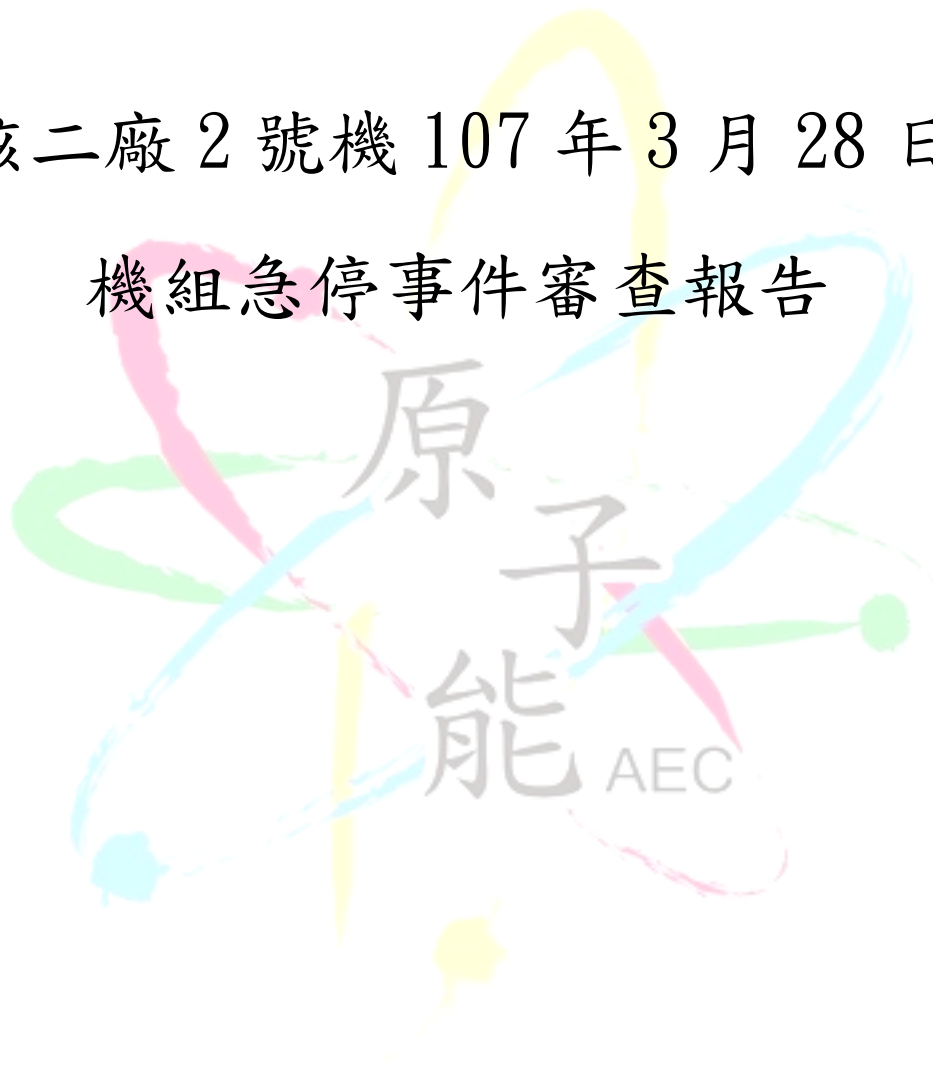


核二廠 2 號機 107 年 3 月 28 日

機組急停事件審查報告



行政院原子能委員會
中華民國 107 年 06 月

摘要

台電公司核二廠 2 號機於 107 年 3 月 28 日 13 時 25 分升載過程中，因功率振盪中子偵測系統(Oscillation Power Range Monitor, OPRM)訊號動作，引動安全保護系統運作使機組急停。台電公司於事件發生後即依規定通報原子能委員會(以下簡稱本會)，本會除由駐廠視察員現場立即確認機組安全停機，無輻射外洩疑慮外，並再增派視察員赴現場查證設備動作情形及相關紀錄。

107 年 2 月 5 日台電公司依「核子反應器設施停止運轉後再起動管制辦法」第 9 條規定提出「第二核能發電廠 2 號機週期 25 設備維修測試大修後機組初次臨界申請」，經本會審查後，已分別於 107 年 3 月 20 及 27 日依「核子反應器設施停止運轉後再起動管制辦法」同意核二廠 2 號機再運轉(臨界及併聯)申請案，台電公司核二廠 2 號機即依序起動反應爐、逐步提升功率，並依規劃執行再運轉各階段之系統置入使用、整合性調校、測試作業，然於 107 年 3 月 28 日核二廠 2 號機在機組功率尚未滿載穩定運轉前之升載階段，因中子偵測系統偵測到部分參數偏離設定值，引動反應爐保護系統動作，機組自動安全停機。

本次核二廠 2 號機急停事件後，本會除持續追查事件前後之相關數據及機組反應之現象外，並於 107 年 3 月 31 日要求台電公司應將本次事件發生時之反應爐暫態模擬分析納入綜合檢討報告。台電公司於 107 年 4 月 9 日依「核子反應器設施停止運轉後再起動管制辦法」第 18 條規定提出核二廠 2 號機再起動之綜合檢討報告，包含：事件過程中機組系統設備動作序列正確性之評估、事件發生肇因、改善措施、機組再起動安全性評估，以及本會指定之反應爐暫態模擬分析等。為使本案之管制更為周延完備，同時為增加審查廣度及深度，本會聘請 6 位專家學者及本會同仁組成專案審查小組，從專業角度與安全的立場，就事件發生肇因與影響進行審查及現場查核，並就台電公司所提綜合檢討報告詳加審查，以確認台電公司已查

明肇因，並完成防範再發生之改善措施。

本會專案小組就台電公司所提綜合檢討報告，分別於 107 年 4 月 16 日、26 日、30 日、5 月 14 日及 28 日共召開五次審查會議及二次赴核二廠現場查核，共計提出 70 項審查意見。經再對台電公司所提答覆說明與報告修訂內容進行審查後，所有審查提問均已釐清並全部同意結案，本報告即為綜整本會專案小組之審查意見及台電公司答覆說明與現場查核結果。

在事件發生肇因部分，台電公司已依審查要求就可能肇因完整論述，並依相關事證論證研判，本次引起功率振盪中子偵測系統(OPRM)動作之波動，非源自反應爐自發性波動，且機組急停前後發電機輸出三相電壓及電流均無異常，亦非電力系統造成，故本次事件肇因係源自於蒸汽旁通壓力控制系統(Steam Bypass and Pressure Regulating System, SB&PR)參數組合不佳而無法有效衰減波動，當一波動源發生時，後續引起汽機蒸汽控制閥週期性波動，導致反應爐壓力週期性變動，造成功率振盪中子偵測系統(OPRM)動作，而引動反應爐保護系統動作致使機組急停。

有關改善措施部分，台電公司就本次事件肇因研判與檢討後，對於蒸汽旁通壓力控制系統參數動態調校過程及研判機制不完備部分，台電公司與 SB&PR 系統設計廠家擬定適切之調校策略，並修訂相關測試程序書，包含原廠設計技師全程參與系統動態調校、增列較低功率區執行動態調校及強化調校接受標準等；另精進功率振盪中子偵測系統(OPRM)之參數監視，新增對 OPRM 系統未達引動(ENABLE)條件之前相關預警功能；並進行相關人員之訓練，以強化人員落實執行相關改善措施。

本次事件，經本會專案小組審查台電公司所提綜合檢討報告及現場查證結果，確認台電公司所提相關內容與改善措施可以接受，後續有關機組起動至滿載各階段(含非安全級系統、關鍵性設備)測試、調校之強化措施與台電公司承諾事項，列為管制事項(參閱審查總結)，要求台電公司確實執行，以避免再發生類似情形，確保核二廠 2 號機再起動之運轉安全。

目錄

摘要	i
目錄	iii
壹、前言	1
一、事件經過說明	1
二、核二廠系統流程簡介	2
貳、原能會安全管制作業情形	4
一、事件過程中機組系統設備動作序列正確性之評估	5
(一)台電公司報告內容概述	5
(二)審查及現場查證情形	6
(三)結論	8
二、事件發生肇因	9
(一)台電公司報告內容概述	9
(二)審查與現場查證情形	18
(三)結論	28
三、改善措施	29
(一)台電公司報告內容概述	29
(二)審查及現場查證情形	31
(三)結論	39

四、機組再起動安全性評估	39
(一)台電公司報告內容概述	39
(二)審查及現場查證情形	40
(三)結論	45
五、其他經主管機關指定之事項	45
(一)台電公司報告內容概述	45
(二)審查及現場查證情形	46
(三)結論	48
參、審查總結	49
附件一 申請案安全管制大事紀	50
附件二 台電公司承諾事項	52

壹、前言

一、事件經過說明

107 年 2 月 5 日台電公司依「核子反應器設施停止運轉後再起動管制辦法」第 9 條規定提出「第二核能發電廠 2 號機週期 25 設備維修測試大修後機組初次臨界申請」，經本會完成審查確認符合法規要求後，於 107 年 3 月 20 日本會依「核子反應器設施停止運轉後再起動管制辦法」同意核二廠 2 號機再運轉(臨界)申請案，台電公司於 107 年 3 月 21 日 11:30 核二廠 2 號機依照程序書 241~243 開始執行反應爐控制棒抽出，從抽棒臨界、反應爐升溫升壓，陸續進行反應爐保護系統及安全系統、主汽機與發電機等相關測試，並於 3 月 25 日完成併聯前所有測試與調校工作，同時向本會提出核二廠 2 號機併聯申請，經本會審核確認台電公司已完成機組併聯前相關測試及調校作業，於 3 月 27 日同意該機組併聯，台電公司隨即於當日 12:55 完成發電機首次併聯。後續台電公司依計畫提升負載至約 11 萬瓩，並連續運轉 8 小時後，按原定計畫與程序完成主汽機機械超速跳脫測試與發電機轉軸配重等相關作業，於 3 月 28 日 07:26 發電機再度併聯發電，同時依程序書 244 執行抽棒提升功率。在核二廠 2 號機升載過程中，於 3 月 28 日 13:25:26 因反應爐保護儀器功率振盪中子偵測系統(Oscillation Power Range Monitor, OPRM)控道 1、2 動作，引發反應爐保護系統運作使機組自動安全停機。停機過程中相關安全系統皆動作正常，機組於停機後處於安全狀態。

核二廠 2 號機於 107 年 3 月 28 日 13 時 25 分機組急停事件發生之時序詳列如下：

13:25 2 號機依照程序書 244 執行抽棒升載中，(急停前平均功率階偵測器 APRM(Average Power Range Monitor, APRM)約 29%，發電量約 200MWe)，再循環泵低速運轉中。

- 13:25:26 APRM 2 及 APRM 1 之反應爐保護儀器 OPRM 動作，引發反應爐保護系統(RPS)運作使反應爐自動安全停機，功率接近 0%(次臨界)。
- 13:25:31 反應爐水位下降至第三階水位(L-3)以下、第二階水位(L-2)以上，由反應爐飼水泵汽機(RFPT) B 台控制反應爐水位，持續補水至第七階水位以上。
- 13:25:39 運轉員將運轉模式開關(Mode SW)切至燃料填換(Refuel)位置，確認所有控制棒全入，反應爐安全停機。
- 13:25:42 運轉員依程序書將運轉模式開關(Mode SW)切至停機(Shutdown)位置。
- 13:25:45 運轉員手動跳脫汽機。
- 13:25:49 發電機自動跳脫。
- 13:25:50 廠內電源匯流排 2F1、2A1、2A2 由輔助變壓器自動切換至起動變壓器供電。
- 13:27:20 反應爐保護系統(RPS)動作信號復歸。
- 13:27:40 反應爐水位回復至穩定正常水位，由 RFPT B 台控制保持飼水系統穩定運轉，控制反應爐水位。

本次事件因反應爐保護儀器 OPRM 控道 1、2 信號動作，引發反應爐保護系統運作使機組自動安全停機，無人員受傷及設備受損，經查相關紀錄，現場輻射狀況無異常，亦無放射性物質外釋情形。

二、核二廠系統流程簡介

核二廠 2 號機系統流程如圖 1，當機組執行臨界抽棒、反應爐產生蒸汽使爐壓上升，此階段汽機尚未運轉，則經由控制蒸汽旁通閥之開度，將蒸汽排至冷凝器，以控制反應爐壓力；汽機開始復歸起動時，需藉由逐漸調整汽機蒸汽控制閥之開度，使流經汽機蒸汽量逐漸增加，以提升汽機轉速，

此階段需同時控制蒸汽旁通閥與汽機蒸汽控制閥之開度，以維持反應爐壓力之穩定；機組發電機併聯升載時，則蒸汽旁通閥之開度逐漸關閉，經調整汽機蒸汽控制閥開度進行機組升載，以控制爐壓之穩定。

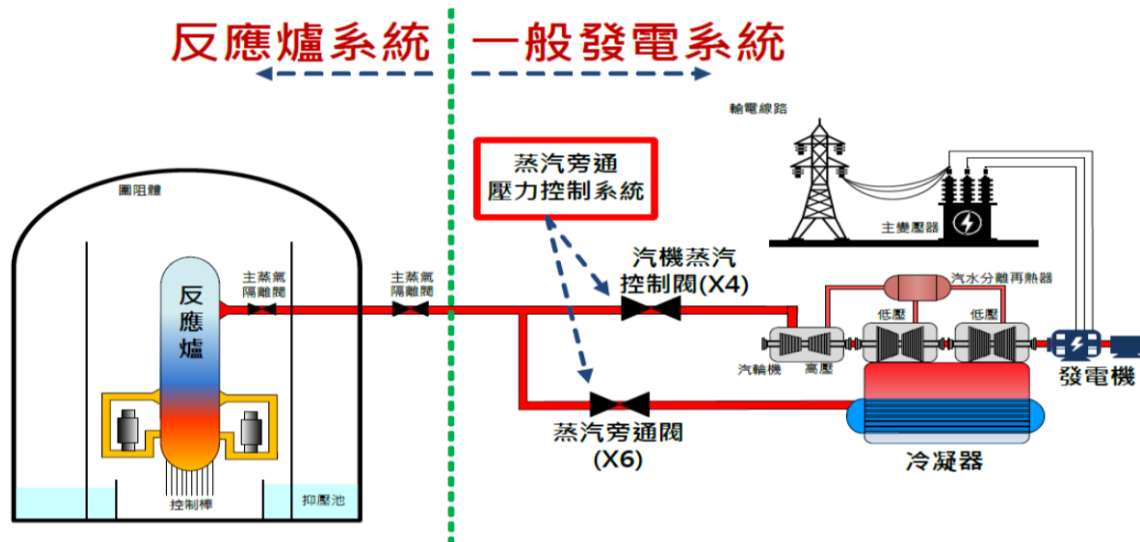


圖 1 核二廠系統流程圖

本次急停事件主要涉及引動反應爐保護系統動作之功率振盪中子偵測系統(OPRM)，以及控制蒸汽旁通閥及汽機蒸汽控制閥之蒸汽旁通壓力控制系統(SB&PR)，分別針對此二系統之功能簡述如下：

(一)蒸汽旁通壓力控制系統(SB&PR)簡介

核二廠 SB&PR 系統其設計功能主要係偵測反應爐壓力並與壓力設定值比較，其差值經 SB&PR 系統內部參數計算輸出，以 1 磅換算對應為 1%壓力控制輸出信號，成為壓力調整器輸出信號，並配合汽機控制系統用以控制蒸汽旁通閥及汽機蒸汽控制閥開度，使通過主蒸汽管路之流量與反應爐蒸汽產生率匹配，以達到穩定控制反應爐壓力目的。壓力調整器輸出信號經過加法器後做為蒸汽旁通閥需求信號，以開啟蒸汽旁通閥控制反應爐壓力，同時，該輸出信號亦送至汽機控制系統，與汽機控制系統之基本負載設定(BC Load SP)比較取低值後，分別輸出汽機流量參信號(Turbine Flow

Reference)及控制閥需求信號(GV Common Demand)。其中流量參考信號迴授至 SB&PR 系統之相關運算後，輸出作為蒸汽旁通閥的需求信號，用以控制蒸汽旁通閥的開度，穩定反應爐壓力；而汽機蒸汽控制需求信號(GV Common Demand)則控制汽機蒸汽控制閥之開度，進而控制推動主汽機發電機之蒸汽流量，轉換蒸汽之機械熱能為發電量，同時穩定反應爐壓力。

(二)功率振盪中子偵測系統(OPRM)簡介

核二廠 OPRM 系統係採用 BWROG Option III 偵測與抑制爐心穩定性解決方案設計，具備自動跳脫功能，其功能主要在於個別控道模擬熱功率(STP) $\geq 29.5\%$ 且反應爐再循環驅動水流量 $\leq 60\%$ 運轉區間內，監測爐心功率振盪偵測，以主動避免爐心發生熱水力不穩定事件。核二廠 OPRM 系統共有 4 個控道，每個控道利用數群緊密相連之局部功率階偵測系統(Local Power Range Monitor, LPRM) 信號，並將其以電子方式結合成 25 個單元(Cell)，每個 OPRM Cell 由 3~4 個 LPRM 所組成，每個單元信號經由以週期、振幅及成長率為基礎之三種演繹邏輯計算，任一演繹邏輯計算達警報設定點則送出功率振盪警報，達跳脫設定點時則送出功率振盪跳脫訊號至四選二邏輯模組(Voter)，輸出 OPRM 高功率振盪信號至反應爐保護系統，引動機組急停，以達到抑制爐心功率振盪功能。

貳、原能會安全管制作業情形

本次核二廠 2 號機急停事件，本會除由駐廠視察員現場立即確認機組安全停機，無輻射外洩疑慮外，並再增派視察員赴現場查證設備動作情形及相關紀錄，亦持續追查事件前後之相關數據及機組反應現象，並於 107 年 3 月 31 日要求台電公司就本次事件發生時之反應爐暫態模擬分析納入綜合檢討報告。台電公司於 107 年 4 月 9 日依「核子反應器設施停止運轉後再起動管制辦法」第 18 條規定提出核二廠 2 號機再起動之綜合檢討報告。本會為使本案之管制更為周延完備，邀請 6 位專家學者及本會同仁組成專

案審查小組，從專業角度與安全的立場，針對台電公司所提綜合檢討報告詳加審查，分別依事件過程中機組系統設備動作序列正確性之評估、事件發生肇因、改善措施、機組再起動安全性評估，以及本會指定之反應爐暫態模擬分析等項進行相關審查及現場查核，以確認台電公司已查明肇因，並完成必要之改善措施。在審查期間，本會專案審查小組認為台電公司所提肇因分析之評估面向不完整及研判為主要肇因之 SB&PR 系統參數調校策略亦不夠完備，因此提出多項審查意見並要求再研議，以更詳盡建立急停事件之模擬驗證分析，經數次會議討論，台電公司已依審查提問意見修訂綜合報告內容，故在以下摘述台電公司綜合檢討報告內容部分時，已採用修訂版內容，因此在審查及現場查核情形之章節時，僅說明問題回覆及要求重點，不再贅述要求之報告修訂內容：

一、事件過程中機組系統設備動作序列正確性之評估

(一)台電公司報告內容概述

台電公司於 107 年 4 月 9 日來函提出核二廠 2 號機 107 年 3 月 28 日機組急停後再起動申請，其中針對本次事件過程中機組系統設備動作序列，主要說明核二廠 2 號機於 107 年 3 月 28 日 13:25:26 機組於再循環水泵低速運轉期間，依照程序書 244「反應爐功率上升至額定功率」進行抽棒升載，因功率振盪中子偵測系統 OPRM 控道 1 及控道 2 動作，引發反應爐自動急停。13:25:31 反應爐水位下降至第三階水位(L-3)以下，但未達第二階水位(L-2)，並由反應爐飼水泵 RFP B 台進行反應爐水位控制，持續補水至反應爐第七階水位。13:25:39 運轉員依程序書將運轉模式開關(Mode SW)切至燃料填換(Refuel)位置，確認控制棒全入，反應爐安全停機，並於 13:25:42 運轉員依程序書將運轉模式開關切換至停機(Shutdown)位置。13:25:45 反應器運轉員手動跳脫主汽機，13:25:49 主發電機自動跳脫，13:25:50 廠內電源匯流排 2F1、2A1、2A2 等自動由輔助變壓器切換至起動變壓器供電。

本次事件期間緊急爐心冷卻系統(ECCS)及爐心隔離冷卻系統(RCIC)均未達自動啟動條件，反應爐壓力未上升至急停設定點，亦未達安全釋壓閥(SRV)開啟條件，主蒸汽管隔離閥(MSIV)保持開啟，主冷凝器熱沉仍正常運作。經評估結果，台電公司除針對部分事故序列(SOE)及歷史警報清單內重要資訊及差異進行澄清說明外，並確認機組急停過程中各項參數反應均正常，安全重要設備動作情況亦均正常。

(二)審查及現場查證情形

審查小組就台電公司核二廠 2 號機 107 年 3 月 28 日機組急停後再起動申請文件進行審查，針對事件過程中機組系統設備動作序列正確性之評估等內容，提出審查提問 SD-I-02-27、SD-I-02-28、SD-I-02-33、SD-I-02-36 及 SD-I-02-37，說明如下。

審查提問 SD-I-02-27 及 SD-I-02-28，針對核二廠 2 號機機組急停/跳機再起動安全評審表及急停綜合檢討報告事件時間序列說明，有關反應爐運轉員手動跳脫主汽機及主發電機，與廠內電源自動切換之時間應與反應爐自動急停不同，惟相關文件在序列時間描述均為 13:25:26，同時，事件時間序列說明於反應爐急停時，功率降至 0%，與反應器急停/跳機初步評估報告所載 APRM 最小功率指示為 0.19%並不一致，相關事件時間序列說明是否正確，要求台電公司提出說明。台電公司答覆說明，為確保事件時間序列說明之正確性及貼切表示急停時之爐心物理特性，有關運轉員手動跳脫主汽機及主發電機，與廠內電源自動切換之時間，已將相關動作項目單獨列出，同時，將反應爐急停時之功率狀況敘述，修訂為反應爐自動安全停機，功率接近 0%(次臨界)，並同步修改相關評審表及報告內容，答覆內容經審查可以接受。

審查提問 SD-I-02-28，針對反應器急停/跳機初步評估報告暫態資料說明，有關中子偵測系統控道 A1/A2/B1/B2 急停復歸時間記載為 13:27:20，

與 SOE 報表分別記載中子偵測系統控道 A1/B1 復歸時間為 13:25:26.872 及中子偵測系統控道 A2/B2 復歸時間為 13:25:26.880 不一致，同時，針對特殊安全設施(ESF)動作狀況均說明為「正常未動作」，語意不明確，相關機組系統設備動作序列是否正確，要求台電公司提出說明。台電公司答覆說明，有關中子偵測系統控道 A1/A2/B1/B2 急停復歸時間與 SOE 記載不一致問題，係因資料誤植所致，已進行修訂；而為更貼切表示事故期間 ESF 設施動作情形，已將「正常未動作」敘述修訂為「未達自動啟動之條件」，並同步修改相關報告內容，答覆內容經審查可以接受。

審查提問 SD-I-02-33，針對核二廠 2 號機機組急停/跳機再起動安全評審表、急停綜合檢討報告及其附件，分別說明 107 年 3 月 28 日 13:25 機組急停前 APRM 功率指示約 30%、APRM 功率指示約 29%及爐心熱功率約 28.6%，相關事件時間時序說明內容並不一致，要求台電公司提出說明。台電公司答覆說明，機組急停前，因爐心功率未達模擬熱功率(STP) $\geq 29.5\%$ 之 OPRM 引動條件，故皆以 APRM 功率指示約為 29%表示；若是陳述機組急停當下，則因爐心功率已達 OPRM 引動條件，故皆以 APRM 功率指示約為 30%表示；而急停綜合檢討報告之機組再起動安全性評估所提爐心熱功率約 28.6%，主要係表達反應爐運轉點之爐心熱功率，資訊來自機組急停前核心監測系統(POWERPLEX)所提供的訊息，為確保相關資料敘述之正確性，除已增訂功率說明來源之敘述外，並已同步修訂相關評審表及報告，答覆內容經審查可以接受。

審查提問 SD-I-02-36，針對電廠所提供之事故期間 SOE 事故序列資料，發現部分事故序列資料包括機組急停時控制棒動作時間、事故期間爐心水位資訊及乾井壓力資訊，以及手動急停動作信號等資訊並不正確，要求台電公司提出說明。台電公司答覆說明，有關控制棒動作時間不正確部分，係因機組急停時，控制棒驅動系統引動全爐心控制棒插入動作完成後，

控制棒控制及資訊系統(RC&IS)擷取 145 根控制棒之全入棒位資訊，經格式化串列資料，再傳送給緊急應變設施電腦系統(ERF)電腦介面模組取訊設備，這些過程均可能造成控制棒位資料送至 ERF 系統的遲延，經電廠於 107 年 4 月 17 日重新執行 2 號機控制棒急停時間測試，測試結果均符合規定。由於相關爐心控制棒全入資訊，並不屬於 SOE 數位信號，報表標題使用「Sequence of Events」可能造成誤解，核二廠已完成 ERF 系統歷史資料製表功能修改；另控制棒 28-37 棒位動作顯示異常問題，經電廠研判結果，係因棒位指示器傳送異常所致，已更換該控制棒棒位指示器；而事件期間爐心水位資訊及乾井壓力資訊不正確部分，係因 ERF 系統 4 台伺服器中，其中 1 台伺服器(簡稱 SB 伺服器)資料傳輸異常所致，事件期間爐心水位及乾井壓力相關參數反應均正常，已進行該伺服器資料清理；至於手動急停動作信號異常部分，經研判應是電驛在復歸過程中，因電驛接點彈跳轉態所致，相關資訊異常現象，台電公司已完成處置，答覆內容經審查可以接受。

審查提問 SD-I-02-37，針對電廠所提供之事件期間 SOE 事件序列資料，發現中子偵測系統控道 A1/A2/B1/B2 急停動作時間記載為 13:25:26，而反應器保護系統急停邏輯復原時間為 13:27:20，兩者相差約 2 分鐘，要求台電公司提出說明。台電公司答覆說明，在 13:25:26 機組急停後，運轉員立即依照程序書執行急停復原操作，從急停發生至急停信號復原期間，依照程序書須執行控制棒棒位全入查證、運轉模式開關置於停機(Shutdown)位置、WRNM/APRM 紀錄器開關置於 WRNM 位置等操作，最後為避免產生二次急停，必須再三確認所有急停信號皆已消失後，才可將反應爐急停復歸開關轉至復歸位置，故從急停當下到急停復原時間約間隔 2 分鐘，答覆內容經審查可以接受。

(三)結論

綜合本節審查及現場查核結果，台電公司報告關於本次事件過程中機組系統設備動作序列正確性之評估執行狀況內容，以及對審查提問的答覆與報告修訂內容，已說明核二廠本次事件過程中機組系統設備動作序列、機組急停過程中各項參數反應均正常，安全重要設備動作情況亦均正常，至於棒位指示和 ERF 伺服器資訊異常電廠已完成處置，經審查評估報告內容及現場查核結果可以接受。

二、事件發生肇因

(一)台電公司報告內容概述

台電公司急停綜合檢討報告分析說明本次事件肇因，係因 2 號機蒸汽旁通壓力控制系統輸出信號週期性波動，使汽機蒸汽控制閥產生週期性波動，當反應爐功率升至約 30%時，引動反應爐保護儀器 OPRM 第 2 控道及第 1 控道(週期基礎演算跳脫邏輯，PBA)動作，引發反應爐保護系統動作，使機組自動急停。其肇因研判說明如下：

1. 可能肇因研判

台電公司經分析後研判，本次引起 OPRM 動作之波動，非源自反應爐自發性波動，且由急停前後發電機、主變壓器設備狀況分析後，確認發電機三相電壓、電流並無異常，三相電流隨主汽機出力維持穩定變化且三相電壓趨近於完全平衡，亦非電力系統異常所引起。另從反應爐壓力、蒸汽旁通閥開度、汽機蒸汽控制閥開度及壓力控制、蒸汽流量需求、急停信號及時間序列等各項參數變化，研判為反應爐壓力交由汽機蒸汽控制閥控制 (Pressure Control on GV)期間，先發生週期性波動，但後續波動並無法有效衰減，導致 OPRM 動作，其論述如下。

3 月 28 日 13:25 時，反應爐爐心監測系統 POWERPLEX-III 顯示爐心熱功率約 28.6%，爐心流量約 33.9%，其功率尚未達模擬熱功率(STP) $\geq 29.5\%$ 之 OPRM 引動條件。此時為使反應爐狀態達到可執行下一個操作步驟，即反應

爐水位控制由單元切換至三元控制，因此控制棒以單根單節距方式抽動，微升反應爐熱功率；急停時(13:25:26)爐心控制棒之棒位線(ROD LINE)低於 70%，低於避免發生爐心熱水力不穩定事件所訂定之行政限值 80% ROD LINE；另可能影響爐心穩定性之因素，包括確認急停前並無爐心功率分佈極端集中於底部、再循環水泵跳脫、喪失飼水加熱器等。台電公司也委請燃料廠家進行反應爐暫態重建分析，燃料廠家針對 OPRM 動作前爐心穩定性進行兩項分析：一是利用 STAIF 程式，計算當時爐心功率波動的最大衰減比(limiting decay ratio) 為 0.364(遠小於 1)，若考量全爐心衰減比不準度 0.15，則本次 OPRM 動作前之全爐心衰減比之數值為 0.514 ($0.364+0.15=0.514$ 仍遠小於 1.0)，距離爐心不穩定區域邊界仍有很大的餘裕，顯示當時爐心狀態非常穩定；另一以 RAMONA5-FA 程式模擬爐心功率受到擾動後的反應，結果顯示初始爐心功率波動很小而且快速衰減。故本次反應爐功率波動現象，並非由爐心熱水力不穩定所致，係由外來的持續性波動引起，否則不可能發生持續性的功率波動。

有關急停前後發電機、主變壓器設備狀況，台電公司檢視本次 2 號機急停前，機組發電量由 13:00 的 144.1 MWe，逐步依程序升載到 13:25:26 急停時 205.35 MWe，期間發電機電壓維持約在 21.07kV，三相電流隨主汽機出力維持穩定變化，輸出電流平均約在 5.5kA，變動幅度約為額定 1.6%，另汽機發電機轉軸各軸承(#1~#9)的振動值亦無明顯異常。隨後因 OPRM 信號造成反應爐急停，運轉員依正常程序先跳脫主汽機，再由 332A 逆功率電驛跳脫斷路器 GCB 3670/3680 及發電機磁場開關，使機組自動安全停機，過程中電氣信號亦均正常。就暫態紀錄器記錄之相關參數紀錄分析後，三相電壓趨近於完全平衡，正序成分為 54.0997，負序成分為 0.0299，負序與正序之不平衡率(VUF)比值僅 0.055%。中性點電壓在觸發點前後約 1300ms 內最高不超過 0.05V (中性點變壓器二次側電壓，換算一次側發電機中性點

電壓相當於 3V)，而 359G 發電機接地保護電驛動作設定點為 5.2V，相當於一次側 318V，所測得電壓僅有設定點的 0.96%。機組併聯系統運轉至急停期間，發電機與主變壓器均無任何異常警報，所有保護電驛包含與電壓、電流不平衡有關之 359 接地保護電驛及 346 負序電驛均沒有動作，且依據暫態紀錄器所記錄之資料分析，發電機三相電壓趨近於完全平衡，不平衡率（VUF）僅 0.055%，對發電機與主變壓器不會產生任何影響，亦即急停前後 2 號機發電機與主變壓器設備狀況皆維持正常。

綜上所述，本次引起 OPRM 動作之波動，非源自反應爐自發性波動，且由機組急停前後發電機、主變壓器設備狀況分析後，確認發電機三相電壓及電流並無異常，亦非電力系統造成，故波動應屬於蒸汽旁通壓力控制與汽機控制之問題。核二廠 2 號機於 3 月 28 日 07:26 併聯後，反應爐壓力與蒸汽旁通壓力控制輸出信號以週期約 138 秒波動（詳如圖 2、圖 3、圖 4、圖 5），此波動現象純屬單元水位控制之正常特性，直到蒸汽旁通閥於 07:58 關閉後，反應爐壓力交由汽機蒸汽控制閥控制（Pressure Control on GV），反應爐壓力與蒸汽旁通壓力控制輸出信號波動週期約 2 秒，此週期係為 OPRM PBA 演算跳脫邏輯週期區間（1~3.5 秒）內（詳如圖 3），使 OPRM PBA 跳脫邏輯開始計數，當反應爐抽棒持續提升功率，13:25:26 時，反應爐爐心功率約 30%，達 OPRM 引動條件（爐心功率大於 29.5%），引發反應爐急停；因此研判蒸汽旁通壓力控制系統之參數調校未適合，以致無法衰減週期性波動，為導致本次機組急停的肇因。

另將 3 月 28 日 07:58 蒸汽旁通閥關閉前後之時間軸放大，解析運轉參數變化（詳如圖 4、圖 5），發現反應爐壓力由蒸汽旁通閥控制切換至汽機蒸汽控制閥控制的過程中，反應爐的壓力及蒸汽旁通壓力控制系統輸出信號才產生一個週期約 2 秒的信號波動，此時間前之反應爐水位及功率皆在穩定狀態。因此研判此 2 秒之信號波動源自蒸汽旁通壓力控制系統輸出信號

控制不穩所致，非源自於反應爐自發性的壓力波動。

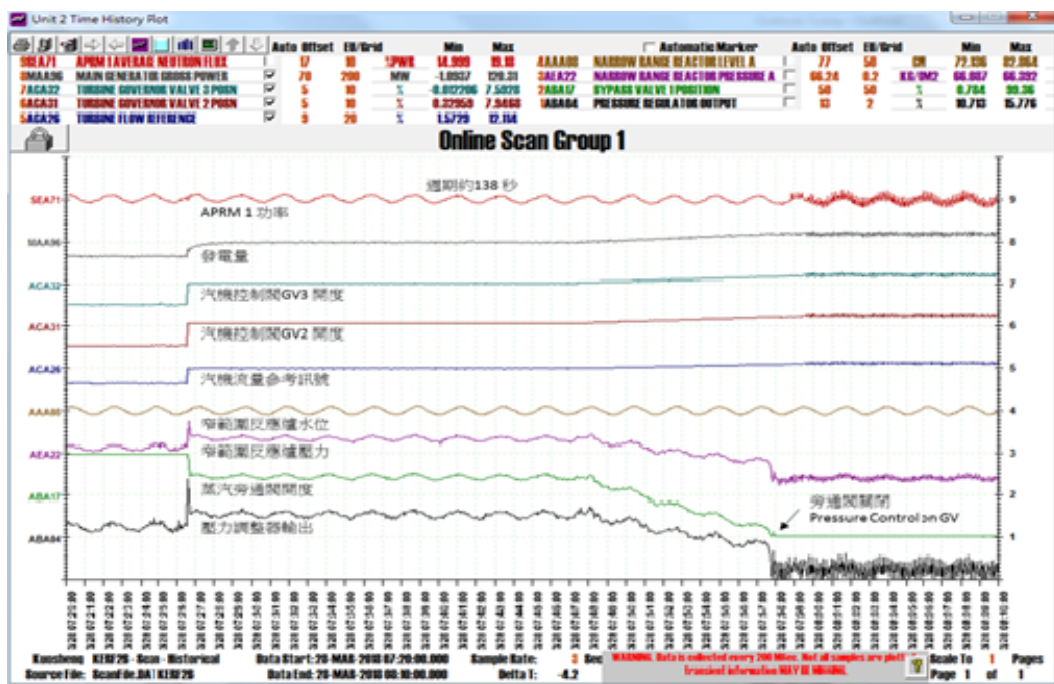


圖 2 發電機併聯後，旁通閥關閉前後重要參數

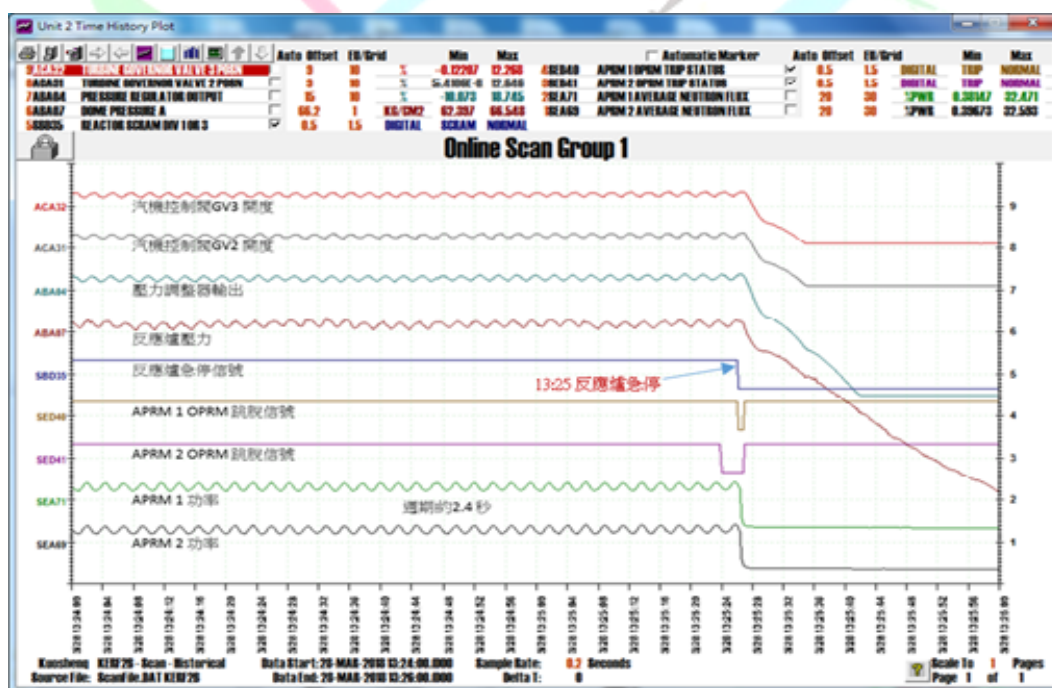


圖 3 機組急停後 OPRM 動作重要參數

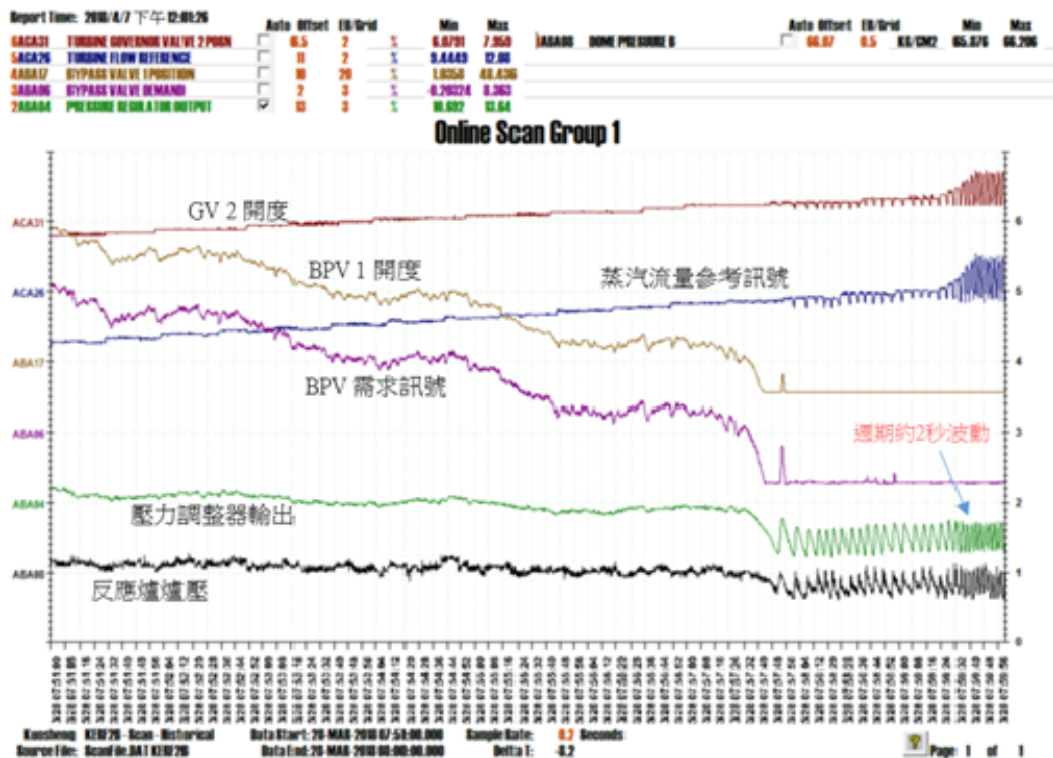


圖 4 併聯後旁通閥關閉後，引發蒸汽旁通壓力控制輸出信號不穩

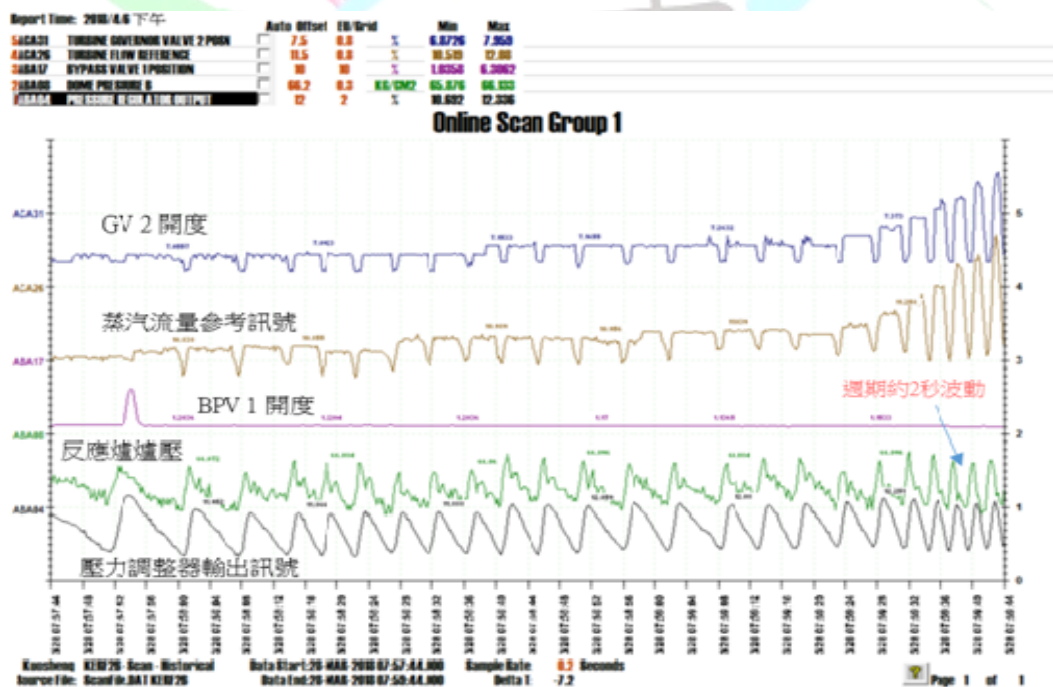


圖 5 PR CONTROL ON GV 後，蒸汽旁通壓力控制輸出信號控制不穩

2. 蒸汽旁通壓力控制與汽機控制肇因確認

經台電公司進行可能肇因研判，本次急停事件源自於蒸汽旁通壓力控制輸出信號不穩所致，引起汽機蒸汽控制閥週期性波動，造成反應爐保護儀器 OPRM 動作，進而引動反應爐保護系統動作而急停。初始爐壓波動發生的機制可確認係因 Pressure Control on GV 控制權更迭，引發蒸汽旁通壓力控制系統輸出信號週期性波動所致。然爐壓控制權轉換為機組起動過程之正常設計，控制系統設計於波動干擾結束應能衰減波動，而此週期性波動無法被有效衰減，其原因推斷可能為下列設備異常所引發，包括：汽機控制系統(DEH)、蒸汽旁通閥(BPV)與汽機蒸汽控制閥(GV)、信號傳輸、蒸汽旁通壓力控制系統(SB&PR)，如圖 6，逐一釐清如下：

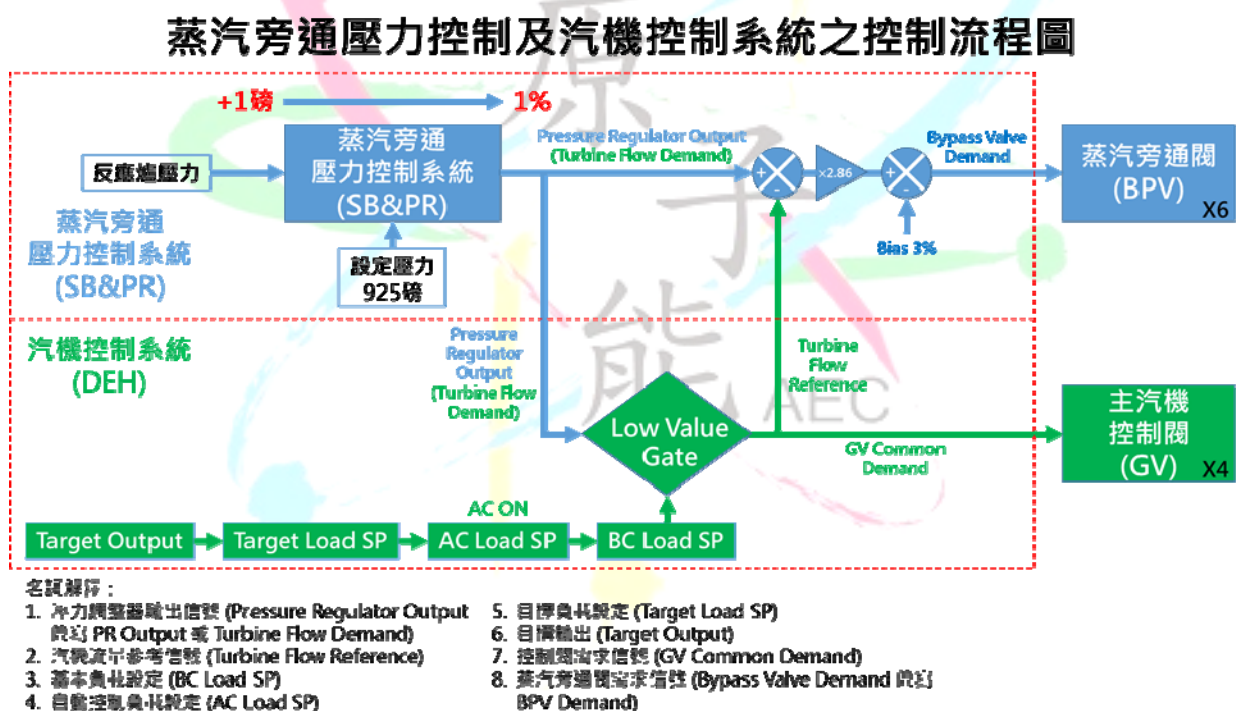


圖 6 蒸汽旁通壓力控制及汽機控制系統之控制流程圖

逐一檢視上述系統設備是否引發蒸汽旁通壓力控制輸出信號控制不穩，引起汽機蒸汽控制閥週期性波動，釐清如下：

(1) 汽機控制系統：

核二廠參照 ERF 歷時資料，發電機第一次及第二次併聯時，由汽機控制系統主導控制汽機蒸汽控制閥開度階段，汽機流量參考信號(Turbine Flow Reference)和汽機蒸汽控制閥開度皆呈現穩定。

當機組第一次併聯，進行汽機熱機(Soaking)後，逐漸藉由提升 DEH 的負載需求設定值使負載增加，同時蒸汽旁通閥逐漸關閉，直到蒸汽旁通閥全關後，進入汽機蒸汽控制閥壓力控制模式(Pressure control on GV)，此後汽機蒸汽控制閥閥位控制切換由蒸汽旁通壓力控制系統輸出信號控制，閥位開始波動。另於 3 月 28 日機組第二次併聯後，發現汽機蒸汽控制閥閥位波動的現象與 3 月 27 日機組第一次併聯現象相同，證實 DEH 的控制正常且穩定。綜上所述現象，證實汽機蒸汽控制閥閥位的波動，非源自於汽機控制系統(DEH)。

(2) 蒸汽旁通閥與汽機蒸汽控制閥：

當機組併聯後由 DEH 控制主汽機蒸汽控制閥開度，控制閥 GV 2 及 GV 3 閥位係追隨汽機蒸汽控制閥開度信號(GV Demand)之週期性波動信號同步動作，故判定汽機蒸汽控制閥 GV 2 及 GV 3 機構正常。

在反應爐壓力控制因機組運轉需要切換為蒸汽旁通閥控制時，1 號蒸汽旁通閥閥位確實追隨蒸汽旁通閥需求信號之週期性波動信號同步動作，故判定 1 號蒸汽旁通閥之機構正常。

此次停機後，台電公司於 3 月 30 日進行汽機蒸汽控制閥與蒸汽旁通閥外觀檢查，結果確認閥門設備組件正常；另 SB&PR 系統原廠技師於 4 月 2 日針對汽機蒸汽控制閥與蒸汽旁通閥要求重新執行相關測試與調校，內容包括：汽機蒸汽控制閥閥位行程與特性曲線驗證、蒸汽旁通閥之伺服閥零

位(NULL)電流及閥位行程驗證，驗證結果並無發現任何異常。

(3)信號傳輸：

機組停機後，經量測蒸汽旁通壓力控制系統、主汽機汽機控制系統、汽機蒸汽控制閥及蒸汽旁通閥之間信號傳輸情形，結果皆正常。

(4)蒸汽旁通壓力控制系統：

此次 2 號機於 3 月 21 日再運轉起動過程，依據程序書執行蒸汽旁通壓力控制系統(SB&PR)更新後動態調校，由 SB&PR 系統原廠技師與台電公司核二廠儀控人員會同執行。本系統需於起動至滿載過程中，機組在不同階段進行動態調校，以獲得系統控制流程的合適調諧；輸入系統之初始參數值是由原廠設計技師實際從原類比卡片設定取得後，經由靜態模擬測試，驗證輸出信號反應正常且符合預期，於是確立初始參數值。

2 號機再運轉起動過程中，機組併聯前、後均依程序書 SP-2016-04，執行步階改變及觀察輸出控制反應與查證，並視需要進行參數值之動態調校。由 ERF 等資料顯示 3 月 28 日 13:25:26 機組提升功率過程中，因該系統輸出信號週期性波動，造成反應爐爐壓亦出現週期性波動，引發反應爐保護系統動作，機組自動安全停機。

SB&PR 系統原廠國外技師於 3 月 30 日及 3 月 31 日陸續抵核二廠，協助台電公司核二廠進行肇因分析及後續改善建議擬訂。經台電公司與原廠技師討論，分別執行 SB&PR 系統運作查證、硬體查證及軟體查證；其查證結果，SB&PR 系統運作正常，硬體查證確認正常，軟體查證確認符合設計功能，惟蒸汽旁通壓力控制系統控制參數之調校未達合適化，需進行改善。

台電公司以 2 號機 3 月 28 日急停前的爐壓數據，加上急停前相同的控制參數做為輸入信號，建置 Matlab Model(如圖 7)進行模擬分析。

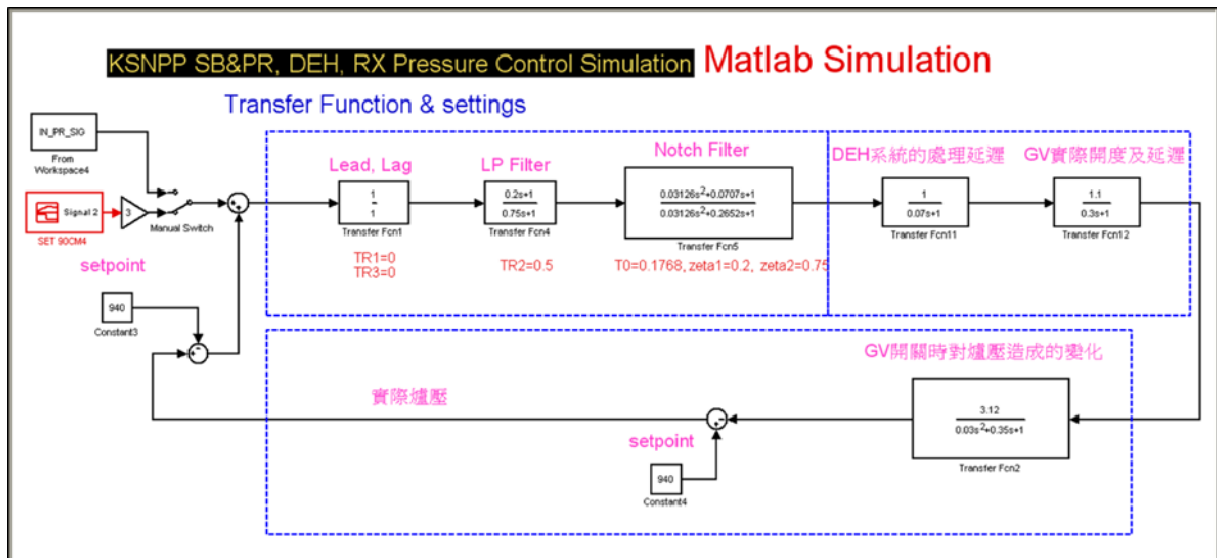


圖 7 SB&PR 系統壓力控制功能方塊圖

其模擬結果顯示，事件當時之調校參數仍未達合適調諧(如圖 8)，無法有效衰減系統界面的壓力擾動信號，仍需持續再調校。

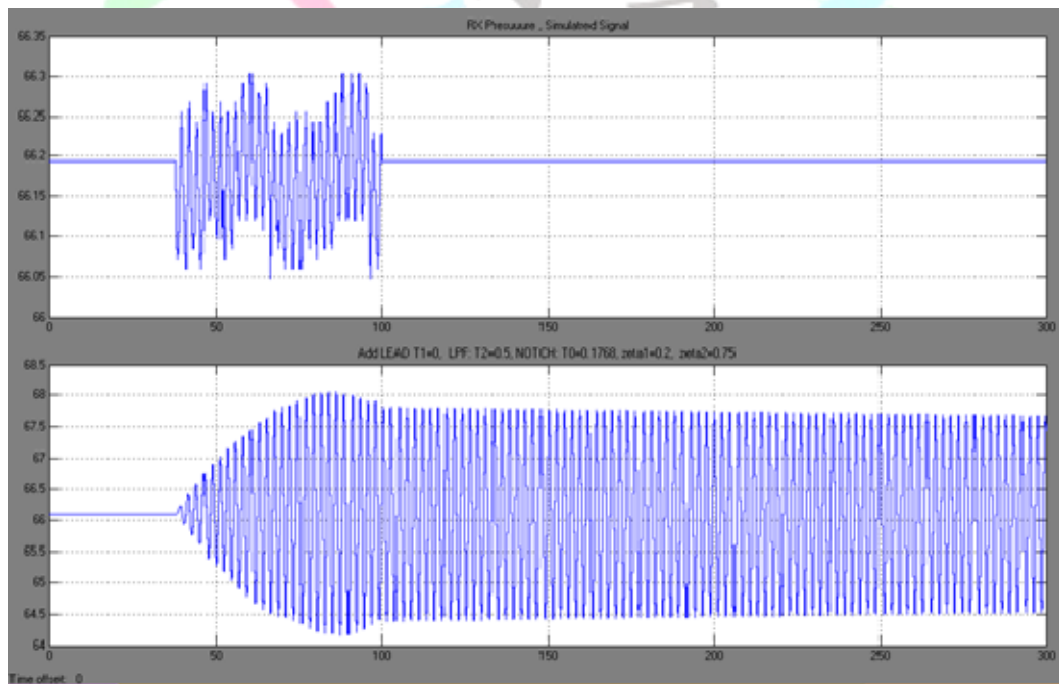


圖 8 模擬事件當時調校參數之壓力擾動信號衰減結果

經原廠設計技師完成阻尼係數($Z2$)與低通濾波參數($TR2$)兩參數個別

之靈敏度分析，並搭配響應超前時間(TR1)當做初始值，再與台電公司討論波動信號衰減與反應時間補償效應，原廠技師建議須調整之初始參數(Z2、TR2、TR1)：Z2=1.0、TR2=0.75 秒、TR1=0.2 秒。台電公司以 Matlab 程式建置閉迴路模擬分析此組參數後，其結果(如圖 9)顯示，系統可以快速收斂且穩定。

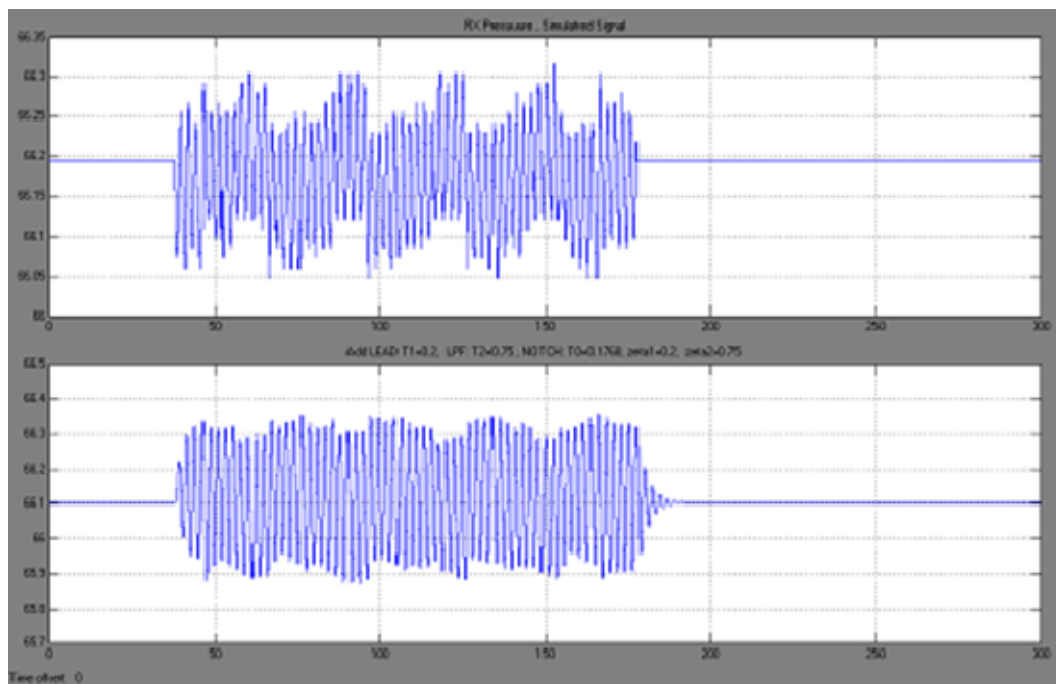


圖 9 模擬重新規劃調校參數之壓力擾動信號衰減結果

經上述驗證及分析結果，本次急停肇因可確認為數位化更新之蒸汽旁通壓力控制系統之參數並未達合適調諧，致無法有效衰減反應爐壓力週期性波動，引發 OPRM PBA 演算跳脫邏輯。

(二)審查與現場查證情形

審查小組就台電公司核二廠 2 號機 107 年 3 月 28 日機組急停後再起動申請文件進行審查，針對急停綜合檢討報告之事件發生肇因分析事項等內容，提出審查提問 SD-I-01-01、SD-I-01-03~10、SD-I-02-01、SD-I-02-06、SD-I-02-20、SD-I-02-22、SD-I-02-29~31、SD-I-02-34、SD-I-02-38~40、

SD-I-02-46~48、SD-I-03-01、SD-II-02-01、SD-II-03-01、SD-III-02-01及SD-III-03-01，分別說明如下。

審查提問 SD-I-01-01，針對急停綜合檢討報告肇因分析及過程說明未盡詳細之部分，要求台電公司重繪較為詳盡之「蒸汽旁通壓力控制系統控制方塊圖」，並明白定義各信號一致之名稱，充分說明所涉各控制方塊之功能及各模式之運轉機制，並以之配合相關時序，說明各系統作動之演進時程，從系統面推估甚或輔以模擬驗證，使肇因確認上更周延。台電公司除已依要求重繪詳盡之前述圖面與明確定義相關名稱、功能、模式且充分說明外，並就蒸汽旁通壓力控制系統(SB&PR)與汽機控制系統(DEH)之設備與控制功能、在機組不同運轉模式下 SB&PR 與 DEH 間的運作與匹配、發電機併聯前後控制系統間的匹配與協調運作，以及發電機於3月28日07:26併聯後各控制系統依運轉狀態之改變作動，說明各系統作動之演進時程，並提出確認肇因之系統分析及模擬驗證，以周延其肇因分析內容，提供充分資料俾利審查，台電公司並已將相關答覆說明修訂於報告內，答覆內容經審查可以接受。

審查提問 SD-I-01-05 及 SD-I-02-30，針對急停綜合檢討報告肇因分析內容，提出包括 Pressure Control on GV 與汽機控制系統(DEH)關係、檢視本次控制系統相關受控組件是否均依設計動作等問題，要求台電公司進一步說明。台電公司答覆說明，Pressure Control on GV 係指汽機控制系統(DEH)之基本負載設定值(BC Load SP)與壓力控制器輸出值(PR Output)比較後取低值，取到壓力控制器輸出值(PR Output)轉為汽機蒸汽控制閥需求信號(GV Common Demand)控制汽機蒸汽控制閥開度，此時反應爐壓力由汽機蒸汽控制閥控制；核二廠檢視各系統運作方式及介面控制，並就反應爐起動階段之爐壓控制、主汽機起動、發電機併聯、併聯後初始負載、主汽機熱機時間(Soaking Time)、汽機蒸汽控制閥壓力控制過程之系統運作，

以及主汽機 DEH 之升載率設定及邏輯連鎖等，用以解析 ERF 參數紀錄趨勢圖，佐證說明及確認各組件依設計動作，然由於 SB&PR 參數調校尚未達合適調諧，致因 Pressure Control on GV 控制權更迭引發蒸汽旁通壓力控制系統輸出信號波動且無法有效衰減。台電公司已就各項疑問提出答覆說明，並已將相關答覆說明修訂於急停綜合檢討報告中，答覆內容經審查可以接受。

審查提問 SD-I-01-03，針對報告中蒸汽旁通壓力控制系統(SB&PR)參數調校過程之原廠技師參與情形、併聯發電流程、數位化系統運轉實績等問題，要求台電公司提出說明。台電公司答覆說明，3 月 21 日會同執行線上動態調校的原廠技師為原廠台灣技師，而原廠國外兩位技師分別於 3 月 30 日及 3 月 31 日陸續抵達核二廠協助肇因判斷；所有控制系統數位化更新都要進行線上動態調校，才能得到最佳化的參數，本系統須於機組有蒸汽的條件下，在功率升載測試(PAT)執行動態調校，且併聯後尚需進行動態調校，故機組須併聯後才能依序執行相關測試作業；對於更新 SB&PR 系統所使用 TRICON 設備，在美國已有兩個電廠使用實績經驗，核二廠並非第一個安裝地點，此外，台電公司將要求原廠國外技師於 2 號機下次機組起動時，全程駐廠進行動態參數調校，答覆內容經審查可以接受。

審查提問 SD-I-01-04，針對數位化之蒸汽旁通壓力控制系統(SB&PR)要求台電公司說明該系統是否有嚴格測試或防呆之類韌性設計此類保護，以及釐清本系統調整過程之問題。台電公司答覆說明，SB&PR 系統數位化更新為 TRICON 設備，維持原系統設計邏輯，並將壓力輸入信號由原先 2 個控道改為 3 個控道，以提昇系統運作可靠度，其硬體採用三重容錯 TMR (Triple Modular Redundancy) 架構，硬體上擁有較高的穩定度及容錯能力，容錯功能優於舊系統；系統上線前先執行靜態模擬測試以得到合適的初始值，上線後觀察系統之反應，若需執行動態調校，會經過靜態模擬及評估後，

確認參數調校之正確及有效性後，再執行動態調校，以確保控制系統之穩定運作，答覆內容經審查可以接受。

審查提問 SD-I-01-06，針對核二廠 1、2 號機硬體差異與 SB&PR 系統調校之影響及部分參數（如 notch control、中央頻率等）之設定正確性等問題，要求台電公司提出說明，並要求澄清說明 1 號機是否有遇過類似振盪問題。台電公司答覆說明，核二廠兩部機組的蒸汽管路物理特性會有些差異，此差異會影響管路設備之共振頻率，故兩部機陷波濾波(Notch Filter)設定的中心頻率會有所不同，於動態補償調校時亦有可能得到不同的阻尼係數($Z1$ 、 $Z2$)組合；1 號機迄今在滿載運轉時及定期降載執行相關測試期間，汽機蒸汽控制閥(GV)及反應爐爐壓均由蒸汽旁通壓力控制系統穩定控制中，並未曾發生類似波動現象。台電公司並就 1、2 號機調校過程之差異，提出精進運轉方式並研擬調校策略等改善作法，答覆內容經審查可以接受。

審查提問 SD-I-1-07、SD-I-2-46~48 及 SD-I-03-01，針對台電公司數位化之蒸汽旁通壓力控制系統(SB&PR)之各項相關參數意義、作用與調整等各項須進一步釐清之疑問，要求台電公司提出說明。台電公司答覆說明，SB&PR 控制系統內部包括壓力控制器(Pressure Regulator)及蒸汽管路動態補償器(Steam Line Dynamic Compensator)兩個組件，壓力控制器(Pressure Regulator)的控制參數包括比例參數(K)、響應超前(lead)/落後(lag)時間參數，其中比例參數(K)為控制器信號之輸出比例，依據原廠 GE 公司設計設定輸出比例為 1:1，亦即當壓力差值信號 1psi 等於 1%的輸出信號，故 K 值設定為 1%/psi。 K 值涉及反應爐壓力控制及汽機蒸汽控制閥(GV)與蒸汽旁通閥(BPV)控制信號的匹配，屬原設計廠家 GE 公司建廠功率測試確認之設定，因此 SB&PR 系統設計廠家與台電公司皆認為不宜更動。Lead/Lag Time($TR1/TR3$)為壓力信號響應超前/落後時間參數，代表壓力輸入信號經控制器運算送至實際終端元件作動，輸入/出兩者反應時間差的補償參數，

而原類比系統設備並無反應時間的差異，因此超前與落後時間設定皆為 0 秒，目前更新為數位化系統，數位控制器運算處理會增加系統反應時間，故廠家建議需設定響應超前時間(TR1)來補償此現象，並配合其他參數(TR2、Z2)設定來達成合適調校組合。蒸汽管路動態補償(Steam Line Dynamic Compensator)控制方塊包括低通濾波功能(Low Pass Filter)及陷波濾波功能(Notch Filter)，共有 4 個補償參數，其中中心頻率參數(T0)係與蒸汽管路及相關系統機械組件共振效應有關，不宜更動，因此沿用原類比卡片之設定值($T0=0.1768$ 秒/rad，換算頻率為 0.9Hz)。阻尼係數(Z1、Z2)中 Z2 值代表中心頻率($T0$) ± 3 dB 頻寬的調整值(Width Adjust)，而阻尼比($Z1/Z2$)值影響陷波區域(Notch Depth)的衰減率。低通濾波參數(TR2)決定低通濾波的截止(cut off)頻率，原設定值 $TR2=0.25$ 秒(急停前 TR2 調至 0.5 秒)，該參數之調整亦會影響波動信號衰減率及反應時間的補償。此外，台電公司提出如下表之 1、2 號機參數比對：

參數	K	TR1	TR2	TR3	T0	Z1	Z2	備註
1 號機	1	0	0.11	0	0.1989	0.482	1.0	
2 號機 急停前參數	1	0	0.5	0	0.1768	0.2	0.75	尚未調校完成

另專案小組要求台電公司說明兩部機 SB&PR 參數差異分析情形，經台電公司答覆說明，利用 1 號機參數值，以 2 號機 3 月 28 日急停前的爐壓數據做為輸入信號，執行 1 號機的 Matlab 模擬分析結果為收斂；2 號機急停前參數值之 Matlab 模擬分析結果，則為發散；台電公司進一步模擬分析，其結果顯示： $TR1=0$ ， $TR2=0.2\sim 0.5$ 均不會收斂； $TR2$ 遠離 0.2~0.5 區間時，系統會收斂； $TR2=0.75$ 與 $TR2=0.1$ 兩者衰減比相當。台電公司已就各項疑問提出答覆，並已將相關答覆說明修訂於急停綜合檢討報告中，答覆內容經審查可以接受。

審查提問 SD-I-01-08、SD-I-02-01、SD-I-02-29、SD-II-03-01 及 SD-

III-03-01，針對本次事件肇因除 SB&PR 系統調校問題外，要求台電公司澄清是否有其它肇因可能導致本次機組急停，包括爐心熱水力不穩定、長期停機導致爐心變化、設備參數與機械應力是否有因長期停機與部分設備更新而改變，以及發電機輸出不平衡等，要求台電公司提出說明。

台電公司答覆說明分別為(1)可能導致爐心不穩定的運轉狀態包括高功率低流量、爐心功率分佈極端集中於底部、再循環水泵跳脫、喪失飼水加熱器等，經檢視急停前機組運轉狀態與各項運轉參數等佐證資料並進行分析結果，確認當時爐心狀況並非處於高功率低流量、功率分佈並非底部尖峰之分佈、再循環水泵運轉正常、飼水加熱器已置入使用且爐水溫度並未偏低，機組相關狀況均正常；(2)台電公司並委請燃料廠家進行反應爐暫態重建分析，燃料廠家針對 OPRM 動作前爐心穩定性，用 STAIF 程式計算當時爐心功率波動的最大衰減比(Limiting Decay Ratio) 為 0.364(遠小於 1)，顯示當時爐心狀態非常穩定，並以 RAMONA5-FA 程式模擬爐心功率受到擾動後的反應，結果顯示初始爐心功率波動很小而且快速衰減，故本次反應爐功率波動現象，並非由爐心熱水力不穩定所致；另外，台電公司並提供佐證資料以確認 Core loading pattern 各項參數均針對核二廠 2 號機週期 25 特定狀況，進行「核二廠 2 號機 107 年 3 月 28 日模擬反應爐暫態重建分析報告爐心穩定性分析」時，先以適用於核二廠 2 號機週期 25 的 MICROBURN-B2 3D 模擬程式，重建本次機組急停前的爐心狀況，考量參數包括 2 號機實際停機天數、實際爐心狀況（功率、流量、次冷度、壓力、控制棒佈局等）及實際爐心燃料填裝佈局，MICROBURN-B2 模擬得到的結果，再輸入 STAIF 程式和 RAMONA5-FA 程式，分別計算衰減比和爐心燃料 MCPR 變化值，以確認 OPRM 設定點對於保護燃料完整性有足夠之保守度。台電公司並提供起動時的冷爐臨界計算結果和預期值之差異進行說明，核二廠 2 號機本次再轉冷爐起動之冷爐臨界停機餘裕燃料廠家設計預期值及實際冷

爐臨界計算結果差異僅 $-0.06\% \Delta k/k$ (A 序列) 及 $-0.02\% \Delta k/k$ (B 序列)，顯示冷爐臨界計算結果與預期值兩者差異極小，且數值皆大於運轉技術規範要求之停機餘裕；(3)台電公司並說明本次核二廠 2 號機再轉，各系統設備均依程序書完成起動前的檢查及測試，均符合程序書接受標準，並沒有進行系統相關參數的改變，也未發現設備有異常狀況，此次機組起動除「蒸汽旁通壓力控制系統」數位化更新案外，另有一項為「主發電機定子線圈重繞」之更新案，與此次反應爐壓力產生波動無關，另檢視蒸汽流程上的管路設備，包含主汽機及汽機蒸汽控制閥與蒸汽旁通閥等動件，結果均正常；(4)有關發電機輸出不平衡部分，台電公司說明本次核二廠 2 號機急停前，發電機端電壓穩定維持在 21kV，三相電流隨汽機出力維持穩定變化，輸出電流平均約在 5.65kA，變動幅度約為額定 1.6%，電壓之零序、正序及負序計算結果，三相電壓趨近於完全平衡，不平衡率 (VUF) 僅 0.055%，中性點電壓在觸發點前後約 1300ms 內最高不超過 0.05V (中性點變壓器二次側電壓，換算一次側發電機中性點電壓相當於 3V)，所測得電壓僅有 359G 發電機接地電驛動作設定點的 0.96%。綜合上述，台電公司答覆內容經審查可以接受。

審查提問 SD-I-01-09，針對是否還有其他類似本次 SB&PR 系統可能於後續升載過程調校而引發急停之系統，或者未加壓時不能確實驗證的系統，要求台電公司提出說明。台電公司答覆說明，本次機組再運轉需進行測試與調校之設備更新案，計有主發電機定子線圈重繞及蒸汽旁通壓力控制系統 (SB&PR) 等，其中發電機因定子線圈重繞須執行冷卻風量測試與調整、相位與相序核測及自動電壓調整器 (AVR) 調校與測試，未來 2 號機再起動後，上述兩項更新案的後續測試與調校，主要內容有蒸汽旁通壓力控制系統 (SB&PR) 依規劃管制查核點進行各階段的動態調校，及「主發電機定子線圈重繞」案後續需於負載達 50%、75%、100% 時進行自動電壓調整器 (AVR)

調校，及滿載後執行發電機的溫升測試，該兩項調校工作仍由原廠國外技師駐廠執行，台電公司會分別成立專案小組參與執行，答覆內容經審查可以接受。

審查提問 SD-I-01-10，針對有關核二廠蒸汽旁通壓力控制系統(SB&PR)由類比系統改為數位系統部分，要求台電公司提供當初在依據「核子反應器設施設計修改及設備變更申請審核作業規範」進行重要安全事項評估所作之相關分析資料，以說明作業流程之符合性。台電公司答覆說明，本設計修改案之「重要安全事項」的判斷係依據核二廠程序書 150「重要安全事項評估作業程序」來執行，台電公司並提供本設計修改案 DCR-K2-3572 成套文件中依程序書 150 執行重要安全事項評估之佐證資料，其中因本案涉及爐壓控制，核二廠先以燃料廠家針對 2 號機週期 25 提送台電公司之 Reload Licensing Analysis (RLA)報告中相關參數進行測試，並諮詢燃料廠家，燃料廠家復以 SB&PR 系統部分參數之改變，如 Lead Time、Large Lag Time、Small Lag Time 不致影響其於上述報告所分析之任何結果，於確認新參數值後，再送燃料廠家評估即可。惟專案小組要求台電公司再釐清本案是否涉及 SSC 變更並使 FSAR 內對該 SSC 所述的設計功能受到不當的影響，台電公司答覆說明由於本案是將蒸汽旁通壓力控制系統(SB&PR)由原二選一類比系統改為三重容錯式(Triple Module Redundant, TMR)之數位系統，僅將從二選一 Redundant 控制邏輯更新為更可靠的三選二 Triple Module Redundant(TMR)控制邏輯外，其餘新、舊系統之控制流程之設計皆與原設計完全相同，且軟體作業平台採用安全完整性等級(SIL)分類 3 之控制系統，相對於失效機率及風險係數均較原有系統為優良，對該 SSC 所述的設計功能並無受到不當的影響，且台電公司說明未來機組起動測試完畢且系統無異常後，將參照 SIL 對使用之軟體評估建檔，答覆內容經審查可以接受。

審查提問 SD-I-02-06，針對於單元水位控制進行參數調校後切換至三元控制時是否仍能達成最佳調諧(Optimum Tuning)狀態等問題，要求台電公司提出說明。台電公司答覆說明，原廠技師在執行動態調校過程中取得之調諧參數，會依反應爐各功率階段調校結果進行考量，以確保該最佳調諧參數可適用於反應爐各功率階段運轉需求，並另將「最佳調諧參數」修正為「合適調諧參數」以符合實情，答覆內容經審查可以接受。

審查提問 SD-I-02-20，針對升載過程中是否有相關人員進行 OPRM 指示監視，要求台電公司提出說明。台電公司答覆說明，由資料顯示，在機組急停前，反應爐壓力與壓力調整器輸出指示與 APRM 1 及 APRM 2 功率之波動均為同步，惟反應爐壓力、壓力調整器輸出、APRM 功率之讀值變化幅度不大，不易查覺異常，且從 APRM 紀錄器亦難察覺有無週期性波動，未來將修訂相關程序書，強化運轉人員監視作為，於爐心熱功率達 24.5%時，即建立有效監控機制，答覆內容經審查可以接受。

審查提問 SD-I-02-22，針對靜態模擬測試為何未發現問題，要求台電公司提出說明。台電公司答覆說明，機組運轉前靜態模擬測試，係執行參數靜態模擬驗證與硬體離線驗證，利用事前預先模擬，找出機組運轉前之控制初始參數值，但該等參數並非控制系統最佳化參數，須經由動態調校，才能取得系統最佳化參數；另目前已擬定調校策略，參數調校前需經 Matlab 分析模擬驗證，確認有效收斂後，始可進行動態調校，答覆內容經審查可以接受。

審查提問 SD-I-02-31，就報告中敘述原廠技師確認事件前 TR2 之調校方向正確，要求台電公司澄清說明。台電公司答覆說明，事件前 TR2 由 0.25 秒調校至 0.5 秒後，觀察在壓力調整器輸出變化幅度由 1.4%降為 1.21%情況下，反應爐壓力變化幅度由約 2.78 psi 減緩到約 2.38 psi 略有改善，顯示 TR2 參數值往上調校方向正確，但仍未達最佳化參數值，且台電公司

事後另以 TR2 不同之參數值 (TR2=0.25、0.5、1.0、1.5、2.0 秒) 進行參數靈敏度之模擬分析，分析結果顯示當 TR2 增加時，針對本次 2 號機之反應爐壓力波動頻率(0.417 Hz)之信號，TR2=0.25 秒對應之衰減率為-3.6dB，而 TR2=0.5 秒對應之衰減率為-6.7dB，有較高之衰減率，故往上調整 TR2 的方向是正確的，惟仍未達到適合調諧，答覆內容經審查可以接受。

審查提問 SD-I-02-34，針對機組急停前 APRM 功率是否符合 OPRM TRIP ENABLE 引動條件問題，要求台電公司提出說明。台電公司答覆說明，經檢視 ERF 數據，在機組急停時，雖然 APRM 讀值平均約為 29%，但 APRM 的瞬間讀值會達 30%以上，再經六秒之時間常數計算後得到的模擬熱功率(STP)會大於 29.5%，已達 OPRM TRIP ENABLE 引動跳脫之設定條件，答覆內容經審查可以接受。

審查提問 SD-I-02-38、SD-I-02-39 及 SD-I-02-40，針對急停綜合檢討報告之肇因分析內容，提出 Pressure Control on GV 後依計畫升載系統輸出信號週期波動變大之合理性、BPV 關閉後之 BPV 需求信號及 BPV 曾瞬間開啟之合理性、壓力調整器輸出信號與蒸汽流量參考信號輸出變化不一致性等問題，要求台電公司須進一步釐清各項疑問。台電公司答覆說明，升載時系統輸出信號週期波動變大原因為 GV-2 開度變化幅度增大後，因為反應爐壓力控制權在 Press Control on GV，汽機蒸汽控制閥(GV)完全接受 PR Output 的信號控制開度，開度變化幅度增大完全反應 PR Output 的波動，並非因抽棒負載提升而導致信號波動變大；而 BPV 需求信號為 0 時，蒸汽旁通閥亦全關，惟後續因 Pressure Control on GV 信號 on/off 多次更迭，蒸汽旁通閥 BPV#1 曾瞬間開啟，反應爐壓力信號、壓力控制輸出信號及 GV 開度輸出信號有波動現象；同時，在 Pressure Control on GV 的邏輯消失期間，BC Load SP 因受到固定升載率 0.2%/min 之限制，緩慢提升至目標負

載設定(Target Load SP)，因速率慢，輸出之汽機流量參考信號在圖形上看起來是水平齊頭緩慢向上之波動直線，所以圖形與壓力調整器輸出信號不同。台電公司已就各項疑問提出答覆說明，並已將相關答覆說明修訂於急停綜合檢討報告中，答覆內容經審查可以接受。

審查提問 SD-II-02-01，針對 OPRM 之設定點與特定週期爐心填換燃料之特性關係問題，要求台電公司提出說明。台電公司答覆說明，核二廠 2 號機週期 25 OPRM 跳脫設定點，係根據燃料再填換分析的結果，以該週期週期初、熱過剩反應度尖峰點(Peak hot excess reactivity)及週期末等三個時間點，且在最不利的運轉條件下，訂定適用該週期的 OPRM 跳脫設定點，OPRM 設定點之訂定，應避免設定點偏低致因誤訊號而使 OPRM 跳脫，也要避免設定值過高致對機組運轉造成不必要之限制，答覆內容經審查可以接受。

審查提問 SD-III-02-01，針對機組急停前反應爐抽棒升載期間，APRM 量測功率並無顯著上升問題，要求台電公司提出說明。台電公司答覆說明，本次 2 號機併聯後升載，抽動控制棒皆以單根單節距方式執行，於 13:25:00 至 13:25:25 反應爐急停前此一時段，以爐心監測程式 POWERPLEX 模擬機組急停前抽動控制棒 20-45 一節距，棒位由 6 至 8 之功率變化結果，顯示爐心功率變化約 0.4%，而依 ERF 紀錄顯示，APRM 1 及 APRM 2 自身量測變動幅度約 5.6%，遠大於爐心功率變化，因此本次 2 號機機組急停前抽動一根控制棒一、兩節距之爐心功率變化，並不易由當時 APRM 讀值察覺，答覆內容經審查可以接受。

(三)結論

綜合本節審查及現場查核結果，台電公司報告關於本次事件之肇因研判分析與論述內容，以及對審查提問的答覆與報告修訂內容，已說明導致核二廠本次事件發生之肇因，係為蒸汽旁通壓力控制系統(SB&PR)參數調校

組合不佳所致，而非源自於反應爐自發性功率振盪，並排除電力系統異常所引起，且所提供之佐證資料論述其肇因分析，經審查評估報告內容及現場查核結果可以接受。

三、改善措施

(一)台電公司報告內容概述

台電公司依本次事件肇因研判與檢討，分別研擬 SB&PR 系統參數調校改善精進、增訂運轉安全管制措施、OPRM 系統軟硬體精進及未來執行數位化系統更新管制精進等四項改善措施，分別簡述如下：

1. SB&PR 系統參數調校改善精進

台電公司針對 SB&PR 系統未來線上動態調校，該公司與原廠技師將充分考量壓力波動的衰減率、控制器的靈敏度、穩定控制爐壓、壓力暫態的即時反應等四項因素，提出合適之初始參數組合，並將 SB&PR 輸出信號延遲現象列入參數組合之考量項目，以確保調校後參數適用於反應爐各功率階段運轉需求。

台電公司原計畫對於發電機併聯後執行動態調校之時機點，係在反應爐水位控制由單元切換至三元後執行，其主要考量此時爐心水位與壓力信號較穩定，有助於線上動態調校。惟此時機組可能進入 OPRM 系統引動條件之運轉區域，該公司為有效降低風險，因此將調整動態調校之時機點，修正為在較低功率區 (APRM 讀值 15~20%) 執行，並於特殊程序書 SP-2016-04 增訂定更嚴謹的調校接受標準，分別為爐壓波動小於 1 psi 且波動週期時間大 (等) 於 4 秒，避免落入 OPRM PBA 波動週期區間內 (1~3.5 秒)。另在 SB&PR 系統更新後之測試及暫態觀察階段，若未達程序書接受標準，立即暫停提升功率並降低功率至 APRM 讀值 15~20%，並召開專案小組會議重新擬定參數調校，且調校前需經 Matlab 分析模擬驗證，確認有效收斂後，始可進行動態調校，同時確認調校後的系統響應符合程序書接受標準。

2. 運轉安全管制措施

台電公司對於運轉安全管制精進作為部分，可分為降低反應爐壓力控制權轉移時之波動、爐心功率監控行政管理、人員訓練強化等強化措施，並修訂相關程序書。其中有關降低反應爐壓力控制權轉移時之波動，則於汽機起動前旁通閥開度調整為約 1.5 至 2 只開啟，減少反應爐壓力控制權轉換時汽機蒸氣控制閥及旁通閥開度之變動，以及反應爐壓力控制權轉換操作過程，當第 1 只旁通閥開度關閉至約 20%時，提高升載率，使反應爐壓力可完全由汽機蒸氣控制閥控制。

爐心功率監控行政管理部分，台電公司為能更強化爐心功率之監控，避免因爐心熱水力不穩定或外在系統控制(如 SB&PR)不穩定，引起 APRM 功率波動而使反應爐保護儀器 OPRM 動作，造成反應爐急停。其相關強化措施分別為：(1)當 APRM 功率達 24.5%功率時，運用 ERF 系統進行觀察並記錄 APRM 之功率讀值不可有明顯短週期性變化(週期小於 4 秒)，若有不符情形，須暫停升載；(2)在此功率下，APRM 顯示盤畫面須切換至 OPRM 監看畫面，提前監控 OPRM 偵測參數變化情形。

人員訓練部分，在 2 號機再起動前，台電公司將開辦「2 號機起動模擬器訓練」，再次強化運轉員對於 OPRM 系統使用的熟稔度，並將反應爐達 24.5% 熱功率執行爐心功率監控管理機制納入訓練課程中，經由模擬器課程之演練，讓運轉員熟悉監看 OPRM 畫面之人員分工與監看作為，亦熟悉及掌控 SB&PR 系統數位化、OPRM 新增電腦警示功能、發電機線圈重繞測試及監控等機組起動過程重要管制工作。

3. OPRM 系統精進

在 OPRM 系統建置時，設計廠家設置有 NIC(NUMAC Interface Computer) 設備及 External PC，但僅供執行 LPRM 校正及 LPRM I/V 曲線測試用，未具備儲存 OPRM 系統相關參數歷史性資料之功能，台電公司完成可自動轉存

OPRM 系統相關參數之歷史性資料，並可提供爾後之線上監測 OPRM 系統參數及後續分析判讀之用。另外，為增進運轉員有效監控 OPRM 系統，台電公司針對 OPRM 系統之 OPRM INOP、PBA count Alarm、PBA count Trip 等 3 個警報，在未達引動(ENABLE)條件之前，提供警示功能。

4. 未來數位化系統更新管制精進

對於精進未來控制系統數位化更新部分，台電公司將要求得標廠家在動態調校前須提出參數之靈敏度分析，並依電廠系統界面設計建立模擬模型(Model)進行離線模擬，以取得合適之初始參數。

(二)審查及現場查證情形

審查小組就台電公司核二廠 2 號機 107 年 3 月 28 日機組急停後再起動申請文件進行審查，針對所提改善措施，提出審查提問 SD-I-01-02、SD-I-01-12~14、SD-I-02-02~05、SD-I-02-08~、SD-I-02-09、SD-I-02-12、SD-I-02-13、SD-I-02-18~21、SD-I-02-23~27、SD-I-02-32、SD-I-02-35、SD-I-02-38、SD-I-02-42~45、SD-I-02-48、SD-I-03-01 及 SD-III-02-02，說明如下。

審查提問 SD-I-01-02、SD-I-01-12、SD-I-01-14、SD-I-02-03、SD-I-02-04、SD-I-02-13、SD-I-02-48 及 SD-I-03-01，主要要求台電公司說明 SB&PR 系統參數調校策略及該系統在不同功率情況下都能達成控制目的並有效衰減波動訊號，且未來再起動前將如何進行調整等問題。台電公司答覆說明，針對未來線上動態調校，原廠技師與台電公司已充分考量壓力波動的衰減率、控制器的靈敏度、穩定控制爐壓、壓力暫態的即時反應等四項因素，提出合適之初始參數組合；其中初始參數設定值的選擇，不再只針對單一頻率進行衰減，對於 SB&PR 系統輸出信號延遲的現象亦納入合適之初始參數組合訂定的考量項目，以確保調校後參數適用於反應爐各功率階段運轉需求；目前已擬定調校策略，依照低通濾波參數(TR2)靈敏度

分析與 Matlab 分析模擬結果，TR2 以 0.75 秒搭配響應超前時間(TR1)0.2 秒當做初始值，若需動態調整參數時，TR2 每次調整 0.05 秒並搭配調整 TR1 進行。對於未來 SB&PR 系統調校策略建議，除急停綜合檢討報告檢附原廠中文報告外，台電公司並提原廠英文報告之佐證文件；另為有效降低風險，動態調校將改為較低功率區(APRM 讀值 15~20%)執行，並訂定更嚴謹調校接受標準，於穩態時，要求爐壓波動小於 1 psi 且波動週期時間大(等)於 4 秒，以避免落入 OPRM PBA 波動週期區間內(1~3.5 秒)，調校待穩定後再提升負載；另已於特殊程序書 SP-2016-04 中新增要求，於 SB&PR 系統更新後之測試及觀察期間，一發現系統有非預期之反應，立即暫停提升功率且降低功率至 APRM 讀值 15~20%，同時召開專案小組會議討論，調校前需經 Matlab 分析模擬驗證，確認有效收斂後始可進行動態調校，同時確認調校後的系統響應符合程序書允收標準，相關答覆說明已修訂於綜合檢討報告，答覆內容經審查後可接受。

審查提問 SD-I-01-11 及 SD-I-02-38，針對本次急停事件 SB&PR 系統參數調校期間，機組在 Pressure Control on GV 後進行蒸汽管路動態補償參數 TR2 調校，是否依據電廠程序書執行或進行評估、調校後壓力波動是否符合特殊程序書 SP-2016-04 接受標準等問題，要求台電公司提出說明。台電公司答覆說明，SB&PR 系統原廠技師係依據特殊程序書 SP-2016-04 執行參數動態測試，程序書共分 9 個階段，其中步驟 A/C/F/H/I 執行步階改變測試，而步驟 B/D/E/G 執行暫態觀察，機組併聯前/後已完成 5 個階段測試與暫態觀察，結果均符合程序書接受標準。當機組併聯後，爐壓控制權由蒸汽旁通閥移轉至汽機蒸汽控制閥時，發生汽機蒸汽控制閥閥位開度變動較大情況，此時原廠技師執行參數調校後，觀察爐壓變動雖略有改善，但汽機蒸汽控制閥開度變動幅度仍較併聯前/後大，惟程序書並無將爐壓控制權由蒸汽旁通閥移轉至汽機蒸汽控制閥的操作階段列入暫態觀察的步驟

內，考量原特殊程序書 SP-2016-04 之完整性，已於特殊程序書 SP-2016-04 新增觀察步驟，當爐壓控制權由蒸汽旁通閥移轉至汽機蒸汽控制閥 (Pressure Control on GV) 過程，將密切觀察爐壓及 APRM 週期變化直到穩定狀態，確認觀察結果皆須符合程序書接受標準 (即穩態時之爐壓波動幅度須 $<1\text{psi}$ ，爐壓波動週期 ≥ 4 秒，APRM 穩定波動週期 ≥ 4 秒)，答覆內容經審查後可接受。

審查提問 SD-III-02-02，針對台電公司於審查過程中提出將 SB&PR 系統之旁通閥需求信號偏壓由原先 -3% 調整為 -1.5% ，必要時再調整至 -1% 之改善措施，就其是否有其必要性，要求台電公司提出說明。台電公司答覆說明，考量併聯前旁通閥開度調整為約 1.5 至 2 只開啟，且反應爐壓力控制權轉換操作過程，升載率將由 $0.2\%/min$ 改為至 $10\%/min$ 等兩項改善措施已能有效避免誘發波動，故原規劃調整旁通閥需求信號偏壓之措施將不再採行，答覆內容經審查後可接受。

審查提問 SD-I-01-13 及 SD-I-02-09，針對所提訂定更嚴謹的調校接受標準是否涵蓋 SB&PR 系統相關界面、有關波動週期大 (等) 於 4 秒之調校標準與 OPRM PBA 跳脫邏輯 (1~3.5 秒) 之餘裕是否足夠，以及是否有與原廠研議等問題，要求台電公司提出說明。台電公司答覆說明，蒸汽旁通壓力控制系統相關介面包括主汽機控制系統、汽機蒸汽控制閥及蒸汽旁通閥等，目的均為維持反應爐壓力及功率穩定，如相關介面運作異常而影響系統穩定時，均會直接反應在反應爐壓力及 APRM 讀值變化，因此，特殊程序書 SP-2016-04 新增之接受標準，已可涵蓋與蒸汽旁通壓力控制系統相關介面；功率波動週期高於 3.5 秒時，OPRM 計數即中止並歸零，故目前訂定波動週期大於 4 秒的調校接受標準，已有足夠餘裕；合適之初始適用參數調校組合方案係原廠技師重新再分析確認後提出，台電公司針對參數輔以 Matlab 模擬驗證，波動週期大於 4 秒已涵蓋在原接受標準 (波形 10 秒內穩

定且收斂)內，且原廠提供 SB&PR 系統調校策略建議，除急停綜合檢討報告檢附原廠中文報告外，並提供原廠英文報告，答覆內容經審查後可接受。

審查提問 SD-I-01-01 及 SD-I-02-40，針對機組併聯後 Pressure Control on GV 時，開始出現反應爐壓力週期性波動現象之改善，要求台電公司提出說明。台電公司答覆說明，本次反應爐壓力週期性波動係反應爐壓力由蒸汽旁通閥控制轉換至汽機蒸汽控制閥控制的過程中，Pressure Control on GV 邏輯成立與消失間控制權多次更迭所造成，可藉由適當調整運轉方式避免，即使週期性波動產生，藉由 SB&PR 控制系統參數調校最佳化亦能有效衰減波動現象；為改善反應爐壓力控制權轉移時之波動，併聯前旁通閥開度將調整為約 1.5 至 2 只開啟，此能減少反應爐壓力控制權轉換時 GV 及旁通閥開度之變動，降低反應爐壓力暫態；另反應爐壓力控制權轉換操作過程，當第 1 只旁通閥開度關閉至約 20%時，將提升 AC Load SP 升載率至 10%/min，此可使 BC Load SP 快速追到 GV Common Demand+5% (Target Load SP)，穩定 Pressure Control on GV 控制權，使反應爐壓力完全由 GV 控制，避免反應爐壓力控制權多次更迭之現象，答覆內容經審查後可接受。

審查提問 SD-I-02-43，針對原提改善措施將修訂程序書 244 於升載至約 25%功率時進行 APRM 讀值及 OPRM 偵測參數監控，惟依核二廠運轉技術規範 B 3.3.1.1 說明，當爐心功率 $\geq 24.5\%$ 額定熱功率時，機組就有可能因暫態事件導致熱水力不穩定及中子通量振盪現象，要求台電公司就其修訂之適切性提出說明。台電公司答覆說明，將依據運轉技術規範 B 3.3.1.1 之說明修訂程序書 244，當升載至約 24.5%功率時，將增加對 APRM 讀值及 OPRM 偵測參數監控，在爐心功率達到 OPRM 引動條件前(即 $STP \geq 29.5\%$)，如果爐心功率發生短週期波動時，將暫停升載與採取因應行動，答覆內容經審查後可接受。

審查提問 SD-I-02-02、SD-I-02-19、SD-I-02-23 及 SD-I-02-25，針對本次急停事件運轉人員未能及時察覺 OPRM 即將引動反應爐急停情況之改善，要求台電公司提出說明。台電公司答覆說明，為強化爐心功率之監控，避免因爐心熱水力不穩定或外在系統控制不穩定，引起 APRM 功率波動，使反應爐保護儀器 OPRM 動作，造成反應爐急停，除現有反應爐保護儀器 OPRM 邏輯跳脫保護功能外，於程序書 244 將新增兩項行政管理措施，(1)於反應爐爐心功率達 24.5%額定熱功率時，運用 ERF 觀察及記錄 APRM 之功率讀值，不可有明顯短週期性變化(週期小於 4 秒)，若有不符情形須暫停升載；(2)於反應爐爐心功率達 24.5%額定熱功率時，手動將 APRM 顯示盤畫面切換至 OPRM 監看畫面，提前監控 OPRM 偵測參數變化情形，答覆內容經審查後可接受。

審查提問 SD-I-02-20 及 SD-I-02-21，針對值班運轉人員於機組起動前，有無接受 OPRM 及 SB&PR 系統相關訓練、模擬器有無內建 OPRM 3 種跳脫邏輯，以及相關程序書有無對應相關步驟或注意事項，要求台電公司提出說明。台電公司答覆說明，OPRM 系統設置前後，均有持續進行人員訓練，訓練內容包含系統硬體更新前後差異、控制邏輯及人機操作界面等，使運轉人員熟稔該系統操作；本次機組急停後，電廠亦展開經驗回饋，於 4 月 12 日至 4 月 18 日開辦 5 班次「2 號機 1070328 急停經驗回饋及 OPRM 訓練」課程訓練，除課堂說明行政管控措施及經驗回饋外，並在模擬器模擬 OPRM 動作相關警報信號，加深運轉員對設備動作之認知，並強化運轉員對於 OPRM 系統使用熟稔度，訓練紀錄並留存備查；另計畫未來於 2 號機再起動前再開辦「2 號機起動模擬器訓練」，再次強化運轉員對於 OPRM 系統使用熟稔度，並將反應爐爐心功率達 24.5%額定熱功率執行爐心功率監控管理機制納入訓練課程，讓運轉員熟悉監看 OPRM 畫面之人員分工與監看作為；核二廠模擬器之 PRNM(含 OPRM 及 APRM)設備於機組 PRNM 安裝前已先由原廠於模擬器

安裝測試完成，確認 OPRM 演算邏輯可完整模擬，且能提供運轉員模擬器訓練，模擬器 OPRM 之設計與現場機組完全一致，均含爐心功率短週期性變化及 PBA(週期基準)、ABA(振幅基準)、GRBA(增長率基準)跳脫演算邏輯；運轉人員監視暨強化作為，已於程序書 244 執行步驟中加入在爐心熱功率達 24.5%額定熱功率時，即建立有效監控機制，答覆內容經審查後可接受。

審查提問 SD-I-02-18 及 SD-I-02-21，針對未來機組再起動，有無詳加考量是否還有其它關鍵設備或不熟悉系統需管控與訓練，要求台電公司提出說明。台電公司答覆說明，核二廠重新檢視及詳加考量關鍵設備及系統，主要包括「蒸汽旁通壓力控制系統數位化更新」改善案，須依規劃管制查核點進行各階段動態調校，以及「主發電機定子線圈重繞」改善案，於前次起動階段，已分別完成發電機冷卻風量測試、無載及低載階段 AVR 調校，後續需於負載達 50%、75%、100%時進行 AVR 調校，以及於機組滿載後執行發電機溫升測試，該兩項調校工作仍由原廠國外技師駐廠執行，台電公司會分別成立專案小組參與執行，並將上述工作納入程序書 SP-2018-01「2 號機再轉起動期間運轉及異常應變方案」管制點進行風險管控；另為強化運轉人員對設備更新改善之熟悉，掌握設備狀況，將於本次 2 號機急停後再起動前，開辦「2 號機起動模擬器訓練」，將 SB&PR 系統數位化、OPRM 行政管制及新增警報功能、發電機線圈重繞監控及測試納入訓練課程中，答覆內容經審查後可接受。

審查提問 SD-I-02-32，針對特殊程序書 SP 2016-04 注意欄敘明須注意 APRM 之週期與振幅變化，但實際步驟並無檢視 APRM 振幅變化(波動)，要求台電公司提出說明。台電公司答覆說明，因引動 OPRM 跳脫的基本條件為波動週期，各測試階段主要以觀察及記錄 APRM 穩定波動週期需符合要求(≥ 4 秒)，另 APRM 振幅變化不易觀察，且特殊程序書 SP-2016-04 接受標準已新增爐壓波動幅度小於 1 psi，爐壓變動會影響 APRM 讀值，已可涵蓋 APRM 讀

值變動，故刪除 APRM 振幅變化，僅觀察 APRM 週期變化，答覆內容經審查後可接受。

審查提問 SD-I-02-45，針對本次機組急停事件後，電廠儀控組人員確認 OPRM CH1/2 動作各項參數時，無法判讀 OPRM 控道動作相對應之單元(Cell)資訊來源，要求台電公司提出說明。台電公司答覆說明，核二廠建置 OPRM 系統時，並未具儲存 OPRM 相關參數歷史性資料之功能，但設置有 NIC 設備及 External PC 供作 LPRM 校正及 I/V 曲線測試，核二廠已完成 External PC 相關程式修改，可自動轉存資料至網路磁碟，除可供線上監測 OPRM 系統參數外，轉存之資料亦可供後續分析判讀之用，轉存資料保留一個燃料週期，答覆內容經審查後可接受。

審查提問 SD-I-02-12、SD-I-02-20 及 SD-I-02-32，針對本次機組急停前，為何運轉員未能發現反應爐壓力波動過大，亦無任何警報示警，有無精進措施，要求台電公司提出說明。台電公司答覆說明，因 OPRM 系統原設計於 OPRM 引動條件前，即便達跳脫邏輯亦無警報功能，故急停前無法提供運轉員足夠資訊及警報加以判斷，為強化 OPRM 監控能力，已於 External PC 新增程式提供 10 個 OPRM 警報，其中 OPRM INOP、PBA Count Alarm 及 PBA Count Trip 等 3 個警報可在 OPRM 未達引動條件之前提供警示功能，答覆內容經審查後可接受。

審查提問 SD-I-02-02，針對機組急停前未出現 OPRM 相關警報，原廠有無改善措施，要求台電公司提出說明。台電公司答覆說明，OPRM 系統係由沸水式反應器業主組織(BWROG)發展之反應爐保護儀器，台電公司將參考國外電廠類似經驗，對 OPRM 系統設計上預警功能不足之議題(如急停前 PBA 警報邏輯及跳脫邏輯均已成立，但因引動條件尚未達到，故依原始設計並未送出警報提醒運轉員)，反映至 BWROG 組織討論，尋求精進改善，答覆內容經審查後可接受。

審查提問 SD-I-02-35，針對 OPRM 跳脫事件期間電廠值班人員說明 2C03 盤 “OPRM TRIP ENABLE” 、 “OPRM ALARM” 及 “OPRM TRIP” 警報並未出現，要求台電公司提出說明。台電公司答覆說明，機組急停前約 2 秒 OPRM 控道 2 動作，隨後 OPRM 控道 1 動作時引動 OPRM UPSCALE 跳脫，急停瞬間運轉員以反應爐安全為優先執行急停復原，確認控制棒全入及切換模式開關至停機位置，並依急停復歸程序書執行，於確認機組在安全狀態後即展開原因追查，因 OPRM 相關三個警報於急停動作條件消失後會立即自動復原，警報窗復歸時不會持續存在，研判在急停復原操作過程中，運轉員已將 OPRM 警報窗復歸，急停後儀控組至背盤盤面確認 OPRM 確有動作，且為確認動作信號引動警報窗之迴路是否正常，台電公司並於 3 月 29 日以模擬信號引動警報窗動作，確認警報窗迴路功能正常。為避免於急停復原操作過程中，警報窗在尚未確認下執行復歸之情形(包含動作條件已消失及持續存在之警報)，本次急停事件後隨即展開經驗回饋訓練課程，並於 4 月 12 日至 4 月 18 日開辦 5 班次之「2 號機 1070328 急停經驗回饋及 OPRM 訓練」課程，課程內容除針對人員宣導提醒警報出現時，應先確認警報內容後再復歸外，講授內容為警報出現時正確處理的程序，讓每位運轉員皆能以相同的執行標準，以避免發生警報窗在未經確認下被復歸，訓練紀錄並留存備查，答覆內容經審查後可接受。

審查提問 SD-I-02-42 及 SD-I-02-24，針對低功率運轉期間執行控制棒急停時間測試時，發生 OPRM 動作導致反應爐自動急停事件國外之經驗回饋，電廠有無提出因應措施，要求台電公司提出說明。台電公司答覆說明，核二廠已修訂相關程序書，將該國外電廠案例與本次機組急停經驗回饋納入相關程序書中，未來執行控制棒急停時間測試及控制棒佈局更換時，或是機組升載功率接近 24.5%時，均將指派人員密切監測 OPRM 盤面，必要時暫停升載、測試與佈局更換，待確定爐心狀況穩定後再繼續進行；另將持

續關注世界核能發電協會(WANO)所發行之 WER(WANO Event Report)等技術資訊，並精進運轉經驗回饋作為，答覆內容經審查後可接受。

(三)結論

綜合本節審查及現場查核結果，台電公司報告所提改善措施，包括 SB&PR 系統參數調校改善措施、運轉安全管制措施、OPRM 系統精進，以及未來數位化系統更新管制精進等，應能有效降低本次機組急停肇因再次發生之可能性，經審查評估報告內容及現場查核結果可以接受。

四、機組再起動安全性評估

(一)台電公司報告內容概述

依據台電公司核二廠 2 號機 107 年 3 月 28 日急停綜合檢討報告所進行之本次事件機組再起動安全性評估說明，其中有關機組設備評估部分，台電公司說明 2 號機急停後，相關安全系統皆動作正常，反應爐安全停機，所有設備包含汽機、發電機經檢查均正常未受損，同時，運轉員依程序書操作，將反應爐帶至冷爐停機狀態，機組安全無虞。

而針對爐心燃料評估部分，台電公司依據反應爐運轉點歷程軌跡，說明機組於急停前，反應爐爐心熱功率 POWERPLEX 計算值約為 28.6%，爐心流量約為 33.9%，並未進入爐心熱水力不穩定區域，且離運轉行政管制區尚有距離。同時，對於其它可能明顯影響爐心穩定性之因素包括爐心功率分佈極端集中於底部、再循環水泵跳脫、喪失飼水加熱器等，經電廠檢視當時機組運轉狀態與各項運轉參數，確認並無前述異常狀態。台電公司同時委託燃料廠家評估此次爐心功率波動對燃料完整性的影響，經評估結果，確認燃料於此次爐心功率波動過程仍有相當大的安全餘裕，燃料完整性無虞。台電公司同時於機組急停後，進行爐水取樣分析，分析結果顯示，107 年 4 月 2 日之後，5 種碘同位素量測數值均小於儀器最低可測值(MDA)，可證明爐心燃料護套完整性良好。

(二)審查及現場查證情形

審查小組就台電公司核二廠 2 號機 107 年 3 月 28 日機組急停後再起動申請文件進行審查，針對機組再起動安全性評估等內容，提出審查提問 SD-I-02-05、SD-I-02-07、SD-I-02-10、SD-I-02-11、SD-I-02-14、SD-I-02-15、SD-I-02-41、SD-I-02-42 及 SD-I-03-02，說明如下。

審查提問 SD-I-02-14 及 SD-I-02-41，針對台電公司說明機組急停前，反應爐之運轉點約位於 28.6%額定熱功率及 33.9%額定爐心流量位置，並未進入爐心熱水力不穩定區域(一般稱為 Z 區)運轉，且離核二廠的行政管制區尚有距離。惟依據台電公司所提供之當時反應爐爐心功率-流量圖運轉歷程軌跡顯示，爐心運轉係沿著再循環水泵低速運轉且 FCV 最小開度而非 FCV 最大開度逐步提升功率運轉，要求台電公司提出說明。台電公司答覆說明，爐心功率-流量圖通常只是示意說明而已，確切數值會隨著每個週期、週期內時間點及其它爐心與冷卻水系統之特性而改變，且爐心流量之量測儀器係在高流量時方進行校準。核二廠即規劃在 2 號機再轉滿載後，依營運程序書 1008「爐心流量校準」執行爐心流量校準，而燃料廠家每個燃料週期進行核子燃料換裝安全分析時，會依據提供之機組爐心功率-流量圖上之關鍵點(臨界點)執行暫態分析與中子設計相關分析，以決定各該週期爐心熱水力不穩定區域之分界線，與依實際運轉點在圖上之再循環水泵低速運轉且 FCV 最小開度或 FCV 最大開度運轉線無關。而實際運轉上，運轉員係依照程序書之規定執行再循環水泵低速運轉與高速運轉之切換操作，爐心功率-流量圖相關運轉線僅係提供運轉參考說明，並不影響運轉操作與安全。另爐心功率-流量圖上各孔蝕限制線，在相關各設備內部元件的幾何形狀，如 FCV 閥盤與閥座型式、噴射泵噴嘴與擴散管型式、再循環水泵葉輪與泵殼型式等均未變更之情況下，各孔蝕限制線仍符合機組現況，且既有之自動邏輯設計亦可有效保守地防止實際運轉進入該限制區。綜上所述，現行

機組爐心功率-流量圖，包括各運轉線及限制線等，並不影響運轉員正常機組功率操作及暫態時之緊急操作執行，對於現行機組運轉安全並無影響，答覆內容經審查可以接受。

審查提問 SD-I-02-10 及 SD-I-02-15，針對台電公司說明其它可能明顯影響爐心穩定性之因素包括爐心功率分佈極端集中於底部、再循環水泵跳脫、喪失飼水加熱器等，且經檢視當時機組運轉狀態與各項運轉參數，確認並無前述異常狀態。但由於核二廠 2 號機停機將近 600 多天，爐心狀態或條件與剛停機時的狀態不一樣，對於如何排除非爐心功率分佈極端集中於底部而引起爐心不穩定之肇因，要求台電公司提供當時機組運轉狀態與各項運轉參數，並提出相關定量數據，以供佐證。台電公司答覆說明，機組急停前，當時運轉之棒位線遠低於 80% 棒位線，不預期會發生爐心熱水力不穩定事件。依據機組急停前爐心軸向功率分佈圖顯示，爐心功率並無分佈極端集中於底部，且經燃料廠家分析，此次反應爐急停前之最大徑向尖峰因子為 1.534，最大軸向尖峰因子為 1.385，無徑向與軸向之功率分佈極端集中情形；而機組起動過程中，兩台再循環水泵均依核二廠營運程序書 333「反應爐操作系統」操作程序要求，運轉於低速轉速且 FCV 閥位位於全開位置，機組急停前並未發生再循環水泵跳脫事件；另機組升載期間，運轉員均依程序書 244「反應爐功率上升至額定功率」將飼水加熱器由低壓至高壓依順序逐一置入使用，機組急停前，反應爐飼水進口溫度已達約攝氏 150℃，飼水加熱器功能正常。相關答覆說明，均已配合修訂急停綜合檢討報告內容，答覆內容經審查可以接受。

審查提問 SD-I-03-02，針對台電公司說明機組急停前，反應爐之運轉點並未進入爐心熱水力不穩定區域，故應無爐心熱水力不穩定狀況發生。然考量核二廠 2 號機停機時間遠遠超過一般大修的時間，爐心的組成是否因此有所改變，譬如若空泡反應度回饋係數的改變夠大，會影響並改變前

述反應爐爐心功率-流量圖不穩定區域的範圍，而使得反應爐之運轉點實際上進入了變更後的不穩定區內，造成機組於升載過程中產生功率振盪，要求台電公司提出說明。台電公司答覆說明，經燃料廠家評估，核二廠 2 號機停機期間所有控制棒都維持全入，爐心維持在次臨界狀態，且無明顯核分裂反應發生，故爐心的組成並未改變。依據美國核管會(NRC)文件顯示，促成不穩定的功率波動因素包括高功率、低流量、燃料時間常數偏短、功率分佈極端集中於底部、飼水溫度偏低、高空泡分率等 6 項，但單一因素並不會觸發爐心功率波動。經檢視本次機組急停前機組運轉狀態與各項運轉參數，確認爐心狀況並非處於高功率且低流量狀態，全爐心裝填 ATRIUM-10 型燃料且已有超過 20 年實績之正常燃料時間常數，功率分佈呈均勻，飼水加熱器已置入使用且飼水溫度並未偏低，爐心平均空泡約為 20%~35%，均在正常狀態。同時，依據反應爐廠家手冊資料顯示，空泡反應度回饋係數與爐心燃耗呈些微負相關，而當爐心平均空泡約為 20%~35%時(相當於核二廠 2 號機本次急停前之爐心空泡狀況)，週期初始所對應之空泡反應度回饋係數約為 $-8.5 \times 10^{-4} \Delta k/k / \Delta \text{void}$ ，與燃耗達 10,000 MWd/t (相當於核二廠 2 號機滿載運轉超過 370 天)所對應之空泡反應度回饋係數約為 $-8.6 \times 10^{-4} \Delta k/k / \Delta \text{void}$ ，兩者幾乎沒有差別。核二廠 2 號機雖曾停機 600 多天，但本次核二廠 2 號機機組起動再轉至急停發生前，其爐心燃耗增加非常少，因此，可判定其爐心空泡反應度回饋係數並無變化，故可排除因空泡反應度回饋係數改變而影響前述反應爐爐心功率-流量圖不穩定區域範圍之疑慮，答覆內容經審查可以接受。

審查提問 SD-I-02-11，針對台電公司進行國外經驗回饋評估，說明 2016 年 6 月 17 日美國 G 電廠(BWR-6)為執行控制棒佈局更換及主汽機蒸汽控制閥開關測試，在執行 4 只主汽機蒸汽控制閥開關測試時，有一只控制閥在關閉狀態，另一只控制閥發生不預期的關閉，其餘兩只控制閥無法穩定控

制反應爐壓力，造成反應爐壓力與功率週期性波動，引發 OPRM 動作，反應爐自動急停。而本次核二廠 2 號機機組急停前也是使用兩個控制閥進行流量控制，對於使用兩個控制閥進行流量控制是否會增加控制上的困難，要求台電公司提出說明。台電公司答覆說明，核二廠主汽機之轉速及負載控制皆採部分進汽(Partial Arc)控制模式，即負載小於 45.5%前，僅使用 GV 2 及 GV 3 開啟以調節汽機蒸汽流量及出力；而當負載超過 45.5%後，GV 1 及 GV 4 即同步接續開啟，此控制模式係依照原廠設計，多年來運轉順暢，亦有甚多國外電廠使用此模式運轉，答覆內容經審查可以接受。

審查提問 SD-I-02-05 及 SD-I-02-42，針對台電公司進行國外經驗回饋評估，說明 2017 年 5 月 30 日美國 C 電廠 1 號機(BWR-6)於反應爐功率約 28%，爐心流量約 26%，再循環水泵低速運轉時，執行全爐心控制棒急停時間測試，於單根控制棒連續抽出時，壓力控制器進行反應爐壓力調節，產生 3 psi 的上下波動，引動 OPRM 增長率為基準之演算(GRBA)跳脫邏輯，造成反應爐自動急停。由於相關案例中之功率與流量範圍與本次 2 號機機組急停前之功率與流量範圍相近，要求台電公司說明，該狀況下若未執行控制棒急停時間測試，是否不會引動 OPRM GRBA 跳脫邏輯。同時，依據核二廠運轉技術規範 SR 3.1.4.2 規定，機組於累計運轉 120 天，仍須於低功率運轉期間執行取樣控制棒急停時間測試，要求台電公司提出相關補充評估說明。台電公司答覆說明，本案例美國 C 電廠 1 號機機組急停前，於控制棒 12-17 連續抽出時，反應爐壓力波動已達 6~7 psi，致反應爐功率大於 30%，進入 OPRM 引動區，引起 3 個 OPRM 控道之 GRBA 大於 1.35 而跳脫(原設計跳脫設定點為 1.30)，而核二廠執行全爐心控制棒急停時間測試，係配合每次機組大修末期進行反應爐洩漏試驗期間，測試過程爐心處於冷爐、水壓約 1000 psig，並不會發生類似 C 電廠事件。而依據核二廠運轉技術規範說明，當反應爐功率達 24.5%以上時，OPRM Upscale 功能必須維持可用，其主要係

考量發生機率相當低的喪失飼水加熱暫態事件所增加的保守度，當反應爐功率達到 24.5%以上時，喪失飼水加熱暫態事件可能造成爐心熱水力不穩定，核二廠機組運轉期間，配合控制棒佈局更換時機，於爐心功率約 50%~65% 時執行 10%控制棒急停時間測試，相對於 C 電廠執行此測試時反應爐的功率約 28%，在此較高的爐心功率下，單根控制棒本領(Rod Worth)對爐心功率影響較小；另外，C 電廠原設計 OPRM GRBA 的設定點訂為 1.3 過於保守(事件後已調整為合理值 1.6)，而核二廠 OPRM GRBA 的設定點為 1.5，相較於 C 電廠原設計 OPRM GRBA 設定點 1.3，已有充分餘裕可容許功率波動之增長。核二廠 1、2 號機分別自 104 年 5 月及 103 年 10 月正式啟用 OPRM 系統迄今，已執行功率運轉中 10%控制棒急停時間測試多次，過程與結果均正常。相關答覆說明，已配合修訂急停綜合檢討報告內容，答覆內容經審查可以接受。

審查提問 SD-I-02-07，針對 1992 年 8 月 15 日美國 WNP-2 核電廠(現在改名為 Columbia)在機組起動過程中，於爐心功率約 36%，機組運轉於 76% 棒位線，準備將再循環水泵由低轉速切換至高轉速，於關閉其中一台再循環水泵 FCV 降低流量時，機組爐心發生功率振盪，機組手動急停，事後調查，發生振盪之主要原因是徑向與軸向之功率分佈極端集中(徑向尖峰因子為 1.92，軸向尖峰因子為 1.62)。由於相關案例中之功率與流量範圍與本次 2 號機機組急停前之功率與流量範圍相近，要求台電公司提出相關補充評估說明。台電公司答覆說明，依據美國 NRC 事件調查報告分析評估，說明該事件主要原因為該次起動升載期間抽棒序列之程序管控不良，導致徑向功率分佈呈斜態及軸向功率分佈呈底部尖峰；次要原因則為該週期爐心組成為混合爐心(25%為 9X9 型燃料、74%為 8X8 型燃料及少數先導型燃料)，導致爐心流量不平衡且壓降特性亦不平衡，造成禁止運轉區邊界的不確定。核二廠全爐心裝填屬 ATRIUM-10 單一型式燃料，且爐心設計中最大徑向尖峰因子皆小於限值(1.605)，本週期爐心設計最大徑向尖峰因子為

1.594，另最大軸向尖峰因子為 1.422，爐心功率分佈比 WNP-2 電廠均勻。核二廠抽棒序列管控均依照程序書嚴格執行，爐心功率分佈不會出現極端集中於底部的情形，依據機組急停前爐心軸向功率分佈圖顯示，本次機組急停前，爐心功率並無分佈極端集中於底部，且經燃料廠家分析，此次反應爐急停前之最大徑向尖峰因子為 1.534，最大軸向尖峰因子為 1.385，無徑向與軸向之功率分佈極端集中情形，答覆內容經審查可以接受。

(三)結論

綜合本節審查及現場查核結果，台電公司報告關於本次事件後機組再起動安全性評估執行狀況內容，以及對審查提問的答覆與報告修訂內容，已說明雖然核二廠 2 號機曾長期停機，但對爐心組成並無顯著改變，經檢視當時機組運轉狀態與各項運轉參數，對於此次引起爐心不穩定之肇因，除壓力波動因素外，確認機組並無其它可能明顯影響爐心穩定性之因素；而台電公司所進行之國外經驗回饋評估，評估結果，並不影響機組運轉安全，經審查評估報告內容及現場查核結果可以接受。

五、其他經主管機關指定之事項

(一)台電公司報告內容概述

針對本會於 107 年 3 月 31 日要求台電公司於提出核二廠 2 號機 107 年 3 月 28 日發生反應爐自動急停事件之綜合檢討報告，應納入事件發生時之反應爐暫態模擬分析，以利事件肇因釐清，台電公司已委請燃料廠家進行反應爐暫態模擬分析，以確認當時爐心功率波動對燃料之影響，並釐清反應爐功率波動之原因，是否為爐心自發性引發，或是由 SB&PR 系統輸出信號波動所造成。燃料廠家除針對爐心穩定性進行模擬分析評估外，亦針對爐心功率波動導致燃料臨界功率比(CPR)變化進行模擬分析評估。

在爐心穩定性模擬分析評估方面，燃料廠家分別使用 STAIFF 程式計算當時爐心功率波動的衰減比，以及以 RAMONA5-FA 程式模擬爐心功率受到擾

動後的反應。經模擬結果，STAIF 與 RAMONA5-FA 兩程式計算結果都顯示爐心狀況非常穩定，對爐心的擾動也快速衰減，因此，除非有外來的持續性波動(如汽機蒸汽控制閥閥位波動)，否則不可能發生持續性的功率波動，故判定功率波動是源自於 SB&PR 系統輸出信號波動而帶動汽機蒸汽控制閥閥位波動所引發的。

在爐心功率波動導致燃料臨界功率比(CPR)變化模擬分析評估方面，燃料廠家使用 OPRM 動作前爐心重要參數作為分析起點，對爐心外加一壓力波動使爐心發生功率波動，以 RAMONA5-FA 程式進行模擬，微調壓力波動使爐心功率波動吻合事件當時 APRM 功率信號波動頻率，並使爐心功率波動幅度大於當時 APRM 功率信號波動幅度，經計算結果，此一外加的強迫性爐心功率波動使最小臨界功率比(MCPR)減少為 2.64，但仍大於 MCPR 運轉限制值(OLMCPR)2.06，更遠大於 MCPR 安全限值(SLMCPR)1.09，因此，確認燃料護套完整性無虞。

(二)審查及現場查證情形

審查小組就台電公司核二廠 2 號機 107 年 3 月 28 日機組急停後再起動申請文件進行審查，針對急停綜合檢討報告本會要求執行反應爐暫態模擬分析事項等內容，提出審查提問 SD-I-02-16、SD-I-02-17 及 SD-II-02-02，說明如下。

審查提問 SD-I-02-16，針對燃料廠家分別以 STAIF 程式計算當時爐心功率波動的衰減比，並以 RAMONA5-FA 程式模擬爐心功率受到擾動後的反應，對核二廠 2 號機 OPRM 動作前爐心穩定性進行分析，由於此次核二廠 2 號機機組急停前，反應爐爐心熱功率 POWERPLEX 計算值約為 28.6%，爐心流量約為 33.9%，非全功率運轉狀況，除請台電公司補充相關初始條件之設定值外，並要求台電公司說明 STAIF 程式是否有經過適當修訂或進行基準測試。台電公司除已依要求提供 STAIF 程式初始條件之各項設定值，包括遲

延中子分率、平均空泡分率、空泡反應度及間隙熱傳係數等，並提出答覆說明，STAIF/MICROBURN-B2 程式係由燃料廠家於 1999 年 11 月向美國 NRC 申請使用執照，美國 NRC 於 2000 年 8 月核准使用，台電公司於 94 年向原能會申請使用 POWERPLEX-III 進行爐心監測，此爐心監測系統程式包括 2 本 STAIF 方法論有關之專案報告，該項申請已於 95 年 9 月 18 日獲原能會同意備查；而有關 STAIF 程式適用範圍，台電公司經詢問燃料廠家，其說明在機組例行的燃料再填換安全分析中，與 STAIF 程式有關的計算點可涵蓋全部運轉範圍，包括允許運轉區、Z 區及禁止運轉區，本次分析條件仍在原 STAIF 程式適用的範圍內，並無需進行修訂或基準測試，答覆內容經審查可以接受。

審查提問 SD-I-02-17，針對燃料廠家以 STAIF 程式計算當時爐心功率波動的衰減比，由於 STAIF 程式初始值輸入參數誤差，會直接影響最終衰減比輸出數值之誤差，要求台電公司說明暫態重建分析報告是否須評估並考量誤差值的因素。台電公司答覆說明，評估 STAIF 程式計算結果不準度的方式並非計算個別參數的不準度，而是從很多基準評價計算結果中，統合考量並保守地採用 0.15 作為 STAIF 程式之全爐心衰減比的不準度。在前述 STAIF 方法論專案報告中即說明在計算衰減比數值的結果介於 0.0 到 1.1 之間時，全爐心衰減比的不準度為 0.15，也就是全爐心衰減比計算結果若小於 0.85 即為可接受。本次反應爐暫態重建分析結果顯示，STAIF 程式計算在機組 OPRM 動作前之全爐心衰減比為 0.364，若考量全爐心衰減比不準度 0.15，全爐心衰減比仍遠小於 0.85，距離爐心不穩定區域邊界仍有很大的餘裕。台電公司並已將相關答覆說明修訂於急停綜合檢討報告中，答覆內容經審查可以接受。

審查提問 SD-II-02-02，針對台電公司委請燃料廠家於 107 年 4 月 7 日完成 OPRM 動作前的爐心穩定性分析，並評估此次爐心功率波動對燃料的

影響，要求台電公司確認燃料廠家執行上述分析時，各項重要參數均來自於此次之爐心燃料填換設計。台電公司答覆說明，依據燃料廠家所提供之評估分析相關佐證資料，顯示使用於分析之 13 項重要參數，均針對核二廠 2 號機週期 25 特定狀況，於進行「核二廠 2 號機 107 年 3 月 28 日模擬反應爐暫態重建分析報告爐心穩定性分析」時，先以適用於核二廠 2 號機週期 25 的 MICROBURN-B2 3D 模擬程式，重建本次機組急停前的爐心狀況，考量參數包括 2 號機實際停機天數、實際爐心狀況(功率、流量、次冷度、壓力、控制棒佈局等)及實際爐心燃料填裝佈局。MICROBURN-B2 3D 模擬程式模擬結果，再輸入 STAIF 程式和 RAMONA5-FA 程式，分別計算衰減比和爐心燃料 MCPR 變化值，以確認 OPRM 設定點對於保護燃料完整性有足夠之保守度，答覆內容經審查可以接受。

(三)結論

綜合本節審查及現場查核結果，台電公司報告關於本會要求執行反應爐暫態模擬分析執行狀況內容，以及對審查提問的答覆與報告修訂內容，已說明核二廠使用於反應爐暫態模擬分析程式適用範圍已涵蓋本次機組急停前爐心狀況，相關爐心穩定性分析已考量本次機組急停前爐心實際狀況及實際爐心燃料裝填佈局，並已考量分析不準度，分析結果顯示在爐心功率波動期間，燃料護套相關參數仍符合安全限值要求，即完整性未受影響，以及機組在 OPRM 動作前之爐心參數，經分析屬於穩定狀態，確認暫態非源自爐心自發性波動，經審查評估報告內容及現場查核結果可以接受。

參、審查總結

對於本次核二廠 2 號機急停事件，台電公司於 107 年 4 月 9 日依據「核子反應器設施停止運轉後再起動管制辦法」第 18 條規定提送本次急停事件之綜合檢討報告，本會專案小組除針對台電公司對本次急停事件所提出綜合檢討報告進行審查外，並赴核二廠查核相關設備狀況及後續強化措施之改善情形。鑒於本次機組急停係因反應爐保護系統引動，有關本次急停事件肇因部分，本會要求台電公司須提出暫態模擬分析，確認是否為反應爐自發性功率振盪，經台電公司提出燃料廠家分析結果，並依相關事證完整研析，最終判定事件係源自於蒸汽旁通壓力控制系統(SB&PR)參數調校組合不佳所致，而非源自於反應爐自發性功率振盪。台電公司後續已提出並依審查要求強化其因應改善措施，包括研訂「蒸汽旁通壓力控制系統」參數調校改善精進措施、增訂運轉安全管制措施、OPRM 系統之參數監視及未來執行數位化系統更新精進等改善措施。

本案經本會專案小組從事件肇因及改善措施等各方面，進行綜合檢討報告審查與現場查證結果，認為台電公司所提相關報告及修訂內容與改善措施可以接受，並已確實釐清事件肇因並完成相關必要之改善措施。另針對本案涉及機組起動至滿載各階段測試、調校之強化措施與台電公司承諾事項，列為後續管制事項(附件二)，要求台電公司確實執行，以避免再發生類似問題，確保核二廠 2 號機再起動之運轉安全。

核二廠 2 號機 107 年 3 月 28 日機組急停後再起動申請案

安全管制大事紀

日期	項 目
107/03/28	台電公司核二廠 2 號機於 3 月 28 日 13 時 25 分升載過程中，因中子偵測系統訊號動作，引動安全保護系統正常運作使機組急停。 原能會駐廠人員立即掌握現場狀況，確認機組安全停機，無輻射外洩疑慮，並再增派視察員赴現場查證設備動作情形及相關紀錄。
107/03/31	原能會發函要求台電公司應將本次事件發生時之反應爐暫態模擬分析納入綜合檢討報告。
107/04/09	台電公司依「核子反應器設施停止運轉後再起動管制辦法」第 18 條規定提出核二廠 2 號機 107 年 3 月 28 日急停事件之綜合檢討報告。
107/04/10	台電公司「核二廠 2 號機 107 年 3 月 28 日機組急停後再起動」申請資料上網公布。
107/04/16	於原能會召開第 1 次審查會議。
107/04/18	函送第 1 次審查會議紀錄。
107/04/19	將第 1 次審查意見(1-0)函送台電公司。
107/04/20	審查委員及本會同仁赴核二廠進行現場查核。
107/04/24	將第 2 次審查意見(2-0)函送台電公司。
107/04/26	於台電公司核二廠召開第 2 次審查會議。
107/04/30	函送第 2 次審查會議紀錄。
107/04/30	於原能會召開第 3 次審查會議。
107/05/02	函送第 3 次審查會議紀錄。
107/05/02	將第 3 次審查意見(3-0)函送台電公司。
107/05/03	將第 2 次審查意見之再審意見(2-1)函送台電公司。
107/05/03	將第 1 次審查意見之再審意見(1-1)函送台電公司。
107/05/14	於原能會召開第 4 次審查會議。
107/05/16	函送第 4 次審查會議紀錄
107/05/16	將第 1 次審查意見之再審意見(1-2)函送台電公司。
107/05/16	將第 2 次審查意見之再審意見(2-2)函送台電公司。
107/05/16	將第 3 次審查意見之再審意見(3-1)函送台電公司。
107/05/24	將第 1 次審查意見之再審意見(1-3)函送台電公司。

107/05/24	函復同意台電公司對第 2 次審查意見之答覆。
107/05/24	將第 3 次審查意見之再審意見(3-2)函送台電公司。
107/05/28	於台電公司核二廠召開第 5 次審查會議及現場查核。
107/05/30	函送第 5 次審查會議紀錄。
107/05/31	函復同意台電公司對第 1 次審查意見之答覆。
107/05/31	函復同意台電公司對第 3 次審查意見之答覆。
107/05/31	於新北市萬里區公所辦理地方明會。
107/06/02	完成「核二廠 2 號機 107 年 3 月 28 日機組急停事件審查報告」，並公布於原能會網站。



附件二 台電公司承諾事項

承諾事項項次	承諾事項內容
1	未來線上動態調校參數時，仍須監視反應爐壓力波動的衰減及控制器的輸出信號穩定性，以取得未來運轉系統合適化參數，同時確認調校後的系統響應符合程序書允收標準。【SD-I-01-01】
2	未來動態調校改在 APRM 讀數 15~20%時執行，避免調校過程進入 OPRM 引動區（熱功率 $\geq 29.5\%$ 且流量 $\leq 60\%$ ）。【SD-I-01-01】
3	調校過程從低負載至功率 85%，皆須符合程序書之接受標準：(1)從爐壓設定點改變至爐壓達穩態的時間需小於 10 秒。(2) Decay Ratio 需小於 0.25。(3) 爐壓穩態時其晃動需小於 1 psi 以內。【SD-I-01-12】
4	成立專案小組進行相關調校管控，規範測試小組須於 15~20%功率完成初始參數動態調校，後續執行觀察及步階改變測試，若未達程序書接受標準，立即暫停提升功率並降低功率至 APRM 15~20%召開專案小組會議重新擬定參數調校，確保合適的參數組合適用於各功率階。【SD-I-01-02】
5	OPRM 新增警報程式，於「主控制室運轉員電腦操作平台」之 OPRM 系統 External PC 上建置爐心熱功率小於 29.5% (即 ENABLED 以前)之軟體警示功能，若達預設的 PBA 週期警報條件時，提供運轉員即時警報。【SD-I-02-19】
6	原廠國外設計技師於 2 號機下次機組起動時，全程駐廠進行動態參數調校，直到機組滿載穩定，PAT 測試完成並符合測試允收標準。【SD-I-01-03】
7	未來控制系統數位化更新，將要求得標廠家在動態調校前須提出參數之靈敏度分析，並依電廠系統界面設計建立模擬模型(Model)進行離線模擬，以取得合適之初始參數。相關要求事項將納入合約出廠允收測試(FAT)。【SD-I-01-11】
8	未來 2 號機再起動後，需於負載達 50%、75%、100%時進行 AVR 調校，及滿載後執行發電機的溫升測試。該項調校工作由原廠國外技師駐廠執行，台電公司成立專案小組參與執行，並將上述工作納入程序書 SP-2018-01「2 號機再轉起動期間運轉及異常應變方案」管制點進行風險管控。【SD-I-01-09】
9	修訂程序書 244 增加於 24.5%熱功率時運用 ERF 觀察及記錄 APRM 之功率讀值不可有明顯短週期性變化(週期小於 4 秒，若有不符情形，須暫停升載)，並手動將 1/2 C03 盤之 APRM 顯示盤畫面切換至 OPRM 監看畫面，提前監控 OPRM 偵測參數變化情形等措施，有效監看 OPRM 變化，精進爐心功率監控行政管理機制。【SD-I-02-02】
10	於 2 號機抽棒起動前，開辦「2 號機起動模擬器訓練」，將 SB&PR 系統數位化、OPRM 行政管制及新增警報功能、發電機線圈重繞監控及測試等納入訓練課程中，強化運轉員對於 OPRM 系統使用的熟稔度、設備更新改善狀況掌握及人員分工與監看作為。【SD-I-02-19】

11	對 OPRM 系統設計上預警功能不足之議題，反應至 BWROG 組織討論，尋求精進改善。【SD-I-02-02】
12	未來執行控制棒急停時間測試及控制棒佈局更換時，指派人員密切監看 OPRM 盤面，必要時暫停測試與佈局更換，待確定爐心狀況穩定，再繼續進行。【SD-I-02-05】
13	未來 COLR 之跳脫設定值與內存設定不一致時，依程序書 1102.02 申請設定點變更及留存設定值調整紀錄。【SD-II-02-01】
14	再起動過程執行 3 次局部功率偵測器校正。其校正前、後之讀值及增益調整因數(GAF)相關數據，與爐心軸向功率分佈進行比較。【SD-II-03-01】
15	新增 OPRM 系統之預防保養執行項目：A. 每月檢查 OPRM 警報程式正常運作，同時檢查是否有異常警報。B. 於大修期間執行程序書 601.2.6，依據測試步驟執行 OPRM Enabled/INOP 及 PBA Count Alarm/Trip 警報測試。C. 每月檢查 External PC 與相關介面設備運作狀況，主要包括 External PC 之硬碟狀態、轉存的 OPRM 參數資料紀錄檔案內容、存放 OPRM 參數歷史資料之硬碟空間容量、NIC 系統及 External PC 之時間，確認設備正常運作。【SD-I-02-32】
16	訂定核二廠 4 台 Windows 伺服器「ERF 系統資料正確性查核作業指引」，於機組正常運轉時，每週執行 SOE 紀錄的正確性比對。當機組運轉發生暫態時，隨即以網路管制，限縮使用者只能存取 4 台 Windows 伺服器中的 1 台，並隨即進行伺服器 SOE 紀錄的正確性比對。【SD-I-02-36】
17	未來機組起動測試完畢且系統無異常後，將參照 SIL 對使用之軟體評估建檔。【SD-I-01-10】