生一系列的對策，提供使用者作為日後改進之依據。如此的保護電驛才真正叫做智慧型保護電驛。

捌、參考文獻

[1] 李宏任,「實用保護電驛修訂版」二版，全華科技圖書股份有限公司，民國八十九年。

[2] SEL - 311C SEL311L Relay Protection and Automation System 說明書。

[3] 台灣電力公司供電處電力系統保護電驛規劃準則

[4] SEL - 311L -1 - 7 Relay Protection and Automation System Instruction Manual (SCHWEITZER ENGINEERING ABORATORIES , INC.)

[5] TOSHIBA GRL 100 711P (Chinese) 6F2S0918 - 1.0

[6] 69kV 電驛標置原則 99 年 1 月

匯流排保護與比流器特性分析

台電綜合研究所　鄭　強
台電綜合研究所　范振理
國立台灣科技大學 蕭弘清

摘要

暫態(transient)及突波(surge)係電力系統擾動現象之一，擾動易引起電力設備L-C-R 元件發生振盪及阻尼響應。若將電力設備之L-C-R 元件以集總等效電路處理分析其暫態響應，可稱之為“暫態”；其次，若 L-C-R 元件以分佈參數呈現電路性質，其暫態響應可稱之為“突波”；暫態與突波兩者可以同義字視之。

本研究應用短路試驗設備，架構單匯流排一進兩出電路，作為單相匯流排差動保護之試驗模型，探討於匯流排發生外部事故時，短路電流暫態響應，對比流器飽和及其二次合成電流幅值之影響。試驗結果驗證短路電流之直流暫態成分，影響各個比流器一、二次電流變比準確度外；其鐵心飽和及磁滯效應，亦可導致比流器二次電流相角偏移一次電流；若過電流僅輕微影響比流器鐵心磁路飽和，但磁滯特性導致二次電流相位角度偏移，亦是低阻抗型差動保護電驛誤動作之主要因素。

關鍵詞（Keywords）：比流器(Current transformer)、匯入點(junction point) 、匯流排差動電流保護(bus differential protection)、交流對稱成分(symmetrical component)、直流暫態成分(dc component)

一、前言

變電所之匯流排設備是電力匯入及匯出的一項重要裝置，在系統中任一匯流排發生故障或保護電驛誤動作，均會導致系統嚴重擾動，並引起系統穩定度問題。因此，匯流排保護架構除須滿足簡單性之外，尚須具備快速性、可靠性及安全性等多項要求，以達穩定系統的保護目的。

匯流排保護範圍涵蓋斷路器、隔離開關、比壓器、比流器、避雷器及匯流排相關附屬配件等電力設備，於超高壓變電所、一次變電所及配電變電所之匯流排保護，廣泛應用差動電流法(Differential current method)作為主保護，基本原理是以克希荷夫電流定律(KCL)為基礎，在正常運轉且保護區間外部發生偶發事故時，在保護區間流入與流出匯流排節點上的電流總和為零；反之，當保護區間內發生事故時，流入與流出此一節點的電流總和不等於零，匯流排保護電驛須立即完成動作清除故障。因此，在匯流排差動電流保護結構中，利用各個比流器二次側電流匯入點(Junction point)上的合成電流作為驅動保護電驛動作之信號來源。

過去國內、外關於比流器飽和研究文獻指出[1~4]，差動保護電驛在故障電流之直流暫態成分，以及比流器二次負擔相互作用下，可能引起比流器鐵心磁飽和，而令比流器喪失忠實複製一次側電流的性能，可能導致差動電流保護電驛誤動作。惟在整體差動保護系統中，比流器鐵心進入磁飽和及其二次側電流匯入點合成電流之動態響應較少以案例研討，本文乃參考匯流排保護電驛誤動之紀錄資料，利用短路電流試驗設備，建立匯流排保護一進兩出的單相匯流排模型，探討短路電流對比流器二次側電流之動態響應，並進一步分析比流器飽和與差動保護合成電流之特徵，藉以究明外部事故與差動保護電驛誤動作之影響因素。

二、匯流排保護基本原理

假設匯流排屬理想導體，其導體電感與電阻為零，因此電流在其上流動時，不會產生任何電壓降，故無阻抗消耗與損失能量；另一方面，同時假設匯流排保護選

用之比流器為理想變比器，因此在系統正常運轉情況下，比流器鐵心的 v-i 特性可以視為運轉於線性區域。在此理想狀況下，流進任一匯流排節點之電流總和必須等於流出此一匯流排節點之電流總和。圖 1-a 顯示匯流排發生外部故障時，故障電流自匯流排流出湧向故障點；故流入與流出匯流排節點的電流和為零，由匯流排上觀察外部線路事故，以相量表示之合成電流值，可寫成下式：

$$i_f = i_6 = i_1+i_2+i_3+i_4+i_5 \text{---------- (1)}$$

圖 1-b 顯示故障點位於匯流排內部時，連接在匯流排上的各個線路提供故障電流，改變系統原有電流的平衡狀態；觀察電路節點電流，則僅有注入匯流排的故障電流，而無流出匯流排的負載潮流，故流入節點的電流相量總和，等於流入故障點之總電流。

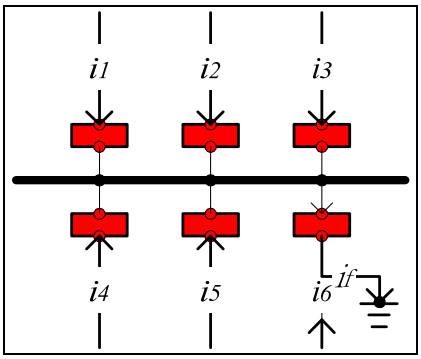
在匯流排內部故障下，匯流排上各比流器二次側以相量表示之合成電流值大於零，其故障電流相量和可表示為：

$$i_f = i_1+i_2+i_3+i_4+i_5+i_6 \text{---------- (2)}$$

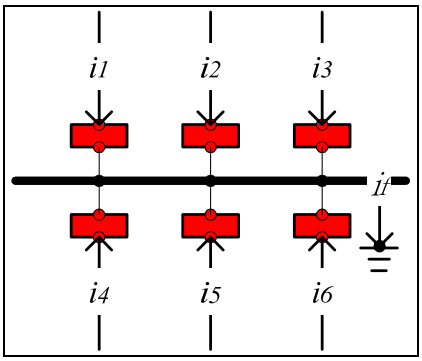
式 1~2 顯示差動保護利用節點電流和之大小，判斷故障點係發生在保護區間內或是保護區間外，故可利用過電流電驛組成簡單型式的差動保護系統，並以最大負載電流值，作為設定差動保護之基礎，惟此類差動保護犧牲了部分靈敏度，但可獲得較佳的可靠性。

差動保護法是發變電所匯流排保護之主要型式，其流進保護電驛動作電路中的差電流，如圖 2 所示，圖 2-a 顯示事故發生於匯流排保護區間外，其二次側差動電流為零；圖 2-b 顯示，若事故點位於匯流排保護區間中，則流進保護電驛動作線圈中的差動電流不為零，保護電驛可利用此合成電流產生電驛接點動作所需之轉矩，令接點閉合跳脫相關斷路器隔離事故點，保障正常設備持續運轉供電，藉以維持系統供電穩定度。

比流器在短路電流作用下，其鐵心若含有剩磁，或短路電流含有直流暫態成分，則可能引起保護系統各個比流器發生鐵心磁飽和。於最惡劣的運轉條件中，鐵心含有剩磁或/及在過電流直流成分作用下，差動保護電驛可能因此因素產生誤動作，此係匯流排差動電流保護較難以克服之問題。

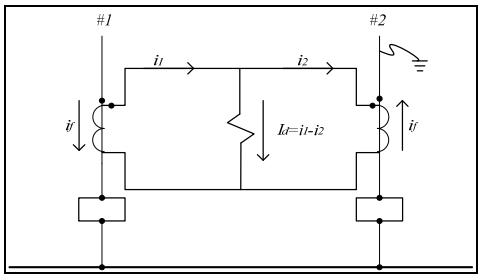


(a) 外部事故

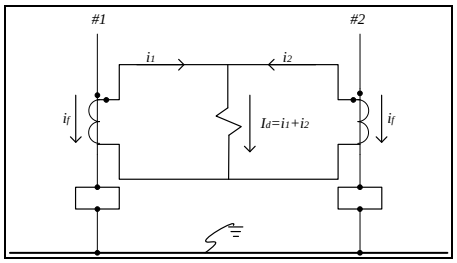


(b) 內部事故

圖 1 匯流排保護事故分類



(a) 外部事故差電流為零



(b) 匯流排內部事故差電流大於零

圖 2 差動保護電路圖

三、比流器特性分析

比流器與變壓器應用相同的設計理

論與準則，設計程序與項目包含：選擇鐵心材質、決定鐵心截面積、磁路長度、繞組導線規格、匝數、繞組抽頭方式、飽和電壓、絕緣等級、準確度等；比流器應用上的考慮因素，如機械結構、採用乾式或濕式絕緣構造、一次側及二次側繞組電流或電壓匝比、連續熱容量、短時間熱容量、絕緣等級、衝擊波位準、運轉條件、準確度及三相繞組連接方式等；上述各項應用條件，可參考 IEEE Std. C57.11、C57.13、C57.33 等標準。然而在比流器設計準則中，以磁通密度決定輸出電流及負載阻抗，同時亦需維持相對低的二次側輸出電流比誤差及相位角度偏移值，以及使用高性能鐵心降低鐵損值為重要的考慮因素；而其伏安額定值、溫升參數的重要性較比壓器為低；比流器的一次側繞組，可採匯流排或是銅棒組成一匝導體，二次側繞組匝數決定變比值；而在鐵心設計上，需考慮鐵心截面積須充分大，並可於磁通密度非常小的的激磁情況下，在二次側繞組上，產生足以驅動負載之感應電壓。

套管式比流器應用於斷路器、電力變壓器、線路等，在設計上，必需有充分大的鐵心，其磁路平均長度大於其他型式之比流器，其準確度優於其他型式者；在低電流情況下，需要較大的激磁電流，因而降低了套管式比流器的準確度；套管式比流器於鐵心及二次側繞組完成組裝後，對其一次側銅棒，需有足夠的空間與絕緣距離，以維持高壓電路與二次側線圈隔離與絕緣的功能。

理想比流器可以安-匝 $N_s i_s = N_p i_p$，以及二次側負載電壓降等參數，描繪變壓器一、二次側繞組間的能量轉換關係，理想比流器及負擔電路，如圖 3 所示；連接於比流器二次電路之外部負載稱之為“負擔”，負擔包含負載阻抗之電阻及電抗分量，以及導線阻抗值。

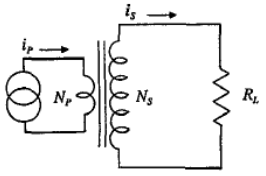


圖 3. 理想比流器及負擔電路圖

實際上，比流器二次側輸出電流中，含有鐵心磁化及損失電流之分量，亦即輸出至負擔的電流較低，因而變比誤差(ratio error)可顯現於輸入與輸出電流轉換比例上；其次，由磁動勢之安培-匝磁化電流合成相量，亦對電阻性負擔電流可產生相位角度偏移的作用，因而產生相角誤差(phase error)。比流器併入磁化電抗、損失元件之等效電路，如圖 4 所示；圖中 i_s 比流器二次側總電流，i_m 為流經磁化電感 L_m 的磁化電流，R_c 為鐵心電阻損失分量，R_s 為線圈直流電阻值，R_L 為負擔電阻值；在等效電路中，除了損失分量外，繞組間亦存在分佈電容，通常此一分佈電容值相當小，在工作頻率小於數十千赫茲情況下，可忽略繞組分佈電容對變比、相角偏移誤差的影響。

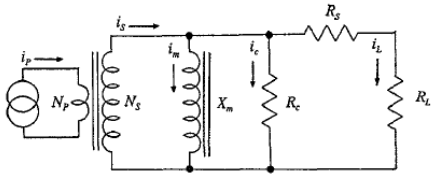


圖 4. 比流器一、二次側線圈、鐵心及負擔等效電路圖

比流器二次側之磁化電流(im)、損失電流(ic)、負擔電流(iL)等各個分路電流之相量和，等於總電流。若為電阻性負擔，比流器二次側總電流(is)表示如下：

$$i_s^2 = \left(\frac{N_p i_p}{N_s}\right)^2 = \left(i_L + i_c\right)^2 + i_m^2 \qquad (3)$$

比流器二次側之負擔電流為

$$i_L = \sqrt{i_s^2 - i_m^2} - i_c \qquad (4)$$

變比誤差(ratio error; R.E.)為

$$R.E. = \left(\frac{i_L}{i_s}\right) \times 100\% \qquad (5)$$

相角誤差(phase error; P.E.)為

$$P.E. = \tan^{-1}\left(\frac{i_m}{i_L + i_c}\right) \qquad (6)$$

在鐵心磁通密度增加時，除了增加磁化電流及鐵心損失值外，亦一併增加比流器二次側線圈電阻之電壓降，計算比流器鐵心的磁通密度，可引用變壓器之計算公式說明如下：

$$B_m = \frac{e_0 \times 10^8}{4.44 N_s A_c f} \qquad (7)$$

式中 $e_0 = i_L(R_s + R_L)$ ；磁通密度與繞組之感應電壓成正比關係，而與匝數 Ns、鐵心截面積 Ac、頻率 f 等參數為反比關係；比流器鐵心之磁飽和運轉點，近似鐵心最大磁通密度。若一次側電流、負擔電阻維持常數情況下，減少比流器繞組匝數，亦將等比例增加二次繞組每匝之感應電壓及鐵心磁通密度，因而鐵損及磁化電流亦相對升高，故需依最大故障電流檢討匝比之變動範圍。欲維持比流器磁化曲線之線性區域在合理範圍中，可考慮增加鐵心截面積，並在最大故障電流情況下，維持鐵心磁通密度低於 5,000 高斯(0.5 Tesila)及可接受的損失值，藉以滿足比流器可於 10 % ~ 2,000 %範圍中，運轉於線性區域中。鐵磁性元件在完全飽和情況下，其磁路電感迅速降低並趨近零，因而等效電路阻抗，僅呈現線圈之直流電阻。

比流器之二次負擔在其應用範疇中，與其飽和電壓、準確度有關；二次側負擔阻抗是決定其端電壓的主要參數。依據系統可提供之最大短路電流、比流器全匝數及各分接頭飽和電壓特性、保護電驛及其他電控裝置之阻抗特性，視需要降低其負擔阻抗值，藉以維繫比流器可正常運轉於系統短路故障情況下。

若比流器未選擇全匝比且二次電流大於或等於額定值 20 倍時，而比流器一次側電流、二次側負擔、導線阻抗為定值情況下，比流器鐵心磁通密度正比於部分匝比與全匝比兩者比率差；其二次電流及其電壓降，將依匝數反比關係增加倍率，因而易引起鐵心發生磁飽和；比流器鐵心於飽和區域時，亦將產生出二次側電流相角偏移，並可放大變比誤差。電磁感應型過電流電驛及瞬時過電流電驛於比流器飽和時，仍可依其電流-時間曲線完成動作。因而於系統發生重度故障時，比流器仍需適度提供保護電驛所需的動作電流，以維繫保護電驛故障偵測性能之正確性。

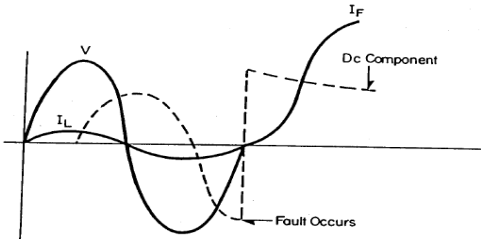
保護電驛用比流器之準確度等級，可於額定負擔、二次側 20 倍之額定電流及其感應電壓等試驗參數，決定其準確度，亦可以計算方式確認其準確度，通常準確度誤差值以±10%為基本規範。在比流器二次側電路上的負擔，包含實功率及虛功率，總阻抗含電阻及電感分量；以伏安值表示之；比流器規格含指定頻率、伏安值、功率因數及相位角度等參數。在比流器二次電路上的負擔含電阻與電感，一般呈現滯後功率因數。若其滯後功率因數在 50 %情況下，各級比流器在應用上，未超過其標準負擔歐姆值者，於 20 倍額定電流情況下，其誤差可小於 10 %。

四、短路電流暫態對比流器的影響

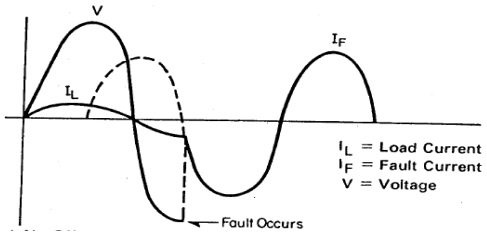
電力系統難以避免發生短路接地故障，短路接地故障期間，比流器亦可能因故障電流中衰減緩慢的直流成分導致鐵心磁飽和，因而故障電流中的直流成分不利於維繫比流器之線性性能，稱之為“直流飽和(direct current saturation”)。故障電流之直流成分發生因素如下：(1)電感中的電流不能瞬時改變，(2)穩態電電流在改變前及變化後，必需以適當的功率因數角度滯後或超前電壓。若一次電路上故障電流的直流時間常數及直流成分相對地大，可能引起比流器發生嚴重的直流飽和。亦即非對稱電流流過比流器時，在非對稱故障電流、交流成分、直流成分、二次電路電阻之電壓降、交直流磁通相互作用下，係引起比流器發生磁飽和的主要因素。

比流器飽和原因與直流暫態成份、磁滯特性、鐵心剩磁、鐵心的飽和磁通密度、鐵心之截面積、比流器的匝比及其二次側負擔大小等因素有關。故障發生時機，視其相對電壓瞬時值為零或不為零，決定故障電流初始值含有直流成分或無直流成分；故障初始含最大直流成分及不含直流

成分之故障電流波形，如圖 5 所示；在交流電系統故障電流中的直流成分呈現指數衰減性質，且直流成分亦僅存在於故障初始數周波時間中，因而在比流器進入完全飽和狀態前，瞬時過電流電驛及測距電驛即可完成動作，經過適當之訊號傳輸時間，即可藉由斷路器清除故障。



(a) 最大之直流成分

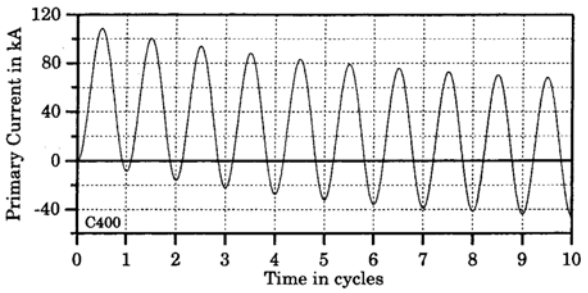


(b) 無直流成分

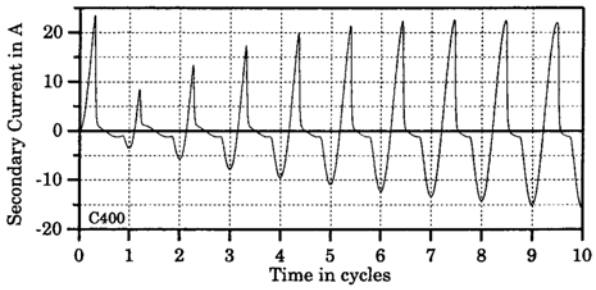
圖 5. 故障電流初始波形

(1)短路電流

一次側故障電流之直流暫態成分，是引起比流器飽和的重要因素，發生磁飽和的比流器，亦將導致二次側電流波形畸變，並可能影響差動保護合成電流之位準。比流器一次側電流在完全偏移對稱波形狀態下，系統阻尼時間常數可決定其衰減速率。比流器一次側電流於非對稱初始狀態，在鐵心飽和影響下，二次側電流呈現一高振幅之脈衝波形，每 1/2 週波之波形時間小於 4 ms。含直流成分完全偏移之比流器一次側電流，及磁飽和之二次側電流波形，如圖 6 所示。而在短路試驗產生之短路電流波形，除交流對稱成分(Symmetrical component)外，亦含有直流暫態成分，由短路試驗擷取之比流器一、二次側電流波形，如圖 7 所示。



(a) 全偏移之一次側電流波形



(b) 比流器磁飽和之二次側電流波形

圖 6 全偏移一次側電流引起比流器磁飽和之二次側電流波形

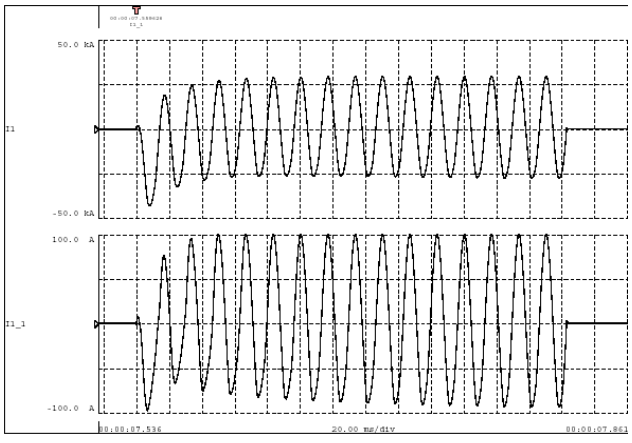


圖 7 短路試驗比流器一、二次側電流波形

過電流之直流暫態成分起始於最大值，並以指數衰減至零後，短路電流中僅含有交流對稱成分。因此，短路電流可以下式表示交流對稱成份及直流暫態成份：

$$i_P = I_{\max}\left[\sin(\omega t+\psi-\phi)+e^{-Rt/L}\sin(\psi-\phi)\right] \quad (8)$$

式中

$$\phi = \tan^{-1}\left(\frac{\omega L}{R}\right)$$

ψ =故障發生後電壓為零之電流相角

在 IEC 60044 及 IEEE Std. C57.13 比流器標準中，規範變比器之各項特性，依據上述標準產製比流器且檢驗合格者，在工程量測與應用上，可正確的將一次側電流轉換至二次側電流，並可保有其變比準確度之特性。惟在短路故障電流含有直流暫態成分，及比流器操作於低頻率狀態時，並不保證比流器仍然可以保持其在穩態情況下的準確度。

(2)比流器飽和特性分析

比流器飽和時機與下列因素有關：

1. 故障電流的偏移程度：故障電流非對稱波形之偏移量，與系統 X/R 阻抗比率以及故障發生之初始相位角度有關；非對稱電流中的直流分量，將直接提高比流器鐵心之磁通量，並導致鐵心飽和。
2. 故障電流之幅值：假設故障電流波形偏移程度相同，由幅值較大的故障電流，所產生的鐵心磁通亦較大，快速遞增的磁通，較易令鐵心碰觸到磁飽和點。
3. 鐵心中的剩磁：故障電流作用於鐵心的磁通極性，與鐵心中的剩磁以遞增或遞減途徑合成磁通。若合成磁通為遞增，可引起相對短暫的比流器飽和時機；若鐵心含有非常高的剩磁量，比流器可於故障之初，立即進入飽和區域。
4. 二次側阻抗：若比流器二次側為高負擔值，在相同的功率因數情況下，二次側電流在其負擔產生的電壓降亦高，而磁通與電壓降成比例關係，故可縮短比流器的飽和時機；若二次側負擔的功率因數低，負擔中的電感分量，對電流偏移之直流分量，屬低阻抗性質，有助於降低負擔上的電壓降，並延長鐵心之飽和時機。其次，在二次電路上的電感性負擔，係依相量和而非代數和計算阻抗，在其姆歐值未增加情況下，且忽略負擔的飽和現象，電感性負擔可降低二次電路上的電壓降，因而需要更高的二次側電流，方足以驅動其進入飽和區域，對增加飽和時機所需的時間有所助益。
5. 飽和電壓：比流器二次電路上的激磁阻抗，與鐵心殘料有關，鐵心截面積大者，需要相對高的磁通量方足以驅動至磁飽和，因而磁滯曲線上的飽和電壓亦相對高，在相同的運轉條件下，飽和時機亦較長。
6. 匝比：依據飽和電壓試驗曲線，可藉由 v-i 量測值，顯示鐵心磁通密度及飽和程度，例如鐵心面積、一次側電流為定值時，增加匝比可降低鐵心磁通及磁通密度。因而比流器選用全匝比時，可獲得額定之飽和電壓值。
   (1) 感應電壓與匝數及磁通對時間的變化率成正比關係，表示為 E=ndϕ/dt，在感應電壓為常數情況下，增加匝數即可以較低的磁通量，獲得相同的感應電動勢(EMF)，以及較高的飽和電壓值。
   (2) 比流器二次側匝比增加時，可依匝比關係降低比流器的二次電流值，亦即比流器匝比與二次電流呈現反比關係；在其二次側負擔之姆歐阻抗未改變情況下，二次側負擔之電壓降，亦與匝比呈現反比關係；因而可適度提高二次側負擔之姆歐阻抗值。
      a. 比流器二次側線圈電阻值與匝數成正比關係。

b. 若比流器二次側採用高匝數比，於應用電磁感應型電驛時，需採用高靈敏度、高負擔電驛或分接頭。

c. 比流器與電驛間之二次側導線，並未改變其姆歐負擔，亦不需要降低其線徑。

(3)增加匝比可產生更高的單位感應電動勢(EMF)與降低鐵心磁通量，亦有助於增加比流器之飽和時機。

高匝比比流器之鐵心截面積相對小，可適應準確度的要求，但較易飽和，因而比流器需指定其準確度或是指定 C800 等級者，而多抽頭之比流器，亦僅指定其全匝比之性能。若 C100 之比流器僅採用部分匝比，其飽和電壓較 100 V 飽和電壓額定值低；參考圖 8 之 *v-i* 曲線可獲得比流器不同匝比之飽和電壓試驗值。

本文以含有直流暫態成份與交流成份的短路電流，分析比流器非線性飽和特性。在短路電流中之直流暫態成分若過大時，將引起比流器產生飽和現象，稱直流飽和。而交流飽和係比流器因一次側交流成份過大，導致比流器鐵心磁路過激磁產生的飽和現象。交直流飽和是指一次側交直流均過大而使比流器產生飽和現象。

直流暫態成分在鐵心磁路中所建立的磁通量，通常較交流成分所建立的磁通量為大，因此故障電流中之直流暫態成分，是引起比流器鐵心飽和的主要因素。上述的比流器的飽和現象，與比流器的一次側電流 i_1、二次側電流 i_2、飽和電壓 $\vec{V}_x$、飽和磁通 $\vec{\varphi}_x$ 與激磁電流 $\vec{i}_m$ 有關。

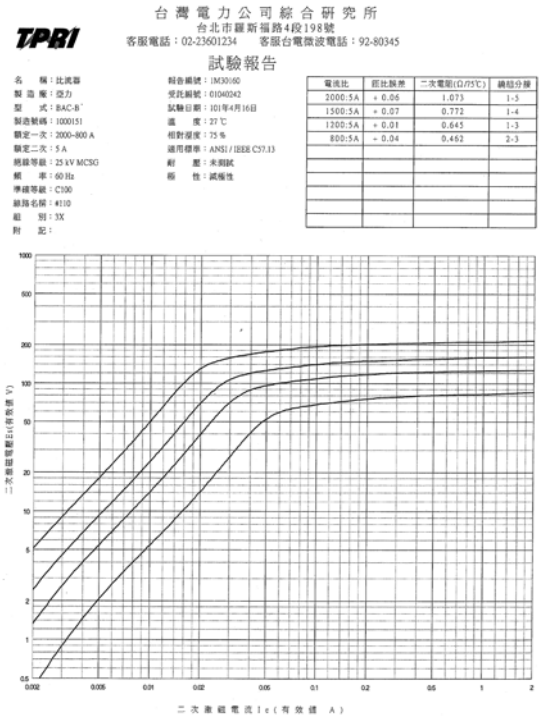


圖 8. 多匝比之 C100 比流器激磁曲線圖

五、短路電流與差動保護試驗模型

直流暫態成分對比流器動態響應之作用，值得利用短路電流試驗設備，深入探討匯流排差動保護各比流器二次合成電流之動態特性。為重現變電所電源提供遠端線路事故一進兩出過電流之事故現象，本文利用短路電流試驗設備，配合調整串聯分路阻抗，模擬一進兩出分流電路特徵，藉以究明匯流排保護於穿透性過電流作用下，其差動保護合成電流，對保護電驛誤動作之影響。

(1)短路試驗架構

短路電流試驗設備單線圖，如圖 9 所示；短路試驗主要設備包含：(1)11.4 kV 配電系統之單相電壓，提供短路設備之試驗電源；(2)主電源斷路器；(3)投入開關(making switch)；(4)降壓變壓器(step down transformer)；(5)兩分路串聯阻抗；(6)投入開關之邏輯控制器等設備。在短路試驗設備中，利用主斷路器作為試驗系統之後衛斷路器；而投入開關搭配邏輯控制器，啟閉短路電流及其持續時間；選擇降壓變壓器分接頭之變比，可提供試驗所需的短路電流能量；調整串聯分路阻抗，可獲得適當比例之分路電流。

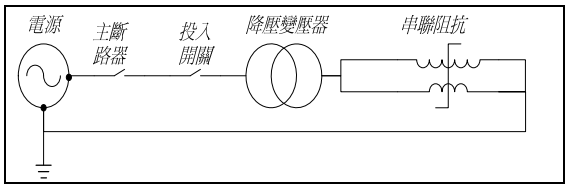


圖 9 短路試驗單線圖

(2)試驗模型與量測架構

本試驗以低阻抗差動保護法，選用三具同廠型、飽和電壓為 C 800、滿匝比為 2000/5 安培之多繞組比流器，並分別利用滿匝比及 1600/5 安培之繞組，連接 CO-2 定時型過電流電驛，電驛之過電流分接頭設定為 4 安培，時間刻度設定為 1(T/L=4/1)。模擬穿透性過電流之特徵，進行差動保護動態特性測試。

模擬試驗之組成結構含短路試驗設備及動態線性量測系統兩大部分，試驗架構如圖 10 所示；#1、#2 及#3 三條線路分別與匯流排連接，各比流器二次側繞組，則引接至差動保護系統中的匯入點，比流器之非極性點予以共同接地，保護電驛之過電流或是過電壓輸入訊號，則跨接於差電流匯入點上。

為驗證比流器在短路電流作用下之動態特性，除需要量測比流器一、二次側電流訊號外，並利用線性分壓器擷取比流器二次側及匯入點上的電壓降訊號，藉以釐清比流器動態 v-i 運轉特性。

圖 10 中的 CT1、CT2、CT3 係保護系統之大電流轉換元件，其二次電流與一次電電流之變比關係，視選用分接頭而定；系統量測利用線性比流器 CT1-1、CT2-1、CT3-1 轉換一次短路電流，CT1-1_1、CT2-1_1、CT3-1_1 則轉換比流器之二次側電流。在匯流排保護用比流器二次側電流共同輸入差動保護匯入點，流入匯入點之合成電流，則利用 CT4-1 量測其值。

二次側電壓降及匯入點之電壓降，則以量測系統中的四具分壓器分別量測之。圖中合成電流匯入點之下游元件，含電纜阻抗(R_L)、保護電驛之輸入阻抗(87B)，差動保護電驛，可為低阻抗型差動保護電驛，或是高阻抗型差動保護電驛。在此量測架構下，所有量測訊號及保護電驛動作接點狀態，均輸入暫態訊號記錄器中，藉由記錄波形可分析比對匯流排差動保護系統之電量特徵。

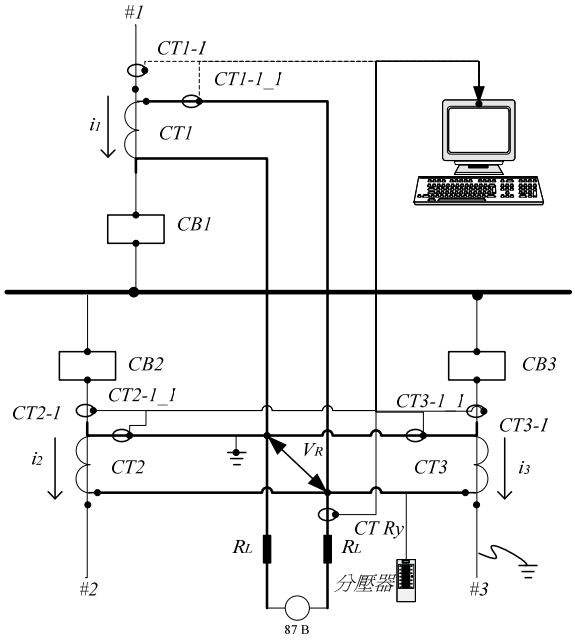


圖 10. 三迴路之單相短路試驗單線圖

六、穿透性過電流之模擬試驗

應用短路設備模擬匯流排外部事故，是以上一小節所述之一進兩出三端電路為基礎，藉由投入開關閉合瞬間產生穿透性過電流，以暫態波形記錄器觀察各分路過電流之數值，及其比流器二次電流與電壓降之動態響應。差動保護系統之合成電流，與保護電驛誤動作之關聯性，屬於本研究試驗之分析重點。

(1)合成電流為零，差動電驛未動作

短路電流模擬試驗結果顯示：當#1 比流器流進峰值電流為 50 kA 之(1.0 標么)短路電流時，#2 及#3 兩分路分別流出 0.50 標么之短路電流；分析儲存於波形暫態記錄器之電流數值，顯示 CT1、CT2 及 CT3 比流器，在短路電流作用下，均產生不同程度的鐵心飽和。惟比流器磁滯與輕微之鐵心飽和，並未放大匯入點合成電流，而流進電驛過電流動作線圈中的差動電流仍然趨近零安培。因此，差動電流作用於電驛動作線圈產生之電磁轉矩，不足以改變電驛動作接點之開啟狀態。短路電流、比流器二次電流、合成電流波形及接點狀

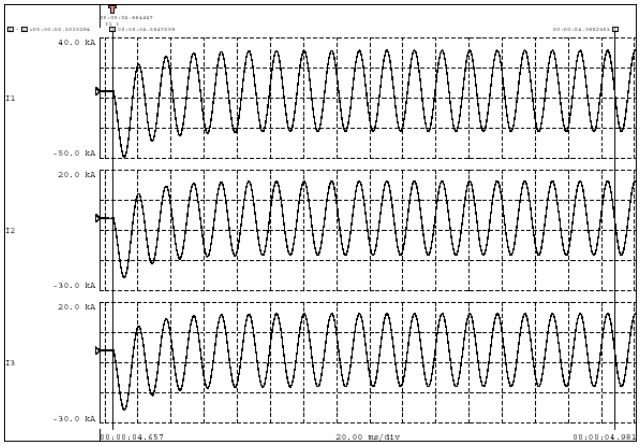
態，如圖 11 所示：圖 11-a 顯示一進兩出之短路電流，圖 11-b 顯示各比流器二次電流、差動保護匯入點之合成電流，及電驛動作接點狀態。圖 12 係重疊顯示比流器之一、二次電流波形，並未發現二次電流相角偏移一次電流之現象。

(2)合成電流大於零，差動電驛誤動作

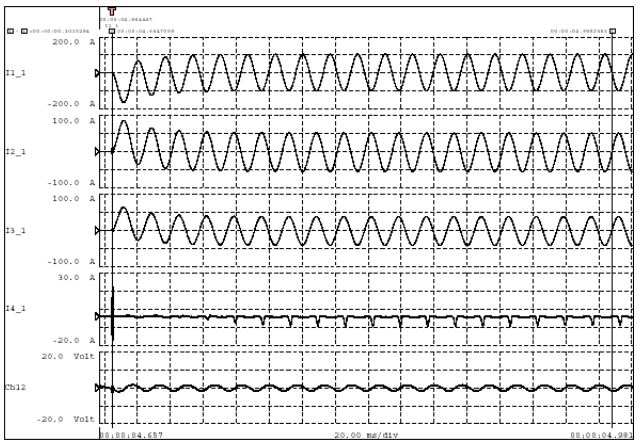
在相同的試驗架構中，亦以 50 kA 之短路電流通過保護系統。試驗結果顯示，各比流器二次電流並未產生嚴重的波形畸變，亦顯示出比流器未發生嚴重過激磁與交直流飽和，惟差動保護匯入點上的合成電流，昇高至 60 安培(峰值電流)，令差動過電流電驛於短路電流通過瞬間完成動作；亦即差動保護系統於此穿透性過電流作用下，發生誤動作。

電流波形暫態記錄，如圖 13 所示；分析導致電驛誤動作，及穿透性故障電流未引起電驛誤動作之電流波形，記錄波形比較結果顯示，#1、#2 及#3 迴路之比流器，其二次電流未發現符合鐵心嚴重飽和之畸變波形，因此判斷各個比流器鐵心發生不同程度的部分飽和。

惟將#1、#2 及#3 迴路比流器之一、二次側電流波形重疊顯示，則發現 CT1 比流器在通過短路電流時，其二次側電流具有相位角度偏移現象，而 CT2、CT3 兩具比流器之一、二次電流波形仍保持同相位，未發生相位角度偏移。經由數值分析顯示，CT1 比流器在短路電流直流暫態成分作用下，其二次電流相角約領先一次電流 10°，此係比流器二次電流響應之特徵。二次電流相角偏移放大各二次電流流進匯入點上的合成電流，此合成電流流進電驛動作線圈所產生的電磁轉矩，大於電驛機械性抑制轉矩，因此驅動電驛接點完成閉合動作。應用短路試驗波形記錄，以波形重疊方法可清晰呈現顯示出各比流器二次電流相角偏移情況，並令匯流排保護匯入點合成電流不為零；比流器一、二次側電流相角偏移及差動電流合成波形，如圖 14 所示。



(a) 短路電流之一次波形



(b)二次電流、合成電流、電驛接點狀態

圖 11. 短路電流、二次側電流及其合成電流波形記錄

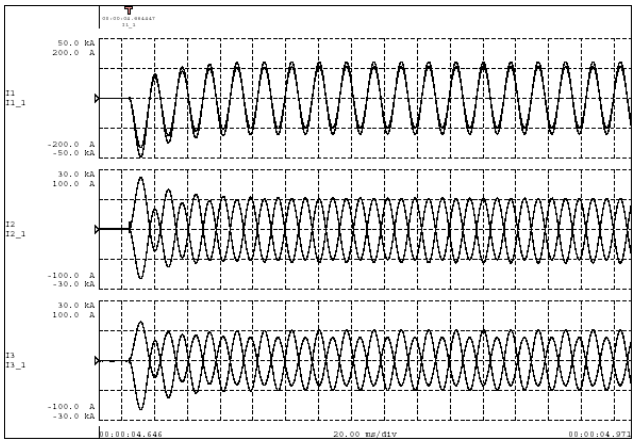


圖 12. 重疊顯示短路電流、二次側電流波形記錄

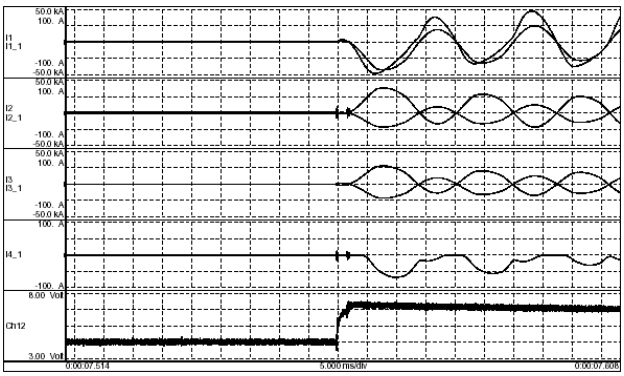
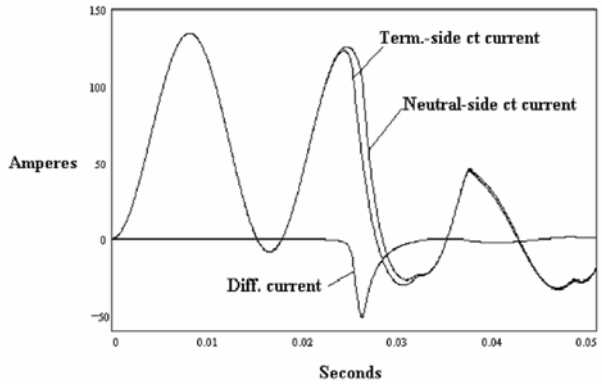
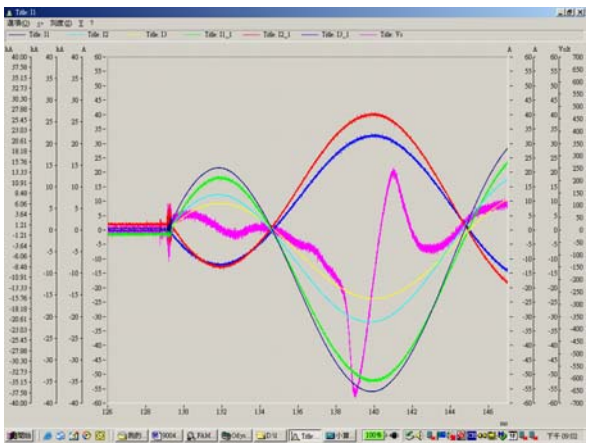


圖 13. 短路電流、二次電流、合成電流波形及其動作接點記錄



(a) 比流器磁飽和之二次電流相角偏移差動電流合成值不為零波形



(b) 實測之比流器二次側電流及合成差動電流波形

圖 14. 比流器二次側電流、合成電流波形相角偏移記錄

七、結論

在早期的差動保護文獻中指出：若匯流排主保護屬低阻抗差動電流電驛，於外部故障最惡劣的情況下，若引起比流器發生飽和，是差動保護電驛誤動作的主要因素。近年來，工業界已大幅提升比流器之鐵心材料之導磁係數，提升比流器鐵心材料特性後，有助於降低鐵心嚴重飽和之發生機率，及減輕二次電流波形畸變程度之要求;如在短路電流小於比流器 20 倍額定值，即比流器運轉於非極端條件下，比流器鐵心僅有輕微磁飽和現象。依分析試驗結果，故障電流之非對稱成分，可引起比流器鐵心磁飽和，而磁飽和導致比流器二次電流產生相角偏移，令匯流排保護區間外部故障之差動電流不為零，係差動電驛誤動作的可能因素之一，檢測分析成果有助於提升保護電驛之設計與分析應用技術。

參考文獻

[1] ANSIlIEEE Std C37.97-1979, "IEEE Guide for Protective Relay Applications to Power SystemBuses," IEEE, New York, 1979.
[2] ANSffiEEE Std C57.13-1978, "Current Transformer Accuracy Classification for Relaying," IEEE, New York, 1978.
[3] P. M. Anderson, Power System Protection, pp. 645~657, Power Math Associates, Inc., 1999.
[4] Walter A. Elmore, Protective Relaying Theory and Applications, pp. 193~205, ABB, 1994.
[5] IEEE C37.97-1997, Guide for Protective Relay Applications to Power System Buses, 1997.
[6] Horowitz, S. H., Ed., Protective Relayingfor Power Systems, Selected Reprint Series, IEEE Press, New York, 1980, p. 301.
[7] Mason, C. R., The Art and Science ofProtective Relaying, John Wiley & Sons, New York, 1956.
[8] Blackburn, J. L., Ed., Applied Protective Relaying, Westinghouse Electric Corporation, Relay Division, Newark, NJ, 1976.
[9] 鄭強、范振理，“模擬測試匯流排保護於外部故障之動態響應技術服務報告”，民國93年9月。

69kV 輸電網路多端輸電線測距保護協調之研究

台灣電力公司　李　群、李河樟
台灣電力公司　簡文通、鍾彰榮
桃園創新技術學院　高文秀
台北科技大學電機工程系　周至如

一、前言

台灣本島69kV電力負載於近幾十年來大幅成長又集中於特定的區域，使得69kV二次變電所須建設於上述地狹人稠之處，惟民意高漲變電所與輸電線之用地取得困難，為因應區域性負載的迅速成長，於69kV輸電網路增加了不少多端子輸電線路，故對於如何達到良好的69kV輸電網之測距保護協調工作甚為重要且刻不容緩。

近幾年本島69kV輸電網路保護電驛逐年汰換為數位式保護電驛，若干一次變電所轄區69kV輸電網路之保護電驛均已完成數位化，為能充分運用數位式保護電驛之差流與測距保護電驛功能，進而強化69kV輸電網路保護協調與大幅降低69kV輸電網路之故障清除時間，故進行69kV輸電網路多端輸電線之測距保護協調研究，以確實提升69kV輸電網路供電可靠度與安全性。

由於69kV輸電網路早期大部分以67/67N：方向性過流電驛保護為主要保護裝置，而69kV輸電網路為多端、多環與串接多個匯流排之結構，且電驛標置計算工作繁多與配合網路系統之加入及停復電次數頻繁，一旦故障於發生串接多個匯流排之69kV輸電線時，於69kV匯流排出口端之67/67N：方向性過流電驛之動作時間相當長，勢必延長69kV輸電網路系統的故障清除時間，如啟用數位式保護電驛之差流與測距保護電驛功能，確可有效確保69kV輸電網路之差流與測距的保護協調，進而大幅降低69kV輸電網路之故障清除時間與提升供電可靠度及安全性。

在69kV輸電網路為多環多端輸電系統，如遭遇兩端輸電線超過本線段或為三端輸電線於超過本線段分歧點即會面臨視在阻抗問題。於複雜的69kV輸電網路故障時，所有網路的故障源會由各個不同方向提供大小不等之故障電流流向故障點造成嚴重之視在阻抗(appearance impedance)問題，導致21S測距電驛之21-2 /21N -2、21-3/21N-3等測距元件可能無法預期偵測到第二回輸電線或逾越本線段分歧點之保護範圍的故障，而造成輸電網路大範圍停電之虞，故測距保護協調須考量網路架構引起之視在阻抗問題，以有效解決69kV輸電網路測距保護協調的盲點，故本研究先針對不同網路架構可能遭遇到之視在阻抗相關之問題一一作研究及分析，進一步將不同網路架構造成之視在阻抗的技術條件納入21S測距電驛之21-2/21N -2、21-3/21N-3等測距元件設定之修正條件，以克服輸電網路之視在阻抗造成若干測距保護協調上的盲點，現以不同網路架構之示意圖與相關數學式來研究分析輸電網路測距保護第二及第三區間面臨之視在阻抗問題。再配合「台灣電力股份有限公司供電處保護電驛標置準則」提出有效的21S測距電驛之21-2/21N -2、21-3/21N-3等測距元件之設定方式，以徹底解決輸電網路之測距保護協調盲點與大幅提升69kV輸電網路之供電可靠度。

二、輸電網路之視在阻抗成因：

設以A、B、C三個匯流排與A～B、B～C兩回線之簡例說明輸電網路視在阻抗之成因。如於輸電網路發生F_1故障點時，輸電網路之故障電流分別由A匯流排提供流經A～B輸電線之I_{ab}故障電流，由輸電網路提供B匯流排之I_{nf1}故障電流，進而於B匯流排彙總為I_{bc}故障電流經由B～C輸電線流入F_1故障點，現係檢討於C匯流排發生F_1故障點時，於A#1端21/21N電驛造成視在阻抗之影響。

圖內變數說明：

V_{Af}：於輸電網路發生 F_1 故障點時，由 A#1 端 21/21N 電驛偵測故障電壓。

I_{ab}：於輸電網路發生 F_1 故障點時，由 A 流向 B 之故障電流。

I_{bc}：於輸電網路發生 F_1 故障點時，由 B 流向 C 之故障電流。

I_{nf1}：於輸電網路發生 F_1 故障點時，由輸電網路提供 B 匯流排之所有的故障電流。

Z_{ab}：為A～B輸電線之線路阻抗。

Z_{bc}：為B～C輸電線之線路阻抗。

Ⓖ：為A匯流排由電力系統提供之等效系統阻抗。

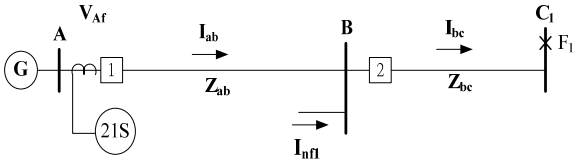


圖1：於輸電網路發生F_1故障之故障電流示意圖

於輸電網路發生F_1故障點時，於A#1端21/21N電驛偵測之故障電壓V_{Af}：

$$I_{bc} = I_{ab} + I_{nf1}$$

$$V_{Af} = I_{ab} \times Z_{ab} + I_{bc} \times Z_{bc}$$

$$= I_{ab} \times Z_{ab} + (I_{ab} + I_{nf1}) \times Z_{bc}$$

A#1端21/21N電驛偵測之視在阻抗Z_{LK}：

$$Z_{LK} = \frac{V_{Af}}{I_{ab}} = Z_{ab} + \frac{I_{bc}}{I_{ab}} \times Z_{bc} = Z_{ab} + \left(\frac{I_{ab} + I_{nf1}}{I_{ab}}\right) \times Z_{bc}$$

$$= Z_{ab} + \left(1 + \frac{I_{nf1}}{I_{ab}}\right) \times Z_{bc} = Z_{ab} + Z_{bc} + \left(\frac{I_{nf1}}{I_{ab}}\right) \times Z_{bc}$$

$$Z_{LK} = Z_{ab} + Z_{bc} + \left(\frac{I_{nf1}}{I_{ab}}\right) \times Z_{bc} = Z_F + \left(\frac{I_{nf1}}{I_{ab}}\right) \times Z_{bc}$$

$$= Z_F + K_{LK} \times Z_{bc} = Z_F \times \left(1 + K_{LK} * \frac{Z_{bc}}{Z_F}\right)$$

$$= Z_F \times (1 + K_{LK} * K_{ZF}) \quad (1)$$

其中 $Z_F = Z_{ab} + Z_{bc}$ $K_{ZF} = \frac{Z_{bc}}{Z_F}$

$K_{LK} = \frac{I_{nf1}}{I_{ab}}$ (視在阻抗因數)

由圖1及(1)式得知，於C匯流排發生F_1故障點時，A#1端21/21N電驛偵測之故障阻抗值，在B～C輸電線之線路阻抗範圍會受到B匯流排由輸電網路提供之I_{nf1}故障電流的影響：

(1)如 $I_{nf1} = 0$ 則 $K_{LK} = 0$ ，由(1)式得知：

$$Z_{LK} = Z_F \times (1 + K_{LK} * K_{ZF}) = Z_F \times (1 + 0 * K_{ZF})$$

$$= Z_F \times (1 + 0) = Z_F \quad (2)$$

由(2)式得知，如無輸電網路造成視在阻抗因數影響，A#1端21/21N電驛設定可直接以線路阻抗相加來達到測距電驛預期的保護範圍。

(2)如 $I_{nf1} \neq 0$ 則 $K_{LK} = \frac{I_{nf1}}{I_{ab}} > 0$，若$I_{nf1}$故障電流值越大於本線段之$I_{ab}$故障電流值，則$K_{LK}$視在阻抗因數亦就越大，A#1端21/21N電驛偵測之故障阻抗值也會更大。

設 $I_{nf1} = 5 \times I_{ab}$ 則 $K_{LK} = \frac{I_{nf1}}{I_{ab}} = 5$ ，由(1)式得知：

$$Z_{LK} = Z_F \times (1 + K_{LK} * K_{ZF}) = Z_F \times (1 + 5 \times K_{ZF}) \quad ..(3)$$

設 $Z_{bc} = 0..5 \times Z_F$ 則 $K_{ZF} = \frac{I_{nf1}}{I_{ab}} = 0.5$ ，由(3)式得知：

$$Z_{LK} = Z_F \times (1 + K_{LK} * K_{ZF}) = Z_F \times (1 + 5 \times 0.5)$$

$$= Z_F \times 3.5 \quad (4)$$

由(4)式得知，由輸電網路造成視在阻抗值Z_{LK}等於3.5倍Z_F阻抗值，如A#1端21/21N電驛直接以線路阻抗相加之Z_F阻抗值來設定，將完全無法達到預期之保護範圍甚多，勢必要以實際之視在阻抗值Z_{LK}來設定為宜。

在大型的輸電網路架構內，於兩端輸電線超過本線段或為多端輸電線於本線段超過分歧點即會面臨視相當複雜之視在阻抗問題，尤其是輸電網路越大越是複雜。故要發揮輸電網路之測距保護協調必須精準的核算與檢討輸電網路各點故障之視在阻抗。

三、輸電網路保護協調之相關原則：

以A、B、C、D、E、F、G、H、 I等九個匯流排與A~B tap~C、C~D、C~E、E~F、E~G、A~H、H~I等七回輸電線，其中Bus B與Bus C各分別掛接TR與TR_1主變之輸電網路架構(詳圖3)，並依「台灣電力股份有限公司供電處保護電驛標置準則」內容說明69kV輸電網路測距保護之標置方式：

圖內變數說明：(圖 3 內標示輸電線路之幾何長短亦代表輸電線路阻抗值之大小)

Z_{ftr}：於匯流排 Bus B 掛接主變二次側發生 F_{TR} 點故障時，Bus A#1 端 21S 測距電驛所偵測之視在阻抗值。

Z_{ftr1}：於匯流排 Bus C 掛接主變二次側發生 F_{TR1} 點故障時，Bus A#1 端 21S 測距電驛所偵測之視在阻抗值。

Z_{bf}：於匯流排 Bus B 發生 F_b 點故障時，Bus A#1 端 21S 測距電驛所偵測之視在阻抗值。

Z_{cf}：於匯流排 Bus C 發生 F_c 點故障時，Bus A#1 端 21S 測距電驛所偵測之視在阻抗值。

Z_{bf}：於匯流排 Bus B 發生 F_b 點故障時，Bus A#1 端 21S 測距電驛所偵測之視在阻抗值。

Z：A～t 分歧線之線路阻抗值。

Z'：t～B 分歧線之線路阻抗值。

Z"：t～C 分歧線之線路阻抗值。

Z_1：C～E 輸電線之線路阻抗值。

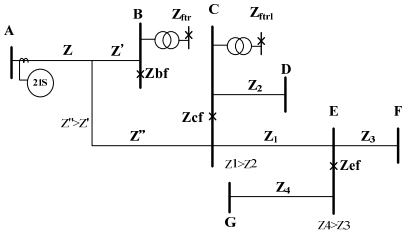
Z_2：C～D 輸電線之線路阻抗值。

Z_3：E～F 輸電線之線路阻抗值。

Z_4：E～G 輸電線之線路阻抗值。

Z_5：A～H 輸電線之線路阻抗值。

Z_6：H～I 輸電線之線路阻抗值。



21S Setting：

21-1：Z1P=(Z+Z')× 0.70 (Z+Z')＞2Ω　21N-1：Z1G=(Z+Z')× 0.60 (Z+Z')＞2Ω

Z1P=(Z+Z')× 0.60 (Z+Z')＜2Ω　21N-1：Z1G=(Z+Z')× 0.55 (Z+Z')＜2Ω

21-2：Z2P=(Z+Z")+Z_2× 0.5　21N-2： Z2G=(Z+Z")+Z_2× 0.5

21-3：Z3P=(Z+Z")+Z_1+Z_3× 0.25　21N-3： Z3G=(Z+Z")+Z_1+Z_3× 0.25

Ztr=Z_{ftr}× 0.80　Ztr1=Z_{ftr1}× 0.80　*如 Ztr ＜ Ztr1

ZBf=Zbf × 1.1　ZCf=Zcf × 1.1　*如 ZBf ＜ ZCf

ZGf=Zgf × 1.1　ZFf=Zff × 1.1　*如 ZGf ＜ ZFf

** **Z2P、Z2G** 等阻抗值小於 **ZCf**阻抗值，則以**ZCf**阻抗值取代，再核對有無大於Ztr 阻抗值，如大於則以Ztr 阻抗值，如小於Ztr 阻抗值則以ZCf 阻抗值設定。

** **Z3P、Z3G** 等阻抗值小於 **Zef**阻抗值，則以**Zef**阻抗值取代，再核對有無大於Ztr 阻抗值，如大於則以Ztr 阻抗值，如小於Ztr 阻抗值則以ZFf 阻抗值設定。

** 測距元件之動作時間：**21-1/21N-1：0.15"　21-2/21N-2：0.66"　21-3/21N-3：0.83"**。

圖2：Bus A#1出口21S測距電驛保護電驛設定圖

以圖 2 內 Bus A#1 端 21S 測距電驛於九個匯流排與七回輸電線之 345kV 輸電網路的技術條件，分別說明 Bus A#1 端 21S 測距電驛之 21-1/21N-1、21-2/21N-2與21-3/21N-3等三區間測距元件之標置方式：

1、Bus A#1 端 21S 測距電驛之 21-1/21N-1 測距元件之標置

Bus A#1 端出口第一段輸電線為 A～B 分歧 C 三端輸電線，由於 21-1/21N-1 為 0.15"動作之測距元件，為避免第一區間保護範圍超過本線段時，於第二段輸電線發生故障時，引起 Bus A#1 之 21-1/21N-1 測距元件 0.15"動作造成匯流排全停之虞，故第一段輸電線標置

(1) 21-1 測距元件設定

Z_{L1}=A～t 分歧線路阻抗+ 較短 t～B 分歧線路阻抗= Z + Z'

i> 如 $Z_{L1} \geq 5\Omega$ 則 Z_{1P} =[Z + Z'] × 0.70

ii> 如 $Z_{L1} < 5\Omega$ 則 Z_{1P} =[Z + Z'] × .60

(2) 21N-1 測距元件設定

Z_{L1}=A～t 分歧線路阻抗+ 較短 t～B 分歧線路阻抗= Z + Z'

i>如 $Z_{L1} \geq 5\Omega$ 則 Z_{1G} =[Z + Z'] × 0.60

ii>如 $Z_{L1} < 5\Omega$ 則 Z_{1G} =[Z + Z'] × .55

2、Bus A#1 端 21S 測距電驛之 21-2/21N-2 測距元件之標置：

21-2/21N-2 測距元件設定：

Z_{L1}=A～t 分歧線路阻抗+ 較長 t～C 分歧線路阻抗= Z + Z" (第一段輸電線)

Z_{L2}= C 連接第二段最短的 C~D 輸電線阻抗。

Z_{2P} =[Z + Z"] +Z2× 0. 5= Z_{L1} + Z_{L2} × 0.50

Z_{2G} =[Z + Z"] +Z2× 0. 5= Z_{L1} + Z_{L2} ×0.50

3、Bus A#1 端 21S 測距電驛之 21-3/21N-3 測距元件之標置:

21-3 測距元件設定：

Z_{L1}=A～t 分歧線路阻抗+ 較長 t～C 分歧線路阻抗= Z + Z"(第一段輸電線)

Z_{L2}= C 連接第二段最長的 C~ E 輸電線路阻抗

Z_{L3}= C 連接第三段最短的 E~ F 輸電線路阻抗

Z_{3P} =[Z + Z"] +Z1+Z3× 0.25

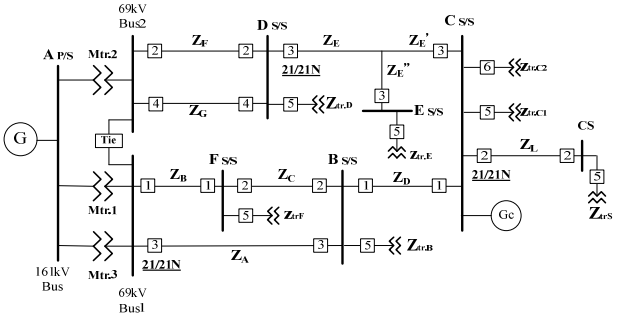
= Z_{L1} + Z_{L2}+ Z_{L3} × 0.25

Z_{3G} =[Z + Z"] +Z1+Z3× 0.25

= Z_{L1} + Z_{L2}+ Z_{L3} × 0.25

四、輸電網路保護協調之相關研討與分析：

為便於說明及檢討69kV輸電網路之視在阻抗問題與21S測距電驛測距保護設定之修正方式，以圖3所示之典型69kV輸電網路案例來說明：



***註：圖3顯示之輸電線長短即為線路阻抗之長短。**

圖3：Bus A#1 21S測距電驛於輸電網路之故障示意圖

圖3內變數說明：

Ⓖ：為 AP/S 一次變電所 161kV 匯流排由電力系統提供之等效系統阻抗。

Ⓖc：為 CS/S 二次變電所 69kV 匯流排掛發電機提供之等效系統阻抗。

AP/S、BS/S、CS/S、DS/S、ES/S、FS/S：

為圖 4 內各一次及二次變電所匯流排名稱。

CS：為 CS/S 二次變電所掛接之用戶匯流排名稱。

Z_A、Z_B、Z_C、Z_D、Z_E、Z_E'、Z_E"、Z_F、Z_G、Z_L：

為圖 4 內各輸電線阻抗值。

Mtr.1、Mtr.2、Mtr.3：

為 AP/S 一次變電所掛接主變之名稱。

Ztr.A、Ztr.B、Ztr.C1、Ztr.C2、Ztr.D、Ztr.E、Ztr.F、Ztr.S：為內各二次變電所匯流排掛接主變之阻抗值。

配合圖3之69kV輸電網路結構分別選擇AP/S #3、DS/S#3與CS/S#2等三端之21/21N電驛之測距保護協調方式來完整檢討分析說明多電源輸電網路內本線段為三端輸電線之視在阻抗問題：

(一) AP/S#3端21/21N電驛之保護協調檢討分析：

圖4內變數說明：

V_{Af}：於輸電網路發生 F_{TRB}、F_C 與 F_F 等故障點時，由 AP/S#3 端 21/21N 電驛偵測故障電壓。

I_{fAB}：由 AP/S 流向 BS/S 之故障電流。

I_{fFB}：由 FS/S 流向 BS/S 之故障電流。

I_{fBF}：由 BS/S 流向 FS/S 之故障電流。

I_{fCB}：由 CS/S 流向 BS/S 之故障電流。

I_{fBC}：由 BS/S 流向 CS/S 之故障電流。

$I_{ftr.B}$：由 BS/S 流向 BS/S 掛接主變之故障電流。

I_{fGc}：由Ⓖc流向CS/S之故障電流。

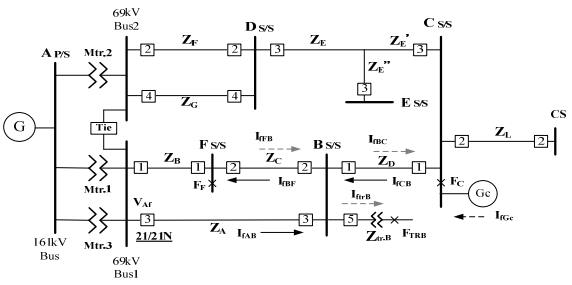


圖4：F_{TRB}等故障點於輸電網路故障電流分佈圖

1、於輸電網路發生 F_{TRB}、F_C 與 F_F 等故障點時，由 AP/S#3 端 21/21N 電驛偵測視在阻抗：

(1)發生 F_{TRB} 故障點，由 AP/S#3 端 21/21N 電驛看到視在阻抗：

如於本線段遠端BS/S掛接主變二次測發生F_{TRB}故障點時，於由AP/S#3端21/21N電驛之21-3/21N-3測距元件所偵測之視在阻抗值：

$$V_{Af} = I_{fAB} \times Z_A + (I_{fFB} + I_{fCB}) \times Z_{tr..B} \quad (5)$$

$$Z_{LKtr.B} = \frac{V_{Af}}{I_{fAB}} = Z_A + \frac{I_{fFB} + I_{fCB}}{I_{fAB}} \times Z_{tr.B}$$

$$= Z_A + \frac{I_{ftr.B}}{I_{fAB}} \times Z_{tr.B} \quad (6)$$

$$I_{ftr.B} = I_{fFB} + I_{fCB}$$

$$Z_{Ftr.B} = Z_A + Z_{tr.B}$$

$$F_{I1tr.B} = \frac{I_{ftr.B}}{I_{fAB}} \text{ ， } P_{0tr.B} = \frac{Z_A}{Z_{Ftr.B}} \text{ ，}$$

$$P_{1tr.B} = \frac{Z_{tr.B}}{Z_{Ftr.B}}$$

$$Z_{LKtr.B} = \frac{V_{Af}}{I_{fAB}} = \left[P_{0tr.B} + (1 + F_{I1tr.B}) \times P_{1tr.B}\right] \times Z_{Ftr.B}$$

$$= K_{LKtr.B} \times Z_{Ftr.B} \quad (7)$$

$$K_{LKtr.B} = \left[P_{0tr.B} + (1 + F_{I1tr.B}) \times P_{1tr.B}\right]$$

$$Z'_{LKtr.B} = Z_{LKtr.B} \times (CTR / PTR) \times 0.8$$

(2)發生 F_F 故障點，由 AP/S#3 端 21/21N 電驛看到視在阻抗：

如於本線段遠端FS/S發生F_F故障點時，於由AP/S#3端21/21N電驛之21-3/21N-3測距元件所偵測之視在阻抗值：

$$V_{Af} = I_{fAB} \times Z_A + (I_{fAB} + I_{fFB}) \times Z_C \quad (8)$$

$$Z_{LKF} = \frac{V_{Af}}{I_{fAB}} = Z_A + \frac{I_{fAB} + I_{fCB}}{I_{fAB}} \times Z_C$$

$$= Z_A + \frac{I_{fBF}}{I_{fAB}} \times Z_C \quad (9)$$

$$I_{fBC} = I_{fAB} + I_{fCB}$$

$$Z_{FC} = Z_A + Z_C$$

$$F_{I1F} = \frac{I_{fBF}}{I_{fAB}} \text{ ， } P_{0F} = \frac{Z_A}{Z_{FC}} \text{ ， } P_{1F} = \frac{Z_C}{Z_{FF}}$$

$$Z_{LKF} = \frac{V_{Af}}{I_{fAB}} = \left[P_{0F} + (1 + F_{IF}) \times P_{1F}\right] \times Z_{FF}$$

$$= K_{LKF} \times Z_{FF} \quad (10)$$

$$K_{LKF} = \left[P_{0F} + (1 + F_{IF}) \times P_{1F}\right]$$

$$Z'_{LKF} = Z_{LKF} \times (CTR / PTR) \times 1.1$$

(3)發生 F_C 故障點，由 AP/S#3 端 21/21N 電驛看到視在阻抗：

如於本線段遠端 C S/S 發生 F_F 故障點時，於由 AP/S#3 端 21/21N 電驛之 21-3/ 21N-3 測距元件所偵測之視在阻抗值：

$$V_{Af} = I_{fAB} \times Z_A + (I_{fAB} + I_{fFB}) \times Z_D \quad (11)$$

$$Z_{LKF} = \frac{V_{Af}}{I_{fAB}} = Z_A + \frac{I_{fAB} + I_{fFB}}{I_{fAB}} \times Z_D$$

$$= Z_A + \frac{I_{fBC}}{I_{fAB}} \times Z_C \quad (12)$$

$$I_{fBC} = I_{fAB} + I_{fFB}$$

$$Z_{FC} = Z_A + Z_C$$

$$F_{I1C} = \frac{I_{fBC}}{I_{fAB}} \text{ ， } P_{0C} = \frac{Z_A}{Z_{FF}} \text{ ， } P_{1C} = \frac{Z_D}{Z_{FC}}$$

$$Z_{LKC} = \frac{V_{Af}}{I_{fAB}} = \left[P_{0C} + (1 + F_{IC}) \times P_{1C}\right] \times Z_{FC}$$

$$= K_{LKC} \times Z_{FC} \qquad (13)$$

$$K_{LKC} = \left[P_{0C} + (1 + F_{IC}) \times P_{1C}\right]$$

$$Z'_{LKC} = Z_{LKC} \times \left(CTR / PTR\right) \times 1.1$$

2、DS/S#3端21/21N電驛之設定檢討分析：

(1)依標置準則與圖 1 輸電網路阻抗值演算 AP/S#3 端 21/21N 電驛

1-1> 21-1 測距元件設定

Z_{L1}=A ~ B= Z_A

i>如 $Z_{L1} \geq 2\Omega$ 則 $Z_{1P} = Z_A \times 0.70$

$Z_{1S} = Z_{1P} \times$ (CTR/PTR)

ii>如 $Z_{L1} < 2\Omega$ 則 $Z_{1P} = Z_A \times 0.60$

$Z_{1S} = Z_{1P} \times$ (CTR/PTR)

1-2> 21N-1 測距元件設定

Z_{L1}==A ~ B= Z_A

i>如 $Z_{L1} \geq 2\Omega$ 則 $Z_{1G} = Z_A \times 0.60$

$Z_{1GS} = Z_{1G} \times$ (CTR/PTR)

ii>如 $Z_{L1} < 2\Omega$ 則 $Z_{1G} = Z_A \times 0.55$

$Z_{1GS} = Z_{1G} \times$ (CTR/PTR)

2>Bus A#1 端 21S 測距電驛之 21-2/21N-2 測距元件之標置：

21-2/21N-2 測距元件設定

Z_{L1}=A ~ B= Z_A(第一段輸電線)

Z_{L2}= B 連接第二段最短的 B ~ C 輸電線路阻抗= Z_D

$Z_{2P} = Z_{L1} + Z_{L2} \times 0.50 = Z_A + Z_D \times 0.50$ $Z_{2S} = Z_{2P} \times$ (CTR/PTR)

$Z_{2G} = Z_{L1} + Z_{L2} \times 0.50 = Z_A + Z_D \times 0.50$ $Z_{2GS} = Z_{2G} \times$ (CTR/PTR)

3> Bus A#1 端 21S 測距電驛之 21-3/21N-3 測距元件之標置：

21-2/21N-2 測距元件設定

Z_{L1}=A ~ B= Z_A(第一段輸電線)

Z_{L2}= B 連接第二段最長的 B ~ F 輸電線路阻抗= Z_C

Z_{L3}= B 連接第三段最短的 F~A 輸電線路阻抗= Z_B

$Z_{3P} = Z_{L1} + Z_{L2} + Z_{L3} \times 0.25$

$= Z_A + Z_B + Z_C \times 0.25$

$Z_{3S} = Z_{3P} \times$ (CTR/PTR)

$Z_{3G} = Z_{L1} + Z_{L2} + Z_{L3} \times 0.25$

$= Z_A + Z_B + Z_C \times 0.25$

$Z_{3GS} = Z_{3G} \times$ (CTR/PTR)

(2)利用第1項視在阻抗的結果檢測第2項以圖 1 輸電網路阻抗值演算 AP/S#3 端 21/21N電驛設定：

本線段為兩端輸電線時，於超過本線段之第二回輸電線保護範圍也會遭遇到因故障電流分佈因素所造成視在阻抗問題，導致 21S 測距電驛之 21-3/21N-3 等測距元件以輸電網路阻抗值演算標置可能無法達到預期之保護範圍，故須以輸電網路反應之視在阻抗值修正。

1>依據第2項以輸電網路線路阻抗核算出 Z_{3P}阻抗值與第1項(1)、(2)及(3)等三項以輸電網路故障電流分佈情況核算出 $Z_{LKtr.B}$、Z'_{LKB}、Z'_{LKC}等視在阻抗值之技術條件，來完整的決定AP/S#3端21S測距電驛之21-3/21N-3測距元件之標置：

i>核算出 Z'_{LKB} 與 Z'_{LKC} 等視在阻抗值選擇大的與 Z_{3S}(或 Z_{3GS})阻抗值作比較：

如 $Z'_{LKB} > Z'_{LKC}$，則以 Z'_{LKB} 視在阻抗值與 Z_{3S} 阻抗值作比較，$Z'_{LKB} > Z_{3S}$，則以 Z'_{LKB} 視在阻抗值取代原 Z_{3S}(或 Z_{3GS})阻抗值作為 21-3/21N-3 測距元件之標置 Z_{3S}(或 Z_{3GS})阻抗值，否則以原 Z_{3S}(或 Z_{3GS})阻抗值作為 21-3/21N-3 測距元件之標置。

ii>以$Z'_{LKtr.B}$視在阻抗值作為檢測 21-3/21N-3測距元件之Z_{3S}(或Z_{3GS})阻抗值，是否超過到低壓輸電網路系統之技術條件，如Z_{3S}(或Z_{3GS})阻抗值大於$Z'_{LKtr.B}$阻抗值，則以$Z'_{LKtr.B}$阻抗值作為21-3/21N-3測距元件之標置。

(二)DS/S#3端21/21N電驛之保護協調檢討分析：

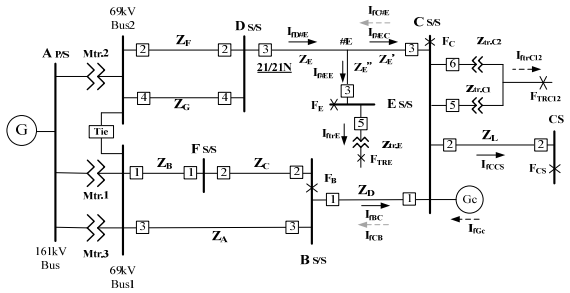


圖3：F_{TRE}等故障點於輸電網路故障電流分佈圖

圖3內變數說明：

V_{Af}：於輸電網路發生F_{TRE}、F_{TRC12}、F_C、F_E、F_{CS}與F_B等故障點時，由D S/S#3端21/21N電驛偵測故障電壓。

$I_{fD\#E}$：由DS/S流向#E之故障電流。

$I_{f\#EC}$：由#E 流向 CS/S 之故障電流。

$I_{fC\#E}$：由 CS/S 流向#E 之故障電流。

$I_{f\#EE}$：由#E 流向 ES/S 之故障電流。

I_{fBC}：由 BS/S 流向 CS/S 之故障電流。

$I_{fTR.E}$：由 ES/S 流向 ES/S 掛接主變之故障電流。

I_{fTRC12}：由 CS/S 流向 CS/S 掛接兩台主變之故障電流。

I_{fCCS}：由 CS/S 流向 CS 之故障電流。

I_{fCB}：由 CS/S 流向 BS/S 之故障電流。

I_{fGc}：由Gc流向CS/S之故障電流。

1、於輸電網路發生F_{TRE}、F_{TRC12}、F_C、F_E、F_{CS}與F_B等故障點時，由D S/S#3端21/21N電驛偵測視在阻抗：

(1)發生F_{TRE}故障點，由D S/S#3端21/21N電驛看到視在阻抗：

如於本線段遠端BS/S掛接主變二次測發生F_{TRB}故障點時，於由D S/S#3端21/21N電驛之21-2/21N-2、21-3/21N-3測距元件所偵測之視在阻抗值：

$$V_{Af} = I_{fD\#E} \times Z_E + \left(I_{fD\#E} + I_{fC\#E}\right) \times Z_E^{"} + I_{fTRE} \times Z_{tr..E} \quad (14)$$

$$Z_{LKtr.E} = \frac{V_{Af}}{I_{fD\#E}} = Z_E + \left(\frac{I_{fD\#E} + I_{fC\#E}}{I_{fD\#E}}\right) \times Z_E^{"} + \frac{I_{fTRE}}{I_{fD\#E}} \times Z_{tr.E}$$

$$= Z_E + \left(\frac{I_{fD\#E} + I_{fC\#E}}{I_{fD\#E}}\right) \times \left(Z_E^{"} + Z_{tr.E}\right) \quad (15)$$

$$I_{ftr.E} = I_{\#EE} = I_{fD\#E} + I_{fC\#E}$$

$$Z_{Ftr.E} = Z_E + Z_E^{"} + Z_{tr.E}$$

$$F_{I1tr.E} = \frac{I_{ftr.E}}{I_{fD\#E}} \text{ ， } P_{0tr.B} = \frac{Z_E}{Z_{FtrE}} \text{ ，}$$

$$P_{1tr.E} = \frac{Z_E^{"} + Z_{tr.E}}{Z_{Ftr.E}}$$

$$Z_{LKtrE} = \frac{V_{Af}}{I_{fD\#E}} = \left[P_{0tr.E} + (F_{I1tr.E} \times P_{1tr.E})\right] \times Z_{Ftr.E}$$

$$= K_{LKtr.E} \times Z_{Ftr.E} \quad (16)$$

$$K_{LKtr.E} = \left[P_{0tr.E} + (F_{I1tr.E} \times P_{1tr.E})\right]$$

(2)發生F_{TRC12}故障點，由D S/S#3端21/21N電驛看到視在阻抗：

如於本線段遠端FS/S發生F_F故障點時，於由D S/S#3端21/21N電驛之21-2/21N-2、21-3/ 21N-3測距元件所偵測之視在阻抗值：

$$Z_{tr..C12} = Z_{tr..C1} // Z_{tr..C2}$$

$$I_{fTRC12} = I_{fC\#E} + I_{fBC} + I_{Gc}$$

$$V_{Af} = I_{fD\#E} \times Z_E + I_{fD\#E} \times Z_E^{'} + \left(I_{fC\#E} + I_{fBC} + I_{Gc}\right) \times Z_{tr..C12}$$

$$= I_{fD\#E} \times \left(Z_E + Z_E^{'}\right) + I_{fTRC12} \times Z_{tr..C12} \quad (16)$$

$$Z_{LKtr.C12} = \frac{V_{Af}}{I_{fD\#E}} = Z_E + Z_E^{'} + \frac{I_{fTRC12}}{I_{fD\#E}} \times Z_{tr.C12} \quad (17)$$

$$Z_{Ftr.C12} = Z_E + Z_E^{'} + Z_{tr.C12}$$

$$F_{I1tr.C12} = \frac{I_{ftr.C12}}{I_{fD\#E}} \ ,$$

$$P_{0tr.C12} = \frac{Z_E + Z_E^{'}}{Z_{FtrC12}} \ , \ P_{1tr.C12} = \frac{Z_{tr.C12}}{Z_{Ftr.E}}$$

$$Z_{LKtrC12} = \frac{V_{Af}}{I_{fD\#E}} = \left[P_{0tr.C12} + (F_{I1tr.C12} \times P_{1tr.C12})\right] \times Z_{Ftr.C12}$$

$$= K_{LKtr.C12} \times Z_{Ftr.C12} \qquad (18)$$

$$K_{LKtr.C12} = \left[P_{0tr.C12} + (1 + F_{I1tr.C12}) \times P_{1tr.C12}\right]$$

$$Z'_{LKtrC12} = Z_{LKtrC12} \times (CTR / PTR) \times 0.8$$

(3)發生F_E故障點，由D S/S#3端21/21N電驛看到視在阻抗：

如於本線段遠端E S/S發生F_E故障點時，於由D S/S#3端21/21N電驛之21-2/21N-2、21-3/ 21N-3測距元件所偵測之視在阻抗值：

$$V_{Af} = I_{fD\#E} \times Z_E + \left(I_{fD\#E} + I_{fC\#E}\right) \times Z_E^{''} \qquad (19)$$

$$Z_{LKE} = \frac{V_{Af}}{I_{fD\#E}} = Z_E + \left(\frac{I_{fD\#E} + I_{fC\#E}}{I_{fD\#E}}\right) \times Z_E^{''}$$

$$= Z_E + \left(\frac{I_{fD\#E} + I_{fC\#E}}{I_{fD\#E}}\right) \times Z_E^{''} \qquad (20)$$

$$I_{fE} = I_{fD\#E} + I_{fC\#E}$$

$$Z_{FE} = Z_E + Z_E^{''}$$

$$F_{I1E} = \frac{I_{fE}}{I_{fD\#E}} \ , \ P_{0E} = \frac{Z_E}{Z_{FE}} \ , \ P_{1E} = \frac{Z_E^{''}}{Z_{FE}}$$

$$Z_{LKE} = \frac{V_{Af}}{I_{fD\#E}} = \left[P_{0E} + (F_{I1E} \times P_{1.E})\right] \times Z_{F.E}$$

$$= K_{LK.E} \times Z_{FE} \qquad (21)$$

$$K_{LKE} = \left[P_{0E} + (F_{I1E} \times P_{1E})\right]$$

$$Z'_{LKE} = Z_{LKE} \times (CTR / PTR) \times 1.1$$

(4)發生F_C故障點，由D S/S#3端21/21N電驛看到視在阻抗：

如於本線段遠端E S/S發生F_E故障點時，於由D S/S#3端21/21N電驛之21-2/21N-2、21-3/21N-3測距元件所偵測之視在阻抗值：

$$I_{fD\#E} = I_{f\#EC}$$

$$V_{Af} = I_{fD\#E} \times \left(Z_E + Z_E^{'}\right) = I_{f\#EC} \times \left(Z_E + Z_E^{'}\right) \qquad (22)$$

$$Z_{LKC} = \frac{V_{Af}}{I_{fD\#E}} = Z_E + Z_E^{'} \qquad (23)$$

$$Z_{FC} = Z_E + Z_E^{'}$$

$$F_{I1C} = 0 \ , \quad P_{0C} = \frac{Z_E + Z_E^{'}}{Z_{FC}} = 1 \ , \ P_{1C} = 0$$

$$Z_{LKC} = \frac{V_{Af}}{I_{fD\#E}} = \left[P_{0C} + (F_{I1C} \times P_{1.C})\right] \times Z_{FC}$$

$$= \left[1 + (1 + 0) \times 0\right] \times Z_{F.E} = Z_{FC} \qquad (24)$$

$$K_{LKC} = 1$$

$$Z'_{LKC} = Z_{LKC} \times (CTR / PTR) \times 1.1$$

(5)發生F_{CS}故障點，由D S/S#3端21/21N電驛看到視在阻抗：

如於本線段遠端CS發生F_{CS}故障點時，於由D S/S#3端21/21N電驛之21-3/21N-3測距元件所偵測之視在阻抗值：

$$I_{fD\#E} = I_{f\#EC}$$

$$V_{Af} = I_{fD\#E} \times \left(Z_E + Z_E^{'}\right) + I_{fCCS} \times Z_L$$

$$= I_{f\#E} \times \left(Z_E + Z_E^{'}\right) + I_{fCCS} \times Z_L \qquad (25)$$

$$I_{fCCS} = I_{fD\#E} + I_{fBC} + I_{FGc}$$

$$Z_{LKC}=\frac{V_{Af}}{I_{fD\#E}}$$

$$=\left(Z_E+Z_E^{'}\right)+\left(\frac{I_{fD\#E}+I_{fBC}+I_{FGc}}{I_{fD\#E}}\right)\times Z_L \quad (26)$$

$$Z_{FCS}=Z_E+Z_E^{'}+Z_L$$

$$F_{I1CS}=\frac{I_{CCS}}{I_{D\#E}}\ ,\ P_{0CS}=\frac{Z_E+Z_E^{'}}{Z_{FCS}}\ ,$$

$$P_{1CS}=\frac{Z_L}{Z_{FCS}}$$

$$Z_{LKCS}=\frac{V_{Af}}{I_{fD\#E}}=\left[P_{0CS}+(F_{I1CS}\times P_{1.CS})\right]\times Z_{FCS}$$

$$=\left[P_{0CS}+(F_{I1CS}\times P_{1.CS})\right]\times Z_{FCS} \quad (27)$$

$$K_{LKCS}=\left[P_{0CS}+(F_{I1CS}\times P_{1.CS})\right]$$

$$Z'_{LKCS}=Z_{LKCS}\times(CTR/PTR)\times 1.1$$

(6)發生F_{CS}故障點，由D S/S#3端21/21N電驛看到視在阻抗：

如於本線段遠端 B 發生 F_B 故障點時，於由 D S/S#3 端 21/21N 電驛之 21-3/21N-3 測距元件所偵測之視在阻抗值：

$$I_{fD\#E}=I_{f\#EC}$$

$$V_{Af}=I_{fD\#E}\times\left(Z_E+Z_E^{'}\right)+I_{fCB}\times Z_D$$

$$=I_{f\#E}\times\left(Z_E+Z_E^{'}\right)+I_{fCB}\times Z_D \quad (28)$$

$$I_{fCB}=I_{fD\#E}+I_{FGc}$$

$$Z_{LKB}=\frac{V_{Af}}{I_{fD\#E}}=\left(Z_E+Z_E^{'}\right)+\left(\frac{I_{fD\#E}+I_{FGc}}{I_{fD\#E}}\right)\times Z_D \quad (29)$$

$$Z_{FB}=Z_E+Z_E^{'}+Z_D$$

$$F_{I1B}=\frac{I_{CCS}}{I_{D\#E}}\ ,\quad P_{0B}=\frac{Z_E+Z_E^{'}}{Z_{FCS}}\ ,$$

$$P_{1B}=\frac{Z_L}{Z_{FCS}}$$

$$Z_{LKB}=\frac{V_{Af}}{I_{fD\#E}}=\left[P_{0B}+(F_{I1B}\times P_{1.B})\right]\times Z_{FB}$$

$$=\left[P_{0B}+(F_{I1B}\times P_{1B})\right]\times Z_{FB} \quad (30)$$

$$K_{LKB}=\left[P_{0B}+(F_{I1B}\times P_{1B})\right]$$

$$Z'_{LKB}=Z_{LKB}\times(CTR/PTR)\times 1.1$$

2、DS/S#3 端 21/21N 電驛之設定檢討分析：

(1)DS/S#3端出口第一段輸電線為D～C分歧E三端輸電線，由於21-1/21N-1為0.15"動作之測距元件，為避免第一區間保護範圍超過本線段時，於第二段輸電線發生故障時，引起DS/S #3之21-1/21N-1測距元件0.15"動作造成匯流排全停之虞，故第一段輸電線標置

1-1> 21-1 測距元件設定

Z_{L1}=D～#E 阻抗+較短#E～E"阻抗

$= Z_E + Z_E"$

i>如 $Z_{L1} \geq 2\Omega$ 則 Z_{1P} =[$Z_E + Z_E"$] × 0.7 $Z_{1S}=Z_{1P}\times$ (CTR/PTR)

ii>如 $Z_{L1} < 2\Omega$ 則 Z_{1P} =[$Z_E + Z_E"$] × 0.6 $Z_{1S}=Z_{1P}\times$ (CTR/PTR)

1-2> 21N-1 測距元件設定

Z_{L1}=D～#E 阻抗+ 較短#E～E"阻抗

$= Z_E + Z_E"$

i>如 $Z_{L1} \geq 2\Omega$ 則 Z_{1G} =[$Z_E + Z_E"$] × 0.60 $Z_{1GS}=Z_{1G}\times$ (CTR/PTR)

ii>如 $Z_{L1} < 2\Omega$ 則 Z_{1G} =[$Z_E + Z_E"$] × 0.55 $Z_{1GS}=Z_{1G}\times$ (CTR/PTR)

(2)DS/S#3 端 21S 測距電驛之 21-2/21N-2 測距元件之標置：

21-2/21N-2 測距元件設定：

Z_{L1}=D～#E 阻抗+ 較長#E～E'阻抗

$= Z_E + Z_E'$(第一段輸電線)

Z_{L2}= C 第二段最短 C～B 線路阻抗=Z_D

$Z_{2P} = Z_{L1} + Z_{L2} \times 0.50$=[$Z_E + Z_E'$] +$Z_D\times$ 0. 5 $Z_{2S}=Z_{2P}\times$ (CTR/PTR)

$Z_{2G}= Z_{L1} + Z_{L2} \times 0.50$ =[$Z_E + Z_E'$] + $Z_D\times$ 0. 5 $Z_{2GS}=Z_{2G}\times$ (CTR/PTR)

(3)DS/S#3 端 21S 測距電驛之 21-3/21N-3 測距元件之標置：

21-3/21N-3 測距元件設定：

Z_{L1}= D～#E 阻抗+較長#E～E'阻抗

$= Z_E + Z_E$'(第一段輸電線)

Z_{L2}= C 第二段最長的 C～CS 阻抗= Z_L

Z_{L3}=C 第三段最短的 C～CS 阻抗= Z_L

$Z_{3P} = Z_{L1} + Z_{L2} + Z_{L3} \times 0.25$

$= (Z_E + Z_E') + Z_L + Z_L \times 0.25$

$Z_{3S} = Z_{3P} \times$ (CTR/PTR)

$Z_{3G} = Z_{L1} + Z_{L2} + Z_{L3} \times 0.25$

$= (Z_E + Z_E') + Z_L + Z_L \times 0.25$

$Z_{3GS} = Z_{3G} \times$ (CTR/PTR)

3、利用第 1 項視在阻抗的結果檢測第 2 項以圖 1 輸電網路阻抗值演算 DS/S#3 端 21/21N 電驛設定：

本線段為三端輸電線時，於超過本線段之分歧點或第二回輸電線保護範圍，即會遭遇到因故障電流分佈因素所造成視在阻抗問題，導致 21S 測距電驛之 21-2/21N-2、21-3/21N-3 等測距元件以輸電網路阻抗值演算標置可能無法達到預期之保護範圍，故須以輸電網路反應之視在阻抗值修正。

1>依據第 2 項以輸電網路線路阻抗核算出 Z_{2PS}(或 Z_{2GS})阻抗值與第 1 項(1)、(2)、(3)與(4)等四項以輸電網路故障電流分佈情況核算出 $Z'_{LKtr.E}$、$Z'_{LKtr.C12}$、Z'_{LKE}、Z'_{LKC} 等視在阻抗值之技術條件，來完整的決定 DS/S#3 端 21S 測距電驛之 21-2/21N-2 測距元件之標置：

i>核算出 Z'_{LKE} 與 Z'_{LKC} 等視在阻抗值選擇大的與 Z_{2S}(或 Z_{2GS})阻抗值作比較：

如 $Z'_{LKE} > Z'_{LKC}$，則以 Z'_{LKE} 視在阻抗值與 Z_{2S}(或 Z_{2GS})阻抗值作比較，$Z'_{LKE} > Z_{2S}$(或 Z_{2GS})，則以 Z'_{LKE} 視在阻抗值取代原 Z_{2S}(或 Z_{2GS})阻抗值作為 21-2/21N-2 測距元件之標置 Z_{2S}(或 Z_{2GS})阻抗值，否則以原 Z_{2S}(或 Z_{2GS})阻抗值作為 21-3/21N-3 測距元件之標置。

ii>核算出 $Z'_{LKtr.E}$ 與 $Z'_{LKtr.C12}$ 等視在阻抗值選擇小的與 Z_{2S}(或 Z_{2GS})阻抗值作比較：

如 $Z'_{LKtr.E} > Z'_{LKtr.C12}$，則以 $Z'_{LKtr.C12}$ 視在阻抗值與 Z_{2S}(或 Z_{2GS})阻抗值作比較，$Z'_{LKtr.C12} > Z_{2S}$(或 Z_{2GS})，則維持原 Z_{2S}(或 Z_{2GS})阻抗值作為 21-2/21N-2 測距元件之標置，否則以 $Z'_{LKtr.C12}$ 作為 21-3/21N-3 測距元件之標置。

如 $Z'_{LKtr.C12} > Z'_{LKtr.E}$，則以 $Z'_{LKtr.E}$ 視在阻抗值與 Z_{2S}(或 Z_{2GS})阻抗值作比較，$Z'_{LKtr.E} > Z_{2S}$(或 Z_{2GS})，則維持原 Z_{2S}(或 Z_{2GS})阻抗值作為 21-2/21N-2 測距元件之標置，否則以 $Z'_{LKtr.E}$ 作為 21-2/21N-2 測距元件之標置。

2>依據第 2 項以輸電網路線路阻抗核算出 Z_{3PS}(或 Z_{3GS})阻抗值與第 1 項(1)、(2)、(5)與(6)等二項以輸電網路故障電流分佈情況核算出 $Z'_{LKtr.E}$、$Z'_{LKtr.C12}$、Z'_{LKCS}、Z'_{LKB} 等視在阻抗值之技術條件，來完整的決定 DS/S#3 端 21S 測距電驛之 21-3/21N-3 測距元件之標置：

i>核算出 Z'_{LKCS} 與 Z'_{LKB} 等視在阻抗值選擇大的與 Z_{3S}(或 Z_{3GS})阻抗值作比較：

如 $Z'_{LKCS} > Z'_{LKB}$，則以 Z'_{LKCS} 視在阻抗值與 Z_{3S}(或 Z_{3GS})阻抗值作比較，$Z'_{LKCS} > Z_{3S}$(或 Z_{3GS})，則以 Z'_{LKCS} 視在阻抗值取代原 Z_{3S}(或 Z_{3GS})阻抗值作為 21-3/21N-3 測距元件之標置，否則以原 Z_{2S}(或 Z_{2GS})阻抗值作為 21-3/21N-3 測距元件之標置。

ii>核算出 $Z'_{LKtr.E}$ 與 $Z'_{LKtr.C12}$ 等視在阻抗值選擇小的與 Z_{3S}(或 Z_{3GS})阻抗值作比較：

如 $Z'_{LKtr.E} > Z'_{LKtr.C12}$，則以 $Z'_{LKtr.C12}$ 視在阻抗值與 Z_{3S}(或 Z_{3GS})阻抗值作比較，$Z'_{LKtr.C12} > Z_{3S}$(或 Z_{3GS})，則維持原 Z_{3S}(或 Z_{3GS})阻抗值作為 21-2/21N-2 測距元件之標置值，否則以 $Z'_{LKtr.C12}$ 作為 21-3/21N-3 測距元件之標置。

如 $Z'_{LKtr.C12} > Z'_{LKtr.E}$，則以 $Z'_{LKtr.E}$ 視在阻抗值與 Z_{3S}(或 Z_{3GS})阻抗值作比較，$Z'_{LKtr.E} > Z_{3S}$(或 Z_{3GS})，則維持原 Z_{3S}(或 Z_{3GS})阻抗值作為 21-3/21N-3 測距元件之標置值，否則以 $Z'_{LKtr.E}$ 作為 21-3/21N-3 測距元件之標置。

(三)C S/S#3 端 21/21N 電驛之保護協調檢討分析

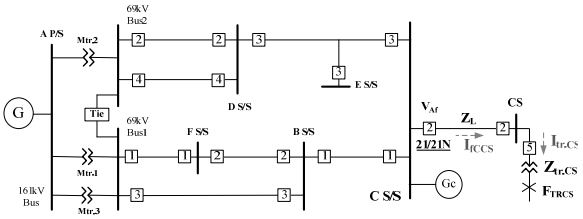


圖 4：F_{TRS} 故障點於輸電網路之故障電流分佈圖

圖4內變數說明：

V_{Af}：於輸電網路發生 F_{TRCS} 故障點時，由 C S/S#2 端 21/21N 電驛偵測故障電壓。

I_{fCCS}：由 CS/S 流向 CS 掛接主變之故障電流。

I_{fGc}：由Ⓖⓒ流向 CS/S 之故障電流。

1、於輸電網路發生 F_{TRCS} 故障點時，由 C S/S#2 端 21/21N 電驛偵測視在阻抗：

如於本線段遠端 E S/S 發生 F_E 故障點時，於由 D S/S#3 端 21/21N 電驛之 21-2/21N-2、21-3/ 21N-3 測距元件所偵測之視在阻抗值：

$$I_{fCCS} = I_{ftr.CS}$$

$$V_{Af} = I_{fCCS} \times Z_L + I_{tr.CS} \times Z_{tr.CS} = I_{fCCS} \times (Z_L + Z_{tr.CS}) \quad (31)$$

$$Z_{LKCS} = \frac{V_{Af}}{I_{fCCS}} = Z_L + Z_{tr.CS} \quad (32)$$

$$Z_{Ftr.CS} = Z_L + Z_{tr.CS}$$

$F_{I1tr.CS} = 0$ ，

$P_{0tr.CS} = \dfrac{Z_L + Z_{tr.CS}}{Z_{Ftr.CS}} = 1$ ， $P_{1tr.CS} = 0$

$$Z_{LKtr.CS} = \frac{V_{Af}}{I_{fD\#E}} = \left[P_{0tr.CS} + (F_{I1tr.CS} \times P_{1tr..CS})\right] \times Z_{Ftr.CS}$$

$$= \left[1 + (0 \times 0)\right] \times Z_{Ftr.CS} = Z_{Ftr.CS} \quad (33)$$

$K_{LKtr.CS} = 1$

$Z'_{LKtr.CS} = Z_{LKtr.CS} \times (CTR/PTR) \times 0.8$

2、CS/S#2 端 21/21N 電驛之設定檢討分析：

(1)CS/S#2 端出口第一段輸電線為 C～CS 輸電線，由於 21-1/21N-1 為 0.15"動作之測距元件，為避免第一區間保護範圍超過本線段時，於第二段輸電線發生故障時，引起 DS/S#3 之 21-1/21N-1 測距元件 0.15"動作造成匯流排全停之虞，故第一段輸電線標置：

1-1> 21-1 測距元件設定

Z_{L1}=C ~CS 線路阻抗= Z_{L1}

i> 如 $Z_{L1} \geq 2\Omega$ 則 $Z_{1P} = Z_L \times 0.7$

$Z_{1S} = Z_{1P} \times$ (CTR/PTR)

ii> 如 $Z_{L1} < 2\Omega$ 則 $Z_{1P} = Z_L \times 0.6$

$Z_{1S} = Z_{1P} \times$ (CTR/PTR)

1-2> 21N-1 測距元件設定

Z_{L1}=D ~CS 線路阻抗= Z_L

i>如 $Z_{L1} \geq 2\Omega$ 則 $Z_{1G} = Z_L \times 0.60$ $Z_{1GS} = Z_{1G} \times$ (CTR/PTR)

ii>如 $Z_{L1} < 2\Omega$ 則 $Z_{1G} = Z_L \times 0.55$

$Z_{1GS} = Z_{1G} \times$ (CTR/PTR)

(2)DS/S#3 端 21S 測距電驛之 21-2/21N-2 測距元件之標置：

由於 C～CS 為單回輻射狀輸電線，依「台灣電力股份有限公司供電處保護電驛標置準則」，第二段輸電線選擇 CS 掛接變壓器 $Z_{tr.CS}$ 阻抗的 50%。

21-2/21N-2 測距元件設定：

Z_{L1}=C~CS 阻抗= Z_L (第一段輸電線)

Z_{L2}= CS 變壓器 $Z_{tr.CS}$ 阻抗的 50%

$=Z_{tr.CS}\times 50\%$

$Z_{2P} = Z_{L1} + Z_{L2} \times 0.50 = Z_L + Z_{tr.CS} \times 0.5$

$Z_{2S}=Z_{2P}\times$ (CTR/PTR)

$Z_{2G}= Z_{L1} + Z_{L2} \times 0.50 = Z_L + Z_{tr.CS} \times 0.5$

$Z_{2GS}=Z_{2G}\times$ (CTR/PTR)

(3)DS/S#3 端 21S 測距電驛之

21-3/21N-3 測距元件之標置：

由於 C ~ CS 為單回輻射狀輸電線，依「台灣電力股份有限公司供電處保護電驛標置準則」，第二段輸電線選擇 CS 掛接變壓器 $Z_{tr.CS}$ 阻抗的 80%。

21-3/21N-3 測距元件設定：

Z_{L1}=C ~ CS 阻抗= Z_L (第一段輸電線)

Z_{L2}= CS 變壓器 $Z_{tr.CS}$ 阻抗的 80% 阻抗

$=Z_{tr.CS}\times 80\%$

Z_{L3}=C 第三段最短的 C ~ CS 線路阻抗

$= Z_L$

$Z_{3P} = Z_{L1} + Z_{L2} \times 0.80 = Z_L + Z_{tr.CS} \times 0.8$ $Z_{3S}=Z_{3P}\times$ (CTR/PTR)

$Z_{3G}= Z_{L1} + Z_{L2} \times 0.80 = Z_L + Z_{tr.CS} \times 0.8$ $Z_{3GS}=Z_{3G}\times$ (CTR/PTR)

五、輸電網路測距保護之設定計算案例：

以 D～E 分岐 C 三端輸電線之 D#3 端之 21S：測距保護電驛為中心，圖 5 內Ⓖc為併接 C 匯流排之等效電源，而 B、D、E、F 與 CS 等匯流排均預設為負載匯流排，分別於輸電網路內預設 F_E、F_{TRE}、F_{TRC12} 與 F_C 等故障點(詳圖 6)，綜合前幾項檢討與分析的結果，分別核算 D#3 端之 21S 測距保護電驛各測距元件之設定

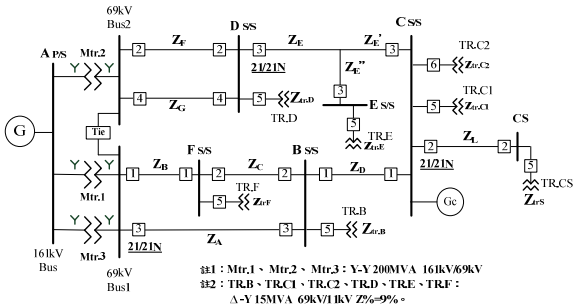


圖 5 六個匯流排之輸電網路電路圖

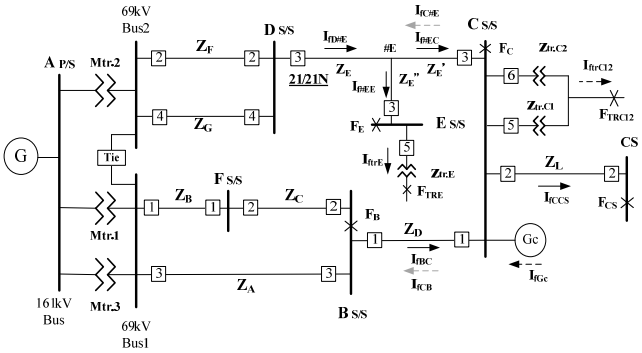


圖 6 六個匯流排之輸電網路故障示意

表1：A p/s No.1 M Tr.、No.2 M Tr.、No.3 M Tr.之相關阻抗表

設備名稱	等效電阻(pu)	等效電抗(pu)
No.1 M Tr. Zps1	0.0017	0.05978
No.2 M Tr. Zps2	0.00129	0.06211
No.3 M Tr. Zps3	0.00141	0.06214
Zps1//Zps3	0.00078	0.03047

表2：各S/S M Tr.之相關阻抗表

編號	匯流排名稱	設備名稱	等效電阻(pu)	等效電抗(pu)
1	B S/S	No.1 M Tr.	0.001	0.6
2	C S/S	No.1 M Tr.// No.2 M Tr.	0.001	0.3
3	D S/S	No.3 M Tr.	0.001	0.6
4	E S/S	No.1 M Tr.	0.001	0.6
5	F S/S	No.1 M Tr.	0.001	0.6
6	CS	No.1 M Tr.	0.001	0.6

表3：A p/s變電所轄區69kV線路常數表

編號	線 路	回線數	正 相 阻 抗 R1 Ω+jX1Ω R1 (pu)+jX1(pu)	零 相 阻 抗 R0 Ω+jX0Ω R0 (pu)+jX0(pu)
1	A～B	1	0.24391+j1.47812 0.00559+j0.03104	1.29329+j5.3819 0.02716+j0.1130
2	A～F	1	0.15341+j0.74634 0.00321+j0.01567	0.62815+j02.737 0.01319+j0.0575
3	F～B	1	0.06005+j0.31835 0.00126+j0.00668	00.28528+j01.235 0.00599+j0.02594
4	B～C	1	1.15588+j6.12809 0.02428+j0.12871	5.49154+j23.7675 0.11535+j0.49922
5	C～D tap	1	0.57160+j3.38642 0.01201+j0.07112	2.77737+j10.2034 0.05834+j0.2143
6	D～Dtap	1	0.15341+j0.74634 0.00321+j0.01567	0.62815+j2.73769 0.01319+j0.05751
7	E～Dtap	1	0.03295+j0.12612 0.00069+j0.00265	0.28667+j0.50096 0.00602+j0.01052
8	A～D	2	0.24898+j1.36988 0.00523+j0.02878	1.19964+j4.98348 0.0252+j0.10466
9	C～CS	1	0.03869+j0.19603 0.00082+j0.00412	0.15626+j0.67271 0.00328+j0.01414

註:表內pu值均以100MVA為基準。

(一)核算 D s/s#3 端之 21S：測距保護電驛設定： CT=1200/5=240
PT=69000V/115V=600

1、D#2 端 21S 之 21-1/21N-1 測距元件設定
(由表 3：t～C 線阻抗 ＞t～E 線阻抗，
故取 t～E 線阻抗)

Z_{L1}=0.153+j0.746+ 0.033+j0.126
=0.186+j0.872=0.892∠78°Ω

21-1 測距元件的設定:
(Z_{L1}< 2Ω 取 Z_{L1} 之 60%)

$Z_{1P} = (Z_E + Z''_E)\times(CT/PT)\times 0.60$
= [(0.153+j0.746+ 0.033+j0.126)]
×(240/600)×0.60
=(0.186+j0.872) ×(240/600)×0.60
=0.214∠77.8°Ω

<u>21-1測距元件設定=0.214∠77.8°Ω</u>

21N-1 測距元件的設定：
(Z_{L1}< 2Ω 故取 Z_{L1} 之 55%)
$Z_{1P} = (Z_E + Z''_E)\times(CT/PT)\times 0.55$
= [(0.153+j0.746+0.033+j0.126)]
×(240/600)×0.55
=(0.186+j0.872) ×(240/600)×0.55
=0.196∠77.8°Ω

<u>21N-1測距元件設定=0.196∠77.8°Ω</u>

2、D #2 端 21S 之 21-2/21N-2 測距元件設定：
(線路長短參考表 2)

第一段線：t～C 線阻抗 ＞t～E 線阻抗，故取 t～C 線阻抗全線段。
第二段線：以 C～CS 線阻抗 0.2Ω 最小，故取 C～CS 線阻抗 50%。

$Z_{2P} = (Z_E + Z'_E + Z_D\times 50\%)\times(CT/PT)$
= [(0.153+j0.746)+(0.572+j3.386)
+(0.039+j0.196)×0.5] ×0.4
=(0.298+j1.692)=1.718∠80°Ω

由於超過本線段保護範圍之第二回輸電線即會遭遇視在阻抗因數，為期D#2端21S之21-2測距元件能確實涵蓋Bus E與Bus C匯流排，須核算F_E與F_C兩故障點之視在阻抗110%，選擇大的阻抗值，在進一步核算F_{trE}與F_{trC12}兩故障點之視在阻抗80%以檢測是否超過到低壓輸電網路系統。

1>核算 F_E 故障點之視在阻抗：

P_{OE}=0.85426　P_{1E}=0.14574
F_{I1E}=1.212249
Z_{FE}=0.892∠78°Ω

$$Z_{LKE} = \frac{V_{Af}}{I_{fD\#E}} = \left[P_{0E} + (F_{I1E}\times P_{1E})\right]\times Z_{FE} = K_{LKE}\times Z_{FE}$$

=[0.85426+(1.212249×0.14574)]
×0.892∠78°Ω
=1.030933×8.834∠86.33°
=0.919592∠86.33°Ω

Z_{LKE}=0.9196∠78°Ω

$Z'_{LKE}= Z_{LKE}\times(CT/PT)\times 1.1$
$=0.9196\angle 86.33°\times(240/600)\times 1.1$
$=0.405\angle 78°\Omega$

2>核算 F_C 故障點之視在阻抗：

$P_{OC}=0.85426 \quad P_{1C}=0.14574$
$F_{I1C}=1.212249$
$Z_{FC}=0.892\angle 78°\Omega$

$$Z_{LKC}=\frac{V_{Af}}{I_{fD\#E}}=\left[P_{0C}+(F_{I1C}\times P_{1C})\right]\times Z_{FC}=K_{LKC}\times Z_{FC}$$

$=[0.181602+(0.818398\times 1)]\times 4.196\angle 80°\Omega$
$=1.0\times 4.196\angle 80°=4.196\angle 80°\Omega$

$Z_{LKC}=4.196\angle 78°\Omega$

$Z'_{LKE}= Z_{LKE}\times(CT/PT)\times 1.1$
$=4.196\angle 86.33°\times(240/600)\times 1.1$
$=1.846\angle 78°\Omega$

由 1>與 2>核算結果：
Z'_{LKE} (0.405∠78°Ω)< Z'_{LKC}(1.846∠80°Ω)，故選擇較大的 Z'_{LKC} (1.846∠80°Ω)作為使 21-2/ 21N-2 測距元件標置的檢測條件，以解決涵蓋輸電網路造成之視在阻抗影響。

3>核算 $F_{Tr.E}$ 故障點之視在阻抗：(由於變壓器之電抗值遠大於電阻，故僅以電抗值核算)。

$P_{Otr.E}= 0.02587 \quad P_{1tr.E}= 0.9741$
$F_{I1tr.E}=1.2122$
$Z_{FC}=29.485\angle 90°\Omega$

$$Z_{LKtr.E}=\frac{V_{Af}}{I_{fD\#Ef}}$$
$$=\left[P_{0tr.E}+(F_{I1tr.E}\times P_{1tr.E})\right]\times Z_{Ftr.E}$$
$$=K_{LKtr.E}\times Z_{Ftr.E}$$
$=[0.02587+(0.9741\times 1.2122)]\times 29.485\angle 90°\Omega$
$=1.20655\times 29.458\angle 90°\Omega$
$=35.543\angle 90°\Omega$

$Z'_{LKtr.E}= Z_{LKTRE}\times(CT/PT)\times 1.1$
$=35.543\angle 90°\times(240/600)\times 0.8$
$=11.373\angle 90°\Omega$

4>核算 F_{TrC12} 故障點之視在阻抗：

$P_{Otr.C12}= 0.2271 \quad P_{1tr.C12}= 0.7729$
$F_{I1tr.C12}=2.0332 \quad Z_{Ftr.C12}=18.479\angle 87.7°\Omega$

$$Z_{LKtr.C12}=\frac{V_{Af}}{I_{fD\#E}}$$
$$=\left[P_{0tr.C12}+(F_{I1tr.C12}\times P_{1tr.C12})\right]\times Z_{Ftr.C12}$$
$$=K_{LKtr.C12}\times Z_{Ftr.C12}$$
$=[0.2271+(0.7729\times 2.0332)]\times 18.479\angle 87.7°\Omega$
$=1.79858\times 18.479\angle 87.7°\Omega$
$=33.236\angle 87.7°\Omega$

$Z'_{LKtr.C12}= Z_{LKtr.C12}\times(CT/PT)\times 1.1$
$=33.236\angle 87.7°\times(240/600)\times 0.8$
$=10.635\angle 87.7°\Omega$

由3>與4>核算結果:

$Z'_{LKtr.E}=11.373\angle 90°\Omega$

$Z'_{LKtr.C12}=10.635\angle 87.7°\Omega$

$Z'_{LKtr.E} > Z'_{LKtr.C12}$，故選擇較小的 $Z'_{LKtr.C12}$以檢測是否超過到低壓輸電網路系統。

5>綜合檢討本項演算出 21S 之 21-2 測距元件設定結果，以選擇出適當的設定值：

a、純以線路常數核算阻抗值

21-2 測距元件設定=1.718∠80°Ω
21N-2 測距元件設定=1.718∠80°Ω

b、本線段遠端 E 與 C 匯流排故障時，選擇由 A#1 端 21S 偵測較大的視在阻抗

值之 110%：

Z'_{LKE}= 1.846∠78°Ω。

c、本線段遠端E與C匯流排掛接主變二次側故障時，選擇由D#2端21S偵測較小的視在阻抗值之80%：$Z'_{LKtr.C12}$= 10.635∠87.7°Ω。

先比較 a、項與 b、項之阻抗值，為祈 21S 之 21-2 測距元件設定能涵蓋輸電網路造成之視在阻抗影響：

Z'_{LKE}(1.846∠78°Ω) >Z_{2P}(1.718∠79.6°Ω)

選擇 Z'_{LKE} (1.846∠78°Ω)之阻抗值，作為 21S 之 21-2 測距元件設定值，進一步比較 b、項與 c、項之阻抗值，檢視是否超過到低壓輸電網路系統。

Z_{2P}(1.846∠78°Ω) < $Z'_{LKtr.C12}$(10.635∠87.7°Ω)

故選擇 Z_{2P} (1.846∠78°Ω)之阻抗值，未超過到低壓輸電網路系統。

<u>21-2 測距元件設定=1.846∠78°Ω</u>
<u>21N-2 測距元件設定=1.846∠78°Ω</u>

3、D #2 端 21S 之 21-3/21N-3 測距元件設定：
(線路長短參考表 2)

第一段線：t～C 線阻抗 > t～E 線阻抗，故取 t～C 線阻抗全線段。
第二段線：以 C～B 線阻抗 6.236Ω 最大，故取 Z_L 阻抗。
第三段線：以 B～F 線阻抗 0.324Ω 最小，故取 Z_L 線阻抗 25%。

Z_{3P} = (Z_E+ Z'_E+ Z_L+ Z_L×25%)×(CT/PT)
= [(0.153+j0.746)+(0.572+j3.386)+(1.156+j6.128)+(0.060+j0.318)×0.25] ×0.4
=(0.758+j4.136)=4.205∠79.6°Ω

由於超過本線段保護範圍之第二回輸電線即會遭遇視在阻抗因數，為期 D#2端21S之21-3/ 21N-3測距元件能確實涵蓋Bus B與Bus C匯流排，須核算F_B與F_{CS}兩故障點之視在阻抗110%，選擇大的阻抗值，在進一步核算F_{trE}與F_{trC12}兩故障點之視在阻抗80%以檢測是否超過到低壓輸電網路系統。

1>核算 F_B 故障點之視在阻抗：

P_{OB}=0.306　P_{1B}=0.694　F_{I1B}=2.033
Z_{FB}=10.431∠79.6°Ω

$$Z_{LKB}=\frac{V_{Af}}{I_{fD\#E}}=\left[P_{0B}+(F_{I1B}\times P_{1B})\right]\times Z_{FB}=K_{LKB}\times Z_{FB}$$

=[0.306+(2.033×0.694)]×10.431∠79.6°Ω
=1.7169×10.431∠79.6°=25.889∠79.6°Ω
Z_{LKB}=25.889∠79.6°Ω

Z'_{LKB}= Z_{LKB}×(CT/PT)×1.1
=25.889∠79.6°×(240/600)×1.1
=10.356∠79.6°Ω

2>核算 F_C 故障點之視在阻抗：

P_{OC}=0.4022　P_{1C}=0.5978　F_{I1C}=5.6496
Z_{FC}=10.431∠79.6°Ω

$$Z_{LKC}=\frac{V_{Af}}{I_{fD\#E}}=\left[P_{0C}+(F_{I1C}\times P_{1C})\right]\times Z_{FC}=K_{LKC}\times Z_{FC}$$

=[0.402+(5.6496×0.598)]×10.431∠79.6°Ω
=3.7795×10.431∠79.6°Ω
=39.424∠79.6°Ω
Z_{LKC}=39.424∠79.6°Ω

Z'_{LKC}= Z_{LKC}×(CT/PT)×1.1
=39.424∠79.6° ×(240/600)×1.1
=17.347∠78°Ω

由 1>與 2>核算結果：

Z'_{LKB}=10.356∠79.6°Ω
Z'_{LKC}=17.347∠78°Ω

Z'_{LKB}< Z'_{LKC}，故選擇較大的 Z'_{LKC} 作為使 21-2/ 21N-2 測距元件標置的檢測條件，以解決涵蓋輸電網路造成之視在阻抗影響。

另由前2、之3>與4>項核算結果：

$Z'_{LKtr.E}$=11.373∠90°Ω

$Z'_{LKtr.C12}$=10.635∠87.7°Ω

$Z'_{LKtr.E}$ > $Z'_{LKtr.C12}$，故選擇較小的 $Z'_{LKtr.C12}$ 以檢測是否超過到低壓輸電網路系統。

3>綜合檢討本項演算出 21S 之 21-3/21N-3 測距元件設定結果，以選擇出適當的設定值：

a、純以線路常數核算阻抗值

21-3 測距元件設定=4.205∠79.6°Ω
21N-3 測距元件設定=4.205∠79.6°Ω

b、本線段遠端 E 與 C 匯流排故障時，選擇由 A#1 端 21S 偵測較大的視在阻抗值之 110%：

Z'_{LKE}= 17.347∠78°ΩΩ。

c、本線段遠端 E 與 C 匯流排掛接主變二次側故障時，選擇由 D#2 端 21S 偵測較小的視在阻抗值之 80%：

$Z'_{LKtr.C12}$= 10.635∠87.7°Ω。

先比較 a、項與 b、項之阻抗值，為祈21S之21-2測距元件設定能涵蓋輸電網路造成之視在阻抗影響：

Z'_{LKC}(17.347∠78°Ω) >Z_{3P}(4.205∠79.6°Ω)

先選擇 Z_{3P}(17.347∠78°Ω)之阻抗值，作為21S之21-3/21N-3測距元件設定值，進一步比較 b、項與 c、項之阻抗值，檢視是否超過到低壓輸電網路系統。

Z_{3P}(17.347∠78°Ω) > $Z'_{LKtr.C12}$(10.635∠87.7°Ω)

故選擇 Z_{3P} (10.635∠87.7°Ω)之阻抗值，以免超過到低壓輸電網路系統。

21-3測距元件設定=10.635∠87.7°Ω
21N-3測距元件設定=10.635∠87.7°Ω

4、D #2 端 21S 之測距元件設定綜合核算結果：

第一區間：

21-1 測距元件設定=0.214∠77.8°Ω
21N-1 測距元件設定=0.196∠77.8°Ω

第二區間：

21-2 測距元件設定=1.846∠78°Ω
21N-2 測距元件設定=1.846∠78°Ω

第三區間：

21- 3 測距元件設定=10.635∠87.7°Ω
21N-3 測距元件設定=10.635∠87.7°Ω

(二)核算 C #2 端之 21S：測距保護電驛相關設定： CT=1200/5=240
PT=69000V/115V=600

1、C #2 端 21S 之 21-1/21N-1 測距元件設定
(由表 2：C～CS 為兩端輸電線)

Z_{L1}=0.039+j0.196=0.2∠78.7°Ω

Z_{L1}<2Ω 故 21-1/21N-1 測距元件的設定取 Z_{L1} 之 60%

$Z_{1P} = (Z_L)\times(CT/PT)\times 0.60$
$= (0.039+j0.196)\times(240/600)\times 0.6$
$=0.048\angle 78.7°\Omega$

21-1 測距元件設定=0.048∠78.7°Ω

Z_{L1}< 2Ω 故 21N-1 測距元件的設定取 Z_{L1} 之 55%

$Z_{1P} = (Z_L)\times(CT/PT)\times 0.55$
$=(0.039+j0.196)\times(240/600)\times 0.55$
$=(0.039+j0.196)\times(240/600)\times 0.55$
$=0.044\angle 78.7°\Omega$

21N-1測距元件設定=0.044∠78.7°Ω

2、C#2 端 21S 之 21-2/21N-2 測距元件設定：
(線路長短參考表 2 及表 3)

第一段線：C～CS 線路阻抗：Z_L。
第二段線：以 CS 掛接變壓器阻抗之 50%
(由於變壓器之電抗值遠大於電阻，故僅以電抗值核算)。

$Z_{2P} = (Z_L + Ztr._{CS}\times 50\%)\times(CT/PT)$
$= (0.039+j0.196)+(j28.566)\times 0.5]\times 0.4$
$=(0.016+j5.791)=5.792\angle 89.8°\Omega$

21-2 測距元件設定=5.792∠89.8°Ω
21N-2 測距元件設定=5.792∠89.8°Ω

由於本線段為輻射狀單回用戶線，應不受輸電網路之視在阻抗影響，依「台灣電力股份有限公司供電處保護電驛標置準則」，21-2/21N-2之第二段線以遠端掛接變壓器阻抗之50%核算。

3、C#2 端 21S 之 21-3/21N-3 測距元件設定：
(線路長短參考表 2 及表 3)

第一段線：C～CS 線路阻抗：Z_L。
第二段線：以 CS 掛接變壓器阻抗之 80%。

$Z_{3P} = (Z_L + Ztr._{CS}\times 80\%)\times(CT/PT)$
$= (0.039+j0.196)+(j28.566)\times 0.8]\times 0.4$
$=(0.016+j9.219)=9.22\angle 89.9°\Omega$

21-3 測距元件設定=9.22∠89.9°Ω
21N-3 測距元件設定=9.22∠89.9°Ω

由於本線段為輻射狀單回用戶線，應不受輸電網路之視在阻抗影響，依「台灣電力股份有限公司供電處保護電驛標置準則」，21-2/21N-2 之第二段線以遠端掛接變壓器阻抗之 80%核算。

4、C #2 端 21S 之測距元件設定綜合核算結果：

第一區間：

21-1 測距元件設定=0.048∠78.7°Ω
21N-1 測距元件設定=0.044∠78.7°Ω

第二區間：

21-2 測距元件設定=5.792∠89.8°Ω
21N-2 測距元件設定=5.792∠89.8°Ω

第三區間：

21-3 測距元件設定=9.22∠89.9°Ω
21N-3 測距元件設定=9.22∠89.9°Ω

六、結論

配合近幾年本島 69kV 輸電網路保護電驛逐年汰換為數位式保護電驛，有若干一次變電所轄區 69kV 輸電網路之保護電驛已完成數位化，為能充分運用數位式保護電驛之差流與測距保護電驛功能，進而為了強化 69kV 輸電網路保護協調與大幅降低 69kV 輸電網路之故障清除時間，進行 69kV 輸電網路多端輸電線之測距保護協調研究，以確實提升 69kV 輸電網路供電可靠度與安全性。

一般 69kV 輸電網路為了供電可靠度與轉供方便均盡量採多環輸電網路系統方式運轉，由於 69kV 輸電網路配合區域性負載成長，有為數不少的三端輸電線路又具多環輸電網路，而以三區間式測距保護電驛提供主要的保護裝置。會遭遇到嚴重的視在阻抗問題，惟一般測距保護電驛設定僅以線路常數來核算測距保護電驛的設定，而不考慮輸電網路於故障時引起之視在阻抗影響，一旦於輸電網路內發生故障時，測距保護電驛可能無法預期偵測到保護範圍內之故障，有造成輸電網路大範圍停電之虞，故本研究先針對不同網路架構可能遭遇到之視在阻抗相關之問題分別作討論及案例演算，進一步將不同網路架構造成之視在阻抗之技術條件納入 21S 測距電驛之設定，來解決輸電網路測距保護協的潛在性的危機。

本案以九個匯流排與七回輸電線之 69kV多環輸電網路選擇兩端出口端之三區間式測距電驛來進行完整之保護協調演算為案例，配合本論文檢討分析結果，來演算說明如何將視在阻抗的技術條件適當的運用於三區間式測距電驛的保護設定，俾有效解決輸電網路之測距保護協調盲點與大幅提升69kV輸電網路之供電可靠度。

七、參考文獻

[1] Walter A. Elmore, ”Protective Theory and Application”, 2nd Edition, Revised and Expanded, ABB Power T&D Company Inc., pp.259~263, 2004.

[2] P. M. Anderson, “Power System Protection”, IEEE, New York, pp.317 – 323, pp.329-332, 1998.

[3] J. V. Kresser and J. L. Blackburn, ”Line and Circuit Protection”, Westinghouse Electric Co., Applied Protective Relaying, pp.10-33~10-37, 1985.

[4]李 群 鍾彰榮 簡文通 陸 茵 周至如 高文秀,”測距電驛於一次多環輸電網路之保護協調研究”中華民國第三十三屆電力工程研討會2012 年12月 7-8日

[5]李 群 李河樟 簡文通 鍾彰榮 周至如 高文秀,” 345kV輸電網路測距保護協調面臨視在阻抗問題之研究”中華民國第三十四屆電力工程研討會2013 年12月 6-7日

[6] 台灣電力股份有限公司供電處保護電驛標置準則(2010 年修訂版)。

[7] 69kV Transmission Line system Data of Taipower Company.

[8] User’s manual, ASPEN OneLiner V1999, Advanced Systems for Power Engineering, Inc., San Mateo, CA, 1999.

數位式方向性過流電驛應用於輸電線之最佳保護協調策略研究

台中供電區營運處　　徐鉉凱
台灣科技大學電機工程系　辜志承

摘要

數位式方向性過流電驛廣泛應用於多電源復雜迴圈網路。本文章針對方向性過電流電驛最佳標置設定提出一整套方法以求解於不同網路中之標置設定。提出基於大容量供給電源所在位置圖形理論演算法，決定出電驛協調起始點。次者提出改良主/後衛保護電驛對順序決定，可清楚幫助電驛工程師清楚電驛主/後衛關係。最後應用線性規劃法中大 M 法於最大故障電流中求出電驛最佳時間標置設定。經由研究結果證實所提出之策略於完全符合所有限制條件，可幫助電驛工程師快速且準確的完成方向性過流電驛協調。

關鍵字：線路保護、保護協調、線性規劃、大 M 法。

一、前言

數位式方向性過流電驛常被運用於網路存在多電源、平行線路存在複雜迴圈網路中，隨著電力系統的增長，網路結構日趨複雜，造成電驛協調計算困難。

Dinesh Birla 對於過流電驛協調研討提出一整體性的看法，針對幅射狀與環狀網路提出求取電驛斷點集(Break Point Set, BPS)、主/後衛電驛對決定與理想協調演算法的實現[1]。M.J. Daborg 等學者首先提出利用線性圖型理論技巧與增廣矩陣的應用，求出電驛斷點集位置，其中 BPS 位置即為方向過流電驛之協調起始點[2,3]。X. Yang 等則應用匯流排與連接線路矩陣，取匯流排線路最多連接數目，決定出 BPS 所在位置[4]。R.K. Gajbhiye 等提出一多項式近似演算法計算線路聯結權重大小求出 BPS 位置所在，其計算過程需求出系統所有單純迴路[5]。Donghua 提出以節點電驛矩陣與電驛關聯矩陣後再經由制訂規則方法，遞增的求出 BPS 位置所在[6]。H.B. Elrafie 等學者於研究報告提出主/後衛電驛對決定方法，其思考方向為先決定後衛保護電驛後再決定主保護電驛，思考方式有改進空間[7]。

B. Chattopadhyay 等學者應用雙階段單純型法求取出過流電驛最佳標置設定，其中階段一為於主/後衛保護電驛中選取出適當的限制條件[8]，階段二為求取出電驛理想標置設定。M.M. Mansour 等學者提出以粒子群最佳化演算法(Particle Swarm Optimization, PSO)求取最佳方向性過流電驛時間標置設定，PSO 演算法模擬生物群聚資訊分享的方法漸進求取最佳目標[9]。P.P.Bedekar 等學者提出應用單純法(Simplex)與對偶單純法(Dual Simplex)求取方向性過流電驛最佳時間標置，文中並提供演算法設計步驟。對偶單純型法乃採用問題對偶性進行討論，進行疊代求取目標最佳值[10,11]。Abbas Saberi Noghabi 等[12]學者近年提出於方向性過流電驛協調中考慮網路拓撲改變時即為目標權重函數為一變數時，使用區間式線性規劃求解最佳標置設定，其考慮較符合現實系統狀況。

二、方向性過流電驛之保護協調與標置原則

故障發生於電力輸電線時，為使系統能維持穩定，必須盡快將故障源快速隔離。故障發生時，主保護過流電驛應先偵測動作，若主保護動作失敗則由後衛保護過流電驛動作 CB 清除故障。方向性過流電驛於保護協調中還需考慮上、下游之間協調，

電驛間並存在一適當時距，稱為協調時距（Coordination Time Interval, CTI）。

觀察圖1可知，當故障點2發生時，主保護CB 3方向性過流電驛動作，若 CB 3 動作失敗，經過一 CTI 時間，由後衛保護 CB 2延時過流電驛動作，將故障點2於系統中隔離，此時變電所 B 將面臨全停電問題。

一般若主保護電驛動作 CB 失敗或 CTI 協調太快將會造成停電區域擴大，造成用戶損失與供電不穩定現象。

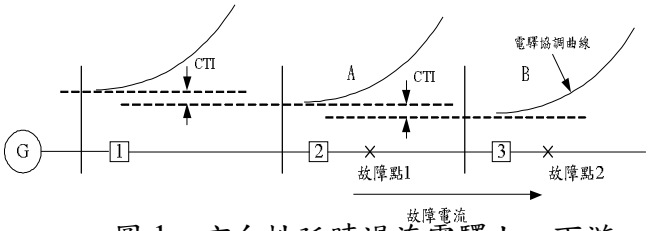


圖 1　方向性延時過流電驛上、下游協調圖

目前方向性過流電驛保護標置[13]原則考慮如下所示:

1. 若為迴圈供電系統，則暫改為輻射型方式計算相關之標置協調。
2. 主後衛電驛相關之 CTI 以 0.3 秒為原則，目前系統採用 0.25≦CTI≦0.5sec ，其中 CTI 所要考慮的有：(1)斷路器斷弧時間(2)比流器誤差(3)故障電流計算誤差(4)電驛動作誤差(5)遠端母線電驛動作時間。
3. 若為雙或三回線供電，需考慮 N-1 情況之相關協調，線路 N-1 目地為，考慮當線路有檢修工作時，故障電流源分佈大小會有所不同，當在故障多電源情況模擬故障應考慮 N-1 情況，較符合真實系統。

三、電驛斷點集之決定

電驛斷點集(BPS)問題於1969年由A.H. Knable學者第一次提出[14]，其BPS上之電驛為電驛協調起始。假設如圖2示之4-Buses的範例表示[15]，探討於電驛協調中為何需先定義BPS位置。

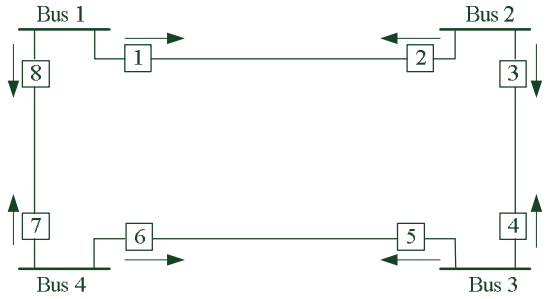


圖 2　4-Buses 範例系統

假設故障發生於 Bus1 與 Bus2 線路段間，第一個主保護為 R1 與 R2，逆時鐘協調探討 R1 的後衛為 R7 以此推導有下列關係 R1→R7→R5→R3 →R1，順時鐘協調探討 R2 的後衛為 R4 以此推導有下列關係 R2→R4→R6 →R8→R2。由上協調推導可知，於逆時鐘迴圈電驛協調中 R1 為起始電驛與後衛電驛 R7 協調，順序推導至 R3 電驛後，R1 又為 R3 之後衛電驛，需重新調整標置，形成一無窮迴圈。相對順時鐘迴圈電驛協調也會有此問題出現，因此需定義電驛斷點集(BPS)位置，才可準確順序協調，其 BPS 所在電驛標置為固定值不可隨意更改。

大規模複雜電力網路中往往存在多重迴圈於網路中，應用傳統圖形理論求解 BPS 問題往往需先求解出單純迴路矩陣而浪費大量計算時間。因此提出一改良圖形理論法，基於大容量供給電源所在位置之圖形理論演算法，決定出 BPS 位置所在。文獻[1][6]指出 BPS 求解位置並非唯一，BPS 確實並非唯一。當其考慮大容量供給電源所在位置後，BPS 候選電驛可快速決定，觀察網路型態後，可清楚快速協助電驛工程師開始電驛協調流程。大容量供給電源所在位置之圖形理論演算法廣泛應用網路分解技術與網路簡化技術兩種策略[16][17]，可將大規模電力網路分解成兩個或多個子集網路，將複雜網路分解成多個子網路，再針對各子集網路求解 BPS 位置。分解技術優點即不需使用複雜數學就可有效簡化求解 BPS 之複雜度，並使用步驟流程方式快速求解出 BPS 位置所在，將複雜迴圈網路求出 BPS 位置後，變成輻射狀網路。

1. 分割匯流排(Cut-Bus)

分割匯流排主要工作為將複雜主體網路分割成數個子集網路簡化問題複雜度，分割匯流排必同時連結多個迴圈網路與輻射網路，分割匯流排，其多為搖擺匯流排或掛有大容量供給電源之匯流排，如圖 3 網路分割關係圖所示，其中 Bus 4 為分割匯流排，將主體網路分割成兩個子集網路。此時兩子集網路分別為獨立子集，分別再從兩子集網路中分別求出 BPS 以作為電驛協調起始點使用。

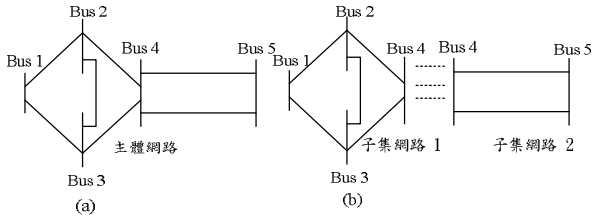


圖 3　網路分割關係圖
(a)主體網路　(b)子集網路分割

2. 網路簡化(Network Reduction)[18][19]

網路簡化技術將討論網路吸收與網路忽略，其目的為網路簡化同時不考慮固有網路型態之電驛為 BPS，以加速電驛工程師對網路判斷，以避免不必要花費時間。

(1)網路吸收: 在於迴圈或幅射網路中，網路分支只單純連接於兩匯流排，確定其匯流排不為分割匯流排，其多為搖擺匯流排(Swing Bus)或掛有大容量供給電源之匯流排，將此分支合併於鄰近匯流排中，存於分支上之電驛不考慮為 BPS，如圖 4 示。

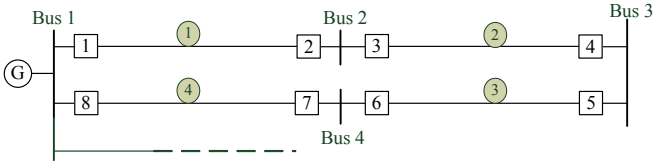


圖 4　網路吸收示意圖

圖 4 可見一迴圈網路其 Bus 1 為分割匯流排(搖擺匯流排)，線路分支②與③於迴圈內並無直接與 Bus1 連接，將分支②與③內電驛 R3、R4、R5 與 R6 不考慮為 BPS，以簡化 BPS 求解問題。

(2)網路忽略: 當於輻射狀網路或迴圈網路中存在線路分支三端子(含以上)型式，若其三端子線路中有單獨一端子或單獨多個端子只連接於一匯流排中，則將此分支忽略，通常此分支多為大用戶線。存於分支上之電驛不考慮為 BPS，如圖 5 所示。

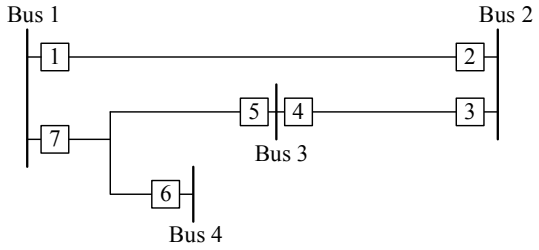


圖 5　網路忽略示意圖

由圖 5 可見 R5、R6 與 R7 為三端子線路，其中 R6 分支單為獨立末端負載匯流排，於系統中多為用戶掛載於線路 T 接方式，因為負載匯流排沒有背後電源存在，因此此分支上電驛忽略，R6 不考慮為 BPS。

應用上述定律定義出基於大容量供給電源所在位置之圖形理論演算法，求取網路斷點集(BPS)，其流程圖如圖 6 所示。

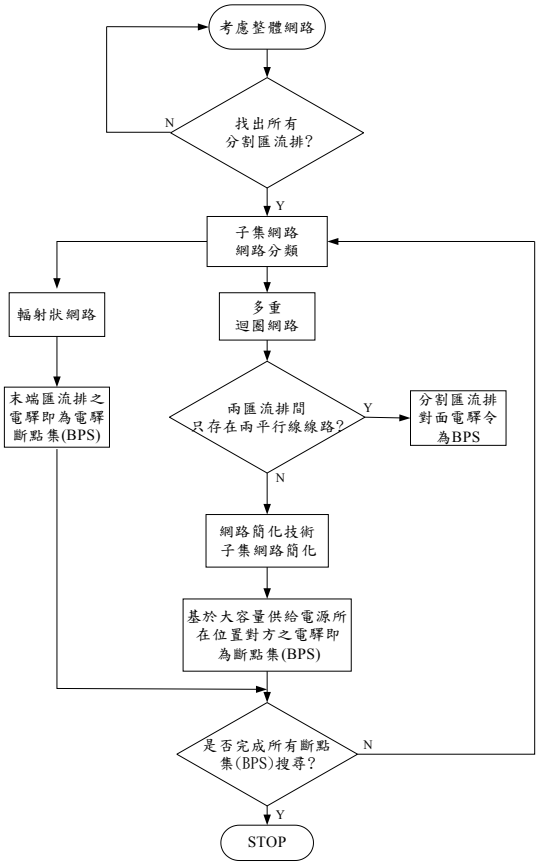


圖 6　基於大容量供給電源所在位置之圖形

理論演算法求取網路斷點集(BPS)流程圖

四、電驛對演算法

主保護電驛與後衛保護電驛動作順序，往往決定了故障區域隔離範圍，介紹如何藉由匯流排增廣關聯矩 A_d(Bus augmented incidence matrix)決定出主保護電驛與後衛保護電驛之關係，幫助電驛工程師判斷電驛動作順序。

1. 匯流排增廣關聯矩陣之建立

匯流排增廣關聯矩陣主要將電力網路以匯流排與線路電驛關係矩陣方式呈現，其中線路分支電流流向為任意選擇。

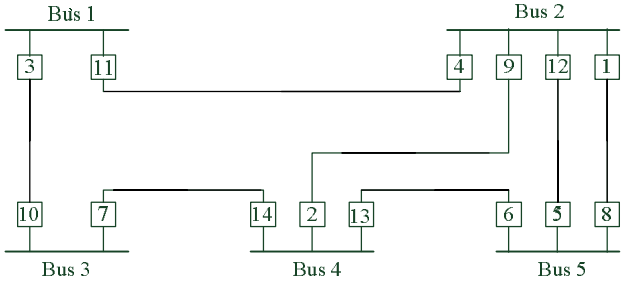


圖 7　IEEE 5-Buses 範例系統

圖 7 IEEE 5-Buses 範例系統其匯流排增廣矩陣如下表 1 示。

Relay / Bus	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	-1	1	0	0	0
2	1	-1	0	1	-1	0	0	-1	1	0	-1	1	0	0
3	0	0	-1	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	-1
4	0	1	0	0	0	-1	-1	0	-1	0	0	0	1	1
5	-1	0	0	0	1	1	0	1	0	0	0	-1	-1	0

表 1　IEEE 5-Buses 匯流排增廣關聯矩陣

匯流排增廣關聯矩陣 A_d 中共 5 個匯流排與 14 個電驛其中 $A_{ij}=1$ 表連接匯流排本端之保護電驛，取之為 1。$A_{ij}=-1$ 表連接匯流排對端之保護電驛，取之為-1。$A_{ij}=0$ 表電驛與匯流排無相關聯。

2. 改良式主/後衛電驛對決定

觀察表 1 可發現，由[7]提出之增廣關聯矩陣之主/後衛保護電驛對順序決定，出發點乃由後衛保護電驛為基準，進一步尋找出主保護電驛。此法雖可正確尋找出正確之主後衛電驛對，但有違一般電驛協調準則。電驛協調考慮當系統發生故障時，主保護電驛優先動作，若動作 CB 無法隔離故障，再由後衛保護電驛動作以清除故障，回復系統穩定性。因此主後衛保護電驛順序，應先考慮主保護電驛再尋找出後衛電驛才為正確。在此提出一改良主/後衛保護電驛對順序決定方法，基於增廣矩陣但其出發點為當主保護電驛決定後，再尋找出其相對順序後衛電驛，以符合電驛協調準則規定。改良主/後衛保護電驛對順序決定，考慮表 1 增廣關係矩陣。假設求取 R1 的主/後衛保護電驛順序對。首先 R1 考慮為主保護電驛，再看到 R1 第一行，考慮 1 元素位置在於 Bus 2 處，橫向對應列“-1”的元素其對應之電驛為 R2、R5、R8、R11，因 R8 為主保護電驛 R1 本線段之對端電驛故去除之，得 R2、R5、R11 為其 R1 之後衛保護電驛，其餘主/後衛電驛對關係可由上方法相繼導出。

應用改良主/後衛電驛對順序關係可得，表 2 示。

表 2　改良主/後衛電驛對關係表

主保護電驛	後衛保護電驛	主保護電驛	後衛保護電驛	主保護電驛	後衛保護電驛
R1	R2	R5	R13	R11	R10
R1	R5	R6	R1	R12	R2
R1	R11	R6	R12	R12	R8
R2	R6	R7	R3	R12	R11
R2	R7	R8	R12	R13	R7
R3	R4	R8	R13	R13	R9
R4	R2	R9	R5	R14	R6
R4	R5	R9	R8	R14	R9
R4	R8	R9	R11		
R5	R1	R10	R14		

由表 2 可觀察出，改良主/後衛保護電驛對順序決定方法，乃基於主保護電驛決定後，再決定出其相對順序後衛電驛，應用此方法可快速決定出主/後衛保護電驛對並改善了原[7]提出之方法，符合一般電驛協調邏輯，為故障發生時主保護先行動作驅動斷路器隔離故障，若主保護隔離失敗後再由後衛電驛動作，將故障源從系統中清除。故改良後的關係表可有效幫助電驛工程師清楚主/後衛電驛關係，正確順序模擬系統故障點位置，取得最大故障電流。

五、線性規劃法之應用

現今科學上，許多問題都是針對目標函數追求最佳化，然而在追求最佳化過程中，往往受限於主客觀條件，如:資源限制、參數範圍設定與法規要求...等。使得目標的追求上亦受到侷限，線性規劃法(Linear Programming, LP)正是於一種在限制條件下求解最佳化數值常用之工具，其乃利用數學方法探討如何於限制條件中，求出目標最優解(最大值或最小值)而針對所求問題選定最佳參數設定。

1. 線性規劃基本原理

一般線性規劃性質為求得目標函數之最大值或最小值並均符合其所有限制條件。基本上含有二大部分:

(1)目標函數建立

$$f(X) = C_1X_1 + C_2X_2 + \cdots + C_nX_n \qquad (1)$$

其中

$C_1, C_2 \ldots C_n$　目標函數係數(常數值)

$X_1, X_2 \ldots X_n$　目標函數變數(決策變數)

(2)約束不等式

線性約束不等式可能並不唯一，型式並以一次方程式出現，如(2)式所示:

$$\begin{matrix} a_{11}X_1 + a_{12}X_2 + \cdots + a_{1n}X_n \le (\text{or} \ge, \text{or} <, \text{or} >)b_1 \\ \vdots \qquad\qquad \ddots \qquad\qquad \vdots \\ a_{m1}X_1 + a_{m2}X_2 + \cdots + a_{mn}X_n \le (\text{or} \ge, \text{or} <, \text{or} >)b_m \end{matrix} \qquad (2)$$

其中

a_{ij}　：限制式係數(i＝1,2...m，j＝1,2,...n)。

於幾何上，線性約束條件的集合於空間中形成一簡單多邊形，於區域內稱做可行解空間。當一個線性規劃問題存在最佳解時，則必可於可行解空間的某個或某些頂點找到。假設線性規劃問題中目標函數存在兩個決策變數，決策變數均為正，兩組線性約束條件劃定了對兩個決策變數的可行解空間，如圖 8 所示，其中兩個決策變數，可以圖型方式呈現可行解空間，當決策變數為多個以上，則無法以圖示呈現。

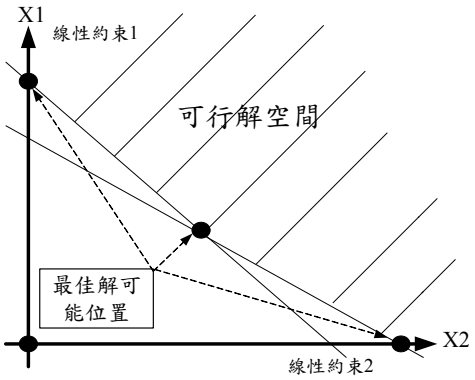


圖 8　約束條件中可行解空間示意圖

2. 方向性過流電驛保護協調問題陳述與限制條件設定

方向性過流電驛保護協調規劃目地，係當系統發生故障時，故障產生之大電流使距離故障點最近之過流保護電驛於符合最小協調時間條件下動作跳脫，跳脫時間越快越好，故目標函數最佳值為求出線路迴圈上過流電驛跳脫時間總和極小值，並且限制條件設定均需符合規則，其中包含保護電驛動作協調時距限制、延時標置設定、電流分接頭設定及電驛協調起始點最小時間限定等。

(1) 過流電驛保護協調規劃目標函數

$$\text{Min. } \sum_i \sum_j \sum_k W_{ijk}\, T_{ijk} \qquad (3)$$

其中

i　：電驛所在位置

j　：線路分支位置

k　：故障點位置

W　：權重因子，隨網路拓墣變化改變

T　：延時標置，目標決策變數

權重因子(W)反映了電驛特性係數與

故障電流之間特性，決定著目標函數權重係數，其中常用之 US 曲線與 IEC 曲線權重因子如下所示:

(a) US 曲線之權重因子關係式

$$W_{US} = \left[\frac{A}{(\frac{I}{I_p})^{p}-1} + B\right] \quad (4)$$

(b) IEC 曲線之權重因子關係式

$$W_{IEC} = \left[\frac{K}{(\frac{I}{I_p})^{E}-1}\right] \quad (5)$$

其中

I ：故障電流

I_p ：電驛始動電流

A、B、E、K、p 為電驛特性常數係數，如表 3 與表 4 所示。

表 3 IEC 特性常數係數表

IEC 曲線型式	K	E
標準反時型	0.140	0.02
反時型	13.500	1.00
超反時型	80.000	2.00
長時型	0.050	0.04

表 4 US 特性常數係數表

US 曲線型式	A	B	P
適度反時性	0.0104	0.0226	0.02
反時性	5.95	0.180	2
極反時型	3.88	0.0963	2
超反時型	5.67	0.0352	2
短時性	0.00342	0.00262	0.02

(2)過流電驛保護協調規劃限制條件設定

保護協調規劃限制條件考慮項目有下列所示:

(a)主保護電驛與後衛保護電驛動作協調時距限制:

$$T_{BACKUP} - T_{MAIN} - \Delta T \leq 0 \quad (6)$$

其中

T_{BACKUP} ：後衛保護電驛動作時間(sec)

T_{MAIN} ：主保護電驛動作時間(sec)

ΔT ：協調時距(0.25~0.5 sec)，常取 0.3sec

(b)延時標置(Time dial）範圍設定限制:

$$TDS_{min} \leq TDS_{set} \leq TDS_{max} \quad (7)$$

(c)電流分接頭(Tap)範圍設定限制:

$$TAP_{min} \leq TAP_{set} \leq TAP_{max} \quad (8)$$

(d)電驛協調起始點，斷點集電驛最小時間限定

$$T_{BPS\ trip} \geq 0.3sec \quad (9)$$

3. 大 M 法介紹與實現

線性規劃法中之單形法(simplex method) [20]常用來求解於線性最佳化問題，有鑒於線性規劃最佳解均產生於可行解空間上某頂點凸集上，所以單形法基本原理求解為從可行解空間的某個頂點出發，若發現鄰近頂點可獲得更好目標值，則往此鄰近點移動，如此反覆進行，終能找到最佳解。近年 Prashant P Bedekar , Sudhir R.Bhid 等學者提出將單形法應用於解決過電流保護最佳化協調問題，但此法不論是追求目標極大值或極小值，只適用於限制式為「≦」之型式，再透過加上寬鬆變數(slack variable)並令其決策變數為 0，而很快找到起始可行解，再經由疊代方式進而求出最佳解來。本篇文章提出新考慮(9)限制式存在著「≧」造成轉換成標準式時會產生不可行初始解。考慮上述(9)限制式，假設$T_{BPS\ trip}$令為 X_1 變數，將(9)式轉換成為方程式 $X_1 \geqq 0.3$，求初始可行解問題。首先需轉成標準式，標準式為「=」型式，因而將 $X_1 \geqq 0.3$ 轉換為方程式 $X_1 - X_2 = 0.3$，其中 X_2 為剩餘變數(surplus variable)，目的為將限制式轉換為「=」型式結果需符合 $X_1 \geqq 0$，$X_2 \geqq 0$。但得初始解結果，當 $X_1 = 0$ 時得 $X_2 = -0.3$，得一不可行初始解。由上說明單形法用於求解方向性過電流保護最佳化協調問題則恐不再這麼適用。

大 M 法(Big M method)[21]，為改善單形法初始解問題做一解決，找出一個簡單起始解時需於限制式等式左邊引入一變數 R_x 稱為人工變數(artificial variable)或虛擬變數，而在達到目標最佳解時，人工變數值應當為 0。為了促使強迫其值為 0，於方向性過流電驛協調問題，求取目標為各電驛跳脫時間總和極小值，將 R 放入目標函數中，且令其係數為 M，其中 M 為一極大的正數，此為「大 M 法」的由來，大 M 法由得初始解後經由疊代方式，逐漸往問題最佳解前進設計流程如圖 9 所示。

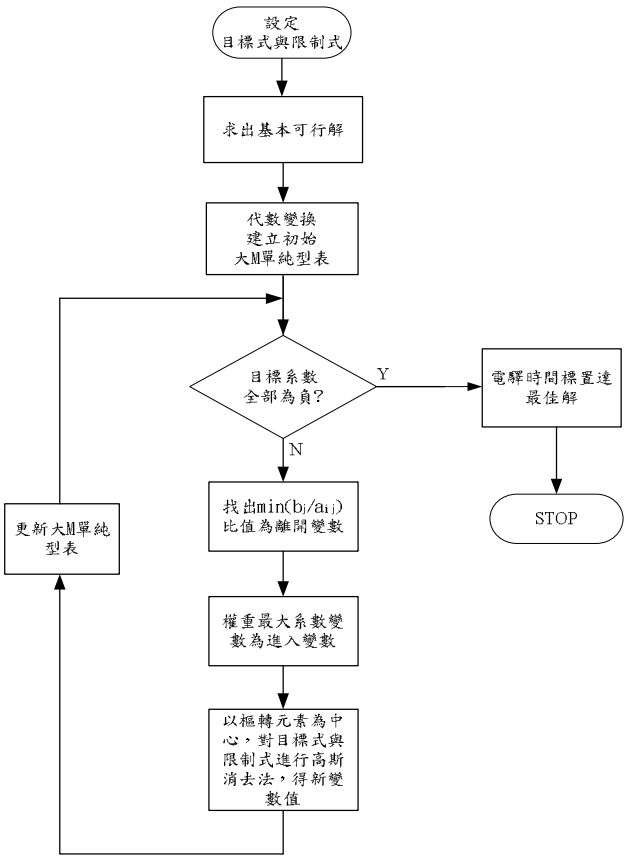


圖 9　大 M 法設計流程圖

利用大 M 法求解方向性過流電驛協調問題，本文以圖 10 所示台電系統板橋 P/S 之中和#630-板橋#640 線為例，求解最佳主後衛保護之標置設定。

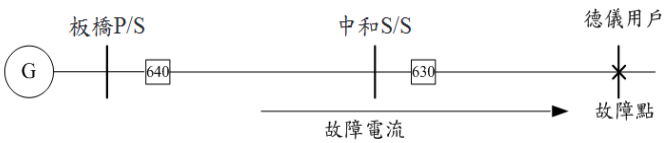


圖 10　德儀用戶單相接地最大故障電流示意圖

主保護電驛為中和#630，後衛保護電驛為板橋#640 其主後衛電驛使用之 CT Ratio、TAP 與比流器二次側感應電流如表 5 示:

表 5　中和#630、板橋#640 接地故障電流、CT Ratio、TAP 設定

NO.	故障電流(A)	CT Ratio	CT二次側電流(A)	TAP
中和#630	2181A	240	9.0875A	1.5
板橋#640		400	5.4525A	1

保護曲線採 IEC 正常反時性曲線，將表 5 各數據代入(5)式後，得電驛協調線性規劃數學式。

所得權重係數將問題型成線性不等式，其中 X_1、X_2 為目標之決策變數，也就是電驛標置設定中所求之延時標置(Time dial)。

目標函數 Min : $f(X) = 3.82\,X_1 + 4.06\,X_2$ (10)

限制條件 $-3.82\,X_1 + 4.06\,X_2 \geqq 0.3$ (11)

$3.82\,X_1 \geqq 0.3$ (12)

$-3.82\,X_1 + 4.06\,X_2 \leqq 0.5$ (13)

$X_1 \geqq 0, X_2 \geqq 0$ (14)

其中程式由 Matlab 軟體完成撰寫大 M 疊代法完成，如圖 11 示，求取電驛最佳時間標置設定。

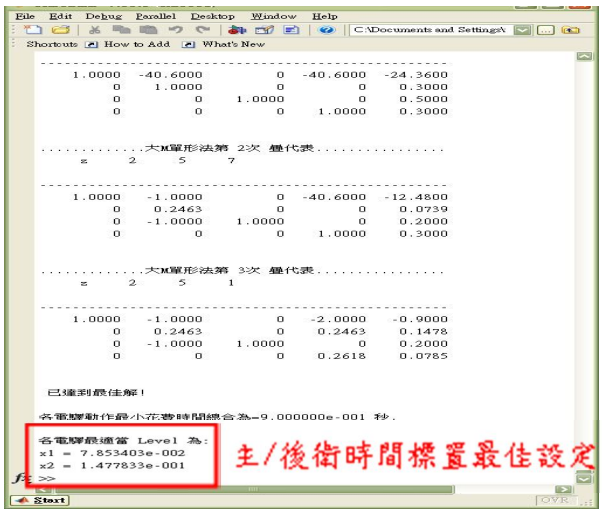


圖 11 Matlab　實現大 M 法

應用大 M 法設計流程疊代求出電驛協調最佳時間標置設定，如表 6 示。

表 6　大 M 疊代表

基本變數	X_1	X_2	X_3	X_4	X_5	R_1	R_2	R_3	目標解	離開變數比值 b_j/a_{ij}
f(X)	-158.91	325.612	-40.6	-40.6	40.6	0	0	0	44.66	
R_1	-3.82	4.06	-1	0	0	1	0	0	0.3	0.3 / 4.06 = 0.074
R_2	3.82	0	0	-1	0	0	1	0	0.3	0.3 / 0 = 8
R_3	-3.82	4.06	0	0	1	0	0	1	0.5	0.5 / 4.06 = 0.123
f(X)	147.452	0	39.6	-40.6	40.6	-80.2	0	0	20.6	
X_2	-0.94	1	-0.246	0	0	0.246	0	0	0.0739	0.0739 / -0.94 = -0.079
R_2	3.82	0	0	-1	0	0	1	0	0.3	0.3 / 3.82 = 0.079
R_3	0	0	1	0	1	-1	0	1	0.2	0.2 / 0 = 8
f(X)	0	0	39.6	-2	40.6	-80.2	-38.6	0	9.02	
X_2	0	1	-0.246	-0.246	0	0.246	0.246	0	0.148	0.148 / 0 = 8
X_1	1	0	0	-0.262	0	0	0.262	0	0.079	0.079 / 0 = 8
R_3	0	0	1	0	1	-1	0	1	0.2	0.2 / 1 = 0.2
f(X)	0	0	-0.6	-2	0	-39.6	-38.6	-40.6	0.9	目標列係數均為負數，已達目標最佳解
X_2	0	1	-0.246	-0.246	0	0.246	0.246	0	0.148	後衛保護最佳標置設定
X_1	1	0	0	-0.262	0	0	0.262	0	0.079	主保護最佳標置設定
X_5	0	0	1	0	1	-1	0	1	0.2	

將表 6 疊代結果之主保護與後衛保護時間標置代入 ASPEN 建置之板橋 P/S 轄區系統印證得電驛動作跳脫時間如圖 12 示，可見主/後衛協調時間為 0.3 秒，符合限制條件設定。

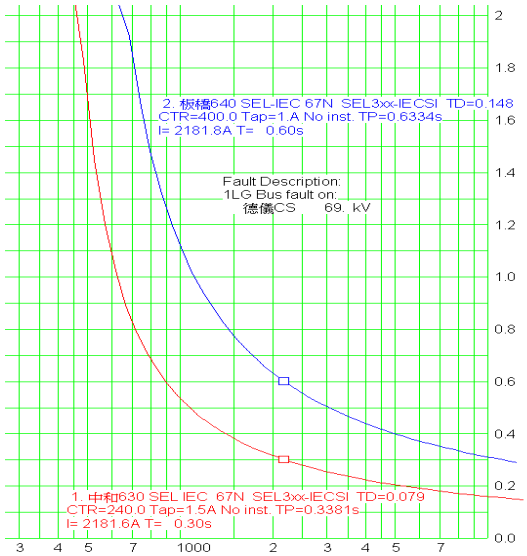


圖 12　主保護中和#630 與後衛保護板橋#640 接地過流電驛協調圖

六、案例分析與討論

1. IEEE 6-Buses範例系統(應用IEC曲線)

IEEE 6-Buses 系統，圖 13 示，應用 IEC 曲線求取方向性過流電驛之最佳時間標置設定。

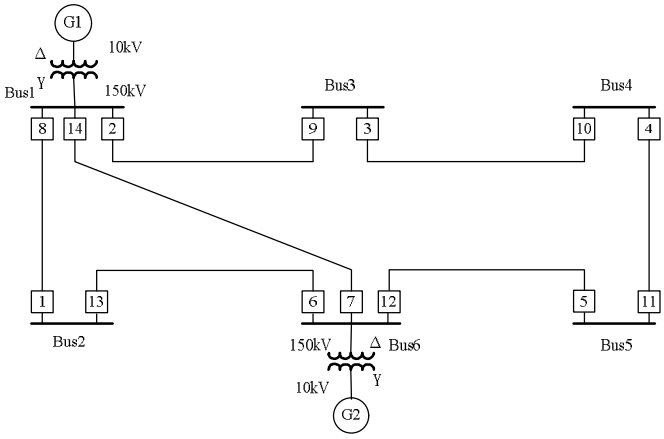


圖 13　IEEE 6-Buses 範例系統圖

於 IEEE 6-Buses 中假設Ⓖ1(100MVA)為台電系統Ⓖ2為民營電廠(5MVA)，首先應用改良圖型理論法，基於大容量供給電源所在位置圖形理論演算法求出 BPS 位置所在。可得知圖 13 中無法完整分割兩單純迴圈，故此例無分割匯流排存在。觀察圖 13 無獨立兩平行線路存在，故無直接 BPS 可取。再定義Ⓖ1作大容量供給電源所在，BPS 所在位置為其電源對面之 R1、R7 與 R9 三個位置，做為電驛協調起始點。開啟 BPS 後即可將複雜迴圈網路變成單純幅射網路。其中 R9 作順時鐘為方向性過流電驛之電驛協調起始點，並以 R7、R1 為逆時鐘為方向性過流電驛之電驛協調起始點。

建立網路增廣矩陣 A_d 再利用改良主/後衛保護電驛對順序決定方法快速決定出主/後衛電驛關係，匯流排增廣矩陣如表 7 示。

表 7　IEEE 6-Buses 匯流排增廣矩陣

Relay / Bus	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	-1	1	0	0	0	0	-1	1	-1	0	0	0	0	1
2	1	0	0	0	0	-1	0	-1	0	0	0	0	1	0
3	0	-1	1	0	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0
4	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	1	-1	0	0	0
5	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	1	-1	0	0
6	0	0	0	0	-1	1	1	0	0	0	0	1	-1	-1

由表 7 可知應用改良式主/後衛保護電驛對之決定方法可快速將主/後衛電驛對關係，並考慮線路 n-1 之主後衛三相短路故障電流如下表 8 示。

表 8　IEEE 6-Buses 主後衛三相短路故障電流表

主保護	故障電	後衛保	故障電
R1(Line end	2176	R6	2176
R1	2489	R6	2489
R2	3224	R1	185
R2	3326	R7	187
R3	2720	R2	2720
R4	2383	R3	2383
R5	2119	R4	2120
R6	2031	R5	1841
R6	2775	R14	2585
R7	2031	R5	1841
R7	2468	R13	2278
R8	3226	R7	187
R8	3220	R9	182
R9	2002	R10	2003
R9(Line end	1795	R10	1795
R10	2236	R11	2236
R11	2531	R12	2531
R12	2468	R13	2278
R12	2775	R14	2585
R13	2720	R8	2720
R14	3224	R1	185
R14	3221	R9	182

表 8 均為考慮線路 n-1 時，模擬各線段求得之主/後衛關係中最大故障電流。

為求取方向性延時過流協調，曲線採用 IEC 正常反曲線，並將電驛相關參數代入(5)式取得目標權重係數後代入大 M 法得最佳時間標置，並以電驛協調起始點開始協調其協調順序如下:

1. 逆時鐘協調順序:

R1→R7→R6→R5→R4→R3→R2。

2. 順時鐘協調順序:

R9→R10→R11→R12→R13→R8。

需注意的是於R1與R7為逆時鐘為方向性過流電驛之電驛協調起始點，R6 為 R1 電驛的後衛保護，R5 則為 R6 與 R7 的共同後為保護電驛，協調時須與最長動作時間電驛協調，以避免誤跳情形發生。

表 9 為 IEEE 6-Buses 各電驛 CT Ratio 設定 600/5、TAP 設定為 5，其中參數時間標置為大 M 法求得最佳時間標置。

表 9　IEEE 6-Buses 電驛相關目標權重係數與最佳時間標置表

主保護電驛	目標權重係數	時間標置	後衛保護電驛	目標權重係數	時間標置
R1	4.8505	0.056	R6	4.8505	0.118
R6	5.6710	0.118	R5	6.1739	0.157
R5	5.4780	0.157	R4	5.4780	0.211
R4	5.0058	0.211	R3	5.0058	0.271
R3	4.5616	0.271	R2	4.1616	0.337
R9	5.7395	0.050	R10	5.7371	0.102
R10	5.2514	0.102	R11	5.2514	0.160
R11	4.7933	0.160	R12	4.7933	0.223
R12	4.8800	0.223	R13	5.1772	0.267
R13	4.5616	0.267	R8	4.5616	0.333
R12	4.5011	0.223	R14	4.7230	0.275
R7	5.1063	0.058	-	-	-

模擬各線段發生三相短路故障時，應用大 M 法求解出主/後衛電驛協調所需之時間標置。主/後衛電驛協調時間將標置帶入並應用 ASPEN 模擬應證，模擬結果由後圖 14 至圖 27 應證得出，其主/後衛電驛協調時間均協調 0.3sec，符合延時過電流電驛協調規範，其中 R1、R7 與 R9 為電驛協調起始點

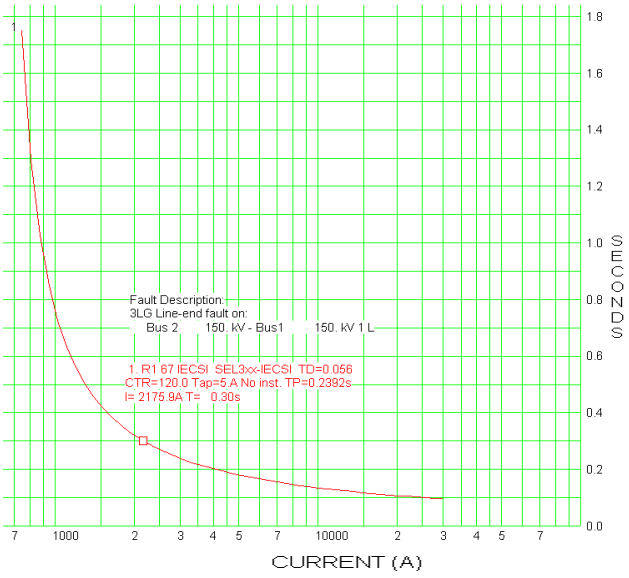


圖 14　R1 電驛協調起始點 0.3sec

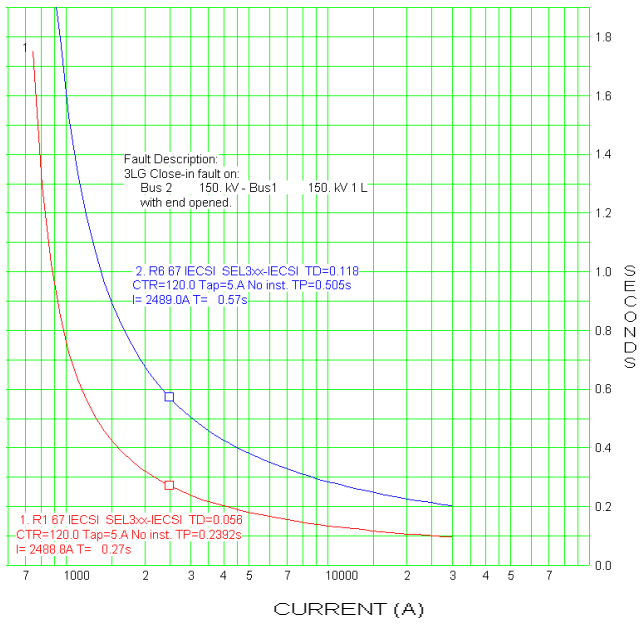


圖 15　R1-R6 電驛協調圖

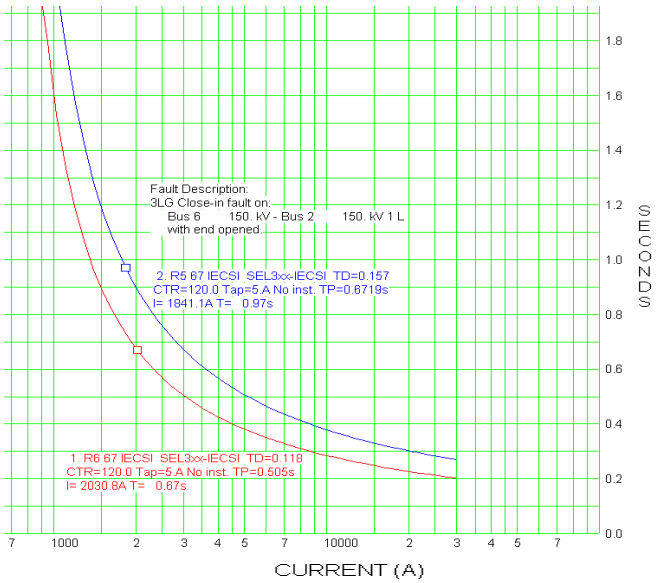


圖 16 R6-R5 電驛協調圖

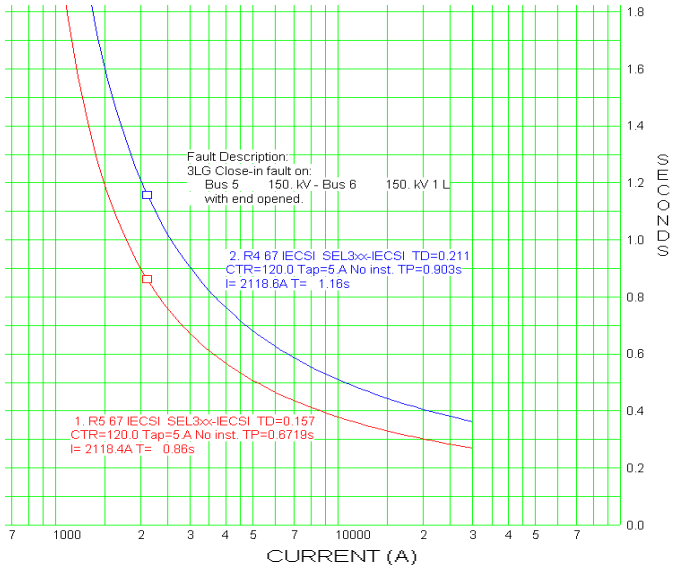


圖 17　R5-R4 電驛協調圖

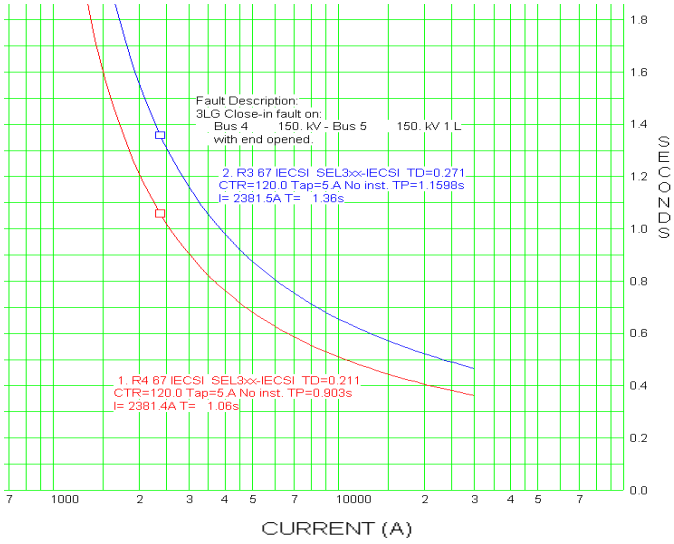


圖 18　R4-R3 電驛協調圖

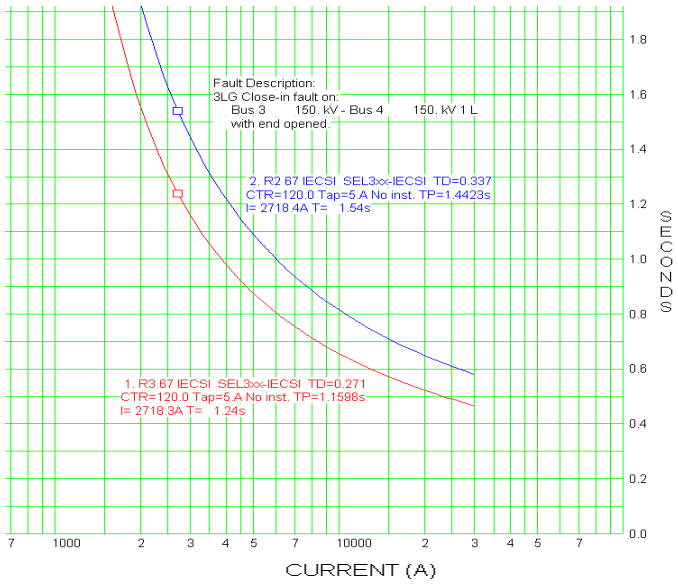


圖 19　R3-R2 電驛協調圖

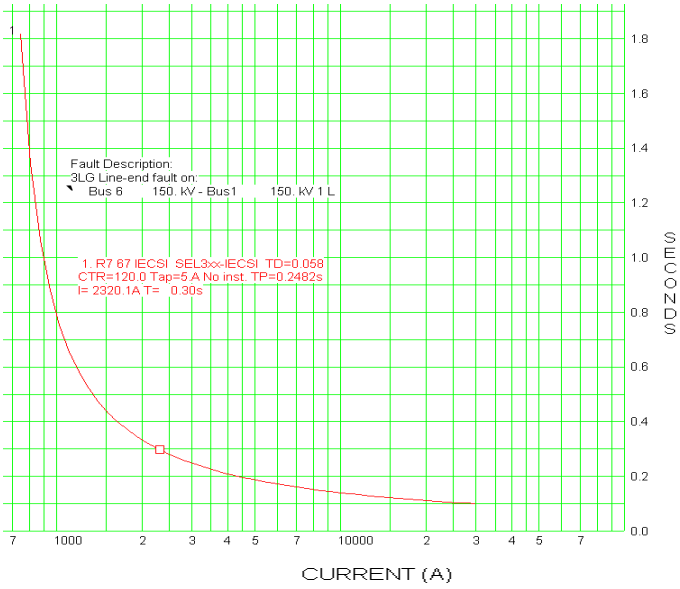


圖 20　R7 電驛協調起始點 0.3sec

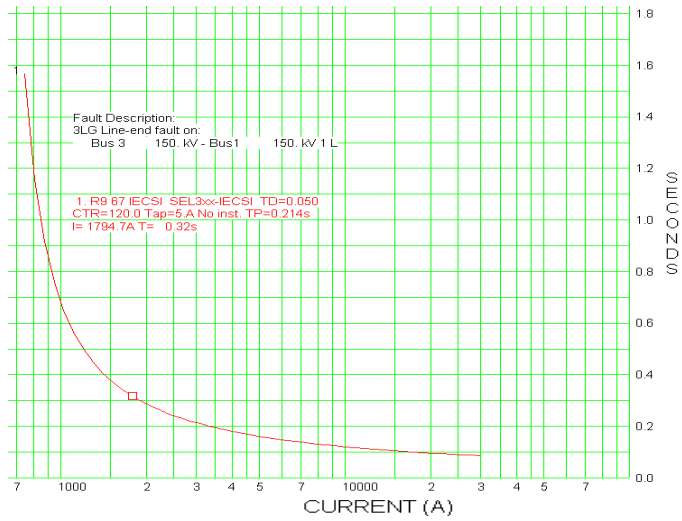


圖 21　R9 電驛協調起始點 0.32sec

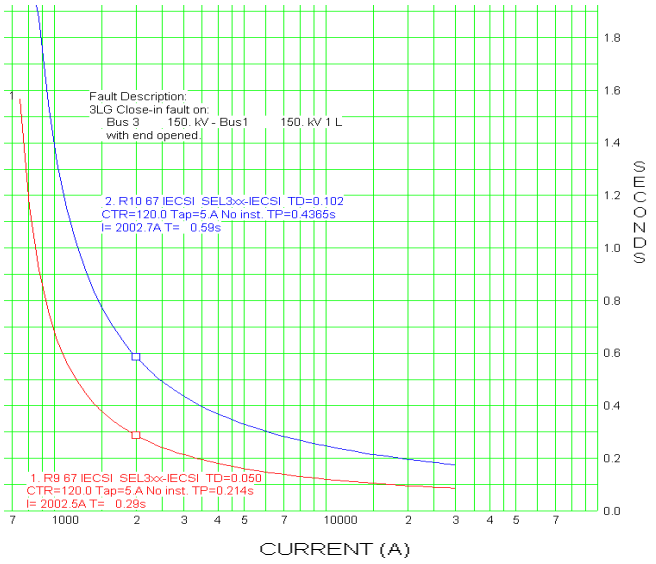


圖 22　R9-R10 電驛協調圖

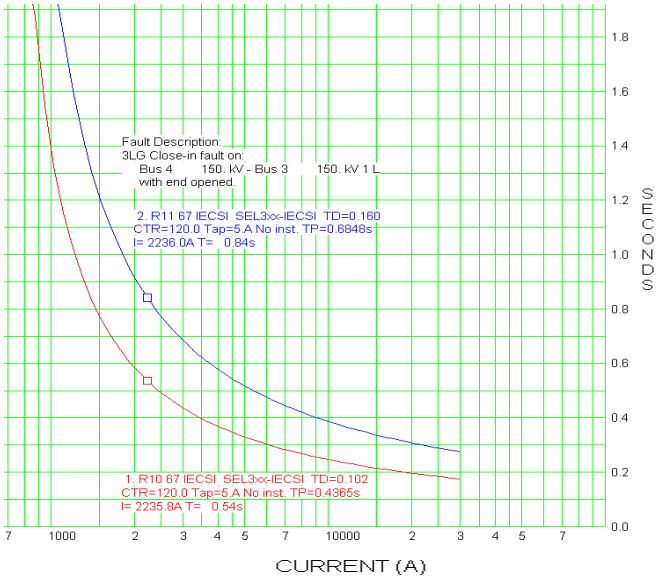


圖 23　R10-R11 電驛協調圖

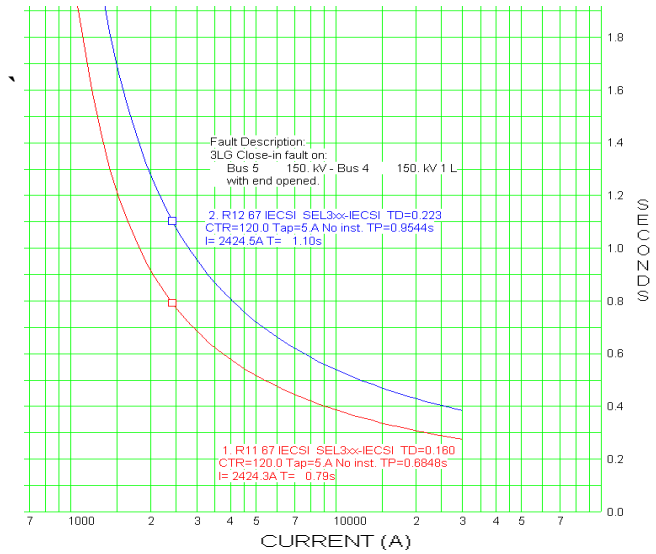


圖 24　R11-R12 電驛協調圖

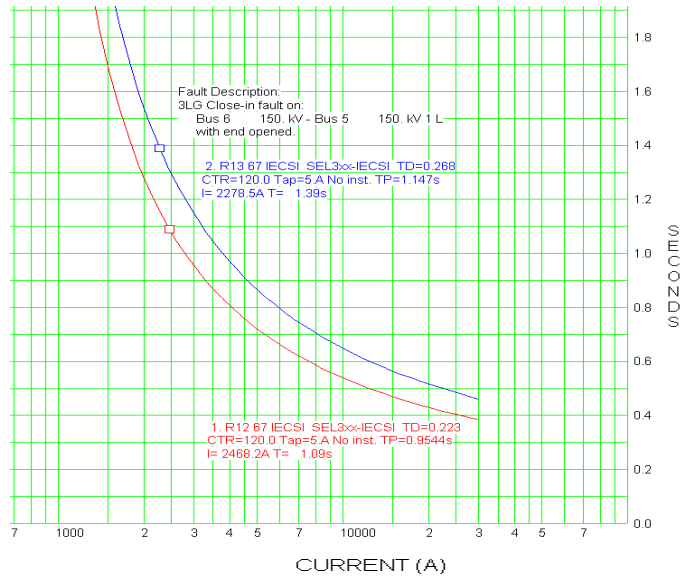


圖 25　R12-R13 電驛協調圖

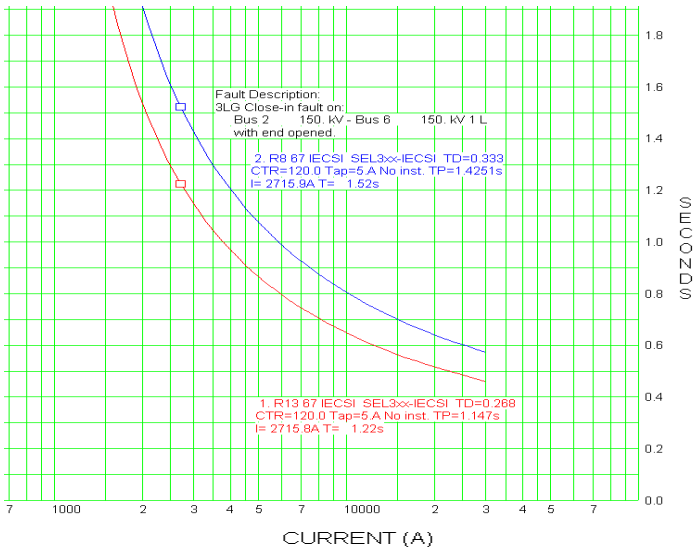


圖 26　R13-R8 電驛協調圖

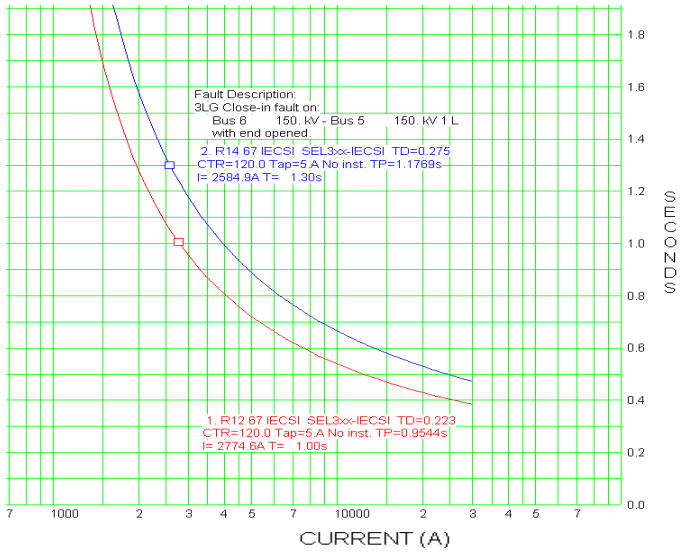


圖 27　R12-R14 電驛協調圖

圖 14~圖 27 中模擬結果印證出，主/後衛協調時間於最大三相故障電流模擬下，協調時間均為 0.3sec，其中主/後衛協調曲線均無交叉，符合前提之電驛保護協調規劃限制條件設定。

七、結論

本文針對電力系統複雜迴圈網路之方向性過流電驛提出一整套方法於符合限制條件下可精確求出最佳電驛時間標置設定，其整體研究成果可綜合以下結論。對於電驛協調起始點方面，提出將複雜迴圈網路系統先化為獨立子集系統，並應用基於大容量供給電源所在位置改良圖形理論演算法個別單獨求出子集系統將問題簡化後，在各別判斷子集網路中之電驛斷點集，改善了傳統圖型理論法的複雜求解過程，新方法不需使用嘗試錯誤的方式即可快速幫助電驛工程師決定協調起始電驛位置。改良主/後衛保護電驛對順序決定方法，藉由增廣關聯矩陣的建設，來完整判別網路之主保護與後衛保護電驛關係，幫助電驛工程師清楚判斷主/後衛保護電驛位置，不會因網路的過大造成電驛工程師混淆。其結果將有效定義線性規劃方程式之目標函數與限制函數，幫助方向性過流電驛協調問題建設。於應用輸電線路最佳保護協調中，使用線性規劃中大 M 法於符合法規與硬體限制下求得精確求出電驛時間標置設定。

其中模擬情況於最大故障電流情況中加入考慮線路 n-1 與考慮線路遠端匯流排故障跳脫時間，使過流電驛協調問題更為完整，並大量減少電驛工程師計算工作與所花費時間，提升工作效率。

參考文獻

[1] D. Birla,R.P. Maheshwari, and H.O. Gupta, “Time-Overcurrent Relay Coordination: A Review,” International Journal of Emerging Electric Power Systems, Vol.2, Issue 2, Article 1039, 2005.

[2] M. H. Dwarkanath and L. Nowitz,“An Application of Linear Graph Theory for

Coordination of Directional Overcurrent Relays," Proceeding Electrical Power Problem the Mathematical Challenge, SIAM Meeting, 1980, pp. 104-114.
[3] M.J. Damborg, R. Ramaswami, S.S. Venkata, and J.M. Postforoosh,"Computer Aided Transmission Protection System Design, Part I-Algorithms," IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems,Vol. PAS-103, No. 1, January 1984, pp. 51-59.
[4] Xiongping Yang; Dongyuan Shi; Jinfu Chen; Xianzhong Duan "Deter mination of Break Point Set for Directional Relay Coordination Based on Analysis of Breaking Loop," Power Engineering Society General Meeting, 2006. IEEE
[5] Gajbhiye, R.K.; De, A.; Helwade, R.; Soman, S.A."A Simple and Efficient Approach to Determination of Minimum Set of Break Point Relays for Transmission Protection System Coordination,"Future Power Systems, 2005 International Conference.
[6] Donghua Ye; Jing Ma; Zengping Wang "A Novel Method for Determining Minimum Break Point Set Based on Network Reduction and Relays Incidence Matrix,"In ternational Conference on Critical Infra structure (CRIS), 2010 5th
[7] H.B. Elrafie and M.R. Irving, "Linear Programming for Directional Overcurrent Relay Coordination in Interconnected Power Systems with Constraint Relaxation," Electric Power Systems Research Journal, Vol.27, Issue 3, August 1993, pp. 209-216.
[8] Chattopadhyay, B.; Sachdev, M.S.; Sidhu, T.S."An on-line relay coordination algorithm for adaptive protection using linear programming technique,"IEEE Transactions on Power Delivery, Jan 1996
[9] M.M. Mansour, S.F. Mekhamer, and N.E.S El-Kharbawe, "A Modified Particle Swarm Optimizer for the Coordination of Directional Overcurrent Relays," IEEE Transactions on Power Delivery,Vol.22, No.3, July 2007, pp. 1400-1410.
[10] Bedekar, P.P.; Bhide, S.R.; Kale, V.S."Coordination of overcurrent relays in distribution system using linear programming technique,"2009 International Conference on Control, Automation, Communication and Energy Conservation, (INCACEC).
[11] Bedekar, P.P.; Bhide, S.R.; Kale, V.S."Optimum Coordination of Overcurrent Relays in Distribution System Using Dual Simplex Method,"2009 2nd International Conference on Emerging Trends in Engineering and Technology (ICETET).
[12] Noghabi, A.S.; Mashhadi, H.R.; Sadeh, J."Optimal Coordination of Directional Overcurrent Relays Considering Different Network Topologies Using Interval Linear Programming,"IEEE Transactions on Power Delivery, VOL.25,VO.3, JULY 2010 , Page(s): 1348 – 1354.
[13] 台灣電力公司電力系統保護電驛規劃準則，供電處 民國九十八年三月修訂。
[14] Knable,A.H,A Standardised Approach to Relay Coordination , IEEE Winter Power Meeeting,1969.
[15] Gajbhiye, R.K.; De, A.; Soman, S.A.," Computation of Optimal Break Point Set of Relays An Integer Linear Programming Approach," IEEE Transactions On Power Delivery,Vol.22,No.4,October 2007
[16]S.M.Madani,H.Rijanto,Protectionco-ordination: determination of the break point set,IEE Proc.Gener. Transm. Distrib.Vol 145.No.6 November 1998.
[17] Jamali, S.; Shateri, H."A branch-based method to break-point determination for coordination of over-current and distance relays ," 2004 International Conference on Power System Technology,Page(s): 1857 - 1862 Vol.
[18] Urdaneta, A.J.; Restrepo, H.; Marquez, S.; Sanchez, J."Coordination of directional overcurrent relay timing using linear programming ,"IEEE Transactions on Power Delivery,Vol.11,No.1,January 1996.
[19]Zeineldin, H.; El-Saadany, E.F.; Salama, M.A."Optimal Coordination of Directional Overcurrent Relay Coordination," Power Engineering Society General Meeting, 2005. IEEE .
[20] Numerical Optimization with Applications, Chandra S., Jayadeva,Mehra A., Alpha Science Internatinal Ltd, 2009.
[21] 吳祈宗，"運籌學與最優化MATLAB編程"，機械工業出版社,2009