## 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
中華民國一〇七年一月一日出版

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

本刊物為對內刊物、不對外發售


※版權所有※
◎本刊物圖文非經同意不得轉載◎


## 目錄索引


☆24　海上變電所技術之探討----------李群

☆36　即時動態模擬技術應用於變電所電驛事故診斷
----------吳立成、林閔洲、梁威志

☆43　淺談智慧變電所保護電驛的測試
----------楊盛鐘

☆59　智慧型多功能電驛(IED)狀態監視功能之簡介與應用----------蔡閔智

☆65　同步發電機組輔機系統電源轉供規劃----------鄭強、王瑋民

☆73　815 大停電的省思----------李國楨

| | |
|---|---|
| ☆78 | 會務報導 |
| ☆79 | 107 年度電驛協會教育訓練計畫 |
| ☆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 | 中華民國電驛協會第八屆第五次理事暨監事聯席會議記錄 |
| ☆88 | 中華民國電驛協會第九屆會員代表當選名單 |
| ☆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 | 第八屆顧問及各委員名單 |
| ☆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 | 106 年 7 至 12 月新入會會員名單 |
| ☆102 | 電驛協會會刊目錄總表 |
| | |
| | |
| | |
| | |


## 廣 告 索 引


| | |
|---|---|
| 封面 | 育貿股份有限公司 |
| 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 | 計量企業有限公司 |
| 6 | 台灣震江電力科技(股)公司 |
| 7 | 亞力電機(股)公司 |
| 8 | 飛領電機顧問/飛羚電機工程(股)公司 |
| 9 | 維立電機(股)公司 |
| 10 | 攝陽企業(股)公司 |
| 11 | 中友機電顧問(股)公司 |
| 12 | 大電力試驗中心 |
| 13 | 預保科技(股)公司 |
| 14 | 春源機電技術顧問有限公司 |
| 15 | 中華民國電機技師公會全國聯合會 |

# 海上變電所技術之探討

台灣電力公司 前專業總工程師
中華民國保護電驛協會 高等顧問 李群

## 摘 要

海上變電所為大型海上風電場輸送電的關鍵組成部分，對於整個海上風電場的可靠運轉，提高海底電纜輸送電可靠性，並降低海上風電場開發成本，有非常重要的作用。由於海上變電所處在十分特殊的應用場合，因此其設計安裝及施工建造過程中，需要考慮眾多的問題。例如海上變電所最優化的配置、主變壓器的備援機制、防鹽霧、防潮、散熱和選址等等。因為海上變電所是海上風場輸電的關鍵設備，它關係到整個風電場的可靠性，歐洲海上風電經過 20 年左右的發展，累積大量的工程經驗。國內目前還未曾興建海上變電所，能夠參考和借鑑的經驗較少。因此如何借助國外的經驗，幫助我們少走彎路，減少海上風電複雜工程項目的實施風險，是重要課題也是機會。

**關鍵字：** 海上變電所、主變壓器、開關設備、海底電纜、備援機制、聯絡開關、消防系統、鹽霧害。

## 壹、前言

台灣屬於海島地形，四面環海，天然資源稀缺，自有能源匱乏，導致能源高度依賴進口。政府近年大力推廣綠能，擬定綠能政策目標，期能在兼顧能源安全與環境永續發展均衡下，達成能源轉型及產業創新，並且成為獨立能源供應體系，因此加強再生能源發展刻不容緩。

行政院於 2012 年 2 月核定「千架海陸風力機」計畫中開發離岸風場的推動策略須逐步帶動風電發展。經濟部對離岸風力發電的發展目標，離岸風場設置到年底前要有 3 架離岸示範風機成立，2020 年完成離岸風場 520 MW，2025 年完成離岸區塊 3,000 MW，經濟部能源局 2015 年公告彰濱外海 36 處潛力風場。

全球前 20 處最佳離岸風場，台灣海峽佔 16 處，加上政府力推綠電發展，雙重拉力下，目前已吸引國內外 8 家廠商陸續插旗。在風機和電網之間，海上變電所肩負著非常重要的連接點，需要設置在專用的海上平臺上，一般稱為海上變電所(offshore substation)*。據了解，目前為止，參與離岸風場的業者包括達德、丹能、上緯、玉山、永傳、綠色、中鋼及台電，將共同開發彰濱外海 15 區間風場。惟部分案場的電壓等級為匹配現行台灣電力系統的電壓等級，必須另建置岸上升壓或降壓變電所，再連到岸上由台灣電力公司建設的電網併聯，併聯地點將選定在 26 號風場北側廊道的彰工升壓所，及 29 號風場南側廊道的永興開閉所等。由於海上變電所是海上風電場輸電的關鍵設備，它關係到整個風場

* 海上變電所(offshore substation)本文一律稱為所。

的可靠性，本文蒐集並參考世界各國發展海上變電所的學者、專家及風電業者實際經驗的資料文獻及國外內的相關法規，及幾位筆者一生從事國內外電力系統的工作經驗，予於整理分享。

## 貳、海上變電所之技術探討

### 一、海上變電所概念

海上風電輸電系統設計主要包含系統方案設計、變電所設計、海底電纜路徑設計等幾個方面的內容。系統方案設計主要從輸電方式、併入電網電壓、風電場輸電設備的技術參數要求等方面，繪出海上風電輸電的整體方案，作為後續的海上變電所及海底電纜線路設計的依據。

海上變電所是海上風電輸電的樞紐，其設計與常規岸上變電所存在一定差異。海上變電所之設計主要包括主接線方案及主要電氣設備，例如變壓器、開關設備的選擇、控制保護系統、防雷設施及結構等方面內容。海底電纜線路是海上風電輸電的主要通道，其設計主要包括線路路由的選擇、海底電纜的型式、接地方式選擇、敷設與保護等方面的內容。

海上變電所電氣設計原則上包含三個面向：

(一)可靠性：必須保證供電可靠，避免停電造成經濟損失。

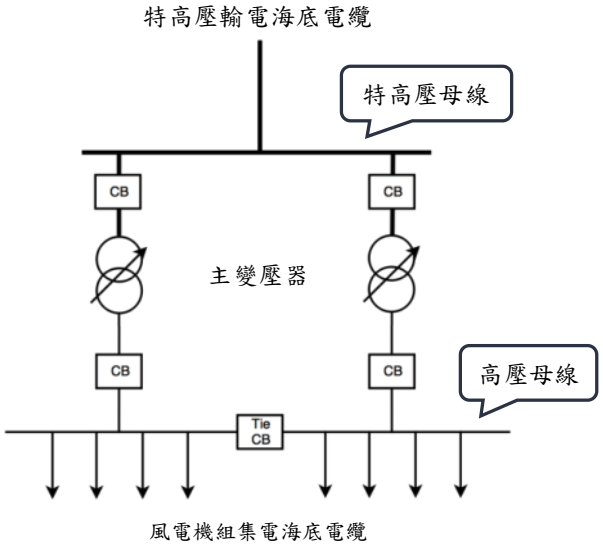
(二)靈活性：需能靈活改變運轉方式，在發生事故時可盡快切除故障，縮短停電時間和範圍。

(三)經濟性：設計時應在滿足可靠性及靈活性的前提下做到經濟合理。儘量從節省一次投資、節約占地面積、降低電能損耗等三個方面提高設計的經濟性。

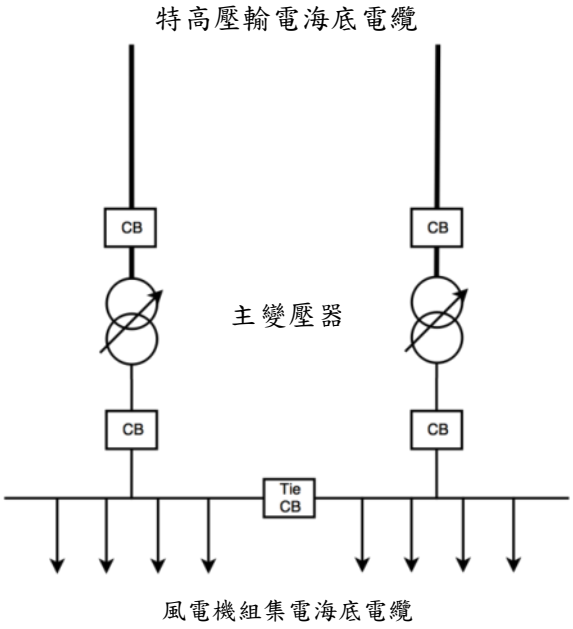
### 二、海上變電所的特點

海上變電所的設計工作是一個綜合性的設計及工程管理流程，在規劃架構設計要考量，主要設備最佳化的配置，機器設備儘量減重,提供人員居住設施，設備的防蝕，設備安裝及運輸的區域及路徑，主變壓器冷卻型式及開關設備型式，海底電纜進出的路徑，空調消防及水處理等。海上變電所在電氣設計上要考慮穩定可靠持續輸送電，一般規劃設計上採 2 台主變壓器互為備援或不同風場互為備援機制，特高壓輸電海底電纜大部分考慮單迴路如圖一(A)或雙迴路如圖一(B)海底電纜輸出連接到岸上連接站或開閉所的架構。

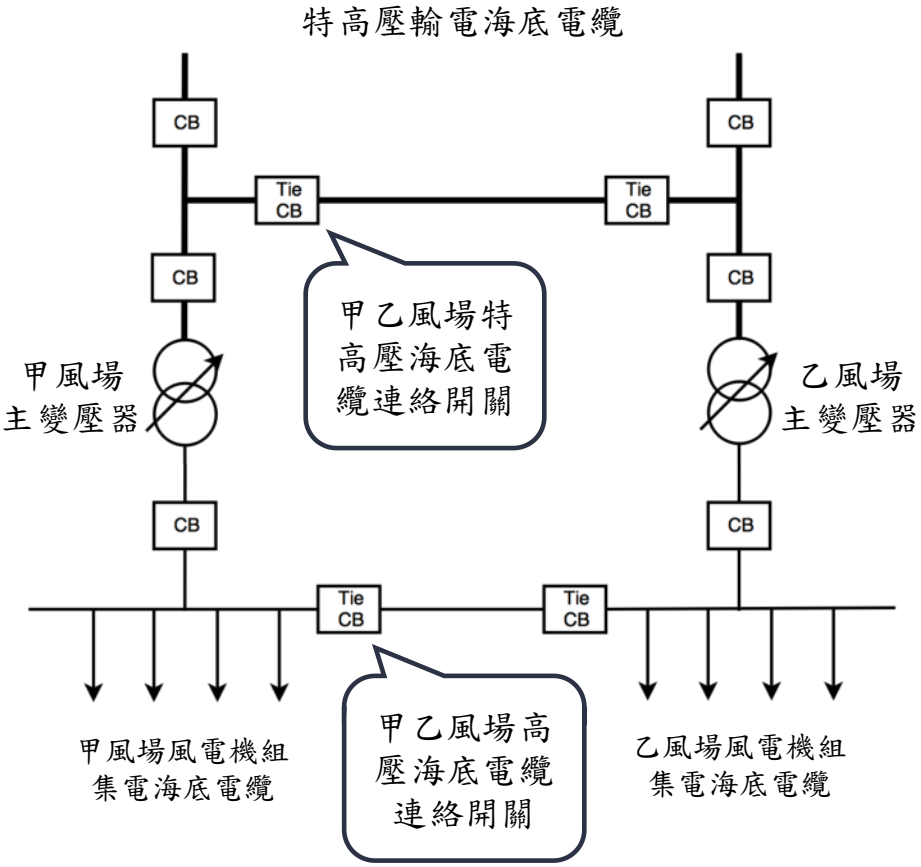
歐洲新發展之「輕型海上變電所」(lightweight offshore substation)，特別是主變壓器的設計理念。有別於一般傳統海上變電所採用至少 2 台以上之主變壓器,主變壓器為了減輕重量及節省成本，採用單一台主變壓器設計，藉由不同電壓層級的海底電纜互連，達成不同風場異地互相支援轉供之目的，如圖一(C)不同風場異地互為備援機制，或圖一(D)不同或相同風場變壓器一、二次側互為備援機制示意圖。



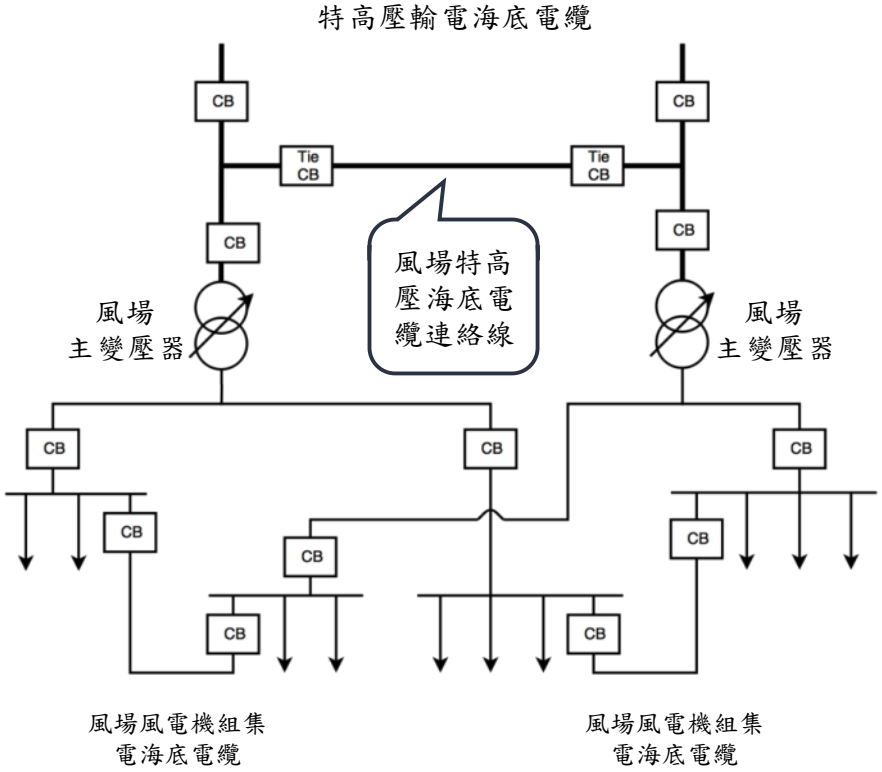

(A) 單回路連接輸電網




(B) 雙回路連接輸電網




(C) 不同風場異地互為備援機制示意圖




(D)風場兩台變壓器一二次側互為備援機制示意圖

圖一　海上變電所單線圖架構示意圖

## 三、海上變電所的組成

綜合參考歐洲風電場的海上變電所，及國內目前變電所裝置規則內相關規定，海上變電所組成主要考慮的技術參數及設備大致如下：

(一)變電所面積及離海面高度：如圖二海上變電所支撐結構設計示意圖。

(二)輸入端及輸出端的特高壓開關設備(GIS)：主變壓器兩側的開關裝置，對電力的輸送啟開、關閉等控制作用。

(三)主變壓器(附有載調壓設備)：主要是升壓作用，將風電機組集電系統電壓(歐洲系統一般為 35 kV)升至 230 kV，將風電場發出的電力通過高電壓輸送到岸上變電所。
(台灣的電力系統的電壓等級分為 11.4/22.8/69/161/345 kV)

(四)無效功率補償裝置：在海上變電所高壓側及中壓側接入，包括電抗器、電容器組或靜態電壓調整器(SVC)等，以調節海上風電場輸出電力的功率因素。

(五)電驛保護系統：監視所內電氣設備的運轉狀態，故障時動作並以最小停電範圍予以隔離，減少故障對電氣設備的破壞，以提高風電系統安全供電的可靠性。

(六)不斷電系統(UPS)：當海上變電所的低壓系統所內變壓器為其提供用電時發生故障，在交流系統未回復正常運轉期間，不斷電

系統為所內關鍵性電氣負載設備提供不間斷的後備交流電源，維持電氣正常運作的設備。通常情況下不斷電系統被用於維持電腦或通訊交換機等關鍵性設備，防止電腦數據丟失、電話通信網絡中斷、自動火災警報系統或 SCADA 系統失去應有的功能。

(七)中壓開關(MV switchgear)：對風電場風電機組集電系統匯集的電力輸送到海上變電所的啟斷、投入等控制作用，並通過低壓系統所內變壓器為其提供用電。

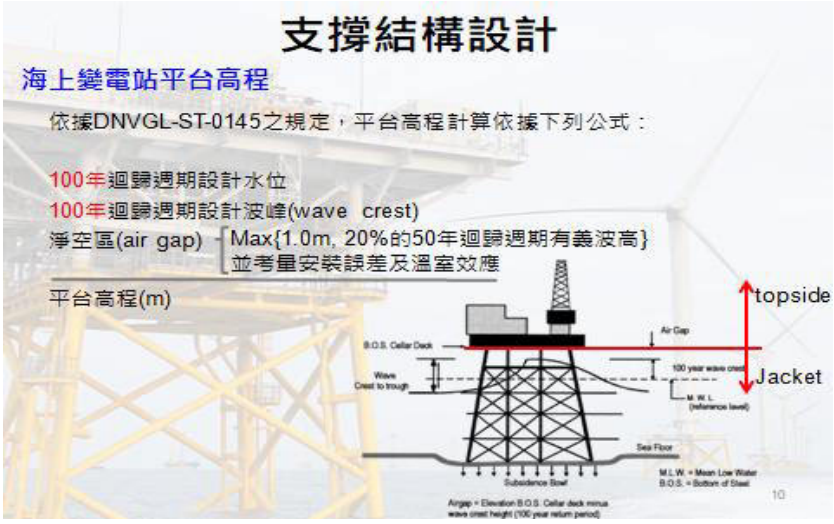
(八)低壓系統(LV-Systems)：對海上變電所內提供用電，保證各類設備正常運轉。

(九)電力監視控制及資料蒐集(SCADA)系統：對海上變電所電氣設備的監視與控制，主要功能包括運轉數據的蒐集與處理、控制操作和同步檢測，電壓及無效功率自動調節等。

(十)緊急柴油發電機(包括柴油儲備)：當海上變電所的低壓系統所內變壓器為所內提供用電，發生故障時，緊急發電機必須在設定時間內自動啟動，提供所內用電設備應急供電，以確保海上變電所正常運轉。

(十一)防火及滅火系統(以海水為水源)：主要功能在於防止火災的發生及若萬一發生火災，初期滅火就顯為重要。為了能夠保障電氣設備安全及工作人員的人身安全，海上變電所的防火及滅火系統要能夠保證防火系統的安全性。消防工程上所謂的「被動式防火(Passive fire precaution)」，表示在防火手段方式上係以材料、構件、構造本身的性能為主來達成防火的目的；相反的，以消防安全設備為主來達成防火的目的，則稱之為「主動式防火(Active fire precaution)」。

(十二)照明(正常工作照明及事故時照明)：主要功能是提供海上變電所在室內空間作業，或夜間巡視及作業時的照明以確保作業人員的安全。




圖二　海上變電所支撐結構設計示意圖（資料來源：中興工程顧問公司）

## 四、海上變電所的配置

海上變電所電氣設備要求的設計應滿足海上風電場運行與維護。製造與安裝應考慮安全和便於檢修，且模組化、小型化、自動化、免維護或減少維護的方向並能抗鹽害等條件。設計應充分將設備緊湊化，以減小設備所佔面積。

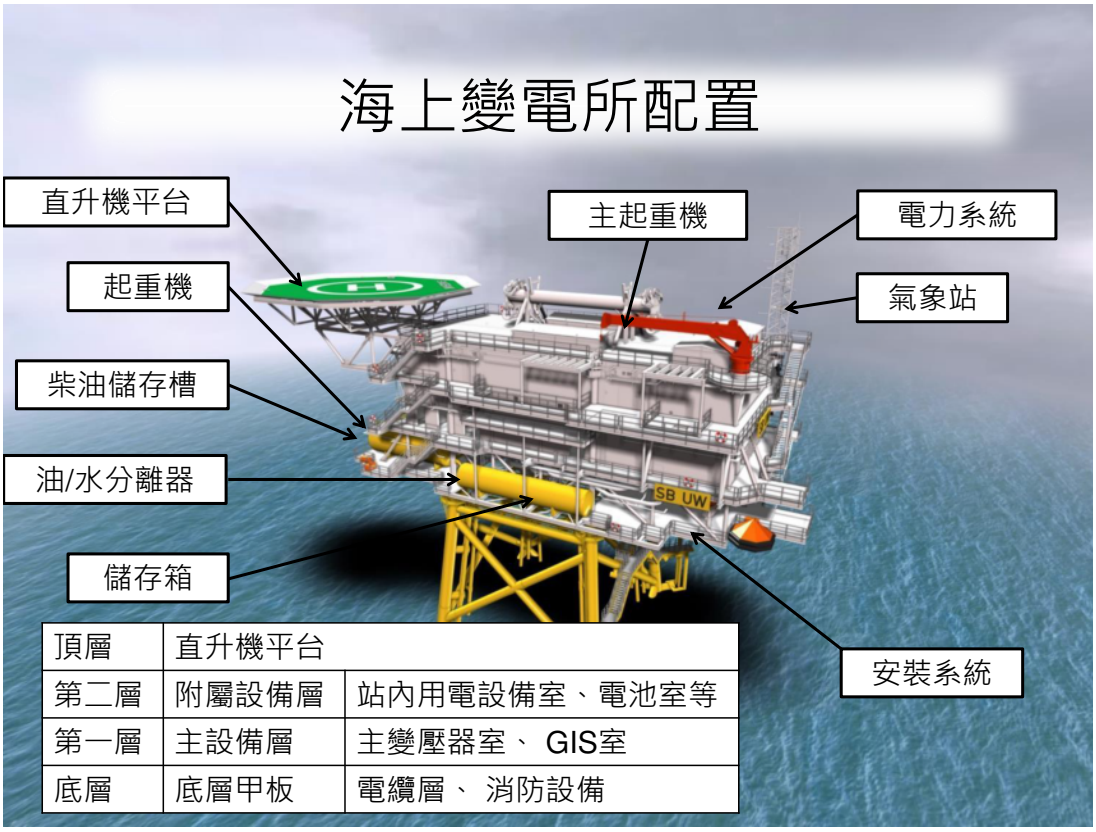
參考歐洲以 4 層的 220 kV 海上變電所為例，實務上可依風場規模大小及設備的型式調整適當的配置，如圖三海上變電所配置示意圖，各層分別概述如下：

(一)底層為甲板層，底部高層位於極端高潮位下最大波高時波峰以上，佈置救生設備庫、消防幫浦房等，及變壓器事故油儲油桶，同時也是電纜配置層等。

(二)第一層為主設備層，中間佈置變壓器，另一側佈置並聯電抗器，兩側佈置輸入及輸出的開關設備(GIS 室)，保護電驛室、通訊機房、蓄電池室、低壓配電室及控制室等。

(三)第二層附屬設備層，所內用電設備，蓄電池組室，緊急柴油發電機房、工具間及備品倉庫等。

(四)頂層為直升機平台。




圖三　海上變電所(所)配置示意圖(資料來源：中興工程顧問公司)

# 參、海上變電所國外參考的相關規範

## 一、海上變電所之國際上參考標準與法規

海上變電所之國際上參考法規有DNV GL 標準、BOEM 標準及其設備的相關標準等。其中 DNV GL 是挪威 Det Norske Veritas 與德國 Germanischer Lloyd 合併成立之 DNV GL 認證機構，其標準適用於與海上可再生能源相關的典型交流海上變電所。DNV GL-ST-0145 標準推廣基於性能的方法，並輔之以規範性的要求和指導，該標準也涵蓋了 HV/DC 轉換器平台的重要方面，使得該標準也適用於超越交流變電所成熟概念的新穎設計和平台。其主要內容包括電氣設計與安全方面，如系統佈局、防火防爆及變電所在緊急情況下的因應等。此外，該標準亦提供平台的佈局和佈局概念，以及變電所的傳輸和接入之解決方案。對於海上變電所的結構設計、地理工藝、材料和製造，該標準涵蓋了必要和特定的內容。除了設計方面之外，該標準還包含設計階段重要的製造和運轉操作信息。DNV GL-ST-0145 標準不包括風機部件的結構、結構安全理念，而對於電纜部分，只涵蓋海上變電所設計所需的範圍。目前的 DNV GL 標準涵蓋 DNV GL 認證方案的技術要求，以及使用 IEC61400-22 相關認證方案時隱含的要求。

BOEM 標準為 The Bureau of Safety and Environmental Enforcement (BSEE) and the Bureau of Ocean Energy Management (BOEM)安全環境執行局與海洋能源管理局以環境和經濟責任的方式管理美國大陸能源和礦產資源的開發，在 2015 年 7 月 20 日提出 6 章節的 Offshore Substation Design Development of Standards 海上變電所設計發展標準如下：

(一)海上變電所基礎鋼結構之疲勞指數設計 DFF (Design Fatigue Factor)：OTM(Offshore Transformer Module)符合國際規範 DNV-OS-J201 疲勞指數之規定。

(二)海上變電所電氣設備的設計參據 DNV GL-ST-0145：Offshore substations (Edition April 2016)，包括：

1. 主變壓器的設計一般應符合 IEC 60076 的相關要求。
2. 高壓開關設備的設計應符合 IEC 62271 的相關要求。
3. 儀錶用變壓器的設計應符合 IEC 60044 的相關要求。
4. 高電壓電纜的設計應符合 IEC 60331、IEC 60332、IEC 60502-2、60840、62067、60865-1 的相關要求。
5. 低電壓電纜的設計應符合 IEC 60092、IEC 60331、IEC 60332 的相關要求。

(三)海上變電所電氣設備的製造及加入系統參據：DNV GL-RP-0423：Manufacturing and commissioning of offshore substations (Edition March 2016)。

(四)海上變電所電氣設備設計標準參考：BOEM 723AA：Offshore Substation Design Development of Standards。

(五)火災防護(Fire Protection)：符合

國際船舶工程針對海上變電所訂定之國際規範 DNV-OS-J201 要求。

## 二、海上變電所之國內相關法規

(一)傳統變電所裝置規則說明：

變電所裝置規則在民國 86 年 7 月 2 日經濟部經能字第 86460972 號令訂定發布全文 10 條。變電所裝置規則係依當時的電業法第 34 條規定訂定，其中所稱變電所係指於電力網中裝置變電設備之場所。隨著變電所型式，由屋外式傳統開關場變電所、半開放式變電所、全屋內式變電所、地下式變電所的演進，該規則內容經過 88、93、103 年，共 3 次修正，規範國內裝置變電所有四種電壓等級的變電所分類、各級變電所主要電力設備之最低衝擊絕緣基準規定、屋外匯流排固定式帶電體在空氣中最小安全間距、屋外變電所凡使用含絕緣油之機器，其中心點與圍牆之最小間距、屋外變電所之變電設備外露帶電體與圍牆之最小間距及變電所之時變電場、磁場及電磁場，其曝露之限制，應依中央環境保護主管機關訂定之相關規定辦理等。從其條文可以了解，大部分因應當時的環境設置的屋外變電所而規定裝置變電所的通則，及變電所的基本裝置要求。

(二)現行變電所裝置規定說明：

輸配電設備裝置規則適用範圍為輸配電業之電力網設置規範，規範輸配電業設備相關之變電所裝置規則及電業控制設備裝置規則參採納入，並新增海上變電所相關規定。

輸配電裝置規則修正草案於今年 7 月 6 日預告，並於 10 月 24 日公告修正。為強化變電所內變壓器與開關設備運轉之安全，以及因應現代屋內變電所與海上變電所設備裝置需要，新增第 18 章變電所裝置，係參考美國電工安全法規 (National Electrical Safety Code, NESC) 及 DNV GL 認證機構所制定之標準增訂有關規定。

第 18 章變電所裝置劃分為通則、屋外變電所、屋內變電所、海上變電所，共 4 節 16 條規定。以下將分別說明其規定的重點，係各型式變電所的裝置基本要求，至於第 18 章變電所裝置各條條文規定詳如附表：

附表　輸配電裝置規則第 18 章變電所裝置條文

<table>
<tr><th>節次</th><th>規定重點</th><th>條文內容</th></tr>
<tr><td rowspan="2">第一節<br>通則<br>(329~335，<br>共 7 條)</td><td>適用範圍</td><td>第三百二十九條　本章適用於電力網中裝置變電設備之場所，變電設備包括變壓器、開關設備及匯流排等相關設備之組合。</td></tr>
<tr><td>依電壓等級變電所分類</td><td>第三百三十條　變電所種類依電壓等級分類如附表三三○。<br>表三三○ 變電所電壓等級分類<br><table><tr><th>變電所種類</th><th>電壓等級<br>（千伏特）</th></tr><tr><td>超高壓變電所</td><td>345／161</td></tr><tr><td>一次變電所</td><td>161／69</td></tr><tr><td>一次配電變電所</td><td>161／22.8～11.4</td></tr><tr><td>二次變電所</td><td>69／22.8～11.4</td></tr></table></td></tr>
</table>

<table>
<tr><th>節次</th><th>規定重點</th><th>條文內容</th></tr>
<tr><td rowspan="5"></td><td>設備標準</td><td>第三百三十一條　各級變電所之變壓器及開關等主要電力設備，應符合我國國家標準（CNS）、其他經中央主管機關認可之國際電工技術委員會(IEC)或其他國外標準。</td></tr>
<tr><td>隔離、防火</td><td>第三百三十二條　油浸式變壓器與電壓調整器應使用不易燃介質，在設置場所應建置空間隔離或防火屏障，並設置阻油堤與洩油池設施。</td></tr>
<tr><td>責任分界點</td><td>第三百三十三條　變電所與特高壓用戶，及變電所與發電業電源線之責任分界點原則規定如下：<br>一、以架空線路引接所內時：以架空線路拉線夾板與變電所鐵構上之磁子串連接處為分界點。<br>二、 以地下電力電纜引接所內時:以地下電力電纜頭壓接端子為分界點。<br>三、 以連接站方式引接時:以連接站之電力電纜頭壓接端子為分界點。<br>四、另有契約規定責任分界點者，從其規定辦理。</td></tr>
<tr><td>監視電壓及頻率</td><td>第三百三十四條　輸配電業需監視供電端匯流排之電壓及頻率，直供電業需監視電源線之電壓及頻率，前述監視資料均至少每整點取樣紀錄一次，並留存相關紀錄七天以上，以供主管機關查核。</td></tr>
<tr><td>電場、磁場及電磁場</td><td>第三百三十五條　變電所之時變電場、磁場及電磁場，其曝露之限制，應依中央環境保護主管機關訂定之相關規定辦理。</td></tr>
<tr><td rowspan="3">第二節<br>屋外變電所<br>(336~338，<br>共 3 條)</td><td>安全間隔：<br>匯流排固定式帶電體在空氣中</td><td>第三百三十六條　屋外匯流排等暴露帶電組件間，及暴露帶電組件與大地間之最小間隔，應符合第二百九十五條之附表二九五規定。</td></tr>
<tr><td>安全間隔：<br>含絕緣油之機器中心點與圍牆</td><td>第三百三十七條　屋外變電所使用含絕緣油之機器，其中心點與圍牆之最小間隔如附表三三七。<br>前項規定之最小間隔，如因受限於變電所用地面積，經採取加裝防火牆等因應措施者，得減半適用。<br>表三三七　不同電壓等級之最小間隔<br><table><tr><th rowspan="2">電壓等級<br>（千伏特）</th><th colspan="2">最小間隔（公尺）</th></tr><tr><th>未達10百萬伏安（MVA）機器</th><th>10百萬伏安（MVA）以上機器</th></tr><tr><td>345</td><td>10</td><td>25</td></tr><tr><td>161</td><td>7</td><td>17</td></tr><tr><td>69</td><td>5</td><td>12</td></tr></table></td></tr>
<tr><td>安全間隔：<br>變電設備暴露帶電體與圍牆</td><td>第三百三十八條　屋外變電所之變電設備暴露帶電體與圍牆之最小間隔如附表三三八。<br>表三三八　不同電壓等級之最小直線與水平間隔<br><table><tr><th>電壓等級<br>（千伏特）</th><th>最小直線間隔<br>（公尺）</th><th>最小水平間隔<br>（公尺）</th></tr><tr><td>345</td><td>X＋Y≧8</td><td>6</td></tr><tr><td>161</td><td>X＋Y≧6</td><td>4</td></tr><tr><td>69</td><td>X＋Y≧6</td><td>2</td></tr><tr><td>22.8～11.4</td><td>X＋Y≧5</td><td>1.5</td></tr><tr><td colspan="3">註：<br>1.符號 X 表示變電所圍牆之頂端與機器帶電體之間隔。<br>2.符號 Y 表示變電所圍牆之高度。</td></tr></table></td></tr>
</table>

| 節次 | 規定重點 | 條文內容 |
|---|---|---|
| 第三節<br>屋內變電所<br>(339~341，<br>共 3 條) | 設備室配置原則 | 第三百三十九條　屋內變電所變壓器室、氣體絕緣開關設備室之配置原則規定如下：<br>一、 應保留安裝、維修及測試之空間。<br>二、 除被有效圍籬之靜電電容器組外，室內所有帶電組件應以箱體或包封容器予以遮蔽保護，非帶電金屬體應被有效接地。<br>三、 除通訊室及直流電源室得設置一個出口外，密閉之屋內變電所變壓器室及氣體絕緣開關設備室應至少設置二個出口；出口門內配置門把應可輕易向外推鎖開啟。 |
| | 耐火、防火規定 | 第三百四十條　變電設備之絕緣材料應為合格耐火材質。油浸式變壓器室及電纜整理室應安裝自動滅火系統。 |
| | 防水規定 | 第三百四十一條　屋內變電所之防水規定如下：<br>一、 建物地上部分之門、窗或通風孔道等開口，應有防水設計或高程之止水措施。<br>二、 地下結構體之設計應具有水密性。 |
| 第四節<br>海上變電所<br>(342~344，<br>共 3 條) | 設備項目及結構 | 第三百四十二條　海上變電所(站)裝置分為主設備區及輔助設備區：<br>一、 主設備區包括變壓器、開關設備、自動控制與保護系統及電纜整理室等相關設施。<br>二、 輔助設備區包括經常性主要輔助所內供電設施、緊急供電系統、通訊系統及蓄電池組等相關設施。<br>海上變電所(站)應為鋼構式平台結構，所有設備材料應有封閉式金屬箱體防護或抗環境腐蝕防護能力，主設備區應設置固定式起重設備。 |
| | 選配設備及人員安全 | 第三百四十三條　海上變電所(站)頂甲板得設置直升機平台及氣象輔助設施等。<br>控制室、辦公室及人員休息室應設置於防火區劃內。<br>海上變電所(站)應設置照明系統、緊急逃生路徑設施及人員維生與衛生環境設施。 |
| | 備援系統 | 第三百四十四條　海上變電所(站)主變壓器、開關設備及監控保護系統等相關設備應設置備援系統或備援機制。 |

## 肆、風險與安全

海上變電所的應用環境惡劣，海浪的衝擊，鹽霧情況嚴重，汙染等級高，主變壓器故障或被雷擊中，有發生火災的風險，在海上唯有自救，火災的預防及消防系統不可忽視。防火、防潮、防鹽霧害，以及常受海浪的衝擊的地基建築物必須特殊設計考慮是海上變電所建設過程中無法迴避的問題。又由於海上屬於雷電多發地區，雷電極易擊中海上變電所的風險，因此必須對可能受到雷電波侵入的設備，加裝避雷器及對在海上變電所工作人員必須受到海上局限空間工作安全訓練。上述重點分列如下：

### 一、海上變電所建築物結構

海上變電所建築物結構若被破壞可能產生的後果，非常嚴重性之風險，所以海上風場海上變電所主要建築物必須特別予以最高級之設計。

### 二、過電壓保護

海上屬於雷電多發地區，雷電極易擊中海上變電所的風險，因此必須對可能受到雷電波侵入的設備加裝避雷器，以確保安全可靠的運轉。

### 三、變壓器及電抗器

海上變電所的變壓器及電抗器，使用絕緣液體，儘量採用不因過熱或電器事故，就會引起火災的介質。

## 四、火災或爆炸風險的保護

相關的火災或爆炸風險的保護必須考慮以下項目：

(一)當火災發生時，要確認有足夠時間，安全撤離人員的保護措施。

(二)對於火災及爆炸的風險必須減到最低，以及萬一火災或爆炸時的因應方案。

(三)電器設計時要考慮設置火災或瓦斯洩漏自動監視警報系統。

(四)為緊急救援的需求，頂層設置直升機起降的甲板及風向訊號。

(五)建立火災或爆炸緊急反應作業程序。

(六)設計建立防火被動保護系統(PFP)，例如在有火災蔓延的區間，建立火災擴散蔓延阻絕區域。

## 五、主動性消防滅火系統

建立主動性消防滅火系統(AFP)，包含：

(一)建立及早期偵測火災系統。

(二)設計自動滅火系統及有效控制火災區域。

(三)要考慮有效控制火災的程度，以減少對海上變電所的結構及設備的損害

## 六、鹽霧害

海上變電所設備鹽霧害導致腐蝕的危害現象及因應對策如下：

(一)風引起海水相互間沖擊，使海浪細小水滴被漫入空氣中，當水分蒸發後留下極細小的鹽粒，並在空氣中散布開來形成鹽霧。鹽粒會沉積在電力設施和電氣設備表面上除造成鐵構件腐蝕外，甚至會引起絕緣礙子產生電暈放電，導致爆裂。

(二)海上變電所終年於海上承受著最惡劣的自然環境，又以鹽害腐蝕問題對機電設備影響甚大。

(三)鹽害腐蝕對機電設備造成箱體等相關金屬構件鏽蝕，例如變壓器蓋板及固定螺釘鏽蝕，排風機軸、罩等鏽蝕，即使有隔離用不鏽鋼門也很難完全抵擋海上鹽霧侵蝕。

(四)機電廠家在設計製造時其材質及構造需考慮抗鹽霧害侵襲議題防護鹽霧害的對策。

(五)設備的箱體材質選用不鏽鋼或非金屬材料如耐鹼玻璃纖維混合材料(GRC)。

(六)設備防蝕處理採熱鍍鋅及塗裝漆層保護。

(七)設備箱體採用正壓通風結構，使箱內維持正壓，減少外界空氣與箱內空氣聯通，降低腐蝕程度。

## 七、工作人員工作安全訓練

海上變電所的工作人員需給予工作安全訓練如下：

(一)在海上變電所的工作人員須受應付現場風險之訓練，例如急救、消防、海上求生等。

(二)依照現行承攬商安全衛生管理辦法，工作人員必須接受勞工安全衛生職前及在職教育訓練外，並經測驗合格後方得工作。

(三)取得潛水人員資格認定。

# 伍、結語

海上風電場離岸的海上變電所相關設備製造、設計與安裝過程，對國內電

機電子電力重電產業帶來願景，能使國內業界與國際接軌，再創業界榮景。海上變電所是海上風場輸電的關鍵設備，它關係到整個風場的可靠性。歐洲海上風電經過 20 年左右的發展，累積大量的工程經驗值得我國參考。從整體結構佈局來看,剛開始為敞開式的海上變電所，到後來的半敞開式的變電所，再到現在的全封閉式的變電所。惟海上變電所內的主要設備大部分若採用歐洲模組式的設備，電壓並未符合國內電壓等級的規範,所以必須在岸上另興建降壓變電所，例如將電壓由 230 kV 降為 161 kV，再以陸上電纜連接到台灣的電力網系統。若從輸電形式來看，小容量、離岸距離近的採用交流輸電，大容量、離岸距離遠的採用柔性直流輸電。各種形式的海上變電所正在隨著技術不斷的升級與風場規模發展的要求相對應。國內目前還未曾興建海上變電所，能夠參考和借鑑的經驗較少，如何借助國外的經驗，幫助我們少走彎路，減少海上風電複雜工程項目的實施風險，是重要課題也是機會。

以台灣客觀條件，國內無海上變電所工程經驗，須結合具海上變電所經驗之外國顧問及施工廠商。由於國內尚無海上變電所機電設備及海纜製造商，須由國外廠商提供，而且國內大型工作船舶有限,尚無大型海上工程之工作能力。國內支撐結構製造組裝能力及海事工程施工技術缺乏經驗，而且國內電力公司及廠商尚無海上變電所之運轉及維護經驗,現階段僅能以共同投標(JV)方式招標，俾國內廠商有機會參與投標，並扶植國內重電機電力電子及風電產業。

## 參考文獻


[1] ABB Offshore wind farm 簡報，2017.4。

[2] BSEE & BOEM，Offshore Substation Design Development of Standards。2015.7

[3] C.Derrien，GE Grid Solutions Offshore Wind Grid Connection 簡報，August, 2016。

[4] DNVGL-ST-0145：Offshore substations (Edition April 2016)。

[5] GE-Alstom Offshore and onshore wind farm solutions 簡報，2016。

[6] The Crown Estate，A Guide to an Offshore Wind Farm。

[7] 王志新，海上風力發電技術，機械工程出版社，2012。

[8] 中國工業電器網，Nysted 海上風電場離岸變電站的設計與安裝。2016.4

[9]中興工程顧問公司，海上變電站簡報，2016.2。

[10] 台電公司輸配電工程處,離岸風力海纜上岸共同廊道規劃簡報，2017。

[11] 西門子，「輕型海上變電站設計」(lightweight offshore substation design )最後總結報告(2016 年 1 月)。

[12] 黃志秋 陳冰 周敏等主編,海上風電送出工程技術與應用,中國水力發電出版社，2016 年。

[13] 經濟部，風力發電 4 年推動計畫，行政院第 3551 次會議簡報，106 年 6 月 1 日。

[14]「輸配電設備裝置規則」(原名稱：電業供電線路裝置規則)，經濟部，106 年 10 月 24 日修正。

[15]「離岸風力發電規劃場址申請作業要點」，經濟部能源局，104 年 7 月 2 日發布。

[16]「變電所裝置規則」，經濟部，103 年 06 月 16 日修正。

# 即時動態模擬技術應用於變電所電驛事故診斷

台電綜合研究所　吳立成、林閔洲、梁威志

## 一、摘要

本文於一變電所保護電驛越級跳脫之事故診斷中，利用即時模擬系統建置一硬體閉迴路(Hardware in the Loop, HIL)測試平台，重現事故當下之狀態。同時在保護電驛新增互鎖邏輯設定後，用此驗證平台驗證互鎖邏輯在相同的事故發生時，避免越級跳脫之現象再次發生。

## 二、變電所事故簡介

圖 1 所示為變電所 DTR#1 架構單線圖，事故主要設備為上游 DTR#1 電驛及下游兩具饋線保護電驛，首先為饋線 B 發生故障(如圖 1 中 FAULT 1)，持續一段時間後，其共架線路饋線 A 亦發生故障(如圖 1 中 FAULT 2)，而在兩饋線斷路器(Circuit Breaker, CB)皆未啟斷情形下，上游 DTR#1 CB 先越級跳脫，造成 DTR#1 轄下其餘未故障饋線無預警停電。會發生越級跳脫係因下游兩饋線同時發生故障，造成故障電流分流，而上游匯集兩饋線故障電流，故障電流較單一饋線故障大得多。因保護協調設計上是針對單一饋線故障而非同時兩條饋線故障，確認上下游故障協調時間(Coordination Time Interval；CTI)，當饋線 A 或 B 單獨發生故障時，皆能夠與上游電驛保有大於 0.3 秒之時間；但當兩饋線同時故障時，上游電驛跳脫時間便比下游快而無法協調。

本文在不改接線條件下，提出一電驛互鎖邏輯，利用饋線 A、B 發現故障時閉鎖上游 DTR#1 跳脫功能，待下游電驛跳脫後再解除閉鎖，並探討當斷路器失靈時電驛動作是否確實。除此之外，本文另提出一即時模擬系統，搭配硬體閉迴路測試平台，可重現事故情境、連接實體保護電驛、驗證邏輯修正之正確性，作為研究分析本事故改善對策之有力工具，以下將對即時模擬系統、事故驗證平台、模擬測試結果逐一說明。

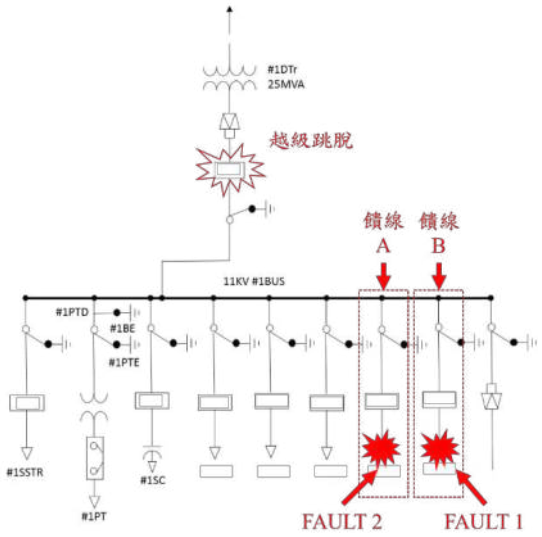



圖 1　變電所 DTR#1 架構單線圖

## 三、即時動態模擬技術介紹

電力系統模擬技術對於進行電力事故分析工作至關重要，準確地模擬分析才能有助於解析故障原因，擬定解決及未來預防對策。現今市面上有許多軟體能夠應用於系統分析，例如 Siemens 公司的 PSS/e、MATLAB 中的 SimPowerSystems、電磁暫

態分析軟體 EMTP…等，然上述軟體僅能提供非即時(non-real time)之模擬，欲求得模擬結果往往需要花費冗長的運算時間，且需要搭配運算能力強大的電腦，始能夠完成模擬工作。

隨著模擬技術需求越來越高，於是開發出即時模擬(real-time simulation)技術，其中以 OPAL-RT 公司所開發之 HYPERSIM 模擬器[1]及 RTDS Technologies 公司所開發之 RTDS 模擬器[2]為具代表性設備。傳統模擬器其可模擬頻率範圍較為受限，電磁暫態主要模擬 kHz 以上之高頻響應，而在系統頻率 50 或 60Hz 之軟體無法模擬 kHz 以上之高頻行為，並且為非即時之模擬，使得模擬工程師往往需要具備數套模擬軟體以因應不同之需求。然而即時模擬器可模擬之頻率範圍從 DC 至 3kHz，其模擬電力系統所設定之模擬時間步長(time step)一般為 25-50 μs，更可將模擬步長縮短至 1-4 μs，使用於電力電子元件模擬如脈寬調變切換(PWM switching)之換流器(Inverter)。如圖 2 所示，即時模擬之原理為將電力系統各元件如發電機、變壓器、傳輸線…等轉換為等效電流源模型並分成數個部分[3]，求各元件輸出節點電壓與電流，之後再將各節點所求得之解，彙總求出系統電網上各匯流排(Bus)之潮流解，如此可將各個元件運算分配至模擬器各個處理器進行運算，大幅提升模擬運算速度，如圖 3 所示。平行運算處理使模擬速度快速，使得模擬結果輸出跟現實世界時間一致(簡言之即為模擬 1 秒的結果與現實經過 1 秒是一樣的，故稱之為「即時模擬」)。

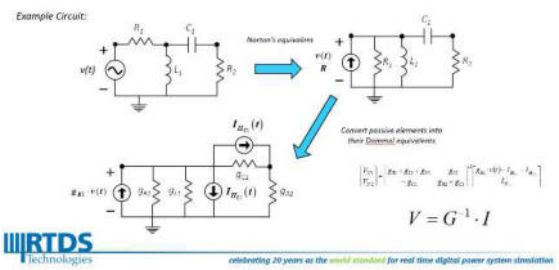



圖 2　即時模擬器運算求解示意圖[4]

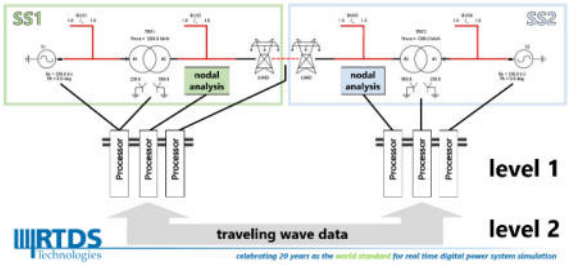



圖 3　即時模擬器分配處理器平行運算示意圖[4]

相對於傳統非即時型模擬軟體，若需要模擬 1 秒系統之變化情形，依據建立的模型大小規模不同，電腦運算時間往往需要數分鐘至數十分鐘不等，無法立即取得模擬結果。因此利用即時模擬器運算快速之特點，搭配適當之輸入/輸出(Input/Output, I/O)介面，便能夠將模擬結果輸出至實體裝置，如保護電驛，太陽光電、風力發電機之控制器，發電機之調速機(Governor)與勵磁機(Exciter)控制器，及自動電壓調整器(Auto Voltage Regulator, AVR)…等設備，圖 4 所示為硬體閉迴路(Hardware in the Loop, HIL)測試架構示意圖，以變電所主變壓器差動保護為例，依據實際系統參數建立作為即時模擬器模型，模擬變壓器發生故障，藉由數位/類比(D/A)介面輸出高低壓側電流至實體保護電驛測試動作特性，並將保護電驛之跳脫訊號回授至模擬器中，跳脫模擬系統所控制之斷路器[5], [6]。硬體閉迴路測試將有助於保護測試工程師進行更複雜的功能測試，測試之情境亦更佳契合實際系統運轉情形，經測試後

之設備安裝於現場能夠正確動作，大幅提升系統運轉之可靠度。

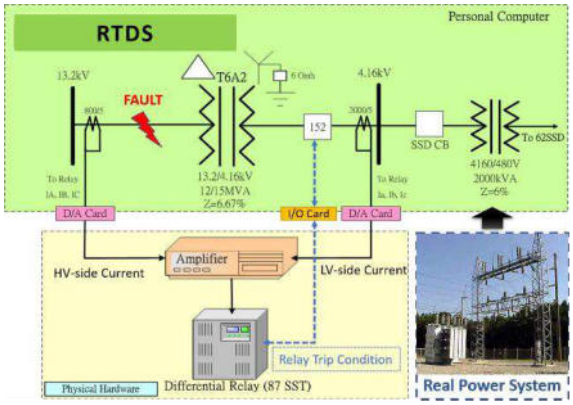



圖 4　即時模擬器硬體閉迴路測試架構圖

## 四、建置變電所模擬分析模型

本文將利用 RTDS Technologies 公司所開發之即時數位模擬器(Real Time Digital Simulator, RTDS)進行，表 1 為本事故中三具電驛設定值，並依據實際系統參數建置分析模型如圖 5 所示。為了針對本事故案進行分析，將變電所 DTR#1 下游之饋線 A 及 B 獨立建立，其餘饋線等效為一負載。本模型將個別監控 DTR#1、饋線 A，及饋線 B 之斷路器開閉情形，並於斷路器旁建置比流器(Current Transformer, CT)模型，用以監控斷路器之電流及提供保護電驛電流。除此之外，須模擬本次事故複雜之故障情形，故加入相間及接地故障元件，藉由設計使其符合本次事故情形。

依據本次事故 DTR#1、饋線 A 與饋線 B 數位電驛故障紀錄得知，饋線 B 先發生單相接地故障，持續 15.545 秒後由單相接地故障轉變為兩相短路故障，再經過 0.979 秒後 DTR#1 CB 跳脫。同時，饋線 A 亦於饋線 B 發生單相接地故障後，經過 0.272 秒發生單相故障，持續 0.042 秒後轉變為兩相短路故障持續 0.665 秒至 DTR#1 CB 跳脫，其故障先後時序圖如圖 6 所示。

表 1 保護電驛設定值

| 設備名稱 | DTR#1 | 饋線 A | 饋線 B |
|---|---|---|---|
| 電驛廠型 | SEL351 | SEL351 | SEL351 |
| 51 曲線 | MI | EI | EI |
| 51P | 4 | 5 | 5 |
| 51TD | 1.6 | 3 | 3 |
| 51N 曲線 | MI | EI | EI |
| 51NP | 1 | 1.2 | 1.2 |
| 51NTD | 2.8 | 5 | 5 |
| CT Ratio | 2000:5 | 600:5 | 600:5 |

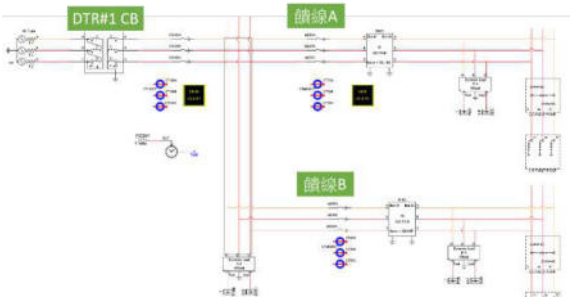



圖 5　所建立變電所 DTR#1 之分析模型

分析模型建置完成後，便能夠建立即時模擬之客製化分析監控畫面，圖 7 所示為本次事故分析模型操控介面，可建立 BUS 電壓及各饋線電流表計，用以監控系統之電壓與電流是否符合事故前之穩態運轉情形；接著將本次變電所架構繪製成圖形介面，標示出各個饋線 CB 狀態(紅色代表 CB 閉合)，並且在饋線 A 及 B 上標示故障閃電符號，用以顯示故障發生情形。最後，將各個 CB 控制開關以及故障控制開關加入，便於模擬時操作 CB 開閉與模擬故障發生。

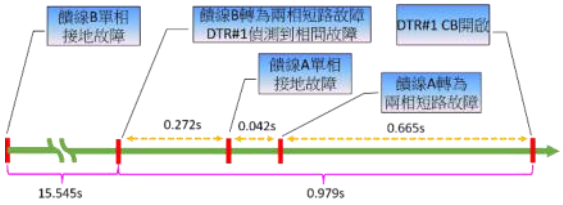



圖 6　故障時序圖

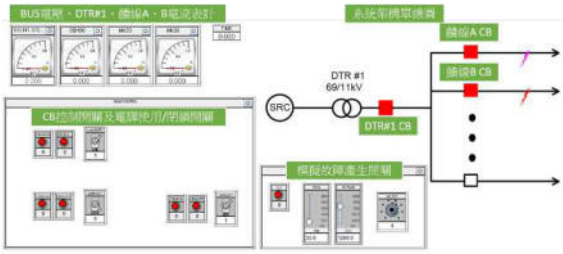



圖 7　分析模型操控介面

模型建置完成後，比對實際紀錄與模擬結果以確認模型可信度。依事故先後發生順序，圖 8 至圖 10 分別為饋線 B、饋線 A 與 DTR#1 之電驛故障紀錄與模擬比較圖，實際故障紀錄位於上圖，模擬結果位於下圖，波形由上至下分別為三相電流 $I_{ABC}$ 及三相電壓 $V_{ABC}$。首先，依照故障時序圖模擬故障發生，圖 8 顯示饋線 B 先發生單相接地故障，但因高阻抗接地，故障電流並不大電壓降亦不明顯，之後轉變為兩相短路接地故障，可明顯看出電壓降低情形，而模擬結果與實際紀錄比對趨勢十分接近。

接著比對饋線 A 紀錄波形，由圖 9 可見單相接地故障先發生，持續約 2.5 週波(0.042 秒)後轉變為兩相短路故障，而電壓因饋線 B 此時已發生兩相短路故障，故壓降情形明顯，模擬結果非常接近實際紀錄之波形。最後，比較 DTR#1 之故障紀錄與模擬結果，亦可發現趨勢相符如圖 10 所示。確認分析模型模擬結果與實際故障紀錄一致無誤後，下一步便能夠將實際電驛接入模擬器進行硬體閉迴路測試。

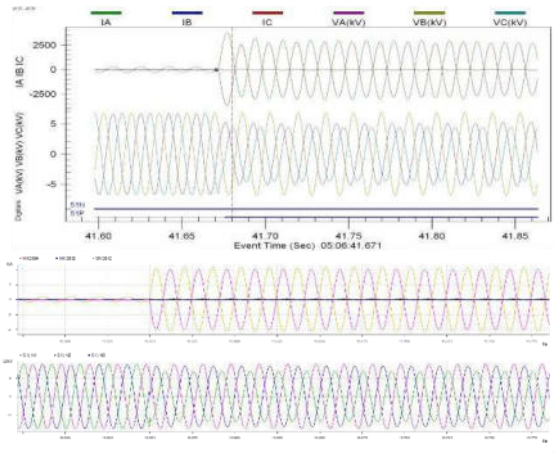



圖 8　饋線 B 故障紀錄與模擬波形比較

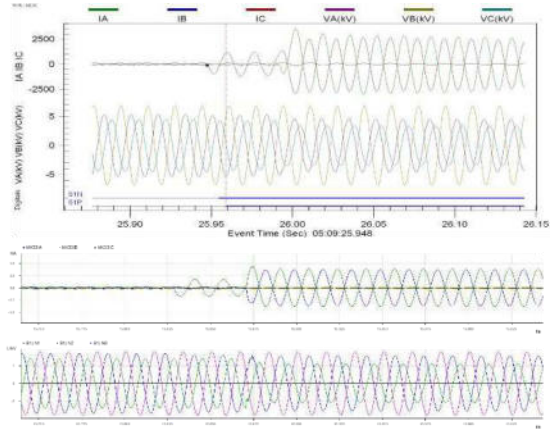



圖 9　饋線 A 故障紀錄與模擬波形比較

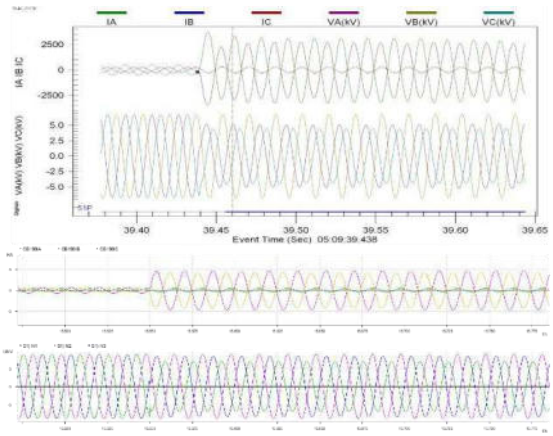



圖 10　DTR#1 故障紀錄與模擬波形比較

## 五、即時動態模擬硬體閉迴路測試

圖 11 和圖 12 為本事故之硬體閉迴路測試平台架構圖和實體照片，為求符合現場實際情形，三具 SEL 351 保護電驛係依據現場設定值進行設定，分別代表 DTR#1、饋線 A 與饋線 B 之電驛，即時模擬器所模擬變電所 Bus 電壓及各饋線 CB 電流，經類比輸出(Analog Output, AO)介面輸出後，透過放大器使電壓與電流符合儀錶用標準值(電壓為 115$V_{RMS}$，電流為 5$A_{RMS}$)，接著輸入至保護電驛，最後，將模擬系統中 CB 開閉狀態，以及電驛跳脫訊號，透過控制信號輸入/輸出(I/O)介面，與即時模擬器相互連接。

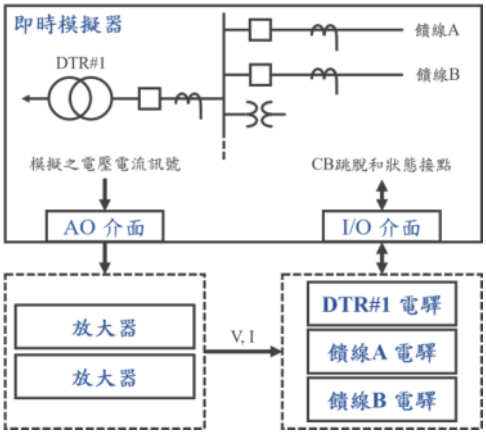



圖 11　硬體閉迴路測試平台架構圖

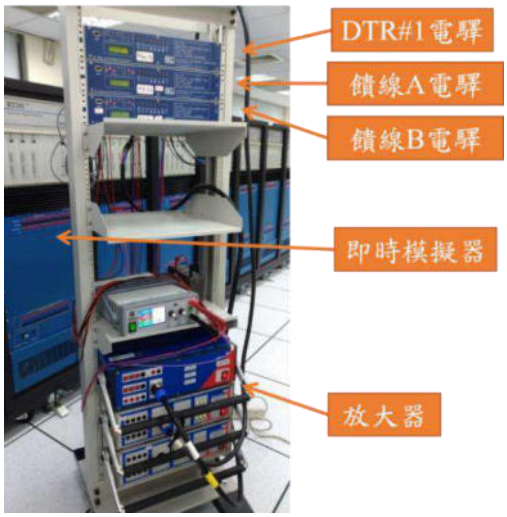



圖 12　硬體閉迴路測試平台實體照

完成硬體接線後，接著確認模擬情形與實際電驛穩態運轉情形相符，模擬系統顯示 DTR#1、饋線 A 與 B 穩態電流分別為 244.8A、119.5A 與 41.36A；觀察電驛面板可得三具電驛顯示電流分別為 244.3A、118.7A 及 41.0A，如此能夠確認模擬與實體設備情形相符，比較圖形如圖 13 所示。穩態運轉狀態確認無誤後，接著進行本次事故故障情形重現，圖 14 所示為本次系統全程故障波形圖，圖中可見由饋線 B 先發生單相接地故障，之後轉變為兩相短路故障(詳細時間順序如圖 6 所述)，在故障未清除情況下，接著饋線 A 亦發生故障，由於同時兩條饋線故障，故障電流遭到分流，由饋線 B 電流可清楚看出分流後故障電流減少情形；此時，DTR#1 電流亦因為下游兩饋線同時發生故障，故障電流明顯增加。最後，故障電流持續約 0.665 秒後，DTR#1 電驛送出跳脫訊號將 DTR#1 CB 跳脫，此情境完整重現現場之故障情形。

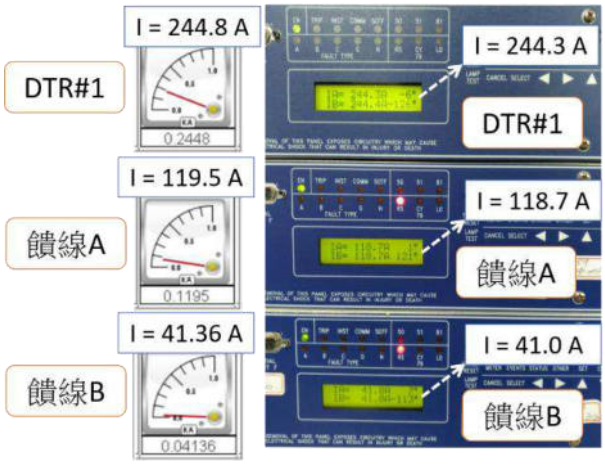



圖 13　模擬與實體電驛比較圖

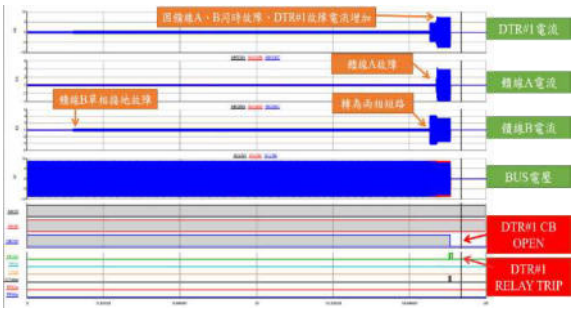



圖 14　模擬故障全程波形

為了解決本事故所產生問題，可增設一電驛動作互鎖邏輯，利用這兩具電驛之輸出接點，接入 DTR#1 電驛輸入接點，當饋線 A 與饋線 B 發現故障時，先閉鎖 DTR#1 電驛跳脫功能，待饋線 A 或 B 主保護動作跳脫後，再解除閉鎖 DTR#1 之跳脫功能，如此一來，當其中一具下游電驛跳脫後，DTR#1 與另一具下游電驛回到原始計算保護協調時間，不至於因上游電驛故障電流過大造成越級跳脫情形。實際修正邏輯再模擬相同故障發生，模擬結果如圖 15 所示，故障發生後，饋線 A 與饋線 B 同時發現故障，立刻閉鎖 DTR#1 電驛跳脫，待饋線 B 過電流電驛動作跳脫後，DTR#1 故障電流降低並且回復至上下游電驛能夠協調範圍，接著饋線 A 電驛亦動作跳脫，DTR#1 並未跳脫造成停電範圍擴大。

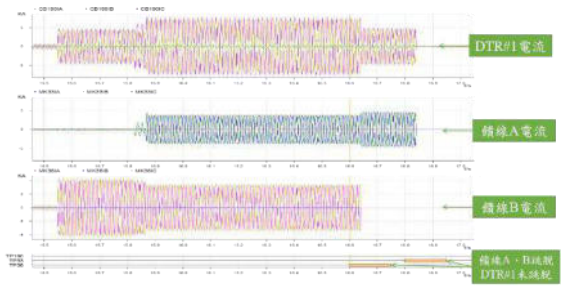



圖 15 模擬增加互鎖邏輯波形

增加互鎖邏輯確實能夠避免上游電驛越級跳脫事故，然仍須考慮當斷路器失靈時之情境。圖 16 所示為考慮斷路器失靈設定為 5 週波之情境，如前所述故障發生後饋線 B 電驛動作跳脫 CB，接著饋線 A 電驛亦須動作跳脫，但因斷路器失靈並未成功跳脫，此時 DTR#1 電驛等待 5 週波後，未見饋線 A 斷路器跳脫，即可知其斷路器失靈，故由 DTR#1 電驛動作跳脫。藉由本文所提出之即時模擬硬體閉迴路測試平台，不只能夠在實驗室宛如虛擬實境，準確重現事故時之情境外，更能夠研究並驗證改善對策，大幅地提升測試之可靠度，有效預防事故再次發生。

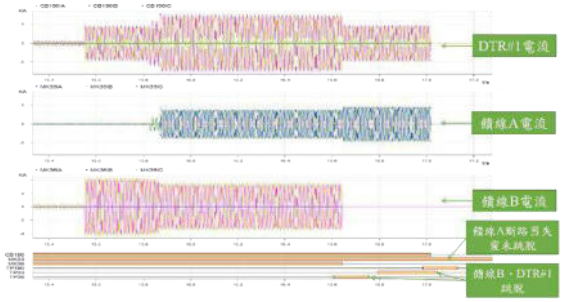



圖 16　模擬斷路器失靈波形

## 六、結論

隨著即時模擬技術之進步，對於保護電驛功能驗證上，有別於傳統以電驛測試設備針對單體進行功能測試，利用硬體閉迴路測試，其有著測試條件符合實際系統、可同時對多顆電驛測試、可模擬複雜之系統故障情境...等優點，使得電驛安裝至系統後能夠可靠地運轉，減少誤動作發生機會。本文介紹以變電所上下游電驛在保護協調設計無誤條件下，因發生罕見下游共架線路同時發生故障，導致上游越級跳脫之情境，進行情境重現之模擬，以及連接實體多顆電驛，進行保護電驛邏輯之修正與測試驗證功能正確性，確實解決現場遭遇之問題。

在真實系統中，故障發生並非僅單一種型式，往往是由多種複雜故障條件組合而成，例如本次故障為單相接地故障轉變為兩相

短路接地故障；利用即時模擬系統能夠完成複雜度高之故障情形，除了使保護測試工程師更瞭解系統真實變化外，亦能夠補足傳統測試所無法驗證之盲點。隨著未來系統組成愈趨複雜，再生能源及電力電子轉換器的加入，保護電驛之設計規劃與測試工程師勢必面對更艱難之挑戰，利用即時模擬技術將有助於解決此問題，確保系統運轉穩定。

本次係以即時動態模擬系統應用於本次事故進行初步的分析，未來將對共架線保護電驛的互鎖邏輯進行更完整模擬和測試分析。

## 七、參考文獻


[1] OPAL-RT Technologies, “The Power System Simulator of Tomorrow,” 2017. [Online]. Available: https://www.opal-rt.com/systems-hypersim/.

[2] RTDS Technologies, “RSCAD MODULES,” 2017. [Online]. Available: https://www.rtds.com/the-simulator/our-software/rscad-modules/.

[3] RTDS Technologies, “REAL TIME POWER SYSTEM SIMULATION,” 2017. [Online]. Available: https://www.rtds.com/real-time-power-system-simulation/.

[4] RTDS Technologies, “RTDS Training Course.” pp. 10–14, 2016.

[5] I.Voloh, B.Kasztenny, andC. B.Campbell, “Testing line current differential relays using real-time digital simulators,” in *2001 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition. Developing New Perspectives (Cat. No.01CH37294)*, 2001, vol. 1, no. C, pp. 516–521.

[6] C.Zhang, V. K.Vijapurapu, A. K.Srivastava, N. N.Schulz, andJ.Bastos, “Hardware-in-the-Loop Simulation of Distance Relay Using RTDS,” in *Computer*, 2007, pp. 149–154.

# 淺談智慧變電所保護電驛的測試

台北供電區　楊盛鐘

## 一、前言

台電公司目前正如火如荼的推行智慧電網，而智慧電網的核心屬智慧變電所，所謂智慧變電所是指變電所內一次設備智慧化與二次系統的網路化，智慧變電所有逐漸取代傳統變電所的趨勢。智慧化的一次設備主要有：智慧型斷路器及智慧型隔離開關和智慧化變壓器等，智慧化變壓器與控制系統藉由光纖相連，可以及時掌握變壓器狀態參數和運轉數據，當系統運轉方式發生改變時變壓器根據系統的電壓、功率等情況自行決定是否調整分接頭，當變壓器出現問題時會發出警報並提供狀態參數等訊息供維護使用，可以降低運轉管理成本減少停電隱憂提高變壓器運轉的可靠性。至於智慧型開關是指具有較高性能的開關設備和控制設備，配置有電子式傳感器等具有監測和診斷功能。換言之，智慧化就是設備具有即時資料的採集和處理應用能力，具智慧控制能力與其它智慧單元即時交換資料的能力以及設備具備自我診斷能力。由於目前一次設備技術發展尚未成熟，一般採用就地安裝合併單元和智慧操作箱進行就地比流器 CT 與比壓器 PT 信號的 A/D 轉換，即一次設備的類比信號透過金屬電纜接到合併單元與智慧操作箱後轉換成數位信號，傳統的類比信號經過合併單元和智慧操作箱的 A/D 轉換後再將其數位信號透過光纜接入過程層網路中，另外一次設備的檢測信號回路和控制操作回路都使用微處理器與光電技術，以程式控制和數位信號網路取代傳統的電纜線連接，傳統變電所二次回路中的電驛及硬體電纜接線被可編輯程式替代，傳統的交流 PT 與 CT 類比信號和控制電纜被光電數位信號的光纖或網路線所取代。至於網路化的二次裝置為了要達到一次設備和二次裝置之間的數位化通信，以及變電所自動化系統特定的功能要求，例如：即時性、精確性、穩定性、安全性等，另外系統網路結構的設計與網路流量的優先配給也是重要的一環，有關二次裝置網路化是指應用最先進的網路通信技術，利用 IEC61850 標準讓變電所內通信功能達到最佳化，使得變電所內傳統的二次設備如保護裝置、閉鎖裝置、測量控制裝置、遠方遙控操作裝置、故障錄波裝置、電壓無效功率控制、同步操作裝置以及正在發展中的線上狀態檢測裝置等全部標準化模組化，設備之間的連接全部採用高速的網路通信，透過網路通信實現全變電所內所有資料共用與資源分享的目標。

智慧變電所中關鍵性設備有電子式互感器、數位化元件、保護測控一體化裝置等，保護測控一體化裝置分為保護裝置和測控裝置兩部分都是變電所中重要的二次設備，其中電子式電壓與電流互感器是由傳感單元、採集單元、合併單元以及本體結構四個部分所組成，主要功能為測控、保護、錶計、故障錄波等二次設備用來測量電流、電壓等參數。在傳統變電所中通常使用一般的電磁式比流器與比壓器，其所內保護電驛的動作正確率與所接用電磁式比流器、比壓器的飽和特性有密切關係。目前，電磁式比流器對於在保護區外所發生的故障，其一次側故障電流中會含有非

周期分量(直流分量)，此非周期分量會在差動保護中產生很大的不平衡電流，此不平衡電流可能造成差動保護電驛誤動作，通常為了確保差動保護的安全性，一般採用提高動作值來躲過上述的最大不平衡電流，這樣雖然提高了保護電驛的安全性但也降低了保護電驛動作的靈敏性，甚至造成保護電驛的拒動。為了有效解決此問題有些保護電驛藉由提高保護電驛的動作速度，以利於在比流器飽和之前正確的判別出是否為區內故障、有些保護電驛採用新型的自我調整阻抗加權飽和演算法[3]、有些保護電驛則利用諧波抑制原理組成比流器飽和偵測元件，由於電磁式比流器本身特殊的限制上述的解決方案或演算法都無法徹底解決差動保護的瓶頸問題，隨著變電所自動化的推廣一般傳統電磁式的互感器也由電子式互感器所取代，這也間接改善了傳統差動保護無法解決的問題。

## 二、智慧電網對保護電驛的衝擊

保護電驛是電力系統穩定安全運轉的第一道防線,智慧電網利用網路資訊技術、電子傳感技術、數位變電技術、廣域測量技術、自動化控制技術等多種先進的技術,對於保護電驛而言要達到數位化就必須使用先進的測量方法和電子資訊傳輸技術，電子式互感器可以將傳統的類比信號轉換為數位信號，透過網路傳送到保護裝置與智慧斷路器上有利於維護保養及降低運維成本。智慧電網的網路化主要是在資訊取得和資訊傳送，雖然保護電驛能夠經由自我檢查功能來告警，但如果將各個網站相聯形成一個群體，就可以產生更多的資訊供使用可以提高維護效率，智慧電網的斷路器都帶有數位介面因此資訊的傳輸可以改為網路傳送，這不僅提高資訊傳輸的準確性更能提高資訊傳輸效率，隨著智慧變電所的推動運應而生的是數位化保護電驛，它是智慧變電所中的重要設備，智慧變電所保護電驛的配置原則如下：

1. 保護電驛是智慧變電所內的重要設備，在滿足靈敏性、選擇性、速動性、可靠性要求下,可將其配置分為過程層和變電站層。

   過程層:一次設備配置獨立的主保護電驛就近安裝或和一次設備結合一體化，各間隔保護採用分散式安裝及雙重化配置原則。

   變電站層:後備保護電驛集中配置在變電所內按各電壓等級統一集中配置,集中式後備保護電驛採用具備自我診斷與線上即時修改設定值的數位式電驛，同時具備廣域保護的介面能夠達到廣域保護的功能也是採雙重化配置。

   對於一次設備在過程層配置單獨的主保護電驛,如果該一次設備屬於智慧型設備那麼保護電驛就可安裝在該設備內,否則可以將保護電驛與合併單元和測控設備等安裝在離該一次設備較近的控制箱中以簡化設備的運轉及維護，變電所內透過乙太網路統一傳輸GOOSE和採集量,除了分散式保護之間的資料同步不需要IEEE1558外其它系統全都使用IEEE1588 方式對時,此方法不僅簡化全變電所內的保護電驛對時,同時也大幅縮短了保護電驛與被保護設備之間的距離,可以避免因通信網路的壅塞與時間延遲所造成的 CT.PT採樣和跳脫信號不可靠所引起的保護功能失效問題。
2. 過程層的保護電驛,在智慧變電所內的保護電驛中過程層的組成主要有一次設備和一次設備附屬元件及裝置,該層主保護電驛配置有具備快速跳脫功能

的保護電驛，包含有線路保護電驛 87L、變壓器保護電驛 87T 及匯流排差動保護電驛 87B 等。

(1) 智慧變電所內的線路保護電驛應該採用含保護與測量及控制兼具的裝置，將變電所內的運轉狀況及監測系統與變電所內的其他保護電驛緊密結合在一起。

(2) 智慧變電所內的變壓器保護電驛直接對變壓器各項資料進行採樣分析，直接跳脫高低壓側斷路器，另外像觸發斷路器失靈或是保護裝置之間都是經由 GOOSE 來進行資料和資訊的傳輸，至於變壓器的非電氣量保護(機械保護)可以就地直接經由電纜接入斷路器內即可達到保護功能，現場配置本體智慧終端機將跳脫控制等信號透過光纖上傳到 GOOSE 網路。

(3) 智慧變電所內的匯流排保護一般採用分散式，每個間隔(Bay)都有各自獨立的匯流排保護功能且只跳脫本身的斷路器，至於斷路器失靈保護電驛則由另外一套保護裝置負責。

(4) 智慧變電所內的分段開關保護其配置與線路保護類似，保護單元分別與合併單元和智慧終端機直接相通，不需要透過網路進行資訊及資料的交換，達到數據採樣及斷路器跳脫的直接功能，利用 GOOSE 及 SV 網進行跨間隔之間的信號傳輸，分段開關保護採單套配置使用保護和測量控制兼備的設備，保護電驛可以直接跳脫分段斷路器，其他保護電驛可以經由 GOOSE 網來跳脫分段斷路器及觸發斷路器失靈保護電驛。

3. 變電站層的保護電驛，由於保護電驛是智慧變電所的核心必須滿足靈敏性、選擇性、可靠性的基本要求，變電站層對後備保護電驛及電壓的保護採集中式的配置，它採用具備自我診斷與線上即時修改設定值的數位式電驛，由於具備廣域保護的介面因此能夠推行廣域保護。後備保護可為本變電所提供近後備保護功能作為斷路器的失靈保護，同時也可以做為相鄰變電所的遠後備保護，近後備的保護範圍包括匯流排和出口線路，而遠後備的保護範圍則包括出口線路與對方匯流排及相連的所有線路，後備保護系統利用採集自電氣設備的電流和電壓信號，斷路器狀態量以及相鄰變電所的各類資訊，可以即時區別在遠後備範圍內的設備故障，並單獨做出有效的跳脫指令隔離故障。

4. 智慧電網充分利用先進的傳感測量技術、通信技術、控制技術、新能源技術，把發、輸、配、用戶各環節互聯成一個高度智慧化的新型網路，作為電力系統第一道防線的保護電驛，若按照傳統電網進行設計和配置已經無法適用於智慧電網，智慧電網的特點將影響現有保護電驛的應用而智慧電網對保護電驛的影響有下列數點：

(1) 數位化：對保護電驛而言：第一是測量方法的數位化廣泛採用電子式互感器和數位介面，第二是資訊傳輸方式的數位化，傳統變電所採用電纜傳輸類比量和開關狀態量，電纜傳輸方式將被以光纖為媒介的網路數位傳輸取代，電子式互感器的優點在於它採用光電轉換原理進行測量，體積小絕緣性能佳對保護電驛它最大的優點是傳輸頻帶寬暫態性能好，沒有電磁式比流器和電容式電壓互感器等傳統互感器的測量誤差和暫態特性，能有效的將電力系統運轉狀態信號轉傳到二次側，電子式互感器採用網路介面透過

網路和保護裝置及智慧斷路器連接，大幅簡化二次回路的接線。在保護電驛的未來發展過程中，需要充分利用數位化感測器來簡化保護裝置的運算，提高保護電驛的動作正確率與可靠性，讓保護系統與智慧電網能夠更緊密結合在一起。

(2) 網路化：網路化發展伴隨著網路資訊技術在智慧變電所的大量使用，在網路化發展日趨完善時網路化勢必成為未來智慧電網中保護電驛的重要指標，不但促進在智慧電網環境下保護電驛的資訊共享，更使變電所內的所有設備能夠緊密地連結在一起，也擴大保護電驛的保護範圍；另外，改善了智慧變電所的資訊傳遞使資訊傳遞變得更為準確、及時，達到對整個智慧電網的全方位監控，有效提高智慧電網運轉的準確性與運轉效率。最近幾年基於 IEC61850 標準的智慧變電所逐漸被推動，智慧變電所最大的特點就是 IEC61850 採用分層分佈的結構體系，以物件導向的資料統一建置及資料自描述，採用抽象通信服務介面(ACSI)和特殊通信服務映射(SCSM)技術達到智慧設備間的交互操作，對保護電驛來說智慧變電所的網路化帶來下列的改變：A.資訊的取得：雖然保護電驛主保護的功能仍然是侷限於本身設備，但由於網路資料傳輸的共用性可以獲取全所內相關設備元件的電氣量資訊而讓保護範圍極大化;B.資訊的發送：由於採用具數位介面的智慧斷路器，跳脫與投入等控制信號的傳輸方式也由傳統金屬電纜改為數位信號的網路傳輸方式。

(3) 廣域化：隨著電網資訊化各國電網正大力推行基於PMU的WAMS網路建設，台電公司保護電驛資訊網路也已建構完成將成為智慧電網中保護電驛維護的重要工具,可以利用 WAMS 網路和保護電驛的即時資訊來提高後備保護的性能及提高安全自動裝置的性能。

(4) 輸電靈活化：智慧電網的最大特點就是輸電效率的提高以及控制方式的靈活，智慧電網中大量採用可控串聯補償裝置、靜止無效功率補償裝置、電能品質控制裝置、統一潮流控制器及 STATCOM 等對電力品質系統潮流做到有效的控制。另外，廣泛應用電力電子元件的智慧電網其故障暫態過程與僅有同步發電機等旋轉元件的傳統電力系統將有明顯的不同，電網暫態過程的複雜性及電網運轉方式靈活控制造成的多變性，使得現有保護裝置面臨嚴峻的考驗，以下就相關設備保護電驛的影響敘述如下：

A. 對於分散式匯流排保護:電網中匯流排是非常重要的設備但是一般匯流排的保護裝置存有抗干擾能力差,二次迴路接線複雜、擴充性差等問題，雖然在保護電驛數位化後採分散式匯流排保護就可以讓這些問題得到改善,但是系統運轉的多變性對匯流排保護區間的定義及越來越龐大的資料即時處理要求與通訊流量及通訊時間延遲等這將會對分散式匯流排的保護電驛造成困擾。

B. 對於變壓器保護:變壓器保護電驛在智慧變電所內承擔過程保護職責,在變壓器保護裝置內其後備保護可以採取集中安裝方式,充分發揮變壓器保護裝置在智慧變電所內的保護作用,變壓器在運轉時鐵心內的主保護為非電氣量保護,非電氣保護則需要利用電纜與保護裝置相連接,在保護

電驛中對於變壓器的保護主要是如何正確即時的辨別電氣回路短路所產生的故障電流，以及變壓器點檢後投入運轉所產生的勵磁湧流，對於故障電流變壓器的差動保護電驛應該立即動作，但是勵磁湧流是變壓器在正常情況下操作所產生，此時變壓器的差動保護電驛不應該動作，傳統的變壓器差動保護電驛利用二次諧波抑制方式容易造成誤動作，另外變壓器保護用比流器因不同廠家規格不同，會在正常情況下差動回路中產生不平衡電流造成電驛誤動作，而數位式電驛對電流的波形轉變能夠保持完整不失真，可以在短時間內精確的對故障電流進行分辨，並且根據檢測到的故障電流迅速動作跳脫高低壓側斷路器來保護變壓器。在智慧電網中大量使用電子式比流器雖然提高了電驛動作靈敏性，但是電子式比流器的穩定性對保護電驛而言仍然是一隱憂，另外勵磁湧流所存在的非線性、隨機性以及多樣性特徵仍然有待解決。

C. 對於發電機保護：發電機採用差動保護當主保護其保護重點在內部短路特別是匝間短路保護，後備保護中的過激磁、反時型過電流等保護的動作判斷需要與機組的承受能力相匹配，定子、轉子一點接地保護的可靠性，失磁、失步等保護與電網保護的有效配合仍然有待克服。再生能源的運轉方式受氣候條件等因素的影響具有明顯的隨機性和間歇性，由於測距保護Ⅰ段受系統運轉方式變化的影響較小，故再生能源大都採用測距保護作為聯絡線的主保護或後備保護，利用保護電驛安裝處測量得到的電壓和電流值，計算保護電驛安裝處與故障點之間的視在阻抗，並以此視在阻抗值來判斷是否為區內故障。然而，對於目前大量使用的雙饋感應發電機其故障電流特性變化特徵與傳統同步發電機輸出的故障電流有較大差異，導致上述基於全波傅立葉演算法的測距保護其測量阻抗無法正確反應故障距離。這意味著，測距保護應用於雙饋風電場聯絡線時，測距保護的性能受到嚴重考驗可能無法滿足既定的保護要求。

D. 對於輸電線路保護電驛：輸電線路保護電驛在智慧變電所內具有重要地位，輸電線路保護電驛能夠對智慧變電所運轉狀態進行即時性監控瞭解智慧變電所內實際狀況，一旦智慧變電所出現故障線路保護電驛可以採取相對應解決措施對智慧變電所故障進行隔離，在條件允許情況下還可以在智慧變電所線路上安裝測控裝置，測控裝置主要作用就是對智慧變電所運轉狀態進行檢測，測控裝置會將所測量到的結果傳輸到網路系統內，保護電驛就可以按照測控裝置所檢測到的結果，對智慧變電所下達警報輸出或跳脫指令。測距保護容易受到高阻抗接地影響，如果系統振盪中再發生短路事故時會反應不足，以及躲過負載能力較薄弱，應用在同塔共架雙回線時受所利用電氣量的限制以及跨線故障和零序互感等因素影響，會有選相失敗和故障測距誤差大的問題。

以目前輸電線路使用最多的光纖差電流電驛 87L 為例，智慧變電所每迴線路的間隔合併單元 MU 透過和電子式比流器 ECT 以及電壓合併單元通信，獲得線路保護

87L 所需要的 Ia、Ib、Ic、Va、Vb、Vc 等取樣資料，線路保護電驛、變壓器保護電驛和匯流排保護電驛經由過程層間隔交換機與間隔合併單元依照 IEC61850-9-2 通信規約取得上述資訊，至於傳統變電所端的線路差電流保護 87L 所需的電流和電壓信號，取自於傳統電磁式比流器和比壓器經過電驛內部的 A/D 轉換後將三相電流的類比量轉換成數位量，再透過連接雙方的通信媒介光纖將數位量送到對方做差動保護計算，而此保護架構的關鍵在兩端的電氣量同步,電氣量的同步可分為三個層次: a.智慧變電所端 ECT 和 EPT 的同步 b.智慧變電所內保護裝置和間隔合併單元的同步 c.智慧變電所和傳統變電所間兩台保護裝置 87L 之間的同步。由於智慧變電所內全站同步信號來源為同一個時鐘源，因此 ECT 和 EPT 之間的資料完全同步，故智慧變電所和傳統變電所之間的光纖差流保護 87L 主要考慮的是第二層次和第三層次的同步，智慧變電所與傳統變電所的 87L 結構如下圖 1 所示。

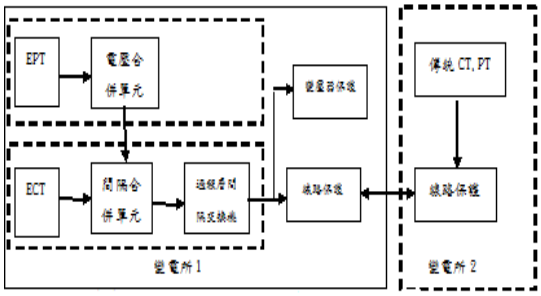



圖 1　智慧變電所與與傳統變電所線路保護電驛 87L 的結構圖

## 三、智慧變電所保護電驛的測試方法

智慧變電所是指在進行變電處理的過程中，針對所內一次設備與二次設備的相關運轉和維護資料的搜集、傳遞和資料的處理、以及資料處理後的輸出都是數位化，智慧變電所在運轉與維護的過程中充分顯現出數位化與網路化的特色，無論是硬體設備還是軟體系統在工作上都需要一套特定的通信協定規範供遵循，相較於傳統變電所智慧變電所最大的優勢在於，智慧變電所能夠採取網路化的管理模式，使得變電所的設計簡潔化在施工過程中可以減少人力、物力、財力的投資更可以縮短施工的時間。由於智慧變電所內的二次系統已經達到數據採集數位化、數據傳輸網路化同時保護電驛也全部數位化，因此在智慧變電所內從事保護電驛的測試與維護工作相較於傳統變電所有些不同，智慧變電所保護電驛的測試方法不僅改善了傳統變電所測試的不足，更在傳統變電所的既有測試基礎上得到更好的測試效果，智慧變電所保護裝置的測試分為：傳統保護電驛測試儀和數位式電驛測試儀等兩種方法，對於傳統保護電驛測試儀其原理是在比流器和比壓互器的模擬器中輸入傳統保護電驛測試儀所輸出的電流和電壓數值，進入合併單元將輸入的電流和電壓類比量轉變成數位量，我們稱為 SV(Sample Vaule)並透過網路或光纖將 SV 送到保護電驛讓保護電驛動作。至於使用數式電驛測試儀其原理是由儀器直接輸出數位化的電壓和電流量與開關狀態量，同時讀取 GOOSE 的輸出信息測量保護電驛動作時間，相較於傳統保護電驛測試儀器數位式保護電驛測試儀器簡化了測試流程，不僅提高了設備的測試效率更提高測試結果的準確度。

1. 傳統保護電驛試驗方法：

在傳統變電所內二次設備的各種保護電驛藉由電纜與所有一次設備如: 斷路器、比流器、比壓器等相連接，試驗目的是檢驗保護電驛的動作特性及二次迴路的功能完整性，測試方法比較簡單由保護裝置測試儀透過電壓電流測試線與保護

電驛連接，向保護電驛輸入電壓和電流類比量來驗證保護電驛的特性功能，傳統保護電驛的試驗方法如下圖 2 所示。

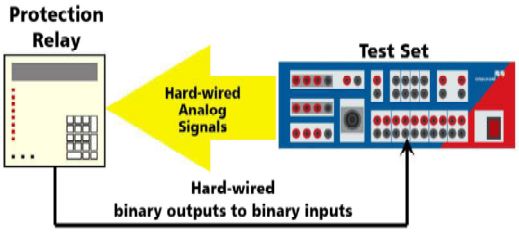



圖 2　傳統保護電驛的試驗方法[1]

2. 智慧變電所保護電驛試驗方法：

(1)方法 a.

採用數位式保護電驛測試儀器進行試驗，因其輸出為 SV 的光信號可以直接輸入智慧變電所保護裝置內，保護裝置和數位式保護電驛測試儀之間採用光纖點對點連接，透過光纖傳送電流和電壓採樣值以及斷路器的跳脫與投入信號。這種試驗方法需要將 SCL 文件導入到數位式保護電驛測試儀中，對單間隔的保護裝置試驗只需要加入 SV 數據就可完成對保護裝置的試驗，對於邏輯關係比較複雜的試驗則還需加入各種 GOOSE 信息，其試驗會受到 SCL 文件中 GOOSE 輸出通道量的限制，這種試驗方法包含保護裝置的相關邏輯功能測試，但並未包含合併單元和交換機等設備的整體邏輯完整檢測，對智慧變電所而言保護裝置已經是一個系統並不是傳統的單獨保護裝置，故無法有效的驗證保護系統的完整性，對涉及多個間隔(Bay)的設備如匯流排、斷路器失靈等保護在運轉過程中不可能將相關的所有一次設備停電測試，試驗方法接線圖如下圖 3 所示。

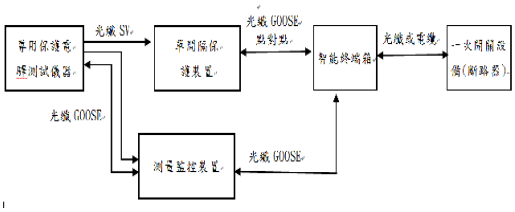



圖 3　智慧變電所保護電驛試驗方法 a[4]

(2)方法 b.

如果智慧變電所仍然採用傳統電磁式互感器（電子式互感器不可靠），也可以採用傳統保護裝置測試儀進行保護系統的試驗但此種方法需要將多種一次設備停電，因目前電網中大多數變電所中保護裝置的電壓全部取自匯流排電壓的合併單元，故此方法通常在智慧變電所一次設備停電時進行，傳統的保護裝置測試儀從單間隔智能終端箱的合併單元和匯流排電壓智能終端箱合併單元輸入電壓和電流的模擬量來進行保護裝置、合併單元、通信交換機及智能終端設備的全部完整性試驗，保護電驛經由點對點的光纖連接合併單元和智能終端設備，合併單元和智能終端設備透過測試線連接傳統保護電驛測試儀，試驗方法接線圖如下圖 4 所示。

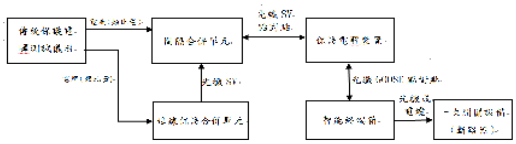


圖 4 智慧變電所保護電驛試驗方法 b[4]

對於數位式保護裝置最簡單的試驗方法是採用具備IEC 61850 標準的保護測試校驗儀，透過保護測試儀使其輸出符合相關標準的數位電氣量、接收保護電驛的跳脫指令、類比開關位置狀態等，來完成相關保護功能的測試工作。機電型電驛類比試驗是傳統的保護電驛測試方法，系統由與實際設備特性相似的實體模型組成，經

由增設電子式互感器、合併單元、智慧開關單元、光纖乙太網等設備，可以做為數位式保護裝置動態類比測試，當保護裝置功能測試時將待測保護裝置所需的SV數位量輸出與測試儀的實際輸出通道連接，同時建立保護裝置與測試儀的GOOSE通信網路，相當於傳統保護測試儀的硬體接線配置，數位式保護裝置的測試示意圖如下圖5所示：

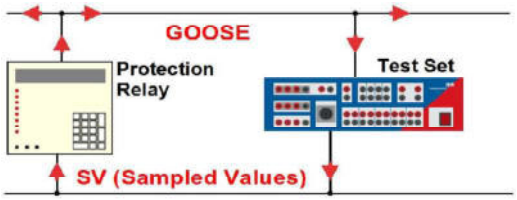



圖5　數位式保護裝置的測試方法[1]

為了保證整個智慧變電所內系統的可靠運轉及反應速度，必須借助變電所驗收時各種試驗及系統整合測試，由於智慧變電所的設備分為過程層、間隔層、站控層等三層，因此智慧變電所的驗收應根據變電所的特殊性訂定相應的驗收方式。一般智慧變電所的驗收項目主要有過程層設備驗收、站控層設備驗收及主要系統功能驗收等項目，訂定IEC61850的主要目的是達成變電所內不同廠牌IED的互通性和互交換性，為了確保IED的相互操作性需要實施一致性測試與功能測試，一致性測試是測試IED是否符合特定標準，至於功能測試則屬於應用測試其目的是要測試IED是否符合現場運轉需求，一致性測試一般由經驗證後的授權機構負責，而功能測試則由使用者負責。相較於傳統變電所智慧變電所的一致性測試和應用測試更為重要，一致性測試是應用測試的基礎，當產品通過一致性測試後才具備應用測試的條件，由於IEC61850的複雜性、其性能在網路異常時的未知性以及保護、監控系統對即時性的嚴格要求，有可能出現單獨產品已經通過一致性測試但卻無法通過應用測試的情況，智慧變電所的測試流程可以分為以下步驟：

1. 單元測試(Unit Level Test)：透過測試儀的類比電氣量 SV 輸出可以對等待測試的數位式保護裝置的保護邏輯功能測試，本項測試是數位式保護裝置調試的基礎，也是測試儀最主要的功能應用，針對不同保護原理的裝置進行測試，可以選擇測試儀的對應功能模組如狀態序列、測距保護、諧波輸出等使測試工作更方便。單元測試的項目很多主要有遙控測試、模擬量測試、面板按鍵測試、設定值測試、故障錄波測試、保護警報事件測試、網路切換、網路中斷、動作邏輯測試和對時測試等，從變電所的分層結構來看組成變電所的最小單元是 IED，一般 IED 的主要功能有保護、控制、測量、監控等，而通信介面模組負責處理與其它 IED 之間的資訊交換。單元測試又稱作 type test 一般由生產廠商執行，測試重點是 IED 的功能並未涉及到 IED 通信功能是否符合 IEC61850 的標準，因此在進行單元測試時一定要對保護裝置在出廠前與製造廠商共同進行聯合調試，測試重點在保護裝置的完整性以確保保護裝置被安裝到現場後能夠正常運作。
2. 單間隔(Bay)測試：智慧終端機、保護裝置以及測控裝置三者之間的通信，對於智慧變電所保護電驛的測試工作非常重要，單間隔調試就是確保三者之間通信能夠正常運作，該測試屬一致性測試是 IEC61850 標準測試的核心部分，主要的重點是 IED 作為系統組成單元其通信功能是否符合互通性要求，只有 IED 在符合通信協議標準的前提下才能達成與其它 IED 的相互操作，測試內

容包括對 IED 的資訊模型及資訊交換模型(ACSI)的測試,也包括服務映射到具體通信協定(SCSM)和 IED 配置的測試等。

3. 系統測試:智慧變電所中的變壓器與匯流排差動保護等裝置需要接收來自多個合併單元的 SV,單台保護測試儀可能無法同時提供足夠的 SV 採樣值輸出通道,這時可以使用多台測試儀只要確保各台測試儀的 SV 輸出同步即可,對於需要跨間隔閉鎖信號配合的保護電驛,如差動保護的 87T 與 87B 其動作判斷不僅需要保護安裝處的電流量值,還要判斷對應出線間隔的 GOOSE 閉鎖狀態資訊,試驗時除按照前述步驟配置 SV 外還必須同時模擬設備的各種閉鎖狀態 GOOSE 信息才能完整的驗證保護邏輯功能,本測試又稱為互通性測試實際上變電所設備的互通性分為三個層次說明如下:

(1) 設備間可以通用的協定透過共用的匯流排相連(2)設備與設備之間可以知道其它設備所提供的資訊內容(3)各設備可以協調組合達成變電所的自動化功能。互通性測試實際上也同樣分為上述三個層次,前二個層次的測試也是集中測試所關注的重點用來驗證被測試設備是否具有交互操作能力,而最後一個層次屬於系統測試的範疇,必需根據變電所的實際結構與所內網路實際情況建立測試模型,用來驗證符合標準的設備集中安裝到變電所後是否能夠真正達到無縫連接相互操作的目標。

4. 性能測試:也是一致性測試的關鍵部分,測試的重點是按標準設計的變電所其通信網路能否滿足變電所自動化功能所期望的性能要求,從前面變電所的分層模型可以看出,變電所的資料通信網路可分為三個不同層次的通信網路,即遙控網路、變電站層網路和過程層網路,對變電所內的資料流程進行分析,同時對後二種通信網路的即時性能進行驗證,測試內容主要是 GOOSE 網檢測、保護邏輯功能的測試和遙控功能的測試,其中 GOOSE 網檢測是測試重點 GOOSE 網測試主要包括七項:(1)GOOSE 的信息測試(2)GOOSE 的發佈是否正確(3)GOOSE 的訂閱是否正確反應(4)故意將 GOOSE 的參數設錯再檢查被測試裝置是否能夠及時有效處理(5)檢查 GOOSE 中斷後是否能夠正常上傳信息(6)檢查 GOOSE 的發送策略例如發送間隔和發送序號是否符合標準(7)設備固定後檢查 GOOSE 的信息資料是否無遺漏的即時正確發送。保護裝置時間特性是評估數位式保護裝置性能的重要指標,試驗時有兩種方案可供選擇,方案(1)測試保護裝置發出跳脫與投入 GOOSE 信息的時間,即經由測試儀器輸出類比故障電氣量到保護裝置,當保護裝置動作後輸出 GOOSE 的跳脫信息來計算保護裝置的動作時間。方案(2)保護裝置配合智慧開關單元的類比開關量輸出,將智慧開關單元的開關量輸出用實體線接到保護測試儀器,當測試儀器收到節點的轉態就能測得保護裝置的動作時間,這種情況下保護裝置動作時間除裝置本身邏輯判斷和信號輸出外,還包括了智慧開關單元的電磁開關動作延遲時間。

5. 保護裝置通信測試:

數位式保護裝置對網路通信的依賴性很高使得 SV 信息的通信測試變得更加重要,經由類比量網路通信中斷,如比

流器斷線、比壓器斷線、SV 採樣通道中斷、GOOSE 通道中斷等方式來觀察對保護裝置所受到的影響，使用測試儀器模擬保護電驛某相電流和測量電流數值不一致、SV 取樣速率與保護裝置不匹配、保護裝置用電流與測量用電流數值不符等情況用來測試保護裝置能否正確動作，智慧變電所內網路信息記錄儀可否儲存合併單元所發送的 SV 信息，故障錄波器則可否保存 COMTRADE 格式的波形檔，透過測試儀器的資料重播功能可以將網路資料重現，並提供給待測試保護裝置現場不易重現的電氣狀態，可以更深入觀察保護裝置的動作情況。

6. 合併單元 MU (Merging Unit)測試：

合併單元主要功能是將一次互感器傳輸過來的電氣量或電子互感器傳輸過來的 FT3 格式的數字量進行合併和同步處理，並將處理後的數位訊號按照特定格式轉發給間隔層設備使用，合併單元是智慧變電所內過程層的主要設備，將變電所內電子式比流器 ECT 或電子式比壓器 EVT 的數值轉換成 SV(Samples Vaule)透過網路或光纖傳送出去供保護或測控裝置使用，如果變電所內基於可靠性仍然使用傳統的電磁式比流器與比壓器則使用 SAMU(Stand Alone Merging Unit)，將比流器與比壓器的類比量轉換成數位式 SV 量再透過網路或光纖傳送出去供保護或測控裝置使用，由於智慧變電所內過程層、間隔層和站控層之間的通信是以 IEC61850 標準為基礎，由於合併單元主要功能是將同步採集的三相電流和三相電壓輸出信號匯總後，按照一定的資料格式輸出給保護測控裝置，因此為了確保合併單元能夠將 SV 透過所內通信網路傳到所需要的保護或測控裝置，因此，驗證合併單元輸出的資料是否同步、是否準確、是否超出保護與測控裝置所能容忍的通訊延時都是需要測試的項目，合併單元測試如下圖 6 所示。

(1)輸出資料時間同步測試

本測試是檢驗合併單元事件通信時標的性能，一個準確的時標決定於幾個獨立的通訊功能，包括：接收信號解碼時鐘準確度，接收對時單元的時間準確同步，狀態量變化時合併單元的及時檢出與時標資料的準確使用等。

(2)合併單元的同步方式

合併單元所採用的同步時鐘源來自外接 GPS 的時鐘模組，GPS 時鐘模組提供同步對時的 1PPS(秒脈衝信號)和 GPS 時標信號，1PPS 在 GPS 信號有效的情況下誤差最大不超過 150ns，對應於電壓與電流的交流量相角誤差不大於 0.0032 度，能夠為所內設備提供精確的同步對時，且能夠確保線路保護電驛 87L 及變壓器或匯流排差動保護電驛對時準確度的要求。即使在 GPS 失步的情況下由於所內使用的是同一個 GPS 對時模組它能夠確保所內裝置的絕對同步，如果需要大範圍的同步因使用恒溫晶振對 1PPS 信號進行跟蹤補償能夠確保 2 小時廣域誤差不大於 0.05ms，即電壓與電流的交流量相角誤差不會超過 1.08 度，有關合併單元的同步測試包括下列兩項測試。

A. 交流量採樣值時間同步測試：確保二次系統的保護控制單元能夠同步取得資料。
B. 開關量時間同步測試：確保合併單元在 GPS 同步時鐘源的作用下對開關量變化能夠及時測得，且開關量時間

同步誤差能夠符合二次保護控制單元的要求。

(3)採樣資料準確性測試

主要是驗證合併單元採樣的資料是否準確，是否能夠滿足智慧變電所二次保護控制單元對採樣精度的要求，將合併單元的採樣資料透過高速光纖或乙太網路輸入到合併單元，利用傅立葉演算法計算各個通道的電壓、電流、有效功率、無效功率、功率因數等，比較各通道計算值與交流測試儀輸入量之間的誤差，確保合併單元可以為二次保護控制單元提供準確的採樣數據。

(4)採樣資料傳輸延時測試

根據 IEC61850-10 對於性能測試部分有關通訊延時測試的要求，合併單元到二次保護控制單元的網路傳輸延時必須小於 10ms，依據電力系統保護電驛的速動性與安全性要求，有關採樣資料應盡可能在最短時間內送到二次保護測控單元，這對於電力設備的保護裝置能否正確動作與電力系統的安全非常重要，所以檢測採樣資料包的傳輸延時對於鑒定合併單元的性能是一項重要的指標。

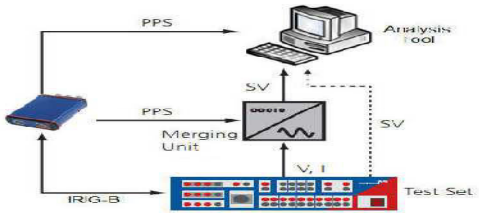



圖 6 合併單元測試架構圖[1]

合併單元對互感器二次繞組的電壓、電流類比量模擬信號進行採樣並打包成封包，依一定時間的向其他裝置發送採樣值，凡是需要使用電壓量與電流量的設備如保護裝置、測控裝置等不需要再自行採樣，只需直接從合併單元所發送的 SV 信息中讀取電壓與電流值即可。SV（SamplValue）又稱採樣值 SV 的信息包括互感器二次側的電壓、電流瞬時值，SV 網路相當於傳統變電所內的二次交流電纜，傳輸的是電壓、電流的採樣瞬時值，保護裝置使用 SV 信息進行保護計算例如：差流，零序/負序分量，阻抗，諧波，相位等，測控裝置使用 SV 信號計算電壓、電流的有效值、有效功率、無效功率、功率因數等。合併單元在變電所內分為：電壓合併單元與間隔合併單元，電壓合併單元負責採集來自傳統比壓器的類比量或電子比壓器傳輸過來的數位量，進行同步處理後透過乙太網路或光纖提供採樣信息送給保護、測控、數字式電表、數字式錄波器等，間隔合併單元負責採集來自傳統比流器的類比量或電子比流器傳輸過來的數位量，以及接收電壓合併單元的電壓信號，同時採集斷路器開關狀態、隔離開關的開關狀態等採樣信息給保護測控裝置使用。合併單元對電壓、電流信號的採集方式有三種如下圖 7 所示，一種是 ECT/EVT 採樣又稱為數位量採樣，另一種是傳統電磁式 CT/VT 的採樣又稱為類比量採樣，第三種是 ECT/EVT 和傳統電磁式混用又稱數類混合採樣

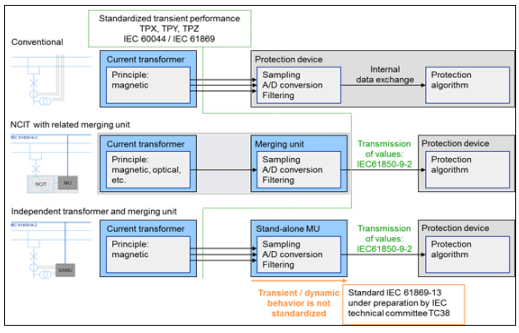



圖 7 合併單元的取樣方式[2]

7. GOOSE(Genericbject Oriented Substation Event)測試：

GOOSE 信息主要包括斷路器和隔離開關位置、控制開關位置、異常警報信號、閉鎖信號等，GOOSE 網路相當於傳統變電所內的直流控制與信號電纜，傳輸的是控制指

令和信號如：設備狀態（正常/異常，開關的投/切，動作/復歸，互鎖/解鎖，使用/閉鎖，欠相，SF6 壓不足低）等。GOOSE 主要是以點對點傳輸為主，也具備傳輸到多個保護電驛的功能，GOOSE 傳輸目前以每秒 100Mbs 的速度傳送具有快速的優點。保護電驛採用 GOOSE 通信方式可以減少硬體接線並可以結合監控系統讓系統更安全可靠，主要用在多個 IED 之間的信息傳遞包括傳輸跳脫與投入命令，警報信息，間隔互鎖等傳輸的成功率很高，GOOSE 使用發布/訂閱機制能夠快速可靠的交換數據，在智慧變電所應用中 GOOSE 的特點有:(1)IEC 61850 基本方法是將各種應用分解為最小的單元，然後利用單元間的通信協調完成整體應用(2)GOOSE 是以快速通訊為基礎可以取代傳統硬體接線的電纜(3)任何一個 IED 與其他 IED 之間利用乙太網路相連可以傳輸及接收其他 IED 的數據(4)GOOSE 的數據具備有效性檢查和訊號中斷遺失與重發機制來確保接收的 IED 能夠收到 GOOSE 訊號(5)IEC61850 規約提供 GOOSE 快速傳輸並可應用在保護電驛上，GOOSE 的信息發布時間測試如下圖 8 所示。

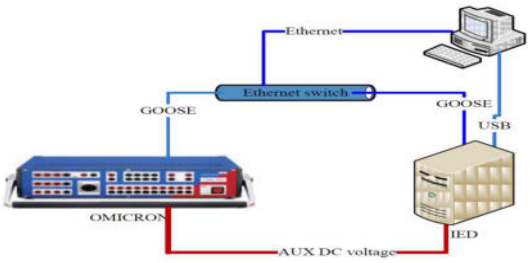



圖 8 GOOSE 信息發布時間測試圖[1]

## 四、智慧變電所保護電驛測試要點

保護電驛在龐大電力系統中扮演第一道防線的重要角色，目前我們需要一套既能夠保證設備正常運轉，同時在設備有故障時又能及時告警的監測系統，在此前提下智慧變電所的保護裝置測試應運而生，智慧變電所是建立在 IEC-61850 的通信規範基礎上，由電子式互感器智慧化一次設備和網路化二次設備分層建置而成性能穩定可靠性高的現代化變電所，與傳統的保護電驛測試技術相比，智慧變電所的保護電驛測試應該具備下列重點說明如后：

1. 適用性

目前在網路傳輸中所應用的通信標準規約 IEC1580-9-2 可以共享採樣值的資料資源，只要保護裝置能夠達到基本測試要求就可以透過適用性而達到資源共享，更可以滿足各種不同型號設備的需求，對於設備檢測而言這是非常方便的，從這點可以看出數位式保護電驛測試技術適用性的重要性。

2. 即時性

數位式保護電驛測試技術運作的一般流程為採樣資料打包 GOOSE 信息發送解析等，每個通信介面間的資料傳輸時間都是對數位式保護裝置性能的直接反應，只要動作持續時間久代表系統性能差，要確保測試裝置的即時性就需要運用技術去控制和計算通信介面的處理時間，來確保設備資料的運作時間與保護電驛的要求標準相吻合，可以經由加強保護電驛資訊傳遞速率方式，來確保數位式保護電驛測試時所需採集資料的及時性和有效性。

3. 同步性

所謂同步是指數位轉換裝置和數位式保護電驛在傳輸數位信號過程中用來測試系統的同步性，在測試採集電壓及電流信號時必須選擇相同的採樣點，以防止因為採樣位置不相同而出現誤差，這是差動保護電驛能否正確動作的重要關鍵。同時，還要保證採樣資料的準確性，類

比量數值和相位上的微小誤差都會降低保護電驛的性能更嚴重的還會造成保護電驛的誤判引發嚴重的後果。由此可見，在測試過程中保持採樣值 SV 同步的重要性。

4. 規模性

智慧變電所在進行性能測試時為了確保智慧變電所內二次系統整體檢測的準確性，系統應該同時多具數位式保護裝置相互連接測試，一方面可以確保測試資訊傳遞順暢，另一方面也可以支援系統性能測試結果的資料分析。智慧變電所標準化的保護電驛測試技術，能夠避免在正常作業中操作人員由於安全意識不足或未嚴格遵守相關操作規定等原因而導致的保護電驛故障。

5. 數位化保護電驛測試儀

就目前智慧變電所保護裝置測試技術的發展趨勢而言，現有的測試設備還無法滿足智慧變電所內數位式保護電驛測試的需求，其實智慧變電所的特點只要符合 IEC-61850 的通信標準，變電所二次設備就可以直接接入變電所的網路內應用非常方便，所以基於相同通信標準的測試方法讓測試工作變得更加簡便，與傳統變電所相比智慧變電所在採樣值與資訊的輸入和輸出都有明顯的改變。傳統的保護電驛測試儀器已經無法滿足變電所數位化後保護裝置的調試需求。因此，應用數位化保護電驛測試儀來校驗智慧變電所內的保護裝置就很重要了，該測試儀符合 IEC61850 的通信規約，能夠適用於智慧變電所內數位式保護裝置的現場檢測，可以自動傳送 IEC61850 9-1 以及 9-2LE 規格的 SV 採樣值，也能夠模擬電磁式互感器類比信號的輸出，以及 GOOSE 信息的自動傳送與接收。同時，該儀器有實體接點的輸出、輸入功能，能夠滿足智慧變電所內各項裝置的檢測與調試需求，對智慧變電所內的相關測試工作有很大幫助，數位式保護電驛測試架構如下圖 9 所示。

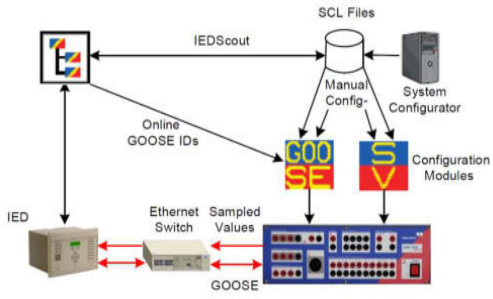



圖 9　智慧變電所的數位式保護電驛測試架構圖[1]

## 五、智慧變電所對傳統保護電驛人員的要求

智慧變電所是由智能化一次設備和網絡化二次設備分層建置，變電所內智能電氣設備間信息共享及交互操作的現代化變電所，智能化一次設備主要包括智能變壓器、智能高壓開關設備、電子式互感器等，為了使智慧變電所更能適應智能電網的發展，需要對智慧變電所內的保護配置提升以達到對電網的智能化保護，IEC61850 標準促使智慧變電所的通信標準化，使得智慧變電所的設備變得更具統一性，因設備的統一規範不同製造商的設備因有統一的介面故能夠無縫接軌互相操作。

1. 傳統變電所要求保護電驛從業人員要重視二次控制回路，而智慧化變電所內複雜的二次迴路已消失由網路取代，因此對於傳統的複雜二次迴路已變成簡潔的 GOOSE、SV、MMS 等網路所組成的信息與數據流。
2. 智慧變電所取消了大部分的操作開關，原來的操作開關大部分由軟體程式代替，因此對軟體程式的瞭解與操作流程變得更重要。

3. 智慧變電所中檢修設備與其他運轉中設備之間的聯繫無法靠原有的實體隔離，需要在不破壞網路結構的前提下靠光纖和網路對裝置進行各項檢測，改變資訊發送和接收的狀態，因此對裝置及其相互之間的關係更為緊密。
4. 智慧變電所的數據傳輸靠網路，網路通信設備主要是交換機的功能和性能要求都很高，應該重點檢修其延時、輸送量、丟包率等基本性能測試及多層級聯網後的性能及 VLAN 劃分，優先處理廣播風暴的抑制與自檢告警等異狀
5. 須熟悉數字化保護測試儀、掌上型調試終端器如：掌上型光數字測試儀、光功率計、合併單元測試儀、時間同步測試儀、智能變電所網路測試儀等試驗儀器的操作。
6. 保護電驛是電網安全穩定運轉的第一道防線電驛從業人員責任重大，也對電驛維修人員的專業能力要求高，應積極培養訓練提高保護電驛專業人員的技術水準。
7. 智慧電網給保護電驛工作帶來新的挑戰
   (1) 超高壓互聯大電網對現有的保護電驛有更高的要求，大電網故障時暫態過程會同時造成電網間相互影響使得故障特性複雜化，保護電驛動作的可靠性和快速性如果不能有效發揮，在故障狀態轉換時容易導致保護電驛誤動作。因此，大電網對保護電驛設備的可靠性、安全性以及電磁相容能力有更高的要求。
   (2) 智慧電網使用大量的新型電力電子設備會導致故障電流的特徵與分佈發生重大改變進而影響保護電驛對事故的判斷與偵測能力，例如：電網中柔性交流輸電系統(FACTS)的安裝位置、運轉及系統參數的調整都會對電網短路電流特徵與分佈產生明顯影響，電網中風機類型、控制方法以及故障發生等也都會對電網故障電流產生影響，會影響到不同區段的測距保護電驛及選相功能等。
   (3) 電網保護電驛的需求和智慧電網的控制策略之間的平衡，對保護電驛的有效性和可行性造成衝擊，智慧電網是一個複雜系統其中包括大量的具有獨特功能系統單元例如：柔性交流輸電系統、再生能源併網運轉系統、電網故障保護系統等，保護電驛需要綜合考慮與各個系統單元的相互平衡以及各個系統單元之間相互協調的影響。
   (4) 由於傳統後備保護電驛無法消除電網運轉方式改變與網路拓撲結構改變所帶來的影響，這已經成為電力系統安全運轉的重大隱憂，在實際電網運轉中傳統的後備保護系統可能存有一些問題，例如：後備保護系統整定值計算複雜動作時間較長，無法滿足快速切除故障穩定電力系統的需求，受限於系統運轉方式無法兼顧保護的選擇性和靈敏性，對區內故障以及故障消除後導致的負載潮流轉移很容易導致連鎖跳脫。

## 六、結論

智慧變電所內通信網路分為四網:1.MMS 網在間隔層和站控層設備間傳輸監控資訊訊 2.GOOSE 網在過程層設備和間隔層設備間傳輸控制以及其他資訊 3.SV 網在過程層設備和間隔層設備間傳輸採樣值資訊 4.對時網路在各層裝置以及交換機之間傳輸 IEEE1588 等對時信息

GOOSE 網和 SV 網統稱為過程層網路，基於 TCP/IP 協議的 MMS 採用單播方式傳輸流量不大但會有波動，過程層的 GOOSE 和 SV 都採用二層組播方式傳輸，GOOSE 流量通常很小在發生故障時會突然增加 SV 流量非常大但很穩定除非裝置異常，IEEE1588 對時協定同樣採用組播方式傳輸，流量小且不會發生突變。GOOSE 在穩態狀態下以五秒間隔進行傳輸當事件發生變化時以 2ms 間隔重傳兩次之後以 4ms 與 6ms 間隔傳輸兩次後就會在瞬間恢復正常狀態，當 GOOSE 的接收方在允許生存時間 TAL(Time Allowed To Live)超過 20 秒內無法接受到報文的情況下會發出斷鏈警報。在智慧變電所同一電氣間隔內將比流器與比壓器輸出的電流、電壓共同接入合併單元 MU 後，再以數字量的形式送給保護測控等設備，MU 的作用除了將比流器與比壓器輸出的電流電壓信號合併輸出同步採樣數據，還為互感器提供統一的輸出介面，使不同類型的電子式互感器與不同類型的二次設備之間能夠互相通信，MU 的數字量輸出介面通常被稱為 SV 主要以光纖為主，智慧變電所數位式保護裝置採樣方式變為接受合併單元送來的採樣值數字量，採樣和 A/D 轉換的過程在合併單元內完成。對於保護裝置而言傳統的採樣過程變成和合併單元的通信過程，至於智慧變電採樣的重點是採樣數據取得與傳輸的同步問題，保護裝置從合併單元接受採樣值數據可以直接點對點連接，即保護裝置和合併單元透過光纖直接通信的方式稱為「直接採樣」，也可以經過 SV 網路即透過過程層交換機通信的方式稱為「網路採樣」，由於 SV 採樣數據量較大每秒 4000 個點，如果採用網路採樣的方式對通信的要求較高，同時考慮採樣的可靠性和快速性要求，一般保護電驛應採用直接採樣方式。智慧變電所可以直接點對點連接即保護裝置和智能終端透過光纖直接通信的方式稱為「直接跳脫」，也可以經過 GOOSE 網路即經由過程層交換機通信的方式稱為「網路跳脫」，考慮到跳脫的可靠性和快速性要求，對於單間隔的保護應採用直接跳脫方式，涉及多間隔的保護如匯流排保護也應採用直接跳脫方式如果在滿足可靠性和快速性的要求下也可以採用網路跳脫方式。智能終端也叫智能操作箱是斷路器的智能控制裝置，智能終端達成斷路器操作迴路及操作箱內電驛的數位化與智能化，操作迴路二次接線大量簡化斷路器智能終端從收到跳脫或投入命令到斷路器動作時間小於 7ms，二次迴路的合併單元與智能終端達成了採樣與跳脫的數位化，間接促進了變電所二次迴路的光纖化和網路化。目前智慧變電所內保護裝置就地安裝的不多，通常是將智能終端及合併單元等二次設備就地安裝在斷路器附近的智能控制箱內並在箱內設置空調儘可能為二次設備提供較好的的運轉環境。智慧變電所常用的對時方式有三種：(1)NTP(Network Time Protocol)網路時間協定是在整個網路內以 TCP/IP 協定發佈精確時間，NTP 適用於電力系統 IP 網路已建置的廠/所，但由於 IP 網的固有屬性其對時精度較低為毫秒級（2）IRIG-B 碼根據傳輸介質的不同 B 碼對時又分為光 B 碼和電 B 碼，電 B 碼又分為交流碼和直流碼兩種。交流碼以調製的方式編碼適合遠距離傳送，直流碼是靠電位邏輯來編碼傳送距離較近。B 碼對時的優點是時間精度高其時間準確度範圍為 10～1000μs(3)PTP 是 IEEE1588 的簡稱，適用於所有通過支持多重播放的區域網進行通訊，PTP 對時方式是由一個同步信號周期性的對網絡中所有節點的時鐘進行校正同步，可以使分布式乙太網系統達到納秒級的準確同步。目

前智慧變電所常用的時間同步系統對時方式有以下三種：(1)站控層設備採用 NTP 網路對時方式間隔層設備採用 IRIG-B 對時方式過程層設備採用 IRIG-B 對時方式(2)站控層設備採用 NTP 網路對時方式間隔層設備採用 IRIG-B 對時方式過程層設備採用 PTP 網路對時方式(3)站控層設備採用 PTP 網路對時方式間隔層設備採用 PTP 網路對時方式過程層設備採用 PTP 網路對時方式，三種對時方案中站控層對時方式均採用 NTP 網路對時，過程層和間隔層對時方式主要分為 IEC61588 和 IRIG-B 碼兩種,目前國外智慧變電所多採用第(1)種對時方式作為智慧變電所內時間同步的對時方式。

## 參考文獻


[1] Eugenio Carvalheira ， Jesus Coronel，“Testing theProtection System in IEC 61850Communication Based Substations”， OMICRON

[2] Li Yang，“Protection Performance Study forSecondary Systems with IEC 61850Process Bus Architecture” September 2012

[3] 網路資料－百度文庫(wenku.baidu.com).

[4] 皮志勇,「智能變電站繼電保護系統調試及運行」,中國電力出版社,2017

[5] 曹團結，黃國方,「智能變電站繼電保護技術與應用」,中國電力出版社，2013

# 智慧型多功能電驛(IED)狀態監視功能之簡介與應用

ABB Ltd, EPMV DA, Harlem Tsai


## 摘　要

新型的數位式多功能電驛是利用微處理器技術來達成所謂智慧型電子裝置(IED)應具備之保護(Protection)、量測(Measurement)、控制(Control)與通訊(Communication)功能。由於上述四大功能儼然已為各廠家 IED 之標準規範，在此不再贅述。本文重點在於藉由微處理器之可程式規劃特性與強大運算能力所衍生之狀態監視功能(Condition Monitoring)的原理簡介與運用。


## 一、前言

智慧型多功能電驛之狀態監視功能計有：維護時程警示功能(Scheduled Maintenance, CMSCHED)、運轉時間累計功能(Operate Time Counter, CMTIME)、彈簧儲能監視功能(Spring Charging Control, CMSPRC)、氣體壓力監視功能(Gas Pressure Monitoring, CMGAS)、PT 斷線偵測(Supervision of the Energizing Voltage Input Circuit, CMVO3)、CT 斷線偵測(Supervision of the Energizing Current Input Circuit, CMCU3)、斷路器電氣損耗監視功能(Circuit-Breaker Electric Wear, CMBWEAR)、斷路器行進時間監視功能(Breaker Travel Time, CMTRAV)、跳脫線路斷線偵測(Trip Circuit Supervision, CMTCS)與暫態波形紀錄器(Transient Disturbance Recorder, MEDREC)等警示功能。下文將對其基本原理與應用作介紹，值得注意的是這些狀態監視功能並不會有跳脫信號產生，主要仍是以警報形式來提醒使用者目前的系統狀態。

## 二、維護時程警示功能與運轉時間累計功能介紹[1][2]

維護時程警示功能是利用微處理器內建的電子時鐘計算前次維修迄今之時間。在符合設定的維修時間間隔條件下，IED 即送出警報信號。此功能常用於固定時程之檢修提示。

運轉時間累計功能則是藉由外部的數位輸入信號來啟動時間累計功能。當累計運轉時間符合設定的運轉時間條件，IED 即送出警報信號。此功能常用於監測馬達類負載的運轉狀況。

## 三、彈簧儲能監視功能與氣體壓力監視功能介紹[3][4][5]

彈簧儲能監視功能適用於監測彈簧儲能的狀況，避免發生儲能不足或過度儲能的情形發生。其應用需藉由外部的數位輸入信號提供開始儲能與儲能完畢的狀態，並依此判斷儲能時間是否落在設定的上限值與下限值當中。若儲能時間超過上限時間，即送出過度儲能警報；

若儲能時間不足下限時間，則送出儲能不足警報。同時此功能亦會紀錄前次的儲能時間。

氣體壓力監視功能的應用則需藉由外部的數位輸入信號來判斷氣體壓力是否異常。需要注意的是此功能可分別監測三相的氣體壓力，亦可只接收一個氣體壓力異常信號。

## 四、PT 斷線偵測與 CT 斷線偵測功能介紹[6][7]

PT 斷線偵測與 CT 斷線偵測功能分別使用於監測 PT 信號線與 CT 信號線是否有斷線的狀況發生。兩者的原理相同只是偵測對象不同。判斷依據是當一相或兩相的類比輸入信號高於額定的 12%時，而另外兩相或一相卻低於 6%額定的情況下，IED 即送出警報信號。當三相的輸入值皆低於額定的6%時，此功能即自動閉鎖不用。所以在做電驛的跳脫測試時，若使用單相測試儀器此功能會有作動的情形出現。

## 五、斷路器電氣損耗監視功能介紹[8]

斷路器電氣損耗監視功能使用於監測斷路器接點電氣損耗的累積量，並在其達到設定的損耗量時發出警報信號。其原理是藉由輸入的16 筆電流-損耗量資料，利用內插法及外插法來計算跳脫後的累積電氣損耗量。相關電流與損耗量資料須參照斷路器製造商提供數據為準。表 1 為 ABB REF54_內建之電流-損耗量對照表，適用於該公司生產之額定電流 2500A 斷路器。由表中資料可得知在額定電流之下啟斷斷路器只構成一個單位的損耗，在預期啟斷一萬次的條件下 (CB WEAR=10,000) 此斷路器在遮斷十次 40kA 的故障電流後，將會產生警報信號 (10,000/1024=9.7)。此外此監測功能是三相各自獨立計算其累積損耗量。

表 1　ABB REF54_內建之電流-損耗量對照表

| Current in kA (RMS) | Breaker wear |
|---|---|
| 0 | 1.0 |
| 2.5 | 1.0 |
| 4 | 4.0 |
| 8 | 33.0 |
| 12 | 92.0 |
| 16 | 164.0 |
| 20 | 256.0 |
| 24 | 369.0 |
| 28 | 502.0 |
| 32 | 655.0 |
| 36 | 829.0 |
| 40 | 1024.0 |
| 44 | 1239.0 |
| 48 | 1475.0 |
| 52 | 1731.0 |
| 60 | 2304.0 |

## 六、斷路器行進時間監視功能介紹[9]

斷路器行進時間監視功能使用於監測斷路器的機構移動時間，在投入動作或啟斷動作超過設定的行進時間時產生警報信號。使用此項功能需透過兩個數位輸入點來顯示斷路器的開關狀態，及讀取其時間標誌。其行進時間量測時序圖如圖 1 及圖 2 所示。

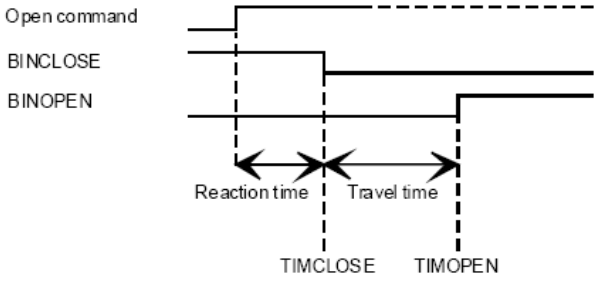



圖 1　斷路器啟斷之行進時間量測時序圖

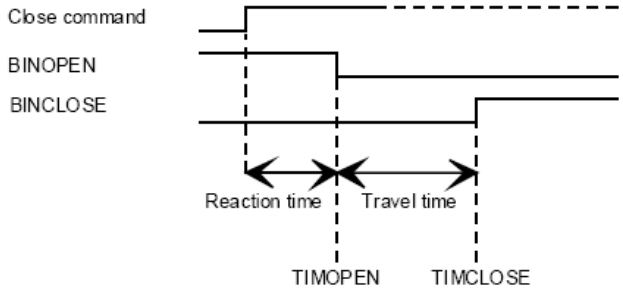



圖 2　斷路器投入之行進時間量測時序圖

圖中 BINOPEN 代表斷路器狀態在開啟、BINCLOSE 代表斷路器狀態在閉合、TIMOPEN 代表斷路器開啟的時間標誌、TIMCLOSE 代表斷路器閉合的時間標誌、而 Reaction time 代表反應時間，即電氣延遲時間包含線圈充電與繼電器轉態延遲等等，真正的機構動作時間是 Travel time，也就是所謂行進時間。從另一個角度來看此行進時間就是斷路器狀態顯示中的中間狀態時間。

## 七、跳脫線路斷線偵測功能介紹[10]

跳脫線路斷線偵測功能是利用內建有跳脫線路斷線偵測迴路的數位輸出點來達成。其接線說明如圖 3 所示。

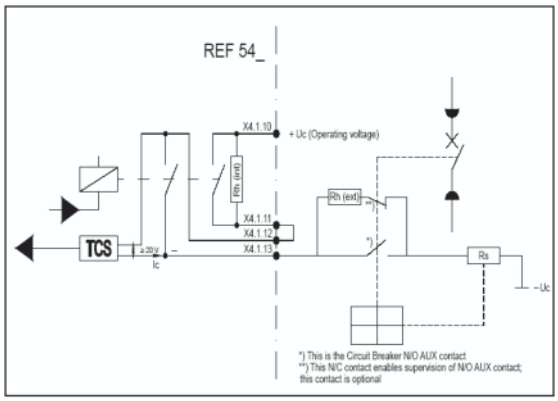



圖 3　跳脫線路斷線偵測接線圖

動作原理是當內部 TCS 偵測元件的跨壓小於 20V 時，即送出跳脫線路斷線警報。內部電阻 Rh(int)固定為 1kΩ，跳脫線圈阻值(Rs)依各廠家電氣規格為準，ABB 斷路器配合使用之 Rs 約在 40Ω。表 2 為外部電阻(Rh(ext)) 建議規格，以控制電源之電壓等級來作選擇依據。

表 2　外部電阻(Rh(ext))規格表

| Operating voltage Uc | Shunt resistor $Rh_{ext}$ |
|---|---|
| 48 V dc | 1.2 kΩ, 5 W |
| 60 V dc | 5.6 kΩ, 5 W |
| 110 V dc | 22 kΩ, 5 W |
| 220 V dc | 33 kΩ, 5 W |

圖 4 顯示斷路器啟斷時的電流路徑，此時內部 TCS 偵測元件輸出 1.5mA 的定電流，TCS 偵測元件的跨壓為 $125 - (Rh(int) + Rh(ext) + Rs) \times 1.5mA = 125 - (1k\Omega + 22k\Omega + 40\Omega) \times 1.5mA = 90.44V > 20V$，所以不會有斷線警報產生。

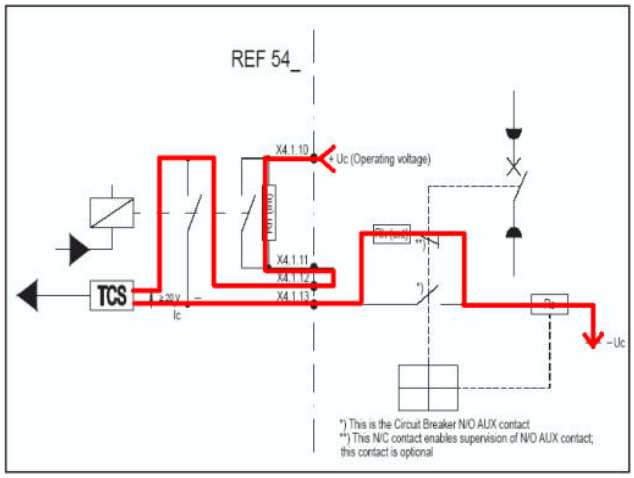



圖 4　斷路器啟斷時 TCS 偵測元件的電流路徑

圖 5 為未使用外部電阻的電流路徑，此時電流無法流通，所以 TCS 偵測元件的跨壓為零，IED 會出現斷線警報。但是為配合國內盤廠接線方式(一般來說不使用 Rh(ext)，僅經(43R 與)52a 後直接連接跳脫線圈)，在斷路器啟斷的條件下，跳脫線路斷線偵測功能會以軟體作閉鎖，所以現場依舊不會出現斷線警報。

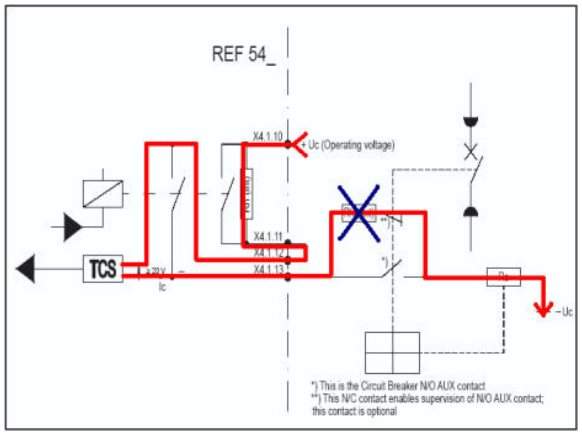



圖 5　斷路器啟斷時未加外部電阻的電流路徑

圖 6 為斷路器投入時電流路徑，此時 52a 導通，所以 TCS 偵測元件的跨壓為 125-(Rh(int)+Rs)×1.5mA =125−(1kΩ +40Ω) ×1.5mA=123.44V>20V，故不會有斷線警報產生。跳脫線圈跨壓僅 Rs×1.5mA=40Ω×1.5mA=0.06V。

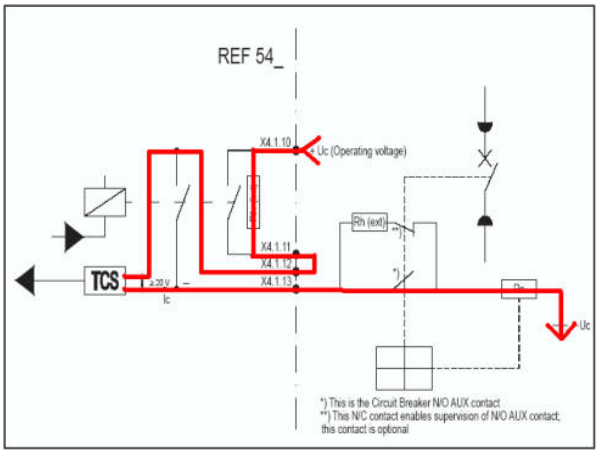



圖 6　斷路器投入時 TCS 偵測元件的電流路徑

圖 7 為 IED 送出跳脫訊號瞬間之電流路徑，此時 DC125V 會經由 52a 直接激勵跳脫線圈，TCS 偵測元件的跨壓為零，應該會有警報出現，但是 IED 內部設定將此警報延後 3 秒再送出，也就是斷線情形需維持 3 秒以上才會真正產生 TCS 警報，而 IED 跳脫訊號長度設定在 100ms，所以警報並不會出現。

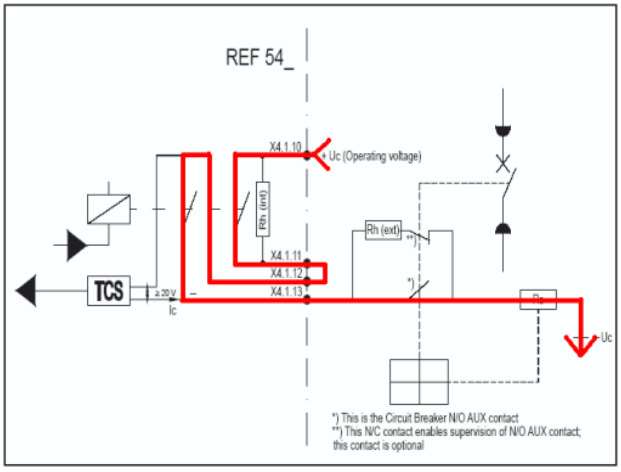



圖 7　IED 執行啟斷時 TCS 偵測元件的電流路徑

## 八、暫態波形紀錄器功能介紹[11]

暫態波形紀錄器可在接受觸發後紀錄電壓及電流波形資料，其觸發源有 16 個可自由規劃的輸入。取樣頻率為每個基本波有 40 個取樣點，資料長度則固定在 50,000 筆取樣點，因此可紀錄筆數與每一筆資料長度以及每一筆資料內容有關。使用目的在於收集電力系統異常資料，以作為事故後之故障分析使用。

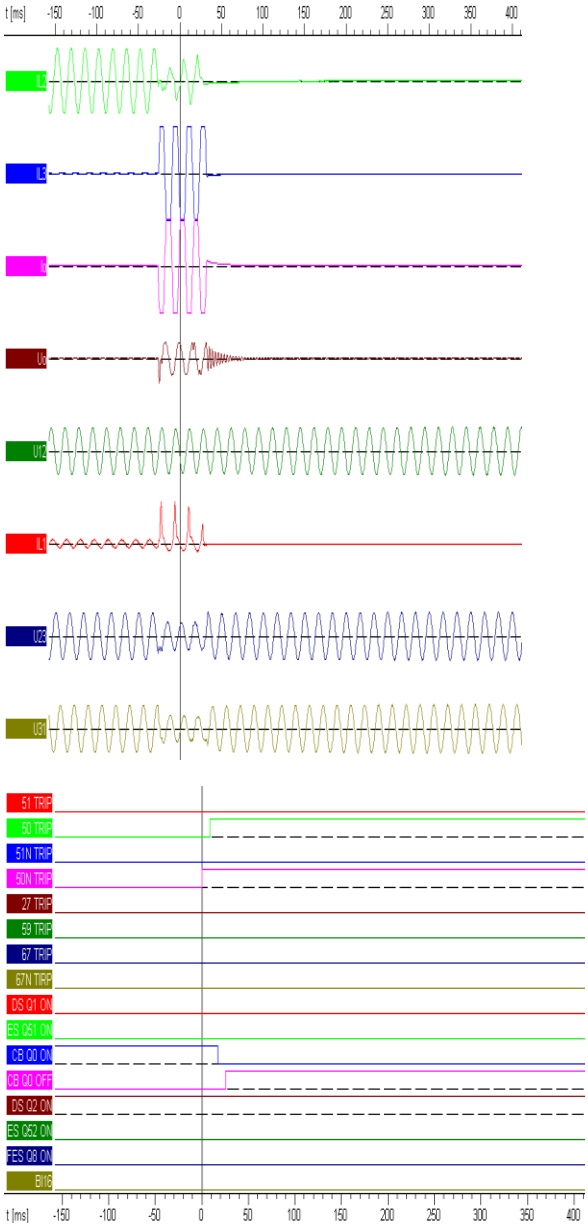



圖 8　暫態波形紀錄器之紀錄資料

圖 8 是由 WinEve 軟體讀取之故障波形紀錄資料。圖中時間標誌原點為暫態波形紀錄器的觸發點，可見此次紀錄是由 50N TRIP 觸發。時間標誌為負值的部分是故障發生前的波形紀錄，時間標誌正值的部分則是故障發生後的波形紀錄。其清楚紀錄三相電壓、三相電流及中性相電流的波形資料，同時也可觀察其 16 個觸發源的狀態改變情形。

## 九、結論

由於電子技術的蓬勃發展，使得新式的保護電驛已不像傳統保護電驛只具備單一功能選項，而朝向多功能的整合型裝置發展。同時也因為其可靠度與穩定度已提升至使用者要求標準，所以在市場上的應用益趨廣泛。本文重點在闡述其藉由微處理器的使用而衍生的狀態監視功能的基本原理與應用，希冀藉由對這些附加功能的了解與利用，來提升不論是對設備抑或是對電力系統的預警系統效能，進而更加落實其為電力系統哨兵的職責。

## 參考文獻

[1]. ABB FISUB, *Scheduled Maintenance (CMSCHED)*, 1MRS752361-MUM Rev. C, 2002.

[2]. ABB FISUB, *Operate Time Counter for the Used Operate Time (CMTIME_)*, 1MRS752364-MUM Rev. C, 2002.

[3]. ABB FISUB, *Spring Charging Control 1 (CMSPRC1)*, 1MRS752362-MUM Rev. C, 2002.

[4]. ABB FISUB, *Gas Pressure Monitoring (CMGAS1)*, 1MRS752359-MUM Rev. D, 2002.

[5]. ABB FISUB, *Three-Pole Gas Pressure Monitoring (CMGAS3)*, 1MRS752360-MUM Rev. B, 2002.

[6]. ABB FISUB, *Supervision Function of the Energizing Current Input Circuit (CMCU3)*, 1MRS752358-MUM Rev. F, 2003.

[7]. ABB FISUB, *Supervision of the Energizing Voltage Input Circuit (CMVO3)*, 1MRS752366-MUM Rev. E, 2003.

[8]. ABB FISUB, *Circuit-Breaker Electric Wear (CMBWEAR_)*, 1MRS752357-MUM Rev. D, 2003.

[9]. ABB FISUB, *Breaker Travel Time 1 (CMTRAV1)*, 1MRS752365-MUM Rev. C, 2002.

[10]. ABB FISUB, *Trip Circuit Supervision (CMTCS_)*, 1MRS752363-MUM Rev. E, 2003.

[11]. ABB FISUB, *Transient Disturbance Recorder (MEDREC16)*, 1MRS752341-MUM Rev. E, 2004.

# 同步發電機組輔機系統電源轉供規劃

台電公司　　鄭 強
崑山科技大學　王瑋民

## 摘　要

本文係研討大型汽力電廠 4.16 kV、6.9 kV 或/及 13.8 kV 輔機系統電源規劃方案，例如輔機匯流排可由輔助變壓器提供正常電源，起動變壓器供應後備電源，輔機匯流排可藉併聯轉供、快速轉供以及延時轉供模式，切換輔機電源。故可以起動變壓器高低壓側三相電壓相角位移條件，設計輔助變壓器 Dyn 連接型式，以滿足輔機匯流排之正常電源與後備電源，以同相位設計條件，維繫輔機匯流排電源切換之選擇性與安全性。

關鍵詞：輔助系統、發電廠、感應電動機匯流排轉供規劃、變壓器，電壓。

Keywords:Auxiliary systems, Power station, Motor bus transfer scheme, transformer, voltage.

## 一、輔機系統設計需求

大型核能與火力發電廠輔機系統之“安全性”，係於電廠設計規畫階段之主要考慮因素。輔機設備除了應符合相關標準規範外，亦可參考既設機組回饋之運轉經驗，檢討機組於特殊的運轉狀況下，影響現場作業人員與環境的潛在風險因子，並參考相關標準與法規改善影響設備運轉安全及壽命的可能因素。

大型汽力機組有關輔機電力系統之設備，包含輔助變壓器(unit auxiliaries transformer; UAT)、起動變壓器(station service transformer; SST)、緊急發電機、匯流排、斷路器及不斷電系統等。相關輔機系統在設計、製造與安裝之預算，約佔工程總價的 5 % ~10 %；而輔機系統故障後，所需的修復費用，可能不超過工程總價的 10 %，但是機組於滿載運轉情況下，因偶發事件引起發電機急停，輔機系統停電之同時，將升高汽機與鍋爐等重要設備過熱損壞的風險。若重要輔機設備因此受損，其修復費用與燃料替代成本，可能遠高於輔機設備的資產價值[1]。

一般大型汽力發電廠係將輔助變壓器規劃為輔機設備之正常電力，而由外線(off-site)供電之起動變壓器，屬於輔機機系統的備用電源；另廠內(onsite)備用電源，包含緊急柴油發電機、氣渦輪發電機之緊急電源兩者。當外線電源不可用時，廠內緊急柴油發電機需立即啟動，提供重要設備運轉電力。若廠內電氣系統全黑時，氣渦輪發電機亦須於啟動與加載規定時間內，完成啟動與加載操作程序，恢復廠內開關場、起動變壓器、重要與一般性輔機負載供電責務。故氣渦輪發電機、緊急柴油發電機、不斷電系統等，屬於廠內備用電力，而廠內緊急柴油發電機僅提供緊要設備供電[2]。

機組正常啟動至併入系統加載前，或依據運轉維護計畫執行降載、解聯、停機前，以及偶發事件引起機組急停機等不同

的運轉情況下，輔機系統係藉由外線與起動變壓器供電。維持輔機系統連續供電，有助於保障重要輔機設備，如儀控、保護系統、潤滑油系統、氣密油封系統、汽機設備之熱移除、吹掃系統(purge system)、維持冷凝器真空度等關鍵性設備之運轉效能。有關機組於正常、緊急停機狀態下，應維持優先供電與連續運轉的設備、輔機匯流排負載規劃原則，說明如下：

1. 發電機組於正常停機或是緊急停機時，應保持照明、通訊、加熱、通風、控制電源、電梯、潤滑油、廠區保全以及與機組安全停機有關設備之連續供電。
2. 擬定輔機儀控、主機潤滑油系統、保全、通訊、照明等設備之連續供電方案；如依負載種類與性質，規劃不斷電系統、直流電力與交流電力之配置與應用原則。
3. 規劃緊急柴油發電機對重要輔機設備的供電優先順序。
4. 將可用的備用電源、重要與一般性輔機設備，妥善地分配於各個輔機匯流排上，預防任一輔機匯流排停電，或是重要輔機設備受停電而停止運轉，影響汽機主設備之運轉安全。

機組併入系統後，發電機、輔助變壓器與自外線供電之起動變壓器三者，維持著同步關係。故輔機匯流排電源轉供操作，可藉同步檢定程序，依電源間的頻率差、電壓差及相位角度差等電量，校核輔機系統正常電源與後備電源間的同步狀態。故發電機運轉於系統同步速度於取載後，輔機匯流排可採取併聯轉供(parallel transfer)或是快速轉供(fast transfer)模式，將起動變壓器電源，切換至輔助變壓器電源。另機組於正常停機時，亦可採取併聯轉供或是快速轉供電源切換程序，將輔機匯流排切換至起動變壓器供電。

## 二、汽力機組輔機電源設計

### 1. 輔機電源非標準化之設計

大型火力發電機應用相間絕緣匯流排(isolated phase bus; IPB)，作為主變壓器(unit transformer; UT)、輔助變壓器電源側繞組之連接介面。主變壓器高壓側線圈(即主變壓器之二次側線圈)，經發電廠之超高壓開關場斷路器進入匯流排與電力系統；而輔助變壓器低壓側線圈(即二次側線圈)，則應用中壓斷路器或負載開關連接至輔機匯流排，提供下游輔機設備之正常電源。

一般主變壓器一次側繞組與輔助變壓器一次側繞組係直接連接至 IPB，發電機與 IPB 之間，可依應用需求，設計發電機斷路器；故機組於停機狀態，發電機斷路器位於開啟位置，主變壓器可藉超高壓輸電線路受電，經由輔助變壓器降壓後，可提供輔機系統#1A、#1B 匯流排之電源；另由一次系統提供的外線電源，經由開關場匯流排令起動變壓器受電，其二次側亦連接至#1A、#1B 輔機匯流排，作為輔機系統的備用電源。

汽力機組之發電機、發電機斷路器、主變壓器、輔助變壓器及起動變壓器之電力系統連接結構，如圖 1 所示；圖中主變壓器依據 ANSI/IEEE Std. C57.12.70-2011 標準規劃，設計為 Dyn 11 結構；輔助變壓器設計為 Dyn 1 結構，發電機側(一次側)電壓超前輔機匯流排電壓 30°之相角位移。故輔助變壓器低壓側與系統間的相角差為 60°；亦即超高壓系統電壓超前輔

機匯流排三相電壓 60°；故起動變壓器與輔助變壓器兩低壓側線電壓呈現異相位關係外，且其電壓差達 1.0 p.u.；故需限制輔機匯流排不得以併聯轉供模式、快速轉供模式切換輔機電源[3, 4]。

若於機組併入系統取載後，在此輔機電源結構下，僅能採取殘餘電壓轉供(residual voltage transfer)模式，將輔機匯流排上起動變壓器電源，切換至輔助變壓器電源；殘餘電壓轉供亦稱為延時轉供(time delay transfer)，於其電源切換操作過程中，可能因數秒鐘的短暫電力中斷，輔機匯流排低電壓現象，可能引起驅動重要輔機設備之高壓馬達跳脫，進而導致機組降載或停機。若一次風機、給水泵、冷凝水泵、循環水泵、空氣預熱器、鼓風機、粉煤機等重要輔機設備，部分或全部跳脫，係機組降載或是急停機之條件，均屬可能引起汽機設備損壞的重要因素。

## 2. 輔機電源標準化設計

參考電力系統階層式電壓相角位移準則，345 kV 超高壓輸電系統與 161 kV 一次輸電系統三相電壓屬同相位關係，相角位移 0°。汽力機組之發電機、發電機斷路、主變壓器、輔助變壓器及起動變壓器之電力系統連接結構，如圖 2 所示；圖中主變壓器、輔助變壓器及起動變壓器繞組結線，分別設計為 Dyn 11、Dynyn 11 以及 Ynynyn 0+d 之三相繞組連接結構，且輔助變壓器與起動變壓器低壓側繞組分別連接至#1A、#1B 輔機匯流排，在電源電壓同相位條件下，有利於輔機匯流排電源轉供規劃。

檢討主變壓器與輔助變壓器高低壓側間的相角位移，係超高壓系統電壓超前發電機端電壓 30°；輔機變壓器低壓側電壓超前發電機側電壓 30°；起動變壓器高低壓側線電壓之相角位移為 0°，屬於同相位關係。雖然此項輔助變壓器低壓側線電壓超前高壓側線電壓 30°之標準設計，與 ANSI/IEEE Std. C57.12.70 規定不同，但是在輔機匯流排上，正常電源與後備電源三相電壓間，將維持著同相位關係，故其電源間的電壓差趨近零。故輔機匯流排電源間，可採用並聯轉供、快速轉供模式切換電源。故於並聯轉供操作過程中，可維持輔機匯流排供電之連續性；另於快速轉供模式中，輔機匯流排約僅中斷供電 10 周波，約 90 %之殘餘電壓，不至引起低電壓現象，由高壓馬達驅動的重要輔機設備得以連續運轉，不影響機組之運轉性能。

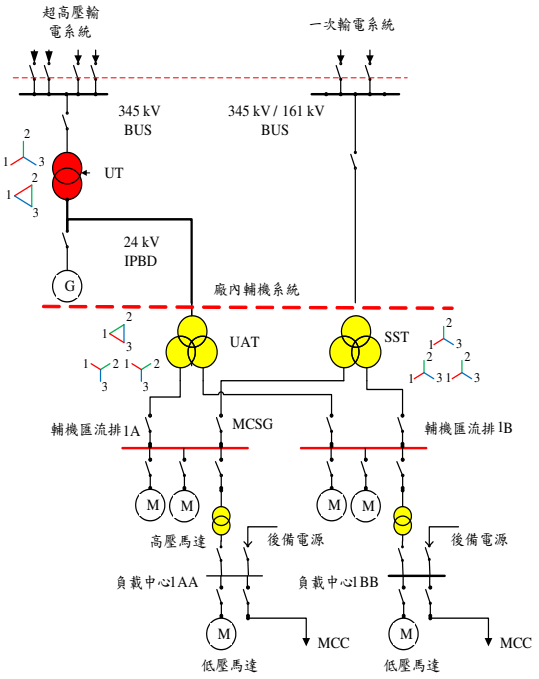



圖 1　發電機主變壓器-輔助變壓器-起動變壓器非標準接線相量圖

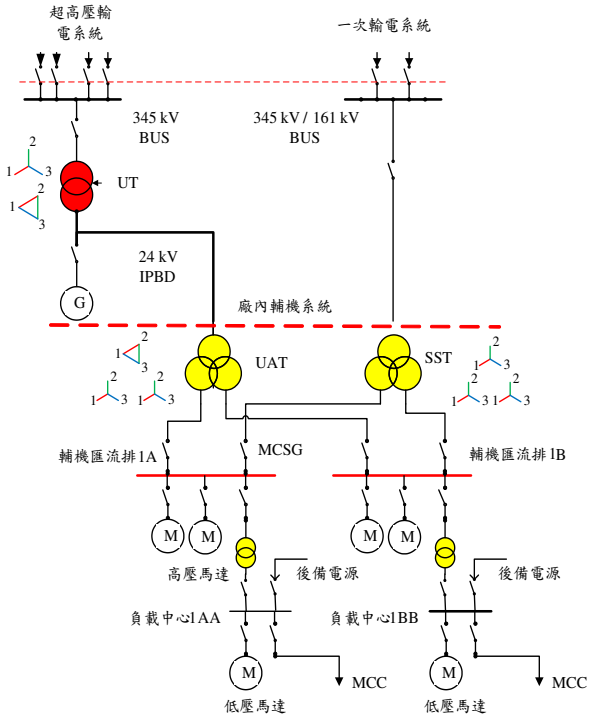



圖 2　發電機主變壓器-輔助變壓器-起動變壓器標準接線相量圖

## 三、輔機電源轉供規劃

大型火力發電廠為避免重要感應電動機匯流排停電，影響汽機急停對設備運轉安全的影響，多依關鍵性負載(critical or significant)的重要程度，設計一個或一個以上的獨立後備電源，並依正常及緊急電源切換規劃，降低輔機匯流排失去單一電源之風險。

感應電動機匯流排轉供規劃(motor bus transfer scheme)，需依設備容許之停電時間、感應電動機群轉動慣量、電源復閉之電磁暫態應力、旋轉電機再加速與啟動之暫態轉矩、電機之激磁涌流及其電壓降等因素，規劃感應電動機匯流排轉供與後衛(back-up)轉供模式。電源切換所需的控制邏輯，需具備同時性與順序性之控制模式，故可依預先規劃相關設備操作時序，以安全、簡潔、快速的方式，完成匯流排正常電源與後備電源之切換操作；以強化輔機電源之供電可靠度與供電能力，並分散單一電源停電之風險因素[5, 6]。

感應電動機匯流排轉供規劃考慮因素，須涵蓋系統運轉於穩定狀態，或是系統因擾動產生之不穩定之運轉狀態。穩態系統中的電壓、頻率以及送電端與受電端電壓之相角差或轉矩角(δ)均可維持定值；但是於系統不穩定情況下，感應電動機匯流排之感應電壓與後備電源之電壓、頻率、相位角度差，均可能受到系統擾動影響而變動。因此，感應電動機匯流排電源轉供規劃，亦需了解系統運轉狀態，藉以規劃主轉供與後衛轉供方案。主轉供可以速度性為規劃重點，後衛轉供則以安全性為考慮要項。

例如機組依運轉排程，執行啟動、運轉與停機等操作程序，輔機匯流排可依預定操作程序，選擇起動變壓器電源，或是選擇輔助變壓器電源之受電狀態，預先選定匯流排電源與轉供模式；故可以計畫型轉供規畫稱之。若電力系統發生擾動，或因廠內輔機設備之偶發事件，導致輔機設備於運轉中，無預警停電之運轉狀態，可歸類為緊急情況。在緊急情況下，未顧及電源切換的安全性，故多以殘餘電壓(延時)轉供，以較安全的方式，將後備電源切換至感應電動機匯流排繼續供電。

輔機匯流排電源轉供規劃，包含下列三種切換模式：(1)手動轉供規劃(manual transfer scheme)，(2)送電匯流排之自動轉供規劃(automatic live-bus transfer scheme)，(3)停電匯流排之自動轉供規劃(automatic dead-bus transfer scheme)。惟應用匯流排自動電源轉供規劃者，需充分檢討說明匯流排自動轉供技術與邏輯規

劃條件。

**1. 輔機匯流排電源轉供類型**

各種匯流排電源轉供型式之起訖時間,及其在匯流排電源切換所需的停電時間(dead time)亦不相同，因此可將輔機匯流排停電時間,作為感應電動機匯流排轉供規劃之分類基礎。

“併聯轉供(parallel transfer scheme)、快速轉供(fast transfer scheme)及延時轉供(delay transfer scheme)”是工業界中廣泛應用的三種基本轉供模式；其次，延時轉供又可區分為“殘餘電壓(residual voltage transfer scheme)、同相位(in-phase transfer scheme)及低速(slow transfer scheme)”三種轉供模式。

匯流排於轉供期間不停電者稱為“併聯轉供”規劃;轉供操作時間小於 10 週波以下者，稱為“快速轉供”規劃；轉供延時時間大於 20 週波以上的轉供方式有：(1)殘餘電壓轉供規劃,(2)同相位轉供規劃，(3)低速轉供規劃。

上述五種基本輔機匯流排電源轉供型式,併聯轉供規劃係先閉合後備電源斷路器,令主電源與後備電源在感應電動機匯流排上並聯運轉,因此於斷路器切換電源轉供過程中，在匯流排上並無停電時間。

併聯轉供期間，系統之實功率、虛功率潮流融通於主電源與後備電源間,可能因時間-過電流保護電驛動作，斷路器跳脫而導致轉供失敗。快速轉供、殘餘電壓轉供、同相位轉供及低速轉供等四種規劃，係利用先啟斷、後閉合之控制邏輯概念，得以改善電源併聯切換。快速轉供、延時轉供斷路器之切離與投入操作時間,約包含 6~300 週波的匯流排停電時間，且當於後衛電源斷路器投入時,輔機匯流排受電，完成電源復閉及電源轉供操作。

**2. 輔機匯流排快速轉供**

在穩態系統中，轉供前、轉供中，後備電源斷路器投入操作,以及轉供後等階段,輔機匯流排與感應電動機之動態響應說明如下：

(1) 轉供前，輔機匯流排穩定供電，各感應電動機皆穩定運轉，因此匯流排電壓、電流與頻率可以常數視之。

(2) 轉供中，是指主電源斷路器啟斷後，後備電源斷路器尚未投入前，有關匯流排之停電時間。輔機匯流排停電期間，感應電動機受到轉子轉動慣量及系統雜散電容作用下，即可令輔機匯流排維持相當程度的時變電壓；輔機匯流排上的電壓、頻率不為零，稱為匯流排“殘餘電壓”。

(3) 轉供中，殘餘電壓初始值與最終值，必須大於 0.8 pu，係輔機匯流排快速轉供之規劃要求。

(4) 後備電源斷路器投入瞬間：後備電源在連接於匯流排前，因匯流排殘餘電壓、頻率呈現遞減趨勢；其開關操作所產生的暫態現象，與斷路器投入角度有關，亦與斷路器的投入之相位角度呈現正比關係。

(5) 轉供後，後備電源提供連接於匯流排上的感應電動機，獲得再加速或再啟動的驅動能量，在此動態響應過程中，旋轉電機及靜止電機表現出激磁涌流的特徵。

快速轉供過程中的兩個變數,分屬順序性以及同時性(sequential and simultaneous)，這兩個變數，發生在同一時間以及交互影響伴隨而來的變動因素。

一般而言，快速轉供之操作，須在 10~15 週波內完成，故輔機匯流排可以較高的殘餘電壓、較小的頻率差以及相位角度差，完成電源切換；其次，亦不允許輔機匯流排主電源與後備電源，短暫的併聯運轉。故依快速轉供條件，規劃設備操作時序，有助於減緩相關電力設備之電氣與機械衝擊應力。

輔機匯流排於喪失電源後，系統中突波吸收電容器及中壓電力電纜之對地電容值，可提供感應電機所需的他激能量，而其轉動慣量，足以驅動並將其轉換為感應發電機，故匯流排之殘餘電壓與頻率不為零。藉殘餘電壓初始值、轉子速度之衰減比例，以及殘餘電壓與後備電源間的頻率差，所合成的電壓包絡線，可呈現出兩者電壓相位角度之變化趨勢，可供檢討斷路器閉合操作之衝擊程度。

### 3. 電源復閉角度之檢討

典型汽力機組廠內輔助變壓器與起動變壓器電源，可視為來自不同系統的雙電源，兩者經由斷路器可匯集於輔機匯流排上。考慮匯流排快速轉供的條件，含送電端與受電端電壓之相角差或轉矩角(δ)，是否維持在同相位(in-phase)或容許電源復閉±25°相角差範圍中。

若轉供中，未監視電源間的轉矩角度差，將提高後衛電源斷路器過度的電源復閉瞬間，伴隨而來的開關操作之暫態過電壓、電力變壓器之突入電流、循環電流、融通電力以及在感應電動機產生過度的復閉轉矩(reclosing torques)等不利因素。其次，若鄰近輸電系統發生故障與擾動，因而中斷輔機電源，於此異常運轉情況下，可能擴大系統電源間的轉矩角度差，可能導致後備電源斷路器，操作於最惡劣的 180°異相位(out-of-phase)情況下。因此快速轉供規劃，須謹慎評估與監測系統電源復閉投入(closely tied)角度差之變動情況與影響。

## 三、輔機匯流排電壓異常保護規劃

汽力機組之輔機匯流排電源轉供之低電壓保護規劃(degraded voltage relaying scheme)，可應用於評估供電電源的可用性，可防範電氣設備持續運轉於系統電壓異常情況下。異常電壓在 IEEE Std. 741-1997 相關標準及其指導綱要中，多以低電壓之運轉情況作為保護重點[2]；故此份標準以提供輔機匯流排低電壓電驛(undervoltage relays)應用指導，以作為感應電動機匯流排之電壓降低或是喪失電壓(degraded voltage and loss of voltage)異常現象之偵測元件；如(1)交流電力系統，(2)直流電力系統，(3)監視及控制系統之相關組件。

感應電動機匯流排及啟動電源保護規劃中，喪失電壓以及電壓降低保護電驛(loss of voltage and degraded voltage relays)是屬兩種不同系統故障類型的保護裝置，藉由裝置於不同地點比壓器二次側電壓訊號保護電驛高低設定值，偵測並判斷感應電動機匯流排之電源側以及負載側電壓，是否發生電壓降低或是喪失電源之異常狀態。

“電壓降低(degraded voltage condition)”之定義：指出運轉電壓高於或是低於正常電壓之異常偏差現象；若於系統中，持續存在低電壓的運轉狀態，可能對連接負載或是控制電路系統造成損壞；若電源或是匯流排電壓降幅，可令設備立即失去運轉能力，及其預定之運轉功能者，

稱之為“失去電壓”。

喪失電壓電驛(LVRs)係輔機匯流排低電壓保護規劃的環節之一，考慮電壓振幅限制值之大小，以及電壓降低持續之時間，是標置電驛設定值與延遲時間之基礎。當輔機匯流排電壓降低至不可用幅值以下時，失去電壓保護電驛應快速地偵測故障現象，並有效隔離異常外電電源有其必要性。若是輔機匯流排低電壓保護電驛發生誤動作，將造成運轉中的輔機設備及其感應電動機失速。因此，電壓保護電驛延遲動作所需之時間，必須足以支持系統渡過輸電系統故障、開關切換產生之暫態現象。

當電壓異常保護系統啟動後，將配合自動控制邏輯程式，跳脫電壓異常之供電斷路器，並選擇一種最適合系統電源之切換(transfer)模式，將後後備電源或是緊急柴油發電機連接至輔機匯流排繼續供電。

輔機匯流排電源轉供自動控制邏輯規劃概念說明如下：轉供控制邏輯係於電驛啟斷主供電斷路器時，利用斷路器輔助接點(52-bb)改變狀態之瞬間，驅動轉供邏輯控制程序，當控制邏輯接受後衛電源可用之必要條件後，驅動後衛電源(alternate power supply)斷路器閉合之投入動作；後衛電源斷路器投入對輔機匯流排供電後，若無異狀，即完成輔機匯流排電源切換之轉供程序。

## 四、結論

汽力機組輔機電源包含主電源與後備電源，可以邏輯條件作為選用適當電源之要件。考慮系統電壓階層相角位移及輔機電源配置情況，故輔助變壓器高低壓側之三相電壓，不需侷限高壓側電壓超前低壓側電壓 30°之規定，可依輔機電源結構、併聯轉供模式，規劃輔助變壓器三相電壓之相角位移量。依本公司電壓階層架構及主變壓器、起動變壓器三相繞組結線之相角位移規定，汽力機組採 Dyn11 結線之輔助變壓器，為低壓側超前高壓側電壓 30°之相角位移關係，另輔機匯流排之正常電源與後備電源，可保持於同相位關係。

輔機匯流排電源轉供規劃目的，係為快速隔離不利於重要設備正常運轉之不可用電源外，亦須儘速恢復感應電動機匯流排之受電狀態，以維繫汽力機組重要輔機泵類負載及排煙脫硫環保設備之運轉效能，降低輔機停電影響重要熱機與環保設備之風險。

在系統異常情況下，檢討電機運轉特性及其設備可承受之運轉裕度，輔以適當地檢測技術及控制方法，有助於降低異常事件，對機組的衝擊與影響。擬定大型火力電廠之輔機匯流排電源切換策略，亦有助於提高及保障汽機設備之運轉安全。

## 參考文獻

[1] IEEE Std. 666-1991, “IEEE Design Guide for Electric Power Service System for Generating Stations”.

[2] IEEE Std. 741-1997, “Criteria for the protection of class 1E power systems and equipment in nuclear power generating stations”.

[3] IEEE Std. C57.12.00-1987, “IEEE Standard General Requirements for Liquid-Immersed Distribution, Power and Regulating Transformers”.

[4] IEEE Std C57.12.70-2001, American National Standard Terminal Markings and Connections for Distribution and Power Transformers.

[5] Pettigrew, R.D., Powell, P., Burnworth, J., Haas, R., Gil-Berlinches, J., Waudby, P., Mozina, C., Pierce, A., Tajaddodi, F., Beckwith, R., Fennell, E.C., Rebbapragada, V., Nail, G., Gardell, J., Mazumdar, S., Chhak, S., Beckwith, T., “Motor bus transfer,” IEEE Transaction on Power Delivery, Vol. 8 Issue: 4 , p.p. 1747 -1758, Oct. 1993.

[6] Roger H. Daugherty, "Bus Transfer of AC Induction Motor: A Perspective”, IEEE Transaction on Industry Applications, Vol. 26, No. 5, September/October 1990.

# 815 大停電的省思

常務監事 李國楨

## 一、引言

今(106)年 8 月 15 日 16 時 51 分全台各地發生無預警大規模停電，經查明禍因起於中油更換設備，未依 SOP 先切換電動閥門(Valve)改自動為手動模式，就直接施工。當安全裝置偵測到異常信號出現，電動閥門隨即自動關閉。2 分鐘後大潭電廠 6 部機組因燃氣中斷紛紛跳脫，全台電力系統瞬間減少 438.4 萬瓩，導致全系統電壓、頻率驟降，啟動全系統低頻電驛(設備代號 81)緊急卸載。換言之，全系統必須緊急降載約略 438.4 萬瓩，使電力系統供給與需求再次恢復均衡狀態，如不能即時降載可能啟動其他大型火力機組之過載保護電驛動作跳機，自保其汽渦輪機大型葉片不受損傷。若緊急卸載量失靈，可能會發生機組間先後追逐跳機，導致最惡劣情況下電力系統全黑，也就是全系統電力全部消失。幸好當天低頻電驛緊急卸載成功，挽救電力系統免於癱瘓。

回顧民國 100 年 3 月 11 日在日本福島發生強烈 9 級震災引發海嘯倒灌，造成東京電力核能一廠#1、#3 機組冷卻系統之緊急柴油機故障使冷卻功能失靈，但反應爐溫昇不斷，導致氫爆被評為「第七級事件的事故」與車諾比爾核災同級，意即可能會造成嚴重的健康及環境後果，偵測到碘-131；銫-137 半衰期 30 年。福島核災事故震撼全球，頓時全球恐慌指數驟昇，當時日本政府依照民意要求停止所有境內核電運作，並要求施行安全檢驗。

兩年後，日本安倍政府因核電停止運轉而呈現電力供應不足需求，基於務實考量而改變初衷，同意恢復核能發電迄今不變。由是觀來電力供應不虞匱乏，才是發展經濟、穩固民生的基本要素。連核災的日本政府都懂得領悟巧變，而無核災的我國政府卻執迷非核家園政策，不知與時俱進。

韓國總統候選人文在寅在競選時宣示「無核家園」政策，但今年 6 月要求暫時停建兩座反應爐前，其興建進度已達 30%，投入資金約 1.6 兆韓元(14 億美元)。但近來韓國金融時報報導，由 471 位公民組成的委員會表示，59.5%成員贊成恢復興建蔚山近郊的新古里 5 號和 6 號反應爐，但 40.5%成員反對。青瓦台辦公室表示，尊重委員會的意願，將推動恢復興建兩座反應爐的必要措施，即使有鄰國日本 311 福島核災的前車之鑑，南韓仍然堅持發展核電，是一項明智的抉擇。

電源政策之制定須考量空污的改善、減碳的排放、生態的衝擊及降低天候風災等禍因，追求科學之精神配合應用科技之實證，選擇「利益不求最小，除害應求最大」之中道理念，老子說:「禍兮福之所倚，福兮禍之所伏。」意即福禍相依且共存，火力發電方案選擇各有利弊，偏頗選擇反使弊端危害更大，故應捨棄以偏概全，猶如食物營養應選擇均衡才能有益於人體健康。故燃煤、燃氣、核能發電均應適度比例搭配，以求均衡穩定能源，又可減少激烈禍害程度出現。

## 二、對電力系統穩態運轉之迷失

電力系統係由發電供給系統與負載需求系統所構成，兩者供需關係處於均衡狀態時,就能維繫電力系統於穩態(steady state)運轉，可保長久穩定。意即穩態電力系統只存在於供需兩方面不相上下，幾近於均衡狀態，此時電力系統電壓處於正常值，其頻率為 60Hz(台電發電機轉速頻率值)，表示發電機維持正常轉速運作。

當穩態運轉的電力系統遭遇到突發重大事故狀況後，就由穩態轉變為暫態(transient state)現象，情況有兩種，分述如下:

情況一:發電系統發生意外跳機(如 815 大停電事故即是典範)。負載需求仍維持原狀,但電力供給不足,故全系統電壓、頻率瞬間驟降，其頻率遠低於 60Hz，表示線上系統發電機呈現超載運轉，故線上機組過載電驛會被啟動跳機，因此必須仰賴全系統低頻電驛(設備代號:81)散佈於各處全面執行緊急卸載，迅速使系統電壓、頻率再度恢復穩態，避免線上機組過載率先跳機。

情況二:假設負載系統發生震災、風災、電塔倒塌、電力設備故障…等不可抗拒因素，引起大規模停電。瞬間大量負載需求消失，但發電供給系統仍處於原來狀態，此時系統電壓驟升，其頻率遠高於 60Hz，代表發電機超速運轉，則各機組之過壓/頻率電驛(Volts/Hz；設備代號 59/81)紛紛自行動作跳機，試圖使電力系統電壓與頻率再次恢復穩態運轉。

電力調度人員可從系統電壓及其頻率變動立即研判出:究竟系統大事故是屬於發電系統?還是負載系統?哪方面的問題。前述兩者危機若緊急處理完美不足，即不能維繫瞬間電力供需均衡狀態，則後續可能機組跳脫或負載卸除，搖擺不定造成電力系統的癱瘓，此完全取決於保護電驛標置之協調運作及彼此發揮關鍵時刻功能。

穩態的電力系統運轉對發電端要求可靠性，其內涵包括(1)電力穩定性與(2)電力安全性。就穩定性而言，發電端須滿足負載端每天 24 小時用電需求,這說明為什麼要以核電為基載運轉(燃料成本幾乎固定,不隨著發電量增加而變動),完全符合經濟調度準則。而以一般火力發電為中載運轉(燃料成本隨發電量遞增而成正比例增加);至於再生綠能則因全天候發電量穩定性不足,因此僅能供給居家用戶使用,不適用高精密科學園區及重電產業。

其次就安全性而言,能忍受系統設備事故發生，但不會釀成擴大停電規模，此倚賴堅強的保護電驛系統，全方位劃分適當的保護區間並配備主保護、後衛保護交互監測。一旦設備故障快速區隔於健全系統之外。另外需要落實電源分散供應的設計理念，有效降低電源過度集中的風險，實施就近供電減少停電機率。

檢視 815 大停電事件,暴露大潭電廠發電量占比過高，當電廠機組無預警全停時，全系統發電量瞬間遠小於負載量，導致全系統電壓頻率驟降幅度過大，除造成大規模停電，與電力不足所施行相關分區輪流限電作業。本案例違反電源分散供電理念，也與運轉安全性不符，暗藏風險深化電力系統的不可靠性，也就是對電力系統穩態運轉之迷失。

如不思改善則對整體電力系統穩態運轉仍危如累卵，有如把大多數雞蛋放在一個籃子裏，不肯將多數雞蛋零散分裝在多處籃子裏，一旦發生重大事故，其衝擊如排山倒海無可挽救，悔之晚矣。

## 三、穩控電力尖峰負載關鍵時期

國內每年尖峰負載期間都是出現在6月～9月夏季用電，大致6月呈現陡升狀態，7、8月出現尖峰負載，9月呈現緩降狀態,因此電力系統運轉只要穩控6月～9月，其他時期供電則游刃有餘，可謂輕舟已過萬重關。

目前經濟部規畫的2025年台灣能源轉型目標「532配比」,即天然氣占最大宗達50%,燃煤占30%,核能的缺口則由再生能源取代，占20%。

反觀大潭電廠在觀塘地區,擬建造天然氣儲液槽，卻因藻礁保育問題遭遇環團抗爭，前途展望難以臆測。加上7、8月正值國內用電尖峰負載期間，急需大量天然氣供發電用，不幸此期間也是颱風密集侵襲菲律賓、台灣及南海周邊海域，外購天然氣運輸船恐難每次使命必達，如期運抵接收站。目前天然氣接收站只有台中港與永安港兩處，自台中港埋管長途輸送至大潭電廠，顯示設計有重大缺失。

為執行非核家園政策,大潭廠肩負擴充到10套機組,一者違反前述電源分散設計理念，二者天候因素不利夏季運輸船密集航行，三者儲氣槽建造遭遇抗爭，不利於燃氣儲備長期需求，增建新機組命途多舛，風波不斷。

依據前行政院副院長、長風基金會能源政策小組召集人杜紫軍指出:台灣目前天然氣的安全存量只有14天,所以不能說「今天夠用就好」。上述天時、地利不確定因素均造成大潭廠未來發展成為主要燃氣發電廠的隱憂，一旦天然氣無以為繼，被迫缺電限電，這是非核家園換取的代價，能不省思嗎?

因應尖峰負載時段,所有大型火力機組全數上陣，但仍須提防突發事故因應危機之道。一般重大事故，諸如老舊機組設備故障或管路破裂、電塔因強颱倒塌、或塔基受豪大雨沖刷導致輸電線路傾斜跳脫。若能隨時心存「養兵千日，用之一時。」之概念,預備充足的備轉容量與備用容量,即可化解危機於無形。

一次無預警大停電,可能使工商業界損失金額超出數十億，甚者數百億元，故政府投資備用容量經費，正是消除大停電事故可能損失金額。如今政府不解其中轉嫁損失意涵，誤以為投資備轉容量是浪費公帑，形成「減少民間工商業停電限電損失」與「政府投資效益」孰輕孰重?混淆不清。

## 四、探究815大停電背景因素

盤點106年台電閒置的大型發電機組，有核一廠#1G及#2G和核二廠#2G，裝置容量總共有225.7萬瓩。在729尼莎颱風摧毀和平電廠輸電電塔，造成和平電廠停機，電力系統缺少132萬瓩。原可運用上述閒置機組補足缺口，然而行政院卻下令所有公務機關從13時到15時禁止開啟冷氣，並嚴格稽查室內空調溫度低於26度的店家，也指示台電在需量競價上賠本加碼，引起環保團體抗議，並激起社會廣泛的質疑。 期間有網友在「公共政策網路參與平台」提案重啟核一、二與核四，來化解限電危機，並以核能發電盈餘發展綠能,但遭前行政院長林全表態反對此作法。可以嗅覺出政府非以服務國民福祉為前提，而以堅持非核亦能供電之假象，曾幾何時民主政府竟能霸凌專業營運，綁架台電實施經濟調度的盈餘權益。

前已述及核能發電成本不因發電量多寡而增加，改燒燃氣機組成本則隨發電量成比例遞增，閒置核能換取每年浪費公

帑約 600 億元天然氣費用，如能移轉這筆費用挹注於國內少子化、高齡化、長照社福等業務推展，相信必能使許多老少廢疾者受益，有助於改善社會積弱不振現象。

政府的一念之差附加倒行逆施，掩飾核電既無空污、不排碳且續航力充足之優點，正足以裨補一般燃煤、燃氣火力之缺失。不思及此反以人為意識干預核電機組提前除役，排除機組備轉容量的空間，導致非核能發電機組被操弄的很嚴重，無法允許有人為犯錯的空間，從 815 大停電事故中更突顯政府能源政策偏執扭曲所招致的噩運，電力供給品質能不下降嗎?

中華經濟研究院助研究員陳中舜指出，根據 2016 年世界經濟論壇（WEF）報告，台灣「電力供給品質」倒退七名，反映電力供給穩定度下降；今年電塔倒塌事故、電廠跳機意外等，恐都會納入今年的評比中，「評比如果再下降，有可能影響外資投資的信心。」

美國財經媒體彭博旗下的研究平台彭博行業研究曾提出的分析報告中預測，台灣未來將持續缺電。原因包括：在過去 3 任總統與多屆立法委員任期內，台灣內部對於能源議題持續角力、台灣內部天真地認為再生能源可以解決所有能源短缺的問題等。

## 五、結語

探討 815 大停電事件，核一廠與核二廠停機裝置容量有 225.7 萬瓩，而大潭發電廠 1 到 6 號機組中載運轉，發電量有 438.4 萬瓩。常態上核能機組作為基載運轉，而大潭電廠中載運轉只要 212.7 萬瓩，電力系統即可穩態運轉。假設中油發生人為疏忽導致跳機，瞬間短缺 212.7 萬瓩電力供應，即使全系統低頻電驛緊急卸載，也僅以 212.7 萬瓩負載為限，不致大規模停電，且啟動備轉(用)電力後，應不至於實施輪流分區限電作業。

前行政院長林全於 815 事後，卻對外聲稱:此與重啟核電無關，若非大潭機組全跳，也不會發生限電問題。即使核電全部啟動，停電事件還是會發生，因為跳脫電力大於核電重啟電力。這種輕描淡寫、避重就輕、推諉卸責的說詞，實在令人難以苟同，茲分述如下:

1、假設事前核電全部啟動，因中油人為疏忽導致跳電，但檢視停電規模大小有天壤差別，給國際社會觀感評價迥異。猶如同樣車禍事故，其一:輕重傷車禍，重傷者無生命危險，住院觀察無虞後立即出院，實屬不幸中之大幸，令人喜極而泣。其二:死傷慘重車禍，重傷者生命垂危，即使治癒可能殘障，家庭破滅之不幸悲劇令人痛不欲生。兩者感受後果會相同嗎?

2、還洋洋得意表功:這兩年把幾個核電機組停下來，「我們還是撐過來了」。平心而論核一、核二、核三廠運轉 30 多年，為國家發展經濟穩固民生用電，貢獻良多也無重大核安事件發生，不求有功，何過之有?況且改燃天然氣發電，徒增浪費公帑、增加排碳強化溫室效應，造成氣候異常與空污危害，這些負面效應政府都無感嗎?

3、蘋果日報指出，當大潭電廠意外發生後，台電已經沒有備用電力可緊急供應了。堅持閒置核電機組後，政府偏執發展綠能，表象立意良善，但未深入了解風力發電與太陽光電不但耗費資源和能源，又須占用大面積土地或海域，對生態也會起某種程度衝擊，更嚴峻的是須受制於天候、風災等大自然外力挑戰，故綠能並非穩定的電源，更非萬靈丹解藥。

核能發電屬於高科技產業，所以在設計上具備層層嚴格的保護機制，依照國際

準則訂有一套標準作業程序。我們從國際強權國家如歐、美等國競逐製造核子動力航空母艦、潛水艇，就可研判出是誰無知無能?身為現代文明人,理當擁護新科技與接受科學新知，而非主觀偏執假象，如瞎子騎馬陷入危機四伏，仍自以為是。

在此值得一提的是:政府近來頻頻傳出有意讓日本福島核災地區食品叩關進口，因全球除台灣與大陸地區全面禁止進口外，其他地區如歐、美等均同意進口。因此政府陷入兩難抉擇之中。前半段堅持作繭自縛，後半段就要抽絲剝繭，剪不斷、理還亂，心理矛盾煎熬無以復加。如果連核災地區食品都可進口,那核電運轉何懼之有?如果懼怕核電運轉有核災疑慮，哪來立場接受核災區食品?

綜上所述，實現非核家園的目標，代價不外乎缺電、電費調漲、及嚴重空汙危害和排碳霧霾。最近賴清德院長似乎鬆口表示，若明(107)年用電量吃緊，不排除再運轉核電，也是最後的手段，既知如此，何必當初?

近來有環團發表「全球暨台灣燃煤發電不可不知的真相」,談到法、英分別訂定在六、八年內全面淘汰燃煤；大陸與南韓也取消興建中或不再建置新燃煤電廠。而台灣卻是全球第 5 大煤炭進口國，煤炭需求仍持續成長，政府遲遲都未明確表態退場機制,如何有效解決空污及減碳的時程?

火力發電排放的空污細懸浮微粒 PM2.5，長期危害人體呼吸系統功能，又排碳增加使盛夏酷熱時日延長，強颱威猛更勝從前，巨量豪大雨出現不尋常警訊，危害農作物損失不貲，低窪地區淹水不斷，河川道路橋樑沖毀，威脅生命財產安全時有所聞，政府年年支付大筆災害補償費，強力印證空污排碳未改善前，實不宜輕言廢核。

如果核電運轉能顧到環境品質，減少大自然反撲與消除空污危害國民健康，我們還需躊躇不前嗎?至於核電運轉仍須高度警戒，以核安為首要目標，利用新科技提升維安警示，平日加強安全講習及熟悉演練操作，讓運轉人員得以從容應變。探討全球核災事故都是屬於特殊背景的個案而非通案，所以可推知核災只是偶然並非是必然，謹慎操持專注過程，平安渡過風險，並不是不可能辦到。對核能發電應以平常心視之，甚者以中性看待，是解決空污減碳、氣候變遷及電力穩定等不可或缺的解決方案，這也是鄰近日本、韓國恢復核電之主因。

「非核家園」政策並非不可行，但須以新科技有效解決各種負面效應為前提。貿然停止核電，將面臨舊問題未解決，新問題接踵而來，茫亂團轉仍走不出原地。故延緩核電等待良機，才是智慧覺悟者的心態與作法。