

## 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  
中華民國一〇五年七月一日出版

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 局部放電訊號之時間持續特性  
 -----李長興，邱敏彥
- ☆32 風力電廠併入電網之分析研究 -----  
 黃培華、林宗毅、許家毓、柯侑寬
- ☆37 二次 69kV 系統主變壓器保護電驛汰  
 換為數位式電驛規劃應用心得分享  
 -----許文興
- ☆51 SC 雙 Y 中性點不接地系統電驛設定  
 故障計算 -----陳仁忠
- ☆61 GRL100-711P 數位電驛在馬祖地區  
 的保護應用 -----黃欣媛
- ☆66 輸電線路自動復閉簡介 -----楊盛鐘
- ☆79 Introduction of Loss of Synchronism  
 Protection(“OOSPPAM #78”)  
 -----Harlem Tsai

☆86	會務報導		
☆86	105 年下半年度教育訓練計劃		
☆87	中華民國電驛協會獎學金辦法		
☆88	中華民國電驛協會獎學金申請表		
☆89	保護電驛專業檢測團體證照		
☆90	中華民國電驛協會保護電驛專業檢測團體認證規範		
☆92	保護電驛專業檢測團體技術員工作證		
☆93	保護電驛專業檢測團體認證申請表		
☆94	保護電驛專業檢測團體證照		
☆95	中華民國電驛協會第八屆第二次理事暨監事聯席會議紀錄		
☆98	中華民國電驛協會第八屆理監事暨理事長當選名單		
☆99	中華民國電驛協會會員捐款		
☆100	中華民國電驛協會第八屆第二次會員代表大會會議紀錄		
☆103	中華民國電驛協會第八屆會員代表當選名單		
☆104	第八屆顧問及各委員名單		
☆105	中華民國電驛協會沿革		
☆106	中華民國電驛協會個人、團體入會申請書		
☆107	中華民國電驛協會永久團體會員名單		
☆108	中華民國電驛協會團體會員名單		
☆110	中華民國電驛協會永久個人會員名單		
☆111	中華民國電驛協會個人會員名單		
☆115	105 年 1 至 6 月新入會會員名單		
☆116	電驛協會會刊目錄總表		
		<b>廣告索引</b>	
封面		育貿(股)公司	
封底		中華民國電驛協會	
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	西門子(股)公司	
	2	健格科技(股)公司	
	3	盈昇有限公司	
	4	勇帥電氣技術顧問(股)公司	
	5	計量企業有限公司	
	6	祥正電機(股)公司	
	7	亞力電機(股)公司	
	8	艾波比(股)公司	
	9	渝豐實業(股)公司	
	10	維立電機(股)公司	
	11	台灣電力公司	
	12	台灣鐵塔(股)公司	
	13	中友機電顧問(股)公司	
	14	台灣震江電力科技(股)公司	
	15	精控技術(股)公司	
	16	中興電工機械(股)公司	
	17	大電力試驗中心	
	18	攝陽企業(股)公司	
	19	春源機電技術顧問有限公司	
	20	中華民國電機技師公會全國聯合會	

# 局部放電訊號之時間持續特性

## The sustained property observed by on-line partial discharge monitoring

震江機電技術顧問股份有限公司 李長興，邱敏彥

### 摘要

由於背景雜訊的干擾，在線局部放電測量（PDM）就需要有多的演算法來濾除背景雜訊，此外不同的缺陷會誘發不同類型的局部放電特徵，以及一些雜訊和外部放電的現象，都具有類似內部局部放電的一樣特徵。所以測量結果的準確性，主要依靠理論基礎和專家的經驗。因此對於不熟悉局部放電現象的客戶是很難去分析局部放電的訊號。

筆者在過往的經驗中，觀察到一個現象：當局部放電訊號出現後，如果是內部放電訊號，則該訊號會穩定持續；反之若是外部放電訊號，則該訊號會斷續存在，或是幅值有劇烈變化。

基此，筆者將此一特性加至監控系統中，藉由在現場實証，確認此項觀察之可行性。列舉一連串的現場監控案例，並經由現場驗證，確認此項觀察的正確性。

基此，可利用此時間特性，進而簡化局部放電監控之判讀。

### 壹、前言

傳統絕緣檢測手法主要是針對絕緣材料整體劣化，對於絕緣材料內部的瑕疵則有困難。目前對於絕緣材料的內部瑕疵的診斷手法中，

以局部放電量測為最有效的檢測手法。

受到背景雜訊的干擾，活電局部放電量測常必須搭配許多演算法進行濾波，以得到正確的局部放電訊號。此外，因為量測的數據量較多，活電局部放電量測多是以短時間的量測為主。基此，量測人員往往需要依賴自身的經驗，對所測得之局部放電訊號進行分析判讀，故活電局部放電量測的準確性往往受到測試人員之經驗影響。舉例而言，沿面放電訊號與內部放電訊號相似，在實驗室時，可以改變測試電壓進行分析，但活電量測時，測試電壓固定，故會需要其它設備協助進行訊號源的定位。

筆者根據自身的現場經驗，觀察到局部放電現象若為絕緣材料之瑕疵所導致時，其局部放電訊號呈現穩定的狀態，不易隨時間而有所變動；若為外部放電或是雜訊干擾所造成，則局部放電訊號具有較強的不穩定特性。基此，筆者採用根據此特性設計一套監控系統，並安裝至現場監控設備的局部放電現象。

經由現場監控得到驗證，絕緣材料內部瑕疵的局部放電訊號並不會隨時間而有強烈變化。因此，使用局部放電訊號之時間持續特性為主之局部放電監控系統，將具有較簡易辨識之效果。

## 貳、 監控系統組成

現場活電局部放電量測的第一個問題在於雜訊干擾，在此使用超寬頻量測技術，將大部份的背景雜訊濾除以簡化量測過程。

典型局部放電的相位圖譜如圖 1 所示。雜訊及電暈放電的特徵較容易區別，但沿面放電及內部放電的特徵較不

容易區別。在實驗室可以透過測試電壓的調整，來觀察其變化，如圖 2 所示。然而，在現場活電局部放電量測時，系統電壓不能變動，故在辨識沿面放電與內部放電時，需要仰賴其它儀器協助，如超聲波儀器。

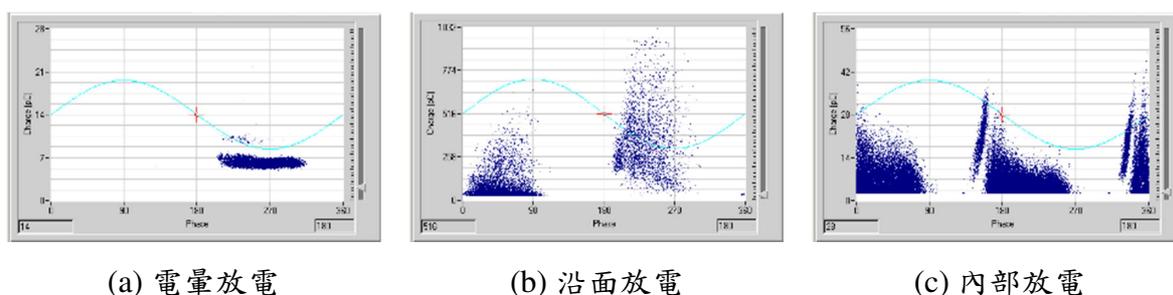


圖 1 典型局部放電相位圖譜

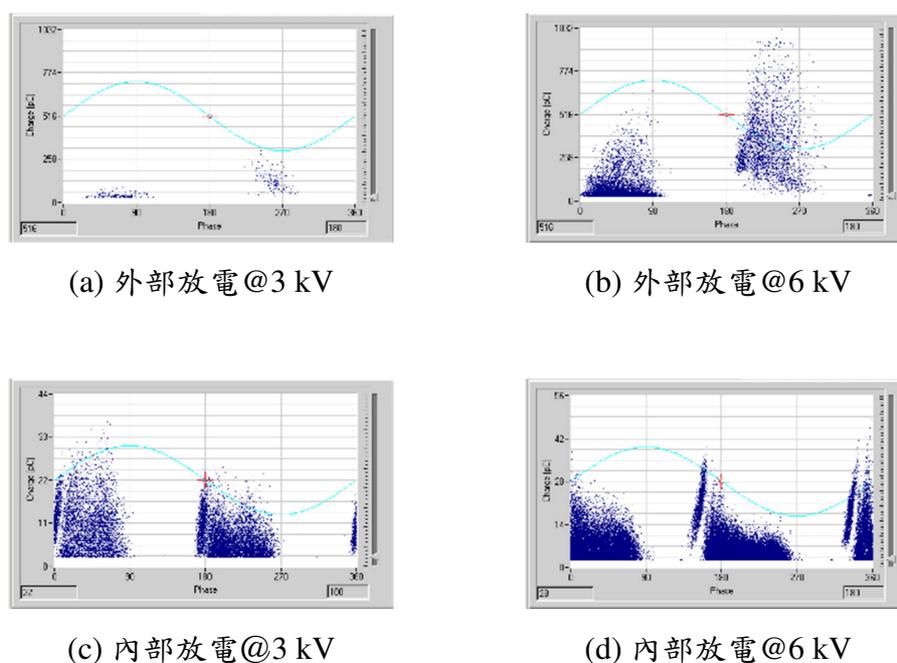
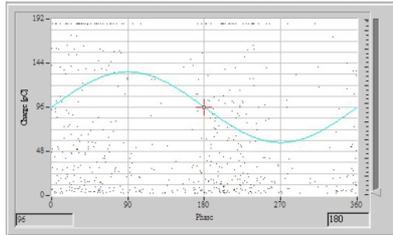


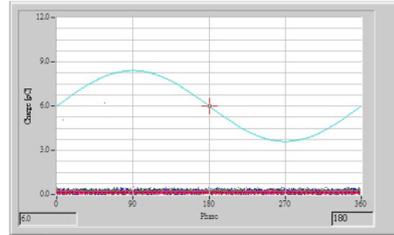
圖 2 不同測試電壓下的局部放電相位圖譜

根據筆者十數年的現場經驗，內部放電訊號在不定時間週期量測時，其具有振幅穩定性，且其相位圖譜的變化不大，如圖 3 所示。外部放電訊號在不定

時間週期量測時，其振幅會有大幅地變化，且相位圖譜亦會隨之變化，如圖 4 所示。

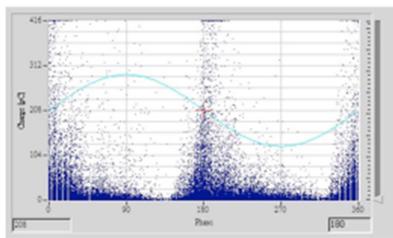


(a) 第一次量測

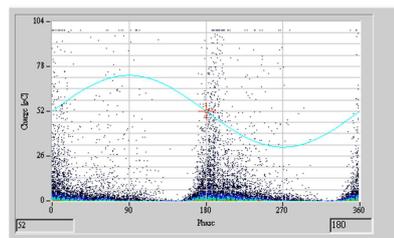


(b) 第二次量測（兩個月後）

圖 3 外部放電圖譜變化



(a) 第一次量測



(b) 第二次量測（六個月後）

圖 4 內部放電圖譜變化

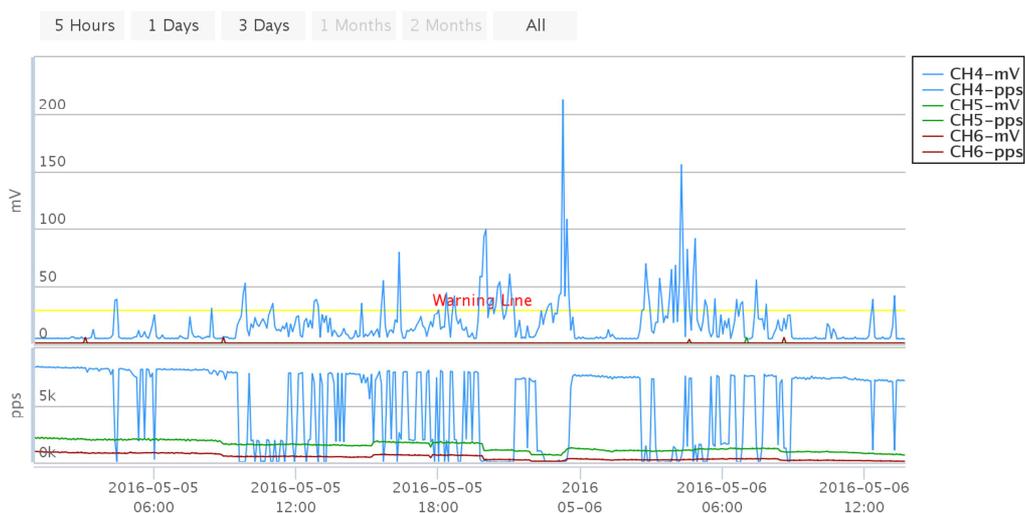
基此，筆者使用超寬頻量測技術，將背景雜訊濾除後，將測得之訊號進行統計分析，取 95 分位的做為該分鐘的代表值，並記錄其每分鐘的平均脈衝數，做為局部放電監控之趨勢。

### 參、現場案例

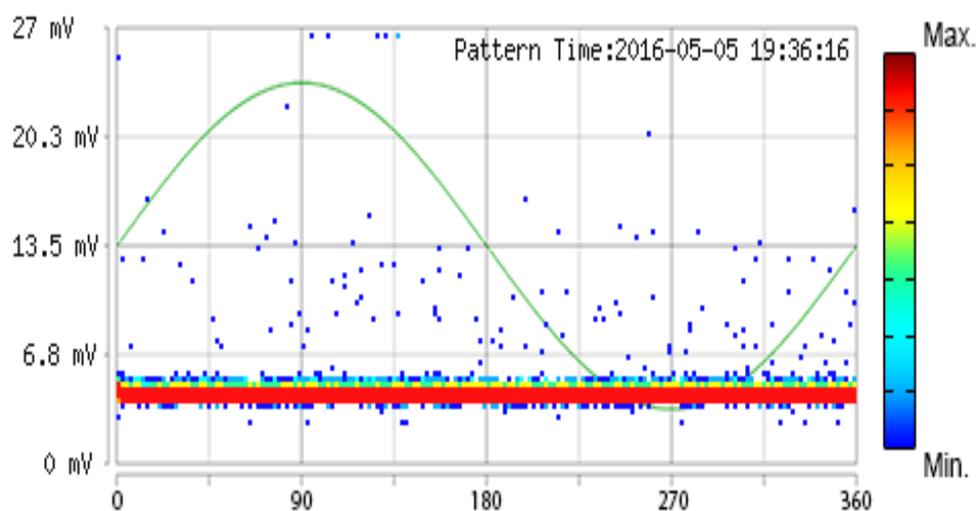
目前筆者將前述系統安裝在 6000 套設備上，涵蓋變壓器、開關盤、發電機等設備，電壓等級從 3.3 kV 至 161 kV 皆有。下列將觀察重點案例分別說明如下。

#### ● 雜訊干擾

圖 5 示為雜訊干擾案例。由長時趨勢（圖 5(a)）可觀察到，局部放電量出現後，其幅值變化很大，同時其每秒脈衝數亦很大。根據經驗，這是雜訊的特徵，重覆率高且幅值不穩定。經由局部放電相位圖譜（圖 5(b)），可以觀察到脈衝訊號與電氣相位確實沒有關連性，為雜訊干擾。



(a) 長時趨勢



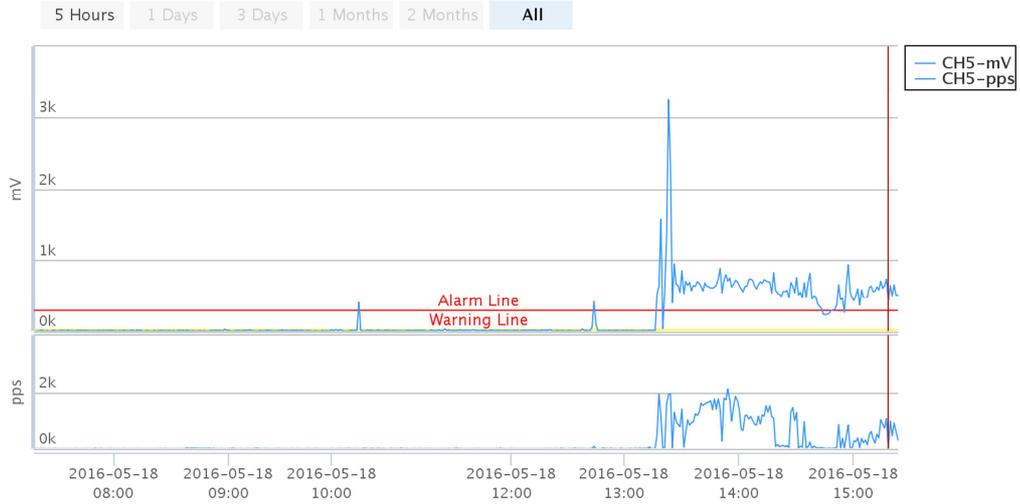
(b) 局部放電相位圖譜

圖 5 雜訊干擾案例

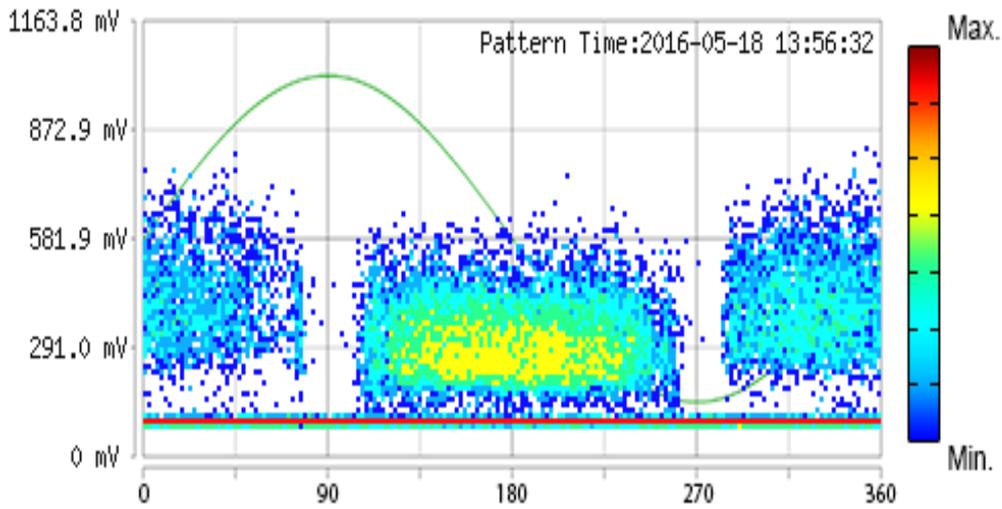
## ● 電暈放電

圖 6 示為電暈放電案例。由長時趨勢可觀察（圖 6(a)）到局部放電訊出現後，其幅值變化很大，但重覆率相對穩定，約在數十至一百多。根據經驗，這是電暈放電的特徵，重覆率正常，但幅

值變化大。經由局部放電相位圖譜（圖 6(b)），可以觀察到脈衝訊號與電氣角度有相關性，具有前圖 1(a)的電暈放電特徵。



(a) 長時趨勢



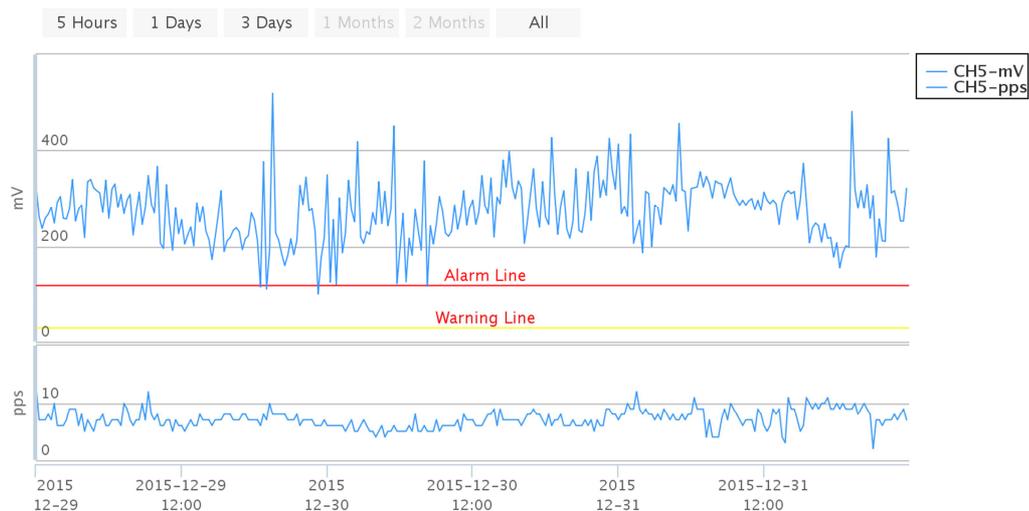
(b) 局部放電相位圖譜

圖 6 電暈放電案例

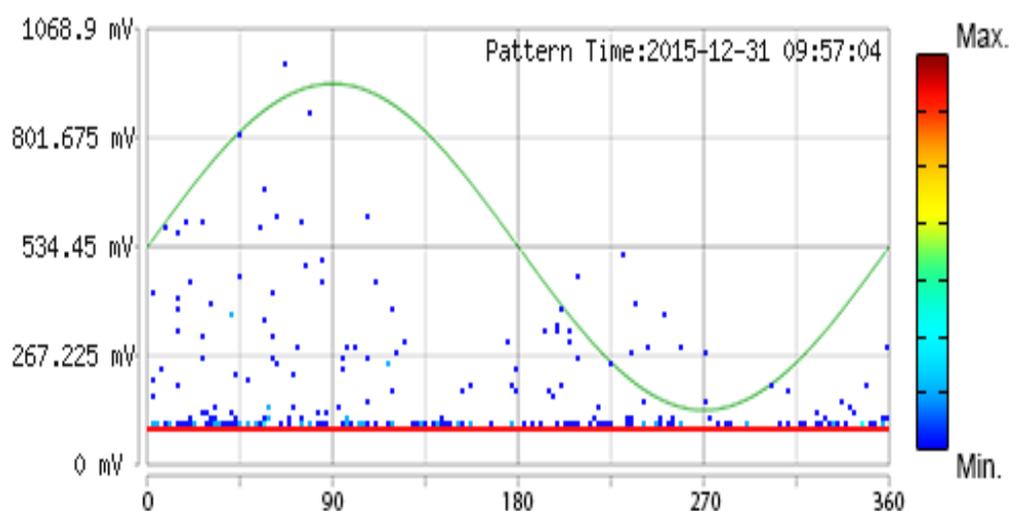
● 沿面放電

圖 7 示為沿面放電案例。由長時趨勢（圖 7(a)）可觀察到局部放電訊出現後，其幅值上下振盪，且重覆率亦上下變化，約在 10 以內。根據經驗，這是

沿面放電。經由局部放電相位圖譜（圖 7(b)），可以觀察到脈衝訊號與電氣角度有相關性，訊號出現在對稱的兩個象限。



(a) 長時趨勢



(b) 局部放電相位圖譜

圖 7 沿面放電案例

一般情形下，此情形可在現場透過超聲波（airborne）量測儀器或是紫外線量測儀器進行確認。

一旦把觀察時間拉長，沿面放電訊號多不會長時間維持穩定，間隔一段時

間後，其值會有變化，如圖 8 所示。基於此，在長時趨勢觀察中，沿面放電不會呈現長時間的穩定狀態（數小時至數天），故可以經由預設的時間門檻來辨識是否為沿面放電訊號。

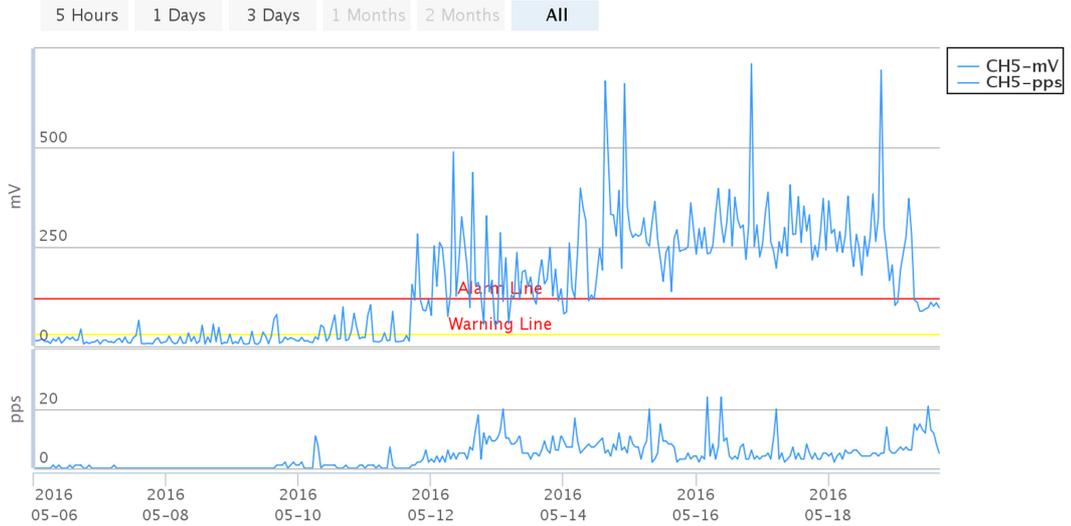
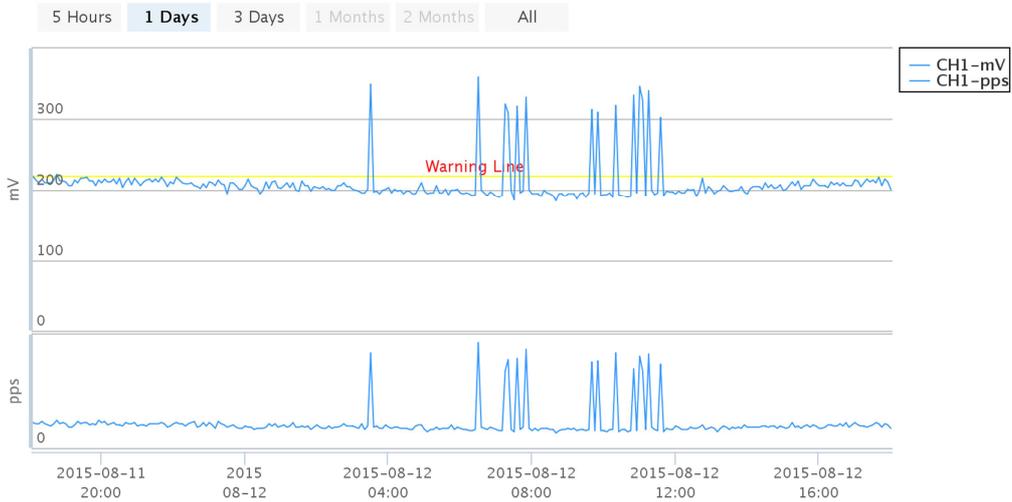


圖 8 長時間趨勢

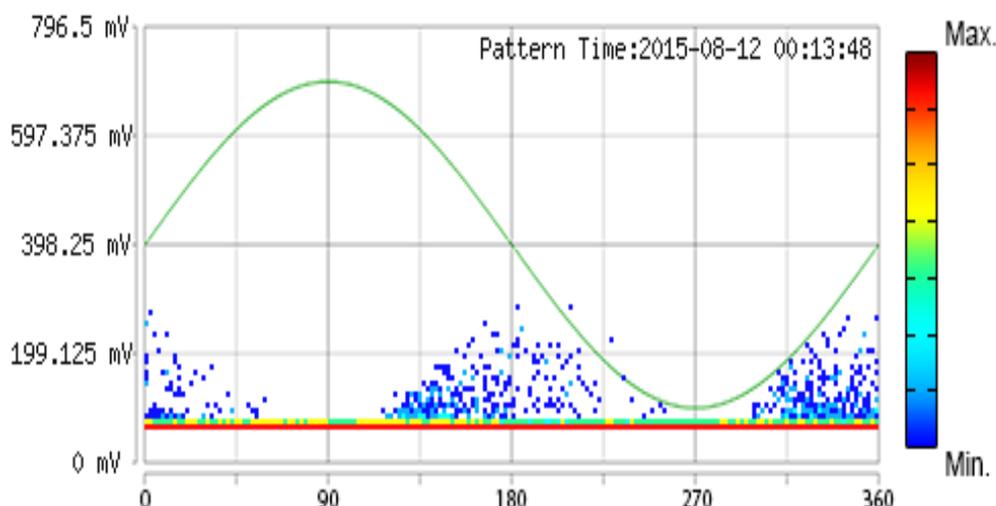
● 內部放電

圖 9 示為比流器的內部放電案例。由長時趨勢（圖 9(a)）可觀察到局部放電訊號出現後，其幅值變化不大，且重覆率相對穩定。根據經驗，這有可能是

沿面放電或是內部放電。經由局部放電相位圖譜（圖 9(b)），可以觀察到脈衝訊號與電氣角度有相關性，訊號出現在對稱的兩個象限。



(a) 長時趨勢



(b) 局部放電相位圖譜  
圖 9 內部放電案例

#### 肆、結論

一般情形下，此情形可以在現場確認無外部聲響時，將沿面放電訊號的可能性排除。並可以更進一步對設備進行訊號源定位的動作。

若是內部放電訊號，則其幅值及脈衝數會長時間穩定，故可以省略去開盤確認是否為外部放電的程序，直接安排進行訊號源定位的程序。

線上局部放電量測為有效地絕緣狀態診斷手法，而需要豐富經驗及充份之訊號分析能力為其在應用推廣時的最大阻礙。本文基於充份的現場觀察，搭配實驗室分析，得到局部放電訊號的持續時間特性，並將之應用在監控系統。

監控系統的現場應用案例回饋，可觀察到不同類型之局部放電訊號的時間持續特性。據此，可以大幅減化局部放電訊號的判讀難度，使得局部放電監控系統變得可行。

# 風力電廠併入電網之分析研究

國立臺灣海洋大學 黃培華、林宗毅  
國立臺灣海洋大學 許家毓、柯侑寬

## 摘要

本文主要目的在於探討大型風場併入電力系統電壓穩定度之研究。分析比較風場併入系統前、後，風場與系統間之電力潮流、併接點電壓等變化，並根據相關併聯準則，檢視其故障電流、線路載流率等是否有無超過系統之相關規範。並採實功率-電壓曲線（P-V 曲線）與虛功率-電壓曲線（Q-V 曲線）來分析系統正常運轉與偶發事故下電壓穩定度極限。探討風場內之雙饋式感應發電機與全功率轉換風力發電機，分別操作於電壓控制模式與功率因數控制模式下，其對於併接點之電壓變動率、電力潮流以及穩態電壓穩定度之影響，藉由 P-V 曲線與 Q-V 曲線之分析結果可得知，風場於不同控制模式將影響系統之穩態電壓穩定度。

## I. 前言

隨著風機製造商的技術不斷進步、電力電子技術的成熟發展，風力機組的單機容量越來越大且可進行變速運轉，即透過電力電子裝置將風力發電機的輸出轉換為與電網相同的電壓與頻率，並可藉由電力電子轉換器控制風機輸出的實功率及虛功率，其通常併接於輸電系統上，當風場發生擾動時，對於系統的電力品質之影響將更為顯著。根據台電輸電規劃準則與再生能源併聯技術要點，風場電力併入電網需檢視有無超過其相關規範，並探討系統於正常運轉與 N-1、N-2 事故下之最大功率傳輸極限以及電壓穩定度裕度。透過負載潮流的計算以及 P-V、Q-V 曲線的分析，分析系統於正常運轉下之最大功率傳輸極限以及計算其電壓穩定度裕度並探討於研究系統併入大型風場前、後，以及風場運轉

於電壓控制、功率因數控制模式下，對於該區域電壓穩定度之影響。

本文以研究系統建置大型風場為例，探討風場由單機容量之雙饋式感應發電機所組成於不同併接方式下以及風機操作於不同控制模式下之匯流排電壓變動情形，分析風機併入系統前、後，對於系統之電力潮流、電壓變動率、線路載流率之變化，確保風場電力併入電網後系統之穩定性運轉。

## II. 內容

### (1) 風力發電機

目前風力發電機依照其發電方式可分為定速型風力機與變速型風力機。定速型風力機：定速型風機中，其發電機通常為鼠籠式感應發電機，鼠籠式感應發電機的定子繞組係透過變壓器直接連接到電網，電網的頻率決定發電機的轉速，因此，風機必須於恆定的轉速下運轉。變速型風力機：變速型風機之發電機型式主要為雙饋式感應發電機、同步發電機、永磁式同步發電機。電力電子技術不斷進步，新型的風力機可變速運轉，風機在可變轉速下運轉，其發電機組與電網是解耦合的，須透過適當的電力電子介面將發電機的輸出轉變為與電網相同的電壓與頻率。風力發電機組主要常用之發電機組分為以下兩種：

#### A. 雙饋式感應發電機

雙饋式感應發電機為變速型雙饋式感應發電機架構，其風機透過變速齒輪箱連接到發電機，發電機的定子繞組直接連接到電網，如圖 1 所示，而發電機之轉子繞組則透過電壓源變頻器連接到電網，發電機所產生的能量可同時經由定子與轉子輸

送到電網，電力電子轉換器可使雙饋式感應發電機運轉於最佳轉速，並透過控制注入至電壓、頻率均為固定之電網的實功率與虛功率，以產生最大的電力輸出[1]。

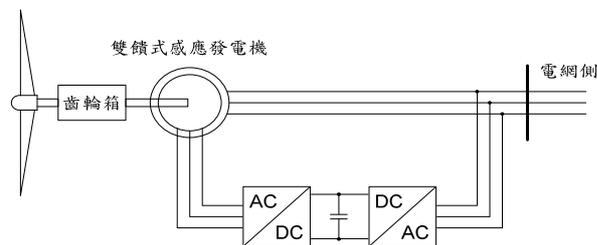


圖 1. 變速型雙饋式感應發電

當風速較低時，轉子轉速無法高於定子的旋轉磁場轉速，此時雙饋式感應機為欠同步模式運轉，由定子側向系統輸出電力，同時亦透過變流器回路向轉子輸出電力，使發電機可維持穩定輸出，若轉子轉速等於定子旋轉磁場轉速時，雙饋式感應機為同步運轉模式，此時發電機只有定子側輸出所有功率，轉子側只負責激磁。當風速較高時，使得轉子轉速高於定子的旋轉磁場轉速，此時雙饋式感應機為超同步運轉模式，經風能轉換後所產生的電力由定子側輸出至系統，轉子側將部分產生電力作為激磁，其餘電力再經由轉子側變流器回路輸出至系統。

## B. 全功率轉換風力發電機

全功率轉換風力發電機型式可為繞線式感應發電機或同步發電機，透過全功率電力電子轉換設備，可以使得發電機轉速在較大的範圍內調整，並且降低虛功率的消耗，圖 2 所示。變速型風機的功率係透過全功率轉換之電力電子裝置，將風機的電壓、頻率轉換為與併接電網相同之固定電壓與頻率，可省略其齒輪箱結構以降低風機之維護成本[2]。

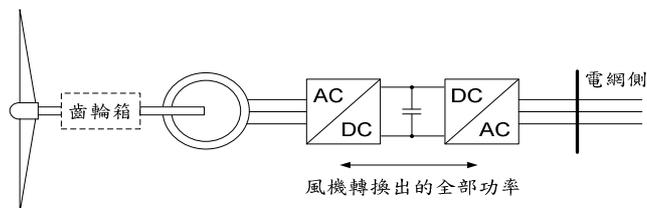


圖 2. 全功率轉換風力發電機

## (2) 風場架構

### A. 電力潮流及電壓變動率

本文研究系統架構如圖 3 所示。研究系統併入大型風場之系統單線圖，風場內部主要由百部風機所組成[3]，如表 1 為各風場併接匯流排之裝置容量。風機所轉換出之電能係透過艙內變壓器升壓至 33 kV 後經過海纜連接至岸上變電站，由變電所內變壓器將電壓由 33 kV 升壓至 161 kV，再由各別由兩條 161 kV 之電纜引接至 161kV 匯流排[4]。探討於研究系統併入大型風場前、後，其對於該區域之電力潮流、故障電流以及電壓變動率之分析並假設風場運轉於額定風速下滿載發電，考慮風場併入後鄰近輸電線之電力潮流分佈情形。再行檢視其線路停用一回線情況下，其輸電線之載流量有無發生超載現象。

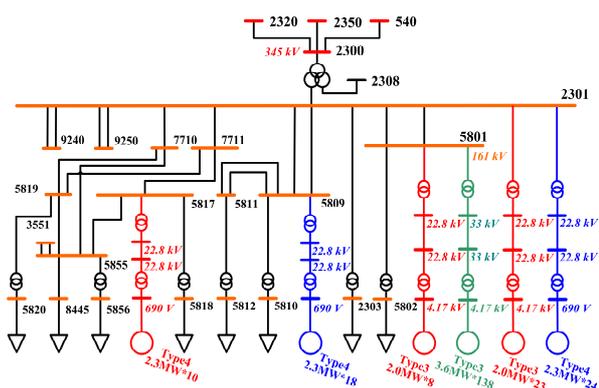


圖 3. 研究系統風力電場之系統架構圖

表 1 各風場併接匯流排之裝置容量

匯流排編號	短路電流 (kA)	短路容量 (MVA)	風場裝置容量 (MVA)
2301	46.17	7433	101.2
5801	44.43	7154	512.8
5809	33.98	5470	41.4
5817	31.35	5047	23

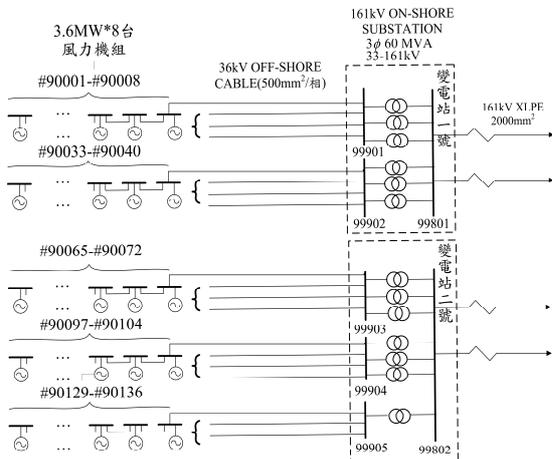


圖 4. 風場系統單線圖

表 2 所示為分析電力潮流結果，從結果得知，風場併入研究系統後，其併接點鄰近超高壓輸電線路，載流率最高之線路為匯流排 2301 至匯流排 7710，其載流率為 78%，但均未發生超載現象。另編號 1、3、5 之線路載流率於風場併入系統後反而下降，係因原系統潮流方向為匯流排 540 與匯流排 2350 流至匯流排 2300 後，除滿足該地區負載需求外，另剩餘功率則流向匯流排 2320，而風場併入系統後，其容量足以滿足該地區負載外，另剩餘之功率則逆送回系統中，使得某些線路之載流率反而下降。

表 2. 風場併入研究系統前、後電力潮流變化表

編號	電力潮流方向	未併入風場 (MVA)	載流率	併入風場 (MVA)	載流率
1	540-2300	575.89	26 %	526.68	21 %
2	2300-2320	546.08	24 %	680.66	30 %
3	2300-2350	-114.73	5 %	-25.78	1 %
4	2301-5801	14.60	3 %	-269.91	47 %
5	2301-5809	37.53	7 %	16.83	3 %
6	2301-7710	284.64	57 %	400.58	78 %
7	2301-7711	208.36	41 %	279.39	55 %
7	5809-5811	21.96	4 %	22.23	4 %
8	5817-5855	122.62	23 %	203.14	37 %

目前大型風場之風機主要由雙饋式感應發電機與全功率轉換風力發電機所構成，此兩種型式之風機皆具有電壓控制模式及功率因數控制模式，而風機運轉於不同操作模式下，將改變區域間之虛功率潮流。探討風機運轉於不同模式與功因下，計算併接點之電壓變動率，計算式如下[5]。

$$\text{電壓變動率}(\%) = \frac{\text{風場併入後併接點電壓} - \text{風場併入前併接點電壓}}{\text{風場併入前併接點電壓}} \times 100\% \quad (1)$$

研究系統併入大型風場，且風場操作於電壓控制模式下，設定風機之端電壓控制在 1.0 p.u.，分析風場併入系統前、後，併接點鄰近匯流排之電壓及相角變化，分析結果如表 3 所示，可觀察出匯流排 2301、匯流排 5801、匯流排 5809 與匯流排 5817 等風場併接點之匯流排電壓略為提升，其電壓仍在台電輸電系統規劃準則規範之電壓變動率限制：發電設備併入系統後，其造成責任分界點電壓之變動率應維持在 ±2.5% 以內。

表 3. 風場併入系統前、後各匯流排電壓及相角變化表

匯流排編號	風場併入前		含大型風場 (滿載出力)		變化量	
	電壓 (p.u.)	相角 (度)	電壓 (p.u.)	相角 (度)	電壓變動率 (%)	相角 (度)
2301	1.0061	3.2	1.0236	20.5	1.74	17.3
5801	1.0061	3.2	1.0253	20.7	1.91	17.5
5809	1.0058	3.0	1.0238	20.4	1.79	17.4
5817	1.0073	1.3	1.0203	18.0	1.29	16.7

B. 實功率-電壓曲線 (P-V Curve)

P-V 分析主要用來作為判斷電壓崩潰點的指標，當負載端所需功率不斷增加時，負載端電壓不斷下降，下降到電壓低至電壓崩潰點為止，圖 5 所示 [6]。P-V 曲線在等效的電力系統中，當負載功率因數不變時，負載匯流排的實功率和電壓大小的關係曲線就是 P-V 曲線。對於給定的負載功率，曲線分為上下兩半部。在下半部運轉時，若提高電源端電壓，會使負載匯流排電壓下降，使電壓控制失去因果性。當負

載加重時，運轉點不斷向極限點靠近，最後達到極限，若持續加重負載，將會使電壓下降，最後導致電壓崩潰[7]。

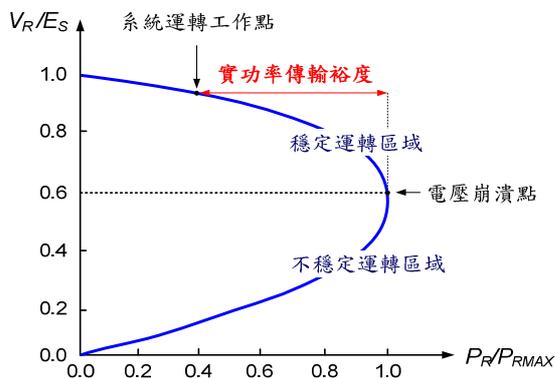


圖 5. P-V 曲線圖

根據圖 5 P-V 曲線得知，電壓崩潰點之前為系統穩定運轉區域，而之後為系統不穩定運轉區域，另可得知由工作點到電壓崩潰點為電壓裕度，系統運轉工作點到電壓崩潰點為實功率傳輸裕度。

考慮風場併入研究系統中，系統區域間的最大功率傳輸量之 P-V 曲線分析以圖 6 所示。圖 6 P-V 曲線圖所示，可觀察出風場併入系統後之功率裕度大約為 1250 MW，其中自起始點至崩潰點，匯流排 5817 與匯流排 5809 之電壓下降程度較大。各輸電線之 P 與 V 之關係以 P-V 曲線之上平面繪出以表示可供系統穩定之 PV 對應比較。

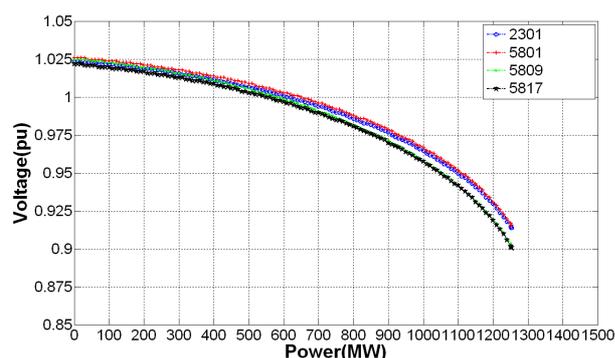


圖 6 風場併入系統後之 P-V 曲線

將其與風場併入系統前，各匯流排於最大功率傳輸下之電壓崩潰點比較，茲整理如表 4 所示，由表中可觀察出，當風場併接點的短路比越小，則其風場併入系統前、後的電壓崩潰點變化越大，所造成併接點的電壓穩定度影響亦較大。

表 4. 風場併入系統前、後之電壓崩潰點變化

匯流排編號	風場併入前電壓 (p.u.)	風場併入後電壓 (p.u.)	變動率 (%)	短路比 (SCR)
2301	0.871	0.914	4.937	73.45
5801	0.871	0.916	5.166	13.95
5809	0.860	0.902	4.884	132.12
5817	0.865	0.901	4.162	219.43

### C. 虛功率-電壓曲線 (Q-V Curve)

Q-V 曲線[8]-[9]之研究主要是提供系統發生擾動後電壓崩潰點研究。若系統缺乏足夠的電壓控制設備支援高傳輸容量之路徑時，在偶發事故發生時，將可能導致系統電壓不穩定甚至於系統電壓崩潰；反之，若系統擁有足夠的電壓控制設備，系統將擁有較大之安全裕度。

電壓崩潰分析以 Q-V 曲線的基礎，圖 7 即為典型之 Q-V 曲線範例，此曲線最低點 ( $dQ/dV=0$ ) 即為電壓崩潰點，此點之左邊，代表系統不穩定；反之越往電壓崩潰點右方，代表系統之穩定裕度越大。同理當電壓崩潰點低於水平軸，其崩潰點與水平軸距離即為虛功率裕度，其裕度越大代表該電力系統越強健，反之，若高於水平軸代表該電力系統之穩定性較差。

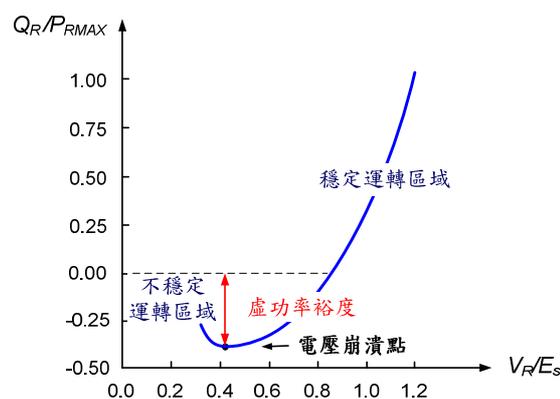


圖 7 Q-V 曲線

表 5 為風場併入系統前、後之虛功率裕度，並設定風場運轉於電壓控制模式下，觀察匯流排 2301 之虛功率裕度。其 Q-V 曲線如圖 8 所示，併入風場為併入容量 181.6 MW 之風場；併入大型風場為併入 678.4 MW 之風場，為分別併入兩種不同容量之風場。由圖 8 可觀察出風場併入系統後，將使得匯流排 2301 之虛功率裕度略為下

降，其因係於 Q-V 曲線求解過程中，風場為維持端電壓於設定值，且風場架設使用較多地下電纜，故將向系統吸收虛功率，而使得其虛功率裕度下降。

表 5. 匯流排 2301 之虛功率裕度

項目	虛功率裕度 (MVAR)
原始系統	1888.24
併入風場	1878.82
併入大型風場	1812.44

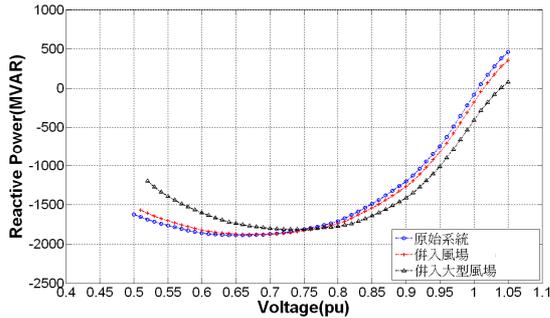


圖 8 風場併入研究系統前、後之 Q-V 曲線

D. 風場併入研究系統前、後之短路電流分析

針對風場併入研究系統後之故障電流分析，根據台電輸電系統規劃準則之最大短路電流限制，分析大型風場併入系統後，計算其故障電流是否超過併接點斷路器之遮斷容量，並檢視其有無超出輸電規劃準則於故障電流之限制，以及再生能源併聯技術要點於運轉規範中限制之 10 kA。表 6 所示，為針對風場各併接點之三相短路故障電流的分析結果彙整，可觀察出各風場於併接點發生三相短路故障時，皆未超過併接點斷路器之遮斷容量限制，其中貢獻故障電流為 2.99 kA 之 5801 匯流排，因為併接點之風場裝置容量較大。

表 6. 風場併接點之三相短路電流分析結果

併接點 編號	未含風場	併入風場		CB 額定 遮斷容量 (kA)
	短路電流 (kA)	短路電流 (kA)	貢獻故障 電流(kA)	
2301	42.93	43.27	0.34	50
5801	41.17	41.28	0.11	50
5817	29.86	29.83	-0.03	50
2301	42.93	42.92	-0.01	50
5809	31.89	31.87	-0.02	50
5801	41.17	44.16	2.99	50

III. 結論

本文章探討風場併入研究系統後，對於該區域內之電力潮流、併接點電壓變動率、故障電流等影響。並考慮風場內之雙饋式感應發電機與全功率轉換風力發電機，其運轉於電壓控制模式時，對於併接點電壓之影響。經由分析結果可得知，風場併入研究系統後，其線路載流率與故障電流均符合系統之規劃準則。而風場之控制模式將大幅影響併接點之電壓變動率，設定風機於電壓控制模式為領先下，即風場向系統吸收虛功率時，符合輸電系統規劃準則之規範。本文亦探討了利用 P-V 曲線與 Q-V 曲線分析，計算風場併入系統後，於電壓控制模式與系統正常運轉下，最大功率傳輸極限與電壓穩定度之影響。由分析結果可得知，風場運轉於電壓控制模式下將使得系統之電壓穩定度裕度略為下降。

參考文獻

- [1] H. Saadat, *Power System Analysis*, Third Edition, McGraw-Hill, 2010.
- [2] V. Akhmatov, *Analysis of Dynamic Behavior of Electric Power Systems with Large Amount of Wind Power*, Ph. D. Dissertation, Technical University of Denmark, 2003.
- [3] General Electric International, *Modeling of GE Wind Turbine-Generators for Grid Studies*, 2008.
- [4] 中興工程顧問有限公司，彰化離岸風力發電計畫可行性研究，2009 年。
- [5] 台灣電力公司，再生能源發電系統併聯技術要點，2009 年。
- [6] C. W. Taylor, *Power System Voltage Stability*, McGraw-Hill, 1994.
- [7] 曾上仁，利用功率電壓曲線於電力系統偶發事故分析，國立臺灣海洋大學碩士學位論文，2008 年。
- [8] T. van Cutsem and C. Vournas, *Voltage Stability of Electric Power System*, Kluwer Academic Publishers, 1998.
- [9] T. van Cutsem, "Voltage instability: phenomena, countermeasures, and analysis methods," in *Proceedings of the IEEE*, Vol. 88, No. 2, pp.208-227, Feb. 2000.

# 二次 69kV 系統主變壓器保護電驛汰換為數位式電驛規劃應用心得分享

台北供電區營運處電驛組 許文興

## 壹、前言

變壓器為電力系統輸送電升降壓之重要設備，且造價昂貴，一有異常事故發生，若未立即快速隔離，將導致變壓器受毀或嚴重損壞，對台電公司或用電戶將會有重大損失，故在設計規劃變壓器保護系統時，應考慮變壓器發生故障初期，保護電驛即時偵測故障訊息，能有效隔離故障電流，使損失降至最低。目前系統中有使用 SEL-487E 數位式差動保護電驛做為變壓器保護，其功能強大，近年來公司積極推行智慧電網數位化，將系統中之 E/M 電驛汰換為數位式保護電驛，轄區二次變電所已積極汰換數位式變壓器保護電驛改善，對系統穩定供電品質成效有很大幫助。

## 貳、變壓器差動保護電驛規劃

變壓器設備保護原則是由兩具差電流電驛組成-87T1/87T2，每一具均有主保護及後衛保護方式來保護。主保護採用快速且具諧波抑制多功能差電流保護電驛-87T1&87T2，後衛保護採用瞬時過電流方式-50/50N 及延時過電流方式-51/51N，中性點接地保護採用延時過電流方式-51Z，其內部邏輯規劃可視系統需求規劃啟用低頻卸載功能-81，跳脫信號直接由數位電驛輸出提供，所裝設之輔助電驛-86 作為中斷投入迴路用，構成完整的變壓器設備保護及運轉系統，其電力系統運轉動作流程如圖 1 所示[1]。

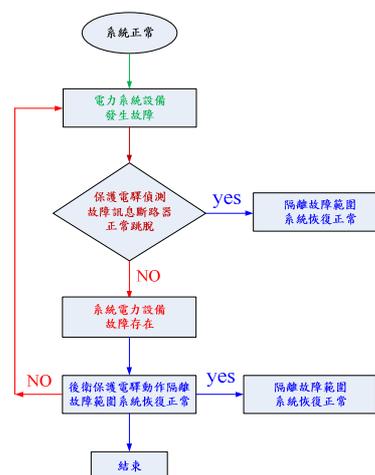


圖 1 電力系統保護運轉流程圖

### 一、69kV 配電變壓器保護方式

- (一) 變壓器保護方式，採用兩具多功能變壓器保護電驛。
- (二) 使用兩具多功能變壓器差電流電驛皆啟用差電流主保護、後衛保護及中性點保護延時功能，並視需要規劃啟用低頻卸載保護功能，如圖 2 所示。

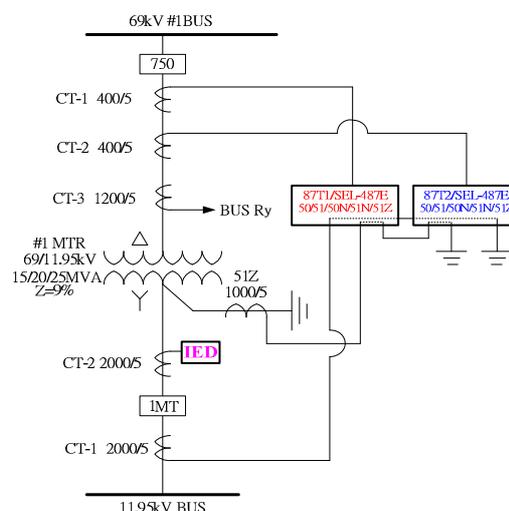


圖 2 興雅 S/S 變壓器保護方式單線圖

## 二、配電變壓器汰換前後之比較

- (一) 變壓器盤面汰換前電磁式電驛為固定式比率差動如 GE/IJD 電驛，過電流電驛如 GE/IFC51 電驛，中性點接地用之延時過電流電驛 GE/IFC51 電驛。
- (二) 汰換後數位式保護電驛為採用二具多功能差動保護電驛，可提供高壓側 50/51、50N/51N 保護，中性點接地提供 51Z 保護，必要時可規劃提供系統低頻 81 卸載保護之 SEL-487E 電驛，如圖 3 所示。



圖 3 變壓器電驛盤汰換前、後比較圖

## 三、傳統電驛與數位式電驛功能比較

傳統電磁式電驛受限於單一功能且維護備品受限，由於生產電磁式電驛廠家不再生產，致備品不易取得，且科技日新月異，有必要將傳統式電驛汰換成數位式電驛，數位式電驛有自我檢測，事故時可快速清除故障時間及記錄事件資料，並能記錄當時故障電流、電壓大小及故障距離，更拉長保護電驛維護週期，並能結合電驛系統乙太網路，有效的在遠端監控及更改數位電驛的設定參數，提升了整個保護系統的運用與效率，確保運轉品質。由於傳統式電驛易受電磁干擾，汰換為數位電驛後，經由中央處理單元所控制與電磁干擾無關，且傳統式電驛較占空間，接線複雜，易受震動影響造成異常動作之隱憂，如表 1 所示[1]。

表 1 傳統電磁式電驛與數位式電驛功能比較

特點	傳統電驛	數位電驛
保護協調	好	更好且富有彈性
動作速度	劣	優
動作方式	電磁機構、接點組合	電腦運算
維護週期	短	長
遠方存取及標置變更	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、電壓及相角等資訊
電磁干擾	有	無
自我偵測	無	電驛故障時可送出告警
運用空間	少	多
效益運用	有限	多

## 參、保護電驛汰換流程

### 一、電驛汰換前盤面資料蒐集與查對

- (一) 先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。
- (二) 確認二次側電壓等級為 11.95kV 或 23.9kV 設備。
- (三) 電驛盤面汰換檢視接線對象為變壓器或主斷路器設備。
- (四) 確認汰換時跳脫斷路器號碼。
- (五) 欲汰換盤面之空間是否足夠，是否有其他設備阻礙應先考慮移轉。
- (六) 所屬盤面編號及盤面尺寸。

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等，如圖 4 所示。



圖 4 變壓器電驛盤面汰換相關設備圖

## 二、電驛盤面汰換工作風險管控

變壓器保護電驛汰換工程風險管理，將整個汰換過程所有環節規劃為系統化、順序化，製成工作流程圖，避免工作期間因人為疏失或該注意而未注意，從盤面電驛汰換過程面臨的風險，小心設計規劃管控。

### (一) 第一階段盤面電驛汰換工作前面臨的風險

汰換工作前資料收集有誤，導致設計規劃的盤面施工圖與現場不符。各項盤面驗收試驗中的錯誤接線未立即改善，造成日後送電前檢測的盲點，引起電驛於事故時跳脫不正確。另外比壓器電源的位置不正確，造成日後判斷錯誤等，其工作流程如圖 5 所示。

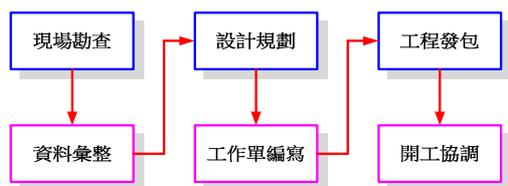


圖 5 盤面電驛汰換前流程圖

### (二) 第二階段盤面電驛施工汰換工作所需面臨的風險

未落實查核制度，導致部分盤面異常狀態隱藏在其中。盤面電驛更換時震動夠大，導致 E/M 電驛接點動作。另標置設定錯誤，事故發生導致電驛異常動作，為了避免汰換電驛盤面施工過程中，造成送電中的設備停電，因此把相關的保護電驛加以閉鎖，使得被閉鎖的設備保護電驛的功能不健全，此時當事故發生時，則發生系統壓降時間過長，進而引起大範圍停電。未設置紅藍帶走錯盤面施工或測試，導致送電中設備異常停電。改接線時誤觸正電源，導致送電中斷路器跳脫，及 KY/TBM 操作演練宣導未確實，導致工作人員未依 SOP 程序施作，造成事故意外，為避免疏失其工作程序流程，如圖 6 所示。

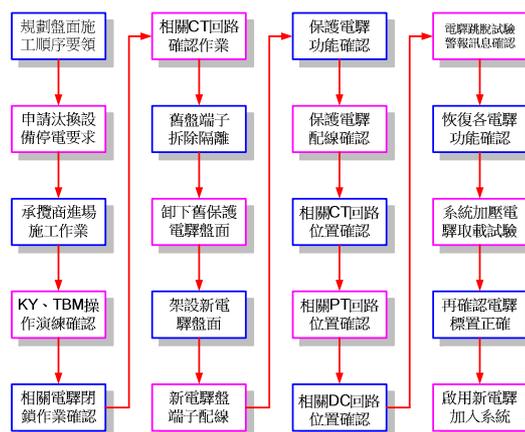


圖 6 盤面電驛施工汰換流程圖

### (三) 工作程序書編寫

無論是進行試驗或者汰換工程，工作前事先擬定標準作業程序，以防止人為疏失造成設備誤動作，本次變壓器盤面電驛汰換工程查檢表以盤為單位，依照步驟編寫工作程序書，工作程序書如下步驟。

1. 預知危險活動(KY)、工具箱會議(TBM)召開並確認工作內容及汰換盤面應注意相關事項，並將盤面前、後均用紅藍帶標示，確認出安全工作區域，如圖 7 所示。
2. 聯絡區域調度中心/配電調度中心值班主任，確認汰換盤面是否停電中，並以鉤表確認該線路比流器迴路上電流為零。
3. 確認閉鎖相關之電驛跳脫開關，停電之電驛盤面，啟斷電驛盤面直流電源、PT 電源及 CT 回路短接。
4. 舊電驛盤面拆除後將新電驛盤面安裝，如圖 8 所示。
5. 確認數位式電驛引接之比壓器電源位置是否正確為 69kV 之比壓器。
6. 確認數位式保護電驛引接之直流電源(DC)位置、極性是否正確。
7. 確認電驛標置變更通知單是否正確(包含電驛型式、電驛標置設定)。
8. 確認數位式電驛之標置設定、特性試驗及跳脫試驗(含閉合迴路)是否正確無

誤。

9. 會同區域調度中心/配電調度中心值班主任完成警報測試且於電驛正常運轉時無其他動作警報信號。
10. 判斷保護電驛試驗數據均正常後，再確認現場電驛指示牌、電驛比壓器電源及跳脫控制回路均恢復正常使用狀態。
11. 確認電驛取載時，各電驛一二次側負載電流大小與角度正確，再次核對電驛標置設定值，如圖 9 所示。



圖 9 CT 極性確認電驛特性、取載、標置下載試驗圖



圖 7 工作前做 KY/TBM 危害管理活動及盤面紅藍帶標示圖



圖 8 新舊盤面更換定位工作程序圖

(四) 工作安全注意事項宣導

確認工作場所、位置以紅藍帶標示，避免走錯位置，並依 SOP 工作程序書逐步施作，注意工作安全。

1. 危害因素：

- (1) 工作前未確認造成感電危險。
- (2) 被夾壓、撞擊、絆倒危險。

2. 應採取之工作安全措施：工作之前先與 Area Dispatch Control Center, ADCC/

Distribution Dispatch Control Center, DDCC 聯繫工作內容及相關注意事項，並確認工作人員遵守工安三護，自護、互護、監護。

- (1) 每一工作人員於碰觸導體之前，仍應自行再檢電確認。
- (2) 停電範圍應設置必要之紅藍標示牌及警示標置、工作現場應設置警示標置或圍繩。
- (3) 身手活動可能觸及配電線之活線及帶電物應予周密確實掩蔽。
- (4) 人員及物料應與帶電體保持 345kV 為 300 公分，161kV 為 170 公分，69kV 為 80 公分，22kV 以下為 60 公分以上之安全距離。
- (5) 工作人員進入工作現場應戴妥安全帽，繫妥安全帽頤帶。
- (6) 電線電纜被覆破損或銜接處應使用絕緣帶包紮。

- (7) 不可使用安全保護裝置不良之工具、機械從事作業。
- (8) 有感電、墜落、崩塌、滑落、缺氧、有害氣體及火災之危險工作，應派專人負責監視。
- (9) 工作場所應保持乾淨，暫時未用之工具與物料應擺放整齊並標示，如圖 10 所示。



圖 10 確認工作程序書做好危害告知圖

## 肆、電驛功能與標置設定

### 一、SEL-487E 保護電驛差動保護原理

差動保護電驛乃為多功能電驛，是快速動作區間保護，應用在變壓器做為主保護，面版前視視窗可顯示電流電壓角度等數據，如面版前視圖，面版後視為控制點、CT、PT、DC 等功能接點如圖 11、12、13 所示[2]。

變壓器設備以 87 差動電驛保護，SEL-487E 電驛之差動保護原理為雙斜率百分比率制動式差動保護，如圖 14 所示。圖中雙折線上方為動作區 (Operating Region)，雙折線下方則為抑制區 (Restraining Region)。第一段制動斜率之考量主要為避開變壓器分接頭、激磁電流、比流器誤差及電驛誤差所引起的差電流；

而第二段斜率則為避免在大電流穿越性故障時，比流器容易發生飽和而產生誤差的情況[2]。

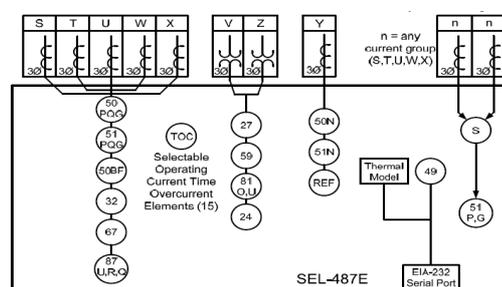


圖 11 SEL-487E 保護電驛功能圖

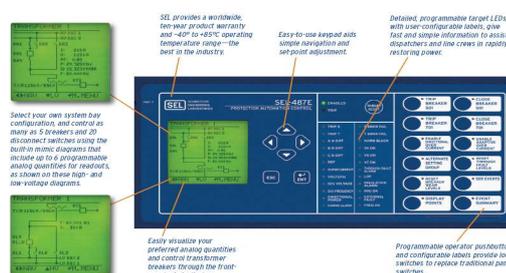


圖 12 SEL-487E 保護電驛面版前視圖



圖 13 SEL-487E 保護電驛面版背視圖

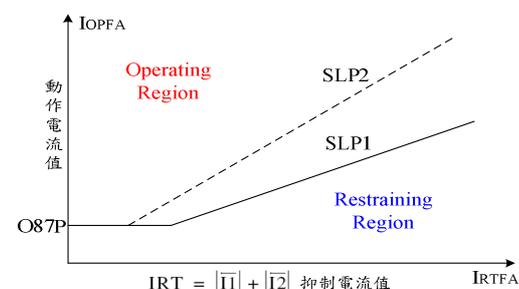
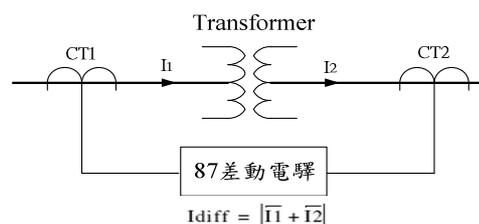


圖 14 SEL-487E 電驛之差動斜率圖

SEL-487E 保護電驛有 3 組差動保護元件，分別為 87RA、87RB 及 87RC，其分別擷取流經變壓器各繞組之 A 相、B 相及 C 相輸入電流，以計算出每一相電流之動作電流值(IOP)及抑制電流值(IRT)。

每一相各繞組之輸入電流，經過標么化和補償運算後， $I_1$  為高壓側與  $I_2$  低壓側電流值相加後之絕對值大小即為動作電流 (IOP)；而  $I_1$  與  $I_2$  電流值之絕對值大小相加後則為抑制電流(IRT)，SEL-487E 電驛之動作電流值(IOP)及抑制電流值(IRT)經百分比率制動曲線判斷後若位於動作區中 (Operating Region)，則 SEL-487E 電驛內部邏輯標置位元 87R(A 或 B 或 C)之訊號會由“0”設定為“1”，但還須考慮是否有無其它諧波閉鎖條件，再判斷差動元件是否動作。

在以下說明中，簡單討論差流電驛與斜率設定間的關係，假設變壓器的匝比為 1：1，比流器的匝比亦為 1：1。這裡考慮一個兩繞組變壓器，從  $I_1$  流向變壓器和  $I_2$  流出變壓器，利用公式  $I_{OP} = |I_1 + I_2|$  來計算差動電流，與公式  $I_{RT} = |I_1| + |I_2|$  來計算抑制電流，( $I_1$  和  $I_2$  為經過標么計算與角度補償後的向量值)，將 IOP 與 IRT 的值在平面上打點後即可判別是否落於動作區或抑制區[1][2]。

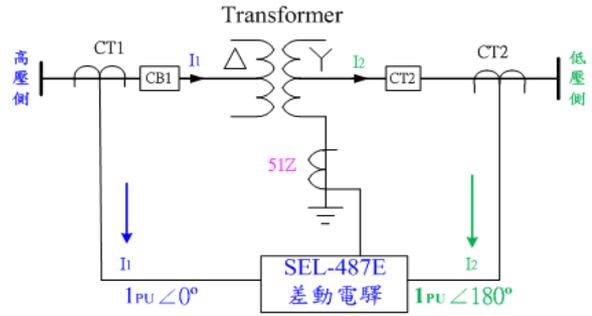
(一)系統正常時，其功能如圖 15 所示。

$I_{OP}$ ：表動作電流值。

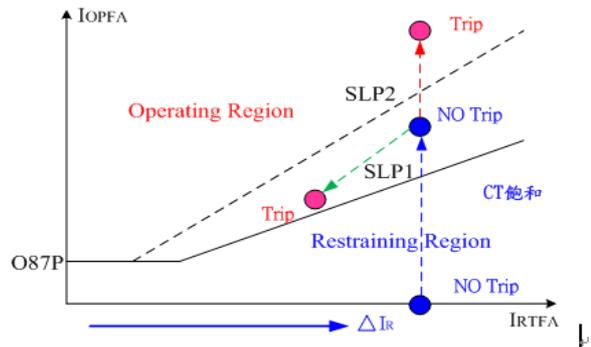
$I_{RT}$ ：表抑制電流值。

$$I_{OP} = |1\angle 0^\circ + 1\angle 180^\circ| = 0PU \text{-----(1)}$$

$$I_{RT} = |1\angle 0^\circ| + |1\angle 180^\circ| = 2PU \text{-----(2)}$$



(a) SEL-487E 電驛正常情況電流分佈



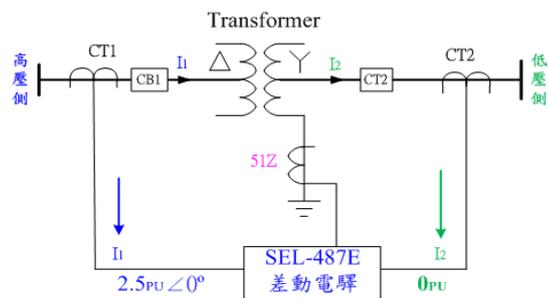
(b) SEL-487E 電驛在抑制區範圍

圖 15 SEL-487E 保護電驛正常情況不動作圖

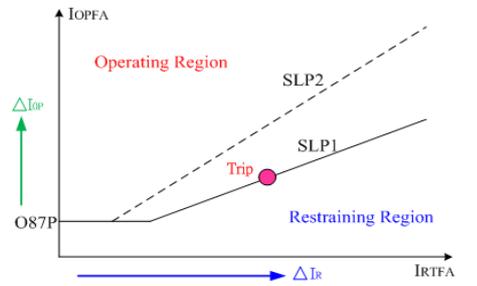
(二)內部故障時，其功能如圖 16 所示。

$$I_{OP} = |2.5\angle 0^\circ + 0| = 2.5 \text{-----(3)}$$

$$I_{RT} = |2.5\angle 0^\circ| + |0| = 2.5 \text{-----(4)}$$



(a) SEL-487E 電驛內部故障電流分佈



(b) SEL-487E 電驛在動作區範圍

圖 16 SEL-487E 保護電驛內部故障動作圖

## 二、SEL-487E 保護電驛功能設定介紹

數位式電驛具有保護、監控、通訊等功能，保護範圍完整是多功能智慧型保護電驛的優點。保護電驛除了要檢測完成特性試驗及跳脫試驗外，還要做好正確的保護電驛標置協調設定，才能在事故發生時，發揮完整的正常功能[2]。

### (一) 保護電驛繞組元件設定

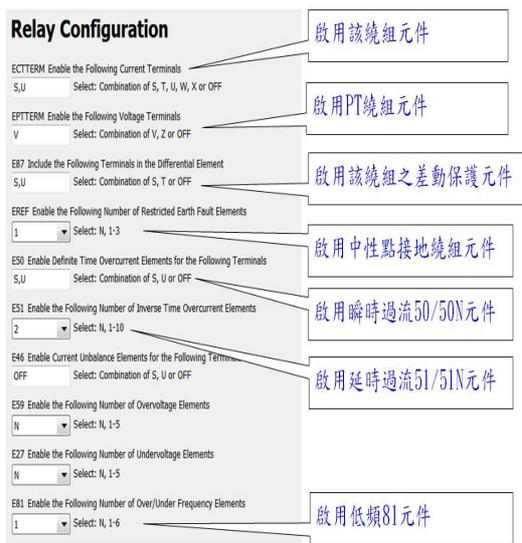


圖 17 保護電驛架構設定圖

### (二) 保護電驛 CT 繞組設定

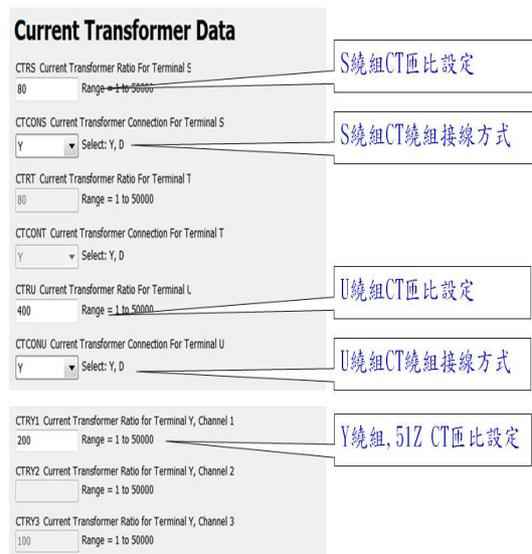


圖 18 保護電驛匝比接線元件設定圖

### (三) 保護電驛 PT 繞組與電流角度補償設定

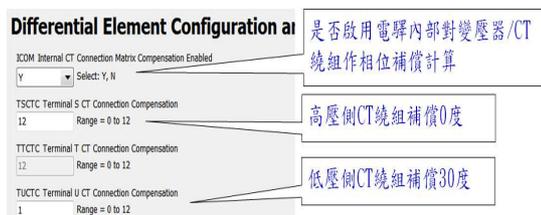
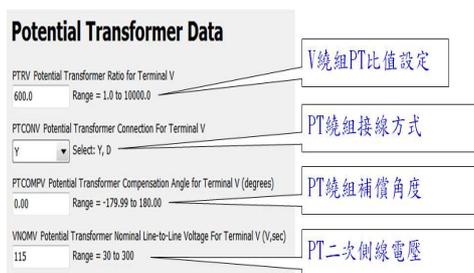


圖 19 保護電驛 PT 繞組與電流角度補償設定圖

### (四) 保護電驛差動保護元件設定

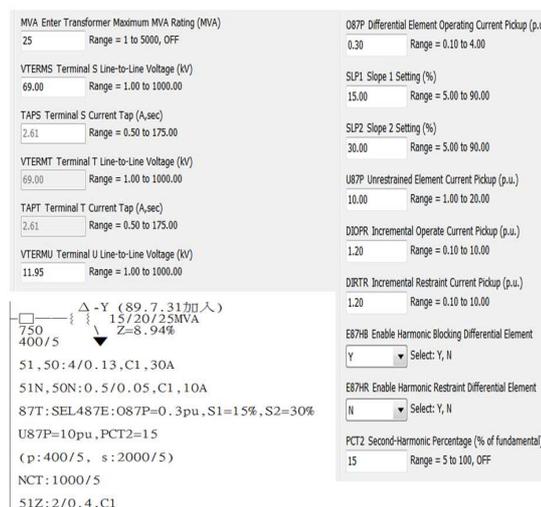


圖 20 保護電驛差動保護元件設定圖

### (五) 保護電驛過流延時元件設定



圖 21 保護電驛過流延時(51/51N)設定圖

(六)保護電驛過流瞬時元件設定

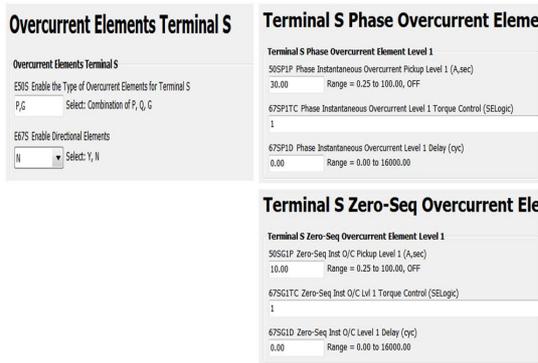


圖 22 保護電驛過流瞬時(50/50N)設定圖

(七)保護電驛中性點接地過流延時元件設定



圖 23 保護電驛中性點接地過流延時(51Z)設定圖

(八)保護電驛低頻卸載元件設定



案由：台北供轄區(含區處)之 SEL-487E 型低頻電驛欠壓閉鎖設定改善。  
限辦日期：104.2.13  
說明：

- 一、依據現場測試問題及SEL電驛說明書辦理電驛標置變更。
- 二、相關電驛標置變更請參照下列設定，其餘電驛標置照舊。

Group 1/Set 1/81 Elements:

Parameter	Setting
81UVSP	40.00V → 84.85V

$$84.85V / 1.5 / \sqrt{2} = 40V$$

圖 24 保護電驛低頻卸載與截止電壓設定圖

(九)保護電驛差流跳脫邏輯設定

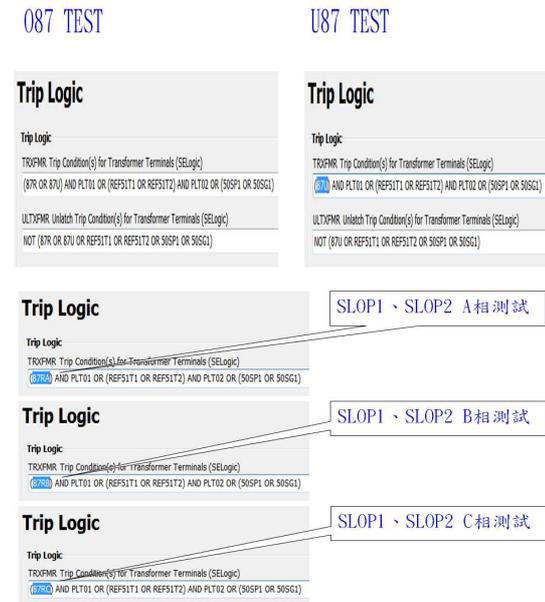


圖 25 保護電驛跳脫邏輯設定圖

伍、保護電驛功能模擬測試

一、測試儀器使用

科技進步日新月異，電子產品越來越進步，也越靈巧輕便且操作更簡單，其性能應用技術更廣，為使檢測之保護電驛系統能發揮最大功能，檢測所用之測試儀器要越精密效能要越好，所以興雅 S/S 變壓器電驛盤汰換使用最新購置之 Megger SMRT36 測試儀器，其外觀如圖 26 所示。Megger 儀器重 3.5kg，比其他廠牌測試儀器(ISA 重 18kg、Double 重 22kg)還輕，因此在搬運上確實更好攜帶，操作方式也可以 PC 人機介面觸控面板操作，最大單相電流為 60A，與其他廠牌比較有其優點 [3]。



圖 26 Megger SMRT36 電驛測試儀器外觀圖

二、SEL-487E 保護電驛功能元件模擬

測試[2]MEGGER 與 ISA 不同之處在於 MEGGER 可以設定電流倍率輸出，可減少人工換算電流的時間，讓測試時更有效率。

SEL-487E 50/51 標置設定為 Tap/Level= 51:4/0.13(C1)，50:30A。

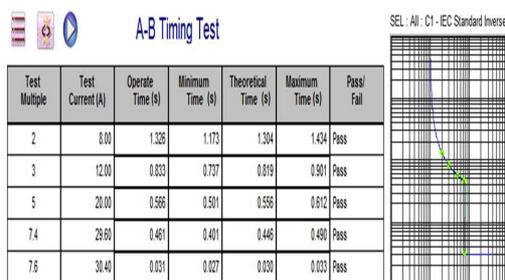


圖 27 電驛 50/51 功能邏輯測試圖

(二) 保護電驛 50N/51N 功能測試

SEL-487E 50N/51N 標置設定為

Tap/Level= 51N:0.5/0.05(C1)，

50N:10A。

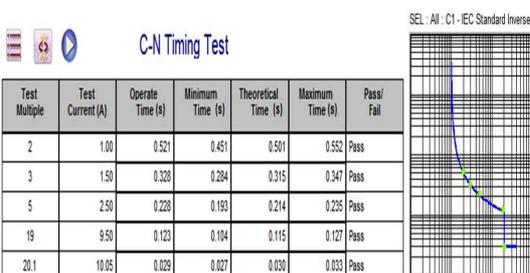


圖 28 電驛 50N/51N 功能邏輯測試圖

(三) 保護電驛 51Z 功能測試

SEL-487E 51Z 標置設定為

Tap/Level=2/0.4(C1)。

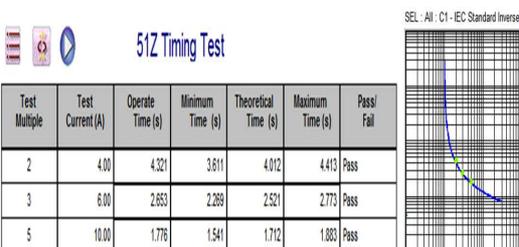


圖 29 SEL-487E 保護電驛 51Z 功能邏輯測試試驗圖

(四) 保護電驛諧波抑制功能測試

SEL-487E 諧波抑制功能標置設定為：

高壓側基本波為 60HZ / 3.9A、二次諧波為

120HZ / 0.587A。

低壓側基本波為 60HZ / 5.2A、二次諧波為

120HZ / 0.78A。



圖 30 SEL-487E 保護電驛諧波抑制功能邏輯測試試驗圖

(五) 保護電驛 O87 差流始動功能測試

SEL-487E O87 功能標置設定為：

高壓側始動電流為 1.17 安培，低壓側始動

電流為 1.57 安培。

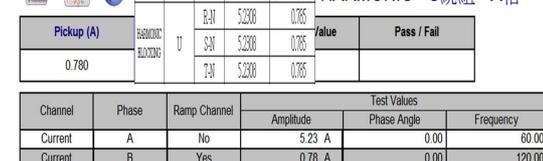


圖 31 SEL-487E 保護電驛 O87 功能測試試驗圖

(六) 保護電驛 U87 差流始動功能測試

SEL-487E O87 功能標置設定為：

高壓側始動電流為 1.17 安培，低壓側始動

電流為 1.57 安培。



圖 32 SEL-487E 保護電驛 U87 功能測試試驗圖

SEL-487E U87 功能標置設定為：  
 高壓側始動電流為 3.9 安培，低壓側始動電流為 5.23 安培。

U87 S繞組 A相

Pickup (A)	Minimum Value	Maximum Value	Pass / Fail
3.900			

Channel	Phase	Ramp Channel	Amplitude	Phase Angle	Frequency
Current	A	Yes	3.93 A	0.00	60.00

U87 U繞組 A相

Pickup (A)	Minimum Value	Maximum Value	Pass / Fail
5.230			

Channel	Phase	Ramp Channel	Amplitude	Phase Angle	Frequency
Current	A	Yes	5.23 A	0.00	60.00

圖 32 SEL-487E 保護電驛 U87 功能測試試驗圖

(七)保護電驛斜率功能測試

SEL-487E 斜率功能標置設定為，斜率試驗時，電流從高壓側繞組與低壓側繞組同時輸入，設定角度要互差 180 度。  
 SLOP1：高壓側電流為 4.97 安培，低壓側電流為 4.9 安培。  
 SLOP2：高壓側電流為 4.24 安培，低壓側電流為 2.97 安培。

J	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	
1	Settings	Calculated Values				Test	IRT	IOP	IAS (0 deg)	IAT (180 deg)		
2	U87P =	2	TAP1 =	2.62	U87P	2.00	2.00	7.65	0.00			
3	O87P =	0.3	TAP2 =	3.02	O87P	0.30	0.30	1.18	0.00			
4	SLP1 =	15			SLP1*	2.20	0.33	4.97	4.90			
5	SLP2 =	30	IRT1 =	2.00	SLP2 Test 1**	2.20	0.59	3.88	2.97			
6					SLP2 Test 2	2.20	0.92	4.24	2.25			
7	CTR1 =	80			* Selected IRT for the SLP1 test must be greater than IRT							
8	CTR2 =	400										
9	MVA =	25										
10	Kv1 =	69										
11	Kv2 =	11.95			** Look at Fig 1 and select an IRT for the SLP2 Test 1 between SLP1 and SLP2, above O87P and greater than DIRTR. Note that the corresponding							
12	Comp1 =	15	HV側聯點捷接法的倍率值		IOP MUST BE LESS THAN 1.2 for the test to function correctly.							
13	Comp2 =	1.732	LV側聯點捷接法的倍率值									

SLOP1 S繞組--U繞組 A相

Pickup (A)	Minimum Value	Maximum Value	Pass / Fail
4.840			

Channel	Phase	Ramp Channel	Amplitude	Phase Angle	Frequency
Current	A	Yes	4.84 A	0.00	60.00
Current	D	No	4.97 A	180.00	60.00

SLOP2 S繞組--U繞組 A相

Pickup (A)	Minimum Value	Maximum Value	Pass / Fail
3.000			

Channel	Phase	Ramp Channel	Amplitude	Phase Angle	Frequency
Current	A	Yes	3.00 A	0.00	60.00
Current	D	No	4.24 A	180.00	60.00

圖 33 SEL-487E 保護電驛斜率功能邏輯測試試驗圖

(八)保護電驛低頻功能測試

SEL-487E 81 標置設定為：

低頻元件截止電壓公式為：  
 設定電壓/1.5/√2，40/1.5/√2≐20V。

59.2HZ

Pickup (Hz)	Minimum Value	Maximum Value	Pass / Fail
59.200			

Channel	Phase	Ramp Channel	Amplitude	Phase Angle	Frequency
Voltage	A	Yes	66.40 V	0.00	59.20

40V

Pickup (V)	Minimum Value	Maximum Value	Pass / Fail
20.000			

Channel	Phase	Ramp Channel	Amplitude	Phase Angle	Frequency
Voltage	A	Yes	20.00 V	0.00	59.10
Voltage	B	Yes	20.00 V	240.00	59.10
Voltage	C	Yes	20.00 V	120.00	59.10

圖 34 保護電驛低頻功能邏輯測試圖

陸、CT 控制迴路確認

控制迴路 CT 纜線的走向路徑是從現場斷路器的比流器接至端子板再引接至控制室的電驛盤端子台，再從端子台經過 PK-2 配線到電驛的隔離測試開關，最後才接至保護電驛本體，如圖 35 所示。接 CT 纜線時，要注意不得因為 CT 電纜太短而採用接續的方式延長電纜接線，因接續點位置及處理不當易產生阻抗過高，會影響電驛偵測的精確度，同時在日後維護上因時間久了會容易判斷錯誤有盲點，因此切記 CT 纜線不可轉接，確保在維護上或工作判斷正確性。



圖 35 控制迴路 CT 纜線的走向路徑圖

一、CT 分配與接線方式

CT 的極性與接線方式會影響電流的大小與角度，為確保事故時保護電驛動作正確，在接線確認對 CT 的極性與接線正確是不可錯誤的。

(一)主變壓器高壓側接線

CT 分配在高壓側接線部分，有 CT1 接用 87T1 電驛用，CT2 接用 87T2 電驛用

兩個繞組，CT3 接用 BUS Ry，為了避免兩 CT 繞組錯接，再接線前必須用電錶量測阻抗及線路短路方式來確認 CT1 繞組確實接至 87T1 以及 CT2 繞組確實接至 87T2，同時確認 BUS 位置及極性是否正確，確保 CT1、CT2 接線正確，如圖 36 所示。

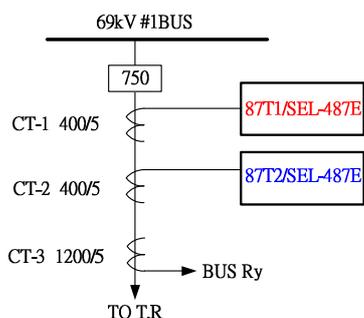


圖 36 高壓側 CT1 與 CT2 分別接至 87T1 及 87T2 圖

(二)主變壓器低壓側接線部分

1. 僅使用 1 只 CT 及 PK-2 短路環已拆除結線方式，如圖 37 所示。

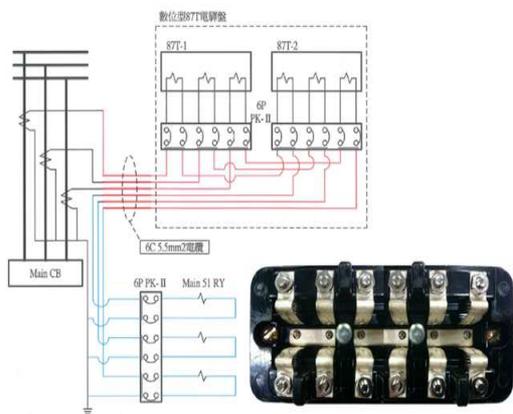
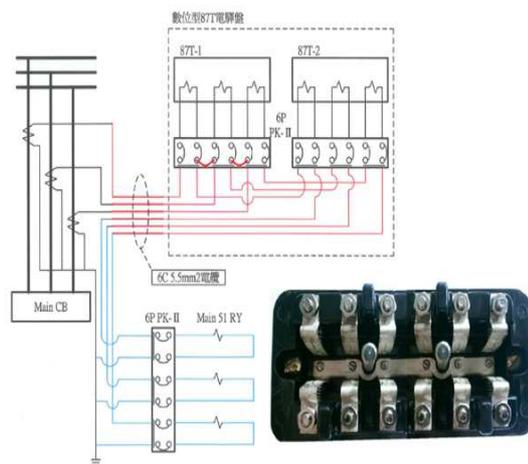


圖 37 僅 1 只 CT 接用 PK-2 短路環已拆除圖

2. 僅使用 1 只 CT 及 PK-2 短路環結線方式，如圖 38 所示。

若此 PK-2 短路環未拆除，如圖 38 所示。則當電驛故障維修時 PK-2 抽出，電流會全部在此類 PK-2 短路且不會再流經下一顆電驛。此時系統保護出現盲區，下一顆電驛則無法有效發揮保護功能。



(a)僅 1 只 CT 及 PK-2 短路環結線方式 (b) PK-2 短路環接用圖

圖 38 僅 1 只 CT 接用 PK-2 短路環接用圖

二、變壓器二次側斷路器 CT 接線方式

變壓器二次側斷路器 CT 的標準組數與接法為一組給 Main IED 使用，另外一組給變壓器差流保護電驛使用，如圖 39 所示。但是有些設備的 CT 精確等級並不都是保護電驛使用的等級，在二次變電所常會遇到的情形為一組 C100 的 CT，另外一組為 0.3B Meter 用等級的 CT，在此情況下 CT 迴路就要做一些變更。作法是將 CT 接到 87T1 後串接至 87T2，最後再串接給 Main IED 使用，如圖 40 所示。

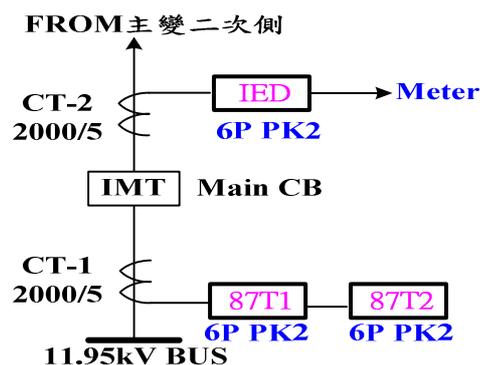


圖 39 二次側 CT 的標準組數與接法圖

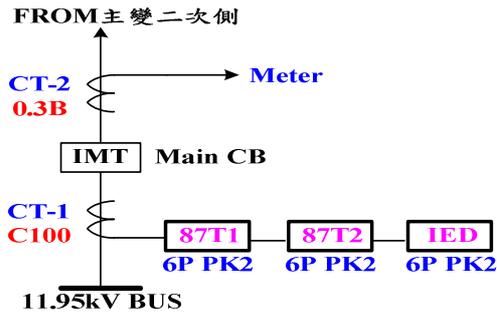
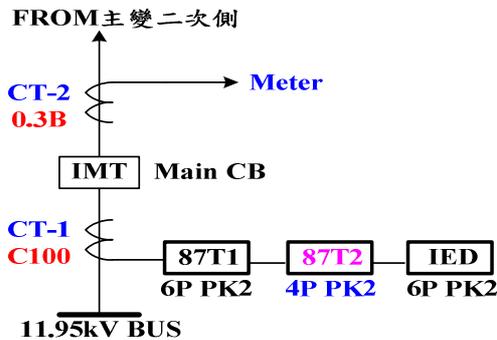


圖 40 變壓器二次側 CT 調整後的組數與接法圖

三、變壓器二次側斷路器 CT 實際接線

在汰換過程現場的工作是千變萬化總是讓人措手不及，在興雅 S/S 汰換電驛盤面期間，除了遇到上述短路環拆除與 CT 組數不夠的情況外，又面臨到電驛盤面上所配置的 PK-2 接點數不夠的問題，現場電驛盤面上所配置的 PK-2 為 87T1 配置 6P PK-2，87T2 配置 4P PK-2，若照之前所提的 CT 調整後接法則會有如圖 41 所示的情況發生，即電流從 87T2 的 4P PK-2 出來後即被強制短路無法提供電流給下一顆保護電驛。



41 電流在 87T2 的 4P PK-2 短路後終止圖

四、斷路器 CT 接線改善結果

改善方法為將 Main IED 的 6P PK-2 移設至最前端。CT 接到 Main IED 後串接至 87T1，最後再串接給 87 T2 使用，如圖 42 所示。無論拔除任何一個 PK-2，都不

致於影響到下級的保護電驛功能，如此將使變壓器保護系統盲點降至最低，確保實際改善功能。興雅二次變電所汰換變壓器保護電驛改善前與改善後的接線方式，如圖 43 所示。

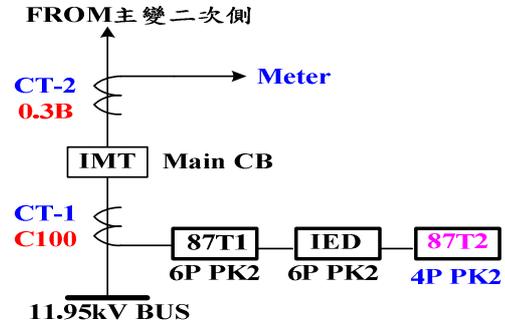
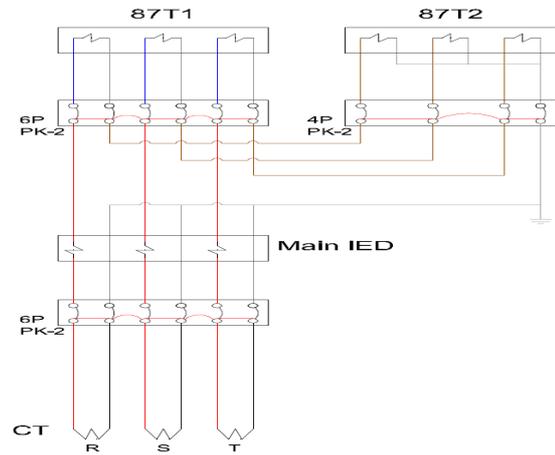
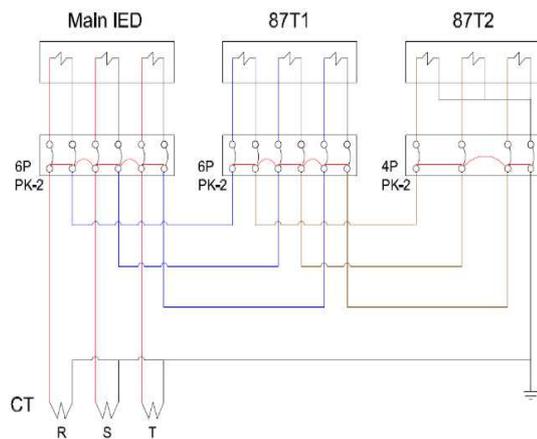


圖 42 電流在 87T2 的 4P PK-2 末端短路圖



(a) 改善前興雅 MTR 低壓側 CT 接線



(b) 改善後興雅 MTR 低壓側 CT 接線圖 43 興雅 S/S MTR 低壓側 CT 改善前後接線圖

## 柒、警報、跳脫測試與加入系統取載

### 一、警報、跳脫試驗工作

新設備加入前應確認各項試驗完整，首先各保護電驛之特性試驗完成及 CT、PT、DC 各控制線也確認接好，再作警報、跳脫試驗，各保護電驛之元件功能如表 3 所示。並列出警報、跳脫試驗程序書，在做時必須與 DDCC 核對警報訊號與斷路器跳脫測試點功能正確，其中跳脫時要區分重故障與輕故障，確保事故時能正確顯示訊息，如表 4 所示。

#### 1. 重故障信號

87、50/50N 及 51Z 動作時，會跳脫變壓器的高、低壓側之斷路器，並且同時動作 86 輔助電驛。差流、瞬跳及中性點元件動作均屬於重故障，故使用(86 隔離 C 迴路)待查明故障原因後才可復歸 86 重新投入 CB。

#### 2. 輕故障信號

51/51N 動作時，僅跳脫高壓側斷路器，不會動作 86 輔助電驛。

表 3 保護電驛元件功能說明表

項次	電驛元件及故障名稱	電驛動作元件功能說明
1	87T1/87T2	差動電驛第 1 套/第 2 套
2	50、50N	瞬時過流(接地)電驛
3	51、51N	延時過流(接地)電驛
4	51Z	中性點接地電驛
5	81	低頻電驛
6	86RY	閉鎖電驛
7	87A	差動電驛動作
8	86A	閉鎖電驛動作
9	PHA	相間電驛動作
10	GDA	接地電驛動作
11	51ZA	變壓器中性點接地電驛動作
12	81A	低頻電驛動作
13	RYFA	數位電驛故障
14	CFA	通訊故障
15	LOPA	電壓故障
16	RCA	復閉電驛故障
17	CBF	輕故障
18	CBA	重故障

表 4 警報、跳脫試驗功能表

項次	動作元件名稱	動作元件操作指示功能
1	87T、51Z、81USE/LOCK	DDCC 遠端遙控確認
2	81 RESET	DDCC 遠端遙控確認
3	87T、51Z、81LOCK	Relay → No Trip 確認
4	87T、51ZUSE	750、1MT、86RY Trip 確認
5	81 USE	750 或 310、81RY Trip 確認
6	50、50N	750、1MT、86RY Trip 確認
7	51、51N	750 Trip 確認
8	86RY 動作時	高、低壓側 CB 閉鎖 C 迴路確認
9	81RY 動作時	高(或低)壓側 CB 閉鎖 C 迴路確認
10	87A	alarm Test 確認
11	86A	alarm Test 確認
12	PHA	alarm Test 確認
13	GDA	alarm Test 確認
14	51ZA	alarm Test 確認
15	81A	alarm Test 確認
16	RYFA	alarm Test 確認

### 二、變壓器相位補償

變壓器一次側繞組為 DAB 接線、CT 為 Y 接，二次側繞組為 Y-grounded 接線、CT 為 Y 接，當一次側輸入電流為負相序時，該變壓器一次側電流落後二次側電流 30 度，補償方式為二次側電流順時鐘補償 1 個 30 度即可和一次側電流同相位。因此，高壓側 TSCTC 設定值為 12，低壓側 TUCTC 設定值為 1，代表補償 1 個 30 度，如圖 44 所示。

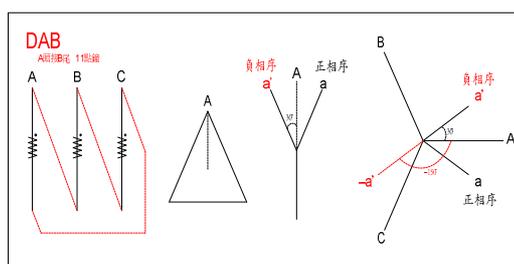


圖 44 變壓器電流角度補償圖

### 三、加入系統電驛取載試驗工作

#### 1. 高壓側繞組取載

Fundamental Meter: Winding S

	Phase Currents	IA	IB	IC
MAG (A, pri)	46.29	48.05	46.25	
ANG (deg)	-6.47	114.59	-123.91	

	Phase Voltages - PT V	VA	VB	VC
MAG (kV)	40.158	40.197	40.074	
ANG (deg)	-0.09	120.11	-120.03	

#### 2. 低壓側繞組取載

Fundamental Meter: Winding U

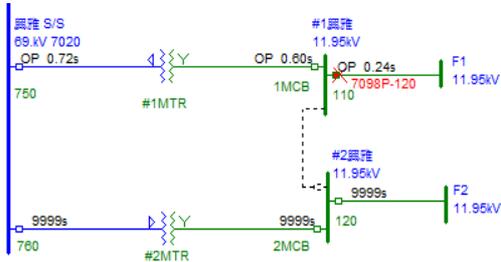
Phase Currents			
	IA	IB	IC
MAG(A, pri)	263.45	276.43	270.47
ANG(deg)	-154.93	-36.56	85.70

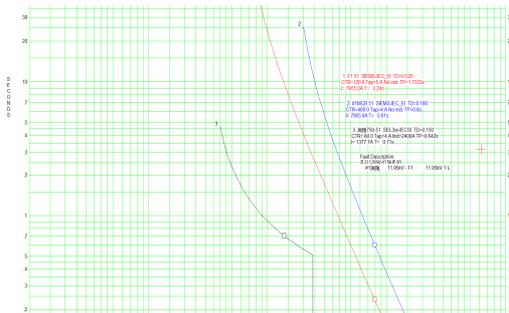
Phase Voltages - PT V			
	VA	VB	VC
MAG (kV)	40.158	40.217	40.066
ANG(deg)	-0.11	120.12	-120.01

捌、主變壓器保護實際模擬驗證

一、興雅 S/S #1MTR(#750)三相短路模擬試驗，如圖 45 所示。

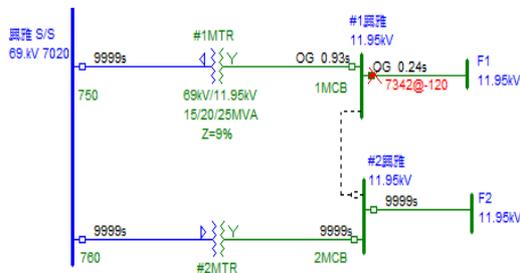


(a) #1MTR 三相短路模擬圖

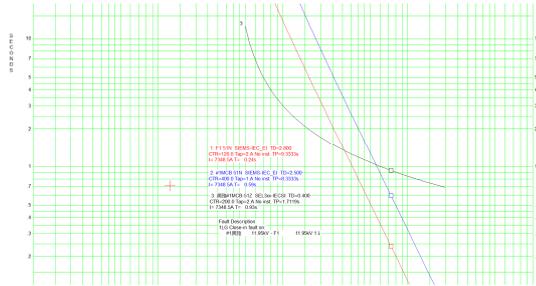


(b) #1MTR 51 電驛特性曲線圖

圖 45 #1MTR 三相短路模擬結果圖  
二、興雅 S/S #1MTR(#750)單相接地模擬試驗，如圖 46 所示。



(a) #1MTR 單相接地模擬圖



(b) #1MTR 51N 電驛特性曲線圖

圖 46 興雅 S/S #1MTR 單相接地模擬結果圖

玖、結語

- 一、保護電驛盤面汰換前之規劃設計及現場勘查工作是不可忽略。
- 二、本次的汰換工程若無事先準備，有可能會遇上盤面掛接其他設備需先移除等比較難施工的情況，因為每一盤面均因應現場情況下設計繪製，所以施工前之規劃設計能與維護部門溝通確認與做法，可以節省很多時間和精力。
- 三、興雅 S/S #1MTR 變壓器保護電驛汰換確實碰上難題，從不正常的接線排列至改接到正常，使電驛動作的靈敏度與安全度獲得改善，是難得工作收穫。
- 四、汰換後的保護，在事故中可扮演重要角色，快速隔離事故範圍，並可紀錄事件訊息資料，對事故分析有很大的幫助並有效提升系統運轉品質。

拾、參考文獻

- [1] 實用保護電驛 李宏任 全華科技圖書公書，民國88年8。
- [2] SEL-487E Relay Protection and Automation System Instruction Manual(SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES,INC.)。
- [3] Megger SMRT36測試儀器說明書。

# SC 雙 Y 中性點不接地系統電驛設定故障計算

供電處電驛標置組 陳仁忠

## 一、前言

串聯電容器及並聯電容器常應用在電力系統上，串聯電容器組在長程高壓傳輸線上減少兩大電力源間總阻抗。可增加電力傳輸能力及增強穩定度，是傳輸線的一部分，也線路保護的一環[1]。

並聯電容器應用-並聯電容器組常用來減少電抗型負載的虛功率並且幫助電力系統電壓調整與控制。在系統有需要的地方予以配置，一般來說大都配置在配電變電所配電負載端，最佳的方式盡可能接近實際電抗負載側。並聯電容器實際上是虛功率產生器，它供應給落後功因的虛功率，系統一般以 KVAR 標示，也可以用同步機過激磁方式(同步調相機)，同步調相機提供可變控制量，但相對的成本高昂，靜態的電容器組是可切換固定量，可長時期投入系統使用，它是非常重要的電壓調整器，借著投切方式，針對電壓大小予以調整。

並聯電容器保護-電容器組主要保護是利用個別單元電容器保險絲，保險絲是電容器組設計時的一部分，可以針對個別單元電容器保護，但如果有許多保險絲斷開，將造成其餘電容器損壞，因此增加後衛保護：相保險絲或相/接地過電流電驛(51/51N)於系統和電容器組之間針對電容器組主體進行保護。50 瞬時相過電流電驛設定必須高於電容器組開關暫態電流值，標準設定 3 倍額定電流值，除非有另一並聯電容器組在切換，則需設定 4 倍額定電流值。當開關暫態迅速消失時相過電流電驛(51)可以使用，始動值設 135%額定電流值。非接地電容器組接地過電流電驛(51N)設定 0.5A，時間刻度協調設最低，因為不需考慮外部事故時協調問題，接地電容器組應用，接地故障將提供零序電流，所以

外部故障將搭配反時型(Inverse)或極反時型(Very Inverse)曲線特性，動作時間故須與外部電驛進行相關協調，不平衡或中性點接地保護電驛使用，則依接地與否與電容組接線來定。單 Y 接線電容器組不論接地與否；雙 Y 接線電容器組不論接地與否；或者三角型接線大部分應用中，單 Y 非接地電容器組 59G(59Vo)電驛將接至零序 VT 接線二次側上，雙 Y 非接線電容器組兩 Y 中性線上接比壓器(VT)或比流器(CT)，在二側上接過電壓(59)或相過電流(51)電驛，個別提供較好的平衡性保護。對 Y 接地電容器組，一個中性 CT 包含電阻搭配過電壓(59G)電驛以提供不平衡保護。其他電容器組及更完整的討論在 IEEE 標準 C37.99 [2]，當電驛連接在中性點電路必須對三次諧波成分不靈敏，或者使用濾波電路過濾諧波成分。激磁或不激磁電容器組可能產生嚴重的暫態及可能過壓，很重要注意的是注意這些情況衝擊斷路器或其他中斷設備以及電驛與設定制定。高階暫態和高頻經常發生在多個電容器組加入系統而產生現象。

電容器保護電驛一般以兩大範疇來討論。

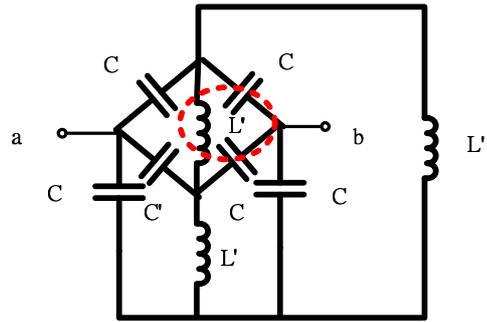
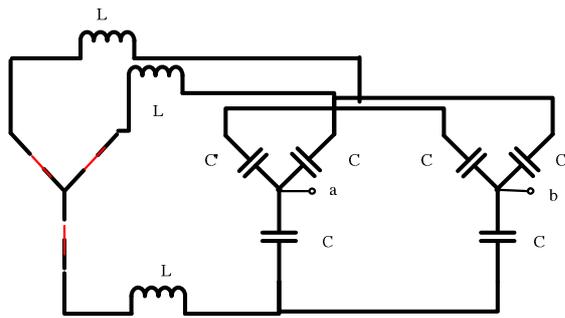
1. 串聯電容器：電容器串聯在輸電線上，又以兩種觀點來討論
  - a. 串聯電容器本身的保護。
  - b. 關於傳輸線上串聯電容器所產生影響。

自從電容器組串聯在傳輸線以來，設備必須曝露並承受在正常或不正常的電力或機械條件上，如果故障電流超過電容器組的承受能力，則必須快速的將其本身短路，系統將運作在沒有電容器補償條件下。電容器組單元設計必須奠基在熱及電介質(耐壓)能力上，有足夠的併連數以提供必要穩態電流乘載能力，以及足夠併聯單元去串接提供所需電容量，併聯單元數

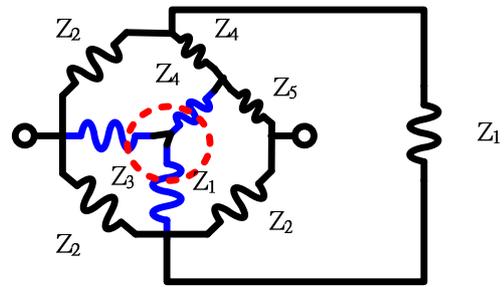
量一般來說很多，每一單元電容保護由他本身電熔絲擔任，如果同一群併聯電容單元因為個別電熔絲動作而隔離，那剩下電容單元因為上述因素而引起非等壓分配，進而造成損壞，為保衛避免上述情事發生，無論是旁通放電間隙用來短路包含區段，或者差動電驛聯結並聯區段以動作旁通開關。串聯電容器線路在線路側發生短路，將引起導致過壓跨過電容單元，旁通放電間隙將會動作保護電容單元避免在上述情形。後衛穩態保護利用過電壓電驛連接在每一區段電容單元，以及過電流電驛偵測每一相電容組以動作短路開關。無論在任何理由下區段被短路，其他兩相對應之區段被保護裝置自動的短路以維持平衡補償狀態。

2. 並聯電容器：開關並聯電容器保護需要了解並聯電容器的能力及限制，以及關聯之開關設備，電容器開關設備需要特別注意從安全的中斷是聲響保護的一部分，並聯電容器中斷時將存在更多的嚴重開關責任週期，與線路側開關有所不同 [3]。

二、SC 雙 Y 中性點不接地系統 51NT 戴維寧等效電阻推導



$$L' = L + L + \frac{L \cdot L}{L} = 3L$$



$$Z_1 = X_{L'}$$

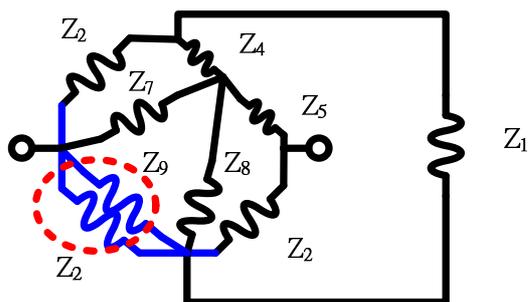
$$Z_2 = X_C$$

$$Z_3 = X_{C'}$$

$$Z_4 = \frac{X_{L'} \cdot X_C}{X_{L'} + 2X_C}$$

$$Z_5 = \frac{X_C^2}{X_{L'} + 2X_C}$$

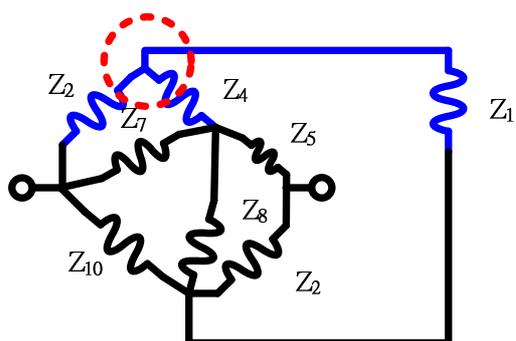




$$Z_7 = Z_3 + Z_4 + \frac{Z_3 \cdot Z_4}{Z_1}$$

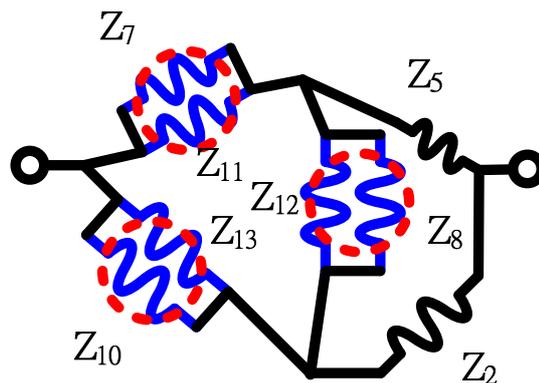
$$Z_8 = Z_1 + Z_4 + \frac{Z_1 \cdot Z_4}{Z_3}$$

$$Z_9 = Z_1 + Z_3 + \frac{Z_1 \cdot Z_3}{Z_4}$$



$$Z_{10} = Z_2 \parallel Z_9$$

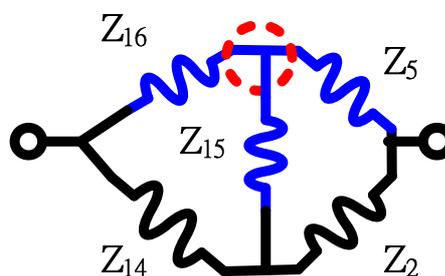
$$= \frac{Z_2 \cdot Z_9}{Z_2 + Z_9}$$



$$Z_{11} = Z_2 + Z_4 + \frac{Z_2 \cdot Z_4}{Z_1}$$

$$Z_{12} = Z_4 + Z_1 + \frac{Z_4 \cdot Z_1}{Z_2}$$

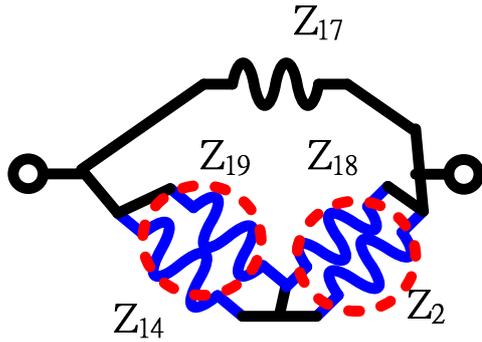
$$Z_{13} = Z_1 + Z_2 + \frac{Z_1 \cdot Z_2}{Z_4}$$



$$Z_{14} = Z_{10} \parallel Z_{13}$$

$$Z_{15} = Z_8 \parallel Z_{12}$$

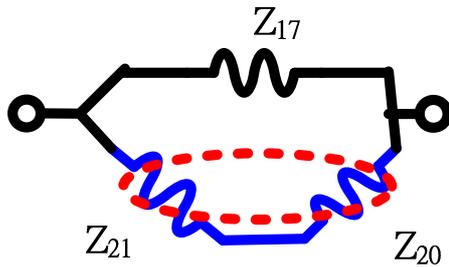
$$Z_{16} = Z_7 \parallel Z_{11}$$



$$Z_{17} = Z_5 + Z_{16} + \frac{Z_5 \cdot Z_{16}}{Z_{15}}$$

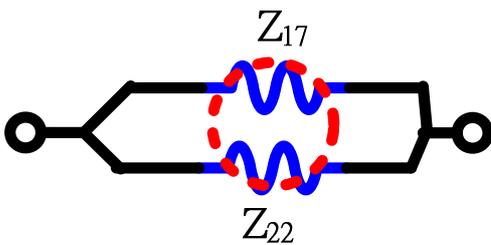
$$Z_{18} = Z_5 + Z_{15} + \frac{Z_5 \cdot Z_{15}}{Z_{16}}$$

$$Z_{19} = Z_{15} + Z_{16} + \frac{Z_{15} \cdot Z_{16}}{Z_5}$$

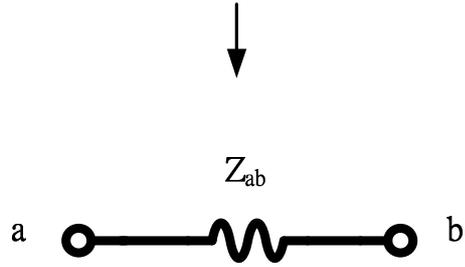


$$Z_{20} = Z_2 // Z_{18}$$

$$Z_{21} = Z_{14} // Z_{19}$$



$$Z_{22} = Z_{20} + Z_{21}$$



$$Z_{ab} = Z_{17} // Z_{22}$$

### 三、SC 雙 Y 中性點不接地系統 51NT 電流公式推導

Vn: 中性點電位電壓數學推導如下：

C': 某一異常相變異之電容值

C: 正常相之電容值

V1: 三相平衡系統電壓 A 相

V2: 三相平衡系統電壓 B 相

V3: 三相平衡系統電壓 C 相

戴維寧等效電壓推導

$$V_n = V_1 \left( \frac{C}{(C' + C) + C} \right) + V_2 \left( \frac{C'}{C' + 2C} \right) + V_3 \left( \frac{C}{(C' + C) + C} \right)$$

$$= V_1 \left( \frac{C}{C' + 2C} + a^2 \frac{C'}{C' + 2C} + a \frac{C}{C' + 2C} \right)$$

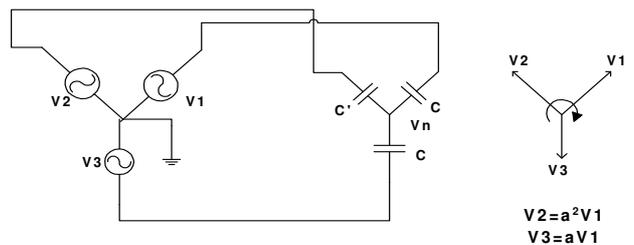
$$= V_1 \frac{1}{C' + 2C} (C + a^2 C' + aC)$$

$$[\because a^2 + a + 1 = 0]$$

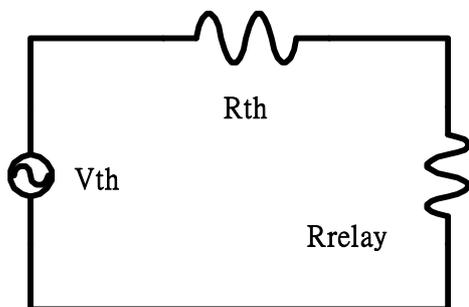
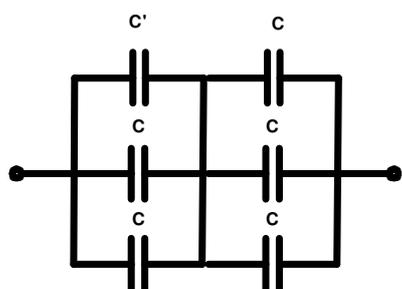
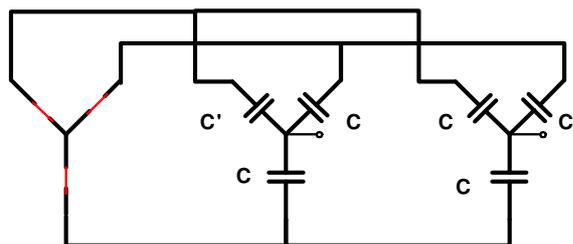
$$= V_1 \frac{1}{C' + 2C} (a^2 C' - a^2 C)$$

$$= V_1 \frac{a^2}{C' + 2C} (C' - C)$$

$$V_{th} = V_n - 0 = V_1 a^2 \frac{C' - C}{C' + 2C}$$



戴維寧等效阻抗推導

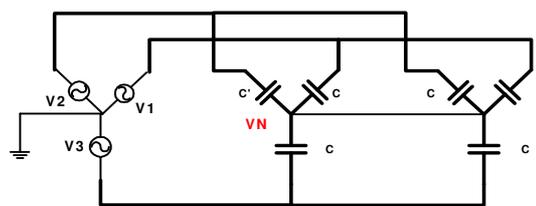


$$R_{th} = \frac{1}{\omega[3C \parallel (2C + C')]} \\ = \frac{1}{\omega \frac{3C(2C + C')}{5C + C'}} \\ = \frac{5C + C'}{2\pi f 3C(2C + C')}$$

$if \ R_{th} \gg R_{relay}$

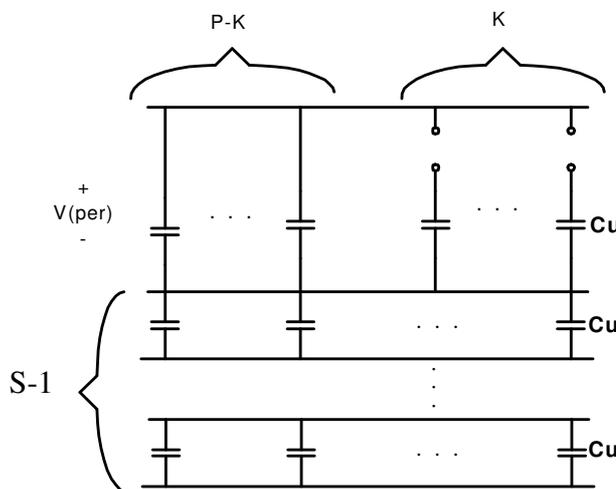
$$I = \frac{V_{th}}{R_{th}} = V_1 \frac{a^2}{C' + 2C} (C' - C) \frac{2\pi f 3C(2C + C')}{5C + C'} \\ = V_1 a^2 2\pi f \frac{C' - C}{5C + C'} \cdot 3C$$

中性電位推導



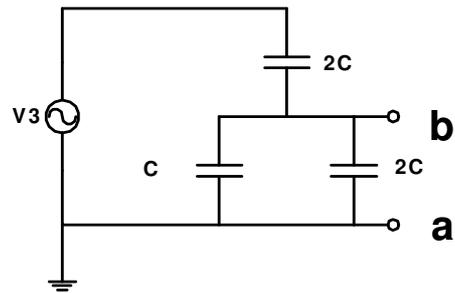
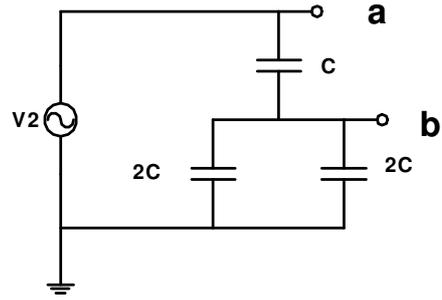
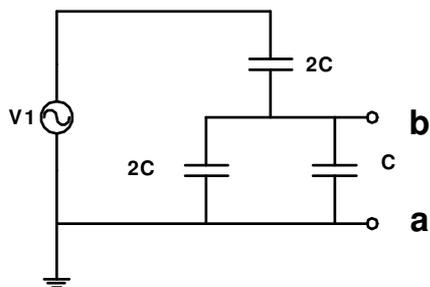
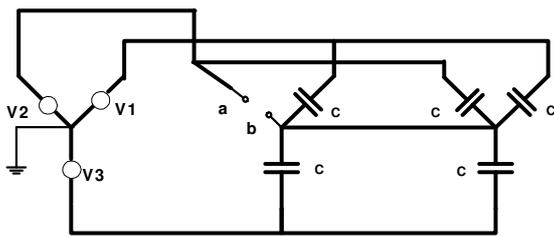
$$V_N = V_1 \left( \frac{2C}{(3C + C') + 2C} \right) + V_2 \left( \frac{C + C'}{C + C' + 4C} \right) + V_3 \left( \frac{2C}{(3C + C') + 2C} \right) \\ = V_1 \left( \frac{2C}{5C + C'} + a^2 \frac{C + C'}{5C + C'} + a \frac{2C}{5C + C'} \right) \\ = V_1 \frac{1}{5C + C'} [2C + 2aC + a^2(C + C')] \\ = V_1 \frac{1}{5C + C'} [-2a^2C + a^2(C + C')] \\ = V_1 \frac{a^2}{5C + C'} (C + C' - 2C) \\ = V_1 \frac{a^2}{5C + C'} (C' - C)$$

假設每一相由S層串聯，每層並聯P個電容Cu



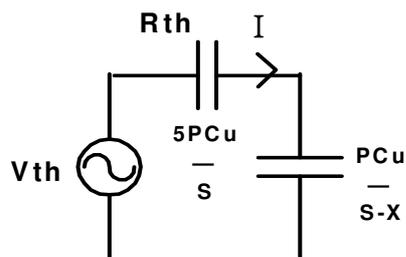
$$\begin{aligned}
 C_1 = C' &= \frac{PC_u}{S-1} // (P-K)C_u \\
 &= \frac{\frac{PC_u}{S-1} (P-K)C_u}{\frac{PC_u}{S-1} + (P-K)C_u} \\
 &= \frac{\frac{P(P-K)}{S-1} C_u}{\frac{P}{S-1} + (P-K)} \\
 &= \frac{\frac{P(P-K)}{S-1} C_u}{P + (P-K)(S-1)} \\
 &= \frac{PC_u}{S-1} \frac{1}{P + (P-K)(S-1)}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 V_{(Per)} &= (V_2 - V_N) \frac{\frac{PC_u}{S-1}}{\frac{PC_u}{S-1} + (P-K)C_u} \\
 &= \left[ a^2 V_1 - \frac{a^2 V_1}{5C + C_1} (C_1 - C) \right] \frac{\frac{PC_u}{S-1}}{\frac{PC_u}{S-1} + (P-K)(S-1)C_u} \\
 &= a^2 V_1 \frac{5C + C_1 - C_1 + C}{5C + C_1} \cdot \frac{P}{P + (P-K)(S-1)} \\
 &= a^2 V_1 \frac{6CP}{(5C + C_1)[P + (P-K)(S-1)]}
 \end{aligned}$$



$$\begin{aligned}
 V_{th} = V_{ab} &= V_1 \left( \frac{-2C}{3C + 2C} \right) + V_2 \left( \frac{4C}{4C + C} \right) \\
 &+ V_3 \left( \frac{-2C}{3C + 2C} \right) \\
 &= V_1 \left( -\frac{2}{5} \right) + \frac{4}{5} a^2 V_1 - \frac{2}{5} a V_1 \\
 &= \frac{2}{5} a^2 V_1 + \frac{4}{5} a^2 V_1 \\
 &= \frac{6}{5} a^2 V_1
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 R_{th} = R_{ab} &= \frac{1}{j\omega(C + 2C + 2C)} \\
 &= \frac{1}{j5\omega C} = \frac{1}{j\omega \frac{5PC_u}{S}}
 \end{aligned}$$



Flash X 層

$$C = \frac{PC_u}{S}, \omega = 2\pi f$$

$$I = \frac{6}{5} a^2 V_1 j\omega \left( \frac{5PC_u}{S} \parallel \frac{PC_u}{S-X} \right)$$

$$= \frac{6}{5} a^2 V_1 j\omega \frac{\frac{5PC_u}{S} \times \frac{PC_u}{S-X}}{\frac{5PC_u(S-X) + SPC_u}{S(S-X)}}$$

$$= \frac{6}{5} a^2 V_1 j\omega \frac{5P^2 C_u^2}{5PC_u(S-X) + SPC_u}$$

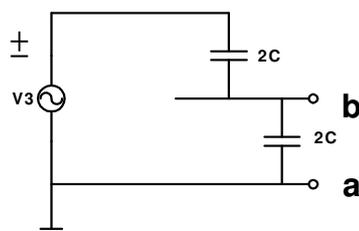
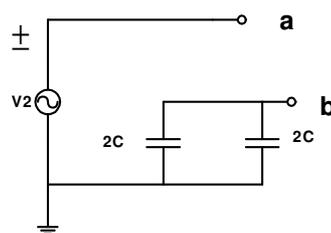
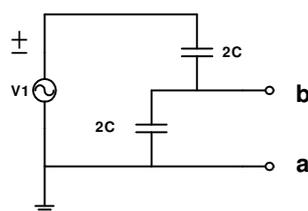
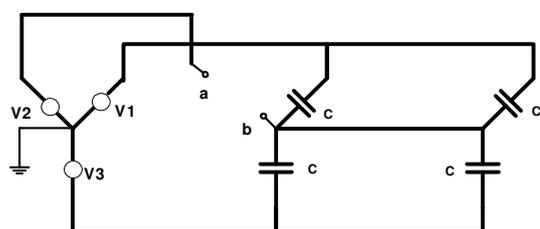
$$= \frac{6}{5} a^2 V_1 j\omega \frac{5PC_u}{5S - 5X + S}$$

$$= \frac{6}{5} a^2 V_1 j\omega \frac{5PC_u}{6S - 5X}$$

$$= ja^2 12\pi f PC_u \frac{V_1}{(6S - 5X)}$$

$$= ja^2 2\pi f \frac{P}{S} C_u V_1 \left( \frac{6S}{6S - 5X} \right)$$

$$= ja^2 \omega C V_1 \left( \frac{6S}{6S - 5X} \right)$$

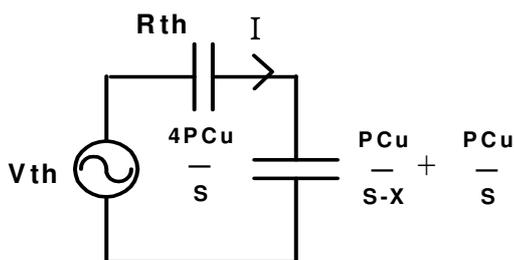


$$V_{th} = V_{ab} = V_1 \left( \frac{-1}{2} \right) + V_2 + V_3 \left( \frac{-1}{2} \right)$$

$$= -\frac{V_1}{2} + a^2 V_1 - \frac{a}{2} V_1 = \frac{3}{2} a^2 V_1$$

$$R_{th} = R_{ab} = \frac{1}{j\omega(2C + 2C)}$$

$$= \frac{1}{j4\omega C} = \frac{1}{j\omega \frac{4PC_u}{S}}$$



Flash X 層

$$C = \frac{PC_u}{S}, \omega = 2\pi f$$

$$I = \frac{3}{2} a^2 V_1 j\omega \left( \frac{4PC_u}{S} // \frac{(2S-X)PC_u}{S(S-X)} \right)$$

$$= \frac{3}{2} a^2 V_1 j\omega \left( 4C // \frac{(2S-X)C}{(S-X)} \right)$$

$$= \frac{3}{2} a^2 V_1 j\omega \frac{4C^2 \frac{(2S-X)}{(S-X)}}{4C + \frac{(2S-X)}{(S-X)} C}$$

$$= 6a^2 V_1 j\omega C \frac{\frac{(2S-X)}{(S-X)}}{4S - 4X + 2S - X}$$

$$= 6a^2 V_1 j\omega C \left( \frac{2S-X}{6S-5X} \right)$$

求證上式

$$I = I_{21} + I_{23}$$

$$= \frac{V_2 - V_1}{j2\omega C} + \frac{V_2 - V_3}{j2\omega C}$$

$$= [2V_2 - (V_1 + V_3)] j2\omega C$$

假設系統三相平衡

$$V_1 + V_2 + V_3 = 0$$

$$= (2V_2 + V_2) j2\omega C$$

$$= 3V_2 (j2\omega C)$$

得證

#### 四、實際驗證

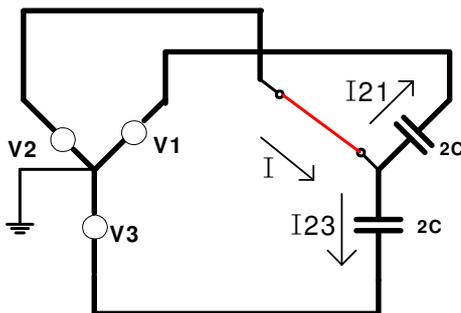
下表為台灣電力公司各電壓等級之靜態電容器組規格與組態

台灣電力公司各電壓等級之靜態電容器組規格與組態

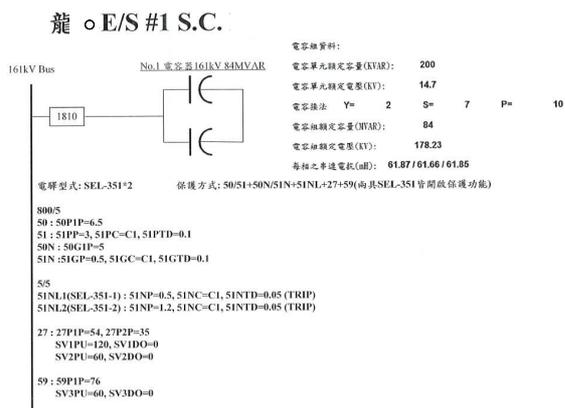
電壓 (kV)	電抗器 (%)	電感值 (mH)	電感器 額定電壓 (kV)	電感器 額定電流 (A)	SC 組裝置容量 (MVAR)	電容器 單元電壓 (kV)	電容器 單元容量 (kVAR)	熔絲鏈 (A, Type)	熔絲筒 (kV, A, kJ)	RPD 匝比	備註
11.95	6.81	8.6 3.2421	12.7	184	3+3	7.35	200	40 K	7.2 kV 50A 15 kJ	111:1	單 Y 5 並 1 串 *2
	0.1	0.126 0.0475	11.95	196	3+3	6.9	200	40 K	7.2 kV 50A 15 kJ	111:1	
	無	無	無	無	6	6.9	200	40 K	7.2 kV 50A 15 kJ	111:1	單 Y 10 並 1 串
	6	4.3	12.7	367	6	7.35	200	40 K	7.2 kV 50A 15 kJ	111:1	
23.9	6	2.88	12.7	550	9	7.35	200	40 K	7.2 kV 50A 15 kJ	111:1	單 Y 15 並 1 串
	6.81	34.4 12.968	25.5	92	3	14.7	200	20 K	13.8 kV 50A 15 kJ	111:1	單 Y 5 並 1 串 *2
	無	無	無	無	6	13.8	200	20 K	13.8 kV 50A 15 kJ	111:1	
	0.1	0.252	23.9	196	6	13.8	200	20 K	13.8 kV 50A 15 kJ	111:1	單 Y 10 並 1 串
33	6	17.2	25.5	184	6	14.7	200	20 K	13.8 kV 50A 15 kJ	111:1	單 Y 15 並 1 串
	6.7	11.5 4.335	25.5	275	9	14.7	200	20 K	13.8 kV 50A 15 kJ	111:1	
69	3.54	4.74 1.787	34.5		21.6	6.9	50	40 K	7.2 kV 50A 15 kJ		雙 Y 12*2 並 3 串
	7.35	21.5 8.105	73.5		43.2	14.7	200	20 K	13.8 kV 50A 15 kJ		雙 Y 6*2 並 3 串
	6				40						日新電機
161	11.402	80 30.159	73.5	230	10.8	14.7	200	20 K	13.8 kV 50A 15 kJ		雙 Y 5 並 3 串
	7.35	60.2 22.694	161	353	84	14.7	200	20 K	13.8 kV 50A 15 kJ		雙 Y 10 並 7 串

註：1. 以上均為 Y 接中性點不接地組態  
2. RPD 為電阻式比壓裝置 (Resistive Potential Device)

當 X=0 時  $I_2 = 2a^2 V_{ij} \omega C$  = 額定電流  
當 X=S 時  $I_1 = 6a^2 V_{ij} \omega C = 3$  倍額定電流



以台電龍○E/S 及峨○E/S 161kV SC 模擬 fuse cut off 1 實際測試數據，與推導公式進行驗證



### #1810 SEL-351-2

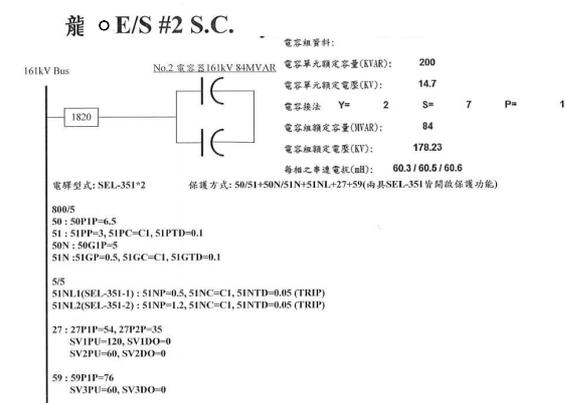
#### Device Overview

Metering		I MAG	I ANG	V MAG	V ANG
A	268.20 A	A	89.50°	A	93.463 kV
B	271.06 A	B	-150.34°	B	93.285 kV
C	268.47 A	C	-29.99°	C	92.614 kV
N	1.28 A	N	106.20°	S	0.000 kV
G	0.69 A	G	168.41°	S	156.42°

### #1820 SEL-351-1

#### Device Overview

Metering		I MAG	I ANG	V MAG	V ANG
A	273.42 A	A	89.47°	A	93.675 kV
B	274.37 A	B	-150.48°	B	93.618 kV
C	273.27 A	C	-30.29°	C	92.274 kV
N	1.15 A	N	82.24°	S	0.000 kV
G	0.47 A	G	123.75°	S	-112.37°



### #1820 SEL-351-2

#### Device Overview

Metering		I MAG	I ANG	V MAG	V ANG
A	271.32 A	A	88.99°	A	93.694 kV
B	272.31 A	B	-151.01°	B	93.683 kV
C	271.06 A	C	-30.79°	C	92.313 kV
N	1.15 A	N	-97.73°	S	0.000 kV
G	0.78 A	G	135.37°	S	-50.21°

## 電腦運算值

Vn(line)kv	V(line)kv	C(cut) μ f	Xc(cut) μ f_1P	Fuse cut	Vth(v)	Rth(Ω)	I(A)	Vn(v)	V(per)kv	V(per)/Vc(nomial)
92.95	161.000	3.507	756.32	0	0.00	504.21	0.00	0.00	13.279	0.903
	C(per) μ f	3.452	768.32	1	-501.56	505.53	-0.99	-242.70	14.562	0.991
	2.46	3.386	783.33	2	-1113.49	507.14	-2.20	-537.30	16.119	1.097
	Xc(Ω) 1P	3.305	802.62	3	-1876.72	509.15	-3.69	-902.46	18.049	*1.227
	756.315	3.202	828.35	4	-2855.29	511.72	-5.58	-1366.96	20.504	*1.394
	P	3.069	864.36	5	-4155.30	515.14	-8.07	-1977.73	23.733	*1.614
	10	2.888	918.38	6	-5966.24	519.90	-11.48	-2816.77	28.168	*1.916
	C(total單Y) μ f_1P	2.630	1008.42	7	-8663.00	527.00	-16.44	-4041.45	34.641	*2.356
	3.507	2.232	1188.50	8	-13105.94	538.68	-24.33	-5996.99	44.977	*3.059
	S	1.534	1728.72	9	-21803.07	561.54	-38.83	-9615.87	64.106	*4.36
	7	3.507	756.32	0				0.00	13.279	0.903
		3.507	756.32	0				0.00	13.279	0.903

### 龍○E/S 實際量測值

#### #1810 SEL-351-1

#### Device Overview

Metering		I MAG	I ANG	V MAG	V ANG
A	271.21 A	A	89.97°	A	93.332 kV
B	274.49 A	B	-149.94°	B	93.295 kV
C	271.57 A	C	-29.42°	C	92.587 kV
N	1.28 A	N	73.89°	S	0.000 kV
G	0.94 A	G	160.10°	S	27.04°

### 峨○E/S 實際量測值

#### #1910 SEL-351-1

#### Device Overview

Metering		I MAG	I ANG	V MAG	V ANG
A	279.55 A	A	90.14°	A	93.597 kV
B	280.57 A	B	-149.61°	B	93.306 kV
C	279.73 A	C	-29.48°	C	92.538 kV
N	0.93 A	N	95.17°	S	0.000 kV
G	0.45 A	G	97.83°	S	-154.50°

## #1910 SEL-351-2

## Device Overview

## Metering

IMAG	IANG	VMAG	VANG
A 279.44 A	A 90.17°	A 93.731 kV	A 0.00°
B 280.64 A	B-149.57°	B 93.469 kV	B 120.25°
C 278.61 A	C -29.58°	C 92.626 kV	C -119.84°
N <b>0.93 A</b>	N 95.11°	S 0.000 kV	S -110.56°
G 0.56 A	G155.48°		

## #1920 SEL-351-1

## Device Overview

## Metering

IMAG	IANG	VMAG	VANG
A 274.81 A	A 90.01°	A 93.676 kV	A 0.00°
B 274.28 A	B-149.27°	B 93.216 kV	B 120.25°
C 271.51 A	C -29.78°	C 92.485 kV	C -119.87°
N <b>1.09 A</b>	N156.73°	S 0.000 kV	S -73.08°
G 0.25 A	G129.32°		

## #1920 SEL-351-2

## Device Overview

## Metering

IMAG	IANG	VMAG	VANG
A 275.12 A	A 90.08°	A 93.708 kV	A 0.00°
B 274.52 A	B-149.30°	B 93.291 kV	B 120.25°
C 272.06 A	C -29.77°	C 92.563 kV	C -119.86°
N <b>1.09 A</b>	N156.66°	S 0.000 kV	S -62.45°
G 0.30 A	G156.90°		

## #1930 SEL-351-1

## Device Overview

## Metering

IMAG	IANG	VMAG	VANG
A 274.90 A	A 90.03°	A 93.662 kV	A 0.00°
B 274.59 A	B-149.28°	B 93.343 kV	B 120.22°
C 272.08 A	C -29.58°	C 92.571 kV	C -119.86°
N <b>1.04 A</b>	N150.80°	S 0.000 kV	S 164.26°
G 0.52 A	G 37.35°		

## #1930 SEL-351-2

## Device Overview

## Metering

IMAG	IANG	VMAG	VANG
A 273.52 A	A 90.12°	A 93.631 kV	A 0.00°
B 273.94 A	B-149.30°	B 93.401 kV	B 120.19°
C 271.40 A	C -29.59°	C 92.602 kV	C -119.86°
N <b>1.04 A</b>	N150.53°	S 0.000 kV	S -83.98°
G 0.37 A	G108.24°		

由上述量測數據

## 龍○E/S：

#1810 SC 1.28A(ε%=29%)[88.4.20 ±○製]、

#1820 SC 1.15A(ε%=16%)[86.7.5 大○製]

## 峨○E/S：

#1910 SC 0.93A(ε%=-6%)[89.6.5 大○製]、

#1920 SC 1.09A(ε%=10%)[89.6.30 華○製]、

#1930 SC 1.04A(ε%=5%)[89.6.30 華○製]

電腦運算值約 1A

## 五、結語

經由上述場所驗證峨○E/S 51NT 誤差百分比在±10%以內，龍○E/S 51NT 誤差百分比放大到接近 16~29%，可能因單位電容器老化、電容單元未適當配置或因日照不平均因素造成誤差放大。

## 六、參考資料

- [1] J.Lewis Blackburn “Protective Relaying principles and Applications Second Edition”
- [2] ANSI\_IEEE C37.99-1980 IEEE Guide for Protection of Shunt Capacitor
- [3] “Protective Relaying for Power Systems” Edit by Stanley Chief Eelectical Engineer American Electric Power Service Corporation。

## 七、翻譯字詞對照

旁通放電間隙 The bypass spill gaps  
串聯電容器 Series Capacitors  
並聯電容器 Shunt Capacitors

## 八、誌謝

當時新進電力調度處電驛技術課標置股從事電驛標置計算，感謝副處長林昇宏、課長張建興協助進入此專業領域研究，副處長羅隆和以及理事長官茂祥相關人員不吝指導下，入電驛大堂窺看一二，至今二十餘年電驛部門轉了一圈又回來從事電驛標置事宜，以此啟發後進，做後才知不足之處，活到老學到老，此篇推導為 SC Excel 檔計算 51NT 標置之公式基礎。

51NT 戴維寧等效電阻推導在課長劉信榮協助下完成，測試數據由課長林兆亨提供特此感謝！

# GRL100-711P 數位電驛在馬祖地區的保護應用

台北供電區營運處電驛組 黃欣媛

## 壹、前言

在現今的社會，電已經成為每個人不可缺少的重要資源，電力系統則是擔任將電能送到各個用戶的主角，但是由於地震水災、鳥獸碰觸以及電力設備本身劣化等因素，均可能造成電力系統短路或接地事故，因此為了使事故發生後對電力系統造成的損害減至最低程度，令其他正常的設備能照常繼續供應電力，這時就要靠保護電驛擔任這個職責了。

隨著電力相關技術的進步，電驛廠商紛紛推出各式各樣的數位式保護電驛，數位式保護電驛具有複雜的邏輯運作，可規劃多樣保護元件，並且擁有精確的動作特性以及紀錄事故波形等優點，逐漸取代電磁式電驛。

台電為了強化並提升電力系統的保護性能，這幾年陸續將電力系統中原有的電磁式電驛汰換為數位式保護電驛，本篇文章將介紹在馬祖地區進行電網安全性的改善工程案，此案採用 TOSHIBA GRL100-711P 型數位式保護電驛並且應用於該區域連絡線(變壓器)、發電機與連絡 TIE 等設備。

由於馬祖系統較小，若事故不能及時排除，則會導致馬祖全黑，為提升該地區的供電可靠度，在事故發生時快速隔離事故點，台電決議將對南竿電廠與北竿電廠增設 59V0 保護電驛，汰換珠山電廠與南竿電廠 TIE 的保護電驛，並將珠山電廠對其他電廠的四條連絡線保護電驛汰換為具有差流(87)、測距(21)與方向性過電流(67)的數位式保護電驛，加強該地區的系統保護，此外馬祖地區的電網與本島不同，為

因應當地設備，有試著進行一些較特殊應用，將在以下內容進行敘述。

## 貳、TOSHIBA GRL100-711P 作為連絡變壓器的保護

在進行馬祖地區線路保護電驛的改善工程時，須考量除了北竿線以外，其他 3 條線路都是混合升壓變壓器的「連絡變壓器」(見下圖 1)，線路兩端電壓與電流並不相同(珠山端為 11.4kV，南竿端為 3.3kV)，此外珠山端的 CT 組數僅有 2 組，一組已用為匯流排電驛，只剩一組供 GRL100-711P 電驛盤使用。

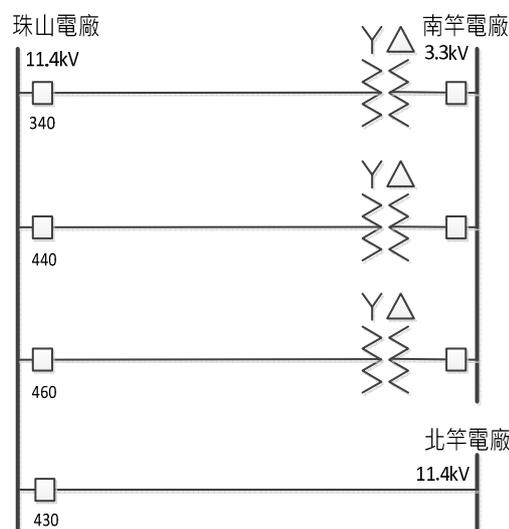


圖 1. 馬祖電廠的連絡線(變壓器)簡圖

為了使電驛的差流元件能夠運作，在珠山電廠這邊的做法是將 CT 先引接至電驛盤做為後衛保護的 TOSHIBA 電驛 (21+67)，再接至輔助 CT(詳見下圖 2)。

珠山G/S

11.4kV BUS 1

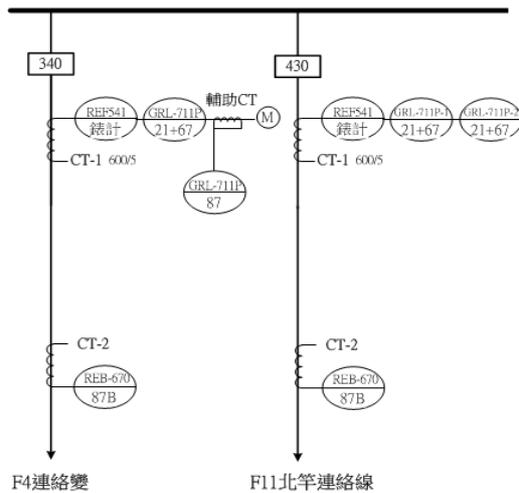


圖 2. 珠山電廠的汰換後電驛 CT 配置

輔助 CT 在這邊的用途是改變進主保護電驛(87)的 CT 接線(△接)來調整變壓器電流在高壓側與低壓側的 30 度的角度差,接著利用輔助 CT 的繞組比例,使流進珠山端的 87 電驛電流與南竿端的電驛相同,繞組的比例由下面算式推導得出:

珠山端 CT 匝比為 600/5,南竿端 CT 匝比為 600/5,輔助 CT 為 X:1。

為了計算 X,首先假設南竿線路上電流 600A (流進電驛則為 5A),則珠山端線路上的電流=600×3.3÷11.4=173.68A

尚未經輔助 CT 變比前的二次側電流=173.68÷120=1.45A

為了使流進珠山端電驛的電流為 5A

輔助 CT 的匝比 X=5÷1.732÷1.45=1.99

故輔助 CT 採用 2:1 的比例。

下圖 3 為電驛加入系統後,珠山端 87 差流電驛取載電流值與相角,可以看出實際送電後電流大小與角度有匹配。

Item	Magnitude	Angle	Item	Magnitude	Angle	Item	Magnitude	Angle
Va	110.2V	0.2deg	Ia	0.70A	-158.3deg			
Vb	108.8V	-119.6deg	Ib	0.73A	83.8deg			
Vc	110.7V	120.2deg	Ic	0.75A	-36.9deg			
Vab	163.8V	32.0deg	Iab	1.22A	-126.9deg			
Vbc	163.8V	-91.4deg	Ibc	1.29A	114.1deg			
Vca	163.8V	150.1deg	Ica	1.27A	-8.5deg			
Vs1	0.0V	---	I1	0.74A	-158.5deg			
Vs2	0.0V	---	I2	0.03A	---			
V1	110.2V	0.0deg	I0	0.00A	---			
V2	0.3V	100.0deg	I0m	0.00A	---			
V0	0.0V	---						

Item	Magnitude	Angle	Item	Magnitude	Angle	Item	Magnitude	Angle
Ia1	0.70A	22.9deg						
Ib1	0.76A	-103.1deg						
Ic1	0.67A	137.0deg						
I01	0.00A	---	Ipa	4.41A		Ira	1.47A	
I0a	0.22A		Ipub	4.41A		Irb	1.47A	
I0b	0.22A		Ipsc	4.41A		Irc	1.50A	
I0c	0.16A							
I00	0.00A							
I2/I1	0.03							
T/D1	16us							

圖 3. 珠山端 87 差流電驛取載結果

### 參、TOSHIBA GRL100-711P 作為 59V0 保護

在這次工程案都是利用 TOSHIBA GRL100-711P 型的電驛去執行前言所提到的保護功能,此款型式的數位式保護電驛主要是設計為線路保護,為了做到決議要求的 59V0 保護功能,需要對南竿與北竿電廠的 711P 電驛進行邏輯與接線的更改。

GRL100-711P 提供四組過電壓元件 OVS1、OVS2、OVG1、OVG2,供相間與相對地電壓使用,這次南竿與北竿電廠皆啟用 OVG1 元件,PT 二次側採用 Broken Delta 接線方式引進電驛的 A 相電壓接腳,作為 59V0 保護,OVG1 的運作邏輯如下頁圖 4 所示。

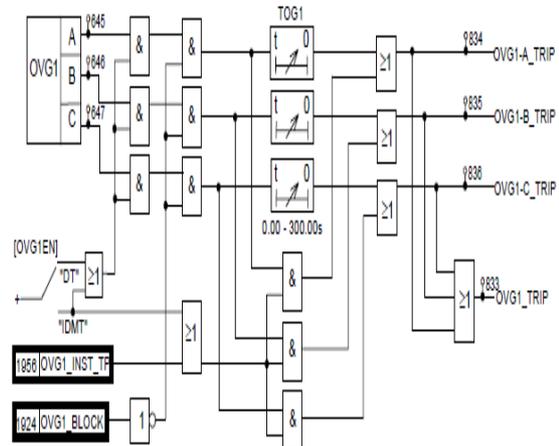


圖 4. OVG1 過電壓保護

### (1)北竿電廠之 59V0 閉鎖邏輯設計

在北竿電廠方面，從電驛盤接線展開圖與電驛預設的邏輯可以得知既設之差流元件的使用與閉鎖功能的邏輯寫法  $CRT\_BLOCK(1544)=!TEMP001(2816)$ ，TEMP001 反映 BI16 接點的訊號，詳見下圖 5 與圖 6 的紅色框線處。

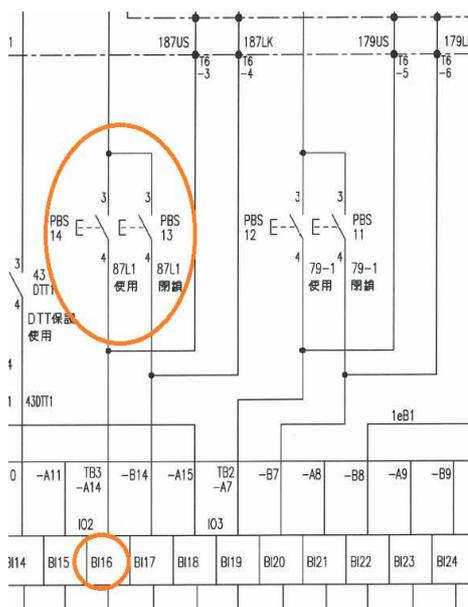


圖 5. GRL100-711P 既設圖面

8	1547	85S1	30	0	BI12_COM_UP
9	1548	85S2	30	0	BI13_COM_UP
10	1549	IND RESET	30	0	BI21_COMMAND
11	2816	TEMP001	90	1	BI16_COMMAND
12	1544	CRT_BLOCK	90	1	!TEMP001
13	1554	EXT_TRIP-C	30	0	BI18_COMMAND
14	2819	TEMP004	30	0	(COM4-R1 & !COM5-R1...
15	2820	TEMP005	30	0	TEMP004
16	2821	TEMP006	30	0	(COM4-R2 & !COM5-R2...
17	2822	TEMP007	30	0	TEMP006
18	2823	TEMP008	30	0	((TEMP005 + TEMP007)...
19	2824	TEMP009	30	0	RELAY_BLOCK
20	2825	TEMP010	30	0	(OC1-A + OC1-B) + OC1...
21	1571	CB1_READY	30	0	BI22_COMMAND
22	1573	ARC_RESET	30	0	BI24_COMMAND
23	1574	ARC_BLOCK	90	2	((OST_TRIP + STUB)...
24	1616	DIF-A_FS	30	0	DIFFS_OP
25	1617	DIF-B_FS	30	0	DIFFS_OP
26	1618	DIF-C_FS	30	0	DIFFS_OP
27	1619	DIFG_FS	30	0	DIFGFS_OP
28	2632	D.RECORD1	30	0	TEMP008
29	1620	TP-A_DELAY	30	0	TP-A
30	1621	TP-B_DELAY	30	0	TP-B
31	1622	TP-C_DELAY	30	0	TP-C
32	1624	RDIF-A_FS	30	0	DIFFS_OP + DIRGFS_OP
33	1625	RDIF-B_FS	30	0	DIFFS_OP + DIRGFS_OP
34	1626	RDIF-C_FS	30	0	DIFFS_OP + DIRGFS_OP
35	1650	OC_3PTP	90	0	CONSTANT_1
36	1651	NON_SIGNAL	90	0	CONSTANT_1
37	1652	DOC_3PTP	30	0	CONSTANT_1

圖 6. GRL100-711P 內部既設 PLC 邏輯

依圖 4、圖 5 和圖 6 的資訊，可以將電驛盤面上原本用來切換 87 差流元件使用與閉鎖的按鈕開關，改成做為切換 59V0 使用與閉鎖功能，故在電驛 PLC 內增加一道邏輯： $OVG1\_BLOCK(1924)=!TEMP001(2816)$ 。詳見下圖 7。

表示當維護人員將 59V0 切至閉鎖狀態時，BI16 沒接收到訊號，此時  $TEMP001=0 \rightarrow !TEMP001=1$ ，故  $OVG1\_BLOCK$  成立，進而閉鎖 OVG1 元件。

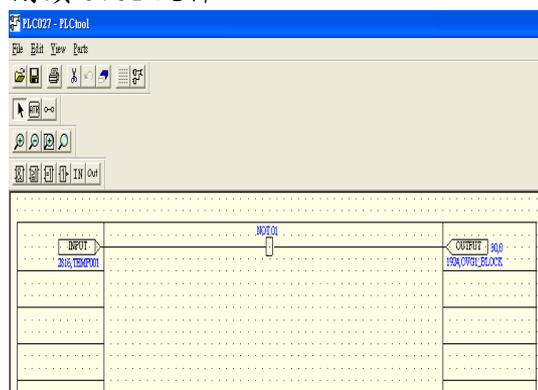


圖 7. 北竿電驛增加的邏輯

### (2)北竿電廠之 59V0 跳脫設計

北竿電廠增設的 59V0 保護電驛，當電驛動作時，需跳脫 3.3kV 匯流排上的 #4、#5、#6 發電機（見下頁圖 8），在跳脫邏輯的設計上，除了原本電驛盤面配置的兩個跳脫的輸出作為 #5 和 #6 發電機的跳脫，另外選用電驛的 B012 高速輸出接點（見下圖 9）作為 #4 發電機的跳脫，圖 10 為電驛內部對 B012 的設定，使該接點響應 59V0 動作。

選用 B012 而非選用 B013 是考慮到盤面上既設之隔離開關接腳的位置，使用 B012 的話，其隔離開關接腳的位置（15, 16）在原有的兩個跳脫接點（17, 18）（19, 20）旁邊，方便現場人員進行定檢維護，此外施工上需注意現場的三部機組的 P 電源皆獨立，避免造成 DC 混接進而影響日後維護施工困難。

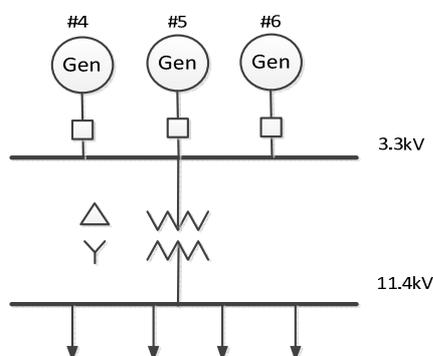


圖 8. 北竿電廠的配置圖

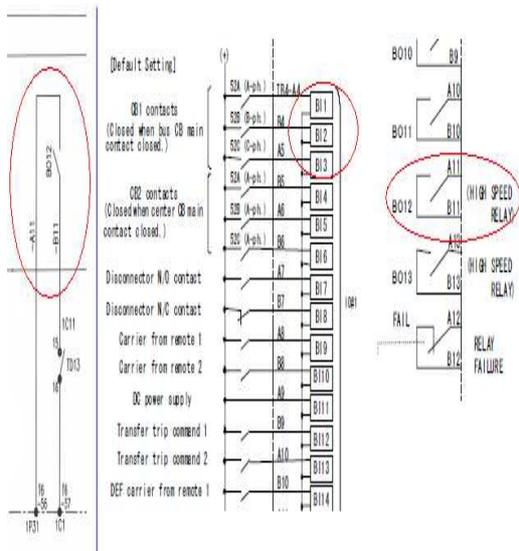


圖 9. 電驛展開圖與說明書描寫之接點

BI1~BI3 則是分別引接各機組斷路器的 52A，並規劃進電驛的 LED 燈號，令維護人員可從電驛面板就可以知道發電機斷路器投入或啟斷的狀態。

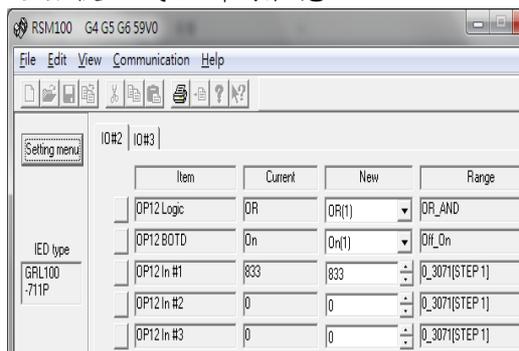


圖 10. 北竿 59V0 的 B012 設定

**(3)南竿電廠之 59V0 閉鎖邏輯設計**

至於南竿電廠的 59V0 動作條件為 #11、#12 發電機之斷路器均啟斷中，故閉鎖條件除了盤面上之按鈕開關，還加上了 #11 和 #12 機組的斷路器 52A 狀態(皆引接至 BI1 點輸入接點)，增設的邏輯指令為：OVG1\_BLOCK(1924)=!TEMP001(2816)+BI1\_COMMAND(513)。

表示除了 59V0 的按鈕開關控制之外，當 #11 或 #12 機組的斷路器投入時，會令 BI1\_COMMAND=1，使 OVG1\_BLOCK=1，使 59V0 閉鎖，詳見下圖 11，並在電驛內部規畫 LED 燈號顯示其電驛的閉鎖狀態，供維護人員觀察。

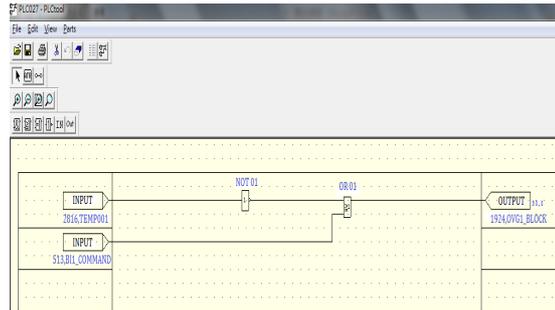


圖 11. 南竿電驛增加的邏輯

**(4)南竿電廠之 59V0 跳脫設計**

跳脫迴路的設計上，南竿電廠增設的 59V0 保護電驛，需跳脫 3.3kV 匯流排上的發電機斷路器數量多過於北竿電廠(見下圖 12)，因此在南竿的電驛盤面上加裝一具 86，並將全部發電機之斷路器(#5、#8、#9、#10、#13)的 T 迴路接至此 86 上，使 59V0 電驛動作時可以順利啟斷 3.3kV 上的發電機組，彌補高速輸出接點不足的問題。

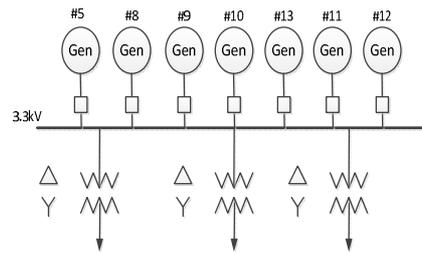


圖 12. 南竿電廠的配置圖

**肆、TOSHIBA GRL100-711P 作為 TIE 的保護**

南竿電廠與珠山電廠既設之 TIE 保護電驛只有過電流保護功能(51)，這次的工程所設置之 TOSHIBA 電驛啟用 67/67N 與 50+2 功能，可進行雙向保護協調，以利強化馬祖地區電力系統保護。

在施工方面，珠山與南竿電廠新設的 TIE 保護電驛盤的配線皆相同，都是使用一組 CT，串接進兩具 GRL100-711P 電驛，第二具電驛在隔離開關上變更 CT 進電驛的接腳，改變 CT 極性(見圖 13)，使上下兩具電驛的 67/67N 保護方向相反，進行雙向保護，圖 14 為電驛加入時取載的電流與相角值。

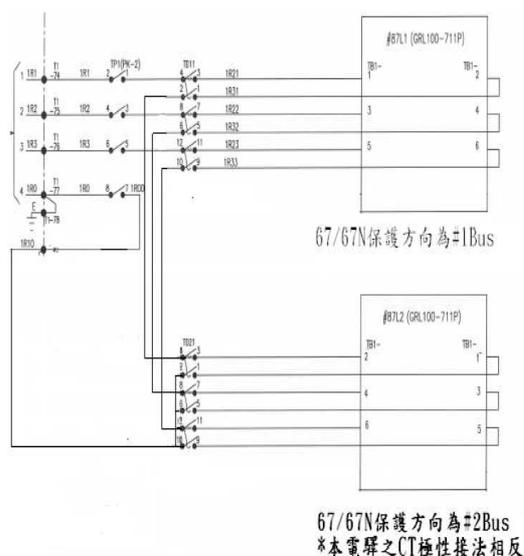


圖 13. GRL100-711P 應用在 TIE 保護的 CT 接線方式

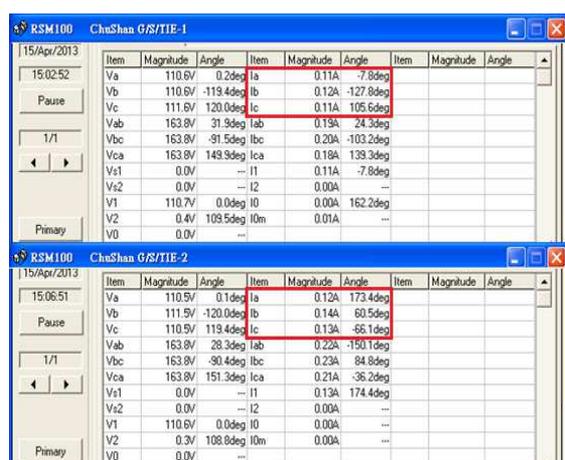


圖 14. TIE 的取載畫面

內部設定上除了啟用方向性過電流保護 DOCIBT/EFIBT (67/67N)，還啟用了 50+2 保護元件 OCBT/EFBT(50/50N)，這是因為這次的工程已將主要的連絡線(變壓器)皆汰換為具有測距與方向性過流之數位保護電驛，且測距元件各區間的延時皆固定，故予以啟用以利強化後衛協調。

在這次改善工程中，在珠山電廠新增設一台簡易 SCADA 電腦，並且在南竿與珠山電廠各裝設一台乙太網路交換器，透過 IEC61850 通訊協定將工程所增設的 TOSHIBA 電驛內部的電壓電流與電驛狀態

等資訊傳送至此電腦，若發生跳脫警報，也會傳送警示訊息讓現場人員察覺，因北竿電廠未裝設光纖通訊，故未能使用馬祖乙太網路。

## 伍、結語

數位式電驛與傳統式電驛最大的不同，在於數位式電驛複雜的邏輯運作，將多種元件與功能同時放在同一顆電驛內，可依現場的需求，設計其保護方式，馬祖電力系統改善工程運用了 GRL100-711P 此款數位電驛的不同功能與邏輯，強化該轄區的電網保護。

在改善工程之前，馬祖電廠間的連絡線路僅設有 5I 過流保護，延時較長且協調不易，常無法快速隔離事故而造成全黑，然而因增設了差流、測距...等保護元件，提升事故隔離的速度，避免拖垮系統，以往由輸電線路事故引起的全黑在工程後這幾年運轉期間減少許多，而且現場設備環境與本島諸多不同，這些施工過程著實令人獲益不少。

## 陸、誌謝

這次的工程我由衷的想感謝馬祖區處與電驛組的長官及同仁，在馬祖地區的資料收集一直到工程執行完成這段時間，十分感謝大家的協助與配合，若沒有這些幫助，這個工程便無法順利進行，我時時謹記在心，也期勉自己在往後的日子，能多加提升自己對電力系統的知識，使自己在碰到難題時能夠迅速解決。

## 柒、參考文獻

[1] TOSHIBA GRL100-711P 說明書。

# 輸電線路自動復閉簡介

新桃供電區 楊盛鐘

## 一、前言

一般燃煤及核能發電機組的冷凝器需要大量海水冷却故均設廠在海邊，至於水力電廠的水源及水庫則設在深山裡，而消耗電力的負載中心又往往在都市裡，因此發電廠發出的電就必須藉由輸電線傳送到負載中心，而輸電線為了避開人口稠密地區往往經過荒郊野外因此遭受雷、鳥獸碰觸的機率相對較高，由雷電所引起的絕緣礙子表面閃絡、颱風引發輸電線碰觸及鳥類動物樹木等靠近或掉落輸電線所造成的閃絡故障屬暫時性故障居多，如圖1所示。只要故障發生後相關保護裝置動作跳脫斷路器隔離事故點後，經過一段時間故障點附近的電弧將自動熄滅，絕大多數情況下短路處的絕緣能力經過去游離時間後（絕緣礙子和空氣間隙）可以自動恢復，而且碰觸的外物(樹枝、動物)也會被電弧燒掉而自動消失。因此，在事故後故障點周邊介質絕緣能力恢復後，把跳開的斷路器自動投入就能夠恢復線路的供電，由於架空輸電線路90%故障屬暫時性故障，因此透過自動復閉功能，在線路跳脫後自動將跳開的斷路器再次投入，便可以大幅提升供電可靠性。因此，目前電力系統中架空線路廣泛採用自動復閉裝置，將因線路故障跳開的斷路器再次自動投入，減少停電損失而且還提高了電力系統的供電穩定。

在 1900 年代復閉電驛首先使用在放射狀饋線上，而以復閉 2~3 次為原則，成功率約為七成左右，到了 1935 年代因為快速斷路器開始使用在電力系統中，因此美

國的瓦斯-電氣公司開啟使用快速復閉的先河，藉由快速復閉功能提供放射狀線路於事故後迅速復電，以節省建立第二條線路的成本。



圖 1 輸電線的事故類型

## 二、使用自動復閉裝置的效益與缺失

架空輸電線遭受雷擊機率非常高致使用戶供電受到影響，為了提升供電品質乃增設自動復閉裝置來縮短停電時間，降低用戶的停電損失。一般自動復閉裝置無法區分線路故障是暫時性故障或永久性故障，當線路故障保護電驛動作跳脫斷路器後，經由自動復閉裝置內部設定的時間延遲自動將斷開的斷路器再度投入，如果是暫時性故障則自動投入成功恢復供電，如果是永久性故障則斷路器投入後再度跳脫並將自動復閉功能閉鎖。直到斷路器再度投入後才將閉鎖中的自動復閉裝置重置復歸，而自動復閉成功率主要取決於暫時性

故障佔總故障的比率，以台電公司為例在輸電線路保護電驛數位化以後，自動復閉成功率約可達九成以上，對系統的供電穩定與提升用戶的供電品質有很大的貢獻，而電力系統輸電線採用自動復閉的效益有下列數點：

1. 提升供電可靠性，減少線路停電時間。
2. 提升電力系統輸電線路併聯運轉的穩定性。
3. 提高用戶滿意度。

當輸電線路的自動復閉功能將斷開的斷路器再度投入在永久性故障上對電力系統與設備會造成下列不利影響：

1. 使電力系統再一次遭受到故障的衝擊，降低電力系統的穩定性。
2. 使斷路器工作在更惡劣的環境下，因為必須在短時間內連續切斷兩次故障電流，如果是油斷路器必須特別注意，因為在第一次跳脫時故障電流的電弧作用已經使絕緣油的絕緣能力降低，若復閉不成功後又再次跳脫則是在絕緣油絕緣能力降低的不利情況下，因此油斷路器的復閉時間較長一般約 10 秒，是要讓油斷路器內部絕緣油有較長時間來恢復絕緣能力後再進行復閉以提升復閉成功率及確保斷路器安全。

### 三、對自動復閉裝置的要求

由於輸電線路暫時性故障居多，因此在中、高壓的架空輸電線路大都使用自動復閉裝置來提升供電穩定性，至於發電機和變壓器因多安裝在廠房內或變電所內，相對的防雷措施較完善。若發生故障以永久性故障居多，如果也採用自動復閉大多

數情況會復閉在永久性故障上，會使得電力系統再次遭受衝擊，同時電氣設備也會再次遭受電弧及應力的破壞，使損壞更嚴重而增加修復的時間與成本，對造價昂貴的發電機與變壓器而言是不利的。因此，發電機與變壓器是不裝自動復閉裝置的，為了保護發電機與變壓器的壽命，一般當這兩設備保護電驛動作時會先動動作 86 電驛，利用 86 電驛內部” b” 接點來切斷斷路器的投入(closing)回路，待維護人員檢修完畢後再復歸 86 電驛，此時才讓切斷的斷路器投入回路恢復正常。

匯流排是電力系統中一個重要的電氣設備，相較於輸電線路匯流排設置在變電所內或屋內，在防雷或維護上較妥善，因此匯流排發生故障的機率要比輸電線少很多。但匯流排若發生故障以永久性故障居多，同時匯流排上掛接的電氣設備很多，如果採用自動復閉且復閉在永久性故障中，將給電力系統帶來重大影響，因此匯流排也不裝設自動復閉裝置。同時當匯流排保護電驛動作時，也會先去動作 86 電驛，利用 86 內部” b” 接點切斷掛接在匯流排上所有斷路器的投入回路，待維修人員檢查後再復歸 86 電驛，讓所有設備的斷路器能夠再次投入。基於上述原因一般只有輸電線才裝設自動復閉裝置，而設置自動復閉裝置有下列的注意事項：

1. 正常情況下當斷路器接收到保護電驛跳脫指令或其他原因而跳脫後，應自動復閉使斷路重新投入，如果斷路器投入成功後自動復閉裝置應能自動復歸準備下一次的動作。
2. 手動操作或遠方遙控操作打開斷路器，自動復閉裝置不應動作。
3. 保護電驛動作跳脫斷路器隔離故障後，在故障點絕緣能力及斷路器消弧

能力恢復後，自動裝置應儘速發出復閉指令，讓斷路器重新投入以縮短停電時間，一般延時 0.5 秒~1.0 秒後發出復閉指令。

4. 自動復閉裝置動作次數必須符合原先規劃，若為一次復閉只能動作一次當復閉在永久性故障而跳脫後就不再復閉而進入閉鎖狀態待斷路器手動投入後才自動解鎖(復歸)。若是兩次復閉就應能動作兩次，當第二次復閉在永久性故障而跳脫後就不再復閉，且進入閉鎖狀態等待斷路器手動投入後才自動解鎖(復歸)。
5. 在兩端皆有電源時使用自動復閉需要實施同步檢定，檢測雙方電壓大小與相角均在設定值以內才能自動投入斷路器。
6. 當斷路器處於不正常狀態下如氣壓不足、液壓太低時自動復閉裝置應閉鎖，目前做法是在斷路器的投入回線中串接氣壓或液壓不足接點，當條件成立接點打開切斷斷路器的投入回路，使斷路器無法投入同時發出警報。
7. 自動復閉裝置可以在復閉前或復閉後加速保護電驛動作促使故障能夠加速隔離。

自動保護裝置分為一次復閉與二次復閉，如果使用二次復閉當遇到永久性故障時會讓電力系統在短時間內連續遭受三次短路衝擊不利系統穩定，只有在幅射狀線路與斷路器遮斷容量允許情況下才使用二次復閉，目前台電公司 161、345kV 輸電線均採一次復閉方式，而 11、22kV 架空配電線採二次復閉方式。至於如何達到一次復閉的要求呢？傳統機電式電驛使用電容電阻充、放電方式，當斷路器投入且 79 開關

置於使用位置則電容器開始充電時間約 30 秒，此充電時間一般設定 10 秒~15 秒本公司設為 30 秒。如果是 SGR-52 電驛在充電期間面板的琥珀色燈會亮，直到充電完畢燈熄滅表示可以隨時啟動復閉功能，而在充電期間即琥珀色燈亮時，表示充電未完成無法啟用復閉功能，如圖 2 所示。當輸電線路事故保護電驛動作斷路器跳脫後再次投入在永久性故障時，保護電驛會再次將斷路器跳開，此時必須間隔 30 秒後讓電容器充滿電後自動復閉功能才能再啟用，利用此方式來達到復閉一次的要求。若斷路器再次投入成功同樣的電容器須要 30 秒充電時間，才能夠再次啟用復閉功能，在復閉電驛的動作元件中串接斷路器的 52b 接點，當斷路器投入 52b 接點打開電容器開始充電，當斷路器跳脫 52b 接點閉合，此時充滿電的電容器對電阻及復閉電驛的動作元作放電，使復閉電驛發出復閉指令，同時放完電後自動復閉功能便消失，須再充電 30 秒後才能恢復復閉功能。

至於數位式電驛其復閉功能內鍵於電驛內部，其中有一個計時器利用計時器的計時與歸零來模擬機電型復閉電驛的電容器充、放電藉以控制復閉次數，當手動投入斷路器或自動投入斷路器成功後，計時器開始計時在 30 秒後電容器充電完畢允許自動復閉，若在充電期間內有不允許自動復閉的情況出現則計時器馬上歸零閉鎖復閉功能。



圖 2 SGR-52 電驛充電時琥珀色燈亮

#### 四、復閉電驛的啟動方式

在保護電驛使用上有些電驛必須在斷路器投入時才啟用保護功能，例如：時間延時電驛是利用斷路器 52a 接點，當斷路器投入 52a 接點閉合直流負電源 NA 便引入時間延時電驛，至於斷路器失靈或自動復閉電驛是利用電表盤上斷路器 ON/OFF 操作開關的  $\frac{101}{SC}$  殘留接點，當斷路器投入時  $\frac{101}{SC}$  開關在 ON 的紅牌位置，且”P”電源引入電驛控制回路內，所以斷路器失靈保護電驛或復閉電驛使用時，電表盤面上斷路器 ON/OFF 操作開關必需置於投入的紅牌位置，P 電源才能送到電驛才有保護功能。如下圖 3 所示

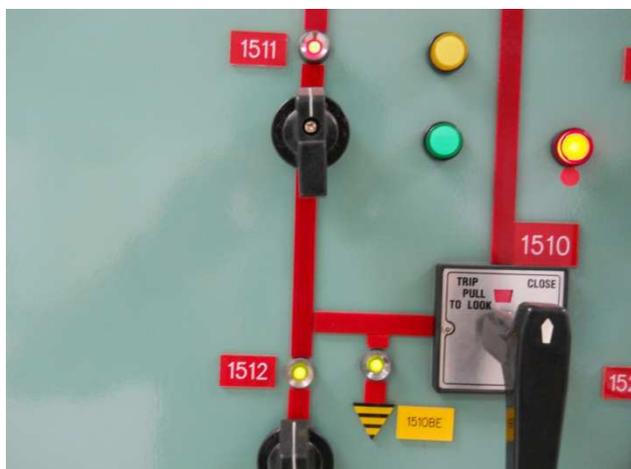


圖 3 當斷路器#1510 投入時

控制盤面上的  $\frac{101}{SC}$  開關在 ON 的紅牌位置

復閉電驛的啟動方式可以分為：

##### 1. 位置不對稱的啟動方式

如果斷路器的 ON/OFF 操作開關位置與斷路器的狀態不同即啟動復閉功能如：斷路器在 OFF 狀態而斷路器 ON/OFF 操作開關在 ON 位置，這兩個位置不對稱就啟動復閉功能，這種啟動復閉的方式就稱為位置不對稱的啟動方式。一般傳統機電式電驛就是使用本方式，正常送電中的線路斷路器是投入中即斷路器 ON/OFF 操作開關在 ON 位置而斷路器也在 ON 狀態，此時復閉電驛不啟動，當線路發生故障保護電驛動作跳脫斷路器，此時斷路器在 OFF 狀態而斷路器的 ON/OFF 操作開關仍在 ON 位置，這時復閉電驛就啟動自動將跳開的斷路器再次投入。如果線路要停電維修值班人員手動將斷路器打開，此時電表盤的該斷路器 ON/OFF 操作開關在 OFF 位置，而現場斷路器也在 OFF 位置，此時自動復閉啟動條件不成立就不會發出復閉指令，斷路器啟斷後不會再次投入維修人員便可以開始工作了。如下圖 4 所示

利用不對稱方式啟動復閉功能，可以在線路發生事故時當保護電驛動作將斷路器跳脫後再啟動復閉功能。也可以在斷路器因機構不良所造成的誤跳時啟動復閉功能，而將斷路器再次投入，這種復閉功能的啟動方式與保護電驛無關因為保護電驛並沒有發出跳脫指令，位置不對稱的啟動方式如表一所示

表一 位置不對稱啟動方式的一覽表

斷路器 ON/OFF 操作 開關	現場斷路 器狀態	復閉 功能	備註
ON	ON	不啟動	線路正常 供電中
OFF	OFF	不啟動	線路停電 維修中
ON	OFF	啟動	線路事故 跳脫或斷 路器異常 跳脫

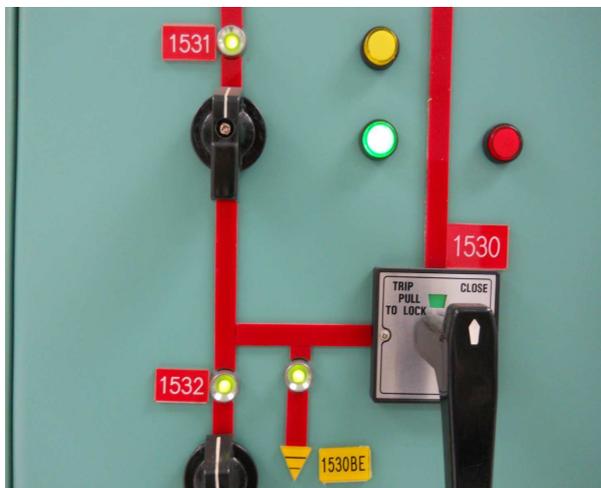


圖 4 當斷路器#1530 啟斷時

控制盤面上的  $\frac{101}{SC}$  開關在 OFF 的綠牌位置

## 2. 保護電驛啟動方法：

此種啟動方式主要用在數位式電驛，因為數位式電驛利用可編程邏輯將需要功能利用軟體程式編寫方式達到，在保護電驛動作輸出跳脫斷路器指令同時輸出一個 RI (Reclosing Initiation) 信號到復閉啟動回路，當附加在數位式電驛內部的自動復閉迴路，在接收到 RI 信號後先確認斷路器已經打開且線路無電流後便開始執行復閉動作。在復閉指令輸出前會先檢查，電壓大小，相角是否符合，復閉功能是否使

用，斷路器的氣壓或液壓是否正常，如果條件均符合經一時間延遲後就發出復閉指令，由於數位式電驛動作速度非常快可能造成自動復閉來不及啟動，因此必須使用自保持回路或記憶回路等方式來確保自動復閉能夠可靠動作。目前台電公司 161kV 以上輸電線路採用兩套差電流保護方式，而一般復閉的功能啟用在第二套電驛內部，因此兩套差流電驛動作時均需輸出 RI 信號到第二套電驛的復閉回路中，因為線路事故時可能其中一套電驛先動作，也可能其中一套電驛因某種原因未動作，因此輸電線路保護採用數位式電驛，無論有幾套每套電驛動作時均必須輸出 RI 信號到復閉回路中。利用保護電驛啟動復閉功能，對於斷路器的機構異常跳脫，因保護電驛未動作，因此無法讓復閉功能啟用。換言之，使用保護電驛啟動方式，只有在輸電線路發生事故且電驛動作情況下才有可能將斷路器再次投入。

## 五、復閉電驛的動作時間設定原則

目前電力系統中使用的自動復閉裝置無法區分暫時性故障或是永久性故障，對於暫時性故障必須等到兩端的斷路器都跳開故障電流消失後故障點的電弧才開始熄滅，因此首先要考慮消弧時間再考慮去游離時間。當電弧熄滅以後故障點才開始去游離，這時故障點附近的空氣才恢復絕緣能力，此時再將斷路器投入才可能會成功。而去游離時間又與故障點附近的空氣濕度及風速等氣候條件有關，上述兩個時間稱為斷電時間，考慮斷電時間再加上足夠的時間裕度才讓斷路器自動投入可以提高復閉成功率。由於復閉電驛的動作時間是在本端斷路器跳脫後就開始計時，這時故障點的電弧可能因對方斷路器尚未跳脫

而未開始熄弧，只有在對方斷路器跳脫故障電流消失後才會開始熄弧，因此也應考慮對方斷路器跳脫時間。如果輸電線路未設置全線段快速主保護電驛，而只有距離或過流保護時可能因故障電流太小造成陸續跳脫情形，因此復閉電驛的動作時間設定要更長一些。另外當事故發生後用戶端電動機因旋轉慣性會向故障點反饋故障電流，也會造成事故點的絕緣能力恢復得較慢，對於永久性故障除考慮斷電時間外，還需考慮自動投入在永久性故障時斷路器內部的氣壓、油壓恢復及消弧室絕緣介質恢復能力，固定與可動接觸子之間的絕緣恢復能力，以確保斷路器能夠再次切斷故障電流，按上述原則確定的時間稱為最小復閉時間，一般在使用上都會大於此時間。為了斷路器的安全著想復閉時間應該是愈長愈好，但在事故發生電源中斷後用戶端電動機的轉速會急速下降，當事故隔離系統恢復正常供電後電動機會自啟動，當斷電時間越長電動機轉速降得越低，自啟動的電流就愈大。往往會造成附近系統電壓降低情形而使自啟動更困難，因此為了維持供電品質，自動復閉時間應該是愈快愈好，但涉及斷路器安全及復閉成功率，目前本公司的最小復閉時間 345kV 設為 0.5 秒，而 161KV 氣體絕緣斷路器設為 1.0 秒。

大型電廠出口線路最小復閉時間一般設 10 秒，這是為了減少發電機的疲勞損傷確保機組安全，一般認為發電機出口發生三相短路時，發電機軸承上承受的機械應力最大。但後來的研究證明次同步諧振才是造成發電機軸承損害的主要原因，而且在事故後又再次投入於 3 相短路的永久性故障時發電機軸承承受的機械應力遠大於發電機出口三相短路時的機械應力。另外當發電機出口發生三相永久性故障，而斷路器的再次自動投入於三相短路中，會

造成扭矩幅值疊加情形，這種多次扭矩的疊加將會給發電機帶來致命的損害，因此 1982 年 IEEE 對發電機出口的高壓輸電線路若採用自動復閉其建議如下：

1. 三相跳脫後由對方端先復閉在對方端復閉成功後，電廠端經由同步檢定後才自動復閉，避免電廠端復閉在永久性故障上而造成發電機的二次傷害。
2. 最小復閉時間設 10 秒或更長，使第一次故障產生的扭矩充份衰減後再讓斷路器自動投入。
3. 使用單相復閉方式，當發生相間或三相短路故障時斷路器三相跳脫且不再復閉。
4. 不使用自動復閉功能。

台電公司早期電廠出口線路保護電驛採用傳統機電型無選相能力，且斷路器無法分相操作與跳脫故無法使用單相復閉方式。因此，大型火力廠及核能電廠的出口線路其復閉功能均閉鎖以保護發電機組的安全。直到大潭電廠 345kV 出口線路保護電驛採用具選相功能的數位式差電流電驛且斷路器採用分相跳脫方式，加上大潭 345KV 出口線路僅兩回線大潭-龍潭紅線及大潭-龍潭白線(後來變更為大潭-竹工紅線及大潭-竹工白線)而採用台電公司第一套多相復閉方式，由於該套電驛係為大潭電廠量身訂製的客製化產品因此造價昂貴，當竹工超高壓變電所加入時將原龍潭-大潭紅、白線電驛盤遷移到竹工超高壓，做為竹工-大潭紅、白線綫的保護並將多相復閉方式變更為 M1(單)+M3(三相)的復閉方式，而竹工-龍潭紅、白線的復閉方式則採用可以在市面上公開購得的 M1(單相)與 M3(三相)復閉方式，如圖 5 所示替台電公司省了一筆費用。



圖 5 M1(單相)+M3(三相)復閉方式的選擇開關

## 六、復閉方式介紹

根據復閉電驛控制斷路器連續投入次數的不同，可以分為多次復閉與一次復閉，多次復閉一般使用在配電網的饋線上是饋線自動化的重要設備，目前台電公司 11、22kV 饋線若架空線採二次復閉方式，若地下電纜則自動復閉功能閉鎖，至於一次復閉主要使用在 161kV 輸電線路上以提高系統的穩定性，目前台電公司 161kV 及 345kV 輸電線均採一次復閉方式。根據復閉電驛控制斷路器相數的不同，可以分為三相復閉方式與單相復閉方式，及多相復閉方式，對輸電線路而言要採用哪種復閉方式，必須配合系統的穩定性分析，選取對系統穩定最有利的復閉方式，而選擇復閉方式的原則有：

1. 根據系統結構及運轉條件分析後選定。
2. 沒有特殊要求的單電源線路，宜採用三相復閉方式。
3. 使用三相復閉方式，能夠滿足要求的線路就應使用三相復閉。

4. 密集環路供電的電網當線路跳脫後不復閉也能夠穩定運轉的線路可以使用三相復閉方式。
5. 不具分相操作的斷路器只能使用三相復閉方式。
6. 大型發電機組出口線路一般不使用三相復閉方式而採用單相的循序復閉方式。
7. 單相接地故障如果使用三相復閉方式無法滿足系統穩定要求則應使用單相或多相復閉方式

## 三相一次復閉方式:M3

當輸電線路上發生任何故障(單相、兩相或三相故障)，保護電驛動作將斷路器三相跳開，自動復閉功能啟動經一時間延時後發出復閉指令將斷路器三相投入。若是暫時性故障則復閉成功後線路繼續供電，若是永久性故障則保護電驛再次動作將斷路器三相再次跳開後不再復閉。三相一次復閉方式的動作流程圖如圖 6 所示，三相一次復閉方式的邏輯示意圖如圖 7 所示。

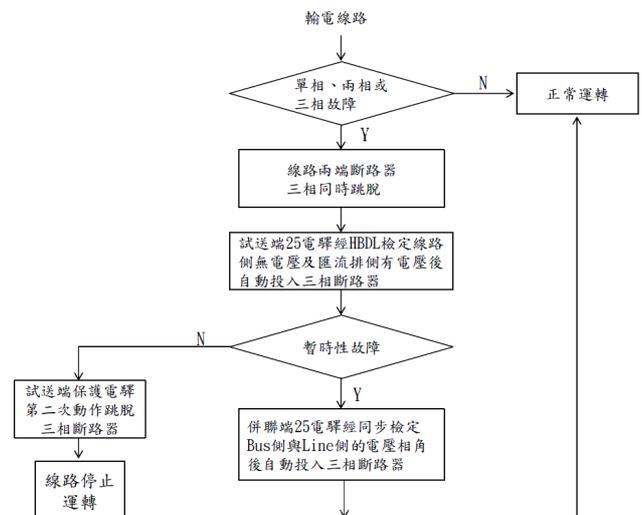


圖6. 三相一次自動復閉裝置動作流程

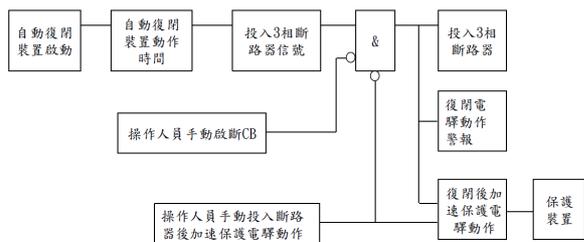


圖7. 三相復閉電驛動作邏輯示意圖

### 單相一次復閉方式:M1

當輸電線路上發生任一單相接地故障，保護裝置動作將故障相斷路器跳開，自動復閉功能啟動。經一時間延時後發出復閉指令，將斷路器跳開的那相投入，若是暫時性故障則復閉成功，線路繼續供電。若屬永久性故障則保護電驛再次動作並將斷路器三相跳開啟且不再復閉，若是輸電線路發生兩相以上故障，則保護電驛動作並將斷路器三相跳開後不再復閉。單相一次復閉方式的動作流程圖如圖 8 所示，單相一次復閉方式的邏輯示意圖如圖 9 所示。

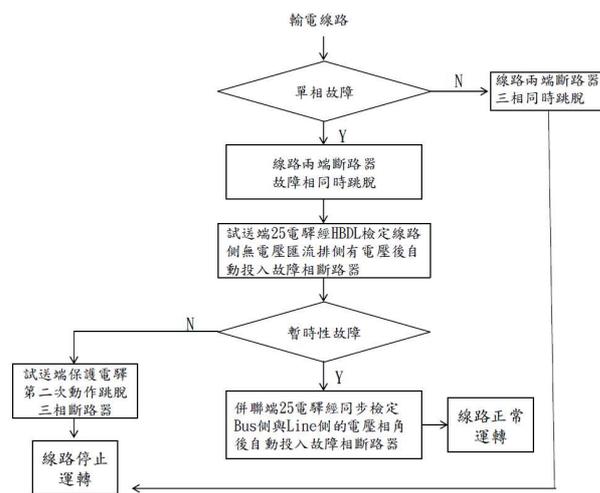
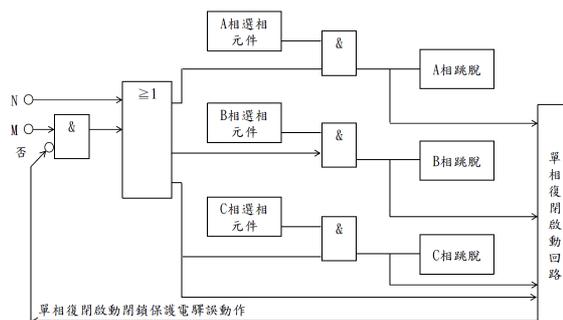


圖8. 單相一次自動復閉裝置動作流程



N: 非全相運轉期間不會誤動作的保護電驛  
M: 非全相運轉期間可能誤動作的保護電驛

圖9. 單相復閉電驛動作邏輯示意圖

### 多相一次復閉方式:M3+M1

當輸電線路上發生任一單相接地故障，保護電驛動作將故障相的斷路器跳開，自動復閉功能啟動經一時間延時後發出復閉指令將斷路器跳開的那相投入。如果是永久性故障則保護電驛再次動作並將斷路器三相跳開且不再復閉。當輸電線路上發生兩相以上故障時保護電驛動作將斷路器三相跳開，自動復閉功能啟動經一時間延時後輸出復閉指令，將斷路器三相投入，若是永久性故障則保護電驛再次動作，並將斷路器三相跳開後不再復閉。各種復閉方式整理如下表二所示：

表二 各種復閉方式比較一覽表

復閉方式	單相對地故障	兩相或兩相對地故障	三相故障
三相(M3)	三相跳脫、 三相復閉	三相跳脫、 三相復閉	三相跳脫、 三相復閉
單相(M1)	故障相跳脫、 故障相復閉	三相跳脫、 不再復閉	三相跳脫、 不再復閉
多相(M1+M3)	故障相跳脫、 故障相復閉	三相跳脫、 三相復閉	三相跳脫、 三相復閉

## 七、各種復閉方式的優、缺點

### 1. 三相復閉：

輸電線路上任何種類的故障都是將斷路器三相跳開後再三相同時復閉，如果是復閉在三相永久性故障時，將對設備及系統造成很大衝擊。由於 161kV 以上輸電線路的線間距離較大，其大部分的故障屬單相接地故障居多，因此使用三相復閉方式在發生單相接地故障時會硬生生的將另外健全兩相跳開，在斷路器跳開時會產生較大的操作過電壓對設備不利，同時對系統的穩定性也不佳的缺點，但使用三相復閉也有應用簡單，成本低的優點。

### 2. 單相復閉：

由於輸電線路以單相暫時性故障居多，且在單相接地故障採用單相復閉方式比三相復閉方式對電力系統的穩定有較佳成效，因此目前以單相復閉方式為主。但是，在單相復閉過程中造成系統欠相運轉會產生負序及零序分量，零序電流可能造成其他保護電驛的動作，至於負序電流則會造成鐵心過熱。單相接地故障時兩端的斷路器只跳單相，由於另外兩相仍然供電中健全兩相的電壓透過相間電容的靜電耦合形成電容性潛供電流，另外健全兩相流過的電流透過相間互感的電磁耦合形成電感性潛供電流，由於潛供電流流向故障點使得故障點的弧光去游離受到阻礙致使電弧熄滅時間拉長，因此復閉的時間也要長一些，另外單相跳脫單相復閉方式在保護電驛應用上應該注意下列事項：

- 單相接地故障時保護電驛對故障相別的判別具選相能力。
- 相間保護的測距電驛對單相接地故障的反應與對策。
- 非全相運轉期間線路感應電壓對健全相測距電驛特性的影響。

- 非全相運轉期間不平衡電流對接地電驛性能的影響。
- 非全相運轉期間保護電驛對健全相故障的偵測能力。
- 單相跳脫必須使用特殊的斷路器失靈保護方式。

### ◎單相復閉的優點：

- 僅跳脫故障相，可以改善系統穩定度，提高供電可靠性。
- 可以降低電廠只有兩回線出口線路，在發生 N-2 事故時全廠失去電力的機率。

### ◎單相復閉的缺點：

- 保護電驛必須具備選相能力。
- 斷路器必應具備單相操作能力。
- 保護電驛必需附加許多功能與組件，增加控制邏輯規劃的複雜度。
- 未斷開兩相會提供潛供電流影響復閉成功率。
- 非全相運轉期間對保護電驛及通訊系統的影響。

### 3. 多相復閉：

多相復閉是三相復閉與單相復閉的綜合體在使用上必須注意：

- 匯流排保護電驛：必須有每相獨立的跳脫接點。
- 斷路器失靈保護電驛：每相獨立的 BFI(breaker failure Initiation) 及每相獨立的跳脫接點。
- 通訊設備：專用頻道，通訊延遲小於 1 週波。

### ◎多相復閉的優點：

- 事故時僅跳脫故障相可以改善系統穩定度，並提高供電可靠性。
- 降低電廠只有兩回線出口線路，在發生 N-2 事故時失去整廠電力

的機率。

◎多相復閉的缺點：

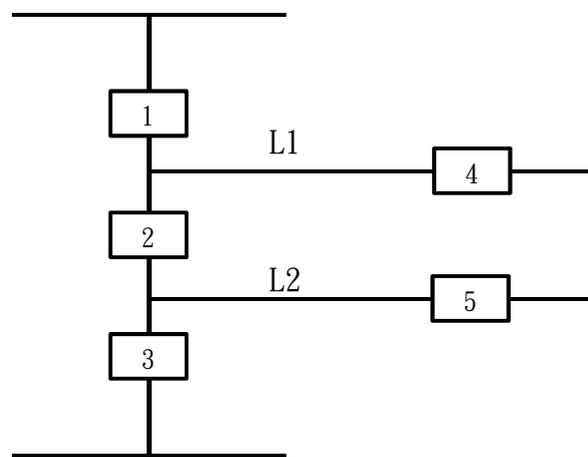
- 斷路器必須具備單相操作的能力。
- 保護電驛必須具備選相功能。
- 保護電驛必需附加許多功能與組件，增加控制邏輯的複雜度。

☞採用多相復閉應注意事項有：

- 單相接地故障只跳脫故障相然後進行單相復閉，如果復閉不成功則三相跳脫且不再復閉。
- 各類型相間短路或三相短路故障則跳脫三相然後進行三相復閉，如果復閉不成功則三相跳脫且不再復閉。
- 當選相元件拒絕動作時應能夠三相跳脫並進行三相復閉。
- 在非全相運轉期間可能造成誤動作的保護電驛應暫行閉鎖，例如：相間距離保護電驛應有防止單相接地誤跳三相的措施。
- 當單相接地故障一相跳脫後而復閉電驛拒絕動作時，為防止線路長時間欠相運轉，應將其他兩相自動跳開。（目前本公司使用斷路器機構三相不同步的方式來跳斷路器）
- 無論單相復閉或三相復閉在復閉不成功後，應考慮加速斷路器三相的跳脫以實現復閉後加速的保護。
- 在非全相運轉期間如果又發生一相或兩相故障，保護電驛應有選擇性的切除故障，如果又故障發生在復閉指令發出以前，則在故障切除後應進行三相復閉，如果又故障發生在復閉指令發出後，則應切除三相並不再復閉。
- 對空氣斷路器或液壓傳動斷路器，當空氣或液壓在低於允許投入時，應將自動復閉回路閉鎖，如果在復閉過程

中氣壓或液壓下降到低於容許值時，則應保證自動復閉動作的完成。

## 八. 自動復閉裝置與保護電驛的配合



### 1. 1 個半斷路器的自動復閉方式如下圖 10:

圖 10 1 個半斷路器的復閉方式

如果線路 1 發生故障，線路保護電驛動作並跳開斷路器 1.2 及 4 那到底要先復閉斷路器 1 或 2 目前本公司做法是先復閉斷路器 1. 其理由說明如下：

- 斷路器 2 無法實施同步檢定，因無 Bus PT。
- 若是先復閉斷路器 2，而且又復閉在永久性故障上，保護電驛又會再次動作再次跳脫斷路器 2，如果這時斷路器 2 發生斷路器失靈情況，則斷路器 2 的失靈保護電驛動作，會跳脫斷路器 1.3 及 遙跳斷路器 4.5 會造成線路 2 多跳。
- 如果先復閉斷路器 1 也是復閉在永久性故障上，保護電驛又會再次動作再次跳脫斷路器 1，如果這時斷路器 1 發生斷路器失靈情況則斷路器 1 的失靈保護電驛動作，會跳脫掛接在 #1 斷

路器匯流排上的所有斷路器及斷路器 2 並遙跳斷路器 4，此時線路 2 仍然繼續供電中。

目前台電公司超高壓變電所及部分電廠的 345kV 斷路器採用 1 個半的結構，當線路故障後要復閉時只復閉靠近匯流排側的斷路器，而中間的斷路器則由值班人員手動投入。另外目前自動復閉裝置的試送端與併聯端的決定是由北部或南部往中部試送，例如：龍潭-后里線因龍潭(桃園附近)為試送端而后里(台中附近)為併聯端，其中試送端需進行檢無壓測試(匯流排側有電壓而線路側無電壓)，至於併聯端則需進行同步檢定(校驗匯流排側與線路側的電壓及相角)，為考量輸電線路可能有單端跳脫情形故試送端需同時具備同步檢定功能。

#### 2. 復閉前加速保護電驛動作：

當線路事故發生後先無選擇性的將斷路器 1 跳開隔離故障，再利用斷路器 1 的復閉裝置自動投入先前跳開的斷路器 1，如果斷路器 1 復閉成功則繼續供電，如果斷路器 1 復閉失敗則配合保護電驛依動作時限有選擇性的將故障隔離，既能加速切除線路上暫時性故障，又能在復閉後有選擇性的切除永久性故障，如下圖 11 所示：

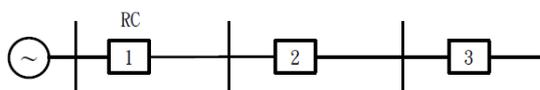


圖 11 復閉前加速保護電驛動作

任一線段發生事故保護電驛 1 瞬時動作將斷路器 1 跳開，同時復閉斷路器 1 若復閉成功則繼續供電，如果復閉失敗則保護電驛 1、2、3 依內部設定時間順序動作有選擇性的切除故障，台電公司不採用本方式。

#### ◎優點：

- 能快速隔離各段線路上所發生的暫時性故障。
- 讓暫時性故障迅速隔離，來不及發展成永久性故障，增加復閉成功率。
- 簡單、經濟、投資少，只需要一套自動復閉裝置。

#### ◎缺點：

- 復閉在永久性故障時，會使故障隔離時間變得比較長。
- 裝有自動復閉裝置的斷路器動作次數較多，工作條件較嚴苛。
- 如果自動復閉裝置故障將擴大停電範圍。

#### 3. 復閉後加速保護電驛動作：

當線路發生故障時保護電驛先有選擇性的動作，切除故障後啟動自動復閉功能投入先前已經跳開的斷路器，如果復閉成功則繼續供電，如果復閉失敗則配合保護電驛加速動作迅速將永久性故障隔離，如果是用控制開關手動將斷路器投入在永久性故障時，也應該採取加速保護電驛動作的措施迅速隔離故障與復閉後加速保護電驛動作的理念是相同的。如下圖 12 所示：

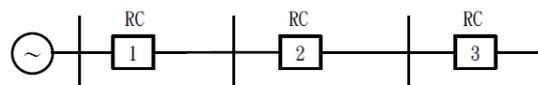


圖 12 復閉後加速保護電驛動作

任一段線路發生事故有選擇性的由最靠近故障點的保護電驛動作跳脫斷路器，同時復閉先前已經跳開的斷路器，若復閉成功則繼續供電，若復閉失敗則加速保護電驛動作快速的跳開斷路器隔離故障點，目前台電公司 345kV 採用此方式。如圖 13 所示在復閉不成功後利用 SOTF(Switch On

To Fault)功能作快速將斷路器跳脫隔離故障。

◎優點:

- 第一次有選擇性的切除故障不會擴大停電範圍。
- 使永久性故障能夠有選擇性的迅速隔離。
- 與復閉前加速保護電驛動作相較使用上不受電網結構的影響。

◎缺點:

- 第一次切除故障可能帶有時間延遲，若使用過電流保護在靠近電源端的故障，第一次切除故障時間因上下游保護協調關係會比較長。
- 每一個斷路器都需要裝設一套自動復閉裝置。

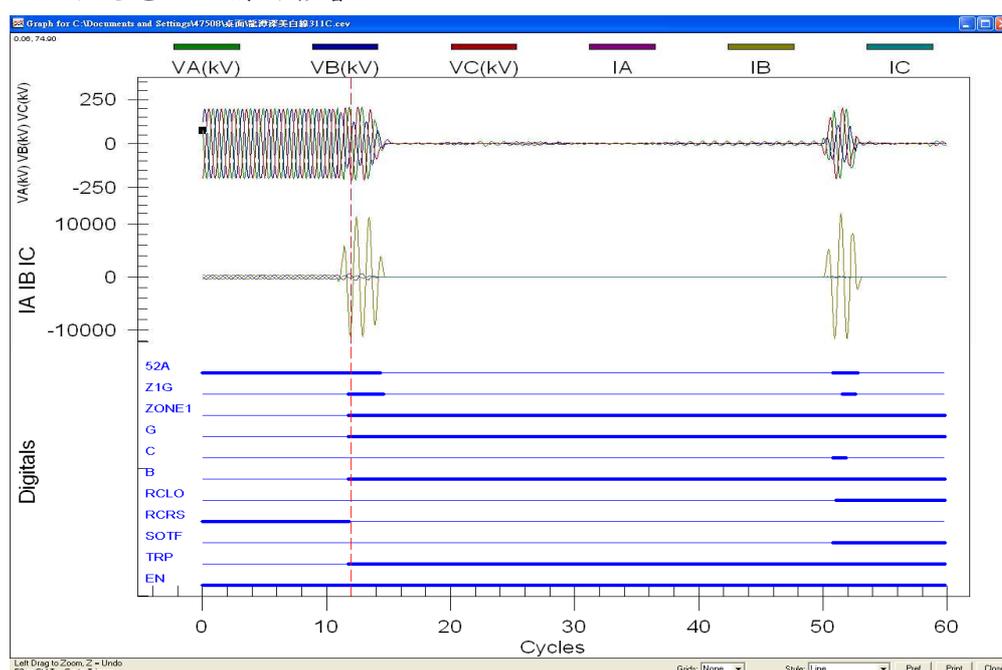


圖 10 復閉不成功後 SOTF 動作快速將斷路器跳脫

SOTF:測距電驛或方向性過電流電驛必須利用電壓與電流的相角來判斷故障方向，當斷路器投入在出口處三相短路的線路上時，因接入測距電驛的 BUS 電壓幾乎降為零，若是採用 LINE PT 因投入前電壓為零，無法讓測距電驛的電壓記憶回路起作用導致測距電驛或方向性過電流電驛均無法動作。為解決此保護盲點便利用 SOTF 功能，在斷路器投入 200ms 內啟動瞬時過電流保護在 200ms 後自動閉鎖 SOTF 功能。雖然目前數位式差流保護不需電壓源故不受影響，但當差流保護停用時應啟用 SOTF 功能，來

快速隔離斷路器未投入前故障便已經存在的線路。

## 九、複合式輸電線路的自動復閉

由於輸架空電線故障以暫時性居多，故台電公司 11kV 及 22kV 架空饋線採二次復閉方式，而 161 kV 及 345kV 的架空輸電線均使用復閉一次方式來提升供電品質與系統穩定。至於地下電纜的故障均屬永久性故障，因此台電公司無論任何電壓等級的電纜線路均不使用自動復閉，防止電纜受到二次傷害增加修復困難度。目前電網構

造日趨複雜為了增加供電穩定有許多輸電線採複合式即線路有架空線段也有地下電纜，此構造造成自動復閉裝置使用的困擾。目前台電公司 345kV 的輸電線路有很多採複合式在變電站內因地理環境受限採用地下電纜，到變電站外連接站後採用架空輸電線，若依地下電纜不使用自動復閉裝置原則，那 345kV 的輸電線路可能都必須將自動復閉功能閉鎖，如此將造成 345kV 輸電線路事故後必須由值班人員手動投入因事故而跳脫的斷路器，這可能造成系統的不穩定。因此目前台電公司新建 345kV 複合式輸電線在電纜段增設電纜專用 87L 電驛，做為電纜事故偵測及閉鎖線路的自動復閉功能。當複合式輸電線路發生事故時線路保護電驛動作跳脫斷器隔離路故障，若電纜專用 87L 電驛未動作故確認事故點在架空段，這時自動復閉裝置動作將先前跳脫的斷路器再次投入，當複合式輸電線路發生事故線路保護電驛動作跳脫斷器隔離路故障，同時電纜專用 87L 電驛也動作故確認事故點在電纜段，這時自動復閉裝置會收到電纜專用 87L 電驛已動作信息而將自動復閉裝置閉鎖防止電纜受到二次傷害。

## 十、結論

目前台灣社會與工業界對供電的可靠性與電力品質要求愈來愈高，而且電網結構變得愈來愈複雜，69kV 以上輸電線路具有電能傳輸效率高，輸送距離遠等優點，成為目前台灣經濟發展的重要能源提供者，由於台灣各地廣設科學園區、工業區，對電力品質要求愈來愈高，相對地對供電可靠要求也愈來愈嚴苛。因此，目前台電公司 69kV 以上輸電線主保護電驛採用全線段快速保護的差電流電驛，希望藉由快速

隔離輸電線路上的任何故障來防止事故擴大，同時藉由自動復閉裝置將先前已經跳脫的斷路器自動投入來縮短停電時間。由於輸電線路上的故障絕大部份都屬暫時性故障，如果在斷路器跳脫故障消失後能夠迅速恢復供電，則可以大幅的提升供電可靠性。因此，利用自動復閉裝置在輸電線路故障斷路器跳脫自動投入先前跳開的斷路器，迅速恢復供電對提升供電品質有很大幫助，目前台電公司 161kV 以上輸電線路均有設置自動復閉裝置或規劃啟用數位式電驛內部的自動復閉功能。

## 參考資料

- 〔1〕 Anthony F, Sleva, "Protective Relay Principle"
- 〔2〕 Arung, Horowitz, Phadke, Stanley H, "Power System Relaying"
- 〔3〕 Blackburn, Domin, Thomas J, J. Lewis, Thomas "Protective Relaying: Principles & Applications"
- 〔4〕 C Russellmason, "The Art & Science Of Protective Relaying"

# Introduction of Loss of Synchronism Protection ("OOSPPAM #78")

ABB Ltd, EPMV DA, Harlem Tsai

## Summary Description

This Project was in the MingTan Hydro Power plant. The existed relay was established over 15years and they were already stopped production.

The function of the "OOSPPAM" is an out of step function to detect, evaluate, and take the required action during pole slipping occurrences in the power system. It's a well application to use this function in this power plant. The OOSPPAM function can detects pole slip conditions and trips the generator as fast as possible, after the first pole-slip if the center of oscillation is found to be in zone 1, which normally includes the generator and its step-up power transformer. If the center of oscillation is found to be further out in the power system, in zone 2, more than one pole-slip is usually allowed before the generator-transformer unit is disconnected. A parameter setting is available to take into account the circuit breaker opening time. If there are several out-of-step relays in the power system, then the one which finds the center of oscillation in its zone 1 should operate first.

OOSPPAM could receive more signal to calculate such like the rotor's angle and it could also trigger the wave record. The operation principal could be trigger without

the variation of the frequency.

When retrofit the exist relay, the OOSPPAM would be the first choice of the out of step function.

## 1. General Description (Relay Setting Philosophy ):

It was a retrofit plan for the protection relays of the generators and transfers in a MingTan hydro power plant. The existed relays was GEC ALSTOM TP131 and tried to replace by ABB REG670. REG670 has two kinds of functions could be the loss synchronism protections which are "Out-of-step protection OOSPPAM" and "Pole Slip Protection PPSPAM". The Out-of-step protection OOSPPAM for the Loss of Synchronism Protection have the well performance to protect the system.

According to the IEEE Std C37.102-2006 : One relaying approach for detecting a loss-of-synchronism condition is to analyze the variation in apparent impedance as viewed at the terminals of system elements. It has been shown that during a loss of synchronism between two system areas or between a generator and a system, the apparent impedance as viewed at a line or generator terminals will vary as a function of the generator and system impedance, the system

voltages, and the angular separation between the systems.

Under balanced and stable conditions, a generator operates with a constant rotor angle (power angle), delivering active electrical power to the power system, which is approximately equal to the input mechanical power on the generator axis. The currents and voltages are constant and stable. An out-of-step condition is characterized by periodic changes in the rotor angle that leads to a wild flow of the synchronizing power; so there are also periodic changes of rotational speed, currents and voltages. When displayed in the complex impedance plane, these changes are characterized by a cyclic change in the complex load impedance  $Z(R, X)$  as measured at the terminals of the generator, or at the location of the instrument transformers of a power line connecting two power subsystems. This is shown in the Figure 1 below

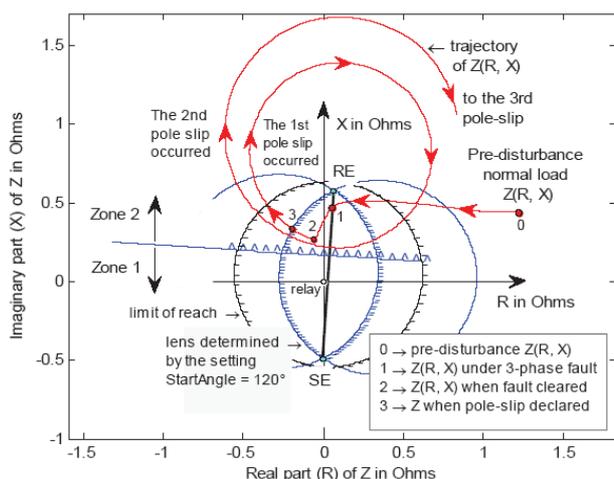


Figure 1 power line connect two power subsystems

Under typical, normal load conditions, when the protected generator supplies the active and the reactive power to the power system, the complex impedance  $Z(R, X)$  is in the 1st quadrant, point 0 in Figure 1. One can see that under a three-phase fault conditions, the center of oscillation is at the point of fault, point 1, which is logical, as all three voltages are zero or near zero at that point. Under the fault conditions the generator accelerated and when the fault was finally cleared, the complex impedance  $Z(R, X)$  jumped to the point 2. By that time, the generator has already lost its step,  $Z(R, X)$  continues its way from the right-hand side to the left hand side, and the 1st pole-slip cannot be avoided. If the generator is not immediately disconnected, it will continue pole-slipping — see Figure 1, where two pole-slips (two pole-slip cycles) are shown. Under out-of-step conditions, the center of oscillation is where the locus of the complex impedance  $Z(R, X)$  crosses the (impedance) line connecting the points SE (Sending End), and RE (Receiving End). The point on the SE – RE line where the trajectory of  $Z(R, X)$  crosses the impedance line can change with time and is mainly a function of the internal induced voltages at both ends of the equivalent two-machine system, that is, at points SE and RE.

Measurement of the magnitude, direction and rate-of-change of load impedance relative to a generator’s terminals provides a convenient and generally reliable means of detecting whether machines are out-of-step and pole-slipping is taking place.

Measurement of the rotor (power) angle  $\delta$  is

important as well.

Rotor (power) angle  $\delta$  can be thought of as the angle between the two lines, connecting point O in Figure 1, thus, Z(R, X) under normal load, with the points SE and RE, respectively. These two lines are not shown in Figure 1. Normal values of the power angle, thus, under stable, steady-state, load conditions, are from 30 to 60 electrical degrees. It can be observed in Figure 1 that the angle reaches 180 degrees when the complex impedance Z(R, X) crosses the impedance line SE – RE. It then changes the sign, and continues from -180 degrees to 0 degrees, and so on. Figure 2 shows the rotor (power) angle and the magnitude of Z(R, X) against time for the case from Figure 1.

## 2. General Description (Relay Setting Philosophy)

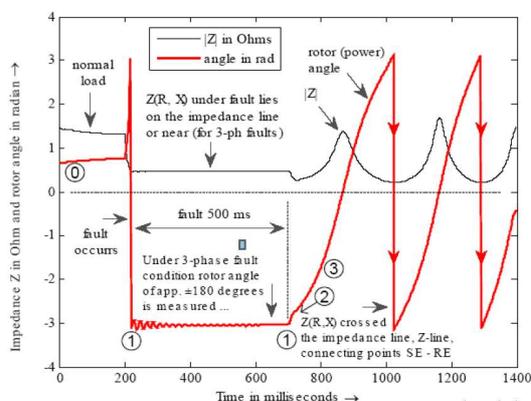


Figure 2 Rotor (power) angle and magnitude of the complex impedance Z(R, X) against the time.

### Setting Guidelines:

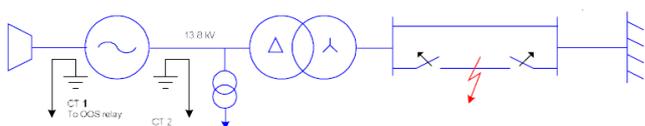


Figure 3 Example of an actual power system

**1** The setting ForwardX, ForwardR take into account to the reactance and resistance of only one power line.

$$\mathbf{2 Forward X} = X_{maxSG1} + X_{LLG1} + X_{TG} \text{ (X/R maxSG1 : max. sys. Pos.e seq. Z) } \dots\dots\dots(1)$$

$$\mathbf{Forward R} = R_{maxSG1} + R_{LLG1} + R_{TG} \text{ (X/R LLG1 : Longest Line Z) } \dots\dots\dots(2)$$

$$\mathbf{ReverseX} = X_{d'} \dots\dots\dots(3)$$

( $X_{d'}$  : Gen. transient reactance)

$$\mathbf{Reverse R} = R_s \text{ (1\% of } X_{d'} \text{ could be estimated) (} R_s \text{ : Gen. equivalent resistance) } \dots\dots\dots(4)$$

\* All Impedance are based on generator base.

**3 ReachZ1:** the reach of the zone a in the forward direction. The ReachZ1 should be set bigger than  $X_{TG}$  for making Generator - Transformer in the zone 1.

**4 StartAngle:** Angle between the two equivalent rotors induced voltage to get the start signal. The width of the lens characteristics is determined by the value of this setting. Whenever the impedance Z (R, X) enter the lens, this is a sign of instability. The value  $110^\circ$  is recommended.

**5 tReset:** The setting gives the time for (OOSPPAM) function to rest after start when no pole slip been detected. The value 5s is recommended.

**6 NoOfSlipsZ1:** Maximum number of pole slips with centre of electromechanical oscillation within zone 1 required for a trip. The value 1 is recommended.

**7 NoOfSlipsZ2:** Maximum number of pole slips with center of electromechanical oscillation within zone 2 required for a trip. The value 3 is recommended.

**8 tBreaker:** Circuit breaker opening time.

The value of 0.00 s will be set, if the opening time is unknown.

**9 InvertCTCurr:** If the input CTs is located at generator neutral side, then InvertCTCurr = Off. If the input CTs is located at generator terminal side, then InvertCTCurr = On.

**10 TripAngle :** If a pole slip has been detected , change of rotor angle corresponding to slip frequency 0.2-8Hz, the slip line ZA - ZB is crossed and the direction of rotation is same as at start, a trip is given when the rotor angle gets below the set Trip Angle. The value 90° is recommended.

**2. Relay Setting Calculation**

**2.1 System Data:**

**Generator:**

16.5kV, 300MVA, 0.9PF  
 Irated = 10498 A  
 Xd'=0.26 pu

**Main Transformer:**

345 / 16.5 kV, 300 MVA  
 Zps=Zpt= 15.3% on 300MVA  
 CT-3C: 12000/5A (ratio: 2400)

$$PT2: \frac{16500}{\sqrt{3}} / \frac{115}{\sqrt{3}} V$$

(ratio: 143.478)

**Transmission Lines:**

( on 100MVA)

Longest Line:

$$Z_{LL1} = 0.01095 + j0.11546 pu$$

(suppose value)

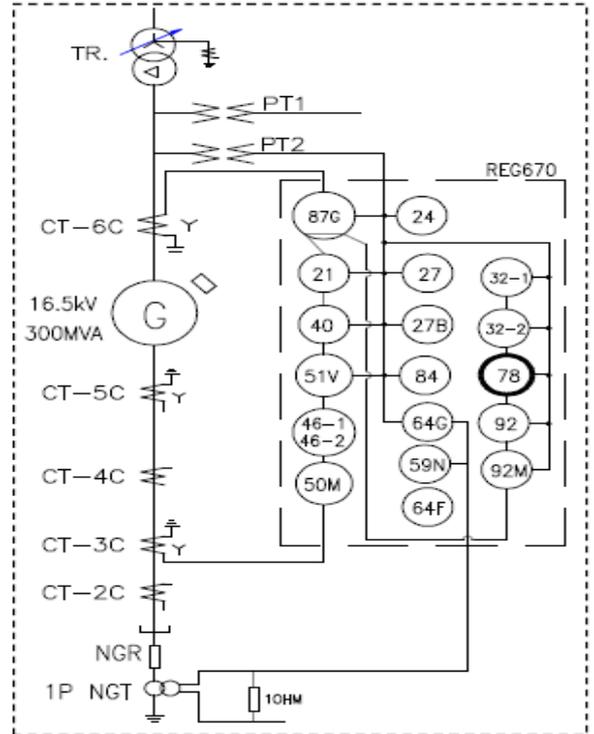


Figure 4 Scheme of protection SLD

**Power System:**

Maximum fault current:

$$345kV, 45.79kA (max.) \dots\dots\dots(5)$$

$$X/R=23.5, SCC= 27361MVA\dots\dots\dots(6)$$

All sys. Impedance are given on 100 MVA (MVAs) and 345 kV (kVs) base.

∴ Maximum positive sequence

impedance based on 100MVA

$$Z_{max S1} = 0.000155 + j 0.00365 pu \dots(7)$$

**2.2 Relay Model / Type**

**2.2.1**

Existing Relay Model:

GEC ALSTHOM , TP131

Setting: Active power threshold: +4% / -4%

Number of pulses:

Power Channel: 20

Internal angle channel: 20

Time lag counting: 1 min

## 2.2.2 New Relay Model

ABB, REG670

Out-of-step protection OOSPPAM (78)

## 2.3 Calculation for Relay Setting

### 2.3.1 General Parameters

#### 2.3.1.1 Calculating the base voltage for relay (or VT secondary):

$$\begin{aligned} V_{LL\_B\_relay} &= VT \text{ primary voltage}/VT \text{ ratio} = \\ &= 16.5kV * (115V / 16.5kV) \\ &= 115 V \dots\dots\dots(8) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} V_{LN\_B\_relay} &= (16.5kV/1.732) * (115V / 16.5kV) \\ &= 66.4 V \dots\dots\dots(9) \end{aligned}$$

#### 2.3.1.2 Calculating the base current for relay (or CT secondary):

$$\begin{aligned} I_{B\_relay} &= CT \text{ primary current}/CT \text{ ratio} = \\ &= 10498 * (5 / 12000) \\ &= 4.37 A \dots\dots\dots(10) \end{aligned}$$

#### 2.3.1.3 Calculating the base impedance based on the relay secondary quantities:

$$Z_{Brelay} = \frac{V_{LNBrelay}}{I_{Brelay}} = \frac{66.4}{4.47} = -15.18\Omega \dots\dots\dots(11)$$

#### 2.3.1.4 Calculating TR. Impedance on Gen base

$$\begin{aligned} X_{TG} &= \frac{MVA_G}{MVA_T} X_T = \left( \frac{300}{300} \right) \times \\ &\left( \frac{16.5}{16.5} \right)^2 \times 0.153 = 0.153 pu \dots\dots\dots(12) \end{aligned}$$

#### 2.3.1.5 Calculating the max positive sequence Z of the Power System.

On the TR / Gen. base. According to  
the transfer equation:

$$Z_{\max/\min ST} = \frac{MVA_T}{MVA_S} \times \frac{KV_S^2}{KV_{THigh}^2} \times Z_{\max/\min S}$$

$$Z_{\max/\min SG} = \frac{MVA_G}{MVA_T} \times \frac{KV_{TLOW}^2}{KV_G^2} \times Z_{\max/\min ST}$$

.....(14)

The max positive sequence impedance of  
the power system on the TR. / Gen. base is:

$$Z_{\max ST1} = 0.00015 + j 0.00365 pu \dots(15)$$

$$Z_{\max SG1} = 0.00015 + j 0.00365 pu \dots(16)$$

$$X_{\max SG1} = 0.00365 pu \dots\dots\dots(17)$$

### 2.3.1.6

Calculating the pos. seq. Z of the longest  
Line on Gen base.

$$Z_{LLG1} = \mathbf{0.01095 + j 0.11546 pu} \dots\dots\dots(18)$$

### 2.3.2 Calculate the settings:

#### 2.3.2.1

$$\begin{aligned} \mathbf{ForwardX} &= X_{\max SG1} + X_{LLG1} + X_{TG} \\ &= 0.00365 + 0.11546 + 0.153 \\ &= 0.2721 pu \dots\dots\dots(19) \end{aligned}$$

#### 2.3.2.2

$$\begin{aligned} \mathbf{ForwardR} &= R_{\max SG1} + R_{LLG1} + R_{TG} \\ &= 0.00015 + 0.01095 + 0.00765 \\ &= 0.0188 pu \dots\dots\dots(20) \end{aligned}$$

$$\mathbf{ReverseX} = X_{d'} = 0.26 pu \dots\dots\dots(21)$$

$$\mathbf{ReverseR} = R_s = 0.0026 pu \dots\dots\dots(22)$$

(1% of Xd' could be estimated)

$$\mathbf{ReachZ1} \geq X_{TG} \dots\dots\dots(23)$$

So ReachZ1 = 0.153 pu

$$= 56.23 \% \text{ of ForwardX} \dots\dots\dots(24)$$

### 2.3.3 Calculation for Relay Setting for this project 57% of ForwardX

**StartAngle:** 110°

**tReset:** 5sec

**NoOfSlipsZ1:** 1

**NoOfSlipsZ2:** 3

**tBreaker:** 0 sec

**InvertCTCurr:** off

**TripAngle:** 90°

### 2.3.4 Calculation for Relay Setting and set the value.

Ubase	16.5 kV
Sbase	300 MVA
Ibase	10498 A
Zbase	0.908 ohm

Ctsec	5 A
Ctprim	12000 A

Table1 caculation numbers.

\* Z<sub>B\_relay</sub> = 15.18 ohm

Table 2 OOSPPAM Group settings (basic)

Name	Range	Setting
Operation	Off, On	On
OperationZ1	Off, On	On
ReachZ1	1.00 - 100.00 % ZFw	57.00 %ZFw
OperationZ2	Off, On	On
tBreaker	0.000 - 1.000 s	0.00 s

Table 3 OOSPPAM Group settings (advanced)

Name	Range	Setting
NoOfSlipsZ1	1 - 20	1
NoOfSlipsZ2	1 - 60	3
tReset	1.000 - 60.000 s	5.0 s

Table 4 OOSPPAM Non group settings (basic)

Name	Range	Setting
GlobalBaseSel	1 - 12	1
ForwardR	0.00 - 1000.00 %ZB	1.88
ForwardX	0.00 - 1000.00 %ZB	27.21
ReverseR	0.00 - 1000.00 %ZB	0.26
ReverseX	0.00 - 1000.00 %ZB	26.00
InvertCTCurr	No, Yes	No

Table 5 OOSPPAM Non group settings (advanced)

Name	Range	Setting
StartAngle	90.0 - 130.0 Deg	110 Deg
TripAngle	15.0 - 90.0 Deg	90 Deg

The original relay (#78) will lockout when the UB less than 0.2, so the new relay’s function should also add the logic “lockout” of the low voltage

Table 6 VMMXU Non group settings (advanced)

Parameter	Unit	Setting
UL12HiHiLim	%UB	150.0
UL12HiLim	%UB	120.0
UL12LowLim	%UB	100.0
UL12LowLowLim	%UB	20.0
UL12Min	%UB	0
UL12LimHys	%	1.0

UL23HiHiLim	%UB	150.0
UL23HiLim	%UB	120.0
UL23LowLim	%UB	100.0
UL23LowLowLim	%UB	20.0
UL23Min	%UB	0
UL23LimHys	%	1.0

UL31HiHiLim	%UB	150.0
UL31HiLim	%UB	120.0
UL31LowLim	%UB	100.0
UL31LowLowLim	%UB	20.0
UL31Min	%UB	0
UL31LimHys	%	1.0

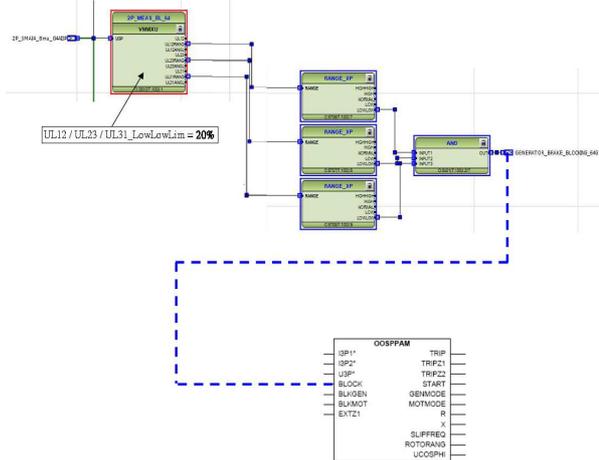


Figure 5 the logic of the protection.

2.4 The Test Result

The final test result from TPC’s Laboratory was matched the evaluation of technician and the description of the protection “OOSPPAM”.

Table 7 the setting value during the test  
(refer to the table 4)

設定値	ForwardR (%ZB)	ForwardX (%ZB)	ReverseR (%ZB)	ReverseX (%ZB)	StartAngle (°)	TripAngle (°)	ReachZ1 (%Zfw)
	1.88	27.21	0.26	26.00	110.0	90.0	57.00
	NoOfSlipZ1	NoOfSlipZ2	tReset (s)				
	1	3	5.0				

特性	阻抗軌跡通過次數	動作時間 (ms)	動作接點指示	備註
Zone 1	1	17.40	正常	
Zone 2	3	16.00	正常	

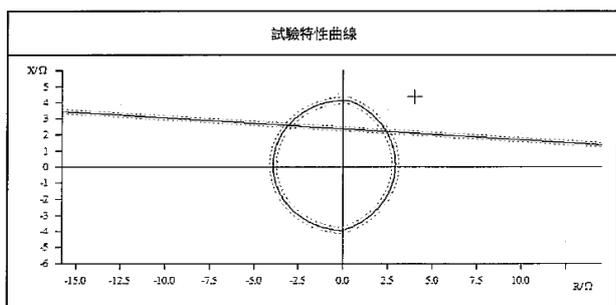


Figure 6 the limitation of the protection OOSPPAM in the test report.(match the Figure 1)

### 3. Summary

The OOSPPAM can determines the direction the impedance Z moves, thus, the direction the lens is traversed.

It can also measures the time taken to traverse the lens from one side to the other one.

The limitation of the protection of the OOSPPAM is larger than PPSPAM.

We can find the different from below figure 7 and 8

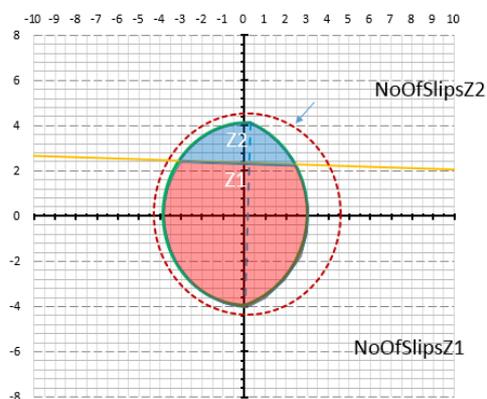


Figure 7 the protection limitation of the

protection of the OOSPPAM

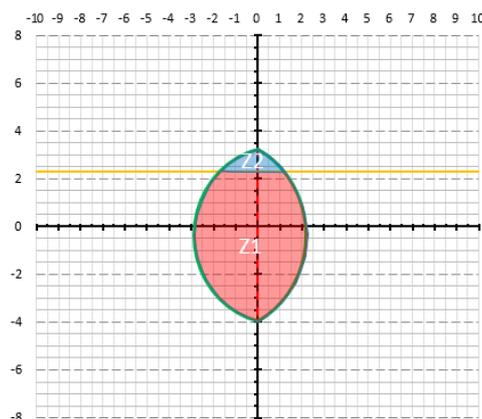


Figure 8 the limitation of the protection PPSPAM

It can easier to tell the Z2 in the OOSPPAM is larger than the one in the PPSPAM. OOSPPAM has several advantages which could protect the facilities in the substations or power plant.

1. It can receive the angle of the stators.
2. Trigger the wave record inside the function.
3. There is not nessary to detect the variation of the frequency and the protection can able to trigger.
4. OOSPPAM could connect 2 current tranferomers and can fit the special application which PPSPAM can't does.

Reference:

1. ABB Document - 1MRK 502 051-UEN
2. IEEE Std C37.102-2006
3. The Relay Calculations of TPC Ming Tan Hydro Power Plant written by Chen Yao Ping Technician office
4. The test report "4N40138" of the REG670 tested by TPC's Laboratory- 2015/10/19

# 局部放電訊號之時間持續特性

## The sustained property observed by on-line partial discharge monitoring

震江機電技術顧問股份有限公司 李長興，邱敏彥

### 摘要

由於背景雜訊的干擾，在線局部放電測量（PDM）就需要有多的演算法來濾除背景雜訊，此外不同的缺陷會誘發不同類型的局部放電特徵，以及一些雜訊和外部放電的現象，都具有類似內部局部放電的一樣特徵。所以測量結果的準確性，主要依靠理論基礎和專家的經驗。因此對於不熟悉局部放電現象的客戶是很難去分析局部放電的訊號。

筆者在過往的經驗中，觀察到一個現象：當局部放電訊號出現後，如果是內部放電訊號，則該訊號會穩定持續；反之若是外部放電訊號，則該訊號會斷續存在，或是幅值有劇烈變化。

基此，筆者將此一特性加至監控系統中，藉由在現場實証，確認此項觀察之可行性。列舉一連串的現場監控案例，並經由現場驗證，確認此項觀察的正確性。

基此，可利用此時間特性，進而簡化局部放電監控之判讀。

### 壹、前言

傳統絕緣檢測手法主要是針對絕緣材料整體劣化，對於絕緣材料內部的瑕疵則有困難。目前對於絕緣材料的內部瑕疵的診斷手法中，

以局部放電量測為最有效的檢測手法。

受到背景雜訊的干擾，活電局部放電量測常必須搭配許多演算法進行濾波，以得到正確的局部放電訊號。此外，因為量測的數據量較多，活電局部放電量測多是以短時間的量測為主。基此，量測人員往往需要依賴自身的經驗，對所測得之局部放電訊號進行分析判讀，故活電局部放電量測的準確性往往受到測試人員之經驗影響。舉例而言，沿面放電訊號與內部放電訊號相似，在實驗室時，可以改變測試電壓進行分析，但活電量測時，測試電壓固定，故會需要其它設備協助進行訊號源的定位。

筆者根據自身的現場經驗，觀察到局部放電現象若為絕緣材料之瑕疵所導致時，其局部放電訊號呈現穩定的狀態，不易隨時間而有所變動；若為外部放電或是雜訊干擾所造成，則局部放電訊號具有較強的不穩定特性。基此，筆者採用根據此特性設計一套監控系統，並安裝至現場監控設備的局部放電現象。

經由現場監控得到驗證，絕緣材料內部瑕疵的局部放電訊號並不會隨時間而有強烈變化。因此，使用局部放電訊號之時間持續特性為主之局部放電監控系統，將具有較簡易辨識之效果。

## 貳、 監控系統組成

現場活電局部放電量測的第一個問題在於雜訊干擾，在此使用超寬頻量測技術，將大部份的背景雜訊濾除以簡化量測過程。

典型局部放電的相位圖譜如圖 1 所示。雜訊及電暈放電的特徵較容易區別，但沿面放電及內部放電的特徵較不

容易區別。在實驗室可以透過測試電壓的調整，來觀察其變化，如圖 2 所示。然而，在現場活電局部放電量測時，系統電壓不能變動，故在辨識沿面放電與內部放電時，需要仰賴其它儀器協助，如超聲波儀器。

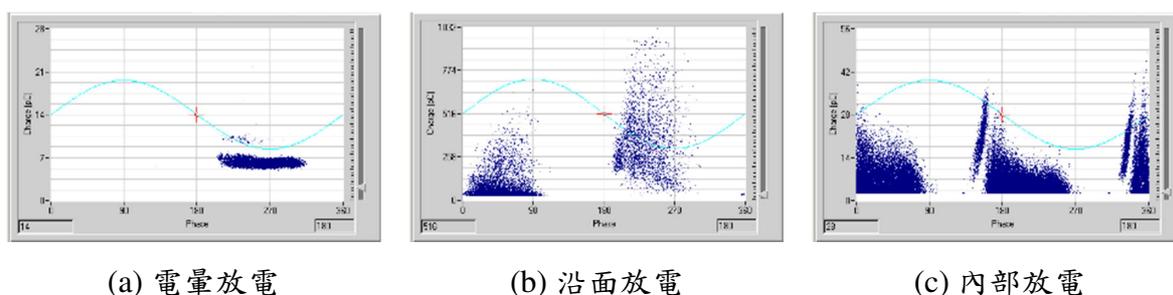


圖 1 典型局部放電相位圖譜

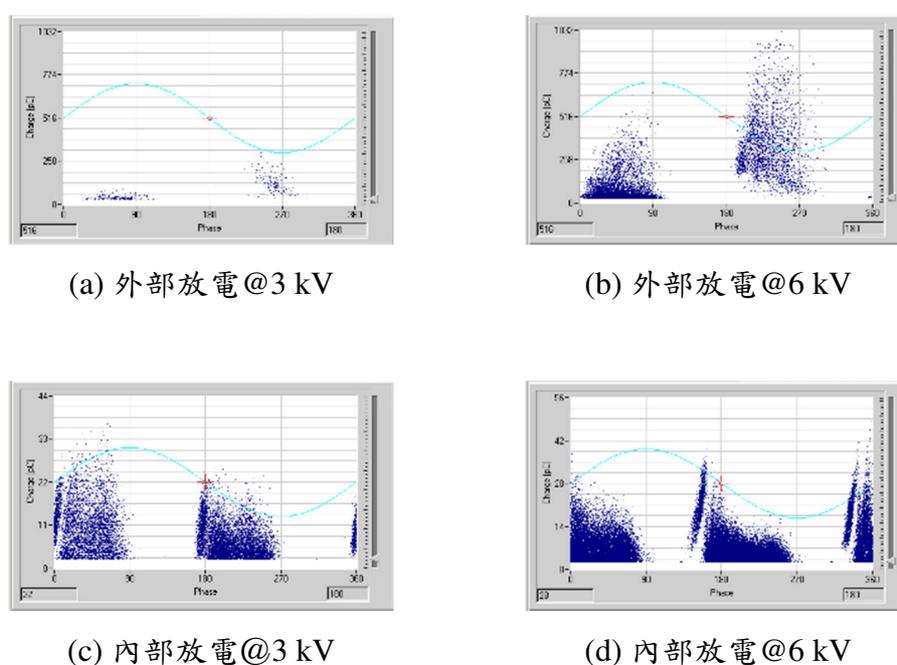
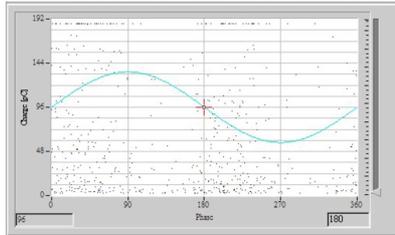


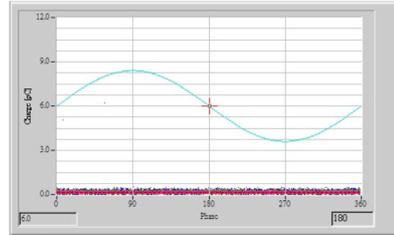
圖 2 不同測試電壓下的局部放電相位圖譜

根據筆者十數年的現場經驗，內部放電訊號在不定時間週期量測時，其具有振幅穩定性，且其相位圖譜的變化不大，如圖 3 所示。外部放電訊號在不定

時間週期量測時，其振幅會有大幅地變化，且相位圖譜亦會隨之變化，如圖 4 所示。

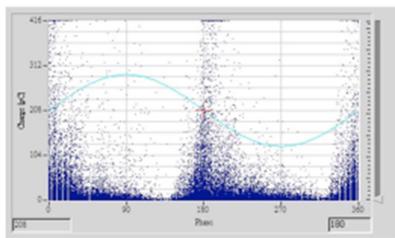


(a) 第一次量測

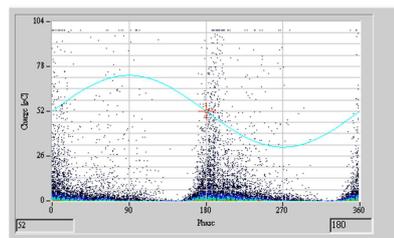


(b) 第二次量測 (兩個月後)

圖 3 外部放電圖譜變化



(a) 第一次量測



(b) 第二次量測 (六個月後)

圖 4 內部放電圖譜變化

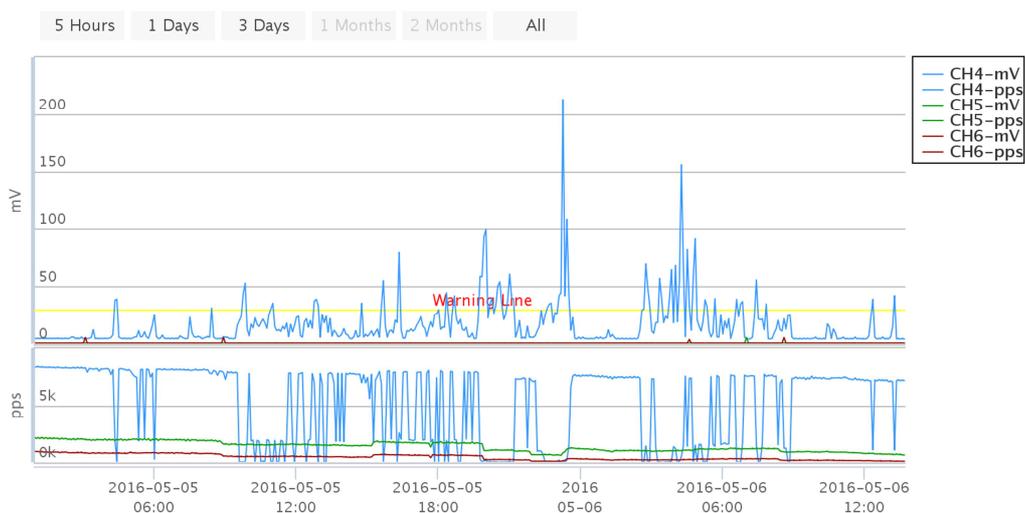
基此，筆者使用超寬頻量測技術，將背景雜訊濾除後，將測得之訊號進行統計分析，取 95 分位的做為該分鐘的代表值，並記錄其每分鐘的平均脈衝數，做為局部放電監控之趨勢。

### 參、現場案例

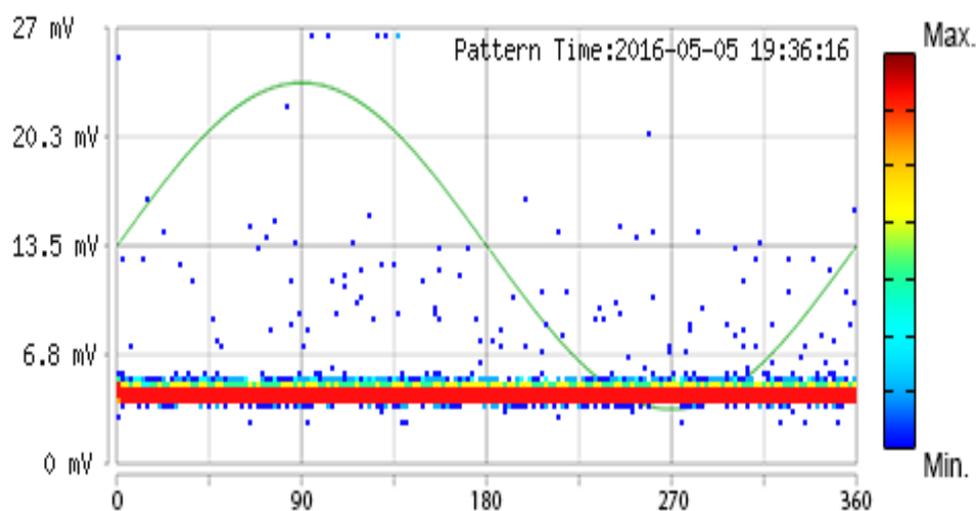
目前筆者將前述系統安裝在 6000 套設備上，涵蓋變壓器、開關盤、發電機等設備，電壓等級從 3.3 kV 至 161 kV 皆有。下列將觀察重點案例分別說明如下。

#### ● 雜訊干擾

圖 5 示為雜訊干擾案例。由長時趨勢(圖 5(a))可觀察到，局部放電量出現後，其幅值變化很大，同時間其每秒脈衝數亦很大。根據經驗，這是雜訊的特徵，重覆率高且幅值不穩定。經由局部放電相位圖譜(圖 5(b))，可以觀察到脈衝訊號與電氣相位確實沒有關連性，為雜訊干擾。



(a) 長時趨勢



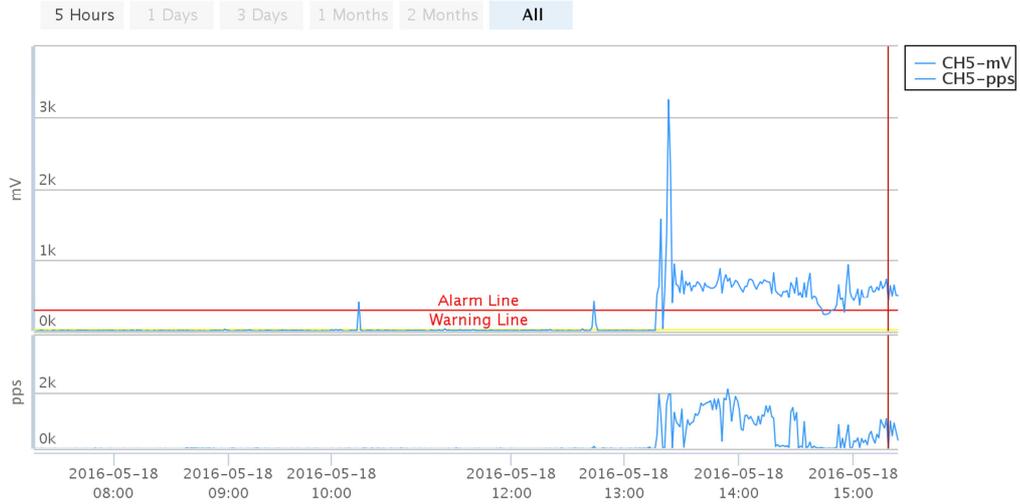
(b) 局部放電相位圖譜

圖 5 雜訊干擾案例

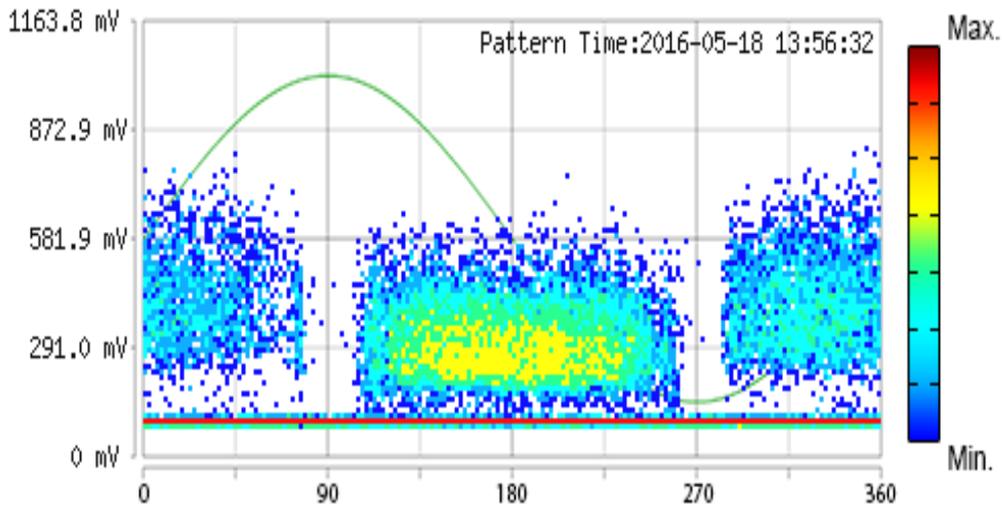
## ● 電暈放電

圖 6 示為電暈放電案例。由長時趨勢可觀察（圖 6(a)）到局部放電訊出現後，其幅值變化很大，但重覆率相對穩定，約在數十至一百多。根據經驗，這是電暈放電的特徵，重覆率正常，但幅

值變化大。經由局部放電相位圖譜（圖 6(b)），可以觀察到脈衝訊號與電氣角度有相關性，具有前圖 1(a)的電暈放電特徵。



(a) 長時趨勢



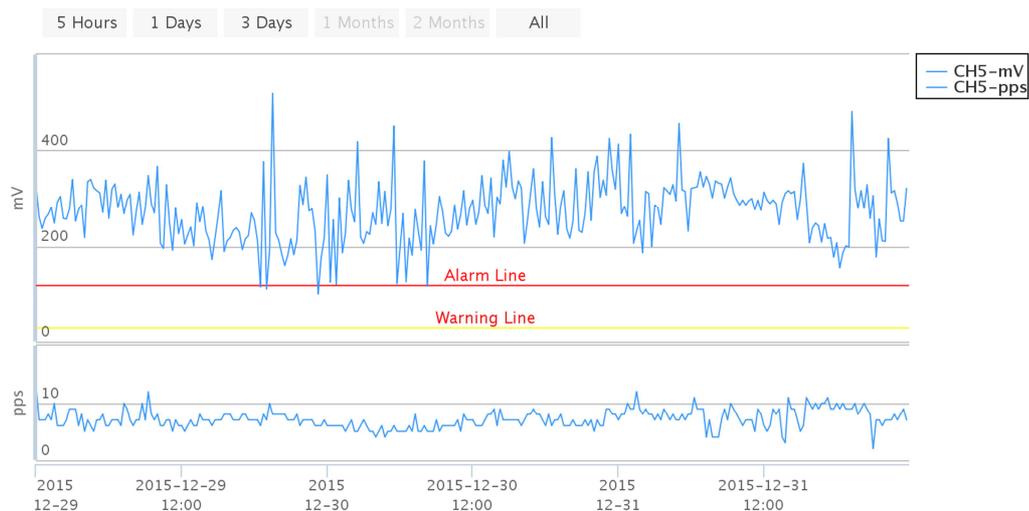
(b) 局部放電相位圖譜

圖 6 電暈放電案例

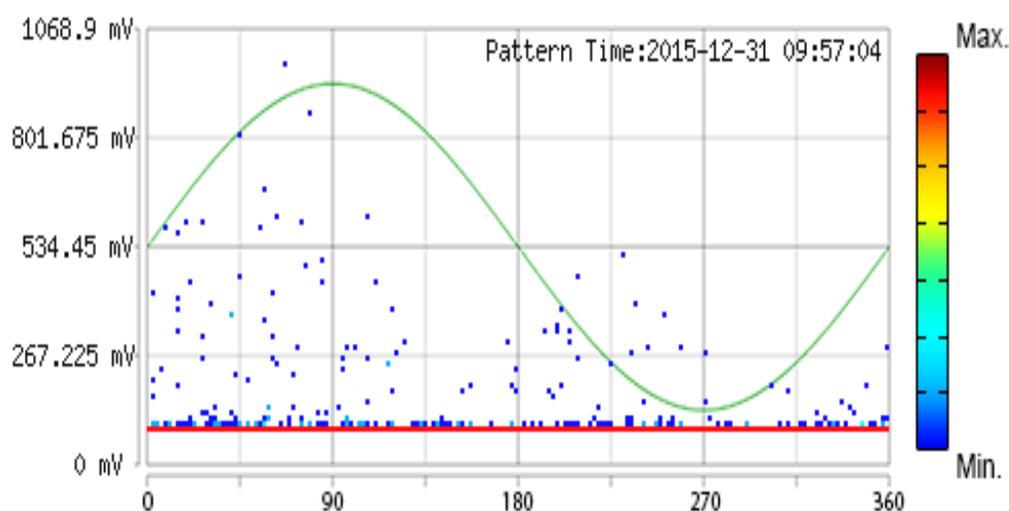
● 沿面放電

圖 7 示為沿面放電案例。由長時趨勢（圖 7(a)）可觀察到局部放電訊出現後，其幅值上下振盪，且重覆率亦上下變化，約在 10 以內。根據經驗，這是

沿面放電。經由局部放電相位圖譜（圖 7(b)），可以觀察到脈衝訊號與電氣角度有相關性，訊號出現在對稱的兩個象限。



(a) 長時趨勢



(b) 局部放電相位圖譜

圖 7 沿面放電案例

一般情形下，此情形可在現場透過超聲波（airborne）量測儀器或是紫外線量測儀器進行確認。

一旦把觀察時間拉長，沿面放電訊號多不會長時間維持穩定，間隔一段時

間後，其值會有變化，如圖 8 所示。基於此，在長時趨勢觀察中，沿面放電不會呈現長時間的穩定狀態（數小時至數天），故可以經由預設的時間門檻來辨識是否為沿面放電訊號。

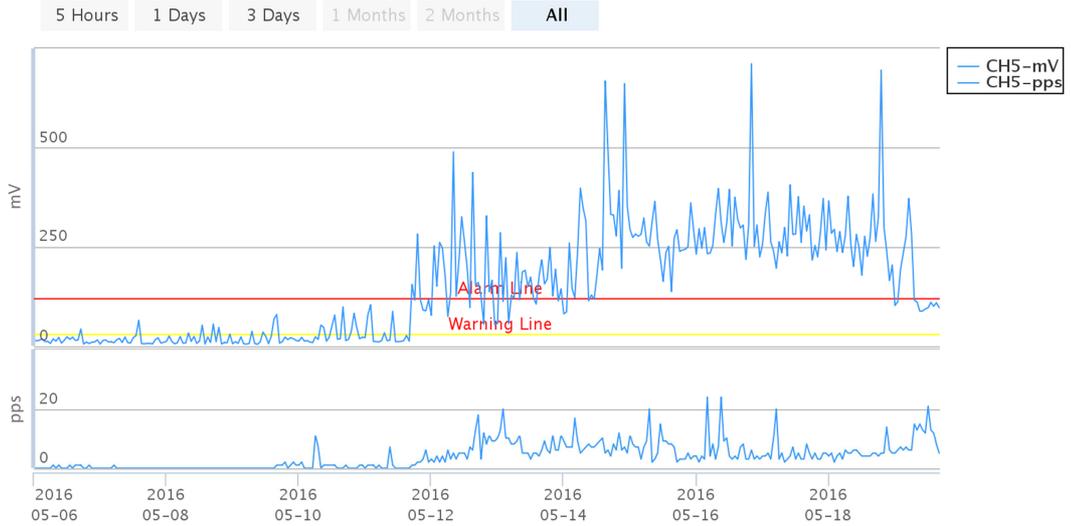
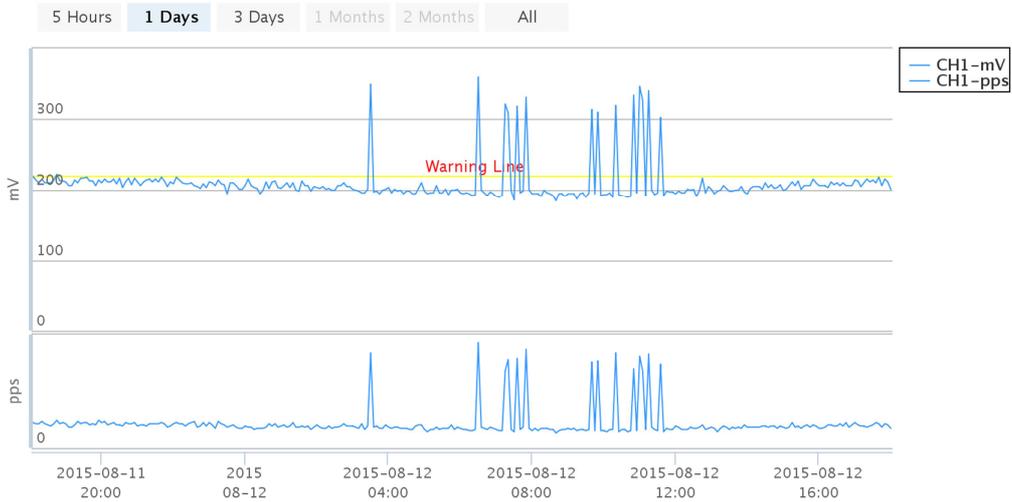


圖 8 長時間趨勢

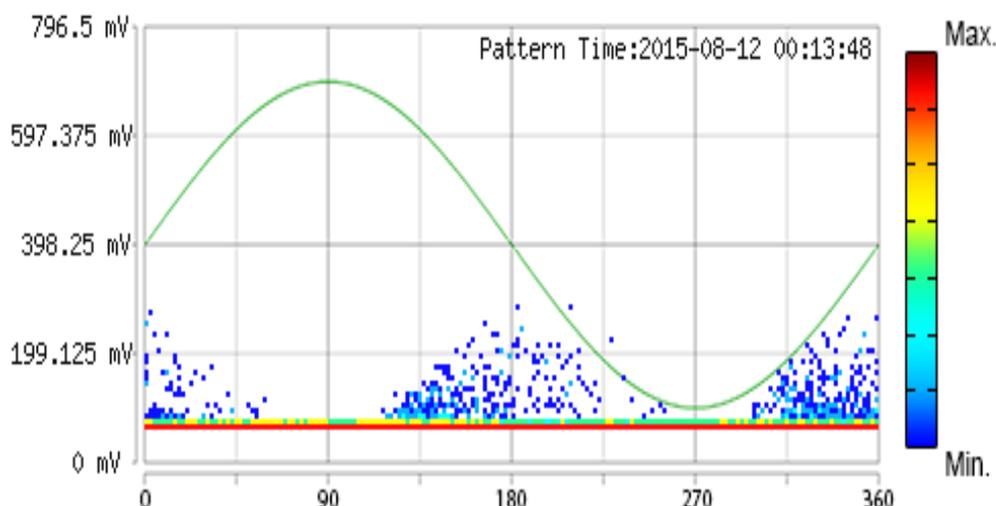
● 內部放電

圖 9 示為比流器的內部放電案例。由長時趨勢（圖 9(a)）可觀察到局部放電訊號出現後，其幅值變化不大，且重覆率相對穩定。根據經驗，這有可能是

沿面放電或是內部放電。經由局部放電相位圖譜（圖 9(b)），可以觀察到脈衝訊號與電氣角度有相關性，訊號出現在對稱的兩個象限。



(a) 長時趨勢



(b) 局部放電相位圖譜  
圖 9 內部放電案例

#### 肆、結論

一般情形下，此情形可以在現場確認無外部聲響時，將沿面放電訊號的可能性排除。並可以更進一步對設備進行訊號源定位的動作。

若是內部放電訊號，則其幅值及脈衝數會長時間穩定，故可以省略去開盤確認是否為外部放電的程序，直接安排進行訊號源定位的程序。

線上局部放電量測為有效地絕緣狀態診斷手法，而需要豐富經驗及充份之訊號分析能力為其在應用推廣時的最大阻礙。本文基於充份的現場觀察，搭配實驗室分析，得到局部放電訊號的持續時間特性，並將之應用在監控系統。

監控系統的現場應用案例回饋，可觀察到不同類型之局部放電訊號的時間持續特性。據此，可以大幅減化局部放電訊號的判讀難度，使得局部放電監控系統變得可行。

# 風力電廠併入電網之分析研究

國立臺灣海洋大學 黃培華、林宗毅  
國立臺灣海洋大學 許家毓、柯侑寬

## 摘要

本文主要目的在於探討大型風場併入電力系統電壓穩定度之研究。分析比較風場併入系統前、後，風場與系統間之電力潮流、併接點電壓等變化，並根據相關併聯準則，檢視其故障電流、線路載流率等是否有無超過系統之相關規範。並採實功率-電壓曲線（P-V 曲線）與虛功率-電壓曲線（Q-V 曲線）來分析系統正常運轉與偶發事故下電壓穩定度極限。探討風場內之雙饋式感應發電機與全功率轉換風力發電機，分別操作於電壓控制模式與功率因數控制模式下，其對於併接點之電壓變動率、電力潮流以及穩態電壓穩定度之影響，藉由 P-V 曲線與 Q-V 曲線之分析結果可得知，風場於不同控制模式將影響系統之穩態電壓穩定度。

## I. 前言

隨著風機製造商的技術不斷進步、電力電子技術的成熟發展，風力機組的單機容量越來越大且可進行變速運轉，即透過電力電子裝置將風力發電機的輸出轉換為與電網相同的電壓與頻率，並可藉由電力電子轉換器控制風機輸出的實功率及虛功率，其通常併接於輸電系統上，當風場發生擾動時，對於系統的電力品質之影響將更為顯著。根據台電輸電規劃準則與再生能源併聯技術要點，風場電力併入電網需檢視有無超過其相關規範，並探討系統於正常運轉與 N-1、N-2 事故下之最大功率傳輸極限以及電壓穩定度裕度。透過負載潮流的計算以及 P-V、Q-V 曲線的分析，分析系統於正常運轉下之最大功率傳輸極限以及計算其電壓穩定度裕度並探討於研究系統併入大型風場前、後，以及風場運轉

於電壓控制、功率因數控制模式下，對於該區域電壓穩定度之影響。

本文以研究系統建置大型風場為例，探討風場由單機容量之雙饋式感應發電機所組成於不同併接方式下以及風機操作於不同控制模式下之匯流排電壓變動情形，分析風機併入系統前、後，對於系統之電力潮流、電壓變動率、線路載流率之變化，確保風場電力併入電網後系統之穩定性運轉。

## II. 內容

### (1) 風力發電機

目前風力發電機依照其發電方式可分為定速型風力機與變速型風力機。定速型風力機：定速型風機中，其發電機通常為鼠籠式感應發電機，鼠籠式感應發電機的定子繞組係透過變壓器直接連接到電網，電網的頻率決定發電機的轉速，因此，風機必須於恆定的轉速下運轉。變速型風力機：變速型風機之發電機型式主要為雙饋式感應發電機、同步發電機、永磁式同步發電機。電力電子技術不斷進步，新型的風力機可變速運轉，風機在可變轉速下運轉，其發電機組與電網是解耦合的，須透過適當的電力電子介面將發電機的輸出轉變為與電網相同的電壓與頻率。風力發電機組主要常用之發電機組分為以下兩種：

#### A. 雙饋式感應發電機

雙饋式感應發電機為變速型雙饋式感應發電機架構，其風機透過變速齒輪箱連接到發電機，發電機的定子繞組直接連接到電網，如圖 1 所示，而發電機之轉子繞組則透過電壓源變頻器連接到電網，發電機所產生的能量可同時經由定子與轉子輸

送到電網，電力電子轉換器可使雙饋式感應發電機運轉於最佳轉速，並透過控制注入至電壓、頻率均為固定之電網的實功率與虛功率，以產生最大的電力輸出[1]。

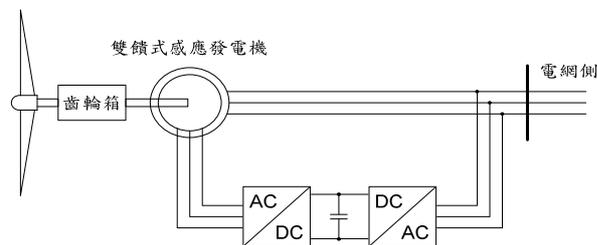


圖 1. 變速型雙饋式感應發電

當風速較低時，轉子轉速無法高於定子的旋轉磁場轉速，此時雙饋式感應機為欠同步模式運轉，由定子側向系統輸出電力，同時亦透過變流器回路向轉子輸出電力，使發電機可維持穩定輸出，若轉子轉速等於定子旋轉磁場轉速時，雙饋式感應機為同步運轉模式，此時發電機只有定子側輸出所有功率，轉子側只負責激磁。當風速較高時，使得轉子轉速高於定子的旋轉磁場轉速，此時雙饋式感應機為超同步運轉模式，經風能轉換後所產生的電力由定子側輸出至系統，轉子側將部分產生電力作為激磁，其餘電力再經由轉子側變流器回路輸出至系統。

## B. 全功率轉換風力發電機

全功率轉換風力發電機型式可為繞線式感應發電機或同步發電機，透過全功率電力電子轉換設備，可以使得發電機轉速在較大的範圍內調整，並且降低虛功率的消耗，圖 2 所示。變速型風機的功率係透過全功率轉換之電力電子裝置，將風機的電壓、頻率轉換為與併接電網相同之固定電壓與頻率，可省略其齒輪箱結構以降低風機之維護成本[2]。

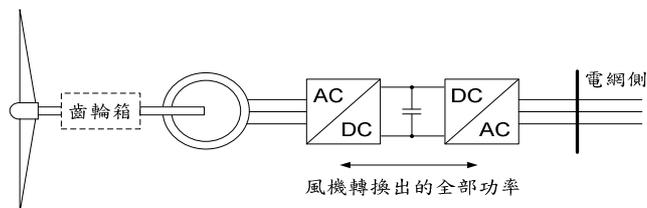


圖 2. 全功率轉換風力發電機

## (2) 風場架構

### A. 電力潮流及電壓變動率

本文研究系統架構如圖 3 所示。研究系統併入大型風場之系統單線圖，風場內部主要由百部風機所組成[3]，如表 1 為各風場併接匯流排之裝置容量。風機所轉換出之電能係透過艙內變壓器升壓至 33 kV 後經過海纜連接至岸上變電站，由變電所內變壓器將電壓由 33 kV 升壓至 161 kV，再由各別由兩條 161 kV 之電纜引接至 161kV 匯流排[4]。探討於研究系統併入大型風場前、後，其對於該區域之電力潮流、故障電流以及電壓變動率之分析並假設風場運轉於額定風速下滿載發電，考慮風場併入後鄰近輸電線之電力潮流分佈情形。再行檢視其線路停用一回線情況下，其輸電線之載流量有無發生超載現象。

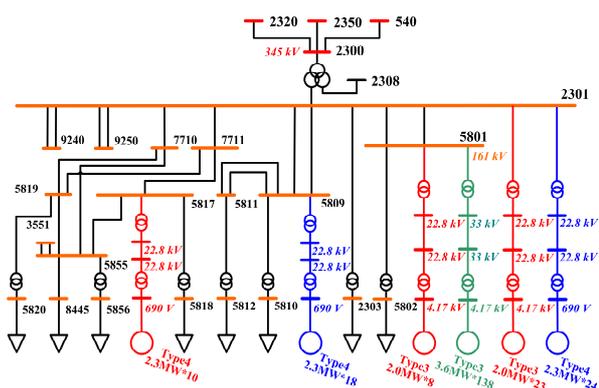


圖 3. 研究系統風力電場之系統架構圖

表 1 各風場併接匯流排之裝置容量

匯流排編號	短路電流 (kA)	短路容量 (MVA)	風場裝置容量 (MVA)
2301	46.17	7433	101.2
5801	44.43	7154	512.8
5809	33.98	5470	41.4
5817	31.35	5047	23

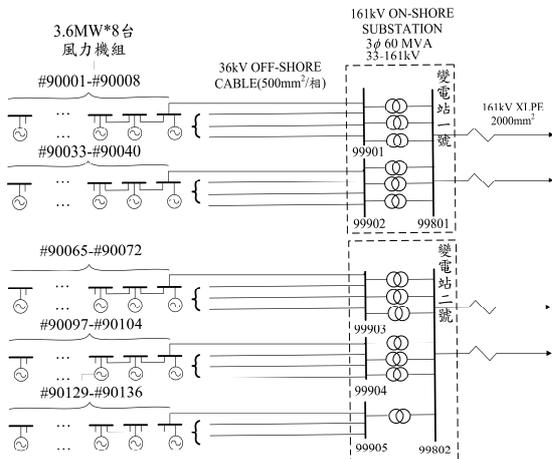


圖 4. 風場系統單線圖

表 2 所示為分析電力潮流結果，從結果得知，風場併入研究系統後，其併接點鄰近超高壓輸電線路，載流率最高之線路為匯流排 2301 至匯流排 7710，其載流率為 78%，但均未發生超載現象。另編號 1、3、5 之線路載流率於風場併入系統後反而下降，係因原系統潮流方向為匯流排 540 與匯流排 2350 流至匯流排 2300 後，除滿足該地區負載需求外，另剩餘功率則流向匯流排 2320，而風場併入系統後，其容量足以滿足該地區負載外，另剩餘之功率則逆送回系統中，使得某些線路之載流率反而下降。

表 2. 風場併入研究系統前、後電力潮流變化表

編號	電力潮流方向	未併入風場 (MVA)	載流率	併入風場 (MVA)	載流率
1	540-2300	575.89	26 %	526.68	21 %
2	2300-2320	546.08	24 %	680.66	30 %
3	2300-2350	-114.73	5 %	-25.78	1 %
4	2301-5801	14.60	3 %	-269.91	47 %
5	2301-5809	37.53	7 %	16.83	3 %
6	2301-7710	284.64	57 %	400.58	78 %
7	2301-7711	208.36	41 %	279.39	55 %
7	5809-5811	21.96	4 %	22.23	4 %
8	5817-5855	122.62	23 %	203.14	37 %

目前大型風場之風機主要由雙饋式感應發電機與全功率轉換風力發電機所構成，此兩種型式之風機皆具有電壓控制模式及功率因數控制模式，而風機運轉於不同操作模式下，將改變區域間之虛功率潮流。探討風機運轉於不同模式與功因下，計算併接點之電壓變動率，計算式如下[5]。

$$\text{電壓變動率}(\%) = \frac{\text{風場併入後併接點電壓} - \text{風場併入前併接點電壓}}{\text{風場併入前併接點電壓}} \times 100\% \quad (1)$$

研究系統併入大型風場，且風場操作於電壓控制模式下，設定風機之端電壓控制在 1.0 p.u.，分析風場併入系統前、後，併接點鄰近匯流排之電壓及相角變化，分析結果如表 3 所示，可觀察出匯流排 2301、匯流排 5801、匯流排 5809 與匯流排 5817 等風場併接點之匯流排電壓略為提升，其電壓仍在台電輸電系統規劃準則規範之電壓變動率限制：發電設備併入系統後，其造成責任分界點電壓之變動率應維持在 ±2.5% 以內。

表 3. 風場併入系統前、後各匯流排電壓及相角變化表

匯流排編號	風場併入前		含大型風場 (滿載出力)		變化量	
	電壓 (p.u.)	相角 (度)	電壓 (p.u.)	相角 (度)	電壓變動率 (%)	相角 (度)
2301	1.0061	3.2	1.0236	20.5	1.74	17.3
5801	1.0061	3.2	1.0253	20.7	1.91	17.5
5809	1.0058	3.0	1.0238	20.4	1.79	17.4
5817	1.0073	1.3	1.0203	18.0	1.29	16.7

B. 實功率-電壓曲線 (P-V Curve)

P-V 分析主要用來作為判斷電壓崩潰點的指標，當負載端所需功率不斷增加時，負載端電壓不斷下降，下降到電壓低至電壓崩潰點為止，圖 5 所示 [6]。P-V 曲線在等效的電力系統中，當負載功率因數不變時，負載匯流排的實功率和電壓大小的關係曲線就是 P-V 曲線。對於給定的負載功率，曲線分為上下兩半部。在下半部運轉時，若提高電源端電壓，會使負載匯流排電壓下降，使電壓控制失去因果性。當負

載加重時，運轉點不斷向極限點靠近，最後達到極限，若持續加重負載，將會使電壓下降，最後導致電壓崩潰[7]。

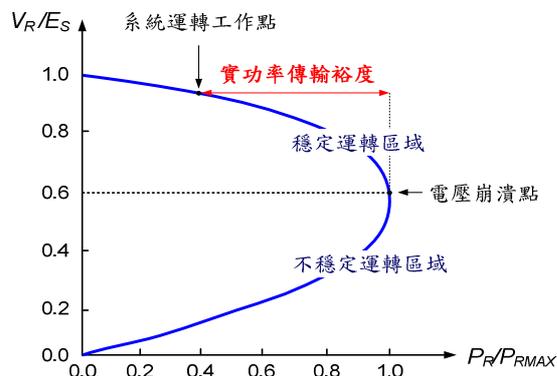


圖 5. P-V 曲線圖

根據圖 5 P-V 曲線得知，電壓崩潰點之前為系統穩定運轉區域，而之後為系統不穩定運轉區域，另可得知由工作點到電壓崩潰點為電壓裕度，系統運轉工作點到電壓崩潰點為實功率傳輸裕度。

考慮風場併入研究系統中，系統區域間的最大功率傳輸量之 P-V 曲線分析以圖 6 所示。圖 6 P-V 曲線圖所示，可觀察出風場併入系統後之功率裕度大約為 1250 MW，其中自起始點至崩潰點，匯流排 5817 與匯流排 5809 之電壓下降程度較大。各輸電線之 P 與 V 之關係以 P-V 曲線之上平面繪出以表示可供系統穩定之 PV 對應比較。

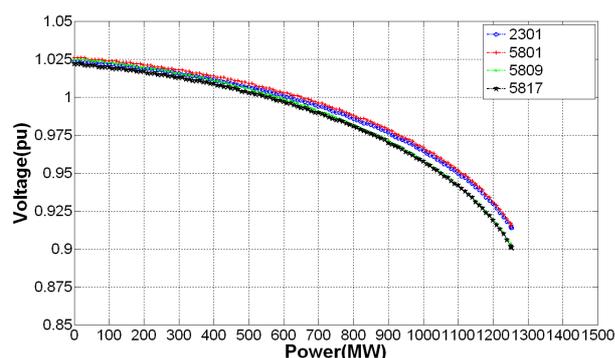


圖 6 風場併入系統後之 P-V 曲線

將其與風場併入系統前，各匯流排於最大功率傳輸下之電壓崩潰點比較，茲整理如表 4 所示，由表中可觀察出，當風場併接點的短路比越小，則其風場併入系統前、後的電壓崩潰點變化越大，所造成併接點的電壓穩定度影響亦較大。

表 4. 風場併入系統前、後之電壓崩潰點變化

匯流排編號	風場併入前電壓 (p.u.)	風場併入後電壓 (p.u.)	變動率 (%)	短路比 (SCR)
2301	0.871	0.914	4.937	73.45
5801	0.871	0.916	5.166	13.95
5809	0.860	0.902	4.884	132.12
5817	0.865	0.901	4.162	219.43

### C. 虛功率-電壓曲線 (Q-V Curve)

Q-V 曲線[8]-[9]之研究主要是提供系統發生擾動後電壓崩潰點研究。若系統缺乏足夠的電壓控制設備支援高傳輸容量之路徑時，在偶發事故發生時，將可能導致系統電壓不穩定甚至於系統電壓崩潰；反之，若系統擁有足夠的電壓控制設備，系統將擁有較大之安全裕度。

電壓崩潰分析以 Q-V 曲線的基礎，圖 7 即為典型之 Q-V 曲線範例，此曲線最低點 ( $dQ/dV=0$ ) 即為電壓崩潰點，此點之左邊，代表系統不穩定；反之越往電壓崩潰點右方，代表系統之穩定裕度越大。同理當電壓崩潰點低於水平軸，其崩潰點與水平軸距離即為虛功率裕度，其裕度越大代表該電力系統越強健，反之，若高於水平軸代表該電力系統之穩定性較差。

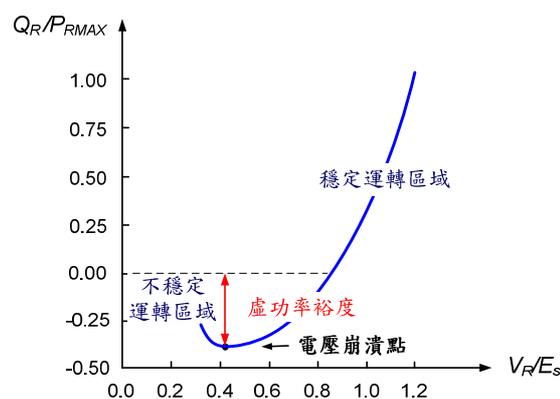


圖 7 Q-V 曲線

表 5 為風場併入系統前、後之虛功率裕度，並設定風場運轉於電壓控制模式下，觀察匯流排 2301 之虛功率裕度。其 Q-V 曲線如圖 8 所示，併入風場為併入容量 181.6 MW 之風場；併入大型風場為併入 678.4 MW 之風場，為分別併入兩種不同容量之風場。由圖 8 可觀察出風場併入系統後，將使得匯流排 2301 之虛功率裕度略為下

降，其因係於 Q-V 曲線求解過程中，風場為維持端電壓於設定值，且風場架設使用較多地下電纜，故將向系統吸收虛功率，而使得其虛功率裕度下降。

表 5. 匯流排 2301 之虛功率裕度

項目	虛功率裕度 (MVAR)
原始系統	1888.24
併入風場	1878.82
併入大型風場	1812.44

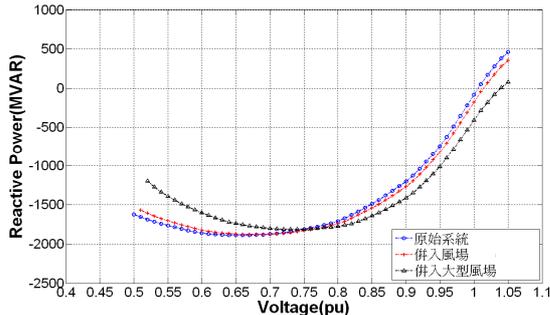


圖 8 風場併入研究系統前、後之 Q-V 曲線

D. 風場併入研究系統前、後之短路電流分析

針對風場併入研究系統後之故障電流分析，根據台電輸電系統規劃準則之最大短路電流限制，分析大型風場併入系統後，計算其故障電流是否超過併接點斷路器之遮斷容量，並檢視其有無超出輸電規劃準則於故障電流之限制，以及再生能源併聯技術要點於運轉規範中限制之 10 kA。表 6 所示，為針對風場各併接點之三相短路故障電流的分析結果彙整，可觀察出各風場於併接點發生三相短路故障時，皆未超過併接點斷路器之遮斷容量限制，其中貢獻故障電流為 2.99 kA 之 5801 匯流排，因為併接點之風場裝置容量較大。

表 6. 風場併接點之三相短路電流分析結果

併接點編號	未含風場	併入風場		CB 額定遮斷容量 (kA)
	短路電流 (kA)	短路電流 (kA)	貢獻故障電流 (kA)	
2301	42.93	43.27	0.34	50
5801	41.17	41.28	0.11	50
5817	29.86	29.83	-0.03	50
2301	42.93	42.92	-0.01	50
5809	31.89	31.87	-0.02	50
5801	41.17	44.16	2.99	50

III. 結論

本文章探討風場併入研究系統後，對於該區域內之電力潮流、併接點電壓變動率、故障電流等影響。並考慮風場內之雙饋式感應發電機與全功率轉換風力發電機，其運轉於電壓控制模式時，對於併接點電壓之影響。經由分析結果可得知，風場併入研究系統後，其線路載流率與故障電流均符合系統之規劃準則。而風場之控制模式將大幅影響併接點之電壓變動率，設定風機於電壓控制模式為領先下，即風場向系統吸收虛功率時，符合輸電系統規劃準則之規範。本文亦探討了利用 P-V 曲線與 Q-V 曲線分析，計算風場併入系統後，於電壓控制模式與系統正常運轉下，最大功率傳輸極限與電壓穩定度之影響。由分析結果可得知，風場運轉於電壓控制模式下將使得系統之電壓穩定度裕度略為下降。

參考文獻

- [1] H. Saadat, *Power System Analysis*, Third Edition, McGraw-Hill, 2010.
- [2] V. Akhmatov, *Analysis of Dynamic Behavior of Electric Power Systems with Large Amount of Wind Power*, Ph. D. Dissertation, Technical University of Denmark, 2003.
- [3] General Electric International, *Modeling of GE Wind Turbine-Generators for Grid Studies*, 2008.
- [4] 中興工程顧問有限公司，彰化離岸風力發電計畫可行性研究，2009 年。
- [5] 台灣電力公司，再生能源發電系統併聯技術要點，2009 年。
- [6] C. W. Taylor, *Power System Voltage Stability*, McGraw-Hill, 1994.
- [7] 曾上仁，利用功率電壓曲線於電力系統偶發事故分析，國立臺灣海洋大學碩士學位論文，2008 年。
- [8] T. van Cutsem and C. Vournas, *Voltage Stability of Electric Power System*, Kluwer Academic Publishers, 1998.
- [9] T. van Cutsem, "Voltage instability: phenomena, countermeasures, and analysis methods," in *Proceedings of the IEEE*, Vol. 88, No. 2, pp.208-227, Feb. 2000.

# 二次 69kV 系統主變壓器保護電驛汰換為數位式電驛規劃應用心得分享

台北供電區營運處電驛組 許文興

## 壹、前言

變壓器為電力系統輸送電升降壓之重要設備，且造價昂貴，一有異常事故發生，若未立即快速隔離，將導致變壓器受毀或嚴重損壞，對台電公司或用電戶將會有重大損失，故在設計規劃變壓器保護系統時，應考慮變壓器發生故障初期，保護電驛即時偵測故障訊息，能有效隔離故障電流，使損失降至最低。目前系統中有使用 SEL-487E 數位式差動保護電驛做為變壓器保護，其功能強大，近年來公司積極推行智慧電網數位化，將系統中之 E/M 電驛汰換為數位式保護電驛，轄區二次變電所已積極汰換數位式變壓器保護電驛改善，對系統穩定供電品質成效有很大幫助。

## 貳、變壓器差動保護電驛規劃

變壓器設備保護原則是由兩具差電流電驛組成-87T1/87T2，每一具均有主保護及後衛保護方式來保護。主保護採用快速且具諧波抑制多功能差電流保護電驛-87T1&87T2，後衛保護採用瞬時過電流方式-50/50N 及延時過電流方式-51/51N，中性點接地保護採用延時過電流方式-51Z，其內部邏輯規劃可視系統需求規劃啟用低頻卸載功能-81，跳脫信號直接由數位電驛輸出提供，所裝設之輔助電驛-86 作為中斷投入迴路用，構成完整的變壓器設備保護及運轉系統，其電力系統運轉動作流程如圖 1 所示[1]。

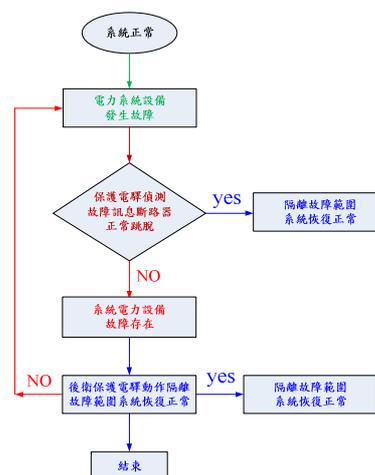


圖 1 電力系統保護運轉流程圖

## 一、69kV 配電變壓器保護方式

- (一) 變壓器保護方式，採用兩具多功能變壓器保護電驛。
- (二) 使用兩具多功能變壓器差電流電驛皆啟用差電流主保護、後衛保護及中性點保護延時功能，並視需要規劃啟用低頻卸載保護功能，如圖 2 所示。

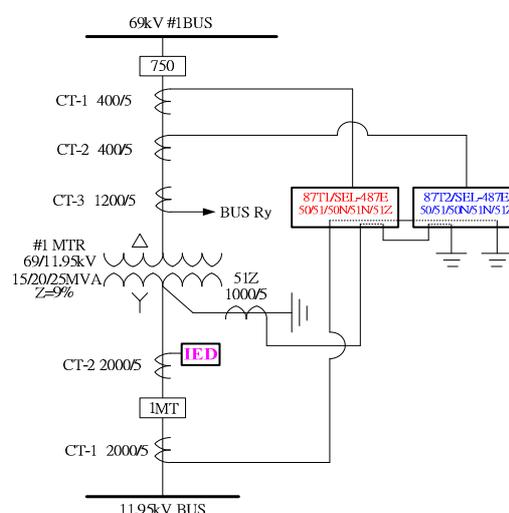


圖 2 興雅 S/S 變壓器保護方式單線圖

## 二、配電變壓器汰換前後之比較

- (一) 變壓器盤面汰換前電磁式電驛為固定式比率差動如 GE/IJD 電驛，過電流電驛如 GE/IFC51 電驛，中性點接地用之延時過電流電驛 GE/IFC51 電驛。
- (二) 汰換後數位式保護電驛為採用二具多功能差動保護電驛，可提供高壓側 50/51、50N/51N 保護，中性點接地提供 51Z 保護，必要時可規劃提供系統低頻 81 卸載保護之 SEL-487E 電驛，如圖 3 所示。



圖 3 變壓器電驛盤汰換前、後比較圖

## 三、傳統電驛與數位式電驛功能比較

傳統電磁式電驛受限於單一功能且維護備品受限，由於生產電磁式電驛廠家不再生產，致備品不易取得，且科技日新月異，有必要將傳統式電驛汰換成數位式電驛，數位式電驛有自我檢測，事故時可快速清除故障時間及記錄事件資料，並能記錄當時故障電流、電壓大小及故障距離，更拉長保護電驛維護週期，並能結合電驛系統乙太網路，有效的在遠端監控及更改數位電驛的設定參數，提升了整個保護系統的運用與效率，確保運轉品質。由於傳統式電驛易受電磁干擾，汰換為數位電驛後，經由中央處理單元所控制與電磁干擾無關，且傳統式電驛較占空間，接線複雜，易受震動影響造成異常動作之隱憂，如表 1 所示[1]。

表 1 傳統電磁式電驛與數位式電驛功能比較

特點	傳統電驛	數位電驛
保護協調	好	更好且富有彈性
動作速度	劣	優
動作方式	電磁機構、接點組合	電腦運算
維護週期	短	長
遠方存取及標置變更	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、電壓及相角等資訊
電磁干擾	有	無
自我偵測	無	電驛故障時可送出告警
運用空間	少	多
效益運用	有限	多

## 參、保護電驛汰換流程

### 一、電驛汰換前盤面資料蒐集與查對

- (一) 先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。
- (二) 確認二次側電壓等級為 11.95kV 或 23.9kV 設備。
- (三) 電驛盤面汰換檢視接線對象為變壓器或主斷路器設備。
- (四) 確認汰換時跳脫斷路器號碼。
- (五) 欲汰換盤面之空間是否足夠，是否有其他設備阻礙應先考慮移轉。
- (六) 所屬盤面編號及盤面尺寸。

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等，如圖 4 所示。



圖 4 變壓器電驛盤面汰換相關設備圖

## 二、電驛盤面汰換工作風險管控

變壓器保護電驛汰換工程風險管理，將整個汰換過程所有環節規劃為系統化、順序化，製成工作流程圖，避免工作期間因人為疏失或該注意而未注意，從盤面電驛汰換過程面臨的風險，小心設計規劃管控。

### (一) 第一階段盤面電驛汰換工作前面臨的風險

汰換工作前資料收集有誤，導致設計規劃的盤面施工圖與現場不符。各項盤面驗收試驗中的錯誤接線未立即改善，造成日後送電前檢測的盲點，引起電驛於事故時跳脫不正確。另外比壓器電源的位置不正確，造成日後判斷錯誤等，其工作流程如圖 5 所示。

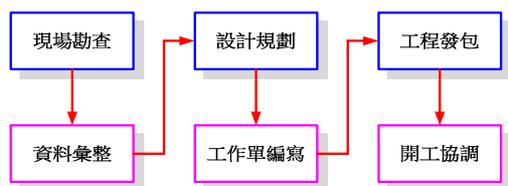


圖 5 盤面電驛汰換前流程圖

### (二) 第二階段盤面電驛施工汰換工作所需面臨的風險

未落實查核制度，導致部分盤面異常狀態隱藏在其中。盤面電驛更換時震動夠大，導致 E/M 電驛接點動作。另標置設定錯誤，事故發生導致電驛異常動作，為了避免汰換電驛盤面施工過程中，造成送電中的設備停電，因此把相關的保護電驛加以閉鎖，使得被閉鎖的設備保護電驛的功能不健全，此時當事故發生時，則發生系統壓降時間過長，進而引起大範圍停電。未設置紅藍帶走錯盤面施工或測試，導致送電中設備異常停電。改接線時誤觸正電源，導致送電中斷路器跳脫，及 KY/TBM 操作演練宣導未確實，導致工作人員未依 SOP 程序施作，造成事故意外，為避免疏失其工作程序流程，如圖 6 所示。

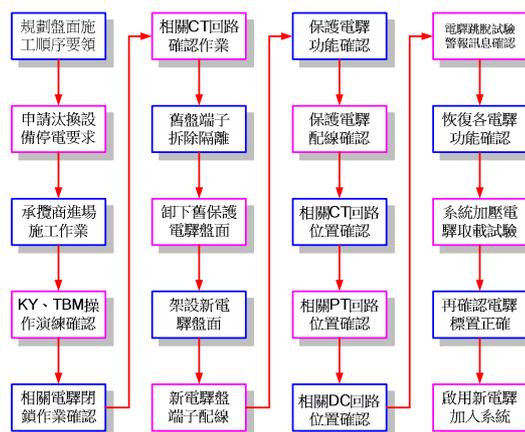


圖 6 盤面電驛施工汰換流程圖

### (三) 工作程序書編寫

無論是進行試驗或者汰換工程，工作前事先擬定標準作業程序，以防止人為疏失造成設備誤動作，本次變壓器盤面電驛汰換工程查檢表以盤為單位，依照步驟編寫工作程序書，工作程序書如下步驟。

1. 預知危險活動(KY)、工具箱會議(TBM)召開並確認工作內容及汰換盤面應注意相關事項，並將盤面前、後均用紅藍帶標示，確認出安全工作區域，如圖 7 所示。
2. 聯絡區域調度中心/配電調度中心值班主任，確認汰換盤面是否停電中，並以鉤表確認該線路比流器迴路上電流為零。
3. 確認閉鎖相關之電驛跳脫開關，停電之電驛盤面，啟斷電驛盤面直流電源、PT 電源及 CT 回路短接。
4. 舊電驛盤面拆除後將新電驛盤面安裝，如圖 8 所示。
5. 確認數位式電驛引接之比壓器電源位置是否正確為 69kV 之比壓器。
6. 確認數位式保護電驛引接之直流電源(DC)位置、極性是否正確。
7. 確認電驛標置變更通知單是否正確(包含電驛型式、電驛標置設定)。
8. 確認數位式電驛之標置設定、特性試驗及跳脫試驗(含閉合迴路)是否正確無

誤。

9. 會同區域調度中心/配電調度中心值班主任完成警報測試且於電驛正常運轉時無其他動作警報信號。
10. 判斷保護電驛試驗數據均正常後，再確認現場電驛指示牌、電驛比壓器電源及跳脫控制回路均恢復正常使用狀態。
11. 確認電驛取載時，各電驛一二次側負載電流大小與角度正確，再次核對電驛標置設定值，如圖 9 所示。



圖 9 CT 極性確認電驛特性、取載、標置下載試驗圖



圖 7 工作前做 KY/TBM 危害管理活動及盤面紅藍帶標示圖



圖 8 新舊盤面更換定位工作程序圖

(四) 工作安全注意事項宣導

確認工作場所、位置以紅藍帶標示，避免走錯位置，並依 SOP 工作程序書逐步施作，注意工作安全。

1. 危害因素：

- (1) 工作前未確認造成感電危險。
- (2) 被夾壓、撞擊、絆倒危險。

2. 應採取之工作安全措施：工作之前先與 Area Dispatch Control Center, ADCC/

Distribution Dispatch Control Center, DDCC 聯繫工作內容及相關注意事項，並確認工作人員遵守工安三護，自護、互護、監護。

- (1) 每一工作人員於碰觸導體之前，仍應自行再檢電確認。
- (2) 停電範圍應設置必要之紅藍標示牌及警示標置、工作現場應設置警示標置或圍繩。
- (3) 身手活動可能觸及配電線之活線及帶電物應予周密確實掩蔽。
- (4) 人員及物料應與帶電體保持 345kV 為 300 公分，161kV 為 170 公分，69kV 為 80 公分，22kV 以下為 60 公分以上之安全距離。
- (5) 工作人員進入工作現場應戴妥安全帽，繫妥安全帽頤帶。
- (6) 電線電纜被覆破損或銜接處應使用絕緣帶包紮。

- (7) 不可使用安全保護裝置不良之工具、機械從事作業。
- (8) 有感電、墜落、崩塌、滑落、缺氧、有害氣體及火災之危險工作，應派專人負責監視。
- (9) 工作場所應保持乾淨，暫時未用之工具與物料應擺放整齊並標示，如圖 10 所示。



圖 10 確認工作程序書做好危害告知圖

## 肆、電驛功能與標置設定

### 一、SEL-487E 保護電驛差動保護原理

差動保護電驛乃為多功能電驛，是快速動作區間保護，應用在變壓器做為主保護，面版前視視窗可顯示電流電壓角度等數據，如面版前視圖，面版後視為控制點、CT、PT、DC 等功能接點如圖 11、12、13 所示[2]。

變壓器設備以 87 差動電驛保護，SEL-487E 電驛之差動保護原理為雙斜率百分比率制動式差動保護，如圖 14 所示。圖中雙折線上方為動作區 (Operating Region)，雙折線下方則為抑制區 (Restraining Region)。第一段制動斜率之考量主要為避開變壓器分接頭、激磁電流、比流器誤差及電驛誤差所引起的差電流；

而第二段斜率則為避免在大電流穿越性故障時，比流器容易發生飽和而產生誤差的情況[2]。

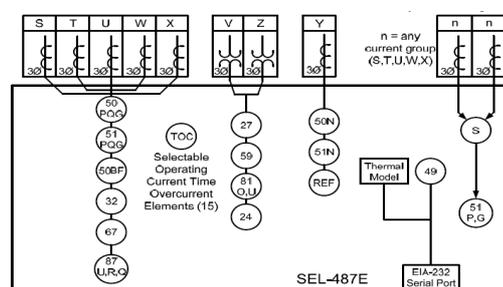


圖 11 SEL-487E 保護電驛功能圖

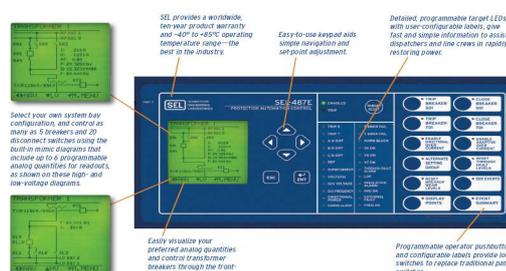


圖 12 SEL-487E 保護電驛面版前視圖



圖 13 SEL-487E 保護電驛面版背視圖

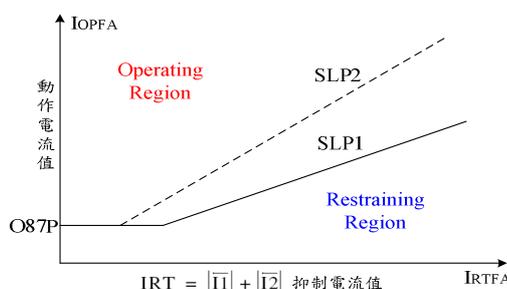
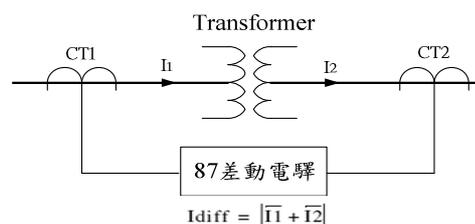


圖 14 SEL-487E 電驛之差動斜率圖

SEL-487E 保護電驛有 3 組差動保護元件，分別為 87RA、87RB 及 87RC，其分別擷取流經變壓器各繞組之 A 相、B 相及 C 相輸入電流，以計算出每一相電流之動作電流值(IOP)及抑制電流值(IRT)。

每一相各繞組之輸入電流，經過標么化和補償運算後， $I_1$  為高壓側與  $I_2$  低壓側電流值相加後之絕對值大小即為動作電流 (IOP)；而  $I_1$  與  $I_2$  電流值之絕對值大小相加後則為抑制電流(IRT)，SEL-487E 電驛之動作電流值(IOP)及抑制電流值(IRT)經百分比率制動曲線判斷後若位於動作區中 (Operating Region)，則 SEL-487E 電驛內部邏輯標置位元 87R(A 或 B 或 C)之訊號會由“0”設定為“1”，但還須考慮是否有無其它諧波閉鎖條件，再判斷差動元件是否動作。

在以下說明中，簡單討論差流電驛與斜率設定間的關係，假設變壓器的匝比為 1：1，比流器的匝比亦為 1：1。這裡考慮一個兩繞組變壓器，從  $I_1$  流向變壓器和  $I_2$  流出變壓器，利用公式  $I_{OP} = |I_1 + I_2|$  來計算差動電流，與公式  $I_{RT} = |I_1| + |I_2|$  來計算抑制電流，( $I_1$  和  $I_2$  為經過標么計算與角度補償後的向量值)，將 IOP 與 IRT 的值在平面上打點後即可判別是否落於動作區或抑制區[1][2]。

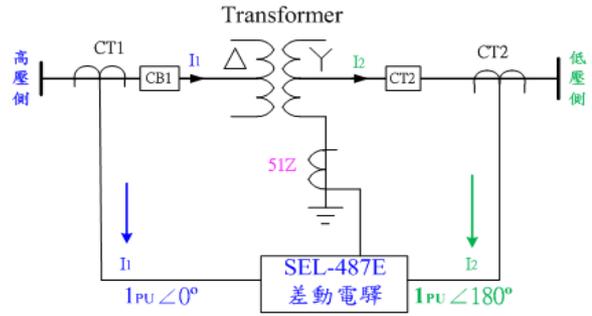
(一)系統正常時，其功能如圖 15 所示。

IOP：表動作電流值。

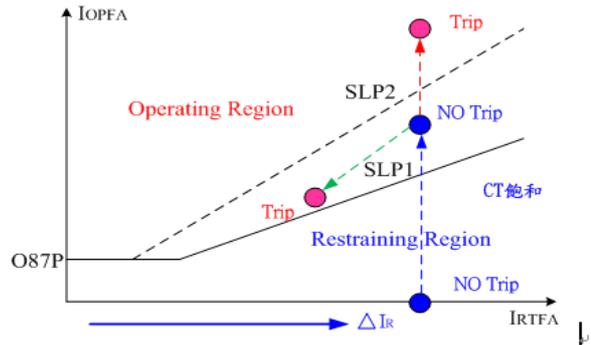
IRT：表抑制電流值。

$$I_{OP} = |1\angle 0^\circ + 1\angle 180^\circ| = 0PU \text{-----(1)}$$

$$I_{RT} = |1\angle 0^\circ| + |1\angle 180^\circ| = 2PU \text{-----(2)}$$



(a) SEL-487E 電驛正常情況電流分佈



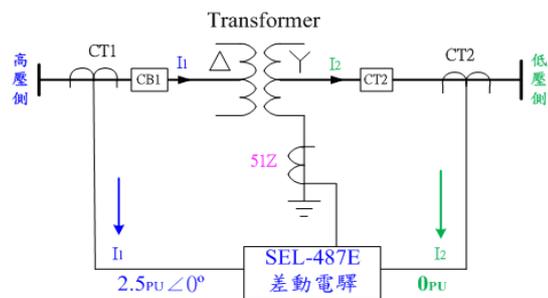
(b) SEL-487E 電驛在抑制區範圍

圖 15 SEL-487E 保護電驛正常情況不動作圖

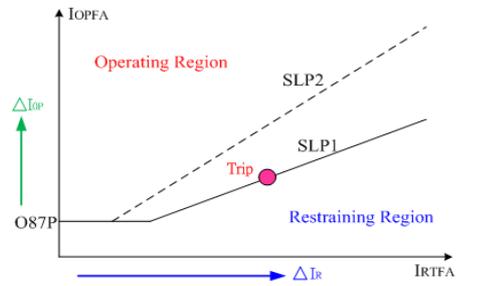
(二)內部故障時，其功能如圖 16 所示。

$$I_{OP} = |2.5\angle 0^\circ + 0| = 2.5 \text{-----(3)}$$

$$I_{RT} = |2.5\angle 0^\circ| + |0| = 2.5 \text{-----(4)}$$



(a) SEL-487E 電驛內部故障電流分佈



(b) SEL-487E 電驛在動作區範圍

圖 16 SEL-487E 保護電驛內部故障動作圖

## 二、SEL-487E 保護電驛功能設定介紹

數位式電驛具有保護、監控、通訊等功能，保護範圍完整是多功能智慧型保護電驛的優點。保護電驛除了要檢測完成特性試驗及跳脫試驗外，還要做好正確的保護電驛標置協調設定，才能在事故發生時，發揮完整的正常功能[2]。

### (一) 保護電驛繞組元件設定

**Relay Configuration**

- ECTERM Enable the Following Current Terminals: S,U  Select: Combination of S, T, U, W, X or OFF **啟用該繞組元件**
- EPITERM Enable the Following Voltage Terminals: V  Select: Combination of V, Z or OFF **啟用PT繞組元件**
- E87 Include the Following Terminals in the Differential Element: S,U  Select: Combination of S, T or OFF **啟用該繞組之差動保護元件**
- EREF Enable the Following Number of Restricted Earth Fault Elements: 1  Select: N, 1-3 **啟用中性點接地繞組元件**
- E50 Enable Definite Time Overcurrent Elements for the Following Terminals: S,U  Select: Combination of S, U or OFF **啟用瞬時過流50/50N元件**
- E51 Enable the Following Number of Inverse Time Overcurrent Elements: 2  Select: N, 1-10 **啟用延時過流51/51N元件**
- E46 Enable Current Unbalance Elements for the Following Terminals: OFF  Select: Combination of S, U or OFF **啟用低頻81元件**
- E59 Enable the Following Number of Overvoltage Elements: N  Select: N, 1-5
- E27 Enable the Following Number of Undervoltage Elements: N  Select: N, 1-5
- E81 Enable the Following Number of Over/Under Frequency Elements: 1  Select: N, 1-6

圖 17 保護電驛架構設定圖

### (二) 保護電驛 CT 繞組設定

**Current Transformer Data**

- CTRS Current Transformer Ratio For Terminal S: 80 Range = 1 to 50000 **S繞組CT匝比設定**
- CTCONS Current Transformer Connection For Terminal S: Y Select: Y, D **S繞組CT繞組接線方式**
- CTRT Current Transformer Ratio For Terminal T: 80 Range = 1 to 50000
- CTCONT Current Transformer Connection For Terminal T: Y Select: Y, D
- CTRU Current Transformer Ratio For Terminal L: 400 Range = 1 to 50000 **U繞組CT匝比設定**
- CTCONU Current Transformer Connection For Terminal U: Y Select: Y, D **U繞組CT繞組接線方式**
- CTRY1 Current Transformer Ratio For Terminal Y, Channel 1: 200 Range = 1 to 50000 **Y繞組, 51Z CT匝比設定**
- CTRY2 Current Transformer Ratio For Terminal Y, Channel 2: Range = 1 to 50000
- CTRY3 Current Transformer Ratio For Terminal Y, Channel 3: 100 Range = 1 to 50000

圖 18 保護電驛匝比接線元件設定圖

### (三) 保護電驛 PT 繞組與電流角度補償設定

**Potential Transformer Data**

- PTRV Potential Transformer Ratio For Terminal V: 600.0 Range = 1.0 to 10000.0 **V繞組PT比值設定**
- PTCONV Potential Transformer Connection For Terminal V: Y Select: Y, D **PT繞組接線方式**
- PTCOMPV Potential Transformer Compensation Angle For Terminal V (degrees): 0.00 Range = -179.99 to 180.00 **PT繞組補償角度**
- VNOMV Potential Transformer Nominal Line-to-Line Voltage For Terminal V (V,sec): 115 Range = 30 to 300 **PT二次側線電壓**

**Differential Element Configuration**

- ICDM Internal CT Connection Matrix Compensation Enabled: Y Select: Y, N **是否啟用電驛內部對變壓器/CT繞組作相位補償計算**
- TSCTC Terminal S CT Connection Compensation: 12 Range = 0 to 12 **高壓側CT繞組補償0度**
- TTCTC Terminal T CT Connection Compensation: 12 Range = 0 to 12 **低壓側CT繞組補償30度**
- TUCTC Terminal U CT Connection Compensation: 1 Range = 0 to 12

圖 19 保護電驛 PT 繞組與電流角度補償設定圖

### (四) 保護電驛差動保護元件設定

**Differential Element Settings**

- MVA Enter Transformer Maximum MVA Rating (MVA): 25 Range = 1 to 5000, OFF
- VTERM Terminal S Line-to-Line Voltage (KV): 69.00 Range = 1.00 to 1000.00
- TAPS Terminal S Current Tap (A,sec): 2.61 Range = 0.50 to 175.00
- VTERM Terminal T Line-to-Line Voltage (KV): 69.00 Range = 1.00 to 1000.00
- TAFT Terminal T Current Tap (A,sec): 2.61 Range = 0.50 to 175.00
- VTERM Terminal U Line-to-Line Voltage (KV): 11.95 Range = 1.00 to 1000.00
- O87P Differential Element Operating Current Pickup (p.u.): 0.30 Range = 0.10 to 4.00
- SLP1 Slope 1 Setting (%): 15.00 Range = 5.00 to 90.00
- SLP2 Slope 2 Setting (%): 30.00 Range = 5.00 to 90.00
- U87P Unrestrained Element Current Pickup (p.u.): 10.00 Range = 1.00 to 20.00
- DIDPR Incremental Operate Current Pickup (p.u.): 1.20 Range = 0.10 to 10.00
- DIDTR Incremental Restraint Current Pickup (p.u.): 1.20 Range = 0.10 to 10.00
- E87B Enable Harmonic Blocking Differential Element: Y Select: Y, N
- E87R Enable Harmonic Restraint Differential Element: N Select: Y, N
- PCT2 Second-Harmonic Percentage (% of fundamental): 15 Range = 5 to 100, OFF

圖 20 保護電驛差動保護元件設定圖

### (五) 保護電驛過流延時元件設定

**Inverse Time Overcurrent Element 01**

- S1O01 Inverse Time Overcurrent Element 01 Operate Quantity: [MAXSF]
- S1P01 Inverse Time Overcurrent Element 01 Pickup Value (SELogic): 4.00000 # FOR COMBINED 69 51 FUNCTION
- S1C01 Inverse Time Overcurrent Element 01 Curve Selection: C1 Select: U1-U5, C1-C5
- S1T001 Inverse Time Overcurrent Element 01 Time Dial (SELogic): 0.130000
- S1RS01 Inverse Time Overcurrent Element 01 Electromechanical Reset Enable: Y Select: Y, N
- S1TC01 Inverse Time Overcurrent Element 01 Torque Control (SELogic): 1

**Inverse Time Overcurrent Element 02**

- S2O02 Inverse Time Overcurrent Element 02 Operate Quantity: 3BISM
- S2P02 Inverse Time Overcurrent Element 02 Pickup Value (SELogic): 0.50000 # FOR COMBINED 69 51N FUNCTION
- S2C02 Inverse Time Overcurrent Element 02 Curve Selection: C1 Select: U1-U5, C1-C5
- S2T002 Inverse Time Overcurrent Element 02 Time Dial (SELogic): 0.050000
- S2RS02 Inverse Time Overcurrent Element 02 Electromechanical Reset Enable: Y Select: Y, N
- S2TC02 Inverse Time Overcurrent Element 02 Torque Control (SELogic): 1

圖 21 保護電驛過流延時(51/51N)設定圖

(六)保護電驛過流瞬時元件設定

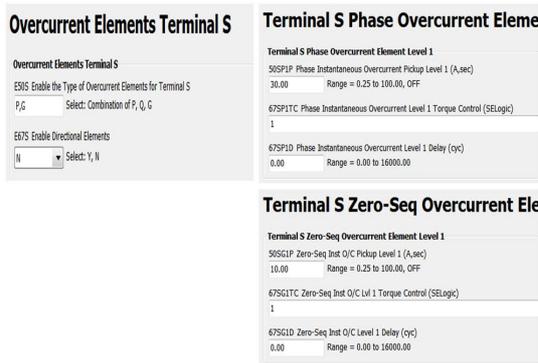


圖 22 保護電驛過流瞬時(50/50N)設定圖

(七)保護電驛中性點接地過流延時元件設定



圖 23 保護電驛中性點接地過流延時(51Z)設定圖

(八)保護電驛低頻卸載元件設定



案由：台北供轄區(含區處)之 SEL-487E 型低頻電驛欠壓閉鎖設定改善。  
限辦日期：104.2.13  
說明：

- 一、依據現場測試問題及SEL電驛說明書辦理電驛標置變更。
- 二、相關電驛標置變更請參照下列設定，其餘電驛標置照舊。

Group 1/Set 1/81 Elements:

Parameter	Setting
81UVSP	40.00V → 84.85V

$$84.85V / 1.5 / \sqrt{2} = 40V$$

圖 24 保護電驛低頻卸載與截止電壓設定圖

(九)保護電驛差流跳脫邏輯設定

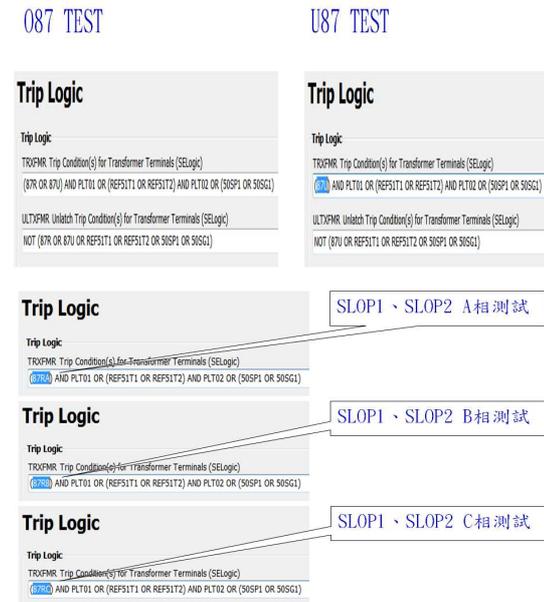


圖 25 保護電驛跳脫邏輯設定圖

伍、保護電驛功能模擬測試

一、測試儀器使用

科技進步日新月異，電子產品越來越進步，也越靈巧輕便且操作更簡單，其性能應用技術更廣，為使檢測之保護電驛系統能發揮最大功能，檢測所用之測試儀器要越精密效能要越好，所以興雅 S/S 變壓器電驛盤汰換使用最新購置之 Megger SMRT36 測試儀器，其外觀如圖 26 所示。Megger 儀器重 3.5kg，比其他廠牌測試儀器(ISA 重 18kg、Double 重 22kg)還輕，因此在搬運上確實更好攜帶，操作方式也可以 PC 人機介面觸控面板操作，最大單相電流為 60A，與其他廠牌比較有其優點 [3]。



圖 26 Megger SMRT36 電驛測試儀器外觀圖

二、SEL-487E 保護電驛功能元件模擬

測試[2]MEGGER 與 ISA 不同之處在於 MEGGER 可以設定電流倍率輸出，可減少人工換算電流的時間，讓測試時更有效率。

SEL-487E 50/51 標置設定為 Tap/Level= 51:4/0.13(C1)，50:30A。

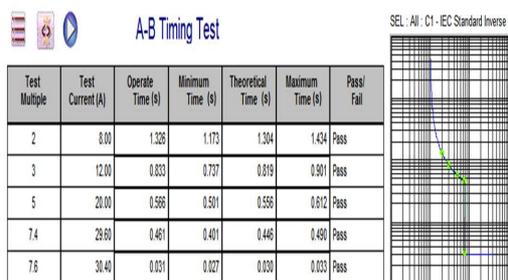


圖 27 電驛 50/51 功能邏輯測試圖

(二) 保護電驛 50N/51N 功能測試

SEL-487E 50N/51N 標置設定為

Tap/Level= 51N:0.5/0.05(C1)，

50N:10A。

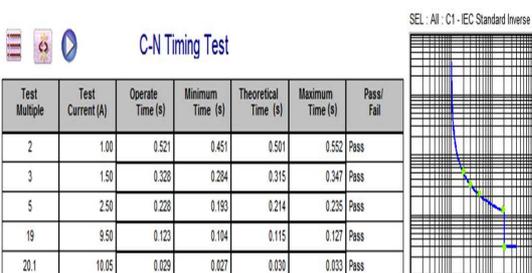


圖 28 電驛 50N/51N 功能邏輯測試圖

(三) 保護電驛 51Z 功能測試

SEL-487E 51Z 標置設定為

Tap/Level=2/0.4(C1)。

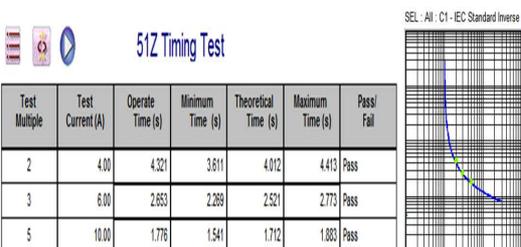


圖 29 SEL-487E 保護電驛 51Z 功能邏輯測試試驗圖

(四) 保護電驛諧波抑制功能測試

SEL-487E 諧波抑制功能標置設定為：

高壓側基本波為 60HZ / 3.9A、二次諧波為

120HZ / 0.587A。

低壓側基本波為 60HZ / 5.2A、二次諧波為

120HZ / 0.78A。



Channel	Phase	Ramp Channel	Amplitude	Phase Angle	Frequency
Current	A	No	3.92 A	0.00	60.00
Current	B	Yes	0.58 A	0.00	120.00



Channel	Phase	Ramp Channel	Amplitude	Phase Angle	Frequency
Current	A	No	5.23 A	0.00	60.00
Current	B	Yes	0.78 A	0.00	120.00

圖 30 SEL-487E 保護電驛諧波抑制功能邏輯測試試驗圖

(五) 保護電驛 O87 差流始動功能測試

SEL-487E O87 功能標置設定為：

高壓側始動電流為 1.17 安培，低壓側始動

電流為 1.57 安培。

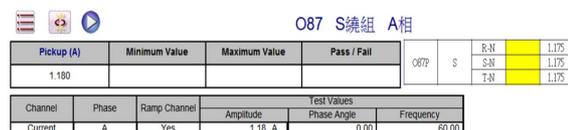


圖 31 SEL-487E 保護電驛 O87 功能測試試驗圖

(六) 保護電驛 U87 差流始動功能測試

SEL-487E U87 功能標置設定為：  
 高壓側始動電流為 3.9 安培，低壓側始動電流為 5.23 安培。

U87 S繞組 A相

Pickup (A)	Minimum Value	Maximum Value	Pass / Fail
3.900			

Channel	Phase	Ramp Channel	Amplitude	Phase Angle	Frequency
Current	A	Yes	3.93 A	0.00	60.00

U87 U繞組 A相

Pickup (A)	Minimum Value	Maximum Value	Pass / Fail
5.230			

Channel	Phase	Ramp Channel	Amplitude	Phase Angle	Frequency
Current	A	Yes	5.23 A	0.00	60.00

圖 32 SEL-487E 保護電驛 U87 功能測試試驗圖

(七)保護電驛斜率功能測試

SEL-487E 斜率功能標置設定為，斜率試驗時，電流從高壓側繞組與低壓側繞組同時輸入，設定角度要互差 180 度。  
 SLOP1：高壓側電流為 4.97 安培，低壓側電流為 4.9 安培。  
 SLOP2：高壓側電流為 4.24 安培，低壓側電流為 2.97 安培。

J	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	
1	Settings	Calculated Values				Test	IRT	IOP	IAS (0 deg)	IAT (180 deg)		
2	U87P =	2	TAP1 =	2.62	U87P	2.00	2.00	7.65	0.00			
3	O87P =	0.3	TAP2 =	3.02	O87P	0.30	0.30	1.18	0.00			
4	SLP1 =	15			SLP1*	2.20	0.33	4.97	4.90			
5	SLP2 =	30	IRT1 =	2.00	SLP2 Test 1**	2.20	0.59	3.88	2.97			
6					SLP2 Test 2	2.20	0.92	4.24	2.25			
7	CTR1 =	80			* Selected IRT for the SLP1 test must be greater than IRT							
8	CTR2 =	400										
9	MVA =	25										
10	Kv1 =	69										
11	Kv2 =	11.95			** Look at Fig 1 and select an IRT for the SLP2 Test 1 between SLP1 and SLP2, above O87P and greater than DIRTR. Note that the corresponding							
12	Comp1 =	15	HV側傳點連接法的倍率值		IOP MUST BE LESS THAN 1.2 for the test to function correctly.							
13	Comp2 =	1.732	LV側傳點連接法的倍率值									

SLOP1 S繞組--U繞組 A相

Pickup (A)	Minimum Value	Maximum Value	Pass / Fail
4.840			

Channel	Phase	Ramp Channel	Amplitude	Phase Angle	Frequency
Current	A	Yes	4.84 A	0.00	60.00
Current	D	No	4.97 A	180.00	60.00

SLOP2 S繞組--U繞組 A相

Pickup (A)	Minimum Value	Maximum Value	Pass / Fail
3.000			

Channel	Phase	Ramp Channel	Amplitude	Phase Angle	Frequency
Current	A	Yes	3.00 A	0.00	60.00
Current	D	No	4.24 A	180.00	60.00

圖 33 SEL-487E 保護電驛斜率功能邏輯測試試驗圖

(八)保護電驛低頻功能測試

SEL-487E 81 標置設定為：

低頻元件截止電壓公式為：  
 設定電壓/1.5/√2，40/1.5/√2≐20V。

59.2HZ

Pickup (Hz)	Minimum Value	Maximum Value	Pass / Fail
59.200			

Channel	Phase	Ramp Channel	Amplitude	Phase Angle	Frequency
Voltage	A	Yes	66.40 V	0.00	59.20

40V

Pickup (V)	Minimum Value	Maximum Value	Pass / Fail
20.000			

Channel	Phase	Ramp Channel	Amplitude	Phase Angle	Frequency
Voltage	A	Yes	20.00 V	0.00	59.10
Voltage	B	Yes	20.00 V	240.00	59.10
Voltage	C	Yes	20.00 V	120.00	59.10

圖 34 保護電驛低頻功能邏輯測試圖

陸、CT 控制迴路確認

控制迴路 CT 纜線的走向路徑是從現場斷路器的比流器接至端子板再引接至控制室的電驛盤端子台，再從端子台經過 PK-2 配線到電驛的隔離測試開關，最後才接至保護電驛本體，如圖 35 所示。接 CT 纜線時，要注意不得因為 CT 電纜太短而採用接續的方式延長電纜接線，因接續點位置及處理不當易產生阻抗過高，會影響電驛偵測的精確度，同時在日後維護上因時間久了會容易判斷錯誤有盲點，因此切記 CT 纜線不可轉接，確保在維護上或工作判斷正確性。



圖 35 控制迴路 CT 纜線的走向路徑圖

一、CT 分配與接線方式

CT 的極性與接線方式會影響電流的大小與角度，為確保事故時保護電驛動作正確，在接線確認對 CT 的極性與接線正確是不可錯誤的。

(一)主變壓器高壓側接線

CT 分配在高壓側接線部分，有 CT1 接用 87T1 電驛用，CT2 接用 87T2 電驛用

兩個繞組，CT3 接用 BUS Ry，為了避免兩 CT 繞組錯接，再接線前必須用電錶量測阻抗及線路短路方式來確認 CT1 繞組確實接至 87T1 以及 CT2 繞組確實接至 87T2，同時確認 BUS 位置及極性是否正確，確保 CT1、CT2 接線正確，如圖 36 所示。

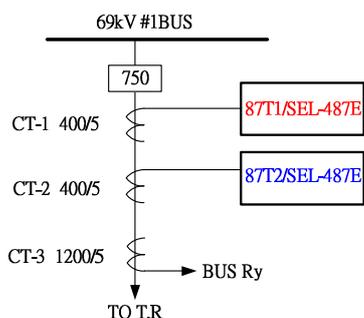
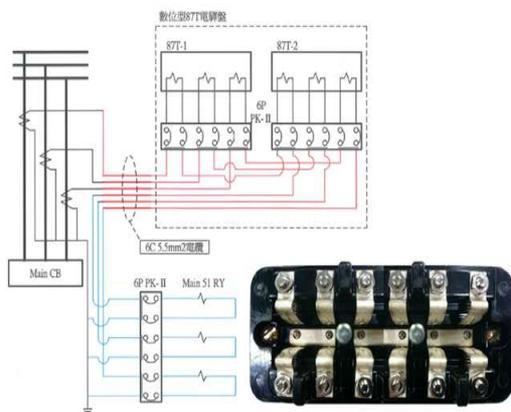


圖 36 高壓側 CT1 與 CT2 分別接至 87T1 及 87T2 圖

(二)主變壓器低壓側接線部分

1. 僅使用 1 只 CT 及 PK-2 短路環已拆除結線方式，如圖 37 所示。

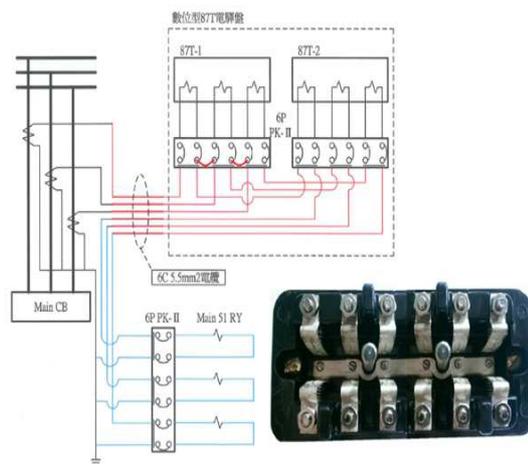


(a)僅 1 只 CT 及 PK-2 短路環已拆除結線方式 (b)PK-2 短路環已拆除

圖 37 僅 1 只 CT 接用 PK-2 短路環已拆除圖

2. 僅使用 1 只 CT 及 PK-2 短路環結線方式，如圖 38 所示。

若此 PK-2 短路環未拆除，如圖 38 所示。則當電驛故障維修時 PK-2 抽出，電流會全部在此類 PK-2 短路且不會再流經下一顆電驛。此時系統保護出現盲區，下一顆電驛則無法有效發揮保護功能。



(a)僅 1 只 CT 及 PK-2 短路環結線方式 (b)PK-2 短路環接用

圖 38 僅 1 只 CT 接用 PK-2 短路環接用圖

二、變壓器二次側斷路器 CT 接線方式

變壓器二次側斷路器 CT 的標準組數與接法為一組給 Main IED 使用，另外一組給變壓器差流保護電驛使用，如圖 39 所示。但是有些設備的 CT 精確等級並不都是保護電驛使用的等級，在二次變電所常會遇到的情形為一組 C100 的 CT，另外一組為 0.3B Meter 用等級的 CT，在此情況下 CT 迴路就要做一些變更。作法是將 CT 接到 87T1 後串接至 87T2，最後再串接給 Main IED 使用，如圖 40 所示。

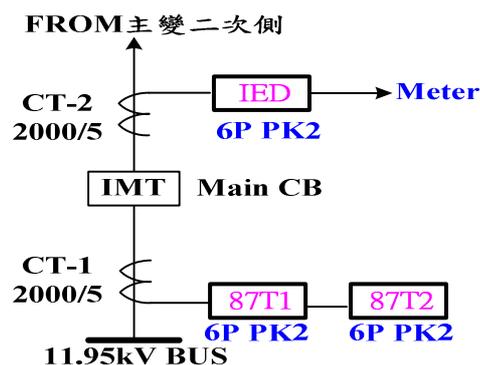


圖 39 二次側 CT 的標準組數與接法圖

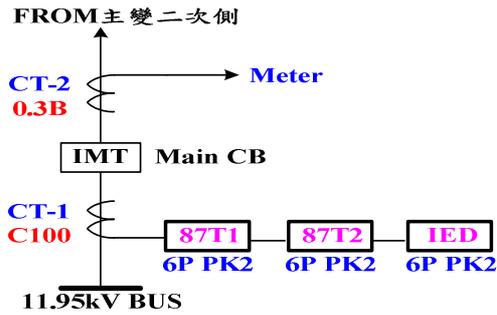
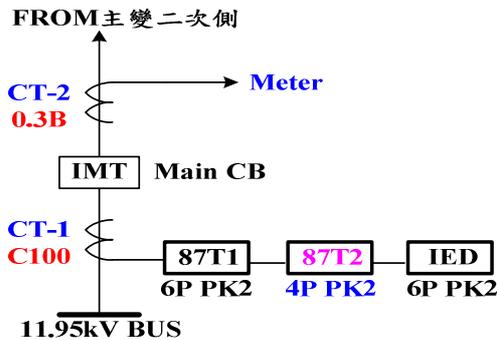


圖 40 變壓器二次側 CT 調整後的組數與接法圖

三、變壓器二次側斷路器 CT 實際接線

在汰換過程現場的工作是千變萬化總是讓人措手不及，在興雅 S/S 汰換電驛盤面期間，除了遇到上述短路環拆除與 CT 組數不夠的情況外，又面臨到電驛盤面上所配置的 PK-2 接點數不夠的問題，現場電驛盤面上所配置的 PK-2 為 87T1 配置 6P PK-2，87T2 配置 4P PK-2，若照之前所提的 CT 調整後接法則會有如圖 41 所示的情況發生，即電流從 87T2 的 4P PK-2 出來後即被強制短路無法提供電流給下一顆保護電驛。



41 電流在 87T2 的 4P PK-2 短路後終止圖

四、斷路器 CT 接線改善結果

改善方法為將 Main IED 的 6P PK-2 移設至最前端。CT 接到 Main IED 後串接至 87T1，最後再串接給 87 T2 使用，如圖 42 所示。無論拔除任何一個 PK-2，都不

致於影響到下級的保護電驛功能，如此將使變壓器保護系統盲點降至最低，確保實際改善功能。興雅二次變電所汰換變壓器保護電驛改善前與改善後的接線方式，如圖 43 所示。

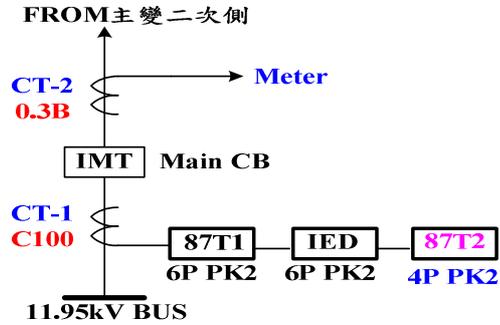
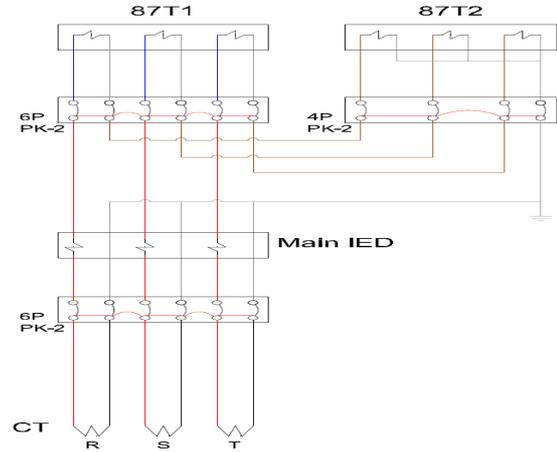
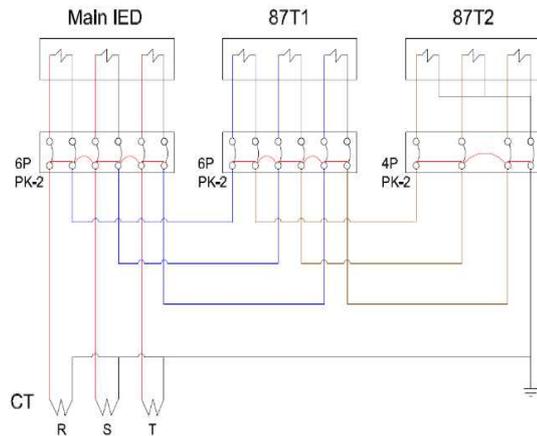


圖 42 電流在 87T2 的 4P PK-2 末端短路圖



(a) 改善前興雅 MTR 低壓側 CT 接線



(b) 改善後興雅 MTR 低壓側 CT 接線圖  
圖 43 興雅 S/S MTR 低壓側 CT 改善前後接線圖

## 柒、警報、跳脫測試與加入系統取載

### 一、警報、跳脫試驗工作

新設備加入前應確認各項試驗完整，首先各保護電驛之特性試驗完成及 CT、PT、DC 各控制線也確認接好，再作警報、跳脫試驗，各保護電驛之元件功能如表 3 所示。並列出警報、跳脫試驗程序書，在做時必須與 DDCC 核對警報訊號與斷路器跳脫測試點功能正確，其中跳脫時要區分重故障與輕故障，確保事故時能正確顯示訊息，如表 4 所示。

#### 1. 重故障信號

87、50/50N 及 51Z 動作時，會跳脫變壓器的高、低壓側之斷路器，並且同時動作 86 輔助電驛。差流、瞬跳及中性點元件動作均屬於重故障，故使用(86 隔離 C 迴路)待查明故障原因後才可復歸 86 重新投入 CB。

#### 2. 輕故障信號

51/51N 動作時，僅跳脫高壓側斷路器，不會動作 86 輔助電驛。

表 3 保護電驛元件功能說明表

項次	電驛元件及故障名稱	電驛動作元件功能說明
1	87T1/87T2	差動電驛第 1 套/第 2 套
2	50、50N	瞬時過流(接地)電驛
3	51、51N	延時過流(接地)電驛
4	51Z	中性點接地電驛
5	81	低頻電驛
6	86RY	閉鎖電驛
7	87A	差動電驛動作
8	86A	閉鎖電驛動作
9	PHA	相間電驛動作
10	GDA	接地電驛動作
11	51ZA	變壓器中性點接地電驛動作
12	81A	低頻電驛動作
13	RYFA	數位電驛故障
14	CFA	通訊故障
15	LOPA	電壓故障
16	RCA	復閉電驛故障
17	CBF	輕故障
18	CBA	重故障

表 4 警報、跳脫試驗功能表

項次	動作元件名稱	動作元件操作指示功能
1	87T、51Z、81USE/LOCK	DDCC 遠端遙控確認
2	81 RESET	DDCC 遠端遙控確認
3	87T、51Z、81LOCK	Relay → No Trip 確認
4	87T、51ZUSE	750、1MT、86RY Trip 確認
5	81 USE	750 或 310、81RY Trip 確認
6	50、50N	750、1MT、86RY Trip 確認
7	51、51N	750 Trip 確認
8	86RY 動作時	高、低壓側 CB 閉鎖 C 迴路確認
9	81RY 動作時	高(或低)壓側 CB 閉鎖 C 迴路確認
10	87A	alarm Test 確認
11	86A	alarm Test 確認
12	PHA	alarm Test 確認
13	GDA	alarm Test 確認
14	51ZA	alarm Test 確認
15	81A	alarm Test 確認
16	RYFA	alarm Test 確認

### 二、變壓器相位補償

變壓器一次側繞組為 DAB 接線、CT 為 Y 接，二次側繞組為 Y-grounded 接線、CT 為 Y 接，當一次側輸入電流為負相序時，該變壓器一次側電流落後二次側電流 30 度，補償方式為二次側電流順時鐘補償 1 個 30 度即可和一次側電流同相位。因此，高壓側 TSCTC 設定值為 12，低壓側 TUCTC 設定值為 1，代表補償 1 個 30 度，如圖 44 所示。

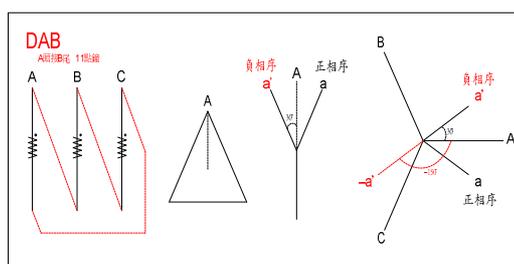


圖 44 變壓器電流角度補償圖

### 三、加入系統電驛取載試驗工作

#### 1. 高壓側繞組取載

Fundamental Meter: Winding S			
	Phase Currents		
	IA	IB	IC
MAG (A, pri)	46.29	48.05	46.25
ANG (deg)	-6.47	114.59	-123.91
Phase Voltages - PT V			
	VA	VB	VC
MAG (kV)	40.158	40.197	40.074
ANG (deg)	-0.09	120.11	-120.03

#### 2. 低壓側繞組取載

Fundamental Meter: Winding U

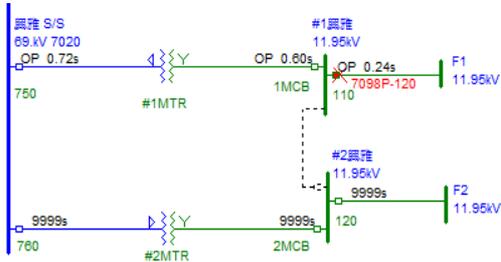
Phase Currents			
	IA	IB	IC
MAG(A, pri)	263.45	276.43	270.47
ANG(deg)	-154.93	-36.56	85.70

Phase Voltages - PT V			
	VA	VB	VC
MAG (kV)	40.158	40.217	40.066
ANG(deg)	-0.11	120.12	-120.01

捌、主變壓器保護實際模擬驗證

一、興雅 S/S #1MTR(#750)三相短路模擬試驗，如圖 45 所示。

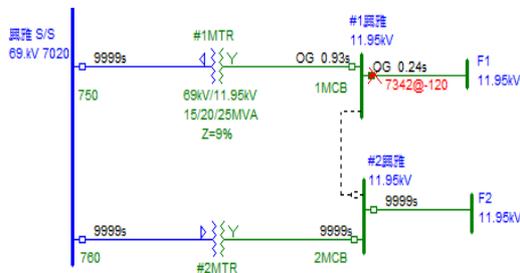


(a) #1MTR 三相短路模擬圖

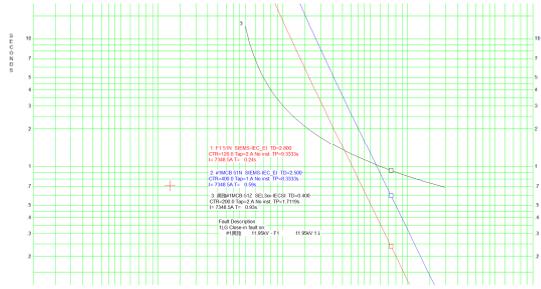


(b) #1MTR 51 電驛特性曲線圖

圖 45 #1MTR 三相短路模擬結果圖  
二、興雅 S/S #1MTR(#750)單相接地模擬試驗，如圖 46 所示。



(a) #1MTR 單相接地模擬圖



(b) #1MTR 51N 電驛特性曲線圖

圖 46 興雅 S/S #1MTR 單相接地模擬結果圖

玖、結語

- 一、保護電驛盤面汰換前之規劃設計及現場勘查工作是不可忽略。
- 二、本次的汰換工程若無事先準備，有可能會遇上盤面掛接其他設備需先移除等比較難施工的情況，因為每一盤面均因應現場情況下設計繪製，所以施工前之規劃設計能與維護部門溝通確認與做法，可以節省很多時間和精力。
- 三、興雅 S/S #1MTR 變壓器保護電驛汰換確實碰上難題，從不正常的接線排列至改接到正常，使電驛動作的靈敏度與安全度獲得改善，是難得工作收穫。
- 四、汰換後的保護，在事故中可扮演重要角色，快速隔離事故範圍，並可紀錄事件訊息資料，對事故分析有很大的幫助並有效提升系統運轉品質。

拾、參考文獻

- [1] 實用保護電驛 李宏任 全華科技圖書公書，民國88年8。
- [2] SEL-487E Relay Protection and Automation System Instruction Manual(SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES,INC.)。
- [3] Megger SMRT36測試儀器說明書。

# SC 雙 Y 中性點不接地系統電驛設定故障計算

供電處電驛標置組 陳仁忠

## 一、前言

串聯電容器及並聯電容器常應用在電力系統上，串聯電容器組在長程高壓傳輸線上減少兩大電力源間總阻抗。可增加電力傳輸能力及增強穩定度，是傳輸線的一部分，也線路保護的一環[1]。

並聯電容器應用-並聯電容器組常用來減少電抗型負載的虛功率並且幫助電力系統電壓調整與控制。在系統有需要的地方予以配置，一般來說大都配置在配電變電所配電負載端，最佳的方式盡可能接近實際電抗負載側。並聯電容器實際上是虛功率產生器，它供應給落後功因的虛功率，系統一般以 KVAR 標示，也可以用同步機過激磁方式(同步調相機)，同步調相機提供可變控制量，但相對的成本高昂，靜態的電容器組是可切換固定量，可長時期投入系統使用，它是非常重要的電壓調整器，借著投切方式，針對電壓大小予以調整。

並聯電容器保護-電容器組主要保護是利用個別單元電容器保險絲，保險絲是電容器組設計時的一部分，可以針對個別單元電容器保護，但如果有許多保險絲斷開，將造成其餘電容器損壞，因此增加後衛保護：相保險絲或相/接地過電流電驛(51/51N)於系統和電容器組之間針對電容器組主體進行保護。50 瞬時相過電流電驛設定必須高於電容器組開關暫態電流值，標準設定 3 倍額定電流值，除非有另一並聯電容器組在切換，則需設定 4 倍額定電流值。當開關暫態迅速消失時相過電流電驛(51)可以使用，始動值設 135%額定電流值。非接地電容器組接地過電流電驛(51N)設定 0.5A，時間刻度協調設最低，因為不需考慮外部事故時協調問題，接地電容器組應用，接地故障將提供零序電流，所以

外部故障將搭配反時型(Inverse)或極反時型(Very Inverse)曲線特性，動作時間故須與外部電驛進行相關協調，不平衡或中性點接地保護電驛使用，則依接地與否與電容組接線來定。單 Y 接線電容器組不論接地與否；雙 Y 接線電容器組不論接地與否；或者三角型接線大部分應用中，單 Y 非接地電容器組 59G(59Vo)電驛將接至零序 VT 接線二次側上，雙 Y 非接線電容器組兩 Y 中性線上接比壓器(VT)或比流器(CT)，在二側上接過電壓(59)或相過電流(51)電驛，個別提供較好的平衡性保護。對 Y 接地電容器組，一個中性 CT 包含電阻搭配過電壓(59G)電驛以提供不平衡保護。其他電容器組及更完整的討論在 IEEE 標準 C37.99 [2]，當電驛連接在中性點電路必須對三次諧波成分不靈敏，或者使用濾波電路過濾諧波成分。激磁或不激磁電容器組可能產生嚴重的暫態及可能過壓，很重要的是注意這些情況衝擊斷路器或其他中斷設備以及電驛與設定制定。高階暫態和高頻經常發生在多個電容器組加入系統而產生現象。

電容器保護電驛一般以兩大範疇來討論。

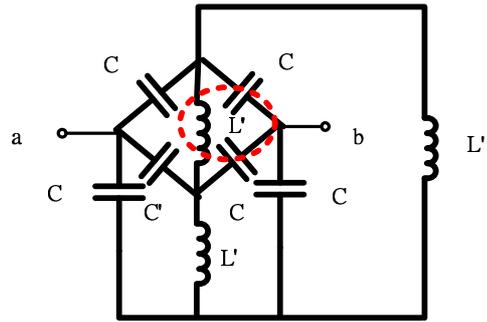
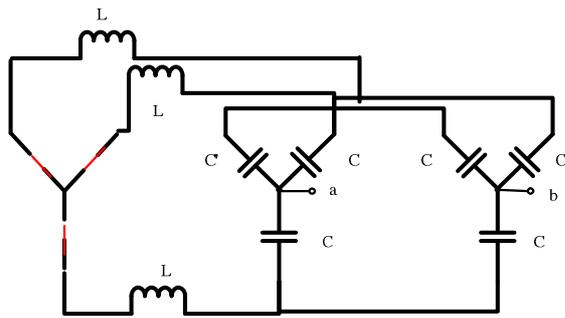
1. 串聯電容器：電容器串聯在輸電線上，又以兩種觀點來討論
  - a. 串聯電容器本身的保護。
  - b. 關於傳輸線上串聯電容器所產生影響。

自從電容器組串聯在傳輸線以來，設備必須曝露並承受在正常或不正常的電力或機械條件上，如果故障電流超過電容器組的承受能力，則必須快速的將其本身短路，系統將運作在沒有電容器補償條件下。電容器組單元設計必須奠基在熱及電介質(耐壓)能力上，有足夠的併連數以提供必要穩態電流乘載能力，以及足夠併聯單元去串接提供所需電容量，併聯單元數

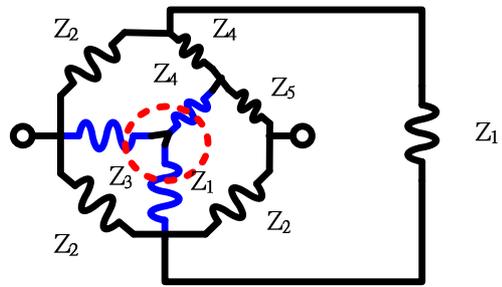
量一般來說很多，每一單元電容保護由他本身電熔絲擔任，如果同一群併聯電容單元因為個別電熔絲動作而隔離，那剩下電容單元因為上述因素而引起非等壓分配，進而造成損壞，為保衛避免上述情事發生，無論是旁通放電間隙用來短路包含區段，或者差動電驛聯結並聯區段以動作旁通開關。串聯電容器線路在線路側發生短路，將引起導致過壓跨過電容單元，旁通放電間隙將會動作保護電容單元避免在上述情形。後衛穩態保護利用過電壓電驛連接在每一區段電容單元，以及過電流電驛偵測每一相電容組以動作短路開關。無論在任何理由下區段被短路，其他兩相對應之區段被保護裝置自動的短路以維持平衡補償狀態。

2. 並聯電容器：開關並聯電容器保護需要了解並聯電容器的能力及限制，以及關聯之開關設備，電容器開關設備需要特別注意從安全的中斷是聲響保護的一部分，並聯電容器中斷時將存在更多的嚴重開關責任週期，與線路側開關有所不同 [3]。

二、SC 雙 Y 中性點不接地系統 51NT 戴維寧等效電阻推導



$$L' = L + L + \frac{L \cdot L}{L} = 3L$$



$$Z_1 = X_L$$

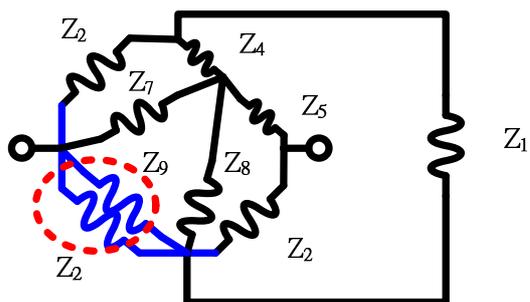
$$Z_2 = X_C$$

$$Z_3 = X_C$$

$$Z_4 = \frac{X_L \cdot X_C}{X_L + 2X_C}$$

$$Z_5 = \frac{X_C^2}{X_L + 2X_C}$$

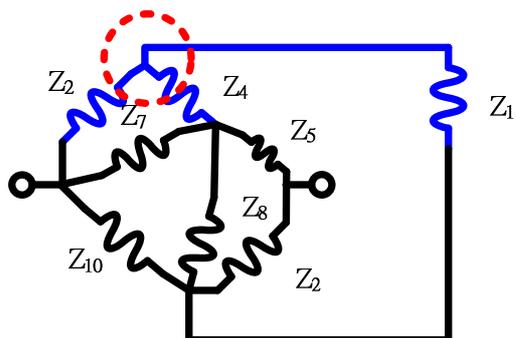




$$Z_7 = Z_3 + Z_4 + \frac{Z_3 \cdot Z_4}{Z_1}$$

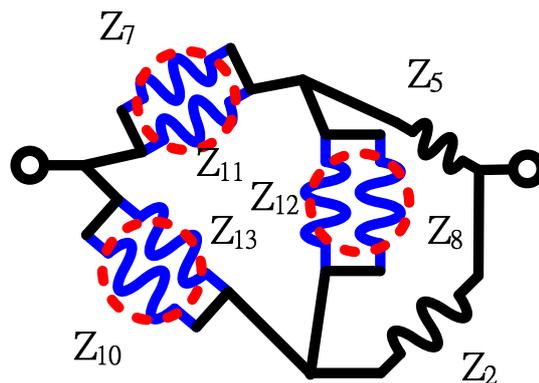
$$Z_8 = Z_1 + Z_4 + \frac{Z_1 \cdot Z_4}{Z_3}$$

$$Z_9 = Z_1 + Z_3 + \frac{Z_1 \cdot Z_3}{Z_4}$$



$$Z_{10} = Z_2 // Z_9$$

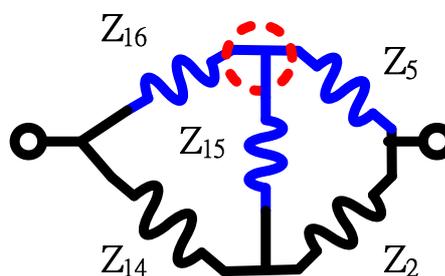
$$= \frac{Z_2 \cdot Z_9}{Z_2 + Z_9}$$



$$Z_{11} = Z_2 + Z_4 + \frac{Z_2 \cdot Z_4}{Z_1}$$

$$Z_{12} = Z_4 + Z_1 + \frac{Z_4 \cdot Z_1}{Z_2}$$

$$Z_{13} = Z_1 + Z_2 + \frac{Z_1 \cdot Z_2}{Z_4}$$

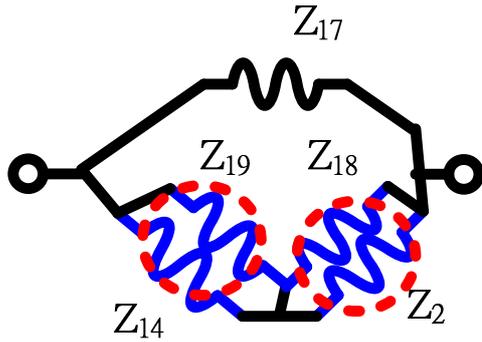


$$Z_{14} = Z_{10} // Z_{13}$$

$$Z_{15} = Z_8 // Z_{12}$$

$$Z_{16} = Z_7 // Z_{11}$$

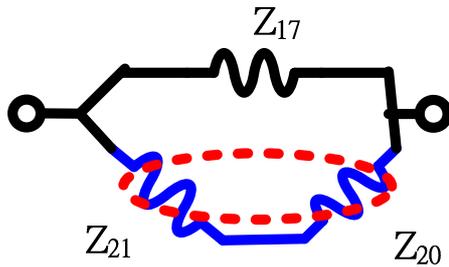




$$Z_{17} = Z_5 + Z_{16} + \frac{Z_5 \cdot Z_{16}}{Z_{15}}$$

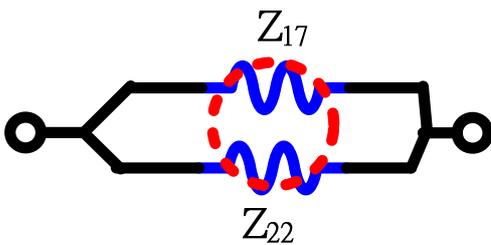
$$Z_{18} = Z_5 + Z_{15} + \frac{Z_5 \cdot Z_{15}}{Z_{16}}$$

$$Z_{19} = Z_{15} + Z_{16} + \frac{Z_{15} \cdot Z_{16}}{Z_5}$$

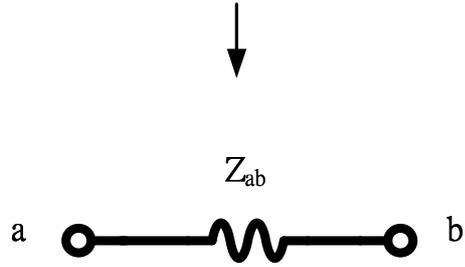


$$Z_{20} = Z_2 // Z_{18}$$

$$Z_{21} = Z_{14} // Z_{19}$$



$$Z_{22} = Z_{20} + Z_{21}$$



$$Z_{ab} = Z_{17} // Z_{22}$$

### 三、SC 雙 Y 中性點不接地系統 51NT 電流公式推導

$V_n$ : 中性點電位電壓數學推導如下：

$C'$ : 某一異常相變異之電容值

$C$ : 正常相之電容值

$V_1$ : 三相平衡系統電壓 A 相

$V_2$ : 三相平衡系統電壓 B 相

$V_3$ : 三相平衡系統電壓 C 相

戴維寧等效電壓推導

$$V_n = V_1 \left( \frac{C}{(C' + C) + C} \right) + V_2 \left( \frac{C'}{C' + 2C} \right) + V_3 \left( \frac{C}{(C' + C) + C} \right)$$

$$= V_1 \left( \frac{C}{C' + 2C} + a^2 \frac{C'}{C' + 2C} + a \frac{C}{C' + 2C} \right)$$

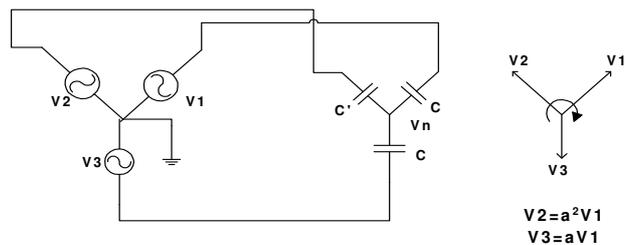
$$= V_1 \frac{1}{C' + 2C} (C + a^2 C' + aC)$$

$$[\because a^2 + a + 1 = 0]$$

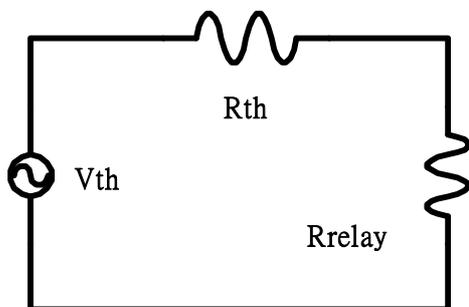
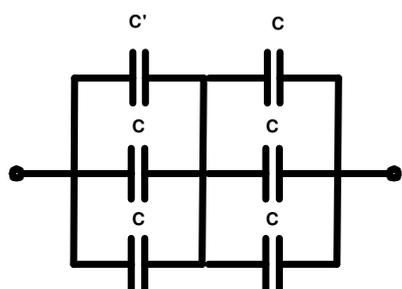
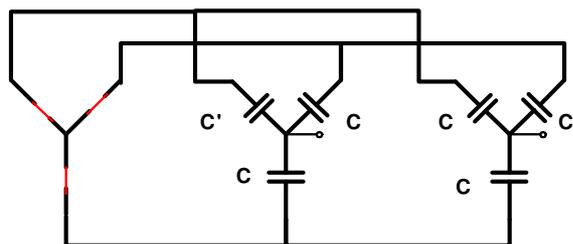
$$= V_1 \frac{1}{C' + 2C} (a^2 C' - a^2 C)$$

$$= V_1 \frac{a^2}{C' + 2C} (C' - C)$$

$$V_{in} = V_n - 0 = V_1 a^2 \frac{C' - C}{C' + 2C}$$



戴維寧等效阻抗推導

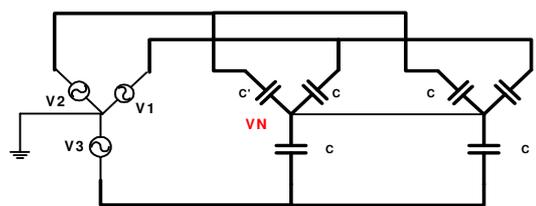


$$R_{th} = \frac{1}{\omega [3C // (2C + C')]} \\ = \frac{1}{\omega \frac{3C(2C + C')}{5C + C'}} \\ = \frac{5C + C'}{2\pi f 3C(2C + C')}$$

$if \ R_{th} \gg R_{relay}$

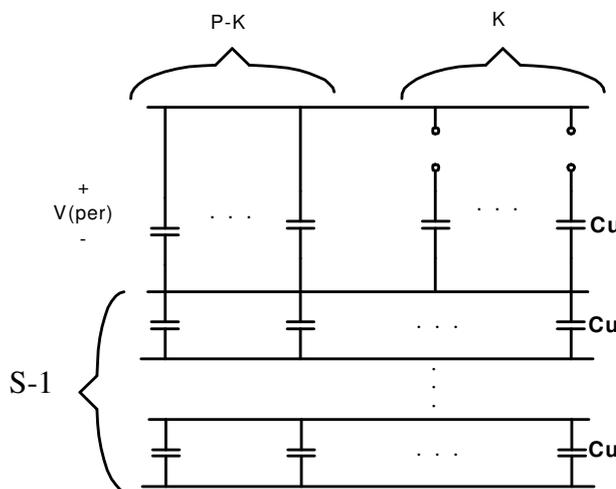
$$I = \frac{V_{th}}{R_{th}} = V_1 \frac{a^2}{C' + 2C} (C' - C) \frac{2\pi f 3C(2C + C')}{5C + C'} \\ = V_1 a^2 2\pi f \frac{C' - C}{5C + C'} \cdot 3C$$

中性電位推導



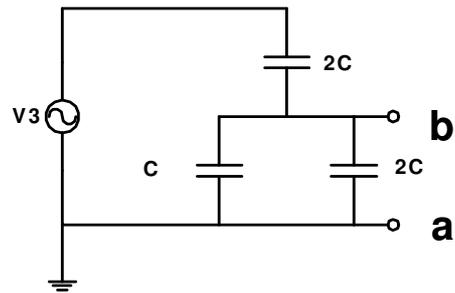
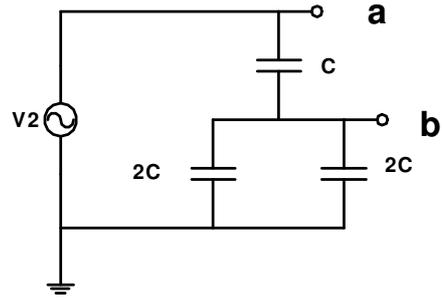
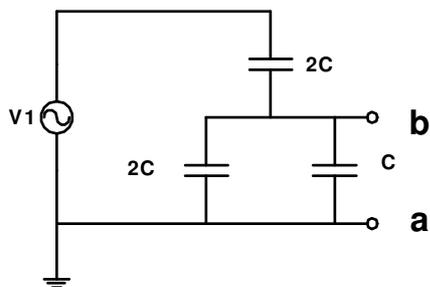
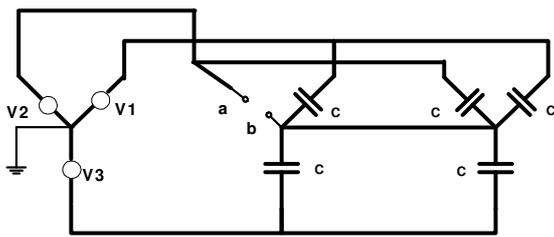
$$V_N = V_1 \left( \frac{2C}{(3C + C') + 2C} \right) + V_2 \left( \frac{C + C'}{C + C' + 4C} \right) + V_3 \left( \frac{2C}{(3C + C') + 2C} \right) \\ = V_1 \left( \frac{2C}{5C + C'} + a^2 \frac{C + C'}{5C + C'} + a \frac{2C}{5C + C'} \right) \\ = V_1 \frac{1}{5C + C'} [2C + 2aC + a^2(C + C')] \\ = V_1 \frac{1}{5C + C'} [-2a^2C + a^2(C + C')] \\ = V_1 \frac{a^2}{5C + C'} (C + C' - 2C) \\ = V_1 \frac{a^2}{5C + C'} (C' - C)$$

假設每一相由S層串聯，每層並聯P個電容Cu



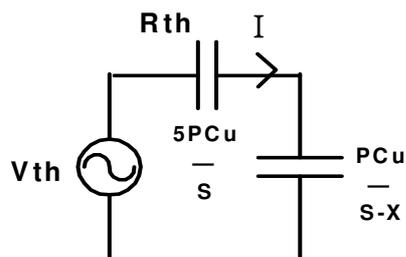
$$\begin{aligned}
 C_1 = C' &= \frac{PC_u}{S-1} \parallel (P-K)C_u \\
 &= \frac{\frac{PC_u}{S-1} (P-K)C_u}{\frac{PC_u}{S-1} + (P-K)C_u} \\
 &= \frac{\frac{P(P-K)}{S-1} C_u}{\frac{P}{S-1} + (P-K)} \\
 &= \frac{\frac{P(P-K)}{S-1} C_u}{\frac{P + (P-K)(S-1)}{S-1}} \\
 &= \frac{P(P-K)}{P + (P-K)(S-1)} C_u
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 V_{(Per)} &= (V_2 - V_N) \frac{\frac{PC_u}{S-1}}{\frac{PC_u}{S-1} + (P-K)C_u} \\
 &= \left[ a^2 V_1 - \frac{a^2 V_1}{5C + C_1} (C_1 - C) \right] \frac{\frac{PC_u}{S-1}}{\frac{PC_u}{S-1} + (P-K)(S-1)C_u} \\
 &= a^2 V_1 \frac{5C + C_1 - C_1 + C}{5C + C_1} \cdot \frac{P}{P + (P-K)(S-1)} \\
 &= a^2 V_1 \frac{6CP}{(5C + C_1)[P + (P-K)(S-1)]}
 \end{aligned}$$



$$\begin{aligned}
 V_{th} = V_{ab} &= V_1 \left( \frac{-2C}{3C + 2C} \right) + V_2 \left( \frac{4C}{4C + C} \right) \\
 &+ V_3 \left( \frac{-2C}{3C + 2C} \right) \\
 &= V_1 \left( -\frac{2}{5} \right) + \frac{4}{5} a^2 V_1 - \frac{2}{5} a V_1 \\
 &= \frac{2}{5} a^2 V_1 + \frac{4}{5} a^2 V_1 \\
 &= \frac{6}{5} a^2 V_1
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 R_{th} = R_{ab} &= \frac{1}{j\omega(C + 2C + 2C)} \\
 &= \frac{1}{j5\omega C} = \frac{1}{j\omega \frac{5PC_u}{S}}
 \end{aligned}$$



Flash X 層

$$C = \frac{PC_u}{S}, \omega = 2\pi f$$

$$I = \frac{6}{5} a^2 V_1 j\omega \left( \frac{5PC_u}{S} \parallel \frac{PC_u}{S-X} \right)$$

$$= \frac{6}{5} a^2 V_1 j\omega \frac{\frac{5PC_u}{S} \times \frac{PC_u}{S-X}}{\frac{5PC_u(S-X) + SPC_u}{S(S-X)}}$$

$$= \frac{6}{5} a^2 V_1 j\omega \frac{5P^2 C_u^2}{5PC_u(S-X) + SPC_u}$$

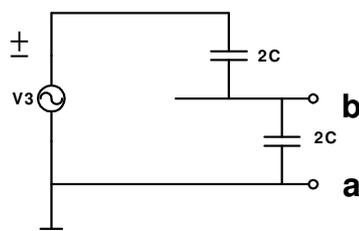
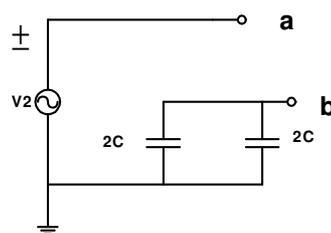
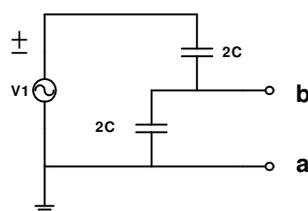
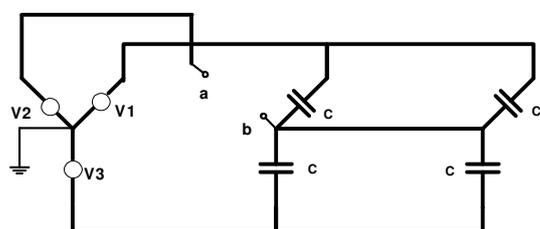
$$= \frac{6}{5} a^2 V_1 j\omega \frac{5PC_u}{5S - 5X + S}$$

$$= \frac{6}{5} a^2 V_1 j\omega \frac{5PC_u}{6S - 5X}$$

$$= ja^2 12\pi f PC_u \frac{V_1}{(6S - 5X)}$$

$$= ja^2 2\pi f \frac{P}{S} C_u V_1 \left( \frac{6S}{6S - 5X} \right)$$

$$= ja^2 \omega C V_1 \left( \frac{6S}{6S - 5X} \right)$$

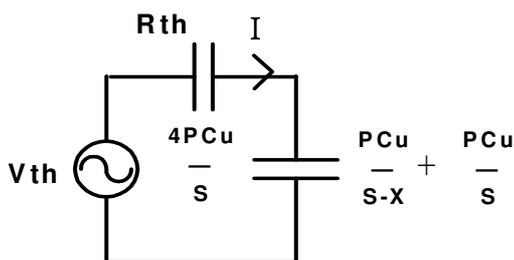


$$V_{th} = V_{ab} = V_1 \left( \frac{-1}{2} \right) + V_2 + V_3 \left( \frac{-1}{2} \right)$$

$$= -\frac{V_1}{2} + a^2 V_1 - \frac{a}{2} V_1 = \frac{3}{2} a^2 V_1$$

$$R_{th} = R_{ab} = \frac{1}{j\omega(2C + 2C)}$$

$$= \frac{1}{j4\omega C} = \frac{1}{j\omega \frac{4PC_u}{S}}$$



Flash X 層

$$C = \frac{PC_u}{S}, \omega = 2\pi f$$

$$I = \frac{3}{2} a^2 V_1 j\omega \left( \frac{4PC_u}{S} // \frac{(2S-X)PC_u}{S(S-X)} \right)$$

$$= \frac{3}{2} a^2 V_1 j\omega \left( 4C // \frac{(2S-X)C}{(S-X)} \right)$$

$$= \frac{3}{2} a^2 V_1 j\omega \frac{4C^2 \frac{(2S-X)}{(S-X)}}{4C + \frac{(2S-X)}{(S-X)} C}$$

$$= 6a^2 V_1 j\omega C \frac{\frac{(2S-X)}{(S-X)}}{4S - 4X + 2S - X}$$

$$= 6a^2 V_1 j\omega C \left( \frac{2S-X}{6S-5X} \right)$$

求證上式

$$I = I_{21} + I_{23}$$

$$= \frac{V_2 - V_1}{j2\omega C} + \frac{V_2 - V_3}{j2\omega C}$$

$$= [2V_2 - (V_1 + V_3)] j2\omega C$$

假設系統三相平衡

$$V_1 + V_2 + V_3 = 0$$

$$= (2V_2 + V_2) j2\omega C$$

$$= 3V_2 (j2\omega C)$$

得證

#### 四、實際驗證

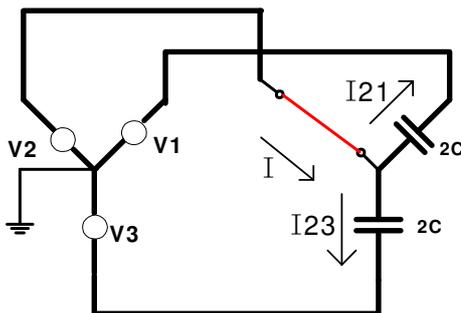
下表為台灣電力公司各電壓等級之靜態電容器組規格與組態

台灣電力公司各電壓等級之靜態電容器組規格與組態

電壓 (kV)	電抗器 (%)	電感值 (mH)	電感器 額定電壓 (kV)	電感器 額定電流 (A)	SC 組裝置容量 (MVAR)	電容器 單元電壓 (kV)	電容器 單元容量 (kVAR)	熔絲鏈 (A, Type)	熔絲筒 (kV, A, kJ)	RPD 匝比	備註
11.95	6.81	8.6 3.2421	12.7	184	3+3	7.35	200	40 K	7.2 kV 50A 15 kJ	111:1	單 Y 5 並 1 串 *2
	0.1	0.126 0.0475	11.95	196	3+3	6.9	200	40 K	7.2 kV 50A 15 kJ	111:1	
	無	無	無	無	6	6.9	200	40 K	7.2 kV 50A 15 kJ	111:1	單 Y 10 並 1 串
	6	4.3	12.7	367	6	7.35	200	40 K	7.2 kV 50A 15 kJ	111:1	
23.9	6	2.88	12.7	550	9	7.35	200	40 K	7.2 kV 50A 15 kJ	111:1	單 Y 15 並 1 串
	6.81	34.4 12.968	25.5	92	3	14.7	200	20 K	13.8 kV 50A 15 kJ	111:1	單 Y 5 並 1 串 *2
	無	無	無	無	6	13.8	200	20 K	13.8 kV 50A 15 kJ	111:1	
	0.1	0.252	23.9	196	6	13.8	200	20 K	13.8 kV 50A 15 kJ	111:1	單 Y 10 並 1 串
33	6	17.2	25.5	184	6	14.7	200	20 K	13.8 kV 50A 15 kJ	111:1	單 Y 15 並 1 串
	6.7	11.5 4.335	25.5	275	9	14.7	200	20 K	13.8 kV 50A 15 kJ	111:1	
69	3.54	4.74 1.787	34.5		21.6	6.9	50	40 K	7.2 kV 50A 15 kJ		雙 Y 12*2 並 3 串
	7.35	21.5 8.105	73.5		43.2	14.7	200	20 K	13.8 kV 50A 15 kJ		雙 Y 6*2 並 3 串
	6				40						日新電機
161	11.402	80 30.159	73.5	230	10.8	14.7	200	20 K	13.8 kV 50A 15 kJ		雙 Y 5 並 3 串
	7.35	60.2 22.694	161	353	84	14.7	200	20 K	13.8 kV 50A 15 kJ		雙 Y 10 並 7 串

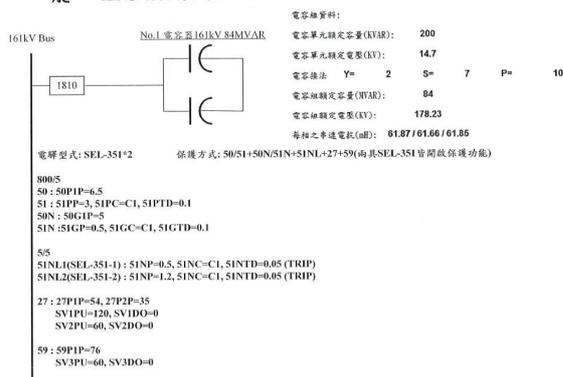
註：1. 以上均為 Y 接中性點不接地組態  
2. RPD 為電阻式比壓裝置 (Resistive Potential Device)

當 X=0 時  $I_2 = 2a^2 V_{ij} \omega C$  = 額定電流  
當 X=S 時  $I_1 = 6a^2 V_{ij} \omega C = 3$  倍額定電流



以台電龍○E/S 及峨○E/S 161kV SC 模擬 fuse cut off 1 實際測試數據，與推導公式進行驗證

龍○E/S #1 S.C.



#1810 SEL-351-2

Device Overview

Metering

I MAG	I ANG	V MAG	V ANG
A 268.20 A	A 89.50°	A 93.463 kV	A 0.00°
B 271.06 A	B-150.34°	B 93.285 kV	B 120.25°
C 268.47 A	C -29.99°	C 92.614 kV	C -119.74°
N 1.28 A	N 106.20°	S 0.000 kV	S 156.42°
G 0.69 A	G 168.41°		

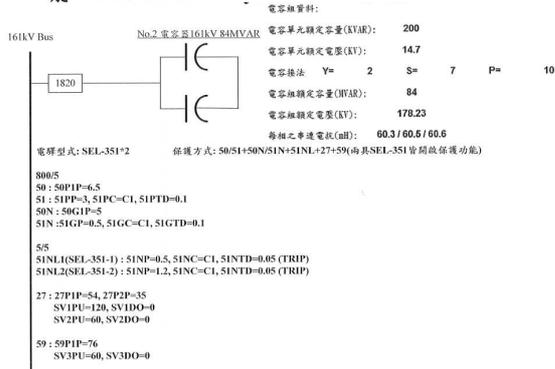
#1820 SEL-351-1

Device Overview

Metering

I MAG	I ANG	V MAG	V ANG
A 273.42 A	A 89.47°	A 93.675 kV	A 0.00°
B 274.37 A	B-150.48°	B 93.618 kV	B 119.45°
C 273.27 A	C -30.29°	C 92.274 kV	C -120.35°
N 1.15 A	N 82.24°	S 0.000 kV	S -112.37°
G 0.47 A	G 123.75°		

龍○E/S #2 S.C.



#1820 SEL-351-2

Device Overview

Metering

I MAG	I ANG	V MAG	V ANG
A 271.32 A	A 88.99°	A 93.694 kV	A 0.00°
B 272.31 A	B-151.01°	B 93.683 kV	B 119.47°
C 271.06 A	C -30.79°	C 92.313 kV	C -120.32°
N 1.15 A	N -97.73°	S 0.000 kV	S -50.21°
G 0.78 A	G 135.37°		

電腦運算值

Vn(line)kv	V(line)kv	C(cut) μ f	Xc(cut) μ f_1P	Fuse cut	Vth(v)	Rth(Ω)	I(A)	Vn(v)	V(per)kv	V(per)/Vc(nomial)
92.95	161.000	3.507	756.32	0	0.00	504.21	0.00	0.00	13.279	0.903
	C(per) μ f	3.452	768.32	1	-501.56	505.53	-0.99	-242.70	14.562	0.991
	2.46	3.386	783.33	2	-1113.49	507.14	-2.20	-537.30	16.119	1.097
	Xc(Ω) 1P	3.305	802.62	3	-1876.72	509.15	-3.69	-902.46	18.049	*1.227
	756.315	3.202	828.35	4	-2855.29	511.72	-5.58	-1366.96	20.504	*1.394
	P	3.069	864.36	5	-4155.30	515.14	-8.07	-1977.73	23.733	*1.614
	10	2.888	918.38	6	-5966.24	519.90	-11.48	-2816.77	28.168	*1.916
	C(total單Y) μ f_1P	2.630	1008.42	7	-8663.00	527.00	-16.44	-4041.45	34.641	*2.356
	3.507	2.232	1188.50	8	-13105.94	538.68	-24.33	-5996.99	44.977	*3.059
	S	1.534	1728.72	9	-21803.07	561.54	-38.83	-9615.87	64.106	*4.36
	7	3.507	756.32	0				0.00	13.279	0.903
		3.507	756.32	0				0.00	13.279	0.903

龍○E/S 實際量測值

#1810 SEL-351-1

Device Overview

Metering

I MAG	I ANG	V MAG	V ANG
A 271.21 A	A 89.97°	A 93.332 kV	A 0.00°
B 274.49 A	B-149.94°	B 93.295 kV	B 120.16°
C 271.57 A	C -29.42°	C 92.587 kV	C -119.83°
N 1.28 A	N 73.89°	S 0.000 kV	S 27.04°
G 0.94 A	G 160.10°		

峨○E/S 實際量測值

#1910 SEL-351-1

Device Overview

Metering

I MAG	I ANG	V MAG	V ANG
A 279.55 A	A 90.14°	A 93.597 kV	A 0.00°
B 280.57 A	B-149.61°	B 93.306 kV	B 120.21°
C 279.73 A	C -29.48°	C 92.538 kV	C -119.86°
N 0.93 A	N 95.17°	S 0.000 kV	S -154.50°
G 0.45 A	G 97.83°		

## #1910 SEL-351-2

## Device Overview

## Metering

I MAG		I ANG		V MAG		V ANG	
A	279.44 A	A	90.17°	A	93.731 kV	A	0.00°
B	280.64 A	B	-149.57°	B	93.469 kV	B	120.25°
C	278.61 A	C	-29.58°	C	92.626 kV	C	-119.84°
N	0.93 A	N	95.11°	S	0.000 kV	S	-110.56°
G	0.56 A	G	155.48°				

## #1920 SEL-351-1

## Device Overview

## Metering

I MAG		I ANG		V MAG		V ANG	
A	274.81 A	A	90.01°	A	93.676 kV	A	0.00°
B	274.28 A	B	-149.27°	B	93.216 kV	B	120.25°
C	271.51 A	C	-29.78°	C	92.485 kV	C	-119.87°
N	1.09 A	N	156.73°	S	0.000 kV	S	-73.08°
G	0.25 A	G	129.32°				

## #1920 SEL-351-2

## Device Overview

## Metering

I MAG		I ANG		V MAG		V ANG	
A	275.12 A	A	90.08°	A	93.708 kV	A	0.00°
B	274.52 A	B	-149.30°	B	93.291 kV	B	120.25°
C	272.06 A	C	-29.77°	C	92.563 kV	C	-119.86°
N	1.09 A	N	156.66°	S	0.000 kV	S	-62.45°
G	0.30 A	G	156.90°				

## #1930 SEL-351-1

## Device Overview

## Metering

I MAG		I ANG		V MAG		V ANG	
A	274.90 A	A	90.03°	A	93.662 kV	A	0.00°
B	274.59 A	B	-149.28°	B	93.343 kV	B	120.22°
C	272.08 A	C	-29.58°	C	92.571 kV	C	-119.86°
N	1.04 A	N	150.80°	S	0.000 kV	S	164.26°
G	0.52 A	G	37.35°				

## #1930 SEL-351-2

## Device Overview

## Metering

I MAG		I ANG		V MAG		V ANG	
A	273.52 A	A	90.12°	A	93.631 kV	A	0.00°
B	273.94 A	B	-149.30°	B	93.401 kV	B	120.19°
C	271.40 A	C	-29.59°	C	92.602 kV	C	-119.86°
N	1.04 A	N	150.53°	S	0.000 kV	S	-83.98°
G	0.37 A	G	108.24°				

由上述量測數據

## 龍○E/S：

#1810 SC 1.28A ( $\epsilon\% = 29\%$ )[88.4.20 ±○製]、

#1820 SC 1.15A ( $\epsilon\% = 16\%$ )[86.7.5 大○製]

## 峨○E/S：

#1910 SC 0.93A ( $\epsilon\% = -6\%$ )[89.6.5 大○製]、

#1920 SC 1.09A ( $\epsilon\% = 10\%$ )[89.6.30 華○製]、

#1930 SC 1.04A ( $\epsilon\% = 5\%$ )[89.6.30 華○製]

電腦運算值約 1A

## 五、結語

經由上述場所驗證峨○E/S 51NT 誤差百分比在±10%以內，龍○E/S 51NT 誤差百分比放大到接近 16~29%，可能因單位電容器老化、電容單元未適當配置或因日照不平均因素造成誤差放大。

## 六、參考資料

- [1] J.Lewis Blackburn “Protective Relaying principles and Applications Second Edition”
- [2] ANSI\_IEEE C37.99-1980 IEEE Guide for Protection of Shunt Capacitor
- [3] “Protective Relaying for Power Systems” Edit by Stanley Chief Eelectical Engineer American Electric Power Service Corporation。

## 七、翻譯字詞對照

旁通放電間隙 The bypass spill gaps  
串聯電容器 Series Capacitors  
並聯電容器 Shunt Capacitors

## 八、誌謝

當時新進電力調度處電驛技術課標置股從事電驛標置計算，感謝副處長林昇宏、課長張建興協助進入此專業領域研究，副處長羅隆和以及理事長官茂祥相關人員不吝指導下，入電驛大堂窺看一二，至今二十餘年電驛部門轉了一圈又回來從事電驛標置事宜，以此啟發後進，做後才知不足之處，活到老學到老，此篇推導為 SC Excel 檔計算 51NT 標置之公式基礎。

51NT 戴維寧等效電阻推導在課長劉信榮協助下完成，測試數據由課長林兆亨提供特此感謝！

# GRL100-711P 數位電驛在馬祖地區的保護應用

台北供電區營運處電驛組 黃欣媛

## 壹、前言

在現今的社會，電已經成為每個人不可缺少的重要資源，電力系統則是擔任將電能送到各個用戶的主角，但是由於地震水災、鳥獸碰觸以及電力設備本身劣化等因素，均可能造成電力系統短路或接地事故，因此為了使事故發生後對電力系統造成的損害減至最低程度，令其他正常的設備能照常繼續供應電力，這時就要靠保護電驛擔任這個職責了。

隨著電力相關技術的進步，電驛廠商紛紛推出各式各樣的數位式保護電驛，數位式保護電驛具有複雜的邏輯運作，可規劃多樣保護元件，並且擁有精確的動作特性以及紀錄事故波形等優點，逐漸取代電磁式電驛。

台電為了強化並提升電力系統的保護性能，這幾年陸續將電力系統中原有的電磁式電驛汰換為數位式保護電驛，本篇文章將介紹在馬祖地區進行電網安全性的改善工程案，此案採用 TOSHIBA GRL100-711P 型數位式保護電驛並且應用於該區域連絡線(變壓器)、發電機與連絡 TIE 等設備。

由於馬祖系統較小，若事故不能及時排除，則會導致馬祖全黑，為提升該地區的供電可靠度，在事故發生時快速隔離事故點，台電決議將對南竿電廠與北竿電廠增設 59V0 保護電驛，汰換珠山電廠與南竿電廠 TIE 的保護電驛，並將珠山電廠對其他電廠的四條連絡線保護電驛汰換為具有差流(87)、測距(21)與方向性過電流(67)的數位式保護電驛，加強該地區的系統保護，此外馬祖地區的電網與本島不同，為

因應當地設備，有試著進行一些較特殊應用，將在以下內容進行敘述。

## 貳、TOSHIBA GRL100-711P 作為連絡變壓器的保護

在進行馬祖地區線路保護電驛的改善工程時，須考量除了北竿線以外，其他 3 條線路都是混合升壓變壓器的「連絡變壓器」(見下圖 1)，線路兩端電壓與電流並不相同(珠山端為 11.4kV，南竿端為 3.3kV)，此外珠山端的 CT 組數僅有 2 組，一組已用為匯流排電驛，只剩一組供 GRL100-711P 電驛盤使用。

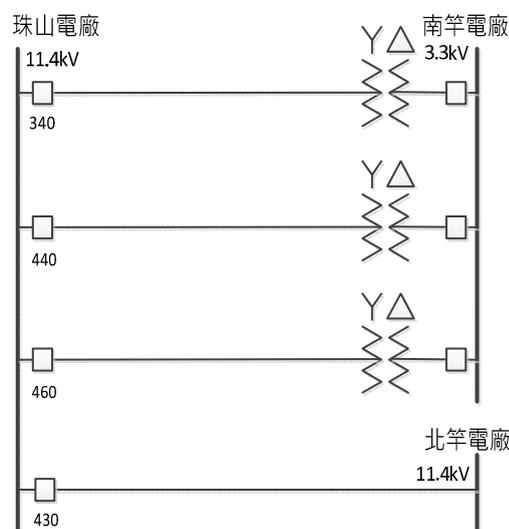


圖 1. 馬祖電廠的連絡線(變壓器)簡圖

為了使電驛的差流元件能夠運作，在珠山電廠這邊的做法是將 CT 先引接至電驛盤做為後衛保護的 TOSHIBA 電驛(21+67)，再接至輔助 CT(詳見下圖 2)。

珠山G/S

11.4kV BUS 1

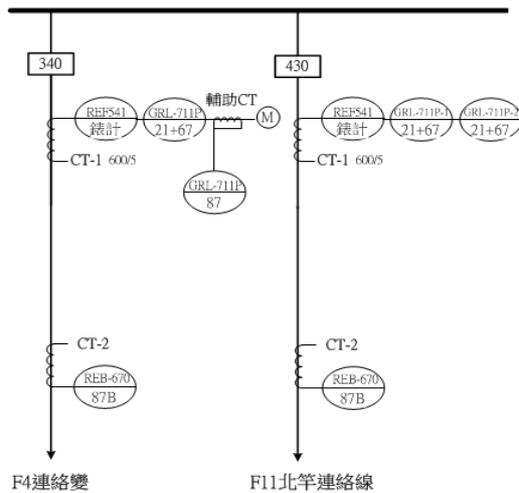


圖 2. 珠山電廠的汰換後電驛 CT 配置

輔助 CT 在這邊的用途是改變進主保護電驛(87)的 CT 接線(△接)來調整變壓器電流在高壓側與低壓側的 30 度的角度差, 接著利用輔助 CT 的繞組比例, 使流進珠山端的 87 電驛電流與南竿端的電驛相同, 繞組的比例由下面算式推導得出:

珠山端 CT 匝比為 600/5, 南竿端 CT 匝比為 600/5, 輔助 CT 為 X:1。

為了計算 X, 首先假設南竿線路上電流 600A (流進電驛則為 5A), 則珠山端線路上的電流 =  $600 \times 3.3 \div 11.4 = 173.68A$

尚未經輔助 CT 變比前的二次側電流 =  $173.68 \div 120 = 1.45A$

為了使流進珠山端電驛的電流為 5A

輔助 CT 的匝比  $X = 5 \div 1.732 \div 1.45 = 1.99$

故輔助 CT 採用 2:1 的比例。

下圖 3 為電驛加入系統後, 珠山端 87 差流電驛取載電流值與相角, 可以看出實際送電後電流大小與角度有匹配。

Item	Magnitude	Angle	Item	Magnitude	Angle	Item	Magnitude	Angle
Va	110.2V	0.2deg	Ia	0.70A	-158.3deg			
Vb	108.8V	-119.6deg	Ib	0.73A	83.8deg			
Vc	110.7V	120.2deg	Ic	0.75A	-36.9deg			
Vab	163.8V	32.0deg	Iab	1.22A	-126.9deg			
Vbc	163.8V	-91.4deg	Ibc	1.29A	114.1deg			
Vca	163.8V	150.1deg	Ica	1.27A	-8.5deg			
Vs1	0.0V	---	I1	0.74A	-158.5deg			
Vs2	0.0V	---	I2	0.03A	---			
V1	110.2V	0.0deg	I0	0.00A	---			
V2	0.3V	100.0deg	I0m	0.00A	---			
V0	0.0V	---						

Item	Magnitude	Angle	Item	Magnitude	Angle	Item	Magnitude	Angle
Ia1	0.70A	22.9deg						
Ib1	0.76A	-103.1deg						
Ic1	0.67A	137.0deg						
I01	0.00A	---						
I0a	0.22A		I0ua	4.41A		I0a	1.47A	
I0b	0.22A		I0ub	4.41A		I0b	1.47A	
I0c	0.16A		I0uc	4.41A		I0c	1.50A	
I00	0.00A							
I2/I1	0.03							
T/D1	16us							

圖 3. 珠山端 87 差流電驛取載結果

### 參、TOSHIBA GRL100-711P 作為 59V0 保護

在這次工程案都是利用 TOSHIBA GRL100-711P 型的電驛去執行前言所提到的保護功能, 此款型式的數位式保護電驛主要是設計為線路保護, 為了做到決議要求的 59V0 保護功能, 需要對南竿與北竿電廠的 711P 電驛進行邏輯與接線的更改。

GRL100-711P 提供四組過電壓元件 OVS1、OVS2、OVG1、OVG2, 供相間與相對地電壓使用, 這次南竿與北竿電廠皆啟用 OVG1 元件, PT 二次側採用 Broken Delta 接線方式引進電驛的 A 相電壓接腳, 作為 59V0 保護, OVG1 的運作邏輯如下頁圖 4 所示。

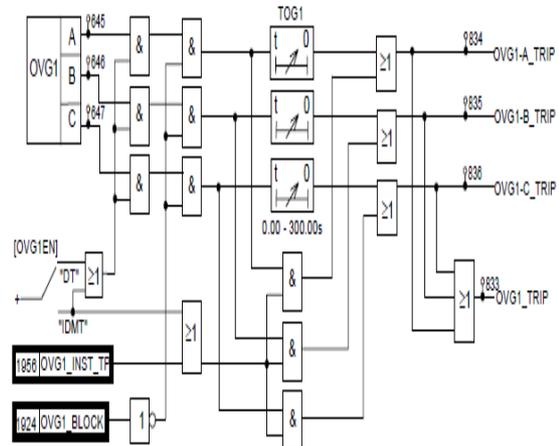


圖 4. OVG1 過電壓保護

### (1)北竿電廠之 59V0 閉鎖邏輯設計

在北竿電廠方面，從電驛盤接線展開圖與電驛預設的邏輯可以得知既設之差流元件的使用與閉鎖功能的邏輯寫法  $CRT\_BLOCK(1544)=!TEMP001(2816)$ ，TEMP001 反映 BI16 接點的訊號，詳見下圖 5 與圖 6 的紅色框線處。

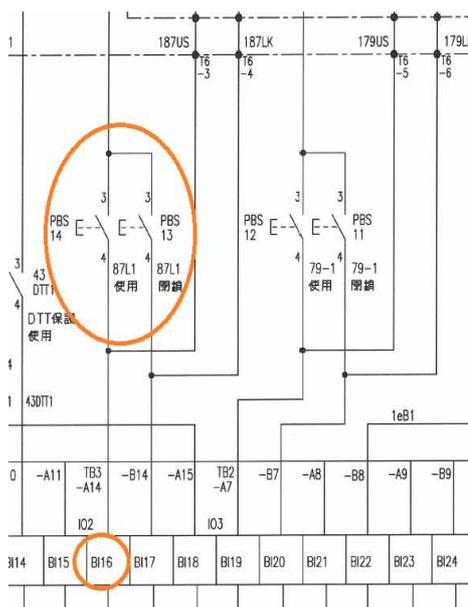


圖 5. GRL100-711P 既設圖面

8	1547	85S1	30	0	BI12_COM_UP
9	1548	85S2	30	0	BI13_COM_UP
10	1549	IND RESET	30	0	BI21_COMMAND
11	2816	TEMP001	90	1	BI16_COMMAND
12	1544	CRT_BLOCK	90	1	!TEMP001
13	1554	EXT_TRIP-C	30	0	BI18_COMMAND
14	2819	TEMP004	30	0	(COM4-R1 & !COM5-R1...
15	2820	TEMP005	30	0	TEMP004
16	2821	TEMP006	30	0	(COM4-R2 & !COM5-R2...
17	2822	TEMP007	30	0	TEMP006
18	2823	TEMP008	30	0	((TEMP005 + TEMP007)...
19	2824	TEMP009	30	0	RELAY_BLOCK
20	2825	TEMP010	30	0	(OC1-A + OC1-B) + OC1...
21	1571	CB1_READY	30	0	BI22_COMMAND
22	1573	ARC_RESET	30	0	BI24_COMMAND
23	1574	ARC_BLOCK	90	2	((OST_TRIP + STUB)...
24	1616	DIF-A_FS	30	0	DIFFS_OP
25	1617	DIF-B_FS	30	0	DIFFS_OP
26	1618	DIF-C_FS	30	0	DIFFS_OP
27	1619	DIFG_FS	30	0	DIFGFS_OP
28	2632	D.RECORD1	30	0	TEMP008
29	1620	TP-A_DELAY	30	0	TP-A
30	1621	TP-B_DELAY	30	0	TP-B
31	1622	TP-C_DELAY	30	0	TP-C
32	1624	RDIF-A_FS	30	0	DIFFS_OP + DIRGFS_OP
33	1625	RDIF-B_FS	30	0	DIFFS_OP + DIRGFS_OP
34	1626	RDIF-C_FS	30	0	DIFFS_OP + DIRGFS_OP
35	1650	OC_3PTP	90	0	CONSTANT_1
36	1651	NON_SIGNAL	90	0	CONSTANT_1
37	1652	DOC_3PTP	30	0	CONSTANT_1

圖 6. GRL100-711P 內部既設 PLC 邏輯

依圖 4、圖 5 和圖 6 的資訊，可以將電驛盤面上原本用來切換 87 差流元件使用與閉鎖的按鈕開關，改成做為切換 59V0 使用與閉鎖功能，故在電驛 PLC 內增加一道邏輯： $OVG1\_BLOCK(1924)=!TEMP001(2816)$ 。詳見下圖 7。

表示當維護人員將 59V0 切至閉鎖狀態時，BI16 沒接收到訊號，此時  $TEMP001=0 \rightarrow !TEMP001=1$ ，故 OVG1\_BLOCK 成立，進而閉鎖 OVG1 元件。

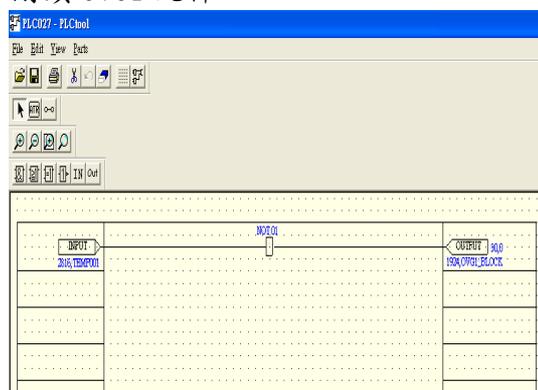


圖 7. 北竿電驛增加的邏輯

### (2)北竿電廠之 59V0 跳脫設計

北竿電廠增設的 59V0 保護電驛，當電驛動作時，需跳脫 3.3kV 匯流排上的 #4、#5、#6 發電機（見下頁圖 8），在跳脫邏輯的設計上，除了原本電驛盤面配置的兩個跳脫的輸出作為 #5 和 #6 發電機的跳脫，另外選用電驛的 B012 高速輸出接點（見下圖 9）作為 #4 發電機的跳脫，圖 10 為電驛內部對 B012 的設定，使該接點響應 59V0 動作。

選用 B012 而非選用 B013 是考慮到盤面上既設之隔離開關接腳的位置，使用 B012 的話，其隔離開關接腳的位置(15, 16)在原有的兩個跳脫接點(17, 18)(19, 20)旁邊，方便現場人員進行定檢維護，此外施工上需注意現場的三部機組的 P 電源皆獨立，避免造成 DC 混接進而影響日後維護施工困難。

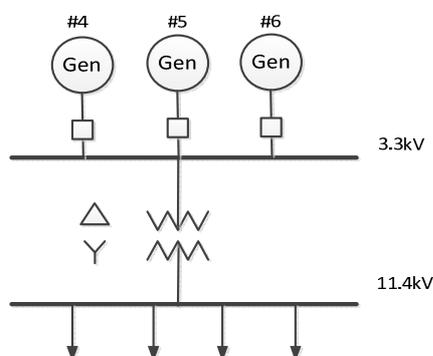


圖 8. 北竿電廠的配置圖

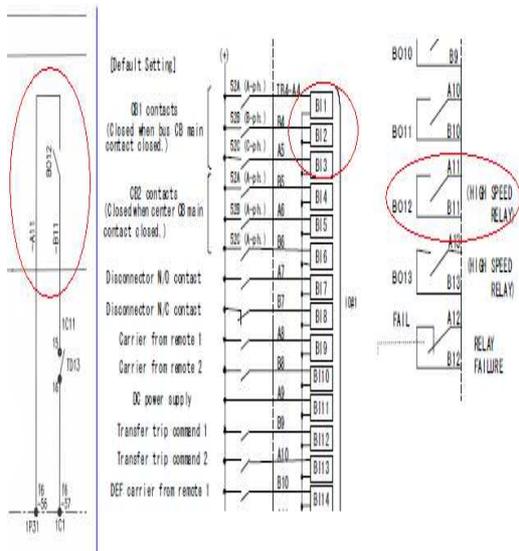


圖 9. 電驛展開圖與說明書描寫之接點

BI1~BI3 則是分別引接各機組斷路器的 52A，並規劃進電驛的 LED 燈號，令維護人員可從電驛面板就可以知道發電機斷路器投入或啟斷的狀態。

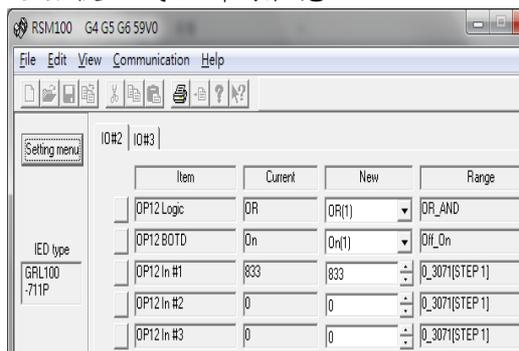


圖 10. 北竿 59V0 的 B012 設定

**(3)南竿電廠之 59V0 閉鎖邏輯設計**

至於南竿電廠的 59V0 動作條件為 #11、#12 發電機之斷路器均啟斷中，故閉鎖條件除了盤面上之按鈕開關，還加上了 #11 和 #12 機組的斷路器 52A 狀態(皆引接至 BI1 點輸入接點)，增設的邏輯指令為：OVG1\_BLOCK(1924)=!TEMP001(2816)+BI1\_COMMAND(513)。

表示除了 59V0 的按鈕開關控制之外，當 #11 或 #12 機組的斷路器投入時，會令 BI1\_COMMAND=1，使 OVG1\_BLOCK=1，使 59V0 閉鎖，詳見下圖 11，並在電驛內部規畫 LED 燈號顯示其電驛的閉鎖狀態，供維護人員觀察。

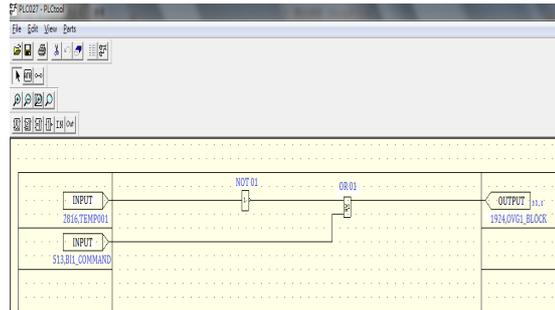


圖 11. 南竿電驛增加的邏輯

**(4)南竿電廠之 59V0 跳脫設計**

跳脫迴路的設計上，南竿電廠增設的 59V0 保護電驛，需跳脫 3.3kV 匯流排上的發電機斷路器數量多過於北竿電廠(見下圖 12)，因此在南竿的電驛盤面上加裝一具 86，並將全部發電機之斷路器(#5、#8、#9、#10、#13)的 T 迴路接至此 86 上，使 59V0 電驛動作時可以順利啟斷 3.3kV 上的發電機組，彌補高速輸出接點不足的問題。

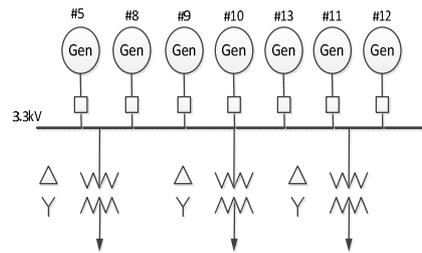


圖 12. 南竿電廠的配置圖

**肆、TOSHIBA GRL100-711P 作為 TIE 的保護**

南竿電廠與珠山電廠既設之 TIE 保護電驛只有過電流保護功能(51)，這次的工程所設置之 TOSHIBA 電驛啟用 67/67N 與 50+2 功能，可進行雙向保護協調，以利強化馬祖地區電力系統保護。

在施工方面，珠山與南竿電廠新設的 TIE 保護電驛盤的配線皆相同，都是使用一組 CT，串接進兩具 GRL100-711P 電驛，第二具電驛在隔離開關上變更 CT 進電驛的接腳，改變 CT 極性(見圖 13)，使上下兩具電驛的 67/67N 保護方向相反，進行雙向保護，圖 14 為電驛加入時取載的電流與相角值。

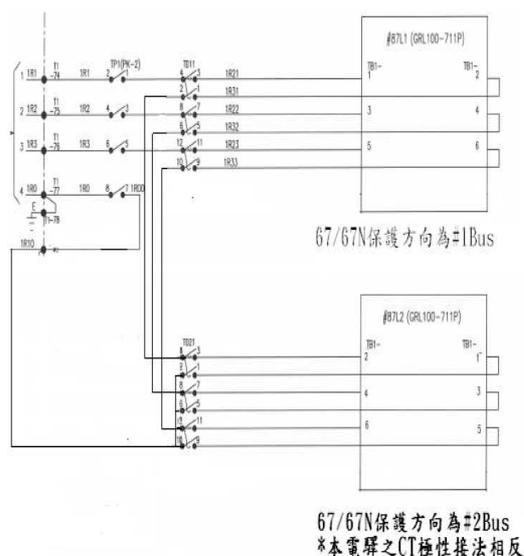


圖 13. GRL100-711P 應用在 TIE 保護的 CT 接線方式

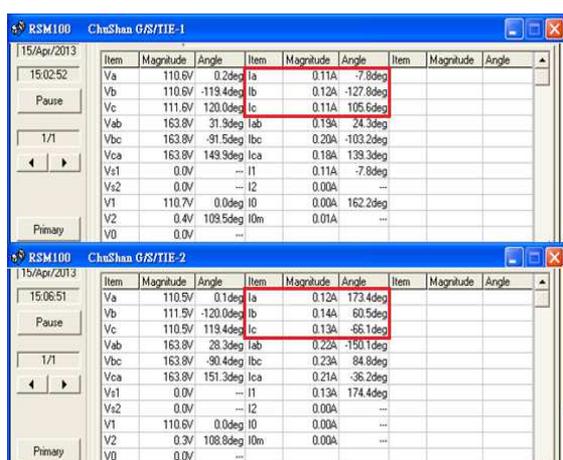


圖 14. TIE 的取載畫面

內部設定上除了啟用方向性過電流保護 DOCIBT/EFIBT (67/67N)，還啟用了 50+2 保護元件 OCBT/EFBT(50/50N)，這是因為這次的工程已將主要的連絡線(變壓器)皆汰換為具有測距與方向性過流之數位保護電驛，且測距元件各區間的延時皆固定，故予以啟用以利強化後衛協調。

在這次改善工程中，在珠山電廠新增設一台簡易 SCADA 電腦，並且在南竿與珠山電廠各裝設一台乙太網路交換器，透過 IEC61850 通訊協定將工程所增設的 TOSHIBA 電驛內部的電壓電流與電驛狀態

等資訊傳送至此電腦，若發生跳脫警報，也會傳送警示訊息讓現場人員察覺，因北竿電廠未裝設光纖通訊，故未能使用馬祖乙太網路。

## 伍、結語

數位式電驛與傳統式電驛最大的不同，在於數位式電驛複雜的邏輯運作，將多種元件與功能同時放在同一顆電驛內，可依現場的需求，設計其保護方式，馬祖電力系統改善工程運用了 GRL100-711P 此款數位電驛的不同功能與邏輯，強化該轄區的電網保護。

在改善工程之前，馬祖電廠間的連絡線路僅設有 5I 過流保護，延時較長且協調不易，常無法快速隔離事故而造成全黑，然而因增設了差流、測距...等保護元件，提升事故隔離的速度，避免拖垮系統，以往由輸電線路事故引起的全黑在工程後這幾年運轉期間減少許多，而且現場設備環境與本島諸多不同，這些施工過程著實令人獲益不少。

## 陸、誌謝

這次的工程我由衷的想感謝馬祖區處與電驛組的長官及同仁，在馬祖地區的資料收集一直到工程執行完成這段時間，十分感謝大家的協助與配合，若沒有這些幫助，這個工程便無法順利進行，我時時謹記在心，也期勉自己在往後的日子，能多加提升自己對電力系統的知識，使自己在碰到難題時能夠迅速解決。

## 柒、參考文獻

[1] TOSHIBA GRL100-711P 說明書。

# 輸電線路自動復閉簡介

新桃供電區 楊盛鐘

## 一、前言

一般燃煤及核能發電機組的冷凝器需要大量海水冷却故均設廠在海邊，至於水力電廠的水源及水庫則設在深山裡，而消耗電力的負載中心又往往在都市裡，因此發電廠發出的電就必須藉由輸電線傳送到負載中心，而輸電線為了避開人口稠密地區往往經過荒郊野外因此遭受雷、鳥獸碰觸的機率相對較高，由雷電所引起的絕緣礙子表面閃絡、颱風引發輸電線碰觸及鳥類動物樹木等靠近或掉落輸電線所造成的閃絡故障屬暫時性故障居多，如圖1所示。只要故障發生後相關保護裝置動作跳脫斷路器隔離事故點後，經過一段時間故障點附近的電弧將自動熄滅，絕大多數情況下短路處的絕緣能力經過去游離時間後（絕緣礙子和空氣間隙）可以自動恢復，而且碰觸的外物(樹枝、動物)也會被電弧燒掉而自動消失。因此，在事故後故障點周邊介質絕緣能力恢復後，把跳開的斷路器自動投入就能夠恢復線路的供電，由於架空輸電線路90%故障屬暫時性故障，因此透過自動復閉功能，在線路跳脫後自動將跳開的斷路器再次投入，便可以大幅提升供電可靠性。因此，目前電力系統中架空線路廣泛採用自動復閉裝置，將因線路故障跳開的斷路器再次自動投入，減少停電損失而且還提高了電力系統的供電穩定。

在 1900 年代復閉電驛首先使用在放射狀饋線上，而以復閉 2~3 次為原則，成功率約為七成左右，到了 1935 年代因為快速斷路器開始使用在電力系統中，因此美

國的王斯-電氣公司開啟使用快速復閉的先河，藉由快速復閉功能提供放射狀線路於事故後迅速復電，以節省建立第二條線路的成本。



圖 1 輸電線的事故類型

## 二、使用自動復閉裝置的效益與缺失

架空輸電線遭受雷擊機率非常高致使用戶供電受到影響，為了提升供電品質乃增設自動復閉裝置來縮短停電時間，降低用戶的停電損失。一般自動復閉裝置無法區分線路故障是暫時性故障或永久性故障，當線路故障保護電驛動作跳脫斷路器後，經由自動復閉裝置內部設定的時間延遲自動將斷開的斷路器再度投入，如果是暫時性故障則自動投入成功恢復供電，如果是永久性故障則斷路器投入後再度跳脫並將自動復閉功能閉鎖。直到斷路器再度投入後才將閉鎖中的自動復閉裝置重置復歸，而自動復閉成功率主要取決於暫時性

故障佔總故障的比率，以台電公司為例在輸電線路保護電驛數位化以後，自動復閉成功率約可達九成以上，對系統的供電穩定與提升用戶的供電品質有很大的貢獻，而電力系統輸電線採用自動復閉的效益有下列數點：

1. 提升供電可靠性，減少線路停電時間。
2. 提升電力系統輸電線路併聯運轉的穩定性。
3. 提高用戶滿意度。

當輸電線路的自動復閉功能將斷開的斷路器再度投入在永久性故障上對電力系統與設備會造成下列不利影響：

1. 使電力系統再一次遭受到故障的衝擊，降低電力系統的穩定性。
2. 使斷路器工作在更惡劣的環境下，因為必須在短時間內連續切斷兩次故障電流，如果是油斷路器必須特別注意，因為在第一次跳脫時故障電流的電弧作用已經使絕緣油的絕緣能力降低，若復閉不成功後又再次跳脫則是在絕緣油絕緣能力降低的不利情況下，因此油斷路器的復閉時間較長一般約 10 秒，是要讓油斷路器內部絕緣油有較長時間來恢復絕緣能力後再進行復閉以提升復閉成功率及確保斷路器安全。

### 三、對自動復閉裝置的要求

由於輸電線路暫時性故障居多，因此在中、高壓的架空輸電線路大都使用自動復閉裝置來提升供電穩定性，至於發電機和變壓器因多安裝在廠房內或變電所內，相對的防雷措施較完善。若發生故障以永久性故障居多，如果也採用自動復閉大多

數情況會復閉在永久性故障上，會使得電力系統再次遭受衝擊，同時電氣設備也會再次遭受電弧及應力的破壞，使損壞更嚴重而增加修復的時間與成本，對造價昂貴的發電機與變壓器而言是不利的。因此，發電機與變壓器是不裝自動復閉裝置的，為了保護發電機與變壓器的壽命，一般當這兩設備保護電驛動作時會先動動作 86 電驛，利用 86 電驛內部” b” 接點來切斷斷路器的投入(closing)回路，待維護人員檢修完畢後再復歸 86 電驛，此時才讓切斷的斷路器投入回路恢復正常。

匯流排是電力系統中一個重要的電氣設備，相較於輸電線路匯流排設置在變電所內或屋內，在防雷或維護上較妥善，因此匯流排發生故障的機率要比輸電線少很多。但匯流排若發生故障以永久性故障居多，同時匯流排上掛接的電氣設備很多，如果採用自動復閉且復閉在永久性故障中，將給電力系統帶來重大影響，因此匯流排也不裝設自動復閉裝置。同時當匯流排保護電驛動作時，也會先去動作 86 電驛，利用 86 內部” b” 接點切斷掛接在匯流排上所有斷路器的投入回路，待維修人員檢查後再復歸 86 電驛，讓所有設備的斷路器能夠再次投入。基於上述原因一般只有輸電線才裝設自動復閉裝置，而設置自動復閉裝置有下列的注意事項：

1. 正常情況下當斷路器接收到保護電驛跳脫指令或其他原因而跳脫後，應自動復閉使斷路重新投入，如果斷路器投入成功後自動復閉裝置應能自動復歸準備下一次的動作。
2. 手動操作或遠方遙控操作打開斷路器，自動復閉裝置不應動作。
3. 保護電驛動作跳脫斷路器隔離故障後，在故障點絕緣能力及斷路器消弧

能力恢復後，自動裝置應儘速發出復閉指令，讓斷路器重新投入以縮短停電時間，一般延時 0.5 秒~1.0 秒後發出復閉指令。

4. 自動復閉裝置動作次數必須符合原先規劃，若為一次復閉只能動作一次當復閉在永久性故障而跳脫後就不再復閉而進入閉鎖狀態待斷路器手動投入後才自動解鎖(復歸)。若是兩次復閉就應能動作兩次，當第二次復閉在永久性故障而跳脫後就不再復閉，且進入閉鎖狀態等待斷路器手動投入後才自動解鎖(復歸)。
5. 在兩端皆有電源時使用自動復閉需要實施同步檢定，檢測雙方電壓大小與相角均在設定值以內才能自動投入斷路器。
6. 當斷路器處於不正常狀態下如氣壓不足、液壓太低時自動復閉裝置應閉鎖，目前做法是在斷路器的投入回線中串接氣壓或液壓不足接點，當條件成立接點打開切斷斷路器的投入回路，使斷路器無法投入同時發出警報。
7. 自動復閉裝置可以在復閉前或復閉後加速保護電驛動作促使故障能夠加速隔離。

自動保護裝置分為一次復閉與二次復閉，如果使用二次復閉當遇到永久性故障時會讓電力系統在短時間內連續遭受三次短路衝擊不利系統穩定，只有在幅射狀線路與斷路器遮斷容量允許情況下才使用二次復閉，目前台電公司 161、345kV 輸電線均採一次復閉方式，而 11、22kV 架空配電線採二次復閉方式。至於如何達到一次復閉的要求呢?傳統機電式電驛使用電容電阻充、放電方式，當斷路器投入且 79 開關

置於使用位置則電容器開始充電時間約 30 秒，此充電時間一般設定 10 秒~15 秒本公司設為 30 秒。如果是 SGR-52 電驛在充電期間面板的琥珀色燈會亮，直到充電完畢燈熄滅表示可以隨時啟動復閉功能，而在充電期間即琥珀色燈亮時，表示充電未完成無法啟用復閉功能，如圖 2 所示。當輸電線路事故保護電驛動作斷路器跳脫後再次投入在永久性故障時，保護電驛會再次將斷路器跳開，此時必須間隔 30 秒後讓電容器充滿電後自動復閉功能才能再啟用，利用此方式來達到復閉一次的要求。若斷路器再次投入成功同樣的電容器須要 30 秒充電時間，才能夠再次啟用復閉功能，在復閉電驛的動作元件中串接斷路器的 52b 接點，當斷路器投入 52b 接點打開電容器開始充電，當斷路器跳脫 52b 接點閉合，此時充滿電的電容器對電阻及復閉電驛的動作元作放電，使復閉電驛發出復閉指令，同時放完電後自動復閉功能便消失，須再充電 30 秒後才能恢復復閉功能。

至於數位式電驛其復閉功能內鍵於電驛內部，其中有一個計時器利用計時器的計時與歸零來模擬機電型復閉電驛的電容器充、放電藉以控制復閉次數，當手動投入斷路器或自動投入斷路器成功後，計時器開始計時在 30 秒後電容器充電完畢允許自動復閉，若在充電期間內有不允許自動復閉的情況出現則計時器馬上歸零閉鎖復閉功能。



圖 2 SGR-52 電驛充電時琥珀色燈亮

#### 四、復閉電驛的啟動方式

在保護電驛使用上有些電驛必須在斷路器投入時才啟用保護功能，例如：時間延時電驛是利用斷路器 52a 接點，當斷路器投入 52a 接點閉合直流負電源 NA 便引入時間延時電驛，至於斷路器失靈或自動復閉電驛是利用電表盤上斷路器 ON/OFF 操作開關的  $\frac{101}{SC}$  殘留接點，當斷路器投入時  $\frac{101}{SC}$  開關在 ON 的紅牌位置，且”P”電源引入電驛控制回路內，所以斷路器失靈保護電驛或復閉電驛使用時，電表盤面上斷路器 ON/OFF 操作開關必需置於投入的紅牌位置，P 電源才能送到電驛才有保護功能。如下圖 3 所示

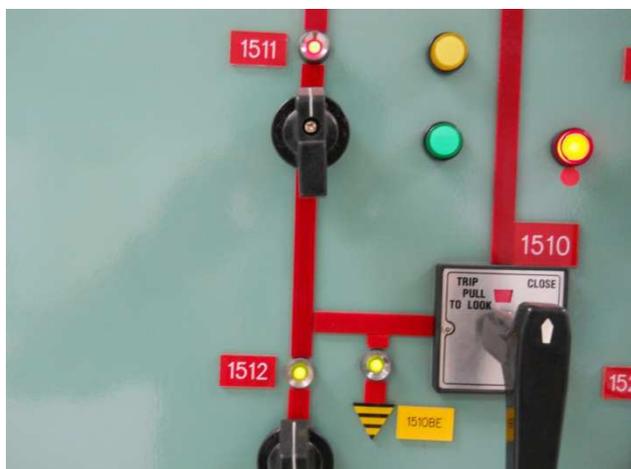


圖 3 當斷路器#1510 投入時

控制盤面上的  $\frac{101}{SC}$  開關在 ON 的紅牌位置

復閉電驛的啟動方式可以分為：

##### 1. 位置不對稱的啟動方式

如果斷路器的 ON/OFF 操作開關位置與斷路器的狀態不同即啟動復閉功能如：斷路器在 OFF 狀態而斷路器 ON/OFF 操作開關在 ON 位置，這兩個位置不對稱就啟動復閉功能，這種啟動復閉的方式就稱為位置不對稱的啟動方式。一般傳統機電式電驛就是使用本方式，正常送電中的線路斷路器是投入中即斷路器 ON/OFF 操作開關在 ON 位置而斷路器也在 ON 狀態，此時復閉電驛不啟動，當線路發生故障保護電驛動作跳脫斷路器，此時斷路器在 OFF 狀態而斷路器的 ON/OFF 操作開關仍在 ON 位置，這時復閉電驛就啟動自動將跳開的斷路器再次投入。如果線路要停電維修值班人員手動將斷路器打開，此時電表盤的該斷路器 ON/OFF 操作開關在 OFF 位置，而現場斷路器也在 OFF 位置，此時自動復閉啟動條件不成立就不會發出復閉指令，斷路器啟斷後不會再次投入維修人員便可以開始工作了。如下圖 4 所示

利用不對稱方式啟動復閉功能，可以在線路發生事故時當保護電驛動作將斷路器跳脫後再啟動復閉功能。也可以在斷路器因機構不良所造成的誤跳時啟動復閉功能，而將斷路器再次投入，這種復閉功能的啟動方式與保護電驛無關因為保護電驛並沒有發出跳脫指令，位置不對稱的啟動方式如表一所示

表一 位置不對稱啟動方式的一覽表

斷路器 ON/OFF 操作 開關	現場斷路 器狀態	復閉 功能	備註
ON	ON	不啟動	線路正常 供電中
OFF	OFF	不啟動	線路停電 維修中
ON	OFF	啟動	線路事故 跳脫或斷 路器異常 跳脫

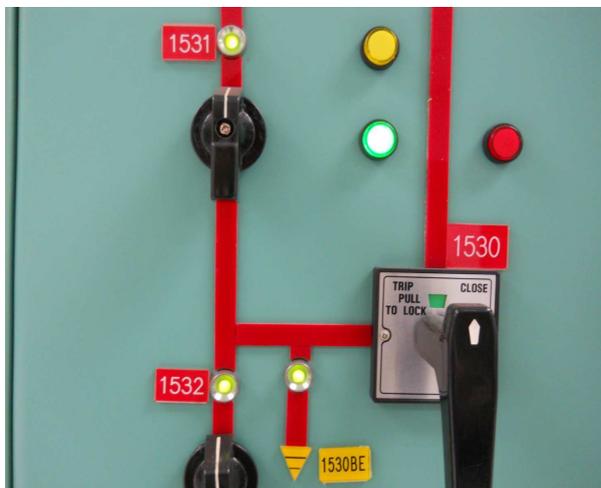


圖 4 當斷路器#1530 啟斷時

控制盤面上的  $\frac{101}{SC}$  開關在 OFF 的綠牌位置

## 2. 保護電驛啟動方法：

此種啟動方式主要用在數位式電驛，因為數位式電驛利用可編程邏輯將需要功能利用軟體程式編寫方式達到，在保護電驛動作輸出跳脫斷路器指令同時輸出一個 RI (Reclosing Initiation) 信號到復閉啟動回路，當附加在數位式電驛內部的自動復閉迴路，在接收到 RI 信號後先確認斷路器已經打開且線路無電流後便開始執行復閉動作。在復閉指令輸出前會先檢查，電壓大小，相角是否符合，復閉功能是否使

用，斷路器的氣壓或液壓是否正常，如果條件均符合經一時間延遲後就發出復閉指令，由於數位式電驛動作速度非常快可能造成自動復閉來不及啟動，因此必須使用自保持回路或記憶回路等方式來確保自動復閉能夠可靠動作。目前台電公司 161kV 以上輸電線路採用兩套差電流保護方式，而一般復閉的功能啟用在第二套電驛內部，因此兩套差流電驛動作時均需輸出 RI 信號到第二套電驛的復閉回路中，因為線路事故時可能其中一套電驛先動作，也可能其中一套電驛因某種原因未動作，因此輸電線路保護採用數位式電驛，無論有幾套每套電驛動作時均必須輸出 RI 信號到復閉回路中。利用保護電驛啟動復閉功能，對於斷路器的機構異常跳脫，因保護電驛未動作，因此無法讓復閉功能啟用。換言之，使用保護電驛啟動方式，只有在輸電線路發生事故且電驛動作情況下才有可能將斷路器再次投入。

## 五、復閉電驛的動作時間設定原則

目前電力系統中使用的自動復閉裝置無法區分暫時性故障或是永久性故障，對於暫時性故障必須等到兩端的斷路器都跳開故障電流消失後故障點的電弧才開始熄滅，因此首先要考慮消弧時間再考慮去游離時間。當電弧熄滅以後故障點才開始去游離，這時故障點附近的空氣才恢復絕緣能力，此時再將斷路器投入才可能會成功。而去游離時間又與故障點附近的空氣濕度及風速等氣候條件有關，上述兩個時間稱為斷電時間，考慮斷電時間再加上足夠的時間裕度才讓斷路器自動投入可以提高復閉成功率。由於復閉電驛的動作時間是在本端斷路器跳脫後就開始計時，這時故障點的電弧可能因對方斷路器尚未跳脫

而未開始熄弧，只有在對方斷路器跳脫故障電流消失後才會開始熄弧，因此也應考慮對方斷路器跳脫時間。如果輸電線路未設置全線段快速主保護電驛，而只有距離或過流保護時可能因故障電流太小造成陸續跳脫情形，因此復閉電驛的動作時間設定要更長一些。另外當事故發生後用戶端電動機因旋轉慣性會向故障點反饋故障電流，也會造成事故點的絕緣能力恢復得較慢，對於永久性故障除考慮斷電時間外，還需考慮自動投入在永久性故障時斷路器內部的氣壓、油壓恢復及消弧室絕緣介質恢復能力，固定與可動接觸子之間的絕緣恢復能力，以確保斷路器能夠再次切斷故障電流，按上述原則確定的時間稱為最小復閉時間，一般在使用上都會大於此時間。為了斷路器的安全著想復閉時間應該是愈長愈好，但在事故發生電源中斷後用戶端電動機的轉速會急速下降，當事故隔離系統恢復正常供電後電動機會自啟動，當斷電時間越長電動機轉速降得越低，自啟動的電流就愈大。往往會造成附近系統電壓降低情形而使自啟動更困難，因此為了維持供電品質，自動復閉時間應該是愈快愈好，但涉及斷路器安全及復閉成功率，目前本公司的最小復閉時間 345kV 設為 0.5 秒，而 161KV 氣體絕緣斷路器設為 1.0 秒。

大型電廠出口線路最小復閉時間一般設 10 秒，這是為了減少發電機的疲勞損傷確保機組安全，一般認為發電機出口發生三相短路時，發電機軸承上承受的機械應力最大。但後來的研究證明次同步諧振才是造成發電機軸承損害的主要原因，而且在事故後又再次投入於 3 相短路的永久性故障時發電機軸承承受的機械應力遠大於發電機出口三相短路時的機械應力。另外當發電機出口發生三相永久性故障，而斷路器的再次自動投入於三相短路中，會

造成扭矩幅值疊加情形，這種多次扭矩的疊加將會給發電機帶來致命的損害，因此 1982 年 IEEE 對發電機出口的高壓輸電線路若採用自動復閉其建議如下：

1. 三相跳脫後由對方端先復閉在對方端復閉成功後，電廠端經由同步檢定後才自動復閉，避免電廠端復閉在永久性故障上而造成發電機的二次傷害。
2. 最小復閉時間設 10 秒或更長，使第一次故障產生的扭矩充份衰減後再讓斷路器自動投入。
3. 使用單相復閉方式，當發生相間或三相短路故障時斷路器三相跳脫且不再復閉。
4. 不使用自動復閉功能。

台電公司早期電廠出口線路保護電驛採用傳統機電型無選相能力，且斷路器無法分相操作與跳脫故無法使用單相復閉方式。因此，大型火力廠及核能電廠的出口線路其復閉功能均閉鎖以保護發電機組的安全。直到大潭電廠 345kV 出口線路保護電驛採用具選相功能的數位式差電流電驛且斷路器採用分相跳脫方式，加上大潭 345KV 出口線路僅兩回線大潭-龍潭紅線及大潭-龍潭白線(後來變更為大潭-竹工紅線及大潭-竹工白線)而採用台電公司第一套多相復閉方式，由於該套電驛係為大潭電廠量身訂製的客製化產品因此造價昂貴，當竹工超高壓變電所加入時將原龍潭-大潭紅、白線電驛盤遷移到竹工超高壓，做為竹工-大潭紅、白線綫的保護並將多相復閉方式變更為 M1(單)+M3(三相)的復閉方式，而竹工-龍潭紅、白線的復閉方式則採用可以在市面上公開購得的 M1(單相)與 M3(三相)復閉方式，如圖 5 所示替台電公司省了一筆費用。



圖 5 M1(單相)+M3(三相)復閉方式的選擇開關

## 六、復閉方式介紹

根據復閉電驛控制斷路器連續投入次數的不同，可以分為多次復閉與一次復閉，多次復閉一般使用在配電網的饋線上是饋線自動化的重要設備，目前台電公司 11、22kV 饋線若架空線採二次復閉方式，若地下電纜則自動復閉功能閉鎖，至於一次復閉主要使用在 161kV 輸電線路上以提高系統的穩定性，目前台電公司 161kV 及 345kV 輸電線均採一次復閉方式。根據復閉電驛控制斷路器相數的不同，可以分為三相復閉方式與單相復閉方式，及多相復閉方式，對輸電線路而言要採用哪種復閉方式，必須配合系統的穩定性分析，選取對系統穩定最有利的復閉方式，而選擇復閉方式的原則有：

1. 根據系統結構及運轉條件分析後選定。
2. 沒有特殊要求的單電源線路，宜採用三相復閉方式。
3. 使用三相復閉方式，能夠滿足要求的線路就應使用三相復閉。

4. 密集環路供電的電網當線路跳脫後不復閉也能夠穩定運轉的線路可以使用三相復閉方式。
5. 不具分相操作的斷路器只能使用三相復閉方式。
6. 大型發電機組出口線路一般不使用三相復閉方式而採用單相的循序復閉方式。
7. 單相接地故障如果使用三相復閉方式無法滿足系統穩定要求則應使用單相或多相復閉方式

## 三相一次復閉方式:M3

當輸電線路上發生任何故障(單相、兩相或三相故障)，保護電驛動作將斷路器三相跳開，自動復閉功能啟動經一時間延時後發出復閉指令將斷路器三相投入。若是暫時性故障則復閉成功後線路繼續供電，若是永久性故障則保護電驛再次動作將斷路器三相再次跳開後不再復閉。三相一次復閉方式的動作流程圖如圖 6 所示，三相一次復閉方式的邏輯示意圖如圖 7 所示。

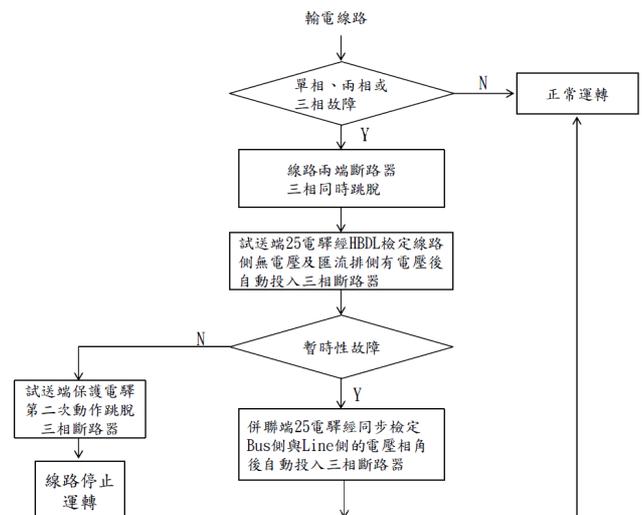


圖6. 三相一次自動復閉裝置動作流程

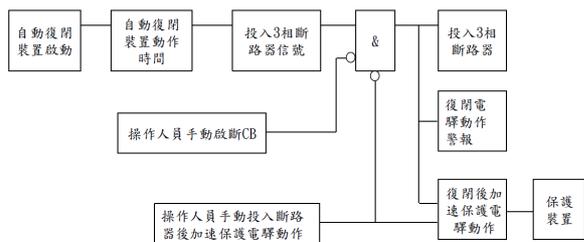


圖7. 三相復閉電驛動作邏輯示意圖

### 單相一次復閉方式:M1

當輸電線路上發生任一單相接地故障，保護裝置動作將故障相斷路器跳開，自動復閉功能啟動。經一時間延時後發出復閉指令，將斷路器跳開的那相投入，若是暫時性故障則復閉成功，線路繼續供電。若屬永久性故障則保護電驛再次動作並將斷路器三相跳開啟且不再復閉，若是輸電線路發生兩相以上故障，則保護電驛動作並將斷路器三相跳開後不再復閉。單相一次復閉方式的動作流程圖如圖 8 所示，單相一次復閉方式的邏輯示意圖如圖 9 所示。

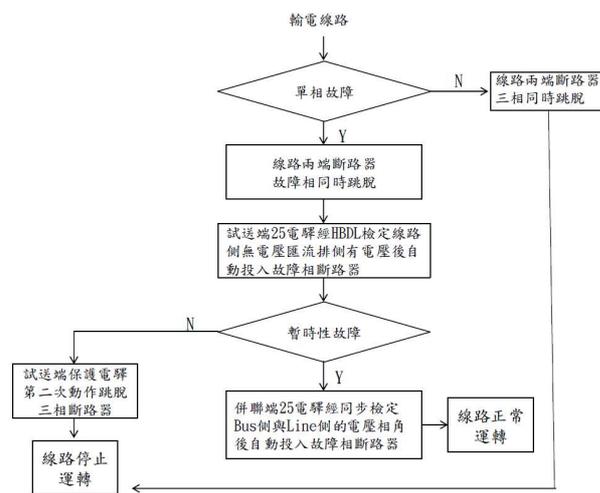
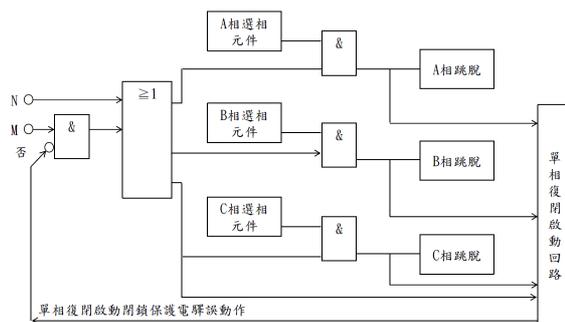


圖8. 單相一次自動復閉裝置動作流程



N:非全相運轉期間不會誤動作的保護電驛  
M:非全相運轉期間可能誤動作的保護電驛

圖9. 單相復閉電驛動作邏輯示意圖

### 多相一次復閉方式:M3+M1

當輸電線路上發生任一單相接地故障，保護電驛動作將故障相的斷路器跳開，自動復閉功能啟動經一時間延時後發出復閉指令將斷路器跳開的那相投入。如果是永久性故障則保護電驛再次動作並將斷路器三相跳開且不再復閉。當輸電線路上發生兩相以上故障時保護電驛動作將斷路器三相跳開，自動復閉功能啟動經一時間延時後輸出復閉指令，將斷路器三相投入，若是永久性故障則保護電驛再次動作，並將斷路器三相跳開後不再復閉。各種復閉方式整理如下表二所示：

表二 各種復閉方式比較一覽表

復閉方式	單相對地故障	兩相或兩相對地故障	三相故障
三相(M3)	三相跳脫、 三相復閉	三相跳脫、 三相復閉	三相跳脫、 三相復閉
單相(M1)	故障相跳脫、 故障相復閉	三相跳脫、 不再復閉	三相跳脫、 不再復閉
多相(M1+M3)	故障相跳脫、 故障相復閉	三相跳脫、 三相復閉	三相跳脫、 三相復閉

## 七、各種復閉方式的優、缺點

### 1. 三相復閉：

輸電線路上任何種類的故障都是將斷路器三相跳開後再三相同時復閉，如果是復閉在三相永久性故障時，將對設備及系統造成很大衝擊。由於 161kV 以上輸電線路的線間距離較大，其大部分的故障屬單相接地故障居多，因此使用三相復閉方式在發生單相接地故障時會硬生生的將另外健全兩相跳開，在斷路器跳開時會產生較大的操作過電壓對設備不利，同時對系統的穩定性也不佳的缺點，但使用三相復閉也有應用簡單，成本低的優點。

### 2. 單相復閉：

由於輸電線路以單相暫時性故障居多，且在單相接地故障採用單相復閉方式比三相復閉方式對電力系統的穩定有較佳成效，因此目前以單相復閉方式為主。但是，在單相復閉過程中造成系統欠相運轉會產生負序及零序分量，零序電流可能造成其他保護電驛的動作，至於負序電流則會造成鐵心過熱。單相接地故障時兩端的斷路器只跳單相，由於另外兩相仍然供電中健全兩相的電壓透過相間電容的靜電耦合形成電容性潛供電流，另外健全兩相流過的電流透過相間互感的電磁耦合形成電感性潛供電流，由於潛供電流流向故障點使得故障點的弧光去游離受到阻礙致使電弧熄滅時間拉長，因此復閉的時間也要長一些，另外單相跳脫單相復閉方式在保護電驛應用上應該注意下列事項：

- 單相接地故障時保護電驛對故障相別的判別具選相能力。
- 相間保護的測距電驛對單相接地故障的反應與對策。
- 非全相運轉期間線路感應電壓對健全相測距電驛特性的影響。

- 非全相運轉期間不平衡電流對接地電驛性能的影響。
- 非全相運轉期間保護電驛對健全相故障的偵測能力。
- 單相跳脫必須使用特殊的斷路器失靈保護方式。

### ◎單相復閉的優點：

- 僅跳脫故障相，可以改善系統穩定度，提高供電可靠性。
- 可以降低電廠只有兩回線出口線路，在發生 N-2 事故時全廠失去電力的機率。

### ◎單相復閉的缺點：

- 保護電驛必須具備選相能力。
- 斷路器必應具備單相操作能力。
- 保護電驛必需附加許多功能與組件，增加控制邏輯規劃的複雜度。
- 未斷開兩相會提供潛供電流影響復閉成功率。
- 非全相運轉期間對保護電驛及通訊系統的影響。

### 3. 多相復閉：

多相復閉是三相復閉與單相復閉的綜合體在使用上必須注意：

- 匯流排保護電驛：必須有每相獨立的跳脫接點。
- 斷路器失靈保護電驛：每相獨立的 BFI(breaker failure Initiation) 及每相獨立的跳脫接點。
- 通訊設備：專用頻道，通訊延遲小於 1 週波。

### ◎多相復閉的優點：

- 事故時僅跳脫故障相可以改善系統穩定度，並提高供電可靠性。
- 降低電廠只有兩回線出口線路，在發生 N-2 事故時失去整廠電力

的機率。

◎多相復閉的缺點：

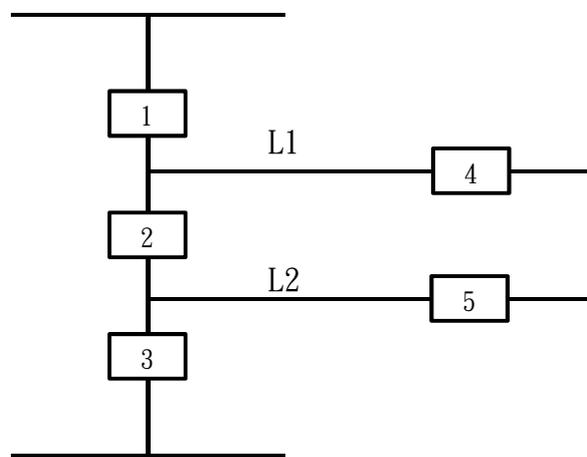
- 斷路器必須具備單相操作的能力。
- 保護電驛必須具備選相功能。
- 保護電驛必需附加許多功能與組件，增加控制邏輯的複雜度。

☞採用多相復閉應注意事項有：

- 單相接地故障只跳脫故障相然後進行單相復閉，如果復閉不成功則三相跳脫且不再復閉。
- 各類型相間短路或三相短路故障則跳脫三相然後進行三相復閉，如果復閉不成功則三相跳脫且不再復閉。
- 當選相元件拒絕動作時應能夠三相跳脫並進行三相復閉。
- 在非全相運轉期間可能造成誤動作的保護電驛應暫行閉鎖，例如：相間距離保護電驛應有防止單相接地誤跳三相的措施。
- 當單相接地故障一相跳脫後而復閉電驛拒絕動作時，為防止線路長時間欠相運轉，應將其他兩相自動跳開。（目前本公司使用斷路器機構三相不同步的方式來跳斷路器）
- 無論單相復閉或三相復閉在復閉不成功後，應考慮加速斷路器三相的跳脫以實現復閉後加速的保護。
- 在非全相運轉期間如果又發生一相或兩相故障，保護電驛應有選擇性的切除故障，如果又故障發生在復閉指令發出以前，則在故障切除後應進行三相復閉，如果又故障發生在復閉指令發出後，則應切除三相並不再復閉。
- 對空氣斷路器或液壓傳動斷路器，當空氣或液壓在低於允許投入時，應將自動復閉回路閉鎖，如果在復閉過程

中氣壓或液壓下降到低於容許值時，則應保證自動復閉動作的完成。

## 八. 自動復閉裝置與保護電驛的配合



### 1. 1 個半斷路器的自動復閉方式如下圖 10:

圖 10 1 個半斷路器的復閉方式

如果線路 1 發生故障，線路保護電驛動作並跳開斷路器 1.2 及 4 那到底要先復閉斷路器 1 或 2 目前本公司做法是先復閉斷路器 1. 其理由說明如下：

- 斷路器 2 無法實施同步檢定，因無 Bus PT。
- 若是先復閉斷路器 2，而且又復閉在永久性故障上，保護電驛又會再次動作再次跳脫斷路器 2，如果這時斷路器 2 發生斷路器失靈情況，則斷路器 2 的失靈保護電驛動作，會跳脫斷路器 1.3 及 遙跳斷路器 4.5 會造成線路 2 多跳。
- 如果先復閉斷路器 1 也是復閉在永久性故障上，保護電驛又會再次動作再次跳脫斷路器 1，如果這時斷路器 1 發生斷路器失靈情況則斷路器 1 的失靈保護電驛動作，會跳脫掛接在 #1 斷

路器匯流排上的所有斷路器及斷路器 2 並遙跳斷路器 4，此時線路 2 仍然繼續供電中。

目前台電公司超高壓變電所及部分電廠的 345kV 斷路器採用 1 個半的結構，當線路故障後要復閉時只復閉靠近匯流排側的斷路器，而中間的斷路器則由值班人員手動投入。另外目前自動復閉裝置的試送端與併聯端的決定是由北部或南部往中部試送，例如：龍潭-后里線因龍潭(桃園附近)為試送端而后里(台中附近)為併聯端，其中試送端需進行檢無壓測試(匯流排側有電壓而線路側無電壓)，至於併聯端則需進行同步檢定(校驗匯流排側與線路側的電壓及相角)，為考量輸電線路可能有單端跳脫情形故試送端需同時具備同步檢定功能。

#### 2. 復閉前加速保護電驛動作：

當線路事故發生後先無選擇性的將斷路器 1 跳開隔離故障，再利用斷路器 1 的復閉裝置自動投入先前跳開的斷路器 1，如果斷路器 1 復閉成功則繼續供電，如果斷路器 1 復閉失敗則配合保護電驛依動作時限有選擇性的將故障隔離，既能加速切除線路上暫時性故障，又能在復閉後有選擇性的切除永久性故障，如下圖 11 所示：

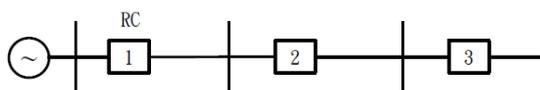


圖 11 復閉前加速保護電驛動作

任一線段發生事故保護電驛 1 瞬時動作將斷路器 1 跳開，同時復閉斷路器 1 若復閉成功則繼續供電，如果復閉失敗則保護電驛 1、2、3 依內部設定時間順序動作有選擇性的切除故障，台電公司不採用本方式。

#### ◎優點：

- 能快速隔離各段線路上所發生的暫時性故障。
- 讓暫時性故障迅速隔離，來不及發展成永久性故障，增加復閉成功率。
- 簡單、經濟、投資少，只需要一套自動復閉裝置。

#### ◎缺點：

- 復閉在永久性故障時，會使故障隔離時間變得比較長。
- 裝有自動復閉裝置的斷路器動作次數較多，工作條件較嚴苛。
- 如果自動復閉裝置故障將擴大停電範圍。

#### 3. 復閉後加速保護電驛動作：

當線路發生故障時保護電驛先有選擇性的動作，切除故障後啟動自動復閉功能投入先前已經跳開的斷路器，如果復閉成功則繼續供電，如果復閉失敗則配合保護電驛加速動作迅速將永久性故障隔離，如果是用控制開關手動將斷路器投入在永久性故障時，也應該採取加速保護電驛動作的措施迅速隔離故障與復閉後加速保護電驛動作的理念是相同的。如下圖 12 所示：

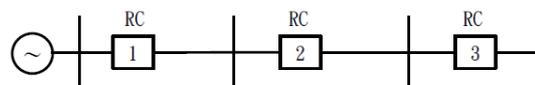


圖 12 復閉後加速保護電驛動作

任一段線路發生事故有選擇性的由最靠近故障點的保護電驛動作跳脫斷路器，同時復閉先前已經跳開的斷路器，若復閉成功則繼續供電，若復閉失敗則加速保護電驛動作快速的跳開斷路器隔離故障點，目前台電公司 345kV 採用此方式。如圖 13 所示在復閉不成功後利用 SOTF(Switch On

To Fault)功能作快速將斷路器跳脫隔離故障。

◎優點:

- 第一次有選擇性的切除故障不會擴大停電範圍。
- 使永久性故障能夠有選擇性的迅速隔離。
- 與復閉前加速保護電驛動作相較使用上不受電網結構的影響。

◎缺點:

- 第一次切除故障可能帶有時間延遲，若使用過電流保護在靠近電源端的故障，第一次切除故障時間因上下游保護協調關係會比較長。
- 每一個斷路器都需要裝設一套自動復閉裝置。

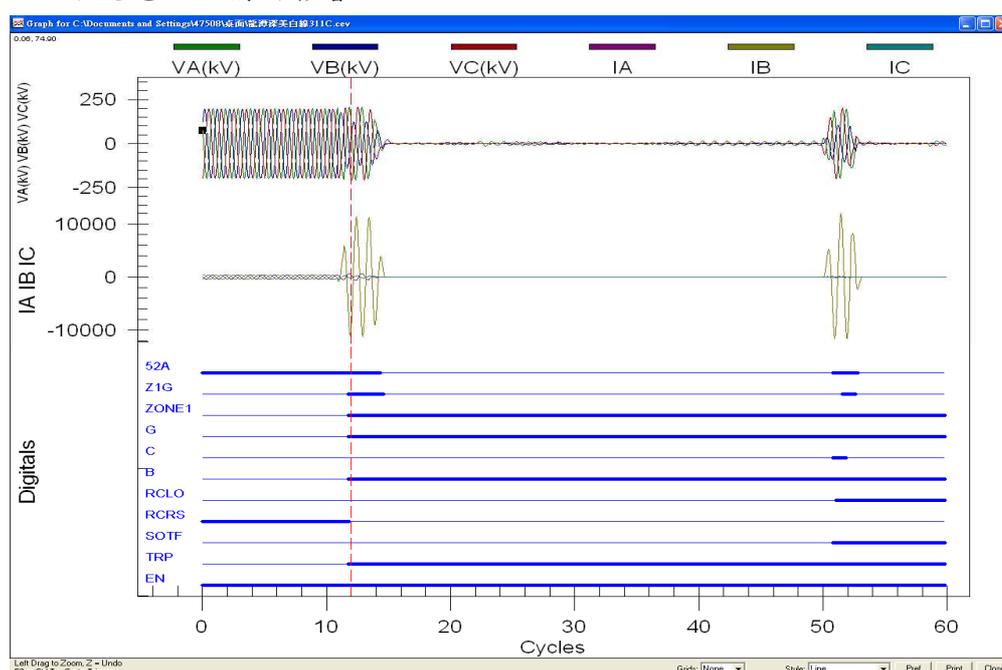


圖 10 復閉不成功後 SOTF 動作快速將斷路器跳脫

SOTF:測距電驛或方向性過電流電驛必須利用電壓與電流的相角來判斷故障方向，當斷路器投入在出口處三相短路的線路上時，因接入測距電驛的 BUS 電壓幾乎降為零，若是採用 LINE PT 因投入前電壓為零，無法讓測距電驛的電壓記憶回路起作用導致測距電驛或方向性過電流電驛均無法動作。為解決此保護盲點便利用 SOTF 功能，在斷路器投入 200ms 內啟動瞬時過電流保護在 200ms 後自動閉鎖 SOTF 功能。雖然目前數位式差流保護不需電壓源故不受影響，但當差流保護停用時應啟用 SOTF 功能，來

快速隔離斷路器未投入前故障便已經存在的線路。

## 九、複合式輸電線路的自動復閉

由於輸架空電線故障以暫時性居多，故台電公司 11kV 及 22kV 架空饋線採二次復閉方式，而 161 kV 及 345kV 的架空輸電線均使用復閉一次方式來提升供電品質與系統穩定。至於地下電纜的故障均屬永久性故障，因此台電公司無論任何電壓等級的電纜線路均不使用自動復閉，防止電纜受到二次傷害增加修復困難度。目前電網構

造日趨複雜為了增加供電穩定有許多輸電線採複合式即線路有架空線段也有地下電纜，此構造造成自動復閉裝置使用的困擾。目前台電公司 345kV 的輸電線路有很多採複合式在變電站內因地理環境受限採用地下電纜，到變電站外連接站後採用架空輸電線，若依地下電纜不使用自動復閉裝置原則，那 345kV 的輸電線路可能都必須將自動復閉功能閉鎖，如此將造成 345kV 輸電線路事故後必須由值班人員手動投入因事故而跳脫的斷路器，這可能造成系統的不穩定。因此目前台電公司新建 345kV 複合式輸電線在電纜段增設電纜專用 87L 電驛，做為電纜事故偵測及閉鎖線路的自動復閉功能。當複合式輸電線路發生事故時線路保護電驛動作跳脫斷器隔離路故障，若電纜專用 87L 電驛未動作故確認事故點在架空段，這時自動復閉裝置動作將先前跳脫的斷路器再次投入，當複合式輸電線路發生事故線路保護電驛動作跳脫斷器隔離路故障，同時電纜專用 87L 電驛也動作故確認事故點在電纜段，這時自動復閉裝置會收到電纜專用 87L 電驛已動作信息而將自動復閉裝置閉鎖防止電纜受到二次傷害。

## 十、結論

目前台灣社會與工業界對供電的可靠性與電力品質要求愈來愈高，而且電網結構變得愈來愈複雜，69kV 以上輸電線路具有電能傳輸效率高，輸送距離遠等優點，成為目前台灣經濟發展的重要能源提供者，由於台灣各地廣設科學園區、工業區，對電力品質要求愈來愈高，相對地對供電可靠要求也愈來愈嚴苛。因此，目前台電公司 69kV 以上輸電線主保護電驛採用全線段快速保護的差電流電驛，希望藉由快速

隔離輸電線路上的任何故障來防止事故擴大，同時藉由自動復閉裝置將先前已經跳脫的斷路器自動投入來縮短停電時間。由於輸電線路上的故障絕大部份都屬暫時性故障，如果在斷路器跳脫故障消失後能夠迅速恢復供電，則可以大幅的提升供電可靠性。因此，利用自動復閉裝置在輸電線路故障斷路器跳脫自動投入先前跳開的斷路器，迅速恢復供電對提升供電品質有很大幫助，目前台電公司 161kV 以上輸電線路均有設置自動復閉裝置或規劃啟用數位式電驛內部的自動復閉功能。

## 參考資料

- 〔1〕 Anthony F, Sleva, "Protective Relay Principle"
- 〔2〕 Arung, Horowitz, Phadke, Stanley H, "Power System Relaying"
- 〔3〕 Blackburn, Domin, Thomas J, J. Lewis, Thomas "Protective Relaying: Principles & Applications"
- 〔4〕 C Russellmason, "The Art & Science Of Protective Relaying"

# Introduction of Loss of Synchronism Protection ("OOSPPAM #78")

ABB Ltd, EPMV DA, Harlem Tsai

## Summary Description

This Project was in the MingTan Hydro Power plant. The existed relay was established over 15years and they were already stopped production.

The function of the "OOSPPAM" is an out of step function to detect, evaluate, and take the required action during pole slipping occurrences in the power system. It's a well application to use this function in this power plant. The OOSPPAM function can detects pole slip conditions and trips the generator as fast as possible, after the first pole-slip if the center of oscillation is found to be in zone 1, which normally includes the generator and its step-up power transformer. If the center of oscillation is found to be further out in the power system, in zone 2, more than one pole-slip is usually allowed before the generator-transformer unit is disconnected. A parameter setting is available to take into account the circuit breaker opening time. If there are several out-of-step relays in the power system, then the one which finds the center of oscillation in its zone 1 should operate first.

OOSPPAM could receive more signal to calculate such like the rotor's angle and it could also trigger the wave record. The operation principal could be trigger without

the variation of the frequency.

When retrofit the exist relay, the OOSPPAM would be the first choice of the out of step function.

## 1. General Description (Relay Setting Philosophy ):

It was a retrofit plan for the protection relays of the generators and transfers in a MingTan hydro power plant. The existed relays was GEC ALSTOM TP131 and tried to replace by ABB REG670. REG670 has two kinds of functions could be the loss synchronism protections which are "Out-of-step protection OOSPPAM" and "Pole Slip Protection PPSPAM". The Out-of-step protection OOSPPAM for the Loss of Synchronism Protection have the well performance to protect the system.

According to the IEEE Std C37.102-2006 : One relaying approach for detecting a loss-of-synchronism condition is to analyze the variation in apparent impedance as viewed at the terminals of system elements. It has been shown that during a loss of synchronism between two system areas or between a generator and a system, the apparent impedance as viewed at a line or generator terminals will vary as a function of the generator and system impedance, the system

voltages, and the angular separation between the systems.

Under balanced and stable conditions, a generator operates with a constant rotor angle (power angle), delivering active electrical power to the power system, which is approximately equal to the input mechanical power on the generator axis. The currents and voltages are constant and stable. An out-of-step condition is characterized by periodic changes in the rotor angle that leads to a wild flow of the synchronizing power; so there are also periodic changes of rotational speed, currents and voltages. When displayed in the complex impedance plane, these changes are characterized by a cyclic change in the complex load impedance  $Z(R, X)$  as measured at the terminals of the generator, or at the location of the instrument transformers of a power line connecting two power subsystems. This is shown in the Figure 1 below

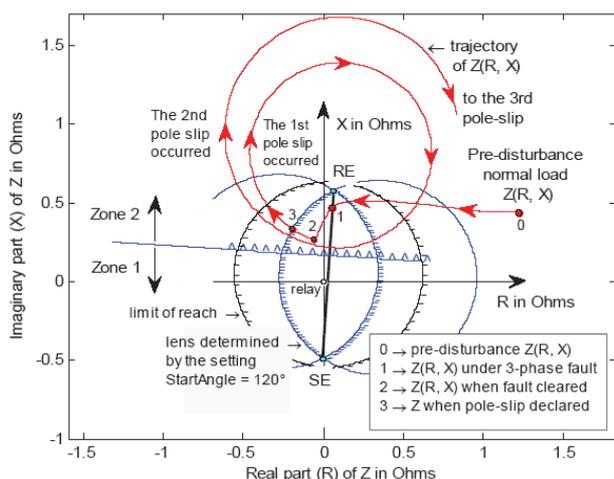


Figure 1 power line connect two power subsystems

Under typical, normal load conditions, when the protected generator supplies the active and the reactive power to the power system, the complex impedance  $Z(R, X)$  is in the 1st quadrant, point 0 in Figure 1. One can see that under a three-phase fault conditions, the center of oscillation is at the point of fault, point 1, which is logical, as all three voltages are zero or near zero at that point. Under the fault conditions the generator accelerated and when the fault was finally cleared, the complex impedance  $Z(R, X)$  jumped to the point 2. By that time, the generator has already lost its step,  $Z(R, X)$  continues its way from the right-hand side to the left hand side, and the 1st pole-slip cannot be avoided. If the generator is not immediately disconnected, it will continue pole-slipping — see Figure 1, where two pole-slips (two pole-slip cycles) are shown. Under out-of-step conditions, the center of oscillation is where the locus of the complex impedance  $Z(R, X)$  crosses the (impedance) line connecting the points SE (Sending End), and RE (Receiving End). The point on the SE – RE line where the trajectory of  $Z(R, X)$  crosses the impedance line can change with time and is mainly a function of the internal induced voltages at both ends of the equivalent two-machine system, that is, at points SE and RE.

Measurement of the magnitude, direction and rate-of-change of load impedance relative to a generator’s terminals provides a convenient and generally reliable means of detecting whether machines are out-of-step and pole-slipping is taking place.

Measurement of the rotor (power) angle  $\delta$  is

important as well.

Rotor (power) angle  $\delta$  can be thought of as the angle between the two lines, connecting point O in Figure 1, thus, Z(R, X) under normal load, with the points SE and RE, respectively. These two lines are not shown in Figure 1. Normal values of the power angle, thus, under stable, steady-state, load conditions, are from 30 to 60 electrical degrees. It can be observed in Figure 1 that the angle reaches 180 degrees when the complex impedance Z(R, X) crosses the impedance line SE – RE. It then changes the sign, and continues from -180 degrees to 0 degrees, and so on. Figure 2 shows the rotor (power) angle and the magnitude of Z(R, X) against time for the case from Figure 1.

## 2. General Description (Relay Setting Philosophy )

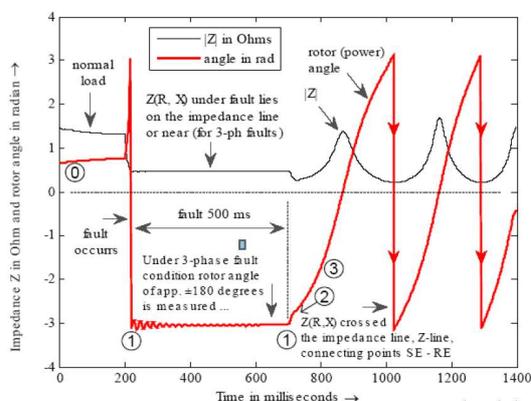


Figure 2 Rotor (power) angle and magnitude of the complex impedance Z(R, X) against the time.

### Setting Guidelines:

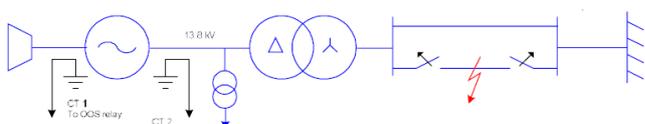


Figure 3 Example of an actual power system

**1** The setting ForwardX, ForwardR take into account to the reactance and resistance of only one power line.

$$\mathbf{2 Forward X} = X_{maxSG1} + X_{LLG1} + X_{TG} \text{ (X/R maxSG1 : max. sys. Pos.e seq. Z) } \dots\dots\dots(1)$$

$$\mathbf{Forward R} = R_{maxSG1} + R_{LLG1} + R_{TG} \text{ (X/R LLG1 : Longest Line Z) } \dots\dots\dots(2)$$

$$\mathbf{ReverseX} = X_{d'} \dots\dots\dots(3)$$

( $X_{d'}$  : Gen. transient reactance)

$$\mathbf{Reverse R} = R_s \text{ (1\% of } X_{d'} \text{ could be estimated) (} R_s \text{ : Gen. equivalent resistance) } \dots\dots\dots(4)$$

\* All Impedance are based on generator base.

**3 ReachZ1:** the reach of the zone a in the forward direction. The ReachZ1 should be set bigger than  $X_{TG}$  for making Generator - Transformer in the zone 1.

**4 StartAngle:** Angle between the two equivalent rotors induced voltage to get the start signal. The width of the lens characteristics is determined by the value of this setting. Whenever the impedance Z (R, X) enter the lens, this is a sign of instability. The value  $110^\circ$  is recommended.

**5 tReset:** The setting gives the time for (OOSPPAM) function to rest after start when no pole slip been detected. The value 5s is recommended.

**6 NoOfSlipsZ1:** Maximum number of pole slips with centre of electromechanical oscillation within zone 1 required for a trip. The value 1 is recommended.

**7 NoOfSlipsZ2:** Maximum number of pole slips with center of electromechanical oscillation within zone 2 required for a trip. The value 3 is recommended.

**8 tBreaker:** Circuit breaker opening time.

The value of 0.00 s will be set, if the opening time is unknown.

**9 InvertCTCurr:** If the input CTs is located at generator neutral side, then InvertCTCurr = Off. If the input CTs is located at generator terminal side, then InvertCTCurr = On.

**10 TripAngle :** If a pole slip has been detected , change of rotor angle corresponding to slip frequency 0.2-8Hz, the slip line ZA - ZB is crossed and the direction of rotation is same as at start, a trip is given when the rotor angle gets below the set Trip Angle. The value 90° is recommended.

**2. Relay Setting Calculation**

**2.1 System Data:**

**Generator:**

16.5kV, 300MVA, 0.9PF  
 Irated = 10498 A  
 Xd'=0.26 pu

**Main Transformer:**

345 / 16.5 kV, 300 MVA  
 Zps=Zpt= 15.3% on 300MVA  
 CT-3C: 12000/5A (ratio: 2400)

$$PT2: \frac{16500}{\sqrt{3}} / \frac{115}{\sqrt{3}} V$$

(ratio: 143.478)

**Transmission Lines:**

( on 100MVA)

Longest Line:

$$Z_{LL1} = 0.01095 + j0.11546 pu$$

(suppose value)

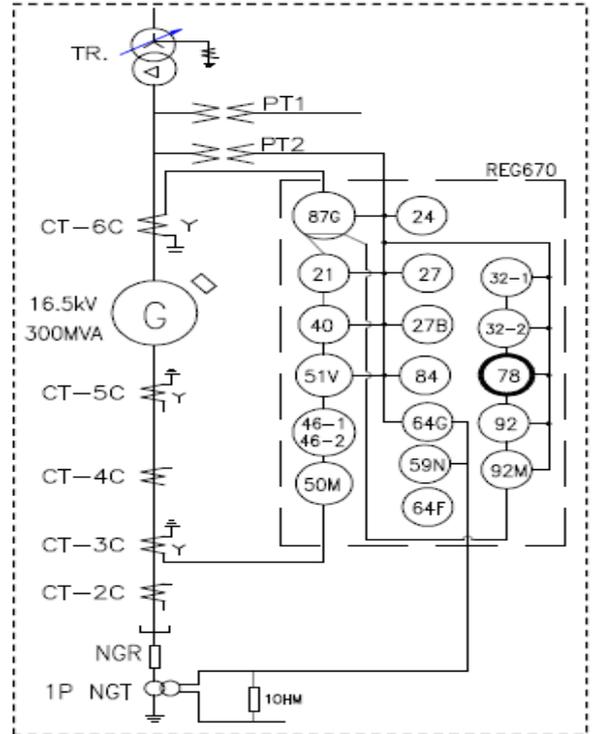


Figure 4 Scheme of protection SLD

**Power System:**

Maximum fault current:

$$345kV, 45.79kA (max.) \dots\dots\dots(5)$$

$$X/R=23.5, SCC= 27361MVA\dots\dots\dots(6)$$

All sys. Impedance are given on 100 MVA (MVAs) and 345 kV (kVs) base.

∴ Maximum positive sequence

impedance based on 100MVA

$$Z_{max S1} = 0.000155 + j 0.00365 pu \dots(7)$$

**2.2 Relay Model / Type**

**2.2.1**

Existing Relay Model:

GEC ALSTHOM , TP131

Setting: Active power threshold: +4% / -4%

Number of pulses:

Power Channel: 20

Internal angle channel: 20

Time lag counting: 1 min

## 2.2.2 New Relay Model

ABB, REG670

Out-of-step protection OOSPPAM (78)

## 2.3 Calculation for Relay Setting

### 2.3.1 General Parameters

#### 2.3.1.1 Calculating the base voltage for relay (or VT secondary):

$$\begin{aligned} V_{LL\_B\_relay} &= VT \text{ primary voltage}/VT \text{ ratio} = \\ &= 16.5kV * (115V / 16.5kV) \\ &= 115 V \dots\dots\dots(8) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} V_{LN\_B\_relay} &= (16.5kV/1.732) * (115V / 16.5kV) \\ &= 66.4 V \dots\dots\dots(9) \end{aligned}$$

#### 2.3.1.2 Calculating the base current for relay (or CT secondary):

$$\begin{aligned} I_{B\_relay} &= CT \text{ primary current}/CT \text{ ratio} = \\ &= 10498 * (5 / 12000) \\ &= 4.37 A \dots\dots\dots(10) \end{aligned}$$

#### 2.3.1.3 Calculating the base impedance based on the relay secondary quantities:

$$Z_{B\_relay} = \frac{V_{LNB\_relay}}{I_{B\_relay}} = \frac{66.4}{4.47} = -15.18\Omega \dots\dots\dots(11)$$

#### 2.3.1.4 Calculating TR. Impedance on Gen base

$$\begin{aligned} X_{TG} &= \frac{MVA_G}{MVA_T} X_T = \left(\frac{300}{300}\right) \times \\ &\left(\frac{16.5}{16.5}\right)^2 \times 0.153 = 0.153 pu \dots\dots\dots(12) \end{aligned}$$

#### 2.3.1.5 Calculating the max positive sequence Z of the Power System.

On the TR / Gen. base. According to  
the transfer equation:

$$Z_{\max/\min ST} = \frac{MVA_T}{MVA_S} \times \frac{KV_S^2}{KV_{T\_High}^2} \times Z_{\max/\min S}$$

$$Z_{\max/\min SG} = \frac{MVA_G}{MVA_T} \times \frac{KV_{T\_Low}^2}{KV_G^2} \times Z_{\max/\min ST}$$

.....(14)

The max positive sequence impedance of  
the power system on the TR. / Gen. base is:

$$Z_{\max ST1} = 0.00015 + j 0.00365 pu \dots(15)$$

$$Z_{\max SG1} = 0.00015 + j 0.00365 pu \dots(16)$$

$$X_{\max SG1} = 0.00365 pu \dots\dots\dots(17)$$

### 2.3.1.6

Calculating the pos. seq. Z of the longest  
Line on Gen base.

$$Z_{LLG1} = \mathbf{0.01095 + j 0.11546 pu} \dots\dots\dots(18)$$

### 2.3.2 Calculate the settings:

#### 2.3.2.1

$$\begin{aligned} \mathbf{ForwardX} &= X_{\max SG1} + X_{LLG1} + X_{TG} \\ &= 0.00365 + 0.11546 + 0.153 \\ &= 0.2721 pu \dots\dots\dots(19) \end{aligned}$$

#### 2.3.2.2

$$\begin{aligned} \mathbf{ForwardR} &= R_{\max SG1} + R_{LLG1} + R_{TG} \\ &= 0.00015 + 0.01095 + 0.00765 \\ &= 0.0188 pu \dots\dots\dots(20) \end{aligned}$$

$$\mathbf{ReverseX} = X_{d'} = 0.26 pu \dots\dots\dots(21)$$

$$\mathbf{ReverseR} = R_s = 0.0026 pu \dots\dots\dots(22)$$

(1% of Xd' could be estimated)

$$\mathbf{ReachZ1} \geq X_{TG} \dots\dots\dots(23)$$

So ReachZ1 = 0.153 pu

$$= 56.23 \% \text{ of ForwardX} \dots\dots\dots(24)$$

### 2.3.3 Calculation for Relay Setting for this project 57% of ForwardX

**StartAngle:** 110°

**tReset:** 5sec

**NoOfSlipsZ1:** 1

**NoOfSlipsZ2:** 3

**tBreaker:** 0 sec

**InvertCTCurr:** off

**TripAngle:** 90°

### 2.3.4 Calculation for Relay Setting and set the value.

Ubase	16.5 kV
Sbase	300 MVA
Ibase	10498 A
Zbase	0.908 ohm

Ctsec	5 A
Ctprim	12000 A

Table1 caculation numbers.

\* Z<sub>B\_relay</sub> = 15.18 ohm

Table 2 OOSPPAM Group settings (basic)

Name	Range	Setting
Operation	Off, On	On
OperationZ1	Off, On	On
ReachZ1	1.00 - 100.00 % ZFw	57.00 %ZFw
OperationZ2	Off, On	On
tBreaker	0.000 - 1.000 s	0.00 s

Table 3 OOSPPAM Group settings (advanced)

Name	Range	Setting
NoOfSlipsZ1	1 - 20	1
NoOfSlipsZ2	1 - 60	3
tReset	1.000 - 60.000 s	5.0 s

Table 4 OOSPPAM Non group settings (basic)

Name	Range	Setting
GlobalBaseSel	1 - 12	1
ForwardR	0.00 - 1000.00 %ZB	1.88
ForwardX	0.00 - 1000.00 %ZB	27.21
ReverseR	0.00 - 1000.00 %ZB	0.26
ReverseX	0.00 - 1000.00 %ZB	26.00
InvertCTCurr	No, Yes	No

Table 5 OOSPPAM Non group settings (advanced)

Name	Range	Setting
StartAngle	90.0 - 130.0 Deg	110 Deg
TripAngle	15.0 - 90.0 Deg	90 Deg

The original relay (#78) will lockout when the UB less than 0.2, so the new relay’s function should also add the logic “lockout” of the low voltage

Table 6 VMMXU Non group settings (advanced)

Parameter	Unit	Setting
UL12HiHiLim	%UB	150.0
UL12HiLim	%UB	120.0
UL12LowLim	%UB	100.0
UL12LowLowLim	%UB	20.0
UL12Min	%UB	0
UL12LimHys	%	1.0

UL23HiHiLim	%UB	150.0
UL23HiLim	%UB	120.0
UL23LowLim	%UB	100.0
UL23LowLowLim	%UB	20.0
UL23Min	%UB	0
UL23LimHys	%	1.0

UL31HiHiLim	%UB	150.0
UL31HiLim	%UB	120.0
UL31LowLim	%UB	100.0
UL31LowLowLim	%UB	20.0
UL31Min	%UB	0
UL31LimHys	%	1.0

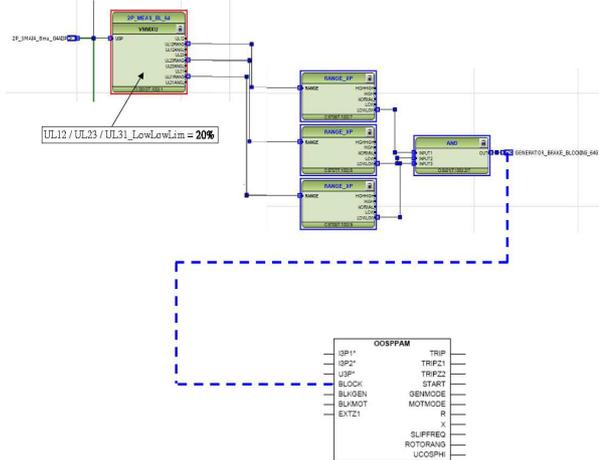


Figure 5 the logic of the protection.

2.4 The Test Result

The final test result from TPC’s Laboratory was matched the evaluation of technician and the description of the protection “OOSPPAM”.

Table 7 the setting value during the test  
(refer to the table 4)

設定値	ForwardR (%ZB)	ForwardX (%ZB)	ReverseR (%ZB)	ReverseX (%ZB)	StartAngle (°)	TripAngle (°)	ReachZ1 (%Zfw)
	1.88	27.21	0.26	26.00	110.0	90.0	57.00
	NoOfSlipZ1	NoOfSlipZ2	tReset (s)				
	1	3	5.0				

特性	阻抗軌跡通過次數	動作時間 (ms)	動作接點指示	備註
Zone 1	1	17.40	正常	
Zone 2	3	16.00	正常	

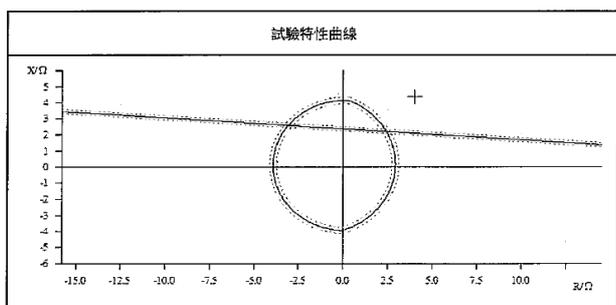


Figure 6 the limitation of the protection OOSPPAM in the test report.(match the Figure 1)

### 3. Summary

The OOSPPAM can determines the direction the impedance Z moves, thus, the direction the lens is traversed.

It can also measures the time taken to traverse the lens from one side to the other one.

The limitation of the protection of the OOSPPAM is larger than PPSPAM.

We can find the different from below figure 7 and 8

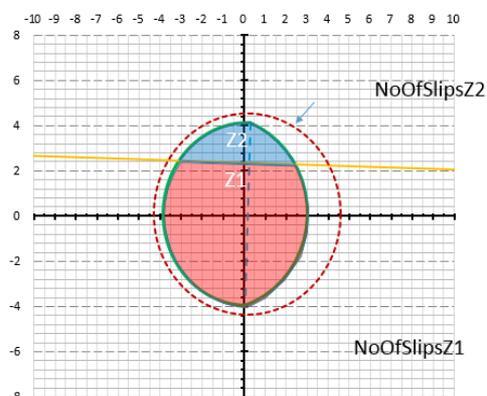


Figure 7 the protection limitation of the

protection of the OOSPPAM

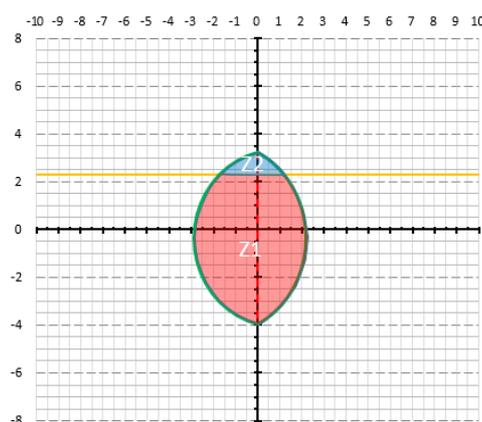


Figure 8 the limitation of the protection PPSPAM

It can easier to tell the Z2 in the OOSPPAM is larger than the one in the PPSPAM. OOSPPAM has several advantages which could protect the facilities in the substations or power plant.

1. It can receive the angle of the stators.
2. Trigger the wave record inside the function.
3. There is not nessary to detect the variation of the frequency and the protection can able to trigger.
4. OOSPPAM could connect 2 current tranferomers and can fit the special application which PPSPAM can't does.

Reference:

1. ABB Document - 1MRK 502 051-UEN
2. IEEE Std C37.102-2006
3. The Relay Calculations of TPC Ming Tan Hydro Power Plant written by Chen Yao Ping Technician office
4. The test report "4N40138" of the REG670 tested by TPC's Laboratory- 2015/10/19