

安全審查報告

送審單位	台灣電力公司
報告名稱	「核一、二廠反應爐除役開蓋 RELAP5 模式建立與應用」

核能安全委員會核安管制組

中華民國 115 年 1 月

摘 要

核能安全委員會(以下簡稱本會)於「RELAP5 程式應用於沸水式反應器開蓋狀態爐心熱流分析之適用性評估」報告審查過程中，發現應對核一、二廠除役期間反應器開蓋狀態之 RELAP5 分析模式另作審查，台電公司爰送審「核一、二廠反應爐除役開蓋 RELAP5 模式建立與應用」報告，應用 RELAP5 程式建立核一廠及核二廠之除役開蓋 RELAP5 模式，並以建立完成的分析模式分析再循環管路斷管冷卻水流失事故，另參考 NUREG-1738 報告保守訂定燃料破損限值(600°C)，評估事故期間最高燃料護套溫度與其限值間是否有足夠餘裕。

為周延「核一、二廠反應爐除役開蓋 RELAP5 模式建立與應用」報告審查，本會邀請具核能系統安全分析、熱流分析專長之專家學者，與本會同仁共同組成審查小組，針對報告內容涉及之分析模式體積、分析模式接節、初始條件、邊界條件、穩態計算完成條件、事故假設、LOCA 相關熱水流現象等進行審查，共提出 53 項審查意見，經確認台電公司已澄清所有審查意見並完成相關報告內容修訂後，提出「核一、二廠反應爐除役開蓋 RELAP5 模式建立與應用」安全審查報告，審查結果認為台電公司「核一、二廠反應爐除役開蓋 RELAP5 模式建立與應用」報告可以接受。

目 錄

第一章 前言	1
第二章 核一廠除役開蓋模式之建立與應用	3
第三章 核二廠除役開蓋模式之建立與應用	12
第四章 審查總結	26

第一章 前言

一、本案緣起

台電公司沸水式反應器 Mode 5 反應器廠房環境參數分析，使用 RELAP 5 程式計算發生冷卻水流失事故(Loss of Coolant Accident，簡稱 LOCA)時之熱水力參數，以作為計算輻射源之依據。考量 RELAP5 程式未經管制單位認可，台電公司爰送審「RELAP5 程式應用於沸水式反應器開蓋狀態爐心熱流分析之適用性評估」報告。

核能安全委員會(以下簡稱本會)於前述報告審查過程中，發現應對核一、二廠除役期間反應器開蓋狀態之 RELAP5 分析模式另作審查，台電公司爰再送審「核一、二廠反應爐除役開蓋 RELAP5 模式建立與應用」報告，該報告應用 RELAP5 程式建立核一廠及核二廠之除役開蓋 RELAP5 模式，並以建立完成的分析模式分析再循環管路斷管 LOCA，觀察反應爐水位、溫度等重要參數之反應，另參考 NUREG-1738 報告保守訂定燃料破損限值(600°C)，評估事故期間最高燃料護套溫度(Peak Cladding Temperature，簡稱 PCT)與其限值間是否有足夠餘裕。

二、審查過程

為周延「核一、二廠反應爐除役開蓋 RELAP5 模式建立與應用」報告審查，本會邀請具核能系統安全分析、熱流分析專長之專家學者，與本會同仁共同組成審查小組。歷經多次審查會議及書面審查，總計本會共計提出 53 項審查意見，台電公司已澄清所有審查意見並完成相關報告內容修訂。

經審查小組完成「核一、二廠反應爐除役開蓋 RELAP5 模式建立與應用」報告技術審查作業，本會彙整審查情形，撰寫「核一、二廠

反應爐除役開蓋 RELAP5 模式建立與應用」安全審查報告。報告分為四章，第一章為前言，第二章為核一廠除役開蓋模式之建立與應用，第三章為核二廠除役開蓋模式之建立與應用，第四章為審查總結。

第二章 核一廠除役開蓋模式之建立與應用

一、概述

送審報告描述核一廠除役開蓋 RELAP5 模式建立過程，包含功率運轉狀態 RELAP5 基礎模式建立、由基礎模式修改的類福島事故 RELAP5 模式、由類福島事故模式修改的除役開蓋 RELAP5 模式。核一廠除役開蓋模式使用餘熱移除系統(Residual Heat Removal System，簡稱 RHR)熱交換器出口溫度、爐水淨化系統(Reactor Water Cleanup System，簡稱 RWCU)回水經由再生式熱交換器之出口溫度、用過燃料池冷卻與淨化系統(Spent Fuel Pool Cooling and Cleanup System，簡稱 SFPCS)熱交換器出口溫度作為邊界條件，燃料衰變熱功率使用 ANSI/ANS-5.1-2014 標準計算。將計算得到的再循環泵進口水溫與用過燃料池水溫，及 RHR、RWCU、SFPCS 取水流量與電廠量測數據比對後，確認完成穩態計算。

接著使用建立完成的除役開蓋模式模擬再循環管路斷管大破口 LOCA，假設停機 2 年之狀態，計算得到爐心燃料衰變熱功率、用過燃料池燃料衰變熱功率分別為 0.39MW、0.6845MW，另保守假設反應器廠房空間氣溫為 40°C、RHR 取水溫度為 $60 \pm 5^{\circ}\text{C}$ 。依據核一廠除役技術規範對緊急爐心冷卻系統可用性的要求，進行兩個案例分析，分別為僅爐心噴灑系統(Core Spray，簡稱 CS)可用之再循環管路斷管事故分析，及僅一個低壓注水(Low Pressure Core Injection，簡稱 LPCI)支系統可用之再循環管路斷管事故分析。其中僅一個 LPCI 支系統可用之案例，考量將 RHR 停機冷卻模式列置為 LPCI 模式所需時間，假設 LPCI 起動信號引動後 1 個小時開始注水。兩個案例分析得到的最高燃料護套溫度再與報告中訂定之限值(600°C)比較，以評估燃料完整性。

二、 審查發現

審查小組提出審查意見，請台電公司澄清：

- (一) 完整說明除役開蓋模式中新增各體積所代表意義。
- (二) 用過燃料池中用過燃料及其旁通道分為兩區塊之理由。
- (三) 反應器廠房體積 910 下方 908 與 906 兩體積所代表意義。

台電公司答覆說明：

- (一) 新增各體積所代表意義已補充於 2.3.2 節。
- (二) 用過燃料池中最熱燃料格架有 272 束燃料，功率占比為 12.6%，使用體積 500~526 來模擬，包含體積 512~518 的燃料區域以及體積 522 與 526 的旁通區域；其他非最熱燃料格架有 2,817 束燃料，功率占比為 87.4%，使用體積 600~626 來模擬，包含體積 612~618 的燃料區域以及體積 622 與 626 的旁通區域；剩下的區域為旁通區，以體積 700、710 表示。
- (三) 反應器廠房體積 910 為依時體積，而體積 908 與 906 為控制體積。

台電公司答覆內容及補充內容經審查可以接受。

審查小組提出審查意見，請台電公司澄清如何評估反應器廠房 5 樓邊界條件氣/液間熱交換之適切性。

台電公司答覆說明，氣/液間質能交換係由程式根據介面質能熱傳模式計算，穩態時計算值約 $0.005 \text{ lbm/ft}^2\text{-sec}$ ，相對於由反應爐壓力容器上方流入爐穴之流量約 $2.22 \text{ lbm/ft}^2\text{-sec}$ ，比例甚小，因此反應器廠房邊界條件不會明顯影響反應器熱水流計算結果。台電公司答覆內容經審查可以接受。

審查小組提出審查意見，請台電公司澄清：

- (一) RHR 的接節 401、RWC 的接節 965，及 SFPCCS 的接節 935

與 937 係何種接節。

(二) 補充說明 RHR、RWCU 及 SFPCCS 各系統的注水流量與溫度，及核一廠除役開蓋模式初始條件。

台電公司答覆說明：

(一) RHR 的接節 401、RWCU 的接節 965，及 SFPCCS 的接節 935 與 937 係以單一接節模擬，加上跳脫啟閉功能。

(二) RHR、RWCU 及 SFPCCS 各系統的注水流量與溫度，及核一廠除役開蓋模式初始條件已補充於 2.3.2 節。

台電公司答覆內容及補充內容經審查可以接受。

審查小組提出審查意見，請台電公司澄清 RWCU 取水點在除役開蓋模式中之位置。

台電公司答覆說明，RWCU 設計上由再循環泵進口閥下游取水，除役開蓋模式未模擬進口閥，而是使用體積 308 代表再循環泵進口側管路，RWCU 自體積 308 取水，即相當於自再循環泵進口閥下游取水。台電公司答覆內容經審查可以接受。

審查小組提出審查意見，請台電公司澄清除役開蓋模式使用多個體積、接節模擬用過燃料池、反應器爐穴等區域對安全分析有何助益。

台電公司答覆說明，事故分析需要建立正確的初始狀態，故將爐穴及用過燃料池以單獨的體積建立後再以接節連通，以模擬電廠實際狀況，使在爐穴等區域能適當呈現自然對流現象。台電公司答覆內容經審查可以接受。

審查小組提出審查意見，請台電公司澄清除 RHR 熱交換器出口溫度、RWCU 回水經由再生熱交換器之出口溫度及 SFPCCS 熱交換器出口溫度外，是否還有使用其它邊界條件。

台電公司答覆說明，邊界條件另有使用 RHR、RWCU、SFPCCS

各系統注水流量。此外，反應器廠房之量測溫度為 25°C，壓力為 14.66 psia，相關敘述已補充於 2.4 節。台電公司答覆內容及補充內容經審查可以接受。

審查小組提出審查意見，請台電公司補充邊界條件所使用的 SFPCCS 流量。

台電公司答覆說明，SFPCCS 的流量為 536 gpm，相當於 33.81 L/sec。由於 SFPCCS 流量數據為電廠每隔 8 小時記錄一次，無與 RHR 流量、RWCU 流量相同時間點的數據，而使用最接近時間點的數據，並補充於表 2.3-3 中。台電公司答覆內容及補充內容經審查可以接受。

審查小組提出審查意見，送審報告中穩態計算係以再循環泵進口水溫及用過燃料池水溫作為主要依據，又再循環泵進口無流體溫度量測點，溫度必須手算由 RHR 熱交換器進口溫度推出，請台電公司澄清為何不使用 RHR、RWCU 與 SFPCCS 各系統流量作為依據。

台電公司答覆說明，由於除役開蓋期間無再循環水泵運轉，反應器壓力槽內部水流主要受到 RHR、RWCU 與 SFPCCS 的注水以及衰變熱驅動的自然循環影響，透過水溫的比較可作為觀察反應器壓力槽內部水流循環是否與量測數據相仿。RHR、RWCU 與 SFPCCS 各系統流量的比較亦可佐證分析模式適當建立，相關敘述已補充於 2.4 節。台電公司答覆內容及補充內容經審查可以接受。

審查小組提出審查意見，程式穩態條件為數值變化率收斂至小於給定的標準值內，而非收斂至某一數值，請台電公司修訂送審報告中相關敘述。

台電公司答覆說明，穩態計算結果顯示，系統參數，包含流體溫度、燃料護套溫度等，均已收斂，且變化率小於 1%，至此完成穩態計算，相關敘述已修訂於 2.4 節。台電公司答覆內容及修訂內容經審

查可以接受。

審查小組提出審查意見，請台電公司澄清送審報告中圖 2.4-2 所示 RHR 系統取水溫度係指哪個體積的溫度。

台電公司答覆說明，圖 2.4-2 所示 RHR 系統取水溫度為圖 2.3-2 中體積 358 之水溫。台電公司答覆內容經審查可以接受。

審查小組提出審查意見，有關穩態計算結果與實際數據之差異，請台電公司澄清送審報告所提各因素之影響範圍。

台電公司答覆說明，(1)熱源差異部份，參考「核一廠 STP-109-01 測試報告 R1」，經以 110 年 7 月 16 日至 110 年 8 月 25 日資料評估後，顯示水溫計算受衰變熱的影響不靈敏。(2)乾井通風系統移熱及池壁散熱效應部份，經評估後，乾井通風系統運作造成的熱損失約為衰變熱的 1.1%，而衰變熱改變 30%對爐水溫度之影響小於 0.5°C，故本項可忽略。(3)程式不準度及輸入參數不準度部份，穩態條件下，水溫決定於系統質量與能量平衡，僅為第一定律之表現，不受爐心燃料護套熱傳計算模式及動量方程式影響，無實質不準度問題，另幾何參數及邊界條件在輸入檔準備時已力求正確，故本項可忽略。(4)運轉數據之溫度量測誤差部份，量測誤差約為 0.5°C。台電公司答覆內容經審查可以接受。

審查小組提出審查意見，請台電公司補充 RHR、RWCU、SFPCCS 各系統經穩態計算後得到的取水流量。

台電公司答覆說明，RHR、RWCU、SFPCCS 各系統經穩態計算後得到的取水流量已補充於 2.5 節。台電公司答覆內容及補充內容經審查可以接受。

審查小組提出審查意見，請台電公司澄清冷卻水流失事故分析(爐心噴灑系統可用)案例結果中，熱通道的燃料護套軸向溫度於事故發

生後立即上升，而於爐心噴灑開始前又下降之原因。

台電公司答覆說明，在 $t=1,020$ 秒至 $1,120$ 秒之間，流量與熱傳係數變化皆甚微，但護套溫度仍持續增加，此為護套溫度受到水溫的影響，最上方的節點(節點 15)因其直接受到上腔室區域以上較低溫的水逆流向下，且該節點的功率較低，反而使得該節點降溫。下方的節點(節點 10、5)因為逆流且受到燃料加熱，使得水溫增加，護套溫度的變化與水溫變化趨勢相似。 $t=1,130$ 秒，此時爐心噴灑尚未注水，熱通道流量變大，造成熱傳係數變大，使護套溫度出現轉折，相關敘述已修訂於 2.5.1 節。台電公司答覆內容及修訂內容經審查可以接受。

審查小組提出審查意見，送審報告第 2 章及附錄 C 皆有冷卻水流失事故分析(爐心噴灑系統可用)案例，請台電公司澄清分析結果中燃料護套溫度變化趨勢不同之原因，並解釋為何兩者最後均穩定於 53°C 左右。

台電公司答覆說明，第 2 章與附錄 C 之分析初始條件有很大不同，前者爐心燃料衰變熱功率為 0.39MWt ，後者為 0.164MWt ，前者初始水溫假設為 60°C ，後者為 25°C ，而爐心噴灑溫度均假設為 51.7°C ，在此條件下，前者之暫態反應為燃料護套溫度先上升，之後則因爐心噴灑開始下降至趨近噴灑水溫。後者之暫態反應亦為燃料溫度先上升，但因爐心噴灑開始時燃料溫度低於噴灑水溫，使得燃料溫度反而上升至趨近噴灑水溫，因而兩者最後均穩定於 53°C 左右。台電公司答覆內容經審查可以接受。

審查小組提出審查意見，送審報告圖 2.5-4 顯示熱通道最高燃料護套軸向溫度為 62.3°C ，而圖 2.5-6 顯示同位置的 HOT 162 Node 5 最高溫度為 62°C ，請台電公司澄清兩者差異。

台電公司答覆說明，圖 2.5-4 顯示 HOT 162 Node 5 之燃料護套溫

度，而圖 2.5-6 顯示該節點之水溫，水溫略低於護套溫度。台電公司答覆內容經審查可以接受。

審查小組提出審查意見，請台電公司澄清燃料棒平均通道與熱通道切分方式之差異性。

台電公司答覆說明，平均通道軸向節點切分為 9 段，熱通道軸向節點切分為 15 段，平均通道節點 1~8 的長度皆為 1.5 ft，節點 9 為 0.45 ft，而熱通道節點 1~4 的長度皆為 1.5 ft，節點 5~13 皆為 0.5 ft，節點 14 為 1.5 ft，節點 15 為 0.45 ft，對於本案冷卻水流失事故分析所關注的熱通道而言，其軸向節點切分已足夠反映熱流現象。台電公司答覆內容經審查可以接受。

審查小組提出審查意見，送審報告中提及熱通道節點 8 之水溫於 13,260 秒達飽和溫度，因而產生蒸汽帶走裸露燃料之熱能，惟圖 2.5-10 顯示 13,260 秒後節點 8 液相體積分率維持在 1，請台電公司澄清相關敘述之合理性。

台電公司答覆說明，圖 2.5-10 節點 8 的液相體積分率在 13,260 秒後並非維持在 1.0，經局部放大後，可看到液相體積分率略為下降，但幅度不夠顯著，故在圖 2.5-10 中不明顯。另，由節點 8 非凝結氣體分率及蒸汽產生率的分析結果圖，亦可佐證節點 8 於 13,260 秒達飽和溫度，出現蒸汽。台電公司答覆內容經審查可以接受。

審查小組提出審查意見，送審報告圖 2.5-9 熱通道及平均通道燃料護套軸向溫度前段變化趨勢不盡相同，請台電公司澄清其差異性。

台電公司答覆說明，平均通道節點 9 軸向功率分率為 0.00572，熱通道節點 12 軸向功率分率為 0.044802(加上熱通道的徑向功率為平均值的 1.565 倍)，兩者約差 12 倍，此差異造成兩者燃料護套溫度的溫升趨勢不同，相關敘述已補充於 2.5.2 節。台電公司答覆內容及補充

內容經審查可以接受。

審查小組提出審查意見，送審報告圖 2.5-10 顯示事故後水位降至熱通道節點 8，之後又上升至節點 10 處，即水位超過爐心燃料 2/3 高度約 0.2 呎以上，請台電公司澄清其合理性。

台電公司答覆說明，程式在計算沖放(Blowdown)的過程中會因為數值計算的關係而過衝(Overshoot)，造成水位低於 2/3 爐心高度，之後因爐心的水受到燃料加熱，水溫上升造成密度下降，而爐心側板外側的水溫受到 LPCI 注水影響，溫度較爐心水溫低，密度較高，連通管為了維持水頭平衡，爐心水位會略高於爐心側板外側之水位。台電公司答覆內容經審查可以接受。

審查小組提出審查意見，請台電公司澄清：

(一) 送審報告圖 2.5-11 顯示 $t=5,000$ 秒後熱通道節點 10、11 的溫度下降， $t=7,000$ 秒後溫度又開始上升，溫度再上升之原因及機制為何。

(二) $t=17,290$ 秒爐心水位由熱通道節點 9 上升至節點 10，溫度顯著下降， $18,000$ 秒後溫度下降幅度又急速變緩之原因。

台電公司答覆說明：

(一) $t=4,970$ 秒後 LPCI 開始注水進入再循環管路，造成水位回升至節點 9，因此節點 9 的溫度快速下降，受到二維熱傳影響，上方節點的護套溫度亦下降，但此為暫態現象，尚無法有效移熱，使得溫度再次增加。

(二) $t=18,000$ 秒後，節點 10 的護套溫度已降至接近對應該節點之水的飽和溫度，逐漸接近能量平衡狀態，溫度下降幅度因而趨緩，相關敘述已補充於 2.5.5 節。

台電公司答覆內容及補充內容經審查可以接受。

審查小組提出審查意見，請台電公司補充送審報告表 2.5-1、表 2.5-2、表 3.5-1、表 3.5-2 中熱通道最高燃料護套溫度出現時間。

台電公司答覆說明，熱通道最高燃料護套溫度出現時間已補充於「表 2.5-1 CS 可用案例的事件時序表」、「表 2.5-2 LPCI 可用案例的事件時序表」、「表 3.5-1 LPCS 可用案例的事件時序表」、「表 3.5-2 一個 LPCI 支系統可用案例的事件時序表」。台電公司補充內容經審查可以接受。

三、 審查結論

送審報告敘述核一廠除役開蓋 RELAP5 模式建立過程，並以建立完成的分析模式分析再循環管路斷管大破口 LOCA。分析結果顯示，對於僅 CS 可用之案例及僅一個 LPCI 支系統可用之案例，事故期間的最高燃料護套溫度皆低於報告所訂之燃料破損限值(600°C)。經就台電公司審查意見答覆內容及相關報告修訂內容進行審查，審查結果可以接受。

第三章 核二廠除役開蓋模式之建立與應用

一、概述

送審報告描述核二廠除役開蓋 RELAP5 模式建立過程，包含功率運轉狀態 RELAP5 基礎模式建立、由基礎模式修改的類福島事故 RELAP5 模式、由類福島事故模式修改的除役開蓋 RELAP5 模式。核二廠除役開蓋模式使用 RHR 注水流量、RHR 熱交換器出口溫度、RWCU 熱交換器出口溫度、用過燃料池冷卻與淨化系統(Spent Fuel Pool Cooling and Purification System，簡稱 SFPCPS)熱交換器出口溫度作為邊界條件，燃料衰變熱功率使用 ANSI/ANS-5.1-2014 標準計算。將計算得到的再循環泵進口水溫與上池爐穴區水溫，及 RHR、RWCU、SFPCPS 取水流量與電廠量測數據比對後，確認完成穩態計算。

接著使用建立完成的除役開蓋模式模擬再循環管路斷管大破口 LOCA，假設停機半年之狀態，計算得到爐心燃料衰變熱功率為 2.0325MW，另保守假設反應器廠房空間氣溫為 40°C、RHR 取水溫度為 $60 \pm 5^{\circ}\text{C}$ 。依據核二廠除役技術規範對 MSC 期間緊急爐心冷卻系統可用性的要求，進行兩個案例分析，分別為僅低壓爐心噴灑系統 (Low Pressure Core Spray，簡稱 LPCS) 可用之再循環管路斷管事故分析，及僅一個 LPCI 支系統可用之再循環管路斷管事故分析。其中僅一個 LPCI 支系統可用之案例，考量將 RHR 停機冷卻模式列置為 LPCI 模式所需時間，假設 LPCI 起動信號引動後 1 個小時開始注水。兩個案例分析得到的最高燃料護套溫度再與報告中訂定之限值(600°C)比較，以評估燃料完整性。

二、審查發現

審查小組提出審查意見，送審報告中提及可由 PPCRS(Plant

Process Computer Replacement System)系統擷取各時段機組狀態之量測數據，其中 PPCRS 並非核二廠系統，請台電公司修訂為正確名詞。

台電公司答覆說明，正確系統應為 ERF (Emergency Response Facility)，相關敘述已修訂於 3.3.1 節。台電公司答覆內容及修訂內容經審查可以接受。

審查小組提出審查意見，請台電公司澄清：

- (一) 除役開蓋模式使用多個體積、接節模擬反應器爐穴、汽水分離器儲存池、燃料儲存池以及燃料傳送池等區域，此模式建立方式對安全分析有何助益。
- (二) 反應器廠房空間使用 10 個次體積模擬，此模式建立方式對安全分析有何助益。

台電公司答覆說明：

- (一) 事故分析需要建立正確的事故初始狀態，故將上池的各分區以單獨的體積建立後再以接節連通，以模擬電廠實際狀況，並在爐穴區域能適當呈現自然對流現象。
- (二) 核二廠的反應器廠房空間相當大，若以單一體積建立將造成與相連的上池體積相差過大，可能會導致程式在計算過程中出現問題，因而以 10 個次體積模擬，另其邊界條件如 3.3.2 節初始條件設定所述。

台電公司答覆內容經審查可以接受。

審查小組提出審查意見，送審報告中提及爐心衰變熱功率係考慮核二廠 1 號機停機後 6 個月的狀態(2.0325 MWt)，請台電公司澄清其是否可涵蓋 2 號機之條件。

台電公司答覆說明，核二廠 1、2 號機皆已停機 6 個月以上，且經計算 2 號機 EOC 28 停機半年後之爐心衰變熱功率為 1.795 MWt，因

此採用 1 號機之衰變熱功率進行後續分析，亦可涵蓋 2 號機之條件，相關說明已補充於 3.3.2 節。台電公司答覆內容及補充內容經審查可以接受。

審查小組提出審查意見，送審報告中提及當反應爐寬幅水位降至 L1 設定點(-348.9 cm，相對於儀器零點)再加上 10 秒延遲後起動 LPCS 泵，LPCS 注水閥開啟時間 10 秒。上述分析假設 L1 設定點低於 PDTS 中 L1 設定點 Allowable Value(≥ -348 cm)，延遲時間低於 PDTS 中響應時間(≤ 40 秒)上限值，請台電公司澄清該分析假設之正確性。

台電公司答覆說明，L1 設定點係使用核二廠 PPD(Principal Plant Parameters)裡的 Analytical Value (-348.9 cm)，其值較 PDTS 中 L1 設定點 Allowable Value 保守。另，延遲時間修訂為觸發起動信號後再加上 40 秒延遲 LPCS 才開始注水，且重新分析。分析假設及更新之事故分析結果分別修訂於 3.3.2 節及 3.5.1 節。台電公司答覆內容及修訂內容經審查可以接受。

審查小組提出審查意見，請台電公司澄清：

- (一) RHR 接節 609、803，RWCU 接節 611、613、813，及 SFPCPS 接節 631、633、823 係何種接節。
- (二) 補充說明 RHR、RWCU 及 SFPCPS 各系統的注水流量與溫度。

台電公司答覆說明：

- (一) RHR 接節 609、803，RWCU 接節 611、613、813，及 SFPCPS 接節 631、633、823 係以單一接節的方式模擬，加上跳脫啟閉功能。
- (二) RHR、RWCU 及 SFPCPS 各系統的注水流量與溫度已補充於 3.4 節。

台電公司答覆內容及補充內容經審查可以接受。

審查小組提出審查意見，送審報告中核二廠除役開蓋 RELAP5 模式 RHR 由再循環迴路之體積 306 取水，RWCU 則分別由兩再循環迴路之體積 304 及 354 取水，然 RHR 取水點應位於再循環管路 B 串，RWCU 取水點應位於再循環泵進口閥下游，請台電公司修正分析模式。

台電公司答覆說明，RHR 取水點修正為由再循環管路 B 串之體積 356 取水，RWCU 取水點則修正為由體積 308 及 358 取水，且重新分析。分析假設及更新之穩態分析結果分別修訂於 3.3.2 節及 3.4 節。台電公司答覆內容及修訂內容經審查可以接受。

審查小組提出審查意見，請台電公司澄清除 RHR 系統流量、RHR 熱交換器出口溫度、RWCU 熱交換器出口溫度及 SFPCPS 熱交換器出口溫度外，是否還有使用其它邊界條件。

台電公司答覆說明，邊界條件另有使用 RWCU 系統流量、SFPCPS 分流至上池之流量。此外，反應器廠房之量測溫度為 22°C，壓力為 14.693 psia，相關敘述已補充於 3.4 節。台電公司答覆內容及補充內容經審查可以接受。

審查小組提出審查意見，送審報告中穩態計算係以再循環泵進口水溫及爐穴平均水溫作為主要依據，又再循環泵進口無流體溫度量測點，溫度必須手算由 RHR 熱交換器進口溫度推出，請台電公司澄清為何不使用 RHR、RWCU 及 SFPCPS 各系統流量作為依據。

台電公司答覆說明，經比較，RHR、RWCU 及 SFPCPS 等系統在達到穩態後的體積流率與核二廠量測數據相當接近，相關敘述已補充於 3.4 節。台電公司答覆內容及補充內容經審查可以接受。

審查小組提出審查意見，程式穩態條件為數值變化率收斂至小於給定的標準值內，而非收斂至某一數值，請台電公司修訂送審報告中

相關敘述。

台電公司答覆說明，系統參數(包含流體溫度、燃料護套溫度等)，均已收斂且變化率小於 1%，此為完成穩態計算條件，相關敘述已修訂於 3.4 節。台電公司答覆內容及修訂內容經審查可以接受。

審查小組提出審查意見，請台電公司澄清送審報告圖 3.4-2 RHR 取水處溫度係指何體積之溫度。

台電公司答覆說明，圖 3.4-2 RHR 取水處溫度係指體積 356 之溫度，該溫度與下游依時體積 806 的溫度不同。台電公司答覆內容經審查可以接受。

審查小組提出審查意見，請台電公司補充核二廠除役開蓋 RELAP5 模式 RHR、RWCU 及 SFPCPS 各系統經穩態計算的取水流量。

台電公司答覆說明，RHR、RWCU 及 SFPCPS 各系統經穩態計算所得的取水流量已補充於 3.5 節。台電公司答覆內容及補充內容經審查可以接受。

審查小組提出審查意見，送審報告中提及熱通道及平均通道的最高燃料護套溫度分別發生在 $t=1,482$ 秒與 $t=1,481$ 秒，均早於 LPCS 起動的時間，請台電公司澄清燃料護套溫度在 LPCS 起動前就開始下降之原因。

台電公司答覆說明，以熱通道為例， $t=1,480$ 秒至 $t=1,500$ 秒間接節 169 流量的變化趨勢與燃料護套溫度的變化趨勢相對應，顯示此時增加的逆流流量使得熱傳增加，導致燃料護套溫度降低。另， $t=1,480$ 秒時水位降至體積 208-2 頂部，此時各接節流量主要由水位水頭壓力與自然循環力的相互變化所主導，因體積 208-1 與 210-6 間差壓突增，導致有一突增流量由體積 208-1 經橫向接節 221 流往體積 210-6，因

質量守恆，使得接節 208-1 有一突增的向下流量補入體積 208-1，同時造成接節 206-1 流向由向上順流轉為向下逆流。當水位降至體積 208-1 底部，橫向接節 221 的突增流量遞減接近零，接節 208-1 的向下逆流也遞減接近零，接節 206-1 轉為順流，接節 169 流向的變化亦可使用水頭與壓差間的關係判斷。台電公司答覆內容經審查可以接受。

審查小組提出審查意見，送審報告中圖 3.5-4 顯示事故後熱通道及平均通道的燃料護套軸向溫度立即上升， $t=1,120$ 秒後又下降，早於 LPCS 起動的時間，請台電公司澄清上述溫度下降之原因。

台電公司答覆說明，護套溫度決定於熱通率，熱通率為熱傳係數及壁與水之間的溫差(ΔT)乘積， $t=1,020$ 秒至 $t=1,120$ 秒間熱傳係數微幅上升且 ΔT 變化不大，使得護套表面於此期間之熱通率低於事故發生前之熱通率，護套溫度上升。 $t=1,120$ 秒後之護套溫度變化趨勢亦可以相同方式解釋，相關敘述已修訂於 3.5.1 節。台電公司答覆內容及修訂內容經審查可以接受。

審查小組提出審查意見，送審報告中圖 3.5-4 及圖 C.2-1 顯示僅 LPCS 可用案例熱通道燃料護套溫度變化趨勢不同，且兩者最後均穩定於約 56°C ，請台電公司澄清造成兩者差異之原因。

台電公司答覆說明，第 3 章與附錄 C 之分析初始條件不同，前者初始水溫假設為 60°C ，後者為 25°C ，而 LPCS 注水溫度均假設為 51.7°C ，在此條件下，前者之暫態反應為燃料護套溫度先上升，之後則因 LPCS 注水下降至趨近注水溫度。後者之暫態反應亦為燃料護套溫度先上升，但因 LPCS 注水時燃料護套溫度低於注水溫度，造成燃料護套溫度上升至趨近注水溫度。因此，兩者最後均穩定於 56°C 左右。台電公司答覆內容經審查可以接受。

審查小組提出審查意見，除衰變熱外，請台電公司比較核一、二

廠僅一個 LPCI 支系統可用案例中，影響最高燃料護套溫度之主要因素。

台電公司答覆說明，核一廠、核二廠除役開蓋模式中，兩者 LPCI 注水的位置不同，核一廠的 LPCI 注入再循環迴路，而核二廠的 LPCI 則是注入爐心的旁通道，造成冷卻效果有所差異，進而影響最高燃料護套溫度。台電公司答覆內容經審查可以接受。

審查小組提出審查意見，送審報告圖 3.5-8 顯示 LPCI 開始注水後，燃料護套溫度從 270°C 再度上升至 288.3°C，請台電公司澄清其原因。

台電公司答覆說明， $t=5,096$ 秒左右 LPCI 開始注水，使得燃料匣內外的液面降溫，短暫加強了裸露燃料的 2 維軸向熱傳導，造成燃料護套溫度與氣體溫度均下降，但由於此時的軸向熱傳導仍不足以移除裸露燃料的衰變熱，裸露燃料的護套溫度與氣體溫度隨後因而繼續上升至 288.3°C。台電公司答覆內容經審查可以接受。

審查小組提出審查意見，送審報告僅一個 LPCI 支系統可用案例分析結果中， $t=5,404$ 秒時燃料匣壁面的熱傳模式由凝結熱傳切換至對流熱傳，因而使得氣體溫度突降，燃料護套溫度也隨之下降，請台電公司澄清 RELAP5 程式判斷熱傳機制由凝結熱傳轉換至對流熱傳之條件。

台電公司答覆說明，RELAP5 程式的熱傳模式判斷邏輯根據非凝結氣體的質量分率、壁溫、對應於蒸汽分壓之飽和溫度、對應於總壓之飽和溫度、空泡分率及水溫等參數，決定熱傳模式，結果顯示在 $t < 5,372$ 秒時熱傳模式進入 Mode 10(Condensation when void is less than one)； $5,372 < t < 5,404$ 秒時熱傳模式轉換至 Mode 11(Condensation when void is one)； $t > 5,404$ 秒時熱傳模式轉換至 Mode 0(Convection

to noncondensable-steam-water mixture)，相關敘述已補充於 3.5.2 節。
台電公司答覆內容及補充內容經審查可以接受。

審查小組提出審查意見，送審報告圖 3.5-6 顯示約 $t=1,500$ 秒水位下降至低於 2/3 爐心高度，直到 LPCI 起動補水後水位才又回升至 2/3 爐心高度，請台電公司澄清其原因。

台電公司答覆說明，爐心水位下降的過程中，體積 390 與體積 388 間會出現液態分率於跨節點處之振盪不連續現象，造成體積 390 內的水向上流出到已排空的再循環管路體積 388，隨後經由破口接節 369 流失到乾井中。體積 390 的液態分率因而偏低，使得與其水頭平衡的爐心水位於事故發生後到 LPCI 開始注水前低於 2/3 爐心高度。台電公司答覆內容經審查可以接受。

審查小組提出審查意見，LPCI 注入爐心時，外圍之燃料匣會接觸到注水，然爐心中央之燃料匣可能不會接觸到注水，意即對於熱通道燃料匣的冷卻效應存在不確定性，請台電公司提出適當之分析方法。

台電公司答覆說明，因 LPCI 由爐心旁通區外圍注水對於熱通道燃料匣冷卻效應存在不確定性，故再分為考慮熱通道外側旁通區注水冷卻效應的案例 A，及保守接近不考慮熱通道外側旁通區注水冷卻效應的案例 B 進行探討，其中案例 B 保守將燃料匣熱結構靠旁通道側的熱傳係數降至裸露部分最低熱傳係數的 1/10 進行分析。案例 A 之分析結果顯示，PCT 為 288.3°C ，然基於無實驗數據可用來確認不確定性，案例 A 僅能確認燃料匣熱傳為重要現象因子。案例 B 之分析結果顯示，在停機半年的分析假設下，PCT 將超過 600°C ，需假設停機時間 2.5 年或以上，PCT 方不會超過 600°C ，且有約 100°C 的餘裕，送審報告安全分析將以此作為基礎。相關敘述及分析結果已修訂於 3.5、3.5.2、3.6 節及第 4 章。台電公司答覆內容及修訂內容經審查可

以接受。

審查小組提出審查意見，送審報告中圖 3.5-8 及圖 C.2-2 顯示僅一個 LPCI 支系統可用案例熱通道燃料護套溫度變化趨勢不同，請台電公司澄清造成兩者差異之原因。

台電公司答覆說明，圖 3.5-8 顯示熱通道軸向節點 20 的燃料護套溫度，而圖 C.2-2 則顯示熱通道軸向節點 18 的燃料護套溫度，因此溫度變化趨勢不同，若比較相同節點的燃料護套溫度，則兩者的溫度變化趨勢相似。台電公司答覆內容經審查可以接受。

審查小組提出審查意見，請台電公司於附錄 B 補充：

- (一) 核一廠用過燃料池中燃料衰變熱功率計算結果。
- (二) 核一、二廠用過燃料衰變熱計算輸入條件及評估過程。

台電公司答覆說明：

- (一) 核一廠 2 號機用過燃料池中燃料衰變熱功率較 1 號機高，使用 ANSI/ANS-5.1-2014 標準及 RG 3.54 Rev. 2 法規指引，針對 2 號機用過燃料運轉歷史，計算每個週期末退出燃料在不同冷卻時間之衰變熱功率，並加總得到用過燃料池中 3,076 束燃料在停機 700 天(保守代表停機 2 年)之衰變熱功率為 684.5 kW。
- (二) 使用 ANSI/ANS-5.1-2014 計算時，主要參數為燃料運轉歷程(運轉天數、燃耗及停機時間等)，及 ANSI 所附表格與各分項經驗式，另再納入 RG 3.54 Rev.2 之元件活化衰變熱計算。計算燃料衰變熱時將分別依據 a. 未含分裂產物中子捕獲效應之分裂產物衰變熱功率、b. 分裂產物中子捕獲效應、c. 鈾系活化產物衰變熱功率、d. 燃料元件結構物活化衰變熱功率等四項進行計算。以核二廠 1 號機週期 28 停機後半年為例，4 項佔比分別為 73.4%、10.0%、14.9% 及 1.7%，相關敘述已補充於附錄 B。

台電公司答覆內容及補充內容經審查可以接受。

審查小組提出審查意見，送審報告圖 C.2-1 中顯示，燃料護套溫度於 $t=1,500$ 秒後不會因為 LPCS 注水而下降，請台電公司澄清其原因。

台電公司答覆說明，附錄 C 之分析假設初始水溫為 25°C ，故燃料護套溫度的穩態值為 27.5°C 。圖 C.2-1 中，燃料護套溫度於 $t=1,500$ 秒 LPCS 注水前最高上升至 36°C ，而 LPCS 注水溫度假設為 51.7°C ，使得 LPCS 開始注水後燃料溫度上升至趨近注水溫度，最後穩定在 56°C 左右。台電公司答覆內容經審查可以接受。

審查小組提出審查意見，送審報告圖 C.2-2 中顯示，LPCI 注水後，護套溫度下降至低點後又上升至維持在約 195°C ，請台電公司澄清其原因。

台電公司答覆說明，圖 C.2-2 所示為軸向節點 18 位置之燃料護套溫度，LPCI 注水後爐心水位上升至軸向節點 17，使節點 17 的燃料護套溫度被淬冷至接近水溫，造成軸向節點 18 與 17 的燃料熱結構間相當大的軸向溫度梯度，因而使軸向節點 18 的燃料護套溫度急速降低。但此僅為暫態現象，隨後軸向節點 18 上方各節點的熱結構也因彼此間的軸向溫度梯度產生顯著的軸向熱傳，由上方高溫處向下方接近低溫水面處的熱結構傳遞，故軸向節點 18 的燃料護套溫度會先急降再上升，直到所有的熱結構均穩定在能量平衡的溫度。過程中 RELAP5 程式於 $t=1,512$ 秒開始再泛水二維熱傳導計算，參考 RELAP5 程式的使用手冊，該熱傳導計算模式在開發過程中已與相關實驗進行過比對驗證。台電公司答覆內容經審查可以接受。

審查小組提出審查意見，請台電公司參考 2.5 節與 3.5 節之內容強化充實附錄 C 之內容。

台電公司答覆說明，附錄 C 係以實際之電廠系統數據作為初始條件進行再循環管路斷管事故分析，分析結果作為參考，已參考 2.5 節與 3.5 節於附錄 C 補充相關內容。台電公司答覆內容及補充內容經審查可以接受。

審查小組提出審查意見，有關送審報告，請台電公司：

- (一) 針對核二廠一個 LPCI 支系統可用案例之最熱燃料，提供被淹沒燃料表面熱移除率，被淹沒燃料熱產生率，裸露燃料表面熱移除率，裸露燃料熱產生率。
- (二) 針對核二廠一個 LPCI 支系統可用案例，在進行分析計算時不啟用再泛水二維熱傳導計算模式，以比較啟用此模式與不啟用此模式對最高燃料護套溫度之影響。

台電公司答覆說明：

- (一) 針對核二廠一個 LPCI 支系統可用案例之最熱燃料，已繪圖提供被淹沒燃料表面熱移除率，被淹沒燃料熱產生率，裸露燃料表面熱移除率，裸露燃料熱產生率。
- (二) 針對核二廠一個 LPCI 支系統可用案例之最熱燃料，已繪圖比較啟用與不啟用再泛水二維熱傳導計算模式對最高燃料護套溫度之影響。

台電公司答覆內容經審查可以接受。

審查小組提出審查意見，請台電公司提供送審報告核一、二廠各再循環管路斷管事故分析案例之質量誤差(mass error)。

台電公司答覆說明，計算結果 mass error(emass)與 total system mass(tmass)比值顯示，核一廠僅 CS 可用之案例 emass/tmass 最大值約為 3.0×10^{-7} ；核一廠僅一個 LPCI 支系統可用之案例 emass/tmass 最大值約為 4×10^{-5} ；核二廠僅 LPCS 可用之案例 emass/tmass 最大值約

為 4×10^{-4} ；核二廠僅一個 LPCI 支系統可用之案例 e_{mass}/t_{mass} 最大值約為 5×10^{-4} ，顯示 mass error 皆很小，不會影響計算結果之正確性。台電公司答覆內容經審查可以接受。

審查小組提出審查意見，送審報告核一、二廠僅一個 LPCI 支系統可用之案例，皆須考量將 RHR 停機冷卻模式列置為 LPCI 模式所需時間，假設 LPCI 起動信號引發後 1 個小時開始注水，請台電公司以靈敏度分析方式評估上述 LPCI 模式列置時間餘裕。

台電公司答覆說明，核一廠停機兩年爐心衰變熱功率為 0.39 MWt，假設無任何 ECCS 注水，最高燃料護套溫度於事故發生後 24 小時內未超過 600°C 。核二廠停機半年爐心衰變熱功率為 2.0325 MWt，假設無任何 ECCS 注水，最高燃料護套溫度於事故發生後 4.89 小時上升至 600°C 。另，核一廠相關列置程序已於 D302.4 程序書中載明，核二廠相關列置程序已於 D324.5 程序書中載明。台電公司答覆內容經審查可以接受。

審查小組提出審查意見，報告中多處使用「運轉」一詞，鑒於核一、二廠已進入除役期間，核子反應器已永久停止運轉，請台電公司全面檢視報告中「運轉」相關敘述，並修訂為適當用語。

台電公司答覆說明，已全面檢視報告，並依原句中文義修訂為適當用語。台電公司答覆內容及修訂內容經審查可以接受。

審查小組提出審查意見，核二廠除役開蓋模式將再循環管路 B 串回水至噴射泵之接節 389 由聯結至體積 390 修改為聯結至體積 270，請台電公司澄清此修改對分析造成之影響。

台電公司答覆說明，對重力驅動之水位下降暫態，若接節上游體積呈現液態體積分率太小或是全空時，RELAP5 程式計算會得到不合理之水位。因此改變接節模擬方式，以新增接節 389 取代原模式之接

節 390-1，未涉及實際幾何尺寸及位置的變動，經測試確實後可減小 Overshoot 造成的溢流效應。台電公司答覆內容經審查可以接受。

審查小組提出審查意見，針對核一、二廠僅一個 LPCI 支系統可用案例，請台電公司完整說明造成兩者最高燃料護套溫度差異之主要原因。

台電公司答覆說明，於報告 2.5.2 節與報告 3.5.2 節的分析中，核一廠熱通道每束燃料的功率為 0.0015 MW，核二廠熱通道每束燃料的功率為 0.0048 MW，且核一廠的 LPCI 注入再循環迴路，核二廠的 LPCI 注入爐心的旁通道，兩者冷卻效果有所差異，分析結果核一廠僅一個 LPCI 支系統可用案例之 PCT 高於核二廠僅一個 LPCI 支系統可用案例之 PCT。而於附錄 C.1 與附錄 C.2 之分析中，核一廠熱通道每束燃料的功率為 0.00063 MW，核二廠熱通道每束燃料的功率為 0.0048 MW，且初始水溫與 2.5.2 節、3.5.2 節不同，分析結果核二廠僅一個 LPCI 支系統可用案例之 PCT 高於核一廠僅一個 LPCI 支系統可用案例之 PCT。台電公司答覆內容經審查可以接受。

審查小組提出審查意見，有關附錄 C.2 僅一個 LPCI 支系統可用案例，LPCI 注水後爐心水位上升至燃料軸向節點 17 時，軸向節點 18 的燃料護套溫度因軸向節點 17 的燃料護套被水淬冷而驟降，請台電公司澄清：

- (一) 軸向節點 17 在 LPCI 注水前之液態水佔比、溫度，及 LPCI 注水後之液態水佔比、溫度。
- (二) 燃料護套被水淬冷而驟降只會發生於淬冷前鋒(Quench front)，而軸向節點 17 係整段被淬冷，是否可能因節點切分造成不符實際現象。
- (三) 軸向節點 17 是否採用 Mixture-Level Tracking 進行計算。

台電公司答覆說明：

- (一) LPCI 注水前，熱通道節點 17 液態水分率為 0、最高氣溫為 238.6°C；LPCI 注水後，熱通道節點 17 液態水分率最後穩定在約 0.92、水溫穩定在約 62°C。
- (二) RELAP5 程式啟動再泛水二維熱傳計算時，再泛水模式會自動在淬冷前鋒將熱結構的節點以 2^n ($n=1\sim7$)等分，最大等分數可至 128，本案例設定為 8。因此，不會因為節點切分造成不符實際現象。
- (三) 爐心的熱通道、平均通道與外圍通道節點 1~25 均有採用 Mixture-Level Tracking 進行計算，模式會尋找 Mixture level 的位置，並且調整相關的熱傳計算，即水位以上使用氣相的熱傳係數與對應的溫差，水位以下則使用液相的熱傳係數與對應的溫差進行計算。

台電公司答覆內容經審查可以接受。

三、審查結論

送審報告敘述核二廠除役開蓋 RELAP5 模式建立過程，並以建立完成的分析模式分析再循環管路斷管大破口 LOCA。分析結果顯示，對於僅 LPCS 可用之案例，事故期間的最高燃料護套溫度低於報告所訂之燃料破損限值(600°C)；而對於僅一個 LPCI 支系統可用之案例，由於 LPCI 注水對熱通道燃料匣的冷卻效應存在不確定性，以較保守的分析模式進行分析，事故期間的最高燃料護套溫度距 600°C 有約 100°C 的餘裕。經就台電公司審查意見答覆內容及相關報告修訂內容進行審查，審查結果可以接受。

第四章 審查總結

台電公司送審「核一、二廠反應爐除役開蓋 RELAP5 模式建立與應用」報告，應用 RELAP5 程式建立核一廠及核二廠之除役開蓋 RELAP5 模式，並以建立完成的分析模式分析再循環管路斷管 LOCA，另參考 NUREG-1738 報告保守訂定燃料破損限值(600°C)，評估事故期間最高燃料護套溫度與其限值間是否有足夠餘裕。

審查小組針對報告內容涉及之分析模式體積、分析模式接節、初始條件、邊界條件、穩態計算完成條件、事故假設、LOCA 相關熱水流現象等進行審查，共提出 53 項審查意見，依專業判斷，確認台電公司已澄清所有審查意見並完成相關報告內容修訂，並提出「核一、二廠反應爐除役開蓋 RELAP5 模式建立與應用」安全審查報告，審查結果認為台電公司「核一、二廠反應爐除役開蓋 RELAP5 模式建立與應用」報告可以接受。