

核能安全委員會
委託研究計畫期末報告

計畫名稱：

114 年核電廠國際除役資訊與管制作業
實務研究（定稿版）

案號： NSC11402016L

執行單位： 國立清華大學

計畫主持人： 許文勝

共同主持人： 王美雅、曾永信

報告日期： 中華民國 114 年 12 月

摘要

我國核電廠機組已陸續進入除役期間，由於除役過渡階段，核電廠仍需安全貯存用過核子燃料，故須維持相關結構、系統及組件之可用性，以確保核子反應器設施除役期間之安全。尤其是除役過渡階段前期的水質對低合金鋼材料之影響，為重要安全事項。在火災防護管制策略方面，與運轉中核電廠防火計劃的主要目標「確保安全停機，並維持在安全停機狀態」不同，主要防火考量為保護「用過核子燃料池中之燃料的完整性」與「貯存放射性物質之防火區」，防止或儘可能降低因火災而導致的放射性物質外釋。在國際除役經驗方面，日本擁有多座正在除役的核子設施，而且已有電廠開始進行反應器區域的拆除作業，其經驗值得借鑒。本研究計畫分為三個子項計畫，其中子項計畫一研析水質對低合金鋼材料之影響；子項計畫二彙整研析除役期間火災防護管制策略；子項計畫三彙整研析日本核電廠除役過渡階段與除役拆廠階段的經驗。期望藉由各子項計畫的研究成果，提供管制上重要的建議。以下是各子項計畫的摘要說明：

子項計畫一：核電廠除役期間水質對低合金鋼材料之影響研究

目前核電廠處在除役過渡期，因燃料尚未退出爐心，反應器壓力槽還需維持其材料完整性，而低合金鋼主要用於製造反應器壓力槽與其噴嘴。現今階段對於水化學的要求為氯離子與硫酸根離子濃度需維持在 100 ppb 以下，因開放式冷卻的狀態，水中溶氧濃度維持在飽和狀態，再加上空氣中的二氧化碳溶入水中形成碳酸根離子。因此，評估除役過渡期的水化學對於低合金鋼組件完整性的影響，

評估高濃度的氯離子、硫酸根離子與碳酸根離子對於低合金鋼材料的腐蝕行為影響程度。

子項計畫二：核電廠除役期間火災防護管制策略及作業研究報告

核電廠除役期間的主要防火考量之一為保護用過燃料池中之用過核子燃料的完整性，並防止或盡可能降低因火災而導致放射性物質外釋。本計畫研析美國 NRC 之視察報告，了解美國核電廠除役期間之火災事件，並比較 RG 1.191 與 RG 1.189 之差異，作為我國管制單位於防火監管視察之參考與借鏡。此外，也依據核二廠現有之火災 PRA 模式進行定性篩濾分析，分析結果可作為管制單位防火視察管制策略之參考。

本計畫之主要結論為：(1)由美國 NRC 除役核電廠視察報告中之 11 個火災違規事件可知，有將近一半的火災事件為動火作業時，火源周圍 35 呎範圍內有可燃物且未加隔離防護；由此可知除役期間可燃物與起火源之管制十分重要。(2) RG 1.189 與 RG 1.191 主要考量差異包括火災防護目標從「確保維持安全停機」變為「避免放射性物質外釋」、因除役不同階段可能發生電廠組態、配置、可燃物數量明顯改變，火災防護計畫、程序書應反映各除役階段的任何重大改變等。(3)根據定性篩濾分析與電路(電纜熱短路)分析結果，防火(分)區 10、12、24、43、48、119、122、及 131 等 8 個，因火災可能導致肇始事件其風險相對較高，防火監管視察建議列為第一優先。

子項計畫三：

我國核電廠即將全面進入除役階段，其中核一廠進度最快，已進入除役過渡階段，並將面臨拆廠作業的挑戰。電廠如何做好縝密

評估與規劃，以及管制機關如何有效執行管制作業，將是確保除役安全的關鍵課題。由於國內對拆除作業的管制經驗較少，有必要參考國際上已除役或除役中核電廠的經驗與作法。

本計畫將深入研究日本濱岡核電廠 1、2 號機、玄海核電廠 2 號機及福島第二核電廠 1 號機的除役作業最新進展，並著重於濱岡核電廠 1、2 號機於反應器區域拆除階段可能面臨的困難與挑戰，以及日本管制機關所採取的管制作法。借鑒其經驗，期望為我國除役作業的管制視察提供有益的參考要點。

Abstract

In Taiwan, the nuclear power plants have gradually entered the decommissioning phase. During the decommissioning transition phase, nuclear power plants must continue to safely store spent fuel, and therefore, the related structures, systems, and components must be maintained to ensure the safety of the nuclear reactor facility during decommissioning. In particular, the effect of water quality on low-alloy steel materials in the early stage of the decommissioning transition is an important safety matter.

Regarding fire protection strategies, unlike the main objective of fire protection plans for operating reactors—which is “to ensure safe shutdown and to maintain the reactor in a safe shutdown condition”—the primary concern during decommissioning is to protect the “integrity of the fuel stored in the spent fuel pool” and the “fire areas for the storage of radioactive materials,” thereby preventing or minimizing the release of radioactive materials in the event of a fire.

In terms of international decommissioning experience, Japan has several nuclear facilities currently undergoing decommissioning, and some nuclear power plants have already begun dismantling reactor areas. Their experience is worth studying.

This research project is divided into three sub-projects. Sub-project 1 will analyze the impact of water quality on low-alloy steel materials; Sub-project 2 will analyze fire protection strategies during decommissioning; and Sub-project 3 will analyze the decommissioning transition and facility dismantling experiences of Japanese nuclear power plants. It is expected that the research outcomes of these sub-projects will provide important regulatory recommendations. Below is a

summary description of each sub-project.

Subproject-1 : A study on the effect of water chemistry on low alloy steel used in nuclear power plants during decommissioning

In Taiwan, the decommissioning stage for the Chinshan Nuclear Power Plant is the post-operation transition phase. Since the fuel rods have not yet removed from its reactor core, the reactor pressure vessel still needs to maintain its structural integrity. Low alloy steels are used in the fabrication of reactor pressure vessel and vessel nozzles. The criteria for water chemistry at this stage is that the concentrations of chloride ions and sulfate ions need to be maintained below 100 ppb, respectively. Due to the open cooling, the dissolved oxygen concentration in the coolant is maintained at saturation and carbon dioxide from the air dissolves into the water to form carbonate ions. Therefore, the influence of water chemistry during the post-operation transition phase on the integrity of low alloy steel components were evaluated. Therefore, the influence of high concentrations of chloride ions, sulfate ions and carbonate ions on the corrosion behavior of low alloy steel were evaluated.

Subproject-2: Study for Fire Protection Regulation Strategies during Decommissioning for Nuclear Power Plant

One of the primary fire protection considerations during nuclear power plant decommissioning is safeguarding the integrity of spent nuclear fuel in spent fuel pools and preventing or minimizing the release of radioactive materials due to fire. In this project, study U.S. NRC inspection reports to understand fire events during nuclear plant decommissioning and compares the differences between RG 1.191 and

RG 1.189, serving as a reference and benchmark for Taiwan's regulatory authorities in fire safety oversight inspections. Additionally, we conducted a qualitative screening analysis based on the existing fire PRA model at Kuoshang NPP. The analysis results can serve as a reference for regulatory authorities' fire safety inspection strategies.

The main conclusions of this project are:

1. Reviewed 11 fire events documented in NRC inspection reports of decommissioning NPPs reveals that nearly half of these events occurred during hot work where combustible materials were present within 35 feet of the ignition source without adequate isolation or protection. This highlights the critical importance of controlling combustible materials and ignition sources during decommissioning.
2. Key differences between RG 1.189 and RG 1.191 include shifting the fire protection objective from “maintain safe shutdown” to “preventing radioactive material release.” Due to potential significant changes in plant configuration, layout, and combustible material quantities across decommissioning phases, fire protection plans and procedures must reflect any major alterations at each stage.
3. Based on the results of qualitative screening analysis and circuit (cable hot short) analysis, eight fire zones, namely 10, 12, 24, 43, 48, 119, 122, and 131, have relatively high risks of causing initiating events due to fire, and are recommended as the top priority for fire inspections.

Subproject-3 : Research on the Latest Regulation Practices and Reactor Area Dismantling Phase in the Decommissioning of Nuclear Power Plants in Japan

The nuclear power plants in Taiwan are about to fully enter the decommissioning phase. Among them, Chinshan Nuclear Power Plant is progressing the fastest, having entered the transition phase of decommissioning and is expected to face the challenges of dismantling operations.

Ensuring thorough assessment and planning, as well as effective regulatory oversight, will be critical to maintaining the safety of the decommissioning process.

Given the limited domestic experience in regulating dismantling operations, it is essential to draw upon the experiences and practices of international nuclear facilities that have been decommissioned or are currently undergoing decommissioning.

This project will conduct an in-depth study on the latest progress in decommissioning operations at Japan's Hamaoka Nuclear Power Plant Units 1 and 2, Genkai Nuclear Power Plant Unit 2, and Fukushima Daini Nuclear Power Plant Unit 1. Particular emphasis will be placed on the challenges and difficulties that Hamaoka Nuclear Power Plant Units 1 and 2 might encounter during the reactor area dismantling stage and the regulatory measures adopted by Japanese authorities.

By leveraging these experiences, the project aims to provide valuable reference points for regulatory inspections and oversight of decommissioning operations in Taiwan.

目錄

摘要	i
目錄	viii
圖目錄	x
表目錄	xviii
壹、 除役期間核電廠材料腐蝕之個案管制研究	1
一、 前言	1
二、 執行方法及研究步驟	4
三、 研究內容	10
(一) 研析國際間沸水式反應器水化學文獻資料，針對碳酸根離子、氯離子與硫酸根離子對低合金鋼組件之影響	10
(二) 實驗測試結果	37
(三) 1,000 ppb 碳酸根離子測試環境的結果	54
(四) 腐蝕速率在不同的測試環境下的結果	67
四、 研究成果與管制建議	70
(一) 研究成果	70
(二) 管制建議	73
五、 參考文獻	75
貳、 核電廠除役期間火災防護管制策略及作業研究報告	77
一、 前言	77
二、 執行方法及研究步驟	79
(一) 文獻蒐集與研讀	79
(二) 比對美國核電廠永久停止運轉前 (RG 1.189) 與除役期間 (RG 1.191) 防火作業之管制差異	99

(三)	蒐集國際間最新機率式火災風險評估分析方法	151
(四)	我國除役之核二廠現況進行廠房篩濾分析，並將用過燃料池及貯存放射性物質之區域納入分析模式，提出管制作業之建議及須關切之事項	193
三、	研究成果及管制相關建議	211
(一)	文獻研析結果與建議	211
(二)	核二廠現況之廠房篩濾分析	213
(三)	管制相關建議	214
四、	參考文獻	218
參、	核電廠除役過渡階段與除役拆廠階段之管制實務研析	220
一、	前言	220
二、	執行方法及研究步驟	221
(一)	資料蒐集與整理	221
(二)	資料研讀與分析	221
(三)	成果彙整與撰寫	221
三、	研究內容與管制建議	222
(一)	九州電力公司玄海核電廠 2 號機	222
(二)	東京電力福島第二核電廠 2 號機	242
(三)	中部電力公司濱岡核電廠 1、2 號機	249
(四)	管制建議	317
四、	參考文獻	319

圖目錄

圖 1-1 水循環系統裝置示意圖	9
圖 1-2 U-bend 試片設計	10
圖 1-3 固定負載下，硫酸鹽對於低合金鋼裂縫成長速率的影響[1][2]	13
圖 1-4 在水化學暫態變化下，硫酸根離子對於低合金鋼裂縫成長速 率的影響[1][2].....	14
圖 1-5 溫度對於 SCC CGR 的影響[3].....	16
圖 1-6 在 250°C 下，不同的 LAS，DSA 敏感性與 SCC CGR 之間的 關聯性[3]	16
圖 1-7 高溫溶氧水中與溶氫氧混合水中的 SCC CGR[3].....	17
圖 1-8 低合金鋼發生裂縫的臨界電位與硫酸根離子濃度的關係[4]	18
圖 1-9 在 BWR/HWC 環境下，LAS 發生 SCC 的裂縫成長速率[2]	18
圖 1-10 氯離子對於固定負載下的低合金鋼裂縫成長速率的影響[1]	20
圖 1-11 氯離子對於固定負載下的低合金鋼裂縫成長速率的影響[2]	20
圖 1-12 在高溫水中，氯離子暫態變化對裂縫成長的影響[5]	22
圖 1-13 固定負載下，氯離子對低合金鋼的 SCC 裂縫成長影響[5]	23
圖 1-14 在高溫水中，氯離子加速低合金鋼的 SCC 裂縫成長[2]....	23
圖 1-15 氯離子與 ECP 對碳鋼與低合金鋼的 SCC 裂縫成長的影響[2]	24
圖 1-16 在 NWC 下，氯化物濃度對於 LAS 的 SCC 裂縫成長速率的	

影響[6]	25
圖 1- 17 在 HWC 下，氯化物濃度對於 LAS 的 SCC 裂縫成長速率的 影響[6]	26
圖 1- 18 LAS 測試後的微結構.....	29
圖 1- 19 LAS 測試後的 XRD 分析	30
圖 1- 20 LAS 隨溫度變化的腐蝕速率.....	30
圖 1- 21 LAS 隨溫度變化的應力應變圖.....	32
圖 1- 22 LAS 不同溫度變化下的斷裂圖.....	32
圖 1- 23 LAS 在 150°C 時，不同溶氧變化下的伸長量.....	33
圖 1- 24 LAS 在 150°C 時，不同溶氧變化下的斷裂圖.....	33
圖 1- 25 CS 與 LAS 在高溫靜態水中，出現均勻腐蝕與孔蝕的關係圖	34
圖 1- 26 VGB 數據與未輻照結果的 CGR 比較圖.....	35
圖 1- 27 LAS 表面氧化膜結構圖.....	36
圖 1- 28 LAS 氧化膜截面圖	37
圖 1- 29 304 SS_sen 平板試片 0 小時之 SEM 表面分析(左：500X; 右:1000X).....	39
圖 1- 30 SA533 B 平板試片 0 小時之 SEM 表面分析(左：500X; 右:1000X).....	39
圖 1- 31 SA533 B_TT 平板試片 0 小時之 SEM 表面分析(左：500X; 右:1000X).....	39
圖 1- 32 304 SS_sen U-bend 試片 0 小時之 SEM 表面分析(左：50X 右:500X).....	40
圖 1- 33 SA533 B U-bend 試片 0 小時之 SEM 表面分析(左：50X 右:500X).....	40

圖 1- 34 SA533 B_TT U-bend 試片 0 小時之 SEM 表面分析(左：50X 右:500X).....	40
圖 1- 35 在 1,000 ppb 硫酸根離子、1,000 ppb 氯離子與 1,000 ppb 碳 酸根離子測試環境 500、1000、1500 小時後之質量變化...	42
圖 1- 36 304 SS_sen 平板試片 500、1000、1500 小時測試後之 SEM 表面分析(左：500X; 右:1000X).....	43
圖 1- 37 SA533 B 平板試片 500、1000、1500 小時測試後小時之 SEM 表面分析(左：500X; 右:1000X).....	44
圖 1- 38 SA533 B_TT 平板試片 500、1000、1500 小時測試後小時之 SEM 表面分析(左：500X; 右:1000X).....	45
圖 1- 39 304 SS_sen 平板試片在 1,000 ppb 硫酸根離子、1,000 ppb 氯 離子與 1,000 ppb 碳酸根離子測試環境 1500 小時後之表面 EDS 分析.....	46
圖 1- 40 SA533 B 平板試片在 1,000 ppb 硫酸根離子、1,000 ppb 氯離 子與 1,000 ppb 碳酸根離子測試環境 1500 小時後之表面 EDS 分析	46
圖 1- 41 SA533 B_TT 平板試片在 1,000 ppb 硫酸根離子、1,000 ppb 氯離子與 1,000 ppb 碳酸根離子測試環境 1500 小時後之表面 EDS 分析.....	47
圖 1- 42 304 SS_sen U-bend 試片 500、1000、1500 小時之 SEM 表面 分析	48
圖 1- 43 SA533 B U-bend 試片 500、1000、1500 小時之 SEM 表面分 析	49
圖 1- 44 SA533 B_TTU-bend 試片 500、1000、1500 小時之 SEM 表	

面分析	50
圖 1- 45 304 SS_sen U-bend 試片在 1,000 ppb 硫酸根離子、1,000 ppb 氯離子與 1,000 ppb 碳酸根離子測試環境 1500 小時後之表面 EDS 分析.....	51
圖 1- 46 SA533 B U-bend 試片在 1,000 ppb 硫酸根離子、1,000 ppb 氯離子與 1,000 ppb 碳酸根離子測試環境 1500 小時後之表面 EDS 分析.....	51
圖 1- 47 SA533 B_TT U-bend 試片在 1,000 ppb 硫酸根離子、1,000 ppb 氯離子與 1,000 ppb 碳酸根離子測試環境 1500 小時後之表面 EDS 分析.....	52
圖 1- 48 304 SS_sen 平板試片在 1,000 ppb 硫酸根離子、1,000 ppb 氯離子與 1,000 ppb 碳酸根離子測試環境 1500 小時後之表面拉曼分析	53
圖 1- 49 SA533 B 平板試片在 1,000 ppb 硫酸根離子、1,000 ppb 氯離子與 1,000 ppb 碳酸根離子測試環境 1500 小時後之表面拉曼分析	53
圖 1- 50 SA533 B_TT 平板試片在 1,000 ppb 硫酸根離子、1,000 ppb 氯離子與 1,000 ppb 碳酸根離子測試環境 1500 小時後之表面拉曼分析	54
圖 1- 51 304 SS_sen 平板試片 0 小時之 SEM 表面分析(左：500X; 右:1000X).....	55
圖 1- 52 SA533 B 平板試片 0 小時之 SEM 表面分析(左：500X; 右:1000X).....	55
圖 1- 53 SA533 B_TT 平板試片 0 小時之 SEM 表面分析(左：500X;	

右:1000X).....	55
圖 1- 54 304 SS_sen U-bend 試片 0 小時之 SEM 表面分析(左：50X 右:500X).....	56
圖 1- 55 SA533 B U-bend 試片 0 小時之 SEM 表面分析(左：50X 右:500X).....	56
圖 1- 56 SA533 B_TT U-bend 試片 0 小時之 SEM 表面分析(左：50X 右:500X).....	56
圖 1- 57 304 SS_sen 平板試片 500 小時測試後之 SEM 表面分析(左： 500X; 右:1000X).....	58
圖 1- 58 SA533 B 平板試片 500 小時測試後小時之 SEM 表面分析 (左：500X; 右:1000X).....	58
圖 1- 59 SA533 B_TT 平板試片 500 小時測試後小時之 SEM 表面分 析(左：500X; 右:1000X).....	59
圖 1- 60 304 SS_sen 平板試片在 1,000 ppb 碳酸根離子測試環境 500 小時後之表面 EDS 分析.....	59
圖 1- 61 SA533 B 平板試片在 1,000 ppb 碳酸根離子測試環境 500 小 時後之表面 EDS 分析.....	60
圖 1- 62 SA533 B_TT 平板試片在 1,000 ppb 碳酸根離子測試環境 500 小時後之表面 EDS 分析.....	60
圖 1- 63 304 SS_sen U-bend 試片 500 小時之 SEM 表面分析.....	62
圖 1- 64 SA533 B U-bend 試片 500 小時之 SEM 表面分析.....	62
圖 1- 65 SA533 B_TTU-bend 試片 500 小時之 SEM 表面分析.....	62
圖 1- 66 304 SS_sen U-bend 試片在 1,000 ppb 碳酸根離子測試環境 500 小時後之表面 EDS 分析.....	63

圖 1- 67 SA533 B U-bend 試片在 1,000 ppb 碳酸根離子測試環境 500 小時後之表面 EDS 分析	63
圖 1- 68 SA533 B TT U-bend 試片在與 1,000 ppb 碳酸根離子測試環境 500 小時後之表面 EDS 分析	64
圖 1- 69 304 SS sen 平板試片在 1,000 ppb 碳酸根離子測試環境 500 小時後之表面拉曼分析	65
圖 1- 70 SA533 B 平板試片在 1,000 ppb 碳酸根離子測試環境 500 小時後之表面拉曼分析	65
圖 1- 71 SA533 B TT 平板試片在 1,000 ppb 碳酸根離子測試環境 500 小時後之表面拉曼分析	66
圖 1- 72 SA533 B 平板試片腐蝕速率比較	68
圖 1- 73 304 SS 平板試片質量變化比較	68
圖 1- 74 SA533 B 平板試片質量變化比較	69
圖 2- 1 火災安全停機電路分析流程	185
圖 2- 2 用過燃料池冷卻系統流程圖	186
圖 2- 3 典型 MOV 熱短路分析示意圖	187
圖 2- 4 核二廠 A204 /反應器輔助廠房二樓(閥位/廠房)位置示意圖	188
圖 2- 5 核二廠 D501 / Drywell (閥位/廠房)位置示意圖(反應器廠房)	189
圖 2- 6 RHR 系統流程示意圖	190
圖 2- 7 核二廠 A103 /反應器輔助廠房一樓(閥位/廠房)位置示意圖	191
圖 2- 8 核二廠 A104 /反應器輔助廠房一樓(閥位/廠房)位置示意圖	192

圖 2- 9	核二廠廠房示意圖	210
圖 3- 1	玄海核電廠位置示意圖	222
圖 3- 2	玄海核電廠空拍圖	223
圖 3- 3	玄海核電廠 2 號機的除役時程規劃	225
圖 3- 4	玄海核電廠 2 號機的除役工程規劃	225
圖 3- 5	玄海核電廠 2 號機的第一階段作業內容	226
圖 3- 6	玄海核電廠 2 號機除污前的污染分布推估	227
圖 3- 7	玄海核電廠 2 號機第一階段工程進度	230
圖 3- 8	玄海核電廠 2 號機用過燃料池水溫數據 (第一階段) ...	234
圖 3- 9	玄海核電廠 2 號機用過燃料池水溫數據評估結果	235
圖 3- 10	玄海核電廠 2 號機用過燃料池冷卻相關設備	236
圖 3- 11	玄海核電廠 2 號機的第二階段作業內容	238
圖 3- 12	從拆除到移入暫存區的作業流程示意圖	240
圖 3- 13	拆除物的存放及處理方式	241
圖 3- 14	福島第二核電廠位置示意圖	243
圖 3- 15	福島第二核電廠空拍圖	243
圖 3- 16	福島第二核電廠 1 號機的除役工程規劃	244
圖 3- 17	福島第二核電廠 1 號機的第一階段作業內容	246
圖 3- 18	福島第二核電廠 1 號機除污前的污染分布推估	247
圖 3- 19	濱岡核電廠位置示意圖	250
圖 3- 20	濱岡核電廠空拍圖	250
圖 3- 21	濱岡核電廠 1、2 號機的除役工程規劃	253
圖 3- 22	第三階段拆除作業的主要程序	260
圖 3- 23	低放廢棄物中活度極低廢棄物(L3)暫存區	269

圖 3- 24	低放廢棄物中活度較高廢棄物(L1)及活度較低廢棄物(L2)暫存區	269
圖 3- 25	除役期間放射性固體廢棄物的預估產生量 (濱岡 1 號機)	271
圖 3- 26	除役期間放射性固體廢棄物的預估產生量 (濱岡 2 號機)	271
圖 3- 27	濱岡核電廠除役工程時程表	279
圖 3- 28	濱岡核電廠 1、2 號機第三階段預定拆除設備	312
圖 3- 29	濱岡核電廠 1、2 號機第三階段主要拆除範圍	313
圖 3- 30	濱岡核電廠 2 號機反應器壓力槽頂蓋	314
圖 3- 31	大型帶鋸機	314
圖 3- 32	濱岡核電廠 2 號機反應器壓力槽頂蓋切割示意圖	315
圖 3- 33	濱岡核電廠 2 號機反應器壓力槽頂蓋切割流程	315
圖 3- 34	濱岡 1 號機反應器壓力槽頂蓋拆除工程時程表	315
圖 3- 35	低放射性廢棄物暫存區	316
圖 3- 36	濱岡 2 號機反應器廠房內的抑壓池 (已規劃為低放射性廢棄物暫存區)	317

表目錄

表 1- 1 對於碳鋼與低合金鋼，EAC 主要的影響參數[2]	12
表 1- 2 低合金鋼影響 EAC 的關鍵參數評估[2].....	12
表 1- 3 不同雜質的測試結果	27
表 1- 4 測試結果.....	35
表 1- 5 SA533 B 低合金鋼與 304 SS 樣品成分比例	38
表 1- 6 三種平板試片在 1,000 ppb 硫酸根離子、1,000 ppb 氯離子與 1,000 ppb 碳酸根離子測試環境 500、1000、1500 小時後之質 量變化	42
表 1- 7 三種平板試片在 1,000 ppb 碳酸根離子測試環境 500 小時後之 質量變化	58
表 2- 1 美國核電廠除役期間火災事件彙整表(3 之 1)	96
表 2- 2 火災防護監管指引 RG 1.191 與 RG 1.189 之差異比對(5 之 1)	146
表 2- 3 不同時期之火災發生頻率	171
表 2- 4 LPSD 各類火源火災次數統計數據(2 之 1).....	172
表 2- 5 LPSD FPRA 各類火源之 FIF (2 之 1).....	174
表 2- 6 功率運轉期 FIF 更新前後比較表(4 之 1).....	176
表 2- 7 LPSD 火災 PRA 各主題評估注意事項表(3 之 1).....	180
表 2- 8 RHRSFPCM 電路(電纜熱短路誤開啟)分析表(for SFP) ...	183
表 2- 9 RHRSDCM 電路(電纜熱短路誤開啟)分析表(for RPV)...	184
表 2- 10 核二廠除役過渡階段防火(分)區定性篩濾分析表(8 之 1)	199
表 2- 11 核二廠除役拆廠階段防火(分)區定性篩濾分析表(3 之 1)	

.....	207
表 2- 12 除役過渡階段參考 IP 71111.05 安全基石之相關防火(分)區	
.....	216
表 2- 13 除役拆廠階段參考 IP 71111.05 安全基石之相關防火(分)區	
.....	217
表 3- 1 玄海核電廠 2 號機基本資料	224
表 3- 2 玄海核電廠 2 號機的安全確保對策	229
表 3- 3 玄海核電廠 2 號機提送申請文件與管制機關審查結果	232
表 3- 4 暫存區的管理	241
表 3- 5 福島第二 1 號機用過燃料池燃料貯存狀況	244
表 3- 6 濱岡核電廠 1、2 號機的除役歷程	252
表 3- 7 濱岡核電廠 1、2 號機提送申請文件與管制機關審查結果	
.....	254
表 3- 8 第三階段對象設備的拆除工法(1/2)	257
表 3- 9 第三階段對象設備的拆除工法(2/2)	258
表 3- 10 拆除過程中產生粒狀放射性物質對環境的排放量評估所使 用的參數	294
表 3- 11 濱岡 1 號機拆除過程中產生粒狀放射性物質*1 對環境的排 放量 (第三階段)	297
表 3- 12 濱岡 2 號機拆除過程中產生粒狀放射性物質*1 對環境的排 放量 (第三階段)	298
表 3- 13 粒狀放射性物質對周邊公眾的有效劑量評估結果*1 (第三 階段)	299
表 3- 14 平時的有效劑量 (1 號機~5 號機與廢棄物減容處理裝置廠 房 總計) (第三階段)	300

表 3- 15	平時的直接劑量及向天輻射劑量（1 號機~5 號機與廢棄物減容處理裝置廠房 合計）（第三階段）	301
表 3- 16	濱岡 1 號機拆除過程中產生粒狀放射性物質對環境的排放量評估所使用的參數（第三階段）	304
表 3- 17	濱岡 2 號機拆除過程中產生粒狀放射性物質對環境的排放量評估所使用的參數（第三階段）	306
表 3- 18	濱岡 1 號機-粒狀放射性物質大氣中的排放量*1*2（第三階段）	308
表 3- 19	濱岡 2 號機-粒狀放射性物質大氣中的排放量*1*2（第三階段）	308
表 3- 20	濱岡核電廠 1 號機有效劑量的評估結果*1*2（第三階段）	309
表 3- 21	濱岡核電廠 2 號機有效劑量的評估結果*1*2（第三階段）	309

壹、除役期間核電廠材料腐蝕之個案管制研究

一、前言

輕水式反應器是採用輕水來做為冷卻劑與緩和劑，冷卻水的化學組成決定爐心組件與結構組件的完整性，像是主要系統壓力邊界與燃料護套的完整性，也包含降低爐心外的輻射場。以沸水式反應器(Boiling Water Reactor, BWR)來說，為了維持結構與管件的完整性，需要透過冷卻水的化學控制來達到降低腐蝕，需要控制冷卻水的導電度或是進行加氫水化學，對於燃料結構的完整性，要控制飼水的純度，要降低爐心外的輻射場則是考慮加鋅以及控制水中鐵離子的濃度。對於 BWR 的水化學控制，主要在於最大限度地降低結構材料腐蝕的風險、降低燃料護套腐蝕的風險、降低腐蝕產物釋出至冷卻水中、降低燃料護套表面腐蝕產物的沉積與活化、降低活化腐蝕產物沈積於組件表面而造成的輻射場增建。

低合金鋼(Low Alloy Steel, LAS)主要用於製造反應器壓力槽與其噴嘴，需要具有高強度、足夠的斷裂韌性與應力腐蝕龜裂抗性，對於沸水式反應器，部分組件覆蓋奧斯田鐵系不銹鋼銲接金屬以提高抗腐蝕能力，但是有些區域像是噴嘴與頂部頭蓋是裸露的且暴露於沸水式反應器環境中。運轉經驗中這些低合金鋼容器板材與噴嘴材料在電廠經驗上一直是表現優異，除了少數事件是由裂縫擴展至低合金鋼[1]。

依據電廠運轉的階段，對於水化學控制的要求也不一樣，大幅度降低沿晶應力腐蝕龜裂(Intergranular Stress Corrosion Cracking, IGSCC)的方法就是控制離子不純物與氧化劑產物的

濃度。依據 EPRI BWR Water Chemistry Action Limit 的要求，運轉時如果超過 Action Level 1 可能會影響系統的長期可靠度，如果高於 Action Level 3 表示短期內會對系統材料產生明顯的劣化影響，但是對於停機的溫度下，材料影響的程度會有不同。再者，BWR 採用不同的防蝕技術時，對於水化學的要求也可能有些差異。文獻數據顯示在運轉的溫度下，硫酸根離子濃度在 0.1 與 1 ppm 下會使敏化 304 不銹鋼沿晶應力腐蝕速率增加，Electric Power Research Institute(EPRI)的研究報告也提到在一般水化學環境下，硫酸根離子濃度在 25~100 ppb 會加速 304 不銹鋼的沿晶應力腐蝕，在加氫水化學環境下則是導致沿晶應力腐蝕發生，而在啟動過程則是無明顯的現象產生，對於鎳基材料會因為硫酸根離子而產生沿晶應力腐蝕，但是需要更高的濃度，而對於 SA533 B 低合金鋼則是不論一般水化學環境或是加氫水化學環境下，都會產生增加裂縫的敏感性。而氯離子易使材料發生局部腐蝕，如果存在氧氣，氯離子的存在容易促使 304 不銹鋼發生穿晶與沿晶應力腐蝕。高濃度的氯離子會使敏化不銹鋼與鎳基合金產生沿晶應力腐蝕，而低合金鋼則是發生穿晶應力腐蝕 [1]。

依據 EPRI 對於沸水式反應器水化學的要求，在功率運轉時，要求氯離子與硫酸根離子濃度不能超過 5 ppb(2016 年 guideline 氯離子改為 3 ppb)，超過此數值時如果短時間不能降低則是需要停機。目前文獻資料主要是以電廠運轉時的高溫狀態來探討，並無除役過渡階段的長期低溫狀態可供參考，而現今核電廠處於除役過渡階段，因為燃料因燃料尚未移至用過燃料池，暫存

於爐心，反應器壓力槽需有冷卻水以移除燃料衰變熱，是以爐體結構須保持功能。為了避免引發或擴大應力腐蝕龜裂裂縫，基於水化學的控制，冷卻水需要長期透過樹脂過濾來維持低導電度，導電度與不純物離子濃度需維持在特定值以下，依照建議，除役過渡階段在壓力槽內與用過燃料池的水化學要求，對於氯離子與硫酸根離子濃度建議維持在 100 ppb 以下，且導電度小於 2 S/cm。但因水中溶氧濃度因開放式冷卻維持在數個 ppm 範圍（水中飽和氧濃度 8~10 ppm），處在高氧化性狀態，另外因開放式狀態，空氣中的二氧化碳溶於水中而形成的碳酸根離子，是否也會造成額外的影響。研究顯示在起動或是運轉階段，如有氯離子與硫酸根離子存在，氧化的環境可能會對 SA533 B 低合金鋼產生影響，碳酸根離子則是在運轉溫度下會有影響，但是溶氧降低則會減少影響程度。因此，除役過渡期間雖然冷卻水溫度較運轉時低，組件產生應力腐蝕龜裂的風險較小，不過處在高溶氧環境，需進一步考慮對於使用多年的低合金爐體材料與管件腐蝕的影響，評估高濃度下的氯離子、硫酸根離子與碳酸根離子對於 SA533 B 低合金鋼的腐蝕行為影響程度。前期研究是針對 304 不銹鋼在除役過渡階段前期的環境下，探討不同濃度下的氯離子與硫酸根離子對於冷加工不銹鋼的腐蝕行為影響程度。而本年度預計透過平板試片測試與 U-bend 測試的腐蝕實驗，利用質量變化與電子顯微鏡表面分析，研究團隊將可進一步瞭解在高濃度下的氯離子與硫酸根離子對於 SA533 B 低合金鋼發生的影響，再加上碳酸根離子的存在時，可能對組件材料產生的腐蝕行為與腐蝕速率評估，並協助主管機關瞭解除

役過渡期間碳酸根離子、氯離子與硫酸根離子交互作用影響對於低合金鋼組件腐蝕的影響。

二、執行方法及研究步驟

反應器壓力槽是輕水式反應器中關於安全性與壽命最關鍵的組件，在反應器冷卻水、運轉時的熱與機械負載與輻射的共同作用下，環境促進破裂與熱、機械疲勞(Thermo-mechanical Fatigue)下，裂縫可能產生起始與成長，像是沸水式反應器中壓力槽飼水噴嘴角因為環境促進破裂與熱、機械疲勞產生的裂縫，在沸水式反應器與壓水式反應器中壓力槽穿透與銲接連接處的應力腐蝕龜裂。本期研究則是針對低合金鋼，主要用於製造反應器壓力槽與其噴嘴，壓力槽雖由低合金鋼製成，會覆蓋銲接不銹鋼被覆層。在一次側水迴路的結構失效評估中，假設被覆層存在穿透缺陷時，這些缺陷有可能讓外層低合金鋼暴露於冷卻水中，這些銲接缺陷的開口較窄，與低合金鋼接觸的冷卻水成分有可能與本體的冷卻水成分不同，對於結構材料的侵蝕性可能更強。低合金鋼發生應變誘發腐蝕龜裂(Strain-induced corrosion cracking, SICC)的研究發現，溫度、流速、氧化還原電位、溶氧程度、不純物（如氯離子、硫酸根離子、硫化氫）等會影響 SICC 的起始與成長。而來自各實驗室的研究結果發現，在固定負載下少量的氯離子與硫酸根離子會增加低合金鋼的裂縫敏感性。有證據顯示低的電化學腐蝕電位能有效降低低合金鋼的裂縫成長，而低電化學腐蝕電位則是低溶氧或是加氫水化學(Hydrogen Water Chemistry, HWC)。舉例來說，在一般水化學(Normal Water Chemistry, NWC)下，當氯離子濃度由<1 ppb 增加

至 5 ppb 時，低合金鋼的裂縫成長速率增加 100 倍，如果是在加氫水化學下，低合金鋼的裂縫成長速率僅增加 4 倍。針對溫度的影響，從應力腐蝕龜裂的裂縫成長速率試驗中，隨著溫度升高而增加的裂縫成長速率，在約 250 °C 達到最大值。發現敏化 304 不銹鋼、A302B 碳鋼約在 175 °C 與溶氧 0.1 至 0.2 ppm 的環境中，環境促進破裂的裂縫成長速率達到最大值，各種低合金鋼（用於渦輪）在較像加氫水化學的環境、溶氧僅含有 0.007 至 0.05 ppm 範圍，裂縫成長速率最大值出現在 150 °C。從疲勞的數據顯示，輕水式反應器冷卻水的環境對於壓力槽與管件鋼材的疲勞抗性可能產生明顯的不利影響，像是在某些環境與負載條件下，奧斯田鐵系不銹鋼在水中的疲勞壽命比在空氣中的疲勞壽命低約 12 倍，對於鎳基合金來說，其值較小，對於碳鋼與低合金鋼而言，在水中的疲勞壽命比在空氣中的疲勞壽命低約 17 倍[1]。

雖然除役過渡階段前期的水溫較低，但是處在高溶氧環境，為了進一步瞭解在高濃度下的氯離子與硫酸根離子對於 SA533 B 低合金鋼發生的影響，再加上當開放式水循環時空氣中的二氧化碳溶入水中，並且部分二氧化碳與水產生碳酸根離子時，碳酸根離子的存在時可能對組件材料產生的腐蝕行為與腐蝕速率評估，因此本計畫針對除役過渡階段前期水化學中碳酸根離子、氯離子與硫酸根離子對於低合金鋼組件影響，採用 U-bend 實驗及平板試片浸沒實驗來進行特定測試時間的抗腐蝕能力評估，分析低合金鋼材料在特定溫度與常壓環境下的腐蝕行為與機制，探討不純度對於材料可能造成的影響。

本計畫執行的工作項目如下：

- (一) 研析國際間沸水式反應器水化學文獻資料，就碳酸根離子對低合金鋼組件之影響，以及水中含氯離子與硫酸根離子時與碳酸根離子之交互作用加以探討，並提出管制建議。
- (二) 針對核電廠於除役過渡期間之環境條件，評估高濃度的碳酸根離子在數個 ppm 溶氧濃度下對於低合金鋼的腐蝕行為影響程度，並探討碳酸根離子、氯離子與硫酸根離子交互作用之可能腐蝕情形，提出不純度影響低合金鋼組件之管制要項及建議。

實驗設計：

1. 純水系統：架設一純水循環系統來模擬 BWR 除役過渡期的環境（水循環示意圖如圖 1- 1），以加熱帶控制測試釜溫度（設定 50 °C），循環水加溫裝置有三部分，熱交換管、預熱管和加熱片。測試釜外側由加熱片將水再加溫達到設定溫度（50 °C 範圍）。加熱片由 PID (Proportional-Integral-Derivative) 控溫器控制，測溫電偶伸入測試釜中接近試片處。純水以離子交換濾心加以過濾純化，皆可獨立達到實驗所要求之水化學環境、溫度和壓力。透過氣體質流控制裝置來調配空氣以控制水中飽和溶氧濃度(>6 ppm)，以氣泡石通入儲水槽中，水槽洩氣孔接有單向閥，並將排氣出口通入水中，以維持儲水槽內氣體壓力為一大氣壓。線上監測水中的溶氧含量與導電度，並可以額外添加碳酸根離子、氯離子與硫酸

根離子至測試釜，測試釜中置放試片以進行實驗。測試釜採用不銹鋼系列的 316L 作為腔體材料。循環管路是以 316L 不銹鋼製作的管件及高壓閥件組裝而成，管路本身可耐壓達 4000 psi，並附有一容量 15 公升的不銹鋼儲水槽。循環管路分為主循環迴路與次循環迴路，主循環迴路的水由儲水槽流出後經循環幫浦、穩壓器、安全閥、熱交換管，然後進入測試釜中流經試片，回流的水經熱交換管至交換器再至調壓閥，最後回到儲水槽，完成主循環。次循環迴路主要流經水質監測管路，加裝水循環幫浦與淨水樹脂以達到更佳循環純水水質(實驗測試過程會 bypass 樹脂過濾以避免吸附添加的離子)。

2. 試片前置處理:本研究試片材料為 SA533 B 低合金鋼，在試片重量變化量測實驗所用的試片材料，實驗所用的是 2 cm × 2 cm × 1 mm 之正方形平板試片。U-bend 應力腐蝕實驗使用的是 8 cm × 2 cm × 2.5 mm 之長方形試片，U-bend 試片施加最大 stain 為 12.5%。實驗進行之前，先將試片以碳化矽(SiC)砂紙研磨除去表面氧化層，由 80 號研磨到 1200 號。
3. 試片質量變化(Mass gain)量測實驗: 本試驗測定在 50 °C 溫度與常壓的模擬水循環系統作用下，採用微量天平量測試樣在測試前後的質量，求出材料的質量變化率。
4. U-bend 應力腐蝕試驗: 此部分主要是一 U-bend test，將

試片彎曲成一 U 型並固定於一夾具內，試片於夾具內的曲率為固定值，其 strain 約為 12.5%左右，其裝置如圖 1-2 所示。將此夾具連同試片置入測試釜。之後並進行掃描電子顯微鏡(Scanning Electron Microscope, SEM)觀察試片表面產生裂縫的分布情形及其裂縫深度。

5. 表面分析：測試前先進行以掃描電子顯微鏡觀察表面形貌，經不同測試時間的試片再以掃描電子顯微鏡觀察表面形貌變化，並且觀察試片表面的顯微特性，是否有新生成的裂縫與孔蝕生成，掃描式電子顯微鏡是利用特定的電子掃描光束，利用電子束撞擊樣品的表面，產生各種訊號來進行影像觀察、成分分析等各種工作，此處搭配能量散佈 X 光分析儀(Energy Dispersive X-Ray Spectrometer, EDX)進行表面元素成分分析，而能量散佈 X 光分析儀是接收由電子束轟擊樣品表面電子後，所激發出具特徵性的 X 射線，由於不同元素因原子結構不同而發射 X 射線能譜不同，因此可以通過分析 X 射線譜分辨樣品所含的不同成分。

實驗執行步驟如下：

- (1) 模擬 BWR 除役過渡期的純水循環系統架設與測試。
- (2) SA533 B 低合金鋼平板試片與 U-bend 試片製作加工。
- (3) SA533 B 低合金鋼試片熱處理（模擬銲接後）。
- (4) 試片研磨。
- (5) 在 1,000 ppb 氯離子與 1,000 ppb 硫酸根離子，並加上 1,000 ppb 碳酸根離子，特定溫度(50 °C)水化學環境下

- (飽和溶氧) 下進行平板與 U-bend 試驗。
- (6) 在 1,000 ppb 碳酸根離子，特定溫度(50 °C)水化學環境下 (飽和溶氧) 下進行平板與 U-bend 試驗。
- (7) 試驗後試片之表面分析 (SEM 或 AES)。
- (8) 平板試片質量改變測定和 U-bend 試片裂縫分佈與深度分析。
- (9) 資料整理與報告撰寫。

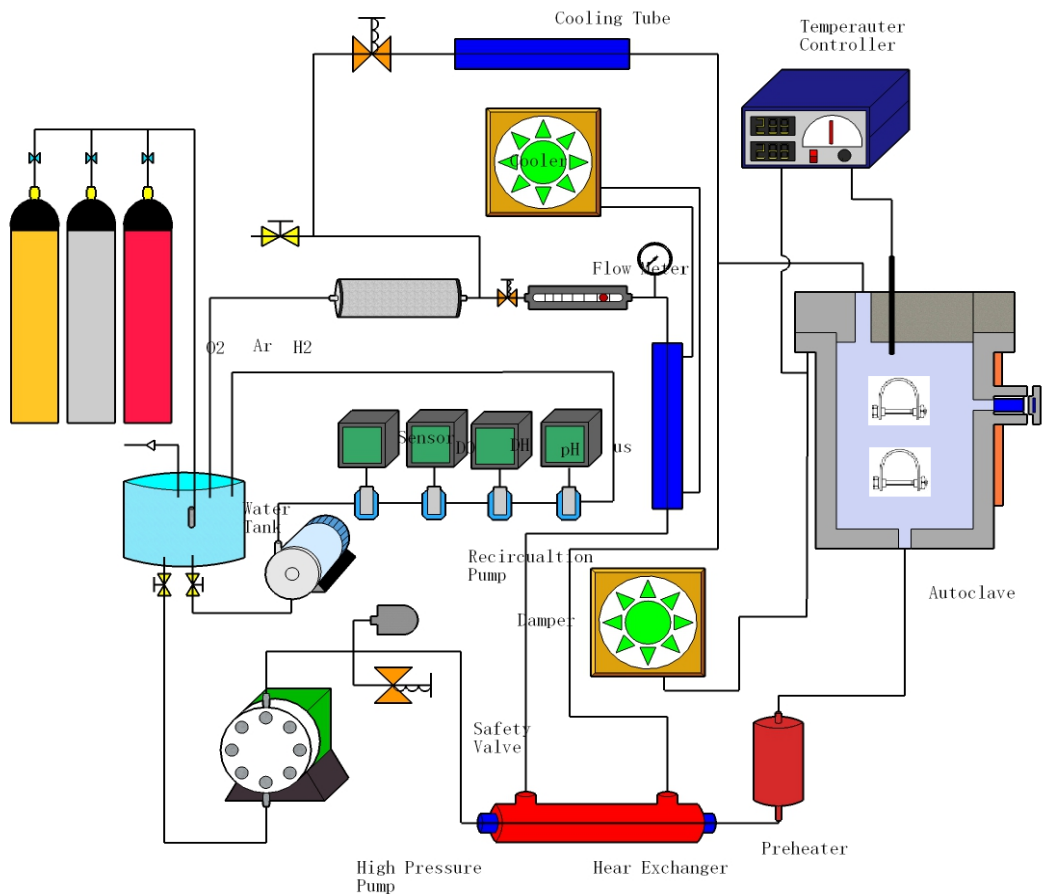
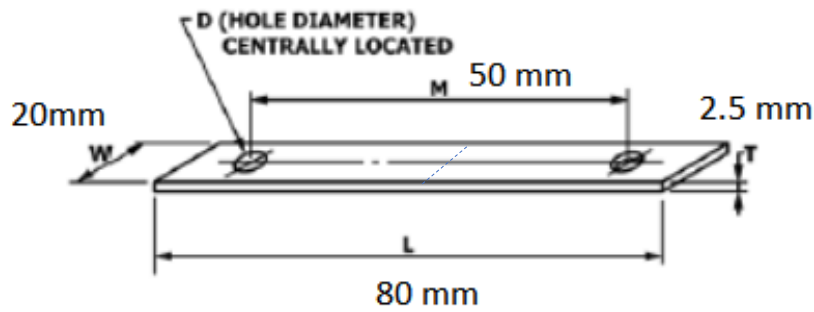
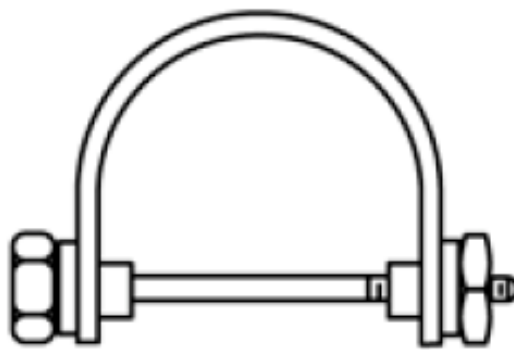


圖 1-1 水循環系統裝置示意圖



(a) 試片尺寸



(b) U-bend 試片與夾具示意圖

圖 1- 2 U-bend 試片設計

三、 研究內容

(一) 研析國際間沸水式反應器水化學文獻資料，針對碳酸根離子、氯離子與硫酸根離子對低合金鋼組件之影響

與不銹鋼材料相比，在沸水式反應器中低合金鋼 (Low Alloy Steel, LAS) 因環境促進破裂 (Environmentally Assisted Cracking, EAC) 發生失效的機率非常低。在良好水質控制與非動態負載條件下，低合金鋼的裂縫擴展極其困難，有些單一事件是發生在電廠起動階段的動態負載或是相對低頻的循環負載下。低合金鋼主要用於製造反應器壓力槽與其噴嘴，

需要具有高強度、足夠的斷裂韌性與應力腐蝕龜裂抗性等，對於沸水式反應器，典型的板材為 SSA533 B Grade B，管材則是 SA508 Class 2，部分組件覆蓋奧斯田鐵系不銹鋼銲接金屬以提高抗腐蝕能力，但是有些區域像是噴嘴與頂部頭蓋是裸露的且暴露於沸水式反應器環境中，現場經驗顯示低合金鋼容器板材與噴嘴材料在沸水式反應器的抗腐蝕表現非常好，雖然也有少數個案裂縫擴展至低合金鋼[1]。

對於低合金鋼而言，環境促進破裂 (EAC) 的起始與擴展受到環境、材料、負載等參數複雜的相互作用來控制局部裂縫尖端的應變速率與環境。文獻中針對低合金鋼討論影響環境促進破裂 (EAC) 可能的主要參數，如表 1- 1 所示。在許多的情況下，系統參數對於裂縫起始與擴展過程的影響並無法區分清楚，可能受到不同微觀過程的影響，可能對不同的系統參數表現出不同的反應，雖然可能觀察到類似的影響。不同的研究與試驗通常會存在著差異（例如電化學腐蝕電位 (Electrochemical Corrosion Potential, ECP)、鋼中含硫量與機械負載條件等），並且文獻數據有限且分散性較大，無法歸納出明確的解釋與結論。

表 1- 2 總結了幾個關鍵的影響參數，包含已證實或是尚未明確的部分[2]。

表 1-1 對於碳鋼與低合金鋼，EAC 主要的影響參數[2]

Environmental Parameters	Material Parameters	Loading Parameters
<ul style="list-style-type: none"> ECP and DO Temperature Cl⁻, SO₄²⁻, S²⁻, HS⁻ Flow rate 	<ul style="list-style-type: none"> S-content, morphology, size, spatial distribution and chemical composition of MnS DSA, concentration of interstitial C and N Hardness/yield stress if > 350 HV5/ 800 MPa 	<ul style="list-style-type: none"> Frequency, loading or strain rate Level of load, K_I, stress, strain, ΔK Type of loading Residual stress

Environmental Parameters	Material Parameters	Loading Parameters
ECP* and Dissolved Oxygen	Sulfur content, distribution of MnS	Frequency, loading rate, hold time
Temperature, Irradiation	Dynamic strain aging	K level, specimen validity (e.g., SSY, constraints, plane strain vs. plane stress)
Water Chemistry (e.g., sulfate and chloride)	Hardness/yield strength	Type of loading (e.g., constant load, cyclic load, ripple load)
Flow rate		Residual stress

* Parameters shown in red are discussed in detail in this report. ECP is Electrochemical Corrosion Potential.

表 1-2 低合金鋼影響 EAC 的關鍵參數評估[2]

Well characterized and established	Insufficiently characterized and understood
<ul style="list-style-type: none"> Oxygen content and ECP Sulphate-concentration of environment Steel sulphur content, MnS-inclusions Susceptibility conditions (crack initiation) Strain/load rate/frequency effects Stationary conditions 	<ul style="list-style-type: none"> Temperature, flow rate, chloride, pitting and irradiation Microstructure (weld filler, HAZ, heat treatment, ...) Dynamic strain ageing, yield stress Crack initiation and growth mechanism Transient (water chemistry, non-isothermal) conditions Overload and load sequence effects, short crack growth

1. 硫酸根離子對低合金鋼組件之影響

圖 1-3 顯示硫酸鹽對於低合金鋼裂縫成長速率的影響，即使處在高濃度的硫酸鹽含量(>100 ppb)下，爐

水溫度 288 °C 下，當 K 值高達 60 MPa•m^{1/2} 時，裂縫成長速率也沒有加速，在 K 值小於 60 MPa•m^{1/2} 時，硫酸鹽的影響並不明顯。當硫酸根離子濃度高達上千 ppb 時 (~1120 ppb)，即使在高氧化性環境下(溶氧為 8/0.4 ppb)，SCC 裂縫成長速率在 K 值小於 60 MPa•m^{1/2} 時也並未有加速現象，如圖 1-4 所示[1]。

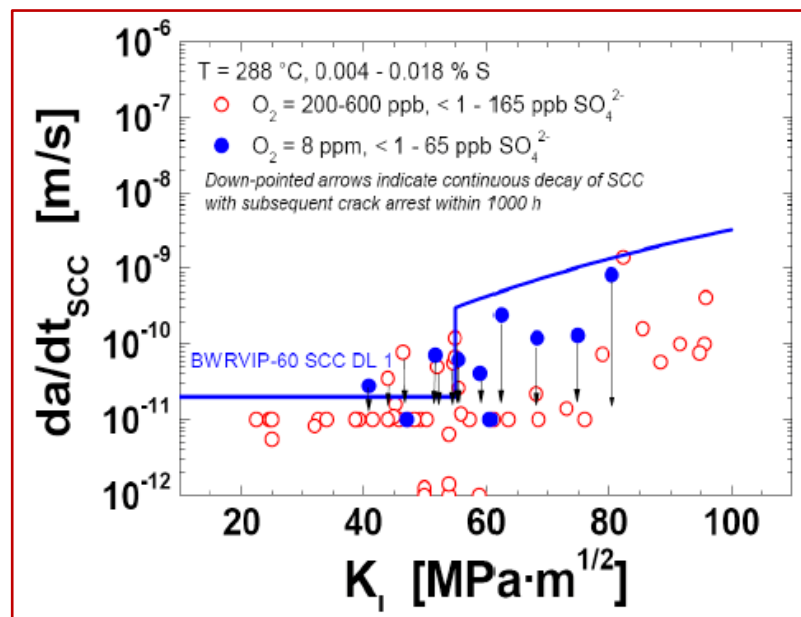


圖 1-3 固定負載下，硫酸鹽對於低合金鋼裂縫成長速率的影響

[1][2]

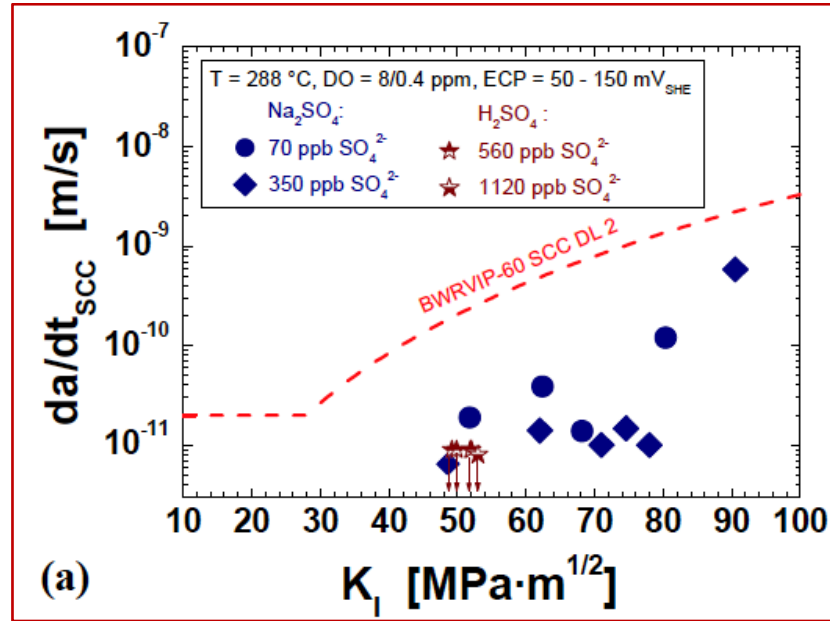


圖 1-4 在水化學暫態變化下，硫酸根離子對於低合金鋼裂縫成長速率的影響[1][2]

硫酸鹽也會增加鎳基合金、碳鋼(Carbon Steel, CS)與低合金鋼的 SCC 成長速率。對於碳鋼與低合金鋼，溶液中的硫酸鹽來源也可能來自鋼材中的硫化物(例如硫化錳 MnS)溶解，因為美國 BWR 都不採用離子交換樹脂的化學再生，以降低處理廢水的硫酸鹽濃度，不過陽離子樹脂本身會釋出含硫有機物或樹脂細屑，導致爐水中硫酸鹽濃度增加。針對低合金鋼，動態應變時效(Dynamic Strain Ageing, DSA)現象通常在 100~350 °C 溫度範圍下，以足夠慢的應變速率($\leq 10^{-2} s^{-1}$)進行塑形應變時可以觀察到，因 DSA 引起的塑性變形局部造成保護性氧化膜的機械破裂。而溫度效應的研究明確的顯示在中等溫度(180~270 °C)下，DSA 對於低合金鋼的 SCC 裂縫成長具有相關的影響。而具有不同 DSA 敏感性的

低合金鋼可以觀察到不同的結果，圖 1-6 顯示不同的測試溫度(150~288 °C)下 SCC 裂縫成長速率的結果，針對低硫的低合金鋼(20MnMoNi 5 5)在溶氧 8 ppm 下，水中含有 65 ppb SO_4^{2-} 的環境下，可以發現在 200~250 °C 之間呈現最大值。而高硫的 SA 533 B C1.1.則是呈現不同的結果，在 150~250°C 的溫度範圍與 288°C 下呈現相同的 SCC 裂縫成長行為，都在 BWRVIP-60 SCC Disposition Line 1 的值以下。圖 1-7 顯示了在 250°C 下，DSA 敏感性與 SCC 裂縫成長速率呈現相關性，證實了 DSA 的影響[3]。一般沸水式反應器壓力槽(Reactor Pressure Vessel, RPV)運轉的溫度在 274~288°C，略高於 200~250°C，在具有高 DSA 敏感性的 LAS 發現中等溫度下的 SCC，可能是與溫度較低的飼水管路系統(200~220 °C)，PRV 噴嘴或是較低溫的冷凝水管路系統有相關性。針對長期已停機的沸水式反應器，其 RPV 內爐水溫度都已低於 100°C，則是不會受到 DSA 的影響。

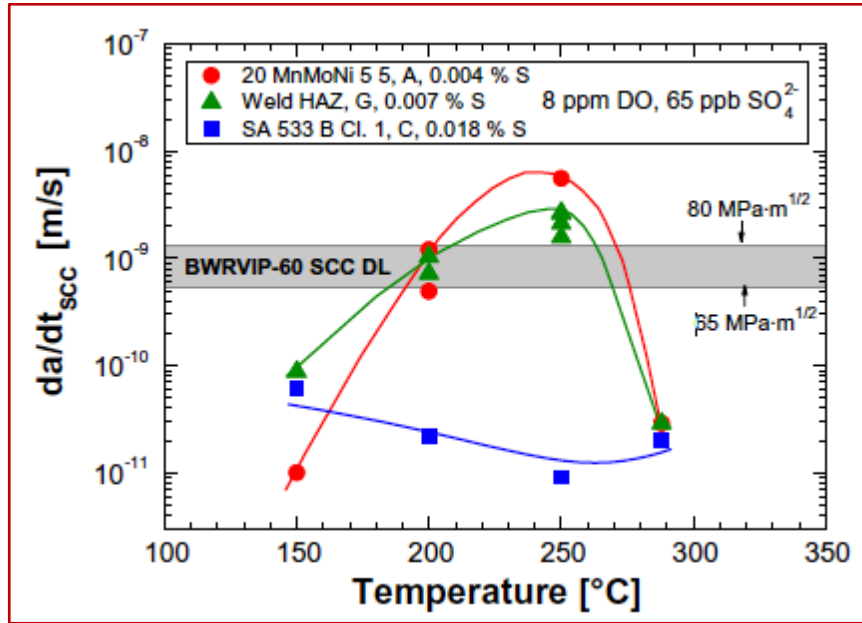


圖 1-5 溫度對於 SCC CGR 的影響[3]

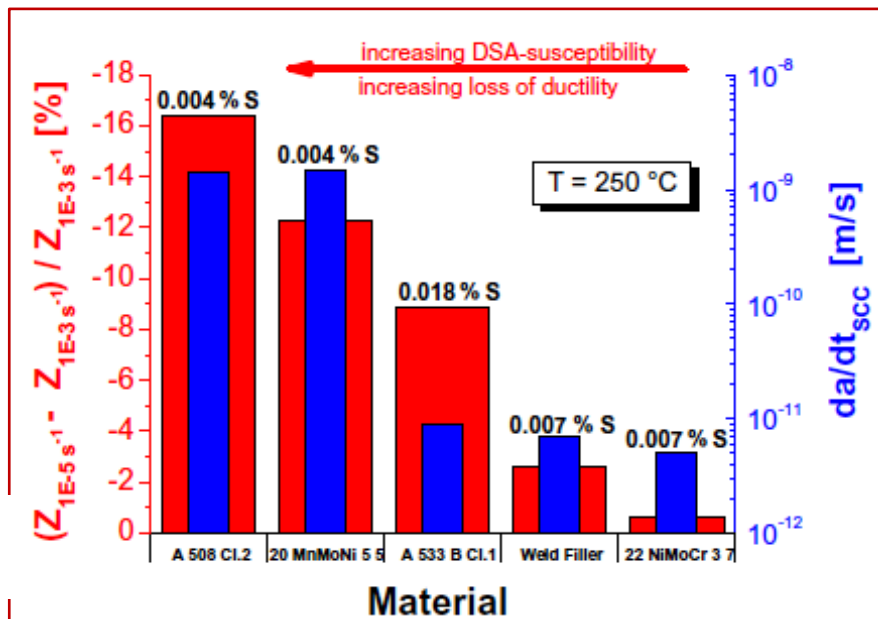


圖 1-6 在 250°C 下，不同的 LAS，DSA 敏感性與 SCC CGR 之間的關聯性[3]

在高純度水或是含有硫酸鹽的高溫水中 (274~288°C)，如果溶氧與溶氫分別為 400 ppb 與 25 ppb

時，其 ECP 為 +30~50 mV_{SHE}，觀察到的 SCC 行為類似，並且具有極低的 SCC 裂縫成長速率，如圖 1- 8 顯示[3]。從圖 1- 10 可以觀察到隨著硫酸根離子濃度的增加，導電度也隨之增加，在特定的拉伸速率下，水中硫酸根離子濃度則是影響裂縫發生的臨界 ECP，對於含硫量低的合金更顯著，其中曲線為日本東北大學 Shoji 教授依理論計算，實驗數據大致符合理論計算，但以此研究討論的水中硫酸根離子濃度其實遠大於 BWR 正常運轉時可容許的範圍[4]。圖 1- 11 的數據顯示在 BWR 運轉時且加氫的環境下，如存在 100 ppb 硫酸根離子，其 SCC 結果與在高純水環境下的裂縫成長速率(Crack Growth Rate, CGR)是相近的，即使 K_I 值接近 100 MPa/m^{1/2}，均未觀察到 SCC 裂縫成長[2]。

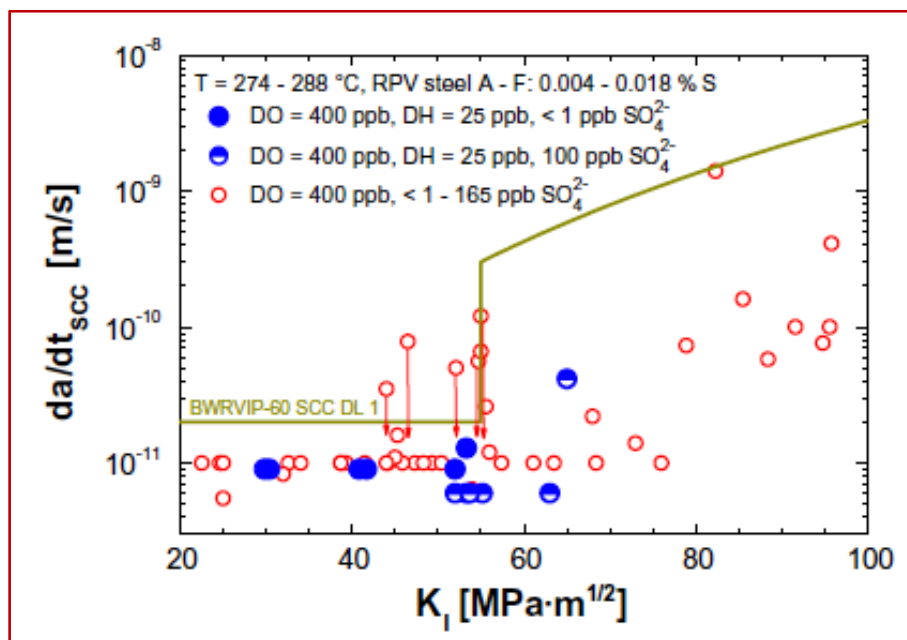


圖 1- 7 高溫溶氧水中與溶氫氧混合水中的 SCC CGR[3]

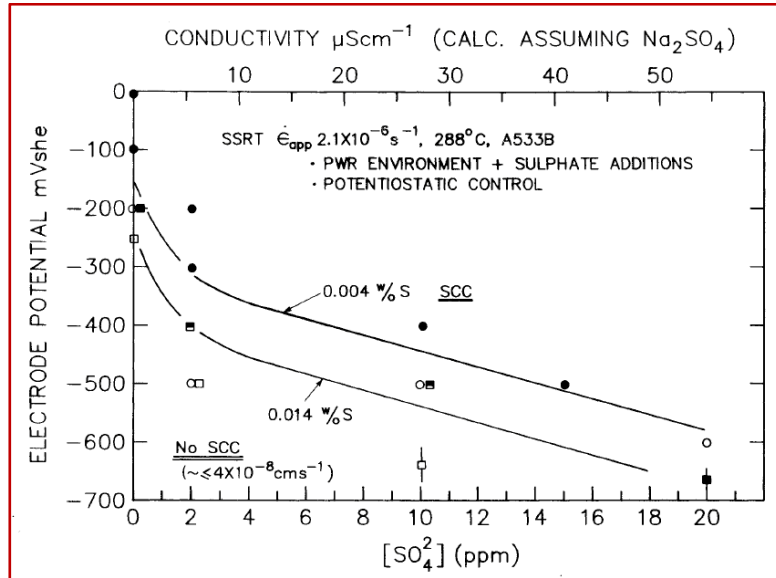


圖 1-8 低合金鋼發生裂縫的臨界電位與硫酸根離子濃度的關係[4]

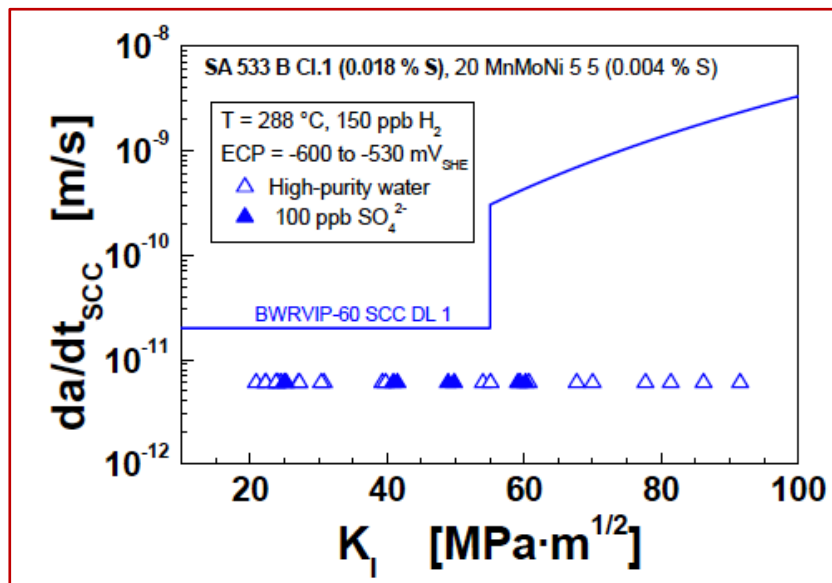


圖 1-9 在 BWR/HWC 環境下，LAS 發生 SCC 的裂縫成長速率[2]

2. 氯離子對低合金鋼組件之影響

氯化物像硫酸鹽一樣會對於 BWR 材料產生 SCC 的現象，氯化物增加的情況可能發生在冷凝器洩漏或是輻射廢棄物回收過程中含氯有機物進入，其他的氯化物

來源包含樹脂粒膨潤劑、維護期間冷凝、飼水、爐水冷卻系統(Reactor Coolant System, RCS)組件使用的氯化物溶劑，以及採用地表水當作來源或是處理過程進行氯化時，軟水中所含的含氯有機物[1]。對於低合金鋼，氯離子濃度即使低於 5 ppb，對於 SCC 裂縫成長速率的影響仍是顯著，如圖 1- 10 所示，當氯離子濃度由 1 ppb 增加至 5 ppb 時，在 BWR/一般水化學(Normal Water Chemistry, NWC)環境運轉下（溫度為 288 °C），裂縫成長速率由 5×10^{-4} mm/day 明顯增加至 0.2 mm/day，再上升至 50 ppb 時 CGR 則增加至 2 mm/day[1]。圖 1- 11 的數據也可以發現，在高氧化性的 BWR/NWC 環境（溫度：250-288 °C/溶氧：0.4 or 8ppm/ECP=50 to 200 mV_{SHE}），5~10 ppb 氯離子濃度已足以加速低合金鋼的 SCC，尤其是 8 ppm 溶氧下，即使只有 5 ppb 氯離子，其裂縫成長速率遠高於 BWRVIP-60 SCC Deposition Level 2 [2]。

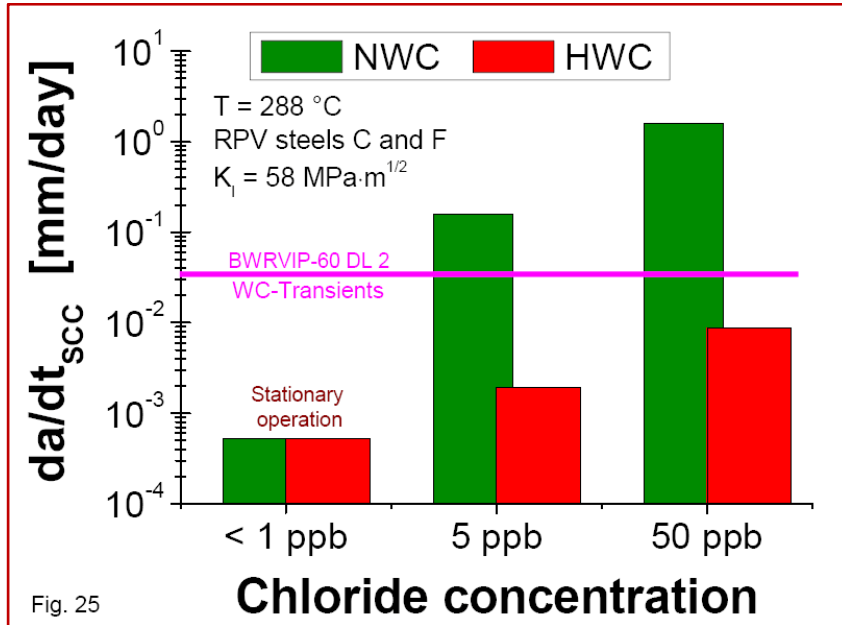


圖 1-10 氯離子對於固定負載下的低合金鋼裂縫成長速率的影響[1]

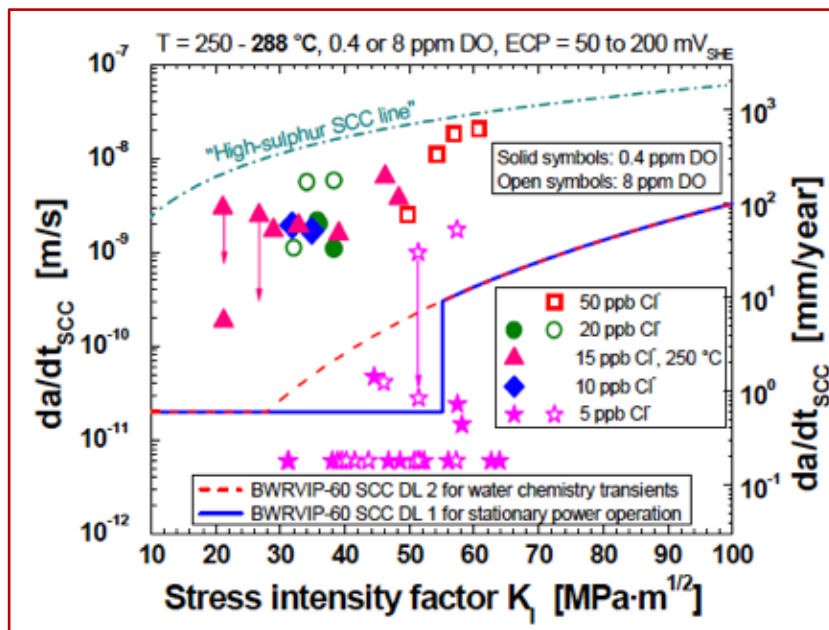


圖 1-11 氯離子對於固定負載下的低合金鋼裂縫成長速率的影響[2]

瑞士 PSI(Paul Scherrer Institute)的 S. Ritter 與 H.P. Seifert 針對三種 RPV 採用的低合金鋼材料在 288 °C 環

境下進行裂縫成長速率(CGR)研究，溶氧環境包含 0.4 ppm 與 8 ppm，評估氯離子的影響，包含暫態與穩態的狀態下。圖 1- 12 顯示 SA 533 B Cl.1 在氯離子暫態變化下的裂縫成長速率變化，在 WC1($[Cl^-]<1$ ppb)時， $CGR<5\times 10^{-12}$ m/s，增加氯離子至 10 ppb 時，CGR 增加至 1.9×10^{-9} m/s，再度回到 $[Cl^-]<1$ ppb 時，CGR 減緩至 5.9×10^{-11} m/s，持續 174 小時後裂縫才停止成長，可能的機制為較低的 pH 值會導致保護性的氧化膜破裂而使金屬溶解速率更快，金屬再鈍化會延遲更久，因為金屬的陽極溶解而導致裂縫成長更快，並且氯化物在氧化膜中聚集而改變氯化物的性質，導致膜斷裂的應變值降低，氧化膜的保護性減弱而使膜崩解[5]。與硫酸鹽相比，相對較低的氯化物濃度對於 EAC 裂縫成長有明顯的加速影響(50/20 ppb Cl⁻, \geq EPRI Action Level 2、10 ppb Cl⁻, $>$ EPRI Action Level 1)。圖 1- 13 顯示在模擬 BWR 環境下，在固定負載下，SCC 裂縫持續擴展，合金 A、B 與 C 在含氯化物的暫態環境下發生的 SCC 裂縫成長速率明顯超過了 BWRVIP-60 水化學暫態條件的 SCC 處置線 2。10~50 ppb 的氯化物會使低合金鋼的 SCC 裂縫成長速率加速至少一個數量級。在更嚴重的情況下（大於 EPRI Action Level 2）與長時間的氯化物暫態之後，即使回到高純水環境，裂縫成長速率仍可能持續成長超過 1000 小時以上，顯示長期的影響[5]。圖 1- 15 也顯示了氯離子的影響，當氯離子濃度大於 5 ppb 時，SCC 裂縫

成長速率加速變化，一但大於 100 ppb 則是應立即停機。圖 1- 15 則是顯示臨界氯化物濃度隨著 ECP 降低而大幅增加，換句話說就是 SCC 加速發生的臨界 ECP 則是隨著氯化物濃度的降低而大幅度增加。因此，在加氫水化學(Hydrogen Water Chemistry, HWC)的環境下，對於氯離子濃度的容許範圍會變得比較高[2]。

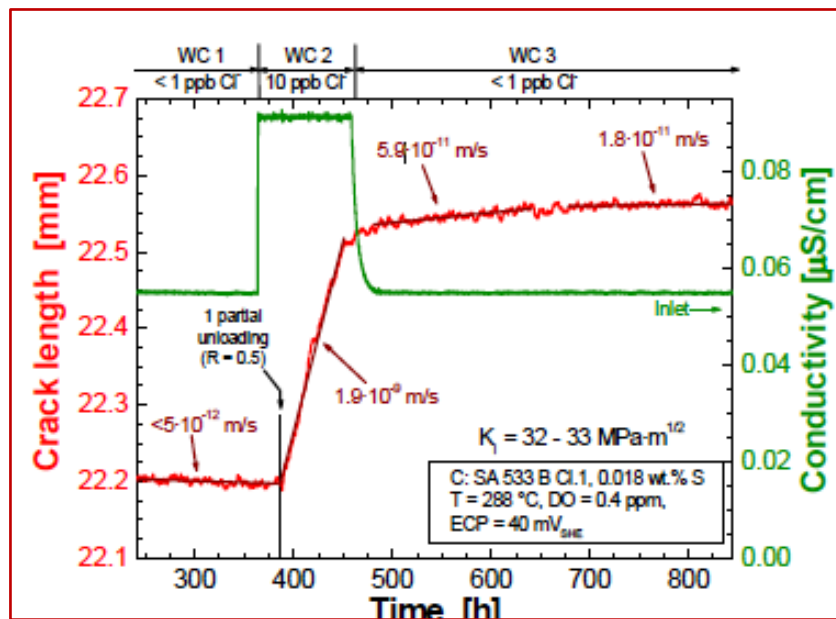


圖 1- 12 在高溫水中，氯離子暫態變化對裂縫成長的影響[5]

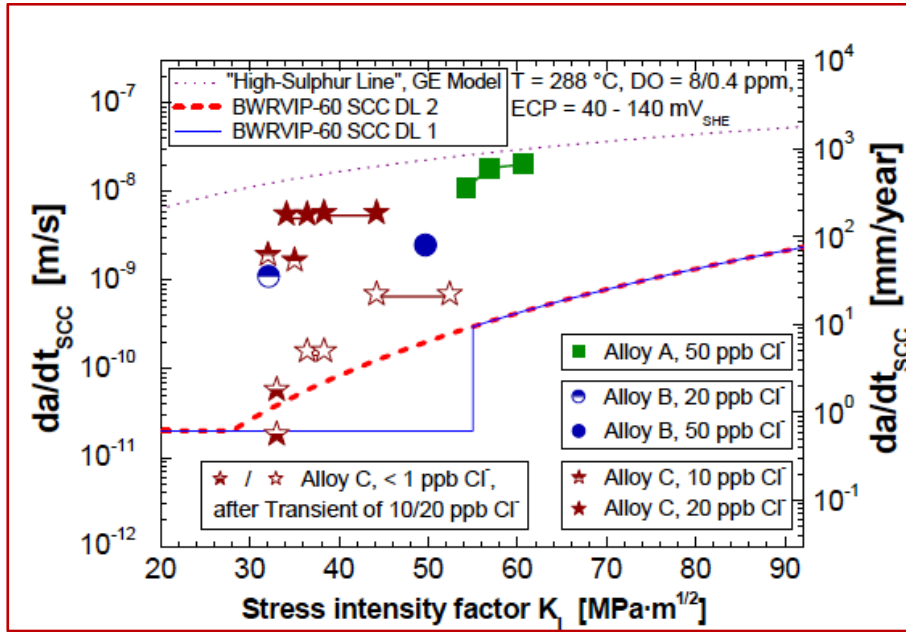


圖 1-13 固定負載下，氯離子對低合金鋼的 SCC 裂縫成長影響[5]

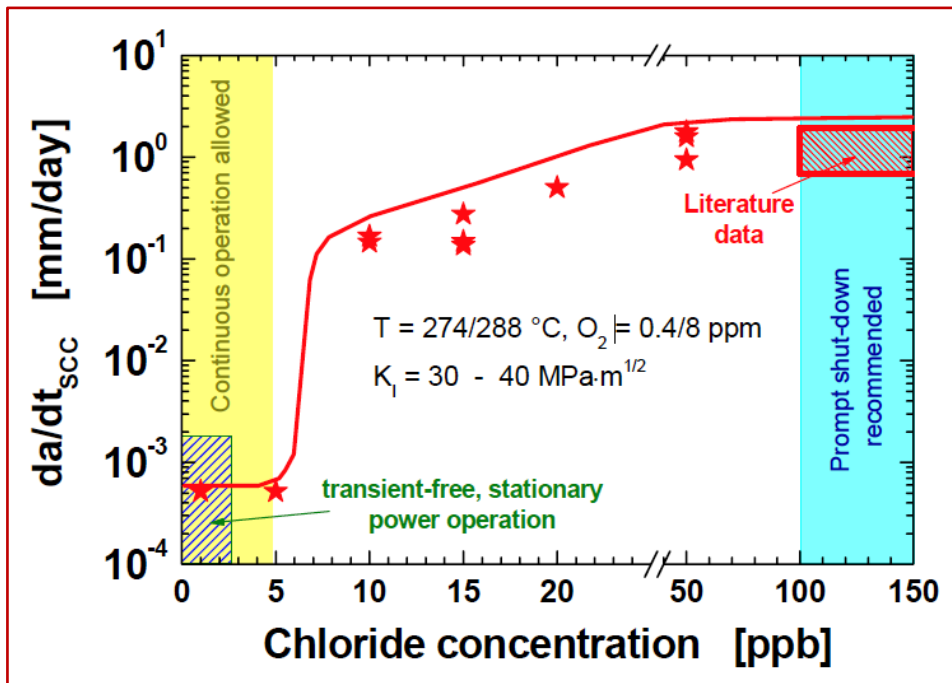


圖 1-14 在高溫水中，氯離子加速低合金鋼的 SCC 裂縫成長[2]

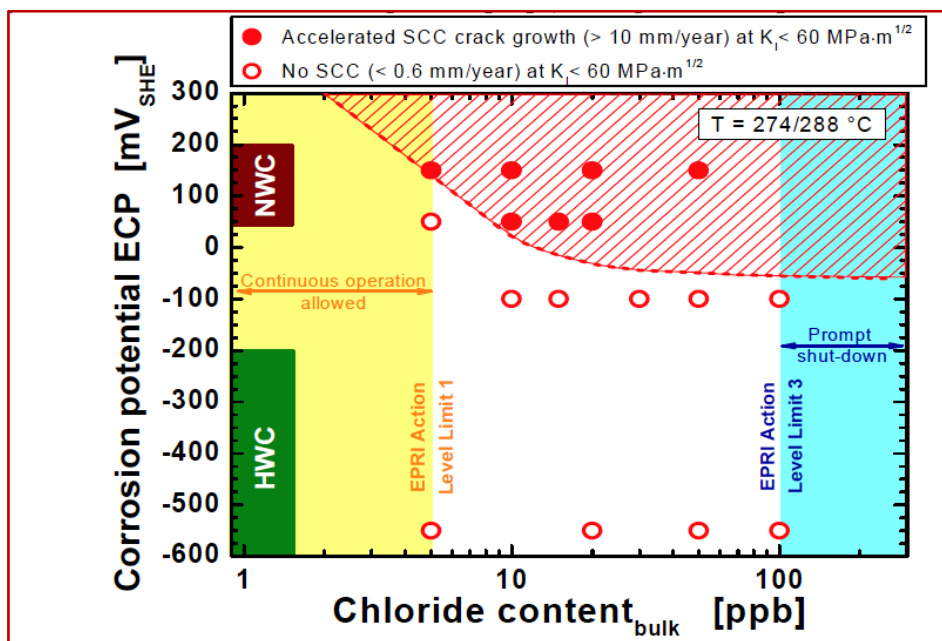


圖 1- 15 氯離子與 ECP 對碳鋼與低合金鋼的 SCC 裂縫成長的影響[2]

美國奇異(General Electric, GE)與 EPRI 的報告中提到可以發現 5-100 ppb 氯化物暫態濃度下，可以發現多數 SCC 裂縫成長速率高於 GE 報告的低硫曲線，但還是低於高硫曲線，如圖 1- 16 所示，一般來說低合金鋼的 SCC 裂縫成長速率隨 K 值與氯離子濃度的增加而增加，而 500 ppb 氯化物濃度則是高於 GE 報告高硫曲線。在反應器運轉狀態下，如果氯化物超過 100 ppb 以上應將反應器停機，低於 5 ppb 時的研究數據幾乎沒有顯示裂縫成長速率變高，在他們的研究中 3-5 ppb 氯化物濃度有可能驅動已停止生長的裂縫，且在腐蝕電位非常高的時候維持較高的裂縫成長速率，這也是目前 BWR 水化學指引建議將 Action Level 1 降為 3 ppb。圖 1- 17 則是顯示了在 HWC 環境下，氯化物濃度從 5-500 ppb，

溶氫為 63 ppb，為了評估嚴重的氯化物暫態變化對於裂縫成長速率的影響，這種暫態變化可能來自於冷凝管失效，可以發現在 HWC 環境下，即使氯化物濃度高達 500 ppb，所有試驗均未觀察到氯化物的影響，未呈現出 SCC 風險[6]。

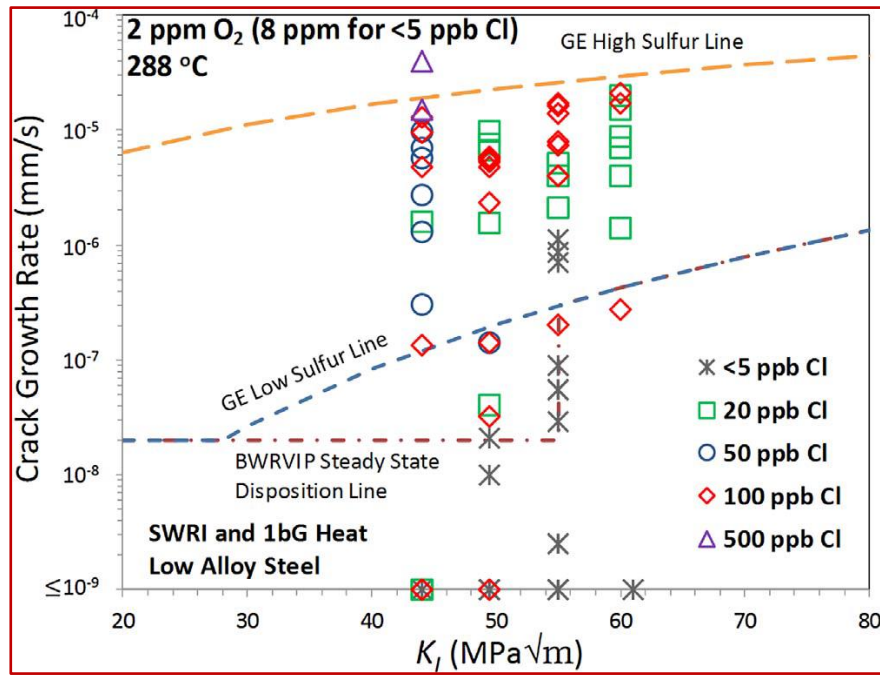


圖 1-16 在 NWC 下，氯化物濃度對於 LAS 的 SCC 裂縫成長速率的影響[6]

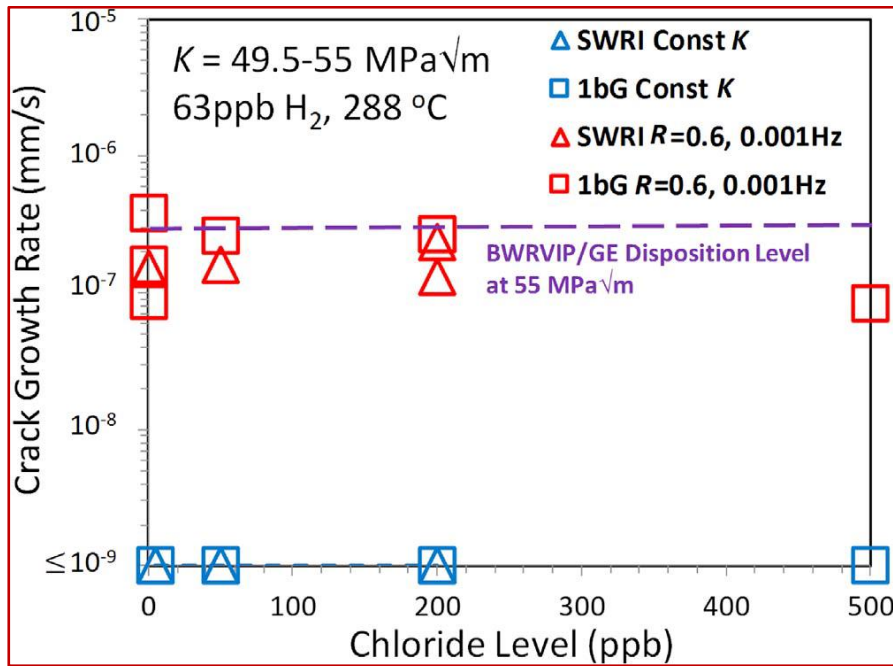


圖 1-17 在 HWC 下，氯化物濃度對於 LAS 的 SCC 裂縫成長速率的影響[6]

3. 碳酸根離子對低合金鋼組件之影響

碳酸根離子的來源主要來自爐水中所含有機物的分解，也可能來自於大氣中的二氧化碳，因為停機開蓋而溶入爐水中，部分可能形成碳酸根離子。通常是反應器啟動時的導電度主要貢獻者之一。而通常在反應器開始運轉時會隨著蒸汽排出，也會經冷凝器的過濾器而排除。

EPRI 針對 BWR 水化學中的不純物進行探討，針對低合金鋼的結果顯示在一般水化學下（288 °C/溶氧: 200 ppb, 溶氫:10 ppb, CO₂ 濃度:1~10 ppm）二氧化碳會導致穿晶應力腐蝕龜裂(Transgranular Stress Corrosion Cracking, TGSCC)，而碳酸鈉則是導致嚴重的裂縫。在

加氫水化學中，二氧化碳與碳酸鈉對於低合金鋼裂縫則是無影響，至於在反應器啟動過程（175 °C/溶氧: 200 ppb, 溶氫:10 ppb, 過氧化氫濃度[H₂O₂]:100 ppb, CO₂濃度:1 ppm）二氧化碳也是無影響。此研究採用具有 V 形切口(V-notch)的 CT 試片進行實驗，主要是想針對裂縫成長而非裂縫起始，測試結果如表 1-3 所示，包含 NWC、HWC 與啟動(Startup)階段的條件[7]。

表 1-3 不同雜質的測試結果

(a) NWC

Impurity	Sensitized Type 304 SS	Alloy 600/182	A533 Low-Alloy Steel
Sulfate	severely increased cracking	caused severe cracking	caused severe cracking
Nitrate	decreased cracking	-	-
Chloride	severely increased cracking	caused cracking	-
Copper (with Cl ⁻)	increased cracking slightly	-	-
Fluoride	increased cracking	no effect	-
Carbon dioxide	increased cracking slightly	no effect	caused cracking
Sodium carbonate	decreased cracking	no effect	caused severe cracking
Silica	increased cracking	-	-
Acetic acid	stopped cracking	-	no effect
Humic acid	increased cracking	-	-
Zinc	test inconclusive	no effect	-

TGSCC

(b) HWC

Impurity	Sensitized Type 304 SS	Alloy 600/182	A533 Low-Alloy Steel
Sulfate	caused severe cracking	-	caused severe cracking
Other S-species	caused severe cracking	tests inconclusive	-
Nitrate	caused cracking	-	-
Chloride	caused severe cracking	caused cracking	caused cracking
Copper (with Cl ⁻)	caused severe cracking	no effect	-
Fluoride	caused cracking	-	-
Carbon dioxide	no effect	no effect	no effect
Silica	no effect	-	-
Phosphate	no effect	no effect	no effect

(c) Startup

Impurity	Sensitized Type 304 SS	Alloy 600/182	A533 Low-Alloy Steel
Sulfate	no effect	-	possibly increased cracking
Nitrate	no effect	-	-
Chloride	caused severe cracking	no effect	increased cracking
Fluoride	no effect	-	-
Carbon dioxide	no effect	no effect	no effect
Acetic acid	no effect	-	decreased cracking
Humic acid	no effect	-	-

丹麥 Kapil K. Gupta 針對低合金鋼(42CrMo4 steel) 在 40°C 含有飽和二氧化碳的鹽溶液下進行腐蝕性測試，圖 1- 18、圖 1- 19 顯示 LAS 經不同的熱處理後的 SEM 微結構與 X 光繞射儀(X-ray diffractometer, XRD)分析，不同的熱處理溫度會影響腐蝕產物膜的形成。

As-quenched 的試片初始腐蝕速度較快， FeCO_3 的析出比其他溫度更早，形成較具保護性的氧化膜， 600°C 熱處理的試片由於腐蝕速率低，延緩了 FeCO_3 的形成[8]。印度的 G.S. DAS 在含有二氧化碳的純水進行不同溫度的測試，其隨溫度($30^\circ\text{C}\sim 120^\circ\text{C}$)變化的腐蝕速率如圖 1- 20 所示。其研究中顯示形成的 FeCO_3 具有保護作用，從 $30^\circ\text{C}\sim 60^\circ\text{C}$ 因形成的 FeCO_3 膜對金屬的附着力增強，腐蝕速率降低，當超過 60°C 後腐蝕速度增加，而到 90°C 更高，主要是因為 FeCO_3 膜內層的多孔性造成，導致裂縫生成且使 FeCO_3 膜剝落[9]。由此來看，在低溫的狀態中，如果低合金鋼表面可以形成具保護性的 FeCO_3 膜，即可延緩低合金鋼的腐蝕速率。

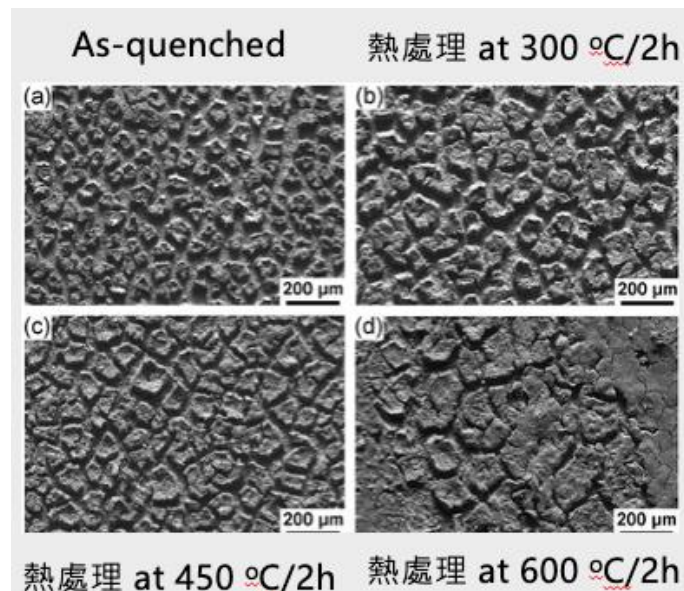


圖 1- 18 LAS 測試後的微結構

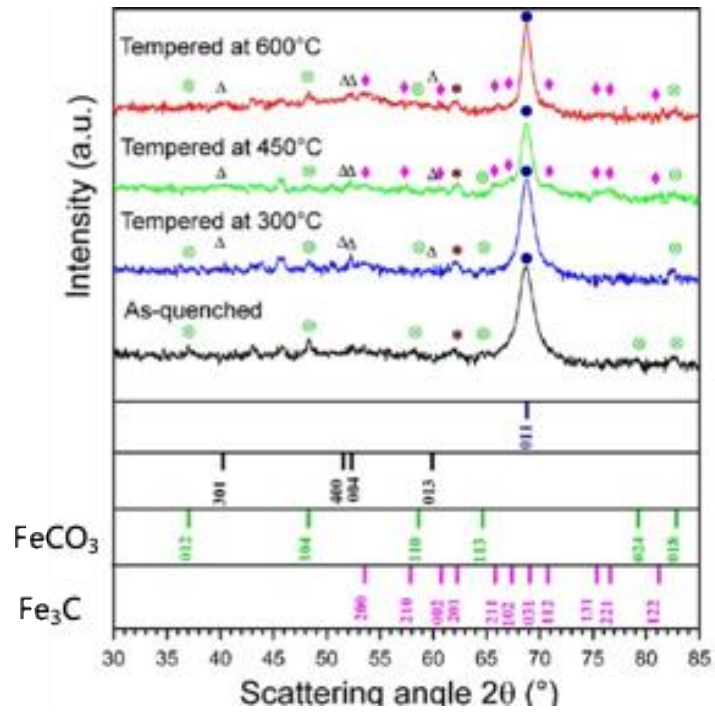


圖 1- 19 LAS 測試後的 XRD 分析

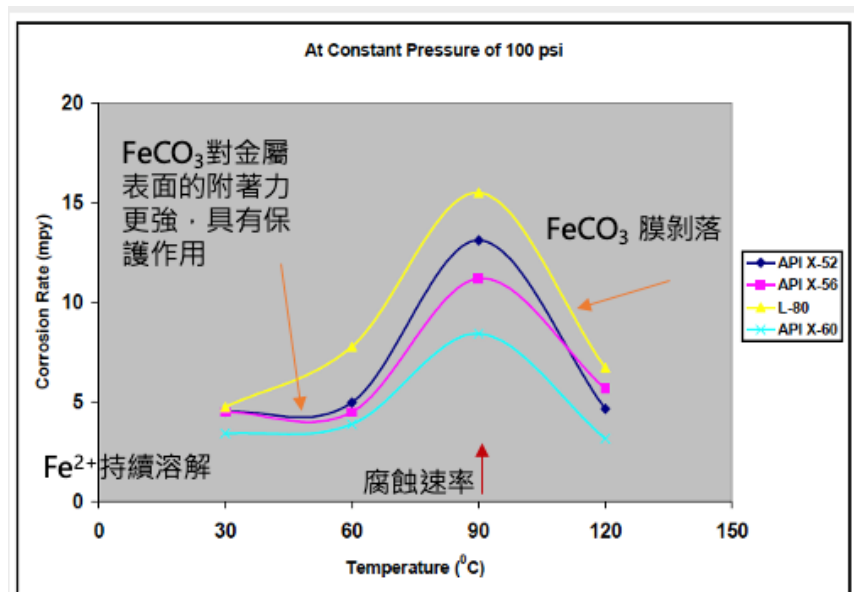


圖 1- 20 LAS 隨溫度變化的腐蝕速率

4. 其他對低合金鋼組件之影響

韓國 W.Y. Maeng 針對低合金鋼(3.5NiCrMoV)在 50°C~200°C 純水的環境下進行 SSRT 測試，圖 1-21 顯示 LAS 在 50°C~200°C 含氧純水的環境下的 SSRT 結果，伸長量與最大應力隨溫度升高而降低，而圖 1-22 顯示了斷裂處的形貌，可以發現在 50°C 的結果發現斷裂口附近發生較大的變形，隨著溫度升高變形減少，150°C 與 200°C 幾乎無變形。顯示在較高的溫度下，脆性增加，脆性隨著溫度升高，而增加的程度隨著溫度增加而減少。藉著比較脆性可以評估其 SCC 敏感性，這結果顯示隨著溫度增加，SCC 敏感性增加。從 50°C 的結果來看，試片在裂開前已發生較大的形變，該裂縫似乎不是由於 SCC，而是因為頸縮與頸縮過程中發生的延性破裂。另外，也針對溶氧的影響進行評估，範圍從 10 ppb~8 ppm，溫度為 150°C，其結果如圖 1-25 與圖 1-24 所示，隨著溶氧的增加，其伸長量變短，一般來說溶氧濃度是 LAS 發生 SCC 起始的主要因素，而結果也顯示隨著溶氧的增加，其在 150°C 的 SCC 敏感性也增加，在溶氧的環境下可以觀察到 SCC 導致的脆性斷裂特徵，但在除氧環境下可以看到裂縫生成前的早期形變，出現韌性破裂的特徵[10]。

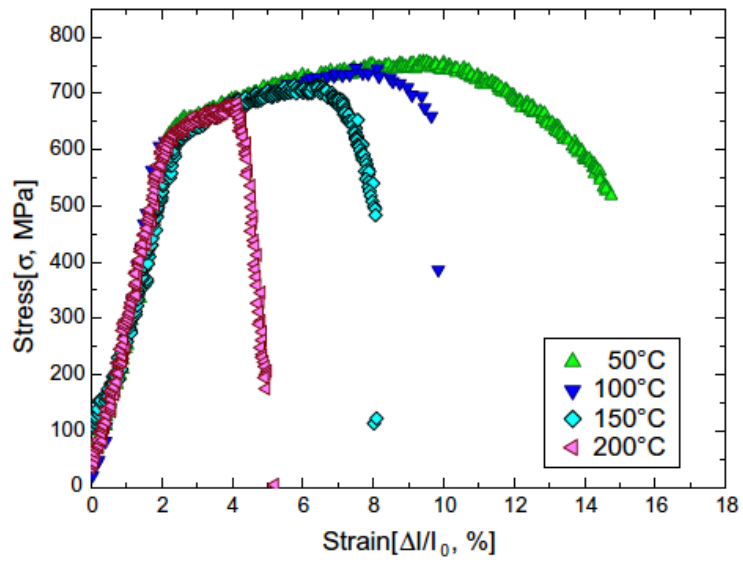


圖 1-21 LAS 隨溫度變化的應力應變圖

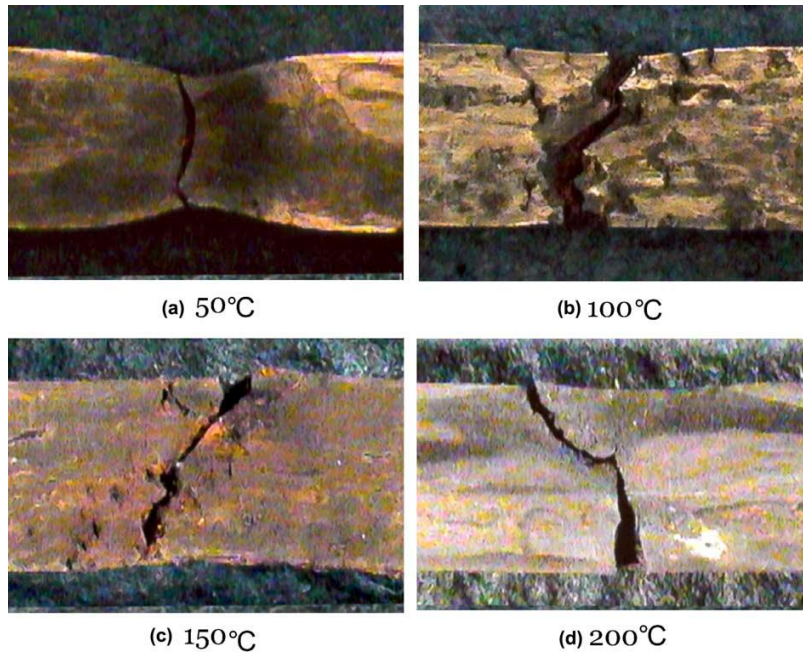


圖 1-22 LAS 不同溫度變化下的斷裂圖

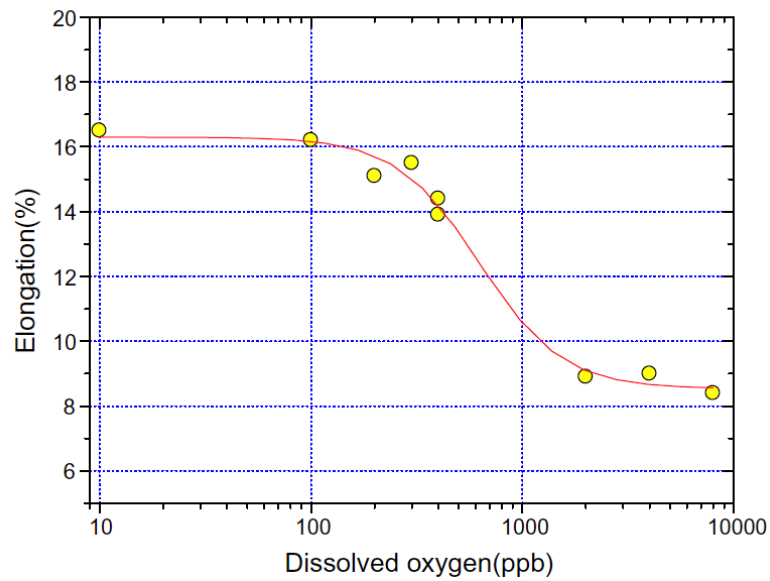


圖 1- 23 LAS 在 150°C 時，不同溶氧變化下的伸長量

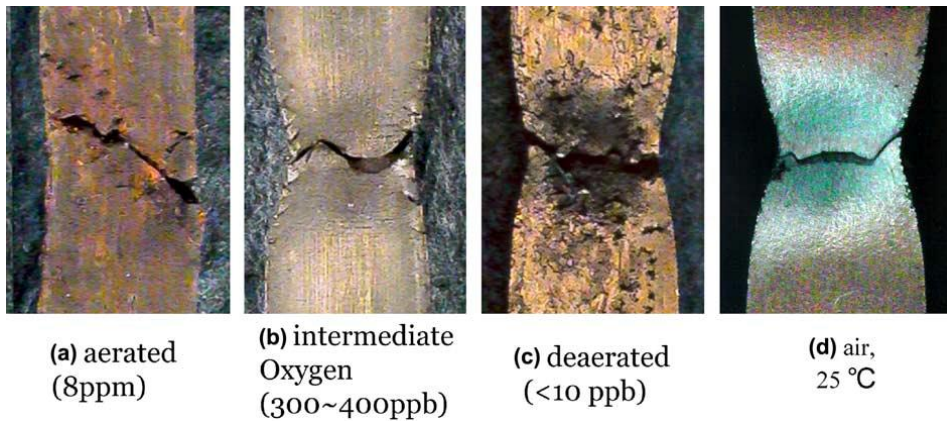


圖 1- 24 LAS 在 150°C 時，不同溶氧變化下的斷裂圖

對於碳鋼與低合金鋼，即使水中不存在陰離子雜質，也可能出現淺淺的孔蝕，通常是因為 MnS 夾雜物的存在，圖 1- 25 顯示低流速高溫純水中，均勻腐蝕與淺層孔蝕的臨界溶氧值，孔蝕的臨界氧濃度會隨著溫度的降低而下降，並且同時會因為表面同時發生的機械應變或是硫酸鹽與氯化物雜質含量的增加而進一步降低，而且

停滯狀態也更容易導致兩者的孔蝕，在未含雜質的情況下，增加流經金屬表面的流速可以減緩孔蝕的生成。碳鋼與低合金鋼長期暴露於水中無法避免產生一定程度的孔蝕，但不會對水質純度與結構完整性產生威脅，最好是採取措施（乾式或濕式），不要殘留部分水[11]。

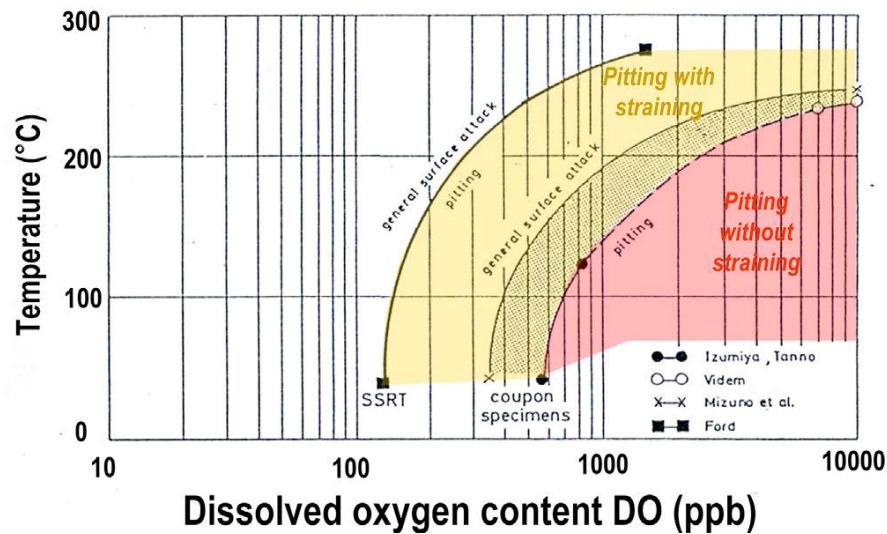


圖 1- 25 CS 與 LAS 在高溫靜態水中，出現均勻腐蝕與孔蝕的關係圖

德國 VGB(Vereinigung der Großkessel-Besitzer)的 G. Brümmer 針對 A508 Cl.2 低合金鋼進行輻照的影響評估，照射的中子通量為 $1.7 \times 10^{18} \text{ cm}^{-2}$ ($E > 1 \text{ MeV}$)，圖 1-26 顯示其結果，經過中子預先照射的材料與未經輻照的結果相近，顯示對於 LAS 的 CGR 並無明顯的影響[12]。表 1-4 的結果也顯示 A508 Cl.2 與 SA533 BB1 的低合金鋼經過置入 RPV129 天的照射，再放置於空氣飽和的用過燃料池水中 3 年，試片並無任何裂縫生成[13]。

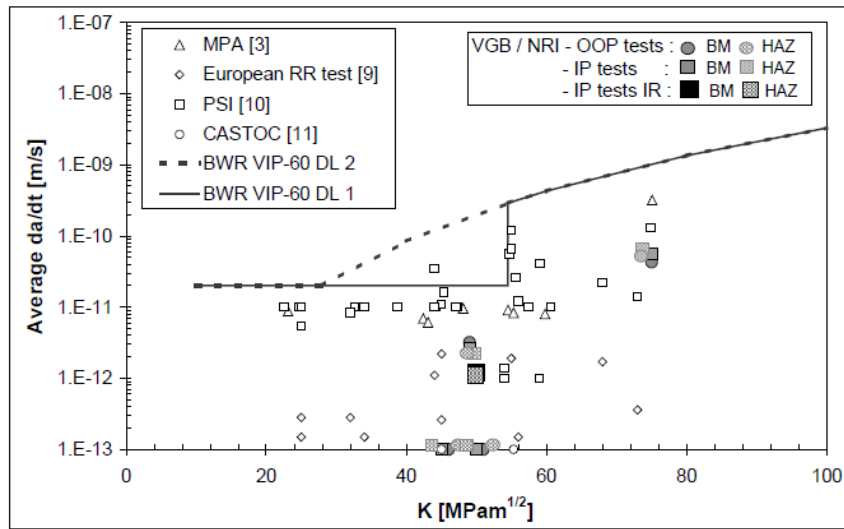


圖 1- 26 VGB 數據與未輻照結果的 CGR 比較圖

表 1- 4 測試結果

Specimen No.	Material: HAZ of	Height of loading $K_1(\text{MPa}\sqrt{\text{m}})$	Observation in the stereoscope
KS01 AN97		24.2	No crack extension
KS01 AN95	22NiMoCr37	28.9	No crack extension
KS01 AN94	(\approx A508C12)	43.3	No crack extension
KS12 BC14		23.2	No crack extension
KS12 BC13	20MnMoNi55	28.1	No crack extension
KS12 BC12	(\approx A533B1)	42.8	No crack extension

芬蘭 VTT Technical Research Centre of Finland 的 Konsta Sipilä 針對 20MnMoNi55 低合金鋼在 288°C 環境下進行硫酸根離子與氯離子的腐蝕評估。壓力容器是由低合金鋼製成，並鍍有不銹鋼內襯以增強防腐蝕性能，在結構失效評估中，考慮內襯如有缺陷可能會造成低合金鋼暴露於冷卻水中，而由於此類缺陷尺寸較窄，造成水中的成分可能不同，與爐水本體相比，更具侵蝕性。實驗一為高純水環境，實驗二則為含有 1,700 $\mu\text{g}/\text{kg}$ 的氯化物，實驗三則是含有 2,100 $\mu\text{g}/\text{kg}$ 的硫酸鹽，實驗二

與實驗三都是暫態測試，氯化物或硫酸鹽添加後一段時間後則恢復為無添加。圖 1-27 顯示三個實驗經過短時間測試後的氧化膜結構，添加了氯化物或硫酸鹽的表面氧化膜平均尺寸與無添加的純水中所長出來的氧化膜平均尺寸相近，無論是添加氯化物或硫酸鹽，其氧化物的外層結構都是相似的。而從圖 1-28 來看氧化層厚度，三者也是相近的，厚度各為 $1.16\ \mu\text{m}$ 、 $1.80\ \mu\text{m}$ 、 $1.45\ \mu\text{m}$ (Glow-discharge optical emission spectroscopy, GDOES 分析)。氧化層主要為雙層結構，外層為氧化鐵，其中含有少量的鎳與鉬，內層主要為矽與鎳，銅、鉻、鉬的含量相對較少。此實驗結果也顯示無論有無添加氯化物或硫酸鹽，生成的氧化膜與氧化膜厚度都是類似的 [14]。

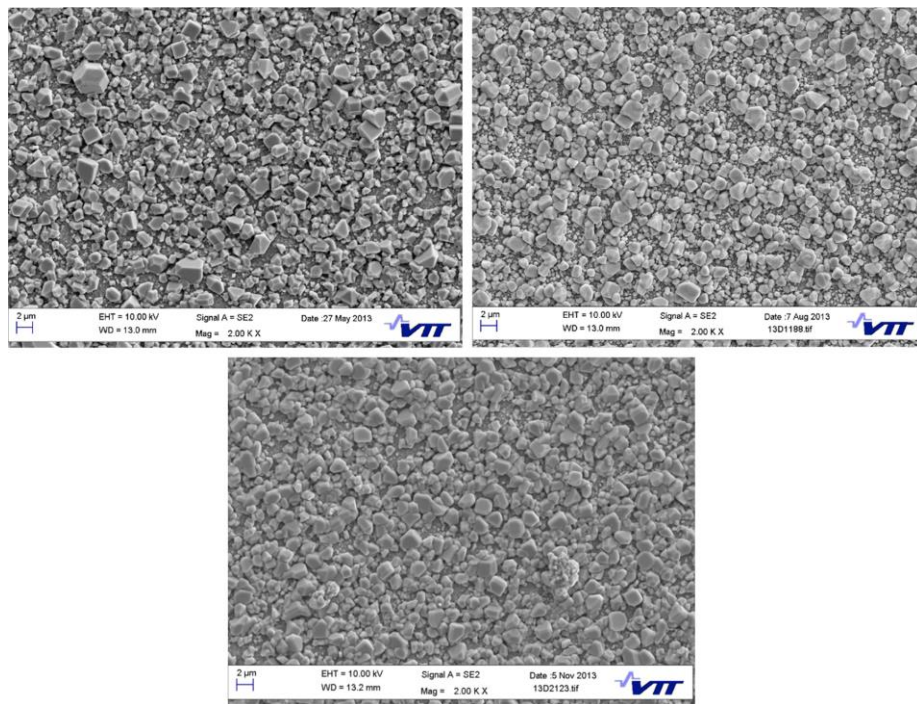


圖 1-27 LAS 表面氧化膜結構圖

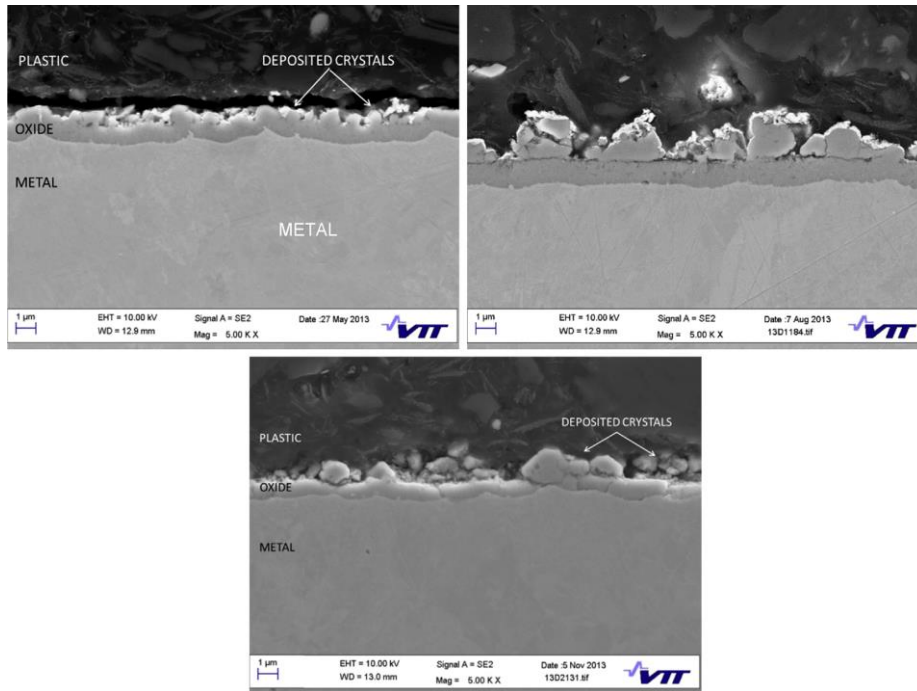


圖 1- 28 LAS 氧化膜截面圖

(二) 實驗測試結果

1. 試片成分與熱處理程序

本次實驗選用的試片材質為 SA533 B 低合金鋼與 304 不銹鋼，其化學成分如表 1- 5 所示。SA533 B 低合金鋼試片分為兩批，一批為未經熱處理（編號：SA533 B），一批為經熱處理（編號：SA533 B_TT），熱處理條件為兩階段，先是 900°C/1.5 小時，後為 670°C/1.5 小時 [15]。304 不銹鋼試片則是固溶退火溫度 1050°C/40 分鐘以消除其中應力，再經敏化處理 600°C/24 小時（編號：304 SS_sen）。

表 1- 5 SA533 B 低合金鋼與 304 SS 樣品成分比例

wt%	C	Si	Mn	P	S	Cr	Ni	Mo	Cu	Fe
304 SS	0.0521	0.3518	1.1305	0.0091	0.0059	18.5217	8.1410	<0.001	-	Bal.
SA533 B	0.200	0.22	1.29	<0.02	0.027	N.A.	0.62	0.51	0.04	Bal.

2. 1,000 ppb 硫酸根離子、1,000 ppb 氯離子與 1,000 ppb 碳酸根離子測試環境的結果

在實驗進行操作前，首先對 SA533 B 低合金鋼與 304 不銹鋼平板試片進行初步記錄，採用微量天秤（五位精度）進行其質量測定，後續也針對其表面進行 SEM 分析，分析結果如圖 1- 29、圖 1- 30、圖 1- 31 所示，表面並無太多缺陷。另外，針對 SA533 B 低合金鋼與 304 不銹鋼 U-bend 試片在實驗開始前（0 小時）的表面狀態觀察。在 0 小時的狀態下，於試片應變最大處附近並未發現明顯的裂紋，如圖 1- 32、圖 1- 33、圖 1- 34 所示，顯示材料初始表面狀態良好。此外，針對 U-bend 試片的表面進行詳細分析，發現 SA533 B 表面存在些微的凸起與缺陷，但整體表面數量並不多，未見嚴重缺陷或損傷。

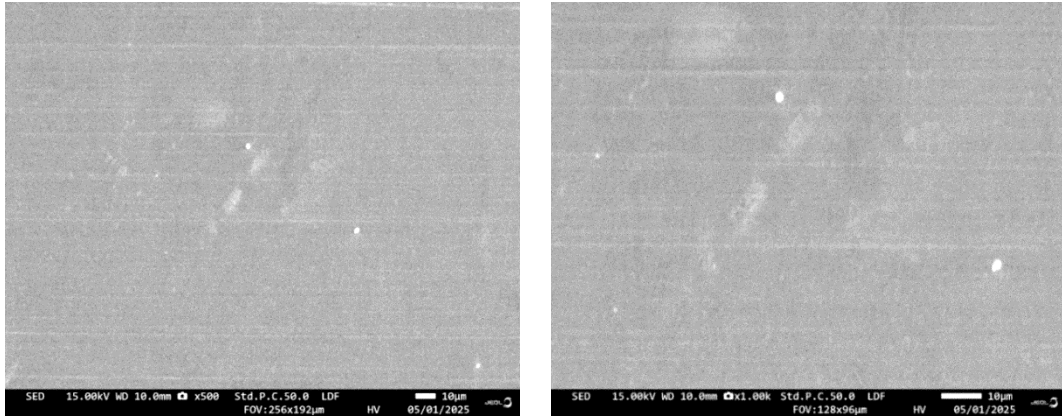


圖 1-29 304 SS_sen 平板試片 0 小時之 SEM 表面分析(左：500X;
右:1000X)

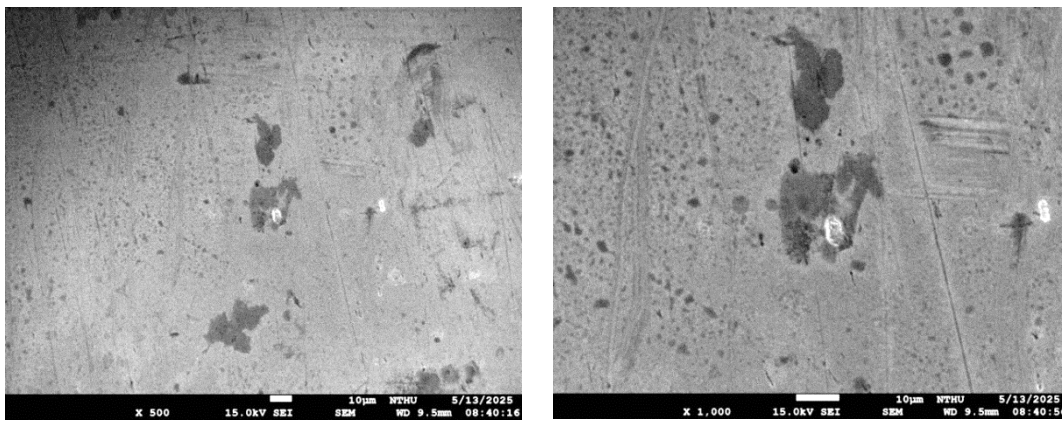


圖 1-30 SA533 B 平板試片 0 小時之 SEM 表面分析(左：500X;
右:1000X)

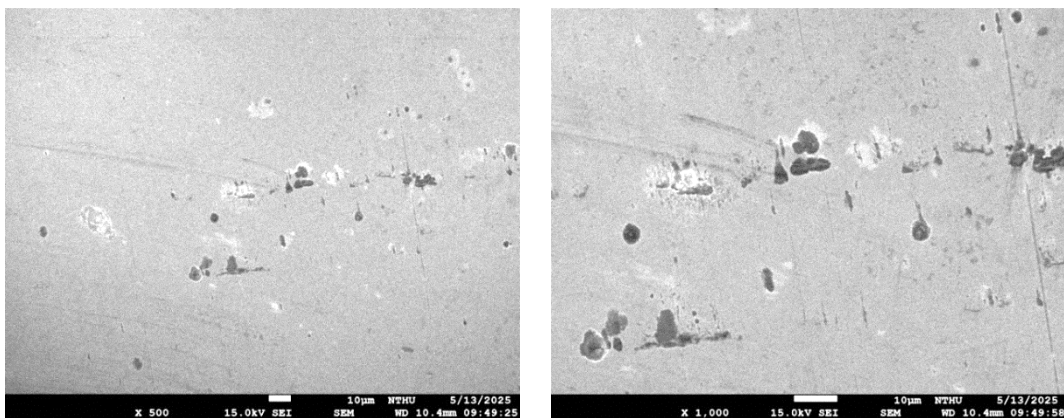


圖 1-31 SA533 B_TT 平板試片 0 小時之 SEM 表面分析(左：500X;
右:1000X)

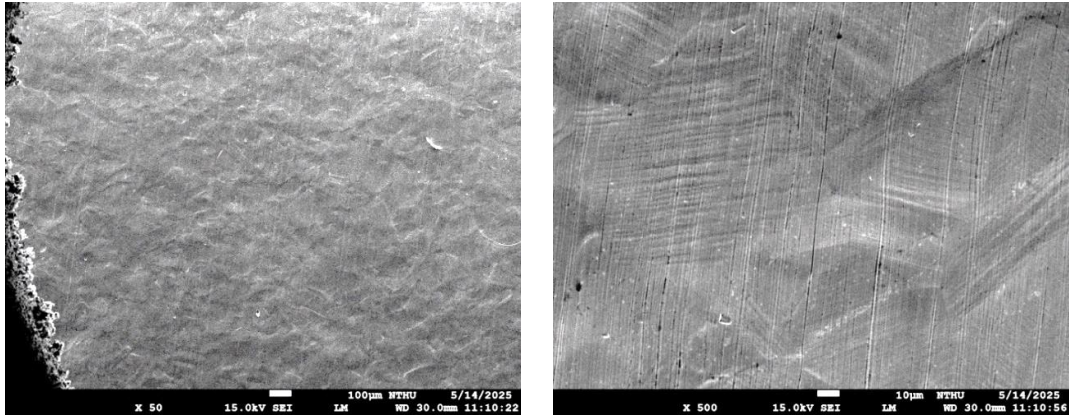


圖 1- 32 304 SS_sen U-bend 試片 0 小時之 SEM 表面分析(左：50X
右:500X)

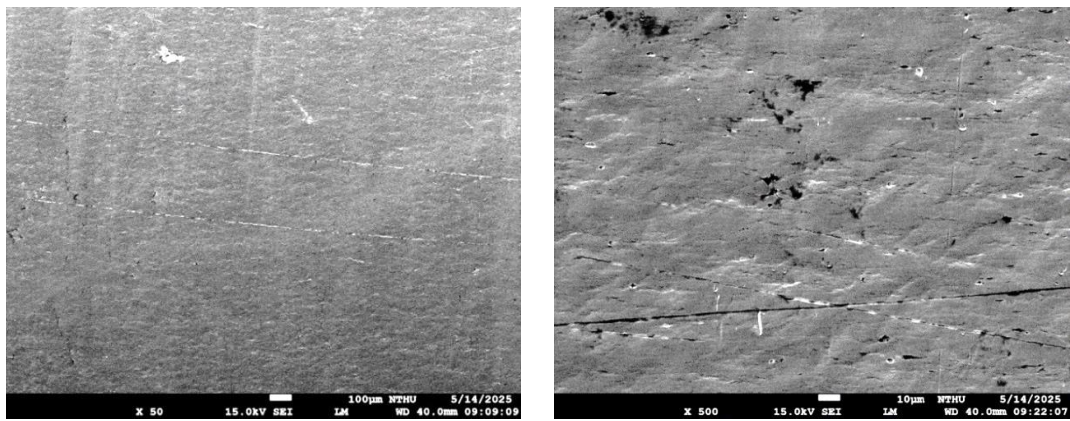


圖 1- 33 SA533 B U-bend 試片 0 小時之 SEM 表面分析(左：50X
右:500X)

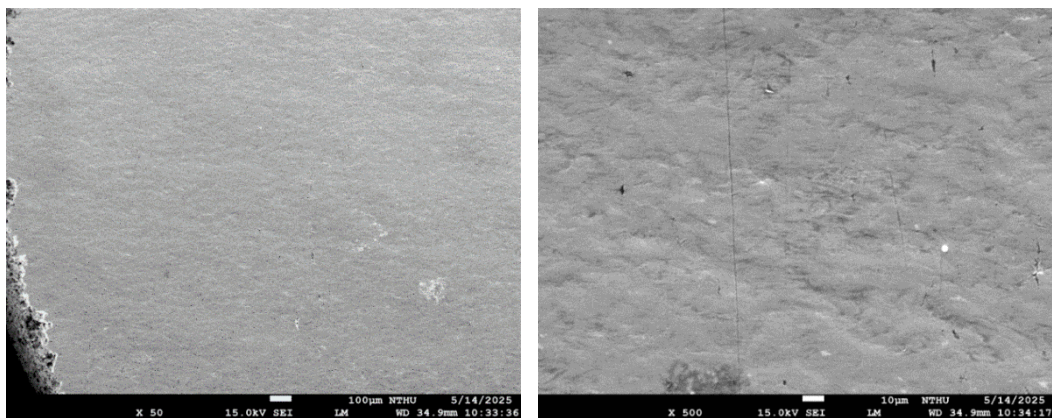


圖 1- 34 SA533 B_TT U-bend 試片 0 小時之 SEM 表面分析(左：50X
右:500X)

此測試環境為純水中加入 1,000 ppb 硫酸根離子、1,000 ppb 氯離子與 1,000 ppb 碳酸根離子，分別經過 500、1000、1500 小時的實驗後，對平板試片進行質量分析與表面 SEM 觀察。結果顯示，304 SS 試片隨著測試時間的增加，其質量呈現些許增加的趨勢但不明顯。低合金鋼 SA533 B 與 SA533 B_TT 則是呈現質量損失的表現，隨著測試時間的增加，質量損失更為明顯，如表 1- 6 與圖 1- 35 所示。由於實驗條件的溫度相對較低，是在 50°C 下進行，雖然是在飽和溶氧的環境(溶氧>6 ppm)，因此 304 SS 試片質量的變化幅度並不顯著，顯示在這種條件下 304 SS 材料的整體質量改變有限。從測試後的 304 SS 試片表面 EDS 的分析來看，如圖 1- 39，顯示 304 SS 試片表面生成的氧化物只有微量，大部分都為 304 SS 基材的訊號，也有微量的碳析出物，證實了此環境條件對 304 SS 材料腐蝕行為的影響相對較小。低合金鋼 SA533 B 與 SA533 B_TT 的測試結果如表 1- 6 與圖 1- 37、圖 1- 38 所示，質量損失相對於 304 SS 試片更明顯，隨著測試時間的增加質量損失也隨著增加，試片表面生成大量的腐蝕產物而開始剝落，造成質量損失，1000 與 1500 小時測試之後，SA533 B_TT 試片表面有明顯的氧化物剝落區域，表面 EDS 的分析呈現明顯的氧化鐵訊號並帶有碳的成分，分別如圖 1- 40 與圖 1- 41 所示。

表 1-6 三種平板試片在 1,000 ppb 硫酸根離子、1,000 ppb 氯離子與 1,000 ppb 碳酸根離子測試環境 500、1000、1500 小時後之質量變化

Sample(mg/cm ²)	500 hr	1000 hr	1500 hr
304 SS_sen	0.0919±0.068	0.0864±0.053	0.1125±0.004
SA533 B	-4.235±0.46	-10.78±2.23	-15.19±2.47
SA533 B_TT	-2.461±5.15	-8.405±4.02	-19.825±0.49

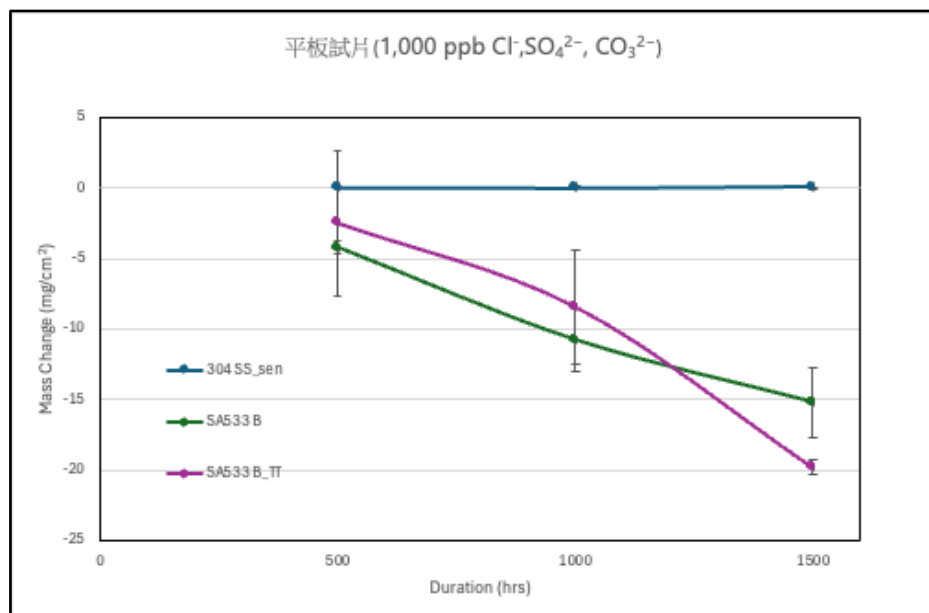


圖 1-35 在 1,000 ppb 硫酸根離子、1,000 ppb 氯離子與 1,000 ppb 碳酸根離子測試環境 500、1000、1500 小時後之質量變化

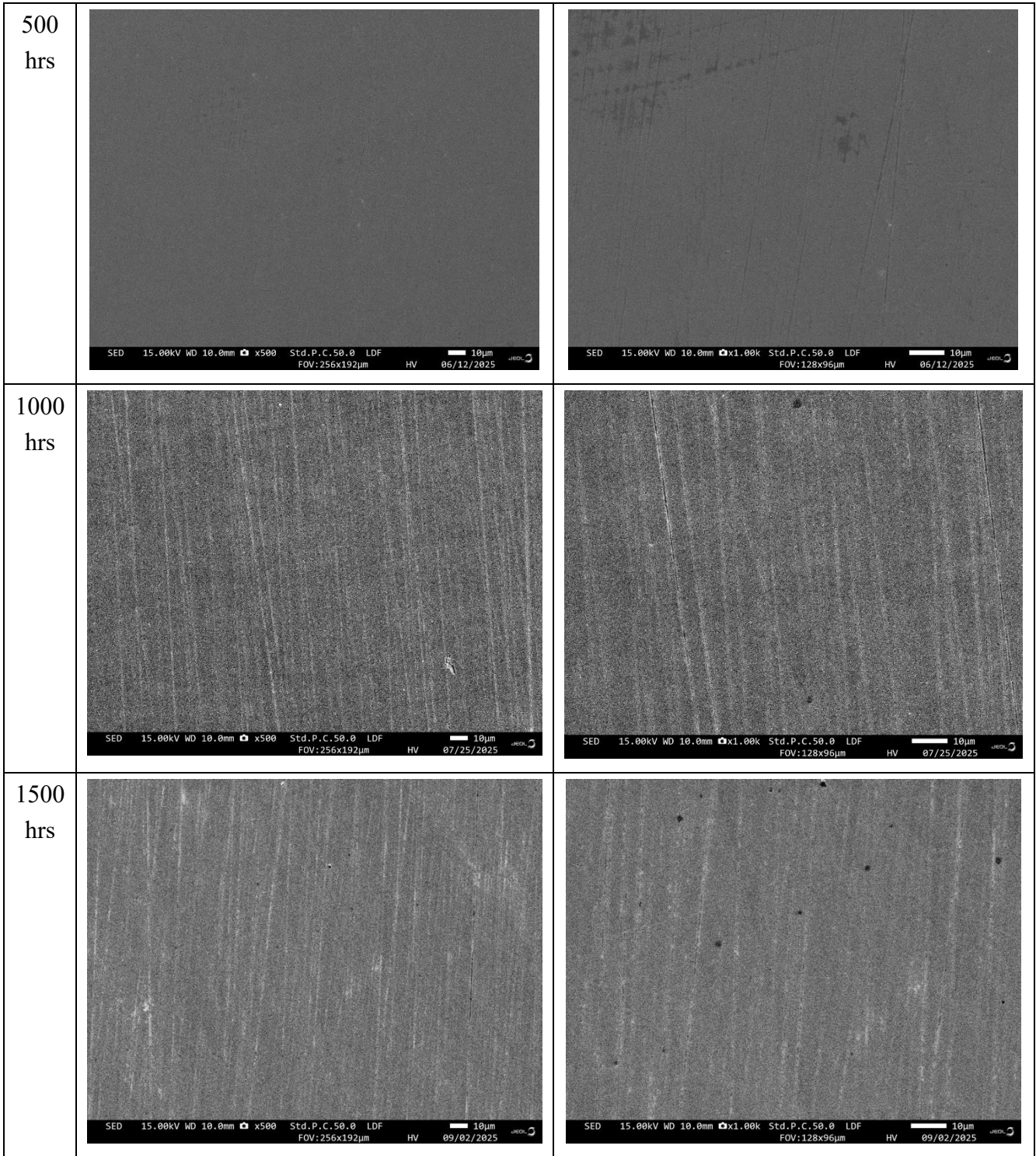


圖 1- 36 304 SS_sen 平板試片 500、1000、1500 小時測試後之 SEM 表面分析(左：500X; 右:1000X)

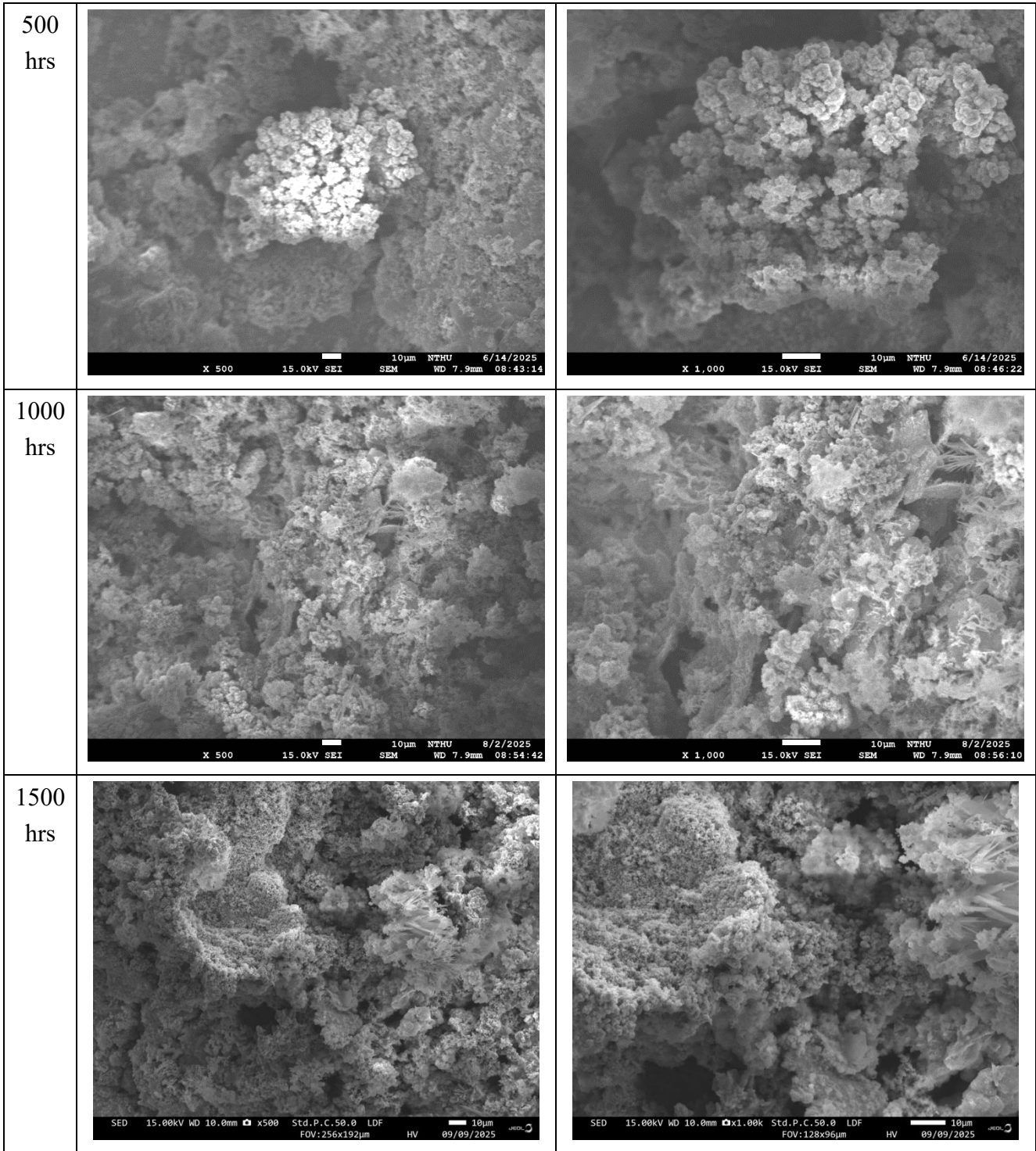


圖 1- 37 SA533 B 平板試片 500、1000、1500 小時測試後小時之 SEM 表面分析(左：500X; 右:1000X)

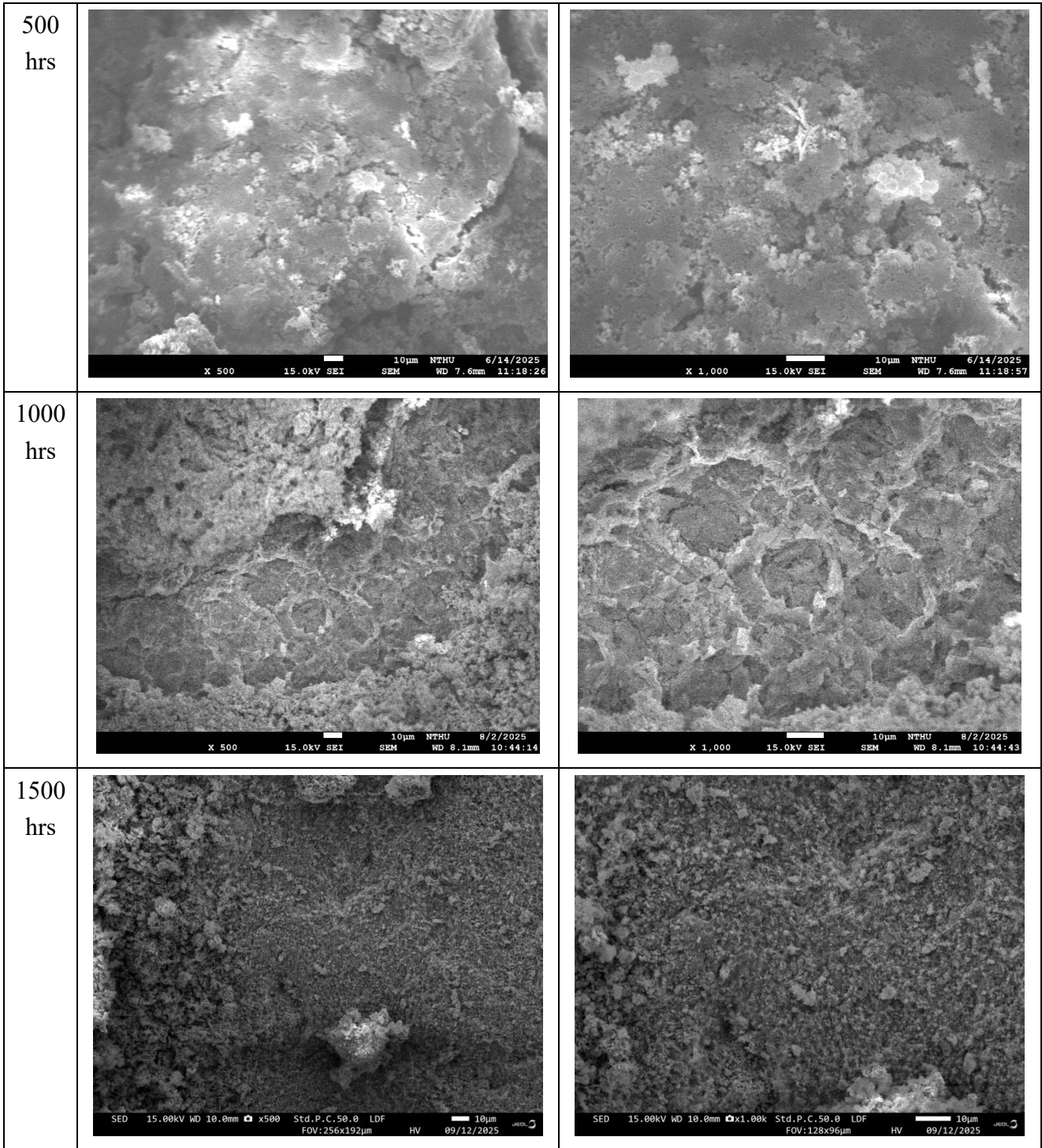


圖 1- 38 SA533 B_TT 平板試片 500、1000、1500 小時測試後小時之 SEM 表面分析(左：500X; 右:1000X)

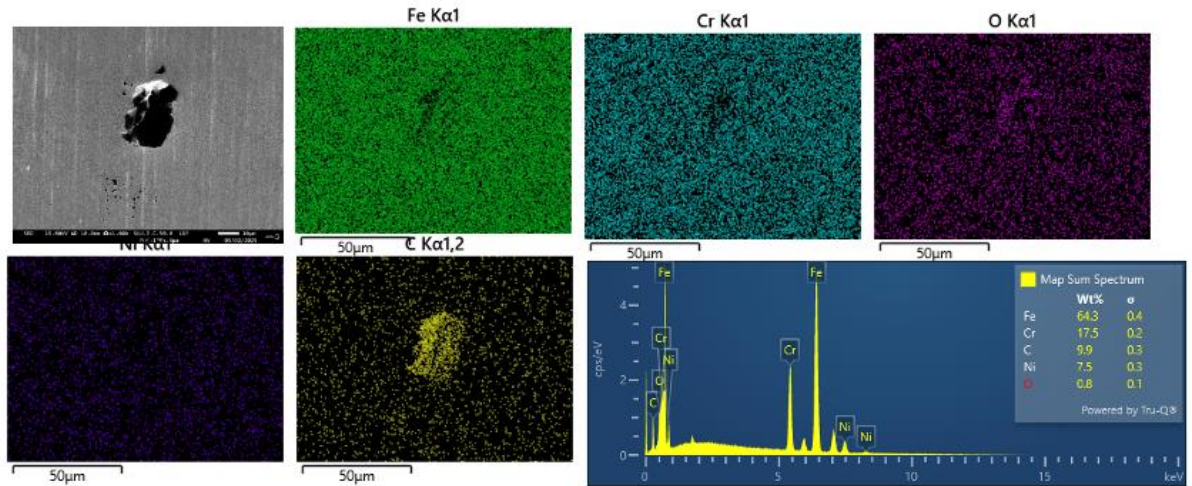


圖 1- 39 304 SS_{sen} 平板試片在 1,000 ppb 硫酸根離子、1,000 ppb 氯離子與 1,000 ppb 碳酸根離子測試環境 1500 小時後之表面 EDS 分析

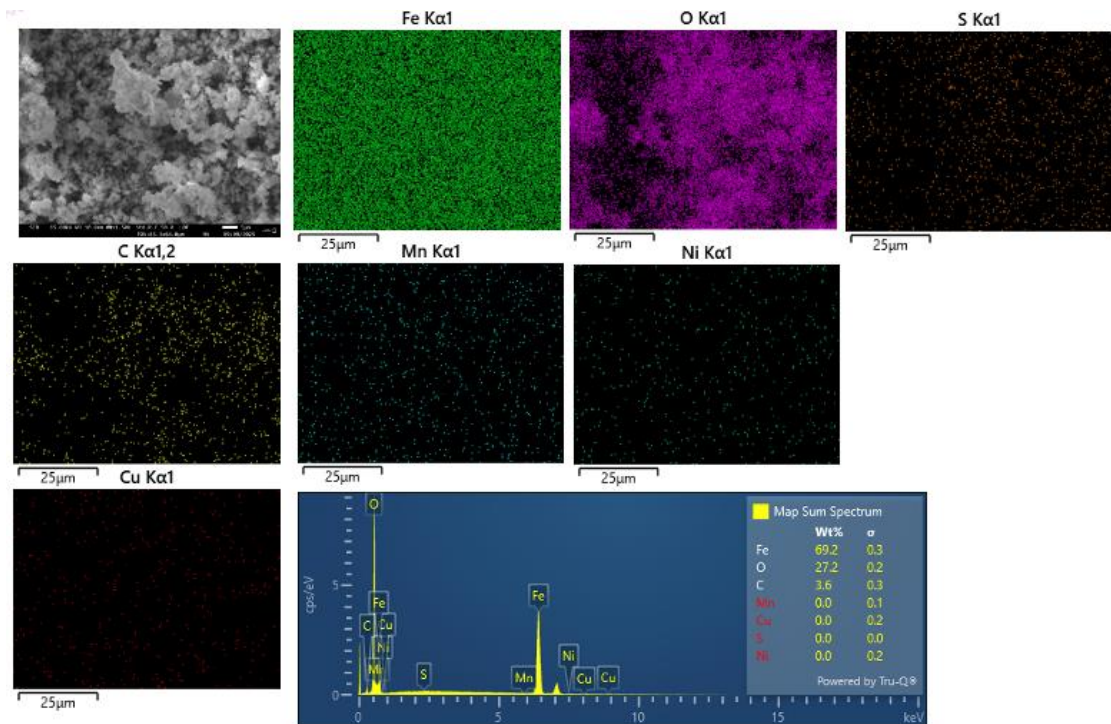


圖 1- 40 SA533 B 平板試片在 1,000 ppb 硫酸根離子、1,000 ppb 氯離子與 1,000 ppb 碳酸根離子測試環境 1500 小時後之表面 EDS 分析

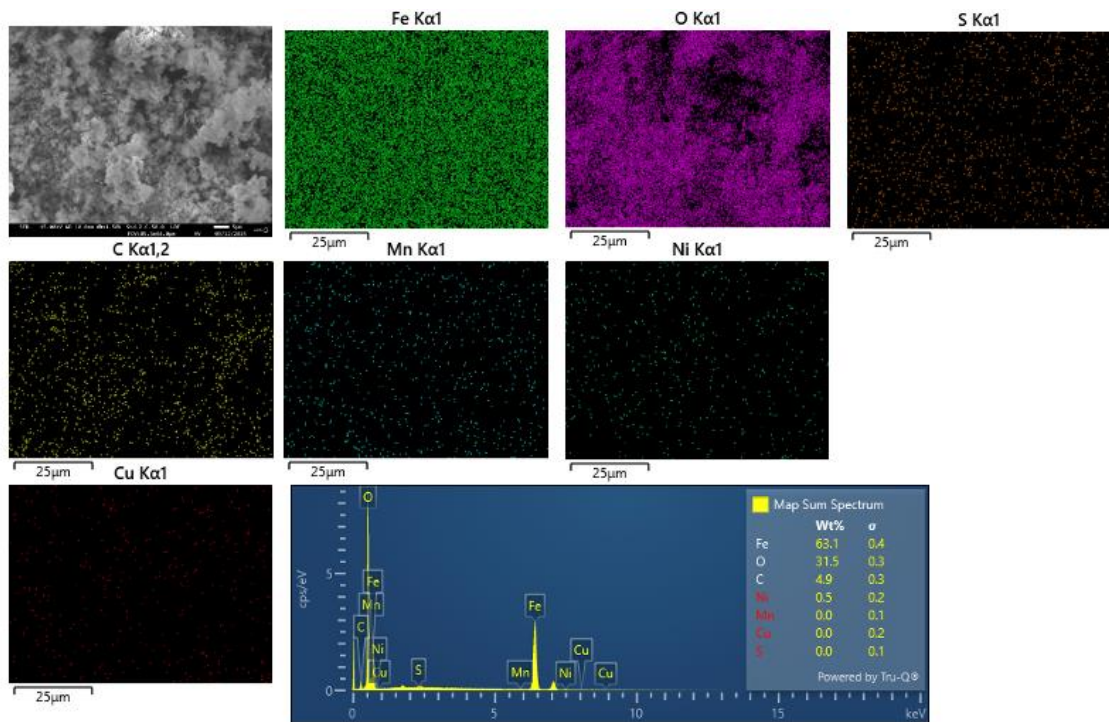


圖 1- 41 SA533 B_TT 平板試片在 1,000 ppb 硫酸根離子、1,000 ppb 氯離子與 1,000 ppb 碳酸根離子測試環境 1500 小時後之表面 EDS 分析

針對應力腐蝕龜裂起始，三種材料的 U-bend 試片分別經過 500、1000、1500 小時的實驗後，進行表面分析時發現，針對應變較大的區域進行觀察，經過 1500 小時測試後並未有裂縫生成，如圖 1- 42、圖 1- 43、圖 1- 44 所示，304 SS 僅有局部少量的腐蝕產物生成，而 SA533 B 兩種試片則是有大量氧化物生成，也未觀察到裂縫生成，顯示在此濃度下經過 1500 小時測試並未有裂縫起始。透過能量分散 X 射線光譜(EDS)分析，如圖 1- 45、圖 1- 46、圖 1- 47 所示，304 SS 表面主要是鐵鉻基材訊號，僅有少量的氧訊號，僅生成微量的氧化物。

雖有外加應變，SA533 B 兩種試片仍是以均勻腐蝕為主，主要的生成物成分為鐵、氧、碳，以氧化鐵為主。

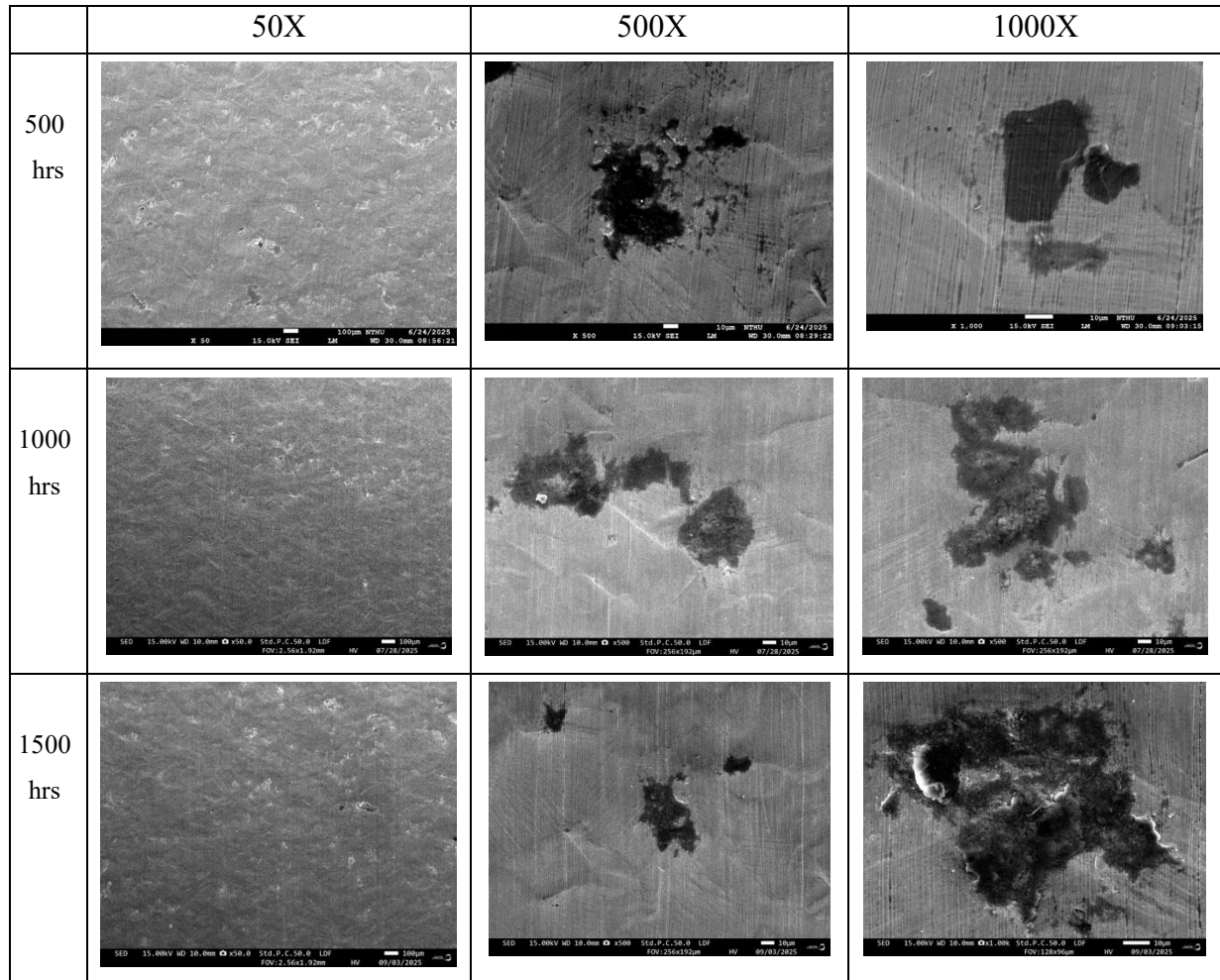


圖 1- 42 304 SS_sen U-bend 試片 500、1000、1500 小時之 SEM 表面分析

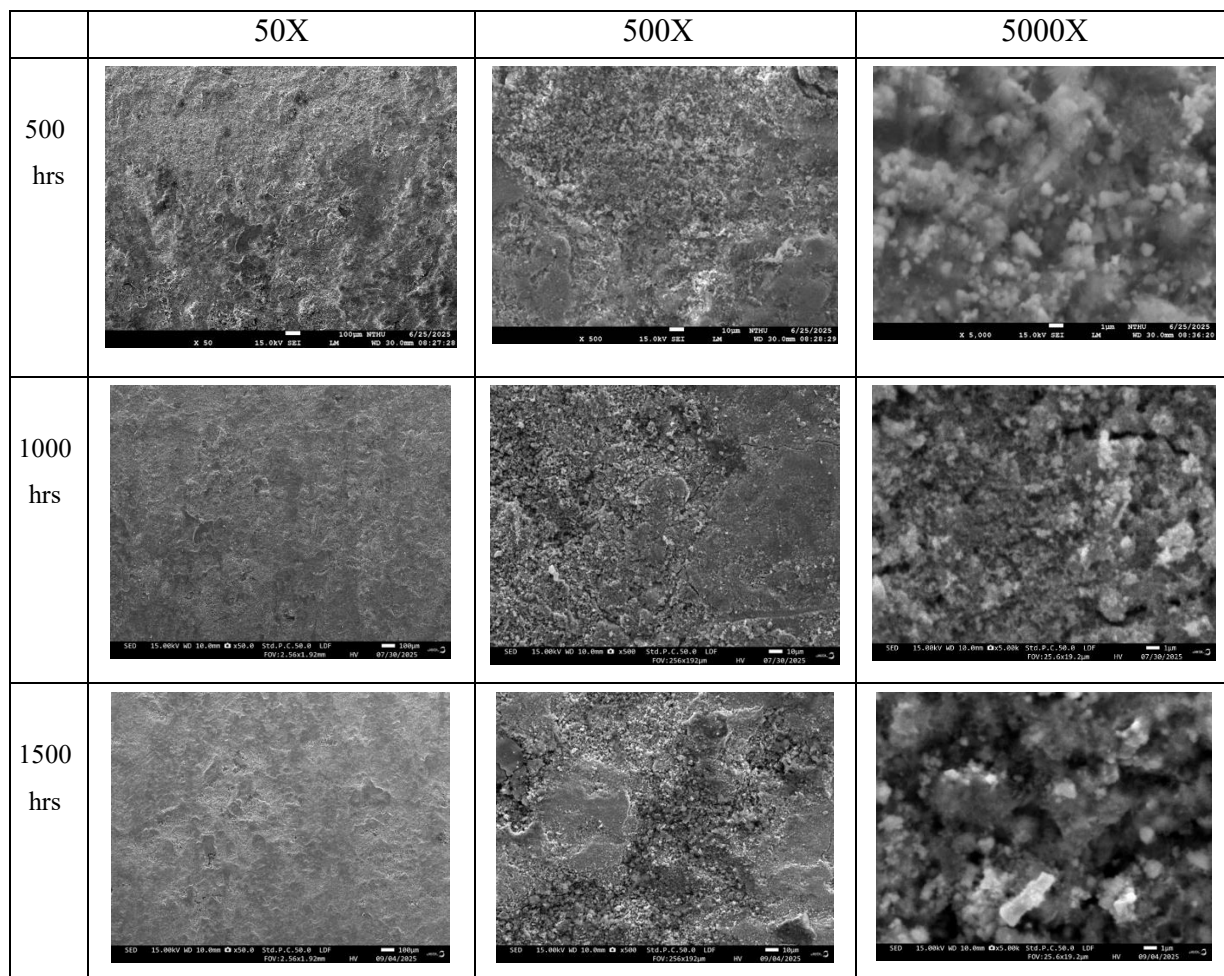


圖 1- 43 SA533 B U-bend 試片 500、1000、1500 小時之 SEM 表面分析

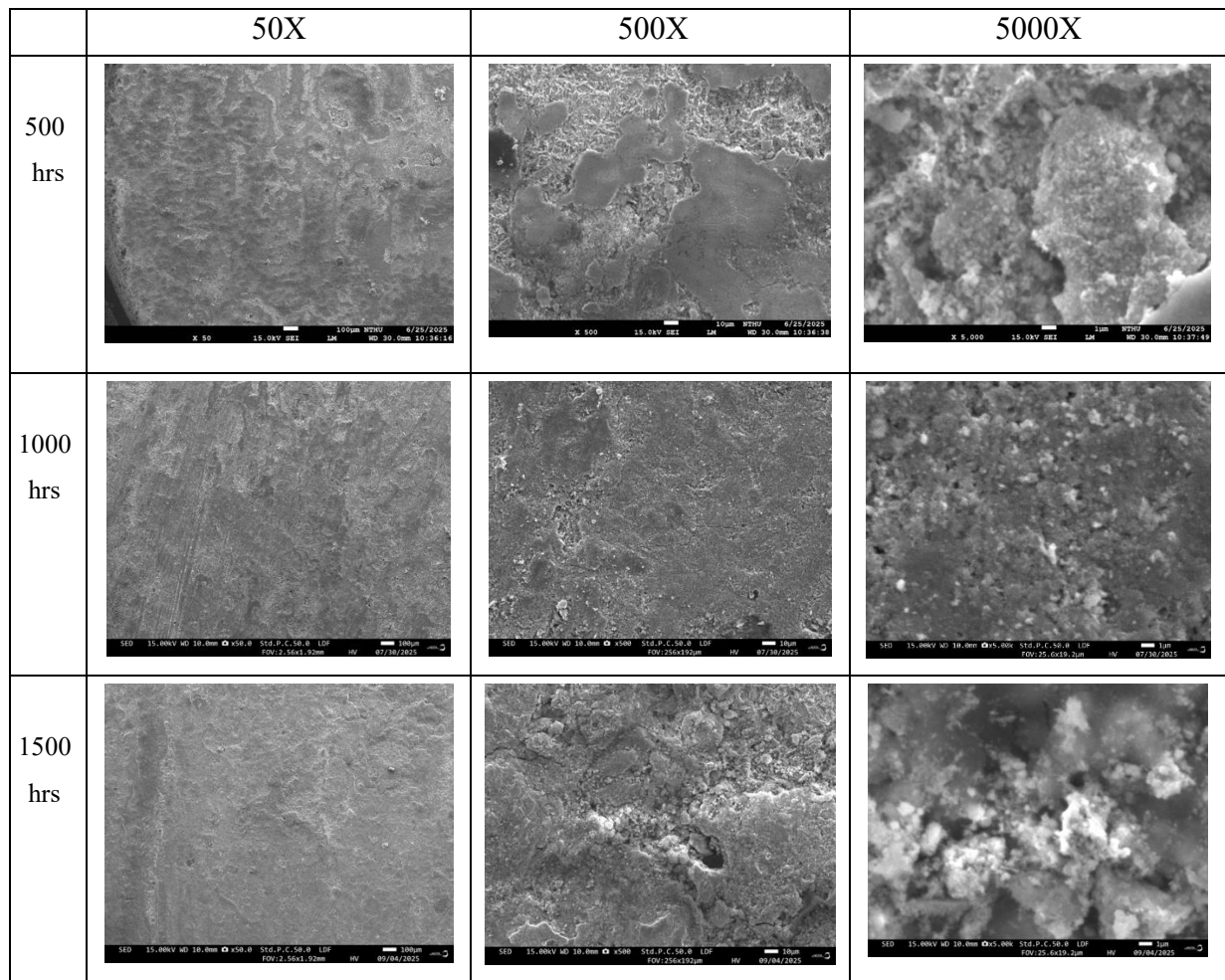


圖 1-44 SA533 B_TTU-bend 試片 500、1000、1500 小時之 SEM 表面分析

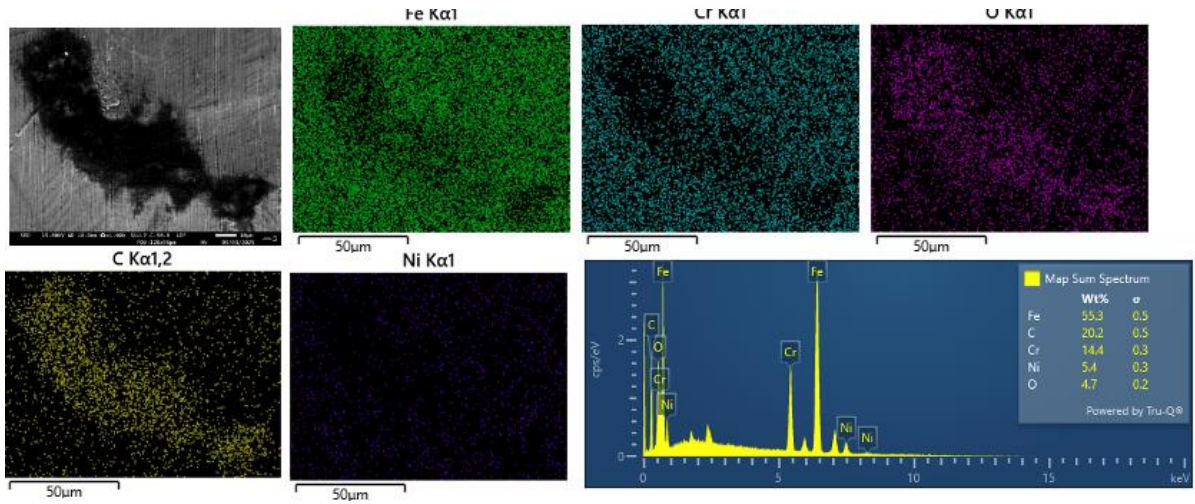


圖 1- 45 304 SS_sen U-bend 試片在 1,000 ppb 硫酸根離子、1,000 ppb 氯離子與 1,000 ppb 碳酸根離子測試環境 1500 小時後之表面 EDS 分析

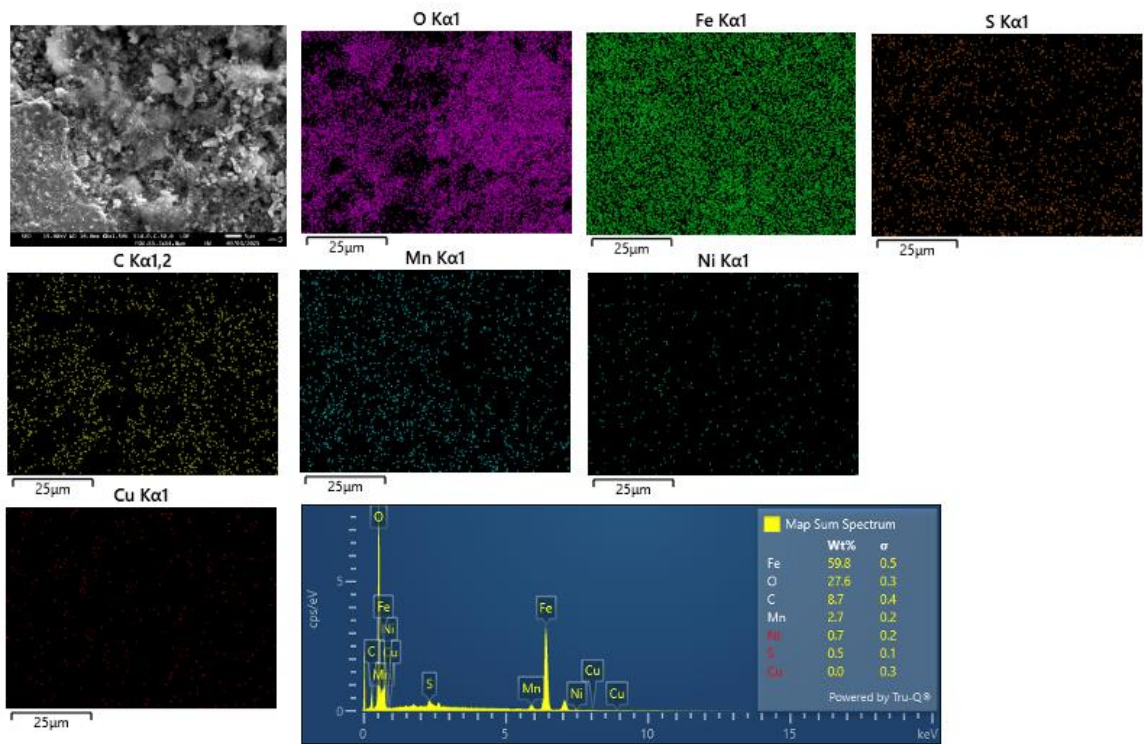


圖 1- 46 SA533 B U-bend 試片在 1,000 ppb 硫酸根離子、1,000 ppb 氯離子與 1,000 ppb 碳酸根離子測試環境 1500 小時後之表面 EDS 分析

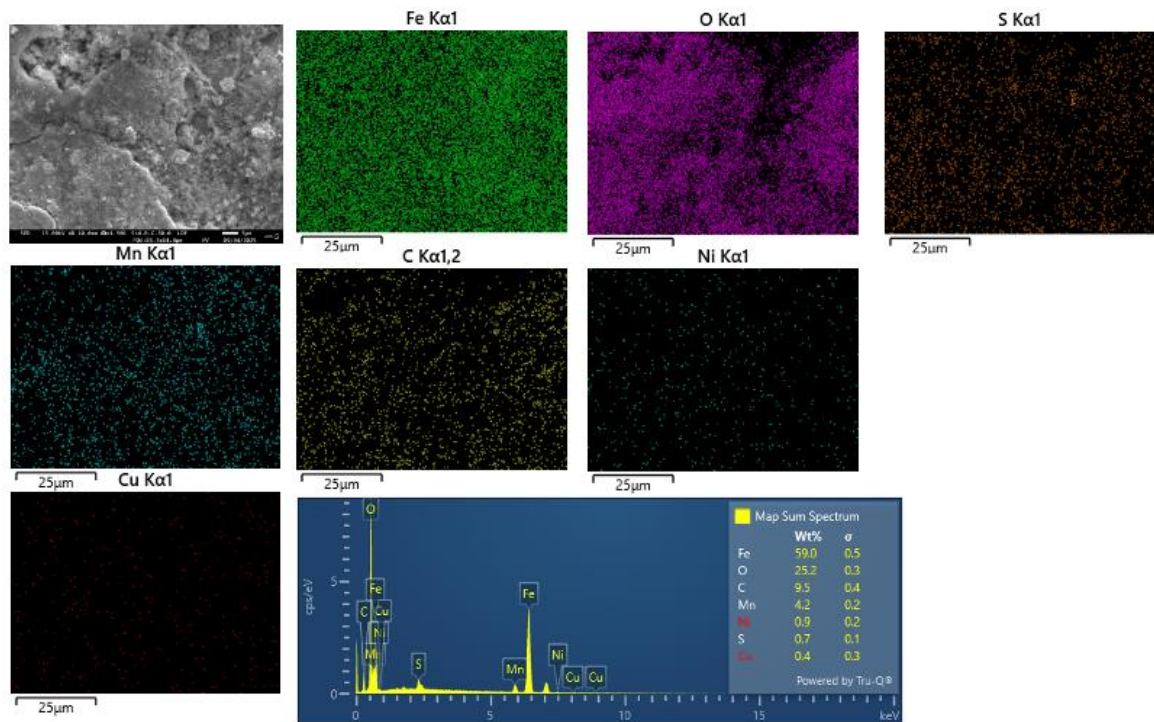


圖 1- 47 SA533 B TT U-bend 試片在 1,000 ppb 硫酸根離子、1,000 ppb 氯離子與 1,000 ppb 碳酸根離子測試環境 1500 小時後之表面 EDS 分析

針對三種試片表面進行拉曼分析，確認表面生成物的結構，其結果如圖 1- 48、圖 1- 49、圖 1- 50 所示，304 SS 試片表面呈現的結構為 Fe_2O_3 與 Fe_3O_4 ，但其訊號強度過低，氧化物結構不明顯，SA533 B 未經熱處理的試片表面呈現的結構為 FeOOH 、 Fe_2O_3 與 Fe_3O_4 ，主要以為 Fe_2O_3 為主，SA533 B 經熱處理的試片表面呈現的結構為 FeOOH 、 Fe_2O_3 與 Fe_3O_4 ，也是以為 Fe_2O_3 為主，有無熱處理的氧化物結構類似。

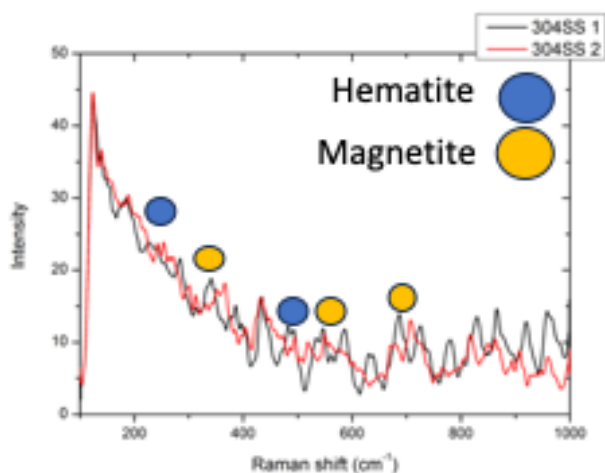


圖 1- 48 304 SS_sen 平板試片在 1,000 ppb 硫酸根離子、1,000 ppb 氯離子與 1,000 ppb 碳酸根離子測試環境 1500 小時後之表面拉曼分析

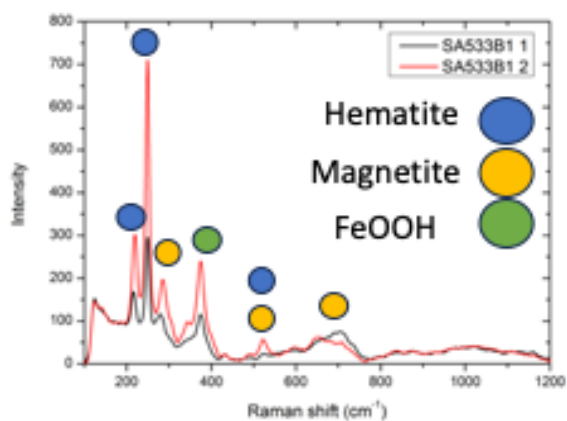


圖 1- 49 SA533 B 平板試片在 1,000 ppb 硫酸根離子、1,000 ppb 氯離子與 1,000 ppb 碳酸根離子測試環境 1500 小時後之表面拉曼分析

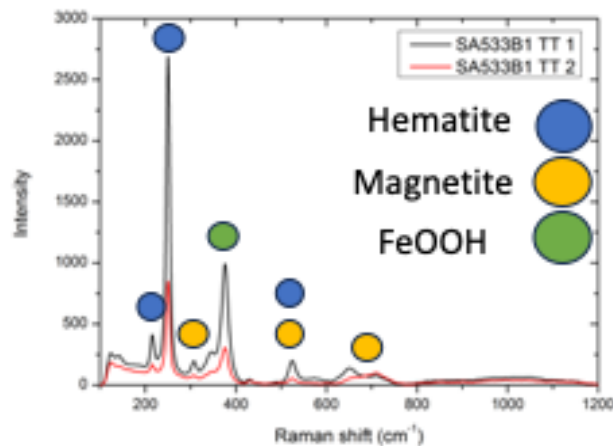


圖 1- 50 SA533 B_TT 平板試片在 1,000 ppb 硫酸根離子、1,000 ppb 氯離子與 1,000 ppb 碳酸根離子測試環境 1500 小時後之表面拉曼分析

(三) 1,000 ppb 碳酸根離子測試環境的結果

此部分的實驗室針對 1,000 ppb 碳酸根離子環境進行測試，在實驗進行操作前，先針對 SA533 B 低合金鋼與 304 不銹鋼平板試片進行測試前的質量測定，採用微量天秤（五位精度）進行，後續也針對其表面進行 SEM 分析，分析結果如圖 1- 51、圖 1- 52、圖 1- 53 所示，表面並無太多缺陷。另外，針對 SA533 B 低合金鋼與 304 不銹鋼 U-bend 試片在實驗開始前(0 小時)的表面狀態觀察。在 0 小時的狀態下，觀察試片應變最大處附近並未發現明顯的裂紋，如圖 1- 54、圖 1- 55、圖 1- 56 所示，顯示材料初始表面狀態良好。此外，針對 U-bend 試片的表面進行詳細分析，發現 SA533 B 與 304 不銹鋼表面存在少量缺陷，但整體表面數量並不多，未見嚴重缺陷或損傷。

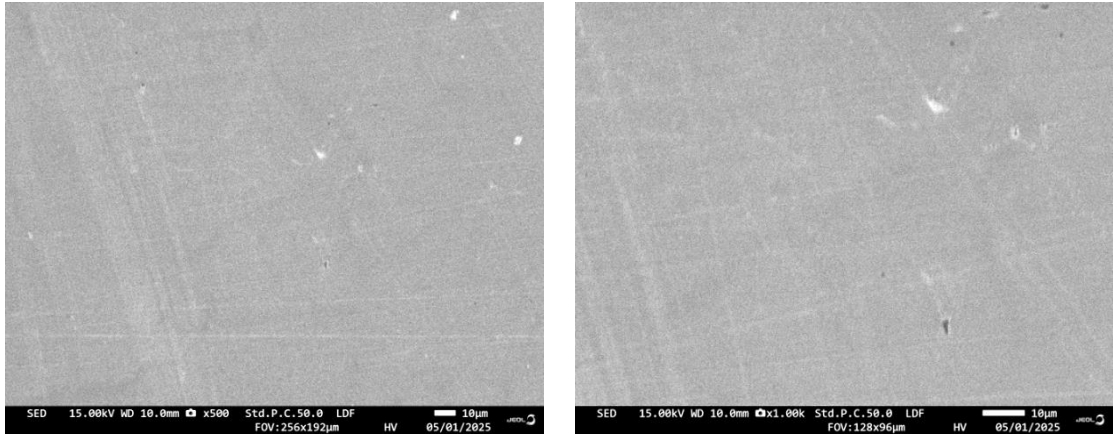


圖 1- 51 304 SS_sen 平板試片 0 小時之 SEM 表面分析(左：500X;
右:1000X)

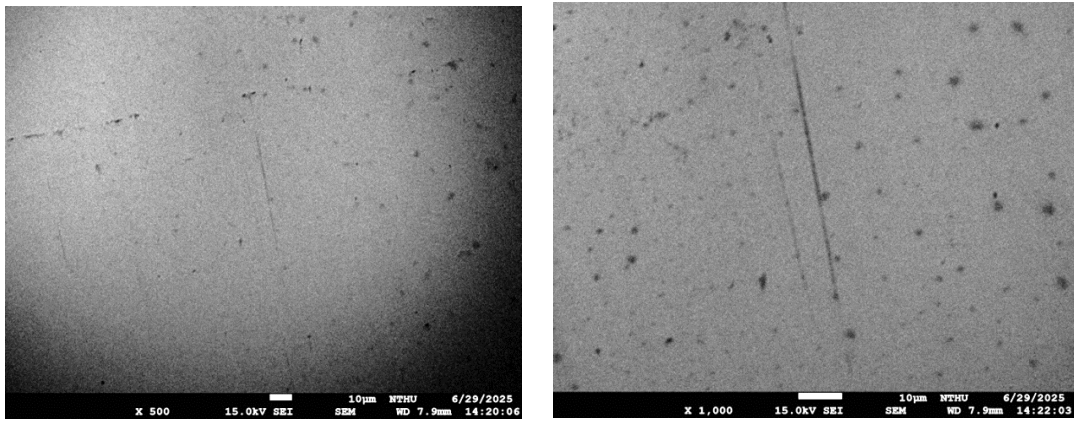


圖 1- 52 SA533 B 平板試片 0 小時之 SEM 表面分析(左：500X;
右:1000X)

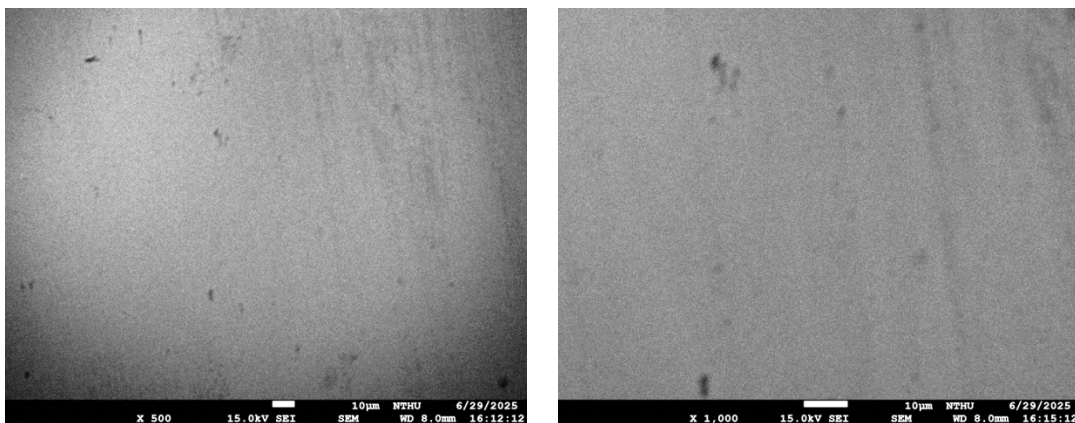


圖 1- 53 SA533 B_TT 平板試片 0 小時之 SEM 表面分析(左：500X;
右:1000X)

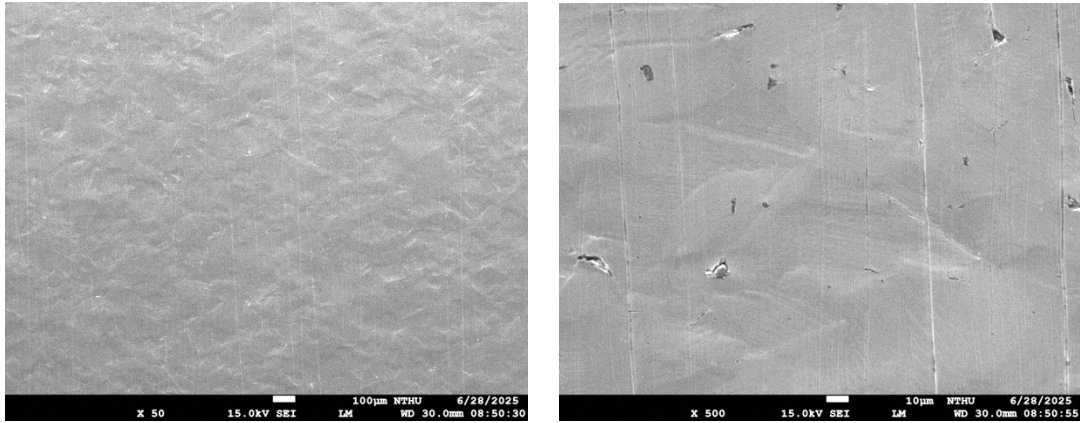


圖 1- 54 304 SS_sen U-bend 試片 0 小時之 SEM 表面分析(左：50X
右:500X)

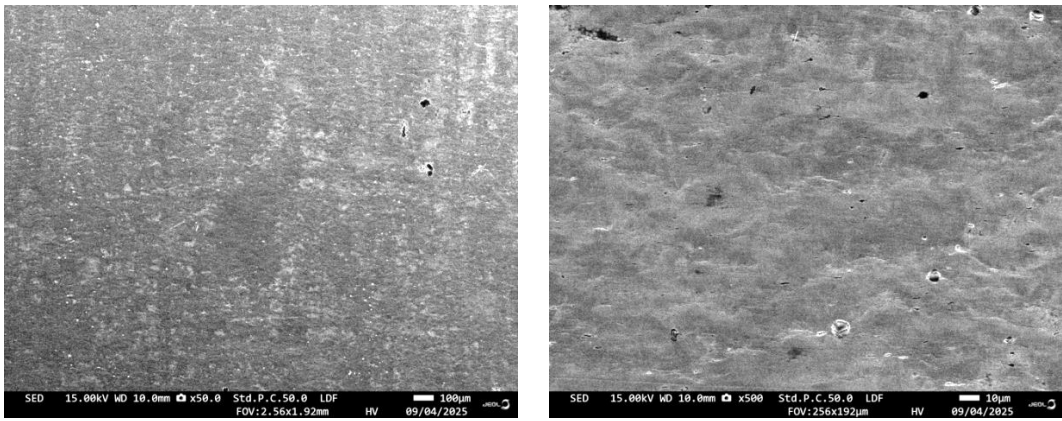


圖 1- 55 SA533 B U-bend 試片 0 小時之 SEM 表面分析(左：50X
右:500X)

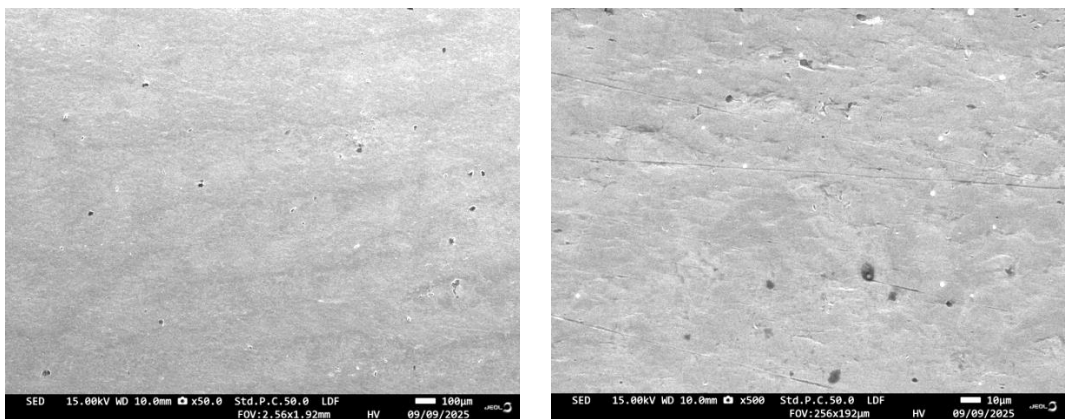


圖 1- 56 SA533 B_TT U-bend 試片 0 小時之 SEM 表面分析(左：50X
右:500X)

經過 500、小時的實驗後，對平板試片進行質量分析與表面 SEM 觀察。表 1-7 結果顯示，304 SS 試片質量呈現些許增加的趨勢但不明顯。低合金鋼 SA533 B 與 SA533 B_TT 則是呈現質量損失的表現，未經熱處理的 SA533 B 質量損失更為明顯。由於實驗條件的溫度相對較低，是在 50°C 下進行，雖然是在飽和溶氧的環境（溶氧濃度>6 ppm），對於抗蝕能力較好的 304 SS 試片，其質量變化幅度並不顯著，顯示在這種條件下 304 SS 材料的整體質量改變很微量。圖 1-57 為測試後的 304 SS 試片表面，500 小時測試後並無明顯的孔蝕生成，從 EDS 的分析來看（圖 1-60），顯示 304 SS 試片表面主要是基材訊號，生成的氧化物並不明顯，與多添加了硫酸根與氯離子環境相比，氧訊號更不明顯，證實了此環境條件對 304 SS 材料腐蝕行為的影響相對更小。低合金鋼 SA533 B 與 SA533 B_TT 表面的測試結果如圖 1-58 與圖 1-59 所示，質量損失相對於 304 SS 試片更明顯，試片表面生成腐蝕產物且有剝落的區域，造成質量損失，表面 EDS 的分析呈現明顯的氧化鐵訊號並帶有碳的成分，分別如圖 1-61 與圖 1-62 所示。

表 1-7 三種平板試片在 1,000 ppb 碳酸根離子測試環境 500 小時後之
質量變化

Sample(mg/cm ²)	500 hr
304 SS_sen	0.0838
SA533 B	-7.47
SA533 B_TT	-2.11

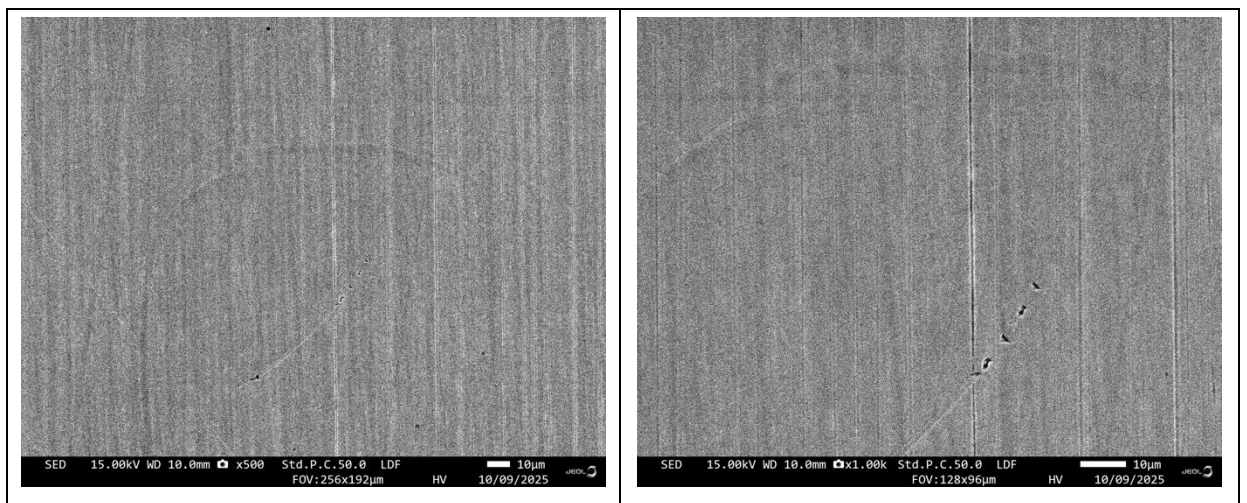


圖 1- 57 304 SS_sen 平板試片 500 小時測試後之 SEM 表面分析(左：
500X; 右:1000X)

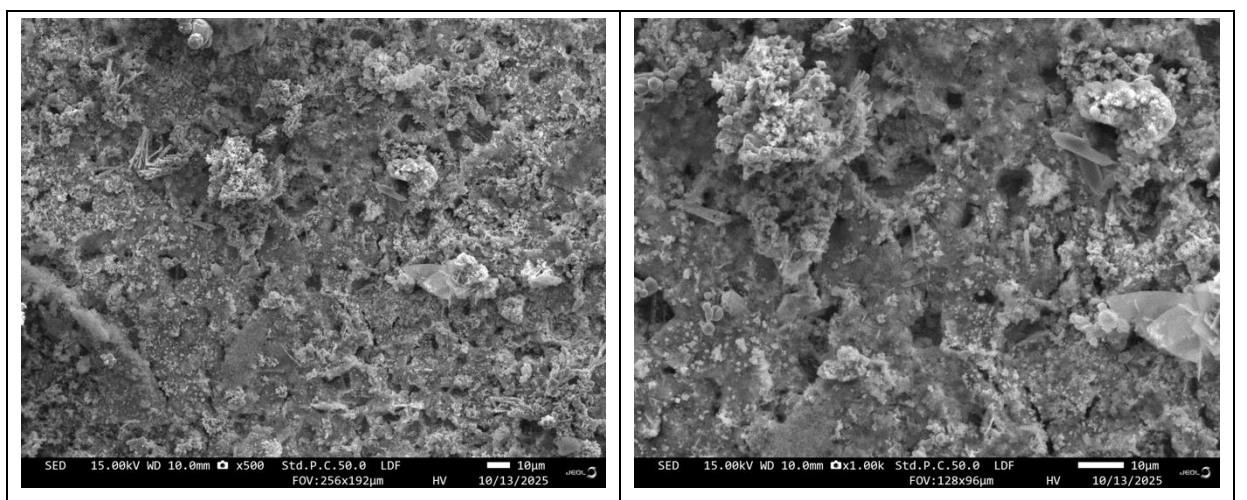


圖 1- 58 SA533 B 平板試片 500 小時測試後小時之 SEM 表面分析
(左：500X; 右:1000X)

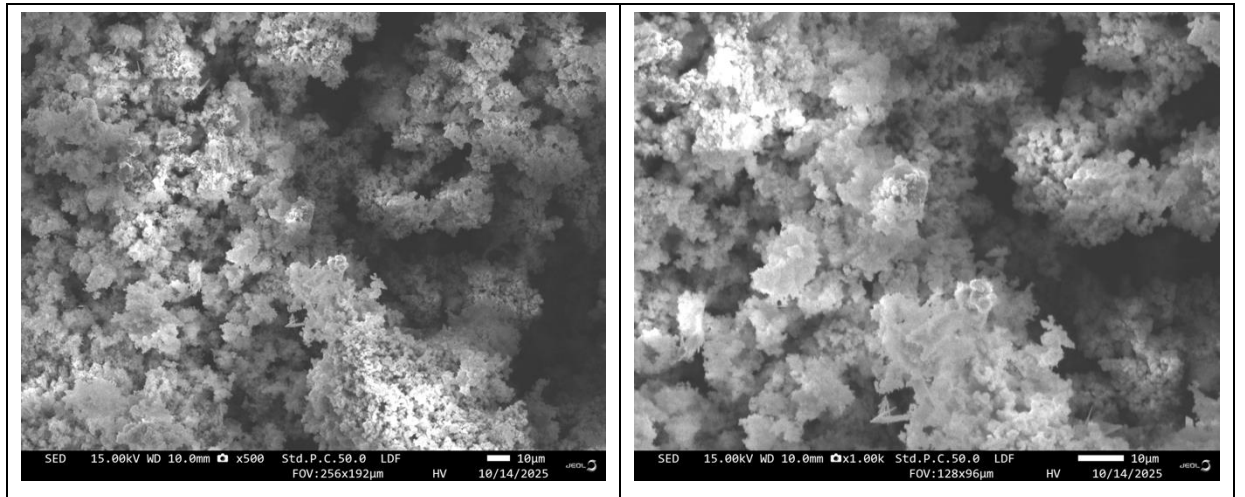


圖 1- 59 SA533 B_TT 平板試片 500 小時測試後小時之 SEM 表面分析(左：500X; 右:1000X)

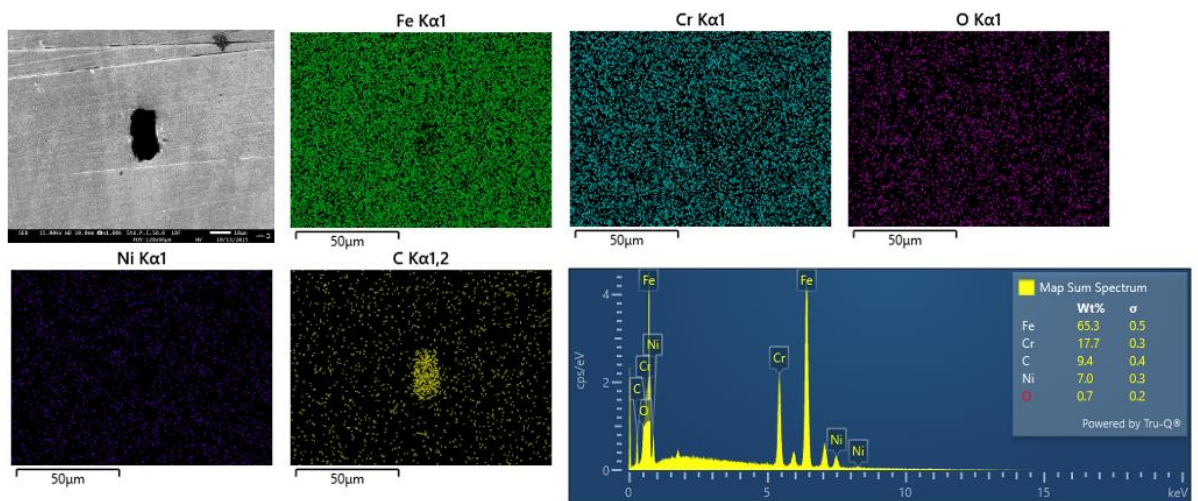


圖 1- 60 304 SS_sen 平板試片在 1,000 ppb 碳酸根離子測試環境 500 小時後之表面 EDS 分析

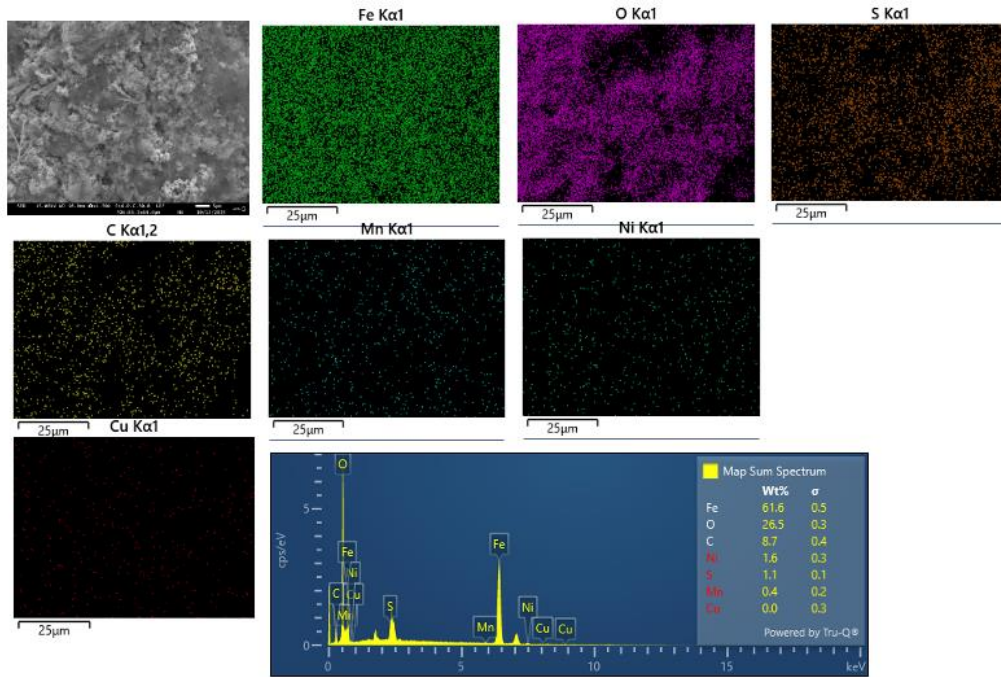


圖 1- 61 SA533 B 平板試片在 1,000 ppb 碳酸根離子測試環境 500 小時後之表面 EDS 分析

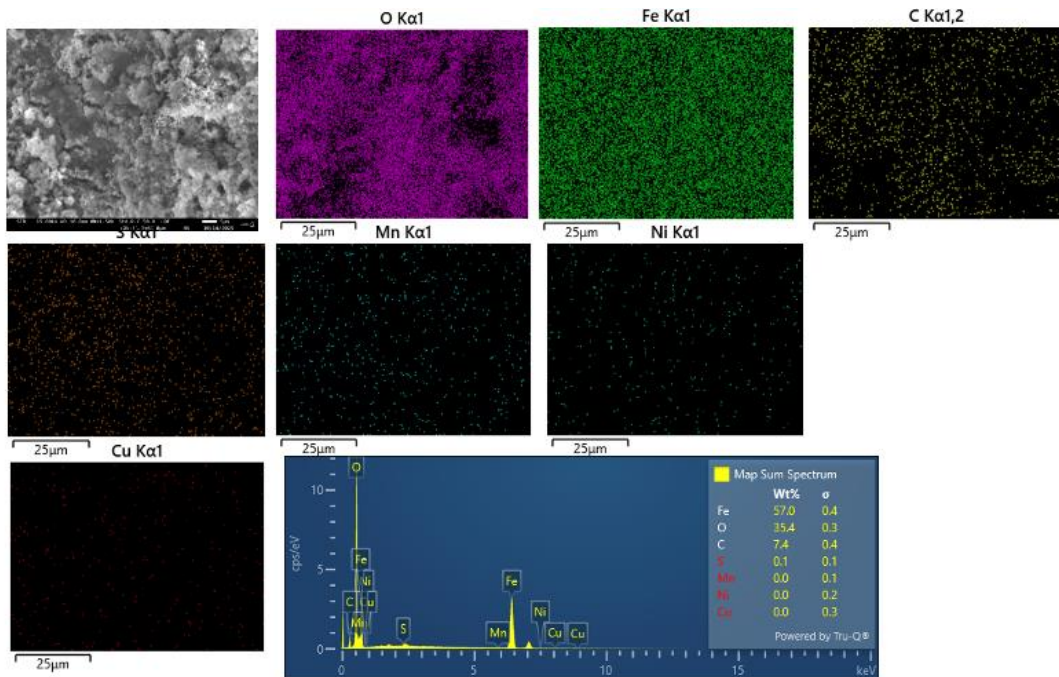


圖 1- 62 SA533 B TT 平板試片在 1,000 ppb 碳酸根離子測試環境 500 小時後之表面 EDS 分析

針對應力腐蝕龜裂起始，三種材料的 U-bend 試片經過 500 小時的實驗後，進行表面分析時發現，經過 500 小時測試後並未有裂縫生成，如圖 1- 63、圖 1- 64、圖 1- 65 所示，顯示在此濃度下經由 500 小時測試並未有裂縫起始。另外，304 SS 試片僅觀察有微量的孔蝕，低合金鋼 SA533 B 兩種試片在應力集中位置主要還是生成氧化物，以均勻腐蝕為主，未見應力腐蝕龜裂起始。透過能量分散 X 射線光譜(EDS)分析，進一步觀察到表面有碳化物，氧化物生成不明顯。低合金鋼 SA533 B 兩種試片，主要為氧化鐵並伴隨著碳的訊號，且氧與碳的訊號位置重疊，推測應有少量的 FeCO_3 ，如圖 1- 66、圖 1- 67、圖 1- 68 所示。

經過 500 小時測試後，304 SS 與低合金鋼 SA533 B 試片並未有明顯之變化，會再持續增加測試時間至 1,500 小時，確認其腐蝕程度的變化。

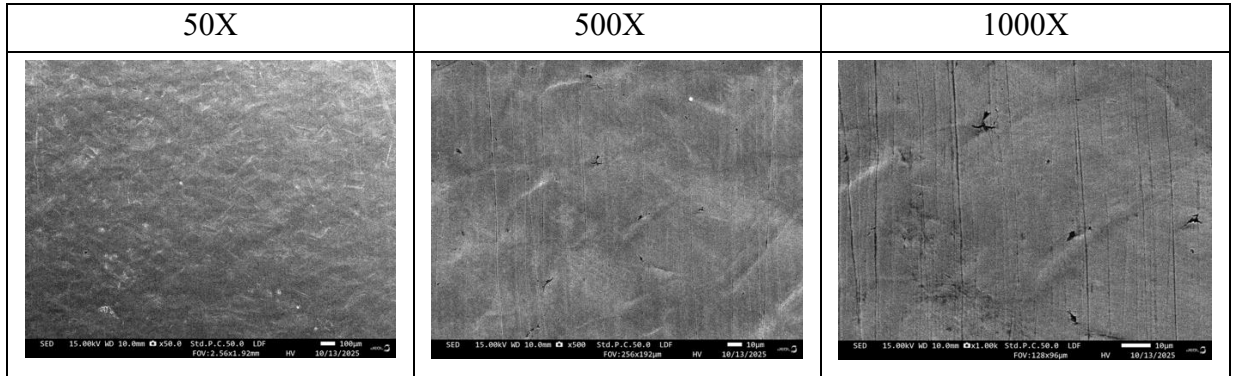


圖 1- 63 304 SS_sen U-bend 試片 500 小時之 SEM 表面分析

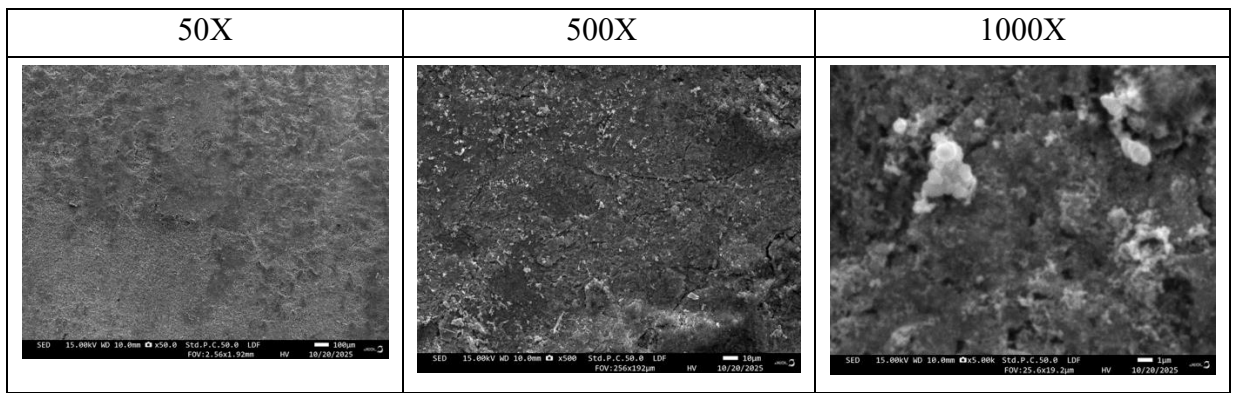


圖 1- 64 SA533 B U-bend 試片 500 小時之 SEM 表面分析

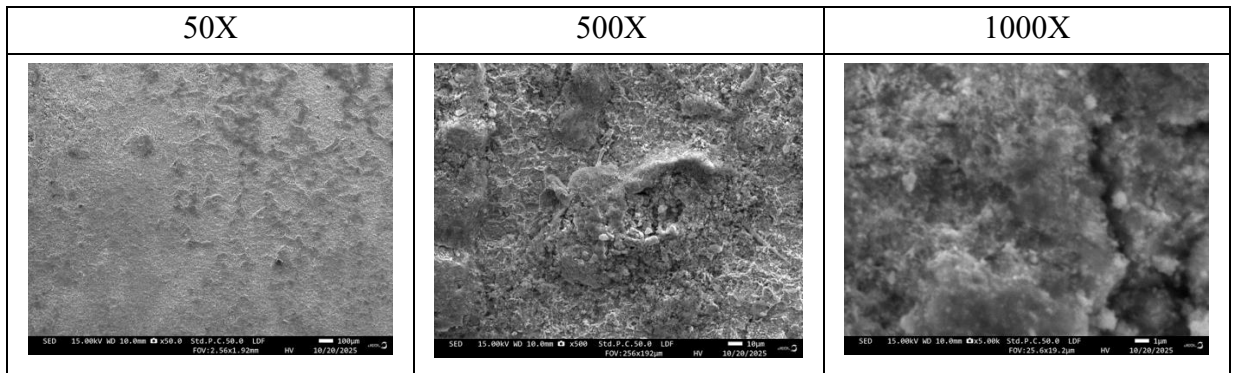


圖 1- 65 SA533 B_TTU-bend 試片 500 小時之 SEM 表面分析

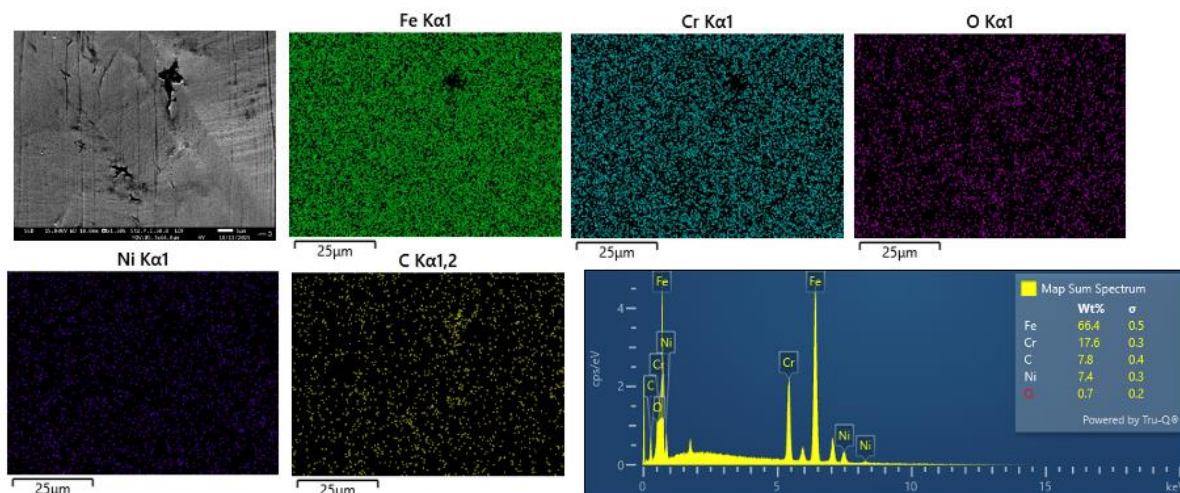


圖 1- 66 304 SS_sen U-bend 試片在 1,000 ppb 碳酸根離子測試環境
500 小時後之表面 EDS 分析

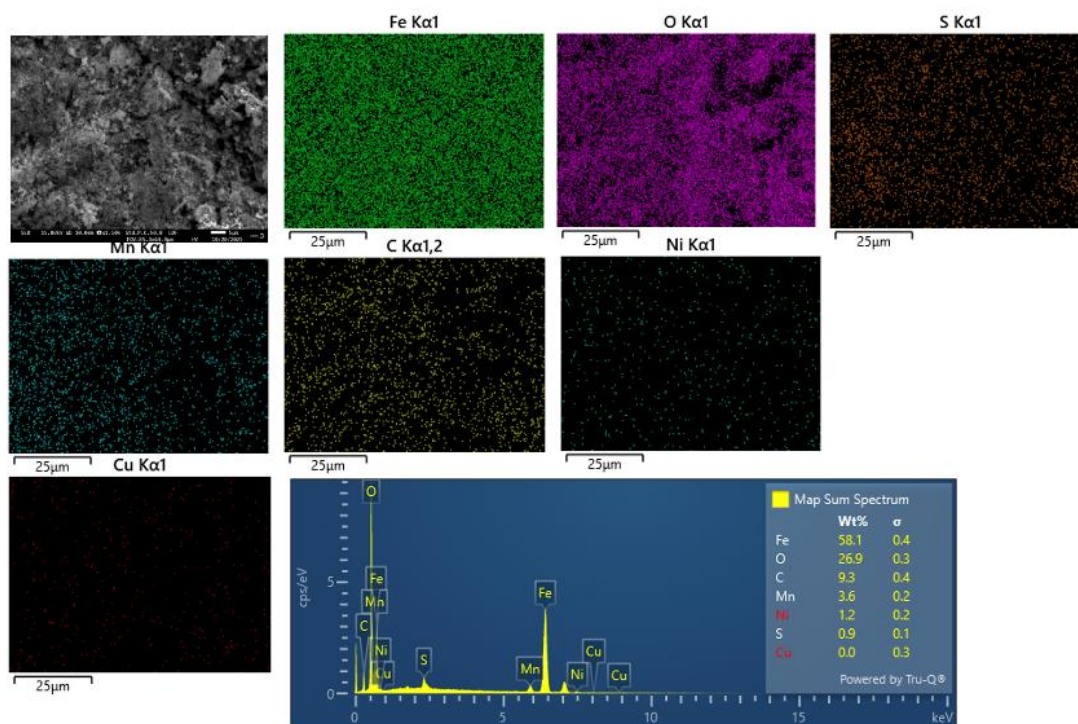


圖 1- 67 SA533 B U-bend 試片在 1,000 ppb 碳酸根離子測試環境 500
小時後之表面 EDS 分析

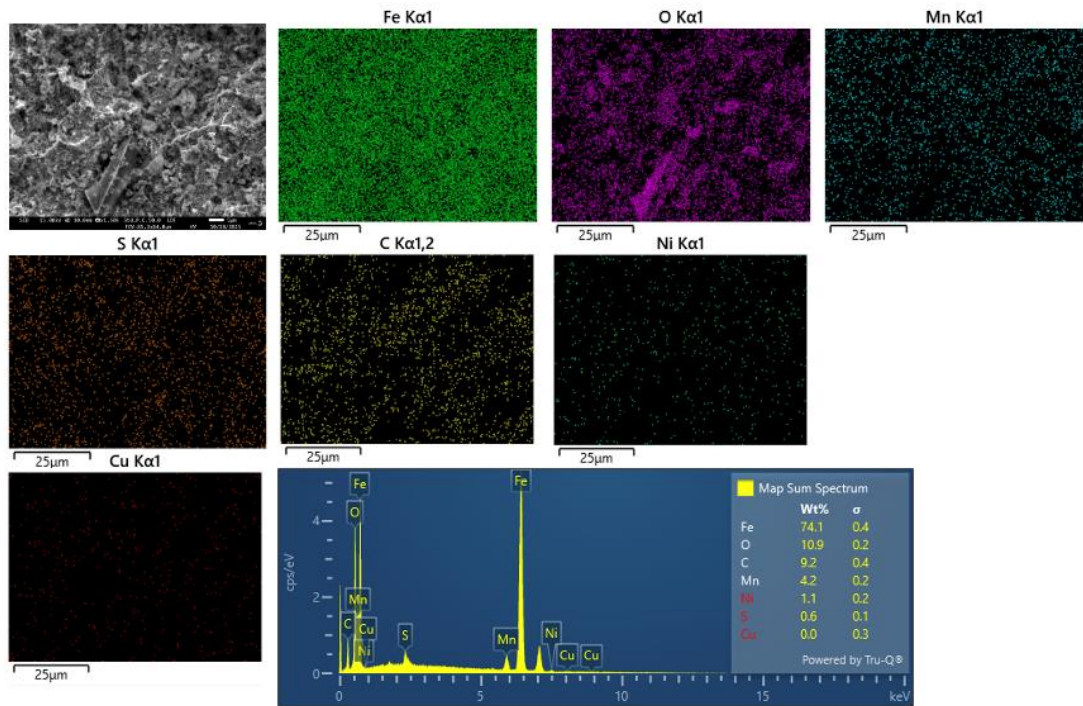


圖 1- 68 SA533 B TT U-bend 試片在與 1,000 ppb 碳酸根離子測試環境 500 小時後之表面 EDS 分析

針對三種試片表面進行拉曼分析，確認表面生成物的結構。其結果如圖 1- 69、圖 1- 70、圖 1- 71 所示，304 SS 試片表面呈現的結構為為 Fe_2O_3 與 Fe_3O_4 ，但其訊號強度過低，氧化物結構不明顯，SA533 B 未經熱處理的試片表面呈現的結構為 FeOOH 、 Fe_2O_3 與 Fe_3O_4 ，主要以為 Fe_2O_3 主，SA533 B 經熱處理的試片表面呈現的結構為 FeOOH 、 Fe_2O_3 與 Fe_3O_4 ，也是以為 Fe_2O_3 主，有無熱處理的氧化物結構類似。在拉曼能譜分析中無法分析到 FeCO_3 的結構，但從 EDX 分析的訊號也可以觀察到碳訊號存在。

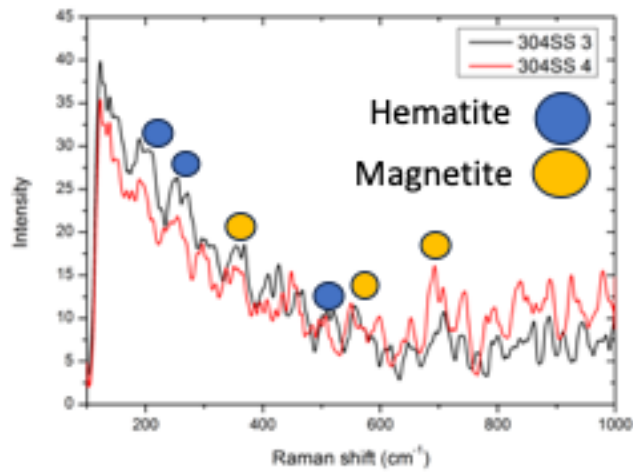


圖 1- 69 304 SS_sen 平板試片在 1,000 ppb 碳酸根離子測試環境 500 小時後之表面拉曼分析

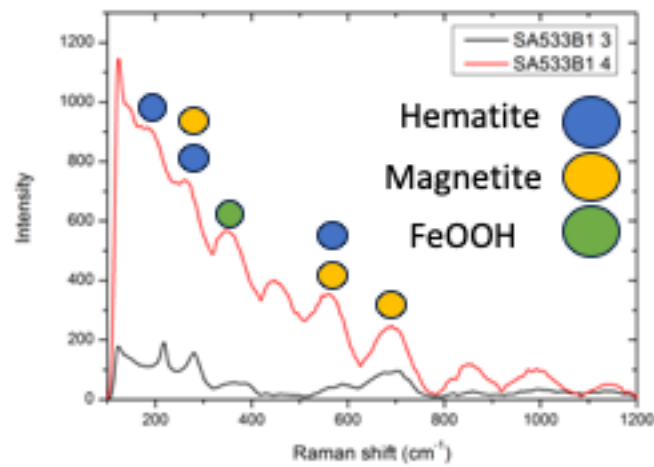


圖 1- 70 SA533 B 平板試片在 1,000 ppb 碳酸根離子測試環境 500 小時後之表面拉曼分析

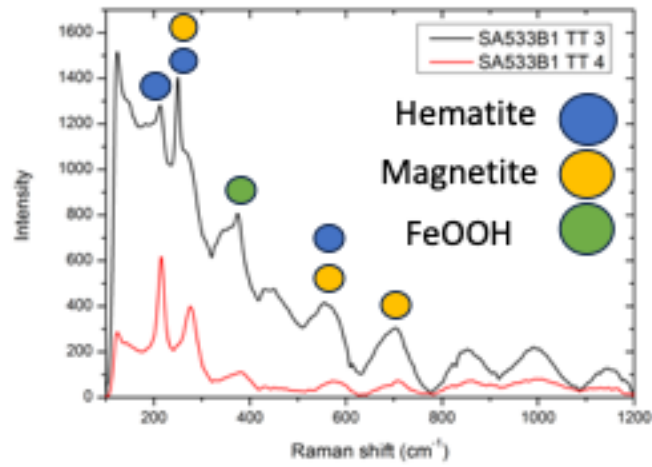


圖 1- 71 SA533 B_TT 平板試片在 1,000 ppb 碳酸根離子測試環境 500 小時後之表面拉曼分析

(四) 腐蝕速率在不同的測試環境下的結果

結合上一期計畫執行的結果[16]，在四種不同的水化學環境下，彙整 304 SS 與 SA533 B 的平板試片腐蝕測試結果。四種環境分別為：第一種環境為 100 ppb 硫酸根離子與 100 ppb 氯離子，第二種環境為 1,000 ppb 硫酸根離子與 1,000 ppb 氯離子，第三種環境為 1,000 ppb 硫酸根離子、1,000 ppb 氯離子與 1,000 ppb 碳酸根離子，第四種環境為 1,000 ppb 碳酸根離子。低合金鋼 SA533 B 的腐蝕速率測定結果如所示圖 1-72，腐蝕速率最嚴重的環境為含有 1,000 ppb 硫酸根離子與 1,000 ppb 氯離子的水，含有碳酸根離子的水環境呈現較低的腐蝕速率，是否如同文獻中所描述，此次測試的溫度為 50 °C，如果低合金鋼表面形成穩定的 FeCO_3 膜，可以降低腐蝕速率，由環境二與環境三的比較，確實可以發現腐蝕速率降低，而環境三與環境四相比，有碳酸根離子的存在，確實降低了低合金鋼的腐蝕速率。

圖 1-73 與圖 1-74 為 304 SS 與 SA533 B 的質量變化結果，針對 304 SS 在四種環境下的質量變化，可以發現在含有硫酸根離子與氯離子的環境，呈現質量損失的現象，離子濃度較高時呈現較高的質量損失，在含有碳酸根離子的環境下則呈現質量增加的趨勢，但四種環境下的質量變化非常低。SA533 B 在四種環境下的質量變化呈現質量損失的現象，趨勢與 304 SS 不同，但因其表面生成的氧化物有剝落的現象，對於質

量變化的影響較大。

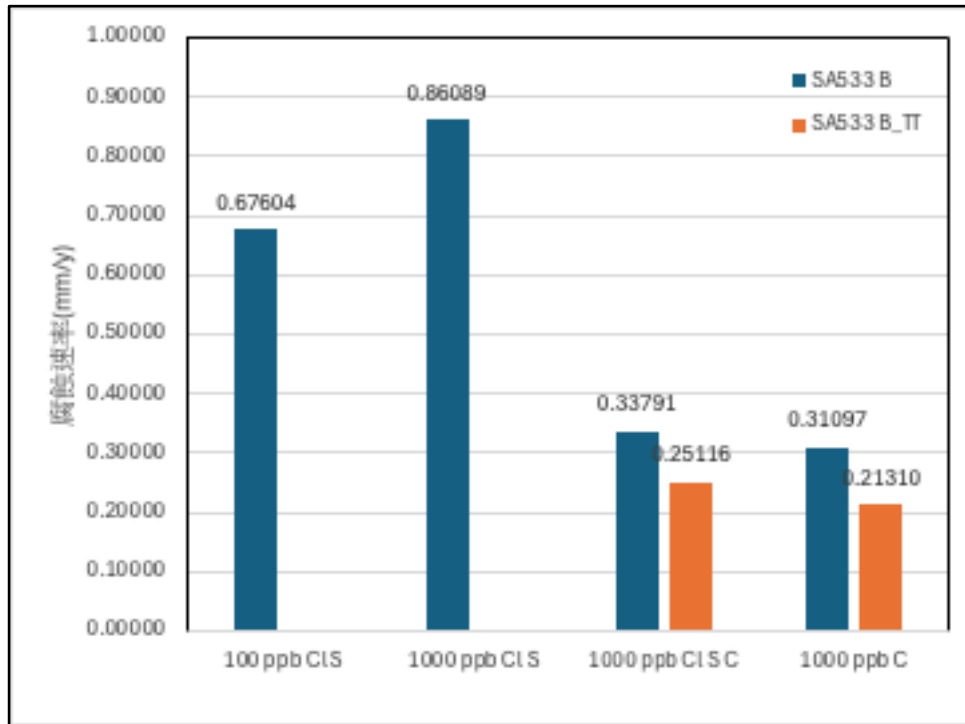


圖 1- 72 SA533 B 平板試片腐蝕速率比較

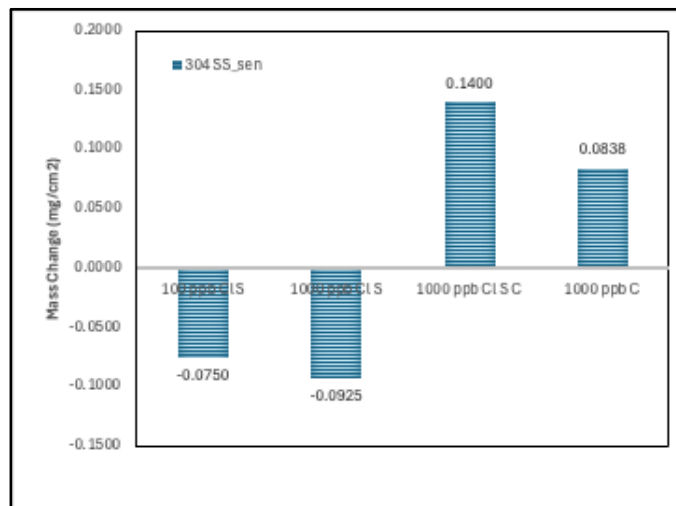


圖 1- 73 304 SS 平板試片質量變化比較

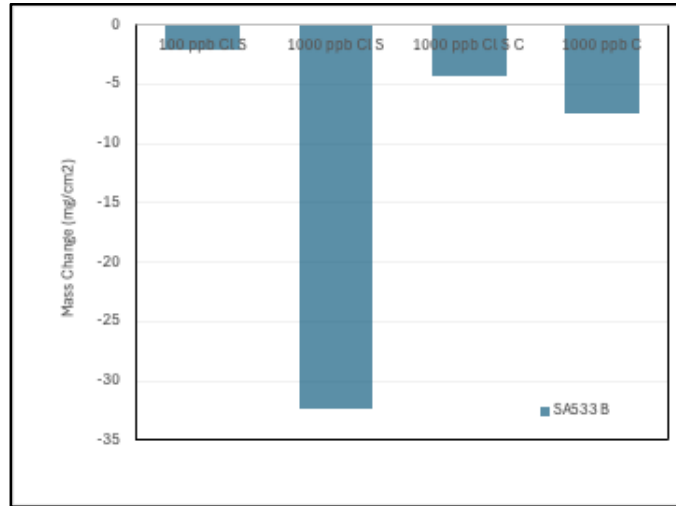


圖 1- 74 SA533 B 平板試片質量變化比較

四、研究成果與管制建議

(一) 研究成果

文獻結果顯示硫酸鹽對於低合金鋼的影響，即使有高濃度硫酸根離子存在(~1120 ppb)，在 288°C 時低合金鋼的裂縫成長速率也沒有加速現象，都落在 BWRVIP-60 SCC 處置線 1 下，即使溶氧高達 8 ppm 也是呈現類似的結果。而溫度的影響，低硫的低合金鋼（如 20MnMoNi 5 5），在 200~250 °C 之間 SCC 裂縫成長速率呈現最大值。而高硫的低合金鋼（如 SA 533 B C1.1.）則是呈現不同的結果，在 150~250°C 的溫度範圍與 288°C 下呈現相同的 SCC 裂縫成長行為，都在 BWRVIP-60 SCC Disposition Line 1 的值以下。針對長期已停機的沸水式反應器，其 RPV 溫度都已低於 100°C，則是不會受到 DSA 的影響，而 DSA 對於低合金鋼的 SCC 裂縫成長具有相關的影響，因此在溫度 100°C 以下的低合金鋼，其 SCC 裂縫成長速率並不會因為硫酸鹽的存在而產生加速的影響，即使大氣中的氧氣大量溶入水中形成高溶氧的環境。

氯離子的存在會加速低合金鋼 SCC 的裂縫成長速率，在高溫下氯離子濃度即使低於 5 ppb，對於 SCC 裂縫成長速率的影響仍是顯著，此部分所探討的溫度範圍主要在 240~290°C。在奇異公司(GE)的研究中，3-5 ppb 氯化物濃度有可能驅動已停止生長的裂縫，且在腐蝕電位非常高的時候維持較高的裂縫成長速率，這也

是目前 BWR 水化學指引建議將 Action Level 1 降為 3 ppb。而 10~50 ppb 的氯化物會使 LAS 的 SCC 裂縫成長速率加速一個數量級以上。在更嚴重的情況下（大於 EPRI Action level 2）與長時間的氯化物暫態之後，即使回到高純水環境，裂縫成長速率仍可能持續成長超過 1000 小時以上，顯示較高濃度氯化物暫態長期的影響。對於低合金鋼，臨界氯化物濃度會隨著 ECP 降低而大幅增加，如果在加氫水化學的環境下，低合金鋼的 ECP 會處在相對較低的數值，因此對於氯離子濃度的容許範圍會變得比較高。

二氧化碳溶於水中的影響，從研究文獻中發現，在高溫(288 °C)純水溶氧環境中，二氧化碳對於低合金鋼會造成穿晶應力腐蝕龜裂的形成，如果轉變為溶氫的環境，即是降低溶氧的程度則是不會對於低合金鋼造成任何 SCC 影響，如果是在反應器啟動過程中，處在氧化性環境下且溫度比運轉時低(~175 °C)，也是不會對於低合金鋼產生任何 SCC 的影響。再加上長期已停機的沸水式反應器，其 RPV 內的爐水溫度都已低於 50°C，如果低合金鋼因內襯缺陷接觸了冷卻水，如果形成穩定的 FeCO_3 ，即具有保護作用。

針對低合金鋼的輻照效應，從研究文獻的內容也可以發現經過中子預先照射的材料與未經輻照的結果相近，顯示對於低合金鋼的 CGR 並無明顯的影響。並且照射後的低合金鋼置於用過燃料池中多年，用過燃

料池的溫度較低且暴露於大氣中，大氣會溶於水中形成高溶氧，其測試的結果也顯示低合金鋼並無裂縫生成。

低合金鋼在不同溫度的環境進行拉伸試驗，結果發現 50°C 時試片斷裂口附近發生較大的變形，顯示溫度較低時脆性較弱，脆性會隨著溫度升高，150°C 與 200°C 幾乎無變形。藉由比較脆性可以評估其 SCC 敏感性，這結果顯示隨著溫度增加，SCC 敏感性增加。從 50°C 的結果來看，試片在裂開前已發生較大的形變，該裂縫似乎不是由於 SCC，而是因為頸縮與頸縮過程中發生的延性破裂。因此，在 50°C 時的低合金鋼，拉伸過程是以延性破裂為主，並非發生 SCC。

針對實驗測試的部分，實驗結果顯示在含有 1,000 ppb 硫酸根離子、1,000 ppb 氯離子與 1,000 ppb 碳酸根離子，以及僅含 1,000 ppb 碳酸根離子的水環境，304 SS 並未發生應力腐蝕龜裂起始，並無裂縫形成，應力存在時的表面僅有微量的氧化物形成。低合金鋼也並未發現有應力腐蝕龜裂起始，主要腐蝕機制為表面生成氧化物。從平板試片的結果來看，在無外加應力存在時，304 SS 並無明顯變化，僅有觀察到微量孔蝕，質量變化的結果顯示表面腐蝕並未有明顯增加的趨勢，而僅含碳酸根離子的結果與含三種離子環境相比，其質量變化程度較低。對於低合金鋼 SA533 B，質量變化則是較 304 SS 明顯，主要是因為表面生成氧化物，

大量氧化物生成後會產生剝落現象。而從低合金鋼 SA533 B 的腐蝕速率來評估，可以發現在含有硫酸根與氯離子的環境下會具有具高的腐蝕速率，兩者的濃度也會影響腐蝕速率的程度，較高濃度產生較大的腐蝕速率。如果含有碳酸根離子，會讓腐蝕速率降低，推測是表面生成較穩定的 FeCO_3 膜，降低溶液中的硫酸根與氯離子與金屬表面接觸進行反應，表面的 EDS 分析可以證實。因此，從實驗的結果來看，雖然高濃度的氯化物與硫酸鹽會加速低合金鋼材料的腐蝕，但是因內襯不銹鋼的抗蝕性高，且在 50°C 的溫度下不銹鋼即使存在高濃度的氯化物與硫酸鹽，從表面分析來看，造成的影響微乎其微，可以觀察到 304 SS 試片表面的影響不顯著。如果內襯不銹鋼表面有存在缺陷而使冷卻水接觸到低合金鋼，透過水中來自大氣二氧化碳溶入產生的碳酸根離子，在此溫度形成穩定的 FeCO_3 膜，可以降低低合金鋼的腐蝕速率，降低來自水中氯化物與硫酸鹽的影響。

(二) 管制建議

目前依據水化學指引對於除役過渡期間的要求，導電度要求在 $2 \mu\text{S}/\text{cm}$ 以下，氯離子與硫酸根離子濃度需維持在 100 ppb 以下。依照目前的文獻彙整資料，主要的影響都在操作溫度 100°C 以上，針對不銹鋼與低合金鋼，應力腐蝕龜裂起始與擴展並未出現在 100°C 以下。從實驗結果顯示，無論是敏化 304 不銹鋼或是

低合金鋼 SA533 B，在四種環境，分別為：第一種環境為 100 ppb 硫酸根離子與 100 ppb 氯離子，第二種環境為 1,000 ppb 硫酸根離子與 1,000 ppb 氯離子，第三種環境為 1,000 ppb 硫酸根離子、1,000 ppb 氯離子與 1,000 ppb 碳酸根離子，第四種環境為 1,000 ppb 碳酸根離子，都並未發現應力腐蝕龜裂的現象，並未有裂縫起始產生，顯示即使在高溶氧環境下(>6 ppm)。對於敏化 304 不銹鋼，當水環境的氯離子與硫酸根離子濃度升至 1,000 ppb 時僅有極微量孔蝕呈現。低合金鋼 SA533 B 在四種環境都是呈現生成氧化物的表現，而水中碳酸根離子的存在可助於穩定氧化膜結構，降低腐蝕速率。從管制的建議上，依照現行水化學指引，敏化 304 不銹鋼或是低合金鋼 SA533 B 不會有明顯的腐蝕發生，且低合金鋼內襯有 304 不銹鋼，腐蝕速率極低，如果氯離子與硫酸根離子濃度超過現行要求時(>100 ppb)，即使濃度達到 1,000 ppb，導電度超出限值，處在高氧化性的環境下，在 1,500 小時內都不會有有顯著的腐蝕發生，只要能盡快進行處置措施來降低濃度，對於 304 不銹鋼或是低合金鋼 SA533 B 材料的完整性影響極其微小，建議氯離子與硫酸根離子濃度在高過限值>100 ppb 時盡快進行處置措施即可，而碳酸根離子無須特別進行管制。

五、参考文献

- [1] S. Garcia, BWRVIP-190: BWR Vessel and Internals Project, BWR Water Chemistry Guidelines- Mandatory, Needed, and Good Practice Guidance, Final Report, April 2014.
- [2] Hans-Peter Seifert and Stefan Ritter, “Research and Service Experience with Environmentally-Assisted Cracking in Carbon and Low-Alloy Steels in High-Temperature Water,” SKI Report 2005:60, November 2005.
- [3] H.P. SEIFERT, S. RITTER, " Stress corrosion cracking of low-alloy reactor pressure vessel steels under boiling water reactor conditions", Journal of Nuclear Materials 372 (2008) 114–131.
- [4] EPRI NP-7473-L, Environmentally Assisted Cracking of Low-Alloy Steels.
- [5] S. Ritter and H.P. Seifert, “The Effect of Chloride and Sulfate Transients on The Stress Corrosion Cracking Behavior of Low-Alloy Rpv Steels Under Simulated BWREnvironment,” NACE Corrosion 2004, Paper No. 04680, NACE, New Orleans, LA, USA, March 28 – April 1, 2004.
- [6] Xiaoyuan Lou, et. al.,” Effects of chloride transients on stress corrosion crack in pressure vessel low alloy steels in high temperature water,” Corrosion Science 126 (2017) 305–316.
- [7] BWR Water Chemistry Impurity Studies : Executive Summary,” EPRI NP-6773-M, 1990.
- [8] Kapil K. Gupta, et. al., “CO₂ corrosion resistance of low-alloy steel tempered at different temperatures,” Corrosion Science, 232 (2024), 112027.
- [9] G.S. DAS & A.S. KHANNA, “Effects of Small Amount of H₂s On

- Co₂ Corrosion of Pipeline Steel In Multiphase Flow Loop System,”
Corrosion Science & Engineering.
- [10] W.Y. Maeng, et. al.,” Environmental effects on the stress corrosion cracking susceptibility of 3.5NiCrMoV steels in high temperature water, “Corrosion Science, 47 (2005) 1876–1895.
- [11] Hans-Peter Seifert and Stefan Ritter, Environmentally-assisted cracking of carbon and low-alloy steels in light water reactors, Nuclear Corrosion.
- [12] G. Brümmer, et. al.,” Investigation on Environmentally Assisted Cracking Behavior of a Ferritic Reactor Pressure Vessel Steel Under the Simultaneous Influence of Simulated BWR Coolant and Irradiation,” Proc. 11th Int. Conf. on Environmental Degradation of Materials in Nuclear Power Systems – Water Reactors, NACE/TMS/ANS, Stevenson, WA, USA, August 10 – 14, 2003.
- [13] E. TENCKHOFF, et al., “ENVIRONMENTALLY ASSISTED CRACK GROWTH IN LOW ALLOY STEELS-RESULTS AND THEIR RELEVANCE TO LWR COMPONENTS,” Nuclear Engineering and Design 119 (1990) 371-378.
- [14] Konsta Sipilä, et al.,” Effect of chloride and sulfate additions on corrosion of low alloy steel in high-temperature water,” Electrochimica Acta 173 (2015) 757–770.
- [15] J.Y. Huang, et al.,” Corrosion fatigue behavior of low alloy steels under simulated BWR coolant conditions,” Journal of Nuclear Materials 405 (2010) 17–27.

貳、核電廠除役期間火災防護管制策略及作業研究報告

一、前言

我國第二核能發電廠因運轉執照屆期，1 號機與 2 號機已分別於 110 年 12 月與 112 年 3 月進入除役期間。由於除役過渡階段前期，反應爐爐心仍需安全貯存用過核子燃料，因此，除了需符合運轉期間之消防法規外，也應符合除役期間之消防法規；運轉期間之監管指引可參考，如 RG 1.189 Rev.5[1]、RG 1.120，除役期間之監管指引可參考 RG 1.191 Rev.1[2]。RG 1.191 Rev.1 對於除役期間之核能電廠火災防護為要求依據除役的實際情況建立適合之火災防護計畫（即消防計畫），並應每年酌情檢視、修訂電廠相關程序書、除役火災分析報告等，以適當反映電廠除役狀態。

核能電廠於除役期間，廠房貯存有放射性物質（包括用過核子燃料、放射性廢棄物及受污染之設備/組件），須防止放射性物質因火災而外釋，避免對工作人員與廠外民眾之健康與財物造成損害。2021 年 01 月 01 日美國 NRC 發佈視察程序書 64704「永久停機反應器火災防護計畫」(NRC Inspection Procedure 64704 “Fire Protection Program At Permanently Shutdown Reactors” [3])，其中第 03 節一般指引指出，視察員在選擇視察項目時，應採用以風險告知績效基準(risk-informed, performance-based)的方法。視察手冊章節 2561 (Inspection Manual Chapter 2561[4])「除役期間電廠視察計畫」指出，由於除役期間安全考慮的範圍相當廣泛且電廠之組態（狀態）隨著除役推展而變動，除役視察計畫應以風險告知的方式實施，視察重點聚焦於高安全重要度之除役

作業，以保護工作人員及環境。

國內電廠火災 PRA 模式適用於功率運轉期，其重要防火區不包含「儲存放射性物質」之區域以及用過燃料池(Spent Fuel Pool, SFP)區；不過，現有之火災 PRA 模式架構可做為除役期間火災 PRA 分析之基礎。本計畫將參照 RG 1.189、RG 1.191 及我國核電廠之消防計畫，並參考核二廠除役計畫書（如第五章--除役期間仍須運轉之重要系統、設備、組件及其運轉方式、第九章--除役放射性廢棄物之類別、特性、數量、減量措施及其處理、運送、貯存與最終處置規劃），更新核二廠火災 PRA 分析架構，將用過燃料池及含有（貯存）放射性物質之區域，納入模式內，並重新進行火災篩濾分析。藉由模式評估結果，提出除役期間管制作業之建議及須關切之事項。

本計畫將研析與彙整美國 NRC 法規指引(RG 1.189、RG 1.191)、視察報告等，並將視察、監管要點、或精神納入並更新火災危害評估模式架構，探討除役期間重要廠房/防火區火災危害，並提出安全管制建議或注意事項。

本報告第二章第(一)節為文獻蒐集與研讀，說明蒐集之文獻，研析美國核電廠除役期間之火災事件，做為我國核電廠除役期間防火視察、安全管制之借鏡；第二章第(二)節為比較美國 RG 1.189 與 RG 1.191 之差異；第二章第(三)節為蒐集國際間最新機率式火災風險評估分析模式並摘要說明適用於除役階段之可行性或注意事項；第二章第(四)節為就除役之核二廠現況進行廠房篩濾分析，並將用過燃料池及貯存放射性物質之區域納入分析模式，提出除役管制作業之建議及須關切之事項；第三章為研

究成果與管制相關建議。

二、執行方法及研究步驟

(一) 文獻蒐集與研讀

本研究主要蒐集美國除役期間核電廠之火災案例相關資訊，以及美國 NRC 法規指引 (Regulatory Guide, RG) 1.189 與 1.191 並比較兩者之差異。透過 NRC ADAMS 系統，查閱美國除役期間核電廠 (包括 San Onofre、Pilgrim、Oyster Creek、Fort Calhoun、Crystal River 等) 之視察報告 (Inspection Report, IR)，共蒐集 13 份視察報告，計 15 個火災案例，這些案例之內容研析說明如以下各節：

1. NRC 視察報告 ML 編號 18219B607

由美國 NRC 發布之 IR，電廠名稱 San Onofre Nuclear Generating Station (SONGS)，報告日期為 2018 年 8 月 10 日，視察日期為 2018 年 7 月 9 日至 12 日。違規事項與火災事件發生原因摘述如下：

(1) 違規事項

違規內容為未遵守技術規範 (Technical Specifications) 第 5.5.1.1.d 的要求執行火災防護管理措施。違規事件為，3 號機之穿越室 (penetration room) 內堆放可燃物質 (如廢棄物袋及剩餘電纜)，且可燃物被擺放在非通電中之電纜托架 (raceway) 上，而該托架正位於通電中電纜托架下方，兩者距

離小於規定之 10 呎的垂直間距。此外，現場未確實執行防火巡查，未落實防止發生火災的消防策略。NRC 依法開立非正式提出之違規 (non-cited violation, NCV)。

此情況實際雖未發生火災，但此違規反映出：

- A. 作業區未有效執行可燃物控管與清除規定；
- B. 作業後未即時清除工作產生之可燃廢棄物；
- C. 臨時儲存行為監督不足，導致違反防火設計要求。

(2) 電廠後續改善與應對措施

計有 4 項，說明如下：

- A. 移除違規堆放之可燃物 (2018 年 7 月 12 日完成)。
- B. 進行廠區全面性可燃物檢查 (Extent of Condition)，涵蓋所有受 10 CFR 50.48(f) 約束的防火區域 (2018 年 7 月 18 日完成)。
- C. 對全體技術人員與作業工班實施教育訓練 (Stand-down)，強調可燃物管理與工作區整潔的重要性 (2018 年 7 月 16 日完成)。

D. 於內部矯正行動系統(Condition Report #SDS-00262)中納入改善行動，以強化安全文化與管理行為。

2. NRC 視察報告 ML 編號 21048A322

由美國 NRC 發布之 IR，電廠名稱 Fort Calhoun Station (FCS)，報告日期為 2021 年 2 月 17 日，視察日期為 2021 年 1 月 25 日至 28 日。違規事項與火災事件發生原因摘述如下：

(1) 違規事項

雖有發生火災事件，經調查所有除役活動、放射性廢棄物管理、火災防護等工作均依照 NRC 法規與營運許可條件執行，因此無須通報，亦未開立違規事項。

火災發生地點位於圍阻體廠房(containment building)，於圍阻體內執行動火作業—火炬切割(torch cutting)反應器頂蓋吊環切割，產生的熔渣掉落至下方樓層之高輻射區域(High Radiation Area)，引燃一塊木材與隔熱材料，造成小規模火災。現場防火監視(fire watch)人員立即使用滅火器撲滅火勢，廠外支援之消防隊亦迅速到場，完成現場勘查與確保火勢完全撲滅。

此次火災事件經 NRC 調查後，認定為場內處理妥當，並未違反法規，不構成違規紀錄。整體火

災防護程序與應對行動均符合 10 CFR 50.48(f)及 RG 1.191 所訂標準。

(2) 電廠後續改善與應對措施

A. 加強動火作業區域防護：擴大使用防火毯 (fire blankets)保護周邊可燃物。

3. NRC 視察報告 ML 編號 22011A005

由美國 NRC 發布之 IR，電廠名稱 Crystal River Unit 3，報告日期為 2022 年 1 月 24 日，視察日期為 2021 年 10 月 1 日至 12 月 31 日（含現場與遠端查核）。違規事項與火災事件發生原因摘述如下：

(1) 違規事項

未依 10 CFR 50.48(f) (1) 與程序書 FIR-0003 之要求執行火災防護措施。於輔助廠房海水泵室 (Sea Water Room)進行動火作業時，未清除火源周圍 35 呎內的可燃物（如兩袋大型可燃廢棄物）或以防火設備加以隔離；此外，防火監視人員同時負責兩個動火作業區，以致無法即時發現火災。

火災原因為兩名工作人員於海水泵室進行動火作業時，附近堆放兩個大型可燃廢棄物袋。防火監視人員因被指派同時監控兩組動火作業，而無法即時察覺，導致袋中廢棄物起火，冒出濃煙。現場員工發現後立即以 ABC 滅火器撲滅火勢，動火作業立刻停止，並展開調查與矯正措施。

由於未落實其程序書 FIR-0003「動火作業與起火源管理」，將可燃物置於規定的 35 呎安全距離之外，亦未提供防火保護，違反 10 CFR 50.48 (f)之規定，NRC 依法開立非正式提出之違規(NC))

(2) 電廠後續改善與應對措施

- A. 立即停止所有動火作業。
- B. 針對海水室進行清潔與可燃物移除作業。
- C. 對現場工作人員進行教育訓練，強調火災監控與遵守程序書。
- D. 修改程序，新增規定：動火作業前，工作人員須在工作許可單上簽名確認，才可開工。

4. NRC 視察報告 ML 編號 22055A979

由美國 NRC 發布之 IR，電廠名稱 Fort Calhoun Station，報告日期為 2022 年 2 月 25 日，視察日期為 2022 年 1 月 25 日至 27 日。違規事項與火災事件發生原因摘述如下：

(1) 違規事項

外包承包商使用火焰於進水攔污柵(river water screen)上打孔以便進行移除作業時，誤以為其為不鏽鋼材質，實際為可燃聚合物材料，而造成起火。現場防火監視人員即時通報，因火源位置難以接近，

需外部消防單位協助撲滅，無人受傷、無放射性或有害物質洩漏。雖發生火災事件，但經 NRC 調查並無違反聯想法規，電廠的活動符合相關的規定，故未開立違規。

(2) 電廠後續改善與應對措施

- A. 改進拆除前識別程序：為防止此類事件再次發生，電廠承諾將對拆除構件的材料成分進行更嚴格的審查。

5. NRC 視察報告 ML 編號 22068A233

由美國 NRC 發布之 IR，電廠名稱 San Onofre Nuclear Generating Station (SONGS)，報告日期為 2022 年 3 月 14 日，視察日期為 2022 年 2 月 14 日至 17 日。違規事項與火災事件發生原因摘述如下：

(1) 違規事項

未依火災防護程序書 SDS-FP1-PCD-0015 及 10 CFR 50.48 (f)(1)規定執行動火作業之控管措施。NRC 人員於反應器建物 63 呎樓層發現，進行動火作業的作業區的 35 呎範圍內有多項 Class A 可燃物，包括木材及放射性廢棄物袋。作業人員正於上方鋼板執行熱切割作業，底下木棧條（4x4 木板）未覆蓋防火毯，違反程序書 SDS-FP1-PCD-0015 之第 4.1.8 節，該節規定動火作業前應清除或遮蔽所有 Class A 可燃物。

雖然實際並未發生火災，而是視察人員發現違規行為，存在明顯火災潛在風險，NRC 判定風險等級為低，故依執法政策將其列為非正式提出之違規。

(2) 電廠後續改善與應對措施

- A. 立刻移除現場所有未妥善處理之可燃物。
- B. 全區巡檢：擴大至 2、3 號機組其他動火作業區域，確保無同類隱患。
- C. 教育宣導：對全體技術與工作人員進行宣導，重申作業程序與火災防護規定。
- D. 將事件登錄於內部矯正措施系統（編號 SDS-001299），進行追蹤與防範再發生。

6. NRC 視察報告 ML 編號 22112A158

由美國 NRC 發布之 IR，電廠名稱 Fort Calhoun Station，報告日期為 2022 年 4 月 28 日，視察日期為 2022 年 3 月 29 日至 30 日。違規事項與火災事件發生原因摘述如下：

(1) 違規事項

雖發生火災事件，但經 NRC 調查後確認電廠完全依循核准之執照及法規要求進行作業。該事件未違反聯合法規或技術規範，因此未開立違規事件。此事件發生於輔機廠房拆除期間，由承包商使用之

小型裝載設備在進行內部拆除作業時，熔渣(hot slag)滴落至設備油漬處，引發火災。火勢被現場人員以滅火器迅速撲滅，未造成人員傷亡或放射性物質釋出。

NRC 認為此事件為工安問題(industrial safety issue)，非屬核能或放射性危害範疇。

(2) 電廠後續改善與應對措施

- A. 工作暫停，召開承包商會議，針對三日內連續多起負面觀察（包括本次火災）討論改善方案。
- B. 強化除役階段施工安全管理，由輻射防護與工安團隊持續監督工作現場。
- C. 持續由品質保證與核安團隊進行內部審查與趨勢追蹤，落實問題回報與處理機制。

7. NRC 視察報告 ML 編號 22116A183

由美國 NRC 發布之 IR，電廠名稱 Crystal River Unit 3，報告日期為 2022 年 5 月 3 日，視察日期為 2022 年 1 月 1 日至 3 月 31 日。違規事項與火災事件發生原因摘述如下：

(1) 違規事項

未依程序 FIR-0003 規定，在進行動火作業(Hot Work)時，未確保可燃材料與火源保持規定的 35 呎

最小距離，違反 10 CFR 50.48 (f)(1)。防火監視人員於動火作業完成後未停留至少 30 分鐘，導致火災未即時發現。

輔機廠房 119 呎樓層，工作人員在進行動火切割作業後離開現場，包括火警監控人員亦提前離開。不久後，另一位員工在 143 呎樓層察覺到煙霧，前往 119 呎樓層發現火源；起火物為安全帶、氣管與電纜等可燃物，這些物品都位於點火源 35 呎的規定最小距離範圍內。

NRC 確認電廠未落實火災防護程序與動火作業安全管制。此違規根據 NRC 執法政策(NRC Enforcement Policy)第 6.3.d 節確定為嚴重等級 IV。因屬於低風險且已及時撲滅，故列為非正式提出之違規

(2) 電廠後續改善與應對措施

- A. 立即全面停止動火作業活動。
- B. 啟動火災調查與成因分析，並納入矯正計畫。
- C. 進行教育訓練，重申動火作業與火災監控責任。
- D. 動火作業許可由每週簽核改為每日簽核。
- E. 增設工地巡查制度，要求責任主管每週執行現地審查，主動識別潛在風險。

F. 跨單位溝通改善：指派具備相關知識的員工到每個主要工作區域，以增進不同工作組之間的知識傳承。

8. NRC 視察報告 ML 編號 23031A208

由美國 NRC 發布之 IR，電廠名稱 Pilgrim Nuclear Power Station，報告日期為 2023 年 2 月 15 日，視察日期為 2022 年 10 月 1 日至 12 月 31 日。違規事項與火災事件發生原因摘述如下：

(1) 違規事項

違反程序書 P-EN-DC-127 之規定，在放射性廢棄物設施中使用鹵素燈具時，未申請動火作業許可；鹵素燈未固定，且多種可燃物（如延長線、通風軟管與塑膠材料等）被存放在鹵素燈的 5 呎範圍內，導致發生火災。

在舊 Thermex 室(Old Thermex Room)，管理人員於現場巡查時聞到刺鼻氣味並進入調查，發現包括延長線、燈具、泵浦外殼、通風軟管、電纜等已熔損，牆面與地板有明顯焦痕；現場鹵素燈未關閉且未固定，鄰近多項可燃物；NRC 視察員確認火災在造成損壞後自行熄滅。

NRC 判定違反 10 CFR 50.48 (f)(1)規範與程序書要求，但因為火災的後果僅限於一個房間的範圍內，沒有放射性物質擴散到公眾或環境的潛在風險，

將事故列為嚴重等級 IV 之非正式提出之違規。

(2) 電廠後續改善與應對措施

- A. 全面移除全廠鹵素燈具。
- B. 禁止未監控下使用鹵素燈，即使特殊用途也須持續有人看顧。
- C. 修訂巡查清單以確保高風險區域被納入例行巡查。
- D. 執行每週管理層巡檢(weekly management tours)制度，增加現場風險辨識力。

9. NRC 視察報告 ML 編號 23047A154

由美國 NRC 發布之 IR，電廠名稱 Indian Point，報告日期為 2023 年 3 月 13 日，視察日期為 2022 年 10 月 1 日至 12 月 31 日。違規事項與火災事件發生原因摘述如下：

(1) 違規事項

地下消防水環路自 2018 年後未執行流量測試，違反消防系統維護與測試週期要求。視察發現消防水管線測試作業未依程序書按期執行；原應於 2021 年 8 月或最晚 2022 年 5 月前完成，但至 2022 年 10 月仍未執行。違反 10 CFR 50.48 (f)(1)之規定，NRC 依執法政策第 6.3.d 節，開立非正式提出之違規。

(2) 電廠後續改善與應對措施

- A. 將地下消防水環路流量測試的違規納入改正行動計畫。

10. NRC 視察報告 ML 編號 23177A119

由美國 NRC 發布之 IR，電廠名稱 Fort Calhoun Station，報告日期為 2023 年 7 月 5 日，視察日期為 2023 年 6 月 12 日至 15 日。違規事項與火災事件發生原因摘述如下：

(1) 違規事項

未依規定執行與紀錄防火巡查，違反 10 CFR 50.48(f)(1)。違反程序書 OP-FC-201-007，電廠有 3 次未執行防火巡查，另有 16 次已執行但未填報紀錄。實際並未發生火災，而是未落實防火巡查流程，屬於潛在性火災風險事件。包括漏執行與未填寫巡查紀錄；防火巡查作業未符合程序書規定（每 6 小時巡查一次，並需詳細紀錄時間、姓名與巡查內容），NRC 依法開立非正式提出之違規。

(2) 電廠後續改善與應對措施

- A. 部門人員停工檢討，重申火災防護執行程序。
- B. 由管理階層加強現場巡查，確認進出管制程序及巡查記錄完整性。
- C. 重新設計火災巡查記錄表格，提升使用友善性與追蹤效能。

11. NRC 視察報告 ML 編號 24120A226

由美國 NRC 發布之 IR，電廠名稱 Indian Point，報告日期為 2024 年 5 月 21 日，視察日期為 2024 年 1 月 1 日至 2024 年 3 月 31 日。違規事項與火災事件發生原因摘述如下：

(1) 違規事項

違反程序書 EN-DC-127 之規定，在放射性廢棄物設施中使用鹵素燈具時，未申請動火作業許可。

視察員發現，第 21 號廢棄物儲存槽隔間中使用的鹵素燈未持有所需的動火許可證。雖然沒有發生火災，但視察員注意到，此問題與 Pilgrim（營運商同樣為 Holtec Decommissioning International (HDI)）在未獲得動火許可下，使用鹵素燈的情況相似。

由於未發生火災，且現場亦未發現可燃物，故 NRC 沒有開立違規事項。

(2) 電廠後續改善與應對措施

- A. 全面移除全廠鹵素燈具。
- B. 禁止未監控下使用鹵素燈，即使特殊用途也須持續有人看顧。
- C. 修訂巡查清單以確保高風險區域被納入例

行巡查。

12. NRC 視察報告 ML 編號 25139A139

由美國 NRC 發布之 IR，電廠名稱 Indian Point，報告日期為 2025 年 5 月 22 日，視察日期為 2025 年 1 月 20 日至 23 日、2 月 18 日至 19 日以及 3 月 10 日至 13 日。違規事項與火災事件發生原因摘述如下：

(1) 違規事項

違反程序書 IP-EN-DC-127「動火作業與火源控制」，執行火焰切割作業時，35 呎範圍內有可燃物且未適當屏蔽，導致 2 號機 vapor containment 發生火災。

2024 年 10 月 7 日，2 號機組反應器頭部分割作業期間，工作人員在 95 呎的 vapor containment 內進行氧乙炔(oxyacetylene torching)切割。氧乙炔切割產生的溫度在華氏 4000 至 6000 度(約攝氏 224 至 284 度)之間。反應器頭部被放置在帳篷內以控制污染，並在先前進行鑽石線切割作業時在頭部下方放置了水池襯墊以收集水分。在工作區域 35 呎範圍內，由於無法搬遷，工作人員使用了額定耐溫 1750°F (約 850°C) 的焊接毯來保護可燃材料，包括水池襯墊和帳篷材料。在燃燒操作過程中，熔渣或火焰尖端燒穿了焊接毯，導致下方材料著火。消防監視人員發現並立即撲滅了火災。

NRC 判定，持照者在 2 號機組反應器頭部進行焊割作業時，使用了最高耐溫遠低於預期溫度的焊接毯，導致火災，違反 10 CFR 50.48 (f)(1)，故依執法政策第 6.3.d.3，開立開立非正式提出之違規。

(2) 電廠後續改善與應對措施

此視察報告未載述電廠後續之矯正措施。

13. NRC 視察報告 ML 編號 25045A210

由美國 NRC 發布之 IR，電廠名稱 San Onofre Nuclear Generating Station (SONGS)，報告日期為 2025 年 2 月 26 日，視察日期為 2025 年 1 月 27 日至 30 日。違規事項與火災事件發生原因摘述如下：

(1) 違規事項

違反程序書 SDS-FP1-PGM-0015「起火源管制」與不符合 10 CFR 50.48 (f) 之規定。程序書 4.1.7 節規定，所有位於動火作業範圍 35 呎內的 A 類可燃物，均已移除或以核准之焊接防護簾、焊接毯或焊接墊進行遮蔽；程序書 4.1.9 節規定，將可燃物移至距離金屬牆施工區域對側至少 5 呎處。此次視察發現違規事項包括：

- A. 2024/12/4 在將金屬防護罩焊接到裝有乾式活性廢棄物(Dry Active Waste, DAW)的運輸容器上時，未能保持 5 呎的距離，導

致容器內的廢棄物燃燒。持照人承包商在焊接運輸容器的防護罩時，該容器內存放著 DAW。DAW 未置於距離容器高溫區域 5 呎以外的位置。焊接產生的高溫引燃 DAW。現場未觀察到明火，且防火監視員已立即將火源撲滅。

- B. 2025/01/20 在將金屬防護罩焊接到裝有乾式活性廢棄物的運輸容器上時，未保持 5 呎的距離，再次導致容器內的廢棄物燃燒。與上述第 1 項相同之情況再次發生
- C. 2025/06/06 動火作業前，未確認已清除動火作業 35 呎範圍內的所有可燃材料，導致切割接觸易燃材料時產生火花。承包商進行火炬切割作業時，距離作業點約 10 呎處存在可燃物。此情況導致火炬切割產生的火花接觸到可燃物。
- D. 由於連續發生三起違規事件，NRC 依法開立等級 IV 之違規事件 (Notice of Violation)。

(2) 電廠後續改善與應對措施

- A. 於貨櫃進行焊接作業前，須檢查貨櫃內裝載物。
- B. 若貨櫃內含易燃材料，須於貨櫃內部加裝

防護罩。

14. 文獻研析結果彙整

(1) 文獻研析結果彙整

參照並彙整前述第 2.1.1~2.1.13 節之資料，如表 2-1 所示。15 個火災事件，其中 8 個為「非正式提出之違規事件(NCV)」、有 3 個為「嚴重等級 IV 之違規事件」、另有 4 個 NRC 則判定為「沒有違規」。11 個屬於違規之火災事件，其中有 5 個均為動火作業時，火源周圍 35 呎範圍內有可燃物且未加隔離防護（不符合 NFPA 51B 之規範），所佔比例將近一半，是除役期間最常見之情況。此外，RG 1.191 C.3.5.2 節有可攜式加熱設備之相關法規指引是 RG 1.189 並未提及的，而 Pilgrim 與 Indian Point 兩個電廠分別於 2023 年與 2024 年發生與可攜式加熱設備（如鹵素燈）有關之火災事件。

表 2-1 美國核電廠除役期間火災事件彙整表(3 之 1)

項目	NPP	ML 編號	火災事件	備註
1	SONGS	ML18219B607	違反 TS 第 5.5.1.1.d (可燃物與通電中之電纜托架之垂直距離小於 10 呎)	NCV
2	Fort Calhoun	ML21048A322	動火作業產生的熔渣掉落至下方樓層引燃一塊木材	N/A
3	Crystal River Unit 3	ML22011A005	違反 FIR-0003 規定，動火作業時未將可燃物置於規定的 35 呎安全距離之外，亦未提供防火保護	NCV
4	Fort Calhoun	ML22055A979	使用火焰執行進水攔污柵移除作業時，誤以為其為不鏽鋼材質，實際為可燃聚合物材料，而造成起火。	N/A
5	SONGS	ML22068A233	動火作業時作業區的 35 呎範圍內有多項 Class A 可燃物，包括木材及放射性廢棄物袋；違反程序書 SDS-FP1-PCD-0015	NCV
6	Fort Calhoun	ML22112A158	輔機廠房拆除期間，在進行內部拆除作業時，熔渣 (hot slag) 滴落至設備油漬處，引發火災。	N/A
7	Crystal River Unit 3	ML22116A183	違反 FIR-0003 規定，在進行動火作業時，未確保可燃材料與火源保持規定的 35 呎最小距離。	NCV

表 2-1 美國核電廠除役期間火災事件彙整表(3 之 2)

項目	NPP	ML 編號	火災事件	備註
8	Pilgrim	ML23031A208	違反程序書 P-EN-DC-127 之規定，在放射性廢棄物設施中使用鹵素燈具時，未申請動火作業許可，導致發生火災(多種可燃物(如延長線)被存放在鹵素燈的 5 呎範圍內)	NCV
9	Indian Point	ML23047A154	違反 10 CFR 50.48(f)(1) / 視察發現消防水管線測試作業未依程序書按期執行；原應於 2021 年 8 月或最晚 2022 年 5 月前完成，但至 2022 年 10 月仍未執行。	NCV
10	Fort Calhoun	ML23177A119	違反程序書 OP-FC-201-007，電廠有 3 次未執行防火巡查，另有 16 次已執行但未填報紀錄。	NCV
11	Indian Point	ML24120A226	與 Pilgrim (ML23031A208)相似。違反程序書 IP-EN-RP-122，在未取得動火許可前，使用鹵素燈。	N/A

表 2-1 美國核電廠除役期間火災事件彙整表(3 之 3)

項目	NPP	ML 編號	火災事件	備註
12	Indian Point	ML25139A139	違反程序書 IP-EN-DC-127，執行火焰切割作業時，35 呎範圍內有可燃物且未適當屏蔽。	NCV
13	SONGS	ML25045A210	違反程序書 SDS-FP1-PGM-0015 (1)2024/12/4 在將金屬防護罩焊接到裝有乾式活性廢棄物的運輸容器上時，未能保持 5 呎的距離，導致容器內的廢棄物燃燒。(NPFA 37) (2)2025/01/20 在將金屬防護罩焊接到裝有乾式活性廢棄物的運輸容器上時，未保持 5 呎的距離，再次導致容器內的廢棄物燃燒。 (3)2025/02/06 動火作業前，未確認已清除動火作業 35 呎範圍內的所有可燃材料，導致切割接觸易燃材料時產生火花。	等級 IV 之違規事件

(二) 比對美國核電廠永久停止運轉前 (RG 1.189) 與除役期間 (RG 1.191) 防火作業之管制差異

美國 NRC 法規指引(Regulatory Guide, RG)1.189 Rev.5「核能電廠火災防護 (Fire Protection For Nuclear Power Plants)」,描述了 NRC 可接受的方法,以滿足 10 CFR 50.48 (a) 和 (b) 以及 10 CFR part 50 Appendix R 之規範;RG 1.189 適用於運轉中之核電廠。RG 1.191 Rev.1「核電廠除役期間之火災防護計畫(Fire Protection Program For Nuclear Power Plants During Decommissioning)」則適用於進入除役(即永久停止運轉且用過核子燃料全數移出反應爐槽)之電廠。

本研究探討之主題為除役期間火災防護管制策略,因此以 RG 1.191 為主體架構,與 RG 1.189 進行差異比對,供管制單位參考,如表 2-2 所示。RG 1.191 Section C “Staff Regulatory Guidance” 之 6 大項目內容詳請參閱參考文獻[5],不再重複贅述。

本節主要描述 RG 1.189 Section C 對應之內容,例如 RG 1.191 C.2.1 節「火災危害」,對應 RG 1.189 之章節為 C.1.2;表 2-2 摘述 RG 1.191 之主要差異,以下各節則說明 RG 1.189 對應之內容,最後一節說明 RG 1.191 防火法規指引之整體主要差異。

1. RG 1.189 C.1 節—火災防護計畫

(1) RG 1.189 C.1.1 節—組織、成員與職責

防火計畫(Fire Protection Program, FPP) (或稱消防計畫) 應描述其組織結構和職責。這些職責包括：防火計畫政策、計畫管理 (包括計畫建立、維護、更新和合規性驗證)、消防人員配備和資格認定、設計與修改；消防系統、功能和設備的檢查、測試和維護、火災預防、緊急應變 (例如，消防隊和場外消防支援)、以及一般員工、運轉員和消防隊的培訓。

持照者應指派一名獲授與該職位職責相稱的權力的人員來執行 FPP 的工作，該人員還應具備消防和核安全方面的知識。計畫的制訂和執行可委派給由接受過消防訓練並具有相關經驗的人員，以及接受過核電廠安全訓練並具有相關經驗的人員組成的團隊，以便在指導核電廠的 FPP 方面提供全面的方法。

在指定職位或組織時應考慮以下職責：

- A. 高階管理職位全面負責核電廠 FPP 的製訂、實施和有效性評估。
- B. 其他管理職位直接負責制訂、實施並定期評估持照者的 FPP 的有效性，包括消防隊和電廠人員進行的消防演習和訓練。這些評估結果應匯報給負責消防工作的上級管理職位，並根據需要提出改進或矯正措施的建議。

- C. 現場管理職位負責核電廠運轉和緊急應變計畫的全面管理，包括火災防護和預防計畫，並為所有突發事件提供單一管制點和聯絡點。具有運轉中反應器的場址，以及興建中、改造或除役機組的場址，運轉中核電廠的主管應承擔場址防火的主導責任。
- D. 其他現場職位負責以下工作：
- (A) 實施定期檢查，以盡量減少電廠安全重要區域的可燃物數量；確認廠務管理的有效性；確保所有消防系統和設備、緊急呼吸裝置、緊急照明、通訊設備、防火擋板(fire stops)、穿越密封(penetration seal)和防火塗層的可用性(availability)；確保採取迅速有效的措施，矯正不利於防火的狀況並防止其再次發生。
 - (B) 為電廠運轉人員提供火災緊急應變訓練，並為電廠消防隊提供消防培訓、設計和選擇設備、依程序書定期檢查和測試消防系統與設備、評估測試結果並確定受測系統的可接受性。
 - (C) 協助評審所有消防演習，以確定訓練目標的達成情況。

- (D) 檢視擬議工作活動中與廠內防火相關的內容，識別潛在的臨時火災危害，並在工作活動程序中明確規定所需的額外防火措施。
 - (E) 指引所有電廠承包商人員掌握適當的管理程序，以實施 FPP 和與防火相關的緊急應變程序。
 - (F) 指引人員正確處理與消防有關的意外事件，例如易燃物質的洩漏或溢出。
 - (G) 審查動火作業。
- E. 現場設有專職人員負責消防品質保證。該職位透過計劃檢查(planned inspections)、定期稽核，及時向相關管理人員報告檢查和審核結果，確保 FPP 的有效實施。
- F. 持照者應依下列情況決定電廠的消防班(隊)職責：
- (A) 電廠消防班應負責滅火。應明確規定每個消防班與消防相關的權限和職責。
 - (B) 每個消防班的職責應符合消防程序書之要求。
 - (C) 消防班成員的附帶職責不應與其在火災緊急情況下與消防班相關的職責相衝突。附帶職責是指必要的行動或決定，該行

動或決定會對消防班成員履行規定的消防職責的能力產生不利影響。

- (D) 每個消防班現場可動用的訓練有素的成員最低人數不得少於五人。消防班的規模應以撲滅火災所需的功能為基礎，並充分顧及受傷情況。消防班的人員編制應考慮到發生重大火災時對輪班人員的所有作業和緊急應變需求。

(2) RG 1.189 C.1.2 節—火災危害分析

應進行火災危害分析，以確保核電廠在發生火災時能夠維持安全停機功能，並最大限度地減少放射性物質外釋。此分析應根據需要進行修訂，以反映核電廠設計和運轉的變化。火災危害分析的目標如下：

- A. 考慮固定和臨時可燃物之潛在火災危害。
- B. 確認核電廠任何位置發生火災對安全停機或最大限度減少和控制放射性物質外釋的影響。
- C. 根據核管會的指導方針和規定，為每個含 SSCs 的防火區制訂防火、偵測、滅火措施。

火災危害分析旨在驗證 FPP 是否符合 NRC 監管要求。分析應識別並證明任何與監管指引的差異。

應證明此差異仍可達到同等的保護水準。在沒有替代保護措施的情況下刪除保護措施通常是不可接受的，除非能夠明確證明由於特殊的設計和佈置，該保護措施並非不可或缺。

火災危害分析應包括下列要素：

- A. 應評估 NRC 防火要求和指引的適用性。
- B. 應識別現場及潛在的臨時火災和爆炸危險，包括與運轉、維護和大修相關的易燃和可燃物質（例如，電纜絕緣和護套材料、潤滑油、柴油、易燃氣體、化學品、建築材料和飾面）的數量、類型、配置和位置。分析中應識別並描述可燃物、火災蔓延的可能性以及起火源。
- C. 應識別可能使 SSCs 因火災（例如，高溫、火焰、煙霧）而受損的危險（例如，易燃和可燃液體或氣體儲存、輔助鍋爐裝置、相鄰的工業設施或運輸系統、自然植被以及相鄰的電廠輔助設施）。如果存在火山可能損壞 SSCs，則應處理火山危害。
- D. 應解決自動火災偵測和滅火系統的設計、安裝、運作、測試和維護問題。火災危害分析應描述針對已識別的特定火災危害所提供的自動防護等級（例如，灑水密度、

氣態滅火劑濃度)。火災偵測系統的設計應考慮雷擊的影響。

- E. 應描述 SSCs 的佈局和配置。防火區內安全停機系統的防護措施應根據可能發生的最壞火災情況及其造成的損害來確定。火災危害分析應說明並記錄此類損害的程度。分析應考慮不同串停機系統之間的空間距離程度、現場可燃物和臨時可燃物、可用 (available) 的防火系統和設施、起火源，以及該區域內與安全停機相關的電纜、設備、系統和設施對火災損害的敏感性。
- F. 應描述防火屏障 (fire barrier) 的可靠性和資格，包括防火測試結果、材料和屏障系統的品質以及屏障安裝的品質。
- G. 應描述防火區的結構 (包括牆壁、地板和天花板的材料，包括塗層和厚度；結構構件的防火措施；區域尺寸和容積；正常的通風和排煙能力；以及用於手動滅火活動的通道擁堵程度)。火災危害分析應提供足夠的信息，以確定已根據現有的火災危害和隔離 SSCs 的需要，合理地選擇防火區域。
- H. 應辨識手動滅火能力，包括系統 (例如，消防栓、消防水管、滅火器)、消防班、手

動滅火設備、計畫和程序書、訓練、演習、廠外支援以及廠區手動滅火的可及性。火災危害分析應列出手動滅火設備的位置和類型，以及手動滅火的可及性。

- I. 應識別火災對運轉的潛在影響，包括以下內容：
 - (A) 控制室或其他執行重要安全操作的場所發生火災；
 - (B) 火災狀況可能導致必須從安全停機有關的區域撤離，以及；
 - (C) 缺乏足夠的通道或排煙設施，妨礙電廠運轉或電廠重要安全區域的滅火。
- J. 應辨識滅火系統對安全停機能力的潛在致殘效應 (potential disabling effects)。Appendix R 中的「火災損害(damage by fire)」一詞也包括因滅火系統正常或意外運作而對設備造成的損壞。火災危害分析應考慮消防活動的影響。
- K. 應列出易燃氣體或其他潛在能量源（例如化學處理系統、離子交換柱(ion exchange columns)、高壓電氣設備）等潛在爆炸環境區域的防爆措施。
- L. 應確定氧氣的可用性(availability)（例如圍

阻體充氮(inerted containment)。

- M. 對於無法實現多重安全停機系統充分隔離的火災區域，應確定替代或專用停機能力。

分析應假設火災發生在每個防火區或區域內最可能引發嚴重火災，並可能對安全重要安全設施產生不利影響的位置。火災應考慮其他可燃物（包括固定和臨時可燃物）進入防火區的可能性。如果安裝了自動滅火系統，分析應評估假設火災在自動滅火系統啟動和未啟動兩種情況下的影響。

「最壞情況」火災不必考慮與安全系統中非火災相關的故障、其他電廠事故或最嚴重的自然現象同時發生。（即僅需考慮單一火災可能發生之最嚴重情況）。

在多反應器場址，無需假設兩個或多個機組之間不相關的火災同時發生。分析應考慮涉及不同機組共用設施的火災，以及由人為相關事件引起的火災，這些事件（例如飛機墜毀）有可能發生並影響多個反應器機組。

火災危害分析應分別識別危險，並在可能因以下原因導致安全重要 SSCs 損壞的位置提供適當的保護：

- A. 在營運期間（包括大修、保養維護）臨時

可燃物之火災危害；

- B. 可燃物、傢具、建築材料或其組合的連續分佈，容易導致火勢蔓延；
- C. 曝露於火、熱、煙或水中，包括人員可能從安全停機的區域撤離的情況；
- D. 控制室或其他具有重要安全關鍵功能的場所發生火災；
- E. 缺乏足夠的通道或排煙設施，以致妨礙電廠運作或重要安全區域的滅火；
- F. 缺乏防爆措施；
- G. 電力或儀控電路中斷；以及
- H. 滅火系統誤啟動。

火災危害分析應由合格的消防和反應器系統工程師進行。識別電廠任何位置的火災危害及其假定火災後果需要豐富經驗的判斷。經過全面訓練且經驗豐富的反應器安全人員，能夠評估假定火災對核安造成的後果。進行火災危險分析的人員應接受過全面培訓，並具備工業防火與控制原理的豐富經驗，以及對火災現象從起火、直至擴散蔓延至相鄰空間的深入理解。

- (3) RG 1.189 C.1.6 節—火災防護之訓練與資格（含 C.1.6.1~ C.1.6.4）消防人員之訓練與資格(C.6.1.1)。

防火（消防）人員應符合下列資格：

- A. FPP 的制定和實施應由經過消防和核電廠安全訓練並具有相關經驗的人員負責，以提供指導核電廠 FPP 的全面方法。防火工程師(或顧問)應畢業於認可的工程課程，且具備以下條件(1)具備至少四年的實務經驗，顯示其工程能力和成就有所成長，其中三年為負責職務；或(2)畢業於具有認可資格的工程課程，且為電廠所在國家的執照專業消防工程師，應成為負責制訂和實施 FPP 的組織的成員。
- B. 消防班成員的資格應包括充分地完成執行劇烈活動的體格檢驗和消防隊訓練。
- C. 負責維護和測試消防系統的人員應該通過培訓和具有相關工作經驗。
- D. 負責訓練消防隊的人員應具備相關知識、適當的訓練和經驗，以勝任此類工作。

一般員工訓練(C.6.1.2)：

每位核電廠員工都有責任對廠區火災作出應對。一般的廠區員工訓練應向所有員工介紹廠區 FPP 的要項，包括防火人員的責任。培訓內容還應包括有關火災類型和相關滅火劑、場所的具體火災危險以及滅火系統啟動時的行動等資訊。一般員工

培訓應就以下方面向現場和承包商人員提供具體指示：

- A. 發現火災時應採取的適當行動，例如通知控制室、嘗試撲滅火災，以及啟動現場滅火系統；
- B. 聽到火警警報時的行動；
- C. 使用可燃物和火源的行政管制；
- D. 在發生可燃液體溢出、氣體釋放或洩漏時必須採取的行動。
- E. 防火監視訓練(C.6.1.3)：

防火監視可觀察和控制與動火作業相關的火災危險，並可作為防火系統和功能劣化的補償措施。具體的消防值班訓練應針對不同類型的消防班（如連續性動火作業消防值班和每小時消防值班等），提供有關消防值班職責、責任和所需行動的適當指導。消防值班資格培訓應包括在消防值班時使用滅火設備（如適用）進行練習滅火的實際訓練。如果消防值班被用作補償行動，則消防值班培訓應包括記錄保存要求。

消防班(隊)(Fire Brigade)之訓練與資格(C.6.1.4)：

消防班訓練計畫應建立並維持可撲滅具挑戰性火災的能力。該計畫應包括最初的課堂教學，然

後是定期的課堂教學、滅火練習和消防演習。許多 NFPA 標準提供了適用於消防班訓練的準則。NRC 認為 NFPA 600「工業消防隊標準」的訓練建議，包括 NFPA 600 中引用的適用 NFPA 出版物，是訓練電廠消防班的適當標準。持照者也可酌情使用 NFPA 1410「初始緊急現場作業訓練標準」和 NFPA 1500「消防部門職業安全 and 健康計畫標準」。持照者可酌情使用 NFPA 600 中列出的 NFPA 手冊和小冊子作為訓練參考，並應使用消防行業認可或贊助的防火和滅火課程。

消防班隊長和至少兩名消防班成員應在電廠系統方面接受過足夠的培訓或具有相關知識，以瞭解火災和滅火劑對安全停機能力的影響。消防班隊長應有能力評估火災的潛在危害後果，並向控制室人員提供建議。消防班隊長的能力可通過持有運轉員執照或具備等同的電廠系統知識來證明。配有專業消防班的核電廠可使用消防班顧問來評估火災的潛在危害後果，並向控制室和事故指揮官提供建議。消防班顧問應具備操作員執照或相應的電廠系統知識，並在火災緊急事件中專門支援火災事件指揮官。消防班顧問不需要符合消防班成員的資格，但如果他/她不符合資格，則除了消防班顧問外，還應有五名合格的消防班成員。

持照者應為每一消防班舉辦練習課程，講授撲

滅核電廠可能發生的各類火災的正確方法。這些課程應為消防班成員提供實際滅火經驗，以及在滅火時遇到的惡劣條件下使用自給式呼吸裝置的經驗。持照者應至少每年為每位消防班成員提供一次這些練習。

(4) RG 1.189 C.1.7 節—消防系統檢查、測試

持照者應建立並執行一套計畫，對影響防火的活動進行獨立檢查。該計畫應檢查包括以下內容：

- A. 檢查防火系統或功能的安裝、維護和修改。
- B. 檢查緊急照明和通訊設備，以確保符合設計和安裝要求。
- C. 檢查穿越密封、防火牆和防火塗層的安裝情況，確認符合設計性能。
- D. 檢查電纜佈線，以驗證是否符合設計要求。
- E. 驗證施工期間是否符合防火區隔離的適當要求（穿越密封、地板和其他防火牆）。
- F. 確保視察人員與執行消防檢查的人員為不同人，且瞭解防火設計和安裝要求的措施。
- G. 定期檢查防火系統、緊急呼吸和輔助設備、

緊急照明和通訊設備，以確保其狀況可接受。

- H. 定期檢查容易劣化的材料，例如防火牆、穿越密封和防火塗料，以確保這些項目沒有劣化或損壞。

持照者應建立並實施測試程序，以確保測試的執行和檢驗，並經檢查和稽核驗證，證明其符合設計和系統就緒要求。測試應遵循書面測試程序；測試結果應妥善評估，並根據需要採取矯正措施。測試程序應包括以下內容：

- A. 安裝測試：在建造、改造、維修或更換後，持照者應進行充分的測試，以證明消防系統、緊急照明和通訊設備在實際使用中性能良好，並符合設計標準。安裝測試的書面測試程序應包含適用設計文件中的要求和驗收限值。
- B. 定期測試：持照者應制定並記錄定期測試的時間表和方法。對消防設備、緊急照明和通訊設備進行定期測試以確保設備正常運作並持續符合設計標準。
- C. 品質保證：持證人應建立品質保證和品質管制程序，以驗證消防系統和功能的測試，並確定測試人員是否接受了有效的培訓。

2. RG 1.189 C.2 節—預防火災

預防火災為火災深度防禦的第一道防線。此計劃的防火特性與最大程度降低火災發生可能性的防火目標直接相關。這些特性包括設計和管理措施，這些措施能夠合理地確保電廠得到充分的火災防護，以防範潛在火災，並控制火災造成的後果。

持照者應建立行政管制措施和程序書，以最大程度地降低含有 SSCs 之防火區的火災風險。相應級別的管理層應審查正常和異常情況或其他預期操作，例如火災偵測或滅火系統受損，以及臨時可燃物之火災風險，例如與維護和停機大修的情況。持照者應實施適當的補償措施，例如設置防火監視或臨時防火屏障，以確保充分的防火防護和反應器安全。

對於永久停機、正在除役或兩者兼有的核電廠，執照依據將根據 10 CFR 50.82 「執照終止」的規定而變更。對於永久停機的反應器，10 CFR 50.48 (f)和 RG 1.191 為與防火相關。10 CFR 50.48 (f)(1)之 FPP 的目標是：(1)合理防止火災發生；(2)迅速發現、控制和撲滅已經發生的或可能導致放射性危害的火災；以及(3)確保將火災引起的放射性危害對公眾、環境和核電廠人員的風險降至最低。此外，10 CFR 50.48 (f)指出，符合 NFPA 805 的 FPP 應被視為符合已除役或永久停機核電廠防火監管要求。

以下章節為有關防火措施的指引，包括可燃物和點

火源的控制以及廠務管理視察。

(1) RG 1.189 C.2.1 節—可燃物管制(含 C.2.1.1~ C.2.1.3)

行政管制應包括管制可燃物之處理和使用、禁止在電廠安全重要區域儲存可燃物、設置指定儲存區域且建立適當防火措施，以及建立在安全重要區域使用特定可燃物（如木材）的管制程序。

在電廠的所有運轉模式中，應禁止在對安全有顯著影響的建築物或系統內或附近大量儲存可燃物料。應制定程序書，限制並規範在所有運轉階段（尤其是維護、改善或大修停機期間），在包含對安全有顯著影響的系統或設備的建築物內，處理可燃和易燃液體、木材和塑膠產品、高效能空氣過濾器(high-efficiency particulate air, HEPA)和木炭過濾器、乾式離子交換樹脂或其他可燃材料等臨時火災危害。

持照者應管制並採取適當的防護措施，以防無法消除的臨時火災。具體的控制和防護措施包括：

- A. 未使用的離子交換樹脂不應存放於含有重要安全設備的防火區。
- B. 危險化學品不應存放於含有重要安全設備的防火區。
- C. 只有在缺乏合適的不燃替代品的情況下，才應允許在含有安全重要系統或設備的建

築物內使用木材。所有在維護、改善或大修停機期間用於安全重要區域的木材（尺寸小於 152 (mm) × 152 (mm)（即 6 吋 × 6 吋）均應進行耐燃處理。並且，只有在需要立即使用木材時，才允許將其帶入安全重要區域。

- D. 應盡量減少塑膠材料的使用。只有在無法取得替代的不燃材料時，才應使用鹵化塑膠，例如聚氯乙烯和氯丁橡膠。所有塑膠材料，包括耐燃材料和防火材料，其燃燒強度和熱量(Btu)的產生量與普通碳氫化合物的燃燒強度和熱量的產生量範圍相似。燃燒時，它們會產生濃煙，影響視線，並可能堵塞空氣過濾器，尤其是活性碳和 HEPA。鹵化塑膠燃燒時也會釋放遊離氯和氯化氫，對人體有毒，並腐蝕設備。
- E. 應管制在重要安全區域使用可燃材料，例如 HEPA、活性碳過濾器、乾式離子交換樹脂或其他可燃物。此類材料僅在需要立即使用時才允許進入重要安全區域。
- F. 未經處理的可燃包裝容器中運輸的設備或物資（例如新燃料）可在含有重要安全設備或系統的區域內拆封，前提是有正當的理由。但是，所有可燃材料應在拆封後立

即從該區域移除。此類臨時可燃材料，除非存放在經批准的容器中，否則應有人看管。鬆散的可燃包裝材料，例如木屑、紙屑或聚乙烯薄膜，應放置在帶有自動密封金屬蓋的金屬容器中。

- G. 收集含有放射性的物質，例如廢離子交換樹脂、活性碳過濾器 and HEPA，應存放在密閉的金屬槽或容器中，並置於遠離火源或可燃物的區域。這些物質也應避免暴露於鄰近區域的火源，也應考慮移除放射性物質之衰變熱。

易燃和可燃液體和氣體具有潛在的重大火災危害，其使用、處理和儲存流程應明確規定，並應符合 NFPA 30「易燃和可燃液體規範」的規定。易燃或可燃液體或氣體的各種儲存和管路不應該對重要的安全系統造成潛在的火災危害。安全重要系統應與可燃物隔離或分開。如果由於安全系統或可燃物的性質而無法做到這一點，持照者應提供特殊保護措施，以防止火災破壞安全系統的功能。此類保護措施包括自動滅火裝置和能夠承受並控制燃燒所有可燃物的火災的建築結構。此類無法與系統其餘部分隔離的可燃物包括緊急柴油發電機(EDG)燃油日用油槽、渦輪發電機油和液壓控制流體系統以及反應器冷卻泵(RCP)潤滑油收集系統。

(2) RG 1.189 C.2.2 節—起火源管制(含 C.2.2.1~C.2.2.2)

電氣設備（永久性和臨時性）、動火作業（例如明火、焊接、切割和研磨）、高溫設備和表面、加熱設備（永久性和臨時性裝置）、活性化學物質、靜電和吸煙均可能成為點火源。設計、安裝、改善、維護以及操作規程和實務均應管制潛在的點火源。

工程設計實務應確保電氣設備按照行業標準正確設計和安裝，發熱設備或表面熱的設備得到適當冷卻或與可燃材料隔離，含有易燃和可燃液體或氣體的系統經過適當設計和定位，以盡量減少這些材料暴露於點火源。

涉及起火源的作業（例如焊接和火焰切割）應在嚴密控制的條件下進行。從事此類作業的人員應接受訓練並配備防火和滅火設備。此外，具備熱加工防火值班資格的人員應直接監督作業並履行防火職責。

應建立管制明火、焊接、切割和其他熱加工作業的動火許可證制度，以規範點火源的使用。每個作業區域都應單獨頒發許可證。如果工作持續超過一個班次，則在電廠運轉時，許可證的有效期不得超過 24 小時，若在停機大修期間，許可證的有效期不得超過特定工作的持續時間。NFPA 51B「焊接、切割和其他動火作業防火標準」包含預防焊接、

切割和其他熱加工作業相關危險的指引。

反應器設施中臨時設備的使用是常見的操作，尤其是在停機大修期間支援維護和其他活動。鑑於某些臨時設備的規模和複雜性，適當的工程設計以及安裝後的維護設計基準至關重要。臨時電纜應被視為臨時可燃物，並可能成為起火源。電廠行政管制措施應規定對臨時設施進行工程審查。這些審查應確保為此類設施的運作制定適當的預防措施、限制措施和維護措施。

(3) RG 1.189 C.2.4 節—消防系統之維護與損壞

持照者應建立消防管制措施，以解決下列問題：

- A. 應由合格人員維護和測試防火設施。
- B. 管理防火屏障、火災偵測和滅火系統的損壞，在系統已解除或受損的區域，應建立補償措施。
- C. 成功的防火措施需要對消防設備進行檢查、測試和維護。應制定一份測試計畫，列出參與消防系統例行測試和檢查的人員及其職責。測試計劃應包含測試的類型、頻率和詳細流程。測試頻率應根據適用消防系統的記錄規範來決定。程序書還應包含在消防系統損壞期間或電廠維修期間之消防

設施的說明。

- D. 應定期檢查防火屏障，包括擋板、門和穿越密封。穿越密封的檢查頻率和相對樣本量應確保其功能正常。樣本量和檢查頻率應根據穿越密封總數和觀察到的故障率來決定。

3. RG 1.189 C.3 節—火災偵測與滅火

(1) RG 1.189 C.3.1 節—火災偵測

一般而言，火災危害分析和法規規範決定了電廠的火災偵測和滅火範圍，而適用的行業規範和標準（通常為 NFPA 規範、標準）則決定了系統和組件的設計、安裝和測試要求。火災偵測系統的設計應盡量減少火災對安全重要 SSCs 的不利影響。自動火災偵測系統應該安裝在電廠內所有含有或會對安全有顯著影響的 SSCs 造成火災危害的防火區。這些火災偵測系統無論是否有廠外電源，都應能正常運作。

關於安全停機系統的保護，除本指引的監管立場 5.3.1.1.b 和 5.3.1.1.d 之規定外，還應在防火區安裝火災探測器和自動滅火系統。如果安裝了自動火災探測器，則應為整個防火區提供完整的保護。對於那些只安裝了部分覆蓋的區域，火災危害分析應證明其設計足以提供必要的保護。火災偵測與警報

系統的設計應符合下列目標：

- A. 所有包含對重要安全的設備或有可能發生火災的區域都必須提供偵測系統。
- B. 火災偵測和警報系統應符合 NFPA 72「國家火災警報規範」中所定義的 A 類系統要求，以及 NFPA 70「國家電氣規範」中所定義的 I 類電路要求。
- C. 火災偵測器的選擇和安裝符合 NFPA 72。對脈衝線型(pulsed-line type)熱偵測器進行作動前和定期測試，證明所使用的頻率不會影響其他電廠系統保護繼電器的啟動。
- D. 火災偵測與警報系統可在控制室發出聲音與可視的警報。在特定火災區域內使用分區偵測系統時，可透過現場的方式來識別哪一區域的偵測器已啟動。
- E. 火警警報具有明顯的獨特性，以避免與任何其他電廠系統的警報混淆。
- F. 為火災偵測系統和自動滅火系統的電動控制閥提供主要和次要電源。這些主要和次要電源應符合 NFPA 72 的規定。為符合規定，可以使用正常的場外電源作為主要電源，並以4小時的電池供電作為次要電源，

並在失去場外電源的 4 小時內改由手動連接至 1E 級緊急電源匯流排。

- G. 在地震活動頻繁的地區，持照者應考慮是否需要將火災偵測和警報系統設計為在地震安全停機後仍能運作。
- H. 火災偵測和警報系統應保留其原始設計能力，以應對(1)嚴重程度較低但頻率高於最嚴重自然現象(約10年一次)的自然現象，如龍捲風、颶風、洪水、冰災或該地理區域特有的小規模地震，以及(2)潛在的與廠址相關的人為事件，如石油船碰撞或飛機墜毀，這些事件在特定廠址是有可能會發生的。
- I. 控制室應根據此指引監管立場 C.6.1.2，設置火災偵測系統和警報。
- J. 含有重要安全設備的防火區，應在控制室內裝設能發出警報的自動火災探測器，包括電廠電腦室、開關設備室、替代或專用停機盤、電池室、柴油發電機區、泵室、新燃料和用過燃料區域，以及放射性廢料和淨化區域。

(2) RG 1.189 C.3.2 節—消防水系統(含 C.3.2.1、C.3.2.2)

NFPA 22「私人消防水箱標準」和 NFPA 24「私

人消防水管及其附屬裝置安裝標準」為消防供水提供了指引。消防供水系統應符合以下標準：

- A. 應有兩種獨立、可靠的淡水供應。除非已用盡所有淡水供應，否則不應使用鹹水或微鹹水。
- B. 消防供水量應根據 2 小時內的最大預期流量計算，但不得少於 1,136,000 公升(L) (300,000 加侖(gal))。此流量應根據（保守地）每分鐘 1,900 公升(L/min)(500 gal/min)的手動水帶（軟管）水流(hose streams)，加上根據 NFPA 13「灑水系統安裝標準」或 NFPA 15「固定噴水滅火系統標準」確定的任何灑水系統或洪洩(deluge)系統的最大設計需求來計算。
- C. 如果使用儲水槽供水，則應安裝兩個 100% 系統容量的儲水槽（每個至少 1,136,000 公升(300,000 加侖)）。兩個水槽應互相連接，以便水泵可從其中一個或兩個水槽吸水。但是，如果其中一個水槽或其管路發生故障，則不應導致兩個水槽同時洩水。供水能力應能在 8 小時或更短時間內重新填滿任何一個水槽。
- D. 消防、浴廁或生活用水儲存可使用共用供水槽。然而，當使用共用供水槽時，應透

過被動方式（例如，使用垂直立管提供其他供水服務）來滿足最低消防用水儲存要求。僅以行政管制（包括水箱出口閥門上鎖）作為確保最小水量的唯一方法是不可接受的。

- E. 有足夠面積的淡水湖或池塘可作為消防用水的唯一水源，但需要在一個或多個取水口構造物中設置獨立的不同進水口。這些供水源應該分開，以便其中一個供水源發生故障時不會導致另一個供水源發生故障。
- F. 如果允許消防用水和最終熱沉共用供水，則還應滿足以下條件：(1)消防水總儲存容量需包含額外的消防用水；(2)消防系統的故障不應降低最終熱沉的功能。
- G. 其他可能用作兩個消防供水系統之一的供水系統應永久連接至主消防水系統，並應能夠自動連接至主消防水系統。這些系統中的泵、控制裝置和電源應滿足消防主泵的要求。使用其他水系統進行消防應與其安全停機功能相容。其他系統的故障不應降低消防主系統的性能。
- H. 對於具有共用消防主迴路的多機組核電廠場址，可使用共用供水系統。

- I. 消防供水應視需要進行過濾和處理，以防止或控制生物污垢或微生物引起的消防水系統腐蝕。如果供應的是原水，則應定期沖洗消防水管路並進行流量測試。
- J. 在發生安全停機之地震時，應在包含安全停機所需設備的區域內，為至少兩個立管和水帶連接處供水，以進行手動消防。為此類水管站之管路系統應針對地震安全停機荷載進行分析，並應提供支撐以確保系統壓力的完整性。此情況下可透過運轉員手動啟動連接至水帶/立管集管的閘門，由一般的耐震 I 級供水系統（如 essential service water system）進行供水。交叉連接應(1)至少能為兩個水管站提供流量（每個水管站約 284 L/min (75 gal/min)），且(2)設計標準與耐震 I 級供水系統相同（即不應降低耐震 I 級供水系統的性能）。

消防泵浦安裝應符合 NFPA 20「消防固定泵浦安裝標準」，並應符合以下標準：

- A. 如果需要消防泵滿足系統壓力或流量要求，則應配備足夠數量的水泵，以確保在最大泵發生故障或廠外電源中斷的情況下，能夠提供 100%的容量（例如，三台 50%容量的泵或兩台 100%容量的泵）。例如，可

以透過提供電動馬達的消防泵和柴油機的消防泵，或兩台或兩台以上耐震等級為 I 類、1E 級的電動消防泵，並連接到另一串的 1E 級緊要匯流排來達成。

- B. 各消防泵浦與消防主迴路的連接處均以分段閘隔開。每個泵浦及其驅動器和控制器均位於一個房間內，並與其餘消防泵浦之間由至少耐火 3 小時的防火牆隔開。
- C. 柴油消防泵浦的燃料應隔離，以免造成重要安全設備暴露於火源。
- D. 控制室內設有警報器或信號器，用於指示泵浦運轉、驅動器可用性(availability)、啟動失敗、消防主迴路壓力過低。

(3) RG 1.189 C.3.3 節—自動消防系統（含水系統、氣體系統）（含 C.3.3.1、C.3.3.2）

自動消防系統應根據火災危害分析的結果進行安裝，並在必要時保護安全停機所需的系統或元件以及重要的 SSCs。在地震活動頻繁的地區，持照者應考慮是否需要設計消防系統，使其在安全停機地震(safe-shutdown earthquake, SSE)發生後仍能運作。

消防系統應保留其原始設計能力，以應對以下情況：(1)嚴重程度較低且頻率高於最嚴重自然現象

(約 10 年一次)的自然現象，如龍捲風、颶風、洪水、冰災或地理區域特有的小強度地震；(2)在某些特定電廠場址有機會發生人為相關事件，如石油駁船碰撞或飛機墜毀。

如果水系統和火災偵測系統使用金屬板在獨立噴灑頭或偵測器上方收集熱能，而這些噴灑頭或偵測器的位置遠低於火災區域的天花板（例如，在房間內的某個中間高度、天花板上安裝的管道和電纜托盤下方），則持照者應證明這種設計可確保可接受的啟動時間。一般而言，使用此類板材無法提供足夠的集熱以有效啟動噴灑頭或偵測器，並可能會削弱系統反應。

對安全有顯著影響的設備，如果本身不需要消防系統保護，且如果被消防系統的水弄濕，會受到不可接受的損壞，則應對這些設備進行適當的保護（如水盾或擋板）。應根據需要設計洩水孔，以保護重要安全設備免受水淹損壞。

灑水滅火和噴灑滅火系統是最廣泛使用的自動滅火方式。噴水/噴灑系統應符合適當標準的要求，例如 NFPA 13 和 NFPA 15。

細水霧(water mist)滅火系統在特殊情況下可能很有用，特別是在那些需要限制水的使用的區域。水霧系統應符合適當的標準，例如 NFPA 750「水霧消防系統標準」。

某些火災（例如涉及易燃液體的火災）適合使用泡沫滅火。持照者應該考慮使用泡沫灑水器和噴灑系統，這些系統應該符合適當的標準，例如 NFPA 16「泡沫水灑水器和泡沫水噴灑系統的安裝標準」。

在運轉員執行安全停機動作或消防滅火可能成為必要的情況下，應評估氣體系統對包含重要安全設備的區域的適居性的潛在影響。在安裝氣體滅火系統時，應充分密封該區域的開口，或設定滅火系統的大小，以補償滅火劑經由地面洩水口或其他開口的損失。氣體滅火系統的設計應酌情考慮以下各項：

- A. 最低要求的氣體濃度、分佈、浸泡時間和通風控制。
- B. 與氣體相關的缺氧和毒性危害。
- C. 二次熱衝擊（冷卻）造成損害的可能性。
- D. 系統排放過程中排氣以防止過壓的要求與密封以防止藥劑損失的要求相衝突。
- E. 偵測器的位置。
- F. 藥劑熱分解產物的毒性和腐蝕特性。

在使用全淹沒氣體滅火系統時，應根據適當的標準控制區域的進氣和排氣通風閥，以保持必要的氣體濃度。手動氣體滅火系統不應用作保護重要安

全 SSC 的主要滅火系統，但可作為自動水滅火系統的後備。

二氧化碳(CO₂)滅火系統應符合 NFPA 12 的要求。使用自動 CO₂ 系統時，應配備預先警報系統和排放延遲裝置，以便人員逃生。現場解除自動二氧化碳系統的規定應以鑰匙鎖定方式，並受到嚴格的管理控制。除 NFPA 12 的指引外，持照者還應進行預防性維護和測試，包括驗證高壓 CO₂ 氣瓶的劑量。除非依據監管立場 C.2.4 所述管制，否則不應解除自動 CO₂ 滅火系統。

海龍滅火系統應符合 NFPA 12A 的要求。使用自動海龍滅火系統時，應配備排放前警報和排放延遲裝置，以便人員離開。現場解除自動海龍滅火系統的規定應以鑰匙鎖定方式，並受到嚴格的管理控制。除非依據監管立場 C.2.4 所述管制，否則不應解除自動海龍滅火系統。除 NFPA 12A 的指引外，持照者還應進行預防性維護和測試，包括核實海龍鋼瓶的劑量值。

海龍替代品（或「潔淨氣體」）滅火系統應符合適用的標準，例如 NFPA 2001。應僅使用列出或核准的滅火系統。現場解除潔淨氣體滅火系統的規定應以鑰匙鎖定方式，並受到嚴格的管理控制。除非依據監管立場 C.2.4 所述管制，否則不應解除自動滅火系統。除 NFPA 2001 的指引外，持照者還

應進行預防性維護和測試，包括驗證潔淨氣體鋼瓶或容器的劑量。

(4) RG 1.189 C.3.4 節—手動消防系統與設備（含 C.3.4.1~C.3.4.5）

持照者應在整個電廠提供手動滅火能力，以限制火災損害的範圍。應提供立管、消防栓以及由水帶(hoses)、噴嘴和滅火器組成的可攜式設備，供經過適當訓練的消防人員使用。

室內手動安裝的水帶應能夠以至少一條有效的水帶到達包含或可能對安全重要設備造成火災危害的任何位置。為了實現這一目標，所有樓層的所有建築物都應設有帶有水帶接口的立管，並配備最長 30.5 米（100 呎）的 38 毫米（1.5 吋）編織護套內襯消防水帶和適當的噴嘴。這些系統應符合 NFPA 14「立管和水帶系統安裝標準」中對 III 級立管的尺寸、間距和管道支撐的要求。供水計算應證明供水系統能滿足 NFPA 14 的立管壓力和流量要求。

水帶站的位置應根據火災危害分析來確定，以方便消防作業的進出和使用。如果火災危害可能阻礙進入為某個防火區供水的單一消防水帶站，則應為該區域提供其他替代水帶站。

應根據火災危害分析為每個防火區提供適當

類型的水帶噴嘴。在水流可能造成不可接受的機械損壞的區域，不應使用常見的噴灑/水沖(spray/straight-stream)組合噴頭。在存在高壓電擊危險的地點應提供固定霧式噴嘴。所有水帶噴嘴都應具有關閉功能。2003年發佈的NFPA消防手冊第19版第二卷第10節第1章提供了水與帶電設備之間安全距離的指引。

消防水帶應符合NFPA 1961「消防水帶標準」的建議，並應按照NFPA 1962「消防水帶接頭、噴嘴和消防水帶用具的保養、使用、檢查、維修測試和更換標準」的建議進行靜水壓測試。

室外手動水帶(軟管)裝置應足以提供有效的水帶水流至固定或臨時可燃物可能危及重要安全設備的任何現場位置。主變壓系統區應約每隔76公尺(250呎)安裝消防栓。應根據需要提供配備水帶和組合噴嘴以及NFPA 24建議的其他輔助設備的水帶房(hose house)，但至少應每隔305公尺(1,000呎)設置一個水帶房。另外，也可以使用移動方式提供水帶和相關設備，例如水帶車或卡車。當提供此類移動設備時，應與三個水帶房提供的設備相等。移動設備應保持良好的工作狀態，並應隨時可供消防活動使用。

所有消防栓、水帶接頭和立管立都使用與當地消防部門相容的螺紋。或者，也可以提供足夠數量

的水帶螺紋轉接器。

對於易燃和可燃液體火災危害，持照者應考慮使用泡沫系統進行手動滅火。這些系統應符合 NFPA 11 的規定。

應在包含或可能會對重要安全設備造成火災危害的區域提供滅火器。在安裝滅火器時，應充分考慮對該區域內重要安全設備可能造成的負面影響。NFPA 10「可攜式滅火器標準」為滅火器的安裝（包括位置和間距）、使用和應用提供了指引。

某些固定滅火系統可採用手動起動（例如，根據 CFR Part 50 附錄 R 第 III.G.3 節提供的固定滅火系統）。手動起動一般僅限於噴水滅火系統，不應用於氣體滅火系統，除非該系統可為自動噴水滅火系統提供後備。從自動系統轉換為手動系統時，應進行適當的評估。

(5) RG 1.189 C.3.5 節—手動滅火能力（含 C.3.5.1、C.3.5.2）

應建立一支經過消防訓練並配有消防裝備的現場消防班，並應隨時在現場待命，以確保廠房內包含重要安全 SSCs 的所有區域都有足夠的手動消防能力。消防班隊長應可隨時取得任何上鎖門的鑰匙。

消防班每班至少應包括五名成員。輪班主管不

應是消防班成員。為消防班提供的裝備應包括個人防護裝備，例如救生衣、靴子、手套、硬頭帽、緊急通訊裝備、便攜式照明燈、便攜式通風設備和便攜式滅火器。應為消防班、損害控制和控制室人員提供合格之全臉正壓面罩的自給式呼吸裝置。消防班人員至少應備有 10 個面罩。如果可行的話，控制室人員可使用從儲存庫接出的管道系統提供呼吸空氣。自給式裝置的使用或額定操作壽命應至少為 30 分鐘。NFPA 1404「消防呼吸保護訓練標準」提供了更多指引。

消防班裝備應按照製造商的建議存放（例如，消防服不應存放在會受到太陽紫外線、焊接或螢光燈照射的地方）。

電廠現場應為每個自給式呼吸裝置提供至少 1 小時的額外瓶裝呼吸空氣。此外，應在現場為消防人員提供 6 小時的備用空氣供應量，並作出安排，以便在用完的空氣供應瓶返回時能夠快速、完整地補充。如果將壓縮機用作呼吸空氣的來源，則應僅使用經認可的呼吸空氣裝置，且壓縮機應可在場外斷電的情況下運作。應特別注意將壓縮機放置在沒有灰塵和污染物的地方。

在停機大修和維護期間，應在圍阻體入口附近提供足夠的自給式呼吸裝置，供消防和損壞控制人員使用。這些裝置應獨立於為一般電廠作業提供的

任何呼吸裝置或供氣系統，並應清楚標明為緊急設備。

現場消防班通常扮演第一應變者的角色，但可能沒有足夠的人員、設備和能力來處理所有可能發生的火災事件。根據火災危害分析和火災預防規劃文件，可能有必要與廠外消防隊協調，以增強現場消防能力。FPP 應描述廠外應變人員的能力(例如，設備相容性、訓練、演習和指揮控制)。提供後備消防支援的廠外消防部門應具備以下能力：

- A. 與電廠的火災危害分析和防火計畫中的能力相符的人員和設備。
- B. 用於連接現場消防栓、水帶接頭和立管豎管的水帶螺紋或轉接器。如果使用轉接器，則應提供給廠外消防部門並隨時可用 (available)。

提供後備消防支援的廠外消防部門人員應接受以下方面的培訓：

- A. 執行核電廠場址火災滅火時的作業預防措施，以及人員輻射防護的必要性和與核電廠場址相關的特殊危險。
- B. 廠外應變人員的通知與職責。
- C. 進入現場之流程，以及現場組織中將主導應變人員支援活動的個人（按職位和職稱

列示) (必要時應給予廠外應變支援人員適當的身份證明)。

- D. 與應對電廠火災有關的防火權限和職責，包括電廠消防班和廠外應變人員之間的火災事件指揮結構。
- E. 電廠配置、電廠防火系統和設備、電廠火災危害以及防火應變計畫和程序書。

持照者應該在公用事業公司與在火災危害分析和防火計畫中被列為對電廠火災提供支援應變的廠外消防部門之間建立書面互助協議。這些協議應劃分有關應對電廠火災或緊急事件的消防權限、責任和義務，包括電廠消防班與場外救援人員之間的火災事件指揮架構。

電廠消防班的演習時間表應規定當地消防部門定期參與(至少每年一次)。這些演習應能有效練習電廠消防班與廠外應變人員之間的火災事件指揮架構。

4. RG 1.189 C.4 節—廠房設計與被動設施 (Building Design and Passive Features)

(1) RG 1.189 C.4.1.2 節—劃分區域、防火區和防火(分)區

根據 10 CFR Part 50 附錄 A 中的 GDC 3，重要安全 SSCs 必須進行設計和配置，以盡量降低受火

災或爆炸的影響。使用被動式防火牆將電廠細分為不同的防火區(fire areas)或防火分區(fire zones)符合 GDC 3 的要求。這些防火區或防火分區的主要目的是將火災的影響限制在單一隔間或區域內，從而將火災對重要安全 SSCs 造成不利影響的可能性降至最低。

防火區之定義為建築物或電廠中由防火牆（包括樑、柱、穿越密封或封閉裝置、防火門和防火風門等建築構件）與其他區域進行分隔。界定防火區的防火牆應具有 3 小時或更高的耐火等級，並應達到以下要求：

- A. 將重要安全 SSCs 與任何可能影響其執行安全功能的非安全相關區域的潛在火災加以分隔。
- B. 將重要安全的系統和組件彼此分開，使兩者都不會受到單一火災的損害。
- C. 除非符合 10 CFR Part 50 附錄 A 中 GDC 5 「共用結構、系統和組件」中有關火災的要求，否則應將多機組電廠之各機組獨立分開。

應使用火災危害分析來建立防火區。在設計上特別注意為重覆串電纜(redundant cables)使用獨立、隔離的防火區，將有助於避免喪失所有重要安全電

纜，還應採用獨立防火區來防止組件之間的火勢蔓延。

如果防火區的邊界並非 3 小時等級，或並非牆到牆或地板到天花板的邊界，且所有穿越口都密封到邊界的防火等級，則持照者應評估防火區邊界（即屏障）的適當性，以確定邊界是否能夠承受與該區相關的危害，並在必要時保護區內的重要設備免受區外火災的影響。在評估屏障的整體有效性時，應識別並考慮未密封的開口。

如果牆壁或地板/天花板組件包含未受保護的主要開口，例如艙口和樓梯，則應將此類屏障兩側的廠房位置視為單一防火區的一部分。如果安全相關 A 串與安全相關 B 串之間的水平距離為 6.1 公尺（20 英尺），且中間沒有可燃物或火災危害，且兩個樓層都設有火災偵測和滅火裝置，則該區域可視為可接受區域。

如果將廠房內部的安全停機設備與位於緊鄰外牆的備援設備分隔開，或將重要安全的廠房區域與重要安全區域具有顯著火災風險的非安全相關區域分隔開，則包括穿越密封在內的外牆應被視為合格的防火牆。

防火分區是對防火區的細分，通常以火災危害分析為基礎，該分析證明防火分區內的消防系統和設施可為相關危害提供適當的保護。

被視為一個防火區的外部庭院區(yard area)可能由多個防火分區組成。應使用火災危害分析來確定防火分區的邊界。在外部庭院區，安全停機、替代或專用停機系統的保護應根據可能發生的最大假定火災及其造成的損害來確定。應通過火災危害分析來證明此類損害的邊界是合理的。

(2) RG 1.189 C.4.2.1 節—結構性防火屏障

防火牆是指經認可實驗室評定可耐火時數且用於防止火勢蔓延的建築構件（牆壁、地板及其支撐物），包括橫樑、托樑、支柱、穿越密封件或封閉裝置、防火門和防火風門。如果無法精確複製測試時之配置，現場安裝應符合以下所有標準：

- A. 保持防火牆材料的連續性。
- B. 保持防火屏障的厚度。
- C. 支撐組件的性質與測試之配置相同。
- D. 防火牆的應用或「最終用途」與測試之配置相同。
- E. 合格的防火工程師已審查該配置，並認為該配置可提供同等級別的保護。

牆壁、地板和天花板結構應為不可燃材料。NFPA 221「高難度防火牆、防火牆和防火屏障牆(Fire Barrier Walls)標準」可作為防火牆建築的指引。用作防火牆、地板和天花板的建築材料應由認可實

驗室按耐火時數進行評級。

廠房設計應確保防火屏障的開口得到妥善維護。分隔防火區的防火屏障開口應密封或封閉，並確保其耐火等級至少與屏障本身的耐火等級相等。防火屏障穿越密封的施工和安裝技術應通過耐火測試。

廠房設計應確保門洞(door openings)得到妥善維護，並使用經防火測試合格的防火門。門和穿過防火屏障的門洞的建造和安裝技術應符合門製造商的建議和經測試的配置。

防火門的修改需經過評核。如果門是防火區邊界的一部分，且改裝不會影響防火等級，則無需進行進一步分析。如果改裝可能降低防火等級（例如安裝透視板(vision panel)），則應重新評估門的防火等級，以確保其繼續提供等同於額定防火門的保護等級。

防火門應為自動關閉或設有關閉裝置，並應每半年進行一次檢查，以驗證自動保持開啟、釋放和關閉機構及門鎖是否可正常運作(operable)。應採取以下措施之一，以確保防火門在發生火災時能夠發揮其設計功能：

- A. 防火門應保持關閉，並在有人值守的地點進行電力監控。

- B. 防火門應鎖定關閉，並每周進行檢查，以驗證門是否處於關閉位置。
- C. 防火門應配有自動保持開啟和釋放裝置，並應每天進行檢查，以確認門口沒有障礙物。
- D. 防火門應保持關閉狀態，並每天進行檢查，以確認門是否處於關閉位置。

受自動全淹氣體滅火系統 (automatic total-flooding gas suppression systems) 保護的區域應採用電力監控的自動關閉防火門，或滿足上述選項 1。

廠房設計應確保通風開口受到適當維護。這些開口應使用經過防火測試的防火風門 (fire dampers) 來保護。此外，穿過防火牆的通風口的施工和安裝技術應通過耐火測試。對於穿透防火牆或在防火牆上終止的通風管道，根據 NFPA 90A 的指引，對於防火等級大於或等於 2 小時的防火牆，通風防火風門應安裝在防火牆穿透範圍內。

直到最近，管理防火風門的設計、製造和測試的唯一行業標準是 UL 標準 555，「防火風門」。該標準沒有評估防火風門在有氣流的條件下是否會關閉。因此，UL 防火風門的等級僅表示防火風門在關閉位置時是否能在特定時間內保持其在火災

條件下的完整性。

防火風門測試方法如果無法模擬防火風門處的實際總壓力差（即在管道檢修面板開啟的情況下進行目視檢查或壓降測試），則可能無法顯示氣流條件下的可操作性或功能性。防火風門監測測試應該模擬在氣流條件下，在要求關閉時，確保防火風門會完全關閉。可透過以下方式解決此問題：(1) 依個廠之防火風門配置，進行「最惡劣情況」下之測試；(2) 在氣流條件下測試所有安裝在規定防火牆內的防火風門；或(3) 在確認發生火災後，以行政方式關閉某個區域的通風系統。電廠緊急應變程序應包含後一種方法。

管路、導管(conduit)和電纜托盤穿過防火牆的開口應密封或封閉，以提供至少等同於防火牆本身所要求的耐火等級。直徑大於 102 mm（4 吋）的導管內的開口應在防火牆穿越處密封。導管內直徑大於 102 毫米（4 吋）的開口應在防火屏障穿越處密封。導管內直徑為 102 毫米（4 吋）或更小的開口應在防火屏障處密封，除非導管在防火屏障兩側至少延伸 1.5 公尺（5 呎），且導管兩端或在防火屏障處用材料密封，以防止煙霧和熱氣通過。保持環境隔離或壓力差的防火屏障穿越應通過測試合格，以在此類條件下保持屏障的完整性。

應由經過製造商培訓和認證的合格人員裝設

穿越密封。在安裝過程中，應採用適當的 QA/QC 方法。作為安裝流程的一部分，應特別標示並記錄穿越密封，然後進行檢查，以確保沒有空隙或間隙，並已按照其設計進行安裝。

5. RG 1.189 C.6 節—其他重要安全區域之火災防護

(1) RG 1.189 C.6.2.2 節—用過燃料池區

應設置消防水帶站及手提式滅火器保護用過燃料池。自動火災偵測系統應在控制室發出警報與顯示，並在事故地點發出警報。

RG 1.191 為永久停機反應器的用過燃料區域的防火提供了額外的指引，適用於用過燃料尚未完全轉移到獨立許可的儲存設施時。

(2) RG 1.189 C.6.2.3 節—放射性廢棄物廠房、放射性廢棄物儲存區與除污區

放射性廢棄物廠房、儲存區及除污區應使用防火屏障與電廠其他區域隔開，防火屏障的防火等級至少為 3 小時。所有可燃物區域應使用自動灑水系統。此外，手動水帶站和手提式滅火器（根據危險程度選擇手提式和大輪式滅火器）也是可以接受的。自動火災偵測器應能夠在控制室出警報與顯示，並在事故地點發出警報。這些區域的通風系統應能夠隔離，以防止放射性物質洩漏到其他區域或環境中。消防活動產生的水應排入液態放射性廢棄物收集

系統。

收集含有放射性物質的材料，例如廢離子交換樹脂、活性碳過濾器 and HEPA，應存放在密閉的金屬罐或容器中，並置於遠離火源或可燃物的區域。這些物質也應避免暴露於鄰近區域的火源，也應考慮去除夾帶放射性物質衰變熱的要求。

6. RG 1.189 C.7 節—重要安全區的特殊火災風險之防護

(1) RG 1.189 C.7.6 節—附近設施

FPP 應涵蓋廠區支援設施（例如辦公室、維修廠房、倉庫、臨時建築物、設備儲存場）、共址發電裝置（例如核能、燃煤、天然氣）以及鄰近工業設施（例如化工廠、煉油廠、製造廠房），其範圍應足以應對這些設施發生火災或爆炸時可能影響安全關鍵設備的情形。消防系統和防護措施應足以防範附近設施可能引發的火災和爆炸。

7. 小節—比對結果

除役中電廠之火災危害可能與運轉中的電廠的有很大的不同，而且隨著除役的進展，這些危害可能不太一樣。火災危害分析應考慮到來自設備擺設區、廢棄物堆積和儲存區以及支援除污和拆除作業所需材料等可燃物負荷增加的可能性；涉及明火或火花的動火作業在除役期間也可能增加；保護用過核子燃料避免因火災而導致放射性物質外釋之能力。電廠運轉期間(RG 1.189)

的火災危害分析可作為基準，但必要時應重新評估和修訂，以反映與除役相關之獨特或不同的消防問題和策略。保護用過核子燃料及放射性物質(含放射性廢棄物與受污染之設備/組件)避免因火災而導致放射性物質外釋。電廠運轉期間(RG 1.189)的火災危害分析可作為基準，但必要時應重新評估和修訂，以反映與除役相關之獨特或不同的消防問題和策略。

綜合 2.2.1 節至 2.2.6 節所述，RG 1.191 防火監管上之整體重點為：

- A. 火災防護目標從「確保維持安全停機」變為「避免放射性物質外釋」。
- B. 保護用過核子燃料所需之 SSCs，包括用過燃料池、燃料護箱、用過核子燃料池冷卻和補水系統，以及任何必要的支援系統。
- C. 火災防護計畫需能夠反映除役不同階段相關之獨特或不同的消防問題和策略。
- D. 因應除役作業，防火區可燃物負荷可能增加，應強化臨時可燃物之管理。
- E. 因應除役作業，防火區動火作業可能增加，應強化動火作業之管制。
- F. 火災防護計畫應與除役作業(臨時可燃物、動火作業、除役作業產生之可燃物等)管控流程相結合。

- G. 強化管理貯存/暫存放射性物質（含放射性廢棄物與污染設備）之區域，包括消防設備以及周圍區域之可燃物管理。
- H. 電廠防火區之設計、配置，火災防護計畫、程序書應反映各除役階段的任何重大改變。
- I. 除役作業應盡可能減少臨時可燃物的堆積和儲存。
- J. 動火作業期間和動火作業完成後的至少半小時內，應配置防火監視員。
- K. 每個工班結束時，應從工作地點清除堆積的可燃物質。
- L. 除役期間的作業管制措施應避免在消防系統受損的防火區安排涉及動火作業。

表 2-2 火災防護監管指引 RG 1.191 與 RG 1.189 之差異比對(5 之 1)

項目	RG 1.191 對應 RG 1.189		監管重點差異
	RG 1.191	RG 1.189	
1	C.2 節「火災危害分析」	——	——
2	C.2.1 火災危害	C.1.2	隨著除役的進展，這些危害可能不太一樣；考慮到來自設備擺設區、廢棄物堆積和儲存區以及支援除污和拆除作業所需材料等可燃物負荷增加的可能性
3	C.2.2 電廠組態與條件	C.4.2.1	應更新以反映各個除役階段發生的任何重大改變；結構的拆除或修改以及電廠系統的停用、修改或拆除。
4	C.2.3 防火計畫要件	C.2, C.3	火災危害分析應描述行政管制、防火設施(如火災偵測、滅火系統和防火屏蔽)、排煙系統、緊急應變能力，以及行政和防火計畫中任何其他相關的元素，以防止火災危害。
5	C.2.4 放射性危害與安全重要系統	無相關指引	放射性危害可能會隨著區域和結構的除污、污染組件/設備的移除、用過核子燃料貯存配置的改變(如從用過核子燃料池到乾式貯存設施)以及污染廢棄物的積累(在被運至廠外貯存設施之前)而發生變化。
6	C.2.4.1 用過核子燃料	C.6.2.2	遵照 RG 1.191 之規定
7	C.2.4.2 電廠污染區與廢棄物儲存區	C.6.2.3	隨著電廠的除污和拆除，受污染的廢棄物(包括可燃和受污染的電廠設備，如電纜)可能會積累。火災危害分析應包括評估這些廢棄物被火災波及的可能性。

表 2-2 火災防護監管指引 RG 1.191 與 RG 1.189 之差異比對(5 之 2)

項目	RG 1.191 對應 RG 1.189		監管重點差異
	RG 1.191	RG 1.189	
8	C.2.5 共用區域設施之風險	無相關指引	考慮對另一機組的影響；臨時結構用於儲存除役和拆除作業產生的放射性廢棄物，其火災之危害(含擴散之影響)
9	C.3 節「行政管制」	——	——
10	C.3.1 組織	C.1.1	可能比功率運轉中電廠所需的組織小；除役防火計畫應確定並明確規定管理和實施防火計畫的組織責任，並應確定持照業者之承包商的防火責任。
11	C.3.2 防火程序書	C.1.1, C.3.5.1.3	火災防護計畫應與作業管控流程相結合，並應規定對涉及火災危害或消防系統檢查、維護、測試、或停用的作業活動進行適當的審查和授權。
12	C.3.3 訓練	C.1.6.4	確保電廠員工、承包商和緊急應變人員具備必要的知識和技能來正確執行他們在防火計畫中的職責。 消防隊成員和廠外緊急應變人員應接受相關「設施配置」、「火災危害」、「火災預防計畫」、「消防設備」、「輻射危害」以及「與消防作業相關之保健物理學」的訓練。
13	C.3.3.1 一般訓練	C.1.6.1~C.1.6.4	
14	C.3.3.2 防火巡視	C.2.1	
15	C.3.3.3 消防隊與廠外支援	C.3.5.2	
16	C.3.4 可燃物管制	C.2.1	——
17	C.3.4.1 臨時可燃物	C.2.1.1	在有可能發生放射性物質外釋的防火區(廠區)，木材不應作為永久性材料使用。
18	C.3.4.2 易燃和可燃液體與氣體的儲存	C.2.1.3	存放的地方應為，不會對「含有放射性物質」、「污染物」或對「防止或減輕放射性物質外釋有關之 SSCs 的區域」構成火災風險。

表 2-2 火災防護監管指引 RG 1.191 與 RG 1.189 之差異比對(5 之 3)

項目	RG 1.191 對應 RG 1.189		監管重點差異
	RG 1.191	RG 1.189	
19	C.3.5 起火源之管制	C.2.2	——
20	C.3.5.1 管制動火作業	C.2.2.1	在動火作業期間和動火作業完成後的至少半小時內，應配置合格的防火監視人員。
21	C.3.5.2 管制臨時或可攜式加熱設備	無相關指引	在具有放射性危害，與大量可燃物對放射性物質或安全重要系統造成潛在威脅的區域，應管制使用可攜式加熱設備。 NFPA 1 Chapter 42、NFPA 241 Chapter 5 有更多相關資訊。NFPA 241 Chapter 5：要求功率超過 50,000 Btu/hr 的可攜式加熱器必須配備特定的安全功能。
22	C.3.5.3 管制吸菸	C.2.2	兩者相似。
23	C.3.6 消防系統與設備之管理	——	——
24	C.3.6.1 消防設備管理	C.3.5.1.2	防護裝備，包括消防衣和自給式呼吸器，應定期進行清點、檢查、測試和維護，以確保性能正常。
25	C.3.6.2 消防系統和功能之可操作性檢查、測試和維護	C.1.7.4	兩者相似。
26	C.3.6.3 消防系統中斷和損壞的管制	C.2.4	防火計畫應提供必要的管制，以儘量減少消防系統受損的時間和影響。除役期間的作業管制措施應避免在消防系統受損的防火區安排涉及動火、使用易燃或可燃材料或其他高火災危害的活動。

表 2-2 火災防護監管指引 RG 1.191 與 RG 1.189 之差異比對(5 之 4)

項目	RG 1.191 對應 RG 1.189		監管重點差異
	RG 1.191	RG 1.189	
27	C.3.6.4 防火區邊界或屏蔽之管制	C.4.2.1.1~C.4.2.1.4	應根據變更後的屏蔽之耐火能力和相關的火災危害進行防護。
28	C.3.7 結構、廠房、和外部區域之管理	——	——
29	C.3.7.1 臨時結構或廠房之管理	C.7.6	臨時結構不應對「含有放射性材料」或「受放射性污染的廠房結構」，或「放射性廢棄物儲存區」造成火災危害。例如，臨時結構應與前述結構物保持適當分隔距離。
30	C.3.7.2 避免結構或材料曝露於火災	無相關指引	應制定管制措施，以保護含有放射性物質的結構免受火災危害的影響。
31	C.4 節「實體防火措施」	——	——
32	C.4.1 火災偵測與警報系統	C.3.1	在除役期間，火災危害和相關的偵測和警報要求可能會發生顯著變化。從保護安全停機所需的 SSCs 變成避免放射性物質的外釋或擴散，以確保除役期間的火災危害得到適當的控制。
33	C.4.2 防火屏蔽	——	——
34	C.4.2.1 設立防火區	C.4.1.2, C.4.2.1	根據除役火災危害分析，可以重新指定防火區，以解決除役過程中的獨特危險性和保護要求。
35	C.4.2.2 防火屏蔽要求	C.4.1.2.1, C.4.1.2.2	防火屏蔽的耐火等級應與每個火災區域的潛在火災嚴重程度相稱。因應除役作業可燃物量負荷可能增加，火災嚴重程度可能發生改變。
36	C.4.3 消防系統	——	——

表 2-2 火災防護監管指引 RG 1.191 與 RG 1.189 之差異比對(5 之 5)

項目	RG 1.191 對應 RG 1.189		監管重點差異
	RG 1.191	RG 1.189	
37	C.4.3.1 消防水供應	C.3.2.1	同樣根據 NFPA 13、22、24 的規定，需考慮除役作業可能出現部分被隔離、拆除等之影響。
38	C.4.3.2 自動消防系統	C.3.3	1.應能保護電廠的避難出口通道，以便在火災中疏散人員。 2.在使用或儲存易燃或可燃材料的地方，應提供自動滅火系統。 3.為支援除役而建造的新結構或臨時結構建議根據結構的防火和輻射危險性來安裝自動系統。
39	C.4.3.3 手動消防系統	C.3.4	兩者相似。
40	C.4.3.4 現場消防隊與廠外緊急應變單位	C.3.5.1, C.3.5.2	手動滅火時，應考慮以下因素： 1.存在放射性物質或污染的廠區及其周圍可能發生火災的規模和複雜性。 2.廠外緊急應變的可靠性，其人員和設備的能力、反應時間、人員的訓練，以及進入電廠現場的情況。 3.電廠的消防系統與廠外救援人員之消防器材和設備的相容性。
41	C.5 節「風險管理」	——	——
42	C.5.1 人員安全	C.1.1	出口和疏散路線應明確建立，並隨著電廠配置的變化而保持。應提供緊急照明和警報器，並對人員進行適當的火災應對訓練。
43	C.5.2 緊急應變	C.1.1, C.3.5.2.3	火災危害涉及放射性物質外釋的可能性，為決定火災緊急應變的關鍵。

(三) 蒐集國際間最新機率式火災風險評估分析方法

本研究蒐集兩篇文獻，NUREG-2169 與 NUREG/CR-7114，前者為火災危害分析中有關可燃物火災發生頻率之最新數據，後者為適用於低功率/大修 (Low Power / Shutdown, LPSD) 之火災風險評估模式，研析結果說明如下。

1. NUREG-2169 “Nuclear Power Plant Fire Ignition Frequency and Non-Suppression Probability Estimation Using the Updated Fire Events Database”[6]

此報告為 2014 年 12 月由美國 NRC 所發布，載述更新的火災起火頻率 (fire ignition frequencies, FIFs) 和滅火失敗機率 (nonsuppression probability, NSP) 之估算方法與結果，旨在精進核電廠火災風險評估 (Fire PRA, FPRA) 之應用。由於 NSP 之評估結果僅適用於功率運轉 FPRA，因此本計畫只針對 FIFs 之估算重點摘述說明如後。

FIFs 原始分析是在 NUREG/CR-6850 [7] 中建立的，並在該報告的附件 1 中進行了修訂。新的火災事件數據將美國電力研究所 (Electric Power Research Institute, EPRI) 的火災事件資料庫 (Fire Events Database, FEDB) 擴展到 2009 年，比先前的研究增加了 10 年，對原始分析進行了更新。NUREG/CR-6850 附件 1 中提供的火災起火頻率估算僅限應用於功率運轉期 FPRA。在此報告

中，根據 NUREG/CR-7114 [8]，FIFs 估算的結果已可應用至低功率/停機大修(LPSD) FPRA。

此報告使用最新的 FEDB 資料並應用更新版方法論，計算更新的 FIFs 估算結果，平均值和不準度以點估計值和機率分佈的形式提供。更新後的頻率已與原 FPRA 使用的火災頻率進行了比較，並對其中的差異進行了初步了解。

用於估算各類火源之 FIFs 的方法與 EPRI 報告「精進後之火災起火頻率估算方法 (An Improved Methodological Approach for Estimating Fire Ignition Frequencies)」 [10] 中開發的方法基本相同，並以 OpenBUGS 軟體進行計算。

2000 年至 2009 年期間收集的火災事件資料是美國 FPRA 火災事件和估算火災起火頻率的最完整、最準確的資料。該期間的數據以統一的方式收集，並經過火災嚴重程度分類、起火頻率分級的整體審查。

火災事件數據顯示，1990 年至 1999 年期間存在統計上顯著的不連續性。這種不連續性似乎與火災事件資料來源的性質以及 20 世紀 90 年代潛在火災收集的完整性有關。20 世紀 90 年代報告的火災事件發生率低於之前或之後的時間段，且這種差異具有統計上顯著性。

1990 年代的火災事件發生率低於前後時期，且此差異具有統計學意義。此現象支持但未能證實先前引述

的定性觀察—即 1990 年代火災數據的完整性極具爭議，且該數據可能遺漏了若干對判定火災發生頻率至關重要的火災事件。如表 2-3 所示，2000-2009 年期間火災發生率相較於 1968-1989 年間下降了約 39%(平均 FPIE 火災頻率)；差異具有統計意義，但此報告沒有嘗試將這種頻率下降與消防法規或電廠實務的改進進行關聯。

與先前時期(以每停機大修年火災次數表示)相比，2000-2009 年停機大修期間的火災發生率顯著增加(增加了近 300%)(平均 LPSD 火災頻率)。此類火災的數量雖然略多於先前的數據，唯近年來的停機大修時間較短(縮短 3 倍以上)，導致計算出的停機大修年火災頻率更高，如表 2-3 所示。

LPSD 各類火源火災次數統計數據如表 2-4 所示，經 OpenBUGS 軟體計算後各類起火源之 FIFs 數據如表 2-5 所示。

更新後的功率運轉 PRA 應用的火災起火頻率與 NUREG/CR-6850 附錄 1 中修訂的火災頻率相比，整體增加了 36%。然而，不同類火源的結果差異很大，如表 2-6，包括以下情況：

- A. 八類火源顯著增加，增幅從 2 倍到 9 倍不等(乾燥器增幅最大)。
- B. 四類火源顯著減少，減幅從 2 倍到 4 倍不

等。

C. 其餘火源的變化較不顯著。

根據 RG 1.191 Rev.1，持照者可參考 NUREG/CR-7114，建立除役期間火災 PRA 模式，又 NUREG-2169 估算之 FIFs 可應用 LPSD 火災 PRA，因此，除役期間火災 PRA 之火災發生頻率可參考 NUREG-2169 其中 LPSD 之 FIFs 作為一般數據。(若假設除役作業活動較多的階段當作 LPSD 狀態，可考慮蒐集廠內數據進行貝式更新後，作為個廠各類起火源之火災發生頻率)

2. NUREG/CR-7114 “A framework for Low Power/Shutdown Fire PRA”

此報告為 2013 年 9 月由美國 NRC 發布，說明核電廠 LPSD 狀態下之火災 PRA 評估架構。

根據 RG 1.191 Rev.1，持照者可以使用經 NRC 審查和批准的低功率/停機火災 PRA 模型進行定量風險評估，以量化除役不同階段的火災風險變化。持照者可參照 NUREG/CR-7114「低功率/停機火災 PRA 評估架構」之方法，建立役期間之火災 PRA，評估不同除役階段之火災危害風險。

針對 LPSD 狀態的火災 PRA 僅在少數案例中進行，且所有已知分析皆基於早於 RES/EPRI 在功率運轉火災

風險評估方法的技術與數據。此類研究的方法發展程度，此前並未達到與功率運轉方法同等水準。此文獻所提出的框架，可視為 RES/EPRI 功率運轉火災 PRA 方法[7]的延伸或補充。換言之，LPSD 框架高度依賴將功率運轉分析方法延伸至 LPSD 條件。因此，本文所述框架的文件化重點在於：功率運轉期方法需如何調整或擴展以適用於 LPSD 條件。

本文所記載的內容稱為分析框架，而非方法論，因為所述方法尚未構成一套完整且經過驗證的分析工具。本文獻為 LPSD 火災風險評估分析建立整體架構，闡述可直接應用現有方法，並針對分析中面臨新穎獨特挑戰的環節提出建議方法。

在 NEI (Nuclear Energy Institute)與 EPRI 支持下，此框架已透過桌上演練(tabletop exercise)進行驗證，參與的兩座電廠分別為 Seabrook 與 Peach Bottom。然而迄今尚未進行完整的先導廠應用。

LPSD 狀態的火災事件可能由設備故障（例如，開關櫃短路可能導致設備內部產生電弧、能量快速釋放以及開關櫃內部零件著火）或臨時可燃物或活動（例如，為維修或電廠改善而進行的焊接）所引起。這兩種類型的火災事件與功率運轉火災 PRA 中考慮的火災事件相同。LPSD 火災事件的特徵（例如，強度或可燃物數量）可能與功率運轉期間的類似事件不同，然而，潛在的火災特徵還是不變（例如，可燃物著火導致羽煙流形

成、輻射加熱和其他潛在的破壞性影響)。

此外，無論電廠運轉狀態如何，即使關注的特定目標可能不同（例如與 RHR 相關的電纜而不是與主飼水系統相關的電纜），許多常見的火災火源（例如電氣櫃和設備）的性質和特徵以及火災損壞目標（例如電纜）的性質是一樣的。因此，原則上，功率運轉火災 PRA 的方法以及許多分析結果應該可以適用於 LPSD 條件。當然，需要調整一些參數和條件，以反映 LPSD 狀態的特殊情況（例如，新的火災起火源、斷電和停止使用的設備、破裂的防火屏障以及主要關注的 POS (Plant Operation Status) 特定的損壞目標），但 LPSD 火災 PRA 不需要完全從零開始。

RES/EPRI 功率運轉火災 PRA 方法，為基於已經完成相應之廠內事件 PRA，作為評估基礎。如果廠內事件分析尚未完成，則火災 PRA 分析人員需負責建立和驗證所需資料與數據。亦即，應先完成相應之 LPSD 廠內事件 PRA，以作為 LPSD 火災 PRA 之基礎。

此文獻中提出的框架結構與 RES/EPRI 功率運轉火災 PRA 方法一致，文中分別討論了 RES/EPRI 功率運轉火災 PRA 方法的各個主題(task)要項。這些討論重點在於 LPSD 條件下可能的差異。需要注意的是，對於某些主題，其差異非常小，甚至沒有差異。

假設已完成功率運轉火災 PRA，則其可供參考的資訊包括：

- A. 電廠分區劃分結果—將廠房再細分為防火區、防火(分)區。
- B. 功率運轉火災 PRA 模式中包含的設備清單（即根據 RES/EPRI 功率運轉火災 PRA 方法主題 2 選定的設備）。
- C. 與選定設備相關的電纜清單。
- D. 火災分析中特有的任何其他肇始事件。
- E. 設備和起火源計數結果。
- F. 控制電路故障模式和影響分析報告。
- G. 電路分析報告中電路的組件和電纜佈線結果。

本研究重點說明主題 12—火災後人為可靠度分析於 LPSD 條件下之評估要項，其餘主題則僅擇要條列評估時之注意要項，如表 2-7 所示。

(1) 2.3.2.1 LPSD 人為可靠度分析注意要項

桌上演練中明確指出的一點是，LPSD PRA 在評估運轉員行為方面總體上將面臨重大挑戰。對於大多數電廠而言，現有的運轉程序書主要著重於功率運轉，而可用於支援停機操作模式（例如，喪失停機冷卻程序書）的運轉程序書則較為有限。在消防安全領域尤其如此，因為法規著重於在功率運轉時發生火災的情況下，能否安全停機。而 LPSD 火

災 PRA 將考慮電廠處於過渡狀態或相對穩定停機模式下發生的火災。兩個電廠的桌上演練都強調，除了電廠程序書之外，還要考慮運轉員的回復操作 (recovery actions)，這對於準確評估電廠風險至關重要，尤其是對於採取行動所需時間更長（例如，數小時）的 POS 而言。

目前尚未進行針對 LPSD 火災 HRA 指南的具體開發工作，因此議僅使用 RES/EPRI 火災 HRA 指引中所述的評估方法；此外，此文獻亦未涉及肇始事件前之人為誤失事件 (human failure event, HFE)。

如上所述，由於尚未開發出全面針對 LPSD 的 HRA 方法，因此目前建議的方法是將一些已知的 LPSD 特定考慮因素與 RES/EPRI 聯合製定的功率運轉火災 HRA 指引相結合。考慮以下各類因素(範例，不應視為完整清單)：

- A. LPSD 狀態下的電廠狀態或配置通常與功率運轉期間不同（可能導致功能、系統、設備、儀控以及指示和警報不可用 (unavailable)）。對於 LPSD 期間的火災，識別火災位置所需的指示可能會受到影響。此外，HRA 分析應蒐集有關控制室運轉員如何保持確認電廠狀態和配置的資訊（例如，日誌、交接班簡報、示意圖、風險監

控器)。

B. 在 LPSD 狀態下，由於運轉員操作的變化（例如，需要啟動的泵數量、初始應變為手動操作，而不是自動訊號啟動），以及所需的應變時間也發生變化，電廠功能的成功準則可能會有所不同。

C. 由於前兩項因素，LPSD HRA 應處理不同的額外人為誤失事件(human failure event, HFE)。特別是：

(A) 與 LPSD HRA 相關的一個普遍問題是人為引發的肇始事件（例如，人為誤失引發的爐水流失事件），且如果導致肇始事件的運轉員行為與採取應對事故所需的行動之間存在重要的相依性，則應明確指出人為引發因素。對於 LPSD 火災 PRA 而言，這些類型的人因相依性被認為不太可能發生。但是，這種可能性也不能完全排除，因此需要進行分析評估。

A. 程序書適用於事故救援的範圍、使用方法以及進入條件，在 LPSD 狀態下，和功率運轉可能有所不同（例如，LPSD 的 EOP 中沒有與“E-O”對應的程序，運轉員在 LPSD 中使用 AOP 時可能需要比在功率運

轉情況下使用 EOP 時進行更多的判斷)。HRA 分析員應審查所有這類情況。

- B. 運轉員應對 LPDS 之事故的訓練頻率和深度可能與功率運轉的訓練不同。同樣，LPDS 火災事件的應變訓練甚至可能比一般 LPSD 電廠操作的訓練更少。
- C. LPSD 期間控制室的人員配備可能與功率運轉不同，應由 HRA 分析員進行審核。此外，HRA 分析員應確定是否需要部分控制室人員擔任消防隊職務，從而無法參與控制室的各項工作。
- D. 無論是功率運轉狀態或 LPSD 之 HRA，可能存在人員配置、程序書與培訓訓練三者結合的相關顧慮。HRA 分析應識別以下情況：
 - (A) 正在使用多個程序書（例如，緊應變程序書和火災應變程序書），並指派單個運轉員獨立執行兩個或多個程序中的其中一個（即，控制室運轉員不再作為正常機組人員操作）。
 - (B) 使用多個程序書（尤其是火災應變程序書）不是一般的常規操作慣例，並且使用多個程序書需要進行協調，而其訓練

卻很少。

綜合上述，參考 NUREG/CR-7114 建立除役期間火災 PRA 模式，首先需要先建立除役期間之廠內事件 PRA 模式作為基礎。分析時應考慮不同除役階段電廠之運轉操作特性、組態配置、火災防護目標、組織人力等可能出現差異，對於應變可用時間、救援功能成功準則、程序書適用性等進行評估，以確保 PRA 模式可以確實反映不同除役階段之電廠風險輪廓。

3. 用過燃料池火災電路分析

依據 NEI 00-01 Rev. 1 [9] 火災安全停機分析之流程可概分為四個步驟，如下圖 2-1 所示。首先為找出安全停機相關之系統；其次確認這些系統內重要的安全停機設備；第三為找出連接這些設備的電纜；最後為分析這些電纜在火災條件下可能引發之電路失效及其影響。參照此方法，SFP 沒有安全停機顧慮，評估重點為維持 SFP 冷卻之相關冷卻/補水系統。

依據 RIS 2004-03, Rev. 1 [10]，火災引起之電路失效分析主要考量以下各項：

A. 救援系統流徑誤轉向。

B. 喪失冷卻水(LOCA)：

(A) 功率運轉期—餘熱移除系統高低壓介面

隔離閥誤開啟(即肇始事件 V-LOCA),爐心冷卻水流失;

(B) 大修停機期—電動閥誤動作,導致爐水流失,即 H1 類 LOCA (即爐水逸移(經 RHR 至抑壓槽));(同時亦為流徑誤轉向)

(C) 對 SFP 而言則為池水流失。

C. 反應器釋壓閥誤開啟後卡住等(肇始事件 T4)。

對於上述第 1 項,其考慮為流徑誤轉向,導致冷卻系統之冷卻水流失(亦為 SFP 池水流失);第 2 項之考慮同樣為造成 SFP 池水流失;第 3 項則無需考慮。

參考「核能電廠除役過渡階段前期機組之一般性風險內涵研究--108 年廠內火災事件分析」[13]之附錄 A 電纜熱短路分析,一般而言,設備之電源電纜所經過之防火(分)區,可由此設備所在之防火(分)區回溯至其電源供應設備所在之防火(分)區;而設備之儀控電纜所經過之防火(分)區,可由此設備所在之防火(分)區回溯至主控制室所經過之防火(分)區。兩大類之電纜所經過之防火(分)區,如發生火災,一般除可令此設備受損外,某些儀控電纜之熱短路火災現象,甚至可能導致此設備之誤動作,如隔離閥之誤開啟等。

(1) SFP 池水逸移分析

根據核二廠程序書、訓練教材等,SFP 之冷卻

/補水系統包括用過燃料池冷卻(以下簡稱 SFPC)與淨化系統、餘熱移除系統燃料池冷卻模式(RHRSFPCM)，以及燃料池緊急補水系統，SFP冷卻系統流程圖如圖 2-2 所示。由圖 2-2 及程序書(324.6、336.1、與 597)可知，這三個冷卻/補水系統除了 RHRSFPCM 之外，在運轉流徑上並無潛在發生流徑誤轉向之事故的可能性，因此無需進一步進行電路熱短路分析。RHRSFPCM 電纜熱短路分析說明如下。

RHRSFPCM 之運轉流程：

- A. A 串運轉狀態下：自 SFP 取水，經串聯之二只 MOV EC-HV-140/141，進入 RHR A 迴路進口端管路之手動隔離閥 E12-F066A、RHR A 水泵、RHR A 熱交換器、以及回水隔離閥 E12-F099A 後，再經串聯之二只 MOV EC-HV-136/137，回到燃料池。迴路流程中若 MOV E12-F027A 與 E12-F042A 同時因熱短路誤開啟，則池水將逸移至 RPV；若 MOV E12-F027A 與 E12-F037A 同時因熱短路誤開啟，則池水將逸移至上池。
- B. B 串運轉狀態下：自 SFP 取水，經串聯之二只 MOV EC-HV-140/141，進入 RHR B 迴路進口端管路之手動隔離閥 E12-F066B、

RHR B 水泵、RHR B 熱交換器、以及回水隔離閥 E12-F099B，再經串聯之二只 MOV EC-HV-136/137 回到燃料池。迴路流程中若 MOV E12-F027B 與 E12-F042B 同時因熱短路誤開啟，則池水將逸移至 RPV；若 MOV E12-F027B 與 E12-F037B 同時因熱短路誤開啟，則池水將逸移至上池。

典型 MOV 熱短路分析示意圖如圖 2-3 所示，若帶正電之導線與導線 SC0 因熱短路誤搭接，即會導致此閥誤動作開啟。

電纜熱短路分析結果，6 個 MOVs 均可能發生熱短路。這 6 個 MOVs 之 CWD 圖號、所在位置之圖號、以及所屬防火(分)區如表 2-8 所示，閥位/廠房位置圖如圖 2-4~圖 2-5 所示。(註：由於 SFP 取水口之海拔高程低於 RPV、上池，因此，火災若導致 RHR 水泵失效，則即使上述流徑上 MOV 誤開啟，亦不會發生池水逸移。本研究僅為定性分析，未來防火(分)區火災定量分析應考慮火災情境是否會導致 RHR 水泵不可用。)

此外，根據核二廠除役計畫書第 5 章表 5-13，用過核子燃料池島區運轉期間(即用過核子燃料池島區開始運轉後)停止運轉系統包括 RHR 系統；換言之，除役拆廠階段，經主管機關核可後，無需考慮 RHRSFPCM 發生流徑誤轉向之事故的可能性。

(2) 2.3.3.1 SFP 池水洩漏分析

檢視核二廠之用過燃料池下池及 SFPC 系統，如圖 2-2，並參考 P&ID M-044 (EC 系統)，用過燃料池下池之池水流失途徑評估如下[11]：

A. 內襯板之池水洩漏(Liner Leakage):由於用過燃料池下池位於燃料廠房之最底層，且為耐震一級之結構；因此，透過用過燃料池下池堅實之基座，收集於燃料廠房洩水集水池之 3/4 吋內襯板池水洩漏之流量甚少(有 1FT-153 之洩漏監測)，可藉由 CST 經 LV-117A 之正常自動補水，來維持水位。因此，可不必考慮此項可能性，且火災亦不會導致內襯板失效。

B. SFPC 系統之池水洩漏：SFPC 水泵由用過燃料池下池取水，打水經 SFP 熱交換器冷卻後，再注回用過燃料池下池。因此，經由 SFPC 系統之池水洩漏可能途徑有三：

(A) SFPC 系統之正常取水管路：SFPC 系統之正常取水乃經由用過燃料池下池上端之溢水孔(Skimmers) (正常水位為 0 呎；除非有特殊工作需要，方置於較低水位(為(-)2 呎)之下溢水孔)，溢水至洩水槽(Drain Tank)。其管路破裂或閘門洩漏，因溢水孔之自然的反虹吸(Siphoning)作

用，只要水位低於溢水孔，虹吸現象立即停止，池水不再洩漏，其影響僅是 SFPC 系統不可用(unavailable)；

(B) SFPC 系統之替代取水管路：SFPC 系統之替代取水，則旁通洩水槽，經由三道常關之手動閥，直接自用過燃料池下池之(-)6 呎 1 吋處取水。由於此路徑正常不在使用狀態，且三道常關之手動閥(115KB01(東池)/115AB01(西池)、115KB02、及 115AEB01/115AEB02)，其中 115KB01 與 115KB02 所屬之管路為耐震一級，故其管路破裂或閥門洩漏假設僅會發生在 115KB02 下游；因此，須至少須 115KB01 與 115KB02 同時閥位誤置於開的位置且下游管路破裂或閥門洩漏，才會發生池水流失。另外，只要水位低於替代取水口之水位((-)6 呎 1 吋)，虹吸現象立即停止，不再池水洩漏，其影響僅是 SFPC 系統不可用及損失替代取水口水位((-)6 呎 1 吋)以上之水量；

(C) SFPC 系統之注水管路：SFPC 系統之注水，則均經由用過燃料池下池上端之注水管(沒入水面下(-)8 呎 9 吋)注水。其管路破裂或閥門洩漏，因每條注水管路均

有 1 ~ 2 只虹吸破除閥(PSV-126/127、PSV-128、PSV-130/131、PSV-132、及 PSV-134/135)，須全部 8 只虹吸破除閥均同時失效，才會造成注水管路之虹吸流失；但只要水位低於注水口之水位((-)8 呎 9 吋)，其虹吸現象立即停止，不再池水洩漏，其影響僅是 SFPC 系統不可用及損失注水口水位((-)8 呎 9 吋)以上之水量。

C. RHR SFP 冷卻模式之池水洩漏：由於 RHR SFP 冷卻模式為 SFPC 系統之備用，且其取水及注水管路經與 SFPC 系統之替代取水及注水管路共用，僅其途徑上分別各多了二只串聯常閉之電動閥 (MOV 1HV-140/141 及 1HV-136/137)，且其注水管路上亦有 2 只虹吸破除閥(PSV-138/139)。因此，相較於 SFPC 系統之池水洩漏途徑，經由 RHR SFP 冷卻模式的管路之池水洩漏途徑，其可能性可忽略不計。

D. 火災危害分析不考慮火災造成路破裂或閥門洩漏，因此不考慮火災導致池水洩漏；

綜合上述，針對 SFP 池水流失，主要之顧慮為冷卻系統流徑誤轉向。經分析評估，由於系統運轉流徑上並無電動閥可能因火災熱短路，導致發生流

徑誤轉向之事故，故無需進一步進行火災電路熱短路分析。

4. 除役過渡階段前期爐心端火災電路分析

除役過渡階段前期爐心尚有用過核子燃料，此時關注重點為確保維持爐心冷卻，因此對於火災電路分析重點項目為電動閥誤動作，導致爐水流失，即大修停機期間之 H1 類 LOCA (即爐水逸移(經 RHR 至抑壓槽))。不考慮火災導致管路破裂，但介面隔離閥可能因為電纜熱短路而誤開啟，導致冷卻水流失。

如前節所述，如發生火災，某些儀控電纜之熱短路火災現象，可能導致設備之誤動作，如隔離閥之誤開啟。

(1) 爐水逸移分析

可分為 RHR/SDCM A 串運轉與 RHR/SDCM B 串運轉兩種情境，如圖 2-6 所示，分析說明如下：

A. RHR/SDCM A 串運轉中

(A) 若 MOV E12-F004A 隔離閥誤開啟，則
爐水逸移至抑壓槽；

(B) 若 MOV E12-F064A 隔離閥誤開啟，則
爐水逸移至抑壓槽；

(C) 若 MOV E12-F028A 隔離閥誤開啟，則

爐水逸移至圍阻體；

(D) 若 MOV E12-F037A 隔離閥誤開啟，則爐水逸移至 SFP 上池(若 RPV 已開蓋與上池連通，則不需考慮此情境)；

(E) 若 MOV E12-F006B 與 E12-F004B 隔離閥同時誤開啟，則爐水逸移至抑壓槽；

B. RHR/SDCM B 串運轉中

(A) 若 MOV E12-F004B 隔離閥誤開啟，則爐水逸移至抑壓槽；

(B) 若 MOV E12-F064B 隔離閥誤開啟，則爐水逸移至抑壓槽；

(C) 若 MOV E12-F028B 隔離閥誤開啟，則爐水逸移至圍阻體；

(D) 若 MOV E12-F037B 隔離閥誤開啟，則爐水逸移至 SFP 上池(若 RPV 已開蓋與上池連通，則不需考慮此情境)；

(E) 若 MOV E12-F006A 與 E12-F004A 隔離閥同時誤開啟，則爐水逸移至抑壓槽；

熱短路分析結果，10 個 MOVs 均可能發生熱短路。這 10 個 MOVs 之 CWD 圖號、所在位置之圖號、以及所屬防火(分)區如表 2-9 所示，閥位置圖如圖 2-7 ~圖 2-8。

綜合第 2.3.3 節與第 2.3.4 節，本計畫僅先定性評估是否可能發生熱短路，導致出現 SFP、爐水逸移之事故，後續(1)找出連接這些 MOVs 之電纜，及其所屬電纜托盤與所經過之防火(分)區，需透過電廠設計圖紙資料、電纜資料庫及現場巡訪加以確認；(2)未來建立完整火災 PRA 模式時需詳細評估熱短路發生之機率。由表 2-8 與表 2-9 可知，火災可能導致發生肇始事件 H1 之防火(分)區有 10、12、23、43、及 48 等 5 個。

表 2-3 不同時期之火災發生頻率

	1968–1989	1990–1999	2000–2009
FPIE 可數火災(FPIE countable fires)數量	338.12	128.75	155.5
FPIE 平均反應器年(FPIE average reactor years)	1050	930	798
平均 FPIE 火災頻率(Average FPIE fire frequency)	0.322	0.138	0.195
LPSD 可數火災(LPSD countable fires)數量	74.49	34.75	51.5
LPSD 平均反應器年(LPSD average reactor years)	383	233	78.8
平均 LPSD 火災頻率(Average LPSD fire frequency)	0.194	0.149	0.654

表 2-4 LPSD 各類火源火災次數統計數據(2 之 1)

類別	位置	起火源	模式	FPRA Counts		
				1968–1989	1990–1999	2000–2009
2	Containment	Reactor coolant pump	PL	3	1	1
3B	Containment	Transients and hotwork	BL	12	5.5	2
3P	Containment	Transients and hotwork (PWR)	PL	12.5	4	21.5
5	Control/Aux/ Reactor Building	Cable fires caused by welding and cutting	AL	0	0	0
6	Control/Aux/ Reactor Building	Transient fires caused by welding and cutting	AL	7	6.5	2
7	Control/Aux/ Reactor Building	Transients	AL	1.79	2.75	4
11	Plant-Wide Components	Cable fires caused by welding and cutting	AL	1	0.5	0
20	Plant-Wide Components	Off-gas/H ₂ recombiner (BWR)	BL	2	0	0
22	Plant-Wide Components	RPS MG Sets	AL	4	0	0
24	Plant-Wide Components	Transient fires caused by welding and cutting	AL	7.025	1	3.5
25	Plant-Wide Components	Transients	AL	1.57	1.5	1.5
27	Transformer yard	Transformer – Catastrophic	AL	3	1	0

表 2-4 LPSD 各類火源火災次數統計數據(2 之 2)

類別	位置	起火源	模式	FPRA Counts		
				1968–1989	1990–1999	2000–2009
28	Transformer yard	Transformer – Non Catastrophic	AL	1	2	1
29	Transformer yard	Yard transformers (others)	AL	1	1	0
31	Turbine building	Cable fires caused by welding and cutting	AL	0	0	0
32	Turbine building	Main feedwater pumps	AL	1	0	0
34	Turbine building	T/G hydrogen	AL	1	0	0
35	Turbine building	T/G oil	AL	1	1	1
36	Turbine building	Transient fires caused by welding and cutting	AL	11.76	5	14
37	Turbine building	Transients	AL	2.845	2	10

AL: 所有電廠(LPSD)、BL: BWR 電廠(LPSD)、PL: PWR 電廠(LPSD)

表 2- 5 LPSD FPRA 各類火源之 FIF (2 之 1)

類別	位置	起火源	模式	Mean	Median	5th percent	95th percent
2	Containment (PWR)	Reactor coolant pump	PL	1.17E-02	3.65E-03	9.97E-06	3.87E-02
3B	Containment (BWR)	Transients and hotwork	BL	6.69E-02	4.82E-02	2.77E-03	1.91E-01
3P	Containment	Transients and hotwork (PWR)	PL	3.76E-01	3.30E-01	8.75E-02	8.13E-01
5	Control/Aux/ Reactor Building	Cable fires caused by welding and cutting	AL	8.94E-04	7.97E-05	6.61E-07	2.91E-03
6	Control/Aux/ Reactor Building	Transient fires caused by welding and cutting	AL	2.68E-02	1.93E-02	1.80E-03	7.19E-02
7	Control/Aux/ Reactor Building	Transients	AL	5.62E-02	1.59E-02	2.63E-05	1.91E-01
11	Plant-Wide Components	Cable fires caused by welding and cutting	AL	2.07E-03	5.08E-04	4.36E-06	6.63E-03
20	Plant-Wide Components	Off-gas/H2 recombiner (BWR)	AL	3.82E-03	6.24E-04	3.48E-06	1.33E-02
22	Plant-Wide Components	RPS MG sets	BL	1.10E-03	1.66E-04	1.32E-06	3.76E-03
24	Plant-Wide Components	Transient fires caused by welding and cutting	AL	4.48E-02	3.12E-02	1.65E-03	1.25E-01
25	Plant-Wide Components	Transients	AL	9.40E-03	5.38E-03	1.13E-04	2.76E-02
27	Transformer yard	Transformer – Catastrophic	AL	4.82E-03	1.11E-03	9.43E-06	1.46E-02

表 2-5 LPSD FPRA 各類火源之 FIF (2 之 2)

類別	位置	起火源	模式	Mean	Median	5th percent	95th percent
28	Transformer yard	Transformer – Non Catastrophic	AL	9.43E-03	4.10E-03	1.42E-05	2.86E-02
29	Transformer yard	Yard transformers (others)	AL	3.55E-03	1.04E-03	4.86E-06	1.17E-02
31	Turbine building	Cable fires caused by welding and cutting	AL	9.09E-04	8.21E-05	6.08E-07	3.01E-03
32	Turbine building	Main feedwater pumps	AL	1.12E-03	1.37E-04	1.16E-06	4.03E-03
34	Turbine building	T/G hydrogen	AL	1.12E-03	1.37E-04	1.16E-06	4.03E-03
35	Turbine building	T/G oil	AL	6.89E-03	2.31E-03	8.84E-06	2.27E-02
36	Turbine building	Transient fires caused by welding and cutting	AL	1.92E-01	1.30E-01	1.10E-02	5.66E-01
37	Turbine building	Transients	AL	1.28E-01	1.04E-01	1.75E-02	2.97E-01

表 2-6 功率運轉期 FIF 更新前後比較表(4 之 1)

類別	位置	起火源	模式	起火源發生頻率	
				Updated FEDB	NUREG/ CR-6850, Supplement 1
1	Battery room	Batteries	AA	1.96E-04	3.26E-04
2	Containment (PWR)	Reactor coolant pump	PP	1.37E-03	2.35E-03
3	Containment (PWR)	Transients and hotwork (at power)	PP	4.21E-04	2.34E-03
4	Control Room	Main control board	AA	4.91E-03	8.24E-04
5	Control/Auxiliary/ Reactor Building	Cable fires caused by welding and cutting	AP	7.83E-04	1.25E-03
6	Control/Auxiliary/ Reactor Building	Transient fires caused by welding and cutting	AP	4.44E-03	2.46E-03
7	Control/Auxiliary Reactor Building	Transients	AP	3.33E-03	4.81E-03
8	Diesel Generator Room	Diesel generators	AA	7.81E-03	5.04E-03
9	Plant-Wide Components	Air compressors	AA	4.69E-03	4.65E-03
10	Plant-Wide Components	Battery chargers	AA	1.12E-03	1.18E-03
11	Plant-Wide Components	Cable fires caused by welding and cutting	AP	2.77E-04	9.43E-04
12	Plant-Wide Components	Cable run (self-ignited cable fires)	AA	7.02E-04	1.32E-03
13	Plant-Wide Components	Dryers	AA	3.66E-03	4.20E-04
14	Plant-Wide Components	Electric motors	AA	5.43E-03	3.41E-03

表 2-6 功率運轉期 FIF 更新前後比較表(4 之 2)

類別	位置	起火源	模式	起火源發生頻率	
				Updated FEDB	NUREG/ CR-6850, Supplement 1
15	Plant-Wide Components	Electrical cabinets (non-HEAF)	AA	3.00E-02	2.36E-02
16.a	Plant-Wide Components	HEAF for low-voltage electrical cabinet (480-1000 V)	AA	1.52E-04	4.80E-04
16.b	Plant-Wide Components	HEAF for medium-voltage electrical cabinet (>1000 V)	AA	2.13E-03	1.40E-03
16.1	Plant-Wide Components	HEAF for segmented bus duct	AA	1.10E-03	1.27E-03
16.2	Plant-Wide Components	HEAF for iso-phase bus duct	AA	5.91E-04	8.24E-04
17	Plant-Wide Components	Hydrogen tanks	AA	4.93E-03	1.18E-03
18	Plant-Wide Components	Junction boxes	AA	3.61E-03	1.11E-03
19	Plant-Wide Components	Miscellaneous hydrogen fires	AA	4.82E-03	1.24E-03
20	Plant-Wide Components	Off-gas/H2 recombiner (BWR)	BP	5.81E-03	8.83E-03
21	Plant-Wide Components	Pumps	AA	2.72E-02	1.42E-02
22	Plant-Wide Components	RPS MG sets	AP	2.31E-03	9.33E-04
23	Plant-Wide Components	Transformers	AA	9.56E-03	8.02E-03

表 2-6 功率運轉期 FIF 更新前後比較表(4 之 3)

類別	位置	起火源	模式	起火源發生頻率	
				Updated FEDB	NUREG/ CR-6850, Supplement 1
24	Plant-Wide Components	Transient fires caused by welding and cutting	AP	4.79E-03	3.65E-03
25	Plant-Wide Components	Transients	AP	8.54E-03	8.28E-03
26	Plant-Wide Components	Ventilation subsystems	AA	1.64E-02	6.12E-03
27	Transformer yard	Transformer – Catastrophic	AP	6.61E-03	1.62E-03
28	Transformer yard	Transformer – Non Catastrophic	AP	6.53E-03	8.38E-03
29	Transformer yard	Yard transformers (others)	AP	3.69E-03	1.89E-03
30	Turbine building	Boiler	AA	1.09E-03	9.78E-04
31	Turbine building	Cable fires caused by welding and cutting	AP	3.47E-04	4.50E-04
32	Turbine building	Main feedwater pumps	AP	4.38E-03	5.44E-03
33	Turbine building	T/G excitor	AP	8.36E-04	2.10E-03
34	Turbine building	T/G hydrogen	AP	4.12E-03	3.23E-03
35	Turbine building	T/G oil	AP	5.49E-03	3.89E-03

表 2-6 功率運轉期 FIF 更新前後比較表(4 之 4)

類別	位置	起火源	模式	起火源發生頻率	
				Updated FEDB	NUREG/ CR-6850, Supplement 1
36	Turbine building	Transient fires caused by welding and cutting	AP	4.67E-03	7.55E-03
37	Turbine building	Transients	AP	6.71E-03	3.41E-03
FPIE Frequency Totals				2.06E-01	1.51E-01
AA：所有電廠(所有運轉模式)、AP：所有電廠(功率運轉期)、BP：BWR 電廠(功率運轉期)、PP： PWR 電廠(功率運轉期) 註：(1)紅色粗體字代表新數據比舊數據大超過 100%、(2)綠色粗體字代表新數據比舊數據小超過 50%					

表 2-7 LPSD 火災 PRA 各主題評估注意事項表(3 之 1)

項目	主題	LPSD 評估注意要項
1	Task 1: Plant Boundary Definition and Partitioning	<p>1. 功率運轉火災 PRA 模式之廠區邊界是否涵蓋了 LPSD 火災 PRA 可能關注的所有廠區區域。若未涵蓋，則需擴大分析邊界並重新定義新的潛在事故區域。</p> <p>2. 分析應考量圍阻體結構在功率運轉火災 PRA 中的處理方式，並判定是否適用於 LPSD。在核電廠處於滿載運轉狀態時，圍阻體火災相對罕見。且對於功率運轉期間圍阻體充氮的 BWR 電廠，此類圍阻體不考慮火災發生頻率。但在 LPSD 狀態下，這些條件可能發生變化，且可能影響圍阻體防火區劃分決策。</p>
2	Task 2: Fire PRA Component Selection	<p>以功率運轉 FPRA 模式為基礎；建立 LPSD 火災 PRA 組件清單的流程與功率運轉狀態基本相同。但分析人員應分別考量每個 POS，以確保與各 POS 相關的潛在肇始事件及救援設備均獲得妥善考量。</p>
3	Task 3: Fire PRA Cable Selection	<p>1. 因維修作業所需而臨時增設之電纜，應納入電纜篩濾清單。</p> <p>2. 臨時電纜應釐清以下事項(1)使用是否與特定 POS 相關；(2)是否導致任何消防功能劣化(例如出入口常開)。</p> <p>3. 新增或臨時電纜(設備)對於電力系統上下游保護協調之影響。</p> <p>4. 確認某些系統(如停機冷卻)之設備失效模式(如火災導致誤開或誤關)對功率運轉狀態沒有影響，但對 LPSD 可能有影響。</p>
4	Task 4: Qualitative Screening	與功率運轉 FPRA 相同

表 2-7 LPSD 火災 PRA 各主題評估注意事項表(3 之 2)

項目	主題	LPSD 評估注意要項
5	Task 5: Fire-Induced Risk Model	以功率運轉火災 PRA 模式為基礎，但模式需能反映安全串(A 串或 B 串)因大修所導致之不可用(unavailable)，且各 POS 之條件組態可能不同。
6	Task 6: Fire Ignition Frequencies	引用 NUREG-2169 表 4-5 之數據
7	Task 7: Quantitative Screening	與功率運轉 FPRA 相同
8	Task 8: Scoping Fire Modeling	1.LPSD 條件下，火災情境可能與功率運轉不同，即損壞目標可能不同。 2.功率運轉狀態下，電器櫃盤面通常為關閉，但在 LPSD 狀態下，電器櫃盤面可能打開；這對電器櫃火災情境會不同的影響。
9	Task 9: Detailed Circuit Failure Analysis	與功率運轉 FPRA 相同
10	Task 10: Circuit Failure Mode Likelihood Analysis	與功率運轉 FPRA 相同
11	Task 11: Detailed Fire Modeling	1.火災損壞目標的考量與功率運轉可能不同，因此需考慮之火災情境不同。 2.臨時可燃物可能增加，臨時起火源之情境可能與功率運轉不同。
12	Task 12: Post-Fire Human Reliability Analysis	詳見報告第 2.3.2.1 節。

表 2-7 LPSD 火災 PRA 各主題評估注意事項表(3 之 3)

項目	主題	LPSD 評估注意要項
13	Task 13: Seismic-Fire Interactions Assessment	LPSD 狀態下可能出現諸多功率運轉期間不會進行的作業活動，例如，動火作業可能導致可攜式壓縮氣體鋼瓶出現在預期之外的位置、可燃物管制限制可能暫時放寬、維護作業可能在廠區各處產生大量臨時或暫存之可燃物質。由於這些因素 LPSD 態下發生地震-火災交互作用事件的機率可能高於功率運轉期間。
14	Task 14: Fire Risk Quantification	與功率運轉 FPRA 相同
15	Task 15: Uncertainty and Sensitivity Analyses	與功率運轉 FPRA 相同
16	Task 16: Fire PRA Documentation	與功率運轉 FPRA 相同
17	Task 17: Plant Walkdowns	<ol style="list-style-type: none"> 1. 作為初步巡查程序的一部分，應要求與廠區管理層舉行獨立會議。此會議中應審核並確認所討論之 POS 的具體狀況。 2. 應盡力與電廠人員討論預期與 POS 相關的臨時性可燃物及動火作業，以盡可能確定相關變更事項。 3. 實地勘查可能發生變更的廠區區域，並針對受影響的防火區更新巡查記錄或建立新的巡查記錄。

表 2-8 RHRSFPCM 電路(電纜熱短路誤開啟)分析表(for SFP)

項目	MOV	CWD	閥位置 / 廠房位置	防火(分)區 ^a	電纜導線熱短路說明
1	E12-F027A	1118-01	A204 / 輔機廠房二樓	FZ 48	1RC3C46C1：可能發生熱短路誤開啟 1RC3C46C2：可能發生熱短路誤開啟
2	E12-F037A	1116-01	D501 / Drywell	FZ 10	1RC3C47C1：可能發生熱短路誤開啟 1RC3C47C2：可能發生熱短路誤開啟
3	E12-F042A	1097-01	註 1	註 1	1RC3C29C1：可能發生熱短路誤開啟 1RC3C29C4：可能發生熱短路誤開啟
4	E12-F027B	1119	A204 / 輔機廠房二樓	FZ 43	1GC4C48C1：可能發生熱短路誤開啟
5	E12-F037B	1117	D501 / Drywell	FZ 10	1GC4C24C3：可能發生熱短路誤開啟
6	E12-F042B	1098	註 1	註 1	1GC4C30C1：可能發生熱短路誤開啟
^a 僅為設備所在 FZ，未包含設備相關電纜所經過之 FZ。FZ 之火災情境若會導致 RHR 水泵失效，則即使上述 MOV 誤開啟，亦不會發生池水逸移。 註 1：未找到相關圖面資料，未來需至現場確認(或由核二廠人員確認)。					

表 2-9 RHRSDCM 電路(電纜熱短路誤開啟)分析表(for RPV)

項目	MOV	CWD	閥位置 / 廠房位置	防火(分)區 ^a	電纜導線熱短路說明
1	E12-F004A	1081-01	A103 / 輔機廠房底樓	FZ 12	1RC3C35C1：可能發生熱短路誤開啟 1RC3C35C2：可能發生熱短路誤開啟
2	E12-F006A	1105-01	A103 / 輔機廠房底樓	FZ 12	1RC3C34C1：可能發生熱短路誤開啟 1RC3C34C2：可能發生熱短路誤開啟
3	E12-F028A	1120-01	D501 / Drywell	FZ 10	1RC3C48C1：可能發生熱短路誤開啟 1RC3C48C2：可能發生熱短路誤開啟
4	E12-F037A	1116-01	D501 / Drywell	FZ 10	1RC3C47C1：可能發生熱短路誤開啟 1RC3C47C2：可能發生熱短路誤開啟
5	E12-F064A	1094-01	A204 / 輔機廠房二樓	FZ 48	1RC3C44C1：可能發生熱短路誤開啟 1RC3C44C2：可能發生熱短路誤開啟
6	E12-F004B	1082	A104 / 輔機廠房底樓	FZ 24	1GC4C27C2：可能發生熱短路誤開啟
7	E12-F006B	1106-01	A104 / 輔機廠房底樓	FZ 24	1GC4C34C1：可能發生熱短路誤開啟 1GC4C34C2：可能發生熱短路誤開啟
8	E12-F028B	1121	D501 / Drywell	FZ 10	1GC4C23C1：可能發生熱短路誤開啟
9	E12-F037B	1117	D501 / Drywell	FZ 10	1GC4C24C3：可能發生熱短路誤開啟
10	E12-F064B	1095	A204 / 輔機廠房二樓	FZ 43	1GC4C43C1：可能發生熱短路誤開啟 1GC4C43C2：可能發生熱短路誤開啟

^a 僅為設備所在 FZ，未包含設備相關電纜所經過之 FZ。

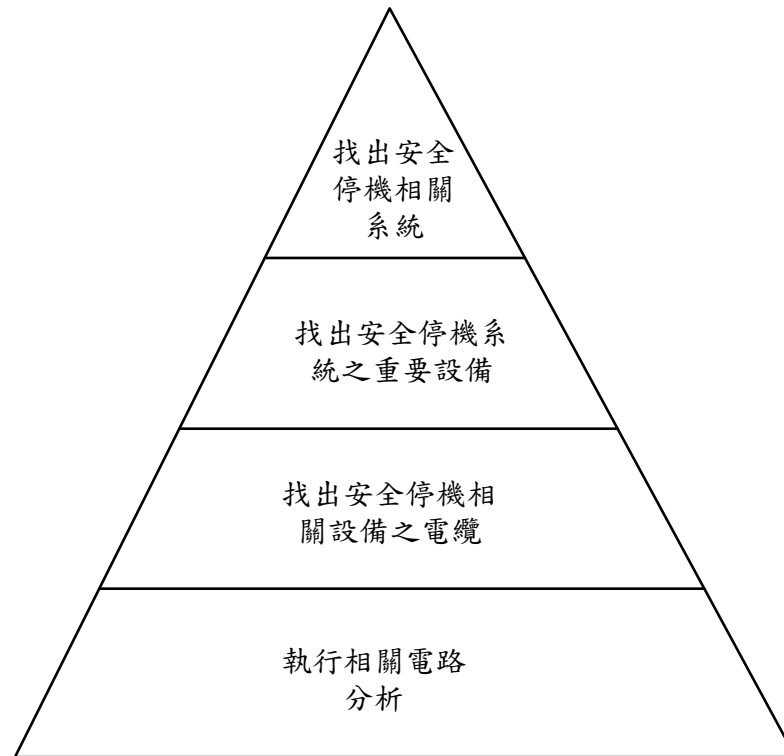


圖 2-1 火災安全停機電路分析流程

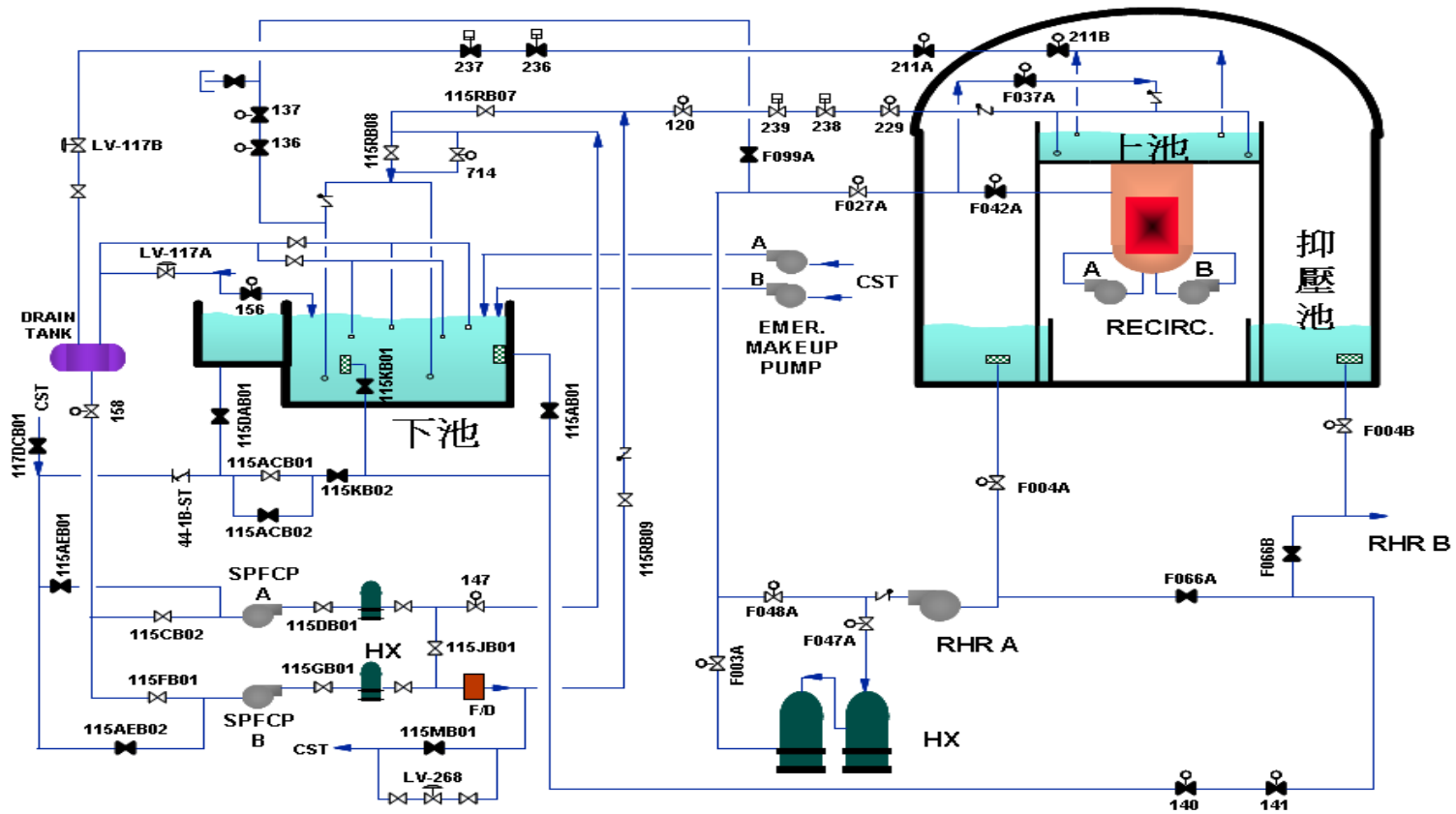


圖 2-2 用過燃料池冷卻系統流程圖

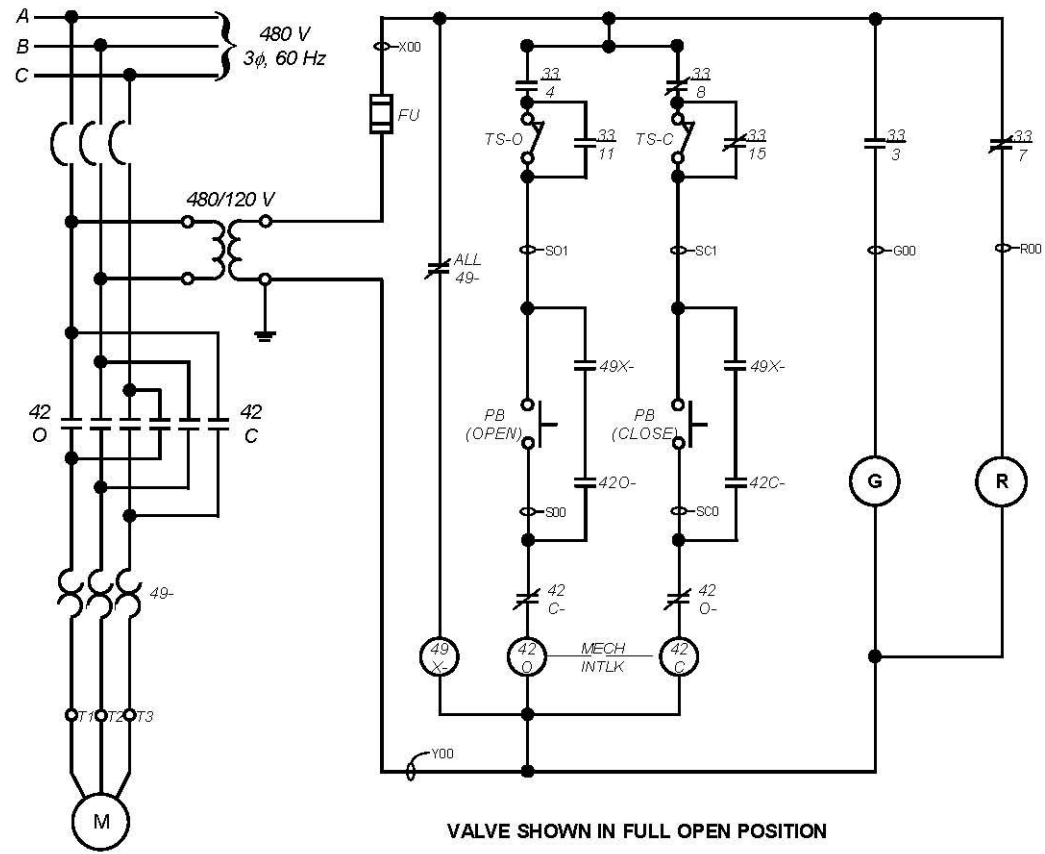


圖 2-3 典型 MOV 熱短路分析示意圖

資料來源：NUREG/CR-6850 Figure I-4

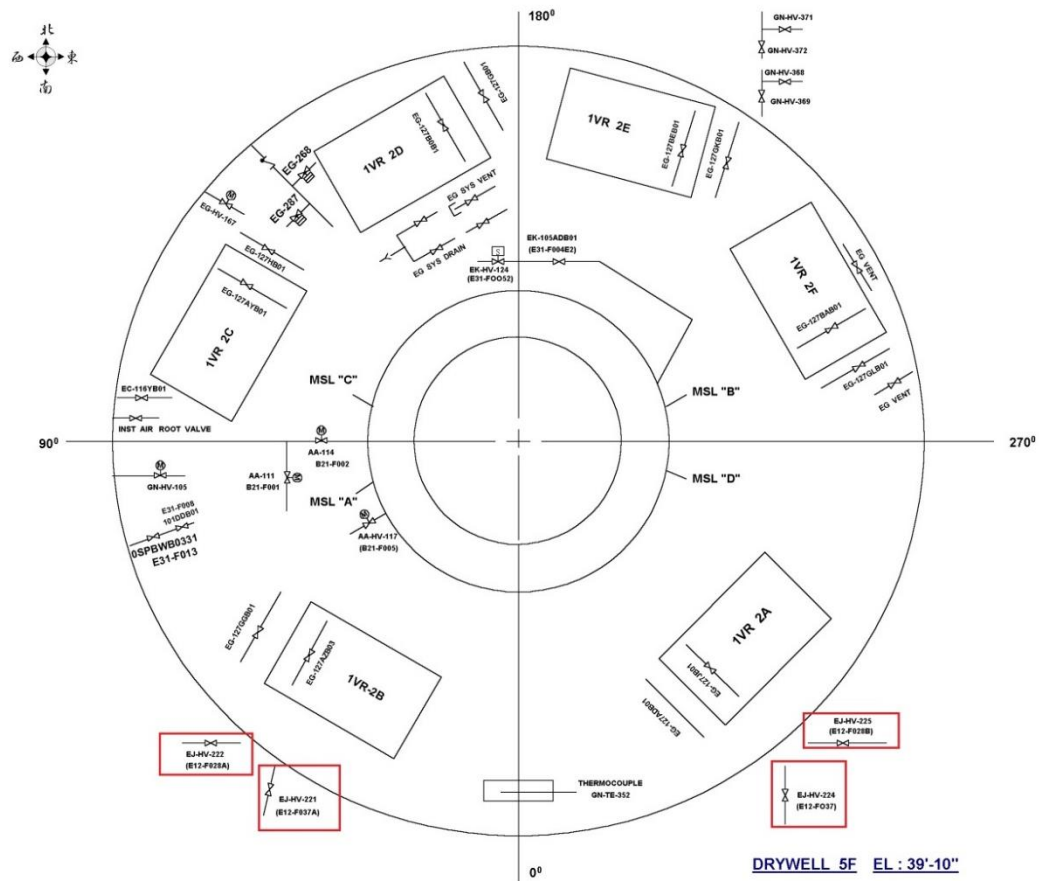


圖 2-5 核二廠 D501 / Drywell (閥位/廠房)位置示意圖(反應器廠房)

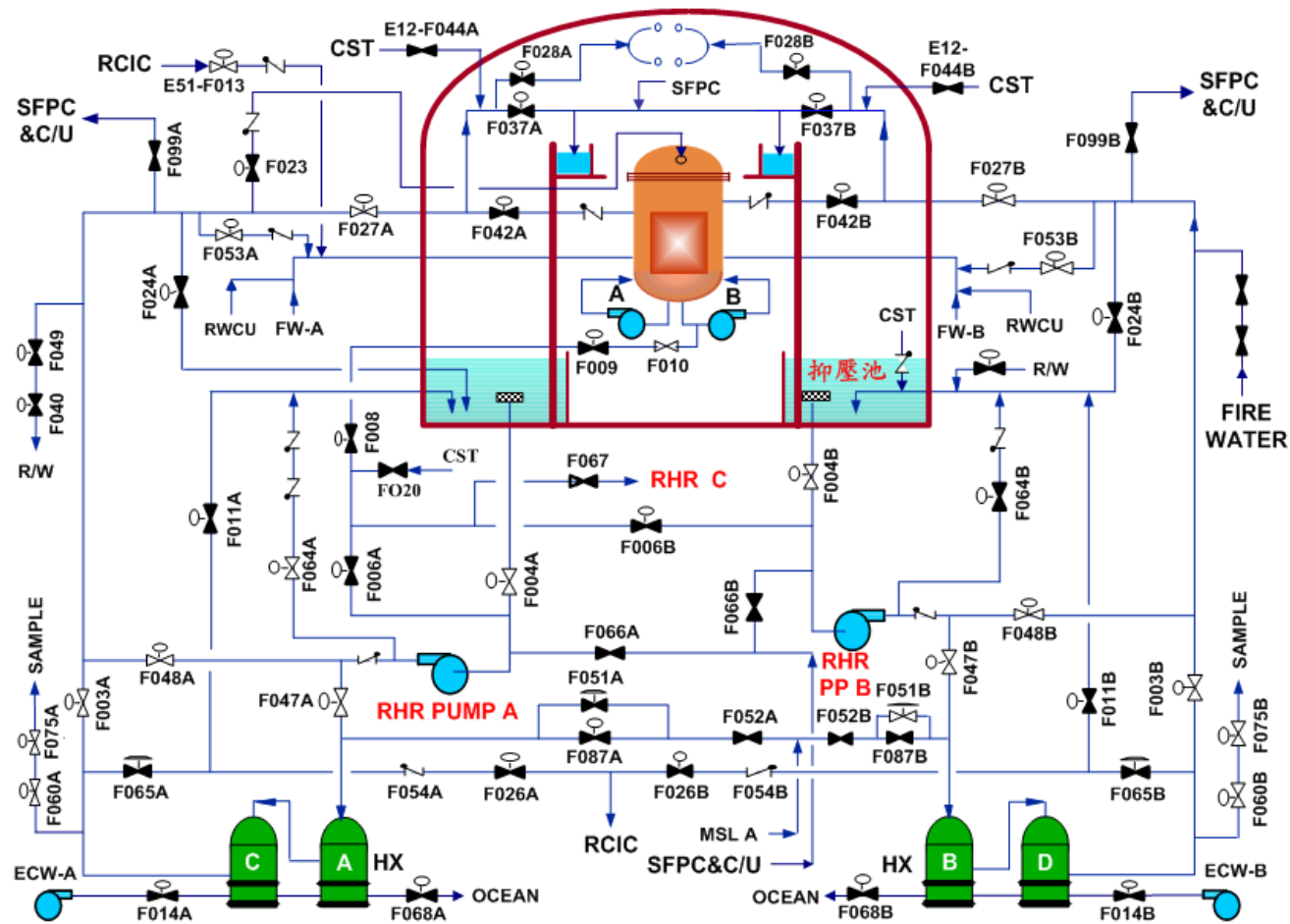


圖 2-6 RHR 系統流程示意圖

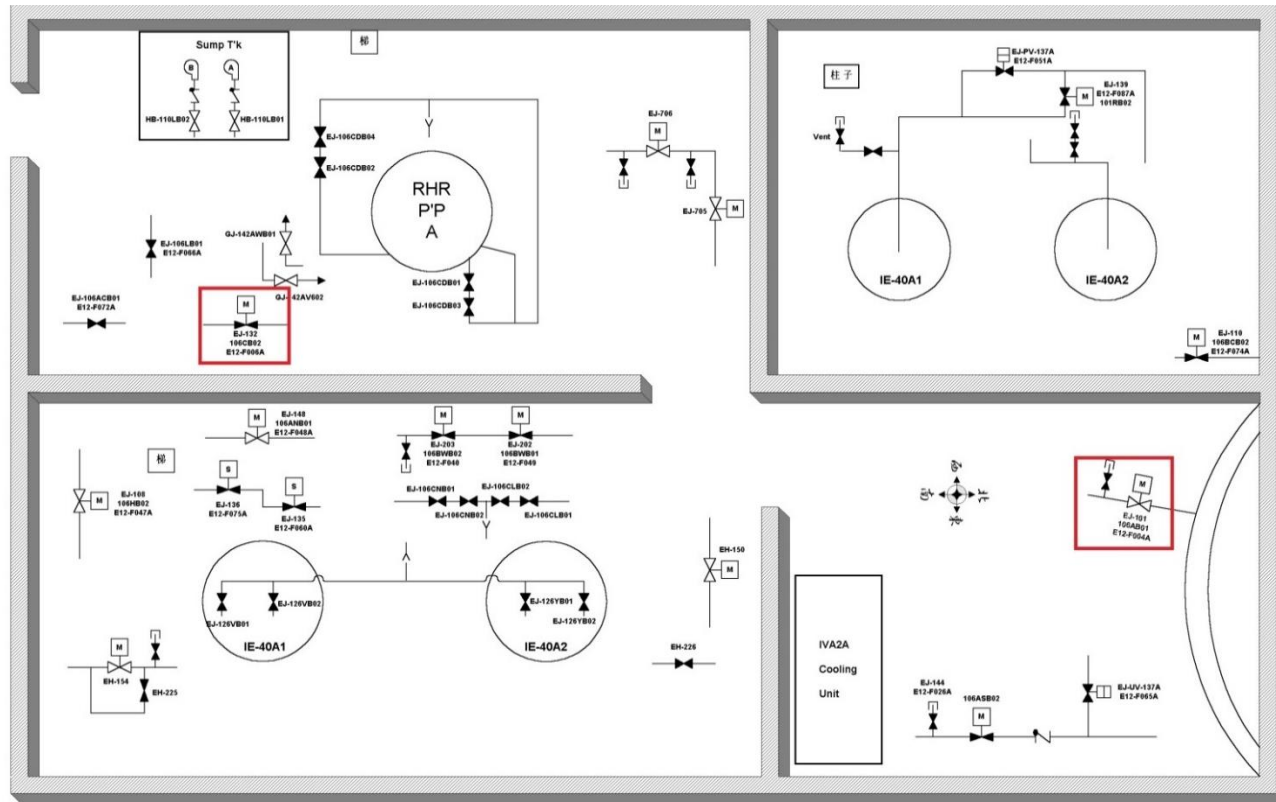


圖 2-7 核二廠 A103 /反應器輔助廠房一樓(閥位/廠房)位置示意圖

(四) 我國除役之核二廠現況進行廠房篩濾分析，並將用過燃料池及貯存放射性物質之區域納入分析模式，提出管制作業之建議及須關切之事項

核電廠除役期間 FPP 之防護重點主要為用過燃料池與含有放射性物質（包括放射性廢棄物或污染設備/組件）之廠房/防火區，避免因火災而導致放射性物質外釋。核二廠由於除役過渡階段前期爐心尚有用過核子燃料，因此維持爐心冷卻亦為重要項目。

核二廠現有之火災 PRA 模式僅有功率運轉廠內火災 PRA 模式（以下簡稱原火災 PRA）[14]，及核二廠用過燃料池安全度評估模式（以下簡稱 SFP PRA）[11] 可作為本研究之參考基礎，並參考第 2.1 節文獻研析結果以及參考核二廠除役計畫書[15]（如第五章—除役期間仍須運轉之重要系統、設備、組件及其運轉方式、第九章—除役放射性廢棄物之類別、特性、數量、減量措施及其處理、運送、貯存與最終處置規劃），進行核二廠現況（除役過渡階段前期）火災 PRA 模式之廠房篩濾分析；分析結果可作為除役期間火災防護視察監管之參考。（註：原火災 PRA 並未包含燃料廠房與廢料廠房）

火災 PRA 模式之架構可分為定性分析與定量分析兩大部分，定性分析又可分為初步篩濾（又稱廠房篩濾）與細部篩濾（即防火區篩濾），定量分析也分為篩濾分析及細部分析，本計畫今年度僅進行定性分析。

由於除役過渡階段與除役拆廠階段之主要評估標的有所差異，在定性分析初步篩濾階段，先保留所有與維持爐心冷卻、SFP 冷卻、以及儲存/或暫貯放射性廢料有關之廠房。接著，再進行定性細部篩濾，核二廠廠房示意圖，如圖 2-9 所示。

1. 核二廠除役火災 PRA 廠房篩濾分析

廠房篩濾分析採 Scope-in Screening-out 之方法，即根據核二廠程序書 500.25「失火對策計劃參考使用程序書」附件—防火區目錄，所列之廠房為基礎，再依以下準則進行篩濾：

C1：具有維持安全停機（爐心冷卻）及/或 SFP 冷卻、補水之相關系統/設備；

C2：會引起肇始事件，如喪失外電、爐水逸移(經 RHR 至抑壓槽)；

C3：有儲存/暫存放射性廢棄物（未來規劃為儲存/暫存之區域/廠房，亦視為「有」）。

符合上述 3 項準則其中任一項，則保留，反之，則篩除。

篩濾分析結果，符合 C1、C2 準則而需保留之廠房計有，反應器廠房、反應器輔助廠房、燃料廠房、柴油機廠房、海水泵室（Intake Structure）、緊急海水泵室（Emergency Intake Structure）、控制廠房、汽機廠房、

廢料廠房；上述廠房，需進一步進行防火區定性篩濾，其餘廠房篩除。符合 C3 準則而需保留之廠房計有，反應器廠房（依據核二廠除役計畫書第九章，反應器廠房 7 樓反應器組件拆除固封作業區）、汽機廠房 1、3、4 樓（依據核二廠除役計畫書第九章，低放射性廢棄物處理區、機械噴砂除污等）、廢料廠房（除污區與機械間）。

2. 除役過渡階段之防火區定性篩濾

除役過渡階段期前（用過核子燃料池島區整備期間）爐心尚有用過核子燃料，部分系統如餘熱移除系統、核機冷卻水系統等仍需維持正常功能。除了維持爐心冷卻之外，SFP 冷卻/補水系統亦需維持正常功能，以確保 SFP 冷卻。

反應器輔助廠房、反應器廠房、控制廠房、汽機廠房、及燃料廠房等並非所有防火區均含有維持爐心冷卻所需或會引起肇始事件之系統/設備，防火區之篩濾準則與 2.4.1 節所述相同。進入除役過渡階段，許多系統可停止運轉（根據核二廠除役計畫書第五章表 5-12），如 HPCS、RCIC、飼水系統等，故此類系統設備所在之防火區（如防火(分)區 22、11）可篩除（汽機廠房大部分防火(分)區可篩除）。篩濾分析步驟概述如下：

- (1) 以現有火災 PRA 模式之定性篩濾結果為基礎，以篩濾準則進行分析（汽機廠房除防火(分)區 90A、

90B、113 之外，其餘篩除)；

- (2) 結合現有火災 PRA 模式定量篩濾分析之損壞功能 (damage function)，將含有 RHR、CSTXR 等系統(具備救援功能)之防火(分)區判為保留，如防火(分)區 14A、14B、220；
- (3) 將燃料廠房、廢料廠房納入，以篩濾準則進行分析；
- (4) 與儲存/暫存放射性廢棄物有關之防火(分)區加入篩濾結果。

步驟 1 至步驟 4 適用於除役過渡階段(用過核子燃料池島區整備期間)爐心端與 SFP 端之篩濾分析，除役拆廠階段(用過核子燃料池島區運轉期間)用過燃料池端以及與放射性物質有關之防火(分)區則以步驟 3 與步驟 4 則進行分析。

綜合上述分析，防火(分)區定性篩濾分析結果，如表 2-10 所示；篩濾結果共有 71 個防火區為保留，其中有 8 個防火(分)區(即 10、12、24、43、48、119、122、及 131)火災可能導致肇始事件，其風險相對較高。

3. 除役拆廠階段之防火區定性篩濾

除役拆廠階段(用過核子燃料池島區運轉期間)除了第 2.4.2 節燃料廠房與廢料廠房之篩濾結果外，根據核二廠除役計畫書(第 6 章與第 9 章)，廢料廠房 3 樓

除污間（防分火區 222）與機械間（防分火區 228）、汽機廠房 1 樓放射性廢棄物處理區/3 樓乾式噴砂除污作業區/4 樓放射性廢棄物處理區，以及反應器廠房 7 樓固封設備區，這 6 個區域則與儲存/暫存放射性廢棄物有關，於除役拆廠階段需加入篩濾結果，如表 2-11 所示。

由於用過核子燃料池島區整備期間可能新增電纜、設備、或防火區劃可能變更，因此表 2-11 僅供參考，未來還需依據現場實際情況重新評估。

4. 結果與建議

基於核二廠除役期間之火災防護之重點，即維持爐心冷卻、維持 SFP 冷卻、及含有放射性物質之廠房/防火區避免因火災而導致放射性物質外釋。以現有火災 PRA 模式為基礎，根據核二廠除役期間之特性，進行定性（含廠房（初步）篩濾及防火區篩濾）分析，篩濾出相對重要之防火(分)區（例如，火災可能引發肇始事件）。雖然核二廠尚無完整之除役期間火災 PRA 模式，無法進行定量分析，但防火區(分)定性篩濾分析結果仍可粗判相對風險高低，作為除役期間防火視察之參考。

完成定性分析後，其結果可作為除役過渡階段防火視察之參考，即參照美國 NRC 視察程序書 IP 71111.05，第 2.4.2 節所述 8 個之防火(分)區火災可能引發肇始事件，其視察之優先順序為第一，且視察重點之一為維持

爐心冷卻/SFP 冷卻所需之 SSCs，及其相關之防火(分)區。

如第 2.4.2 節所述，除役過渡階段（用過核子燃料池島區整備期間）高火災風險之防火(分)區有 10、12、24、43、48、119、122、及 131 等 8 個，其中防火(分)區 10、12、24、43、與 48 之主要火災風險來源為電纜熱短路引起爐水逸移；防火(分)區 19、122、及 131 之主要火災風險來源為喪失外電。

除役拆廠階段（用過核子燃料池島區運轉期間），若 RHR 系統（經主管機關核可後）停止運轉，則無需考慮因運轉 RHRSFPCM 而可能出現池水逸移之情境，反應器輔助廠房防火(分)區 42C-W、廢料廠房防火(分)區 218C、及燃料廠房防火(分)區 261A、254、255 等(與維持 SFP 冷卻之相關冷卻/補水系統)相關之防火區，為防火視察重點關注對象。

表 2-10 核二廠除役過渡階段防火(分)區定性篩濾分析表(8 之 1)

項目	防火(分)區	說明	廠房 ^a	樓層(海拔)高度	定性篩濾	備註 ^b
1	12	RHR A AREA	AUX	(-) 40' -0"	C1、C2	H1
2	13	LPCS AREA	AUX	(-) 40' -0"	C1	
3	14A	CRD PUMP TRANSFER TUBE DRAIN TANK ROOMS	AUX	(-) 40' -0"	C1	
4	14B	GENERAL AREA NE OF RX BLDG	AUX	(-) 40' -0"	C1	
5	14C	EAST CORRIDOR 1ST FLOOR	AUX	(-) 40' -0"	C1	
6	14D-E	WEST CORRIDOR (EAST) 1ST FLOOR	AUX	(-) 40' -0"	N	
7	21	COOLING UNIT AND CABLE VAULT	AUX	(-) 40' -0"	C1	
8	S01	WEST CORRIDOR 1ST FLOOR SEPARATION ZONE	AUX	(-) 40' -0"	C1	
9	14D-W	SOUTH CORRIDOR (WEST) 1ST FLOOR	AUX	(-) 40' -0"	N	
10	14E	WEST CORRIDOR 1ST FLOOR	AUX	(-) 40' -0"	C1	
11	19	MIDDLE CABLE VAULT	AUX	(-) 40' -0"	C1	
12	23	RHR C AREA	AUX	(-) 40' -0"	C1	
13	24	RHR B AREA	AUX	(-) 40' -0"	C1、C2	H1
14	220	PIPE PEN ROOM NORTH OF HPCS AREA	AUX	(-) 40' -0"	C1	

表 2-10 核二廠除役過渡階段前期防火區定性篩濾分析表(8 之 2)

項目	防火(分)區	說明	廠房 ^a	樓層(海拔)高度	定性篩濾	備註 ^b
15	219	AUX BLDG CABLE AND PIPE GALLERY	AUX	(-) 40' -0" -ROOF	N	
16	31	PIPING PENET ROOM	AUX	(-) 15' -9"	C1	
17	34	CABLE SHAFT	AUX	(-) 15' -9"	C1	
18	35	CABLE SHAFT	AUX	(-) 15' -0" TO 33'	C1	
19	36	CABLE SHAFT	AUX	(-) 15' -0" TO 33'	C1	
20	37	CABLE SHAFT	AUX	(-) 15' -0" TO 33'	C1	
21	42D	WEST AND NORTHWEST CORRIDORS 2ND FLOOR	AUX	(-) 15' -9"	C1	
22	43	PIPING PENET ROOM SOUTH OF EAST HVAC SHAFT	AUX	(-) 15' -9"	C1、C2	H1
23	47	480V MCC ROOM	AUX	3' -2"	C1	
24	48	S.W. ELEC PENET ROOM	AUX	3' -2"	C1、C2	H1
25	51	N.W. ELEC PENET ROOM	AUX	3' -2"	C1	
26	53	N.E. ELEC PENET ROOM	AUX	3' -2"	C1	
27	54	S.E. ELEC PENET ROOM	AUX	3' -2"	C1	
28	55	480V LOAD CENTER AREA	AUX	3' -2"	N	

表 2-10 核二廠除役過渡階段前期防火區定性篩濾分析表(8 之 3)

項目	防火(分)區	說明	廠房 ^a	樓層(海拔)高度	定性篩濾	備註 ^b
29	56A-E	SOUTH CORRIDOR (EAST) 3RD FLOOR	AUX	0' -4" & 3' -2"	N	
30	56C	NORTH CORRIDOR 3RD FLOOR	AUX	3' -2" & 7'	C1	
31	56D	EAST CORRIDOR 3RD FLOOR	AUX	3' -2" & 1'	N	
32	S03	SOUTH CORRIDOR 3RD FLOOR SEPARATION ZONE	AUX	0' -4" & 3' -2"	N	
33	56A-W	SOUTH CORRIDOR (WEST) 3RD FLOOR	AUX	0' -4" & 3' -2"	N	
34	56B	WEST CORRIDOR 3RD FLOOR	AUX	3' -2"	C1	
35	57	480V MCC AREA	AUX	21' -10"	C1	
36	58	S.W. ELEC PEN ROOM	AUX	21' -10"	C1	
37	60C	CONTAINMENT H2 MONITOR & INSTRUMENT AREA	AUX	21' -10"	C1	
38	63	S.E. ELEC PENET ROOM	AUX	21' -10"	C1	
39	65A	SOUTHEAST CORRIDOR 4TH FLOOR	AUX	21' -10"	C1	
40	65D	WEST CORRIDOR 4TH FLOOR	AUX	21' -10"	C1	
41	284	EXTERIOR STM TUNNEL	AUX	3' -2" TO 39'	C1	
42	82	CABLE TRAY TUNNEL ON AUX BLDG ROOF	AUX	39' -10"	N	

表 2-10 核二廠除役過渡階段前期防火區定性篩濾分析表(8 之 4)

項目	防火(分)區	說明	廠房 ^a	樓層(海拔)高度	定性篩濾	備註 ^b
43	111A	GENERAL FLOOR AREA WEST OF COLUMN LINE C4	CTL	(-)40'-0"	N	
44	111B	EMERGENCY WATER CHILLER ROOM (UNIT 1,DIV. II)	CTL	(-)40'-0"	C1	
45	111C	EMERGENCY WATER CHILLER ROOM (UNIT 1,DIV. I)	CTL	(-)40'-0"	C1	
46	112	CONTROL BLDG AIR SHAFT	CTL	(-)40'-0" TO ROOF	N	
47	114	WEST CONTROL BUILDING CORRIDOR	CTL	(-)20'-0"	N	
48	116	UNIT 1 REMOTE SHUTDOWN ROOM	CTL	(-)20'-0"	C1	
49	119	UNIT 1 NORTH ESF SWITCHGEAR ROOM(DIV.II)	CTL	(-)20'-0"	C1、C2	T3
50	122	UNIT 1 SOUTH ESF SWITCHGEAR ROOM(DIV. I)	CTL	(-)20'-0"	C1、C2	T3
51	130A	UNIT 1 BATTERY CHARGERS& SWBD 1RBD ROOM (DIV. I)	CTL	(-)20'-0"	N	
52	130C	GENERAL FLOOR AREA WEST OF COLUMN LINE C4	CTL	(-)20'-0"	N	

表 2-10 核二廠除役過渡階段前期防火區定性篩濾分析表(8 之 5)

項目	防火(分)區	說明	廠房 ^a	樓層(海拔)高度	定性篩濾	備註 ^b
53	131	CABLE SPREADING ROOM	CTL	1'-0"	C1、C2	T3
54	132	UNIT 1 NORTH RPS MG SET ROOM	CTL	1'-0"	C1	
55	133	UNIT 1 SOUTH RPS MG SET ROOM	CTL	1'-0"	C1	
56	138	WEST CONTROL BUILDING CORRIDOR	CTL	1'-0"	N	
57	143A	CONTROL PANEL AREA	CTL	30'-0"	N	
58	143B	UNIT 1 CONTROL CABINET AREA	CTL	30'-0"	N	
59	283	NORMAL INTAKE STRUCTURE (PUMP ROOM)	OTHERS	LEVEL	C1	
60	288	NORMAL PUMP HOUSE HOUSE ROOM	OTHERS	LEVEL	C1	
61	285	NORTH EMERGENCY PUMP HOUSE	OTHERS	LEVEL	C1	
62	290	SOUTH EMERGENCY PUMP HOUSE	OTHERS	LEVEL	C1	
63	01B-E	SECONDARY CTMT (EAST)	REAC	3'-0"	C1	
64	01C-E	SECONDARY CTMT (EAST)	REAC	28'-9"	C1	
65	S04	SECONDARY CTMT SEPARATION ZONE	REAC	3'-0" & 28'-9"	C1	
66	01B-W	SECONDARY CTMT (WEST)	REAC	3'-0"	C1	
67	01C-W	SECONDARY CTMT (WEST)	REAC	28'-9"	C1	
68	10	DRY WELL	REAC	(-) 28'-10" TO 33'-10"	C1、C2	H1

表 2-10 核二廠除役過渡階段前期防火區定性篩濾分析表(8 之 6)

項目	防火(分)區	說明	廠房 ^a	樓層(海拔)高度	定性篩濾	備註 ^b
69	09	STEAM TUNNEL	REAC	26' -0"	C1	
70	113	AIR COMPRESSOR	TURB	(-)30'-0"	C1	
71	90A	NCCCCW PUMP AREAN VESSELS ROOM	TURB	(-) 40' -0"	C1	
72	90B	NCCCCW HEAT EXCHANGERS PLATFORM	TURB	(-) 22' -0"	C1	
73	253A	WEST CONDENSATE STORAGE TANK	FUEL	(-) 42' -0" TO 1' -0"	C1	
74	253B	MIDWEST CONDENSATE STORAGE TANK	FUEL	(-) 42' -0" TO 1' -0"	C1	
75	253C	MIDEAST CONDENSATE STORAGE TANK	FUEL	(-) 42' -0" TO 1' -0"	C1	
76	253D	EAST CONDENSATE STORAGE TANK	FUEL	(-) 42' -0" TO 1' -0"	C1	
77	254	SPENT FUEL POOL MAKEUP PUMP A ROOM	FUEL	(-) 42' -0"	C1	
78	255	SPENT FUEL POOL MAKEUP PUMP B ROOM	FUEL	(-) 42' -0"	C1	
79	257	CONDENSATE TRANSFER PUMP ROOM	FUEL	(-) 42' -0"	C1	
80	256	NORTH PIPE ROOM	FUEL	(-) 42' -0"	N	
81	258	EAST PIPE ROOM	FUEL	(-) 42' -0"	N	
82	259	SOUTH PIPE ROOM	FUEL	(-) 42' -0"	N	
83	260	CORRIDOR AREA, 1ST FLOOR	FUEL	(-) 42' -0"	N	
84	261A	SPENT FUEL POOL PUMP ROOM	FUEL	(-) 42' -0"	C1	

表 2-10 核二廠除役過渡階段前期防火區定性篩濾分析表(8 之 7)

項目	防火(分)區	說明	廠房 ^a	樓層(海拔)高度	定性篩濾	備註 ^b
85	261B	PIPING AND DRAIN SUMP ROOM	FUEL	(-) 42' -0"	N	
86	309	FUEL BLDG STAIRWAY #17	FUEL	(-) 42' -0" TO 1' -0"	N	
87	262	NORTH PIPING AND VALVE ROOM (WEST)	FUEL	(-) 20' -0"	C1	
88	263	NORTH PIPING AND VALVE ROOM (EAST)	FUEL	(-) 20' -0"	C1	
89	264	GENERAL FLOOR AREA EAST OF COLUMN LINE F8	FUEL	(-) 20' -0"	N	
90	265	CORRIDOR AREA, 2ND FLOOR	FUEL	(-) 20' -0"	N	
91	266	MCC AND EQUIPMENT AREA	FUEL	(-) 20' -0"	C1	
92	267	SPENT FUEL POOL DRAIN TANK AND HX ROOM	FUEL	(-) 20' -0"	N	
93	268A	REFUELING FLOOR GENERAL AREA WEST OF COLUMN F5	FUEL	1' -0"	C3	
94	268B	FUEL BUILDING EXHAUST UNIT PLATEFORM	FUEL	1' -0"	C1	
95	268C	REFUELING FLOOR GENERAL AREA EAST OF COLUMN F5	FUEL	1' -0"	C3	
96	268D	VEHICLE STORAGE BUILDING	FUEL	1' -0"	N	

表 2-10 核二廠除役過渡階段前期防火區定性篩濾分析表(8 之 8)

項目	防火(分)區	說明	廠房 ^a	樓層(海拔)高度	定性篩濾	備註 ^b
97	218C	SOUTH CORRIDOR - RADWAST BLDG 2ND FLOOR	RADWAST	(-) 20' -0"	C1	1B7
98	42C-W	SOUTH CORRIDOR (WEST) 2ND FLOOR	AUX	(-) 15' -9"	C1	OB2
^a AUX：反應器輔助廠房、CTL：控制廠房、REAC：反應器廠房、FUEL：燃料廠房、RADWAST：廢料廠房 ^b H1：肇始事件—爐水逸移(經 RHR 至抑壓槽)、T3：肇始事件—喪失外電、OB2：SFP 泵 1P-48B 之 L.C. OB2、1B7：SFP 泵 1P-48A 之 L.C. 1B7 N：代表篩除。						

表 2-11 核二廠除役拆廠階段防火(分)區定性篩濾分析表(3 之 1)

項目	防火(分)區	說明	廠房 ^a	樓層(海拔)高度	定性篩濾	備註 ^b
1	253A	WEST CONDENSATE STORAGE TANK	FUEL	(-) 42' -0" TO 1' -0"	C1	
2	253B	MIDWEST CONDENSATE STORAGE TANK	FUEL	(-) 42' -0" TO 1' -0"	C1	
3	253C	MIDEAST CONDENSATE STORAGE TANK	FUEL	(-) 42' -0" TO 1' -0"	C1	
4	253D	EAST CONDENSATE STORAGE TANK	FUEL	(-) 42' -0" TO 1' -0"	C1	
5	254	SPENT FUEL POOL MAKEUP PUMP A ROOM	FUEL	(-) 42' -0"	C1	
6	255	SPENT FUEL POOL MAKEUP PUMP B ROOM	FUEL	(-) 42' -0"	C1	
7	257	CONDENSATE TRANSFER PUMP ROOM	FUEL	(-) 42' -0"	C1	
8	256	NORTH PIPE ROOM	FUEL	(-) 42' -0"	N	
9	258	EAST PIPE ROOM	FUEL	(-) 42' -0"	N	
10	259	SOUTH PIPE ROOM	FUEL	(-) 42' -0"	N	
11	260	CORRIDOR AREA, 1ST FLOOR	FUEL	(-) 42' -0"	N	
12	261A	SPENT FUEL POOL PUMP ROOM	FUEL	(-) 42' -0"	C1	
13	261B	PIPING AND DRAIN SUMP ROOM	FUEL	(-) 42' -0"	N	
14	309	FUEL BLDG STAIRWAY #17	FUEL	(-) 42' -0" TO 1' -0"	N	
15	262	NORTH PIPING AND VALVE ROOM (WEST)	FUEL	(-) 20' -0"	C1	
16	263	NORTH PIPING AND VALVE ROOM (EAST)	FUEL	(-) 20' -0"	C1	

表 2-11 核二廠除役拆廠階段防火區定性篩濾分析表(3 之 2)

項目	防火(分)區	說明	廠房 ^a	樓層(海拔)高度	定性篩濾	備註 ^b
17	264	GENERAL FLOOR AREA EAST OF COLUMN LINE F8	FUEL	(-) 20' -0"	N	
18	265	CORRIDOR AREA, 2ND FLOOR	FUEL	(-) 20' -0"	N	
19	266	MCC AND EQUIPMENT AREA	FUEL	(-) 20' -0"	C1	
20	267	SPENT FUEL POOL DRAIN TANK AND HX ROOM	FUEL	(-) 20' -0"	N	
21	268A	REFUELING FLOOR GENERAL AREA WEST OF COLUMN F5	FUEL	1' -0"	C3	
22	268B	FUEL BUILDING EXHAUST UNIT PLATEFORM	FUEL	1' -0"	C1	
23	268C	REFUELING FLOOR GENERAL AREA EAST OF COLUMN F5	FUEL	1' -0"	C3	
24	268D	VEHICLE STORAGE BUILDING	FUEL	1' -0"	N	
25	218C	SOUTH CORRIDOR - RADWAST BLDG 2ND FLOOR	RADWAST	(-) 20' -0"	C1	1B7
26	42C-W	SOUTH CORRIDOR (WEST) 2ND FLOOR	AUX	(-) 15' -9"	C1	OB2
27	222	DECONTAMINATION AREA	RADWAST	5' -0"	C3	

表 2-11 核二廠除役拆廠階段防火區定性篩濾分析表(3 之 3)

項目	防火(分)區	說明	廠房 ^a	樓層(海拔)高度	定性篩濾	備註 ^b
28	228	HOT MACHINE SHOP	RADWAST	5' -0"	C3	
29		放射性廢棄物處理區 (1 樓) ^c	TRUB	(-) 30' -0"	C3	
30		乾式噴砂除污作業區 (3 樓) ^c	TRUB	1' -0"	C3	
31		放射性廢棄物處理區 (4 樓) ^c	TRUB	30' -0"	C3	
32		固封設備區 ^c	REAC	76' -3"	C3	

^aFUEL：燃料廠房、RADWAST：廢料廠房
^bOB2：SFP 泵 1P-48B 之 L.C. OB2、1B7：SFP 泵 1P-48A 之 L.C. 1B7
^c依據核二廠除役計畫第 9 章
N：代表篩除

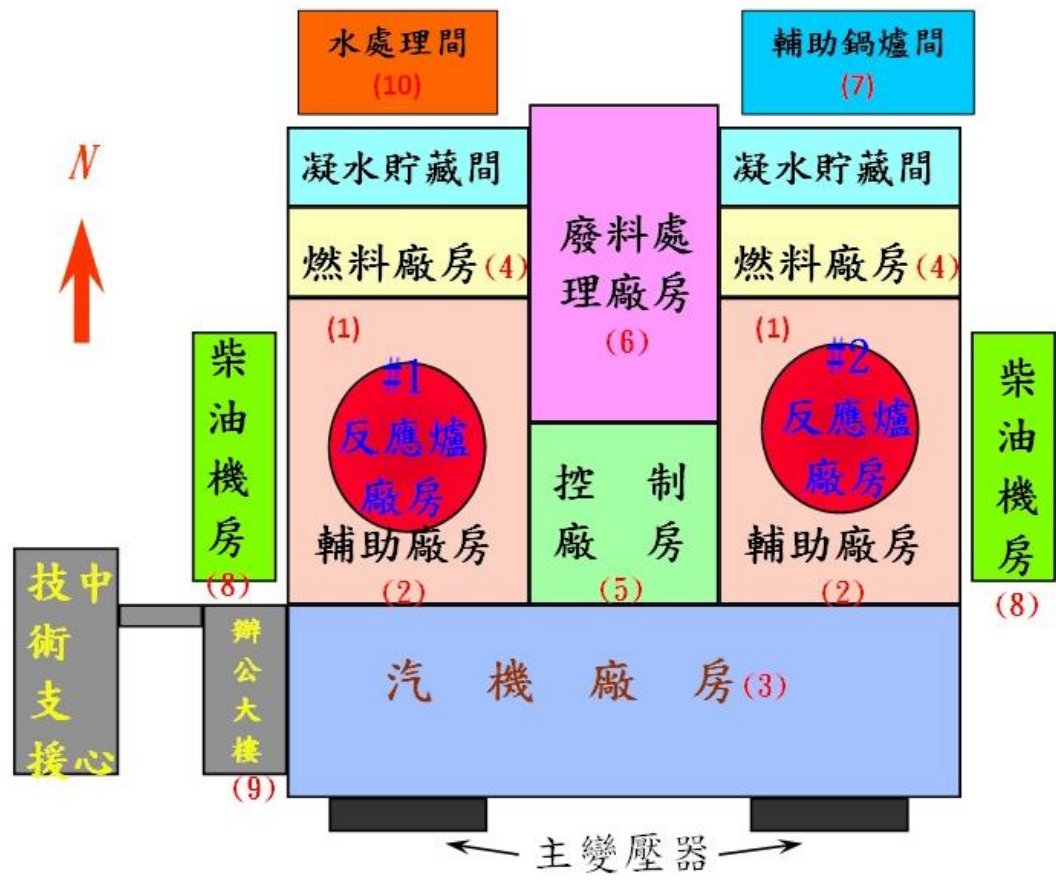


圖 2-9 核二廠廠房示意圖

三、研究成果及管制相關建議

本計畫主要蒐集並研析美國核電廠除役期間火災視察報告、火災防護監管指引、火災 PRA 分析方法等，包括 RG 1.189、RG 1.191、NUREG-2169、NUREG/CR-7114、以及有關火災事件之視察報告等。透過研析相關監管指引、視察報告，了解管制項目、視察要項等，作為我國核電廠除役期間之火災防護管制借鏡，並提出不同除役階段之管制建議或注意事項，供管制單位參考。此外，也以核二廠現有之廠內事件火災 PRA 模式為基礎，進行定性篩濾分析，並納入 SFP 以及與儲存/暫存放射性廢棄物相關之區域。研究成果說明如下：

(一) 文獻研析結果與建議

當反應爐壓力容器內仍有用過核子燃料時，RG 1.189 提供美國核管會可接受的火災防護計畫監管指引，以符合 10 CFR 50.48(a)與(b)以及 10 CFR Part 50 Appendix R。當持照者證明其核電廠已永久停止運轉且用過核子燃料已從反應爐壓力容器中永久移除，則 RG 1.191 提供適用之火災防護計畫監管指引，以滿足 10 CFR 50.48(f)對除役（永久停止運轉）核電廠火災防護的要求。

依 RG 1.191 所述，除役火災防護計畫可以功率運轉期間之火災防護計畫為基礎，根據除役特性進行必要的修正更新。對比 RG 1.189，RG 1.191 主要考量差異包括火災防護目標從「確保維持安全停機」變為「避免放射性物質外釋」、因應除役作業所需，防火(分)區

可燃物負荷可能增加、保護用過核子燃料所需之 SSCs、除役期間電廠防火(分)區之設計、配置等可能出現改變，火災防護計畫、程序書應反映各除役階段的任何重大改變等，詳請參閱報告第 2.2 節。

另外，本計畫研析 15 個美國核電廠除役期間之火災事件，其中 8 個 NRC 視察後判定為「非正式提出之違規事件 (NCV)」、有 3 個為「嚴重等級 IV 之違規事件」、另有 4 個 NRC 則判定為「沒有違規」。11 個屬於違規之火災事件，其中有 5 個均與動火作業時，火源周圍 35 呎範圍內有可燃物且未加隔離防護（不符合 NFPA 51B）有關，所佔比例將近一半，是除役期間最常見之情況；此情況也凸顯不論是電廠員工或委外承包商人員，對於火災預防的意識與訓練十分重要，電廠人員應強化防火監視、承包商則需清楚防火要求並落實程序書規定。此外，RG 1.191 C.3.5.2 節有可攜式加熱設備之相關法規指引是 RG 1.189 並未提及的，而 Pilgrim 與 Indian Point 兩個電廠分別於 2023 年與 2024 年發生與可攜式加熱設備（如鹵素燈）有關之火災事件，此情況也可作為我核電廠除役期間防火監管要項之借鑑。

本研究蒐集 NUREG-2169 與 NUREG/CR-7114 兩文獻有關最新機率式火災風險評估分析方法，前者提供適用於 LPSD 狀態下之火災各類起火源之發生頻率，後者提供適用於 LPSD 之火災 PRA 模式架構及分析注

意事項。持照者可依 RG 1.191 所述，參照 NUREG/CR-7114 並引用 NUREG-2169 之數據，建立除役期間火災 PRA 模式，進行風險量化評估。

參考「核能電廠除役過渡階段前期機組之一般性風險內涵研究—108 年廠內火災事件分析」[16]，電纜熱短路之危害影響為火災主要風險來源之一，本研究針對除役過渡階段反應爐端與用過燃料池端進行電纜熱短路分析。評估結果反應爐端共有 10 種情境、10 個 RHR 隔離閥可能因熱短路誤開啟，而發生爐水逸移之情況；用過燃料池端則有 4 種情境，6 個 RHR 隔離閥可能因熱短路誤開啟，而發生池水逸移。由於是火災主要風險來源之一，因此這些設備所在與電纜經過之防火(分)區應為防火視察之優先重點對象。

(二) 核二廠現況之廠房篩濾分析

本計畫核二廠以現有火災 PRA 模式為基礎，根據除役期間之特性，進行廠房（初步）篩濾及防火區篩濾。由於核二廠尚未建立除役期間火災量化模式，在以定性方法篩濾出相對重要之防火(分)區後，藉由判斷火災是否導致肇始事件，判斷防火(分)區之相對風險高低，作為防火視察監管之參考。

定性分析結果，除役過渡階段反應爐端，反應器廠房防火(分)區 10，反應器輔助廠房防火(分)區 12、24、43、與 48，以及控制廠房防火(分)區 119、122、及 131，這 8 個防火(分)區因火災可能導致肇始事件爐

水逸移或喪失外電，故其風險相對較高。SFP 端反應器輔助廠房防火(分)區 12、24、43、與 48，因火災可能導致池水逸移，故其風險相對較高。除役過渡階段（用過核子燃料池島區整備期間）之防火監管視察，前述 8 個防火(分)區建議列為第一優先。

除役拆廠階段（用過核子燃料池島區運轉期間），由於反應爐內用過核子燃料已全數移置 SFP，維持 SFP 冷卻之相關冷卻/補水系統之 SSCs 為主要火災防護對象，又若 RHR 系統（經主管機關核可後）停止運轉，則無需考慮因運轉 RHRSFPCM 而可能出現池水逸移之情境，反應器輔助廠房防火(分)區 42C-W、廢料廠房防火(分)區 218C、及燃料廠房防火(分)區 261A、254、255 等(與 SFP 冷卻水泵、補水泵)相關之防火區，建議列為視察順序第一優先。

(三) 管制相關建議

綜合第三、(一)與第三、(二)節所述，除役過渡階段(用過核子燃料池島區整備期間)可參考 IP 71111.05 之安全基石(cornerstone)（即肇始事件、救援系統），以及根據核二廠火災 PRA 模式除役定性篩濾節果、除役火災危害分析報告、失火對策計畫程序書等資料，安排視察優先順序及或聚焦高風險防火(分)區。除役過渡階段與「肇始事件」相關之相對高風險防火(分)區如表 2-12 所示，包括 10、12、24、43、48、119、122、及 131 等 8 個防火(分)區。除役拆廠階段（用過核子燃

料池島區運轉期間)因爐心已無用過核子燃料，故視察可聚焦於維持用過核子燃料池冷卻之相關系統設備。除役拆廠階段與「救援系統」相關之防火區如表 2-13 所示。

此外，借鏡美國電廠除役期間之火災事件，動火作業、可燃物、可攜式加熱設備為防火視察監管重要事項，尤其是用過核子燃料池島區整備期間，燃料廠房涉及新增電纜、電氣設備、空壓機、補水系統等，火災防護計畫(如火災危害分析)、行政管制(如臨時可燃物管制、防火監視)需針對相關除役作業加強監管。對於動火作業，於動火作業期間和動火作業完成後的至少半小時(30 分鐘)內，應配置防火監視員；對於可燃物，動火作業時火源周圍 35 呎範圍內不應有可燃物，或可燃物應以防火設施(如防火毯)隔離(註：NFPA 51B 之規範)；對於可攜式加熱設備，以鹵素燈為例，周圍 5 呎範圍內不應有可燃物。

本研究表 2-12 與表 2-13 所列防火(分)區僅供管制單位作為視察監管之參考，包括但不限於上述所列之防火(分)區。

表 2- 12 除役過渡階段參考 IP 71111.05 安全基石之相關防火(分)區

項目	防火(分)區	說明	廠房	肇始事件
1	12	RHR A AREA	AUX	H1
2	24	RHR B AREA	AUX	H1
3	43	PIPING PENET ROOM SOUTH OF EAST HVAC SHAFT	AUX	H1
4	48	S.W. ELEC PENET ROOM	AUX	H1
5	119	UNIT 1 NORTH ESF SWITCHGEAR ROOM(DIV.II)	CTL	T3
6	122	UNIT 1 SOUTH ESF SWITCHGEAR ROOM(DIV. I)	CTL	T3
7	131	CABLE SPREADING ROOM	CTL	T3
8	10	DRY WELL	REAC	H1

註：本表所列防火(分)區僅供管制單位參考，包括但不限於上述所列之區域。

表 2- 13 除役拆廠階段參考 IP 71111.05 安全基石之相關防火(分)區

項目	防火(分)區	說明	廠房	救援功能
1	254	SPENT FUEL POOL MAKEUP PUMP A ROOM	FUEL	SFP 補水
2	255	SPENT FUEL POOL MAKEUP PUMP B ROOM	FUEL	SFP 補水
3	257	CONDENSATE TRANSFER PUMP ROOM	FUEL	SFP 補水
4	261A	SPENT FUEL POOL PUMP ROOM	FUEL	SFP 冷卻
5	218C	SOUTH CORRIDOR - RADWAST BLDG 2ND FLOOR	RADWAST	SFP 冷卻
6	42C-W	SOUTH CORRIDOR (WEST) 2ND FLOOR	AUX	SFP 冷卻
註：本表所列防火(分)區為定性分析結果，僅供管制單位參考。				

四、參考文獻

- [1] RG 1.189 Revision 5, “Fire Protection For Nuclear Power Plants,” U.S. Nuclear Regulatory Commission, October 2023.
- [2] RG 1.191 Revision 1, “Fire Protection Program For Nuclear Power Plants During Decommissioning,” U.S. Nuclear Regulatory Commission, January 2021.
- [3] Inspection Procedure 64704 “Fire Protection Program at Permanently Shutdown Reactors”, U.S. Nuclear Regulatory Commission, Effective Date: 01/01/2021.
- [4] Inspection Manual Chapter 2561 “Decommissioning Power Reactor Inspection Program”, U.S. Nuclear Regulatory Commission, Effective Date: 01/01/2021.
- [5] 111 年核電廠熱水流安全分析暨管制法規技術精進研究-核電廠除役期間臨時火源之火災危害分析與安全管制要項研究，國家原子能科技研究院，中華民國 111 年 12 月 05 日
- [6] NUREG-2169, “Nuclear Power Plant Fire Ignition Frequency and Non-Suppression Probability Estimation Using the Updated Fire Events Database,” Nuclear Regulatory Commission, December 2014.
- [7] NUREG/CR-6850, “EPRI/NRC-RES Fire PRA Methodology for Nuclear Power Facilities,” U.S. Nuclear Regulatory Commission, September 2005.
- [8] NUREG/CR-7114, “A framework for Low Power/Shutdown Fire PRA”, U.S. Nuclear Regulatory Commission, September 2013.
- [9] NEI 00-01 Rev.1, “Guidance for Post-Fire Safe Shutdown Circuit Analysis”, USNRC, January 2005.
- [10] RIS 2004-03, Rev. 1, “Risk-Informed Approach for Post-Fire

Safe-Shutdown Circuit Inspections”, USNRC, March 2004.

- [11] 核二廠用過燃料池安全度評估模式建立與風險評估，行政院原子能委員會核能研究所，中華民國 104 年 11 月。
- [12] An Improved Methodological Approach for Estimating Fire Ignition Frequencies. EPRI, Palo Alto, CA: 2011. 1022994.
- [13] 核能電廠除役過渡階段前期機組之一般性風險內涵研究--108 年廠內火災事件分析，財團法人核能與新能源教育研究協進會，中華民國 108 年 11 月。
- [14] 核一、二、三廠安全度評估模式標準化與擴大應用—核二廠 PRA 模式更新報告，台灣電力公司，中華民國 103 年 04 月。
- [15] 核二廠除役計畫，台灣電力公司。(公布於核能安全委員會網站之「核二廠除役計畫」)
- [16] 核能電廠除役過渡階段前期機組之一般性風險內涵研究—108 年廠內火災事件分析，財團法人核能與新能源教育研究協進會，中華民國 108 年 11 月。

參、核電廠除役過渡階段與除役拆廠階段之管制實務研析

一、前言

我國核電廠已全面進入除役階段，其中以核一廠除役進度最為領先，現正處於除役過渡階段，並將面臨拆廠作業的挑戰。電廠如何做好縝密評估與規劃，於此同時，管制機關如何有效管制，為除役安全最重要的課題。國內對於拆除作業的管制經驗較少，有必要參考國際上已除役或除役中核電廠的經驗與作法。

日本擁有多座正在除役的核子設施，其中以中部電力公司濱岡核電廠 1、2 號機的進度最為領先，該兩部機組均與核一廠同為 MARK-I 型圍阻體的反應器，其拆除管制作法有重要參考價值。濱岡 1、2 號機已於 2024 年 12 月 25 日正式進入除役第三階段，並自 2025 年 3 月 17 日起開始執行反應器區域拆除作業。中部電力公司為確保有限的技術人力能安全且確實地執行相關作業，並因已確定 2 號機反應器拆除所產生廢棄物的暫存區，因此決定優先進行 2 號機反應器的拆除作業。

此外，九州電力公司玄海核電廠 2 號機為壓水式反應器 (PWR)，目前正處於第一階段 (2020 年~2025 年) 的除役工作。日本東京電力控股公司 (以下簡稱東京電力) 福島第二核電廠 1 號機，為 BWR5 沸水式反應器，Mark-II 型圍阻體，其型式介於國內核一廠與核二廠之間，於 2021 年開始進入第 1 階段 (2021 年~2030 年) 的除役工作。由於上述兩部機組均為最新除役機組，管制機關在累積多個電廠的除役管制經驗後，對於上述機組的管制作為更為完備，值得深入檢視。

因此，本計畫對中部電力公司濱岡核電廠 1、2 號機、九州電力公司玄海核電廠 2 號機及東京電力福島第二核電廠 1 號機除役作業的最新進展進行深入研究，並特別著重於拆除階段中的可能面臨的挑戰與管制重點。借鑒其經驗教訓，期望為我國除役作業的管制視察提供有益的參考要點。

二、執行方法及研究步驟

(一) 資料蒐集與整理

本計畫的研究重點聚焦於中部電力公司濱岡核電廠 1、2 號機、九州電力公司玄海核電廠 2 號機及東京電力福島第二核電廠 1 號機，並藉由網路搜尋、文獻檢索，以及查詢相關報告、新聞及公開審查資料等方式，蒐集有關其除役現況、管制機關審查意見與核電廠回覆資料。

藉由對上述核電機組案例的分析，可更全面了解日本管制機關在核電廠除役與拆除作業中的管制經驗與管制作為。這些經驗將可為我國核電廠除役管制作業提供重要的參考與借鑑，進而有助於進一步提升相關作業的安全性。

(二) 資料研讀與分析

對所蒐集的資料進行深入探討與分析。

(三) 成果彙整與撰寫

彙整相關研析成果，並提交管制重點分析報告。

三、研究內容與管制建議

(一) 九州電力公司玄海核電廠 2 號機

玄海核電廠位於日本佐賀縣東松浦郡玄海町，由九州電力公司營運，其機組現況如下：1 號機、2 號機除役中；3 號機、4 號機正在商業運轉中。圖 3-1 及圖 3-2 分別為玄海核電廠的位置示意圖及廠址空拍圖。

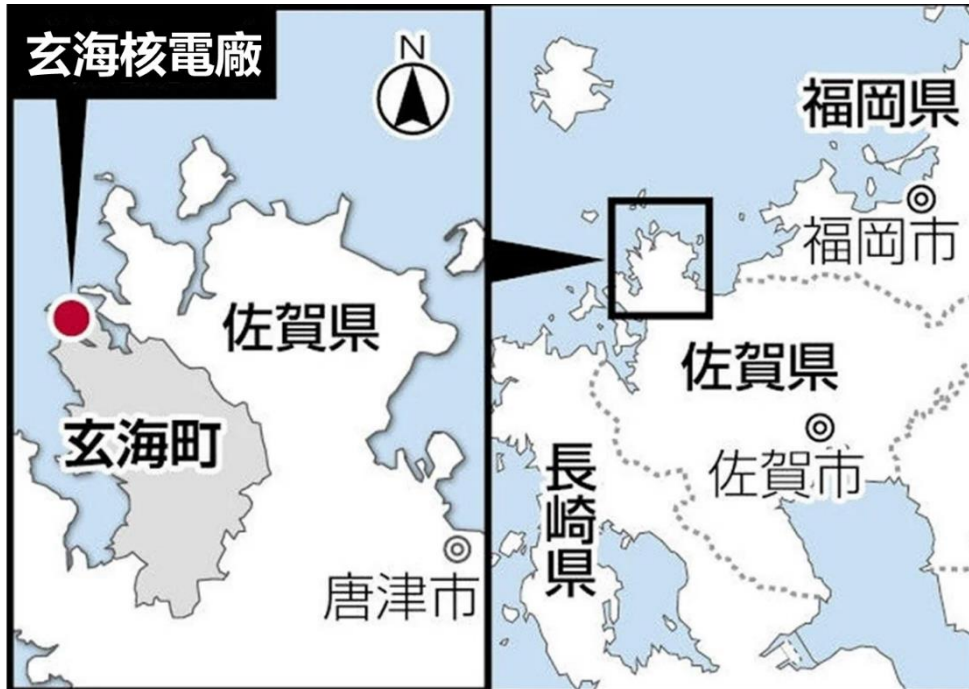


圖 3-1 玄海核電廠位置示意圖¹

¹ 圖片出處：<https://www.yomiuri.co.jp/national/20250728-OYT1T50063/>



圖 3-2 玄海核電廠空拍圖²

玄海 2 號機為壓水式反應器(PWR)，自 1981 年 3 月開始商業運轉，熱功率為 1,650MW，額定發電功率為 559MW。玄海 2 號機於 1980 年 5 月 21 日首次達到臨界，並於 2011 年 1 月 29 日在進行第 23 次大修停機後便未再重啟。該機組從首次臨界至反應器停機為止，累積了約 30 年的運轉歷史。在綜合考量其發電規模、重啟後可能剩餘的運轉年限，以及無法確保「特定嚴重事故等因應設施」所需的設置空間等因素，最終於 2019 年 2 月 13 日決定進行除役，並於同年 4 月 9 日正式停止運轉，於 2020 年 3 月 18 日獲得除役計畫的認可，同年 6 月 29 日正式展開除役作業。

² 圖片出處：<https://www.asahi.com/articles/ASPCJ4643PCJTPE001.html>

表 3-1 玄海核電廠 2 號機基本資料

反應器型式	壓水式反應器 (低濃縮二氧化鈾、輕水減速、輕水冷卻)
額定熱功率(MW)	1,650
額定發電量(MW)	559
設備利用率	81.4%(累計至 2010 年度末)
商業運轉日期	1981 年 3 月 30 日
正式停止運轉日期	2019 年 4 月 9 日
除役計畫認可日期	2020 年 3 月 18 日

玄海 2 號機的除役工程劃分為四個階段，自 2020 年度開始執行，預計於 2054 年度完成，總期程約為 35 年。目前，除役進度處於第一階段，正在進行未受污染的二次側系統設備拆除作業。而九州電力公司已於 2025 年 1 月 29 日向日本原子力規制委員會(Nuclear Regulation Authority, NRA)提出除役計畫變更認可申請，預計將於 2026 年進入第二階段。由於玄海 2 號機是日本近年才確定除役的核電機組之一，因此本研究針對其除役管制經驗進行深入分析，以探討日本核能管制機關對於除役機組的最新管制作為與管制重點方向。

有關玄海 2 號機的除役時程及除役工程規劃，請參見圖 3-3 及圖 3-4。

	2019年度	2020年度(認可後)~2025年度	2026年度~2040年度	2041年度~2047年度	2048年度~2054年度	
項目		第1階段 拆除作業準備階段 【約6年】	第2階段 反應器區域周圍設備 拆除階段 【約15年】	第3階段 反應器區域拆除階段 【約7年】	第4階段 廠房拆除階段 【約7年】	
除役工程	▼ 4/9	結束運轉				
		拆除未受污染的設備				
		調查污染狀況				
		拆除低劑量設備				
		等待反應器本體的活度衰減(安全貯存)				
				拆除反應器本體		
		將核燃料搬出至2號機燃料貯存設備外			拆除廠房	
		除污				
		廢棄核燃料污染物				

圖 3-3 玄海核電廠 2 號機的除役時程規劃

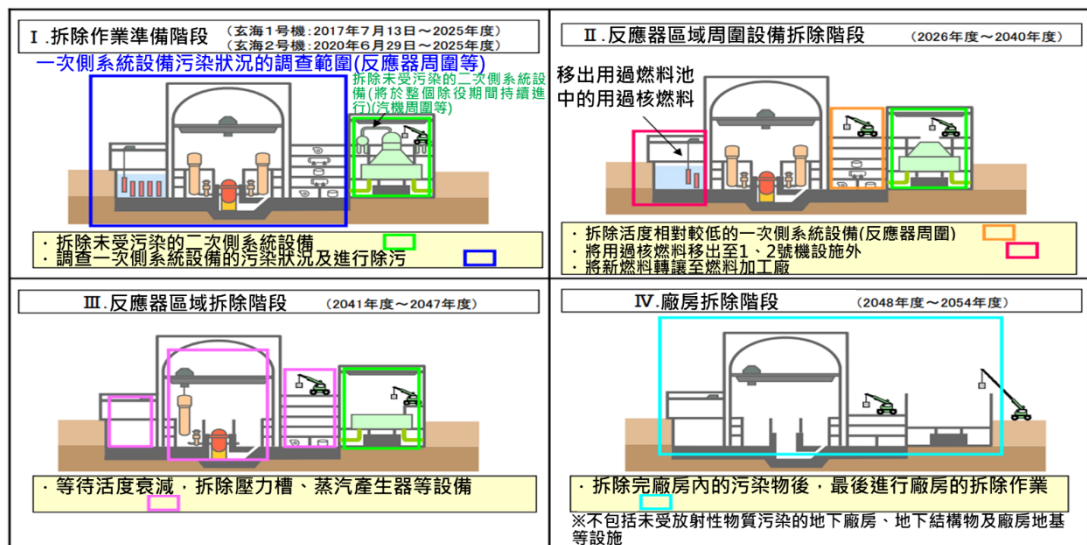


圖 3-4 玄海核電廠 2 號機的除役工程規劃

1. 第一階段主要實施內容

玄海 2 號機爐心內的用過核燃料已於 2013 年 4 月 25 日全數移出, 目前多數貯存在 2 號機的用過燃料池,

少數貯存在 4 號機的共用燃料池（1 號機、2 號機與 4 號機共用）。第一階段規劃自 2020 年度起至 2025 年度，工期約為 6 年，主要進行未受污染的二次側系統設備拆除作業、放射性物質污染狀況調查及除污作業。目前玄海 2 號機處於除役第一階段，維持在與反應器運轉期間進行定期檢查（大修）時相同的狀態。

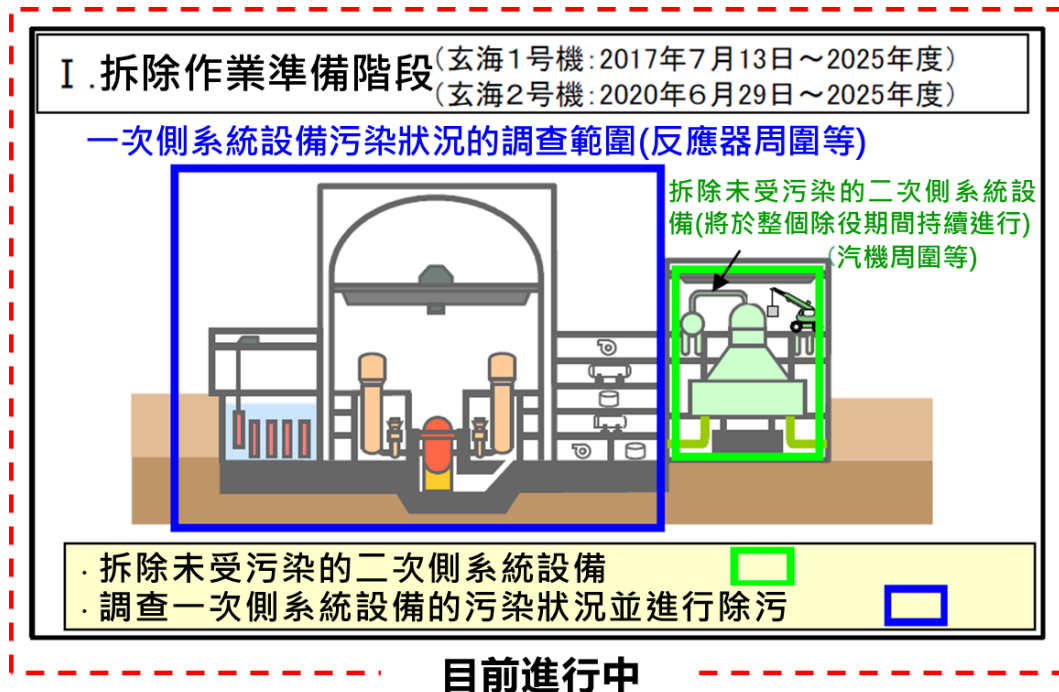


圖 3-5 玄海核電廠 2 號機的第一階段作業內容

玄海 2 號機經歷了約 30 年的運轉，其設備及廠房部分區域已受到活化或放射性物質污染。這些污染來源分為兩種：一是反應器運轉期間因中子照射造成結構材料的活化，導致反應器壓力槽及其周圍區域（包括混凝土牆）出現程度相對較高的活化污染；另一種是冷卻水中的腐蝕生成物在反應器爐心內受到活化後，附著並殘

留於設備、管線等內表面所形成的二次污染。除役對象設施的污染，主要集中於反應器圍阻體設施、反應器輔助廠房等內部，這些設施均為輻射管制區。如反應器本體具有較高程度的活化污染，故於第一階段及第二階段進行安全貯存，等待活度隨著時間自然衰減。

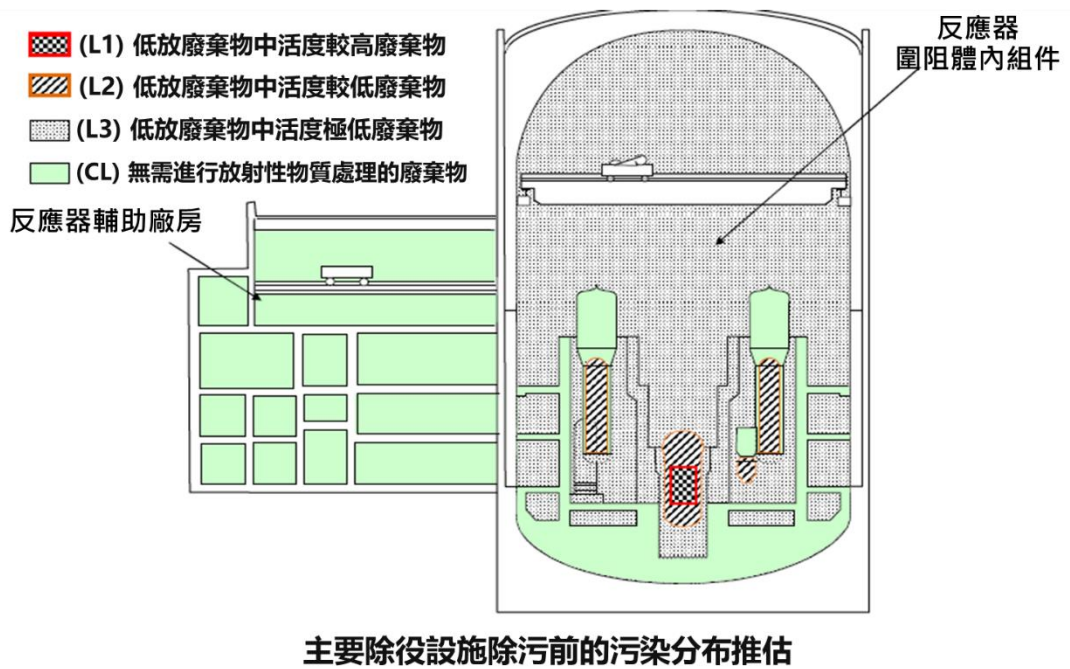


圖 3-6 玄海核電廠 2 號機除污前的污染分布推估

(1) 第一階段拆除作業基本方針

A. 拆除未受污染的二次側系統設備

將於整個除役期間持續進行未受污染的二次側系統設備拆除作業。作業方式包括使用工具進行設備分解與拆卸，並採用熱切割、機械切割等工法，在空氣中進行切割或粉碎處理。

B. 調查一次側系統設備的污染狀況

從拆除對象設施（例如反應器本體、反應器周圍管線等）取樣，並測量核種組成與活度濃度。同時，從設備與管線外部測量加馬射線，並針對拆除對象設施中殘留的放射性物質，評估其核種組成與活度分布。

C. 除污作業

依據反應器運轉期間的經驗與實際狀況，為減少輻射工作人員的曝露，推估可能殘留較多二次污染的範圍，選定預期除污效果良好的範圍進行除污。

除污方法以機械方式為主，如使用研磨劑進行噴砂處理、刷子研磨等方法進行。或者，可視除污對象物的形狀與污染狀況等，採用化學方式進行除污。

原則上，除污作業將持續進行至除污位置的等效劑量率降至預先設定的目標值。有關目標值的設定是基於有效降低工作人員輻射曝露的考量所訂定。然而，即使尚未達到目標值，若根據除污過程中等效劑量率的測量結果判斷，除污效果已達極限，或繼續作業對降低工作人員輻射曝露的效

益有限時，亦可提前終止除污作業。

(2) 安全確保對策

玄海 2 號機的安全確保對策如下：

表 3-2 玄海核電廠 2 號機的安全確保對策

安全確保對策	防止放射性物質洩漏與擴散	<ul style="list-style-type: none"> 為防止施工所產生的氣體、液體放射性廢棄物洩漏或擴散至設施外，利用現有設備進行妥善處理 實施排放管制，對周邊環境進行輻射監測
	減少工作人員的輻射曝露	<ul style="list-style-type: none"> 視拆除物的污染程度，進行除污或採用水中拆除工法 為減少體外曝露，可視情況設置輻射屏蔽、使用遠端遙控裝置、限制人員進出等措施；為減少體內曝露，可配戴口罩等防護裝備
	事故預防	<ul style="list-style-type: none"> 採取適當的施工方式，以避免影響維護管理中的設備 使用耐燃性材料及設備，並加強對可燃性氣體的管理，以避免發生火災、爆炸 搬運重物時，使用適當的起重機及吊運設備
	職災意外事故預防	<ul style="list-style-type: none"> 採取高處作業防護措施、防觸電、防粉塵危害及防噪音等相關對策

(3) 除役作業執行現況

截至 2025 年 3 月底，第一階段已完成拆除的設備項目包括：A、B 汽水分離再熱器、RO 裝置、冷凝水除礦設備（包含中和槽、排水槽排水設備）、冷凝水過濾器、蒸汽轉換器、高壓飼水加熱器、C、D 汽水分離再熱器、蒸汽產生器洩放熱回收裝置、

空氣移除系統/汽水分離再熱器排放閥、液態氮供應裝置、廠房外空氣壓縮機及補水處理設備等。各設備的拆除作業均依計畫逐步實施，詳細的拆除時序如圖 3-7 所示。

此外，在第一階段期間已分三次運出共計 84 束未使用的新燃料元件，完成新燃料的移出及轉讓作業。2026 年度起，將於第二階段期間完成 2 號機用過燃料池中所貯存新燃料的移出作業。經表面除污處理後的新燃料，將裝入專用運輸容器，最終轉讓給加工業者。

玄海 2 號機 除役作業實施狀況

1 第一階段 (拆除作業準備階段) 工程進度

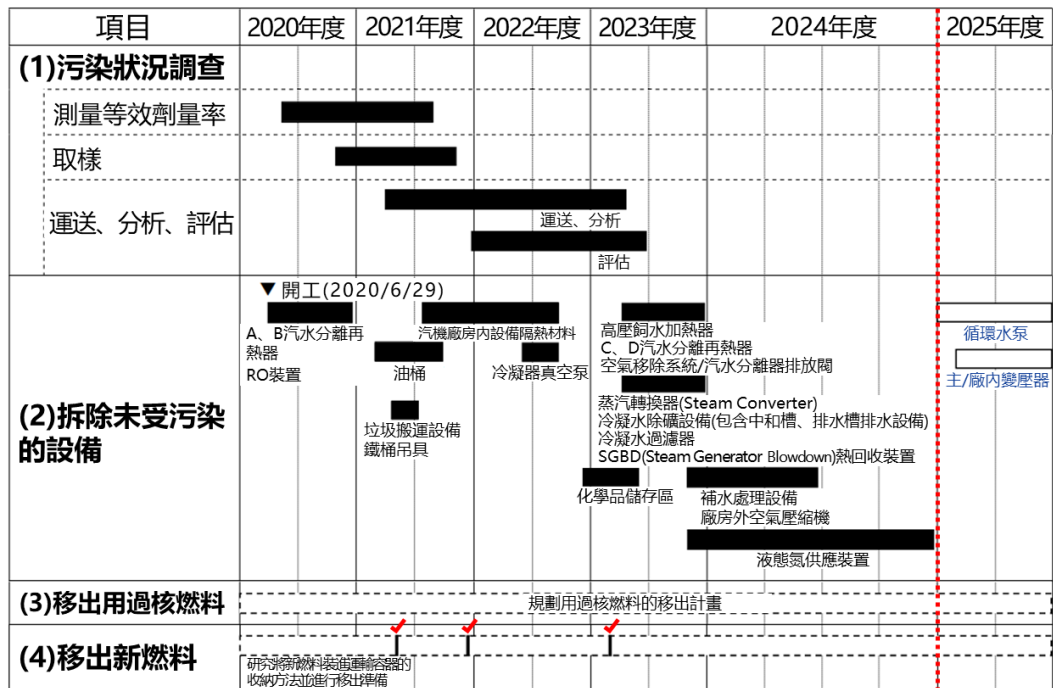


圖 3-7 玄海核電廠 2 號機第一階段工程進度

(4) 玄海2號機提送之申請文件與原子力規制委員會審查之結果

日本除役核電廠在除役作業進展過程中，依據相關法規規定，需陸續向日本原子力規制委員會(NRA)提送申請文件；日本管制機關則對文件內容的技術合理性與法規符合性進行審查，並提出相關意見。部分項目經補充資料與技術說明後，獲得NRA的認可。除役核電廠在取得NRA認可後，方可進一步執行後續除役作業。玄海2號機自提交除役計畫申請以來，截至目前的最新審查狀況彙整如表3-3所示。

表 3-3 玄海核電廠 2 號機提送申請文件與管制機關審查結果

日期	NRA 受理/認可除役電廠(玄海 2 號機)文件	備註
2019 年 09 月 03 日	NRA 受理九州電力玄海核電廠 2 號機除役計畫認可申請書	
2020 年 02 月 27 日	NRA 受理九州電力玄海核電廠 2 號機除役計畫認可申請書的補正書	
2020 年 03 月 18 日	NRA 認可九州電力玄海核電廠 2 號機的除役計畫	
2020 年 09 月 08 日	NRA 受理九州電力玄海核電廠 2 號機除役計畫變更認可申請書 (因檢查制度修訂所做的變更)	<ul style="list-style-type: none"> 將「維持管理對象設備」作為「性能維持設施」記載於本文「3. 性能維持設施」中，並將各設施所須具備的具體性能記載於「附件-5」的表格中 「品質管理系統」則記載於本文「8. 品質管理系統」中
2020 年 12 月 02 日	NRA 受理九州電力玄海核電廠 2 號機除役計畫變更認可申請書的補正書	
2020 年 12 月 25 日	NRA 認可九州電力玄海核電廠 2 號機除役計畫的變更	
2022 年 12 月 28 日	NRA 受理九州電力玄海核電廠 2 號機除役計畫變更認可申請書	<ul style="list-style-type: none"> 由於用過核燃料的衰變熱減少，因此變更性能維持設施 (刪除用過燃料池的冷卻功能)

		<ul style="list-style-type: none"> • 考量今後設備的運用，將原先 1、2 號機共用的 1 號機設置設備的廢液蒸發裝置（廢棄物處理設施）改為 2 號機設置設備，並變更 1、2 號機共用濃縮液分批槽 (Batch Tank) 的維持台數 • 將用過核燃料乾式貯存設施（1、2、3、4 號機共用）納入除役對象設施的範圍
2023 年 09 月 11 日	NRA 認可九州電力玄海核電廠 2 號機除役計畫的變更	
2025 年 01 月 29 日	NRA 受理九州電力玄海核電廠 2 號機除役計畫變更認可申請書(審查中)	<ul style="list-style-type: none"> • 詳細記載第二階段「反應器區域周圍設備拆除階段」的具體事項，並對相關內容進行變更及新增 • 由於用過核燃料的衰變熱減少，因此變更性能維持設施（刪除用過燃料池水的冷卻功能） • 考量到即使用過燃料池水發生洩漏，燃料更換水儲存槽的補水功能也非必要，故將其從性能維持設施中刪除 • 詳細說明用過燃料池中貯存新燃料移出作業的具體內容

(5) 2022 年 12 月 28 日變更認可申請(停止用過燃料池冷卻功能)

玄海 2 號機自停機以來已經過相當長的時間(約 10 年)，目前貯存在用過燃料池中的用過核燃料，其衰變熱已大幅降低。因此，為了更安全地執行除役作業，自 2020 年 6 月 1 日至 10 月 26 日期間，在加強監控體制的前提下，停止了用過燃料池冷卻系統(包括用過燃料池泵與核機冷卻水設備)的運作，同時開始蒐集水溫數據。

玄海 2 號機

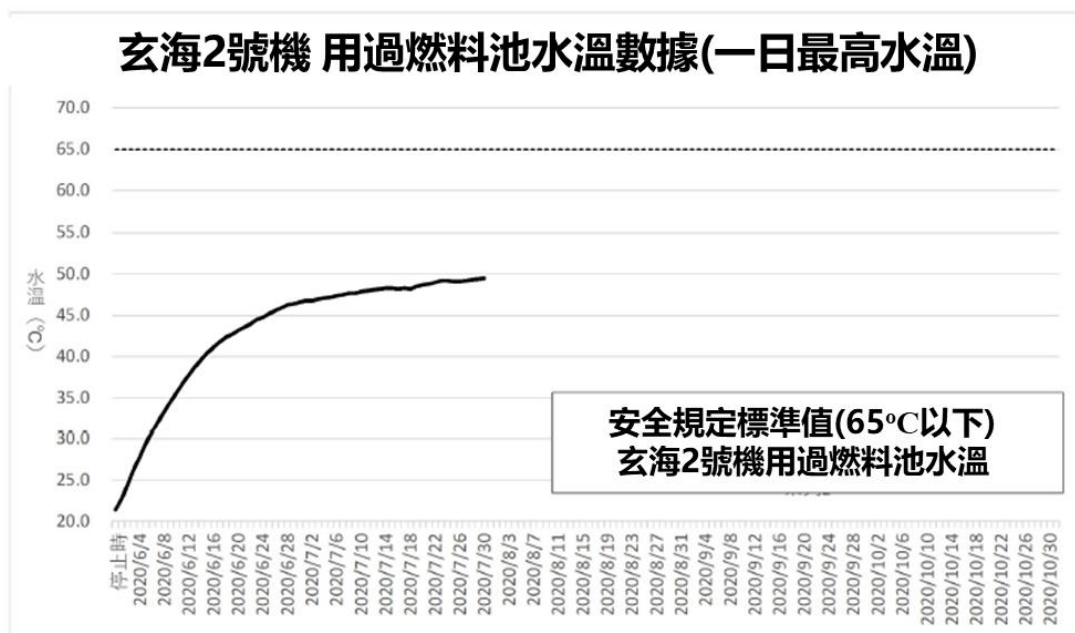


圖 3-8 玄海核電廠 2 號機用過燃料池水溫數據 (第一階段)

用過燃料池的水溫在初期階段，因用過核燃料衰變熱的影響，呈現上昇趨勢，到 7 月中旬時大致達到平穩狀態。之後隨著室外氣溫的上升，於 2020

年 9 月 1 日測得最高水溫 51.3°C。之後又隨著室外氣溫逐漸降低，用過燃料池的水溫也隨之下降。在整個測量期間(約 5 個月)，用過燃料池所測得的最高水溫均未超過安全規定的標準值 65°C，且尚保有 14°C 的餘裕。

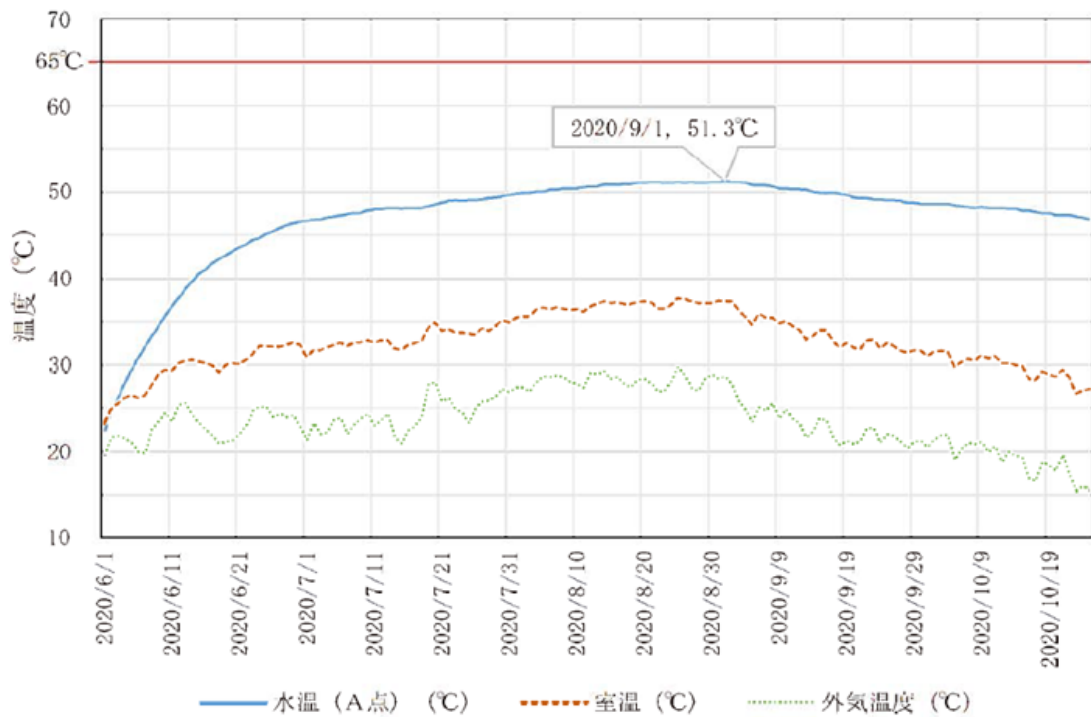


圖 3-9 玄海核電廠 2 號機用過燃料池水溫數據評估結果

玄海 2 號機用過燃料池冷卻相關設備(如圖 3-10 所示①~④項設備)，在停止用過燃料池冷卻功能的狀態下，進行了數據測量與評估。實際試驗結果顯示，用過燃料池內的水溫不會超過安全規定所定的標準值。因此，保留用過燃料池淨化功能，並予以刪除用過燃料池冷卻功能。用過燃料池冷卻設備包括反應器核機冷卻水設備(反應器核機冷卻水

熱交換器、反應器核機冷卻水泵、反應器核機冷卻水調節槽)、反應器核機冷卻海水設備(海水泵),以及緊急電源設備設備(柴油發電機)均屬不再需要的設備,已停止運作並從性能維持設施³中刪除。

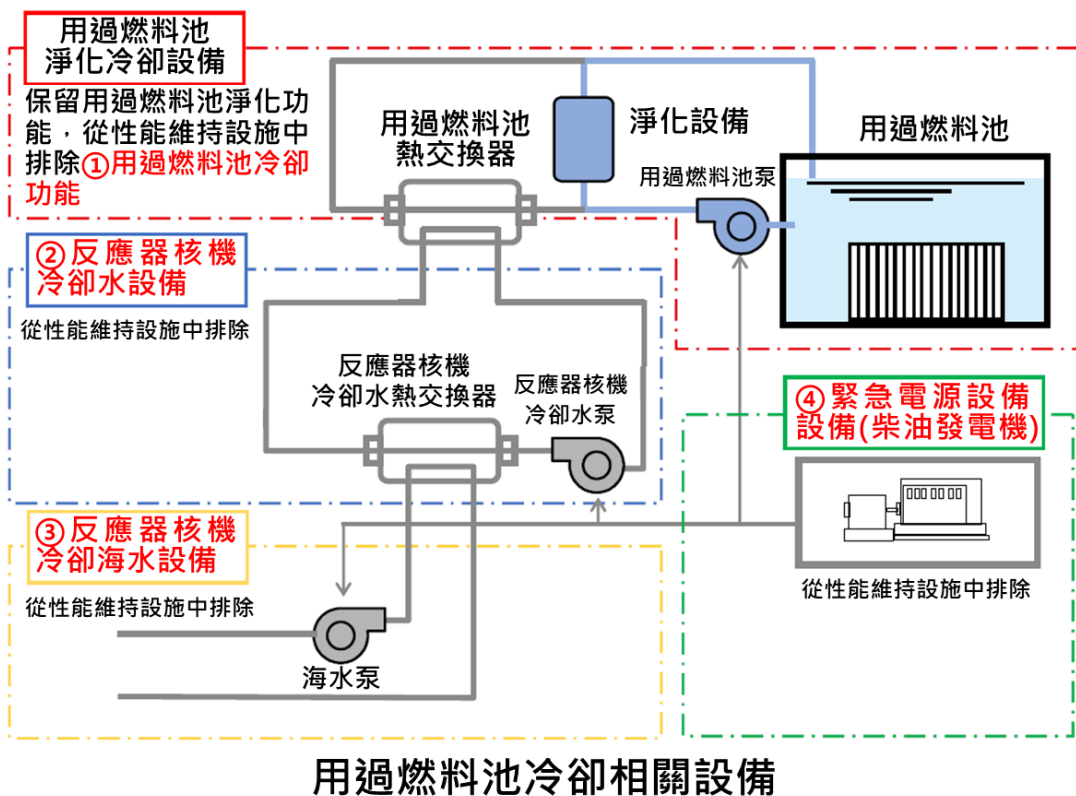


圖 3-10 玄海核電廠 2 號機用過燃料池冷卻相關設備

(6) 管制機關審查意見及電廠回覆資料

管制機關於 2023 年 2 月 13 日召開的審查會議中,要求電廠說明即使將反應器核機冷卻水設備、反應器核機冷卻海水設備及柴油發電機排除在性

³ 性能維持設施:除役期間內須維持性能的設施(以下稱為「性能維持設施」),是為降低周邊公眾及輻射工作人員的曝露,同時確保用過核燃料的貯存管理、除污、拆除以及核燃料物質所致污染物的廢棄等各項作業之安全,因此在必要期間內維持管理其所需的性能與功能。

能維持設施之外，仍不會對供應對象造成影響的理由，並從全面性角度進行說明。

玄海核電廠答覆玄海 2 號機在除役作業初期，用過核燃料仍存於用過燃料池中，為確保池水溫度維持在安全標準（65°C 以下），初期仍需保持用過燃料池冷卻功能。然而，隨著用過核燃料衰變熱逐漸降低，評估結果顯示冷卻功能已無持續維持必要。

反應器核機冷卻水設備及反應器核機冷卻海水設備，除負責用過核燃料的冷卻外，亦用於冷卻廢液蒸發裝置等設備。倘若無法再對廢液蒸發裝置進行冷卻，僅會導致液體廢棄物處理作業暫停。然而，即使液體廢棄物的處理作業停止，從性能維持設施的觀點來看，因不會對除役期間工作人員及公眾所接受之輻射劑量造成影響，因此，在用過燃料池冷卻功能已無維持必要的前提下，用過核燃料冷卻相關的反應器核機冷卻水設備、反應器核機冷卻海水設備及柴油發電機，可合理排除於性能維持設施之外。

2. 第二階段主要實施內容

第二階段預計從 2026 年度開始執行至 2040 年度，工期約為 15 年，主要進行輻射管制區內活度相對較低

的一次側系統設備拆除作業（如核機冷卻水泵等）。將依據第一階段所進行的污染狀況調查結果，選定拆除對象、制定具體的拆除工法、拆除順序、拆除物管理方法、放射性廢棄物處理方法，並重新推估放射性廢棄物產生量。

在第二階段結束前，將完成 2 號機用過燃料池內所有用過核燃料的移出作業，並將其轉移至 4 號機用過燃料池中貯存，最終於除役結束前轉讓給再處理業者。

新燃料方面，第一階段期間已分批陸續轉讓至燃料加工廠；而貯存在用過燃料池中的新燃料，因表面附著放射性物質，需先進行除污處理後才能裝入運輸容器，計劃於第二階段期間完成轉讓作業。

變更認可申請範圍（第二階段）

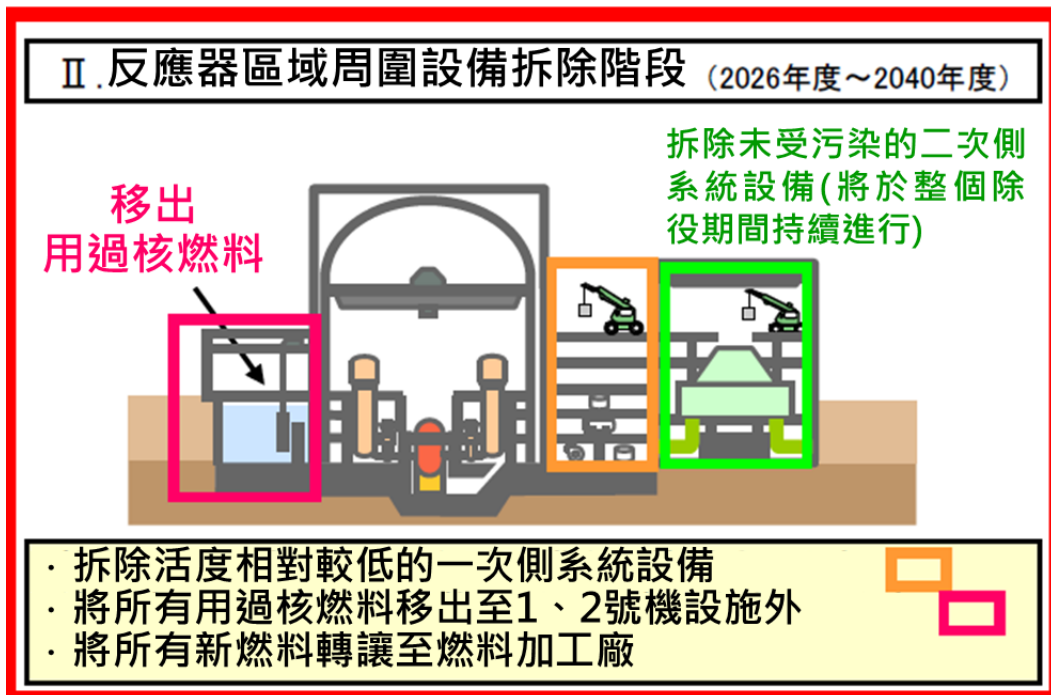


圖 3-11 玄海核電廠 2 號機的第二階段作業內容

(1) 第二階段拆除作業基本方針

A. 拆除活度相對較低的一次側系統設備

玄海 2 號機第二階段預定將拆除位於管制區內的核機冷卻水泵、核機冷卻水熱交換器等設備。原則上，拆除作業將依活度等級，由低至高的順序進行。拆除管制區內無需進行維護管理的低劑量設備。若經判定為非放射性廢棄物(NR)，則優先進行其拆除作業，其次才拆除活度等級低的設備。

在完成活度相對較低的一次側系統設備拆除後，將使用該區域的一部分作為拆除物暫存區，並以柵欄進行區劃。位於拆除物暫存區內且活度等級低的設備將優先拆除。拆除方式包括使用帶鋸等工具進行機械切割，對於大型設備則通常採用電漿熔斷等熱切割方式。有關具體拆除工法，將根據拆除對象物的結構及污染狀況，並考量拆除工具的使用條件等來選定。

(2) 第二階段除污作業基本方針

為進行低劑量設備拆除工程所實施的除污作業，應在合理可行的範圍內，盡可能減少拆除作業

人員的輻射曝露，以及放射性廢棄物的活度等級。對於是否需要進行除污，係於低劑量設備拆除工程的規劃階段，依據拆除範圍與第一階段所實施污染狀況（針對活化污染及二次污染）調查結果等因素進行判斷。除污作業分為拆除作業前實施的除污與拆除作業後實施的除污，並採用機械方式或化學方式中，組合效果最佳的方式進行。

(3) 第二階段拆除作業基本方針

位於預定作為拆除物暫存區的設備將優先拆除，並將暫存區逐步擴大，以避免拆除物無處放置的情況。為避免放射性物質擴散，拆除暫存物在擦拭後應放入收納袋內。若拆除物具有尖銳突起可能刺穿袋子時，將以膠帶進行加強處理，以防止袋子破裂。拆除暫存物應根據其活度等級、系統、種類（如管線、閥等）進行分類，再放入收納容器中。

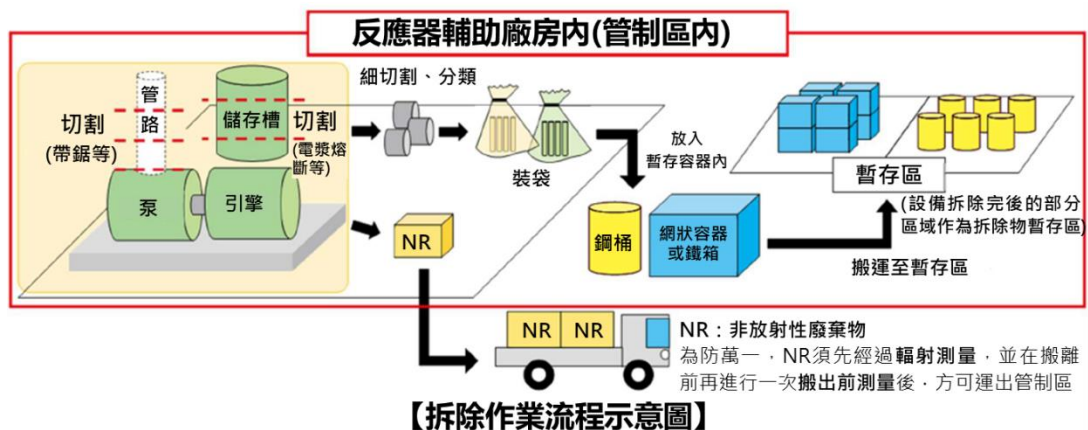


圖 3-12 從拆除到移入暫存區的作業流程示意圖

(4) 拆除物的存放及處理方式

拆除過程中產生的拆除物，將區分為 NR、拆除暫存物及放射性固體廢棄物。並依照安全規定分別管理。NR 須先經過輻射測量，並在運出前再次進行搬出前測量，方可移出管制區。拆除暫存物應儘速放入收納容器，並存放於暫存區內。由於拆除暫存物適用解除管制(Clearance, 簡稱 CL)制度，應盡可能作為 CL 物（即無需進行放射性物質處理的廢棄物），並運出暫存區。

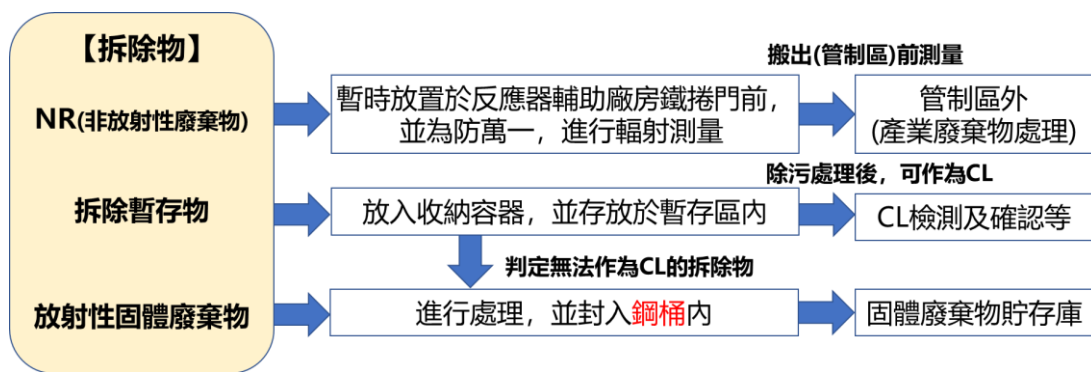


圖 3-13 拆除物的存放及處理方式

(5) 暫存區的管理

針對暫存區管理措施說明如表 3-4 所示。

表 3-4 暫存區的管理

所在位置	反應器輔助廠房、護箱暫存廠房（管制區內）
存放對象	拆除暫存物
暫存物的管理方法	<ul style="list-style-type: none"> • 收納於容器（鋼桶、網狀容器或鐵箱）內 • 暫存區以柵欄等進行區劃 • 標識、編號
確認存放的狀況	巡視、確認存放的數量
存放期間	直至判定為 CL 或放射性固體廢棄物為止

(二) 東京電力福島第二核電廠 2 號機

福島第二核電廠位於日本福島縣雙葉郡楢葉町（部分廠區位於富岡町），由東京電力營運。該核電廠自 2011 年東日本大地震後便停止運轉，於 2019 年時正式決定除役。2021 年 4 月 28 日，日本原子力規制委員會認可其除役計畫，東京電力則於同年 6 月 23 日展開 1 號至 4 號機組的除役工程。

福島第二核電廠 1 號機為沸水式反應器(BWR-5, MARK-II 型)，該除役工程分為四個階段進行：第一階段為 2021 年度至 2030 年度，主要進行污染狀況調查及除污作業等相關的事前準備工作；第二階段為 2031 年度至 2042 年度，將對反應器周圍的設備進行拆除作業；第三階段為 2043 年度至 2053 年度，主要進行反應器本體的拆除作業；第四階段為 2054 年度至 2064 年度，將完成剩餘廠房的拆除作業。每個階段約需 10 年，整體期程預計將耗時 44 年，並計劃於 2064 年度完成所有除役工作。有關福島第二核電廠 1 號機的除役工程規劃，如圖 3-16 所示。

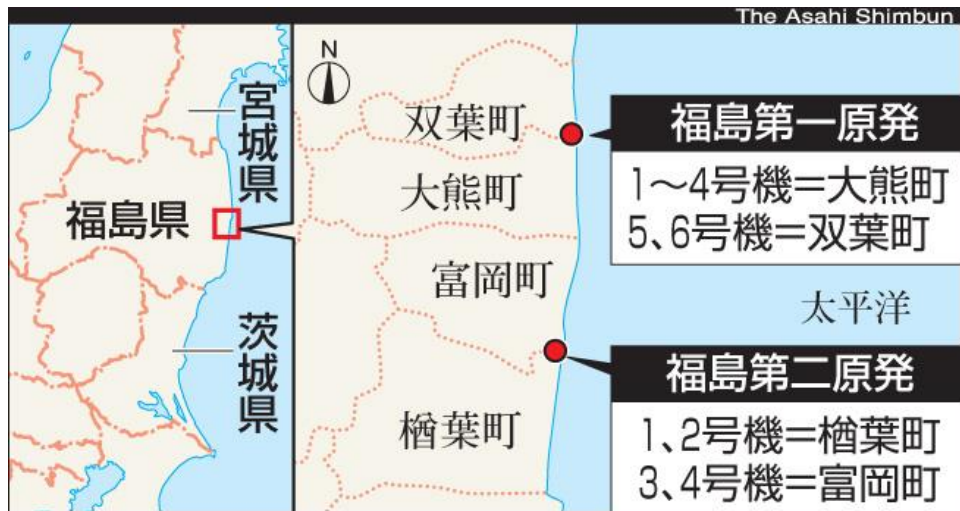


圖 3- 14 福島第二核電廠位置示意圖⁴



圖 3- 15 福島第二核電廠空拍圖⁵

⁴ 圖片出處：https://www.asahi.com/photonews/gallery/infographics/110331_fukushima_nuclear.html

⁵ 圖片出處：<https://www.asahi.com/ajw/articles/photo/39897099>

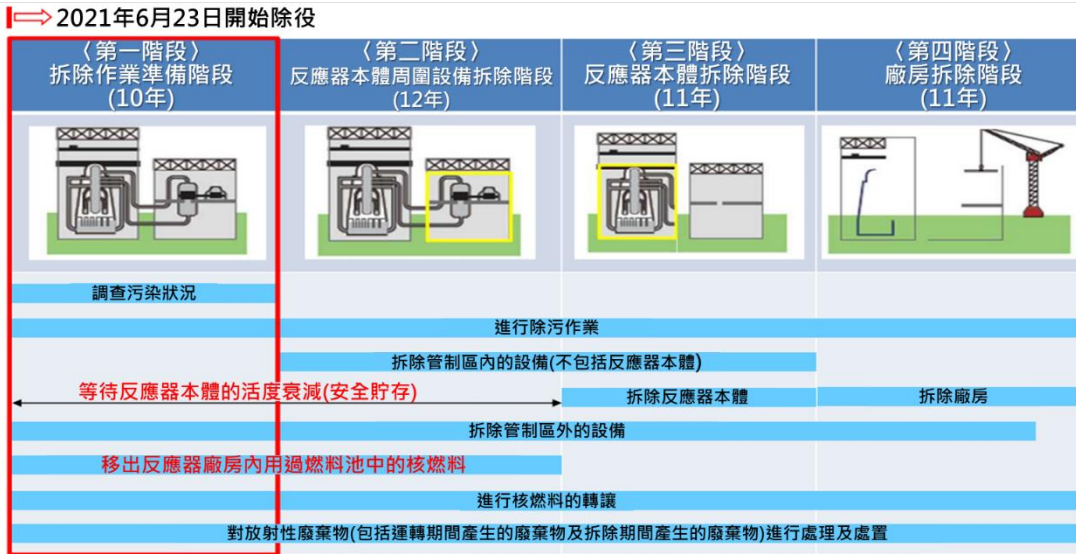


圖 3-16 福島第二核電廠 1 號機的除役工程規劃

1. 第一階段主要實施內容

福島第二 1 號機於 1981 年 6 月 17 日首次達到臨界，並於 2011 年 3 月 11 日受東日本大地震引發海嘯的影響後，便維持在冷停機狀態，最終於 2019 年決定除役。從首次臨界至反應器停機為止，累積了約 30 年的運轉歷史。其爐心內的用過核燃料已於 2014 年 7 月 10 日全數移出，並貯存在 1 號機的用過燃料池內；新燃料亦同樣貯存在 1 號機用過燃料池中。截至 2020 年 3 月底，1 號機反應器廠房用過燃料池的貯存狀況整理如表 3-5 所示。

表 3-5 福島第二 1 號機用過燃料池燃料貯存狀況

	用過核燃料	新燃料
1 號機反應器廠房用過燃料池	2,334 束	200 束

用過核燃料在轉讓前，暫時貯存在 1 號機反應器廠房內的用過燃料池。為確保除役作業安全，預定興建的用過核燃料乾式貯存設施已納入除役計畫中並取得變更認可。1 號機的用過核燃料將於除役結束前全數移至再處理設施，並轉讓給再處理業者。

新燃料在轉讓前，暫時貯存在 1 號機反應器廠房內的用過燃料池或貯存在 1 號機反應器廠房內的新燃料貯存庫。在第三階段開始之前，將全數移至加工設施，並轉讓給加工業者。

第一階段規劃自 2021 年度起至 2030 年度，工期約為 10 年。此階段主要進行以下項目：

- A. 污染狀況調查
- B. 核燃料的移出及轉讓作業
- C. 安全貯存（等待反應器本體的活度衰減）
- D. 管制區外設備的拆除作業
- E. 除污作業
- F. 放射性廢棄物（包括運轉期間產生的放射性廢棄物及拆除期間產生的放射性廢棄物）的處理及處置



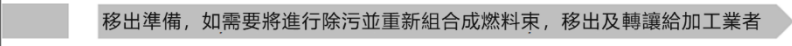
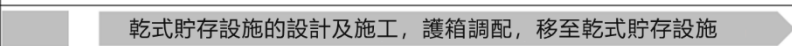
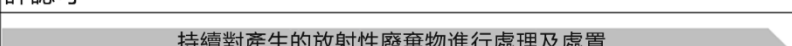
實施項目		第一階段(拆除作業準備階段)10年	
污染狀況調查		活化污染(調查核電廠廠房設計之資料、取樣分析及評估)	
		二次污染(調查核電廠廠房設計之資料、取樣分析及評估)	
除污作業		 除役開始後儘速進行，並依污染狀況調查結果，適當進行除污作業	
管制區外設備的拆除作業		 擬定計畫 適當進行拆除作業	
核燃料的移出及轉讓作業 (從反應器廠房內的用過燃料池中移出)	新燃料	 移出準備，如需要將進行除污並重新組合成燃料束，移出及轉讓給加工業者 擬定計畫	
	用過核燃料	 乾式貯存設施的設計及施工，護箱調配，移至乾式貯存設施 許認可	
放射性廢棄物的處理及處置		 持續對產生的放射性廢棄物進行處理及處置 (以鋼桶貯存並暫存於固體廢棄物貯存庫)	

圖 3-17 福島第二核電廠 1 號機的第一階段作業內容

(1) 第一階段拆除作業

對於不再使用且設置於廠房外的設備，將在不影響安全確保功能的前提下進行拆除，例如氮氣供應裝置、主變壓器等。將盡可能有效利用拆除材料中的有用部分，並依照法規規定，研究適當的廢棄物處理及處置方法。第一階段期間，不進行輻射管制區內的拆除作業。

(2) 主要除役設施除污前的污染分布推估

1 號機的污染主要集中於反應器廠房、廢棄物處理廠房、汽機廠房及煙囪等內部，這些受到污染的區域已設為輻射管制區，並進行適當的管理。為減少除役期間的輻射曝露，針對各項設備與組件的放射性物質污染狀況進行調查，並根據污染狀況調

查結果，研擬後續作業的執行順序及除污方法。調查內容包括以分析方式計算放射性活度，以及測量廠房內具代表性位置的輻射劑量率等。

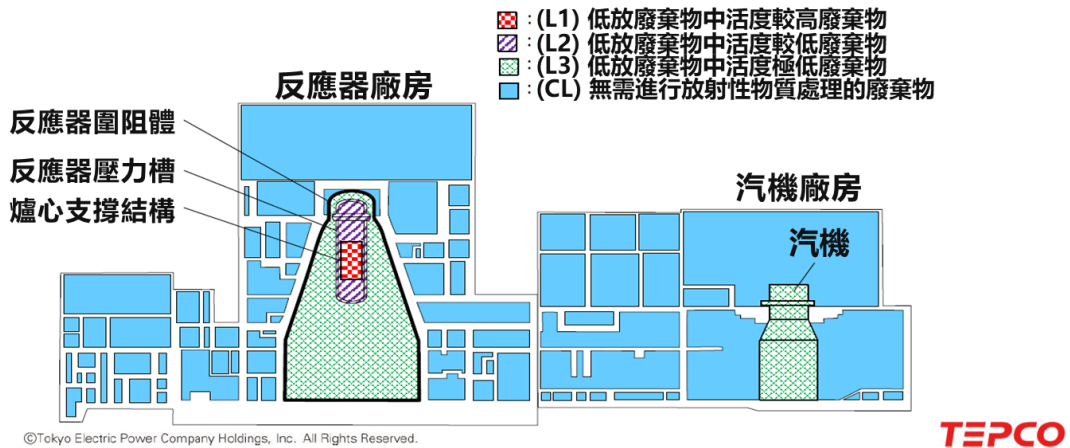


圖 3-18 福島第二核電廠 1 號機除污前的污染分布推估

(3) 第一階段除污作業

A. 除污範圍

當確認有殘留二次污染時，在拆除前將先進行除污，並選定預期能合理降低拆除作業中輻射工作人員受到輻射曝露的區域。

B. 除污方法

除污主要採用噴砂法、噴射法、研磨法等機械方式進行，並將根據除污對象的形狀、污染狀況，以及是否可安裝除污設備等因素加以評估，決定所使用的設備。

根據除污對象的形狀、污染狀況等進行評估，若判斷化學方式有效，則採取化學方法進行除污。將密切關注國內外相關經驗與技術發展趨勢，並採用有效的方法。

C. 除污完成

原則上，除污作業將持續進行至除污位置的等效劑量率降至預先設定的目標值。即使等效劑量率尚未達到目標值，若根據除污過程中等效劑量率的測量結果判斷已無法獲得進一步的除污效果，則可結束除污作業。

(4) 除污案例

為使除污後該區域的環境等效劑量率降至 0.05 mSv/h 以下，將依據表面等效劑量率的實測值等設定需要進行除污的位置，主要採用機械方式，如使用研磨材料的噴砂法或刷洗等方法，進行除污作業。

A. 管線

由於污染附著於管線內表面且形狀較為簡單，預期可透過使用研磨劑的噴砂法或刷洗法等機械式除污方法，有效達到除污效果。

B. 閥件

結構簡單的閥件預期可透過使用研磨法的噴砂法或刷洗等機械式除污方法，有效達到除污效果；至於結構較為複雜的設備，則考慮採用化學方法進行除污。

(5) 管制機關審查意見及電廠回覆資料

管制機關要求電廠具體說明第一階段（拆除作業準備階段）主要進行的作業項目。

福島第二核電廠答覆福島第二核電廠的四座機組將同時進行除役作業並共享各機組的資訊，例如第一階段（拆除作業準備階段）期間所進行的污染狀況調查結果，以提升整體除役作業的效率，並作為擬定第二階段以後詳細施工計畫的依據。然而，四座機組並不一定同步進行相同類型的作業項目，而是各機組依序進行。此作法主要考量與福島第一核電廠共享人力資源，並致力於作業的平準化(Leveling)。藉由各機組之間共用施工所需的材料與設備，以及重複執行相同作業累積經驗與操作熟練度，可望促進作業方法的優化與合理化，進一步提升作業的安全性。

(三) 中部電力公司濱岡核電廠 1、2 號機

濱岡核電廠位於日本靜岡縣御前崎市，由中部電力公司營運。廠址內共有五部機組，其中 1、2 號機正

在進行除役作業；3 號機、4 號機及 5 號機則因應政府要求，目前處於停止運轉狀態。

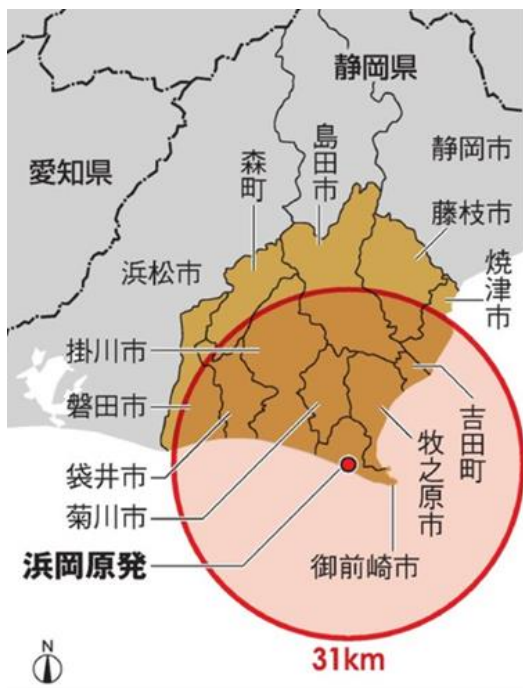


圖 3-19 濱岡核電廠位置示意圖⁶



圖 3-20 濱岡核電廠空拍圖⁷

⁶ 圖片出處：<https://www.asahi.com/articles/photo/AS20210309001794.html>

⁷ 圖片出處：<https://www.hiroshimapeacemedia.jp/?p=4162>

濱岡 1、2 號機是日本國內首座除役的商用輕水型反應器(BWR4, MARK-I 型)，於 2009 年 1 月 30 日停止運轉，並於 2015 年 2 月底完成所有燃料的移出作業。自 2009 年至 2015 年，進入除役第一階段—「拆除作業準備階段」，這一階段主要進行污染狀況調查及除污作業，以為後續的拆除工作奠定基礎；接著，在 2016 年 2 月至 2024 年 12 月期間，進入第二階段—「反應器區域周圍設備拆除階段」，針對反應器周圍的相關設備進行拆除；自 2024 年 12 月 25 日起，正式邁入第三階段，即「反應器區域拆除階段」，目前正在進行該階段的除役作業，將拆除反應器區域內的壓力槽內部結構物、反應器壓力槽等，以及反應器區域周圍的設備，例如反應器圍阻體。

這是日本國內除役核電廠首次著手反應器本體的拆除作業。此階段被視為是整個除役過程中最具挑戰性與技術要求的關鍵環節，這不僅對日本核電廠除役技術的發展具有重要意義，同時也能夠為其他核電廠提供寶貴的實務經驗與參考範例。此外，對於反應器區域拆除過程中產生的廢棄物，則將在確定最終處置設施之前，將安全貯存於廠房內。

濱岡核電廠原先規劃同時進行 1 號機與 2 號機反應器區域的拆除作業，但考量到可投入的人力及技術資源有限，為確保作業安全，中部電力公司決定優先執行 2 號機的拆除作業，原擬編組的兩個作業團隊也

調整成由一個團隊負責執行。藉由 2 號機拆除過程中的實務經驗累積與技術精進，預期未來 1 號機的拆除作業將能以更高效率完成，其所需工期可望較 2 號機縮短。並且，為進一步確保作業的安全性，第三階段的工期從原本的 6 年延長至 12 年。因此，整個除役工程完成的時間也從原定的 2036 年度延後至 2042 年度，整體除役期程約為 34 年。濱岡 1、2 號機的除役歷程如表 3-6 所示，除役工程規劃則如圖 3-21 所示。

表 3-6 濱岡核電廠 1、2 號機的除役歷程

1976 年	1 號機開始運轉
1978 年	2 號機開始運轉
2008 年	因應 2006 年核電廠耐震指針之修訂，考量耐震補強所需經費龐大且效益有限，因此決定將 1、2 號機除役
2009 年	1、2 號機結束運轉，開始除役
2016 年	開始汽機、發電機拆除作業
2024 年	除役完工時間由原定的 2036 年度延後至 2042 年度，並決定優先進行 2 號機的拆除作業。於此過程中所獲得的經驗與技術，再應用至 1 號機，以縮短其工程所需時間
2025 年	開始 2 號機反應器拆除作業（現階段）

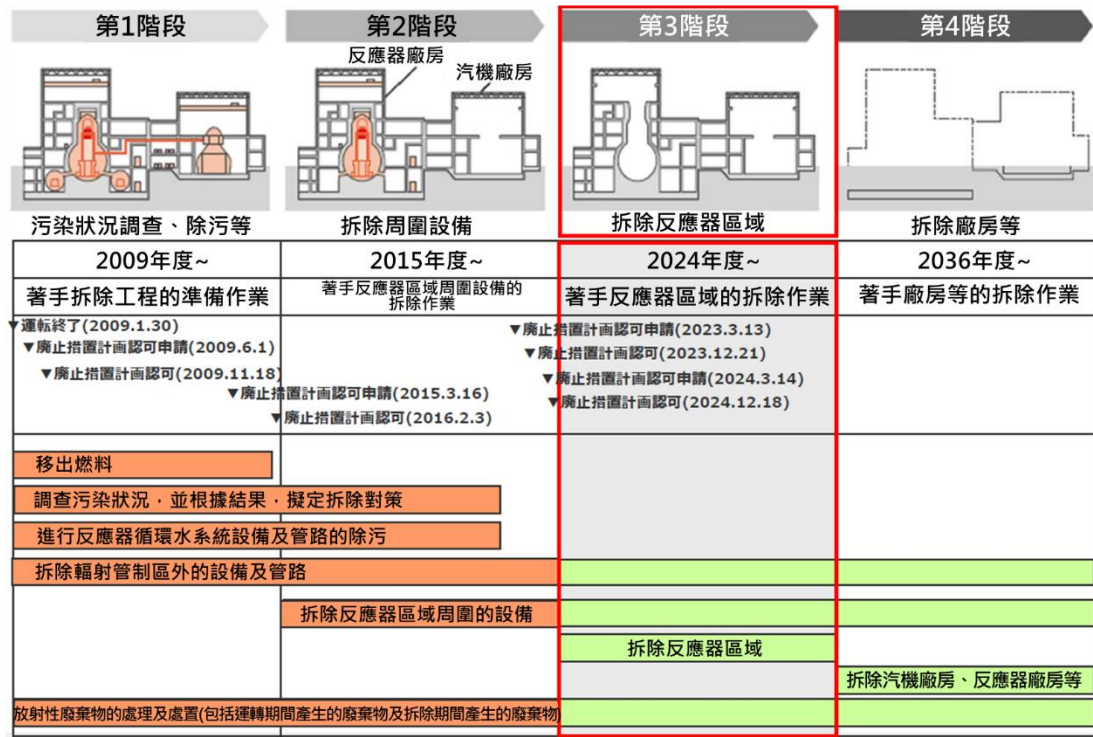


圖 3- 21 濱岡核電廠 1、2 號機的除役工程規劃

1. 濱岡核電廠 1、2 號機除役計畫於第三階段「反應器區域拆除階段」的變更項目

在進入第三階段「反應器區域拆除階段」之前，濱岡 1、2 號機已於 2024 年 3 月 14 日向管制機關提出除役計畫變更認可申請，並於同年 12 月 18 日獲得 NRA 的認可。濱岡 1、2 號機自提交除役計畫申請以來，截至目前的最新審查狀況彙整如表 3- 7 所示。

表 3-7 濱岡核電廠 1、2 號機提送申請文件與管制機關審查結果

日期	NRA 受理/認可除役電廠(濱岡 1、2 號機)文件	備註
2009 年 06 月 01 日	NRA 受理濱岡 1、2 號機除役計畫認可申請書	
2009 年 09 月 15 日	NRA 受理濱岡 1、2 號機除役計畫認可申請書的補正書	<ul style="list-style-type: none"> • 修正周圍公眾曝露劑量的評估結果 • 其他(適當修訂內容)
2009 年 11 月 18 日	NRA 認可濱岡 1、2 號機的除役計畫	<ul style="list-style-type: none"> • 開始第一階段「拆除作業準備階段」
2013 年 11 月 06 日	NRA 受理濱岡 1、2 號機除役計畫變更認可申請書	<ul style="list-style-type: none"> • 有關放射性廢液處理、管理計畫的變更等
2014 年 01 月 28 日	NRA 受理濱岡 1、2 號機除役計畫變更認可申請書的補正書	<ul style="list-style-type: none"> • 補充新燃料除污作業中有關臨界防止的相關內容 • 適當修正放射性液體廢棄物排放量的相關內容
2014 年 02 月 21 日	NRA 認可濱岡 1、2 號機除役計畫的變更	
2015 年 03 月 16 日	NRA 受理濱岡 1、2 號機除役計畫變更認可申請書	<ul style="list-style-type: none"> • 將第二階段「反應器區域周邊設備拆除階段」的新增內容，以及第一階段「拆除作業準備階段」的計畫變更，反映於除役計畫中
2015 年 09 月 16 日	NRA 受理濱岡 1、2 號機除役計畫變更認可申請書的補正書	<ul style="list-style-type: none"> • 說明暫存區的設定位置及儲存容量 • 變更放射性氣體廢棄物排放管理目標值 • 修訂放射性固體廢棄物處置方法的

		<p>相關內容</p> <ul style="list-style-type: none"> • 變更安全確保對策的相關內容 • 其他（誤植修正、用詞變更、補充說明、描述調整等）
2016年02月03日	NRA 認可濱岡 1、2 號機除役計畫的變更	<ul style="list-style-type: none"> • 開始第二階段「反應器區域周邊設備拆除階段」
2018年10月18日	NRA 受理濱岡 1、2 號機除役計畫變更認可申請書	<ul style="list-style-type: none"> • 變更除污作業方法
2019年01月11日	NRA 受理濱岡 1、2 號機除役計畫變更認可申請書的補正書	<ul style="list-style-type: none"> • 適當修訂內容、修正誤植
2019年01月28日	NRA 認可濱岡 1、2 號機除役計畫的變更	
2020年08月18日	NRA 受理濱岡 1、2 號機除役計畫變更認可申請書(配合核能管制檢查制度修訂所做的變更)	<ul style="list-style-type: none"> • 新增「性能維持設施」的對象、維持管理台數及其應維持期間 • 其他（適當修訂內容）
2020年12月18日	NRA 受理濱岡 1、2 號機除役計畫變更認可申請書的補正書	<ul style="list-style-type: none"> • 補充「變更前後比較表」
2021年03月31日	NRA 認可濱岡 1、2 號機除役計畫的變更	
2022年04月06日	NRA 受理濱岡 1、2 號機除役計畫變更認可申請書	<ul style="list-style-type: none"> • 變更廢液濃縮器的台數 • 其他（適當修訂內容）
2022年06月27日	NRA 受理濱岡 1、2 號機除役計畫變更認可申請書的補正書	<ul style="list-style-type: none"> • 補充「修訂前後比較表」
2022年07月15日	NRA 認可濱岡 1、2 號機除役計畫的變更	

2023 年 03 月 13 日	NRA 受理濱岡 1、2 號機除役計畫變更認可申請書	<ul style="list-style-type: none"> • 變更性能維持設施 • 變更反應器區域拆除工程的相關內容 • 變更反應器區域周圍設備拆除計畫 • 更新評估條件 • 其他（適當修訂內容）
2023 年 10 月 23 日	NRA 受理濱岡 1、2 號機除役計畫變更認可申請書的補正書	<ul style="list-style-type: none"> • 補充「變更的內容」的修訂前後比較表
2023 年 12 月 14 日	NRA 受理濱岡 1、2 號機除役計畫變更認可申請書的補正書	<ul style="list-style-type: none"> • 針對「變更的內容」的修訂前後比較表進行部分修正
2023 年 12 月 21 日	NRA 認可濱岡 1、2 號機除役計畫的變更	
2024 年 03 月 14 日	NRA 受理濱岡 1、2 號機除役計畫變更認可申請書	<ul style="list-style-type: none"> • 隨著第三階段除役計畫具體實施後所作的內容變更
2024 年 07 月 26 日	NRA 受理濱岡 1、2 號機除役計畫變更認可申請書的補正書	<ul style="list-style-type: none"> • 因「原子力發電設施拆除準備金制度」廢止所進行的變更
2024 年 11 月 12 日	NRA 受理濱岡 1、2 號機除役計畫變更認可申請書的補正書	<ul style="list-style-type: none"> • 適當修訂內容
2024 年 12 月 03 日	NRA 受理濱岡 1、2 號機除役計畫變更認可申請書的補正書	<ul style="list-style-type: none"> • 適當修訂內容
2024 年 12 月 18 日	NRA 認可濱岡 1、2 號機除役計畫的變更	<ul style="list-style-type: none"> • 開始第三階段「反應器區域拆除階段」

第三階段變更的理由，主要是因應「反應器區域拆除階段」除役計畫進入具體執行階段所需對計畫內容進行相應的內容變更與適當修訂（包括內容的刪除、新增與修正）。以下針對進行變更的章節加以說明，並區分為除役計畫本文之章節內容變更與除役計畫附錄之章節內容變更兩部分。

除役計畫本文之章節內容變更如下所示：

(1) 拆除對象設施及拆除方法

A. 第三階段拆除工法

第三階段將開始拆除活度等級相對較高的壓力槽內部結構物、壓力槽、壓力槽周圍輻射屏蔽體以及圍阻體等。此外，亦將繼續執行第一階段管制區外已停用設備的拆除作業與第二階段反應器區域以外設備的拆除作業。第三階段起，將進行或預計拆除設備（以下簡稱「第三階段對象設備」）的拆除工法。

表 3-8 第三階段對象設備的拆除工法(1/2)

工程名稱	地點	拆除對象分類	
		設施名稱	設備名稱
(1)壓力槽內部結構物拆除工程 (2)壓力槽拆除工程 (3)壓力槽周圍輻射屏蔽體拆除工程	反應器廠房	反應器本體	<ul style="list-style-type: none"> • 壓力槽內部結構物 • 壓力槽 • 壓力槽周圍輻射屏蔽體

針對壓力槽內部結構物、壓力槽及其周圍輻射屏蔽體的拆除工程，須在安全貯存期間結束、除污作業完成，且相關設備已停止使用後方可開工。壓力槽內部結構物、壓力槽，係使用機械切割設備或熱切割設備於水中或空氣中進行切割作業。壓力槽外側牆壁則使用機械切割設備，於空氣中進行切割或破碎等作業。受污染組件將依活度等級予以區分，並盡可能加以分類。同時，採取防止污染擴散措施，例如貯存於容器內等，並將其暫存於1號機及2號機的汽機廠房及反應器廠房內的暫存區，或暫存於固體廢棄物貯存庫等既有設施中。

上述工程的完工條件為已完成反應器本體內，拆除對象設備的拆除作業。

表 3-9 第三階段對象設備的拆除工法(2/2)

工程名稱	地點	拆除對象分類	
		設施名稱	設備名稱
(4)反應器圍阻體拆除工程	反應器廠房	反應器圍阻體	• 圍阻體(第二階段對象設備以外)

針對反應器圍阻體拆除工程則須在相關設備停用後方可開工。拆除工程係使用機械切割設備或熱切割設備進行切割作業。受污染組件在經過分類及除污後，將盡可能作為不需要進

行放射性物質處理的廢棄物。若無法達成，則採取防止污染擴散措施，必要時貯存於容器內，並暫存於 1 號機及 2 號機的汽機廠房及反應器廠房內的暫存區，或暫存於固體廢棄物貯存庫等既有設施中。

上述工程的完工條件為已完成反應器圍阻體內，拆除對象設備的拆除作業。

B. 安全確保對策

拆除作業期間，將落實一般職業災害預防措施，加強對耐燃性材料的使用、可燃性物質的存放及可燃性氣體的管理、以及選擇符合載重規格的起重設備。

依作業需要使用屏蔽墊並採取相關屏蔽措施，以降低體外曝露。必要時，使用遠端操作裝置，並藉由提升施工效率及加強人員進出管制等方式，進一步減少輻射曝露。

在切割受污染組件時，為抑制放射性物質排放至環境並防止體內曝露，必要時設置防止污染擴散的密閉設備、局部過濾器及局部排氣裝置，並配戴防護口罩等防護用具。切割方式以機械切割為主，對於機械切割困難或效率不佳的部分，則採用熱切割方式。

施工時將設定目標劑量，並隨著工程進度，

與實際曝露劑量作比較。必要時研擬改善措施，以降低輻射曝露。

根據施工區域內的輻射環境，使用輻射偵檢器等測量等效劑量率。對於等效劑量率可能有較大變化的作業，則使用可攜式區域偵檢器等，監測施工期間的等效劑量率。

將維護管理反應器廠房、放射性廢棄物的廢棄設施、輻射管理設施、通風設備等。

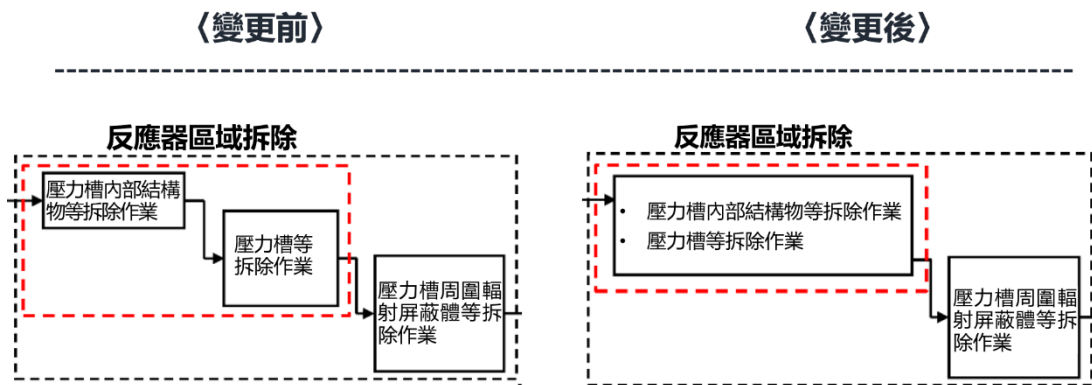


圖 3-22 第三階段拆除作業的主要程序

C. 第四階段

第四階段將進行反應器廠房正常通風系統及放射性廢棄物廢棄設施(因受污染組件拆除後而不需再使用的設備)，以及其他所有預定拆除設備及廠房等的拆除作業。

受污染組件拆除完後，將針對廠房內殘留的污染，藉由鑽鑿法等方式去除。在完成設施

內的除污作業後，將確認污染狀況，並依序解除管制區。待解除管制區後，將使用大型軋碎機等重型機具拆除對象廠房。針對完成除役拆除後的原址，將繼續作為濱岡核電廠周圍監測區加以管理。

第四階段的拆除作業，將根據污染狀況調查結果等，擬定適當的拆除工法與作業程序。若需變更拆除工法，則將變更內容反映於除役計畫中，並取得變更認可。

D. 審查標準

審查標準要求明確拆除對象設施，並在進行反應器設施拆除作業時，從抑低公眾及從事輻射工作人員曝露劑量的觀點，選定拆除程序及工法。此外，根據除役作業的進展，採取安全所需必要措施，包括反應器設施的維護管理、放射性廢棄物的處理等，並設定工程的開工條件及完工條件。

E. 管制機關審查結果

原子力規制委員會經確認以下事項後，判斷符合審查標準：

- (A) 第三階段將進行活度相對較高的壓力槽內部結構物、壓力槽、壓力槽周圍輻射屏蔽體及圍阻體等的拆除作業。

- (B) 經評估，判定為低放廢棄物中活度較高廢棄物(以下簡稱 L1)，以及活度較低廢棄物(以下簡稱 L2)的拆除物，在收納至容器時，須確保容器表面等效劑量率不超過 20mSv/h；若超過 20mSv/h，則重新調整收納，使其符合 20mSv/h 以下標準，並運送至暫存區。
- (C) 拆除作業將藉由機械切割或熱切割設備，並以水中切割或空氣中切割方式進行。
- (D) 在第三階段將維護管理反應器廠房、放射性廢棄物的廢棄設施、輻射管理設施及通風設備等。
- (E) 明確訂定設備拆除的開工條件與完工條件。
- (F) 對於第四階段「廠房拆除階段」的拆除作業，將依據污染狀況的調查結果等，檢討拆除工法與作業程序，並將施工方法等內容反映於除役計畫中，經變更認可後實施。

(2) 清除核燃料物質導致的污染

A. 第三階段的除污

第三階段的除污作業將運用截至第二階段

所累積的經驗與成果。第三階段的除污計畫依照除役計畫「除污計畫」章節內容實施。第三階段的除污作業依照除役計畫「除污作業的方法」章節內容實施。

B. 第四階段的除污

第四階段的除污作業，將依據設施污染狀況的調查結果等，確認除污的必要性並選定除污方法。若第三階段的除污計畫或除污方法有變更時，則將該變更內容反映於除役計畫中，並取得變更認可。

C. 審查標準

審查標準要求對於除役對象的反應器設施，說明核燃料物質導致的污染分布等的事前評估結果及除污方法。

D. 管制機關審查結果

原子力規制委員會經確認以下事項後，判斷符合審查標準：

(A) 第三階段期間的除污，將依據第二階段「反應器區域周圍設備拆除階段」的除污計畫及除污方法實施。

(B) 第四階段期間的除污，將依據設施污染狀況的調查結果等，在第四階段開始前，確定除污的必要性及除污方法等，並將內容

反映於除役計畫中，經變更認可後實施。

(3) 核燃料物質及其污染物的廢棄

A. 放射性氣體廢棄物

在第三階段期間，除役設施產生的放射性氣體廢棄物的種類，主要為反應器區域拆除作業等過程中所產生的粒狀放射性物質。

在第三階段期間，將依據相關法令、告示及除役基本方針等，依照反應器運轉期間的處理方式，對放射性氣體廢棄物進行適當處理並在管制下排放。自第二階段開始進行的已停用設備拆除作業（不包含反應器區域），以及壓力槽內部結構物、壓力槽、壓力槽周圍輻射屏蔽體與圍阻體等拆除作業所產生的放射性氣體廢棄物，推估排放量 1 號機約為 1.6×10^{10} Bq；2 號機約為 6.1×10^9 Bq。

在第四階段期間，除役設施產生的放射性氣體廢棄物的種類，主要為廠房除污作業等過程中所產生的粒狀放射性物質。在此期間所產生的放射性氣體廢棄物，其年推估排放量，將考量拆除作業中粒狀放射性物質的產生狀況進行評估，並依據設施污染狀況的調查結果、施工方法及作業程序的詳細檢討結果，若評估結

果顯示排放量將超過第三階段期間的推估排放量，則將相關變更內容反映於除役計畫中，並取得變更認可。

B. 放射性氣體廢棄物的處理與管理計畫

第三階段期間所產生的放射性氣體廢棄物，其處理與管理，除排放管理目標值外，均依照「第二階段期間」的規定實施。排放管理目標值則在考量粒狀放射性物質對環境排放量變動的情況下，設定為 1 號機及 2 號機合計 3.7×10^8 Bq/y (以 Co-60 為代表核種)。有關放射性氣體廢棄物的處理與管理相關的必要措施，將依據「安全規定」予以管理。

第四階段期間所產生的放射性氣體廢棄物，其處理與處置方法將依據設施污染狀況的調查結果，與拆除工法及作業程序一併進行檢討；若擬變更第三階段所採行的放射性氣體廢棄物處理、處置方法，則將變更內容反映於除役計畫中，並取得變更認可。在排放放射性氣體廢棄物時，將監測排氣口處的放射性物質濃度，並確保其不超過法規所規定之周邊監視區域外的空氣濃度限值(Bq/L)。此外，若根據拆除作業對周邊公眾影響的評估結果，需調整排放管理目標值(Bq/y)時，則將相關變更內容反映於除役計畫中，並取得變更認可。有關放射性氣

體廢棄物處理與管理相關的必要措施，將依據「安全規定」予以管理。

C. 放射性液體廢棄物

在第三階段期間，除役設施產生放射性液體廢棄物的種類，包括系統除污廢液、拆除廢棄物的除污廢液、以及進行壓力槽內部結構物等水中切割作業時所產生的廢液，其性質與反應器運轉期間所產生的相同。自反應器停止運轉以來，1 號機及 2 號機的放射性液體廢棄物排放量均遠低於「反應器設置許可申請書」中所預估的環境排放量。由於第三階段放射性液體廢棄物的處理依照除役計畫「第二階段」章節內容實施，因此可評估第三階段的年排放量不會超過「反應器設置許可申請書」中所預估的環境排放量。

在第四階段期間，除役設施產生的放射性液體廢棄物的種類，預期主要是廠房除污作業等所產生的廢液。在此期間所產生的放射性液體廢棄物，其預估量，將考量拆除作業中廢液的產生狀況進行評估，並依據設施污染狀況的調查結果、施工方法及作業程序的檢討結果，若評估結果顯示第四階段期間的年排放量將超過「反應器設置許可申請書」中所預估的環境排放量，則將相關變更內容反映於除役計畫中，

並取得變更認可。

D. 放射性液體廢棄物的處理與管理計畫

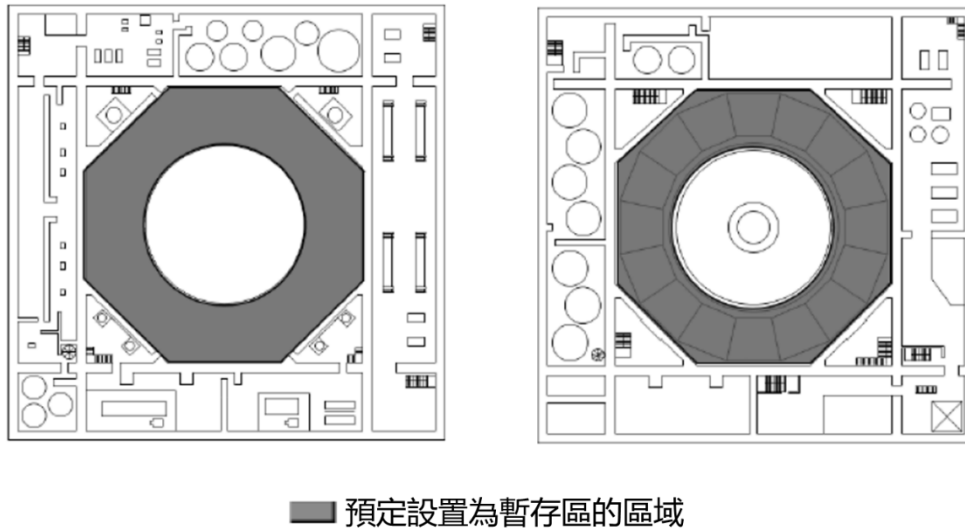
第三階段產生的放射性液體廢棄物，其處理與管理依照除役計畫「第二階段」章節內容實施。與反應器運轉期間相比，需要從核機冷卻系統提供的稀釋用海水極少，因此無需從進水塔及進水渠道抽取大量海水。因此，進水塔將依據「國有財產法」恢復原狀；進水渠道將依據「海岸法」及「國有財產法」恢復原狀。放射性液體廢棄物將藉由與3號機相連的水道取水，並經海水稀釋後排放至環境。有關放射性液體廢棄物處理與管理相關的必要措施，將依據「安全規定」予以管理。

第四階段期間所產生的放射性液體廢棄物，其處理與處置方法將依據設施污染狀況的調查結果，與拆除工法及作業程序一併進行檢討；若擬變更第三階段所採行的放射性液體廢棄物處理與處置方法，則將變更內容反映於除役計畫中，並取得變更認可。放射性液體廢棄物在排放前，將先貯存於取樣槽等容器中，同時，將監測冷凝器冷卻水排放渠道出口的放射性物質濃度，確保不超過法規所規定之周邊監測區域外的水中濃度限值。此外，若依據拆除作業對周邊公眾的影響評估結果等，需調整排放管

理目標值時，亦將變更內容反映於除役計畫中，並取得變更認可。有關放射性液體廢棄物處理與管理相關的必要措施，將依據「安全規定」予以管理。

E. 放射性固體廢棄物的處理與管理計畫

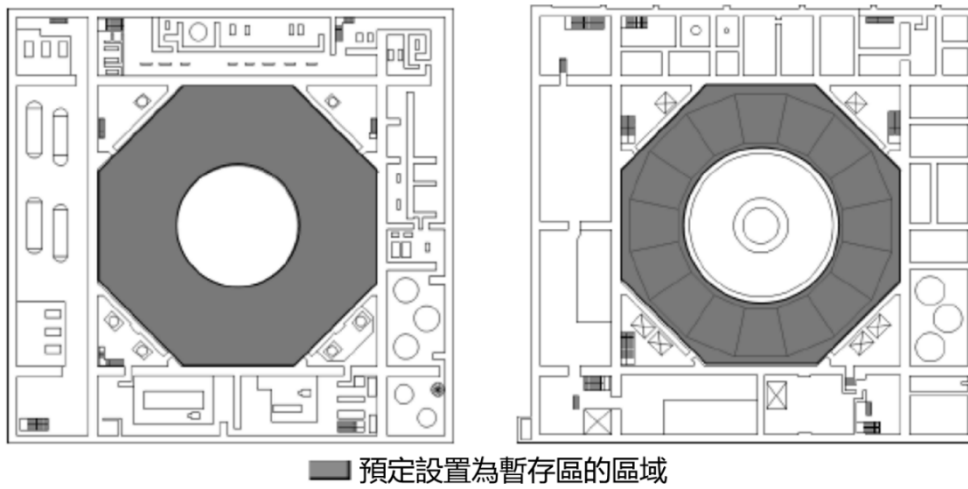
第三階段所產生的放射性固體廢棄物，其處理與管理依照除役計畫「第二階段」章節內容實施。反應器區域拆除過程中所產生的不可燃雜項固體廢棄物之中，低放廢棄物中活度極低廢棄物(L3)，其規劃暫存區的預定位置如圖 3- 23 所示。1 號機規劃的暫存區容量約為 73,000m³；2 號機則約為 95,500m³。此外，低放廢棄物中活度較高廢棄物(L1)及活度較低廢棄物(L2)，其規劃暫存區的預定位置則如圖 3- 24 所示。1 號機規劃的暫存區容量約為 6,400m³；2 號機則約為 8,100m³。



1號機反應器廠房地下2樓
暫存區的容量約3,800m³

1號機反應器廠房地下1樓
暫存區的容量約2,600m³

圖 3-23 低放廢棄物中活度極低廢棄物(L3)暫存區



2號機反應器廠房地下2樓
暫存區的容量約5,400m³

2號機反應器廠房地下1樓
暫存區的容量約2,700m³

圖 3-24 低放廢棄物中活度較高廢棄物(L1)及活度較低廢棄物(L2)暫存區

第四階段期間所產生的放射性固體廢棄物，其處理方法將依據設施污染狀況的調查結果，與拆除工法及作業程序一併進行檢討；若擬變更第三階段所採行放射性固體廢棄物處理方法，則將變更內容反映於除役計畫中，並取得變更認可。此外，若新設置的拆除物處理設備或放射性廢棄物處理設備需與 3 號機、4 號機及 5 號機共用，則視需要取得反應器設置變更許可。若因處理與運輸計畫、廢棄物最終處置安排等因素，必須在設施內貯存放射性固體廢棄物，則於設施內設置暫存區，或將廢棄物貯存在新設置的拆除物處理設備中。除了拆除過程中產生的正在處理中的拆除物，以及推定是不需要進行放射性物質處理的物件可暫時貯存外，其餘拆除、處理、貯存、運輸及廢棄等作業，均確保放射性固體廢棄物量不超過「反應器設置許可申請書」中所規定的固體廢棄物貯存庫、雜項固體廢棄物暫存室，以及暫存區或新設置拆除物處理設備的容量。若暫存區或新設置的拆除物處理設備中存放的放射性固體廢棄物量，經評估其所造成的直接劑量及向天輻射劑量超過第三階段的劑量，則將反映於除役計畫中，並取得變更認可。在設定暫存區及新設置拆除物處理設備時，將採取安全確保對策，以防止

廢棄物污染擴大及周邊公眾曝露等；並於「安全規定」中加以規定及管理，以確認所貯存的放射性廢棄物造成的直接劑量及向天輻射劑量，均在經除役計畫變更認可的範圍內。

〈變更前〉					〈變更後〉			
活度等級區分	第一階段	第二階段	第三階段以後	總計	活度等級區分	第三階段	第四階段	總計
低放廢棄物 低放廢棄物中活度較高廢棄物(L1)	約1 [約1]	約20 [約20]	約40 [約40]	約100 [約100]	低放廢棄物 低放廢棄物中活度較高廢棄物(L1)	約40 [約40]	0 [0]	約100 [約100]
低放廢棄物中活度較低廢棄物(L2)	約30 [約30]	約640 [約130]	約850 [約370]	約1,600 [約600]	低放廢棄物 低放廢棄物中活度較低廢棄物(L2)	約520 [約340]	約340 [約30]	約1,600 [約600]
低放廢棄物中活度極低廢棄物(L3)	0 [0]	約5,750 [約3,490]	約6,520 [約6,510]	約12,300 [約10,000]	低放廢棄物 低放廢棄物中活度極低廢棄物(L3)	約1,830 [約1,950]	約4,700 [約4,570]	約12,300 [約10,000]
不需要進行放射性物質處理的廢棄物	0 [0]	約3,340 [約6,110]	約27,460 [約27,950]	約30,800 [約34,100]	不需要進行放射性物質處理的廢棄物	約960 [約1,010]	約26,500 [約26,940]	約30,800 [約34,100]
非放射性廢棄物(包括管制區外產生的廢棄物)	約120	約5,000	約150,500	約155,600	非放射性廢棄物(包括管制區外產生的廢棄物)	約500	約150,100	約155,600
總計	約200 [約200]	約14,700 [約14,700]	約185,400 [約185,400]	約200,200 [約200,200]	總計	約3,800 [約3,800]	約181,600 [約181,600]	約200,200 [約200,200]

- 預估產生量
- 以 10 噸為單位進位（不包括第一階段中的 L1），並將非放射性廢棄物的預估產生量（不包括第一階段）與總計值，以 100 噸為單位進位（由於尾數四捨五入，總計值可能不一致）
- [] 表示拆除後並經除污處理後的物量（除污係數設為 100）
- 第二階段及第三階段以後的預估產生量未包括二次廢棄物

圖 3- 25 除役期間放射性固體廢棄物的預估產生量（濱岡 1 號機）

〈變更前〉					〈變更後〉			
活度等級區分	第一階段	第二階段	第三階段以後	總計	活度等級區分	第三階段	第四階段	總計
低放廢棄物 低放廢棄物中活度較高廢棄物(L1)	約1 [約1]	約20 [約20]	約50 [約50]	約100 [約100]	低放廢棄物 低放廢棄物中活度較高廢棄物(L1)	約50 [約50]	0 [0]	約100 [約100]
低放廢棄物中活度較低廢棄物(L2)	約30 [約30]	約720 [約200]	約1,240 [約570]	約2,000 [約800]	低放廢棄物 低放廢棄物中活度較低廢棄物(L2)	約860 [約570]	約370 [約10]	約2,000 [約800]
低放廢棄物中活度極低廢棄物(L3)	0 [0]	約8,810 [約2,130]	約6,730 [約6,730]	約15,600 [約8,900]	低放廢棄物 低放廢棄物中活度極低廢棄物(L3)	約2,190 [約2,370]	約4,540 [約4,370]	約15,600 [約8,900]
不需要進行放射性物質處理的廢棄物	0 [0]	約5,660 [約12,850]	約30,090 [約30,740]	約35,800 [約43,600]	不需要進行放射性物質處理的廢棄物	約1,010 [約1,120]	約29,090 [約29,630]	約35,800 [約43,600]
非放射性廢棄物(包括管制區外產生的廢棄物)	約110	約900	約197,400	約198,300	非放射性廢棄物(包括管制區外產生的廢棄物)	約800	約196,700	約198,300
總計	約200 [約200]	約16,100 [約16,100]	約235,500 [約235,500]	約251,600 [約251,600]	總計	約4,900 [約4,900]	約230,700 [約230,700]	約251,600 [約251,600]

- 預估產生量
- 以 10 噸為單位進位（不包括第一階段中的 L1），並將非放射性廢棄物的預估產生量（不包括第一階段）與總計值，以 100 噸為單位進位（由於尾數四捨五入，總計值可能不一致）
- [] 表示拆除後並經除污處理後的物量（除污係數設為 100）
- 第二階段及第三階段以後的預估產生量未包括二次廢棄物

圖 3- 26 除役期間放射性固體廢棄物的預估產生量（濱岡 2 號機）

F. 審查標準

審查標準要求除役對象的反應器設施中的放射性廢棄物應確實廢棄，並要求以下事項：

(A) 放射性氣體廢棄物的廢棄

反應器設施除役時產生的放射性氣體廢棄物，其處理方式與運轉時相同。

(B) 放射性液體廢棄物的廢棄

反應器設施除役時產生的放射性液體廢棄物，其處理方式與運轉時相同。

(C) 放射性固體廢棄物的廢棄

反應器設施除役時產生的放射性固體廢棄物，應依放射性物質污染程度予以區分。於處理及貯存等各階段，應採取有效措施以防止飛散、污染擴散及輻射曝露。於適當廢棄前應暫存於放射性廢棄物的廢棄設施，並確保足夠的貯存容量。

G. 管制機關審查結果

原子力規制委員會經確認以下事項後，判斷符合審查標準：

(A) 對於產生的放射性氣體廢棄物，採取以下措施：

a. 在第三階段期間，1 號機產生的放射性

氣體廢棄物，是於拆除過程中產生的粒狀放射性物質，將依據相關法令、相關公告及除役基本方針等，按照反應器運轉期間的處理方式，進行適當處理並管理其排放。此外，經評估，第三階段期間由除役對象設施產生的放射性氣體廢棄物的推估排放量 1 號機約為 1.6×10^{10} Bq；2 號機約為 6.1×10^9 Bq（包含自第二階段以來持續進行的拆除作業等所產生的放射性氣體廢棄物排放量），並將放射性氣體廢棄物的排放管理目標值設定為 3.7×10^8 Bq/y (Co-60)（1 號機及 2 號機合計）。

- b. 第三階段期間產生的放射性氣體廢棄物的處理與管理，除排放管理目標值外，將依據第二階段期間放射性氣體廢棄物的處理與管理方式實施。
- c. 第三階段期間，有關放射性氣體廢棄物的處理與管理的必要措施，將依據「安全規定」予以管理。
- d. 在第四階段期間，除役對象設施產生的放射性氣體廢棄物的種類，主要為廠房除污作業等所產生的粒狀放射性物質。關於第四階段放射性氣體廢棄物的處理

處置方法及具體排放管理方式，需於第四階段開始前確定，並反映於除役計畫中，經變更認可後實施。

(B) 對於產生的放射性液體廢棄物，採取以下措施：

- a. 在第三階段期間，從除役設施產生的放射性液體廢棄物的種類，預計包括系統除污廢液、拆除廢棄物的除污廢液，以及壓力槽內部結構物等進行水中切割作業時產生的廢液等。
- b. 第三階段期間產生的放射性液體廢棄物的處理與管理，將依據第二階段期間放射性液體廢棄物的處理與管理方式實施。
- c. 第三階段期間，有關放射性液體廢棄物的處理與管理的必要措施，將依據「安全規定」予以管理。
- d. 由於第三階段期間放射性液體廢棄物的處理依據第二階段進行，因此評估其年排放量不會超過反應器設置許可申請書中所載的推估環境排放量。
- e. 在第四階段期間，從除役設施產生的放射性液體廢棄物的種類，預計主要為廠

房除污作業等而產生的廢液。關於第四階段放射性液體廢棄物的處理處置方法及具體排放管理方式，需於第四階段開始前確定，並反映於除役計畫中，經變更認可後實施。

(C) 對於 1 號機反應器區域拆除過程中產生的不可燃雜項固體廢棄物，將採取以下措施：

- a. 已設置 L1 及 L2 的暫存區，且預定設置區域的容量約為 6,400m³。
- b. 已設置低放廢棄物中活度極低廢棄物 (L3) 的暫存區，且預定設置區域的容量約為 73,000m³。
- c. 第三階段期間產生的放射性固體廢棄物推估產生量中，L1、L2、L3、不需要進行放射性物質處理的廢棄物，以及非放射性廢棄物，分別評估約為 40 噸、約 520 噸、約 1,830 噸、約 960 噸及約 500 噸。
- d. L1、L2 及 L3 將貯存於暫存區，並確保在適當廢棄前，具備足夠的貯存容量。
- e. 第三階段期間產生的 L1、L2 廢棄物，在收納至容器時，容器表面等效劑量率將控制在 20mSv/h 以下進行貯存。

- f. 第三階段期間產生的放射性固體廢棄物，除上述措施外，其餘的處理與管理將依據第二階段相關方針進行。
 - g. 第四階段期間產生的放射性固體廢棄物的推估產生量，L1、L2、L3、不需要進行放射性物質處理的廢棄物，以及非放射性廢棄物，分別評估為 0 噸、約 340 噸、約 4,700 噸、約 26,500 噸及約 150,100 噸。在此基礎上，將依據設施污染狀況的調查結果、拆除工法與作業程序的檢討結果進行重新評估，並在第四階段開始前，反映於除役計畫中，經變更認可後實施。
 - h. 第四階段期間放射性固體廢棄物的處理方式，將在第四階段開始前確定，並反映於除役計畫中，經變更認可後實施。
- (D) 對於 2 號機反應器區域拆除過程中產生的不可燃雜項固體廢棄物，將採取以下措施：
- a. 已設置 L1 及 L2 的暫存區，且預定設置區域的容量約為 8,100m³。
 - b. 已設置低放廢棄物中活度極低廢棄物 (L3) 的暫存區，且預定設置區域的容量約

為 95,500m³。

- c. 第三階段期間產生的放射性固體廢棄物推估產生量中，L1、L2、L3、不需要進行放射性物質處理的廢棄物，以及非放射性廢棄物，分別評估約為 50 噸、約 860 噸、約 2,190 噸、約 1,010 噸及約 800 噸。
- d. L1、L2 及 L3 將貯存於暫存區，並確保在適當廢棄前，具備足夠的貯存容量。
- e. 第三階段期間產生的 L1、L2 廢棄物，在收納至容器時，容器表面等效劑量率將控制在 20mSv/h 以下進行貯存。
- f. 第三階段期間產生的放射性固體廢棄物，除上述措施外，其餘的處理與管理將依據第二階段相關方針進行。
- g. 第四階段期間產生的放射性固體廢棄物的推估產生量，L1、L2、L3、不需要進行放射性物質處理的廢棄物，以及非放射性廢棄物，分別評估為 0 噸、約 370 噸、約 4,540 噸、約 29,090 噸及約 196,700 噸。在此基礎上，將依據設施污染狀況的調查結果、拆除工法與作業程序的檢討結果進行重新評估，並在第四階段開始前，反映於除役計畫中，經變更認可

後實施。

- h. 第四階段期間放射性固體廢棄物的處理方式，將在第四階段開始前確定，並反映於除役計畫中，經變更認可後實施。

(4) 除役時程

鑑於作業安全性的考量，第三階段工期自原定 6 年延長至 12 年。除役完工日期亦由原定 2036 年度延後至 2042 年度，使整體工期延長 6 年，除役總期程修正為約 34 年。

A. 審查標準

依據審查標準要求，應以年度為單位，藉由時程表說明除役方針及程序，應包括除役開始日期、維持管理期間，以及各拆除作業的開工及完工日期，並要求對其概要加以說明。

B. 管制機關審查結果

原子力規制委員會經確認以下事項後，判斷符合審查標準：

管制機關確認，第三階段的完工年度已由原訂的 2029 年度調整為 2035 年度，第四階段的完工年度則由 2036 年度延後至 2042 年度。經審查後，認為此變更符合審查標準的要求。

造成周邊公眾接受曝露劑量的評估，依照除役計畫「第二階段期間」章節內容實施。

B. 放射性氣體廢棄物排放造成的曝露

(A) 放射性氣體廢棄物的推估排放量

在第三階段中，除進行反應器區域的拆除作業外，亦將繼續執行第二階段已停用設備的拆除作業，因此評估對象同時包括第三階段對象設備及第二階段對象設備。

放射性氣體廢棄物的產生源包括在第三階段對象設備及第二階段對象設備的拆除過程中所產生的粒狀放射性物質（包括氣態放射性物質）。對於拆除過程中產生的粒狀放射性物質的排放量評估，依據除役計畫「推估排放量」章節內容實施。

在曝露評估中所採用的放射性物質的活度量，是根據「附錄五、核燃料物質導致的污染分布及其評估方法說明書」中，於2015年4月1日時間點的評估結果為基準，經考量活度衰減後，作為2024年4月1日時間點的數值進行評估。

此外，切割方式是以空氣中或水中進行的機械切割或熱切割進行評估。

對於拆除過程中產生的粒狀放射性物質對環境排放量，其評估所使用的參數，如表 3- 10 所示。

綜合上述，於拆除過程中產生的粒狀放射性物質對環境的推估排放量，1 號機約為 6.5×10^9 Bq ~ 1.7×10^{10} Bq；2 號機約為 6.1×10^9 Bq ~ 1.6×10^{10} Bq。(如表 3- 11、表 3- 12 所示)

(B) 劑量評估

劑量評估依照除役計畫「劑量的評估」章節內容實施。

(C) 劑量評估結果

粒狀放射性物質排放對周邊公眾造成的有效劑量評估結果，如表 3- 13 所示。1 號機及 2 號機所產生的粒狀放射性物質，其有效劑量最大值出現在 4 號機煙囪西北西約 910 公尺處的周邊監測區邊界，總計約為 $1.0 \mu\text{Sv/y}$ ~ 約 $6.4 \mu\text{Sv/y}$ (假設所有評估對象設備均於一年內完成拆除之情境下的評估值)。

該值低於除役基本方針—「反應器設置許可申請書」中所載的數值，約 $12 \mu\text{Sv/y}$ (1 號機及 2 號機排放放射性惰性氣體的加馬射線所造成的有效劑量)。

在排放放射性氣體廢棄物時，將確保對周邊公眾的影響低於約 12 $\mu\text{Sv/y}$ ，並於放射性氣體廢棄物排放路徑的排氣口測量粒狀放射性物質，以確保不超過「劑量告示」所規定的周邊監測區外的空氣濃度限值。同時設定排放管理目標值，並致力維持於標準以下。

第三階段的排放管理目標值在考量粒狀放射性物質對環境排放量變動的情況下，設定為 1 號機及 2 號機合計 $3.7 \times 10^8 \text{ Bq/y}$ （以 Co-60 為代表核種）。

C. 放射性液體廢棄物排放造成的曝露

(A) 放射性液體廢棄物的推估排放量

在第三階段中，部分拆除作業將於水中進行，預期拆除過程中產生的粒狀放射性物質將轉移至液體中。然而，於此期間所產生的廢液，將採用與反應器運轉期間及第二階段所產生廢液相同的處理與管理方式，並依照第二階段相同方式進行評估。

第三階段對象設備及第二階段對象設備拆除過程中所產生的廢液，依照除役計畫「放射性液體廢棄物的推估排放量」章節內容進行處理與管理。

放射性液體廢棄物的排放管理目標值設定

為 1 號機及 2 號機各為 3.0×10^8 Bq/y；3 號機、4 號機及 5 號機各為 3.7×10^{10} Bq/y(均不含氫)，並致力確保不超過上述數值。

(B) 周邊公眾的接受劑量評估

第三階段對象設備及第二階段對象設備拆除過程中所產生廢液對周邊公眾造成的劑量評估，依照除役計畫「周邊公眾的接受劑量評估」章節內容實施。

(C) 評估結果

針對管理及排放相當於排放管理目標值的放射性物質，其有效劑量評估結果顯示，為使海水中的放射性物質濃度維持在與 1 號機及 2 號機運轉期間相同的程度，1 號機、2 號機、3 號機、4 號機及 5 號機的液體廢棄物中所含放射性物質（碘除外）造成的有效劑量約為 11μ Sv/y。該數值與除役基本方針 - 「反應器設置許可申請書」中所載的約 11μ Sv/y（液體廢棄物中所含放射性物質（碘除外）所造成的有效劑量）相同。由於 1 號機及 2 號機自停機以來已經過相當長時間，因此碘對劑量的影響可忽略不計。

D. 放射性氣體廢棄物與放射性液體廢棄物的評估結果

在第三階段對象設備及第二階段對象設備拆除作業中，因放射性氣體廢棄物及放射性液體廢棄物所造成的周邊監測區邊界外的年有效劑量評估結果，如表 3- 14 所示。由於 1 號機及 2 號機已完成所有燃料移出，因此假定不再產生惰性氣體及碘。1 號機、2 號機、3 號機、4 號機及 5 號機，以及廢棄物減容處理設備廠房所造成的年有效劑量約為 35 $\mu\text{Sv/y}$ （其中 1 號機及 2 號機的年有效劑量約為 18 $\mu\text{Sv/y}$ ）。

該值低於除役基本方針—「反應器設置許可申請書」中所載的約 41 $\mu\text{Sv/y}$ （1 號機、2 號機、3 號機、4 號機及 5 號機，以及廢棄物減容處理設備廠房所造成的有效劑量總和）。

E. 直接輻射及向天輻射所造成周邊公眾的曝露評估

在第三階段中，將在維持既有廠房及建築物的情況下，對除役設施內已停用設備進行拆除作業。直接輻射及向天輻射所造成周邊公眾的劑量評估，依照除役計畫「直接輻射及向天輻射所造成周邊公眾的曝露評估」章節內容的方法進行。

在第三階段中，濱岡核電廠的直接輻射及向天輻射劑量總計的最大值，出現在周邊監測

區邊界外，位於 5 號機汽機廠房東南東約 175 公尺處，其空氣克馬約為 41 $\mu\text{Gy}/\text{y}$ 。該值低於「發電用輕水型反應器設施安全審查中一般公眾劑量評估」中所示的「約 50 $\mu\text{Gy}/\text{y}$ 」。

然而，1 號機及 2 號機除役設施在運轉期間產生的直接輻射及向天輻射劑量總計的最大值，則出現在 1 號機汽機廠房北北東約 350 公尺處的周邊監測區邊界，約為 21 $\mu\text{Gy}/\text{y}$ 。

此外，在第三階段及第二階段進行受污染設備拆除作業期間，除役設施產生的直接輻射及向天輻射劑量總計的最大值，則出現在 1 號機汽機廠房北北東約 350 公尺處的周邊監測區邊界，約為 5.0 $\mu\text{Gy}/\text{y}$ 。

F. 輻射工作人員的曝露評估

第三階段期間，在第三階段對象設備及第二階段對象設備拆除作業中，輻射工作人員的集體曝露劑量，是假設各工程所需人力數，並乘以作業場所的代表性等效劑量率進行評估。評估結果顯示，在第三階段及第二階段受污染設備的拆除作業期間，輻射工作人員的集體曝露劑量為 1 號機約 4.1 人·Sv/y；2 號機約 3.9 人·Sv/y。關於體內曝露，則依據「五、拆除對象設施及拆除方法」中「輻射工作人員的曝

露降低對策」之作法，藉由防止污染擴散的措施，以及配戴防護口罩等防護用具，加以避免。

第四階段期間，依據反應器區域等的污染調查結果，若評估顯示第四階段的影響將超過第三階段輻射工作人員的集體曝露劑量，則將反映於除役計畫中，並取得變更認可。

G. 審查標準

審查標準要求應依放射性廢棄物的型態，在適當的輻射管理下確實進行廢棄，並確認其於平時對周邊公眾的影響。

(A) 因除役產生之放射性廢棄物，應藉由適當的分類，評估其產生量。

(B) 在平時周邊公眾劑量評估方面，放射性氣體廢棄物及放射性液體廢棄物排放至環境所造成的周邊公眾劑量，以及貯存放射性固體廢棄物所產生直接輻射及向天輻射所造成的周邊公眾劑量，應依下列方式進行評估：

a. 根據適當的氣象觀測方法、觀測值的統計處理方法及大氣擴散的分析方法（以下簡稱「氣象條件」），以呈現大氣中放射性物質的擴散狀態。

b. 平時排放至周邊環境的放射性物質的量，

是以拆除作業過程中散佈至空氣中的粉塵等的放射性物質為對象，計算時應適當設定通風系統過濾器等放射性物質去除裝置的功能。此外，應根據反應器型的特性及設施狀況，考量作為評估對象的放射性物質。

- c. 應設定曝露途徑，並使用適當參數建立曝露評估模型，利用前述 a.氣象條件及 b.排放量，於周邊監測區外的評估地點，對放射性物質排放所造成之曝露劑量進行適當評估。
 - d. 應評估放射性固體廢棄物所產生的直接輻射及向天輻射的曝露劑量。評估時，應適當設定放射性固體廢棄物的貯存量，以及適當考量暫存廢棄設施的屏蔽設計，以及到評估地點的距離。
 - e. 應確保設施拆除及去除核燃料物質所致污染等措施，不會使周邊監測區外的劑量超過原子力規制委員會所規定的限值。
- (C) 應事先評估除役期間輻射工作人員的集體曝露劑量，以檢討除役作業方法及降低曝露對策的合理性。

H. 管制機關審查結果

原子力規制委員會經確認以下事項後，判斷符合審查標準：

- (A) 在第三階段中，因放射性物質排放至環境對周邊公眾接受曝露劑量的評估，依照第二階段的評估方式進行。
- (B) 因除役產生的放射性廢棄物的量，如濱岡核電廠除役計畫中 4-1(3)③所示。
- (C) 在第三階段中，平時放射性氣體廢棄物排放對周邊公眾的影響評估如下：
 - a. 周邊公眾有效劑量評估中所使用的氣象條件，與第二階段相同（無變更）。
 - b. 放射性氣體廢棄物主要為第三階段與第二階段對象設備於拆除過程中所產生的粒狀放射性物質（含氣態放射性物質）。
 - c. 用於輻射劑量評估的放射性物質活度量，係以「附錄五、核燃料物質導致的污染分布及其評估方法說明書」於 2015 年 4 月 1 日時的評估結果為基準，經考量活度衰減後，作為 2024 年 4 月 1 日時的數值進行評估。
 - d. 以空氣中或水中之機械切割或熱切割方式進行評估。

- e. 拆除過程中產生的粒狀放射性物質對環境排放量評估中所使用的參數，新增水中拆除時放射性核種於排氣中的轉移率。
- f. 使用前述 a.至 e.，對拆除過程中產生的粒狀放射性物質對環境排放量進行評估，1 號機結果約為 6.5×10^9 Bq ~ 1.7×10^{10} Bq；2 號機約為 6.1×10^9 Bq ~ 1.6×10^{10} Bq。
- g. 周邊公眾有效劑量的評估，依照第二階段的評估方式進行。
- h. 1 號機及 2 號機排放粒狀放射性物質所造成的有效劑量最大值，出現在 4 號機煙囪西北西約 910 公尺處的周邊監測區邊界，總計約為 $1.0 \mu\text{Sv/y}$ ~ $6.4 \mu\text{Sv/y}$ （假設第三階段對象設備及第二階段對象設備均於一年內完成拆除的評估值）。該值低於反應器設置許可申請書中所載的約 $12 \mu\text{Sv/y}$ （1 號機及 2 號機排放放射性惰性氣體的加馬射線所造成的有效劑量）。
- i. 放射性氣體廢棄物的排放對周邊公眾的影響低於約 $12 \mu\text{Sv/y}$ 。
- j. 於放射性氣體廢棄物排放路徑的排氣口，

對粒狀放射性物質進行測量，以確保其濃度不超過「核原料物質或核燃料物質製鍊事業相關規則所定劑量限值之告示」所規定的周邊監測區外空氣濃度限值。同時設定排放管理目標值，並確保實際排放量不超過該目標值。

(D) 第三階段中，平時放射性液體廢棄物排放對周邊公眾的影響評估如下：

- a. 由於第三階段所產生的廢液亦將採取與反應器運轉中及第二階段中相同的處理與管理方式，因此將進行與第二階段相同的評估。
- b. 放射性液體廢棄物的排放管理目標值設定為1號機及2號機各為 3.0×10^8 Bq/y；3號機、4號機及5號機各為 3.7×10^{10} Bq/y（均不含氫），並確保實際排放量不超過上述目標值。
- c. 第三階段對象設備及第二階段對象設備拆除作業產生廢液造成周邊公眾的接受劑量評估，依照第二階段的評估方式進行。
- d. 在放射性物質排放量與排放管理目標值相當的情況下，其有效劑量的評估結果

顯示，若海水中放射性物質的濃度維持在 1 號機及 2 號機反應器運轉期間相同程度，則 1 號機、2 號機、3 號機、4 號機及 5 號機的液體廢棄物中所含放射性物質（碘除外）所造成的有效劑量約為 $11 \mu\text{Sv/y}$ ，該值與反應器設置許可申請書中所載的約 $11 \mu\text{Sv/y}$ （液體廢棄物中所含放射性物質（碘除外）所造成的有效劑量）相同。

- e. 由於 1 號機及 2 號機的反應器自停機以來已經過相當長時間，因此碘的影響可忽略不計。

(E) 綜上所述，在第三階段對象設備及第二階段對象設備拆除過程中所產生的放射性氣體廢棄物及放射性液體廢棄物，於周邊監測區邊界外所造成的有效劑量，1 號機、2 號機、3 號機、4 號機、5 號機及廢棄物減容處理裝置廠房總計約為 $35 \mu\text{Sv/y}$ （其中，1 號機及 2 號機的有效劑量約為 $18 \mu\text{Sv/y}$ ）。該值低於反應器設置許可申請書中所載的約 $41 \mu\text{Sv/y}$ （1 號機、2 號機、3 號機、4 號機、5 號機及廢棄物減容處理裝置廠房的有效劑量總和）。

(F) 在第三階段中，因直接輻射及向天輻射對

周邊公眾的曝露評估，依照第二階段的評估方式進行。

- (G) 在第三階段中，濱岡核電廠的直接輻射及向天輻射劑量的合計值，於周邊監測區邊界外的最大值，出現在 5 號機汽機廠房東南東約 175 公尺處，其空氣克馬約為 41 $\mu\text{Gy}/\text{y}$ 。該值低於「發電用輕水型反應器設施安全審查中一般公眾劑量評估標準」（2019 年 3 月 27 日原子力安全委員會）中所示的約 50 $\mu\text{Gy}/\text{y}$ 。
- (H) 在第四階段中，因放射性物質排放至環境對周邊公眾接受曝露劑量的影響，將依反應器區域等的污染調查結果，在進入第四階段前完成評估，並將結果反映於除役計畫中，並取得變更認可。
- (I) 在第三階段中，輻射工作人員的集體曝露劑量，依各工程所需作業人數，乘以作業場所的代表性環境等效劑量率進行計算，評估結果顯示，1 號機約為 4.1 人·Sv/y；2 號機約為 3.9 人·Sv/y。體內曝露則藉由防止污染擴散措施及佩戴口罩等防護用具，加以避免。
- (J) 在第四階段中，輻射工作人員的曝露影響，

將依反應器區域等的污染調查結果，在進入第四階段前完成評估，並將結果反映於除役計畫中，並取得變更認可。

表 3-10 拆除過程中產生粒狀放射性物質對環境的排放量評估所使用的參數

參數	機械切割				熱切割				備註
	缺損容積率或 缺損面積率	4%	缺損容積率或缺 損面積率	10%	缺損容積率或缺 損面積率	5.6%	缺損容積率或缺 損面積率	14%	
	防止污染擴散密 閉設備過濾器	有	防止污染擴散密 閉設備過濾器	無	防止污染擴散密 閉設備過濾器	有	防止污染擴散密 閉設備過濾器	無	
F _{Ai} ：拆除 作業中放 射性核種 i 的排氣中 轉移率*1	8.0x10 ⁻⁶ [4.0x10 ⁻⁵] (2.7x10 ⁻³) {2.8x10 ⁻⁵ }		2.0x10 ⁻⁵ [1.0x10 ⁻⁴] (6.8x10 ⁻³) {7.0x10 ⁻⁵ }		2.8x10 ⁻³		7.0x10 ⁻³		空氣中拆除活 化組件*2*3*4
	8.0x10 ⁻⁹		2.0x10 ⁻⁸		1.1x10 ⁻⁶		2.8x10 ⁻⁶		水中拆除活化 組件
	1.2x10 ⁻²		3.0x10 ⁻²		3.9x10 ⁻² (5.6x10 ⁻²)		9.8x10 ⁻² (1.4x10 ⁻¹)		空氣中拆除活 化組件*5
	5.6x10 ⁻⁴		1.4x10 ⁻³		7.8x10 ⁻⁴ (5.6x10 ⁻²)		2.0x10 ⁻³ (1.4x10 ⁻¹)		水中拆除活化 組件*5
D _{F1} ：局部 回收設備 過濾器的 捕捉效率	0								
D _{F2} ：防止 污染擴散 密閉設備 過濾器的 捕捉效率	0.99(0)		0		0.99(0)		0		*6*7

D _{F3} ：廠房排氣過濾器的捕捉效率	0.99(0)	0.99(0)		*6
r ₁ ：局部回收設備的吸收比例	0			
r ₂ ：防止污染擴散密閉設備內粒狀放射性物質附著及沉積的逃逸比例	1			
r ₃ ：防止污染擴散密閉設備的洩漏率	0.005			*7
r ₄ ：廠房的洩漏率	0			

- *1 排氣中轉移率=缺損容積率或缺損面積率 x 粒子飛散率(*7)
(然而，受污染組件的水中機械切割是採用水中熱切割的粒子飛散率)
- *2 []內的數值是混凝土拆除時的排氣中轉移率。
- *3 ()內的數值是混凝土拆除時氣態的 H-3 的排氣中轉移率。

*4 { }內的數值是混凝土拆除時粒狀的 H-3 的排氣中轉移率。

*5 ()內的數值是 H-3、C-14 的排氣中轉移率。

*6 使用高性能粒子過濾器

(然而，以機械切割方式於空氣中拆除活化組件時，因混凝土拆除時的氣態的 H-3，以及熱切割時的 H-3、C-14 被視為揮發性核種，故其過濾捕捉率設為 0)

*7 引用財團法人電力中央研究院：「除役作業環境影響評估手冊(第 3 版)」2007 年。

■ 備註：缺損容積率或缺損面積率

$$(\text{缺損容積率或缺損面積率}) = (a \times b \times 4) / (a \times a)$$

缺損寬度是指切割造成缺損之切割片容積或面積的寬度。依據「除役作業環境影響評估手冊」，設定熱切割時所產生的缺損寬度，並分別考量「有防止污染擴散密閉設備過濾器捕集效率（實際條件）」及「無防止污染擴散密閉設備過濾器捕集效率（保守條件）」兩種情境進行評估。切割長度則依據收納容器的規格設定。

	機械切割		熱切割	
	100	40	100	40
切割長度(a)(cm)	100	40	100	40
缺損寬度(b)(cm)	1	1	1.4	1.4
缺損容積率或缺損面積率(%)	4	10	5.6	14

表 3-11 濱岡 1 號機拆除過程中產生粒狀放射性物質*1 對環境的排放量（第三階段）

	單位	數值			
		缺損容積率或缺損面積率*2	4% (5.6%)	缺損容積率或缺損面積率*2	10% (14%)
		防止污染擴散密閉設備過濾器	有	防止污染擴散密閉設備過濾器	無
1 號機	Bq	C-14	約 1.4×10^9	Co-60	約 1.6×10^8
		H-3	約 5.1×10^9	C-14	約 3.6×10^9
		Co-60	約 9.5×10^5	Cm-244	約 7.6×10^4
		Cm-244	約 4.6×10^2	Pu-238	約 3.5×10^4
		Pu-238	約 2.1×10^2	Pu-241	約 1.2×10^6
		Pu-241	約 7.4×10^3	Pu-239	約 2.2×10^4
		Pu-239	約 1.3×10^2	H-3	約 1.3×10^{10}
		—	—	Pu-240	約 1.5×10^4
		總計	約 6.5×10^9	總計	約 1.7×10^{10}

*1 評估對象核種為各種曝露途徑中對有效劑量貢獻顯著（90%以上）的核種

*2 ()內的數值是熱切割時的缺損容積率或缺損面積率

表 3-12 濱岡 2 號機拆除過程中產生粒狀放射性物質*1 對環境的排放量（第三階段）

	單位	數值			
		缺損容積率或缺損面積率*2	4% (5.6%)	缺損容積率或缺損面積率*2	10% (14%)
		防止污染擴散密閉設備過濾器	有	防止污染擴散密閉設備過濾器	無
2 號機	Bq	C-14	約 2.3×10^9	Co-60	約 2.1×10^8
		Co-60	約 1.2×10^6	C-14	約 5.9×10^9
		H-3	約 3.8×10^9	Cm-244	約 8.1×10^4
		Cm-244	約 4.8×10^2	Pu-238	約 3.5×10^4
		Pu-238	約 2.1×10^2	Pu-241	約 1.3×10^6
		Pu-241	約 8.0×10^3	Pu-239	約 2.2×10^4
		Pu-239	約 1.3×10^2	H-3	約 9.6×10^9
		—	—	Pu-240	約 1.5×10^4
		總計	約 6.1×10^9	總計	約 1.6×10^{10}

*1 評估對象核種為各種曝露途徑中對有效劑量貢獻顯著（90%以上）的核種

*2 ()內的數值是熱切割時的缺損容積率或缺損面積率

表 3-13 粒狀放射性物質對周邊公眾的有效劑量評估結果*1 (第三階段)

	缺損容積率或缺損面積率*2	4% (5.6%)	缺損容積率或缺損面積率*2	10% (14%)
	防止污染擴散密閉設備過濾器	有	防止污染擴散密閉設備過濾器	無
	有效劑量($\mu\text{Sv}/\text{y}$)		有效劑量($\mu\text{Sv}/\text{y}$)	
	1 號機	2 號機	1 號機	2 號機
由地表沉積物造成的體外曝露	約 8.7×10^{-3}	約 1.2×10^{-2}	約 1.5	約 1.9
由輻射雲加馬射線造成的體外曝露	約 1.2×10^{-7}	約 1.5×10^{-7}	約 1.9×10^{-5}	約 2.5×10^{-5}
由吸入/攝入造成的體內曝露	約 2.9×10^{-3}	約 2.8×10^{-3}	約 2.4×10^{-1}	約 2.6×10^{-1}
由農產品攝入造成的體內曝露	約 3.5×10^{-1}	約 5.8×10^{-1}	約 1.1	約 1.7
由畜牧品攝入造成的體內曝露	約 3.2×10^{-2}	約 5.4×10^{-2}	約 8.8×10^{-2}	約 1.4×10^{-1}
總計	約 3.8×10^{-1} (C-14 : 3.8×10^{-1})	約 6.3×10^{-1} (C-14 : 6.3×10^{-1})	約 2.7 (Co-60 : 約 1.7)	約 3.8 (Co-60 : 約 2.2)

()內所示為貢獻最大的核種及該核種的有效劑量數值

*1 評估對象核種為各種曝露途徑中對有效劑量貢獻顯著(90%以上)的核種

*2 ()內的數值是熱切割時的缺損容積率或缺損面積率

表 3-14 平時的有效劑量 (1 號機~5 號機與廢棄物減容處理裝置廠房 總計) (第三階段)

	1 號機及 2 號機 反應器運轉中 ($\mu\text{Sv/y}$)	1 號機及 2 號機 第一階段中 ($\mu\text{Sv/y}$)	1 號機及 2 號機 第二階段中 ($\mu\text{Sv/y}$)	1 號機及 2 號機 第三階段中 ($\mu\text{Sv/y}$)
氣體廢棄物中粒狀物質造成的有效劑量	—	—	約 6.1 (約 6.1)	約 6.4 (約 6.4)
氣體廢棄物中惰性氣體的加馬射線造成的有效劑量	約 26 (約 12)	約 15 (約 0)	約 11 (約 0)	約 11 (約 0)
液體廢棄物中放射性物質(碘除外)造成的有效劑量*	約 11 (約 11)	約 11 (約 11)	約 11 (約 11)	約 11 (約 11)
氣體廢棄物及液體廢棄物中所含碘同時攝入情況下的有效劑量	約 3.8 (約 2.6)	約 1.7 (約 0)	約 1.7 (約 0)	約 1.7 (約 0)
總計	約 41 (約 26)	約 28 (約 11)	約 34 (約 17)	約 35 (約 18)

()內所示為除役對象設施中劑量最高地點的數值。

※海水中的放射性物質濃度，在不考慮海域擴散的情況下，維持與冷凝器冷卻水排放出口的濃度相同。由於各機組冷凝器冷卻水排放出口的濃度，均管理在不超過「反應器設置許可申請書 附錄九」所載的濃度，因此有效劑量的評估值，1 號機至 5 號機為共通數值。

表 3-15 平時的直接劑量及向天輻射劑量 (1 號機~5 號機與廢棄物減容處理裝置廠房 合計) (第三階段)

1 號機及 2 號機 反應器運轉中 ($\mu\text{Gy}/\text{y}$)	1 號機及 2 號機 第三階段中 ($\mu\text{Gy}/\text{y}$)
約 41 (約 21)	約 41 (約 5.0)

()內所示為除役對象設施中劑量最高地點的數值。

(2) 除役期間因人為失誤、機械或設備故障、地震、火災等狀況引起的假想事故說明書

針對 1、2 號機反應器設施除役，將選定可能因人為過失、機械或設備故障、地震、火災或其他災害而導致放射性物質釋放之事故，並評估其對周邊監測區邊界外公眾有效劑量的影響。

預期周邊監測區邊界外公眾的有效劑量，將於第三階段期間出現最高的評估結果，因該階段將進行活度等級相對較高的反應器區域拆除作業。

A. 事故時周邊公眾的曝露評估

第三階段期間，事故發生時核電廠周邊公眾的曝露評估，依照除役計畫「事故時周邊公眾曝露評估」章節內容進行。在第三階段中，除進行反應器區域拆除作業外，亦將繼續執行自第二階段以來所進行的已停用設備拆除作業。因此，評估時將考量反應器區域拆除作業以及自第二階段以來已停用設備拆除過程中產生的粒狀放射性物質（包括氣態放射性物質）。

B. 假想事故

假想事故依照除役計畫「假想事故」章節內容進行，並選定「廠房排氣過濾器損壞」作為影響最大的事故情節。

C. 事故分析

事故分析依照除役計畫「事故分析」章節內容進行。

D. 粒狀放射性物質向大氣中的排放量（第三階段期間）

評估前提依照除役計畫「評估前提」章節內容進行，並以反應器廠房排氣過濾器發生火災，導致附著於過濾器上的粒狀放射性物質全部飛散至大氣中，以排放量最大程度情境進行評估。在曝露評估中所使用的放射性物質的活度量，係以「附錄五、核燃料物質導致的污染分布及其評估方法說明書」於 2015 年 4 月 1 日時的評估結果為基準，經考量活度衰減後，作為 2024 年 4 月 1 日時的數值進行評估。

此外，切割方式是以空氣中或水中之機械切割或熱切割進行評估。針對拆除過程中產生的粒狀放射性物質對環境排放量評估所使用的參數，如表 3- 16、表 3- 17 所示。評估結果顯示，依據前述前提條件所計算粒狀放射性物質向大氣中的排放量，如表 3- 18、表 3- 19 所示，1 號機約為 1.0×10^{10} Bq；2 號機約為 1.6×10^{10} Bq。

表 3-16 濱岡 1 號機拆除過程中產生粒狀放射性物質對環境的排放量評估所使用的參數（第三階段）

參數	單位	數值		備註	
Ari：事故 R 相關設備中的放射性核種 i 的存在量	Bq	Co-60	約 1.0×10^{15}	*1 *2 反應器廠房內的「活化組件」與「受污染組件」	
		Cm-244	約 5.5×10^8		
		Pu-238	約 2.5×10^8		
		Pu-239	約 1.6×10^8		
		Pu-241	約 8.9×10^9		
F _{ri} ：事故 R 的放射性核種 i 的飛散及洩漏率	-	2.0×10^{-5} $[1.0 \times 10^{-4}]$ (6.8×10^{-3}) $\{7.0 \times 10^{-5}\}$		*6 機械切割	空氣中拆除活化組件 *3*4*5
		2.0×10^{-8}			水中拆除活化組件
		3.0×10^{-2}			空氣中拆除受污染組件
		1.4×10^{-3}			水中拆除受污染組件
	-	7.0×10^{-3} 2.8×10^{-6} 9.8×10^{-2} (1.4×10^{-1}) 2.0×10^{-3}		*7 熱切割	空氣中拆除活化組件
		2.8×10^{-6}			水中拆除活化組件
		9.8×10^{-2} (1.4×10^{-1})			空氣中拆除受污染組件
		2.0×10^{-3}			水中拆除受污染組件

		(1.4x10 ⁻¹)			
D _{F1} ：局部回收設備過濾器的捕捉效率	-	0			
D _{F2} ：防止污染擴散密閉設備的捕捉效率	-	0			
D _{F3} ：廠房排氣過濾器的捕捉效率	-	0.99			使用高性能粒子過濾器
r ₁ ：局部回收設備的吸入比例	-	0			
r ₂ ：防止污染擴散密閉設備內粒狀放射性物質附著及沉積的逃逸比例	-	1			
r ₃ ：防止污染擴散密閉設備的洩漏率	-	0.005	*8		
r ₄ ：廠房的洩漏率	-	0			

*1 評估對象核種為在各種曝露途徑中對有效劑量貢獻顯著（90%以上）的核種。

*2 由第二階段對象設施及第三階段對象設施的計算得出。

*3 [] 內的數值表示混凝土拆除時的飛散及洩漏率。

*4 () 內的數值表示混凝土拆除時氣體狀 H-3 的飛散及洩漏率。

*5 { } 內的數值表示混凝土拆除時粒狀 H-3 的飛散及洩漏率。

*6 缺損容積率或缺損面積率設定為 10%，並配合粒子飛散率(*8)（受污染組件於水中進行機械切割時，採用水中熱切割的粒子飛散率）

*7 缺損容積率或缺損面積率設定為 14%，並配合粒子飛散率(*8) () 內的數值是 H-3、C-14 的飛散及洩漏率。

*8 引用自財團法人電力中央研究所：「除役作業環境影響評估手冊(第 3 版)」(2007)。

表 3-17 濱岡 2 號機拆除過程中產生粒狀放射性物質對環境的排放量評估所使用的參數（第三階段）

參數	單位	數值		備註	
Ari：事故 R 相關設備中的放射性核種 i 的存在量	Bq	Co-60	約 1.6×10^{15}	*1 *2 反應器廠房內的「活化組件」與「受污染組件」	
		Cm-244	約 6.3×10^8		
		Pu-238	約 2.7×10^8		
		Pu-239	約 1.7×10^8		
		Pu-241	約 1.1×10^{10}		
F _{ri} ：事故 R 的放射性核種 i 的飛散及洩漏率	-	2.0×10^{-5} $[1.0 \times 10^{-4}]$ (6.8×10^{-3}) $\{7.0 \times 10^{-5}\}$		*6 機械切割	空氣中拆除活化組件 *3*4*5
		2.0×10^{-8}			水中拆除活化組件
		3.0×10^{-2}			空氣中拆除受污染組件
		1.4×10^{-3}			水中拆除受污染組件
	-	7.0×10^{-3} 2.8×10^{-6} 9.8×10^{-2} (1.4×10^{-1}) 2.0×10^{-3}		*7 熱切割	空氣中拆除活化組件
		2.8×10^{-6}			水中拆除活化組件
		9.8×10^{-2} (1.4×10^{-1})			空氣中拆除受污染組件
		2.0×10^{-3}			水中拆除受污染組件

		(1.4x10 ⁻¹)			
D _{F1} ：局部回收設備過濾器的捕捉效率	-	0			
D _{F2} ：防止污染擴散密閉設備的捕捉效率	-	0			
D _{F3} ：廠房排氣過濾器的捕捉效率	-	0.99			使用高性能粒子過濾器
r ₁ ：局部回收設備的吸入比例	-	0			
r ₂ ：防止污染擴散密閉設備內粒狀放射性物質附著及沉積的逃逸比例	-	1			
r ₃ ：防止污染擴散密閉設備的洩漏率	-	0.005	*8		
r ₄ ：廠房的洩漏率	-	0			

*1 評估對象核種為在各種曝露途徑中對有效劑量貢獻顯著（90%以上）的核種。

*2 由第二階段對象設施及第三階段對象設施的計算得出。

*3 [] 內的數值表示混凝土拆除時的飛散及洩漏率。

*4 () 內的數值表示混凝土拆除時氣體狀 H-3 的飛散及洩漏率。

*5 { } 內的數值表示混凝土拆除時粒狀 H-3 的飛散及洩漏率。

*6 缺損容積率或缺損面積率設定為 10%，並配合粒子飛散率(*8)（受污染組件於水中進行機械切割時，採用水中熱切割的粒子飛散率）

*7 缺損容積率或缺損面積率設定為 14%，並配合粒子飛散率(*8) () 內的數值是 H-3、C-14 的飛散及洩漏率。

*8 引用自財團法人電力中央研究所：「除役作業環境影響評估手冊(第 3 版)」(2007)。

表 3- 18 濱岡 1 號機-粒狀放射性物質大氣中的排放量*1*2(第三階段)

	單位	數值		總計
1 號機	Bq	Co-60	約 1.0×10^{10}	約 1.0×10^{10}
		Cm-244	約 4.8×10^6	
		Pu-238	約 2.2×10^6	
		Pu-239	約 1.4×10^6	
		Pu-241	約 7.8×10^7	

*1 評估對象核種為在各種曝露途徑中對有效劑量貢獻顯著(90%以上)的核種。

*2 由可進行拆除作業之第二階段對象設施及第三階段對象設施的計算得出。

表 3- 19 濱岡 2 號機-粒狀放射性物質大氣中的排放量*1*2(第三階段)

	單位	數值		總計
2 號機	Bq	Co-60	約 1.0×10^{10}	約 1.0×10^{10}
		Cm-244	約 4.8×10^6	
		Pu-238	約 2.2×10^6	
		Pu-239	約 1.4×10^6	
		Pu-241	約 7.8×10^7	

*1 評估對象核種為在各種曝露途徑中對有效劑量貢獻顯著(90%以上)的核種。

*2 由可進行拆除作業之第二階段對象設施及第三階段對象設施的計算得出。

E. 劑量評估

評估方法依照除役計畫「評估方法」章節內容進行。依照上述評估方法，對周邊監測區邊界外的有效劑量進行評估，評估結果如表 3-20、表 3- 21 所示。1 號機最大的有效劑量約為

1.5×10⁻¹mSv；2 號機約為 2.0×10⁻¹ mSv，該值低於舊原子力安全委員會指針—「發電用輕水型反應器設施安全評估審查指針」中所載的事故時評估判斷標準 5mSv。此外，考慮有效劑量貢獻顯著（90%以上）以外的剩餘 10%核種的貢獻，將評估值乘以 1.2 倍，則 1 號機的有效劑量約為 1.8×10⁻¹ mSv；2 號機約為 2.4×10⁻¹ mSv，仍低於 5mSv。

表 3-20 濱岡核電廠 1 號機有效劑量的評估結果*1*2（第三階段）

1 號機	有效劑量(mSv)
由輻射雲所造成的體外曝露	約 7.0×10 ⁻⁵
由吸入/攝入所造成的體內曝露	約 1.5×10 ⁻¹
總計	約 1.5×10 ⁻¹

*1 評估對象核種為在各種曝露途徑中對有效劑量貢獻顯著（90%以上）核種的總和

*2 由可進行拆除作業之第二階段對象設施及第三階段對象設施的計算得出

表 3-21 濱岡核電廠 2 號機有效劑量的評估結果*1*2（第三階段）

2 號機	有效劑量(mSv)
由輻射雲所造成的體外曝露	約 7.0×10 ⁻⁵
由吸入/攝入所造成的體內曝露	約 1.5×10 ⁻¹
總計	約 1.5×10 ⁻¹

*1 評估對象核種為在各種曝露途徑中對有效劑量貢獻顯著（90%以上）核種的總和

*2 由可進行拆除作業之第二階段對象設施及第三階段對象設施的計算得出

F. 審查標準

審查標準要求以下項目，以評估除役過程中因人為失誤等發生事故時，對周邊公眾的影響。

(A) 以放射性物質排放量最大程度情境，作為假想事故。

(B) 事故時對周邊公眾的影響評估：

- a. 應採用適當的氣象條件。
- b. 應根據反應器型的特性及設施狀況，計算放射性物質的排放量。
- c. 應設定曝露途徑，並使用適當參數建立曝露評估模型，並利用前述 a. 氣象條件及 b. 排放量，於廠址外的評估地點，對放射性物質排放所造成之周邊公眾曝露劑量進行適當評估。

G. 管制機關審查結果

原子力規制委員會經確認以下事項後，判斷符合審查標準：

(A) 第三階段期間，事故發生時核電廠周邊公眾的曝露評估，依照第二階段的評估方式進行，且周邊公眾有效劑量評估所採用的氣象條件與第二階段相同（無變更）。

- (B) 第三階段期間，事故發生時核電廠周邊公眾的曝露評估，考量了第三階段對象設備及第二階段對象設備拆除過程中產生的粒狀放射性物質（包括氣態放射性物質）。
- (C) 選定廠房排氣過濾器損壞為第三階段期間對周邊影響最大的事故，並假設反應器廠房排氣過濾器發生火災，致使附著於過濾器上的粒狀放射性物質全部飛散至大氣中的情境進行評估。
- (D) 第三階段曝露評估所使用的放射性物質的活度量，是根據「附錄五、核燃料物質導致的污染分布及其評估方法說明書」中，於2015年4月1日時間點的評估結果為基準，經考量活度衰減後，作為2024年4月1日時間點的數值進行評估。
- (E) 第三階段期間因拆除產生的粒狀放射性物質，其環境排放量評估所使用的參數，新增水中拆除時放射性核種的飛散及洩漏率。
- (F) 綜上所述，評估第三階段期間1號機排放至大氣中粒狀放射性物質的量約為 1.0×10^{10} Bq；2號機約為 1.6×10^{10} Bq。
- (G) 在第三階段中，周邊監測區邊界外的最大

有效劑量評估顯示，1 號機約為 1.5×10^{-1} mSv；2 號機約為 2.0×10^{-1} mSv，該值低於「發電用輕水型反應器設施安全評估審查指針」(1990 年 8 月 30 日原子力能安全委員會決定) 所載的事故時評估判斷標準 5mSv。

(H) 有關第四階段的事故及其影響，將依據反應器區域等的污染狀況調查結果，於進入第四階段前完成評估，並將其結果反映於除役計畫中，並取得變更認可。

2. 第三階段主要實施內容

第三階段的拆除作業主要針對反應器區域進行，拆除對象包括反應器壓力槽頂蓋、壓力槽內部結構物、反應器壓力槽、反應器圍阻體，以及反應器壓力槽周圍的輻射屏蔽體等。

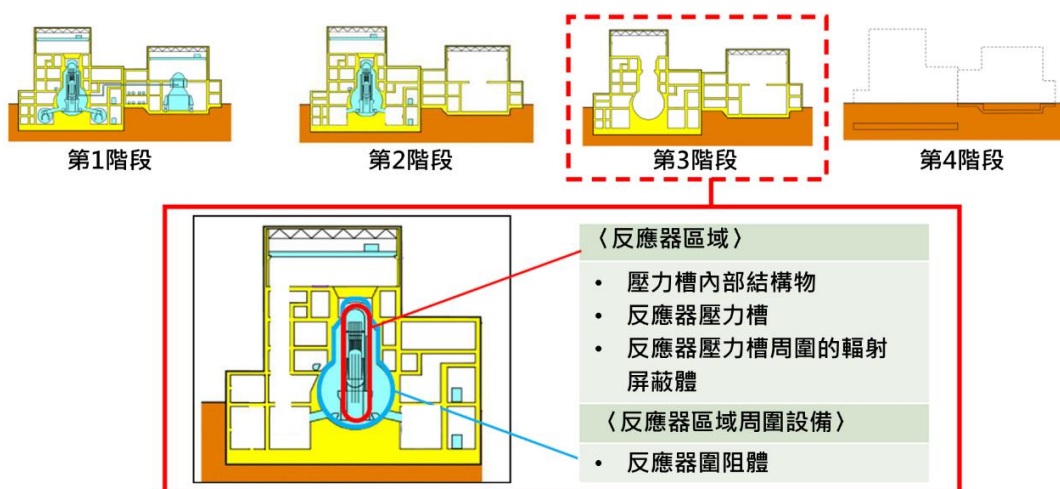


圖 3-28 濱岡核電廠 1、2 號機第三階段預定拆除設備

(1) 反應器壓力槽頂蓋拆除作業

2025 年 3 月 17 日，日本首次啟動第三階段的核電廠除役作業，正式對濱岡 2 號機反應器壓力槽的圓頂狀頂蓋進行拆除。該頂蓋由鋼鐵製成，直徑約 6 公尺，高約 3 公尺，厚度約 8 公分，總重量約 55 噸。拆除方式是先以起重機將反應器頂蓋吊起，隨後使用大型「帶鋸機(Bandsaw)」切割裝置，藉由旋轉並緩慢地下降鋸片，以每分鐘約 1 公厘的速度切割，最終將頂蓋分割成 23 塊，每塊尺寸約為長 4 公尺、寬 1 公尺。

反應器壓力槽頂蓋拆除作業分為兩部分：事前準備作業與實際拆除施工，規劃各耗時約 3 個月進行。事前準備作業涵蓋大型切割裝置、起重設備的搬入，並完成現場組裝等；實際拆除施工則包括反應器頂蓋的起吊作業及切割作業。

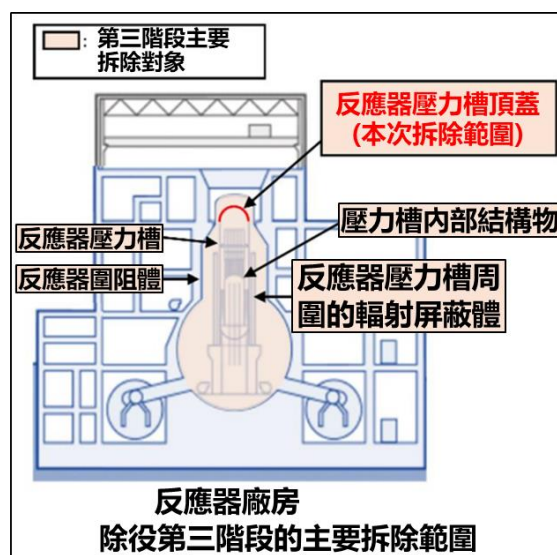


圖 3-29 濱岡核電廠 1、2 號機第三階段主要拆除範圍



圖 3- 30 濱岡核電廠 2 號機反應器壓力槽頂蓋⁸



圖 3- 31 大型帶鋸機⁹

⁸ 圖片出處：<https://www.yomiuri.co.jp/science/20250422-OYT1T50146/>

⁹ 圖片出處：
<https://mainichi.jp/graphs/20250514/mpj/00m/040/203000f/20250514mpj00m040202000p>

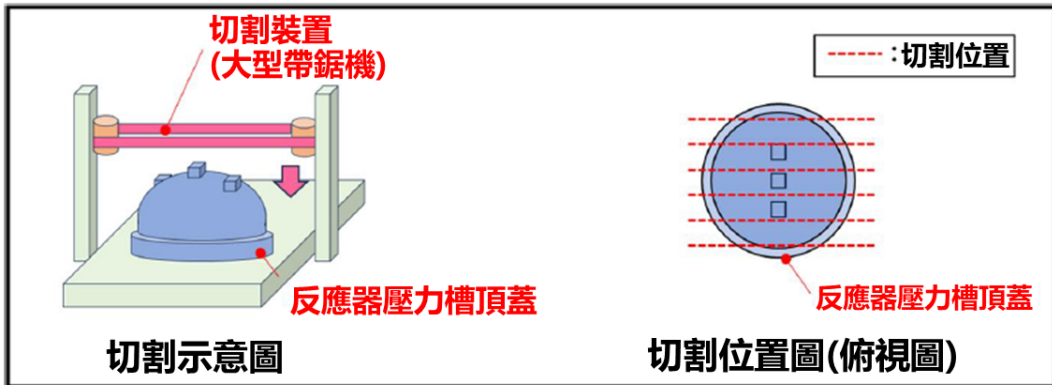


圖 3-32 濱岡核電廠 2 號機反應器壓力槽頂蓋切割示意圖

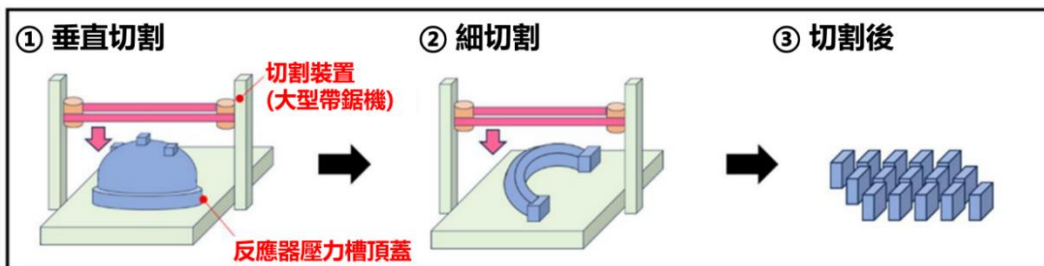


圖 3-33 濱岡核電廠 2 號機反應器壓力槽頂蓋切割流程

濱岡 2 號機反應器壓力槽頂蓋的拆除作業已於 2025 年 6 月提前完成，早於原定計畫進度。隨後，濱岡 1 號機反應器壓力槽頂蓋的拆除作業於 2025 年 10 月 7 日正式展開。拆除過程中產生的放射性廢棄物，在最終處置設施確定之前，將暫時貯存於反應器廠房內。

工程內容	2025 年				
	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月
準備作業 (搬入切割裝置、組裝等)	[Progress bar from August to November]				
拆除 (移除頂蓋、切割等)			▽10/7 [Progress bar from October 7 to December]		

1 號機反應器壓力槽頂蓋拆除工程時程表

圖 3-34 濱岡 1 號機反應器壓力槽頂蓋拆除工程時程表

(2) 低放射性廢棄物暫存區

隨著第三階段拆除作業的進行，將產生低放射性廢棄物中活度相對較高廢棄物(L1)及低放射性廢棄物中活度相對較低廢棄物(L2)，預定將暫時貯存於反應器廠房內的抑壓池區域。

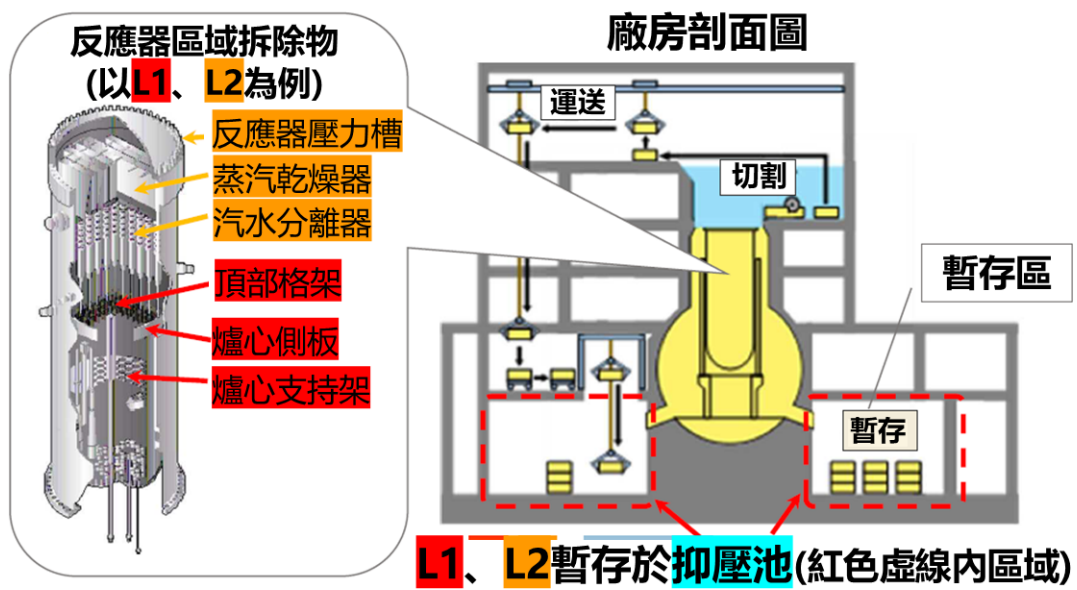


圖 3-35 低放射性廢棄物暫存區



圖 3-36 濱岡 2 號機反應器廠房內的抑壓池（已規劃為低放射性廢棄物暫存區）¹⁰

(四) 管制建議

與一般建築物或設備拆除不同，核電廠除役拆廠必須進行嚴格的輻射管理，並妥善處理作業中可能涉及的放射性物質及輻射。在第三階段拆除作業中，拆除物上所附著的放射性物質需依其污染程度進行分類管理與存放，確保可追蹤性與輻射安全。

一般拆除工程可大規模使用重型機具以提高效率，但核電廠拆除作業須兼顧輻射防護，難以在受限空間內運用此類設備。此外，由於施工空間狹小受限，作業人員必須在確保拆除物暫存空間的同時進行作業，

¹⁰ 圖片出處：<https://www.asahi.com/articles/photo/AS20250422005004.html>

進一步提高了操作的複雜性與難度。對於無法使用遠端操作的作業，建議預先模擬並於現場穿戴輻射防護用具，以減少人員曝露。

為使拆除作業能有計畫且順利執行，應從有別於日常維護保養作業的觀點進行整體流程規劃。針對拆除物暫存地點的選擇，以及拆除物從作業現場運至暫存區的方式及動線等，均應事先進行全面評估，以減少整體作業的輻射曝露。

核電廠除役工程歷時漫長，一方面須持續維護管理仍需運轉的設備，另一方面亦須同步進行拆除、除污及廢棄物處理等作業。由於防災設備、輻射監測系統、照明設備，以及電力、水源與壓縮空氣等作業資源必須維持運作，使得拆除工程無法一次全面性展開。在此種複雜的工作環境以及長期化的作業期程中，由於涉及放射性物質，建議在各項工作實施前進行充分的評估，以減少輻射曝露時間及確保作業安全。

目前濱岡核電廠 1、2 號機反應器拆除作業雖剛起步但仍是日本商用反應器中除役進度最為領先的電廠。中部電力公司計畫以濱岡 1、2 號機反應器拆除經驗建立「前導專案(Pilot Project)」提供其他除役電廠參考。建議管制單位督促國內核電廠參考濱岡 1、2 號機反應器拆除的實證經驗，以建構完備的反應器拆除技術。

四、參考文獻

- [1] 中部電力公司、「濱岡核電廠 1 號機及 2 號機除役計畫認可申請書及附件」、2009 年 11 月 18 日。
- [2] 九州電力公司、「玄海核電廠 2 號機除役計畫認可申請書及附件」、2019 年 9 月 3 日。
- [3] 東京電力控股公司、「福島第二核電廠除役實施計畫 2024」、2024 年 7 月 14 日。
- [4] 行政院原子能委員會、「日本核設施除役拆除實施標準研究」109 年委託研究計畫期末研究報告。
- [5] 核能研究所、「日本核設施除役拆除實施標準之管制實例研究」110 年行政院原子能委員會委託研究計畫研究報告。
- [6] 國家原子能科技研究院委託研究計畫研究期末報告、「日本發電用反應器高活度設備拆除技術實例研究」、中華民國 111 年。
- [7] 國家原子能科技研究院委託研究計畫研究期末報告、「日本長期停機（含除役）核設施用過燃料池運轉維護及安全管制技術實例研究」、中華民國 112 年。
- [8] 核能安全委員會、「核子反應器設施除役期間作業管制實務個案研究」、113 年委託研究計畫期末報告。
- [9] 九州電力株式会社、「玄海原子力発電所 1、2 号機の廃止措置計画について」、2025 年 2 月 3 日。
- [10] 東京電力ホールディングス株式会社、「福島第二原子力発電所 1 号機発電用原子炉廃止措置計画認可申請書」、2023 年 3 月。
- [11] 中部電力株式会社、「浜岡原子力発電所 1 号原子炉廃止措置計画変更認可申請書」、2024 年 3 月 14 日。

- [12]原子力規制庁、「中部電力株式会社浜岡原子力発電所1号原子炉に係る廃止措置計画変更認可申請書に関する審査書」、2024年12月18日。
- [13]中部電力株式会社、「浜岡原子力発電所2号原子炉廃止措置計画変更認可申請書」、2024年3月14日。
- [14]原子力規制庁、「中部電力株式会社浜岡原子力発電所2号原子炉に係る廃止措置計画変更認可申請書に関する審査書」、2024年12月18日。
- [15]中部電力公司官方网站 <https://www.chuden.co.jp/energy/>
- [16]九州電力公司官方網 https://www.kyuden.co.jp/genkai_index.html
- [17]東京電力控股公司官方网站 <https://www.tepco.co.jp/2f-np/>
- [18]原子力規制委員會官方网站 <https://www.nra.go.jp/>