

核能機組起動申請書

申請人：台灣電力公司 申請日期：107年04月09日

通訊地址：臺北市羅斯福路三段二四二號

一、依據依據核子反應器停止運轉後再起動管制辦法第 18 條規定及大會 107 年 3 月 31 日會核字第 1070003879 號函辦理。

二、申請事項：

核二廠 2 號機調校蒸汽旁通壓力控制系統機組急停後
起動申請

三、檢附資料：

(一)、核二廠 2 號機 107 年 3 月 28 日機組急停後起動安全評審表

(二)、核二廠 2 號機 107 年 3 月 28 日急停綜合檢討報告

附件 1：核二廠 2 號機 107 年 3 月 28 日反應器急停初步評估報告

附件 2：核二廠 2 號機調校蒸汽旁通壓力控制系統機組急停肇因分析及改善措施(含反應爐暫態重建分析)



申請人：台灣電力公司

代表人：簡福添

代表人職稱：核能發電處處長

核二廠 2 號機機組急停/跳機後再起動安全評審表

	年	月	日	時	分	通報人/受話人
事件發生時間	107	03	28	13	25	依個資法第5條 保護個人資料
通報總處時間	107	03	28	14	08	依個資法第5條保護個人資料 依個資法第5條保護個人資料
通報原能會時間	107	03	28	14	08	依個資法第5條保護個人資料 核安監管中心

一、事件摘要：

1.事件前機組狀況／關鍵設備運轉情形：

反應器功率 約 29 % (APRM讀值)，發電機出力 約 200 MWe

關鍵系統／設備： 蒸汽旁通壓力控制系統(SB&PR)

2.事件類別

☒ 反應器急停，引動信號：APRM 2及APRM 1之OPRM動作

☐ 主汽機跳脫，引動信號：

☐ 因發生異常事件而停止運轉，事件名稱：

3.經過概述：

107年3月21日 11:30二號機大修後再轉開始起動，依照程序書241~243執行，從抽棒臨界、升溫升壓到發電機併聯，於3月27日 12:55機組第一次併聯，並於3月28日 07:26機組第二次併聯，併聯後續依程序書244抽棒升載中，於3月28日 13:25:26因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動作，反應爐自動急停。事件時間序列說明如下：

107.3.28

13:25 2號機依照程序書244抽棒升載中，(急停前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跳脫，引發反應爐保護系統(RPS)動作，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 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。

二、事件歸類

☐設備不良 ☐維護不良 ☐輸電系統故障 ☐檢修缺失 ☒試驗失誤 ☐設計不良
☐操作缺失 ☐營運程序書缺失 ☐施工不良 ☐行政管理缺失 ☐其他

三、安全審查（沸水式機組）

1.事件前後有無不符運轉規範規定 ☐有 ☒無

2.相同事件以前有無發生過 ☐有 ☒無

（如有則檢討以前之改善措施是否妥當）詳_____

3.事件時安全及重要設備功能是否正常

A.控制棒全入 ☒是 ☐否

B.特殊安全設施／緊急爐心冷卻系統

圍阻體隔離系統 ☒可用 ☐動作正常 ☐異常

爐心隔離冷卻系統 ☒可用 ☐動作正常 ☐異常

高壓注水系統（核一廠） ☐可用 ☐動作正常 ☐異常

高壓爐心噴洒系統（核二廠） ☒可用 ☐動作正常 ☐異常

低壓爐心噴洒系統（核二廠） ☒可用 ☐動作正常 ☐異常

低壓注水系統 ☒可用 ☐動作正常 ☐異常

爐心噴洒系統（核一廠） ☐可用 ☐動作正常 ☐異常

自動洩壓系統 ☒可用 ☐動作正常 ☐異常

安全釋壓系統 ☒可用 ☐動作正常 ☐異常

備用氣體處理系統 ☒可用 ☐動作正常 ☐異常

備用硼液控制系統 ☒可用 ☐動作正常 ☐異常

易燃氣體控制系統（核二廠） ☒可用 ☐動作正常 ☐異常

C.緊急柴油發電機

動作正常或可用 ☒可用 ☐動作正常 ☐異常

自動加載時序動作正常或可用 ☒可用 ☐動作正常 ☐異常

D.廠外電源有無斷電發生。 ☐有 ☒無

E.再循環水泵正常運轉中(低速運轉中)

☒是 ☐否

4.人員有無傷亡或超輻射曝露

☐有 ☒無

5.放射性物質有無外洩或空浮發生

有 ☒無

6.緊急爐心冷卻系統

是否在終期安全分析報告分析範圍內

☒是 ☐否

7.管線或設備有無旁通或跨接

☐有 ☒無

※上述各項如有異常情形者請詳細說明

四、系統設備動作異常之原因說明及改善預防措施

1. 反應爐保護系統動作之成因係數位化更新之蒸汽旁通壓力控制系統之參數並未達最佳化調諧，該系統輸出信號周期性波動，導致主汽機控制閥閥位開度周期性波動，致無法有效衰減反應爐壓力周期性波動，當反應爐功率瞬間升至30%(APRM讀值)時引動反應爐保護儀器OPRM動作所致。
2. 經收集運轉參數，完成所有相關設備檢查，確認主汽機相關設備均正常，並委託燃料廠家進行反應爐暫態重建分析，評估結果確認此次反應爐自動安全停機，反應爐爐心燃料完整，反應爐安全設備動作反應皆正常，安全無虞。
3. 反應爐急停後，台電公司除完成相關設備檢測外，針對此次影響「蒸汽旁通壓力控制系統」輸出信號穩定性的調校參數，已由原廠設計技師重新計算分析，完成靜態模擬測試，並訂定更嚴謹的動態測試接受標準，以確保該系統輸出信號及主汽機控制閥閥位變動周期及幅度不影響反應爐壓力控制；另增訂反應爐保護儀器OPRM的行政管制強化措施，加強監視反應爐參數變化，以確保機組再運轉後安全無虞。

五、評審結果：

1.異常事件原因已查明改正

☒是 ☐否（說明理由）

2.異常事件分類

☐本事件屬情況（一），准予機組啟動。

☒本事件屬情況（二），電廠擬定具體綜合報告送總處審查同意後，送陳原能會審查同意後機組方可啟動。

3.總處審查結論：

- (1). 本次事件未違反運轉規範限值，且相關警報、信號及設備均依設計功能正確動作。
- (2). 本次事件肇因調查已明確釐清，系統設備確認正常(含反應爐及燃料)，後續改善措

施均已備妥，機組處於可隨時起動的冷停機狀態。

(3). 已完成改善精進作業，加強監督及設備趨勢掌握。

(4). 擬同意事件故障肇因、改善措施及後續精進作為，並同意核二廠向原能會申請機組起動。

六、是否須成立核能機組專案調查小組：

1. ☐ 是：預定成立時間_____

☐ 機組有導致分裂產物障壁嚴重劣化或進入未經分析且嚴重影響機組安全之情事。

☐ 事件過程中不正常的現象重複發生（包括原因、安全有關設備動作失常、一次系統參數溫度、壓力、水位等）

☐ 事件在48小時內無法確認急停原因或安全有關設備、系統動作失常原因。

2. ☒ 否：（請詳述理由）

本次反應爐急停原因明確。台電公司為審慎追查急停肇因，特於107年3月28日成立專案處理小組，由本公司總經理擔任召集人，成員包括公司內核發處及核安處等核工及熱流專家，並請原廠家英維斯公司協助肇因調查及燃料廠家進行反應爐暫態模擬分析。

七、資料：

☐ 相關記錄器資料

☐ 測試報告

☒ 暫態記錄器相關資料(SOE)

☐ 個別評估報告

☒ 警報順序表

☒ 其他（急停綜合檢討報告、反應器急停初步評估報告、總處審查意見及電廠說明）

核定 (核發處處長)		依個資法第5條保護個人資料
覆核 (總處審查小組召集人)		依個資法第5條保護個人資料
審查人員	核安處	依個資法第5條保護個人資料
	核發處	依個資法第5條保護個人資料

機組急停/跳機或異常事件後再起動審查成員名冊

一、事故機組：核二廠 2 號機

二、事故時間：107 年 03 月 28 日 13 時 25 分

三、審查成員：

姓 名	單 位	資 格 備 註
依個資法第5條保護 個人資料	核發處	☐ 1 ☐ 2 ☒ 3 ☒ 4
	核發處	☒ 1 ☐ 2 ☒ 3 ☐ 4
	核發處	☒ 1 ☐ 2 ☒ 3 ☐ 4
	核發處	☒ 1 ☒ 2 ☐ 3 ☐ 4
	核發處	☒ 1 ☐ 2 ☒ 3 ☐ 4
	核發處	☒ 1 ☐ 2 ☒ 3 ☐ 4
	核安處	☒ 1 ☐ 2 ☒ 3 ☒ 4
	核安處	☐ 1 ☐ 2 ☒ 3 ☒ 4

資格備註：1.本公司反應器高級運轉員資格檢定合格

2.壓水式反應器技術訓練班(PWRT)

3.沸水式反應器技術訓練班(BWRT)

4.事故肇因相關專業訓練

※本表請併同附件 9.1 「安全評審表」留存備查

總處審查意見彙總表

項次	審查意見	核二廠辦理說明
1	請補充說明 RFPT 振動值設定點與幅度	1. RFPT 振動警報設定: 4mils。 2. 約為 4.0mils~4.55mil 之間晃動。
2	12:31:38.972~13:08:31.092 請說明為何 RFPT 警報持續 30 分鐘	當時 RFPT B 運轉在 3500 ~ 3700 RPM 附近, 接近警報設定點 4mils, 警報出現, 運轉員察覺該現象後已請修配組評估, 修配組查看相關參數後確定設備正常, 震動略大係運轉於該轉速之運轉特性, 運轉員則嚴密監控 RFPT 運轉情形。
3	13:11:44.912 請說明 RFPT 警報後續動作為何	詳附件說明 2。
4	13:25:26.192 REACTOR SCRAM DIV 2 OR 4 請說明該警報為何發生在 13:25:26.200 APRM 1 OPRM TRIP STATUS 之前	詳附件說明 1。
5	APRM 1/2 OPRM Trip 已動作, 請說明 APRM 3/4 OPRM Trip 為何沒動作	APRM 1/2/3/4 取訊分別來自不同之 LPRM 信號, 故會有極些微之差距, 當爐心功率 $STP \geq 29.5\%$ 時 APRM 1/2 先達設定點, 引動 Trip, 而 APRM 3/4 則尚未達設定點, 故沒動作。
6	13:31:50.010~13:33:59.700 SCRAM DISCH VOL HI WTR LVL CH C 請說明為何復歸後又動作	1. 當 SDV 進行洩水時, 其水位會高低振盪地下降, 若此時水位正在水位開關的動作臨界點, 則會產生短暫復歸又動作的情形, 屬正常現象。 2. 13:31:50.010~13:33:59.700 期間, 為 SCRAM DISCH VOL HI WTR LVL CH C 之機械浮球開關復歸邊緣, 故會反復出現 3. 13:33:59.700 之時間點為 SDV 實際洩完水之時間

7	請說明 Historical Alarm List 為何沒有 APRM 1 OPRM TRIP 之警報	在 SOE 13:25:26.200 APRM 1 OPRM TRIP 警報出現,13:25:27.000 APRM 1 OPRM TRIP 警報復歸, SOE 取樣率為 0.01 秒, SOE 主要做為事故時序的分析使用, 故取樣率時間極為短暫, 而 Historical Alarm List 取樣率為 4 秒, 在取樣的時間點該信號因已復歸, 故未顯示此警報。
---	---	---

承辦人

依個資法第5條保護個人資料

課長

依個資法第5條保護個人資料

經理

依個資法第5條保護個人資料

副廠長/廠長

依個資法第5條保護個人資料

依個資法第5條保護個人資料

附件

(1)OPRM 與 RPS 動作時序說明

TIME	EVENT	DESCRIPTION
28-MAR-18 13:25:26.192	SBD36	REACTOR SCRAM DIV 2 OR 4
28-MAR-18 13:25:26.192	SBD52	RPS SCRAM LOGIC D STATUS
28-MAR-18 13:25:26.200	SED40	APRM 1 OPRM TRIP STATUS
28-MAR-18 13:25:26.200	SBD29	NEUTRON MON SYS SCRAM CH A1
28-MAR-18 13:25:26.200	SBD35	REACTOR SCRAM DIV 1 OR 3
28-MAR-18 13:25:26.200	SBD54	RPS SCRAM LOGIC C STATUS
28-MAR-18 13:25:26.200	SBD32	NEUTRON MON SYS SCRAM CH B2

ERF 系統的 SOE 報表所提供的資料，其時間分辨率為 10ms，因此報表中所記載的事件其發生的間隔時間如果相差超過 10ms，這些事件發生的先後次序必與報表一致；但事件發生的時間如果間隔相差不到 10ms，就在誤差範圍之內，也就是說這 10ms 之間 ERF 系統只能確定 SOE 報表上的事件確實發生，但無法保證其發生的先後順序。如上圖所示，此次跳機 OPRM 與 RPS 動作的時間發生於 13：25：26.192 與 13：25：26.200 之間，間隔僅 8ms，就無法確定其發生的先後次序。

(2)FCD30(B RFPT VIBRATION STATUS)轉態說明

TIME	EVENT	DESCRIPTION	STATUS	ALARM
28-MAR-18 12:31:38.972	FCD30	B RFPT VIBRATION STATUS	OPEN	NML
28-MAR-18 13:08:31.092	FCD30	B RFPT VIBRATION STATUS	VIBR HI	ALM
28-MAR-18 13:08:34.892	FCD30	B RFPT VIBRATION STATUS	NORMAL	NML
28-MAR-18 13:09:45.472	FCD30	B RFPT VIBRATION STATUS	VIBR HI	ALM
28-MAR-18 13:11:44.912	FCD30	B RFPT VIBRATION STATUS	NORMAL	NML
28-MAR-18 13:25:24.000	SED41	APRM 2 OPRM TRIP STATUS	VIBR HI	ALM

在 SOE 報表中 FCD30 在 13：11：44.912 出現 VIBR HI 警報後未再恢復 NORMAL（如上圖），這是因為 SOE 報表僅記載至 13:40 為止所發生的事件，經追查確認 FCD30 已於 13:56:56.152 恢復 NORMAL，如下圖所示。

TIME	STATUS
28-MAR-18 12:30:00	NORMAL
28-MAR-18 12:31:38.972	VIBR HI
28-MAR-18 13:08:31.092	NORMAL
28-MAR-18 13:08:34.892	VIBR HI
28-MAR-18 13:09:45.472	NORMAL
28-MAR-18 13:11:44.912	VIBR HI
28-MAR-18 13:56:56.152	NORMAL

核二廠2號機

107年03月28日

急停綜合檢討報告(Rev. 2)

報 告 內 容

- 一、事件過程中機組系統設備動作序列正確性之評估
- 二、事件發生肇因
- 三、改善措施
- 四、機組再起動安全性評估
- 五、其他經主管機關指定之事項

附件一 反應器急停/跳機初步評估報告

附件二 核二廠2號機調校蒸汽旁通壓力控制系統機組急停肇因分析及改善措施(含反應爐暫態重建分析)

一、事件過程中機組系統設備動作序列正確性之評估

3月28日

- 13:25 2號機依照程序書244抽棒升載中，(急停前平均功率階偵測器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跳脫，引發反應爐保護系統(RPS)動作，反應爐自動安全停機，功率接近0%(次臨界)。(機組參數變化如下圖一.1，急停信號及時間序列如下表一.1)
- 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。

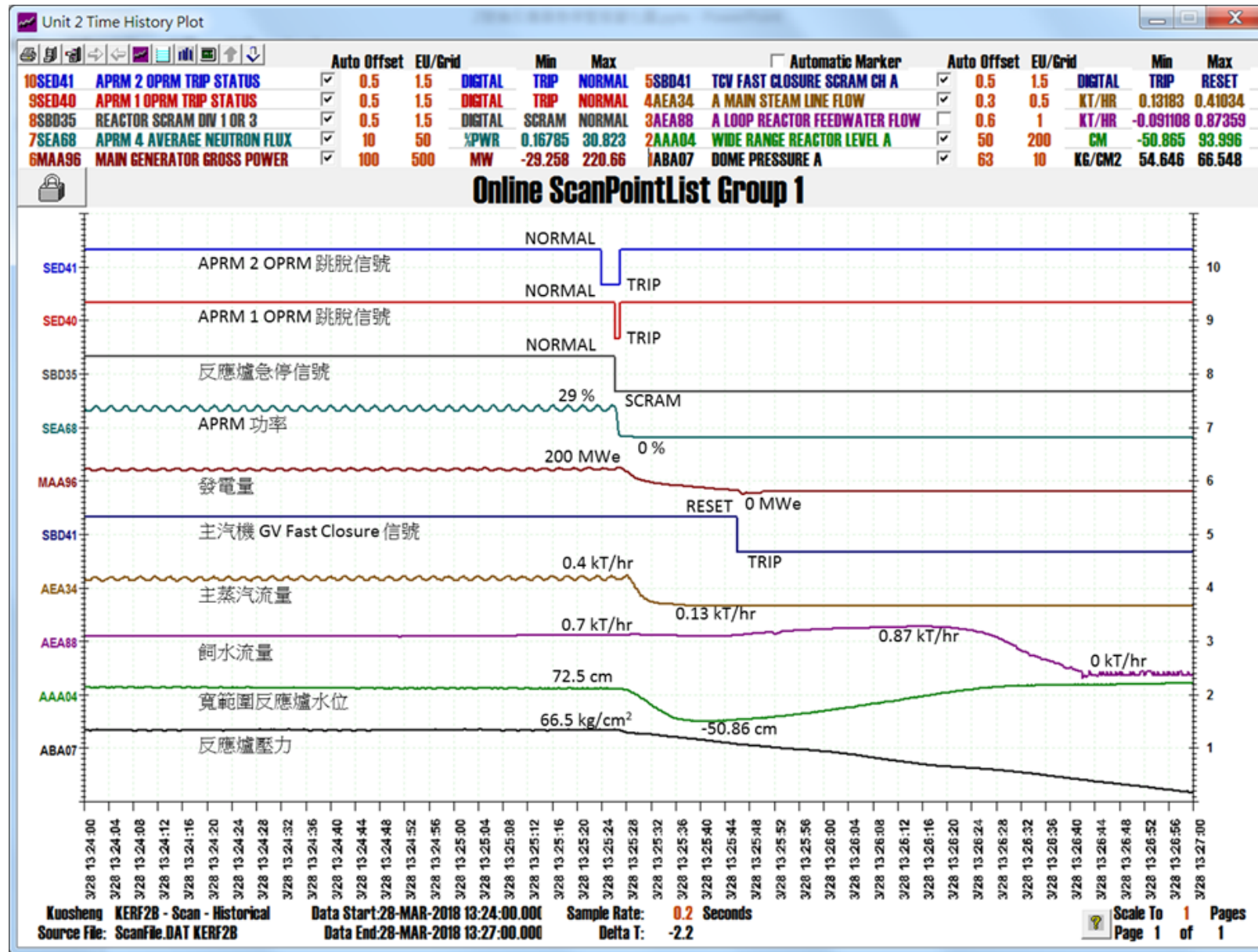
13:25:49 發電機自動跳脫。

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。

跳機過程中安全相關重要設備動作情況均正常，各項暫態資料詳如「附件一 反應器急停/跳機初步評估報告」。



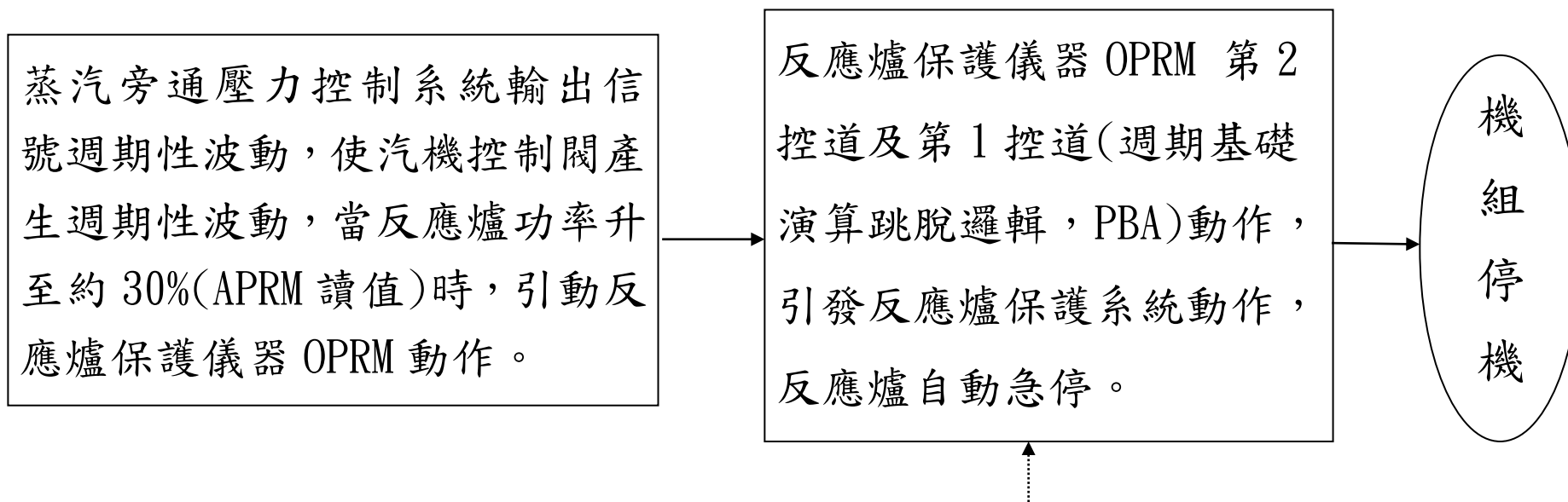
圖一.1：2號機急停暫態變化圖

28-MAR-18 12:31:38.972	FCD30	B RFPT VIBRATION STATUS	APRM 2及1之 OPRM動作	VIBR HI	ALM
28-MAR-18 13:08:31.092	FCD30	B RFPT VIBRATION STATUS		NORMAL	NML
28-MAR-18 13:08:34.892	FCD30	B RFPT VIBRATION STATUS		VIBR HI	ALM
28-MAR-18 13:09:45.472	FCD30	B RFPT VIBRATION STATUS		NORMAL	NML
28-MAR-18 13:11:44.912	FCD30	B RFPT VIBRATION STATUS		VIBR HI	ALM
28-MAR-18 13:25:24.000	SED41	APRM 2 OPRM TRIP STATUS	引動RPS 反應爐急停	TRIP	ALM
28-MAR-18 13:25:26.192	SBD36	REACTOR SCRAM DIV 2 OR 4		SCRAM	ALM
28-MAR-18 13:25:26.192	SBD52	RPS SCRAM LOGIC D STATUS		SCRAM	ALM
28-MAR-18 13:25:26.200	SED40	APRM 1 OPRM TRIP STATUS		TRIP	ALM
28-MAR-18 13:25:26.200	SBD29	NEUTRON MON SYS SCRAM CH A1		HI TRIP	ALM
28-MAR-18 13:25:26.200	SBD35	REACTOR SCRAM DIV 1 OR 3	引動RPS 反應爐急停	SCRAM	ALM
28-MAR-18 13:25:26.200	SBD54	RPS SCRAM LOGIC C STATUS		SCRAM	ALM
28-MAR-18 13:25:26.200	SBD32	NEUTRON MON SYS SCRAM CH B2		HI TRIP	ALM
28-MAR-18 13:25:26.201	SBD53	RPS SCRAM LOGIC A STATUS		SCRAM	ALM
28-MAR-18 13:25:26.201	SBD51	RPS SCRAM LOGIC B STATUS		SCRAM	ALM
28-MAR-18 13:25:26.210	SBD31	NEUTRON MON SYS SCRAM CH A2	引動RPS 反應爐急停	HI TRIP	ALM
28-MAR-18 13:25:26.220	SBD30	NEUTRON MON SYS SCRAM CH B1		HI TRIP	ALM
28-MAR-18 13:25:26.872	SBD29	NEUTRON MON SYS SCRAM CH A1		NORMAL	NML
28-MAR-18 13:25:26.872	SBD30	NEUTRON MON SYS SCRAM CH B1		NORMAL	NML

表一.1：急停信號及時間序列SOE(Sequence Of Events)

二、事件發生肇因

(一)、急停過程示意圖



【急停原因分析】

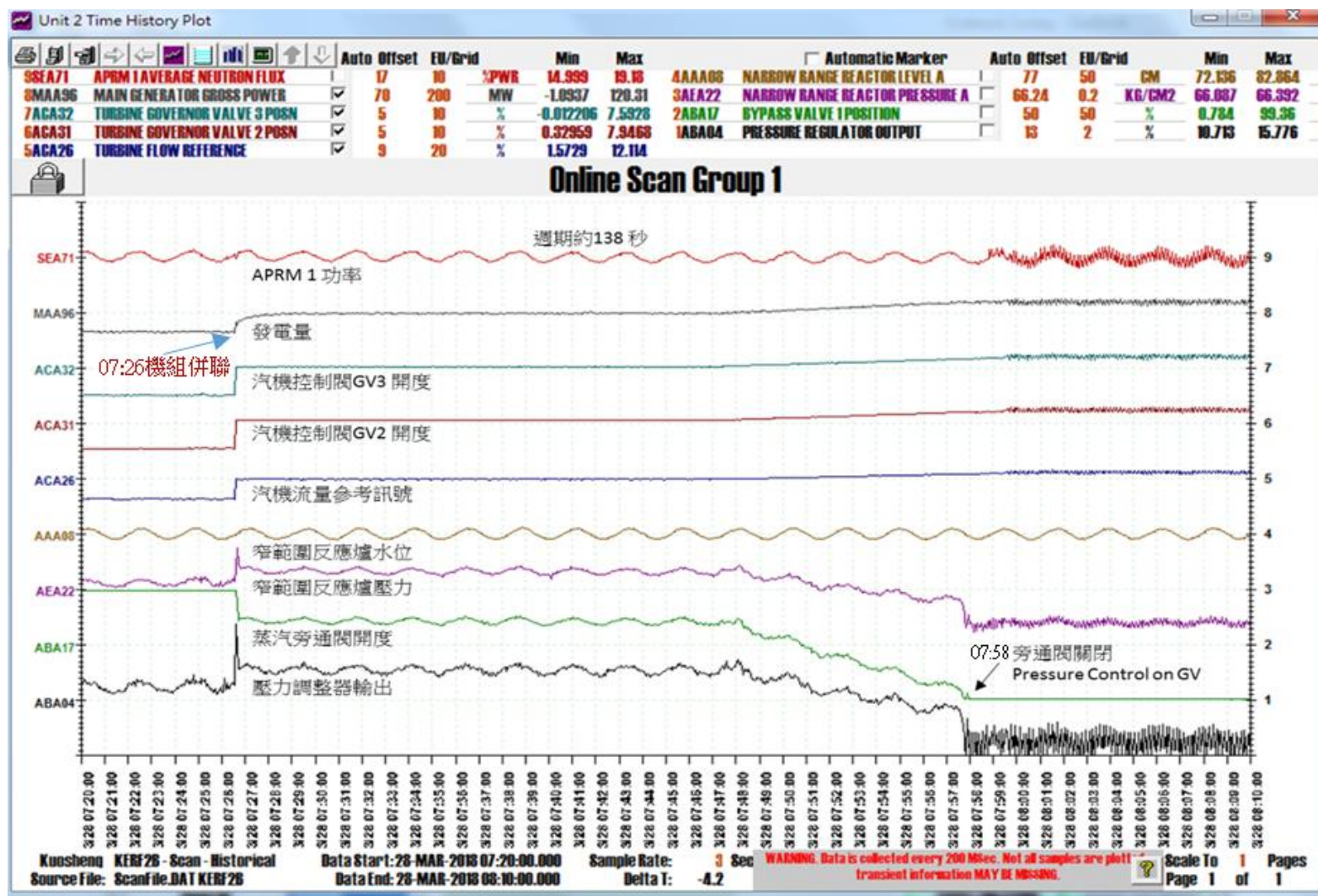
(二)、急停原因分析(詳附件二、第肆章)

1.可能肇因研判

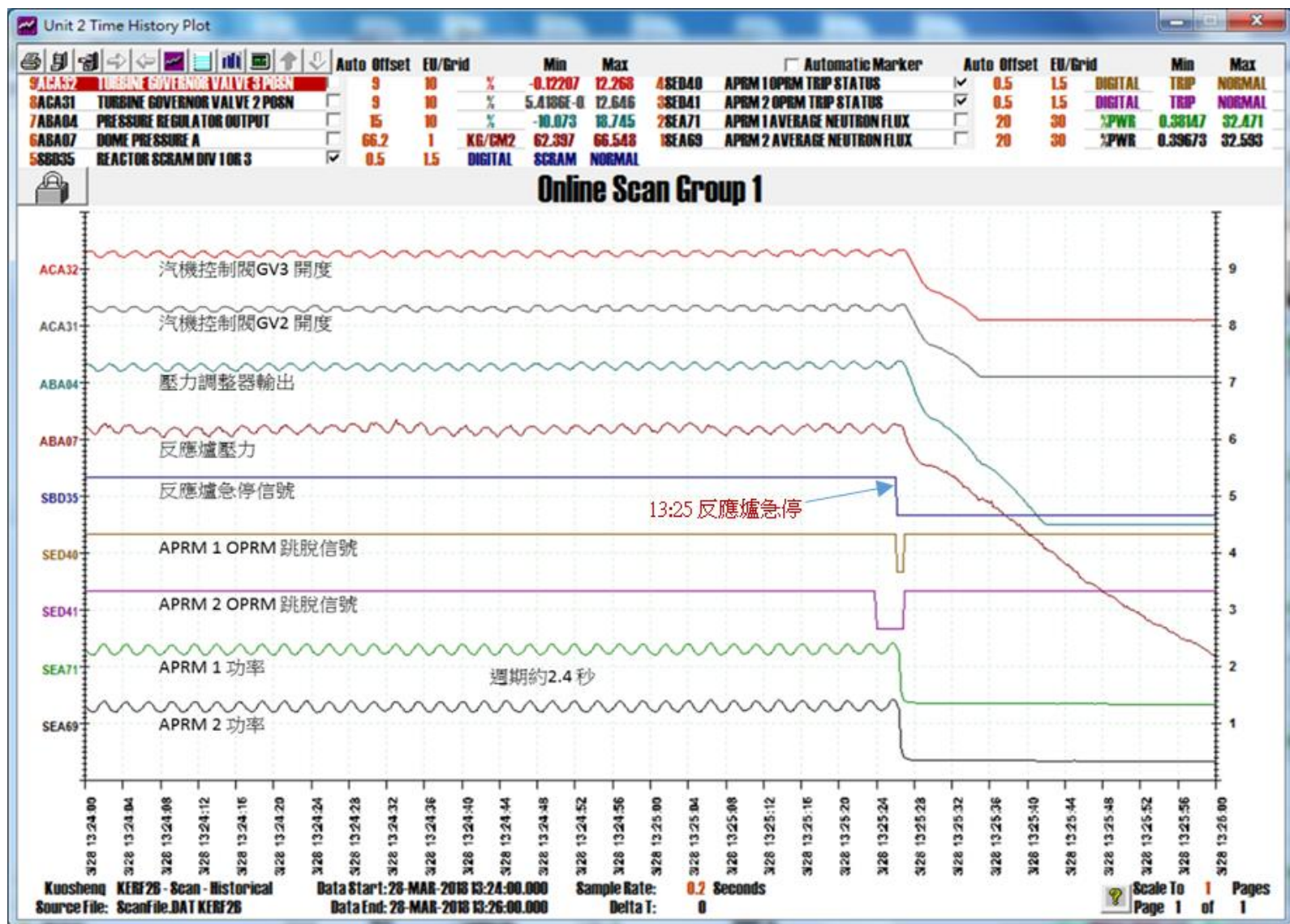
檢視3月28日反應爐急停後反應爐與汽機相關運轉參數(詳如圖二.1、圖二.2、圖二.3、圖二.4)，從圖二.1來看，機組於3月28日07:26併聯後，反應爐

壓力與蒸汽旁通壓力控制輸出信號以週期約138秒波動，此波動現象純屬單元水位控制之正常特性，直到旁通閥於07:58關閉後，反應爐壓力交由汽機控制閥控制(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，此無法衰減之週期剛好落在OPRM PBA演算跳脫邏輯週期區間(1~3.5秒)內(詳如圖二.2)，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，反應爐爐心功率達30% (APRM讀值)、爐心流量33.9%，致反應爐保護儀器OPRM 達引動條件(爐心模擬熱功率(STP) $\geq 29.5\%$)動作，引發反應爐急停。

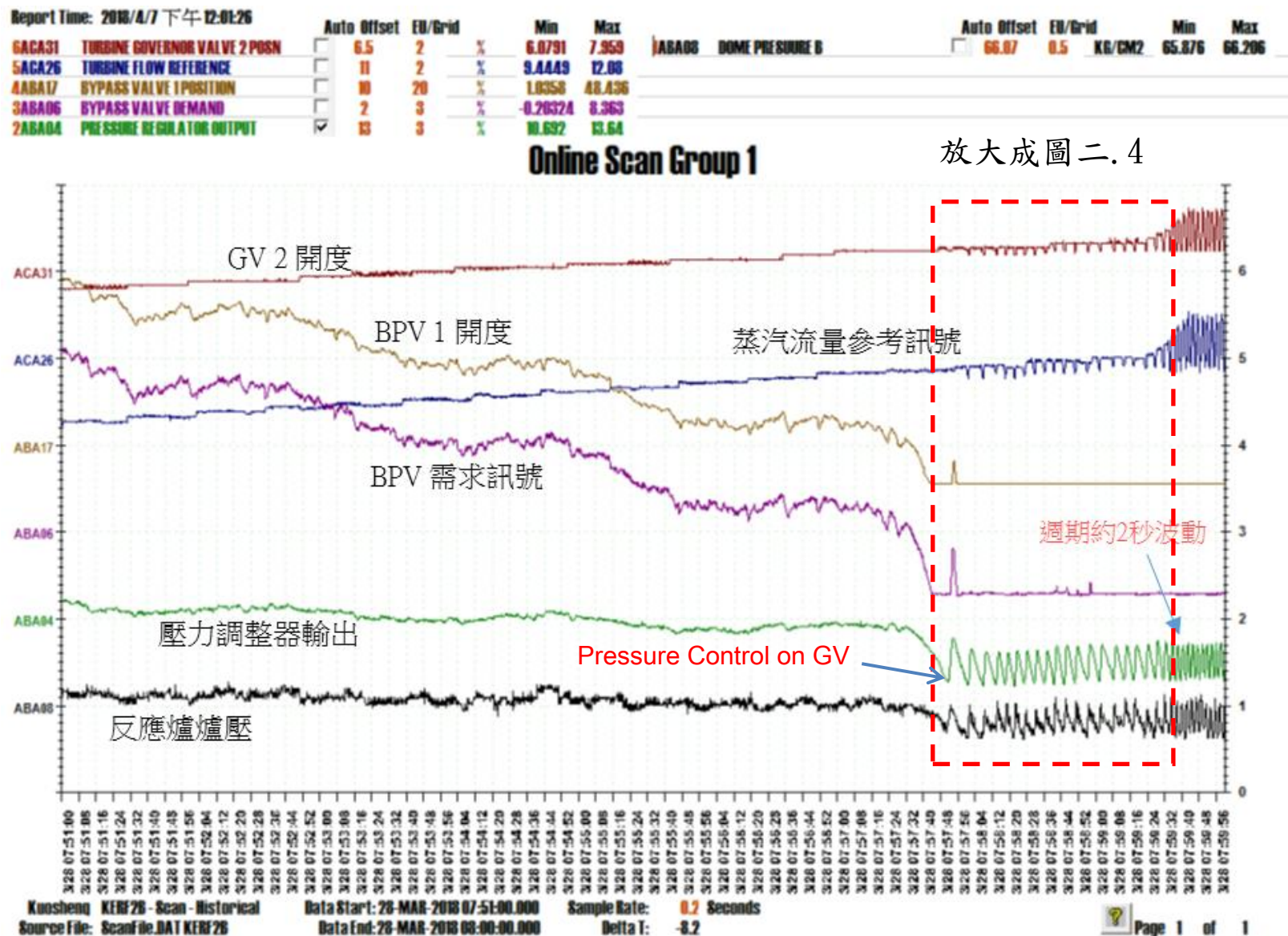
另將07:58蒸汽旁通閥關閉前後之時間軸放大，解析運轉參數變化(詳如圖二.3、圖二.4)，發現反應爐壓力由蒸汽旁通閥控制轉換至汽機控制閥的過程中，反應爐的壓力及蒸汽旁通壓力控制系統輸出信號才產生一個週期約2秒的信號波動。此外反應爐壓力由蒸汽旁通閥控制轉換至汽機控制閥之前，反應爐水位及功率皆在穩定狀態(週期138秒係單元水位控制特性)，無OPRM PBA演算跳脫邏輯週期區間(1~3.5秒)之波動。因此初步研判此2秒之信號波動非源自於反應爐自發性的壓力波動。



圖二.1 3/28發電機併聯後，旁通閥關閉前後重要參數



圖二.2 3/28機組急停前後OPRM動作重要參數

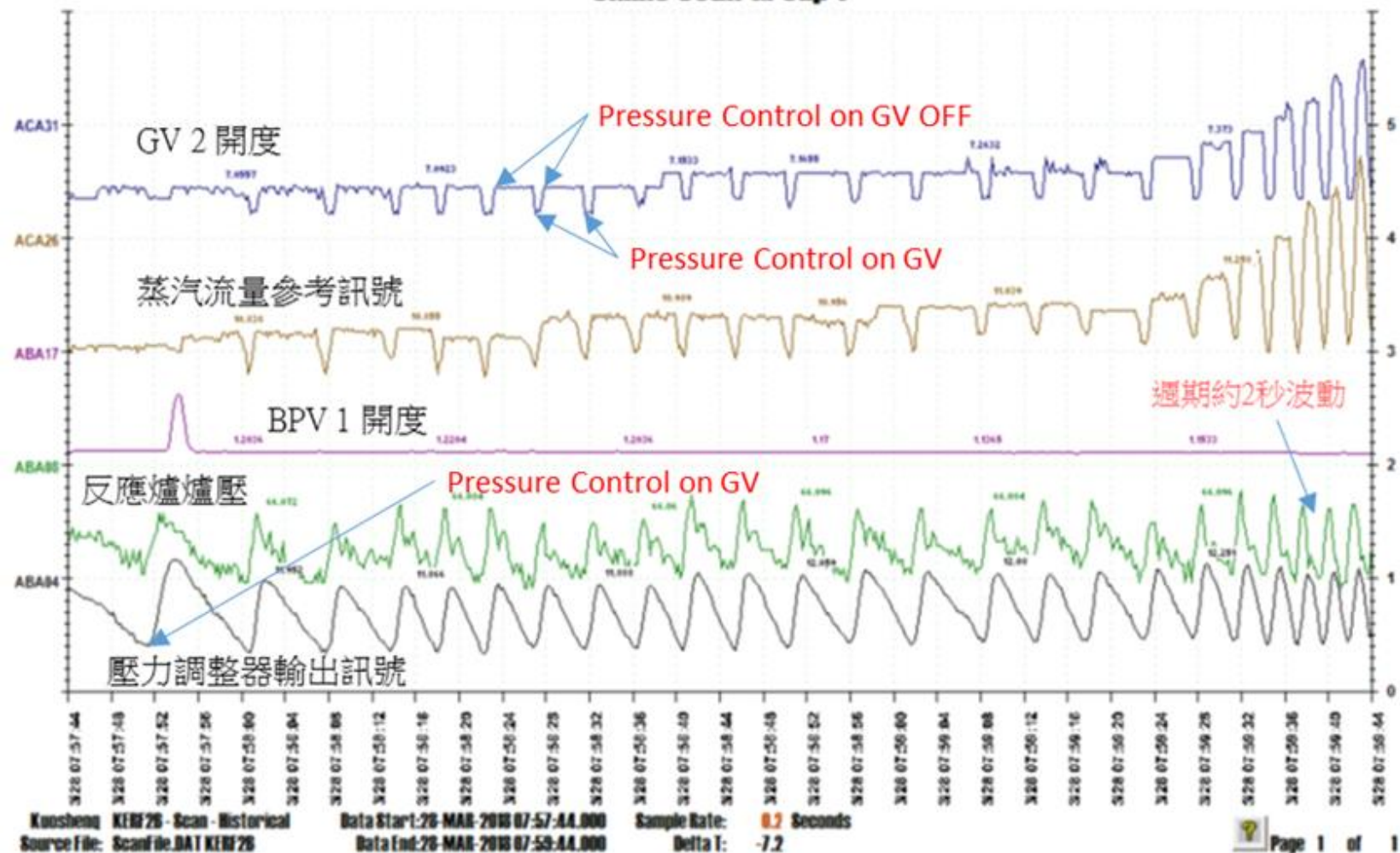


圖二.3 併聯後提升負載至旁通閥關閉後(Pressure Control on GV)

Report Time: 2018/4/6 下午

		Auto Offset	EB/Grd		Min	Max
5ACA31	TURBINE GOVERNOR VALVE 2 POSN	7.5	0.0	%	6.8726	7.958
4ACA26	TURBINE FLOW REFERENCE	11.5	0.0	%	10.519	12.08
3ABA17	BYPASS VALVE 1 POSITION	10	10	%	1.0358	6.3062
2ABA08	BOILER PRESSURE 8	66.2	0.3	KG/CM2	65.876	66.333
1ABA04	PRESSURE REGULATOR OUTPUT	12	2	%	10.692	12.336

Online Scan Group 1



圖二.4 將圖二.3 之 Pressure Control on GV 後圖形放大檢視

2. 非源自反應爐自發性波動

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 33.9%（尚未達 OPRM 引動條件：爐心模擬熱功率(STP) $\geq$ 29.5%）。此時為使反應爐狀態達到可執行下一個操作步驟：將反應爐水位控制由單元切換至三元控制，因此抽動控制棒以單根單節距方式微升反應爐熱功率；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，不預期會發生爐心熱水力不穩定事件。

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，檢視當時機組運轉狀態與各項運轉參數，確認急停前並無前述異常狀態。

本公司也委請燃料廠家進行反應爐暫態重建分析(詳附件二報告之附件 4)，燃料廠家針對 OPRM 動作前爐心穩定性進行兩項分析：一是用 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

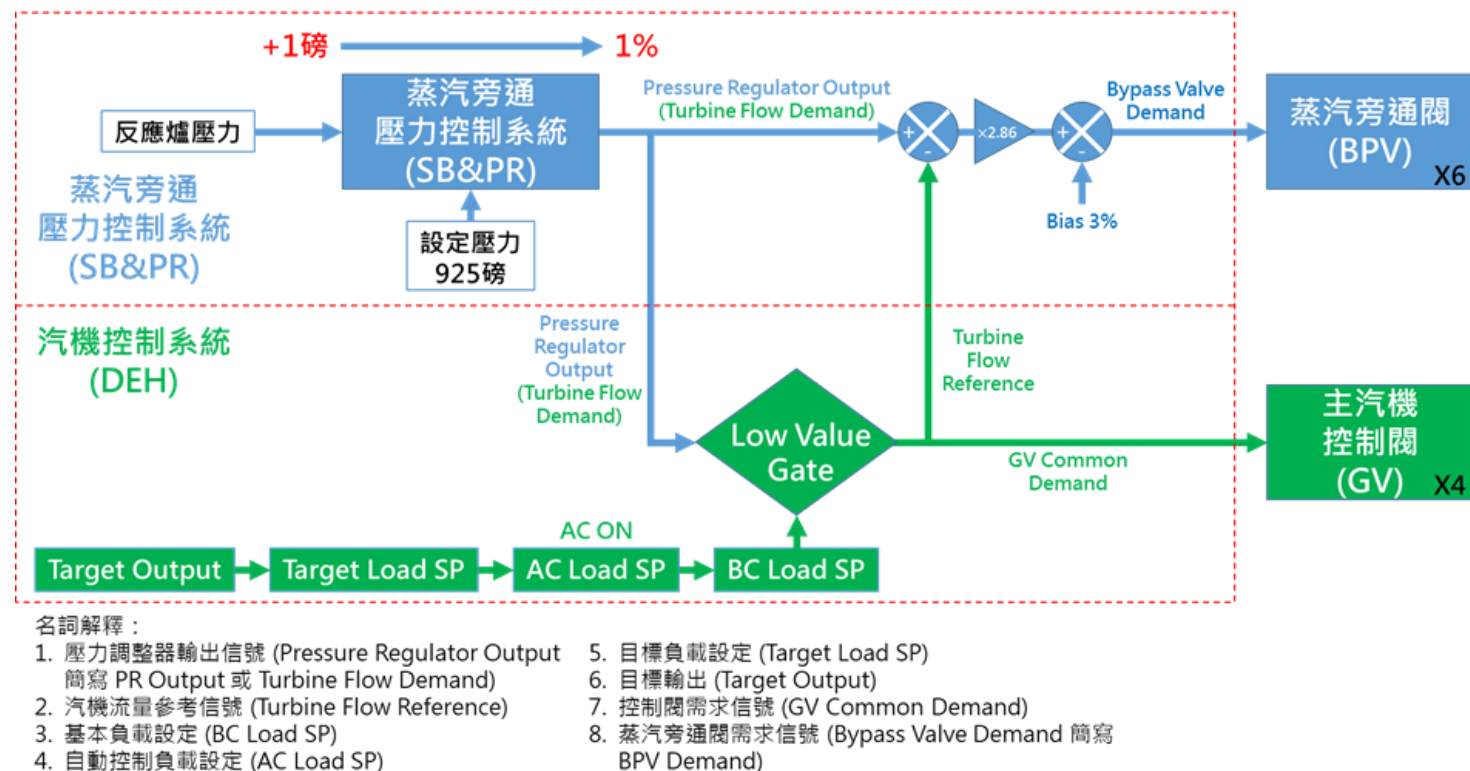
1)，若考量全爐心衰減比不準度 0.15，則本次 OPRM 動作前之全爐心衰減比之數值為 0.514 ($0.364+0.15=0.514$ 仍遠小於 1.0)，距離爐心不穩定區域邊界仍有很大的餘裕，顯示當時爐心狀態非常穩定；另一以 RAMONA5-FA 程式模擬爐心功率受到擾動後的反應，結果顯示初始爐心功率波動很小而且快速衰減。

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。

3. 蒸汽旁通壓力控制與汽機控制肇因確認

依報告二.(二).1 之分析，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)與汽機控制閥(GV)、信號傳輸、蒸汽旁通壓力控制系統(SB&PR)，如下圖，逐一釐清如下：

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，第一次及第二次併聯時，由汽機控制系統主導控制汽機控制閥開度階段，汽機流量參考信號(Turbine Flow

Reference)和汽機控制閥開度皆呈現穩定。

第一次併聯，進行汽機熱機(Soaking)後，逐漸藉由提升DEH的負載需求設定讓負載增加，同時蒸汽旁通閥逐漸關閉，直到蒸汽旁通閥全關後，進入汽機控制閥壓力控制模式(Pressure control on GV)，此後汽機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。

3月28日第二次併聯後，發現汽機控制閥閥位波動的現象與3月27日第一次併聯現象相同，證實DEH的控制正常且穩定。

上述現象證實汽機控制閥閥位的波動，非源自於DEH。

(2) 蒸汽旁通閥與汽機蒸汽控制閥：

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

當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。

此次停機後於3月30日進行汽機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；原廠技師於4月2日針對汽機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：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：

停機後經測試量測蒸汽旁通壓力控制系統、主汽機控制系統、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，由原廠技師與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。

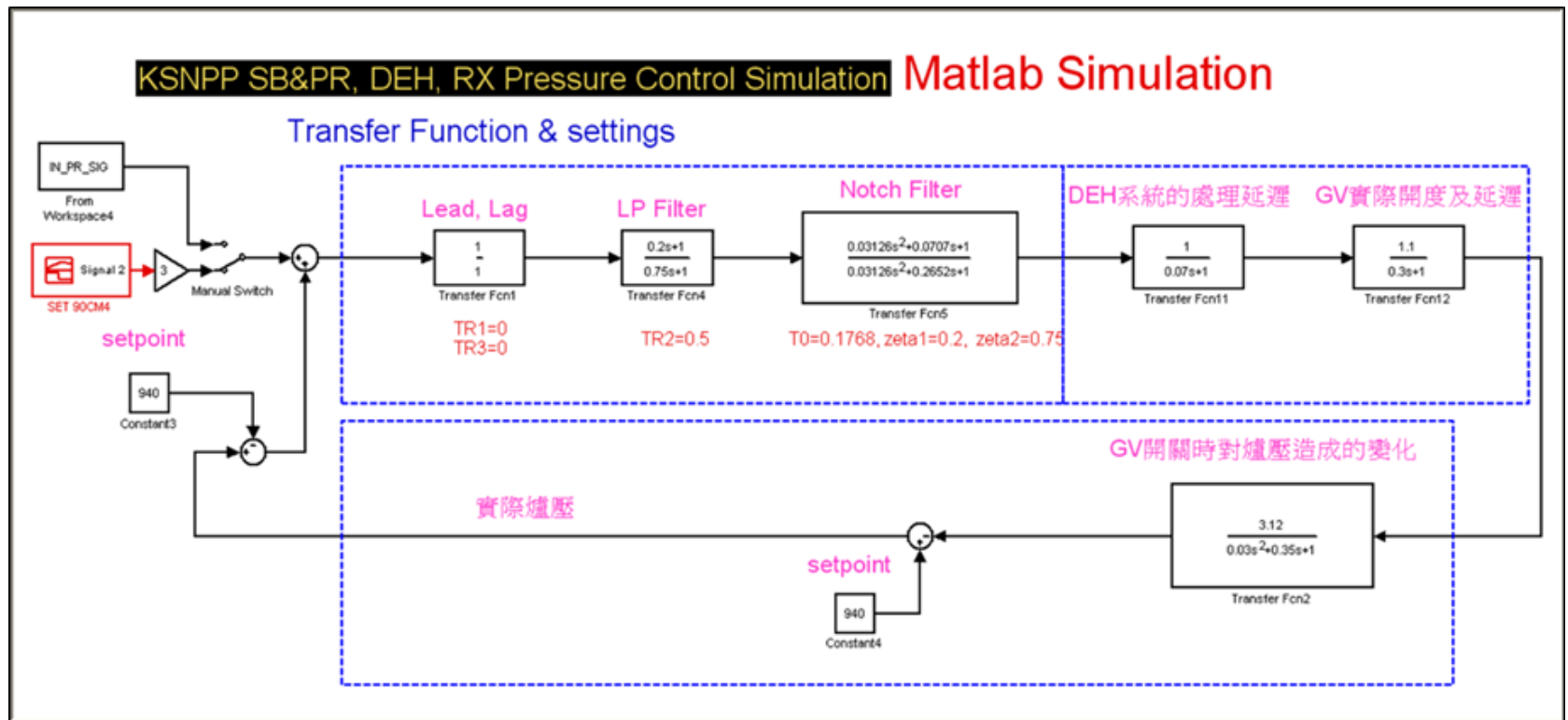
2號機再運轉起動過程中，機組併聯前、後均依程序書SP-2016-04，執行步階改變及觀察輸出控制反應與查證，並視需要進行參數值之動態調校。調校過程詳如附件二報告之附件2(機組起動升載過程SB&PR動態調校說明)，由ERF等資料顯示3月28日13:25:26機組提升功率過程中，因該系統輸出信號週期性波動，造成反應爐爐壓亦出現週期性波動，引發反應爐保護系統動作，機組自動安全停機。

SB&PR原廠國外技師於3月30日及3月31日陸續抵廠，協助核二廠進行肇因分析及後續改善建議擬訂。經電廠人員與原廠技師討論，執行SB&PR系統運作正常查證、硬體查證、軟體查證。

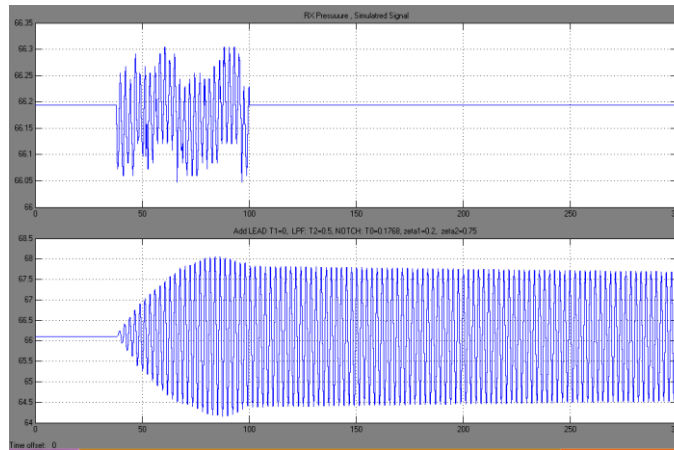
急停後經查證結果：SB&PR系統運作正常、硬體查證完成確認正常、進行軟體查證確認符合設計功能，惟蒸汽旁通壓力控制系統控制參數之

調校未達合適化，需進行改善。

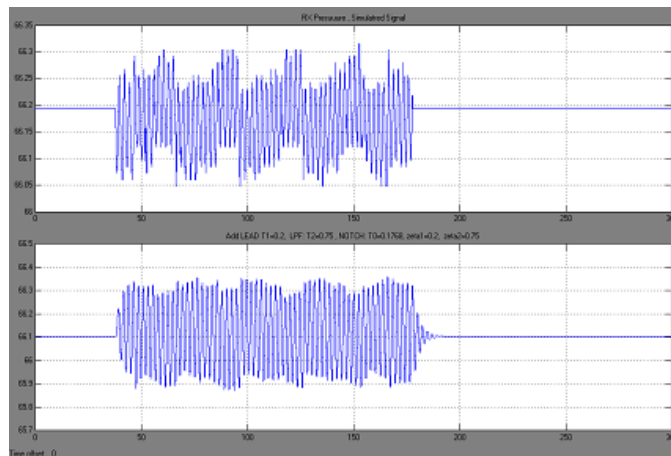
台電公司以2號機3月28日急停前的爐壓數據，加上急停前相同的控制參數做為輸入信號，執行Matlab分析模擬。



結果顯示：事件當時之調校參數仍未達合適調諧(如下圖)，無法有效衰減系統界面的壓力擾動信號，需廠家持續再調校。



經原廠設計技師完成Z2與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閉迴路模擬分析此組參數後，結果(如下圖)及說明如下：



結果顯示：使用急停前的參數 $TR2=0.25$ 、 0.5 秒，系統無法收斂； $TR2=0.75$ 秒再搭配 $TR1=0.2$ 秒，系統可以快速收斂且穩定。

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。

三、改善措施(詳附件二、第陸章)

(一)、參數調校改善措施

3月28日機組急停後，本公司即要求蒸汽旁通壓力控制系統原廠家務必將問題解決，同時要求加派國外原廠技師抵台，駐廠協助釐清肇因及擬定改善措施；並已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，直到機組滿載穩定，PAT測試完成並符合測試允收標準。

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TR2靈敏度分析與Matlab Model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秒並配合TR1進行。

原計畫執行動態調校之時機點在反應爐水位控制由單元切換至三元後執行，係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，惟此時可能令機組進入OPRM引動條件的運轉區域，為有效降低風險，因此將調整動態調校改為在較低功率區(約15~20%熱功率)執行，並訂定更嚴謹的調校接受標準，允許爐壓的波動小於 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)，調校待穩定後再提升負載。

為強化未來動態調校的嚴謹度，將以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，以確保合適的參數組合，適用於各功率階。已於SP-2016-04程序書新增：SB&PR系統更新後之測試及觀察期間，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%，同時召開專案小組會議；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。

(二)、運轉安全管制措施

精進運轉安全管制作為，包括：避免反應爐壓力控制權轉移時之波動、精進爐心功率監控行政管理以及強化人員訓練，管制措施亦落實至程序書修訂，以確保改善作為之有效性。

1. 避免反應爐壓力控制權轉移時之波動：

- A. 修訂程序書243，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GV及旁通閥開度之變動，降低反應爐壓力暫態。
- B. 修訂程序書244，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，提升AC Load SP升載率至10%/min(亦即100MW/min)，可使BC Load SP快速追到GV Common Demand +5% (Target Load SP)，穩定Pressure Control on GV之控制權，使反應爐壓力可完全由GV控制，避免反應爐壓力控制權多次更迭，引發反應爐壓力及PR Output信號波動。

2. 精進爐心功率監控行政管理機制：

- A. 為加強掌握OPRM引動條件進入前之爐心功率狀態，修訂程序書244，於約24.5%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。
- B. 修訂程序書244，改為升載時於約24.5%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。

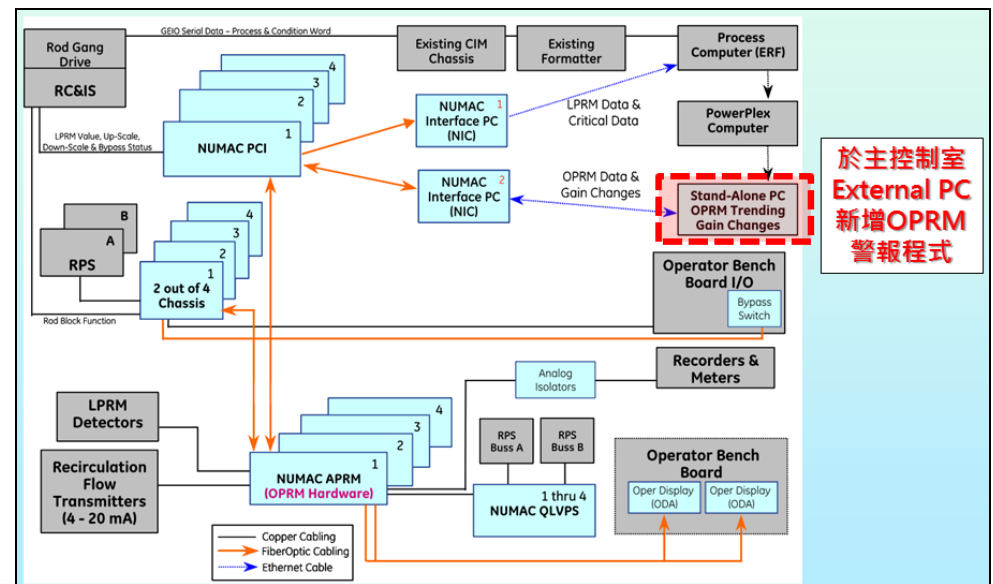
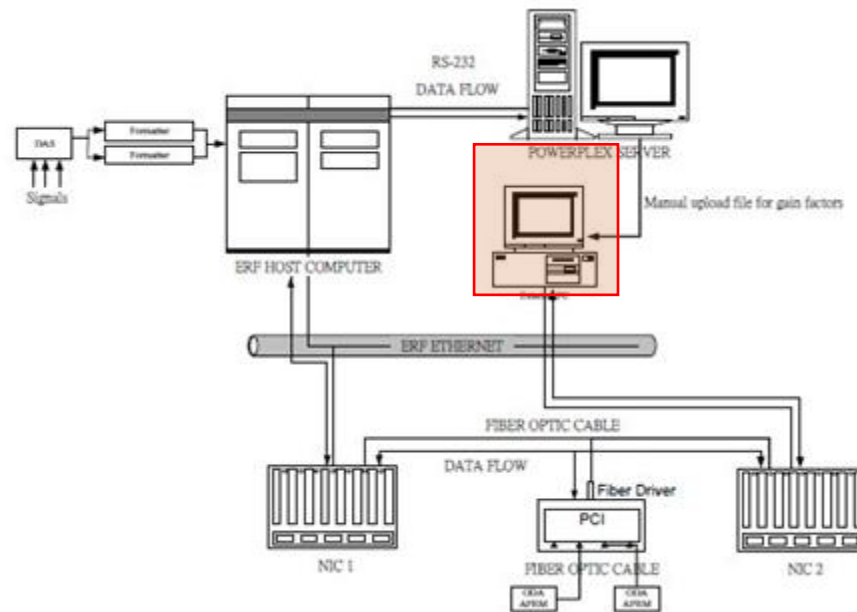
3. 人員訓練強化：

2號機起動前，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。

(三)、OPRM系統精進

1. 考量OPRM系統建置時，雖設計廠家設置有NIC(NUMAC Interface

Communication)設備及External PC(如下左圖)，但僅供執行LPRM校正及LPRM I/V曲線測試用，未具備儲存OPRM相關參數歷史性資料之功能，致事後無法取得詳細資料協助分析判讀。核二廠已完成OPRM系統之External PC程式修改，可自動轉存OPRM相關參數歷史性資料至網路磁碟並保留一個燃料週期，供爾後線上監測OPRM系統參數及後續分析判讀之用。

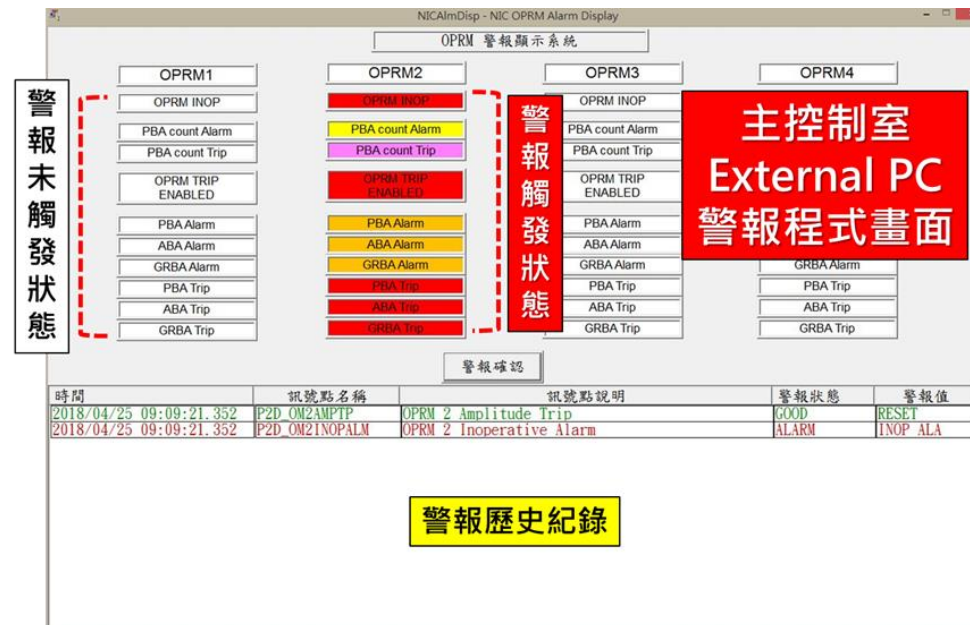


2. OPRM新增警報程式說明

為提供運轉員監控OPRM的能力，利用NIC External PC新增程式，提供

OPRM相關警示功能，如上右圖。

為強化OPRM監控功能，已編寫OPRM警報程式並安裝於主控制室 External PC，提供每個OPRM共10個警報：OPRM INOP、PBA count Alarm、PBA count Trip、OPRM TRIP ENABLED、PBA Alarm、ABA Alarm、GRBA Alarm、PBA Trip、ABA Trip、GRBA Trip，警示畫面與說明如下：



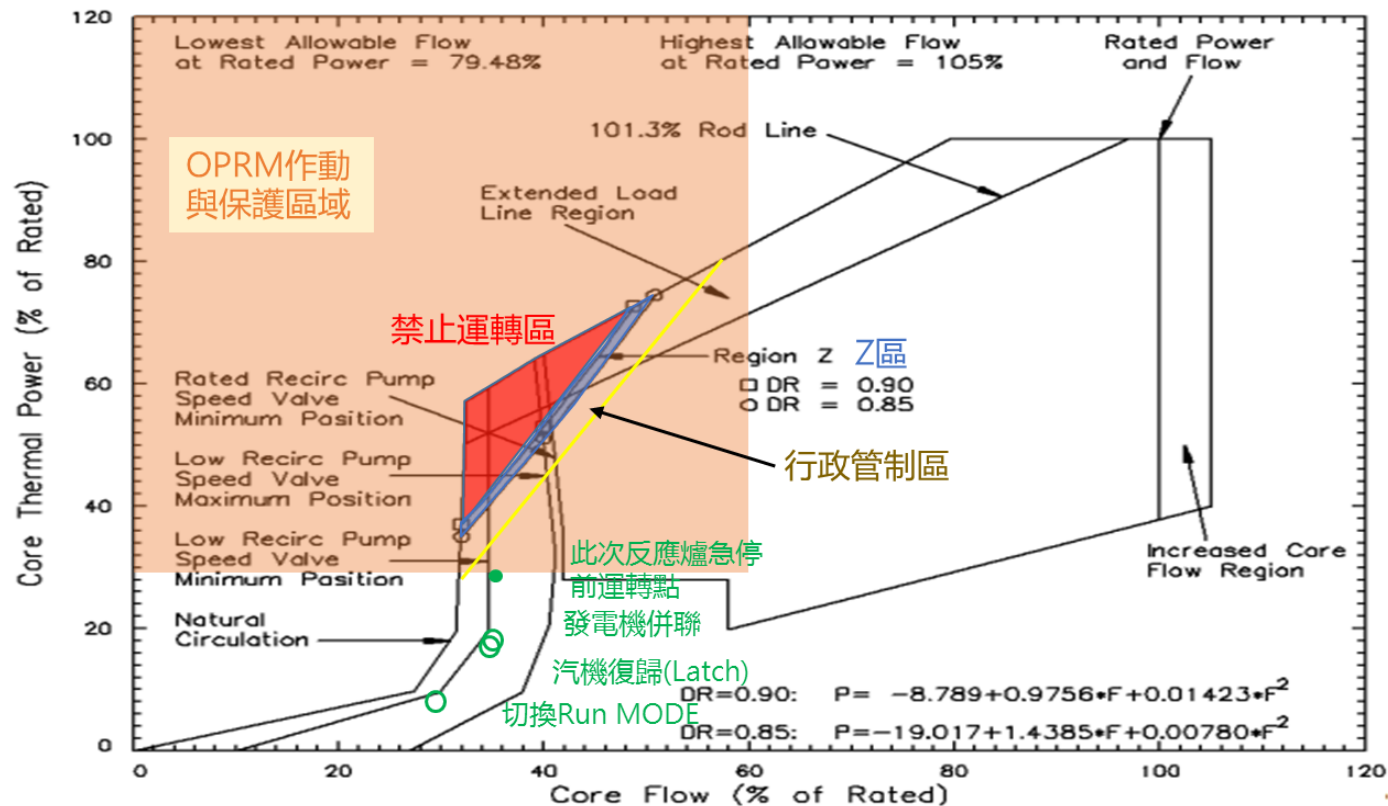
其中OPRM INOP、PBA count Alarm、PBA count Trip等三個警報，可在OPRM未達ENABLE條件之前，提供警示功能，其餘7個為數位信號，須待條件成立(OPRM ENABLE)後才能轉態提供警示功能。

(四)、未來數位化系統更新管制精進

為精進未來控制系統數位化更新案，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)。

四、機組再起動安全性評估(詳附件二、第伍章及第陸章)

- (一) 機組停機後，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。運轉人員依程序書操作，將反應爐模式開關切至 SHUT DOWN 位置，並持續降低反應爐壓力及爐水溫度，將反應爐帶至冷爐停機狀態，機組安全無虞。
- (二) 急停前，反應爐運轉點歷程軌跡如下圖，反應爐之運轉點(爐心熱功率 POWERPLEX 計算值約 28.6%，爐心流量 33.9%)，未進入爐心熱水力不穩定區域(一般稱為 Z 區，如上圖藍色區域標示)運轉，且離核二廠的行政管制區(如下圖黃線標示)尚有距離。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，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。



(三) 本公司委請燃料廠家進行反應爐暫態重建分析(詳附件二報告附件4)，燃料廠家針對OPRM動作前爐心穩定性進行兩項分析：一是用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。

(四) 此次本公司委請燃料廠家進行反應爐暫態重建分析，同時評估爐心功率波動導致燃料臨界功率比(CPR)的變化。

分析報告中，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信號波動頻率，並使爐心功率波動幅度大於當時APRM信號波動幅度。其計算結果顯示燃料最小臨界功率比(MCPR)的變化值小於0.31。而燃料廠家用其爐心穩態分析程式(MICROBURN-B2)計算，對應於OPRM動作前之爐心MCPR值為2.95，而其MCPR運轉限制值(OLMCPR)為2.06。因此，此一外加的強迫性爐心功率波動使MCPR減少為2.64($2.95 - 0.31 = 2.64$)，仍大於OLMCPR(2.06)，更遠大於MCPR安全限值SLMCPR(1.09)。(註：MCPR值越大，爐心燃料熱限值餘裕越多)

急停後，由APRM讀數顯示爐心波動快速停止，反應爐功率快速下降。因此，OPRM動作後，燃料MCPR值會越大，讓爐心燃料熱限值餘裕越多。

由於爐心的MCPR值一直遠大於SLMCPR，故判定在此次爐心功率波動期間，燃料護套皆維持完整。

- (五) 反應爐急停後，對爐水進行取樣分析，分析結果各項數據顯示為正常停機狀況之數值，107年4月2日之後，5種碘同位素量測數值均已小於儀器最低可測值(MDA)，可證明爐心燃料護套完整性良好。
- (六) 為強化未來動態調校的嚴謹度，將以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，以確保合適的參數組合，適用於各功率階。已於SP-2016-04程序書新增：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，立即暫停提升功率或降低功率至穩定狀態，同時召開專案小組會議；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。

(七) 精進運轉安全管制作為，包括：避免反應爐壓力控制權轉移時之波動、精進爐心功率監控行政管理以及強化人員訓練，管制措施亦落實至程序書修訂，以確保改善作為之有效性。主要修訂內容如下：

1. 修訂程序書243：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GV及旁通閥開度之變動，降低反應爐壓力暫態。
2. 修訂程序書244：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，提升AC Load SP升載率至10%/min(亦即100MW/min)，可使BC Load SP快速追到GV Common Demand +5% (Target Load SP)，穩定Pressure Control on GV之控制權，使反應爐壓力可完全由GV控制，避免反應爐壓力控制權多次更迭，引發反應爐壓力及PR Output信號波動。
3. 修訂程序書244：於約24.5%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。
4. 修訂程序書244：升載時於約24.5%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。

五、其他經主管機關指定之事項

- 將本次事件發生時之反應爐暫態重建分析納入綜合檢討報告。

台電公司辦理情形：

本公司已委請燃料廠家進行反應爐暫態重建分析，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輸出信號波動所造成。

燃料廠家已完成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，詳如本報告附件二之附件4反應爐暫態重建分析報告。

(一)、模擬分析結果

1. 爐心穩定性

燃料廠家對核二廠2號機OPRM動作前爐心穩定性進行兩項分析：一是用STAIF程式計算當時爐心功率波動的衰減比(decay ratio)；另一以RAMONA5-FA程式模擬爐心功率受到擾動後的反應。OPRM動作前爐心重要參數如表五.1。

STAIF程式計算OPRM動作前功率波動衰減比結果如表五.2，其最大衰減比(limiting decay ratio)為全爐心衰減比(global decay ratio)，數值為0.364(遠小於1)，如此小的衰減比，顯示當時爐心狀態在OPRM動作前非常穩定。

RAMONA5-FA程式計算，是以基本模態(fundamental mode)擾動來引發全爐心功率波動，並模擬後續系統暫態反應達300秒。結果如圖五.1，顯示初始爐心功率波動很小而且快速衰減。此結果也驗證爐心狀況在OPRM動作前非常穩定，並支持STAIF程式計算的衰減比結果。

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(如汽機控制閥閥位波動)，否則不可能發生持續性的功率波動。因此可以判定功率波動是源自於SB&PR輸出信號波動而帶動汽機控制閥閥位波動所引發的。

2. 爐心功率波動導致燃料臨界功率比(CPR)變化

燃料廠家再次用表五.1中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信號波動頻率，並使爐心功率波動幅度大於當時APRM信號波動幅度，此一外加的強迫性爐心功率波動模擬結果如圖五.2。

對應於圖五.2之功率波動，RAMONA5-FA程式計算出燃料最小臨界功率比(MCPR)的變化值小於0.31。而燃料廠家爐心穩態分析程式(MICROBURN-B2)計算出對應於表五.1之爐心MCPR值為2.95，而其MCPR運轉限制值(OLMCPR)為2.06。因此，此一外加的強迫性爐心功率波動使MCPR減少為2.64($2.95 - 0.31 = 2.64$)，仍大於OLMCPR(2.06)，更遠大於MCPR安全限值SLMCPR(1.09)。(註：MCPR值越大，爐心燃料熱限值餘裕越多)

急停後，由APRM讀數顯示爐心波動快速停止，反應爐功率快速下降。因此，OPRM動作後，燃料MCPR值會越大，讓爐心燃料熱限值餘

裕越多。

由於爐心的MCPR值一直遠大於SLMCPR，故判定在此次爐心功率波動期間，燃料護套皆維持完整。

(二)、結語

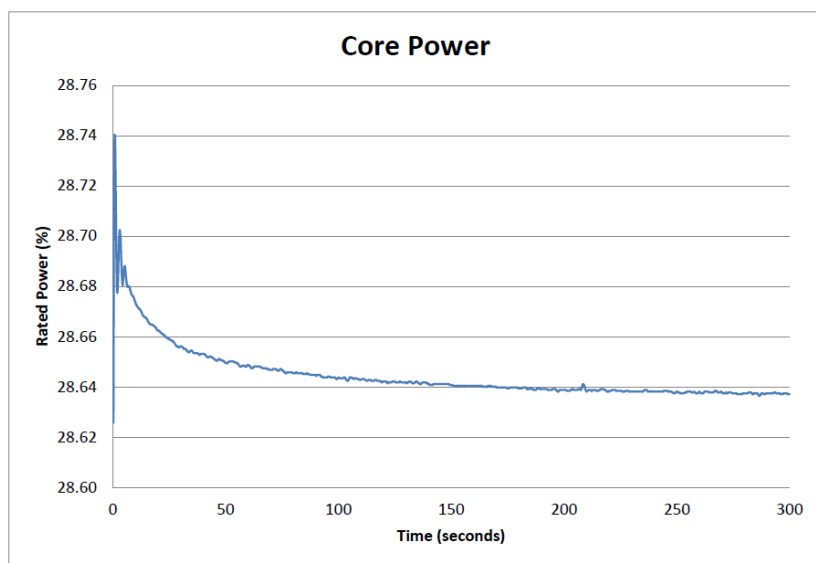
經燃料廠家分析驗證結果：核二廠2號機107年3月28日OPRM動作前，爐心非常穩定，爐心功率波動係由接受SB&PR輸出信號的汽機控制閥閥位波動所引起。此一外加的強迫性爐心功率波動所導致的MCPR值變化量僅為0.31，且MCPR值2.64，遠大於SLMCPR值1.09，可確認燃料護套完整性無虞。

(三)、參考資料

1. Framatome FS1-0037080 R3 “Simulation of Kuosheng Unit 2 Cycle 25 Power Oscillation on March 28, 2018”.

表五.1 OPRM 動作前爐心重要參數

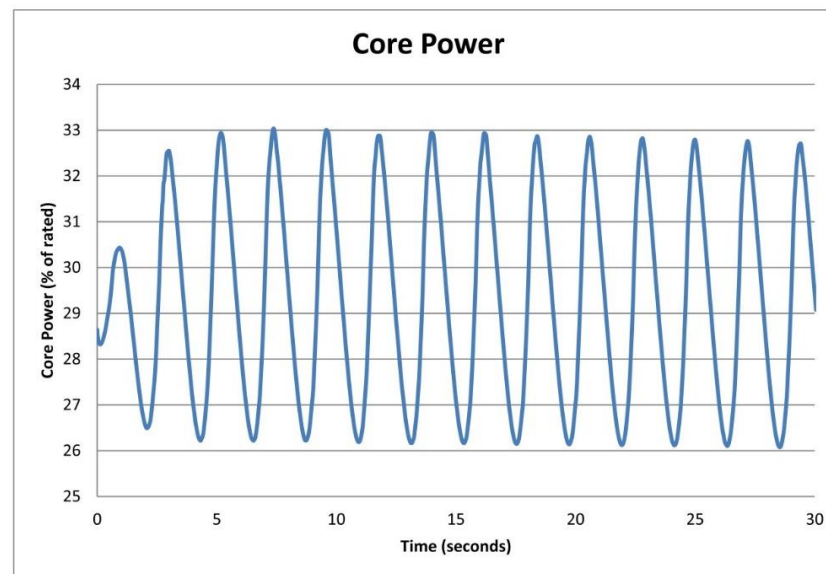
參數名稱	數值
Cycle Exposure (MWd/MTU)	2.3
Core Thermal Power (MWth)	859.5
Core Pressure (psia)	947.0
Core Inlet Subcooling (BTU/lbm)	15.50
Core Flow (Mlb/hr)	28.69



圖五.1 受擾動的爐心功率反應

表五.2: STAIF 程式計算功率波動衰減比結果

各種類型的衰減比	衰減比值
Hot Channel	0.049
Limiting Channel	0.053
Global (Core-Wide)	0.364
Regional	0.188



圖五.2 強迫性的爐心功率波動

第二核能發電廠 反應器急停／跳機初步評估報告

值班主任

依個資法第5條保
護個人資料

值班經理

依個資法第5條保
護個人資料

運轉經理

依個資法第5條保
護個人資料

副廠長

依個資法第5條保護個人資料

廠長

依個資法第5條保護個人資料

反應器急停／跳機初步評估報告

1. 機組： 二號機
2. 事件發生日期： 107 年 3 月 28 日
3. 事件發生時間： 13 點 25 分
4. 暫態資料

	<u>最</u> <u>大</u>	<u>最</u> <u>小</u>
(1)反應爐壓力(kg/c m ²)	<u>67.19</u>	<u>66.4</u>
(2)反應爐水位(cm)	<u>117.3</u>	<u>- 50.86</u>
(3)爐心流量(T/HR)	<u>13850</u>	<u>8270</u>
(4)熱功率(MWT)	<u>690</u>	<u>0</u>
(5)APRM %(變化最大者)	<u>32.58</u>	<u>0.19</u>
(6)OFF GAS POST TREATMENT		
RADIATION (CPM)		
CH. A	<u>533</u>	<u>342</u>
CH. B	<u>355</u>	<u>211</u>
(7)OFF GAS VENT PIPE		
RADIATION (CPM)	<u>132</u>	<u>81</u>

(8)反應爐保護系統

控 道	信 號	動 作 時 間	復 原 時 間
A1	<u>NEUTRON MON SYS</u>	<u>13:25:26.200</u>	<u>13:25:26.872</u>
	<u>SCRAM CH A1</u>		
A2	<u>NEUTRON MON SYS</u>	<u>13:25:26.210</u>	<u>13:25:26.880</u>
	<u>SCRAM CH A2</u>		
B1	<u>NEUTRON MON SYS</u>	<u>13:25:26.220</u>	<u>13:25:26.872</u>
	<u>SCRAM CH B1</u>		
B2	<u>NEUTRON MON SYS</u>	<u>13:25:26.200</u>	<u>13:25:26.880</u>
	<u>SCRAM CH B2</u>		

(9)ECCS

	信 號	動 作 時 間	復 原 時 間
HPCS	<u>未達自動啟動條件</u>	_____	_____
LPCI A	<u>未達自動啟動條件</u>	_____	_____
LPCI B	<u>未達自動啟動條件</u>	_____	_____
LPCI C	<u>未達自動啟動條件</u>	_____	_____
LPCS	<u>未達自動啟動條件</u>	_____	_____
ADS	<u>未達自動啟動條件</u>	_____	_____
(10)RCIC	<u>未達自動啟動條件</u>	_____	_____

(11)圍阻體隔離

	原 因	動 作 時 間	復 原 時 間
Group 1A	<u>未達自動啟動條件</u>	_____	_____
Group 1B	<u>未達自動啟動條件</u>	_____	_____
Group 1C	<u>未達自動啟動條件</u>	_____	_____
Group 2A	<u>未達自動啟動條件</u>	_____	_____
Group 2B	<u>未達自動啟動條件</u>	_____	_____
Group 2C	<u>未達自動啟動條件</u>	_____	_____
Group 3	<u>未達自動啟動條件</u>	_____	_____
Group 4	<u>未達自動啟動條件</u>	_____	_____
Group 5	<u>正常已動作</u>	_____	_____
	<u>(爐壓 133psig 已動作)</u>		
Group 6	<u>未達自動啟動條件</u>	_____	_____

(12)SGTS A	動作信號 <u>未達自動啟動條件</u>	動作時間_____	復原時間_____
SGTS B	動作信號 <u>未達自動啟動條件</u>	動作時間_____	復原時間_____

(13)柴油發電機

DIV I 起動信號未達自動啟動條件 時 間 _____
併聯時間 _____ 停止運轉時間 _____

DIV II 起動信號未達自動啟動條件 時 間 _____
併聯時間 _____ 停止運轉時間 _____

DIV III 起動信號未達自動啟動條件 時 間 _____
併聯時間 _____ 停止運轉時間 _____

(13.1)自動加載時序

DIV I 起動信號 未達自動啟動條件 動作是否正常 是 ☐ 否 ☐
下游設備起動時序核對 正常 ☐ 異常 ☐
如有異常 異常設備及採取措施： _____

DIV II 起動信號 未達自動啟動條件 動作是否正常 是 ☐ 否 ☐
下游設備起動時序核對 正常 ☐ 異常 ☐
如有異常 異常設備及採取措施： _____

(14)SRV 動作 ☐ 是 ☒ 否 (若“是”請述明那只動作其動作時間及復原時間)

(15)備用硼液控制系統 信號 未達自動啟動條件 動作時間_____復原時間_____

(16)易燃氣體控制系統 信號 未達自動啟動條件 動作時間_____復原時間_____

5. 跳脫設備

	是	否
(1)汽機跳脫時間 時間 13:25:45 信號 手動跳脫	☒	☐
(2)再循環水泵 PCV PARTIAL CLOSURE	☐	☒
(3)再循環水泵跳脫	☐	☒
(4)再循環水泵高速變成低速運轉	☐	☒ (SCRAM 前低速運轉)
(5)飼水泵跳脫	☐	☒
(6)冷凝泵跳脫	☐	☒
(7)由自動改為手動之設備 _____ 無		
(8)廠外電源有無斷電發生	☐ 有	☒ 無

6. 初步安全評估

	是	否
(1)RPV 壓力低於安全釋壓閥定值	☒	☐

- | | | |
|----------------------------------|-------------------------------------|---------------------------------------|
| (2)RPV 溫度升降率小於 100°F/hr | ☒ | ☐ |
| (3)熱功率小於額定值 | ☒ | ☐ |
| (4)控制棒全入 | ☒ | ☐ |
| (5)急停/跳機時是否進入運轉規範限制運轉條件 | ☐ | ☒ |
| (5.1)急停/跳機時是否違反運轉規範 | ☐ | ☒ |
| (6)抑壓池水位在規定範圍 | ☒ | ☐ |
| (7)抑壓池水溫低於 120°F | ☒ | ☐ |
| (8)乾井壓力小於 1.74 PSIG | ☒ | ☐ |
| (9)機組急停或緊急爐心冷卻系統是否在終期安全分析報告分析範圍內 | ☒ | ☐ |
| (10)管線或設備有無旁通或跨接 | ☐ 有 | ☒ 無 |

7. 急停/跳機經過

(依事件發生經過及實際操作情形並參照第 15. 節 ALARM TYPED, ERF --- 等資料以時間為單位逐步敘事件發生順序及設備動作檢討)

(1)事件發生順序 (EVENT SEQUENCE)

13:25:26 二號機依照程序書 244 抽棒升載中，(急停前 APRM 約 29%，發電量約 200MWe)，再循環泵低速運轉中。因 APRM 2 及 APRM 1 OPRM 動作，引發反應爐自動急停。13:25:31 反應爐水位下降至第二階水位(L-2)以上~第三階水位(L-3)，由 RFPT B 台控制反應爐水位，持續補水至第七階水位。13:25:39 運轉員依程序書將運轉模式主開關(Mode SW)切至 Refuel 位置，確認控制棒全入，反應爐安全停機，13:25:42 秒運轉員依程序書將運轉模式主開關 (Mode SW)切至 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 廠內電源匯流排由 2F1、2A1、2A2 輔變自動切換至起變供電。

(2)設備動作檢討(包含重要或安全系統/設備/警報或第 4. 及 5. 節動作異常之原因及檢討)

本次事件係 APRM 2 及 APRM 1 OPRM 動作，引動反應爐自動急停。由反應器運轉員手動跳脫主汽機及主發電機。再循環泵維持低速運轉中。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)，因此緊急爐心補水系統(ECCS)及爐心隔離冷卻系統(RCIC)均未達自動啟動之條件。反應爐壓力未上升至急停設定點，亦未達開啟安全釋壓閥(SRV)的條件，主蒸汽管隔離閥(MSIV)保持開啟，故主冷凝器熱沉仍正常運作。此外，對圍阻體完整性亦未

產生任何衝擊，總結，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。

8. 急停/跳機原因

本次事件係 APRM 2 及 APRM 1 OPRM 動作，引動反應爐自動急停。

9. 上次類似急停/跳機事件比較（如有則檢討以前之改善措施是否妥當）

無

10. 人員曝露或傷亡

無

11. 放射性物質有無外洩或空浮發生

無

12. 改正行動及預防再發生措施

√ 運轉，維護人員訓練

措施：2 號機 1070328 急停經驗回饋及 OPRM 訓練

√ 程序書修改

措施：修訂程序書 244，於 25%功率時即須監視 OPRM 變化

修訂特殊程序書 2016-04 及 2018-01

詳急停事件綜合報告

√ 設備檢修/改善

措施：詳急停事件綜合報告

____ 其他

措施：無

13.再起動前應注意事項：

詳急停事件綜合報告

14.急停/跳機分類

(1) _____ 本急停/跳機事故，經分析屬於情況(一)，報告廠長或其指定代理人及通報總處，並向原能會核備後，啟動機組。

(2) √_____ 本急停/跳機事故，經分析屬於情況(二)，請運轉副廠長召集跳機分析小組進一步分析，並通知廠長或其代理人及通報總處，並需獲原能會審核准許後，啟動機組。

15.附件資料

√_____ P-1 OD-7

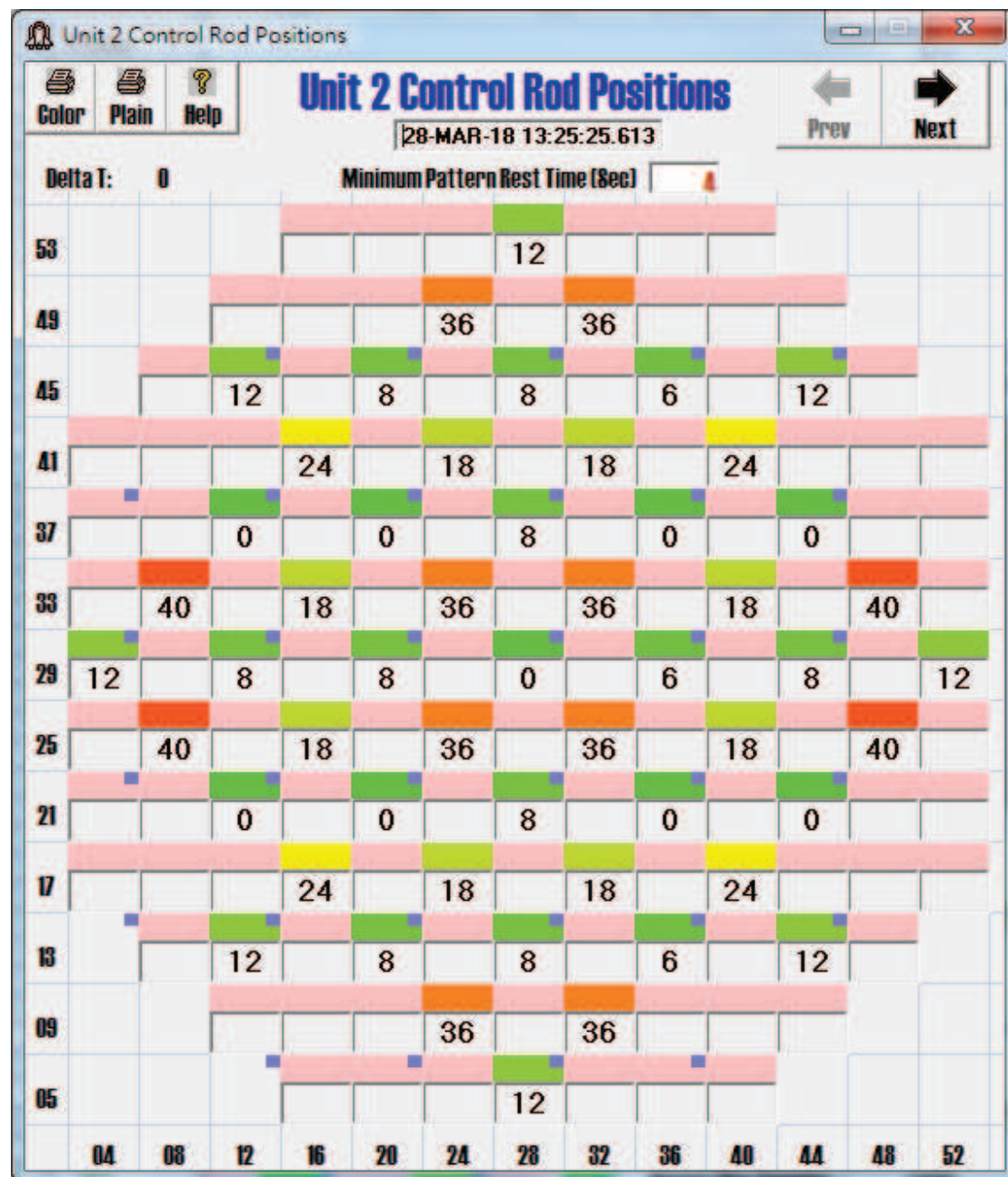
√_____ ALARM TYPER PRINTOUT

√_____ SOE PRINTOUT

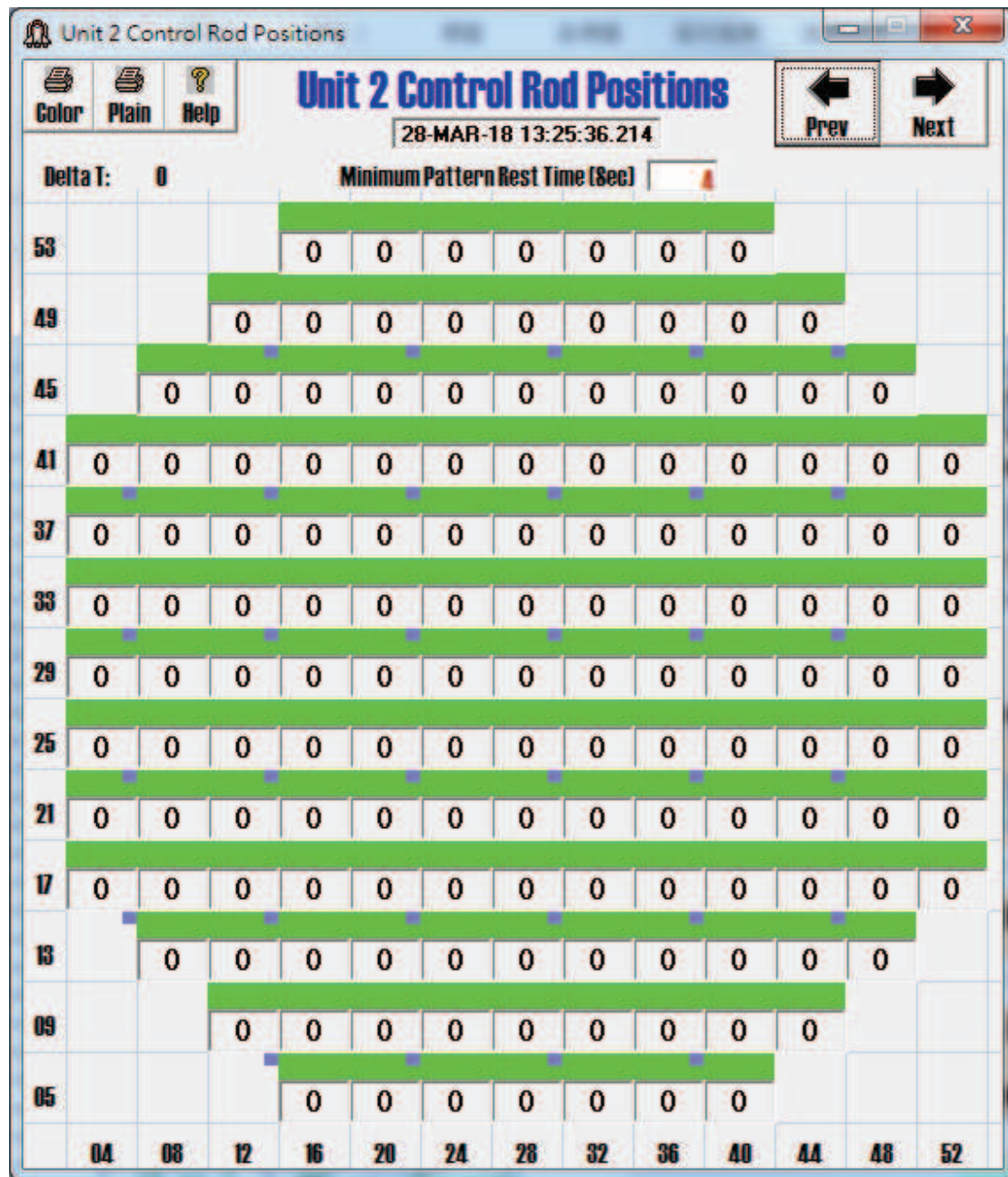
____其他(詳列名稱) _____

註：附件資料中若有異常信號，如該出現而未出現或不該出現而出現的信號，請說明異常原因及解決措施(以附件資料型式併入初步評估報告)。

2018.3.28 13:25:25 急停前控制棒棒位(急停時間 13:25:26)



2018.3.28 13:25:36 急停後控制棒棒位



附件：SOE 及 Historical Alarm List 重要資訊暨差異說明

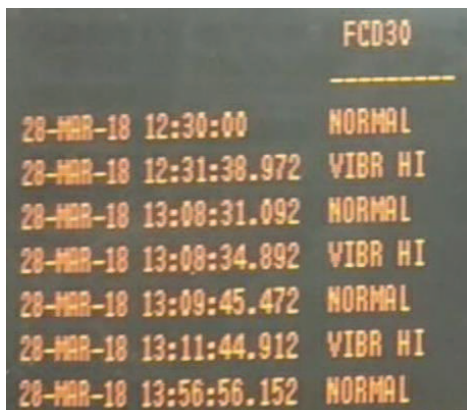
在急停過程中機組出現之重要資訊暨差異說明如下(SOE 及 Historical Alarm List 如下表)：

1. 說明 1：SOE 12:31:38~13:11:44 反應爐飼水泵汽機高振動(RFPT VIBR HI) 警報說明

- (1) 當時 RFPT B 運轉在 3500 ~ 3700 RPM 附近，接近警報設定點 4 mils (約在 4.0 ~ 4.55 mils 之間晃動)，故警報出現，此轉速區振動略大係該 RFPT 之運轉特性，維護人員立即查看潤滑油油溫、潤滑油壓力及軸承溫度等相關參數後確定設備正常，運轉員於此期間則加強嚴密監控 RFPT 運轉情形。

對振動值略大之運轉轉速區，將依機組水位控制情形，適度調整轉速，避開該轉速區。

- (2) 在 SOE 報表中 FCD30 在 13:11:44.912 出現 VIBR HI 警報後未再恢復 NORMAL，乃因 SOE 報表係列印至 13:40 為止所發生的事件，附上確認 FCD30 已於 13:56:56.152 恢復 NORMAL 之記錄，如下圖所示。



FCD30	
28-MAR-18 12:30:00	NORMAL
28-MAR-18 12:31:38.972	VIBR HI
28-MAR-18 13:08:31.092	NORMAL
28-MAR-18 13:08:34.892	VIBR HI
28-MAR-18 13:09:45.472	NORMAL
28-MAR-18 13:11:44.912	VIBR HI
28-MAR-18 13:56:56.152	NORMAL

2. 說明 2：APRM 1/2 OPRM 動作暨反應爐急停說明

- (1) APRM 2 及 APRM 1 之 OPRM 陸續動作，導致反應爐保護系統動作，反應爐自動急停。
- (2) 在 SOE 報表中 13:25:26.192 發生 REACTOR SCRAM DIV 2 OR 4，在 13:25:26.200 APRM 1 OPRM TRIP STATUS 之前，乃因緊急應變設施電腦系統(ERF)系統之 SOE 報表所提供的資料，其時間分辨率為 10 ms，因此報表中所記載的事件其發生的間隔時間如果相差超過 10 ms，這些事件發生的先後次序必與報表一致；但若事件發生的時間間隔相差不

到 10 ms，就在誤差範圍之內。而本次 RPS 與 OPRM 動作的時間分別發生於 13:25:26.192 與 13:25:26.200，其間隔時間僅 8 ms，應視為同一時間發生。

- (3) APRM 1/2/3/4 OPRM 取訊分別來自不同之 LPRM 信號，故取訊會有極些微之差距，當爐心功率 $\geq 29.5\%$ 時，APRM 1/2 OPRM 先達設定點，引動 Trip；而 APRM 3/4 OPRM 則尚未達設定點時反應爐已急停無功率，故沒動作。

3. 說明 3：有關急停洩放容器(SDV) CH A/B 與 CH C/D 引動高水位半急停時間差異說明

- (1) 每部機共有兩組急停洩放容器(SDV)，其中一組配置 A/B 控道之 SDV 高水位急停浮球開關(1BF-LSH-283A/283B)，分別引動 RPS-A 及 RPS-B 半急停信號；另一組配置 C/D 控道之 SDV 高水位急停浮球開關(1BF-LSH-283C/283D)，分別引動 RPS-C 及 RPS-D 半急停信號。
- (2) 由於兩組 SDV 累積水量的速度會有些微差距；因此，A/B 控道之浮球開關與 C/D 控道之浮球開關引動 SDV 高水位半急停時間有些微差異係屬正常現象。

4. 說明 4：SDV CH C 復歸後又動作說明

- (1) 當 SDV 進行洩水時，其水位會高低振盪地下降，若此時水位正在水位開關的動作臨界點，則會產生短暫復歸又動作的情形，屬正常現象。
- (2) 13:31:50.010~13:33:59.700 期間，為 SCRAM DISCH VOL HI WTR LVL CH C 之機械浮球開關復歸邊緣，故會反覆出現。
- (3) 13:33:59.700 之時間點為 SDV 實際洩水完成之時間。
- (4) 電廠儀控人員於 4 月 3 日完成 SDV CH C 水位急停浮球開關測試，確認設定點正常。

5. 說明 5：Historical Alarm List 中僅出現 APRM 2 OPRM TRIP 而未出現 APRM 1 OPRM TRIP 警報說明

在 SOE 13:25:26.200 APRM 1 OPRM TRIP 警報出現，13:25:27.000 APRM 1 OPRM TRIP 警報復歸，SOE 取樣率為 0.01 秒，SOE 主要做為事故時序的分析使用，故取樣間隔時間極為短暫，而 Historical Alarm List 取樣率為 4 秒，在取樣的時間點該信號因已復歸，故未顯示此警報。

6. 說明 6：ISOLATION COMMAND GRP 5 CH A/B 警報說明

反應爐急停後水位暫態變化在 L-2 以上到 L-7 之間，達 L-3 時引動 PCIS GRP 5 動作，惟爐壓在 133 psig 時即已動作 GRP 5(隔離反應爐停機冷卻系統)。

7. 說明 7：NARROW RANGE REACTOR LEVEL A/B 警報說明

反應爐急停後水位暫態變化，水位曾低於窄範圍(NARROW RANGE)水位儀器指示範圍 0~150CM，故出現此一 SLO(Signal Lo)信號。

8. 說明 8：A CONDSR A/B HOTWELL LEVEL 警報說明

此係反應爐急停後，因系統回水及冷凝器真空變化所致。反應爐急停後，反應爐補水需求量減少，原本補水中之 RFP B 由最小流量(MINI FLOW)回水至 B 熱井(HOTWELL)使水位升高。另急停後汽機跳脫，排入主冷凝器之蒸汽減少，使主冷凝器 A/B 之壓力降低，HOTWELL A/B 水位升高。

9. 說明 9：控制棒 28-37 於 2 號機急停過程，棒位於 00 與 48 來回跳動說明

28-MAR-18 13:25:40	CRD2837	CONTROL ROD 28-37 POSITION	to 0	NOTCH	NML	from 8
28-MAR-18 13:27:44	CRD2837	CONTROL ROD 28-37 POSITION	to 48	NOTCH	NML	from 0
28-MAR-18 13:27:56	CRD2837	CONTROL ROD 28-37 POSITION	to 0	NOTCH	NML	from 48

由上表 ERF 的棒位資訊顯示，反應爐急停後控制棒 28-37 已插至 00 位置，在 13:27:44 時從原本全入的位置 00 跳至位置 48，過 12 秒後又跳至位置 00。

控制棒 28-37 在急停時已在全入 00 位置，又從 00 直接跳至 48，但中間過程並未出現任何其他棒位顯示(02~46)，研判此棒位信號 48 應為棒位指示器傳送假信號，已進行更換控制棒 28-37 之棒位指示器。

Unit 2 Kuosheng Offline Sequence Of Events Summary

Page 1 of 2

Kuosheng: KERF2B - Delta - Historical
Source File: DeltaFile.DAT KERF2B

Delta T: 0

Online Delta

Start Time: 28-MAR-2018 10:00:00.00
End Time: 28-MAR-2018 13:40:00.00

Time	Point ID	Point Name	Stat	Value
28-MAR-18 12:11:09.772	NBD02	AUX XFMR TO 4KV BKR A201	CLOSED	NML
28-MAR-18 12:11:09.852	NBD06	EMERG SU XFMR TO 4KV BKR A205	OPEN	NML
28-MAR-18 12:17:17.032	NBD01	AUX XFMR TO 4KV BKR A101	CLOSED	NML
28-MAR-18 12:17:17.092	NBD03	SU XFMR TO 4KV BKR A103	OPEN	NML
28-MAR-18 12:24:07.252	MAD10	AUX XFMR TO 13.8KV BKR F105	CLOSED	NML
28-MAR-18 12:24:07.352	MCD02	SU XFMR TO 13.8KV BKR F103	OPEN	NML
28-MAR-18 12:31:38.972	FCD30	B RFPT VIBRATION STATUS	VIBR HI	ALM
28-MAR-18 13:08:31.092	FCD30	B RFPT VIBRATION STATUS	NORMAL	NML
28-MAR-18 13:08:34.892	FCD30	B RFPT VIBRATION STATUS	VIBR HI	ALM
28-MAR-18 13:09:45.472	FCD30	B RFPT VIBRATION STATUS	NORMAL	NML
28-MAR-18 13:11:44.912	FCD30	B RFPT VIBRATION STATUS	VIBR HI	ALM
28-MAR-18 13:25:24.000	SED41	APRM 2 OPRM TRIP STATUS	TRIP	ALM
28-MAR-18 13:25:26.192	SBD36	REACTOR SCRAM DIV 2 OR 4	SCRAM	ALM
28-MAR-18 13:25:26.192	SBD52	RPS SCRAM LOGIC D STATUS	SCRAM	ALM
28-MAR-18 13:25:26.200	SED40	APRM 1 OPRM TRIP STATUS	TRIP	ALM
28-MAR-18 13:25:26.200	SBD29	NEUTRON MON SYS SCRAM CH A1	HI TRIP	ALM
28-MAR-18 13:25:26.200	SBD35	REACTOR SCRAM DIV 1 OR 3	SCRAM	ALM
28-MAR-18 13:25:26.200	SBD54	RPS SCRAM LOGIC C STATUS	SCRAM	ALM
28-MAR-18 13:25:26.200	SBD32	NEUTRON MON SYS SCRAM CH B2	HI TRIP	ALM
28-MAR-18 13:25:26.201	SBD53	RPS SCRAM LOGIC A STATUS	SCRAM	ALM
28-MAR-18 13:25:26.201	SBD51	RPS SCRAM LOGIC B STATUS	SCRAM	ALM
28-MAR-18 13:25:26.210	SBD31	NEUTRON MON SYS SCRAM CH A2	HI TRIP	ALM
28-MAR-18 13:25:26.220	SBD30	NEUTRON MON SYS SCRAM CH B1	HI TRIP	ALM
28-MAR-18 13:25:26.872	SBD29	NEUTRON MON SYS SCRAM CH A1	NORMAL	NML
28-MAR-18 13:25:26.872	SBD30	NEUTRON MON SYS SCRAM CH B1	NORMAL	NML
28-MAR-18 13:25:26.880	SBD31	NEUTRON MON SYS SCRAM CH A2	NORMAL	NML
28-MAR-18 13:25:26.880	SBD32	NEUTRON MON SYS SCRAM CH B2	NORMAL	NML
28-MAR-18 13:25:27.000	SED40	APRM 1 OPRM TRIP STATUS	NORMAL	NML
28-MAR-18 13:25:27.000	SED41	APRM 2 OPRM TRIP STATUS	NORMAL	NML
28-MAR-18 13:25:31.010	SBD24	VESSEL LOW WTR LVL SCRAM CH D	LO TRIP	ALM
28-MAR-18 13:25:31.060	SBD22	VESSEL LOW WTR LVL SCRAM CH B	LO TRIP	ALM
28-MAR-18 13:25:31.152	SBD21	VESSEL LOW WTR LVL SCRAM CH A	LO TRIP	ALM
28-MAR-18 13:25:31.180	SBD23	VESSEL LOW WTR LVL SCRAM CH C	LO TRIP	ALM
28-MAR-18 13:25:38.592	SBD03	RX MODE SW-START AND HOT STANDBY	STARTUP	NML
28-MAR-18 13:25:38.832	SBD04	RX MODE SW-RUN	OFF	NML
28-MAR-18 13:25:39.801	SBD02	RX MODE SW-REFUEL	REFUEL	NML
28-MAR-18 13:25:39.940	SBD03	RX MODE SW-START AND HOT STANDBY	OFF	NML
28-MAR-18 13:25:42.532	SBD01	RX MODE SW-SHUTDOWN	SHUTDOWN	NML
28-MAR-18 13:25:42.600	SBD34	MANUAL SCRAM DIV 2 OR 4	SCRAM	ALM
28-MAR-18 13:25:42.580	SBD02	RX MODE SW-REFUEL	OFF	NML
28-MAR-18 13:25:42.652	SBD33	MANUAL SCRAM DIV 1 OR 3	SCRAM	ALM
28-MAR-18 13:25:43.912	SFDE7	DISCH VOL HI WTR LVL ROD BLK	RODBLOCK	ALM
28-MAR-18 13:25:45.832	ACD10	TURBINE REMOTE TRIP BACKUP	TRIP	ALM
28-MAR-18 13:25:45.840	ACD09	TURBINE REMOTE TRIP	TRIP	ALM
28-MAR-18 13:25:45.840	ACD11	TURBINE MANUAL TRIP	TRIP	ALM
28-MAR-18 13:25:45.860	ACD40	MAIN TURBINE CHANNEL A TRIP	TRIP	ALM
28-MAR-18 13:25:45.860	ACD39	MAIN TURBINE CHANNEL B TRIP	TRIP	ALM
28-MAR-18 13:25:45.972	SBD41	TCV FAST CLOSURE SCRAM CH A	TRIP	ALM
28-MAR-18 13:25:45.972	SBD43	TCV FAST CLOSURE SCRAM CH C	TRIP	ALM
28-MAR-18 13:25:45.972	SBD44	TCV FAST CLOSURE SCRAM CH D	TRIP	ALM
28-MAR-18 13:25:45.980	SBD42	TCV FAST CLOSURE SCRAM CH B	TRIP	ALM
28-MAR-18 13:25:46.080	SBD37	TURB STOP VLV CLOSURE SCRAM CH A	TRIP	ALM
28-MAR-18 13:25:46.080	SBD38	TURB STOP VLV CLOSURE SCRAM CH B	TRIP	ALM
28-MAR-18 13:25:46.092	SBD39	TURB STOP VLV CLOSURE SCRAM CH C	TRIP	ALM
28-MAR-18 13:25:46.112	SBD40	TURB STOP VLV CLOSURE SCRAM CH D	TRIP	ALM
28-MAR-18 13:25:47.772	ACD09	TURBINE REMOTE TRIP	RESET	NML
28-MAR-18 13:25:47.780	ACD10	TURBINE REMOTE TRIP BACKUP	RESET	NML
28-MAR-18 13:25:49.720	SBD06	SCRAM DISCH VOL HI WTR LVL CH B	HI TRIP	ALM
28-MAR-18 13:25:49.900	MDD02	XFMR BKR 3570(#1)/(3670(#2) POSI	OPEN	NML
28-MAR-18 13:25:49.900	ACD21	TURBINE INITIATED GEN TRIP	TRIP	ALM

Unit 2 Kuosheng Offline Sequence Of Events Summary

Page 2 of 2

Kuosheng: KERF2B - Delta - Historical
Source File: DeltaFile.DAT KERF2B

Delta T: 0

Online Delta

Start Time: 28-MAR-2018 10:00:00.00
End Time: 28-MAR-2018 13:40:00.00

Time	Point ID	Point Name	Stat	Value
28-MAR-18 13:25:49.912	MDD03	XFMR BKR 3580(#1)//3680(#2) POSI	OPEN	NML
28-MAR-18 13:25:49.932	ACD10	TURBINE REMOTE TRIP BACKUP	TRIP	ALM
28-MAR-18 13:25:49.940	ACD09	TURBINE REMOTE TRIP	TRIP	ALM
28-MAR-18 13:25:49.972	MDD01	MAIN GENERATOR ON LINE STATUS	OFFLINE	NML
28-MAR-18 13:25:49.992	NBD01	AUX XFMR TO 4KV BKR A101	OPEN	NML
28-MAR-18 13:25:49.992	MAD10	AUX XFMR TO 13.8KV BKR F105	OPEN	ALM
28-MAR-18 13:25:50.052	NBD03	SU XFMR TO 4KV BKR A103	CLOSED	NML
28-MAR-18 13:25:50.052	NBD02	AUX XFMR TO 4KV BKR A201	OPEN	NML
28-MAR-18 13:25:50.052	NBD04	SU XFMR TO 4KV BKR A203	CLOSED	NML
28-MAR-18 13:25:50.072	MCD02	SU XFMR TO 13.8KV BKR F103	CLOSED	NML
28-MAR-18 13:25:50.392	MBD01	EXCITER FIELD BREAKER STATUS	OPEN	ALM
28-MAR-18 13:25:50.420	SBD05	SCRAM DISCH VOL HI WTR LVL CH A	HI TRIP	ALM
28-MAR-18 13:25:56.620	SBD07	SCRAM DISCH VOL HI WTR LVL CH C	HI TRIP	ALM
28-MAR-18 13:25:56.952	SBD08	SCRAM DISCH VOL HI WTR LVL CH D	HI TRIP	ALM
28-MAR-18 13:26:12.832	SBD33	MANUAL SCRAM DIV 1 OR 3	NORMAL	NML
28-MAR-18 13:26:12.852	SBD33	MANUAL SCRAM DIV 1 OR 3	SCRAM	ALM
28-MAR-18 13:26:13.112	SBD34	MANUAL SCRAM DIV 2 OR 4	NORMAL	NML
28-MAR-18 13:26:13.572	SBD33	MANUAL SCRAM DIV 1 OR 3	NORMAL	NML
28-MAR-18 13:26:16.592	SBD23	VESSEL LOW WTR LVL SCRAM CH C	NORMAL	NML
28-MAR-18 13:26:17.052	SBD21	VESSEL LOW WTR LVL SCRAM CH A	NORMAL	NML
28-MAR-18 13:26:17.192	SBD24	VESSEL LOW WTR LVL SCRAM CH D	NORMAL	NML
28-MAR-18 13:26:17.400	SBD22	VESSEL LOW WTR LVL SCRAM CH B	NORMAL	NML
28-MAR-18 13:26:32.872	ACD11	TURBINE MANUAL TRIP	RESET	NML
28-MAR-18 13:27:20.572	SBD53	RPS SCRAM LOGIC A STATUS	NORMAL	NML
28-MAR-18 13:27:20.580	SBD35	REACTOR SCRAM DIV 1 OR 3	NORMAL	NML
28-MAR-18 13:27:20.580	SBD54	RPS SCRAM LOGIC C STATUS	NORMAL	NML
28-MAR-18 13:27:20.592	SBD36	REACTOR SCRAM DIV 2 OR 4	NORMAL	NML
28-MAR-18 13:27:20.592	SBD51	RPS SCRAM LOGIC B STATUS	NORMAL	NML
28-MAR-18 13:27:20.600	SBD52	RPS SCRAM LOGIC D STATUS	NORMAL	NML
28-MAR-18 13:31:50.010	SBD07	SCRAM DISCH VOL HI WTR LVL CH C	NORMAL	NML
28-MAR-18 13:31:50.292	SBD07	SCRAM DISCH VOL HI WTR LVL CH C	HI TRIP	ALM
28-MAR-18 13:31:52.940	SBD07	SCRAM DISCH VOL HI WTR LVL CH C	NORMAL	NML
28-MAR-18 13:31:53.500	SBD07	SCRAM DISCH VOL HI WTR LVL CH C	HI TRIP	ALM
28-MAR-18 13:33:58.760	SBD08	SCRAM DISCH VOL HI WTR LVL CH D	NORMAL	NML
28-MAR-18 13:33:59.700	SBD07	SCRAM DISCH VOL HI WTR LVL CH C	NORMAL	NML
28-MAR-18 13:34:11.472	SBD06	SCRAM DISCH VOL HI WTR LVL CH B	NORMAL	NML
28-MAR-18 13:34:13.810	SBD05	SCRAM DISCH VOL HI WTR LVL CH A	NORMAL	NML
28-MAR-18 13:34:17.312	SFDE7	DISCH VOL HI WTR LVL ROD BLK	NORMAL	NML
End Of Report				

Unit 2 Kuosheng Historical Alarm List

Sample Rate (Secs): 4

Page 1 of 7

Kuosheng: KERF2B - Scan - Historical

Source File: ScanFile.DAT KERF2B

Delta T: 24.2

Online Scan

Start Time: 28-MAR-2018 12:00:00.000

End Time: 28-MAR-2018 13:40:00.000

Time	Point ID	Point Name	Value	Units	Stat	Limit	Deadband
28-MAR-18 12:00:00	AADF5	ISOL CMD GRP 5 SHTDN COOL CH A	ISOLATE	DIGITAL	AHI	ISOLATE	
28-MAR-18 12:00:00	EJDB8	RHR LOOP A TO RW ISO HV-244	NOT CLSD	DIGITAL	AHI	NOT CLSD	
28-MAR-18 12:00:00	AADF4	ISOL CMD GRP 5 SHTDN COOL CH B	ISOLATE	DIGITAL	AHI	ISOLATE	
28-MAR-18 12:00:00	AEA83	RFP C SUCTION FLOW	0.045559	KT/HR	ALO	0.69	0.12
28-MAR-18 12:00:00	FC012	RFPT C TRIP OR TRIP HDR LOW PRES	TRIP	DIGITAL	AHI	TRIP	
28-MAR-18 12:00:00	EBD05	A TPCW PUMP STATUS	TRIP	DIGITAL	ALO	TRIP	
28-MAR-18 12:00:00	ADD17	A CONDENSATE PUMP STATUS	TRIP	DIGITAL	ALO	TRIP	
28-MAR-18 12:00:00	EGD11	A NCCW PUMP STATUS	RUN	DIGITAL	AHI	RUN	
28-MAR-18 12:00:00	BB055	A RECIRC PUMP NORMAL BKR 5 F112	OPEN	DIGITAL	AHI	OPEN	
28-MAR-18 12:00:00	AGA12	MSR HP DRAIN TANK B DISCH TEMP	-79.216	DEG_C	SLO	0	2
28-MAR-18 12:00:00	FCA37	REHEAT STEAM TO RFP TURBINE TEMP	270.15	DEG_C	AHI	270	2
28-MAR-18 12:00:00	KAA05	HIGH PRESS AIR HEADER PRESS	14.827	KG/CM2	AHI	14.8	0.3089
28-MAR-18 12:00:00	DAD04	D CIRC WATER PUMP STATUS	TRIP	DIGITAL	ALO	TRIP	
28-MAR-18 12:00:00	DAD02	B CIRC WATER PUMP STATUS	TRIP	DIGITAL	ALO	TRIP	
28-MAR-18 12:00:00	ADD20	D CONDENSATE PUMP STATUS	TRIP	DIGITAL	ALO	TRIP	
28-MAR-18 12:00:00	MAD10	AUX XFMR TO 13.8KV BKR F105	OPEN	DIGITAL	ALO	OPEN	
28-MAR-18 12:00:00	BB056	B RECIRC PUMP NORMAL BKR 5 F113	OPEN	DIGITAL	AHI	OPEN	
28-MAR-18 12:00:00	LPM4647D	LPRM 46-47 D FLUX	3.6	W/SQCM	ALO	5	4.092
28-MAR-18 12:00:00	LPM1407D	LPRM 14-07 D FLUX	4.4	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 12:00:00	LPM0615D	LPRM 06-15 D FLUX	4.2	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 12:24:08	MAD10	AUX XFMR TO 13.8KV BKR F105	CLOSED	DIGITAL	NML		
28-MAR-18 12:31:40	FC030	B RFPT VIBRATION STATUS	VIBR HI	DIGITAL	ALO	VIBR HI	
28-MAR-18 12:51:20	LPM1447D	LPRM 14-47 D FLUX	4.8	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 12:52:08	LPM4639D	LPRM 46-39 D FLUX	4.8	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 12:52:20	LPM4647C	LPRM 46-47 C FLUX	4.8	W/SQCM	ALO	5	4.092
28-MAR-18 12:52:40	LPM3847D	LPRM 38-47 D FLUX	4.8	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 12:54:28	LPM4623D	LPRM 46-23 D FLUX	4.8	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:08:32	FC030	B RFPT VIBRATION STATUS	NORMAL	DIGITAL	NML		
28-MAR-18 13:08:36	FC030	B RFPT VIBRATION STATUS	VIBR HI	DIGITAL	ALO	VIBR HI	
28-MAR-18 13:09:48	FC030	B RFPT VIBRATION STATUS	NORMAL	DIGITAL	NML		
28-MAR-18 13:11:48	FC030	B RFPT VIBRATION STATUS	VIBR HI	DIGITAL	ALO	VIBR HI	
28-MAR-18 13:18:32	LPM1447D	LPRM 14-47 D FLUX	9.4	W/SQCM	NML		4.212
28-MAR-18 13:23:48	LPM3847D	LPRM 38-47 D FLUX	9.8	W/SQCM	NML		4.212
28-MAR-18 13:25:24	SED41	APRM 2 OPRM TRIP STATUS	TRIP	DIGITAL	ALO	TRIP	
28-MAR-18 13:25:28	SBD53	RPS SCRAM LOGIC A STATUS	SCRAM	DIGITAL	AHI	SCRAM	
28-MAR-18 13:25:28	SBD54	RPS SCRAM LOGIC C STATUS	SCRAM	DIGITAL	AHI	SCRAM	
28-MAR-18 13:25:28	SBD51	RPS SCRAM LOGIC B STATUS	SCRAM	DIGITAL	AHI	SCRAM	
28-MAR-18 13:25:28	SBD52	RPS SCRAM LOGIC D STATUS	SCRAM	DIGITAL	AHI	SCRAM	
28-MAR-18 13:25:28	SED08	APRM DOWNSCALE ALARM STATUS	DNSCALE	DIGITAL	ALO	DNSCALE	
28-MAR-18 13:25:28	SBD35	REACTOR SCRAM DIV 1 OR 3	SCRAM	DIGITAL	ALO	SCRAM	

詳説明1

詳説明5

Unit 2 Kuosheng Historical Alarm List

Sample Rate (Secs): 4

Page 2 of 7

Kuosheng: KERF2B - Scan - Historical

Source File: ScanFile.DAT KERF2B

Delta T: 24.2

Online Scan

Start Time: 28-MAR-2018 12:00:00.000

End Time: 28-MAR-2018 13:40:00.000

Time	Point ID	Point Name	Value	Units	Stat	Limit	Deadband
28-MAR-18 13:25:28	SBD36	REACTOR SCRAM DIV 2 OR 4	SCRAM	DIGITAL	ALO	SCRAM	
28-MAR-18 13:25:28	SED41	APRM 2 OPRM TRIP STATUS	NORMAL	DIGITAL	NML		
28-MAR-18 13:25:32	AAA08	NARROW RANGE REACTOR LEVEL A	15.084	CM	ALO	30.48	3
28-MAR-18 13:25:32	AAA09	NARROW RANGE REACTOR LEVEL B	21.786	CM	ALO	30.48	3
28-MAR-18 13:25:32	AADF2	ISOLATION COMMAND GRP 5 CH A	ISOLATE	DIGITAL	ALO	ISOLATE	
28-MAR-18 13:25:32	AADF3	ISOLATION COMMAND GRP 5 CH B	ISOLATE	DIGITAL	ALO	ISOLATE	
28-MAR-18 13:25:32	BFD18	SCRAM DISCH DRAIN VALVE 281B	CLOSED	DIGITAL	ALO	CLOSED	
28-MAR-18 13:25:32	SBD22	VESELLOW WTR LVL SCRAM CH B	LO TRIP	DIGITAL	ALO	LO TRIP	
28-MAR-18 13:25:32	SBD21	VESELLOW WTR LVL SCRAM CH A	LO TRIP	DIGITAL	ALO	LO TRIP	
28-MAR-18 13:25:32	BFD17	SCRAM DISCH VENTING VALVE 281A	CLOSED	DIGITAL	ALO	CLOSED	
28-MAR-18 13:25:32	SBD24	VESELLOW WTR LVL SCRAM CH D	LO TRIP	DIGITAL	ALO	LO TRIP	
28-MAR-18 13:25:32	SBD23	VESELLOW WTR LVL SCRAM CH C	LO TRIP	DIGITAL	ALO	LO TRIP	
28-MAR-18 13:25:32	BFD20	SCRAM VALVE STATUS	OPEN	DIGITAL	AHI	OPEN	
28-MAR-18 13:25:32	LPM3823D	LPRM 38-23 D FLUX	4.2	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM3839A	LPRM 38-39 A FLUX	4.8	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM3839B	LPRM 38-39 B FLUX	4.4	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM3831C	LPRM 38-31 C FLUX	4.2	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM3831B	LPRM 38-31 B FLUX	4.2	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM3831A	LPRM 38-31 A FLUX	4.4	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM3823C	LPRM 38-23 C FLUX	4.6	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM3815D	LPRM 38-15 D FLUX	3.8	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM3815C	LPRM 38-15 C FLUX	3.8	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM3815B	LPRM 38-15 B FLUX	4.4	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM3807D	LPRM 38-07 D FLUX	3.2	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM4647B	LPRM 46-47 B FLUX	2.2	W/SQCM	ALO	5	4.092
28-MAR-18 13:25:32	LPM3807C	LPRM 38-07 C FLUX	3.8	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM3807B	LPRM 38-07 B FLUX	4.8	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM3815A	LPRM 38-15 A FLUX	4.6	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM3031A	LPRM 30-31 A FLUX	4	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM3807A	LPRM 38-07 A FLUX	4.8	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM4647A	LPRM 46-47 A FLUX	2	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM4639C	LPRM 46-39 C FLUX	3	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM4639B	LPRM 46-39 B FLUX	4.2	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM4631D	LPRM 46-31 D FLUX	3.4	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM3847C	LPRM 38-47 C FLUX	3.4	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM4623C	LPRM 46-23 C FLUX	3.2	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM4615D	LPRM 46-15 D FLUX	3.8	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM4615C	LPRM 46-15 C FLUX	3.6	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM4615B	LPRM 46-15 B FLUX	4.4	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM3847D	LPRM 38-47 D FLUX	3	W/SQCM	ALO	5	4.212

詳説明6

Unit 2 Kuosheng Historical Alarm List

Sample Rate (Secs): 4

Page 3 of 7

Kuosheng: KERF2B - Scan - Historical
Source File: ScanFile.DAT KERF2B

Delta T: 24.2

Online Scan

Start Time: 28-MAR-2018 12:00:00.000
End Time: 28-MAR-2018 13:40:00.000

Time	Point ID	Point Name	Value	Units	Stat	Limit	Deadband
28-MAR-18 13:25:32	LPM4631C	LPRM 46-31 C FLUX	3.4	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM1415B	LPRM 14-15 B FLUX	4.2	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM0631B	LPRM 06-31 B FLUX	4.8	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM0631C	LPRM 06-31 C FLUX	3.4	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM0631D	LPRM 06-31 D FLUX	3.6	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM0639B	LPRM 06-39 B FLUX	4.6	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM0639C	LPRM 06-39 C FLUX	3.6	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM0639D	LPRM 06-39 D FLUX	3	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM1407A	LPRM 14-07 A FLUX	2.6	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM1407B	LPRM 14-07 B FLUX	2.8	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM1407C	LPRM 14-07 C FLUX	3	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM1439B	LPRM 14-39 B FLUX	3.2	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM1415C	LPRM 14-15 C FLUX	4.2	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM1415D	LPRM 14-15 D FLUX	3.8	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM1423A	LPRM 14-23 A FLUX	4.8	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM1423B	LPRM 14-23 B FLUX	4.8	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM1423C	LPRM 14-23 C FLUX	3.8	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM1423D	LPRM 14-23 D FLUX	3.6	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM1431B	LPRM 14-31 B FLUX	4.2	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM1431C	LPRM 14-31 C FLUX	3.8	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM1431D	LPRM 14-31 D FLUX	4.2	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM0615A	LPRM 06-15 A FLUX	3	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM0615B	LPRM 06-15 B FLUX	2.8	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM0615C	LPRM 06-15 C FLUX	2.4	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM0623D	LPRM 06-23 D FLUX	3.4	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM0623C	LPRM 06-23 C FLUX	4	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM1439C	LPRM 14-39 C FLUX	3.8	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM3023C	LPRM 30-23 C FLUX	4.8	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM2247C	LPRM 22-47 C FLUX	3.4	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM2247D	LPRM 22-47 D FLUX	3.8	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM3007A	LPRM 30-07 A FLUX	4.2	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM3007C	LPRM 30-07 C FLUX	4.2	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM3007D	LPRM 30-07 D FLUX	4.4	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM3015A	LPRM 30-15 A FLUX	4.8	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM3015B	LPRM 30-15 B FLUX	4.4	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM3015C	LPRM 30-15 C FLUX	4.2	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM3015D	LPRM 30-15 D FLUX	4.6	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM2239D	LPRM 22-39 D FLUX	4	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM3023D	LPRM 30-23 D FLUX	4.2	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM3031D	LPRM 30-31 D FLUX	4.8	W/SQCM	ALO	5	4.212

Unit 2 Kuosheng Historical Alarm List

Sample Rate (Secs): 4

Page 4 of 7

Kuosheng: KERF2B - Scan - Historical
Source File: ScanFile.DAT KERF2B

Delta T: 24.2

Online Scan

Start Time: 28-MAR-2018 12:00:00.000
End Time: 28-MAR-2018 13:40:00.000

Time	Point ID	Point Name	Value	Units	Stat	Limit	Deadband
28-MAR-18 13:25:32	LPM3039A	LPRM 30-39 A FLUX	4	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM3039B	LPRM 30-39 B FLUX	4	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM3039C	LPRM 30-39 C FLUX	4.4	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM3047A	LPRM 30-47 A FLUX	3.8	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM3047B	LPRM 30-47 B FLUX	4.8	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM3047C	LPRM 30-47 C FLUX	3.6	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM3023A	LPRM 30-23 A FLUX	4	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM1439D	LPRM 14-39 D FLUX	3.2	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM1447B	LPRM 14-47 B FLUX	4.8	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM1447C	LPRM 14-47 C FLUX	3.2	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM1447D	LPRM 14-47 D FLUX	3.6	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM2207C	LPRM 22-07 C FLUX	4.2	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM2207D	LPRM 22-07 D FLUX	3.8	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM2215A	LPRM 22-15 A FLUX	4.2	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM2215B	LPRM 22-15 B FLUX	4	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM2215D	LPRM 22-15 D FLUX	4.2	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM2247A	LPRM 22-47 A FLUX	4.2	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM2223D	LPRM 22-23 D FLUX	4.2	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM2231A	LPRM 22-31 A FLUX	4.8	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM2231C	LPRM 22-31 C FLUX	4.6	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM2231D	LPRM 22-31 D FLUX	4	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM2239A	LPRM 22-39 A FLUX	4.2	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM2239B	LPRM 22-39 B FLUX	4.4	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM2239C	LPRM 22-39 C FLUX	4.2	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM3047D	LPRM 30-47 D FLUX	3.8	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM2215C	LPRM 22-15 C FLUX	3.8	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:36	AAA08	NARROW RANGE REACTOR LEVEL A	-11.898	CM	SLO	0	3
28-MAR-18 13:25:36	AAA09	NARROW RANGE REACTOR LEVEL B	-8.1116	CM	SLO	0	3
28-MAR-18 13:25:36	LPM3831D	LPRM 38-31 D FLUX	2.2	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:36	LPM3839C	LPRM 38-39 C FLUX	2	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:36	LPM3839D	LPRM 38-39 D FLUX	2.2	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:36	LPM3847A	LPRM 38-47 A FLUX	2.6	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:36	LPM3823B	LPRM 38-23 B FLUX	2.2	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:36	LPM3823A	LPRM 38-23 A FLUX	2	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:36	LPM3847B	LPRM 38-47 B FLUX	2.8	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:36	LPM4631A	LPRM 46-31 A FLUX	2.2	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:36	LPM4639A	LPRM 46-39 A FLUX	2.8	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:36	LPM4631B	LPRM 46-31 B FLUX	2	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:36	LPM4623B	LPRM 46-23 B FLUX	2.2	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:36	LPM4623A	LPRM 46-23 A FLUX	2.4	W/SQCM	ALO	5	4.212

詳説明7

107 年 3 月 28 日

核二廠 2 號機調校蒸汽旁通壓力控制系統
機組急停肇因分析及改善措施(Rev.2)

台灣電力股份有限公司

107 年 5 月 30 日

目 錄

壹、事件摘要	4
貳、機組狀況及處理經過.....	7
一、機組狀況	7
二、事件通報	14
參、 機組併聯後爐壓波動現象分析	15
一、 爐壓控制系統說明.....	17
二、 爐壓波動發生機制說明.....	21
三、 避免爐壓週期性波動之運轉操作精進.....	26
肆、 反應爐保護系統動作原因分析及肇因確認	27
一、非源自反應爐自發性波動.....	27
(一) 急停前爐心狀態.....	27
(二) OPRM 動作條件說明	28
(三) OPRM 動作時機組狀況說明	32
(四) 急停前反應爐熱水力狀態說明.....	36
二、蒸汽旁通壓力控制與汽機控制肇因確認.....	41
(一) 汽機控制系統(DEH).....	42
(二) 蒸汽旁通閥(BPV)與汽機控制閥(GV).....	44
(三) 信號傳輸	46
(四) 蒸汽旁通壓力控制系統(SB&PR).....	49
伍、反應爐安全評估	68
一、OPRM 動作對爐心燃料的影響說明	68
二、國外經驗回饋	70
陸、改善措施	74
一、 參數調校改善措施.....	74
二、 運轉安全管制措施.....	76
三、 OPRM 系統精進	78

四、 未來數位化系統更新管制精進.....	80
柒、結語	81
捌、附件	82
附件 1 SOE 及 Historical Alarm List 重要資訊暨差異說明 .	82
附件 2 機組起動升載過程 SB&PR 動態調校說明	91
附件 3 SB&PR 原廠事件調查與建議事項報告.....	103
附件 4 反應爐暫態重建分析報告	136
附件 5 SB&PR 測試程序書、起動管制程序書修訂.....	149
附件 6 程序書 243、244 修訂	202

壹、事件摘要

台電公司核二廠2號機在3月20日獲原能會同意再運轉申請，當日台電公司即要求核安團隊進駐電廠，與核二廠團隊同步展開對反應爐及發電設備再次安全檢查，於3月21日上午確認再運轉安全檢查完成，同日11時30分抽出控制棒起動反應爐，機組起動後陸續進行反應爐保護系統、安全系統、汽機及發電機等相關測試，於3月25日早上7時26分完成併聯前所有測試與調校工作。於當日向原能會提出併聯申請。

原能會於3月27日中午同意核二廠2號機併聯，核二廠於12時55分完成發電機首度併聯發電，續依計畫提升負載至約11萬瓩，並連續運轉8小時後，按原定計畫與程序執行汽機機械超速跳脫測試與發電機轉軸配重，28日早上7時26分再度併聯。

依照核能機組大修後再運轉管制程序，機組大修期間完成之設備更新案，於首次運轉時均需完成相關測試與調校工作。因此本次機組再運轉也需對相關設備更新案，計有發電機、蒸汽旁通壓力控制系統等進行必要的測試與調校。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調校與測試；另蒸汽旁通壓力控制系統數位化更新案，雖於105年4月大修期間完成，惟105年5月大修後因避雷器故障事件實際僅發電約35分鐘，之後反應爐安全停機，即無蒸汽產出可供該系統進行動態調校，致未能執行後續各階段之動態調校，所以須列入本次再運轉時程計畫內進行動態調校管制。該項系統屬數位化設備，需於機組起動到滿載過程中之不同階段進行動態調校，以獲得系統控制流程的合適調諧。經原廠靜態模擬測試，驗證初始參數輸出信號反應正常，再由原廠技師將初始參數依程序輸入該系統，並觀察控制輸出信號反應，進行必要之參數值的動態調校。

蒸汽旁通壓力控制系統數位化更新之原廠技師係依據SP-2016-04程序書執行參數動態測試，程序書共分9個階段，包括：5項步階改變測試及4項暫態觀察。反應爐急停前，原廠技師已完成2項步階改變測試及3項暫態觀察，結果均符合程序書接受標準。

3月27日第一次併聯後，當反應爐壓力控制權由蒸汽旁通閥移轉至汽機控制閥後，運轉員發現汽機控制閥閥位開度變動較大，立即邀原廠駐廠技師召開會議，並將取訊數據傳回美國原廠再進行分析。於3月28日第二次併聯前，駐廠技師重新完成靜態模擬，確認參數可用後，即依程序書進行動態調校。

3月28日早上7時26分發電機第二次併聯後，爐壓控制權由蒸汽旁通閥移轉至汽機控制閥前，汽機控制閥開度皆維持穩定；當爐壓控制權由蒸汽旁通閥移轉至汽機控制閥後，汽機控制閥開度變動幅度相較於第一次併聯後所觀察到的現象仍未改善，原廠技師完成再次調校，觀察汽機控制閥之閥位變動幅度略有改善。下午1時25分升載過程中，因該系統輸出信號週期性波動，造成反應爐保護系統動作，機組自動安全停機，停機過程中相關安全系統皆動作正常，停機後確認所有設備，包含汽機、發電機等亦均在安全狀態。

事件當日台電公司立即成立專案小組，由總經理擔任召集人，副召集人由核能副總擔任，成員包含核發處、核安處、核二廠等專業人員，並要求原廠派設計技師抵廠，共同釐清肇因與解決調校問題。

專案小組經收集運轉參數，並完成所有相關設備檢查，同時依反應爐、燃料及蒸汽旁通控制系統數位化廠家之評估結果，確認此次反應爐自動安全停機，反應爐保護系統確實發揮安全功能，並確認反應爐急停為爐壓控制權由蒸汽旁通閥移轉

至汽機控制閥的過程中，控制權多次更迭，引發約2秒的週期性波動後，蒸汽旁通控制系統參數無法有效衰減此波動信號，當反應爐功率瞬間達30%(APRM讀值)以上時，動作反應爐保護儀器OPRM所致。

反應爐急停後，台電公司除完成相關設備檢測外，原廠技師與台電公司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，經由該系統參數靈敏度分析，並考量輸出信號的延遲，提出合適之初始參數組合，台電公司同時建置Matlab模組進行離線模擬，驗證初始參數之穩定度。

專案小組為精進機組穩定運轉，更針對爐壓波動的防止、反應爐保護儀器OPRM的精進監控與預警功能，已提出運轉操作的調整及運轉安全管制強化措施，可有效避免爐壓波動與提供運轉員OPRM先期預警。

為強化未來SB&PR系統動態調校的嚴謹度，將以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，以確保合適的參數組合適用於各功率階。調校過程原廠設計技師將駐廠直到機組滿載穩定運轉。另已於SP-2016-04程序書新增：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 15~20%，同時召開專案小組會議重新擬定參數調校；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。

為精進未來控制系統數位化更新案，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)。

貳、機組狀況及處理經過

一、機組狀況

(一)機組起動至急停過程說明

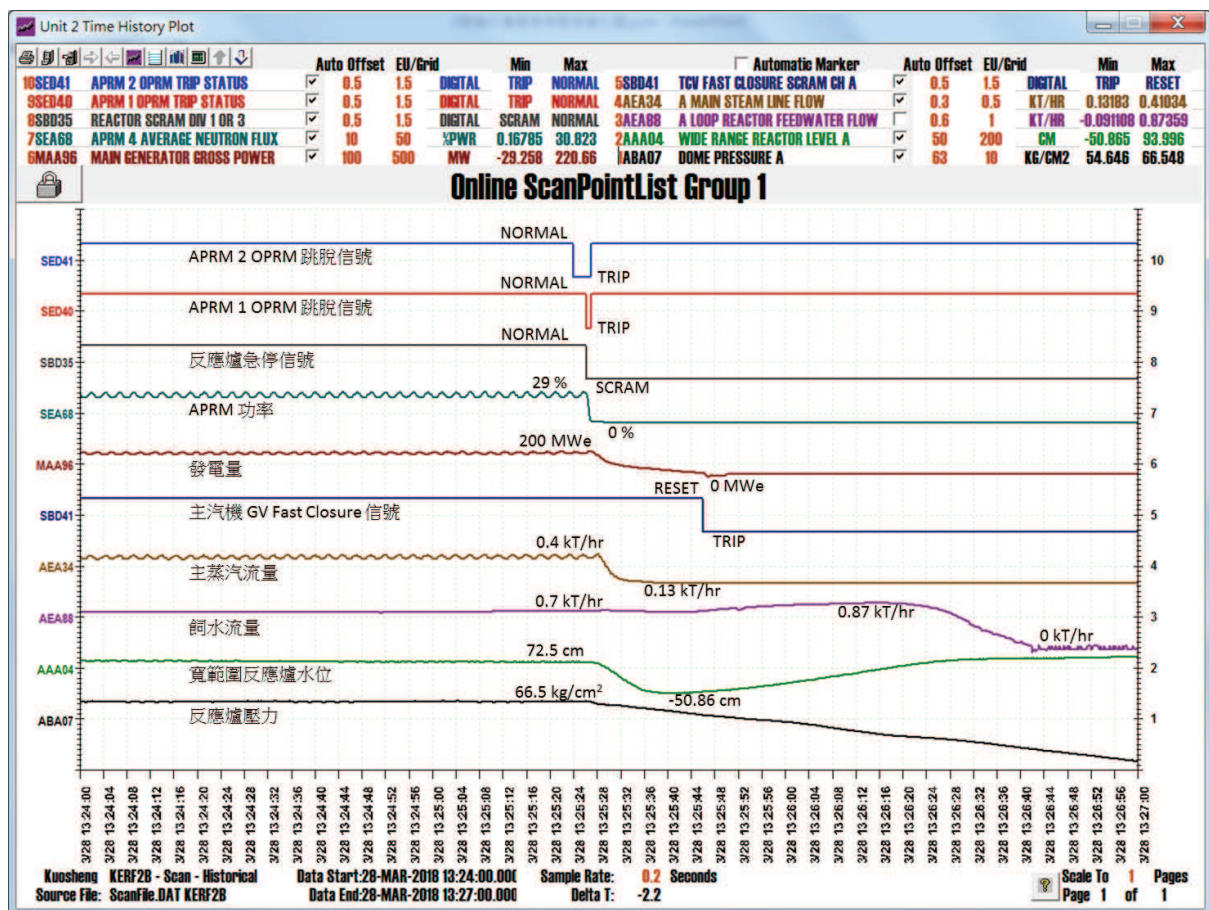
107年3月21日11:30核二廠2號機依照程序書241~243開始執行反應爐控制棒抽出，從抽棒臨界、反應爐升溫升壓，陸續進行反應爐保護系統及安全系統、汽機與發電機等相關測試，於3月25日上午完成併聯前所有測試與調校工作，當日向原能會提出併聯申請。原能會於3月27日中午同意機組併聯，12:55完成發電機首次併聯發電。續依計畫提升負載至約11萬瓩，並連續運轉8小時後，按原定計畫與程序執行汽機機械超速跳脫測試與發電機轉軸配重，28日早上7時26分再度併聯。併聯後續依程序書244抽棒提升負載，於3月28日13:25:26因APRM第1、2控道對應之反應爐保護儀器OPRM控道1、2跳脫，引發反應爐保護系統動作，機組自動安全停機，停機過程中相關安全系統皆動作正常，停機後確認所有設備，包含汽機、發電機等亦均在安全狀態。

本事件時序說明：

3月28日

13:25 2號機依照程序書244抽棒升載中，(急停前平均功率
 階偵測器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跳脫，引發反應爐保護系統(RPS)動作，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。



貳號機急停暫態變化圖

28-MAR-18 12:31:38.972	FCD30	B RFPT VIBRATION STATUS	VIBR HI	ALM
28-MAR-18 13:08:31.092	FCD30	B RFPT VIBRATION STATUS	NORMAL	NML
28-MAR-18 13:08:34.892	FCD30	B RFPT VIBRATION STATUS	VIBR HI	ALM
28-MAR-18 13:09:45.472	FCD30	B RFPT VIBRATION STATUS	NORMAL	NML
28-MAR-18 13:11:44.912	FCD30	B RFPT VIBRATION STATUS	VIBR HI	ALM
28-MAR-18 13:25:24.000	SED41	APRM 2 OPRM TRIP STATUS	TRIP	ALM
28-MAR-18 13:25:26.192	SBD36	REACTOR SCRAM DIV 2 OR 4	SCRAM	ALM
28-MAR-18 13:25:26.192	SBD52	RPS SCRAM LOGIC D STATUS	SCRAM	ALM
28-MAR-18 13:25:26.200	SED40	APRM 1 OPRM TRIP STATUS	TRIP	ALM
28-MAR-18 13:25:26.200	SBD29	NEUTRON MON SYS SCRAM CH A1	HI TRIP	ALM
28-MAR-18 13:25:26.200	SBD35	REACTOR SCRAM DIV 1 OR 3	SCRAM	ALM
28-MAR-18 13:25:26.200	SBD54	RPS SCRAM LOGIC C STATUS	SCRAM	ALM
28-MAR-18 13:25:26.200	SBD32	NEUTRON MON SYS SCRAM CH B2	HI TRIP	ALM
28-MAR-18 13:25:26.201	SBD53	RPS SCRAM LOGIC A STATUS	SCRAM	ALM
28-MAR-18 13:25:26.201	SBD51	RPS SCRAM LOGIC B STATUS	SCRAM	ALM
28-MAR-18 13:25:26.210	SBD31	NEUTRON MON SYS SCRAM CH A2	HI TRIP	ALM
28-MAR-18 13:25:26.220	SBD30	NEUTRON MON SYS SCRAM CH B1	HI TRIP	ALM
28-MAR-18 13:25:26.872	SBD29	NEUTRON MON SYS SCRAM CH A1	NORMAL	NML
28-MAR-18 13:25:26.872	SBD30	NEUTRON MON SYS SCRAM CH B1	NORMAL	NML

急停信號及時間序列 SOE(Sequence Of Events)

(二)機組反應及異常情形說明

在急停過程中機組出現之反應紀錄包含SOE及Historical Alarm List，其出現之重要資訊暨差異說明詳如附件1。

(三)反應爐安全停機說明

急停後，由運轉員手動跳脫汽機。再循環泵維持低速運轉中。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)，因此緊急爐心補水系統(ECCS)及爐心隔離冷卻系統(RCIC)均未達自動起動之條件。反應爐壓力未上升至急停設定點，亦未達開啟安全釋壓閥(SRV)的條件，主蒸汽管隔離閥(MSIV)保持開啟，故主冷凝器熱沉仍正常運作。急停過程中，圍阻體完整性未受任何影響，各項運轉參數均正常，安全系統動作亦均正常。

(四)發電機、主變壓器設備狀況說明

1. 併聯時發電機、主變壓器設備狀況

2號機依起動排程完成主汽機超速跳脫測試後，於107年3月28日上午07:26第二次併聯發電，併聯前後所有指示及相關保護電驛均正常，發電機相關參數及軸承振動紀錄值詳下表。發電機併聯後依據初始負載設定(7%)，負載逐步提升至70MWe左右，此期間端電壓穩定在21.1kV，各軸承振動值僅微小變化且均小於警報限值(7mils)，三相電流平均維持在1.83kA，相間略有差異係因電流信號來自不同比流器，且經各自迴路、傳送器、轉換卡片最後至電腦I/O點，存在信號轉換儀器之合理誤差。以70MWe時三相電流計算，其差異值僅為額定之0.45%，各項數據皆顯示發電機設備維持在正常穩定狀態。

2號機發電機併聯前後電壓/電流紀錄

時間	發電量		電壓 (kV)	A 相電流 (kA)	B 相電 流(kA)	C 相電 流(kA)
	MWe	MVar				
07:16:52 (升壓中)	0	0	14.43	0	0	0
07:21:52 (端電壓建立)	0	0	21.79	0	0	0
07:26:52 (併聯系統時)	42.92	- 18.59	21.10	1.21	1.28	1.38
07:31:52	68.08	-6.01	21.10	1.78	1.79	1.92
07:36:52	67.81	-2.73	21.10	1.79	1.78	1.92

2號機發電機併聯前後汽機發電機各軸承振動紀錄 (mils)

時間\軸承	#1	#2	#3	#4	#5	#6	#7	#8	#9
07:21:52	2.61	2.53	2.65	2.66	2.54	3.09	1.63	1.57	2.21
07:26:52	2.64	2.48	2.61	2.86	2.48	3.03	1.63	1.50	2.33
07:31:52	2.65	2.48	3.18	2.53	2.79	3.34	1.56	1.50	2.37

2. 急停前後發電機、主變壓器設備狀況

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205.35MWe，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(警報值7 mils，跳脫值 14 mils)，相關參數詳如下各表。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3670/3680 GCB

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。

急停前後2號機發電機電壓/電流紀錄

時間點	發電量 (MWe)	電壓 (kV)	A 相電流 (kA)	B 相電流 (kA)	C 相電流 (kA)
13:00:00	144.1	21.06	3.98	3.91	4.09
13:05:00	170.62	21.08	4.58	4.48	4.62
13:10:00	162.69	21.07	4.40	4.29	4.43
13:15:00	179.65	21.07	4.86	4.78	4.91
13:20:00	195.51	21.07	5.28	5.17	5.31
13:25:26 (急停時)	205.35	21.07	5.55	5.42	5.55
13:25:49 (GCB 開啟)	NA	21.07	0.48	0.56	0.44

註：發電機三相電流略有差異，係因電流信號來自不同比流器，且經各自迴路、傳送器、轉換卡片最後至電腦I/O點，存在信號轉換儀器之合理誤差，以急停時三相電流為例，其差異值僅為額定0.42%（1號機目前三相電流差異約為額定0.7%），且346負序電驛亦無作動，因此上述之些微差異不是三相不平衡或其他故障因素。

急停前2號機汽機發電機各軸承振動值

軸承	#1	#2	#3	#4	#5	#6	#7	#8	#9
(mils)	2.66	3.04	2.85	2.07	2.21	3.19	1.38	1.41	3.66

另檢視核二廠於105年5月16日避雷器事故後發電機安裝之暫態紀錄器，機組運轉期間若發生電氣故障，可由預設觸發點（包含過電壓/電流、低電壓/電流等）引動暫態紀錄器記錄當下發電機電壓及電流波形，據以作為判斷電氣事故之肇因分析資料使用。然本次暫態紀錄器在急停當

下，因未達電氣故障的記錄引動點，故未記錄急停瞬間之電壓/電流零序、正序及負序等資料。但可依發電機端電壓低於80%時引動觸發並記錄之設計功能，取得發電機端電壓低於80%時之記錄資料，惟此時開關場3670/3680 GCB均已開啟，廠內電源已切換由外電供應，發電機電壓逐漸衰減中，三相電流均為變壓器之激磁電流。暫態紀錄器記錄之相關參數紀錄與分析如下述：

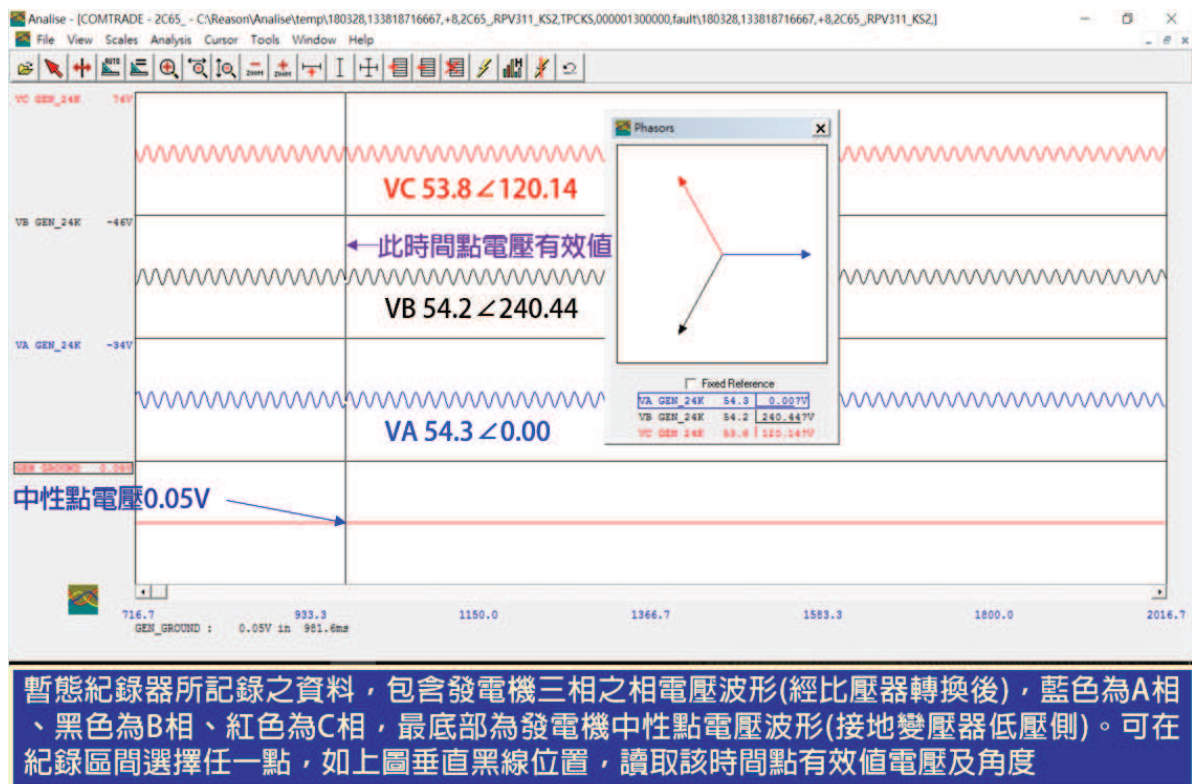
- (1)電壓之零序、正序及負序計算如下表，此時三相電壓趨近於完全平衡，正序成分為 54.0997，負序成分為 0.0299，不平衡率（VUF）即負序與正序之比值僅 0.055%。

暫態紀錄器	A 相	B 相	C 相
比壓器 各相電壓	54.3 $\angle$ 0.00	54.2 $\angle$ 240.44	53.8 $\angle$ 120.14

對稱成分	零序	正序	負序
電壓成分	0.2755 $\angle$ -48.5	54.0997 $\angle$ 0.19	0.0299 $\angle$ 52.73

- (2)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%。

- (3)電流之零序、正序及負序是依據運轉中的三相電流來進行分析，本次暫態紀錄器之電流資料，為急停後變壓器之激磁電流，故使用此激磁電流資料來進行零序、正序及負序分析並不具代表性。



綜合而言，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。

二、事件通報

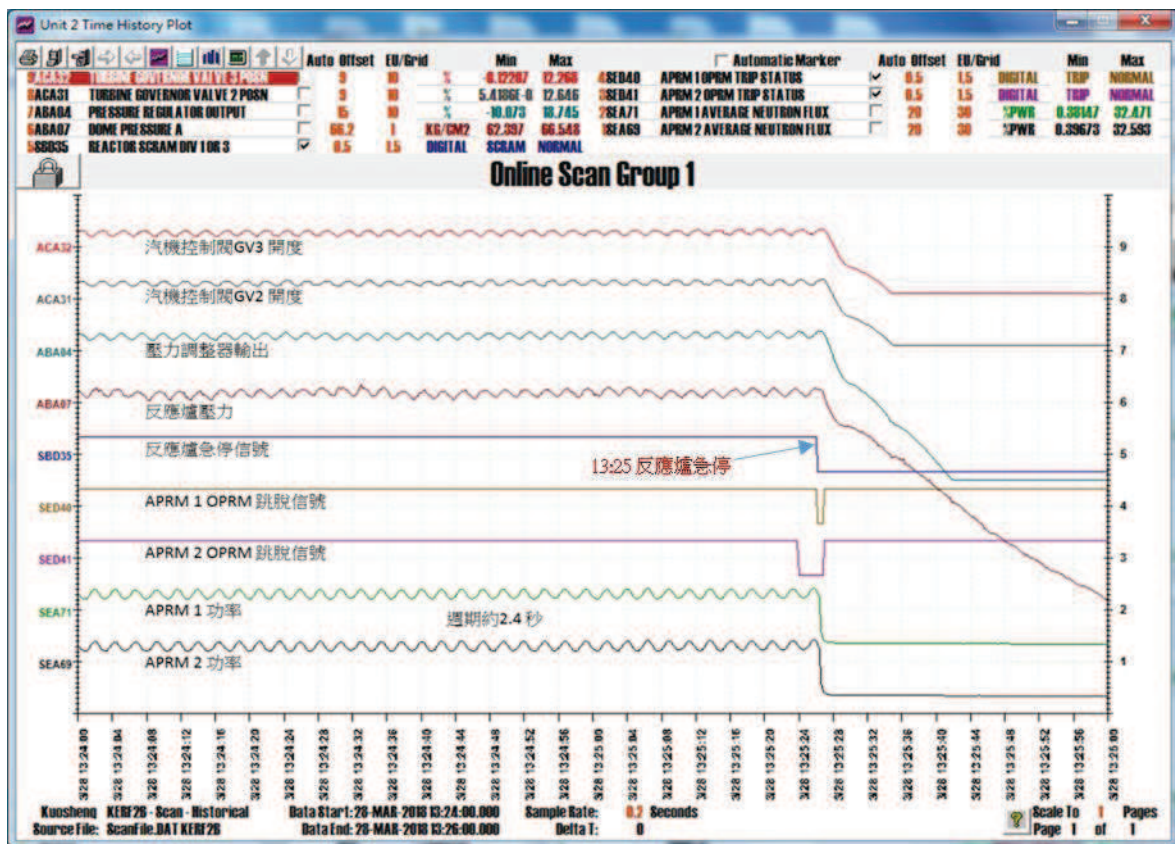
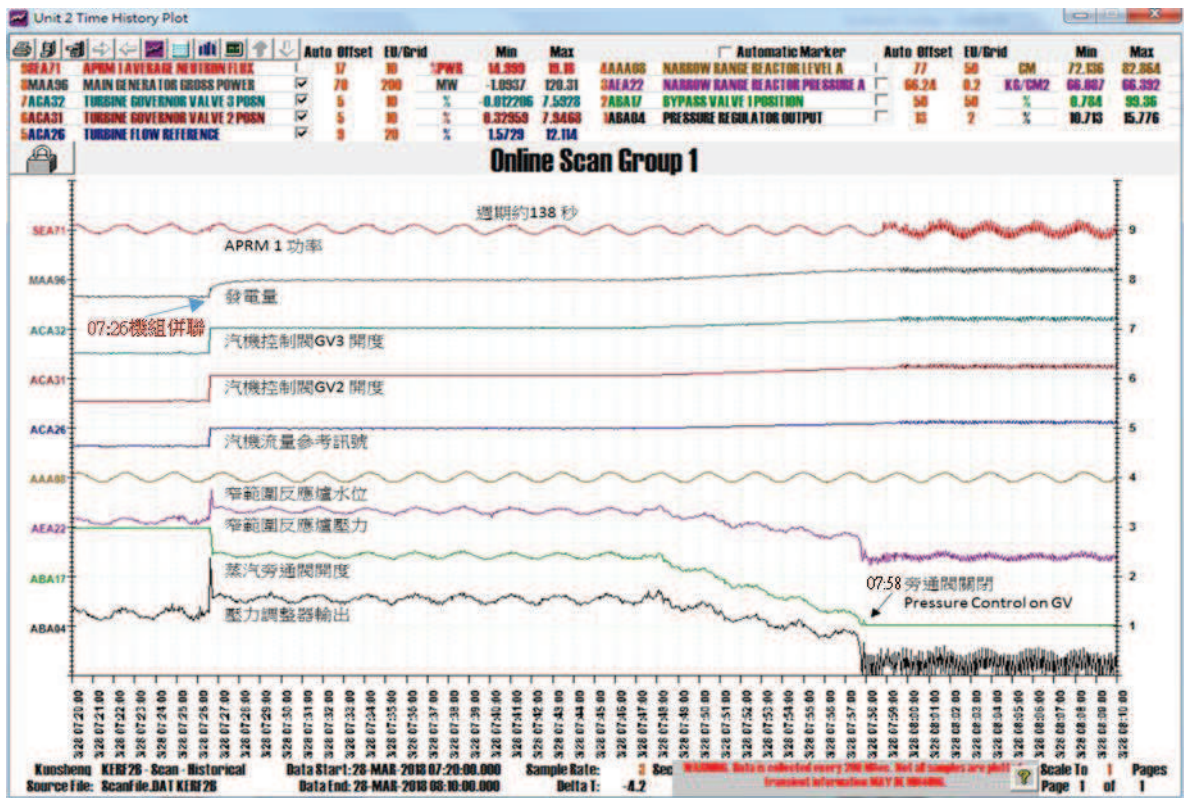
事件發生於107年3月28日13:25:26，核二廠立即依照113.1程序書「各類事件立即通報作業程序」通報流程，於當日14:32完成電話及傳真通報原能會、地方政府及相關單位(在2小時時限內)。為避免造成民眾疑慮，通報內容除說明反應爐自動安全停機，相關安全系統反應正常外，另說明本事件無放射性物質外釋疑慮，對民眾或廠內人員健康安全亦無任何影響。

參、機組併聯後爐壓波動現象分析

3月28日反應爐急停後，核二廠即收集反應爐與汽機相關運轉參數(詳如圖1、圖2)，從圖1來看，機組於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，此波動現象純屬單元水位控制之正常特性，直到旁通閥於07:58關閉後，反應爐壓力交由汽機控制閥控制(Pressure Control on GV)，此期間反應爐壓力與蒸汽旁通壓力控制輸出信號產生週期約2秒之波動，且此週期剛好落在OPRM PBA演算跳脫邏輯週期區間(1~3.5秒)內(詳如圖2)，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，反應爐爐心功率達30%(APRM讀值)、爐心流量33.9%，致反應爐保護儀器OPRM 達引動條件(爐心模擬熱功率(STP) $\geq$ 29.5%)動作，引發反應爐急停。

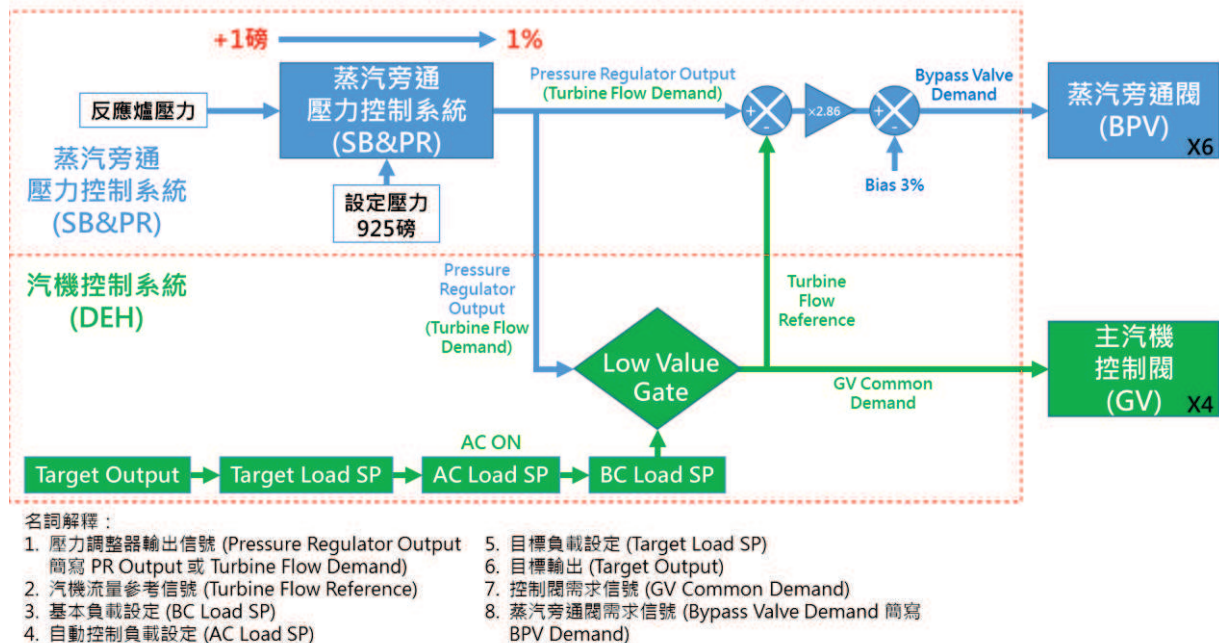
由上述說明，反應爐壓力交由汽機控制閥控制時產生週期性波動，但是此週期性波動於反應爐壓力控制權完全轉換至汽機控制閥控制，波動干擾源結束時，仍然無法有效衰減，致機組功率達30%(APRM讀值)以上時，反應爐保護儀器OPRM 達引動條件，引發反應爐急停；經縝密研判及驗證排除，確認係蒸汽旁通壓力控制系統之參數調校未適合，以致無法衰減週期性波動，為導致反應爐急停的肇因。

本章節將從電廠系統設備原理及發電運轉機制，配合併聯前後之運轉參數趨勢圖進行研判與分析，以確認反應爐爐壓週期性波動之現象，及研擬有效改善措施。進而於第肆章「反應爐保護系統動作原因分析及肇因確認」由系統及設備運作機制驗證，確認急停肇因。



一、爐壓控制系統說明

蒸汽旁通壓力控制及汽機控制系統之控制流程圖



蒸汽旁通壓力控制系統及汽機控制系統說明(如上圖)

(一) 蒸汽旁通壓力控制系統及汽機控制系統可分成4個功能設備：

1. 蒸汽旁通壓力控制系統(SB&PR):

本系統偵測反應爐壓力並與壓力設定值(可調整設定值)比較，其差值經SB&PR內部參數計算輸出成為壓力調整器輸出信號(Pressure Regulator Output，簡寫PR Output，在汽機控制系統稱此信號為Turbine Flow Demand)。

2. 蒸汽旁通閥:接受SB&PR之旁通閥需求信號開啟旁通閥，以穩定控制爐壓；共有6個旁通閥，採序列開啟偏壓(Sequential Opening Bias)，第1個BPV開至接近全開時才開第二個BPV，並有開度重疊設計，依此類推。

3. 汽機控制系統:

汽機控制系統用以控制反應爐蒸汽量經由汽機控制閥、

汽機關斷閥使汽機起動升速、額定1800rpm運轉，並可採自動或手動併聯發電。

4. 汽機控制閥:接受來自汽機控制系統之信號，依照閥開啟特性曲線調整開度，控制蒸汽量，調整轉速或發電量；汽機控制閥共有4只，採Partial Arc控制，GV #2及GV #3同時開啟至設定開度後(45.5%負載)，GV #1及GV #4再同時開啟。

(二) 控制流程說明:

蒸汽旁通壓力控制系統設定壓力於925磅，反應爐壓力值與此系統設定壓力值比較後，其差值1磅換算對應為1%壓力控制輸出信號，此信號稱之為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考信號(Turbine Flow Reference)及控制閥需求信號(GV Common Demand)，流量參考信號回授至蒸汽旁通壓力控制系統之加法器運算後，輸出放大2.86倍後為蒸汽旁通閥的需求信號，加入-3%之偏壓(Bias)用以控制旁通閥的開度，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。整體控制系統必須執行參數調校，使蒸汽旁通壓力控制、汽機控制、蒸汽旁通閥及汽機控制閥等之控制互相匹配，方可使反應爐壓力及輸出電力控制穩定。

(三) 在機組起動過程中，系統控制上分為6個階段:

1. 反應爐爐壓建立：

蒸汽產生使爐壓上升超過設定壓力，差值輸出產生PR Output信號，此階段汽機尚未運轉，PR Output信號轉為蒸汽旁通閥需求信號，控制旁通閥開度以控制反應爐壓力。該信號同時送至汽機控制系統(DEH)之低值選擇器(Low Value Gate，簡寫LVG)，因汽機跳脫狀態時DEH給予LVG之信號為-5%，故輸出選低值，汽機控制閥(GV)全關，回授信號Turbine Flow Reference為負值，旁通閥由PR Output信號控制。

2. 汽機復歸(Latch)運轉：

汽機開始復歸起動時，使用蒸汽量低，DEH之TV(汽機關斷閥)/GV Common Demand信號逐漸增加以提升汽機轉速，但信號仍小於PR Output，LVG選擇汽機控制(BC Load SP)之信號以控制TV/GV開度，同時回授之Turbine Flow Reference經加法器運算使旁通閥開度逐漸減小，亦即部分蒸汽量由旁通閥轉至TV/GV提升汽機轉速，同時維持反應爐壓力穩定。

3. 發電機併聯運轉：

汽機達額定轉速且發電機之勵磁機加壓後，發電機併聯加入系統供電。併聯時，DEH給予初始負載需求信號為7%，此信號使GV開大提供蒸汽量推動汽機做功，亦回授Turbine Flow Reference使旁通閥關小，控制爐壓穩定。

4. 併聯後汽機熱機(Soaking)：

發電機併聯後，DEH控制使負載提升至初始負載後，DEH會自動計算停留在此負載之時間，稱之為熱機(Soaking)。

5. 熱機完成升載至控制閥壓力控制:

熱機完成，運轉員依程序書提升目標負載設定(Target load SP)，升載率為0.2%/min(約2MW/min)，BC Load SP信號逐漸增加，使GV逐漸開大，負載逐漸提升。當BC Load SP信號增加至大於PR Output信號，此時DEH之LVG選擇PR Output信號作為GV Common Demand信號，GV開始由PR Output信號控制，亦即GV開始控制反應爐壓力，同時回授之Turbine Flow Reference即等同PR Output信號，經加法器運算使旁通閥關閉，且旁通閥有-3%之偏壓信號(換算等同1.05% Turbine Flow Reference信號)，以免旁通閥反覆開啟。當DEH之LVG選擇PR Output信號作為GV Common Demand信號，以GV開始控制反應爐壓力，且旁通閥完全關閉，此時稱之為Pressure Control on GV。當Pressure Control on GV時，GV Common Demand會自動加5%作為Target Load SP，AC Load SP以升載率0.2%/min追隨Target Load SP，BC Load SP則追隨AC Load SP逐漸提升。

6. 負載提升至滿載:

Pressure Control on GV後，運轉員再依程序書將升載率提升為10 %/min(100MW/min)，此後經由提升反應爐功率，使反應爐壓力增加，PR Output信號增加，使GV開大，蒸汽做功增加，發電量隨之增加，反應爐壓力及發電量由GV穩定控制，反之降載時原理亦然。

二、 爐壓波動發生機制說明

3月28日發電機併聯且汽機熱機(Soaking)完成後，從發電機開始提升負載至反應爐壓力產生週期性波動之相關參數趨勢圖，標示如圖3及圖4。為釐清波動現象，茲就圖形變化逐一分析：

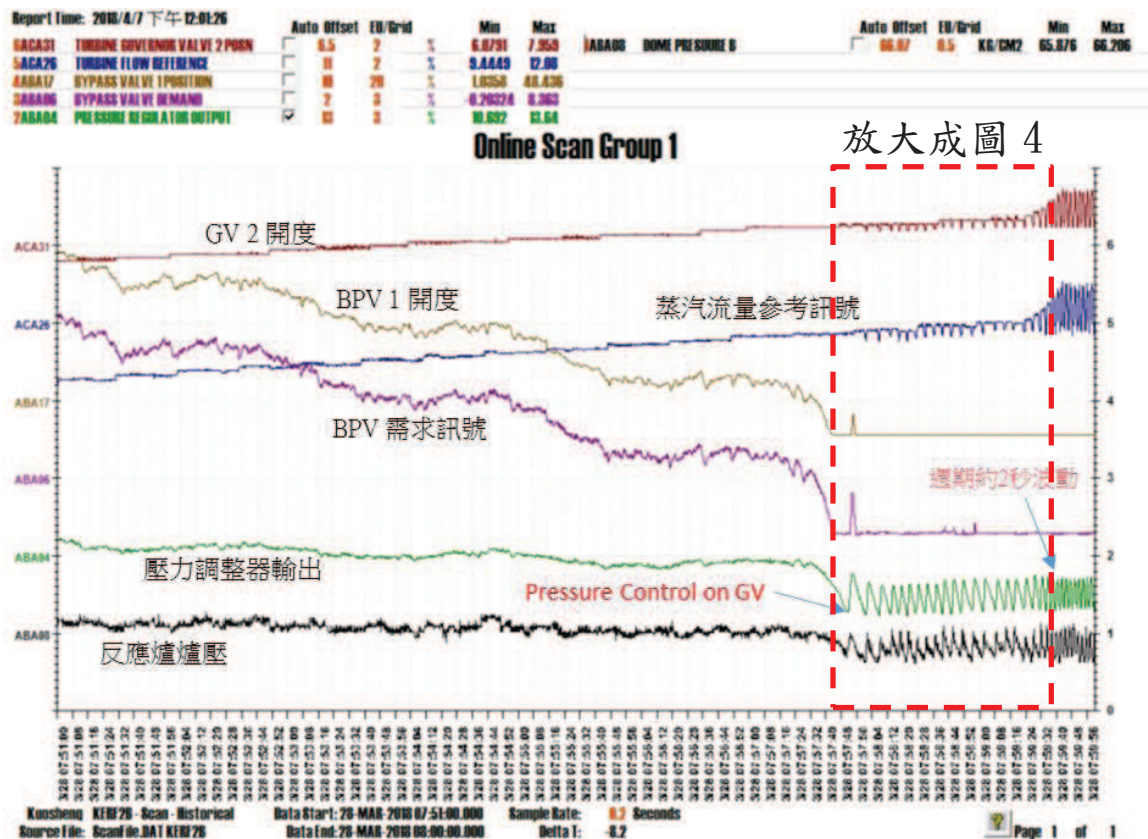


圖3 併聯後提升負載至旁通閥關閉後(Pressure Control on GV)

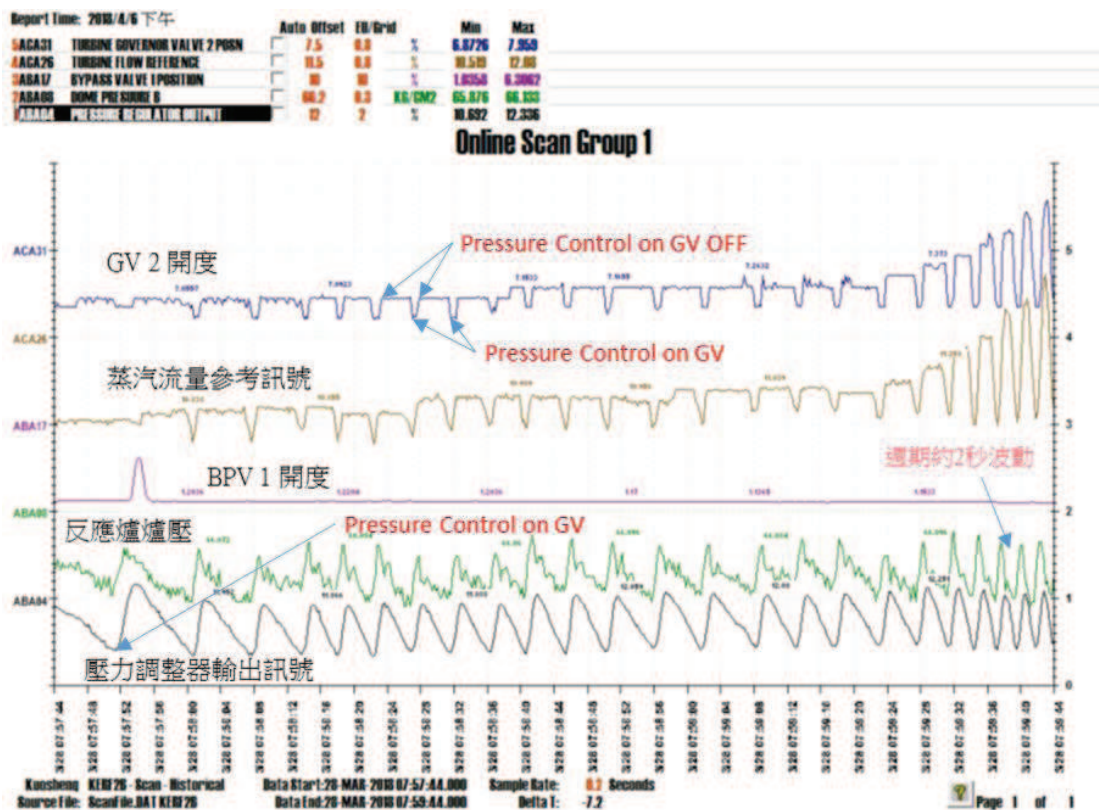


圖4 將圖3之Pressure Control on GV後圖形放大檢視

- (一) 參照圖3，發電機併聯汽機熱機(Soaking)完成後，運轉員依程序書提升DEH Target Load SP，DEH邏輯程式以慢速(0.2%/min)逐漸提升BC Load SP，轉換為GV Common Demand開啟GV #2、#3(GV #2、#3反應相同，故圖3僅繪GV #2開度以增加圖形可讀性)，逐漸增加發電機出力，同時回授Turbine Flow Reference信號逐漸關閉蒸汽旁通閥(BPV)。此階段GV開度穩定依升載率BC Load SP緩慢增加，蒸汽流量參考信號逐漸增加回授至加法器，所以旁通閥需求信號逐漸減少使旁通閥開度逐漸關閉，反應爐壓力及壓力調整器輸出並無波動現象。

(二) 在旁通閥關閉前，因旁通閥已接近全關階段，關閉過程之蒸汽量影響較小，此時GV #2、#3則接受BC Load SP持續開啟，GV閥體大且往開啟方向加大開度，致GV開啟過程之蒸汽量變化較旁通閥關閉之影響更大，反應爐壓力遂有較明顯而快速之下降趨勢，SB & PR輸出信號PR Output亦隨之下降；此時Turbine Flow Reference亦是接受BC Load SP逐漸增加至使BPV自動完全關閉，因BPV Demand設置有-3%之偏壓信號，故BPV會在PR Output仍高於Turbine Flow Reference約1.05%時即完全關閉(Pressure Control on GV之前)。旁通閥關閉後，此時GV #2、#3仍持續接受BC Load SP提升信號持續緩慢開啟(升載率0.2%/min)，致反應爐壓力會比之前有較大之下降趨勢。直至PR Output信號小於BC Load SP(Pressure Control on GV)，GV #2、#3開始回關，反應爐壓力才會回升。

於此時，當DEH之信號提升至大於壓力調整器輸出時，控制模式進入Pressure Control on GV，反應爐壓力、壓力調整器輸出、蒸汽流量參考信號及GV開度開始出現週期性波動現象。

(三) 參照圖4，將Pressure Control on GV後之圖形放大檢視，反應爐壓力於Pressure Control on GV前因在GV#2、#3開啟過程，反應爐壓力下降，壓力調整器輸出信號隨之下降，Pressure Control on GV後，GV接受壓力調整器輸出信號控制，故GV會反應關小，因此時GV開度小、蒸汽量不大，GV關小，對爐壓影響較大，故反應爐壓力上升，壓力調整器輸出上升，快速增加之信號克服BPV Demand設置之-3%之偏壓信號而開啟旁通閥。因壓力調整器輸出上升，且此值大於DEH之BC

Load SP (此時BC Load SP信號仍在慢速增加，追隨GV Common Demand+5%)，故DEH LVG選擇BC Load SP，所以Pressure Control on GV的邏輯消失。

- (四) Pressure Control on GV 的邏輯消失之後，BC Load SP仍是依固定升載率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，此即是因受到固定升載率0.2%/min之限制所致，所以圖形與壓力調整器輸出信號不同。BC Load SP緩慢提升使GV #2、#3開啟，反應爐壓力再次下降，壓力調整器輸出信號隨之下降，經LVG選擇後又Pressure Control on GV邏輯成立。

Pressure Control on GV後，因此時壓力調整器輸出信號仍下降中，GV #2、#3又關閉(圖示GV #2開度曲線向下降)，然GV關閉又使爐壓上升，壓力調整器輸出信號上升，雖未達使旁通閥開啟之設定，但信號高於DEH信號，故再一次Pressure Control on GV的邏輯消失。

- (五) 後續Pressure Control on GV在ON及OFF間控制權多次更迭，形成週期約2秒的波動干擾。直到圖4右側，運轉員依程序書提升Pressure Control on GV後之升載率至100MW/min，因BC Load SP信號升載率大，均能追上Target Load SP，使BC Load SP信號穩定大於壓力調整器輸出信號，亦即反應爐壓力控制穩定在Pressure Control on GV，此時GV完全接受壓力調整器輸出信號控制開度，GV開度變化幅度完全反應壓力調整器輸出信號的波動。

因已穩定在Pressure Control on GV，汽機流量參考信號與壓力調整器輸出信號圖形一致，GV #2、#3開度完全反應壓力調整器輸出信號，故GV開度與壓力調整器輸出信號有相同之波動，此時週期性波動已由Pressure Control on GV控制權更迭所引發。

- (六) 經上述之流程及參數分析，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。故系統運作上只要能順利的將爐壓控制權由旁通閥轉換至汽機控制閥控制，且控制系統能有效衰減波動，就不會引發蒸汽旁通壓力控制系統輸出信號及爐壓週期性波動。

三、 避免爐壓週期性波動之運轉操作精進

反應爐壓力由蒸汽旁通閥控制轉換至汽機控制閥控制的過程中，Pressure Control on GV在ON及OFF間控制權多次更迭，形成週期性波動干擾，經深入研討後可藉由運轉方式精進避免爐壓波動。

- (一) 汽機起動前旁通閥開度原為1.5至2.5只旁通閥，較大之旁通閥開度於發電機併聯初始負載及熱機(Soaking)後，仍餘有較多之旁通閥開度，接續步驟提升負載至Pressure Control on GV時，需要較多時間讓旁通閥關閉，此期間若有壓力暫態，容易形成波動。從廠家建議(如附件3廠家報告第8頁)與過去1號機的併聯經驗回饋，汽機起動前調整旁通閥為約1.5至2只開啟，可儘量使旁通閥在併聯及熱機後，於運轉員提升負載時，能在最短的時間內全關，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。
- (二) 當Pressure Control on GV時，GV Common Demand會自動加5%作為Target Load SP，AC Load SP以升載率0.2%/min追隨Target Load SP逐漸提升，BC Load SP則追隨AC Load SP提升輸出，因升載率0.2%/min較慢，BC Load SP無法快速追到GV Common Demand +5%，BC Load SP無法穩定大於PR Output信號，致有壓力波動變化時就會發生Pressure Control on GV控制權更迭。增加BC Load SP升載率至10%/min(亦即100 MW/min)，可使BC Load SP快速追到GV Common Demand+5%，穩定Pressure Control on GV。

肆、反應爐保護系統動作原因分析及肇因確認

經收集運轉參數，並完成所有相關設備檢查，針對反應爐保護儀器OPRM的動作，引動反應爐安全停機之肇因，經由燃料廠家暫態重建分析，釐清反應爐並無任何自發性的爐心功率波動產生；另依據爐壓控制之設備與控制功能，逐一檢視蒸汽旁通壓力控制系統與汽機控制系統相關設備的運作與匹配，確認OPRM動作係因爐壓波動引發爐心功率波動所導致，而爐壓波動係為爐壓控制權由蒸汽旁通閥移轉至汽機控制閥的過程中，控制權多次更迭，引發約2秒的週期性波動；同時蒸汽旁通控制系統參數無法有效衰減此波動信號。當反應爐功率瞬間達30% (APRM讀值)時，動作反應爐保護儀器OPRM。肇因分析及確認詳細說明如下：

一、非源自反應爐自發性波動

(一) 急停前爐心狀態

再檢視3月28日反應爐急停後反應爐與汽機相關運轉參數(詳如第參章之圖1、圖2、圖3、圖4)，從圖1來看，機組於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，此波動現象純屬單元水位控制之正常特性，直到旁通閥於07:58關閉後，反應爐壓力交由汽機控制閥控制(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，此無法衰減之週期剛好落在OPRM PBA演算跳脫邏輯週期區間(1~3.5秒)內(詳如圖2)，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，反應爐爐心功率達30% (APRM讀值)、爐心流量33.9%，致反應爐保護儀器OPRM 達引動條件(爐心模擬熱功率(STP) $\geq$ 29.5%)動作，引發反應爐急停。

另將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3、圖4)，發現反應爐壓力由蒸汽旁通閥控制轉換至汽機控制閥的過程中，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。此外反應爐壓力由蒸汽旁通閥控制轉換至汽機控制閥之前，反應爐水位及功率皆在穩定狀態(週期138秒係單元水位控制特性)，無OPRM PBA演算跳脫邏輯週期區間(1~3.5秒)之波動。因此初步研判此2秒之信號波動非源自於反應爐自發性的壓力波動。

(二) OPRM 動作條件說明

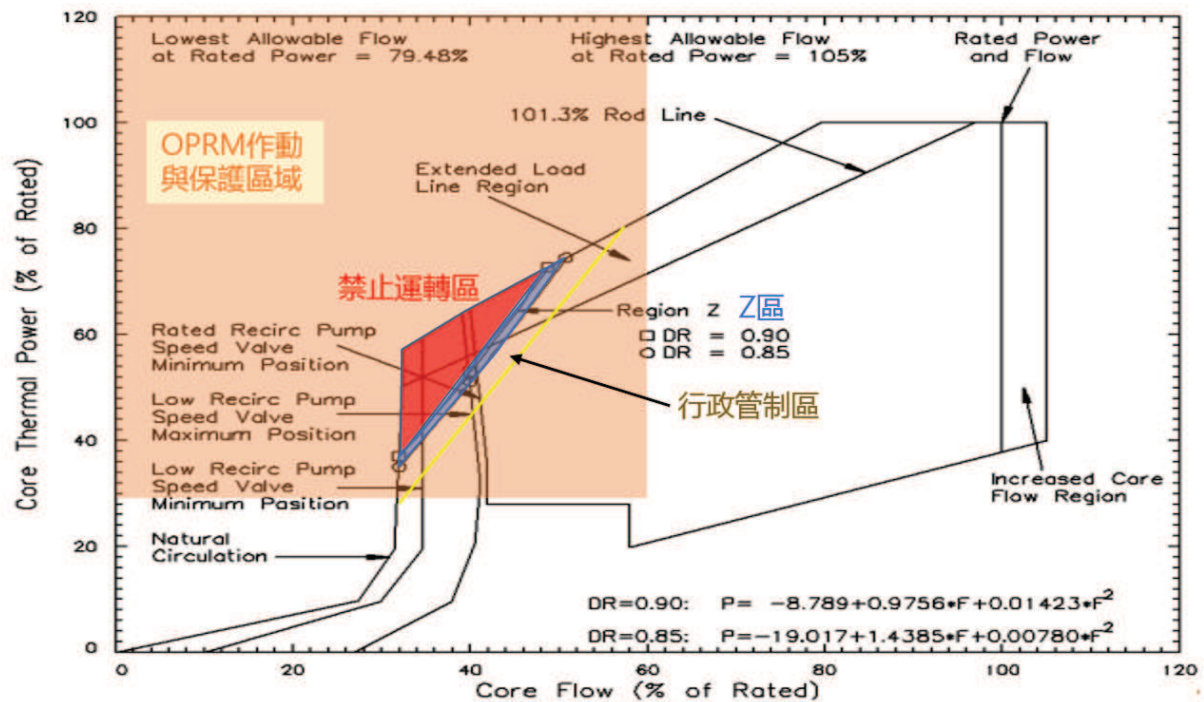
核二廠爐心功率階中子偵測系統(PRNM)有4個平均功率階中子偵測器(APRM)控道，每個APRM控道由共33個局部功率階中子偵測器(LPRM)組成。

反應爐保護儀器設有爐心功率波動監測機制，該項保護功能主要在爐心功率(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(詳如下圖)，監測爐心功率波動並主動避免爐心發生熱水力不穩定事件，該項保護措施稱為OPRM。此OPRM共有4個控道，每個OPRM控道有25個單元(Cell)，每個OPRM Cell係由對應之APRM控道的3~4個LPRM所組成。

每一個OPRM控道有三種演算(Algorithm)跳脫邏輯：

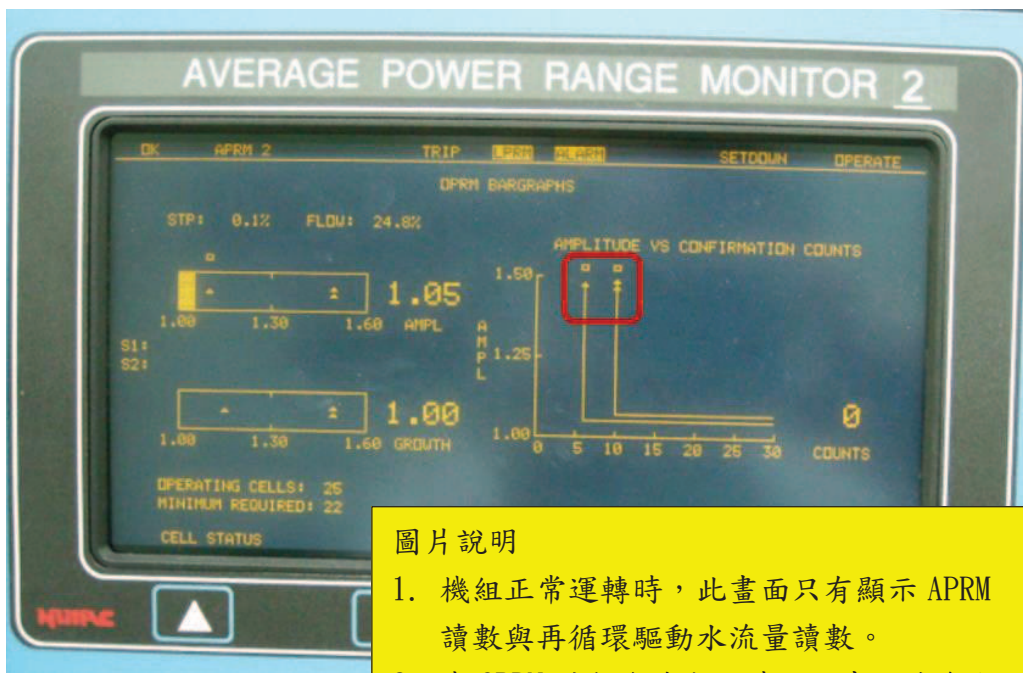
1. 以週期為基準之演算(Period Based Algorithm, PBA)跳脫邏輯
2. 以振幅為基準之演算(Amplitude Based Algorithm, ABA)跳脫邏輯
3. 以增長率為基準之演算(Growth Rate Based Algorithm, GRBA)跳脫邏輯

上述每一個OPRM控道之任一演算邏輯計算達警報設定點則送出功率波動警報；達急停設定點時，則送出功率波動急停信號至任意四選二邏輯模組(Voter)，輸出OPRM UPSC TRIP信號至反應爐保護系統(RPS)。



3月28日反應爐急停時，運轉人員確認反應爐跳脫來自於OPRM信號，急停後經儀控人員至控制室背盤(2C08盤)查看確認OPRM控道1及OPRM控道2，兩控道均出現OPRM UPSC TRIP跳脫信號，且動作信號來自OPRM PBA（詳下圖）。



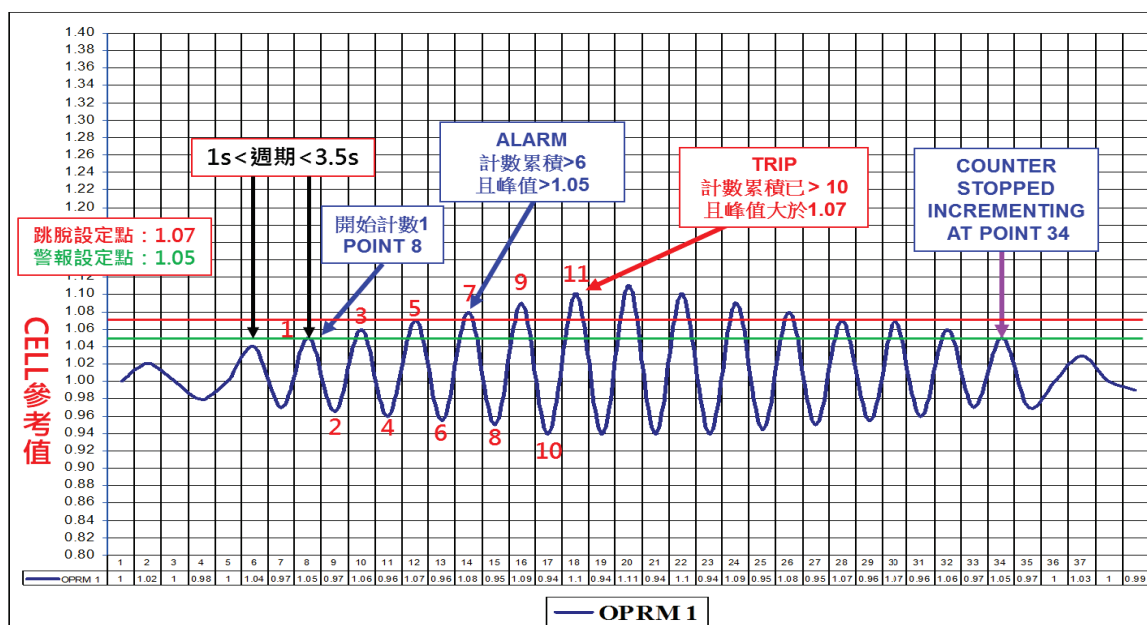


圖片說明

1. 機組正常運轉時，此畫面只有顯示 APRM 讀數與再循環驅動水流量讀數。
2. 當 OPRM 引動條件成立時，此畫面才會顯示 OPRM 動作相關參數。此時畫面所看到就是 OPRM 動作後的情形。

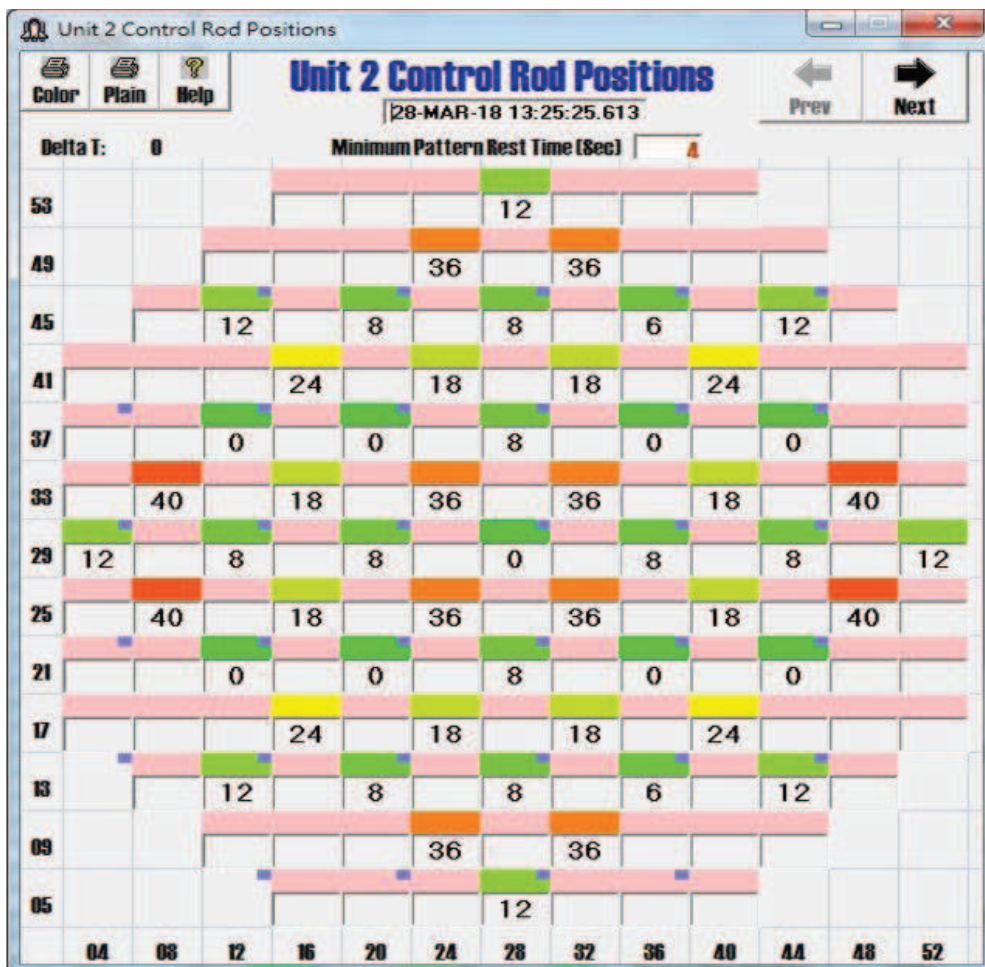
OPRM PBA之引動邏輯為波動週期，說明如下圖：

1. 當波動週期(波峰到波峰時間)介於1秒~3.5秒之間，即使未達OPRM引動(Enable)條件，OPRM即開始計數。
2. 下一個波峰到波峰(或波谷到波谷)週期在平均週期的 ± 0.1 秒範圍內，累進計數加1，以此類推。
3. 計數量之算法為開始計數後波峰和波谷的連續累積計數。
4. 當連續累積計數量大於6且振幅峰值大於1.05，觸發警報(Alarm)；若未達引動條件時會旁通警報。
5. 當連續累積計數量大於10且振幅峰值大於1.07，觸發跳脫(Trip)；若未達引動條件時會旁通跳脫。

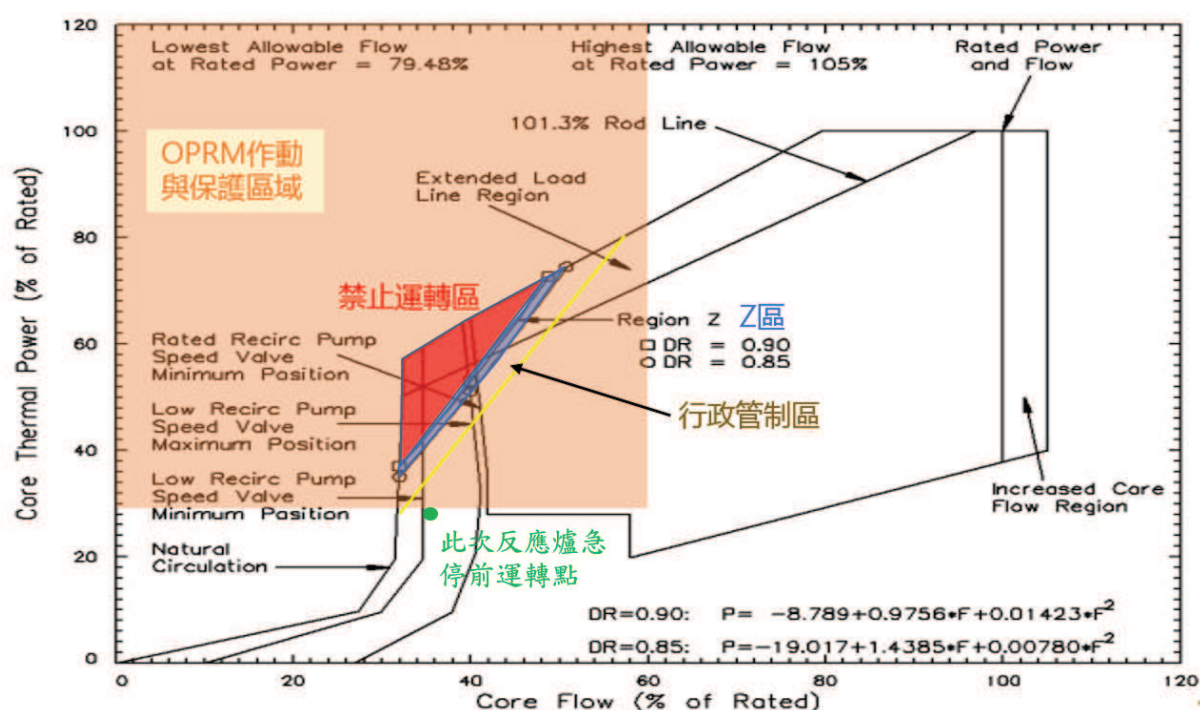


(三) OPRM 動作時機組狀況說明

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33.9%（尚未達OPRM引動條件：爐心模擬熱功率(STP)≥29.5%）。此時為使反應爐狀態達到可執行下一個操作步驟：將反應爐水位控制由單元切換至三元控制，因此抽動控制棒以單根單節距方式微升反應爐熱功率，根據ERF資料，於13:25:00至13:25:25反應爐急停前，動棒紀錄為(1)控制棒20-13位置由6至8及(2)控制棒20-45位置由6至8。急停時(13:25:26)爐心控制棒棒位如下圖，當時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，不預期會發生爐心熱水力不穩定事件。



急停後，運轉員以反應爐安全為優先，立即執行反應爐急停復原操作，確認所有控制棒全入，並手動跳脫汽機與發電機，將機組置於安全停機狀態。後續運轉員立即確認急停動作原因，包括確認事件序列(SOE)、警報清單(Alarm List)螢幕、另儀控人員至控制室背盤確認OPRM PBA動作。運轉員由SOE螢幕得知OPRM控道2動作後2秒，OPRM控道1緊接動作，引動APRM4選2跳脫邏輯動作反應爐保護系統致反應爐急停，急停時爐心模擬熱功率(STP)大於30%，爐心流量33.9% (剛進入OPRM引動條件，詳如下圖)。



急停發生前，反應爐之運轉點(POWERPLEX顯示：爐心熱功率約28.6%，爐心流量33.9%)，未進入爐心熱水力不穩定區域(一般稱為Z區，如上圖藍色區域標示)運轉，且離核二廠的行政管制區(如上圖黃線標示)尚有距離；依GE發行之技術文件(Reactor Stability Detect and Suppress Solutions Licensing Basis Methodology for Reload Application，編號：NEDO-32465-A Class 1 August 1996)文件內容：“……從反應爐實際運轉經驗來看，當爐心熱功率低於30%時，預期反應

爐不會發生功率不穩定現象。另外，反應爐熱功率30%以下，燃料最小臨界功率比(MCPR)安全限值有很大餘裕，即使發生功率不穩定現象，也不會威脅到MCPR安全限值。”

GE公司之爐心穩定度相關文件(摘錄)

NEDO-32465-A

exceeding specified acceptable fuel design limits are not possible or can be reliably and readily detected and suppressed."

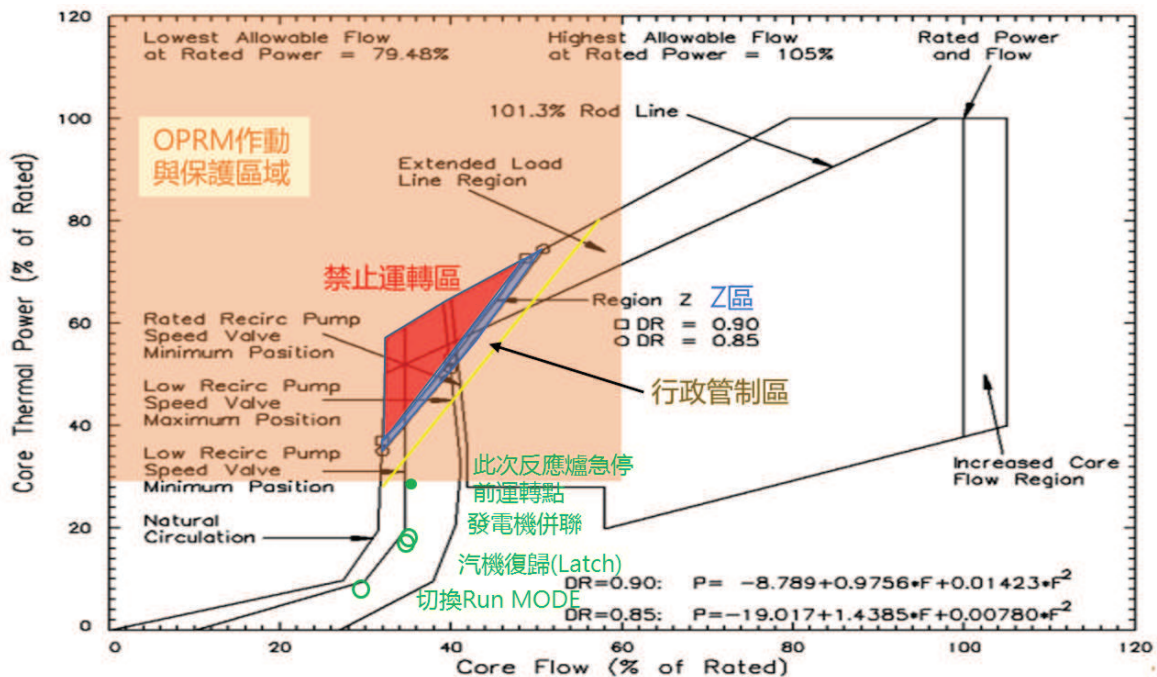
The Option III hardware and software system was designed to reliably and readily detect and suppress both core wide and regional mode oscillations prior to violating the MCPR safety limit for anticipated oscillations. The ability to trip the reactor is automatically enabled at power and flow conditions at which stability related oscillations are possible. The trip function will be enabled when both the power level is greater than 30% of rated and the core flow is less than 60%. Based on experience with actual instabilities and decay ratio calculations, instabilities above 60% flow are not expected. Similarly, instabilities occurring below 30% power are also not expected. If an instability were to occur below 30% power, the instability would not be expected to grow large enough to threaten the MCPR SL. This expectation is due, in part, to the large MCPR margin that exists at low power.

Both core wide and regional mode oscillations will be reliably detected and suppressed while the oscillation magnitude is still low. In order to detect all expected oscillation modes, the outputs from a small number of LPRMs in the same area of the core are combined into one OPRM cell signal. Thus, small regions of the core are effectively monitored for instabilities.

Multiple cells distributed throughout the core provide input to each of the RPS channels. This ensures that the system is sensitive to all of the anticipated oscillation modes, and also provides substantial redundancy for the input signals and accommodates out of service or failed LPRMs. A number of LPRM-to-OPRM cell assignments (i.e., number and location of the LPRMs that comprise a cell) are possible within the constraints of the OPRM definition given in Reference 1. The Option III methodology takes plant-specific LPRM assignments into account in calculating the hot bundle oscillation magnitude.

The licensing methodology described in this report is consistent with the one described in References 1 and 2. The methodology is designed to demonstrate that the system and setpoints will result in suppression of the oscillation before the MCPR SL is violated for anticipated oscillations. In this context, anticipated oscillations are those which, based on both experience and analytical simulations, might be expected to occur in a reactor. Specifically, these events approach a limit cycle and gradually increase in amplitude. The period of these oscillations becomes relatively constant (i.e., detectable) prior to the oscillation amplitude significantly exceeding the noise level. This is consistent with the observed behavior of actual plant instability events such as LaSalle-2 and WNP-2 and is consistent with the results of analytical simulations. Oscillations with frequencies between 0.3 and 0.7 Hz and growth rates up to 1.6 are considered anticipated oscillations. Protection against violating the MCPR SL for anticipated oscillations is demonstrated solely by use of the PBDA (i.e., no credit is taken for the other two algorithms which are provided as defense-in-depth protection against unanticipated oscillations).

(四) 急停前反應爐熱水力狀態說明

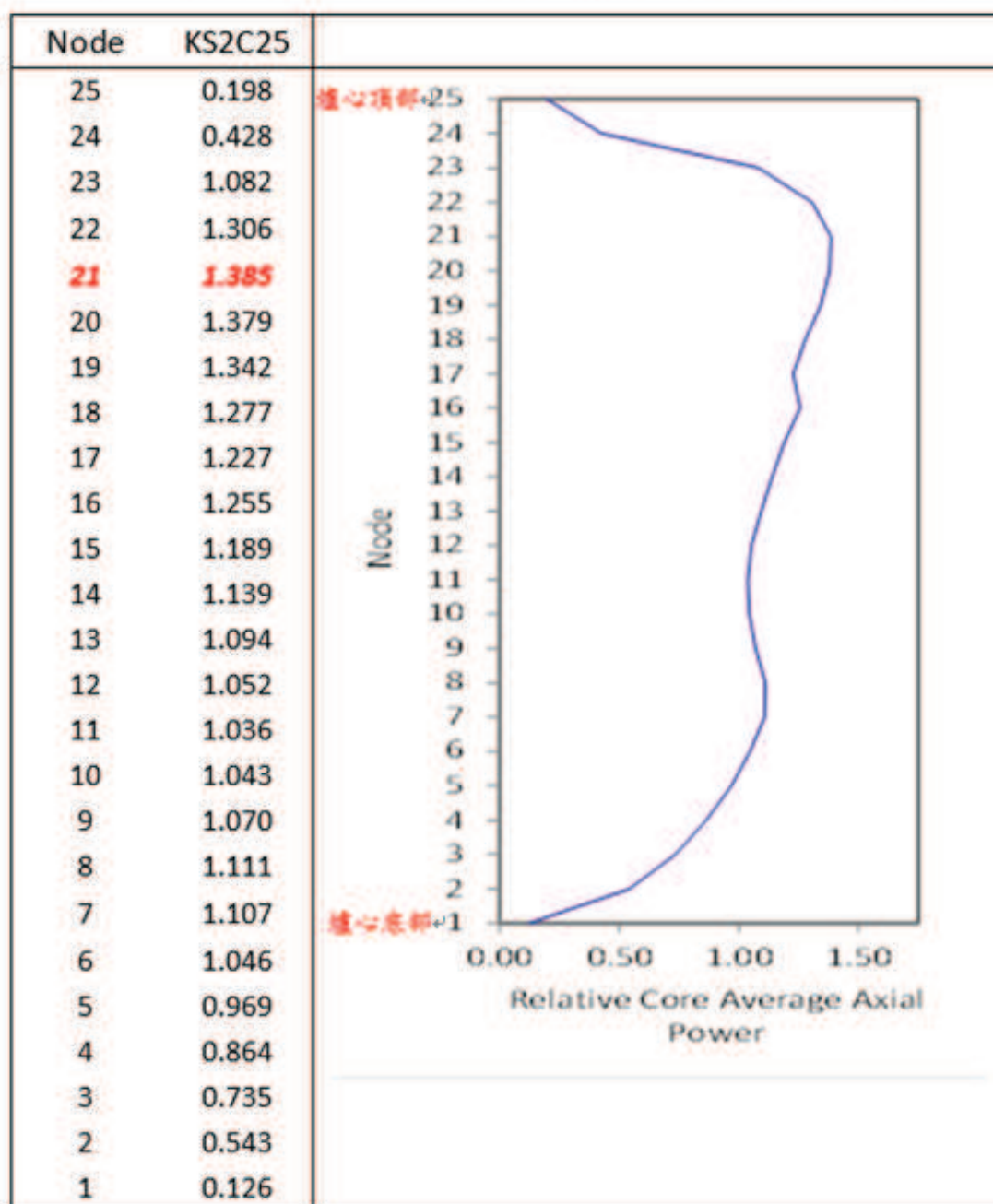


急停前，反應爐運轉點歷程軌跡如上圖，反應爐之運轉點 (POWERPLEX系統記錄之爐心熱功率約28.6%，爐心流量33.9%)，未進入爐心熱水力不穩定區域(一般稱為Z區，如上圖藍色區域標示)運轉，且離核二廠的行政管制區(如上圖黃線標示)尚有距離。其它可能明顯影響爐心穩定性之因素包括：爐心功率分佈極端集中於底部、再循環水泵跳脫、喪失飼水加熱器等，檢視當時機組運轉狀態與各項運轉參數，確認並無前述異常狀態。

相關運轉狀態與各項運轉參數如下：

急停前爐心軸向功率分佈如下圖，可確認爐心功率並無分佈極端集中於底部的情形。

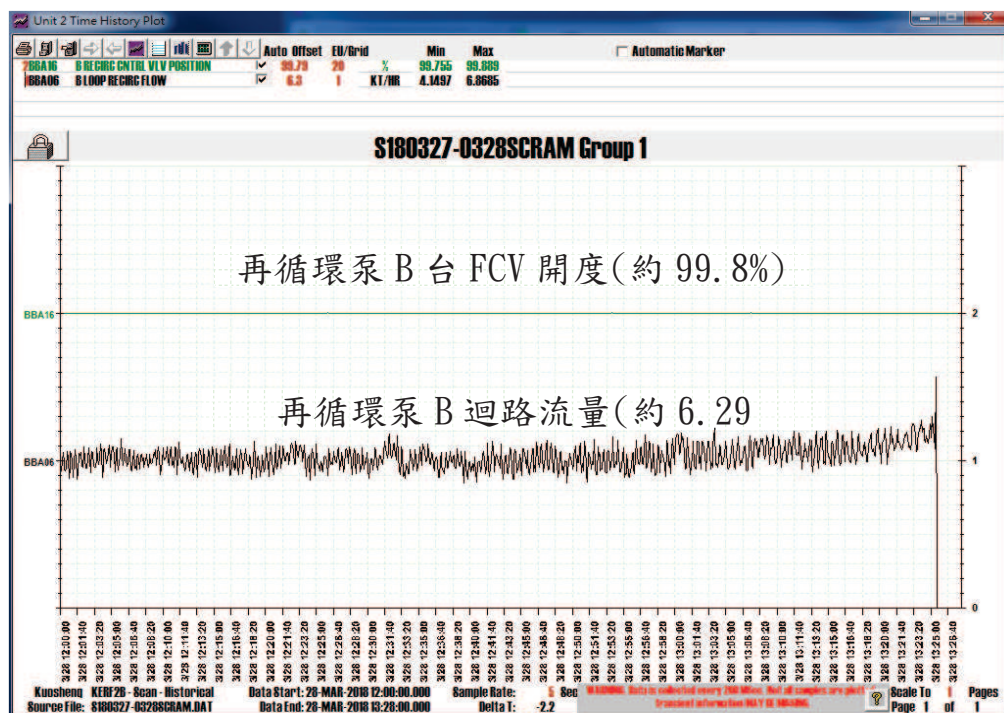
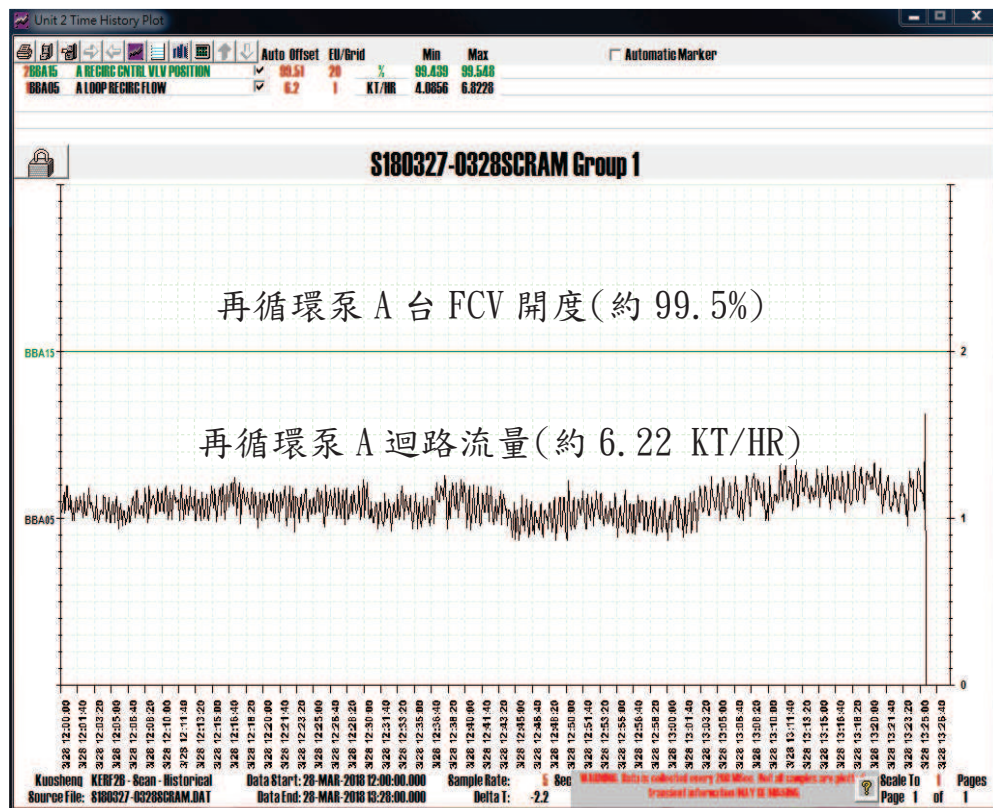
Core Average Axial Power Corresponding to Conditions in the table above.



急停前反應爐軸向功率分佈情形

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。

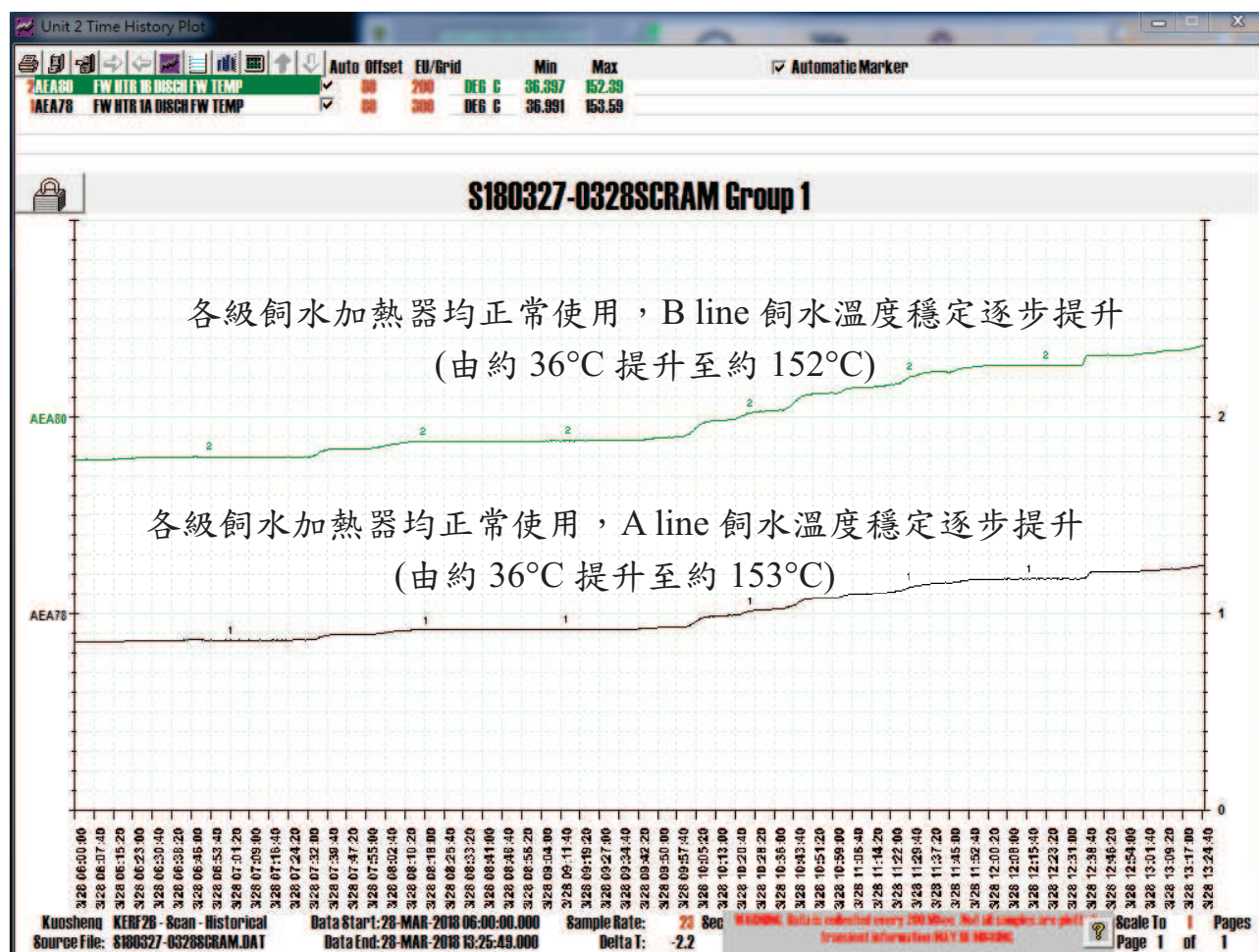
機組起動升載過程兩台再循環泵於低速、FCV全開運轉(如下圖)：



運轉員依程序書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。本次2號機急停前，反應爐飼水進口溫度已達約攝氏150°C(如下表)：

功率(%)	2 號機本次再轉起動階段 飼水溫度(°C)
16	48.3
19	111.0
25	145.3
28	147.9

飼水溫升趨勢如下圖，可確認本次2號機急停前飼水加熱器正常使用中。



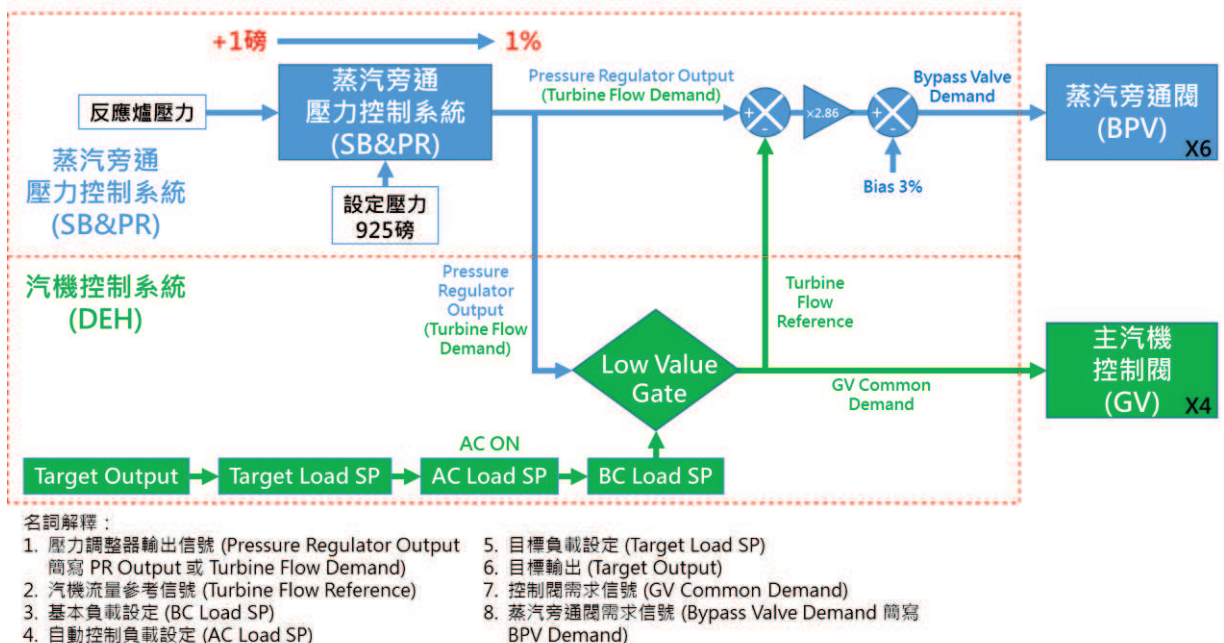
本公司委請燃料廠家進行反應爐暫態重建分析(詳附件4)，燃料廠家針對OPRM動作前爐心穩定性進行兩項分析：一是用STAIF程式，計算當時爐心功率波動的最大衰減比(limiting decay ratio) 為0.364(遠小於1)，若考量全爐心衰減比不準度0.15，則本次OPRM動作前之全爐心衰減比之數值為0.514 ($0.364+0.15=0.514$ 仍遠小於1.0)，距離爐心不穩定區域邊界仍有很大的餘裕，顯示當時爐心狀態非常穩定；另一以RAMONA5-FA程式模擬爐心功率受到擾動後的反應，結果顯示初始爐心功率波動很小而且快速衰減。

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。

二、蒸汽旁通壓力控制與汽機控制肇因確認

前述燃料廠家暫態重建分析，已釐清反應爐並無任何自發性的爐心功率波動產生；由第參章之分析，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。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)與汽機控制閥(GV)、信號傳輸、蒸汽旁通壓力控制系統(SB&PR)，如下圖，逐一釐清如下：

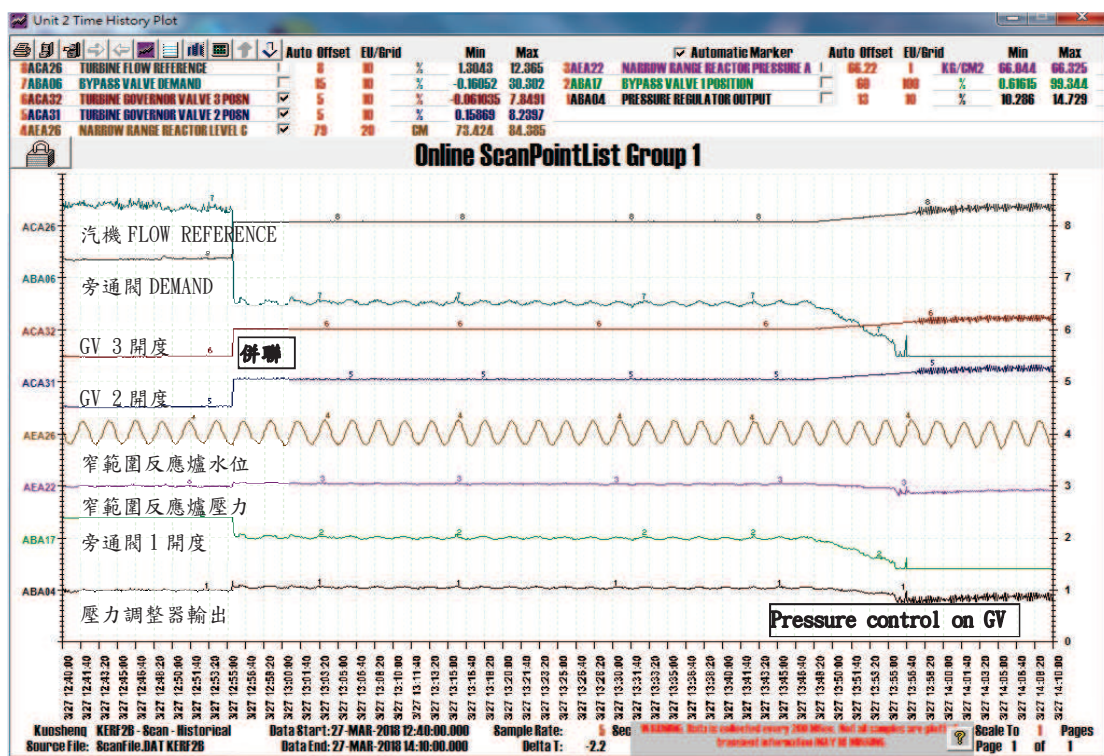
蒸汽旁通壓力控制及汽機控制系統之控制流程圖



(一) 汽機控制系統(DEH)

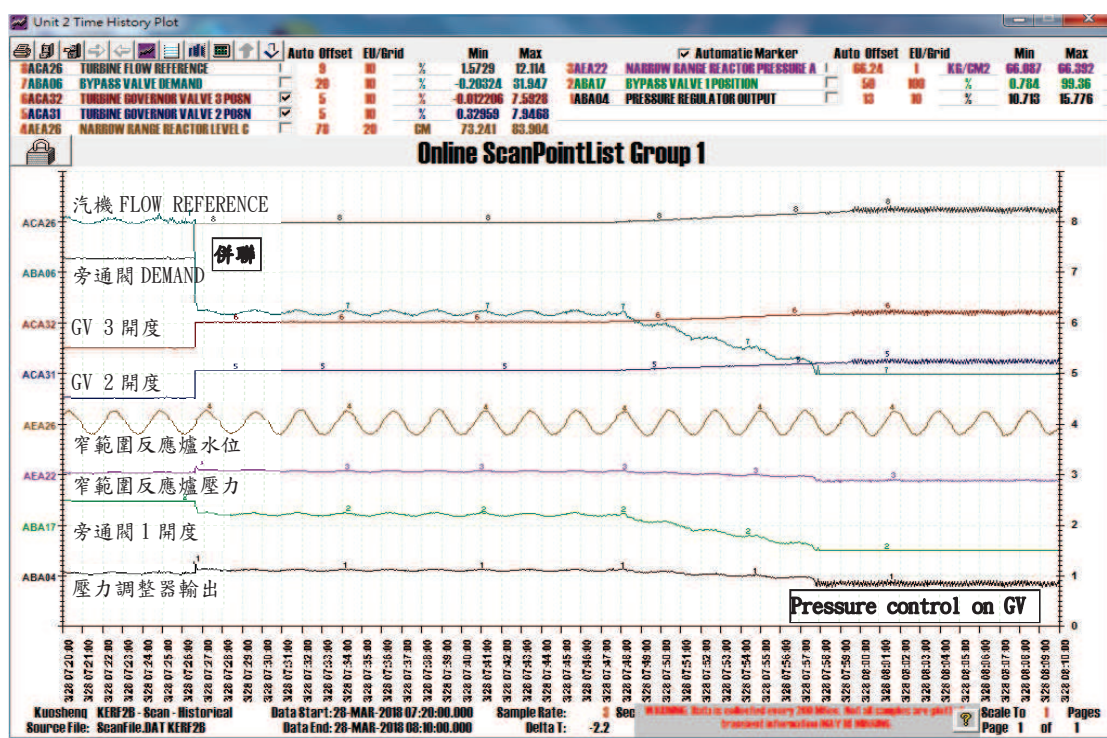
參照ERF歷時資料，於汽機發電機併聯前後及反應爐壓力控制模式切換時，相關信號變換情形判斷可排除DEH控制不穩定，說明如下：

1. 3月27日發電機第一次併聯時，單獨由汽機控制系統控制汽機控制閥開度，此控制模式係以固定的負載需求設定點(Load Setpoint)信號控制，同時回授此信號(Turbine Flow Reference)給蒸汽旁通壓力控制系統，據以計算出蒸汽旁通閥需求信號，藉此控制蒸汽旁通閥開度，調節反應爐壓力達到穩定，此時Turbine Flow Reference信號和汽機控制閥開度皆呈現穩定(如下圖)，可說明DEH系統邏輯運作正常且系統控制妥適。



3月27日第一次併聯升載直到進入
Pressure Control on GV 控制模式後相關參數波動情形

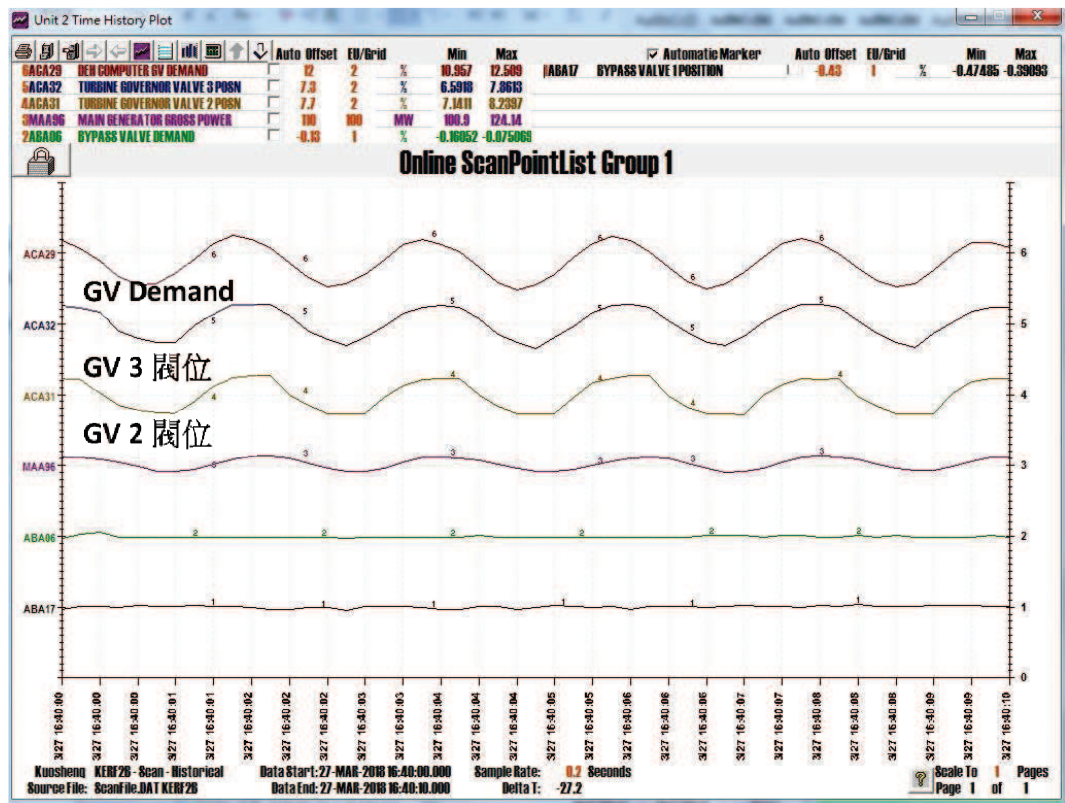
2. 3月27日第一次併聯，進行汽機熱機(Soaking)後，逐漸藉由提升DEH的負載需求設定讓負載增加，同時蒸汽旁通閥逐漸關閉，直到蒸汽旁通閥全關後，進入汽機控制閥壓力控制模式(Pressure Control on GV)，此後汽機控制閥閥位控制切換由蒸汽旁通壓力控制系統輸出信號控制，閥位開始波動(如上圖標示Pressure Control on GV)，此一現象證實汽機控制閥閥位的波動，非源自於DEH。
3. 3月28日第二次併聯後，發現汽機控制閥閥位波動的現象與3月27日第一次併聯現象相同(如下圖)，再證實DEH的控制正常且穩定。



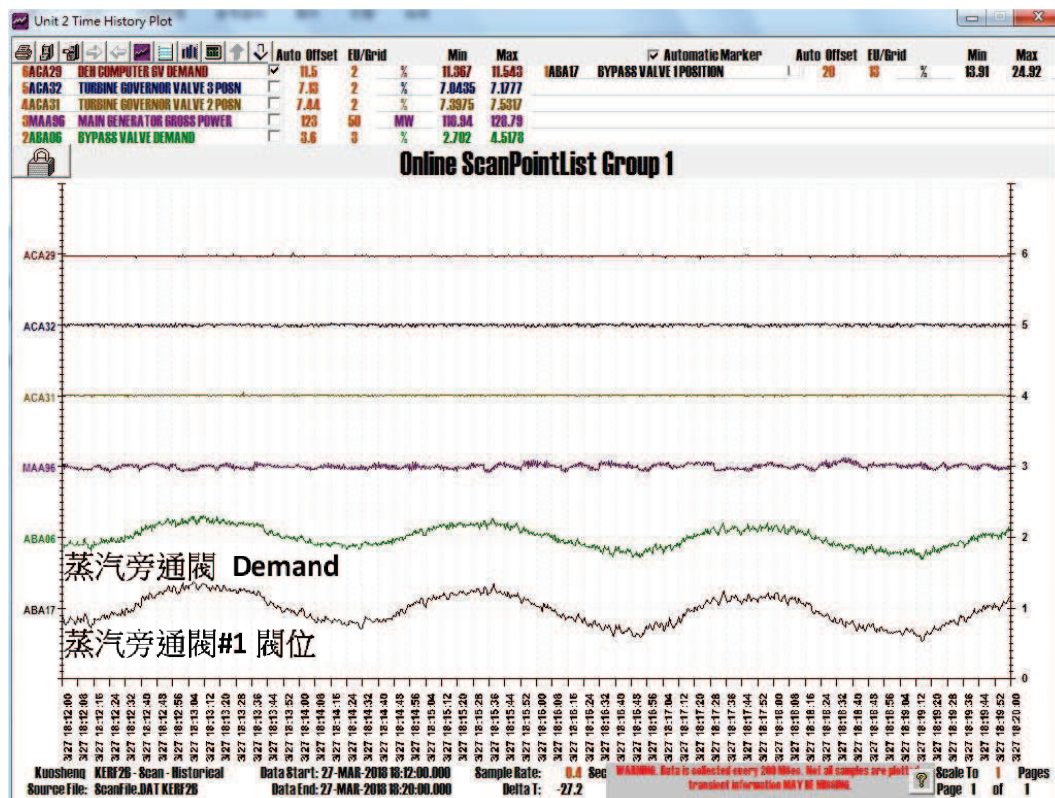
3 月 28 日第二次併聯升載直到進入
Pressure Control on GV 控制模式後相關參數波動情形

(二) 蒸汽旁通閥(BPV)與汽機控制閥(GV)

1. 當機組併聯後由DEH控制汽機控制閥開度，控制閥GV-2及GV-3閥位係追隨GV Demand信號而動作(如圖)，故判定控制閥GV-2及GV-3機構正常。



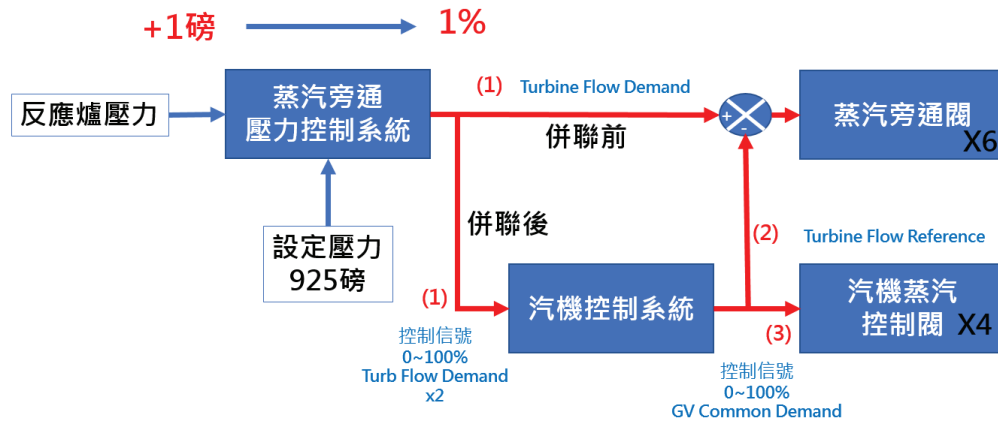
2. 當反應爐壓力控制因機組運轉需要切換為蒸汽旁通閥控制時，蒸汽旁通閥#1閥位確實追隨蒸汽旁通閥需求信號而動作(如圖)，故判定蒸汽旁通閥#1之機構正常。



3. 急停後，依電廠程序書720.1.2「汽機各控制閥維護保養程序」及721「核二廠主蒸汽旁通閥」，進行控制閥及主蒸汽旁通閥外觀檢查確認，相關油管及驅動器等接合仍維持良好無漏油情形，控制閥及主蒸汽旁通閥之閥桿、彈簧座及油壓缸等經檢查均正常無異狀。
4. 急停後，核二廠偕同SB&PR原廠技師，針對汽機控制閥與蒸汽旁通閥執行相關測試與調校，內容包括：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。

(三) 信號傳輸

蒸汽旁通壓力控制系統控制流程圖



1. 蒸汽旁通壓力控制系統提供反應爐壓力需求信號(Turbine Flow Demand)至汽機控制系統，經計算後產生閥位設定需求信號(GV Common Demand與Turbine Flow Reference)送至汽機蒸汽控制閥，同時回傳至蒸汽旁通壓力控制系統，做為開啟蒸汽旁通閥之控制信號，每次大修皆需驗證控制系統間信號傳輸之正確性及穩定性。

2. 3月29日協同SB&PR原廠技師做以下之信號傳輸驗證：

步驟1：由蒸汽旁通壓力控制系統模擬Turbine Flow Demand各階段輸出電壓信號(0、2.5、5.0、7.5、10Vdc)送至汽機控制系統，觀察二組汽機控制系統輸入模組控制信號(0~100%)轉換是否穩定正常。

系統名稱	信號點名稱	工程值範圍	記錄值					
蒸汽旁通壓力控制系統輸出模組	(1)Turbine Flow Demand	0-100% 對應 0 - 10 Vdc	0	2.5	5.0	7.5	10.0	Vdc
汽機控制系統輸入模組	(1)Turbine Flow Demand A	0-100%	0.05	24.95	49.95	74.9	99.85	%
	(1)Turbine Flow Demand B	0-100%	0	25	49.95	74.85	99.9	

此步驟執行結果，如上表所示，蒸汽旁通壓力控制系統控制器設定Turbine Flow Demand信號送至汽機控制系統，由二組輸入模組接收轉換，觀察各階段電壓信號與對應轉換之工程值均符合要求且穩定，判定控制信號傳輸正常。

步驟2：經由汽機控制系統輸出模組，轉換成各階段輸出電壓(0、2.5、5.0、7.5、10 Vdc)送至蒸汽旁通壓力控制系統，觀察二組輸入控制信號(0~100%)轉換是否穩定正常。

系統名稱	信號點名稱	工程值範圍	記錄值					
汽機控制系統輸出模組	(2)Turbine Flow Reference	0-100% 對應 0 - 10 Vdc	0	2.5	5.0	7.5	10.0	Vdc
蒸汽旁通壓力控制系統輸入模組	(2)Turbine Flow Reference A	0-100%	-0.1	24.9	49.8	74.8	99.7	%
	(2)Turbine Flow Reference B	0-100%	0	24.9	49.8	74.9	99.7	

此步驟執行結果，如上表所示，在汽機控制系統控制器設定Turbine Flow Reference信號經由輸出模組轉換為電壓信號送至蒸汽旁通壓力控制系統輸入模組，觀察各階段電壓信號(Vdc)對應轉換之工程值均符合要求且穩定，判定控制信號傳輸正常。

步驟3：由汽機控制系統模擬Turbine Flow Reference信號(0~100%)，觀察汽機控制系統內部程式邏輯轉換至汽機蒸汽控制閥(GV Common Demand)信號(0~100%)，各階段輸出及轉換範圍(0、25、50、75、100%)需一致。

系統名稱	信號點名稱	工程值範圍	記錄值					
汽機控制系統 輸出信號	(2)Turbine Flow Reference	0 - 100 %	0	25	50	75	100	%
汽機控制系統 輸入信號	(3)GV Common Demand	0 - 100 %	0	25	50	75	100	

此步驟執行結果，如上表所示，汽機控制系統 Turbine Flow Reference 控制信號轉換至汽機蒸汽控制閥GV Common Demand 對應之工程值均符合要求且穩定，判定控制信號傳輸正常。

- 經由汽機控制系統與蒸汽旁通壓力控制系統輸入與輸出控制模組相互間信號傳輸及程式邏輯內部信號之轉換驗證，確認兩系統間的控制信號傳輸正常。

(四) 蒸汽旁通壓力控制系統(SB&PR)

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，由原廠技師與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。調校過程詳如附件2(機組起動升載過程SB&PR動態調校說明)，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原廠國外技師於3月30日及3月31日陸續抵廠，協助核二廠進行肇因分析及後續改善建議擬訂。經電廠人員與原廠技師討論，同時參考業界數位化系統軟硬體的查證經驗，執行SB&PR系統運作正常查證、硬體查證、軟體查證。

急停後經查證結果：SB&PR系統運作正常、硬體查證完成確認正常、進行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。詳細查證說明如下：

1. 系統自我診斷結果驗證

查證SB&PR硬體自我診斷紀錄，均未發現控制系統模組有任何異常訊息。執行結果摘要說明如下：

- (1) 主處理器(Main Processor, MP)模組功能檢查：正常模組運轉燈號顯示：『PASS綠燈亮』、『FAULT燈不亮』、『ACTIVE黃燈閃爍』、『MAINT1燈不亮』、『MAINT2燈不亮』。

主處理器(MP)狀態燈檢查表					
PASS	FAULT	ACTIVE	MAINT1	MAINT2	結果說明
綠燈亮	不亮	黃燈閃爍	不亮	不亮	正常

- (2) I/O模組燈號及TCM通訊模組功能檢查：

I/O 模組功能檢查表(以燈號判斷是否運作正常)								
模組位置	模組型式	燈號檢查結果	模組位置	模組型式	燈號檢查結果	模組位置	模組型式	燈號檢查結果
C1-S1			C2-S1			C3-S1		
C1-S2	TCM	√	C2-S2	BP	√	C3-S2	BP	√
C1-S3	AI	√	C2-S3	AI	√	C3-S3	AI	√
C1-S4	AO	√	C2-S4	AO	√	C3-S4	AO	√
C1-S5			C2-S5	AO	√	C3-S5	AO	√
C1-S6			C2-S6	DI	√	C3-S6	DI	√
C1-S7	DO	√	C2-S7	DO	√	C3-S7	DO	√
C1-S8			C2-S8	DO	√	C3-S8		
備註： 1. 模組正常運轉燈號顯示：『PASS 綠燈亮』、『FAULT 燈不亮』、『ACTIVE 黃燈亮』。表上以「√」表示燈號正常顯示。 2. 卡片位置 C1-S2 表示：CHASSIS #1 (一號機櫃)，SLOT 2 (第二張卡片模組)，模組型式欄位若為空白則代表該槽位無卡片。 3. 類比輸出模組電源黃色指示燈 PWR1 及 PWR2 正常應亮。 4. TCM 模組若有接通信號線之孔位，檢查其 LINK 綠燈亮、RX/TX 橘燈閃爍。								

- (3) 電源供應器(PSU)及電源模組(POWER MODULE)功能檢查：
正常模組運轉燈號顯示：『PASS綠燈亮』、『FAIL燈不亮』、『ALARM燈不亮』、『BAT LOW燈不亮』、『TEMP燈不亮』。

TRICON CHASSIS 電源模組狀態檢查表					
PASS	FAIL	ALARM	BAT LOW	TEMP	結果說明
綠燈亮	不亮	不亮	不亮	不亮	正常

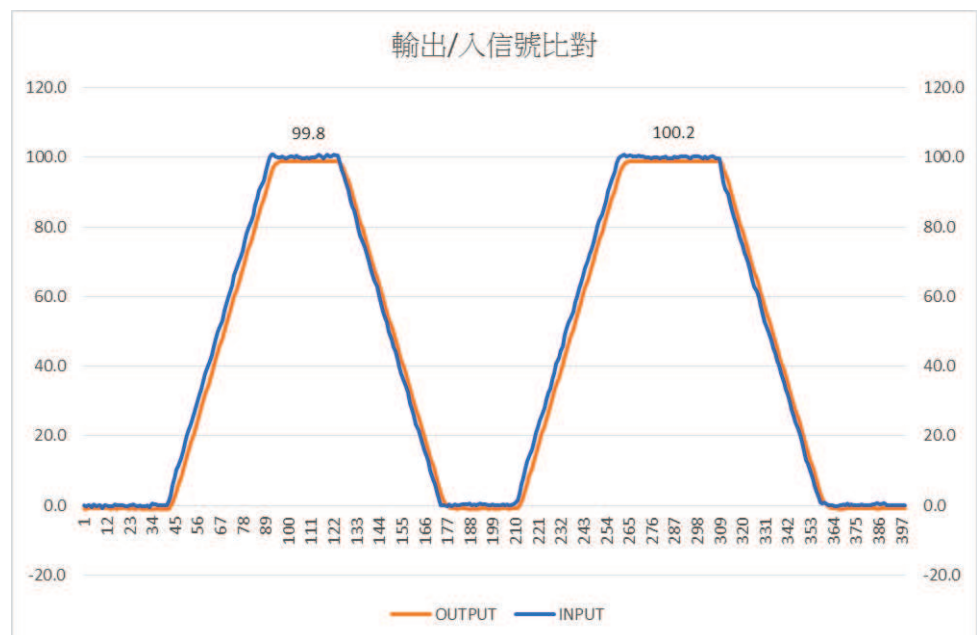
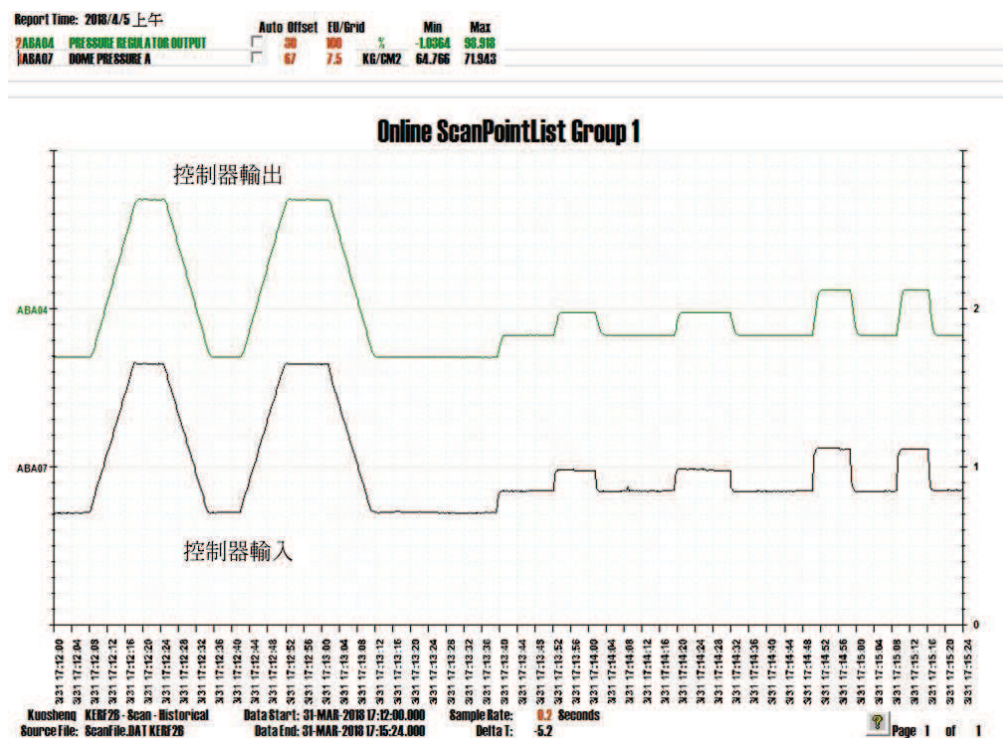
經上述檢查結果確認各模組上的燈號指示均符合硬體自我診斷狀態燈號，顯示控制系統正常運作。

2. 硬體查證

- (1) 原廠技師會同核二廠工程師驗證汽機控制系統與蒸汽旁通壓力控制系統間輸入及輸出信號的正確性，驗證結果輸入及輸出信號傳輸皆正確及穩定正常(結果請參照本文第肆、二、(三)節)。
- (2) 以信號產生器模擬反應爐壓力輸入蒸汽旁通壓力控制系統，再量測輸出信號，查證輸入與輸出兩者之反應狀況，包括步階響應(Step Response)，遞升響應(Ramp Response)，頻率響應(Frequency Response)驗證，測試結果為輸出信號均能追隨輸入信號反應，且變化幅度亦符合預期；查證模擬輸入信號透過軟硬體反應的輸出信號正確穩定，確認數位化的硬體功能正常。

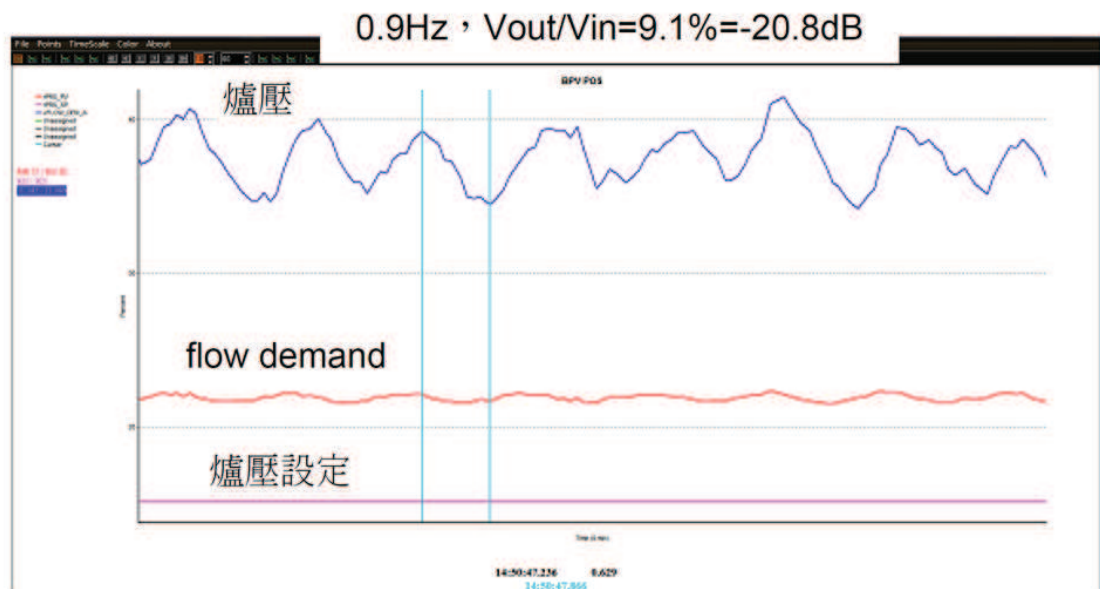
A. 步階、遞升、遞減變化反應

以實際信號導入系統輸出與輸入端查證，模擬反應爐壓力的暫態，包括步階、遞升、遞減等變化，控制器輸出如下圖，驗證輸出可跟隨輸入值變化，且變化比率約1%/1psi，符合設計需求。



B. 進行濾波補償功能之軟硬體驗證，原廠技師配合核二廠人員，實際信號導入系統輸入端測試，並依序加入頻率0.7Hz、0.8Hz、0.9Hz、1.0Hz、1.1Hz，振幅1psi之爐壓波動信號，觀察並記錄輸出/入信號的濾波響應反應，測試結果如下：

頻率 Hz	Vout/Vin	dB
0.7	16.6%	-15.6
0.8	12.3%	-18.2
0.9	9.1%	-20.8
1.0	10.9%	-19.3
1.1	11.1%	-19.1



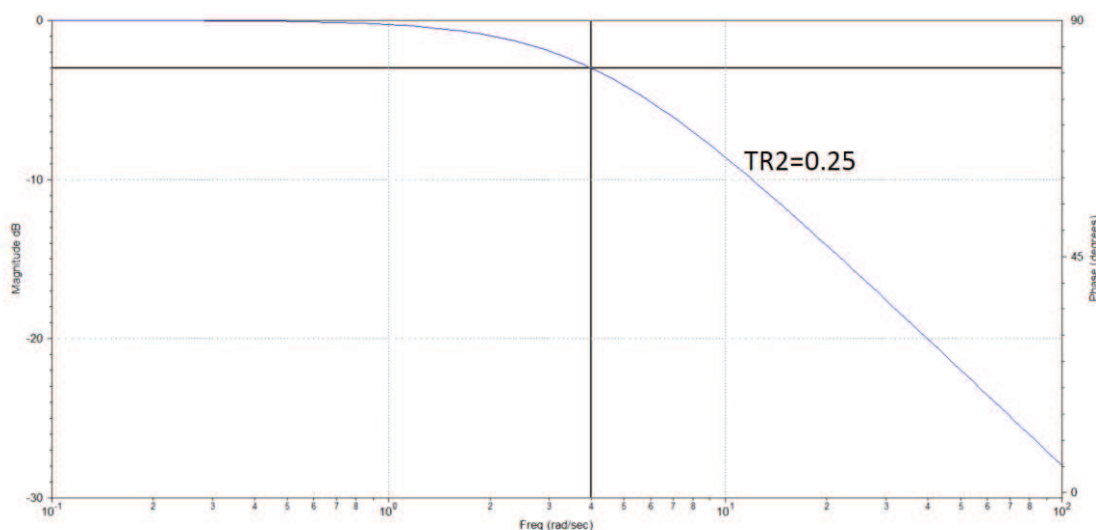
測試結果顯示，系統針對0.9Hz信號有最高的衰減率，驗證新系統 notch filter 之中心頻率為0.9Hz與原類比系統一致。

3. 軟體檢查

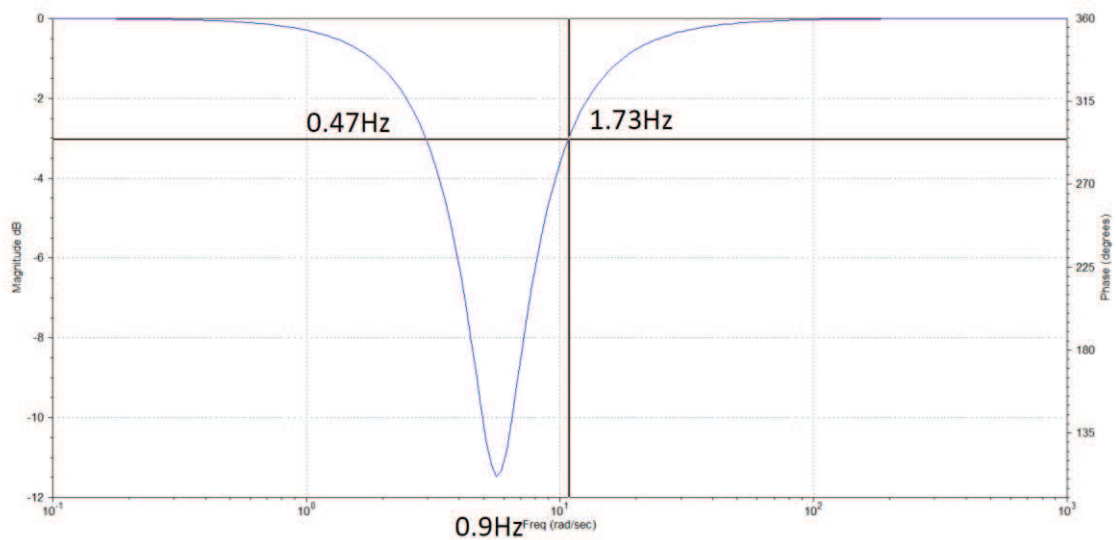
(1) 原廠技師比對數位化的控制區塊(Functional Block)，包括Lead/Lag Block、Notch Block、Lag Block等3個功能區塊，模擬頻率響應圖譜，檢查其參數設定所產生圖譜的中心頻率點、衰減頻率點等，確認其數位軟體區塊符合設計功能。

A. 檢查Lead/Lag Block參數均設定為0，符合設計功能。

B. 模擬輸入Lag Block $TR2=0.25$ ，控制區塊Lag Block 運算 $(1/TR2*s+1)$ 產生一階波形響應(如下圖)，符合設計功能。

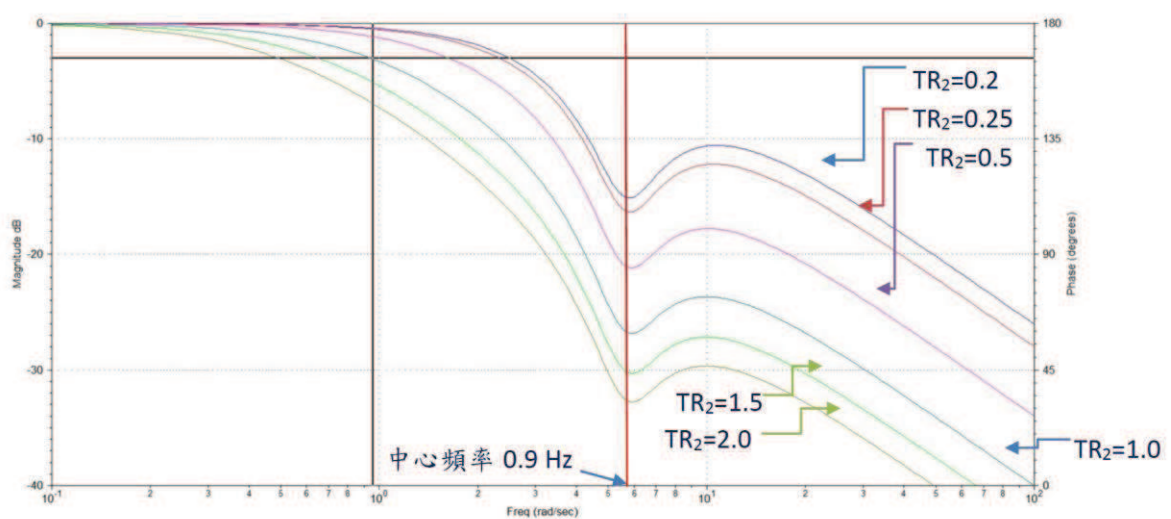


C. Notch Block：以模擬中心頻率0.9Hz 輸入控制系統，得到的中心頻率亦落在0.9Hz(如下圖)，顯示控制區塊Notch Block轉換功能符合設計。

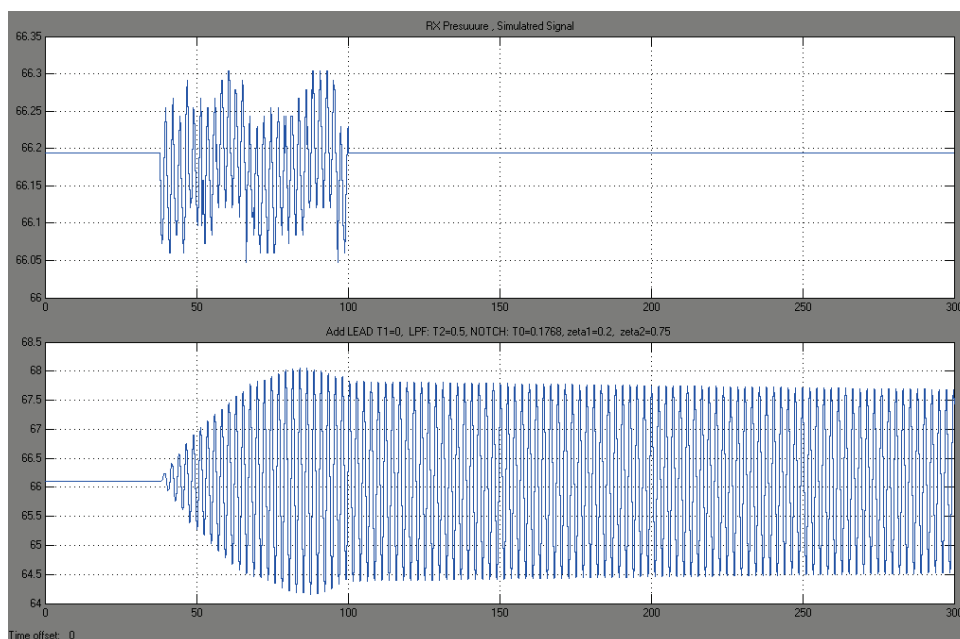
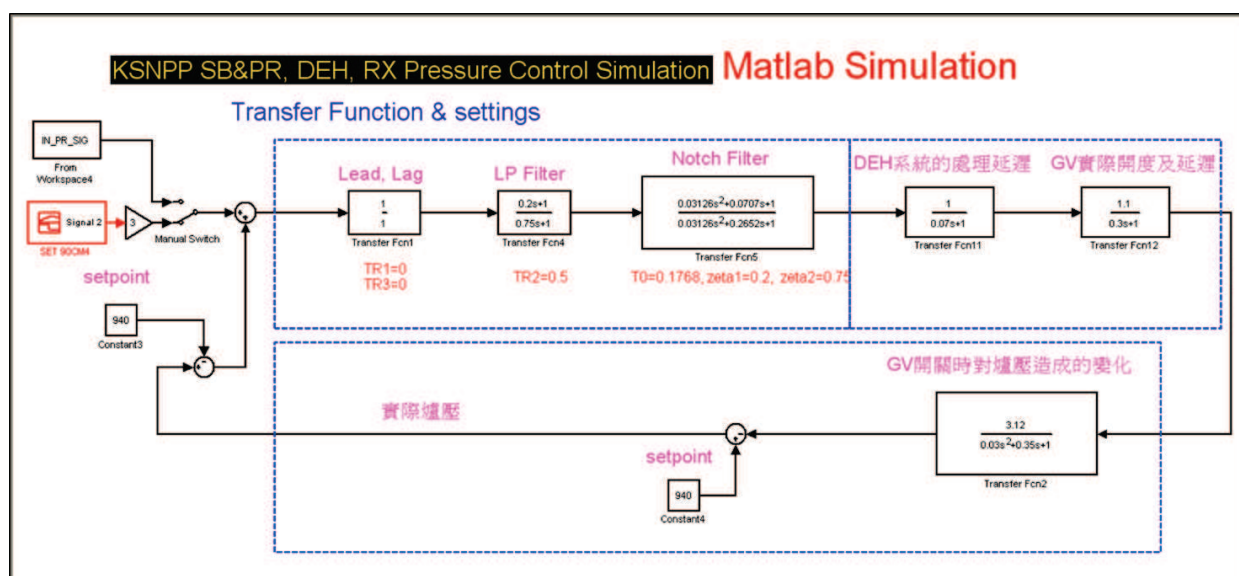


(2) 原廠技師與電廠人員依據軟硬體信號圖譜分析，確認數位化的軟體設計正常反應。

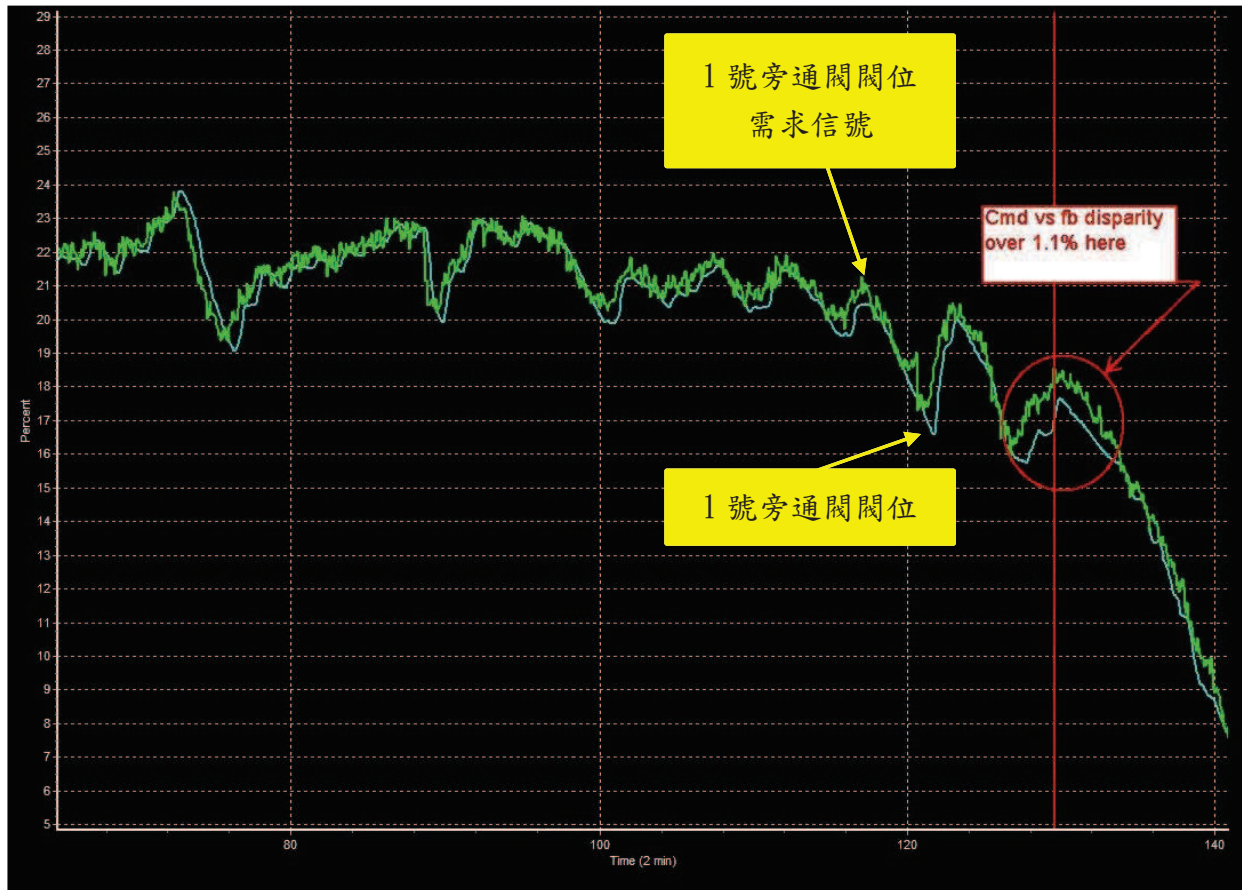
執行二號機之補償參數之靈敏度分析，結果顯示：TR2數值增加，可於Notch作用之抑制區間，針對較低頻率信號提供較強之衰減效果(如下圖)，確認低頻之壓力擾動因素，可經由設計之濾波邏輯而衰減，波形變化符合預期，顯示數位軟體區塊整體運作符合設計功能。



(3) 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($TR1=0$ 秒、 $TR2=0.5$ 秒、 $TR3=0$ 秒、 $T0=0.1768$ sec/rad、 $Z1=0.2$ 、 $Z2=0.75$ 、 $K=1\%/psi$)，做為輸入信號，執行Matlab分析模擬，分析結果詳如下圖，結果顯示：事件當時之調校參數仍未達合適調諧，無法有效衰減系統界面的壓力擾動信號，需廠家持續再調校。



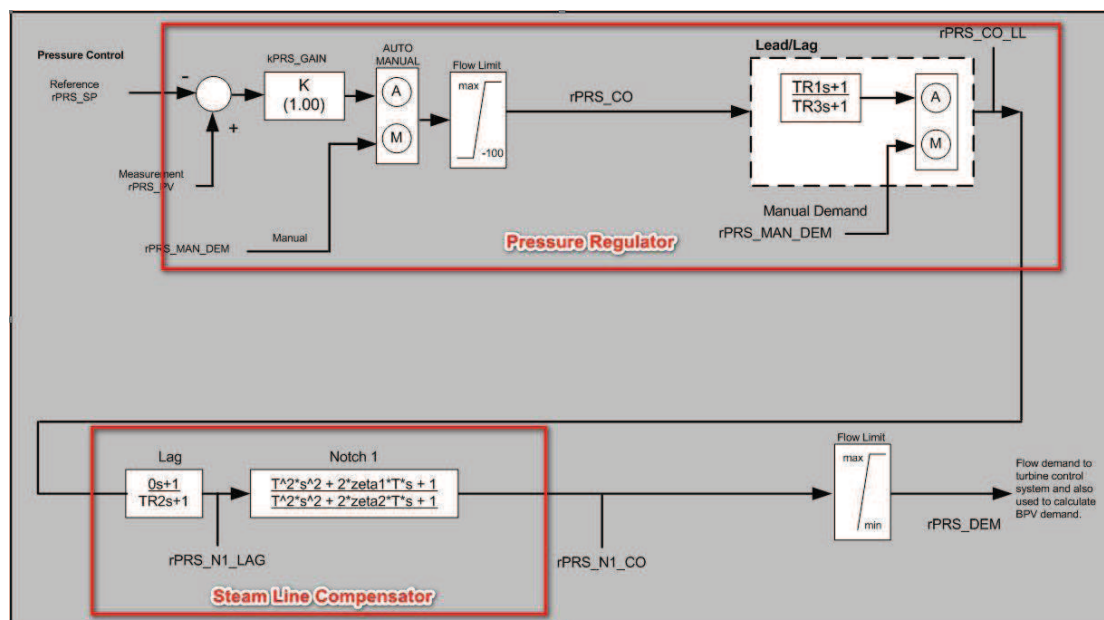
(4) 依據廠家擷取3月28日SB&PR系統內資料，於反應爐壓力準備由蒸汽旁通閥切換至汽機控制閥控制時，發現1號蒸汽旁通閥閥位與需求信號反應有些微落後現象（如下圖），廠家已於4月5日完成相關閥位控制器參數再調校，並水平展開至其它5只蒸汽旁通閥詳如附件3。



綜上所述，SB&PR系統自我診斷、硬體查證與軟體查證結果均正常，惟蒸汽旁通壓力控制系統控制參數之調校未達合適化，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，因此SB&PR系統相關控制參數需再重新訂定合適之初始參數組合，必要時再進行線上動態調校。

4. SB&PR系統相關控制參數說明：

SB&PR控制系統內部包括Pressure Regulator與Steam Line Dynamic Compensator兩個組件，相關功能控制方塊詳下圖所示。



(1) 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。各參數功能說明如下：

- A. Proportional Gain(K)：此控制器之輸出比例參數 K 值，代表控制器信號之輸出比例，依據原廠 GE 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 GV 與 BPV 控制信號的匹配，屬原設計廠家奇異公司建廠功率測試確認之設定，因此廠家與台電公司皆認為不宜更動。
- B. Lead/Lag Time(TR1/TR3)：壓力信號響應超前/落後時間參數(TR1/TR3)，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。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，故原廠家建議需設定響應超前時間 (TR1) 來補償此現象，TR1 參數初始值調整至 0.2 秒，並依據實際系統信號之動態響應進行微調以達合適化調校。

(2) 蒸汽管路動態補償 (Steam Line Dynamic Compensator)，此控制方塊包括：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，說明如下：

A. 中心頻率參數 (T0)：依據奇異技術手冊 GEZ-6423，T0 與蒸汽管路到控制閥的長度 (L_{CV}) 有關，2 號機本次大修及之前進行的相關設備更新案 (例如發電機定子線圈重繞)，並未改變蒸汽管路長度，故 T0 亦不會改變。

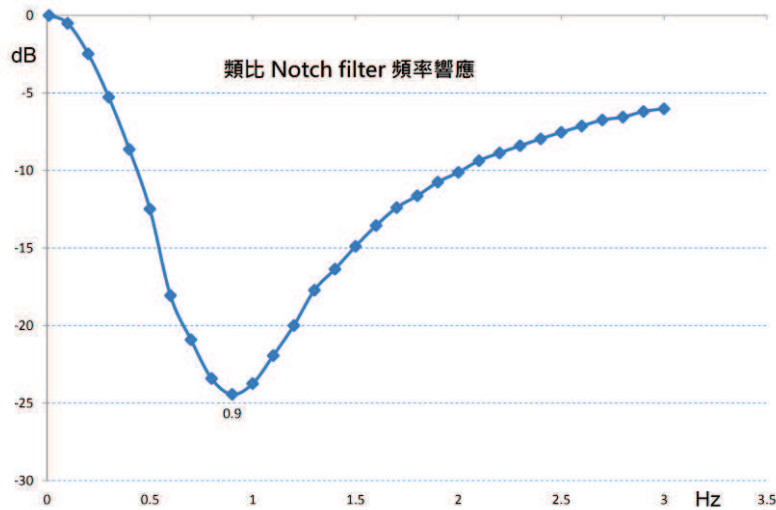
The natural undamped period of the notch (T_0) is set equal to the period of the lowest frequency resonance mode in a particular plant. This period (T_0) can be approximated before operation by using the following equation, whose only variable is the plant steam line length to the control valves (l_{cv}).

$$T_0 \text{ (seconds)} = \frac{2 * l_{cv} \text{ (feet)}}{\pi * 1600. \text{ (fps)}}$$

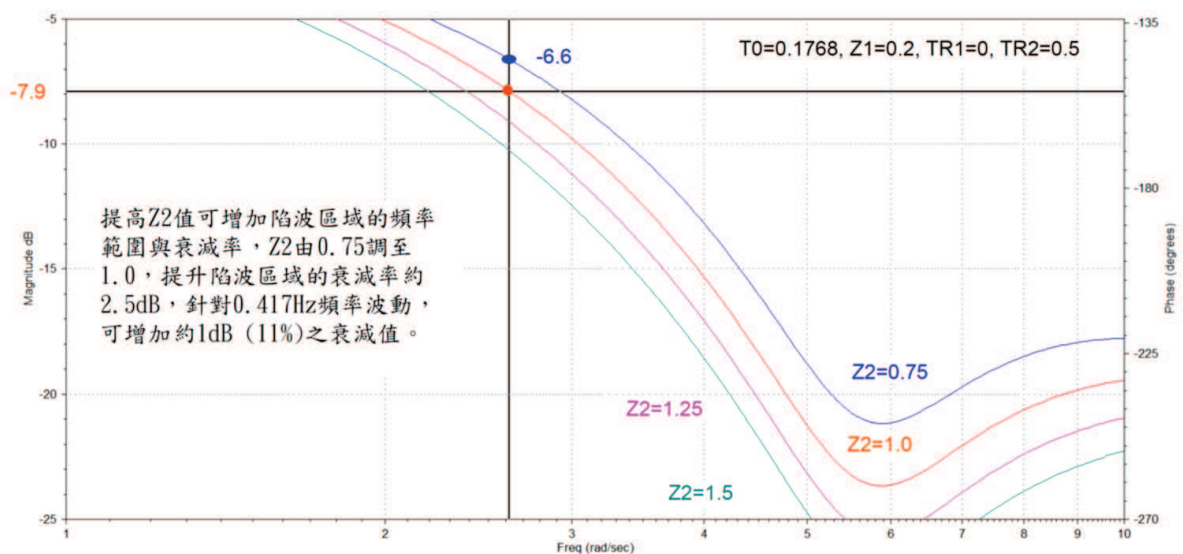
與中心頻率相關的參數有 ω (rad/sec)、 T_0 (sec/rad)、 f_0 (Hz)、週期 (sec)，各參數間轉換公式為：

$$\omega = 2\pi f_0, \quad T_0 = 1/\omega, \quad \text{週期} = 1/f_0$$

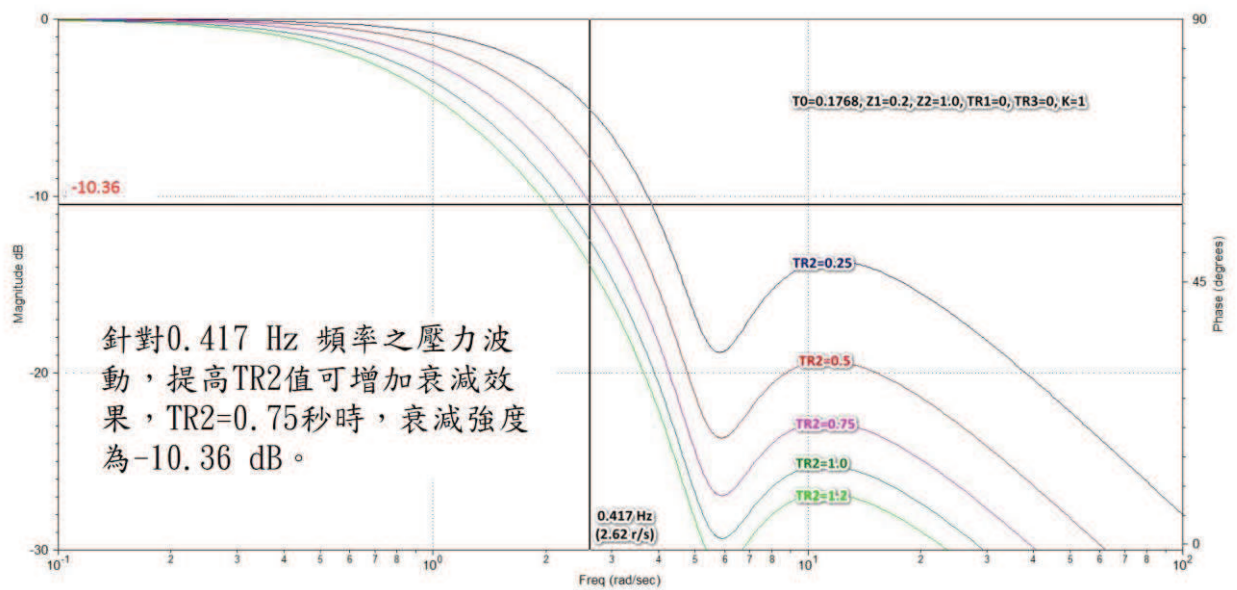
SB&PR 控制系統使用 T_0 做為中心頻率之輸入參數，為得到中心頻率參數值，SB&PR 廠家測試原系統類比卡片，依序 (以每 0.1Hz 增加) 輸入不同頻率之變動訊號，測量經 Notch Filter 後的輸出值，結果如下圖 (橫座標為頻率，縱座標為 dB 值)，最大的衰減率在 0.9Hz。故中心頻率值定為 0.9Hz，換算成 T_0 為 0.1768 sec/rad。



B. 阻尼係數($Z1$ 、 $Z2$)： $Z2$ 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。原設定值 $Z1=0.2$ 、 $Z2=0.75$ ，該等參數之調整會影響波動信號衰減率及反應時間的補償，為得出合適的初始設定參數組合，原廠設計技師依國外電廠之調校經驗，建議僅調動 $Z2$ 值做為信號衰減及反應時間的補償，台電公司即要求原廠技師在原設計 $Z2$ 可調整範圍內進行靈敏度分析及評估(詳下圖)，以找出合適的動態調校初始值。

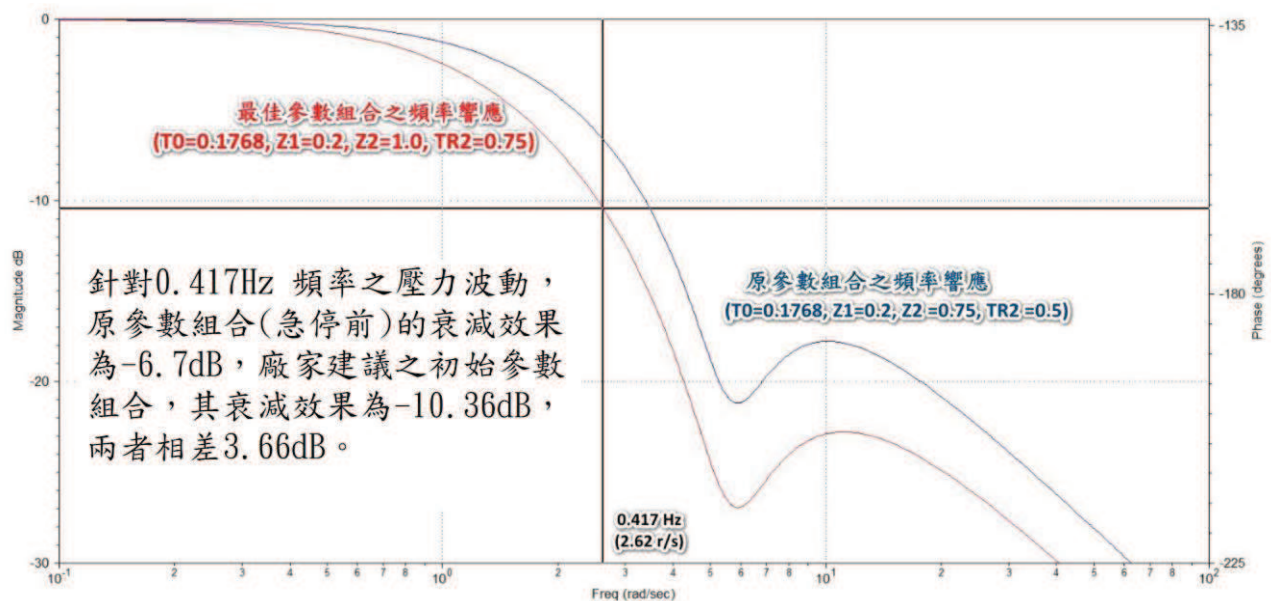


C. 低通濾波參數(TR2):此參數值決定低通濾波的截止(cut off)頻率，原設定值 TR2=0.25 秒(急停前 TR2 調至 0.5 秒)，該參數之調整亦會影響波動信號衰減率及反應時間的補償，為得出合適的初始參數，台電公司要求原廠技師在原設計 TR2 可調整範圍內進行靈敏度分析及評估(詳下圖)，以找出合適的動態調校初始值。



5. 初始參數訂定與模擬驗證

- (1) 經原廠設計技師完成 Z2 與 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(T0、Z1、TR3、K 均不更動)。
- (2) 廠家建議之初始參數與急停前原參數組合之頻率響應圖，比較如下：



(3) 參數模擬驗證

為了驗證廠家提出之參數組合是否合適可用，台電公司已建立 Matlab 模型，Matlab 模型中除了 Lead/Lag Time，Low Pass filter、Notch filter 之外，還包括 DEH 系統收到流量需求後，處理延遲之轉換函數；GV 收到開度需求後，GV 實際開度及延遲之轉換函數；與 GV 開關對爐壓造成的變化量之轉換函數。

模擬方式分別以 3 月 28 日急停前的爐壓數據與步階改變做為輸入信號，搭配不同的 TR_1 、 TR_2 組合，執行 Matlab 模擬分析，來驗證不同組合時系統是否會收斂。

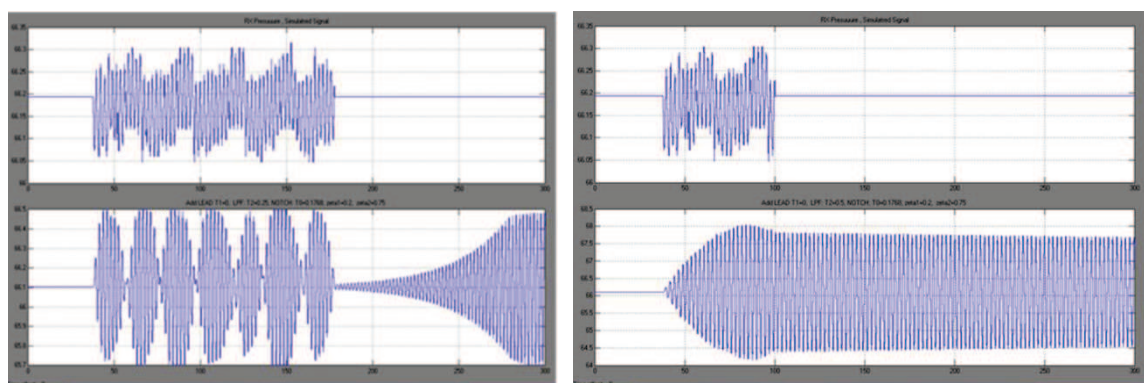
- A. 模擬一：為了事件重現及了解搭配 TR_1 的影響，以 3 月 28 日急停前的爐壓數據做為輸入信號，搭配不同的 TR_1 、 TR_2 組合共 35 組，執行模擬分析，結果如下(衰減比=前後波峰的比值)：

TR1	TR2	是否收斂	衰減比
0	0.1	收斂	0.824
0	0.15	收斂	0.922
0	0.2	發散	>1
0	0.25	發散	>1
0	0.3	發散	>1
0	0.35	發散	>1
0	0.4	發散	>1
0	0.45	發散	>1
0	0.5	震盪	0.997
0	0.55	收斂	0.966
0	0.6	收斂	0.932
0	0.65	收斂	0.893
0	0.7	收斂	0.855
0	0.75	收斂	0.818
0	0.8	收斂	0.786
0	0.85	收斂	0.752
0	0.9	收斂	0.713
0	0.95	收斂	0.685
0	1	收斂	0.653

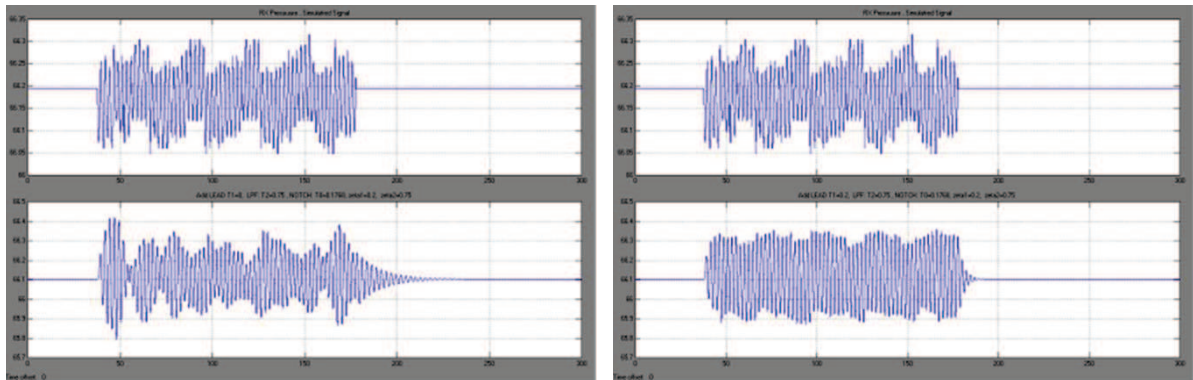
TR1	TR2	是否收斂	衰減比
0.1	0.25	收斂	0.733
0.1	0.3	收斂	0.757
0.1	0.35	收斂	0.761
0.1	0.4	收斂	0.757
0.15	0.45	收斂	0.654
0.15	0.5	收斂	0.638
0.15	0.55	收斂	0.617
0.2	0.6	收斂	0.543
0.2	0.65	收斂	0.520
0.2	0.7	收斂	0.496
0.2	0.75	收斂	0.473
0.2	0.8	收斂	0.451
0.2	0.85	收斂	0.429
0.3	0.9	收斂	0.358
0.3	0.95	收斂	0.337
0.3	1	收斂	0.317

結果顯示：TR1=0 秒：TR2=0.2~0.5 秒均不會收斂，TR2 遠離 0.2~0.5 秒區間時，系統會收斂；TR2=0.75 秒與 TR2=0.1 秒兩者衰減比相當。TR2>0.5 秒，增加 TR2 值衰減比變小，但會增加反應延遲，需搭配 Lead Time TR1 修正。

急停當天參數值，TR2=0.25 秒、TR1=0 秒(左圖)發散；TR2=0.5 秒、TR1=0 秒(右圖)振盪。



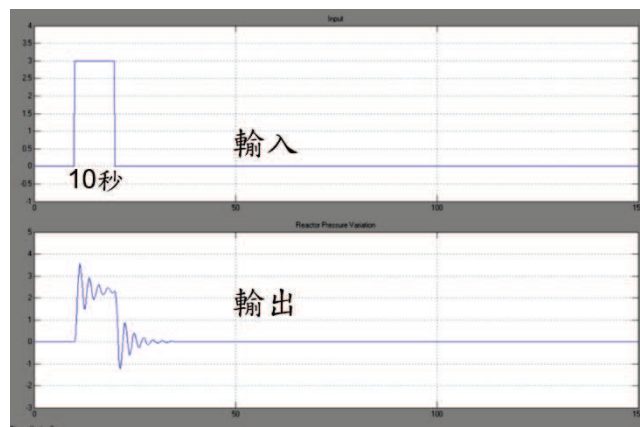
TR2=0.75 秒、TR1=0 秒(左圖)，廠家建議 TR2=0.75 秒搭配 TR1=0.2 秒(右圖)均會收斂。



依據模擬結果可推論：

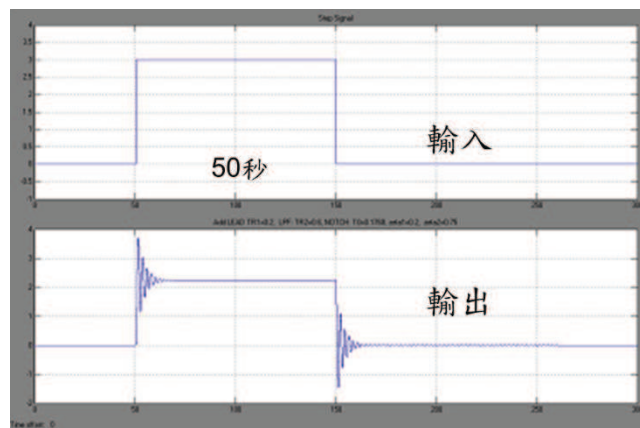
- TR1=0 秒，TR2=0.2~0.5 秒無法收斂，驗證急停時之參數不合適。
- 使用廠家建議之參數值 TR2=0.75 秒時則會收斂；TR2=0.75 秒再搭配 TR1=0.2 秒，相較於 TR2=0.75 秒搭配 TR1=0 秒時，系統可以更快速收斂且穩定；驗證廠家建議之初始參數值確實可用。
- 動態調校時，若 TR1=0 秒，應避開 TR2=0.2~0.5 秒區間；TR2 落在右側區域(即 TR2>0.5 秒)可調整彈性較大。

B. 模擬二：為了解 TR2 對系統不穩定的影響，將 TR1 固定為 0 秒，調整 TR2 從 0.1 至 1.0 秒，每次增加 0.01 秒，輸入振幅為 3 的步階信號，並維持 10 秒(上圖)，觀察爐壓回授(下圖)：



模擬結果顯示，步階變化後 150 秒， $TR2=0.2\sim0.5$ 秒振幅仍不會收斂，驗證急停當天 $TR2=0.25$ 、 0.4 、 0.5 系統均不會收斂。

- C. 模擬三：廠家建議 $TR2$ 搭配 $TR1$ 使用，為了解 $TR1$ 的效應，將 $TR1$ 固定為 0.2 秒，調整 $TR2$ 從 0.1 至 2.0 秒，每次增加 0.05 秒，輸入振幅為 3 的步階信號，並維持 50 秒(上圖)，觀察爐壓回授(下圖)：



模擬結果顯示，不同的 $TR2$ 值($0.1\sim2.0$ 秒)搭配 $TR1=0.2$ 秒，步階變化後均會收斂；當 $TR2$ 在 $0.3\sim0.35$ 秒間，衰減比最高。

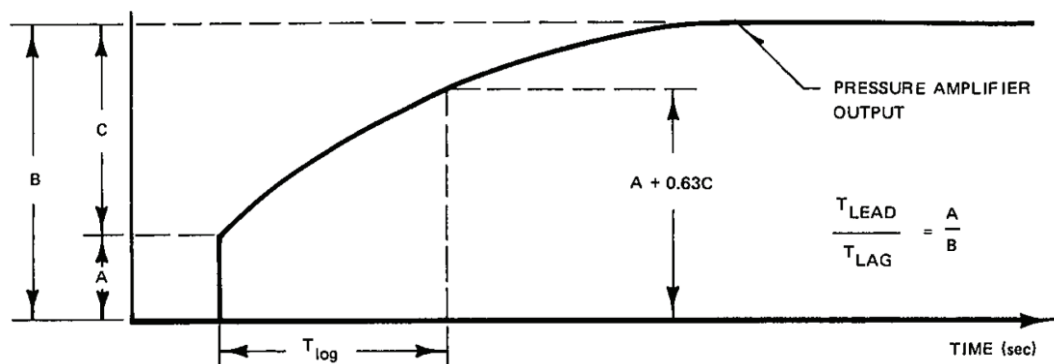
6. 動態調校策略與作法

- (1) 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 輸出信號延遲的現象亦納入初始參數組合訂定的考量項目，以確保調校後參數可適用於反應爐各功率階段運轉需求。
- (2) 成立專案小組進行調校管控，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，以確保合適的參數組合，適用於各功率階。

(3) 依照 TR2 靈敏度分析與 Matlab 分析模擬結果，目前已擬定調校策略，TR2 以 0.75 秒搭配超前時間(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(仍須由國外技師與專案小組討論決定)。

- 搭配 TR1(Lead Time)的效應會讓一開始輸出較大，能夠迅速反應，以 TR1=0.2 秒，TR2=0.75 秒為例，如下圖：A/B=TR1/TR2=27%，搭配 TR1=0.2 秒的效應會讓一開始的輸出為 27%（若 TR1=0 則輸出為 0），其餘 73%則以 TR2 為時間常數追隨，如下公式，經過一個時間常數（即 TR2）後會追上變化值的 63%。

$$V_{OUT}=V_0 \times (1 - e^{-\frac{t}{TR2}}), \text{ 當 } t=TR2 \text{ 時 } V_{OUT}=V_0 \times (1 - e^{-1})=0.63V_0$$



- 依據 GEZ-6423 技術文件：Lead/Lag 比值介於 0.2~0.7 之間，系統較穩定。
 - 測試時，觀察從爐壓設定點改變至爐壓達穩態的時間需小於 10 秒，若反應時間太長餘裕不足，考慮將 TR2 往下調整。依據 GEK-63010 技術手冊：TR2 可調整範圍為 0.1~2.0 秒。
- (4) 已於 SP-2016-04 程序書新增：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 15~20%，同時召開專案小組會議重新擬定參數調校；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。

- (5) 在動態調校期間，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，同時確認調校後的系統響應能符合程序書接受標準。
- (6) 增訂運轉安全管制措施，供運轉員有效監視反應爐 OPRM 參數變化，同時有效執行因應作為。針對前述強化作為，已列入 SB&PR 系統測試程序書與起動管制程序書。

伍、反應爐安全評估

為評估此次爐心功率波動對燃料的影響，本公司委請燃料廠家進行暫態重建分析，並評估是否影響燃料之完整性。燃料廠家已提出評估報告，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。

一、OPRM 動作對爐心燃料的影響說明

此次本公司委請燃料廠家進行反應爐暫態重建分析(詳附件4)，同時評估爐心功率波動導致燃料臨界功率比(CPR)的變化。

在附件4中，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信號波動頻率，並使爐心功率波動幅度大於當時APRM信號波動幅度。其計算結果顯示燃料最小臨界功率比(MCPR)的變化值小於0.31。而燃料廠家用其爐心穩態分析程式(MICROBURN-B2)計算，對應於OPRM動作前之爐心MCPR值為2.95，而其MCPR運轉限制值(OLMCPR)為2.06。因此，此一外加的強迫性爐心功率波動使MCPR減少為2.64($2.95 - 0.31 = 2.64$)，仍大於OLMCPR(2.06)，更遠大於MCPR安全限值SLMCPR(1.09)。(註：MCPR值越大，爐心燃料熱限值餘裕越多)

急停後，由APRM讀數顯示爐心波動快速停止，反應爐功率快速下降。因此，OPRM動作後，燃料MCPR值會越大，讓爐心燃料熱限值餘裕越多。

由於爐心的MCPR值一直遠大於SLMCPR，故判定在此次爐心功率波動期間，燃料護套皆維持完整。

反應爐急停後，對爐水進行取樣分析，分析結果如下(MDA代表儀器可量測最低值)，各項數據顯示為正常停機狀況之數值，107年4月2日之後，5種碘同位素量測數值均已小於MDA，可證明爐心燃料護套完整性良好。

活度 日期	熱功率 (MWt)	I-131 等 價劑量 ($\mu\text{Ci/g}$)	I-131 ($\mu\text{Ci/g}$)	I-132 ($\mu\text{Ci/g}$)	I-133 ($\mu\text{Ci/g}$)	I-134 ($\mu\text{Ci/g}$)	I-135 ($\mu\text{Ci/g}$)
107/03/28	0	2.550E-06	<MDA	2.096E-05	6.641E-06	<MDA	<MDA
107/03/29	0	5.072E-07	<MDA	1.405E-05	<MDA	<MDA	<MDA
107/03/30	0	1.133E-07	<MDA	3.138E-06	<MDA	<MDA	<MDA
107/03/31	0	8.938E-08	<MDA	2.476E-06	<MDA	<MDA	<MDA
107/04/01	0	8.171E-08	<MDA	2.263E-06	<MDA	<MDA	<MDA
107/04/02	0	<MDA	<MDA	<MDA	<MDA	<MDA	<MDA
107/04/03	0	<MDA	<MDA	<MDA	<MDA	<MDA	<MDA

說明：

1. 急停後未量測到I-131的活度，顯示並無I-131的突升(Spike)，而且爐水I-131等價劑量分析結果遠低於運轉規範限值0.2 $\mu\text{Ci/g}$ ，因此可確認燃料護套完整性無虞。
2. 爐水中碘同位素半衰期I-131(8.04天)、I-132(2.3小時)、I-133(20.8小時)、I-134(52.6分鐘)、I-135(6.61小時)，碘核種之母核種為Te，其中僅有I-132核種之半衰期較母核種Te-132短(Te-132之半衰期為3.25天)，故I-132之衰減是以Te-132之半衰期為準，導致I-132會較I-133、I-134及I-135活度衰減慢之原因，4月2日再進行爐水取樣分析結果，I-132活度已衰減<MDA。

二、國外經驗回饋

(一) G電廠1號機OPRM動作致反應爐自動急停

事件概述：

2016年6月17日，美國G電廠(BWR-6)為執行控制棒佈局更換及汽機控制閥開關測試，機組降載至約65%功率。在執行4只汽機控制閥開關測試時，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。事件發生後2天，2016年6月19日美國核管會即核准該機組再起動。

補充說明：

台電公司核二廠將3月28日之急停過程，洽請燃料廠家進行評估，燃料廠家回函表示：核二廠本次急停類似2016年6月17日美國G電廠案例(當時功率約65%)，G電廠爐心功率波動現象係受汽機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，而非爐心功率自發性之波動。

(二) C電廠1號機OPRM動作致反應爐自動急停

事件概述：

2017年5月30日，美國C電廠1號機(BWR-6)反應爐功率約28%，爐心流量約26%，再循環泵低速運轉時，執行全爐心控制棒急停時間測試，測試過程，壓力調整器(Pressure Regulator)為因應爐心功率變化，而調節反應爐壓力，產生3 psi 的波動。反應爐急停前，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「增長率演算法」(GRBA)大於1.35而跳脫（原設計跳脫設定點為1.30），反應爐急停。

C電廠總公司為防止事件再發生，已安裝新版「增長率演算法」(OPRM GRBA)，以防止假的跳脫信號。

立即改正行動包含提高OPRM設定點(依據C電廠OPRM供應廠家分析，將OPRM GRBA設定點從1.3提高至1.6)；訂定運轉策略：在OPRM符合引動條件下的功率／流量運轉區域，執行控制棒急停時間測試之管制要點。

後續改正行動將調整「低功率設定點」(Low Power Set Point, LPSP)至18%，以利在執行控制棒急停時間測試時，不會進入OPRM符合引動條件下的功率／流量運轉區域。

補充說明：

1. 核二廠執行全爐心控制棒急停時間(Scram Timing)測試，係配合每次大修末期反應爐洩漏試驗期間進行，測試過程爐心處於冷爐、水壓約1000 psig，不會發生類似C電廠事件。

2. 核二廠運轉中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%，比較高的爐心功率下，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GRBA的設定點訂為1.3過於保守，事件後已調整為1.6，核二廠GRBA的設定點為1.5，相較於C電廠原設計GRBA設定點1.3，已有充分餘裕可容許功率波動之增長。核二廠兩部機組OPRM系統正式使用(1號機自104年5月，2號機自103年10月)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。
3. 核二廠已提程序書修改(PCN)，增列(1)國外C廠案例及(2)此次跳機事件之經驗回饋：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，必要時可暫停測試與佈局更換，待確定爐心狀況穩定，再繼續進行。PCN如下：

程序書修改內容

第二核能發電廠營運程序書

第 5 / 8 頁

條編號：41033

版次：413

6.4

注意

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 功率指示波動而使反應爐保護儀器 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，另再精進爐心功率監控行政管理機制如下：反應爐保護儀器 OPRM 功能啟用之條件為各別對應控道再循環驅動流量 $\geq 60\%$ 及 APRM(STP)讀數 $\geq 29.5\%$ ，強化反應爐保護儀器 OPRM 引動條件進入前之爐心功率狀態確認，於約 24.5%反應爐熱功率(以 APRM 功率高者為準)時：

- (1) 運用 EEP 觀察及記錄 APRM 之功率讀值不可有明顯短週期性(週期小於 4 秒)波動，若有不符情形，須暫停升載。
- (2) 請值班人員手動將 I72 CO3 盤之 APRM 顯示螢幕面切換至 OPRM 監看畫面，提前監控 OPRM 偵測參數變化情形。

6.4.1

注意

美國 CLINTON 電廠經驗回饋：

2017 年 5 月 30 日 20:38，美國 CLINTON 電廠 1 號機 (BWR-6) 反應爐功率 $\sim 28\%$ ，爐心流量 $\sim 26\%$ ，再循環泵低速運轉時，正在執行控制棒急停時間 (scram timing) 測試，於控制棒 12-17 連續抽出時，發生反應器急停，運轉值班團隊將模組切換至停機模式，並進入異常及緊急操作程序。

原因：

「功率階中子振盪偵測器」(Oscillation Power Range Monitoring, OPRM) 三種演算法之一「成長率演算法」(Growth Rate Algorithm, GRA) 之跳脫功能，無法分辨(1)電廠設備反應系統擾動之行為與(2)爐心熱水力不穩定初始狀況兩者之差異。電廠設備反應系統擾動之行為係指：執行控制棒急停時間測試過程，壓力調整器 (Pressure Regulator) 對於爐心功率變化有反應，而調節反應爐壓力，產生 3 psi 的上下振盪。

陸、改善措施

一、參數調校改善措施

3月28日機組急停後，本公司即要求蒸汽旁通壓力控制系統原廠家務必將問題解決，同時要求加派國外原廠技師抵台，駐廠協助釐清肇因及擬定改善措施；並已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，直到機組滿載穩定，PAT測試完成並符合測試允收標準。

原廠技師與台電公司核二廠相關同仁已完成多項的測試驗證工作，包括：汽機控制閥閥位行程測試、蒸汽旁通閥閥位行程測試、系統間信號傳輸驗證、汽機控制閥特性曲線確認、控制系統軟／硬體驗證、參數模擬測試及評估系統內參數設定值對系統穩定度之影響等。

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。

原計畫執行動態調校之時機點在反應爐水位控制由單元切換至三元後執行，係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，惟此時可能令機組進入OPRM引動條件的運

轉區域，為有效降低風險，因此將調整動態調校改為在較低功率區(APRM 讀值 15~20%)執行，並訂定更嚴謹的調校接受標準，機組穩態時，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)，調校待穩定後再提升負載。

為強化未來動態調校的嚴謹度，將以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，以確保合適的參數組合，適用於各功率階。已於SP-2016-04程序書新增：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 15~20%，同時召開專案小組會議重新擬定參數調校；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。

在動態調校期間，並增訂運轉安全管制措施(詳如本文第陸、二節)，供運轉員有效監視反應爐OPRM參數變化，同時有效執行因應作為。

針對前述強化作為，核二廠已修訂SB&PR系統數位化功能測試程序書、起動管制程序書(詳如附件5)。

二、運轉安全管制措施

運轉安全管制精進作為，可分為避免反應爐壓力控制權轉移時之波動、爐心功率監控行政管理、人員訓練強化三項實質措施，管制措施亦落實至程序書修訂，以確保改善作為之有效性，程序書243、244修訂詳如附件6。

(一) 避免反應爐壓力控制權轉移時之波動：

1. 修訂程序書243，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GV及旁通閥開度之變動，降低反應爐壓力暫態。
2. 修訂程序書244，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，提升AC Load SP升載率至10%/min(亦即100MW/min)，可使BC Load SP快速追到GV Common Demand +5% (Target Load SP)，穩定Pressure Control on GV之控制權，使反應爐壓力可完全由GV控制，避免反應爐壓力控制權多次更迭，引發反應爐壓力及PR Output信號波動。

(二) 精進爐心功率監控行政管理機制：

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功率指示波動而使反應爐保護儀器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，增訂行政管理措施如下：

1. 反應爐保護儀器OPRM功能引動條件為各別對應控道再循環驅動流量 $\leq 60\%$ 及APRM讀數 $\geq 29.5\%$ ，為加強掌握OPRM引動條件進入前之爐心功率狀態，修訂程序書

244，於約24.5%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。

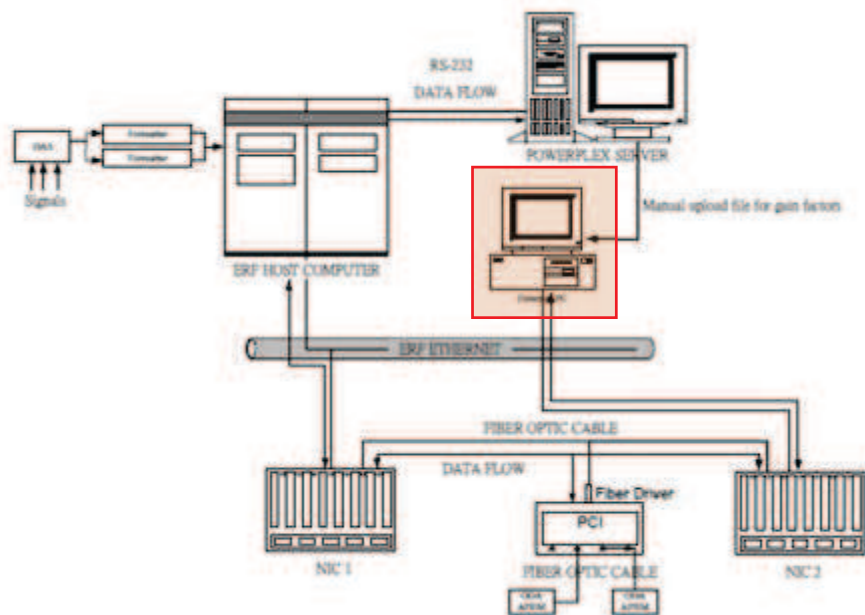
2. 修訂程序書244，改為升載時於約24.5%功率時手動將APRM顯示盤畫面切換至OPRM監看畫面，提前監控OPRM偵測參數變化情形。

(三) 人員訓練強化:

2號機起動前，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。

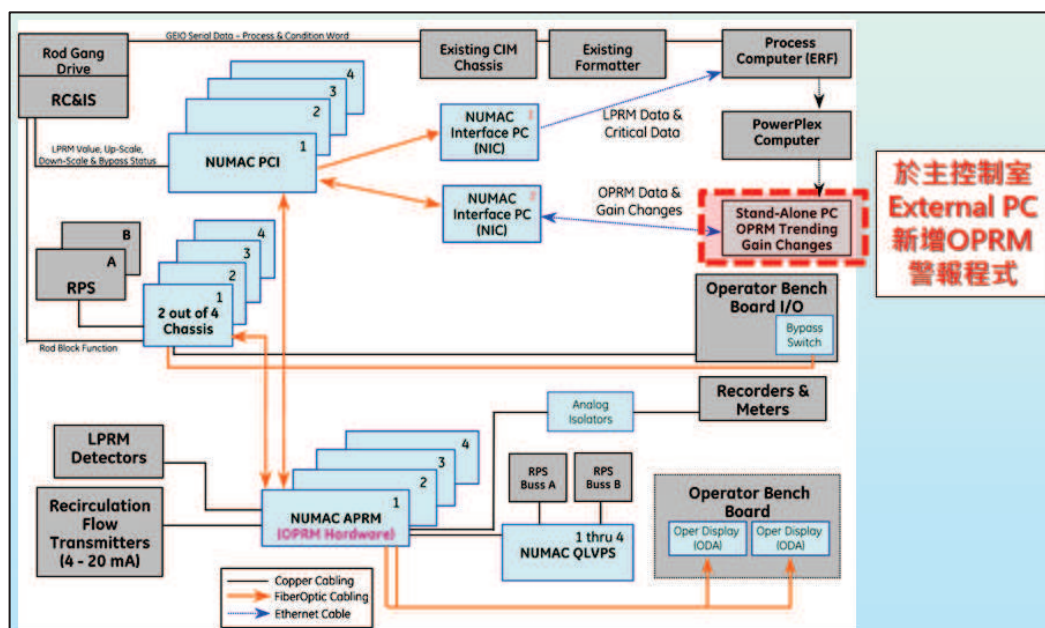
三、OPRM 系統精進

(一) 考量OPRM系統建置時，雖設計廠家設置有NIC(NUMAC Interface Computer)設備及External PC（如下圖），但僅供執行LPRM校正及LPRM I/V曲線測試用，未具備儲存OPRM相關參數歷史性資料之功能，致事後無法取得詳細資料協助分析判讀。核二廠已完成OPRM系統之External PC程式修改，可自動轉存OPRM相關參數歷史性資料至網路磁碟並保留一個燃料週期，供爾後線上監測OPRM系統參數及後續分析判讀之用。



(二) OPRM新增警報程式說明

為提供運轉員監控OPRM的能力，利用NIC External PC新增程式，提供OPRM相關警示功能，如下圖，External PC位於主控制室，經由PCI及NIC界面轉譯，讀取APRM及OPRM輸出信號。



每個OPRM控道有8個警報及跳脫信號輸出點(如下表), 4個OPRM控道共計32個警報/跳脫輸出點; 而個別OPRM CELL提供Relative Signal、Oscillation Period、Growth Rate及Confirmation Counts類比信號, 如下表:

NIC Point ID	Point Type	Description	Check
P1D_OM1AMPTP	digital	OPRM 1 Amplitude Trip	✓ ABA Trip
P1D_OM1GRTP	digital	OPRM 1 Growth Rate Trip	✓ GRBA Trip
P1D_OM1PERTP	digital	OPRM 1 Period Trip	✓ PBA Trip
P1D_OM1APTALM	digital	OPRM 1 Amplitude Pre-Trip Alarm	✓ ABA Alarm
P1D_OM1GRPTALM	digital	OPRM 1 Growth Rate Pre-Trip Alarm	✓ GRBA Alarm
P1D_OM1PPTALM	digital	OPRM 1 Period Pre-Trip Alarm	✓ PBA Alarm
P1D_OM1OTEALM	digital	OPRM 1 Oscillation Trip Enable Alarm	✓ OPRM ENABLED
P1D_OM1INOPALM	digital	OPRM 1 Inoperative Alarm	✓ OPRM INOP

NIC Point ID	Point Type	Description	Check
P1A_OM1C1RS	analog	OPRM 1 Cell 01 Relative Signal 振幅值	✓
P1A_OM1C1OP	analog	OPRM 1 Cell 01 Oscillation Period 振盪週期	✓
P1A_OM1C1GR	analog	OPRM 1 Cell 01 Growth Rate 增長率	✓
P1A_OM1C1CC	analog	OPRM 1 Cell 01 Confirmation Counts 計數值	✓

為強化OPRM監控功能, 已編寫OPRM警報程式並安裝於主控制室External PC, 提供每個OPRM共10個警報: OPRM INOP、

PBA count Alarm、PBA count Trip、OPRM TRIP ENABLED、PBA Alarm、ABA Alarm、GRBA Alarm、PBA Trip、ABA Trip、GRBA Trip，警示畫面與說明如下：



其中OPRM INOP、PBA count Alarm、PBA count Trip等三個警報，可在OPRM未達ENABLE條件之前，提供警示功能，其餘7個為數位信號，須待條件成立(OPRM ENABLE)後才能轉態提供警示功能。

四、未來數位化系統更新管制精進

為精進未來控制系統數位化更新案，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)。

柒、結語

核二廠 2 號機本次再運轉過程，承蒙社會各界期望能順利安全再轉，台電公司與核二廠團隊亦執行多項安全再檢查與確認，惟在第 2 次併聯後發生自動安全停機，反應爐保護系統發揮功能。急停過程中相關安全系統皆動作正常，停機後確認所有設備，包含汽機、發電機等亦均在安全狀態。

反應爐急停後，台電公司立即成立專案小組，完成相關設備檢測與肇因確認，並針對本次肇因與相關檢討，擬訂包含「蒸汽旁通壓力控制系統」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大項改善措施。各項改善措施除配合原廠設計技師重新計算、執行靜態模擬測試與參數靈敏度分析，以取得合適的初始組合參數外，並規範嚴格的動態調校接受標準及執行時機(含成立專案小組與原廠設計技師全程駐廠)，另輔以運轉安全管制措施的多方面強化作為，於機組起動與運轉期間加強監視反應爐參數與機組狀況的變化，以確保機組再運轉後安全無虞。

此外，台電公司核二廠因應本次事件的經驗回饋，精進未來控制系統數位化更新，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)，以降低數位化系統更新過程與上線使用後的風險，確保機組運轉安全。

捌、附件

附件 1 SOE 及 Historical Alarm List 重要資訊暨差異說明

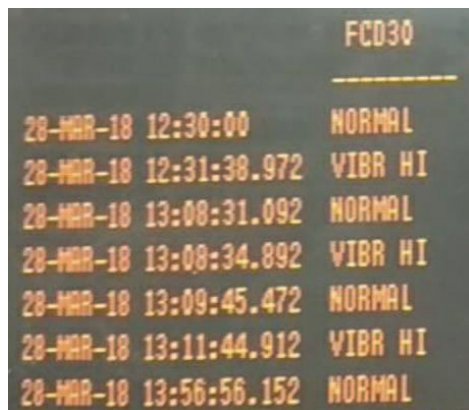
在急停過程中機組出現之重要資訊暨差異說明如下(SOE 及 Historical Alarm List 如下表)：

1. 說明 1：SOE 12:31:38~13:11:44 反應爐飼水泵汽機高振動(RFPT VIBR HI) 警報說明

- (1) 當時 RFPT B 運轉在 3500 ~ 3700 RPM 附近，接近警報設定點 4 mils (約在 4.0 ~ 4.55 mils 之間晃動)，故警報出現，此轉速區振動略大係該 RFPT 之運轉特性，維護人員立即查看潤滑油油溫、潤滑油壓力及軸承溫度等相關參數後確定設備正常，運轉員於此期間則加強嚴密監控 RFPT 運轉情形。

對振動值略大之運轉轉速區，將依機組水位控制情形，適度調整轉速，避開該轉速區。

- (2) 在 SOE 報表中 FCD30 在 13:11:44.912 出現 VIBR HI 警報後未再恢復 NORMAL，乃因 SOE 報表係列印至 13:40 為止所發生的事件，附上確認 FCD30 已於 13:56:56.152 恢復 NORMAL 之記錄，如下圖所示。



FCD30	
28-MAR-18 12:30:00	NORMAL
28-MAR-18 12:31:38.972	VIBR HI
28-MAR-18 13:08:31.092	NORMAL
28-MAR-18 13:08:34.892	VIBR HI
28-MAR-18 13:09:45.472	NORMAL
28-MAR-18 13:11:44.912	VIBR HI
28-MAR-18 13:56:56.152	NORMAL

2. 說明 2：APRM 1/2 OPRM 動作暨反應爐急停說明

- (1) APRM 2 及 APRM 1 之 OPRM 陸續動作，導致反應爐保護系統動作，反應爐自動急停。
- (2) 在 SOE 報表中 13:25:26.192 發生 REACTOR SCRAM DIV 2 OR 4，在 13:25:26.200 APRM 1 OPRM TRIP STATUS 之前，乃因緊急應變設施電

腦系統(ERF)系統之 SOE 報表所提供的資料，其時間分辨率為 10 ms，因此報表中所記載的事件其發生的間隔時間如果相差超過 10 ms，這些事件發生的先後次序必與報表一致；但若事件發生的時間間隔相差不到 10 ms，就在誤差範圍之內。而本次 RPS 與 OPRM 動作的時間分別發生於 13:25:26.192 與 13:25:26.200，其間隔時間僅 8 ms，應視為同一時間發生。

- (3) APRM 1/2/3/4 OPRM 取訊分別來自不同之 LPRM 信號，故取訊會有極些微之差距，當爐心功率 $\geq 29.5\%$ 時，APRM 1/2 OPRM 先達設定點，引動 Trip；而 APRM 3/4 OPRM 則尚未達設定點時反應爐已急停無功率，故沒動作。

3. 說明 3：有關急停洩放容器(SDV) CH A/B 與 CH C/D 引動高水位半急停時間差異說明

- (1) 每部機共有兩組急停洩放容器(SDV)，其中一組配置 A/B 控道之 SDV 高水位急停浮球開關(1BF-LSH-283A/283B)，分別引動 RPS-A 及 RPS-B 半急停信號；另一組配置 C/D 控道之 SDV 高水位急停浮球開關(1BF-LSH-283C/283D)，分別引動 RPS-C 及 RPS-D 半急停信號。
- (2) 由於兩組 SDV 累積水量的速度會有些微差距；因此，A/B 控道之浮球開關與 C/D 控道之浮球開關引動 SDV 高水位半急停時間有些微差異係屬正常現象。

4. 說明 4：SDV CH C 復歸後又動作說明

- (1) 當 SDV 進行洩水時，其水位會高低振盪地下降，若此時水位正在水位開關的動作臨界點，則會產生短暫復歸又動作的情形，屬正常現象。
- (2) 13:31:50.010~13:33:59.700 期間，為 SCRAM DISCH VOL HI WTR LVL CH C 之機械浮球開關復歸邊緣，故會反覆出現。
- (3) 13:33:59.700 之時間點為 SDV 實際洩水完成之時間。
- (4) 電廠儀控人員於 4 月 3 日完成 SDV CH C 水位急停浮球開關測試，確認設定點正常。

5. 說明 5：Historical Alarm List 中僅出現 APRM 2 OPRM TRIP 而未出現 APRM 1 OPRM TRIP 警報說明

在 SOE 13:25:26.200 APRM 1 OPRM TRIP 警報出現，13:25:27.000 APRM 1 OPRM TRIP 警報復歸，SOE 取樣率為 0.01 秒，SOE 主要做為事故時序的分析使用，故取樣間隔時間極為短暫，而 Historical Alarm List 取樣率為 4 秒，在取樣的時間點該信號因已復歸，故未顯示此警報。

6. 說明 6：ISOLATION COMMAND GRP 5 CH A/B 警報說明

反應爐急停後水位暫態變化在 L-2 以上到 L-7 之間，達 L-3 時引動 PCIS GRP 5 動作，惟爐壓在 133 psig 時即已動作 GRP 5(隔離反應爐停機冷卻系統)。

7. 說明 7：NARROW RANGE REACTOR LEVEL A/B 警報說明

反應爐急停後水位暫態變化，水位曾低於窄範圍(NARROW RANGE)水位儀器指示範圍 0~150CM，故出現此一 SLO(Signal Lo)信號。

8. 說明 8：A CONDSR A/B HOTWELL LEVEL 警報說明

此係反應爐急停後，因系統回水及冷凝器真空變化所致。反應爐急停後，反應爐補水需求量減少，原本補水中之 RFP B 由最小流量(MINI FLOW)回水至 B 熱井(HOTWELL)使水位升高。另急停後汽機跳脫，排入主冷凝器之蒸汽減少，使主冷凝器 A/B 之壓力降低，HOTWELL A/B 水位升高。

9. 說明 9: 控制棒 28-37 於 2 號機急停過程，棒位於 00 與 48 來回跳動說明

28-MAR-18 13:25:40	CRD2837	CONTROL ROD 28-37 POSITION	to 0	NOTCH	NML	from 8
28-MAR-18 13:27:44	CRD2837	CONTROL ROD 28-37 POSITION	to 48	NOTCH	NML	from 0
28-MAR-18 13:27:56	CRD2837	CONTROL ROD 28-37 POSITION	to 0	NOTCH	NML	from 48

由上表 ERF 的棒位資訊顯示，反應爐急停後控制棒 28-37 已插至 00 位置，在 13:27:44 時從原本全入的位置 00 跳至位置 48，過 12 秒後又跳至位置 00。

控制棒 28-37 在急停時已在全入 00 位置，又從 00 直接跳至 48，但中間過程並未出現任何其他棒位顯示(02~46)，研判此棒位信號 48 應為棒位指示器傳送假信號，已進行更換控制棒 28-37 之棒位指示器。

Unit 2 Kuosheng Offline Sequence Of Events Summary

Page 1 of 2

Kuosheng: KERF2B - Delta - Historical
Source File: DeltaFile.DAT KERF2B

Delta T: 0

Online Delta

Start Time: 28-MAR-2018 10:00:00.00
End Time: 28-MAR-2018 13:40:00.00

Time	Point ID	Point Name	Stat	Value
28-MAR-18 12:11:09.772	NBD02	AUX XFMR TO 4KV BKR A201	CLOSED	NML
28-MAR-18 12:11:09.852	NBD06	EMERG SU XFMR TO 4KV BKR A205	OPEN	NML
28-MAR-18 12:17:17.032	NBD01	AUX XFMR TO 4KV BKR A101	CLOSED	NML
28-MAR-18 12:17:17.092	NBD03	SU XFMR TO 4KV BKR A103	OPEN	NML
28-MAR-18 12:24:07.252	MAD10	AUX XFMR TO 13.8KV BKR F105	CLOSED	NML
28-MAR-18 12:24:07.352	MCD02	SU XFMR TO 13.8KV BKR F103	OPEN	NML
28-MAR-18 12:31:38.972	FCD30	B RFPT VIBRATION STATUS	VIBR HI	ALM
28-MAR-18 13:08:31.092	FCD30	B RFPT VIBRATION STATUS	NORMAL	NML
28-MAR-18 13:08:34.892	FCD30	B RFPT VIBRATION STATUS	VIBR HI	ALM
28-MAR-18 13:09:45.472	FCD30	B RFPT VIBRATION STATUS	NORMAL	NML
28-MAR-18 13:11:44.912	FCD30	B RFPT VIBRATION STATUS	VIBR HI	ALM
28-MAR-18 13:25:24.000	SED41	APRM 2 OPRM TRIP STATUS	TRIP	ALM
28-MAR-18 13:25:26.192	SBD36	REACTOR SCRAM DIV 2 OR 4	SCRAM	ALM
28-MAR-18 13:25:26.192	SBD52	RPS SCRAM LOGIC D STATUS	SCRAM	ALM
28-MAR-18 13:25:26.200	SED40	APRM 1 OPRM TRIP STATUS	TRIP	ALM
28-MAR-18 13:25:26.200	SBD29	NEUTRON MON SYS SCRAM CH A1	HI TRIP	ALM
28-MAR-18 13:25:26.200	SBD35	REACTOR SCRAM DIV 1 OR 3	SCRAM	ALM
28-MAR-18 13:25:26.200	SBD54	RPS SCRAM LOGIC C STATUS	SCRAM	ALM
28-MAR-18 13:25:26.200	SBD32	NEUTRON MON SYS SCRAM CH B2	HI TRIP	ALM
28-MAR-18 13:25:26.201	SBD53	RPS SCRAM LOGIC A STATUS	SCRAM	ALM
28-MAR-18 13:25:26.201	SBD51	RPS SCRAM LOGIC B STATUS	SCRAM	ALM
28-MAR-18 13:25:26.210	SBD31	NEUTRON MON SYS SCRAM CH A2	HI TRIP	ALM
28-MAR-18 13:25:26.220	SBD30	NEUTRON MON SYS SCRAM CH B1	HI TRIP	ALM
28-MAR-18 13:25:26.872	SBD29	NEUTRON MON SYS SCRAM CH A1	NORMAL	NML
28-MAR-18 13:25:26.872	SBD30	NEUTRON MON SYS SCRAM CH B1	NORMAL	NML
28-MAR-18 13:25:26.880	SBD31	NEUTRON MON SYS SCRAM CH A2	NORMAL	NML
28-MAR-18 13:25:26.880	SBD32	NEUTRON MON SYS SCRAM CH B2	NORMAL	NML
28-MAR-18 13:25:27.000	SED40	APRM 1 OPRM TRIP STATUS	NORMAL	NML
28-MAR-18 13:25:27.000	SED41	APRM 2 OPRM TRIP STATUS	NORMAL	NML
28-MAR-18 13:25:31.010	SBD24	VESSEL LOW WTR LVL SCRAM CH D	LO TRIP	ALM
28-MAR-18 13:25:31.060	SBD22	VESSEL LOW WTR LVL SCRAM CH B	LO TRIP	ALM
28-MAR-18 13:25:31.152	SBD21	VESSEL LOW WTR LVL SCRAM CH A	LO TRIP	ALM
28-MAR-18 13:25:31.180	SBD23	VESSEL LOW WTR LVL SCRAM CH C	LO TRIP	ALM
28-MAR-18 13:25:38.592	SBD03	RX MODE SW-START AND HOT STANDBY	STARTUP	NML
28-MAR-18 13:25:38.832	SBD04	RX MODE SW-RUN	OFF	NML
28-MAR-18 13:25:39.801	SBD02	RX MODE SW-REFUEL	REFUEL	NML
28-MAR-18 13:25:39.940	SBD03	RX MODE SW-START AND HOT STANDBY	OFF	NML
28-MAR-18 13:25:42.532	SBD01	RX MODE SW-SHUTDOWN	SHUTDOWN	NML
28-MAR-18 13:25:42.600	SBD34	MANUAL SCRAM DIV 2 OR 4	SCRAM	ALM
28-MAR-18 13:25:42.580	SBD02	RX MODE SW-REFUEL	OFF	NML
28-MAR-18 13:25:42.652	SBD33	MANUAL SCRAM DIV 1 OR 3	SCRAM	ALM
28-MAR-18 13:25:43.912	SFDE7	DISCH VOL HI WTR LVL ROD BLK	RODBLOCK	ALM
28-MAR-18 13:25:45.832	ACD10	TURBINE REMOTE TRIP BACKUP	TRIP	ALM
28-MAR-18 13:25:45.840	ACD09	TURBINE REMOTE TRIP	TRIP	ALM
28-MAR-18 13:25:45.840	ACD11	TURBINE MANUAL TRIP	TRIP	ALM
28-MAR-18 13:25:45.860	ACD40	MAIN TURBINE CHANNEL A TRIP	TRIP	ALM
28-MAR-18 13:25:45.860	ACD39	MAIN TURBINE CHANNEL B TRIP	TRIP	ALM
28-MAR-18 13:25:45.972	SBD41	TCV FAST CLOSURE SCRAM CH A	TRIP	ALM
28-MAR-18 13:25:45.972	SBD43	TCV FAST CLOSURE SCRAM CH C	TRIP	ALM
28-MAR-18 13:25:45.972	SBD44	TCV FAST CLOSURE SCRAM CH D	TRIP	ALM
28-MAR-18 13:25:45.980	SBD42	TCV FAST CLOSURE SCRAM CH B	TRIP	ALM
28-MAR-18 13:25:46.080	SBD37	TURB STOP VLV CLOSURE SCRAM CH A	TRIP	ALM
28-MAR-18 13:25:46.080	SBD38	TURB STOP VLV CLOSURE SCRAM CH B	TRIP	ALM
28-MAR-18 13:25:46.092	SBD39	TURB STOP VLV CLOSURE SCRAM CH C	TRIP	ALM
28-MAR-18 13:25:46.112	SBD40	TURB STOP VLV CLOSURE SCRAM CH D	TRIP	ALM
28-MAR-18 13:25:47.772	ACD09	TURBINE REMOTE TRIP	RESET	NML
28-MAR-18 13:25:47.780	ACD10	TURBINE REMOTE TRIP BACKUP	RESET	NML
28-MAR-18 13:25:49.720	SBD06	SCRAM DISCH VOL HI WTR LVL CH B	HI TRIP	ALM
28-MAR-18 13:25:49.900	MDD02	XFMR BKR 3570(#1)/(3670(#2) POSI	OPEN	NML
28-MAR-18 13:25:49.900	ACD21	TURBINE INITIATED GEN TRIP	TRIP	ALM

Unit 2 Kuosheng Offline Sequence Of Events Summary

Page 2 of 2

Kuosheng: KERF2B - Delta - Historical
Source File: DeltaFile.DAT KERF2B

Delta T: 0

Online Delta

Start Time: 28-MAR-2018 10:00:00.00
End Time: 28-MAR-2018 13:40:00.00

Time	Point ID	Point Name	Stat	Value
28-MAR-18 13:25:49.912	MDD03	XFMR BKR 3580(#1)//3680(#2) POSI	OPEN	NML
28-MAR-18 13:25:49.932	ACD10	TURBINE REMOTE TRIP BACKUP	TRIP	ALM
28-MAR-18 13:25:49.940	ACD09	TURBINE REMOTE TRIP	TRIP	ALM
28-MAR-18 13:25:49.972	MDD01	MAIN GENERATOR ON LINE STATUS	OFFLINE	NML
28-MAR-18 13:25:49.992	NBD01	AUX XFMR TO 4KV BKR A101	OPEN	NML
28-MAR-18 13:25:49.992	MAD10	AUX XFMR TO 13.8KV BKR F105	OPEN	ALM
28-MAR-18 13:25:50.052	NBD03	SU XFMR TO 4KV BKR A103	CLOSED	NML
28-MAR-18 13:25:50.052	NBD02	AUX XFMR TO 4KV BKR A201	OPEN	NML
28-MAR-18 13:25:50.052	NBD04	SU XFMR TO 4KV BKR A203	CLOSED	NML
28-MAR-18 13:25:50.072	MCD02	SU XFMR TO 13.8KV BKR F103	CLOSED	NML
28-MAR-18 13:25:50.392	MBD01	EXCITER FIELD BREAKER STATUS	OPEN	ALM
28-MAR-18 13:25:50.420	SBD05	SCRAM DISCH VOL HI WTR LVL CH A	HI TRIP	ALM
28-MAR-18 13:25:56.620	SBD07	SCRAM DISCH VOL HI WTR LVL CH C	HI TRIP	ALM
28-MAR-18 13:25:56.952	SBD08	SCRAM DISCH VOL HI WTR LVL CH D	HI TRIP	ALM
28-MAR-18 13:26:12.832	SBD33	MANUAL SCRAM DIV 1 OR 3	NORMAL	NML
28-MAR-18 13:26:12.852	SBD33	MANUAL SCRAM DIV 1 OR 3	SCRAM	ALM
28-MAR-18 13:26:13.112	SBD34	MANUAL SCRAM DIV 2 OR 4	NORMAL	NML
28-MAR-18 13:26:13.572	SBD33	MANUAL SCRAM DIV 1 OR 3	NORMAL	NML
28-MAR-18 13:26:16.592	SBD23	VESSEL LOW WTR LVL SCRAM CH C	NORMAL	NML
28-MAR-18 13:26:17.052	SBD21	VESSEL LOW WTR LVL SCRAM CH A	NORMAL	NML
28-MAR-18 13:26:17.192	SBD24	VESSEL LOW WTR LVL SCRAM CH D	NORMAL	NML
28-MAR-18 13:26:17.400	SBD22	VESSEL LOW WTR LVL SCRAM CH B	NORMAL	NML
28-MAR-18 13:26:32.872	ACD11	TURBINE MANUAL TRIP	RESET	NML
28-MAR-18 13:27:20.572	SBD53	RPS SCRAM LOGIC A STATUS	NORMAL	NML
28-MAR-18 13:27:20.580	SBD35	REACTOR SCRAM DIV 1 OR 3	NORMAL	NML
28-MAR-18 13:27:20.580	SBD54	RPS SCRAM LOGIC C STATUS	NORMAL	NML
28-MAR-18 13:27:20.592	SBD36	REACTOR SCRAM DIV 2 OR 4	NORMAL	NML
28-MAR-18 13:27:20.592	SBD51	RPS SCRAM LOGIC B STATUS	NORMAL	NML
28-MAR-18 13:27:20.600	SBD52	RPS SCRAM LOGIC D STATUS	NORMAL	NML
28-MAR-18 13:31:50.010	SBD07	SCRAM DISCH VOL HI WTR LVL CH C	NORMAL	NML
28-MAR-18 13:31:50.292	SBD07	SCRAM DISCH VOL HI WTR LVL CH C	HI TRIP	ALM
28-MAR-18 13:31:52.940	SBD07	SCRAM DISCH VOL HI WTR LVL CH C	NORMAL	NML
28-MAR-18 13:31:53.500	SBD07	SCRAM DISCH VOL HI WTR LVL CH C	HI TRIP	ALM
28-MAR-18 13:33:58.760	SBD08	SCRAM DISCH VOL HI WTR LVL CH D	NORMAL	NML
28-MAR-18 13:33:59.700	SBD07	SCRAM DISCH VOL HI WTR LVL CH C	NORMAL	NML
28-MAR-18 13:34:11.472	SBD06	SCRAM DISCH VOL HI WTR LVL CH B	NORMAL	NML
28-MAR-18 13:34:13.810	SBD05	SCRAM DISCH VOL HI WTR LVL CH A	NORMAL	NML
28-MAR-18 13:34:17.312	SFDE7	DISCH VOL HI WTR LVL ROD BLK	NORMAL	NML
End Of Report				

Unit 2 Kuosheng Historical Alarm List

Sample Rate (Secs): 4

Page 1 of 7

Kuosheng: KERF2B - Scan - Historical

Source File: ScanFile.DAT KERF2B

Delta T: 24.2

Online Scan

Start Time: 28-MAR-2018 12:00:00.000

End Time: 28-MAR-2018 13:40:00.000

Time	Point ID	Point Name	Value	Units	Stat	Limit	Deadband
28-MAR-18 12:00:00	AADF5	ISOL CMD GRP 5 SHTDN COOL CH A	ISOLATE	DIGITAL	AHI	ISOLATE	
28-MAR-18 12:00:00	EJDB8	RHR LOOP A TO RW ISO HV-244	NOT CLSD	DIGITAL	AHI	NOT CLSD	
28-MAR-18 12:00:00	AADF4	ISOL CMD GRP 5 SHTDN COOL CH B	ISOLATE	DIGITAL	AHI	ISOLATE	
28-MAR-18 12:00:00	AEA83	RFP C SUCTION FLOW	0.045559	KT/HR	ALO	0.69	0.12
28-MAR-18 12:00:00	FCD12	RFPT C TRIP OR TRIP HDR LOW PRES	TRIP	DIGITAL	AHI	TRIP	
28-MAR-18 12:00:00	EBD05	A TPCW PUMP STATUS	TRIP	DIGITAL	ALO	TRIP	
28-MAR-18 12:00:00	ADD17	A CONDENSATE PUMP STATUS	TRIP	DIGITAL	ALO	TRIP	
28-MAR-18 12:00:00	EGD11	A NCCW PUMP STATUS	RUN	DIGITAL	AHI	RUN	
28-MAR-18 12:00:00	BB555	A RECIRC PUMP NORMAL BKR 5 F112	OPEN	DIGITAL	AHI	OPEN	
28-MAR-18 12:00:00	AGA12	MSR HP DRAIN TANK B DISCH TEMP	-79.216	DEG_C	SLO	0	2
28-MAR-18 12:00:00	FCA37	REHEAT STEAM TO RFP TURBINE TEMP	270.15	DEG_C	AHI	270	2
28-MAR-18 12:00:00	KAA05	HIGH PRESS AIR HEADER PRESS	14.827	KG/CM2	AHI	14.8	0.3089
28-MAR-18 12:00:00	DAD04	D CIRC WATER PUMP STATUS	TRIP	DIGITAL	ALO	TRIP	
28-MAR-18 12:00:00	DAD02	B CIRC WATER PUMP STATUS	TRIP	DIGITAL	ALO	TRIP	
28-MAR-18 12:00:00	ADD20	D CONDENSATE PUMP STATUS	TRIP	DIGITAL	ALO	TRIP	
28-MAR-18 12:00:00	MAD10	AUX XFMR TO 13.8KV BKR F105	OPEN	DIGITAL	ALO	OPEN	
28-MAR-18 12:00:00	BB556	B RECIRC PUMP NORMAL BKR 5 F113	OPEN	DIGITAL	AHI	OPEN	
28-MAR-18 12:00:00	LPM4647D	LPRM 46-47 D FLUX	3.6	W/SQCM	ALO	5	4.092
28-MAR-18 12:00:00	LPM1407D	LPRM 14-07 D FLUX	4.4	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 12:00:00	LPM0615D	LPRM 06-15 D FLUX	4.2	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 12:24:08	MAD10	AUX XFMR TO 13.8KV BKR F105	CLOSED	DIGITAL	NML		
28-MAR-18 12:31:40	FCD30	B RFPT VIBRATION STATUS	VIBR HI	DIGITAL	ALO	VIBR HI	
28-MAR-18 12:51:20	LPM1447D	LPRM 14-47 D FLUX	4.8	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 12:52:08	LPM4639D	LPRM 46-39 D FLUX	4.8	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 12:52:20	LPM4647C	LPRM 46-47 C FLUX	4.8	W/SQCM	ALO	5	4.092
28-MAR-18 12:52:40	LPM3847D	LPRM 38-47 D FLUX	4.8	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 12:54:28	LPM4623D	LPRM 46-23 D FLUX	4.8	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:08:32	FCD30	B RFPT VIBRATION STATUS	NORMAL	DIGITAL	NML		
28-MAR-18 13:08:36	FCD30	B RFPT VIBRATION STATUS	VIBR HI	DIGITAL	ALO	VIBR HI	
28-MAR-18 13:09:48	FCD30	B RFPT VIBRATION STATUS	NORMAL	DIGITAL	NML		
28-MAR-18 13:11:48	FCD30	B RFPT VIBRATION STATUS	VIBR HI	DIGITAL	ALO	VIBR HI	
28-MAR-18 13:18:32	LPM1447D	LPRM 14-47 D FLUX	9.4	W/SQCM	NML		4.212
28-MAR-18 13:23:48	LPM3847D	LPRM 38-47 D FLUX	9.8	W/SQCM	NML		4.212
28-MAR-18 13:25:24	SED41	APRM 2 OPRM TRIP STATUS	TRIP	DIGITAL	ALO	TRIP	
28-MAR-18 13:25:28	SBD53	RPS SCRAM LOGIC A STATUS	SCRAM	DIGITAL	AHI	SCRAM	
28-MAR-18 13:25:28	SBD54	RPS SCRAM LOGIC C STATUS	SCRAM	DIGITAL	AHI	SCRAM	
28-MAR-18 13:25:28	SBD51	RPS SCRAM LOGIC B STATUS	SCRAM	DIGITAL	AHI	SCRAM	
28-MAR-18 13:25:28	SBD52	RPS SCRAM LOGIC D STATUS	SCRAM	DIGITAL	AHI	SCRAM	
28-MAR-18 13:25:28	SED08	APRM DOWNSCALE ALARM STATUS	DNSCALE	DIGITAL	ALO	DNSCALE	
28-MAR-18 13:25:28	SBD35	REACTOR SCRAM DIV 1 OR 3	SCRAM	DIGITAL	ALO	SCRAM	

詳説明1

詳説明5

Unit 2 Kuosheng Historical Alarm List

Sample Rate (Secs): 4

Page 2 of 7

Kuosheng: KERF2B - Scan - Historical

Source File: ScanFile.DAT KERF2B

Delta T: 24.2

Online Scan

Start Time: 28-MAR-2018 12:00:00.000

End Time: 28-MAR-2018 13:40:00.000

Time	Point ID	Point Name	Value	Units	Stat	Limit	Deadband
28-MAR-18 13:25:28	SBD36	REACTOR SCRAM DIV 2 OR 4	SCRAM	DIGITAL	ALO	SCRAM	
28-MAR-18 13:25:28	SED41	APRM 2 OPRM TRIP STATUS	NORMAL	DIGITAL	NML		
28-MAR-18 13:25:32	AAA08	NARROW RANGE REACTOR LEVEL A	15.084	CM	ALO	30.48	3
28-MAR-18 13:25:32	AAA09	NARROW RANGE REACTOR LEVEL B	21.786	CM	ALO	30.48	3
28-MAR-18 13:25:32	AADF2	ISOLATION COMMAND GRP 5 CH A	ISOLATE	DIGITAL	ALO	ISOLATE	
28-MAR-18 13:25:32	AADF3	ISOLATION COMMAND GRP 5 CH B	ISOLATE	DIGITAL	ALO	ISOLATE	
28-MAR-18 13:25:32	BFD18	SCRAM DISCH DRAIN VALVE 281B	CLOSED	DIGITAL	ALO	CLOSED	
28-MAR-18 13:25:32	SBD22	VESEL LOW WTR LVL SCRAM CH B	LO TRIP	DIGITAL	ALO	LO TRIP	
28-MAR-18 13:25:32	SBD21	VESEL LOW WTR LVL SCRAM CH A	LO TRIP	DIGITAL	ALO	LO TRIP	
28-MAR-18 13:25:32	BFD17	SCRAM DISCH VENTING VALVE 281A	CLOSED	DIGITAL	ALO	CLOSED	
28-MAR-18 13:25:32	SBD24	VESEL LOW WTR LVL SCRAM CH D	LO TRIP	DIGITAL	ALO	LO TRIP	
28-MAR-18 13:25:32	SBD23	VESEL LOW WTR LVL SCRAM CH C	LO TRIP	DIGITAL	ALO	LO TRIP	
28-MAR-18 13:25:32	BFD20	SCRAM VALVE STATUS	OPEN	DIGITAL	AHI	OPEN	
28-MAR-18 13:25:32	LPM3823D	LPRM 38-23 D FLUX	4.2	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM3839A	LPRM 38-39 A FLUX	4.8	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM3839B	LPRM 38-39 B FLUX	4.4	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM3831C	LPRM 38-31 C FLUX	4.2	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM3831B	LPRM 38-31 B FLUX	4.2	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM3831A	LPRM 38-31 A FLUX	4.4	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM3823C	LPRM 38-23 C FLUX	4.6	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM3815D	LPRM 38-15 D FLUX	3.8	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM3815C	LPRM 38-15 C FLUX	3.8	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM3815B	LPRM 38-15 B FLUX	4.4	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM3807D	LPRM 38-07 D FLUX	3.2	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM4647B	LPRM 46-47 B FLUX	2.2	W/SQCM	ALO	5	4.092
28-MAR-18 13:25:32	LPM3807C	LPRM 38-07 C FLUX	3.8	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM3807B	LPRM 38-07 B FLUX	4.8	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM3815A	LPRM 38-15 A FLUX	4.6	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM3031A	LPRM 30-31 A FLUX	4	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM3807A	LPRM 38-07 A FLUX	4.8	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM4647A	LPRM 46-47 A FLUX	2	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM4639C	LPRM 46-39 C FLUX	3	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM4639B	LPRM 46-39 B FLUX	4.2	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM4631D	LPRM 46-31 D FLUX	3.4	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM3847C	LPRM 38-47 C FLUX	3.4	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM4623C	LPRM 46-23 C FLUX	3.2	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM4615D	LPRM 46-15 D FLUX	3.8	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM4615C	LPRM 46-15 C FLUX	3.6	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM4615B	LPRM 46-15 B FLUX	4.4	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM3847D	LPRM 38-47 D FLUX	3	W/SQCM	ALO	5	4.212

詳説明6

Unit 2 Kuosheng Historical Alarm List

Sample Rate (Secs): 4
 Start Time: 28-MAR-2018 12:00:00.000
 End Time: 28-MAR-2018 13:40:00.000

Page 3 of 7

Kuosheng: KERF2B - Scan - Historical
 Source File: ScanFile.DAT KERF2B

Delta T: 24.2

Online Scan

Time	Point ID	Point Name	Value	Units	Stat	Limit	Deadband
28-MAR-18 13:25:32	LPM4631C	LPRM 46-31 C FLUX	3.4	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM1415B	LPRM 14-15 B FLUX	4.2	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM0631B	LPRM 06-31 B FLUX	4.8	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM0631C	LPRM 06-31 C FLUX	3.4	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM0631D	LPRM 06-31 D FLUX	3.6	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM0639B	LPRM 06-39 B FLUX	4.6	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM0639C	LPRM 06-39 C FLUX	3.6	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM0639D	LPRM 06-39 D FLUX	3	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM1407A	LPRM 14-07 A FLUX	2.6	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM1407B	LPRM 14-07 B FLUX	2.8	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM1407C	LPRM 14-07 C FLUX	3	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM1439B	LPRM 14-39 B FLUX	3.2	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM1415C	LPRM 14-15 C FLUX	4.2	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM1415D	LPRM 14-15 D FLUX	3.8	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM1423A	LPRM 14-23 A FLUX	4.8	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM1423B	LPRM 14-23 B FLUX	4.8	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM1423C	LPRM 14-23 C FLUX	3.8	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM1423D	LPRM 14-23 D FLUX	3.6	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM1431B	LPRM 14-31 B FLUX	4.2	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM1431C	LPRM 14-31 C FLUX	3.8	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM1431D	LPRM 14-31 D FLUX	4.2	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM0615A	LPRM 06-15 A FLUX	3	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM0615B	LPRM 06-15 B FLUX	2.8	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM0615C	LPRM 06-15 C FLUX	2.4	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM0623D	LPRM 06-23 D FLUX	3.4	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM0623C	LPRM 06-23 C FLUX	4	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM1439C	LPRM 14-39 C FLUX	3.8	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM3023C	LPRM 30-23 C FLUX	4.8	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM2247C	LPRM 22-47 C FLUX	3.4	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM2247D	LPRM 22-47 D FLUX	3.8	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM3007A	LPRM 30-07 A FLUX	4.2	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM3007C	LPRM 30-07 C FLUX	4.2	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM3007D	LPRM 30-07 D FLUX	4.4	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM3015A	LPRM 30-15 A FLUX	4.8	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM3015B	LPRM 30-15 B FLUX	4.4	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM3015C	LPRM 30-15 C FLUX	4.2	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM3015D	LPRM 30-15 D FLUX	4.6	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM2239D	LPRM 22-39 D FLUX	4	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM3023D	LPRM 30-23 D FLUX	4.2	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM3031D	LPRM 30-31 D FLUX	4.8	W/SQCM	ALO	5	4.212

Unit 2 Kuosheng Historical Alarm List

Sample Rate (Secs): 4
 Start Time: 28-MAR-2018 12:00:00.000
 End Time: 28-MAR-2018 13:40:00.000

Page 4 of 7

Kuosheng: KERF2B - Scan - Historical
 Source File: ScanFile.DAT KERF2B

Delta T: 24.2

Online Scan

Time	Point ID	Point Name	Value	Units	Stat	Limit	Deadband
28-MAR-18 13:25:32	LPM3039A	LPRM 30-39 A FLUX	4	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM3039B	LPRM 30-39 B FLUX	4	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM3039C	LPRM 30-39 C FLUX	4.4	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM3047A	LPRM 30-47 A FLUX	3.8	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM3047B	LPRM 30-47 B FLUX	4.8	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM3047C	LPRM 30-47 C FLUX	3.6	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM3023A	LPRM 30-23 A FLUX	4	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM1439D	LPRM 14-39 D FLUX	3.2	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM1447B	LPRM 14-47 B FLUX	4.8	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM1447C	LPRM 14-47 C FLUX	3.2	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM1447D	LPRM 14-47 D FLUX	3.6	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM2207C	LPRM 22-07 C FLUX	4.2	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM2207D	LPRM 22-07 D FLUX	3.8	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM2215A	LPRM 22-15 A FLUX	4.2	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM2215B	LPRM 22-15 B FLUX	4	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM2215D	LPRM 22-15 D FLUX	4.2	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM2247A	LPRM 22-47 A FLUX	4.2	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM2223D	LPRM 22-23 D FLUX	4.2	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM2231A	LPRM 22-31 A FLUX	4.8	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM2231C	LPRM 22-31 C FLUX	4.6	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM2231D	LPRM 22-31 D FLUX	4	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM2239A	LPRM 22-39 A FLUX	4.2	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM2239B	LPRM 22-39 B FLUX	4.4	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM2239C	LPRM 22-39 C FLUX	4.2	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM3047D	LPRM 30-47 D FLUX	3.8	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:32	LPM2215C	LPRM 22-15 C FLUX	3.8	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:36	AAA08	NARROW RANGE REACTOR LEVEL A	-11.898	CM	SLO	0	3
28-MAR-18 13:25:36	AAA09	NARROW RANGE REACTOR LEVEL B	-8.1116	CM	SLO	0	3
28-MAR-18 13:25:36	LPM3831D	LPRM 38-31 D FLUX	2.2	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:36	LPM3839C	LPRM 38-39 C FLUX	2	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:36	LPM3839D	LPRM 38-39 D FLUX	2.2	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:36	LPM3847A	LPRM 38-47 A FLUX	2.6	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:36	LPM3823B	LPRM 38-23 B FLUX	2.2	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:36	LPM3823A	LPRM 38-23 A FLUX	2	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:36	LPM3847B	LPRM 38-47 B FLUX	2.8	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:36	LPM4631A	LPRM 46-31 A FLUX	2.2	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:36	LPM4639A	LPRM 46-39 A FLUX	2.8	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:36	LPM4631B	LPRM 46-31 B FLUX	2	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:36	LPM4623B	LPRM 46-23 B FLUX	2.2	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:36	LPM4623A	LPRM 46-23 A FLUX	2.4	W/SQCM	ALO	5	4.212

詳説明7

Unit 2 Kuosheng Historical Alarm List

Sample Rate (Secs): 4

Page 5 of 7

Kuosheng: KERF2B - Scan - Historical
Source File: ScanFile.DAT KERF2B

Delta T: 24.2

Online Scan

Start Time: 28-MAR-2018 12:00:00.000
End Time: 28-MAR-2018 13:40:00.000

Time	Point ID	Point Name	Value	Units	Stat	Limit	Deadband
28-MAR-18 13:25:36	LPM4615A	LPRM 46-15 A FLUX	2.4	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:36	LPM0639A	LPRM 06-39 A FLUX	2	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:36	LPM1415A	LPRM 14-15 A FLUX	2.2	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:36	LPM1431A	LPRM 14-31 A FLUX	2.2	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:36	LPM3031C	LPRM 30-31 C FLUX	2.2	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:36	LPM0623A	LPRM 06-23 A FLUX	2.4	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:36	LPM0623B	LPRM 06-23 B FLUX	2.2	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:36	LPM0631A	LPRM 06-31 A FLUX	2.2	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:36	LPM3007B	LPRM 30-07 B FLUX	2.8	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:36	LPM1439A	LPRM 14-39 A FLUX	2.2	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:36	LPM3023B	LPRM 30-23 B FLUX	2.6	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:36	LPM3031B	LPRM 30-31 B FLUX	2.8	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:36	LPM3039D	LPRM 30-39 D FLUX	2.6	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:36	LPM2223A	LPRM 22-23 A FLUX	2	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:36	LPM1447A	LPRM 14-47 A FLUX	2	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:36	LPM2207A	LPRM 22-07 A FLUX	2.2	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:36	LPM2207B	LPRM 22-07 B FLUX	2.6	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:36	LPM2247B	LPRM 22-47 B FLUX	2.2	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:36	LPM2223B	LPRM 22-23 B FLUX	2.6	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:36	LPM2223C	LPRM 22-23 C FLUX	2	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:36	LPM2231B	LPRM 22-31 B FLUX	2.4	W/SQCM	ALO	5	4.212
28-MAR-18 13:25:44	SFDE7	DISCH VOL HI WTR LVL ROD BLK	RODBLOCK	DIGITAL	ALO	RODBLOCK	
28-MAR-18 13:25:44	SBD33	MANUAL SCRAM DIV 1 OR 3	SCRAM	DIGITAL	ALO	SCRAM	
28-MAR-18 13:25:44	SBD34	MANUAL SCRAM DIV 2 OR 4	SCRAM	DIGITAL	ALO	SCRAM	
28-MAR-18 13:25:48	ACD11	TURBINE MANUAL TRIP	TRIP	DIGITAL	ALO	TRIP	
28-MAR-18 13:25:48	SBD37	TURB STOP VLV CLOSURE SCRAM CH A	TRIP	DIGITAL	ALO	TRIP	
28-MAR-18 13:25:48	SBD38	TURB STOP VLV CLOSURE SCRAM CH B	TRIP	DIGITAL	ALO	TRIP	
28-MAR-18 13:25:48	SBD41	TCV FAST CLOSURE SCRAM CH A	TRIP	DIGITAL	ALO	TRIP	
28-MAR-18 13:25:48	SBD42	TCV FAST CLOSURE SCRAM CH B	TRIP	DIGITAL	ALO	TRIP	
28-MAR-18 13:25:48	ACD40	MAIN TURBINE CHANNEL A TRIP	TRIP	DIGITAL	AHI	TRIP	
28-MAR-18 13:25:48	SBD44	TCV FAST CLOSURE SCRAM CH D	TRIP	DIGITAL	ALO	TRIP	
28-MAR-18 13:25:48	SBD43	TCV FAST CLOSURE SCRAM CH C	TRIP	DIGITAL	ALO	TRIP	
28-MAR-18 13:25:48	SBD40	TURB STOP VLV CLOSURE SCRAM CH D	TRIP	DIGITAL	ALO	TRIP	
28-MAR-18 13:25:48	SBD39	TURB STOP VLV CLOSURE SCRAM CH C	TRIP	DIGITAL	ALO	TRIP	
28-MAR-18 13:25:48	ACD39	MAIN TURBINE CHANNEL B TRIP	TRIP	DIGITAL	AHI	TRIP	
28-MAR-18 13:25:52	ACD09	TURBINE REMOTE TRIP	TRIP	DIGITAL	ALO	TRIP	
28-MAR-18 13:25:52	ACD21	TURBINE INITIATED GEN TRIP	TRIP	DIGITAL	ALO	TRIP	
28-MAR-18 13:25:52	SBD05	SCRAM DISCH VOL HI WTR LVL CH A	HI TRIP	DIGITAL	ALO	HI TRIP	
28-MAR-18 13:25:52	SBD06	SCRAM DISCH VOL HI WTR LVL CH B	HI TRIP	DIGITAL	ALO	HI TRIP	
28-MAR-18 13:25:52	ACD10	TURBINE REMOTE TRIP BACKUP	TRIP	DIGITAL	ALO	TRIP	

詳説明3

Unit 2 Kuosheng Historical Alarm List

Sample Rate (Secs): 4

Page 6 of 7

Kuosheng: KERF2B - Scan - Historical
Source File: ScanFile.DAT KERF2B

Delta T: 24.2

Online Scan

Start Time: 28-MAR-2018 12:00:00.000
End Time: 28-MAR-2018 13:40:00.000

Time	Point ID	Point Name	Value	Units	Stat	Limit	Deadband
28-MAR-18 13:25:52	MBD01	EXCITER FIELD BREAKER STATUS	OPEN	DIGITAL	AHI	OPEN	
28-MAR-18 13:25:52	MAD10	AUX XFMR TO 15.8KV BKR F105	OPEN	DIGITAL	ALO	OPEN	
28-MAR-18 13:26:00	ADA79	B COND SR D HOTWELL LEVEL	-15.11	CM	ALO	-12.7	2
28-MAR-18 13:26:00	SBD08	SCRAM DISCH VOL HI WTR LVL CH D	HI TRIP	DIGITAL	ALO	HI TRIP	
28-MAR-18 13:26:00	SBD07	SCRAM DISCH VOL HI WTR LVL CH C	HI TRIP	DIGITAL	ALO	HI TRIP	
28-MAR-18 13:26:12	AAA08	NARROW RANGE REACTOR LEVEL A	13.024	CM	ALO	30.48	3
28-MAR-18 13:26:12	AAA09	NARROW RANGE REACTOR LEVEL B	12.499	CM	ALO	30.48	3
28-MAR-18 13:26:16	SBD33	MANUAL SCRAM DIV 1 OR 3	NORMAL	DIGITAL	NML		
28-MAR-18 13:26:16	ADA79	B COND SR D HOTWELL LEVEL	-8.0921	CM	NML		2
28-MAR-18 13:26:16	SBD34	MANUAL SCRAM DIV 2 OR 4	NORMAL	DIGITAL	NML		
28-MAR-18 13:26:20	AAA08	NARROW RANGE REACTOR LEVEL A	41.018	CM	NML		3
28-MAR-18 13:26:20	AAA09	NARROW RANGE REACTOR LEVEL B	40.274	CM	NML		3
28-MAR-18 13:26:20	SBD22	VESEL LOW WTR LVL SCRAM CH B	NORMAL	DIGITAL	NML		
28-MAR-18 13:26:20	SBD21	VESEL LOW WTR LVL SCRAM CH A	NORMAL	DIGITAL	NML		
28-MAR-18 13:26:20	SBD24	VESEL LOW WTR LVL SCRAM CH D	NORMAL	DIGITAL	NML		
28-MAR-18 13:26:20	SBD23	VESEL LOW WTR LVL SCRAM CH C	NORMAL	DIGITAL	NML		
28-MAR-18 13:26:36	ACD11	TURBINE MANUAL TRIP	RESET	DIGITAL	NML		
28-MAR-18 13:26:36	AEA82	RFP B SUCTION FLOW	0.56829	KT/HR	ALO	0.69	0.12
28-MAR-18 13:27:04	ABA33	A MAIN STEAM LINE TEMP	274.85	DEG_C	ALO	275	1.5
28-MAR-18 13:27:08	ABA34	B MAIN STEAM LINE TEMP	274.73	DEG_C	ALO	275	1
28-MAR-18 13:27:08	AEA82	RFP B SUCTION FLOW	0.83525	KT/HR	NML		0.12
28-MAR-18 13:27:12	ABA35	C MAIN STEAM LINE TEMP	274.85	DEG_C	ALO	275	1.5
28-MAR-18 13:27:12	ABA36	D MAIN STEAM LINE TEMP	274.73	DEG_C	ALO	275	1.5
28-MAR-18 13:27:24	SBD53	RPS SCRAM LOGIC A STATUS	NORMAL	DIGITAL	NML		
28-MAR-18 13:27:24	SBD54	RPS SCRAM LOGIC C STATUS	NORMAL	DIGITAL	NML		
28-MAR-18 13:27:24	SBD51	RPS SCRAM LOGIC B STATUS	NORMAL	DIGITAL	NML		
28-MAR-18 13:27:24	SBD52	RPS SCRAM LOGIC D STATUS	NORMAL	DIGITAL	NML		
28-MAR-18 13:27:24	SBD35	REACTOR SCRAM DIV 1 OR 3	NORMAL	DIGITAL	NML		
28-MAR-18 13:27:24	SBD36	REACTOR SCRAM DIV 2 OR 4	NORMAL	DIGITAL	NML		
28-MAR-18 13:27:28	FCA37	REHEAT STEAM TO RFP TURBINE TEMP	267.98	DEG_C	NML		2
28-MAR-18 13:27:44	BFD18	SCRAM DISCH DRAIN VALVE 281B	NOT CLSD	DIGITAL	NML		
28-MAR-18 13:27:44	BFD17	SCRAM DISCH VENTING VALVE 281A	NOT CLSD	DIGITAL	NML		
28-MAR-18 13:27:48	BFD20	SCRAM VALVE STATUS	CLOSED	DIGITAL	NML		
28-MAR-18 13:29:08	MAA84	T/G BRG NO.2 VIBRATION	7.0853	MIL	AHI	7	0.33
28-MAR-18 13:29:32	MAA84	T/G BRG NO.2 VIBRATION	6.449	MIL	NML		0.33
28-MAR-18 13:32:28	ADA77	A COND SR B HOTWELL LEVEL	17.868	CM	AHI	17.78	2
28-MAR-18 13:33:44	ADA76	A COND SR A HOTWELL LEVEL	18.039	CM	AHI	17.78	2
28-MAR-18 13:34:00	SBD08	SCRAM DISCH VOL HI WTR LVL CH D	NORMAL	DIGITAL	NML		
28-MAR-18 13:34:00	SBD07	SCRAM DISCH VOL HI WTR LVL CH C	NORMAL	DIGITAL	NML		
28-MAR-18 13:34:12	SBD06	SCRAM DISCH VOL HI WTR LVL CH B	NORMAL	DIGITAL	NML		

詳説明8

Unit 2 Kuosheng Historical Alarm List

Page 7 of 7
 Sample Rate (Secs): 4
 Start Time: 28-MAR-2018 12:00:00.000
 End Time: 28-MAR-2018 13:40:00.000

Kuosheng: KERF2B - Scan - Historical
 Source File: ScanFile.DAT KERF2B
 Delta T: 24.2

Online Scan

Time	Point ID	Point Name	Value	Units	Stat	Limit	Deadband
28-MAR-18 13:34:16	SBD05	SCRAM DISCH VOL HI WTR LVL CH A	NORMAL	DIGITAL	NML		
28-MAR-18 13:34:20	SFDE7	DISCH VOL HI WTR LVL ROD BLK	NORMAL	DIGITAL	NML		
End Of Report							

附件 2 機組起動升載過程 SB&PR 動態調校說明

一、緣由：

核二廠為精進蒸汽旁通壓力控制系統(SB&PR)的可靠性，進行該系統之數位化更新，於105年4月完成2號機之安裝，105年5月機組起動期間開始執行各階段動態調校，由原廠技師與核二廠儀控人員會同執行，因避雷器故障事件實際僅發電約35分鐘，之後反應爐安全停機，即無蒸汽產出可供該系統進行動態調校，故未能執行後續各階段之動態調校，所以須列入本次再運轉時程計畫內進行動態調校。

此次2號機於107年3月21日再運轉起動過程，重新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，此項調校工作係依合約規定屬廠家動態調校(Commission)之範疇，故由原廠技師與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，程序書共分9個階段：步驟A/C/F/H/I(執行步階改變測試)、步驟B/D/E/G(執行觀察)。急停前已完成步驟：(A)REACTOR PRESSURE 800~850 psi(執行步階改變測試)、(B)SRV TEST(執行觀察)、(C)Before TURBINE LATCH(執行步階改變測試)、(D)TURBINE LATCH & GENERATOR placed ONLINE(執行觀察)、(E)TURBINE OVERSPEED TEST(執行觀察)等5個階段，上述步階改變測試的結果均符合程序書接受標準(即從爐壓設定點改變至爐壓達穩態的時間需小於10秒，Decay Ratio需小於0.25，

波形收斂)。觀察的結果除因水位單元控制產生約138秒長週期的爐壓波動外，爐壓變動幅度不大。

二、機組併聯前調校過程說明：

由原廠技師會同核二廠人員執行下列步階改變及輸出控制反應查證，以驗證系統控制的穩定度符合接受標準(接受標準採原GE起動運轉時之功率測試：從爐壓設定點改變至爐壓達穩態的時間需小於10秒，decay ratio需小於0.25)：

- (一) 反應爐壓力達 800~850 psi，執行爐壓設定點步階改變(輸入最大 ± 3 psi 的步階改變)。
- (二) 反應爐壓力在 900 psi，執行反應爐安全釋壓閥測試期間，觀察爐壓暫態響應及蒸汽旁通閥反應。
- (三) 汽機復歸(LATCH)前，執行爐壓設定點步階改變(輸入最大 ± 10 psi 的步階改變)。

上述執行結果均符合程序書接受標準，測試結果說明詳如附件 A。

三、機組併聯後調校過程說明：

在機組併聯後，原廠技師及核二廠人員持續依照程序書觀察反應爐爐壓變化：

- (一) 3 月 27 日 12:55 機組第一次併聯(相關觀察結果說明，詳如附件 B)：
 - 1. 觀察併聯前、後反應爐爐壓變化及旁通閥開度信號變化，符合預期；觀察的結果除因水位單元控制產生約 138 秒長週期的爐壓波動外，爐壓變動幅度不大，且此長週期的波動現象係屬水位單元控制特性之正常反應。
 - 2. 當爐壓控制權由蒸汽旁通閥移轉至汽機控制閥(Pressure control on GV) 後，發現汽機控制閥閥位開度變動較

大，核二廠立即邀原廠技師召開會議，並將取訊數據傳回美國原廠重新進行靜態響應頻率分析。

3. 執行汽機超速跳脫期間，觀察蒸汽旁通閥開度變化，確認符合預期。
4. 在完成汽機超速跳脫(執行觀察)階段之爐壓變動觀察後，原廠提供新的 TR2 為 0.4 秒(原 TR2 為 0.25 秒)參數作為第二次併聯前的輸入值。

(二) 3 月 28 日 07:26 機組第二次併聯(相關觀察結果說明，詳如附件 C)：

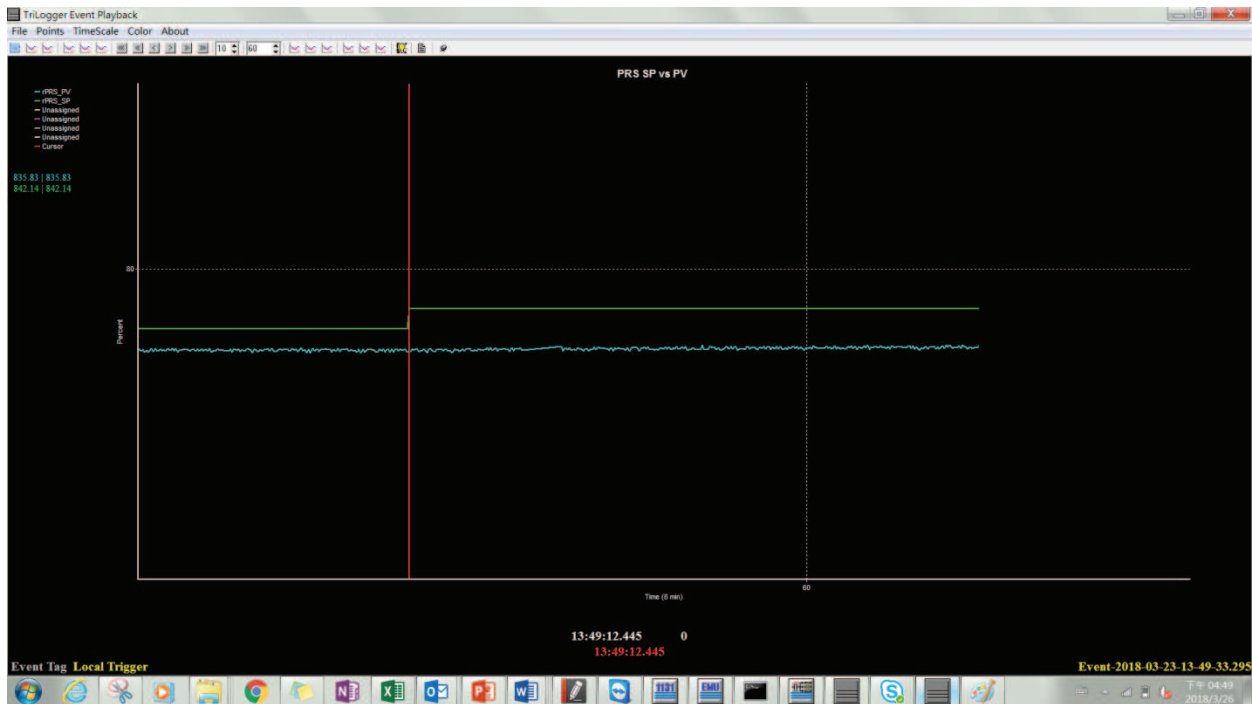
機組併聯前/後已完成 5 個階段測試與暫態觀察，結果均符合程序書接受標準；機組併聯後，爐壓控制權由蒸汽旁通閥移轉至汽機控制閥前，汽機控制閥開度皆維持穩定；當爐壓控制權由蒸汽旁通閥移轉至汽機控制閥後，汽機控制閥開度變動幅度相較於第一次併聯後所觀察到的現象仍未改善；原廠技師重新執行參數調校：進行靜態響應頻率分析，並以 TR2 為 0.5 秒作為輸入值，觀察爐壓變動雖略有改善，但汽機控制閥開度變動幅度仍較併聯前/後大。惟程序書並無將爐壓控制權由蒸汽旁通閥移轉至汽機控制閥的操作階段列入暫態觀察的步驟內。

依核二廠 2 號機起動時程計畫表，程序書 SP-2016-04 原步驟 F (REACTOR POWER 25%~30%) 之步階改變測試，已排定於水位控制切換至三元控制後執行，經與原廠技師討論後，決定水位單元控制切換至三元控制，在爐壓長週期波動消除後，再進行動態調校，以利觀察 GV 開度變動的幅度。但於 13 時 25 分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。

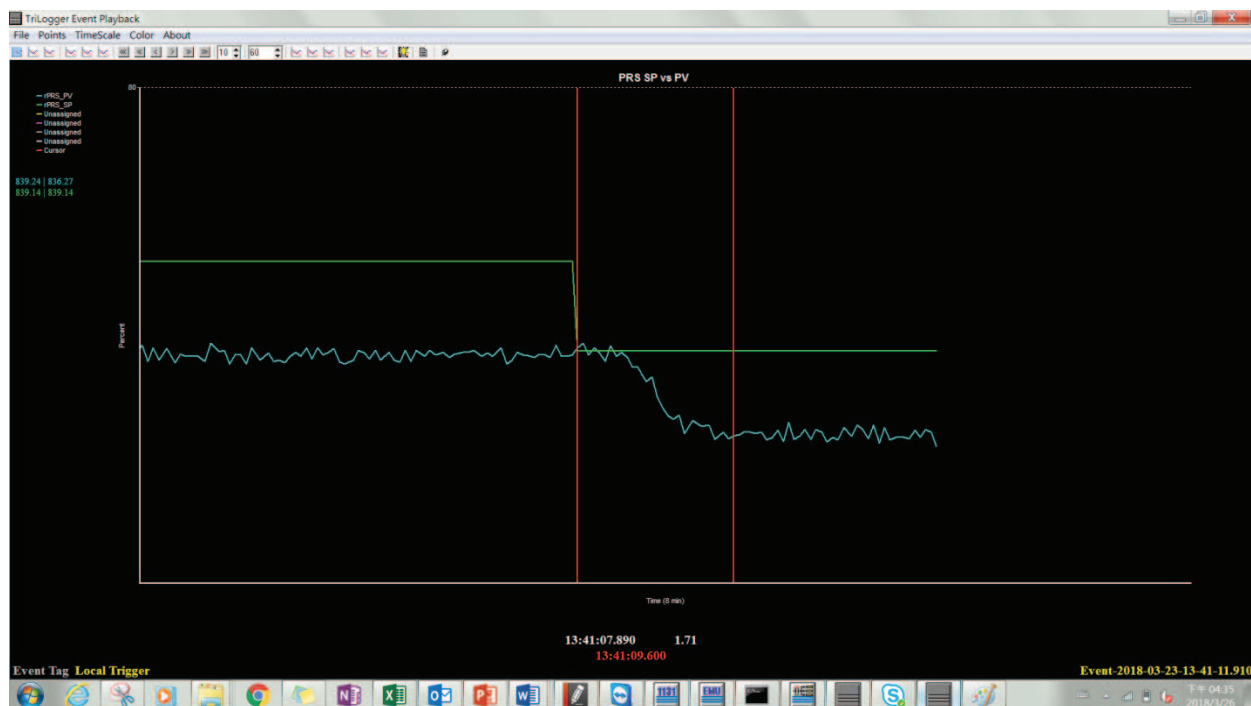
附件 A

一、反應爐壓力達 800~850 psi，執行爐壓設定點步階改變：

1. 輸入最大+3 psi 後，6 只旁通閥測試前、後均在全關位置，爐壓未有變動，控制系統反應符合預期；觀察從爐壓設定點改變至爐壓達穩態的時間需小於 10 秒： $T = 0$ 秒，decay ratio = 0，結果符合程序書接受標準，如下圖(綠色線代表爐壓設定點，藍色線代表反應爐壓力)。

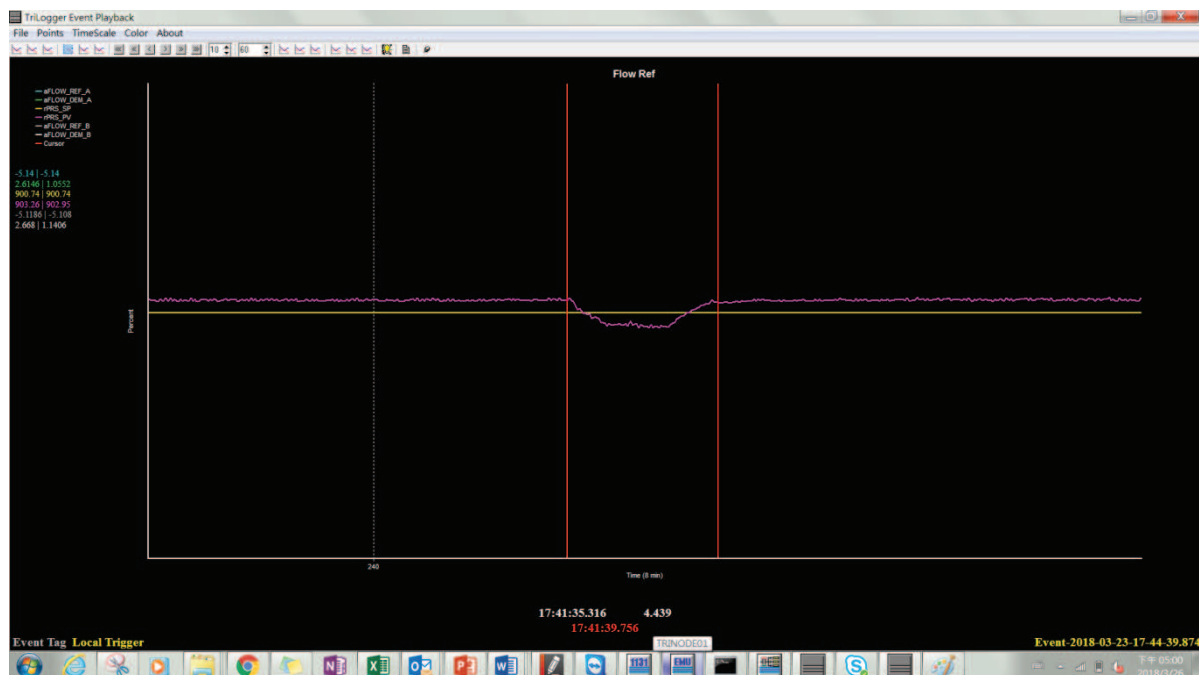


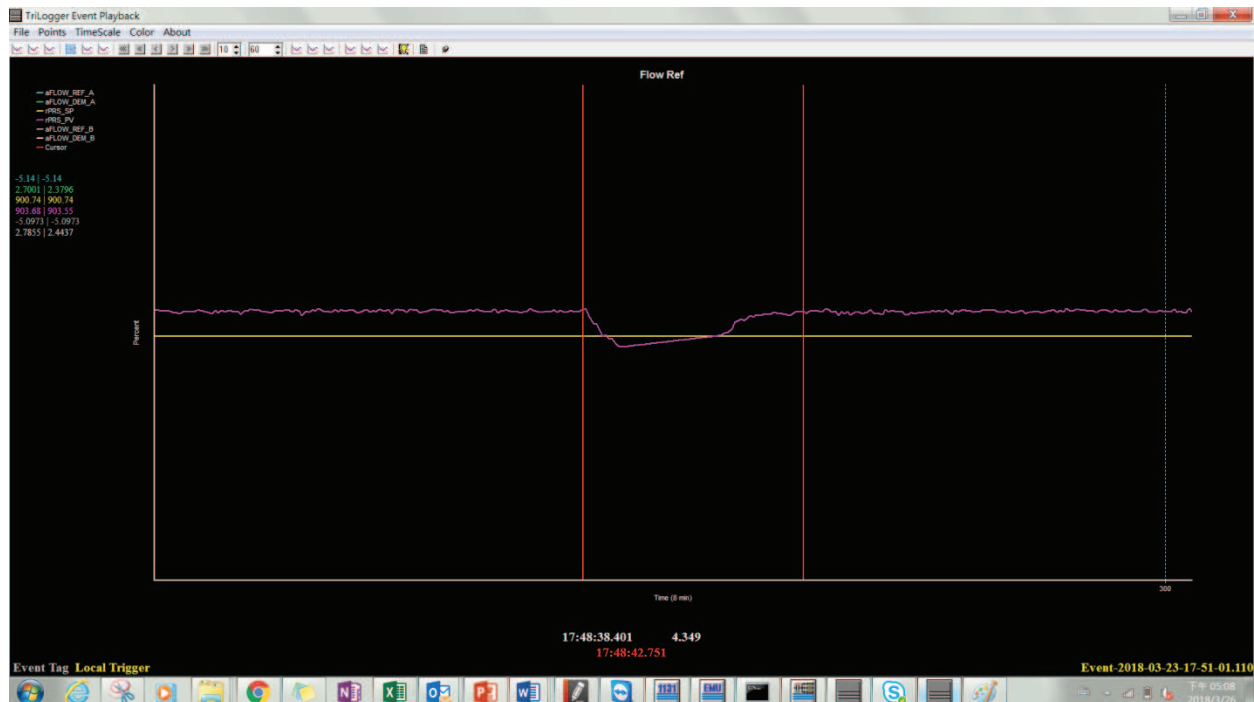
2. 輸入最大-3 psi 後，旁通閥開啟，爐壓下降後隨即趨於穩定，控制系統反應符合預期，觀察從爐壓設定點改變至爐壓達穩態的時間需小於 10 秒： $T = 1.71$ 秒，decay ratio = 0，結果符合程序書接受標準，如下圖(綠色線代表爐壓設定點，藍色線代表反應爐壓力)。



二、反應爐壓力在 900 psi，執行反應爐安全釋壓閥測試期間，觀察爐壓暫態響應 (以 2 只 SRV 測試觀察結果為例)：

安全釋壓閥開啟時，反應爐壓力下降，關閉後，反應爐壓力上升，且 16 只安全釋壓閥開啟/關閉測試期間爐壓控制穩定，控制系統反應符合預期，如下圖(紫色線代表反應爐壓力，黃色線代表爐壓設定點)。



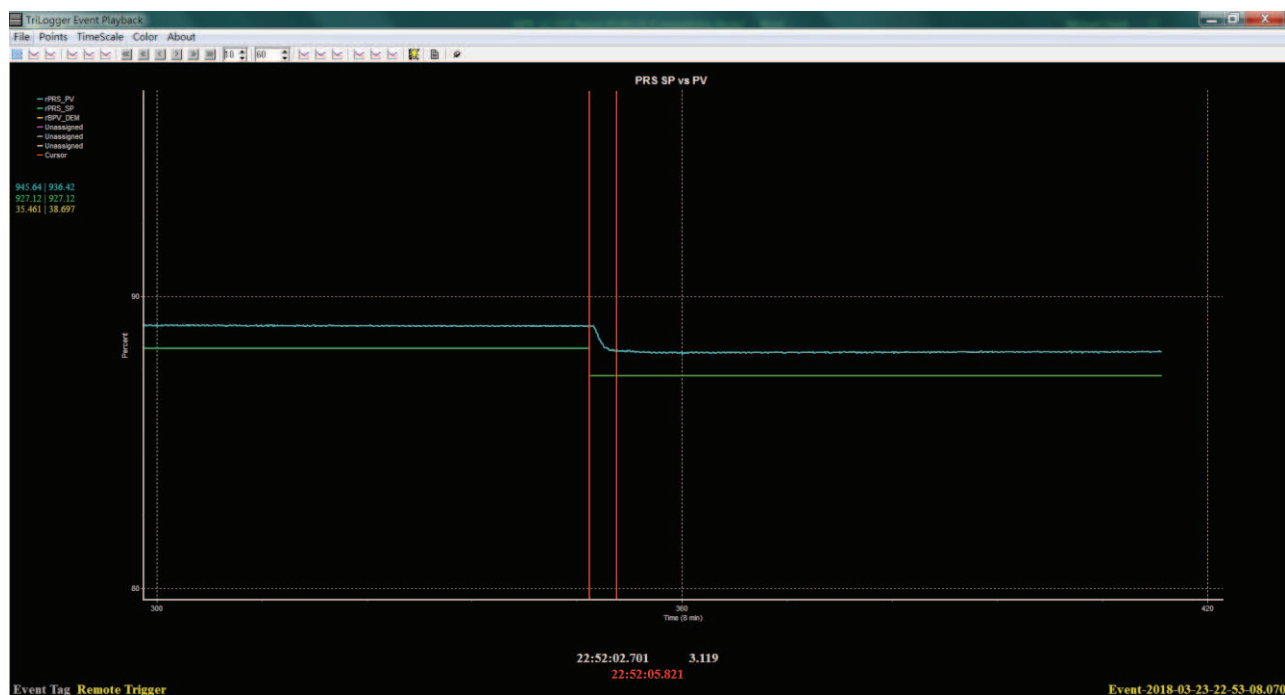


三、汽機復歸(LATCH)前：執行爐壓設定點步階改變：

1. 輸入最大+10 psi 後，爐壓上升後隨即趨於穩定，控制系統反應符合預期，觀察從爐壓設定點改變至爐壓達穩態的時間需小於 10 秒： $T = 2.279$ 秒，decay ratio = 0，結果符合程序書接受標準，如下圖(綠色線代表爐壓設定點，藍色線代表反應爐壓力)。



2. 輸入最大-10 psi 後，爐壓下降後隨即趨於穩定，控制系統反應符合預期，觀察從爐壓設定點改變至爐壓達穩態的時間需小於 10 秒： $T = 3.119$ 秒，decay ratio = 0，結果符合程序書接受標準，如下圖(綠色線代表爐壓設定點，藍色線代表反應爐壓力)。



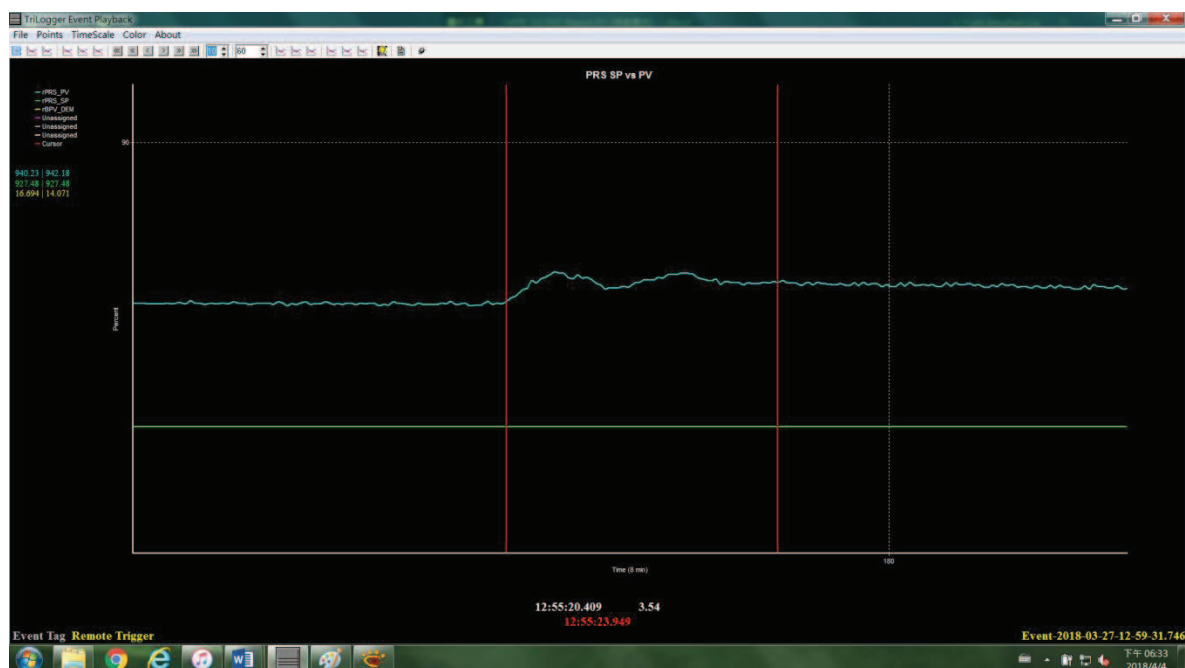
附件 B

1. 併聯後，原廠技師會同電廠人員觀察旁通閥需求信號減少(詳下圖一)，爐壓微幅上升後隨即控制穩定(詳下圖二)，控制系統反應符合預期(圖示綠色線代表爐壓設定點，藍色線代表反應爐壓力，黃色線代表旁通閥需求信號)。

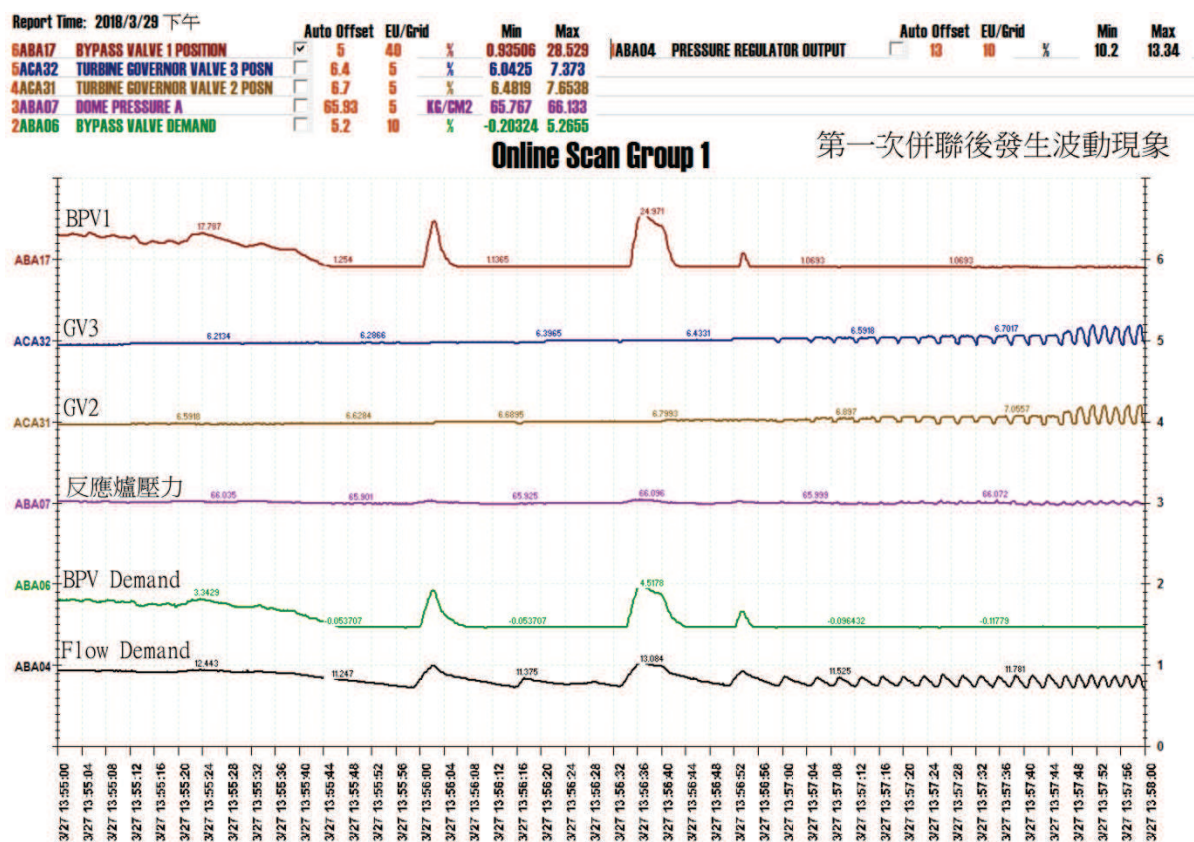
圖一



圖二(圖一紅色圈圈處放大)



2. 併聯後從 ERF 取訊觀察汽機控制閥(GV2/GV3)閥位開度有波動現象，如下圖所示。

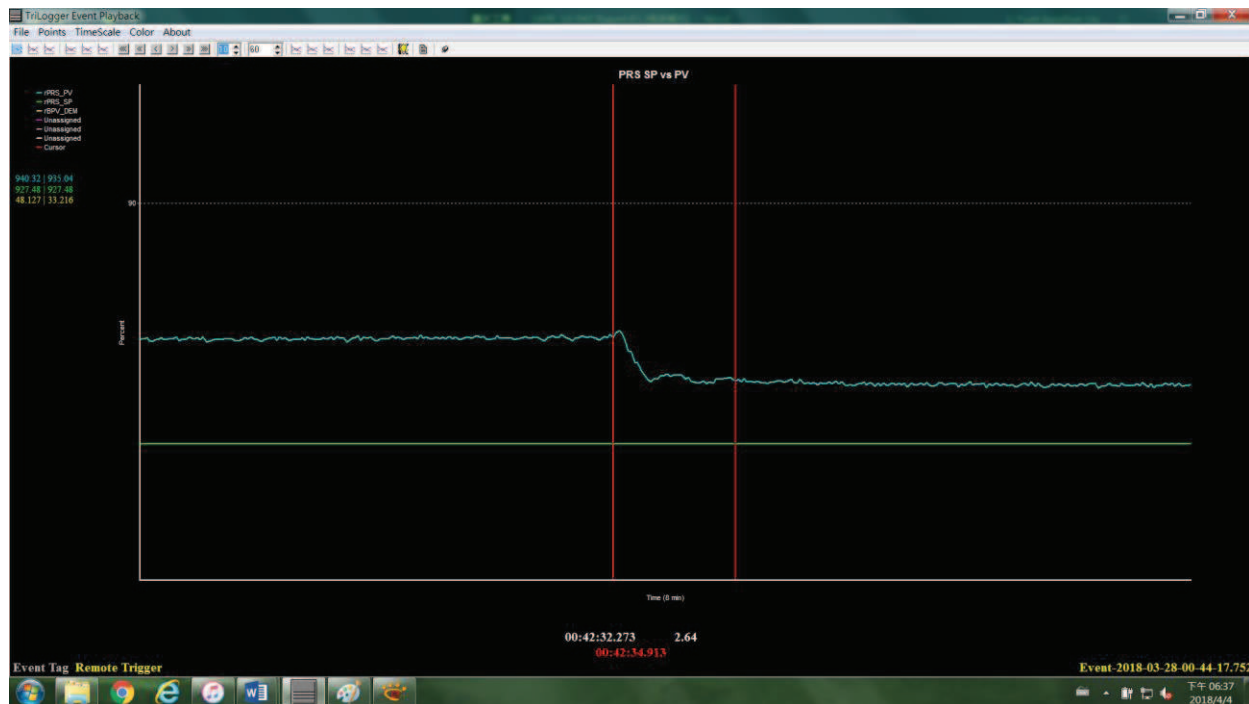


3. 執行汽機超速跳脫後，原廠技師會同電廠人員觀察旁通閥需求信號立即增加(詳下圖一)，爐壓微幅下降後隨即控制穩定(詳下圖二)，控制系統反應符合預期(圖示藍色線代表反應爐壓力，黃色線代表旁通閥需求信號，綠色線代表爐壓設定點)。

圖一

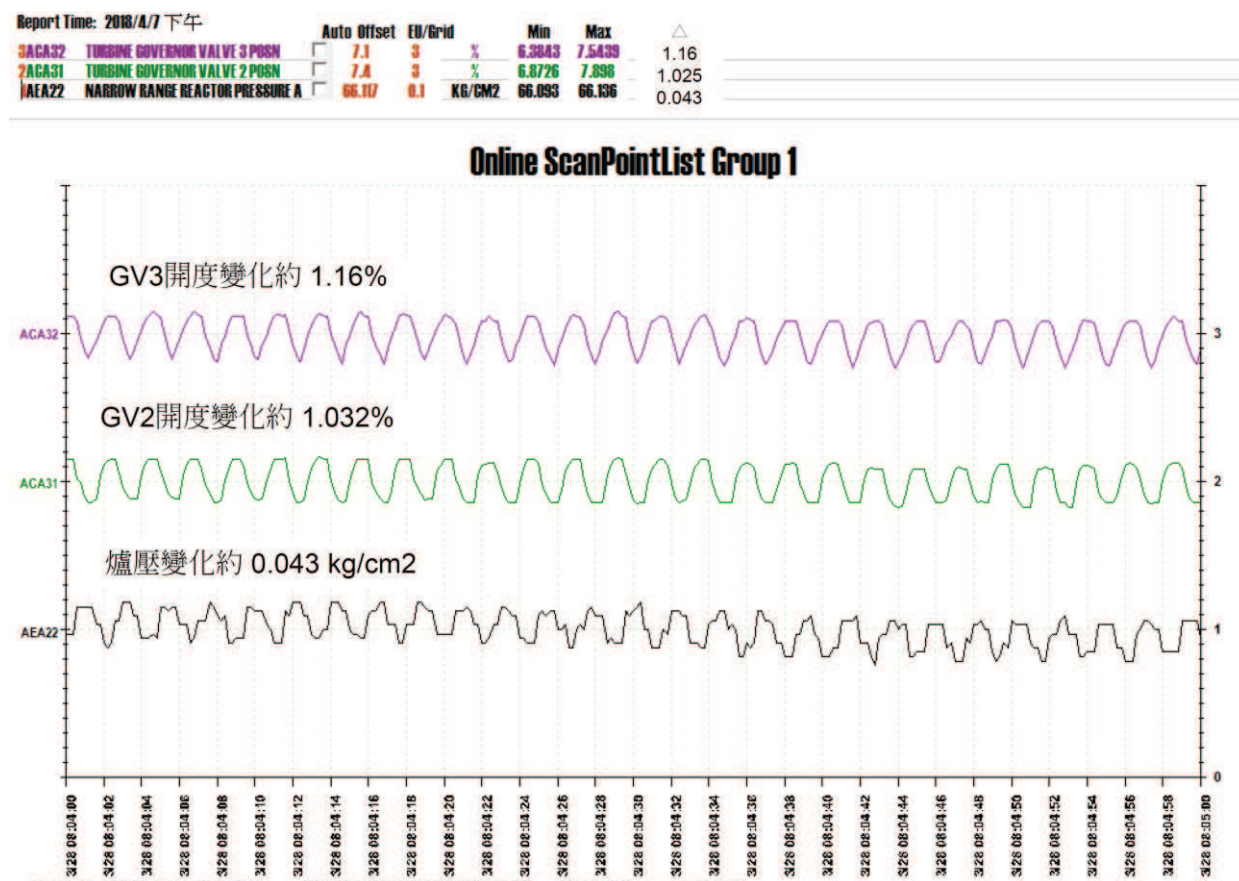


圖二(圖一紅色圈圈處放大)

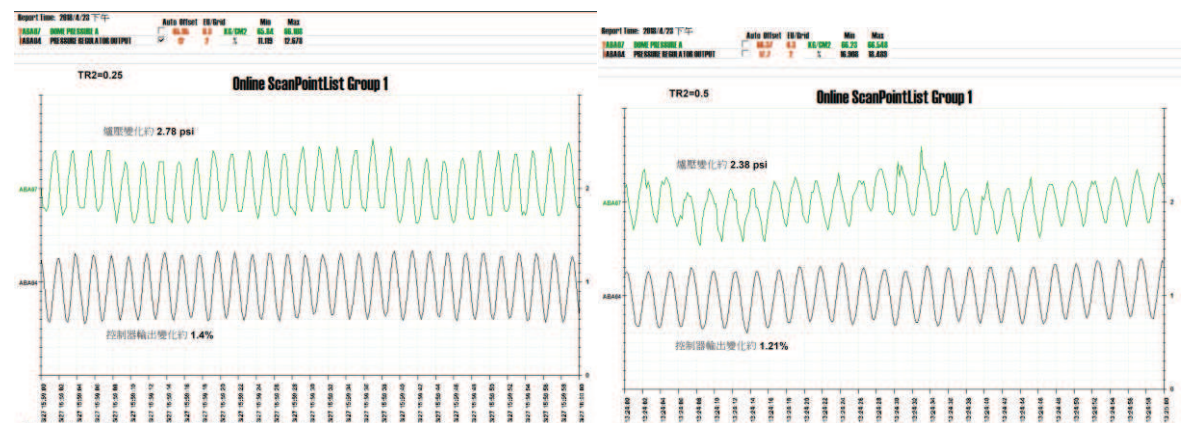
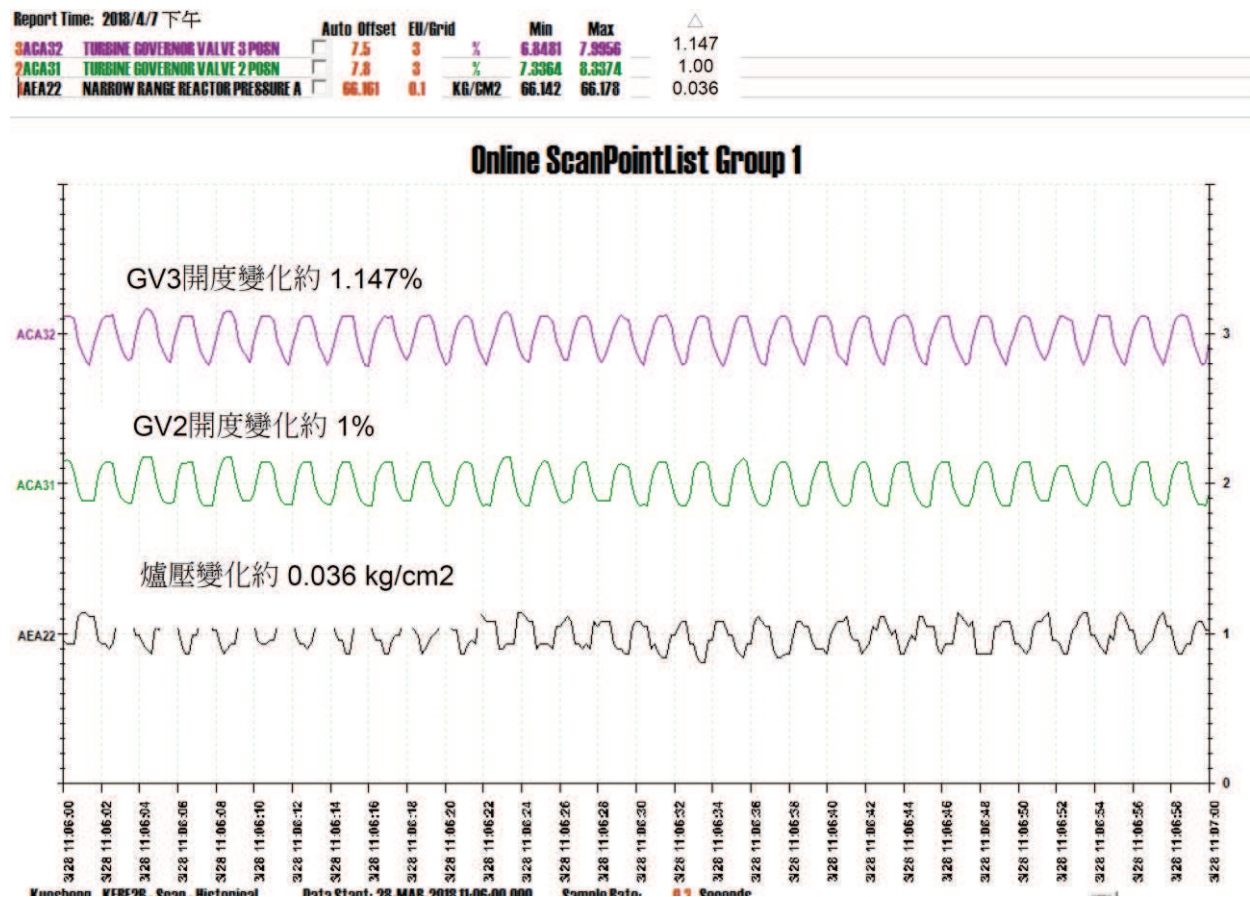


附件 C

- 輸入新 TR2 參數值(0.25 秒調為 0.40 秒)，於第二次併聯後，從 ERF 取訊觀察汽機控制閥(GV2/GV3)開度仍有週期性波動現象，如下圖所示。



2.機組第二次併聯後，輸入新的 TR2 參數值(0.40 秒調為 0.50 秒)，從 ERF 取訊觀察汽機控制閥開度波動幅度稍變小，且壓力調整器變化幅度由 1.4%降至 1.2%，波動週期由 2 秒延長至 2.4 秒，已見改善但仍呈週期性波動，如下圖所示。



附件 3 SB&PR 原廠事件調查與建議事項報告

台電核二廠

SB&PR 事件調查與建議事項報告

	姓名	簽名	日期
文件撰寫	依個資法第5條保護 個人資料		May 04, 2018
文件審查			May 04, 2018
文件核准			May 04, 2018

First publication : April 07, 2018
Current publication : May 04, 2018
Version : R2

Life Is On

Schneider
Electric

一、事件說明與原廠建議

- 核二廠二號機於 107/3/21 機組啟動後測試階段，於 3/27 第一次併聯後，因反應爐壓力有波動現象，於是在 3/28 完成主汽機超速跳脫測試後，經核二廠與原廠研商後，同意將 Lag Time (TR₂) 參數初始值 0.25 秒調至 0.4 秒。3/28 第二次併聯後機組負載提升，進行 SB&PR 系統調整，壓力控制切換至汽機控制(Pressure Control on GV)時，因反應爐壓力有波動(如 Fig-1、2)，遂進行共振訊號濾波補償控制邏輯之迴路調校，Lag Time (TR₂) 參數由 0.4 秒微調至 0.5 秒後，持續觀察反應爐壓力變化，期間反應爐啟動保護機制而安全停機。基於釐清肇因及安全考量，敝公司邀集國外技師於 3/30 及 3/31 陸續抵台，協助核二廠進行肇因分析及後續改善建議。

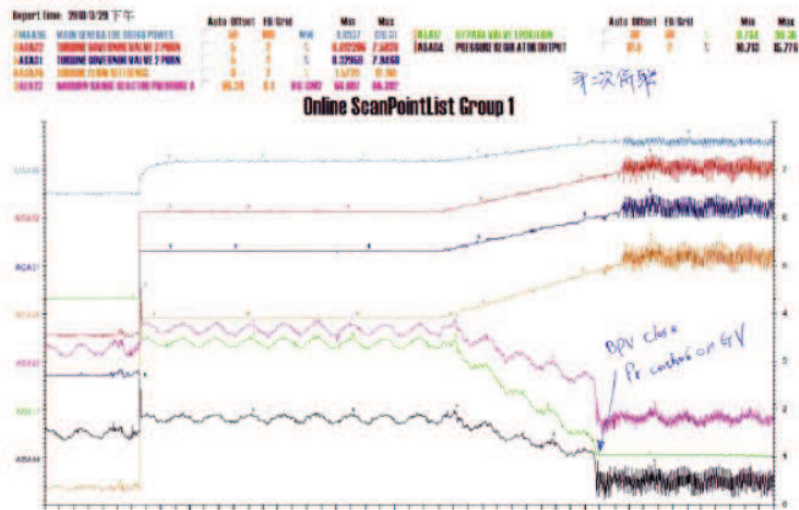


Fig-1 機組第二次併聯(已調整 TR₂ 為 0.4 秒)

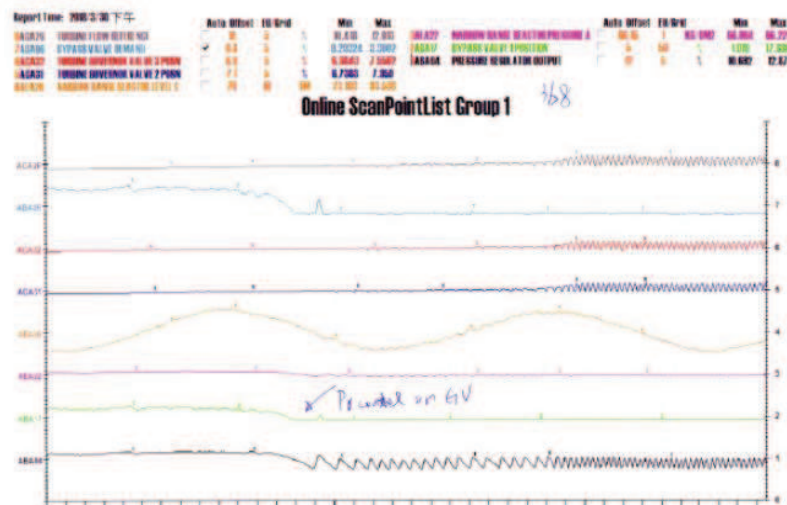
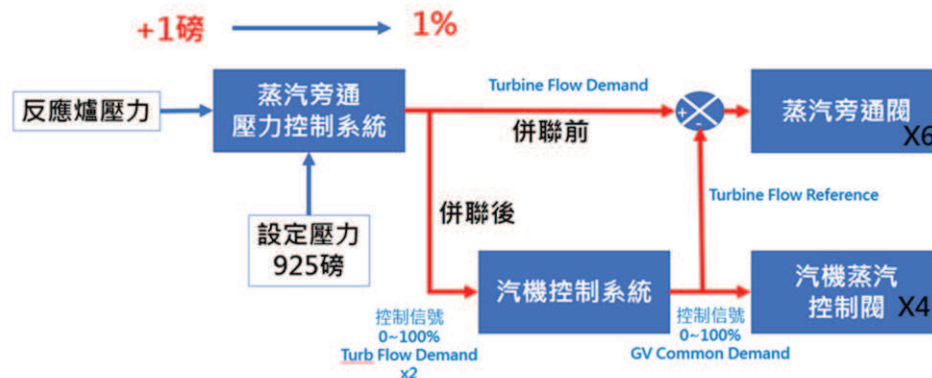


Fig-2 機組第二次併聯(調整時間軸放大，且 TR₂ 為 0.4 秒)

2. 經敝公司技師與核二廠依據事件紀錄及蒸汽旁通壓力控制系統控制流程簡圖(如下圖)，研判本次急停事件源自於蒸汽旁通壓力控制輸出信號控制不穩所致，引起汽機控制閥週期性波動，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。從蒸汽旁通壓力控制系統控制流程簡要圖檢視，蒸汽旁通壓力控制系統不穩定的可能來源包括：汽機控制系統、蒸汽旁通閥與汽機控制閥、信號傳輸、蒸汽旁通壓力控制系統。逐一檢視上述各系統與設備，確認汽機控制系統、蒸汽旁通閥與汽機控制閥、信號傳輸均正常，僅餘蒸汽旁通壓力控制系統需進一步查證，包括：SB&PR 系統運作正常查證、硬體查證、軟體查證。

經查證結果：SB&PR 系統運作正常查證已於 3 月 29 日完成、硬體查證於 3 月 31 日完成確認正常、4 月 1 日進行軟體查證確認符合設計功能。餘蒸汽旁通壓力控制系統控制參數之調校未達最佳化，需進行改善。



針對 SB&PR 系統壓力控制器參數調校最佳化，原廠技師針對軟體提出建議如下：

- (1) 使用原 SB&PR 系統類比卡片參數進行數值轉換，並參照原奇異公司之系統設計功能，進行參數調整。
- (2) 利用離線測試分析法，驗證 SB&PR 系統之濾波補償公式符合設計要求。
- (3) 確認頻率響應依循設計規範基準文件。
- (4) 機組起動過程依照核二廠程序書，配合廠方專責人員，進行壓力控制調校確認。

註：相關參數設定建議由技師參照原廠家設計文件，經軟硬體模擬後說明如後續頁面，最後參數之驗證，仍需於機組起動後，視實際反應器動態響應調整至最佳化。

二、參數設定建議：

1. 原廠國外資深技師針對新 SB&PR 系統之濾波補償公式進行驗證與評估，系統之初始參數值經由轉換程式進行數值變換並使用模擬軟體進行驗證。中心頻率為系統流程與設備之特性值，可利用量測方式取得原系統卡片模組之設定值為 $kPRS_t0(T_0) = 0.1768$ 秒，符合原奇異公司之設計數據 (GEK-63010, 4-10 調整範圍：0.06~0.25 秒)。

參數表(Table-1)整理如下：

Component	Parameter	Reference to Invensys Tricon Tag	2018/3/27 啟動初始值 (採原廠卡片設定)	2018/3/28 第二次併聯前	2018/3/28 DEH 模式轉換 Mode 4	備註說明
Pressure Regulator	Lead Time: T_1	TR_1	0 秒	0 秒	0 秒	註 ²
	Lag Time: T_2	TR_3	0 秒	0 秒	0 秒	
	Proportional Gain: Kr	Kr	1%/Psi	1%/Psi	1%/Psi	註 ¹
Steam Line Dynamic Compensator 註 ³	Lag Time: T_3	TR_2	0.25 秒	0.4 秒	0.5 秒	0.1~2.0 秒, (可調整項)
	Damping Coefficient numerator: ξ_1	Z_1	0.2	0.2	0.2	$Z_1/Z_2=0.1-1.0$ Ratio, Adjust
	Damping Coefficient denominator: ξ_2	Z_2	0.75	0.75	0.75	0.7~5.0 Damping Ratio, Adjust
	Center Frequency (τ_0)	T_0	0.1768 秒	0.1768 秒	0.1768 秒	0.06~0.25 秒, Adjust

Table-1：參數表

註：

針對壓力控制器的調整參數維持原奇異公司設定範圍，針對其參數說明如下：

註¹：Pressure Regulator-Proportional Gain(Kr)：壓力控制器之輸出比例協調參數，Gain 值代表控制器輸出之放大比例值，依據 GE 原廠設計資料設定壓力負載比為 1:1，所以當壓力 1PSI 會等於 1% 負載的響應，此比例協調參數為 1%/psi。

註²：Pressure regulator Lead/Lag Time(TR_1/TR_3)：壓力反應響應超前落後時間，此二參數為壓力量測值至實際終端元件的反應時間調整參數，依據既有設備設定超前與落後時間皆為 0 秒，並無反應時間的差異。

註³：Steam Line Dynamic Compensator (蒸汽動態補償)：

- (1) 定義：三階諧波(-3 dB)表示變數之干擾衰減率為 0.7，原奇異公司定義之抑制目標區使用之衰減諧波值。計算式表示如下：

$$\text{Decibels (dB)} = 20 \log_{10} \frac{V_{out}}{V_{in}} ; \text{計算數值：} 20 \log_{10} \left(\frac{1}{\sqrt{2}} \right) = -3 \text{ dB}$$

- (2) Lag Time TR_2 (低通濾波 Low Pass Filter)：

調整 Lag Time 參數 TR_2 ，影響增益的遞減起始頻率，若 TR_2 越大，則遞減起始頻率越低，即被濾掉的高頻訊號越多。計算式如下：

$$\frac{rPRS_CO_LAG}{rPRS_CO_LL} = \frac{1}{TR2s + 1}$$

(3) Notch Filter Transfer Function:

$$H(s) = \frac{s^2 + \frac{2Z_1}{T_0} \cdot s + \frac{1}{T_0^2}}{s^2 + \frac{2Z_2}{T_0} \cdot s + \frac{1}{T_0^2}}$$

- 阻尼係數分母 Z_2 為中心頻率(T_0)之 $\pm 3\text{dB}$ 的頻寬調整值(Width adjust)。
- 阻尼係數分子 Z_1 為中心頻率峰值須衰減的量(Notch depth adjust)。
- 總衰減量與 Z_1/Z_2 比值(Damping Ratio)有關。

(4) 中心頻率(T_0)：利用頻率響應找到最大波長點，為最大頻率值，也代表訊號共振最大值，此為蒸汽動態補償之設備特性值，測試原有 GE 系統卡片得到 $f_0 = 0.9 \text{ Hz}$ 經下述公式所轉換出來。

$$T_0^2 = \frac{1}{\omega_0^2} = \frac{1}{(2\pi \cdot f_0)^2}$$

$$T_0 = \frac{1}{2\pi \cdot f_0} = \frac{1}{2\pi \times 0.9} = 0.1768 \text{ 秒}$$

2. 二號機 SB&PR 系統更新後，尚未完成蒸汽管路動態共振訊號濾波及補償控制邏輯之迴路調校，Lag Time (TR_2) 參數初始值為 0.25 秒。因反應爐壓力波動過大(如下左圖)，微調增加 TR_2 時間直至 0.5 秒時，爐壓波動之週期(由 2.0 秒變為 2.4 秒)與振幅(由 1.5%變為 1.26%)稍有改善(如下右圖)，但因機組安全停機，此動態迴路調校尚未完成。

3/27 二號機併聯後壓力調整器變化

3/28 二號機急停前壓力調整器變化

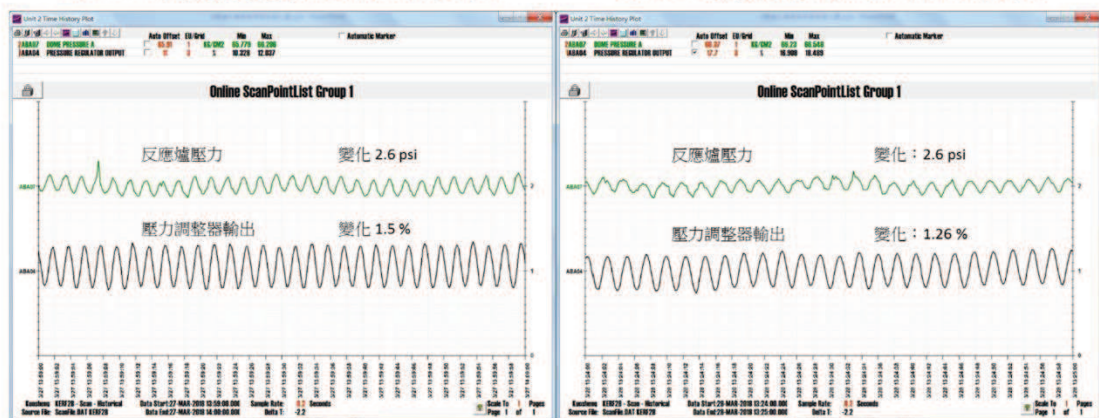


Fig-3 機組壓力調整器變化(併聯後與急停前)

3. 參數靈敏度分析與離線驗證：

(1) 參數靈敏度分析：

根據現場壓力調整控制值之響應頻率，使用頻譜分析模擬軟體(Program CC)，模擬在不同參數下的共振訊號濾波及補償頻譜圖，以判斷該組參數是否對於在特定壓力頻率擾動下的濾波能力，透過濾波及補償頻譜圖來驗證參數設定後，可有效衰減壓力頻率波動。

模擬驗證 1：

採用參數 $T_0=0.1768$ 秒、 $Z_1=0.2$ 、 $Z_2=0.75$ 、 $TR_2=0.25$ 秒 進行共振訊號濾波及補償控制邏輯設計之頻譜分析，由頻譜圖分析，可以得知目標壓力波動頻率 0.417 Hz (2.4 Sec)，其消弭波動頻率的衰減諧波值為 -3.6 dB 。

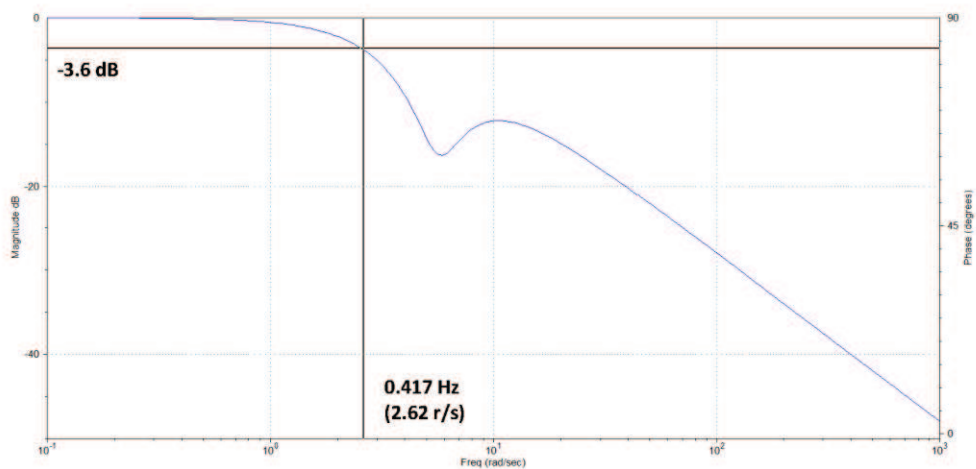


Fig-4 模擬共振訊號濾波及補償頻譜圖

模擬驗證 2：

使用不同 TR_2 參數值 ($TR_2=0.25$ 、 0.5 、 0.75 、 1.0 、 1.2 秒) 進行模擬，各組參數的共振訊號濾波及補償設計頻譜進行分析，以便找出最佳參數設定值。從 Fig-5 圖中可以得知當 $TR_2 \geq 0.75$ 秒以上時，針對壓力波動頻率 0.417 Hz (2.4 Sec) 之衰減能力高達 -11.68 dB 以上。

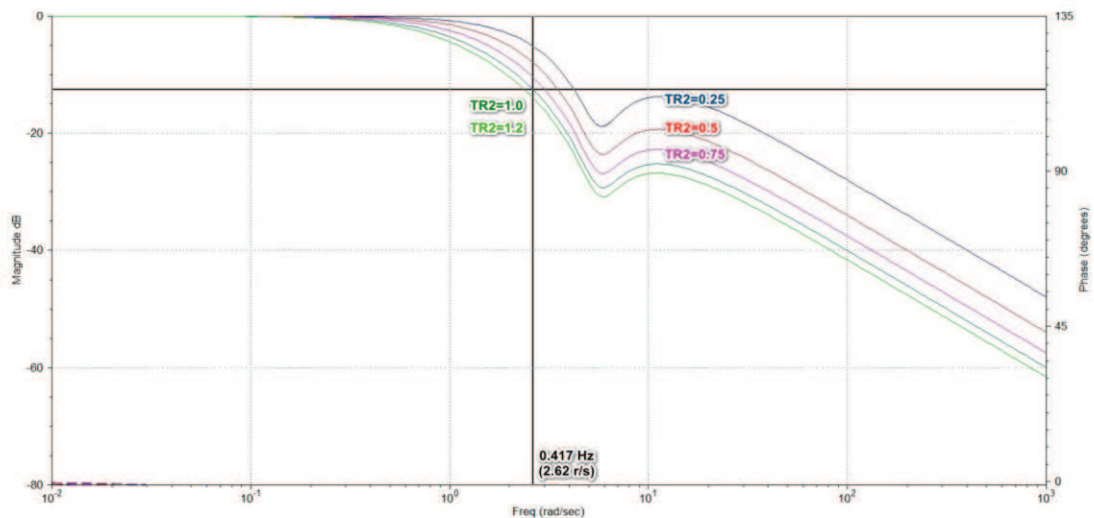


Fig-5 模擬共振訊號濾波及補償頻譜圖(改變 Lag Time 調整衰減強度)

(2) 離線測試平台驗證：

輸入訊號源，並連接示波器檢視各參數變化時，輸出訊號之相關反應，相關數據亦可參考 Trilogger 所記錄之趨勢圖，測試設備連接如 Fig-6 所示：

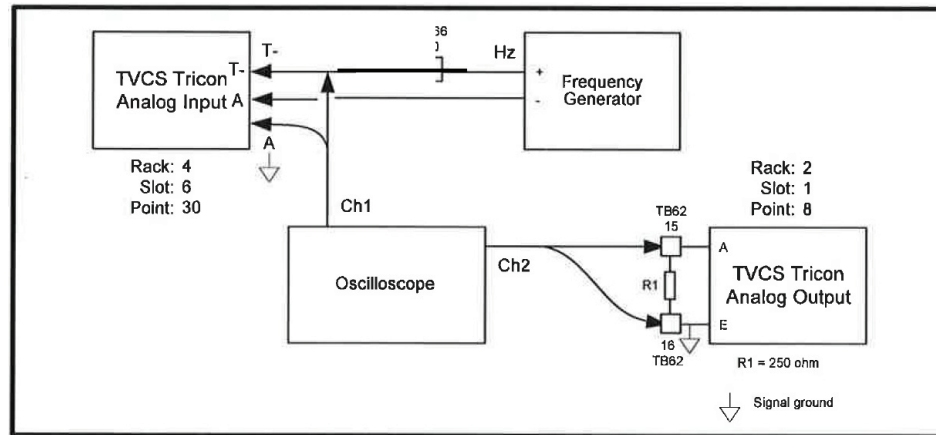


Fig-6 離線測試平台

於測試平台使用頻率產生器模擬傳送器壓力源 65.8kg/cm² (相當於 935psi) 相對應之電壓值至 AI 點(wPRESS_A)，頻率信號由 0.1 到 10Hz 改變，連接示波器至 AO 點(yFLOW_DMD_A)，找出一組頻率相對於輸出響應最佳之濾波效果。

依據程序書內之初始參數值(附表 Table-1)，並依建議值調整 TR₂，檢視輸入頻率與輸出響應的衰減關係，確認 TR₂ 增加時可於 Notch 作用之抑制區間，提供較高強度濾波功能，消弭干擾源。

4. SBPR 系統最佳參數組合分析及調校策略

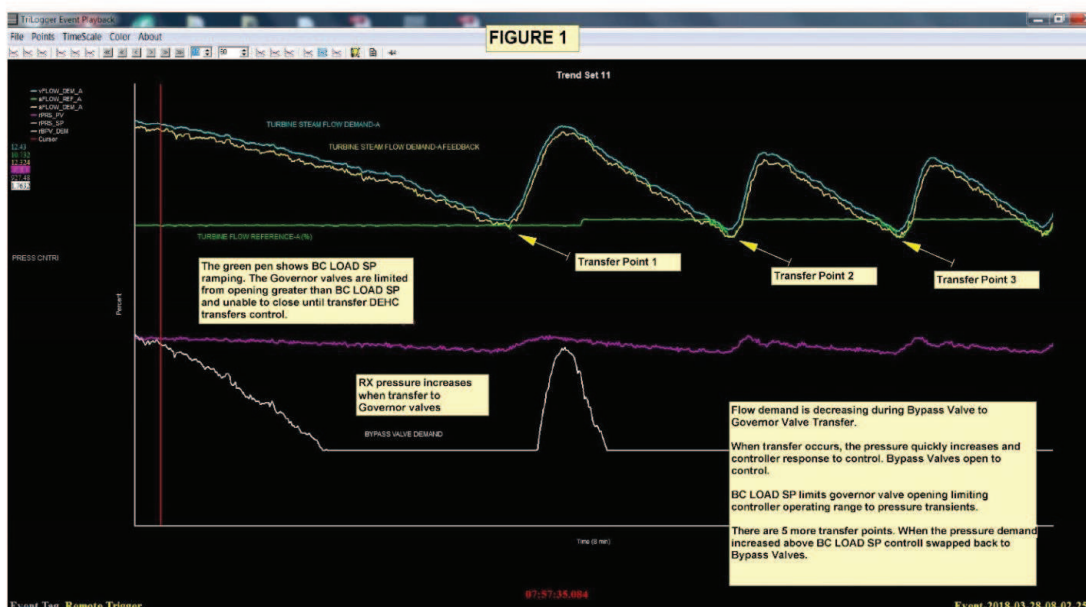
一、系統控制權切換策略

原廠技師透過全面的事件歷史資料的重新檢視，比對 SBPR 系統設定值與廠方提供之 ERF 全廠各相關系統設備運轉狀態，由原本專注於新 SBPR 系統性能表現審視推展至與此系統相關設備之全面評估時發現，事件起始係因系統控制權交換過程未能確實切換，所引起的蒸汽壓力之週期性波動。

由系統設計邏輯與歷史資料匹配判讀，壓力調節控制器於控制權轉換過程前，蒸汽旁通閥(BPV)全關，因蒸汽壓力緩速下降，壓力調節控制器反應並調降輸出(PR Output)，當壓力調節控制器輸出值低於 DEH 系統之 BC Load SP 設定點時，開啟 Pressure Control On GV 運轉模式切換，轉換後而其汽機控制閥控制蒸汽壓力；反之當 DEH BC Load SP 設定點小於壓力調節控制器輸出值加上 0.3%之不作用區帶，控制權轉換回旁通蒸汽閥控制。

運轉模式切換回由蒸汽旁通閥控制，壓力控制器針對蒸汽旁通閥響應設計 Gain 值為 2.86 且含 BPV Closing Bias -3% 設計，說明壓力控制器當蒸汽壓力產生 1.05 psi 之差值，蒸汽旁通閥開始作用調節。BPV Closing Bias -3% 設計為確保控制器輸出至蒸汽旁通閥確實關閉且避免控制器輸出於控制權轉換過程變動過大。

為改善控制權轉換往復交替，升載過程中確實將控制權轉交汽機控制閥控制，從併聯時維持較低之壓力調節輸出訊號(PR Output)，轉換過程 DEH 汽機控制閥可確實因應壓力響應而作動，降低蒸汽旁通閥之 Closing Bias，讓蒸汽旁通閥可快速反應爐壓改變。進行全面評估改善，縮小控制權交替時汽機控制閥與旁通閥不作用區間，提供控制權確實轉換，以避免產生爐壓之週期性波動。詳細參考下圖之控制權轉換過程各參數變化：



1. 併聯前壓力調節輸出訊號(PR Output)：

此次事件控制權交互轉移時間長達 120 秒，依據原廠技師於美國核電廠之運轉模式轉換經驗，轉換過程於 30 秒以內可以完成，甚至有些電廠設計於 10 秒內完成。減少轉換時間確保控制權順利交互轉移，可降低引動壓力波動的機率。

壓力調節輸出訊號(PR Output)較低時，可於 Pressure Control On GV 運轉模式切換時，快速且確實切換運轉模式避免暫態波動。

SBPR 系統更新後，比較一、二號機併聯時運轉模式切換紀錄如下：

Unit 2 before breaker close in Mar 27, 2018

PRO = 13.6% (120 秒)

Unit 2 before breaker close in Mar 28, 2018:

PRO = 13.5% (120 秒)

Unit 1 before breaker close in June 10, 2017

PRO = 12.32% (<10 秒)

Unit 1 before breaker close in June 9, 2017

PRO = 12.39% (<10 秒)

壓力調節輸出訊號(PR Output)較低時，原經由 BPV 之蒸汽流量會於併聯後，蒸汽流量因 DEH 之初始負載全數轉移至汽機控制閥，可快速且穩定切換至 Pressure Control On GV 運轉模式。

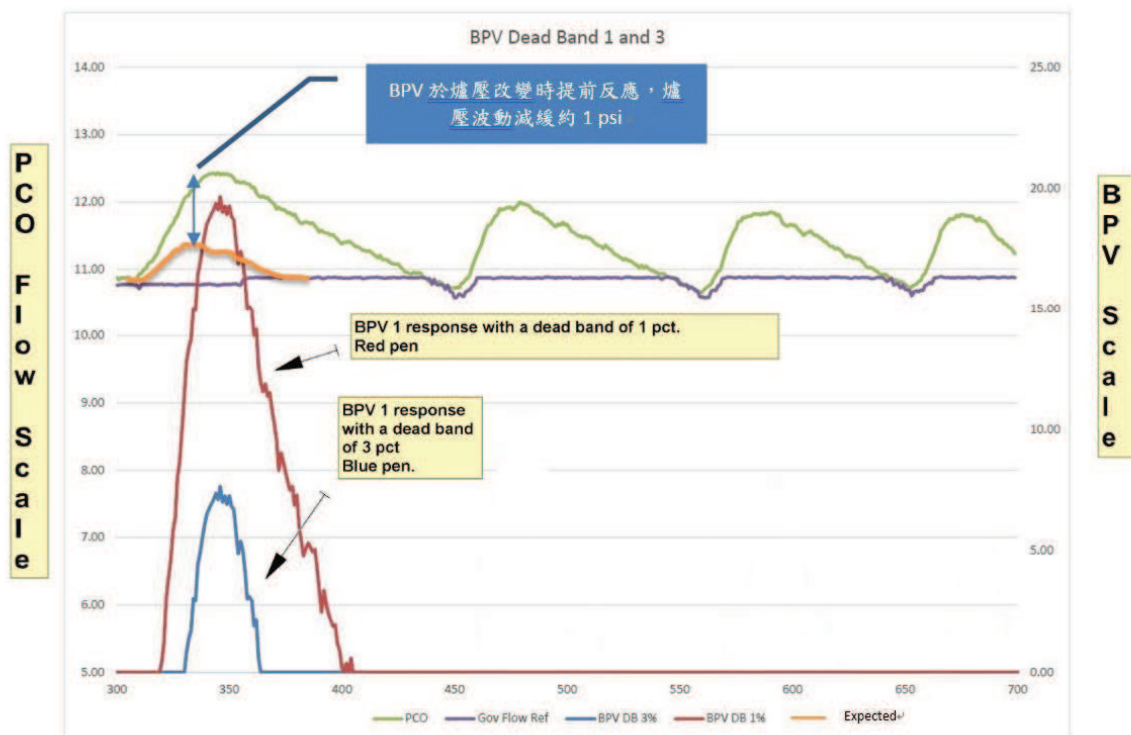
壓力調節輸出訊號(PR Output)較高時，原經由 BPV 之蒸汽流量會於併聯後，因蒸汽流量無法全數由 DEH 之初始負載轉移至汽機控制閥，導致部分蒸汽流量由 BPV 控制，衍生控制權交互轉移。

2. BPV Closing Bias : (原設計為-3%)

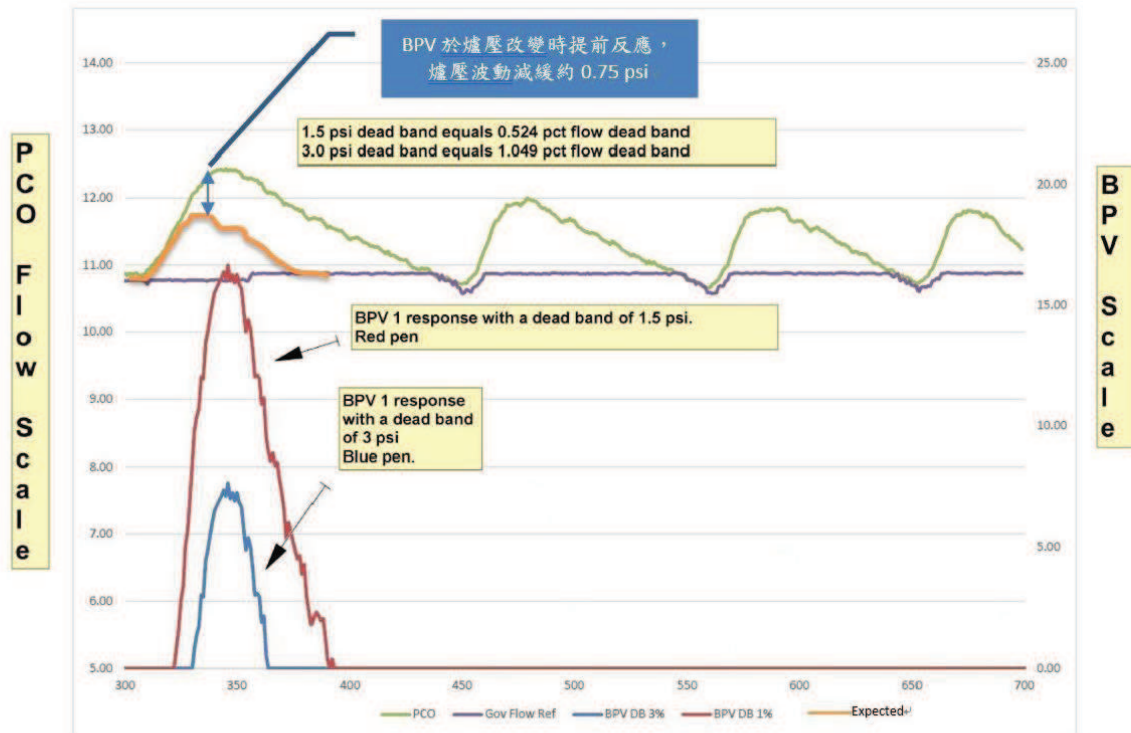
為快速且確實切換運轉模式避免暫態波動，於機組再轉時，可考慮將 Closing Bias 初始值改為-1.5%，若有必要時可調至-1.0%。

靈敏度分析：

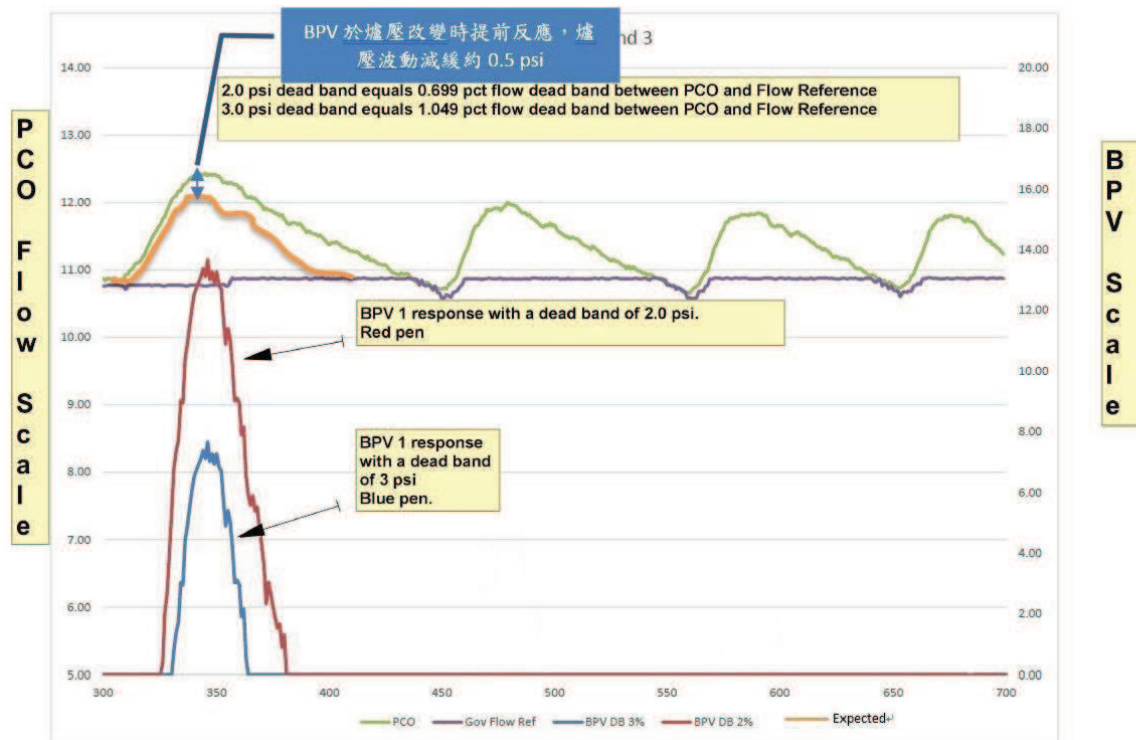
(1) 改變 Bias = -1%，依據 3/28 之爐壓改變與 BPV 狀況模擬如下：



(2) 改變 Bias = -1.5%，依據 3/28 之爐壓改變與 BPV 狀況模擬如下：



(3) 改變 Bias = -2.0%，依據 3/28 之爐壓改變與 BPV 狀況模擬如下：



(4) 當-3.0% Closing Bias，原動態反應約 1.5 psi 之爐壓變化

- 當-1.0% Closing Bias，動態反應約減緩至 0.5 psi 之爐壓變化
- 當-1.5% Closing Bias，動態反應約減緩至 0.75 psi 之爐壓變化
- 當-2.0% Closing Bias，動態反應約減緩至 1.0 psi 之爐壓變化

調整 BPV Closing Bias 數值可減緩反應爐壓力波動。當 Closing Bias 減小，於 Pressure control on GV 運轉模式切換期間，是有助於反應爐壓力控制權的移轉，此移轉過程蒸汽旁通閥較不易開啟。滿載運轉時，若系統頻率高於 60.3Hz (1809rpm)，依設計此時蒸汽旁通閥將開啟，以協助系統頻率回到 60Hz。雖然 BPV Closing Bias 減小將使蒸汽旁通閥開度變大，惟對穩定系統頻率更有助益，對 DEH 的控制亦無影響。

建議：

- (1) 由上述核二廠一、二號機併聯時運轉模式切換紀錄分析，併聯前 BPV 開啟兩只以內，壓力調節輸出訊號 (PR Output) 較低，可快速且穩定切換至 Pressure Control On GV 運轉模式。建議核二廠由運轉操作方式，來解決控制權快速交換。
- (2) 另一建議方案，可採調整 BPV Closing Bias，有效降低反應爐壓力變動幅度及縮短控制權轉換時間，快速且確實切換運轉模式以避免暫態波動。建議 Closing Bias 初始值改為-1.5%，必要時調整至-1.0%，唯動態測試結果仍須符合程序書之允收標準。

二、建議參數的調校方案

1. 因 SBPR 系統之振動響應與設備管路相關組件之設計有關，參數設定需遵循原奇異公司制訂之參數調整範圍設計 (GEK-63010, Table 4-3)。參數之定義與說明如下：

整理此次事件參數表如下：

Component	Parameter	Reference to Invensys Tricon Tag	2018/3/27 啟動初始值 (採原廠卡片設定)	2018/3/28 第二次併聯前	2018/3/28 DEH 模式轉換 Mode 4	備註說明
Pressure Regulator	Lead Time: T ₁	TR ₁	0 秒	0 秒	0 秒	
	Lag Time: T ₂	TR ₃	0 秒	0 秒	0 秒	
	Proportional Gain: Kr	K	1%/Psi	1%/Psi	1%/Psi	
Steam Line Dynamic Compensator	Lag Time: T ₃	TR ₂	0.25 秒	0.4 秒	0.5 秒	0.1 ~ 2.0 秒, (可調整項)
	Damping Coefficient numerator: ξ_1	Z ₁	0.2	0.2	0.2	Z ₁ /Z ₂ =0.1-1.0 Ratio, Adjust
	Damping Coefficient denominator: ξ_2	Z ₂	0.75	0.75	0.75	0.7~5.0 Damping Ratio, Adjust
	Center Frequency (τ_0)	T ₀	0.1768 秒	0.1768 秒	0.1768 秒	0.06~0.25 秒, Adjust

(1) 中心頻率(T₀)：

利用頻率響應找到最大波長點，為最大頻率值，也代表訊號共振最大值，此為蒸汽動態補償之設備特性值，測試原有 GE 系統卡片得到 $f_0 = 0.9 \text{ Hz}$ 經下述公式所轉換出來。

$$T_0^2 = \frac{1}{\omega_0^2} = \frac{1}{(2\pi \cdot f_0)^2}$$

$$T_0 = \frac{1}{2\pi \cdot f_0} = \frac{1}{2\pi \times 0.9} = 0.1768 \text{ 秒}$$

(2) 低通濾波 Lag Time (TR₂)：

調整 Lag Time 參數 TR₂，影響增益的遞減起始頻率，若 TR₂ 越大，則遞減起始頻率越低，即被濾掉的高頻訊號越多。計算式如下：

$$\frac{r_{PRS_CO_LAG}}{r_{PRS_CO_LL}} = \frac{1}{TR_2 s + 1}$$

(3) Notch Filter Transfer Function:

$$H(s) = \frac{s^2 + \frac{2Z_1}{T_0} \cdot s + \frac{1}{T_0^2}}{s^2 + \frac{2Z_2}{T_0} \cdot s + \frac{1}{T_0^2}}$$

- 阻尼係數分母 Z_2 為中心頻率(T_0)之 $\pm 3\text{dB}$ 的頻寬調整值(Width adjust)。
- 阻尼係數分子 Z_1 為中心頻率峰值須衰減的量(Notch depth adjust)。
- 總衰減量與 Z_1/Z_2 比值(Damping Ratio) 有關

(4) Pressure Regulator-Proportional Gain(K)：壓力控制器之輸出比例協調參數，Gain 值代表控制器輸出之放大比例值，依據 GE 原廠設計資料設定壓力負載比為 1:1，所以當壓力 1PSI 會等於 1% 負載的響應，此比例協調參數為 1%/psi。

(5) Pressure regulator Lead/Lag Time(TR_1/TR_3)：壓力反應響應超前/落後時間，此二參數為壓力量測值至實際終端元件的反應時間調整參數，既有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。系統數位化後，A/D 訊號轉換過程與微處理器運算皆存在訊號輸出與輸入時間的差異，可由調整 TR_1 補償訊號響應之落後時間。

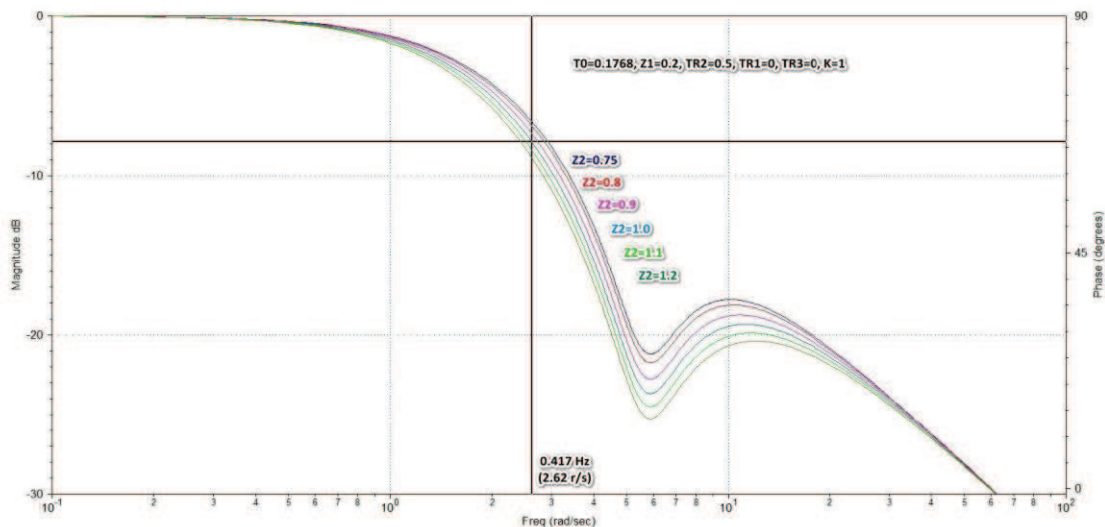
2. 中心頻率數值為蒸汽動態補償之設備特性值，為蒸汽設備與管路產生之共振頻率，並不會因為測試時機或參數變化而有所變動，應遵循原奇異設計值不做更動。

3. 針對評估後將調校之參數靈敏度分析與調整方向敘述如下：

(1) 靈敏度分析- Z_2 改變

Z_2 數值由：0.75, 0.8, 0.9, 1.0, 1.1, 1.2

其餘參數維持不變， $T_0=0.1768$ 秒， $Z_1=0.2$ ， $TR_2=0.5$ 秒， $TR_1=0$ 秒， $TR_3=0$ 秒， $K=1$



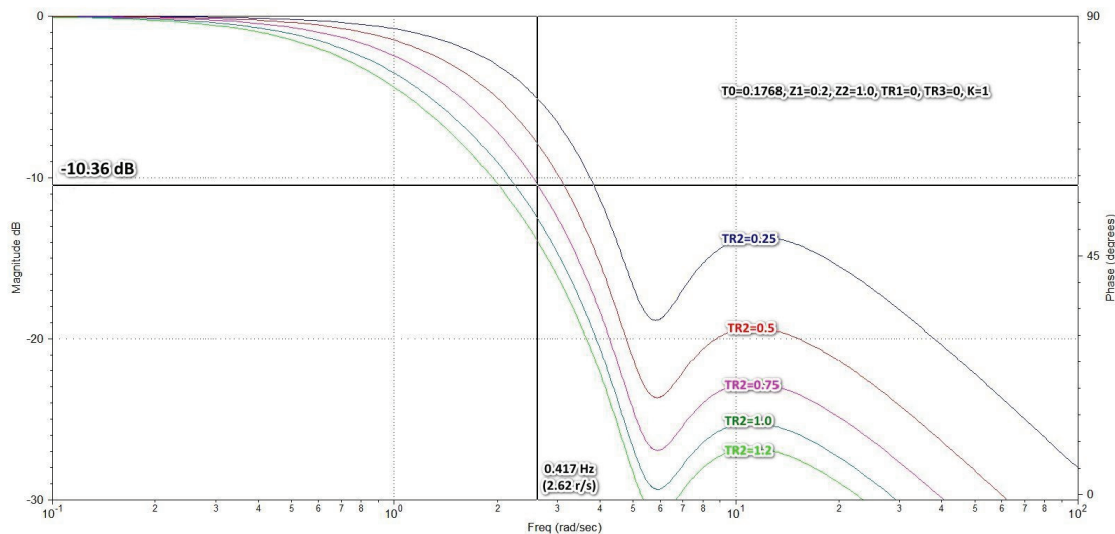
- Z_2 靈敏度分析依據原奇異公司設計 GEK-63010 可調整範圍為 $Z_2=0.7\sim 5.0$ ， $Z_1/Z_2=0.1\sim 1.0$

- Z_1 參數調整可提供小幅度的衰減強度，數值提升，強度增加。
- 調整方式： Z_1 維持 0.2，當中心頻率確立後，調整 Z_2 降低阻尼比(Z_1/Z_2)，增加抑制區範圍且提供較高強度之衰減率。建議 Z_2 設定由 0.75 調整為 1.0，可小幅度增加頻率抑制區範圍且增加約 11% (1dB) 之衰減值。

(2) 靈敏度分析- TR_2 改變

TR_2 數值由：0.25, 0.5, 0.75, 1.0, 1.2 秒

其餘參數維持不變， $T_0=0.1768$ 秒, $Z_1=0.2$, $Z_2=1.0$, $TR_1=0$ 秒, $TR_3=0$ 秒, $K=1$

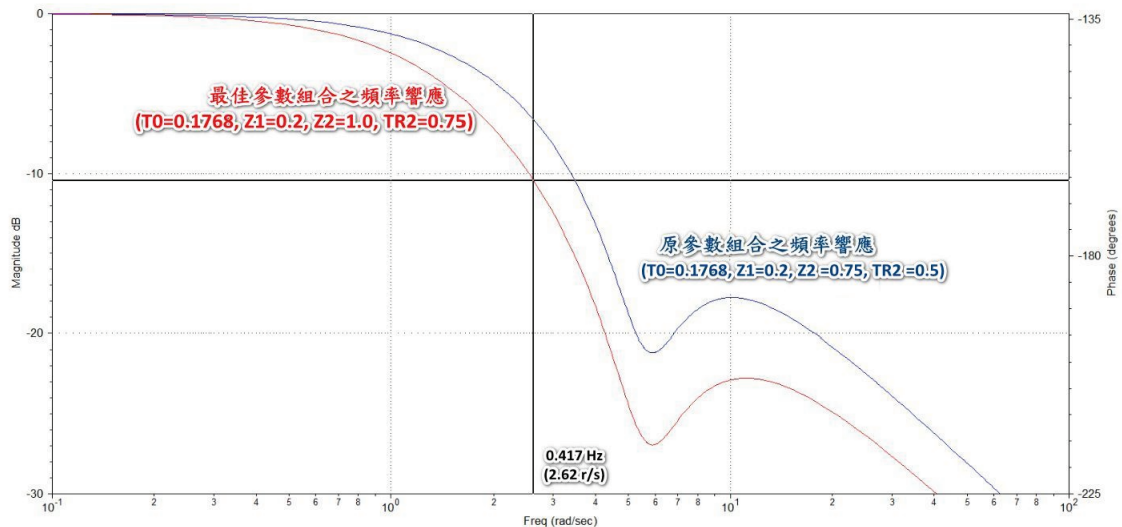


- TR_2 靈敏度分析依據原奇異公司設計 GEK-63010 其可調整範圍為 0.1~2.0 秒。
- 調校須依實際暫態波動的強度與壓力控制器之允收條件進行調整。
- 針對壓力波動頻率 0.417 Hz (2.4 Sec) 之衰減強度，可經由提高 TR_2 設定，建議由 0.75 秒數值調整，其波動衰減強度可高達 -10.36 dB。
- TR_2 時間範圍調整至 0.75~1.0 秒，分析結果其可有效降低暫態波動強度加強壓力穩態時之穩定度，但會增加壓力控制器相位時間落後，可搭配調整 TR_1 參數，以改善暫態波動之控制器反應追隨並縮減暫態收斂時間。
- TR_1 參數值可依據控制器訊號追隨之落後時間進行微調，為補償新 SBPR 數位系統之掃描反應時間 100 毫秒與 DEH 系統訊號運算及傳輸之 100 毫秒延遲時間。建議 TR_1 參數初始值調整至 0.2 秒，並依據實際系統訊號之動態響應進行微調。

(3) 最佳初始參數分析

針對原事件最後調整參數組合與建議之最佳調整參數，進行參數靈敏度分析如下：

- 原參數組合 $T_0=0.1768$ 秒, $Z_1=0.2$, $Z_2=0.75$, $TR_2=0.5$ 秒。
- 最佳調整參數組合 $T_0=0.1768$ 秒, $Z_1=0.2$, $Z_2=1.0$, $TR_2=0.75$ 秒。
- 最佳調整參數組合可提供壓力波動頻率 0.417 Hz (2.4 Sec)之衰減強度達 -10.36 dB，比原參數組合衰減強度 -6.70 dB，強度增加高達 3.66 dB。



四、動態調校過程中的應變措施

併聯後，若蒸汽系統共振頻率產生爐壓波動持續，可依據下列調整方式穩定爐壓控制：

- (1) 建議初始參數組合 $T_0=0.1768$ 秒, $Z_1=0.2$, $TR_3=0$ 秒, $K=1$ 維持不變， Z_2 與 TR_2 初始值由 $Z_2=1.0$ 與 $TR_2=0.75$ 秒開始進行調校。參數改變 $Z_2=1.0$ 與 $TR_2=0.75$ 秒之組合針對可提供壓力波動頻率 0.417 Hz (2.4 Sec)之衰減強度達 -10.36 dB，比原參數組合衰減強度 -6.70 dB，強度增加高達 3.66 dB。
- (2) Z_2 數值調整至 1.0 ，於中心頻率範圍下，提升較大的衰減率(比原設計值 0.75 ，衰減率增加 $3\sim 5$ dB)。

TR_2 由 0.75 秒初始值，確定調整方向後，每次改變 0.05 秒，於負載增加時需驗證壓力控制器是否有達到程序書允收標準。 TR_1 由 0.2 秒初始值進行調整以補償訊號落後時間。

5. 安全停機後系統測試驗證(與原廠離線測試平台相同)

原廠技師配合核二廠儀控人員，進行相關於濾波補償公式之驗證，以實際訊號導入系統輸出與輸入端測試。測試結果如 Fig-11，設計之 Steam line Compensator (含 Notch 與 Low Pass filter) 之中心頻率訂為 $T_0=0.1768$ 秒(0.9 Hz)，當訊號擾動接近中心頻率時，可明顯看出該頻率之干擾訊號明顯被消弭。

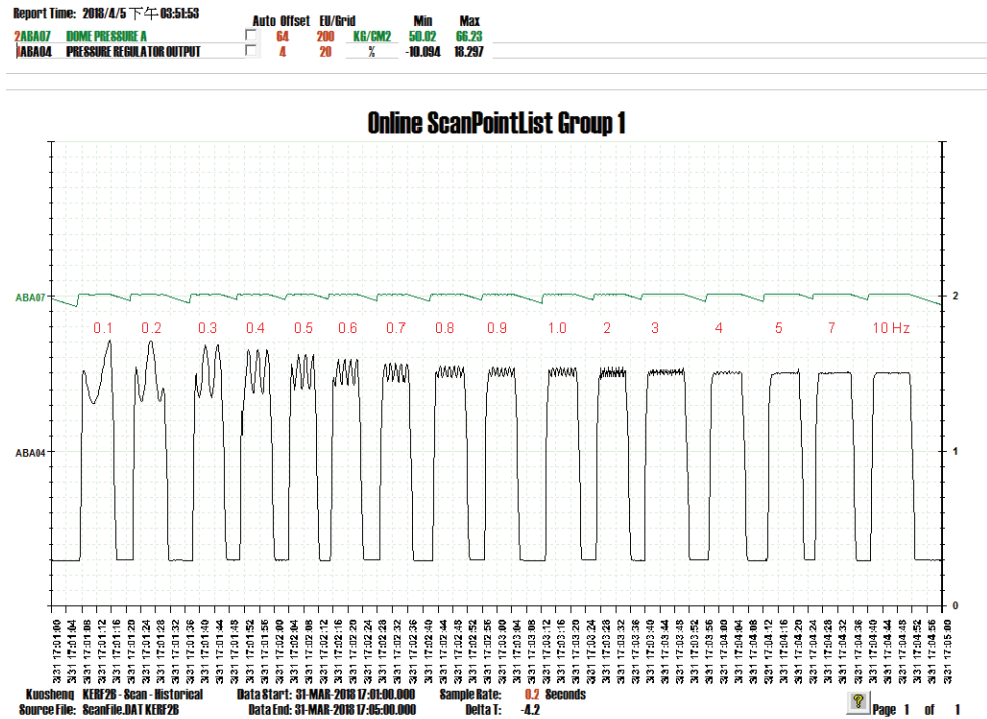


Fig-11 Hardware Injection Test of DOM Pressure with variable frequency
(Combination: Lead/Lag+ Latch: $T_2=0.25s$, $T_0=0.1768s$, $Z_2=0.75$, $Z_1=0.2$)

比較原 SB&PR 系統類比卡片之中心頻率驗證說明如下：

頻率產生器輸入振幅 $V_{in}=1\text{ V}$ 訊號源至測試平台 AI 模組，頻率信號由 0.1 到 10HZ 改變，連接示波器觀察 AO 模組輸出響應 V_{pp} 。

訊號衰減可用 DB 表示，其計算方法如下：

$$Attenuation(dB) = 20 * \log\left(\frac{Output}{Input}\right)$$

Input：不同頻率下的輸入 V_{pp} 數值

Output：不同頻率下的輸出 V_{pp} 數值

Hz	In(Vpp)	Out(Vpp)	Meas DB
0.01	5	0.001	-73.97940009
0.1	5	0.285	-24.88250289
0.2	5	1.24	-12.11096638
0.3	5	2.275	-6.839772067
0.4	5	3.15	-4.013189011
0.5	5	3.8125	-2.35520304
0.6	5	4.375	-1.15983894
0.7	5	4.55	-0.819172154
0.8	5	4.6625	-0.60702319
0.9	5	4.7	-0.537442928
1	5	4.675	-0.583767783
1.1	5	4.6	-0.724243453
1.2	5	4.5	-0.915149811
1.3	5	4.35	-1.209614948
1.4	5	4.24	-1.432082955
1.5	5	4.1	-1.723722952
1.6	5	3.95	-2.047458174
1.7	5	3.8	-2.383728154
1.8	5	3.69	-2.638872764
1.9	5	3.55	-2.974833026
2	5	3.44	-3.248231235
2.1	5	3.3	-3.609121289
2.2	5	3.2	-3.87640052
2.3	5	3.1	-4.15216621
2.4	5	3	-4.436974992
2.5	5	2.9	-4.731440129
2.6	5	2.8	-5.03623946
2.7	5	2.7	-5.352124804
2.8	5	2.65	-5.514482608
2.9	5	2.55	-5.848596478
3	5	2.5	-6.020599913
3.1	5	2.425	-6.285165228
4	5	1.925	-8.29078541
4.5	5	1.725	-9.243618098
5	5	1.55	-10.17276612
6	5	1.3	-11.70053304
7	5	1.14	-12.84130306
8	5	1	-13.97940009
9	5	0.89	-14.99159995
10	5	0.8	-15.91760035

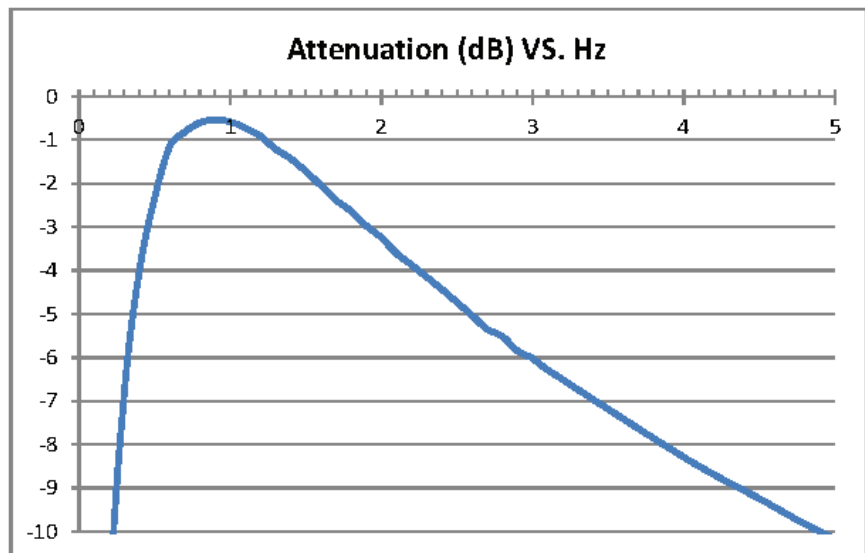


Fig-12 測試之頻率衰減趨勢圖

從上圖顯示，類比卡片訊號之中心頻率在 0.9Hz，驗證新系統 SB&PR 之中心頻率值亦相同為 0.9Hz。

6. 蒸汽旁通閥與汽機控制閥控制驗證及參數調整

1. 蒸汽旁通閥控制驗證及參數調整：

(1) SB&PR 系統更新後，觀察到蒸汽旁通閥於機組併聯時之控制反應如下圖 Fig-1，經分析旁通閥需求訊號與實際閥位訊號之變化趨勢，發現實際閥位有些微落後偏差，但非為本事件主因，經技師再重新評估蒸汽旁通閥控制參數 Gain 與 Reset 設定，分析當誤差值小於 2%，須能加速及維持穩態的控制反應，建議可微調 Steady Gain(僅適用於誤差值小於 2%)，數值由 1.1 調整至 1.5，強化其穩定控制。

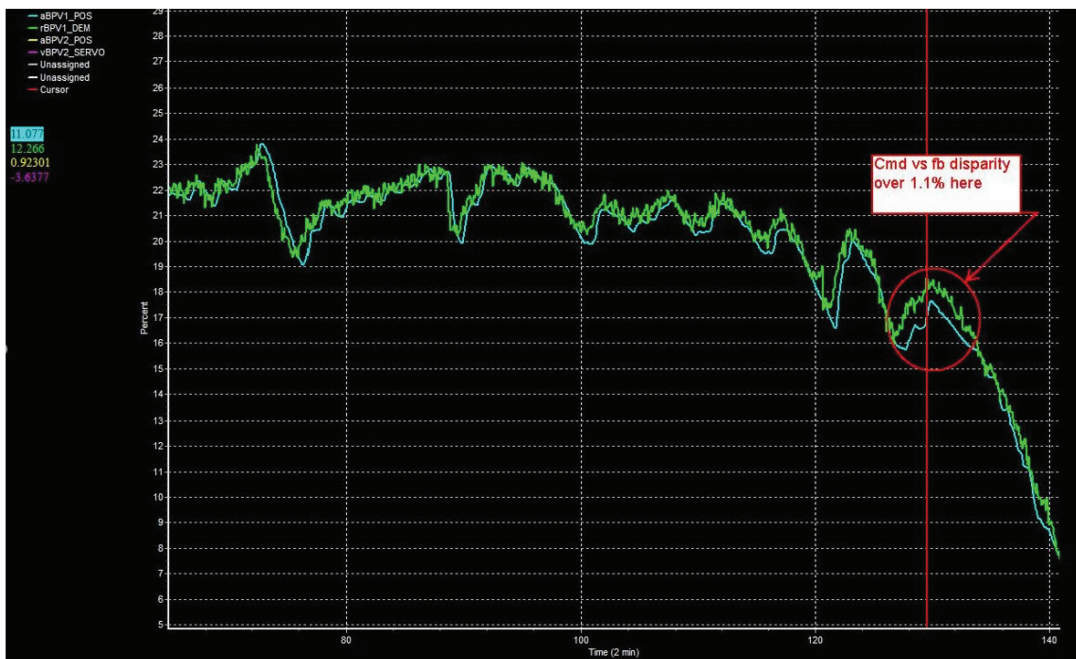


Fig-1 The Initial observation for the BPV1 Servo Loop Trending

建議措施：

原廠針對伺服調校參數之初始使用值：

- kBPVx_SRV_MAX_RST Presently set to 0.5 mA (output range is -50mA to +50mA)
- kBPVx_SRV_RESET Presently set to 1.5 Repeats/Min
- kBPVx_SRV_GAIN Presently set to 1.1
- kBPVx_GAIN_STEADY Presently set to 1.5

伺服控制器計算方式：

- $\text{Gain} = \text{Gain} \cdot (\text{kOutput_Max} - \text{kOutput_Min}) / 200.0$
- $\text{Reset} = \text{Reset} + \text{Error} \cdot \text{Scan_Time} \cdot \text{kRESET} \cdot \text{Gain} / 60.0$
- $\text{Reset} = \text{Clamp}(-\text{kReset_Max}, \text{Reset}, \text{kReset_Max})$
- $\text{Output} = (\text{Gain} \cdot \text{Error}) + \text{Reset} + \text{Null}$

當誤差值小於 2%，且能維持 0.5 秒之穩態狀況，適用於 Steady Gain。

原廠技師針對旁通閥(BPV 1~6)進行伺服閥測試調校與反應時間驗證，測試結果使用 Trilogger 分析軟體作為紀錄。根據測試觀察結果，旁通閥之伺服控制邏輯設計，針對不同之控制需求值，當作 STEP CHANGE(誤差)改變大於 2%時，閥位控制反應約於 0.5 秒可控至需求值。故如以上論述，GAIN 不調整，測試圖形 Fig-2 如下(藍色為控制需求值；綠色為實際閥位值)

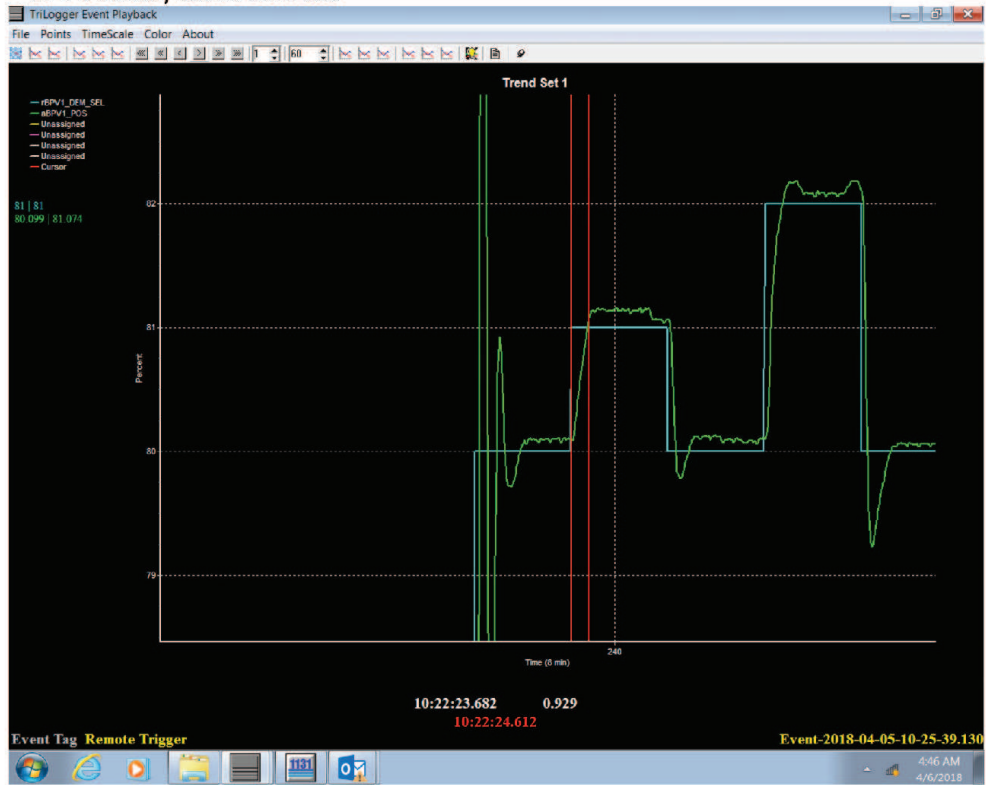


Fig-2 The Initial observation for the BPV1 Servo Loop Trending

從觀察得知 0.1-1%的少量閥位變化，旁通閥針對較小的階段變化，雖控制閥反應較慢，約略 2 秒鐘可達到控制需求值，但為求最佳化，當少量閥位變化也期望反應更靈敏，在本系統的參數為 Steady Gain 的調整，由以下六個測試的結果，當 Steady Gain 由 1.1 改至 1.5，所有反應時間均有變快，以 BPV1 而言，由 0.929 sec 改善至 0.749 sec，故當少量閥位變化的穩態狀況下，有達到最佳效果。

驗證旁通閥之控制反應(Steady State Gain 1.1)，調整 Steady State Gain 1.5 測試結果如下：

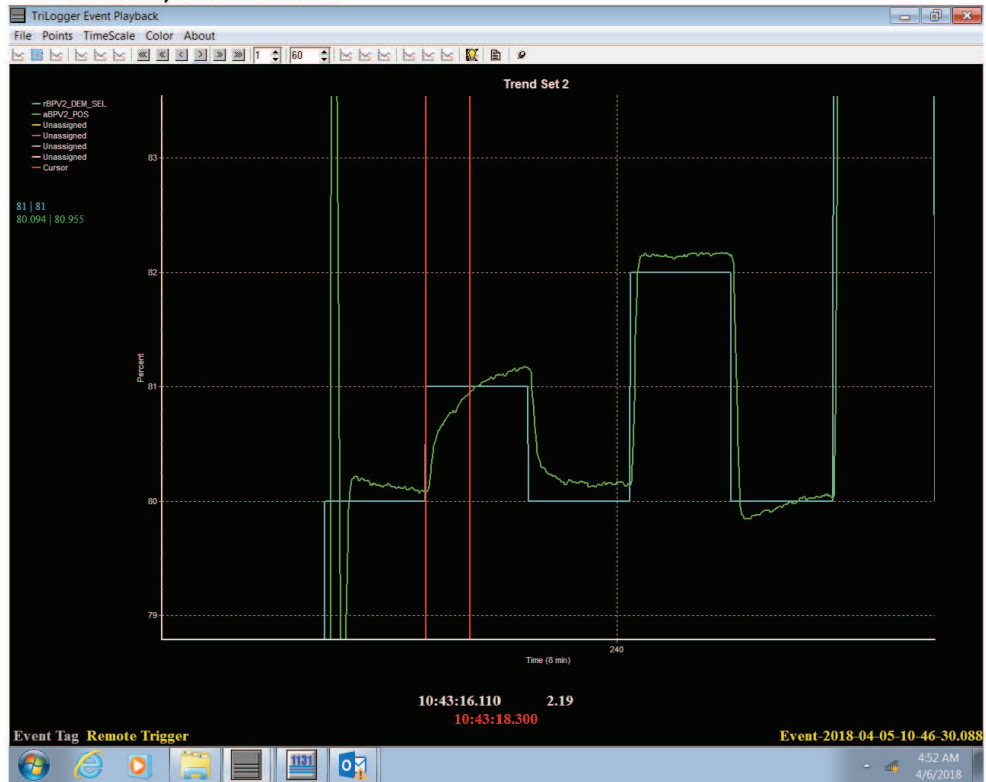
- BPV1 Steady State Gain 1.1



- BPV1 Steady State Gain 1.5

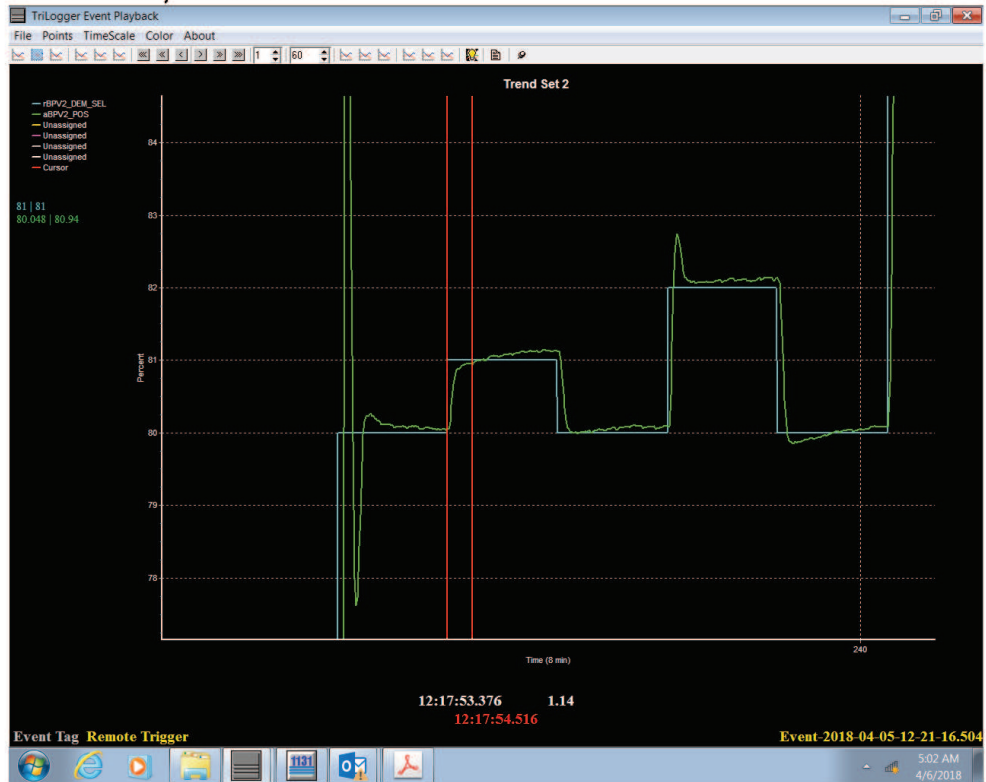


- BPV2 Steady State Gain 1.1



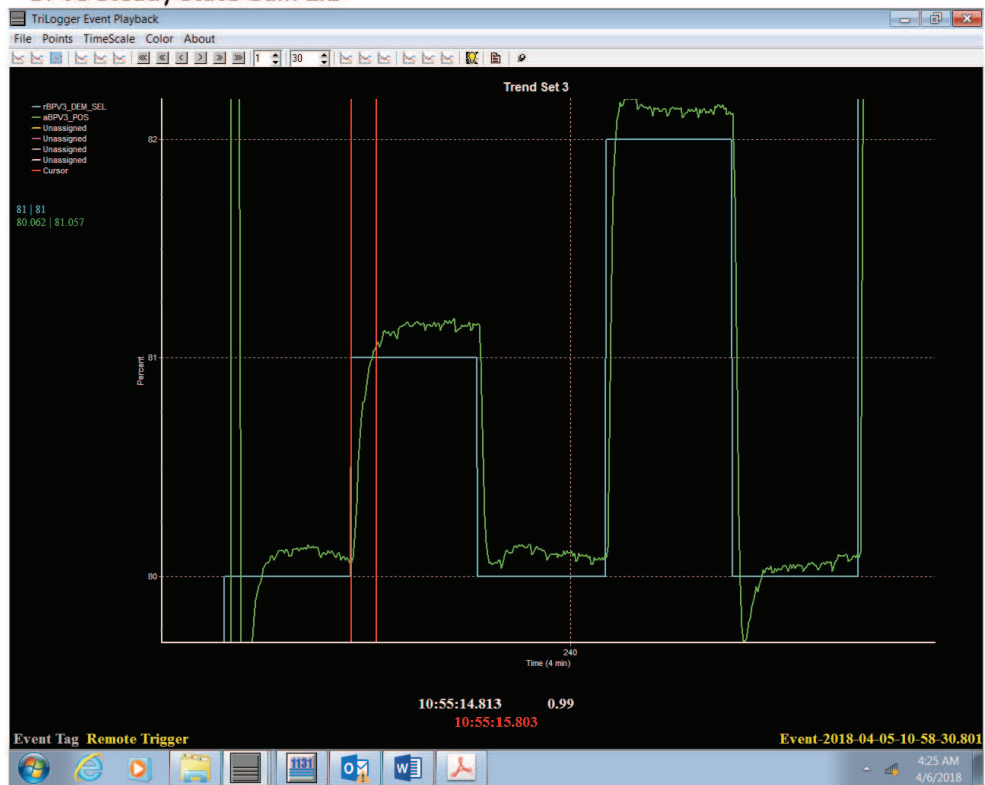
Response time=2.19 ,Overshoot =0.1 %

- BPV2 Steady State Gain 1.5



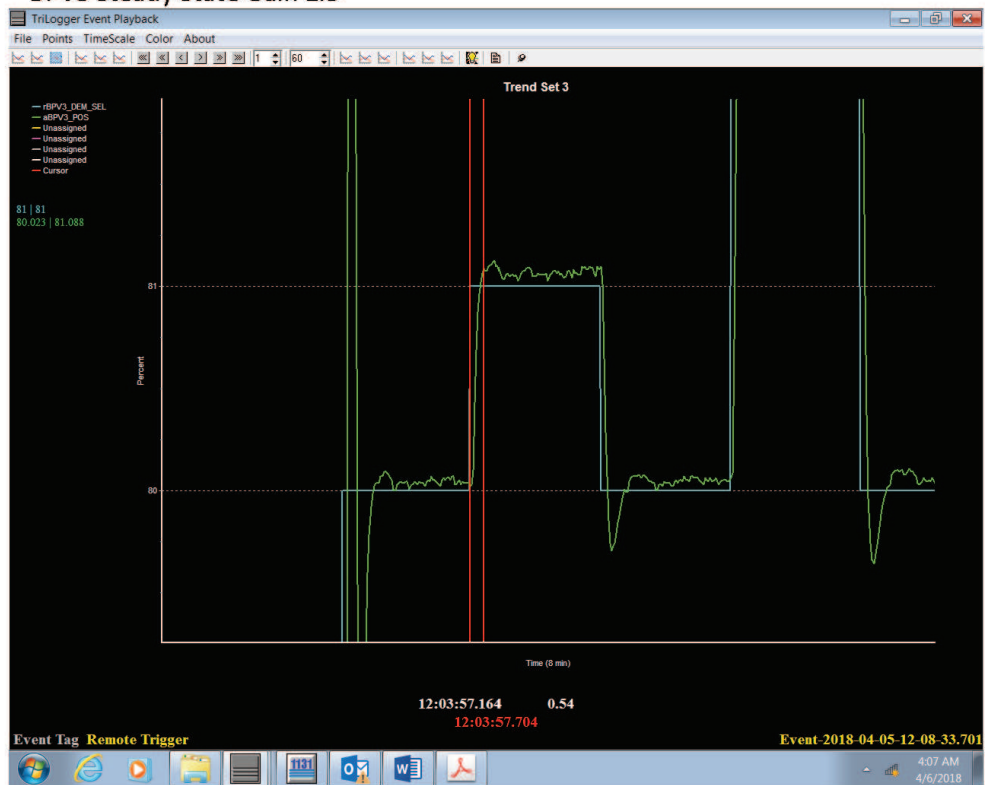
Response time=1.14 ,Overshoot =0.1 %

- BPV3 Steady State Gain 1.1



Response time=0.99 , Overshoot =0.2%

- BPV3 Steady State Gain 1.5



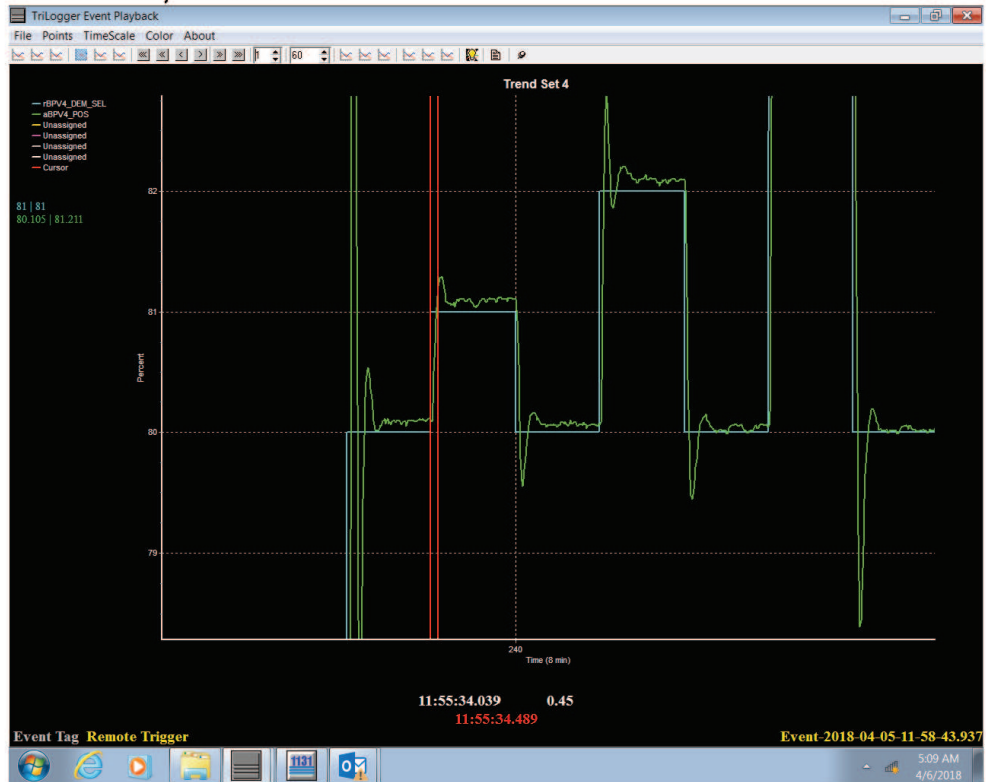
Response time=0.54 , Overshoot =0.2 %

- BPV4 Steady State Gain 1.1



Response time=0.69 , Overshoot=0.1%

- BPV4 Steady State Gain 1.5



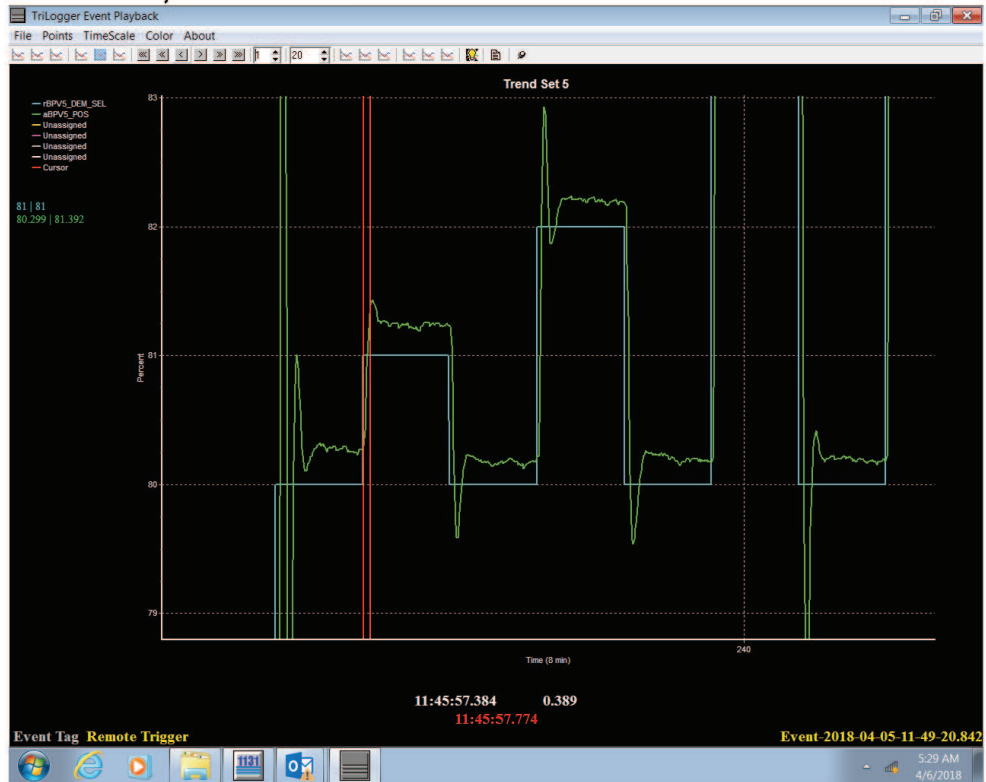
Response time=0.45 , Overshoot =0.2 %

- BPV5 Steady State Gain 1.1



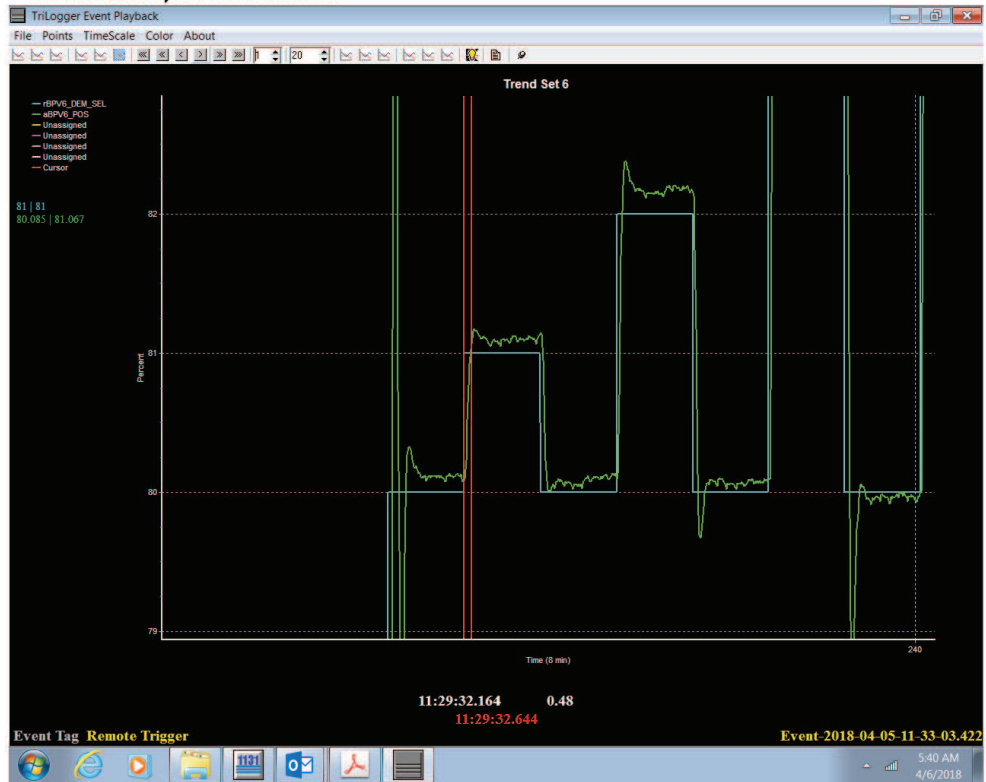
Response time=0.569 , Overshoot=0.2%

- BPV5 Steady State Gain 1.5



Response time=0.389 , Overshoot =0.3 %

- BPV6 Steady State Gain 1.1



Response time=0.49 , Overshoot =0.1%

- BPV6 Steady State Gain 1.5

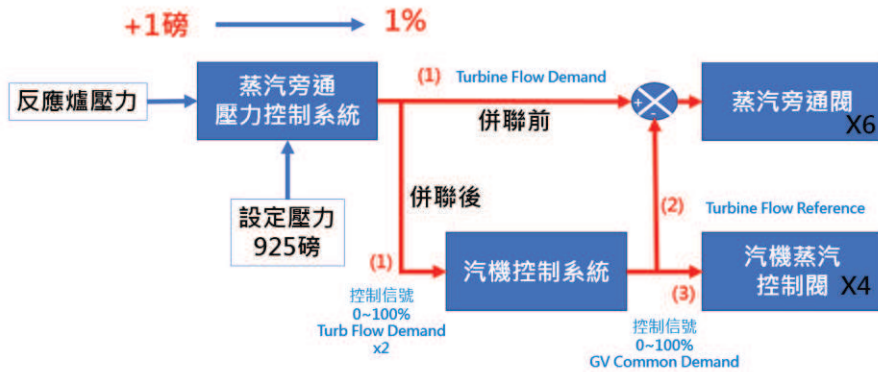


Response time=0.389 , Overshoot =0.2 %

2. SBPR 與 DEH 信號傳輸驗證

(1) 控制流程圖：

蒸汽旁通壓力控制系統控制流程圖



蒸汽旁通壓力控制系統提供兩組反應爐壓力調節信號(Turbine Flow Demand)至主汽機控制系統，經計算後產生閥位設定需求信號(GV Common Demand 與 Turbine Flow Reference)送至汽機控制閥，同時回傳至蒸汽旁通壓力控制系統，做為開啟蒸汽旁通閥之參考信號，每次大修皆需驗證控制系統間信號傳輸之正確性及穩定性。

(2) 測試步驟與結果:(協同原廠工程師於 3 月 29 日實施信號傳輸驗證)

步驟 1：

由主汽機控制系統模擬 Turbine Flow Reference 信號(0-100%)，觀察汽機控制系統內部程式邏輯轉換至汽機控制閥 GV Common Demand 信號(0-100%)，各階段輸出及轉換範圍(0、25、50、75、100%)需一致無任何偏差。

系統名稱	信號點名稱	工程值範圍	記錄值					
主汽機控制系統輸出信號	(2)Turbine Flow Reference	0-100 %	0	25	50	75	100	%
主汽機控制系統輸入信號	(3)GV Common Demand	0-100 %	0	25	50	75	100	

由上表資料，汽機控制系統 Turbine Flow Reference 控制信號轉換至汽機控制閥(GV Common Demand)對應之工程值(%)，其一致性及穩定性判定控制信號正常無波動現象。

步驟 2：

經由主汽機控制系統輸出模組，轉換成各階段輸出電壓(0、2.5、5.0、7.5、10 Vdc)送至蒸汽旁通壓力控制系統，觀察二組輸入控制信號(0-100%)轉換是否穩定正常。

系統名稱	信號點名稱	工程值範圍	記錄值					
主汽機控制系統輸出模組	(2)Turbine Flow Reference	0-100% 對應 0-10 Vdc	0	2.5	5.0	7.5	10.0	Vdc
蒸汽旁通壓力控制系統輸入模組	(2)Turbine Flow Reference A	0-100%	-0.1	24.9	49.8	74.8	99.7	%
	(2)Turbine Flow Reference B	0-100%	-0.0	24.9	49.8	74.9	99.7	

由上表資料，在主汽機控制系統控制器設定 Turbine Flow Reference 信號經由輸出模組轉換為電壓信號送至蒸汽旁通壓力控制系統輸入模組，觀察各階段電壓信號(Vdc)對應轉換之工程值(%)，其一致性及穩定性判定控制信號正常無波動現象。

步驟 3：

由蒸汽旁通壓力控制系統模擬 Turbine Flow Demand 各階段輸出電壓信號(0、2.5、5.0、7.5、10Vdc)送至主汽機控制系統，觀察二組主汽機控制系統輸入模組控制信號(0-100%)轉換是否穩定正常。

系統名稱	信號點名稱	工程值範圍	記錄值					
蒸汽旁通壓力控制系統輸出模組	(1)Turbine Flow Demand	0-100% 對應 0-10 Vdc	0	2.5	5.0	7.5	10.0	Vdc
主汽機控制系統輸入模組	(1)Turbine Flow Demand A	0-100%	0.05	24.95	49.95	74.9	99.85	%
	(1)Turbine Flow Demand B	0-100%	0	25	49.95	74.85	99.9	

由上表資料，蒸汽旁通壓力控制系統控制器設定 Turbine Flow Demand 信號送至主汽機控制系統，由二組輸入模組接收轉換，觀察各階段電壓信號(0-10Vdc)與對應轉換之工程值(0-100%)，接收信號轉換正常無波動現象。

(3) 結論：

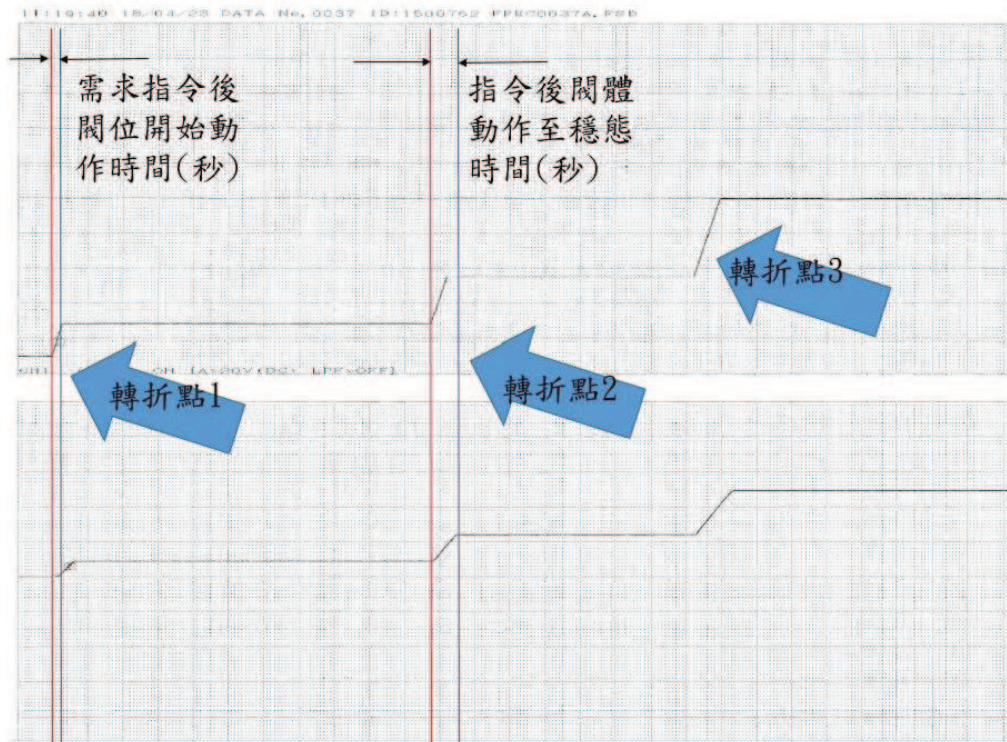
經由主汽機控制系統與蒸汽旁通壓力控制系統輸入 / 出控制模組相互間訊號傳輸及程式邏輯內部信號之轉換驗證，確認汽機控制閥及回傳至蒸汽旁通壓力控制系統控制信號轉換正常。

3. 汽機控制閥(GV)控制驗證：

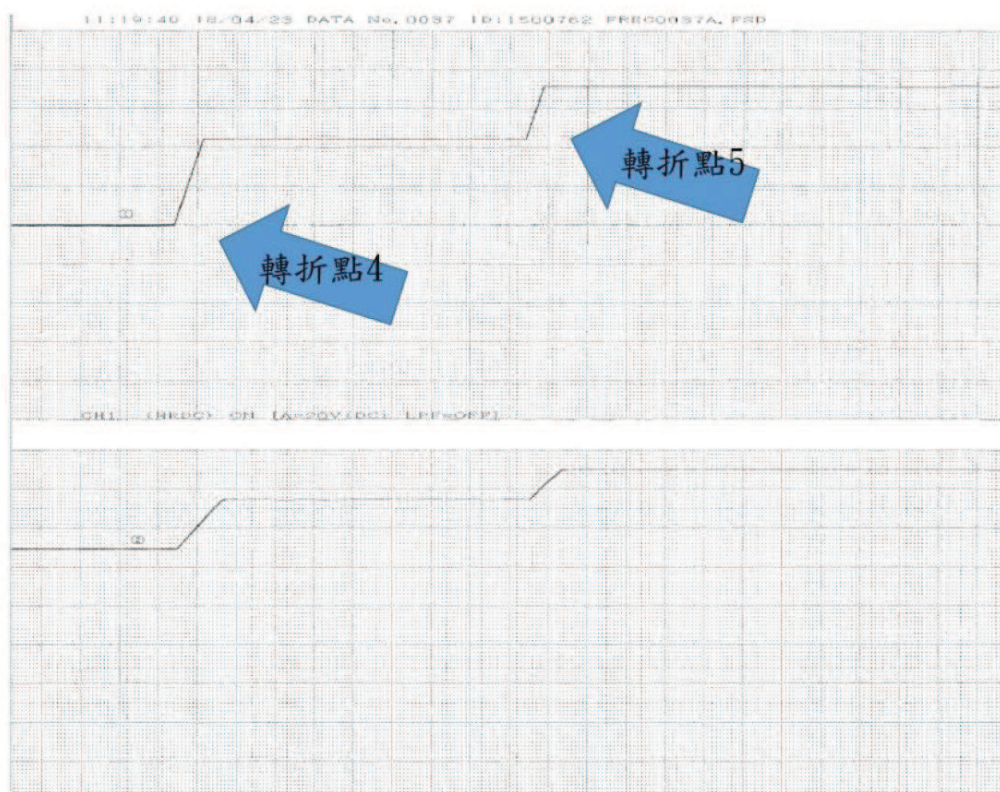
2018/4/23，電廠團隊偕同 SBPR 原廠技師進行 GV 單體測試，針對 GV 閥體的控制精確度與反應時間進行驗證測試。測試結果如下：

七個設定點步階測試，開啟及關閉 GV：

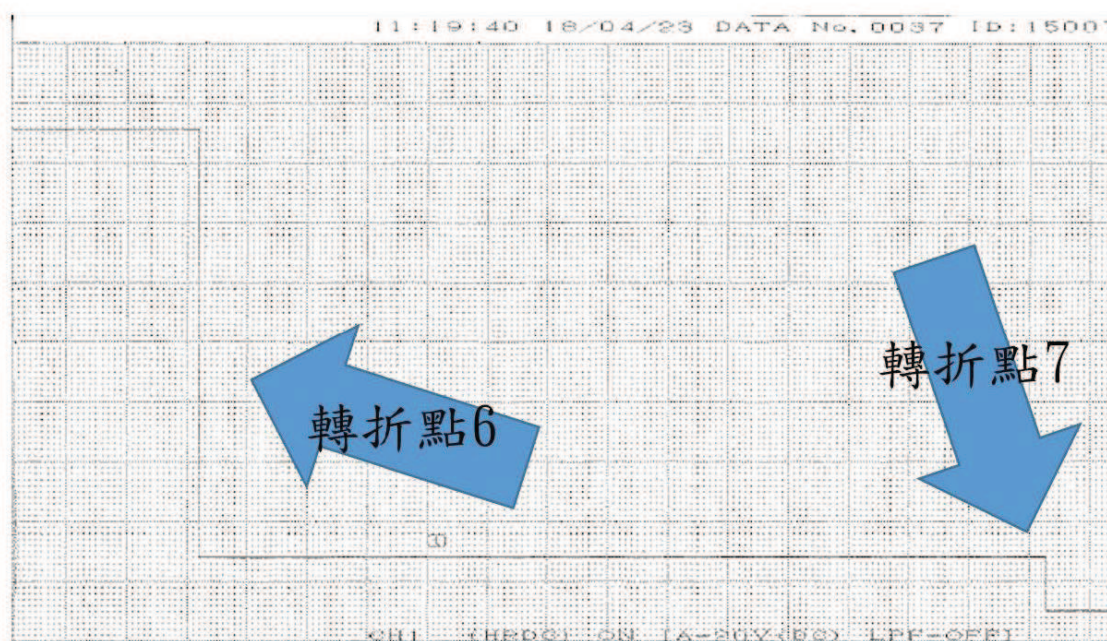
(1) 轉折點 1 至 3。



(2) 轉折點 4 至 5。



(3) 轉折點 6 至 7。



(4) GV3 驗證結果：

GV3	閥位	需求指令	閥位回授	需求指令後閥位開始動作時間(秒)	指令後閥體動作至穩態時間(秒)
轉折點 1	0% ->10%	-8.994V -7.2188V	0.0288V 0.894V	0.2	0.72
轉折點 2	10% ->25%	-7.2013V -4.5113V	0.9019V 2.4081V	0.08	0.76
轉折點 3	25% ->50%	-4.5100V -0.025V	2.4281V 4.9506V	0.06	1.16
轉折點 4	50% ->75%	-0.0231V 4.4619V	4.9519V 7.4819V	0.06	1.34
轉折點 5	75% ->90%	4.4606V 7.1606V	7.4831V 9.0006V	0.1	1
轉折點 6	90% ->10%	7.1588V -7.1988V	8.9955V 0.9125V	0.06	1.78
轉折點 7	10% -> 0%	-7.1981V -8.9944V	0.9075V 0.0294V	0.06	0.4

4. 結論：

(1) 汽機控制閥之步階測試(Step Change)

- 汽機控制閥 0 ~100% 開關測試，閥位回饋追隨與控制訊號。觀察控制上無 Overshoot 產生。
- 觀察汽機控制閥於 5% 以上，Dead Band 設定可改善閥位需求與回饋之控制精確度。

(2) 閥位曲線

電廠 DEH 團隊確認閥位曲線正確，七個轉折點符合原閥位曲線設計。

(3) 主汽機控制系統與蒸汽旁通壓力控制系統輸入 / 出控制模組相互間訊號傳輸及程式邏輯內部信號之轉換驗證，確認汽機控制閥及回傳至蒸汽旁通壓力控制系統控制信號轉換正常。

- Pressure Regulator 輸出設定為 4-20mA 經轉換器，輸出-1~13 Vdc 送至 DEH 系統，訊號轉換器之反應時間約 10 毫秒。
- Flow Reference 輸入送至 SBPR 系統，原 DEH -1~13Vdc 經轉換後輸入 4-20mA 送至 SBPR 系統，訊號轉換器之反應時間約 10 毫秒。

三、結論與建議：

經上述分析結果，敝公司提供台電公司改善方案與未來調校策略如下：

1. BPV Closing Bias 改變：於 Pressure control on GV 運轉模式切換期間，可有效降低反應爐壓力變動幅度及縮短轉換時間。Closing Bias 之調整須遵循程序書之允收標準，爐壓晃動小於 1 psi 以內。為快速且確實切換運轉模式避免暫態波動，於機組再轉時，建議降低 Closing Bias 至-1.5%，若有必要時可調整至-1.0%。
2. 併聯運轉前，維持壓力調節輸出訊號(PR Output)較低時，可於 Pressure Control On GV 運轉模式切換時，快速且確實切換運轉模式避免暫態波動。
3. 未來 SB&PR 系統調校，蒸汽管路共振補償參數 Z_2 數值調整提升至 1.0， TR_2 由 0.75 秒初始值做為起始值，進行動態調校及驗證，觀察反應爐壓力波動現象，若未達到允收標準之最佳化控制，則每次提高或降低 0.05 秒，改變 TR_2 參數設定進行微調，且不過原奇異公司之設計最大值 2.0 秒，且搭配 TR_1 由 0.2 秒初始值進行調整以補償訊號落後時間。動態調校須依照程序書(SP-2016-04)執行，同時增訂程序書之允收標準、調校時機及異常應變措施的因應，以確保未來動態調校時，機組安全及人員的有效因應作為。

調校時機從低負載至功率 85%，且須符合程序書之允收標準：

- 壓力設定點之改變(Step Change)需於 10 秒內趨於穩定
- Decay Ratio 需小於 0.25 衰減率
- 壓力穩態時其晃動需小於 1 psi 以內。(新增)

過程中若需調整任何共振補償參數，須先經由原廠技師離線計算確認，並經核二廠同意後輸入控制系統進行調整，且通知值班人員依廠內程序進行全程監控。

4. 建議旁通閥之伺服控制策略，調整 Steady Gain 至數值 1.5，以維持偏差在 2%以內閥位穩定控制。(本項調校作業已於 4 月 5 日完成，並留存調校紀錄)

附件 4 反應爐暫態重建分析報告

107 年 3 月 28 日，核二廠 2 號機第二次併聯後，發生 OPRM PBA 動作，引發反應爐急停。急停前，接受 SB&PR 輸出信號的汽機控制閥閥位有波動現象，同時爐心功率也有波動情形。

為釐清爐心功率波動的真正肇因，原能會要求本公司提出反應爐暫態重建分析。因此本公司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 輸出信號波動所造成。

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。

一、 模擬分析結果

1. 爐心穩定性

燃料廠家對核二廠 2 號機 OPRM 動作前爐心穩定性進行兩項分析：一是用 STAIF 程式計算當時爐心功率波動的衰減比(decay ratio)；另一以 RAMONA5-FA 程式模擬爐心功率受到擾動後的反應。OPRM 動作前爐心重要參數如表 1。

STAIF 程式計算 OPRM 動作前功率波動衰減比結果如表 2，其最大衰減比(limiting decay ratio)為全爐心衰減比(global decay ratio)，數值為 0.364(遠小於 1)，如此小的衰減比，顯示當時爐心狀態在 OPRM 動作前非常穩定。

RAMONA5-FA 程式計算，是以基本模態(fundamental mode)擾動來引發全爐心功率波動，並模擬後續系統暫態反應達 300 秒。結果如圖 1，顯示初始爐心功率波動很小而且快速衰減。此結果也驗證爐心狀況在 OPRM 動作前非常穩定，

並支持 STAIF 程式計算的衰減比結果。

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(如汽機控制閥閥位波動)，否則不可能發生持續性的功率波動。因此可以判定功率波動是源自於 SB&PR 輸出信號波動而帶動汽機控制閥閥位波動所引發的。

2. 爐心功率波動導致燃料臨界功率比(CPR)變化

燃料廠家再次用表 1 中 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 信號波動頻率，並使爐心功率波動幅度大於當時 APRM 信號波動幅度，此一外加的強迫性爐心功率波動模擬結果如圖 2。

對應於圖 2 之功率波動，RAMONA5-FA 程式計算出燃料最小臨界功率比(MCPR)的變化值小於 0.31。而燃料廠家爐心穩態分析程式(MICROBURN-B2)計算出對應於表 1 之爐心 MCPR 值為 2.95，而其 MCPR 運轉限制值(OLMCPR)為 2.06。因此，此一外加的強迫性爐心功率波動使 MCPR 減少為 2.64($2.95-0.31=2.64$)，仍大於 OLMCPR(2.06)，更遠大於 MCPR 安全限值 SLMCPR(1.09)。(註：MCPR 值越大，爐心燃料熱限值餘裕越多)

急停後，由 APRM 讀數顯示爐心波動快速停止，反應爐功率快速下降。因此，OPRM 動作後，燃料 MCPR 值會越大，讓爐心燃料熱限值餘裕越多。

由於爐心的 MCPR 值一直遠大於 SLMCPR，故判定在此次爐心功率波動期間，燃料護套皆維持完整。

二、 結語

經燃料廠家分析驗證結果：核二廠 2 號機 107 年 3 月 28 日 OPRM 動作前，爐心非常穩定，爐心功率波動係由接受 SB&PR 輸出信號的汽機控制閥閥位波動所引起。此一外加的強迫性爐心功率波動所導致的 MCPR 值變化量僅為 0.31，且 MCPR 值 2.64，遠大於 SLMCPR 值 1.09，可確認燃料護套完整性無虞。

三、 參考資料

1. Framatome FS1-0037080 R3 “Simulation of Kuosheng Unit 2 Cycle 25 Power Oscillation on March 28, 2018”.

表 1 OPRM 動作前爐心重要參數

參數名稱	數值
Cycle Exposure (MWd/MTU)	2.3
Core Thermal Power (MWth)	859.5
Core Pressure (psia)	947.0
Core Inlet Subcooling (BTU/lbm)	15.50
Core Flow (Mlb/hr)	28.69

表 2: STAIF 程式計算功率波動衰減比結果

各種類型的衰減比	衰減比值
Hot Channel	0.049
Limiting Channel	0.053
Global (Core-Wide)	0.364
Regional	0.188

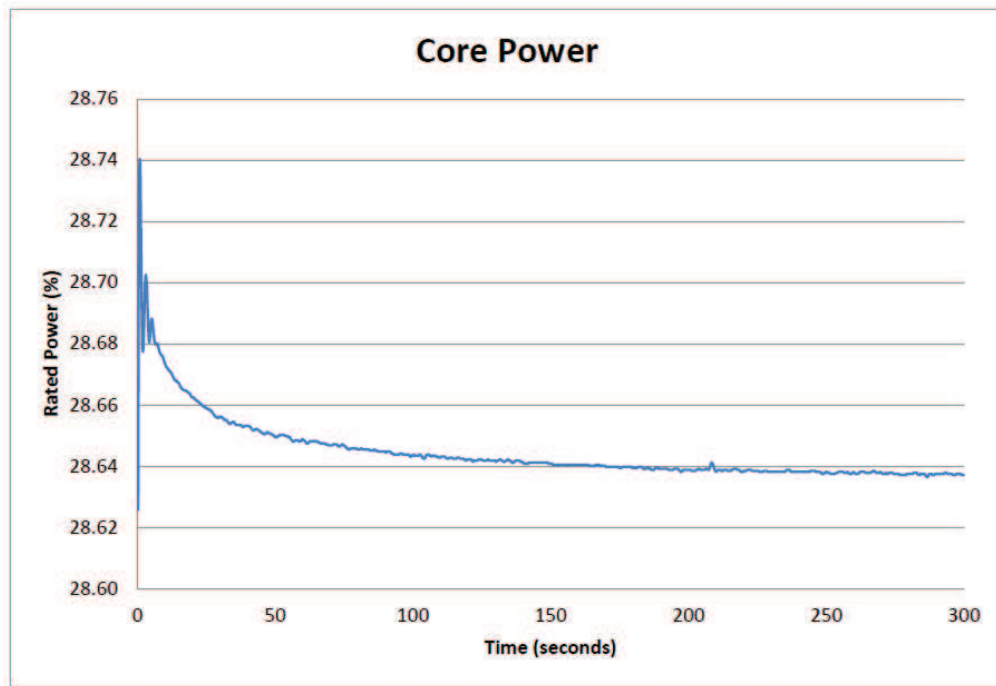


圖 1 受擾動的爐心功率反應

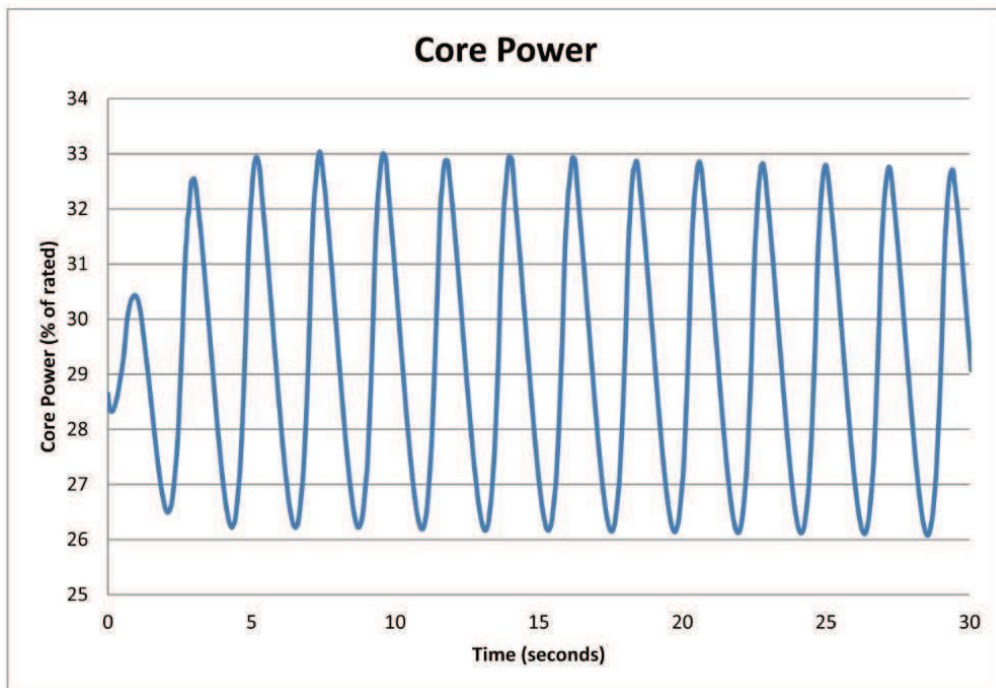


圖 2. 強迫性的爐心功率波動

PROPRIETARY

IDENTIFICATION		REVISION	Framatome Fuel 
FS1-0037080		3.0	
TOTAL NUMBER OF PAGES: 8			
Simulation of Kuosheng Unit 2 Cycle 25 Power Oscillation on March 28, 2018 (Proprietary Version)			

以下為燃料廠家之反應爐暫態模擬分析報告，報告內容已摘述至本文報告，廠家原文依政府資訊公開法第18條屬營業上秘密，不予公開。

PROPRIETARY

N° FS1-0037080	Rev. 3.0	Simulation of Kuosheng Unit 2 Cycle 25 Power Oscillation on March 28, 2018 (Proprietary Version)	framatome
Handling: Restricted Framatome	Page 2/8		

以下為燃料廠家之反應爐暫態模擬分析報告，報告內容已摘述至本文報告，廠家原文依政府資訊公開法第18條屬營業上秘密，不予公開。

PROPRIETARY

N° FS1-0037080	Rev. 3.0	Simulation of Kuosheng Unit 2 Cycle 25 Power Oscillation on March 28, 2018 (Proprietary Version)	framatome
Handling: Restricted Framatome	Page 3/8		

以下為燃料廠家之反應爐暫態模擬分析報告，報告內容已摘述至本文報告，廠家原文依政府資訊公開法第18條屬營業上秘密，不予公開。

PROPRIETARY

N° FS1-0037080	Rev. 3.0	Simulation of Kuosheng Unit 2 Cycle 25 Power Oscillation on March 28, 2018 (Proprietary Version)	framatome
Handling: Restricted Framatome	Page 4/8		

以下為燃料廠家之反應爐暫態模擬分析報告，報告內容已摘述至本文報告，廠家原文依政府資訊公開法第18條屬營業上秘密，不予公開。

PROPRIETARY

N° FS1-0037080	Rev. 3.0	Simulation of Kuosheng Unit 2 Cycle 25 Power Oscillation on March 28, 2018 (Proprietary Version)	framatome
Handling: Restricted Framatome	Page 5/8		

以下為燃料廠家之反應爐暫態模擬分析報告，報告內容已摘述至本文報告，廠家原文依政府資訊公開法第18條屬營業上秘密，不予公開。

PROPRIETARY

N° FS1-0037080	Rev. 3.0	Simulation of Kuosheng Unit 2 Cycle 25 Power Oscillation on March 28, 2018 (Proprietary Version)	framatome
Handling: Restricted Framatome	Page 6/8		

以下為燃料廠家之反應爐暫態模擬分析報告，報告內容已摘述至本文報告，廠家原文依政府資訊公開法第18條屬營業上秘密，不予公開。

PROPRIETARY

N° FS1-0037080	Rev. 3.0	Simulation of Kuosheng Unit 2 Cycle 25 Power Oscillation on March 28, 2018 (Proprietary Version)	framatome
Handling: Restricted Framatome	Page 7/8		

以下為燃料廠家之反應爐暫態模擬分析報告，報告內容已摘述至本文報告，廠家原文依政府資訊公開法第18條屬營業上秘密，不予公開。

PROPRIETARY

N° FS1-0037080	Rev. 3.0	Simulation of Kuosheng Unit 2 Cycle 25 Power Oscillation on March 28, 2018 (Proprietary Version)	framatome
Handling: Restricted Framatome	Page 8/8		

以下為燃料廠家之反應爐暫態模擬分析報告，報告內容已摘述至本文報告，廠家原文依政府資訊公開法第18條屬營業上秘密，不予公開。

附件 5 SB&PR 測試程序書、起動管制程序書修訂

一、「SP-2016-04 二號機 SB&PR 功能測試程序書」

第二核能發電廠測試程序書

文件編號：SP-2016-04

版次：11

第 1 / 32 頁

名稱：二號機 SB&PR 系統數位化更新後功能測試程序

1.0 目的：

此程序書為 Pressure Regulator 系統更新後，於功率升載時之各階段測試步驟，以確認 SB&PR 組件功能正常。

2.0 適用機組、適用條件／狀況及適用期限：

1. 適用機組：適用於二號機。
2. 適用條件／狀況：機組大修後升載階段。
3. 適用期限：更換完成，確認系統可用性後，本程序書即不再適用。
4. 更換組件如下：Steam Bypass & Pressure Regulator 系統數位化更新

3.0 準備事項：

進行 PAT 測試前，請先確定以下步驟已完成：

1. 完成 SAT 測試程序 執行者：_____ 複查者：_____
2. 將**初始參數**設定值填入 Triconex 控制系統相對應的參數，對應表如下：

Component	Transfer Function	Description	TRICON TAG NAME	Initial Value	Check
Pressure regulator Lead/Lag	$T(s) = \frac{T_1 s + 1}{T_2 s + 1}$	Lead Time: T1	kPRS_TR1	sec	
		Large Lag Time: T2	kPRS_TR3	sec	
Steam Line Dynamic Compensator	$T(s) = \frac{1}{T_3 s + 1} * \frac{\tau_0^2 s^2 + 2\xi_1 \tau_0 s + 1}{\tau_0^2 s^2 + 2\xi_2 \tau_0 s + 1}$	Small Lag Time: T3	kPRS_TR2	sec	
		Damping coefficient numerator: ξ_1	kPRS_Z1		
		Damping coefficient denominator: ξ_2	kPRS_Z2		
		Center Frequency: τ_0	kPRS_To	sec/rad	
Pressure Regulator Proportional Gain	Kr	Kr	kPRS_GAIN	%/psi	

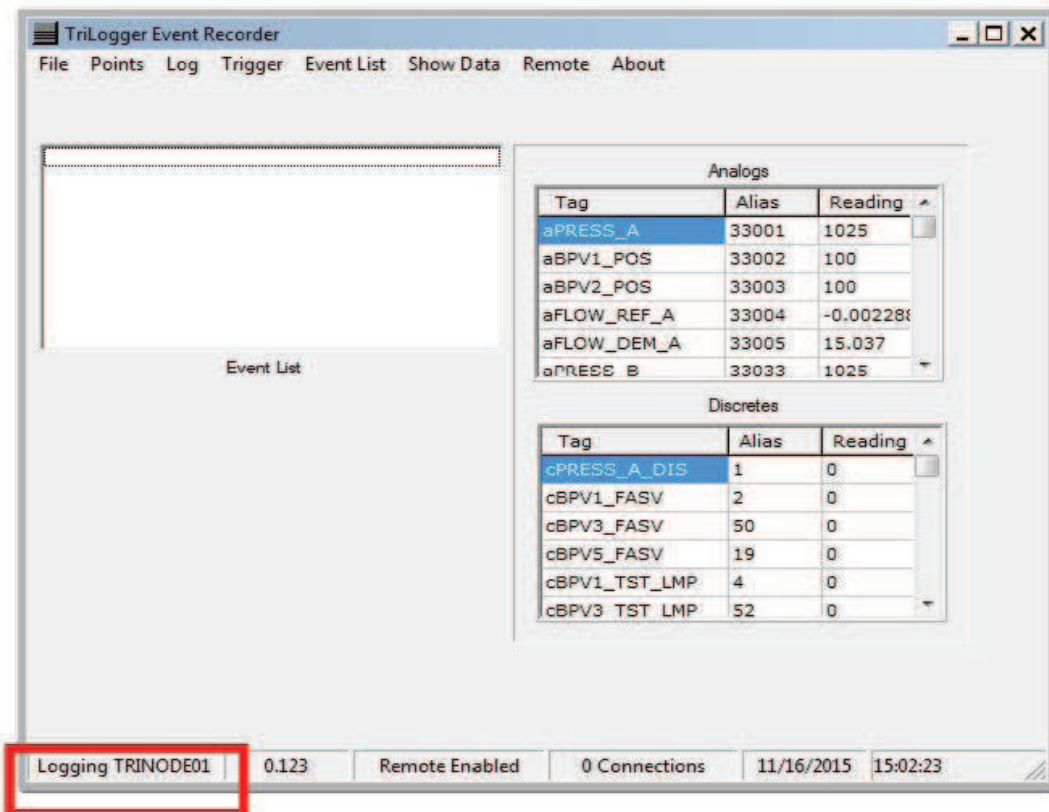
第二核能發電廠測試程序書

文件編號：SP-2016-04

版次：11

第 2 / 32 頁

3. 確認軟體 Tri-logger 已於工程師工作站啟動，下圖紅框處需顯示” Logging TRINODE01”。



英維思測試者/日期：_____

台電測試者/日期：_____

台電複查者/日期：_____

品質查證者/日期：_____

第二核能發電廠測試程序書

文件編號：SP-2016-04

版次：11

第 3 / 32 頁

4.0 注意事項：

1. SETPOINT 調低時，預期 BPV 開度增加，Rx Pr 壓力下降，WRNM PERIOD 變長，APRM 讀數下降。
2. SETPOINT 調高時，預期 BPV 開度減少，Rx Pr 壓力上升，WRNM PERIOD 變短，APRM 讀數上升(S/U MODE 急停設定：WRNM PERIOD HI-HI 15SEC / APRM 15%)。
3. SRV 開啟時，預期 Rx Pr 壓力下降，BPV 開度減少，APRM 讀數下降。
4. SRV 回關時，預期 Rx Pr 壓力上升，BPV 開度增加，APRM 讀數上升(S/U MODE 急停設定：WRNM PERIOD HI-HI 15SEC / APRM 15%)。
5. 測試過程若產生壓力發散現象，以插控制棒方式因應。
6. 反應爐模式開關在 "RUN" 位置時，主蒸汽管低壓力 $< 60.24 \text{ kg/cm}^2$ ，MSIV 將關閉，反應爐將 SCRAM，則依程序書 248 執行。
7. SB&PR 及 BPV 異常時依下列程序書執行：
 - pro524.1 壓力調整器故障
 - pro524.2 蒸汽旁通閥無法動作
 - pro524.3 蒸汽旁通閥不預期開啟之採取措施
8. 本程序書中之測試程序，壓力設定點 step change 測試皆由小開始，測試中若造成的暫態已接近保護系統跳脫設定點，需待「儀」調整相關參數後，始得繼續進行測試。若測試所得響應離跳脫設定點仍有相當餘裕，經「儀」、「核」、「值」討論評估後，可直接測試最大 step change 測試值，其餘可視需求得免執行。
9. 當再循環流量(驅動流量) $\leq 60\%$ 及 APRM 模擬熱功率(APRM STP) $\geq 29.5\%$ (在 RUN Mode)，2C03 盤 A9#11 "OPRM TRIP ENABLED" 警報會亮起，當發生爐心震盪(週期、振幅、振幅增長率)符合跳脫條件，OPRM 會引動 RPS 跳脫。
 - PBA 週期：週期介於 1~3.5 秒且振幅 1.07 倍，計數 ≥ 10 次則跳脫。
 - ABA 振幅：週期介於 1~3.5 秒，且連續波峰波谷，S1 波峰振幅 ≥ 1.10 ，S2 波谷振幅 ≤ 0.92 ，S3 波峰振幅 ≥ 1.50 ，則跳脫。
 - GRBA 振幅增長率：週期介於 1~3.5 秒，且連續波峰波谷，S1 波峰振幅 ≥ 1.10 ，S2 波谷振幅 ≤ 0.92 ，S3 波峰振幅增長率 $\geq (\text{上個波峰值} - 1) \times 1.50 + 1$ (與穩態比較之增長率 50%)，則跳脫。
10. 各階段測試需注意事項不盡相同，需詳讀注意事項後方得執行測試。
11. 接受標準：

第二核能發電廠測試程序書

文件編號：SP-2016-04

版次：11

第 4 / 34 頁

(1) 建廠功率試運轉 PT-22 原 GE 測試要求：

- 各階段 APRM 之限值須低於 Neutron flux 急停設定點 7.5%，其限值須由「儀」確認後填入。
- Pressure Regulator 所得到的壓力響應，其波型必為收斂，不可發散。
- 從壓力設定點改變至爐壓達到穩態的時間需小於 10 秒。
- 根據工程師工作站記錄到的 DOME PRESSURE 暫態響應算出之 decay ratio 需小於 0.25。（Decay Ratio 計算方法可參考 Appendix c）

(2) 新增要求：機組穩態時，反應爐爐壓（以 ERF AEA22 取訊點為主）的波動幅度須 <1 psi 且波動週期 ≥ 4 秒；APRM 波動週期 ≥ 4 秒；避免落入 OPRM PBA 波動週期區間內（1~3.5 秒）。

- 當機組提升功率至下一測試或暫態觀察階段的期間，均須進行觀察控制系統反應的穩定度，測試小組或當值運轉人員一發現 APRM 有小於 4 秒的波動週期時，立即召開專案小組會議討論因應對策。
- 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 15~20%，同時召開專案小組會議重新擬定參數調校；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。

參考圖面/資料：

下表為進行測試時所需相關文件

No	SCHNEIDER ELECTRIC Design Document	SCHNEIDER ELECTRIC Doc No	Purpose
1	Basis of Design Document	TW10048-N2-BODD	Design of hardware & software specification
2	System Configuration Document	TW10048-N2-SC	System Construction and network connection diagram
3	Power distribution document	TW10048-N2-PD	Power distribution diagram
4	Cabinet Layout Drawings	TW10048-N2-LY	Design of Cabinet layouts
5	Cabinet Location Drawings	TW10048-N2-LN	Indicate the cabinet location in control room
6	Termination diagram	TW10048-N2-TC	Design of cable termination
7	Wiring Diagram	TW10048-N2-WD	Inter cabinet and external connection diagram
8	IO Assignment	TW10048-N2-NL	Design of Tricon IO assignment

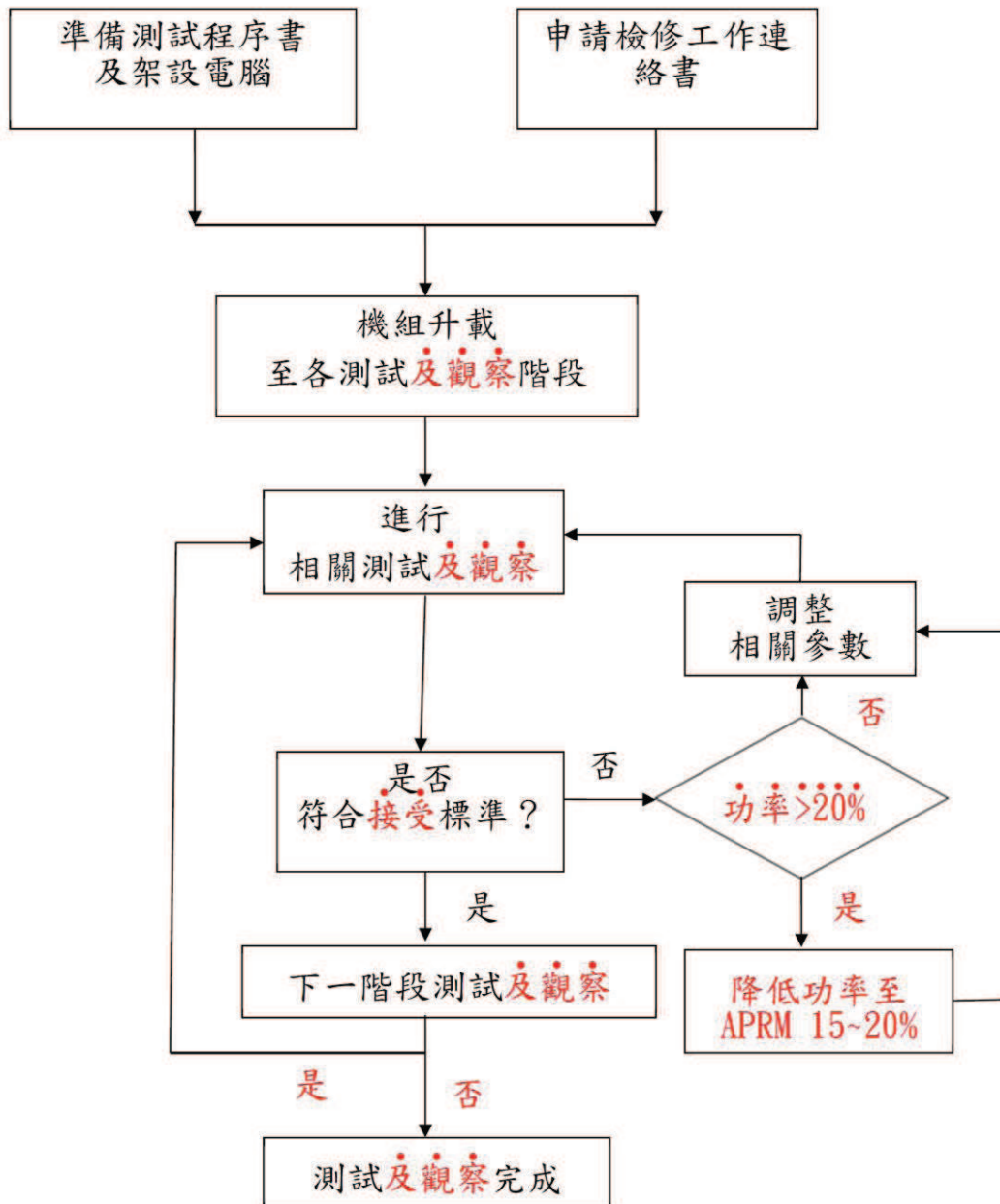
第二核能發電廠測試程序書

文件編號：SP-2016-04

版次：11

第 5 / 34 頁

5.0 工作步驟流程圖



第二核能發電廠測試程序書

文件編號：SP-2016-04

版次：11

第 6 / 32 頁

6.0 更換及測試程序

A. REACTOR PRESSURE 800~850 PSI

注意：

- SETPOINT 調低時，預期 BPV 開度增加，Rx Pr 壓力下降，APRM 讀數下降。
- SETPOINT 調高時，預期 BPV 開度減少，Rx Pr 壓力上升，APRM 讀數上升。
(S/U MODE 急停設定：WRNM PERIOD HI-HI 15SEC / APRM 15%)
- 若產生壓力發散現象，以插控制棒方式因應。
- 危險因子：BPV 回關時，爐壓上升造成水位下降，可能導致 APRM 15%及 WRNM Period Hi-Hi 15 秒等反應。
因應措施：可於壓力設定值改變前，先作水位預調節 3~5 公分，以及準備依插棒序列插棒抑制功率及週期。
- 若反應爐急停，則依程序書 248 執行。
- 測試前須確認反應爐爐壓穩定，且無小於 4 秒的波動週期，並將本階段尚未調校之初始值填至表內「Initial Value」欄內。
- 測試時須觀察 APRM 週期變化，以因應後續各階段測試，避免因 GV/BPV 開關所造成之爐壓及中子通量週期性波動，引動 OPRM 造成反應爐急停。
- RUN Mode 時，當再循環流量(驅動流量) $\leq 60\%$ 且 APRM 模擬熱功率(APRM STP) $\geq 29.5\%$ ，若此時發生爐心不穩定並符合 OPRM 跳脫條件(週期、振幅、振幅增長率)，則 OPRM 會引動 RPS 跳脫。

- 運轉員按電廠營運程序書，操作反應爐壓至 800~850 PSI
- 調整壓力設定點=反應爐壓力，此時 BPV 全關
- 於 C37 盤開啟 TS1131 程式，調低壓力設定點 1psi (記錄參數於表 A-1、表 A-2)
- 於 C37 盤開啟 TS1131 程式，調高壓力設定點 1psi (記錄參數於表 A-1、表 A-2)
- 於 C37 盤開啟 TS1131 程式，調低壓力設定點 3psi (記錄參數於表 A-1、表 A-2)
- 於 C37 盤開啟 TS1131 程式，調高壓力設定點 3psi (記錄參數於表 A-1、表 A-2)
- 確認本階段測試，皆符合 4.0 注意事項第 11 項接受標準，並將測試過程數據列於附件。

機組穩態時記錄：

反應爐爐壓的波動幅度 = psi (<1 psi)
反應爐爐壓的波動週期 = 秒 (≥ 4 秒)
APRM 波動週期 = 秒 (≥ 4 秒)

執行者： 值_____ 儀_____

第二核能發電廠測試程序書

文件編號：SP-2016-04

版次：11

第 7 / 32 頁

表 A-1 Parameters of Transfer Functions at REACTOR PRESSURE 800~850 PSI

Component	TRICON Parameter	Initial Value	1psi		3psi	
			-1	+1	-3	+3
Pressure regulator Lead/Lag	Lead Time: $\dot{T}R1$	sec				
	Lag Time: $\dot{T}R3$	sec				
Steam Line Dynamic Compensator	Lag Time: $\dot{T}R2$	sec				
	Damping coefficient numerator: $\dot{Z}1$					
	Damping coefficient denominator: $\dot{Z}2$					
	Center Frequency: $\dot{f}o$	sec/rad				
Pressure Regulator Proportional Gain	Kr	%/psi				

表 A-2 REACTOR PRESSURE 800~850 PSI 壓力設定點調整過程系統參數最高/最低值

系統參數	初始值	-1 psi		+1 psi		-3 psi		+3 psi	
		高	低	高	低	高	低	高	低
APRM 讀數(%) 限值: $\dots\dots$ (低於 Neutron flux 急停設定點 7.5%)									
GEN (MWe)									
Pr Reg. Demand (%)									
GV Common Demand(%)									
BPV Demand (%)									
冷凝器真空(mmHg)									
Rx Pr kg/cm ² (限值: ≤ 1053 psig)									
Rx 水位cm									

英維思測試者/日期: _____ 台電測試者/日期: _____

台電複查者/日期 : _____ 品質查證者/日期: _____

第二核能發電廠測試程序書

文件編號：SP-2016-04

版次：11

第 8 / 32 頁

B. SRV TEST (本階段測試為觀察執行 SRV TEST 時控制系統之反應；由於 107 年 3 月 23 日機組起動過程中已依程序書 615.4 完成 SRV TEST；且觀察系統反應均符合預期；因 SRV TEST 已不須再執行；故不再執行本階段測試觀察。)

注意：

- SRV 開啟時，預期 Rx Pr 壓力下降，BPV 開度減少，APRM 讀數下降。
- SRV 回關時，預期 Rx Pr 壓力上升，BPV 開度增加，APRM 讀數上升。
(S/U MODE 急停設定：WRNM PERIOD HI-HI 15SEC / APRM 15%)
- 若產生壓力發散現象，以插控制棒方式因應。

- 觀察反應爐壓因 SRV 測試開啟/關閉產生的動態響應
- 記錄 Pressure Regulator 參數於表 B-1
- 記錄 SRV Test 過程系統參數最高/最低值於表 B-2
- 本測試程序中，若取得數據不符限值，得於調整相關參數後，進行壓力設定值 ± 1 psi、 ± 3 psi 的測試，並將數據記錄於表 B-3
- 確認本階段測試，皆符合 4.0 注意事項第 11 項接受標準，並將測試過程數據列於附件。

值_____ 儀_____

表 B-1 Parameters of Transfer Functions at SRV Test

Component	TRICON Parameter	Initial Value	SRV TEST
Pressure regulator Lead/Lag	Lead Time: $\dot{T}R1$	sec	
	Lag Time: $\dot{T}R3$	sec	
Steam Line Dynamic Compensator	Lag Time: $\dot{T}R2$	sec	
	Damping coefficient numerator: $\dot{Z}1$		
	Damping coefficient denominator: $\dot{Z}2$		
	Center Frequency: $\dot{T}o$	sec/rad	
Pressure Regulator Proportional Gain	Kr	%/psi	

第二核能發電廠測試程序書

文件編號：SP-2016-04

版次：11

第 9 / 32 頁

表 B-2 SRV Test 過程系統參數最高/最低值

系統參數	初始值	高	低
APRM 讀數(%) 限值:..... (低於 Neutron flux 急停設定點 7.5%)			
GEN (MWe)			
Pr Reg. Demand (%)			
GV Common Demand (%)			
BPV Demand (%)			
冷凝器真空(mmHg)			
Rx Pr kg/cm ² (限值: ≤1053 psig)			
Rx 水位cm			

表 B-3 SRV Test 過程 壓力設定點調整過程系統參數最高/最低值

系統參數	初始值	-1 psi		+1 psi		-3 psi		+3 psi	
		高	低	高	低	高	低	高	低
APRM 讀數(%) 限值:..... (低於 Neutron flux 急停設定點 7.5%)									
GEN (MWe)									
Pr Reg. Demand (%)									
GV Common Demand(%)									
BPV Demand (%)									
冷凝器真空(mmHg)									
Rx Pr kg/cm ² (限值: ≤1053 psig)									
Rx 水位cm									

英維思測試者/日期:_____ 台電測試者/日期:_____

台電複查者/日期 : _____ 品質查證者/日期:_____

第二核能發電廠測試程序書

文件編號：SP-2016-04

版次：11

第 10 / 32 頁

C. Before TURBINE LATCH & Channel Disable test (BPV 約開 1.5~2 只、Mode SW At RUN；由於 107 年 3 月 23 日機組起動過程中已依本程序書完成 Channel Disable test；且測試結果符合要求；故不再執行 Channel Disable test)

注意：

- 危險因子：若 BPV 控制不穩造成爐壓晃動，造成 MSL 低壓力 ($<60.24 \text{ kg/cm}^2$)，將造成 MSIV 關閉，反應爐 SCRAM，則依程序書 248 執行。
- 此階段 step change 測試方式變更為『先調高而後調低』，並且要求 BPV 約開 1.5~2 只，以避免造成 MSL 低壓力 ($<60.24 \text{ kg/cm}^2$)。
- 測試前須確認反應爐爐壓穩定，且無小於 4 秒的波動週期，並將本階段尚未調校之初始值填至表內「Initial Value」欄內。
- 測試時須觀察 APRM 週期變化，以因應後續各階段測試，避免因 GV/BPV 開關所造成之爐壓及中子通量週期性波動，引動 OPRM 造成反應爐急停。
- RUN Mode 時，當再循環流量(驅動流量) $\leq 60\%$ 且 APRM 模擬熱功率 (APRM STP) $\geq 29.5\%$ ，若此時發生爐心不穩定並符合 OPRM 跳脫條件(週期、振幅、振幅增長率)，則 OPRM 會引動 RPS 跳脫。

1. 依電廠營運程序書，至 TURBINE LATCH 前 BPV 約開 1.5~2 只

2. 「儀」確認 MSL 低壓力造成 MSIV 隔離之壓力設定點為 ($<60.24 \text{ kg/cm}^2$)

值_____ 儀_____

3. 於 C37 盤開啟 TS1131 程式，調高壓力設定點 1psi (記錄參數於表 C-1、表 C-3)

4. 於 C37 盤開啟 TS1131 程式，調低壓力設定點 1psi (記錄參數於表 C-1、表 C-3)

5. 於 C37 盤開啟 TS1131 程式，調高壓力設定點 3psi (記錄參數於表 C-1、表 C-3)

6. 於 C37 盤開啟 TS1131 程式，調低壓力設定點 3psi (記錄參數於表 C-1、表 C-3)

7. 於 C37 盤開啟 TS1131 程式，調高壓力設定點 5psi (記錄參數於表 C-1、表 C-3)

8. 於 C37 盤開啟 TS1131 程式，調低壓力設定點 5psi (記錄參數於表 C-1、表 C-3)

9. 於 C37 盤開啟 TS1131 程式，調高壓力設定點 7psi (記錄參數於表 C-2、表 C-4)

10. 於 C37 盤開啟 TS1131 程式，調低壓力設定點 7psi (記錄參數於表 C-2、表 C-4)

11. 於 C37 盤開啟 TS1131 程式，調高壓力設定點 10psi (記錄參數於表 C-2、表 C-4)

12. 於 C37 盤開啟 TS1131 程式，調低壓力設定點 10psi (記錄參數於表 C-2、表 C-4)

第二核能發電廠測試程序書

文件編號：SP-2016-04

版次：11

第 11 / 32 頁

13. 進行 Channel Disable 測試：

- a. 測試前先確認 2C87 盤 SB&PR 操作盤 A/B/C PRESS DEVIATION 燈號熄、三個壓力源誤差在 3 psi(3%)以內，及設備在正常狀態。
- b. 在 2C37 盤 work station 進行操作測試，將 Rx Dome Pr. A(B/C)信號 Disable，確認 2C87 盤 SB&PR 操作盤的 A(B/C)Bad/Bypass 燈號亮，及其選擇邏輯正確後，紀錄於表 C-5；
- c. 當測試過程中邏輯發生異常時，立刻將 Rx Dome Pr. A(B/C)信號 Enable，待故障排除後始得繼續測試。

14. 確認本階段測試，皆符合 4.0 注意事項第 11 項接受標準，並將測試過程數據列於附件。

機組穩態時記錄：

反應爐爐壓的波動幅度 = psi (<1 psi)

反應爐爐壓的波動週期 = 秒 (≥ 4 秒)

APRM 波動週期 = 秒 (≥ 4 秒)

執行者： 值_____ 儀_____

第二核能發電廠測試程序書

文件編號：SP-2016-04

版次：11

第 12 / 32 頁

表 C-1 Parameters of Transfer Functions before TURBINE LATCH								
Component	TURBINE LATCH Parameter	Initial Value	1psi		3psi		5psi	
			+1	-1	+3	-3	+5	-5
Pressure regulator Lead/Lag	Lead Time: TR1	sec						
	Lag Time: TR3	sec						
Steam Line Dynamic Compensator	Lag Time: TR2	sec						
	Damping coefficient numerator: Z1							
	Damping coefficient denominator: Z2							
	Center Frequency: TO	sec/rad						
Pressure Regulator Proportional Gain	Kr	%/psi						

表 C-2 Parameters of Transfer Functions before TURBINE LATCH						
Component	TURBINE LATCH Parameter	Initial Value	7psi		10psi	
			+7	-7	+10	-10
Pressure regulator Lead/Lag	Lead Time: TR1	sec				
	Lag Time: TR3	sec				
Steam Line Dynamic Compensator	Lag Time: TR2	sec				
	Damping coefficient numerator: Z1					
	Damping coefficient denominator: Z2					
	Center Frequency: TO	sec/rad				
Pressure Regulator Proportional Gain	Kr	%/psi				

第二核能發電廠測試程序書

文件編號：SP-2016-04

版次：11

第 13 / 32 頁

表 C-3 TURBINE LATCH 前 壓力設定點調整過程系統參數最高/最低值													
系統參數	初 始 值	+1 psi		-1 psi		+3 psi		-3 psi		+5 psi		-5 psi	
		高	低	高	低	高	低	高	低	高	低	高	低
APRM 讀數(%) 限值:..... (低於 Neutron flux 急停設 定點 7.5%)													
GEN (MWe)													
Pr Reg. Demand (%)													
GV Common Demand (%)													
BPV Demand (%)													
冷凝器真空(mmHg)													
Rx Pr kg/cm ² (限值: ≤1053 psig)													
Rx 水位cm													

表 C-4 TURBINE LATCH 前 壓力設定點調整過程系統參數最高/最低值									
系統參數	初 始 值	+7 psi		-7 psi		+10 psi		-10 psi	
		高	低	高	低	高	低	高	低
APRM 讀數(%) 限值:..... (低於 Neutron flux 急停設 定點 7.5%)									
GEN (MWe)									
Pr Reg. Demand (%)									
GV Common Demand (%)									
BPV Demand (%)									
冷凝器真空(mmHg)									
Rx Pr kg/cm ² (限值: ≤1053 psig)									
Rx 水位cm									

第二核能發電廠測試程序書

文件編號：SP-2016-04

版次：11

第 14 / 32 頁

表 C-5 Channel Disable 測試		
狀態	邏輯	是否符合
Rx Dome Pr.A/B/C 信號皆正常	3 選中	
1 個信號源故障	2 選高	
2 個信號源故障	選擇唯一的正常信號	

英維思測試者/日期：_____ 台電測試者/日期：_____

台電複查者/日期：_____ 品質查證者/日期：_____

第二核能發電廠測試程序書

文件編號：SP-2016-04

版次：11

第 15 / 32 頁

D.1 TURBINE LATCH & GENERATOR placed ONLINE at INITIAL LOAD

注意：

- a. TURBINE LATCH & 發電機併聯瞬間，若 TV/GV 開啟而 BPV 未跟隨關閉，可手動 TRIP TURBINE；若反應不及造成 MSL 低壓力 ($< 60.24 \text{ kg/cm}^2$)，當反應爐模式開關在 "RUN" 位置時 MSIV 將關閉，反應爐將 SCRAM，則依程序書 248 執行。
- b. 執行觀察前將本階段尚未調校之初始值填至表內「Initial Value」欄內。
- c. 須觀察 APRM 週期變化，以因應後續各階段測試，避免因 GV/BPV 開關所造成之爐壓及中子通量週期性波動，引動 OPRM 造成反應爐急停。
- d. RUN Mode 時，當再循環流量(驅動流量) $\leq 60\%$ 且 APRM 模擬熱功率 (APRM STP) $\geq 29.5\%$ ，若此時發生爐心不穩定並符合 OPRM 跳脫條件 (週期、振幅、振幅增長率)，則 OPRM 會引動 RPS 跳脫。

1. 依據電廠營運程序書，進行 TURBINE LATCH 步驟。
2. TURBINE LATCH 瞬間，反應爐壓會因 RV/IV/GV 開啟以及 BPV 關閉而變化，觀察反應爐壓暫態響應，記錄 Pressure Regulator 參數於表 D-1。
3. 記錄 TURBINE LATCH 過程系統參數最高/最低值於表 D-2。
4. 確認本階段觀察，皆符合下列接受標準，並將觀察過程數據列於附件。

機組穩態時記錄：

反應爐爐壓的波動幅度 = psi ($< 1 \text{ psi}$)

反應爐爐壓的波動週期 = 秒 ($\geq 4 \text{ 秒}$)

APRM 波動週期 = 秒 ($\geq 4 \text{ 秒}$)

執行者： 值_____ 儀_____

5. 依據電廠營運程序書，進行發電機自動併聯步驟。
6. 併聯瞬間，反應爐壓會因 GV 開啟以及 BPV 關閉而變化，觀察反應爐壓暫態響應，紀錄 Pressure Regulator 參數於表 D-1
7. 記錄發電機併聯過程系統參數最高/最低值於表 D-2

第二核能發電廠測試程序書

文件編號：SP-2016-04

版次：11

第 16 / 32 頁

8. 確認本階段觀察，皆符合下列接受標準，並將觀察過程數據列於附件。

機組穩態時記錄：

反應爐爐壓的波動幅度 = psi (<1 psi)

反應爐爐壓的波動週期 = 秒 (≥ 4 秒)

APRM 波動週期 = 秒 (≥ 4 秒)

執行者： 值_____ 儀_____

第二核能發電廠測試程序書

文件編號：SP-2016-04

版次：11

第 17 / 32 頁

表 D-1 Parameters of Transfer Functions at TURBINE LATCH & generator online initial load				
Component	TRICON Parameter	Initial Value	TURBINE LATCH	INITIAL LOAD
Pressure regulator Lead/Lag	Lead Time: $\dot{T}R1$	sec		
	Lag Time: $\dot{T}R3$	sec		
Steam Line Dynamic Compensator	Lag Time: $\dot{T}R2$	sec		
	Damping coefficient numerator: $\dot{Z}1$			
	Damping coefficient denominator: $\dot{Z}2$			
	Center Frequency: $\dot{T}o$	sec/rad		
Pressure Regulator Proportional Gain	Kr	%/psi		

表 D-2 TURBINE LATCH & 發電機併聯過程 系統參數最高/最低值						
系統參數	初始值	TURBINE LATCH		$\dot{\text{初}}\dot{\text{始}}\dot{\text{值}}$	發電機併聯	
		高	低		高	低
APRM $\dot{\text{讀}}\dot{\text{數}}(\%)$ $\dot{\text{限}}\dot{\text{值}}: \dots\dots$ (低於 Neutron flux 急停設定 點 7.5%)						
GEN (MWe)						
Pr Reg. Demand (%)						
GV Common Demand (%)						
BPV Demand (%)						
冷凝器真空(mmHg)						
Rx Pr kg/cm ² (限值: ≤ 1053 psig)						
Rx 水位cm						

英維思測試者/日期: _____ 台電測試者/日期: _____

台電複查者/日期 : _____ 品質查證者/日期: _____

第二核能發電廠測試程序書

文件編號：SP-2016-04

版次：11

第 18 / 32 頁

D.2 Pressure Control on GV

注意：

- a. Pressure Control on GV 後，若 GV 開啟而 BPV 未跟隨關閉，可手動 TRIP TURBINE；若反應不及造成 MSL 低壓力 ($<60.24 \text{ kg/cm}^2$)，當反應爐模式開關在 “RUN” 位置時 MSIV 將關閉，反應爐將 SCRAM，則依程序書 248 執行。
- b. 觀察前將本階段尚未調校之初始值填至表內「Initial Value」欄內。
- c. 當爐壓控制權由蒸汽旁通閥移轉至汽機控制閥 (Pressure Control on GV) 過程須密切觀察爐壓及 APRM 週期變化，以因應後續各階段測試，避免因 GV/BPV 開關所造成之爐壓及中子通量週期性波動，引動 OPRM 造成反應爐急停。
- d. RUN Mode 時，當再循環流量(驅動流量) $\leq 60\%$ 且 APRM 模擬熱功率 (APRM STP) $\geq 29.5\%$ ，若此時發生爐心不穩定並符合 OPRM 跳脫條件 (週期、振幅、振幅增長率)，則 OPRM 會引動 RPS 跳脫。

1. 依據電廠營運程序書，進行 Pressure Control on GV 步驟。
2. Pressure Control on GV 後，反應爐壓會因 GV 開啟以及 BPV 關閉而變化，觀察反應爐壓暫態響應，記錄 Pressure Regulator 參數於表 D-3。
3. 記錄 Pressure Control on GV 過程系統參數最高/最低值於表 D-4。
4. 確認本階段觀察，皆符合下列接受標準，並將觀察過程數據列於附件。

機組穩態時記錄：

反應爐爐壓的波動幅度 = psi ($<1 \text{ psi}$)

反應爐爐壓的波動週期 = 秒 ($\geq 4 \text{ 秒}$)

APRM 波動週期 = 秒 ($\geq 4 \text{ 秒}$)

執行者： 值_____ 儀_____

第二核能發電廠測試程序書

文件編號：SP-2016-04

版次：11

第 19 / 32 頁

表 D-3 Parameters of Transfer Functions at Pressure Control on GV

Component	TRICON Parameter	Initial Value	Pressure Control on GV
Pressure regulator Lead/Lag	Lead Time: TR1	sec	
	Lag Time: TR3	sec	
Steam Line Dynamic Compensator	Lag Time: TR2	sec	
	Damping coefficient numerator: Z1		
	Damping coefficient denominator: Z2		
	Center Frequency: To	sec/rad	
Pressure Regulator Proportional Gain	Kr	%/psi	

表 D-4 Pressure Control on GV 過程系統參數最高/最低值

系統參數	初始值	高	低
APRM 讀數(%) 限值: _____ (低於 Neutron flux 急停設定點 7.5%)			
GEN (MWe)			
Pr Reg. Demand (%)			
GV Common Demand (%)			
BPV Demand (%)			
冷凝器真空(mmHg)			
Rx Pr kg/cm ² (限值: ≤1053 psig)			
Rx 水位cm			

英維思測試者/日期: _____ 台電測試者/日期: _____

台電複查者/日期 : _____ 品質查證者/日期: _____

第二核能發電廠測試程序書

文件編號：SP-2016-04

版次：11

第 20 / 32 頁

E TURBINE OVERSPEED TEST (本階段測試為觀察主汽機超速跳脫測試時控制系統之反應；由於 107 年 3 月 28 日機組起動過程中已依程序書 620.3 完成主汽機超速跳脫測試，且觀察系統反應均符合預期；因主汽機超速跳脫測試已不須再執行，故不再執行本階段測試觀察)

注意：

- a. 汽機超速跳脫瞬間，若 TV/GV 關閉而 BPV 未跟隨開啟，將造成反應爐高壓力 ($>1063\text{PSIG}(74.76 \text{ kg/cm}^2)$)，反應爐將 SCRAM；反之，若 BPV 開度過大，將使反應爐壓力過低 ($<60.24 \text{ kg/cm}^2$)，造成 MSIV 隔離而 SCRAM，則依程序書 248 執行。

1. 汽機超速跳脫瞬間，反應爐壓會因 GV 關閉而變化，觀察反應爐壓暫態響應，記錄 Pressure Regulator 參數於表 E-1
2. 記錄汽機超速跳脫過程系統參數最高/最低值於表 E-2
3. 確認本階段測試，皆符合 4.0 注意事項第 11 項接受標準，並將測試過程數據列於附件。

值_____ 儀_____

表 E-1 Parameters of Transfer Functions at over-speed test

Component	TRICON Parameter	Initial Value	OVERSPEED TEST
Pressure regulator Lead/Lag	Lead Time: T_R1	sec	
	Lag Time: T_R3	sec	
Steam Line Dynamic Compensator	Lag Time: T_R2	sec	
	Damping coefficient numerator: $Z1$		
	Damping coefficient denominator: $Z2$		
	Center Frequency: ω_0	sec/rad	
Pressure Regulator Proportional Gain	K_r	%/psi	

第二核能發電廠測試程序書

文件編號：SP-2016-04

版次：11

第 21 / 32 頁

表 E-2 汽機超速跳脫過程系統參數最高/最低值

系統參數	初始值	高	低
APRM 讀數(%) 限值: (低於Neutron flux急停設定點7.5%)			
GEN (MWe)			
Pr Reg. Demand (%)			
GV Common Demand (%)			
BPV Demand (%)			
冷凝器真空(mmHg)			
Rx Pr kg/cm ² (限值: ≤1053 psig)			
Rx 水位cm			

英維思測試者/日期:_____ 台電測試者/日期:_____

台電複查者/日期 : _____ 品質查證者/日期:_____

第二核能發電廠測試程序書

文件編號：SP-2016-04

版次：11

第 22 / 32 頁

F. APRM 讀數 15%~20% (PR CONTROL ON GV 後)

注意：

- 調低壓力設定點瞬間，Pr. Reg. Demand 會增加，發電機發電量短暫增加，穩定後反應爐隨壓力設定點調低而減少，發電機發電量變化不大。調高壓力設定點，則反之。
- 過程中若產生壓力發散現象或因 SB&PR 反應太慢造成爐壓快速上升，則依「核技」準備之插棒序列插棒抑制；若無效則可手動跳脫汽機，再無效則手動急停。若反應不及造成 MSL 低壓力 ($<60.24 \text{ kg/cm}^2$)，當反應爐模式開關在 "RUN" 位置時 MSIV 將關閉，反應爐將 SCRAM，則依程序書 248 執行。
- 執行測試前，須確認所有 6 只蒸汽旁通閥均在全關位置，反應爐爐壓穩定，且無小於 4 秒的波動週期，並將本階段尚未調校之初始值填至表內「Initial Value」欄內。
- 測試時須觀察 APRM 週期變化，以因應後續各階段測試，避免因 GV/BPV 開關所造成之爐壓及中子通量週期性波動，引動 OPRM 造成反應爐急停。
- RUN Mode 時，當再循環流量(驅動流量) $\leq 60\%$ 且 APRM 模擬熱功率 (APRM STP) $\geq 29.5\%$ ，若此時發生爐心不穩定並符合 OPRM 跳脫條件(週期、振幅、振幅增長率)，則 OPRM 會引動 RPS 跳脫。
- 測試小組須於本測試階段完成初始參數動態調校，以確保合適的參數組合，適用於各功率階。未來各功率階的測試及暫態觀察，若不符合接受標準，則須回降至本階段進行調校。

- 提升負載至反應爐功率 15-20%，並請「核技」確認目前機組狀態正確。

執行者：值_____ 核_____

- 於 C37 盤開啟 TS1131 程式，調低壓力設定點 1psi (記錄參數於表 F-1、表 F-2)
- 於 C37 盤開啟 TS1131 程式，調高壓力設定點 1psi (記錄參數於表 F-1、表 F-2)
- 於 C37 盤開啟 TS1131 程式，調低壓力設定點 3psi (記錄參數於表 F-1、表 F-2)
- 於 C37 盤開啟 TS1131 程式，調高壓力設定點 3psi (記錄參數於表 F-1、表 F-2)
- 確認本階段測試，皆符合 4.0 注意事項第 11 項接受標準，並將測試過程數據列於附件。

機組穩態時記錄：

反應爐爐壓的波動幅度 = psi ($<1 \text{ psi}$)
反應爐爐壓的波動週期 = 秒 ($\geq 4 \text{ 秒}$)
APRM 波動週期 = 秒 ($\geq 4 \text{ 秒}$)

執行者：值_____ 儀_____

第二核能發電廠測試程序書

文件編號：SP-2016-04

版次：11

第 23 / 32 頁

表 F-1 Parameters of Transfer Functions at APRM 讀數 15%~20%

Component	TRICON Parameter	Initial Value	1psi		3psi	
			-1	+1	-3	+3
Pressure regulator Lead/Lag	Lead Time: TR1	sec				
	Lag Time: TR3	sec				
Steam Line Dynamic Compensator	Lag Time: TR2	sec				
	Damping coefficient numerator: Z1					
	Damping coefficient denominator: Z2					
	Center Frequency: To	sec/rad				
Pressure Regulator Proportional Gain	Kr	%/psi				

表 F-2 APRM 讀數 15%~20% 壓力設定點調整過程系統參數 最高/最低值

系統參數	初始值	-1 psi		+1 psi		-3 psi		+3 psi	
		高	低	高	低	高	低	高	低
APRM 讀數(%)限值: _____ (低於 Neutron flux 急停設定點 7.5%)									
GEN (MWe)									
Pr Reg. Demand (%)									
GV Common Demand(%)									
BPV Demand (%)									
冷凝器真空(mmHg)									
Rx Pr kg/cm ² (限值: ≤1053 psig)									
Rx 水位cm									

英維思測試者/日期: _____

台電測試者/日期: _____

台電複查者/日期: _____

品質查證者/日期: _____

第二核能發電廠測試程序書

文件編號：SP-2016-04

版次：11

第 24 / 32 頁

G RECIRC LO TO HI

注意：

- a. RECIRC LO TO HI，CTP 增加，反應爐壓力增加，Pr. Reg. Demand 增加，GEN 發電量增加。
- b. 過程中若產生壓力發散現象或因 SB&PR 反應太慢造成爐壓快速上升，則依「核」準備之插棒序列插棒抑制，或將 Recirc Hi to Low。
- c. 執行觀察前，核技組需先調整沸騰邊界(BB 值)至大於 4 呎以保持爐心穩定性。
- d. 觀察前將本階段尚未調校之初始值填至表內「Initial Value」欄內。
- e. 操作時須觀察 APRM 週期變化，以因應後續各階段測試，避免因 GV/BPV 開關所造成之爐壓及中子通量週期性波動，引動 OPRM 造成反應爐急停。
- f. RUN Mode 時，當再循環流量(驅動流量) $\leq 60\%$ 且 APRM 模擬熱功率(APRM STP) $\geq 29.5\%$ ，若此時發生爐心不穩定並符合 OPRM 跳脫條件(週期、振幅、振幅增長率)，則 OPRM 會引動 RPS 跳脫。
- g. 若觀察結果未符合步驟 G.4 之接受標準，立即暫停提升功率並降低功率至 15~20%，同時召開專案小組會議重新擬定參數調校。

1. 執行 RECIRC LO TO HI 前，核技組需先調整沸騰邊界(BB 值)至大於 4 呎以保持爐心穩定性。
2. 若 BPV 於操作員執行“RECIRC LO TO HI”中開啟，觀察反應爐壓暫態響應，記錄 Pressure Regulator 參數於表 G-1
3. 記錄 RECIRC LO TO HI 過程系統參數最高/最低值於表 G-2
4. 確認本階段觀察，皆符合下列接受標準，並將觀察過程數據列於附件。

機組穩態時記錄：

反應爐爐壓的波動幅度	=	psi (<1 psi)
反應爐爐壓的波動週期	=	秒 (≥ 4 秒)
APRM 波動週期	=	秒 (≥ 4 秒)

執行者： 值_____ 儀_____

第二核能發電廠測試程序書

文件編號：SP-2016-04

版次：11

第 25 / 32 頁

表 G-1 Parameters of Transfer Functions at RECIRC LO TO HI

Component	TRICON Parameter	Initial Value	RECIRC LO TO HI
Pressure regulator Lead/Lag	Lead Time: T_R1	sec	
	Lag Time: T_R3	sec	
Steam Line Dynamic Compensator	Lag Time: T_R2	sec	
	Damping coefficient numerator: $\dot{z}_1$		
	Damping coefficient denominator: $\dot{z}_2$		
	Center Frequency: $\dot{\omega}$	sec/rad	
Pressure Regulator Proportional Gain	K_r	%/psi	

表 G-2 RECIRC LO TO HI 過程系統參數最高/最低值

系統參數	初始值	高	低
APRM 讀數(%) 限值: $\dots\dots$ (低於 Neutron flux 急停設定點 7.5%)			
GEN (MWe)			
Pr Reg. Demand (%)			
GV Common Demand (%)			
BPV Demand (%)			
冷凝器真空(mmHg)			
Rx Pr kg/cm ² (限值: ≤ 1053 psig)			
Rx 水位cm			

英維思測試者/日期: _____ 台電測試者/日期: _____

台電複查者/日期 : _____ 品質查證者/日期: _____

第二核能發電廠測試程序書

文件編號：SP-2016-04

版次：11

第 26 / 32 頁

H. APRM 讀數 60%~65%

注意：

- 調低壓力設定點瞬間，Pr. Reg. Demand 會增加，GEN 發電量短暫增加，穩定後反應爐隨壓力設定點調低而減少，GEN 發電量變化不大。調高壓力設定點，則反之。
- 測試前值班人員配合核技組以調高爐心流量搭配插棒方式降低 Rod Line，使爐心運轉點離開 OPRM 監視區(再循環流量(驅動流量) $\leq 60\%$ 且 APRM 模擬熱功率(APRM STP) $\geq 29.5\%$)，若測試過程中產生壓力發散現象，則依插棒序列插棒來因應；若欲以降 CORE FLOW 方式因應，需確認爐心流量仍大於 60%，以避免進入 OPRM 監視區。
- 測試前需由核技組確認封套是否尚有餘裕；如無餘裕可供測試時，可插淺棒及進行 Xe wait 程序因應，待封套有充足餘裕時，方可進行測試。
- 測試前須確認反應爐爐壓穩定，且無週期性波動；並將本階段尚未調校之初始值填至表內「Initial Value」欄內。
- 測試時須觀察 APRM 週期變化，以因應後續各階段測試，避免因 GV/BPV 開關所造成之爐壓及中子通量週期性波動，引動 OPRM 造成反應爐急停。
- RUN Mode 時，當再循環流量(驅動流量) $\leq 60\%$ 且 APRM 模擬熱功率(APRM STP) $\geq 29.5\%$ ，若此時發生爐心不穩定並符合 OPRM 跳脫條件(週期、振幅、振幅增長率)，則 OPRM 會引動 RPS 跳脫。
- 若測試結果未符合步驟 H.8 之接受標準，立即暫停提升功率並降低功率至 15~20%，同時召開專案小組會議重新擬定參數調校。

- 提升負載至 RTP 60%~65%，並請「核」確認目前機組狀態正確。

執行者：值_____ 核_____

- 於 C37 盤開啟 TS1131 程式，調低壓力設定點 1psi (記錄參數於表 H-1、表 H-2)
- 於 C37 盤開啟 TS1131 程式，調高壓力設定點 1psi (記錄參數於表 H-1、表 H-2)
- 於 C37 盤開啟 TS1131 程式，調低壓力設定點 3psi (記錄參數於表 H-1、表 H-2)
- 於 C37 盤開啟 TS1131 程式，調高壓力設定點 3psi (記錄參數於表 H-1、表 H-2)
- 於 C37 盤開啟 TS1131 程式，調低壓力設定點 5psi (記錄參數於表 H-1、表 H-2)
- 於 C37 盤開啟 TS1131 程式，調高壓力設定點 5psi (記錄參數於表 H-1、表 H-2)
- 確認本階段測試，皆符合 4.0 注意事項第 11 項接受標準，並將測試過程數據列於附件。

機組穩態時記錄：

反應爐爐壓的波動幅度 = psi (<1 psi)
反應爐爐壓的波動週期 = 秒 (≥ 4 秒)
APRM 波動週期 = 秒 (≥ 4 秒)

執行者：值_____ 儀_____

第二核能發電廠測試程序書

文件編號：SP-2016-04

版次：11

第 27 / 32 頁

表 H-1 Parameters of Transfer Functions at $\dot{APRM}$ 讀數 60%~65%

Component	$\dot{TRICON}$ Parameter	Initial Value	1psi		3psi		5psi	
			-1	+1	-3	+3	-5	+5
Pressure regulator Lead/Lag	Lead Time: $\dot{TR}1$	sec						
	Lag Time: $\dot{TR}3$	sec						
Steam Line Dynamic Compensator	Lag Time: $\dot{TR}2$	sec						
	Damping coefficient numerator: $\dot{Z}1$							
	Damping coefficient denominator: $\dot{Z}2$							
	Center Frequency: $\dot{T}0$	sec/rad						
Pressure Regulator Proportional Gain	Kr	%/psi						

表 H-2 $\dot{APRM}$ 讀數 60%~65 % 壓力設定點調整過程系統參數最高/最低值

系統參數	初 始 值	-1 psi		+1 psi		-3 psi		+3 psi		-5 psi		+5 psi	
		高	低	高	低	高	低	高	低	高	低	高	低
$\dot{APRM}$ 讀數(%) 限值: $\dots\dots$ (低於 Neutron flux 急停設 定點 7.5%)													
GEN (MWe)													
Pr Reg. Demand (%)													
GV Common Demand (%)													
BPV Demand (%)													
冷凝器真空(mmHg)													
Rx Pr kg/cm ² (限值: ≤ 1053 psig)													
Rx 水位cm													

英維思測試者/日期: _____

台電測試者/日期: _____

台電複查者/日期 : _____

品質查證者/日期: _____

第二核能發電廠測試程序書

文件編號：SP-2016-04

版次：11

第 28 / 32 頁

I. APRM 讀數 85%

注意：

- 調低壓力設定點瞬間，Pr. Reg. Demand 會增加，GEN 發電量短暫增加，穩定後反應爐隨壓力設定點調低而減少，GEN 發電量變化不大。調高壓力設定點，則反之。
- 本階段僅測試『調低壓力設定點』部份，恢復時『緩慢調升壓力設定點至原設定』。
- 執行測試前，核技組應先確認爐心的燃料封套值是否有足夠餘裕(建議值為全爐心之 $\max(P-Pcs) < 0.1$)；封套若無足夠餘裕則進行 Xe Wait 程序，待有充足燃料封套餘裕後再執行測試，以確保爐心燃料完整性。
- 若測試過程中產生壓力發散現象，以降 CORE FLOW 方式因應，但需確認 Driving Flow 仍大於 60%，以避免進入 OPRM 監視區，若 ROD LINE 過高則僅能以插控制棒方式因應。
- 測試前須確認反應爐爐壓穩定，且無週期性波動；並將本階段尚未調校之初始值填至表內「Initial Value」欄內。
- 測試時須觀察 APRM 週期變化，以因應後續各階段測試，避免因 GV/BPV 開關所造成之爐壓及中子通量週期性波動，引動 OPRM 造成反應爐急停。
- RUN Mode 時，當再循環流量(驅動流量) $\leq 60\%$ 且 APRM 模擬熱功率(APRM STP) $\geq 29.5\%$ ，若此時發生爐心不穩定並符合 OPRM 跳脫條件(週期、振幅、振幅增長率)，則 OPRM 會引動 RPS 跳脫。
- 若測試結果未符合步驟 I.5 之接受標準，立即暫停提升功率並降低功率至 15~20%，同時召開專案小組會議重新擬定參數調校。

- 提升負載至 RTP 85%，並請「核」確認目前機組狀態正確

執行者：值_____核_____

- 於 C37 盤開啟 TS1131 程式，調低壓力設定點 1psi (記錄參數於表 I-1、表 I-2)
- 於 C37 盤開啟 TS1131 程式，調低壓力設定點 3psi (記錄參數於表 I-1、表 I-2)
- 於 C37 盤開啟 TS1131 程式，調低壓力設定點 5psi (記錄參數於表 I-1、表 I-2)
- 確認本階段測試，皆符合 4.0 注意事項第 11 項接受標準，並將測試過程數據列於附件。

機組穩態時記錄：

反應爐爐壓的波動幅度 = _____ psi (<1 psi)

反應爐爐壓的波動週期 = _____ 秒 (≥ 4 秒)

APRM 波動週期 = _____ 秒 (≥ 4 秒)

執行者：值_____儀_____

第二核能發電廠測試程序書

文件編號：SP-2016-04

版次：11

第 29 / 32 頁

表 I-1 Parameters of Transfer Functions at APRM 讀數 85%

Component	Transfer Function Parameter	Initial Value	1psi	3psi	5psi
			-1	-3	-5
Pressure regulator Lead/Lag	Lead Time: T_R1	sec			
	Lag Time: T_R3	sec			
Steam Line Dynamic Compensator	Lag Time: T_R2	sec			
	Damping coefficient numerator: $Z1$				
	Damping coefficient denominator: $Z2$				
	Center Frequency: ω_0	sec/rad			
Pressure Regulator Proportional Gain	K_r	%/psi			

表 I-2 APRM 讀數 85 % 壓力設定點調整過程系統參數最高/最低值

系統參數	初始 值	-1 psi		-3 psi		-5 psi	
		高	低	高	低	高	低
APRM 讀數(%) 限值: _____ (低於 Neutron flux 急停設 定點 7.5%)							
GEN (MWe)							
Pr Reg. Demand (%)							
GV Common Demand (%)							
BPV Demand (%)							
冷凝器真空(mmHg)							
Rx Pr kg/cm ² (限值: ≤ 1053 psig)							
Rx 水位cm							

英維思測試者/日期: _____

台電測試者/日期: _____

台電複查者/日期 : _____

品質查證者/日期: _____

第二核能發電廠測試程序書

文件編號：SP-2016-04

版次：11

第 30 / 32 頁

Appendix a - transfer function initial value

AREVA NP PROPRIETARY

Kuosheng Unit 1 Cycle 22
Principal Plant Parameters

ANP-2892(P)
Preliminary Revision 0
Page 7-1

7.0 Control System Parameters

Parameter Description	Value	Reference	Note
-----------------------	-------	-----------	------

7.1 Sensor Time Constants

7.1.1	Pressure, T_{ps}	0.30 sec	33, Item 2.2.C
7.1.2	Level, T_L	1.00 sec	
7.1.3	Feed flow, T_F	0.25 sec	7-1
7.1.4	Steam flow, T_S	0.25 sec	7-1

7.2 Feedwater Control System

		Figure 7.1	48	7-2
7.2.1	Control mode	3-element	49	
7.2.2	Level controller proportional band, P	100 %		
7.2.3	Level controller integral time, INT	5,994 sec		
7.2.4	Flow controller proportional gain, K_p	1.667		
7.2.5	Flow controller integral gain, K_i	0.0119 sec ⁻¹		
7.2.6	Max. demand flow	130 %		
7.2.7	Feed pump time constant, T_{pmp}	4.0 sec		

7.3 Pressure Regulator System

		Figure 7.2		7-3
7.3.1	Control mode	Manual		
7.3.2	Lead time constant, T_{R1}	0.1 sec		
7.3.3	Large lag time constant, T_{R2}	0.1 sec		
7.3.4	Small lag time constant, T_{R3}	0.02 sec		
7.3.5	Turbine control valve actuator delay	0.0 sec		
7.3.6	Rate of turbine control valve motion			
7.3.6.1	Opening rate	+10 % position/sec		
7.3.6.2	Closure rate	-28.40 % position/sec		
7.3.7	Gain, K_r	1.00 %/psi	49, Table 1.3-1	
7.3.8	Compensator frequency	0.163		
7.3.9	Compensator damping coefficient numerator, ξ_1	0.20		
7.3.10	Compensator damping coefficient denominator, ξ_2	1.0		
7.3.11	Bypass flow signal bias	3 %		
7.3.12	Combined steam flow limiter	115 %	50	
7.3.13	Turbine max. flow	102.8 %		7-4
7.3.14	Bypass flow limit	34.26 %		7-4

第二核能發電廠測試程序書

文件編號：SP-2016-04

版次：11

第 31 / 32 頁

Appendix b - Acceptance Certificate

Power Ascension Test CERTIFICATE

Project : TPC Kuosheng Nuclear SB&PR System Upgrade
System : SB&PR System
Date : _____
Customer : TPC Kuosheng
Invensys Project Ref No : TW10048

This is to certify that, as the authorized representative of TPC Kuosheng , we have examined and confirmed that the TRICON Control System conform to the project requirements and is installed and functioning to the approved engineering / construction drawings and data.

We have reviewed, accepted test discussion and confirmed that the TRICON is fully acceptable and is fully in compliance with the agreed criteria.

Power Ascension Test Accepted by

TPC Kuosheng Representative	:		Date	:	
SE Representative	:		Date	:	

第二核能發電廠測試程序書

文件編號：SP-2016-04

版次：11

第 32 / 32 頁

Appendix c：

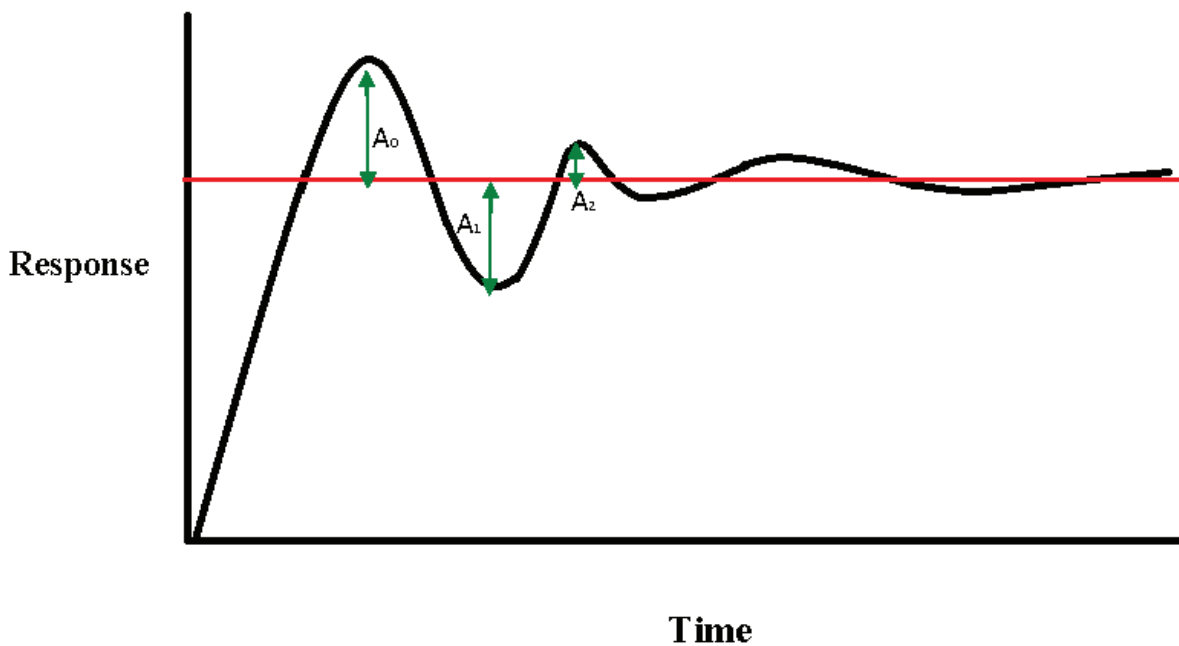
Decay Ratio 之計算方法及公式如下：

$$DecayRatio = \frac{\sum \left(\frac{A_{N+2}}{A_N} \right)}{N+1} = \frac{\frac{A_2}{A_0} + \frac{A_3}{A_1} + \frac{A_4}{A_2} + \dots + \frac{A_{N+2}}{A_N}}{N+1}$$

Where:

DR: Decay Ratio

A_N ：第 N 個波峰的振幅



二、「SP-2018-01 2 號機再轉起動期間運轉及異常應變方案」

第 2 / 131 頁

編號： SP-2018-01

版次： 13

之異常情形，預先風險告知，俾能及時處理暫態。

2. 發生任何非預期之狀況，立即先將機組置於安全狀態，以人員安全與設備安全為第一優先考慮。
3. 起動期間依照廠內程序書，執行機組起動，反應爐臨界、反應爐升溫升壓、使用主冷凝器抽真空、運轉主汽機、併聯至系統等操作，任何未如預期之設備反應要以人員、機組、設備安全為最重要之要求。
4. 有任何懷疑要先停止機組起動，應充份討論、問題澄清且依規定處理後，再依程序執行其他步驟。
5. 有設備不正常要依廠內程序書，通知相關人員、開立請修單，執行維修工作。如有對機組任何不安全，應立即向廠內管理階層反應，確定安全後再繼續執行機組升載作業。

3.0 注意事項

1. 品質人員須執行附件二「2 號機再轉起動期間運轉方案」之全程查證，並於關鍵步驟執行前與升載前檢查之欄位內簽證。
2. 核安處駐廠稽查小組依本程序書訂定停留查證點，執行總處核安稽查。
3. 2 號機再轉期間要以人員安全、設備安全，為第一優先考慮。
4. 不正常或懷疑要先停止機組起動，應充份討論，問題澄清及依規定處理後，再依程序執行。
5. 其他廠內程序書要確實遵行。
6. 電廠重要操作期間，不可以進行交接班，例如：可能引發反應爐保護系統(RPS)動作(含影響爐心反應度、低功率物理測試)。運轉值班人員要考慮最佳交接班時段，不要在執行關鍵步驟時及機組有暫態時交接班，交班期間盡量避免短暫性操作。
7. 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，立即暫停提升功率或降低功率至穩定狀態，同時召開專案小組會議；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。

程序書名稱：2 號機再轉起動期間運轉及異常應變方案

列印日期：05/08/18

堂訓練，使運轉員了解及熟悉運轉操作急應變處理。

- e. 每一階段完成後之功率上升或測試須依照附件一「升載管制計畫」執行及簽證完成後才可繼續執行。

2. 附件二任一項次標題執行前值班經理需先徵得運轉副廠長許可。
3. 執行關鍵步驟時，要運用本程序書，監控各項參數。

7.0 相關警報

參考附件二「2 號機再轉起動期間運轉方案」、附件三「長期待機機組再轉可能新增異常應變措施」各項警報窗監控之內容執行。

8.0 操作程序

1. 機組再轉起動運轉依正常操作程序書 241-244。
2. 每項重要操作項次標題完成，必須依附件二「升載前檢查」欄位內檢視相關參數，值班經理確認機組設備運轉狀況正常後，陳報運轉副廠長核可，方能再執行下一階段(項次標題)之升載或測試，確認管制依附件一執行。
3. 機組起動到滿載過程中，機組功率狀況變化之關鍵步驟依附件二執行檢查、風險管控與應變措施。
4. 發生不預期之新增異常情形，依附件三或本廠異常警報程序書與異常程序書內容執行。
5. 若執行本特殊程序書時，機組因故障停機後再起動，不必執行項目經副廠長同意後，可免執行，請填寫 NA。

附件一：升載管制計畫-2 號機再轉起動重要測試及升載階段穩定檢查管制簽證表說明：

1. 本管制目的係對起動期間之關鍵步驟與可能發生之暫態運轉程序，以及須執行檢查之措施(如系統洩漏、停機期間未曾運轉設備之啟動運轉狀況觀察)與升載管制計劃管制，採逐步升載方式，針對每一階段(項次標題)須檢視參數，確認機組設備運轉狀況正常後再升載至下一階段。
2. 每項測試或重要操作項次標題完成，必須依附件二檢視關鍵步驟相關參數穩定後，經副廠長同意後由值班經理於穩定確認簽證欄簽證後，才可繼續進行下一項測試或重要操作，若本程序書測試、操作步驟、應變步驟等之次序或內容有需要調整或需調整設備，須經廠長同意，並於備註欄說明不影響起動，才可繼續進行下一項測試或升載操作。
3. 起動過程之 SB&PR 測試與發電機定子線圈重繞相關測試依特殊程序書 SP-2016-04(2 號機 SB&PR 系統數位化功能測試程序書)、SP-2017-01(主發電機重繞後 AVR 及 PSS 特性調校)、SP-2017-02(主發電機溫升測試程序書)、SP-2017-03(主發電機 Ventilation Test 程序書)執行管制，相關參數依程序書要求確認後執行下一步驟，並在上述特殊程序書簽證表進行確認簽證。
4. 第 0 項「抽棒起動前須完成項目查核」項次，於抽棒起動前，值班經理須向副廠長確認，維護組之「起動前檢查方案」及運轉值班之起動前查核程序書皆已完成，則第 0 項查核工作視為完成，並正式開始進入各管制點之查核工作。

測試或操作項次標題	完成點	參數穩定確認簽證	備註
0. 抽棒起動前須完成項目查核	抽棒起動前		
1. 抽棒起動	第一次及第二次臨界參數確認完成		
2. 反應爐臨界後之加熱及加壓過程	Rx 壓力達 100 psig，程序書 617.3.6 等相關 RCIC 測試皆完成		
3. Rx 壓力 150 psig	操作至確認 617.3.4 及 616.17 RCIC 功能測試完成		
4. Rx 壓力 200 psig 以上	蒸汽抽氣器置入使用		
5. Rx 壓力 30 kg/cm ² RFPT 輪流起動測試及乾井查漏	RFPT 測試及乾井查漏完成		

程序書名稱：2 號機再轉起動期間運轉及異常應變方案

列印日期：05/06/18

編號： SP-2018-01

版次： 13

6. Rx 壓力 60 kg/cm ² 乾井查漏	乾井查漏完成		
7. Rx 壓力 900 psig SRV TEST	SRV 測試完成		
8. RUN MODE	RUN MODE 切換完成		
9. LATCH T/B 及升速至 1800 rpm 期間	汽機測試後升速至 1800 rpm 且汽機功能測試完成		
10. 主汽機達 1800 rpm 發電機 EXCITATION ON 前	發電機 EXCITATION ON 完成		
11. GEN ON LINE(第一次併聯) 及 TAKE LOAD 8 小時	發電機併聯後 TAKE LOAD 8 小時後		
12. 執行程序書 620.3 主汽機機械超速跳脫測試	主汽機超速跳脫測試完成		
13. GEN ON LINE(第二次併聯) (正式併聯至 Pressure Control on GV)	發電機併聯後		
14. 15% CTP 負載廠用電源切換	廠用電源切換完成		
15. 20-25% 負載飼水控制 一元改三元控制	飼水控制轉換完成		
16. RECIRC PUMP LOW TO HIGH	RECIRC PP 運轉模式轉換完成		
17. 300 MWe 汽機廠房查漏	汽機廠房查漏完成		
18. 45% CTP 使用第二台飼水泵	第二台飼水泵置入完成		
19. 發電機輸出超過 50% (500MWe), 執行主發電機重繞後之 AVR 與 PSS 測試	主發電機重繞後之 AVR 與 PSS 測試(發電機輸出超過 50%)完成		
19 20. 75% CTP 使用第三台飼水泵	第三台飼水泵置入完成		

程序書名稱：2 號機再轉起動期間運轉及異常應變方案

列印日期：05/06/18

編號： SP-2018-01

版次： 13

21.發電機輸出超過 75% (750MWe)，執行主發電機重繞後之 AVR 與 PSS 測試	主發電機重繞後之 AVR 與 PSS 測試(發電機輸出超過 75%)完成		
20 22. Rx 壓力> 1000 psig RCIC TEST	爐心隔離冷卻系統額定流量測試完成		
23.發電機輸出超過 90% (900MWe)，執行主發電機重繞後之 AVR 與 PSS 測試	主發電機重繞後之 AVR 與 PSS 測試(發電機輸出超過 90%)完成		
24.發電機滿載時，執行主發電機重繞後之主發電機溫升測試	主發電機重繞後之主發電機溫升測試完成		

項次標題 09：LATCH T/B 及升速至 1800 rpm 期間

關鍵步驟 01：準備汽機 LATCH 前功能測試前 BPV 開啟約 1.5 個以沖放主蒸汽管路內銹垢至冷凝器。當主蒸汽管路內銹垢會被沖放至冷凝器，而不會流向主汽機，故不會造成主汽機運轉時，銹垢對主汽機葉片之損壞。

執行前檢查

1. 核對反應爐壓力達 65.2 kg/cm²
2. 壓力調整器設定於 65.2 kg/cm²
3. 確認銅水流量大於 8%(OLTP)且旁通閥開啟大於 1 又 1/2 吋
4. 查證汽機軸承頂舉油泵運轉中，及汽機已慢車迴轉至小二小時。
5. 請依啟動前檢查方案向修配組確認主汽機潤滑油油質符合標準。
6. 手動電壓調整器已在最低位置。
7. 查證 2T-05 盤 MSR 起動過氣閥開啟及 MSR 正常過氣閥關閉中。
8. 查證發電機空氣側封油泵 2P-19 及氬氣側封油泵 2P-18 運轉中。
9. 查證主汽機 EHC 2P-17A 或 2P-17B 其中一台運轉中。
10. 查證主汽機軸承潤滑油 2P-16 及高壓封油後備交流泵 2P-67 運轉中。
11. 查證發電機氬氣冷卻器及勵磁機冷卻器及分相式匯流排冷卻組使用中。
12. 查證 2C85 盤汽機洩水閥開啟中。
13. 汽機送汽前確認修配、儀控、電氣人員已完成汽機升速相關附屬設備皆正常。支援人力已充份瞭解各項工作內容與配合事項。
14. 對緊急程序書 510 要求內容，已充份瞭解。
15. 在汽機升速前修配、儀控、電氣人員均須配合運轉人員監控參數及設備運轉情形。
16. 此階段須配合發電機相關之特殊程序書執行，汽機復歸(LATCH)後之第一次升速，發電機係充空氣，升速至 400 rpm 及 520 rpm 以執行發電機通風測試(SP-2017-03)，執行完成發電機 PURGE，重灌氬氣後才正式升速。
17. 查證 LATCH T/B 前之 SB&PR 參數調校步驟已完成，控制穩定無發散現象。
以 ERF 反應爐爐壓(Dome Pressure)及 APRM 功率值讀取波動幅度及週期
記錄反應爐爐壓的穩定波動幅度 = _____ psi(< 1 psi)
反應爐爐壓波動週期時間 = _____ 秒(≥ 4 秒)
APRM 穩定波動週期(秒) = _____ 秒(≥ 4 秒)

查證者簽名：_____

品質查證員簽名：_____

程序書名稱：2 號機再轉起動期間運轉及其常態變方案

列印日期：05/06/18

12. ☐ 符合

氬氣純度大於 95%(註：待主發電機通風測試完成後，才灌充氬氣)

13. ☐ 符合

確認 SB&PR 控制穩定

記錄反應爐爐壓的穩定波動幅度 = _____ psi(< 1 psi)

反應爐爐壓波動週期時間 = _____ 秒(≥ 4 秒)

APRM 穩定波動週期(秒) = _____ 秒(≥ 4 秒)

查證者簽名：_____

品質查證員簽名：_____

程序書名稱：2 號機再轉起動期間運轉及其常態變方案

列印日期：05/06/18

項次標題 13：GEN ON LINE(第二次併聯) (正式併聯至 Pressure Control on GV)	
關鍵步驟 01：發電機併聯	
執行前檢查	1. 確認#2 機 DS 開關 3671/3672/3681/3682)已投入及 GCB3670/GCB3680)之[允許開關]在「ON」位置。 2. 確認勵磁機空間加熱器(SPACE HEATER) 1/2C2A13 斷路器在 OFF 位置。 3. 通知並確認電氣組人員將部分放電(P.D)監測儀置於“ON”位置。 4. 執行 GEN ON LINE(第二次併聯)， 充分討論監視項目與注意事項後，再開始執行，請電氣組、電算組人協助處理。 5. 發電機併聯後至 Pressure Control on GV 時，將有 SB&PR 及汽機控制權切換，SB&PR 專案小組已待命監控參數。 記錄反應爐爐壓的穩定波動幅度 = _____ psi(< 1 psi) 反應爐爐壓波動週期時間 = _____ 秒(≥ 4 秒) APRM 穩定波動週期(秒) = _____ 秒(≥ 4 秒) 查證者簽名：_____ 品質查證員簽名：_____
可能風險： 1. 發電機無法併聯	操作注意事項 1. 電機同步開關置於 ON 位置之前，須先確定該機組 BOP 盤面所有同步開關均已置於 OFF 位置，否則將引起 INCOMING 電壓表指示不穩及/或比壓器熔絲熔斷。 2. 若飼水流量無法達到 8% (OLTP)之額定流量，依核技組指示抽棒提升功率。(核技配合執行) 3. 若發電機 AC INCOMING 電壓不等於系統 AC RUNNING 之電壓，請調整電壓調整器使其相等。 參數/警報/設備監控 1. 查看 2C03/DCS 飼水流量需大於 8% (OLTP)之額定流量 2. 檢視發電機 AC INCOMING 電壓等於系統 AC RUNNING 之電壓。 3. 併聯條件：電壓、頻率、相角需一致，且同步儀(順時針方向)旋轉。 異常警報及狀況因應措施 1. 查看 2C03/DCS 飼水流量需大於 8% (OLTP)之額定流量，否則 GCB3670 及 GCB3680 將無法關閉。 2. 若飼水流量無法達到 8% (OLTP)之額定流量，依核技組指示抽棒提升功率。(核技配合執行) 3. 若發電機 AC INCOMING 電壓不等於系統 AC RUNNING 之電壓，請調整電壓調整器使其相等。

程序書名稱：2 號機再轉起動期間運轉及異常應變方案

列印日期：05/06/18

可能風險： 2. SB&PR 控制參數引發功率或設備動作波動	操作注意事項 1. 反應爐爐壓的穩定波動幅度 (< 1 psi) 2. 反應爐爐壓波動週期時間 (≥ 4 秒) 3. APRM 功率讀值規律性波動週期大於 4 秒，無發散現象。 參數/警報/設備監控 1. 2C03 APRM 紀錄器之 APRM 功率 2. ERF 之反應爐壓力(Dome Pressure)、APRM 功率讀值、發電量及 GV 開度 異常警報及狀況因應措施 1. Pressure Control on GV 時，若有爐壓或 APRM 功率週期性波動情形不符合標準時，則暫停升載。 2. 通知 SB&PR 專案小組評估參數設定。
升載前檢查	GEN ON LINE (第二次併聯)後，下列步驟需完成，陳報許可後，才可以繼續升載： 1. ☐ 符合 各項設備已確定正常可用(APRM、水位、飼水流量指示、蒸汽流量指示等)，如有不可用要立即停止反應度改變。要確實完成檢修後再執行其他工作。 2. ☐ 符合 請於 2C85 盤核對各儀錶指示正常。 (1) GEN MEGAWATT HOUR (2) GEN MEGAWATT (3) GEN MEGAVAR (4) GEN A/B/C CURRENT (5) GEN VOLTAGE (A/B/C 相) 3. ☐ 符合 查看 2C84 盤 2AB-TR-501A WDG & GAS TEMPT RECORDER 內發電機各項參數正常。 4. ☐ 符合 查看 2C84 盤 2AB-TR-501B GEN WDG & GAS TEMPT RECORDER 內發電機各項參數正常。 5. ☐ 符合 確認發電機定子繞組溫度低於 110℃。(ERF MAA56-67)

程序書名稱：2 號機再轉起動期間運轉及異常應變方案

列印日期：05/06/18

編號： SP-2018-01

版次： 13

	6. ☐ 符合 確認發電機氫氣壓力介於 4.92~5.62 kg/cm ² 之間 7. ☐ 符合 確認發電機氫氣純度>95% 8. ☐ 符合 確認主變壓器高/低繞組溫度低於 110℃ 9. ☒ 符合 確認 PRESSURE CONTROL ON GV 時順利切換，無反應控制權轉移。 記錄反應爐爐壓的穩定波動幅度 = _____ psi(< 1 psi) 反應爐爐壓波動週期時間 = _____ 秒(≥ 4 秒) APRM 穩定波動週期(秒) = _____ 秒(≥ 4 秒) 查證者簽名：_____ 品質查證員簽名：_____
--	---

程序書名稱：2 號機再轉起動期間運轉及異常應變方案

列印日期：05/06/18

編號： SP-2018-01

版次： 13

項次標題 14：15% CF 負載廠用電源切換	
關鍵步驟 01：2A1/2A2/2F1 BUS 由廠外電源轉換至廠內機組輔助變壓器供電	
執行前檢查	1. 確定 2F1/2A1/2A2 BUS 電壓參數均正常。 2. 機組輔助變壓器無異常警報。 查證者簽名：_____ 品質查證員簽名：_____
可能風險： 1. 2F1 BUS 失電會使 V/HZ 電驛動作。	操作注意事項 - 負載 10~15% 時，執行 2F1 BUS 電源切換前，通知電氣組變電探於完成每一個匯流排電源切換後，量測輔助變壓器差動電驛之電流，確認電流正常後，才能進行下一個匯流排之電源切換，最後一個匯流排切換完成後，須再量測一次。量測結果由電氣組指定專人判定是否正確。 2F1 匯流排切換前要確認輔變與起變(或緊變)輸出電壓相差 1000 伏特內，才可執行切換；如輔變與起變(或緊變)輸出電壓相差大於上述要求時，可調整發電機電壓輸出，如無法調整至上述要求內，應停止執行供電切換，暫停升載並通知電氣組處理。 - 電源切換後，立即查看該供電有關之參數(三相電壓、電流等)是否平衡正常。 2F1 BUS 切換至輔變供電操作： (1) 將 2F105 之同步開關 ON，確認同步儀靜止在接近 12 點鐘位置(約在±7 分鐘的範圍內)，且同步燈熄。【若 2F1 BUS 原本由緊變供電，且緊變由氣渦輪機單機供電，則同步儀須反時針方向慢轉，俟同步儀指針在接近 12 時位置且同步燈熄時才可將斷路器投入；切換前先通知氣渦輪機主任，切換後負載將減少約 9000 kVA (7200 kW)】 (2) 投入 2F105，核對起變 2F103(或緊變 2F101)自動跳脫；若未跳脫則手動跳脫。 (3) 將 2F105 之同步開關 OFF。
參數/警報/ 設備監控	2C86 盤電壓/電流表： 1. 輔變至 2F1 BUS 2. 緊變至 2F1 BUS 3. 起變至 2F1 BUS 2C86 盤 2F1 BUS 電壓表。 警報窗： 2C86A-#37 「13.8 kV 2F1 BUS UNDERVOLTAGE OR NEG SEQ」

程序書名稱：2 號機再轉起動期間運轉及異常應變方案

列印日期：05/06/18

項次標題 15：20-25%負載飼水控制一元改三元控制		
關鍵步驟 01：飼水控制由一元改至三元控制		
執行前檢查	1. 飼水控制由一元改至三元控制前，確定 2AE-LV-241/RFPT M/A/RFPTMINI FLOW 控制站正常可用。 2. 飼水控制由一元改至三元控制前需驗證 Master 控制站或 BACKUP 控制站的可用。 3. 確認 2CO3 水位/蒸汽流量/飼水流量等儀器正常。 4. 確認已依程序書 244 於約 24.5%熱功率(以 APRM 功率高者為準)時運用 ERF 觀察及記錄 APRM 之功率值不可有明顯週期性(週期小於 4 秒)波動，若有不符情形，暫停升載。 5. 確認已依程序書 244 於約 24.5%熱功率(以 APRM 功率高者為準)時手動將 2 CO3 盤之 APRM 顯示畫面切換至 OPRM 監看畫面，從前監控 OPRM 偵測參數(振幅、振幅增長率及週期計次)變化情形。 6. 確認 記錄反應爐爐壓的穩定波動幅度 = _____ psi(< 1 psi) 反應爐爐壓波動週期時間 = _____ 秒(≥ 4 秒) APRM 穩定波動週期(秒) = _____ 秒(≥ 4 秒)	
可能風險： 1. 2AE-LV-241 控制站故障。	查證者簽名： _____	品質查證員簽名： _____
操作注意事項	1. 負載約 20~25%，參考飼水流量約 1400~1450 T/Hr。 2. 開啟 2AE-HV-240 時需注意反應爐水位變化，及主控控制站維持至少 10%輸出切換前依程序書 332 確認 MASTER/BACKUP 功能正常。 3. 切換前確認蒸汽流量與飼水流量之差值不宜過大。 4. 隨時注意反應爐水位變化及飼水泵之最小流量閥狀況變化。 5. 當切換至三元控制控制後，且 RFPT 在單台使用時，建議其 M/A Station Bias 請置於-5%，及注意飼水 Master 控制站或 BACKUP 控制站(若在控制中)輸出最少要大於 10%之上，以避免水位暫態需急降水位時，RFPT 轉速可能受限於其輸入/輸出特性曲線而無法繼續下降，導致暫態水位無法有效降低。	

程序書名稱：2 號機再轉起動期間運轉及其常態變方案

列印日期：05/06/18

		3. 切換前確認蒸汽流量與飼水流量之差值不宜過大。 4. 隨時注意反應爐水位變化及飼水泵之最小流量閥狀況變化。 5. 當切換至三元控制控制後，且 RFPT 在單台使用時，建議其 M/A Station Bias 請置於-5%，及注意飼水 Master 控制站或 BACKUP 控制站(若在控制中)輸出最少要大於 10%之上，以避免水位暫態需急降水位時，RFPT 轉速可能受限於其輸入/輸出特性曲線而無法繼續下降，導致暫態水位無法有效降。
	參數/警報/設備監控	1. 2CO3 盤 C34-R606A、B、C 窄範圍水位儀器 2. 2CO3 盤 C34-R603A、B、C、D 蒸汽流量儀器 3. 2CO3 盤 C34 R604A、B 飼水流量儀器 警報窗： 2CO3 盤 H13A-A10-#5， "Feedwater Control System Trouble 警報"。
	異常警報及狀況因應措施	依程序書 525 執行因應措施： 2C34-R604A、B 飼水流量儀器故障 1. 每 LOOP FLOW 兩只流量傳送器，正常時每 LOOP FLOW 選二者平均值 2. 任一傳送器故障時由正常控道之值取代同 LOOP 3. 二只傳送器皆故障時：將自動切換到一元水位控制
可能風險： 10.SB&PR 控制參數引發功率或設備動作波動	操作注意事項	1. OPRM 振幅、振幅增長率及週期計次未經常性接近警報值，未觸及警報。 2. 反應爐爐壓的穩定波動幅度 (< 1 psi)。 3. 反應爐爐壓波動週期時間 (≥ 4 秒)。 4. APRM 功率值規律性波動週期大於 4 秒，無發散現象。
	參數/警報/設備監控	1. 2CO3 OPRM 之 ODA 畫面振幅、振幅增長率及週期計次 2. 2CO3 警報窗「OPRM ENABLE」、「OPRM ALARM」、「OPRM TRIP」 3. 2CO3 APRM 紀錄器之 APRM 功率波動幅度 4. ERF 之反應爐爐壓(Dome Pressure)、APRM 功率值、發電量及 GV 開度
	異常警報及狀況因應措施	1. 發生不符操作注意事項之情形，暫停升載。 2. 「OPRM ALARM」警報出現，依緊急降載策略降載至警報消失。

程序書名稱：2 號機再轉起動期間運轉及其常態變方案

列印日期：05/06/18

	3. 若 OPRM TRIP 動作，執行急停復原。 4. 通知 SB&PR 專案小組評估參數設定。
升載前檢查	飼水控制由一元改至三元控制後，下列步驟需完成，陳報許可後，才可以繼續升載： ☐ 符合 各項設備已確定正常可用 (APRM、水位、飼水流量指示、蒸汽流量指示等)，如有不可用要立即停止反應度改變。要確實完成檢修後再執行其他工作。 ☐ 符合 確認 Master 控制站或 BACKUP 控制站可用。 ☐ 符合 確認 2AE-LV-241 控制站可用。 ☐ 符合 確認 RFPT M/A 控制站可用。 ☐ 符合 確認 RFPT Mini FLOW 控制站可用。 ☐ 符合 確認 RFPT A/B/C 皆可用。 ☐ 符合 確認 2C88 盤 2AE-TJR-250 RFP BRG TEMP RECORDER，查看 RFP A/B/C 軸承溫度正常。 ☐ 符合 確認 2C87 垂直盤 RM3500 螢幕，查看 RFP 及 RFPT A/B/C 振動值正常。 9. ☐ 符合 記錄反應爐爐壓的穩定波動幅度 = _____ psi (< 1 psi) 反應爐爐壓波動週期時間 = _____ 秒 (≥ 4 秒) APRM 穩定波動週期(秒) = _____ 秒 (≥ 4 秒) 查證者簽名：_____ 品質查證員簽名：_____

程序書名稱：2 號機再轉起動期間運轉及其常態變方案

列印日期：05/06/18

項次標題 16：RECIRC PUMP LOW TO HIGH	
關鍵步驟 01：RECIRC Pump A / B LOW TO HIGH	
執行前檢查	- 操作前確定組員已充份瞭解操作步驟。 - 確定組員已瞭解發生不正常時所依循之緊急程序書 528 執行內容。 - 確認 DEH INSERT PANEL 上 RUN-UP/LOAD RATE 選擇"MAN",且 LOAD RATE 顯示最大值 100 MW/min。 - 確認爐心熱功率小於 36%及所有可用之飼水加熱器皆已使用中。 - 確認爐心平均沸騰邊界必須 ≥ 4 呎。 6. 確認 記錄反應爐爐壓的穩定波動幅度 = _____ psi (< 1 psi) 反應爐爐壓波動週期時間 = _____ 秒 (≥ 4 秒) APRM 穩定波動週期(秒) = _____ 秒 (≥ 4 秒) 查證者簽名：_____ 品質查證員簽名：_____
可能風險： 1. 切換過程造成一台 RECIRC IDLE	操作注意事項 - 操作時機：飼水流量 1300 T/h~1700 T/h 且熱功率小於 36%CTP，確認所有可用之飼水加熱器皆已使用中，並計算爐心功率分佈避免底部尖峰，記錄爐心平均沸騰邊界必須 ≥ 4 呎。 - 當功率階超過低功率階設定點 (額定飼水流量的 22.5%(OLTP))，於 2C02 盤上確認再循環 A 及 B "Feedwater Flow Interlock"、"Main Steam Line Pump Suction Low Delta T Interlock"及 "Reactor Vessel Low Level Interlock"三個白燈均熄滅，否則按下其 Reset 按鈕，將其復歸。 - 手動操作再循環流量控制閥，將 2B33-F060A 關至最小開度位置，FCV A & B CONTROL MODE 選擇開關在 "NORMAL" 位置。 - 將控制開關 S101A(CB-5A)由 "自動"轉至 "起動"位置，查看 (CB-1A)及 (CB-2A)跳脫，(CB-5A)斷路器關閉，泵將加速到 100%轉速，並保持全速運轉，監視泵轉速指示是否正常。 - 一台切換至高速後才執行第二台之低速切換至高速操作。

程序書名稱：2 號機再轉起動期間運轉及其常態變方案

列印日期：05/06/18

可能風險: 3.SB&PR 控制參數引 發功率或設備動作波 動	操作注意事項	1. OPRM 振幅、振幅增長率及週期計次未經常性接近警報值，未觸及警報。 2. 反應爐爐壓的穩定波動幅度 ($< 1 \text{ psi}$)。 3. 反應爐爐壓波動週期時間 ($\geq 4 \text{ 秒}$)。 4. APRM 功率讀值規律性波動週期大於 4 秒，無發散現象。
	參數/警報/ 設備監控	1. 2CO3 OPRM 之 ODA 畫面振幅、振幅增長率及週期計次 2. 2CO3 警報窗「OPRM ENABLE」、「OPRM ALARM」、「OPRM TRIP」 3. 2CO3 APRM 紀錄器之 APRM 功率波動幅度 4. ERF 之反應爐爐壓(Dome Pressure)、APRM 功率讀值、發電量及 GV 開度
	異常警報及 狀況因應措施	1. 發生不符操作注意事項之情形，暫停升載。 2. 「OPRM ALARM」警報出現，依緊急降載策略降載至警報消失。 3. 若 OPRM TRIP 動作，執行急停復原。 4. 通知 SB&PR 專案小組評估參數設定。
升載前檢查	RECIRC PP LOW TO HIGH 後，下列步驟需完成，陳報許可後，才可以繼續升載： 1. ☐ 符合 各項設備已確定正常可用 (APRM、水位、側水流量指示、蒸汽流量指示等)，如有不可用要立即停止反應度改變。 要確實完成檢修後再執行其他工作。 2. ☐ 符合 確認 RECIRC A/B #1 封水壓力 (B33-603A) 約 70 kg/cm^2 。 3. ☐ 符合 確認 RECIRC A/B #2 封水壓力 (B33-603A) 約 35 kg/cm^2 。 4. ☐ 符合 確認 RECIRC A/B 泵馬達電流 $< 240\text{A}$ 。 5. ☐ 符合 確認 RECIRC A/B 泵轉速約 1780 rpm 。	

程序書名稱：2 號機再轉起動期間運轉及異常應變方案

列印日期：05/06/18

	6. ☐ 符合 確認 2C14 盤 2BB-TRSH-172RECORDER，查看 RECIRC A/B 馬達線圈溫度正常。 7. ☐ 符合 確認 2C14 盤 2BB-TRSH-171RECIRC A/B PUMP/MOTORTEMP RECORDER，查看各點溫度正常。 8. ☐ 符合 確認 2C87 垂直盤 RM3500 螢幕，查看 RECIRC A/B 振動值正常。 9. ☐ 符合 記錄反應爐爐壓的穩定波動幅度 = _____ $\text{psi} (< 1 \text{ psi})$ 反應爐爐壓波動週期時間 = _____ $\text{秒} (\geq 4 \text{ 秒})$ APRM 穩定波動週期(秒) = _____ $\text{秒} (\geq 4 \text{ 秒})$	
	查證者簽名：_____	品質查證員簽名：_____

程序書名稱：2 號機再轉起動期間運轉及異常應變方案

列印日期：05/06/18

項次標題 18：45% CTP 使用第二台飼水泵(飼水流量約 2300 T/Hr)

關鍵步驟 01：使用第二台飼水泵

執行前檢查	1. 主控制站維持至少 10% 2. 確定 2AE-LV-241/RFPT M/A/RFPT MINI FLOW 控制站正常可用。 3. 確認 Master 控制站或 BACKUP 控制站的可用。 4. 確認 2C03 水位/蒸汽流量/飼水流量等儀器正常。 5. 確認 記錄反應爐爐壓的穩定波動幅度 = _____ psi (< 1 psi) 反應爐爐壓波動週期時間 = _____ 秒 (> 4 秒) APRM 穩定波動週期(秒) = _____ 秒 (> 4 秒) 查證者簽名：_____ 品質查證員簽名：_____				
可能風險： 1. AE-LV-241 控制站故障。	<table border="1"> <tr> <td data-bbox="422 548 558 761">操作注意事項</td><td data-bbox="558 548 1353 761"> 1. 負載約 40%，參考飼水流量約 2300 T/Hr。 2. 開啟 2AE-HV-240 時需注意反應爐水位變化，及主控制站維持至少 10%輸出切換前依程序書 332 確認 MASTER / BACKUP 功能正常。 3. 切換前確認蒸汽流量與飼水流量之差值不宜過大。 4. 隨時注意反應爐水位變化及飼水泵之最小流量閥狀況變化。 5. 當切換至三元控制控制後，且 RFPT 在單台使用時，建議其 M/A Station Bias 請置於-5%，及注意飼水 Master 控制站或 BACKUP 控制站(若在控制中)輸出最少要大於 10%之上，以避免水位暫態需急降水位時，RFPT 轉速可能受限於其輸入/輸出特性曲線而無法繼續下降，導致暫態水位無法有效降低。 </td></tr> <tr> <td data-bbox="422 761 558 929">參數/警報/設備監控</td><td data-bbox="558 761 1353 929"> 1. 2C03 盤 C34-R606A、B、C 窄範圍水位儀器 2. 2C03 盤 C34-R603A、B、C、D 蒸汽流量儀器 3. 2C03 盤 C34 R604A、B 飼水流量儀器 4. 2C87 盤 Mini Flow VLV 燈號及流量控制器 警報窗： 1. 2C03 盤 H13A-A10-#5， "Feedwater Control System Trouble 警報"。 2. 2C03 盤 H13A-A10-#23， "AE-LV-241 Station Trouble 警報" </td></tr> </table>	操作注意事項	1. 負載約 40%，參考飼水流量約 2300 T/Hr。 2. 開啟 2AE-HV-240 時需注意反應爐水位變化，及主控制站維持至少 10%輸出切換前依程序書 332 確認 MASTER / BACKUP 功能正常。 3. 切換前確認蒸汽流量與飼水流量之差值不宜過大。 4. 隨時注意反應爐水位變化及飼水泵之最小流量閥狀況變化。 5. 當切換至三元控制控制後，且 RFPT 在單台使用時，建議其 M/A Station Bias 請置於-5%，及注意飼水 Master 控制站或 BACKUP 控制站(若在控制中)輸出最少要大於 10%之上，以避免水位暫態需急降水位時，RFPT 轉速可能受限於其輸入/輸出特性曲線而無法繼續下降，導致暫態水位無法有效降低。	參數/警報/設備監控	1. 2C03 盤 C34-R606A、B、C 窄範圍水位儀器 2. 2C03 盤 C34-R603A、B、C、D 蒸汽流量儀器 3. 2C03 盤 C34 R604A、B 飼水流量儀器 4. 2C87 盤 Mini Flow VLV 燈號及流量控制器 警報窗： 1. 2C03 盤 H13A-A10-#5， "Feedwater Control System Trouble 警報"。 2. 2C03 盤 H13A-A10-#23， "AE-LV-241 Station Trouble 警報"
操作注意事項	1. 負載約 40%，參考飼水流量約 2300 T/Hr。 2. 開啟 2AE-HV-240 時需注意反應爐水位變化，及主控制站維持至少 10%輸出切換前依程序書 332 確認 MASTER / BACKUP 功能正常。 3. 切換前確認蒸汽流量與飼水流量之差值不宜過大。 4. 隨時注意反應爐水位變化及飼水泵之最小流量閥狀況變化。 5. 當切換至三元控制控制後，且 RFPT 在單台使用時，建議其 M/A Station Bias 請置於-5%，及注意飼水 Master 控制站或 BACKUP 控制站(若在控制中)輸出最少要大於 10%之上，以避免水位暫態需急降水位時，RFPT 轉速可能受限於其輸入/輸出特性曲線而無法繼續下降，導致暫態水位無法有效降低。				
參數/警報/設備監控	1. 2C03 盤 C34-R606A、B、C 窄範圍水位儀器 2. 2C03 盤 C34-R603A、B、C、D 蒸汽流量儀器 3. 2C03 盤 C34 R604A、B 飼水流量儀器 4. 2C87 盤 Mini Flow VLV 燈號及流量控制器 警報窗： 1. 2C03 盤 H13A-A10-#5， "Feedwater Control System Trouble 警報"。 2. 2C03 盤 H13A-A10-#23， "AE-LV-241 Station Trouble 警報"				

程序書名稱：2 號機再轉起動期間運轉及其常態應變方案

列印日期：05/06/18

可能風險： 9.若汽機未達 2C34-R604A-B 飼水流量儀器故障	<table border="1"> <tr> <td data-bbox="422 1182 558 1400">操作注意事項</td><td data-bbox="558 1182 1353 1400"> 1. 負載約 40%，參考飼水流量約 2300 T/Hr。 2. 開啟 2AE-HV-240 時需注意反應爐水位變化，及主控制站維持至少 10%輸出切換前依程序書 332 確認 MASTER / BACKUP 功能正常。 3. 切換前確認蒸汽流量與飼水流量之差值不宜過大。 4. 隨時注意反應爐水位變化及飼水泵之最小流量閥狀況變化。 5. 當切換至三元控制控制後，且 RFPT 在單台使用時，建議其 M/A Station Bias 請置於-5%，及注意飼水 Master 控制站或 BACKUP 控制站(若在控制中)輸出最少要大於 10%之上，以避免水位暫態需急降水位時，RFPT 轉速可能受限於其輸入/輸出特性曲線而無法繼續下降，導致暫態水位無法有效降低。 </td></tr> <tr> <td data-bbox="422 1400 558 1523">參數/警報/設備監控</td><td data-bbox="558 1400 1353 1523"> 1. 2C03 盤 C34-R606A、B、C 窄範圍水位儀器 2. 2C03 盤 C34-R603A、B、C、D 蒸汽流量儀器 3. 2C03 盤 C34 R604A、B 飼水流量儀器 警報窗： 2C03 盤 H13A-A10-#5， "Feedwater Control System Trouble 警報"。 </td></tr> <tr> <td data-bbox="422 1523 558 1635">異常警報及狀況因應措施</td><td data-bbox="558 1523 1353 1635"> 依程序書 525 執行因應措施： 2C34-R604A、B 飼水流量儀器故障 1. 每 LOOP FLOW 兩只流量傳送器，正常時每 LOOP FLOW 選二者平均值 2. 任一傳送器故障時由正常控道之值取代同 LOOP 3. 二只傳送器皆故障時將自動切換到一元水位控制 </td></tr> </table>	操作注意事項	1. 負載約 40%，參考飼水流量約 2300 T/Hr。 2. 開啟 2AE-HV-240 時需注意反應爐水位變化，及主控制站維持至少 10%輸出切換前依程序書 332 確認 MASTER / BACKUP 功能正常。 3. 切換前確認蒸汽流量與飼水流量之差值不宜過大。 4. 隨時注意反應爐水位變化及飼水泵之最小流量閥狀況變化。 5. 當切換至三元控制控制後，且 RFPT 在單台使用時，建議其 M/A Station Bias 請置於-5%，及注意飼水 Master 控制站或 BACKUP 控制站(若在控制中)輸出最少要大於 10%之上，以避免水位暫態需急降水位時，RFPT 轉速可能受限於其輸入/輸出特性曲線而無法繼續下降，導致暫態水位無法有效降低。	參數/警報/設備監控	1. 2C03 盤 C34-R606A、B、C 窄範圍水位儀器 2. 2C03 盤 C34-R603A、B、C、D 蒸汽流量儀器 3. 2C03 盤 C34 R604A、B 飼水流量儀器 警報窗： 2C03 盤 H13A-A10-#5， "Feedwater Control System Trouble 警報"。	異常警報及狀況因應措施	依程序書 525 執行因應措施： 2C34-R604A、B 飼水流量儀器故障 1. 每 LOOP FLOW 兩只流量傳送器，正常時每 LOOP FLOW 選二者平均值 2. 任一傳送器故障時由正常控道之值取代同 LOOP 3. 二只傳送器皆故障時將自動切換到一元水位控制
操作注意事項	1. 負載約 40%，參考飼水流量約 2300 T/Hr。 2. 開啟 2AE-HV-240 時需注意反應爐水位變化，及主控制站維持至少 10%輸出切換前依程序書 332 確認 MASTER / BACKUP 功能正常。 3. 切換前確認蒸汽流量與飼水流量之差值不宜過大。 4. 隨時注意反應爐水位變化及飼水泵之最小流量閥狀況變化。 5. 當切換至三元控制控制後，且 RFPT 在單台使用時，建議其 M/A Station Bias 請置於-5%，及注意飼水 Master 控制站或 BACKUP 控制站(若在控制中)輸出最少要大於 10%之上，以避免水位暫態需急降水位時，RFPT 轉速可能受限於其輸入/輸出特性曲線而無法繼續下降，導致暫態水位無法有效降低。						
參數/警報/設備監控	1. 2C03 盤 C34-R606A、B、C 窄範圍水位儀器 2. 2C03 盤 C34-R603A、B、C、D 蒸汽流量儀器 3. 2C03 盤 C34 R604A、B 飼水流量儀器 警報窗： 2C03 盤 H13A-A10-#5， "Feedwater Control System Trouble 警報"。						
異常警報及狀況因應措施	依程序書 525 執行因應措施： 2C34-R604A、B 飼水流量儀器故障 1. 每 LOOP FLOW 兩只流量傳送器，正常時每 LOOP FLOW 選二者平均值 2. 任一傳送器故障時由正常控道之值取代同 LOOP 3. 二只傳送器皆故障時將自動切換到一元水位控制						
可能風險： 10.SB&PR 控制參數引發功率或設備動作波動	<table border="1"> <tr> <td data-bbox="422 1635 558 1758">操作注意事項</td><td data-bbox="558 1635 1353 1758"> 1. OPRM 振幅、振幅增長率及週期計次未經常態接近警報值，未觸及警報。 2. 反應爐爐壓的穩定波動幅度 (< 1 psi) 3. 反應爐爐壓波動週期時間 (> 4 秒) 4. APRM 功率值規律性波動週期大於 4 秒，無發散現象。 </td></tr> <tr> <td data-bbox="422 1758 558 1843">參數/警報/設備監控</td><td data-bbox="558 1758 1353 1843"> 1. 2C03 OPRM 之 ODA 畫面振幅、振幅增長率及週期計次 2. 2C03 警報窗「OPRM ENABLE」、「OPRM ALARM」、「OPRM TRIP」 3. 2C03 APRM 紀錄器之 APRM 功率波動幅度 </td></tr> </table>	操作注意事項	1. OPRM 振幅、振幅增長率及週期計次未經常態接近警報值，未觸及警報。 2. 反應爐爐壓的穩定波動幅度 (< 1 psi) 3. 反應爐爐壓波動週期時間 (> 4 秒) 4. APRM 功率值規律性波動週期大於 4 秒，無發散現象。	參數/警報/設備監控	1. 2C03 OPRM 之 ODA 畫面振幅、振幅增長率及週期計次 2. 2C03 警報窗「OPRM ENABLE」、「OPRM ALARM」、「OPRM TRIP」 3. 2C03 APRM 紀錄器之 APRM 功率波動幅度		
操作注意事項	1. OPRM 振幅、振幅增長率及週期計次未經常態接近警報值，未觸及警報。 2. 反應爐爐壓的穩定波動幅度 (< 1 psi) 3. 反應爐爐壓波動週期時間 (> 4 秒) 4. APRM 功率值規律性波動週期大於 4 秒，無發散現象。						
參數/警報/設備監控	1. 2C03 OPRM 之 ODA 畫面振幅、振幅增長率及週期計次 2. 2C03 警報窗「OPRM ENABLE」、「OPRM ALARM」、「OPRM TRIP」 3. 2C03 APRM 紀錄器之 APRM 功率波動幅度						

程序書名稱：2 號機再轉起動期間運轉及其常態應變方案

列印日期：05/06/18

		4. ERF 之反應爐爐壓(Dome Pressure)、APRM 功率讀值、發電量及 GV 開度
	異常警報及 狀況因應措施	1. 發生不符操作注意事項之情形，暫停升載。 2. 「OPRM ALARM」警報出現，依緊急降載策略降載至警報消失。 3. 若 OPRM TRIP 動作，執行急停復原。 4. 通知 SB&PR 專案小組評估參數設定。
升載前檢查	第二台飼水泵置入後，下列步驟需完成，陳報許可後，才可以繼續升載： ☐符合 各項設備已確定正常可用(APRM、水位、飼水流量指示、蒸汽流量指示等)，如有不可用要立即停止反應度改變。要確實完成檢修後再執行其他工作。 ☐符合 確認 Master 控制站或 BACKUP 控制站可用。 ☐符合 確認 2AE-LV-241 控制站可用。 ☐符合 確認 RFPT M/A 控制站可用。 ☐符合 確認 RFPT Mini FLOW 控制站可用。 ☐符合 確認 RFPT A/B/C 皆可用。 ☐符合 確認 2C88 盤 2AE-TJR-250 RFP BRG TEMP RECORDER，查看 RFP A/B/C 軸承溫度正常。 ☐符合 確認 2C87 垂直盤 RM3500 螢幕，查看 RFP 及 RFPT A/B/C 振動值正常。 ☐符合 記錄反應爐爐壓的穩定波動幅度 = _____ psi(< 1 psi) 反應爐爐壓波動週期時間 = _____ 秒(> 4 秒) APRM 穩定波動週期(秒) = _____ 秒(> 4 秒) 查證者簽名：_____ 品質查證員簽名：_____	

程序書名稱：2 號機再轉起動期間運轉及異常應變方案

列印日期：05/06/18

項次標題 19：發電機輸出超過 50% (500MWe)，執行主發電機重繞後之 AVR 與 PSS 測試		
關鍵步驟 01：使用電力系統穩定器 PSS		
執行前檢查	1. 確認 ABB 公司已完成 AVR 及 PSS 參數設定，並派遣技師親自執行本測試程序。 2. 確認電氣組已備妥 CMT (Commissioning and Maintenance Tool)、三用電表、記錄器。 3. 電氣組目視檢查 AVR System 各組件均正常。 查證者簽名：_____ 品質查證員簽名：_____	
可能風險：	操作注意事項	依據 SP-2017-01 主發電機重繞後 AVR 及 PSS 特性調校程序書執行，由設備原廠技師執行測試與調校。
1. AVR 與 PSS 測試造成主發電機輸出電力振盪。	參數/警報/設備監控	利用 ERF/TT6 盤面監視發電機負載。若發生發電機輸出電力不穩定晃動，超過 5 秒無法平復且振幅持續增大時，立即依照因應措施處理。
2. 可能造成激磁系統跳脫使發電機及汽機跳脫，此時會造成反應爐急停。	異常警報及 狀況因應措施	1. 因發電機的輸出超過 50% (500MWe)，執行電力系統穩定系統 PSS 測試時，有可能造成激磁系統跳脫使發電機及汽機跳脫，此時會造成反應爐急停。為防止此異常狀況發生，在 PSS on 時，如果發現輸出電力的振盪幅度有加大發散的情形時，可將 PSS off，使發電機先行穩定下來，再進行各項參數調校。如果 PSS off 後發電機輸出電力的振盪幅度無法收斂時（原廠技師研判），為保護發電機，運轉人員需手動將汽機跳脫，以防止設備損壞。 2. 若反應爐急停，則依程序書 248 執行。
升載前檢查	完成 50% (500MWe) 主發電機重繞後之 AVR 與 PSS 測試後，請確認下列步驟需完成，陳報許可後，才可開始升載： ☐ 符合 確認 SP-2017-01 測試程序書相關參數皆符合，且皆已記錄完成。 ☐ 符合 確認發電機輸出電力穩定，並無震盪現象。 查證者簽名：_____ 品質查證員簽名：_____	

程序書名稱：2 號機再轉起動期間運轉及異常應變方案

列印日期：05/06/18

項次標題 4920 ：75% CTP 使用第三台飼水泵(飼水流量約 4300 T/Hr)		
關鍵步驟 01：使用第三台飼水泵		
執行前檢查	1. 主控制站維持至少 10% 2. 確定 2AE-LV-241/RFPT M/A/RFPT MINI FLOW 控制站正常可用。 3. 確認 Master 控制站或 BACKUP 控制站的可用。 4. 確認 2C03 水位/蒸汽流量/飼水流量等儀器正常。 5. 確認 記錄反應爐壓的穩定波動幅度 = $\frac{\text{psi}(< 1 \text{ psi})}{\text{秒}(\geq 4 \text{ 秒})}$ 反應爐壓波動週期時間 = $\frac{\text{秒}(\geq 4 \text{ 秒})}{\text{APRM 穩定波動週期(秒)} = \frac{\text{秒}(\geq 4 \text{ 秒})}{\text{秒}(\geq 4 \text{ 秒})}$ 查證者簽名：____ 品質查證員簽名：____	
可能風險： 1.2AE-LV-241 控制站故障。	操作注意事項	1. 負載約 70%，參考飼水流量約 4300 T/Hr。 2. 開啟 2AE-HV-240 時需注意反應爐水位變化，及主控制站維持至少 10%輸出切換前依程序書 332 確認 MASTER / BACKUP 功能正常。 3. 切換前確認蒸汽流量與飼水流量之差不宜過大。 4. 隨時注意反應爐水位變化及飼水泵之最小流量閘狀況變化。 5. 當切換至三元控制控制後，且 RFPT 在單台使用時，建議其 M/A Station Bias 請置於-5%，及注意飼水 Master 控制站或 BACKUP 控制站(若在控制中)輸出最少要大於 10%之上，以避免水位暫態需急降水位時，RFPT 轉速可能受限於其輸入/輸出特性曲線而無法繼續下降，導致暫態水位無法有效降低。
	參數/警報/設備監控	1. 2C03 盤 C34-R606A、B、C 窄範圍水位儀器 2. 2C03 盤 C34-R603A、B、C、D 蒸汽流量儀器 3. 2C03 盤 C34 R604A、B 飼水流量儀器 4. 2C87 盤 Mini Flow VLV 燈號及流量控制器 警報窗： 1. 2C03 盤 H13A-A10-#5，"Feedwater Control System Trouble 警報"。 2. 2C03 盤 H13A-A10-#23，"AE-LV-241 Station Trouble 警報"

程序書名稱：2 號機再轉起動期間運轉及其常態變方案

列印日期：05/06/18

可能風險： 9.2C34-R604A、B 飼水流量儀器故障	操作注意事項	1. 負載約 70%，參考飼水流量約 4300 T/Hr。 2. 開啟 2AE-HV-240 時需注意反應爐水位變化，及主控制站維持至少 10%輸出切換前依程序書 332 確認 MASTER / BACKUP 功能正常。 3. 切換前確認蒸汽流量與飼水流量之差不宜過大。 4. 隨時注意反應爐水位變化及飼水泵之最小流量閘狀況變化。 5. 當切換至三元控制控制後，且 RFPT 在單台使用時，建議其 M/A Station Bias 請置於-5%，及注意飼水 Master 控制站或 BACKUP 控制站(若在控制中)輸出最少要大於 10%之上，以避免水位暫態需急降水位時，RFPT 轉速可能受限於其輸入/輸出特性曲線而無法繼續下降，導致暫態水位無法有效降低。
	參數/警報/設備監控	1. 2C03 盤 C34-R606A、B、C 窄範圍水位儀器 2. 2C03 盤 C34-R603A、B、C、D 蒸汽流量儀器 3. 2C03 盤 C34 R604A、B 飼水流量儀器 警報窗： 2C03 盤 H13A-A10-#5，"Feedwater Control System Trouble 警報"。
	異常警報及狀況因應措施	依程序書 525 執行因應措施： 2C34-R604A、B 飼水流量儀器故障 1. 每 LOOP FLOW 兩只流量傳送器，正常時每 LOOP FLOW 選二者平均值 2. 任一傳送器故障時由正常控道之值取代同 LOOP 3. 二只傳送器皆故障時：將自動切換到一元水位控制
可能風險： 10.SB&PR 控制參數引發功率或設備動作波動	操作注意事項	1. OPRM 振幅、振幅增長率及週期計次未經常性接近警報值，未觸及警報。 2. 反應爐壓的穩定波動幅度 ($< 1 \text{ psi}$)。 3. 反應爐壓波動週期時間 ($\geq 4 \text{ 秒}$)。 4. APRM 功率值規律性波動週期大於 4 秒，無發散現象。
	參數/警報/設備監控	1. 2C03 OPRM 之 ODA 畫面振幅、振幅增長率及週期計次 2. 2C03 警報窗「OPRM ENABLE」、「OPRM ALARM」、「OPRM TRIP」 3. 2C03 APRM 記錄器之 APRM 功率波動幅度

程序書名稱：2 號機再轉起動期間運轉及其常態變方案

列印日期：05/06/18

編號： SP-2018-01

版次： 13

異常警報及 狀況因應措施	4. ERF 之反應爐爐壓(Dome Pressure)、APRM 功率爐值、發電量及 GV 開度 1. 發生不符操作注意事項之情形，暫停升載。 2. 「OPRM ALARM」警報出現，依緊急降載策略降載至警報消失。 3. 若 OPRM TRIP 動作，執行急停復原。 4. 通知 SB&PR 專案小組評估參數設定。
升載前檢查	下列步驟需完成，陳報許可後，才可以繼續升載： 1. ☐ 符合 各項設備已確定正常可用(APRM、水位、飼水流量指示、蒸汽流量指示等)，如有不可用要立即停止反應度改變。要確實完成檢修後再執行其他工作。 2. ☐ 符合 確認 Master 控制站或 BACKUP 控制站可用。 3. ☐ 符合 確認 2AE-LV-241 控制站可用。 4. ☐ 符合 確認 RFPT M/A 控制站可用。 5. ☐ 符合 確認 RFPT Mini FLOW 控制站可用。 6. ☐ 符合 確認 RFPT A/B/C 皆可用。 7. ☐ 符合 確認 2C88 盤 2AE-TJR-250 RFP BRG TEMP RECORDER，查看 RFP A/B/C 軸承溫度正常。 8. ☐ 符合 確認 2C87 垂直盤 RM3500 螢幕，查看 RFP 及 RFPT A/B/C 振動值正常。 9. ☐ 符合 記錄反應爐爐壓的穩定波動幅度 = _____ psi(< 1 psi) 反應爐爐壓波動週期時間 = _____ 秒(≥ 4 秒) APRM 穩定波動週期(秒) = _____ 秒(≥ 4 秒) 查證者簽名：_____ 品質查證員簽名：_____

程序書名稱：2 號機再轉起動期間運轉及異常應變方案

列印日期：05/06/18

編號： SP-2018-01

版次： 13

項次標題 21：發電機輸出超過 75% (750MWe)，執行主發電機重繞後之 AVR 與 PSS 測試		
關鍵步驟 01：使用電力系統穩定器 PSS		
執行前檢查	1. 確認 ABB 公司已完成 AVR 及 PSS 參數設定，並派技師親自執行本測試程序。 2. 確認電氣組已備妥 CMT (Commissioning and Maintenance Tool)、三用電表、記錄器。 3. 電氣組目視檢查 AVR System 各部組件均正常。 查證者簽名：_____ 品質查證員簽名：_____	
可能風險：	操作注意事項：依據 SP-2017-01 主發電機重繞後 AVR 及 PSS 特性調校程序書執行，由設備原廠技師執行測試與調校。 1. AVR 與 PSS 測試造成主發電機輸出電力振盪。 2. 可能造成激勵系統跳脫使發電機及汽機跳脫，此時會造成反應爐急停。 參數/警報/設備監控：利用 ERF/TT6 盤而監視發電機負載。若發生發電機輸出電力不穩定晃動，超過 5 秒無法平復且振幅持續增大時，立即依照因應措施處理。 異常警報及狀況因應措施：1. 因發電機的輸出超過 50% (500MWe)，執行電力系統穩定系統 PSS 測試時，有可能造成激勵系統跳脫使發電機及汽機跳脫，此時會造成反應爐急停。為防止此異常狀況發生，在 PSS on 時，如果發現輸出電力的振盪幅度有加大發散的情形時，可將 PSS off，使發電機先行穩定下來，再進行各項參數調校，如果 PSS off 後發電機輸出電力的振盪幅度無法收斂時（原廠技師研判），為保護發電機，運轉人員需手動將汽機跳脫，以防止設備損壞。 2. 若反應爐急停，則依程序書 248 執行。	
升載前檢查	完成 75% (750MWe) 主發電機重繞後之 AVR 與 PSS 測試後，請確認下列步驟需完成，陳報許可後，才可開始升載： ☐ 符合 確認 SP-2017-01 測試程序書相關參數皆符合，且皆已記錄完成。 ☐ 符合 確認發電機輸出電力穩定，並無震盪現象。 查證者簽名：_____ 品質查證員簽名：_____	

程序書名稱：2 號機再轉起動期間運轉及異常應變方案

列印日期：05/06/18

項次標題 2022：Rx 壓力 > 1000 psig RCIC TEST		
關鍵步驟 01：執行程序書 617.3.2 爐心隔離冷卻系統額定流量測試及 617.6.7 爐心隔離冷卻水泵室冷卻系統測試		
執行前檢查	1. 確定反應爐壓力達到 70.31 kg/cm ² 。 2. 確定 RCIC 冷停機已達 34 小時以上。 3. 測試前請通知機械組營運測試課，測量泵振動值。 4. 測試前請通知儀控組反應器課現場待命確認機械式流量計 1EK-FI-112A 在可用狀態。 5. 測試前請通知保健物理組派員至 RCIC 排氣口上方(抑壓池區域)待測，以防患反應爐廠房產生空浮。 6. 反應爐廠房發生空浮保健物理組立即通知主控制室注意 2S19 輻射數據，直到測試完成。 7. 測試前請通知保健物理組派員巡視反應爐廠房並實施人員進出管制。 查證者簽名：_____ 品質查證員簽名：_____	
可能風險： 1. 每次大修機組起動後，反應器壓力初次 ≥ 70.31 kg/cm ² (1000 psig) ≤ 81.52 kg/cm ² (1160 psig) 且 RCIC 冷停機已超過 34 小時後的 12 小時內未完成本程序書。	操作注意事項	密切監視且控制反應爐壓力達到 70.31 kg/cm ² 與 RCIC 冷停機 34 小時的時間，以符合執行時機；在 RCIC 冷停機未超過 34 小時之前，勿使反應器壓力超過 70.31 kg/cm ² 。
	參數/警報/設備監控	密切監視 2C03 盤反應爐壓力
可能風險： 2. RCIC 排汽至抑壓池，可能造成反應爐廠房產生空浮。	異常警報及狀況因應措施	1. 依程序書 617.3.2 執行相關管制措施。 2. 爐心隔離冷卻系統額定流量測試若未通過，須冷停機 34 小時才可再測試，測試完成前勿使反應器壓力超過 70.31 kg/cm ² 。
	操作注意事項	1. 測試前請通知保健物理組派員至 RCIC 排氣口上方(抑壓池區域)待測。 2. 通知“保健”人員派人巡視反應爐廠房並實施人員進出管制。 3. 以高聲電話通知現場工作人員測試即將開始，請迅速離開。 4. 測試完畢後“保健”人員持續監測反應爐廠房環境空浮狀況直至安全限值為止始可恢復人員正常進出。

程序書名稱：2 號機再轉起動期間運轉及異常應變方案

列印日期：05/06/18

項次標題 23：發電機輸出超過 90% (900MWe)，執行主發電機重繞後之 AVR 與 PSS 測試		
關鍵步驟 01：使用電力系統穩定器 PSS		
執行前檢查	1. 確認 ABB 公司已完成 AVR 及 PSS 參數設定，並派遣技師親自執行本測試程序。 2. 確認電氣組已備妥 CMT (Commissioning and Maintenance Tool)、三用電表、記錄器。 3. 電氣組目視檢查 AVR System 各組件均正常。 查證者簽名：_____ 品質查證員簽名：_____	
可能風險： 1. AVR 與 PSS 測試造成主發電機輸出電力振盪。 2. 可能造成激磁系統跳脫使發電機及汽機跳脫，此將會造成反應爐急停。	操作注意事項	依據 SP-2017-01 主發電機重繞後 AVR 及 PSS 特性調校程序書執行，由設備原廠技師執行測試與調校
	參數/警報/設備監控	利用 ERF/TT6 盤面監視發電機負載。若發生發電機輸出電力不穩定晃動，超過 5 秒無法平復且振幅持續增大時，立即依照因應措施處理。
升載前檢查	異常警報及狀況因應措施	1. 因發電機的輸出超過 50% (500MWe)，執行電力系統穩定系統 PSS 測試時，有可能造成激磁系統跳脫使發電機及汽機跳脫，此時會造成反應爐急停。為防止此異常狀況發生，在 PSS on 時，如果發現輸出電力的振盪幅度有加大發散的情形時，可將 PSS off，使發電機先行穩定下來，再進行各項參數調校，如果 PSS off 後發電機輸出電力的振盪幅度無法收斂時(原廠技師研判)，為保護發電機，運轉人員需手動將汽機跳脫，以防止設備損壞。 2. 若反應爐急停，則依程序書 248 執行。
	完成 00% (900MWe) 主發電機重繞後之 AVR 與 PSS 測試後，請確認下列步驟需完成，陳報許可後，才可開始升載： ☐ 符合 確認 SP-2017-01 測試程序書相關參數皆符合，且皆已紀錄完成。 ☐ 符合 確認發電機輸出電力穩定，並無震盪現象。 查證者簽名：_____ 品質查證員簽名：_____	

程序書名稱：2 號機再轉起動期間運轉及異常應變方案

列印日期：05/06/18

項次標題 24：發電機滿載時，執行主發電機重繞後之主發電機溫升測試		
關鍵步驟 01：定子線圈溫升限制 64°C		
執行前檢查	執行測試前需滿足以下條件，如無法達成需洽原廠協商及討論，修訂接受標準。 1. 汽機轉速為 1800RPM。 2. 氬氣冷卻器冷卻水溫度小於 35°C (含) 以下。 3. 主發電機冷氬溫度小於 46°C (含) 以下。 4. 氬氣純度大於 98.5% (含) 以上。 5. 主發電機轉子磁場平衡 (向電氣組確認已通過極平衡測試)。	
	查驗者簽名：*****	品質查驗員簽名：*****
可能風險： 主發電機溫升超過限制	操作注意事項	依據 SP-2017-02 主發電機溫升測試程序書執行，確認測試執行前已滿足所有先備條件。
	參數/警報/設備監控	2C72 盤或 ERF：(主發電機內部熱氬與冷氬溫度指示) 1. 2AB-TRS-542 GEN COLD GAS TEMP RECORDER 2. 2AB-TRS-543 GEN COLD GAS TEMP RECORDER 3. 2AB-TRS-515 GEN WARM GAS TEMP RECORDER 4. 2AB-TRS-516 GEN WARM GAS TEMP RECORDER 2C84 盤 1. 2AB-TR-501A GEN WDG&GAS TEMPT RECORDER(PT13-PT24) 2. 2AB-TR-501B GEN WDG&GAS TEMPT RECORDER(PT01-PT08) 2C85 盤 1. 2C85 汽機監視儀器垂直盤(TURBO-GRAF M300)及#7、#8、#9 軸承振動指示 2. 2AB-TR-405 MAIN T" B BEARING METAL RECORDER 溫溫

程序書名稱：2 號機再轉起動期間運轉及其常態變方案

列印日期：05/06/18

	利用 ERF 監視 TPCCW 冷卻水溫度 警報需： 1. 2C85B-#33 "TURB STEAM AND METAL RECORDER ALARM" 2. 2C85B-05 "GENERATOR GAS TEMP HIGH C.W FLOW LOW TRIP" 3. 2C85B-13 "GENERATOR GAS TEMP HIGH C.W FLOW LOW TRIP ACTIVATED" 4. 2C85B-21 "GENERATOR STATOR GAS DISCH TEMP HIGH" 2C85B-21 "GENERATOR STATOR TEMP HIGH"
異常警報及 狀況因應措施	主發電機升載過程或滿載後，定子線圈溫升若超過廠家規定之溫升限制 64°C，即表示溫升試驗失敗，為避免定子線圈溫度持續升高，造成絕緣破壞，應緩慢降載，直至溫升低於限值。
執行後檢查	執行測試後須查證有否符合接受標準。 ☐ 符合 確認 SP-2017-02 測試程序書相關參數皆符合，且皆已紀錄完成。 查驗者簽名：***** 品質查驗員簽名：*****

程序書名稱：2 號機再轉起動期間運轉及其常態變方案

列印日期：05/06/18

項次標題 02：蒸汽旁通與壓力調整器(SB&PR)數位化更新案		
關鍵步驟 01：反應爐壓力 800~850 psig		
可能風險： 蒸汽旁通與壓力調整器(SB&PR)不正常，無法提供正確功能	操作注意事項	1. SETPOINT 調低時，預期 BPV 開度增加，Rx 壓力下降，APRM 讀數下降。 2. SETPOINT 調高時，預期 BPV 開度減少，Rx 壓力上升，APRM 讀數上升。 3. (S/U MODE 急停設定：WRNM PERIOD HI-HI 15SEC / APRM 15%) 4. 測試時須觀察 APRM 週期變化，以因應後續各階段 SB&PR 測試與調校，避免因 SB&PR 控制 GV/BPV 開度所造成之爐壓及中子通量變動，導致後續升載時 APRM 之 OPRM 引動而造成 Rx SCRAM。
	參數/警報/設備監控	2C03 盤或 ERF： 1. 反應爐水位指示 2. 反應爐功率指示 3. 中子讀數 4. 反應爐週期(Period) 2C87 盤或 ERF SB&PR 運轉員操作盤 BPV1~6 指示 警報窗： H13A-A10-27 「MAIN STEAM BYPASS VALVE OPEN」
	異常警報及狀況因應措施	1. 若產生不當壓力 無波動 現象，以插控制棒方式因應。 2. 危險因子：BPV 回關時，爐壓上升造成水位下降，及導致 APRM 15%及 WRNM Period Hi-Hi 15 秒等反應。因應措施如下：可於壓力設定值改變前，先作水位預調節 3~5 公分，以及準備依插棒序列插棒抑制功率及週期。 3. 若反應爐急停，則依程序書 248 執行。
關鍵步驟 02：反應爐壓力 900 psig SRV TEST		
可能風險： 蒸汽旁通與壓力調整器(SB&PR)不正常，無法提供正確功能	操作注意事項	1. SRV 開啟時，預期 Rx 壓力下降，BPV 開度減少，APRM 讀數下降。 2. SRV 回關時，預期 Rx 壓力上升，BPV 開度增加，APRM 讀數上升。 3. (S/U MODE 急停設定：WRNM PERIOD HI-HI 15SEC / APRM 15%)

程序書名稱：2 號機再轉起動期間運轉及其異常應變方案

列印日期：05/06/18

	參數/警報/設備監控	2C03 盤或 ERF： 1. 反應爐水位指示 2. 反應爐功率指示 3. 中子讀數 4. 反應爐週期(Period) 2C87 盤或 ERF SB&PR 運轉員操作盤 BPV1~6 指示 警報窗： H13A-A3-35 「SRV OPEN」
	異常警報及狀況因應措施	若產生不當壓力 無波動 現象，以插控制棒方式因應。
關鍵步驟 03：Before TURBINE LATCH / Generator placed online & Channel Disable test		
可能風險： 蒸汽旁通與壓力調整器(SB&PR)不正常，無法提供正確功能	操作注意事項	1. 發電機併聯前 BPV 約開 2~2.5 只 2. 此階段 step change 測試方式變更為『先調高而後調低』，以避免造成 MSL 低壓力(<60.24 kg/cm ²)。 3. 進行 Channel Disable 測試，測試前先確認 2C87 盤 SB&PR 操作盤 A/B/C PRESS DEVIATION 燈號熄，三個壓力源誤差在 3 psi(3%)以內，及設備在正常狀態。 4. 在 2C37 盤 work station 進行操作測試，將 Rx Dome Pr.A(B/C)信號 Disable，確認 2C87 盤 SB&PR 操作盤的 A(B/C) Bad/Bypass 燈號亮，及其選擇邏輯正確後 5. 測試時須觀察 APRM 週期變化，以因應後續各階段 SB&PR 測試與調校，避免因 SB&PR 控制 GV/BPV 開度所造成之爐壓及中子通量變動，導致後續升載時 APRM 之 OPRM 引動而造成 Rx SCRAM。
	參數/警報/設備監控	2C03 盤或 ERF： 1. 反應爐水位指示 2. 反應爐功率指示 3. 中子讀數 4. 反應爐週期(Period) 2C87 盤或 ERF SB&PR 運轉員操作盤 BPV1~6 指示 警報窗： 1. H13A-A3-17 「NSSSS LOGIC A MAIN STEAM LINE PRESSURE LOW」

程序書名稱：2 號機再轉起動期間運轉及其異常應變方案

列印日期：05/06/18

編號： SP-2018-01

版次： 13

	異常警報及狀況因應措施	2. H13A-A11-22 「NSSSS LOGIC B MAIN STEAM LINE PRESSURE LOW」 1. 危險因子：若 BPV 控制不穩造成爐壓晃動，造成 MSL 低壓力(<60.24 kg/cm²)，將造成 MSIV 關閉，反應爐 SCRAM，則依程序書 248 執行。 2. 當測試過程中邏輯發生異常時，立刻將 Rx Dome Pr.A(B/C)信號 Enable，待故障排除後始得繼續測試。
關鍵步驟 04：TURBIN LACTH & GENERATOR PLACED ON LINE AT INITIAL LOAD		
可能風險： 蒸汽旁通與壓力調整器(SB&PR)不正常，無法提供正確功能	操作注意事項	1. 隨時監視主汽機 TV/GV 是否隨著 BPV 開閉。 2. 測試時須觀察 APRM 週期變化，以因應後續各階段 SB&PR 測試與調校，避免因 SB&PR 控制 GV/BPV 開度所造成之爐壓及中子通量變動，導致後續升載時 APRM 之 OPRM 引動而造成 Rx SCRAM。
	參數/警報/設備監控	2C03 盤或 ERF： 1. 反應爐水位指示 2. 反應爐功率指示 3. 中子讀數 4. 反應爐週期(Period) 4. 反應爐壓力 5. GV 開度 2C87 盤或 ERF SB&PR 運轉員操作盤 BPV1~6 指示 警報窗： 1. H13A-A3-17 「NSSSS LOGIC A MAIN STEAM LINE PRESSURE LOW」 2. H13A-A11-22 「NSSSS LOGIC B MAIN STEAM LINE PRESSURE LOW」
	異常警報及狀況因應措施	1. TURBINE LATCH & 發電機併聯瞬間，若 TV/GV 開啟而 BPV 未跟隨關閉，可手動 TRIP TURBINE；若反應不及造成 MSL 低壓力(<60.24 kg/cm²)，當反應爐模式關閉在 "RUN" 位置時 MSIV 將關閉，反應爐將 SCRAM，則依程序書 248 執行。 2. Pressure Control on GV 時，若有爐壓或 APRM 功率週期性波動情形不符合標準時，則暫停升載。 3. 通知 SB&PR 專案小組評估參數設定。
關鍵步驟 05：TURBINE OVERSPEED TEST		
可能風險：	操作注意事項	隨時監視主汽機 TV/GV 是否隨著 BPV 開閉。

程序書名稱：2 號機再轉起動期間運轉及異常應變方案

列印日期：05/06/18

編號： SP-2018-01

版次： 13

蒸汽旁通與壓力調整器(SB&PR)不正常，無法提供正確功能	參數/警報/設備監控	2C03 盤或 ERF： 1. 反應爐水位指示 2. 反應爐功率指示 3. 中子讀數 4. 反應爐週期(Period) 2C87 盤或 ERF SB&PR 運轉員操作盤 BPV1~6 指示 警報窗： 1. H13A-A3-17 「NSSSS LOGIC A MAIN STEAM LINE PRESSURE LOW」 2. H13A-A11-22 「NSSSS LOGIC B MAIN STEAM LINE PRESSURE LOW」
	異常警報及狀況因應措施	汽機超速跳脫瞬間，若 TV/GV 關閉而 BPV 未跟隨開啟，將造成反應爐高壓力(>1063 psig (74.76 kg/cm²))，反應爐將 SCRAM；反之，若 BPV 開度過大，將使反應爐壓力過低(<60.24 kg/cm²)，造成 MSIV 隔離而 SCRAM，則依程序書 248 執行。
關鍵步驟 06：REACTOR POWER 35%~30% APRM 讀數 15%~20%		
可能風險： 蒸汽旁通與壓力調整器(SB&PR)不正常，無法提供正確功能	操作注意事項	1. 調低壓力設定點瞬間，Pr. Reg.Demand 會增加，GEN 發電量短暫增加，穩定後反應爐隨壓力設定點調低而減少，GEN 發電量變化不大。調高壓力設定點，則反之。 2. 執行測試前，須確認所有飼水加熱器已置入使用。 3. 執行測試前，須待損耗完成 PRM 第一張 PR 計算及 Run Tip。 2. 過程中若產生壓力發散現象或因 SB&PR 反應太慢造成爐壓快速上升，則依「極限」準備之插棒序列插棒抑制；若無效則可手動跳脫汽機，再無效則手動急停。若反應不及造成 MSL 低壓力(<60.24 kg/cm²)，當反應爐模式關閉在 "RUN" 位置時 MSIV 將關閉，反應爐將 SCRAM，則依程序書 248 執行。 3. 執行測試前，須確認所有 6 只蒸汽旁通閥均在全開位置。 4. 測試時須觀察 APRM 週期變化，以因應後續各階段 SB&PR 測試與調校，避免因 SB&PR 控制 GV/BPV 開度所造成之爐壓及中子通量變動，導致 APRM 之 OPRM 引動而造成 Rx SCRAM。 5. RUN Mode 時，當再循環流量(驅動流量)<60% 且 APRM 模擬熱功率(APRM STP)≥29.5%，若此時

程序書名稱：2 號機再轉起動期間運轉及異常應變方案

列印日期：05/06/18

編號： SP-2018-01

版次： 13

		發生爐心不穩定並符合 OPRM 跳脫條件(週期、振幅、振幅增長率)，則 OPRM 會引動 RPS 跳脫。
可能風險： 蒸汽旁通與壓力調整器(SB&PR)不正常，無法提供正確功能	參數/警報/設備監控	2C03 盤或 ERF： 1. 反應爐水位指示 2. 反應爐功率指示 3. 中子讀數 4. 反應爐壓力 5. GV 開度 2C87 盤或 ERF SB&PR 運轉員操作盤 BPV1~6 指示 警報窗： 1. H13A-A3-17 「NSSSS LOGIC A MAIN STEAM LINE PRESSURE LOW」 2. H13A-A11-22 「NSSSS LOGIC B MAIN STEAM LINE PRESSURE LOW」
	異常警報及狀況因應措施	過程中若產生不當壓力無擾波動現象或因 SB&PR 反應太慢造成爐壓快速上升，則依「核」準備之插棒序列插棒抑制，若無效則手動急停。
關鍵步驟 07：RECIRC LO TO HI		
可能風險： 蒸汽旁通與壓力調整器(SB&PR)不正常，無法提供正確功能	操作注意事項	1. RECIRC LO TO HI，CTP 增加，反應爐壓力增加，Pr. Reg.Demand 增加，GEN 發電量增加。 2. 執行測試前，核技組需先調整沸騰邊界(BB 值) 至大於 4 呎以保持爐心穩定性。 3. 測試時須觀察 APRM 週期變化，以因應後續各階段 SB&PR 測試與調整，避免因 SB&PR 控制 GV/BPV 開度所造成之爐壓及中子通量變動，導致 APRM 之 OPRM 引動而造成 Rx SCRAM。 4. RUN Mode 時，當再循環流量(驅動流量)<60% 且 APRM 模擬熱功率[APRM STP]≥29.5%，若此時發生爐心不穩定並符合 OPRM 跳脫條件(週期、振幅、振幅增長率)，則 OPRM 會引動 RPS 跳脫。
	參數/警報/設備監控	2C03 盤或 ERF： 1. 反應爐水位指示 2. 反應爐功率指示 3. 中子讀數 4. 反應爐壓力 5. GV 開度 2C87 盤或 ERF SB&PR 運轉員操作盤 BPV1~6 指示 警報窗：

程序書名稱：2 號機再轉起動期間運轉及異常應變方案

列印日期：05/06/18

編號： SP-2018-01

版次： 13

		1. H13A-A3-17 「NSSSS LOGIC A MAIN STEAM LINE PRESSURE LOW」 2. H13A-A11-22 「NSSSS LOGIC B MAIN STEAM LINE PRESSURE LOW」
可能風險： 蒸汽旁通與壓力調整器(SB&PR)不正常，無法提供正確功能	異常警報及狀況因應措施	過程中若產生不當壓力無擾波動現象或因 SB&PR 反應太慢造成爐壓快速上升，則依「核」準備之插棒序列插棒抑制，或將 Recirc Hi to Low。
	關鍵步驟 08：REACTOR POWER APRM 讀數 60%~65%	
可能風險： 蒸汽旁通與壓力調整器(SB&PR)不正常，無法提供正確功能	操作注意事項	1. 調低壓力設定點瞬間，Pr. Reg.Demand 會增加，GEN 發電量短暫增加，穩定後反應爐隨壓力設定點調低而減少，GEN 發電量變化不大。調高壓力設定點，則反之。 2. 測試前值班人員配合核技組以調高爐心流量搭配插棒方式降低 Rod Line，使爐心運轉點離開 OPRM 監視區 (CTP>30%、Core Flow<60%) 3. 此外執行測試前需由核技組確認封套是否尚有餘裕；如無餘裕可供測試時，可插淺棒及進行 Xe wait 程序因應，待封套有充足餘裕時，方可進行測試。 4. 測試時須觀察 APRM 週期變化，以因應後續各階段 SB&PR 測試與調整，避免因 SB&PR 控制 GV/BPV 開度所造成之爐壓及中子通量變動，導致 APRM 之 OPRM 引動而造成 Rx SCRAM。 5. RUN Mode 時，當再循環流量(驅動流量)<60% 且 APRM 模擬熱功率[APRM STP]≥29.5%，若此時發生爐心不穩定並符合 OPRM 跳脫條件(週期、振幅、振幅增長率)，則 OPRM 會引動 RPS 跳脫。
	參數/警報/設備監控	2C03 盤或 ERF： 1. 反應爐水位指示 2. 反應爐功率指示 3. 中子讀數 4. 反應爐壓力 5. GV 開度 2C87 盤或 ERF SB&PR 運轉員操作盤 BPV1~6 指示 警報窗： 6. H13A-A9-#11 「OPRM TRIP ENABLED」 7. H13A-A11-22 「NSSSS LOGIC B MAIN STEAM LINE PRESSURE LOW」 8. H13A-A11-22 「NSSSS LOGIC B MAIN STEAM LINE PRESSURE LOW」
異常警報及		若測試過程中產生不當壓力無擾波動現象，則依插棒序列插棒來因應；若欲以降 CORE FLOW 方式因

程序書名稱：2 號機再轉起動期間運轉及異常應變方案

列印日期：05/06/18

	狀況因應措施	應，需確認爐心流量仍大於 60%，以避免進入 OPRM 監視區。
關鍵步驟 09：REACTOR POWER APRM 讀數 85%		
可能風險： 蒸汽旁通與壓力調整器(SB&PR)不正常，無法提供正確功能	操作注意事項	1. 調低壓力設定點瞬間，Pr. Reg.Demand 會增加，GEN 發電量短暫增加，穩定後反應爐隨壓力設定點調低而減少，GEN 發電量變化不大。調高壓力設定點，則反之。 2. 本階段僅測試 調低壓力設定點部份，恢復時緩慢調升壓力設定點至原設定。 3. 執行測試前，核技組應先確認爐心的燃料封套值是否有足夠餘裕(建議值為全爐心之 $\max(P-Pcs)<0.1$)；封套若無足夠餘裕則進行 Xe Wait 程序，待有充足燃料封套餘裕後再執行測試，以確保爐心燃料完整性。 4. 測試時須觀察 APRM 週期變化，以因應後續各階段 SB&PR 測試與調整，避免因 SB&PR 控制 GV/BPV 開度所造成之爐壓及中子通量變動，導致 APRM 之 OPRM 引動而造成 Rx SCRAM。 5. RUN Mode 時，當再循環流量(驅動流量)$<60\%$ 且 APRM 模擬熱功率(APRM STP)$\geq 29.5\%$，若此時發生爐心不穩定並符合 OPRM 跳脫條件(週期、振幅、振幅增長率)，則 OPRM 會引動 RPS 跳脫。
	參數/警報/設備監控	2C03 盤或 ERF： 1. 反應爐水位指示 2. 反應爐功率指示 3. 中子讀數 4. 反應爐壓力 5. GV 開度 2C87 盤或 ERF SB&PR 運轉員操作盤 BPV1~6 指示 警報窗： 1. H13A-A9-#11 「OPRM TRIP ENABLED」 2. H13A-A11-22 「NSSSS LOGIC B MAIN STEAM LINE PRESSURE LOW」 3. H13A-A11-22 「NSSSS LOGIC B MAIN STEAM LINE PRESSURE LOW」
	異常警報及狀況因應措施	測試過程中如產生不當壓力無源波動現象，可以插控制棒或降 CORE FLOW 方式來因應，若 ROD LINE 過高則僅能以插控制棒方式因應。

附件 6 程序書 243、244 修訂

第二核能發電廠營運程序書

第 3 / 35 頁

編號： 243

版次： 34

- E. 切換反應爐模式開關至 'RUN' 運轉。 複查者： _____
- F. 立即轉換記錄器之選擇開關由 WRNM 轉至 APRM。
- G. 通知保健物理組，環保化學組，反應爐模式開關已切至 'RUN' 位置。
- H. 通知儀控組準備執行 APRM 低指示及 APRM 流量阻棒功能測試。 [Rev.30]
複查者： _____
- I. 將 1C35/36 盤之 WRNM PERIOD RECORDER 按下『RCD』按鈕，停止捲動記錄紙
複查者： _____ [Rev.29]
- J. 至背盤 C22-P001(RRCS 盤面)查看指示燈 C22C-DS22「RX PWR SIGNAL CH1 NOT
DWNSCL」及 C22C-DS17「RX PWR SIGNAL CH2 NOT DWNSCL」燈亮。
複查者： _____ [Rev.25]

_____ 2. 準備汽機運轉

- A. 核對下列：
- (1) 反應爐壓力 925.3 PSIG (65.2 KG/CM²)
- (2) 壓力調整器設定於 925.3 PSIG (65.2 KG/CM²) 複查者： _____ [Rev.21]
- B. 繼續提升反應爐功率直到飼水流量大於 8% (OLTP)，且旁通閥開啟 ~~大於 1 又 1/2 約 1.5~2~~
只。 [Rev.25]

[注 意]

若爐心熱功率大於 35%以上，控制棒抽動限制器(RWL)必須可用(TS 3.3.2.1)，故當併聯前蒸汽旁通閥開超過 5 只(註)，或併聯後且熱功率大於 35%以上且蒸汽旁通閥在非全關之位置，則禁止抽動控制棒，並需執行程序書 612.3.2。 [Rev.11]

註：依 POWER TEST PT-27 數據，總 BPV 容量為 34.6% (OLTP)，故 20% (OLTP) 約為 3.468 只 BPV 開度，35% 已達 6 只 BPV 開度，但保守起見當併聯前蒸汽旁通閥開度超過 5 只，則禁止抽動控制棒。 [Rev.25]

程序書名稱：發電機併聯

列印日期：05/06/18

第二核能發電廠營運程序書

第 1 / 27 頁

編號： 244

版次： 35

逐步確認類(A)

PCN1

修訂日期：107-04-17

名稱：反應爐功率上升至額定功率

一. 目的

[附 註]

本程序書適用#1 號機與 #2 號機，除特別提示外，#2 號設備編號悉比照#1 號設備編號；其中：

1. 機組代號：#1 號為 1，#2 號機為 2。例如 1P-9A→2P-9A。
2. 管線代號：#2 號機為 #1 號機+50。例如 1LH→51LH。
3. 閥代號：#2 號機為 #1 號機+150。例如 129ABB01→279ABB01。

這份程序書的內容是提供機組由併聯後到額定功率之間所必須執行的每一步驟，每一步驟須由控制室機組值班主任認可，若因在機組啟動期間某些步驟遇到了問題而須重覆執行時，則這些重覆執行的步驟必須再核對。

注意事項：

經驗回饋(附件一)

【已詳加閱讀並充份明瞭 注意事項/先決條件/必備條件/限制條件/運轉準則等皆已符合要求。 簽名：_____】 [Rev.32]

依附件二、三.控制棒操作團隊作業模式分工 執行者：_____ [Rev.30]

~~10~~機組併聯後~15% 負載

[注 意]

- (1)當改變負載 [升載或降載] 時，一切都必須遵照 [負載變化曲線圖]如圖 1，2，3 執行。
- (2)機組負載變動超過 15%/Hr，放射性氣體偵測系統皆須依 TRS 3.11.2.1.3 通知環保化學組按規定時限取樣化驗。 [Rev.28]
- (3) 汽機運轉在低負載(150Mwe 以下)時，應儘量避免會影響主冷凝器真空之操作(如 CWP 及 RFPT 起停)，若有類似操作時，須嚴密監視汽機振動狀況(僅適用#1 機)。 [Rev.28]

程序書名稱：反應爐功率上升至額定功率

列印日期：05/06/18

第二核能發電廠營運程序書

第 2 / 27 頁

編號： 244

版次： 35

(4) 依據 ITS Table 3.3.2.1-1 FUNCTION 1.a & Note(a/b/e)：當 THERMAL POWER > 35% RTP 時 RWL 必須可用；若此時蒸汽旁通閥在非全關之位置，則 RC&IS 以高壓汽機第一級進汽壓力判定之 LPSP/HPSP 將不保守；故 RWL 視為不可用；依據 ITS 3.3.2.1 ACTION A.1 禁止抽動控制棒，並須執行程序書 612.3.2 控制棒抽動限制。

_____1. 確認 TT6 INSERT PANEL 中，MODE 指示欄之 LOAD MODE 燈亮。

複查者：_____ [Rev.25]

_____2. 利用 TARGET SPEED/OUTPUT 選取欄之左右 (←→) 鍵，選取 MW 顯示，MW 琥珀燈亮。

_____3. 當 SOAK TIME 遞減至 0.03 MIN 後，確認 RUN-UP/LOAD RATE 選擇置 AUTO。

複查者：_____ [Rev.25]

_____4. 由 INSERT PANEL 上讀取 LOAD RATE，且將 LOAD RATE SP 下降(↓)至 LOAD RATE SP 顯示小於或等於 (≤) LOAD RATE 顯示，使 THERMAL LIMIT 燈熄滅。

_____5. ~~確認 INSERT PANEL 上 THERMAL LIMIT 燈熄滅，按住 ENABLE 鍵，同時按 TARGET OUTPUT 提升鍵(↑)，提升 TARGET OUTPUT 至 200MW，使 ACTUAL OUTPUT 依 LOAD RATE 緩慢增加，BPV 緩慢關閉。~~

_____6. ~~按住 ENABLE 鍵，同時按 TARGET OUTPUT 提升鍵(↑)，提升負載，直至旁通閥關閉，確認 MODE 指示燈 PR CONT ON GV 燈亮。~~ 複查者：_____ [Rev.25]
當 NO.1 BPV 開度 ≤ 20%，將 RUN-UP/LOAD RATE 選擇由 AUTO 切換至 MAN，提升 LOAD RATE SP 至最大 (100 MW/MIN)，使 ACTUAL OUTPUT 能快速上升，BPV 能快速關閉，直到 BPV 全關，過程中確認 ACTUAL OUTPUT 讀數增加。

複查者：_____

注意 1：LOAD RATE SP 置最大，可使 BC LOAD SP 能緊隨 TARGET OUTPUT，以避免旁通閥輕易開啟；並且可避免後續 PR CONT ON GV 信號在條件成立邊緣，PR CONT ON GV 燈時亮時不亮，反覆動作造成反應爐壓力暫態。

注意 2：本項提升 LOAD RATE SP 至最大之操作，須於 BPV 全關前完成。

_____7. ~~確認 ACTUAL OUTPUT 增加，同時讀取 % GV COMMON DEMAND：_____。~~

當 BC LOAD SP > Pr. Reg. Output 換算之 MWe 時：

程序書名稱：反應爐功率上升至額定功率

列印日期：05/06/18

第二核能發電廠營運程序書

第 3 / 27 頁

編號： 244

版次： 35

於 TT6 INSERT PANEL 上，確認 MODE 指示燈 PR CONT ON GV 燈亮。

讀取 % GV COMMON DEMAND： %。

確認 TARGET OUTPUT =MWe(須等於 % GV COMMON DEMAND + 5% 換算之 MWe)。

複查者：.....

~~8. 驗證 TARGET OUTPUT 顯示等於 % GV COMMON DEMAND + 5 % 換算之 MWe。~~

●注意事項：查視低壓排汽室冷卻水噴水閥，若低壓排汽室溫度過高，則須打開此閥，以免低壓汽機排汽室過熱，若發生上述情況應改善主冷凝器真空或增加機組負載。

~~9. 確認旁通閥全關，且 PR CONT ON GV 燈亮後，將 RUN UP/LOAD RATE 選擇由 AUTO 切換至 MAN，提升 LOAD RATE SP 至最大，使 BC LOAD SP 能緊隨 TARGET OUTPUT，以避免旁通閥輕易開啟。複查者：..... [Rev.25]~~

●注意事項：在發電機併聯後，旁通閥未全關前，RC & IS 之 LPSP 將不保守，此時 RWL 視為不可用，依據運轉技術規範 3.3.2.1 ACTION A.1 立即暫停抽棒，運轉技術規範 Table 3.3.2.1-1 Note(c)

~~8+9.~~ 從 ERF 查証 ABA 55 高壓汽機第一級壓力由 1.2 kg/cm^2 以上升至 3.0 kg/cm^2 以上 ABA 39 高壓汽機排汽壓力由負壓變為正壓 [基礎一] 如附件一。

複查者：..... [Rev.28]

~~9++.~~ 通知開關場/氣渦輪機主任，廠內負載(A1/A2/F1 BUS)即將由廠外電源轉換至廠內機組輔助變壓器供電，並確認電源切換工具箱會議召開完成。 [Rev.33]

注意：[KS-會核-104-10]

[Rev.33]

- ★1. 操作 1/2A1 BUS 時須確認冷凝水泵自動選擇開關置於 1/2A2 供電的備用 CP，操作 1/2A2 BUS 時須確認冷凝水泵自動選擇開關置於 1/2A1 供電的備用 CP，否則會造成備用冷凝水泵自動起動失敗之嚴重後果。
- 2. A1/A2/F1 三個匯流排切換，A1/A2 要確認輔變與起變(或緊變)輸出電壓相差 350 伏特內(F1 BUS 相差 1000 伏特內)，才可執行切換；如輔變與起變(或緊變)輸出電壓相差大於上述要求時，可調整發電機電壓輸出，如無法調整至上述要求內，應停止執行供電切換，暫停升載並通知電氣組處理。

程序書名稱：反應爐功率上升至額定功率

列印日期：05/06/18

第二核能發電廠營運程序書

第 10 / 27 頁

編號： 244

版次： 35

管洩水閥 AF-HV-162 A/B，-172 A/B。

執行者：_____

(3). 已使用飼水加熱器的 DRAIN COOLER 排氣閥關閉。

於 T05 盤將各 HTR 之 DRAIN COOLER 上之 VENT VALVE CLOSE。

HTR 6 A/B 之 AG-HV-529/530 CLOSE

HTR 5 A/B 之 AG-HV-527/528 CLOSE

HTR 4 A/B 之 AG-HV-525/526 CLOSE

HTR 3 A/B 之 AG-HV-523/524 CLOSE

HTR 2 A/B 之 AG-HV-521/522 CLOSE

HTR 1 A/B 之 AG-HV-519/520 CLOSE

執行者：_____

*****22. 約 24.5%反應爐熱功率(以 APRM 功率高者為準)時，運用 ERF 觀察及記錄 APRM 之功率讀值不可有明顯短週期性(週期小於 4 秒)波動，若有不符情形，須暫停升載。

[Rev.34]

確認無週期性波動 或 週期：*****秒(須大於等於 4 秒) 執行者：*****

*****22-1. 約 24.5%反應爐熱功率(以 APRM 功率高者為準)時，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(OPRM 振幅、振幅增長率及週期計次未達警報值(6 次))，若有不符情形，須暫停升載。

執行者：***** [Rev.34]

*****22-2. 轉換飼水控制由一元至三元控制。(負載約 20~25%，參考飼水流量約 1400~1450 T/Hr)，必確認飼水控制工具箱會議召開完成。

[Rev.34]

注意事項：飼水控制系統由一元改為三元控制之前，必須先執行程序書 332 反應爐水位控制系統中的測試步驟以驗證 Master 控制站或 BACKUP 控制站的可用。
在 Master 控制站或 BACKUP 控制站的可用性驗證正常後，才執行飼水改為三元控制。

[Rev.25]

a. 按程序書 332 (反應爐水位控制系統) 執行。

b. 轉換 Master 控制站(若 Master 故障則改為 BACKUP 控制站至三元控制) 至三元控制。

[Rev.25]

c. 查視水位維持在 +94cm (+37 吋)。 簽名：_____