

Non-SF₆ 中壓 GIS 技術發展及配置可行性評估

台電輸變電工程處北區施工處 謝政達

台電輸變電工程處 方怡珊

摘要

目前台電公司配電系統內之氣體絕緣開關設備，內部絕緣介質均採用六氟化硫(SF₆)氣體，SF₆絕緣特性及消弧能力佳，但對環境以及分解後人類健康影響甚巨。如何減少 SF₆ 之使用及排放量，將是重要課題；接續介紹 SF₆ 之替代氣體與目前 Non-SF₆ 中壓開關設備技術。再以使用商品化之產品規格應用比照安裝 GIS 基礎上，評估建物結構與設備載重等多項安全指標之可行性。

本文內容主要價值在於提供未來台電配電系統進行興建及汰換工程時重要參考案例及應用。

壹、前言

隨著人類科技的進步，地球氣候的劇烈變化是本世紀最大的環境挑戰。包括海平面上升，不斷創紀錄的高溫，臭氧層被破壞…等。而氣候變化所帶來的破壞，會對生態造成無可彌補的傷害，且嚴重威脅人類未來的存亡。

人類活動使大氣中溫室氣體含量逐漸升高，由於燃燒化石燃料、二氧化碳、甲烷等產生排放的氣體，經由紅外線輻射吸收留住能量，導致地球表面溫度升高，加劇溫室效應，造成全球暖化。為應對氣候挑戰，減少溫室氣體排放量可降低溫室效應之影響。

目前台電公司所使用之氣體中壓

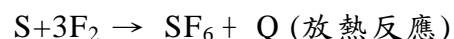
開關設備(GIS)，使用六氟化硫(SF₆)或真空介質做為絕緣與消弧之介質。其中 SF₆ 為一溫室氣體，其在大氣中的壽命為 CO₂ 的 3200 倍；每排放 1 噸六氟化硫，相當於排放 23900 噸的二氧化碳。故 1997 年於日本京都召開的國際氣候變化綱要公約中(京都協議書)，SF₆ 被列為必須要減少排放的 6 種溫室氣體之一。

台電公司身為國營公用事業，肩負穩定供電、友善環境之使命。需提前佈署無 SF₆ 中壓開關設備(GIS)技術發展及可行性。

貳、六氟化硫(SF₆)之特性

六氟化硫(Sulphur Hexafluoride、化學式:SF₆)是由 1 個硫原子和 6 個氟原子組成之人造氣體，分子結構為完全對稱的正八面體，六個氟原子位於頂點位置，硫原子處於中心位置，以供價鍵結合(如圖 1)。其具有無色、無臭、無毒、不可燃、穩定、不易分解、不融於水、高絕緣性及不與電器設備中常用的金屬及其它有機材料不發生化學作用等特性。密度約為空氣的 5 倍，其消弧能力是空氣的 100 倍。

製造 SF₆ 的方法，工業上普遍採用單質硫磺與大量氣態氟直接化合法。化合完成後需經過熱解、水洗、碱洗、乾燥和吸附等一系列淨化處理，才能使氣體純度達到標準規定的 99.8%。其化學反應式如下：



SF₆ 擁有很高的絕緣特性，因其分子的負電性很強。負電性為分子(原子)吸收自由電子形成的負離子，能迅速補捉自由電子形成重負離子；負重離子的遷徙率較低且與正離子結合後，會使空間內帶電離子急劇減少，阻礙放電的形成與發展。

電弧，是由於電場過強，氣體發生電擊穿而持續形成電漿體，使得電流通過通常狀態下的絕緣物質之放電現象，當通電中的高壓電路出現導體與導體分開時，兩端就會出現電弧。SF₆ 吹熄電弧的動作，可視為氣體分子分解、電離、復合及帶電質點的運動過程。然而在大功率電弧、電暈放電作用下，SF₆ 氣體會分解和游離出多種產物，主要是 SF₄ 和 SF₂，以及少量的 S₂、F₂、S、F 等。

全世界每年生產 10,000 噸的 SF₆ 氣體中，有 80% 是用於輸配電工業，其中開關設備；氣體絕緣斷路器(GCB)、氣體絕緣開關(GIS)及氣體絕緣輸電線(GIL)，約佔用量的 80% 以上。為了環境保護及人類的健康，開發新式氣體絕緣之開關設備刻不容緩。

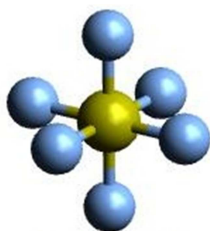


圖 1 SF₆ 分子及電子結構圖

參、SF₆ 之替代氣體探討

鑑於 SF₆ 對環境衝擊問題，國際電力設備製造商致力於研發替代氣體及技術運用在輸配電工業中。替代 SF₆ 氣體，必需擁有可靠的絕緣能

力、比 SF₆ 低的 GWP 值、液化點低、低 ODP 值、電弧分解物不具毒性等特點。

目前已成熟並廣泛應用中的氣體有：NovacTM4710、NovacTM5110、g³(green gas for grid) 氣體、Clean-Air(潔淨氣體)、及 AirplusTM。

一、NovacTM 絕緣氣體

3M 公司致力於研發可替代 SF₆ 的氣體，因而發展出兩種絕緣複合氣體 NovacTM4710 和 NovacTM5110，有不可燃和不破壞臭氧層的特點，三者特性比較如表 1。NovacTM4710(化學式：(CF₃)₂CF₂CF₂)絕緣強度約為 SF₆ 的 2 倍，NovacTM5110(化學式：CF₃C(O)CF(CF₃)₂)約為 SF₆ 的 1.4 倍。

表 1 NovacTM4710、NovacTM5110 及 SF₆ 特性比較

Property (at 25°C)	Novac 5110	Novac 4710	SF ₆
Molecular Weight (g/mol)	266	195	146
Flash Point (°C)	Nonflam mable	Nonflam mable	Nonflam mable
Freezing Point (°C)	-110	-118	-51
Boiling Point (°C)	27	-5	-64 *
Vapor Pressure (kPa)	94	297	2149
Gas Density at 1 bar (kg/m ³)	10.7	7.9	5.9
Dielectric Strength at 1 bar (kV over 2.5 mm gap)	18.4 at sat'n	27.5	14.0
Atmospheric Lifetime (years)	0.04	30	3200
Ozone Depletion Potential (CFC-11 = 1)	0	0	0
Global Warming Potential (100-yr ITH, IPCC 2013 method)	< 1	2100	23500
Greenhouse Gas Emission Reduction relative to SF ₆	≥ 99.99%	≥ 98%	---

相對於 SF₆ GWP(Global warming potential) 為 23500，NovacTM4710 GWP 為 2100 NovacTM5110 GWP 為 <1，對溫室效應影響將大幅減少。NovacTM4710 及 NovacTM5110 其飽和蒸氣壓(vaper pressure)表現不如 SF₆ 氣體，因此使用上會混合其它惰性氣體，增強低壓時氣態與其凝聚態動態平衡的能力，以作為電力設備之應

用。Novec™4710 和 Novec™5110 在 2.5mm 在電極距離的測試距離，在不同氣壓下的絕緣性皆優於 SF₆，如下圖 2 所示。

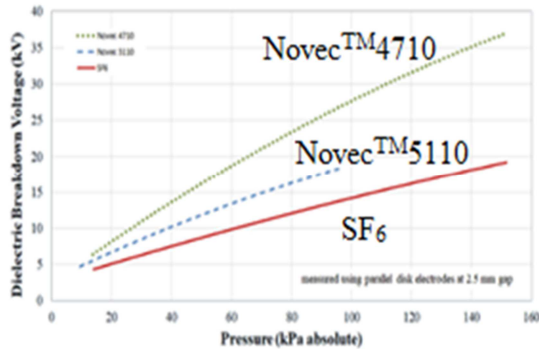


圖 2 Novec™4710, Novec™5110, SF₆ 絕緣強度圖

二、g³ 絕緣氣體

g³(green gas for grid)為 GE 公司為公共用電系統所開發的綠色電網氣體，由 80%的 Novec™4710 氣體與 20%CO₂ 組成，半公斤 g³ 即可取代 1 公斤 SF₆，可大幅降低溫室氣體排放量。g³ 氣體可使用於高壓設備中，其性能與 SF₆ 相同，特性差異極小，就如同在原有設備中裝用另一種氣體來絕緣。由下圖可知，在相同氣壓下 g³ 絕緣強度相當於 SF₆。

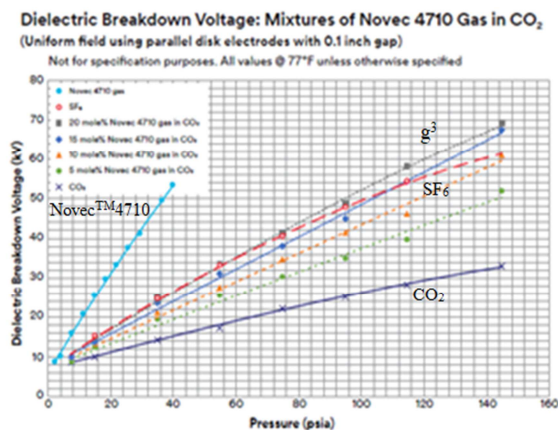


圖 3 g³ 與 SF₆ 絕緣特性比較

g³ 氣體主要應用於高壓電力設備中，英國國家電力公司(National Grid)於 2016 年在 Sellindge 裝設全世界第一條使用 g³ 氣體做為絕緣介質的 420kV 電氣絕緣輸電管路(GIL)，在高壓開關目前有 145kV 40kA GIS 應用。

三、AirPlus™

AirPlus™ 是由 3M 公司與 ABB 公司合作開發出的絕緣氣體，中壓系統所採用之 Air-Plus™ 絕緣氣體係用 80% Novec™5110 與 20% Dry air 混合而成，Dry air 可能為 N₂ 或 O₂。若混合其它氣體如 CO₂，則可應用在高壓系統。特性與 Novec™5110 差異不大，其 GWP 與 SF₆ 相比可降低 99%。

四、Clean Air

Clean Air(潔淨氣體)是一種不含氟的氣體絕緣方案，構造由 80% N₂ 與 20% O₂ 混合而成，無毒、不可燃、可靠度高、液化溫度低、不受濕度影響、過濾後可直接排放至大氣中。並且可用於-55℃的環境中。對環境的危害更低、更安全。Clean Air 均由空氣中自然成份組成，適用於各種環境與溫度，原料比起上述絕緣氣體更容易取得。Clean Air 介電強度為 SF₆ 之 0.43 倍，通常搭配真空斷路器使用。

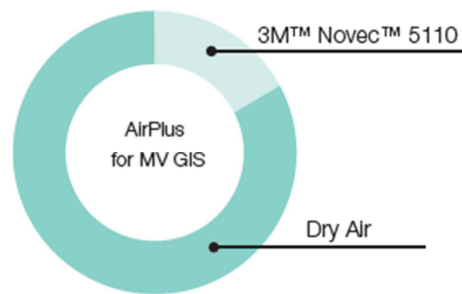


圖 4 應用在中壓 GIS 內 Air-Plus™ 絕緣氣體之組成

肆、Non-SF₆之中壓開關設備介紹

目前 Non-SF₆ 氣體中壓開關設備，依各廠家的技術可分為三類：1. 全部填充替代氣體，做為絕緣及消弧使用。2. 用替代氣體當做絕緣介質、採用真空斷路器消弧。3. 全使用真空做絕緣及消弧。

真空斷路技術係一種成熟且被認可的滅弧手段，其斷路器可耐受超過30000次機械操作、擁有高機械壽命、低維修率及不受結露、鹽分或腐蝕性氣體污染等優點。且真空在低溫環境下不會發生氣體液化之現象。

以下就市面上已商品化之 Non-SF₆ 中壓開關設備做簡單的介紹。

一、ABB 公司

ABB 公司開發出兩種中壓電氣絕緣開關設備，採用 AirPlus™ 氣體作為絕緣介質，並已銷售至北歐及中歐各國家使用。

(一)、Zx 系列:

Zx 系列中壓開關設備可耐壓至 36kV、額定電流 2,000A@50Hz、額定短路電流可至 31.5kA，可選擇填充 SF₆ 或 AirPlus™ 氣體做為絕緣與消弧，此系列同時保留既有中壓開關設備的小尺寸與 GIS 的所有優點。



圖 5 Zx 中壓 GIS (圖片來源:ABB)

(二)、SafeRing 系列:

SafeRing 係填充 Air-plus™ 氣體為絕緣介質，用真空斷路器消弧。與 Zx 系列不同處為，AirPlus™ 需填充在 eco-efficient ring unit (RMU) 的氣體模組內。耐電壓可達 24kV、額定電流 630A、額定短路電流 16kA。



圖 6 SafeRing GIS(圖片來源:ABB)

二、SIEMENS(西門子)公司

西門子公司於 2017 年也發展出填充 Clean Air 作為絕緣介質與用真空斷路器技術的無 SF₆ 中壓開關設備，稱之為 Blue -GIS。

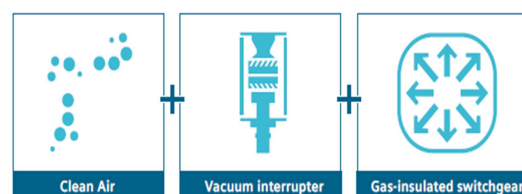


圖 7 Blue -GIS 架構

(圖片來源:SIEMENS)

Blue-GIS 之真空遮斷器係用縱向磁場接觸子 (Axial magnetic field contact, AMF)，由銅鉻合金製成，其幾何結構設計優化後在啟斷時能於打開間隙 (open gap) 間產生更強的縱向磁場與更優的空間磁場分佈，進而滿足中壓甚至高電壓所需之啟斷距離。

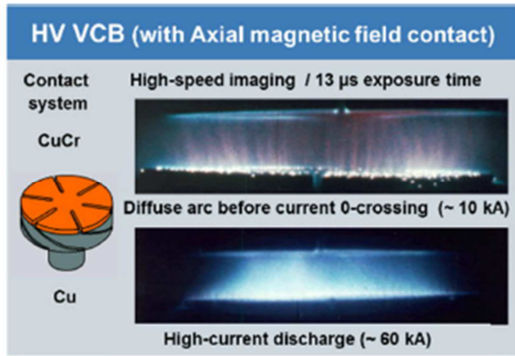


圖 8 模擬 10kA 與 60kA 之啟斷
(圖片來源:西門子)



圖 9 最新型真空遮斷器
(圖片來源:西門子)

Blue-GIS 中壓開關設備有 8DAB 系列，額定電壓最高到 12kV、額定電流可高達 2,750A、額定短路電流可至 40kA；NXPLUS- C24 機型，額定電壓可達 24kV、額定電流 1,250A、額定短路電流至 25kA，並販售於世界各地廣泛使用中。

三、HITACHI(日立)公司

日立公司於 2006 年發展出真空絕緣開關設備(C-VIS)，採用雙極接點設計，可增加啟斷信賴度。並以真空取代 SF₆ 作為絕緣介質與消弧，故整套設備內全無 SF₆ 氣體，另真空模組接合技術在長期使用下密封可靠度高。獨立式接地開關(ES)結構，更加

強保護能力。真空絕緣開關設備結構如下圖。

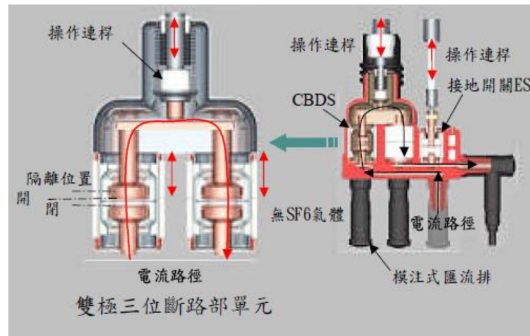


圖 10 複合式真空絕緣開關
(圖片來源:日立公司)

C-VIS 以「雙級三位真空絕緣斷路模組」及「無油永磁式電磁操作器」所組成，兼具 SF₆ GIS 的小體積及高信賴度，及空氣絕緣開關(AIS)的環保優勢。其中 C-VIS 中壓開關設備技術已成熟並銷售至日本國內及世界各地使用，電氣特性如表 2。

表 2 24kV C-GIS 電氣特性

額定電壓 (kV)	24
額定頻率 (Hz)	50/60
額定充擊耐壓 (kVp)	125
額定短路電流 (kA)	25
匯流排額定電流 (kA)	1250
饋線額定電流 (kA)	630/1250

伍、既有變電所 23kV MCSG 汰換為潔淨氣體 GIS 配置可行性

目前本公司 23kV SF₆ 氣體絕緣開關設備須先經評鑑合格後，始能進入選擇性招標名單，相關設備之基礎及開孔均已標準化，如下圖 11 所示。經查 ABB 及 SIEMENS 商品化之 23kV 潔淨氣體 GIS 規格、尺寸及重量，均與現行使用的 23kV SF₆ GIS 相當，故可比照安裝於前述標準化之 23kV GIS 基礎，另考量目前民國

70~80 年興建之屋內變電所 23kV MCSG 陸續已達汰換年限，故以下將就台電公司某一次配電變電所(以下

簡稱 D/S)為例，如該所 MCSG 欲汰換為潔淨氣體 GIS 時之評估事項。

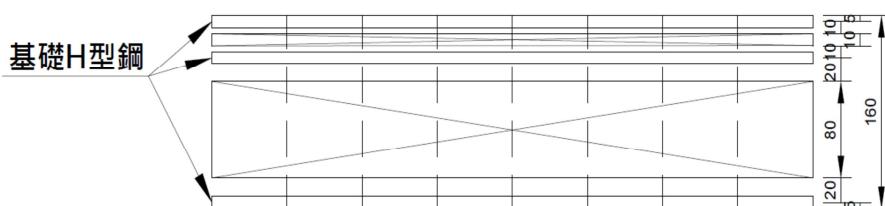


圖 11 23kV GIS 標準基礎

一、建築物結構安全性檢討

早期各屋內型變電所興建時建築物耐震強度與現行法令不同，故 MCSG 汰換為潔淨氣體 GIS 前必須參考變電所之 MCSG 基礎圖及結構圖，並套繪樑、電纜孔後再與現場設備比對。此外，也要蒐集既設 MCSG 重量及汰換後配置之 GIS 重量差異、MCSG 配置樓層現況、樓板開孔位置與樑柱等資料，並請土建結構人員協助評估建築物結構是否另需補強。

(一)、設備載重評估

某 D/S 目前運轉中之#1、#2 MCSG 為華城製、#3 MCSG 為東元製，雖與潔淨氣體 GIS 重量比較，潔淨氣體 GIS 較既設 MCSG 重量輕，惟因 23kV GIS 之體積均較 MCSG 小，實際規劃時仍需考量樓板集中載重問題。

(二)、建築結構現況評估

早期各屋內型變電所規劃時多將 MCSG 室設於變電所 3 樓，該樓層下方為電纜整理室，設備汰換前須評估 3 樓 MCSG 室樓板及建築結構現況，若樓板

結構梁柱有破壞或受損之情形，尚需評估樓板及建築結構是否另需補強。

二、停電施工順序檢討

因某 D/S 屬於負載較重區域，無法整所停電，需依不同變壓器分期施工，除停電施工範圍之檔位負載須改由所外轉供，其餘檔位仍須正常供電。因 #3 MCSG 較靠近 3 樓吊裝平台，由#3、#2、#1 依序分期施作。

三、汰換設備位置檢討

(一)、因電力電纜設計沿 2 樓電纜整理室之既設電纜托架敷設，GIS 各檔位配置位置須鄰近原 MCSG 檔位，例如新設 GIS MAIN 檔臨近原 MCSG MAIN 檔位置，且電力電纜依原路徑敷設。

(二)、以第一期工程為汰換#3 MCSG 為例，施工時#2、#1 MCSG 仍在送電中，因此新設#3 23kV GIS 需設置於原既設#3 MCSG 之範圍內，且施工時不能影響鄰旁#2 MCSG 運轉。

四、所內電源供電檢討

早期屋內一次配電變電所之所內電源是由 MCSG 之所內變壓器降壓後供電，因此 MCSG 汰換停電施工期間，所內電源仍須維持雙電源供電，例如租用緊急發電機、改由另台配電變壓器之 SC 檔供電或所外臨時饋線供電等，以確保運轉可靠及供電安全。

五、電纜開孔設計

因 23kV GIS 標準電力電纜孔尺寸為 80 公分寬，為減少影響既設樓板承載結構強度，故汰換 GIS 時，其電力電纜及控制電纜孔除應避開既設樓板梁柱位置外，亦須以最小範圍開孔，避免影響建物結構安全。

表 4 絕緣氣體特性比較表

	SF ₆	Novac™ 4710	Novac™ 5110	g ³	Clean Air	AirPlus™
GWP ¹	23500	2100	< 1	0.6	0	< 1
ODP ²	0	0	0	0	0	0
液化點/°C	-64	-4.7	26.9	-25	-183	5
燃點	不可燃	不可燃	不可燃	不可燃	不可燃	不可燃
大氣存活年限/年	3200	30	0.04	30	--	0.04
介電強度/pu @0.1MPa	1	2	2	0.92	0.43	0.7

注：1. GWP(Global warming potential)，全球暖化潛勢

2. ODP(Ozone depletion potential)，臭氧破壞潛勢

陸、結語

- 一、替代 SF₆ 氣體種類繁多，特性比較表如表 4，世界級的設備供應商皆為地球環境淨化做出貢獻，台電公司可評估導入 Non-SF₆ 中壓開關設備之先導計畫以符合世界環保潮流。
- 二、國內廠家尚未推出 Non-SF₆ 之中壓開關設備，若要裝設只能向國外廠家採購。另中壓開關設備仍屬國產化保護項目，國內廠商引進相關技術意願仍需仰賴政策推動力度及投資回收效益等評估。
- 三、變電所之汰換工程須考量設備

所在樓層、樓版結構狀況、梁柱分布型式及汰換後設備重量差異與所占面積大小等，均會影響汰換工程之可行性，因此設計圖面時，較難依照標準圖面設計，須配合空間、結構樑、開孔等既設條件做細部規劃檢討。評估可行性檢討時也應對變電所做通盤了解，設想施工階段可能會遇到的問題點。

- 四、汰換工程施工涉及停電時程考量，若變電所位處重載地區，將無法整所停電施工，須採停一換一方式辦理，且須考量夏季尖峰用電時間(6 月~9 月)無法停電，

若工程延誤將會影響下一期停電施工時程。因此施工前應密切掌握交貨時間、施工人力、區處轉共狀況等。避免任一施工環結疏漏而影響工進。

switchgear technology with eco-efficient gases as an alternative to SF6“Zurich, Switzerland, Aug 2014.

七、參考資料

- [1] 洪世宇,環保型『g3』高壓氣體絕緣開關。機械新刊,電力設備專欄,2020年3月。
- [2] 張耀宗,地下變電所六氟化硫氣體絕緣變壓器應用介紹,電機技師雙月刊,第110期。頁37-50。2005年4月。
- [3] 邱信穎,新型 SF6 減量及無 SF6 絕緣開關設備實習,104年1月。
- [4] M. Seeger et al.,“Recent development of sf6 alternative gases for switchching applications”, CIGRE, May 2017.
- [5] 3MTM Novec™ 4710 Dielectric Fluid,Safety,
<http://multimedia.3m.com/mws/media/11321240/3m-novec-4710-dielectric-fluid.pdf>
- [6] 3MTM Novec™ 5110 Dielectric Fluid,Safety,
<http://multimedia.3m.com/mws/media/11321230/3m-novec-5110-dielectric-fluid.pdf>
- [7] Dr. Mark Kuschel, “SF6-free high voltage GIS based on clean air insulation and vacuum interrupter technology and digital substation solutions (LPIT, Sensgear®)”, Siemens AG, June 2019.
- [8] ABB Inc.” Breakthroughs in

苗栗 P/S 改建工程電控設計規劃經驗分享

中區施工處 吳怡宏

摘要

苗栗 P/S 改建工程 (69kV 系統) 係依系統規劃處 103 年 7 月 22 日核發之包裹式輸變電計畫興工聯繫單 (興區 099071022) 辦理, 工程內容含 69kV 雙匯流排附連絡斷路器 1 組、69kV 終端設備 11 套及 69kV S.C. 含開關設備共 2 組等。

本案將傳統屋外式變電所改建為屋內式變電所, 69kV 終端設備改以 69kV 2000A 40kA 氣體絕緣開關設備, 除大幅縮小原傳統屋外開關場面積外, 亦大大增加運轉可靠性及維護的安全性。回顧本工程電控設計規劃經驗或有值得同仁參考之處, 茲將工程概要、工程特色及挑戰、電控設計規劃、新舊開關場改接施工及結語等分述如下文, 期望能對爾後類似改建工程有所助益, 並祈不吝指教。

壹、工程概要

苗栗 P/S 改建工程內容可分為：

一、變電設備

1. 69kV 2000A 40kA G. I. S. 及相關附屬設備 13 檔。
2. 配電盤一式 (含控制盤、變壓器輔助盤及電驛盤等)。
3. 69kV 電力電纜佈設約 6,782 公尺、控制電纜佈設約 53,000 公尺。
4. 系統改接、試驗、對相及加入系統。

二、新建建築物一棟

主要有地下電纜整理室, 地上一、二層為 69kV G. I. S. 室、M. TR. 室、69kV S. C. 室、緊急發電機室、所內用電設備及消防器材室, 另建築物附屬機電設備有 CO2 自動滅火系統、通風空調系統、低壓電氣系統、門禁監視及電信系統等。



圖 1. 新 69kV 開關場建築物



圖 2. 新 69kV G. I. S. 設備一套

貳、工程特色及挑戰

- 一、本案屬第二期改建, 第一期 (161kV 系統已於 95 年完成) 改建時, 即規劃以 D/S 建築物 4 樓控制室為苗栗 P/S 所有設備之控制中心, 故所有 69kV 系統控制盤、電驛盤及 DC 控制電源皆須從舊控制室, 拆移或增設至 D/S 4 樓控制室內。



圖 3. 苗栗 D/S 4 樓控制室

- 二、配合供電運轉需求，69kV 系統改接期間須設置新、舊開關場#1、#2 匯流排連絡線，並須規劃設計臨時匯流排連絡線保護措施。
- 三、本案依興工聯繫單辦理，既設 2 台 M. TR. 設備不列入本工程內容，惟 M. TR. 之輔助盤已運轉使用超過 34 年，設備老舊、已不堪移設使用，配合運轉需求於本案一併更新，故輔助盤須搭配舊有 M. TR. 控制系統重新設計。

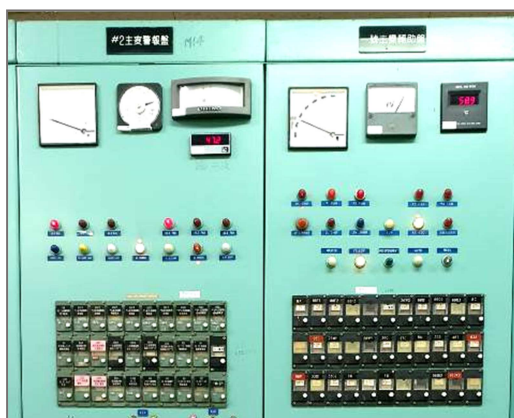


圖 4. 舊 M. TR. 輔助盤

- 四、苗栗 P/S 端 69kV 鐵苗紅、白線電驛盤屬鐵路局之財產且暫無汰換計畫，因兩回線為傳統 E/M 式電驛並設置同一盤，在拆移盤時無法同時辦理停電，為配合運轉需求，經協調暫由新桃供電營運處電驛組提供數位電驛 2 盤供本案設計施工，做為拆移時之臨時保護措施。



圖 5. 鐵苗紅白線 E/M 電驛盤

- 五、69kV 開關場改建過程中不能影響既有設備運轉操作，RTU 資料庫含苗栗 P/S(新開關場)、苗栗 D/S(161kV)、苗臨 P/S(舊開關場)，須謹慎規劃並與運轉資控部門多次研商確認，以避免衝突。

<<< 苗栗 P/S RTU AI POINT LIST >>>										
RTU 接線板位置	RTU 編號	電機出處	RTU 編號	AI 類別	DNP CLASS INDEX	DNP CLASS AND	DNP DEADB AND	設備位置	A點	單位
CH4 ++	J4		AI-52	51	4	0	#1MTR (SP)		°C	四號
CH5 ++	J4		AI-53	52	4	0	69KV=IBUS		KV	一號

<<< 苗栗 D/S RTU AI POINT LIST >>>												
RTU 卡片位置	GROUP 號碼	RTU 接線板位置	RTU 編號	電機出處	RTU 編號	AI 類別	DNP CLASS INDEX	DNP CLASS	DNP DEADB	設備位置	A點	單位
1	28	ID-2-CH12 ++	J2		AI-28	28	4	0				
1	29	ID-2-CH13 ++	J2		AI-29	28	4	0				
1	30	ID-2-CH14 ++	J2		AI-30	29	4	0				
1	31	ID-2-CH15 ++	J2		AI-31	30	4	0		苗臨電廠DC D.4#	V(S/P)	

<<< AI POINT LIST FOR RTU 苗臨P/S >>>										
RTU 號碼	SEQ 號碼	RTU 接線板位置	GROUP 號碼	RTU 接線板位置	AI 點簡稱或代號	電機出處	RTU 編號			
1	8F	1	16	ID-1-CH16 ++	J1 1610 苗莒東和苗高線乏 (SP)		1-2			
1	90	1	17	ID-2-CH1 ++	J2 1500 電流 (SP)		1-3			
1	91	1	18	ID-2-CH2 ++	J2					
1	92	1	19	ID-2-CH3 ++	J2 #1 MTR 油溫	M9 PL	1-4			
1	93	1	20	ID-2-CH4 ++	J2 #1 MTR 總溫	M9 PL	1-4			

圖 6. 三套 RTU POINT LIST 示意圖

參、電控設計規劃

- 一、配合大項器材採購繪製 69kV G. I. S. 採購單線圖，供採購發包圖說使用。

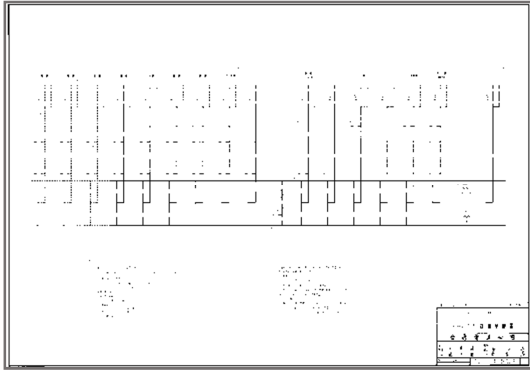


圖 7. 69kV G. I. S. 採購單線圖

- 二、依保護電驛規劃通知單辦理電驛器材調撥、設計施工等作業，增設 69kV 雙匯流排及 TIE 數位式保護電驛各 1 套、69kV S.C. 數位式電容器保護電驛 2 套，69kV 苗栗苗長線更換為數位式多功能電驛 1 套，其餘 69kV 線路保護電驛為移設。
- 三、依電驛調配表及供電處之核准標準圖面，繪製電驛配置圖及接線圖並於工程用料管理系統鍵入電驛用料。
- 四、依現場 69kV G. I. S. 配置系統性及邏輯性規劃，配置控制盤及電驛盤於苗栗 D/S 建築物之控制室內，並繪製欲發包製作之盤面設計圖（如：配電盤平面配置圖、控制盤配置圖、電驛盤配置圖、控制盤接線圖、電驛盤接線圖），聯繫輸工處辦理發包作業。

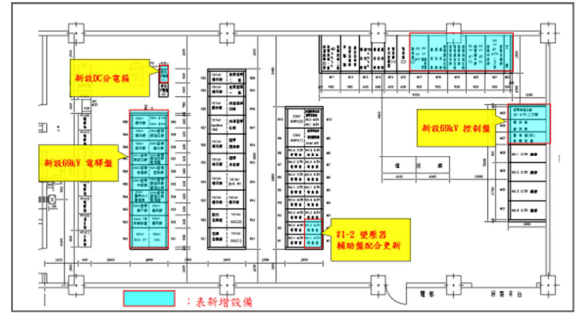


圖 8. 配電盤平面配置示意圖

- 五、繪製電控細部設計接線圖面（含 DC、CT、PT、控制、連鎖、警報回路、M. TR 併聯運轉回路及 RTU DATA SHEET 規劃、RTU 接線圖…等）。
- 六、69kV 鐵苗紅、白線電驛盤移設，須配合線路三階段停電時程之設計規劃：
1. 配合 69kV 鐵苗紅線(#670)停電改接至 69kV G. I. S. 室時，先於 D/S 棟 4 樓控制室增設數位電驛盤，暫時供該回線臨時保護使用。
 2. 69kV 鐵苗白線(#680)停電改接時，將舊控制室 E/M 電驛盤整盤拆移到 D/S 棟 4 樓控制室安裝，做為主要保護盤，另配合運轉需求增設數位式電驛盤，用以監視#680 線路使用（僅保留 PT、CT、EFI、OSC 回路，PHA、GDA 及 T 回路暫時隔離）。
 3. 69kV 鐵苗紅線(#670)辦理第 2 次停電，將其數位電驛臨時保護盤改接、恢復由 E/M 電驛盤做為主要保護盤，該數位電驛盤則改為監視#670 線路使用。
 4. 本次 69kV 鐵苗紅、白線在設計時需同時考慮臨時保護盤、E/M 電驛盤、監視盤以及

最終E/M電驛汰換為數位電驛時之控制電纜回路，以縮短未來汰換施工工期。



圖 9. 左為監視盤，右為 E/M 電驛盤裝設位

七、新、舊系統改接期間，69 kV 臨時匯流排連絡線之保護方式設計規劃：

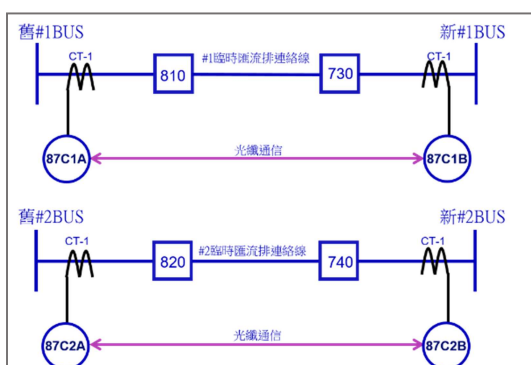


圖 10. 69kV 臨時匯流排連絡線之保護方式

1. 本案規劃以舊開關場#810、#820 G.C.B. 分別與新開關場#730、#740 G.I.S. 以電力電纜連接，做為臨時匯流排連絡線。
2. 原規劃採用舊控制室#810、#820 之 51/51N 電驛做為臨時

匯流排連絡線保護，為使電控設計單純化、強化改接期間之系統可靠度、降低運轉風險以及避免與舊控制室電驛盤保護權責糾葛不清等情況，後經與新桃供電營運處電驛組協調改採用數位多功能差流電驛保護（類似地下電纜差流保護方式），設置於D/S棟4樓控制室，並考慮盤面至現場 CT 回路預留最終長度，有效縮短臨時匯流排改接回正式線路檔位#730、#740 使用之工期。



圖 11. 69kV 臨時匯流排連絡線保護電驛盤

- 八、配合運轉需求，另將原苗栗 P/S 所內用電控制盤汰換、新增設於 D/S 4 樓控制室，並與 D/S 所內用電控制盤加以區隔說明，俾利舊控制室所有盤面與控制電纜清空、活化空間利用。



圖 12. 左為苗栗 D/S 所內電源盤 M15
右為苗栗 P/S 所內電源盤 M27

肆、完成改接施工

- 一、本案在 109 年 12 月新開關場加入系統前，本處第一工務段於 108 年 11 月 15 日邀集相關單位召開「苗栗 P/S 改建工程管控目標及加入系統時程會議」，研商本工程新開關場加入系統及 69kV 線路停電改接時程。
- 二、經施工完成後，加入系統改接順序與日期：
 1. 新、舊匯流排連結：108 年 12 月 18 日加入系統。
 2. 南苗紅線 (#650)：109 年 12 月 18 日加入系統。
 3. 後龍線 (#620)：109 年 12 月 26 日加入系統。
 4. #2M. TR. (#760)：109 年 1 月 10 日加入系統。
 5. #1M. TR. (#750)：109 年 1 月 16 日加入系統。

6. 苗長線 (#630)：109 年 2 月 3 日加入系統。
7. 錦水線 (#610)：109 年 2 月 13 日加入系統。
8. 南苗白線 (#660)：109 年 4 月 17 日加入系統。
9. 鐵苗紅線 (#670)：預定 109 年 6 月 30 日加入系統。
10. 鐵苗白線 (#680)：預定 109 年 7 月 3 日加入系統。
11. 中苗線 (#730)：預定 109 年 7 月 18 日加入系統。
12. 銅平線 (#740)：預定 109 年 7 月 25 日加入系統。

三、本案於 69kV 線路電驛盤須配合線路停電改接拆移過程中，現場施工段在 D/S 棟 4 樓控制室未裝設之電驛盤（即空盤）位置，預先暫時以臨時轉接端子板引接過盤回路（如 PT、PRTU、OSC 及 DCA 等），使不中斷，待配合移設盤面時改接；舊控制室亦於拆完盤面時補空盤並以臨時轉接端子板改接過盤回路，以維持其他電驛盤功能。

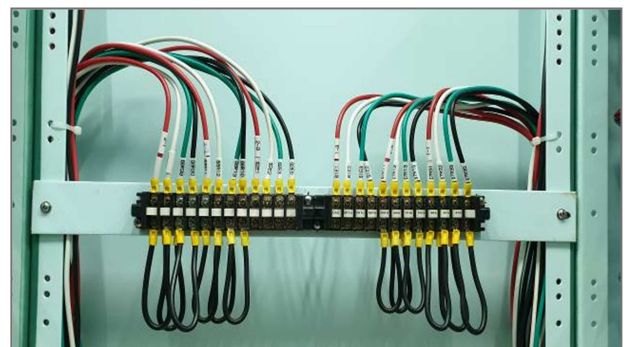


圖 13. 臨時轉接端子板改接過盤回路

伍、結語

- 一、本案在既有變電所正常運轉下施工，好比「穿衣改衣」，尤其電控設計與施工之細膩度、困難度及諸多工安危害因子須克服，是極大的考驗。
- 二、苗栗 P/S 改建工程於第一期（161kV 系統）規劃時，其控制室即考量容納整所完成改建後之所有電控保護設備，另其電力電纜、控制電纜相關路徑亦須預留銜接，長遠規劃極其重要。
- 三、「前置規劃與溝通的重要性」，前置規劃與充分溝通是成功重要的基石，縮短新、既設變電所同時運轉的時間，最短的時間內完程本工程可有效降低運轉風險。
- 四、「經驗傳承」，輸供電系統鮮少一次變電所整所改建工程，控制室規劃與銜接介面極其重要，參與過程，克服挑戰，以達經驗傳承。
- 五、本工程於施工過程遭遇許多問題，但在相關部門協調、溝通及努力下，如期如質解決，感謝每位堅守崗位同仁的付出與汗水，因為無名英雄的默默付出，造就苗栗地區可靠、優質的電力系統。

參考文獻

- [1] 阮齊宏、變電工程原理，台灣電力公司訓練教材之六十三，1982年2月，第202 - 320頁。
- [2] 台灣電力公司「變電工程作業手冊」。
- [3] 變電所裝置規則，經濟部經能字第0九三0四六0五八六0號修正。
- [4] 職業安全衛生法，2013年7月3日修正。
- [5] 電力系統運轉操作章則彙編。
- [6] 台灣電力股份有限公司供電單位電力系統保護電驛規劃準則。
- [7] 臺灣電力公司故障紀錄示波器 osc 規劃準則92年01月。
- [8] 階層調度(SCADA)點名稱標準。
- [9] 鄭石洋、變電所電控設計手冊，輸變電工程處機電工程技術組，106年7月。

電力系統 GOOSE 保護策略應用建置

高屏供電區營運處 王文廷

摘要

目前配電系統之設備保護規劃因考量成本及設備條件，因此無法規劃像 69kV 以上輸電線路等有全線段主保護以及後衛保護等保護電驛，而此文內容將探討 IEC61850 之 GOOSE 功能應用於配電系統中，避免保護電驛在兩饋線同時事故中造成越級跳脫而導致停電範圍擴大。此應用不僅可減少投資成本，亦可提升配電系統供電可靠度。而本轄區目前應用 GOOSE 跳脫功能之一次配電變電所已有保定 D/S、龍子 D/S 與加一 D/S，本文也將探討參與保定 D/S 與龍子 D/S 汰換 IEC61850 以及 GOOSE 功能應用於饋線之驗證過程及測試結果。

壹、前言

在配電系統中，因考量到投資成本及設備條件(大多數饋線屬放射狀網路)，饋線採用過電流電驛保護，在同屬 Main CB 以下兩同時發生故障時(如上、下層共架線路同時遭外物碰觸或上層導線斷線掉落、饋線負載外轉操作時於兩饋線併聯期間發生故障)，其流經 Main CB 的故障電流為兩饋線的總和，上、下游間各過電流電驛因不同故障電流而導致保護協調遭受破壞，造成上游 MAIN CB 保護電驛越級跳脫而導致停電範圍擴大；在本處轄區龍子 D/S、加一 D/S 及保定 D/S 將 Local SCADA 的 IED 汰換為符合本公司推行 IEC 61850 智慧變電所規定，以下內容將探討 IEC 61850 之

GOOSE 功能應用於饋線保護的跳脫邏輯規劃與 GOOSE 相關功能驗證之過程與測試結果。

貳、GOOSE 功能強化配電系統之應用

本節內容主要舉例應用 GOOSE 功能於配電系統更快速且可靠之故障保護方案：兩條以上饋線同時故障之加速饋線跳脫方式，可避免上游 MAIN CB 越級跳脫。

在目前大多數配電系統中，饋線 IED 電驛通常使用延時過電流元件(51/51N)作為主保護，而變壓器低壓側主斷路器(MAIN CB)提供各饋線 CB 之後衛保護，當其中一回饋線發生故障時，MAIN CB 與饋線 CB 之保護電驛所量測到的故障電流幾乎相同(如圖 1)，此時饋線 IED 電驛在設定時間到達之後跳脫饋線 CB 隔離故障，MAIN CB 並不會動作跳脫，除非該饋線 CB 無法跳脫時，在協調時間間隔 (CTI: Coordination Time Interval) 到達後才執行後衛保護跳脫隔離故障。

一般配電系統，饋線 IED 與上游 MAIN CB 保護電驛協調時間約為 30 週波(此以一次配電變電所非常閉環路電驛協調時間為例)，是以發生單回線故障而言；但是在發生兩條以上饋線同時故障時，MAIN CB 保護電驛所量測到之電流將會比饋線 IED 所得到之電流為大(如圖 2)。

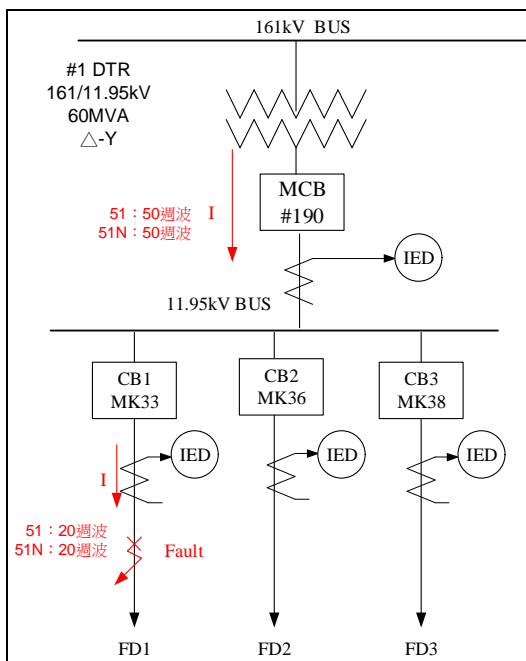


圖1 單饋線發生故障之單線圖

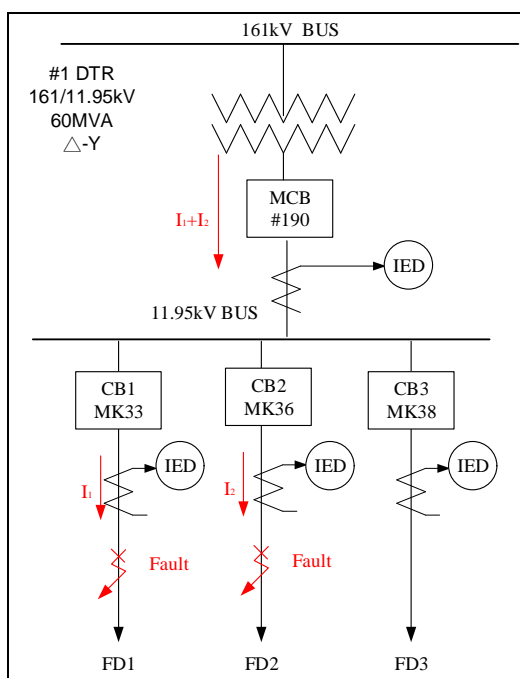


圖2 兩饋線發生故障之單線圖

當MAIN CB延時過電流保護電驛流經之故障電流為兩饋線故障電流之和，而每一饋線仍只有流經該饋線之故障電流，此時之兩者間故障電流大小已與原先規劃計算時條件不一樣，有可能會發生越級跳脫之情形，而導致停電範圍擴大。

圖3及圖4分別為模擬饋線單回線與雙回線同時故障時，饋線IED與MAIN CB電驛之保護協調曲線。由圖中可看出，單回線故障時饋線IED與MAIN CB電驛協調時間有大於30週波之安全餘裕，為正常協調時間；但在雙回線故障同時發生時，兩饋線IED與MAIN CB電驛協調時間明顯不足30週波之安全餘裕，甚至會造成MAIN CB保護電驛比饋線IED更快動作跳脫而造成事故擴大。

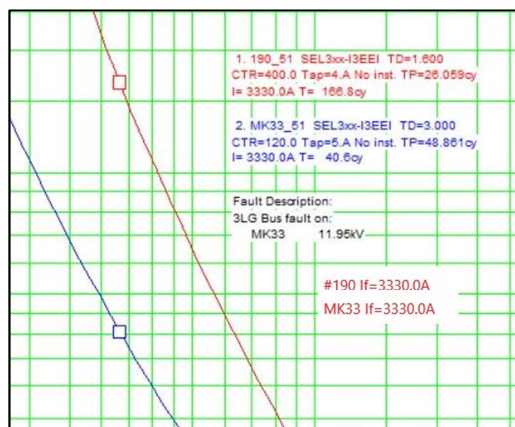


圖3 單饋線故障模擬

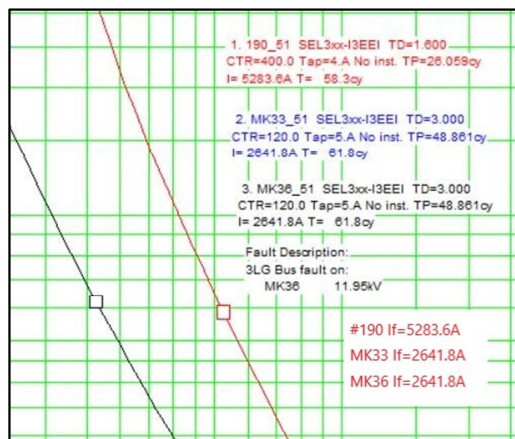


圖4 雙饋線故障模擬

解決饋線同時故障時發生之不協調問題，可採偵測饋線同時故障的條件並加速跳脫有偵測到故障之饋線(雖然其尚未達到過電流延時動作時間)，亦即當有任何兩條以上饋線同時出現故障電流時，該兩條饋線經6週波(依供電處IEC61850 GOOSE_1

策略應用規範_V5.5而訂)穩定延時判斷後均立即加速跳脫(不需要等51/51N延時動作時間到達再跳脫),可以避免因兩條饋線同時故障時之故障電流小於單條饋線故障情境,使51/51N需較長時間才會動作,而造成上游MAIN CB或TIE CB的51/51N動作導致越級跳脫;如僅發生單一饋線故障,則此動作邏輯條件並不會動作,故仍維持原規劃之動作協調時間。

參、GOOSE邏輯規劃與功能驗證

本節內容主要舉例保定D/S及龍子D/S應用GOOSE功能來達成雙饋線同時故障之加速饋線跳脫之邏輯與功能驗證。

以一組四條饋線(FD1~FD4)之配電系統為例,其FD1之IED跳脫邏輯除原規劃延時過電流元件(51/51N)以外,另新增了GOOSE快速跳脫邏輯(如圖5-1),而在原GOOSE策略V4.5版是以原51/51N元件之始動值來作為GOOSE信號,而此規劃當饋線發生事故時三相電壓不平衡以及本身負載不平衡電流等因素,容易造成51N元件始動,因而傳送GOOSE信號給其他訂閱之IED,有可能造成其它無故障之饋線跳脫。

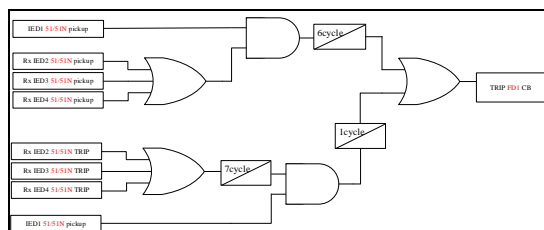


圖5-1 GOOSE快速跳脫邏輯V4.5

為了避免因51N元件始動造成GOOSE信號發送而導致其它無故障電流之饋線跳脫,因此在GOOSE策略V5.5版修改成以50/50N元件之始動值作為GOOSE信號傳送之條件,且新增了兩個判斷條件,分別是GOOSE功能USE以及饋線斷路器為投入狀態,此三個條件皆成立才會傳送GOOSE信

號,其邏輯規劃如圖5-2。

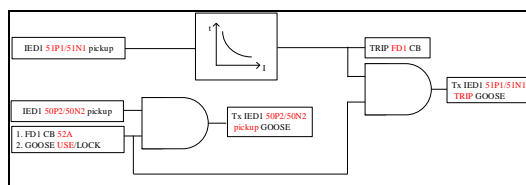


圖5-2 GOOSE信號傳送之邏輯圖

當兩條或以上之饋線短時間內同時有故障電流產生,則兩饋線之IED會以光纖介面互相傳送自己與接收對方的跳脫信號,則兩故障饋線會進入GOOSE快速跳脫邏輯(如圖5-3)。

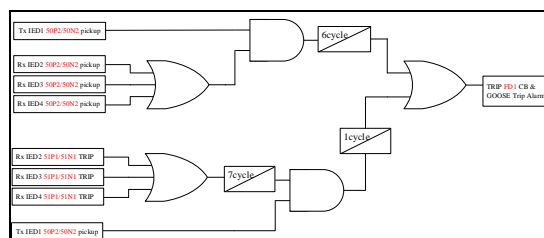


圖5-3 GOOSE快速跳脫邏輯圖V5.5

圖5-3跳脫邏輯上半部規劃為當FD1發生故障,IED1之50P2/50N2(第二組相間/接地瞬時過流元件,僅做GOOSE判斷與信號傳送,並無跳脫信號輸出)偵測到故障電流且達始動值,此時若有其它饋線同時發生故障,IED1則會接收到該故障饋線傳送之50P2/50N2 pickup之信號,再經過一延時6週波元件後直接跳脫兩故障之饋線斷路器且送出GOOSE Trip Alarm之警報。

圖5-3跳脫邏輯下半部規劃為,當其它饋線延時過流元件動作導致饋線跳脫時,此時會發送51P1/51N1 TRIP之信號至其它IED,且此信號會保持7週波,若在這7週波(依供電處IEC61850 GOOSE_1策略應用規範_V5.5而訂)內同一BUS有其它饋線發生故障且故障電流達50P2/50N2之始動值,則會延時1週波(依供電處IEC61850 GOOSE_1策略應用規範_V5.5而訂)後直接跳脫此故障之饋線,此邏輯規劃是避免當第一條饋

線跳脫後，在斷路器尚未消弧完成之前，此時若有另一條饋線發生故障，會形成MAIN斷路器之故障電流仍持續流經斷路器，造成越級跳脫。

如此設計，當上下層共架之饋線同時發生事故時可加速跳脫，且不會影響MAIN CB、TIE CB、變壓器51Z等過流電驛原有之保護協調，亦即不會犧牲原先過流電驛對變壓器穿越故障電流的保護功能。

肆、GOOSE功能驗證

而此跳脫邏輯目前應用在高屏轄區之一次配電變電所有保定D/S、龍子D/S及加一D/S，電驛型式為Ingeteam DA-PT(如圖6-1)。



圖6-1 保定D/S IEC61850電驛盤面

如圖6-2所示，IED上方有電驛連線軟體使用的網路孔及LCD顯示螢幕，中間按鍵指示燈分別有，現場/遠端、正常模式/轉供模式、電驛復閉功能使用/閉鎖以及GOOSE功能 USE/LOCK，為了避免人員誤操

作，此指示燈規劃只有GOOSE功能可直接做按鍵切換，其餘皆用來顯示，並無直接操作切換之功能。以下為保定D/S IED之GOOSE跳脫邏輯(如圖7-1、圖7-2)之測試。

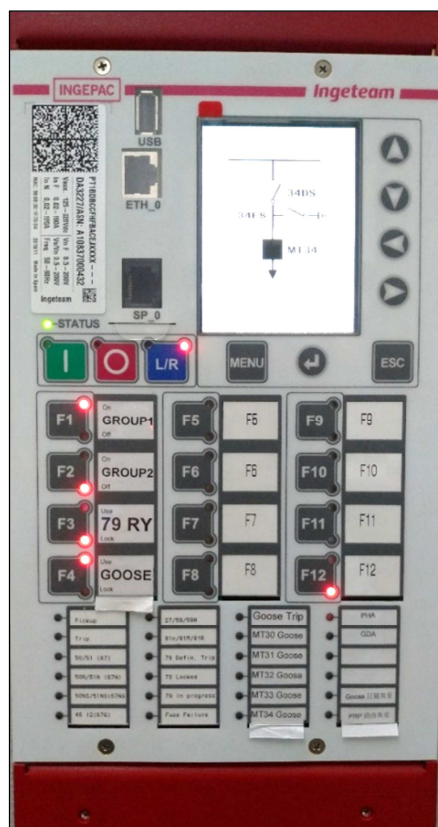


圖6-2 保定D/S IED(Ingeteam DA-PT)

由單線圖所示(如圖8)，將MT31及MT32同時以測試儀器注入達始動值之電流於該IED之PK-2測試，並量測兩饋線之跳脫時間，在GOOSE功能切至USE、斷路器模擬投入及通訊無異常的情況下，由跳脫時間可得證，原單饋線故障之延時過流元件跳脫時間約20週波，但因收到MT32 IED之GOOSE信號(如圖9)，使得兩饋線進入GOOSE跳脫邏輯，約延時6週波隨即跳脫(如圖10)。

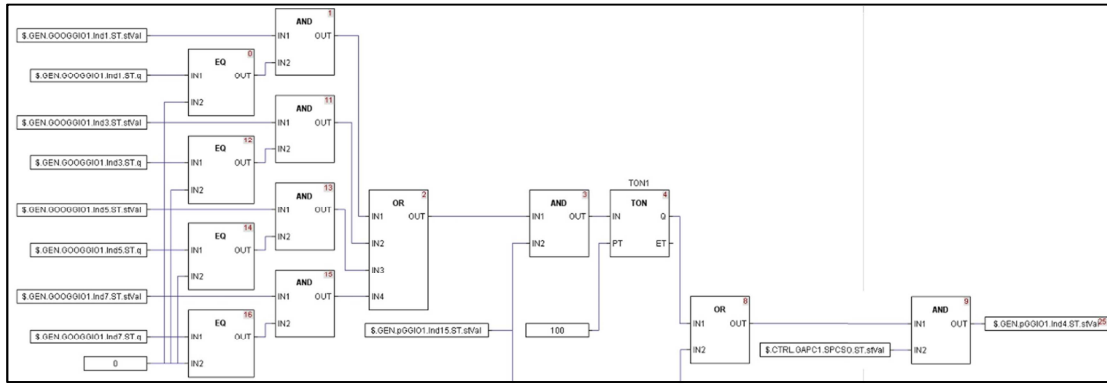


圖7-1 Ingeteam DA-PT GOOSE跳脫邏輯-1

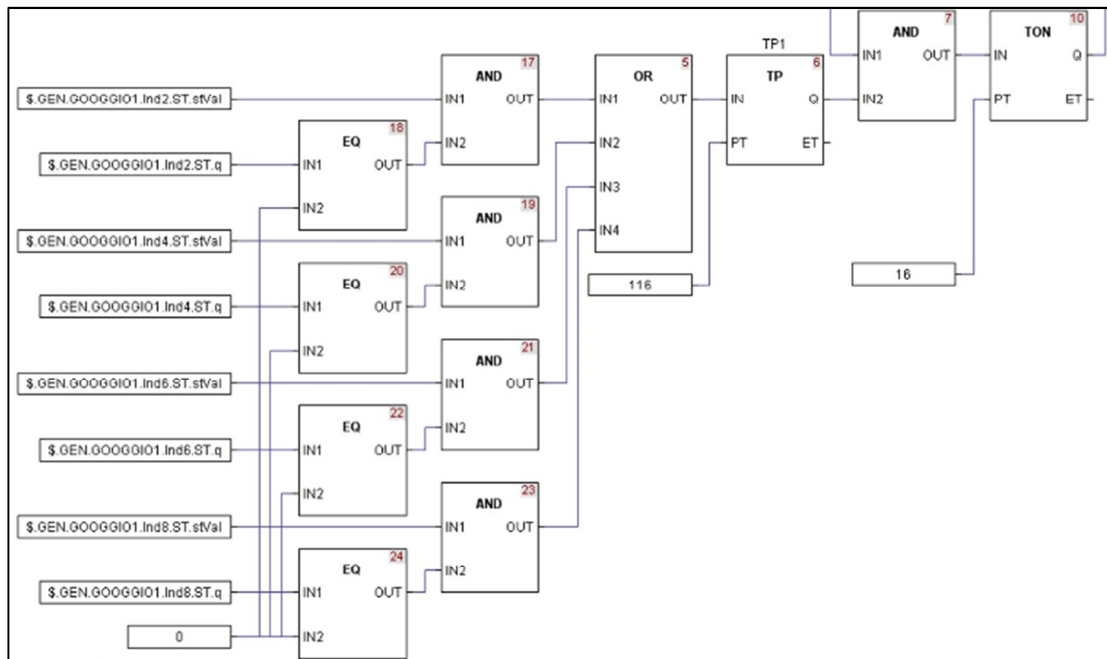


圖7-2 Ingeteam DA-PT GOOSE跳脫邏輯-2

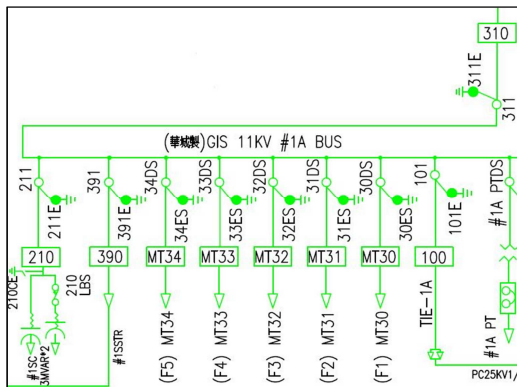


圖8 保定D/S #1DTR 11kV #1A BUS單線圖

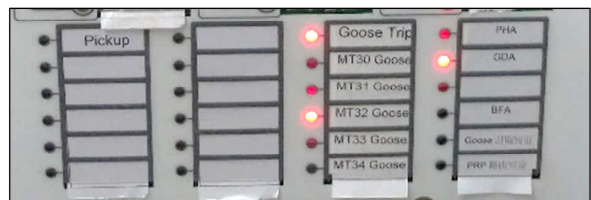


圖9 MT31之IED相關燈號顯示

時間評估				
Tnom	負載延時間	正偏延時間	Tact	偏差時間
100.0 ms	500.0 ms	500.0 ms	136.8 ms	36.80 ms
100.0 ms	500.0 ms	500.0 ms	133.0 ms	33.00 ms

MT31 及 MT32 饋線跳脫時間約為 6 週波

圖10 MT31及MT32饋線跳脫時間

而在此測試中其它未注入故障電流之饋線則會收到 MT31 及 MT32 之 GOOSE 燈號(如圖 11)，但因自身饋線並無注入電流，故只顯示燈號作為紀錄，IED 並不會進入任何跳脫邏輯。

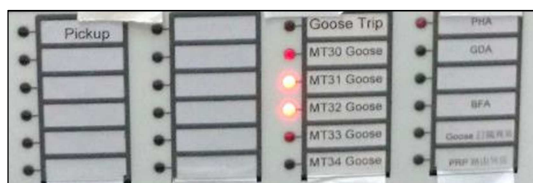


圖 11 MT34之IED相關燈號顯示

除了在跳脫邏輯規劃以外，高屏供電區電驛組也在此次GOOSE功能應用多新增了警報顯示之規劃(如圖12-1)，饋線若是以GOOSE邏輯動作跳脫後，在電驛面板LED警示燈會顯示其故障形式為相間故障(PHA)或是接地故障(GDA)，同時也會將此警報訊息傳送至HMI的即時警報欄(如圖12-2)，相較於原本規劃，有此警報顯示之規劃可讓工作同仁能即時判斷此饋線分別為何種故障形式，警報邏輯規劃如下圖(圖13-1、圖13-2)。

而在GOOSE功能測試中，還包含了兩饋線分別在相間故障與接地故障、正常及轉供模式、通訊異常…等相關功能驗證，經測試後當兩饋線無論在轉供或正常模式，只要GOOSE功能選擇USE，兩饋線注入故障電流後皆會進入GOOSE快速跳脫邏輯；而在

通訊傳輸部分，IEC61850網路通訊埠採用光纖連接(如圖14-1)，且有兩套獨立設備(如圖14-2，LAN-A與LAN-B)，以下為保定D/S之IED模擬網路異常情境，測試GOOSE功能結果，測試功能唯獨在同時發生IED1之LAN-A異常與IED2之LAN-B異常之情境以及兩饋線LAN-A與LAN-B皆異常之兩種情況下，GOOSE功能才會失效(如圖15)，並且發出GOOSE訂閱異常之警報至IED面板(如圖16-1)及HMI即時警報欄(圖16-2)，詳細組合測試結果如表1。

Protection Logics				
Pc Build :user@MSI (2020-07-28 15:20:00)				
Dev Build :				
P	Index	Signal text	Description	Sta..
Prot - Protection Logic (1) : - 96 item(s)				
	1.1		Protection logic 1	
	1.2		Protection logic 2	
	1.3		Protection logic 3	
	1.4		Protection logic 4	GOOSE TRIP
	1.5		Protection logic 5	IED1 GOOSE receive
	1.6		Protection logic 6	IED3 GOOSE receive
	1.7		Protection logic 7	IED4 GOOSE receive
	1.8		Protection logic 8	IED5 GOOSE receive
	1.9		Protection logic 9	
	1.10		Protection logic 10	GOOSE 訂閱異常
	1.11		Protection logic 11	PRP 訊號異常
	1.12		Protection logic 12	
	1.13		Protection logic 13	TRIP GOOSE PHA Alarm
	1.14		Protection logic 14	TRIP GOOSE GDA Alarm
	1.15		Protection logic 15	PICKUP GOOSE
	1.16		Protection logic 16	TRIP GOOSE
	1.17		Protection logic 17	
	1.18		Protection logic 18	
	1.19		Protection logic 19	
	1.20		Protection logic 20	
	1.21		Protection logic 21	
	1.22		Protection logic 22	

圖 12-1 GOOSE TRIP之PHA、GDA邏輯規劃

IBFM		保定一次配電變電所		
歷史警報查詢				
確認狀況	發生時間	確認時間	警報訊息	數值
未確認	2020/07/28 15:32:59	1899/12/30 00:00:00	MT32_相間電驛(PHA)正常	0
未確認	2020/07/28 15:32:59	1899/12/30 00:00:00	MT32_GOOSE1策略動作恢復正常	0
未確認	2020/07/28 15:32:57	1899/12/30 00:00:00	MT32_相間電驛(PHA)警報	警報
未確認	2020/07/28 15:32:57	1899/12/30 00:00:00	MT32_GOOSE1策略動作警報	警報
未確認	2020/07/28 15:32:57	1899/12/30 00:00:00	MT31_接地電驛(GDA)警報	警報
未確認	2020/07/28 15:32:57	1899/12/30 00:00:00	MT31_GOOSE1策略動作警報	警報

圖 12-2 HMI即時警報欄

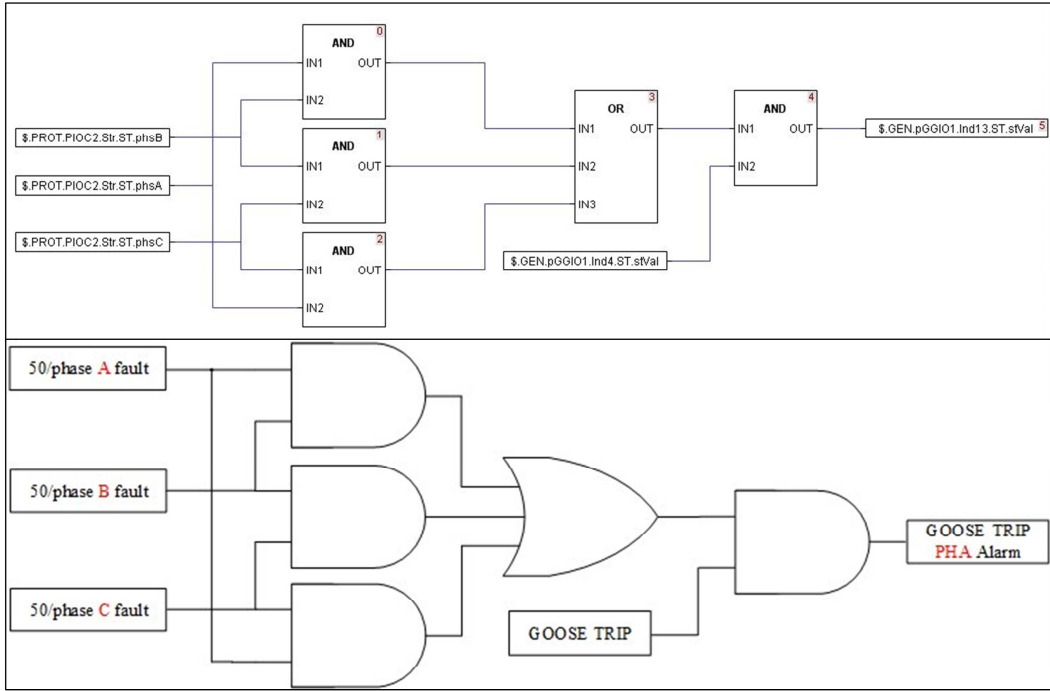


圖13-1 PHA警報規劃邏輯圖

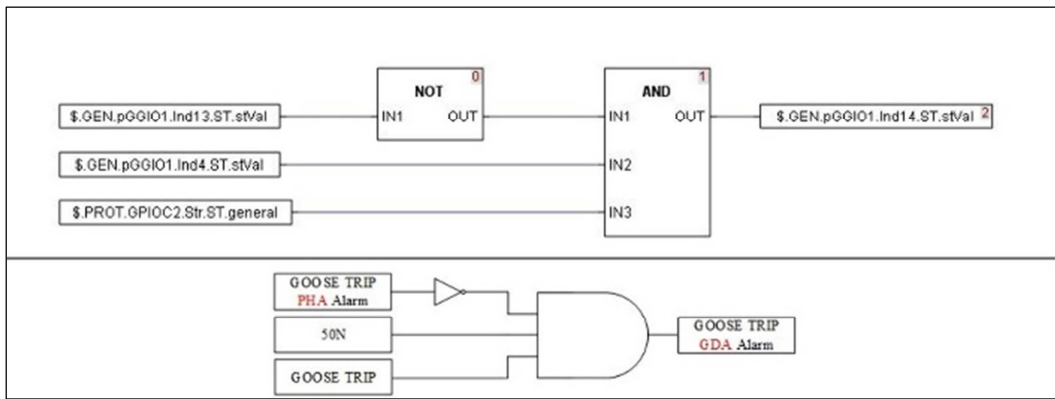


圖13-2 GDA警報規劃邏輯圖

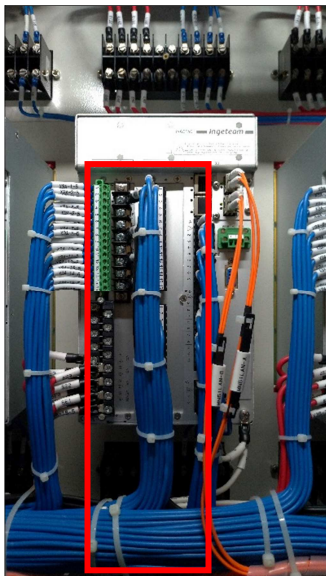


圖14-1 IEC61850之資料傳送光纖



圖14-2 兩套光纖收容箱

名稱	忽略先前的	開始	停止	時間評估				
				Tnom	負載延遲時間	正確延遲時間	Tact	備用時間
1 Goose trip1	A pickup	A8 pickup & trip	跳脫 0>1	1.304 s	150.0 ms	150.0 ms	1.316 s	11.60 ms
2 Goose trip2	A pickup	A8 pickup & trip	跳脫L1 0>1	1.304 s	150.0 ms	150.0 ms	1.318 s	13.90 ms

網路異常，GOOSE 快速跳脫功能失效，跳脫時間為延時。

圖15 網路異常導致GOOSE功能失效

表1 GOOSE功能驗證表格

模擬故障之饋線 IED		GOOSE 快速跳脫功能
IED1 50P2	IED2 50P2	V
	IED2 50N2	V
	IED2 50N2(轉供)	V
IED1 50N2	IED2 50P2	V
	IED2 50N2	V
	IED2 50N2(轉供)	V
IED1 50N2 (轉供)	IED2 50P2	V
	IED2 50N2	V
	IED2 50N2(轉供)	V
IED1 LAN-A 異常 LAN-B 正常	IED2 LAN-A 正常 LAN-B 正常	V
	IED2 LAN-A 正常 LAN-B 異常	V
	IED2 LAN-A 正常 LAN-B 異常	X
	IED2 LAN-A 異常 LAN-B 異常	X
	IED2 LAN-A 正常 LAN-B 異常	X
	IED2 LAN-A 異常 LAN-B 異常	X

伍、結論

隨著時代進步以及網路通訊日新月異的發展，從需要人力值班的傳統變電所演進至無人化變電所，到今天的智慧型變電所，而在大環境改變與氣候等因素，用電需求量日益增加，因此在如何減少人力成本且讓電力系統維持供電品質與增加可靠度，是我們必須去思考的，而此次 IEC61850 之 GOOSE 功能應用在保護電驛，不僅達到強化配電系統之功能，也證明了網路通訊傳輸取代實體線路的重要性，而最近的 5G 通訊網路興起，未來在智慧電網勢必也會有更進一步的應用，最後要感謝在此次汰換中能參與到 GOOSE 相關功能驗證，以及各位長官的指導。

參考文獻

- [1] 廖政立，賴國英，「新社先導型 IEC 61850 變電所之建置」，台灣電力公司，台北，2015年。
- [2] 黃建銘，「應用 IEC 61850 之 GOOSE 功能強化配電系統保護效能」，台灣電力公司輸供電事業部高屏供電區營運處，高雄，2019年。



圖16-1 GOOSE訂閱異常警報燈號

智慧型電網變電所端差異分析

-以義竹 D/S 為例

南區施工處 張耀元

摘要

隨著科技進步電力需求增加，全球溫室氣體效應與節能減碳議題發燒後，提供高品質及高效率電力逐漸受到社會大眾、政府單位，以及相關廠商重視。本公司目前亦積極推動智慧電網，透過整體網路監控，整合發電、輸電、配電及用戶端電力系統，藉以調節並調度來達到省電及節能目標。

然而實現智慧電網之一重要環節就是落實變電所自動化，義竹一次配電變電所即是透過跨網路的整合通訊技術，並使用 IEC61850 通訊協定定義變電所自動化功能模型及數據格式等，使不同廠家之產品可實現互操作性，並透過網路即時傳輸資訊，來監控變電所設備運轉狀況。

壹、前言

在電力系統中，變電所是輸電和配電的集結點，其負責電能轉換和分配的任務，對電網的安全和經濟扮演著舉足輕重的角色，而變電所可靠度的好壞，更是電力系統管理成敗的關鍵因素。實現智慧電網一重要環節即是發展變電所自動化系統 (SAS, Substation Automation System)，提升電力系統之可靠度及電力品質，均有賴於變電所自動化功能，而變電所自動化系統的運行則是建立於變電站通信網路之上，因此通信網路之即時性與可靠性即決定了變電所自動化系統的可用性。義竹一次配電變電所係利用 IEC61850 通訊協定實踐變電所數位化，透過功能分層分解、信息組合建模及通訊映射等作為，實現不同廠

家裝置間的互操作性及互換性。並以物件導向信息交換模式、統一命名方法、以及裝置自我描述功能，滿足開放性信息交換服務，實現系統的無縫連接。

貳、IEC61850 自動化變電所

傳統變電所中過程層(Process Level)各設備間的訊號傳遞大部分是採用實體接線，而在變電所層(Station Level)中各個製造廠家之設備亦採用不同通訊協定，有些廠家採用 IEC 60870-5 或 IEC 60870-6、有些廠家則採用 DNP3.0 或 Modbus 等不同通訊協定，因此各設備間在傳遞資料時，則須做不同通訊協定資料格式的轉換，此種狀況不僅增加設備維護難度，擴建成本亦大幅提升，有鑑於此，歐洲國際電工技術委員會(IEC)及代表北美地區的的美國電力研究所(EPRI)共同商研討一國際標準通訊協定，結合 IEC 60870 及 UCA 2.0 標準之各自優點而訂定 IEC 61850，使不同製造廠家之保護、量測、監控和通訊設備構成系統的方式標準化，並使不同廠家產品之間可實現互操作性 (Interoperability)。

一、標準 IEC61850 變電所監控架構

由整體架構而言，IEC61850 通訊協定將變電站自動化系統分為三個階層，分別為變電站層(Station Level)、間隔層(Bay Level)及過程層(Process Level)，如圖 1 所示。變電站層(Station Level)中主要含括的是變電所 SCADA、人機介面(HMI)、資料庫及遠端通訊介面箱等設備；間隔層(Bay Level)則為保護、控制及監視等 IED 設備；

過程層(Process Level) 則為變電所裡的一次電氣設備，例如 CT、PT 及開關(Switchgear)等現場設備。為統一變電所內通訊協定，IEC61850 整合了過程層至變電所層之通訊標準，其中 IEC61850 第 9 章定義了過程層和間隔層之間的訊息傳送格式和方式訂定了統一標準，過程層和間隔層之間主要傳送的訊息為間隔層中 IED 設備所需之即時量測值，稱作 SV(Sampled Values)，其額定取樣頻率為 4kHz。而 IEC 61850 第 8 章節則定義了間隔層和變電站層間的通信網路映射服務標準。

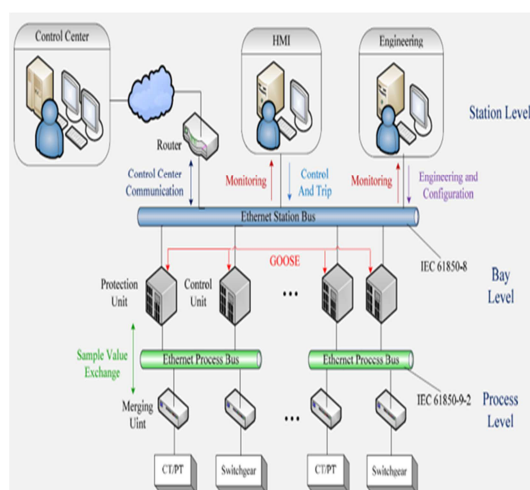


圖 1 變電所自動化分層

此種通訊架構亦即三層兩網之系統架構。在變電站層和間隔層間實現基於 MMS 之網路通訊，而在間隔層和過程層則實現 GOOSE 傳輸信息之方式(IEC61850-8)，過程層中則實現取樣值(SV)之傳輸(IEC61850-9-2)，藉由規範數據的命名、數據定義及通用之系統配置語言，使各 IED 設備間的信息達到互交換性及互操作性之目的。

由於本公司尚無 MU 設備相關規範，採購上有一定難度，且目前現場設備仍以傳統 CT 和 PT 輸入類比訊號為主，要以電子式 ECT 和 EPT 取代需投入不少成本，故目前本公司發展 IEC61850 架構是以兩層

一網為主，亦即只保留 Bay Level & Station Level 透過 Station Bus 網路層傳遞 SCADA 與 IED 間的資料訊息。

二、義竹 D/S 監控架構

義竹變電所係採兩層一網通訊架構為主，如圖 2 所示，亦即現場設備至 IED 仍以實體硬線為主，IED 至 SCADA HMI 則是透過乙太網路來傳遞資料，且使用並行備援協定(PRP, Parallel Redundancy Protocol)來保證網路系統在發生 N-1 的故障情況下，網路系統仍可正常運作，而並行網路備援機制之運作則無需要故障恢復時間(Recovery Time)，可說是網路穩定度及可靠度極高備援網路機制。

義竹 D/S 架構中 161 kV GIS 用 MCC IED 裝設於控制室檔位控制模組盤負責開關設備狀態監控及保護電驛警報取樣、161kV 變壓器用 MCC IED/IO-Box(他標提供)裝設於控制室該設備輔助盤負責設備狀態監視、161kV GIS BPT 檔用 MCC IED 亦負責取樣變電所其它雜散點、23kV GIS 用 PMCC IED(他標提供)裝設於設備控制箱開關設備監控及保護，以上設備均採用 PRP 架構連接至 Station Bus。

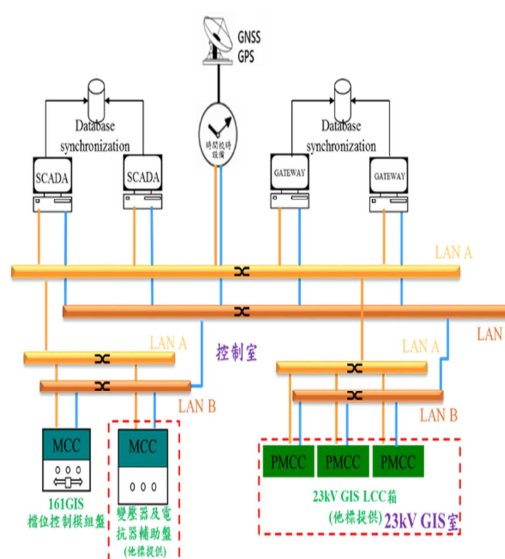


圖 2 義竹 D/S 監控架構

三、何謂檔位控制模組盤

傳統變電所係以控制盤來對現場設備做投切操作，並由RTU(Remote Terminal Unit)負責收集變電所的現場運轉資訊(包含類比和數位資料; AI、DI、SOE等)，但由於電子通訊技術的進步，IED目前大量取代電力電表、控制開關、RTU及饋線保護電驛，使變電所監控全面電腦化，並以SCADA人機介面(HMI)採電腦圖形化操作介面，提供變電所內一切設備運轉情形並監視、量測及控制各項電力設備。

由於IED功能日益強大，並擁有保護、控制、量測等功能，為推動變電所無盤化，亦即使用 IEC 61850 監控系統(SCADA-HMI)取代傳統模擬控制盤，於變電所控制室執行現地操作及監視之目的，檔位控制模組盤就以 IED 加上緊急回路ECC(Emergency Control Circuit)來組成，如圖 3 所示。盤面外型尺寸為 600*2300mm(寬*高) 並由兩垂直構建組成。兩側垂直構件(Vertical Member)高度須大於 45U(1U=4.445cm)，兩構件內側開口

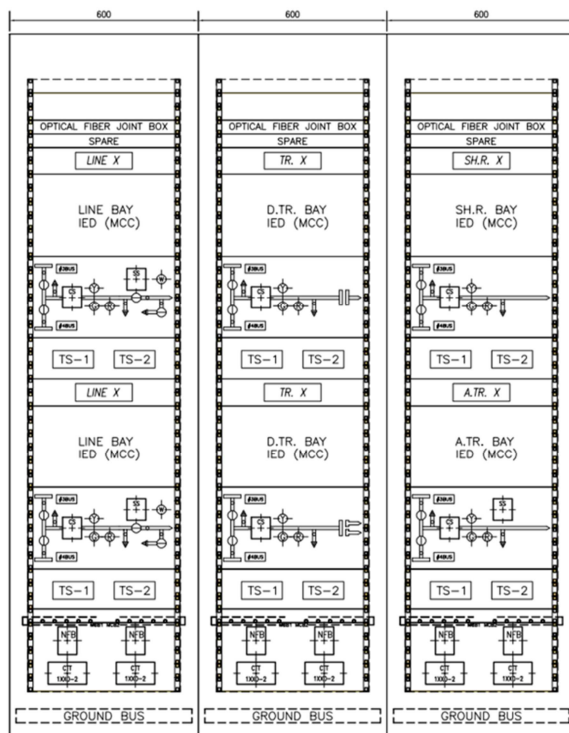


圖 3 檔位控制模組盤示意圖

寬度須至少大於(含)450mm，鎖孔各孔距須符合 IEC60870-3 配置，其優點為介面端子標準化且可快速提供故障品更換，在緊急狀況下亦可提供安全操作環境。

四、相關控制回路設計差異

相較於使用傳統控制盤與 RTU 設備監控之傳統控制室，不再使用模擬控制盤操作現場設備，相關電表配合取消安裝，高壓系統改以 MCC IED 裝置於檔位模組盤上，以其顯示螢幕及其警報燈號顯示相關資訊。不設置 RTU 取量變電所內相關電氣與狀態值，改藉由 IED 裝置以 IEC 61850 網路傳送至 HMI 與傳統 RTU 系統控制室比較，其新增、取消及保留之控制回路分述如下：



1. 新增控制回路及通訊回路部分：
 - A. 高壓 GIS LCC \longleftrightarrow MCC IED \longleftrightarrow (AMI) \longleftrightarrow 保護電驛
 - B. C-GIS LCC \longleftrightarrow 中壓 ECC
 - C. TR/SH.R. 輔助盤 \longleftrightarrow MCC IED
 - D. PMCC IED/MCC IED/IO-BOX \longleftrightarrow Switch
 - E. Switch \longleftrightarrow Switch【光纖網路/乙太網路】
 - F. Switch \longleftrightarrow SCADA-HMI/Gateway
 - G. IEEE1588 校時設備 \longleftrightarrow Switch
2. 取消控制回路部分：
 - A. 取消 LCC \longleftrightarrow 傳統模擬控制盤 \longleftrightarrow 轉接盤 \longleftrightarrow RTU
 - B. 取消開關設備、電驛器材故障警報點、變壓器/電抗器警報點 \longleftrightarrow EFI
 - C. 蜂鳴器(BZ)回路取消
 - D. 取消數位電表及多功能電表(PM)回路
3. 保留控制回路部分：
 - A. TR/SH.R. LCC \longleftrightarrow TR/SH.R.輔助盤
 - B. 線路檔同步併聯校核回路(供 ECC 使用)
 - C. 電驛設備遠端存取網路
 - D. 電驛設備校時回路(IRIG-B)
 - E. 差流電驛設備通訊系統

五、施工界面說明

義竹變電所施工範圍，如附圖 4，可分為兩部分第一部分為工務段自行施工範圍主要是敷設相關控制電纜包含：DTR 與輔助盤 MCC 間、所內監控點與雜散點 MCC 間之控制電纜敷設及接線、高壓 MCC 與高壓保護電驛盤間之控制電纜敷設及接線、接地系統施作、差流電驛設備通訊系統施作、高壓系統保護電驛 IRIG-B 時間同步

同軸電纜施作、高壓系統保護電驛遠端存取用乙太網路施作、各項檢驗監造工作及配合接管單位完工峻驗。



圖 4 施工界面說明圖

第二部分為系統廠商得標廠家(保帆系統整合商)施工範圍：敷設 IED 至 HMI 相關光纖通訊線，且確實熔接 MCC 及 PMCC IED 網路線至交換機，並安裝 SCADA HMI 及通訊處理機櫃箱(包含 switch、Gateway、GPS、通訊封包訊息紀錄器 DANE0400 等如圖 5 所示)及 UPS 不斷電源系統等，通訊設備安裝完後，還需確認相關網路通訊線是否建置完成，包含中華電信數據專線(AD 及 DD 資控組負責申請)及微波通訊網路(通訊處負責佈線及施工)，完成相關設備及網路線建置後，方能進行監控系統點對點測試工作。



圖5 通訊處理機櫃箱

六、監控系統功能測試

IEC61850 監控系統安裝完成後必須依步驟進行 7 項功能測試：

1. 檔位控制模組盤體安裝完成實施模組盤與機電設備進行回路測試；
2. 對SCADA、通訊設備進行軟硬體檢測；
3. 進行各IED絕緣測試及電驛功能測試（由嘉南供電驛組負責測試所有電驛，包含23kV GIS PMCC之GOOSE跳脫策略邏輯回路設定）；
4. 系統功能測試：
 - 4.1. SCADA HMI對IED控制測試：在HMI上透過圖控軟體對IED進行投切控制及狀態確認。
 - 4.2 Gateway對IED的通訊測試：在Gateway上透過圖控軟體的Driver經由IEC61850通訊對IED進行通訊測試。
 - 4.3 Gateway對AD主站的通訊測試：
 - a. 由本單位提供給乙方對主站的Point List，乙方會根據本單位Point List使用第三方軟體ASE2000進行點對點測試，確認通訊及Point List 點位無誤之後，乙

方會在Gateway上透過圖控軟體的Driver建立相對應的點位。

- b. 由主站向 Gateway要取訊號，在Gateway上透過圖控軟體的Driver經DNP3通訊向主站發送所需要的訊號。
5. 各IED與監控系統點對點離線(Off-Line)測試；由新營維護課透過HMI圖控對過程層設備進行點對點測試（包含所有AI、DI、CO點位），另外資控組則透過HMI及Gateway與遠端AD備援（發展系統）進行上述點位測試，假使測試點位有問題須更改IED內部邏輯軟體時，則需請IED廠商配合修改設定，並請系統商重新整合圖控軟體後再進行點位測試。
 6. 進行監控系統線上(On-Line)測試，由主站發送訊號指令至現場設備看是否依指令確實動作，並由現場設備觸點警報訊號是否透過Gateway回傳至AD主站收到，線上測試完後通訊穩定性測試必須連續運轉120小時，穩定度^[1]達99.9%以上，並由AD主任在測試表格上蓋許可章，才能進行加入系統設備操作，如未符合契約要求規定應延長到符合規範要求為止。
 7. 義竹變電所加入系統後3日曆天後，系統整合商還需進行720小時監控設備可靠度[1]測試，測試結束前24小時，所有故障均已修復，系統無當機故障發生，否則須延長測試時間。

^[1]系統穩定性/可靠度(AVT)=[(測試時間-當機時間) / 測試時間] ×100%

(1)當機時間(Downtime)：當某功能或裝置無法如規範所述正常運作，由乙方人員到達現場至所有功能回復所持續時間稱為Downtime。若同時發生數個故障，須待所有故障均修理完成後，Downtime時

間才算結束。

(2)暫停時間 (Hold time)：某些異常狀況導致系統無法正常運作，該異常期間可由甲、乙雙方同意後視為 Hold time，不列入穩定性/可靠度計算。

參、結論

綜上所述論點，義竹變電所採用 IEC61850 SCADA 架構下，首先減少控制電纜的數量，取而代之是大量通訊線，MCC IED、PMCC IED 資料經由網路大量且快速傳輸至 SCADA HMI，透過人機介面電腦上的圖控區塊，即可對現場電力設備做到及時保護和監控，並透過智慧變電所設置之通信處理單元設備(Gateway)來跟調度中心(CDCC、ADCC)進行遠端設備監控。

假使未來設備需要擴充，由於本所採 IEC61850 標準，本身 IED 設備具有自我描述、自我診斷和隨插即用 (Plug and Play) 的特性，不僅系統的集成變得相對方便，且無須限制於同一廠家之設備，如此一來便降低了變電所自動化系統的擴建工程費用。在我國採用該標準系統後將會提高變電所自動化系統安全穩定運行水準，並實現設備完全的互通性。

由於 IED 傳輸介面也由串列介面 (Serial) 進化到以太網路 Ethernet 介面或光纖 (Optic Fiber) 介面，傳輸速率與品質均大大提升，網路系統規模也隨之放大，未來再生能源日益增加的同時，亦可提供調度處走向大數據 (Big Data) 分析並使用雲端計算，提供即時可靠的電力調度使能源利用效率有所提升，解決現今負載量在尖峰時段 (Peak Hour) 常出現無法負荷狀況，而需要啟用更多火力發電機組來解決電網負載不足問題。

參考文獻

- [1] 智慧變電所新、改建工程設計規劃作業要點
- [2] 新改建 IEC61850 監控架構智慧變電所電控設計作業要點
- [3] 新改建 IEC61850 監控架構智慧變電所建置流程及分工作業要點
- [4] 數位式保護電驛實現 IEC61850 於智慧電網之應用技術 [出國實習報告]
- [5] 台電工程月刊 [第 801 期 104 年 5 月號]

輸電線路 T 接變壓器之差流保護應用

新桃供電區營運處 陳志偉

摘要

本篇報告係說明 69kV 輸電線路之差電流 87L 保護針對於 T 接負載時之應用情況，意旨三端輸電線路中僅兩端線路有裝設具備差電流保護功能之電驛，而一端未裝設，而形成之所謂 T 接變壓器之情況。常見於線路兩端為台電本身之變電所，另一端為大用戶之變電站，台電變電所端差流保護所需之通信通道通訊處能提供兩端變電所使用，與第三端之大用戶無通信通道連接或大用戶端之保護電驛不能與台電兩端匹配通信，故形成此輸電線路 T 接負載之差流保護的狀況。針對輸電線路 T 接變壓器的系統台灣電力公司供電處於保護電驛標置準則中，已有訂定相關電驛設定，但部分轄區內有特殊案例未能依照此標置準則達到良好的保護規劃，為因應此狀況，電驛保護亦需隨系統狀況調整，本篇文章將說明以中壢內壢二路分歧鐵壩用戶為例，模擬分析輸電線路 T 接負載時之故障狀況，以達到較佳的保護規。

壹、前言

鐵壩 C/S 為台灣鐵路局內壢變電站，提供列車和廠區用電使用。平常情況為內壢鐵壩線及中壢內壢二路分歧鐵壩共兩迴線路供電，兩迴線路各別引接一台變壓器，一次側(69kV 側)不併聯供電，於變壓器二次側接用兩相(M 相, T 相)用電。其中中壢內壢二路分歧鐵壩即屬於線路 T 接變壓器的例子。當內壢鐵壩線於 108 年 10 月 25

日時停電維護點檢，鐵壩 C/S 形成單迴路供電，為了維持鐵壩變壓器運轉容量不變，鐵壩 C/S 將鐵壩 601DS 開關投入，鐵壩變壓器 #1MTR、#2MTR 一次側併聯運轉。但剛好在鐵壩變壓器二次側饋線發生故障，使中壢內壢二路分歧鐵壩線路差流保護電驛 87L 動作，跳脫中壢 620CB 和內壢 620CB 造成鐵壩 C/S 全停電。

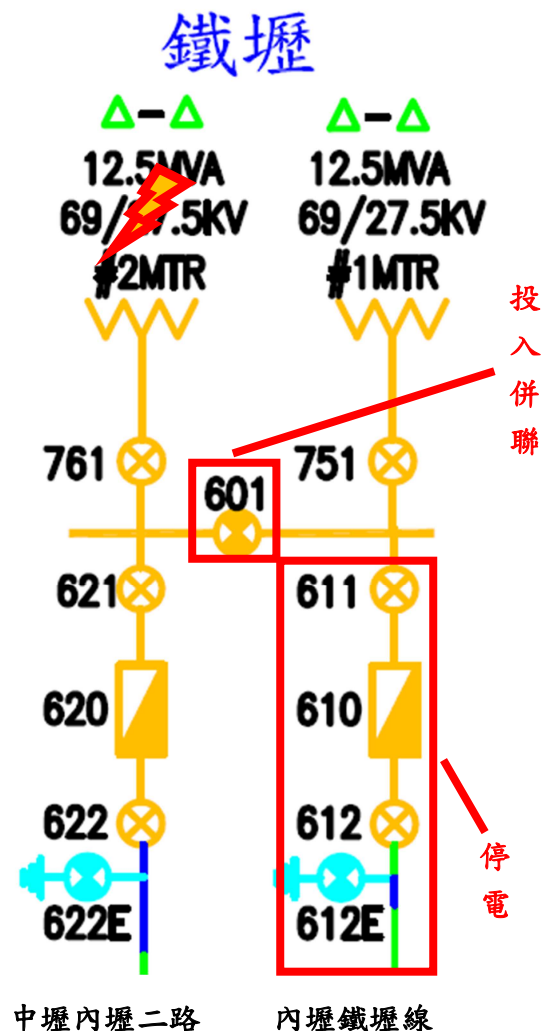


圖 1 鐵壩 C/S 單線圖

在輸電線路 T 接變壓器時之差流的保護機制為，若故障發生在輸電線路上時，線路差流 87L 保護動作，會由該線路斷路器跳脫來隔離故障。但故障發生在用戶廠內時，線路差流 87L 保護不動作，應由責任分界點跳脫來隔離故障，可不必跳脫整條輸電線路停電。故依照此線路 T 接變壓器時之差流保護機制，在 108 年 10 月 25 日的中壠內壠二路分歧鐵壠線路事故，可由鐵壠 620 CB 跳脫來隔離故障。

貳、事故動作分析

依 108 年 10 月 25 日中壠內壠二路兩端電驛下載的事故資料顯示，本次事故為 A-C 相故障。中壠 P/S 端流經之故障電流約 1000A，內壠 S/S 端流經之故障電流約 900A，合計鐵壠 C/S #620 故障電流約 1900A。依保護電驛標置準則，若線路 T 接變壓器時，須核算變壓器低壓側相間故障時，高壓側之故障電流值之 1.25 倍是否大於差動電驛之始動值，若是，則以高壓側之故障電流值之 1.25 倍為差動電驛之始動值，故中壠內壠二路分歧鐵壠之線路保護電驛 GE L90 之始動值已由 0.35pu (動作差電流 620A) 調高至 0.95pu (動作差電流 1680A)，仍達到中壠內壠二路分歧鐵壠線路差流的動作門檻，在故障持續時間約 3.5 週波後，線路兩端斷路器跳脫隔離事故點，以下將以 ASPEN 模擬分析出事故原因及後續處理方法。

一、正常運轉模擬

ASPEN 事故模擬分析一：在鐵壠 C/S 正常運轉模式下，鐵壠 610 CB 和鐵壠 620 CB 投入及鐵壠 601 DS 啟斷，在鐵壠 C/S 變壓器二次側發生兩相短路故障時，流經鐵壠 C/S

#610 故障電流為 974A，流經鐵壠 C/S #620 故障電流為 974A，總和線路差電流為鐵壠 C/S #620 的故障電流未達 87L 之動作值。所以在鐵壠變壓器 #1MTR、#2MTR 一次側不併聯運轉的情況下，得出差動電驛之始動值設定在平常運轉情況下，有符合電驛標置準則，可以避開在鐵壠 C/S 變壓器二次側饋線事故。

二、內壠鐵壠線停電主變不併聯模擬

ASPEN 事故模擬分析二：在鐵壠 610 CB 和鐵壠 601 DS 啟斷及鐵壠 620 CB 投入，鐵壠 C/S 變壓器二次側發生兩相短路故障時，流經鐵壠 C/S #620 故障電流為 1026A，總和線路差電流為鐵壠 C/S #620 的故障電流未達 87L 之動作值，未達 87L 之動作值，內壠鐵壠線停電時，鐵壠變壓器 #1MTR 一併跟著停電，僅以鐵壠變壓器 #2MTR 送電運轉的情況下，得出差流電驛之始動值設定有符合標置準則，也可以避開在鐵壠 C/S 變壓器二次側饋線事故。

三、內壠鐵壠線停電且主變併聯模擬

ASPEN 事故模擬分析三：在事故時之系統狀況，鐵壠 610 CB 啟斷及鐵壠 620 CB 和鐵壠 601 DS 投入，鐵壠 C/S 變壓器二次側發生兩相短路故障時，流經鐵壠 C/S #620 故障電流為 1934A，與事故時故障電流差不多，且超過 87L 電驛動作設定值，差動電驛動作差電流值 1680A。在內壠鐵壠線停電時，鐵壠 601 DS 投入，鐵壠變壓器 #1MTR、#2MTR 一次側併聯運轉的情況下，模擬得出差動電驛之始動值設定已經無法避開在變壓器二次側饋線的事故。

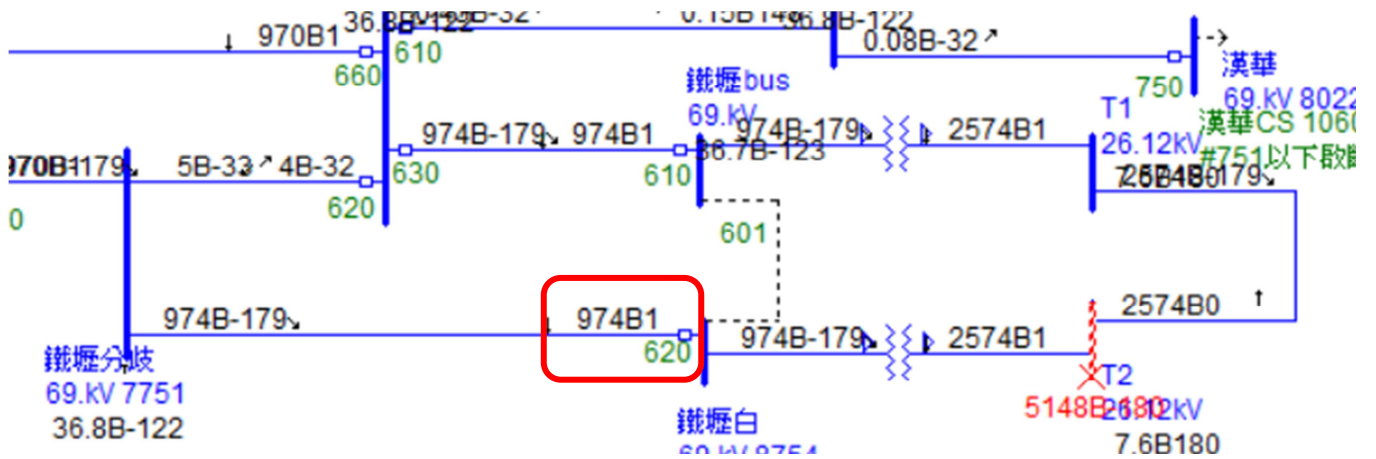


圖 2 ASPEN 事故模擬分析一：正常運轉

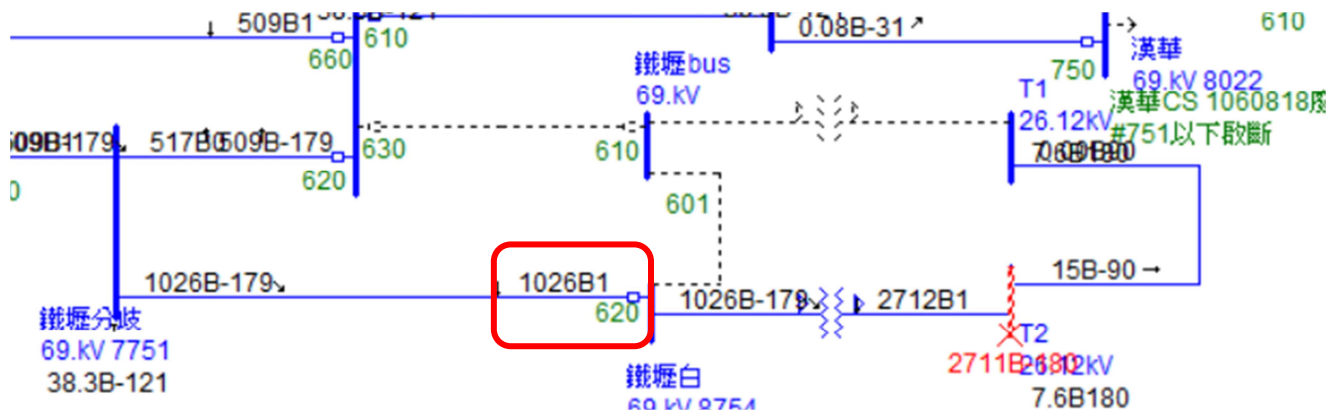


圖 3 ASPEN 事故模擬分析二：內壠鐵堰線停電主變不併聯

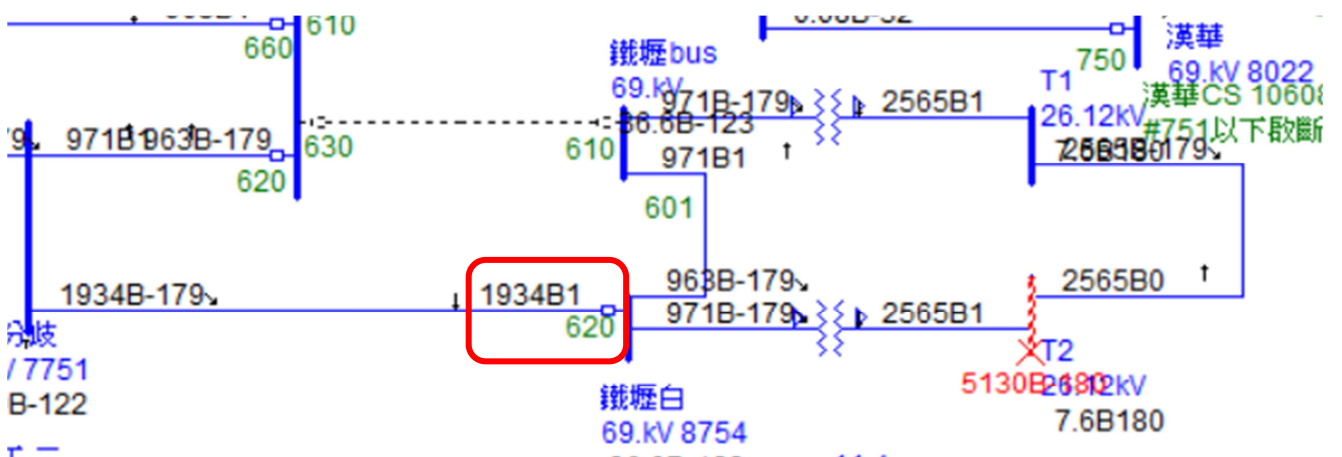


圖 4 ASPEN 事故模擬分析三：內壠鐵堰線停電且主變併聯

綜合上述ASPEN模擬分析一、二、三的結果，可以得知本次中壠內壠二路分歧鐵壠線路事故原因與當下鐵壠601 DS投入，使得鐵壠#1MTR、#2MTR併聯運轉有很大影響，變壓器阻抗併聯時系統等效阻抗變成一半，故障電流也會比平常各別運轉時更大，在本次事故之後提出改善措施，以免同樣的狀況再發，且於109年2月鐵壠C/S變電站欲提升系統運轉量，已經汰換為較大容量25/31.25MVA變壓器設備，也將影響台電兩端之線路差流電驛87L之標置設定，以下進行相關解決方法可行性評估及差流電驛的標置設定研討改善。

參、解決方法評估與處理

一、增設差流電驛

建請鐵壠C/S增設與台電兩變電所端同型式之差電流保護電驛GE L90，以改善兩端線路T接變壓器的情形，三端子輸電線路均有裝設差流電驛時，於鐵壠變壓器二次側饋線事故時，此饋線故障差流保護電驛將可判斷為外部事故不會動作。但因為鐵壠C/S並沒有裝設線路差流保護電驛的意願，且尚未建置鐵壠C/S至中壠端與內壠端的光纖通信通道，雖然此措施為最根本的解決方式，但目前有改善執行上的困難。

二、調高87L始動值

在不影響系統安全狀況，將研討調高差流電驛87L之始動值，以避開鐵壠C/S變壓器二次側饋線事故，在此會考慮鐵壠C/S兩台變壓器均汰換為25/31.25MVA時，變壓器阻抗為Z=10%，在正常運轉供電下及內壠鐵壠線停電時的兩台變壓器，因為鐵壠601

DS併聯影響來進行模擬分析，計算中壠內壠二路線路87L之始動值須調高到多少的門檻，才能避開鐵壠C/S變壓器二次側饋線的事故。

(一) 鐵壠設備汰換後正常運轉模擬：

更新ASPEN軟體上的鐵壠兩台變壓器阻抗，Z=10%在25MVA基底之阻抗值，鐵壠C/S正常運轉模式下，鐵壠610 CB和鐵壠620 CB投入及鐵壠601 DS啟斷，在鐵壠C/S變壓器二次側發生兩相短路故障時，流經鐵壠C/S #610故障電流為1517A，線路差流87L標置之始動設定值，依69kV輸電線路數位電驛應用準則(1.25倍安全裕度)及GE L90的公式，須設定87L電驛Pickup值為1.07pu(1896A)，才可以避開在鐵壠C/S變壓器二次側饋線事故。

$$I_{op} = \sqrt{2 \times \frac{P^2}{1 - 2S_1^2}}$$

圖5 GE製L90電驛差電流動作公式

(二) 鐵壠設備汰換後內壠鐵壠線停電主變不併聯模擬：

在鐵壠610 CB和鐵壠601 DS啟斷及鐵壠620 CB投入，鐵壠C/S變壓器二次側發生兩相短路故障時，流經鐵壠C/S #620故障電流為1647A，線路差流87L標置之始動設定值，依69kV輸電線路數位電驛應用準則及GE L90

的公式，須調高設定87L電驛Pickup值為1.16pu(2058A)，才可以避開在鐵壩C/S變壓器二次側饋線事故。

(三) 鐵壩設備汰換後內壩鐵壩線停電且主變併聯模擬：

鐵壩610 CB啟斷及鐵壩620 CB和鐵壩601 DS投入，鐵壩C/S變壓器二次側發生兩相短路故障時，流經鐵壩C/S #620故障電流為3010A。線路差流87L標置之始動設定值，依69kV輸電線路數位電驛應用準則及GE L90的公式，須調高設定87L電驛Pickup值為2.12pu(3762A)，才可以避開在鐵壩C/S變壓器二次側饋線事故。

綜合上述鐵壩設備汰換後ASPEN模擬的結果，可以得到系統在內壩鐵壩線停電且主變併聯時的故障差電流會最大，但將差電流87L始動值調高到2.12pu時，考慮於中壩內壩二路線路上發生單相接地故障的故障電流約為3221A，已經小於87L始動值Pickup的3762A，所以再藉由提高線路差流電驛87L始動值，可能會讓中壩內壩二路分歧鐵壩之線路上發生單相接地故障時，線路主保護87L無法達到始動電流門檻正確動作，故調高87L始動值的解決方式，在保護上會出現盲點。且中壩內壩二路的線路保護電驛型式為GE L90韌體版本3.4x，僅能設定單一87L始動動作偵測值，若本線路是使用SEL-311L、GRL-100或Ingeteam LD1等保護電驛時能各別設定相間及接地的87L始動動作偵測值，在檢討輸電線路T接的狀況時，則是以調高相間保護的偵測設定值(87LPP、DIFI1或Ground Sensitivity)為改善方式，單相保護的偵測設定值並不

會提高，就不會有故障時達不到故障電流門檻，無法正常保護的情形。

三、87L延時動作

調整中壩內壩二路線路差流保護電驛87L的動作機制，以延時跳脫保護之方式進行，於鐵壩變壓器二次側饋線事故，先讓鐵壩C/S饋線斷路器跳脫先隔離故障點，可以不讓中壩內壩二路差流電驛先行動作，使鐵壩C/S變壓器發生全停電。

檢討87L保護須延時多久時間動作跳脫較為合理，鐵壩C/S #1MTR、#2MTR二次側饋線(F1、F2、F3及F4)皆有瞬時過電流50和延時過電流51保護，其中瞬時過電流50的動作值為700A，二次側主斷路器(2MO及2TO)，亦有瞬時過電流50和延時過電流51保護，其中瞬時過電流50的動作值為1600A，在鐵壩C/S二次側饋線或低壓側匯流排上時事故時，都能達到瞬時過電流50的門檻能快速清除故障。再考慮因為鐵壩C/S #1MTR、#2MTR是屬於 $\Delta-\Delta$ 接繞組變壓器，於變壓器二次側接用兩相(M相，T相)用電，平常兩相用電負載電流不平衡，所以鐵壩C/S變壓器沒有裝設87T保護，且依圖審作業標準，衡量鐵壩C/S大用戶端之責任分界點為延時0.3秒跳脫，最終決定中壩內壩二路分歧鐵壩線差流電驛87L以延時20週波跳脫進行保護，且屬於變壓器的內部故障時也等於變壓器全停電。

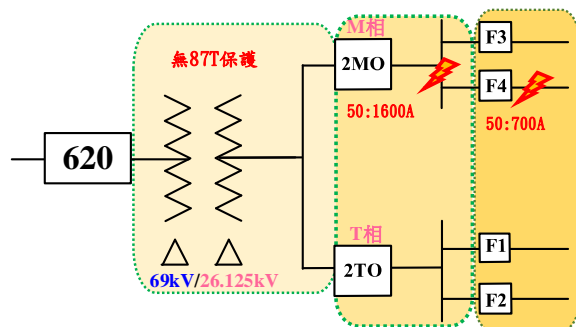


圖6 鐵壩廠內變壓器保護情形

肆、結語

輸電線路T接變壓器時之線路差電流87L保護需考慮到T接變壓器之容量及阻抗，來檢討是否提高線路87L始動值，計算出設定後須檢視該始動值是否適用，多數的情形都藉由調高始動來避開二次側的饋線事故。但特別的是中壠內壠二路分歧鐵壠線之差電流87L保護，不能單純的依照電驛標置準則計算調高87L始動值設定，而是另外以延時跳脫之方式來進行。且韌體版本3.4x之GE L90僅能設定單一個87L始動值，較不適用在有T接變壓器負載之69k輸電線路保護上，在二次系統中的發生單相接地故障電流較小，進而難以僅設定單一87L始動值，滿足線路接地故障偵測及避開廠內二次側故障。

電驛標置準則中的線路差電流87L以SEL-311L作為範例，其他電驛型式TOSHIBA GRL-100和Ingeteam EF LD1可自行比照計算去調高相間87L的始動值，解決輸電線路T接負載的87L設定。在鐵壠C/S裝設線路差流電驛或汰換其他電驛形式的線路差流電驛之前以延時20週波動作的方式進行保護。

中壠內壠二路分歧鐵壠線使用GE L90電驛作為線路差流保護已有好幾年的時間，108年10月25日之中壠內壠二路事故及鐵壠C/S的變壓器設備汰換更新，讓我們重新檢視該線路的電驛標置設定，也利用本次案例的事故模擬分析，傳承在電驛保護協調工作上相關的技術經驗與知識，提出有效的解決方式。

參考文獻

- [1] 台灣電力股份有限公司保護電驛標置準則(十六版)。
- [2] L90 Line Differential Relay UR Series Instruction Manual, Section 5 & Section 10。

斷路器失靈保護的應用與探討

楊盛鐘

摘要

保護電驛是電力系統三道防線中的第一道防線，當電力系統運轉中的設備發生故障，只要第一道防線的保護電驛能夠即時正確動作，將故障設備自電力系統中隔離讓系統恢復正常，不但能夠確保系統安全更能夠讓故障設備降低受損程度縮短檢修時間與成本。為了供電品質電網內的任何事故必需在最短時間內隔離，事故隔離時間除電驛動作時間還包括斷路器跳脫時間，兩者息息相關缺一不可，利用斷路器來切除故障電流隔離故障。數位式電驛具備自我診斷功能可以確保事故時功能正常發揮，斷路器構造複雜若操作機構異常導致事故時無法正常跳脫造成斷路器失靈，當事故時又發生斷路器失靈，保護電驛會越級跳脫將造成停電範圍擴大的嚴重後果。斷路器失靈保護電驛拒動或誤動都將給系統帶來嚴重的後果，本文針對斷路器失靈保護潛藏問題提出精進措施，期望能有效提昇發生短路事故時斷路器失靈保護電驛動作的可靠性，並降低正常運轉時斷路器失靈保護電驛誤動作的可能性。

壹、前言

在超高壓輸電系統中當輸電線路、變壓器或匯流排等主設備元件發生短路故障，該故障元件的保護電驛動作後發出跳脫斷路器指令來隔離故障，此時若故障元件的斷路器因故無法動作跳脫就稱為斷路器失靈，一般造成斷路器失靈的原因有：斷路器跳脫線圈斷線、斷路器操作機構不良、斷路器操作壓力（氣壓、液壓）不足、跳脫直流電源消失及控制回路故障等其中

以氣壓或液壓不足較常發生。超高壓電網的斷路器與保護電驛都應該具備後備保護功能，以利於斷路器或保護電驛失靈時仍然能夠隔離故障，一般利用相鄰元件的遠後備保護電驛是最簡單方便的後備保護方式，既是保護電驛失靈時的後備保護也是斷路器失靈的後備保護。在高壓電網中由於各電源線路的助增作用，造成遠後備保護電驛因靈敏度不足無法發揮功能，且遠後備保護電驛因上下游時間協調機制其動作時間較長，容易造成停電範圍擴大甚至引起系統振盪失穩而崩潰。為防止電力系統主設備故障並伴隨斷路器失靈的雙重故障，必須裝設斷路器失靈保護電驛，以較短的時間跳脫與失靈斷路器同一匯流排上的所有斷路器，將停電範圍限制在最小區域內並降低對系統的衝擊。因此，在 345kV 超高壓系統的輸電線路為了系統的穩定要求，必須配置兩套全線段快速動作的主保護電驛如差流電驛 87L 等來防止保護電驛失靈，至於斷路器則應配置專屬斷路器失靈保護電驛，由於斷路器失靈保護屬於斷路器的後備保護故允許只使用一套保護電驛，目前台電公司 345kV 系統所有主設備的保護電驛均配置兩套但斷路器失靈保護電驛只配置乙套。

貳、斷路器失靈對電力系統的影響

系統內主設備發生故障後如果又發生斷路器失靈拒動，將造成上游斷路器越級跳脫擴大停電範圍，甚至會導致系統解聯對電力系統造成嚴重傷害，斷路器失靈保護是利用故障設備的保護電驛動作信號與無法正常跳脫斷路器的電流信號組成對斷路器失靈的辨別，然後以較短的時間跳脫

同一變電所內其他相關的斷路器來隔離故障，限縮停電範圍確保電網的穩定運轉，避免造成發電機、變壓器等故障元件的嚴重燒損及電網的崩潰瓦解。斷路器無法正常動作是設備故障又疊加斷路器操作失靈的雙重故障，通常允許適當降低其保護要求但最終以能隔離故障為原則。目前在超高壓電網中普遍採用斷路器失靈保護電驛當作斷路器的近後備保護，斷路器失靈對系統的影響有：

- 一、故障隔離時間延長造成設備損傷更嚴重甚至引起火災：例如變壓器發生短路故障保護電驛正確動作但斷路器失靈無法隔離故障，將造成變壓器嚴重損壞增加事故後修復困難度。
- 二、利用遠端後備保護電驛動作來隔離故障擴大停電範圍：如下圖 1 所示，當線路 1 發生故障兩端保護電驛動作，斷路器 5 跳開但斷路器 1 失靈無法動作，只能靠線路 2 對側的後備保護電驛跳開斷路器 6，及線路 3 對側的後備保護電驛跳開斷路器 7，及發電機變壓器組的後備保護電驛跳開斷路器 4 才能將故障隔離但會擴大停電範圍(#1、#2 BUS 皆停電)。
- 三、利用相鄰遠後備保護電驛動作來隔離故障時間長可能造成電力系統崩潰：當故障設備發生斷路器失靈時，要靠相鄰設備的遠後備保護電驛動作來隔離故障往往時間較長，以下圖 1 為例，線路 1 的故障對線路 2、3 的保護電驛來說屬外部故障故其主保護電驛都不會動作，雖然線路 2 對側的後備保護電驛 6 其測距電驛第二或第三區間，線路 3 對側的後備保護電驛 7 其測距電驛第二或第三區間，以及發電機變壓器組的後備保護電驛會動作但其動作時間比主保護電

驛動作時間長，可能影響系統的穩定運轉甚至造成系統的瓦解。

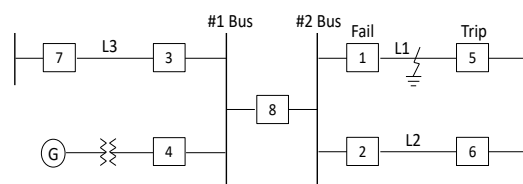


圖 1 斷路器失靈相關斷路器跳脫示意圖

高壓電網日趨複雜電網的安全性變得越來越重要，事故時斷路器失靈的拒動將給電網帶來嚴重的衝擊，原則上電網的斷路器都應設有後備保護，利用相鄰元件的保護電驛當作後備保護是最簡單的後備保護方式，但在高壓電網中由於短線路的數量增加與電源支路的助增作用使得線路末端故障後備保護電驛有靈敏度不足問題。因此，相間保護電驛只對相鄰線路的近端故障能夠發揮後備保護作用，對相鄰線路末端故障則因靈敏度不足而無法發揮後備保護功用；接地保護電驛對相鄰短線路接地故障因故障電流分支係數小，靈敏度不足無法作為相鄰線路接地故障的後備保護。故超高壓或重要變電所應裝設斷路器失靈保護電驛，目前台電公司 345 kV 超高壓變電所內線路或自耦變壓器等設備及發電機組都已裝設斷路器失靈保護電驛。

參、裝設斷路器失靈保護電驛的條件與要求

由於斷路器失靈保護是一種近後備保護對斷路器失靈有保護作用，當斷路器失靈無法隔離故障時斷路器失靈保護電驛動作，將連接於失靈斷路器匯流排上的所有斷路器跳開以隔離故障，對於有連絡斷路器的雙匯流排或具分段斷路器的匯流排，斷路器失靈保護電驛動作後應優先跳開連絡斷路器或分段斷路器，保留一段或一條匯流排繼續供電，然後再跳失靈斷路器所

接匯流排上的所有斷路器。斷路器失靈保護是電力系統主設備元件故障同時又發生斷路器失靈雙重故障下的保護，故允許適度降低對它的要求只要最終能將故障隔離即可，斷路器失靈保護電驛裝設條件如下：

- 一、相鄰元件的遠後備保護電驛靈敏度不足時應裝設斷路器失靈保護電驛。
- 二、輸電線路無主保護電驛而採用近後備保護方式，當輸電線路故障後斷路器可能失靈無法正常跳脫，若有裝設斷路器失靈保護電驛，就能靠它跳相鄰斷路器來隔離故障。
- 三、輸電線路無主保護電驛而採用遠後備保護方式，當輸電線路故障後斷路器可能失靈無法跳脫，如果利用其他線路或變壓器的後備保護電驛來隔離故障，將擴大停電範圍並引發嚴重後果就應裝設斷路器失靈保護電驛，因為它能跳開與故障設備同一匯流排上的所有斷路器來隔離故障，並將故障限制在最小範圍內。
- 四、如果斷路器與比流器之間發生故障，無法由該設備的主保護電驛來隔離故障，而由相鄰設備的遠後備保護電驛或變壓器的後備保護電驛來隔離故障，將擴大停電範圍並引發嚴重後果，就應裝設斷路器失靈保護電驛。
- 五、分相操作的斷路器利用單相接地故障來校驗其靈敏度時，應裝設斷路器失靈保護電驛。
- 六、根據電壓等級及變電所的重要性來決定裝設斷路器失靈保護電驛，當斷路器失靈保護電驛動作後能夠縮小斷路器失靈時的停電範圍就應該裝設斷路器失靈保護電驛。

斷路器失靈保護是指電力系統內發生主設備故障時，該故障設備的保護電驛動

作後，發出跳脫斷路器的指令但斷路器因故未動作，這時斷路器失靈保護電驛能夠以較短的時間跳開同一廠/所內同一匯流排上的所有斷路器來隔離故障，使停電範圍影響最小的一種後備保護電驛，對斷路器失靈保護電驛的要求如下：

- 一、高度的安全性與可靠性：斷路器失靈保護電驛動作與匯流排保護電驛動作都會造成大範圍的停電，因此必須要有較高的可靠性與安全性，換言之不能發生誤動作。
- 二、動作選擇性強：在確保斷路器失靈保護電驛不會誤動作的前提下，應以較短時間有選擇性的跳開相關斷路器來隔離故障。
- 三、與其它保護電驛的配合：斷路器失靈保護電驛動作後應優先跳開兩匯流排間的聯絡斷路器或分段斷路器，之後相鄰設備的後備保護電驛可以相繼動作來隔離故障，斷路器失靈保護只需要跳開兩匯流排間的聯絡斷路器或分段斷路器，縮小停電範圍。
- 四、斷路器失靈辨別元件動作靈敏度需足夠：斷路器失靈保護的故障辨別元件與跳脫閉鎖元件，應對線路末端故障時有足夠的靈敏度。
- 五、使用兩套主保護電驛的設備可以只配置一套斷路器失靈保護電驛：因斷路器失靈保護屬於斷路器的後備保護故允許只使用一套保護電驛即可。斷路器失靈保護電驛利用故障設備的保護電驛動作訊息與失靈拒動斷路器的電流訊息組成對斷路器失靈的判別，能夠以較短的時間切除同一廠/所內其他相關的斷路器，將停電範圍限制在最小區域內確保整個電網的穩定，避免發電機、變壓器等故障設備嚴重燒損及電網的崩潰，斷路器失靈保護是電網和主設備重要的近後備

保護直接影響電力系統的穩定運轉，有關斷路器失靈保護電驛動作原則如下：

- 一、具備匯流排聯絡斷路器或分段斷路器的匯流排，當斷路器失靈保護電驛動作後應優先跳開匯流排聯絡斷路器或分段斷路器，如果跳開匯流排聯絡斷路器或分段斷路器，能使相鄰電力設備或線路的保護電驛相繼動作隔離故障，則斷路器失靈保護電驛可以只跳開匯流排聯絡斷路器或分段斷路器，否則應跳開與失靈拒動斷路器同一匯流排上的所有斷路器。
- 二、斷路器失靈保護由故障設備的保護電驛動作後的接點來觸發啟動，但手動切開斷路器時不得啟動斷路器失靈保護。
- 三、在啟動斷路器失靈保護的回路中，除故障設備保護電驛的接點外還應包括斷路器失靈判別元件的接點，利用斷路器失靈判別元件來檢測斷路器是否失靈。
- 四、斷路器失靈保護的動作時間應大於故障元件斷路器跳脫時間與保護電驛復歸時間之和
- 五、為防止斷路器失靈保護電驛誤動作，當失靈保護回路中任一組接點閉合時，斷路器失靈保護電驛不得被誤啟動而造成誤跳脫。
- 六、當斷路器失靈保護電驛動作後應閉鎖相鄰各斷路器的投入回路及自動復閉回路，防止對故障設備造成二次傷害。
- 七、當設備停電檢修時它的斷路器失靈保護啟動回路應同時閉鎖，防止檢修試驗時引起斷路器失靈保護電驛誤動作。
- 八、應設置專屬斷路器失靈保護電驛以利於動作後的事務分析與研判。

為提高斷路器失靈保護電驛動作可靠性下列幾點需要注意：1. 斷路器失靈保護應採用雙重判斷；2. 將雙匯流排架構斷路器失靈保護的故障電流再判斷元件設在匯流排保護電驛內；3. 不可使用斷路器輔助接點 52a 或 52b 來閉鎖斷路器失靈保護；4. 利用保護電驛接點觸發斷路器失靈保護的啟動元件在故障隔離後接點應快速復歸並自動閉鎖斷路器失靈保護功能，防止斷路器失靈保護誤動作。觸發啟動斷路器失靈保護的電驛接點信號是斷路器失靈啟動的基本要件，主保護電驛啟動失靈回路應經雙重電流的判別，採用雙重電流判別元件其電流信號應取自斷路器兩組不同比流器。發電機或發變電機組差動保護電驛動作跳脫斷路器後，由於發電機中性點側故障電流剩磁作用使得比流器二次側電流不會馬上消失，造成差動電驛動作後接點復歸較慢，故斷路器失靈的電流元件應在發電機保護側先經電流判別，再經變壓器側的電流判別以達到電流判別雙重化要求，變壓器的瓦斯保護因動作後接點復歸慢故不得用來啟動斷路器失靈回路。

肆、斷路器失靈保護的跳脫方式

早期的發電機組斷路器失靈保護電驛動作後經 9 週波先跳開分段或匯流排聯絡斷路器，並閉鎖可能會誤動作的平行共架線保護電驛，然後再經 9 週波跳開其它相關斷路器，這不符合發電機組斷路器失靈保護跳脫邏輯的要求，精進措施是：當斷路器失靈保護啟動後先瞬時重跳本身斷路器一次，瞬時重跳(Retrip)本身斷路器可以防止因保護電驛誤動作而觸發啟動斷路器失靈保護回路，導致跳脫匯流排聯絡斷路器和整個匯流排上的所有斷路器，能夠有效的縮小停電範圍。對於雙匯流排架構的斷路器失靈保護，發電機組斷路器失靈保

護的啟動及跳脫回路均應經過欠壓電驛的控制。接入相電流元件的比流器不得與其它比流器再並接，否則會有比流器電流汲出的影響，斷路器失靈保護動作跳開斷路器的同時，應閉鎖自動復閉裝置及斷路器投入回路防止故障設備受到二次傷害。目前台電公司在超高壓變電所內的 345、161kV 系統及發電廠內的每個斷路器均配置斷路器失靈保護電驛，當保護電驛動作接點觸發相應斷路器的失靈保護電驛後，瞬時重跳本身斷路器乙次，再加上相間或接地過電流元件條件滿足，則經 12 週波延時跳脫與失靈斷路器同一匯流排上所有斷

路器及匯流排連絡斷路器來隔離故障，至於跳脫匯流排上所有斷路器則經由匯流排保護電驛的跳脫回路來執行，例如#1510 掛接在#1 匯流排當#1510 斷路器失靈時，#1510 的斷路器失靈保護電驛動作送出一個正電源給 1BT，當位於數位式匯流排保護電驛盤上的 1BT 收到正電源信號後再加上#1 匯流排中任一斷路器有過電流現象則#1 匯流排保護電驛立即動作跳脫匯流排連絡斷路器及掛接在#1 匯流排上的所有斷路器來隔離故障，有關斷路器失靈保護電驛的跳脫示意圖如下圖 2 所示。

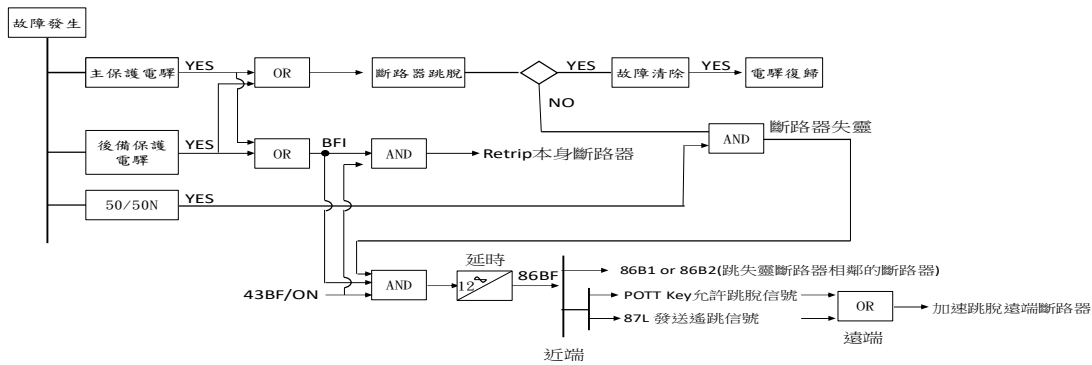


圖 2 斷路器失靈保護電驛的跳脫示意圖

一、雙匯流排單斷路器架構斷路器失靈保護的跳脫方式

雙匯流排單斷路器架構當匯流排上某個斷路器失靈時，由該故障設備的保護電驛提供一個失靈啟動接點給斷路器失靈保護電驛，當斷路器失靈電驛檢測到某一失靈啟動接點閉合後，啟動該斷路器的失靈回路並經欠壓元件及過流元件判斷條件都成立後，短延時跳開匯流排聯絡斷路器長延時跳開該匯流排上的所有斷路器來隔離故障，雙匯流排單斷路器架構的匯流排保護電驛，利用各斷路器隔離開關(DS)輔助接點的閉合來判斷斷路器掛接在#1 或#2

匯流排，當斷路器掛接在#1 號匯流排時靠近#1 號匯流排側的隔離開關輔助接點閉合，匯流排保護電驛就會自動判斷出該斷路器掛接在#1 號匯流排上供電。當#1 號匯流排上某斷路器失靈時失靈保護電驛啟動後 1BT 送出正電源，當#1 號匯流排保護電驛的 1BT 收到正電源後(如下圖 3 所示)，經#1 號匯流排欠壓元件動作及過流元件動作雙重確認後，延時 12 週波後跳開匯流排聯絡斷路器及#1 號匯流排上的所有斷路器來隔離故障，#2 匯流排上某斷路器失靈時其斷路器失靈保護電驛啟動後 2BT 送出正電源，當#2 號匯流排保護電驛的 2BT

收到正電源後，經#2 號匯流排欠壓元件動作及過流元件動作雙重確認後，延時 12 週波後跳開匯流排聯絡斷路器及#2 號匯流排上的所有斷路器來隔離故障。



圖 3 B90 匯流排保護電驛盤 1BT 及 2BT 位置圖

二、一個半斷路器架構斷路器失靈保護的跳脫方式

對於一個半斷路器架構的斷路器失靈保護具有瞬時重跳功能，斷路器啟動元件動作後斷路器失靈保護收到保護電驛的跳脫信號，且電流大於失靈電流元件設定值瞬時重跳本身斷路器乙次，若斷路器跳脫失靈保護自動復歸，若斷路器還在投入位置，則斷路器失靈保護在收到保護電驛的跳脫信號及啟動元件持續動作中，經延時後動作切除相關的斷路器，確保在斷路器失靈情況下啟動斷路器失靈保護避免停電範圍擴大。如下圖 4 所示在一個半斷路器架構下如果在線路發生短路故障，線路保護電驛動作跳脫#3640 及#3650 斷路器，如果#3640 斷路器失靈為了短路點的熄弧，#3640 斷路器的失靈保護應將 345kV #1 匯流排上所有的斷路器(#3510、#3540、#3570、#3610)都跳開來隔離故障，由於線路故障對側電驛動作跳開#3670 只要 A G/S 清#1 匯流排即可將故障隔離故不需發送遠方遙跳信號；當 345kV#1 匯流排上發生短路事故，#1 匯流排保護電驛動作跳#1 匯流排上所有斷路器，如果#3640 斷路器失靈則#3640 斷路器的失靈保護應將#3650 斷路器跳開，此時線路正常故對側#3670 向

故障點繼續提供故障電流，即使 A G/S 清#1 匯流排故障仍然無法隔離，只有跳開對側#3670 斷路器才能將故障隔離，但#3670 主保護電驛如 87L 等，視此故障為外部故障故不會動作，其後備保護電驛測距第二或第三區間會動作但需延時 20 或 30 週波，為了系統及設備安全必需加速#3670 斷路器的跳脫，故此時需要發送遠方遙跳信號跳開線路對側的斷路器。由於線路事故造成#3640 失靈可以不需發送遠方遙跳信號跳開線路對側的斷路器，但如果#1 匯流排故障造成#3640 失靈，就需要發送遠方遙跳信號加速跳開線路對側的斷路器，故目前作法為：只要是#3640 失靈都會發送遠方遙跳信號。如果連接元件是變壓器則跳開變壓器各側斷路器，所以邊斷路器的失靈保護電驛動作後應該跳開邊斷路器所接匯流排上的所有斷路器及中間斷路器，並發送遠方遙跳信號給與邊斷路器相連的線路對側斷路器或跳變壓器各側斷路器。如果在線路上發生短路事故，線路保護電驛動作跳脫#3640 和#3650 兩個斷路器，如果#3650 斷路器失靈則#3650 斷路器的失靈保護應將#3640 及#3660 斷路器跳開，並發送遠方遙跳信號跳開線路對側的斷路器及跳脫 T1 主變各側斷路器，這樣短路點才能夠熄弧隔離故障。中間斷路器的失靈保護電驛動作後應該跳開它兩側的兩個邊斷路器，並發送遠方遙跳信號跳脫與中間斷路器相連的線路對側斷路器及跳脫與中間斷路器相連的變壓器各側斷路器，至於跳脫變壓器各側斷路器係利用變壓器 87T 的跳脫回路來執行。

三、一個半斷路器架構斷路器失靈保護動作發送 DTT(Direct Transfer Trip) 遙跳信號

以下圖 5#1 發電機升壓變壓器故障為例，該故障對 AB 線路而言屬外部故障，故

AB 線路兩端主保護電驛 87L 不會動作，故 B E/端會經由失靈斷路器#3650 持續向故障點提供故障電流，要解決此問題唯有儘速跳開 B E/S 端的#3670 斷路器，由於線路正常故 B E/S 端#3670 的主保護電驛不會動作，只能利用後備保護的測距電驛(Z2 或 Z3)延時動作來跳脫#3670 斷路器但時間稍長系統不允許。目前台電公司 345kV 系統 Z2 延時 20 週波 Z3 延時 30 週波，因此當 A G/S 的#3650 斷路器失靈保護電驛動作後利用該 86/BF a 接點發送 87L DTT 遠方遙跳信號及 POTT 允許跳脫信號到 B

E/S 端，當 B E/S 端的 87L 電驛收到對方 DTT 遙跳信號加上本身過流條件成立則加速跳脫#3670 斷路器來隔離故障；如果 B E/S 端的線路保護電驛採用 POTT 保護方式，當測距第二區間電驛動作且收到對方傳送過來的允許跳脫信號則 Pilot Trip 加速跳脫#3670 斷路器。如果 87L 電驛的通訊故障兩端主保護電驛會自動閉鎖，若 BE/S 端的測距電驛第二區間未動作則無法 Pilot Trip 快速跳脫，最後只能靠測距電驛第三區間延時 30 週波來跳#3670 斷路器。

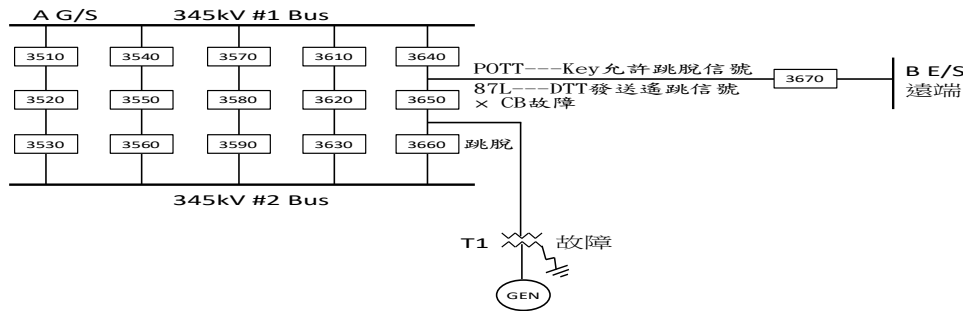


圖 4 一個半斷路器架構斷路器失靈保護動作發送 DTT 遙跳信號示意圖

伍、斷路器失靈保護的主要問題與精進措施

345kV 系統配置斷路器失靈保護電驛，當作保護電驛動作後斷路器因故無法跳脫隔離故障的後備保護，由於斷路器失靈保護誤動作會造成嚴重後果，為防止其誤動作在斷路器失靈保護的動作邏輯中應使用電壓元件當作閉鎖條件，一般使用相低電壓、零序過電壓或負序過電壓組成電壓閉鎖元件，可以有效防止斷路器失靈保護誤動作。隨著電力系統的日益複雜，當變電所內較長線路末端發生金屬性短路故障時，所內匯流排電壓下降幅度有限導致斷路器失靈保護電驛因欠壓元件靈敏度不足而無法動作，一旦樞紐變電所發生斷路器失靈保護電驛拒動將引發嚴重的電網事故。

一、輸電線路斷路器失靈保護的問題

輸電線路斷路器失靈保護由欠壓閉鎖元件、保護電驛動作觸發及故障電流偵測元件組成啟動回路加上時間元件及跳脫回路共同組成。裝設電流偵測元件是防止保護電驛接點卡住無法自動復歸或誤觸電驛接點造成斷路器失靈保護誤動作，電流偵測元件的動作時間和復歸時間均不得大於 20 ms 是防止故障隔離後斷路器失靈保護來不及復歸而誤動作造成停電範圍擴大。斷路器失靈保護的故障電流偵測元件，都採用能夠快速復歸的相電流元件作為斷路器未跳開的判別元件，相電流元件設定值需考量系統運轉模式，為了匯流排聯絡斷路器啟斷後線路末端故障時相電流元件仍應有足夠的靈敏度，故其動作值無法大於

正常運轉時的負載電流，導致正常時電流判別元件一直處於動作狀態，無法發揮防止誤動作的把關作用，如果正常運轉時斷路器失靈保護的相電流判別元件不動作，就可以有效防止上述斷路器失靈保護的誤動作。

在電網中接地故障占 90% 以上且多為暫時性故障，所以在 161kV 等級以上的輸電線路配置有單相或三相自動復閉電驛，當輸電線路發生短路故障時線路保護電驛動作並跳脫斷路器來隔離故障，在斷路器跳脫過程中由於失靈保護的重跳功能會再次輸出跳脫指令，造成斷路器跳脫後單相或三相自動復閉功能閉鎖，本來是暫時性故障由於斷路器跳脫時間太長又閉鎖了自動復閉功能，使得停電範圍擴大並延長故障隔離時間。為了輸電線路斷路器失靈保護的安全性其相電流元件動作門檻需大於負載電流，導致線路末端故障時斷路器失靈保護的靈敏性不足，若輸電線路斷路器失靈保護啟用欠壓閉鎖功能，在線路末端和近端分別發生故障時其靈敏度相差很大，甚至無法啟動欠壓元件造成斷路器失靈保護無法正常啟動。

目前台電公司 161kV 等級以上的輸電線路通常配置有雙重的全線段快速主保護電驛 87L 與及相間及接地測距三區間後備保護，一般測距電驛第一區間的接地與相間保護範圍只有全線段的 60%~70%，在測距第一區間的保護範圍內發生故障時，匯流排所偵測到的相電壓比在線路末端發生故障時還低，這對電壓元件的動作值會造成影響，精進措施是取消相欠壓元件增加零序電流元件或零序電壓元件。

二、變壓器斷路器失靈保護的問題

變壓器的斷路器失靈保護可以利用「電流判別+保護電驛動作+欠壓閉鎖」等接點相串聯組成，電流判別元件可採用

零序電流與相電流並聯的方式，保護電驛動作的觸發信號來自跳脫高壓側斷路器的電驛接點，欠壓閉鎖的電壓取自低壓側電壓且欠壓電驛動作後接點應延時復歸。欠壓閉鎖的電壓取自低壓側電壓，主要是防止低壓側故障時高壓側欠壓元件因靈敏度不足而未能動作致使無法啟動斷路器失靈保護，至於欠壓電驛接點延時復歸主要考量變壓器差動保護電驛動作跳脫低壓側斷路器後，低壓側匯流排的電壓可能會立即恢復正常，導致欠壓電驛未動作而無法啟動斷路器失靈保護，採用欠壓抑制功能當保護區外發生故障即使欠壓元件動作但還有「電流判別」與「保護電驛動作」條件把關不會誤動作。

變壓器中性點直接接地系統當保護電驛動作跳斷路器但其中一相或兩相拒動，變壓器有零序和負序電流由於是斷路器失靈拒動造成欠相，雖然欠相保護會動作但還是無法隔離故障，必須靠斷路器失靈保護動作跳相鄰斷路器來隔離故障，採用零序電流當做斷路器失靈保護的啟動元件可以發揮很好的功用。手動開啟斷路器但斷路某相拒動引起的欠相，因無短路故障其零序與負序電流由三相不平衡所產生故數值不大，電流判別元件可能無法動作而影響斷路器失靈保護功能。利用負序過電流電驛動作來啟動斷路器失靈保護，從手動開啟斷路器造成斷路器一相或兩相拒動到啟動斷路器失靈保護的時間可能很長，在斷路器欠相運轉期間可能會引起其他保護電驛越級跳脫而擴大事故範圍。若變壓器中性點不接地，手動啟斷斷路器發生一相拒動，因變壓器中沒有故障電流或序電流故斷路器失靈保護不會動作。

變壓器中性點不接地系統當斷路器兩相拒動變壓器有負序電流但沒有零序電流，在這種情況下採用負序電流做斷路器

失靈保護的啟動元件才能發揮功用。變壓器啟動失靈回路不得使用斷路器輔助接點 52a 或 52b，因為當斷路器機構出現問題時其斷路器 52a 及 52b 接點信號不正確會造成斷路器失靈保護的拒動，實務上曾經出現因斷路器連杆脫落造成斷路器失靈，斷路器的主接點沒有跳開但其輔助接點已動作轉態，相對應的斷路器 52a 或 52b 接點狀態就無法正常反應斷路器主接點的位置，這會造成斷路器失靈保護電驛誤動作。

變壓器的斷路器失靈保護啟動元件採用零序電流而不用負序電流的主要原因是：變壓器斷路器手動投入併網前變壓器中性點會接地，當併網時斷路器欠相變壓器中有相電流、零序電流和負序電流但數值不大，因為斷路器欠相並非短路故障，各序電流由三相不平衡所產生故零序電流與負序電流其數值不大，除重載外一般三相不平衡所產生的零序電流與負序電流很難達到動作門檻無法啟動零序及負序電流元件，導致斷路器失靈保護電驛無法動作，這種斷路器欠相事故必須靠欠相保護短延時跳開斷路器健全相來消除斷路器欠相，因此斷路器需裝設欠相保護。

三、發電機斷路器失靈保護的問題

早期的發電機組斷路器失靈保護判別元件都採用相電流元件，很難取得電流元件的適當設定值，設定值太大在某些故障如匝間短路時無法確保電流元件能夠動作，當斷路器失靈時因相電流判別元件未啟動造成斷路器失靈保護無法動作，即使降低設定值也無法確保任何故障時相電流元件都能靈敏動作。如果發電機組使用分相操作的斷路器，採用零序電流當作判別元件其靈敏度能夠確保斷路器失靈保護可靠啟動，當分相操作斷路器三相同時失靈時，因零序電流很小使得零序電流判別元件無法啟動造成斷路器失靈保護無法動

作。發電機斷路器失靈保護的精進作為是：變壓器中性點直接接地系統採用零序電流做斷路器失靈保護的啟動元件，可以讓斷路器失靈保護發揮功能。採用負序電流當做斷路器失靈保護的啟動元件能夠解決發電機變壓器中性點不接地時斷路器失靈拒動時的啟動元件，利用發電機的負序電流保護當作啟動元件，可以讓斷路器失靈保護動作跳脫同一匯流排上所有斷路器，能夠有效防止發電機轉子燒毀。一般發電機轉子承受負序電流的能力以 20% 為基準，當發電機斷路器發生二相失靈拒動，斷路器失靈保護的零序電壓及正序電壓啟動元件，因靈敏度不足未動作致使斷路器失靈保護電驛無法動作，雖然發電機的反時性過流電驛可以動作跳脫斷路器但時間太長將造成發電機轉子嚴重燒毀，這是使用零序電壓及正序電壓當做斷路器失靈保護啟動元件的致命缺失。採用發電機負序過流保護當作斷路器失靈保護的啟動元件其靈敏度符合要求，但是發電機負序過流保護無論是定時性還是反時性其動作時間都很長，用這種負序過流保護當做斷路器失靈保護的啟動元件就值得商榷了。

欠壓閉鎖可以防止發電機組斷路器失靈保護誤動作，但在發電機組某些故障時可能無法讓欠壓元件動作造成斷路器失靈保護的偵測元件無法啟動，例如：系統匯流排電壓變化不大欠壓元件無法動作；或非電氣量保護動作（如繞組溫度高）等，因欠壓元件靈敏度不足未動作造成斷路器失靈保護電驛無法動作。故取消利用匯流排欠壓元件當作發電機組斷路器失靈保護的故障判別元件，而改用負序電流、零序電流或相電流作為故障判別元件，同時在斷路器失靈保護電驛動作前增加延時，該延時時間應大於斷路器的跳脫時間與保護電驛的復歸時間再加上裕度時間之和目前台電

公司設為 12 週波，用來防止某些情況下斷路器失靈保護電驛誤動作。

目前發電機斷路器失靈保護都是套用變電所內的斷路器失靈保護，一般超高壓變電所內各種故障都有較大的故障電流，而發電機的端電壓約 10~27kV 為了防止單相接地故障電流燒毀發電機定子鐵心，大都採用不接地或經高阻抗接地或經消弧線圈接地來限制故障電流，除了相間及三相短路故障外發電機其他故障的故障電流不大，這些不大的故障電流無法啟動發電機斷路器失靈保護的電流判別元件。根據 1987~1991 年大陸地區 100MW 以上發電機保護電驛運轉統計資料^[2]發電機保護電驛動作共 442 次，其中差動電驛動作 62 次占總動作次數 14%，即大部分發電機保護電驛動作都無法啟動發電機斷路器失靈保護，僅在發電機發生相間短路時差動保護及後備過流保護電驛動作時能夠啟動，但發電機差動及過流保護動作機會很少，而單相接地及勵磁故障或轉子故障等異常原因引起的跳機占發電機保護電驛動作的大部分。發電機斷路器失靈保護屬小電流接地系統，套用大電流接地系統的斷路器失靈保護，致使發電機斷路器失靈保護無法正確動作，為確保發電機斷路器失靈保護能夠正確動作可採下列精進措施：

(一)、改善電流判別元件動作設定值

發電機斷路器失靈保護與輸電線路斷路器失靈保護有所不同，其電流判別元件動作值不能套用，發電機斷路器失靈的電流判別元件動作值，應依據大於發電機最大輸出電流及允許長時間運轉的負序電流來設定，造成大部分情況下發電機斷路器失靈保護無法啟動，應改為零序電流判別元件。

(二)、增加判別元件

發電機斷路器失靈保護的啟動元件應隨故障狀態增加，例如：定子接地應增加零序電流啟動條件，只增加零序電流判別元件還不夠，如轉子故障及勵磁系統故障仍需要適當增加判別元件來滿足發電機各種故障類型都有合適的判別元件。

四、斷路器失靈判別元件靈敏度低的問題

當輸電線路發生故障在匯流排連絡斷路器未跳脫前流過斷路器失靈保護電驛電流元件的故障電流會大於設定值，當匯流排連絡斷路器跳脫後由於另一匯流排上的電源無法再經由匯流排連絡斷路器提供故障電流因此故障電流會變小，甚至低於斷路器失靈保護電驛電流元件的動作值，為了確保線路末端故障在匯流排連絡斷路器跳脫後電流元件仍然有足夠的靈敏度，可以採取隨故障電流大小即時調整電流元件動作值的方式，如果仍然無法滿足在線路末端故障時有足夠的靈敏度，則可以改用电流突變量啟動元件。當系統正常時電流突變量啟動元件不會動作，斷路器失靈的電流判別元件不會動作，當系統發生故障時電流突變量啟動元件動作，可以確保在本線路末端發生各種故障時有足夠的靈敏性能夠可靠啟動斷路器失靈保護，當斷路器跳脫後經由相電流元件的電流偵測確保其不會誤動作，提高系統正常運轉時斷路器失靈保護的安全性，電流突變量啟動元件一般由正序和負序電流組成。

早期的斷路器失靈保護電驛回路未設置欠壓閉鎖條件，造成斷路器失靈保護經常誤動作，故在斷路器失靈保護回路中增設欠壓閉鎖條件。但隨著發電機組單機容量變大，負序電流對發電機轉子的危害愈來愈嚴重，故要求在發電機變壓器組高壓側斷路器欠相運轉時，必須儘速解除發電機變壓器組斷路器失靈保護的欠壓閉鎖條件，電網發生故障時各節點電壓量的大小

與電網結構有關，這也是造成部分電網電壓閉鎖靈敏度不足的原因。利用故障時斷路器失靈分路電流與匯流排上其他分路電流間的比率關係來判斷是否需要啟動斷路器失靈保護，可以有效擺脫對電壓量的依賴進而不受電網結構的影響。當設備輕微故障時因電壓與電流驟變幅度有限，可能無法啟動斷路器失靈保護，可以利用電壓與電流的相角關係來判別又叫低功率因數判別，正常時功率角度絕對值小於 40 度而故障時功率角度大於 70 度，可以利用此功率因數角的不同來辨別是否斷路器失靈保護電驛誤動作。

陸、案例分享

電力系統中主設備故障同時又發生該主設備的斷路器也故障失靈無法正常跳脫的機率非常低，但機率低不代表不會發生一

旦發生影響的層面很深遠。以下就 103 年 9 月 14 日 A E/S 內某 161kV 輸電線路發生相間短路故障該線路的主保護電驛 87L 動作，但遲遲未見故障線路#1310 斷路器跳脫(Open)的訊息，故經 13.8 週波後#1310 斷路器失靈保護電驛動作，經 0.9 週波後 161kV#1 匯流排保護電驛動作，跳脫所有掛接在#1 匯流排上的所有斷路器才將故障隔離(約事故發生後 17.3 週波)，而事故線路的斷路器#1310 直到事故發生後 43.6 週波才動作跳脫。由下圖 5 的 SOE 訊息發現若該 E/S 未配置斷路器失靈保護電驛，此次線路事故至少要 43.6 週波後故障才能隔離，因該所的斷路器有配置斷路器失靈保護電驛故提早 26.3 週波將故障隔離，這對系統的穩定運轉與供電安全有很大的助益。

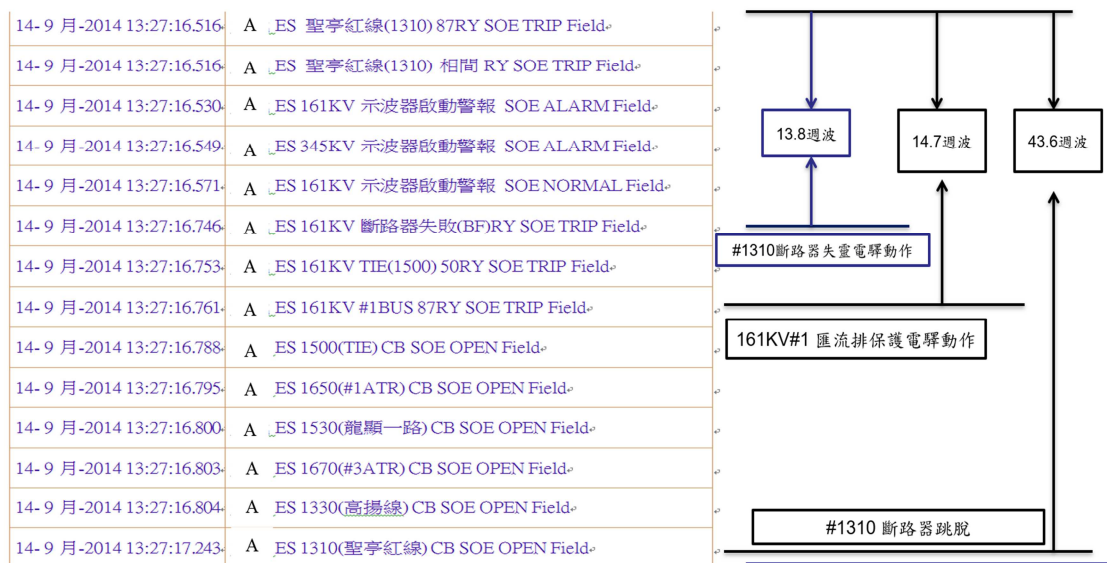


圖 5 A E/S 斷路器失靈保護電驛動作 SOE 訊息

柒、結論

斷路器失靈保護電驛是電力系統穩定性與可靠性的重要防線，傳統的斷路器失靈保護一般要考慮簡單性、安全性、可靠性

等，統計數據顯示大多數斷路器失靈保護電驛動作都屬誤動作而不是真正的斷路器失靈所致，故斷路器失靈保護在設計時需要著重於安全性，良好的斷路器失靈保護應避免由於單一元件故障或人為疏失導致

斷路器失靈保護電驛誤動作。斷路器失靈保護判別元件的靈敏度也要注意在線路末端或高阻抗接地故障時都能正確動作，相較於遠端後備保護本地的近端後備保護具有更大的選擇性、更高的靈敏度和更快的動作速度，為了系統穩定重要變電所或超高壓輸電線應設置斷路器的近端後備保護－斷路器失靈保護電驛。一般斷路器失靈保護配置在重要變電所或超高壓線路，如果前述線路或所內設備發生短路事故伴隨斷路器失靈將對系統造成嚴重威脅，為了系統安全穩定平時應做好斷路器各項維護點檢工作。

參考文獻

- [1] IEEE Guide for Breaker Failure Protection of Power Circuit Breakers, IEEE Std C37-119, 2006
- [2] 周玉蘭，李文毅，「1987 年至 1991 年全國電網保護及安全自動裝置運行情況」，電網技術，1993
- [3] 丁書文，「斷路器失靈保護若干問題分析」，電力系統自動化，2006
- [4] 于游，邱金輝，吳穎超，「基於電流量的斷路器失靈保護新原理」，電力系統自動化，2014