

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
中華民國一〇六年一月一日出版

發行者：官茂祥

高等顧問：李河樟 李 群 許萬寶 張重湖
簡文通 羅隆和

顧問：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
周瑞年 林安志 林延修 李正芳
李金鐘 范建誼 郭麟瑛 陳來進
陳炳基 陳益財 許文興 許宸源
張偉荃 黃英龍 黃惟雄 黃德華
潘明路 謝建賢 蕭勝任
(依照姓氏筆劃順序)

廣告組：陳仁忠 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 電驛誤動作係因比流器問題之案例分析-----吳立成

☆37 結合雲端網路建構變電所監控設計
服務平台-----林正義

☆47 不斷電系統之保護機制及應用探討
-----柯侑寬

☆53 電力系統故障波形的解析----楊盛鐘

☆70 電力變壓器套管事故診斷
-----鄭強、蕭弘清

☆77 南科 E/S 中壓智慧型電子裝置(IED)
汰換為 GE-F650 之電驛邏輯規劃及
測試實務-----謝永信

☆88 正視社會高齡化的衝擊與因應
-----李國楨

電驛誤動作係因比流器問題之案例分析

IEEE Senior Member 吳立成

一、前言

電機界常說：「保護電驛是電力系統的醫生」，其保護性能是否完全發揮，攸關電力系統之安全運轉，然而比流器功能正常與否，直接影響保護電驛之功能發揮，進而影響電力系統運轉安全。

本文將以案例方式介紹分析，比流器相關問題造成之電驛誤動作問題，希望透過本文之實例解析，讓現場維護人員有所幫助。

二、CT 接線短路隔離時差動電驛誤跳脫事件分析

某廠差動電驛誤跳脫事件之現場系統接線圖，如圖1所示；當執行#3880 & #3890數位電驛盤汰換後之短路試驗，電廠人員於執行現場開關場#3880 CT-6保護電驛用CT接線短路隔離時(該組CT有連接到F17保護電驛)，造成#3880 & #3870 F17保護電驛(#3870 CT-1 & #3880 CT-6)動作跳脫#3870 CB(設備加壓中)，其F17保護電驛動作跳脫波形軌跡詳如圖2所示。

本文依現場開關場#3880 CT-6保護電驛用CT接線短路隔離時，電驛跳脫紀錄之波形(如圖3)研判，係因CT電纜與電力線共架(約700米)感應電流引起；因此，赴現場再次模擬當日情境，量測結果與電驛跳脫紀錄比對如圖4所示；再由圖5所示量測之CT電纜三相感應電流為同相位，明顯確定之前電驛誤跳脫，的確係因CT電纜與其

它電纜共架所感應之電流引起。

建議日後當CT迴路與電力電纜共架時，應使用遮蔽線，防止停電時，因CT源頭短接無負擔而產生感應電流，造成電驛誤動作。

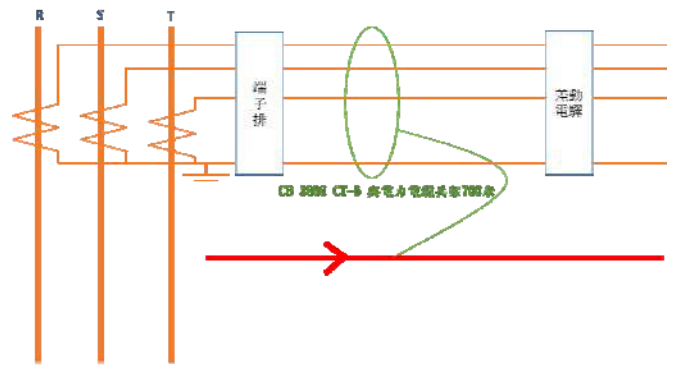


圖 1 現場系統接線圖

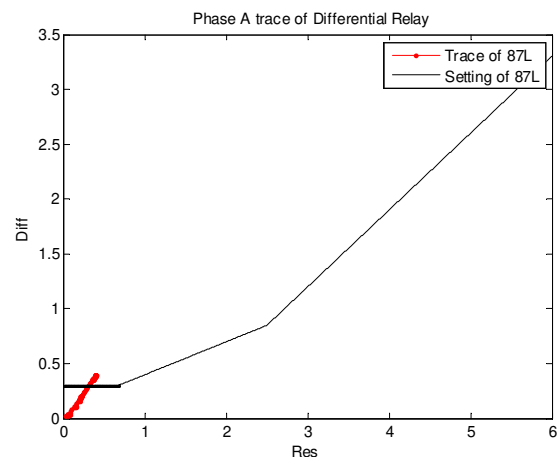


圖 2 電驛跳脫時之波形軌跡

三、比流器(CT)輸出至電驛之連接線絕緣不良問題

某電廠發電機與系統並聯後約30分鐘，發生差動保護電驛(87GT, BDD17B)誤動作跳脫；其發電機及變壓器之差動保護電驛(87GT, BDD17B)接線圖，如圖6所示。因差動保護電驛(87GT, BDD17B)誤動作跳脫發生時，僅此一發電機單獨運轉，且與系統並聯已長達30分鐘，其間無任何操作，故可排除因系統暫態(如：變壓器 Inrush Currents、CB時差問題、諧波影響等等)所引起之誤動作；因此，我們針對其差動保護電驛之電流迴路，用示波器量測，以判定差動保護電驛之誤動作原因。

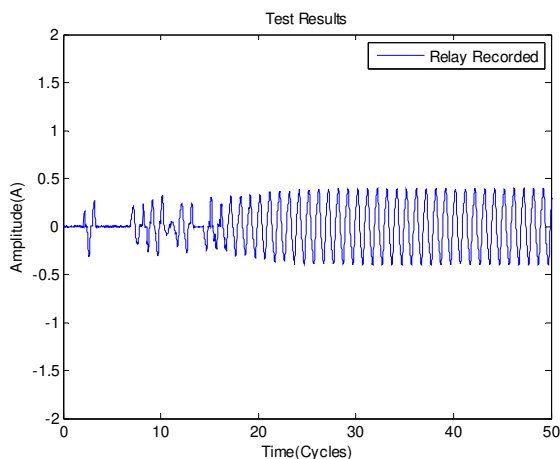


圖 3 電驛跳脫時之波形紀錄

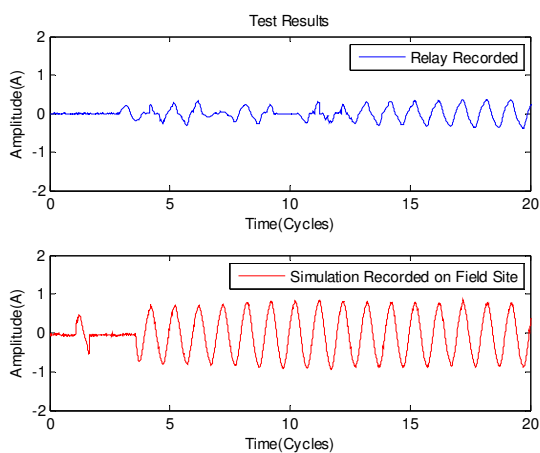


圖 4 電驛跳脫時之波形紀錄與現場實際模擬試驗之波形

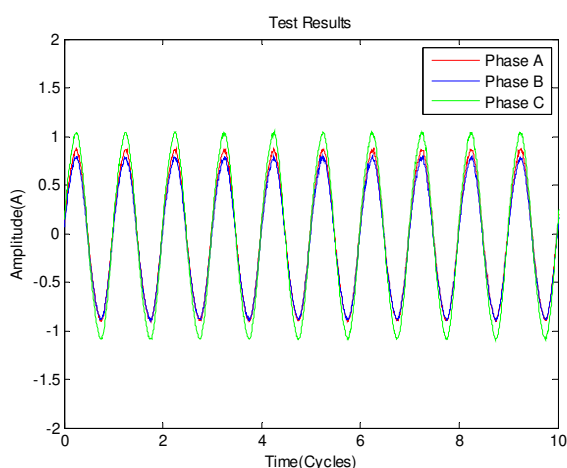


圖 5 現場實際模擬#3880 CT-6 短路試驗時之三相電流波形

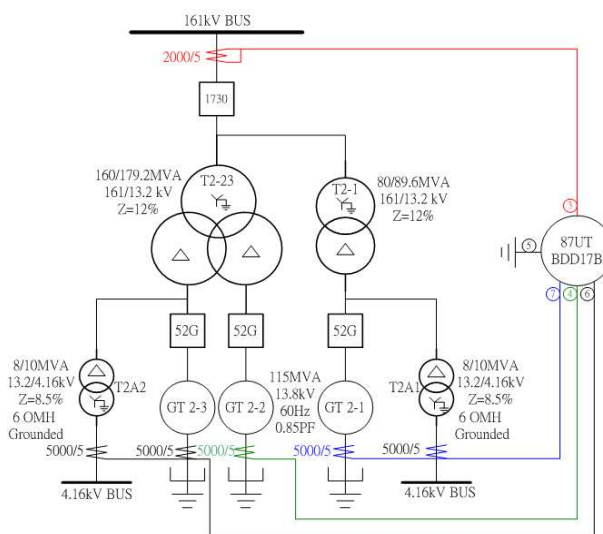


圖 6 發電機 GT2-123 之差動保護電驛 (87GT, BDD17B) 系統單線圖

電力系統正常或故障，其電流大多為60Hz之正弦波形；基於此一原則，保護電驛之故障偵測，以計算基頻為其主要任務；因此，當波形非純正弦波時，對保護電驛之動作性能，將造成影

響，甚至誤動作。本次發電機GT2-1與系統並聯後約30分鐘，發生差動保護電驛(87GT, BDD17B)誤動作跳脫，即是此一情形。

如圖7所示，量測其差動保護電驛(87GT, BDD17B)之三相高、低壓側電流及差電流，均應為基頻之弦波電流，但我們發現其發電機(GT2-1)之A相輸出電流，並非基頻之弦波電流，且其大小也相B、C相差異甚大，從圖8之差動保護電驛(87GT, BDD17B)三相差電流及圖9單獨量測其發電機側差動保護電驛CT之三相電流，可更清楚明瞭，A相正是差動保護電驛(87GT, BDD17B)誤動作之主因。如此，不正常之電流可能原因為比流器(CT)問題、電纜線問題、電驛問題或發電機問題；為查明原因，我們排除電驛及電纜線問題，直接短路CT本體量測，發現三相波形完全正常，如圖10所示。最後發現，係因其電纜線絕緣不良造成其A相波形畸變，使A相差動保護電驛(87GT, BDD17B)動作。其電纜線更新後重測差動保護電驛(87GT, BDD17B)之三相高、低壓側電流及差電流，如圖11所示，另其差動保護電驛(87GT, BDD17B)之三相差電流，如圖11所示已恢復正確之正弦波。

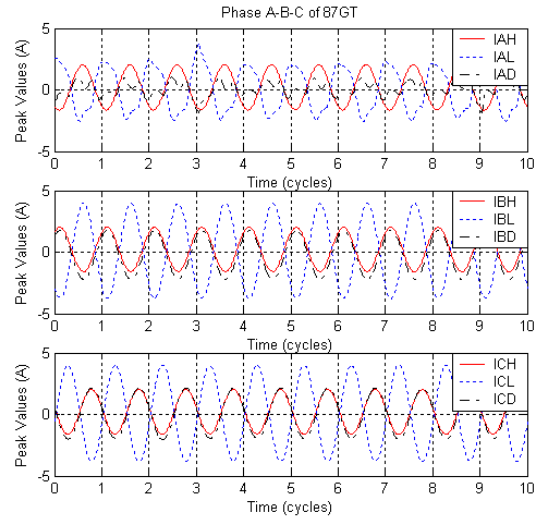


圖 7 差動保護電驛(87GT, BDD17B)之三相高、低壓側電流及差電流

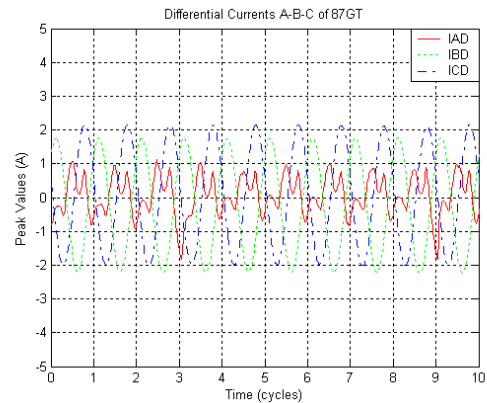


圖 8 差動保護電驛(87GT, BDD17B)之三相差電流

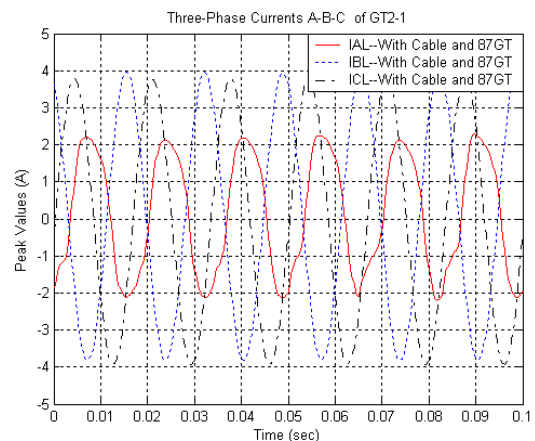


圖 9 發電機 GT2-1 運轉時差動保護電驛(87GT, BDD17B)發電機側之三相電流(於正常保護情形下量測)

四、比流器飽和造成線路差流電驛誤動作分析

本次事故分析係因 Substation A 線路 #1 之 C 相接地故障，造成 Substation B 線路 #2 線路差流電驛誤動作跳脫，單線圖如圖 13 所示，將事故當時系統相關參數建立模形，協助分析電驛誤動作之原因，模擬結果詳如下述。

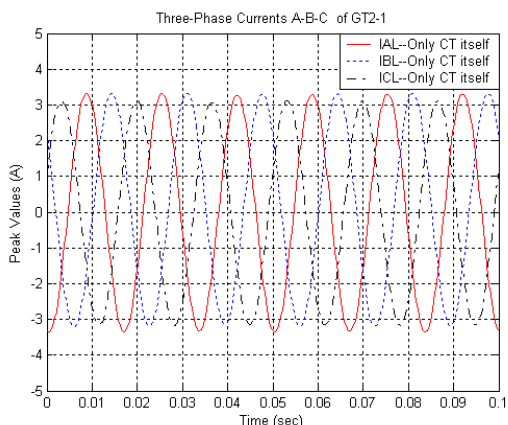


圖 10 發電機 GT2-1 運轉時差動保護電驛(87GT, BDD17B)發電機側之三相電流(直接量測本體 CT)

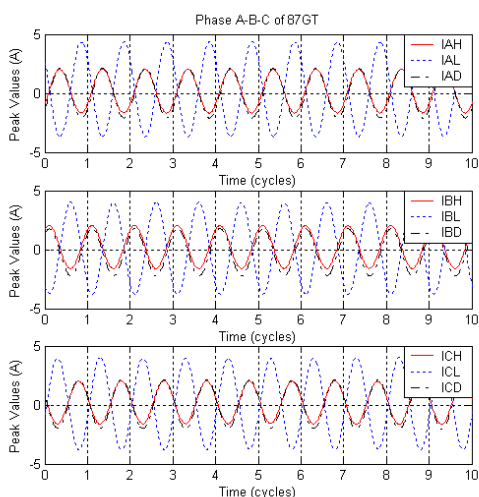


圖 11 改善後差動保護電驛(87GT, BDD17B)之三相高、低壓側電流及差電流

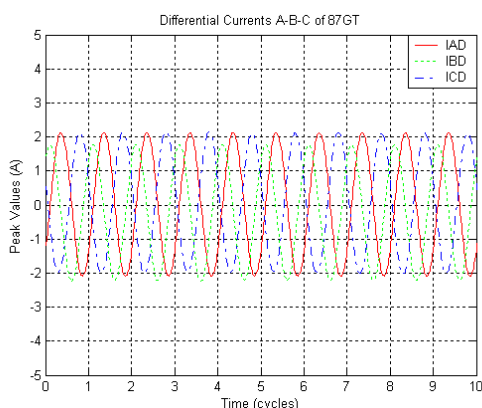


圖 12 改善後差動保護電驛(87GT, BDD17B)三相差電流



圖 13 系統單線圖

圖 14 所示為事故發生後，Substation A 線路 #1 試送投入波形記錄圖，由圖中可看出因高暫態直流位移成份(DC offset)導致 CT 嚴重飽和情形。另外，依據 Substation B 線路 #2 比流器(CT)試驗報告，將兩端 CT 之 V-I 試驗結果繪製成如圖 15 所示，明顯可見兩所 CT 激磁曲線之膝點電壓相差約 150V，易因故障電流之高直流成份，造成差流出現，致電驛動作。

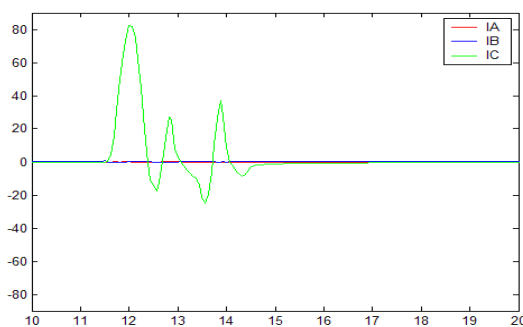


圖 14 事故後 Substation A 線路 #1 試送投入波形圖

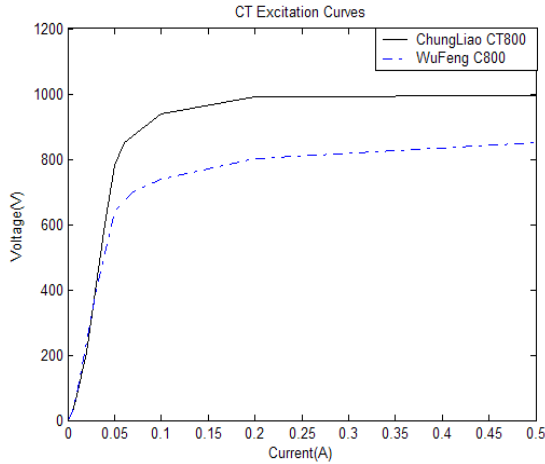


圖 15 Substation B 線路#2 兩端 CT 激磁特性圖

接下來，說明如何決定 CT 之形式 CXXX 額定？將以圖 16 之 C200 特性為例，計算步驟如下所述：

1. 選擇當 $I_{exc}=10A$ 時，所對應之 V_{exc} 。
2. 計算 $V_{term} = V_{exc} - 100A * R_{ct}$ 。
3. 將計算所得之 V_{term} 取整數，向下對應最接近之數字 100、200、400、800，相對應之 C100、C200、C400，及 C800。

計算範例：

$R_{ct} = 0.9\Omega$

當 $I_{exc} = 10A$ 、 $V_{exc} = 400V$

$V_{term} = 400V - 100A * 0.9\Omega = 310V$

向下對應最接近之數字為 200

故此被試驗之 CT 為 C200

有關 CT 之飽和現象，如圖 17 及圖 18 所示。圖 17 顯示 CT 因磁通飽和 (Saturation Flux) 導致 CT 二次側波形失真；而圖 18 中可分辨出暫態飽和 (Transient) 與穩態飽和 (Steady-State) 之波形失真差異。

針對暫態現象，CT 飽和將嚴重導致波形失真，以圖 19 為例，比較不同特性之 CT，膝點電壓 (voltage at knee point, V_k) 分

別為 280V 與 389V，由圖 19 可知選用 $V_k = 280V$ 之 CT 時，當暫態現象發生，在 $t=55ms$ 時波形開始失真，因 DC offset 將使得 CT 感應電壓所需磁通持續上升，此時， $V_k = 280V$ 之 CT 因磁通已飽和，故二次側波形失真越嚴重；而若選擇 $V_k = 389V$ 之 CT，應可避免磁通飽和造成二次側波形失真，因此差流電驛要求兩端 CT 儘量一致。

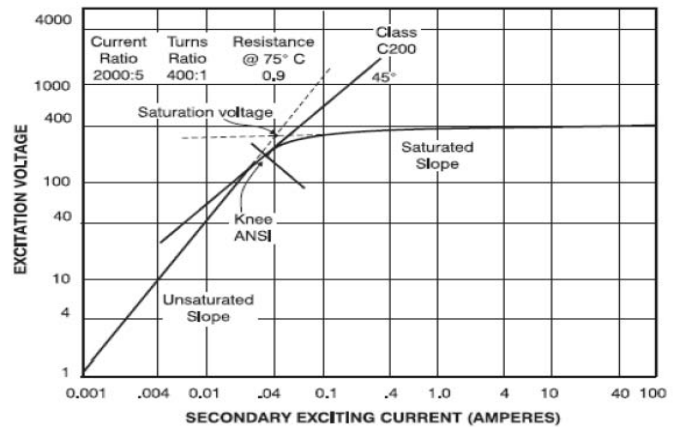


圖 16 CT C200 之激磁特性圖

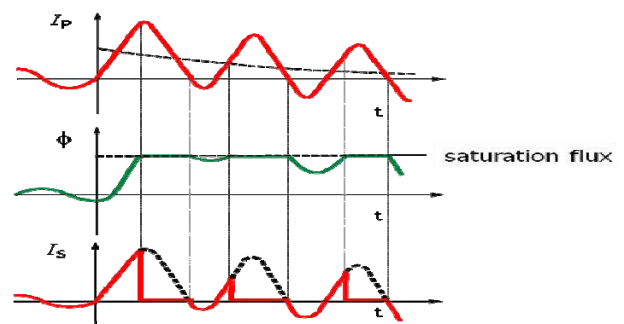


圖 17 CT 飽和現象示意圖

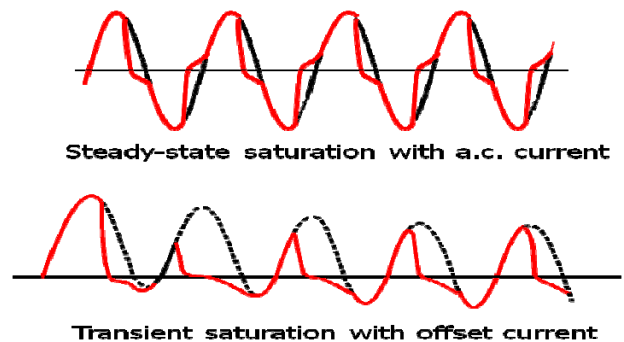


圖 18 CT 暫態與穩態飽和現象示意圖

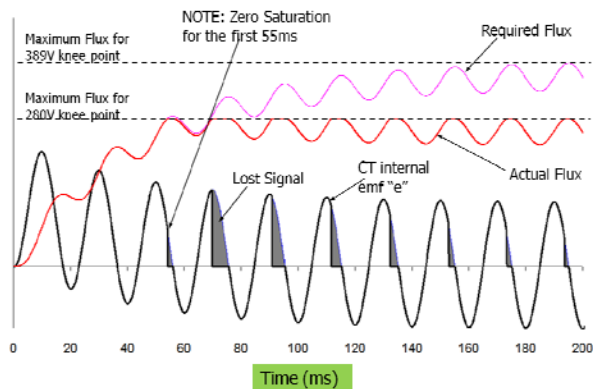


圖 19 不同 CT 之暫態飽和現象圖

模擬 Substation A 線路#1 發生故障，並觀察 Substation B 線路#2 之線路電流，並與實際線路電驛 GE L90 之波形記錄進行比對，由模擬結果可知趨勢與實際相符，如圖 20 所示。當因通訊延遲 0.92ms 時，兩側電流相位差約 20 度時，差電流約 2.75A 電驛即跳脫，本次事故之模擬結果如圖 21 所示，差電流約 5.977A，故電驛會動作。

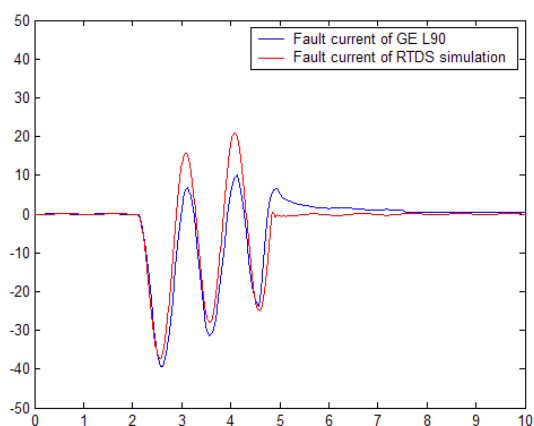


圖 20 模擬與現場 L-90 紀錄波形比較

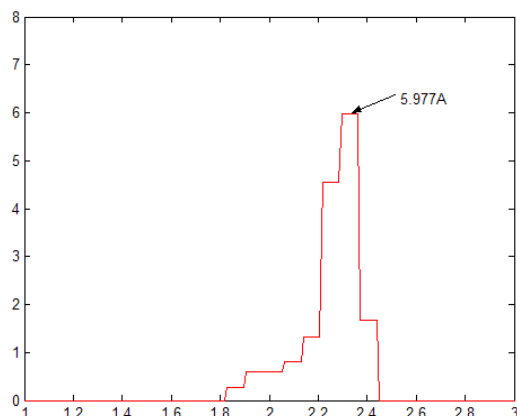


圖 21 模擬事故時電驛差流趨勢圖

圖 22 為模擬事故時 Substation B 線路#2 之線路電流，由圖可知因一端 CT 飽和點低，故電流已有失真情形；圖 23 所示為 Substation B 線路#2 差動電流模擬結果，由圖可見因差流-抑制信號比大於電驛設定值，C 相跳脫信號已送出。

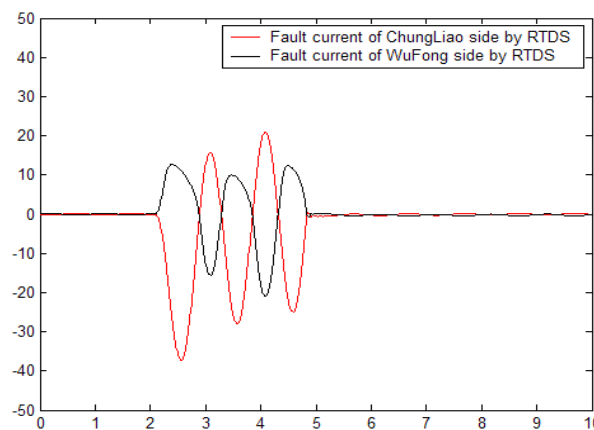


圖 22 模擬 Substation B 線路#2 兩端電流波形圖

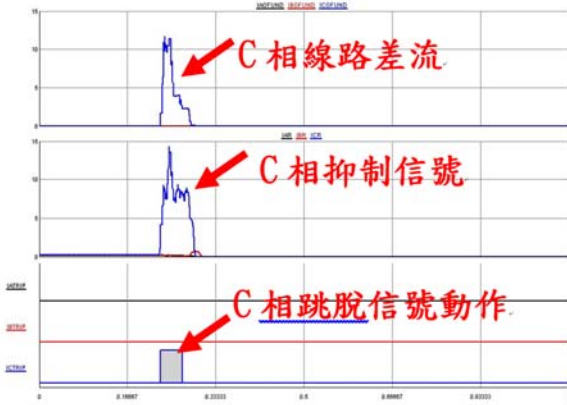


圖 23 模擬 Substation B 線路#2 差流波形圖

探討 CT 飽和是否造成電驛 GE L90 動作，根據表 1 之 Substation B 線路#2 GE L-90 線路差流設定，分別模擬一端 CT 輕飽和與重飽和時，差動電流之軌跡是否落入電驛動作區間內，其模擬結果如圖 24 所示。由圖可知當一端 CT 輕飽和時差流之軌跡尚未進入電驛動作區間；圖 25~26 所示為一端 CT 重飽和時，其差流軌跡便會進入電驛動作區間，圖 27 為 CT 更嚴重飽和時之差流軌跡，都將導致電驛動作跳脫。

圖 28 為模擬兩端電驛 GE L90 通訊補償不良時之軌跡圖，通訊不良亦將可能造成電驛動作。

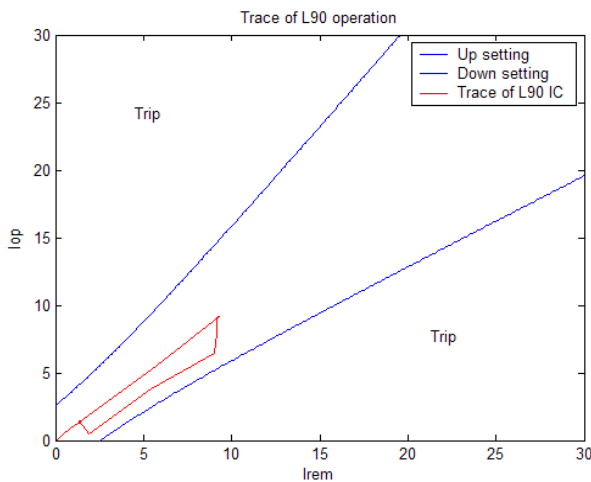


圖 24 L90 事故(一端 CT 輕飽和)時之 C 相動作軌跡圖

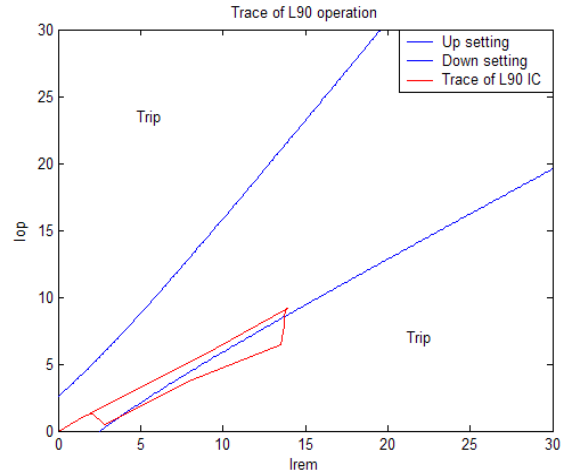


圖 25 L90 事故(一端 CT 重飽和)時之 C 相動作軌跡 I

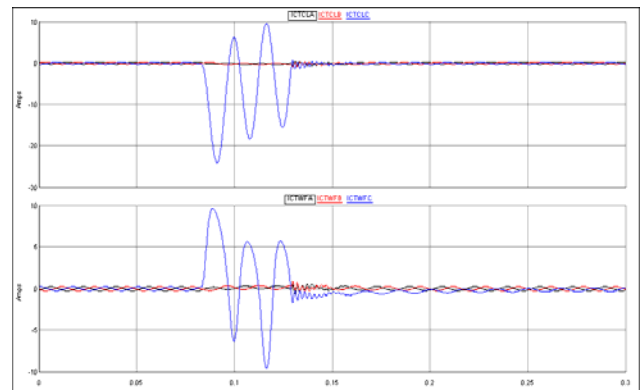


圖 26 L90 事故(一端 CT 重飽和)時之 C 相電流圖

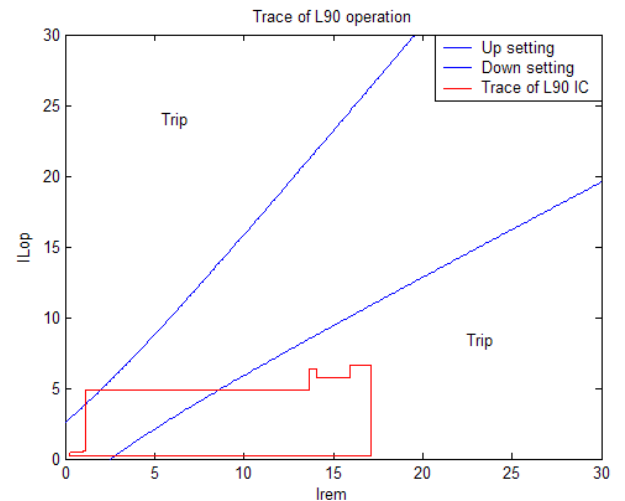


圖 27 L90 事故(一端 CT 重飽和)時之 C 相動作軌跡 II

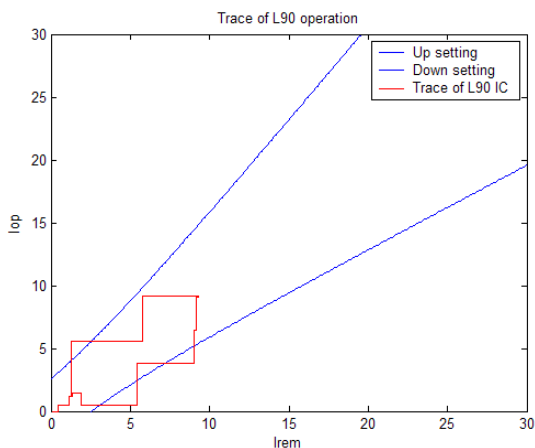


圖 28 L90 當通訊補償不良時之軌跡

表 1 Substation B 線路#2 GE L-90 線路差流電驛設定值

SETTING	PARAMETER
Function	Enabled
Signal Source 1	SRC 1 (SRC 1)
Signal Source 2	SRC 2 (SRC 2)
Signal Source 3	None
Signal Source 4	None
Block	87L TRIP BLK On (VO12)
Pickup	0.35 pu
CT Tap 1	1.00
CT Tap 2	1.00
Restraint 1	20 %
Restraint 2	40 %
Breakpoint	10.0 pu
DTT	Enabled
Key DTT	OFF
Target	Latched
Events	Enabled

本次 Substation B 線路#2 多跳，主要原因是事故電流 DC 成份太高，引起 CT 飽和；事故時通訊延時補償如有異常，也可能造成電驛動作；建議線路用差流保護兩端 CT 特性儘量一致，如 CT 特性差異性大時，電驛標置動作值可適度調高。(Note: DC 成份引起之飽和，無法用電驛標置調高來避免誤動作)。事故試送時，應以事故電流較小之變電所優先試送。

五、比流器多點接地造成過電流電驛誤動作分析

本事故係因負載電流有大量奇次諧波(特別是 3 次)，如圖 29 所示。圖 30 為擷取 2M 盤 IED 部分配線圖，保護盤接線為

多重接地，而正常應為單點接地，故零序電流將由不同路徑流入電驛，使零序電流不易掌握。依當次事故記錄檔，若為單點接地系統，其零序電流(Ig)有效值(RMS)應約為 0.3A，如圖 31 所示；但若為多重接地系統，則使零序電流 RMS 值為 1.14A，大於電驛設定值 1.1A，如圖 32，故導致電驛動作跳脫。另圖 33 為 GIS 現場及遙控盤多重接地實地照片，正確應只能在 GIS 盤上或在控制室盤上單點接地。

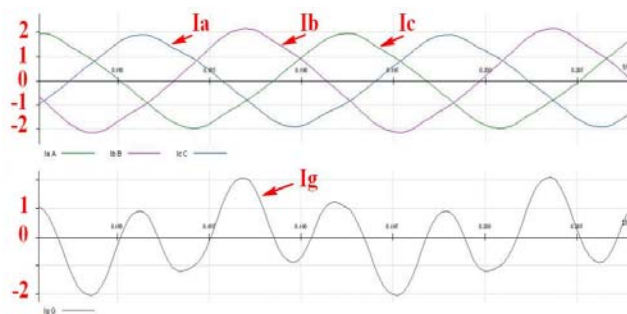


圖 29 事故波形

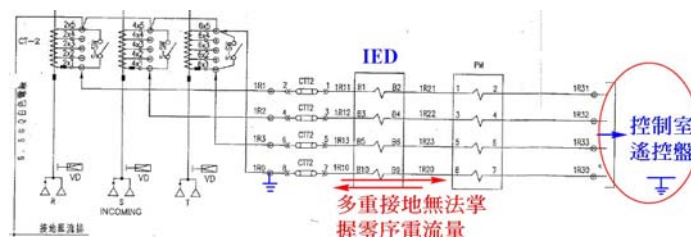


圖 30 2M 盤 IED 部分配線圖

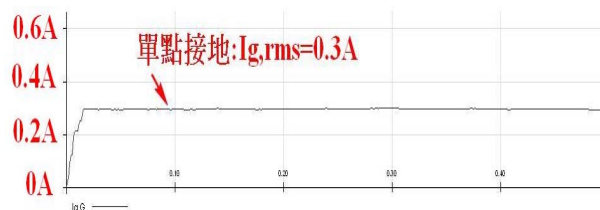


圖 31 單點接地零序電流 RMS 值

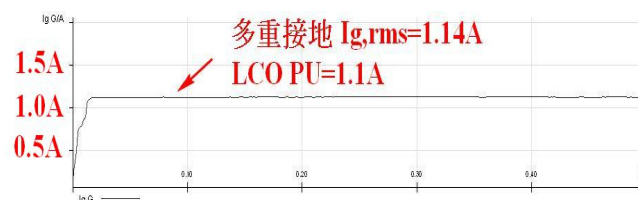


圖 32 多重接地零序電流 RMS 值



(a) GIS 現場 (b) 控制室遙控盤
圖 33 GIS 現場及遙控盤多重接地實地相片

如圖 34 所示，由電驛試驗器將當次事故波形回送至電驛，此事故波形之諧波成份如圖 35，由頻譜可見零序電流之 3 次諧波成份頗高。

使零序電流連續輸入電驛約 120 秒，如表 2 所述，探討不同的電驛設定值是否造成電驛跳脫。

電驛原始設定值如表 3 所示。依據曲線公式，在 TD=2.7s 及零序電流為 Pickup 設定值 1.1 倍時，電驛跳脫時間約為 73.184s。因電驛試驗器與實際系統電流有些許誤差，為求符合當日情境，故將 Pickup 設定值由原 1.1A 暫改為 1.07A 以利分析。

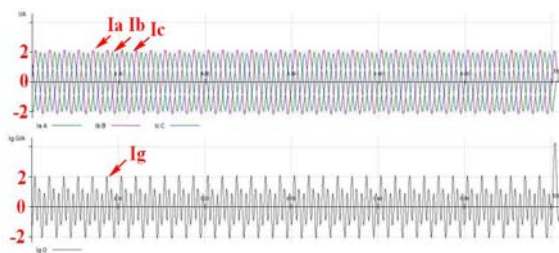


圖 34 輸入事故電流波形

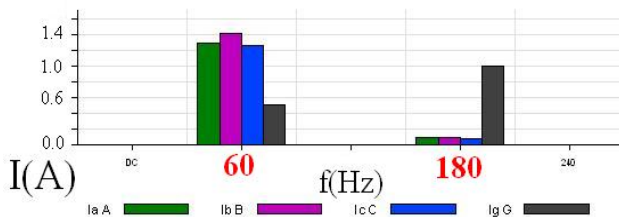


圖 35 事故波形諧波成份

表 2 模擬情境彙總表

情境	演算法	復歸方式	電驛是否動作
一	RMS	Linear	是
二	RMS	Instantaneous	否
三	DFT	Linear	否
四	DFT	Instantaneous	否

表 3 電驛原始設定值

電驛形號	演算法 (Input)	始動值 (Pickup Level)	特性曲線 (Curve)	TD	復歸方式 (Reset)
GE F650	RMS	1.1A	ANSI Mod Inv	2.7s	Instantaneous

情境一：如圖 36 所示，電驛接地過電流保護功能(LCO)演算法採 RMS(Root Mean Square)，復歸(Reset)方式採 Linear。因採 RMS 演算法[註 1]計算所得電流值較大，故當零序電流連續輸入時，且復歸方式採 Linear，累積一段時間後電驛便會動作跳脫，現場實地相片如圖 37 所示。

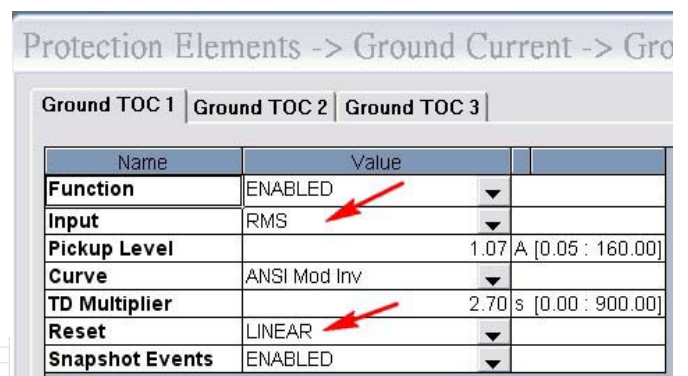


圖 36 演算法採 RMS，Reset 採 Linear



圖 37 電驛 LOC 動作，面板燈號指示

情境二：如圖 38 所示，電驛演算法採 RMS，復歸方式採 Instantaneous。故當零序電流小於 Pickup 時則會立即復歸，如此電驛便不會累積時間導致跳脫。但若零序電流持續大於 Pickup 值，電驛依然有可能跳脫。

Protection Elements -> Ground Current -> Gr

Ground TOC 1		Ground TOC 2		Ground TOC 3	
Name	Value				
Function	ENABLED				
Input	RMS				
Pickup Level	1.07 A	[0.05 : 160.00]			
Curve	ANSI Mod Inv				
TD Multiplier	2.70 s	[0.00 : 900.00]			
Reset	INSTANTANEOUS				
Snapshot Events	ENABLED				

圖 38 演算法採 RMS，Reset 採 Instantaneous

情境三：如圖 39 所示，電驛演算法採 DFT，復歸方式採 Linear。因採 DFT 演算法[註 2]計算所得電流值較小，如此電流未達到 Pickup 設定值，故電驛不會動作跳脫。

Protection Elements -> Ground Current -> Gro

Ground TOC 1		Ground TOC 2		Ground TOC 3	
Name	Value				
Function	ENABLED				
Input	PHASOR(DFT)				
Pickup Level	1.07 A	[0.05 : 160.00]			
Curve	ANSI Mod Inv				
TD Multiplier	2.70 s	[0.00 : 900.00]			
Reset	LINEAR				
Snapshot Events	ENABLED				

圖 39 演算法採 DFT，Reset 採 Linear

情境四：如圖 40 所示，電驛演算法採 DFT，復歸方式採 Instantaneous。因僅取基本波成份不會觸動 Pickup 設定值，故電驛不會動作跳脫。且輸入電流變大時，若僅為短時間則電驛會立即復歸，亦不會觸動電驛跳脫。

Protection Elements -> Ground Current -> Gr

Ground TOC 1		Ground TOC 2		Ground TOC 3	
Name	Value				
Function	ENABLED				
Input	PHASOR(DFT)				
Pickup Level	1.07 A	[0.05 : 160.00]			
Curve	ANSI Mod Inv				
TD Multiplier	2.70 s	[0.00 : 900.00]			
Reset	INSTANTANEOUS				
Snapshot Events	ENABLED				

圖 40 演算法採 DFT，Reset 採 Instantaneous

[註 1]：

以當次事故波形為例，若電驛演算法採 RMS 如圖 41 所示，除基本波 60Hz 成份外，亦會將高次諧波(3, 5, 7 次...等)一並加總計算，若電流諧波成份高，則電驛計算總電流值較高。

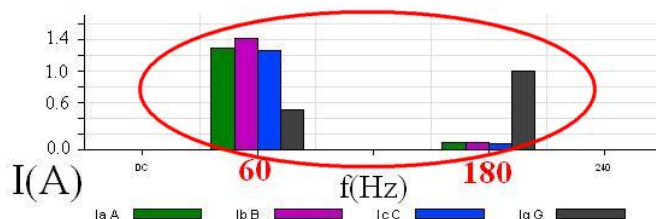


圖 41 電驛演算法採 RMS 示意圖

[註 2]:

同註 1 波形，電驛演算法採 DFT 如圖 42 所示，僅計算基本波 60Hz，若電流諧波成份高，亦不會考慮其諧波成份，則電驛計算總電流值較低。

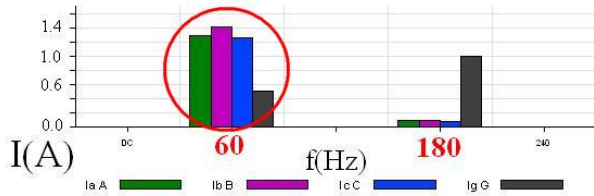


圖 42 電驛演算法採 DFT 示意圖

本次事故係為奇次諧波造成，應嚴格管制用戶諧波量，避免事故再現，為避免諧波電流過大造成電驛再次動作。將多重接地改為單點接地，使零序電流為單一路徑，以利掌握零序電流來源以及零序電流量，並將電驛演算法設定為DFT，避免RMS演算法將各諧波量計入導致零序電流大於設定值，但應考慮與上游接地保護電驛協調(同為DFT演算法)；另將電驛復歸設定為Instantaneous，以免電驛始動持續累積一段時間而動作跳脫，其上游接地保護亦同為Instantaneous。

六、CT 內部層間發生短路引起 N 相電驛誤動作

因CT於電力系統正常運轉時之電流大小異常，為查明其原因，本文使用標準CT與被試CT用比對法分析，如圖43之瞬間值波形及圖44之有效值波形所示，當CT無載下，電流從5A變化至1A，標準CT與被試CT之輸出波形，大小一致，無法看出被試CT之問題；因此，我們用滿載試驗，電流從5A變化至1A，顯示圖45之瞬間值波形及圖46有效值波形，標準CT與被試CT

輸出大小已明顯有一半之差異，標準CT電流5A輸出時，被試CT之電流輸出才2.3A，代表被試CT內部有層間短路。

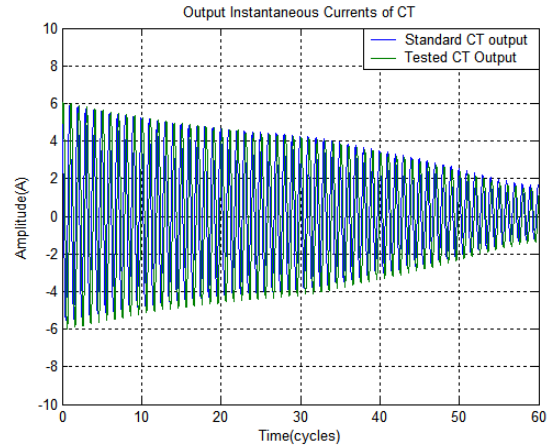


圖 43 標準 CT 與被試 CT 之無載瞬間值波形比對

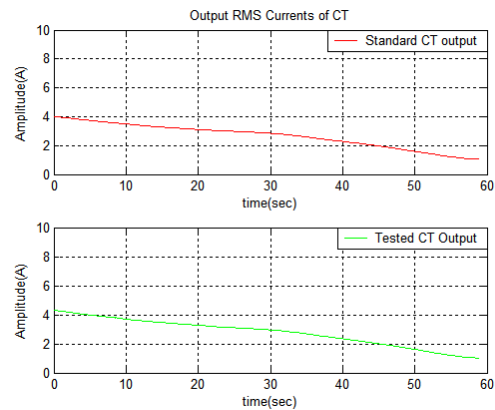


圖 44 標準 CT 與被試 CT 之無載有效值波形比對

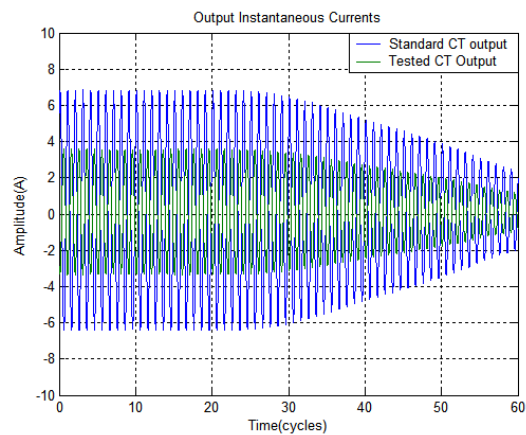


圖 45 標準 CT 與被試 CT 之滿載瞬間值波形比對

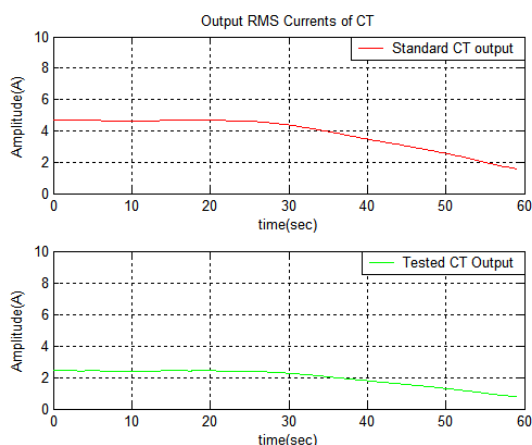


圖 46 標準 CT 與被試 CT 之滿載有效值波形比對

因此，我們可清潔知道，當 CT 內部有層間短路時，其輸出電流變小，造成三相中之一相電流偏小，而使 N 相過電流，使 51N 過電流電驛誤動作跳脫。

七、差動電驛用 CT 內部層間異常引起誤動作

如圖 47 因民眾掃墓時不甚引起火災，火災灰灰引發 345kV 輸電線一路兩相短路故障，線路事故隔離後引起電廠 No.6 號發電機跳機，本將小節針對本跳機事件原因分析。

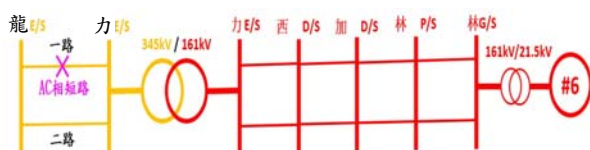


圖 47 電廠 No.6 號發電機跳機系統單線圖

力-龍一路輸電線兩相短路故障，引起電廠 No.6 號發電機誤跳機事件，其輸電網路關聯圖，如圖 47 所示，係由力 345kV 超高壓變電站降為 161kV 經西、加、林與 No.6 號發電機相連。當力-龍一路輸電線發生兩相短路故障時，將引起系統電壓驟降，而在事故點隔離後，系統電壓恢復過程中，如變壓器工作點於磁滯曲折飽和區

附近時，可能產生異常突入電流(Inrush Current)，此一穿越性突入電流容易引起差動電驛動作跳脫。

本次事故後量測發現，變壓器差動電驛 B 相發電機側 CT 相角誤差約 10 度，如圖 48 所示，其大小誤差值約 10%，如圖 49 所示，本因素經模擬分析，如圖 50 所示，黑色係正常差動電驛保護曲線與紅色係 CT 有 10 度誤差時之保護曲線，由圖可知會增加此差動電驛之靈敏度，同時可發現當外部事故時，其電流將遠大於負載電流，因此差動電驛可允許更大誤差，避免誤動作，如圖 51 所示係模擬電廠外部事故最大故障電流約 16.8254kA 時，電驛之動作軌跡，不會因 CT 誤差 10 度而動作，除非 CT 飽和。再者，考慮正常滿載運轉時電流誤差約 23.6% 以上才會動作，如圖 52 所示。因此，單純由 CT 誤差 10 度而動作的可能性可以排除。

然而當事故發生時，會有電壓驟降情形；因此，此事故遠在 40 公里外的林電廠同時感受到電壓驟降約 22%（由電廠提供之 BF 電驛紀錄圖 53 得知），而當事故清除後 2cycles，因電壓恢復正常時變壓器可能因此產生湧浪電流，加上 CT 誤差之加乘效應，使差動電驛誤動作。

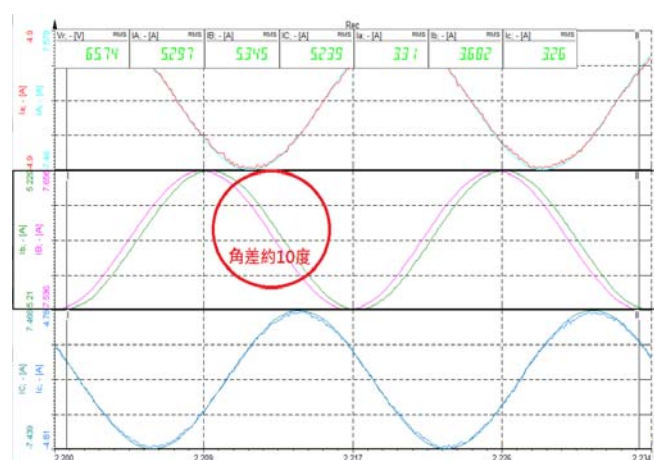


圖 48 差動電驛 B 相發電機側 CT 相角誤差約 10 度

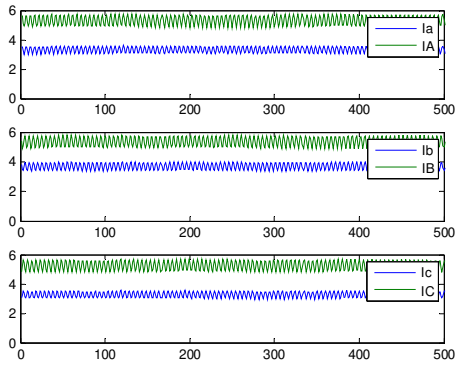


圖 49 差動電驛 B 相發電機側 CT 大小(Ib)誤差值約 10%

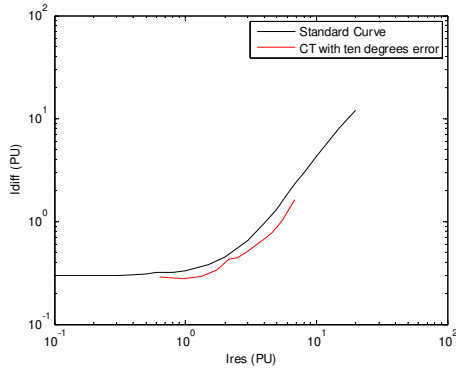


圖 50 正常差動電驛保護曲線與 CT 有 10 度誤差之比較

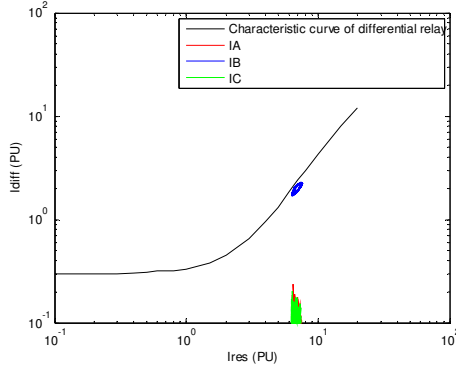


圖 51 電廠外部事故時驛保護動作軌跡 (最大事故電流)

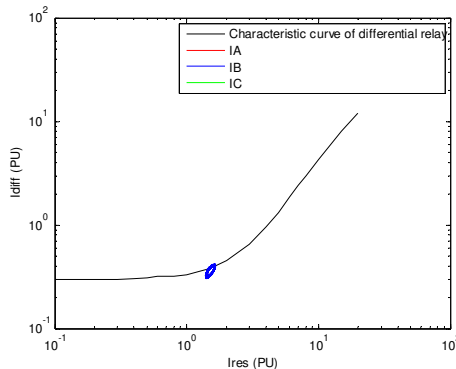


圖 52 正常滿載運轉時電流誤差約 23.6%才會誤動作

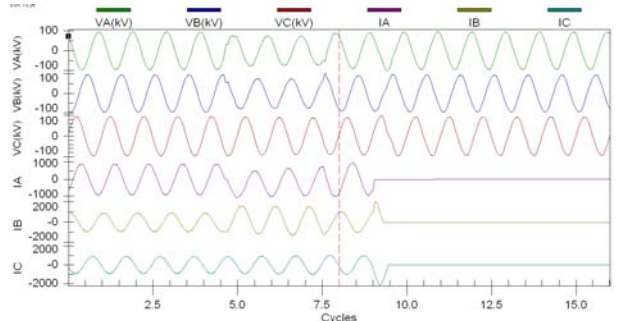


圖 53 電廠之 BF 電驛紀錄

八、結論

有關電驛誤動作跳脫之原因千奇百種，本文僅針對有關比流器問題造成電驛動作之案例經驗整理，希望提供電力相關從業人員參考。

九、參考文獻

- [1] IEEE Guide for Protective Relay Applications to Power Transformers, IEEE Std C37.91-2000
- [2] GE instruction manual, GEK-45307K.
- [3] Saied, M.M., "A study on the inrush current phenomena in transformer substations", IEEE , Volume: 2 , 30 Sept.-4 Oct. 2001 Pages:1180 - 1187 vol.2
- [4] IEEE Std C37.91-2000, "guide for protective relay applications to power transformers"
- [5] ABB, "Sudden Pressure Relay Installation, Operation and Maintenance Guide"
- [6] IEEE Std C37.108-2002, "Guide for the Protection of Network Transformers"
- [7] IEEE Standard "Common Format for Transient Data Exchange (COMTRADE) for Power Systems", IEEE Std C37.111-1999 ,
- [8] IEEE WG116 Report "Understanding Microprocessor-Based Technology Applied to Relaying", February 2004
- [9] ALSTOM, "Network Protection and Automation Guide", 2002

結合雲端網路建構變電所監控設計服務平台

台電南區施工處 林正義

摘要

隨著網路資料存取快速及雲端運算技術漸臻成熟所賜，如何結合行動雲端建構人性化設計服務平台，已然成為研究之趨勢。本專案針對變電所各類設備之控制、量測及保護電驛的繁雜圖面、文件，依其特性及標準進行模組化，應用 Microsoft Visual basic 軟體結合雲端網路計算，建立 e 化之「變電所監控設計服務平台」(架構圖如圖 1 所示)，平台具備電腦程式設計變電所監控圖面、統計器材數量及圖資查詢等三項創新。

一、前言

過去 20 年本公司變電所監控圖面設計，採用傳統人工作業方式，並依據相關設計標準，透過手動操作繪圖軟體，完成設計圖面。惟經開發建置系統架構、盤面配置、控制元件、保護電驛及遠端監控等五大類模組，並透過平台來連結繪圖軟體(AutoCAD)，利用內建程式語言(AutoLISP)及交談框語言(Dialog Control Language, DCL)呼叫模組資料庫提供友善人機介面視窗，現今只輸入相關類別名稱，電腦程式即可呼叫對應模組，自動完成監控設計圖。

此外，本平台依監控設計之保護電驛、控制回路及遠端取樣點等所需不同種類器材數量，藉由繪圖軟體(AutoCAD)之內建程式，擷取設計圖內相關資料，進行統計分析器材數量，取代人工統計作業。同時，更進一步將設計完成的變電所監控圖面分門別類整合與收集 345kV、161kV、69kV 輸電線及變壓器等保護電驛規劃方式、配電盤配置及資訊末端設備相關技術資料，建構成標準

化資料庫，開發查詢程式管理資料庫，並導入雲端即時服務概念，達到即時查詢最新設計資訊。

二、新建變電所之監控設計

目前本公司新建變電所之監控設計過程，分為三個階段，如圖 1 所示。

(一) 第一階段

設計變電所控制室空間量體及電纜溝管路整體規劃，依據興工聯繫單的規劃內容，如新建輸電線回線數及變壓器數量；再繪製配電盤平面配置圖及配電盤底座槽鐵及電纜孔位置圖，規劃變電所內控制室配電盤多寡及相關設備排列位置，土建部門辦理後續發包事宜。另外配合採購階段再繪製 161kV 及 23kV GIS 採購單線圖，作為設備採購之規範。

(二) 第二階段

針對變電所控制室配電盤之細部規劃設計，首先繪製 161kV 及 23kV 系統單線圖，訂定輸配電線路及變壓器的規格及保護方式。接下來規劃各控制盤及電驛盤的元件配置，須完成控制盤配置圖及電驛盤配置圖，最後再繪製各控制盤及電驛盤之完整內部與外部接線圖。

(三) 第三階段

著手設計規劃變電所無人化自動控制部份，包含資訊末端設備(RTU)接線圖及資料表等圖面，最後依各控制盤及電驛盤接線圖，整理並統計出各盤面所需控制電纜的芯數、線徑及長度，並繪製於電纜分析表中。

由設計流程可知監控圖面相當繁多，

傳統作法由設計人員以電腦繪圖 AutoCAD 軟體，依據設計準則及相關規定與案例，利用 AutoCAD 平台逐一區塊繪製完成，但是不同圖面、不同電壓等級，其設計準則也各自不同，常導致設計人員發生遺漏或參考錯誤圖面，造成圖面的準確性無法與設計準則相符合。



圖 1 變電所監控設計流程

三、網路監控設計服務平台

提供設計者在變電所新建工程設計上的輔助工具，首先建置監控系統資料庫平台(包含設計準則、標準圖、電控模組)，再透過該平台開發「自動設計繪製監控圖面」，規劃 161/23kV 系統圖、控制/電驛盤配置圖等功能。

設計監控系統之相關圖資文件眾多，包含設計準則、控制標準圖及保護電驛圖，其種類依變電所等級有所不同，本平台提供「圖資查詢清單」的功能，能夠詳細整合出控制盤及電驛盤等相關不同種類參考文件。

為了分享至本公司其他單位使用，建置「雲端網路服務」，並利用 Autodest360 網頁，將圖檔上傳 A360 雲端平台，隨時與行動裝置 APP 程式達成相互存取功能。

結合雲端網路建構變電所監控設計服務平台

(一)自動設計繪製監控圖面

考慮目前本公司繪圖作業平台為 AutoCAD 環境，利用內建於繪圖軟體 AutoCAD 之程式語言(AutoLISP)及交談框控制語言((Dialog Control Language, DCL)來開發自動繪製監控圖面及創新應用工具來輔助監控圖面後續作業，以提升繪製監控圖面的效率與準確率。變電所依電壓等級可分為超高壓、一次、一次配電及二次變電所等型式，考量一次配電變電所新建數量最多，系統架構以一次配電變電所作為初步規劃基礎，並取代傳統人工繪圖方式改為利用程式自動繪圖，程式撰寫理論以變電所監控設計準則為依據。

1. 建構監控系統設計平台

使用 Visual basic 軟體環境撰寫視窗化平台，將歸納分析變電所監控設計圖面，將複雜、重複、繁瑣，並且難以繪製之圖面，利用程式自動繪製避免發生錯誤，整理出四個自動繪圖程式(161/23kV 系統圖、控制/電驛盤配置圖)規劃在平台上，供設計者選取繪製那一種圖面，如圖 2 所示。



圖 2 變電所監控設計平台-繪圖系統

2. 建置電控相關圖檔模組化

依本公司單線圖設計準則規定[1]，規劃變電所之 161kV 氣體絕緣開關設備(GIS) 檔位配置排列，並整理出線路(LINE)、變壓器(TR)、連絡斷路器(TIE)、匯流排比壓器(BPT)及並聯電抗器(SHR)等 5 種類型系統保護圖檔。

23kV 氣體絕緣開關設備(GIS)檔位配置排列，建置配電變壓器二次側主斷路器(Main CB)、電容器(SC)、所內用電盤(SSTR)、比壓器(PT)、饋線(Feeder)、連絡盤(TIE)及轉接盤(BR)及高壓儀錶盤(MOF)等 8 類型系統保護圖檔。

變電所建置配電盤面，分別建置控制及電驛盤面，控制盤面分別為變壓器輔助盤、電抗器輔助盤、警報盤、同步併聯盤、線路控制盤、變壓器控制盤、電抗器控制盤、示波器盤及轉接盤等圖檔；電驛盤面分別為變壓器、電抗器、線路、匯流排及 23kV 電容過電壓保護電驛配置盤等圖檔。

綜上，皆參考其他變電所之相關圖檔，分別製作各 161kV GIS、23kV GIS 檔位模組及控制盤、電驛盤各盤面標準模組，製作完成圖檔模組，將相關圖檔編輯於試算表(EXCEL)，再導入於本公司伺服器資料庫，如圖 3 所示。

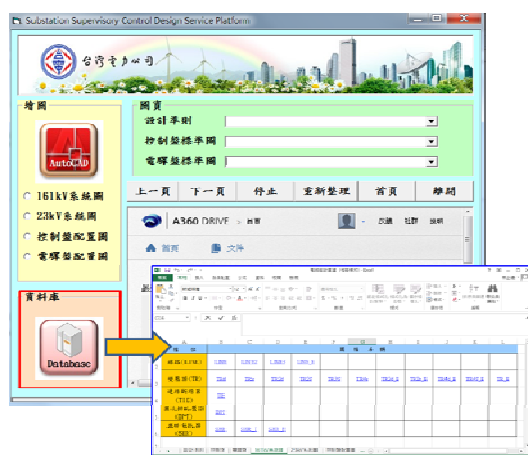


圖 3 建置圖檔模組資料庫(EXCEL)

3. 建置 DCL 交談框

依 161kV GIS 設備之不同檔位類型，並規劃下拉式選單功能，供設計者選取 161kV GIS 之相關檔位的種類，如圖 4 所示。

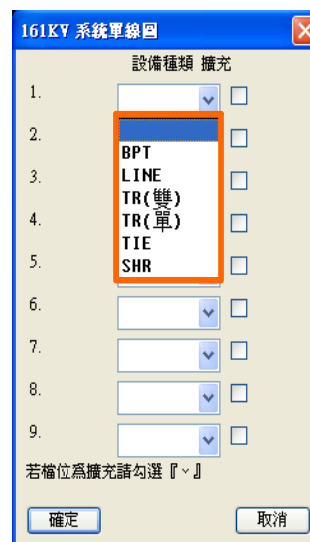


圖 4 161kV 系統單線圖 DCL 交談框

23kV GIS 設備須考量變電所規劃變壓器數量及種類，將規劃四種模式，如圖 5 所示，並利用下拉式選單供設計者選取變壓器二次側之 23kV GIS 相關檔位的類別，如圖 5 所示。

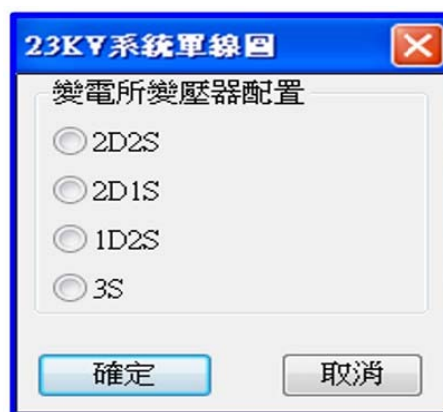


圖 5 變壓器配置四種模式

2D:2 具變壓器(二次側為雙繞組)

1S:1 具變壓器(二次側為單繞組)



圖 6 23kV 系統單線圖 DCL 交談框

控制盤及電驛盤配置，依照一次配電變電所規劃設計為兩排盤面，使用兩盤背對背組立方式，並由值班桌面向控制盤面由左至右排列，其控制盤面背後為由右至左依序排列電驛盤面。

變電所控制盤面配置依本公司設計準則規定[2]，面向盤面由左至右依序排列，分別編號 M1、M2、M3...等盤面，並定義其盤面型式，且按照此排列的模式，撰寫控制盤配置圖之選相關盤面之 DCL 交談框，如圖 6 所示。

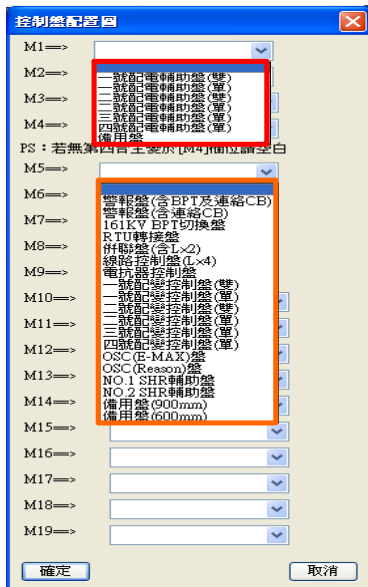


圖 6 控制盤配置圖 DCL 交談框

變電所電驛盤面配置依本公司設計準則規定[3]，面向盤面由右至左依序排

列，分別編號 R1、R2、R3...等盤面，定義各盤面型式，按照此排列的模式，撰寫選取各電驛盤種類及電驛型式之 DCL 交談框，如圖 7 所示。

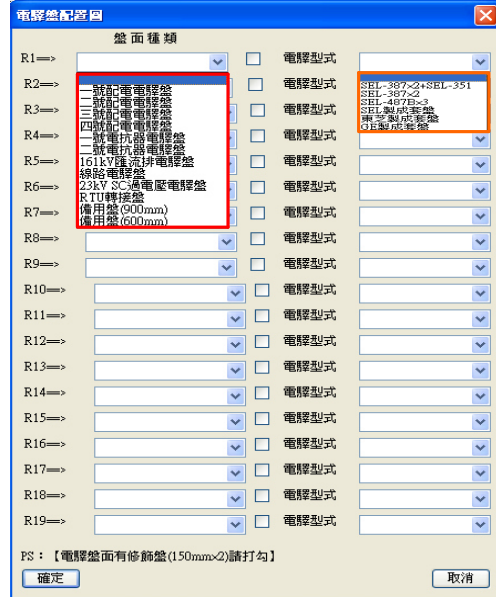


圖 7 電驛盤配置圖 DCL 交談框

4. 建構 AutoLISP 主程式

161kV 系統圖程式架構，首要讓程式能夠自動開啟 AutoCAD 軟體，再載入 A1 標準圖框後呼叫 DCL 交談框，並判斷 DCL 交談框所選取各檔位類別，對應資料庫相關圖檔，插入圖框內指定位置，最後繪製線條及插入備註文字，完成整張圖面，如圖 8 所示。

23kV 系統圖程式架構，首先規劃能夠自動開啟 AutoCAD 軟體，再載入 A1 標準圖框後呼叫 DCL 交談框，並選取配電變壓器種類及數量，則程式將開啟另一個配電變壓器二次側之 DCL 交談框，選取相關各檔位類別，並對應資料庫相關圖檔，插入圖框內指定位置，最後繪製線條及插入備註文字，完成整張圖面，如圖 9 所示。

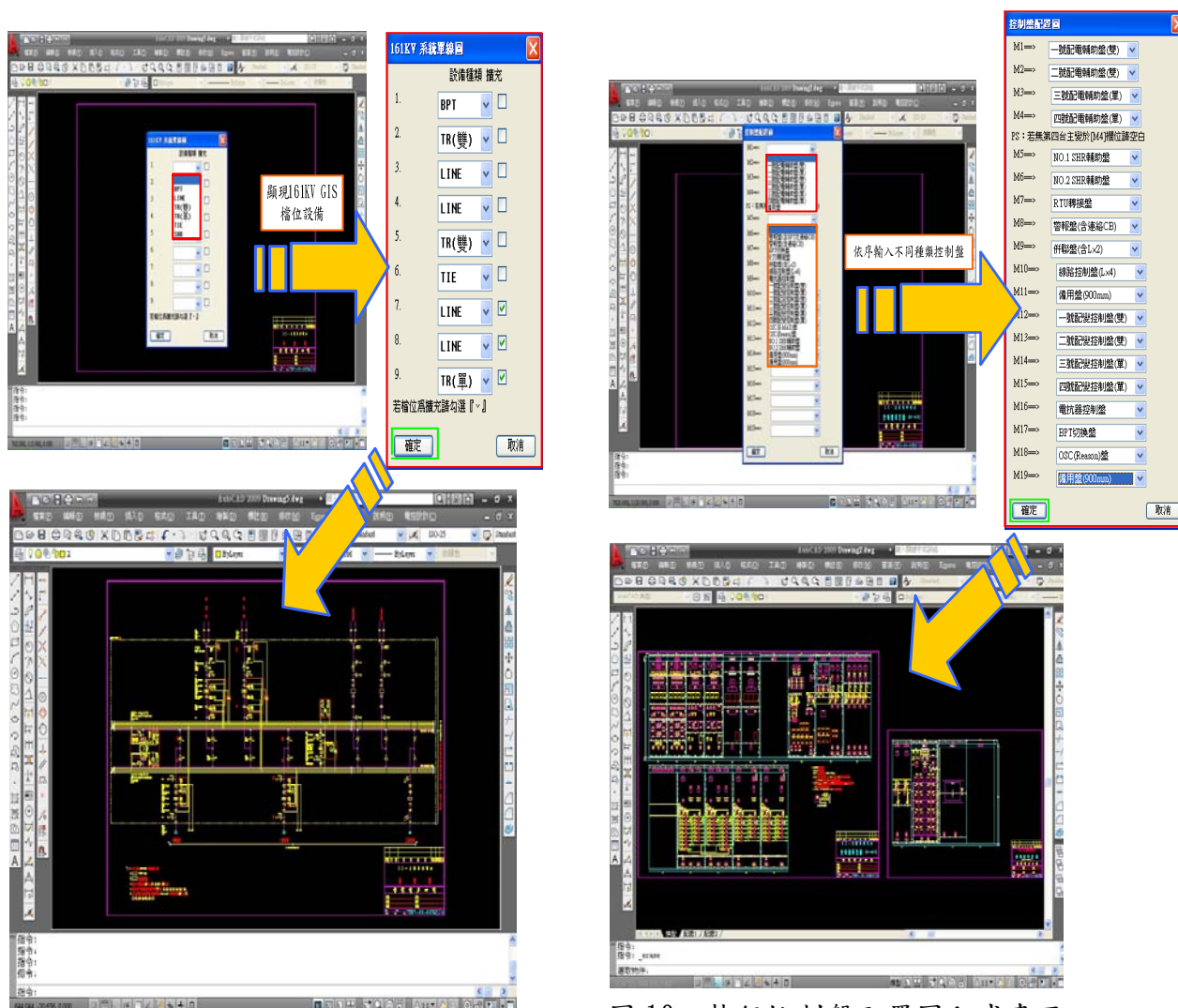


圖 10 執行控制盤配置圖程式畫面

圖 8 執行 161kV 系統單線圖程式畫面

控制盤配置圖程式架構，透過程式來開啟 AutoCAD 軟體，並產生 A1 標準圖框，再呼叫控制盤種類之 DCL 交談框，並由程式判斷 DCL 交談框所選取各種不同類型控制盤，對應相關資料庫之圖檔，插入指定位置之圖框內，讓程式自動完成圖面繪製，如圖 10 所示。

電驛配置圖程式架構，透過程式來開啟 AutoCAD 軟體，並產生 A1 標準圖框，再呼叫 DCL 交談框，選取各類型電驛盤及電驛型式，由程式判斷 DCL 交談框所選取各種不同類型電驛盤並對應資料庫之相關圖檔，插入指定的圖框內，讓程式自動完成圖面，如圖 11 所示。

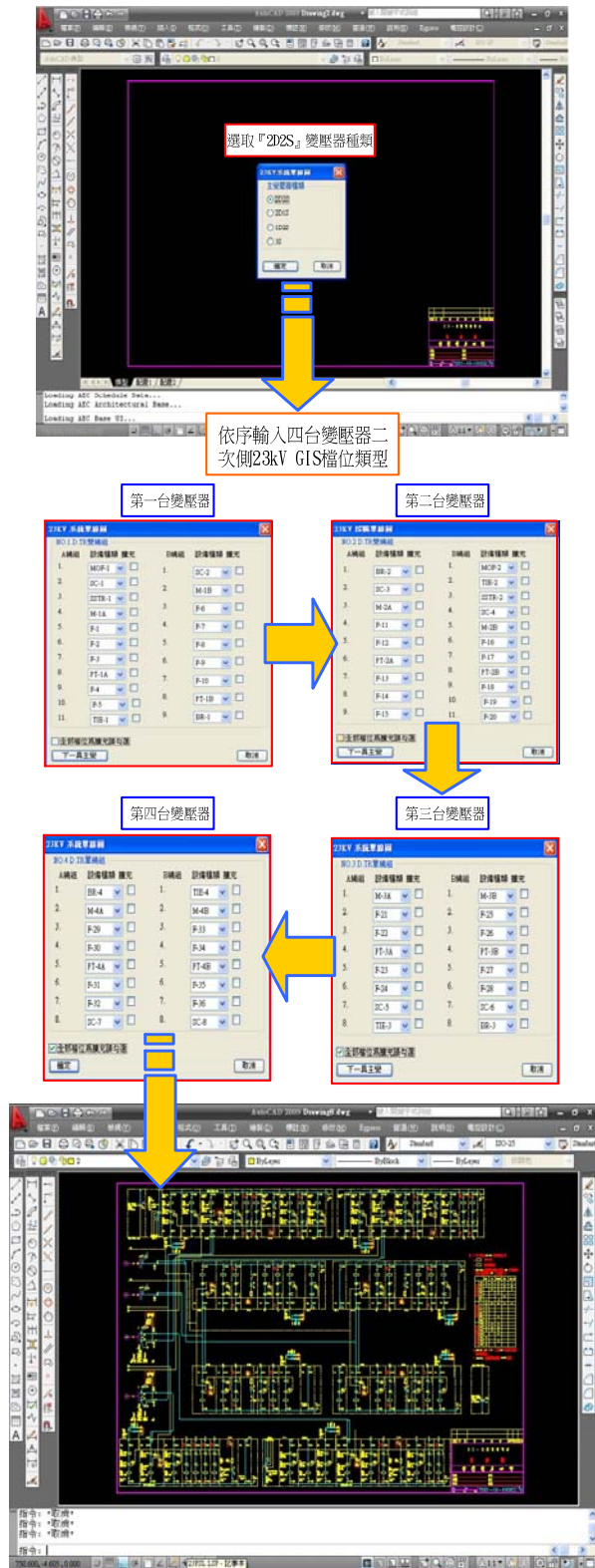


圖 9 執行 23kV 系統圖程式畫面

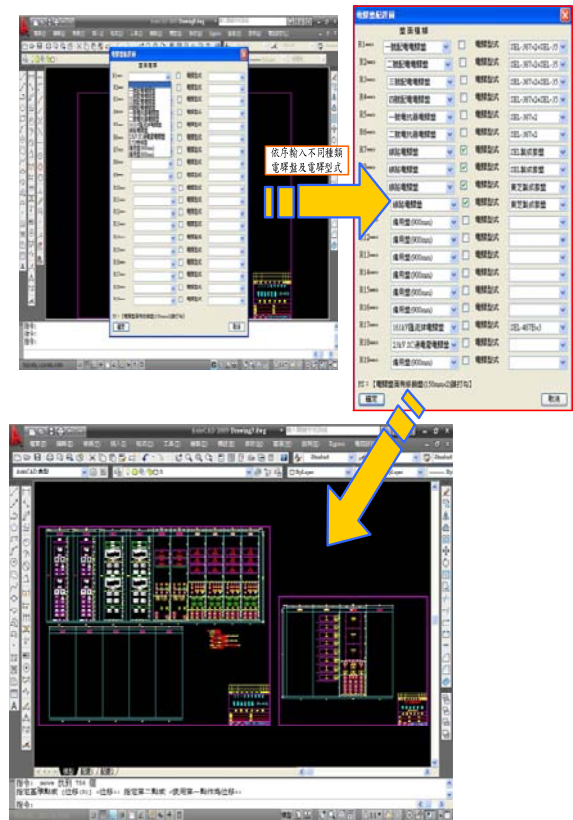


圖 11 執行電驛盤配置圖程式畫面

(二) 圖資查詢選單

應用 Visual basic 軟體開發變電所監控設計圖資查詢系統，主要分成二部分，第一部分為本公司變電所電控系統設計準則[4]，供設計者規劃時參考依據。

第二部分為變電所控制盤及電驛盤，控制盤可細分為變壓器輔助盤、電抗器輔助盤、線路控制盤、警報盤、併聯盤及 RTU 轉接盤等標準圖。電驛盤分為變壓器電驛盤、電抗器電驛盤、線路電驛盤及匯流排電驛盤等標準圖。

將上述兩個部分之相關文件編輯於資料庫試算表內，如圖 13 所示，並導入圖資查詢系統建置連結開啟檔案，俾利達到即時更新之功用。

最後將整合相關圖資並分門別類整理出 3 個(設計準則、控制盤標準圖及電驛盤標準圖)關連性之下拉式選單，如圖

14 所示。當點取選單中之任何一個準則或標準圖，其系統將開啟其文件，如圖 15、16、17 所示。



圖 12 變電所監控設計平台-圖資系統

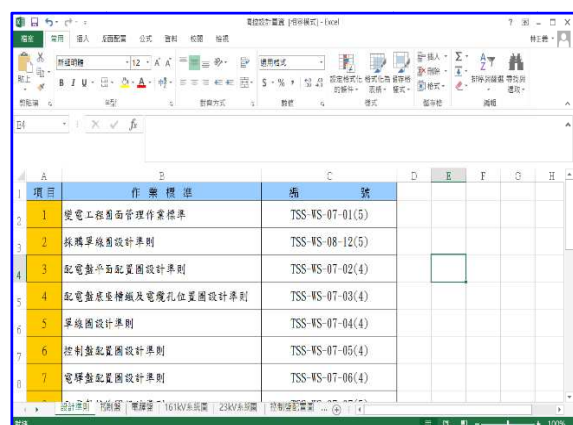


圖 13 圖資文件導入資料庫(EXCEL)

(三) 雲端網路服務

利用 AutoCAD 公司開發雲端網路平台 Autodesk 360(簡稱 A360)，A360 是一個協同合作工具，可讓工程師和設計人員在一個中央工作區中檢視、共用、審閱及尋找 2D 和 3D 設計圖檔，並可以讓電控圖檔保持在最新狀態，不論您是在辦公室還是現場。

將此 A360 雲端網路 (<https://360..autodesk.com/>)，應用

Visual basic 軟體環境寫入建構變電所監控設計平台內，如圖 17 所示。

1. 圖檔及時更新功能

利用 A360 雲端平台，將設計完成圖檔即及上傳至該平台，然後建立連結，如圖 18 所示。另外可透過手機或平板電腦安裝 AutoCAD 360 之 APP 程式，該程式為免費，惟須註冊設定個人帳號及密碼，才能同步連結嵌入到 A360 網站中。並且可以在手機或平板電腦查看先前利用 A360 網站上傳圖檔，而且隨時更改圖檔內容，讓另一端行動裝置(智慧型手機或平板電腦)即時更新圖檔，如圖 19 所示。



圖 14 變電所監控設計平台-圖資系統
點選設計準則之欄位



圖 15 變電所監控設計平台-圖資系統
點選控制盤標準圖之欄位

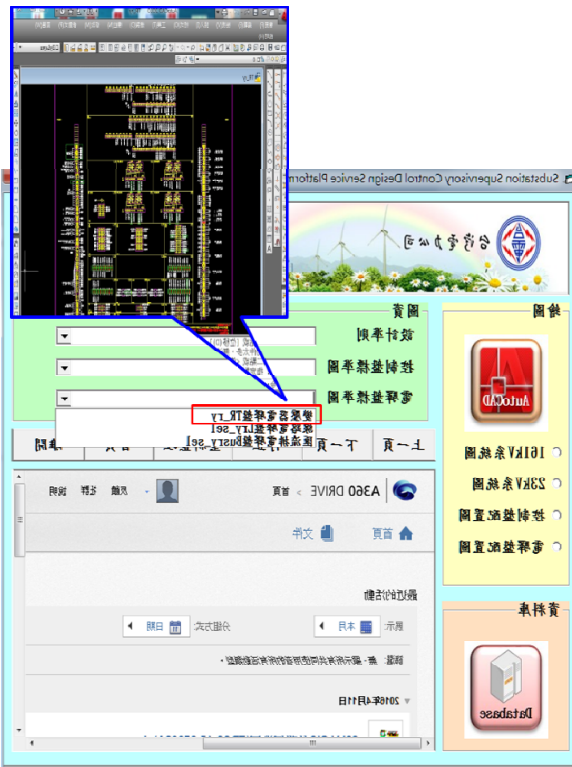


圖 16 變電所監控設計平台-圖資系統
點選電驛盤標準圖之欄位



圖 17 變電所監控設計平台-雲端系統

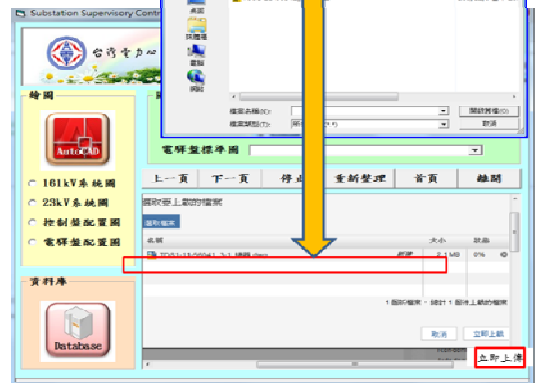


圖 18 操作雲端服務系統-上傳圖檔

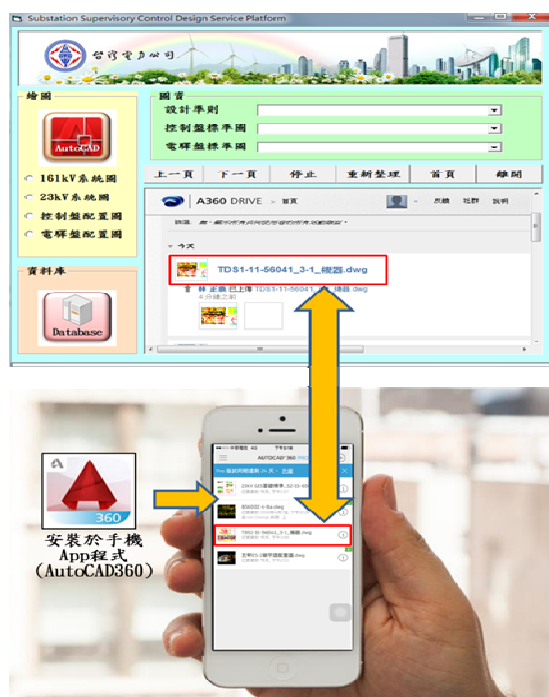


圖 19 雲端系統之圖檔同步更新於行動裝置

2. 資源分享功能

讓本公司其他單位透過變電所監控設計平台分享其相關圖檔，並即時瀏覽或存取圖檔，而且無須下載任何程式，只要執行該平台就可以審閱或編輯其圖面，達到資源分享之功能。

四、服務平台之程式語言介紹

(一) AutoLISP(Autodesk List Processor)語言介紹[5]

AutoLISP 程式語言簡單來說，就是可以依本身需求創造 AutoCAD 軟體之新指令模式，達到欲簡化繁瑣的繪製步驟或縮短繪圖時間，則撰寫環境只要一般文書編輯軟體，均可編輯 AutoLISP 程式語言，其文件之副檔名為*.lsp，並內含於 AutoCAD 軟體，不需編譯也可直接存取內建 AutoCAD 軟體指令，以及修改或建立圖面資料庫中的物件，有些 AutoCAD 軟體標準

指令實際上就是 AutoLISP 應用程式所撰寫而成。

其功能函數，標準函數共約 270 個，又分為 20 大類之應用，每類均定義不同功能函數，功能函數的用法均有其規定，不得亂用，都需配合相關運算子型態而使用，避免發生引數型態錯誤。

(二) DCL(Dialog Control Language)語言介紹[6]

DCL 為交談框控制語言，以視窗模式而產生對話方塊，此語法主要功能是靠自己所需規劃相對應的對話框，由於 DCL 本身架構平台無關連性，可在不同平台之間轉移變得比較容易，因此降低程式設計的成本，則撰寫環境只要一般文書編輯軟體，均可編輯 DCL 檔案，對話框文件其副檔名為*.dcl，並內含於 AutoCAD 軟體，同 AutoLISP 一樣，但對話框文件本身無法在 AutoCAD 環境去執行任何指令，必須搭配 AutoLISP 應用程式下才能夠執行。

DCL 檔案設計需參考有關各 DCL 物件之屬項名稱，並瞭解 AutoLISP 所掌握 DCL 交談框及物件的關鍵函數，才能對 DCL 資料的設定、取得、連結及管理，換言之設計 DCL 檔案關鍵技巧，需對各 DCL 物件屬項名稱的表示法及意義有初步認知，才能運用於 AutoLISP 程式架構內。

(三) Visual basic 軟體介紹[7][8]

Visual Basic 採用「物件導向」軟體本身提供了視窗程式設計所必須用到的圖形介面工具與程式開發工具，不但可以在程式設計的過程中看到與視窗程式執行時大多相同的外觀，更

節省了時間，分為下列三種：

1. 物件導向的程式設計：在設計的過程中，先將在程式中用到的物件佈置完成，然後設定物件屬性、操作的方法、操作的方法、及物件與物件間的關係，最後才撰寫各物件相對應的程式碼。
2. 視覺化的程式設環境：在撰寫 Visual Basic 程式時，不必在撰寫複雜的程式來設計物件的外觀與配置。提供的是一種視覺化操作介面，節省許多程式開發的時間。
3. 豐富的應用軟體系統支源：Visual Basic 是許多應用軟體的共通語言，都可以利用 Visual Basic 撰寫程式。

五、結論

整個變電所的規劃設計由變電、土木及線路等不同領域之專業人員訂定相關設計準則來建構符合本公司利益與安全之變電所，即使時代變遷、科技日新月異，各設計準則及施工法也跟著推陳出新，造就了目前變電所由傳統屋外式開關場演化為屋內式或地下化型變電所的趨勢。

變電所的監控設計工作，十幾年來均由設計人員依循相關設計準則或設計案例，利用電腦軟體(AutoCAD)採人工輸入方式逐一區塊、元件來繪製，過程中一些代表設備或接線圖之符號與模組會重複出現，除了費時且一旦引用錯誤或過時設計案例，造成日後查修困難，甚至設備損壞或工程設計變更之困擾。有鑑於此，為了取代重複性工作及防堵引用不合時宜之設計案例，遂行著手思考一套管理機制，運用相關套裝軟體來開

發輔助設計與繪圖之工具。

本平台所開發 3 個應用系統，藉由 Visual basic 軟體建置人機介面操作平台，達到自動繪製監控圖面之功能，不但可大幅縮短繪製圖面的時間，並減少圖面繪製錯誤率，有效擷節變電所新建工程成本。另外建構圖資查詢系統及雲端服務系統，讓設計同仁縮短圖面搜尋時間，達到資源分享之功用，並透過行動裝置即時檢視上傳之圖檔，讓現場工地即時查詢、交叉確認，可有效減少施工錯誤。因此藉由介紹本平台讓變電所監控設計同仁認識一套創新多功能之輔助設計之用途，相信有助於設計工作的品質與效率的提升。

六、參考文獻

- [1] 台電公司輸變電工程處，變電所單線圖設計準則，2013 年 1 月。
- [2] 台電公司輸變電工程處，變電所控制盤配置圖設計準則，2012 年 11 月。
- [3] 台電公司輸變電工程處，變電所電驛盤配置圖設計準則，2012 年 11 月。
- [4] 台電公司供電處，電力系統保護電驛規劃準則，2016 年 3 月。
- [5] 吳永進、林美櫻，AutoLISP & DCL 精華寶典【基礎篇】，初版，台北市：松崗電腦圖書資料股份有限公司，1999 年 7 月。
- [6] 吳永進、林美櫻，AutoLISP & DCL 精華寶典【整合應用篇】，初版，台北市：松崗電腦圖書資料股份有限公司，1999 年 7 月。
- [7] 志佳工作室，Visual Basic 6.0 程式教學手冊，第二版，台北市：博碩文化股份有限公司，2004 年 2 月。
- [8] 杜仕斌，Visual Basic 6.0 範例教本，第二版，台北市：學貫行銷股份有限公司，2004 年 6 月。

不斷電系統之保護機制及應用探討

伊頓飛瑞股份有限公司 柯倫寬

摘要

不斷電系統 UPS (Uninterruptible Power Supply) 主要是應用於電力配電之低壓用電系統，主要確保 UPS 所連接之負載用電不受電源端電力事故短暫所影響，或是電源端供電之電力品質不良而造成負載供電不穩定，因此 UPS 應用於低壓電力系統中之應用所需考量之因素就須要考量到電力品質因素、電力穩定度因素、負載在供電端異常時之所能持續正常供電之情況及電源端及發電機系統之電力銜接之機制，而應用於低壓配電負載用電之 UPS，從低壓系統中電力匯流排至各負載迴路用電中安裝 UPS，也需要考量到負載用電之容量，進而選用 UPS 之容量及 UPS 備援之機制等做法，都是考驗著末端負載設備用電不受衝擊，UPS 不單有單相小容量及三相大容量之設計，應用在不同低壓用電系統中，在考量末端負載用電之持續用電穩定性因素，UPS 所搭配之電池可放電時間之選擇，也是會影響到市電端異常中斷供電時負載用電所能使用之時間，及應變之電力切換機制轉供用電，確保有時間做電力切換使負載用電不受影響。

單相 UPS 構造較單純，適合用於家用及社區，或是單相機台用電設備等應用條

件，而三相 UPS 構造就複雜，可對用電條件規劃依 UPS 特性做不同應用，如具有旁路供電之應用邏輯，使旁用供電路徑在電源端電壓暫態變化時，能瞬間自動轉態到 UPS 逆變器模式，透過 UPS 之逆變器模式輸出穩定電壓不會造成電壓之波動，使負載用電電壓持續穩定；如果電源端電壓異常，UPS 會啟動由電池供電，在過程中 UPS 輸出用電確保不中斷，以達到不斷電系統所供給之負載用電不受影響，因此，UPS 在設計上會因使用者對 UPS 輸入電源端之用電來源要求，而有不同之條件式考量設計，主要是考量到負載供電之穩定度及可靠度，確保負載電力不中斷。

一、前言

UPS 區分為單相及三相 UPS，因容量不同，應用也有所不同，而單相 UPS 分類又分類為：在線式、離線式及在線互動式三種 UPS 種類，單相 UPS 容量約從 1~20KVA，功率因素 PF 值約在 0.7~0.9 之間，具體之不同在於原理不一樣並且切換之時間也有所不同。而對於三相 UPS 因所應用之條件容量較大，都在 20 KVA 容量以上，目前三相 UPS 單機容量也都可達到 800 KVA 容量，多數為在線式，尚需考量到負載之電力容量，而進一步設計選用適當容量之 UPS，並且因應電池供電時間之長短不一，所設計之電池容量也跟著電池放電所

供給之電力有所不同，會影響到電池數量；空間之問題也需考量。本文所探討 UPS 保護及應用中，會對 UPS 所對應之電力一次側及二次側所屬之短路情況所因應之保護機制做出說明，使其了解 UPS 內部短路所引起之過電流保護，或是 UPS 外部故障 UPS 所判別之短路電流之是否轉態運轉做出說明；而對 UPS 所對低壓負載所產生之非線性情況之諧波因素，也有所防制進而改善諧波量使其有較佳之電力品質之做法也會在本文中說明。

二、UPS 應用內容

單相 UPS 容量在 1~20KVA 範圍中，普遍在 10KVA 容量以下，分類為在線式、離線式及在線互動式[1-3]，具體之不同在於原理不一樣，並且切換之時間也有所不同；而對於三相 UPS 主要是在線式 UPS，因所應用之條件容量較大，都在 20 KVA 容量以上，目前三相 UPS 單機容量最大也可達到 1100 KVA 容量[1]。對於 UPS 分類中，UPS 又分成機架式 (Rack) 及整機式 (Tower)，主要差別是機架式 UPS 之功率模塊可以線上熱插拔使用及維修。

(1) 離線式 UPS

離線式 UPS 特點是 Off Line 原理，工作特點為對市電進行簡單的升降壓及濾波處理後直接供給負載，當輸入電源不符合要求時才由電池供電。在絕大多數時間內負載使用的是市電或經簡單處理過的市電供電，在正常工作時除了將電源測電源透過 UPS 使之電力品質較佳並對負載進行供

電，在此同時對電池進行充電，逆變器在正常時是不工作，而 UPS 電池種類為鉛酸電池，目前也進行鋰鐵電池之應用來取代鉛酸電池之應用。如圖 1 所示為離線式 UPS 正常工作之架構。

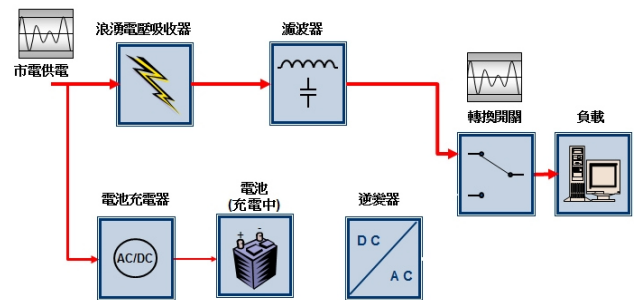


圖 1 離線式 UPS 正常工作供電路徑

如圖 2 所示為市電異常時，離線式 UPS 工作之架構，當市電異常時，UPS 切換至逆變器工作，並由電池進行放電持續對負載進行供電，UPS 市電工作切換到電池供電轉換時間約 10ms-20ms 左右。

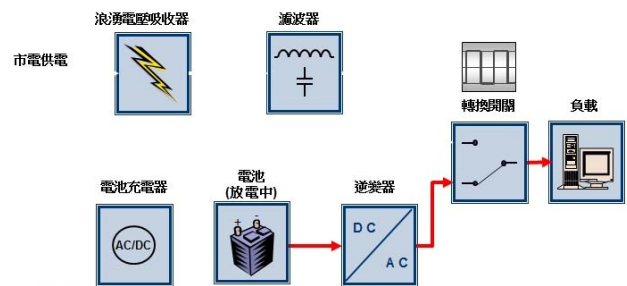


圖 2 離線式 UPS 市電異常工作供電路徑

(2) 在線互動式 UPS

在線互動式 UPS 工作特性是對市電進行濾波及一次或二次調壓處理後直接供給負載，當輸入電源不符合要求時才由電池逆變出高品質的正弦波電源供電。在線互動式 UPS 特點是效率高、低成本、有濾

波特性、有較良好之輸出電壓品質。如圖 3 所示為在線互動式 UPS 正常工作之架構。

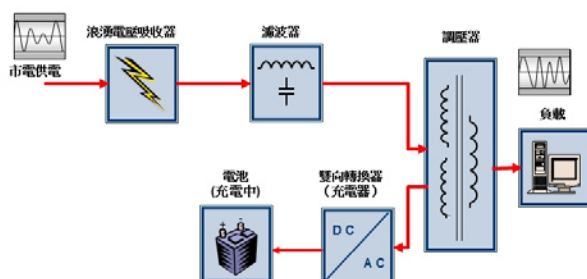


圖 3 在線互動式 UPS 正常工作供電路徑

如圖 4 所示為市電異常時，在線互動式 UPS 工作之架構，當市電異常時，UPS 反向由電池透過逆變器對負載進行持續供電，在線互動式 UPS 因平常逆變器是有在工作情況，所以市電切換至電池供電時間上會比離線式 UPS 快，在線互動式 UPS 市電工作切換到電池供電轉換時間約 8ms-16ms 左右。

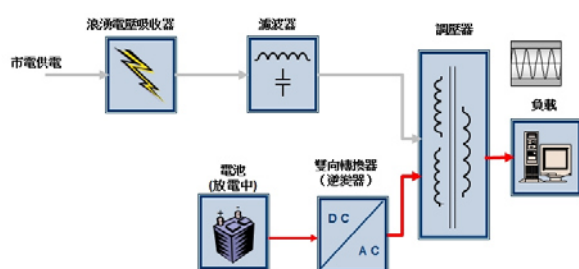


圖 4 在線互動式 UPS 市電異常工作供電路徑

(3) 在線式 UPS

在線式 UPS 是市電經過整流器轉換為直流，再由逆變器調製出穩定的正弦波輸出至負載用電，輸出波形良好且輸出電力品質高，無論負載突變或負載穩定時均呈現優異的帶載特性，在線式 UPS 由市電經過整流器轉換為直流時轉換逆變器 AC 電

源同時也對電池進行持續充電，如圖 5 所示。

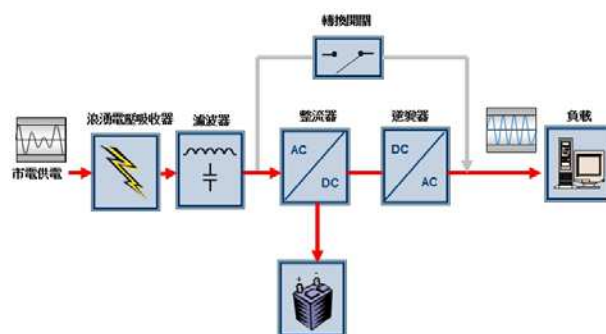


圖 5 在線式 UPS 正常工作供電路徑

如圖 6 所示為市電異常時，在線式 UPS 工作之架構，當市電異常時，UPS 反向由電池透過整流器將電池直流電透過整流器傳送到逆變器轉換為交流電對負載進行持續供電，在線式 UPS 因平常整流器及逆變器是有在工作情況，所以市電切換至電池供電時間上會比離線式 UPS 及在線互動式 UPS 快，在線式 UPS 市電工作切換到電池供電轉換時間約 4ms-15ms 左右。

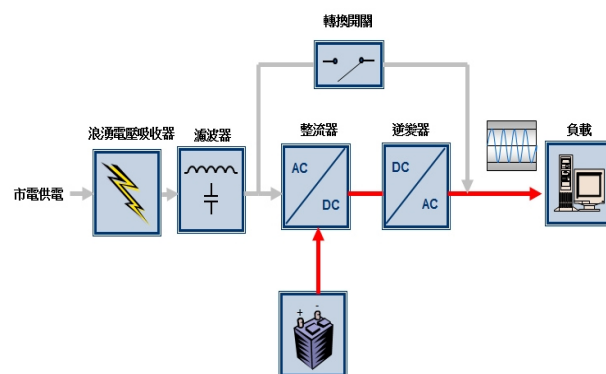


圖 6 在線式 UPS 市電異常工作供電路徑

三相 UPS 因容量大且因要求之功能、效率、切換時間等因素，所以設計上都以在線式為主。

三、UPS 保護機制及應用特點

(1) UPS 保護機制

以下對三相 UPS 之保護機制進行說明：UPS 因具有三相 UPS 因引接低壓迴路，正常時電源導通時都是有帶電進行供電，負載啟動時就會有電流通流，導通路徑取決於節能模式路徑，如圖 7 所示，或是逆變器模式路徑，如圖 8 所示。

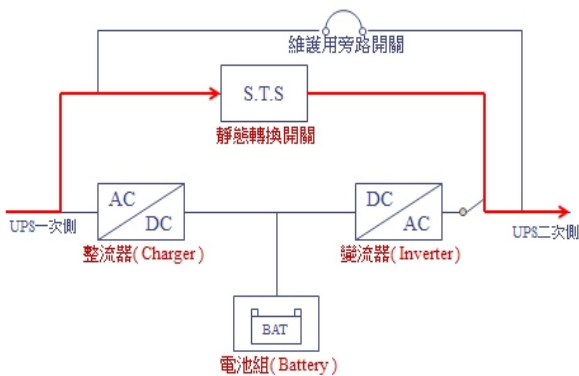


圖 7 三相 UPS 節能模式供電

節能做法已廣泛討論中，因此 UPS 設計上不再只是以往逆變器運轉模式來解決市電電力所產生之壓降或是電力品質等問題，UPS 在設計上也在旁路運轉模式或是逆變器運轉模式中用電效率進行提升改善之最佳化，現今各家廠家所設計 UPS 之旁路運轉模式或是逆變器運轉模式中效率都可達到 94% 以上，旁路模式中效率更可高達 97% 以上，透過使用 UPS 來保護負載不斷電外更可節省電費支出，但因旁路模式中對於諧波抑制功能就不比逆變器運轉模式，因此對於連接 UPS 端之電源品質就無法透過 UPS 轉換技術上有更較佳之諧波抑制功能。

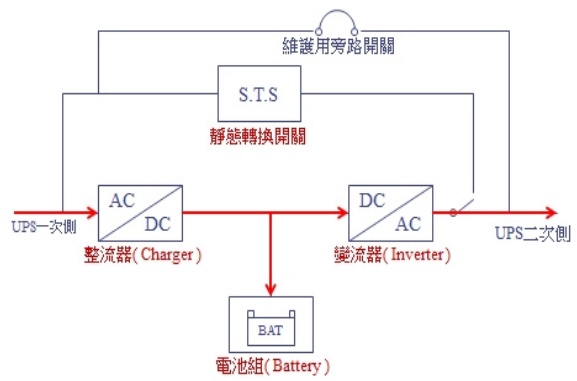


圖 8 三相 UPS 逆變器模式供電

UPS 在保護機制上也會裝置開關來做為內部短路隔離之保護用途，將內部故障點進行隔離並使之 UPS 切換運轉模式不因內部故障而產生負載供電影響，因各家 UPS 設計上會有所不同，但透過低壓迴路開關 ACB 做第一道防線線路保護同時加上 UPS 內部設計開關之第二道過流保護並且在 UPS 內部保護上使用快速 fuse 進行大電流保護機制而切換至旁路輸出，使當 UPS 內部發生如短路故障時可經由旁路輸出確保 UPS 輸出連接負載不影響用電，如同圖 7 所示，旁路供電模式路徑是與節能模式路徑相同。為確保平常維護 UPS 使之 UPS 不帶電並不影響 UPS 負載端用電，UPS 也設計外部隔離開關做為維護 UPS 使用，透過外部隔離開關可以將市電與 UPS 進行隔離並不影響負載，如圖 9 所示。

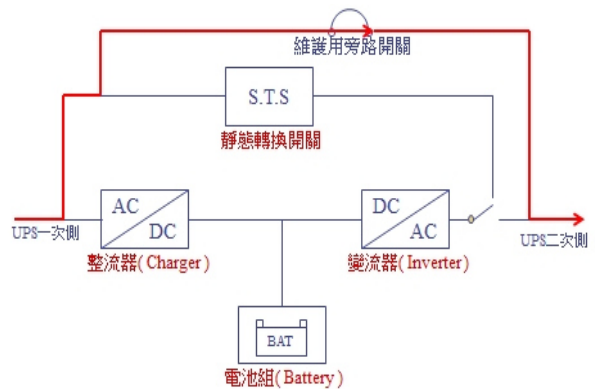


圖 9 UPS 外部大旁路模式

UPS 也對市電壓降進行保護機制，在節能模式供電中遇到市電壓降時，UPS 會啟動壓降保護立即切換至逆變器模式供電，如圖 10 所示，壓降 50ms 時 UPS 會啟動壓降保護立即切換至逆變器模式供電確保輸出電壓波形穩定，切換之時間快速，可達到 4ms，如圖 11 所示，UPS 逆變器模式供電會確保電壓穩定使負載輸出幾乎不受影響。UPS 保護機制中，透過邏輯判斷輸入端電壓及頻率之數值是否在合理範圍之內，當超過合理範圍時就會立即做模式切換確保 UPS 輸出端電壓不受影響，穩定輸出電壓品質使負載設備電壓變動率以接近 0 確保負載電壓不受衝擊，因此，越快速之切換時間對 UPS 輸出電壓越穩定且所受之電壓瞬間浮動之現象越小幾乎為 0。

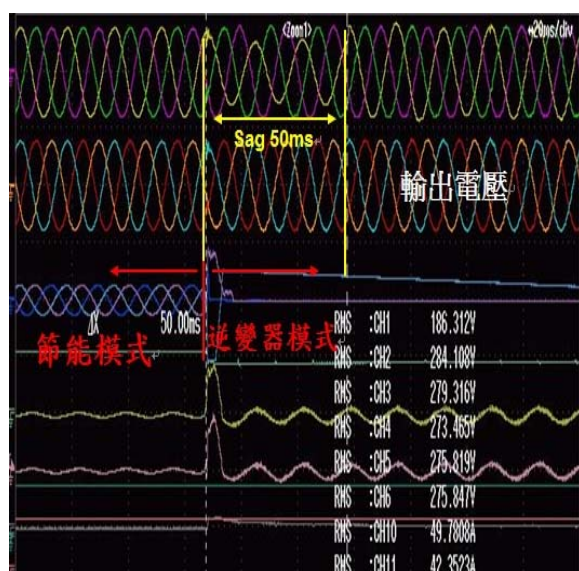


圖 10 UPS 偵測壓降切換模式
(資料來源:伊頓公司)

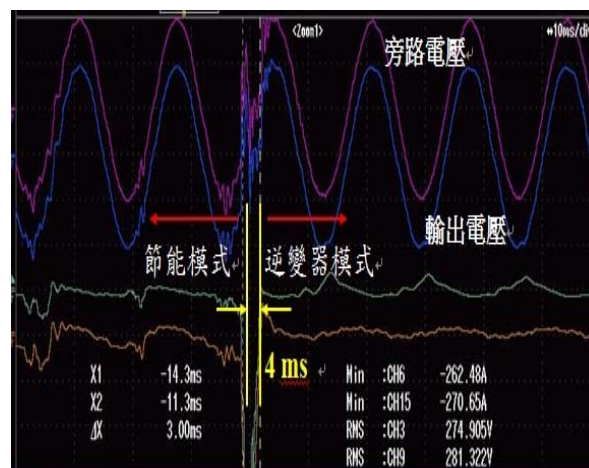


圖 11 UPS 快速切換轉態
(資料來源:伊頓公司)

UPS 盤體設計及搭配盤體開關做整迴路之保護及電源操作及切離之用電迴路外部大旁路開關設計準則是確保 UPS 迴路供電機制可靠及穩定。

UPS 也具有過載保護使當功率模塊受影響時其它功率模塊能瞬間具有過載保護使其不轉態至旁路供電，UPS 過載能力也具有到 100%~120%之過載能力，當過載容量越大時，所能承受之過載時間就會越短。而過載保護也應用於 UPS 外部故障時，UPS 也可設計具有承受瞬間大電流之短時間過載能力，設計上各家之判斷邏輯程式有所不同，其不同判斷邏輯也會有不同之轉態行為。

(2) UPS 應用特點

諧波抑制功能是目前 UPS 所設計之特點，除了 UPS 具有不斷電之功用外，節能之做法及諧波抑制功能是目前所被廣泛探

討研究。

圖 12 所示為負載端所產生之非線性負載時之波形下[4]，UPS 可具有諧波抑制之功能將負載端所產生之非線性使之生成如同諧波濾波器功能一樣之濾波效果，確保 UPS 輸入端電流不產生因諧波而波形畸變，使輸入端電流仍保較佳之電流波形[5]。

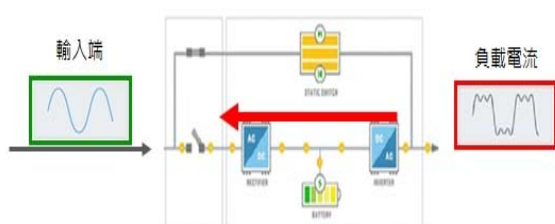


圖 12 UPS 產生之反向電流做諧波抑制

四、結論

本文探討不斷電系統之保護機制及應用，用電條件嚴刻之場合如醫院、製造廠、半導體廠、資料中心等都建置 UPS 做為電力需求之穩定性能設計，電力供電穩定及可靠是負載設備對用電之條件要求，因此在電力系統之低壓配電系統中會做不同饋線迴路之設計考量，透過各迴路用電到負載設備端用電電壓等級之設計，並考量到市電因事故發生電力中斷情況下，電力之替代供電路徑及電源發電系統，及時啟動扛起必要負載之用電，因此，UPS 因具有雙輸入雙電源之設計之做法上會因使用者對 UPS 輸入電源端之用電來源要求考量而有不同之做法設計以符合對於供電嚴謹度要求高之使用者。對於 UPS 結合系統整合方案是邁入自動化管理之解決方案，經過監控系統之即時警報及調度方案使之

負載用電不產生影響下，結合不斷電系統之管理及診斷方針納入監控系統，做為系統解決方案是電力管理模式之最佳化管理平台。

五、參考文獻

- [1] Eaton, <http://www.eaton.com>
- [2] 陸家樑，“UPS 不斷電系統原理與實作”，全華圖書，1995 年。
- [3] 杜光宗，“不斷電電源裝置”，建宏出版社。
- [4] 江榮城，“電力品質”，全華圖書，2011 年。
- [5] 王耀諄，“電力品質”，高立圖書，2009 年。

電力系統故障波形的解析

新桃供電區 楊盛鐘

一、前言

當電力系統發生短路故障時因為系統的總阻抗變小，使得故障回路的電流急劇增加，同時伴隨著電壓大幅度降低，尤其是短路點離發電機的距離越近短路電流越大，且週遭變電所內匯流排的電壓會驟降，若是三相短路電壓可能降為零。由於短路後產生的巨大短路電流會對電力設備產生很大損傷，其中短路電流的熱效應可能讓設備因過熱而造成絕緣受損，同時在短路點處電弧產生的高溫會燒壞電氣設備。短路電流產生的電動力效應也會使設備扭曲變形，在短路期間因為匯流排電壓會大幅度降低造成用戶停電或生產設備停機而影響用戶的正常工作並造成財務上的損失。當然電力系統發生短路事故時，對電力系統也會造成衝擊，若無法在短時間內迅速將故障隔離，讓電力系統恢復正常運轉可能會破壞系統的穩定，進而造成系統瓦解嚴重影響供電品質。由於目前的電力系統越來越龐大複雜為了電力系統的安全設有三道防線分別為：保護裝置、特殊保護系統(Special Protection System)及低頻卸載等，其中第一道防線是保護裝置，當電力系統發生短路故障時若保護裝置能夠快速的將故障設備自電力系統中隔離，讓正常的設備繼續運轉不讓事故擴大，電力系統便能夠迅速的恢復正常。因此，平時做好保護裝置的維護工作，在系統發生短路

故障時，能夠將故障消彌於無形讓系統迅速恢復正常，是確保電力系統安全的第一要務。雖然電力系統設有三道防線，但仍然無法避免事故的發生，只能夠被動的在事故發生後，藉由保護電驛正確發揮功能，將故障設備迅速自系統中切除，讓正常設備繼續運轉使系統恢復正常。由於目前大眾對供電品質要求很高不允許長時間停電，因此有任何故障發生後值班人員，必須在短時間內做出正確判斷並迅速恢復供電，目前台電公司 161KV(含)以上變電所內均有安裝故障波形記錄器另數位式電驛亦有記錄故障時電壓、電流波形的功能，這些資料均可提供值班或維護人員分析事故時使用，本文提供事故波形的解析技巧供參考，期望對事故的研判與分析有所助益。

二、故障電流的來源與故障類型

當電力系統發生短路故障後除了發電廠端的發電機會供給故障電流外，用戶端工廠裡的同步馬達、感應馬達及電容器也會提供故障電流，而電力系統故障時故障電流的來源如圖 1 摘錄自參考文獻 3 說明如下：

1. 發電機所產生的故障電流：

由發電機供電的線路當發生短路故障時，因有原動機繼續供給能量使發電機的激磁及轉速仍然維持正常，故其感應的電壓就會產生短路電流，而短路電流的大小受限於發電機及線路的阻抗大小，短

路電流的初始值較大隨著時間做指數式的衰減，故障發生後某段時間內會衰減到一穩定值。

2. 同步電動機所產生的故障電流：

故障時因異常的故障電流而使系統產生相當大的壓降，此時同步電動機自系統中所得到的電能不足以驅動其負載，在負載的慣性作用下如果同步電動機的內部感應電壓高於電網電壓，電動機將類似發電機向故障點輸送短路電流造成故障電流反饋現象，當電動機的轉速變慢時所供給的故障電流也會隨著電動機的轉速變慢而漸漸的減少。

3. 感應電動機所產生的故障電流：

當系統發生故障時電源電壓突然降低，由於感應電動機轉子的磁通不會立即衰減而在轉子回路內還有殘餘電流，因慣性作用在定子上感應電壓，而形成故障電流，此故障電流衰減很快數週波後就完全消失，故感應電動機只有次暫態電抗。在故障時若電動機的端電壓小於電動機的次暫態電壓，電動機成臨時電源向外供給故障電流，如果電動機的端電壓大於電動機的次暫態電壓則電動機不會對外供給故障電流，如果三相短路故障發生在電動機端則電動機流出的故障電流是額定電流的 4~5 倍，持續時間約 1~2 週波在短路故障電流計算時可以忽略不計。

4. 電容器所產生的故障電流：

當電力系統發生事故時電力電容器會向系統放電，因電容器所儲存電量有限，通常在極短的時間內就放電完畢，故在短路故障電流計算時通常忽略不計。

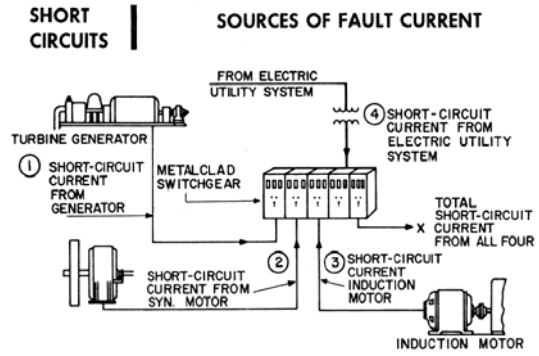


圖 1 故障電流的來源(資料來源：網路)

5. 單相接地故障的特徵：

- a. 屬不平衡故障因此出現負序分量與零序分量。
- b. 序網中正序、負序、零序分量串聯，亦即在正序的基礎上串入零序與負序的總阻抗，序網圖如圖 2。
- c. 接地故障必然產生零序分量，其負序電壓及零序電壓與正序電壓相差 180 度。
- d. 不對稱故障必然產生負序分量，正序電流、負序電流、零序電流三者同相位。
- e. 短路點故障相電壓為零，非故障相電流為零。

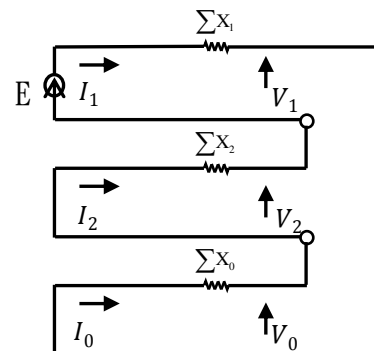


圖 2 A 相接地故障的三相序網路圖

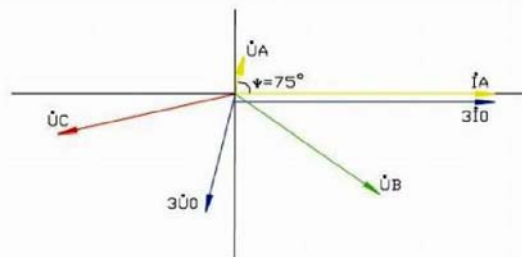


圖 3 A 相接地故障的相量圖

分析單相接地故障波形記錄圖的要點：

- 一相電流增大一相電壓降低，出現零序電流、零序電壓與負序電流、負序電壓。
- 電流增大電壓降低為同一相，故障電流流向如圖 4。
- 零序電流相位與故障相電流相位同相，零序電壓與故障相電壓反相。
- 部分電驛製造廠家會針對 3I0 做反相處理。

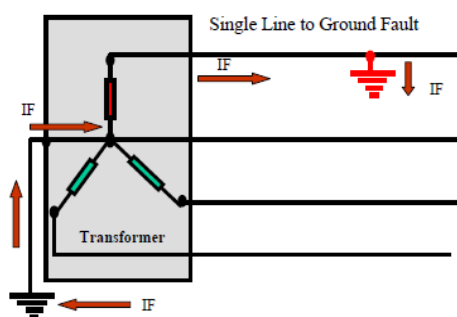


圖 4 A 相單相接地故障其故障電流的流向

當看到故障波形記錄圖如圖 5 符合上述分析要點第 a 點時，基本上可以確定系統發生了單相接地故障，若符合第 b 點時可以確定發生 A 相單相接地故障且電壓、電流相別沒有接錯，符合第 c 點可以確定保護裝置二次回路的 CT 與 PT 的極性與相序均正確，其二次回路整體上沒有問題，而單相接地故障的電壓與電流的三序相量圖如圖 6 所示。

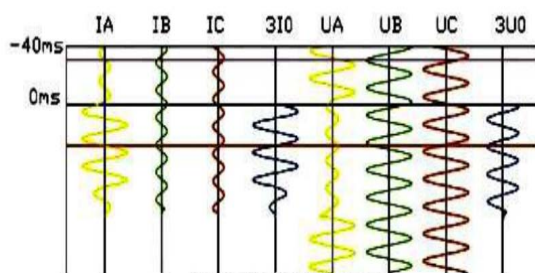


圖 5 單相接地故障的故障波形記錄圖

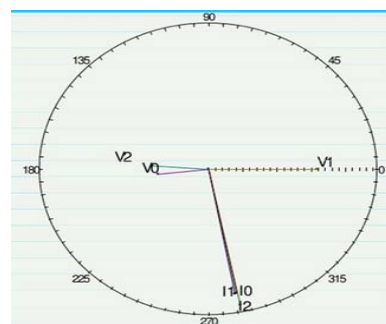


圖 6 單相接地故障電流與電壓的三序相量圖

6. 兩相短路故障的特徵：

- 出現負序分量，但沒有零序分量，負序電壓與正序電壓同相位，如圖 11 所示。
- 序網路中正序、負序分量同相併聯，亦即在正序的基礎上串入了阻抗。正序、負序網路圖如圖 7。
- 不對稱故障必然產生負序分量因未接地故無零序分量，負序電流與正序電流差 180 度。
- 兩故障相的短路電流絕對值相等但方向相反，其值為正序電流的 $\sqrt{3}$ 倍。
- 短路點兩故障相電壓相等相位相同，其電壓值為非故障相電壓的 1/2，相位則與非故障相電壓方向相反，且非故障相電壓升高為線電壓。
- 兩相短路故障的相量圖如圖 8。

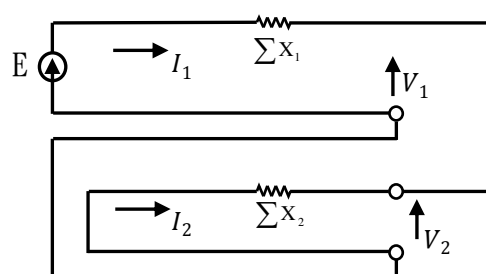


圖 7 兩相短路故障的正序、負序網路圖

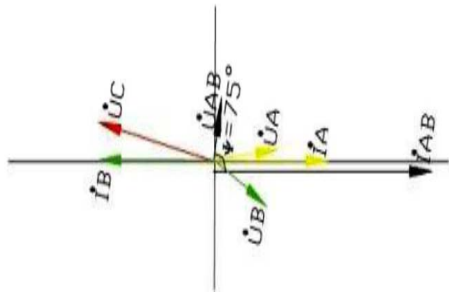


圖 8 兩相短路故障的相量圖

分析兩相短路故障波形記錄圖的要點：

- a. 兩相電流同時增大兩相電壓同時降低，沒有零序電流、沒有零序電壓，兩相短路故障其故障電流的流向如圖 9 所示。
- b. 電流增大、電壓降低為相同的兩相。
- c. 兩個故障相的電流方向相反。

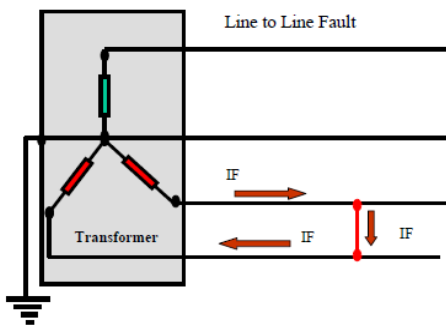


圖 9 B、C 兩相短路故障其故障電流的流向

當看到故障波形記錄圖如圖 10 符合上述分析要點第 a 點時，基本上可以確定系統發生了兩相短路故障，若符合第 b 點時可以確定系統發生 A、B 相兩相短路故障且電壓、電流相別沒有接錯，符合第 c 點、第 d 點可以確定保護裝置二次回路的 CT 與 PT 的極性與相序均正確，其二次回路整體上沒有問題，而兩相短路故障的電壓與電流三序相量圖如圖 11 所示。由於兩相短路故障屬於非對稱故障，因此有負序分量的負序電壓與負序電流，另外因為沒有接

地情形因此沒有零序分量的零序電壓與零序電流。

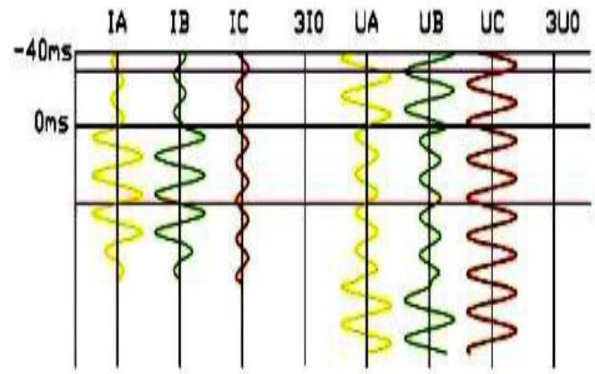


圖 10 A、B 兩相短路故障的故障波形記錄圖

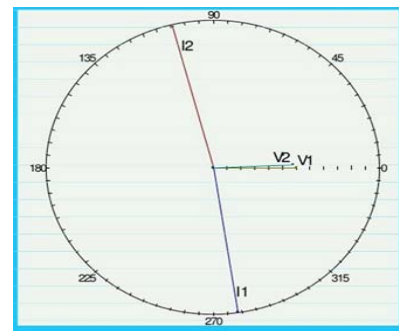


圖 11 兩相短路故障的電壓與電流正序、負序相量圖

7. 兩相接地短路的特徵：

- a. 出現負序分量、零序分量。
- b. 序網中正序、負序與零序分量同相並聯，亦即在正序的基礎上串入了 $\sum X_2$ 阻抗，如序網圖 12。
- c. 接地故障必然有零序分量，而零序電流與負序電流同相位但與正序電流相差 180 度。
- d. 不對稱故障必然有負序分量，而正序電壓與零序電壓同相位與負序電壓幾乎同相位，如圖 16。
- e. 故障相間電壓超前故障相間電流一個線路阻抗角。

f. 非故障相電壓升高 3/2 倍，但比單相接地時升高幅度小，兩故障相電壓為零，兩故障相電流值相等但方向相反。

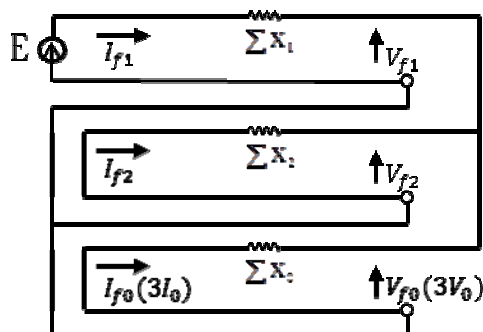


圖 12 兩相接地短路故障的正序、負序、零序網絡

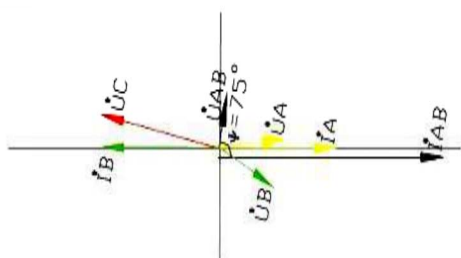


圖 13 兩相接地短路故障的相量圖

分析兩相接地短路故障波形記錄圖的要點：

- a. 兩相電流增大，兩相電壓降低，出現零序電流、零序電壓，負序電流、負序電壓。
- b. 電流增大、電壓降低為相同的兩相。
- c. 零序電流相量位於故障兩相電流間，兩相接地短路故障其故障電流的流向如圖 14 所示。

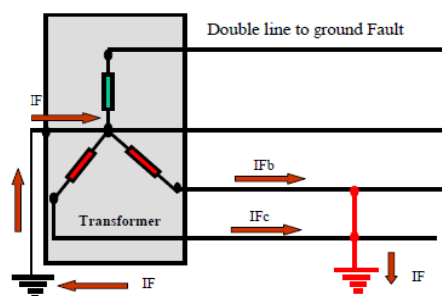


圖 14 B、C 兩相接地短路故障其故障電流的流向

當看到故障波形記錄圖如圖 15 符合上述分析要點第 a 點時，基本上可以確定系統發生了兩相接地短路故障，若符合第 b 點時可以確定發生 A、B 相兩相接地短路故障且電壓、電流相別沒有接錯，符合第 c 點可以確定保護裝置二次回路的 CT 與 PT 的極性與相序均正確其二次回路整體上沒有問題。可以收集同一系統上下級變電所的波形圖，對於同一個系統發生故障時上下游各個變電所的波形圖反應情況應該是相同的，若兩相接地短路故障出現不符合上述條件，那麼就需要查找二次回路是否有問題，而兩相接地短路故障的電壓與電流三序相量圖如圖 16 所示。

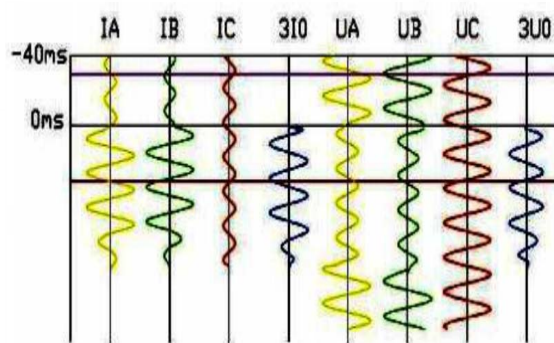


圖 15 A、B 兩相接地短路故障的故障波形記錄圖

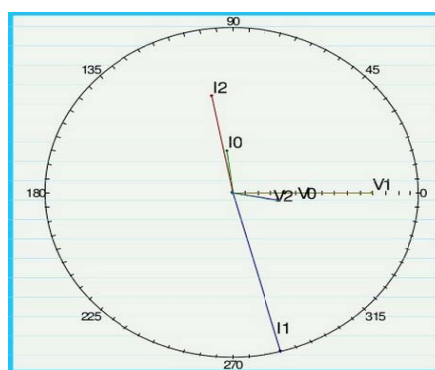


圖 16 兩相接地短路故障的電壓與電流三序相量圖

電力系統發生不對稱故障時，出現負序分量與零序分量，這些負序與零序分量在正常運轉時是沒有的只有在不對稱短路故障時才出現，同時利用短路故障時電氣量的變化，便可以構成各種原理的保護電驛。不對稱短路故障時各序電壓的分佈情形：

- a. 負序電壓和零序電壓在短路點最高，離短路點愈遠負序電壓與零序電壓就愈低。
 - b. 負序電壓在電源點等於零，零序電壓一般在未達到電源點時就已經降為零了。
 - c. 正序電壓在短路點最低愈靠近電源點正序電壓愈高
 - d. 網路中各點電壓的不對稱程度主要由負序分量決定負序分量愈大電壓愈不對稱，負序電壓在短路點最大，故短路點的電壓最不對稱，隨著離短路點的距離增大，負序電壓不斷降低，使得電壓不對稱的程度也逐漸減弱。
8. 三相短路故障的特徵：
- a. 只有正序分量，沒有負序分量、零序分量。
 - b. 序網中只有正序分量，亦即在正序的基礎上串入了零序阻抗，三相短路故障的序網圖如圖 17。
 - c. 故障相電壓超前故障相電流一個線路阻抗角。

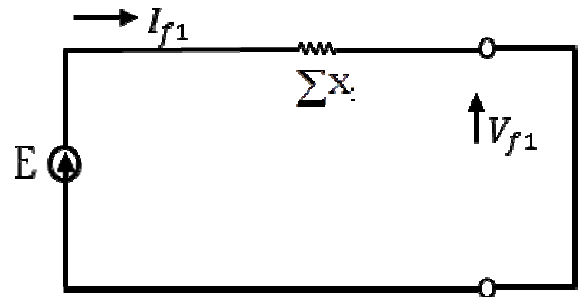


圖 17 三相短路故障的正序網絡圖

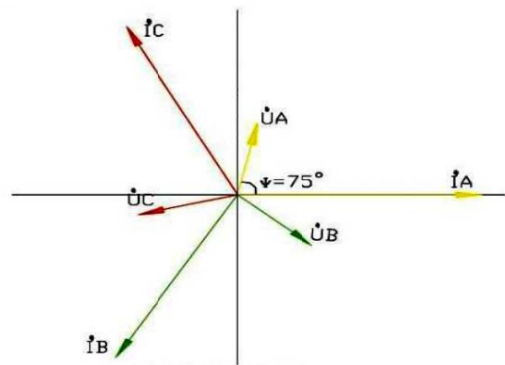


圖 18 三相短路故障的相量圖

分析三相短路故障波形記錄圖的要點：

- a. 三相電流增大，三相電壓降低，三相短路故障其故障電流的流向如圖 19 所示。
- b. 對稱性故障故沒有零序電壓，沒有零序電流。

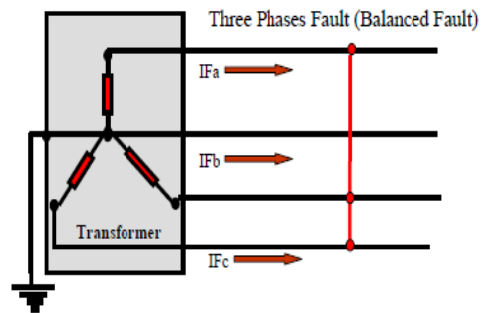


圖 19 三相短路故障其故障電流的流向

當看到故錄波形記錄圖如圖 20 符合上述分析要點第 a 點時，基本上可以確定系統發生了三相短路故障，若符合第 b 點時可以確定發生 A、B、C 相三相短路故障且電壓、電流相別沒有接錯，符合第 c 點、

第 d 點可以確定保護裝置二次回路的 CT 與 PT 的極性與相序均正確其二次回路整體上沒有問題，三相短路故障的電壓與電流正序相量圖如圖 21 所示。對於分析故障波形記錄圖第 d 點是非常重要的。

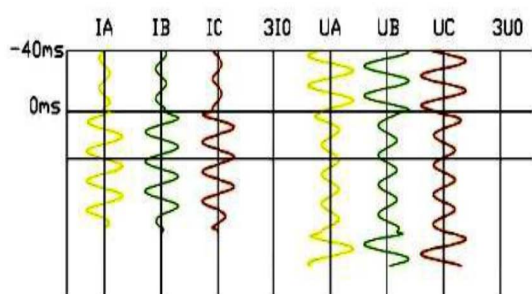


圖 20 三相短路故障的波形記錄圖

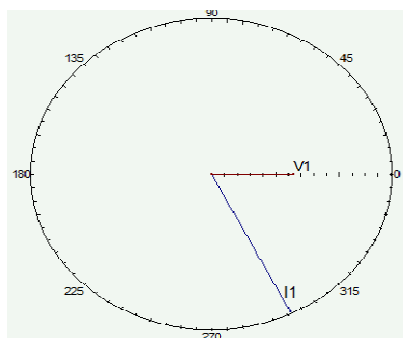


圖 21 三相短路故障的電壓與電流正序相量圖

三、電力系統發生事故後電氣量的變化特徵

電力系統事故是指電力系統中由於正常運轉狀態遭到破壞，設備全部或部分故障，工作人員工作疏失等原因，而出現影響電能供應品質的事件，當電力系統發生事故後電氣量變化的主要特徵有：

1. 電流增大：短路時故障點與電源之間的電氣設備和輸電線路上的電流將由負載電流增大為故障電流其值遠遠超過負載電流。
2. 電壓降低：當發生相間短路和接地短路故障時，系統各點的相間電壓值會下降，且越靠近故障點電壓越低。

3. 電流與電壓之間的相位角改變：三相短路故障時，電流與電壓之間的相位角是由線路的阻抗角決定的一般為 60 度～85 度，而發生在保護裝置反方向的三相短路故障時，電流與電壓之間的相位角則是 180 度+(60 度～85 度)。

4. 測量阻抗發生變化：測量阻抗即測量點（保護電驛安裝處）的電壓與電流比值，正常運轉時測量阻抗為負載阻抗，發生短路故障時測量阻抗轉變為線路阻抗，故障後測量阻抗顯著減小而阻抗角增大。

依據工業技術研究院顧問顏世雄老師所定義的破壞模態將電力系統故障的類型分類如下：

(1)U(電壓)破壞的電氣量變化特徵：

通常為電力設備絕緣能力逐漸降低導致無法承受正常的系統電壓而造成閃絡，因此沒有大電流的破壞痕跡，通常造成單相對地閃絡、相間閃絡、二相閃絡接地事故等，造成的原因有：鹽霧害、鳥獸害、蟻害、線下植物靠近等。

- a. 故障電壓波形降幅不大、甚至幾乎沒有變化。
- b. 故障電流不大遠小於短路故障時的故障電流。
- c. 沒有大電流的破壞，因此設備破壞的痕跡有限不易發現。
- d. 通常為單相接地故障，因此伴隨零序電壓與零序電流的出現，如圖 22 所示。
- e. 如果是電纜事故且故障電壓、電流均無明顯增減情形可能是由蟻害造成。
- f. 一般是由鹽霧害、線下植物碰觸、鳥獸害、蟻害等所造成的事故。

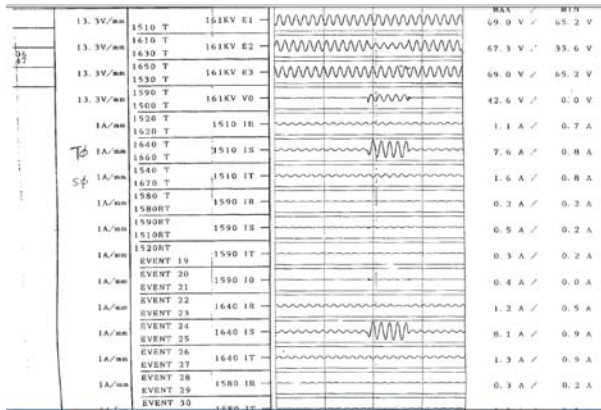


圖 22 U 破壞的錄波圖

I (電流) 破壞的電氣量變化特徵：

通常為電力設備絕緣能力瞬間驟降導致在正常的系統電壓下造成閃絡且引起大電流的破壞設備有燒損痕跡，通常為單相對地短路、相間短路、二相短路接地事故等，造成的原因有：急速鹽霧害、風害等。

- a. 故障電壓波形降幅大，若距離故障點近故障電壓幾乎降為零，如圖 23 所示。
- b. 故障電流接近短路故障的電流導體遭高溫燒得變色
- c. 一般是由急速鹽霧害、風害、外物(吊車)碰觸、鳥獸接觸等所造成的事故。

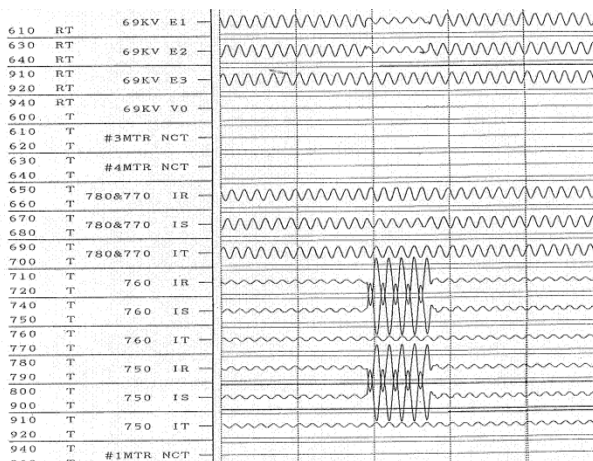


圖 23 I 破壞的錄波圖

(3)MVA(電力)破壞的電氣量變化特徵：

通常因事故產生大電流而引燃電弧產生巨大的故障能量，此能量一般會將設備

炸毀，造成的原因有：斷路器、變壓器或高壓電力設備內部故障等。

- a. 故障電壓波形幾乎降為零。
- b. 故障電流非常大接近本所的短路故障電流。
- c. 電壓降與大電流同時出現，瞬間消耗的電弧大電能通常會使設備炸毀，如圖 24 所示。
- d. 此事故通常會伴隨著所內設備損毀。
- e. 一般是由斷路器、變壓器、GIL、GIB 等電力設備內部故障所造成的事故。

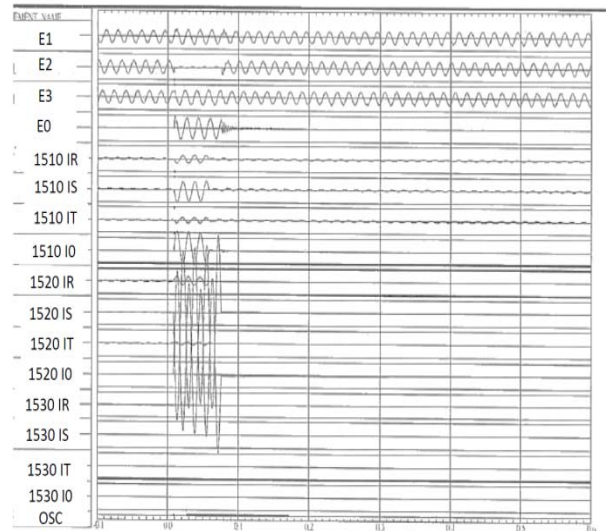


圖 24 MVA 破壞的錄波圖

(2)U+I 破壞的電氣量變化特徵：

可能先因為電力設備絕緣能力不足導致無法承受正常的系統電壓而造成閃絡，但沒有大電流的破壞痕跡，若無法即時將故障切除將繼續引發大電流的破壞。例如：外物碰觸、鳥獸害等。雷害則因線路或設備遭受雷擊，可能因雷擊的高突波電壓或大電流而造成設備的故障。

- 故障電壓波形由幾乎沒有變化或減少量較小、演變成電壓波形幾乎接近零或減少量增大的情形。
- 故障電流會由小變大到接近本所的短路故障電流。
- 先出現U破壞,再出現I破壞的情形,如圖 25。
- 如果先出現電壓破壞絕緣但沒有即時的將故障隔離則後續會引進大故障電流,當再度試送電會燒毀導體部分,在啟斷電源之前破壞會持續一直進行最後讓設備燒毀。

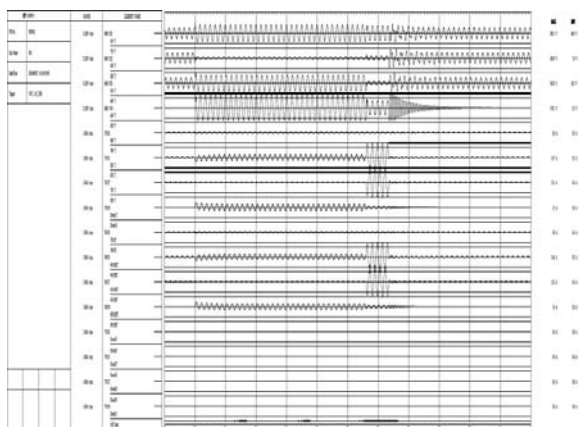


圖 25 U+I 破壞的錄波圖

參考文獻 6 依據工業技術研究院顧問顏世雄老師所定義的破壞模態,將電力系統故障類型分為 U(電壓)破壞、I(電流)破壞、MVA(電力)破壞、U+I(電壓+電流)等四種破壞類型,而在破壞期間其電氣量的變化特徵經整理如下表一所示。

表一 電力系統各類型故障電氣量變化彙整一覽表

事故破壞類型	電壓變化	電流變化	I ₀ (NCT)	V ₀	造成原因
U 破壞	很小	很小	有	有	蟻害、鳥獸害、鹽霧害、線下植物
I 破壞	很大	很大	有	有	急速鹽霧害、風害
MVA 破壞	很大 (接近零)	很大 (接近本所短路故障電流)	很大	很大	CB、變壓器等設備內部故障
U+I 破壞	很小→很大	很小→很大	小→大	小→大	鳥獸害、外物碰觸、雷擊

四、電力系統故障波形記錄圖的解讀

電力系統中各種故障訊息是靠故障波形記錄器(OSC)及事件記錄器(SOE),來記錄電力系統的事故資料,可以記錄事故前(Prefault)、事故中(During fault)及事故後(Post fault)的相關電壓、電流波形與保護電驛及斷路器的動作狀態等資料,作為事故分析及事故期間保護電驛及斷路器是否正確動作的依據。目前的數位式保護電驛已經發展為多功能的微處理式保護電驛,除了傳統的保護功能外也兼具電壓、電流量測的表計功能,在事故期間也能夠記錄故障電壓、故障電流波形供事故分析使用。

- 當拿到一張波形圖後,首先要根據故障電流與故障電壓來判斷系統發生了那類型故障,故障相別及故障持續了多長時間,故障發生在哪個區間。
- 以某一相電壓或電流的過零點為相位基準,查看故障前電流電壓相位關係

是否正確，是否為正相序？負載角為多少度？

3. 以故障相電壓或電流的過零點為相位基準，確定故障時各相電流與電壓的相位關係。(選取相位基準時應避開故障開始及故障結束時，因為故障開始時非週期分量較大，而故障結束時電壓與電流的夾角由負載角轉換為線路阻抗角變化較大，容易造成誤判)。
4. 繪製相量圖進行分析，一般情況下根據故障波形記錄圖便可以畫出相量圖，透過相量圖可以對故障情況加以分析。

在故障波形記錄圖中讀取事故時間都是根據相關開關量的投入時刻，由故障波形記錄器自動輸出的波形記錄圖中，有時並不十分準確，例如開關跳開或合上時間，一般是以斷路器的接點 52a 或 52b 為基準的，但是斷路器的 52a 或 52b 接點與斷路器的主接點在多數的情況下無法完全同步，進而會產生一定的誤差。另外，取得的資料不一定完全，因此往往需要從故障波形圖中直接讀取各事件的相對時間，即以電流或電壓波形變化比較明顯的時刻為基準讀取各事件的相對時間，這是因為電流變大和電壓變小時刻可較準確的判斷故障已發生，故障電流消失和電壓恢復正常的時刻可較準確的判斷故障已切除，以下就參考文獻 1 中所摘錄的故障波形記錄圖，如圖 26 的波形圖來加以說明

1. UB 電壓下降幾乎為零、IB 電流驟升明顯遠大於 IA 與 IC 故系統發生 B 相故障。
2. 出現 U0 零序電壓及 I0 零序電流的零序分量故系統發生不對稱故障，由於另外的 A、C 兩相其電流與電壓波形與事故前相較並沒有明顯變化，故系統發生了 B 相接地故障。由於 UB 電壓下

降到幾乎為零且 IB 電流驟升的幅值很大，故屬於 I(電流)破壞。

3. 根據 U0 零序電壓及 I0 零序電流的出現時間，本次事故的持續時間為 3 週波。
4. 如果電力系統屬非接地系統依本事故案例而言：健全的 A、C 兩相的電壓 UA 與 UC 會上升 1.73 倍，如果事故的清除時間太長，導致上升的 UA 與 UC 電壓有可能會引發健全的 A 相或 C 相再發生故障，使單一的 B 相接地故障衍生成另一類型的故障。
5. 其他相關故障波形記錄圖的細部說明如下：

a. 故障持續時間：

故障持續時間為從電流開始變大或電壓開始驟降到故障電流消失或電壓恢復正常的時間，本案例故障持續時間為 3 週波，如圖 26 中 A 段所示。

b. 保護電驛動作時間：

保護電驛動作時間是從故障開始到保護電驛跳脫指令輸出的時間，即從電流開始變大或電壓開始降低到保護電驛跳脫接點閉合的時間，本案例保護電驛動作最快時間約為 0.5 週波~1 週波，如圖 26 中 B 段所示。

c. 斷路器跳脫時間：

斷路器跳脫時間是從保護電驛輸出跳脫指令開始到故障電流消失的時間，一般不以斷路器位置開關 (Position Switch) 接點的閉合或返回作為基準，以避免斷路器位置開關與主接點的不同步，本案例斷路器跳脫時間約為 2.5 週波，如圖 26 中 C 段所示。

d. 保護電驛返回時間：

保護電驛返回時間是從故障電流消失開始到保護電驛的跳脫輸出接點斷開的時間，本案例保護電驛的返回時間約為 1.5 週波，如圖 26 中 D 段所示。

e. 自動復閉裝置輸出復閉指令時間（動作時間）：

自動復閉裝置輸出復閉指令時間是從故障消失開始計時到自動復閉裝置輸出復閉指令的時間，本案例自動復閉裝置的動作時間約為 43 週波，如圖 26 中 E 段所示。

f. 斷路器自動投入時間：

斷路器自動投入時間是從自動復閉裝置輸出復閉指令後到再次出現負載電流的時間，同樣不能以斷路器位置開關接點閉合或返回作為基準，本案例斷路器自動投入時間為約為 11 週波，如圖 26 中 F 段所示。

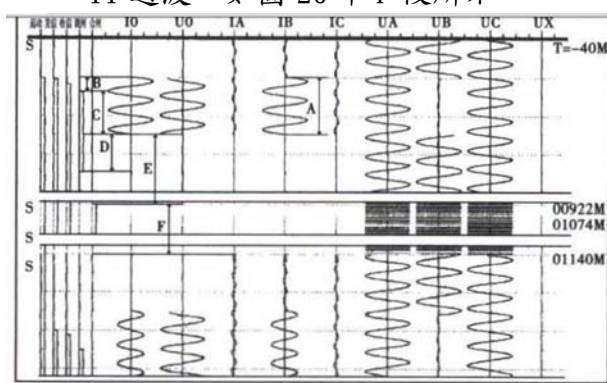


圖 26 B 相接地故障波形記錄圖

利用另外一張故障由單相接地變成兩相短路接地最後演變成三相短路故障的故障波形記錄圖如圖 27，來說明整個故障過程期間各序的電流與電壓變化情形，以下就圖 27 的故障波形記錄圖來加以說明：

1. B 相對地故障開始發生因為 (I_b 上升且 V_b 下降) 伴隨 $3I_0$ 、 I_P 、 $3I_{2a}$ 、 $3V_0$ 、 $3V_{2a}$ 出現典型不平衡故障的特徵，因 A、C 兩相的電流與電壓與故障相比較並沒有明顯的變化故研判系統發生 B 相對

地故障，如圖 27 中 A 段所示。

2. 事故發生後 0.5 週波之後 C 相又發生故障 (I_C 上升且 V_C 下降)，故障由開始的 B 相對地故障演變成 B、C 兩相對地故障，仍然屬於不平衡故障因此零序分量的零序電壓、零序電流及負序分量的負序電壓、負序電流仍然存在，如圖 27 中 B 段所示。

3. 出現 $3I_0$ 零序電流 ($3I_0 = I_A + I_B + I_C$) 和 I_P (電流極化元件) 的電流與 $3I_{2a}$ 的電流幾乎是同相位的，且 $3I_{2a}$ 的電流幅值 $> 3I_0$ 的電流幅值 $> I_P$ 的電流幅值，如圖 27 中 C 段所示。

4. 事故發生後 2.5 週波之後 A 相又發生故障 (I_A 上升且 V_A 下降)，故障由開始的 B 相對地故障演變成 B、C 兩相對地故障，再演變成三相短路故障。這時故障屬於平衡性故障因此零序分量的零序電壓零序電流及負序分量的負序電壓、負序電流及 I_P (電流極化元件) 的電流統統消失不見只剩下正序分量的正序電壓與正序電流如圖 27 中 D 段所示。

5. 事故發生後 2.5 週波即三相短路故障發生後 2.0 週波 A 相故障清除 (I_A 電流變為零)，此時變成 B、C 兩相對地故障，由平衡性故障又變成不平衡性故障，因此零序分量的零序電壓、零序電流及負序分量的負序電壓、負序電流又再度出現，如圖 27 中 E 段所示。

6. 事故發生後 5.5 週波即 A 相故障清除後 1.0 週波 B、C 兩相故障清除 (I_B 電流及 I_C 電流變為零) 且負序電流與零序電流消失且三相電壓恢復正常，如圖 27 中 F 段所示。

7. 當故障清除三相電壓恢復正常後約 4 週波保護電驛的三相電壓被移除，如圖 27 中 G 段所示。

8. 由這張故障波形記錄圖有下列三點值得注意：

- a. 故障的演變由剛開始的單相接地故障經 0.5 週波後變成兩相短路接地故障經 2 週波後最後演變成三相短路故障，此故障的演變是否因保護電驛的動作速度太慢，造成事故期間健全相電壓升高而導致絕緣破壞或是本身設備存在弱點而引發閃絡事故，或是因為天然災害設備先後遭受雷擊所致值得探討，但以故障在短時間內由單相變兩相再變三相應與保護電驛的動作速度太慢無關（因整個事故的清除時間只有 5 週），設備在短時間內三相分別遭受雷擊的機率也不太可能，因此應與故障電流太大造成事故點空氣遭游離後絕緣能力瞬間降低所致有關。
- b. 斷路器的跳脫時間三相不同步 B、C 兩相較 A 相延遲 1 週波的時間，斷路器的跳脫機構跳脫線圈與整個跳脫迴路都需要再詳細檢查，防止下次事故時斷路器無法正常跳脫而擴大停電範圍。
- c. 在故障清除後三相電壓恢復同時有畸變的零、負序電壓 3V0、3V2a 出現，經過一段時間後自然消失是典型的 PT 鐵磁共振現象，如果採用測距保護方式畸變的電壓可能造成測距電驛誤動作，尤其是目前普遍採用數位式電驛，由於數位式電驛內部負擔比傳統機電型電驛來得小更容易引發比壓器的鐵磁共振值得注意。

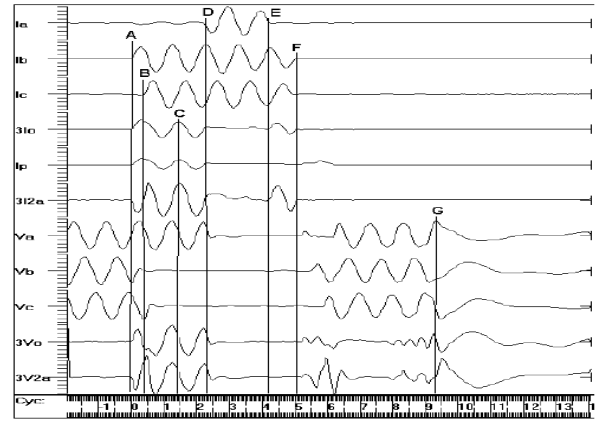


圖 27 單相→兩相→三相故障的波形記錄圖

五、利用故障波形分析系統設備的性能

目前電力系統中各一次設備的保護全都依靠由高靈敏度的保護電驛組成一個既龐大且複雜的保護系統，由於保護電驛的動作速度非常快，因此當電力系統發生不正常狀況時，就必須利用裝設在各變電站內的故障波形記錄器所記錄的電壓或電流波形來判定系統或設備的性能。分析波形紀錄器所記錄電氣量波形時需要針對每個事故的所有波形都做檢視，這樣才能夠即時發現一些小問題，可以在它們演變成嚴重事故或引發多重設備停電事故甚至在設備損壞前即早發現改善，因此故障波型記錄器內的紀錄波形分析，也可以用來當作一種維護工具以預防設備故障的發生。一般可以利用波形紀錄器所記錄波形將設備運轉狀況分類為：良好(A)及可疑(B)如圖28所示摘錄自參考文獻2。

1. 第一個故障電流波形(左上)被歸類為 A(良好)，因為它是正弦波而且 3 週波即清除故障，如果故障清除時間為 4 週波或 5 週波仍然可以被歸類為 A，這

要視斷路器的特性而定(因為電壓等級越高的斷路器其跳脫速度越快,而電壓等級低的斷路器其跳脫速度相對較慢)。

2. 第二個故障電流波形(左下)仍然被歸類為A(良好),雖然是一個直流偏移波形,但因其故障清除時間為4週波,且其波形為無飽和的正弦波。
3. 第三個故障電流波形(右上)被歸類為B(可疑),係因該故障電流過大接近斷路器的額定遮斷電流,在事故時可能造成斷路器炸損。改善措施是提升比流器的匝比到滿匝比,若是比流器的匝比已放在滿匝比位置,那只好換一個遮斷電流容量更大的斷路器。
4. 第四個故障電流波形(右下)被歸類為B(可疑),右下圖的波形是一個斷路器發生再襲的案列,該斷路器需要立即停電檢修,否則該斷路器隨時可能發生故障。

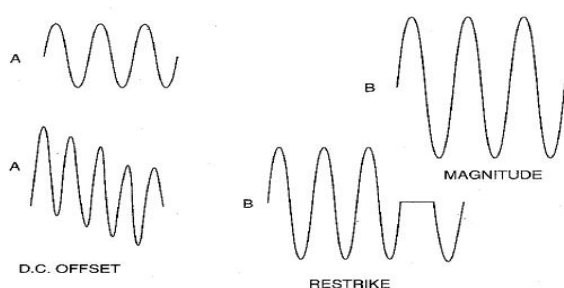


圖 28 利用故障波形當作一種維護工具

至於比流器飽和的波形如圖29所示摘錄自參考文獻2,此現象將會對差流迴路及極化迴路造成影響,上面的波形雖然有直流偏移現象但沒有飽和,亦即比流器二次側波形與一次側波形一致。下面的波形因直流

偏移而且飽和了,即比流器二次側波形與一次側波形不一致,雙繞組變壓器的差動保護分別引接高、低壓兩側的比流器,若發生外部事故時,高壓側比流器未飽和(上方波形),而低壓側比流器發生飽和(下方波形),此差電流將造成差動電驛誤動作,解決方法有提高比流器的等級、降低電驛的靈敏度或是降低故障電流的大小等。

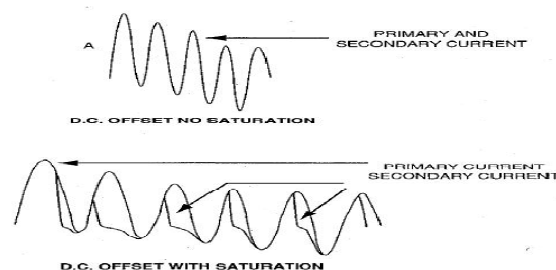


圖 29 比流器飽和波形

六、電力系統故障波形圖的分析與應用

故障波形記錄器的啟動主要是利用故障特徵明顯的電氣量來啟動,一般的啟動方式有電流、電壓突變量的啟動,電流與電壓幅值超越門檻的啟動,頻率變化量啟動及直流電壓位準啟動等方式。故障波形記錄器所採集到的波形資料一般不作濾波處理,盡可能的保持故障資料的真實性和即時性,故障資料主要有兩種類型,一種為記錄電流、電壓瞬時值的交變信號,另一種為反應正負變化的直流電壓位準信號。為了便於分析故障波形資料一般包含故障前的一部分和故障過程中,反應電流電壓變化的瞬時值波形及反映電位變化的位準量均採用同一時標繪製。輸出部分包括簡要分析報告,重要故障資料及故障全部過程的波形圖,至於輸出波形的幅值大小可以根據需要在顯示和列印輸出時設定。

由於故障波形圖中反映了故障前及故障時的整個過程，所以讀懂故障波形圖也就瞭解了故障的全部過程，在故障波形圖中可以看到故障過程中電流、電壓幅值和相位，故障性質、故障的持續時間以及保護電驛、斷路器的動作時間等資訊。故障波形圖中的波形曲線是反映故障後的波形曲線，其波形一般為正弦波且明顯不同于正常負載狀態的波形，從波形圖的曲線變化中，可以辨明下列各種情況：

1. 故障類型的判別：

- a. 接地與不接地短路：凡是接地短路有零序電流及零序電壓波形，不接地的相間短路就沒有零序電流與零序電壓。
- b. 單相與多相故障：對於單相短路故障，故障相的電流波形幅值增大，電壓波形幅值變小故障相的電流與電壓有明顯的變化至於多相故障則有二相或三相的電流與電壓波形同時發生明顯的變化。
- c. 短路故障與斷線故障：短路故障時故障相的電流增大而斷線故障時斷線相的電流劇烈減小或為零。

2. 故障相別的判斷：

故障相的電流和電壓波形會同時有明顯的變化，即出現電流增大、電壓降低等現象。

3. 斷路器的開啟、閉合情況分析：

- a. 跳脫時間：從故障開始到故障相的電氣量第一次發生轉變的時間即為斷路器的跳脫時間，若有接該斷路器的開關變化量，從波形圖上可以

更清楚、更直接的看出其跳脫時間。

- b. 斷路器的斷弧分析：斷路器在遮斷故障電流時若斷弧良好者，其故障相電流、電壓的波形會有明顯的轉變，故障相的波形會瞬間減小或降為零，否則就有拉弧現象即斷路器的斷弧不良。
- c. 自動復閉分析：當線路發生事故後兩端的快速保護電驛動作跳脫斷路器後，從故障相的電氣量第一次轉變到第二次轉變之間的時間即為自動復閉時間，例如以使用線路比壓器為例：事故前的三相正弦電壓在事故發生時故障相的正弦電壓會驟降，在斷路器跳脫後三相的正弦電壓會消失，由三相正弦電壓消失直到三相正弦電壓又再出現的時間就是自動復閉時間。若自動復閉成功斷路器會自動投入，三相電流與三相電壓轉為正常負載狀態三相應平衡且對稱，無零序電流與零序電壓，如圖 30。若自動復閉不成功則斷路器會自動投入後又再次跳脫，重複出現兩次電流增大、電壓驟降情形使波形再次發生變化，如圖 31 所示。對於不允許非全相運轉的系統，自動復閉不成功時斷路器應三相跳脫，這時三相電流應為零。

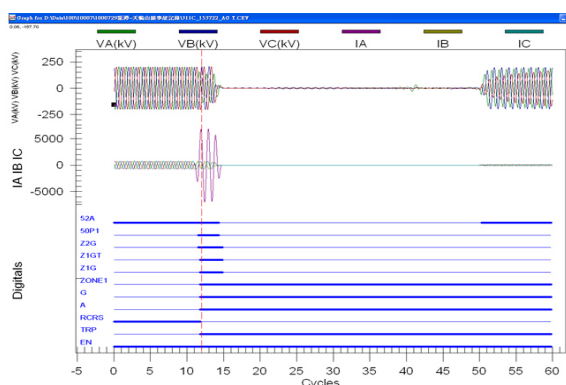


圖 30 自動復閉成功波形圖

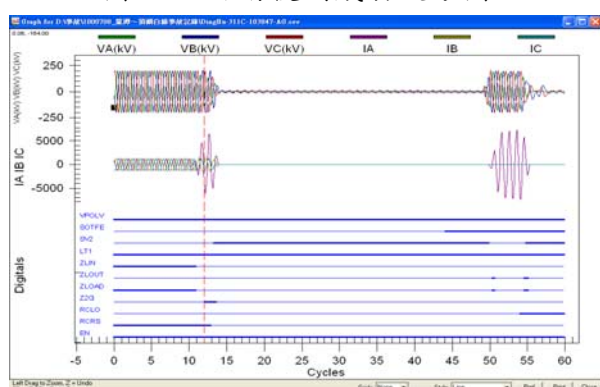


圖 31 自動復閉不成功波形圖

4. 故障波形圖中故障電流與故障電壓值的讀取：

利用故障波形圖中的電流與電壓波形讀取故障期間電流與電壓的值，以 A 相接地故障為例如圖 32 所示。在波形圖 E1 最末端的最大與最小欄位中的最小數值即為故障時二次側電壓，再乘以比壓器匝比就是 A 相故障時的電壓，如圖 32 中 E1 電壓 6.6V 另兩健全相電壓升高為 104V 而 V_0 電壓為 110V，其故障相電壓為： $6.6V \cdot 600(69KV/115V)=3960V$ 即 A 相接地故障時電壓由 69KV 降為 3.96KV 降幅達到 90% $(66.4-6.6)/66.4 \cdot 100\%=90.06\%$ 。

至於故障電流在故障波形圖 MTR-NCT 最末端的最大欄位中的數值即為故障時二次側電流，再乘以 MTR 中性點 NCT 比流器的匝比就是 A 相故障時的零序電流 I_0 ，如

果變電所內有兩台變壓器並聯運轉且中性點均有接地時故障電流要再乘以 2 以此類推，目前台電公司的一次變電所內每具主變採 30 歐姆電抗接地，三具主變併聯運轉讓整所的接地電阻保持在 10 歐姆，如圖 32 中 #1、2、3 MTR NCT 電流值分別為 4.83A、4.69A、4.75A 因 #1、2、3 MTR NCT 的匝比均為 1200/5 故本次 A 相接地故障的零序電流亦即故障電流為 3425A， $(4.83+4.69+4.75) \cdot 1200/5 = 3425A$ 。

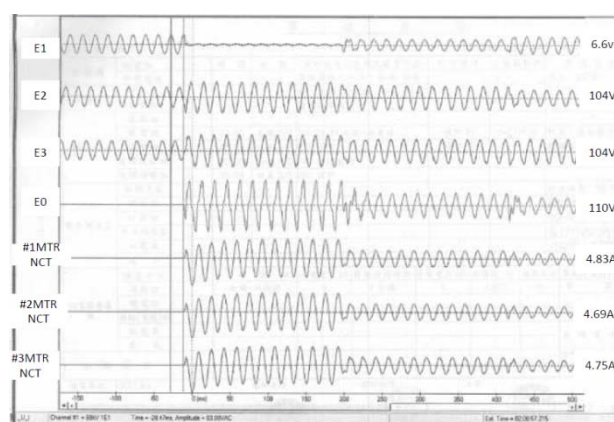


圖 32 A 相接地故障的波形圖(69KV)

5. 輸電線路高阻抗接地故障：

一般輸電線路大都架設在荒郊野外，至於 345KV 的超高壓幹線則大都在叢山峻嶺中，不但增加了現場維修困難度，在輸電線路發生事故後對故障點的尋找更是棘手。當輸電線路線下竹木快速成長而靠近導線，或強風吹動樹枝靠近導線及重載時輸電線路導線下垂導致與線下竹木安全距離不足而發生閃絡，此類型故障多屬高阻抗接地故障測距電驛可能無法動作，由於目前台電公司 69KV 以上輸電線路的主保護電驛均已經汰換為數位式差電流電驛，因此類似由樹木所引發的線路高阻抗接地故障均能夠藉由差電流電驛的動作而迅速

的切除故障，由樹木引發線路高阻抗接地故障如圖 33 所示，而由樹木所引發的線路高阻抗接地故障波形圖如圖 34 所示摘錄自參考文獻 3。



圖 33 樹木引發線路高阻抗接地故障圖
(資料來源：網路)

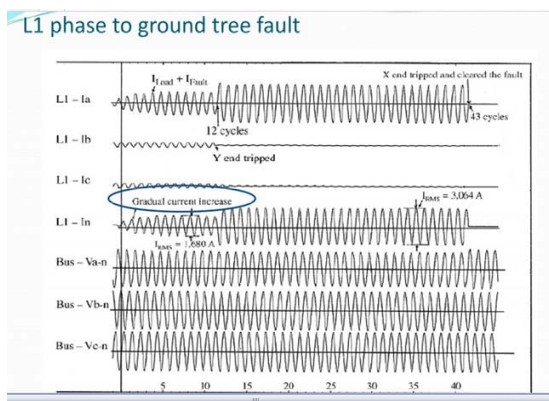


圖 34 樹木引發的高阻抗接地故障波形圖
(資料來源：網路)

七、結論

變電站的黑盒子——故障波形記錄器是用來記錄電力系統發生設備故障時自動、準確記錄故障過程中各種電氣量和非電氣量以及電壓位準量變化情形的一種自動記錄裝置。透過對電氣量的波形進行分析比較和監控系統中電壓位準量的變化情形，對系統中發生的故障和異常事件的處理提供很大的幫助，另外對故障的性質，故障發生點的距離，故障的嚴重程度也可以提

供維修人員參考，縮短停電時間對提升電力系統供電穩定有很大幫助。目前數位式故障波形記錄器不但能夠將故障期間的波形數據儲存在硬碟中再透過專用軟體進行分析，更可以透過通信設備將記錄波形傳送到調度中心，供值班運轉人員分析處理事故時使用。目前台電公司採用乙太網路連接方式將各變電所內數位式電驛與故障波形記錄器連網，各區域調度中心值班人員透過電腦終端設備可以連線讀取所需資訊，故障波形記錄器在電力系統中的作用有以下三種：第一種情況為電力系統發生故障保護電驛正確動作，可以透過故障波形記錄器所記錄下來的電流量與電壓量對故障線路進行測距計算，告知線路巡檢人員儘快找到故障點，及時採取措施縮短停電時間減少損失。第二種情況為線路不明原因的跳脫，透過對故障波形記錄器所記錄的波形進行分析，可以判斷出斷路器跳脫的原因，進而採取相應改善措施，將線路恢復送電或者停電檢修，避免盲目逕自送電造成更大的傷害，同時也可以為設備檢修提供參考。第三種情況為判斷保護電驛的動作情況，當系統由於保護裝置誤動作造成無故障跳脫或系統有故障但保護裝置無動作時，就可以利用故障波形記錄器中所記錄的開關量動作情況來判斷保護電驛的動作是否正確。

電力系統正常時電氣量波形為正弦曲線，當系統出現故障時對應的保護裝置動作跳脫斷路器，同時在裝置內產生波形就變成非正弦曲線。對數位式保護電驛而言，當數位式保護電驛動作跳脫斷路器後，

在數位式保護電驛內會存有故障時電流與電壓的波形記錄檔案，但是如果需要看保護裝置內的波形記錄檔案需將檔案內資料提取出來，再透過數位式保護電驛製造廠家的專有軟體才能查看，過程比較繁瑣費時。由於電力系統的故障過程越短越好，故障持續時間越短對設備的損壞程度越小，對電網的安全穩定運轉越有利。目前國內台電公司的超高壓或高壓系統對於多數的故障都可以在3週波~6週波以內切除故障，故障過程是非常短暫的，因此電力系統的各種故障資料必須透過專用的故障波形記錄器來記錄故障期間的電流與電壓波形供事故分析用，由於故障波形記錄器可以在故障出現時，將故障當時的故障情況直接的呈現在故障波形記錄器中方便運轉或維護人員使用。雖然目前數位式電驛除具備保護功能外均有記錄事故時電壓與電流波形的功能，但是只記錄與保護電驛動作相關的少數電氣量且記錄長度有限，用來分析電力系統的事故發展和演變過程恐有不足之處，尤其在保護裝置不正確動作情況下，更需要藉由獨立的故障波形記錄器所記錄下來的數據作為分析保護電驛的動作情形，因此數位式電驛內部的波形記錄功能仍然無法完全取代專用的故障波形記錄器。

八、參考文獻：

1. Elmo Price、Bob Warren，“Fault Analysis Using Protective Relay Digital Fault Records From the Big Rivers Electric Corporation 161Kv System” October 21 - 23, 2003。
2. John R. Boyle，“Use Of Scillography Records To Analyze System Performance” 2006。
3. 網路百度文庫，wenku.baidu.com。
4. 王顯平，“電力系統故障分析”，第二版，中國電力出版社，2013年2月
5. 薛峰，“怎樣分析電力系統錄波圖”，第一版，中國電力出版社，2015年5月。
6. 顏世雄，“舉實例檢討U破壞、I破壞、MVA破壞、U+I破壞”，機電現場技術雜誌，2005年2月。

電力變壓器套管事故診斷

台電高屏發電廠 鄭 強
國立台灣科技大學電機工程系 蕭弘清

摘要

套管是電力變壓器、斷路器等電力設備與系統電源及負載連接的重要零組配件，若其發生故障可能波及變壓器內部組件之絕緣特性，亦將導致電力變壓器喪失傳輸電能的功能，並不因其單項價格僅占電力設備總價之極小部分，而降低其在設備中的重要性，故其與變壓器本體具有同等價值的重要性。本文以一水力機組套管事故案例，探討套管可能的故障原因及維護保養的改善措施與對策，提供工業界參考，藉以提升設備妥善率。

關鍵詞：

電力變壓器、套管、介質電力因數試驗、電容分接頭

一、前言

2007年8月3日天送埤地區為雷雨天候，L水力電廠之#1發電機之152斷路器啟斷中，機組之主變壓器由69 kV系統加壓。#2發電機正常運轉中，出力8.2 MW。該日下午14時27分#1主變壓器差動保護電驛(87)之S相及T相動作，跳脫610斷路器，同時1T-63N壓力開關發出氮封氣體壓力降低警報訊號。上述兩項變壓器保護電驛動作之異常訊息，顯示#1主變壓器發生內部重故障。經運轉維護人員現場巡檢、點檢主變壓器保護區間之電力設備，發現#1主變壓器T相套管絕緣油溢出受損。

當日22時L水力電廠之#2 MTr主變壓器差動保護電驛(87T)及布氏電驛(96-1：警報)動作，同一時間#2機組81、12、12M電驛動作，跳脫機組252斷路器及620斷

路器。事故後，經運轉維護人員現場巡檢、點檢，相關保護區間之電力設備，確認#2主變壓器高壓側S相套管位移損壞。

二、現場勘驗#1、#2主變壓器之損壞情況

變壓器發生事故後，該電廠委託檢驗機構，分別進行綜合絕緣試驗及變壓器油中氣體分析。檢測結果列舉如下：(1)變壓器內部套管絕緣異常，以及(2)油中可燃性氣體成分分析結果顯示變壓器內部存有電弧放電現象。同時1、#2主變壓器需進一步執行內檢作業，以確認故障點，並藉以評估於現場分解變壓器及備料修復的可行性。

經變壓器事故現場調查作業，確認#1、#2主變壓器係高壓側套管下磁套(bottom skirt)受損破碎，輔以內視鏡檢查變壓器內部各項絕緣組件及接續端子，未發現明顯絕緣劣化情況。再評估電力變壓器受損狀況、回廠修復運輸配合措施、現場檢修可行性及經濟效益後，事故調查團隊擬定變壓器現場檢修決策及修復計畫。變壓器事故後，開蓋目視檢查套管受損情況，如圖1~2所示。



圖1 #2主變壓器S相套管下磁套故障



圖 2 #1 主變壓器 T 相套管下磁套故障

三、主變壓器與輸電系統引接方式及其可能故障原因

本次事故變壓器容量為 10 MVA、屬三相 Dyn11、內鐵式(core)、三支鐵心柱結構；在同一鐵心柱上的繞組包含：X 側繞組為 D 接線、H 側繞組為 Y 接線、中性點以套管引出經接地開關選擇#2 MTr 中性點直接接地，變壓器高壓側 H1-H2-H3 套管與系統匯流排 R-S-T(紅-白-青)引接，經 630、720 斷路器分別與 69 kV 1 號線路、2 號線路連接，觀察 69 kV 線路第一座鐵塔之#1、#2 及#3 番線，與圓山機組 69 kV 匯流排連接順序為白-青-紅(S-T-R)。與#1 番線及#2 番線對應之受損套管，分別為#2 主變壓器 S 相及#1 主變壓器 T 相套管。

套管事故肇因，受到設計、試驗及應用的因素影響：套管除了不正常的運轉狀態外，亦須注意下列異常之狀況：

- (一) 有害的煙霧及蒸氣，具有腐蝕性或是導電性的粉塵、具有爆炸危險之混和性粉塵或是氣體、蒸氣、潮濕環境及冰等情況。
- (二) 雷擊與開關突波過電壓。
- (三) 傾斜角度大於 20° 。
- (四) 異常之震動及衝擊。
- (五) 儲存及運輸不良。
- (六) 電極間隔距離過低。
- (七) 運轉溫度異常，例如應用在相間絕緣匯流排導管之場所。
- (八) 安裝位置鄰近變壓器箱側壁。

而該水力機組主變壓器套管於 1985 年出廠至今已屆 22 年，依據該套管之電氣絕

緣特性、加入系統時間、運轉環境與條件及其維護記錄等資料，檢討套管可能的絕緣劣化因素，則與套管遭受雷擊過電壓，與溼氣進入套管絕緣油中兩項因素有關，故須對套管的電氣規格加以了解，有助於擬定事故肇因之調查方向。

69 kV 電容型套管之電氣規格如下：基本絕緣位準(BIL)為 350 kV；而套管沿面距離是以相對地電壓為基準，套管所需長度，則視裝置地點鹽霧污染情況而定，例如在輕度污染的區域可以 0.0357 kV/mm (28 mm/kV) 之電場分布梯度，考慮套管所需之沿面長度，在污染嚴重地區，則是以 0.0227 kV/mm (44 mm/kV) 電場分布梯度，考慮套管之長度。故在輕度污染的區域可選用套管長度為 1115 mm，若在重污染地區之套管長度可考慮加長為 1755 mm。在耐壓試驗規格中，乾式交流耐壓試驗為 160 kV 1 分鐘，濕式交流耐壓試驗為 140 kV 10 秒鐘；套管若為新品，必須具備承受：(1) 全波衝擊試驗電壓峰值值為 350 kV $1.2/50 \mu\text{s}$ ，(2) 截斷波試驗電壓峰值為 402 kV $3\mu\text{s}$ ；其他出廠試驗項目則有部分放電、介質電力因數試驗、電容值檢測等項目。

四、蒐集落雷資訊與線路雷擊模擬分析

(一) 蒐集落雷資訊：

本事故調查有關落雷資訊之蒐集，係考慮在 2005.08.01~2007.08.05 兩年期間中，以該水力電廠為中心，半徑 10 公里的落雷資訊，以及事故當日之落雷資訊：記錄顯示 8 月 3 日蘭陽地區存有雷雲放電記錄，如圖 3 所示；統計此一地區兩年中，共有 582 次落雷記錄，其中 53.42 kA 之雷電流曾發生一次，亦為統計資料中的最大值；雷電流大於 7.22 kA 至 53.42 kA，共計發生 291 次；其中雷電流小於 7.22 kA 者，共有 291 次，而小於 3.02 kA 之雷電流有 18 次；在此時間內的雷擊統計資料中，顯示有 2 次雷擊之電流上升時間小於 $1.2 \mu\text{s}$ ；而雷擊能量則集中在 $137.77(\text{kA}^2 \times \mu\text{s})$ 範圍中；落雷資訊如圖 4~6

所示。

(二) 模擬分析 69 kV 輸電線路雷擊特性

本文以 TFlash 4.01 模擬軟體分析 69 kV 輸電線路遭受雷擊的特徵，藉以了解架空地線之屏蔽特性，以及相導體遭受直擊雷的可能情況。TFlash 軟體可針對輸電線路或是部份鐵塔建立模擬模型，模型中有關雷擊屏蔽的型態包含了樹木、建築物、山丘等等，輸入地形地貌參數後，即可以 3D 圖形顯示線路鄰近區域之屏蔽特徵；而建立鐵塔型式、高度與架空地線幾何位置、線徑與塔腳接地電阻等參數，則可獲得鐵塔突波阻抗及其遭受雷擊瞬間電位湧昇之結果，而線路雷擊模擬結果可以數據及圖形顯示之。模擬軟體所需的雷擊密度、雷電流幅值、電流上升斜率等參數，則參考本所落雷偵測系統 94 年 8 月~96 年 8 月以該水力機組為中心點之落雷紀錄。

模擬結果顯示：69 kV 二次輸電鐵塔之架空地線，對於大於 5.0 kA 之雷擊電流，具有良好的屏蔽性能；其次，雷擊電流強度為 5 kA，距離輸電鐵塔為 8 米遠的閃電雷擊，可能對 #1 番線構成直擊的威脅；#2 番線則可能遭受距離鐵塔 8 米遠，小於或等於 2.5 kA 的雷擊電流擊中；因上述條件的閃電能量低，線路不致因塔腳地電位湧昇而發生礙子串閃絡接地故障，但雷擊突波能量仍有可能進入主變壓器中。圖 7 顯示線路之架空地線、#1、#2 番線遭受雷擊的模擬結果，圖 8 顯示 #1 番線遭受雷擊的模擬結果，圖 9 顯示 #2 番線遭受雷擊的模擬結果。

(三) 解析雷衝擊電壓與避雷器保護特性

高壓電力設備有關基本絕緣位準係考慮設備對於雷擊突波過電壓的耐受性能，而衝擊電壓之全波試驗、截斷波試驗是檢驗高壓電力設備耐受突波能力的圭臬，而考量絕緣協調的經濟性，可依技術規範採用適當規格的避雷器，可提高電力設備對突波過電壓的耐受性能；而運轉中的輸電線路因架設高度及地理位置的因素，使得其遭受雷擊的機率較發變電設備為高，線

路在遭受雷擊瞬間，雷擊突波電壓亦將快速地分布在互聯電路上的各個元件上，此時存在系統各個元件上的雷擊突波過電壓，將持續至避雷器完成點火後，由避雷器閥元件將雷擊突波能量釋放至大地，使得互聯電力設備得以承受較為緩和的突波能量，因而達到較高的保護效果。

本文以電力設備絕緣協調與避雷器標準衝擊試驗波形，如圖 10 所示；避雷器保護設備之絕緣協調特性曲線，如圖 11 所示；說明：避雷器充分釋放雷擊能量前，電力變壓器除高壓側直接感受到雷擊電壓外，此一突波電壓亦可能經由變壓器高低壓側繞組間雜散電容之路徑，移行至變壓器低壓側繞組上，若是裝設於變壓器低壓側出口端的避雷器因故損壞，則需進一步檢討突波移形的防護對策。

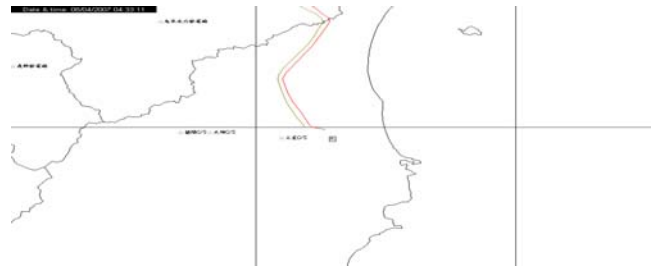


圖 3 以電廠為中心半徑 10 公里之落雷記錄

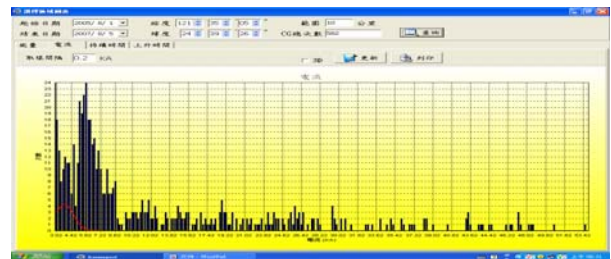


圖 4 2005.08.01~2007.08.05 落雷電流及次數分布圖

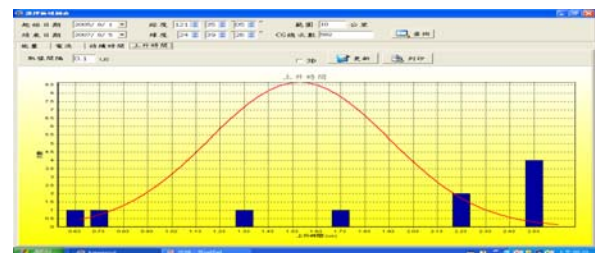


圖 5 2005.08.01~2007.08.05 落雷電流上升時間及次數圖

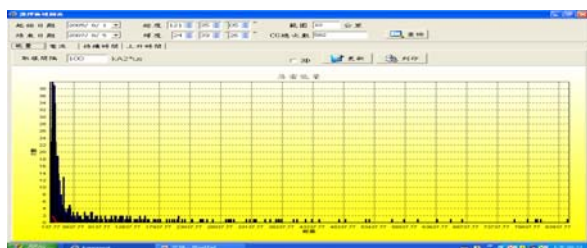


圖 6 2005.08.01~2007.08.05 落雷能量及次數圖

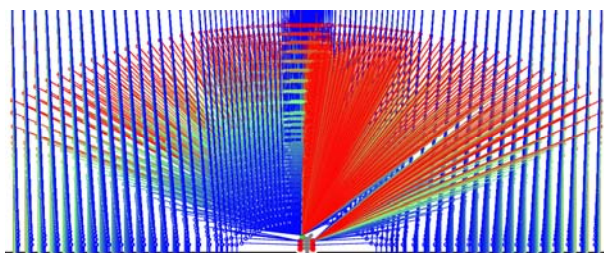


圖 7 模擬#1 號鐵塔架空地線、#1 及#2 番線之雷擊結果

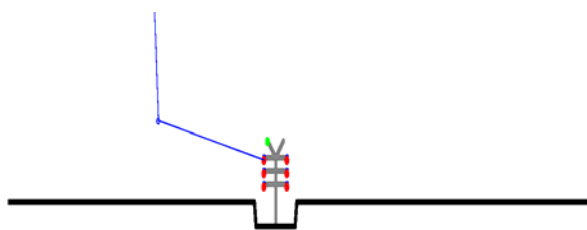


圖 8 閃電擊中#1 號鐵塔#1 番線之模擬結果

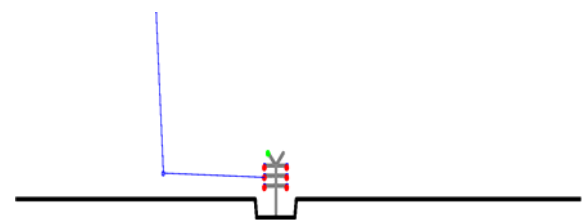


圖 9 閃電擊中#1 號鐵塔#2 番線之模擬結果

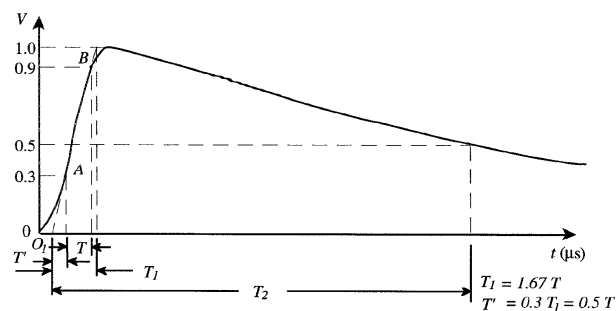


圖 10 衝擊電壓全波波形[3]

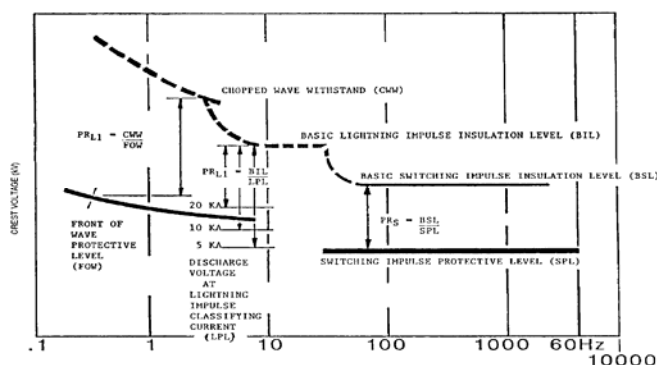


圖 11 變壓器避雷器保護絕緣協調之電壓-時間曲線[4]

五、解析套管結構

電容型與非電容型套管是屬變壓器套管的兩種基本型式，以油浸絕緣紙或是以樹脂黏著絕緣紙，以及利用絕緣紙與導電層交替組合之結構，是組成串聯分壓電容之原理。應用此原理設計製造之套管，即稱之為電容型套管。若將套管某一串聯分壓電容之導電層以導線引出，即可構成電壓分接頭(bushing voltage tap)，若此一分接頭與接地點之間構成測試迴路，即可應用電容分壓電路進行電壓量測或是檢測部分放電量，亦可於定期維護保養中，作為套管介質電力因數試驗檢測點等多種用途。電容型套管是以 BIL 值高低，作為電容分接頭之設計裝配原則，當套管 BIL 值等於及大於 350 kV 者，即須配置套管電容分接頭。

一般變壓器套管可分為裸露在空氣中的上部導體連接器、套管油面指示器、上磁套(top skirt)、電容分接頭、金屬托架、接地襯套、下磁套及下部導體連接器等元件組成，其中上磁套係裸露在空氣中，故需要較長的沿面距離以增加電弧距離(arcing distance)，而下磁套係位於變壓器箱體內的絕緣油中，其介電係數較空氣為高，故以較短的長度，可滿足最小電弧間隔距離的要求。

電容型套管之基本結構可以導體為圓心，應用環繞在同心圓上的絕緣紙與導電層，以及套管金屬托架(接地)，即可組成一組串聯分壓電容，串聯分壓電容，對套

管導體對地之間的分布電壓具有均勻電位梯度之平衡功能，如圖 12~13 所示；圖中顯示該套管 C1 電容係高壓導體與分接頭電極(亦稱為屏蔽層)主絕緣之間的電容，分接頭電極與套管托架之接地點間的電容稱為 C2, C3 則為由上而下磁套管對地之間的整體絕緣。假設 C1 是以 10 個等值的串聯分壓電容所組成，而每一個串聯分壓電容為 1 pF，則等效在套管上 C1 的電容值為 0.1 pF；若是任一串聯電容因故崩潰而不存在原始電路上時，等效電容值將改變為 0.11 pF，對原等效電容值 C1 而言，減少一個串聯電容約略增加套管 10 %之電容值，而介質電阻亦將因此而提高，此係電容型套管多樣性絕緣組合的情況之一。

在一般運轉情況下，套管電容分接頭是以短路片、螺帽或是彈簧卡榫將分接頭連接至套管金屬托架上，再經由變壓器箱體接地；而套管僅在特殊應用目的下，或是執行維護試驗時，可將分接頭短路接地片解開，可將 C2 串聯電容之連接點引出至電容電路外部加以應用；例如在維護試驗中，即可利用此一分接頭執行電容型套管 C1、C2 之介質電力因數試驗，及其串聯分壓電容值；在特殊情況下，應用套管電容分接頭之 C2 電容，可檢測變壓器內部絕緣介質中的部分放電訊號；若是與電容套管未特別考慮 C1 與 C2 之電容分壓比例者，則需避免作為分壓器(變比器)之用途。

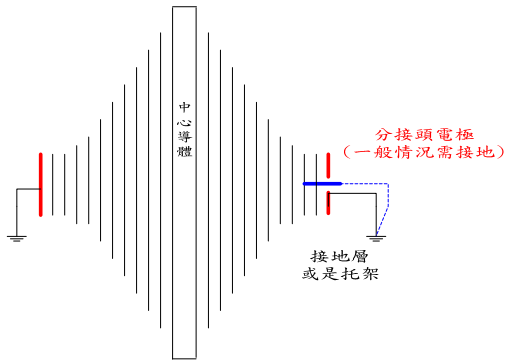


圖 12 電容型套管(含分接頭)之結構圖

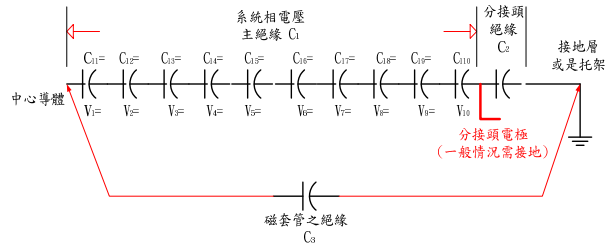


圖 13 電容型套管(含分接頭)等效電路

六、檢測電容型套管介質之量測技術

電容型套管亦可以電容分接頭 (capacitance tap)或是介質電力因數分接頭(power factor tap)作為分類的基礎，例如額定電壓在 69 kV 以上之套管，稱為電容分接頭；23~69 kV 之套管，則稱為介質電力因數試驗分接頭。套管之介質電力因數試驗流程，首先對套管導體加壓，以套管托架做接地迴路，分別量測測試電壓、電流值，以及絕緣系統對參考接地點之間的介質損失。注意：現場檢測變壓器套管絕緣特性測試時，尚未進行測試相別之套管，需予以短路接地確保工作安全。

電容型套管之 C1 及 C2 電容值以及介質電力因數檢測方法，如圖 14~16 所示；若檢測結果顯示 C1 電容值較出廠值大，則表示套管內部部分分壓電容已存在劣化之跡象；若是介質電力因數試驗值升高，則顯現出套管絕緣油中含有水分或是其他污染物質；其次，各次檢測結果均需經由溫度校正係數，換算為量測基準值；在相同的基準條件下，可分析比較介質老化及劣化之特徵。

C1、C2 電容值比例關係著電容分壓比，在一般情況下，C2 可能大於 C1 10 倍，C1 及 C2 之電容值的差異性，亦屬量測高頻所需的特殊應用條件之一。進行介質電力因數試驗前，將套管表面污染物及濕氣予以適當地清潔整備，有助於降低量測誤差及提高量測準確性。介質電力因數試驗中的熱環試驗，則是屬於特殊性的套管絕緣試驗項目，此項試驗可應用半導體橡膠環繞在磁套管表面，作為暫時性的加壓檢測電極，並以套管之中心導體則作為接地參

考點，即可針對套管中心導體與磁套管之特定部位進行絕緣特性診斷試驗，介質損失之檢測結果，可用於判斷套管內部絕緣層靠近套管側之組合絕緣之空洞、裂痕等缺陷。

介質電力因數檢測值須與出廠試驗值、歷次維護試驗值進行比較，若發現功率因數檢測值逐漸遞增，或是功率因數檢測結果出現大於 1%，則須進一步調查其介質劣化之緣由，並儘可能地以備品將其更換之。

部分放電雜訊對絕緣材料具有降低其介電強度的影響，若套管內部存在長期部分放電之行為，最終將導致套管故障。現行電暈檢測方法有局部放電檢測法及無線電干擾電壓(RIV)檢測法，變壓器之部分放電檢測作業，是以 150%額定電壓(相對地)為檢測基準，因此變壓器在工廠試驗，多利用變壓器感應電壓試驗階段，合併執行檢測部分放電訊號，檢測結果須加以判斷套管或是變壓器本體何者屬部分放電訊號發生源；因此自變壓器本體拆除套管，並將套管安裝於特殊試驗用箱體中，即可對套管進行部分放電試驗。

以下單元說明 C1、C2 及未附電容分接頭套管之介質電力因數檢測程序：

(一) C1 檢測程序：

1. 自套管托架部位，拆開電容分接頭外蓋，依圖 14 所示進行接線。
2. 將功率因數試驗器低壓臂開關置於 UST 模式。
3. 量測充電電流及瓦特損失。
4. 計算功率因數(PF)及電容值，並將量測計算結果轉換為 20°C 之等效值。
5. 將計算結果與出廠值及歷年維護記錄進行比較。

(二) C2 檢測程序：

1. 自套管托架部位拆開電容分接頭外蓋，依圖 15 所示進行接線。
2. 將功率因數試驗器低壓臂開關置於 Guard。
3. Guard C1 絕緣層(如圖示)。

4. 量測充電電流及瓦特損失。
5. 計算功率因數(PF)及電容值，並將量測計算結果轉換為 20°C 之等效值。
6. 將計算結果與出廠值及歷年維護記錄進行比較。
7. 電壓等級在 69 kV 以下之套管，測試電壓須限制在 500 V 以下，若製造廠於名牌上指定試驗電壓，則需依據製造廠之說明規範進行試驗。
8. 電壓等級在 115 kV 以上的套管，須限制試驗電壓在 5000 V 以下。
9. Westinghouse 0-plus 型式之套管，須限制試驗電壓在 2000 V 以下。

(三) 若套管未配置電容分接頭，或是備用套管(未裝配至變壓器上)之試驗程序

1. 將功率因數試驗器低壓臂開關置於 GST 模式，依圖 16 所示進行接線。
2. 量測充電電流及瓦特損失。
3. 計算功率因數(PF)及電容值，並將量測計算結果轉換為 20°C 之等效值。
4. 將計算結果與出廠值及歷年維護記錄進行比較。

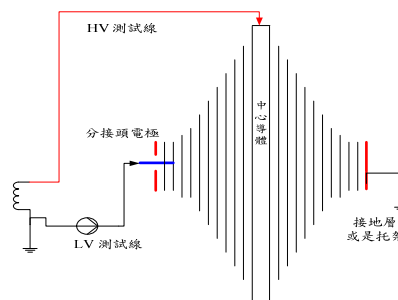


圖 14 C1 量測電路

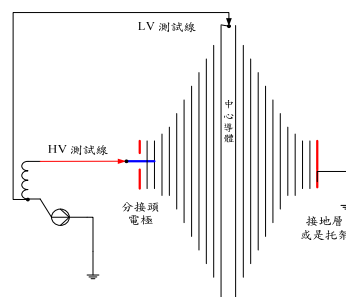


圖 15 C2 量測電路

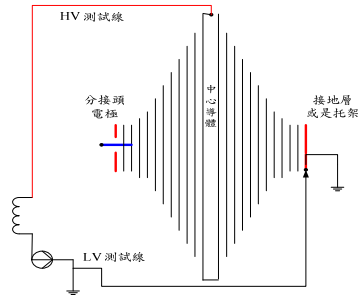


圖 16 不使用套管電容分接頭之量測

七、檢討與建議

該水力機組停電20天後，#1主變壓器已於96年8月23日完成加壓，以及#1發電機順利併入系統運轉；#1機組併入系統運轉一週後，#2主變壓器則於96年8月30日完成加壓，#2發電機順利併入系統運轉；此次變壓器套管事故因素檢討如下：

(一) 套管之檢討

水力機組#1、#2變壓器套管事故之可能原因為(1)雷擊，(2)溼氣進入套管中兩項因素；而在線路相導體上傳播的雷突波電壓，則包含感應雷擊突波電壓與直擊雷突波電壓。若鄰近輸電線路之雷雲對地放電電流大於7.5 kA的情況下，架空地線可充分釋放雷擊能量，並具有良好的保護效果，在此情況下，則屬於感應雷擊的主要原因；若是雷擊電流小於7.5 kA，則雷雲有可能對#1及#2番線相導體直接放電，雖雷擊突波電流對相關設備阻抗上所產生的電壓降，可能低於套管BIL值，但是在線路相導體上的突波電壓幅值，可能高於或是低於避雷器之點火電壓值，對套管而言，此雷擊突波過電壓幅值不致形成立即破壞絕緣特性的影響，但歷經多年的雷電壓衝擊，對套管絕緣亦有影響；變壓器因故絕緣劣化的套管，亦可能在加壓運轉中發生故障。

(二) 電容型套管之檢討

電容型套管含有C1與C2兩個主要電容元件，而C2分壓電容於運轉中係處於接地狀態，理論上C2與套管托架即大地之間並

無存在電位差，因此維護試驗僅針對C1電容進行介質電力因數試驗，即可滿足維護試驗之所需。惟在本次事故調查拆解套管電容分接頭時，檢視出分接頭與接地金屬片之接觸點上，存有電弧放電痕跡，顯示此一分接頭雖經由金屬片接地，其接觸阻抗仍有可能導致突波能量經由C2部分電容釋放，突波能量亦可能降低C2介質特性。

在防範套管絕緣劣化事故之議題上，建議變壓器之套管在竣工試驗時，建立C1及C2電容值之維護數據，建立日後評估套管絕緣劣化及老化現象的參考依據；在週期性維護試驗中，需適度修整電容分接頭電極與接地簧片之接觸面，降低其暫態突波電壓之接觸電阻；藉以強化檢測設備弱點之技術能力，保障變壓器等重要資產設備之運轉壽命。

八、參考文獻

- [1] IEEE C37.102-2006, "IEEE Guide for AC Generator Protection".
- [2] J. Lewis Blackburn, Thomas J. Domin, "Protective Relaying Principles and Applications", CRC Press is an imprint of the Taylor & Francis Group, New York 2006, pp. 223~231.
- [3] IEEE Std C57.19.00-2004, "IEEE Standard General Requirements and Test Procedures for Power Apparatus Bushings".
- [4] IEEE Std 4-1995, "IEEE Standard Techniques for High Voltage Testing".
- [5] IEEE Std C62.11-2005, "IEEE Standard for Metal-Oxide Surge Arresters for AC Power Circuits (>1 kV)".
- [6] Paul Gill, "Electrical Power Equipment Maintenance and Testing", Marcel Dekker, Inc., New York 1998, pp.100~106.

南科 E/S 中壓智慧型電子裝置 (IED) 汰換為 GE-F650 之電驛邏輯規劃及測試實務

嘉南供電區營運處 謝永信

壹、前言

中壓設備為最常發生故障之電力設備之一，良好之過電流保護協調及健全之保護電驛設備，除了可使設備發生事故時隔離故障點之外，如為饋線發生事故，還可於斷路器跳脫後自動試送電，縮短用戶停電時間。由於積體電路及微處理機技術發展進步神速，使得饋線保護電驛在設計及應用方面，從最早期的電磁機械式電驛 (Electric Mechanical, E/M)[1]，進步至現今之智慧型電子裝置 (Intelligent Electric Device, IED)，除了跳脫時間更為精準之外，現今之智慧型電子裝置還具有強大之邏輯規劃功能，使用者可依實際需求自行規劃保護邏輯，且 IED 具有事故波形記錄功能，有利於事故發生後之事故原因分析及研判。IED 電驛亦有隨時自我故障偵測功能，若 IED 電驛發生異常時會立即送出電驛故障警報通知現場人員前往處理，因此其所提供之可靠度、安全度及靈活度均較 E/M 電驛大幅提高。本次所汰換之南科 E/S 配電變壓器 #1DTR、#2DTR 及 #3DTR 所屬饋線保護電驛原為 Sepam2000 電驛，汰換為 GE-F650 保護電驛，汰換作業由本處變電組負責發包，南施處負責施工，南科 E/S 配合現場各項作業，本處電驛組負責功能測試及加入系統相關試驗。此次汰換之 IED 設備有饋線、電容器、主斷路器 (Main)、所內變壓器及聯絡斷路器等檔位保護電驛設備，所採購之 IED 電驛內建有 IEC61850 協定，GOOSE Message 及 MMS Message 等功能，於電驛單體驗收時有執行 IEC61850 之 MMS 及 GOOSE 通信協定功能驗證與測試，檢驗採購之 GE-F650 電驛是否符合 IEC61850 通信協定規範。

電驛汰換加入系統主要工作可分為三大部分：接線查核、標置設定及功能測試、

取載試驗等。接線查核部分，發現 PT 與 CT 迴路相序不同及部分 CT 迴路端子已滑牙鬆脫，在電驛組及南施處配合之下，已全部改善完成，防範系統發生故障時，電驛動作異常。標置設定及功能測試部分，電驛原廠對此款 GE-F650 電驛設計理念與目前台電所使用其它 GE 款式電驛有所不同，包含欠電壓(27)/過電壓(59)功能之標置定義、群組(Group)切換所代表意義、復閉電驛(79)設計理念不同等，均對於電驛人員於測試時產生相當程度之困擾，需不斷查閱電驛說明書並且與原廠技師討論之後，各項測試才得以順利完成。取載試驗時發現主斷路器 CT 迴路有多點接地情況發生，在現場勘查 CT 迴路電纜接線之後，將接地點逐一繪出並確認無誤，拆除多點接地接線(僅保留一點接地)並重新執行電驛取載試驗確認 CT 迴路正常之後送電加入系統。

本技術報告可分為五部分：首先為各設備之保護元件規劃，依設備實際需求規劃適當之保護方式；其次為保護電驛電壓及電流迴路規劃配置；接著是各保護功能之測試方法；第四部分為 IEC61850 GOOSE 與 MMS 功能測試；最後是主斷路器 CT 迴路多點接地之探討及改善。

貳、保護元件規劃

各電力設備所啟用之保護元件依設備之特性及運轉調度考量而有不同規劃，表1所示為各電力設備啟用之保護元件總覽，由表中可知，每個設備均會啟用延時相間過電流保護(51)及延時接地過電流保護(51N)，而相間及接地之瞬時過電流保護(50/50N)則視該設備是否需與下游設備

表1 各電力設備保護元件啟用表

	27	50	51	50N	51N	59	79
饋線		✓*	✓		✓		✓*
主斷路器			✓		✓		
電容器	✓	✓	✓	✓	✓	✓	
所內變壓器		✓	✓	✓	✓		
聯絡斷路器			✓		✓		

*為架空類型饋線

協調而定，如主斷路器(Main)及聯絡斷路器(TIE)因需與饋線做過電流保護協調，因此不可啟用瞬時過電流保護功能。值得注意的是電容器除了50/50N/51/51N保護之外，尚有欠電壓(27)及過電壓(59)保護。

為了避免饋線轉供過程中因三相電流不平衡而產生較大之中性線電流，造成51N元件動作跳脫斷路器，因此非環路系統之饋線電驛標置會多一組轉供用的51N標置，如圖1所示，在饋線開始轉供前，配電饋線調度中心(FDCC)會先遠端遙控將IED切換至轉供模式，待轉供作業完成後再切回正常模式。

饋線名稱	CTR	OO (S1)			LCO (51N)			LCO (51G)轉供用			復閉電驛	
		廠牌	Tap	Level	廠牌	Tap	Level	廠牌	Tap	Level		
K218#16線	600/5	GEF650	5	3	50	GEF650	1	6	2	4.5	/	1次 10S
K217#17線	600/5	GEF650	5	3	50	GEF650	1	6	2	4.5	/	1次 10S
K218#18線	600/5	GEF650	5	3	50	GEF650	1	6	2	4.5	/	1次 10S
K219#19線	600/5	GEF650	5	3	50	GEF650	1	6	2	4.5	/	1次 10S
K220#20線	600/5	GEF650	5	3	50	GEF650	1	6	2	4.5	/	1次 10S

圖1 饋線 IED 標置

參、電壓及電流迴路規劃配置

如圖2所示，以#3DTR二次側所屬設備為例，CGIS的每個饋線有二組CT，CT-2為短接不使用，斷路器之CT-1則同時串接IED及power meter設備(圖中並未繪出power meter)。因饋線為負相序系統，而舊有Sepam2000電驛及power meter只能輸入正相序系統之電壓、電流訊號，經查證後PT從CGIS箱體引接出來的E1、E2、E3已為正相序之電壓訊號，而CT從CGIS箱體引接出來的1R1、1R2、1R3則為負相序之電流訊號，因此舊有之CT迴路於CTT上方將S、T相對調後形成正相序系統之後再進入Sepam2000電驛及

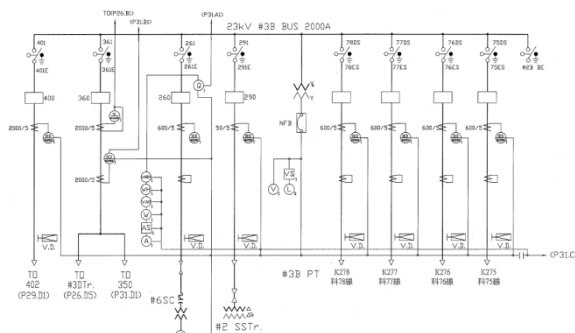


圖2 #3DTR 配電變壓器二次側所屬設備單線圖



圖3 現場CT迴路S、T相於CTT上方對調

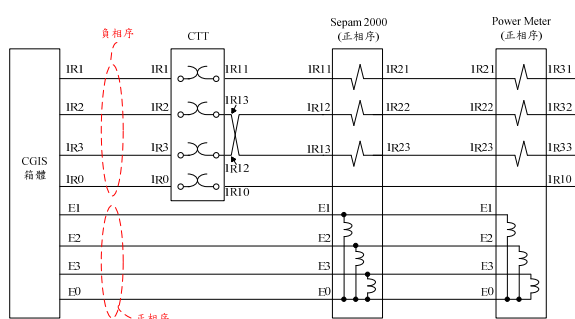


圖4 舊有Sepam2000電驛PT及CT迴路接線圖(饋線)

power meter，如圖3所示，電壓迴路則因原本即為正相序訊號毋須將S、T相對調，舊有之CT及PT迴路接線如圖4所示。

本次工程為將舊有Sepam2000電驛汰換為GE-F650電驛，而GE-F650可設定系統為正相序或負相序，考量到日後事故分析的一致性與方便性，因此將電驛設定成和系統相同為負相序，故該盤面由原本Sepam2000電驛的正相序系統變成為

GE-F650 電驛的負相序系統，而 power meter 則維持正相序系統不變。為使 GE-F650 電驛成為負相序系統，必須改接 PT 及 CT 迴路接線，改接方法有二種：

方案一

電流迴路：

舊有之 CT 接線為在 CTT 上方將 S、T 相對調後使電流成為正相序，因此若再把 CTT 上方 S、T 相對調回來後則進入電驛之電流訊號將恢復為負相序，然後 CT 迴路串接完電驛之後，需於 power meter 背板端子處將 CT 迴路之 S、T 相對調成正相序。

電壓迴路：

PT 則由於 CGIS 箱體引接出來時已是正相序，因此需在 CGIS 箱體端子台處將 E2、E3 對調形成負相序進入電驛之後，再於 power meter 背板端子處將 E2、E3 對調回來形成正相序。

此方法如圖 5 所示，將 CT 原本為負相序之電流訊號引接進入電驛之後再於 power meter 處變更為正相序，此為較標準之接線方式，但 CTT 上方及 power meter 後端 CT、PT 迴路均需改接線，所以較為費工費時。

方案二

電流迴路：

維持舊有 CTT 上方之 S、T 相對調不動，於 CT 迴路要流入電驛之端子處將 S、T 相對調成負相序，然後 CT 迴路流出電驛之端子處再將 S、T 相對調恢復成正相序之後再引接至 power meter。

電壓迴路：

PT 由於 CGIS 箱體引接出來時 E1、E2、E3 是正相序，因此可在進電驛背板端子處將 PT 接線順序改為 E1、E3、E2 形成負相序，出電驛時再改為正相序，因此 power meter 背板端子處則維持 E1、E2、E3 順序之正相序接法。

此方法如圖 6 及圖 7 所示，只須在電驛背板處更改 PT、CT 接線即可，較為省時方便，也可避免較多接線錯誤的風險。

本次汰換經綜合考慮方案一及方案二利弊之後，決定採用方案二以降低接線複雜度及配線錯誤之風險，同時也可節省施工時間及人力成本。

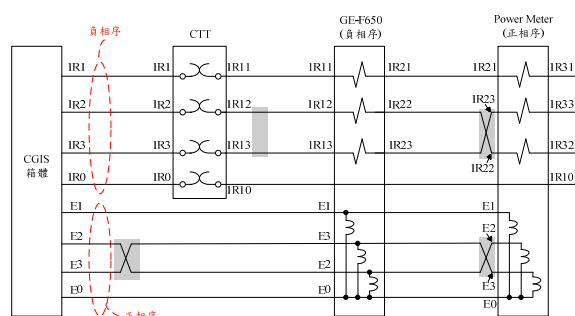


圖 5 方案一之 GE-F650 電驛 PT 及 CT 迴路接線圖，灰色陰影處為須改接線的地方

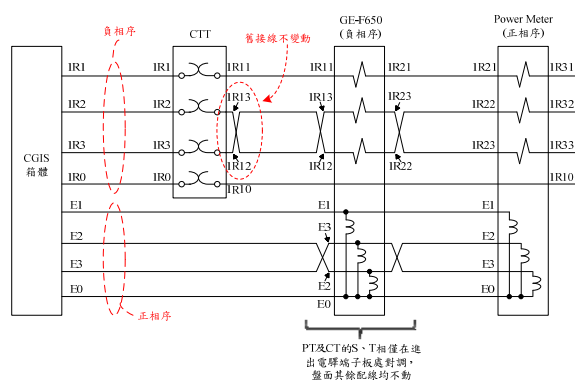


圖 6 方案二之 GE-F650 電驛 PT 及 CT 迴路接線圖，除 GE-F650 本體之外，盤面其餘地方配線均不用改接(本次汰換採此方案)

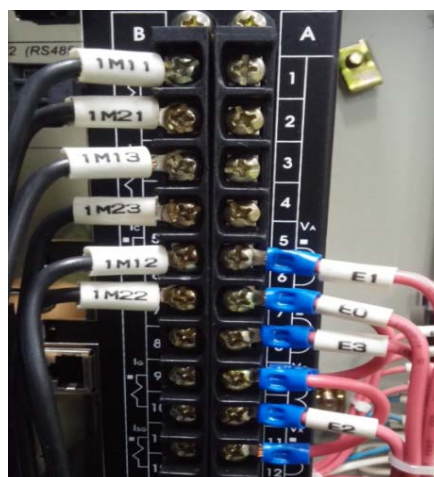


圖 7 方案二只需改變 GE-F650 電驛後方配線順序

在 CT 迴路查線過程中，發現有部分 CT 迴路端子台已有部分螺絲滑牙鬆脫如圖 8 所示，雖短時間內不至於發生 CT 開路現象，但長時間電流流過將造成端子台發熱，可能衍發不必要的事務，經與南施處反應更新端子台之後如圖 9，已解決此問題。



圖 8 舊有 1R0 端子部分螺絲已滑牙鬆脫



圖 9 更換為新端子台

肆、保護功能測試

本次測試所使用電驛測試儀器為 doble F2500，能選擇同時產生二組單相電壓輸出，或一組單相電壓及一組單相電流輸出，亦或選擇同時產生二組單相電流輸

出。GE-F650 內建頻率電驛(81)功能[2]，於單體驗收試驗時有測試頻率電驛功能，因南科 E/S 之 DTR 二次側 Main 及饋線均無規劃使用頻率電驛功能，故電驛單體試驗完畢後即將頻率電驛功能閉鎖。

1. 過電流保護功能(50/50N/51/51N)

測試 50/50N/51/51N 功能時，和以往測試 E/M 型電驛並無不同，但須注意電驛切換至轉供模式(51NX)時的邏輯設計。GE-F650 電驛可規劃 3 個設定群組(Group1~Group3)，按照 IED 規劃的習慣會將正常模式設定為 Group1，轉供模式(區處稱為分流器模式)設定為 Group2，而 Group3 則不使用，當值班主任從正常模式切至轉供模式時，電驛即從 Group1 切換至 Group2，一般電驛人員認知為當切換至 Group2 時，Group1 群組之所有功能即自動 Disable，但此款電驛設計較為特殊，當切換至 Group2 時，Group1 仍然為 Enable 狀態，即 Group1 之設定仍會影響電驛動作特性，舉例來說，Group1 51N 之 T/L 設定為 1.5/6，而 Group2 51N(轉供模式)之 T/L 設定為 2/5，現在若將電驛切至轉供模式 Group2，並且利用 doble 模擬 A-N 故障電流 1.9A，則一段時間後電驛將因 Group1 之 51N 動作而送出跳脫訊號。為改善此問題，當切換至 Group2 時，必須送一訊號閉鎖 Group1 之 51N 元件，如圖 10 所示，於電驛軟體 Relay configuration->Protection elements 規劃閉鎖邏輯，當值班人員切換至轉供模式時，則電驛輸入接點 CONT IP_F_CC3(CC3)為 1 同時閉鎖 Group1 之中性點延時過流元件 NEUTRAL TOC1 及 GROUND TOC1，閉鎖後可由電驛監視畫面觀察到 NEUTRAL TOC1 及 GROUND TOC1 已被閉鎖，如圖 11 所示。在相同單相接地故障電流情況下，Group2 之 51N 元件並不會較 Group1 之 51N 還早動作，故當電驛切換在正常模式 Group1 時，不用送訊號閉鎖 Group2 的 NEUTRAL TOC2 及 GROUND TOC2 元件。

SELECT	SOURCE
<input type="checkbox"/> PH TOC3 HIGH C BLK	None
<input checked="" type="checkbox"/> NEUTRAL TOC1 BLOCK	CONT IP_F_CC3(CC3)
<input type="checkbox"/> NEUTRAL TOC2 BLOCK	None
<input type="checkbox"/> NEUTRAL TOC3 BLOCK	None
<input checked="" type="checkbox"/> GROUND TOC1 BLOCK	CONT IP_F_CC3(CC3)
<input type="checkbox"/> GROUND TOC2 BLOCK	None
<input type="checkbox"/> GROUND TOC3 BLOCK	None

圖 10 轉供模式時閉鎖 Group1 中性點延時過電流元件之邏輯規劃

NEUTRAL TOC1 BLOCK	
NEUTRAL TOC2 BLOCK	
NEUTRAL TOC3 BLOCK	
GROUND TOC1 BLOCK	
GROUND TOC2 BLOCK	
GROUND TOC3 BLOCK	

圖 11 切換至轉供模式時，由電驛即時監視畫面可知 Group1 51N 元件被閉鎖

2. 欠電壓/過電壓功能(27/59)

電容器之欠電壓保護(27)及過電壓保護(59)設定如圖 12 及圖 13 所示，依供電處所給電驛標置為欠電壓門檻 93V(相電壓)延時 1 秒，過電壓門檻 132V(相電壓，線電壓為 $132V \times 1.732 = 228V$)延時 1 秒，需注意的是欠壓保護之門檻電壓可選擇相電壓 (PHASE-GROUND) 或線電壓 (PHASE-PHASE)，而過壓保護之門檻電壓則固定為線電壓，因此須設定過壓值為 $132V \times 1.732 = 228V$ 。

Name	Value
Function	ENABLED
Mode	PHASE-GROUND
Pickup Level	93 V [3 : 300]
Curve	DEFINITE TIME
Delay	1.00 s [0.00 : 900.00]
Minimum Voltage	5 V [0 : 300]
Logic	ANY PHASE
Supervised by 52	DISABLED
Snapshot Events	ENABLED

圖 12 欠電壓保護設定(須 keyin 相電壓)

Name	Value
Function	ENABLED
Pickup Level	228 V [3 : 300]
Trip Delay	1.00 s [0.00 : 900.00]
Reset Delay	0.00 s [0.00 : 900.00]
Logic	ANY PHASE
Snapshot Events	ENABLED

圖 13 過電壓保護設定(須 keyin 線電壓 $132V \times 1.732 = 228V$)

由於 27/59 設定均為任一相(ANY PHASE)條件成立即動作，因此在測試欠電壓功能時，需調整 doble 同時輸出 2 組交流電壓，將電驛 VA 接於 doble 第一組輸出電壓源 V1，VB 及 VC 接於 doble 第二組輸出電壓源 V2，如圖 14 所示，固定 doble 第二組輸出電壓 $V2=94V$ ，調整 doble 輸出第一組電壓 V1 低於 93V 且超過 1 秒時，則電驛輸出跳脫訊號。而測試電驛過電壓功能時，如圖 15 接法，此時相電壓等於線電壓，並且將電驛欠電壓功能暫時關閉，調整 doble 輸出超過 228V 且持續 1 秒之後，則電驛輸出跳脫訊號。

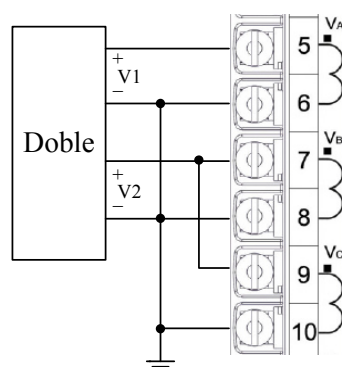


圖 14 欠電壓保護測試接線(doble 選擇同時輸出二組電壓模式)

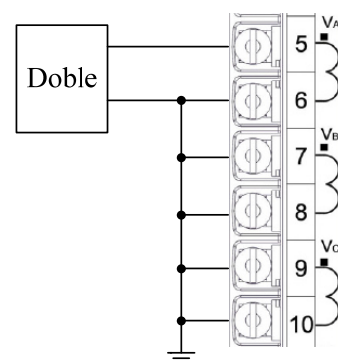


圖 15 A 相過電壓保護測試接線

3. 復閉功能(79)

IED 電驛復閉功能測試時必須模擬饋線故障將實際斷路器跳脫之後，試驗 CB 是否會投入，以驗證整體復閉功能是否正確。由於 IED 規範規定若第一次故障跳脫時為瞬時過電流元件(50)動作的話，復閉電驛動作期間若再有故障發生，改以延時過電流元件(51/51N)動作跳脫斷路器。

此功能邏輯規劃如圖 16 及圖 17 所示，假設目前電驛盤面 79 USE/LOCK 之 43R 開關切換至 USE 狀態，則 CONT IP_F CC4(CC4)為邏輯"1"，當瞬時過電流元件(50/50N)動作後跳脫斷路器並開始進行復閉程序，此時 VIRTUAL OUTPUT 102 訊號為邏輯 "1"，此訊號並連接至 SR 正反器之 Set 輸入點，另從 IED 送出斷路器跳脫訊號至復閉週期結束前，AR READY 訊號為邏輯"0"，此訊號並連接至 SR 正反器之 Reset 輸入點，上述條件下 SR 正反器輸出為邏輯"1"，因此 VIRTUAL OUTPUT 105 訊號為邏輯"1"，故閉鎖 50/50N 元件如圖 18 所示。此時若再有故障發生，則電驛將以 51/51N 元件動作跳脫斷路器。當復閉週期結束後，AR READY 訊號為邏輯 "1"，此時 SR 正反器輸出為邏輯"0"，50/50N 閉鎖訊號消失，電驛瞬時過流保護(50/50N)元件恢復正常使用如圖 19 所示。

所謂復閉週期(Reclose Cycle)是指電驛從送出跳脫訊號開始起算，直至復閉次數成功後 30 秒內的這段時間。舉例而言，若復閉設定總次數為 1 次、10 秒鐘，則故障發生且電驛送出跳脫訊號 (AR READY=0)並啟斷 CB 後的第 10 秒鐘時，電驛將送出斷路器投入訊號。若 CB 投入成功後的 30 秒內均無任何故障發生，則復閉週期結束，AR READY 訊號恢復為邏輯 "1"。

由圖 17 右方之 50/50N 解閉鎖(Unlock)訊號 VIRTUAL OUTPUT 100 可知，50/50N 解閉鎖條件有：

- (1)復閉週期結束後 AR READY 訊號為邏輯"1"
- (2)復閉週期尚未結束前，將電驛盤面 79 USE/LOCK 之 43R 切換開關由 USE 狀態切至 LOCK 之後(CONT IP_F CC4(CC4)邏輯由"0"→"1")，再由 LOCK 切回 USE 狀態(CONT IP_F CC4(CC4) 邏輯由"1"→"0")。

SELECT	SOURCE	NOT
PH IOC1 HIGH A BLK	Press for logic	M
PH IOC1 HIGH B BLK	Press for logic	M
PH IOC1 HIGH C BLK	Press for logic	M
PH IOC2 HIGH A BLK	Press for logic	M
PH IOC2 HIGH B BLK	Press for logic	M
PH IOC2 HIGH C BLK	Press for logic	M
PH IOC3 HIGH A BLK	Press for logic	M
PH IOC3 HIGH B BLK	Press for logic	M
PH IOC3 HIGH C BLK	Press for logic	M
PH IOC1 LOW A BLK	Press for logic	M
PH IOC1 LOW B BLK	Press for logic	M
PH IOC1 LOW C BLK	Press for logic	M
PH IOC2 LOW A BLK	Press for logic	M
PH IOC2 LOW B BLK	Press for logic	M
PH IOC2 LOW C BLK	Press for logic	M
PH IOC3 LOW A BLK	Press for logic	M
PH IOC3 LOW B BLK	Press for logic	M
PH IOC3 LOW C BLK	Press for logic	M
NEUTRAL IOC1 BLOCK	Press for logic	M
NEUTRAL IOC2 BLOCK	Press for logic	M
NEUTRAL IOC3 BLOCK	Press for logic	M
GROUND IOC1 BLOCK	Press for logic	M
GROUND IOC2 BLOCK	Press for logic	M
GROUND IOC3 BLOCK	Press for logic	M

圖 16 復閉電驛動作閉鎖 50/50N 元件之參數設定

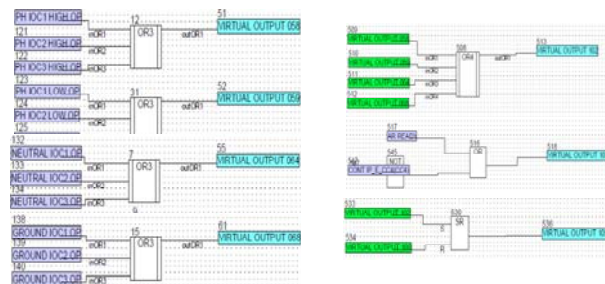


圖 17 復閉電驛動作閉鎖 50/50N 元件之邏輯規劃

Protection Blocks	
PH IOC1 HIGH A BLK	●
PH IOC1 HIGH B BLK	●
PH IOC1 HIGH C BLK	●
PH IOC2 HIGH A BLK	●
PH IOC2 HIGH B BLK	●
PH IOC2 HIGH C BLK	●
PH IOC3 HIGH A BLK	●
PH IOC3 HIGH B BLK	●
PH IOC3 HIGH C BLK	●
PH IOC1 LOW A BLK	●
PH IOC1 LOW B BLK	●
PH IOC1 LOW C BLK	●
PH IOC2 LOW A BLK	●
PH IOC2 LOW B BLK	●
PH IOC2 LOW C BLK	●
PH IOC3 LOW A BLK	●
PH IOC3 LOW B BLK	●
PH IOC3 LOW C BLK	●
NEUTRAL IOC1 BLOCK	●
NEUTRAL IOC2 BLOCK	●
NEUTRAL IOC3 BLOCK	●
GROUND IOC1 BLOCK	●
GROUND IOC2 BLOCK	●
GROUND IOC3 BLOCK	●

圖 18 復閉電驛動作期間閉鎖 50/50N 元件

Protection Blocks	
PH IOC1 HIGH A BLK	●
PH IOC1 HIGH B BLK	●
PH IOC1 HIGH C BLK	●
PH IOC2 HIGH A BLK	●
PH IOC2 HIGH B BLK	●
PH IOC2 HIGH C BLK	●
PH IOC3 HIGH A BLK	●
PH IOC3 HIGH B BLK	●
PH IOC3 HIGH C BLK	●
PH IOC1 LOW A BLK	●
PH IOC1 LOW B BLK	●
PH IOC1 LOW C BLK	●
PH IOC2 LOW A BLK	●
PH IOC2 LOW B BLK	●
PH IOC2 LOW C BLK	●
PH IOC3 LOW A BLK	●
PH IOC3 LOW B BLK	●
PH IOC3 LOW C BLK	●
NEUTRAL IOC1 BLOCK	●
NEUTRAL IOC2 BLOCK	●
NEUTRAL IOC3 BLOCK	●
GROUND IOC1 BLOCK	●
GROUND IOC2 BLOCK	●
GROUND IOC3 BLOCK	●

圖 19 復閉週期結束後 50/50N 元件恢復正常

伍、IEC61850功能測試

IEC61850 通信協定的全名為 "Communication networks and systems in substations"，為國際電工技術委員會(IEC)與美國電力研究所(EPRI)共同會商研討，結合 IEC60870、UCA 2...等標準的優點及國際目標，訂定統一的國際標準通信協定 IEC61850，使不同製造商設備和監控系統趨向統一化、標準化。當監控系統與相關設備整合時，能有共通語言，使不同廠商產品具有互操作性，並使維護簡單化、降低建置成本和未來擴充成本。

IEC61850 自動化變電所分層式架構如圖 20 所示[3]，主要可分成變電站層(Substation level)、間隔層(Bay level)和過程層(Process level)，變電站層主要包括變電所 SCADA、人機介面(HMI)、資料庫和遠端通信介面等設備；間隔層包含變電所保護、控制和監視等設備；過程層則為變電所現場一次設備，如 PT、CT 斷路器和開關設備。

變電站層與間隔層間實現基於 MMS(Manufacturing Message Specification)之網路通信，用戶端以 MMS 方式下達一個讀取變量值的訊息給伺服器端，伺服器端收到訊息後，將儲存於電驛內部的變量數值回傳給用戶端，例如電壓、電流、功率...等變量數值均以 MMS 方式傳遞。而各電驛間之資料互通則以 GOOSE(Generic Object Oriented Substation Event)作為溝通，GOOSE 訊息的通信方式為對等通信(Peer-to-Peer communication)且採一對多廣播，在 Ethernet 網路上高速傳輸，當系統發生故障時，IED 之間可以透過同一層的通信網路直接做資料交換，不需要將訊息傳送到監控系統電腦，再從電腦發出命令到相關的 IED 執行命令。

GE-F650 電驛驗證 IEC61850 之 MMS 及 GOOSE 通信時，需先將 PC、二具 GE-F650 電驛及交換器(Switch)之間以 Ethernet 網路線連接如圖 21 所示，主 IED 之 IP 位址為 192.168.0.1，IED NAME

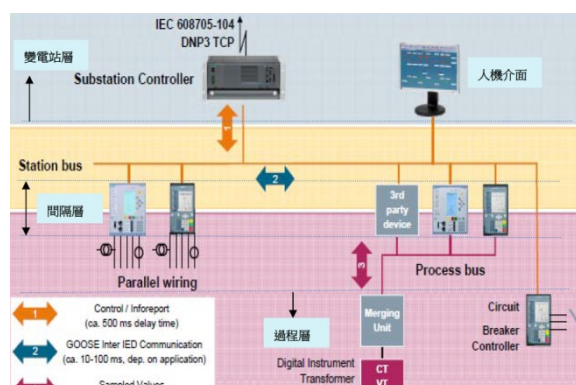


圖 20 IEC61850 自動化變電所分層式架構

定義為 F650_1；輔助 IED 之 IP 位址為 192.168.0.2，IED NAME 定義為 F650_2。本次功能驗證測試項目及相對應之 IEC61850 節點名稱如表 2 所示，IEC61850 採用 4 個字母來對每一邏輯節點命名，第一個字母代表功能或設備之群組類別名稱，後三個字母為功能或設備名稱的縮寫，例如表 2 中的 "MMUX" 其第一個 M 代表量測(Measurement)，MUX 代表三相系統功率(P、Q)、電壓(V)、電流(I)和阻抗(Z)；而 "PTUV" 其第一個 P 代表保護(Protection)，TUV 代表延時(T)欠電壓(UV)。



圖 21 基於 GE-F650 之 IEC61850 試驗接線

表 2 IEC61850 試驗項目及節點名稱

	測試參數	邏輯節點
IEC61850 MMS	電壓值	MMUX (Measurement)
IEC61850 GOOSE	欠電壓保護功能	PTUV, rinGGIO

首先需將電驛之 ICD (IED Capability Description)檔下載至電腦後，然後編輯 DataSet Elements 如圖 22 所示，編輯內容包含邏輯設備、邏輯節點、資料集、控制功能方塊及邏輯規劃，規劃完成並且執行編譯 (Compiler) 之後即成為 CID (Configured IED Description)檔，然後將 CID 檔上傳至電驛。主 IED(F650_1)及輔助 IED(F650_2)均需如上方式規劃。

1. MMS 功能測試

利用電驛測試儀器給 F650_1 的 PT 二次側 $V_{ab}=54.58V$ (電驛 PT 匝比 PTR=120)，則所模擬之用戶端 PC 收到 MMS 讀值與 F650_1 一次側線電壓 $V_{ab}=6.551kV$ ($54.58V \times 120 = 6.551kV$) 吻合，由此模擬驗證 MMS 信號傳遞功能正常，如圖 23 所示。

2. GOOSE 功能測試

為方便觀察 GOOSE 接收到的訊息變化，如圖 24 所示，規劃 F650_2 面板的 LED15 為 Remote 電驛 F650_1 欠壓指示燈，當 F650_1 欠壓條件成立時，透過 GOOSE 將欠壓訊息傳送至 F650_2，則 F650_2 面板的 LED15 亮燈。

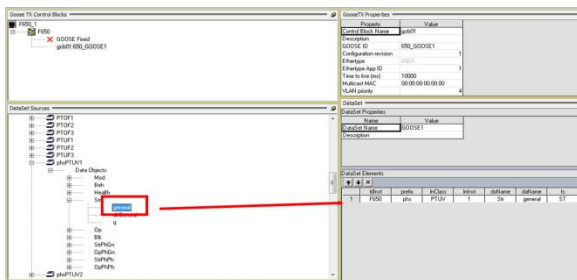


圖 22 編輯 ICD 檔案之 DataSet Elements

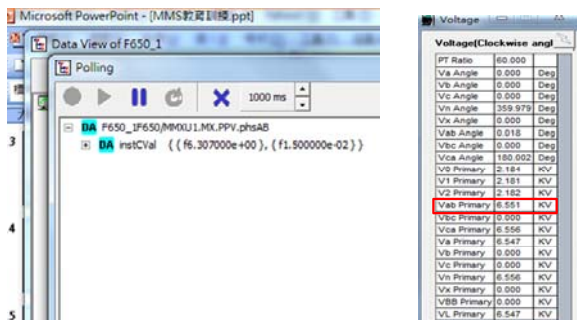


圖 23 所模擬用戶端 PC 顯示 MMS 讀值與 F650_1 之 V_{ab} 電壓吻合

SELECT	NAME	SOURCE	OR	NOT	
<input checked="" type="checkbox"/>	LED1	PROT ALAR	VIRTUAL OUTPUT 000	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
<input checked="" type="checkbox"/>	LED2	TRIP	VIRTUAL OUTPUT 083	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
<input checked="" type="checkbox"/>	LED3	50/51P TRIP	VIRTUAL OUTPUT 019	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
<input checked="" type="checkbox"/>	LED4	50/51G TRIP	VIRTUAL OUTPUT 069	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
<input checked="" type="checkbox"/>	LED5	27/59 TRIP	Press for logic	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
<input checked="" type="checkbox"/>	LED6	PICKUP	VIRTUAL OUTPUT 085	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
<input checked="" type="checkbox"/>	LED7	50/51P PICKU	VIRTUAL OUTPUT 007	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
<input checked="" type="checkbox"/>	LED8	50/51G PICKU	VIRTUAL OUTPUT 009	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
<input checked="" type="checkbox"/>	LED9	27 PICKUP	VIRTUAL OUTPUT 045	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
<input checked="" type="checkbox"/>	LED10	59 PICKUP	VIRTUAL OUTPUT 046	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
<input checked="" type="checkbox"/>	LED11	UV1	UV1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
<input checked="" type="checkbox"/>	LED12	UV2	UV2	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
<input checked="" type="checkbox"/>	LED13	UV3	UV3	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
<input checked="" type="checkbox"/>	LED14	UV4	UV4	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
<input checked="" type="checkbox"/>	LED15	GOOSE IN	Rem GOOSE Dig Inp 1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

圖 24 規劃 F650_2 之 LED15 為 F650_1 欠壓指示燈

a) F650_1 欠壓元件未動作：

當 F650_1 「欠電壓元件」未動作時，F650_1 的 phsPTUV1.ST 為 "0"; GOOSE 信號傳遞到 F650_2 的 rinGGIO1.ST[Ind1] 也為 "0"，如圖 25 所示，F650_1 的 UV 元件未動作，F650_2 的 LED15 不亮。

b) F650_1 欠壓元件動作：

當 F650_1 「欠電壓元件」動作時，F650_1 的 phsPTUV1.ST 為 "1"，透過 GOOSE 信號傳遞到 F650_2，使 rinGGIO1.ST[Ind1] 為 "1"，如圖 26 所示，F650_1 觸發 UV 元件動作，F650_2 的 LED15 亮燈，由此驗證 GOOSE 信號傳遞功能正常。



圖 25 F650_1 欠壓元件未動作



圖 26 F650_1 欠壓元件動作

陸、主斷路器 CT 迴路多點接地之探討及改善

#350 及#360 主斷路器之 IED 於汰換完成後進行取載試驗時，發現由電流鉤表量測出之 N 相數值異常如表 3 及表 4 所示。由表中紀錄可知無論是#350 或#360，其三相電流大小幾乎相同，角度互差 120 度，此為非常標準之三相電流特性，所以理論上 N 相電流應該接近 0A，但實際用電流鉤表量測時卻發現#350 及#360 的 N 相電流分別有 0.31A 及 0.32A 的電流值出現，再用電流鉤表同時量測 RST 三相電流之合成量之後，發現電流分別只有 2mA 及 3mA 的讀值，因此懷疑 CT 迴路可能有多點接地的情形發生。

經現場查線之後，繪出#350 及#360 之 CT 迴路如圖 27 所示，圖中可發現#350 及#360 之 CT 迴路在本身 CGIS 箱體進入 CTT 之前已將 N 相接地，然後 CT 迴路的 N 相在 M05 盤面進入 CTT 之前又各自接地一次，由於#350 及#360 之 CT 迴路有部

表 3 #350 取載試驗結果

	電流鉤表讀值
R	0.89 $\angle 0^\circ$ A
S	0.91 $\angle 121^\circ$ A
T	0.91 $\angle 240^\circ$ A
N	0.32A(異常)
RST 合成量測值 (電流鉤表量測)	3mA
RST 合成計算值 (電驛軟體讀取)	0.002A

表 4 #360 取載試驗結果

	電流鉤表讀值
R	0.90 $\angle 0^\circ$ A
S	0.91 $\angle 120^\circ$ A
T	0.89 $\angle 240^\circ$ A
N	0.31A(異常)
RST 合成量測值 (電流鉤表量測)	2mA
RST 合成計算值 (電驛軟體讀取)	0.001A

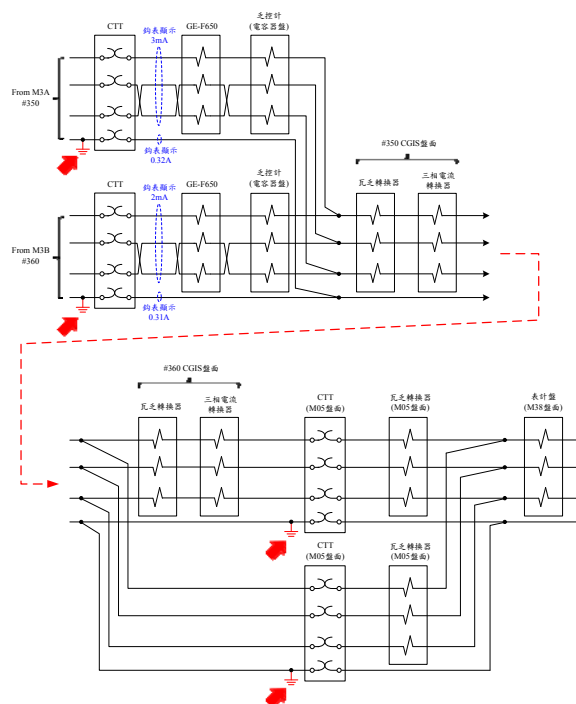


圖 27 #350 及#360 之 CT 迴路多點接地圖，箭頭所指方向為接地點

部分共用，造成此 CT 迴路共有 4 點接地的情形發生，使 N 相與大地之間有環流出現，因此 N 相電流值遠大於 RST 合成電流值。所幸 Sepam2000 電驛之 51N 過電流元件採 RST 三相合成計算方式之中性點電流值(非使用 N 相實際流過之量測值)，所以才未有電驛動作異常的情事發生。

CT 迴路中性點接地最主要目的是避免該迴路對地電壓有浮動情形，以避免人員靠近時因高壓而產生電擊危險，所以一般 CT 迴路採單點接地，避免 CT 多點接地時中性線與大地之間產生環流而造成保護電驛動作異常。

#350 及#360 之 CT 迴路多點接地之改善方法為只保留一處接地，並把其它三處接地點拆除，如圖 28 所示，只保留#350 之接地點，如此該迴路只會有單點接地，因 CT 二次側 N 相與大地之間並無環路，如此就不會產生環流出現。改善完成後再次做取載試驗可知 N 相電流只有約 5mA 左右電流，與 RST 三相合成計算方式之中性線電流值相近。

雖改善接地情況後已無接地環流產生，但若現場人員做設備維護時將#350 之

CTT 隔開，則 CTT 二次側之 CT 迴路將因中性點無接地而可能有人員遭電擊危險！改善方法為利用短路線把#350 及#360 CTT 之 N 相上下相連如圖 28 及圖 29 所示，如此即便維護人員將 CTT 隔開，也不會造成 N 相無接地的情形發生。

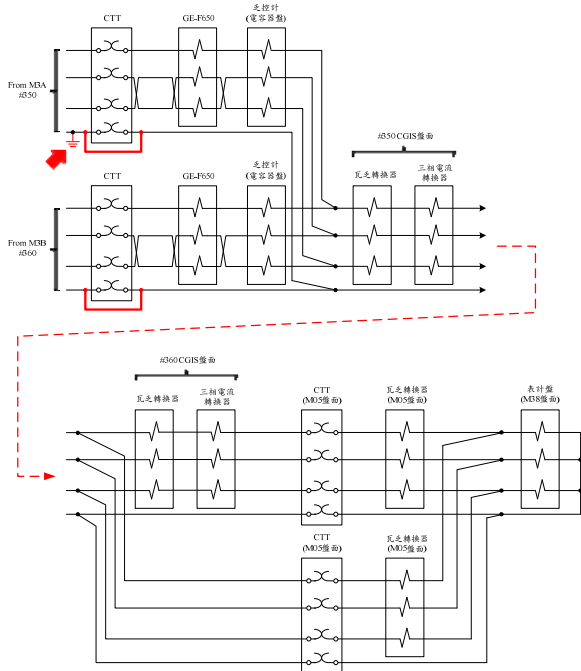


圖 28 #350 及#360 多點接地拆除改善後之 CT 迴路接地狀況



圖 29 將 CTT N 相上下方短路，目的為防止 CTT 隔開時 N 相無接地

柒、結論

GE-F650 與舊有 Sepam2000 電驛優缺點比較如表 5 所示，由表 5 可知 GE-F650 電驛不但具有乙太網路連線功能及事故資料波形記錄功能外，更符合 IEC61850 通

表 5 Sepam2000 與 GE-F650 電驛優缺點比較

特點	Sepam2000	GE-F650
保護協調	好	更好且更為彈性
動作速度	快	更快
連線方式	使用專用控制器	筆電可直接連線
IEC61850	無	有
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
網路校時	無	有
可規劃式面板 LED	無	有

信規範，使該電驛未來可規劃使用在基於 IEC61850 通信協定之自動化變電所。

本次汰換工程為變電組負責發包工作及各窗口聯繫，南科 E/S 配合現場各項作業，南施處負責施工，原設計為將 Sepam2000 電驛之配線完全複製至 GE-F650 電驛，然而不同電驛之設計理念不同，且考慮日後維護工作及故障分析之一致性及方便性，將原 Sepam2000 電驛之正相序系統改為與實際饋線系統相符之負相序系統，經多次與南科 E/S 及南施處溝通協調後，同意以方案二(圖 6)方式施作。

本次換工程加入系統時，電驛人員落實各項試驗工作，發現並解決多項系統潛在弱點，強化保護電驛功能並防範事故於未然。接線查核部分，除發現 PT 與 CT 迴路相序不符合外，並發現部分 CT 迴路端子已滑牙鬆脫。標置設定及功能測試部分，列出此款電驛群組(Group)切換及閉鎖瞬時過電流元件之邏輯規劃需注意的地方，並提出利用電驛測試儀器(doble)測試欠電驛電壓(27)/過電壓(59)功能的方法。取載試驗部分，發現主斷路器 CT 迴路有多點接地情形發生，在改善並再次取載確認無

多點接地情況後加入系統。

本汰換工程在南科 E/S 人員全力配合及電驛組落實各項試驗工作，搭配南施處對保護電驛之交流迴路及控制迴路豐富之設計與施工經驗，使本工程得以順利圓滿完成。本技術報告彙整本工程 IED 汰換過程中遇到的問題及解決方法，並列出 GE-F650 電驛邏輯設計較為特殊之處，供日後類似汰換工程及維護工作時之參考。

捌、參考文獻

- [1] 李宏任，實用保護電驛，全華科技圖書股份有限公司，2002 年 10 月。
- [2] GE-F650 Digital Relay Controller Instructions Manual GEK-106310 AC (General Electric Company)
- [3] 吳清章、劉子賢，電力調度自動化系統與智慧電網相關應用整合，2014 年出國報告。

正視社會高齡化的衝擊與因應

常務監事 李國楨

一、引言

1951年紐約時報專欄作家 Sylvia F. Porterg. 首度將二次大戰結束後，於1946~1964年間出生率特別高的新生兒，統稱「嬰兒潮」。這些散佈在全球各角落的嬰兒潮，如今已陸續超越65歲高齡，紛紛進入退休人生。經濟學家一致認定：高齡巨量化是全球性首要共同面對的課題，可以預見的是未來勞動人口數將下滑萎縮，經濟成長動力趨緩，使潛在生產力逐年下降。當高齡人口逐年累增時，從繳稅轉為領取老年年金，導致稅基流失短收，同時年金支付隨高齡人口累增而成長，造成政府財政負擔逐年沉重，劣勢翻轉恐遙遙無期。

談及社會高齡化之主因大致如下：

1. 年輕人失業風險高，所得實質停滯，放棄成家立業亦難以突破現狀。
2. 產業創新加速，過度挹注精力與時間拼業績，輕忽正常生育致少子化。
3. 政府財政長期窘困，無力兼顧補助生育及育兒津貼的人口紅利政策。
4. 醫療衛生科技發達助益延長壽命。

總之「不婚、不生、缺乏育幼津貼補助、延壽」等因素造成社會高齡化。

未來全球人口結構高齡化現象無可逆轉，當然會對全球經濟、社會及政治產生重大衝擊。台灣因嚴重少子化問題而衍生人口結構加速老化趨勢，這是政府必須深思熟慮、想方設法解決的難題。例如：鼓勵提

升生育率、修訂移民新政策、參研經濟合作暨發展組織國家(OECD)有關高齡化政策，博諮採議緩降負面衝擊。

二、國內人口老化概況及展望

依據內政部統計，我國在1993年老人占總人口比率達7%以上，正式邁入聯合國所定的高齡化社會。而今(2016)年依據行政院經建會人口推計資料0~14歲佔比13.02%，15~64歲佔比73.98%，65歲以上佔比13.00%；推估2018年將超過14%，達到國際慣例及聯合國所稱的高齡(aged)社會，2025年比率將超過20%，成為超高齡(super-aged)社會。台灣人口老化的速度是另類的全球第一，不僅超英趕美，甚至比「長壽國」日本更快，根據國家發展委員會推估，民國117年每3個工作人口，就要扶養1個老人，令人驚嘆訝異，瞠目結舌。

依據美國人口普查局的研究指出，從2015-2050年間全球≥65歲老人總數將倍增達16億人。屆時日本的老年人口比例仍佔全球第一，而南韓、香港及台灣的老年人口比例預料將分別上升到世界第二、三、四名。

三、社會高齡化附帶的衝擊

社會高齡化的前提是生育少子化所造成，少子化現象一旦延續成為常態，則從國小到大學，各年度入學人數年年遞減，未來學校關閉或合併現象會越來越嚴重。

當學生人數減少後，學校班級數目也跟隨調整減班，學校教師編制也縮編，形成「流浪」教師到處找教師職缺，目前估計有 7 萬多教師四處流竄。

醫科方面：在少子化下首當其衝的是婦產科，其次為小兒科。當醫師收入減少須轉型家庭醫科或是兼內科醫師，造成婦幼科醫師數量銳減。

解決少子化政策是獎勵生育及補助育兒津貼。法國早在 30 年前亦出現少子化現象，但在實施獎勵生育政策後，出生率很快提升至全歐洲第二。用錢補貼不失為配套良策，但也為中央、地方政府帶來財政負擔。長期實施加速政府債台高築，也讓年輕人對「債留子孫」更加有感。

年金制度危機：根據勞保局資料，目前平均每 6.7 位工作人口，扶養 1 位老人，到民國 149 年時，平均 1.3 位工作人口就需扶養 1 位老人，未來世代的負擔非常沈重。勞委會曾精算到了民國 107 年開始吃老本，意即保費收入不敷年金支付，導致基金總額數目逐年減少。勞保基金一旦破產，現在的年輕人等到退休，恐怕沒有退休金可領。因此今年新政府已開始擴大研討軍公教、勞工年金支付新法規，企圖規避基金制度走入破產危機。

經濟衰退：少子化讓勞動人口供給減少，造成勞動生產力下降，不利於產業競爭。加上邁入高齡化社會後，購買力與消費意願雙雙降低，失去經濟成長動力，日本高齡化社會帶來物價通縮，即是最淺顯的案例。從納稅人數降低，致政府財稅短少，故社會福利摺節支出，影響投資、消費兩者活力動能，最終全體國民生活水準下滑。一言蔽之，社會高齡化帶來三大衝擊：少子化、年金危機、經濟衰頹，國家競爭力如江河日下，一蹶不振。

四、因應高齡化之相關對策

提供友善工作環境：訓練資深退休人員再投入職場學習新技能，推動彈性工作時間與友善工作環境，並鼓勵個人儲蓄，增加生活保障。

改革退休金制度：由勞動供給及需求雙方面同時改革。在供給方面，建立獎勵機制，鼓勵延退，或修訂退休條件及法定退休年齡。在需求方面，透過立法與宣傳，保障資深員工合法延退法制。

改革醫療政策：目前高齡化社會約有 16.5% 為失能者，83.5% 屬健康和亞健康者。前者透過提升長照量能及發展永續長照制度因應；後者則分由社會服務或自由市場來推動增加健康年數，促成活力老化。兩者配以居家式、社區式及機構式的照顧結構因應。

台灣多元文化特色也呈現在照顧結構上，就是提倡如何促進高齡者自癒能力，讓健康和亞健康高齡者能盡量避免淪落失能族群。

針對勞動人口數下滑，國發會指出重要目標是「如何維持現狀人力」。如現階段想透過移民補充勞動人口，有如「臨渴掘井」已緩不濟急，建議採促進勞動參與率為主要可行性方案。

參研日本在高齡者雇用安定法中，更進一步規範中高齡義務者、提供企業獎勵金及提供銀髮族創業協助，亦即運用現成中高齡健康人力再參與服務，以促進勞動參與率提升，實不失為一劑具時效性良藥。

目前已經成為世界各國因應高齡海嘯的共同策略為活躍老化、在地老化、高齡友善城市，茲說明如下：

1. 活躍老化：

包括健康、參與及安全等三大支柱，用以提升年老之後的生活品質。

2. 在地老化：
不再以機構式集中照護方式為發展的主體，而紛紛發展居家式及社區式的服務，讓輕中度的失能老人可以盡可能的留在他熟悉的家中或社區中。在地老化意味著不需遷徙的老年生活，亦即不需要為了孤獨無依的服務或因應老邁體弱的需求，而搬離熟悉的居住環境。
3. 高齡友善城市：
- (1) 無障礙與安全的公共空間。
 - (2) 高齡者大眾運輸。
 - (3) 高齡者住宅。
 - (4) 高齡者社會參與。
 - (5) 敬老與社會融入。
 - (6) 高齡者工作與志願服務。
 - (7) 高齡者通訊與資訊。
 - (8) 高齡者社區及健康服務。

台灣在老人安養政策推展如下：

- (1) 推動國民年金保險。
- (2) 推動各職業退休養老金保險。
- (3) 鼓勵參加壽險儲蓄養老保險。
- (4) 推動高齡者「以房養老」政策。
- (5) 推動高齡者長照制度。

各地方政府也積極推展國民運動中心與長青學苑等老人休閒與學習環境之建置。另也推出敬老悠遊卡、健保優待、醫療補助，獨居老人申請在宅服務，另有假牙、住宅修繕補助。

五、結語

綜前所述，社會高齡化確實為台灣帶來嚴峻的重大難題，政府在「黃金十年 國家願景」計畫、「公義社會」願景下「扶幼護老」施政主軸中，將推動國人健康老化、推展活躍老化、健全長照服務體系、保障國人老年經濟安全等相關措施，其

目的在於減輕人口老化對經濟社會的衝擊。

如今人口負成長已迫在眉睫，超高齡社會(即高齡人口佔20%)9年後即將來臨，其所涉及的經濟、財政、勞動及社福等實際衝擊均將陸續浮上檯面，其嚴峻程度不下於當前，政府卻尚未完備就緒，不禁令人心有戚戚焉。

明朝學者方孝孺喟嘆：「天下之事常發於至微，而終為大患，始以為不足治，而終至於不可為。」政府怠忽老化動態演進，初始以為微不足道而荒廢職責，終致氾濫成災而坐困愁城、束手無策，怎不令人痛心疾首。

綜觀各國採行政策、配合國情與產業優勢，推展重大政策目標如下：

- (1) 積極推動鼓勵生育政策，盡快達成人口政策白皮書中的總目標，替換水準2.1人生育率，以救亡圖存。
- (2) 適度開放白領專業及科技人才移民就業，帶動相關產業優質發展。
- (3) 積極整合相關部會，正視落實高齡化社會的重大政策，改善頹勢。

今(2016)年4月統計台灣人口出生率只有0.818人，距離替換水準2.1人生育率僅達成38.95%，人口出生率不足6成以上。現實情境深受「少子化與高齡化」兩者交互時空運轉，將使台灣人口結構未來朝向「倒金字塔」型發展。當世代交替發生在人數眾多的高齡層大量消失時，人口崩盤不再只是危言聳聽而是事實擺在眼前。如果我們現在仍漠視現況，不喚醒政府努力挽救人口總數嚴重衰退，有朝一日台灣島民也許會成為歷史上「消失的民族」，留下淒美的哀愁烙印在人們的腦海中迴盪著。