



儲能系統工程規劃實務

中興工程顧問(股)公司系電部技術經理 / 李聖源
大同智能(股)公司綠電事業部副總經理 / 楊澤欣

關鍵字：系統衝擊分析、週期性功率調變功能、保護協調、短路故障電流、儲能管理系統、DNP 3.0、平行備援協定、自動撤水設備、自動滅火系統

摘要

目前再生能源以太陽能及風力發電為主，再生能源易受環境及氣候影響其發電量，具有供電不穩定之特性，近年來為解決電力系統間歇性及變動性的問題，儲能系統擔負著重要的角色。本文簡介台電冬山儲能系統工程領域規劃案例，藉由本規劃案說明儲能系統設計上需考量之方向。

儲能系統的建置是設備安裝與工程施作的過程，在併網及輔助設備上應包含變壓器、高壓氣體絕緣開關、消防系統、監控系統、空調系統、低壓開關箱盤、電力電纜、控制電纜、通訊線、不斷電裝置(UPS)、保護電驛及其他安全保護設備等。建置之前的評估項目繁多，從安裝場地的勘查、系統規劃、設備製造、安裝測試、驗收、教育訓練

與竣工後之維護，都需要團隊合作，確保儲能系統運轉安全及可靠。

一、前言

由於政府積極推動建置儲能系統，為期能早日併網運作，工程規劃設計及施工工期往往相當緊迫，如何有效掌控整體進度，規劃設計之良窳攸關施工進度可否如期如質完成之關鍵。

設計起始時，應調查儲能基地之環境資料，例如雨量、洪水位、鹽霧害程度等，妥適設計基礎高程及排水系統，防止設備遭水侵襲或淹水，由於儲能電池櫃及相關電力設備均設置於戶外，故應選用耐候性佳之材質、再配合塗裝及防護措施，避免設備劣化。

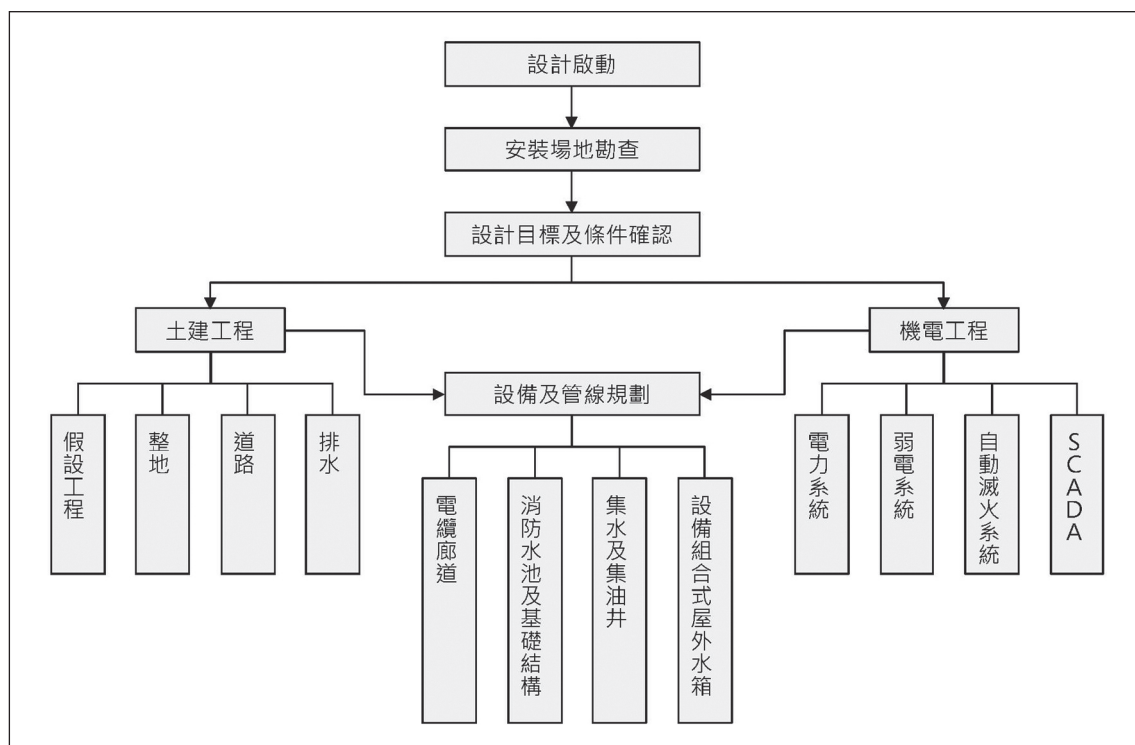


圖 1 規劃設計分工整合流程圖

依據儲能系統額定功率、額定電量、併網點、設置面積、周邊環境、系統衝擊分析等條件，妥適設計及配置儲能單元組數、功率、能量，並滿足規範之功能及需求，並應符合經濟部頒「輸配電設備裝置規則」及「用戶用電設備裝置規則」相關規定。

在規劃設計初期，須訂定設計目標及條件確認，對於土木工程及機電工程採分工進行及合作整合模式，此外，設備位置及管線路徑須妥適規劃。規劃設計分工整合流程圖如圖1所示。

二、土木工程規劃

儲能場地地形勘查須注意場地空間、地形、與台電的併接點位置等，選址應臨近升壓站或變電所，以利線路引接，設置位置應與所內電力設備、建築物間之安全距離應在3公尺以上，且不得設於架空線路路徑垂直投影之下方3公尺範圍內。儲能電池貨櫃之間距需維持人員通行及搬運之空間至少1.5公尺。

儲能場地之設備如採屋外式設備外箱設置，則毋須辦理建照申請，可縮短建置時程



及成本。土建工程規劃設計主要項目包括假設工程、整地、道路、排水、電纜管道及基礎結構等，以下分別說明：

（一）假設工程

首先須儘速辦理儲能基地之地形測量及鑽探。如需申請水土保持，應儘早辦理，以便土建及機電工程能配合進行設計工作，以利工進。假設工程主要內容包括臨時出入大門、圍籬、樹木移植保活、施工便道及設施復舊等，另外須事先做好敦親睦鄰工作，以利後續工程進行。

（二）整地、道路、排水

本案非屬山坡地，不須辦理水土保持計劃，因位於變電所內各項設計及施工界面易受到較多規範，在整地、道路、排水設計上無特殊要求。但因貨櫃式儲能之重量及體積大，考量日後維運動線，維運道路路寬應 ≥ 4 公尺。維運道路配置如圖2所示。

（三）電纜管道

儲能案場電纜管道設計有直埋管路、電纜溝及電纜管道3種型式，設置型式取決於貨櫃式儲能量體多寡及CGIS（Cubicle-type Gas Insulated Switchgear）開關室位置，以本案場60 MW容量為例，計有2只40呎及21只45呎貨櫃式儲能，其電力、控制及監控纜線繁

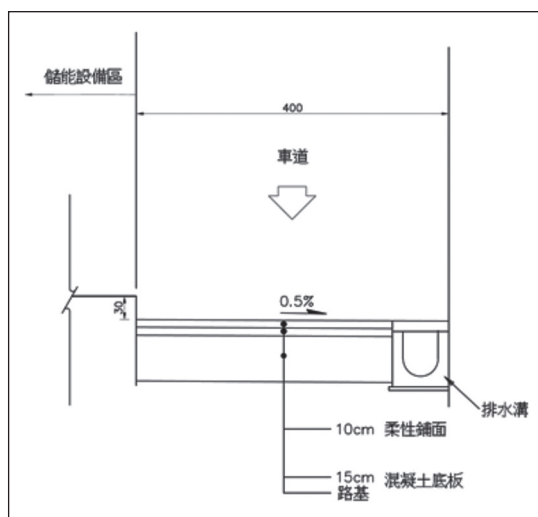


圖2 維運道路配置

多，超過CGIS室預埋管收容上限，故需設置電纜廊道分散收集纜線，經電纜架接至CGIS室及控制室，優點是後續管路擴充容易，惟電纜廊道之防水及抽水設施須配合設置，若採用預埋管路配置，雖然較無積水問題，但易受限管線數量太多不利施工的問題。

圖3及圖4分別是電纜溝及電纜管道外型示意圖。

（四）基礎結構

基礎版承載各式儲能系統設備，考量承載力、防蝕、振動、防洪等因素，經評估設備基礎結構採用鋼筋混凝土平板構造，底下土壤夯實度須達最大乾密度90%上，確保各式載重透過基礎版，以承壓方式傳遞至底下

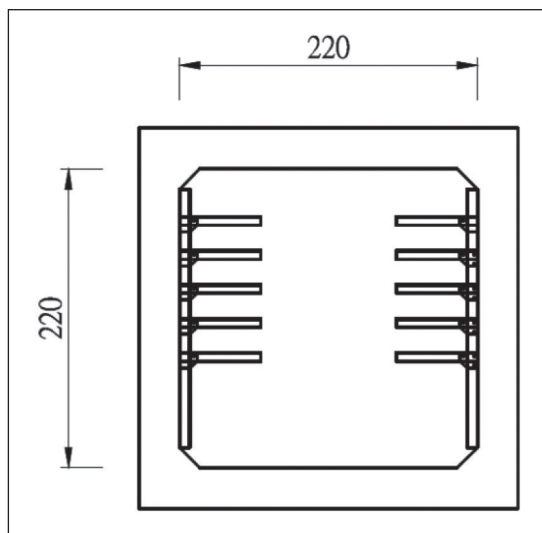


圖 3 電纜溝

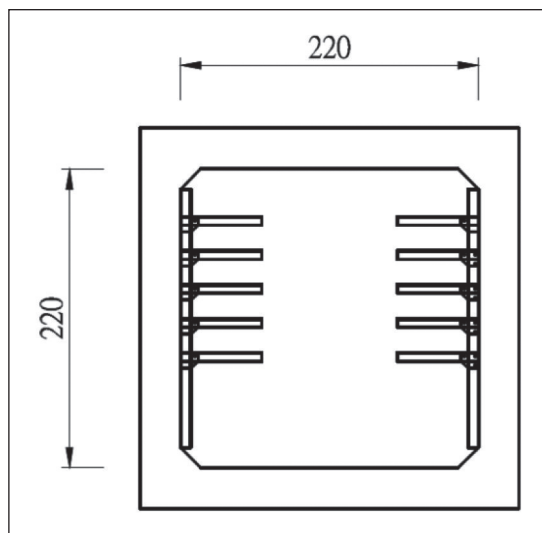


圖 4 電纜管道

土壤對於貨櫃式儲能基礎結構設計準則要求如下：

1. 本案位於宜蘭冬山鄉基本設計風速 42.5 m/s。
設計風力 $F = 0.09 \text{ tf/m}^2$ 。
2. 水平地震力 $V_d = 1.2 W$ 。
3. 短時土壤承载力檢核其應力 $< 15 \text{ tf/m}^2$ 。
4. 設備基礎抗滑安全系數 > 1.5 。
5. 設備基礎抗傾倒安全系數 > 2.0 。

三、電力系統規劃

本案係由台電提供 1 組 161 kV/23 kV 60 MVA 配電變壓器供儲能系統併入，依據儲能案場地地形及面積妥適規劃設備位置及管線路徑，電力系統主要包含 23 kV 配電系統、緊急電源系統及直流電源系統：

(一) 23 kV 配電系統規劃

本案儲能額定功率 60 MW，其中 5 MW 作為「週期性功率調變功能」，考慮二種功率用途不同，規劃採用各自獨立供電迴路及電表，如圖 5 所示。為確保 55 MW 儲能輸出迴路供電穩定，採用雙迴路環路設計，避免因線路故障致功率無法輸出。

為確保本案輔助電源供電之可靠度，設計 2 台 #1 及 #2 S.S.TR 全容量輔助電源變壓器，詳圖 5，各自提供 50% 負載電源，當有 1 台輔助電源變壓器故障時，另 1 台可以全容量提供電池輔助電源、空調電源、CGIS 室電源、交直流電源室電源、充電機電源、水霧泵浦電源等用電所需。

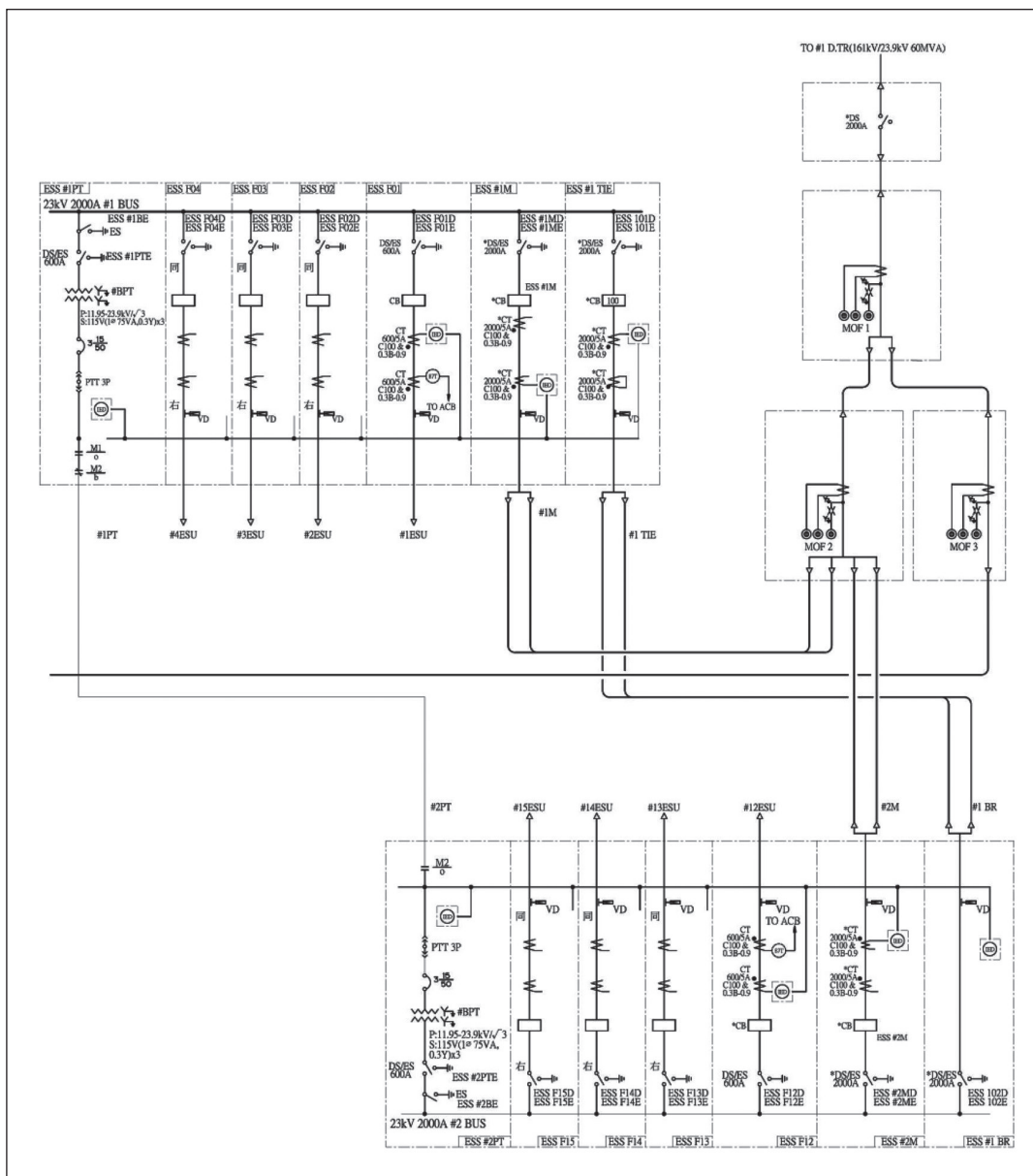


圖 5 23 kV 配電系統單線圖

本案比流器（CT）採用配電級多匝比之比流器，應標註極性點時應朝向變壓器方向，供保護電驛設定用。目前台電對於CT之

準確度採用IEEE標準，與CNS標準表示方式略有差異，相關對照說明如表1所示：

表 1 比流器額定負擔與精度說明

比流器額定負擔與精度				
Standard 標準		Burden 負擔	Acc. Class 精度	Security Factor 安全係數
CNS 11437/C4435	M (計測)	2.5/5/10/15/30 VA	0.1/0.2/0.35/0.5/1/3/5	5/10
	P (保護)		5P/10P	5/10/15/20/30
IEC 60044-1	M (計測)	2.5/5/10/15/30 VA	0.1/0.2/0.5/1/3/5/0.25/0.55	5/10
	P (保護)		5P/10P	5/10/15/20/30
IEEE C57.13	M (計測)	B-0.1/b-0.2/B-0.5/B-0.9/B-1.8	0.3/0.6/1.2	--
	P (保護)	B-1/B-2/B-4/B-8	C-50/C-100/C-200/C-400/C-800	

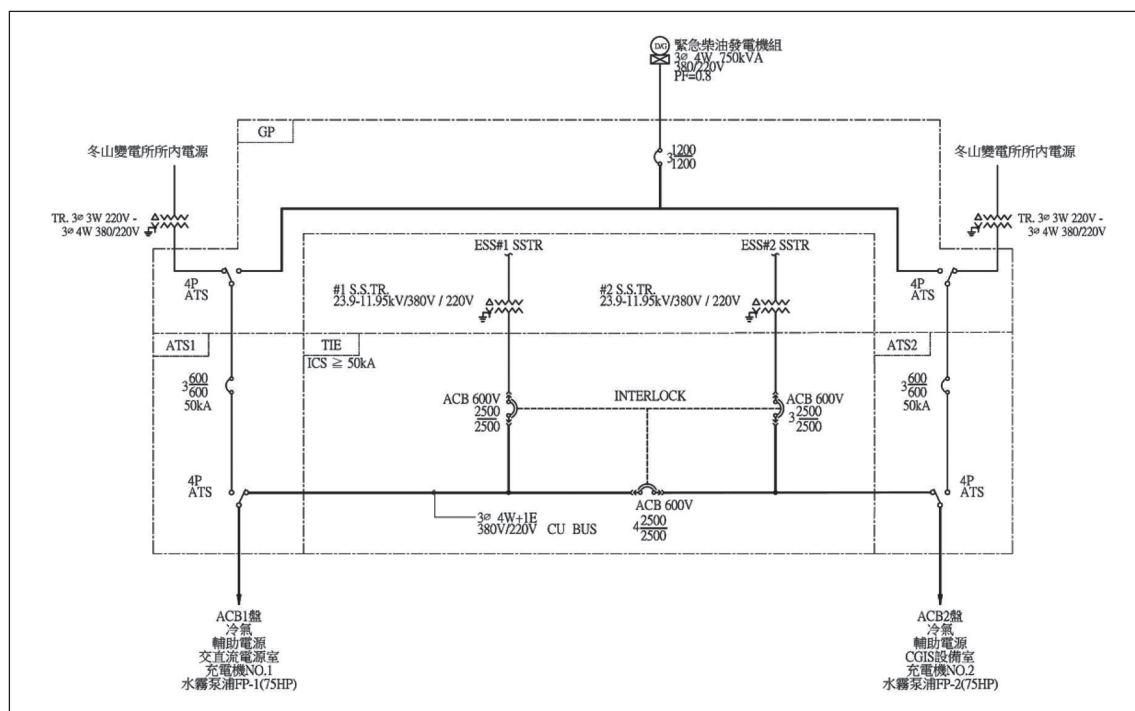


圖 6 緊急電源系統單線圖

(二) 緊急電源系統規劃

當#1及#2 S.S.TR輔助電源變壓器無法提供電源時，優先由冬山超高壓變電所之所內

電源供電，採用雙迴路設計，再加上備用發電機可提供突發狀況緊急電源，確保本案儲能系統輔助電源供電無虞，如圖6所示。

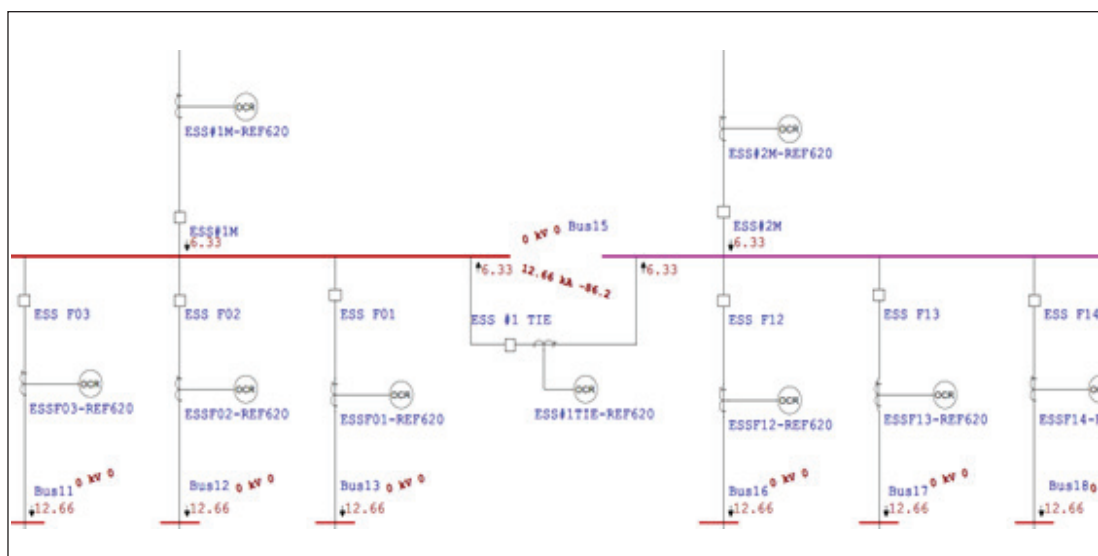


圖 7 故障電流計算

(三) 直流電源及 UPS 系統規劃

直流電源主要提供23 kV GIS、保護電驛、SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) 設備用電，配電盤內用電須獨立電源。UPS系統主要供應SCADA設備用電，監控及保護系統直流電源為DC125 V。

(四) 系統保護規劃

當電力系統發生事故（故障）時，需檢出故障源，同時迅速隔離故障區間，保護其他正常的迴路。在檢測、判斷、處理故障異常的過程中，為避免正常迴路產生錯誤動作，須對系統做保護規劃。本案儲能設備系統保護規劃，在計算短路故障電流及保護協調時，應事先蒐集以下資料：

1. 須請台電公司提供短路故障電流（kA）或短路故障容量（MVA），以及短路故障電流之 X/R 值。
2. 在電力系統單線圖中，須明確地指定各個 CT 所使用的 CT 比值和其規格。
3. 依據“台灣電力公司輸供電事業部保護電驛標置準則”，進行保護協調規劃。
4. 依上述所獲得的資料，在執行短路故障計算時，需以針對各個母線所計算出來的短路故障電流，是否小於所選擇使用的斷路器之短時間電流容量。本案故障電流說明如下，如圖 7 所示：
5. 電源側是台電公司的一次側電壓 161 kV。

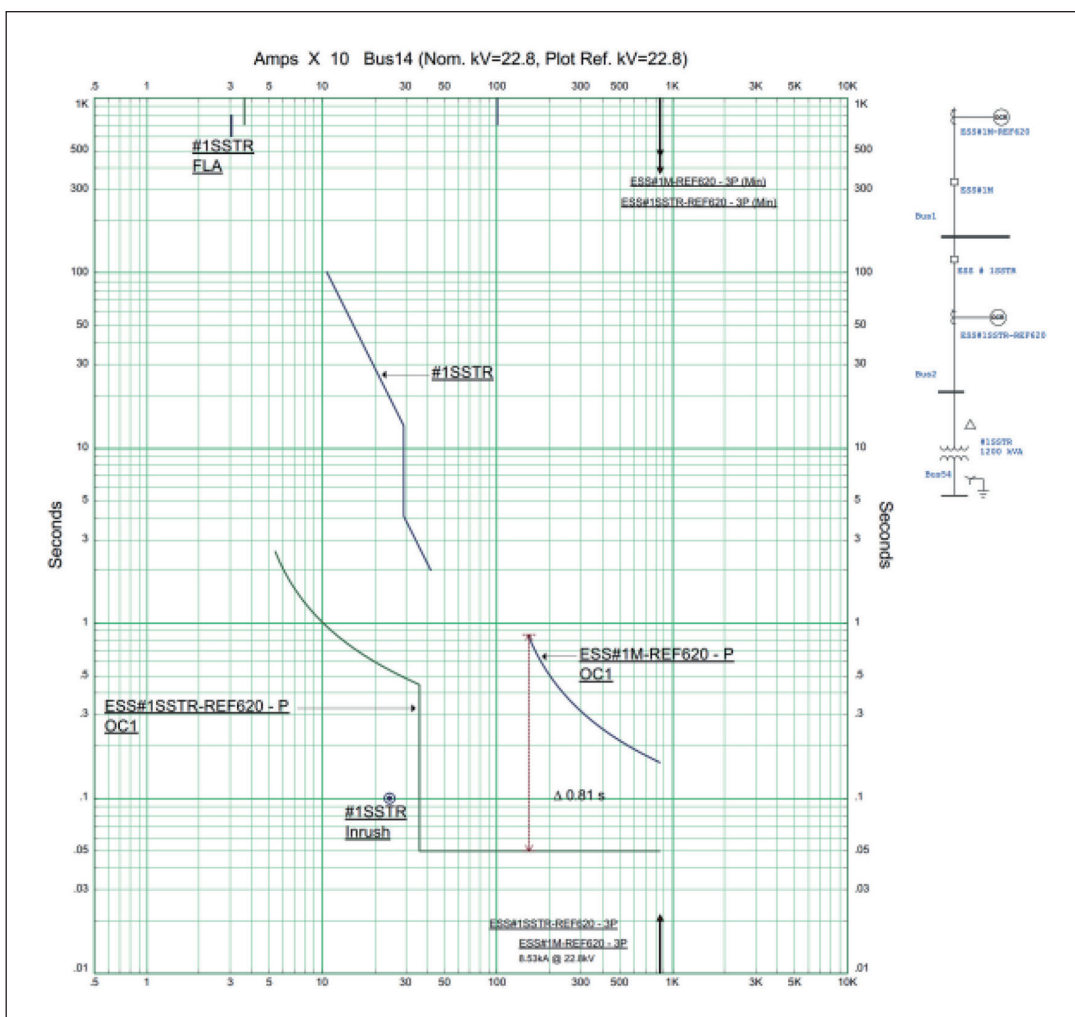


圖 8 保護協調曲線

其資料為：一次側電壓 161 kV、二次側電壓 23.9 kV、容量 60 MVA、 $Z = 17\%$ 。

$$/ (*23.9\text{kV} * (17\%)) = 8.53 \text{ kA}$$

6. 針對 23.9 kV 側的短路容量：60 MVA / (17%) = 3 53 MVA

7. 針對 23.9 kV 側的短路故障電流：60 MVA

8. 在完成保護協調之後，須依“台灣電力公司輸供電事業部保護電驛標置準則”確認 3 相及接地相的協調時間是否符合。針對 23.9 kV 之 #1M~ESS#1SSTR-P (3 相) 保護協調曲線，如圖 8 所示。

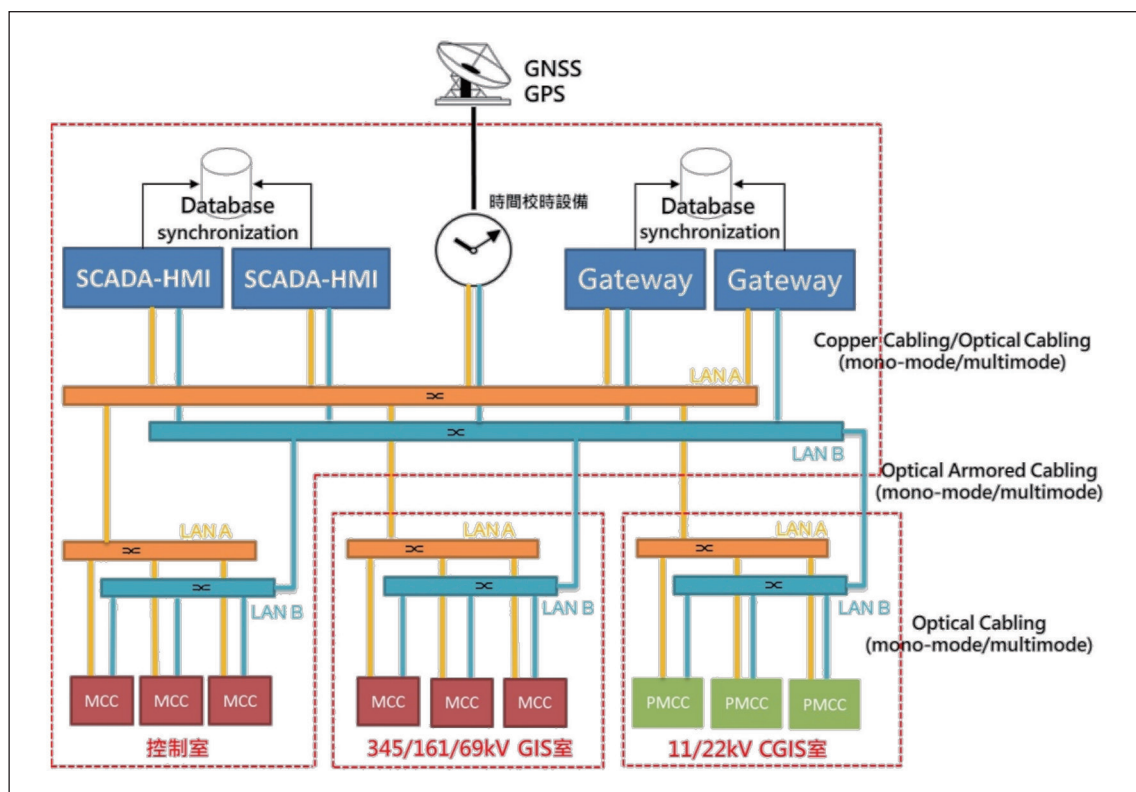


圖9 台電併網 SCADA 架構示意圖

四、監控系統規劃

冬山特高壓變電所（E/S）係採用RTU（Remote Terminal Unit）做為變電所遠端監控之介面設備，故儲能系統須於冬山E/S控制室設置符合IEC61850監控架構之儲能管理系統（Energy Storage Equipment and System SCADA），藉以監控儲能系統（含併網設備）運轉狀態，並且須設置閘道器（Gateway），將儲能系統資料以DNP 3.0通訊標準傳送至台電公司調度中心。儲能管理系統（Energy Management System，EMS）

須整合電力轉換系統及儲能電池，完成儲能系統規範要求之控制模式功能。儲能管理系統（EMS）將儲能貨櫃之設備狀態及運轉資料藉由DNP3.0及IEC61850兩種通訊協定傳輸至即時顯示在螢幕相關畫面，供操作人員充分掌握與監督儲能系統運轉情形，且能源管理系統（EMS）須具備IEC61850通訊能力，經由防火牆後，透過光纖網路使操作人員可進行遠端調度，達到頻率調節、電壓調節、功率因數調節等规范要求功能，其架構示意圖如圖9所示。



儲能監控系統主要包含儲能管理系統及通訊要求，以下分別說明：

（一）儲能管理系統

本案儲能管理系統包括儲能系統相關設備之監視、量測、控制、保護設備及附屬設備。主要由SCADA-HMI、IED、IO-Box、Gateway、時間校時設備、網路交換器、通訊網路等構成。

1. 系統功能及效能

本系統須具有IEC 61850-7-500 5. Summary of substation automation functions，監控功能分類如下：

- (1) HMI及站控層相關功能（HMI and related station level functions）
- (2) 運轉控制功能（Operational or Control functions）
- (3) 監視及量測功能（Monitoring and Metering functions）
- (4) 變電所自動化功能（保護或其他）（Local Automation functions（protection and others））
- (5) 分散式自動化功能（保護或其他）（Distributed automation functions（protection and others））
- (6) 系統輔助功能（System Support functions）

2. ESMS 監控系統架構

ESMS監控系統架構採用IEC 61850通訊協定，相關設備規格須符合「IEC 61850 變電所/開關場設備規範」需求，系統架構中Gateway、ESMS-HMI及網路交換器之硬體配置皆採複聯式架構。針對各網路交換器Management Traffic（如網路交換器組態管理等）與Substation Automation Traffic（如MMS、GOOSE等）規劃A及B VLAN，以確保網路安全，系統方塊圖如圖10所示。

儲能管理系統網路架構至少須支援IEC 62439-3第4款（平行備援協定：Parallel Redundancy Protocol, PRP）之工業自動化網路備援協定標準，並建立在可接受調度之雙向通訊模式，以接受台電遠端調度中心命令及調整儲能管理系統中各項參數，並可將各運轉資訊及狀態等數據傳送至台電遠端調度中心。

（二）通訊要求

1. 通訊協定

儲能管理系統（Energy Storage Management System，ESMS）與儲能系統23kV GIS用PMCC IED及儲能控制器、變壓器與其他設備用MCC IED（Metering Protection Protection Intelligent Electronic Device）之通訊協定為IEC 61850，與台電遠端調度中心之通訊協定為DNP 3.0或IEC 61850。儲能管理系統（ESMS）應該能夠通過標準協議進行通信，例如通過

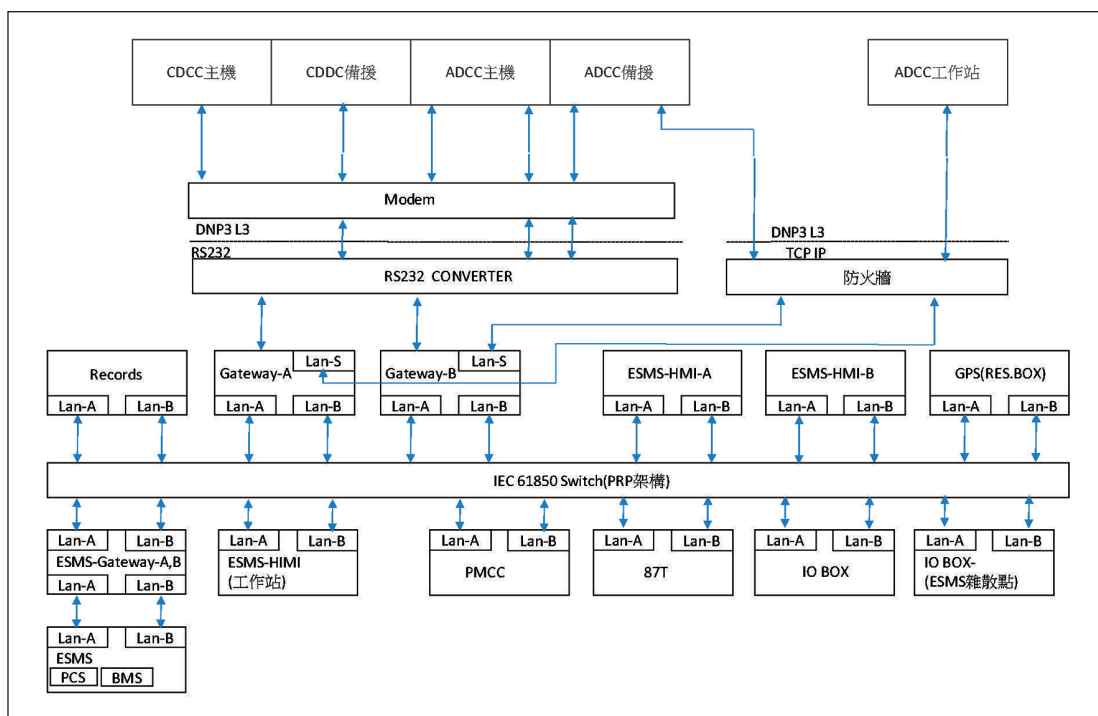


圖 10 SCADA 系統方塊圖

IEC 61850 或 DNP 3.0。儲能系統內部或對外均不可使用無線通訊，所有資料傳輸均需經由實體線路。

2. 電力電纜、控制電纜與網路線路須分開敷設以避免干擾。光纖電纜須符合 IEC 或 CNS 標準，被覆材料為 PVC（屋內）或 PE（屋外 / 跨樓層）材質並具加強抗張力材料保護。乙太網路線需選用符合鉛箔遮蔽 CAT 6 規格（含以上）。
3. 儲能電池系統、電池管理系統、電力轉換系統與儲能管理系統之雙向資料傳輸，利用光纖網路，將儲能電池系統、電池管理

系統及電力轉換系統連至本儲能系統所在變電所控制室內之網路節點。

五、供應商應提供電池管理系統、儲能電池系統、電力轉換系統與儲能管理系統之通訊協定說明書，以及資料格式之相關說明文件。消防工程規劃

由於儲能系統之運作採電化學反應原理，當事故發生時，除了發生火災和爆炸外，亦會釋放有毒化學物質危害人體，有鑑於儲能市場日益擴大，內政部消防署於111年8月17日訂定「提升儲能系統消防安全管理指引」。

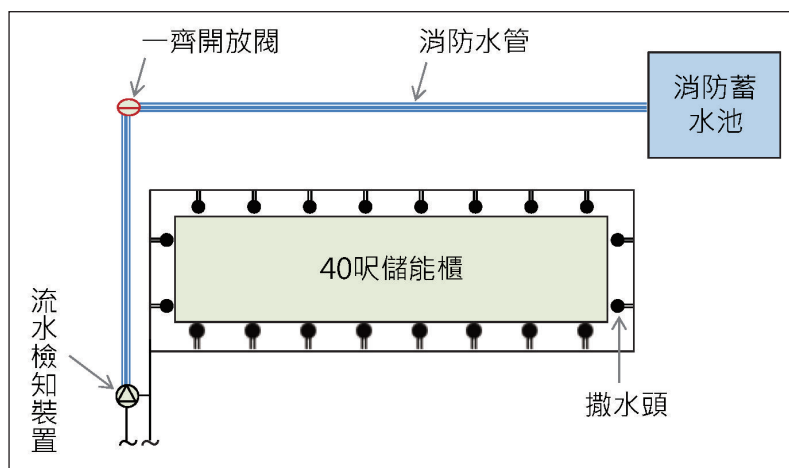


圖 11 自動撒水設備配置示意圖

儲能系統在消防安全設計上應評估火災發生之風險，包括場所危害界定、潛在火災樣態設計、評估火災情境、評估火災情境等，建立多重防火策略。

依據提升儲能系統消防安全管理指引規定，本案施工相關重點項目包括自動撒水設備、自動滅火系統及火警自動警報設備，其說明如下：

（一）自動撒水設備

1. 採用預動式。
2. 撒水頭採用快速反應型（第一種感度）。
3. 撒水密度每平方公尺每分鐘十二點二公升以上。

4. 水源容量在最遠之二十四個撒水頭連續放射三十分鐘之水量以上。但撒水頭數未達二十四個者，依實際撒水頭數計算水量，本案每一儲能櫃設置二十個撒水頭，自動撒水設備配置示意圖如圖11所示。

5. 撒水頭配置水平間隔距離在一點八公尺以上，本案撒水頭水平間隔距離3公尺。

6. 設置獨立分區之流水檢知裝置。

7. 連接緊急電源，其容量能使自動撒水設備有效動作三十分鐘以上。

8. 設置適當排水設施。

9. 依照“提升儲能系統消防安全管理指引”檢討本工程水量，每1只儲能櫃所需之水塔

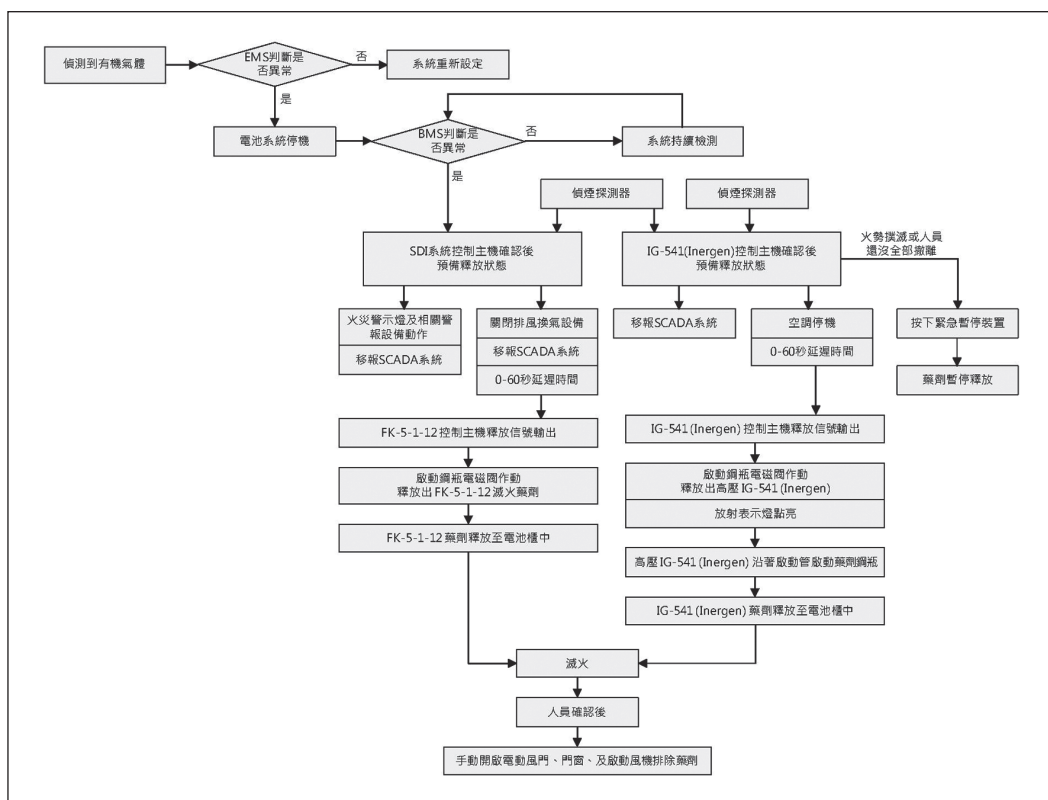


圖 12 自動滅火系統動作流程圖

最小蓄水量如下說明

- (1) 撒水密度每平方公尺每分鐘12.2公升計算
- (2) 使用20只噴頭，每只噴頭防護9 m²
- (3) 每分鐘水源容量最小需求 = $12.2 \times 9 \times 20 = 2196 \text{ L}$
- (4) 放水時間60分鐘下， $2196 \times 60 = 131,760 \text{ L}$ （本案設計放水時間60分鐘）
- (5) 水塔最小蓄水量為 $131.76 \text{ T} \div 0.8 = 164.7 \text{ T}$

10. 連接緊急電源供電說明

(二) 自動滅火系統

為確保自動滅火系統迅速撲滅儲能櫃火源，本案採用2道自動滅火防護系統，第1道自動滅火為FK-5-1-12系統，主要用於電池火源撲滅，擁有UL、FM及SNAP認證是一種（鹵碳化合物）氫氟碳化物。滅火原理為消耗燃燒自由基中斷燃燒連鎖反應。第2道自動滅火採用INERGEN系統靠窒息作用以達成滅火效果，用於儲能櫃內火源撲滅。可將氧濃度降至15%以下，大多數可燃物都將無法持續燃燒。動作流程圖如圖12所示。



1. FK-5-1-12自動滅火系統

儲能櫃內火源主要來自於電池組，當 EMS 系統偵測到有機氣體，立即回報 BMS (Battery Management System) 系統，一旦檢測到火源，將釋放 FK-5-1-12 化學藥劑。基本上在 30-40 秒內熄滅火源，期能早期偵測並撲滅火源。

2. INERGEN自動滅火系統

INERGEN 自動滅火設備適用於儲能櫃全區域放射系統環境，因常溫下無法液化，通常是以氣體狀態型式儲存於高壓鋼瓶中，較其他自動滅火設備需要更大量的鋼瓶及空間方能儲存其所需的滅火藥劑量。

當FK-5-1-12自動滅火系統無法滅火或是偵煙與定溫探測器同時動作時，INERGEN主機移報SCADA系統並停止空調運轉，釋放動作信號，INERGEN化學藥劑開始釋放達到滅火效果。

(三) 火警自動警報設備

1. 設置設火警受信總機，採用偵煙探測器或定溫探測器局限型一種或二種。
2. 外氣流通無法有效探測火災之處所，將電池管理系統或儲能管理系統等警報信號移報至火警受信總機。

3. 緊急電源使用蓄電池設備，其容量能使火警自動警報設備有效動作三十分鐘以上。

六、結論

儲能系統搭配再生能源已成為推動穩定綠能發電的主要發展方向。安全及穩定的儲能系統規劃與建置有賴妥適與周詳的工程規劃，由於儲能系統牽涉包括電氣、消防、空調、建築、結構大地及水保工程等專業領域，因此在規劃時，除了必經考量系統功能的需求外，亦須考慮系統的整合、安全性及維運的便利性，特別是「提升儲能系統消防安全管理指引」的頒訂，在消防安全防護方面，訂有多項具體的規範是規劃儲能系統的重要依循規定。

參考文獻

1. 內政部消防署訂定「提升儲能系統消防安全管理指」
2. 台灣電力股份有限公司冬山超高壓變電所 (E/S) 儲能設備系統 1 套採購說明
3. 台灣電力股份有限公司輸變電工程處變電所儲能系統技術規範
4. 台灣電力公司輸供電事業部保護電驛標置準則
5. 東元比流器設備資料