



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
中華民國一〇九年一月一日出版

發行者：陳來進

高等顧問：李河樟 李 群 許萬寶 張重湖
簡文通 羅隆和 官茂祥 藍宏偉

顧問：唐志明 陳勇蒼 何文瑤

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：陳炯彰 林之婷

地址：台北市羅斯福路三段 244 巷
9 弄 1 號 2 樓

E-mail : relayroc@gmail.com

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

投稿文章、刊物不代表本會立場

※版權所有※

◎本刊物圖文非經同意不得轉載◎

目錄索引

☆22 淺談電力系統死區(盲區)故障的
保護 -----楊盛鐘

☆36 變電所低壓側暫態過電壓分析及
改善對策
-----吳立成、楊智淵

☆45 大型風場併入電網之衝擊性分析
-----柯侑寬、謝淞壬、吳祥瑞
周聖傑、林珈敬、蔣肇昇

☆52 變電所儲能系統規劃及應用
-----林健民

☆62 電容器組再襲暫態過電壓改善評估
-----鄭強、王瑋民、蕭弘清

☆71 Bay Control Unit 應用於 GIS 之研究
-----曹建和、花琨烽
黃種暉、鍾昌慶

☆79	會務報導	廣告索引 封面 贊富企業有限公司 封底 中華民國電驛協會 封面裡 艾波比(股)公司 封底裡 全城電業顧問有限公司 1 盈昇有限公司 2 健格科技(股)公司 3 祥正電機(股)公司 4 勇帥電氣技術顧問(股)公司 5 亞力電機(股)公司 6 飛領/飛羚電機(股)公司 7 中友機電顧問(股)公司 8 育賢(股)公司 9 華城電機(股)公司 10 力樺科技有限公司 11 震儀科技(股)公司 12 預保科技(股)公司 13 春源機電技術顧問有限公司 14 中華民國電機技師公會全國聯合會
☆80	中華民國電驛協會保護電驛專業檢測團體認證規範	
☆82	保護電驛專業檢測團體技術員工作證	
☆83	保護電驛專業檢測團體認證申請表	
☆84	保護電驛專業檢測團體證照	
☆85	保護電驛專業檢測合格團體證照	
☆86	中華民國電驛協會第九屆第三次理事暨監事聯席會議記錄	
☆89	中華民國電驛協會會員捐款	
☆89	中華民國電驛協會獎學金捐款	
☆90	109 年度電驛協會教育訓練計劃	
☆91	中華民國電驛協會沿革	
☆92	中華民國電驛協會個人、團體入會申請書	
☆93	中華民國電驛協會永久團體會員名單	
☆94	中華民國電驛協會團體會員名單	
☆96	中華民國電驛協會永久個人會員名單	
☆97	中華民國電驛協會個人會員名單	
☆101	108 年 7 至 12 月新入會會員名單	
☆102	電驛協會會刊目錄總表	

淺談電力系統死區(盲區)故障的保護

台北供電區營運處 楊盛鐘

摘 要

斷路器只在一側裝設比流器及保護電驛設計的缺失，造成被保護元件在某一特定區域內發生故障後因主保護電驛無法偵測到故障電流而未動作，最後由近端或遠端的延時後備保護電驛來隔離故障這類故障統稱為死區故障或盲區故障。一般死區故障通常發生在斷路器與比流器之間，雖然死區故障發生的機率很低，但隨著電力系統日趨複雜電網的穩定可靠運轉變得愈來愈重要，一旦發生死區故障不能及時切除對系統的穩定運轉影響很大。本文介紹幾種常見死區故障及其發生原因與改善對策，確保電力系統內發生死區故障後能夠及時準確的根據故障現象判斷出故障點，有效的隔離故障使事故的影響範圍和損失降到最低，同時能夠迅速恢復電力系統的穩定運轉。

壹、前言

由於電力系統內電氣元件的保護電驛本身設計的缺陷與比流器(CT)接線等問題，電力系統內部潛藏著各種保護死區，造成被保護元件在特定範圍內發生故障時只能由延時的後備保護電驛來隔離，這類故障統稱為死區故障。例如：比流器的一相發生接地短路時，保護電驛因無法偵測到故障電流故不能發揮保護功能；控制電纜連接處發生接觸不良時便無法進行保護與操作；當保護電驛的工作電源採用交流電壓，一旦線路發生短路事故匯流排電壓會急速下降造成低電壓，導致引用匯流排電壓當工作電源的保護電驛無法正常動作，以上情況都屬於保護電驛的死區。保護電驛死

區是指本應受到保護的區域由於保護電驛設計問題無法得到應有的保護，這些區域統稱為保護電驛死區或盲區。

保護電驛會出現保護死區以人為因素居多，由於設計人員和電驛維護人員缺乏對保護電驛的瞭解，致使保護電驛無法充分發揮保護作用，造成保護過程中出現保護盲區，設計及電驛維護人員本身的疏忽，對保護電驛的性能造成很大影響。

高壓電網中除了 CT 偵測不到故障電流而產生的電流死區故障外還有電壓死區，當保護電驛安裝處的零序阻抗很小時，若線路末端發生高阻抗接地故障，有可能導致零序功率方向元件無法動作。當變壓器近距離發生三相短路故障時欠壓閉鎖方向過流電驛的方向性元件也會有電壓死區，若變壓器只有一側配置後備保護電驛在某些特殊的運轉模式下欠壓閉鎖功能會造成變壓器後備保護電驛出現死區。因此應分別在變壓器的高、低壓側配置後備的過電流電驛。

一般死區故障有三種：線路斷路器的死區故障；匯流排聯絡斷路器的死區故障；變壓器斷路器的死區故障等。目前死區保護未受重視通常利用後備保護電驛造成故障隔離時間長且擴大停電範圍，隨著電網規模逐漸擴大電網結構愈來愈複雜，因此電力系統的安全穩定運轉變得越來越重要，當電網發生死區故障後必須及時、準確有效的隔離故障，使事故的影響降到最低同時迅速恢復電網的穩定供電。即使在斷路器兩側都配置 CT 但由於人為疏失造成 CT 二次側接線錯誤導致保護區間未重疊，或是運轉模式改變也會造成保護死區，特別是在一個半斷路器架構下，更容易發生 CT

接線未交叉保護未重疊的現象。

為了將 CT 與斷路器之間的死區故障納入線路保護範圍內，將 CT 置於斷路器靠匯流排(Bus)側，當線路保護電驛用 CT 與線路斷路器之間發生死區故障時，由線路保護電驛先動作跳開線路兩側斷路器但故障仍未隔離，最後靠本側匯流排保護電驛根據故障位置來決定是否該動作；若本側匯流排未配置匯流排保護電驛最後只能靠匯流排上電源線的對側後備保護電驛延時跳脫來隔離故障，造成事故清除時間長及停電範圍擴大的後果。將 CT 安裝在斷路器靠匯流排側此做法改變了傳統 CT 的配置方式會造成 CT 長時間加壓不利於絕緣，也會縮短 CT 使用壽命並對維護和檢修工作造成不便。

貳、線路斷路器的死區故障

線路保護的死區在某些變電所是經常存在的，早期的變電所一台斷路器配置一具CT保護死區無法避免，雖然保護死區範圍不大發生故障的機率也低，即使死區發生故障經由其他的保護電驛也能夠隔離故障，因此線路保護死區並沒有引起大家的重視。隨著電網日趨複雜電力系統的穩定可靠運轉變得更比以前更重要，一旦保護死區發生故障不能及時隔離或者不能準確隔離，將對系統的穩定造成很大的危害。

一、死區故障發生原因

目前重要變電所一般都採用雙匯流排的接線方式，當線路斷路器與CT之間的A點發生故障時如下圖1所示，對於線路保護電驛而言相當於反方向外部故障故線路保護電驛不會動作，對於匯流排保護電驛來說屬於內部故障故匯流排差動保護電驛動作跳開同一匯流排上的所有斷路器但故障仍然存在，還有從線路對側流過來的故障

電流因此圖1中A點屬於保護死區，為了隔離故障通常利用匯流排差動保護電驛或斷路器失靈保護電驛動作後，停止線路載波閉鎖快速保護的高頻閉鎖信號發送或允許越區快速跳脫的允許跳脫信號的發送以及光纖差流電驛的遙跳信號發送讓線路對側的保護電驛能夠加速動作跳脫斷路器來隔離死區故障。

匯流排差動保護與斷路器失靈保護搭配遙跳對側斷路器成為切除死區故障的利器，為增加安全性與可靠性一般遙跳信號不會直接用來跳脫斷路器還需要對側的保護電驛就地判斷確認過電流後才能跳斷路器。目前台電公司在超高壓變電所或重要發電廠都配置斷路器失靈保護電驛，針對此類線路死區故障利用斷路器失靈保護電驛的接點來啟動遙跳功能，透過遙跳方式跳開線路對側斷路器來隔離故障。

數位式光纖差流保護電驛為解決線路斷路器與CT之間的死區故障，都配置遙跳功能DTT(Directional Transfer Trip)利用雙方差流電驛的光纖通路將遙跳信號送到線路對側的差流電驛跳脫對側斷路器來隔離此類死區故障。隨著系統容量的增加目前高壓輸電網不但配備匯流排保護，還配置全線快速光纖差流保護。

在過去的高壓電網系統如發生上述的線路斷路器與CT之間的死區故障時，因無全線快速保護只能由線路對側的後備保護電驛測距第二或第三區間延時動作來隔離故障，影響系統穩定性並危及設備的安全，因此高壓輸電線路的保護需要增加遙跳功能來加速跳開對側斷路器以確保供電穩定。

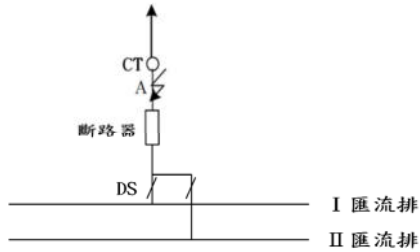


圖 1 線路斷路器單側配置 CT 死區故障圖

二、改善對策

爲了克服斷路器單側配置 CT 的缺點並消除由於 CT 配置不當所帶來的影響，在線路斷路器兩側各安裝 CT 並在保護電驛中增加斷路器兩側的低電壓辨識，使線路保護電驛和匯流排差動保護電驛分兩階段動作，該措施能有效降低死區故障影響範圍，線路斷路器兩側各安裝一組 CT 其中靠匯流排側的 CT1 接入線路用保護電驛，靠線路側的 CT2 接入匯流排差動保護電驛如圖 2 所示。將線路保護電驛和匯流排保護電驛用 CT 分別配置在斷路器兩側，匯流排保護電驛用 CT 置於線路側與線路保護電驛用 CT 形成交叉保護重疊可以消除死區故障。

兩套保護電驛都增設欠壓閉鎖功能來閉鎖匯流排差動保護電驛，電壓分別取自匯流排的 Bus PT 和線路的 Line PT，發生死區故障時先後跳開相關斷路器來隔離死區故障。即使在斷路器兩側都配置比流器，但由於比流器二次側接線錯誤或運轉模式改變仍然會造成死區故障，尤其在一個半斷路器接線方式下更容易發生接線未交叉的疏失。因此必須確認比流器接入電驛的組別及極性並透過接線試驗找出未交叉的比流器，確保不會發生由於人爲疏失比流器二次側接線未交叉而產生的保護死區。

(一)線路斷路器與 CT1 之間的 B 點故障時：
線路雙方差流電驛動作各自跳脫斷路

器但 B 點故障仍然存在，因 I 匯流排的電壓尚未恢復滿足 I 匯流排差動電驛所需欠壓條件，加上 I 匯流排差動電驛的小差動元件動作及大差動元件動作，故 I 匯流排差動電驛動作跳脫所有接在 I 匯流排上的斷路器才能將故障隔離。

(二)線路斷路器與 CT2 之間的 C 點故障時：
線路雙方差流電驛動作跳脫雙方斷路器後 C 點故障已隔離，故 I 匯流排的電壓已經恢復正常立即閉鎖 I 匯流排差動保護的欠壓條件，確保 I 匯流排差動保護電驛不會誤動作可以縮小停電範圍。

綜合上述分析：B 點故障跳開本側線路斷路器及同一匯流排上所有的斷路器，C 點故障只需跳開本側線路斷路器即可，避免匯流排差動保護電驛動作跳脫匯流排上所有斷路器可以縮小停電範圍。

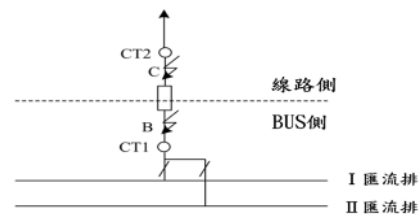


圖 2 線路斷路器兩側配置 CT 死區故障圖

(三)國外有一種快速切除死區故障的方法，利用電磁感應原理測量斷路器內部電流相位，將測得的斷路器內部電流相位與比流器電流相位相減後取絕對值，若該絕對值爲銳角則判斷爲死區故障，保護電驛快速動作切除本側和對側斷路器隔離死區故障。

三、本章小結

11或22kV電壓等級單側電源電網由於保護電驛採用遠後備原則，當發生死區故

障時因主保護電驛偵測不到故障電流而未動作，只能經由上一級線路遠後備保護電驛延時動作來隔離故障，因此11或22kV電壓等級的電網一般沒有死區保護問題。目前變電所一般採用雙匯流排的接線方式，線路斷路器與CT之間發生死區故障，故障在線路差流電驛保護範圍之外，但在線路斷路器連接的匯流排差動保護範圍內，因此匯流排差動保護電驛動作跳脫該匯流排上所有斷路器同時：

- (一)對於閉鎖式線路快速保護在匯流排差動保護電驛動作後停止本側的閉鎖信號發射，讓對側線路快速保護電驛加速動作跳脫對側斷路器來隔離故障。
- (二)對於允許式線路快速保護在匯流排差動保護電驛動作後向對側的線路快速保護電驛發送允許跳脫信號，來加速對側線路快速保護電驛動作跳脫對側斷路器來隔離故障。
- (三)對於電流差動保護在匯流排差動保護電驛動作後，向對側線路光纖電流差動保護電驛發送遠方遙跳信號加速對側線路電流差動保護電驛動作跳脫對側斷路器來隔離故障。

採用上述方法可以快速跳脫線路對側斷路器來隔離死區故障確保系統安全，目前台電公司利用斷路器失靈保護電驛來做上述動作。

參、匯流排聯絡斷路器(Tie)的死區故障

雙匯流排差動保護電驛通常採用比率制動方式，設置一套大差動元件及兩套小差動元件根據運轉狀況計算差電流，兩匯流排上所有斷路器包含Tie的電流在大差動元件中運算，I匯流排上所有斷路器包

括Tie的電流在I匯流排小差動元件中運算。II匯流排上所有斷路器包括Tie的電流在II匯流排小差動元件中運算。

大差動元件當做起動元件用來區分匯流排內部或外部故障，小差動元件當做故障匯流排的選擇元件用來區分I或II匯流排故障。大差動元件與小差動元件均採用具有比率制動特性的電流差動演算法。如果大差動元件和I匯流排小差動元件動作則判定為I匯流排內部故障。故I匯流排保護電驛動作跳脫I匯流排上的所有斷路器包括Tie，當大差動元件和II匯流排小差動元件動作則判定為II匯流排內部故障，故II匯流排保護電驛動作跳脫II匯流排上的所有斷路器包括Tie。

有關匯流排保護電驛的大差動元件及兩小差動元件的保護範圍如下圖3所示。

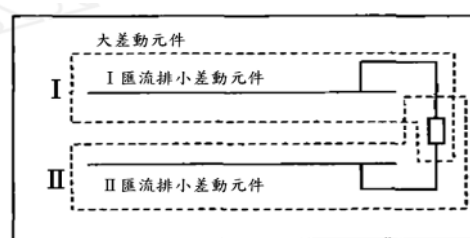


圖3 匯流排保護電驛
大差動元件及兩小差動元件保護範圍

在雙匯流排單斷路器架構下兩匯流排之間的聯絡斷路器若比流器只安裝在斷路器某一側，當CT與匯流排聯絡斷路器之間發生故障時，匯流排差動保護電驛無法正確跳脫隔離故障形成匯流排保護的動作死區，當發生匯流排聯絡斷路器死區故障時可能造成本所和下級變電所全所停電的嚴重後果。

一、死區故障發生原因

目前雙匯流排單斷路器系統一般配置有匯流排聯絡斷路器(Tie)，如果匯流排聯絡斷路器只安裝1組CT，當故障發生在匯流

排聯絡斷路器與CT之間G點時如下圖4。

靠匯流排差動保護無法有效隔離故障，該故障對Ⅱ匯流排差動保護電驛而言屬於外部故障故Ⅱ匯流排差動保護電驛不會動作，若由Ⅰ匯流排差動保護電驛動作來跳開匯流排聯絡斷路器及Ⅰ匯流排上的所有斷路器故障仍然無法隔離。

因此在匯流排聯絡斷路器與CT之間發生故障，對匯流排差動保護電驛來說有保護死區。針對這種情況一般採用延時跳開匯流排聯絡斷路器後檢測匯流排聯絡斷路器的開閉位置，若匯流排聯絡斷路器處於跳脫位置，則匯流排聯絡斷路器的CT電流不列入Ⅱ匯流排的小差動元件中運算，使得Ⅱ匯流排的差動保護因電流不平衡而動作跳脫Ⅱ匯流排上的所有斷路器來隔離故障。

若沒有把匯流排聯絡斷路器的跳脫接點引入匯流排差動保護電驛內，或者匯流排保護電驛無法辨識匯流排聯絡斷路器的開或閉位置，在發生匯流排聯絡斷路器死區故障時，保護電驛將自動按照匯流排聯絡斷路器失靈方式來處理，經過延時後跳脫Ⅱ匯流排上的所有斷路器。

當G點發生死區故障時理想情況是跳脫匯流排聯絡斷路器與Ⅱ匯流排上的所有斷路器，而不需跳脫Ⅰ匯流排上的斷路器，但目前是先動作Ⅰ匯流排電驛跳脫該匯流排上所有斷路器，再動作Ⅱ匯流排電驛跳脫該匯流排上所有斷路器造成全所停電，這是匯流排聯絡斷路器單CT死區故障保護的最大缺點。



圖4 匯流排聯絡斷路器單CT死區故障示意圖

二、改善對策

在匯流排聯絡斷路器兩側各安裝一組CT其中CT1與CT2採交叉方式，因保護區重疊在K或I點故障時Ⅰ及Ⅱ匯流排保護電驛都判定為內部故障，因此Ⅰ與Ⅱ匯流排保護電驛都動作跳開掛接在各自匯流排上的斷路器包括Tie造成全所停電。為了改善此缺失在匯流排聯絡斷路器兩側各安裝一組CT，如下圖5所示。

其中CT1接入Ⅱ匯流排小差動元件而CT2接入Ⅰ匯流排小差動元件採CT1與CT2不交叉方式，同時兩小差動元件都增加欠壓閉鎖功能而電壓取自匯流排電壓，發生死區故障時分階段跳脫相關斷路器來隔離故障，以下就CT1與CT2採不交叉方式說明K或I點故障電驛動作情形：

(一) K點故障瞬時跳開匯流排聯絡斷路器後，對Ⅰ匯流排電驛而言故障已隔離因此Ⅰ匯流排電壓恢復正常同時閉鎖Ⅰ匯流排差動保護功能，因Ⅱ匯流排仍然故障中故欠壓條件成立，Ⅱ匯流排差動保護電驛第二階段延時6週波跳脫Ⅱ匯流排上所有斷路器來隔離故障。

(二) I點故障瞬時跳開匯流排聯絡斷路器後，對Ⅱ匯流排而言故障已隔離因此Ⅱ匯流排電壓恢復正常同時閉鎖Ⅱ匯流排差動保護功能，因Ⅰ匯流排仍然故障中故欠壓條件成立，Ⅰ匯流排差動保護電驛第二階段延時6週波跳脫Ⅰ匯流排上所有斷路器來隔離故障。

綜合上述分析：此種CT配置方式在死區故障時只需要切除故障匯流排的斷路器及匯流排聯絡斷路器便能夠快速的隔離故障，更能有效的閉鎖非故障匯流排斷路器的跳脫可以縮小停電範圍。



圖5 匯流排聯絡斷路器雙CT死區故障示意圖

(三) 在匯流排聯絡斷路器兩側各配置一組 CT，有兩種匯流排聯絡斷路器死區保護方法：

1. 把兩組匯流排聯絡斷路器的 CT 電流組成一個匯流排聯絡斷路器小差動保護，正常情況下匯流排聯絡斷路器小差動元件的差電流為零不動作，當在圖 5 中 K 或 I 點故障時小差動元件的差電流變成故障電流因此小差動元件動作瞬時跳脫匯流排聯絡斷路器 (Tie)，因故障仍然存在再經 6 週波延時後跳脫故障匯流排上所有斷路器來隔離故障。
2. 仍採用一般的兩組 CT 交叉接法，當匯流排聯絡斷路器與 CT 之間發生死區故障，會造成匯流排差動保護中非故障匯流排的小差動元件和大差動元件動作跳脫非故障匯流排上的所有斷路器包括匯流排聯絡斷路器，雖然匯流排聯絡斷路器已跳脫但故障尚未隔離，匯流排聯絡斷路器故障側的 CT 仍然有很大的短路電流流過，造成匯流排差動保護的大差動元件持續動作中，此時若將匯流排聯絡斷路器的 CT 電流退出匯流排差動保護運算，對故障匯流排的小差動元件而言故障由區外故障轉變為區內故障，故障匯流排的小差動元件和大差動元件均動作，跳脫故障匯流排上所有斷路器來隔離匯流排聯絡斷路器的死區故障。

三、傳統 Tie 雙 CT 故障時保護電驛動作方式

Tie 斷路器兩側各裝設一組 CT 且交叉接線，CT1 極性與 I 匯流排各斷路器一致，CT2 極性與 II 匯流排各斷路器一致，Tie 的 CT1 電流列入 II 匯流排小差動元件內運算，Tie 的 CT2 電流列入 I 匯流排小差動元件內運算如下圖 6 所示，並以 K1、K2、K3、K4 故障為例說明其動作結果：

(一) k1 點故障時，對 I 匯流排而言屬內部故障故匯流排電驛大差動元件動作及 I 匯流排小差動元件動作且 I 匯流排欠壓電驛動作，故 I 匯流排電驛動作跳脫 I 匯流排上所有斷路器，對 II 匯流排而言屬外部故障故 II 匯流排小差動元件不會動作。

(二) k2 點死區故障時，由於 CT1 與 CT2 交叉接線保護區間重疊，因此對 I 匯流排及 II 匯流排差動保護而言都是內部故障，故 I 與 II 匯流排差動保護電驛都動作瞬時跳開 I 及 II 匯流排上的斷路器包括 Tie 造成全所停電，實際上 k2 點故障只要跳脫 Tie 和 I 匯流排上所有斷路器即可將故障隔離，現在 II 匯流排上所有斷路器也被跳開了擴大停電範圍。

(三) k3 點死區故障時，由於 CT1 與 CT2 交叉接線保護區間重疊，因此對 I 匯流排及 II 匯流排差動保護而言都是內部故障，故 I 與 II 匯流排差動保護電驛都動作瞬時跳開 I 及 II 匯流排上的斷路器包括 Tie 造成全所停電，實際上 k3 點故障只要跳開 Tie 和 II 匯流排上所有斷路器即可將故障隔離，現在 I 匯流排上所有斷路器也被跳開了擴大停電範圍。

(四) k4 點故障對 II 匯流排而言屬內部故障故匯流排電驛大差動元件動作及 II 匯流排小差動元件動作且 II 匯流排欠壓電驛動作，故 II 匯流排電驛動作跳脫 II 匯流排上所有斷路器，對 I 匯流排而言屬外部故障故 I 匯流排小差動元件不會動作。

(五) 死區故障時誤跳正常匯流排的原因

根據差動保護原理對於匯流排保護 Tie 採用單 CT 或雙 CT，無論是 I 匯流排還是死區發生故障，I 匯流排的小差始終滿足動作條件，因此當下圖 6 k3 點發生故障時，保護電驛無法分辨是 I 匯流排故障還是死區故障，對 I 匯流排差動保護來說都是內部故障，因此會誤跳 I 匯流排上所有斷路器造成停電範圍擴大，另外 k2 點故障時對 II 匯流排保護電驛也有類似情況，無法分辨是 II 匯流排故障還是死區故障，造成正常的 II 匯流排保護電驛動作跳脫該匯流排上所有斷路器造成停電範圍擴大。

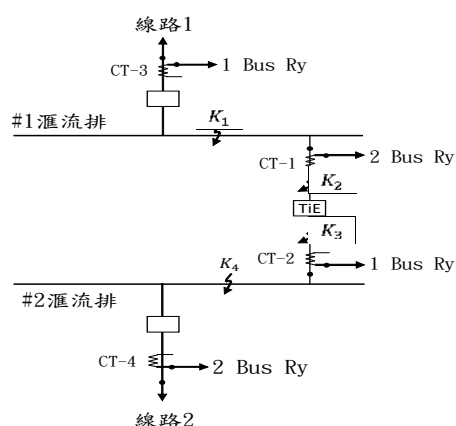


圖 6 Tie 雙 CT 時 I、II 匯流排故障和死區故障示意圖

四、判別匯流排故障或死區故障的方法與改善對策

如上圖 6 在 I 匯流排發生故障時流過 CT1、CT2 二次側的電流分別為 i_1 、 i_2 CT 為減極性，因此 i_1 、 i_2 相位差為 180° 大小相等故 $|i_1+i_2| \approx 0$ 其向量圖如下圖 7(a) 所示，死區故障時 i_1 、 i_2 相位差為 0° 但大小不相等，因此 $|i_1+i_2|=I_d$ 其向量圖如下圖 7(b)，因此保護電驛要正確辨別匯流排故障或死區故障的方法是：當大差動元件動作且 $|i_1+i_2| \approx 0$ 時屬於匯流排故障 Tie 電流判別元件不會動作；當大差動元件動作且 $|i_1+i_2|=I_k$ 時屬於死區故障 Tie 電流判別元件會動作並瞬時跳脫 Tie 斷路器。

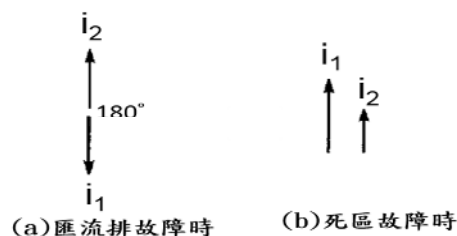


圖 7 電流 i_1 與 i_2 的向量圖

- (一) 正常時，兩小差動元件、大差動元件及欠壓電驛均不會動作，Tie 電流判別元件不會動作且匯流排差動保護電驛也不會動作。
- (二) 在 K1 點故障時，I 匯流排小差動元件和大差動元件動作且 I 匯流排欠壓條件成立，故 I 匯流排保護電驛動作跳脫 Tie 及 I 匯流排的所有斷路器來隔離故障，Tie 電流判別元件不會動作，II 匯流排保護電驛也不會動作。
- (三) 在 K4 點故障時，II 匯流排小差動元件和大差動元件動作且 II 匯流排欠壓條件成立，故 II 匯流排保護電驛動作跳脫 Tie 及 II 匯流排的所有斷路器來隔離故障，Tie 電流判別元件不會動作，I 匯流排保護電驛也不會動作。

(四) K3 點故障時，Tie 電流判別元件動作瞬時跳開 Tie 斷路器，並將 Tie 的 CT1 與 CT2 電流不列入 I、II 匯流排的小差動元件中運算，因 I 匯流排電壓已恢復正常故閉鎖 I 匯流排保護功能，對 II 匯流排而言故障仍然存在且 II 匯流排欠壓條件成立，故 II 匯流排保護電驛延時 6 週波後動作跳脫 II 匯流排上的所有斷路器來隔離故障，保留 I 匯流排繼續運轉不會造成全所停電。

(五) K2 點故障時，Tie 電流判別元件動作瞬時跳開 Tie 斷路器，並將 Tie 的 CT1 與 CT2 電流不列入 I、II 匯流排的小差動元件中運算，因 II 匯流排電壓已恢復正常故閉鎖 II 匯流排保護功能，對 I 匯流排而言故障仍然存在且 I 匯流排欠壓條件成立，故 I 匯流排保護電驛延時 6 週波後動作跳脫 I 匯流排的所有斷路器隔離故障，保留 II 匯流排繼續運轉不會全所停電。

五、本章小結

若匯流排聯絡斷路器與其 CT 之間發生故障，匯流排聯絡斷路器跳脫後故障仍然存在，正好位於 CT 側匯流排保護的小差動元件的保護死區，為提高匯流排保護電驛動作速度特別設置匯流排聯絡斷路器死區保護，匯流排聯絡斷路器的死區保護在匯流排差動保護電驛發出跳脫指令後，如果匯流排聯絡斷路器已跳開但其 CT 仍然有電流，且匯流排保護的大差動元件及斷路器側小差動元件也動作時延時跳開另一組匯流排。為防止匯流排聯絡斷路器在跳脫後發生死區故障將正常匯流排斷路器全部跳脫，當兩組匯流排電壓正常且匯流排聯絡斷路器在跳脫位置時，將匯流排聯絡斷路器的電流不列入匯流排差動電驛的小

差動元件中運算。

系統運轉模式變化對匯流排的差動保護也有影響，在最大的運轉模式下發生外部故障時穿越性故障電流很大，所造成的不平衡電流也很大但匯流排差動電驛此時不可誤動作，在最小運轉模式下發生內部故障時故障電流很小這時匯流排差動電驛要能夠快速動作，造成安全性和靈敏性互相矛盾，在死區故障時三種保護措施的優缺點如下：

- (一) Tie 單 CT 方式-缺點：多跳不該跳匯流排延時跳脫應該跳的匯流排；優點：保護電驛接線簡單。
- (二) 傳統 Tie 雙 CT 方式-缺點：多跳不該跳匯流排；優點：瞬時跳脫應該跳的匯流排。
- (三) 改善後 Tie 雙 CT 方式-缺點：延時跳脫應該跳的匯流排；優點：不會多跳不該跳的匯流排。

肆、變壓器斷路器的死區故障

變壓器的可靠性是整個電力系統安全運轉的重要指標，如果變壓器發生故障時保護電驛拒動或無法快速動作可能造成變壓器的損壞甚至燒毀，針對變壓器各類型故障目前都有完善的保護措施，但在某些特殊運轉模式下由於保護電驛的局限性導致 CT 和斷路器之間的故障無法及時隔離，將帶給變壓器很大的危害。對於變壓器斷路器死區而言一台變壓器有多少電壓等級就有多少個保護死區，當變壓器斷路器與 CT 之間發生故障時，保護電驛的動作方式與線路死區故障類似，匯流排差動保護電驛動作切除死區故障側斷路器但故障仍然存在，只能靠變壓器後備保護電驛來切除故障很容易造成變壓器損傷。如果在變壓器斷路器兩側分別配置一組 CT 它們的保護範圍相互交叉，同時啟用變壓器高、低壓側

欠壓閉鎖功能，當變壓器高壓側發生死區故障第一階段由變壓器差動電驛動作來跳開變壓器高壓側斷路器，此時高壓側匯流排電壓恢復正常閉鎖匯流排差動保護功能，第二階段由變壓器低壓側後備保護電驛延時動作跳脫低壓側斷路器隔離故障，該保護方式比單CT死區故障縮小停電範圍。

一、死區故障發生原因

當變壓器斷路器與CT之間的D點發生故障時，該故障在變壓器差動保護範圍外但在匯流排差動保護範圍內，故匯流排差動保護電驛動作跳脫變壓器161kV側斷路器但D點故障仍然存在，因此D點屬匯流排差動保護死區如下圖8所示，此時只能靠變壓器後備保護電驛動作來隔離故障，由於匯流排差動保護電驛動作跳脫匯流排上所有斷路器造成161kV側匯流排電壓消失，使得161kV側方向阻抗保護電驛及零序方向保護電驛均無法動作，電壓閉鎖的過流保護也可能無法動作，最後只能靠後備無方向性的過電流保護電驛來切除故障，但故障切除時間長會造成變壓器傷害影響使用壽命。

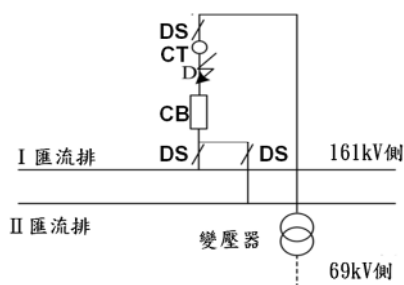


圖8 變壓器單CT死區故障示意圖

二、改善對策

在變壓器斷路器兩側各裝設一組 CT 其中靠匯流排側的 CT1 接入變壓器差動保護電驛，而靠變壓器側的 CT2 接入匯流排

差動保護電驛如下圖 9 所示，CT1 和 CT2 的差動保護電驛都啟用欠壓閉鎖功能，電壓分別取自 161kV 匯流排及 69 kV 匯流排，E、F 點死區故障時分階段跳開相對應的斷路器來隔離死區故障，第一階段跳變壓器高壓側斷路器，第二階段跳變壓器低壓側斷路器或同匯流排上所有的斷路器，針對 E、F 點故障分別說明如下：

(一) E 點故障時匯流排差動電驛及變壓器差動電驛都動作分階段跳脫斷路器，變壓器差動電驛瞬時動作跳開變壓器高、低壓側斷路器後因故障仍然存在，故 161kV 匯流排電壓未恢復欠壓條件成立，第二階段 6 週波後匯流排差動保護電驛動作跳脫該匯流排上所有的斷路器來隔離故障。

(二) F 點故障時匯流排差動電驛及變壓器差動電驛都動作分階段跳脫斷路器，變壓器差動電驛瞬時動作跳開變壓器高、低壓側斷路器後故障隔離，匯流排電壓恢復正常故閉鎖該匯流排差動保護功能防止誤動作。

經由上述分析得知：E 點故障跳脫變壓器高、低壓側斷路器及同匯流排上所有斷路器，比單 CT 死區故障時由後備保護電驛來切除故障時間較短；F 點故障不須跳脫同匯流排上所有的斷路器，只需跳開變壓器高、低壓側斷路器相較於單 CT 死區故障縮小停電範圍。

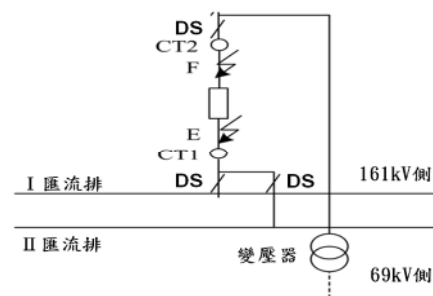


圖9 變壓器雙CT死區故障示意圖

(三)變壓器操作過程中出現的死區

變壓器差動電驛的保護範圍是高、低壓側CT之間的所有設備，當保護區內發生故障時瞬時跳開變壓器高低壓側斷路器，對於變壓器外部相間短路所引起的故障，應設置欠壓閉鎖的過電流電驛作為後備保護並與差動保護範圍互相重疊，後備保護電驛帶時間延時後動作跳脫變壓器高、低壓側斷路器，變壓器的高、低壓側後備保護電驛作為變壓器差動電驛的後備保護及匯流排故障的保護，為了選擇性動作後延時跳開相關斷路器。

變壓器停電檢修後加入的操作過程是在低壓側斷路器斷開下，首先投入高壓側斷路器加壓變壓器，當變壓器加壓正常後再投入低壓側斷路器開始取載，如果加壓變壓器時低壓側斷路器和CT之間發生短路故障（如接地開關未打開等）差動保護電驛將無法動作，而變壓器高壓側後備保護電驛所取用的高壓側匯流排電壓因變壓器阻抗較大無明顯變化導致欠壓條件不足而無法動作，至於低壓側匯流排電壓也正常無法經由高低壓側欠壓並聯啟動回路讓高壓側過電流保護動作，將導致無法快速切除故障引起變壓器燒毀損壞此處即為變壓器保護的死區如下圖10所示。

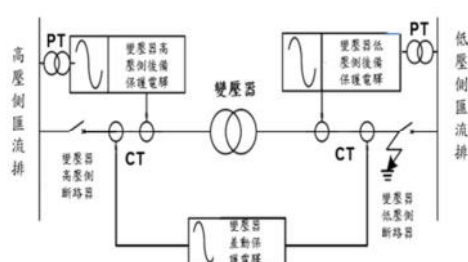


圖10 變壓器低壓側斷路器和CT之間故障示意圖

(四)變壓器運轉過程中出現的死區

在變壓器運轉過程中如果低壓側斷路器與CT之間發生故障，變壓器低壓側保護

電驛會在低壓側匯流排電壓降低和電流增大的情況下以較短時間延時動作跳開變壓器低壓側斷路器，使得低壓側匯流排電壓恢復正常但此時故障並沒有被隔離，故障電流由高壓側匯流排通過變壓器繼續流到故障點，雖然高壓側故障電流較大但高壓側電壓因變壓器阻抗較大無明顯變化欠壓功能不能正確動作導致高壓側後備電驛無法快速切除故障造成保護死區。從變壓器保護的組成和死區產生的原因可知：變壓器阻抗較大造成變壓器高壓側欠壓條件無法可靠動作導致產生保護死區，上述兩種死區其變壓器低壓側斷路器都在斷開位置，可以利用此特徵來使用低電壓的閉鎖功能，或是當變壓器低壓側斷路器跳脫而高壓側電流大於設定值則延時跳脫高壓側斷路器來隔離故障。

三、本章小結

變壓器在運轉時要求保護電驛能夠快速動作切除故障沒有任何保護死區，然而電網中卻存在保護電驛無法快速切除故障的死區，變壓器高、低壓側經由斷路器與外相連，只要斷路器兩側僅在變壓器這一側有CT而匯流排側沒有CT就可能會有變壓器保護死區，變壓器高壓側和低壓側同樣也有保護死區，目前針對變壓器死區故障傳統的解決方法是分別利用電源側線路後備保護電驛或利用變壓器高壓側的後備保護電驛來切除故障但時間太長約1秒很容易造成變壓器損壞，雖然變壓器的斷路器失靈保護電驛動作後也會跳脫變壓器各側斷路器來隔離故障，但變壓器的各側斷路器並沒有全面裝設斷路器失靈保護電驛，對無設置斷路器失靈保護電驛要隔離死區故障只能靠變壓器後備保護電驛動作來切除故障，因後備電驛動作時間長容易造成變壓器損壞。

伍、發變電機組的死區故障

由於比流器配置的關係在發變電機組及線路之間會有保護死區，一旦死區內發生故障斷路器雖然能夠快速跳脫但跳脫後故障仍然存在，只能靠機組或線路對側的後備保護電驛經過較長延時來隔離故障，由於這區域內的故障相當於匯流排故障，若不能快速將故障隔離對發電機及變壓器會造成嚴重傷害。以某電廠為例該廠為161kV 系統採雙匯流排架構，其發變電機組採用一部發電機一台升壓變壓器及一斷路器的接線方式，在發電機與變壓器之間無斷路器，為簡化僅畫一台發變電機組及一回線路與匯流排聯絡斷路器接線如下圖11所示。

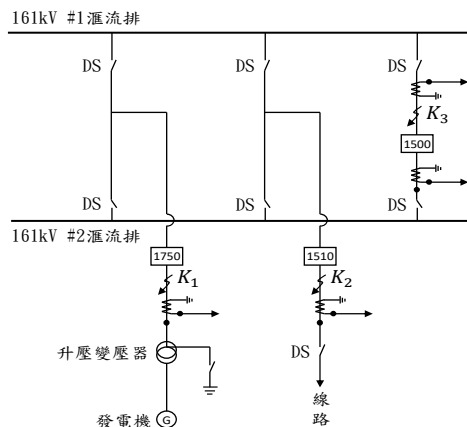


圖 11 某電廠開關場單線圖

一、死區故障發生原因

該發變電機組保護電驛的配置主保護為瓦斯保護及差動保護，後備保護為零序過電流與零序過電壓及相間過電流與負序過電流等，主保護及後備保護動作後都跳主斷路器減磁停機，但匯流排差動保護及斷路器失靈保護動作後只跳發變電機組的主斷路器而不減磁停機其理由如下：

(一)當發生某一匯流排故障或某匯流排出口線路發生故障而斷路器失靈，啟動

斷路器失靈保護後跳脫該匯流排上的所有斷路器包括發變電機組斷路器，由於機組只與系統解聯並未減磁停機，有利值班人員儘速將解聯的機組併入另一匯流排，大幅縮短機組併網時間可以儘快恢復供電。

(二)若斷路器失靈或匯流排差動保護電驛誤動作由於未減磁停機，在運轉人員正確判斷後能及時恢復送電，基於上述原則當圖11中K1發生故障時對發變電機組保護電驛而言：故障發生在CT外側發變電機組差動保護電驛不會動作，而匯流排差動保護電驛判為區內故障故快速動作跳脫該匯流排上所有斷路器，由於匯流排差動保護電驛動作後不減磁停機，對機組而言斷路器跳脫後故障仍然存在並未隔離，要等到發變電機組後備保護的負序過電流電驛動作後才能將機組減磁停機。若發生接地故障由於零序電壓取自匯流排PT的3V0，在斷路器跳開後匯流排PT的3V0隨著消失，使得發變電機組的零序過電壓保護無法動作，至於負序過電流保護因動作時間約2秒，對於嚴重的出口故障要長達2秒才能讓發電機減磁停機，對發變電機組的損傷會非常嚴重，另外當發變電機組的主斷路器因故跳開一相或斷路器主接點接觸不良造成機組欠相運轉，以及變壓器高壓側一相斷線時發電機承受的負序電流為額定值的56%，而該機組的負序過電流保護動作值設為額定值的60%，使得變壓器高壓側一相斷線或斷路器欠相時，會產生較大的負序電流而負序過電流保護又不能快速動作，導致發電機長期承受負序電流造成轉子過熱而損壞。

二、改善對策

將發變電機組161kV側主斷路器的三相52b接點並接後與負序過電流電驛的a接點串接然後去動作延時電驛(延時100ms)，利用延時電驛的三組a接點分別跳脫161kV側主斷路、減磁及停機，當K1故障時匯流排差動保護電驛動作跳開發變電機組161kV側主斷路器後其三相52b接點閉合，此時因故障仍未隔離負序電流持續動作經100ms延時後減磁停機。

正常運轉時當發變電機組161kV側主斷路器跳開一相變成欠相運轉出現負序電流造成負序過電流保護電驛動作，而發變電機組161kV側主斷路器並接的52b接點至少有一組接點閉合故啟動延時電驛經100ms後跳開另外兩相，至於延時電驛設100ms延時主要考慮負序過電流保護設定得較靈敏在發變電機組斷路器投入過程中可能因瞬間不同步導致負序過電流保護動作而觸發延時電驛造成誤動作。在發電機併網之前161kV側主斷路器尚未投入故三相52b接點閉合此時若發生故障負序過電流保護電驛動作經延時100ms後減磁停機，這相當於加速負序過電流後備保護電驛的動作對快速隔離故障是有幫助的。

陸、3/2斷路器架構的死區故障

為了供電可靠性以及運轉靈活性目前台電公司345kV匯流排大多採用3/2斷路器接線方式，由於3/2斷路器接線方式CT數量多接線複雜，國外為了降低成本一般採用在斷路器單側配置電驛用CT，使得以斷路器為邊界的保護區域和CT組成的保護區間未完全重疊造成保護死區，雖然死區範圍很小容易被忽視但死區故障所產生的危害卻很大。

目前死區故障通常利用死區所在的保護電驛與斷路器失靈保護相互配合來達到故障的隔離，在發生死區故障時故障所在

的保護電驛先動作，由於故障位於死區雖然斷路器跳脫後故障仍然無法徹底隔離，此時位於該死區的斷路器失靈保護將啟動，利用跳脫相鄰斷路器來達到故障的隔離，這種做法會造成停電範圍擴大隔離時間太長影響設備安全，甚至會導致正常匯流排不必要的停電。

針對3/2斷路器只有單側配置CT的變電所，邊斷路器#3510死區故障如圖12所示，當F1點發生故障時故障點位於匯流排差動保護範圍內但在線路差電流保護範圍外，345kV匯流排差動保護電驛動作跳開匯流排上所有斷路器，同時觸發3510斷路器失靈保護因故障尚未隔離系統經由線路一和3520開關持續向故障點提供故障電流，當3510斷路器失靈保護電驛被觸發後經12週波延時後動作，跳開3520斷路器同時經由線路87L電驛的遙跳功能跳開線路對側斷路器完成故障隔離。

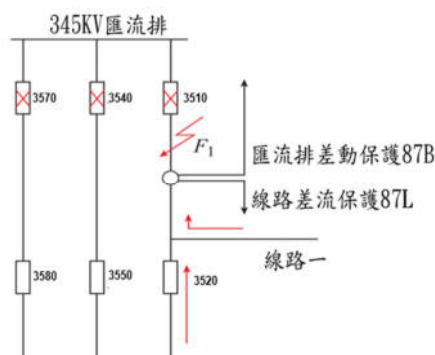


圖 12 3/2 斷路器死區故障示意圖

目前採用斷路器失靈保護切除死區故障的方式動作時間長停電範圍大，利用線路保護電驛動作後斷路器失靈保護電驛動作前故障線路的殘留電壓來切除死區故障，若利用故障時的殘留電壓來判斷死區故障與斷路器失靈，在金屬性故障且斷路器失靈時可能將故障誤判為死區故障，利用斷路器的內部電流與CT的測量電流來判斷死區故障，因測量斷路器內部電流較為複

雜且準確度不高。

對於死區故障在斷路器失靈保護動作時，斷路器有電流且處於開啟狀態，至於斷路器失靈時斷路器有電流且處於投入狀態，因此利用斷路器的開與閉狀態以及有無電流，就可以有效區分死區故障與斷路器失靈。

雖然在斷路器雙側配置 CT 的方式可以徹底消除斷路器 3/2 接線的死區，但斷路器雙側配置 CT 會大幅增加 CT 數量及保護電驛 CT 二次側的接線困難度，也會增加發生死區故障的機率嚴重威脅系統安全另外建置成本相對比較高，因此目前台電公司只有在 345KV 匯流排使用 3/2 斷路器接線方式並採用 6 組 CT 配置在斷路器兩側。

隔離死區故障會導致多跳斷路器，可以利用死區故障隔離與多跳斷路器快速復電方法，利用各斷路器的電流訊息與各斷路器輔助接點的開閉訊息來分辨死區故障或斷路器失靈，在判斷出是死區故障後利用快速復閉方式迅速恢復多跳斷路器的供電，縮小停電範圍提高系統的安全穩定。

柒、結論

保護死區就是保護電驛保護不到的地方，一般保護死區主要在斷路器與比流器之間，保護電驛控制斷路器但讓電驛動作的電流來自比流器故保護範圍以比流器為分界點。斷路器與比流器之間就是保護死區，比流器與斷路器之間總會有一小段距離是在比流器外側，此一距離沒有在線路保護範圍內若此處發生短路故障，線路保護電驛無法動作該處就稱為線路保護的死區。其後果是由上一級的後備保護電驛動作跳脫，使得故障切除時間拉長影響供電穩定，或是由匯流排保護電驛動作跳脫掛接在該匯流排上所有斷路器造成停電範圍擴大。當斷路器跳開後故障點仍未隔離，

如果線路的對側有背後電源則靠其後備電驛來跳脫對側斷路器才能隔離故障。

死區故障是一種特殊的故障容易導致全所停電，目前國內外尚無保護裝置能夠快速有選擇性的準確切除死區故障，雖然電網發生死區故障的機率很低但其後果卻很嚴重下列幾點可用來預防保護死區的發生：

- 一、在變電所設計階段應對 CT 配置或二次側接線所帶來的死區問題設法消除尤其是重要變電所應將兩套保護電驛的電壓及電流回路與直流電源相互獨立，而且保護範圍重疊相互交叉杜絕人為因素造成的死區故障。
- 二、對於運轉模式改變而造成的死區故障，應配置特殊運轉模式下的主保護電驛。
- 三、從保護電驛配置的角度而言，需考慮同時發生死區故障的雙重故障，因此需要考慮死區保護與斷路器失靈保護及其他保護之間的相互配合。
- 四、斷路器兩側各配置一組比流器可以利用欠壓閉鎖功能，來達到死區故障時閉鎖無故障側匯流排差動保護電驛來避免全所停電。
- 五、斷路器兩側配置比流器搭配電流差動的快速保護作為死區故障的專用主保護，以達到快速切除死區故障的要求。
- 六、為防止主保護有動作死區兩個相鄰設備保護之間的保護範圍應完全交叉，同時應避免一套保護電驛停用時出現被保護區內故障時的保護動作死區，當線路保護電驛或變壓器保護電驛使用輔助比流器時配置的保護範圍需要完全交叉。

七、為防止比流器二次側內部故障時在斷路器跳脫後故障仍然存在無法切除或斷路器失靈保護電驛因無法偵測到故障電流而拒動，保護電驛使用的比流器應位於斷路器的最外側以達保護範圍極大化。

八、當有新設備加入前電驛人員必須確認斷路器各組 CT 都正確引接到相關電驛以確保保護區間相互重疊。

目前台電公司 69kV 以上斷路器除部分二次變電所外都配置有 4 組 CT，分別安裝在斷路器兩側，由匯流排開始分別為 CT1~CT4。以 161kV 輸電線保護為例：CT1 接入第一套差流電驛；CT2 接入錶計；CT3 接入第二套差流電驛；CT4 接入匯流排電驛，各組 CT 在靠近保護設備側 Comm 以達保護區間重疊。台灣某變電所曾經發生 CT1 及 CT4 錯接導致保護區間未重疊造成斷路器保護死區導致事故擴大案例，因此電驛維護人員在新設備加入前必須確認斷路器的各組 CT 都正確接入相關電驛內，不要因個人疏失造成保護死區影響供電安全。

參考文獻

- [1] 趙佰成，徐煒彬，曲紹傑，「典型保護死區問題的探討」，電力系統保護與控制，2010，38(13)。
- [2] 吳宏斌，何雲良，「消除變壓器盲區故障的方法」，電力系統保護與控制，2010，38(1)。

變電所低壓側暫態過電壓分析及改善對策

綜合研究所

吳立成

台中供電區營運處 楊智淵

摘要

台灣電力系統正朝智慧電網發展，為此智慧電網需於各級變電所大量設置資訊、通訊、控制及電腦網路等設備，這些設備均工作於低電壓準位的敏感設備，其易遭受高電壓及電流產生之各種電磁特性衝擊，其中以雷擊、開關突波及故障時的暫態過電壓，經由電源系統及接地系統來的衝擊最為嚴重，為改善這些衝擊，雖可使用較強突波耐受性的弱電設備，不過設備的突波耐受性準位仍有所限制，其成本亦須考量。因此，考慮設備突波耐受性準位，在電源系統上加裝適當的突波抑制裝置，並配合妥善的接地措施，來保護設備免於各種突波的傷害，較可達事半功倍的效果。

因此本文利用 ATP-EMTP 建立目前台電各電壓等級之變電所模型，分析當變電所遭受雷擊突波、開關突波及接地故障時低壓側之過電壓情形，並分析降低變電所接地電阻之效益，最後利用突波保護裝置(SPD)抑制過電壓情形並實際現場量測驗證。

壹、前言

目前台電各級變電所均採自動化及共同接地，所內電控系統大量使用電子設備，導致運轉維護單位對所內開關突波、雷擊突波的影響疑慮甚深，懷疑 IED 設備損壞、保護電驛及消防系統之誤動作皆為突波造成。因此運轉維護單位大量於所內用電設備、充電機、直流充電箱等裝設

SPD，本計畫擬深入探討以解決這些問題，針對各級各型變電所所內交直流電源低壓突波吸收器之設置需求及條件進行研究，進而提高變電所系統可靠度，並減少不必要的設備投資，以獲得更大的效益。

貳、系統架構及模型建立

依據台電既有全壓超高壓變電所((E/S、P/S、D/S、S/S)提供之資料進行模型建立，相關系統架構單線圖如圖 1、一次變電所(P/S)系統架構單線圖如圖 2、一次配電變電所(D/S)系統架構單線圖如圖 3。

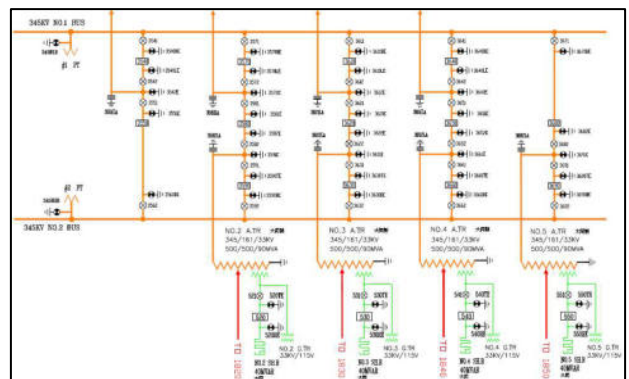


圖 1 超高壓變電所(E/S)系統架構單線圖

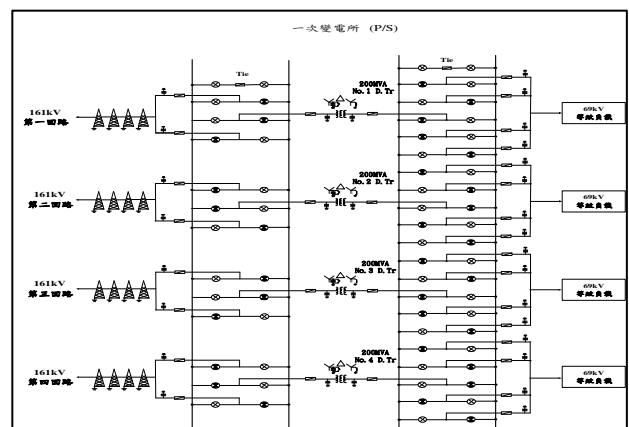


圖 2 一次變電所(P/S)系統架構單線圖

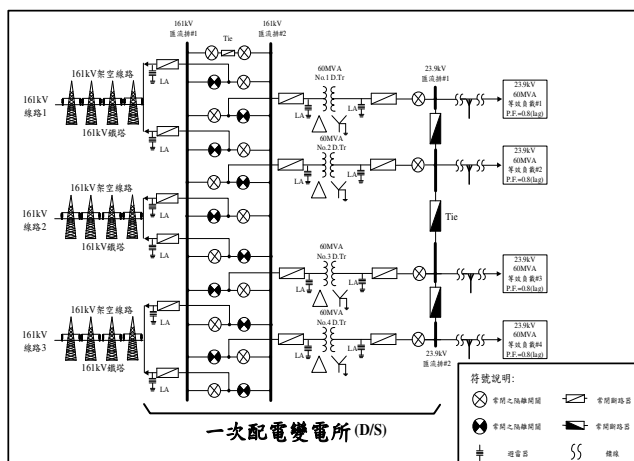


圖 3 一次配電變電所(D/S)系統架構單線圖

本次採用 SPD 之 V-I 特性曲線如圖 4 所示，並依現場實際裝設之規格建置模型。

[1]

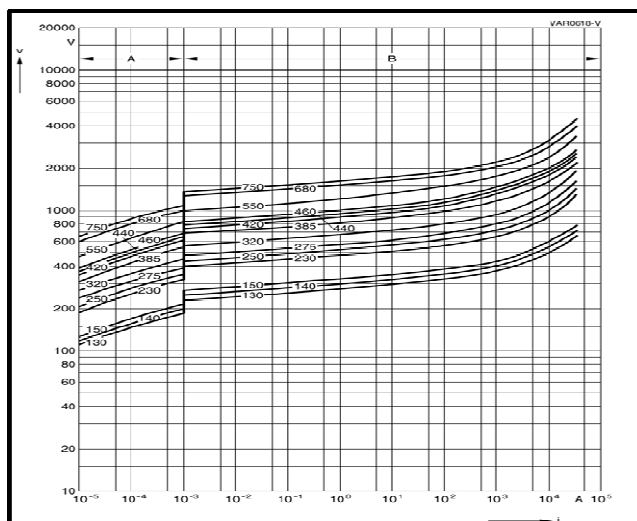


圖 4 SPD V-I 特性曲線

參、變電所過電壓分析評估

一、超高壓變電所過電壓分析

(一)雷擊突波

模擬 345kV 側及 161kV 側開關場匯流排遭 40kA 及 20kA 之雷擊狀況，變電所接地網等效接地電阻 0.1Ω，雷擊發生於 5ms 秒，約於 5.1ms 秒雷擊結束，總模擬時間為 0.1 秒。

(二)開關突波分析

345kV 側發生開關突波，開關操作模式將考慮同步投入、非同步投入、同步切離及非同步切離之操作模式，其中非同步操作模式考慮台電標準時間差 4.2ms，即 A 相之操作較 B、C 兩相快 4.2ms，而 B、C 兩相操作時間相同。

(三)接地故障分析

345KV、161KV 及所內電源於 0.1 秒發生故障，單相接地故障，故障排除時間為 0.2 秒，故障期間為 0.1 秒(6 週波)，總模擬時間為 0.3 秒。

上述故障情形如圖 5 所示，並觀察所內變電所相電壓、充電機輸入相電壓、充電機端電壓及裝設上 SPD 前與後之電流等，除觀察其電壓及電流之波形外，亦列出其最大值作為比較。(表 1)

表 1 超高壓變電所所內低壓側過電壓情形

surge	AC/DC	Yes/No SPD	Phase Voltage (V)	Line Voltage (V)	Different withstand voltage level safety(rated voltage 150V)		
					I level*	II level*	III level*
					(800V)	(1500V)	(2500V)
Lighting surge	AC	NO SPD	9306.20	9850.03	no	no	no
		SPD	775.65	1473.73	no	safe	safe
	DC	NO SPD	62.91	125.82	safe	safe	safe
		SPD	62.89	125.81	safe	safe	safe
Switch surge	AC	NO SPD	7320.69	7320.69	no	no	no
		SPD	765.25	765.25	safe	safe	safe
	DC	NO SPD	63.01	126.01	safe	safe	safe
		SPD	62.98	126.00	safe	safe	safe
Ground fault	AC	NO SPD	4421.83	4421.83	no	no	no
		SPD	593.85	593.85	safe	safe	safe
	DC	NO SPD	62.54	125	safe	safe	safe
		SPD	61.98	125	safe	safe	safe

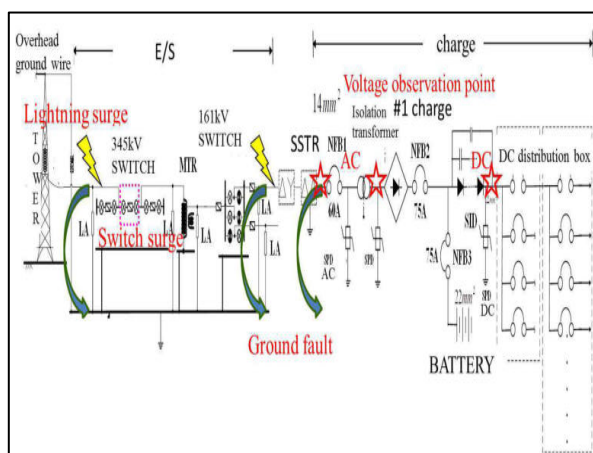


圖 5 超高壓變電所(E/S)故障情形分析

二、一次變電所過電壓分析

(一)雷擊突波

模擬一次變電所高壓側(161kV 側)所外電源進開關場前及低壓側(69kV)遭受 40kA 及 20kA 之雷擊狀況。

(二)開關突波

模擬一次變電所正常通電情況下，針對高壓側開關場第一檔位發生開關突波，開關操作模式將考慮同步投入、非同步投入、同步切離及非同步切離之操作模式，其中非同步操作模式考慮台電標準時間差 4.2ms，即 A 相之操作較 B、C 兩相快 4.2ms，而 B、C 兩相操作時間相同。

(三)接地故障

161kV、69kV 及所內電源於 0.1 秒發生故障，單相接地故障，故障排除時間為 0.2 秒，故障期間為 0.1 秒(6 週波)，總模擬時間為 0.3 秒。

上述故障情形圖示如圖 6 所示並觀察所內變電所相電壓、充電機輸入相電壓、充電機端電壓及裝設上 SPD 前與後之電流等，除觀察其電壓及電流之波形外，亦列出其最大值作為比較。(表 2)

表 2 一次變電所內低壓側過電壓情形

surge	AC/DC	Yes/No SPD	Phase Voltage (V)	Line Voltage (V)	Different withstand voltage level safety(rated voltage 150V)		
					I level*	II level*	III level*
					(800V)	(1500V)	(2500)
Lighting surge	AC	NO SPD	5319.25	5319.25	no	no	no
		SPD	725.80	725.80	safe	safe	safe
	DC	NO SPD	62.89	125.78	safe	safe	safe
		SPD	62.89	125.78	safe	safe	safe
Switch surge	AC	NO SPD	562.13	562.13	safe	safe	safe
		SPD	556.90	556.90	safe	safe	safe
	DC	NO SPD	63.01	126.01	safe	safe	safe
		SPD	63.01	126.01	safe	safe	safe
Ground fault	AC	NO SPD	776.31	424.53	safe	safe	safe
		SPD	774.71	423.30	safe	safe	safe
	DC	NO SPD	62.73	125.46	safe	safe	safe
		SPD	62.72	125.48	safe	safe	safe

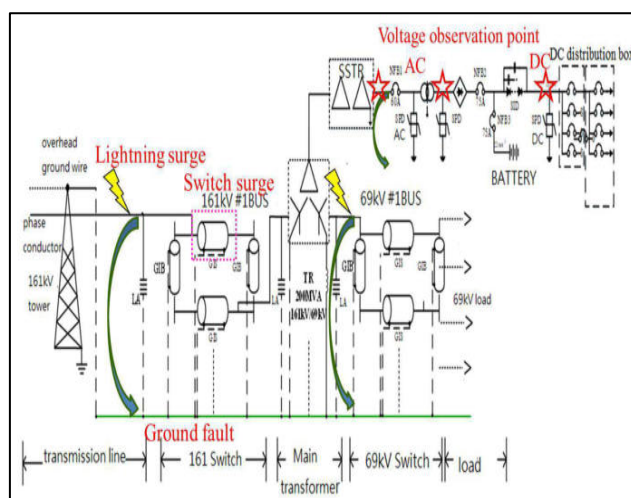


圖 6 一次變電所(P/S)故障情形分析

三、配電變電所過電壓分析

(一)雷擊突波

變電所高壓側(161kV 側)所外電源進開關場前及低壓側(23.9kV)遭受 40kA 及 20kA 之雷擊狀況。

(二)開關突波

高壓側開關場第一檔位發生開關突波，開關操作模式將考慮同步投入、非同步投入、同步切離及非同步切離之操作模式，其中非同步操作模式考慮台電標準時間差 4.2ms，即 A 相之操作較 B、C 兩相快 4.2ms，而 B、C 兩相操作時間相同。

(三)接地故障

161KV、11KV 及所內電源於 0.1 秒發生故障，單相接地故障，故障排除時間為 0.2 秒，故障期間為 0.1 秒(6 週波)，總模擬時間為 0.3 秒。

上述故障情形圖示如圖 7 所示並觀察所內變電所相電壓、充電機輸入相電壓、充電機端電壓及裝設上 SPD 前與後之電流等，除觀察其電壓及電流之波形外，亦列出其最大值作為比較。(表 3)

表 3 配電變電所所內低壓側過電壓情形

surge	AC/DC	Yes/No SPD	Phase Voltage (V)	Line Voltage (V)	Different withstand voltage level safety(rated voltage 150V)		
					I level*	II level*	III level*
					(800V)	(1500V)	(2500V)
Lighting surge	AC	NO SPD	15303.70	15303.70	no	no	no
		SPD	800.45	800.45	no	safe	safe
	DC	NO SPD	62.83	125.66	safe	safe	safe
		SPD	62.80	125.62	safe	safe	safe
Switch surge	AC	NO SPD	551.61	594.82	safe	safe	safe
		SPD	546.93	596.00	safe	safe	safe
	DC	NO SPD	62.92	125.84	safe	safe	safe
		SPD	62.92	125.84	safe	safe	safe
Ground fault	AC	NO SPD	4421.83	4421.83	no	no	no
		SPD	593.85	593.85	safe	safe	safe
	DC	NO SPD	62.54	125	safe	safe	safe
		SPD	61.98	125	safe	safe	safe

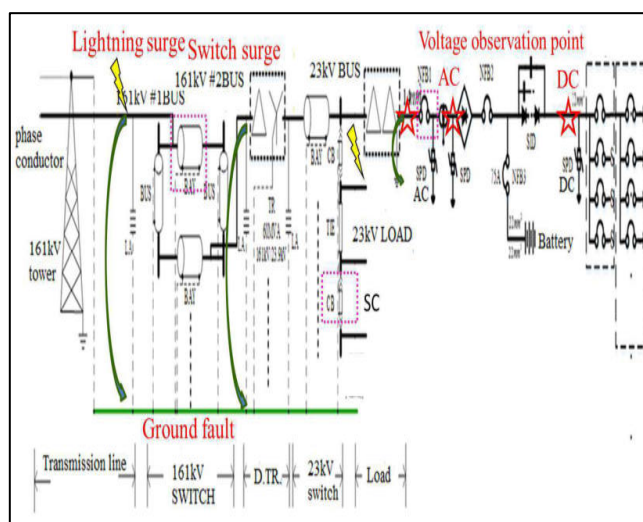


圖 7 配電變電所(D/S)故障情形分析

肆、各級變電所接地系統影響評估

為分析變電所接地網接地電阻的影響，本研究再分別考慮各級變電所接地網之接地電阻由既設值降低 50%，進行雷擊、開關突波及接地故障分析，以評估接地電阻變化對低壓交直流系統的影響，分別詳述於下列章節。

一、超高壓變電所接地系統影響評估

考慮超高壓變電所接地網接地電阻較上述 0.1Ω 降為 0.05Ω 進行雷擊、開關突波及接地故障分析，並與上述分析結果進行比較分別如下各次節所述，詳情見圖 8 至圖 10。

(一)雷擊接地系統影響評估

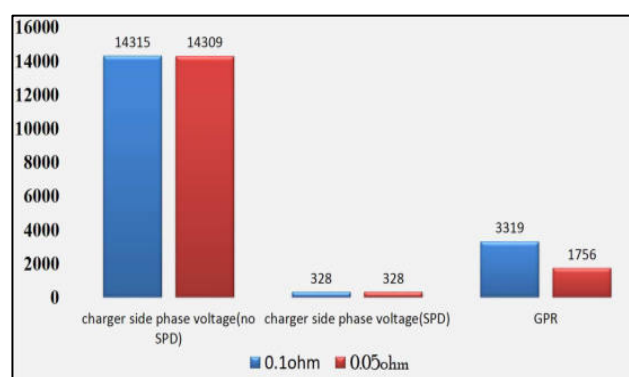


圖 8 超高壓變電所雷擊接地系統影響評估

(二)開關突波接地系統影響評估

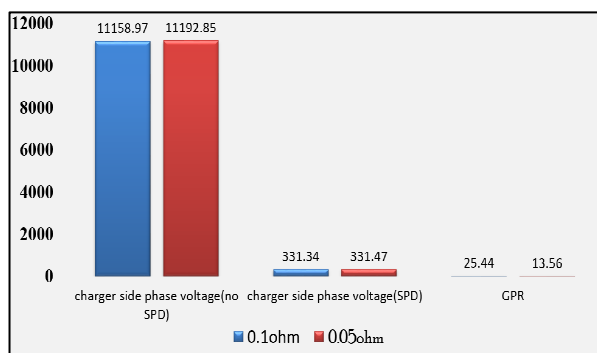


圖 9 超高壓變電所開關突波接地系統影響評估

(三)接地故障接地系統影響評估

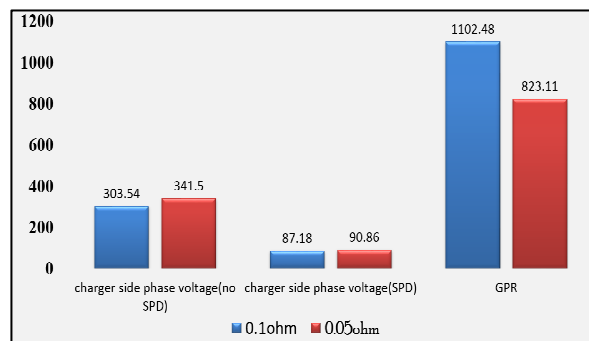


圖 10 超高壓變電所接地故障接地系統影響評估

二、一次變電所接地系統影響評估

考慮一次變電所接地網接地電阻較上述 0.2Ω 降為 0.1Ω 進行雷擊、開關突波及接地故障分析，並與上述分析結果進行比較分別如下各次節所述，詳情見圖 11 至圖 13。

(一)雷擊接地系統影響評估

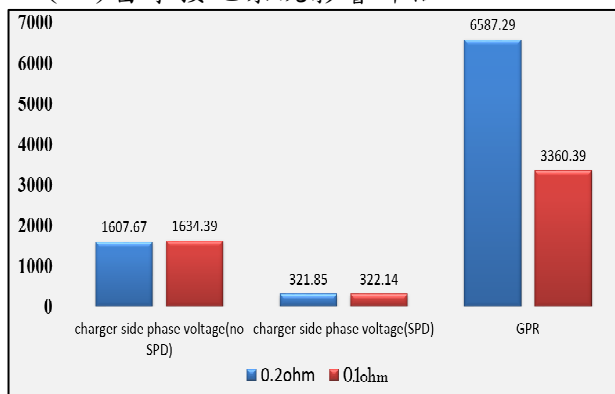


圖 11 超高壓變電所雷擊接地系統影響評估

(二)開關突波接地系統影響評估

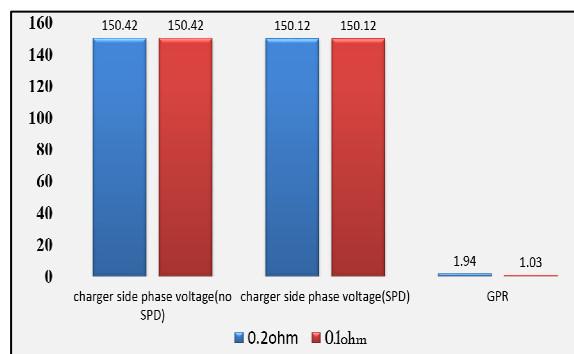


圖 12 一次變電所開關突波接地系統影響評估

(三)接地故障接地系統影響評估

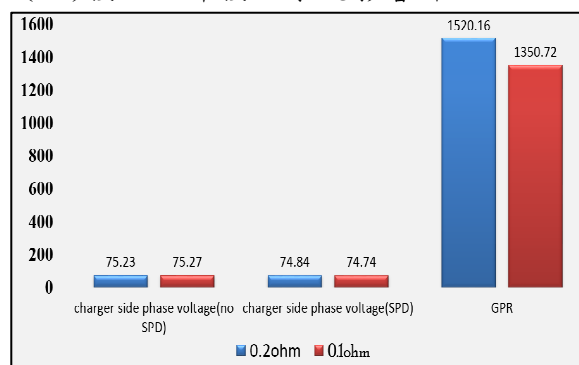


圖 13 一次變電所接地故障接地系統影響評估

三、一次配電變電所接地系統影響評估

考慮一次配電變電所接地網接地電阻較上述 0.5Ω 降為 0.25Ω 進行雷擊、開關突波及接地故障分析，並與上述分析結果進行比較分別如下各次節所述，詳情見圖 14 至圖 16。

(一)雷擊接地系統影響評估

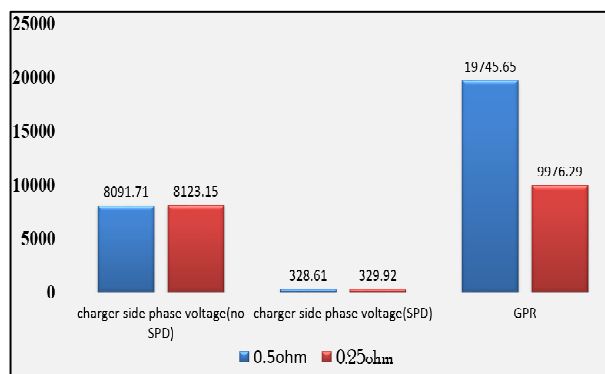


圖 14 一次配電變電所雷擊接地系統影響評估

(二)開關突波接地系統影響評估

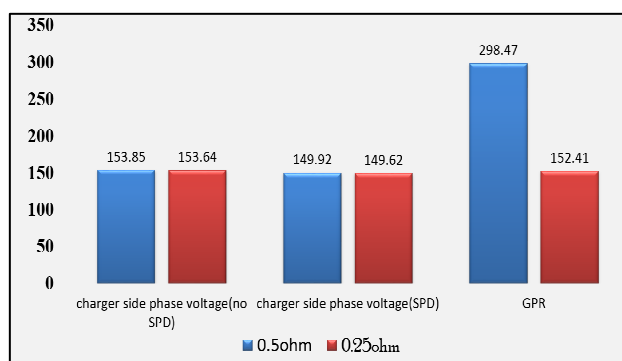


圖 15 一次配電變電所開關突波接地系統影響評估

(三)接地故障接地系統影響評估

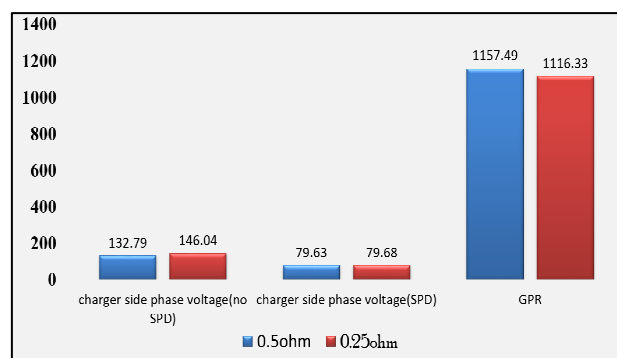


圖 16 一次配電變電所接地故障接地系統影響評估

經分析變電所接地系統與變電所低壓側之影響程度得知，當接地電阻降低時可有效降低地電位湧升(GPR)，但對於變電所低壓側之保護仍須依靠 SPD 作為主要防護。

伍、現場量測

本研究為了驗證變電所內低壓側突波吸收器裝設對敏感設備之效果，遂進行超高壓變電所低壓側突波量測，並安排停電計畫現場實測量測斷路器投切時所產生之開關突波，並驗證 SPD 保護效果，圖 17 為本次停電操作流程，主要針對 161kV 配電變壓器之一、二次側及所內 ACB 斷路器投切時，量測低壓側過電壓情形，並分析主要狀況。

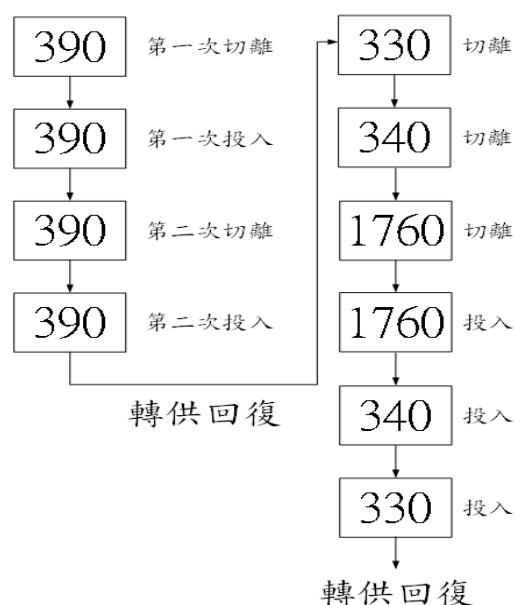


圖 17 配電變壓器操作流程

一、量測結果

圖 18 為暫態波形記錄器，因開關突波並非每次斷路器投切皆會發生故突波數值較不易取得，因此暫態波形記錄器在投切過程中只有獲得#390 斷路器第一次投入之值，圖 19 為#390 斷路器第一次投入之#1 ACB 電源側及負載側波形圖，其開關突波電壓約為 445.19V(正常 311V)，由於本案前述模擬出之 ACB 投切時瞬間過電壓可達 3kV，經由 SPD 抑制後約為 270V，因此研判現場之過電壓已由既設之 SPD 抑制。

圖 20 至圖 22 為第二台突波記錄器之現場量測突波電壓波形圖，經過#330、#340 及#1760 開關投入與啟斷之操作，分別獲得機組#340 啟斷、#1760 投入及#330 投入之實際量測數值，另進行#330、#340 及#1760 投切時，第 1 台記錄器亦在監控中，因大部分突波已由既有變壓器二次側之 9kV 避雷器抑制，故未傳達至所內 ACB，因此無監測到突波電壓。

根據上述結果我們得到表 4 與表 5 之量測數值結果將其與模擬分析之數值

進行比較，表 6 為模擬分析數值與現場量測結果比較表，由表 6 得知模擬分析結果與實際量測數值差異不大，印證本研究之模型與實際變電所現況相近，故本研究所之相關數據足以提供做為參考依據。

[2]

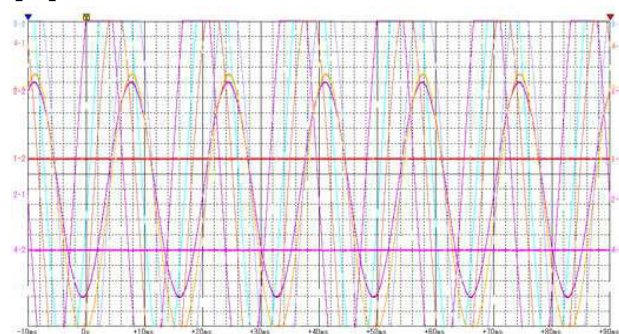


圖 18 暫態波形記錄器波形

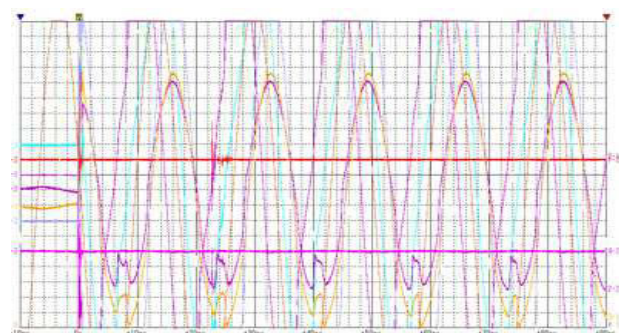


圖 19 #1 ACB 電源側及負側電壓波形圖

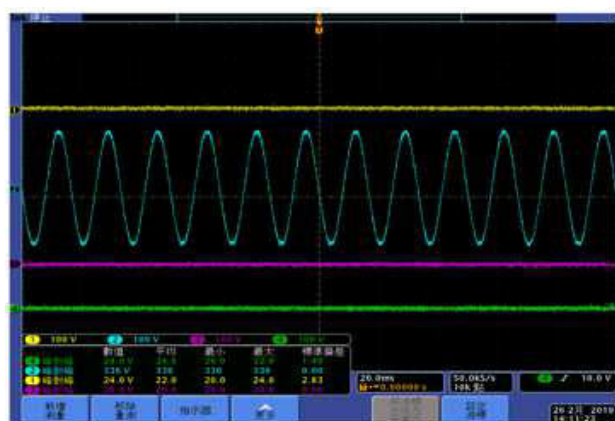


圖 20 #330 Power Meter 處電壓波形圖
(340 切離)

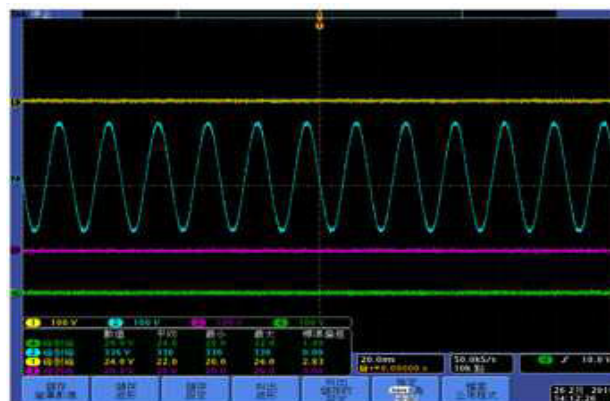


圖 21 #330 Power Meter 處電壓波形圖
(1760 投入)

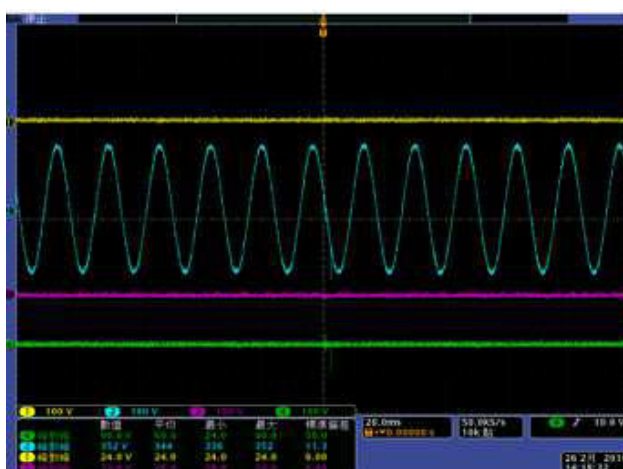


圖 22 #330 Power Meter 處電壓波形圖
(330 投入)

表 4 #390 CB 投入時#1 ACB 電源側及
負載側之突波電壓值

相別	R對地電壓	S對地電壓	T對地電壓	RS電壓	ST電壓	RT電壓
#1ACB 電源側	445.19 V	0.85 V	448.59 V	201.67 V	246.64 V	462.73 V
#1ACB 負載側	444.63 V	1.98 V	448.87 V	未量測	未量測	442.36 V

表 5 高壓及特高壓斷路器開關操作
#330 CB Power Meter 處所量測之
突波電壓值

R對地電壓	S對地電壓	T對地電壓	RT電壓	斷路器操作
未測到 突波電壓	336V	未測到 突波電壓	未測到 突波電壓	340切離
未測到 突波電壓	336 V	未測到 突波電壓	未測到 突波電壓	1760投入
未測到 突波電壓	352V	未測到 突波電壓	未測到 突波電壓	330投入

表 6 模擬分析數值與現場量測
結果比較表

最大突波電壓	模擬分析 (投入角數最大)	數值分析 (投入角改變)	現場量測
相電壓(390投入)	534.5 V(90度)	424.62V(75度)	448.87 V
線電壓(390投入)	617.64 V(90度)	424.6(75度)	462.73 V

陸、IED4 耐壓標準

依照台電新版的 IED4(107 年 4 月版)對 IED 衝擊波耐壓的要求需符合 IEC60255-27[3]之規定，無論電源交直流接需滿足該標準附錄 B 之 Table B1，該表重要數據整理如表 2.3 所示，表中顯示若 IED 電源是 220V(相電壓為 127V)，擇其脈衝波耐壓有三個等級，分別為 800V、1500V 及 2500V。

表 7 額定脈衝電壓值(波形：1.2/50 us)

按額定額定工作電壓與額定之波前中點電壓 ACV _m 、DCV			額定脈衝電壓(Rated Impulse Voltage, V _p)								
			耐壓級別 (Overvoltage Category)								
			I 級 *			II 級 *			III 級 *		
5		0	3	3	0	5	0	0	8	0	0
1	0	0	5	0	0	8	0	0	1	5	0
1	5	0	8	0	0	1	5	0	2	5	0
3	0	0	1	5	0	2	5	0	4	0	0
6	0	0	2	5	0	4	0	0	6	0	0
1	0	0	4	0	0	6	0	0	8	0	0

以目前廠商所提之耐壓均優於現行 IED4 所列之規定，參考現行新版 IED4 甲廠商所提供之綜研所送試報告，其中針對衝擊電壓測試(impulse voltage test)(圖 23)，係依據 IEC60255-27 Edition 2 標準測試，採用 1.2*50 μ s 衝擊波，進行 5kV 電壓測試(圖 24)，其測試結果均可符合相關規定(表 7)[4]，且該耐壓值與本研究之模擬值比較後，對於 IED4 電驛遭受過電壓侵襲損壞機率顯少。

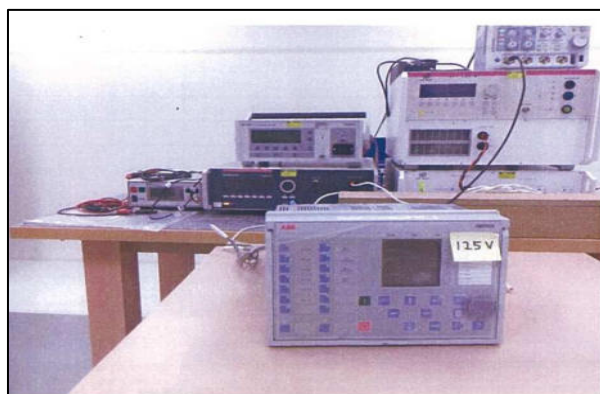


圖 23 IED 實體測試

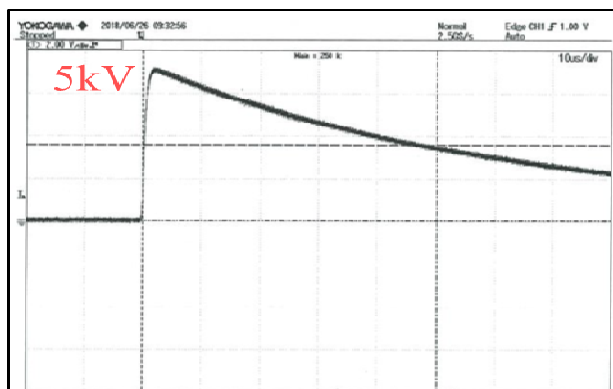


圖 24 採用 1.2*50 μ s 衝擊波，進行 5kV 電壓測試

試驗項目	測試電壓(kV)	是否遭電壓破壞
工作電源 對 外殼	5	N
輸入接點 對 外殼	5	N
輸出接點 對 外殼	5	N
PT 對 外殼	5	N
CT 對 外殼	5	N
工作電源 對 輸入接點	5	N
工作電源 對 輸出接點	5	N
工作電源 對 PT	5	N
工作電源 對 CT	5	N
輸入接點 對 輸出接點	5	N
輸入接點 對 PT	5	N
輸入接點 對 CT	5	N
輸出接點 對 PT	5	N
輸出接點 對 CT	5	N
PT 對 CT	5	N

依本次各級變電所模擬所得之值得知，在變電所 DC 電源部份因經充電機整流器具有阻隔效果及蓄電池組的突波吸收作用與穩壓作用，其暫態電壓突波可被良好的抑制，故其電壓值均相當穩定，因此可得知突波經電源側進入 IED 造成損壞機會顯小。另針對在變電所地網在正常情況下 GPR 造成 IED4 損壞之機率亦相同。

柒、結論

本研究經分析結果顯示各級變電所無論發生雷擊、開關突波，或接地故障，其低壓系統若未裝 SPD 均會有很高的暫態電壓，而裝 SPD 後確實可達到很好的抑制效果，此項抑制效果在低壓交流系統特別明顯。在直流側由於經充電機整流器具有阻隔效果及蓄電池組的突波吸收作用與穩壓作用，其暫態電壓突波可被良好的抑制，故其電壓值均相當穩定，有無裝直流 SPD 無太大影響。不過若考慮充電機整流器故障或切換、蓄電池組解聯及具遠端供電或控制的直流系統，SPD 仍具重要的保護效果，因可抑制變電所接地網 GPR 突波及遠端供電突波。

另針對變電所接地系統的影響進行分析，目前接地網接均以符合變電所設備接地及人員安全需求設計，其接地電阻準位已很低，雖然再度降低現有變電所接地電阻，可降低雷擊及接地故障時接地網的 GPR，但對交直流低壓系統之暫態電壓改善相當有限，而現有變電所在很低的接地電阻情況下，若要再予降低接地電阻極為不易且所費不貲，採裝設 SPD 來抑制突波電壓，較採降低接地網接地電阻，更為有效且成本較低，應列優先選項。至於 SPD 的突波抑制效果，模擬結果顯示幾乎不受變電所供電負載及所內低壓線路長度的

之影響，設計所內低壓電源線路時可免予考慮其影響。

變電所高壓及特高壓系統產生的線上突波主要是經由所內電源變壓器進入低壓電源系統。故正常情況下低壓電源系統 SPD 安裝位置，首先應考慮在所內電源變壓器二次側出口裝設 SPD，對低壓線上突波做前置抑制。安裝回路的決定原則上以重要回路，以及有較大突波且有敏感設備或應優先安裝。此外，可參考各變電所過去運轉實務經驗，將突波事故較頻繁的回路列為優先安裝的選擇。一般而言，除所內電源變壓器二次側出口外，優先安裝 SPD 的低壓電源回路包括充電機回路、監控回路、消防回路、保護電驛回路等。至於在回路上的安裝地點選擇，以安裝在斷路器後端(負載側)為原則，以便在 SPD 短路故障時，可藉由斷路器啟斷故障電流，避免上游斷路器跳脫，兼顧突波防護、保護協調及後續維修檢測之方便性。

玖、參考文獻

- [1] TDK , ' 'SIOV metal oxide varistors' ' , 2018。
- [2] 周至如, 楊智淵, ' ' 各級變電所所內交直流電源低壓突波吸收器之設置需求及條件研究, ' ' , 2019。
- [3] IEC 60255-27:2013, ' 'Measuring relays and protection equipment - Part 27: Product safety requirements, ' ' IEC, 2013.
- [4] 台灣愛波比, ' ' IED4 測試報告' ' , 2018。

大型風場併入電網之衝擊性分析

Impact Analysis for Grid with Large Scale Wind Power

國立臺灣海洋大學 柯俊寬 謝泓壬 吳祥瑞
周聖傑 林珈敬 蔣肇昇

摘要

因應能源轉型導入大量再生能源至電網運行，2025 年再生能源佔比將達 20%，2019 年 11 月離岸風電場域已在竹南併網運轉，因離岸風電正逐漸建置中，因此本文對離岸風電併入電網進行衝擊性分析以確保離岸風電併入電網中對系統部會產生運行影響。本文所使用的風機模型為全功率換流器發電機，透過模擬能得出此種風機擁有兩種特性，其一特性為，此種類風機是透過換流器連結至電網，故併入此種風機的電力系統轉子角度會與電壓、頻率變化率以及實功率產生偏差，且隨併入風機數量的增加其偏差會更加明顯。其二特性為，將系統細分成不同併入量，並且考慮電力系統中之匯流排進行故障及觀察，得出當其併入點週遭匯流排發生三相短路故障時其整體匯流排臨界清除時間會得到上升，且其臨界清除時間也會隨併入風機數量越多，其臨界清除時間也會上升。當故障匯流排遠離併入點時其臨界清除時間會下降，且其臨界清除時間也會隨併入數量越多，其臨界清除時間也會下降，而本文透過衝擊性分析中找出其併入量與臨界清除時間的關係使其透過本文分析中貢獻並佐證出加入再生能源併入電網中之臨界清除時間對既有之電網之臨界清除時間所具有之影響關係可做為因應再生能源加入電網之穩定度之成效結果，以確保再生能源併入電網運行中穩定運行。

關鍵詞：再生能源、離岸風電、全功率換流器、衝擊性分析、臨界清除時間。

壹、前言

全球各國極力推動綠能，在再生能源推動中的選擇主要發展以太陽光電及風力發電為主要目標，而在併入再生能源裝設量上整體因應再生能源對氣候條件之影響因素使其電源有不連續性之問題，因此因應再生能源之太陽光電及風力發電中逐漸並行建置儲能系統使其電源能平穩較不受波動性影響。因應再生能源是目前及未來發展主軸之能源結構，探討再生能源運行中併入既有電網運行使其具有分散式電源之結構並確保運行之穩定及可靠。

對於再生能源的蓬勃發展，根據行政院 107 年的能源政策專案報告中，臺灣能源政策將於 2025 年達到核能除役使其達成非核家園，並且再生能源要占總發電量的 20%[1]，當中太陽光電 20GW，風力發電 4.2GW，其中離岸風電占 3GW，從這就能了解在未來電力需求將會以再生能源主要發展核心。隨著用電量的增加風力發電機裝置數量也會跟著增加，但是在併接風力發電機時要考慮其併接容量是否會對系統造成衝擊，以至於系統會隨時處於不穩定的狀態。不過隨著再生能源不斷的進步在將來會有許多各類形式的能源型態加入電網，包含儲能系統，而儲能系統對於電力系統具有實、虛功率、頻率調整至電壓改善皆有完善的控制的能力，甚至當電力系統處於緊急狀況的情況下，如機組跳機，儲能系統能擔任快速反應部隊給予電網立即性快速反應提供電力並達到調頻之效益減少系統之衝擊，讓系統能快速回到另一穩態點運轉，當中再生能源在特定時間如系統發生偶發事件時也能適時提供電力減少電網系統之裕度不足擔憂，透過再生能

源輔以儲能系統會對系統之供電及調度更具有彈性及對電網之運行會更具有穩定之效益。

而此文所探討是以台電電力系統的中部區域併入大量全功率換流器型風力發電機時，其電力系統北、中、南各個匯流排的電壓、頻率變化率、實功率以及轉子角度在發生三相短路故障之後，比較其無風機系統與有風機系統臨界清除時間的變動差異進行分析與研究。當得出風力發電機對系統整體影響確認之後，能緊接著再進一步研究當風力發電機併入量不同時對於系統併入點週遭以及遠離併入點等匯流排臨界清除時間的差異與影響。

貳、風力發電機介紹

目前再生能源這項議題已是時下眾多電力研究機構皆在關注的核心，透過燃燒燃料進行火力發電的機組隨然是穩定的能量來源，不過其對生態所造成的影響非同小可，透過實際發生過的事件以及人們對環保意識的重視，再生能源的研究成為極其重要，而再生能源的種類繁多其中，包括了地熱、生質能、水力、風力、太陽能、潮汐等等[2]。在台灣也有許多相對優勢的再生能源，像是台灣本身屬於海島型氣候，擁有相當豐富的風力資源，故台灣相當適合發展風力發電，離島中更是發展建置再生能源之地點，透過離島建置再生能源，可減輕以往離島大量使用柴油發電機發電之問題，可達到減碳並發展大量綠能發電用電，也可解決離島電力問題。

根據美國西部電力協調委員會根據風力發電機類型以及與電網連接方式的不同，將風力發電機分為4種類型：

1. 鼠籠式感應發電機 (Squirrel-Cage Induction Generator, SCIG)
2. 繞線式感應發電機 (Wound Rotor Induction Generator, WRIG)
3. 雙饋式感應發電機 (Doubly Fed Induction Generator, DFIG)
4. 全功率換流器發電機 (Full-Scale Frequency Converter Generator)

鼠籠式感應發電機此種類之風力發電機為最早期發展的機型，而其轉子是由導體條所組成，利用一短路環圈將轉子線圈短路在一起。特點為機械結構簡單可靠性高，製作容易方便維修，是最為普遍之風機模式。主要結構由風速帶動風機槳葉、齒輪箱、鼠籠式感應發電機、啟動繞組與補償功因之電容器組組成，再經由升壓變壓器接至系統，併聯時發電機內部旋轉磁場需要從電網吸收虛功率，以維持風力發電機維持運轉。由於直接與電力系統並接，系統的頻率變化率直接決定了發電機轉子轉速，其轉速範圍約為同步轉速100%-105%左右，因此被視為定速型風力發電機組。結構如圖1所示。

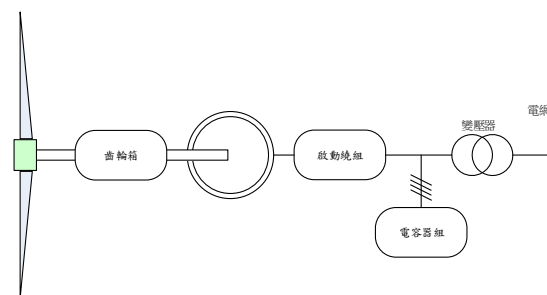


圖1 鼠籠式感應發電機

繞線式感應發電機屬於可變速型，其風機組結構如圖2所示，主要由風機槳葉、齒輪箱、繞線式感應發電機、外接的可變電阻、啟動繞組與補償功因之電容器組成，再經由升壓變壓器與系統聯接。且此類風機具有可控式的葉片，對於風速之強度及變化中也較具有調控之能力，能透過槳葉角度控制旋轉葉片的角度增減擷取風能的能力，可控制風力渦輪機輸出機械功率大小。

繞線式感應發電機之架構與型態與鼠籠式感應發電機基本上無太大差異，而繞線式感應發電機的特色為其轉子線圈可經由滑環連接到外部電路，接到一組三相可變電阻繞組，這種發電機的特點就是利用改變轉子電阻控制轉子線圈上的激磁電流，來達成使風機可變速運轉的特性，其動態速度控制範圍依可變電阻的不同，其轉速可控制在同步轉速的10%上下，以調節實功率的輸出大小。

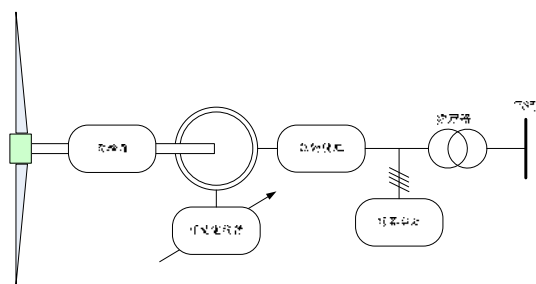


圖 2 繞線式感應發電機

雙饋式感應發電機 (Doubly Fed Induction Generator, DFIG)。發電機的定子繞組為直接連接到電網，而發電機之轉子繞組則透過 AC-DC-AC 電壓源變頻器連接到電網。透過此方式，發電機產生之能量可同時經由定子與轉子輸送至電網，電力電子轉換器可使雙饋式感應發電機運轉於最佳轉速，並控制注入電網的實功率與虛功率，以產生最大電力輸出，如圖 3 所示。

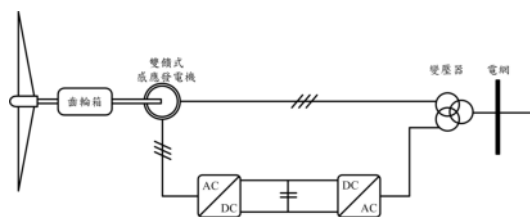


圖 3 雙饋式感應發電機

全功率換流器發電機 (Full-Scale Frequency Converter Generator)，利用電力電子電路並結合同步發電機系統已成為風力發電機組的選擇之一。其中使用了一組電力電子轉換器，將換流器與輸出功率的定子側相連接，用以將發電系統輸出的功率通過換流器轉變成與電網具有交流電模式相同電壓、同頻率的交流功率，結構如圖 4 所示，本文所使用風機類型主要為全功率換流器發電機。

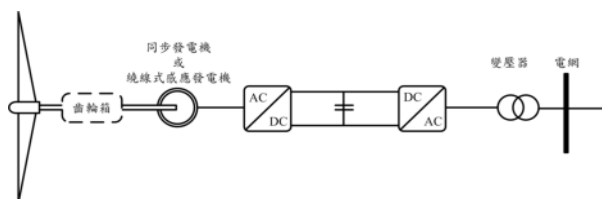


圖 4 全功率換流器發電機

參、衝擊性分析理論與方法

系統衝擊系分析也是在探討電力系統穩定度議題，電力系統中可能發生各種不同形式的不穩定情況，由於穩定性問題的高維度和複雜性，使用適當程度的系統表示細節和適當的分析技術，有助於簡化假設以分析特定類型的問題。通過將穩定性分類為適當的類別，可以極大地促進穩定性分析，包括確定導致不穩定的關鍵因素和設計改善穩定運行的方法。如圖 5 所示，電力系統穩定度分類[3],[4]。

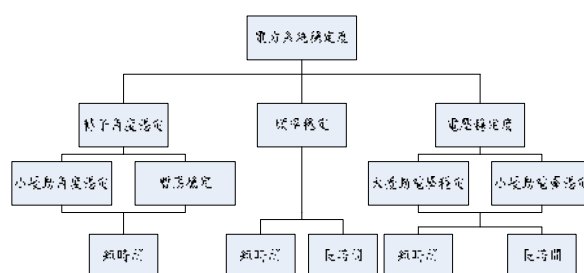


圖 5 電力系統穩定度分類

轉子角度穩定度是指互相連結於電力系統中的同步電機在受到干擾後保持同步的能力，它取決於維持或恢復系統中每個同步電機的電磁轉矩和機械轉矩之間的平衡能力。有可能導致不穩定性發生的原因是以某些發電機的角度擺動增加，導致它們與其他發電機失去同步，轉子角度穩定度問題涉及研究電力系統中固有的振盪情況。同步電機的功率輸出隨著轉子角度的變化而跟著變化的方式，因此轉子角度也對輸出功率產生一致性連動。在穩態條件下，輸入機械轉矩和每個發電機的輸出電磁轉矩之間存在平衡，並且速度保持恆定。如果系統受到擾動其平衡被擾亂，將會導致根據旋轉體的運動定律去加速或減速機器的轉子速度。如果一個發電機暫時比另一個發電機運行得更快，則其轉子相對於較慢機器的角位置將提前。由此產生的角度差異將部分負載從慢速機器傳遞到快速機器，具體取決於功率角度關係。這傾向於減小速度差並因此減小角度分離。功率角度關係是高度非線性的，超過一定限度時，角度分離的增加伴隨著功率傳遞

的減小，使得角度分離進一步增加。如果系統不能吸收與這些轉子速度差相對應的動能，則會導致系統不穩定。對於任何給定的情況，系統的穩定性取決於轉子角位置的偏差是否導致足夠的恢復扭矩[5], [6], [7]。

頻率變化率穩定性是指電力系統在嚴重的系統擾亂之後保持穩定頻率變化率的能力，引發此種不穩定現象是發電量和負載量之間的供需不平衡，發電機組發電量是供給面，負載受電端是需求面，供給面及需求面平衡才不會造成系統頻率搖擺。頻率變化中其可能會由於持續頻率變化率變動受機組影響以至於發電機組受限，因此系統會以低頻卸載搭配需量反應減輕負載使用量，也將具有快速反應之電網型儲能系統(ESS)因應系統頻率下降而立即提供儲能系統電力給電網作調節，透過這些策略因應系統頻率下降之作法使其頻率能快速回到另一穩態點運轉，降低系統運行衝擊。

電壓穩定度是指在給定的初始運轉狀態下，電力系統遭遇干擾之後在系統中的所有匯流排維持穩定電壓的能力。它取決於負載需求與系統負載供應之間保持或是回復平衡的能力。對於電壓穩定度的分類有以下幾種分類模式[8], [9]：

1. 依照擾動可分為大擾動電壓穩定度以及小擾動電壓穩定度。
2. 依照研究的時間範疇可分為暫態電壓穩定度、中期電壓穩定度、長期電壓穩定度。
3. 依照研究方法的不同可分為靜態電壓不穩定、動態電壓不穩定、暫態電壓不穩定。

肆、案例分析

根據台電於 108 年公佈的再生能源發電概況中能得知台灣風機裝置數量台電 173 部、民間 176 部總裝置容量達約 711MW，其中於台灣中部海岸區域本身具有

極佳的離岸風場設置地點。2025 年預計風力發電要併入陸域風機要達 1.2GW，離岸風機要達 3GW，然而大量的風力發電機究竟會對系統造成所造成的衝擊將會是電力系統的一大考驗。本文研究模擬台電尖峰及離峰系統於台灣各區域併入大量離岸風電情境分析。

本案例首先要先設置四個系統，分別是尖載有風機、尖載無風機、輕載有風機、輕載無風機，透過模擬當三相短路故障發生於 345kv 匯流排時其臨界清除時間，而觀察的匯流排是選擇北(林口#225)、中(中火#533)、南(大林#1131)各區域一部大火力機組作為觀察點，而故障點為系統內所有的 345kv 匯流排。於此故障匯流排選擇依序如下：

Case1. 北部接近預計併入風機匯流排週遭：#1500。

Case2. 北部遠離預計併入風機匯流排週遭：#1600。

Case3. 中部接近預計併入風機匯流排週遭：#2200。

Case4. 中部遠離預計併入風機匯流排週遭：#530。

Case5. 南部接近預計併入風機匯流排週遭：#1000。

Case6. 南部遠離預計併入風機匯流排週遭：#2930。

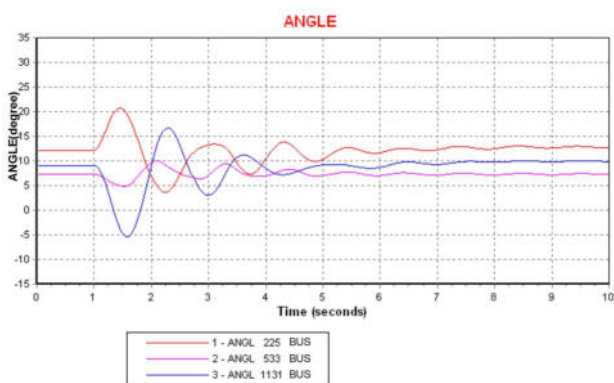


圖 6 Case1 臨界清除時間_轉子角度_11.5 週波

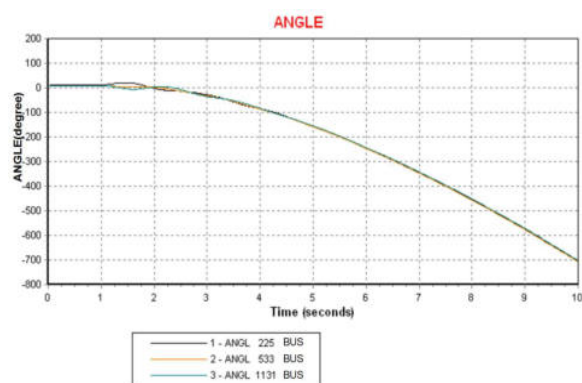


圖 7 Casel 超過臨界清除時間_轉子角度_12 週波

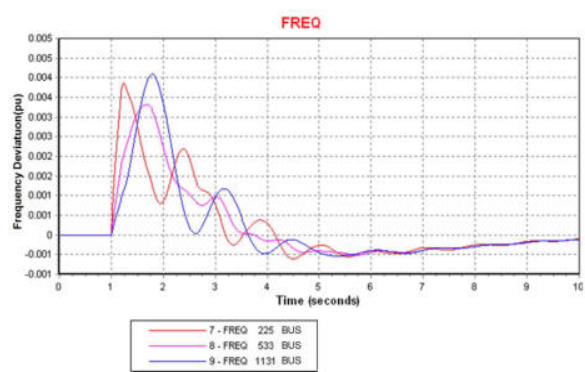


圖 10 Casel 臨界清除時間_頻率變化率_11.5 週波

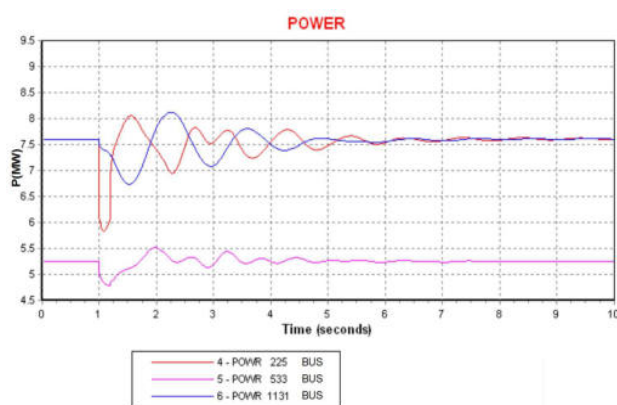


圖 8 Casel 臨界清除時間_實功率_11.5 週波

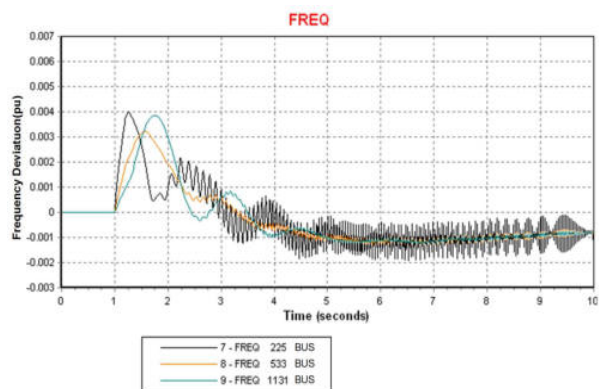


圖 11 Casel 超過臨界清除時間_頻率變化率_12 週波

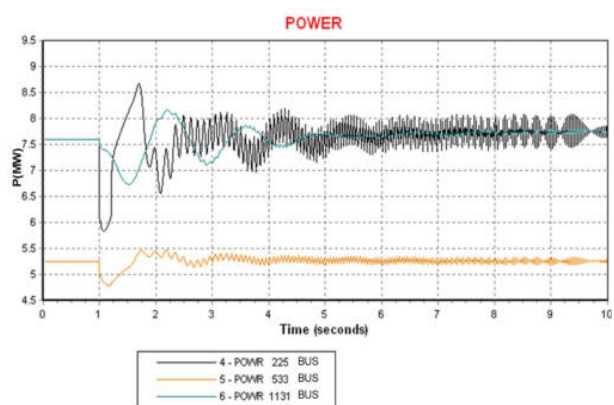


圖 9 Casel 超過臨界清除時間_實功率_12 週波

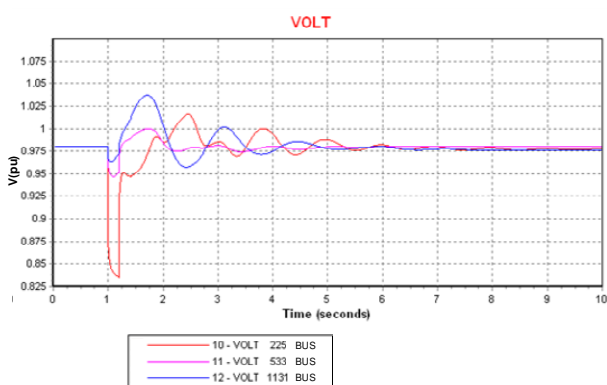


圖 12 Casel 臨界清除時間_電壓_11.5 週波

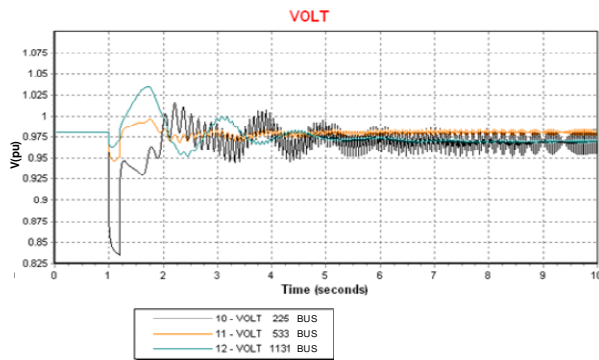


圖 13 Case1 超過臨界清除時間_電壓_12 週波

透過 Case1 能發現其臨界清除時間為 11.5 週波。以此為判斷依據，將無併入風機的 Case1 至 Case6 的臨界清除時間做整理能得出下表 1 至表 3：

表 1 北部尖載無併入風機之臨界清除時間

區域	北	
匯流排	1500	1600
臨界清除時間(週波)	11.5	15.5
臨界清除時間(秒數)	0.1917	0.2583

表 2 中部尖載無併入風機之臨界清除時間

區域	中	
匯流排	2200	530
臨界清除時間(週波)	13	13
臨界清除時間(秒數)	0.2167	0.2167

表 3 南部尖載無併入風機之臨界清除時間

區域	南	
匯流排	1000	2930
臨界清除時間(週波)	11.5	18.5
臨界清除時間(秒數)	0.1917	0.3083

再來將系統併入大量離岸風電之後，會發現一個特殊的情況，隨著併入的風機容量增加其整體臨界清除時間會得到提升，不過其轉子角度會與電壓、頻率以及實功率產生偏差，當其電壓、頻率以及實功率已開始震盪不穩定時其轉子角度仍然能保持穩定。透過模擬能得出表 4。

表 4 尖載併入風機之臨界清除時間

區域	故障 匯流排	有風機 (週波)		無風機 (週波)
		考慮 轉子角 度	考慮 實功率	
北	1500	>21	11	11.5
北	1600	15	14.5	15.5
中	2200	23	22.5	13
中	530	13	12.5	13
南	1000	>21	10.5	11.5
南	2930	>21	17.5	18.5

表 4 為尖載時系統模擬後有無併入風機之臨界清除時間依序列出。而對於輕載時系統的變化，透過模擬能得出輕載時系統的臨界清除時間，如下表 5 所示，發現輕載其系統併入風機之後與尖載比較，轉子角度臨界清除時間皆大於實功率計算之臨界清除時間。

表 5 輕載有無併入風機之臨界清除時間

區域	故障 匯流排	有風機 (週波)		無風機 (週波)
		考慮 轉子角 度	考慮 實功率	
北	1500	>21	10.5	11
北	1600	11.5	11.5	13
中	2200	17	16	13
中	530	>21	11	12
南	1000	21.5	21.5	11
南	2930	15	15	15.5

伍、尖載及輕載有無風機臨界清除時間分析

透過上述分析所示，不論是尖載還是輕載，其轉子角度皆會出現相較於實功率、頻率變化率以及電壓其穩定的時間會更長，此處判斷由於功率換流器發電機型風機本身是由換流器接至電網，不存在同

步問題，故其故障發生時相對於實功率、頻率變化率以及電壓，其轉子角度所受的影響相對較少，不過由於系統於其實功率、頻率變化率以及電壓等出現不穩定的情況就已屬於需要注意，故在當系統併入大量功率換流器發電機型風機時其臨界清除時間可使用實功率、頻率變化率以及電壓作為判斷基準。

陸、結論

透過分析案例得出，當系統併入了大量全功率換流器發電機時，其系統轉子角度的臨界清除時間會比電壓、頻率變化率以及實功率的最大可忍受故障時間還長，因此當系統包含有全功率換流器發電機風機，其電網穩定度就無法單用完全以使用轉子角度作為判斷，因而使用實功率的最大不穩定忍受時間作為判斷較為適合，透過案例的情境模擬分析得知大量數據顯示其實功率、頻率變化率以及電壓皆保持一致，當其中有一方不穩定其他兩者皆會顯示出不穩定。

透過本文能夠發現於系統併入全功率換流器發電機能夠影響系統匯流排的臨界清除時間，因隨著再生能源的不斷發展，將來電網將會有更多的風機加入，如果能夠透過控制及分析其再生能源的併入量及情境模式分析，就能夠達到系統整體之臨界清除時間的能力。

參考文獻

- [1] 能源政策專案報告，第九屆第五會期，頁 17-24，2016 年。
- [2] 華健、吳怡萱，再生能源概論，五南圖書出版社，2013 年。
- [3] 傅至勤，發電廠緊急柴油發電機暫態穩定度分析，國立臺灣海洋大學碩士學位論文，2010 年。
- [4] IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions, "Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions," IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 19, No. 2 pp. 1387-1401, 2002.
- [5] 陳壽孫、羅靜儀、石金福、楊金石、蒲冠志，新版電力系統分析-輸配電學，新文京開發出版股份有限公司，頁 316-369，2004 年。
- [6] 詹昀陞，不同型態風機於電力系統之動態分析，國立臺灣海洋大學碩士學位論文，2014 年。
- [7] P. Kundur, Balu, J. Neal, Lauby, G. Mark, Power System Stability and Control, in Proc. of McGraw-Hill Professional Pub, 1994.
- [8] T. Van Cutsem, "Voltage instability: phenomena, countermeasures, and analysis methods," in Proc. of Proceedings of the IEEE, Vol. 88, No. 2, pp. 208-227, Feb. 2000.
- [9] T. Van Cutsem, C. Vournas, Voltage Stability of Electric Power System, Kluwer Academic Publishers, 1998.

變電所儲能系統規劃及應用

台電公司輸變電工程處北區施工處 林健民

摘要

我國 2025 年再生能源裝置容量達 26.9GW、再生能源發電佔比達 20%之政策目標，使得電力系統不可避免的將面對快速變動、穩定性與可靠度議題，為因應此議題，且符合電業法開放多樣化資源作為輔助服務來源之規定，台電公司規劃引進新興技術資源，並於 2021 年開始逐年完成東林 P/S、路園 D/S、大鵬 E/S、龍潭 E/S、彰埤開閉所及南鹽光共 160MW 儲能系統之建置，以達成穩定供電責任。其中東林 P/S 為第一例變電所儲能系建置案，儲能系統之規劃設計及應用涉及變電所運轉、監控、安全及可靠度等各項層面，故參考國內外相關案例檢討、評估及規劃，以利未來儲能系統之採購與建置可符合系統及運維需求。

壹、前言

我國近幾年大力推動再生能源，並以風力和太陽能作為主要發展方向，預定 2025 年達成再生能源裝置容量 26.9GW、再生能源發電佔比達 20%之政策目標，由於風力和太陽能具有間歇性及變動性等特性，當再生能源滲透率逐步提升時，恐對台灣電力系統之穩定度產生嚴重影響，故需要額外增加間歇性再生能源裝置容量 10%之備轉容量，備轉容量需求增加為 5.89GW。有鑑於此，台電公司除積極佈建智慧電網進行有效管理及運用大觀、明潭抽蓄電廠儲能能力及需量反應外，亦規劃自 2021 至 2025 年逐年自行建置東林 P/S、路園 D/S、大鵬 E/S、龍潭 E/S、彰埤開閉所及南鹽光共 160MW 儲能系統，以及採

購 430MW 輔助服務，以達成再生能源穩定供電、強化電網韌性及提升電力系統運轉效率之目標。

表 1 輔助服務項目與資源[1]

分類	快速反應備轉	調頻備轉	即時備轉	補充備轉
目的	因應系統轉動慣量減少	因應供電機組跳機、系統負載突增、系統供需預測誤差。	因應供電機組跳機、系統負載突增、供需預測誤差而衍生之系統供電容量差異。	因應系統發生事故失去電源時之事故處理
反應時間	現行：— 未來：毫秒~秒	3分鐘 數秒~3分鐘	30分鐘 ~10分鐘	60分鐘 ~30分鐘
持續時間	現行：— 未來：3~15分鐘以上	數分鐘 15分鐘以上	10~120分鐘 1小時以上	2小時以上 2~4小時以上
需求容量	1,000~1,200MW	±1,300MW	1,000MW	1,000MW
資源	快速反應負載資源 (FRR) 發電機組 (Primary F.R.)	儲能系統 發電機組 (AGC)	儲能系統 需量反應 自用發電設備 發電機組	需量反應 自用發電設備 發電機組

廣義上儲能是指能量的儲存，即通過一種介質或設備，把當前剩餘的能量以其本身的形式，或者轉換成另一種能量形式存儲起來，根據未來使用的需要以特定能量形式釋放出來的一個過程。狹義上的儲能是針對電能的存儲，即利用物理或者化學方法將電能存儲起來的技術。根據儲能過程中有無發生化學反應，可將儲能技術分為物理儲能和化學儲能，物理儲能主要為抽水蓄能、壓縮空氣儲能、飛輪儲能等，化學儲能主要為鉛酸電池、鎳氫電池、鋰離子電池、液流電池、鈉硫電池等。其中又以鋰離子電池儲能技術發展及成長最為快速，目前有許多國家已將鋰離子電池儲能結合再生能源投入到電網中。

針對再生能源占比提高造成頻率變化率提高 (RoCoF, rate of change of frequency)，國際間多將儲能應用在自動頻率控制(Automatic Frequency Control, AFC)輔助服務，藉由儲能快速反應能力及快速

充放電之優勢，追隨電力系統之負載波動，主動調整充放電動作，並維持系統頻率穩定。

貳、儲能系統的應用

根據全球知名的第三方驗證機構 DNV GL 評估報告顯示[2]，儲能系統可分為六大類共二十種不同的應用項目，如表 2 所示。儲能系統可以同時或依序服務於多種不同的應用項目，在國外實際應用案例可知，服務的應用越多，可以增加獲利能力，亦稱為收益疊加(revenue stacking)、應用疊加(application stacking)或利益疊加(benefit stacking)。表中每個儲能系統應用項目，都提供應用功率範圍和放電持續時間的示例，而這些示例值反應了美國互聯電網的儲能系統應用。

表 2 儲能系統分類及應用項目

應用分類	應用項目	儲能功率範圍	儲能放電時間範圍
分散能源服務(Bulk energy services)	電能時間移轉(Electrical energy time-shift)	1 MW – 500 MW	2 hr – 6 hr
	電力供應容量(Power supply capacity)	1 MW – 500 MW	2 hr – 6 hr
輔助服務(Ancillary services)	負載跟隨(Load following)	1 MW – 100 MW	15 min – 4 hr
	電力調節(Regulation)	10 MW – 40 MW	Seconds to hours(視市場需求)
	頻率響應(Frequency response)	2 MW – 50 MW	Seconds to minutes
	備用容量(Operating reserves)	10 MW – 100 MW	Minutes to hours
	電壓支援(Voltage support)	1 MVar – 10 MVar	Minutes to an hour
	全黑啟動(Black start)	5 MW – 50 MW	Seconds to hours
輸電基礎設施服務(Transmission infrastructure services)	舒緩輸電系統阻塞(Transmission congestion relief)	1 MW – 100 MW	1 hr – 4 hr (不易推廣)
	延緩輸電系統升級(Transmission upgrade)	10 MW – 100 MW	1 hr – 8 hr

應用分類	應用項目	儲能功率範圍	儲能放電時間範圍
	deferral)		
配電基礎設施服務(Distribution infrastructure services)	延緩配電系統升級(Distribution upgrade deferral)	500 kW – 10 MW	1 hr – 4 hr
用戶能源管理及微電網服務(Customer energy management and microgrid services)	電力品質(Power quality)	100 kW – 10 MW	Milliseconds – 15 minutes
	併網型電力可靠性(Power reliability in grid-connected operation)	50 kW – 10 MW	1 hr – 8 hr
	微電網電力可靠性(Power reliability in microgrid operation)	50 kW – 10 MW	1 hr – 8 hr
	用電電能時間移轉(Retail electrical energy time-shift)	1 kW – 1 MW	1 hr – 6 hr
	需量管理(Demand charge management)	50 kW – 10 MW	15 minutes– 4 hr
	再生能源功耗最大化(Renewable power consumption maximisation)	50 kW – 10 MW	1 hr – 4 hr
	再生能源整合(Renewables integration)		
再生能源整合(Renewables integration)	再生能源輸出斜率控制(Ramp rate control)	1 MW – 500 MW	1 minute cyclic repetitive –4 hr
	再生能源發電移峰(Generation peak shaving)	1 MW – 500 MW	1 hr – 4 hr
	再生能源穩定輸出(Capacity firming)	1 MW – 500 MW	1 hr – 4 hr

我國電業法第 9 條規定，為確保電力系統之供電安全及穩定，輸配電業應依調度需求及發電業、自用發電設備之申請，提供必要之輔助服務。是以，台電公司積極規劃引進新興技術輔助服務資源，確保電力系統安全及穩定。除透過採購機制，與供應商簽訂合約，取得台電公司外部電力資源，包含快速反應備轉輔助服務 300MW、調頻備轉輔助服務共 430MW，並自 2021 至 2025 年逐年自行建置共 160MW 儲能系統，主要應用於調頻備轉輔助服務，亦即 AFC 調頻服務，未來將視

系統需求，逐年滾動檢討儲能系統建置容量及應用項目。

上述快速反應備轉輔助服務為系統頻率低於 59.70Hz 時快速切離用戶側負載之需量反應服務。調頻備轉輔助服務為偵測頻率波動後自動調整充放電以維持系統頻率穩定。而事故發生時，當系統頻率低於 59.5Hz 會全出力，提升系統頻率。

參、儲能系統之組成與架構

參考工研院辦理的龍井和永安光電站、台電綜研所樹林所區等儲能示範系統建置案例，規劃東林 P/S、路園 D/S、大鵬 E/S、龍潭 E/S、彰埤開閉所將建置屋外型鋰電池儲能系統，並視儲能裝置功率及變電所開關檔位空間，將儲能系統併網至變電所輸電或配電網，以達到輸配電系統頻率調節、電壓調節、功率因數調節、能量轉移、需量反應調節等功能。變電所儲能系統初期係以自動頻率控制輔助服務為主，後續將視實際情境需求，整合調度資源裕度，彈性調整運轉策略及增加儲能功率與能量，以維持系統穩定安全。

鋰電池儲能系統是以鋰電池為儲能載體，透過電力轉換系統獨立進行電能儲存及釋放，可由一個或數個儲能單元所組成，並由儲能管理系統（Energy Storage Management System, ESMS）進行監視、控制及保護。而儲能單元是由儲能電池系統（Battery Energy Storage System, BESS）、電池管理系統（Battery Management System, BMS）、電力轉換系統（Power Conversion System, PCS）、儲能控制器、相關輔助設備（如低壓開關箱盤、消防、空調等）及併網設備（如升壓變壓器、高壓開關設備、計量電表等）所組成，相關主要設備之功能說明如下。

一、儲能管理系統（ESMS）

蒐集 ESS 之電池管理系統、電力轉換系統、升壓變壓器、開關設備、保護電驛之資訊與狀態，以及併網點之電壓、電流、頻率與開關設備狀態等，以對 ESS 進行有效的控制、監視及保護，並具有在異常情況下控制儲能系統斷開連接的能力。

二、儲能電池系統（BESS）

由單一或多組電池櫃（Battery Rack / Pack / Cabinet）串、並聯所組成，每一電池櫃由多組電池模組（Module）串、並聯組成，每一電池模組由多只電芯（cell）或單電池串、並聯組成。

三、電池管理系統（BMS）

控制、監視及優化儲能電池系統性能的系統，可收集電池所有的資訊，如電壓、電流、溫度等，並將這些資訊區分為過電壓、低電壓、放電過電流、充電過電流、高溫充放電、低溫充放電、短路等，在電池系統發生異常情況時，可控制電池模組與系統斷開連接的能力，此系統完全獨立於儲能管理系統，但可將電池模組資訊提供給儲能管理系統進行管理及資料儲存。

四、電力轉換系統（PCS）

儲能系統中連接儲能電池系統與升壓變壓器、開關設備的裝置，亦稱為功率調節器，能在儲能系統與併網點之間進行交流、直流轉換及電能雙向轉換。

以 ABB 公司 PCS100 ESS 電力轉換系統[3]為例，其基本工作範例如圖 2 所示。PCS 逆變模組位於電網和儲能電池之間，根據需要進行交流變直流或直流變交流操作，從而實現對電池充電或對電網放電的功能。另為了獲得更大的額定功率，PCS 可以採取並聯運轉模式，每個 ESS 系統（由一個主控制器控制）必須具有獨立的 AC 電力連接到電網，這可以透過雙繞組或多繞組變壓器達成，如圖 3、4 所示。

量未來變電所儲能系統採購需要，特整理相關用語及定義，以利投標廠商有所依循，亦作為儲能系統狀態、性能及壽命評估之參考。

一、儲能額定功率(Rated Power Capacity)

招標文件規定之儲能系統最大連續充電/放電功率值，以 MW 表示。

二、儲能標稱功率 (Nominal Power Capacity)

承攬商提供儲能系統標示的最大連續充電/放電功率值，以 MW 表示，其數值應大於儲能額定功率。

三、儲能額定電量(Rated Energy Capacity)

招標文件規定之儲能系統電池電量，亦為儲能系統在保固期內可以儲存及釋放的總電量，以 MWh 表示。

四、儲能標稱電量 (Nominal Energy Capacity)

承攬商提供儲能系統標示電量的初始值，亦即 ESS 初始可以儲存及釋放的總電量，以 MWh 表示，其數值應大於儲能額定電量。

五、放電深度 (Depth of Discharge, DOD)

代表 ESS 放電的程度，即 ESS 在一個循環放電階段中，所釋放的電量與標稱電量的比率，以百分比 (%) 表示。

$$DOD = \frac{\text{放電量}}{\text{標稱電量}} \times 100\%$$

六、充電狀態 (State of Charge, SOC)

代表 ESS 充電的程度，即實際充電量（或殘留電量）與標稱電量的比率，以百分比 (%) 表示。

$$SOC = \frac{\text{殘留電量}}{\text{標稱電量}} \times 100\%$$

七、健康狀態 (State of health, SOH)

ESS 可儲存電量會隨充放電次數、充放電功率及環境條件等而逐漸衰退，用以代表 ESS 健康的程度，即 ESS 實際可儲存電量與標稱電量的比率，以百分比 (%) 表示。

$$SOH = \frac{\text{ESS實際可儲存電量}}{\text{標稱電量}} \times 100\%$$

八、儲能系統效率 (Efficiency of ESS)

ESS 在併網點實際輸出能量與實際接收能量的比率，以百分比 (%) 表示。

九、總反應時間 (Total Response Time)

從 ESS 接收到信號（或命令）開始，一直持續到 ESS 放電功率達到其額定功率的 $100 \pm 2\%$ 為止的時間（含通訊延遲時間及反應延遲時間），反之亦然，以秒 (sec) 表示。放電總反應時間 = $T_2 - T_0$ ，如圖 5 所示。

十、反應時間 (Response Time)

ESS 放電功率由 0% 達到其額定功率的 $100 \pm 2\%$ 為止的時間，反之亦然，以秒 (sec) 表示。放電反應時間 = $T_2 - T_1$ ，反之亦然，如圖 5 所示。

十一、充放電斜率 (Charging/Discharging Ramp Rate)

ESS 充放電斜率是指 T_2 和 T_1 之間每單位時間的實功率平均變化率，如圖 5 所示。 T_1 是在責任分界點的實功率達到額定功率 2% 的時間、 T_2 是在責任分界點的實功率達到額定功率 98% 的時間。

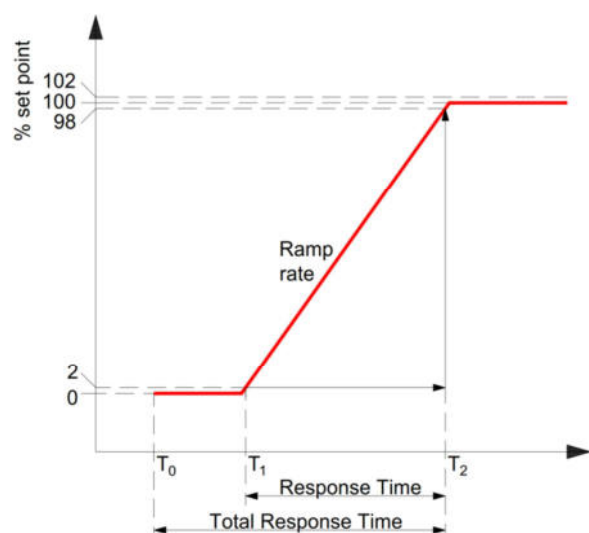


圖 5 儲能充放電斜率及反應時間示意圖

伍、儲能系統控制模式

變電所儲能系統具備離線、正常運轉等控制模式，控制模式的選擇、控制參數設置及控制排程均可由現場 ESMS 或遠端調度中心的控制命令完成，以達到頻率調節、電壓調節、功率因數調節、能量轉移、需量反應調節等功能。

一、離線模式 (Offline)

指儲能系統併網點開關設備斷路器、儲能單元交流開關設備斷路器及電力轉換系統直流斷路器均啟斷，使儲能系統與電網實體隔離，而不僅僅是提供零輸出。但儲能系統輔助電源仍必須正常供應必要電力，以維持儲能系統之監視、控制、消防、冷卻等正常運轉。此模式包括正常關機及系統保護跳脫。

儲能系統應在緊急跳脫裝置操作、保護電驛動作、火警警報動作及儲能控制器故障之情形下啟動離線模式，並保持離線狀態，直到現場端(local)或遠端(remote)完成重置(reset)為止。

二、正常模式 (Operation during normal condition)

指儲能系統併網 (On-grid) 後，可依 ESMS 控制指令設定，自動或手動調節實功 (Active Power) 或虛功 (Reactive Power) 功率，而實虛功控制功能包含固定功率因數調控 (Fixed Power Factor Control) 功能、電壓-虛功控制 (Volt-Var Control) 功能、電壓-實功控制 (Volt-Watt Control) 功能及頻率-實功控制 (Frequency-Watt Control) 功能。各控制功能可選擇啟用或停用、可設定各控制功能執行優先順序，並可設定各控制功能自動停止執行之條件，如儲能電池系統 SOC 上下限。於各控制功能下，儲能系統之輸出上限等同其額定值。

(一) 固定功率因數調控功能

此模式下可做功率因數四象限控制，且於四個象限之最大視在功率應達儲能額定功率，其控制示意如圖 6 所示。功率因數可調控範圍為-1.0 ~ +1.0。

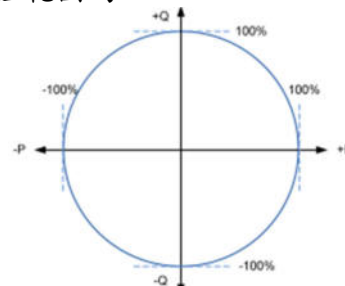


圖 6 功率因數四象限控制示意圖

(二) 電壓-虛功控制

此模式下可依 ESMS 之命令設定操作點並進行含遲滯現象之 volt-var 曲線操作，其操作點示意圖如圖 7 所示。

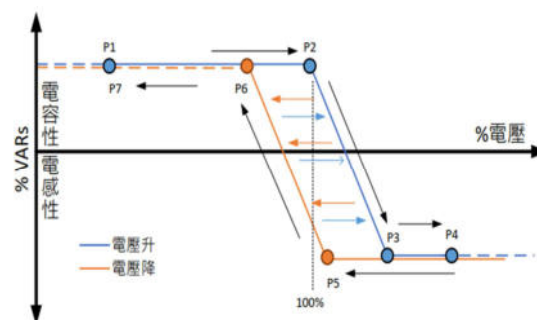


圖 7 Volt-Var 操作點示意圖

(三) 電壓-實功控制

此模式下可依 ESMS 之命令設定操作點並進行含遲滯現象之 volt-watt 曲線操作，其操作點示意圖如圖 8 所示。

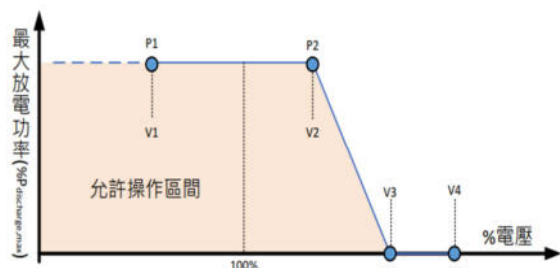


圖 8 Volt-Watt 操作點示意圖

volt-var 曲線與 volt-watt 曲線可個別獨立操作，亦可同時操作，其操作示意圖如圖 9 所示。

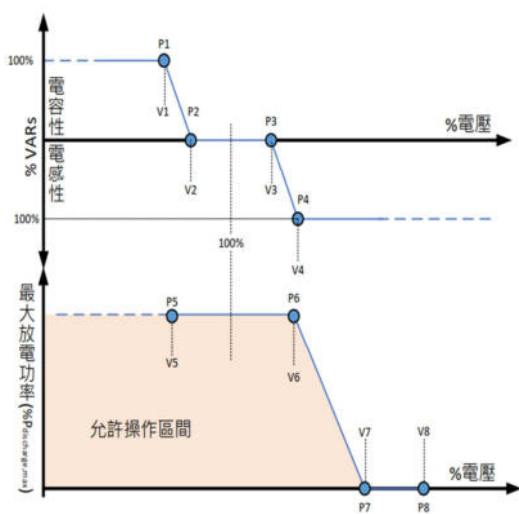


圖 9 Volt-Var 與 Volt-Watt 同時操作示意圖

(四) 頻率-實功控制

此模式下可依 ESMS 之命令設定操作點並進行含遲滯現象之 Frequency-Watt 曲線操作，其操作點如圖 10 所示。

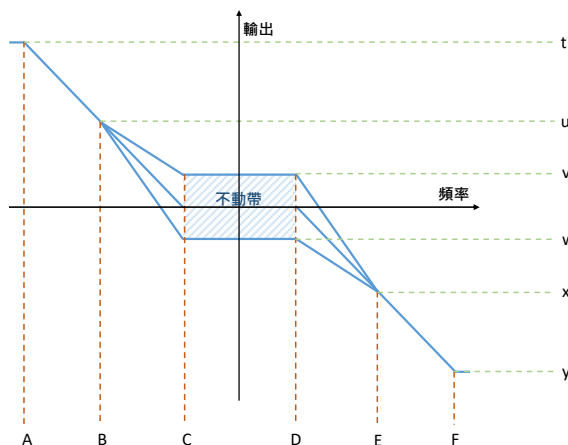


圖 10 Frequency-Watt 操作點示意圖

陸、東林 P/S 儲能系統規劃

東林 P/S 為民國 81 興建之屋內型變電所，其主要 161kV 線路為林口~東林線、頂湖~東林、泰山線、頂湖~東林、興珍線及東林~蘆洲線，所內配置 161kV 200MVA M.TR 2 具、161kV 60MVA D.TR 3 具、161kV GIS、69kV GIS 及 23kV MCSG/GIS 各一套，其系統單線圖如圖 11 所示。後續將利用變電所東北側連接站旁之空地建置 10MW/5MWh 儲能系統。

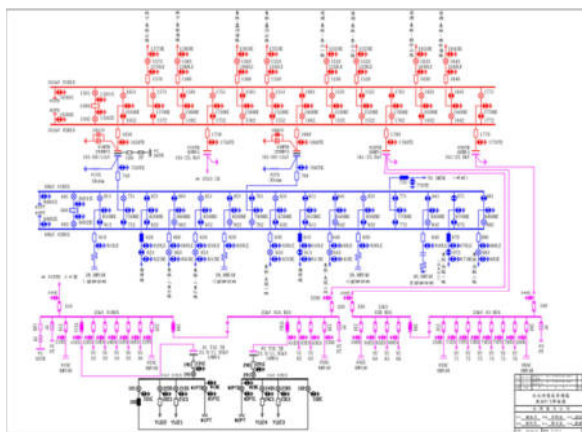


圖 11 東林 P/S 系統單線圖

一、設備空間及規格檢討

參考國內、外鋰電池儲能系統設計案例，目前 BESS 多以標準貨櫃(20 呎或 40 呎)或機櫃(如 Tesla)型式設計；PCS 則有屋外型、機櫃型或設置於貨櫃等型式設計；

配合運維單位需求，升壓變壓器將採屋外型油浸式變壓器，開關設備則採目前變電所通用之 23kV GIS，並設置於訂製型貨櫃內。

依各廠家選擇之鋰電池種類與電池散熱空間，BESS 採 20 呎標準貨櫃(6.058 m L x 2.438 m W x 2.591 m H)時，每一電池貨櫃之容量約為 1~1.5MWh，BESS 採 40 呎標準貨櫃(12.192 m L x 2.438 m W x 2.896 m H)時，每一電池貨櫃之容量約為 2~3MWh。

考量儲能電池容量及特性對於電池壽命、運轉安全及建置費用影響甚鉅，且變電所儲能系統初期以 AFC 輔助服務主，其充放電持續時間僅需 20 分鐘(充電 5 分鐘、放電 15 分鐘)，目前輸工處編擬之儲能系統技術規範規定充放電持續時間定不得低於 30 分鐘，且保固期間內不得低於儲能額定電量，故儲能系統電池能量將由得標廠商依選用之電池性能、電池放電率(C-Rate)、電池能量保固等條件提供適當裕度之電池能量。

二、儲能系統併網點檢討及單線圖

變電所儲能系統之併網點選擇大致可分為兩種型式，一為變電所內設置有 23kV 配電系統，另一為變電所內僅有 69kV 以上輸電系統，如圖 12 所示。以東林 P/S 為例，所內設有 161kV 60MVA D.TR 及 23kV MCSG/GIS，本次建置之儲能系統最大功率為 10MW，故併網點選擇 23kV 配電系統較為經濟，另為提高儲能系統可靠度，故規畫分為 5MW/2.5MWh 兩組，分別接至所內 23kV GIS，其併網點如圖 13 所示，儲能系統單線示意如圖 14 所示，以利兩組儲能系統可互為備援，另因儲能系統需設置空調冷卻系統，考量東林 P/S 既設所內用電設備之交流電源容量已不足，故其低壓電源將參照所內用電設備之設計模式。

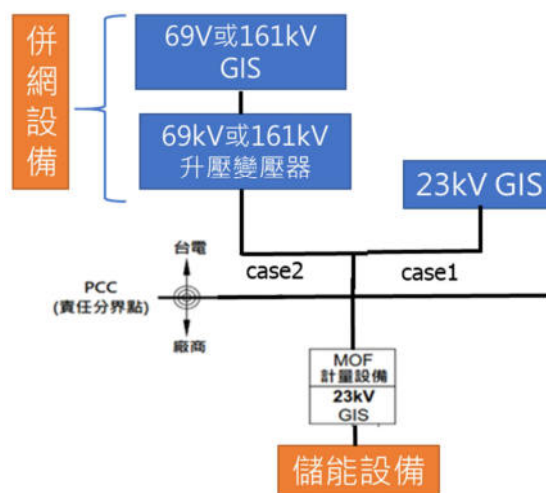


圖 12 變電所儲能系統併網點型式

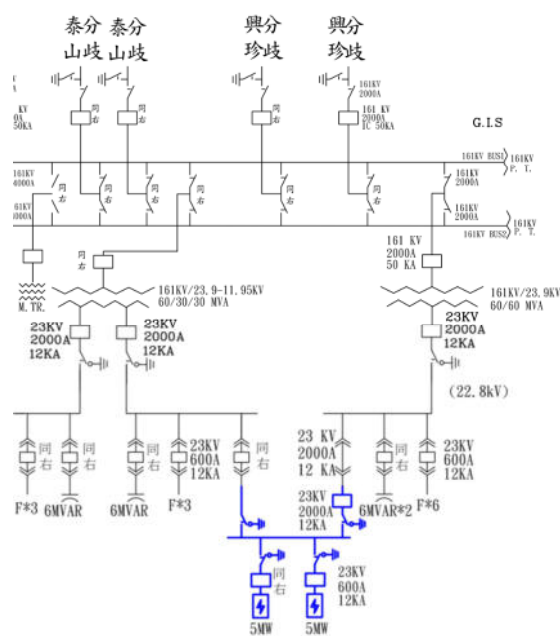


圖 13 東林 P/S 儲能系統併網點

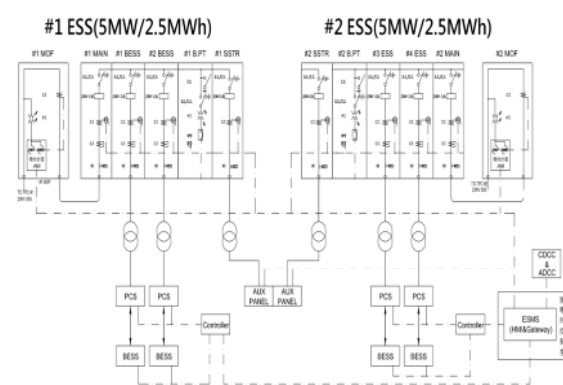


圖 14 東林 P/S 儲能系統單線示意圖

三、儲能系統配置圖

綜合前述設備空間檢討結果及東林 P/S 設置 5MW/2.5MWh 儲能系統 2 組之架構，東林 P/S 儲能系統配置如圖 15 所示，本所 PCS 採 20 呎標準貨櫃、BESS 採 40 呎標準貨櫃尺寸規劃，並依據 NFPA 855 儲能系統安裝標準，將危險性較大之 BESS 與其他設備保持 3m 以上安全距離。經初步配置後，本所預留用地面積可符合大多數廠家之需求，惟考量變電所用地面積有限，未來採購時擬將儲能系統配置使用面積納入評分項目，以保留後續擴充容量之可能。

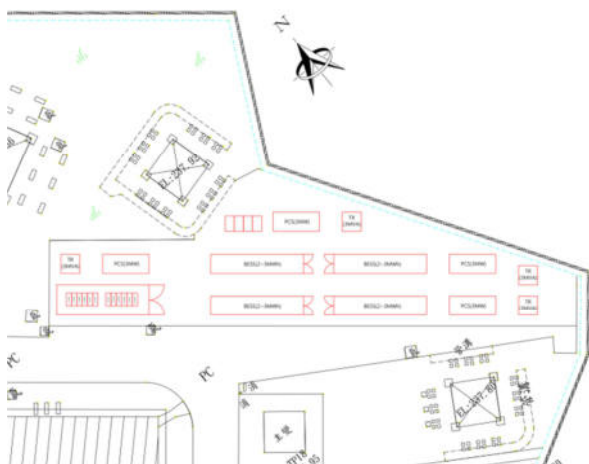


圖 15 10MW/5MWh 儲能系統配置示意圖

柒、結論

一、本文有關東林 P/S 儲能系統規劃之檢討，係參考國內外相關儲能建置案例，並廣泛蒐集相關國際標準與技術資料，使技術及設計部門能夠迅速了解儲能系統之架構、規格、特性等，以加速技術規範編擬及採購圖面設計，並減少後續採購作業爭議，俾符合採購與建置期程及確保設備安全與品質，因各廠家之設計迥異，且技術規範仍在編修中，相關規定及要求仍須以台電公司實際公告之招標文件為準。

準。

二、儲能設備發展迅速，除台電公司配合政府政策規劃建置外，政府也鼓勵國內發電業者及用戶自行裝設，再併入電網，參與輔助服務，主管機關與台電已進行相關計價與併網安全研討，希望在電網安全與產業發展上能達到雙贏局面，而輸變電工程處身為台電公司工程專業團隊，建議需對相關新技術、國際標準持續進行了解與研讀，以利於在儲能系統工程建置之規劃設計與執行上能更加精進。

三、鑑於近幾年美國、韓國皆曾發生儲能設備熱失控導致火災，有關儲能設備的安全需以最嚴謹的態度面對，尤其台電身為國營事業，接受外界放大鏡檢視，為確保設備及人員安全，在編寫規範時已將相關設備需符合消防要求的國際規範納入考量，惟仍建議應持續關注國內外有關儲能安全之議題、標準發展情況及事故分析案例，適時檢視及滾動檢討規範內容。

四、目前台電公司儲能電池應用範圍主要落於再生能源發電端的電力輸出平滑化，以及電網端的系統調頻，然而儲能系統應用的範圍尚包含補充備轉容量等項目，這方面除使用鋰電池外，全鈦液、鈉硫電池亦深具發展潛力，國外已有商用實績，故有必要對此型態的電池在施工規劃層面加以研討，建議未來可蒐集相關技術資料，並與廠商進行技術交流。

五、儲能產業因再生能源發展而興起，從國外的發展經驗可預期市場商機將會與日倍增，故廠商的承製能力極為重要。因儲能設備的關鍵在於電池芯

的品質、電池充放電的平衡、電池管理系統的監控性能，以及儲能電池系統與電力轉換系統之整合，考驗廠商的系統整合能力，除必需達到所需要的效能與功能外，更要評估儲能系統之製造、運輸、安裝、運轉、維護各階段之風險因素，以符合安全性需求，避免儲能設備因熱失控而發生火災或造成人員傷亡事故。

參考文獻

- [1] 台電公司電力調度處，「儲能自動頻率控制(AFC)調頻服務資源採購案」公開說明簡報，2020.1.16。
- [2] DNVGL-RP-0043，「Safety, operation and performance of grid-connected energy storage systems」，2017.9。
- [3] ABB，「PCS100 ESS Grid Connect Interface for Energy Storage Systems 100kVA to 10MVA Technical Catalogue」，2017.9。

電容器組再襲暫態過電壓改善評估

台電公司 核技處 鄭強
 崑山科技大學 王瑋民
 國立台灣科技大學 蕭弘清

摘要

並聯電容器組具有降低線路損失、改善供電品質之功能。系統電壓視負載而變動，電容器組亦配合負載變動週期，週期性的執行投切操作，因而電容器投入湧流以及啟斷之恢復電壓、再襲之暫態現象，均可能藉機械應力、電應力，對電力設備之電氣機械性能造成衝擊。本文依據並聯電容器組之電氣規範，分析電容器採較高額定電壓之減額效應，並應用 ATPDraw 電磁暫態模擬軟體，模擬啟斷電容性電流之暫態恢復電壓與再襲現象，並提出並聯電容器組之規範建議。

關鍵字：電容器、串聯電抗器、暫態恢復電壓、重燃弧、再襲

壹、前言

電容性電路元件，含電容器組、諧波改善濾波器、地下電纜、長距離輸電線路等。電容器組係集總參數設備之一，具有提升系統供電能力、降低損失、調整匯流排電壓、降低電源突波阻抗減緩暫態過電壓衝擊設備絕緣等功能。裝置於低壓匯流排電容器組主要提供改善功率因數、改善諧波污染等功能。並聯電容器組可藉超前虛功率，補償電感性滯後虛功率之特性。當系統於虛功率補償不足時，系統電壓降低，同時低功率因數之負載電流，亦足以惡化變壓器的電壓調整率，而系統對超前虛功率需求相對更大。在此情況下，考慮並聯電容器組的虛容量輸出與電壓平方正相關，因而系統虛功率嚴重不足時，常藉電容器組提升系統電壓的效益，但此不利於電力品質。

斷路器、熔絲鏈開關設備，於啟斷電

容性電流時，會造成突波電壓，可能衝擊開關設備、串聯電抗器等設備絕緣，並逐漸弱化其絕緣性能。理想斷路器於啟斷電容性電流時，開啟中的接觸子，於其極間電弧電流通過零點瞬間，即可截斷電流、消弧並恢復極間絕緣，完成電容電流啟斷責務。實際的斷路器或是其他型式的開關設備，於電容性通過零點截流瞬間，於接觸子極間發展出暫態恢復電壓(transient recovery voltage; TRV)與極間絕緣的競爭現象，暫態恢復電壓可能引起斷路器發生再襲(restrike)，並產生更高的暫態過電壓，可能直接衝擊斷路器及並聯電容器組的絕緣壽命。

考慮交流系統之電容性負載，電容電流相角超前電壓約 90° ，因而斷路器於開起操作截流後，在其接觸子極間的恢復電壓，初始值為零，最大值近似2倍峰值電壓。故斷路器接觸子極間的恢復電壓，將依電源電壓瞬時值而變化。故斷路器接觸子極間的恢復電壓，可依電源電壓之時間-相位角度關係，分類為重燃弧(re-ignition)或再襲暫態現象，此係啟斷電容性電流之特有性質[1~3]。

若斷路器於啟斷電容電流後，發生一次或多次再襲，接觸子極間電位梯度，將受到電容影響而將以倍率形式升高。因而再襲過電壓，易引啟斷路器或電容器組絕緣崩潰，而引起短路事故。本文應用 ATPDraw 電磁暫態模擬軟體，分析評估中壓電容器組停電操作之暫態現象。

貳、電容器標準與應用規範

屋外型電容器的運轉需求與規格，需考慮陽光直接照射的裝置環境、海拔未超過1800 m高度、連續運轉電壓未超過110

%額定電壓、電容器端點與外殼間的電壓未超過BIL值、含諧波成份之電壓峰值未超過1.7 pu、系統頻率等於額定頻率等要素；同時避免運轉環境含有害煙霧或蒸氣、導電或爆炸性粉塵、異常的機械衝擊或振動、地震、過電壓持續時間超過短時間耐壓責務等。有關電容器之額定參數臚列如下[4], [5]：

一. 電壓：終端-終端間的rms值。端-外殼(或接地)之絕緣等級。

二. 終端-外殼(或接地)之絕緣等級。

三. 虛功率：電容器以額定正弦電壓、頻率以及25°C溫升等運轉條件下，虛功率輸出範圍，需等於或大於額定值，並小於115 %額定值。

(一) 電容器輸出虛功率大於名牌額定值的要因：

1. 基頻電壓未超過名牌額定之110 %限制值。
2. 基頻電壓含有疊加之諧波電壓。
3. 電容器組製造公差。

(二) 電容器組連續額定：

1. 虛功率輸出值 < 135 %。
2. 輸入電壓 < 100 %、峰值 < $1.2\sqrt{2}$ ，包含諧波電壓，但不包含暫態過電壓。
3. 電流 < 180 %，包含基頻電流以及諧波電流。參考NFPA 70之規定，屋內型電容器終端連接導體載流量，不得小於135 %額定電流。

(三) 電容器組短時間額定：電容器組於運轉年限中，應能夠承受額定rms值之 $2\sqrt{2}$ 倍開關暫態突波電壓，以及系統擾動之暫態電壓。

(四) 虛功率額定、BIL：

1. 600 V：5、10、15、20、25、35、AR；30 kV。
2. 4160 V：50、100、150、200 kVAR；75kV。
3. 11.4 kV：50、100、150、200、300、400 kVAR；95 kV。
4. 23.8 kV：100、150、200、300、

400 kVAR；150 / 200 kV。

四. 相數：

- (一) 單相電容器可採單套或雙套管結構。採單套管之電容器，外殼需設有適當的接續點，以便與其他電容器接續。
- (二) 三相電容器採三套或四套管結構。
- (三) BIL與電容器規格相同。

五. 套管

- (一) 單相電容器可採單套或雙套管結構。採單套管之電容器，外殼需設有適當的接續點，以便與其他電容器接續。
- (二) 三相電容器可採三套或四套管結構。
- (三) BIL與電容器規格相同。

六. 頻率：50或60 Hz。

七. 內部局部放電起始位準：在連續電壓受電條件下，電容器組不得因局部放電而受損。

八. 電容器內部放電裝置釋放殘餘電壓 < 50 V：

- (一) < 600 V者，1分鐘內。
- (二) > 600 V者，5分鐘內。
- (三) 一般採電阻器作為電容器的內部放電裝置。

九. 名牌內容包含製造廠、型式、製造年份、額定需功率、電壓、頻率、相數、BIL、絕緣油屬易燃或不易燃之聲明、易燃絕緣油之加侖量、內不放電裝置等資訊。電容器應以藍底識別non-PCB絕緣油設計之產品。

十. 接地連接之規定：電容器外殼與吊架或安裝框架間，應採有效的電氣連接。

參、研討電容器應用標準與規範

一. IEEE Std. 1036-1992三相電容器連接方式之規定：

參考IEEE Std. 1036-1992並聯電容器應用指導書：D型連接的電容器組，通常僅應用於低壓系統。例如2400 V系統並無Y型連接之電容器組可供選用，

屬特殊的例外情況。故2.4 kV~34.5 kV之中壓系統，應用D型連接之電容器組，並不符合規定；而中壓系統電容器組依標準建議：應採用Y型連接結構，技術上並不複雜且具有經濟效益。

基於D型連接電容器組內部元件短路故障時，等同相間短路事故。就技術上而言，並不適合應用於中壓系統，僅適用於等於或小於2.4 kV以及600 V以下的低壓系統；中壓系統之2.4 kV電壓等級者，係特殊的例外案例；同時中壓系統之電容器組，亦不可以D型連接之電容器組，取代Y型連接之電容器組。故中壓系統符合標準額定電壓者，無論屬商業、工業及電力事業應用的電容器組，應指定為Y型中性點不接地或是接地之結構。

Y型-中性點接地或中性點不接地及D型連接之電容器組，可能於運轉操作時，電容器與變壓器的C-L元件，產生鐵磁共振過電壓。在鐵磁共振發生期間，過電壓、過激磁可能導致變壓器、電容器、負載設備及其突波保護避雷器故障；而變壓器含有電阻性負載時，除可穩定變壓器磁路運轉於線性區域中，有助於預防並抑制鐵磁共振的發生的可能性。

二.解析三相電容器組連接型式優缺點：

三相電容器組可連接為Y型-中性點接地、Y型-中性點非接地、D型等型式，Y型-中性點接地、非接地及D型連接電容器組之優缺點臚列如下：

(一)Y型-中性點接地電容器組優缺點：

1. 可降低電容器啟斷操作恢復電壓之振幅。
2. 電容器組加壓之湧入電流振幅，相對較高。
3. 可提供低阻抗接地路徑，可應用於高電阻接地系統中。
4. 湧入電流振幅高，電磁雜訊可能干擾並影響二次電控迴路元件。
5. 電容器中性點接地，提供零相序諧波電流路徑，可能干擾通訊。
6. 電容器中性點接地，可提供低阻

抗故障電流路徑，須重新檢討接地電驛之設定值；通常非接地系統電容器中性點，以採用非接地連接型式為原則。

7. 可節省中性點絕緣設計與套管配置之投資費用。

(二)Y型-中性點不接地電容器組：

1. 電容器啟斷操作再接觸子擊間的恢復電壓及再襲電壓振幅較高。
2. 不提供低阻抗接地路徑，亦無三次諧波電流迴路，故不干擾通訊。
3. 湧入電流之電磁現象，可能干擾二次電控元件。
4. 增加中性點絕緣套管投資費用。

三.電容器組額定：

11.4 kV中壓系統選配13.8 kV額定電壓之虛功補償電容器組，參考IEEE Std. 18-1992標準電容器組的最大連續運轉電壓為110 %，故13.8 kV電容器組之系統最大運轉電壓(V_{m-LL})為15.1 kV，雷擊絕緣基準(BIL; phase-to-ground) 95 / 110 kV，低頻率短時間耐壓為34 kV (phase-to-ground)。

四.三相電容器連續運轉與限制條件：

有關電容器連續運轉與限制條件之相關規定，臚列如下：

- (一) 系統電壓需小於電容器組110 % 額定電壓。
- (二) 峰值電壓小於120 % ($1.2 \times 1.414 \times V_{rms}$)，含諧波但不含暫態電壓。
- (三) 180 % 額定電流，含諧波電流。
- (四) 基於額定kVAR、額定電壓，運轉電流等於或小於135 % 額定電流。
- (五) 額定kVAR等於或小於135 %，包含在最大運轉電壓下、含有諧波成分、工廠製造誤差等因素。
- (六) 瞬間額定：電容器於運轉年限中，預期得以耐受額定2倍 ($2 \times 1.414 \times V_{rms}$) 之開關突波暫態過電壓，及系統擾動引起之暫態過電壓。

電容器與一般電力設備具有相同的110 %額定電壓運轉性能，但是電容器具備運轉於130 % ~ 220 %過電壓範圍內的性能；例如在130 %系統電壓下，電容器可持續運轉1分鐘；在220 %系統電壓下，仍可持續6週波；電容器所具備的時間-過電壓性能，整理如表1；

表1. 電容器過電壓-時間特性表	
過電壓(%)	持續時間(秒)
220	0.100
200	0.250
170	1.0
140	15.0
130	60.0

參考IEEE Std. 18：中壓系統電容器組必需採Y結線型式，故Y型三相電容器可選擇中性點接地或不接地兩種連接型式。Y型、中性點不接地之三相電容器，需於名牌標示其中性點BIL絕緣規範；故Y型、中性點不接地三相電容器需設計中性點套管，出廠試驗報告需涵蓋中性點絕緣試驗數值。三相電容器採Y型、中性點接地者，其中性點可與外殼共構，故可節省中性點絕緣設計與套管的初期投資費用；此型式的三相電容器可減緩啟斷操作之暫態恢復電壓。

五.三相電容器短時間耐壓試驗

15 kV級電容器之暫態過電壓及AC耐壓試驗值，可依1,200 ~ 15,000 V電壓等級設備之BIL 95 kV、端子對地(外殼)之AC耐壓34,000 V之耐壓規格，如表2.所示。

表2. 電容器之試驗電壓

電容器 額定電壓 V_{rms}	BIL kV_{crest}	端點對地試驗電壓(AC V_{rms})	
		屋內型	屋外型
216-300	30	3000	10000
301-1199	30	5000	10000
1200-5000	75	11000	26000
1200-15000	95	--	34000
1200-20000	125	--	40000
1200-25000	150	--	50000
1200-25000	200	--	60000

電容器之短時間過電壓試驗，端點對端點之測試時間需大於10秒鐘，電容器外殼及內部溫度維持於 $25^{\circ}C \pm 5^{\circ}C$ 。

- (一) 以額定電壓4.3倍之直流電壓執行試驗；或
- (二) 以額定電壓2倍交流電壓執行試驗。
- (三) 三相Y型連接含中性點套管，或中性點連接於外殼之電容器組，利用端點與端點間，以3倍額定電壓測試相對相之間的絕緣狀態。

肆、電容器啟閉暫態現象

高壓輸電級電容器組中性點採有效接地者，電容器組啟斷時，首先啟斷相極間發展出恢復電壓，僅與60 Hz系統電壓有關為其優點；其次，中性點接地之電容器組，其對地之低阻抗路徑，可令突波能量轉向，減緩雷擊過電壓對設備絕緣的衝擊；需針對過電壓與不平衡現象規劃整體保護結構。惟系統發生接地故障時，電容器組將提供3 pu之故障電流，故須另行檢討接地保護協調。

電容器組採Y接線中性點不接地者，不提供三次諧波電流路徑；於系統發生接地故障時，亦不提供接地故障電流；對於雷擊或開關操作之對地暫態過電壓，亦無減緩暫態突波電壓上升率的性能；故電容器組中性點電位，將視三相電壓不平衡率而浮動。一般電容器採Y型中性點不接地，其中性點需採全絕緣規格[6~9]。

一. 電容器加壓暫態響應：

電容性負載包含無載輸電線路、電力電纜、並聯電容器組等；使用於電容性電路之斷路器，可依下列考慮因素檢討其性能：(一)操作單一線路、地下電纜或電容器組之啟閉責務，(二)電纜、電容器組之背對背啟閉操作模式之耐受性，(三)於系統最高運轉電壓情況下，清除故障完成啟斷責務，(四)使用於100 kV以下之三相斷路器，閉合操作電容性電流之暫態過電壓不得大於2.5 pu，(五)100 kV以上的系統，切換電容性電路之暫態電壓不得大於2.0 pu。

(一)預擊穿

斷路器閉合操作在電容性設備無殘餘電壓情況下，可動接觸子的機械位移作用，提高了接觸子極間場強上升速率，在極間場強急遽升高且電場梯度達到介質崩潰臨界值時，即導致極間介質絕緣瞬間崩潰，產生火花放電，此一暫態現象稱為預擊穿(prestrike)。

通常在斷路器接觸子間的預擊穿持續時間僅有數毫秒，在兩電極間發生預擊穿瞬間，隨即產生電漿離子通道及衝擊波，而少油量斷路器受到衝擊波的影響，高於氣體絕緣斷路器；其次SF₆氣體具有可壓縮性，可減緩衝擊波的機械力矩，具有抑制接觸子磨耗及絕緣物劣化之功能。若電容電路中，殘餘電壓為1標么，且系統電壓於殘餘電壓相對極性上，兩者波形在疊加合成作用下，將引起預擊穿暫態電壓振盪幅值倍增的結果。

(二)湧流暫態

電容器加壓時，除暫態電壓外，亦含有高頻振盪之湧入電流暫態現象。電容器加壓瞬間，電容電壓與系統瞬時電壓之差值，可用以決定暫態湧入電流峰值；亦即於時變電壓峰值加壓條件下，即可產生湧入電流最大值。暫態湧入電流振盪頻率，與電容性電路上的電感、阻尼電阻有關。一般而言，電容器加壓之暫態湧入電流峰值，通常小於系統短路電流，可在電路上應用串聯電感器限制湧流振幅；若電源線與電容器距離達數百英尺者，即可應用導線電感限制湧入電流幅值，不需額外裝配串聯電感；反之，在匯流排電源毗鄰電容器的配置下，則需要應用串聯電抗器，或是在斷路器接觸子上嵌入串聯電阻器，予以抑制湧入電流幅值。

單相電容器之集總電路，表示如圖1，圖中電源之等效電感為 L_S ，電源RS等效電阻近似零、電容器之等效電容C、等效電感為 L_C ，且 $L_S \gg L_C$ ，

圖中CB表示斷路器或開關設備。

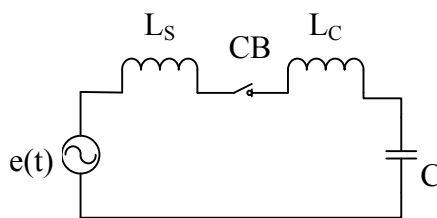


圖 1. 單相電容器等效電路

電容器加壓湧入電流峰值大小，與斷路器閉合之電源電壓瞬時值、電容器殘餘電壓、電容與電感等參數有關。假設電容器存在1.0 pu的殘餘電壓，電容器加壓瞬間之電壓差，可分佈於0 ~ 2.0 pu之間；故湧入電流振幅與電容電壓、電容C值正相關，而電路電感 L_C 與湧入電流為反比關係，故串聯電感具有抑制加壓湧流之效能。

二. 電容器組停電暫態現象

電容器組停電操作之響應，包含暫態恢復電壓、重燃弧與再襲等現象。本章節應用ATPDraw軟體建立電容器組模擬模型，依模擬結果分析評估啟斷電容性電流之過電壓響應。

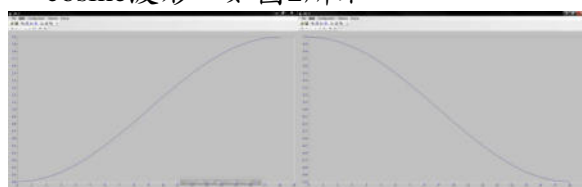
電容器組於正常啟斷接觸子分離時，接觸子極間電流，即轉變為電弧電流；電弧電流亦依系統頻率之時變關係趨近零時，將停止於電路中流動，而截斷電流。

斷路器截斷電路電流後，在斷路器電源側與負載側接觸子極間發展出恢復電壓；恢復電壓包含兩個演進過程，呈現於截流瞬間的暫態電壓，稱為暫態恢復電壓；截流後，以 $1-\cos$ 關係呈現極間恢復電壓之振幅。

延遲截流相可令電容器組中性點電壓偏移，使得首先截流相接觸子極間產生恢復電壓遞升的現象。斷路器於恢復電壓、電容器殘餘電荷(trapped charge)的作用下，可能引啟斷路器重燃弧或是再襲。再襲過電壓可能導致斷路器、串聯電抗器或是電容器絕緣崩潰事故。若斷路器於截斷電流後，接觸子極間絕緣恢復未發生再襲，稱為“斷路器啟斷成功”。

(一)恢復電壓

電容性電路之電壓與電流相差 90° ，因此電流於正半週或負半週通過零點時，電容器之電位亦隨系統電壓到達峰值。當斷路器截斷電流時，系統、負載分離，與過零點電流同極性之系統電壓峰值，瞬間對電容充電，此時電容電壓不再隨時間變化而轉換為直流電；此殘餘電壓幅值略小於交流1 p.u.相電壓峰值位準；而系統之正弦時變電壓連續作用於斷路器電源側，因而極間恢復電壓依 $1-\cosine$ 函數而到達2標么之最大值， $1-\cosine$ 及 $\cosine$ 波形，如圖2所示。



(a) 1-cosine波形 (b) cosine波形

圖 2. 恢復電壓之 1-cosine 及 cosine 波形

電力電纜及Y型中性點接地之電容器，於斷路器截流1/2週波後，系統時變電壓極性反相，並於極間產生近似2標么之恢復電壓，亦為斷路器發生再襲(restrike)的時機。若斷路器發生再襲，其電流具有振盪湧流性質，當振盪電流通過零交越點時，斷路器可輕易再次截流，並在電容器上產生2.8 p.u.之殘餘電壓，因而可能衍伸出連續性之再襲現象，電容殘壓極性反轉，因而在電容器上建立起更高幅值之過電壓。

斷路器啟斷中性點非接地之電容器，首先啟斷相之恢復電壓受到延遲啟斷相影響而可升高至2標么以上，斷路器截流狀態說明如下：(1)斷路器首先啟斷相截流後，延遲啟斷相電流通過零點前，首先啟斷相之恢復電壓可達2.5 p.u.；(2)斷路器首先啟斷相截流後，若另兩相接觸子延遲開啟，首先啟斷相之恢復電壓可達3.0 p.u.；(3)斷路器首先啟斷相截流後，若另兩相之一，接觸子延遲開啟，恢復電壓可達4.1 p.u.。

(二)再襲暫態現象

啟斷送電中的電容性電流，在系統電壓正常情況下，中性點接地電容器之啟斷暫態恢復電壓可達2.0標么；中性點非接地之電容器，其暫態恢復電壓值達2.5標么；而首先啟斷相之恢復電壓小於3標么。電容性小電流啟斷後，若斷路器發生再襲，其暫態恢復電壓可達4.1標么。啟斷電容性電流斷路器電源側、負載側之系統電壓、殘餘電壓、截流、極間恢復電壓以及發生一次再襲之系統暫態電壓、殘餘電壓、再襲之突入電流、暫態恢復電壓波形，如圖3所示。

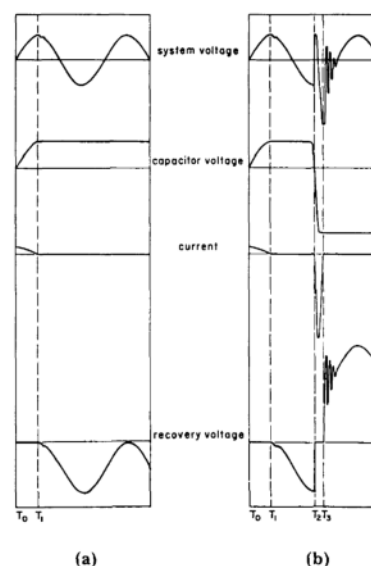


圖 3. 電容性電流 (a)正常啟斷，(b)發生一次再襲之波形

伍、模擬電容器再襲暫態現象

ATPDraw軟體模擬參述如下：電容器 400 kVAR / 13.8 kV / 60 Hz / 5.5714 μ F / phase、XC = 476.1 Ω / phase、並聯放電電阻；串聯電抗器採電容器6%規格，13.8 kV / 60 Hz / 8 kVAR / phase、XL = / 28.565 Ω / phase / L = 75.770 mH / phase、線圈電阻= 0.213 Ω 。開關設備投入與啟斷操作，無延遲時間設定，採三相同步操作模式；另電容電流於過零點瞬間斷路器完成啟斷，無截流現象。Y型電容器組模擬電路，如圖4；

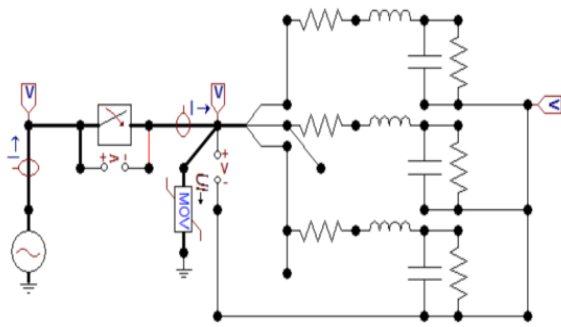


圖4. 模擬斷路器啟斷電容電流電路

一. 模擬Y型中性點不接地電容器之再襲

斷路器啟斷Y型中性點不接地電容器時，b相為首先啟斷相，a-c相為延遲啟斷相。模擬結果採穩態三相電壓、電流標么值為分析基準；首先啟斷相截斷電流後，斷路器b相極間恢復電壓地升至1.566 pu，電容器中性點電壓與b相恢復電壓同極性，且遞升至0.523 pu，而首先啟斷相電容殘餘電壓維持在1.06 pu；a-c延遲啟斷相電流同時過零點，截流時，電容器中性點電位移行至1.06 pu，a相電容器殘餘電壓遞升至1.45 pu。

a-c相截流41.948 ms後，發生再襲；a相電容器受到再襲影響，殘餘電壓上升至1.96 pu，c相電容殘餘電壓上升至3.03 pu；中性點電壓最終處於1.06 pu。c相串聯電抗器端之暫態電壓達9.37 pu，a相串聯電抗器端暫態電壓達6.18 pu。

ATPDraw模擬啟斷Y型中性點不接地電容器之三相電源電壓波形，如圖5所示；三相電容性電流、啟斷截流及再襲突入電流波形，如圖6所示；串聯電抗器端對地電壓波形，如圖7所示；電容器殘餘電壓波形，如圖8所示；斷路器極間恢復電壓波形，如圖9所示。

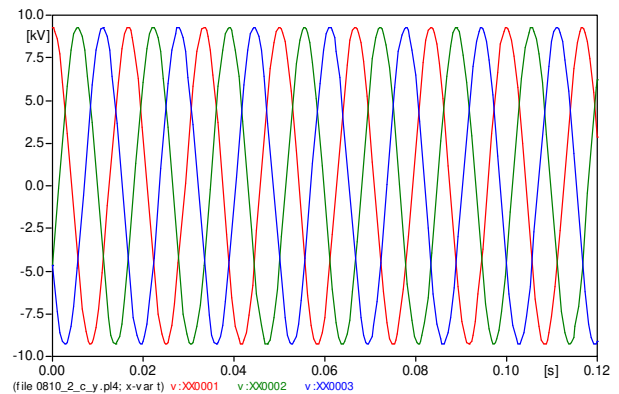


圖5. 三相電壓波形(a-b-c)

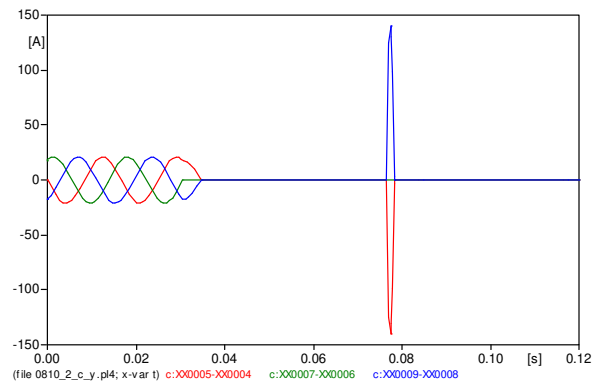


圖6. 啟斷電容電流及再襲電流波形

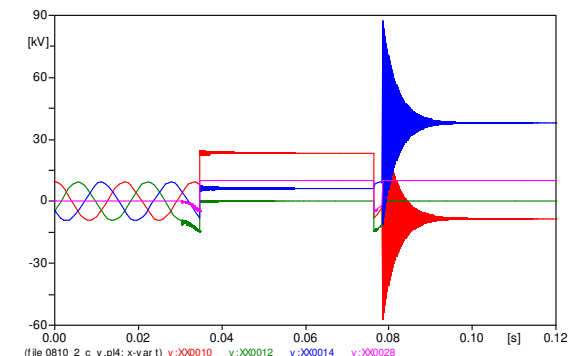


圖7. 串聯電抗器端對地電壓波形(a-b-c-n)

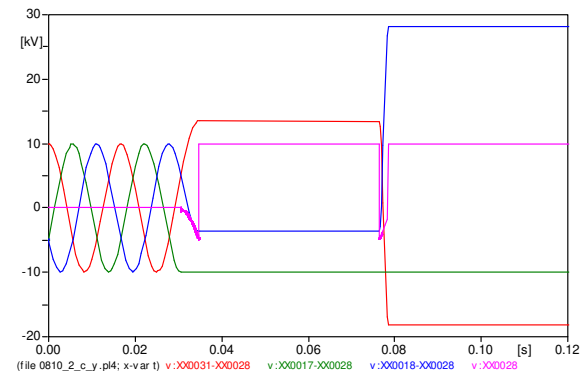


圖8. 電容器殘餘電壓波形(a-b-c-n)

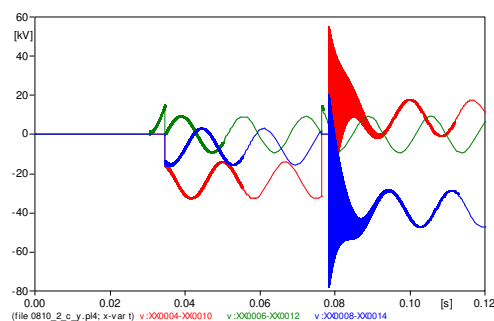


圖 9. 斷路器恢復電壓波形(a-a'-b-b'-c-c')

二. 模擬Y型中性點接地電容器之再襲

斷路器啟斷Y型中性點接地電容器時，b相為首先啟斷相，a、c相電流依序通過零點截流。首先啟斷相截斷電流後，斷路器a、b、c相極間恢復電壓遞升至2.06 pu；電容器中性點維持地電位，而a、b、c相電容殘餘電壓維持在1.06 pu；c相截流40.273 ms後，發生再襲；a相電容器受到再襲影響，殘餘電壓上升至2.28 pu，c相電容殘餘電壓上升至3.015 pu；中性點電壓未浮動；c相串聯電抗器端之暫態電壓達7.95 pu，a相串聯電抗器端暫態電壓達4.96 pu。

ATPDraw模擬斷路器啟斷Y型中性點接地電容器之三相電源電壓波形，如圖10所示；三相電容性電流、啟斷截流及再襲突入電流波形，如圖11所示；串聯電抗器端對地電壓波形，如圖12所示；電容器殘餘電壓波形，如圖13所示；斷路器極間恢復電壓波形，如圖14所示。

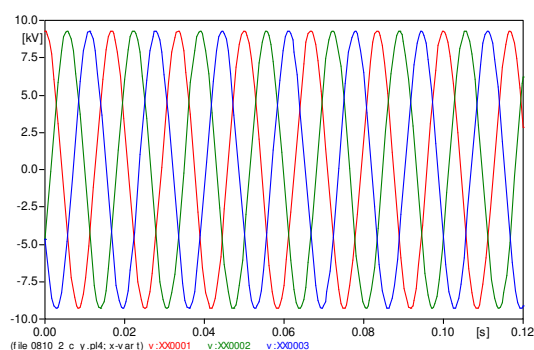


圖 10. 三相電壓波形(a-b-c)

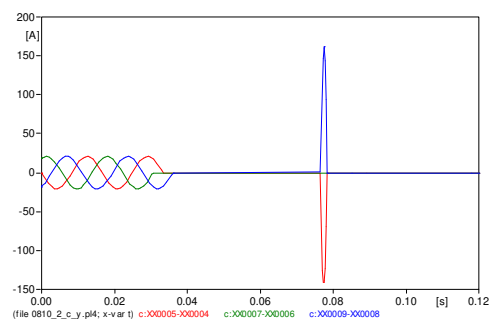


圖 11. Y型中性接地電容器啟斷電容電流及再襲電流波形

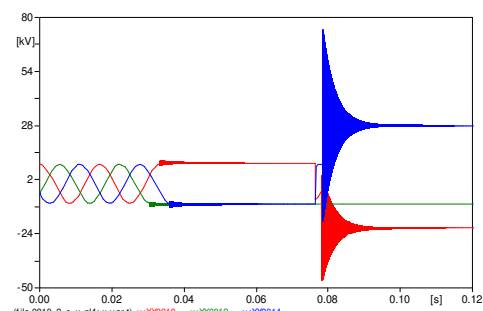


圖 12. Y型中性接地電容器串聯電抗器端對地電壓波形(a-b-c-n)

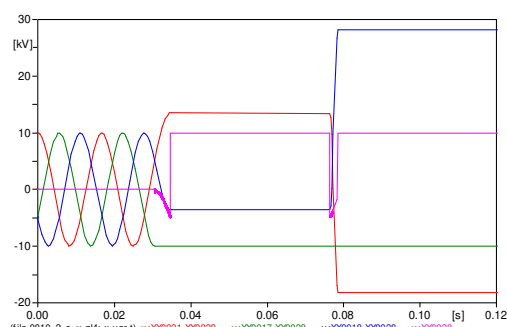


圖 13. Y型中性接地電容器殘餘電壓波形(a-b-c-n)

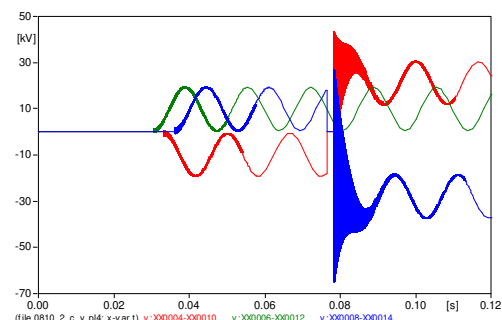


圖 14. Y型中性接地電容器斷路器極間恢復電壓波形(a-b-c)

三. 模擬避雷器抑制再襲暫態過電壓

ATPDraw模擬避雷器抑制斷路器與串聯電抗器節點間之暫態過電壓波形，如圖15所示；電容器組性殘餘電壓波

形，如圖16所示。考慮於斷路器及串聯電抗器節點間，採用避雷器抑制再襲的高頻暫態過電壓。模擬結果顯示斷路器發生再襲時，避雷器抑制c相串聯電抗器端之暫態電壓峰值至4.753 pu，抑制a相串聯電抗器端暫態電壓至4.445 pu。模擬結果亦顯示串聯電抗器與電容器點間的殘餘電壓，僅有些許變動。故於斷路器與串聯電抗器節點間，設計避雷器，具有抑制再襲暫態過電壓之性能，亦足以提升斷路器、串聯電抗器的暫態過電壓保護效能。

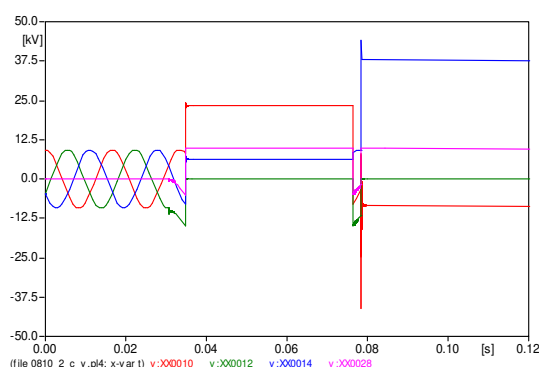


圖 15. 避雷器抑制突波之串聯電抗氣側再襲暫態過電壓波形(a-b-c-n)

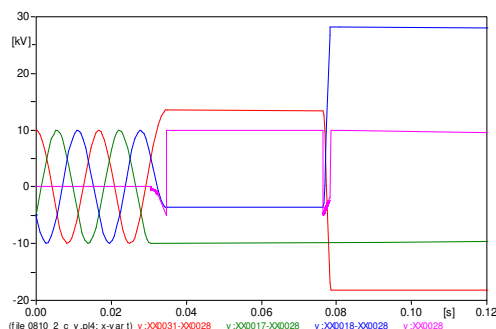


圖 16. 避雷器抑制突波之電容器側再襲暫態過電壓之波形(a-b-c)

四. 電容器組電氣規格之檢討與建議

電容器組節現型式與Y型中性點不接地與接地電容器電氣規格建議如下：

- (一) 中壓系統不得採用D連接之並聯電容器組。
- (二) 中性點應採全絕緣設計。
- (三) 電容器直流耐壓之絕緣設計，應考慮再襲之3.0 pu之殘餘電壓，不應影響90%電容器之20年運轉壽命。

(四) 建議採用乾式串聯電抗器，減緩再襲暫態過電壓之衝擊、避免發生火災的危險因子。

(五) 建議斷路器與串聯電抗器節點間，可設計避雷器抑制再襲高頻暫態過電壓，對斷路器與串聯電抗器絕緣之衝擊。

陸、結論

斷路器啟斷並聯電容器組若發生再襲，再斷路器及串聯電抗器節點間，可產生近似設備BIL之暫態高頻過電壓，電容器殘餘電壓亦將倍率上升，不利於電力設備維持既有絕緣性能及使用壽命。

現今各廠型斷路器均有可能發生再襲，故可依串聯電抗器、電容器最大儲能條件、裝置容量、參數，謹慎檢討再襲暫態過電壓之影響，應用適當規格避雷器限制暫態過電壓，並將突波能量釋放置大地，以減緩斷路器再襲，對斷路器、串聯電抗器絕緣降低或是損壞時，引發火災的衝擊與機率。

參考文獻

- [1] IEEE Std C37.011™-2005.
- [2] IEEE Std. C37.012-2005.
- [3] IEEE Std. C37.04-1999.
- [4] IEEE Std 18- 1992.
- [5] IEEE Std 1036-1992.
- [6] “Electrical Transients in Power Systems,” Second Edition, Allan Greenwood, John Wiley & Sons, Inc. 1991.
- [7] S.J. Kulas , “Capacitor Switching Techniques,” ICREPQ April 2009.
- [8] Lutz Gebhardt, Bernhard Righter, “Surge Arrester Application of MV-Capacitor Banks to Mitigate Problems of Switching Restrikes,” CIRED 19th International Conference on Electricity Distribution, Vienna, May 21-24, 2007.
- [9] T. M. Blooming, “Capacitor Failure and Fuse Operation Investigation and Analysis: A Case Study,” Power Quality Conference, Chicago, Illinois, November 1999.

Bay Control Unit 應用於 GIS 之研究

A study of Bay Control Unit Application for GIS system

曹建和 花琨烽 黃種暉 鍾昌慶
中興電工機械股份有限公司 設研處

摘 要

本文針對 Bay Control Unit(BCU)於變電站 GIS 系統中之應用並與目前使用於 23kV GIS 中具 PMCC 功能之 IED 電驛及台電六輸統包案曾使用具 MCC 功能之 IED 電驛做差異比較,且由於 BCU 產品已具有強大 PLC 運算、通訊及 I/O 可擴充性等功能,市場多家廠家已有類似產品,另近期新設變電站已有將此設備列為規範必備條件。因此,將 BCU 結合 GIS 之現場控制箱(Local Control Cabinet ; LCC)、保護電驛盤(Relay Panel ; RPL)及與 SCADA 間組成可靠度更強健之控制系統,必是未來變電站自動化發展之趨勢。

關鍵詞：BCU、GIS、PMCC、MCC、IED、SCADA。

Abstract

This article introduces the application of the Bay Control Unit (BCU) in the GIS system of the substation and compares it with the Intelligent Electronic Device (IED) with PMCC in 23kV GIS and the one with MCC in Taipower Sixth Transmission Project. In addition, BCU provides comprehensive PLC functions, communication, analog measurement capabilities, and I/O modules; many manufacturers in the market have similar products, and recently substations have

been built with this equipment. Therefore, combining BCU with GIS's Local Control Cabinet (LCC), Relay Panel (RPL), and SCADA to form a robust and more reliable control system must be the future trend in substation automation.

Keyword：BCU、GIS、PMCC、MCC、IED、SCADA。

壹、BCU 簡介

Bay Control Unit (BCU) [1][2][3]主要功能為控制 GIS 各檔開關設備單元(CB/EDS/ES/FES)及可收集各檔開關單元狀態資料等功能,即具有控制功能(bay control functions)的 IED。

BCU 其實是 IED 電驛及 I/O 模組之組合,IED 具有 Protection(含有事故紀錄 event record)、Measuring、Control 及 Communication 等功能,早期之 BCU 僅具有 MCC 功能之產品,今由於 PLC 技術進步,BCU 皆含有 PMCC 功能及人機介面(HMI)設計,若規範僅要求 MCC 功能,則可將 Protection 功能 disable 即可。

BCU 功能[1], 至少包括:

一、控制功能

- (一) 可選擇現場/遠端操作
- (二) 互鎖及解除功能控制開關設備單元(CB/EDS/ES/FES)投入及開啟

(三) 監視開關設備動作次數

二、狀態監控功能

(一) 立即將開關設備位置之改變狀態顯示在工作站單線圖螢幕上，同時紀錄在事件清單中

(二) 收集順序事件(SOE)能力

(三) 面板至少有15組LEDs，每個LED會有三個狀態(綠色、黃色和紅色)

三、設備連鎖功能

(一) 除了現場硬線連鎖外，可透過軟體予與連鎖以避免不安全的設備操作發生

(二) 跨區域的連鎖技術，利用通訊虛擬點做盤體與盤體之間狀態開關的溝通方式

四、類比量測功能

開關設備之類比量由 BCU 以通訊方式連接至 SCADA 系統，量測值顯示在相對應之圖控畫面上

五、時間同步功能GPS

GPS 接受器即時時鐘系統須同時提供同步時間信號給 SCADA 伺服器及各末端資訊設備，且具備運轉及故障等狀態指示。

六、人機介面功能(HMI)

(一) 人機介面標準畫面有顯示開關狀態之單線圖

(二) 控制對話(二階段操作指令，只有設備被選擇且沒有違反電力連鎖的情況下，操作者才可執行指令，指令執行後操作者會收到已抵達開關設備新位置之確認或是開關設備操作程序不成功之說明以及無法運轉的理由)

(三) 量測對話

(四) 略過對話(掛卡或互鎖功能解

除)

(五) 事件清單(包含斷路器位置改變、GIS開關設備故障訊號、類比量測值超越上下限、通訊故障)

(六) 警報清單(警報發生時須在螢幕上閃爍並提供警報聲)

七、自我診斷系統(IRF)

八、通訊功能

BCU 之通訊協定可採用符合 IEC61850 標準之監控通訊網路架構[11]，各 BCU 間直接交換資料突破通訊瓶頸，且易於系統擴充，其他各智慧型電子裝置、操作員工作站、工程師工作站、路由器(Router)等將可直接連接至 SCADA 系統。

貳、PMCC/MCC 簡介

在台電六輸計畫中，一次配電變電所(Distribution Substation； D/S)之監控架構係參考國外變電所自動化之設計，採用變電所 SCADA 取代傳統監控盤面，並與 ADCC/DDCC 作連線監控，同時控制室設備採智慧型電子元件之設計；而 SCADA 系統，主要設備包括監控主機設備、UPS、IED 等，其中智慧型電子裝置 IED 又分為 PMCC 及 MCC 兩類[4]，說明如下：

一、PMCC：具備電驛保護、量測、控制及通訊功能之智慧型電子裝置，它適用於 23kV GIS，通常安裝於 23kV GIS 各檔位之控制箱內。

圖 1 為 23kV GIS 配置圖，圖 2 為 23kV GIS PMCC 通訊架構圖[5]。

二、MCC：具備量測、控制及通訊功能之智慧型電子裝置，它適用於 161/69kV GIS，通常安裝於 GIS 室

之 MCC 集中箱及控制室變壓器輔助盤、電驛盤等配電盤旁之 MCC 集中箱內，而 161/69kV 之 IED 僅使用量測、控制及通訊等功能，而主要考量 161/69kV 系統重要性較高，必須設計有獨立、功能性強之專用電驛負責系統之保護，以避免 IED 故障時也失去系統保護之功能[6-7]。

圖 3 為 69/161kV GIS MCC 集中箱配置圖，圖 4 為 69/161kV GIS MCC 通訊架構圖[5]。

PMCC 及 MCC 之 IED 經檔位模組(Bay Module)整合連接至通訊處理單元，通訊處理單元將 IED 資料整合傳送至監控系統，監控系統亦可下達命令對 IED 進行操作控制。監控系統包含有資料蒐集、資料處理、控制、通訊、監控畫面、即時/歷史警報及報表等功能，因此，運轉人員可於監控系統上進行電力系統之運轉調度。圖 5 為一次配電變電所通訊架構圖[5]。

參、BCU/PMCC/MCC 三者比較

BCU、PMCC 及 MCC 之功能、安裝位置、優缺點等比較，詳如表 1。[6-7] [9-14]

肆、BCU 應用於 GIS 之研究[8] [15-16]

資訊末端設備(Remote Terminal Unit；RTU)主要功能是資料的收集，而 BCU 即可取代此功能，本文提出將 BCU 應用於 GIS 之研究，其介面關聯為：GIS 之開關設備單元(CB/DS/ES) 之狀態及其相關警報等引接至 LCC 介面端子台，再從 LCC 介面端子台由硬線配接至 BCU 之 BI 模組，系統之電壓與電流物理量透由比壓器(PT)及比流器(CT)二次端子箱

引接至 LCC 介面端子台，再從 LCC 介面端子台由硬線配接至 BCU 及 RP 盤之保護電驛 AI 模組，BCU 及 RP 盤透過光纖方式與 SCADA 系統進行通訊連結，並作為資料上傳或指令下達之通道。RP 盤之保護電驛依協調設定值進行保護機制，若達其應跳脫條件，則跳脫之訊號直接由保護電驛下達經 LCC 至開關設備單元；而 SCADA 對開關設備單元下達指令之路徑為經 BCU 之 DO 至 LCC 達開關設備單元。BCU 採符合 IEC61850 標準之監控通訊網路架構與 SCADA 系統進行通訊，也可以將相關連鎖條件加入至 BCU 控制邏輯中，結合其 PLC 強大運算能力，以彰顯其強大之控制功能。上述各單元之介面關聯，詳圖 6 所示。

傳統 LCC(不含 BCU)與 LCC(含 BCU) 的接線差異為，傳統 LCC 係將 GIS 開關單元(CB/DS/ES)至 LCC 之控制及狀態接點，採用多芯控制電纜之硬線(Hard wire)方式配接於 LCC 端子台上，供 LCC MIMIC 現場操作 GIS 開關及作為設備間連鎖之用途；並由端子台供 RCP 及 SCADA 來取點作為引接介面。若設置 BCU 於 LCC 內，可將 GIS 開關單元(CB/DS/ES)之控制及狀態接點直接配線進 BCU，可不另設置供 SCADA 取點之端子台做為介面，由 BCU 直接透過光纖將訊號做處理後上傳送至 SCADA 系統。

傳統 SCADA 係由 LCC 端子台做為介面取點之需求，包含開關設備單元(CB/DS/ES)閉合及開啟狀態、43-R/L 狀態、43-IC 狀態、CB 區間 SF₆氣體壓力低第一、二段警報、其他區間 SF₆氣體壓力低第一、二段警報、交流 MCB 跳脫狀態警報、直流 MCB 跳脫狀態警報及其他共同警報等。而內含 BCU 之 LCC 係將開關設備單元(CB/DS/ES)閉合及開啟狀態、

43-BCU/R/L狀態、43IC 連鎖及解連鎖狀態、CB區間SF₆氣體壓力低第一、CB區間SF₆氣體壓力低二段警報、其他各區間SF₆氣體壓力低第一、其他區間SF₆氣體壓力低第二段警報(共同警報)、PT BOX之MCB跳脫警報、LCC之PT MCB跳脫警報、交流MCB跳脫狀態警報、直流MCB跳脫狀態警報、直流馬達MCB跳脫狀態警報及馬達儲能狀態警報、ES/DS馬達運轉報、鄰近檔位設備連鎖狀態及跨區域設備連鎖狀態及其BCU自我診斷系統(IRF)狀態等直接配接線至BCU BI模組，連結BCU之PLC邏輯運算功能，使其發揮強健之控制機能。

在傳統 GIS LCC 可透過LCC控制面板(MIMIC)之選擇開關(43-L/R)，選擇現場(Local)或遠端(Remote)兩者操作皆與硬線連鎖，故其連鎖回路圖中並無區分是現場(Local)操作或遠端(Remote)操作，且連鎖條件僅考慮設備單元(CB/DS/ES)的條件，以TIE BAY為例，詳圖7單線架構示意圖及圖8傳統BUS TIE BAY連鎖示意圖，如CB B52要投入或開啟無任何連鎖條件、DS 89A要投入須考慮CB B52及ES 89BE1的條件等。

而內含BCU之LCC，可由LCC MIMIC之選擇開關(43-B/L/R)，選擇BCU或現場或遠端，當選擇由現場操作時仍須保留硬線連鎖，選擇由BCU或遠端則透過BCU進行軟體連鎖，故其連鎖回路圖中須區分為BCU或現場或遠端，詳圖9 BUS TIE BAY (含BCU) 連鎖示意圖。而連鎖條件除考慮設備單元(CB/DS/ES)的條件外，須再加入SF₆氣體檢測訊號、油壓壓力檢測訊號及保護電驛等，係將GIS及LCC所有的訊號接至BCU BI模組，並將控制連鎖條件寫入BCU軟體程式中，以TIE BAY之CB及DS為例，其連鎖條件如下：

一、CB B52投入條件：

- 須考慮保護電驛無動作
- CB B52區間SF₆氣體壓力正常
- CB B52油壓壓力正常
- DS 89A投入或開啟狀態(僅由BCU軟體連鎖)
- DS 89B投入或開啟狀態(僅由BCU軟體連鎖)

二、CB B52開啟條件：

- 須考慮保護電驛無動作
- CB B52區間SF₆氣體壓力正常

三、DS 89A投入及開啟條件(詳圖10 BUS TIE BAY(含BCU) DS 89A連鎖示意圖)：

- ES 89AE須開啟狀態
- ES 89BE須開啟狀態
- ES 89BE1須開啟狀態
- 馬達不能為運轉中的狀態

跨區域設備連鎖例如一次側設備(161kV GIS)及二次側設備(69kV GIS)之DS/ES連鎖，傳統 GIS LCC僅靠硬線來完成連鎖，而內含BCU之LCC可克服遠距離連鎖的問題。BCU具有跨區域設備連鎖(以ABB REC670 [1]來說，是利用通訊虛擬點(GOOSE)做盤體與盤體之間狀態開關的溝通方式)，BCU的控制連鎖功能是以通訊功能來做為媒介，也就是BCU與BCU通訊的傳輸媒介通訊傳輸是透過光纖來作為路徑，可將此方面應用於跨區域且距離遠的兩套設備。

因此，如果把連鎖條件寫入BCU中，對控制系統(操作開關)來說是有更大的益處。

BCU為電子式產品，若發生BCU故障失靈時，BCU會有自我診斷系統(IRF)狀態可供監控，但此訊號之狀態可由鄰近盤來進行監視，詳圖11所示，監控人員可由SCADA立即得知BCU故障訊息。

伍、結論

雖然 PMCC 及 MCC 功能之介紹及其實際應用案例相當多，但由於在台灣電力系統將 BCU 應用於 69kV 電壓等級以上 GIS 案例極少，因此，本文乃將其彙整並與 BCU 對照比較，供相關領域研究、設計或是維護管理者參考。

BCU 應用於 GIS 相較於傳統之設計，強健了防呆及其安全機制，提升了控制連鎖功能及通訊功能等等，雖然，目前價格仍不親民，惟在變電所無人化、自動化趨勢下，或可加以考量應用。

台灣早期電力系統以電磁機械式電驛為主，隨著科技進步，歷經固態電子式電驛，期間考量可靠度及普及性因素同時併存階段，而後以微處理器為基礎的數位式保護電驛(Numerical protection relay)為主，本文提出 BCU 於 GIS 應用研究，仍同時併存傳統硬線配接之控制功能，或許在未來實際運轉或廣泛應用累積諸多實績及強化更多應用功能後，以 BCU 為主要之控制單元或為可能趨勢，此亦為未來繼續研究之課題。

陸、參考文獻

- [1] ABB REC670 技術手冊, 1 MRK 511 191-BZH 產品版本: 1.1 發布日期: 2007.11
- [2] GE F650 技術手冊 Part number: GEK-106310-AF (June 2017)
- [3] GE(ALSTOM)/P163 技術手冊, P16x_EN_M_F 09/29/2017
- [4] 台電 D/S, 變電所器材規範, 編號 TK-A22R, 91 年 12 月編訂。
- [5] 台電 D/S, 監控保護系統相關圖面, 95~96 年。
- [6] 智慧型多功能電驛(IED)狀態監視功能之簡介與應用 鄭振一 電機技師雙月刊 20:1=115 民 95.02 頁 54-60
- [7] 張志聲, 台灣電力公司, 出國報告(出國類別:實習)變電所自動化設備整合及維護技術, 95.07.02~95.07.15。
- [8] 中興電工設計技術手冊
- [9] 智慧型電子裝置(IED)復閉功能之簡介 吳宗哲 游宏益 電機技師雙月刊 21:2=122 2007.04[民 96.04]頁 92-100。
- [10] 林建興, 台灣電力公司, 出國報告(出國類別:實習)最新智慧型電子裝置(IED)發展及運用, 95.07.02~95.07.15
- [11] 林震邦, 台灣電力公司, 出國報告(出國類別:實習)IEC61850 通訊協定應用於變電所自動化技術 97.08.17~97.08.30
- [12] IED 整合及變電所自動化需求 郭宗益 王瀚 林純鑫台電工程月刊 792 2014.08[民 103.08] 頁 65-8
- [13] 南科 E/S 中壓智慧型電子裝置(IED)汰換為 GE-F650 之電驛邏輯規劃及測試實務 謝永信 電驛協會會刊 44 2017.01[民 106.01] 頁 77-87
- [14] 智慧型多功能電驛(IED)狀態監視功能之簡介與應用 蔡閔智電驛協會會刊 46 2018.01[民 107.01] 頁 59-64
- [15] Design of a Bay Control Unit in a Substation Automation System, Azza Siraj El-Dien M. El-Amien, Index Number:044089 University of Khartoum July 2009
- [16] BCU Application Note--Bay Control Substation Automation Unit Index Unit: BG0531 Rev. A2 <https://www.satec-global.com/sites/default/files/PM180-ApplicationNote-BayControlUnit.pdf>

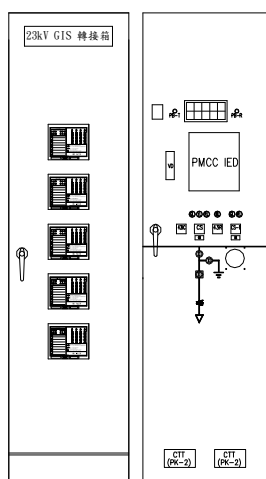


圖 1 23kV GIS 配置圖

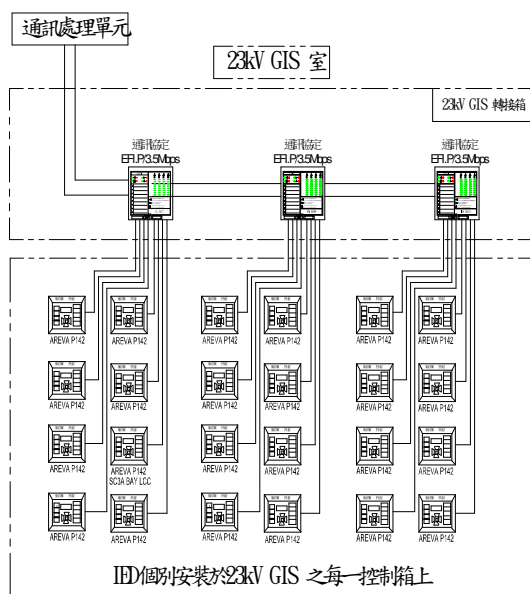


圖 2 23kV GIS PMCC通訊架構圖

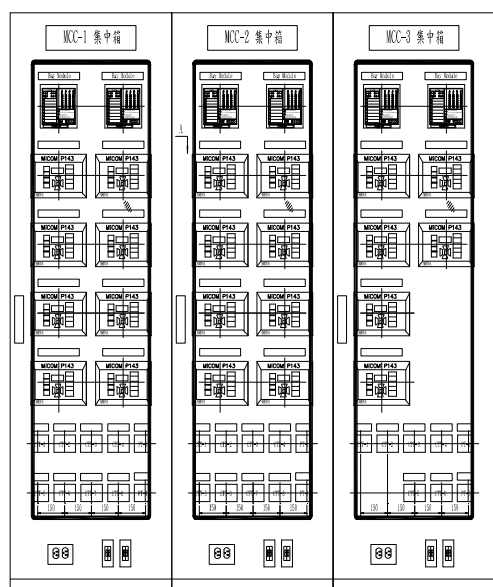


圖 3 69/161kV GIS MCC 集中箱配置圖

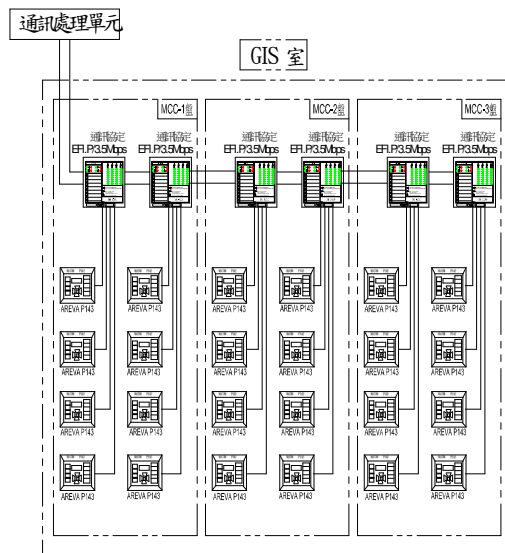


圖 4 69/161kV GIS MCC 通訊架構圖

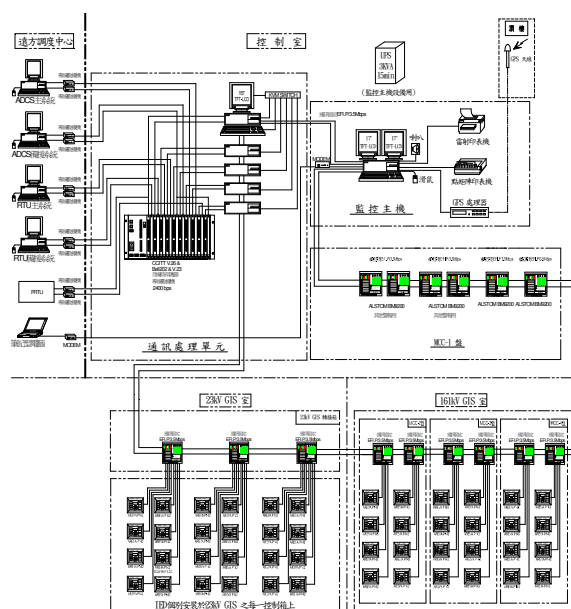


圖 5 一次配電變電所通訊架構圖

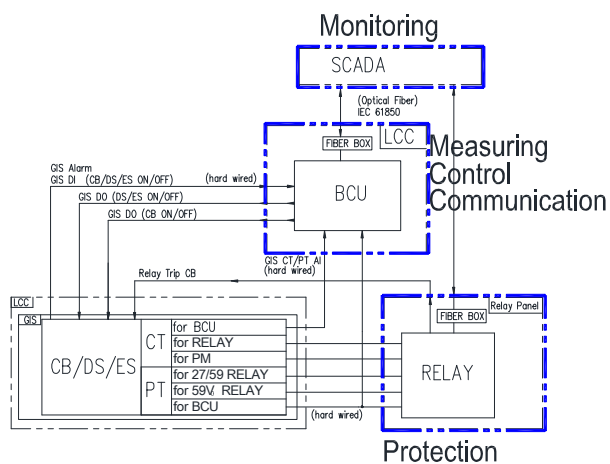


圖 6 控制系統介面關聯示意圖

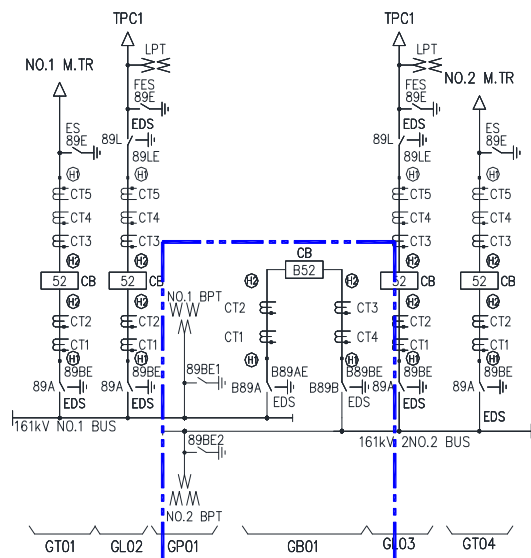


圖7 單線架構示意圖

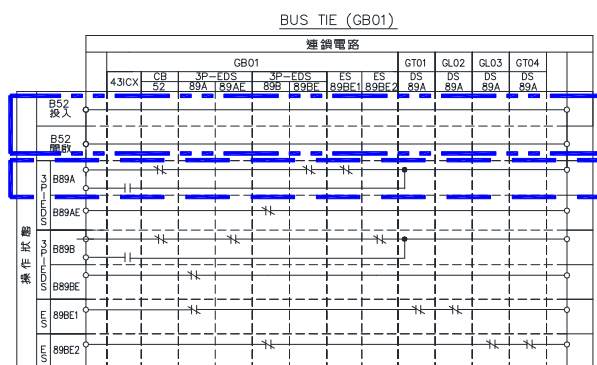


圖8 傳統 BUS TIE BAY 連鎖圖

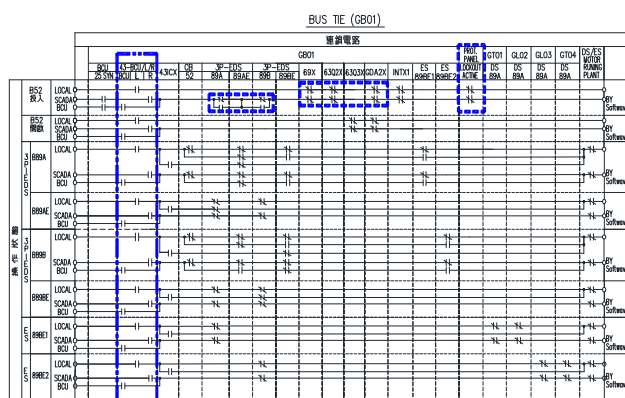


圖9 BUS TIE BAY (含BCU) 連鎖示意圖

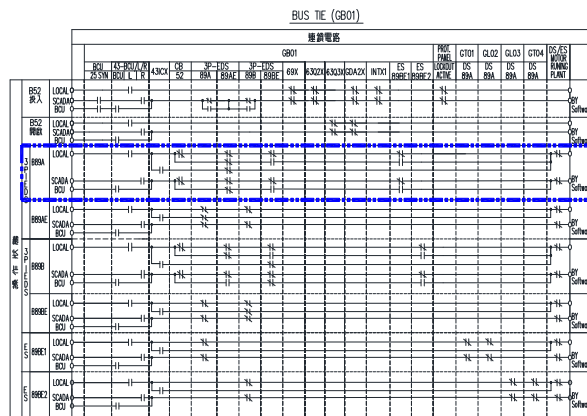
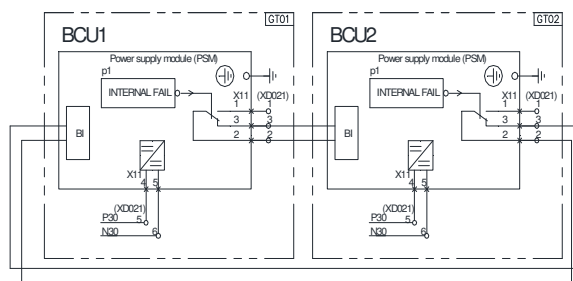
圖10 BUS TIE BAY (含BCU) DS 89A
連鎖示意圖

圖11 BCU自我診斷系統(IRF)示意圖

表 1 PMCC、MCC 及 BCU 之比較

項次	說明	PMCC	MCC	BCU
1	應用之電壓等級	23kV GIS	69/161kV GIS	69/161kV GIS
2	功能	具備電驛保護、量測、控制及通訊功能	僅具備量測、控制及通訊功能，保護電驛為另外規劃設置在電驛盤上。	1>具備電驛保護、量測、控制及通訊功能。 2>除了實際硬線連鎖外，可透過軟體邏輯予與連鎖以避免不安全的設備操作發生。 3>分段功能之輸出方式可依客戶端需求規劃。
3	安裝位置	安裝於 23kV GIS 各檔位之控制箱內。	安裝於 161/69kV GIS 室 MCC 集中箱及控制室變壓器輔助盤、161/69kV 電驛盤等配電盤旁之 MCC 集中箱內	一般安裝於 161/69kV GIS LCC 箱內。
4	優點	1>價格較低。 2>盤間連接之控制電纜數量比 MCC 少。 3>維護人員操作較容易。	1>保護電驛為另外設置規劃，若 IED 故障時僅影響所屬設備及遠端監控系統之監控，不影響系統保護之功能。 2>維護人員操作較容易。	1>功能性強、可依客戶端需求擴充 DI/DO/AI 點數。 2>控制室盤面減少，可縮小控制室空間。 3>盤間連接之控制電纜數量可大幅減少。 4>採國際標準之通訊協定 IEC61850。 5>各 BCU 間可直接交換資料突破通訊瓶頸且易於系統擴充。
5	缺點	若 IED 故障，則該檔位之保護、量測、控制及通訊功能皆無法監控及保護。	1>控制室盤面較多，佔控制室空間較大。 2>盤間連接之控制電纜數量很多，成本高。	1>BCU 價格較高。 2>BCU 操作方法較複雜，維護難度高。 3>BCU 若發生故障，恐怕會影響所屬設備及遠端監控系統之監控。