

NRD-NPP-105-21

105 年 5 月 16 日

核二廠二號機發電機避雷器
箱受損事件調查報告

行政院原子能委員會

中華民國 105 年 11 月

摘要

105年5月16日11時03分，核二廠2號機於大修後初次併聯約35分鐘，發電機因接地保護電驛及差動電驛動作而跳脫，並導致主汽機自動跳脫。電廠檢查發現位於汽機廠房3樓發電機至主變壓器間電力線路(隔相匯流排)之避雷器與相關裝置及箱體受損，週邊部分設備亦受波及，研判該處發生電氣短路產生電弧。電廠隨後進行停機，將反應爐置於安全停機狀態，以進行後續調查與檢修作業。原子能委員會(以下簡稱原能會)在接獲台電公司事件通報後，立即先確認機組仍處於安全狀態，並責成駐廠視察員持續掌握現場狀況，亦陸續派員赴現場了解電廠處理情形並進行相關視察作業，掌握事件處理過程，包括肇因釐清、受影響設備之檢查測試與復原作業。

雖然本次事件屬發電設備電氣故障，與反應爐安全沒有直接關係，但原能會作為核能安全主管機關，除確保機組核能安全外，對於非核能安全相關但關乎機組平穩運轉之發電設備，亦相當關注，因此要求台電公司就本次事件之肇因、受影響設備之檢查測試與復原作業，以及防範改善措施等提出完整報告，並列入機組再起動管制項目。同時聘請國內外專家學者，與原能會同仁組成專案小組，從專業角度與安全的立場，就事件發生肇因與影響進行獨立之調查，並就台電公司所提綜合報告詳加審查，以確認台電公司已查明肇因，並完成受影響設備之檢查與復原作業，以及提出檢討防範再發生之改善措施。

經原能會專案小組就台電公司所提肇因分析、現場設備修復與檢查作業，以及防範再發生之改善措施綜合報告，以及台電公司對審查提問之答覆內容進行審查，並赴現場進行視察之調查結果，完成本調查報告。在事件發生肇因部分，台電公司已依相關事證推論事件初始可能因(1)避雷器劣化；(2)C相突波吸收器發生間歇性閃絡；(3)隔相匯流排1只支撐礙子存有裂痕而間歇性接地；(4)三相不平衡產生之零序電流等因素之一，造成A相

避雷器故障接地，致 B/C 相電壓提升 1.73 倍，再致使亦存在性能劣化之 B/C 相避雷器故障接地，導致三相短路接地故障。原能會專案小組審查認為基本上可接受，然建議台電公司後續就一次/二次變電所變壓器與其它電器接地電流相關數據（含第三諧波）進行量測與數據分析作業，以了解電力系統三相不平衡情形，台電公司並已提出量測規劃項目與時程。另針對保護電驛 359G 之動作設定部分，雖然目前設定可以滿足發電機發生單相接地故障之保護，惟為降低當單相接地故障尚未隔離時，又再發生另一相或二相接地故障之機率，後續亦請台電公司研議精進 359G 保護電驛動作時間，以提高機組運轉可靠度。

在現場受損設備修復部分，核二廠均已完成修復並經測試正常；在週邊可能受影響設備之檢測方面，已就發電機等電力設備進行檢測，並針對可能受電弧高溫產生煙塵影響之鄰近區域設備完成檢查與測試，確認功能正常。

在防範改善措施部分，台電公司已就本次事件肇因調查與檢討所發現監視電氣參數紀錄不足影響肇因追查、現有維護檢測作業未能有效監視設備狀況以維持設備可靠度方面，提出後續對應防範改善措施，並承諾將核二廠 2 號機之強化改善措施平行展開至核二廠 1 號機及核一、三廠，以進一步確保設備可靠性。

本次事件，經原能會專案小組從事件肇因、受影響設備之檢查與復原作業，以及防範再發生之改善措施各方面，進行報告審查與現場查證結果，認為台電公司所提相關內容與改善措施可以接受。針對後續就一次/二次變電所變壓器與其它電器接地電流相關數據（含第三諧波）之量測作業與就 359G 保護電驛動作時間研議精進，以及核二廠 2 號機之強化改善措施平行展開至核二廠 1 號機及核一、三廠部分，將列入後續追蹤管制事項，原能會亦將持續追蹤確認台電公司依承諾執行相關改善事項。

目錄

摘要	i
目錄	iii
壹、前言	1
一、事件經過說明	1
二、相關設備說明	2
貳、原能會安全管制作業情形	10
一、台電公司檢送報告審查	11
(一) 事件肇因分析	12
(二) 現場檢查與修復情形	53
(三) 防範再發生之改善措施	72
二、現場視察作業	80
參、調查總結	85
一、調查結果	85
二、後續管制要求事項	86
附件一 核二廠 2 號機發電機避雷器受損事件大事紀.....	88
附件二 陳委員對核二廠事件最終報告	92
附件三 視察照片	94

壹、前言

一、事件經過說明

105年5月16日，核二廠2號機於第24次大修結束初次起動併聯後，因發電機所屬避雷器發生接地故障，造成發電機及主汽機自動跳脫，避雷器箱體與內部組件及連接導體受損，並產生濃煙。事件發生時序如下：

10:28 發電機首次併聯。

10:35 發電量達12.2萬瓩，依規劃將於此負載運轉8小時後，再執行主汽機超速跳脫功能測試。

11:03 發電機保護電驛359G(發電機定子線圈接地電驛)及387U(機組差動電驛)動作，致發電機及主汽機自動跳脫。因當時反應爐功率較低，依設計反應爐並不會自動急停，而仍維持在安全運轉狀態。

11:04 現場檢查發現位於汽機廠房3樓發電機至主變壓器間隔相匯流排導管引接至下方之避雷器箱體內之避雷器、突波吸收器與相關裝置及箱體受損，週邊部分設備亦受波及，當時並因電弧高溫產生濃煙飄至3樓鄰近區域及經由樓板間隙飄至上方4樓發電機勵磁機區域。

11:05 原能會接獲通報，確認反應爐依設計仍在安全運轉狀態，並責成駐廠同仁進行了解。

11:20 消防班人員抵達汽機廠房3樓發電機出口端避雷器箱體處，當時現場有煙霧，消防人員遂用現場配置之手持式滅火器對避雷器箱體噴灑降溫。

11:29 依程序書執行機組停機操作。

15:40 反應爐達停機狀態。

本次事件屬電氣故障，未影響反應爐運轉安全，無人員受傷，由台電公司所提紀錄顯示，現場輻射狀況無異常，亦無放射性物質外釋情形。

二、相關設備說明

(一)系統功能簡介

核二廠 2 號機發電機組額定出力為 1095MVA，經隔相匯流排（Isolated Phase Bus，以下簡稱 IPB）由主變壓器（Main Transformer, MTR）升壓至 345kV 後，再經斷路器（Gas Circuit Breaker，以下簡稱 GCB）3670、3680 併入開關場 345kV 匯流排；另發電機輸出也經 IPB，送至輔助變壓器降壓至 13.8kV/4.16kV 後，提供廠內系統用電，電力系統單線示意圖如圖 1。

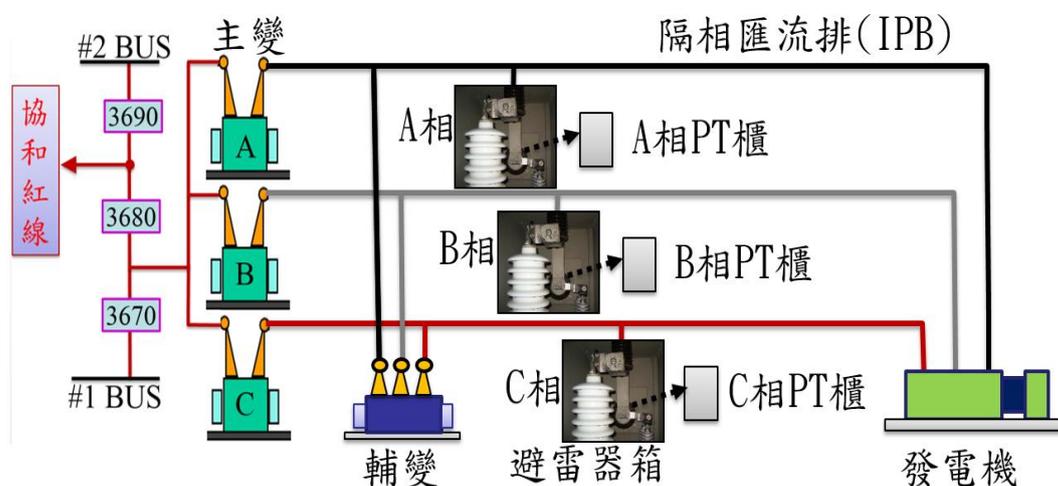


圖 1 核二廠電力系統與 IPB 相對位置示意圖

此次事件故障發生位置在發電機與主變壓器間的 IPB 下方所引接的避雷器箱體，示意圖及正常之設備照片如圖 2，其中 1~4 為發生電氣受損點。

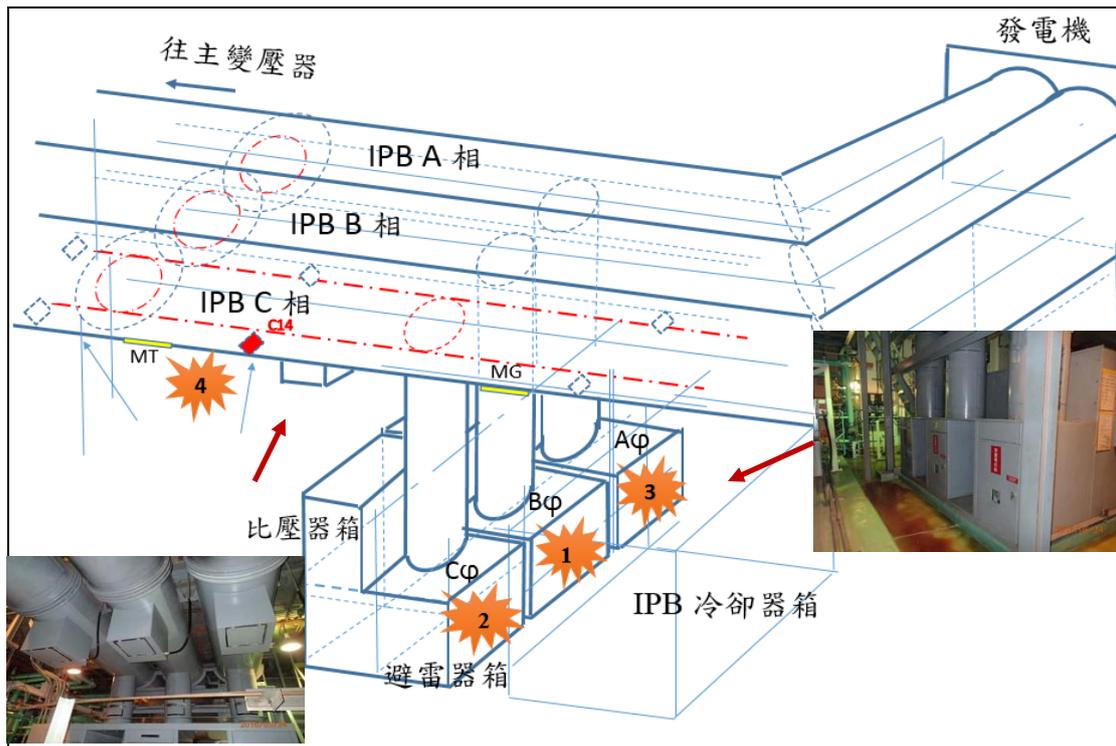


圖 2 隔相匯流排(IPB)

避雷器箱體內組件包含：避雷器、突波吸收器、限流電阻器、加熱器、計數器及 IPB 至避雷器箱體之導體連接套管等，如圖 3。

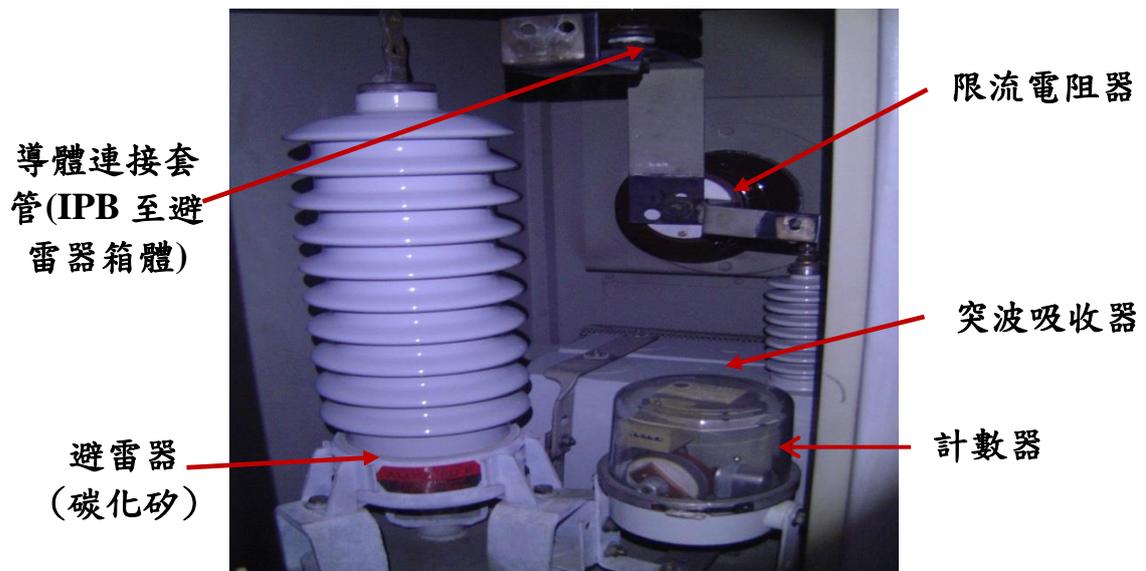


圖 3 避雷器箱體內組件示意圖

在電力系統上，雷擊、開關投切或設備負載變化期間將產生瞬間電壓或電流突波，為避免主要設備如發電機、主變壓器等受這些突波影響，必須裝設避雷器等相關保護設備加以保護，避雷器箱各組件功能簡述如下：

- (一) 避雷器：防止雷擊突波（電壓高，時間短）及防止開關突波（電壓較低，時間長）導致設備損壞。
- (二) 突波吸收器：提供穩壓功能，以保護設備免於高頻暫態過電壓。
- (三) 比壓器 (Potential Transformer, PT)：將來自發電機之高電壓 14.4kV 轉為低電壓 120V，提供電壓訊號給電錶、電驛及相關控制邏輯使用。
- (四) 限流電阻器：限流電阻器裝置於比壓器前，限制 PT 高壓側迴路電流，以防止電流過大造成 PT 損壞。
- (五) 加熱器：保持避雷器箱內乾燥，避免水氣入侵箱體內。
- (六) 計數器：計數器用來監測避雷器放電動作次數之裝置，正常運轉電壓下，流過計數器的洩漏電流很小，計數器不動作；當避雷器通過雷擊及開關突波等過電壓時，大電流將流過計數器，使計數器動作。
- (七) 撓性鋁帶：撓性鋁帶係由數片鋁片組成，位於避雷器箱之正上方，用以連接隔相匯流排 (IPB) 通往避雷器箱之分岐匯流排與下方的穿牆套管，穿牆套管再連接其下方的避雷器、突波吸收器、及限流電阻器。
- (八) 穿牆套管：穿牆套管為一陶瓷套管，其內部為一導體，穿越避雷器箱的上隔板用以連接上方的撓性鋁帶與下方的避雷器、突波吸收器及限流電阻器。
- (九) IPB 冷卻器：冷卻器將冷風送入 IPB 導管內，以移除 IPB 因受電所產生之熱量。

(二) 設備受損情形

本次事件設備主要因組件本身發生接地故障而損壞，以及電弧之高溫與氣體瞬間膨脹之爆開衝擊波，造成接鄰之設備受波及，受損之設備包括

三相避雷器箱及內部組件、IPB 至避雷器箱連接導體及圓柱形外殼、IPB C 相之部分支撐礙子、以及避雷器箱對面之 IPB 冷卻系統外箱與冷卻器、發電機狀況偵測器(Generator Condition Monitor, 簡稱 GCM)、氫氣乾燥器露點儀器面板等。

1. 避雷器箱及與 IPB 連結部分之受損情形

(1)A 相避雷器箱部分

箱體燒損情形最嚴重，箱體明顯變形，箱殼由內而外撐開，箱體上蓋塌陷且熔損嚴重；銜接 IPB 之垂直導管於箱體上方有部分燒毀不見；垂直導管內與避雷器箱銜接之撓性鋁帶導體完全熔斷。突波吸收器表面有明顯電弧痕跡，其套管部分熔損；限流電阻器套管雖在，但外緣熔損，限流電阻器已燒損不見。避雷器套管完全迸裂不見，碳化矽元件燒熔無法辨識，上方穿牆套管中之金屬導體掉落與箱體上蓋板金屬掉落物燒熔在一起；計數器受損，四週外箱亦嚴重損壞(圖 4)。

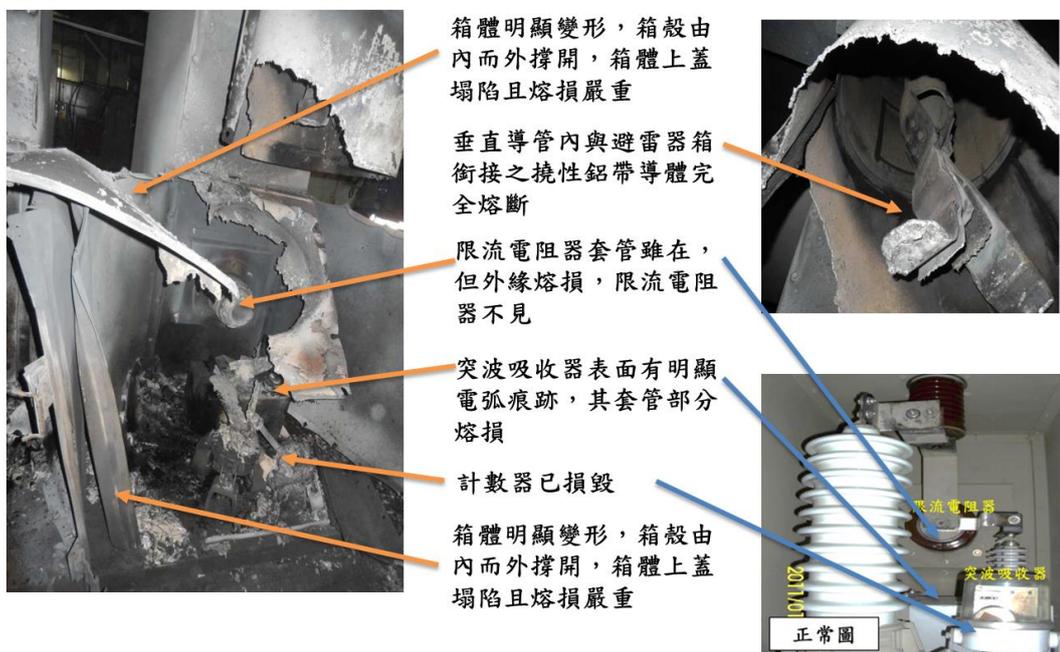


圖 4 A 相避雷器箱受損現場照片

(2)B 相避雷器箱部分

B 相避雷器箱箱體明顯變形，箱殼呈喇叭口狀由內而外撐開。避雷器方形外箱上方銜接至 IPB 之水平隔板及垂直段圓柱外殼下緣構造均嚴重毀損，垂直圓柱段外殼下截表面有明顯電弧燒灼痕跡；自 IPB 下引之垂直圓柱段下緣與避雷器箱銜接之撓性鋁帶完全熔斷。突波吸收器表面有明顯電弧痕跡，其套管部分熔損；避雷器套管上方之陶瓷頂帽不見、最上層陶瓷圈有局部破口，套管一側明顯受到閃絡燻黑，套管上方金屬帽蓋衝開掉落一旁，套管內元件（碳化矽）尚完整。限流電阻器套管尚在，但外緣熔損，內部限流電阻器熔損掉落(圖 5)；計數器已損毀。

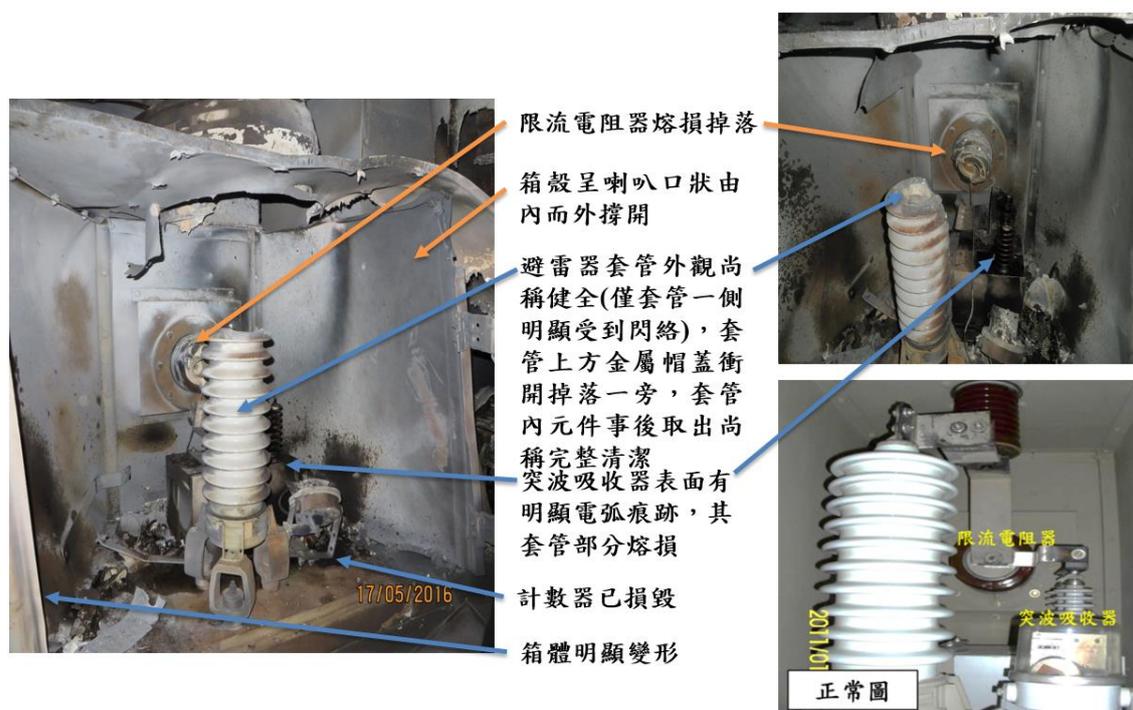


圖 5 B 相避雷器箱受損現場照片

(3)C 相避雷器箱部分

C 相避雷器箱之方型箱體及外門尚完整；方形外箱銜接 IPB 之圓柱外殼表面有明顯燒痕；下引銜接之撓性鋁帶尚在；突波吸收器表面有明顯電弧痕跡，其套管部分熔損及套管頭破裂，其中一只 C1 突波吸收器上方角落熔穿一個小洞，內部絕緣油乾涸。避雷器套管完全迸裂只剩基座，

碳化矽閥元件散落；限流電阻器尚在，套管頭有延燒龜裂情形(圖 6)；計數器已損毀。



圖 6 C相避雷器箱受損現場照片

2. 隔相匯流排支撐礙子之破壞情況

C相隔相匯流排於避雷器箱上方靠變壓器側原設計有二對共4只支撐礙子，每對分別以45度角斜支撐，其中編號C14之礙子明顯擊穿，大塊碎片散落，匯流排上殘存一小截與外殼完全隔離，管內充滿粉塵，礙子固定基座脫離滑至下方；A、B兩相之隔相匯流排各支撐礙子檢查結果未發現異常，B/C相隔相匯流排支撐礙子狀況如圖7。

3. IPB冷卻器箱

A/B相避雷器箱正對面之冷卻器外箱呈大面積往內凹陷，面對避雷器箱C相之冷卻器外箱箱體則平整(圖8)；事後檢查箱體內部冷卻鰭片有部分高溫燒熔情形。

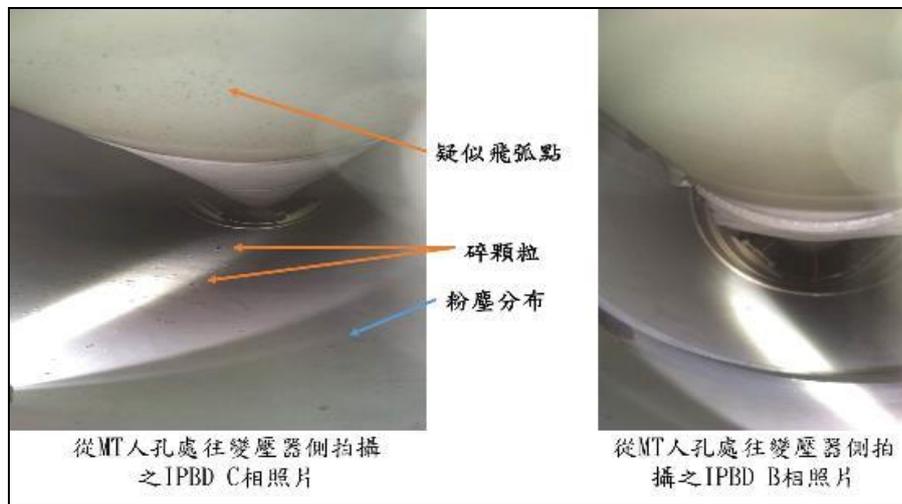
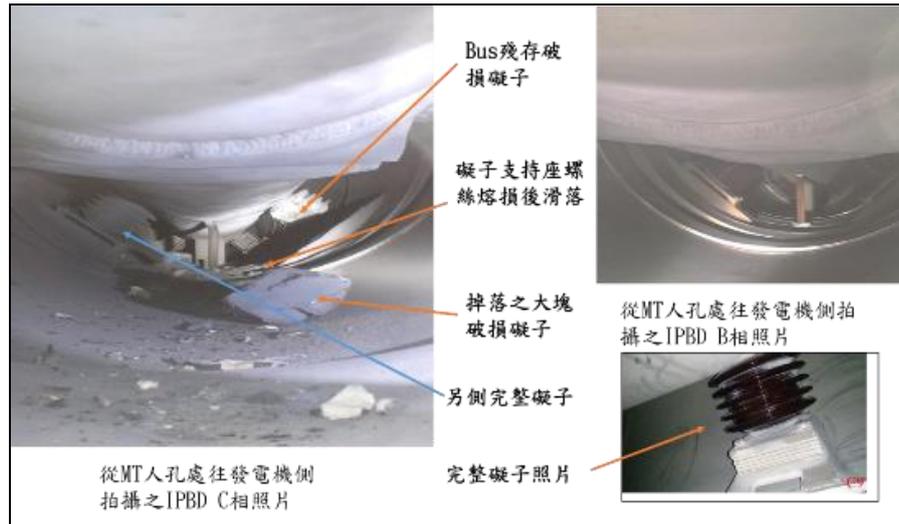


圖 7 C相及B相隔相匯流排支撐礙子現場照片

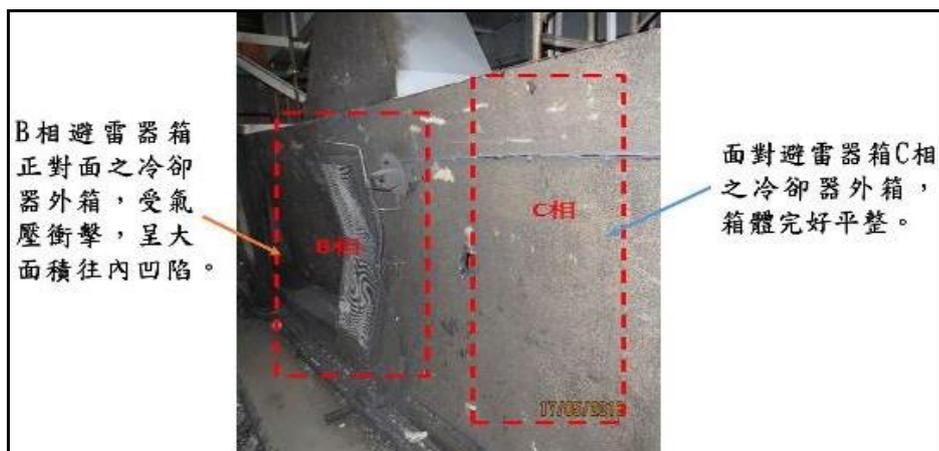


圖 8 IPB 冷卻器箱現場照片

4. 比壓器 (PT) 箱

避雷器箱體後方之比壓器箱設計共有上下排兩個箱體，其中 A、B 兩相之下排 PT 箱屨彈出，其中 B 相彈出之 PT 箱內部之保險絲裝置亦彈落；C 相箱屨則未彈出(圖 9)。



圖 9 PT 箱現場照片

5. 發電機狀態監測器

監測器(距離 C 相約 4 公尺)外殼及內部佈有煙塵，內部組件故障受損，外部管件則正常(圖 10)。



圖 10 發電機狀態監測器現場照片

6. 氫氣乾燥器露點儀器盤

氫氣乾燥器露點儀器盤面之面板及指示燈罩有高溫受損故障情形，但外部管件則均正常(圖 11)。



圖 11 氫氣乾燥器露點儀器盤現場照片

貳、原能會安全管制作業情形

本次事件雖屬發電設備故障，與反應爐安全沒有直接關係。但原能會作為核能安全主管機關，除確保機組核能安全外，對於非核能安全相關之發電設備但關乎機組平穩運轉者，亦相當關注。原能會在事件發生後的第一時間即已進行「全程管制」，隨時掌握事件處理過程，包括肇因釐清、受影響設備之檢查測試與復原作業，並要求台電公司針對事件發生過程、肇因、受影響設備之檢查測試與復原作業，以及防範再發生之檢討改善措施等提出完整報告，並列入機組再起動管制項目。原能會亦聘請國內外專家學者與原能會同仁組成專案小組，從專業角度與安全的立場，針對本次事件，就台電公司所提報告及現場狀況，進行獨立之調查與審查，以確認台電公司已釐清肇因，完成檢修復原作業與採取適當之防範再發生檢討改善

措施。

在狀況掌握方面，原能會在接獲台電公司事件通報後，立即確認機組處於安全狀況，除責成駐廠視察員掌握現場狀況外，並陸續派員赴現場了解電廠處理情形。在台電公司於6月17日提出正式報告前，分別於5月20日及6月13日召開事件說明會議，要求台電公司就事件過程與肇因調查及處理規劃情形提出說明，以了解台電公司處理現況，並就需釐清事項與原能會獨立視察結果作一驗證。

在獨立調查與審查方面，係由原能會專案小組成員陸續赴核二廠進行現場設備受損狀況、維護紀錄、週邊區域可能受影響設備之檢查、受損設備檢修作業等進行視察；以及就台電公司所提報告進行審查，併同現場視察結果，要求台電公司針對待澄清意見提出答覆，並召開審查會議就台電公司答覆內容進行討論。原能會對本次事件之安全管制過程詳參附件一之大事紀。

台電公司於6月17日提送「105年5月16日核二廠二號機發電機避雷器故障肇因分析及修復計畫綜合報告」後，後續並於審查期間依審查進程提出報告修訂版。以下分別說明原能會專案小組就台電公司報告，含修訂版內容進行審查，以及赴現場獨立視察之情形。

一、台電公司檢送報告審查

台電公司於6月17日來函提出核二廠2號機發電機避雷器故障肇因分析及修復計畫綜合報告，報告內容包括事件摘要、機組狀況及處理經過、故障肇因調查與研判、國內外經驗回饋、後續修復計畫、未來精進作為、其他事項說明及結語等章節。於審查期間，本會專案小組認為台電公司報告不夠完整，尤其在肇因分析報告需要補強，因此台電公司進行報告修訂進版，至9月6日來函再提出報告修訂2版，其內容較為完整，本會並已

於審查期間將該報告公開上網。以下就事件肇因分析、現場檢查與修復情形及防範再發生之改善措施等，分述審查情形。

(一) 事件肇因分析

1. 台電公司報告概述

台電公司 6 月 17 日綜合報告說明其調查小組依據現場勘查所得資訊與事件發生前後之歷程紀錄，歸納出可能發生之肇因情境，並分別逐一分析，排除不可能的肇因情境後，再就可能的肇因情境進一步探討。然原能會專案小組在審查期間，認為台電公司所提肇因不夠完整，提出多項意見並要求再研議，須就各種可能肇因重新進行研討，台電公司依委員意見於 9 月 6 日來函所提送修訂 2 版之綜合報告內容，因其內容較為完整，故此處係摘述台電公司修訂 2 版內容。其主要從事件發生時係從單相或三相先發生故障、哪一相先發生故障、發生故障之可能肇因，逐步進行分析。

(1) 單相或三相故障之分析

台電公司從保護電驛設計與事件過程各項參數變化，研判為先發生單相接地，再引發三相短路故障，其論述如下。

核二廠 359G 電驛保護範圍由發電機至主變壓器低壓側及輔助變壓器高壓側，在此範圍內 359G 電驛於偵測到接地時，將跳脫主汽機、發電機；387U 電驛保護範圍由發電機至主變壓器高壓側 345kV 出口斷路器 GCB 3670/3680 及輔助變壓器高壓側，在此範圍內 387U 電驛若偵測到流進與流出之電流有差異時，表示保護範圍內有接地或短路，亦將跳脫主汽機、發電機(如圖 12)。本次故障點位於 359G 及 387U 電驛之保護範圍內，電廠現場查證 359G 及 387U 電驛 A/B/C 三相故障指示牌均動作，其餘電驛未動

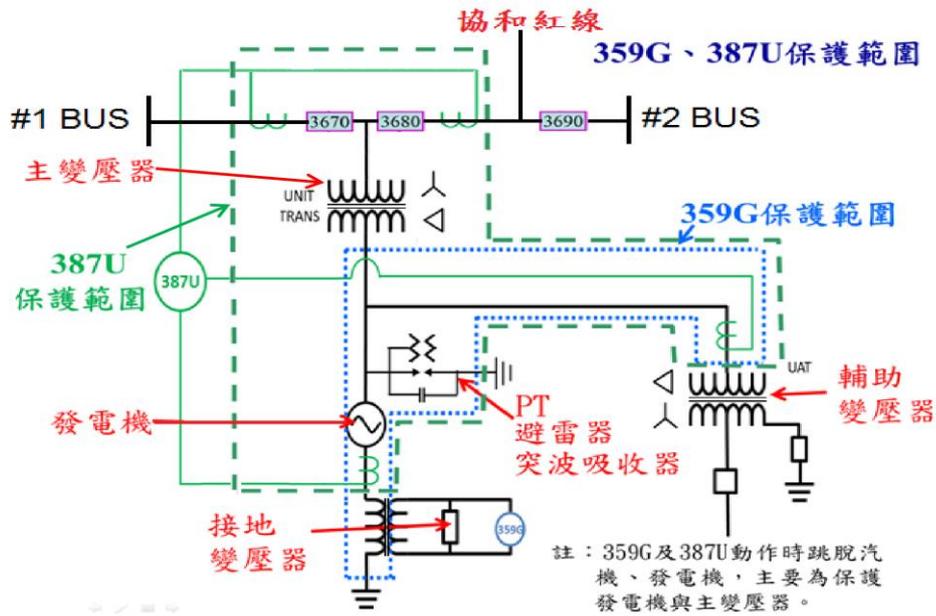


圖 12 359G、387U 保護區間示意圖

作。電廠再由事件發生時序 (SOE) 紀錄(圖 13)以及開關場示波器(圖 14)，說明本次發電機之保護裝置動作情形與原設計相符。

Unit 2 Kuosheng Offline Sequence Of Events Summary Page 1 of 1

Kuosheng: KERF2B - Delta - Historical Start Time: 16-MAY-2016 11:03:00.001
 Source File: DeltaFile.DAT KERF2B End Time: 16-MAY-2016 11:04:00.001

Delta T: 0 Online Delta

Time	Point ID	Point Name	Stat	Value
16-MAY-16 11:03:47.952	MDD19	GENERATOR STATOR GROUND	TRIP	ALM
16-MAY-16 11:03:47.972	MDD02	XFMR BKR 3570(#1)//3670(#2) POSI	OPEN	NML
16-MAY-16 11:03:47.972	MDD03	UNIT DIFFERENTIAL CURRENT TRIP	TRIP	ALM
16-MAY-16 11:03:47.972	ACD09	TURBINE REMOTE TRIP	TRIP	ALM
16-MAY-16 11:03:47.972	ACD10	TURBINE REMOTE TRIP BACKUP	TRIP	ALM
16-MAY-16 11:03:47.980	MDD03	XFMR BKR 3580(#1)//3680(#2) POSI	OPEN	NML
16-MAY-16 11:03:47.992	ACD40	MAIN TURBINE CHANNEL A TRIP	TRIP	ALM
16-MAY-16 11:03:48.000	ACD39	MAIN TURBINE CHANNEL B TRIP	TRIP	ALM
16-MAY-16 11:03:48.032	MDD01	MAIN GENERATOR ON LINE STATUS	OFFLINE	NML
16-MAY-16 11:03:48.100	SBD43	TCV FAST CLOSURE SCRAM CH C	TRIP	ALM
16-MAY-16 11:03:48.100	SBD44	TCV FAST CLOSURE SCRAM CH D	TRIP	ALM
16-MAY-16 11:03:48.232	SBD39	TURB STOP VLV CLOSURE SCRAM CH C	TRIP	ALM
16-MAY-16 11:03:48.240	SBD40	TURB STOP VLV CLOSURE SCRAM CH D	TRIP	ALM
16-MAY-16 11:03:48.410	MBD01	EXCITER FIELD BREAKER STATUS	OPEN	ALM
16-MAY-16 11:03:50.200	SBD37	TURB STOP VLV CLOSURE SCRAM CH A	TRIP	ALM
16-MAY-16 11:03:50.200	SBD38	TURB STOP VLV CLOSURE SCRAM CH B	TRIP	ALM
16-MAY-16 11:03:50.200	SBD41	TCV FAST CLOSURE SCRAM CH A	TRIP	ALM
16-MAY-16 11:03:50.200	SBD42	TCV FAST CLOSURE SCRAM CH B	TRIP	ALM
End of Report				

圖 13 事件時序(SOE)

其時序簡述如下：

11:03:47.752 359G 電驛在偵測到單相接地故障後，計時轉盤開始轉動，約至少 0.2 秒後，啟動 359G 電驛動作，推估在此時發生單相接地。

11:03:47.952 發電機定子線圈接地保護電驛（359G）動作，並送出發電機、主汽機跳脫訊號。

11:03:47.972/11:03:47.980 359G 跳脫訊號送至 GCB 3670/3680，此時 GCB 僅接收到跳脫訊號。

11:03:47.972 發生單相接地後約 220ms（毫秒），機組差動保護電驛（387U）動作。

11:03:47.972 主汽機跳脫。

11:03:48.032 GCB 3680 接收到跳脫訊號約 50ms（3 週波）後，GCB 完成跳脫，發電機解聯。

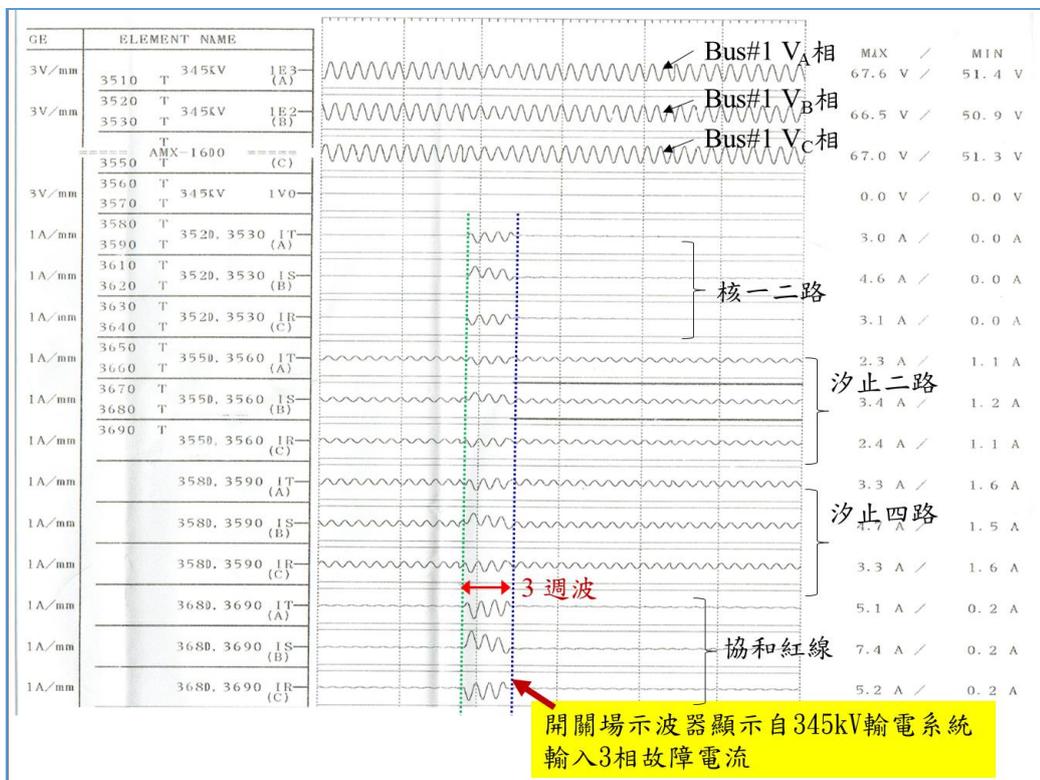


圖 14 開關場示波器記錄波形圖

另依圖 15 之 359G 說明書之特性曲線，359G 於接收到接地電流超過設定值後，再透過轉盤最快動作時間係 0.2 秒，即當系統發生單相接地故障時間至少會維持 0.2 秒。另再檢視 387U 說明書之特性曲線如圖 16，其動作時間為 1.1~2.2 週波（約 0.018~0.037 秒），兩電驛動作速度差異甚大。再由圖 13 之核二廠事件時序資料（SOE）紀錄顯示，因 359G 電驛較 387U 電驛先動作，顯示本事件先發生單相接地，再引發三相短路故障。

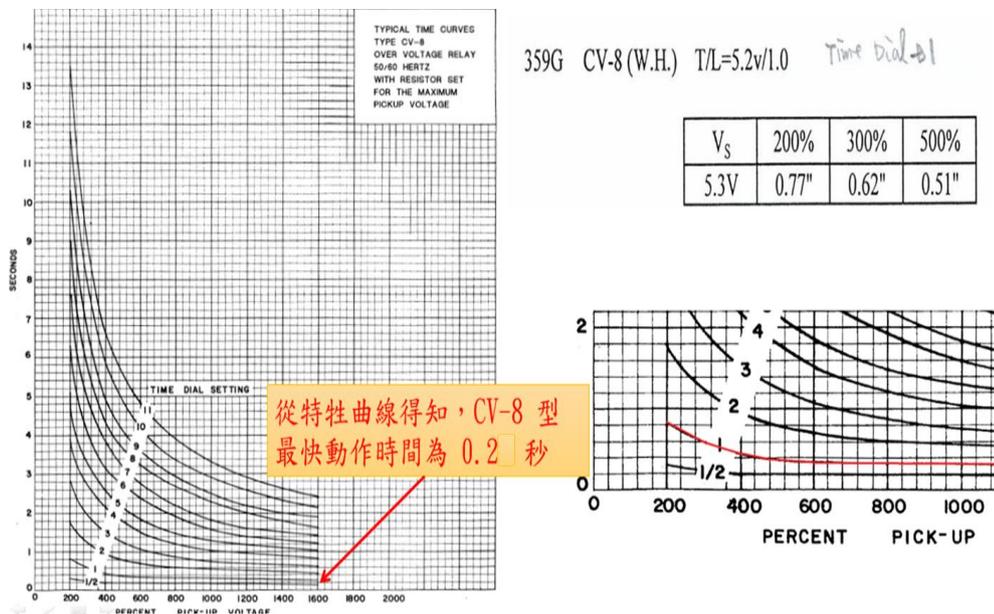


圖 15 發電機定子接地故障保護電驛 359G 動作特性

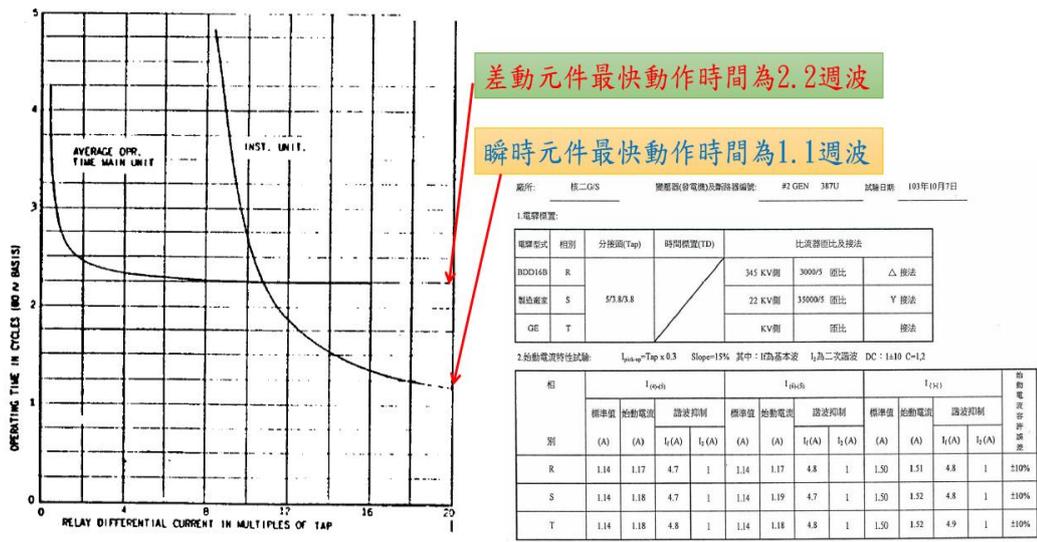


圖 16 差動保護電驛 387U 動作特性

台電公司再由核二廠之 ERF 電腦紀錄(圖 17), 說明事故前發電機三相電流均穩定, 事故瞬間發電機三相故障電流則均異常升高。359G 電驛動作跳脫發電機及主汽機, 由於發電機的旋轉慣性及發電機剩磁, 仍提供約 5.2 秒故障電流(其中在 5.2 秒剩磁產

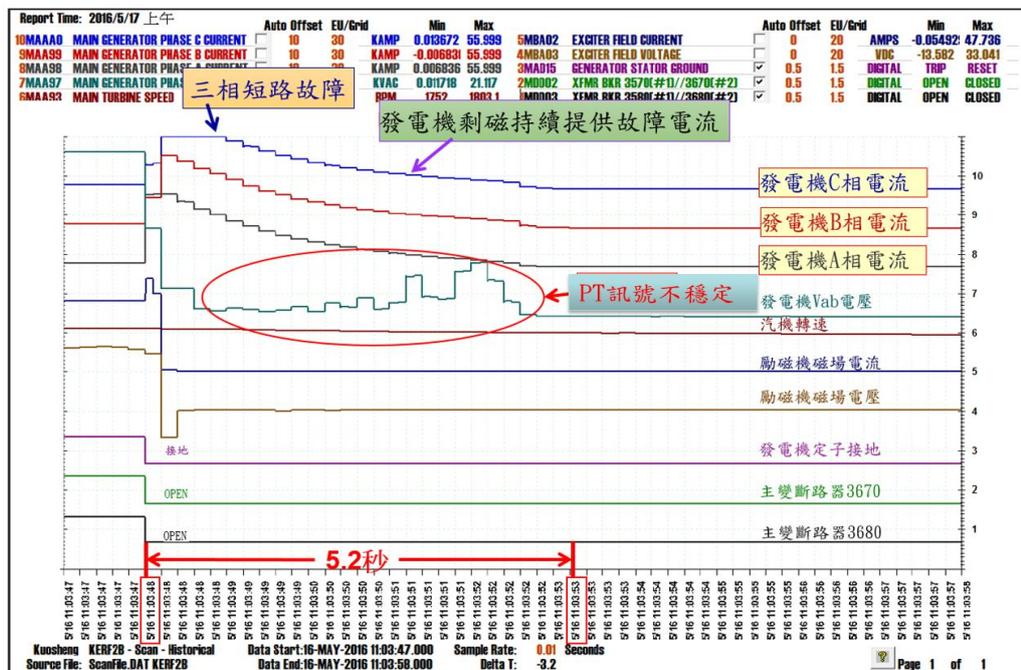


圖 17 ERF 電腦紀錄圖

生之故障電流期間，發電機端電壓仍有異常升降之情形，電廠說明係 PT 訊號不穩定，其不穩定之原因為發生三相短路故障之後，避雷器箱產生大電弧，該電弧隨著發電機殘餘磁場之衰減而持續減小，因電弧及雜訊之影響而使 PT 所偵測到之電壓訊號呈不穩定狀況。此時機組已為跳機狀態，對機組無其它影響)。

台電公司綜合上述資料，研判為發電機與主變壓器間先發生單相接地故障，造成 359G 保護電驛動作，約 220ms 再演進至三相短路故障，387U 保護電驛動作。

台電公司亦以實際系統參數，利用即時數位模擬系統 RTDS (Real Time Digital Simulator, RTDS)，建立模型進行單相接地情況之分析，其模擬結果如圖 18 所示，模擬結果顯示當系統發生單相接地故障時，其餘兩相電壓將突升，最嚴重突升至 1.732 倍正常運轉電壓，因發電機中性點以高阻抗接地，接地電流略小於 9.94A ($22\text{kV}/1.732 / ((14.4\text{kV}/240\text{V}) 2 \times 0.355\Omega) = 9.94\text{A}$)，

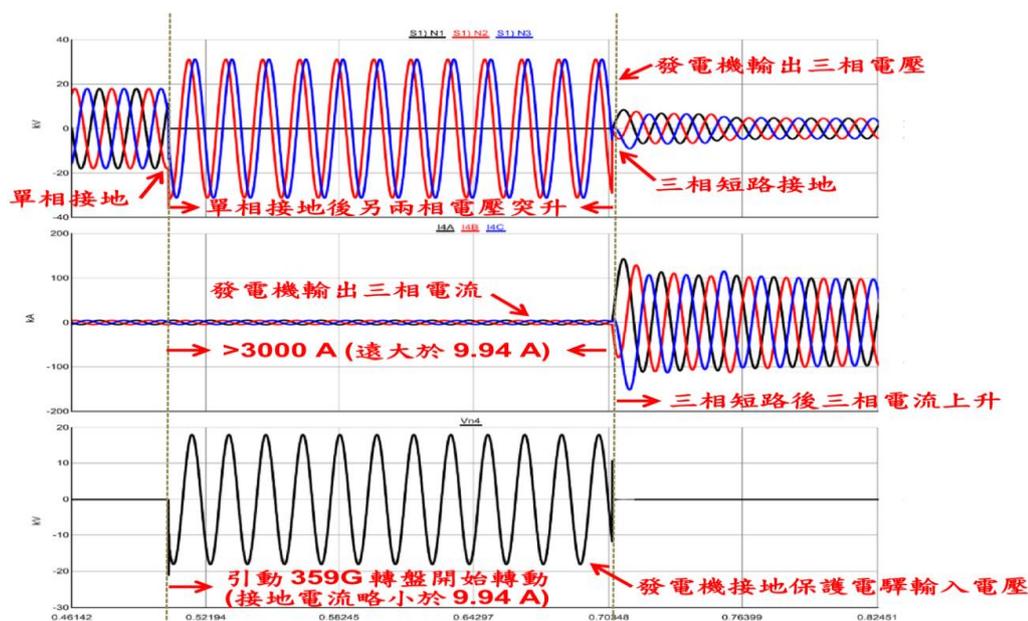


圖 18 核二廠 2 號機事件模擬結果細部放大圖

而此時因三相電流大於 3kA，所以發電機輸出之三相電流不會有明顯變化，但發電機定子線圈接地保護電驛（359G）在單相接地故障電流大於 0.25 安培即可偵測到而動作。同時另兩相電壓突升造成相關設備絕緣破壞，導致三相短路故障；此時，三相發電機電流突升至 56kA 以上，造成發電機差動保護電驛（387U）動作。當三相短路事件發生 3 週波後，斷路器 CB3670 及 CB3680 跳脫以隔離故障點，由核二廠開關場之核二-協和紅線輸電線路上電流紀錄值（記錄器捲紙之紀錄資料）與模擬結果之比較圖，顯示此 3 週波之三相電流紀錄波形與模擬結果趨勢一致（如圖 19）；此時亦同時造成 345kV BUS 電壓降，由核二廠開關場相量測單元（PMU）實際電壓紀錄波形與模擬結果一致（如圖 20）。

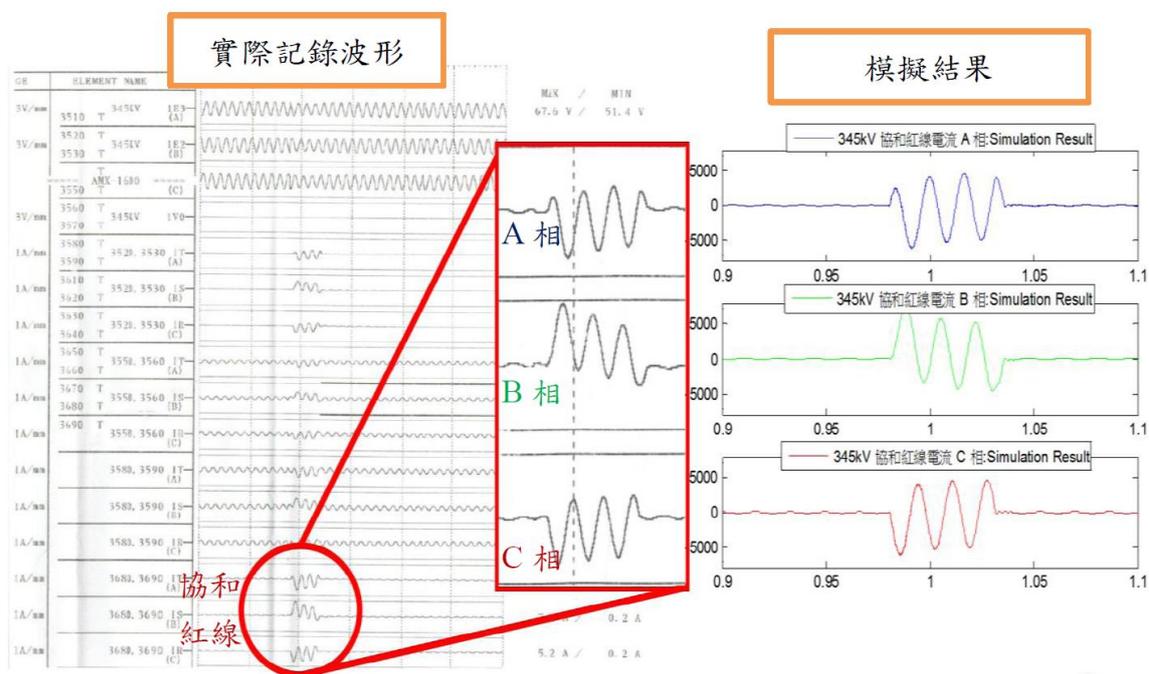


圖 19 本事件核二-協和紅線電流紀錄與模擬結果比較圖

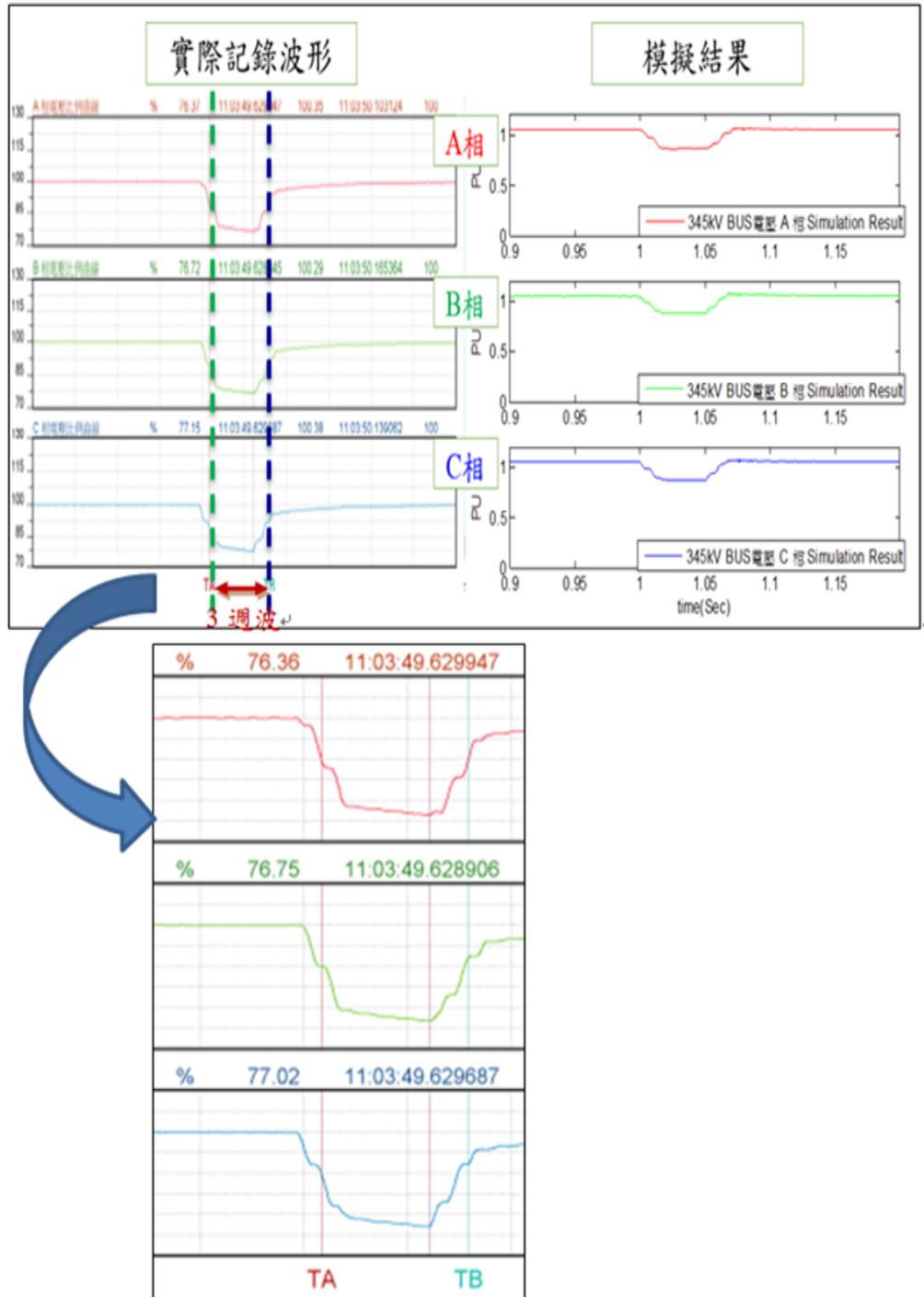


圖 20 345kV BUS 壓降紀錄與模擬結果比較圖

當斷路器 CB3670 及 CB3680 跳脫以隔離故障點，因發電機出口端未有設置發電機斷路器，故受發電機剩磁影響，持續提供故障電流至事件點。台電公司說明發電機出口端實際電壓紀錄值之

趨勢變化亦一致，如圖 21 所示。

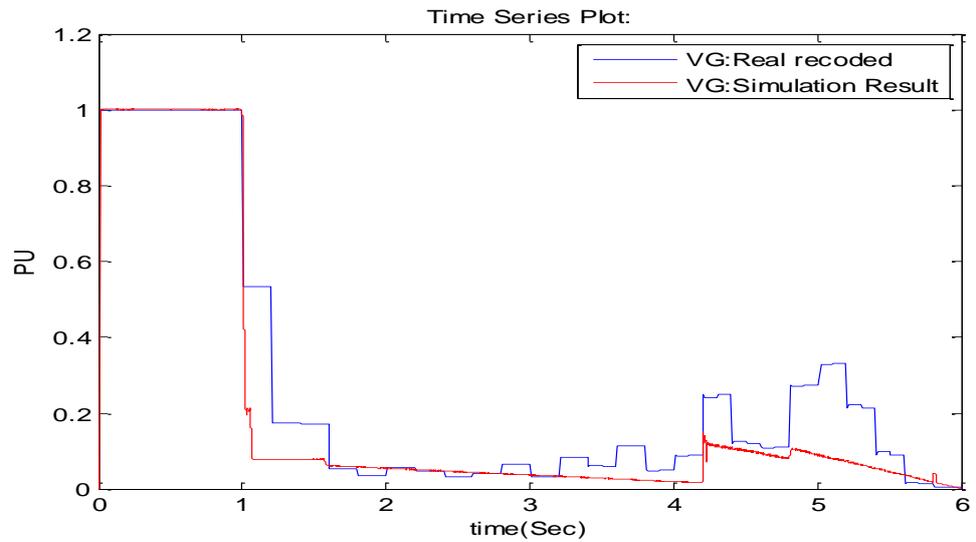


圖 21 核二發電機出口端 (Vab) 電壓紀錄與模擬比較圖

其中，ERF 記錄 55.999 kA 係因電流超過 ERF 之儀器設定上限所致，實際電流推算應接近理論計算值 101.6kA；實際電流紀錄值之梯形變動為電腦記錄器每 200 毫秒取一點所致。

台電公司並另以當時發電機實際輸出電流紀錄值與模擬值來比較，模擬結果亦與實際顯示趨勢一致（如圖 22）。

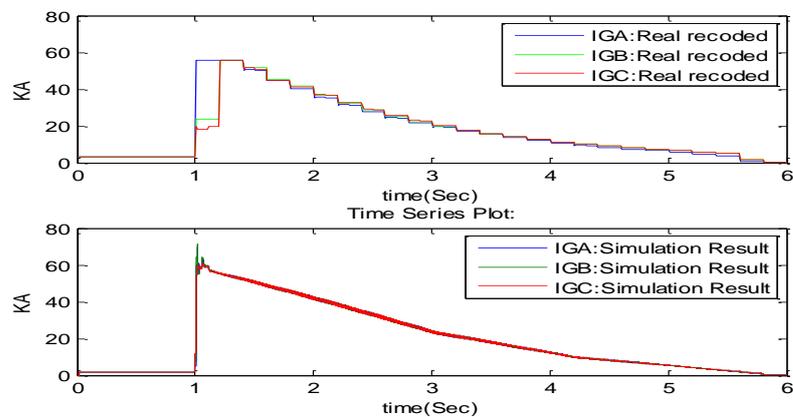


圖 22 核二發電機輸出電流紀錄與模擬比較圖

台電公司說明依照上述模擬分析結果，可驗證並確認本次事件係由單相接地故障再轉為三相短路故障。

(2) 短路故障分析

台電公司為確認故障起始點為那一相，再由發電機廠家西門子公司資料、相量量測單元 (PMU) 分析及開關場故障記錄器之波形資料來研判。

(a) 西門子廠家分析結果

西門子廠家根據開關場故障記錄器記錄之波形(如圖 23)，進行事件可能序列之研判如下：

參考 SOE 動作時序，在三相短路崩潰點前，先發生單相接地故障，其餘兩相之相電壓將突升至 1.732 倍，此時在極短時間內導致相關設備絕緣破壞。依據開關場所記錄之電壓電流波形顯示，在三相短路故障時，345kV 系統之 VA 角度約為 -150° 、VB 角度約為 $+90^\circ$ 、VC 角度約為 -30° 。核二廠主變壓器繞組為 Y- Δ 接線(圖 24)，換算至發電機出口電壓側之相電壓角度，分別為 VA 角度約 -180° 、VB 角度約 $+60^\circ$ 、VC 角度約 -60° 。

參考上述三相接地事故發生時之角度，分別計算不同相發生單相接地時，其他兩相之電壓大小，如圖 25 所示，其中若 A 相先接地，在三相接地崩潰點時，其他兩相對地瞬時電壓為 26.944kV；如果 B 相先接地，在三相接地崩潰點時，其中 A 相對地瞬時電壓為 -26.944kV ，C 相對地瞬時電壓為 0V；如果 C 相先接地，在三相接地崩潰點時，其中 A 相對地瞬時電壓為 -26.944kV ，B 相對地瞬時電壓為 0V。

依據上述分析及現場發電機三相避雷器箱均有嚴重損壞

情形，台電公司研判三相短路故障前，應由 A 相先接地損壞，才有可能同時造成 B、C 相絕緣破壞。故據此研判 A 相先發生接地，最有可能造成 B、C 相絕緣破壞。

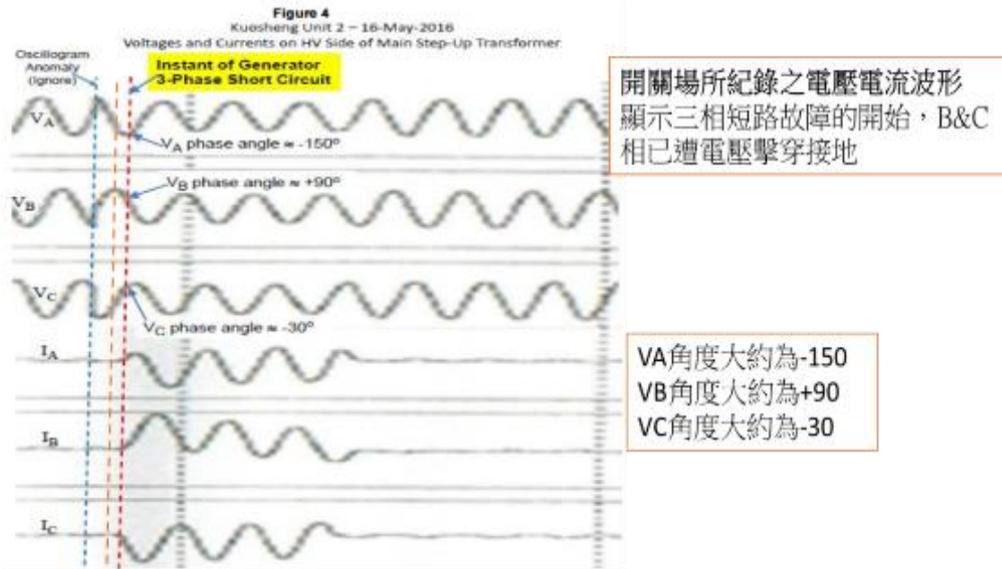


圖 23 345kV 系統三相接地故障發生時之角度

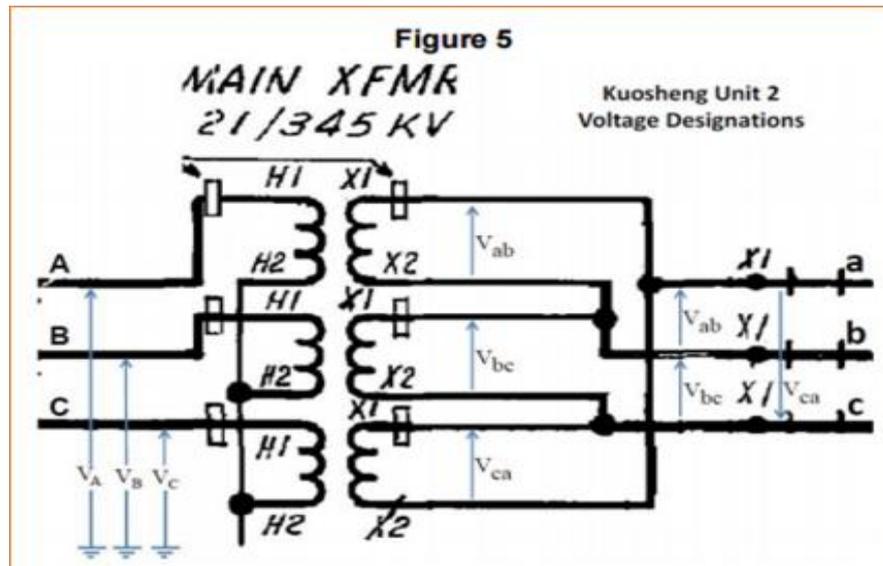


圖 24 主變壓器高低壓側繞組

Kuosheng Unit 2 - 16-May-2016 Generator Voltages at Instant of 3-Phase Short Circuit					
		Phasor Magnitude (V-rms)	Phasor Angle (deg.)	Instantaneous Voltage (V)	
Voltage on HV Side of Main Transformer	VA	199186	-150	-243952	
	VB	199186	90	0	
	VC	199186	-30	243952	
L-L Voltage at Generator Terminals	Vab	22000	-150	-26944	
	Vbc	22000	90	0	
	Vca	22000	-30	26944	
L-G Voltage at Generator with No Ground	Va-ground	12702	180	-17963	
	Vb-ground	12702	60	8982	
	Vc-ground	12702	-60	8982	
Assume Gen. Phase A Grounded	Va-ground	0	0	0	19 kV to Ground on Both B & C Ungrounded Phases
	Vb-ground	22000	30	26944	
	Vc-ground	22000	-30	26944	
Assume Gen. Phase B Grounded	Va-ground	22000	-150	-26944	Insufficient Voltage on Phase C to Cause Breakdown
	Vb-ground	0	0	0	
	Vc-ground	22000	-90	0	
Assume Gen. Phase C Grounded	Va-ground	22000	150	-26944	Insufficient Voltage on Phase B to Cause Breakdown
	Vb-ground	22000	90	0	
	Vc-ground	0	0	0	

圖 25 分別計算不同相接地時，其他兩相之電壓大小

(b) 相量量測單元 (PMU) 分析結果

台電公司為驗證上述推論，以取樣率較高之 PMU 監錄電壓波形資料進行分析，並與西門子廠家分析結果比對。核二廠 345kV 側 PMU 波形取樣頻率為 3,840Hz，即每週波取 64 點，每點間角度為 5.625° ，崩潰點如圖 26 紅色線所示。事件發生點落在與 -180° 差 5 個取樣點（以 A 相為基準），約為 $-180+5.625*5=-151.8^\circ$ ，圖 27 所示為三相角度。

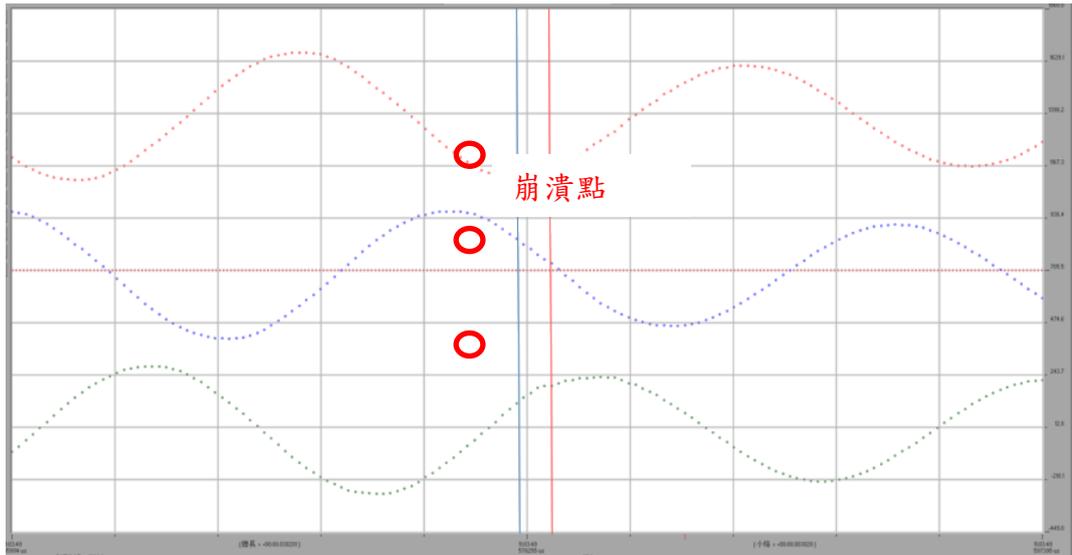


圖 26 345kV 側 PMU 監錄之電壓波形

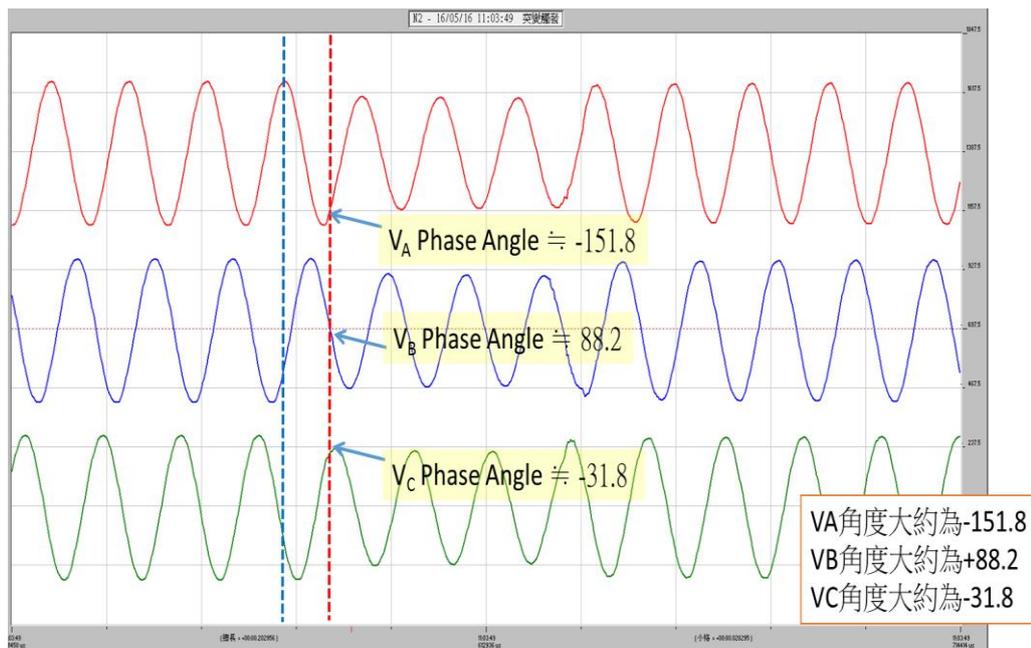


圖 27 345kV 側 PMU 崩潰點三相角度

依 PMU 崩潰點之三相角度進行電壓值之計算，PMU 角度電壓計算結果(如表 1 所示)，與西門子廠家分析結果相同。在三相短路崩潰點前，若 A 相先接地損壞，其他兩相對地瞬時電壓分別為 $V_{b-g}=27.416\text{kV}$ (B 相對地瞬時電壓)、

$V_{c-g}=26.438\text{kV}$ (C 相對地瞬時電壓)，此電壓值與西門子廠家分析相符。若 B 相或 C 相先接地損壞，另兩相會有一相電壓為 0V 之情況亦與西門子廠家分析結果相符。

表 1 PMU 角度電壓計算結果

		Phasor Magnitude (V-rms)	Phasor Angle COS (deg)	Instantaneous Voltage (V)	Phasor Angle SIN (deg)	Instantaneous Voltage (V)
Voltage on HV Side	VA	199186	-151.8	-248218	-62	-248218
	VB	199186	88.2	8847	178	8847
	VC	199186	-31.8	239371	58	239371
L-L Voltage at Generator	Vab	22000	-151.8	-27416	-62	-27416
	Vbc	22000	88.2	977	178	977
	Vca	22000	-31.8	26438	58	26438
L-G Voltage at Generator	Va-g	12702	-181.8	-17952	-92	-17952
	Vb-g	12702	58.2	9464	148	9464
	Vc-g	12702	-61.8	8487	28	8487
Assume: Phase A Grounded	Va-g	0	0	0	0	0
	Vb-g	22000	28.2	27416	118	27416
	Vc-g	22000	-31.8	26438	58	26438
Assume: Phase B Grounded	Va-g	22000	-151.8	-27416	-62	-27416
	Vb-g	0	0	0	0	0
	Vc-g	22000	-91.8	-977	-2	-977
Assume: Phase C Grounded	Va-g	22000	-211.8	-26438	-122	-26438
	Vb-g	22000	88.2	977	178	977
	Vc-g	0	0	0	0	0

再者，台電公司由圖 23 之開關場故障記錄器之波形，確定發生三相短路之起始角度 (A 相： -150° 、B 相： $+90^\circ$ 、C 相： -30°)。再分別依各單相先接地損壞引發三相短路故障之模擬分析後，得到各別單相接地故障轉三相短路故障時，發電機三相電流變化情形(如圖 28)。再與核二廠的 ERF 紀錄相較(如圖 29 圖)發現在三相短路故障前，只有 A 相先發生接地損壞時才吻合。

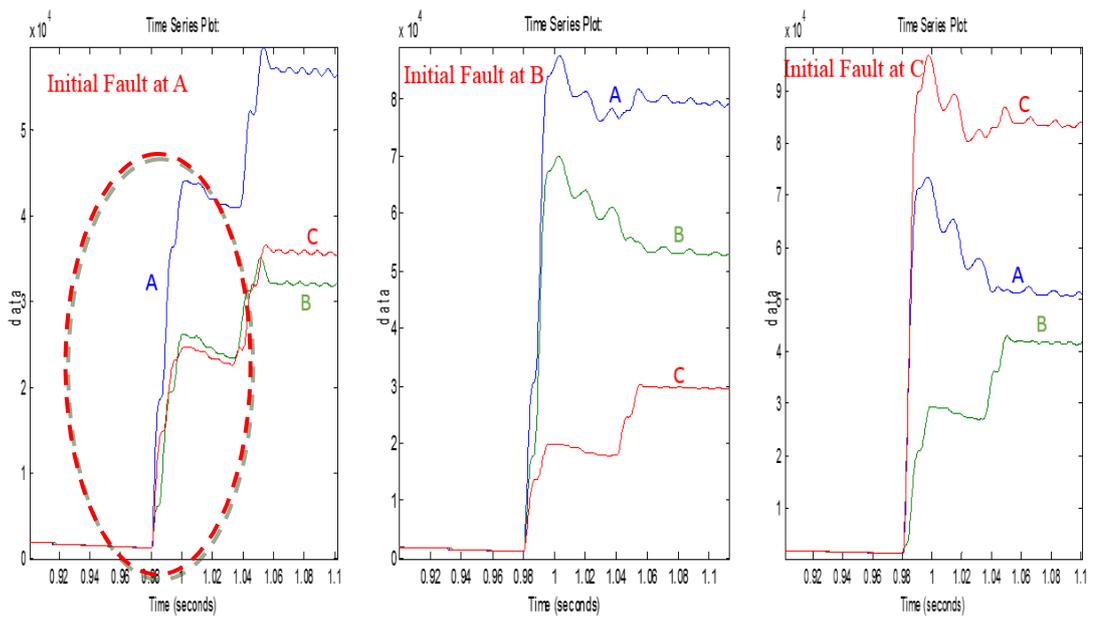


圖 28 各別單相故障轉三相故障之發電機三相電流圖

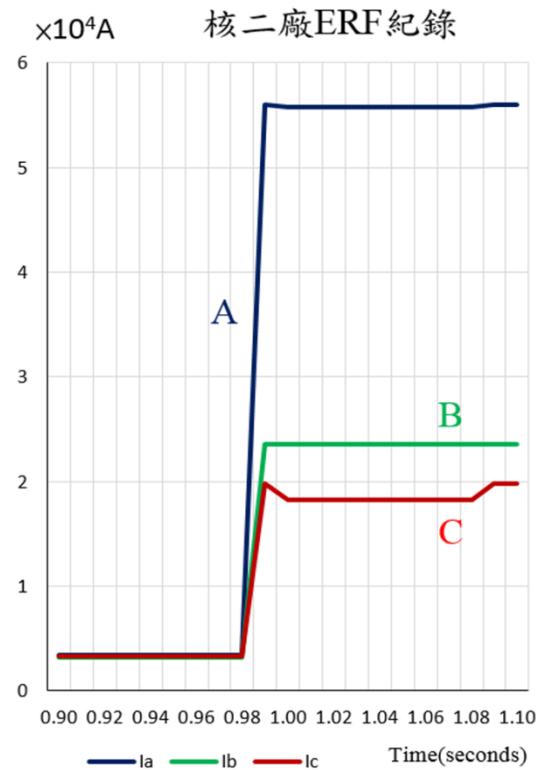


圖 29 核二廠 ERF 紀錄

台電公司說明依上述西門子廠家分析、相量量測單元 (PMU) 分析，以及開關場故障記錄器之波形資料模擬分析，綜合研判在 11:03:47.972 時，造成機組差動保護電驛(387U) 動作之三相短路故障前，係 A 相先發生接地損壞。

(3) 引發 A 相先接地損壞之故障點分析

台電公司再針對引發 359G 電驛動作，包括系統零相序電流、避雷器箱內外之可能故障點進行分析。

(a) 系統零相序電流影響分析

台電公司說明其配電系統饋線因採 Open-Delta(V-V) 方式供電，確實會造成配電系統不平衡情況而出現負相序及零相序電流，但仍儘量以負載分配方式來減少不平衡量。目前各配電調度中心均已針對饋線三相電流的不平衡情形進行即時監視，並裝置保護電驛(L-CO) 進行保護，雖然目前配電系統的不平衡無可避免，台電公司說明已透過即時監視及電驛保護的方式將負相序及零相序電流等控制在配電系統可接受的範圍內。

另台電公司輸電系統(各核能電廠及大型火力電廠之發電機均經由主變壓器連接輸電系統)雖為平衡系統，但仍會受配電系統不平衡的影響，由於輸電系統採 Δ -Y 結線，故配電系統反應到輸電系統的負相序及零相序電流相對小很多，目前台電公司分別利用 PMU 及電驛保護對輸電系統的三相電壓、電流之大小及相角進行即時監控與保護，在穩態的情形下，負相序電流分量大小均控制在 0.5% 以下。

(b) 避雷器箱外之可能故障點

台電公司依現場勘查所得資訊與事件發生前後之歷程紀錄，研判避雷器箱外發生單相接地，可能引發 359G 電驛動作

之組件設備有主變壓器、輔助變壓器、發電機、勵磁機、比壓器、隔相匯流排、支撐礙子、撓性鋁帶導體等，逐項進行分析如下：

- I. 主變壓器：推測若主變壓器高低壓線圈間閃絡，可能造成高壓側單相對地電壓（約 199kV）施加在低壓側（範圍包括主變壓器、IPB、避雷器、突波吸收器、發電機定子線圈等），瞬間造成上述設備同時損壞。經台電公司現場勘查及測試結果，並無此一現象。台電公司再執行主變壓器繞組變形試驗、直流電阻試驗、匝比試驗、絕緣試驗及遞升加壓試驗，以及絕緣油品質化驗，檢查結果均符合標準，故可排除主變壓器故障引發單相接地之可能。
- II. 輔助變壓器：台電公司執行絕緣試驗，以及絕緣油品質化驗，檢查結果符合標準，故排除輔助變壓器故障引發單相接地之可能。
- III. 發電機檢查：台電公司綜研所人員與原廠家西門子公司技師執行發電機 16 項電氣及機械檢測，相關檢測均符合標準，且通過直流 48kV 維護持壓測試（Maintenance DC Hi-Pot Test），更確定其絕緣良好，未來 18 個月無運轉上之安全疑慮，故可排除發電機定子線圈故障引發單相接地之可能。
- IV. 勵磁機：勵磁機主要提供發電機磁場電流，與發電機輸出迴路無關，故可排除勵磁機故障引發單相接地之可能。
- V. 比壓器（PT）檢查：台電公司綜研所執行三相 6 只 PT 之介質電力因數、絕緣電阻及激磁電流測試，檢測結果正常，故排除 PT 故障引發單相接地之可能。
- VI. 隔相匯流排（IPB）：若本次事件是由 IPB 引起，故障瞬間之

龐大故障電流必造成 IPB 組件嚴重損傷，但除靠近避雷器箱體之 IPB 導體損壞外，三相 IPB 其餘部分導體、箱體並無明顯電弧痕跡，故排除 IPB 故障之可能。

VII. 支撐礙子：電廠人員檢查 IPB 導體三相全部支撐礙子，除 C 相編號 C14 礙子破損，以及其週邊 C7、C8、C9、C10、C13、C15、C16 共七顆，受 C14 礙子破損之波及，表面皆有釉層刮傷或陶瓷葉緣缺角外，其餘所有支撐礙子檢查結果均符合要求，而發生破損的 C 相 C14 支撐礙子不排除其引發單相接地 359G 電驛動作之可能。

VIII. 撓性鋁帶導體：大修期間執行維護工作時均不需拆撓性鋁帶，且 IPB 絕緣量測均合格，故排除撓性鋁帶鬆脫而引發單相接地之可能。

經由上述分析，避雷器箱外可能引發單相接地，造成 359G 電驛動作的可能故障點為 C 相 C14 支撐礙子。

(c) 避雷器箱內之可能故障點

避雷器箱內之可能故障點為水氣入侵、避雷器、突波吸收器、限流電阻器，台電公司亦逐項分析如下：

I. 水氣入侵：台電公司針對水氣可能入侵途徑及影響進行評估，包括隔相匯流排冷卻器（IPB COOLING UNIT）運轉狀態及冷凝水、區域溫度變化、該日廠區降雨量等，結果排除水氣入侵之可能。

II. 避雷器

台電公司由 A 相避雷器基座受損情形，以及三相基座底部殘留物（圖 30）分析結果，判斷 A 相避雷器礙管受內部應力產生由內往外裂破。B 相避雷器因從外部閃絡，其故障電流

皆從外部走過，故保有較完整外觀；C相避雷器因其過電壓導致閘元件損壞（如圖 31），使故障短路電流皆由內部走過，但基座底部外殼完整，所以 A 相避雷器箱因基座底部遭擊穿接受到破壞能量最大，C 相次之，B 相較前二相輕。



圖 30 事件後三相基座外觀變化與底部殘留物照片

台電公司針對 A 相避雷器礙管內閘元件以 X 光繞射分析儀 (XRD) 進行化合物組成分析，確認其閘元件為碳化矽 (SiC) 之化合物 (圖 32)。



圖 31 C相避雷器內部元件擊穿照片

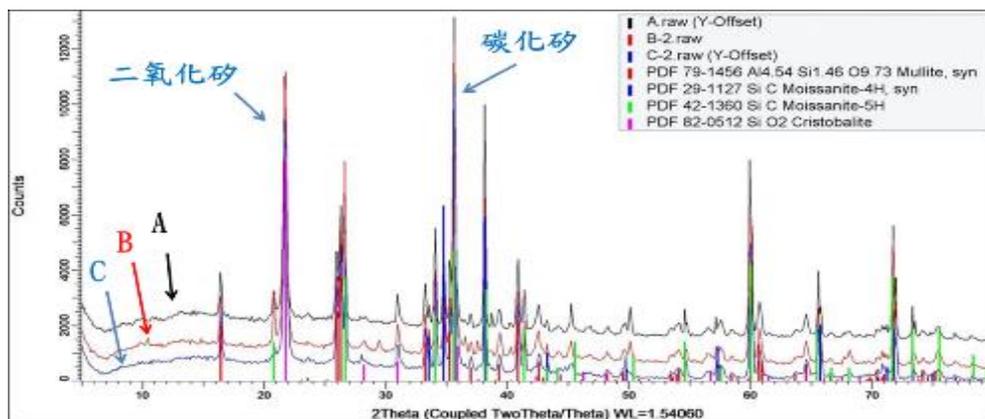


圖 32 A、B、C 三相避雷器礙管內閘元件 XRD 分析

台電公司說明間隙型避雷器主要由串聯間隙 (Series Gap) 及閘元件 (或稱為特性元件 Characteristic Element) 組成。串聯間隙與特性元件構成串聯分壓等效電路，特性元件得與電力系統運轉電壓維持隔離與絕緣關係。於系統穩態運轉條件中，串聯型避雷器可藉串聯間隙保護特性元件，以及降低避雷器特性元件之電量損耗值。間隙型避雷器僅導通於衝擊電壓暫態時期。

台電公司說明參考電力設備國際知名公司 DOBLE 於 2004 年發表之文獻顯示，碳化矽避雷器經一段時間運轉且曾導通放電過後，則間隙元件上產生之熔融銅顆粒有可能因尖端效應而導致商頻起始放電電壓降低。經過一段時間，避雷器之間隙於較小之商頻過電壓，或甚至於正常運轉電壓下，均可能造成導通。

碳化矽 (SiC) 避雷器結構如圖 33 所示，若避雷器在正常運轉電壓下導通，而釋壓閥又未動作，其內部熱應力將造成避雷器碎裂。

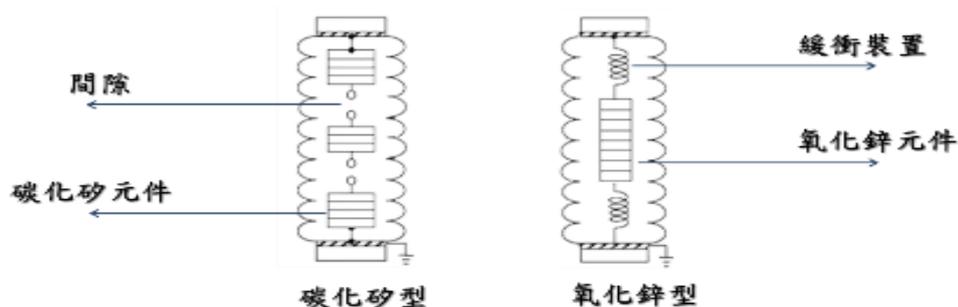


圖 33 避雷器示意圖

台電公司引用 IEEE Std. C62.1-1989 內容，避雷器裝置現場異常環境，包含環境溫度、海拔高度、污染性氣體、高海拔之導體間距不足及儲運不良等因素，會影響其性能。另長時間單相接地事故未清除，亦為 SiC 間隙型避雷器的故障要因之一。

另間隙型碳化矽 (SiC) 避雷器易受到突波電流及連續放電電流作用，而改變其商頻起始放電電壓值。若於長期運轉後，商頻起始放電電壓降低，即有可能於正常運轉電壓或

較小之商頻過電壓狀態下造成導通，進而導致避雷器組件受過高的熱應力而碎裂。

在釋壓閥與避雷器組件熱衝擊之關連性部分，台電公司說明現場勘查三相避雷器毀損嚴重，已無跡證可供佐證釋壓閥是否動作。參考 IEEE C62.1-1989，有關廠用級間隙型 SiC 避雷器於通過 600A~25kA 電流情況下，為釋壓閥動作之條件，其開啓時間小於 0.085 秒，以避免熱衝擊 (Thermal Shock) 對避雷器結構之損壞。惟本事件發電機及系統於 4 週波中，提供超過 56kA 之故障短路電流，其釋壓閥動作後，亦不足以保護避雷器結構免於熱衝擊之破壞。

依上述分析，避雷器整體性能劣化故障有可能引發單相接地，造成 359G 電驛動作。

III. 突波吸收器

每相各設有 2 具突波吸收器，其中除編號 C1 因引接線燒斷致無法量得電容值外，其餘均正常。台電公司於事件後取出 C1 引接線頭量測電容值，電容值為 0.127 μ F，證實電容器除外觀受波及外，僅外殼被電弧熔穿一個小洞，內部絕緣油乾涸，但內部電容不受影響。此外殼被電弧熔穿一個小洞之 C1 突波吸收器，不排除其引發單相接地，造成 359G 電驛動作之可能。

IV. 限流電阻器

限流電阻器裝設於穿越套管內與 PT 連接，若事故係因限流電阻器接地故障引起，其外部穿越套管必因龐大故障電流造成嚴重損害，但事故後檢查發現限流電阻器外部穿越套管僅靠近避雷器側有損傷，而 PT 側均完好，故排除限流電阻

器故障之可能。

台電公司綜合上述，針對避雷器箱外及避雷器箱內，發生單相接地引發 359G 電驛動作可能的故障點分析結果，共有下列三項：C 相 C1 突波吸收器、A/B/C 相避雷器及 C 相 C14 支撐礙子；另是否存有發電機側三相不平衡零相序問題，使得設備長期承受暫態過電壓，造成組件損壞引發接地，使 359G 電驛動作，亦需加以分析。

(4) 肇因情境探討

台電公司說明因事件發生時，在 11:03:47.952 發電機定子接地故障保護電驛（359G）送出發電機及主汽機跳脫訊號，若由 359G 轉盤最快動作時間係 0.2 秒推估，發生單相接地使 359G 轉盤開始轉動的時間最慢應在 11:03:47.752，迄 11:03:47.972 引動 387U，期間至少經過 220 毫秒，約十餘週期。觸發 359G 轉盤開始轉動（11:03:47.752，甚至更早之前）之肇因，因現場無暫態記錄器致使證據不足，只能利用現場設備受損情況及依學理或組件功能特性判斷，進行肇因情境探討，來延伸推理其事故可能肇因，以補充證據之不足。台電公司分別就 C 相 C1 突波吸收器、A/B/C 相避雷器及 C 相 C14 支撐礙子，以及發電機側三相不平衡零相序問題，進行肇因情境探討，其肇因分析流程如圖 34，綜合結論如下，詳細肇因探討請參閱台電公司綜合報告第叁章：

- (a) 由現場勘查破壞現象及事件時序（SOE）、開關場故障記錄器資料與 ERF 之紀錄分析顯示，並由即時數位模擬系統（RTDS）模擬計算比對結果，確認本次事件係由單相接地故障再轉為三相短路故障。
- (b) 利用西門子廠家分析、相量量測單元（PMU）與利用開關場故

障記錄器之波形資料模擬分析，進行綜合研判得知三相短路故障前，由 A 相先發生接地故障。

- (c) 因現場無暫態記錄器致使證據不足，對於引發 359G 電驛轉盤開始轉動之故障點，係利用現場設備受損情況及依學理或組件功能特性判斷，進行肇因情境探討，再進一步依現場避雷器箱內、外設備受損情形，研判可能的故障點。分析結果共有下列三項：C 相 C1 突波吸收器、A/B/C 相避雷器及 C 相 C14 支撐礙子，另系統可能存有三相不平衡零相序問題，使得設備長期承受暫態過電壓，亦一併加以分析。
- (d) 經綜合肇因情境探討分析結果，發生單相接地時，引發 359G 電驛動作之可能肇因為三相避雷器因已使用多年，可能已存在有不同程度的劣化，加上在下列三種可能肇因：(1) 突波吸收器 C1 發生閃絡、(2) A 相避雷器劣化導通及(3) C14 支撐礙子存有裂痕，進而發生單相接地現象，引發 359G 電驛動作；除肇因(2) A 相避雷器劣化導通使得 A 相接地損壞外，肇因(1) 及(3) 將使 A、B 相電壓突升突降，使原劣化情況較其他二相嚴重之 A 相避雷器受到衝擊，終至絕緣破壞而使 A 相先發生接地損壞，進而引發三相短路故障，導致 387U 電驛動作。另有關發電機側三相不平衡零相序問題，主要影響則為加速避雷器劣化。

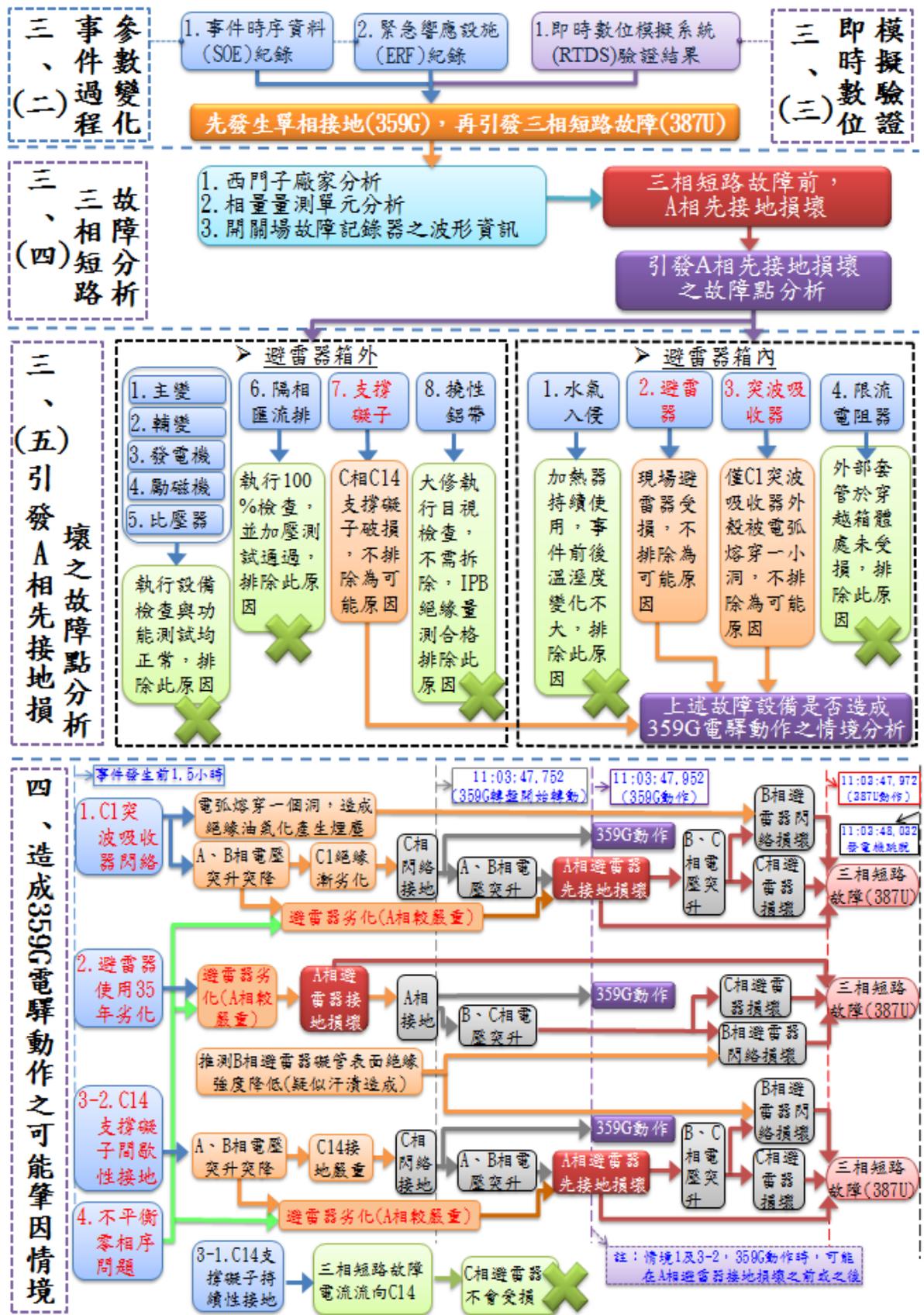


圖 34 肇因分析流程

2. 審查與現場查證情形

台電公司於6月17日所提報告稱本次事件肇因為A相避雷器劣化，產生瞬間單相接地，引動359G保護電驛動作，再致使B、C兩相電壓突升約1.732倍，再引發A、B、C三相短路。然因現場大部分設備已受損，且現有電氣參數紀錄有限，由台電公司報告中PMU紀錄器與西門子廠家分析及現場查看受損設備狀況，再經原能會專案小組審查報告與現場實際勘查結果，認為僅能推測出三相短路故障前，係A相先發生接地短路，但在A相發生接地短路前究竟何組件發生異常，需審慎研析，俾獲致可能之肇因，以利後續採取必要防範改善措施，原報告對肇因分析之內容不夠完整，故提出多項審查意見要求進一步釐清。茲就原能會專案小組對台電公司於6月17日陳送綜合報告之肇因分析內容所提審查意見與台電公司答覆情形，整理說明如下：

台電公司報告第叁章第11頁內容可見於(11:03:47.752)359G感知單相接地故障之發生，迄斷路器跳脫(11:03:48.032)約經0.28秒，原能會專案小組要求就該期間發生單相接地之位置加以探討(RAI-I-07)。台電公司答覆說明由345kV側瞬時三相電壓波形紀錄，可知當在三相短路前，單相接地發生期間至少0.22秒，且無兩相短路之情形發生，故僅係在3相中之一發生單相短路接地，才會在三相短路發生前，345kV側瞬時波形紀錄三相電壓無任何症狀，而此0.22秒之單相接地故障，由於發電機高阻抗接地，使短路電流小於10A；因此，即使A、B、C三相避雷器中之一相因絕緣劣化而短路，並不會有立即破壞產生，而待3相短路後大電流產生破壞，才会有本次事件。經分析結果發生單相接地之位置是在A相避雷器。另說明如果單相接地先發生在C14礙子，會有兩種情境：(1)

其礙子會因短路崩裂，而與 IPB 斷路，就不會有後續事件發生。(2) 礙子會因短路使 C 相電壓降低，此情境不會造成 C 相過電壓而損害避雷器。此二種情境之結果與現場受損情況不符，因此 C14 礙子並非發生單相接地之位置。而若單相接地發生在 C1 突波吸收器之說明：經分析觀察突波吸收器箱體無膨脹變形現象，C1 電容值量測正常，研判事件前 C 相突波吸收器功能正常。

針對台電公司答覆內容，原能會專案小組審查後認為若發生單相接地之位置為 A 相避雷器，且持續短路，則迄斷路器跳脫約有 0.28 秒，該期間業經 16 電氣週期；由台電公司報告書 P38 所述之「…引發其他兩相電壓突升(最高升至 1.73 倍)，造成設備絕緣破壞，引發三相短路故障…」，顯應在發生單相接地之第 1 電氣週期時，即發生三相短路，此與實情不符。其他兩相電壓突升至 1.73 倍之峰值為 31.11kV，由避雷器可持續 1 分鐘乾式耐壓 70kV 之規格，避雷器理當不致造成破壞。台電公司答覆說明因發電機避雷器已使用近 35 年，三相避雷器可能已存在有不同程度的劣化，當 A 相發生單相接地時，B、C 相電壓突升，使電壓維持約 0.22 秒後，終使 B、C 相避雷器故障，進而發生三相短路；此型碳化矽避雷器之 Spark Overvoltage 為 36kV，因時間老化影響，非常可能因此過電壓崩潰短路。

原能會專案小組審查認為在(11:03:47.752)，359G 感知發生單相接地故障，再經十餘週期後，才形成三相短路故障，故前者肇因應為分析之重點，要求就 11:03:47.752 發生單相接地之位置加以探討，並要求推估事件(11:03:47.752)後之演進歷程，及故障電流之流通路徑，以合理詮釋各相所造成之破壞現象。台電公司再答覆說明依現場證據及模擬分析進行比對研判，確認本事件可能肇因為下

列三種情境：(1)突波吸收器 C1 發生閃絡、(2)A 相避雷器劣化導通及(3)C14 支撐礙子存有裂痕，進而產生單相接地現象，於引發 359G 電驛動作後，除肇因(2)A 相避雷器劣化導通使得 A 相接地損壞外，肇因(1)及(3)使原已有劣化且情況較其他二相嚴重之 A 相避雷器受到衝擊，受此電壓升高所影響更加惡化，終至絕緣破壞而先發生 A 相接地損壞，進而引發三相短路故障，導致 387U 電驛動作。而有關三相不平衡零相序問題，主要影響為加速避雷器劣化；台電公司已修訂報告，詳如 9 月 6 日所提報告修訂 2 版第參、四節說明，內容包含事件演進歷程及故障電流之流通路徑，經審查後可接受。(RAI-1-07)

針對台電公司報告第參章所述「第 1 至 4 破壞點初步判斷為電氣破壞」，但由 C 相電容器 C1 無油以及煙霧迷漫，原能會專案小組要求就延燒之可能性加以探討(RAI-I-08)。台電公司答覆說明經實際進行突波吸收器電容器絕緣紙內、外殘留物之模擬燃燒試驗，及觀察其排氣閥仍維持關閉狀態之現象，推測其破壞程序如下：(1)C1 突波吸收器金屬外箱頂板角落，先遭遇電弧高熱熔融其外殼並擊穿外殼破孔；(2)將 C1 內部最頂層絕緣紙碳化；(3)當絕緣油溫度高於其 162°C 閃火點時，導致絕緣油汽化外洩(C1 無油的原因)；(4) C1 之破壞遭外部火源繼續由外往內烘烤，造成內部表層及側面絕緣紙碳化。至於箱體無膨脹變形之原因，說明係因外殼破洞而導致油氣宣洩，觀察突波吸收器箱體無膨脹變形現象，C1 電容值量測正常，研判事件前 C 相突波吸收器功能正常。

原能會專案小組審查後認為依答覆之模擬試驗，金屬外箱頂板角落先遭遇電弧高熱熔穿破孔，導致 C1 突波吸收器絕緣油汽化外洩，繼而遭外部熱源由外往內烘烤，顯見延燒之可能性確實存在。

要求對於 C1 突波吸收器外殼遭遇電弧熔穿之原因進一步加以探討。台電公司答覆說明本事件發生之後，經檢查發現 C 相之突波吸收器 C1 外殼被電弧熔穿一個洞，且其內部之絕緣油已消失；經台電公司綜合研究所分解檢查確認其損壞係由外而內，而非由內部產生的破壞；依其破損狀況推測，有可能在事件前發電機開始建立電壓時，C1 突波吸收器接線端導體與突波吸收器箱體鋼板(靠近比壓器側)有發生輕微閃絡。經審查台電公司之答覆，針對 C1 突波吸收器部分，台電公司已將之納入可能造成 359G 動作之可能肇因之一，並修訂台電公司報告，詳如 9 月 6 日報告修訂 2 版，經審查後可接受。(RAI-1-08)

台電公司報告第叁章圖 3-11 所示之第 5 破壞點在第 18 頁圖相對位置與第 26 頁圖所述不同，原能會專案小組要求澄清。台電公司答覆說明第 18 頁為示意圖，其所示為 A、B 相避雷器箱體對面之冷卻器外殼皆受波及而損毀，非僅對應 A 相，A、B 相避雷器箱正對面之冷卻器外箱，受氣壓衝擊，均有往內凹陷之現象，台電公司已納入 9 月 6 日報告修訂 2 版內容，經審查後可接受。(RAI-1-09)

台電公司報告第叁章第 28 頁依台電公司說明之「避雷器耐壓規格」，原能會專案小組要求就造成避雷器崩潰(A 相)及閃絡(B 相)之可能原因進行探討。台電公司答覆說明 A 相間隙型碳化矽 (SiC) 避雷器之串聯氣隙過去曾動作過 5 次，再加上從文獻中得知避雷器動作過，其間隙可能會殘存銅顆粒，造成恢復電壓降低、商頻電流持續導通，可能導致 A 相避雷器瓷礙管熱崩潰，「A 相故障接地之後，B、C 二相電壓上升，B 相避雷器可能已劣化而短路，短路電流將 B 相避雷器上端爆開，轉而變成沿面閃絡」。原能會專案小組審查認為答覆所述「A 相避雷器…商頻電流持續導通，可能導致 A 相避雷器

瓷礙管熱崩潰。」之推理，與台電公司報告 P28 表 3-1 所述之 A 相避雷器受損狀況有所出入；同時，答覆所述「…，短路電流將 B 相避雷器上端爆開，轉而變成沿面閃絡。」，既為短路電流則必有短路之路徑，轉成沿面閃絡之推估，似乎牽強，要求再釐清說明。經台電公司第 2 次答覆，修訂為「A 相故障接地之後，B、C 二相電壓上升；B 相電壓突升經由避雷器礙管表面沿面對地閃絡，因相間短路產生大故障電流，將避雷器箱內銅製連接線及其上方垂直段撓性鋁帶燒熔，弧光也造成箱體上方外殼熔損塌陷，致使上方穿牆套管墜落，撞擊下方避雷器，將 B 相避雷器礙管上端一角削落」。台電公司並修訂台電公司報告內容，詳如 9 月 6 日報告修訂 2 版，經審查後可接受。(RAI-1-10)

原能會專案小組要求探討台電公司報告圖 3-22 所示之發電機 Vab 電壓紀錄中，Vab 先降約一半之可能原因。台電公司答覆說明因發電機係採高阻抗接地，當單相類型接地故障發生時，Vab 電壓是不變的，引發三相短路，電壓才突降，因事件時 B 相閃絡接地故障，其阻抗較大(起始故障電流較小，約 23kA，在發電機額定電流以下)，所以其 Vab 電壓並未一次降至最低值，等完全接地導通後才降至最低值。原能會專案小組審查認為事件時 B 相避雷器係閃絡接地，其電弧阻抗應繼續存在，答覆所述「…，等完全接地導通後…」，其發生之可能性十分有限，要求再說明。經台電公司第 2 次答覆說明，由三相事故時之電流 A=56kA；B=23kA；C=19kA，可知開始事故瞬間因 B 相事故阻抗較大，故當時 Vab 還有一半電壓，當事故破壞更嚴重時 B=56kA (接地阻抗更低/等完全接地導通) 時，Vab 電壓才降至最低值。台電公司答覆內容，經審查後可接受。(RAI-1-11)

原能會專案小組要求就台電公司報告第參章圖 3-23 所示之發

電機輸出電流，說明紀錄與模擬間差異之可能原因。台電公司答覆兩者差異係因 ERF 紀錄受取樣限制 200ms 一次，而模擬係用每 16.67ms (1 cycle) 一次之關係。台電公司並再答覆說明用每 200ms 取樣一次之模擬結果與事件當時發電機輸出電流紀錄波形 (ERF) 一致。台電公司答覆內容，經審查後可接受。(RAI-1-12)

原能會專案小組要求台電公司說明報告第參章第 38 頁所述「...359G 電驛動作，其單相接地阻抗至少 49kΩ 以下...」所指為何，以及說明 359G 動作之條件。台電公司答覆說明當三相中某一相設備老化之絕緣能力降至 49kΩ 以下時，其 359G 會偵測到電壓約 5.38V，因 359G 設定為 5.2V，故電驛圓盤會開始轉動 (pick-up)。原能會專案小組要求將有關 359G 動作之原理與條件，乃至高阻抗接地及其電壓偵測的電路等，增列於台電公司報告書中。台電公司第 2 次答覆詳細說明 359G 動作之原理與條件，以及高阻抗接地及其電壓偵測的電路，並將內容納入台電公司報告中，詳如 9 月 6 日報告修訂 2 版，台電公司答覆內容，經審查後可接受。(RAI-1-13)

台電公司報告第參章第 50 頁所述「...C 相避雷器就不會再因過電壓而熔損...」，原能會專案小組由現場勘查結果，要求確認 C 相避雷器之破壞是否係屬「熔損」。台電公司答覆依現場避雷器及閘元件材料損毀狀況判斷(如台電公司報告 21 頁週邊組件與內部閘元件損毀狀況及表 3-1 發電機避雷箱受損狀況列表、圖 3-13(a)、圖 3-35、3-36)，C 相避雷器大部分閘元件已損毀無法辨識，且在避雷器基座有閘元件之熔渣，故係屬「熔損」破壞。原能會專案小組審查認為台電公司報告圖 3-13(a)所示 C 相「避雷器套管完全迸裂，只剩基座，碳化矽閘元件散落」，兩者差異明顯，可見 C 相避雷器似不宜

歸屬「熔損」破壞。台電公司答覆說明經檢視台電公司報告圖 3-13(a) 所示 C 相避雷器損害情況，C 相避雷器為「燒損」破壞，台電公司並修訂台電公司報告內容，詳如 9 月 6 日報告修訂 2 版，經審查後可接受。(RAI-1-14)

原能會專案小組要求就台電公司報告第 55~57 頁所述「...B 及 C 相，將使此兩相已劣化避雷器...」、「...C 相避雷器和 A 相避雷器熔損程度相似。」「...C 相 IPB 之支撐礙子同時破壞...」之描述與實際狀況之符合性再釐清。台電公司答覆將台電公司報告第 55 頁「...C 相避雷器和 A 相避雷器熔損程度相似。」之描述修正為「...A 相避雷器箱接受到破壞能量最大，C 相次之，B 相較前二相輕。」，另經檢視 B 相避雷器上端葉緣係屬機械式碰撞損傷破壞，其台電公司報告修訂為：「依照現場資料研判，A 相故障接地之後，B、C 二相電壓上升；B 相電壓突升經由避雷器礙管表面沿面對地閃絡，因相間短路產生大故障電流，將避雷器箱內銅製連接線及其上方垂直段撓性鋁帶燒熔，弧光也造成箱體上方外殼熔損塌陷，致使上方穿牆套管墜落，撞擊下方避雷器，將 B 相避雷器礙管上端一角削落。」。針對 C14 支撐礙子部分，已排除 C14 因氣體衝擊受損之可能性，台電公司修訂刪除報告相關內容；並於報告中說明其破壞原因可能為同時存有裂痕而間歇性接地，以及 C14 支撐礙子在發生接地時，因 A、B 二相電壓升高造成接地破壞之過程，台電公司答覆內容，經審查後可接受。(RAI-1-15~17)

由開關場故障記錄器波形，顯示故障前三相電壓已有異常現象（台電公司報告圖 3-28），台電公司提供的協和紅線波形紀錄（台電公司報告圖 3-20）較難判別，仔細看似亦有異常，原能會專案小組要求澄清。台電公司答覆說明圖 3-28 與圖 3-20 來源為同一張錄波

圖，差異在西門子為便利分析，擷取部分波形放大，以利角度推算。針對所示三相短路前電壓波形異常，答覆說明由報告圖 3-32 之 345kV 側 PMU 崩潰點三相角度相量量測單元(PMU)實際監錄紀錄顯示，三相短路前電壓波形並無異常，因此研判圖 3-28 為開關場機械式記錄器在瞬間啟動時速率不穩定所致。台電公司答覆內容，經審查後可接受。(RAI-1-18)

台電公司報告第叁章對 C 相的判斷是與 A 相相似而較輕微，惟故障發生通常瞬間釋放所有能量，C 相避雷器破壞較輕，外門完好，顯然其部分能量可能係由 C14 支撐礙子分擔，不能排除 C14 有劣化形成旁路，同時故障的可能，原能會專案小組要求台電公司就此進行單相短路故障分析。台電公司答覆說明已將 C14 支撐礙子存有裂痕，進而產生單相接地現象納入可能肇因，台電公司並修訂報告第叁、四節內容，詳如 9 月 6 日報告修訂 2 版，台電公司答覆，經審查後可接受。(RAI-1-19)

原能會專案小組審查認為從單相高阻抗接地故障，以及其他二相電壓突升的程度，與避雷器規格有所差異，三只避雷器同樣劣化到貫穿的可能性甚低；A 相避雷器在故障後連續承受 220ms 短路電流也不合常理；此外，對於 C 相避雷器受損之機制與突波吸收器外箱有燒灼痕跡，表面燒痕明顯，套管一側熔損，突波吸收器 C1 箱內無油及箱體上方角落熔損部分等，要求澄清。台電公司就避雷器部分答覆說明參考國外專業文獻 DOBLE 於 2004 年發表，間隙型避雷器使用過一段時間後，會有不同程度的劣化，劣化後其間隙於較小之商頻過電壓，或甚至於正常運轉電壓下，均可能造成導通。本次事件因三相避雷器已存有不同程度的劣化，當 A 相避雷器單相接地故障後，引發 B、C 二相電壓升高 1.732 倍，造成 B、C 相避雷器損壞。

在 220ms 單相接地期間，其短路電流低於 10A，依 IEC 60099-4 標準規定，避雷器可承受低於 600A 電流達 1 秒鐘，對於已劣化的避雷器在商頻電壓發生短路時，是不會像雷擊突波或開關突波有恢復能力，故 A 相故障後會連續承受 220ms 單相故障短路電流。

原能會專案小組審查認為碳化矽避雷器規格 70kV 一分鐘，足以承受 1.73 倍相電壓，因為三個避雷器同時發生故障的機率甚低，對於所假設 A 相接地故障，其他額定較低設備燒毀機會較大而非避雷器，避雷器受損另有原因，要求再澄清。台電答覆說明 A 相避雷器發生單相接地的可能肇因為：發電機避雷器已使用近 35 年，三相避雷器可能已存在有不同程度的劣化，在下列三類不同之可能肇因情境下：(1)有零相序電流存在(2)C1 突波吸收器發生輕微閃絡及(3)C14 支撐礙子存有裂痕而間歇性接地，均可能使 A 相電壓突升，衝擊 A 相避雷器，而 A 相避雷器原已有劣化現象，受此電壓升高所影響更加惡化，終至絕緣破壞而發生 A 相接地故障，進而引發三相短路故障。因三相避雷器可能已存在有不同程度的劣化，因此在三類不同之可能肇因情境下，其所產生的故障現象亦不相同。每次閃絡接地使 A、B 相對地電壓間歇性升高，衝擊 A、B 二相避雷器；因 A 相避雷器劣化較嚴重，無法承受電壓升高影響，終至絕緣破壞而發生接地損壞。在 A 相避雷器接地故障後，B、C 相電壓突升，造成 B、C 相避雷器損壞，因而發生三相短路故障。

其中針對 C 相突波吸收器部分，台電公司答覆說明推論 C1 突波吸收器外殼遭遇電弧熔穿，且其內部之絕緣油已消失，經台電綜合研究所分解檢查確認其損壞係由外而內，而非由內部產生。依其破損狀況推測，有可能在事件前發電機開始建立電壓時，C1 突波吸收器接線端導體與突波吸收器箱體鋼板(靠近比壓器側)發生輕微閃

絡，此長時間間歇性閃絡使 C1 突對於波吸收器箱體鋼板熔穿一個洞，內部絕緣油氣化產生煙塵，所產生煙塵亦逐漸擴散至箱體外。同時，長時間間歇性閃絡造成絕緣逐漸劣化，當對地絕緣電阻值低於 50.4 k Ω 時，其接地電流將引發 359G 轉盤開始轉動，造成 359G 動作。台電公司並修訂報告內容(報告第參、四、(一)節及參、四、(二))，詳如 9 月 6 日報告修訂 2 版，台電公司答覆，經審查後可接受。(RAI-1-20~21)

針對台電公司報告中 Vab 相間電壓數值跳動原因之說明，原能會專案小組要求釐清為確實有證據或屬推斷，並依結果修訂台電公司報告內容。台電公司答覆說明依 ERF 顯示，在 5.2 秒剩磁產生之故障電流期間，發電機端電壓仍有異常升降之情形，純係 PT 訊號不穩定，其不穩定之原因為發生三相短路故障之後，避雷器箱產生大電弧，該電弧隨著發電機殘餘磁場之衰減而持續減小，因電弧及雜訊之影響而使 PT 所偵測到之電壓訊號呈不穩定狀況。此時機組已為跳機狀態，對機組無其它影響。台電公司並修訂報告內容，詳如 9 月 6 日報告修訂 2 版，台電公司答覆，經審查後可接受。(RAI-1-22)

原能會於 6 月 13 日會議之決議事項(三).2，要求補充說明相關設備(避雷器、電容器等)之電氣特性與其額定值是否符合設計要求，台電於報告第參章故障肇因調查與之三.(三)節現場受損避雷器及突波吸收器之電氣規格調查所述內容僅敘明其規格及「設計符合要求」，並未提出設計要求為何及佐證文件，原能會專案小組要求澄清。台電公司答覆說明避雷器及突波吸收器等相關規範均符合設計，並增加附件 6。原能會專案小組審查後要求就附件 6 第 3 頁之 ii 內容，再確認是否為短時過電壓(TOV)之敘述；另對於避雷器更換額定電壓由原設計 24kV 提高為 27kV 部分，補充說其對發電機定子

線圈之影響。此外，有關避雷器周溫超過 40°C，採用 ABB 公司建議修正提高可運轉電壓部分，若避雷器採用三菱公司 27kV 等級，須確認引用 ABB 公司建議數據進行修正之合理性。

台電公司再次答覆說明將修改報告附件 6-2 耐短時過電壓能力 (TOV Capability) \geq 系統可能發生的短時過電壓 (System TOV) 之內容，說明依據廠家說明書發電機定子線圈可承受至額定電壓 22kV 的 105% = 22kV*1.05=23.1kV，但為保守計，電廠實際運轉上均以 22kV 為運轉上限，且大部分時間均低於 22kV。若發生單相接地故障時，另兩相電壓可能會升至最大相間電壓 22kV，而選用之 27kV 避雷器之最大連續運轉電壓 (MCOV) 為 22kV，TOV 為 29.7kV-10S，表示在 10 秒內可承受 29.7kV 之過電壓，經評估認為發生接地故障時有 359G 電驛保護，應可在 10 秒內排除，且 MCOV 亦為 22kV，故此項符合要求，所以將避雷器額定電壓由 24kV 提升至 27kV 對發電機定子線圈並無影響。針對避雷器工作溫度部分，台電公司答覆依三菱公司信函所示，其避雷器工作溫度可達 55°C，而發電機避雷器工作區域溫度實測最高為 42°C，符合三菱公司避雷器之工作溫度需求；台電公司答覆內容，經審查後可接受。(RAI-1-24)。

原能會專案小組要求台電公司針對相序問題是否為可能肇因部分提出澄清。台電公司從國際上對電業供電之電壓不平衡率規範、台電公司北中南地區 345kV、161kV 及配電電壓等級電力系統各選三個監測點電壓及核二近三年 345kV 負序電壓分析結果提出答覆，說明本次事故與負序不平衡率無關。原能會專案小組審查認為台電公司並未就零序問題提出澄清，要求就發電機採高阻抗接地，因系統不平衡造成中性點電壓升高現象與本次肇因之關聯性提出澄清。台電公司答覆已將有零相序電流存在列入可能肇因。原能會專案小組

要求具體說明單相接地情況下，中性點電壓高到~12kV 是否為正常？在此情況下最嚴重之影響為何？是否會影響核能安全？若 359G 未動作，其影響為何？台電公司答覆說明核二廠發電機之接地方式係由原始設計公司貝泰公司(Bechtel)所設計，其設方式係參照 IEEE Std C37.101 中所述的 Method I—Effective high-resistance ground with a distribution transformer。此種接地方式之基本原則為限制接地電流在 25A 以下，以防止過大的接地故障電流損壞發電機鐵心。

而核二廠接地保護電驛 359G 的設定始動點為 5.36V，換算至高壓側為 $5.36 \times (14.4\text{k}/240) = 321.6\text{V}$ 。也就是說只要中性點對地電壓高於 321.6V，或是接地故障電流大於 0.252A，接地故障保護電驛(359G)即會動作跳脫主汽機、發電機。依此種設計，當發電機相關設備對地絕緣電阻值降低，使得對地洩漏電流大於 0.252A，359G 電驛即會動作跳脫主汽機、發電機；故單相接地情況下，中性點電壓高到~12kV 應非正常現象。但若發生單相完全接地，則中性點對地電壓可能會達到 12.7kV，其他二健全相的對地電壓最高可能升到 22kV，359G 電驛會動作跳脫主汽機、發電機，不會對機組產生重大危害，且 359G 電驛以往也未曾發生過故障。若單相接地故障迅速演變成二相短路或三相短路的嚴重故障，除 359G 電驛會動作之外，差動電驛(387U)亦會動作跳脫機組，不會影響核能安全。若 359G 電驛未動作，且發電機發生持續單相完全接地狀況之下，中性點變壓器一次側將會持續流過 9.94 A 的接地故障電流，中性點電壓會維持在約 12.7 kV。此狀況若一直持續，其他二健全相的電壓持續維持在 22 kV，將造成與發電機相連接的所有設備，如發電機定子線圈、IPB、避雷器、突波吸收器、PT、主變壓器、輔助變壓器等承受 22 kV

的電壓。核二廠更換的避雷器其最高連續運轉電壓(MCOV)已提高至 22 kV，除非此種異常狀況長期存在，否則將不致對機組產生重大危害。

台電公司說明 359G 電驛為傳統電磁式，可靠性高，且 2009 年已更新過，每次大修均會校正及測試驗證功能正常，此次避雷器故障即是由 359G 電驛動作跳機。雖然 359G 電驛無故障紀錄，台電公司鑑於發電機接地保護之重要性，核二廠已提出設計變更申請，將增加暫態記錄器，自動監測及記錄發電機三相的相電壓、相電流、發電機 GCB 狀態、磁場斷路器(41)狀態、主變壓器高壓側三相電流、以及 359G 電驛的輸入電壓等重要參數，萬一發生接地故障時可立即偵測到接地相電壓的降低、以及 359G 電驛輸入電壓的升高等，使值班人員能即時處理，避免 359G 電驛故障又發生接地故障時，造成接地狀況長時間存在而危害機組。

原能會專案小組審查後，認為雖然由現有資料並無法確認相序不平衡與核二廠事件有直接關聯性，然了解電力系統三相不平衡情形仍有助於降低未來對電力系統之可能影響，因此要求台電公司針對一次/二次變電所變壓器與其它電器接地電流相關數據含第三諧波之量測提出具體規劃。台電公司答覆提出兩階段量測，第一期將就全省一/二次變電所主變壓器中性點接地電流進行量測，第一期量測結束後，邀請專家學者檢視資料，預計 105 年 10 月底完成。第二期將依專家學者檢視結果，依北部、中部、南部各挑選最大值 3 所，進行進一步之量測（包括第三諧波），預計 106 年 2 月底完成。原能會專案小組審查後可以接受，本項將列入後續追蹤事項。(RAI-1-52)

原能會專案小組針對為何 359G 電驛要等 0.2 秒方才動作，要求台電公司提出說明。台電公司答覆說明依核二廠建廠顧問美國貝

泰公司保護電驛計算書內容，359G 電驛可設定在最低始動值 (minimum pick-up) 及低延時設定 (low time setting) 位置，並要求在最嚴重接地狀況下動作時間須小於 0.5 秒。而該型電驛偵測到接地時，轉盤開始轉動至電驛動作，最快動作時間約 0.2 秒。台電公司並說明在單相完全接地時可在設計要求時間內引動發電機跳脫，同時若在 A 相完全接地最惡劣狀況下，其他兩相對地電壓最高為 22kV，此電壓仍低於發電機、主變壓器、輔助變壓器、隔相匯流排、突波吸收器、比壓器、避雷器之額定電壓。另核二廠已進行設計變更，將加裝暫態記錄器，可監測發電機三相相電壓以及 359G 電驛輸入電壓 (與零相序電壓成正比) 等，並可在發電機發生接地狀況時送出警報信號，使值班人員可採取必要行動，即使 359G 電驛不動作，亦不致使機組長時間處於單相接地狀況。

原能會專案小組要求就其保護設計是否達到應有功能再進一步說明。台電公司答覆說明核二廠已更新等級較高之新避雷器，並增加監測及維護測試作為，可有效防範避雷器故障；當發生單相接地故障時，避雷器依設計可承受升高的電壓。因此，目前 359G 的設定，當廠內發生單相故障時，可完全保護，且核二廠設備重建改善後，應可防範突波吸收器部分放電之發生；依目前 359G 的設定，若再發生突波吸收器部分放電，避雷器可承受因突波吸收器部分放電導致的電壓升高，可防止類似的事件的再度發生。(RAI-3-03)。

原能會專案小組國外陳委員於 9 月下旬提出其對本案之最終報告 (附件二)，對於三相不平衡及中性點變壓器異常與 359G 動作設定提出質疑，原能會再要求台電公司就委員之看法提出回應說明，台電公司答覆當發生單相接地故障時，最壞狀況為中性點電壓會上升至該接地相的電壓，即 12.7kV，中性點接地變壓器的高壓側

線圈，其設計電壓額定為 14.4kV，此外，中性點接地變壓器是油入密封式，其高壓側線圈絕緣電阻值高達 12,000M Ω ，加上前述 11% 以上的電壓餘裕，應不致發生爆炸。核二廠亦已進行設計變更，將加裝暫態記錄器，可監測發電機三相相電壓以及 359G 電驛輸入電壓(與零相序電壓成正比)等。359G 電驛最快動作時間約 0.2 秒，若將目前 time dial 設定改為最小值，動作時間縮短約 0.04 秒的變動，對避雷器的耐受度實質影響有限。針對三相不平衡部分，台電公司說明將分成二期量測以增進電力系統不平衡程度之瞭解，詳如 RAI-1-52 之答覆。

原能會經綜合陳委員意見及台電公司回應說明(含陳委員所提三相平衡與 359G 動作設定議題之意見與審查紀錄)，提出對本議題之處理措施。針對核二廠發電機發生單相接地故障，其他健全二相電壓可能突升至 1.732 倍，而發電機中性點電壓可能高達 12.7kV 部分，依據台電公司提供中性點變壓器額定電壓值為 14.4kV/240V，因此，若發生單相完全接地故障，發電機中性點電壓突升至 12.7kV，理應不會造成中性點變壓器受損，由於發電機採用中性點高阻抗接地方式，其故障電流非常小，使用 359G 保護電驛之功能即主要針對發電機發生單相接地故障時，能偵測出並隔離故障點；至於 359G 保護電驛動作時間設定，須考慮避免電力系統暫態而誤動作，但 359G 保護電驛仍須儘可能快速動作，以隔離故障點，此考量主要是避免當發電機發生單相接地故障尚未隔離時，又再發生另一相或二相接地故障，而造成更大故障電流，原能會將要求台電公司研議精進 359G 保護電驛動作時間，以進一步提高機組運轉可靠度，本項將列入後續管制要求事項，進行追蹤。

另台電公司配電系統三相不平衡部分，在歷次審查會議期間，

台電公司已說明目前台電電力系統三相不平衡狀態，以及核二廠發生本次事件時，於鄰近輸電系統三相電壓並未發現有異常狀態，原能會於審查會議中要求台電公司妥善規劃量測各變電所中性點相關事宜，以釐清外界對台電配電系統三相不平衡之疑義，本項亦將列入後續管制要求事項，進行追蹤。上述處理措施經委請原能會專案小組國內委員協助審議，獲得三位委員認同。針對 359G 保護電驛動作時間精進研議部分，台電公司已答覆說明將進行研議，本項經審查可接受，台電公司後續辦理情形將列入後續管制要求事項。

3. 審查結果

台電公司 6 月 17 日所提報告稱肇因為 A 相避雷器劣化，產生瞬間單相接地，引動 359G 保護電驛動作，再致使 B、C 兩相電壓突升約 1.732 倍，再引發 A、B、C 三相短路部分，經原能會專案小組審查認為肇因分析結果不夠充分，經台電公司就審查意見重新進行推論後，認為可能引動 359G 之肇因為 C 相 C1 突波吸收器、C 相 C14 支撐礙子、A 相避雷器及系統存有三相不平衡零序問題，進而導致 A 相避雷器接地短路，再造成三相短路故障。原能會專案小組審查後，鑒於推論結果已儘可能涵蓋所有可能之肇因，基於其分析結果應足夠據以後續採取必要防範改善措施之觀點，對於台電公司修訂後之肇因推論結果可接受。針對台電公司一次/二次變電所變壓器與其它電器接地電流相關數據(含第三諧波)之量測作業，及研議精進 359G 保護電驛動作時間，以進一步提高機組運轉可靠度部分，將列入後續追蹤事項。

(二) 現場檢查與修復情形

1. 台電公司報告概述

本次事件除了造成現場避雷器箱其鄰近多項設備受損，由於設備短路接地產生高電壓、電流及高溫電弧造成之煙塵，台電公司除必須就受損設備進行檢修復原外，亦應將相關可能受事件中產生煙塵影響之設備進行檢查，以確認其功能正常。此部分台電公司於提送報告第伍章「後續修復計畫」中說明其如何界定受損及受影響的設備範圍，修復項目內容，以及相關修復作業之品保管控等。

(1) 界定受損及受影響的設備範圍方面

台電公司從接地電驛 359G 保護範圍內之設備、受煙霧排放路徑波及的區域設備兩項來檢視可能受損或受影響的設備範圍。在接地電驛 359G 保護範圍內之設備部分，分為受損修復區及預防性檢查區。受損修復區設備包括：隔相匯流排、避雷器、突波吸收器及比壓器等四項；預防性檢查區設備包括：發電機、勵磁機、主變壓器及輔助變壓器等項，如圖 35 所示。

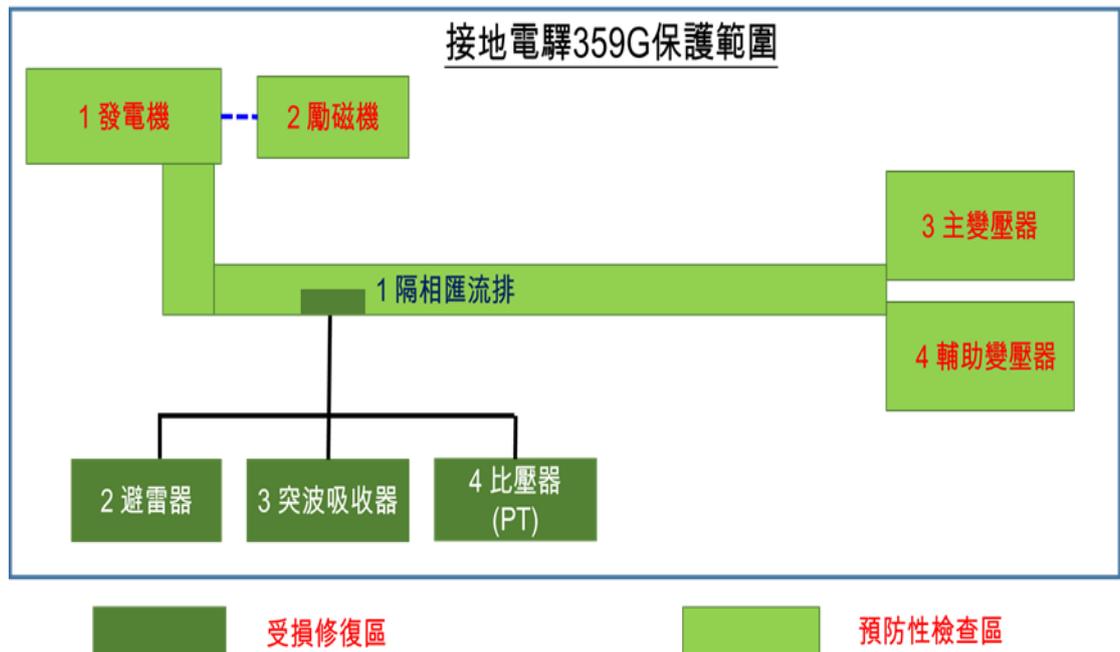


圖 35 接地電驛 359G 保護範圍內之設備

在煙霧路徑可能波及的區域設備部分，則依事件當時避雷器箱體內電弧產生高溫熔損組件後形成的煙霧，於汽機廠房 3 樓及 4 樓排放途徑(如圖 36)可能波及的區域設備，納入檢查範圍。除 2 號機汽機廠房 3 樓受損避雷器箱體及附近受煙霧直接影響區域及受上升煙霧波及的汽機廠房 4 樓發電機及勵磁機外，其他可能受煙霧波及區域及保守檢查區(雖受煙霧波及但設有阻隔牆之獨立室內或距離事件點較遠，煙霧進入可能性小的區域)等，電廠均列入檢查。另 2 號機汽機廠房 3 樓開關室屬正壓密閉空間區，1 號機主汽機區域與發電機間有擋牆，遠離事件點且在不同樓板，事件後巡視設備亦均正常，台電公司說明其不受煙霧波及，故未列入檢查，但仍進行設備巡視，結果正常。檢查區域示意圖如圖 37。

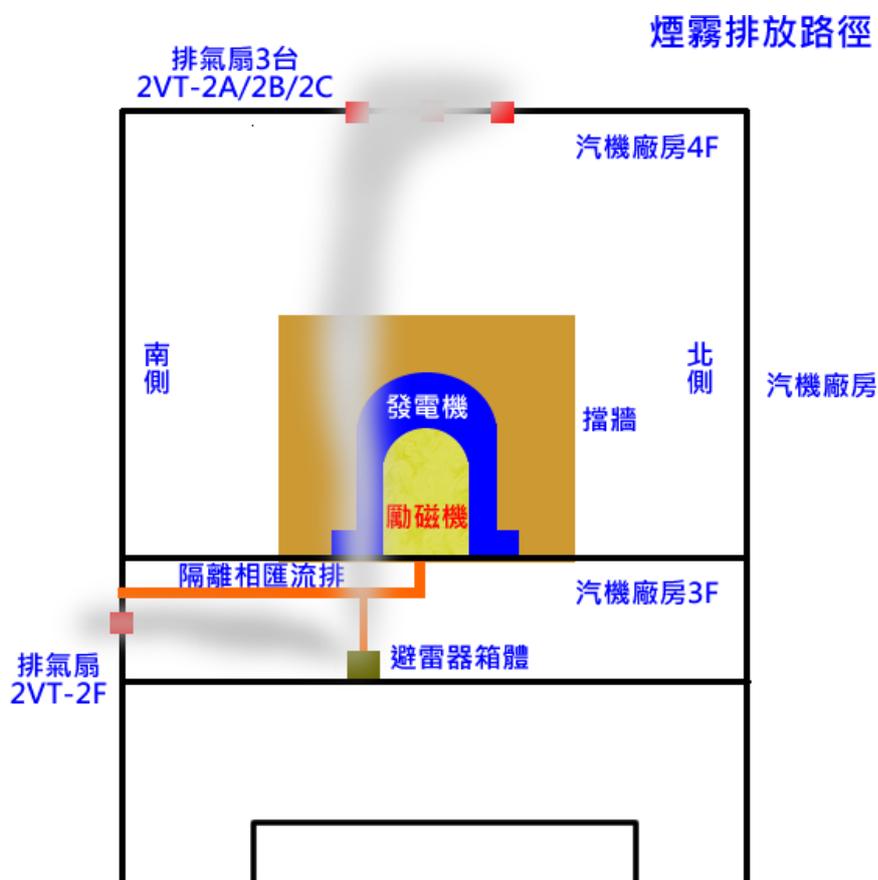
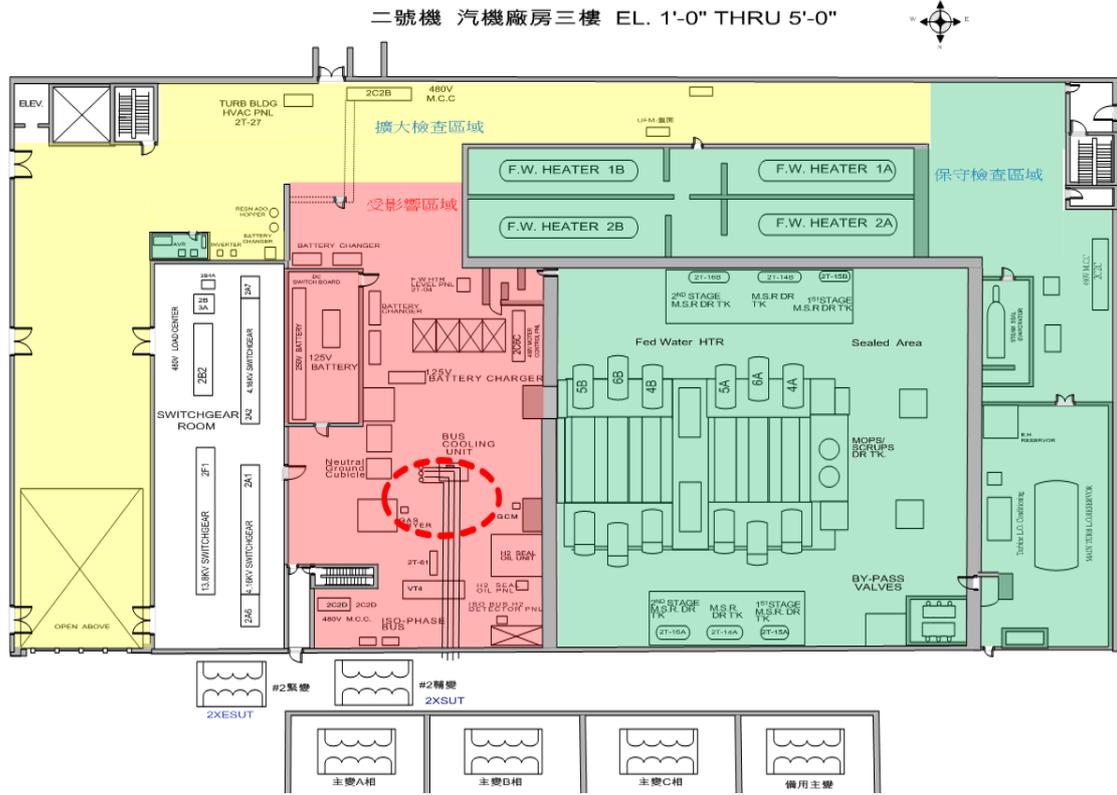


圖 36 煙霧排放路徑示意圖



汽機廠房四樓 EL. 21'-10" THRU 30'-0"

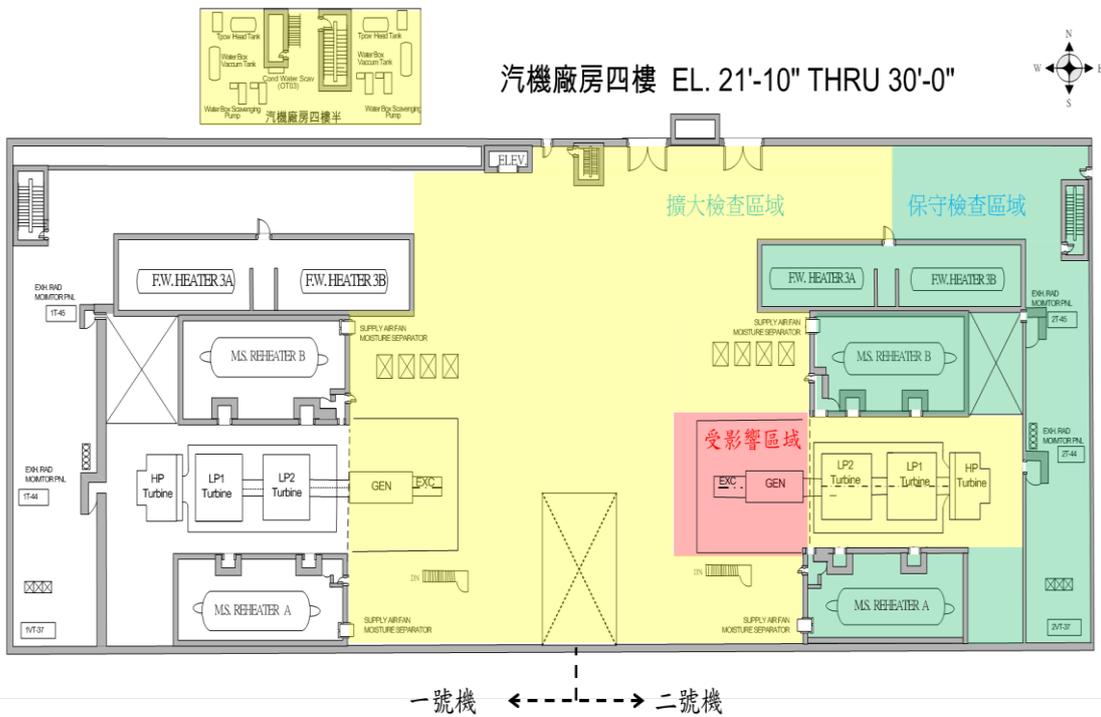


圖 37 汽機廠房各檢查區示意圖

(2) 檢查修復作業

台電公司報告說明電廠依前述檢查設備範圍界定後，即進行區域內設備清查並建立設備復原檢查表，列出系統組件設備名稱、檢查方式、受損(受影響)情形、檢查、復原及功能驗證測試方式、接受標準及電廠品質與台電公司品保查證結果。檢查修復作業概分受損設備及週邊電力系統檢查，以及受高溫電弧及煙霧影響區域設備之檢查兩部分。

在受損設備及相關電力系統檢查部分，電廠依據該公司調查小組專家及廠家之建議，要求對各設備分別執行相關檢查與測試工作，包括清潔、目視檢查、檢測、修復及驗證等，其範圍如圖 38。

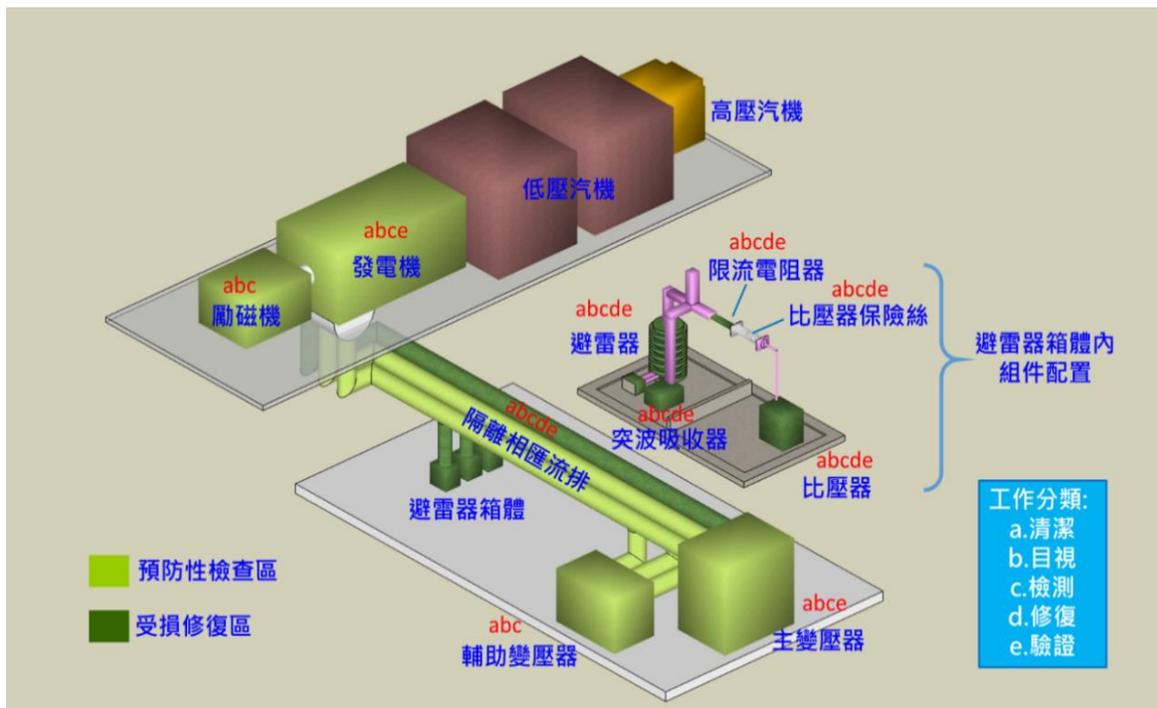


圖 38 接地電驛 359G 保護範圍內之設備檢查修復示意圖

受損設備檢查結果包括隔相匯流排 C 相水平段 8 只(1 只損壞、6 只光滑度不足、1 只缺角)及至避雷器箱垂直段支撐礙子 6 只(每相 2 只)、3 相避雷器箱內之避雷器/突波吸收器/限流電阻器等組件、連接箱體等，需進行檢修更換，比壓器本身檢查結果正常，但 A、B 相下層彈出的 PT1 各 1 只仍進行更換，受影響與檢查測試作業內容如表 2。

其中，針對避雷器部分，台電公司以通過絕緣電阻、衝擊電流、洩漏電流試驗之氧化鋅 (ZnO) 避雷器替代，且經評估新型避雷器之電氣規範符合原設計，並廣泛使用於各電力系統；另評估新型避雷器之絕緣協調，亦可符合使用需求。針對支撐礙子部分，電廠除更換相關受損礙子，並進行所有礙子外觀檢查、螺絲鎖磅與執行最終的耐壓試驗。

在相關電力系統檢查部分，主要對發電機、勵磁機、主變壓器及輔助變壓器等，依廠家要求由原廠家技師及台電公司進行檢測，以確認其功能正常，檢查之項目與結果如表 3。

表 2 受損修復區設備檢測工作清單

項次	設備	執行清查、檢測與復原作業內容
1	隔相匯流排 (IPB)	<ol style="list-style-type: none"> 1. 清查 131 只支撐礙子完整性，並以經台電公司綜研所測試合格之備品更換其中 14 只受損礙子。 2. IPB 垂直段導體與外殼系統重建。 3. 完成 IPB 清理檢查及礙子固定螺絲鎖磅檢查合格。 4. 執行 IPB 三相絕緣量測、耐壓測試，結果正常。
2	避雷器	<p>因應尺寸規格略有差異，配合箱體內組件進行整體設計變更後，完成安裝與下列測試：</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. 3 只備品送台電公司綜研所進行 5kV 絕緣電阻、洩漏電流及衝擊電流(放電特性)測試合格。 2. 配合避雷器箱體進行整體設計、重建。 3. 安裝定位後執行絕緣量測正常。
3	突波吸收器	<ol style="list-style-type: none"> 1. 送台電公司綜研所進行 23.1kV 交流耐壓一分鐘試驗、5kV 介質電力因數量測合格。 2. 配合避雷器箱體進行整體設計、重建。 3. 安裝定位後執行絕緣、介質電力因數量測正常。
4	比壓器(PT)	<ol style="list-style-type: none"> 1. 線上 6 只 PT 完成絕緣、匝比電流檢測均合格。 2. 更換受事件影響而彈出的 2 只(A 相、B 相之 PT1)。 3. 完成 PT 櫃之清理、檢整。 4. 限流電阻器配合避雷器箱體進行整體設計、重建。 5. 安裝定位後執行絕緣量測正常。
5	限流電阻器	換裝限流電阻器 3 只(65Ω，原限流電阻器為 45Ω)，並完成設計變更。
6	計數器	新購備品，原計數器僅有計數功能，新品設計另含有避雷器洩漏電流表，增加洩漏電流監視功能。

項次	設備	執行清查、檢測與復原作業內容
7	穿越套管	以核二廠自有備品 3 只 (系統電壓 22kV), 及移撥核三廠 4 只備品 (系統電壓 25kV), 皆先送台電公司綜研所檢測合格。
8	PT 保險絲	以備品更換完成。
9	連接導體 (IPB)	委外製作新品, 於 6/24 完成施工安裝。
10	IPB 外殼	委外製作新品, 於 6/24 完成施工安裝。
11	IPB 礙子	以核二廠自有備品及他廠同型備品更換, 皆先送台電公司綜研所檢測合格。
12	IPB 撓性軟帶	委外製作, 於 6/24 完成施工安裝。
13	避雷器外箱	委外製作, 於 6/24 完成施工安裝。

表 3 相關電力系統設備檢測工作

項次	設備	檢測工作項目
1	發電機	<p>完成 16 項檢查與測試，結果均正常：</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. 定子線圈完成加壓試驗、絕緣電阻量測（吸收比、極化指數） 2. 中性點變壓器完成介質電力因數、絕緣電阻值及激磁電流檢測 3. 中性點電阻器完成電阻值量測 4. 定子線圈端部及綁紮固定部件目視檢查（原廠家要求並派技師參與檢測項目） 5. Lead Box 內部目視檢查（原廠家要求並派技師參與檢測項目） 6. 定子鐵心鬆緊度檢查（原廠家要求並派技師參與檢測項目） 7. 耦合器螺栓目視及鎖磅扭力檢查（原廠家要求並派技師參與檢測項目） 8. 定子線圈直流電阻量測（原廠家要求並派技師參與檢測項目） 9. 轉子線圈直流電阻量測（原廠家要求並派技師參與檢測項目） 10. 轉子線圈絕緣量測（原廠家要求並派技師參與檢測項目） 11. 軸承頂部及 Key 間隙量測（原廠家要求檢測項目） 12. 外側 Blower Blades 摩擦檢查（原廠家要求並派技師參與檢測項目） 13. 主汽機發電機轉軸耦合器目視檢查（原廠家要求並派技師參與檢測項目） 14. 發電機定子線圈 48kV Hi-Pot 測試（原廠家要求並派技師參與檢測項目） 15. 底部清潔（含 CT、中性點、接續位置） 16. 發電機洩漏試驗及灌氫氣
2	勵磁機	<p>依廠家要求執行 10 項檢驗與測試，結果均正常：</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. 勵磁機定子線圈絕緣電阻值量測 2. 接地偵測環絕緣電阻值量測 3. 勵磁機電樞線圈絕緣電阻值量測 4. 二極體絕緣電阻值及順向/逆向電阻值量測

項次	設備	檢測工作項目
		5. 保險絲電阻值量測 6. PMG 定子線圈絕緣電阻值量測 7. 突波吸收器功能測試 8. 勵磁機定子線圈極平衡測試 9. 勵磁機本體清潔 10. 勵磁機 HOUSING 清潔、回裝
3	主變壓器	1. 依台電公司專案小組專家建議執行 3 項檢測，結果均正常： (1)完成介質電力因數、匝比、絕緣電阻值及激磁電流等檢測 (2)完成主變壓器絕緣油分析及特性試驗 (3)完成遞升加壓與繞組變形試驗 2. 完成撓性軟帶回裝
4	輔助變壓器	1.完成絕緣電阻值量測及絕緣油分析，結果均正常 2.完成撓性軟帶回裝

在受煙霧排放路徑波及區域之設備檢查部分，針對其內之儀控、電氣及機械組件設備清單，依設備特性及可能受到之影響進行檢查或測試。在儀控組件部分，針對水位、壓力、流量、溫度及輻射監測等之感測元件、傳送器、開關、控制器及儀器盤等，檢查重點為目視外觀是否有燻黑、損壞，接點等必要清潔及接線鬆脫檢查，並依據維護保養程序書執行信號量測及控道查證，執行必要之功能驗證：對於溫控閥及氣動閥，檢查重點為清潔度及接線鬆脫檢查，依程序書執行控制閥之閥位驗證，確認氣動閥功能正常。對於主汽機、發電機及氫氣等監測儀器，檢查重點為檢查儀器外觀及接線完整性，量測傳送器之供應電壓及輸出電流等。

機械組件部分，汽機廠房內之通風及冷卻設備，檢查重點為機體及風管一般外觀檢查及清潔、風箱內部清潔及濾網檢查，並實際觀察運轉情形，確認冷卻能力及運轉風量。對於較不受煙霧影響之

管、閥及大型設備（如飼水加熱器及汽水分離再熱器等），執行目視檢查；對於主汽機之潤滑油及液壓油系統，除組件之維護保養目視檢查，亦執行油質化驗，確認油質是否受煙塵影響。

電氣組件部分，除進行目視檢查與清潔外，馬達類依程序書進行分解檢查；馬達控制中心（MCC）電氣盤依程序書停電執行維護保養及匯流排清潔；蓄電池系統，依程序書執行清潔、扭力量測、連接片接觸電阻量測，並執行充電機加載及電池放電測試；封油系統則進行封油油品化驗，校正確認各項指示，並依程序書執行封油功能驗證；發電機附屬設備，如中性點接地變壓器、部分放電監測器，則進行保養及絕緣量測。

工安消防組件，如消防水帶箱及滅火器，依程序書執行消防水帶箱定期檢查及滅火器維護檢查。

除上述的維護檢修外，另針對汽機廠房內的迴轉機設備共 122 台，包含馬達、泵、壓縮機及風扇等，執行運轉測試，藉由系統運轉時的參數觀察，實際驗證設備之可用性，確認不受事件高溫、壓力波、煙霧等之影響，修復設備亦確認恢復可用。另外，核二廠說明事件發生時，除了主汽機/發電機跳脫及部分相鄰組件受損，其他系統運轉均未受影響，清單所列迴轉設備有多數也均正常運轉中，並經由換台或試轉以驗證迴轉機及系統之正確性。

以上檢查結果，除表面粉塵需清潔處理外，其餘檢查發現受影響而需檢修或處理之設備包括：

- (1) 隔相匯流排(IPB)冷卻組 2E-65A/B(位於避雷器箱對面)：其外殼金屬板及細鋁合金濾網變形受損、A 之冷卻盤管鰭片部分熔損及 IPB A/C 相風管有局部受損。
- (2) 發電機狀況偵測器及氫氣乾燥器之露點顯示器：受粉塵與高溫而

損壞，已以備品檢修進行更換。

(3)2VT9A 馬達：絕緣值低於接受標準，經分解檢修後絕緣符合接受標準。

(4)消防偵測器受損：2T-54 盤消防盤 3 只煙霧偵測器受損，已更換。

台電公司於報告中亦就其品質與品保稽查人員對前述修復與檢查作業之查證情形提出說明。

2. 審查與現場獨立視察情形

針對台電公司報告所述，由於現場煙霧瀰漫，隔相匯流排(IPB)各相之支撐礙子可能亦會受到影響，原能會專案小組要求補充說明 A 及 B 相礙子檢查情形。台電公司答覆說明 IPB 三相皆進行相同之清查工作，最後確認 C 相之 C14 礙子含其週邊 8 只，以及 A、B、C 相垂直下降至避雷器箱每相各 2 只，共 14 只礙子須進行更換。其餘三相合計 117 只礙子亦均進行檢查，檢查項目包括清潔度、確認表面完整無裂痕、基座螺絲之鎖磅檢查(40 磅-呎)，並通過直流 40kV 耐壓測試，台電公司並將答覆說明修訂報告內容。台電公司答覆內容經審查可接受，其 8 月 9 日所提台電公司報告進版內容亦已將前述內容納入。(RAI-I-28)

由台電公司報告表 5-2 所示，有二只突波吸收器備品之介質電力因數略高，雖仍符合接受標準，但其電氣特性明顯不佳，原能會專案小組要求台電公司斟酌並補充說明該二只突波吸收器備品之使用情形。台電公司答覆說明核二廠已將該二只突波吸收器淘汰不使用。台電公司答覆內容經審查可接受，並經原能會視察員查證該二只突波吸收器未使用。(RAI-I-29)

台電公司報告說明修復用避雷器及絕緣礙子有執行測試，原能

會專案小組要求台電公司補充說明其測試與數據擷取方式。台電公司原答覆 24kV 氧化鋅避雷器與絕緣礙子之測試項目，但答覆內容之測試項目與報告所述不同，且未將之後採用之 27kV 氧化鋅避雷器及介質損失列入檢測項目，台電公司答覆已就 27kV 氧化鋅避雷器檢測項目與接受標準提出說明，並將介質損失列入檢測項目，台電公司答覆內容經審查可接受。(RAI-I-30)

台電公司報告說明將採用氧化鋅避雷器進行修復，由於目前有避雷器併同使用隔離器，原能會專案小組要求說明本案修復是否有裝設隔離器、安裝隔離器與否之優缺點，以及若不裝設隔離器如何強化氧化鋅避雷器之可靠度提出說明。台電公司答覆說明本次修復所採用之氧化鋅避雷器並未設計加裝隔離器，並說明安裝隔離器之優點為 若避雷器損壞無法切斷線路之續流時，持續性電流經由線圈會使隔離器產生動作，將接地線彈開，切斷避雷器與地網間的迴路；台電公司說明安裝隔離器需要適當之避雷器底部對地的安全距離，目前的發電機避雷器箱空間亦無法容納得下隔離器，亦無足夠空間以供接地線彈開至足夠距離。另依 SIEMENS 公司關於氧化鋅避雷器的說明亦提到隔離器主要適合配電系統使用。台電公司再說明隔離器並非斷路器，只能切斷小的故障電流，若發生類似此次避雷器事件在短時間內發展至二相或三相短路，其故障電流將遠大於隔離器之斷流能力，故評估結果不安裝。台電公司並說明已針對新型避雷器採取洩漏電流監測、放電性能測試與定期更換等相關維護檢測措施，以增加其可靠度。台電公司答覆內容經審查可接受。(RAI-I-33)

原能會專案小組抽查台電公司報告附件之礙子避雷器套管台電公司綜研所測試報告，要求就報告所載各項介質因數標準說明並

提出依據文件。台電公司答覆說明係依據 Doble 公司介質電力因數及統計歷史試驗資料等文件，訂定台電公司綜研所電力試驗工作手冊(TPRI-W- EA020)等相關工作說明書，並列出變壓器絕緣油、變壓器繞組絕緣、樹脂模鑄式比壓器絕緣及突波吸收器絕緣之接受標準。原能會專案小組請再就避雷器介質電力因數之標準及依據提出補充說明。台電公司答覆說明因避雷器製造廠甚多，各類型避雷器因額定電壓高低、型式、製造廠家而有很大差異，因介質容量(電流)變化大，影響介質電力因數判斷。參照 Doble 公司作法，因避雷器係以介質損失(watt)作為絕緣試驗標準，如前述說明，絕緣標準係依不同廠家、不同型號避雷器等試驗而得之介質損失蒐集統計而訂定。台電公司並依據歷次試驗資料，提出避雷器介質損失標準(GE / 9L11MGB024)為 0.08W 以下。原能會專案小組審查後要求說明新品之絕緣標準如何訂定。台電公司答覆說明舊品避雷器(GE/9L11MGB024)介質損失 0.08W，係參考同型式避雷器歷史試驗統計資料訂定；至於新品避雷器(Mitsubishi)介質損失標準訂定，因現有電力試驗工作手冊及 Doble 公司文件並無相關同廠家同型式避雷器標準或資料，將以首次試驗數據做為 Baseline data，及統計後續試驗數據以建立一監控標準，並將依避雷器廠家交貨時所附之測試報告，及台電公司綜研所測試後之試驗數據，來訂定接受標準。台電公司答覆內容經審查可接受。(RAI-I-37)

原能會專案小組抽查台電公司報告附件之礙子避雷器套管台電公司綜研所測試報告，要求就報告所載避雷器之介質因數標準(mw)與其他設備標準(%)不同乙項，提出澄清說明。台電公司答覆說明避雷器製造廠甚多，各類型避雷器因額定電壓高低、型式、製造廠家而有很大差異，因介質容量(電流)變化大，影響介質電力因

數判斷，故參照 Doble 公司以介質損失(watt)取代介質電力因數(pf%)判斷，並將原報告中「介質電力因數量測」修訂為「介質損失量測」，台電公司答覆內容經審查可接受。(RAI-I-38)

原能會專案小組抽查台電公司報告附件之核二廠 2 號機第 24 次大修之發電機綜合試驗報告內容，要求就報告所載：IPB 絕緣檢測未有標準且結果為供參考乙項，提出澄清說明。台電公司答覆說明 IPB 絕緣以量測直流絕緣電阻(MΩ)為主，易受限於 IPB 長度、支撐礙子數目、溫度、濕度、維護程度等因素影響，各大小電廠均有差異，均由電廠自訂絕緣電阻大小控管，台電公司綜研所接受委託量測絕緣電阻值，除提供電廠參考外，若差異大會適時提出建議改善。核二廠已修改維護作業程序書，增加 IPB 絕緣檢測標準>100MΩ，台電公司答覆內容經審查可接受。(RAI-I-39)

原能會專案小組抽查台電公司報告附件之二號機主變壓器絕緣試驗及輔變試驗報告，要求就報告所載有變壓器量測與計算結果，說明標準差異與 CHL、CH、CL 所代表之絕緣意義。台電公司答覆說明參照 Doble Test Procedures / Two-Winding Transformer 說明，變壓器線圈間絕緣值(CHL)係由線圈對地絕緣 Ground 測試值(CH+CHL)，線圈對地絕緣 Guard 測試值(CH)，兩者相減計算而得。並說明高低壓線圈間絕緣(CHL)以計算而得：高、低壓線圈間對地(CH、CL)為實測而得，台電公司答覆內容經審查可接受。(RAI-I-40)

原能會專案小組抽查台電公司報告附件之核二廠 2 號機第 24 次大修之發電機綜合試驗報告內容，發現絕緣電阻試驗測試結果僅執行一次放電量測，要求就量測數據可靠度補充說明。台電公司答覆說明報告表上放電時間，是針對對地電容大之設備如發電機定子線圈、高壓電纜於直流遞升加壓(DC Hi-pot)試驗前及試驗後，均

需接地放電一段時間，避免因殘餘電荷，於改接線時，造成人員感電。定子線圈實施直流遞升加壓前，另需搭配絕緣電阻量測，吸收比需大於 1.25，PI(Polarity Index)值大於 2，確認無吸濕現象，方能繼續後續直流遞升加壓試驗。檢測報告之絕緣電阻試驗、介質電力因數試驗屬於現場試驗，無法像在實驗室作多次量測，且於測試時均與以往試驗數據相互比較，如果測試值有異常時，才會反覆測試求證，且所有量測儀器均在有效校驗時間範圍內，台電公司答覆內容經審查可接受。(RAI-I-46)

台電公司報告第三之(二).1(1)節”DCR-K2-4486 完工後測試(含 IPB 的 AC HI-POT TEST) 查核”，所述”受損設備經核二廠成立 DCR 復原改善作業程序，確認程序符合電廠程序書規範，確認施工均依據電廠標準作業程序書的步驟施作，電廠品質組及主辦施工組均執行現場查證，查證結果符合程序書規範”，然 6 月 17 日提送報告時，該 DCR 仍在施工中，亦未完成測試，所載內容未反映本項查證之應有作為，原能會專案小組要求澄清修正。台電公司答覆說明 6 月 17 日提送報告送原能會時，因當時 DCR 仍在施工中，施工進度尚未達查證項目，目前已依電廠檢修進度完成查證及查證結果的填報，並修訂報告及附件。經審查所提附件之部分項目未註明查證者為 QC 或 QA 人員執行，請再澄清，並請備妥相關查證紀錄備查。台電公司答覆已於檢查表註明查證者為 QC 或 QA 人員，台電公司答覆內容經審查可接受。並就檢查表進行獨立查證，確認紀錄所載符合接受標準。(RAI-I-31)

針對本案以設計修改案(DCR)進行避雷器箱等之修復作業，為確認相關設計能符合法規標準與應有功能，原能會專案小組要求就 DCR 之相關設計內容、依據法規標準技術評估情形、測試方式等提

出說明。台電公司已就設計內容、依據法規標準與技術評估、測試項目與接受標準等提出說明，另亦就避雷器改採 27kV 部分提出補充說明，台電公司答覆內容經審查可接受，經抽查 27kV 避雷器相關安裝測試結果可以接受。(RAI-I-43)

原能會於6月22日赴核二廠就所提台電公司報告附件5-2~5-4之設備復原檢查表之正確性與完整性進行抽查，發現 2CB-PI-632 主汽機封油系統壓力錶應為受影響區內之設備，未列於附件 5-2 受影響區設備復原清單上，而列入附件 5-3 擴大檢查範圍之清單中，要求清查並確認受影響區設備復原檢查表清單之完整性。台電公司答覆說明該儀器將改移至附件 5-2，同時重新清查核對結果，已依設備所在區域將部分設備調整至對應之附件區域清單，並補列部分設備。台電公司答覆內容經審查可接受。(RAI-I-45)

針對核二廠所述位於汽機廠房 3 樓之非安全相關 4.16kV 電氣開關室為正壓設計，故將該區域列為未受影響區乙項，原能會於 6 月 7 日派員赴現場實際查證，於該室西側與東側之刷卡門處檢視，確認氣流係由室內往室外吹，電廠所稱該區域為維持正壓之說法應屬實。

針對核二廠避雷器箱等設備設計改善案之執行與相關文件，原能會派員就現場作業與文件紀錄進行查證，包括於 6 月 21 日就現場施工情形與計數器/避雷器/電流限阻器與金屬殼體距離等進行查證，經查證現場施工結果與設計文件記載相符；於 6 月 28 日視察隔相匯流排(IPB)C 相連結主變壓器的撓性軟帶回裝工作，無異常發現。6 月 22 日抽查設計改善案(DCR-K2-4486) 成套文件抽查結果，發現有關簡易功能測試程序及可接受標準(1103.01 C7 表)，其內容對於避雷器的部分僅敘述需委託台電公司綜研所作施工前之

高壓功能測試(例如 5kV 絕緣電阻、洩漏電流或衝擊電流)，未具體說明測試名稱與接受標準；對於本案的限流電阻器及計數器，未載明簡易功能測試程序及可接受標準；另設計文件若干修訂內容未經核章，原能會專案小組要求台電公司提出澄清說明。台電公司答覆說明已補充避雷器及限流電阻器之測試名稱與接受標準；計數器部分依據廠家說明文件不可對計數器進行電氣測試，因此只於施工後進行迴路導通測試以確定安裝無誤；另 DCR 文件修訂內容部分已補核章完成。台電公司答覆內容經審查可接受，經派員複查結果確認已確實依承諾完成 (RAI-1-51)。另於 8 月 11 日派員進行 DCR 相關文件，包括 DCR-K2-4486 文件內部審查情形與設計防火評估、電氣設計查對、原設備廠家規範及新選用之設備規範比對與評估、品質查驗等紀錄，查證結果符合程序書要求，未發現有異常。

原能會於 6 月 13 日召開本次事件處理情形說明會議之決議事項，要求台電公司報告應提出相關設備(避雷器、電容器等)之電氣特性與其額定值，是否符合設計要求，以及新舊型避雷器之電氣規範、特性說明、國內外使用經驗與優缺點等，但答覆內容並未提出說明或說明內容過於簡略，原能會專案小組要求台電公司補充說明。台電公司答覆已提出補充說明，並將內容新增納入報告附件。經審查，針對台電公司採用 24 kV 之氧化鋅避雷器進行更換乙項，原能會專案小組認為若發生單相接地故障時，其餘二相電壓將達線電壓 22kV，然而新型(ZnO)避雷器之 MCOV 僅為 19.5kV，似易於迅即演變為三相短路故障；此外，新型(ZnO)避雷器之週溫環境通常要求 45°C 以下，裝設於燥熱環境，現場環境是否符合，要求台電公司再澄清研議。台電公司答覆說明為增加餘裕，再參考三菱公司、ABB 公司之避雷器電壓等級選擇方法將避雷器改為 27kV 級，進

一步提升避雷器之電壓耐受能力；電壓等級提升後經核算避雷器之最大放電殘餘電壓仍符合發電機保護之需求；環境溫度部分依 ABB 公司出版之 Overvoltage protection Metal oxide surge arresters in medium voltage systems 第 4.4 節之敘述，避雷器週溫若超過 40 °C，在選擇其連續可運轉電壓 MCOV(即 U_c)時，每增加 5 °C， U_c 須提高 2%，最高可修正至 80 °C（三菱公司的避雷器則限制至 55 °C）。經實測核二廠發電機避雷器箱內溫度在夏天為 42 °C，不超過 45 °C， U_c 須最多須提高 2%。系統最高相間電壓為 $22kV \times 1.05 = 23.1kV$ ，相對地電壓為 $23.1kV / \sqrt{3} = 13.337kV$ 。所選用避雷器額定電壓為 27kV，最大連續運轉電壓(MCOV)為 22kV。根據上述 ABB 公司提供的資料，將 MCOV 需求提升 2%，修正後的 MCOV 須大於 $13.3337kV \times 1.02 = 13.6kV$ ，所選用之 27kV 避雷器之 MCOV 為 22 kV，可符合需求。原能會專案小組要求就所提核二評估內容與新舊避雷器比較表內容，再確認是否為 TOV 之敘述，並對於避雷器額定電壓由原設計 24kV 提高為 27kV 部分，補充說明其對發電機定子線圈之影響。另有關避雷器週溫超過 40°C，請確認若採用三菱公司 27kV 等級避雷器，引用 ABB 公司建議數據進行修正之合理性。台電公司再說明依據廠家說明書發電機定子線圈可承受至額定電壓 22kV 的 $105\% = 22kV \times 1.05 = 23.1kV$ ，但為保守計，電廠實際運轉上均以 22kV 為運轉上限，且大部分時間均低於 22kV。若發生單相接地故障時，另兩相電壓可能會升至最大相間電壓 22kV，而選用之 27kV 避雷器之 MCOV 為 22kV，TOV 為 29.7kV-10s，表示在 10 秒內可承受 29.7kV 之過電壓，經評估認為發生接地故障時有 359G 電驛保護，應可在 10 秒內排除，且 MCOV 亦為 22kV，故此項符合要求。溫度部分三菱公司信函中表示其避雷器工作溫度可達 55°C，而發電機避雷器工作

區域溫度實測最高為 42°C，符合三菱公司避雷器之工作溫度需求。台電公司答覆說明經審查可接受。(RAI-1-24/26)

另就民眾依程序提出之關切問題，即針對事件前後發電機定子線圈之極化比與吸收比等絕緣量測值之差異與未於進行清掃作業後再行測試、電腦紀錄事件發生時電腦紀錄顯示勵磁機磁場電流有突增現象(本報告圖 17)，以及發電機未開蓋抽出轉子檢查如何確認發電機內部是否正常之疑慮，原能會亦要求台電公司提出具體回應。有關發電機定子線圈絕緣量測值部分，台電公司已於 10 月 12~13 日進行定子線圈絕緣再量測作業，結果確認絕緣量測值正常並與接受標準保有餘裕；勵磁機磁場電流有突增現象乙項，台電公司說明係事件當時因發生設備接地，發電機電壓遽降，發電機自動電壓調整器為維持發電機電壓而自動加激磁，增加勵磁機磁場電流輸出，屬正常反應；在未開蓋抽出轉子檢查如何確認發電機內部是否正常部分，台電公司答覆有就部分可接近區域進行檢查，同時也執行直流 48kV 維護持壓測試 (Maintenance DC Hi-Pot Test)，結果正常，可確定其絕緣良好。台電公司答覆說明經審查可接受，另要求台電公司於報告中強化說明事件發生時勵磁機磁場電流增加之現象。

3. 審查結果

經就台電公司針對現場受損設備與可能受影響區域設備檢查以及修復作業所提報告，以及依審查意見提出說明與報告修訂內容，進行審查與現場獨立查證結果，相關檢查、測試與檢修復原作業均已完成，經審查與視察結果可以接受。

(三) 防範再發生之改善措施

1. 台電公司報告內容概述

在防範再發生之改善措施方面，台電公司於報告第肆章說明國內外案例之經驗回饋與回饋到本次改善措施相關作為；並於第陸章提出對相關設備既有維護作業之檢討與防範再發生所採取之改善強化措施。

(1) 國內外案例之經驗回饋

台電公司蒐集國內外類似故障案例共 13 項，包括國內南港一次變電所 161kV 三號主變壓器一次側 R 相避雷器(1999 年製 ELPRO 廠牌、額定電壓 144kV)於送電時因劣化故障，致使該主變壓器 R 相差動電驛(87)動作，跳脫上、下游斷路器，造成該變壓器停電事件。其改善措施為針對屋外避雷器，依據三次諧波洩漏電流(I_{180})及洩漏電流有效值(I_{rms})測數據來判斷避雷器狀態，並落實執行避雷器量測工作，包括線上量測洩漏電流、接地電阻及紅外線溫度檢測，以及線路停電時執行絕緣電阻量測、介質損耗量測及直流特性試驗。同時輔以紅外線檢測方式進行性能驗證。

國外核能電廠也發生因避雷器劣化、IPB 撓性軟帶斷裂、IPB 內通風冷卻之組件或冷卻風扇皮帶斷裂鬆脫、水氣入侵而造成系統跳脫或設備受損之事件。其中美國 Vermont Yankee 核電廠於 2004 年 6 月 18 日機組滿載運轉中，因發電機出口隔相匯流排(IPB) B 相內部的撓性軟帶破裂鬆脫，造成隔相匯流排 B 相接地，A、C 相電壓突升，A 相避雷器故障受損引發相對相接地，發電機因保護電驛動作而跳脫，反應爐自動急停，同時主變壓器因絕緣油洩漏燃燒引發主變壓器火災，火災約在 35 分鐘後獲得控制。本次

事件該核電廠檢討，原針對避雷器僅執行絕緣電阻量測，亦未定期檢查 IPB 撓性軟帶，其採取之改善措施包括增加避雷器介質電力因數量測，以及新增 IPB 檢查開口，進行 IPB 連接撓性軟帶週期性檢查作業。

在將上述案例回饋到本次改善措施相關作為部分，台電公司提出下列措施：

- a. 發電機避雷器部分，核二廠於機組大修時已依程序書執行絕緣電阻量測及介質電力因數量測，由上述案例回饋，將再增加執行額定電壓、最大連續運轉電壓、以及運轉電壓之電阻性洩漏電流量測；若測試發現任何異常，將拆下送台電公司綜研所執行放電特性試驗。
- b. 發電機避雷器將增設洩漏電流監測表，平時將定期巡檢並記錄分析。
- c. 從國外文獻及國內經驗，並未發現避雷器有訂定更換週期，但因避雷器長時間使用下，仍有劣化可能，故屋外避雷器將採用台電公司供電處作法，每 15 年定期更換；屋內避雷器建立平時監測機制掌握劣化趨勢，及增訂大修測試項目，若經測試結果良好將不予更換，若測試發現異常時立即予以更換。
- d. 大修期間 IPBD 增加執行絕緣試驗，考量 IPB 運轉中對地電壓為 $22/1.732 = 12.7\text{kV}$ ，將試驗電壓由原直流 2.5kV 改為以 18kV 測試，相當於 12.7kV 的峰值，藉此試驗可檢測出礙子絕緣劣化的情形。

(2) 相關設備既有維護作業之檢討與防範再發生所採取之改善強化措施

相關設備既有維護作業之檢討部分，台電公司說明以往機組

大修皆執行絕緣電阻及介質電力因數量測；避雷器及比壓器(PT)箱內組件(含箱體)均是由 IPB 廠家提供，其說明書未提及避雷器之測試維護方式。台電公司火力電廠針對避雷器測試方式與核能電廠相同，亦為執行絕緣電阻及介質電力因數量測。但由國外文獻 WSEAS TRANSACTIONS on SYSTEMS 之 Diagnostic of Silicon Carbide Surge Arresters of Substation 研究報告指出，此碳化矽型式避雷器之有效檢測方式應為放電特性試驗等。台電公司說明從這次事件與國內外案例，其採取之精進作為如前節所述之 4 項措施。

防範再發生所採取之改善強化措施部分，台電公司說明為強化未來運轉中發電機避雷器及 IPB 的可靠度，提出下列精進改善措施：

- a. 規劃增設系統電氣訊號之暫態記錄器：主要因進行本次事件肇因探討過程，因缺少許多重要參數，導致肇因追查艱難，因此將增設暫態記錄器。
- b. 避雷器箱體內導體部分加裝絕緣套。
- c. 強化避雷器箱體內相關組件維護保養程序。
 - i. 增設避雷器洩漏電流表，在機組運轉期間每週定期巡視並記錄作趨勢分析，藉以追蹤任何異常變化並及時因應。
 - ii. 在機組大修期間，執行避雷器絕緣電阻額定電壓、最大連續運轉電壓、以及運轉電壓之電阻性洩漏電流量測。若上述測試發現任何異常，將拆下送台電公司綜研所執行放電特性試驗，進行最後的研判與確認。
- iii. 建立避雷器定期更換機制如下：

屋外避雷器：將採用台電公司供電處作法，每 15 年定期更

換；有關主變壓器避雷器已無舊型產品（312kV 碳化矽型），待購置新品後擇期更換。

屋內避雷器：建立前述監測機制掌握劣化趨勢，若有劣化趨勢則送台電公司綜研所進行測試，確認有異常時予以更換。

IPB 支撐礙子的檢查部分，將於大修期間執行 IPB DC 18kV 絕緣電阻值量測，確保 IPB 與各支持礙子的絕緣良好可靠。

d. 其他水平展開之事項

- i. 2 號機其他設備之檢測作業，例如，將再循環泵馬達及緊急起動變壓器的避雷器，拆下送台電公司綜合研究所執行放電特性試驗；再循環泵馬達與循環水泵馬達的突波吸收器，拆下送台電公司綜合研究所執行加壓試驗等，試驗結果所有避雷器與突波吸收器皆正常可用。另主變壓器、起動變壓器之避雷器亦拆送台電公司綜合研究所執行放電特性試驗，試驗結果正常。
- ii. 1 號機部分將於大修更換避雷器。
- iii. 針對其他的保護設備如 PT、CT、保護電驛、斷路器，檢討否有類似需進行更換的情形，PT 有二套，故障時不會造成跳機，且有保險絲保護，故無需定期更換，但於大修時會執行絕緣試驗與介質電力因數量測；CT 部分，於大修量絕緣電阻值、內阻值，另將併同發電機定子線圈重繞案一併更換發電機 CT；保護電驛部分，已在 96 年將發電機保護電驛全部更新，並於大修時執行校正及功能測試；斷路器部分，每次大修依 GCB 維護程序書進行維護測試，不需定期更換。
- iv. 核二廠上述各項改善措施，將水平展開至各核能機組，並儘

速規劃安排進行改善。

2. 審查情形

有關台電公司報告第肆章「國內外經驗回饋」部分，為確認核二廠已就相關案例經驗回饋至相關維護作業，以防範類似事件之發生，相關改善措施是否已為電廠採行或納入本次修復計畫及未來維護強化措施，原能會專案小組要求就國內外事件案例發生肇因及改善措施，分別說明核二廠狀況(適用性)評估情形，以及已採行措施與將採行措施。台電公司原就國內南港變電所及美國 Vermont Yankee 核電廠之經驗回饋提出補充說明，未將其他案例進行檢討，同時審查過程對肇因部分亦有新增推論，原能會專案小組要求提出完整說明。

台電公司於修訂報告中已就經驗回饋與修訂後之肇因推論重新說明其已採行之措施與將採行措施，其中在強化避雷器箱體內相關組件維護保養程序及 IPB 的可靠度方面，除原報告所提措施外，增訂下列措施：(a)發電機避雷器除依程序書執行絕緣電阻量測及介質損失量測外，對於氧化鋅避雷器，將再增加執行額定電壓、最大連續運轉電壓、以及運轉電壓之電阻性洩漏電流量測，並增加發電機避雷器及屋外避雷器每四次大修執行放電特性試驗；(b)明訂發電機避雷器與屋外壁雷器洩漏電流之行動標準，若洩漏電流大於 2mA，則須量電阻性洩漏電流 IR；當 $IR > 800\mu A$ 時，則須進行放電特性試驗；(c)每次大修執行避雷器箱與 IPBD 之間撓性軟帶之清潔與檢查；(d)屋外避雷器每月將執行洩漏電流及紅外線量測，並作趨勢分析；每二次大修將再增加執行額定電壓、最大連續運轉電壓、以及運轉電壓之電阻性洩漏電流量測；一旦測試發現不符合接受標準，即直接更換；(e) 每月執行屋外避雷器紅外線溫度量測，若比對結果確有

異常溫升情形，即予以更換；(f)依 ABB 公司之“Overvoltage protection Metal oxide surge arresters in medium voltage systems”文件第 4 節 Service conditions 所述，避雷器之正常使用壽命為 30 年，為提高避雷器可靠性，將採用台電公司供電處作法，每 15 年定期更換。

針對肇因推論部分，就突波吸收器 C1 可能發生輕微閃絡乙項，台電公司說明核二廠除在 2 號機避雷器箱復原時已將箱體內各組件（包括突波吸收器、避雷器、限流電阻器等）間連接銅板加裝絕緣套以增加絕緣強度，防止發生閃絡外，另亦加大避雷器安裝箱體空間（加寬 40 公分、加深 35 公分），使避雷器中心導體與箱體之距離大於 241mm，並使用部分放電（PD）監測機制防範閃絡現象惡化。核二廠並修改維護程序書 756.1，突波吸收器除原來的絕緣電阻量測、介質電力因數量測之外，增加 105% 交流耐壓試驗，以及增列避雷器箱在完成所有維護測試後，於恢復備用時，必須再進行表面清潔檢查等確認程序。在 C14 支撐礙子可能存有裂痕部分，台電公司所提改善措施與原報告相同，將於大修期間將 IPB 絕緣試驗電壓提升至運轉電壓（等效 DC 18kV），確保 IPB 與各支撐礙子的絕緣良好可靠。並補充說明利用現有發電機下方及避雷器箱上方之 IPB 現已裝有部分放電偵測器進行監測。在三相不平衡零相序問題之改善策略部分，台電公司補充說明規劃增加系統電氣訊號之暫態記錄器，將可持續監測並於機組發生暫態時自動記錄發電機 3 相電壓、3 相電流、GCB 狀態、359G 電驛的輸入電壓（與零相序電流成正比）等電氣參數資料，以利後續有效監控電氣參數。台電公司答覆內容，經審查後可以接受。

原能會專案小組要求於台電公司報告中說明避雷器現行與後續維護作業(測試項目與定期更換機制)之依據為何，並建議就更換下來

之避雷器進行為何受損之研究。避雷器維護測試項目與定期更換機制部分，台電公司答覆說明就國內外電力機構之文獻資料，包括美國 Vermont Yankee 電廠、加拿大 Bruce power 公司、美國內政部丹佛發展局之電氣設備維護時程及國內南港一次變電所避雷器劣化事件之經驗等，提出對應測試項目與 15 年定期更換週期。原能會專案小組審查後要求進一步說明如何確保氧化鋅避雷器之可靠度，以及每次大修增加執行避雷器電阻性洩漏電流量測，如何驗證證衝擊電流時之正常動作？並就維護作業程序書 756.1 修訂所增加之量測項目究為發電機避雷器之介質損耗或介質電力因數提出澄清，同時應與國內外採取一致性量測項目名稱。台電公司再提出修訂後之強化措施(詳如前項之審查內容)，經審查後可接受。另有關於受損避雷器之研究部分，台電公司說明因避雷器受損嚴重，已無法進行組件受損之研究，惟將針對 1 號機同型避雷器的更換下來之避雷器送台電公司綜研所進行元件劣化分析，台電公司答覆內容，經審查後可以接受。

台電公司 6 月 17 日報告第陸章第三節”建立避雷器定期更換機制”部分，對屋內避雷器所提措施為「…有劣化趨勢則送台電公司綜研所進行測試，確認有異常時予以更換」。然設備趨勢須建立多筆資料，僅靠大修資料應無法有效顯示功能趨勢，且送台電公司綜研所檢測作法及更換判定不夠明確，原能會專案小組要求應有量化及有一致作法。台電公司答覆說明將增設發電機避雷器洩漏電流監測表，平時將定期巡檢並記錄進行趨勢分析，若洩漏電流大於 2mA，則須量電阻性洩漏電流 IR；當 $IR > 800 \mu A$ 時，則須送台電公司綜研所進行放電特性試驗或直接更換。另依 ABB 公司之“Overvoltage protection Metal oxide surge arresters in medium voltage systems”文件第 4 節 Service conditions 所述，避雷器之正常使用壽命為 30 年。但

為提高避雷器可靠性，故避雷器將採用台電公司供電處作法，每 15 年定期更換，並將答覆內容修訂納入台電公司報告，詳如 9 月 6 日報告修訂 2 版，台電公司答覆內容，經審查後可以接受。

針對突波吸收器未有精進檢查作為，原能會專案小組要求應加強此部分檢測，另對於本次故障受損設備，應建立平時監視功能，俾於有劣化時能即時發現。台電公司答覆說明已修改維護作業程序書，針對突波吸收器，除原來的絕緣電阻量測、介質電力因數量測之外，增加 105% 交流耐壓試驗，以加強檢測。對於本次故障受損設備之平時監視功能方面，核二廠發電機下方及避雷器箱上方之 IPB 間現已裝有部分放電偵測器之感測器(Sensor)，直接與 IPB 之導體耦合。台電公司洽詢廠商表示，因避雷器箱內之設備均連接至 IPB 導體，且距離甚近，故現有部分放電偵測器之偵測範圍已可涵蓋避雷器箱內之設備，有劣化時能即時發現。另已修改程序書，增加於發電機併聯前確認部分放電偵測器已經置入使用之步驟，以確認運轉中部分放電偵測器置入使用。

原能會專案小組要求就 IPB 部分放電偵測器量測距離及涵蓋範圍，如何有效監視避雷器箱內之設備提出補充說明。台電公司答覆說明，經洽詢部分放電偵測器廠商技術人員表示，若受監測設備以 IPB 連接至部分放電偵測器之 Sensor 所安裝之 IPB，則部分放電偵測器之有效監測距離為 30 米。因避雷器箱內之設備均連接至 IPB 導體，且與部分放電偵測器 Sensor 距離不到 5 米，故現有部分放電偵測器之偵測範圍已可涵蓋避雷器箱內之設備。部分放電監測系統已改設定為每 12 小時自動擷取並分析部分放電訊號，此為系統設計之最短自動擷取週期。另已設定警報值，當自動擷取並分析之部分放電訊號超過警報設定值時，會在電腦螢幕出現警示。由於部分放電

是漸進式的惡化，並非一開始有部分放電現象即會造成絕緣崩潰，目前之設定應可有效發現部分放電惡化現象。已修改程序書 243，於發電機併聯前確認部分放電偵測器已置入使用，以確保運轉中可有效偵測部分放電現象。台電公司答覆內容，經審查後可接受。
(RAI-I-44)

針對所提後續維護作業精進作為，原能會專案小組要求說明如何管控。台電公司答覆提出承諾辦理事項之清單，包括項目與對應時程，其中加裝暫態紀錄器及將改善精進措施平行展開至核二廠 1 號機與核一/三廠乙項，各廠每部機將於下次大修完成，台電公司答覆內容，經審查後可接受，另強化改善措施平行展開至核二廠 1 號機及核一、三廠部分，將列入後續追蹤事項。

3. 審查結果

經原能會專案小組就台電公司針對防範再發生改善措施所提台電公司報告與依審查意見提出說明與修訂報告之內容，進行審查與現場獨立查證結果，台電公司已就防範再發生提出適當改善措施，經審查與視察結果可以接受，針對核二廠 2 號機後續承諾事項以及將強化改善措施平行展開至核二廠 1 號機及核一、三廠部分，將列入後續追蹤事項。

二、現場視察作業

原能會除針對台電公司所提書面報告相關文件審查外，亦進行現場視察。於 5 月 16 日事件發生後，除駐廠視察員持續掌握現場狀況外，並於當日及之後由原能會同仁及會外專家小組陸續赴核二廠進行現場設備受損狀況、維護紀錄、週邊區域可能受影響設備檢查、受損

設備檢修作業等進行視察，詳參附件一之大事紀。茲就重要查證情形簡述如下：

(一)5月18日至核二廠瞭解電廠對事件處理狀況及至事件現場進行視察，除要求台電公司針對本次事件提出完整報告外，並要求此事件周遭設備影響狀況清查作業之清查報告，應敘明影響範圍、設備功能影響評估與測試方式、清查結果，以確保功能正常，另作為事件原因研判之各參數圖面應有足夠之解析度。在現場視察部分，則至汽機廠房3/4樓勘查避雷裝置損壞及週邊設備受影響情形與勵磁機外蓋拆檢情形。

(二)5月24日派員赴核二廠查證相關設備維護與廠家文件資料，主要查證發現為廠家說明書內有關維護部分並無避雷器之維護方式或更換週期。發現避雷器測試項目有絕緣電阻與介電損失量測，測試電壓為2.5kV，測試數據符合接受標準，但初步檢討，現有測試項目並未包括放電特性試驗，以及測試電壓遠低於避雷器的額定電壓24kV，目前維護測試作業應無法達到有效診斷設備異常功能，要求電廠檢討並將改進措施納入本案綜合報告中說明。

(三)5月27日謝主任委員率領蔡副主任委員及核管相關同仁等共6人，赴核二廠了解事件經過及目前設備故障調查與後續處置辦理情形。

(四)6月7日派員視察事件電廠處理現況及復原、設備檢查情形，除聽取電廠處理現況之簡報外，並赴現場查證，包括就拆解下來之受損組件存放狀況再查勘(原已由駐廠同仁檢視)、煙霧與排煙路徑、電廠簡報說明IPB鄰近之4.16kV開關室因係維持正壓而將其排除在清查區域以及現場設備復原檢查狀況等。查證結

果，拆解組件係分別存放倉庫及IPB鄰近之4.16kV開關室內，要求加強倉庫區域之管制與組件之標示；有關4.16kV開關室之正壓部分，實地查證結果確認氣流係由室內往室外流動，表示確係維持正壓；另當日現場已大致清理完畢，部分物件設備尚有粉塵，由電廠持續清理。另針對本次事件後續作業，提出下列要求事項，並納入6月13日到會簡報與綜合報告內容：

1. 本次發電機廠家西門子或其他單位協助執行的各項檢測及往來相關文件等，應整理列為報告之附錄參考文件。
2. 避雷器組件 DCR 經其他單位或專家協審之相關紀錄，應列為設計修改案之附錄參考文件。
3. 請確認並說明受損備品調查清單中，需求與備品數量之實際現況。
4. 再進一步說明現場煙霧排除之處理時序。
5. 有關受影響或可能受影響設備之清查與檢查，應依 5 月 20 日會議之決議事項要求，敘明檢測接受標準與依據。
6. 目前設備復原檢查表係以負責組別方式編排，不利查核清查範圍之完整性，請就相關區域之設備，採分區域(受損、受影響、擴大檢查、保守檢查)及設備方式重新編排。
7. 設備復原檢查案例簡報請增加鄰近未受損設備之檢查情形。
8. 品質查證計畫部分，應審慎研訂查證點及查證比例。
9. 在事件調查與審查未確認前，電廠應妥善保存管理本事件拆解下來之組件，以備視察與佐證之用，並列出清單。
10. 就目前維護程序書內容相關步驟之適切性與完備性，如避雷器檢測方式、避電器/突波吸收器檢測後螺栓回裝鎖固程序等，檢討後修訂納入程序書。

(五)6月21~22日派員執行相關維護程序書、測試紀錄及現場復原與設備檢查作業查證，查證項目與結果簡述如下：

- 1.抽查維護程序書 756.1 中對發電機及附屬設備測試項目，對於委託台電公司綜合研究所人員執行高壓絕緣測試(HI-POT.TEST)內容，並無具體執行之測試項目，及測試後回裝檢查程序。本項經後續追蹤查證，確認核二廠已修訂程序書，明訂測試項目及測試後回裝檢查程序。
- 2.台電公司綜研所檢測報告中，各項介質因數標準之依據來源，需補充說明，本項已列入審查意見(RAI-1-37)。
- 3.避雷器之介質因數標準(mW)與其他設備標準(%)不同，需澄清說明，本項已列入審查意見(RAI-1-38)。
- 4.台電公司綜研所檢測報告中，IPB 絕緣檢測未有標準且結果為供參考，需檢討說明，本項已列入審查意見(RAI-1-39)。
- 5.變壓器有量測與計算結果，需說明標準之差異，本項已列入審查意見(RAI-1-40)。
- 6.抽查受影響區儀控組件檢查情形與檢查表完整性，除主汽機封油系統壓力錶(編號 2CB-PI-632)乙項未列於報會報告之受影響區設備復原清單，而列入擴大檢查範圍之清單外，其餘未發現異常，本項已列入審查意見(RAI-1-45)。
- 7.抽查 DCR-K2-4486 更新發電機避雷器、限流電阻器及計數器的成套文件，發現對於避雷器的部分僅敘述需委託台電公司綜研所作施工前之高壓功能測試，未具體說明測試名稱與接受標準；未載明本案限流電阻器及計數器之簡易功能測試程序及可接受標準；若干修訂內容未經核章，本項已列入審查意見(RAI-1-51)。

(六)6月23日原能會專案小組成員赴核二廠檢視現場設備配置與受

損組件狀況。依視察結果提出台電公司應釐清或補充說明事項，包括：

1. IPB C相 C1 突波吸收器之破損機制補充資料。
2. 突波吸收器於大修期間之檢測項目及結果。
3. 改善後突波吸收器元件與箱體之安全距離說明。
4. 評估突波吸收器劣化之監測機制(如加裝 PD Sensor)。
5. 提供西門子新版報告予台電公司綜研所補充說明 A、B、C 各相波形與開關場波形差異說明。
6. 提出 IPB 支撐礙子本次檢修作為及未來防範破損機制之補充資料。
7. 說明低功率機組併聯前後，相關執行程序之依據與結果，及是否依程序執行。
8. 補充說明發電機增加電氣訊號暫態監測裝置之具體規劃。
9. 避雷器釋壓閥動作及充氮氣之劣化可能現象與因應，以及未來如何加強檢測。
10. 了解日本中部電力公司火力電廠是否有採用氧化鋅避雷器故障事件之相關資訊，並作為如何將之經驗回饋至氧化鋅避雷器之測試及監測作業。

(七)10月12~13日執行發電機絕緣極化比之再量測作業查證，結果確認絕緣量測值正常並與接受標準保有餘裕。

以上現場視察發現或要求事項均已納入後續報告及審查內容。有關日本電廠氧化鋅避雷器故障經驗，經台電公司洽中部電力公司結果並無相關資訊，惟針對氧化鋅避雷器之測試及監測作業，已納入審查重要項目，台電公司亦已提出強化可靠度之措施，經審查可接受，詳”現場檢查與修復情形”乙節之審查情形。

叁、調查總結

一、調查結果

綜合原能會專案小組就台電公司所提肇因分析、現場設備修復與檢查作業、防範再發生之改善措施綜合報告，以及台電公司對審查提問之答覆內容，進行現場視察與調查結果，可獲致以下結論：

1. 在事件肇因方面

台電公司原報告僅提出 A 相避雷器故障乙項，然經原能會專案小組就現場勘查所見之設備受損狀況及相關參數檢視結果，認為雖然現場避雷器箱內設備已嚴重受損，同時可提供肇因判斷之電氣參數紀錄有限，然考量肇因調查應盡可能涵蓋任何可能之肇因，俾據以提出對應之防範再發生之對應改善措施，要求台電公司重新就可能肇因進行探討。台電公司再基於此一原則，經推論事件初始可能因以下三項因素之一：(1)A 相避雷器性能劣化(2)C 相突波吸收器或隔相匯流排 1 只支撐礙子不良(3)三相不平衡產生之零序電流；造成 A 相避雷器短路接地，引發 B/C 相電壓提升 1.73 倍，再引發亦存在性能劣化之 B/C 相避雷器故障接地，導致三相短路接地故障。原能會專案小組審查後可接受，然建議台電公司後續就一次/二次變電所變壓器與其它電器接地電流相關數據（含第三諧波）進行量測與數據分析作業，以了解電力系統三相不平衡情形，台電公司並已提出量測規劃項目與時程。另外，針對 359G 保護電驛動作時間，亦要求台電公司進一步研議精進，台電公司已承諾進行研議。

2. 在受損設備修復與可能受影響設備之檢測方面

在受損設備修復部分，避雷器箱及其內部組件均已更新，其

中避雷器更新為耐壓 27kV 之氧化鋅避雷器，相關安裝測試作業已完成並經測試正常；在週邊可能受影響設備之檢測方面，核二廠已就發電機等電力設備進行檢測，並針對可能受電弧高溫產生煙塵影響之鄰近區域設備進行檢查與測試，確認功能正常。

3. 在防範再發生之檢討改善措施方面

台電公司已就本次事件肇因調查與檢討所發現監視電氣參數紀錄不足影響肇因追查、現有維護檢測作業未能有效監視設備狀況與維持設備可靠度等問題，提出後續對應防範改善措施，並將核二廠 2 號機之強化改善措施平行展開至核二廠 1 號機及核一、三廠，以進一步確保設備可靠性，原能會專案小組審查認為可接受。

綜上所述，經原能會專案小組從事件肇因、受影響設備之檢查與復原作業，以及防範再發生之改善措施各方面，進行報告審查與現場查證結果，認為台電公司所提相關內容與改善措施可以接受。針對國外委員所關切之一次/二次變電所變壓器與其它電氣接地電流相關數據（含第三諧波）之量測作業與 359G 保護電驛動作時間之研議精進，將列為後續追蹤精進事項。另對於核二廠 2 號機之強化改善措施平行展開至核二廠 1 號機及核一、三廠部分，亦將列入後續追蹤管制事項，原能會將持續追蹤確認台電公司依承諾執行相關改善事項。

二、後續管制要求事項

1. 台電公司一次/二次變電所變壓器與其它電器接地電流相關數據（含第三諧波）之量測與分析作業。
2. 台電公司進一步研議精進 359G 保護電驛動作時間。
3. 核二廠 2 號機之強化改善措施平行展開至核二廠 1 號機及核一、

三廠。

附件一 核二廠 2 號機發電機避雷器受損事件大事紀

日期	項 目
105/05/16	11 時 03 分，大修後初次併聯約 35 分鐘，主發電機因接地保護電驛及差動電驛動作而跳脫，現場檢查發現主發電機所屬避雷器及週邊設備受損，研判有電氣短路造成電弧，並有濃煙產生。 原能會即請駐廠人員掌握現場狀況，確認反應爐在安全狀態，並再指派兩名視察人員赴核二廠了解狀況。
105/05/16	原能會對外發布「核二廠 2 號機 105 年 5 月 16 日大修後併聯發生主發電機保護電驛動作跳脫之說明」。
105/05/18	由何科長、許科長及兩名視察人員至核二廠，聽取電廠對事件狀況簡報及至現場進行視察。
105/05/18	原能會發函要求台電公司須針對本次事件提出完整報告，內容需包括事件肇因與因應改善措施；同時要求核二廠 2 號機之再起動，須經原能會審查同意。
105/05/20	原能會召開會議，請台電公司說明事件過程與處理情形。規劃成立專案審查小組。
105/05/24	原能會指派兩名視察人員赴核二廠查證相關設備維護與廠家文件資料。
105/05/27	原能會謝主任委員率領蔡副主任委員、核管處張處長及相關同仁等共 6 人，赴核二廠了解事件經過及目前設備故障調查與後續處置辦理情形。
105/05/30	原能會對外發布「媒體報導核二廠 2 號機主發電機保護電驛動作跳脫事件及歲修期間工安事件原能會之安全管制說明」。 原能會對外發布「謝主任委員曉星於 105 年 5 月 27 日赴核一、二廠查訪」訊息。
105/06/02	原能會對外發布「原能會嚴格管制核二廠 2 號機主發電機所屬避雷器受損事件」說明。
105/06/07	由何科長及兩名視察人員至核二廠，了解電廠對事件處理現況

	及至現場就復原及設備檢查情形進行視察。
105/06/13	原能會召開「核二廠 2 號機主發電機避雷器受損事件說明會議」，由台電公司向原能會專案審查小組說明事件過程及現階段肇因調查及修復計畫與檢查進展情形。
105/06/16	將 6 月 13 日事件說明會議紀錄函送台電公司。
105/06/17	台電公司來函提出「105 年 5 月 16 日核二廠二號機發電機避雷器故障肇因分析與修復計畫」報告。
105/06/23	原能會專案審查小組赴核二廠檢視現場設備配置與受損組件狀況。
105/06/29	將第一次審查意見正式函送台電公司(已於 6/24 先將意見初稿以電子郵件送台電公司)。
105/07/01	台電公司來函提出第一次審查意見答覆。
105/07/05	將審查補充意見正式函送台電公司(已於 7/1 先將意見初稿以電子郵件送台電公司)。
105/07/07	台電公司來函提出審查補充意見答覆。
105/07/07	原能會召開「核二廠 2 號機主發電機避雷器受損事件第一次審查會議」，由台電公司就第 1 次審查意見答覆內容向原能會專案審查小組提出說明，並進行討論。
105/07/12	將第一次審查會議紀錄函送台電公司。
105/07/15	將再審查意見正式函送台電公司(已於 7/13 先將意見初稿以電子郵件送台電公司)。
105/07/20	台電公司來函提出審查意見答覆。
105/07/25	原能會召開「核二廠 2 號機主發電機避雷器受損事件第二次審查會議」，由台電公司就審查意見答覆內容向原能會專案審查小組提出說明，並進行討論。
105/07/27	將第二次審查會議紀錄函送台電公司。
105/07/28	將再審查意見正式函送台電公司(已於 7/26 先將意見初稿以電子郵件送台電公司)。
105/08/09	台電公司來函提出「105 年 5 月 16 日核二廠二號機發電機避雷器故障肇因分析與修復計畫」第 3 次答覆及進版報告。
105/08/12	原能會召開「核二廠 2 號機主發電機避雷器受損事件第三次審查會議」，由台電公司就審查意見答覆內容向原能會專案審查小組提出說明，並進行討論。
105/08/16	將第三次審查會議紀錄函送台電公司。
105/08/19	將再審查意見正式函送台電公司。

105/08/23	將審查補充意見正式函送台電公司(已於8/20先將意見初稿送台電公司)。
105/08/25	台電公司來函提出「105年5月16日核二廠二號機發電機避雷器故障肇因分析與修復計畫」第3次答覆及進版報告。
105/08/26	原能會召開「核二廠2號機主發電機避雷器受損事件第四次審查會議」,就待澄清審查意見答覆內容進行討論。
105/08/31	將第四次審查會議紀錄函送台電公司。
105/09/06	台電公司來函提出「105年5月16日核二廠二號機發電機避雷器故障肇因分析與修復計畫」綜合報告修訂版及補充說明。
105/09/12	將再審查意見正式函送台電公司(已於9/10先將意見初稿以電子郵件送台電公司)。
105/09/13	台電公司來函提出再審查意見回復說明。
105/09/22	函發視察備忘錄,請台電公司就發電機定子線圈絕緣量測之吸收比及極化指數數值,以及發電機內部是否正常等項提出澄清說明。
105/09/26	函送原能會審查委員對台電公司核二廠2號機105年5月16日主發電機避雷器受損事件之意見,請台電公司提出澄清說明。
105/09/29	台電公司來函提出對原能會審查委員意見之回復說明。
105/09/30	台電公司來函提出視察備忘錄意見回復說明。
105/10/12	將視察備忘錄再審查意見函送台電公司。
105/10/12	原能會派員至核二廠就發電機絕緣(極化比)再次量測作業進行查證。
105/10/13	原能會派員至核二廠就發電機絕緣(極化比)再次量測作業進行查證。
105/10/19	將再審查意見(要求台電公司進一步研議精進359G保護電驛動作時間)正式函送台電公司。
105/10/20	台電公司來函提出視察備忘錄意見回復說明。
105/10/28	台電公司來函提出再審查意見之答覆(承諾依要求研議精進359G保護電驛動作時間)。
105/10/31	函送原能會對再審查意見及視察備忘錄答覆之意見,同意答覆內容。

105/11/01	完成原能會對本次事件調查報告初稿，送審查委員審閱。
105/11/10	審查委員提出調查報告審閱後同意書。
105/11/17	原能會調查報告正式核定。

<給原子能委員會對核二廠事件最終報告>

陳謨星2016年9月20日

台灣電力公司對於核二廠事件沒有認真檢討事件之真相。核能安全需要有誠實的態度，高度的智慧，勇於面對現實負起責任！從各種資料顯然可以看到廠內發生單相接地後發電機中性點電壓已經升到超過極限，此因為台電配電系統非常的不平衡。並且，三次諧波的加入，中性點電壓已經大大超過所有的極限。高壓導致避雷器被燒掉，因避雷器快速變成三相短路才免除大災害的爆發，也許是避雷器的老舊才能形成三相短路所以避雷器救了台電，台電把責任推在避雷器，這種手法也是台電慣例。

發電機中性點電壓在廠內有單相接地的特性，應用“最快速度跳離”發電機。台電認為中性點10kV不高，各種設備都可以承受暫態高壓，我不知道台電的暫態是多久？我知道的暫態是3週波，台電認為0.2秒才跳的電驛設計非常合理。無論中性點電壓多高，各種器材都可以承受。我要問問台電，你們用中性點接地連接的配電變壓器是240V，如果中性點電壓高到10,000V你們還要等0.2秒？這種冒險是誰批准的？要知配電變壓器可能隨時爆炸而使中性點變成“無限大”接地。那時中性點電壓可能不穩，中性點電壓如果升高到十萬伏特或五十萬伏特或者更高都有可能，那時發電機與所有設備包括開關都可以燒光，全世界最大核能事件就會發生。

我數次要求要做最壞打算的檢討，台電不但沒有做，還一天到晚把美國廠商的設計認為是“上帝的指令”，要知美國廠商是台電用錢請來的商人，台電的工程師應知道台灣是地震地帶，廠內單相接地比美國或其他世界任何地區都會多出很多倍。核二廠所在地人口密集，台電工程師自己需要有一套設計標準使各種數據(上限或下限)必須留有餘地以策安全，即使IEEE標準，那僅是最低標準。台灣也不應該用最低標準，核二廠事件後台電為了愚民把避雷器送到工業研究院做大量試驗。如果要做試驗，我希望把配電變壓器(接在中性點的變壓器)在240V的端點加高壓做試驗，看看在甚麼情況不會爆炸。我相信如果是在1.5週波就切斷，高壓可以大出許多，但如果12週波才切，高壓會小許多。台電說甚麼電驛都不好，只有0.2秒才跳的電驛最好，真是如此嗎？不好的電驛世界上根本沒人會用，台電說359G電驛非常好，從來沒有問題，這次燒掉避雷器不算是問題？台電自稱他們的保護非常成功，那不過是謊話隨口說說！核三廠事件難道不是負序問題處理不當？

台灣有名的全島大停電，台電用盡手段欺騙社會是鐵塔倒閉原因。真正原因是電壓崩潰，電源沒有保護裝置而導致事件的發生，歷史上的說謊不勝其舉。這樣的電力公司要運轉核能真的只有上天保佑，其實發生核災並不容易，所以台灣到今天大家都活著，不過每天台灣的老百姓都有危險遇到核災的可能性，運氣不會每天都好。核二廠事件可以看到現在正在運轉中的所有核電廠都有同樣的危險，我可以聞到一股殺氣。台電把核能電廠的安全與火力電廠完全一樣處理，台電領導人要負所有責任，經濟部完全沒監督，其對台電的技術水準也應是責無旁貸。

在檢討事故中我非常驚奇的聽到台電所有工程師居然認為他們的系統非常平衡，並且比全世界的電力系統都好！要知道我談的“平衡”主要是指配電系統！配電系統因為各種不同情況設計並非一致。如美國德州的配電系統，因為德州比台灣大50倍，人口相等，其配電線路有長達至70英里，且20英里的農田灌溉配電線路非常常見，阿拉斯加地廣人稀(面積比台灣大100倍，人口僅30萬) 那裡配電系統當然設計不一樣。台灣土地面積非常小，人口集中是世界上最容易使系統平衡的地方，但台灣的配電真是“亂七八糟”配電部根本不知道A線，B線，C線上有哪些用戶，每月收了電費既沒有用電資料，也無增加平衡度的改進。配電系統因為根本不重視平衡所以一再採用V-V連接，反正不平衡的電源再加一些不平衡，那樣仍然是不平衡。台電配電系統中地下與地上全在漏電，請台電配電部門拿出資料來，說明他們如何計算線路的損失？這些損失必須包括地下與地上的損失。台電向經濟部報告的損失全是假帳，這種損失難道不夠一個核能電廠嗎？配電部門的不平衡當然影響到高壓的不平衡。台電因為用變壓器自動調整電壓掩飾電壓不平衡真相，但在電源故障時這些掩蓋完全無效，引發正序、負序、零序的相互感應，台電工程師對基本電力還全是外行，可悲！

我與原能會的合約即將到期，我已盡力而為之。希望原能會傾聽更多誠實與有智慧的人的意見，繼續完成你們的任務，如可能請公開這篇報告鼓勵各方面的討論！最後我要感謝台電劉運鴻先生的努力，使全省各變電所中性點的測量可以開始！



1050518
現場視察避雷器箱受損情形



1050524
謝主委率同仁到核二廠視察



1050607
視察避雷器箱安裝作業



1050623
原能會專案小組到現場視察避雷器箱修復情形



1050623
原能會專案小組到現場視察避雷器箱修復情形



1050623
原能會專案小組到現場視察避雷器箱組件受損情形(已拆下)