

計畫名稱：
核子反應器設施除役期間作業管制實務個案研究（定稿版）

案號： NSC11302029L

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 113 年 12 月

摘要

我國核電廠的除役處於起步階段，在此環境下反應器壓力槽及其內部組件仍需維持其材料完整性，尤其是除役過渡階段前期的水化學對於冷加工不銹鋼組件完整性的影響，為重要安全事項。在電廠視察方面，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，以聚焦於高安全重要度之除役作業。在國際除役經驗方面，日本擁有多座正在除役的核子設施，其除役實務經驗以及執行中遇到的課題及挑戰等，可提供管制上的借鑒。本研究計畫分為三個子項計畫，其中子項計畫一研析除役電廠水化學；子項計畫二彙整研析美國 NRC 風險告知相關資料；子項計畫三彙整研析日本核電廠除役經驗。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：

前核電廠處在除役過渡階段前期，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，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，而水中溶氧濃度因開放式冷卻維持在 5~6 ppm。因此，評估除役過渡階段前期的水化學對於冷加工不銹鋼組件完整性的影響，針對氯離子與硫酸根離子可容許的濃度範圍進行評估，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。

子項計畫二：

美國 NRC 視察程序書 64704 「永久停機反應器火災防護計畫」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 「除役期間電廠視察計畫」，第 6.1 節指出，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。本計畫將研析與彙整美國 NRC 風險告知相關視察手冊、視察程序書，並更新我國電廠火災 PRA 模式之架構，提出安全管理建議或注意事項，以支援管制單位精進核安管制技術。

子項計畫三：

由於我國核電廠的除役工作目前尚處於起步階段，實際拆除執行經驗尚須累積，為了確保反應器區域拆除作業能夠安全且有效率地進行，並做好事前縝密且全面性的評估與規劃，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，且其中整體拆除進度較為領先的中部電力濱岡核電廠 1、2 號機與核一廠同為 MARK-1 型圍阻體的反應器機組，其拆除經驗具有重要參考價值。因此，本計畫將對 5 個日本核電廠反應器(包括濱岡核電廠)除役作業的最新進展進行深入研究，並特別著重於反應器區域拆除階段前已完成與計畫中的作業資料，以及在進入此階段前可能面臨的挑戰與管制重點。藉由深入了解日本核電廠的除役實務經驗，以及執行中遇到的課題及挑戰等，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。

Abstract

In Taiwan, the decommissioning of nuclear power plants is still in its early stages. Under these circumstances, the reactor pressure vessel and its internal components must maintain their material integrity, especially given the importance of water chemistry during the early transitional phase of decommissioning and its effect on the integrity of cold-worked stainless steel components. This is a significant safety consideration.

Regarding plant inspections, since the scope of safety considerations during the decommissioning process is quite broad and the plant configuration (status) changes as decommissioning progresses, the decommissioning inspection plan should be implemented based on a risk-informed approach. This approach helps focus on decommissioning activities with high safety significance.

In terms of international decommissioning experience, Japan has multiple nuclear facilities currently undergoing decommissioning. Their practical experience, as well as the issues and challenges encountered during implementation, can serve as a valuable regulatory reference.

This research project is divided into three sub-projects. Sub-Project 1 analyzes the water chemistry in decommissioning plants; Sub-Project 2 compiles and analyzes U.S. NRC risk-informed data; and Sub-Project 3 compiles and analyzes Japan's nuclear power plant decommissioning experience. It is hoped that the research outcomes of each sub-project will provide important regulatory recommendations. A summary of each sub-project is provided below:

Sub-project 1 :

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. 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. The dissolved oxygen concentration in the coolant is maintained at 5~6 ppm due to dissolved air. Therefore, the impact of water chemistry during the post-operation transition phase on the integrity of cold-worked stainless steel components shall be evaluated. The impact of chloride ions and sulfate ions with different concentrations on the corrosion behavior of cold-worked stainless steel may be evaluated, and the allowable concentration range of chloride ions and sulfate ions may be also decided.

Sub-project 2 :

General guidance in Section 03 of the U.S. NRC Inspection Procedure 64704 "Fire Protection Program at Permanently Shutdown Reactors" states that inspectors should select inspection items using a risk-informed, performance-based approach. Inspection Manual Chapter 2561 "Decommissioning Power Reactor Inspection Program", Section 6.1 points out that because of this wide range of decommissioning and safety considerations and the configuration (status) of the power plant changes as decommissioning progresses, the reactor decommissioning inspection program is to be implemented in a risk-informed manner with the inspections focused on the most safety significant activities that ensure protection of the workers and the environment. In this study, we will study and summarize the U.S. NRC risk-informed related inspection manuals, inspection procedures. Additionally, we will update the fire PRA model into the decommissioning fire PRA model. Finally, the results of this project which are risk-insights and/or recommendations will be raised to the regulation authority to enhance fire safety risk managements.

Sub-project 3 :

Since the decommissioning of nuclear power plants in Taiwan is still at the initial stage and there is a lack of experience in dismantling, it is necessary to refer to the experiences and practices of international nuclear power plants that have been decommissioned or are in the process of decommissioning in order to ensure that the dismantling of the reactor area is carried out in a safe and efficient manner and to conduct a thorough and comprehensive assessment and planning in advance. In Japan, there are a number of decommissioning nuclear facilities, and among them, Chubu Electric Power's Hamaoka Nuclear Power Plant Units 1 and 2, which are in the forefront of overall decommissioning, and have the same MARK-I containment as Chinshan Nuclear Power Plant in Taiwan, have important experience in decommissioning. Therefore, this project will conduct an in-depth study on the latest progress of decommissioning operations at five Japanese nuclear facilities, including the Hamaoka Nuclear Power Plant, with a special focus on information on completed and planning operations prior to the reactor area dismantling stage, as well as possible challenges and regulatory priorities before entering this stage. By understanding the practical experience of decommissioning of nuclear power plants in Japan, as well as the problems and challenges encountered in the implementation, the study aims to provide useful references for the regulatory inspections of decommissioning operations in Taiwan.

目錄

摘要	i
目錄	v
圖目錄	ix
表目錄	xiv
一、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	2
(三) 研究內容	5
3.1 研析沸水式反應器水化學中氯離子與硫酸根離子對於不銹鋼組件影響的文獻資 料	5
3.2 水化學指引[1]	31
3.3 實驗測試結果	36
3.3.1 試片分析結果	36
3.3.2 100 ppb 硫酸根離子與 100 ppb 氯離子測試環境的結果	37
3.3.3 1,000 ppb 硫酸根離子與 1,000 ppb 氯離子測試環境的結果	41
(四) 研究成果與管制建議	45
二、除役期間核電廠火災危害視察之管制研究報告	49
(一) 前言	49
(二) 執行方法及研究步驟	51
2.1 文獻蒐集與研讀	51
2.1.1 NRC Inspection Manual Chapter 2561 “Decommissioning Power Reactor Inspection Program” [3]	51
2.1.2 NRC Inspection Procedure 37801 “Safety Reviews, Design Changes, and Modifications at Permanently Shutdown” [4]	59

2.1.3	NRC Inspection Procedure 40801 “Problem Identification and Resolution at Permanently Shutdown Reactors” ^[5]	64
2.1.4	NRC Inspection Procedure 7111.05 “Fire Protection” ^[6]	68
2.1.5	NRC Inspection Procedure 7111-21N.05 “Fire Protection Team Inspection” ^[7]	70
2.1.6	NRC Inspection Manual Chapter 2800 “Materials Inspection Program” ^[8]	72
2.1.7	NRC Inspection Procedure 87104 “Decommissioning Inspection Procedure for Materials Licensees” ^[9]	74
2.1.8	NRC Inspection Procedure 87141 “Limited Scope Academic and Research & Development Programs Including Animal Use” ^[10]	75
2.1.9	NRC Inspection Manual Chapter 2515 “Light-Water Reactor Inspection Program—Operations Phase” ^[11]	76
2.1.10	文獻研析結果彙整及火災防護視察建議	78
2.2	國內除役中核電廠之火災危害視察之管制方法(包括納入風險告知做法)，採現有評估模式執行靈敏度分析，並提出視察注意事項及管制要項	81
2.2.1	核一廠除役火災 PRA 初步篩濾分析	81
2.2.2	除役過渡階段之火災 PRA 模式架構	82
2.2.3	除役拆廠階段之火災 PRA 模式架構	98
2.2.4	結果與建議	99
2.3	核一廠除役期間重要防火區之火災危害分靈敏度分析	110
2.3.1	除役過渡階段重要防火區火災危害靈敏度分析	110
2.3.2	除役拆廠階段重要防火區火災危害靈敏度分析	113
2.3.3	結果與建議	113
(三)	研究成果及管制相關建議	117

3.1 文獻研析結果與建議	117
3.2 除役期間火災 PRA 模式架構建立與靈敏度分析結果	118
3.3 管制相關建議	119
參考文獻	124
子項 2 附件一「結構類 SSCs 評估列表」	126
三、日本核能電廠除役作業個案管制實務研析	141
(一) 前言	141
(二) 執行方法及研究步驟	141
(三) 研究內容	145
3.1 日本原子力發電-敦賀 1 號機	145
3.1.1 敦賀核電廠-概要	145
3.1.2 敦賀核電廠-除役現況	146
3.1.3 敦賀核電廠-期中報告問題回覆	158
3.2 日本東北電力公司-女川 1 號機	162
3.2.1 女川 1 號機-概要	162
3.2.2 女川 1 號機-除役現況	162
3.2.3 女川 1 號機-管制機關審查意見回覆	168
3.3 日本關西電力公司-大飯 1、2 號機	186
3.3.1 大飯 1、2 號機-概要	186
3.3.2 大飯 1、2 號機-除役現況	188
3.3.3 大飯 1、2 號機-管制機關審查意見回覆	190
3.4 日本關西電力公司-美濱 1、2 號機	208
3.4.1 美濱 1、2 號機-概要	208
3.4.2 美濱 1、2 號機-除役現況	208
3.4.3 美濱 1、2 號機-管制機關審查意見回覆	211

3.5 日本中部電力公司-濱岡 1、2 號機	226
3.5.1 濱岡 1、2 號機-概要	226
3.5.2 濱岡 1、2 號機-除役現況	226
3.5.3 濱岡 1、2 號機-管制機關審查意見回覆	229
(四) 研究成果	237
(五)管制建議	238
參考文獻	239

圖目錄

圖 1- 1 水循環系統裝置示意圖	4
圖 1- 2 U-bend 試片設計	5
圖 1- 3 288°C 與 200 ppb 溶氧的水中，硫酸鹽與硫酸鈉導致敏化 304 不銹鋼的 SCC 加速損壞[2].....	7
圖 1- 4 在 NWC 環境下，敏化 304 不銹鋼因硫酸鹽引起的裂縫成長速率加速[2]	8
圖 1- 5 在 HWC 環境下，敏化 304 不銹鋼因硫酸鹽引起的裂縫成長速率加速[2]	8
圖 1- 6 PLEDGE 裂縫成長預測與氯化物和硫酸鹽濃度的關係(GE-GRC)[2].....	9
圖 1- 7 氯化物與氧氣對於不銹鋼在高溫水中發生 SCC 起始的影響[1].....	10
圖 1- 8 在 NWC 環境下，敏化 304 不銹鋼因氯化物引起的裂縫成長速率加速[2]	10
圖 1- 9 在 HWC 環境下，敏化 304 不銹鋼因氯化物引起的裂縫成長速率加速[2]	11
圖 1- 10 試片 NO.2 在 NWC 與添加 100 ppb SO_4^{2-} 的環境下，CGR 在不同溫度下的變化[4].....	12
圖 1- 11 試片 NO.3 在 NWC 與添加 30 ppb SO_4^{2-} 的環境下，CGR 在不同溫度下的變化[4].....	12
圖 1- 12 試片在含有硫酸鹽環境下的 CGR 與溫度變化[4]	13
圖 1- 13 試片 NO.3 金相剖面圖[4].....	13
圖 1- 14 敏化 304 不銹鋼在含有硫酸鹽環境(試片 NO.3)與不含雜質的 NWC 的環境下，CGR 與溫度變化[4].....	14
圖 1- 15 在低於 Action Level 1 導電度的環境下，敏化 304 不銹鋼與溫度的相關性[1]	15
圖 1- 16 敏化 304 不銹鋼與合金 600 在溶氧 200 ppb 與大於 Action Level 1 的環境下，隨溫度變化的裂縫成長速率[5].....	16
圖 1- 17 敏化 304 不銹鋼在高低 ECP 的環境下，隨溫度變化的裂縫成長速率比較[1].	17
圖 1- 18 溶液溫度與氯離子濃度對於雙相與奧斯田鐵系不銹鋼發生 SCC 的可能性.....	18

圖 1- 19 冷加工 316 SS 的裂縫成長表現.....	19
圖 1- 20 冷加工 316L SS 的裂縫成長表現	20
圖 1- 21 冷加工 316 SS(左)與 316L SS(右)破裂面 SCC 型態	21
圖 1- 22 硫酸鹽濃度對於失效時間的影響	26
圖 1- 23 硫酸鹽濃度對於裂縫成長速率的影響	27
圖 1- 24 不同水化學狀態下，304 SS 的電化學腐蝕電位與破裂型態	27
圖 1- 25 304 SS 在不同水化學狀態下的 CERT 結果.....	29
圖 1- 26 304 SS 在含碳酸根離子且在不同溶氧條件下的 CERT 結果.....	29
圖 1- 27 美國 Fitzpatrick 核電廠在樹脂侵入後的水化學趨勢	30
圖 1- 28 美國 Columbia 核電廠的冷卻水中陰離子趨勢	31
圖 1- 29 304SS 平板硬度分析結果.....	37
圖 1- 30 304 SS U-bend 試片 0 小時之 SEM 表面分析	39
圖 1- 31 304SS 平板試片 sample 1、2 在 100 ppb 硫酸根離子與 100 ppb 氯離子測試環境 500 小時後之質量變化圖.....	39
圖 1- 32 304 SS U-bend 試片在 100 ppb 硫酸根離子與 100 ppb 氯離子測試環境 500 小時後之 SEM 表面分析	40
圖 1- 33 304 SS U-bend 試片(位置 1)在 100 ppb 硫酸根離子與 100 ppb 氯離子測試環境 500 小時後之 SEM 表面分析與 EDS 分析.....	40
圖 1- 34 304 SS U-bend 試片(位置 2)在 100 ppb 硫酸根離子與 100 ppb 氯離子測試環境 500 小時後之 SEM 表面分析與 EDS 分析.....	41
圖 1- 35 304 SS U-bend 試片 0 小時之 SEM 表面分析	43
圖 1- 36 304 SS 平板試片 sample 3、5 在 1,000 ppb 硫酸根離子與 1,000 ppb 氯離子測試環境 500 小時後之質量變化圖.....	43
圖 1- 37 304SS U-bend 試片在 1,000 ppb 硫酸根離子與 1,000 ppb 氯離子測試環境 500 小時後之 SEM 表面分析	43

圖 1- 38 304 SS U-bend 試片(位置 3)在 1,000 ppb 硫酸根離子與 1,000 ppb 氯離子測試環境 500 小時後之 SEM 表面分析與 EDS 分析	44
圖 1- 39 304 SS U-bend 試片(位置 4)在 1,000 ppb 硫酸根離子與 1,000 ppb 氯離子測試環境 500 小時後之 SEM 表面分析與 EDS 分析	45
圖 2- 1 核一廠汽機廠房(39.83 呎)防火區 20Q 作為機械切割間	105
圖 2- 2 核一廠汽機廠房(73.83 呎)防火區 20T 作為低放射性廢棄物處理區	106
圖 2- 3 核一廠反應器廠房(110 呎)防火區 2R 作為切割/除污區	107
圖 2- 4 核一廠反應器廠房(137.5 呎)防火區 2U 作為固封設備區	108
圖 2- 5 核一廠聯合廠房((-)0.83 呎)防火區 1、4A 作為除污/暫貯區	109
圖 2- 6 RG 1.174 風險可接受準則圖	114
圖 3- 1 日本核子反應器的除役工程	142
圖 3- 2 日本核子反應器除役作業進度(2023 年 10 月之資料)	142
圖 3- 3 研究流程及步驟	145
圖 3- 4 敦賀核電廠位置示意圖	145
圖 3- 5 敦賀核電廠空拍圖	146
圖 3- 6 敦賀 1 號機-除役工程規劃	146
圖 3- 7 敦賀 1 號機-除役工程進度	147
圖 3- 8 敦賀 1 號機-除役第一階段主要作業內容	148
圖 3- 9 敦賀 1 號機-除役第二階段主要作業內容	148
圖 3- 10 敦賀 1 號機-除役第三階段主要作業內容	149
圖 3- 11 敦賀 1 號機-排水坑除污作業	150
圖 3- 12 敦賀 1 號機-新燃料移出作業	150
圖 3- 13 敦賀 1 號機-汽機廠房一樓機械工作室及高壓注水系統區域設備拆除作業 ...	151

圖 3- 14 敦賀 1 號機-反應器廠房一樓南側區域控制棒驅動單元等拆除作業	151
圖 3- 15 敦賀 1 號機-汽機廠房三樓汽機、發電機等拆除作業	152
圖 3- 16 敦賀 1 號機-氫氣及氧氣產生器(水電解裝置)拆除作業	153
圖 3- 17 敦賀 1 號機-汽機核機冷卻系統熱交換器等拆除作業	153
圖 3- 18 敦賀 1 號機-廠房外設備拆除作業	154
圖 3- 19 敦賀 1 號機-(放射性廢棄物)壓縮減容裝置設置工程	155
圖 3- 20 敦賀 1 號機-進水口區域拆除作業	156
圖 3- 21 敦賀 1 號機-藥劑注入泵等拆除作業	156
圖 3- 22 敦賀 1 號機-液態毒物注入系統拆除作業	157
圖 3- 23 女川 1 號機-除役工程進度	162
圖 3- 24 女川 1 號機-拆除對象推估污染狀況	163
圖 3- 25 女川 1 號機-機械及化學除污示意圖	164
圖 3- 26 女川 1 號機-主變壓器的拆除例子	164
圖 3- 27 女川 1 號機-進水及排水渠道孔口板概要圖	174
圖 3- 28 女川 1 號機-進水渠道孔口板結構圖	175
圖 3- 29 女川 1 號機-排水渠道孔口板結構圖	175
圖 3- 30 女川 1 號機-平時核機冷卻水泵進水功能	177
圖 3- 31 女川 1 號機-緊急時核機冷卻水泵進水功能	177
圖 3- 32 女川 1 號機-平時核機冷卻水泵排水功能	178
圖 3- 33 女川 1 號機-緊急時核機冷卻水泵排水功能	179
圖 3- 34 女川 1 號機-固定式柵欄過濾網	181
圖 3- 35 女川 1 號機-拆除對象設施配置修正圖	182
圖 3- 36 大飯 1、2 號機	186
圖 3- 37 大飯 1、2 號機-冰冷凝器型式圍阻體	187
圖 3- 38 大飯 1、2 號機與 3、4 號機圍阻體體積比較圖	187

圖 3- 39 大飯 1、2 號機-除役工程進度	188
圖 3- 40 大飯 1、2 號機-第 1 階段拆除準備期間主要工程	188
圖 3- 41 大飯 1、2 號機-系統除污時主要設備空間劑量率	195
圖 3- 42 大飯 1、2 號機-除役對象設施等的選定流程圖	198
圖 3- 43 大飯 1、2 號機-輔機廠房內燃料的運送規劃	202
圖 3- 44 大飯電廠-用過燃料貯存量變化示意圖	203
圖 3- 45 美濱核能電廠	208
圖 3- 46 美濱 1、2 號機-除役工程進度	209
圖 3- 47 美濱 1、2 號機-用過燃料池試驗示意圖	215
圖 3- 48 美濱 1、2 號機-用過燃料池測量結果(水溫、氣溫)圖	216
圖 3- 49 美濱 1、2 號機-用過燃料池測量結果(水溫詳細)圖	217
圖 3- 50 美濱 1、2 號機-用過燃料池測量結果(水位、補水溫度)圖	218
圖 3- 51 美濱 1、2 號機-用過燃料池測量結果(氣溫與水溫連動)圖	219
圖 3- 52 美濱 1、2 號機-因拆除而產生的放射性氣體	223
圖 3- 53 美濱 1、2 號機-防止作業人員中暑裝備	225
圖 3- 54 濱岡 1、2 號機-除役工程進度變更圖	226
圖 3- 55 濱岡 1、2 號機-粒狀放射性物質向環境的遷移流程	232
圖 3- 56 濱岡 1、2 號機-反應器廠房及汽機廠房模型圖	235

表目錄

表 1- 1 EPRI BWR Water Chemistry Action Limit (NWC).....	2
表 1- 2 測試結果	22
表 1- 3 不同陰離子環境的測試結果	24
表 1- 4 不同溫度下與溶氧 200 ppb，無硫酸根離子環境的測試結果	25
表 1- 5 不同溫度下，0.1 ppm 硫酸根離子環境的測試結果	25
表 1- 6 不同溫度下，1.0 ppm 硫酸根離子離子環境的測試結果	26
表 1- 7 304 SS CERT 測試結果.....	28
表 1- 8 量測頻率	32
表 1- 9 爐水控制參數(Cold Shutdown, $\leq 200^{\circ}\text{F}(93^{\circ}\text{C})$).....	34
表 1- 10 爐水控制參數(Startup/Hot Standby, $> 200^{\circ}\text{F}(93^{\circ}\text{C})$ & 10%功率).....	34
表 1- 11 爐水控制參數(Power Operation, $\geq 10\%$ 功率).....	36
表 1- 12 304 SS 樣品成分比例與 ASTM 對照.....	37
表 1- 13 304SS 平板試片 sample 1、2 在 100 ppb 硫酸根離子與 100 ppb 氯離子測試環境 500 小時後之質量變化.....	38
表 1- 14 304 SS 平板試片 sample 3、5 在 1000 ppb 硫酸根離子與 1000 ppb 氯離子測試 環境 500 小時後之質量變化.....	42
表 2- 1 初步篩濾分析結果(4 之 1).....	86
表 2- 2 防火區篩濾分析表(4 之 1).....	90
表 2- 3 除役過渡階段 ^a 防火區篩濾結果及定量分析比對表(2 之 1).....	94
表 2- 4 除役過渡階段高火災風險顯著性之防火區(2 之 1).....	96
表 2- 5 除役拆廠階段 ^b 防火區篩濾結果及定量分析比對表(2 之 1).....	101
表 2- 6 除役拆廠階段高火災風險顯著性之防火區	104

表 2-7 重要防火區之靈敏度分析結果	116
表 2-8 除役過渡階段參考 IP 71111.05 安全基石之相關防火區(2 之 1).....	120
表 2-9 除役拆廠階段參考 IP 71111.05 安全基石之相關防火區(2 之 1).....	122

一、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。

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(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，如表 1- 1[1]，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，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 A533 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。

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，反應器停機時的要求是氯離子與硫酸根離子濃度在 100 ppb 以下。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，因為燃料尚未退出爐心，反應器壓力槽與管件還需維持其結構材料完整性，冷卻水需要長期透過樹脂過濾來維持低導電度，目前對於水化學的要求，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，研究顯示運轉時，加氫水化學的狀態下對於氯離子與硫酸根離子濃度比在一般水化學狀態的容許程度較高，而目前電廠因除役過渡階段，水中溶氧濃度處於開放式的狀態而維持在 5~6 ppm，處在於氧化性狀態，對於使用多年的不銹鋼組件，應該評估長期處於這種階段可能產生的影響。再加上爐心處在長期冷卻的狀態下，溫度較運轉時低，這時的氯離子與硫酸根離子濃度是否可以提高容許值而不至於使得材料組件產生劣化。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不同濃度下的氯離子與硫酸根離子對於冷加工 304 不銹鋼發生的影響，以及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氯離子與硫酸根離子濃度影響對於各項組件腐蝕的影響。

表 1- 1 EPRI BWR Water Chemistry Action Limit (NWC)

	Action Level 1	Action Level 2	Action Level 3
Conductivity	> 0.3 $\mu\text{S}/\text{cm}$	> 1.0 $\mu\text{S}/\text{cm}$	> 5.0 $\mu\text{S}/\text{cm}$
Chloride	≥ 3 ppb	> 20 ppb	> 100 ppb
Sulfate	> 5 ppb	> 20 ppb	> 100 ppb

(二) 執行方法及研究步驟

本計畫針對除役過渡階段前期水化學中氯離子與硫酸根離子對於不銹鋼組件影響，採用 U-bend 實驗及浸沒實驗來進行特定時間的抗腐蝕能力測試，分析 304 不銹鋼材料在特定溫度與常壓環境下的腐蝕行為與機制，探討冷加工對於材料可能造成的影響。

本計畫執行的工作項目如下：

1. 研析沸水式反應器水化學中氯離子與硫酸根離子對於不銹鋼組件影響的文獻資料。
2. 針對不同濃度下的氯離子與硫酸根離子，評估核電廠除役過渡階段前期反應爐的水環境運轉溫度下，評估特定溶氧濃度對於冷加工不銹鋼的腐蝕行為影響程度，並提出兩種不純度濃度影響冷加工不銹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)，純水以離子交換濾心加以過濾純化，使用空氣與氬氣調配以控制水中溶氧濃度(5-6 ppm)，並額外添加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。
- (2)試片設計：304 不銹鋼材料先以冷軋方式製作~20%冷加工，測試試片分為兩種，平板試片(2 cm × 2 cm × 1 mm)與 U-bend 試片(8 cm × 2 cm × 2.5 mm)。平板試片進行質量變化(Mass gain)量測實驗，透過平板試片在測試前後的質量，求出材料的質量變化率。U-bend 試片進行 U-bend 應力腐蝕試驗，將試片彎曲成一 U 型並固定於一夾具內，設計最大 Strain 為 12.5%，試片裝置如圖 1-2 所示，並於表面加工一 V-groove，作為後續觀察的重點。
- (3)表面分析：測試前先進行以掃描電子顯微鏡 (Scanning Electron Microscope, SEM) 觀察微小裂縫形貌，經不同測試時間的試片再以掃描電子顯微鏡觀察微小裂縫形貌變化，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，觀察 V groove 區域的裂縫變化情形，並搭配能量散佈 X 光分析儀 (Energy Dispersive X-Ray Spectrometer, EDX) 進行表面元素成分分析。

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) 304 不銹鋼平板試片備置，包含冷加工試片(20% Cold Work)與敏化 304 不銹

鋼。

- (3) 304 不銹鋼平板試片與 U-bend 試片製作加工。
- (4) 在 100 ppb 氯離子與 100 ppb 硫酸根離子，特定溫度(50 °C)水化學環境下(5~6 ppm 溶氧)下進行平板與 U-bend 試驗。
- (5) 在 1,000 ppb 氯離子與 1,000 ppb 硫酸根離子，特定溫度(50 °C)水化學環境下(5~6 ppm 溶氧)下進行平板與 U-bend 試驗。
- (6) 試驗後試片之表面分析 (SEM 或 AES)。
- (7) 平板試片質量改變測定和 U-bend 試片裂縫分佈與深度分析。
- (8) 資料整理與報告撰寫。

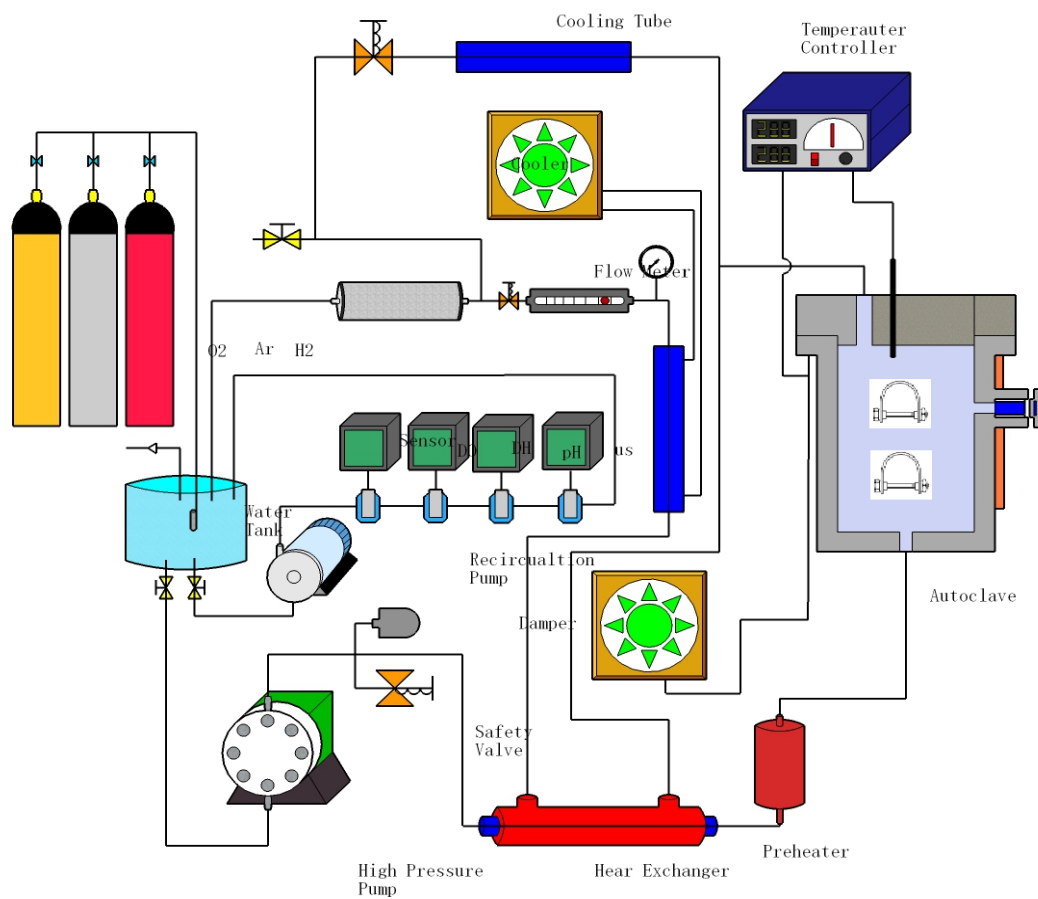
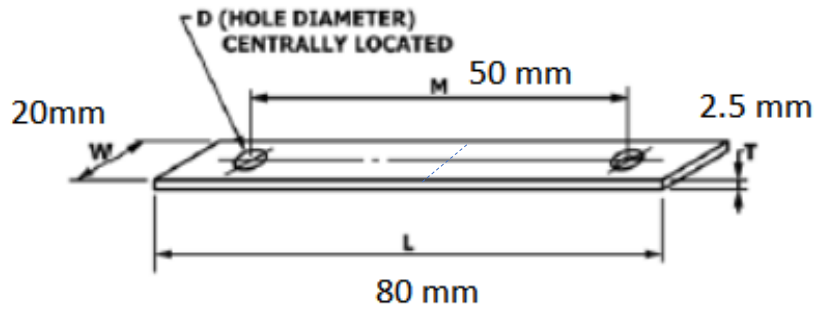
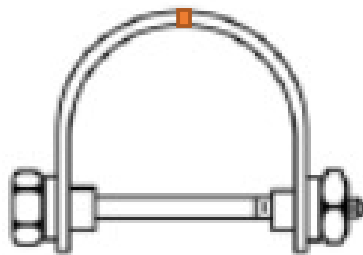


圖 1-1 水循環系統裝置示意圖



(a) 試片尺寸



(b) U-bend 試片示意圖(中間為 V-groove)

圖 1-2 U-bend 試片設計

(三) 研究內容

3.1 研析沸水式反應器水化學中氯離子與硫酸根離子對於不銹鋼組件影響的文獻資料

沸水式反應器水化學指引的訂定是為了減緩材料劣化、改善燃料完整性與強化輻射防護。從水化學指引中，將反應器運轉條件分為三種，一是冷停機(Cold Shutdown)， $\leq 200^{\circ}\text{F}(93^{\circ}\text{C})$ ；二是起動(Startup)/熱待機(Hot Standby)， $> 200^{\circ}\text{F}(93^{\circ}\text{C})$ 且 $< 10\%$ 功率；三是運轉(Power Operation)， $> 10\%$ 功率。針對這三種運轉條件各自提出運轉條件的控制參數行動準值(Action Level values)，提出預防與改正措施的建議。對於氯化物與硫酸鹽的部分，Action Level 2 對應的裂縫成長速率約為其不純物濃度 < 1 ppb 預期裂縫成長速率的 10 倍。

環境促進破裂(Environmentally Assisted Cracking, EAC)是由於張應力、敏感性材料與腐蝕性環境導致的，EAC 尤其發生在含有高度陰離子濃度的腐蝕性物質中，像是氯化物與硫酸鹽等，而 EAC 的表現為裂縫，EAC 機制由裂縫起始與裂縫擴展為主，但沒有裂縫起始就沒有裂縫擴展，而在沸水式反應器環境中 IGSCC 速率控制步驟是裂縫起始。BWR 水化學規範最初的目標主要在於控制導電率，特別是氯化物含量，以防止奧斯田鐵系不銹鋼發生 TGSCC。早期也因焊接或研磨可能產生

的高殘留應力，再加上氧化性環境等因素，導致一連串的 IGSCC 事件。因此，針對 BWR 材料發生 IGSCC 提出多項補救措施來解決材料、張應力與環境的問題。BWR 發生 IGSCC，第一次是在退火的不銹鋼燃料護套上發現，因為燃料的持續應變所致，也在敏化不銹鋼上觀察到，是由於建造與運轉期間的氯化物所致。另外，導致 IGSCC 的其他因素為裂縫(Crevice)與冷加工(Cold Work)，裂縫中的不純物濃度與電位梯度升高可能會在其他耐腐蝕的材料中誘發 IGSCC，像是非敏化 316 不銹鋼或是低碳的 304L 與 316L 不銹鋼。在裂縫的幾何形狀中，BWR 的氧化性質會濃縮不純物且在其中產生酸性 pH，如果存在足夠的張應力，在非敏化的材料上也可能產生 IGSCC 起始與延伸。表面冷加工可能導致退火的 304、304L、316L 不銹鋼與合金 600 發生 IGSCC/TGSCC 起始與延伸。一旦 IGSCC 延伸穿過冷加工層，產生的裂縫可以提供電化學驅動力，如果存在足夠的張應力則裂縫會持續延伸[1]。

相比於水的導電度，研究指出重要的化學參數是強酸陰離子的熱力學活性，例如氯離子與硫酸根，處在高還原性裂縫尖端環境中是穩定的，這些陰離子透過裂縫尖端與裂縫口間的電位差進入裂縫中，降低裂縫尖端的 pH 值。實驗室研究結果顯示氯化物與硫酸鹽加速 IGSCC 的起始並促進高裂縫成長速率。而其他在還原性環境下不穩定的鉻酸鹽與硝酸鹽，以及鈉等陽離子，對於 IGSCC 的影響很小，加鋅通常會使大多數 BWR 結構材料的 IGSCC 減少，而水中所有的離子都會影響冷卻水的導電度。在這麼低的導電度下，導電度主要的來源不是氯化物與硫酸鹽，而是可溶性的腐蝕產物，例如氧化環境下的鉻酸鹽與還原環境下的亞鐵離子、鈉與硝酸鹽或硼酸鹽、或是像鋅的化學添加劑等，在這樣的條件下，預計裂縫成長速率與具侵蝕性的離子濃度相關性比導電度更強。從實驗室與電廠內的評估來看，爐水導電度的增加與高濃度的侵蝕性離子，像是氯化物與硫酸鹽，在 BWR 一般水化學(Normal Water Chemistry, NWC)的條件下運轉，輻射分解產生的過氧化氫與溶氧濃度會導致裂縫起始與裂縫成長，主要機制為 IGSCC，因此為了降低水中氧化劑的濃度，進行了大量的研究與開發工作，像是添加還原性物質以抑制氧化劑，其中最有效且廣泛應用以減緩裂縫的方法就是添加過量的氫氣，即是加氫水化學(Hydrogen Water Chemistry, HWC)[1]。

硫酸鹽主要來自冷卻水洩漏(Cooling Water In-leakage)、再生化學品洩漏、樹脂侵入或樹脂分解，是對於 BWR 環境下使用的材料發生 EAC 的有害離子[2]。圖 1-3 顯示在定速拉伸速率試驗(Constant Extension Rate Testing, CERT)與 NWC 環境下，

約為 1,000 ppb 硫酸鹽(導電率 $>5 \mu\text{S}/\text{cm}$)的存在，將使 IGSCC 起始時間比 1 ppb 硫酸鹽存在的環境下的 IGSCC 起始時間縮短三倍[2]。

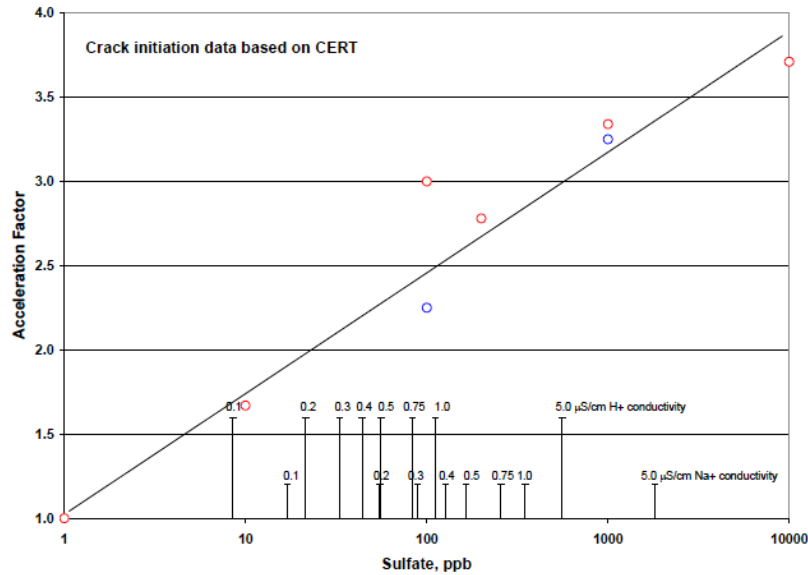


圖 1-3 288°C 與 200 ppb 溶氧的水中，硫酸鹽與硫酸鈉導致敏化 304 不銹鋼的 SCC 加速損壞[2]

硫酸鹽也會增加鎳基合金、碳鋼與低合金鋼的 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 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。針對敏化 304 不銹鋼，採用 $K_I=20 \text{ MPam}^{0.5}$ 與 $K_I=28 \text{ MPam}^{0.5}$ 兩種應力強度下進行 CT 試片測試，分別在 NWC 與 HWC 環境，如圖 1-4 與圖 1-5 所示。目前採用加氫來降低 BWR 的氧化性，因此裂縫中的電位梯度與 NWC 下相比，明顯降低許多，在 $-500 \text{ mV}_{\text{SHE}}$ 的電位下，即使硫酸鹽濃度高到 100 ppb($1 \mu\text{S}/\text{cm}$)，對於裂縫成長的影響很小。圖 1-6 顯示了硫酸鹽與氯化物濃度對於敏化不銹鋼預測裂縫成長速率的影響，明顯看出 NWC 與 HWC 環境中，硫酸鹽影響的裂縫成長速率有明顯差異。雖然 HWC 下的敏化 304 不銹鋼裂縫成長速率較低，但隨著硫酸鹽濃度增加，裂縫成長速率也隨之增加。

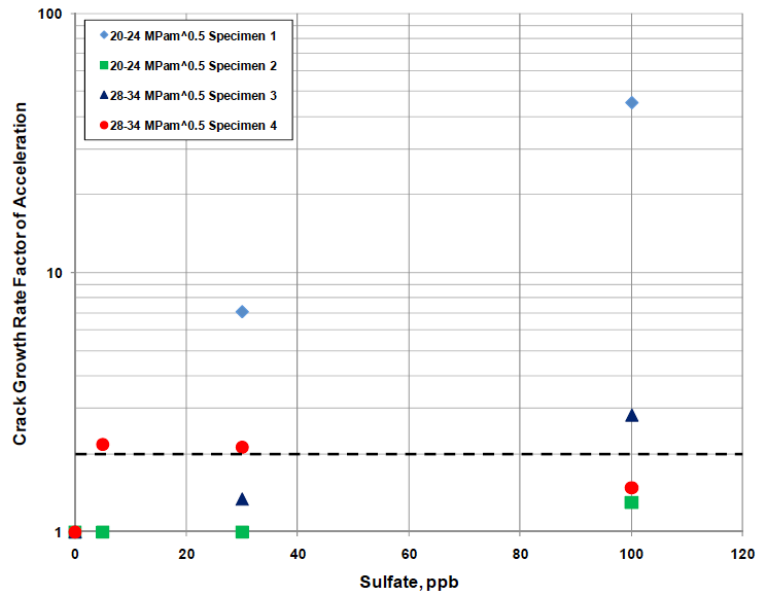


圖 1-4 在 NWC 環境下，敏化 304 不銹鋼因硫酸鹽引起的裂縫成長速率加速[2]

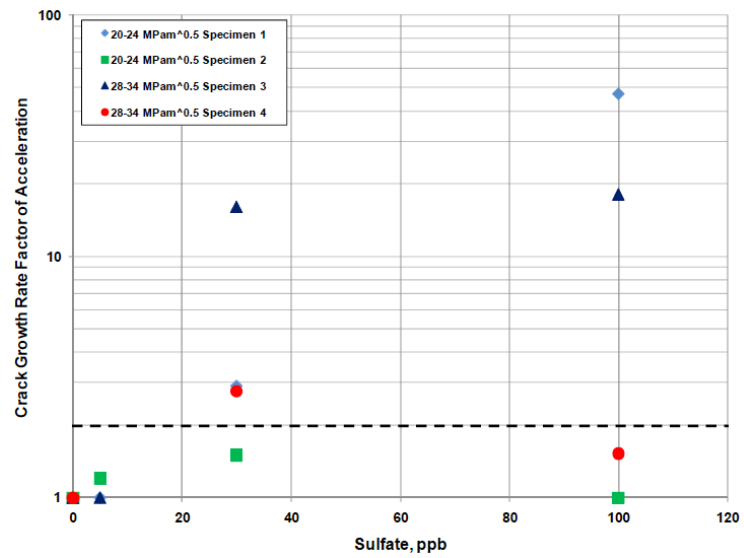


圖 1-5 在 HWC 環境下，敏化 304 不銹鋼因硫酸鹽引起的裂縫成長速率加速[2]

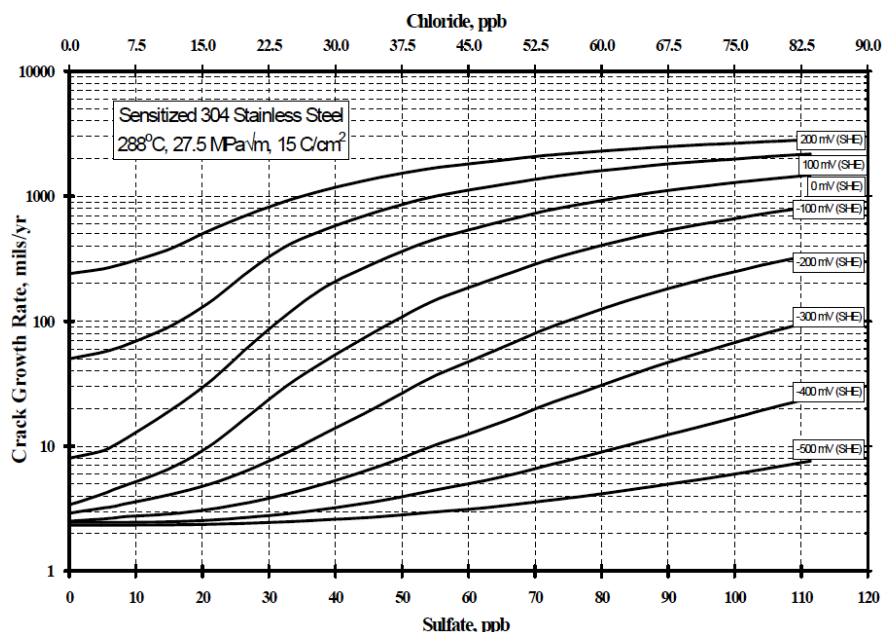


圖 1- 6 PLEDGE 裂縫成長預測與氯化物和硫酸鹽濃度的關係(GE-GRC)[2]

氯化物像硫酸鹽一樣會對於 BWR 材料產生 SCC 的現象，除了促使敏化不銹鋼產生 IGSCC，也讓退火不銹鋼產生 TGSCC、孔蝕與間隙腐蝕。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[2]。圖 1- 7 顯示氯化物與氧氣對於不銹鋼在高溫水中發生 IGSCC 與 TGSCC 的影響，可以發現溶氧在此現象佔有主導的角色，並且如無溶氧存在並不會發生 SCC。氯化物會加速任何形式的腐蝕，隨著氯化物含量從數個 ppb 增加至 200 ppb，IGSCC 的傾向也會增加，氯化物含量超過 200 ppb 時，退火不銹鋼發生因氯誘發 TGSCC 的風險也會增加。針對 304 不銹鋼，在 CT 高壓釜下進行測試(288°C)，兩個應力強度因子下($\sim 22 \text{ MPa}\sqrt{\text{m}}$ 與 $\sim 30 \text{ MPa}\sqrt{\text{m}}$)，氯化物濃度從 5 ppb($0.07 \mu\text{S}/\text{cm}$)逐步增加至 30 ppb($0.162 \mu\text{S}/\text{cm}$)、76 ppb($0.36 \mu\text{S}/\text{cm}$)、100 ppb($0.41 \mu\text{S}/\text{cm}$)，NWC 環境則是透過添加 500 ppb 溶氧來模擬，HWC 則是將溶氧控制在 3-5 ppb 來達到低於 $-230 \text{ mV}_{\text{SHE}}$ 的腐蝕電位，都發現沿晶裂縫。Studsvik 研究人員採用反向 DCPD 來進行氯化物對於 304 不銹鋼裂縫成長速率的影響，從圖 1-8 與圖 1-9 的數據可以發現，氯化物濃度增加會導致敏化 304 不銹鋼在 NWC 與 HWC 中的裂縫成長速率增加[1]。

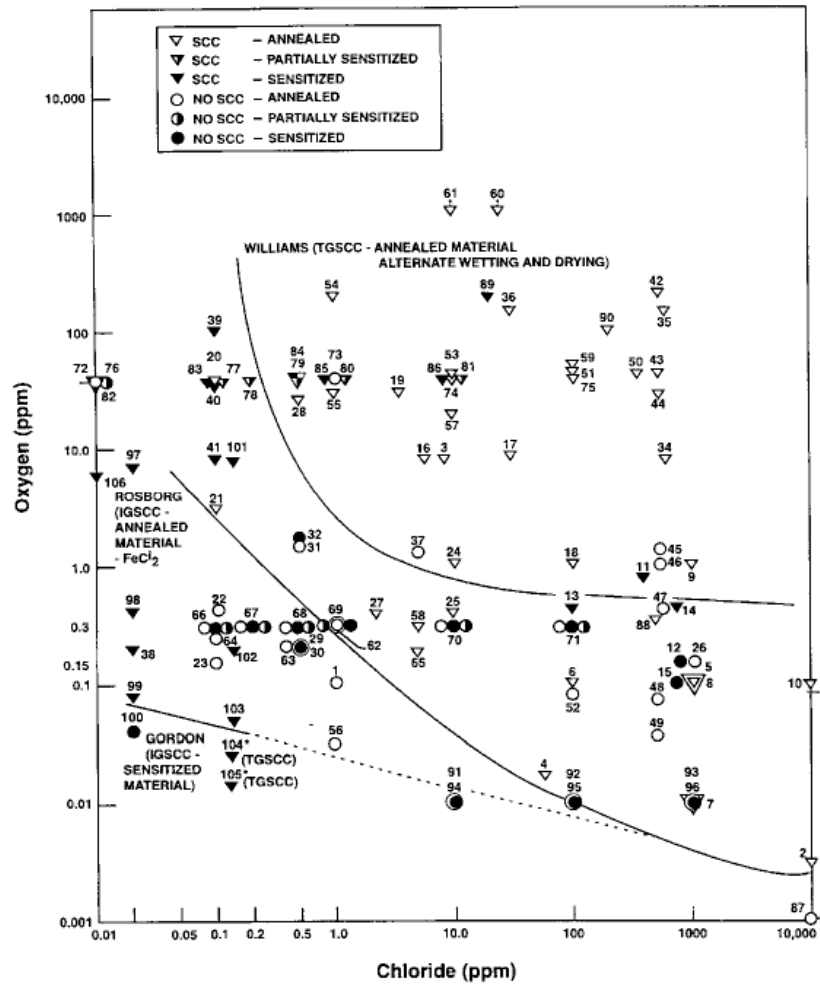


圖 1-7 氯化物與氧氣對於不銹鋼在高溫水中發生 SCC 起始的影響[1]

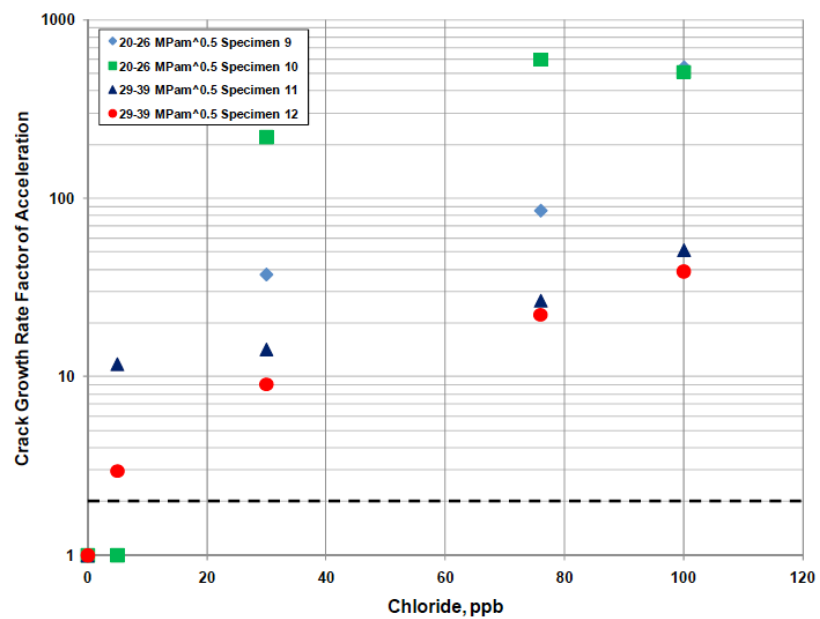


圖 1-8 在 NWC 環境下，敏化 304 不銹鋼因氯化物引起的裂縫成長速率加速[2]

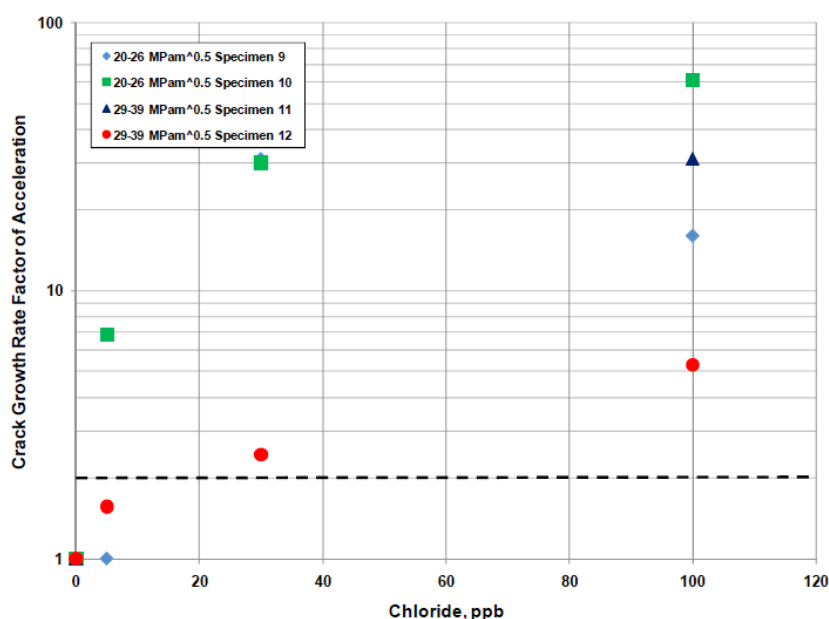


圖 1-9 在 HWC 環境下，敏化 304 不銹鋼因氯化物引起的裂縫成長速率加速[2]

瑞典 J. Stjärnsäter 針對 BWR 在 NWC 環境下進行溫度對於不銹鋼的裂縫成長速率(CGR)研究。多項研究顯示在高純度水中 CGR 隨溫度增加而增加，但有些數據顯示如有硫酸鹽存在時，則 CGR 在 150 °C~200 °C 範圍時具有最大值。針對敏化 304 不銹鋼試片，在模擬 NWC 環境下添加 SO_4^{2-} (30 或 100 ppb) 進行三個 CT 試片的測試，應力強度為 30 MPam^{0.5}，測試溫度為 290 °C~100 °C，溶氧控制在 500 ppb，結果顯示都出現沿晶裂縫。試片 NO.2 設定在 100 ppb SO_4^{2-} 的環境下，進行溫度 100 °C 與 150 °C 的測試，結果如圖 1-10 所示，顯示在同一溫度下，添加 SO_4^{2-} 造成 CGR 上升。圖 1-11 則是試片 NO.3 在 30 ppb SO_4^{2-} 的環境下，進行不同溫度的測試，結果顯示在 150 °C 時 CGR 具有最大值。三個試片的結果均顯示，當水中存在硫酸鹽時，CGR 約在 150 °C~200 °C 時達到最大值，如圖 1-12 所示，而 SO_4^{2-} 濃度在 30 ppb 與 100 ppb 的狀態下，與溫度的相依性類似。從破斷面的觀察，可以發現在 150 °C~200 °C 測試的破斷面變得較為複雜，呈現裂縫分支、表面外裂縫等，因此測量的 CGR 不確定性比較大，圖 1-13 可以發現在大裂縫旁有許多的裂縫分支，猜測大裂縫分支應是在 150 °C 與 30 ppb SO_4^{2-} 下誘發，當添加硫酸鹽時材料非常容易發生 IGSCC。有研究指出在 NWC 且不含雜質的環境下，CGR 會隨溫度增加而增加 [3]，與此研究在含 30 ppb SO_4^{2-} 環境下的 CGR 與溫度相關性不同，如圖 1-14 所示，可能的原因與金屬氧化物穩定性對於溫度與 pH 值具有強烈相關性，金屬氧化物穩

定性受到水中雜質濃度與腐蝕電位的影響，在 NWC 且不含雜質的環境下，如金屬表面形成鈍化膜，CGR 隨溫度增加是由質傳動力學增加來控制。當水中存在硫酸鹽，在特定的溫度下(如：250 °C~200 °C)，表面鈍化膜的形成可能被抑制[4]。

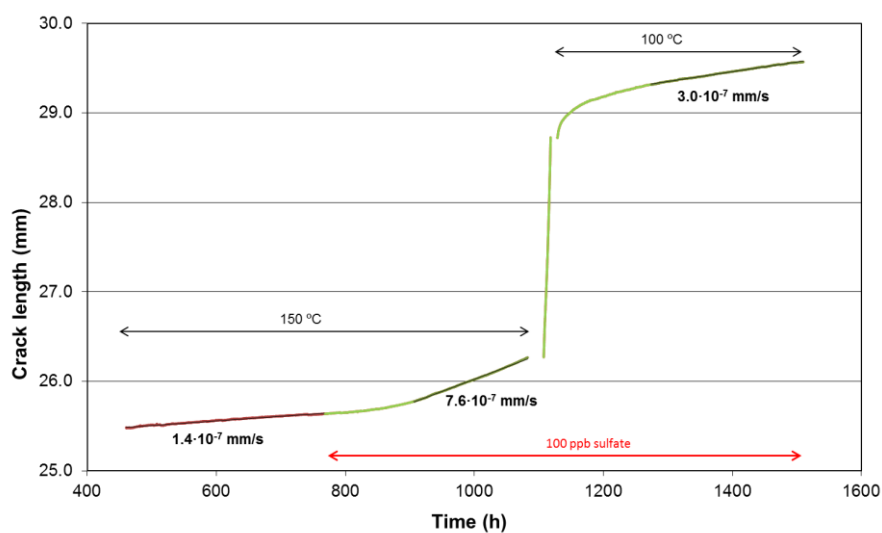


圖 1- 10 試片 NO.2 在 NWC 與添加 100 ppb SO_4^{2-} 的環境下，CGR 在不同溫度下的變化 [4]

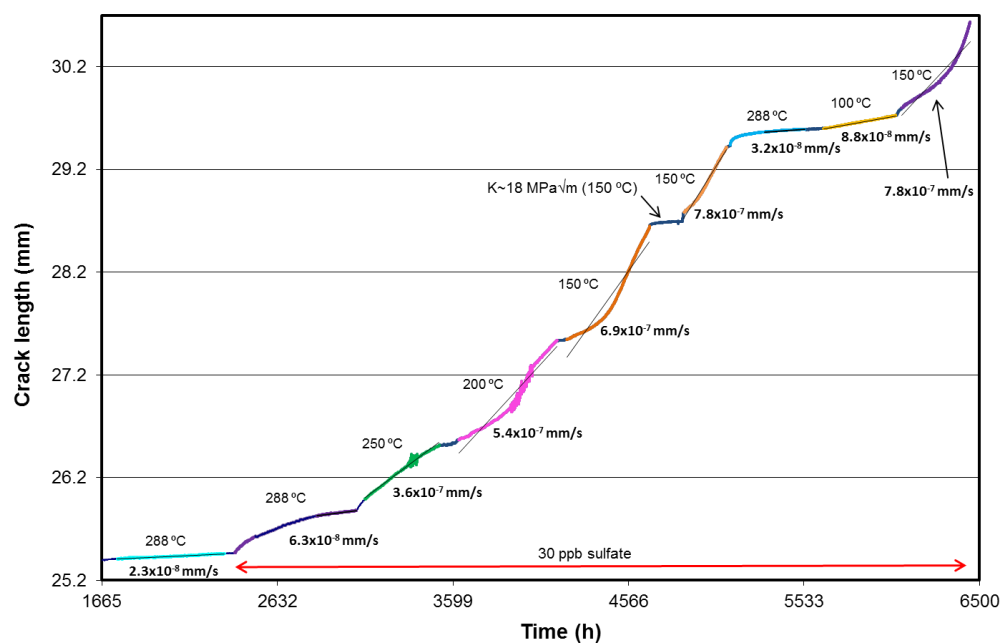


圖 1- 11 試片 NO.3 在 NWC 與添加 30 ppb SO_4^{2-} 的環境下，CGR 在不同溫度下的變化 [4]

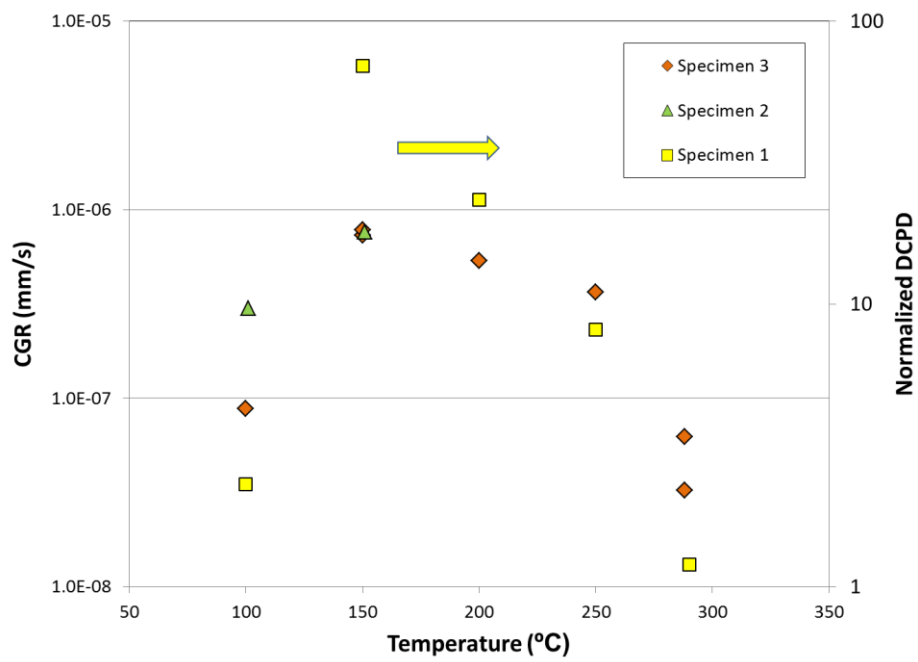


圖 1-12 試片在含有硫酸鹽環境下的 CGR 與溫度變化[4]

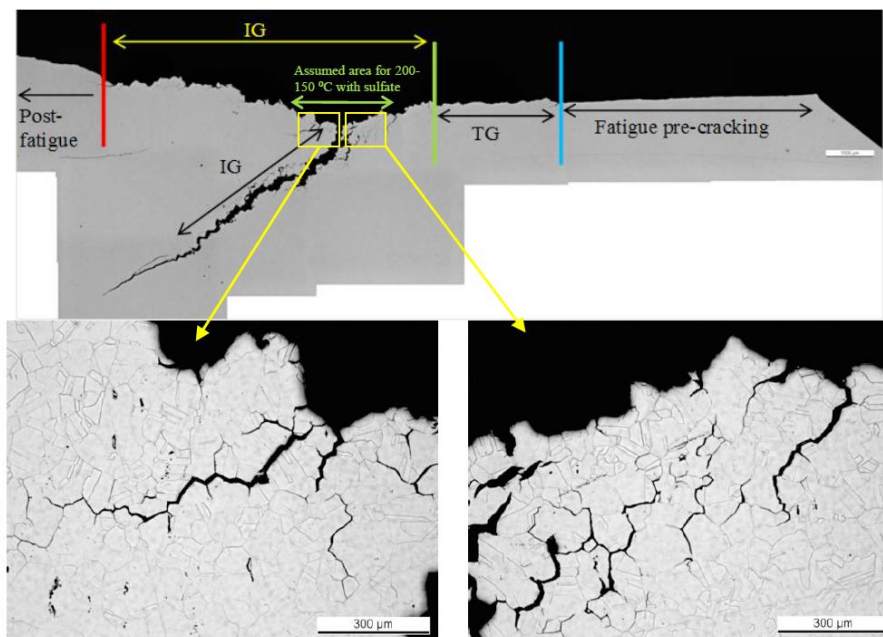


圖 1-13 試片 NO.3 金相剖面圖[4]

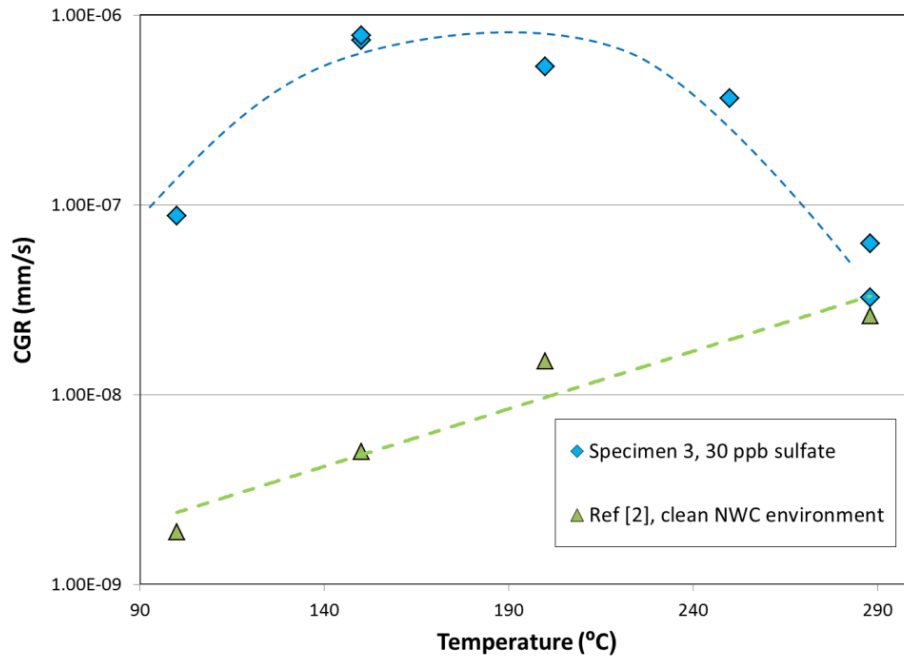


圖 1- 14 敏化 304 不銹鋼在含有硫酸鹽環境(試片 NO.3)與不含雜質的 NWC 的環境下，
CGR 與溫度變化[4]

Studsvik 另一項研究顯示，在高純度的 BWR 水中，敏化不銹鋼的裂縫成長速率隨溫度增加而增加，如圖 1- 15 所示，六個 CT 試片在 100°C 至 290 °C 的溫度測試範圍下，導電度低於 Action Level 1，入口處導電度約為 0.06 $\mu\text{S}/\text{cm}$ ，出口處的導電度約為 0.07~0.22 $\mu\text{S}/\text{cm}$ ，溫度較低時導電度較高，可能是因為低溫時的高腐蝕電位導致較高腐蝕速率，而溶氧為 500 ppb。試片都可以觀察到沿晶裂縫或樹枝狀間裂縫(Interdendritic Cracking)[1][3]。

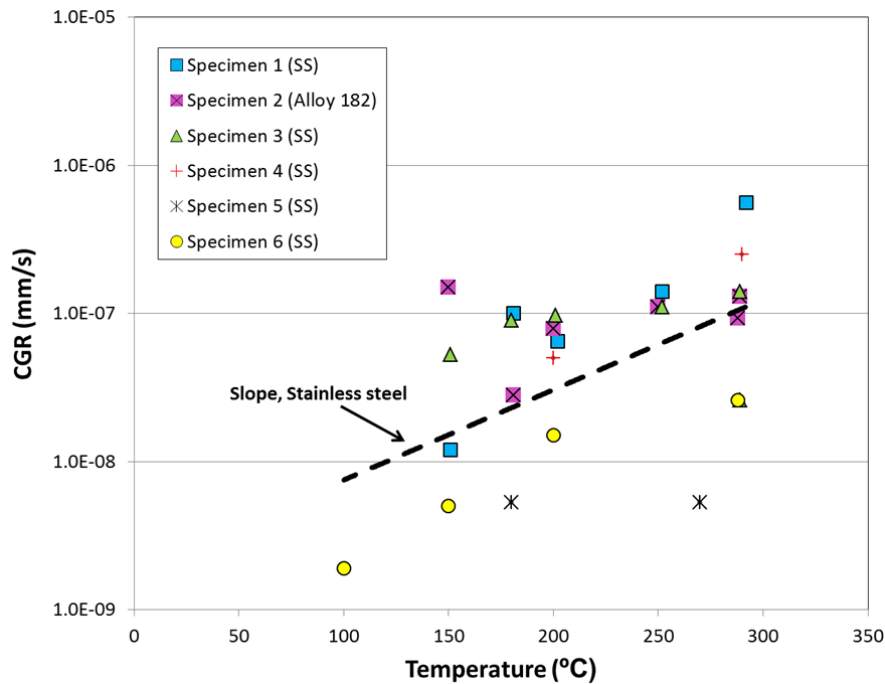


圖 1- 15 在低於 Action Level 1 導電度的環境下，敏化 304 不銹鋼與溫度的相關性[1]

美國 GE Global Research Center (GEGRC) 與 GE Hitachi 總結實驗室測試的結果，針對 304 不銹鋼與合金 600 隨溫度變化的裂縫成長速率變化，包含不同熱處理程序，測試的環境為溶氧 200 ppb，大部分的測試採添加硫酸以達到 0.3 $\mu\text{moles/L}$ 或是 28.8 ppb 的硫酸鹽濃度，導電度則是高於 $\sim 0.055 \mu\text{S/cm}$ ，也在 0.1 μM 鹽酸 (0.076 $\mu\text{S/cm}$)、0.5 μM 鹽酸 (0.224 $\mu\text{S/cm}$) 與飽和空氣的水環境 ($\sim 8,800 \text{ ppb O}_2$ 與 $\sim 0.5 \mu\text{S/cm}$) 進行一次評估，結果如圖 1-16 所示。可以發現在這些水化學條件時約 200 $^{\circ}\text{C}$ 時出現峰值，通常比 288 $^{\circ}\text{C}$ 或 25 $^{\circ}\text{C}$ 高出 30 至 100 倍，與 25 $^{\circ}\text{C}$ ~200 $^{\circ}\text{C}$ 之間的成長速率相比，大於 250 $^{\circ}\text{C}$ 即下降，有些情況 25 $^{\circ}\text{C}$ 與 288 $^{\circ}\text{C}$ 的成長速率類似。即使環境中的溫度降低，導電率低於 Action Level 1 ($\leq 3 \mu\text{S/cm}$)，但因硫酸鹽 $> 5 \text{ ppb}$ (高於 Action Level 1)，如果存在應力，對於材料將是有害的[1][5]。

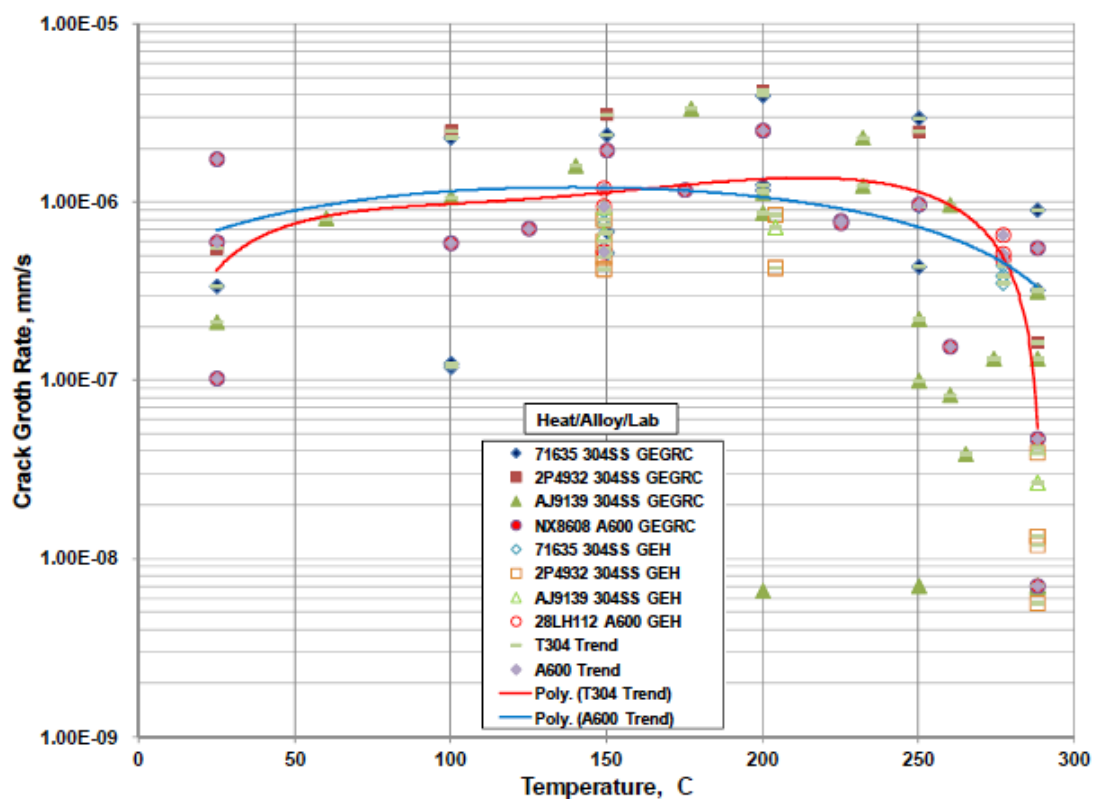


圖 1- 16 敏化 304 不銹鋼與合金 600 在溶氧 200 ppb 與大於 Action Level 1 的環境下，
隨溫度變化的裂縫成長速率[5]

BWR 在起動或停機過程中，SCC 成長速率可能會比全功率運轉時更加嚴重，主要是因為(1)水的純度會比全功率穩態運轉時更低、(2)溶氧與 ECP 高於全功率運轉時，特別是大多數 BWR 實施 NMCA/OLNC 時只在運轉時注入氫氣、(3)皆夠材料的裂縫成長速率在 175 °C(347 °F)達到峰值、(4)壓力增加會對組件產生動態負載(與其中的裂縫)、(5)溫度升高會在含有 4~8% δ 肥粒鐵不銹鋼銲接金屬與基材之間、肥粒鐵壓力容器鋼與不銹鋼銲接金屬之間產生不同的熱應變。針對敏化 304 不銹鋼，選擇與起動過程水純度一樣的條件，通常 $>5 \mu\text{S}/\text{cm}$ ，相當於約 50 ppb 的 H_2SO_4 或 HCl ，在 100、150、200、250 和 288 °C 的溫度下，透過溶氫 63 ppb 來達到低 ECP 條件，結果顯示在中間溫度具有較高的裂縫成長速率，如圖 1- 17 紅色標記所示，較低的 ECP 確實會導致較低的裂縫成長速率，也證實 BWR 起動過程如果實施低 ECP 的益處[1]。

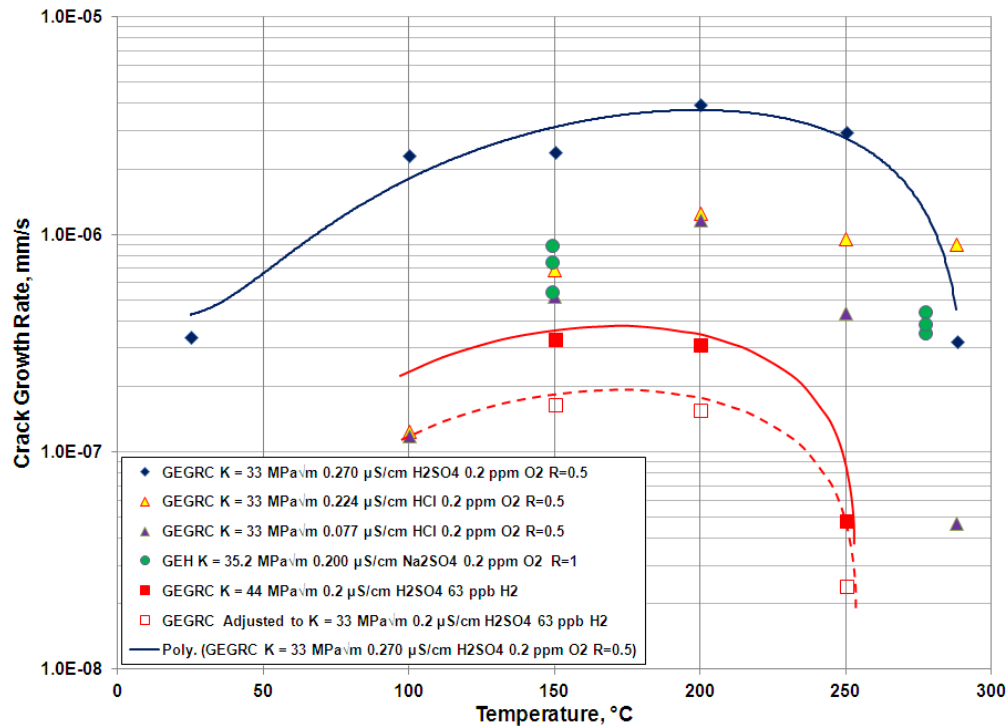


圖 1- 17 敏化 304 不銹鋼在高低 ECP 的環境下，隨溫度變化的裂縫成長速率比較[1]

圖 1- 18 顯示溶液溫度與氯離子濃度對於一般 γ 相系統不銹鋼與雙相不銹鋼發生 SCC 的影響，相比於 316L SS，即使是 PI 值稍高的 SAF 2304 (Pitting Index = $\text{Cr}+3\text{Mo}+30\text{N}$ (weight%))，值愈高顯示耐孔蝕性能較優異。在溶液溫度與氯離子濃度的影響下，抗 SCC 的表現是比 304 與 316 系列不銹鋼好，在含有較高鉬含量的雙相不銹鋼中，其 SCC 起始的臨界溫度與氯離子濃度均增加，並顯示出優異的 SCC 抗蝕性[6]。

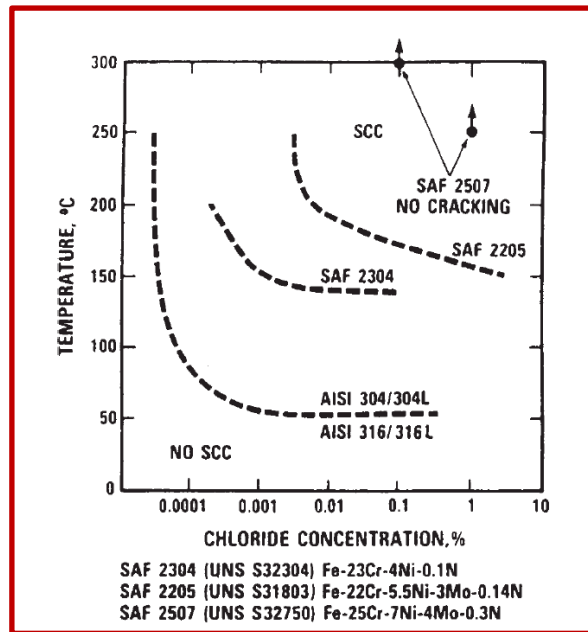


圖 1-18 溶液溫度與氯離子濃度對於雙相與奧斯田鐵系不銹鋼發生 SCC 的可能性

中國大陸上海交通大學 Donghai Du 等人，針對高溫水中的冷加工 316/316L SS 進行氯化物與氧氣對於 SCC 的影響探討。材料冷加工、水中溶氧與氯化物是加速不銹鋼在高溫水中 SCC 裂縫成長速率的關鍵因素，針對 316 與 316L SS 在 288°C 與 325°C 水中進行測試，試片為 CT 型式，316 SS 冷加工程度約為 10%，316L SS 約為 21%，測試環境包含溶氧 2000 $\mu\text{g/kg}$ 與小於 5 $\mu\text{g/kg}$ (溶氫 1580 $\mu\text{g/kg}$)，氯離子濃度則有 0 與 30 $\mu\text{g/kg}$ 。圖 1-19 為 316 SS 的結果，前 900 小時測試在溶氧 2000 $\mu\text{g/kg}$ 下，裂縫成長速率為 6.7×10^{-7} mm/s，而在加氫後(1580 $\mu\text{g/kg}$)，裂縫成長速率降為 3.41×10^{-8} mm/s，添加 30 $\mu\text{g/kg}$ 氯離子後裂縫成長速率增加至 8.41×10^{-8} mm/s。經過 1283 小時測試後，再度添加 2000 $\mu\text{g/kg}$ 溶氧，裂縫成長速率增加至 1.1×10^{-6} mm/s，可以發現氯離子加速了水中 316 SS 的裂縫成長速率，且在 HWC 下的數據遠低於在溶氧下的數值。圖 1-20 為 316L SS 的結果，在還原(DH:1580 $\mu\text{g/kg}$)與氧化(DO:2000 $\mu\text{g/kg}$)環境下的裂縫成長速率分別為 5.89×10^{-8} mm/s 與 1.2×10^{-6} mm/s，加入 30 $\mu\text{g/kg}$ 氯離子後，SCC 裂縫成長速率立即增加，氧化環境的裂縫成長速率達到 2.5×10^{-6} mm/s，而還原環境則是降至 1.87×10^{-7} mm/s，與 316 SS 呈現類似的 SCC 表現。溫度由 325°C 降至 288°C 時，HWC 下穩定的裂縫成長速率為 2.56×10^{-8} mm/s，降一半的數值。從破斷面來看，316 SS 主要的 SCC 型態幾乎是沿晶，316L SS 主要是沿晶伴隨穿晶，如圖 1-21 所示。以上結論顯示溶氧與氯離子均能加速冷

加工 316 SS 與 316L SS 的裂縫成長速率，但主要因素為溶氧。冷加工程度較高容易發生穿晶裂縫[7]。

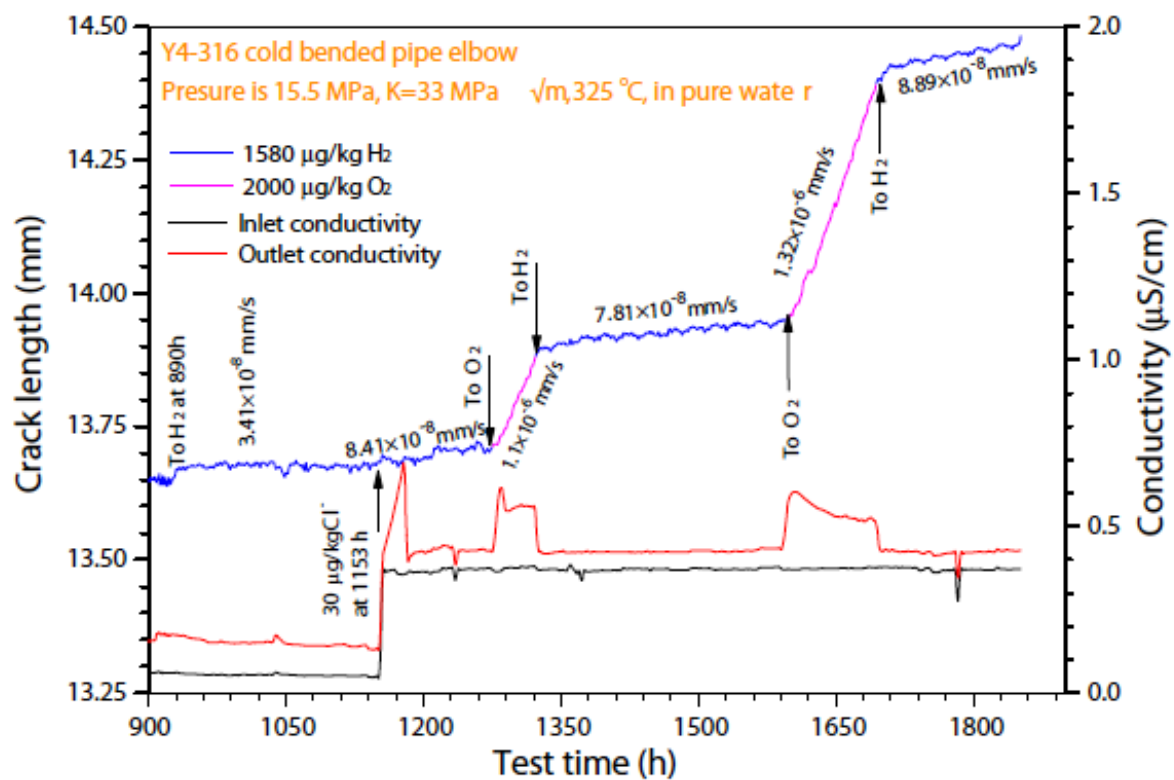
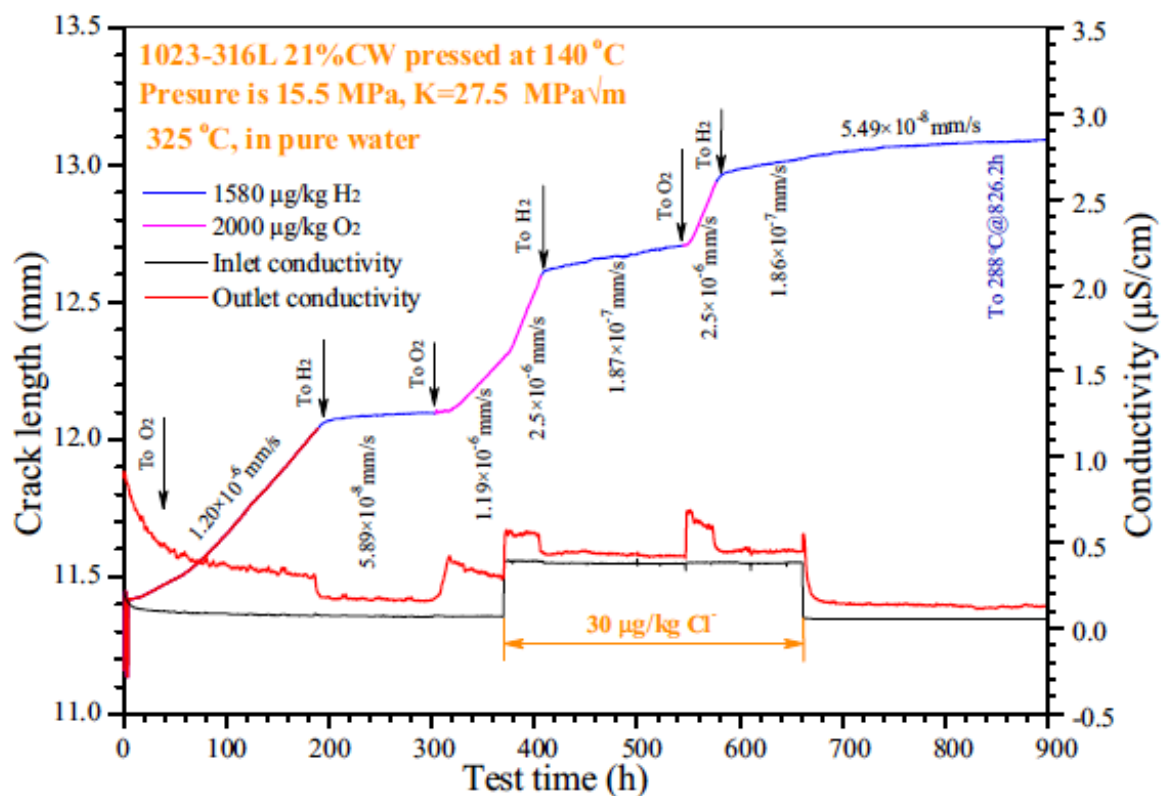
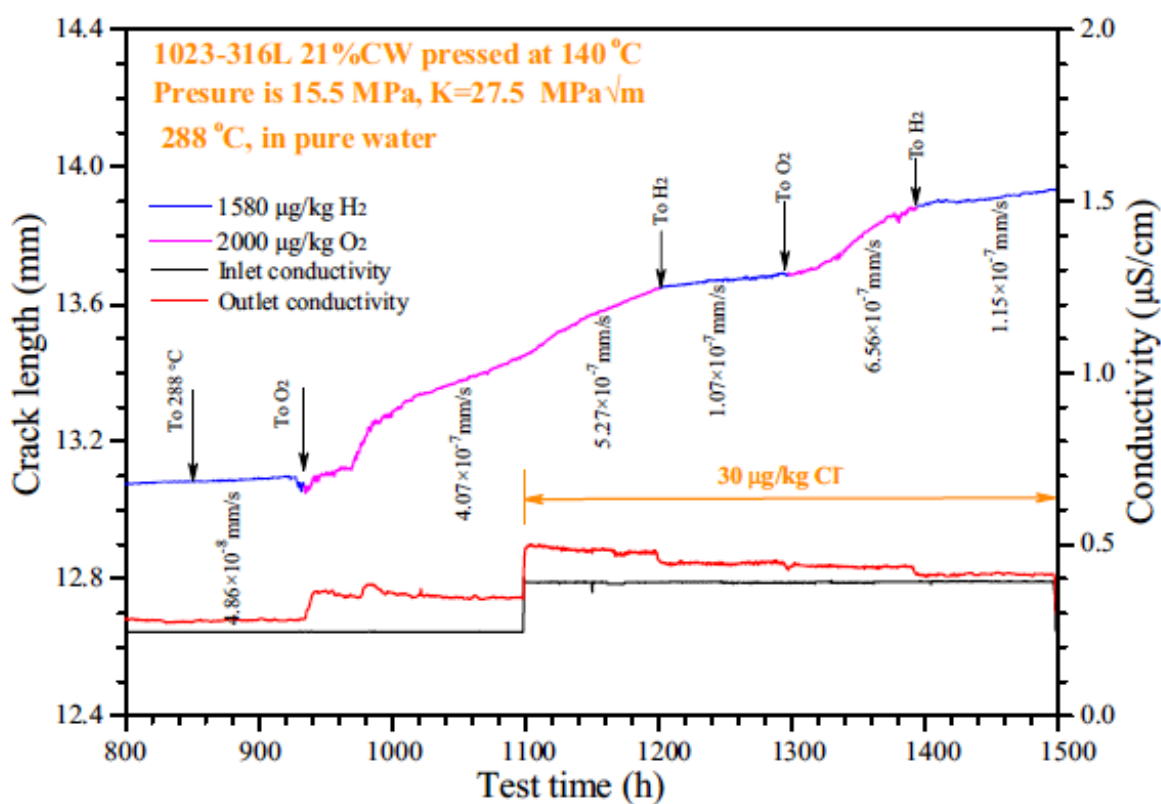


圖 1- 19 冷加工 316 SS 的裂縫成長表現



a) 0-900h



b) 800-1500h

圖 1-20 冷加工 316L SS 的裂縫成長表現

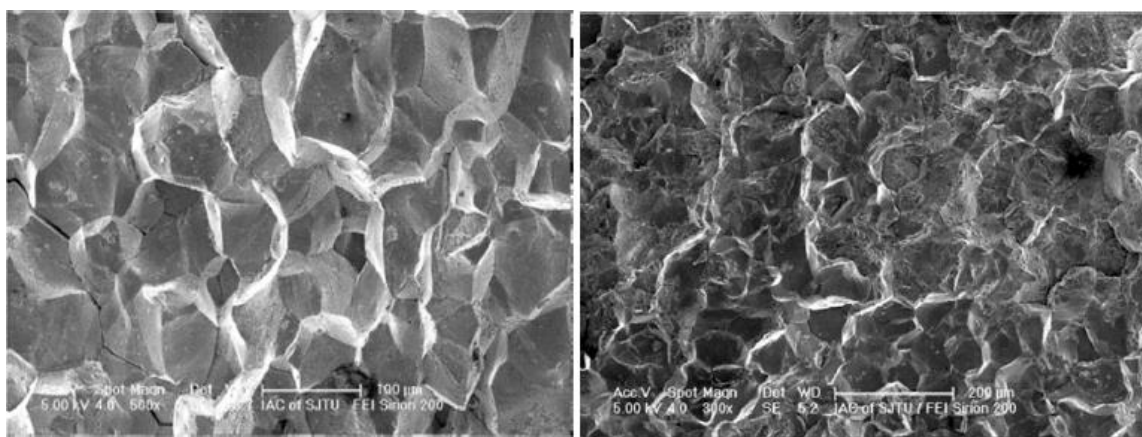


圖 1- 21 冷加工 316 SS(左)與 316L SS(右)破裂面 SCC 型態

EPRI 針對 BWR 水化學中的不純物進行探討，針對敏化 304 不銹鋼結果顯示氯離子與硫酸根離子影響較為顯著的不純物，無論是在一般水化學或是加氫水化學，醋酸與碳酸鈉對於不銹鋼裂縫的影響較為輕微，至於硝酸鹽、磷酸鹽與二氧化碳則是無明顯影響。此研究採用具有 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。測試的環境包含 288°C 時溶氧 200 ppb 的一般水化學、288°C 時溶氧 5 或 15ppb 的加氫水化學，以及 175°C 時溶氧 200ppb、過氧化氫 100 ppb 啟動環境的條件。對於硫酸根離子，在低濃度 25~100 ppb 範圍內，NWC 下有明顯的 IGSCC 發生，在 HWC 下也有 IGSCC，但在模擬啟動階段則是無影響。硝酸根離子則是在 HWC 下會增加裂縫，在 NWC 下則會減緩，啟動階段則是無影響。氯離子在高濃度下會有嚴重的 IGSCC 發生，對於 304 不銹鋼，氯離子臨界濃度低於 100 ppb，在 NWC 環境下容易有裂縫起始發生，在 HWC 下則是會延遲裂縫起始發生，暴露在含氯離子的環境易有 IGSCC。100 ppb 氯離子在 NWC 與 HWC 環境下也會導致 IGSCC，啟動階段則無。1~10 ppm 二氧化碳對於 304 SS 發生 IGSCC 的影響極小，二氧化碳主要是造成裂縫起始。測試結果如表 1-2 所示，包含 NWC、HWC 與啟動階段的條件[8]。

表 1-2 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	-

(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	-	-

Argonne National Laboratory 的 W.E. RUTHER 針對 12 種陰離子與氫、鈉離子存在時對於輕度敏化 304 不銹鋼(熱處理條件：700°C/0.25 h+500°C/24 h，敏化程度: 2 coulomb/cm²)SCC 行為的影響，利用 CERT 實驗在 200 ppb 溶氧下進行，溫度範圍在 110°C~320°C。針對不同陰離子鈉鹽(陰離子濃度~0.1 ppm)，處於 289°C 與 200ppb 溶氧，如表 1-3 所示，在高純度水與含有硝酸或硼酸的水中，破裂面主要是延性加上穿晶型態，添加陰離子僅輕微縮短失效時間(the time to failure)。含有碳酸鹽與氯鹽的影響是相似的，含硫物質產生較高的 IGSCC 與較短的失效時間。對於硝酸、硼酸、碳酸、氯酸，含硫，以酸類形式添加相比鹽類較有害，硫酸則無差異。表 1-4 顯示溫度的影響，在無硫酸根離子且 200 ppb 溶氧下進行，以失效時間來看，最高 IGSCC 敏感性發生在 200°C~250°C，添加 0.1 ppm 硫酸鹽會增加敏感性程度，即縮短失效時間，在此溫度範圍出現最大敏感性(表 1-5、圖 1-22、圖 1-23)。當硫酸鹽濃度增加至 1.0 ppm(表 1-6)，溫度≥150°C 時 IGSCC 敏感度顯著增加，當溫度>250°C 附近時持續增加，與高溫純水環境下會降低不同，顯示在高溫下，1 ppm 的硫酸鹽是有害的。在 0.1 與 1.0 ppm 硫酸根離子環境下，溫度低於 150°C，主要是以延性破裂為主(表 1-5、表 1-6)。圖 1-24 顯示 304 SS 在不同水化學環境的電化學腐蝕電位與破裂型態，當電位由+100 mV_{SHE} 降至 0 時(導電度~0.1 μS/cm)，破裂型態會由沿晶轉成穿晶與延性破裂[9]。

表 1-3 不同陰離子環境的測試結果

Test No.	Feedwater Chemistry				CERT Parameters				
	Oxygen, ppm	Impurity Species	Cond. at 25°C, $\mu\text{S}/\text{cm}$	pH at 25°C	Failure Time, h	Maximum Stress, MPa	Total Elong., %	Reduction in Area, %	Fracture Morphology ^c
A2	0.24	-	0.14	6.12	166	493	60	66	0.80D, 0.20T
A50	0.24	NaNO ₃	0.34	6.03	152	516	55	60	0.85D, 0.15T
A51	0.26	Na ₂ B ₄ O ₇	0.21	6.40	142	523	51	68	0.88D, 0.12T
A48	0.30	Na ₂ CO ₃	0.43	6.80	103	476	37	43	0.60D, 0.40G ₃
A49	0.31	NaCl	0.51	6.05	98	476	35	50	0.58D, 0.42G ₂
A65	0.22	Na ₃ PO ₄	0.47	6.93	84	448	30	30	0.57D, 0.43G ₃
A66	0.25	Na ₂ HPO ₄	0.33	6.47	84	425	30	54	0.29D, 0.71G ₃
A47	0.25	Na ₂ SiO ₃	0.53	7.62	69	398	25	43	0.55D, 0.45I
A71	0.21	NaOH	1.16	8.34	68	390	24	52	0.22D, 0.34T, 0.44G ₃
A12	0.20	Na ₂ SO ₄	0.66	6.90	54	345	20	29	0.22D, 0.78G ₃
A53	0.26	Na ₂ SO ₃	0.36	6.44	47	329	17	22	0.22D, 0.78I
A52	0.23	Na ₂ S ₂ O ₃	0.47	6.15	49	299	18	14	0.12D, 0.88G ₃
A54	0.22	Na ₂ S	1.03	8.05	49	317	18	23	0.22D, 0.78G ₃

Test No.	Feedwater Chemistry				CERT Parameters				
	Oxygen, ppm	Impurity Species	Cond. at 25°C, $\mu\text{S}/\text{cm}$	pH at 25°C	Failure Time, h	Maximum Stress, MPa	Total Elong., %	Reduction in Area, %	Fracture Morphology ^c
A2	0.24	-	0.14	6.12	166	493	60	66	0.80D, 0.20T
A59	0.18	H ₂ SiO ₃	0.12	6.25	123	514	44	48	0.63D, 0.37G ₃
A57	0.23	H ₃ BO ₃	0.14	6.30	109	492	39	41	0.59D, 0.41G ₃
A56	0.24	HNO ₃	0.70	5.75	101	481	36	41	0.69D, 0.31G ₃
A64	0.23	H ₃ PO ₄	0.53	5.90	99	460	36	53	0.44D, 0.56G ₃
A60	0.22	H ₂ CO ₃	0.69	5.77	91	469	33	38	0.52D, 0.48G ₂
A58	0.26	HCl	1.19	5.58	83	440	30	37	0.43D, 0.57G ₂
A3	0.20	H ₂ SO ₄	0.91	5.74	79	402	29	37	0.22D, 0.78G ₂
A63	0.23	H ₂ SO ₄	0.94	5.75	54	326	19	18	0.25D, 0.75I
A61	0.21	H ₂ SO ₃	0.61	5.78	51	320	18	20	0.22D, 0.78G ₃

表 1-4 不同溫度下與溶氧 200 ppb，無硫酸根離子環境的測試結果

Test No.	Temp., °C	Feedwater Chemistry				Failure Time, h	Maximum Stress, MPa	Total Elong., %	Reduction in Area, %	Fracture Morphology ^b	SCC Growth Rate, ^c	
		Oxygen, ppm	Sulfate, ppm	Cond., µS/cm	pH at 25°C						mm·h ⁻¹	m·s ⁻¹
123	320	0.17	0	0.11	6.28	156	534	56	72	1.00D	0	0
96	315	0.21	0	0.13	6.19	151	538	55	75	1.00D	0	0
122	300	0.18	0	0.19	6.18	154	538	55	76	0.97D, 0.03T	1.9×10^{-3}	5.3×10^{-10}
2	289	0.25	0	0.20	6.80	143	492	50	52	0.69D, 0.31T	7.9×10^{-3}	2.2×10^{-9}
94	270	0.24	0	0.12	6.08	123	513	44	49	0.43D, 0.57G ₃	1.4×10^{-2}	3.9×10^{-9}
98	250	0.22	0	0.10	6.21	115	499	41	46	0.28D, 0.72G ₃	1.3×10^{-2}	3.6×10^{-9}
91	240	0.24	0	0.10	6.15	71	328	25	31	0.40D, 0.60I	3.3×10^{-2}	2.2×10^{-9}
95	225	0.23	0	0.12	6.15	105	448	40	64	0.41D, 0.59I	1.7×10^{-2}	4.7×10^{-9}
97	225	0.21	0	0.11	6.19	80	448	29	33	0.50D, 0.50I	2.2×10^{-2}	6.1×10^{-9}
125	215	0.21	0	0.14	6.17	132	516	48	72	0.80D, 0.20I	1.4×10^{-2}	3.9×10^{-9}
119	205	0.23	0	0.14	6.26	98	456	35	66	0.67D, 0.33G ₃	1.9×10^{-2}	5.2×10^{-9}
92	190	0.24	0	0.13	6.07	96	449	34	62	0.67D, 0.33I	2.3×10^{-2}	6.4×10^{-9}
124	175	0.22	0	0.14	6.23	157	509	57	80	1.00D	0	0
120	165	0.21	0	0.15	6.24	151	502	54	80	0.79D, 0.21T	7.2×10^{-3}	2.0×10^{-9}
121	150	0.19	0	0.13	6.24	148	491	53	80	0.99D, 0.01T	1.7×10^{-3}	4.7×10^{-10}
93	140	0.22	0	0.12	6.10	155	514	56	81	1.00D	0	0
99	110	0.20	0	0.12	6.20	173	523	62	84	1.00D	0	0

表 1-5 不同溫度下，0.1 ppm 硫酸根離子環境的測試結果

Test No.	Temp., °C	Feedwater Chemistry				Failure Time, h	Maximum Stress, MPa	Total Elong., %	Reduction in Area, %	Fracture Morphology ^b	SCC Growth Rate, ^c	
		Oxygen, ppm	Sulfate, ppm	Cond., µS/cm	pH at 25°C						mm·h ⁻¹	m·s ⁻¹
116	315	0.20	0.1	0.89	5.70	98	477	35	41	0.44D, 0.28T, 0.28I	3.0×10^{-2}	8.3×10^{-9}
100	315	0.22	0.1	0.87	5.71	87	435	31	48	0.33D, 0.44T, 0.23I	2.3×10^{-2}	6.4×10^{-9}
118	300	0.19	0.1	0.91	5.75	56	382	20	20	0.32D, 0.68I	4.1×10^{-2}	1.1×10^{-8}
17	289	0.18	0.1	0.90	5.80	49	315	18	10	0.08D, 0.92I	8.2×10^{-2}	2.3×10^{-8}
115	289	0.22	0.1	0.90	5.76	62	372	22	21	0.22D, 0.78G ₃	3.2×10^{-2}	8.9×10^{-9}
101	270	0.22	0.1	0.87	5.75	61	324	22	21	0.21D, 0.79I	3.9×10^{-2}	1.1×10^{-8}
104	255	0.20	0.1	0.90	5.78	61	358	22	30	0.25D, 0.75I	3.9×10^{-2}	1.1×10^{-8}
102	240	0.22	0.1	0.87	5.73	56	339	20	19	0.35D, 0.65I	4.0×10^{-2}	1.1×10^{-8}
103	225	0.22	0.1	0.88	5.76	50	317	18	26	0.28D, 0.72I	6.0×10^{-2}	1.7×10^{-8}
105	190	0.23	0.1	0.86	5.68	53	340	19	24	0.31D, 0.69I	4.4×10^{-2}	1.2×10^{-8}
106	165	0.19	0.1	0.86	5.71	81	434	29	46	0.44D, 0.56I	3.1×10^{-2}	8.6×10^{-9}
117	150	0.20	0.1	0.88	5.77	84	405	30	27	0.36D, 0.64I	2.7×10^{-2}	7.5×10^{-9}
107	140	0.22	0.1	0.87	5.75	163	504	59	81	1.00D	0	0

表 1-6 不同溫度下，1.0 ppm 硫酸根離子離子環境的測試結果

Test No.	Temp., °C	Feedwater Chemistry				Failure Time, h	Maximum Stress, MPa	Total Elong., %	Reduction in Area, %	Fracture Morphology ^b	SCC Growth Rate, ^c	
		Oxygen, ppm	Sulfate, ppm	Cond., $\mu\text{S}/\text{cm}$	pH at 2° C						$\text{mm}\cdot\text{h}^{-1}$	$\text{m}\cdot\text{s}^{-1}$
108	315	0.22	1.0	8.0	4.78	42	264	15	16	0.14D, 0.86G ₃	7.1×10^{-2}	2.0×10^{-8}
39	289	0.20	1.0	8.0	4.80	45	291	16	15	0.19D, 0.81I	9.6×10^{-2}	2.4×10^{-8}
19	289	0.20	1.0	9.0	4.80	40	277	14	11	0.06D, 0.94I	1.1×10^{-1}	3.1×10^{-8}
109	270	0.23	1.0	8.3	4.77	44	291	16	19	0.22D, 0.78I	5.3×10^{-2}	1.5×10^{-8}
110	240	0.23	1.0	8.2	4.77	56	336	20	23	0.14D, 0.86I	5.6×10^{-2}	1.6×10^{-8}
114	215	0.27	1.0	8.0	4.77	50	307	18	15	0.14D, 0.86I	8.1×10^{-2}	2.3×10^{-8}
111	190	0.25	1.0	8.1	4.77	59	359	21	18	0.15D, 0.85I	6.2×10^{-2}	1.7×10^{-8}
113	165	0.26	1.0	8.2	4.78	63	395	23	17	0.05D, 0.95I	5.0×10^{-2}	1.4×10^{-8}
112	140	0.21	1.0	8.2	4.78	156	506	56	-	-	-	-

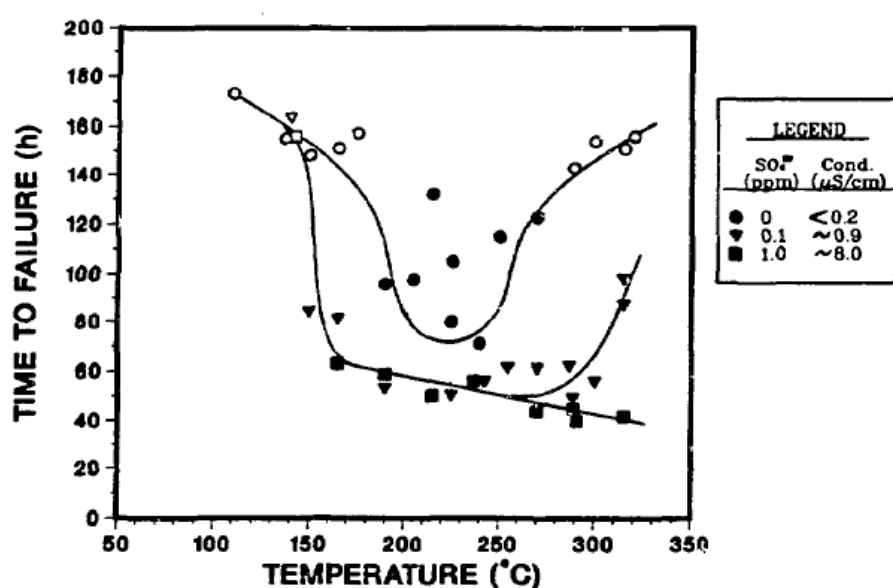


圖 1-22 硫酸鹽濃度對於失效時間的影響

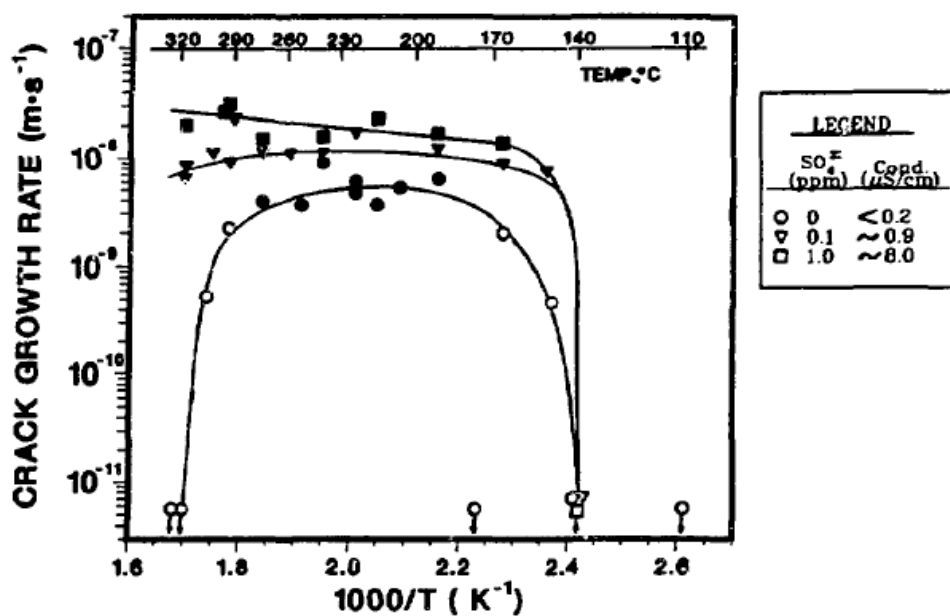


圖 1-23 硫酸鹽濃度對於裂縫成長速率的影響

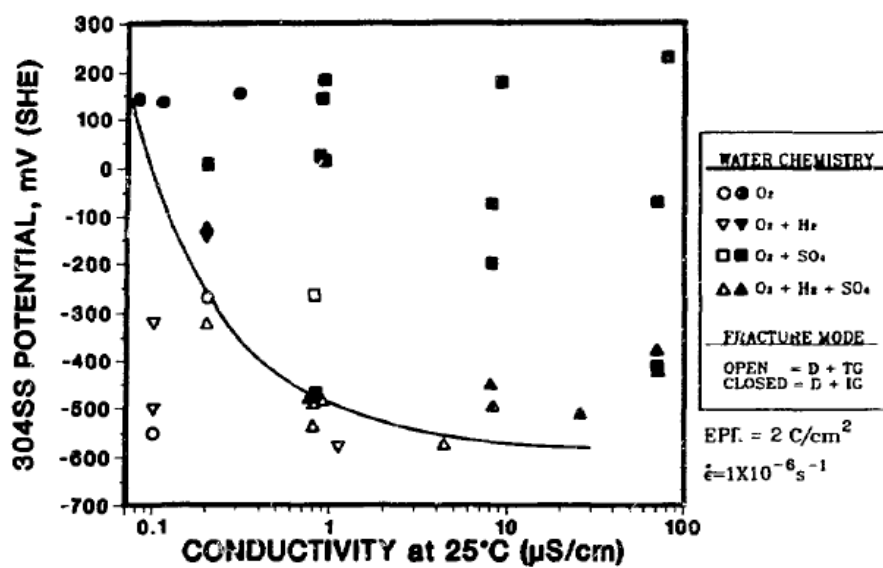


圖 1-24 不同水化學狀態下，304 SS 的電化學腐蝕電位與破裂型態

奇異公司在一份 EPRI 報告中曾針對高溫水中不純物對於不銹鋼 SCC 影響進行探討，採用 Constant Extension Rate Test (CERT) 進行銲接敏化不銹鋼試棒(304 SS/308 SS)在 284°C 含氧環境下測試，含有不純物的水環境，導電度約在 0.3~10 μS/cm，

高純度水導電度約在 0.1 $\mu\text{S}/\text{cm}$ 以下，銲接試片(W sample)的 EPR 值約在 0.9~3.8 coulomb/ cm^2 ，銲接試片加上 LTS(Low Temperature Sensitization:500°C/24h)呈現 EPR 值為 7.9~18.3coulomb/ cm^2 (W+LTS sample)，而 304 SS(FS sample)進行 620°C/24h 熱處理後的為 50 coulomb/ cm^2 ，屬於高度敏化。測試結果發現 IGSCC 比例與特定陰離子及其濃度相關，含硫酸根與碳酸根離子的環境對材料產生 IGSCC 有影響，硝酸根離子則影響較小，如表 1-7 與圖 1-25 所示。如果可以降低水中溶氧量也可減少有害不純物的影響，以碳酸根離子為例，如果水中溶氧降至 21 ppb 且導電度小於 0.3 $\mu\text{S}/\text{cm}$ ，則無 IGSCC 發生，如圖 1-26 所示[10]。

表 1-7 304 SS CERT 測試結果

CERT CONDITIONS AND RESULTS - $\dot{\epsilon} = 2.2 \times 10^{-5} \text{ min}^{-1}$											
Test No.	Sample Cond.	Avg. O_2 (ppb)	H_2 (ppb)	Impurity	Conductivity ($\mu\text{mho}/\text{cm}$)	Time to Failure (hr)	σ_F (ksi) [MPa]	UTS (ksi) [MPa]	Reduction in Area (%)	Elong. (%)	Failure Morphology
1	W	170	---	None	<0.1	246	89 [611]	62 [429]	29.8	29.2	80% Ductile 20% IGSCC
2	W	160	---	None	<0.1	177	103 [708]	69 [474]	33.0	25.6	85% Ductile 15% IGSCC
3	W+LTS	180	---	None	<0.1	244	91 [630]	63 [433]	31.1	26.8	75% Ductile 25% IGSCC
4	W+LTS	215	---	None	<0.1	91 (273) ^a	123 [847]	64 [439]	48.3	32.5	90% Ductile 10% IGSCC
5	W+LTS	19	125	None	<0.1	293	228 [1570]	59 [409]	75	36.3	100% Ductile
6	F.S.	195	---	None	<0.1	156	52 [358]	43 [299]	16.4 ^b	16.9	15% Ductile 85% IGSCC
7	W	175	---	Na_2SO_4	0.9	80	66 [455]	54 [372]	12.8	12.8	50% Ductile 50% IGSCC
8	W+LTS	165	---	Na_2SO_4	1.1	67	59 [406]	51 [354]	18.3	7.1	60% Ductile 40% IGSCC
9	W	185	---	Na_2CO_3	0.8	80.5	59 [408]	56 [387]	6.8	10.8	30% Ductile 70% IGSCC
10	W	65	125	Na_2CO_3	0.6	144	75 [519]	58 [402]	22.6	15.9	55% Ductile 45% IGSCC
11	W	21	---	Na_2CO_3	0.3	229	115 [795]	73 [504]	36.5	29.5	100% Ductile
12	W	23	125	Na_2CO_3	1.0	160	89 [613]	62 [428]	30.1	20.1	50% Ductile 50% IGSCC
13	W	190	---	NaNO_3	1.0	144	71 [490]	60 [413]	16.7	19.9	70% Ductile 30% IGSCC
14	W	195	---	NaNO_3	10	88	61 [419]	53 [365]	12.9	11.9	25% Ductile 75% IGSCC
15	W	195	---	NaF	1.2	116	73 [500]	60 [407]	18.6	13.9	40% Ductile 60% IGSCC

σ_F = Max Load/Failure X-section
UTS = Max Load/Original X-section
LTS = Low Temperature Sensitization (500°C/24 hr)
FS = Furnace Sensitization (621°C/24 hr)

^a Strain Rate = $6.7 \times 10^{-5} \text{ min}^{-1}$
Time to Failure Normalized to $2.2 \times 10^{-5} \text{ min}^{-1}$
^b Measured far from fracture surface - uniform neck region

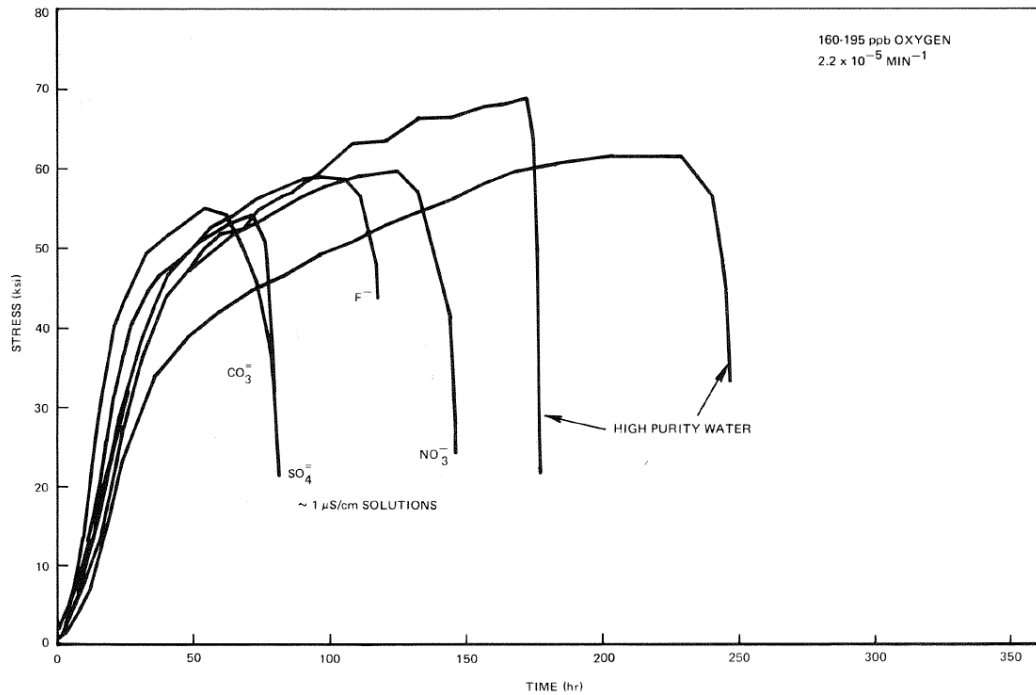


圖 1- 25 304 SS 在不同水化學狀態下的 CERT 結果

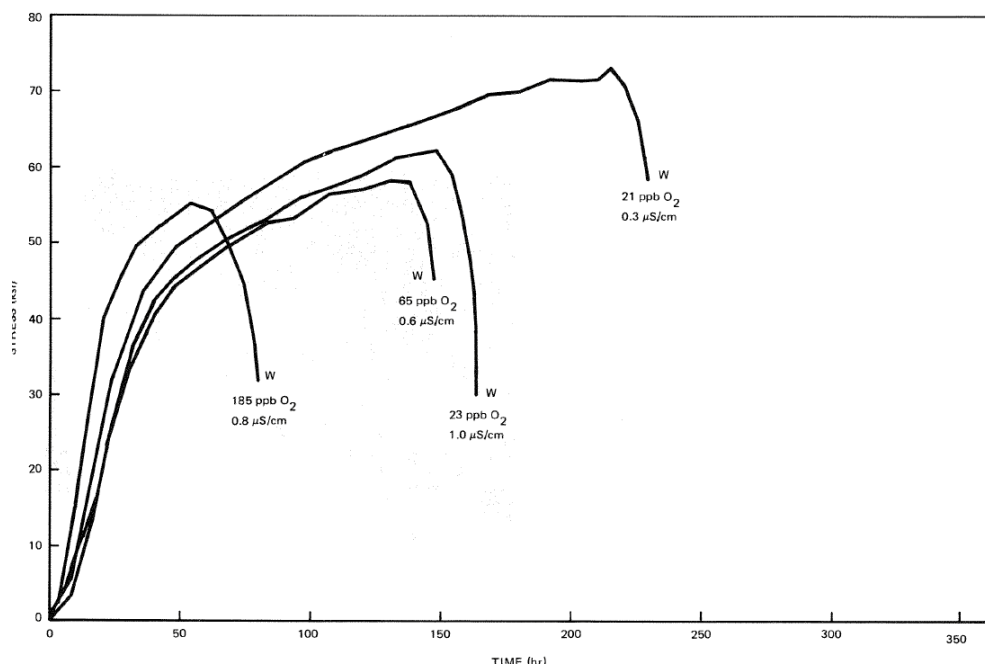


圖 1- 26 304 SS 在含碳酸根離子且在不同溶氧條件下的 CERT 結果

美國 Fitzpatrick 核電廠 2017 年發生 RWCU 系統意外跳脫。後續 RWCU 泵重新啟動後，offgas radiation monitor 增加，以為是空氣侵入反應器容器或是缺乏可靠的

導電度測量，未曾懷疑有有機物質的侵入，後續針對主蒸汽管路與 offgas radiation 進行審查後才確認是樹脂侵入。取樣冷卻水測試發現水導電度為 $0.78 \mu\text{S}/\text{cm}$ ，硫酸根離子濃度 212 ppb，氯離子濃度 0.72 ppb，如圖 1- 27。取水頻率增為兩小時一次 (當 $[\text{SO}_4^{2-}] > 100 \text{ ppb}$ 時)，等 $[\text{SO}_4^{2-}]$ 降至 100 ppb 以下改為四小時一次，總共累積的硫酸根離子為 60.5 克。針對此事件對於 IGSCC 的影響，當發現樹脂侵入後，該電廠仍以全功率運轉，並採用加氫水化學。選擇的判斷是依據 Action Level 3 的要求對此事件進行裂縫成長評估，如採用全功率運轉約需 44 小時以降低硫酸根離子至 5 ppb 以下，預估敏化不銹鋼的裂縫成長約為 $9.38 \times 10^{-3} \text{ mm}$ 。如果是停機後進行清潔再重新啟動，預估的裂縫為 $1.54 \times 10^{-1} \text{ mm}$ 。基於此項評估，因此選擇繼續全功率運轉[11]。

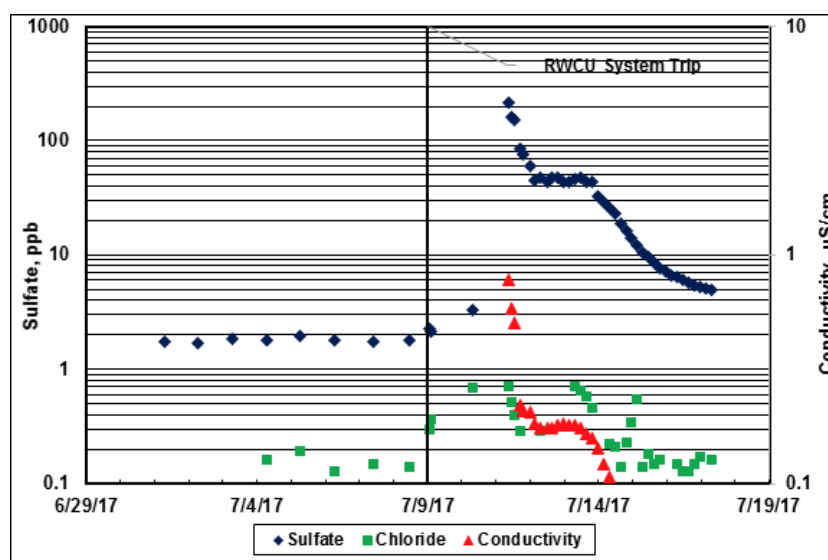


圖 1- 27 美國 Fitzpatrick 核電廠在樹脂侵入後的水化學趨勢

美國 Columbia 核電廠 2017 年因更換燃料而重新啟動時，冷卻水導電度、硫酸根離子、硝酸鹽濃度大幅度增加，功率高於 16% 時，水導電度為 $7.1 \mu\text{S}/\text{cm}$ ，硫酸根離子濃度 792 ppb，硝酸鹽濃度 192 ppb。證實為樹脂侵入，因 Pump cavitation 導致 condensate filter/demineralizer (F/D) 的 resin precoat (為了改善鐵的控制) 鬆弛。發現樹脂侵入後，該電廠以 10% 功率運轉，12 小時後硫酸鹽降至 100 ppb 以下，功率由 10% 率升至 23%，硫酸鹽由 56 升至 100 ppb，7 小時後降至 50 ppb，功率降為 20% 後硫酸鹽減為 23 ppb，之後功率升至 24% 後，硫酸鹽沒再增加，如圖 1- 28[11]。

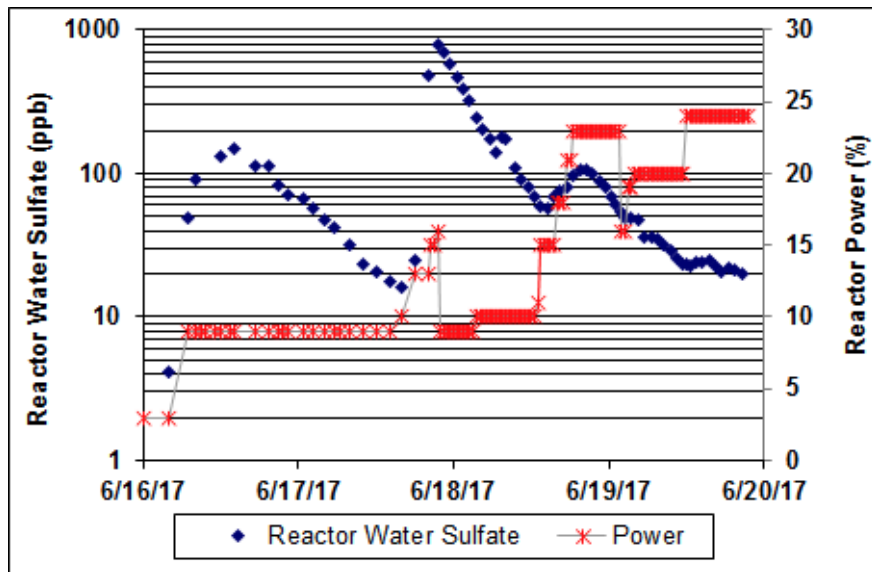


圖 1-28 美國 Columbia 核電廠的冷卻水中陰離子趨勢

3.2 水化學指引[1]

在 BWR 中，因為不純物濃度的增加，因此採用措施的急迫性也日益增加，為了最大限度提高主要組件與系統的可用性與使用壽命，水化學控制計畫變得至關重要。希望進入反應器冷卻系統(Reactor Coolant System, RCS)不純物應保持在實際且可實現的最低限度;在 RPV 與 RCS 的關鍵區域，冷卻水的氧化能力應保持在低於實驗室與反應器經驗裡敏化不銹鋼與鎳基合金不會產生明顯 IGSCC 速率的數值;Action Level 數值應基於化學因子對於 RCS 材料的腐蝕行為、燃料表現與輻射廠增建的量化資訊，如缺乏量化數據時應基於工程判斷與電廠經驗。

BWR 水化學指南基於冷卻水溫度與電廠熱功率涵蓋了三種操作條件：一是冷停機(Cold Shutdown): $\leq 200^{\circ}\text{F}$ (93°C)，二是起動(Startup)/熱待機(Hot Standby): $> 200^{\circ}\text{F}$ (93°C) & $\leq 10\%$ 功率，三是功率運轉(Power Operation): $\geq 10\%$ 功率。依據嚴重程度建立了三個 Chemistry Action Level，對於更嚴重的 Action Level 2 與 3，如果無法在給定時間內解決，建議依序關閉。然而，對於某些化學暫態，電廠停機相比於繼續起動/熱待機或是電廠運轉來回到指引範圍，材料劣化可能會更嚴重。例如油進入冷卻水、樹脂侵入、小冷凝器管洩漏等造成的化學暫態，繼續運轉比停機好。為了確保持續運轉，應建立一正式流程，涵蓋水化學指引中卷 2 附錄 B 的水化學暫態條件(Water Chemistry Transient Conditions)給出的建議與案例進行評估，紀錄持續運

轉而不是選擇停機對於材料劣化的影響最小。建議提前準備評估，以便如發生化學偏差時隨時可以採用。

Action Level 1: 如果超過此參數值，可能會威脅到長期系統可靠性。超過時的建議回應是：(a)盡快恢復至 Action Level 1 以下。(b)8 小時內應進行額外樣品的取樣與分析，或是應在 96 小時內依據表 1- 8 持續取樣並分析。(c)若未能在 96 小時內恢復，則應制定化學監測計畫並進行審查以評估長期系統可靠性的影響。制定並獲得批准的書面計畫與時間表，以實施適當的糾正措施。

表 1- 8 量測頻率

Condition	Frequency of Measurement - Needed	Practical Tolerance
Normal Power Operation	Daily (grab samples)	Daily
	Integrated (feedwater metals)	Daily to Weekly
Action Level 1	8 hours (grab samples)	Every 8 + 2 hours
	96 hours (integrated feedwater metals)	Daily (or more frequently) to 96 hours (max.)
Action Level 2	4 hours	Every 4 + 1 hours
Action Level 3	Within 4 hours	Every 4 hours or more frequently

Action Level 2:如果超過此參數，則表示系統可能在短期內發生顯著劣化。超過時的建議回應是：(a)盡快採取糾正措施，將參數降至 Action Level 2 以下。(b)在 4 小時內應進行額外樣品的取樣與分析。(c)如無法在 24 小時內降至 Action Level 2 以下，則應進行停機，並且應在運轉條件允許下盡快置於冷停機狀態，除非事先對此類型事件及其嚴重性進行評估並且證明持續運轉比停機/起動程序期間發生的材料劣化要少。對於運行 HWC-M 或 NMCA/OLNC+HWC 電廠，如決定持續運轉，HWC 系統應保持運作。如採用上述方式，應針對可能的不純物侵入情況進行預先評估。(d)如果可預見在實現停機所需的時間內能將此參數降至 Action Level 2 以下，則可以維持持續運轉。(e)超出 Action Level 2 以上，應對事件進行審查並採取適當的糾正措施。如果採用停機措施，則需再重新起動之前採取適當的措施。

Action Level 3:此參數顯示已知的限值，如果超過此參數，則表示系統將在短期內發生顯著的劣化。超過時的建議回應是：(a)應盡快採取糾正措施，將參數降至

Action Level 3 以下。(b)在 4 小時內應進行額外樣品的取樣與分析。(c) 如無法在 6 小時內降至 Action Level 3 以下，則應進行停機程序，並且應在運轉條件允許下盡快置於冷停機狀態，除非事先對此類型事件及其嚴重性進行評估並且證明持續運轉比停機/起動程序期間發生的材料劣化要少。對於運行 HWC-M 或 NMCA/OLNC+HWC 電廠，如決定持續運轉，HWC 系統應保持運作。如採用上述方式，應針對可能的不純物侵入情況進行預先評估。(d)如果可預見在實現停機所需的時間內能將此參數降至 Action Level 3 以下，則可以維持持續運轉。(e)超出 Action Level 3 以上，應對事件進行審查並採取適當的糾正措施。如果採用停機措施，則需再重新起動之前採取適當的措施。。

在冷停機階段($\leq 200^{\circ}\text{F}(93^{\circ}\text{C})$)，表 1- 9 顯示了反應器爐水控制與診斷參數的建議值。表 1- 10 則是在起動/熱待機階段($> 200^{\circ}\text{F}(93^{\circ}\text{C})$ & 10%功率)，針對溶氧的部分，單一實驗室測試結果顯示在反應器冷卻水溫度升至 $140^{\circ}\text{C}(284^{\circ}\text{F})$ 以上之前，溶氧應低於 300 ppb，當溫度升高時也應保持在此值以下，此限制主要是基於電廠升溫階段產生 IGSCC 的隱憂。

表 1- 11 是在功率運轉($\geq 10\%$ 功率), 溶氧部分則是依電廠選擇 HWC 或是 NWC。

表 1- 9 爐水控制參數(Cold Shutdown, ≤ 200 °F(93 °C))

Category	Chemistry Regime	Value	Frequency of Measurement (Needed)	Additional Guidance
Conductivity				
Action Level 1	All	>2.0 μS/cm	Continuous	1, 2
Prior to Startup	All	≤1.0 μS/cm	Continuous	
Chloride				
Good Practice	All	≤5 ppb	Daily	2
Action Level 1	All	>20 ppb	8 hours	
Prior to Startup	All	≤20 ppb	Daily	2, 3
Prior to RPV Pressure Leak/Hydro Test	All	≤20 ppb	Daily	
Sulfate				
Good Practice	All	≤5 ppb	Daily	2
Action Level 1	All	>20 ppb	8 hours	
Prior to Startup	All	≤20 ppb	Daily	2, 3
Prior to RPV Pressure Leak/Hydro Test	All	≤20 ppb	Daily	

表 1- 10 爐水控制參數(Startup/Hot Standby, > 200 °F(93 °C) & 10% 功率)

Category	Chemistry Regime	Value	Frequency of Measurement (Needed)	Additional Guidance
Conductivity				
Good Practice	All	$\leq 0.3 \mu\text{S/cm}$	Continuous	1, 2, 3
Prior to Power Operation	All	$\leq 1.0 \mu\text{S/cm}$	Continuous	2, 3, 4
Action Level 2	All	$> 1.0 \mu\text{S/cm}$	Continuous	2, 3, 4, 5
Action Level 3	All	$> 5.0 \mu\text{S/cm}$	Continuous	2, 3, 5
Chloride				
Good Practice	All	$\leq 5 \text{ ppb}$	8 hours	2
Prior to Power Operation	All	$\leq 20 \text{ ppb}$	8 hours	2, 4
Action Level 2	All	$> 20 \text{ ppb}$	4 hours	
Action Level 3	All	$> 100 \text{ ppb}$	4 hours	2
Sulfate				
Good Practice	All	$\leq 5 \text{ ppb}$	8 hours	2
Prior to Power Operation	All	$\leq 20 \text{ ppb}$	8 hours	2, 4
Action Level 2	All	$> 20 \text{ ppb}$	4 hours	
Action Level 3	All	$> 100 \text{ ppb}$	4 hours	2

表 1- 11 爐水控制參數(Power Operation, ≥10%功率)

Category	Chemistry Regime	Value	Frequency of Measurement (Needed)	Additional Guidance
Conductivity				
Good Practice	All (with zinc injection)	≤0.15 µS/cm	Continuous	1
	All (without zinc injection)	≤0.08 µS/cm	Continuous	
	All (corrected with zinc injection)	≤0.08 µS/cm	Quarterly	
Action Level 1	All	>0.30 µS/cm	Continuous	2, 3
Action Level 2	All	>1.0 µS/cm	Continuous	4
Action Level 3	All	>5 µS/cm	Continuous	
Chloride				
Good Practice	All	≤1 ppb	Daily	5
Action Level 1	All	≥5 ppb	8 hours	
Action Level 2	All	>20 ppb	4 hours	4, 6
Action Level 3	All	>100 ppb	4 hours	4, 6
Sulfate				
Good Practice	All	≤2 ppb	Daily	5
Action Level 1	All	>5 ppb	8 hours	
Action Level 2	All	>20 ppb	4 hours	4, 6
Action Level 3	All	>100 ppb	4 hours	4, 6

p.s 2016 年水化學指引氯離子 Action Level 1 改為 3 ppb。

3.3 實驗測試結果

3.3.1 試片分析結果

本次實驗選用的試片材質為 304 不銹鋼，其化學成分如表 1- 12 所示。比較其成分與 ASTM 標準規範後可以發現，試片的鉻含量略低於 ASTM 標準，但其他元素的成分則大致相符，顯示該材料仍符合主要性能要求。在實驗過程中，透過微硬度檢測儀對試片進行硬度測試，旨在分析不同處理方式對材料硬度的影響。測試條件設定為測試負載（test load）500 gf、停留時間（dwell time）10 秒，以及壓痕中心間距（distance）2,000 µm。試片 1（Sample 1）、試片 2（Sample 2）和試片 5（Sample 5）的熱處理條件為敏化處理 600°C/48 小時；試片 3（Sample 3）和試片 4（Sample

4) 熱處理條件則是固溶退火溫度 1050°C/40 分鐘以消除其中應力，再經敏化處理 600°C/48 小時。

如硬度分析結果(圖 1- 29)所示，經退火後再進行敏化處理的試片，其硬度顯著低於未經退火直接進行冷加工的試片。這說明退火處理對材料的硬度有顯著影響，導致材料內部結構的重整與應力釋放，使其硬度降低。相較之下，冷加工處理的試片由於材料內部產生大量加工硬化現象，展現出更高的硬度值。這些結果清楚地表明了不同熱處理與加工方式對 304 不銹鋼微觀結構及硬度性能的影響。

表 1- 12 304 SS 樣品成分比例與 ASTM 對照

%	C	Si	Mn	P	S	Cr	Ni	Mo
ASTM	0.0 - 0.07	0.0 - 1.00	0.0 - 2.0	0.0 - 0.05	0.0 - 0.03	17.50 - 19.50	8.00 - 10.50	-
SAMPLE	0.0498	<0.005	1.04	0.0025	0.0027	17.4	8.06	0.0052

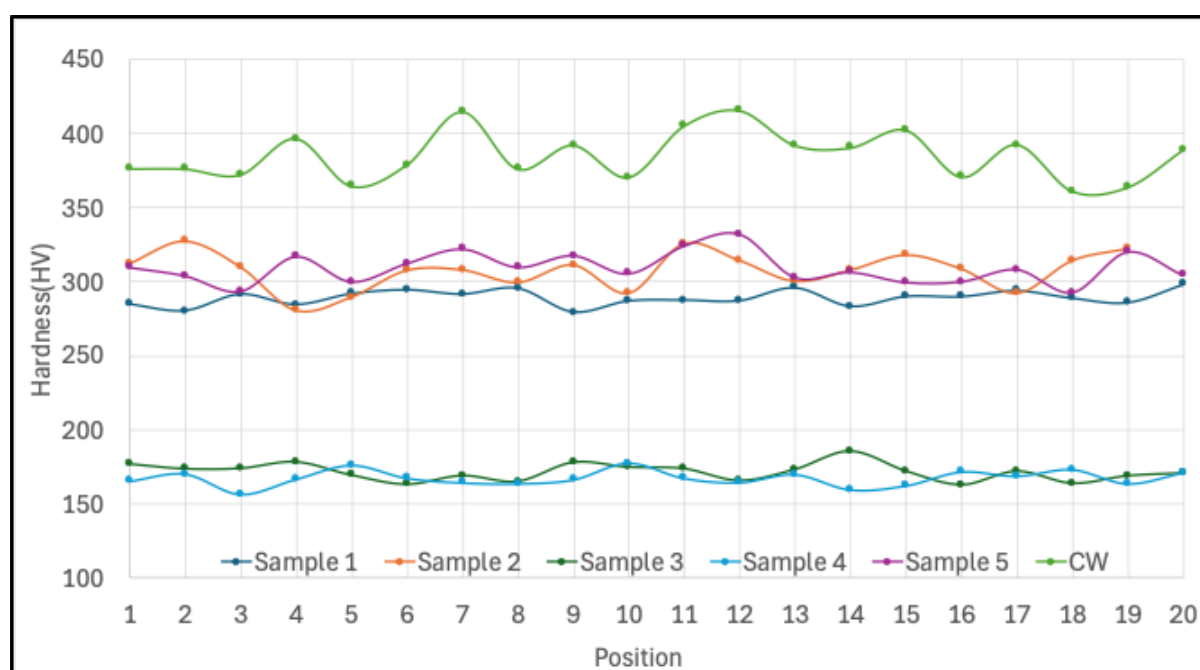


圖 1- 29 304SS 平板硬度分析結果

3.3.2 100 ppb 硫酸根離子與 100 ppb 氯離子測試環境的結果

在實驗進行操作前，首先對 304 不銹鋼（304 SS）平板試片進行初步記錄，採

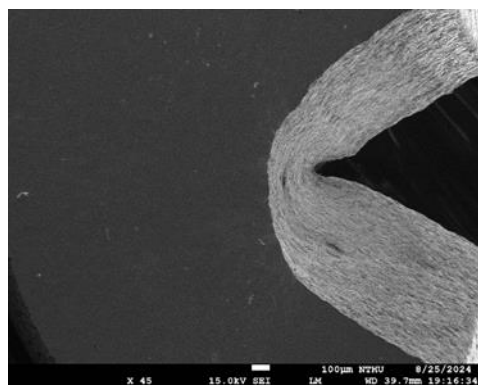
用微量天秤(五位精度)進行其質量測定，並針對 U-bend 試片在實驗開始前(0 小時)的表面狀態觀察。在 0 小時的狀態下，於 V-groove 附近並未發現明顯的裂紋，如圖 1-30 所示，顯示材料初始表面狀態良好。此外，針對 U-bend 試片的表面進行詳細分析，發現表面存在些微的凸起與紋路，但整體表面質量較為完整，未見嚴重缺陷或損傷。

此測試環境的導電度約為 $1.17 \mu\text{S}/\text{cm}$ ，實驗經過 500 小時的實驗後，對平板試片進行質量分析。結果顯示，無論是試片 1 (Sample 1) 還是試片 2 (Sample 2)，其質量皆呈現些許下降的趨勢，如表 1-13 與圖 1-32 所示。然而，由於實驗條件中的離子濃度相對較低，且實驗是在 50°C 下進行，因此質量的變化幅度並不顯著，顯示在這種條件下材料的整體質量損失有限。這樣的結果與預期相符，證實了此環境條件對材料腐蝕行為的影響相對較小。

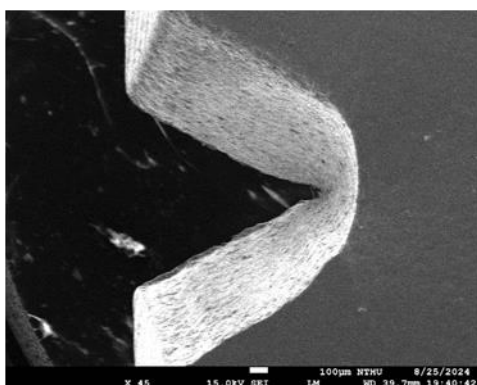
同時，對 U-bend 試片進行表面分析時發現，針對 V-groove 尖端經過 500 小時測試後並未有裂縫生成，如圖 1-32 所示，顯示在此濃度下經由 500 小時測試並未有裂縫起始。另外，V-groove 尖端處出現了一定量的腐蝕產物聚集，這可能與該位置的應力集中效應相關。然而，在 V-groove 的其他區域及其周圍，表面狀態則未見明顯的變化，如圖 1-30(c)與圖 1-32(c)所示，顯示腐蝕主要集中於特定的高應力區域。透過能量分散 X 射線光譜 (EDS) 分析，進一步觀察到表面凸起部分出現些微剝落現象，同時伴隨著新碳化物的聚集，如圖 1-33 與圖 1-34 所示。此外，U-bend 試片表面也觀察到些微孔蝕的產生，這些孔蝕可能是局部腐蝕的初期表現。

表 1-13 304SS 平板試片 sample 1、2 在 100 ppb 硫酸根離子與 100 ppb 氯離子測試環境
500 小時後之質量變化

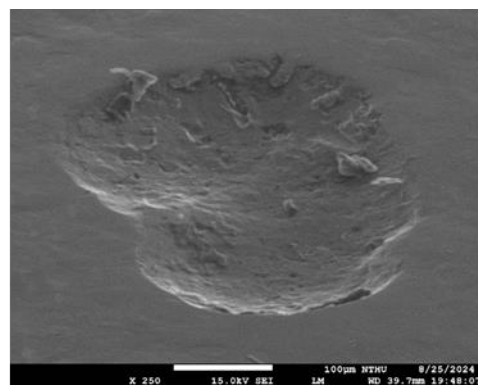
Sample(g)	0 hr	500 hr
1	7.54494	7.54434
2	7.42453	7.42415



(a)右側 V-groove



(b)左側 V-groove



(c)表面

圖 1- 30 304 SS U-bend 試片 0 小時之 SEM 表面分析

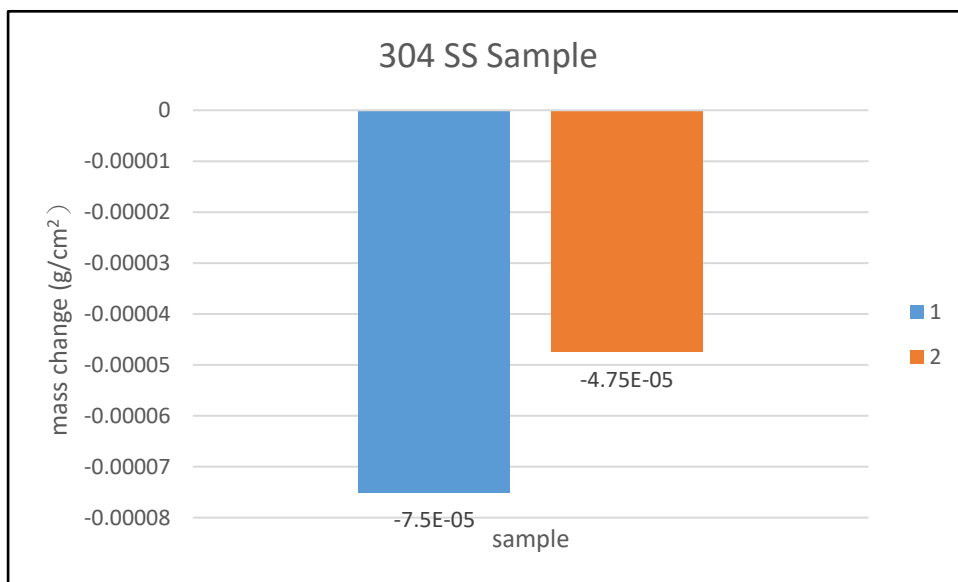
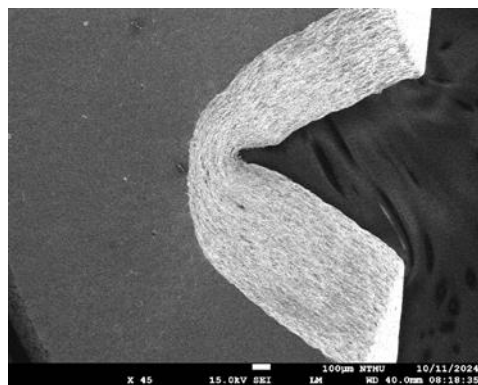
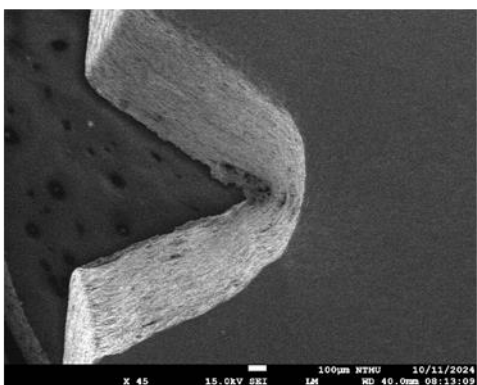


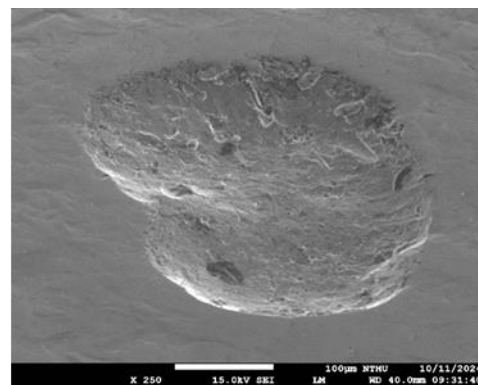
圖 1- 31 304SS 平板試片 sample 1、2 在 100 ppb 硫酸根離子與 100 ppb 氯離子測試環境 500 小時後之質量變化圖



(a)右側 V-groove



(b)左側 V-groove



(c)表面

圖 1- 32 304 SS U-bend 試片在 100 ppb 硫酸根離子與 100 ppb 氯離子測試環境 500 小時後之 SEM 表面分析

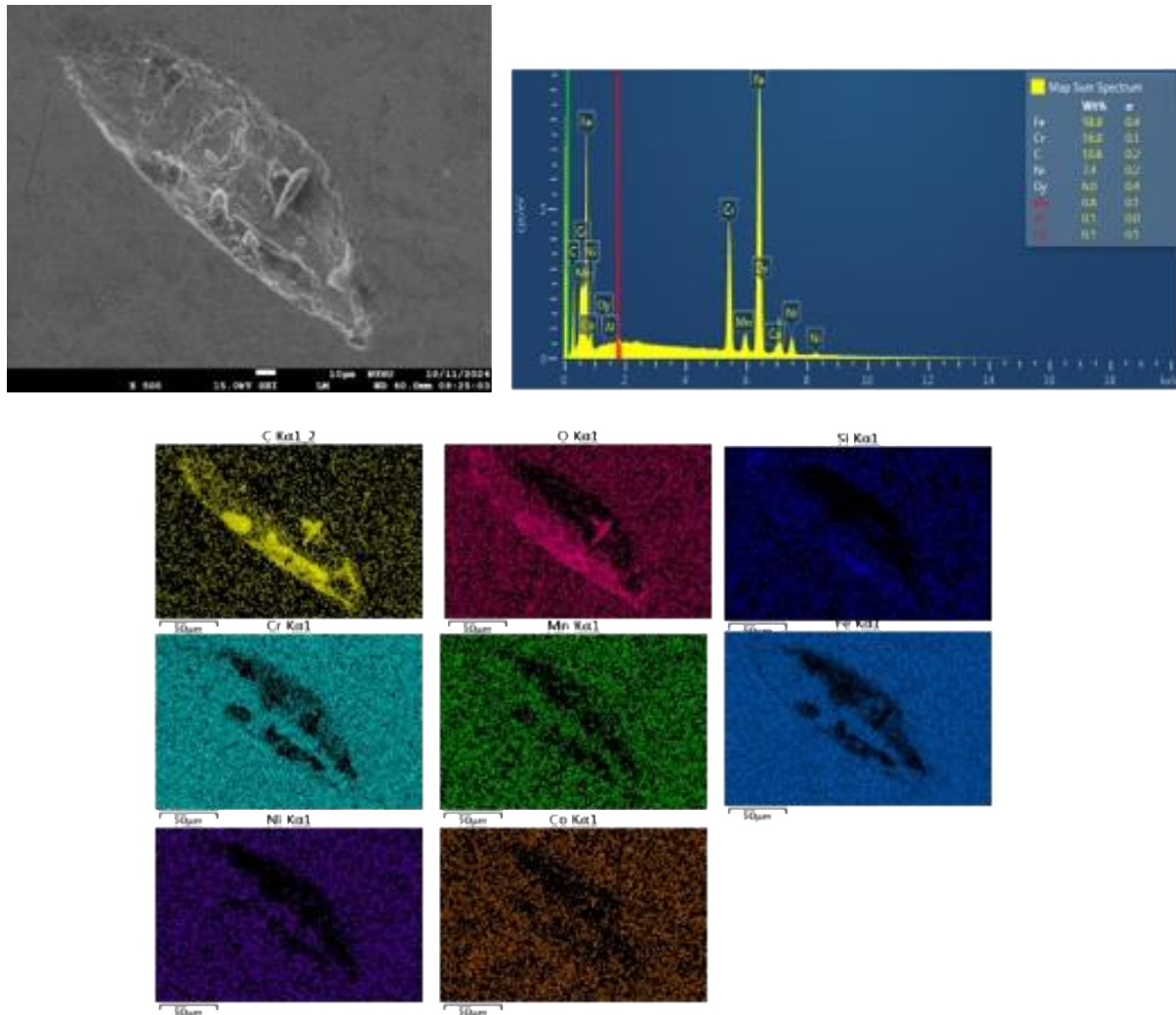


圖 1- 33 304 SS U-bend 試片(位置 1)在 100 ppb 硫酸根離子與 100 ppb 氯離子測試環境 500 小時後之 SEM 表面分析與 EDS 分析

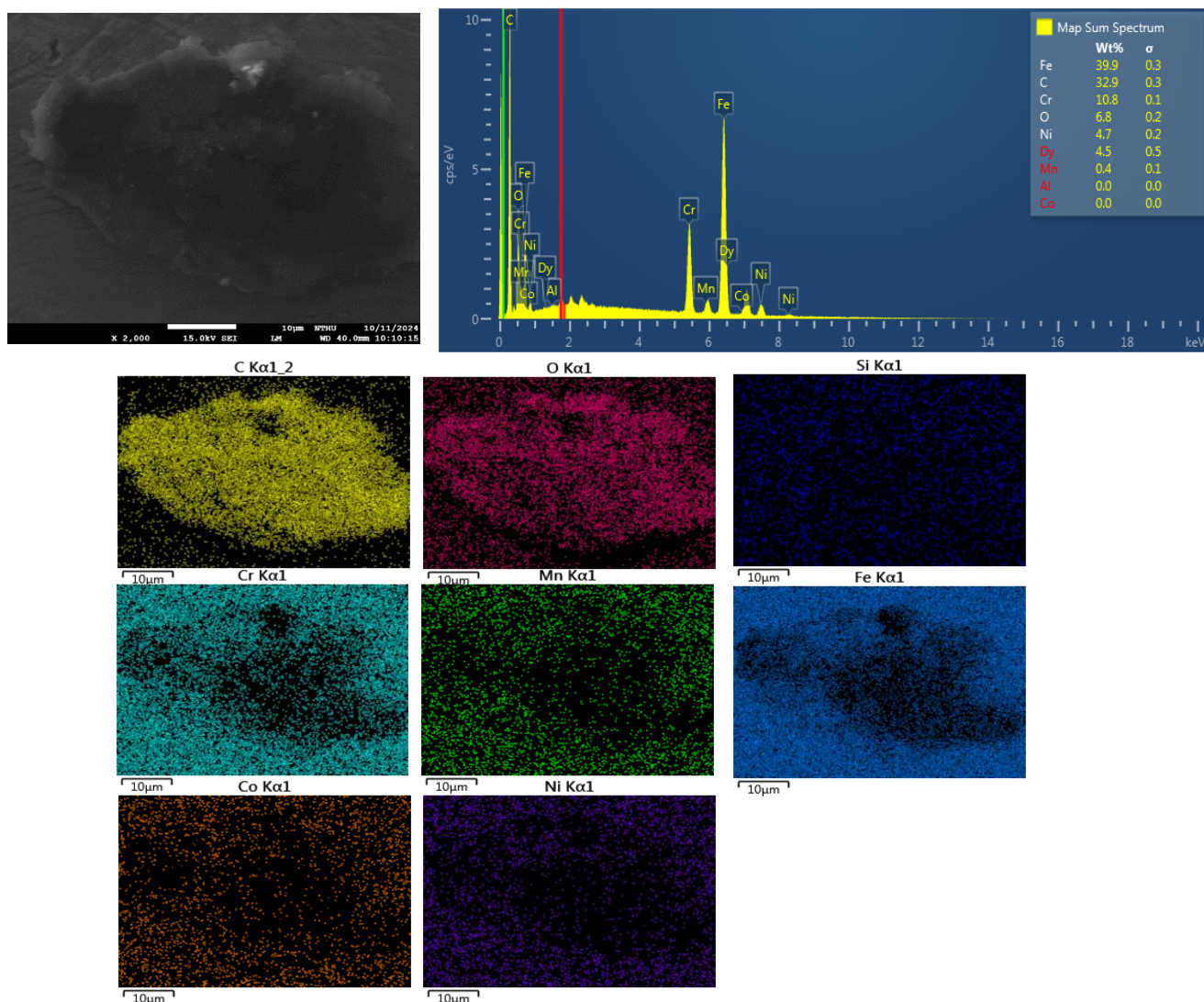


圖 1- 34 304 SS U-bend 試片(位置 2)在 100 ppb 硫酸根離子與 100 ppb 氯離子測試環境
500 小時後之 SEM 表面分析與 EDS 分析

3.3.3 1,000 ppb 硫酸根離子與 1,000 ppb 氯離子測試環境的結果

在實驗開始之前，對 304 不銹鋼（304 SS）平板試片進行初始質量測量，並對 U-bend 試片進行表面狀態觀察與記錄。結果顯示，在 V-groove 附近並未發現明顯的裂縫，試片表面整體保持完整，僅觀察到些許突起和紋路，這些特徵可能是材料加工或製造過程中的微觀結構痕跡，如圖 1- 35 所示。

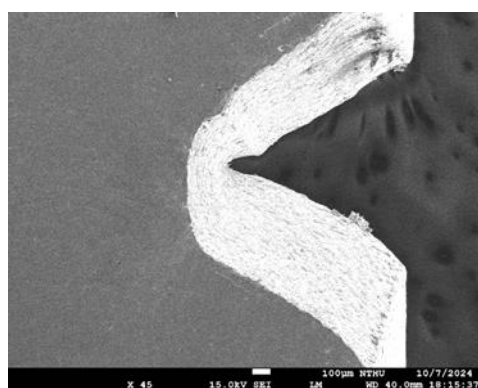
此測試環境的導電度約為 14 $\mu\text{S}/\text{cm}$ ，在經過 500 小時的實驗後，對平板試片進行質量分析。針對經過不同熱處理的試片 3（Sample 3）和試片 5（Sample 5），即

使在硫酸根離子和氯離子濃度均達到 1,000 ppb 的環境中，其質量變化幅度依然較小，如表 1-14 與圖 1-36 所示，並未出現顯著差異。這顯示即使在較高濃度腐蝕性離子的條件下，304 SS 仍然展現出良好的抗質量損失。另外，不同的熱處理條件下，質量變化並無明顯差異。

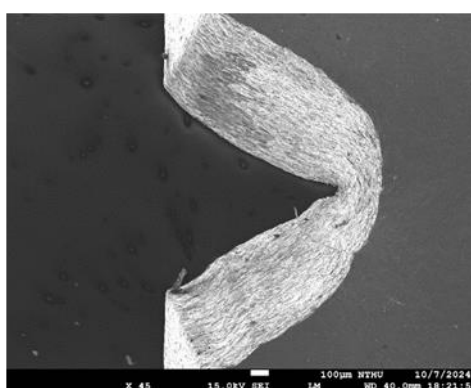
對 U-bend 樣品進行表面分析時，針對 V-groove 尖端經過 500 小時測試後觀察並未有裂縫生成，如圖 1-37 所示，顯示在此較高濃度測試 500 小時並無裂縫起始，即使有存在應力下。相較於之前硫酸根離子和氯離子濃度均為 100 ppb 的實驗條件，在 1,000 ppb 硫酸根離子與氯離子濃度的條件下，V-groove 尖端處的腐蝕現象略為明顯，周圍區域雖未見明顯的變化，但有微量腐蝕發生，如圖 1-35(c)與圖 1-37(c)所示。試片表面顯現出更多的腐蝕區域，表面突起部分的腐蝕產物有所增加，部分區域還觀察到碳化物的聚集以及局部剝落現象。在 EDS 的部分則可以觀察到在部分區域中有零星的碳訊號集中處，其餘元素成分並未有明顯變化，如圖 1-38 及圖 1-39 所示。

表 1-14 304 SS 平板試片 sample 3、5 在 1000 ppb 硫酸根離子與 1000 ppb 氯離子測試環境 500 小時後之質量變化

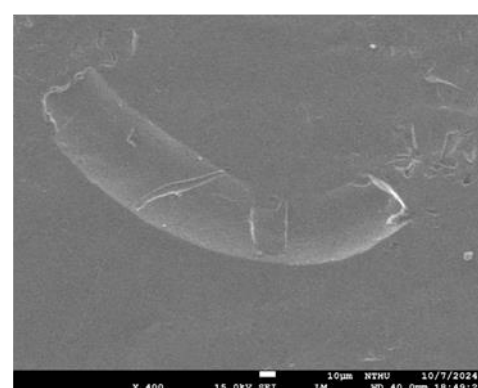
Sample(g)	0 hr	500 hr
3	6.86727	6.86653
5	7.17965	7.17922



(a)右側 V-groove



(b)左側 V-groove



(c)表面

圖 1- 35 304 SS U-bend 試片 0 小時之 SEM 表面分析

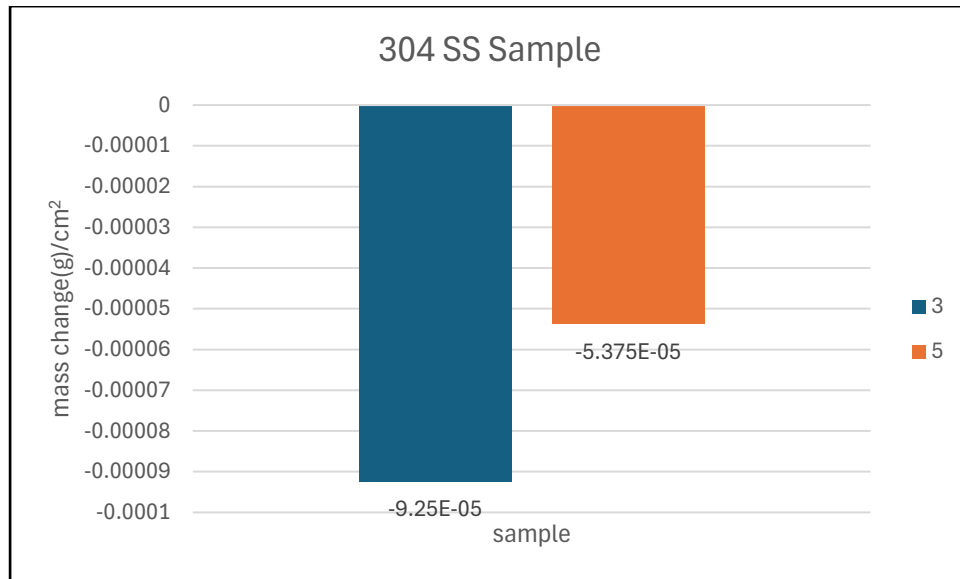
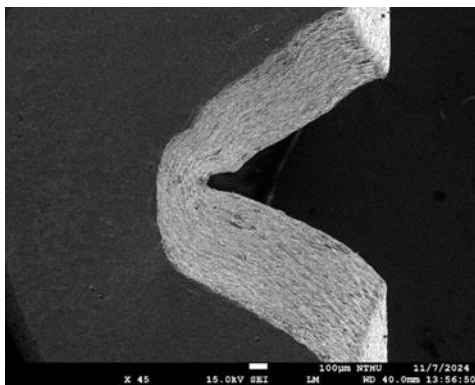
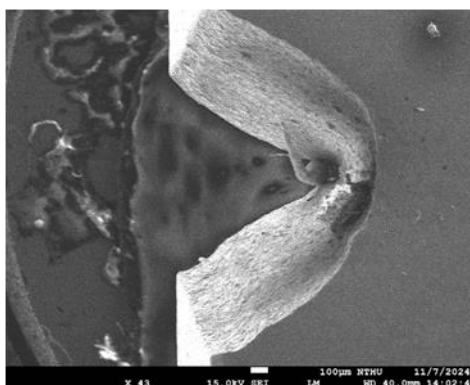


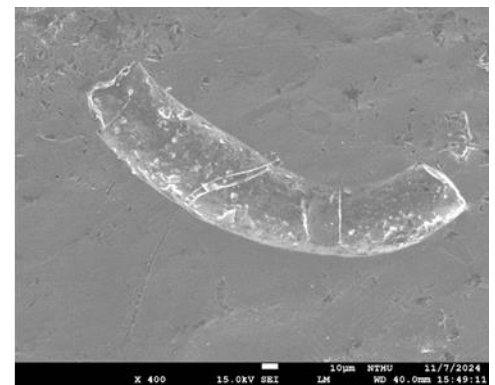
圖 1- 36 304 SS 平板試片 sample 3、5 在 1,000 ppb 硫酸根離子與 1,000 ppb 氯離子測試環境 500 小時後之質量變化圖



(a)右側 V-groove



(b)左側 V-groove



(c)表面

圖 1- 37 304SS U-bend 試片在 1,000 ppb 硫酸根離子與 1,000 ppb 氯離子測試環境 500 小時後之 SEM 表面分析

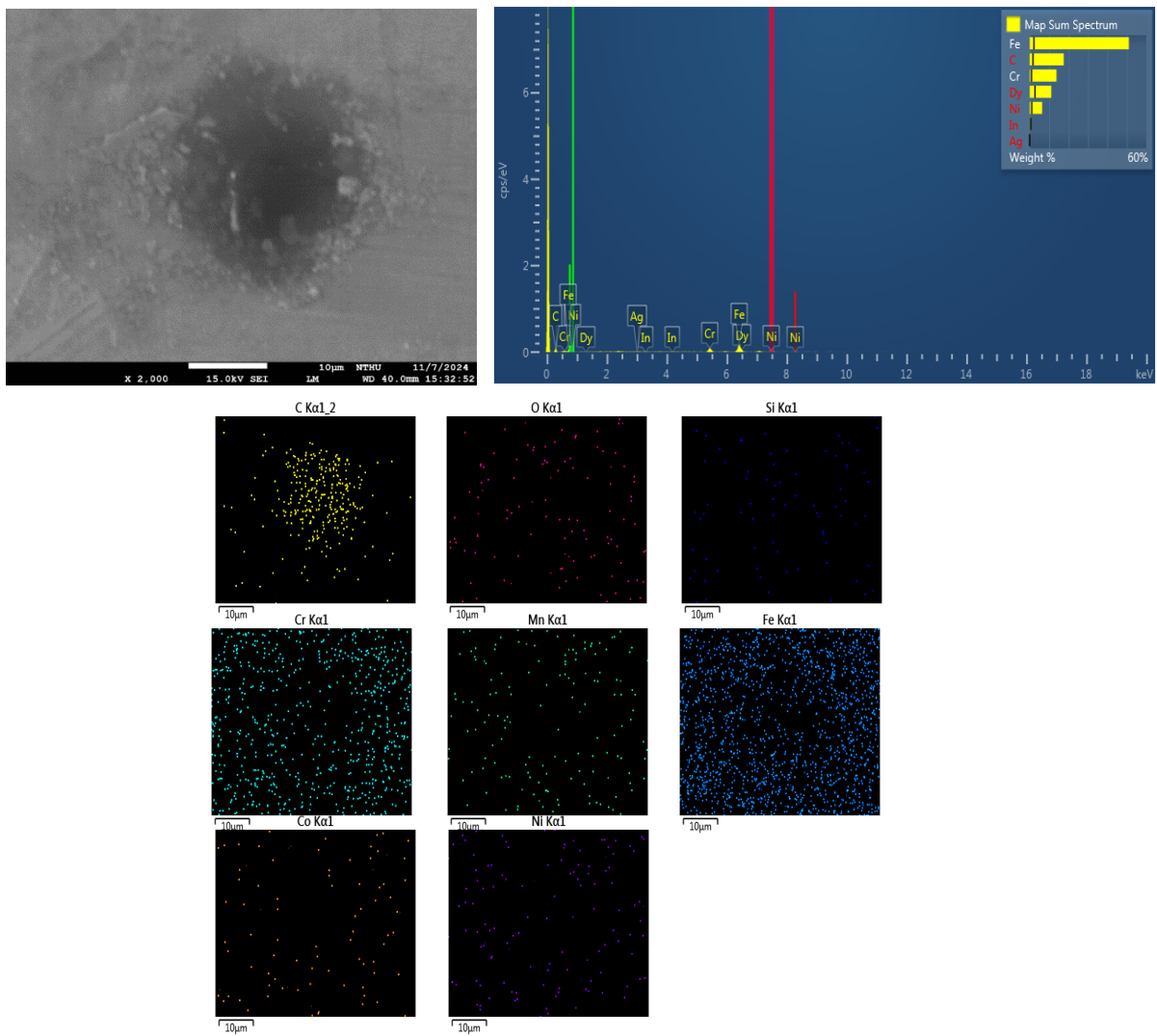


圖 1- 38 304 SS U-bend 試片(位置 3)在 1,000 ppb 硫酸根離子與 1,000 ppb 氯離子測試環境 500 小時後之 SEM 表面分析與 EDS 分析

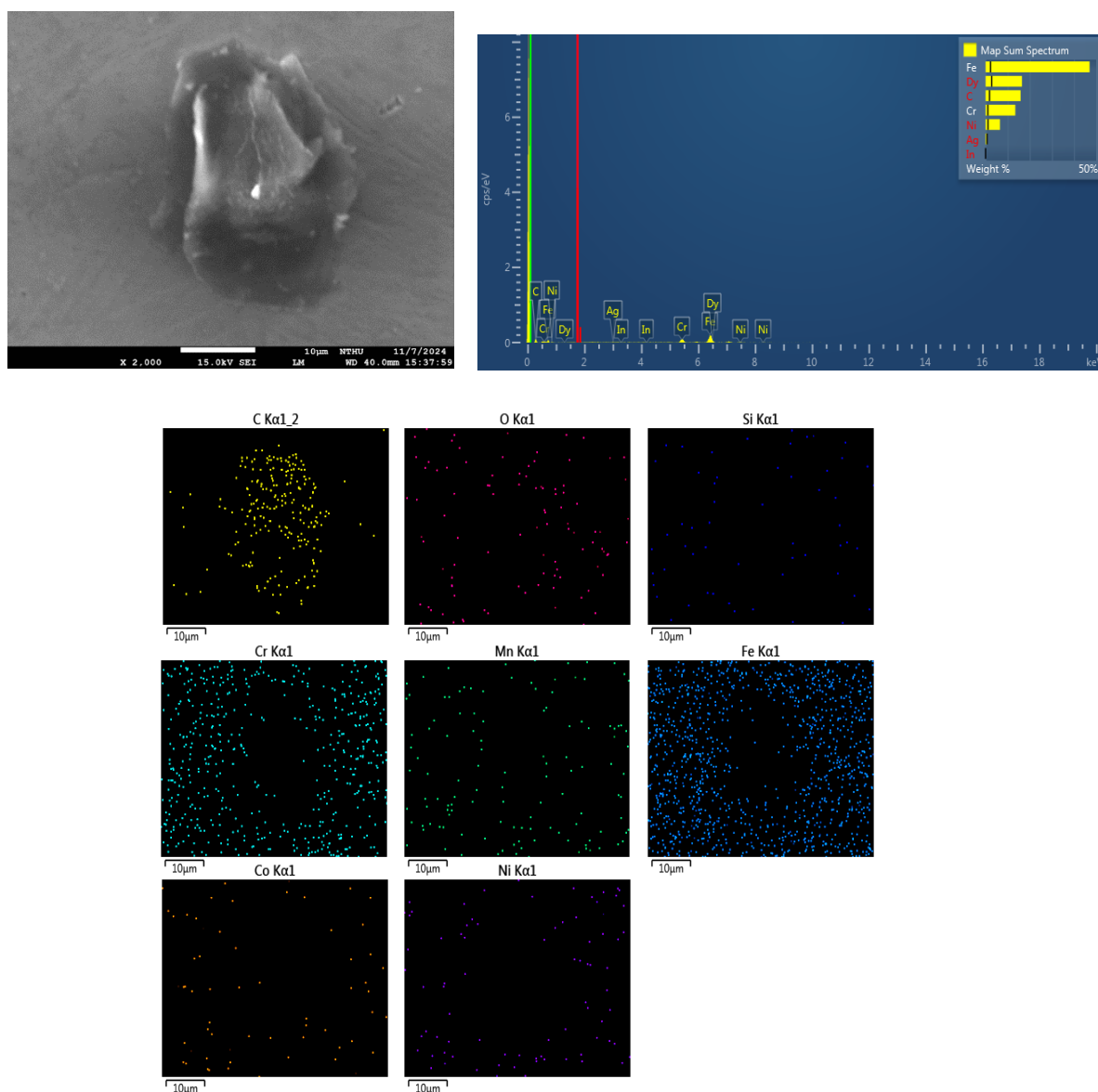


圖 1- 39 304 SS U-bend 試片(位置 4)在 1,000 ppb 硫酸根離子與 1,000 ppb 氯離子測試環境 500 小時後之 SEM 表面分析與 EDS 分析

(四) 研究成果與管制建議

文獻結果顯示氯化物與硫酸鹽會加速不銹鋼 IGSCC 的起始並促進高裂縫成長速率，探討的溫度範圍主要在 100°C 以上。在 NWC 與 HWC 環境中，硫酸鹽對裂縫成長速率的影響有明顯差異，如採用加氫來降低 BWR 的氧化性，裂縫成長速率與 NWC 環境下相比，明顯降低許多。HWC 環境的敏化 304 不銹鋼裂縫成長速率較低，但隨著硫酸鹽濃度增加，裂縫成長速率也會隨之增加。對於硫酸根離子，在

低濃度 25~100 ppb 範圍內，NWC 下有明顯的 IGSCC 發生，在 HWC 下也有 IGSCC，但在模擬啟動階段則是無影響。氯化物像硫酸鹽一樣會對於 BWR 材料產生 SCC 的現象，除了促使敏化不銹鋼產生 IGSCC，也會讓退火不銹鋼產生 TGSCC、孔蝕與間隙腐蝕。而氯化物與氧氣對於不銹鋼在高溫水中發生 IGSCC 與 TGSCC 的影響，可以發現溶氧在此現象佔有主導的角色，如果溶氧降低會使 SCC 發生的機率降低。在高濃度氯離子下會有嚴重的 IGSCC 發生，對於 304 不銹鋼，氯離子臨界濃度低於 100 ppb，在 NWC 環境下容易有裂縫起始發生，在 HWC 下則是會延遲裂縫起始發生。

部分研究顯示在高純度水中 CGR 會隨溫度增加而增加，在 NWC 且不含雜質的環境下，如金屬表面形成鈍化膜，CGR 隨溫度增加是由質傳動力學增加來控制。金屬氧化物穩定性可能對於溫度與 pH 值具有強烈相關性，金屬氧化物穩定性受到水中雜質濃度與腐蝕電位的影響，有些數據顯示如有硫酸鹽存在時，CGR 在 150 °C~200 °C 範圍時具有最大值。從破斷面的觀察，可以發現在 150 °C~200 °C 測試的破斷面變得較為複雜，呈現裂縫分支、表面外裂縫等，而較低的 ECP 確實會導致較低的裂縫成長速率，也證實 BWR 起動過程如果實施低 ECP 的益處。

針對冷加工 316/316L SS，氯離子加速了高溫水中 316 SS 的裂縫成長速率，在 HWC 下的數據遠低於在溶氧下的數值。從破斷面來看，316 SS 主要的 SCC 型態幾乎是沿晶，316L SS 主要是沿晶伴隨穿晶，溶氧與氯離子均能加速冷加工 316 SS 與 316L SS 的裂縫成長速率，但主要因素為溶氧。冷加工程度較高則容易發生穿晶裂縫。

從美國 Fitzpatrick 核電廠與 Columbia 核電廠的運轉經驗來看，發生硫酸根離子的侵入，採取的策略並非是停機後進行清潔。Fitzpatrick 核電廠是全功率運轉，並採用加氫水化學，透過裂縫成長評估來進行選擇危害機率較低的模式。Columbia 核電廠則是以 10% 功率運轉，直到硫酸鹽降至 100 ppb 以下功率才提升。

針對實驗測試的部分，從 100 ppb 硫酸根離子與 100 ppb 氯離子測試環境與 1,000 ppb 硫酸根離子與 1,000 ppb 氯離子測試環境的測試結果顯示在經過 500 小時測試後，質量變化的結果顯示表面腐蝕並未有明顯增加的趨勢。從裂縫起始的分析來看，兩個高低濃度的測試結果顯示，具有應力存在時，並未有裂縫起始發生，僅在高濃度的條件下發現具有應力的區域有微量腐蝕發生。

從相關的研究數據來看，主要的研究範圍是在溫度 100°C 以上的測試結果，顯

示氯化物與硫酸鹽會加速不銹鋼 IGSCC 的起始並促進高裂縫成長速率，如果改善水中的氧化性，降低溶氧值確實可以改善氯化物與硫酸鹽對於不銹鋼的 SCC 影響。針對水溫低於 100°C 以下的研究，GE Global Research Center (GEGRC) 與 GE Hitachi 總結實驗室測試的結果，僅提出在溶氧 200 ppb 與大於 Action Level 1 的環境下，25°C 與 288°C 的成長速率類似。在此次的實驗測試下，溫度設定 50°C，溶氧控制在 6~7 ppm 左右，不純物濃度設定在 100 ppb 硫酸根離子與 100 ppb 氯離子、1,000 ppb 硫酸根離子與 1,000 ppb 氯離子兩種測試環境，經 500 小時的測試後，從腐蝕速率來看，兩者並無明顯差異，試片冷加工的影響對於腐蝕速率的變化則呈現無差異。當存在應力時，高濃度的不純度環境也觀察到並無裂縫起始，僅在表面呈現微量的腐蝕區域，極少量的孔蝕呈現。目前除役電廠過渡期間對於水化學的要求，氯離子與硫酸根離子濃度需維持在 100 ppb 以下，雖然溶氧處在 5~6 ppm 範圍，氯離子與硫酸根離子濃度如果落在 1,000 ppb，對於不銹鋼材料的腐蝕影響，短時間內不致於會產生嚴重的程度，即便是在具有高應力區域。

針對管制建議的部分，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，實驗結果顯示並未有裂縫起始，顯示即使在高溶氧環境下(6~7 ppm)，304 不銹鋼材料並未受到影響，不需要針對溶氧進行管制。當水環境的氯離子與硫酸根離子濃度升至 1,000 ppb，實驗結果顯示 304 不銹鋼材料並未發生裂縫起始，在高溶氧環境下(6~7 ppm) 僅有極微量孔蝕。如果氯離子與硫酸根離子濃度超過現行要求時(>100 ppb)，即使濃度高出 10 倍，導電度超出限值，處在高氧化性的環境下，只要能盡快進行處置措施來降低濃度，對於 304 不銹鋼材料的完整性影響極其微小，建議在高過限值時盡快進行處置措施即可。

參考文獻

- [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]. B. M. Gordon and S. E. Garcia, “Effect of Water Purity on Stress Corrosion Cracking of Stainless Steel and Nickel Alloys in BWR Environments,” Nuclear Plant Chemistry Conference 2010, Quebec City, Canada, October 3-7, 2010.
- [3]. Stjärnsäter et. al. The effects of Temperature on the Crack Growth Rate in simulated BWR Environment, 15th Int’l Conf. on Environmental Degradation of Materials in Nuclear Power Systems – Water Reactors, Colorado Springs, Colorado, August 8-12, 2011.
- [4]. J. Stjärnsäter, et al., “The Effect of Temperature on the Crack Growth Rate of Sensitized Stainless Steel in BWR Normal Water Chemistry with Sulfate,” paper presented at the 16th International Symposium on Environmental Degradation of Materials in Nuclear Power Systems - Water Reactors, Asheville, NC, August 11-15, 2013.
- [5]. P. L. Andresen, “Effect of Temperature on Crack Growth Rate in Sensitized Type 304 Stainless Steel and Alloy 600,” paper 89 presented at Corrosion 92, NACE, Nashville, TN, April 26, 1992.
- [6]. M KANEKO, “Stress corrosion cracking of stainless steels,” Welding International, 21 (2), 95–99, 2007.
- [7]. Donghai Du, et al., “Effects of chloride and oxygen on stress corrosion cracking of coldworked 316/316L austenitic stainless steel in high temperature water,” Corrosion Science, 110, 134–142, 2016.
- [8]. BWR Water Chemistry Impurity Studies : Executive Summary,” EPRI NP-6773-M, 1990.
- [9]. Ruther, W E, “Effect of temperature and ionic impurities at very low concentrations on stress corrosion cracking of type 304 stainless steel,” National Association of Corrosion Engineers annual meeting and materials performance and corrosion show, Boston, MA, USA, 25 Mar 1985.
- [10]. GE Company, “The Effect of Aqueous Impurities on the Stress Corrosion Cracking of Austenitic Stainless Steel in High_Temperature Water,” NP_3174_LD, July 1983.
- [11]. Alfred J. Jarvis, “Causes and Impacts of BWR Chemistry Transients,” The 21st International Conference of Water Chemistry in Nuclear Reactor Systems, San Francisco California, United States - September 9-14, 2018.

二、除役期間核電廠火災危害視察之管制研究報告

(一) 前言

我國第一、二核能發電廠因運轉執照屆期，已分別於 108 年、112 年進入除役期間。由於除役過渡階段前期，核電廠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，也應遵守 RG 1.191 Rev.1^[1]除役相關法規。RG 1.191 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。

核能電廠於除役期間，廠房貯存有放射性物質(含用過核子燃料、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。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」^[2](NRC Inspection Procedure 64704 “Fire Protection Program At Permanently Shutdown Reactors”)(以下簡稱 IP 64704)，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「除役期間電廠視察計畫」^[3](Inspection Manual Chapter 2561 “Decommissioning Power Reactor Inspection Program”)(以下簡稱 IMC 2561)，第 6.1 節指出，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用過燃料池以及「儲存放射性物質」之區域；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 1.191 Rev.1 及美國 NRC 相關視察程手冊、視察程序書等，更新(核一廠)火災 PRA 分析之架構，重新進行廠房篩濾、防火區篩濾等分析，並將用過燃料池及含有(儲存)放射性物質之區域，納入模式內。更新後之除役火災 PRA 模式架構將有助於視察員判定高風險作業區。

本計畫將研析與彙整美國 NRC 風險告知相關視察手冊、視察程序書，並將視察、監管要點、或精神納入並更新火災危害評估模式、執行靈敏度分析，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。

透過此計畫之研究成果，瞭解電廠除役作業潛在之火災危害風險，支援管制單位精進核安管制技術，及核安管制品質。

本報告第 2.1 節為文獻蒐集與研讀，說明蒐集之文獻，研析 NRC 視察手冊章節 2561、視察程序書 71111.05 等，做為我國核電廠除役期間防火視察、安全管制之借鏡；第 2.2 節為國內除役中核電廠之火災危害視察之管制方法(包括納入風險告知做法)，採現有評估模式執行靈敏度分析，並提出視察注意事項及管制要項；第 2.3 節為重要防火區之火災危害靈敏度分析；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

2.1 文獻蒐集與研讀

本研究主要蒐集美國除役期間核電廠火災視察相關文獻，尤其是與風險告知方法、火災危害相關之資訊，包括 Inspection Manual Chapter (IMC) 2561、IMC 2800、Inspection Procedure (IP) 37801、IP 87104、IP 87141 等共 9 篇，其中 IMC 2800、IP 87104、IP 87141 主要僅為參考其風險告知視察方法及火災防護(危害)視察等相關內容。上述文獻之內容研析說明如下：

2.1.1 NRC Inspection Manual Chapter 2561 “Decommissioning Power Reactor Inspection Program”^[3]

由美國 NRC 發布之視察手冊生效日為 2021/01/01，本節主要說明內容包括「目的(Purpose)」、「目標(Objectives)」、「定義(Definitions)」、及「除役視察計畫(Reactor Decommissioning Inspection Program)」等，且由於我國除役採 DECON 方式，故針對 SAFSTOR 方式之視察計畫則略過不述。

2.1.1.1 (2561-01 節)—目的

為除役中之核電廠建立視察策略與指引

2.1.1.2 (2561-02 節)—目標

計有 4 項，說明如下：

1. 透過直接觀察和核實持照者的活動來獲取資訊，以確定反應爐是否安全除役，用過核子燃料是否安全地儲存在現場或轉移到另一個已被核准之地點，以及現場操作和運轉執照終止活動是否符合「監管要求」、「設施執照基礎」、及「持照者承諾和管理控制」。
2. 查核：(1)持照者的停止運轉後過渡階段(post-operational transition)、除役和執照終止的流程和計畫是否充分，(2)根據適用的監管要求，訂定必要的計畫從運營期間到除役階段，以及(3)保持電廠運轉期間建立的安全文化。這些除役計畫透過視察以下領域進行評估：電廠狀態(plant status)、變更(modifications)、維護和測試(maintenance, and surveillances)、問題識別和解決(problem identification and resolution)、

火災防護(fire protection)(或稱消防防護)、及輻射防護(radiation protection)。

3. 識別績效變差的趨勢並進行視察，以驗證持照者是否在績效下降到可接受水準以下之前解決了問題。
4. 為核電廠反應器永久停止運作後的視察提供有效的資源分配。

2.1.1.3 2561-03 節—定義

1. 除役(Decommissioning)：安全地停止使用設施或廠址，並將殘餘之放射性降低到允許值 (1)解除財產管制以供無限制使用並終止執照，或(2)在限制條件下解除財產管制並終止執照。
2. DECON：對設施和廠址中含有放射性污染物的設備、結構和組件進行除污或淨化，使其達到終止執照之標準。
3. 主要除役活動(Major Decommissioning Activity)：對於核設施，任何導致永久移除主要放射性組件、永久改變圍阻體的結構(對 PWR 為一次圍阻體、對 BWR 為一次和二次圍阻體)，或導致拆除含有 GTCC (greater than Class C)廢棄物的組件或系統。根據規定，持照者在 NRC 收到提交之 PSDAR 和 10 CFR 50.82(a)(1)證明的 90 天後，方可開展重大除役活動。
4. 永久停止運轉(Permanent Cessation of Operations)：對於核反應器設施而言，永久停止運轉是指反應器設施的持照者向 NRC 證明，其已永久停止或將永久停止反應器運轉，或永久停止運轉的最終法律效力命令已生效。獲得該認證後，持照者可以擁有反應器結構、系統和組件、反應器廠址及其相關放射性物料，但法規禁止操作反應器。
5. 永久移除核子燃料(Permanent Fuel Removal)：根據 10 CFR 50.82(a)(1)(ii)，從反應器爐心中永久移除用過核子燃料是持照者以書面形式向 NRC 證明的決定。在收到該證明後，持照者即永久停止運轉並進入除役階段。

6. 停機後除役計畫報告 (Post-Shutdown Decommissioning Activities Report, PSDAR)：10 CFR 50.82(a)(4)要求的報告，說明持照者的除役計畫、完成這些除役活動的時程表、相關除役成本的估計，以及討論說明廠址除役相關的環境影響。
7. 風險告知方法(Risk-Informed Approach)：一種理念，將風險洞識與其他因素一起考慮，以確定聚焦於與持照者被核准之計畫相稱的視察活動。可以透過評估三個問題(即風險三要素)的組合答案來判定風險高低：(1)可能會出現什麼錯，(2)出現錯的可能性有多大，以及(3)其後果可能是什麼。

2.1.1.4 (2561-04 節)—除役視察計畫

本節主要為敘述視察計畫之重點、設施之修訂或變更、視察程序書、視察計畫、基本視察流程等，摘要說明如下：

1. 視察計畫討論：如 RG 1.184「核子反應爐除役」所述，法規要求持照者在確定永久停機後 30 天內向 NRC 提交書面證明。在永久停止運轉之前或之後的兩年內，持照者必須提交一份 PSDAR。在 NRC 收到 PSDAR 及用過核子燃料已從反應爐永久移除的證明 90 天後，方可進行重大除役活動。由於除役和安全考慮範圍廣泛，此手冊章節頒布了必要的視察要求和指引，以確保：(1) NRC 的監管監督有助於保護公眾健康和環境安全，以及(2) NRC 的監督和視察資源有效、一致且重點適當。反應器除役視察計畫將以風險告知的方式實施，視察重點為高安全重要度的除役作業，以確保工作人員和環境的安全。具體而言，此視察計畫之重點為確保：
 - (1) 持照者的除役計畫和程序書得到充分實施和維護，並反映出設施的除役狀況。
 - (2) 持照者的活動、組織結構和計畫管控可以確保除役和用過核子燃料貯存的安全，並符合法規要求。

(3) 持照者的員工能夠迅速判斷突發問題，對其進行評估，並根據

NRC 核准之矯正措施計畫和其他品質保證要求來修正相關問題。

(4) 持照者充分保護工作人員、公眾和環境免受游離輻射的危害。

視察計畫是通過執行多個視察程序書(Inspection Procedures, IPs)來完成的，這些 IPs 可評估持照者的績效、確認績效趨勢、找出脆弱環節並促進採取矯正措施，從而在除役過程中確保安全與公眾健康以及環境保護。除役視察計畫又分為兩個部分：

(1) 視察手冊附錄 A 第 I 節所列的主要視察程序書(Core Inspection Procedures)應酌情每年執行一次。與主要視察計畫較不相關的部分應按照此手冊第 06.02 節「視察程序書」中的討論進行處理，並應得到地區分部負責人(Regional Branch Chief)的核准。

(2) 視察手冊附錄 B 所列的定期和不定期的 IP 為視除役電廠所需或在執行視察期間作為輔助指引之 IP 和 IMC。定期視察和不定期視察應用於加強爐心視察計畫和評估特定領域、安全問題或持照者之績效等。

執行主要 IP 相關的直接視察工作取決於設施正在計畫或執行的除役作業。為便於規劃，除役作業的範圍可分為以下 8 類：

(1)Post-Operation Transition Phase

(2)Actively Decommissioning (DECON), Fuel in the Spent Fuel Pool

(3)Actively Decommissioning (DECON), No Fuel in the Spent Fuel Pool

(4)SAFSTOR, Fuel in the Spent Fuel Pool

(5)SAFSTOR, No Fuel in the Spent Fuel Pool

(6)SAFSTOR, Co-Located with Operational Unit, Fuel in the Spent Fuel Pool

(7)SAFSTOR, Co-Located with Operational Unit, No Fuel in the Spent Fuel Pool

(8)Final Status Surveys Underway, No Fuel in the Spent Fuel Pool

根據設施的除役進度，預計除役反應器的類別以及相應的直接視察工作和相關資源將隨著時間的推移而發生變化(例如，隨著除役工作的進展，一個正在除役的設施預計將從類別 1 變為類別 2，到第 3 類(用過燃料池之用過核子燃料均已移出)，並最終變為類別 8)。第 4 類和第 5 類適用於所有機組均已永久停機的 SAFSTOR 中的單機組或多機組除役廠址。第 6 類和第 7 類用於多機組廠址中至少有一個機組仍在運轉中。預計這些運轉中機組將保留常駐視察員，並繼續留在反應器監管計畫中，以便對輻射安全、矯正措施和品質保證等廠址範圍內進行時視察監管。

總之，反應器除役視察計畫強調在風險告知的監管基礎上，對持照者除役和用過核子燃料安全有關之作業進行監督和審查。應評估持照者的除役計畫和程序書，以確保其品質、嚴謹性和有效性與反應器運轉期間相當，同時降低除役設施對公眾健康和環境的風險。除役視察計畫為 NRC 管理層提供了視察資源配置的靈活性，以解決個別電廠除役時突發事件和潛在問題。8 個類別之間的轉換應記錄在視察報告中(例如，提供當前現場狀態的描述)，但預計設施可能有正在進行的活動與類別重疊，則應酌情修訂視察工作。

2. 設施之修訂或變更(Modifications or Changes to the Facility)：在進行任何主要除役活動(如 10 CFR 50.2 所定義)之前，持照者必須：(1)證明已永久移除所有核子燃料並永久停止運轉；(2)向 NRC 提交 PSDAR；(3)自 PSDAR 提交之日起等待 90 天，以便 NRC 有時間審查該文件並舉辦公聽會。在 PSDAR 完成之前，持照者可以進行小型除役活動，但不可導致永久移除主要放射性組件(例如蒸汽產生器、反應器和內部構件、調壓槽、大口徑反應器冷卻系統管路和其他具有放射性的大型組件)、永久改變圍阻體的結構等。

不被視為主要除役活動的例子包括：(1)可以在一般維護和修理程式下進行的活動；(2)拆除某些相對較小的放射性組件，例如控制棒驅動機構、控制棒、泵和閥；(3)拆除和維護、修理類似的組件；(4)拆除

與安全無關的非放射性組件和結構；(5)與放射學和污染特性相關的活動。

3. 視察程序書(Inspection Procedures)：視察工作應基於現場作業和持照者的表現。儘管不需要在每次除役視察期間完成每個視察程序書(IP)中所有的特定要求，但應滿足 IP 的目標。只要範圍相同，也可以使用不定期 IP 或臨時指引(Temporary Instructions, TIs)來滿足主要 IP 之要求。這使得整體除役視察計畫能夠靈活地調整資源，以解決特定除役設施的活動水準和其他考慮因素。IP 完成情況是透過區域管理諮詢適當的視察員並評估是否達成視察目標，結果將記錄在視察報告中。如果認為自上次年度視察以來沒有進行任何除役工作，視察員應使用適用的 IP 加以驗證確認。如果主要 IP 不適用於當前設施條件(例如，用過燃料池不再使用，因此不需要相關 IP)，則不需要執行該程序書來完成現場視察要求。

4. 視察計畫(Inspection Planning)：根據區域管理層(Regional Management)的判斷，視察員可以選擇根據本手冊章節中的指引，並使用附錄 A 和附錄 B 中列出的 IP，為即將除役的電廠制定年度現場特定視察計畫。區域和總部委員應根據 PSDAR 中的時間表詳細資訊以及與持照者管理層的討論，審查持照者來年計畫的除役工作。視察員注意到持照者進行與 PSDAR 所描述的活動不一致或與 PSDAR 所描述的時間表有重大差異之前必須通知 NRC(依據 10 CFR 50.82(a)(7))。在製定和實施現場視察計畫時應考慮以下因素：

(1) 設計：某些電廠具有獨特的設計、配置和環境考慮因素，可能會使視察工作偏向潛在關注的特定領域。例如，某個地點獨特或具有挑戰性的水文條件(例如放射性廢污水的分流、從地下水位以下挖掘受污染的土壤、或從排水口或進水口挖掘(疏浚)土壤)或機組間之間的共用系統，可能需要加大視察強度。

- (2) 電廠狀態：電廠狀態因反應器機組而異，部分取決於除役狀態。
- 例如，即使反應器處於長期停機狀態，持照者也可以選擇改變系統的操作、配置或設計，以提高效能、效率或降低成本。這些電廠狀態變化可能會隨後改變附錄 A 第 II 節中列出的 NRC 視察工作。視察計畫還應考慮持照者的用過核子燃料儲存位置和轉移計畫、用過燃料池中的臨界性和衰變熱移除、或環境變更等因素。
- (3) 持照者績效、管理和除役時程：廠址視察計畫中規定的視察範圍和頻率還應基於持照者的績效、人員配置、管理監督和承包商管制的有效性以及重要除役活動的時間和排程。其他因素，例如工作人員經驗、專業技術知識顯著減少，或品質保證監督水準發生重大變化，或發電運轉期間曾出現的重大問題，可能需要額外的視察。同樣，使用技術先進的污染物清除方法、拆除技術或運輸包裝也需要加強監督。
- (4) 多機組廠址：廠址視察計畫應考慮除役設施是否與現場其他運轉中或除役中之機組有共用之 SSCs (Structures, Systems, and Components)。這些 SSCs 可能包括廠用水、消防、電力系統和放射性廢水。此外，矯正措施、輻射防護、緊急應變和消防計畫等可以在各機組之間共用。應調整除役機組的直接視察工作量，各機組間之共用部分應避免重複審查，駐廠和區域視察員應提供不同程度的監督，視察員應評估這些共用領域，以確保機組之間的潛在漏洞得到確認和緩解。

在除役期間早期進行的視察應使用附錄 A 中列出的 IP，並且應：

- (1)提供足夠的證據以確認持照者能夠安全的過渡到除役階段；(2)確認程序書、計畫和設施運作是否符合要求並反映最終安全分析報告(或更新的最終安全分析報告)、PSDAR 等；(3)確認有適度的管理監督與管制，及安全文化；(4)適度納入在機組運轉期間進行的視察。

對於計畫或準備在長期相對閒置後再積極拆除、除污或除役其設

施的持照者，NRC 預計視察工作也將隨著持照者計畫開展的活動而增加，並可能接近與積極除役設施相同的視察量。

5. 定期管理審查(Periodic Management Review)：區域委員應定期審查和調整視察計畫，以反映任何已發現的視察議題或電廠狀態、和除役工作的變化，包括任何廠址視察計畫中描述的任何情況。在定期視察的審查期間，區域管理層應評估持照者的表現，並將這些見解作為更改廠址主要視察計畫的眾多可能理由之一(即增加或減少檢查工作、時間表更改或 IP 刪除)。對持照者績效的審查應側重於對除役核電廠視察計畫的以下評估：核電廠狀態、變更、維護和監測、問題識別和解決、消防、和輻射防護。

6. 基本視察流程(Basic Inspection Process)：NRC 視察計畫重點是那些輻射風險相對較高的作業。視察工作從定期和不定期視察的規劃開始，使用附錄 A 第 II 節中所述的週期(註：此手冊附錄 A 第 II 節提供每年實施 IP 64704 之視察建議時數，但由於核一廠除役排程規劃不同，此視察建議時數可能未必適用)。視察計畫的實施還包括協調 NRC 進行現場訪查和視察，以提高監管效率和有效性，並減輕持照者的負擔。隨後，進行定期和不定期視察，撰寫視察報告，評估持照者的表現，並對除役視察計畫提供回饋。此過程將不斷重複，直到廠址完成除役。除文件審查外，視察活動還應專注於現場查訪和訪談。現場查訪應為首選視察方法。基本上視察應包括以下步驟：

(1) 根據需要制定視察計畫，說明視察期間將審查、評估的範圍和主要重點領域。

(2) 如果具體視察需要，視察員應使用適當的、經過校準的輻射探測儀器或任何其他必要設備來評估和核查持照者的活動。NRC 收集的廠址測量數據可以作為未來確定設施所需驗證性調查範圍的一部分。也可考慮使用外部承包商來執行廠址測量或實驗室分析。

- (3) 與持照者召開會議。視察員應與持照者管理層討論視察範圍，並說明是否將審查任何尚未解決之議題。首席視察員應說明，視察可能包括觀察設施運轉情況、與員工訪談、審查文件及/或進行輻射測量，以獲取獨立的確認資料。現場視察計畫的任何變更或可能的變更都應通知 NRC 的相關管理層。
- (4) 在視察結束時與持照者管理層舉行一次離廠會議(exit meeting)。應重申視察範圍，討論具體的視察工作，包括設施走訪或人員訪談中獲得的與視察有關的資訊，並說明可能的違規行為或其他視察結果，強調其對安全的影響。如果可能的違規行為將作為視察結果的一部分，則應在離廠會議之前向持照者管理層和視察員的主管簡要說明初步結論，以及持照者矯正措施。

2.1.2 NRC Inspection Procedure 37801 “Safety Reviews, Design Changes, and Modifications at Permanently Shutdown”^[4]

由美國 NRC 發布之視察手冊生效日為 2021/01/01，本節主要說明內容包括「視察目標」、「視察要求」、及「視察指引」。

2.1.2.1 (37801-01 節)—視察目標

核查持照者的安全審查方法是否符合 10 CFR 50.59 「變更、測試和試驗」的規定。視察可確認執照修改的適切性。

2.1.2.2 (37801-02 節)—視察要求

1. 除役安全審查計畫，包括：

- (1) 審核持照者的安全審查過程和程序書，確保足以識別因變更、測試、實驗和修改而導致之技術規範(technical specifications, TS)變更。
- (2) 查核持照者的安全審查委員會是否按照技術規範、品質保證計畫或其他規定配置適當的人員並進行適當的訓練。

(3) 確認持照者的訓練計畫是否為安全評估人員提供有效的定期培訓。

查核進行 10 CFR 50.59 訓練的人員之訓練和資格是否符合執照要求。查核持照者是否已建立評估訓練效果的流程。

(4) 確認設計基礎檔，例如計算書、設計規範、供應商手冊、停機後除役活動報告(PSDAR)，以及技術規範的更新與設計變更保持一致。

2. 設計變更、測試、實驗與修訂

(1) 選擇 3~5 項設計變更及/或修改案進行審查，包括 10 CFR 50.59 篩選取樣，及 1~3 項自上次視察以來進行的 10 CFR 50.59 評估(如果有此類評估)。瞭解細節，評斷持照者的判斷是否恰當，並確定是否對關鍵因素進行了有效評估，以維護電廠安全。

(2) 選擇維護及/或作業活動樣本 1~3 個，以確定持照者是否適當地利用 10 CFR 50.59 的方法。

(3) 如有可能，參加持照者的安全審查委員會會議。

3. 問題識別與解決

核查持照者是否使用適當的閾值(threshold)判別與安全審查、設計變更和修改有關的問題，並將其放入矯正措施方案。若可行，對矯正措施方案中記錄的問題進行抽樣，核查持照者是否確實實施了適當的矯正措施。

2.1.2.3 (37801-03 節)—視察導則

1. 一般導則(General Guidance)

隨著電廠進入除役階段，視察員可以預期電廠修改案的數量會增加。設備修改包括臨時或永久性的系統/設備更改，如系統停用/廢除、設計變更、程序書變更、等效性評估等。

持有 10 CFR Part 50 執照的電廠可以根據 10 CFR 50.59 進行變更、測試、實驗或修改。10 CFR 50.59 允許持照者在不經 NRC 批准的情況下，通過執照修正案對設施進行變更，前提是這些變更能維持 FSAR 記載的可接受的安全水準。10 CFR 50.59(c)(2)規定了八項評估標準，持照者應使

用這些標準來確定在實施變更、測試、實驗或修改之前是否需要修改執照。10 CFR 50.59 的方法通常包括初步篩選，以確定是否需要進行 10 CFR 50.59 評估。如果篩選結果確定需要進行 10 CFR 50.59 評估，則持照者將採用 10 CFR 50.59(c)(2)的八項評估標準，以確定變更、測試、實驗或修改是否需要通過執照修正案。不須事先獲得 NRC 核准的變更案，需遵照 10 CFR 50.71「記錄的保存、報告的製作」的規定向 NRC 報告。

根據 10 CFR 50.59 並不是持照者進行變更的唯一途徑；10 CFR 50.59 只適用於變更 FSAR 中所述之 SSCs。對場外劑量計算手冊(Offsite Dose Calculation Manual, ODCM)、品質保證計畫說明(Quality Assurance Program Description, QAPD)、TS、緊急應變及保安所述之 SSCs 的變更，應依照 10 CFR 50.54「執照條件」進行。對於與消防有關的變更，持照者應符合 10 CFR 50.48「消防」的規範。持照者通常會在其除役安全審查計畫中審查安全評估和擬訂變更。

除 10 CFR 50.59 的要求外，除役變更無需 NRC 審查即可進行，條件是這些變更不會：(1)妨礙無條件釋出廠址；(2)大幅增加除役成本；(3)造成任何重大環境影響；或(4)違反現有執照的條款。與 PSDAR 中描述的內容不一致或導致時程表發生重大變化的變更，必須根據 10 CFR 50.82「執照的終止」向 NRC 報告。視察員不一定要完成本 IP 中列出的所有視察要求，如果發現了其他問題，視察員也不限於完成列出的視察要求。但是，應達到本 IP 的目標。由於除役策略和時程表的差異，後續視察可能會根據現場除役作業和電廠變更計畫而隨之調整。視察員在選擇檢查項目時，應採用風險告知績效基準的方法，同時也要考慮到多樣性。視察員應查看過去視察報告的樣本，為其選擇提供參考。

2. 除役安全審查計畫(Decommissioning Safety Review Program)

- (1) 持照者在除役期間使用的安全審查方法應與持照者在反應器運轉期間使用的方法相當。評估該方法是否：A.反映了持照者當前的

除役組織和人員配置；B.納入了最新的監管要求和指引；C.應用了適當的管理和技術審查；D.包括了適當的品質保證。

- (2) 視察員應確保安全審查委員會由適當的人員組成且成員接受過適當的培訓。應進行基於績效的評估，以確保按照技術規範的要求，對重要的除役活動進行獨立和有效的審查。視察員應觀察安全審查委員會的行為，並評估該審查機構在以下方面的有效性：A.探究特定活動的風險、效益和技術適當性；B.提供獨立的安全觀點；C.藉由吸取經驗促進電廠安全。
- (3) 視察員應審查持照者對執行安全評估和審查的個人的培訓和資格計畫，以確保培訓與執照一致。培訓計畫應及時更新，並確保準確提供設施配置。以電廠程序書和圖紙形式提供給 NRC 委員的資訊也應正確反映修改後的系統和組件的設施配置和操作。
- (4) NRC 期望管制和實施除役設計變更和修改的程序書在品質上與運轉期間相當。視察員應審查持照基礎文件和 10 CFR 50.65 維護法規實施計畫，以確認持照者如何劃分 SSCs 的重要性，以及這些劃分是否適當。審查圖紙和修改檔，核實修改是否適當，以及是否影響到其他介面系統。

視察員應重點關注控制設計變更、修改、系統操作、用過核子燃料管理以及輻射採樣和調查、運輸、消防和緊急應變等其他監管活動的程序書。視察員應評估減少程書之審查、細節或要求是否會對這些程序書所監管之活動的品質或安全保證水準產生不利影響。

3. 設計變更、測試、實驗與修訂

- (1) 根據 SSCs 的安全重要性，持照者對確保安全儲存用過燃料或監測放射性廢水的系統和與這些功能無關的系統所採用的品質保證級別可能不同。

抽查自上次視察以來執行的 10 CFR 50.59 篩選和 1~3 個樣本，

以確定持照者是否按照 10 CFR 50.59 執行了評估。確保持照者準確評估當前的電廠配置、潛在的設計基礎事故、正常和異常事件以及現場特徵。還應審查針對特定除役作業(如大型元件拆除)的安全評估報告，以確保該作業不會導致技術規範發生變化。評估工程和管理審查的嚴格程度，以確認擬議活動是否符合一般除役安全的規範。

確認持照者是否充分評估了修改與受除役作業影響的其他系統之間的任何相互關係。這種情況可能涉及機組之間共用的 SSCs、結構修改和重型升降機。審查受影響的程序書、圖紙、維護記錄和計算，以核實修改不會對其他系統造成負面影響。

- (2) 視察員應選擇 3~5 項維護活動，以評估這些活動是否為未經 10 CFR 50.59 適當篩選的變更或修改。視察員應重點視察安全儲存和運輸用過核子燃料及/或高放射性物料所必需的 SSCs。用於監測放射性廢水的 SSCs 也應是視察的重點；但是，FSAR 中可能沒有說明這些 SSCs。如果是這樣，則應遵循適當的監管方式，例如技術規範中所述的規定。視察員應核實是否按要求進行安全評估，是否及時更新了電廠圖紙和程序書，是否進行了適當的培訓以確保人員正確操作和維護受影響的 SSCs。

其他需要審查的例子包括拆除或改建建築物、土壤和地基的修整或挖掘、雨水和污水系統污水分流、停用系統和元件、冷卻系統變更為較低冷卻能力或改建圍阻體以方便除役。視察員應對這些修改進行實地考察，以核實變更是否與修改檔一致。

在審查與用過燃料池相關的評估時，視察員不應重複在實施 IMC 2690「獨立用過燃料貯存裝置之反應堆燃料幹式貯存和 10 CFR 71 運輸容器的檢查計畫」期間完成的視察工作。如果 IMC 2690 的實施過程中未涵蓋這些內容，視察員應審查安全載重路徑和載重墜落情景的評估等專案，並審查設計用於在轉移容器自由

墜落或撞擊 SSC 時減輕 SSC 撞擊故障的工程特性。同樣，對 10 CFR 50.59 為輻照燃料轉移而編寫的篩查和評估報告的審查應包括對經認證的燃料處理人員的績效評估。這可能包括操作員的指揮和控制、監督、人機介面變化和培訓。

- (3) 視察員應觀察持照者安全審查委員會的作業，並評估該審查機構在以下方面的有效性 A.對活動的風險、效益和技術適當性提出質疑；B.提供獨立的安全視角；以及 C.藉由吸取經驗促進工廠安全。

2.1.3 NRC Inspection Procedure 40801 “Problem Identification and Resolution at Permanently Shutdown Reactors”^[5]

由美國 NRC 發布之視察手冊生效日為 2021/01/01，本節主要說明內容包括「視察目標」、「視察要求」、及「視察指引」。

2.1.3.1 (40801-01 節)—視察目標

1. 根據 NRC 核准的品質保證(quality assurance, QA)計畫和 10 CFR Part 50 附錄 B 標準 XVI，評估持照者在識別、解決和矯正問題方面的有效性。
2. 確認持照者之稽核和評估是否遵照 NRC 核准的 QA 計畫和 10 CFR 50 附錄 B 第 10 章的要求進行。
3. 確認持照者已建立、實施並執行安全意識工作環境的管理評審。

2.1.3.2 (40801-02 節)—視察要求

1. 評估持照者在合理預防問題與及時發現和矯正問題的有效性。該審查應包括參加持照者的矯正措施審查會議或同等會議。如果可行，視察已進入矯正措施計畫(Corrective Action Program, CAP)的所有項目。根據風險洞識，選擇 3~5 個樣本進行額外後續追蹤。
2. 審查所有被列為不利於品保的重要條件(significant conditions adverse to quality, SCAQ)的項目、所有為解決以前不合規問題而進入的項目，以及所有異常事件報告(Licensee Event Reports, LER)。

3. 在適用情況下，審查評估持照者的 CAP 和 QA 計畫的所有稽核和評估。這包括為證明符合 10 CFR Part 50 附錄 B 第 XVIII 條標準而執行的審核。確認稽核是否按照 QA 計畫中列出的時程表進行。確定持照者的審核和評估結論是否已提供給持照者管理層，是否與上述選定的問題相一致。核實所發現的缺陷是否被記入 CAP，並採取適當行動。
4. 根據上述第 1 和第 2 項視察要求，評估持照者的安全文化。評估持照者的安全意識工作環境，查看持照者人員是否有不願提報安全問題的跡象。審查所有由持照者發起的安全文化評估和所有對資訊自由流動構成挑戰的問題，以便妥善解決。

2.1.3.3 (40801-03 節)—視察指引

1. 一般指引

視察程序書的主要目的是確保持照者的自我評估、稽核和 CAP 能夠有效地發現、解決和預防問題。此程序書中的「問題」或「發生」一詞與不利於品保的條件(如 10 CFR Part 50 附錄 B 所述)或在除役過程中可能不利於公眾健康和安全或環境的任何其他條件或缺陷同義。此 IP 適用於執照終止前的所有除役狀態。其他導則可參見 IP 71152，「問題識別與解決」。根據 10 CFR Part 50 附錄 B 第 XVI 條標準，持照者必須制定措施，確保及時發現和矯正不利於品保的情況。對於不利於績效的重大情況，矯正措施還必須防止再次發生。

除役設施的風險隨著設施從運營到除役的過渡而變化和降低。在除役的各個階段，視察員應確定哪些條件或活動對現場風險的影響最大；並通過發現、解決和預防問題，確保持照者有效管理這些風險。例如，當用過核子燃料儲存在用過燃料池中時，用過燃料池及其冷卻系統之 SSCs 對管理用過核子燃料的風險很重要。一旦所有用過核子燃料都從用過燃料池中移出，這些 SSCs 的重要性就會降低。視察員應將視察重點放在核實其他高風險顯著性領域的問題是否得到充分識別、解決和預防上。其他高風險顯著性領域可能包括 10 CFR 50.2 所定義的主要放射

性組件的拆除、現場補救措施的實施或為支援執照終止而進行的最終狀態調查。視察員在選擇視察項目時，應採用風險告知績效基準的方法，同時也要考慮多樣性。

2. 特定指引(Specific Guidance)

- (1) 查核持照者是否採取了充分的措施來發現和解決問題，以符合 10 CFR Part 50 附錄 B 第 XVI 條標準。視察員應對持照者的績效和設施條件進行全面審查，以確保發現問題並以適當的閾值將其記入 CAP。持照者管理層應鼓勵發現並參與解決不利於品質的情況。此外，還應鼓勵員工提出問題，並利用「全員參與計畫」來記錄和解決潛在的績效隱患。此外，持照者還應在 CAP 中尋找可能表明潛在問題的趨勢。

篩查大量 CAP 的目的是讓視察員對重複、長期或潛在的設備故障等情況保持警惕，這些故障可能需要額外的跟進追蹤。視察員必須警覺績效不佳之趨勢，及高風險顯著性或重複性設備故障。在初步篩查中，視察員應選擇風險最大的項目進行進一步審查。還應考慮確保對各部門進行審查，以確定特定工作組內的績效是否正在下降。視察員應注意，每個視察程序書都包括一個問題識別和解決部分，旨在審查近期與主題相關的問題。本視察程序書旨在對計畫進行全面檢查，並對選定的問題進行深入檢討。視察員應考慮是否已對問題進行過審查，並酌情考慮對趨勢進行評估。

除審查 CAP 項目外，視察員還應參加持照者的 CAP 會議、管理審查會議，並酌情進行訪談。還應考慮與持照者的 CAP 管理人員面談，以幫助瞭解持照者的問題識別和解決流程。為確保及時發現不利於品保的問題，持照者還應考慮同業運轉經驗對其設施的適用性。因此，視察員應核實持照者是否採納了同業運營經驗。

- (2) 在評估持照者的矯正措施計畫時，視察員應使用最近的矯正措施案例，以查核不利於績效的重大情況的標準是否適當。具體來說，持

照者的 CAP 應評估：A.一系列事件；B.造成不利於績效或安全的重大情況的原因；C.受影響之組件或系統的可操作性及/或功能性；D.是否需要正式提報；E.類似情況和一般影響；F.防止再次發生的適當矯正措施。

肇因(root cause)必須在持照者的控制之下，而且必須是問題發生的根本原因。此外，判斷矯正措施是否有效，不僅要看問題是否再次發生，還應了解最初發生問題的原因是否存在。在評估特定事件時，視察員應重點關注「什麼」、「何時」、「何地」、「如何」以及「為何」，其次才考慮「誰」。在所有情況下，視察員都應考慮矯正措施的範圍，並判斷是否適用 10 CFR Part 50 附錄 B 品質保證標準。

如果視察員發現持照者在肇因評估或矯正措施實施方面存在任何不足，則應考慮對這些矯正計畫採取後續行動。

(3) 視察員應審查並瞭解適用於除役的 10 CFR Part 21 的通知，並核實這些問題是否已加入持照者的 CAP，進行評估和處理。這些通知可在 NRC 的公開網站上查閱。視察員還應抽樣確認，持照者發現的缺陷或不符合項是否按照 10 CFR Part 21「提報缺陷和不合規項目」進行了評估。

(4) 持照者的品質保證計畫應在 QAPD 或 QATR(如適用)中說明。這些檔詳細說明設施是否符合 10 CFR Part 50 附錄 B 的要求，並可能描述額外的承諾、10 CFR Part 21 提報指引、與安全無關的品質管制以及獨立審查的細節。視察員應審查這些計畫文件，以便熟悉與除役設施品質保證計畫相關的程序書、和結構、系統與組件。

審核和自我評估的管理審查級別和獨立性通常在技術規範(TS)、執照終止計畫(License Termination Plan, LTP)、品質保證計畫或相關程序書加以進行說明。針對特定監管要求而執行的稽核和評估，如 CFR 10 50.48(f)(2)「消防」或 10 CFR 10 20.1101「輻射防護

計畫」，應以適用之視察程序書進行審核，而非本程序書。其他稽核和評估應在考慮多樣性的同時進行抽樣審查。

在永久停止運轉後，持照者可以選擇維持 10 CFR Part 50 所有運轉期間之品質保證審核，或者申請豁免或執照修訂，將其所需稽核限制在對除役具有特別安全重要性的領域。在前一種情況下，持照者通過將資源和精力用於被認為對安全進行除役工作具有顯著影響的功能領域，如設計控制、安全評估、輻射防護和廢水管制，來管理其稽核活動，而較少精力用於稽核「運轉」領域，如控制室操作員培訓、值班測試等。

- (5) 在視察期間，預計將與持照者管理層和各工作組的工作人員進行討論或訪談，以評估安全文化。視察員進行正式訪談的目的並不只是為了評估工作環境；相反，視察員可以就視察的其他內容與持照者的員工進行討論。面談的次數應與計畫和視察過程中發現的潛在問題相稱。

員工應能自由地向其管理層和 NRC 提出安全問題，而不必擔心遭到清算。儘管持照者可能正在實施一項有關發現安全問題的「員工關注」計畫或類似計畫，但仍有可能存在產生「寒蟬效應」或不願報告此類問題的潛在因素，視察員應警惕此類跡象。這些因素可能包括但不限於直接報復、人員配備不足導致過度加班、不願提出可能導致本已繁重的工作量進一步增加的問題，或對以前發現的問題矯正不力導致員工不願發現其他相關問題。

2.1.4 NRC Inspection Procedure 71111.05 “Fire Protection”^[6]

由美國 NRC 發布之視察手冊生效日為 2023/01/01，本節僅敘述其「視察目標」、「一般指引」之摘要內容，除役期間之消防視察建議以 NRC IP 64704 為主 (IP 64704 詳細內容請參閱參考文獻 12 第貳、一節)。

2.1.4.1 (71111.05-01)—視察目標

1. 查核防火計畫的實施情況，包括火災偵測和滅火系統、設備運作狀態，以及防火屏蔽的材料狀況。
2. 查核現場消防隊訓練和演習表現。

2.1.4.2 (71111.05-02)—一般指引

除了傳統定論式方法外，建議利用電廠的火災風險洞識(例如電廠防火區的火災風險排名)來選擇視察風險重要的防火區。審查最近三年一次的火災防護視察報告和安全度評估(PRA)報告作為確定選擇區域的指引。

2.1.4.3 (71111.05-03)—視察樣本(Inspection Samples)

1. 防火區巡查與視察樣本(Fire Area Walkdown and Inspection Sample)

透過對選定的防火區進行巡查並進行審查來驗證火災防護計畫(Fire Protection Program, FPP)(亦或稱消防防護計畫)的實施，以確認計畫合規性、設備功能、材料狀況等。視察頻率每季一次，每次 3~4 個防火區。對選定的防火區進行查訪，驗證以下內容：

(1) 臨時可燃物與起火源之管制

- A. 根據行政管制程序書和火災 PRA(如果適用)管制臨時可燃物及其所在位置。特別關注起火源和維持安全停機(safe shutdown, SSD)(維持爐心冷卻)電纜和設備附近的臨時可燃物。
- B. 持照者根據其 FPP 管制程序書實施動火作業、焊接、切割、熱處理、研磨、電焊、火焰或電弧切割或電弧氣刨之作業管理。

(2) 火災偵測系統

- A. 查證火災偵測系統的位置是否與 FPP 所述相符。

(3) 濕式消防系統(Water-Based Fire Suppression Systems)

- A. 在定期系統測試期間，消防泵浦應保持可用狀態。

(4) 氣體滅火系統(Gaseous Fire Extinguishing Systems)

- A. 房間穿越密封件(penetration seals)之密封且狀況良好，可防止釋放後氣態滅火劑濃度的損失。

(5) 手動滅火設備

- A. 手提式滅火器適用於火災危害類別，並可在視察區域內或附近的指定位置使用。電廠設備或其他與工作相關的活動不會阻礙滅火器的使用。

(6) 被動式防火設施

- A. 防火牆上防火屏蔽和防火區電氣和管道之穿越密封確實存在，且密封件安裝正確、狀況良好。

(7) 消防巡視(fire watch)

- A. 消防巡視人員通常會透過值班日誌進行追蹤。可以根據保安鑰匙卡輸入記錄檢查日誌，以驗證消防巡視人員是否正確完成。另一種視察方法是在需要消防巡視人員檢查的區域等待，看看執行消防巡視的人員是否經過該區域。

2. 消防隊訓練和演習

查核消防裝備穿戴、自給式呼吸器 (Self-Contained Breathing Apparatuses, SCBA) 的配戴等。視察頻率為每年兩次。

2.1.5 NRC Inspection Procedure 71111-21N.05 “Fire Protection Team Inspection”^[7]

由美國 NRC 發布之視察程序書生效日為 2020/01/01，本節僅敘述其「視察目標」、「一般指引」之摘要內容，除役期間之消防防護視察建議以 NRC IP 64704 為主。

2.1.5.1 (71111-21N.05)—視察目標

1. 驗證電廠消防防護計畫(FPP)之 SSCs 是否能夠達成其設計功能。
2. 對所選樣本的老化管理、FPP 變更、操作經驗、電廠修改、程序書變更和風險洞識進行審查，以驗證它們是否符合當前的持照基準。

2.1.5.2 (71111.21N.05)—一般指引

視察小組組長應聯絡持照者，以取得電廠之火災風險洞識摘要(例如，防火區之火災風險排序、這些防火區內火災情境的條件爐心熔損機率)。視

察小組也應向駐廠視察員和區域視察員徵求可能的視察組件和修改的意見。
視需要，視察小組組長可進行現場訪問/資訊收集，以協助選擇視察樣本。

選取 SSCs、FPP 變更/修改和 FPP 行政管制的共 5 至 8 個樣本，視察頻率為每三年一次：

(1) 消防偵測、滅火之 SSCs：每次視察之樣本數至少 1 個。重點聚焦於為滿足 FPP 內的法規要求之 SSCs。消防計畫和行政管制的審查包括電廠的可燃物管制計畫、消防系統、消防隊演習和訓練等。

A. 查證人員之操作是否與持照者之火災危害分析 (Fire Hazards Analysis, FHA) 或火災安全度評估 (Fire PRA) 分析所述一致。

B. 驗證偵測、自動和手動滅火系統的安裝、測試和維護符合 NFPA 規範。確認消防供水系統的設計能力符合已核准之 FPP 的要求。確認任何早期火災警報偵測系統 (very Early Warning Fire Detection System, VEWFDs) 系統的靈敏度設定是否符合法規要求或監管承諾。

(2) 火災後安全停機之 SSCs：每次視察之樣本數至少 1 個。側重於需要將電廠置於安全穩定停機狀態 (維持爐心冷卻) 的 SSCs。諮詢區域 SRA (Senior Reactor Analyst)，以確定火災後 SSD 的系統的風險重要度。

A. 通過抽查至少一個防火區來驗證是否提供了適當的電路分離 (separation of circuits) 或保護，以及電路保護協調，否則，請確保已建立適當的運轉員手動操作 (恢復)。

B. 審查所選防火區之火災後 SSD 程序書，以驗證運轉員所採取的步驟是否足以確保 SSC 的可操作性/功能性，以達成 SSD。若執照者針對選定區域的安全停機分析 (safe shutdown analysis, SSA) 考慮運轉員手動操作 (operator manual actions, OMAs) 或恢復作業 (recovery actions, RAs)，則應對程序書的適用步驟進行詳細審核，以驗證 OMAs/RAs 是否恰當。在資源許可的情況下，團隊可能會驗證 OMAs/RAs 的其他方面，例如執行這些程序書是否需要任何特殊設

備，以及設備是否可用、可觸及、適當放置且運作良好。此外，小組可能選擇驗證運轉人員對於設備位置和操作的知識水平是否足夠。

(3) FPP 變更：每次視察之樣本數至少 1 個。聚焦於自上次執行此 FPTI 以來的 FPP 變更。此領域的樣本包括臨時修改、維修、永久性電廠變更、設計變更、程序書變更、老化管理變更等，這些都可能對 FPP 及/或火災安全停機能力造成變更。需確認：

A. 經核准的 FPP 變更不會對安全停機(爐心餘熱移除)的能力構成不利影響。

B. 更新的最終安全分析報告、FHA 和 SSA 等 FPP 文件與設計變更一致。

C. 受修改影響的火災後 SSD 作業程序書已更新。

(4) FPP 行政管制：每次視察之樣本數至少 1 個。專注於消防計畫行政管制的流程(即可燃物管制計畫、動火作業計畫計畫)。

A. 驗證所選取的管制或流程是否符合持照者之現行持照基礎。驗證所選的行政管制符合行業標準要求。

2.1.6 NRC Inspection Manual Chapter 2800 “Materials Inspection Program” [8]

此視察手冊章節為 2020/03/20 發布，如第 2.1 所述，本節主要僅為摘述風險告知與火災防護相關之內容，說明如下。

2.1.6.1 目標

1. 說明基於風險告知績效基準(risk-informed performance-based)的視察方法。
2. 根據持照者的表現(績效)建立基於風險告知(risk-informed)的例行視察優先順序以及延長或縮短視察間隔的標準。

2.1.6.2 定義

1. 視察優先順序：在執照發放過程中，會根據使用類型為每個放射性物質執照指定視察優先順序，分為 1、2、3、4、5、5R，以年為單位作

為視察的時間間隔，優先順序是基於輻射危害風險所制定。視察順序 1 代表對工作人員、公眾和環境的健康和安全的風險最高，視察順序 5R 代表風險最低。

2. 非例行視察：包括下列 7 項，(1)回應性視察(reactive inspections)、(2)對破產、過期、被遺棄或被撤銷執照的視察、(3)對升級執法的追蹤視察、(4)互惠視察、(5)顯著擴張執照項目的視察、(6)一般視察、(7)正在進行除役的持照者。
3. 績效基準方法：一種監管方法，將可衡量的結果作為監管決策的主要依據。以績效為基準的視察要項包括對活動的觀察、與持照者員工面談、進行獨立和確認性調查以及審查記錄。
4. 風險告知方法：一種理念，將風險洞識與其他因素一起考慮，以確定聚焦於與持照者被核准之計畫相稱的視察活動。可以透過評估三個問題(即風險三要素)的組合答案來判定風險高低：(1)可能會出現什麼錯、(2)出現錯的可能性有多大，以及(3)其後果可能是什麼。

2.1.6.3 視察指引

視察員應採用風險告知績效基準方法來評估重點要項。在確定安全性和是否符合 NRC 要求的同時，應基於直接觀察作業活動、與從事執照活動的電廠員工和外包人員訪談、獨立測量設施之輻射情況，以及對選定記錄的審查。對執照活動的直接視察以及與現場工作人員的討論，能為視察員提供合理且有用的資訊，以便確認持照者有能力安全地使用/管理放射性物料。

視察員應在接近到期日的時候進行定期視察。優先級 1 和 2 的執照定期視察可以在到期日的 $\pm 50\%$ 範圍內變動。優先級 3、4、5 和 5R 執照的定期視察可在到期日期的 ± 1 年範圍內變動。若持照者表現不佳，時間間隔可以縮短並且視察可以更頻繁地進行視察。相反，若持照者表現良好，則可以延長視察間隔。地區管理層可以自行決定對視察間隔進行更改(例如，增加對高風險活動的視察頻率來增強公眾對核能安全的信心)。

視察員現場視察應注意下列幾點：(1)許可物料(licensed materials)的安全和管制、(2)許可物料之屏蔽、(3)完善的安保措施、(4)輻射劑量測定方案、(5)輻射儀器和調查、(6)輻射安全訓練與實務、(7)管理監督、(8)由合約/承包人員進行的許可活動。這些重點要項在結構上是一種績效期望，針對的是防止過度暴露、放射性物質外釋、遺失或未經授權使用放射性物質。

視察員應採用風險告知績效基準方法來評估重點。對安全和合規性的判定應基於以下幾方面：(1)直接觀察工作活動、(2)與持照者和承包人員的面談、(3)對持照者設施的輻射狀況進行獨立測量、(4)選定記錄的審查。直接視察這些活動和與有關人員的討論應能讓視察員合理地確認持照者能安全使用許可物料，比單純審查記錄更為理想。

如果視察員確定持照者沒有達到某一重點要項的預期績效，視察員應對持照者計畫的該方面進行更徹底的審查，以確定績效問題的原因。加大視察強度，包括增加抽樣、確定持照者的程序書是否適當，以及審查持照者保存的記錄活動和結果的選定記錄。

2.1.7 NRC Inspection Procedure 87104 “Decommissioning Inspection Procedure for Materials Licensees”^[9]

此視察程序書為 2022/04/26 發布，如第 2.1 節所述，本節主要僅為摘述風險告知、火災防護之相關內容，說明如下。

2.1.7.1 視察目標

1. 確認除役的計畫是否以保護工作人員與公眾安全的方式進行。
2. 確認除役計畫是否符合 NRC 要求。

2.1.7.2 視察指引

在除役期間需要進行的視察與運轉期間的視察活動相似。審查持照者的除役計畫，可將功率運轉期間適用的視察活動延續到除役中，並根據具體情況修改。視察員應重點關注正在除役期間的所有重大活動，制定視察計畫，注意可能出現潛在安全問題的活動，特別是高風險活動。確認持照者的活動

符合規範、核准之除役計畫(Decommissioning Program, DP)，根據需要審查持照者在高風險活動中的表現。

審查持照者之保健物理程序書在現場的實施情況，確認照者確實實施已核准之計畫，並評估潛在的暴露程度。根據識別出的高風險領域，調整後續視察的重點。

在除役期間，大量低輻射水平廢棄物可能暫時儲存在現場，之後運輸到許可的處置設施。確認廢棄物的儲存符合許可條件和 IP 84900「低水平放射性廢物儲存」中的指引。

2.1.8 NRC Inspection Procedure 87141 “Limited Scope Academic and Research & Development Programs Including Animal Use”^[10]

此視察程序書為 2022/05/16 發布，如第 2.1 節所述，本節主要僅為摘述風險告知、火災危害相關之內容，說明如下。

2.1.8.1 視察目標

1. 確認持照者之活動不會危及工作人員及一般大眾的健康和安全。
2. 確認許可之計畫是否按照美國 NRC 的要求使用風險告知績效基準的監管方法進行。

2.1.8.2 視察要求

視察員對持照者的評估為基於對作業活動的直接觀察、與工作人員面談，以及對設施輻射條件的獨立測量，而非完全依賴於記錄審查。此外，視察員應使用風險告知方法進行視察，例如選擇風險最高的活動先進行視察。這有助於確保在因情況不同且時間有限的情況下，每次視察都能審查風險最大的持照者活動。

2.1.8.3 視察指引

視察指引旨在協助視察員評估狀況，視察員應藉由風險告知來決定視察順序。應優先審查與人員健康相關的記錄(例如，人員劑量監測記錄(dose-monitoring records)、事故報告和調查)。可通過分析劑量變化趨勢以尋找潛

在問題。

視察員應審查使用和存放許可物料的合理數量、根據活動類型和設備數量進行風險評估。如果視察員發現問題，可以增抽樣數量以確定問題範圍。

視察員應注意許可物料的使用或在其附近使用的各種風險，例如生物、化學、輻射等危害，確保所有領域的安全。

在許多情況下，火災對輻射安全造成的風險與許可活動的其他事件潛在之風險相當，甚至更大。在視察持照者設施的過程中，視察員應警惕潛在的火災危險。持照者之消防計畫應：(1)防止火災發生；(2)迅速發現、控制和撲滅已發生的火災；(3)對高安全重要的結構、系統和組件提供保護，即使消防設施未能迅速撲滅火災，亦不會妨礙持照者採取行動，可安全地控制放射性物質，防止污染擴散，防止工作人員或公眾受到不必要的輻射照射。

在視察設施時，通過觀察及與持照者討論，評估消防安全條件和設備，包括(1)工作區整潔，沒有可燃雜物；(2)不相容材料(即標有「腐蝕性」、「易燃」或「氧化劑」的材料)相互隔離，並用防火屏障區隔開；(3)火災探測系統可正常使用；(4)滅火系統可正常使用；(5)可攜式滅火器未過期(視察維護標籤)；(6)電氣開關和電動機是防爆的、在含有易燃或可燃液體或氣體或高活性化學品的工作區，電弧焊機或明火受到行政管制，以及(7)當地消防部門參與持照者的消防計畫。

2.1.9 NRC Inspection Manual Chapter 2515 “Light-Water Reactor Inspection Program—Operations Phase”^[11]

此視察手冊章節為 2024/04/22 發布，如第 2.1 所述，本節主要內容為「目的」、「目標」、及「運轉中反應器視察要項」，說明如下。

2.1.9.1 目的

制定輕水式反應器視察計畫。

2.1.9.2 目標

1. 取得事實資料，以提供客觀證據，證明反應器設施是安全地運作，以及持照者的活動不會對公眾健康及安全構成不適當的風險。
2. 在電廠性能下降達到可能對公眾健康及安全構成有危害之風險的程度前，確定性能下降的原因。
3. 識別潛在的重大安全問題。

2.1.9.3 運轉中反應器視察要項

本手冊章節所述的視察計畫由以下三項組成：

1. 風險告知基準視察(Baseline Inspection)計畫。
2. 個廠補充視察。
3. 一般安全問題、特殊及罕見的視察。

總體而言，視察計畫強調均衡地查核對電廠安全、可靠性和風險有顯著影響的各種活動。如果電廠的表現未符標準，則會根據其在安全基石(cornerstones)方面的評估表現，接受額外的電廠特定補充視察。視察計畫包括現場查訪，因為現場查訪是進行視察的最有效的方法。對於是否需要進行額外的視察以處理突發的一般安全問題，將個案進行評估。

基準視察提供了對電廠和持照者活動的充分檢查，以確定持照者是否達到了所有七個安全基石的目標，並找出績效問題。基準視察計畫中包含的視察程序書是以七個安全基石的「可視察區域(inspectable areas)」(註：在基準視察計劃下，所有需要視察的區域都被定義為可視察區域)為基礎。監管架構確定了每個安全基石需要驗證的關鍵屬性，以合理保證安全基石目標的實現。持照者在關鍵屬性中的績效藉由績效指標、風險告知可視察區域，或結合兩者來衡量。

基準視察是基於風險告知績效基準，並強調觀察和評估前線系統與支援系統對 SSCs 的影響。風險告知基準視察通過以下方式進行：(1)可視察區，基於其在安全基石目標中的風險重要度；(2)根據風險資訊，選擇每個可視察區的視察頻率和樣本數量；(3)根據個廠的風險洞識，在每

個可視察區中選擇活動和設備的樣本。

整體而言，從準備、樣本選擇到視察中找尋缺點，整個視察計畫都應該以風險告知績效基準的方式來實施。如果沒有合適的電廠活動可供視察，則不需要純粹為了達到最低樣品數量而進行檢驗活動(即所要求的最低樣品數量實際上低於規定)。以這種方式，基準視察計畫是以風險為依據且以績效為基礎。

為了選擇高風險顯著性的 SSCs 或值得關注的問題，視察員應使用有效資源，例如個廠 PRA 資訊、標準化個廠風險分析模型、廠外事件風險資訊或一般的風險評估資料。藉由風險重要度將視察重點放在風險重要的 SSCs 上，為區分高風險與低風險 SSCs 的主要方法之一。視察員不一定只能使用此方法來集中視察，因為對 SSCs 進行風險評等會有一些限制，例如無法完全找出肇始事件的風險影響。

2.1.10 文獻研析結果彙整及火災防護視察建議

2.1.10.1 文獻研析結果彙整

參照並彙整前述第 2.1.1~2.1.9 節之文獻，對我國核電廠之火災防護(消防防護)視察提出管制之建議或注意要項。文獻研析結果有關風險告知之重點摘要彙整說明如下。

參照 IMC 2561、IMC 2800，風險告知方法之定義為「一種理念，將風險洞識與其他因素一起考慮，以確定聚焦於與持照者被核准之計畫相稱的視察活動。可以透過評估三個問題(即風險三要素)的組合答案來判定風險高低：(1)可能會出現什麼錯，(2)出現錯的可能性有多大，以及(3)其後果可能是什麼。」

參照 IMC 2561 第 06.01 節反應器除役視察計畫強調在風險告知的監管基礎上，對核電廠除役期間與用過核子燃料安全有關之作業進行監督和審查。

參照 IMC 2515 第 07.01 節，整體而言，從準備、樣本選擇到視察中找尋缺點，整個視察計畫都應該以風險告知績效基準的方式來實施。為了選擇高風險顯著性的電廠活動、SSCs 或值得關注的問題，視察員應使用有效資源，

例如個廠 PRA 模式及其評估報告、標準化個廠風險分析模型、廠外事件風險評估報告或一般的風險評估報告。

依照 IMC 2515 附錄 G 附件 4，除役期間之火災防護視察程序書為 IP 64704。IP 64704 主要視察項目為除役防火計畫(消防計畫)、消防系統與設備、可燃材料和火源的控制、組織、問題識別和解決等，詳細內容請參閱「核能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報告」^[12]。

根據 IP 71111.05「火災防護」，視察項目包括「防火區巡查與視察」及「消防隊演習績效」，其中「防火區巡查與視察」建議每季視察 4 個，一年 16 個防火區；「消防隊演習績效」則建議每年視察兩次。

根據 IP 71111-21N.05「火災防護小組視察」，視察項目包括(1)「用於火災預防、偵測、滅火或火災後安全停機之 SSCs」、(2)「火災防護計畫行政管制」、及(3)「火災防護計畫變更」等三項，視察頻率為每 3 年一次。其中，第(2)與第(3)項之視察樣本數至少 1 個，而第(1)之視察樣本數至少 3 個，且視察火災預防、偵測、滅火之 SSCs 之樣本數至少 1 個，火災後安全停機(維持爐心冷卻)之 SSCs 之樣本數也至少 1 個。

2.1.10.2 除役前後適用之視察手冊章節

以 Palisades Nuclear Plant、Fort Calhoun Station、及 Pilgrim Nuclear Power Station 為例，說明如下：

1. Palisades Nuclear Plant：永久停機時間為 05/20/2022，燃料完全移出日期為 06/10/2022，除役前適用 IMC 2515，除役後適用 IMC 2561。
2. Fort Calhoun Station：永久停機時間為 10/24/2016，燃料完全移出日期為 11/13/2016，除役前適用 IMC 2515，除役後適用 IMC 2561。
3. Pilgrim Nuclear Power Station：永久停機時間為 05/31/2019，燃料完全移出日期為 06/09/2019，除役前適用 IMC 2515，除役後適用 IMC 2561。

2.1.10.3 火災防護視察建議

本案分析之除役過渡階段：係指除役過渡階段前期，即 RPV/SFP 有用過燃料，直到移出 RPV 所有用過燃料之期間；本案分析之除役拆廠階段：包括

除役過渡階段後期(僅 SFP 有用過燃料)及除役拆廠階段 SFP 仍有用過燃料之期間。

在除役過渡階段，由於爐心尚有用過核子燃料，視察範圍包括爐心冷卻與 SFP 冷卻，綜合 IP 64704、IP 71111.05 與 IP 71111-21N.05，消防防護視察建議可參考 IP 64704；對於維持安全停機(爐心冷卻)與 SFP 冷卻，建議管制項目參考 IP 71111.05 與 IP 71111-21N.05，並可利用核一廠火災危害分析(fire hazard analysis, FHA)報告、火災 PRA 模式與評估結果報告、消防防護計畫、失火對策計畫程序書等資料，在視察時採風險告知方法選擇重要之 SSCs、防火區、臨時可燃物/起火源等管制項目進行視察，以確保電廠工作人員與環境之安全。有關核一廠除役過渡階段重要防火區之篩選與評估詳請參閱第 2.2.2 節。

在除役拆廠階段，此時爐心用過核子燃料已全數移置用過燃料池，視察對象主要為 SFP 及其相關冷卻系統，消防視察、建議管制項目與除役過渡階段相似，除不需考慮「火災後安全停機(維持爐心冷卻)之 SSCs」之外，其餘相同，故不再贅述。核一廠除役拆廠階段重要防火區之篩選與評估詳請參閱第 2.2.3 節。

暫存或貯存放射性廢棄物之廠房/防火區，參照 IMC 2800、IP 87141，應基於輻射危害之風險高低(即依據放射性廢棄物之活性(種類)、數量，考慮火災危害程度(動火次數、可燃物數量))，作為防火視察優先順序之參考。消防防護視察要項，為確認消防系統、通風系統之功能正常運作。

2.2 國內除役中核電廠之火災危害視察之管制方法(包括納入風險告知做法)，採現有評估模式執行靈敏度分析，並提出視察注意事項及管制要項

核電廠除役期間防火計畫之防護重點主要為用過燃料池(Spent Fuel Pool, SFP)與含有放射性物質(含用過核子燃料、放射性廢棄物及受污染之設備/組件)之廠房/防火區，避免因火災而導致放射性物質外釋。本計畫以核一廠為例，由於除役過渡階段爐心尚有用過核子燃料，因此維持爐心冷卻亦為重要項目。另外，本案分析之除役過渡階段：係指除役過渡階段前期，即 RPV/SFP 有用過燃料，直到移出 RPV 所有有用過燃料之期間；本案分析之除役拆廠階段：包括除役過渡階段後期(僅 SFP 有用過燃料)及除役拆廠階段 SFP 仍有用過燃料之期間。

核一廠現有之火災 PRA 模式，包括(1)功率運轉廠內火災 PRA 模式(以下簡稱原火災 PRA)^[13]、(2)除役過渡階段前期火災 PRA 模式(以下簡稱過渡前階段期火災 PRA)^[14,15]、及(3)除役過渡階段前用過燃料池火災 PRA(以下簡稱 SFP 火災 PRA)模式^[16]可作為本研究之基礎，並參考第 2.1 節文獻研析結果以及參考核一廠除役計畫書^[17](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)，建立核一廠除役期間火災 PRA 模式架構；另外並以現有火災 PRA 評估模式進行靈敏度分析，作為除役期間(除役過渡階段與除役拆廠階段)火災防護視察監管要項之參考基礎。

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。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，在依據不同除役階段，分別進行定性細部篩濾。

2.2.1 核一廠除役火災 PRA 初步篩濾分析

初步篩濾(又稱廠房篩濾)，分析採 Scope-in Screening-out 之方法，即參考「核一廠除役各階段系統、結構與設備(SSCs)之評估—結構類 SSCs 與其運轉方式評

估」^[18]，以廠房/結構為單位，羅列全廠所有結構廠房，如附件一表 1 所示，再依以下準則進行篩濾：

1. C1：具有維持安全停機(爐心冷卻)及/或 SFP 冷卻之相關系統/設備；
2. C2：會引起肇始事件，如喪失外電、喪失 CSCW 系統、介面 LOCA；
3. 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/結構計有，聯合廠房(包括反應器廠房、控制(公共設施)廠房)、345 KV 開關場、69 KV 開關場、循環水泵室(Intake Structure)、緊要海水泵室(Emergency Intake Structure)、第 5 台柴油機廠房；符合 C3 準則而需保留之廠房/結構計有，汽機廠房(依據核一廠除役計畫書第九章第三節，機械切割間、汽機廠房作業樓層轉換為大型切割或除污設備之處理或暫貯區域)、廢料廠房、燃料倉庫、一號貯存庫、二號貯存庫、低強度放射性待處理物料貯存場、熱處理設施廠房。初步篩濾分析結果如表 2-1 所示。

2.2.2 除役過渡階段之火災 PRA 模式架構

除役過渡階段爐心尚有用過核子燃料，部分系統如餘熱移除系統、CSCW 系統等仍需維持正常功能。除了維持爐心冷卻之外，SFP 冷卻/補水系統需維持正常功能，以確保 SFP 冷卻。

聯合廠房、反應器廠房、與控制(公共設施)廠房內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 2.2.1 節所述相同；另外，以現有火災 PRA 模式為基礎，並參考程序書 D529.3.1~D529.3.15，則可判斷屬於保留、或可篩除之防火區。進入除役過渡階段，許多系統不再維持可用，如高壓系統注水系統、飼水系統等，故此類系統設備所在之防火區(如防火區 1、防火區 20D)可篩除；RHR 系統設備所在之防火區(如防火區 2C)則需保留。聯合廠房、反應器廠房、與控制(公共設施)廠房之防火區篩濾分析如表 2-2 所示，篩濾結果共有 29 個防火區為保留，如表

2-3 所示。

表 2-3 所列 29 個定性篩濾後保留之防火區，分別與現有火災 PRA 模式之定量細部分析比對後可以發現：

1. 與廠內火災定量細部分析比對：29 個防火區中有 18 防火區有屬於定量細部分析，其餘 11 個防火區(即 2P、2R、4A、4B、4C、4E、4F、31、42、50A、與 60)則未進行定量細部分析，其中 2R 之火災風險來源為因熱短路導致吊掛中燃料棒掉落，但由於為功率運轉期因此不需考慮此項危害；在除役過渡階段與除役拆廠階段則需考慮。
2. 過渡階段前期火災定量細部分析比對：共有 8 個防火區(即 2M、2R、4D、4H、4I、7A、7C、9A)進行火災細部分析，其餘 21 個防火區未進行定量細部分析。
3. SFP 火災定量細部分析比對：共有 8 個防火區(即 2M、2R、4D、4H、4I、7A、7C、9A)進行火災細部分析，其餘 21 個防火區未進行定量細部分析。

如第 2.2 節所述，除役過渡階段之火災防護重點包括反應爐爐心與用過燃料池，根據上述第 2 項與第 3 項之定量細部分析結果可知，2M、2R、4D、4H、4I、7A、7C、及 9A 等 8 個防火區之潛在火災風險高餘其餘 21 個防火區。此 8 個防火區主要之火災危害如表 2-4 所示。

又根據表 2-3 與上述第 1~3 項可以判斷，扣除 8 個風險最高的防火區後，其餘 21 之防火區中有 11 個防火區(即 2A、2B、2C、2D、2G、2H、7B、11F、11I、11N、與 32) 因在原火災 PRA 模式中屬於定量細部分析之防火區，故其火災風險會高於最後的 10 個防火區(即 2P、4A、4B、4C、4E、4F、31、42、50A、與 60 等 10 個之火災風險最低，因為在原火災 PRA 模式中屬於定量篩濾之防火區)。

綜合前述，根據第 2.1.5 節與 2.1.10 節之視察建議，除役過渡階段之防火區風險排序分為四類，可作為火災防護視察優先順序之參考，說明如下：

1. 第一類：火災風險最高，防火區 2M、2R、4D、4H、4I、7A、7C、及 9A 等 8 個屬於此類，根據表 2-3 與表 2-4，此類防火區之火災可能導致肇始

事件、喪失部分系統救援功能；此類防火區在過渡階段前期火災 PRA 與 SFP 火災 PRA 模式中屬定量細部分析。

2. 第二類：風險其次(低於第一類)，包括 2A、2B、2C、2D、2G、2H、7B、11F、11I、11N、與 32 等 11 個防火區，此類防火區火災雖不會引發肇始事件但喪失部分系統救援功能，可能影響爐心/SFP 之冷卻。(且在原火災 PRA 模式中屬於定量細部分析之防火區)
3. 第三類：風險低於第二類，除了第一類與第二類外，包括防火區 2P、4A、4B、4C、4E、4F、31、40、50A、與 60 等 10 個防火區。
4. 第四類：上述第一、二、三類以外之防火區，即於防火區篩濾分析中被篩除之防火區，如表 2-2 所示。

完成上述定性與半定量分析後之除役期間火災 PRA 模式可作為除役過渡階段風險告知防火視察之參考基礎，即上述第一類 8 個防火區，火災可能引發肇始事件，其視察之優先順序為最先，其次為第二類之 11 個防火區，且視察重點之一為維持安全停機(爐心冷卻)/SFP 冷卻所需之 SSCs。

(本頁空白)

表 2-1 初步篩濾分析結果(4 之 1)

項目	廠房/結構	摘述	篩濾準則
1	聯合廠房	依據 FSAR 1.2.2.1，聯合廠房提供包括反應器廠房、反應器附屬系統、控制室區等，二次圍阻體、一次圍阻體、及反應器附屬系統，組成聯合廠房之反應器相關部份，共有五個樓層，底部為抑壓槽，頂部則為燃料池及乾燥器-汽水分離器池。中間層則主要放置反應器附屬系統，如 RHR、RCIC、HPCI、CS、SBLC 等安全相關系統。	C1/C2
2	345 KV 開關場	345 kV 開關場為非安全相關，主要包含三個部分：(1) 345 kV 開關場、(2) 345 kV 開關場控制室(結構 A10)、及(3) 345 kV 開關場電氣設備支撐。主要包括：起動變壓器、SF6 氣體斷路器、空斷開關、Line Trap 及避雷設備、及匯流排變壓器等。	C2
3	69 KV 開關場	69 kV 開關場為非安全相關，主要包含三個部分：(1) 69 kV 開關場、(2) 69 kV 開關場控制室、及(3) 69 kV 開關場電氣設備支撐。主要包括：起動變壓器、油斷路器、空斷開關、避雷設備、及變壓器等。	C2
4	循環水泵室(Intake Structure)	包含循環水進水口(含防波堤)及抽水機房兩大部分：(1)進水口(含防波堤)：引海水做循環水泵水源，及(2)抽水機房：又稱循環水泵室，與支援設備室建物保護結構內設備。循環水泵每部機組各 4 台、每台泵容量各 25%，其前設置有固定攔污柵及迴轉攔污柵，以過濾海水，保護循環水泵免於受雜物的損壞。	C1

表 2-1 初步篩濾分析結果(4 之 2)

項目	廠房/結構	摘述	篩濾準則
5	緊要海水泵室(Emergency Intake Structure)	包含緊要海水進水口(含防波堤)及緊要海水抽水機房。緊要海水系統每部機組各 2 台直立式之緊要海水泵(兩部機組共 4 台)，每台緊要海水泵均可提供各機組 100%緊急安全停機所需之冷卻水流(FSAR 9.2.4.2)	C1
6	第 5 台柴油機廠房	第五台柴油發電機係一、二號機組四台緊急柴油發電機之後備替代發電機，當其佈置於代替位置時，與原有之柴油發電機功能相同，接受該代替匯流排之緊急自動起動併聯信號。第五台柴油發電機廠房位於修配大樓南邊，介於修配大樓與二號機之間。	C1
7	汽機廠房	依據核一廠除役計畫書第九章第三節，機械切割間、汽機廠房作業樓層轉換為大型切割或除污設備之處理或暫貯區域。	C3
8	廢料廠房	有濃縮廢料槽、廢料收集槽等，保守列為暫貯放射性廢棄物區。	C3
9	燃料倉庫	燃料倉庫位於 345 kV 開關場與二號貯存庫之間，是一棟一層之鋼筋 RC 結構，作為暫時貯存機組歲修爐心燃料填換之備用新核子燃料束。	C3
10	一號貯存庫	一號貯存庫分為上下兩層，包括供貯存廢棄物桶之貯存室(Vault 1, 1A &2)、以及其他相關之作業區、控制室、輻射管制站、機電設備及空調設備室。	C3

表 2-1 初步篩濾分析結果(4 之 3)

項目	廠房/結構	摘述	篩濾準則
11	二號貯存庫	二號貯存庫位於乾華廠區南端，345 kV 與 69 kV 開關場之間，設為暫時貯存機組發電時所產生之低放射性廢料桶裝廢料桶。廢棄物桶分為濕性及乾性廢棄物桶，濕性廢棄物桶經核種分析，乾性廢棄物桶不經核種分析，合格之廢棄物桶即送至吊裝站。	C3
12	低強度放射性待處理物料貯存場	低強度放射性待處理物料貯存場(含廢料壕溝)位於乾華廠區南端，為鋼筋混凝土結構，包含一個工作間、一排廢料貯存壕溝。	C3
13	熱處理設施廠房	熱處理設施廠房主體為地下二層及地上四層建築物，緊鄰二號貯存庫，為低放射性乾性廢料減容設施廠房，分為作業區及相關之清潔區、污染區、電子設備室、控制室、焚化爐室、配電室及空調設備室。另外，根據除役計畫書第九章「規劃於熱處理設施廠房設置超高壓壓縮機，並利用核二廠減容中心之焚化爐或亦在核一廠熱處理設施廠房新建的焚化爐，可分別針對可壓縮性與可燃性廢棄物進行壓縮及焚化等減容處理。」	C3

表 2-1 初步篩濾分析結果(4 之 4)

項目	廠房/結構	摘述	篩濾準則
14	冷凝水貯存槽	冷凝水貯存槽位於聯合廠房之南側，乃設計用來確保 HPCI 及 RCIC 系統有足夠的水源，此外，亦可用做爐心/SFP 冷卻之替代補水水源。CST 之底板及第一層外殼焊裝在 CST 之基座後，經真空測試，CST 再以螺栓固定在 CST 混凝土基座上。	C1

表 2-2 防火區篩濾分析表(4 之 1)

項目	防火區	說明	廠房	高程 (呎)	除役過渡 階段 ^a	除役拆廠 階段 ^{a, b}
1	1	高壓注水系統室 ^c	C/S	(-)0.83	N	Y/C3
2	2A	二次圍阻體，爐心噴灑 系統 A 串	C/S	(-)0.83	Y/C1	N
3	2B	爐心噴灑系統 B 串及 爐心隔離冷卻系統	C/S	(-)0.83	Y/C1	N
4	2C	餘熱移除系統泵 B 及 D-B 迴路	C/S	(-)0.83	Y/C1	N
5	2D	餘熱移除系統泵 A 及 C-A 迴路	C/S	(-)0.83	Y/C1	N
6	2E	核心探針系統屏蔽室	C/S	39.83	N	N
7	2F	二號電梯機械室及豎坑	C/S	39.83	N	N
8	2G	一般區域—控制棒驅動 液壓單元	C/S	39.83	Y/C1	N
9	2H	餘熱移除系統閥室	C/S	39.83	Y/C1	N
10	2I	主蒸氣及飼水管隧道	C/S	39.83~56.83	N	N
11	2J	控制棒驅動系統維護工 場	C/S	67.33	N	N
12	2K	爐水淨化系統及再循環 水泵	C/S	67.33	N	N
13	2L	反應器水淨化系統熱交 換器	C/S	67.33	N	N
14	2M	再循環馬達—發電機組 及一般區域	C/S	67.33	Y/C2	Y/C2
15	2N	污染設備儲存區	C/S	95	N	Y/C3

表 2-2 防火區篩濾分析表(4 之 2)

項目	防火區	說明	廠房	高程 (呎)	除役過渡 階段 ^a	除役拆廠 階段 ^{a, b}
16	2P	一般區域—燃料池及反應器淨化系統設備	C/S	95	Y/C1	Y/C1
17	2Q	污染設備儲存區	C/S	95	N	Y/C3
18	2R	一般區域 ^c	C/S	110	Y/C1、 C2	Y/C1~C3
19	2S	淨化除礦器泵	C/S	110	N	N
20	2T	備用硼液控制系統	C/S	110	N	N
21	2U	更換燃料層 ^c	C/S	137.5	N	Y/C3
22	3	環形抑壓槽室	C/S	(-)0.83~35.83	N	N
23	4A	寒水機與除礦水儲存槽 ^c	C/S	(-)0.83	Y	Y/C1、C3
24	4B	供緊急柴油發電機 B 啟動之空氣壓縮機	C/S	17.33	Y/C1	N
25	4C	供緊急柴油發電機 A 啟動之空氣壓縮機	C/S	17.33	Y/C1	N
26	4D	聯合廠房冷卻水系統熱交換器及控制棒驅動泵	C/S	17.33	Y/C2	Y/C2
27	4E	緊急柴油發電機 B	C/S	39.83	Y/C1	N
28	4F	緊急柴油發電機 A	C/S	39.83	Y/C1	N
29	4G	雜物儲存區	C/S	39.83	N	N
30	4H	4.16KV 開關設備室 A	C/S	39.83	Y/C2	Y/C2
31	4I	4.16KV 開關設備室 B	C/S	39.83	Y/C2	Y/C2
32	4J	備用氣體處置—1 號空調室	C/S	56.83	N	N
33	4K	二號空調室	C/S	73.83	N	N

表 2-2 防火區篩濾分析表(4 之 3)

項目	防火區	說明	廠房	高程 (呎)	除役過渡 階段 ^a	除役拆廠 階段 ^{a, b}
34	7A	電纜地下室	C/S	56.83	Y/C2	Y/C2
35	7B	配電室	C/S	56.83	Y/C1	Y/C1
36	7C	電纜地下室區走廊	C/S	56.83	Y/C2	Y/C2
37	9A	主控制室，包括走廊	C/S	73.83	Y/C2	Y/C2
38	11E	圖書館一號機、電氣設備室	S/B	56.83	N	N
39	11F	電廠電池室 A	S/B	56.83	Y/C1	Y/C1
40	11G	反應爐保護系統馬達—發電機組 A	S/B	56.83	N	N
41	11H	反應爐保護系統馬達—發電機組 B	S/B	56.83	N	N
42	11I	電廠電池室 B	S/B	56.83	Y/C1	Y/C1
43	11L	電池室空調系統	S/B	73.83	N	N
44	11N	電池與充電器室	S/B	56.83	Y/C1	Y/C1
45	20A	汽機廠房：潤滑油儲存槽及調溫室	T/B	17.25	N	N
46	20B	屏蔽走道—地下室	T/B	17.25	N	N
47	20C	一般區域(兩層樓)	T/B	17.25 ~39.83	N	N
48	20D	冷凝水泵	T/B	17.25	N	N
49	20F	除礦再生區	T/B	17.25	N	N
50	20G	飼水泵	T/B	17.25	N	N
51	20H	氫氣封油區	T/B	17.25	N	N
52	20I	潤滑油冷卻器及儲存池	T/B	39.83	N	N
53	20J	電動液壓油儲存池	T/B	39.83	N	N

表 2-2 防火區篩濾分析表(4 之 4)

項目	防火區	說明	廠房 ^d	高程 (呎)	除役過渡 階段 ^a	除役拆廠 階段 ^{a, b}
54	20K	屏蔽走道- 主要樓層	T/B	39.83	N	N
55	20L	除污間	T/B	39.83	N	N
56	20M	放下區	T/B	39.83	N	N
57	20N	蒸汽噴射抽氣器與冷凝器	T/B	39.83	N	N
58	20P	機械真空泵	T/B	39.83	N	N
59	20Q	機械工廠 ^c	T/B	39.83	N	Y/C3
60	20R	電廠空氣壓縮機	T/B	39.83	N	N
61	20S	氫氣與二氧化碳供應室	T/B	39.83	N	N
62	20T	主汽機樓層 ^c	T/B	73.83	N	Y/C3
63	20U	第四號空調室	T/B	73.83	N	N
64	20V	第三號空調室	T/B	73.83	N	N
65	20W	第五號空調室	T/B	73.83	N	N
66	20X	第六號空調室	T/B	73.83	N	N
67	20Y	第七號空調室	T/B	73.83	N	N
68	31	緊急海水系統泵室	ESW House	地面	Y/C1	Y/C1
69	32	循環水進水泵室	CW House	地面	Y/C1	N
70	60	345KV 開關場	開關場	地面	Y/C1	Y/C1
71	42	69KV 開關場	開關場	地面	Y/C1	Y/C1
72	50A	五號(第五台)柴油機房	DG5	40.33	Y/C1	Y/C1

^a Y 代表保留、N 代表篩除、/C1 代表依準則 C1 保留、/C2 代表依準則 C2 保留、/C3 代表依準則 C3 保留。

^b 根據核一廠除役計畫第五章，除役拆廠階段不再維持可用。

^c 根據除役計畫第九章第九、三、(一)節，規劃為除污/暫貯區。

^d C/S 為聯合廠防(含反應器廠防)、S/B 為公共設施廠房、T/B 為汽機廠房。

表 2-3 除役過渡階段^a防火區篩濾結果及定量分析比對表(2 之 1)

項目	防火區	說明	篩濾準則 ^a	過渡階段前期火災定量細部	SFP 火災定量細部	功率運轉火災定量細部
1	2A	二次圍阻體，爐心噴灑系統 A 串	C1			V
2	2B	爐心噴灑系統 B 串及爐心隔離冷卻系統	C1			V
3	2C	餘熱移除系統泵 B 及 D-B 迴路	C1			V
4	2D	餘熱移除系統泵 A 及 C-A 迴路	C1			V
5	2G	一般區域—控制棒驅動液壓單元	C1			V
6	2H	餘熱移除系統閥室	C1			V
7	2M	再循環馬達—發電機組及一般區域	C2	V	V	V
8	2P	一般區域—燃料池及反應器淨化系統設備	C1			
9	2R	一般區域	C2	V	V	
10	4A	寒水機與除礦水儲存槽	C1			
11	4B	供緊急柴油發電機 B 啟動之空氣壓縮機	C1			
12	4C	供緊急柴油發電機 A 啟動之空氣壓縮機	C1			
13	4D	聯合廠房冷卻水系統熱交換器及控制棒驅動泵	C2	V	V	V

表 2-3 除役過渡階段^a防火區篩濾結果及定量分析比對表(2 之 2)

項目	防火區	說明	篩濾準則 ^a	過渡階段前期火災定量細部	SFP 火災定量細部	廠內火災定量細部
14	4E	緊急柴油發電機 B	C1			
15	4F	緊急柴油發電機 A	C1			
16	4H	4.16KV 開關設備室 A	C2	V	V	V
17	4I	4.16KV 開關設備室 B	C2	V	V	V
18	7A	電纜地下室	C2	V	V	V
19	7B	配電室	C1			V
20	7C	電纜地下室區走廊	C2	V	V	V
21	9A	主控制室，包括走廊	C2	V	V	V
22	11F	電廠電池室 A	C1			V
23	11I	電廠電池室 B	C1			V
24	11N	電池與充電器室	C1			V
25	31	緊要海水系統泵室	C1			
26	32	循環水進水泵室	C1			V
27	60	345KV 開關場	C1			
28	42	69KV 開關場	C1			
29	50A	五號(第五台)柴油機房	C1			
C1：具有維持安全停機(爐心冷卻)及/或 SFP 冷卻之相關系統/設備 C2：會引起肇始事件，如喪失外電、喪失 CSCW 系統、介面 LOCA ^a 本案分析之除役過渡階段：係指除役過渡階段前期，即 RPV/SFP 有用過燃料，直到移出 RPV 所有用過燃料之期間。						

表 2-4 除役過渡階段高火災風險顯著性之防火區(2 之 1)

項目	防火區	說明	主要火災危害	重要電纜托網/設備
1	7A	電纜地下室	1.電纜熱短路導致介面 LOCA 2.喪失所有廠用海水系統 3.熱短路導致發生燃料棒掉落	1. 1AC17CC01~03、1AC17CE01、1AC17CF01、 1AC17CL01 (介面 LOCA) 2. 1AC17CG01、1AC17CL01 (燃料棒掉落)
2	2M	再循環馬達—發電機組及一般區域	1.電纜熱短路導致介面 LOCA 2.熱短路導致發生燃料棒掉落 3.喪失 CSCW 系統 4.喪失部分 SFPC 系統 (SPF 泵 MCC 3A-1、MCC 4A-1)	1. 1AC17CL06~10、1AC17ES01~02、 1BC18DM01~03、1BC18FX01~03 (介面 LOCA) 2. 1AC17CL01、1AC17ES01、1AC17ET01、 1AC17EU01、1AC17EW01 (燃料棒掉落) 3. 1AC17CL06~10、1BC18DM01~03 (喪失 CSCW)
3	7C	電纜地下室區走廊	1.電纜熱短路導致介面 LOCA、 2.熱短路導致發生燃料棒掉落	1. 1AC17CL01~05 (介面 LOCA) 2. 1AC17CL01 (燃料棒掉落)
4	2R	一般區域	1.熱短路導致發生燃料棒掉落 2.喪失 SFPAC 系統	1AC17EW01 (燃料棒掉落)
5	4I	4.16KV 開關設備室 B	1.喪失外電 2.喪失所有廠用海水	1. 4.16KV 開關設備#1、#4 (喪失外電) 2. 1AC12CU01、1BC08DX01 (喪失 CSCW)

表 2-4 除役過渡階段高火災風險顯著性之防火區(2 之 2)

項目	防火區	說明	主要火災危害	重要電纜托網/設備
6	4H	4.16KV 開關設備室 A	喪失外電	4.16KV 開關設備#2、#3 (喪失外電)
7	4D	聯合廠房冷卻水系統熱交換器及控制棒驅動泵	喪失 CSCW 系統	CSCW 泵
8	9A	主控制室，包括走廊	控制室火災擴散而須撤離	NA

2.2.3 除役拆廠階段之火災 PRA 模式架構

除役拆廠期間由於(1)爐心已無用過核子燃料，因此不需考慮維持爐心冷卻相關之火災危害，餘熱移除系統不再維持可用；(2)燃料池閘門關閉，與爐心隔離(不再連通)，因此不需考慮爐心端介面 LOCA 所可能導致之池水流失事件；(3)需考量可能儲存/暫存放射性廢棄物之防火區，因此與除役過渡階段有所不同，根據核一廠除役計畫第九章共有 6 個防火區(即 20Q、20T、2R、2U、1、及 4A，如圖 2-1~圖 2-5 所示)作為切割/除污/暫貯區。由表 2-2 可知，篩濾分析後共有 24 個防火區保留，如表 2-5 所示。

依表 2-5 所列 24 個定性篩濾後保留之防火區，與 SFP 火災 PRA 模式定量細部分析比對後可知：

1. 共有 8 個防火區(即 2M、2R、4D、4H、4I、7A、7C、與 9A)進行火災細部分析
2. 除上述第 1 項 8 個防火區外，與維持用過燃料池冷卻有關之防火區共有 10 個，即 2P、4A、7B、11F、11I、11N、31、42、50A、及 60。(防火區 4A 之 DSTXR 可作為 SFP 之替代補水)
3. 與儲存/暫貯放射性廢棄物有關之防火區有 6 個，分別為 1、2N、2Q、2R、2U、4A、20Q、及 20T。

綜合前述，根據第 2.1.10 之視察建議，除役拆廠階段之防火區火災防護視察其先順序可分為三類，說明如下：

1. 第一類：風險最高，防火區 2M、2R、4D、4H、4I、7A、7C、及 9A 屬於此類，主要火災危害說明如表 2-6 所示。
2. 第二類：風險其次(低於第一類)，防火區火災不會引發肇始事件但可能影響 SFP 之冷卻。防火區 2P、4A、7B、11F、11I、11N、31、42、50A、及 60 屬於此類。
3. 第三類：上述第一、二類以外之防火區，即於防火區篩濾分析中被篩除之防火區。

4. 與儲存/暫貯放射性廢棄物有關之廠房/防火區，因屬核物料管制不在本研究詳細討論，其火災防護視察之優先順序可參考 IMC 2800 基於輻射危害之風險高低，作為視察優先順序之參考基礎，評判方法與防火視察要點簡要說明如下：
- A. 輻射危害之高低可依據放射性廢棄物之種類(A、B、C、超 C)、數量進行區分；
 - B. 發生火災之可能性考慮：動火(主要考慮明火，例如切割、打磨、焊接)次數、可燃物數量；
 - C. 綜合考量前述 A、B 兩項即為火災輻射危害之風險。
 - D. 參考 IP 84900 「低階放射性廢棄物儲存(Low-Level Radioactive Waste Storage)」，防火視察要項，主要為確認消防系統、通風系統之功能正常運作。

2.2.4 結果與建議

基於核一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、及含有放射性廢棄物之廠房/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，根據核一廠除役期間之特性，進行廠房(初步)篩濾及防火區篩濾分析。篩濾出相對重要之廠房/防火區後，藉由現有火災 PRA 模式之細部定量分析結果，判斷高風險顯著性之重要防火區，建立核一廠除役期間火災 PRA 模式架構。

如第 2.2.2 節所述，除役過渡階段高火災風險之重要防火區(依火災 CDF 值由高至低)有 7A、2M、7C、2R、4I、4H、4D、及 9A 等 8 個。此外，根據風險高低，可分為四類，防火區火災防護視察之優先順序可參考此四類進行視察安排。另外，防火區 7A、2M、7C 之主要火災風險來原為電纜熱短路引起介面 LOCA，防火區 2R 之主要火災風險來原為電纜熱短路導致(吊運挪移時)燃料棒/燃料護箱掉落，因此無論是臨時可燃物管制、動火作業管制、或消防設施維護都應特別注意。

如第 2.2.3 節所述，除役拆廠階段高火災風險之重要防火區(依火災 CDF 值由高至低)有 7A、2R、2M、7C、4I、4H、4D、及 9A 等 8 個，相較於除役過渡階段其主要火災危害略有不同。防火區火災防護視察同樣可依潛在風險高低決定視察之優先順序。防火區 7A、2M、7C、2R 之主要火災風險來原均為電纜熱短路導致(吊運挪移時)燃料棒/燃料護箱掉落，其次則是喪失外電(防火區 4H、4I)。(註：2R 火災可能因電纜熱短路導致(吊運挪移時)燃料棒/燃料護箱掉落，且 SFPACS 泵位於本區，同時本區東北角規劃作為切割/除污區。)

除役期間之火災防護(消防防護)視察可參考 USNRC IP 64704 之相關指引，重要防火區之注意事項則可參考本研究之成果。

表 2-5 除役拆廠階段^b 防火區篩濾結果及定量分析比對表(2 之 1)

項目	防火區	說明	篩濾準則 ^a	SFP 火災細部定量 FZ
1	1	高壓注水系統室	C3	
2	2M	再循環馬達-發電機組及一般區域	C1	V
3	2N	污染設備儲存區	C3	
4	2P	一般區域-燃料池及反應器淨化系統設備	C1	
5	2Q	污染設備儲存區	C3	
6	2R	一般區域	C1	V
7	2U	更換燃料層	C1~C3	
8	4A	寒水機與除礦水儲存槽	C3	
9	4D	聯合廠房冷卻水系統熱交換器及控制棒驅動泵	C2	V
10	4H	4.16KV 開關設備室 A	C2	V
11	4I	4.16KV 開關設備室 B	C2	V
12	7A	電纜地下室	C2	V
13	7B	配電室	C1	
14	7C	電纜地下室區走廊	C2	V
15	9A	主控制室，包括走廊	C1	V
16	11F	電廠電池室 A	C1	
17	11I	電廠電池室 B	C1	
18	11N	電池與充電器室	C1	
19	20Q	機械工廠	C3	
20	20T	主汽機樓層	C3	
21	31	緊要海水系統泵室	C1	
22	60	345KV 開關場	C1	

表 2-5 除役拆廠階段^b 防火區篩濾結果及定量分析比對表(2 之 2)

項目	防火區	說明	篩濾準則 ^a	SFP 火災細部 定量 FZ
23	42	69KV 開關場	C1	
24	50A	五號(第五台)柴油機房	C1	
^a C1：具有維持安全停機(爐心冷卻)及/或 SFP 冷卻之相關系統/設備 ^a C2：會引起肇始事件，如喪失外電、喪失 CSCW 系統、介面 LOCA ^b 本案分析之除役拆廠階段：包括除役過渡階段後期(僅 SFP 有用過燃料)及除役拆廠階段 SFP 仍有用過燃料之期間。 註：根據核一廠除役計畫第五章，除役過渡階段 RHR 系統、緊急柴油發電機(不含第五台)不再維持可用。				

(本頁空白)

表 2-6 除役拆廠階段高火災風險顯著性之防火區

項目	防火區	說明	主要火災危害	重要電纜托網/設備
1	7A	電纜地下室	1.喪失所有廠用海水系統 2.熱短路導致發生燃料棒掉落	1. 1AC17CG01、1AC17CL01 (燃料棒掉落) 2. 1AC13CC01~03、1AC13CD01~03、 1BC14DD01、1BC14DE01、1BC14DF01~02、 1BC14DK01~04 (喪失 CSCW)
2	2R	一般區域	1.熱短路導致發生燃料棒掉落 2.喪失 SFPAC 系統	1. 1AC17EW01 (燃料棒掉落)
3	2M	再循環馬達-發電機組及一般區域	1.熱短路導致發生燃料棒掉落 2.喪失 CSCW 系統 3.喪失部分 SFPC 系統 (SPF 泵 MCC 3A-1、MCC 4A-1)	1.1AC17CL01、1AC17ES01、1AC17ET01、 1AC17EU01、1AC17EW01 (燃料棒掉落) 2. 1AC17CL06~10、1BC18DM01~03 (喪失 CSCW)
4	7C	電纜地下室區走廊	1.熱短路導致發生燃料棒掉落	1. 1AC17CL01 (燃料棒掉落)
5	4I	4.16KV 開關設備室 B	1.喪失外電、 2.喪失所有廠用海水	1. 4.16KV 開關設備#1、#4 (喪失外電) 2. 1AC12CU01、1BC08DX01
6	4H	4.16KV 開關設備室 A	喪失外電	4.16KV 開關設備#2、#3 (喪失外電)
7	4D	聯合廠房冷卻水系統熱交換器及控制棒驅動泵	喪失 CSCW 系統	CSCW 系
8	9A	主控制室，包括走廊	控制室火災擴散而須撤離	NA

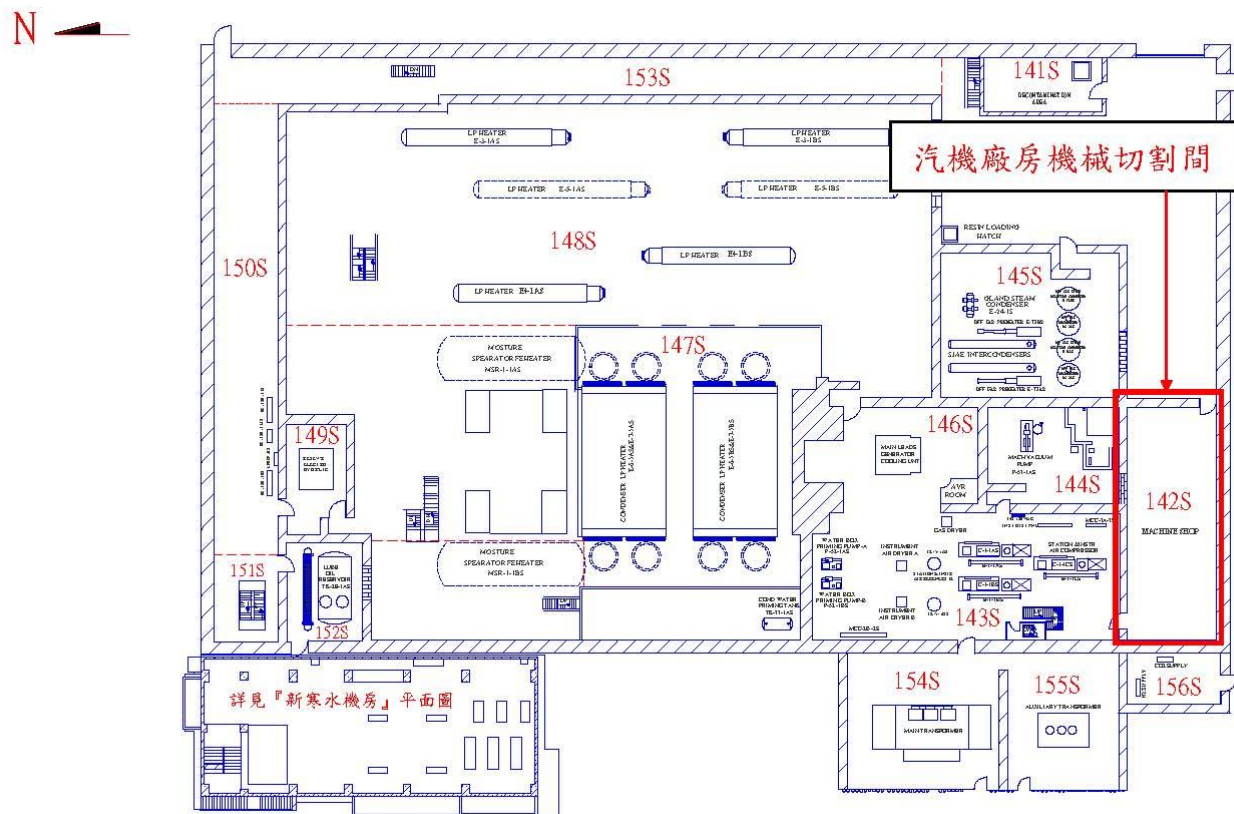


圖 2-1 核一廠汽機廠房(39.83 呎)防火區 20Q 作為機械切割間

資料來源：核一廠除役計畫第九章

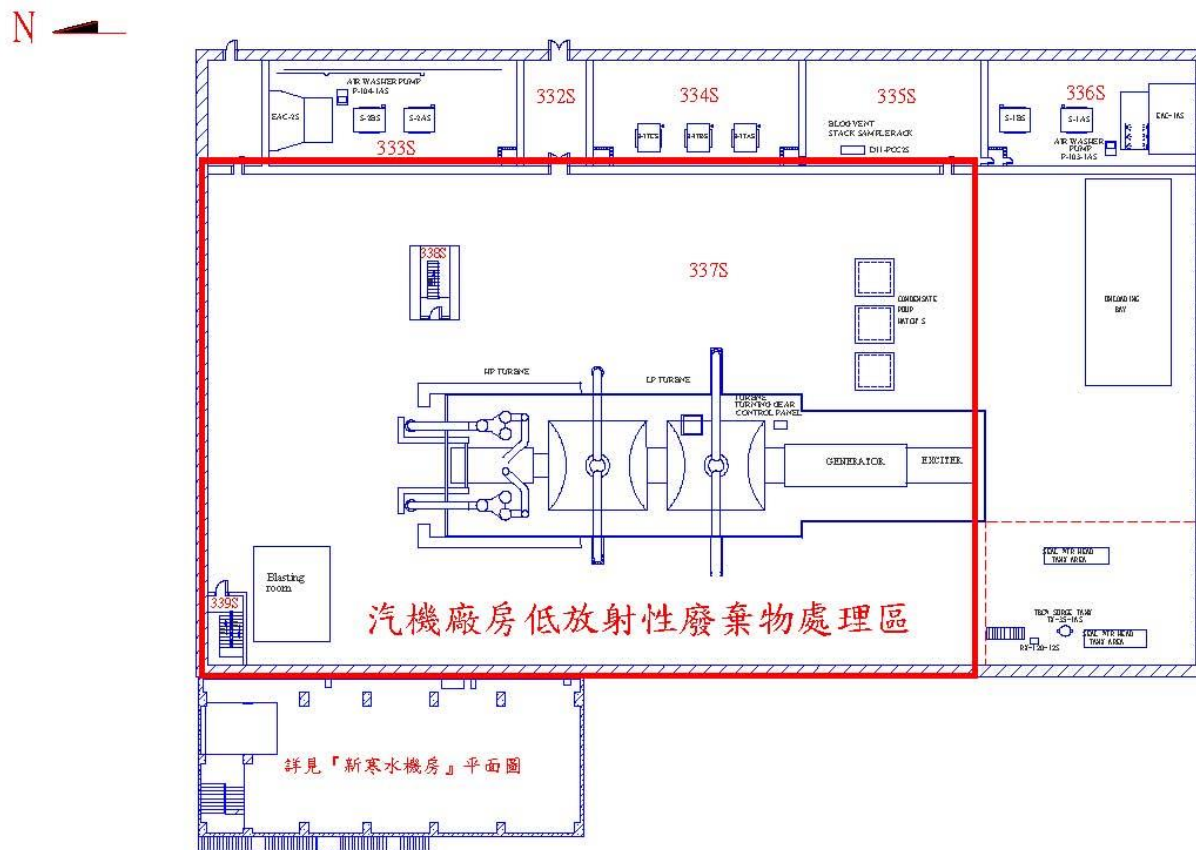


圖 2-2 核一廠汽機廠房(73.83 呎)防火區 20T 作為低放射性廢棄物處理區

資料來源：核一廠除役計畫第九章

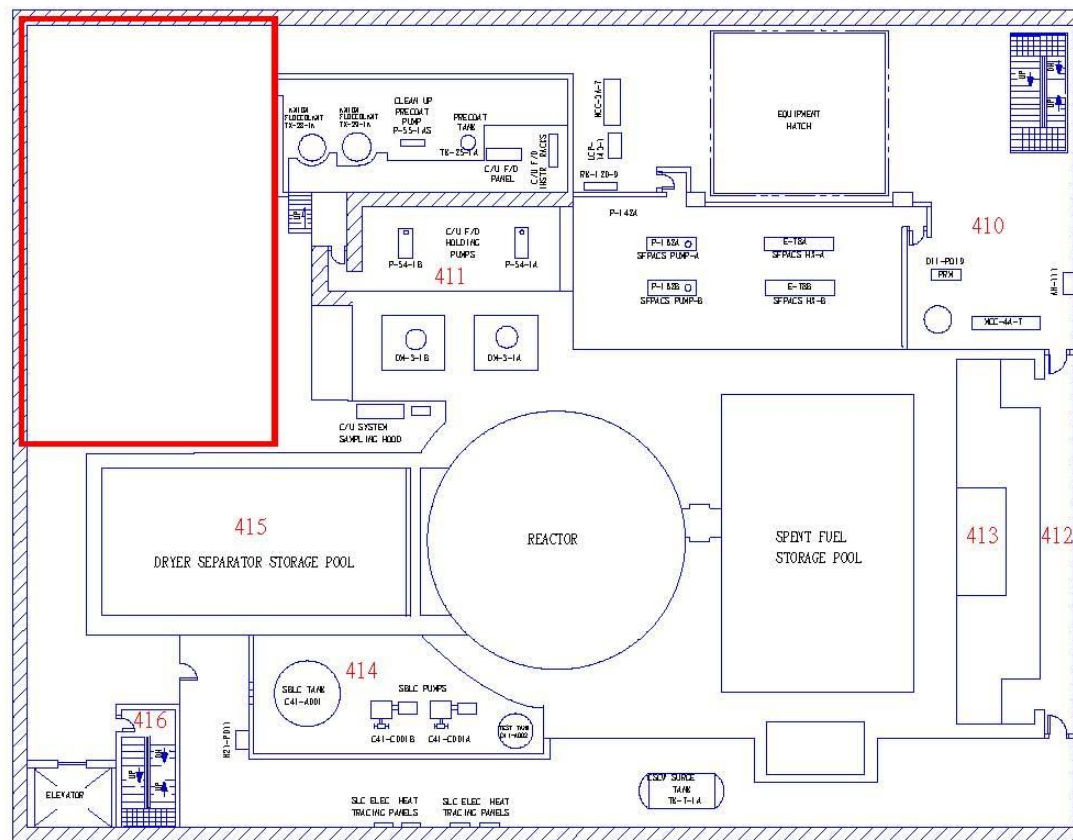


圖 2-3 核一廠反應器廠房(110 呎)防火區 2R 作為切割/除污區

資料來源：核一廠除役計畫第九章

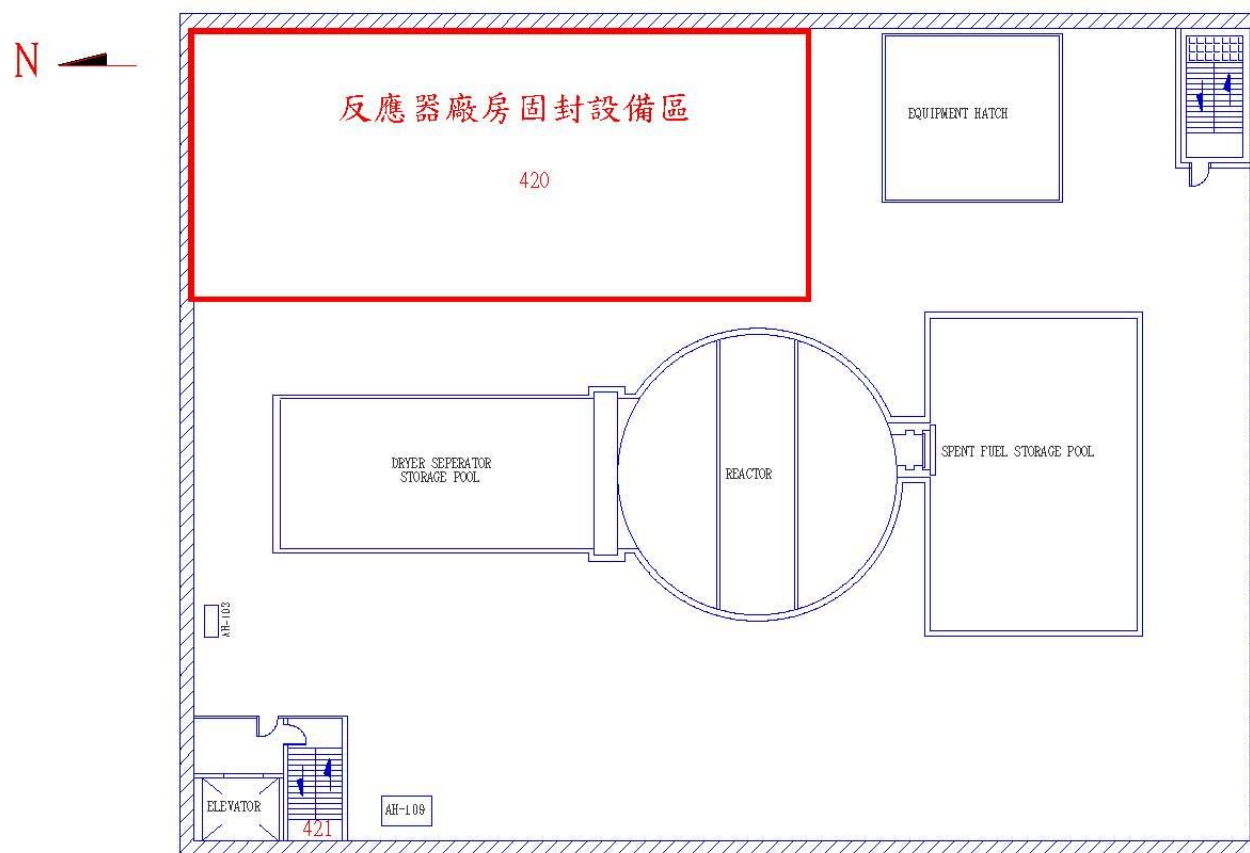


圖 2-4 核一廠反應器廠房(137.5 呎)防火區 2U 作為固封設備區

資料來源：核一廠除役計畫第九章

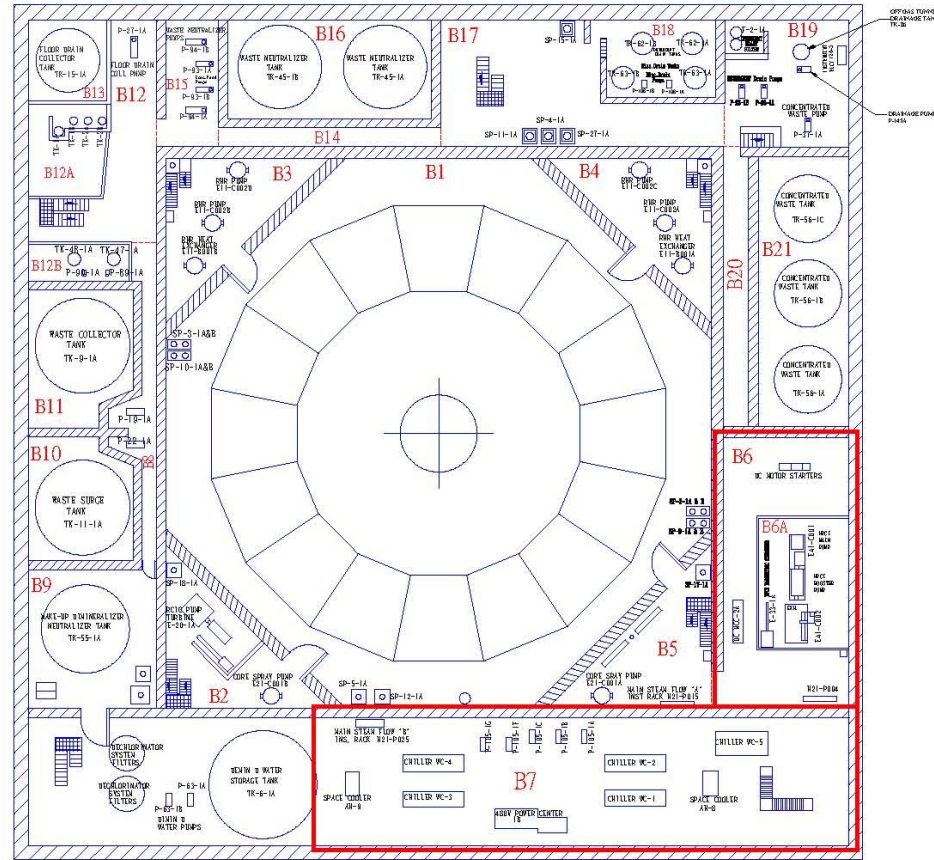


圖 2-5 核一廠聯合廠房((-)0.83 呎)防火區 1、4A 作為除污/暫貯區

資料來源：核一廠除役計畫第九章

2.3 核一廠除役期間重要防火區之火災危害分靈敏度分析

參考 USNRC IP 71111.05、IP 64704，臨時可燃物與起火源為防火區視察之要項之一，由於原火災 PRA 模式未考慮因維護導致之臨時可燃物/臨時火源之火災情境，因此本節靈敏度分析為評估臨時可燃物/臨時火源(transient fire)對重要防火區之影響。參考 NUREG/CR-7114^[19]表 2，反應器廠房/控制廠房因維修作業(如焊接/切割等)導致之臨時火源火災(Transient fires caused by welding and cutting)，重要防火區此類火災發生頻率依火災 PRA 肇始頻率計算方式(即依據原火災 PRA 模式各防火區之可燃物分類之“Activity Level”(即為臨時火源)所佔比例進行肇始頻率計算。

2.3.1 除役過渡階段重要防火區火災危害靈敏度分析

本靈敏度分析以現有之除役過渡階段前期火災 PRA 模式為基礎(火災 CDF 值為 5.87E-07/ry)，假設重要防火區因除役作業出現臨時可燃物/臨時火源之火災情境，進行靈敏度案例分析。

如第 2.2.2 節所述，2M、2R、4D、4H、4I、7A、7C、及 9A 為重要防火區，其中 9A 主要考量為控制室火災擴散需撤離，因此不考慮臨時可燃物之影響；根據除役過渡階段前期廠內火災事件分析報告^[15]，除 9A 外，其餘 7 個防火區之火災風險(CDF 值)由高至低依序為 7A (2.78E-07 /ry)、2M (1.56E-07 /ry)、7C (1.49E-07 /ry)、2R (3.66E-09 /ry)、4I (1.58E-13 /ry)、4H (1.27E-13 /ry)、4D (1.39E-16 /ry)。由於 4I、4H、與 4D 之 CDF 已相對很低，故不再進行靈敏度分析。

各防火區之靈敏度分析案例以原火災模式中最嚴重之火災情境為基礎，火源為臨時火源(Transient fires caused by welding and cutting)，火災肇始頻率則依據 NUREG/CR-7114 表 2 第 6 組，其火災發生頻率為 9.3E-03 /ry。評估時保守假設臨時火源必然損壞目標電纜(即火災嚴重度因子(F_s)為 1.0 且空間幾何因子(F_G)亦為 1.0)。

防火區 7A、2M、7C、2R 之靈敏度分析結果如表 2-7 所示。

2.3.1.1 防火區 7A

此防火區最嚴重之火災情境為「運轉 RHR/SDCMA 串時，E11-F004A 或

E11-F004C 之相關電纜(電纜托網 1AC17CC01~03、1AC17CE01、1AC17CF01、1AC17CL01)因熱短路誤開啟，引致廠內火災肇始事件 H1 (介面 LOCA)」，其火災 CDF 值為 $1.23\text{E-}07$ /ry。靈敏度分析案例說明如下：

1. 案例 1：防火區 7A 之臨時火源火災發生頻率為 $1.78\text{E-}04$ /ry，因臨時火源火災導致電纜熱短路誤開啟，其火災 CDF 值為 $3.26\text{E-}07$ /ry，與原火災情境相較 Δ CDF 為 $2.03\text{E-}07$ /ry；依 RG 1.174 屬於範圍 III，如圖 2-6 所示。
2. 案例 2：防火區 7A 之臨時火源火災發生頻率為 $6.23\text{E-}04$ /ry (案例 1 之 3.5 倍)，則其 CDF 值為 $1.14\text{E-}06$ /ry，與原火災情境相較 Δ CDF 為 $1.02\text{E-}06$ /ry；依 RG 1.174 屬於範圍 II，如圖 2-6 所示。

2.3.1.2 防火區 2M

考慮此防火區最嚴重之火災情境為「運轉 RHR/SDCM A 串時，E11-F004A 之電纜(電纜托網 1AC17CL06~10、1AC17ES01~02)因熱短路誤開啟，引致廠內火災肇始事件 H1」，其火災 CDF 值為 $4.82\text{E-}08$ /ry。靈敏度分析案例說明如下：

1. 案例 1：防火區 2M 之臨時火源火災發生頻率為 $2.96\text{E-}04$ /ry，因臨時火源火災導致電纜熱短路誤開啟，其 CDF 值為 $5.43\text{E-}07$ /ry，與原火災情境相較 Δ CDF 為 $4.95\text{E-}07$ /ry；依 RG 1.174 屬於範圍 III。
2. 案例 2：防火區 2M 之臨時火源火災發生頻率為 $5.92\text{E-}04$ /ry (案例 1 之 2 倍)，則其 CDF 值為 $1.09\text{E-}06$ /ry，與原火災情境相較 Δ CDF 為 $1.04\text{E-}06$ /ry；依 RG 1.174 屬於範圍 II。

2.3.1.3 防火區 7C

考慮此防火區最嚴重之火災情境為「運轉 RHR/SDCM A 串時，E11-F004C 之電纜(電纜托網 1AC17CL01~05)因熱短路誤開啟，引致廠內火災肇始事件 H1」，其火災 CDF 值為 $7.34\text{E-}08$ /ry。靈敏度分析案例說明如下：

1. 案例 1：防火區 7C 之臨時火源火災發生頻率為 $1.78\text{E-}04$ /ry，因臨時火源火災導致電纜熱短路誤開啟，其 CDF 值為 $3.26\text{E-}07$ /ry，與原火災情境相較 ΔCDF 為 $2.53\text{E-}07$ /ry；依 RG 1.174 屬於範圍 III。
2. 案例 2：防火區 7C 之臨時火源火災發生頻率為 $5.87\text{E-}04$ /ry (案例 1 之 3.3 倍)，則其 CDF 值為 $1.08\text{E-}06$ /ry，與原火災情境相較 ΔCDF 為 $1.00\text{E-}06$ /ry；依 RG 1.174 屬於範圍 III。

2.3.1.4 防火區 2R

考慮此防火區最嚴重之火災情境為「因電纜(電纜托網 1AC17EW01)熱短路誤開啟，引致廠內火災肇始事件 TDA (重物掉落(含燃料棒掉落、燃料護箱)」，其火災 CDF 值為 $3.67\text{E-}09$ /ry。靈敏度分析案例說明如下：

1. 案例 1：防火區 2R 之臨時火源火災發生頻率為 $2.96\text{E-}04$ /ry，因臨時火源火災導致電纜熱短路誤開啟，其 CDF 值為 $8.29\text{E-}08$ /ry，與原火災情境相較 ΔCDF 為 $7.92\text{E-}08$ /ry；依 RG 1.174 屬於範圍 III，如圖 2-6 所示。
2. 案例 2：防火區 2R 之臨時火源火災發生頻率為 $2.96\text{E-}03$ /ry (案例 1 之 10 倍)，則其 CDF 值為 $8.29\text{E-}07$ /ry，與原火災情境相較 ΔCDF 為 $8.25\text{E-}07$ /ry；依 RG 1.174 屬於範圍 III。
3. 案例 3：防火區 2R 之臨時火源火災發生頻率為 $3.70\text{E-}03$ /ry (案例 1 之 12.5 倍)，則其 CDF 值為 $1.04\text{E-}06$ /ry，與原火災情境相較 ΔCDF 為 $1.03\text{E-}06$ /ry；依 RG 1.174 屬於範圍 II。

2.3.1.5 結果討論

綜合第 2.3.1.1~2.3.1.4 節，由表 2-7 可知，案例 1 之總 CDF 值為 $1.28\text{E-}06$ /ry，即考慮臨時可燃物/臨時火源後火災 CDF 比原模式之 CDF 值 $5.87\text{E-}07$ /ry 還高。雖然靈敏度分析為保守假設下之結果，但仍可見臨時火源對潛在火災風險影響相當顯著，這也相當程度反應 USNRC IP 71111.05 與 IP 64704 將臨時可燃物/臨時火源管制列為防火區巡查之視察項目之一。

本節靈敏度分析結果之 ΔCDF 對應 RG 1.174 風險可接受僅作為風險變化量大小之相對參考。

2.3.2 除役拆廠階段重要防火區火災危害靈敏度分析

由於現有模式沒有除役拆廠階段之火災 PRA 模式，因此無法進行靈敏度分析。

但若根據除役過渡階段前期 SFP 火災 PRA 模式定量細部分析結果，2M、2R、4D、4H、4I、7A、7C、及 9A 為重要防火區，其中 9A 主要考量為控制室火災擴散需撤離，因此，除 9A 外，其餘 7 個防火區之火災風險(CDF 值)高低依序為 7A ($5.84\text{E-}09/\text{ry}$)、2R ($3.66\text{E-}09/\text{ry}$)、2M ($2.55\text{E-}09/\text{ry}$)、7C ($2.24\text{E-}09/\text{ry}$)、4I ($4.55\text{E-}12/\text{ry}$)、4H ($3.62\text{E-}12/\text{ry}$)、4D ($1.39\text{E-}17/\text{ry}$)。

根據除役過渡階段前期用 SFP 火災 PRA 模式可知，防火區 7A、2R、2M、與 7C 其最嚴重之火災情境均為「因電纜(電纜托網 1AC17EW01)熱短路誤開啟，引致廠內火災肇始事件 TDA (重物掉落(含燃料棒掉落、燃料護箱)」，且從第 2.3.1.4 防火區 2R 之靈敏度分析結果可知，案例 1 臨時火源之 CDF 值為 $8.29\text{E-}08/\text{ry}$ 大於 $3.67\text{E-}09/\text{ry}$ ，故可知臨時可燃物/臨時火源對於除役拆廠階段之潛在火災風險影響仍相當顯著。

2.3.3 結果與建議

由靈敏度分析結果可知，防火區 2M 之臨時火源肇始頻率增加 2 倍，其 ΔCDF 即大於 $1.0\text{E-}06$ ，而防火區 7A、7C 都要 3 倍以上 ΔCDF 才會大於 $1.0\text{E-}06$ ，防火區 2R 甚至要 10 倍以上。因此，雖然防火區 7A 的火災 CDF 高於防火區 2M，但就臨時火源而言，防火區 2M 的潛在火災風險卻可能高於 7A。另外，各防火區臨時火源肇始頻率之占比係依據廠內火災 PRA 模式，除役期間之實際狀況可能不同，此靈敏度分析僅供參考。

整理而言，由 2.3.1.5 節可知，案例 1 之總 CDF 值為 $1.28\text{E-}06/\text{ry}$ 比原模式之 CDF 值 $5.87\text{E-}07/\text{ry}$ 還高，雖然靈敏度分析為保守假設下之結果，但仍可見臨時可燃物/臨時火源對除役期間潛在之火災風險影響相當顯著。

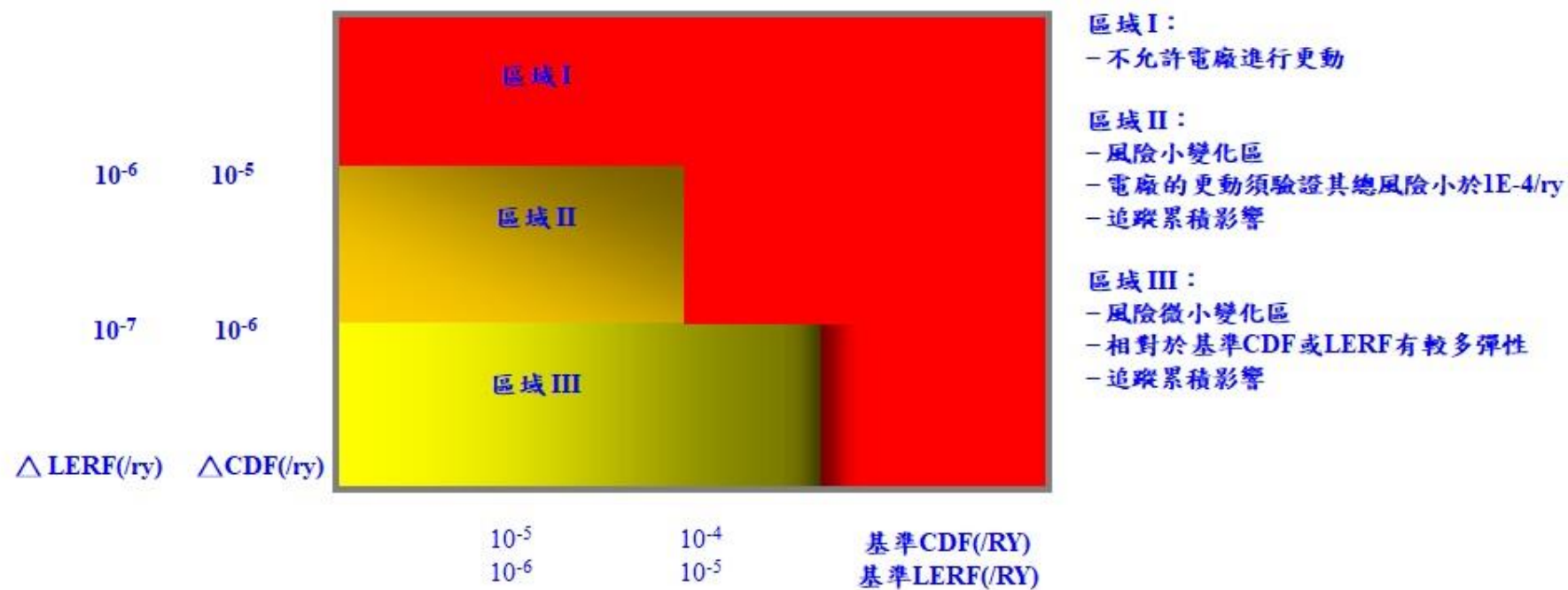


圖 2- 6 RG 1.174 風險可接受準則圖

(本頁空白)

表 2-7 重要防火區之靈敏度分析結果

靈敏度	火災肇始 頻率(/ry)	POS ^a	HS ^b	CCDP	CDF (/ry)	ΔCDF	RG 1.174 區域
防火區 7A							
原情境	6.71E-05	0.5	0.28	1.31E-02	1.23E-07	—	
1 ^c	1.78E-04	0.5	0.28	1.31E-02	3.26E-07	2.03E-07	III
2	6.23E-04	0.5	0.28	1.31E-02	1.14E-06	1.02E-06	II
防火區 2M							
原情境	2.63E-05	0.5	0.28	1.31E-02	4.82E-08	—	
1 ^c	2.96E-04	0.5	0.28	1.31E-02	5.43E-07	4.95E-07	III
2	5.92E-04	0.5	0.28	1.31E-02	1.09E-06	1.04E-06	II
防火區 7C							
原情境	4.00E-05	0.5	0.28	1.31E-02	7.34E-08	—	
1 ^c	1.78E-04	0.5	0.28	1.31E-02	3.26E-07	2.53E-07	III
2	5.87E-04	0.5	0.28	1.31E-02	1.08E-06	1.00E-06	III
防火區 2R							
原情境	1.31E-05	1	2.8E-04	1	3.67E-09	—	
1 ^c	2.96E-04	1	2.8E-04	1	8.29E-08	7.92E-08	III
2	2.96E-03	1	2.8E-04	1	8.29E-07	8.25E-07	III
3	3.70E-03	1	2.8E-04	1	1.04E-06	1.03E-06	II
^a . POS 代表 A 串或 B 串在運轉中，例如運轉 RHR/SDCM A 串。 ^b . 根據參考文獻 15 之附錄 A 電纜熱短路(Hot Short, HS)分析。 ^c . 靈敏度案例 1 總增加之 CDF 值為 1.28E-06/ry。							

(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相關文獻，尤其是與風險告知方法、火災防護(危害)相關之資訊，包括 IMC 2561、IP 37801、IP 71111.05 等。透過研析相關視察手冊、視察指引，了解管制項目、視察頻率等，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(除役過渡與除役拆廠)之管制建議或注意事項，供管制單位參考。此外，也依據現有之火災 PRA 模式(包括廠內事件火災 PRA、除役過渡階段前期火災 PRA、除役過渡階段前期 SFP 火災 PRA) 建立除役期間火災 PRA 模式架構，並採現有模式進行靈敏度分析。研究成果說明如下：

3.1 文獻研析結果與建議

在用過核子燃料尚在反應爐壓力容器內時，美國核管會的監管和視察為依據 IMC 2515 進行；而在持照者依照 10 CFR 50.82(a)(1)的要求，證明用過核子燃料已從反應爐壓力容器中永久移除之後，則依照 IMC 2561 實施監管視察，並在除役的所有階段持續進行，直至執照終止。

IMC 2515 第 07.01 節，視察計畫應該以風險告知績效基準的方式來實施。為了選擇高風險顯著性的電廠活動、結構、系統、元件(SSCs)或值得關注的問題，視察員應使用有效資源，例如個廠 PRA 模式及其評估報告、廠外事件風險評估報告或一般的風險評估報告。依照 IMC 2515 附錄 G 附件 4，除役期間之火災防護視察程序書為 IP 64704。IP 64704 主要視察項目為除役防火計畫(消防計畫)、消防系統與設備、可燃材料和火源的控制、組織、問題識別和解決等。

IMC 2561 第 06.01 節反應器除役視察計畫強調在風險告知的監管基礎上，對核電廠除役期間與用過核子燃料安全有關之作業進行監督和審查。

IP 71111-21N.05「火災防護小組視察」，視察頻率為每 3 年一次。對於「用於火災預防、偵測、滅火或火災後安全停機之 SSCs」視察樣本數至少 3 個，且視察火災預防、偵測、滅火之 SSCs 之樣本數至少 1 個，火災後安全停機(維持爐心冷卻)之 SSCs 之樣本數也至少 1 個。「火災防護計畫行政管制」與「火災防護計畫變更」視察樣本數至少 1 個。

IP 71111.05「火災防護」，視察項目包括「防火區巡查與視察」及「消防隊演

習績效」，其中「防火區巡查與視察」建議每季視察 4 個防火區；「消防隊演習績效」則建議每年視察兩次。

在除役過渡階段，由於爐心尚有用過核子燃料，視察範圍包括爐心冷卻與 SFP 冷卻，對於維持安全停機(爐心冷卻)與 SFP 冷卻，建議監管視察可參考 IMC 2515、IP 71111.05、IP 71111-21N.05、與 IP 64704，並藉由核一廠火災危害分析 (fire hazard analysis, FHA)報告、火災 PRA 模式與評估結果報告、失火對策計畫程序書等資料，在視察時採風險告知方法選擇重要之 SSCs、防火區、臨時可燃物/起火源等管制項目進行視察。

在除役拆廠階段，此時爐心用過核子燃料已全數移置用過燃料池，視察對象主要為 SFP，消防視察、建議管制項目與除役過渡階段相似，除不需考慮「火災後安全停機(維持爐心冷卻)之 SSCs」之外，其餘相同。

3.2 除役期間火災 PRA 模式架構建立與靈敏度分析結果

本計畫以現有火災 PRA 模式為基礎，根據核一廠除役期間之特性，進行廠房(初步)篩濾及防火區篩濾。篩濾出相對重要之廠房/防火區後，藉由現有火災 PRA 模式之定量分析結果，判斷高風險顯著性之重要防火區，建立除役期間火災 PRA 模式架構並採現有模式進行靈敏度分析。

除役過渡階段防火區消防防護視察之優先順序，可依據風險高低安排視察優先順序或重點監管對象。最優先之高火災風險顯著性防火區(依火災 CDF 值由高至低)有 7A、2M、7C、2R、4H、4I、4D、及 9A 等 8 個，其中，防火區 7A、2M、7C 之主要火災風險來原為電纜熱短路引起介面 LOCA，防火區 2R 之主要火災風險來原為電纜熱短路導致(吊運挪移時)燃料棒/燃料護箱掉落，因此無論是臨時可燃物存放、動火作業管制、或消防設施維護都應特別注意。第二優先(風險次高)包括 2A、2B、2C、2D、2H、2G、7B、11F、11I、11N、及 32 等 11 個防火區，此類防火區火災不會引發肇始事件但喪失部分系統救援功能，可能影響爐心/SFP 之冷卻。

除役拆廠階段最優先之高火災風險重要防火區(依火災 CDF 值由高至低)有

7A、2R、2M、7C、4I、4H、4D、及 9A 等 8 個，相較於除役過渡階段期主要火災危害略有不同。防火區 7A、2M、7C、2R 之主要火災風險來原均為電纜熱短路導致(吊運挪移時)燃料棒/燃料護箱掉落。第二優先(風險次高)之 10 個防火區為 2P、4A、7B、11F、11I、11N、31、42、50A、及 60。

由第 2.3 節之靈敏度分析結果可知，靈敏度分析案例之 CDF 值高於原模式之 CDF 值，雖然本研究靈敏度分析為保守假設下之結果，但仍可見臨時可燃物/臨時火源對潛在火災風險影響相當顯著，這也相當程度反應 USNRC IP 71111.05 與 IP 64704 將臨時可燃物/臨時火源管制列為防火區巡查之視察項目之一。

3.3 管制相關建議

綜合上述，除役過渡階段建議參考 IMC 2515、IP 71111.05、IP 71111-21N.05、與 IP 64704。依據 IP 71111.05 與 IP 71111-21N.05 之安全基石(cornerstone)(即肇始事件與救援系統)，以及根據核一廠火災 PRA 模式、除役火災危害分析報告、失火對策計畫程序書等資料，採用風險告知方法，安排視察優先順序及或聚焦高風險防火區，除役過渡階段「與肇始事件」及「與救援系統」相關之防火區如表 2-8 所示，視察頻率亦可參考 IP 71111.05 與 IP 71111-21N.05。

除役拆廠階段建議參考 IMC 2561、IP 71111.05、IP 71111-21N.05、與 IP 64704，但因此階段爐心已無用過核子燃料，故不需進行「火災後安全停機(維持爐心冷卻)之 SSCs」此項視察。除役拆廠階段「與肇始事件」及「與救援系統」相關之防火區如表 2-9 所示。本研究以上所列防火區供管制單位作為監管視察之參考，包括但不限於上述所列之防火區。

由靈敏度分析結果可知，臨時可燃物/臨時火源對潛在火災風險影響相當顯著，對於除役期間特別是重要防火區(例如防火區 2R 含有救援系統、火災可能導致肇始事件，且東北角未來規劃作為切割/除污區)應加強臨時可燃物管制、動火作業管制等之監管視察。

表 2- 8 除役過渡階段參考 IP 71111.05 安全基石之相關防火區(2 之 1)

項目	防火區	說明	肇始事件	前線救援系統 ^a
優先順序第一類				
1	7A	電纜地下室	V	
2	7C	電纜地下室區走廊	V	
3	2M	再循環馬達-發電機組及一般區域	V	V (FPCS)
4	2R	一般區域	V	V (FPCAS)
5	4I	4.16KV 開關設備室 B	V	
6	4H	4.16KV 開關設備室 A	V	
7	4D	聯合廠房冷卻水系統熱交換器及控制棒驅動泵	V	V (CRD)
8	9A	主控制室，包括走廊	V	
優先順序第二類				
1	2A	二次圍阻體，爐心噴灑系統 A 串		V (爐心噴灑)
2	2B	爐心噴灑系統 B 串及爐心隔離冷卻系統		V (爐心噴灑)
3	2C	餘熱移除系統泵 B 及 D-B 迴路		V (RHR、LPCI)
4	2D	餘熱移除系統泵 A 及 C-A 迴路		V (RHR、LPCI)
5	2G	一般區域-控制棒驅動液壓單元		
6	2H	餘熱移除系統閥室		V (RHR、LPCI)

表 2-8 除役過渡階段參考 IP 71111.05 安全基石之相關防火區(2 之 2)

項目	防火區	說明	肇始事件	前線救援系統 ^a
7	7B	配電室		
8	11F	電廠電池室 A		
9	11I	電廠電池室 B		
10	11N	電池與充電器室		
11	32	循環水進水泵室		
優先順序第三類				
1	2P	一般區域—燃料池及反應器淨化系統設備		V (FPCS)
2	4A	寒水機與除礦水儲存槽		V (DSTXR)
3	4B	供緊急柴油發電機 B 啟動之空氣壓縮機		
4	4C	供緊急柴油發電機 A 啟動之空氣壓縮機		
5	4E	緊急柴油發電機 B		
6	4F	緊急柴油發電機 A		
7	31	緊急海水系統泵室		
8	60	345KV 開關場		
9	42	69KV 開關場		
10	50A	五號(第五台)柴油機房		
^a 本欄 "V"代表根據 PRA 模式屬前線系統相關()內為系統名稱，未打 "V" 代表屬於支援系統相關之防火區。 本表僅供管制單位參考，包括但不限於所列之防火區。				

表 2-9 除役拆廠階段參考 IP 71111.05 安全基石之相關防火區(2 之 1)

項目	防火區	說明	肇始事件	前線救援系統 ^a
優先順序第一類				
1	7A	電纜地下室	V	
2	2R	一般區域	V	V (SFPACS)
3	2M	再循環馬達-發電機組及一般區域	V	V (FPCS)
4	7C	電纜地下室區走廊	V	
5	4I	4.16KV 開關設備室 B	V	
6	4H	4.16KV 開關設備室 A	V	
7	4D	聯合廠房冷卻水系統熱交換器及控制棒驅動泵	V	
8	9A	主控制室，包括走廊	V	
優先順序第二類				
1	2P	一般區域-燃料池及反應器淨化系統設備		V (FPCS)
2	4A	寒水機與除礦水儲存槽		V (DSTXR)
3	7B	配電室		
4	11F	電廠電池室 A		
5	11I	電廠電池室 B		
6	11N	電池與充電器室		
7	31	緊要海水系統泵室		

表 2-9 除役拆廠階段參考 IP 71111.05 安全基石之相關防火區(2 之 2)

項目	防火區	說明	肇始事件	前線救援系統 ^a
8	60	345KV 開關場		
9	42	69KV 開關場		
10	50A	五號(第五台)柴油機房		
a. 本欄 "V"代表根據 PRA 模式屬前線系統相關 ()內為系統名稱，未打 "V" 代表屬於支援系統相關之防火區。 b. 根據核一廠除役計畫第五章，RHR 系統除役拆廠階段已不再維持可用。 本表僅供管制單位參考，包括但不限於所列之防火區。				

參考文獻

- [1]. RG 1.191 Revision 1, “Fire Protection Program For Nuclear Power Plants During Decommissioning,” U.S. Nuclear Regulatory Commission, January 2021.
- [2]. Inspection Procedure 64704 “Fire Protection Program at Permanently Shutdown Reactors”, U.S. Nuclear Regulatory Commission, Effective Date: 01/01/2021.
- [3]. Inspection Manual Chapter 2561 “Decommissioning Power Reactor Inspection Program”, U.S. Nuclear Regulatory Commission, Effective Date: 01/01/2021.
- [4]. Inspection Procedure 37801 “Safety Reviews, Design Changes, and Modifications at Permanently Shutdown”, U.S. Nuclear Regulatory Commission, Effective Date: 01/01/2021.
- [5]. Inspection Procedure 40801 “Problem Identification and Resolution at Permanently Shutdown Reactors”, U.S. Nuclear Regulatory Commission, Effective Date: 01/01/2021.
- [6]. Inspection Procedure 71111.05 “Fire Protection”, U.S. Nuclear Regulatory Commission, Effective Date: 01/01/2023.
- [7]. Inspection Procedure 71111-21N.05 “Fire Protection Team Inspection”, U.S. Nuclear Regulatory Commission, Effective Date: 01/01/2020.
- [8]. Inspection Manual Chapter 2800 “Materials Inspection Program”, U.S. Nuclear Regulatory Commission, Issue Date: 03/02/20.
- [9]. Inspection Procedure 87104 “Decommissioning Inspection Procedure for Materials Licensees”, U.S. Nuclear Regulatory Commission, Issue Date: 04/26/22.
- [10]. Inspection Procedure 87141 “Limited Scope Academic and Research & Development Programs Including Animal Use”, U.S. Nuclear Regulatory Commission, Issue Date: 05/16/22.
- [11]. Inspection Manual Chapter 2515 “Light-Water Reactor Inspection Program—Operations Phase”, U.S. Nuclear Regulatory Commission, Effective Date: 04/22/2024.
- [12]. 核能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報告，國立清華大學，中華民國 112 年 12 月。
- [13]. 核一、二、三廠安全度評估模式標準化與擴大應用—核一廠 PRA 模式更新報告，台灣電力公司，中華民國 103 年 04 月。
- [14]. 核能電廠除役過渡階段機組之一般性風險內涵研究—107 年廠內事件分析，財團法人核能與新能源教育研究協進會，中華民國 107 年 11 月。

- [15]. 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。
- [16]. 核一廠除役過渡階段機組之水災颱風等事件一般性風險內涵研究—附錄 C 用過燃料池 PRA 分析，財團法人核能與新能源教育研究協進會，中華民國 109 年 11 月。
- [17]. 核一廠除役計畫，台灣電力公司。(公布於核能安全委員會網站之「核一廠除役計畫」)
- [18]. 核一廠除役各階段系統、結構與設備(SSCs)之評估—結構類 SSCs 與其運轉方式評估，誠藝科技股份有限公司，中華民國 104 年 09 月 30 日。
- [19]. NUREG/CR-7114, “A Framework for Low Power/Shutdown Fire PRA”, U.S. Nuclear Regulatory Commission, September 2013.

子項 2 附件一「結構類 SSCs 評估列表」

表 1. 核一廠結構類 SSCs 評估列表(13 之 1)

項次	結構代碼	結構英文名稱	結構中文名稱	篩濾結果	備註
1	A1	Primary Containment	一次圍阻體	N	
2	A2	Combination Structure EL.-0.83FT, DST TANK TK-6-1A, Chiller #1/#2/#3/#4/#5 Area	聯合廠房(-0.83 呎)	Y	C1、C2
3	A2	Combination Structure EL.17.33FT, Make-Up Demin. Area, Comb. Structure Closed Cooling Water Heat Exchangers, EDG Starting Air Compressor & Receivers, EDG-C-3-1A/B Area	聯合廠房(17.33 呎)	Y	
4	A2	Combination Structure EL.39.83ft, 4.16KV SWGR #1/2/3/4 Area, EDG-1-1A/1B Rooms	聯合廠房(39.83 呎)	Y	
5	A2	Combination Structure EL.67.33ft, Battery Rooms, 125V DC Switchboard #1/2 Rooms, Cable Vault, SBGT-A/B Area	聯合廠房(67.33 呎)	Y	
6	A2	Combination Structure EL.73.83ft, Office Area, Battery Room, Ventilation Supply Fan S-6A/6B Room, Computer Room, Main Control Room, H&V Equipment Room	聯合廠房(73.83 呎)	Y	

表 1. 核一廠結構類 SSCs 評估列表(13 之 2)

項次	結構代碼	結構英文名稱	結構中文名稱	篩濾結果	備註
7	A2	Combination Structure EL.95.0ft, Main Control Room HVAC Equipment Room	聯合廠房(95.0 呎)	Y	
8	A3	Turbine Building Basement EL.17.25ft, Reactor Feed Water pump A/B/C & Service Water Pump A/B Area, Turbine Building Closed Cooling Water Heat Exchangers Area, Turbine Lube OIL Tank TK-8-1A Room	汽機廠房地底樓(17.25 呎)飼水泵等區	Y	C3
9	A3	Turbine Building Basement EL.17.25ft, LP/HP Heaters Bay & Main Condenser A/B, Condensate Demineralizers Mix.Bed Room, Condensate Pumps P- 2-1A/1B/1C Room, Resin Storage Tanks Room	汽機廠房地底樓(17.25 呎)加熱器灣 (Heaters Bay)及主冷凝器等區	Y	
10	A3	Turbine Building Ground Floor EL.39.83ft, Station & Instrument Air Compressors A/B/C Room, Lube Oil Reservoir Room, EH Electro Hydrolic Reservoir Room	汽機廠房地面樓(39.83 呎)空壓機等區	Y	
11	A3	Turbine Building Ground Floor EL.39.83ft, LP Heaters Bay & Main Condenser A/B, Steam Jet Air Ejecters Room, Mach. Vacuum Pump Room , Hot Machine Shop	汽機廠房地面樓(39.83 呎)加熱器灣 (Heaters Bay)及主冷凝器等區	Y	

表 1. 核一廠結構類 SSCs 評估列表(13 之 3)

項次	結構代碼	結構英文名稱	結構中文名稱	篩濾結果	備註
12	A3	Turbine Building EL.73.83ft, H&V Room #3/#4/#5/#6/#7	汽機廠房(73.83 呎)加熱及洩汽(H&V) 室區	Y	C3
13	A3	Turbine Building Operating Floor EL. 73.83ft	汽機廠房(73.83 呎)操作區	Y	
14	A3	Turbine Building Filter Room EL.117ft	汽機廠房(117 呎)	Y	
15	A4	Service Building	辦公大樓	N	
16	A5	Condensate Storage Tank, CST	冷凝水儲存槽	Y	C1
17	A6	NA	緊急抽水機房	Y	C1
18	A7	Emergency Intake Structure	緊急進水口(含防波堤)	Y	C1
19	A8	NA	抽水機房	Y	C1
20	A9	Intake Structure	進水口(含防波堤)	Y	C1
21	A10	NA	345KV 開關場控制室	Y	C2
22	A11	345KV Switchyard	345KV 開關場	Y	C2
23	A12	NA	69KV 開關場控制室	Y	C2
24	A13	Combined Exhaust Stack	主煙囪	N	
25	A14	Off Gas Filter House	主煙囪濾器房	N	

表 1. 核一廠結構類 SSCs 評估列表(13 之 4)

項次	結構代碼	結構英文名稱	結構中文名稱	篩濾結果	備註
26	A15	Off Gas Building	廢氣處理室及氫氣產生室	N	
27	A16	Main Diesel Oil Supply Tank (850,000 gal. Capacity) & Transfer Pump Rooms	85 萬加侖油槽及輸送泵室	N	
28	A17	Raw Water Reservoirs	生水池	N	
29	A18	NA	ST-A 與 ST-AS 變壓器基座	N	
30	A19	4.16kV Bus 5/5S & Bus 6 switchgear room	4.16 kV 匯流排 No. 5/5S 及 No. 6 開關箱室	N	
31	A20	NA	ST-B 變壓器基座	N	
32	A21	NA	主變壓器與輔助變壓器基座與防火屏蔽牆	N	
33	A22	Transmission Towers	輸電塔	N	
34	A23	Acid and Caustic Storage Tanks	酸鹼液貯存槽	N	
35	A24	Carbon Dioxide Tank Foundation	CO ₂ 貯存槽基座	N	
36	A25	NA	氣象塔	N	
37	2X	Breakwaters, jetties and revetments	NA	N	
38	6X	Control room building	NA	Y	C1

表 1. 核一廠結構類 SSCs 評估列表(13 之 5)

項次	結構代碼	結構英文名稱	結構中文名稱	篩濾結果	備註
39	7X	Crane	NA	N	
40	12X	Liquid nitrogen tank enclosure	NA	N	
41	14X	Manholes, hand holes, trenches, valve pits, duct banks, off-gas tunnel.	NA	N	
42	20X	Radwaste building Plan EL.-0.83ft To EL.73.83ft (All Elevation Except Radwaste Control Room, Radwaste Boilers Area)	NA	Y	C3
43	22X	Reactor building (Combination Structure Secondary Containment) Plan EL.-0.83ft (All Elevation)	NA	Y	C1、C2
44	22X	Reactor building (Combination Structure Secondary Containment), Plan EL.39.83ft., TIP room Dry Well Personnel Access Room(Hatch), Steam Tunnel	NA	Y	
45	22X	Reactor building (Combination Structure Secondary Containment), Plan EL.67.33ft, Clean-Up Regeneration Heat Exchangers Room, Clean-Up Pump A/B Room	NA	Y	

表 1. 核一廠結構類 SSCs 評估列表(13 之 6)

項次	結構代碼	結構英文名稱	結構中文名稱	篩濾結果	備註
46	22X	Reactor building (Combination Structure Secondary Containment), Plan EL.95.33ft (All Elevation)	NA	Y	
47	22X	Reactor building (Combination Structure Secondary Containment), Plan EL.110ft, Clean-Up Demin. Holding Pumps Room, Clean-Up Demineralizers Hatch (Floor EL.115.75ft), Contaim. Equip. Storage Area Room	NA	Y	C1、C2
48	22X	Reactor building (Combination Structure Secondary Containment), Plan EL.137.50ft.(All Elevation)	NA	Y	
49	23X	Refueling Platform	NA	N	
50	24X	SBO gas turbine fuel oil storage tank foundation, valve enclosure	NA	N	
51	27X	Transformer support structure	NA	N	
52	33X	69 kV yard electrical equipment supports	NA	Y	C2
53	34X	345 kV yard electrical equipment supports	NA	Y	C2
54	1	NA	大門警衛室	N	
55	2	NA	顧問辦公室	N	

表 1. 核一廠結構類 SSCs 評估列表(13 之 7)

項次	結構代碼	結構英文名稱	結構中文名稱	篩濾結果	備註
56	3	NA	大門門碑	N	
57	4	NA	核能機具倉庫	N	
58	5	NA	放射試驗大樓(二)	N	
59	6	NA	第三號修理工廠	N	
60	7	NA	收油站	N	
61	8	NA	清潔修配廠	N	
62	9	NA	重機械修配廠	N	
63	10	NA	焚化爐(廢棄)	N	已無此項 結構
64	11	NA	氯氣儲存室	N	
65	12	NA	加氯室	N	
66	13	NA	三萬五仟公秉油槽	N	
67	14	NA	保警中隊部	N	
68	15	NA	消防機房	N	
69	16	NA	壹仟噸水池	N	

表 1. 核一廠結構類 SSCs 評估列表(13 之 8)

項次	結構代碼	結構英文名稱	結構中文名稱	篩濾結果	備註
70	17	NA	廠房施工工作房	N	
71	18	NA	第一抽水站及蓄水池	N	
74	21	NA	地磅看守房	N	
75	22	NA	主警衛室	N	
76	23	NA	維護工作間	N	
77	24	NA	電氣課濾油機房	N	
78	25	NA	第二微波機房	N	
79	26	NA	燃料倉庫	Y	C3
80	27	NA	69kV 開關場	Y	C2
81	28	NA	第二倉庫	N	
82	29	NA	第一倉庫	N	
83	30	NA	水泥倉庫	N	
84	31	NA	器材倉庫	N	
85	32	NA	第二餐廳	N	
86	33	NA	冷凍庫	N	

表 1. 核一廠結構類 SSCs 評估列表(13 之 9)

項次	結構代碼	結構英文名稱	結構中文名稱	篩濾結果	備註
87	34	NA	氣渦輪機工作間	N	
88	35	NA	主管宿舍	N	
89	36	NA	職員宿舍	N	
90	37	NA	11.4kV 第 24 站	N	
91	38	NA	8 號倉庫	N	
92	39	NA	11.4kV 第 35 站	N	
93	40	NA	勵進所福利社	N	
94	41	NA	臨時油庫	N	
95	42	NA	汽修倉庫	N	
96	43	NA	氣渦輪機 600 公秉日用燃油槽	N	
97	44	NA	火藥庫(廢棄)	N	已無此項 結構
98	45	NA	第二抽水站工作房	N	
99	46	NA	第二抽水站	N	
100	47	NA	二樓倉庫	N	

表 1. 核一廠結構類 SSCs 評估列表(13 之 10)

項次	結構代碼	結構英文名稱	結構中文名稱	篩濾結果	備註
101	48	NA	器材倉庫	N	
102	49	NA	第三器材倉庫	N	
103	50	NA	第三餐所	N	
104	51	NA	技工宿舍	N	
105	52	NA	工寮	N	
106	53	NA	丁種宿舍	N	
107	54	NA	模擬操作中心講師學員宿舍	N	
108	55	NA	放射試驗室(含廢水池)	N	
109	56	NA	乾燥器(埋入地下)	N	
110	57	NA	水庫保警勤務宿舍	N	
111	58	NA	氣渦輪機發電區	N	
112	59	NA	小坑加油站辦公室	N	已無此項 結構
113	60	NA	微波通訊機房	N	
114	61	NA	汽源工作間	N	

表 1. 核一廠結構類 SSCs 評估列表(13 之 11)

項次	結構代碼	結構英文名稱	結構中文名稱	篩濾結果	備註
115	62	NA	一號貯存庫	Y	C3
116	63	NA	燃料倉庫警衛室	N	
117	64	NA	保警分隊部	N	
118	65	NA	小坑第三餐廳(廢棄)	N	已無此項 結構
119	66	NA	充氮系統遮雨棚	N	
120	67	NA	小坑二樓臨時宿舍	N	
121	68	NA	茂林廠區消防水池	N	
122	69	NA	金山分處模擬控制室	N	
123	70	NA	手槍靶場(廢棄)	N	已無此項 結構
124	71	NA	茂林卸貨工作棚	N	
125	72	NA	臨時守衛宿舍	N	
126	73	NA	核能一廠加氯室(化學試驗室)	N	
127	74	NA	核能一廠生水過濾室	N	

表 1. 核一廠結構類 SSCs 評估列表(13 之 12)

項次	結構代碼	結構英文名稱	結構中文名稱	篩濾結果	備註
128	75	NA	金山生水預處理設備室	N	
129	76	NA	備用變壓器廠房	N	
130	77	NA	一般性垃圾小型焚化爐機房	N	
131	78	NA	電池室	N	
132	79	NA	環境輻射偵測站	N	
133	80	NA	茂林臨時宿舍	N	
134	81	NA	臨時廢鋼管除污間	N	已無此項 結構
135	82	NA	低強度放射性待處理物料貯存場	Y	C3
136	83	NA	B 級倉庫	N	
137	84	NA	抽水機房大修工作間	N	
138	85	NA	辦公大樓	N	
139	86	NA	重型器材倉庫	N	
140	87	NA	緊急指揮中心	N	

表 1. 核一廠結構類 SSCs 評估列表(13 之 13)

項次	結構代碼	結構英文名稱	結構中文名稱	篩濾結果	備註
141	88	NA	洗衣房	N	
142	89	NA	熱處理設施廠房	Y	C3
143	90	NA	NO.5 緊急柴油機	Y	C1
144	91	NA	模擬訓練中心	N	
145	92	NA	廠區生活廢水處理系統	N	
146	93	NA	NO.2 大型廢料儲存庫 (二號貯存庫)	Y	C3
147	94	NA	風力發電機組(含變壓器室)	N	本項已不屬於核一廠之管轄
148	95	NA	風力發電機組景觀廁所及保警宿舍	N	本項已不屬於核一廠之管轄
149	96	NA	新寒水機房	N	
150	359	NA	二號貯存庫	Y	C3
151	360	NA	熱處理設施廠房	Y	C3

三、日本核能電廠除役作業個案管制實務研析

(一) 前言

隨著國內核一廠、核二廠、核三廠共計五部機組陸續進入除役階段，核電廠除役相關議題也逐漸受到社會重視，尤其是核子設施反應器區域在拆除過程中的安全問題備受關注。這不僅涉及到複雜且高度專業的知識及技術領域，對於放射性廢棄物之管理、處理及處置，以及在保障公眾健康安全及環境保護等方面，都面臨許多挑戰。

由於我國核電廠的除役工作目前尚處於起步階段，缺乏實際拆除執行經驗，為了確保反應器區域拆除作業能夠安全且有效率地進行，並做好事前縝密且全面性的評估與規劃，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，且其中整體拆除進度較為領先的中部電力濱岡核電廠 1、2 號機與核一廠同為 MARK-1 型圍阻體的反應器機組，其拆除經驗具有重要參考價值。

因此，本計畫將對 5 座日本核電廠反應器(包括敦賀核電廠、女川核電廠、大飯核電廠、美濱核電廠及濱岡核電廠)除役作業的最新進展進行深入研究，並特別著重於反應器區域拆除階段前已完成與計畫中的作業資料，以及在進入此階段前可能面臨的挑戰與管制重點。藉由深入了解日本核電廠的除役實務經驗，以及執行中遇到的課題及挑戰等，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

本計畫主要研究方法及步驟說明如下：

1. 資料蒐集與整理

日本核電廠的除役工程一般分為四個階段，分別是第一階段「拆除作業準備階段」、第二階段「反應器區域周圍設備拆除階段」、第三階段「反應器區域拆除階段」及第四階段「廠房拆除階段」。在第二階段及第三階段進入到現場設備拆除階段時，也是開始大量產生放射性廢棄物的高峰階段，如下圖 3-1 所示。

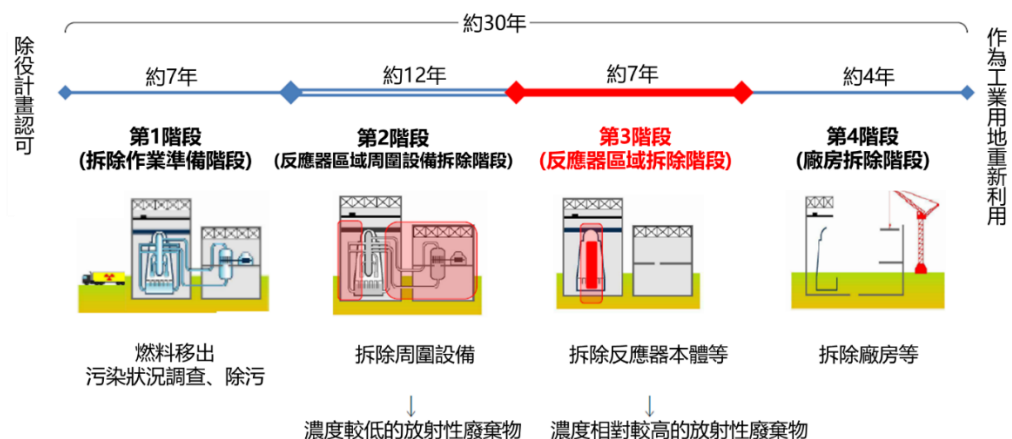


圖 3-1 日本核子反應器的除役工程

目前日本正在進行除役的 18 座商用核子反應器中，有 6 座處於第二階段(包括濱岡 1、2 號機、敦賀 1 號機、美濱 1、2 號機及島根 1 號機)，正在進行反應器區域周圍設備的拆除工作。截至目前為止，日本尚未有任何商用核子反應器進入到第三階段。

有關日本核子反應器除役作業進度可見圖 3-2。

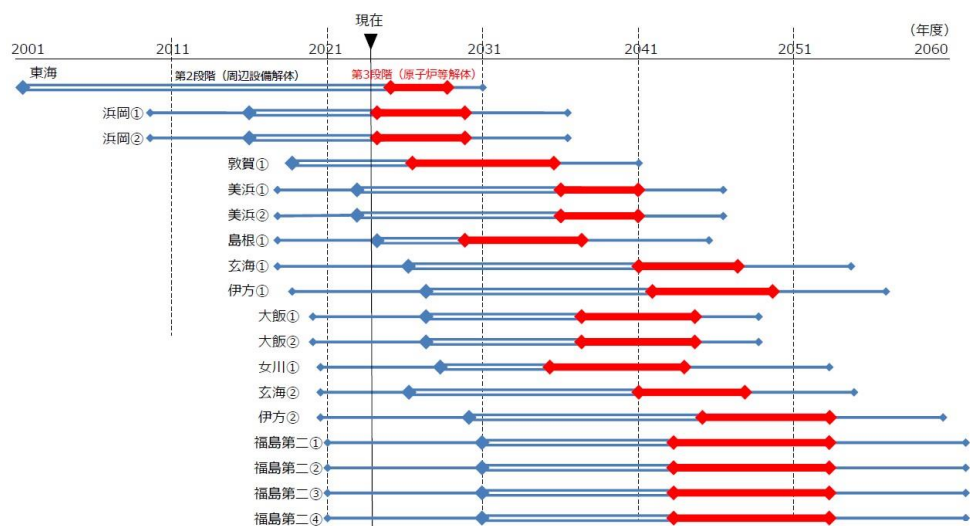


圖 3-2 日本核子反應器除役作業進度(2023 年 10 月之資料)

由於 2023 年已經進行島根核電廠的除役相關研究，本計畫將已進入第二階段的濱岡核電廠、敦賀核電廠、美濱核電廠，以及第一階段的大飯核電廠及女川核電廠等 5 個核電廠為對象，擬透過網路搜尋及文獻檢索方式，蒐集反應器區域拆除階段前已完成及計畫中的作業資料。以下分別針對 5 個核電廠簡要敘述其除役規劃：

日本原子力發電的敦賀核電廠 1 號機是日本第一座商用輕水型反應器 (BWR)，於 1970 年開始商轉。在經歷約 45 年的運轉歷史後，於 2015 年正式停止運轉，並於 2017 年開始進行除役作業。敦賀 1 號機的除役工程與其他電廠不同的是僅規劃三個階段，分別是第一階段「反應器本體拆除作業準備階段」、第二階段「反應器區域拆除階段」以及第三階段「廠房拆除階段」。預計整體作業時間約為 24 年，並預定於 2040 年完成除役。相較於一座核電廠的平均除役時程 30 年，敦賀 1 號機的除役期程也相對較短。此外，敦賀 1 號機是目前日本商用核子反應器中，唯一已獲得原子力規制委員會認可「反應器區域拆除階段」除役計畫的機組。

東北電力的女川核電廠 1 號機(BWR)由於考慮到先天限制，無法滿足新規制基準的要求，例如消防設備、電源設備、替代注水泵等新安全設備所需的設置空間，相較於女川 2 號機等其他機組較為不足。因此，在考量技術上的限制以及提高安全性所需的鉅額成本，以及該機組輸出規模較小、重啟後的運轉年限等因素，最終於 2018 年決定除役。女川 1 號機的整體除役工程分為四個階段，從 2020 年度至 2053 年度，總期程為 34 年。

關西電力的大飯核電廠 1 號機及 2 號機(PWR)是東京電力福島第一核電廠事故後，日本國內除役機組中發電量最大的核子反應器，兩座機組的發電量均達 1175MW。基於對大型且老舊機組重啟所需的高昂安全對策工程成本以及不符合經濟效益的考量，關西電力於 2017 年決定進行除役。大飯核電廠 1、2 號機的除役工程規劃分為四個階段進行，從 2018 年度至 2048 年度，總期程為 31 年。

關西電力的美濱核電廠 1 號機及 2 號機(PWR)由於無法符合新規制基準

對於耐震性的要求，以及考量到廠址面積較小等因素，於 2015 年決定除役。美濱核電廠 1、2 號機的除役工程規劃分為四個階段進行，從 2017 年度至 2045 年度，總期程為 30 年。該核電廠是在日本壓水式輕水型反應器中，除役進度較為領先的電廠。

中部電力的濱岡核電廠 1 號機及 2 號機是日本國內最早開始進行除役的商用沸水式輕水型反應器(BWR)案例，於 2009 年開始進行除役，並在日本國內除役核電廠中整體除役進度最為領先。中部電力日前(2024 年 3 月 14 日)已向原子力規制委員會提交除役計畫變更認可申請，預計從 2024 年度開始將著手第三階段的反應器區域拆除工作。此外，原先的計畫是同時進行 1 號機及 2 號機的拆除，但現已決定優先進行 2 號機的拆除工作，並以此經驗為基礎，再進行 1 號機的拆除。出於對作業安全性的考量，第三階段的工期從最初的 6 年延長至 12 年。除役完工日期也從原先的 2036 年延後至 2042 年，整體工期共延長了 6 年，總除役期程變更為約 34 年。

以下是具體工作說明：

- (1) 蒐集整理反應器區域拆除階段前已完成之作業案例。
- (2) 蒐集整理反應器區域拆除階段前計畫中之作業案例。
- (3) 蒐集於反應器區域拆除階段前可能遭遇之困難與挑戰等相關資料。

2. 資料研讀與分析

對所蒐集之資料進行內容探討與分析。

3. 成果彙整與撰寫

根據資料分析之結果，提出管制重點分析報告。

研究流程及步驟如圖 3-3 所示：

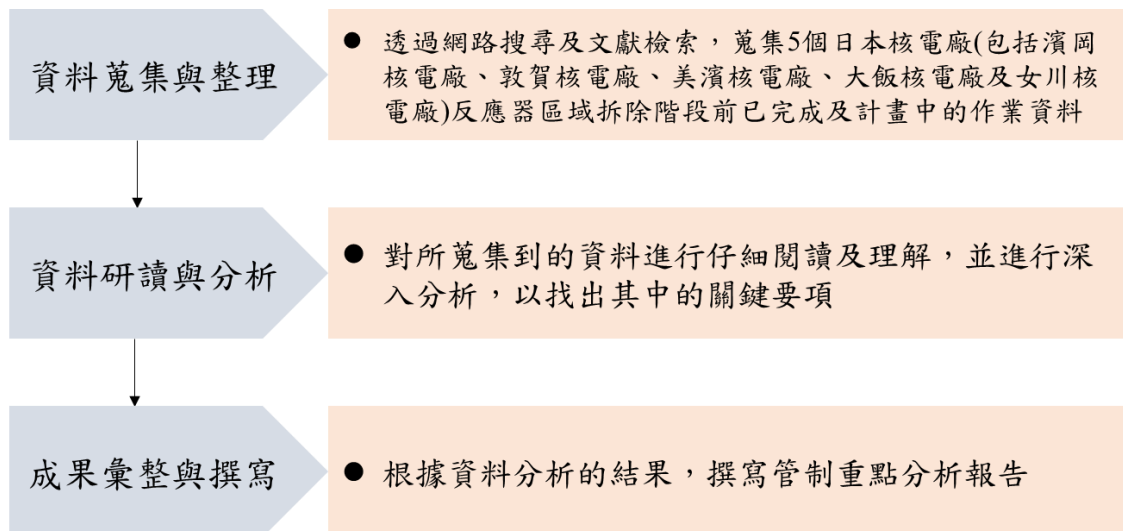


圖 3-3 研究流程及步驟

(三) 研究內容

3.1 日本原子力發電-敦賀 1 號機

3.1.1 敦賀核電廠-概要

敦賀核電廠位於福井縣敦賀半島北部的敦賀市，由日本原子力發電營運，其機組現況如下：1 號機除役中；2 號機停止運轉中(因 2 號機反應器廠房正下方疑似有活斷層經過，故 2011 年 5 月起停止運轉。日本原子力規制委員會於 2024 年 11 月 13 日以其不符合新規制基準，正式決定不准重新啟動)；3、4 號機建設工程準備中(2010 年 3 月完成整地工程後，建設進度停擺至今)，圖 3-4 及圖 3-5 分別為電廠位置示意圖及空拍圖。



圖 3-4 敦賀核電廠位置示意圖

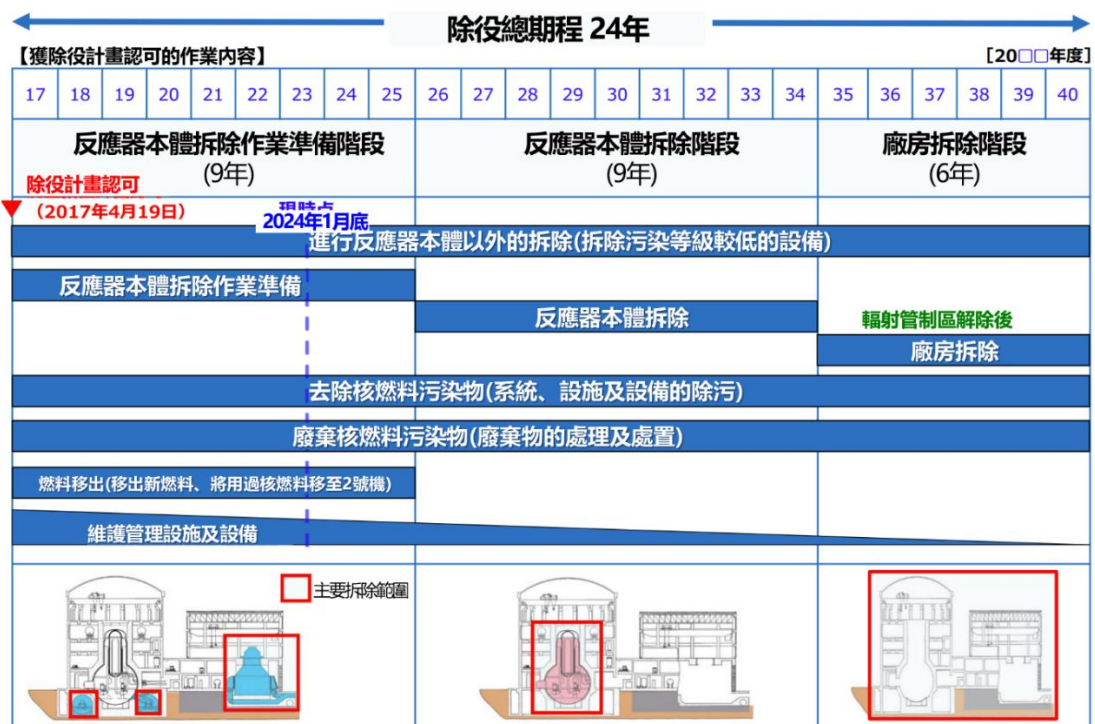


圖 3-7 敦賀 1 號機-除役工程進度

敦賀 1 號機的除役工程預定在 24 年內分三階段進行，並從活度等級較低的區域開始拆除。對於活度等級較高的區域(如反應器本體)，則藉由時間的推移，待活度減弱後，再進行拆除。由於是沸水式輕水型反應器(BWR)，基本上所有廠房內均屬於輻射管制區。因此，與一般拆除工程不同，必須採取充分的對策，以減少工作人員的輻射曝露，並保護周圍的環境。隨著拆除工作的進行，金屬及混凝土等放射性廢棄物的產生量會比運轉階段更多。因此，需要對這些廢棄物進行安全管理，同時進行減容及運送等處理工作。圖 3-6 及圖 3-7 分別為敦賀 1 號機的除役工程規劃及除役工程進度。

以下說明除役各階段的主要作業內容及注意事項。

第一階段-反應器本體拆除作業準備階段(9 年)

主要作業內容為：拆除活度等級較低區域的設備，如汽機、抑壓池等，如圖 3-8 所示。

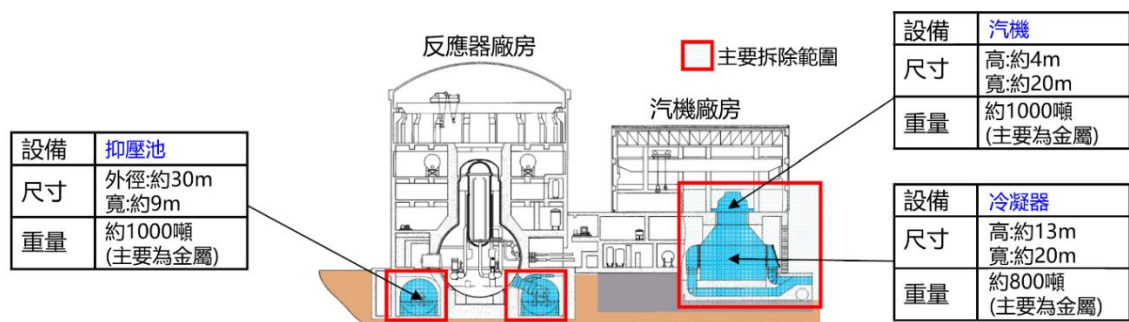


圖 3-8 敦賀 1 號機-除役第一階段主要作業內容

主要注意事項如下：

1. 防止工作人員輻射曝露(穿戴防護裝備以防止體內曝露，以及藉由屏蔽等降低體外曝露)。
2. 徹底實施石棉對策(防止對人員健康造成危害、指派石棉作業監督人、防止粉塵飛散等)。
3. 預防工傷意外(使用起重機進行重物吊運作業時的吊掛，防止墜落、夾傷等意外發生)。

第二階段-反應器本體拆除階段(9 年)

主要作業內容為：拆除活度等級較高區域的設備，如反應器壓力槽等，如圖 3-9 所示。

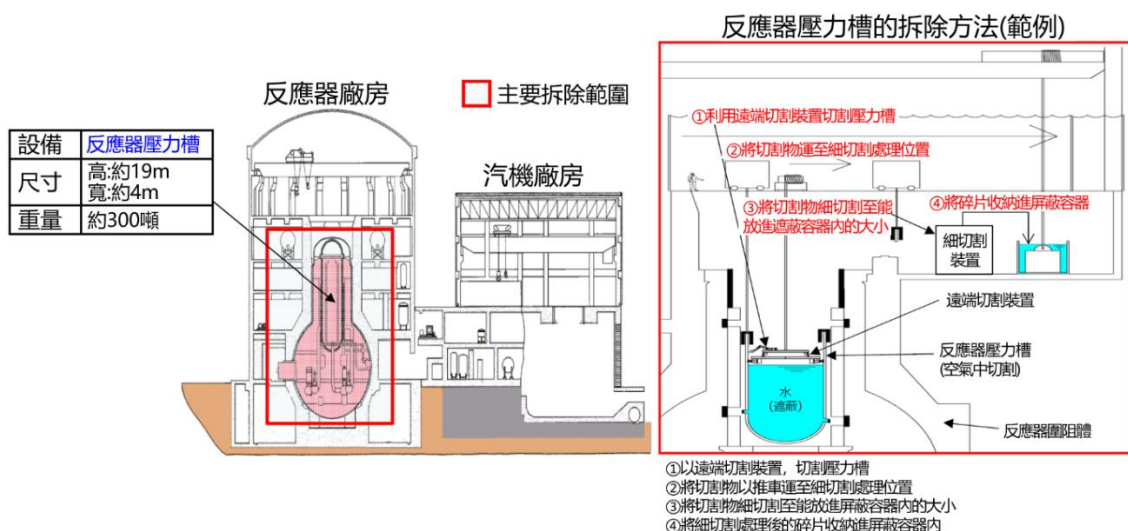


圖 3-9 敦賀 1 號機-除役第二階段主要作業內容

主要注意事項如下：

1. 防止高劑量區域工作人員受到過度的輻射曝露(引進遠端切割裝置等以降低體外曝露)。
2. 減少活度等級較高廢棄物的產生量，並防止其擴散。
3. 預防工傷意外(使用起重機進行重物吊運作業時的吊掛，防止墜落、夾傷等意外發生)。

第三階段-廠房拆除階段(6 年)

主要作業內容為：解除輻射管制區，進行廠房拆除，如圖 3-10 所示。

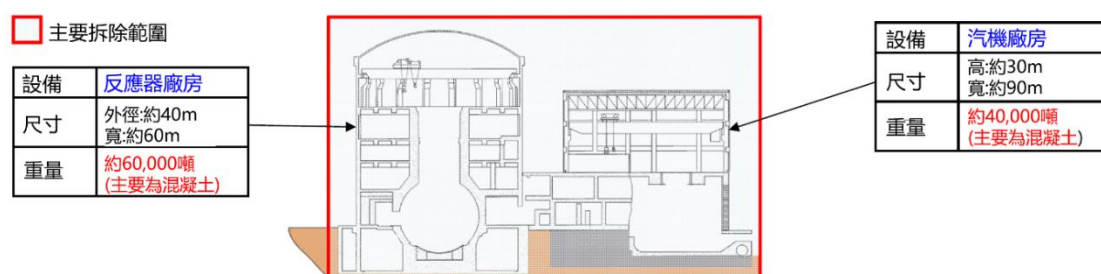


圖 3-10 敦賀 1 號機-除役第三階段主要作業內容

主要注意事項如下：

1. 防止工作人員輻射曝露(穿戴防護裝備以防止體內曝露，以及藉由屏蔽等降低體外曝露)。
2. 減少拆除過程中產生的粉塵量，並防止其擴散。

敦賀 1 號機在 2017 年 4 月獲得除役計畫認可後，已陸續完成了以下作業：

2017 年 5 月~2017 年 6 月 汽機廠房一樓排水坑除污作業，如圖 3-11 所示。

工程內容

1. 作為拆除機械工作室區域周圍設備的前置作業，對汽機廠房一樓除污室排水坑進行了除污(除污目標：劑量 $<0.1\text{mSv/h}$)。



排水坑除污作業
(汽機廠房一樓、2017/5/15~6/9)

圖 3-11 敦賀 1 號機-排水坑除污作業

2017 年 9 月~2018 年 11 月 新燃料移出作業，如圖 3-12 所示。

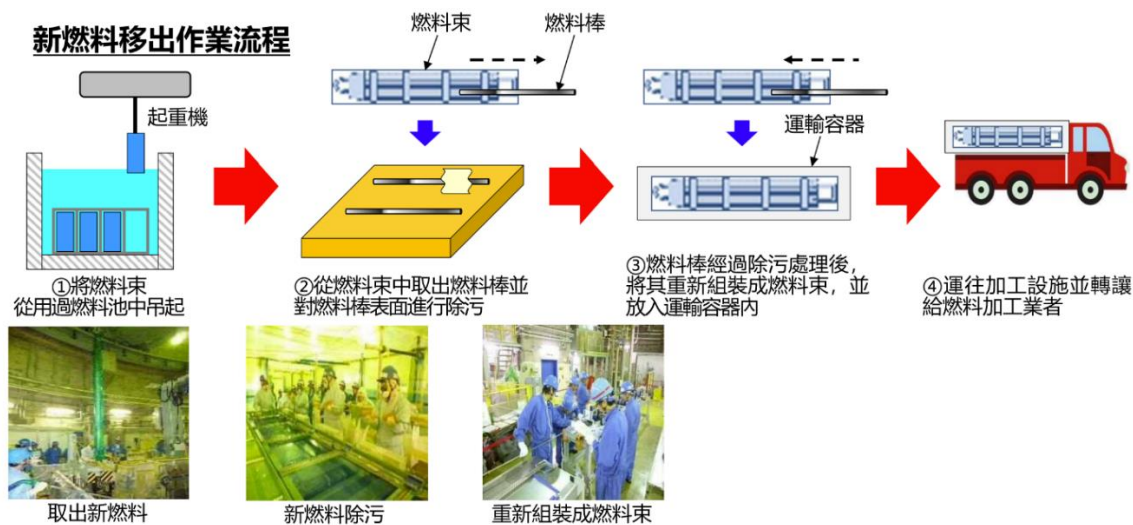


圖 3-12 敦賀 1 號機-新燃料移出作業

工程內容

1. 貯存在用過燃料池中的新燃料(36 組)，在經過除污處理後，已運往加工設施。

2018 年 5 月~ 2019 年 1 月 汽機廠房一樓機械工作室區域及高壓注水系統區域的設備拆除作業，如圖 3-13 所示。

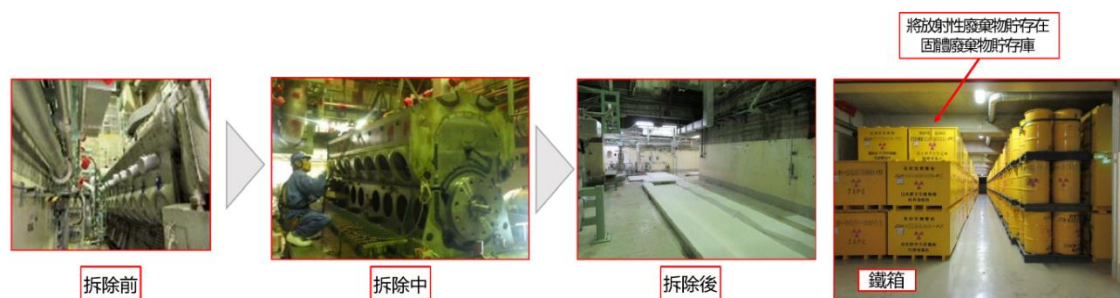


圖 3-13 敦賀 1 號機-汽機廠房一樓機械工作室及高壓注水系統區域設備拆除作業

拆除對象

1. 高壓注水系統設備：柴油引擎、泵、管路及相關支援設備等。
2. 除污室污水槽設備：污水坑、污水泵、管路及相關支援設備等。
3. 機械工作室設備：車床、配電盤等。

工程內容

1. 拆除汽機廠房一樓機械工作室區域周圍所設置的高壓注水系統設備、除污室污水設備等，並對其進行細切割至可裝入鐵箱中的大小。
2. 將拆除物密封於鐵箱內，並運送至固體廢棄物貯存庫貯存。

2018 年 5 月~ 2019 年 2 月 反應器廠房一樓南側區域控制棒驅動單元等拆除作業，如圖 3-14 所示。



圖 3-14 敦賀 1 號機-反應器廠房一樓南側區域控制棒驅動單元等拆除作業

拆除對象

1. 控制棒驅動液壓系統：控制棒驅動液壓單元(HCU)、管路及相關支援設備等。
2. 反應器冷卻水淨化系統等：管路及相關支援設備等。

工程內容

1. 拆除反應器廠房一樓南側區域的控制棒驅動液壓系統設備、反應器冷卻水淨化系統管路等，並對其進行細切割至可裝入鐵箱中的大小。
2. 將拆除物密封於鐵箱內，並運送至固體廢棄物貯存庫貯存。

2018 年 5 月~ 2020 年 3 月 汽機廠房三樓汽機、發電機等拆除作業，如圖 3-15 所示。



圖 3-15 敦賀 1 號機-汽機廠房三樓汽機、發電機等拆除作業

拆除對象

1. 汽機、發電機：高壓及低壓汽機、複合中間閥(再熱閥與中間閥合成一體)、汽機填函蓋蒸汽產生器、主發電機、勵磁器等。

工程內容

1. 拆除汽機廠房三樓的汽機、發電機等，並對其進行細切割至可裝入鐵箱中的大小。
2. 將拆除物密封於鐵箱內，並運送至固體廢棄物貯存庫貯存。
3. 低壓汽機及發電機的轉軸在工程結束後仍存放在汽機廠房三樓。

2020 年 7 月~2021 年 2 月 氫氣及氧氣產生器(水電解裝置)拆除作業，如圖 3-16 所示。



圖 3-16 敦賀 1 號機-氫氣及氧氣產生器(水電解裝置)拆除作業

拆除對象

1. 氫氣及氧氣產生器(水電解裝置)：電解槽、壓縮機、調節槽、管路及相關支援設備等。

工程內容

1. 拆除氫氣及氧氣產生器(水電解裝置)廠房所設置的氫氣及氧氣產生器(水電解裝置)，並對其進行細切割至可作為事業廢棄物處理或出售處理的大小。

2021 年 2 月~2021 年 10 月 汽機核機冷卻系統熱交換器等拆除作業，如圖 3-17 所示。



圖 3-17 敦賀 1 號機-汽機核機冷卻系統熱交換器等拆除作業

拆除對象

1. 汽機核機冷卻設備：熱交換器、冷卻水泵、管路及相關支援設備等。
2. 發電機定子冷卻設備：冷卻器、循環水泵、儲水槽、管路及相關支援設備等。
3. 發電機密封油設備：真空槽、封油泵、洩水分離器、管路及相關支援設備等。

工程內容

1. 拆除汽機廠房一樓所設置的汽機核機冷卻設備、發電機定子冷卻設備、發電機封油設備，並對其進行細切割至可裝入鐵箱中的大小。
2. 將拆除物密封於鐵箱內，並運送至固體廢棄物貯存庫貯存。
3. 可判定為非放射性廢棄物的廢棄物則作為事業廢棄物處理或出售處理。

2021 年 2 月~2021 年 7 月 廠房外設備拆除作業，如圖 3-18 所示。

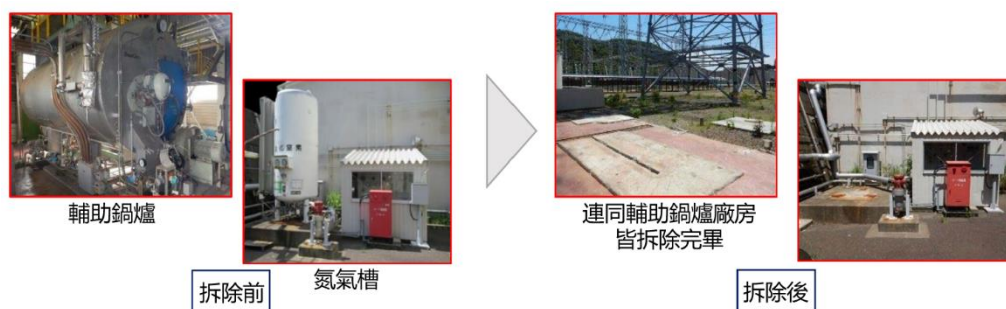


圖 3-18 敦賀 1 號機-廠房外設備拆除作業

拆除對象

1. 輔助鍋爐設備：鍋爐、泵、管路及相關支援設備、輔助鍋爐廠房等。
2. 液態氣體儲存槽(冷蒸發器，Cold Evaporator)：氮氣槽、蒸發器、管路及相關支援設備等。

工程內容

1. 拆除輔助鍋爐廠房一樓所設置的輔助鍋爐設備，以及廠房外所設置的液態氣體儲存槽，並對其進行細切割至可作為事業廢棄物處理或出售處理的大小。

2. 拆除新廢棄物處理廠房的輔助鍋爐管路及相關支援設備等，並對其進行細切割至可裝入鐵箱中的大小。
3. 將拆除物密封於鐵箱內，並運送至固體廢棄物貯存庫貯存。
4. 可判定為非放射性廢棄物的廢棄物則作為事業廢棄物處理或出售處理。

2022 年 1 月~2022 年 3 月 (放射性廢棄物)壓縮減容裝置設置工程，如圖 3-19 所示。

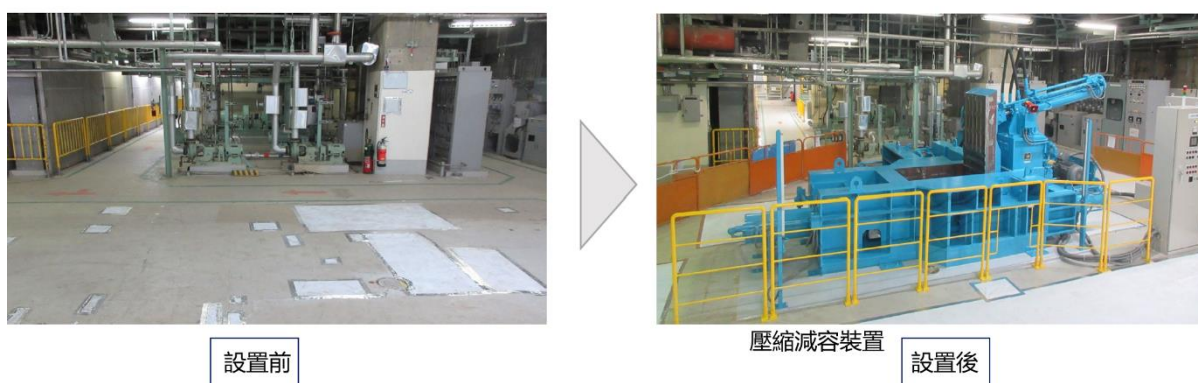


圖 3-19 敦賀 1 號機-(放射性廢棄物)壓縮減容裝置設置工程

工程內容

1. 於汽機廠房一樓汽機核機冷卻系統熱交換器的拆除位置，設置壓縮減容裝置，以用於壓縮及減容除役作業過程中產生的放射性廢棄物。
2. 因設置工程而產生的放射性固體廢棄物則被密封於 200 升鋼桶內，並存放在固體廢棄物貯存庫。
3. 因設置工程而產生的廢棄物，若可判定為非放射性固體廢棄物，則作為事業廢棄物處理。

2022 年 10 月~2023 年 1 月 進水口區域拆除作業，如圖 3-20 所示。



圖 3-20 敦賀 1 號機-進水口區域拆除作業

拆除對象

1. 海水攔污柵：濾網本體、附屬設備。
2. 循環水系統裝置：硫酸亞鐵注入槽、附屬設備。
3. 起重裝置：本體、附屬設備。

工程內容

1. 拆除廠房外進水口區域所設置的海水攔污柵、循環水系統裝置、起重裝置，並對其進行細切割至可作為事業廢棄物處理或出售處理的大小。
2. 拆除後的廢棄物作為事業廢棄物處理。

2022 年 12 月~2023 年 3 月 藥劑注入泵等拆除作業，如圖 3-21 所示。



圖 3-21 敦賀 1 號機-藥劑注入泵等拆除作業

拆除對象

1. 硫酸注入裝置：硫酸注入泵、管路及相關支援設備等。
2. 氫氧化鈉注入裝置：氫氧化鈉注入槽、管路及相關支援設備等。

工程內容

1. 拆除汽機廠房一樓所設置的硫酸注入裝置、氫氧化鈉注入裝置，並對其進行細切割至可裝入鐵箱或鋼桶中的大小。
2. 將拆除物密封於鐵箱或鋼桶內，並運送至固體廢棄物貯存庫貯存。
3. 可判定為非放射性廢棄物的廢棄物則作為事業廢棄物處理或出售處理。

2023 年 12 月~2024 年 3 月 液態毒物注入系統拆除作業，如圖 3-22 所示。



圖 3-22 敦賀 1 號機-液態毒物注入系統拆除作業

拆除對象

1. 液態毒物注入裝置：液態毒物注入泵、液態毒物注入系統貯存槽、液態毒物注入試驗槽、管路及其他附屬設備等。

3.1.3 敦賀核電廠-期中報告問題回覆

問 1：

有關日本核電廠除役作業個案，請蒐集業主在各階段提送之文件與日本管制單位審查/視察之結果，以釐清管制作為與時序。

答 1：

日期	NRA 受理/認可除役電廠(敦賀 1 號機)文件	備註
2016 年 2 月 12 日	NRA 受理日本原子力發電公司敦賀核電廠 1 號機除役計畫認可申請書	
2017 年 2 月 10 日	NRA 受理日本原子力發電公司敦賀核電廠 1 號機除役計畫認可申請書的補正書	
2017 年 4 月 19 日	NRA 認可日本原子力發電公司敦賀核電廠 1 號機的除役計畫	
2019 年 10 月 31 日	NRA 受理日本原子力發電公司敦賀核電廠 1 號機除役計畫變更認可申請書	● 引進壓縮減容裝置，以減少除役工程產生的雜項固體廢棄物及金屬的體積 ● 在存放汽機轉動子等大型拆除物時，藉由包裝來防止污染擴散，明確了大型機械的存放方法

2020 年 3 月 9 日	NRA 受理 日本原子力發電公司敦賀核電廠 1 號機除役計畫變更認可申請書的 <u>補正書</u>	● 對除役期間引進的設備進行具體說明 ● 修正內容(合理化/最佳化)，同時修改相關條文
2020 年 3 月 19 日	NRA 認可 日本原子力發電公司敦賀核電廠 1 號機除役計畫的變更	
2020 年 9 月 4 日	NRA 受理 日本原子力發電公司敦賀核電廠 1 號機 <u>除役計畫變更認可申請書</u>	● 根據「實用發電用核子反應器設置運轉規則」的部分修訂，進行的變更 ● 由於用過核燃料的衰變熱減少，因此變更性能維持設施
2021 年 1 月 12 日	NRA 受理 日本原子力發電公司敦賀核電廠 1 號機除役計畫變更認可申請書的 <u>補正書</u>	● 追加性能維持設施(用過核燃料運輸容器) ● 進行內容的增補及刪除
2021 年 2 月 26 日	NRA 認可 日本原子力發電公司敦賀核電廠 1 號機除役計畫的變更	

問 2：

有關敦賀電廠在空氣中切割反應器壓力槽，請蒐集日本管制單位之管制要求與業主作業之考量

答 2：

有關反應器本體的拆除方法，對於活度等級較高的部分，如爐心支撐結構

物的頂部爐心柵格、爐心側板頂部、燃料支撐板及底部爐心柵格等，採用水中熱切割或機械切割法進行拆除；對於活度等級較低的其他部分，如飼水噴嘴、爐心側板底部等，則根據污染狀況，在考量到安全確保對策後，可在空氣中採用熱切割或機械切割法進行拆除。

採取以下安全確保對策：

- 根據污染狀況，對於施工中產生的放射性氣體，採取防止污染擴散措施（例如防止污染擴散的密閉設備、局部過濾器、局部排氣風扇等）；對於施工中產生的放射性液體，則採取防止洩漏措施（如廢液回收容器、廢液回收泵等）。
- 為減少體外曝露，根據作業環境，在等效劑量率較高的情況下，將採取輻射屏蔽、遠端遙控及進出管制措施；為減少體內曝露，根據作業環境，當污染程度較高時，將使用防護裝備。
- 確保維護管理設施，以及與 2 號機安全相關必要設施不受影響，包括移動式嚴重事故因應設備的存放位置及進入路徑。
- 採取安全對策，以防止火災、爆炸、以及搬運重物等人為事件可能引發的事故。
- 事故發生時，將採取防止事故擴大等緊急應變措施，並努力快速復原。

問 3：

請蒐集敦賀電廠於拆除期間，確保仍需運轉之管路及管線為可用之相關資訊。

答 3：

敦賀電廠除役計畫書說明需進行維護管理的設備包括：

- 防止放射性物質污染周圍環境的設備
- （反應器廠房建築物、通風設備及放射性廢棄物處理設施等）
- 確保除役作業安全的設備
- （區域監測器等輻射管理設施、柴油發電機等備用電源設備及消防設

備等)

- 雖然上述設備中僅消防設備細分至管路，但是其他載明為仍需運轉的設備，其管路均需確保可用。

3.2 日本東北電力公司-女川 1 號機

3.2.1 女川 1 號機-概要

女川核電廠 1 號機自 1984 年 6 月開始運轉，歷時 34 年，於 2018 年 12 月 21 日停止運轉。截至 2010 年度末，總發電量達 830 億 kWh，產能利用率為 67.4%。其設備概要如下：

所在地	日本宮城縣
核子反應器型式	沸水式反應器(BWR)
核子反應器圍阻體	馬克一型(Mark I)
額定電功率	524 MW
燃料束數量	368 束

3.2.2 女川 1 號機-除役現況

女川 1 號機除役整體時程需要 34 年分為 4 個階段進行實施，如圖 3-23 所示。

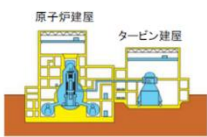
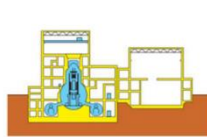
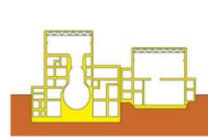
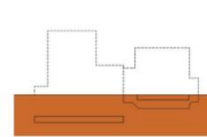
各階段區分	第1階段	第2階段	第3階段	第4階段
	拆除工程準備期間 8年(2020年度～2027年度) 	反應器區域周圍設備 拆除期間 7年(～2034年度) 	反應器區域設備 拆除期間 9年(～2043年度) 	廠房拆除期間 10年(～2053年度) 
主要工程	燃料移出			
	污染狀況調查			
	安全貯存	拆除輻射管制區內的設備(除了反應器區域)	拆除反應器區域	拆除廠房
	此次開始工程 			
	除污			
	拆除輻射管制區外的設備			
	放射性廢棄物處理處置			

圖 3-23 女川 1 號機-除役工程進度

以下是除役主要作業：

(1) 燃料移出

1 號機用過燃料池中貯存的用過核燃料(821 束)將於第二階段開始之前轉讓給再處理業者或運送至女川 3 號機的用過燃料池進行貯存。

目前貯存在 2 號機和 3 號機用過燃料池中的 1 號機用過核燃料 (2 號機:95 束, 3 號機:66 束), 將於除役結束前轉讓給再處理業者。

新燃料 (1 號機用過燃料池: 40 束, 1 號機新燃料貯存庫:1 束), 將於第二階段開始前運送至燃料加工廠並轉讓給加工業者。

(2) 污染狀況調查

為了減少輻射工作人員的劑量並評估放射性廢棄物的產生量, 將評估放射性物質的分布及殘留活度, 並選定除污範圍。以評估方式計算活度, 並在設施內的代表點進行測量, 如圖 3-24 所示。

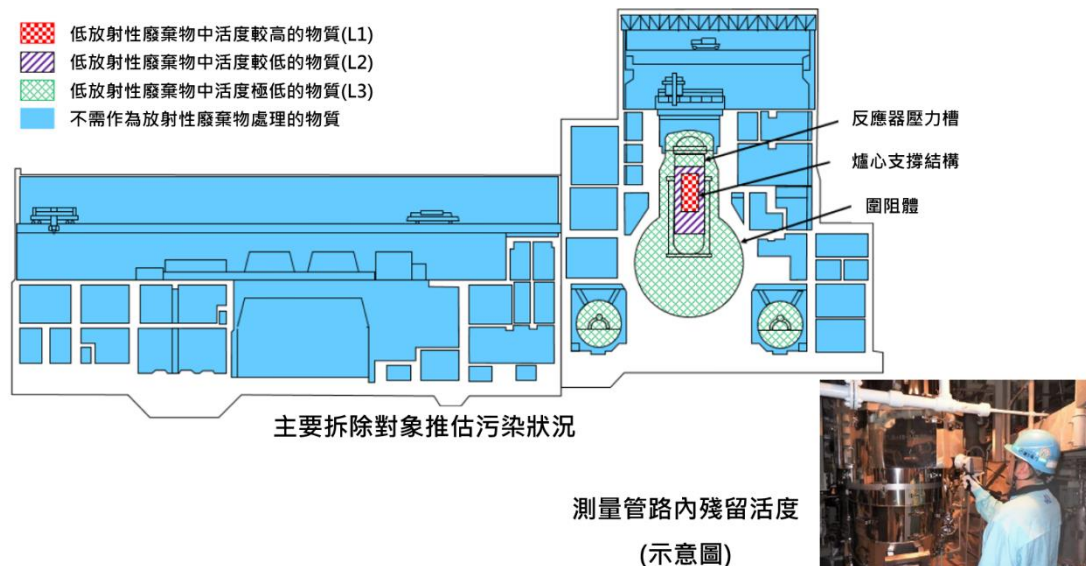


圖 3-24 女川 1 號機-拆除對象推估污染狀況

(3) 除污

為了減少輻射工作人員的劑量，針對反應器周圍預估污染較多的設備和管路，使用機械或化學藥品去除放射性物質，如圖 3-25 所示。除污範圍的選定，以有效降低工作人員輻射劑量為考量。

(4) 輻射管制區域外設備的拆除

在不影響安全功能的範圍內，對設置於輻射管制區域外的設備和設施進行拆除。圖 3-26 為主變壓器的拆除例子。

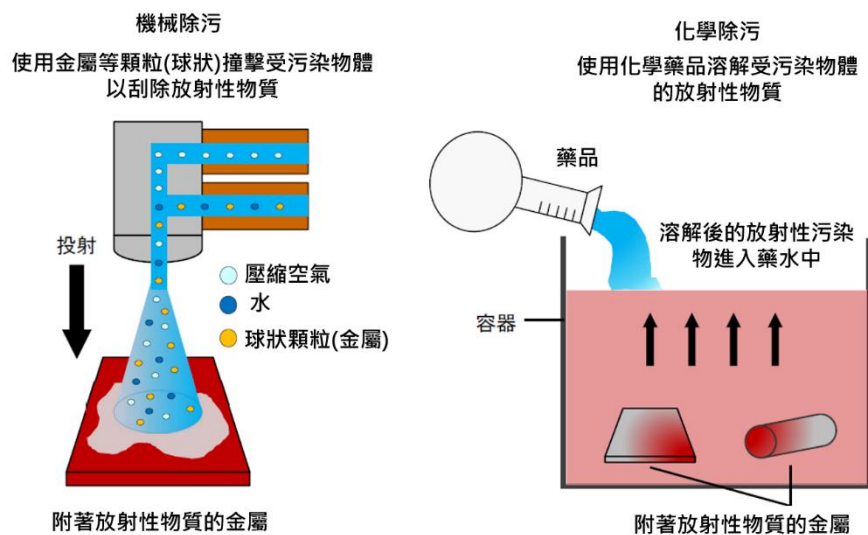


圖 3-25 女川 1 號機-機械及化學除污示意圖



圖 3-26 女川 1 號機-主變壓器的拆除例子

(5) 放射性廢棄物的處理處置

在女川 1 號機拆除過程產生的約 30 萬噸廢棄物中，約 94%（約 284,000 噸）並非放射性廢棄物（可按照一般產業廢棄物處理）。在除役期間內，預計產生的放射性廢棄物量及其處理處置方法如下：

1. 放射性氣體廢棄物及放射性液體廢棄物
2. 與反應器運轉期間相同，根據廢棄物的種類、特性等進行處理。
3. 放射性固體廢棄物

對於低放射性廢棄物，根據活度等級、種類及特性等，於除役結束前廢棄於專用的廢棄設施。

對於不需要作為放射性物質處理的物質（解除管制），根據法律規定的程序並經管制單位認可後，儘可能進行再生利用。

除役期間放射性固體廢棄物的預估產生量如下：

活度等級區分		預估產生量
低放射性廢棄物	活度較高的物質（L1）	約 60 噸
	活度較低的物質（L2）	約 740 噸
	活度極低的物質（L3）	約 5,340 噸
不需要作為放射性物質處理的物質（解除管制）		約 12,400 噸
合計		約 18,500 噸

※1 L1～L3 是根據活度等級的高低進行劃分的，其中 L1 是最高的，L3 是最低的。

※2 根據第一階段進行的污染狀況調查結果進行檢討。

由於處理尾數的原因，合計值會不一致。

(6) 周邊監視區域邊界的變更

變更概要：為確保挖掘出的沙土有堆積場地，計畫對周邊監視區域邊界進行部分變更。因此，修改女川核電廠反應器設施安全規定中所定的周邊監視區域邊界圖的一部分。由於本次變更對劑量評估沒有影響，因此女川核電廠反應器設置許可申請書（2、3 號機）及女川核電廠 1 號機除役計畫認可申請書不會變更。

安全規定變更內容：安全規定第 1 編第 99 條（周邊監視區域）及第 2 編第 299 條（周邊監視區域），將對顯示周邊監視區域邊界的圖 99 及圖 299 進行變更。

周邊監視區域邊界的變更對劑量評估的影響：周邊監視區域邊界變更後，1 號機煙囪的南方 (S) 和南南西 (SSW) 方向「① 氣體廢棄物中稀有氣體的加馬射線所造成的有效劑量」分別約為 5.1 $\mu\text{Sv/y}$ 和 4.7 $\mu\text{Sv/y}$ ，約為 1 號機煙囪東南 (SE) 方向約 13 $\mu\text{Sv/y}$ 的四成。周邊監視區域邊界的位置將擴展最大約 60 公尺。假設這個擴展範圍內往南南西 (SSW) 方位擴展 60 公尺，則有效劑量將從約 4.7 $\mu\text{Sv/y}$ 降低到約 4.4 $\mu\text{Sv/y}$ ，劑量影響將減少約一成。

以下是女川電廠 1 號機在各階段提送之文件與日本管制單位審查/視察之結果

日期	NRA 受理/認可除役電廠 (女川 1 號機)文件	備註
2019 年 7 月 29 日	NRA 受理東北電力公司女川核 電廠 1 號機除役計畫認可申請書	
2020 年 2 月 25 日	NRA 受理東北電力公司女川核 電廠 1 號機除役計畫認可申請書 的補正書	
2020 年 3 月 18 日	NRA 認可東北電力公司女川核 電廠 1 號機的除役計畫	
2020 年 4 月 1 日	NRA 受理東北電力公司女川核 電廠 1 號機除役計畫認可申請書 的輕微變更申請	原社長原田宏哉變 更為新社長樋口康 二郎
2020 年 9 月 4 日	NRA 受理東北電力公司女川核 電廠 1 號機除役計畫認可申請書 的變更申請	
2021 年 1 月 29 日	NRA 受理東北電力公司女川核 電廠 1 號機除役計畫認可申請書 的補正書	核燃料吊運設備新 增：用過燃料運送 容器(護箱)
2021 年 2 月 26 日	NRA 認可東北電力公司女川核 電廠 1 號機的除役計畫變更	

3.2.3 女川 1 號機-管制機關審查意見回覆

以下是女川 1 號機提出除役計畫許可或變更申請時，管制機關的審查意見(以下簡稱「問」)及電廠的回覆內容(以下簡稱「答」)。

2019 年 9 月 19 日除役計畫審查會議

問 1：

關於用過燃料的貯存，請說明不使用乾式貯存設施的原因及將其貯存於 3 號機用過燃料池的優勢。

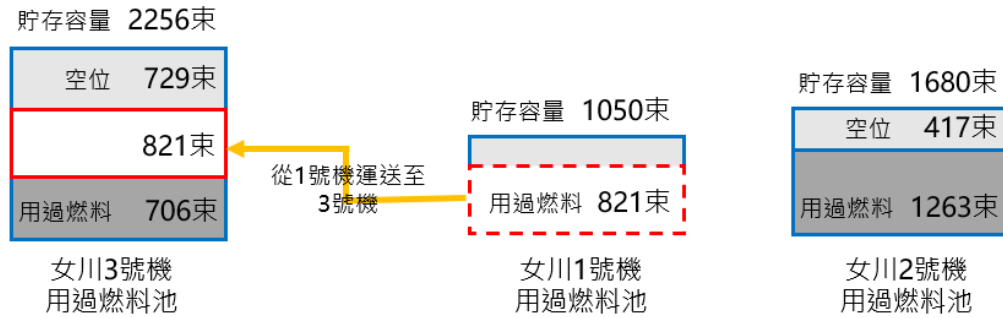
答 1：

考慮用過燃料池貯存狀況以及運送至六所村再處理設施的狀況，目前正考慮在廠址內外設置乾式貯存設施等各種貯存方案。在除役計畫中基於以下原因，決定將 1 號機用過燃料池中的用過燃料移出至 3 號機的用過燃料池。

1 號機的用過燃料目前可以被運送至與 1 號機共用的 2 號及 3 號機的用過燃料池，以及六所村再處理設施。即使是搬運至乾式貯存設施，乾式貯存容器設計上重量及尺寸都較大，因此無法在 1 號機反應器廠房內處理，而需要使用用過燃料運送容器將其移出至其他機組的用過燃料池。

1 號機用過燃料池的用過燃料大約有半數為 9x9 燃料，由於以下原因目前無法在乾式貯存設施中貯存：依照女川 1 號機的情況，乾式貯存容器的設計適合冷卻期超過 10 年的燃料，而 1 號機用過燃料池中的 9x9 燃料冷卻期間不足 10 年。目前正在設計能夠存放 9x9 燃料的乾式貯存容器，因此現階段無法將 9x9 燃料存入乾式貯存容器中。

3 號機的用過燃料池比 2 號機大，即使全部接收 1 號機用過燃料池貯存的所有用過燃料，也有足夠的容量餘裕。此外，從搬運作業的角度來看，將所有燃料一次性搬至 3 號機也是合理的。即使將 1 號機用過燃料池中的所有用過燃料都貯存到 3 號機的用過燃料池，如果以運送到往六所村再處理設施為前提，將來 3 號機的用過燃料池也不會超過可用容量。



問 2：

請說明核燃料物質移出需時 8 年的原因。

答 2：

核燃料物質規劃在除役計畫獲得核准後 8 年內從 1 號機移出，這是考慮到標準作業期間以及與其他除役工作的協調所需的工程餘裕。

預期的標準作業期間如下：

① 準備作業（約 1 年半）

檢查和維修燃料搬運所需設備（1 號及 3 號機的天車和燃料更換機）

用過燃料運送容器的檢查，相關設備的準備

用過燃料運送容器裝載 9X9 燃料的工程計畫獲得認可

② 用過燃料 821 束的運送作業（約 2 年半）

在 1 號機將用過燃料裝入運送容器

從 1 號機運送到 3 號機

在 3 號機的用過燃料池進行貯存作業

③ 新燃料 41 束的移出作業（約 1 年）

對貯存於用過燃料池的新燃料進行除污

將新燃料裝入運送容器

轉讓給加工業者

問 3：

關於用過燃料貯存設施（如用過燃料池等）的維護期間，請根據第 1 階段的工作內容整理應維護的功能，並進行說明。

答 3：

核燃料物質規劃在除役計畫獲得核准後 8 年內從 1 號機移出，這是考慮到用過燃料池及用過燃料池冷卻淨化系統的維持功能如下：

	新燃料	臨界防止功能
用過燃料池	用過燃料	臨界防止功能、輻射屏蔽功能、水位監測功能、洩漏監測功能。
用過燃料池冷卻淨化系統	用過燃料	冷卻淨化功能、用過燃料池補水功能

關於用過燃料池的功能，由於需要在貯存用過燃料或新燃料期間內維護，所以防止臨界功能的維護期間應持續到新燃料及用過燃料移出完成為止，並修正申請書的內容如下：

設備（廠房）名稱		維護數量	維護功能	維護期間
用過燃料池（包括貯存格架及用於監測用過燃料池水位及用過燃料池水洩漏的設備。）		1 組	臨界防止功能	直到貯存於 1 號機的新燃料及用過燃料完全移出為止
			輻射屏蔽功能、水位監測功能、洩漏監測功能	直到貯存於 1 號機的用過燃料完全移出為止
用過燃料池冷卻淨化系統	過濾除礦設備	1 組	冷卻淨化功能	
	泵	1 台		
	熱交換器	1 組		
	冷凝水貯存槽（包括補水管路）	1 組	用過燃料池補水功能	

問 4：

評估結果顯示，即使完全喪失用過燃料池水，仍可保持燃料束的完整性。

另一方面，為了確保用過燃料池冷卻，仍須維護管理柴油發電機及核機冷卻水系統，請說明其整合性。

答 4：

即使在冷卻水沸騰或喪失的情況下亦能有效預防臨界事故的發生。

從確保用過燃料池混凝土的完整性的角度來看，與運轉期間的安全規定相同，需要滿足用過燃料池的水溫保持在 65°C 以下的基準，因此需要維護管理柴油發電機及核機冷卻水系統等設備。

關於這些設備的維護管理，將根據以下「發電用反應器設施及試驗研究用等反應器設施的除役計畫審查基準」中的要求進行：

- 在外部電源喪失時，為確保拆除中的反應器設施安全所需，仍需確保適當容量的電源設備，並予以適當維護管理。
- 對於其他確保安全所需的設備（照明設備、核機冷卻水設備等），應保持其適當的功能並進行維護管理。

2019 年 11 月 14 日除役計畫審查會議

問 5：

關於柴油發電機的維護管理，先行電廠因認為用過燃料池冷卻非必要而未維護柴油發電機，且已申請此項決定，同時考慮到電源恢復前有時間上的餘裕，亦可考慮使用移動式電源作為替代電源。因此，請重新評估其必要性並再次說明。

答 5：

關於用過燃料池冷卻功能及緊急電源的必要性：

從維持用過燃料池混凝土完整性的角度考慮，用過燃料池的水溫需如運轉期間一樣，滿足安全規定所定的設施運轉標準，即 65°C 以下。

用過燃料池的水溫根據 2018 年 11 月用過燃料池冷卻淨化系統全停時的實

測值，採用全停後最嚴苛的溫度上升率，經評估在冷卻停止後約 13 天達到 65°C。因此，目前階段仍需維持用過燃料池的冷卻功能及緊急用電源。

然而，實際上，隨著燃料池水溫的上升，溫度上升率有逐漸放緩的趨勢，且從評估時點起衰變熱已經減少，因此判斷有更足夠的時間余裕。

未來將依據先行電廠實績，根據水溫與氣溫等測量結果進行評估與驗證，並探討如何合理維持用過燃料池的冷卻功能及緊急電源的必要性，以進行合理的設備維護管理。

關於選擇現有的緊急用柴油發電機作為緊急電源的理由：

由於用過燃料池冷卻所需的核機冷卻水泵，以現有的移動式電源車的電源容量不足以驅動，因此需要採用更大容量的設備作為移動式替代電源。在這種情況下，為了從室外連接至緊急電源匯流排，需要變壓設備以及通風、冷卻、燃料供應等輔助設備，並需要重新設計固定設備以連接輔助設備。因此，決定維持管理已有充足使用實績且可靠性已經確認的現有緊急用柴油發電機一台。

問 6：

關於渠道孔口板，應基於在 2 號機新規制基準審查中所說明的對 1 號機除役的影響（如海嘯退潮時的影響、非海洋生物引起的進水口阻塞影響等），在本次除役計畫認可申請中進行詳細說明。

答 6：

已根據以下方式確認了渠道孔口板(混凝土)所帶來的影響。

(1) 對 1 號機進水功能的影響：即使在設置渠道孔口板後，亦確認在除役階段所需的海水泵組合下，進水功能仍可確保。

(2) 對 1 號機排水功能的影響：即使在設置渠道孔口板後，亦確認在除役階段所需的海水泵組合下，排水功能仍可確保。

(3) 渠道孔口板部分阻塞的可能性：已確認渠道孔口板不會因海洋生物附著或漂流物而阻塞。

(4) 關於維護管理：為了維持渠道孔口板作為海嘯防護設施的功能及 1 號機的進水功能和排水功能，將根據安全規定及公司內部規定所制定的維護計畫進行適當管理。

進水及排水渠道孔口板概要如下：

女川 1 號機進排水渠道所設置的孔口板（以下稱為「渠道孔口板」），是為了防止 1 號機海水泵室及 1 號機排水立坑因海嘯溢水而導致 2 號機損壞所需的設備。渠道孔口板是設置於 1 號機進水渠道及 1 號機排水渠道的結構物，經由混凝土縮小各自的渠道，如圖 3-27 所示。

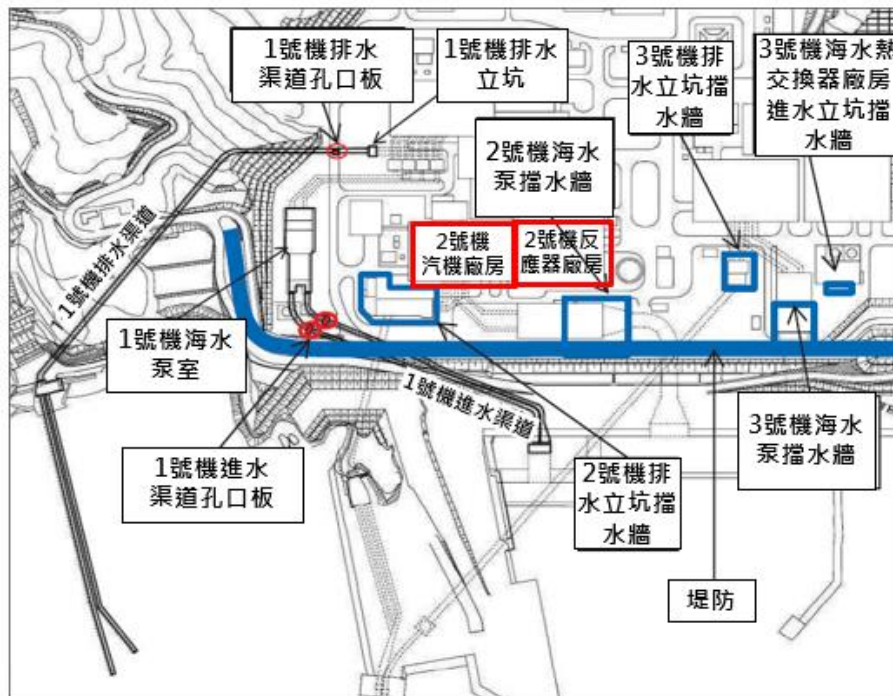


圖 3-27 女川 1 號機-進水及排水渠道孔口板概要圖

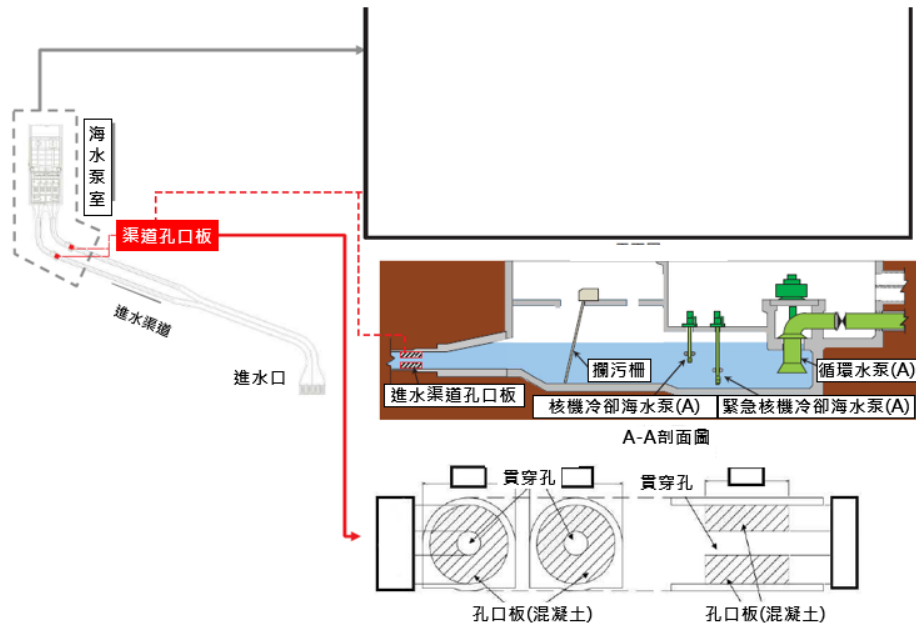


圖 3-28 女川 1 號機-進水渠道孔口板結構圖

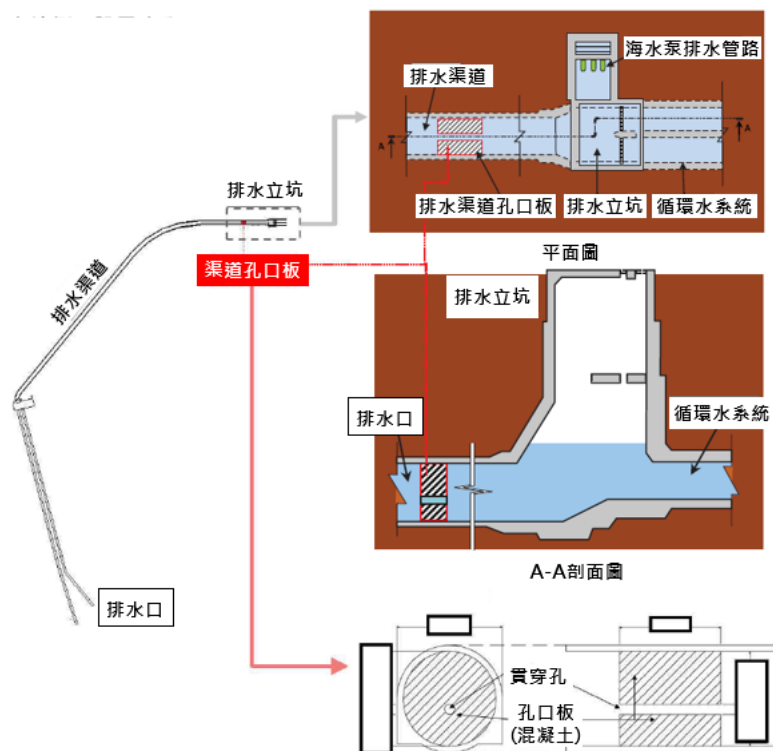


圖 3-29 女川 1 號機-排水渠道孔口板結構圖

進水渠道孔口板結構概要如下：

進水渠道的孔口板設置於進水渠道海水泵室側的直線部分，是為了防止海嘯從進水渠道流入廠址所設置的，並為核機冷卻海水泵進水所需，設置了兩個貫穿孔（ $\phi 1.0\text{m} \times 2$ 條），如圖 3-28 所示。

排水渠道孔口板結構概要如下：

排水渠道孔口板設置於排水渠道的排水立坑側。排水渠道孔口板是為了防止海嘯從排水渠道流入廠址而設置的，並為核機冷卻海水泵的排水流下而設置了貫穿孔（ $\phi 0.5\text{m} \times 1$ 條），如圖 3-29 所示。

除役階段所需的海水系統如下：

在除役階段（拆除工程準備期間），有必要維持用過燃料池的冷卻功能。為了在喪失廠外電源時也能維持冷卻功能，有必要維持由緊急柴油發電機提供電源的功能。上述功能的核機冷卻，需維持海水泵的運轉，平時及緊急時的維護設備及容量如下表所示：

	泵名稱	維護數量	流量(m^3/h)	用途
平時	核機冷卻海水泵(A)	1	960	用過燃料池冷卻
緊急時	核機冷卻海水泵(A)	1	960	用過燃料池冷卻
	緊急核機冷卻海水泵(A)	1	390	緊急柴油發電機(A) 核機冷卻

平時核機冷卻水泵進水功能評估如下：

由於在進水渠道設置孔口板所增加的水頭損失可忽略不計（約 0.0034m ），與核機冷卻海水泵（A）的取水最低水位相比，仍有充分的餘裕。在通常情況下，核機冷卻海水泵（A）單台運轉（ $960\text{m}^3/\text{h}$ ）時，對進水功能無任何影響，如圖 3-30 所示。若考慮到海嘯發生的情況，在退潮時有可能會下降至核機冷卻海水泵的取水最低水位以下，但由於用過燃料池的水溫在到達

設施運轉基準前有約 13 天的充足時間，因此可在海嘯結束後，確認安全後再進行運轉，使進水功能得以恢復，且不會到達設施運轉基準的限值。

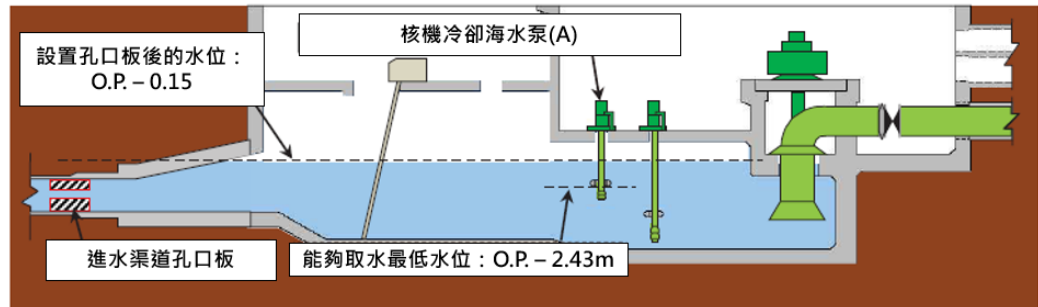


圖 3-30 女川 1 號機-平時核機冷卻水泵進水功能

緊急時核機冷卻水泵進水功能評估如下：

由於在進水渠道設置孔口板所增加的水頭損失約為 0.0063m，儘管海水泵室的水位會略微下降，但與泵的取水最低水位相比，仍有充足的餘裕，如圖 3-31 所示。在緊急時最大流量的組合，即核機冷卻海水泵（A）單台運轉（960m³/h）+ 緊急核機冷卻海水泵（A）單台運轉（390m³/h）的情況下，進水功能不會受到影響。

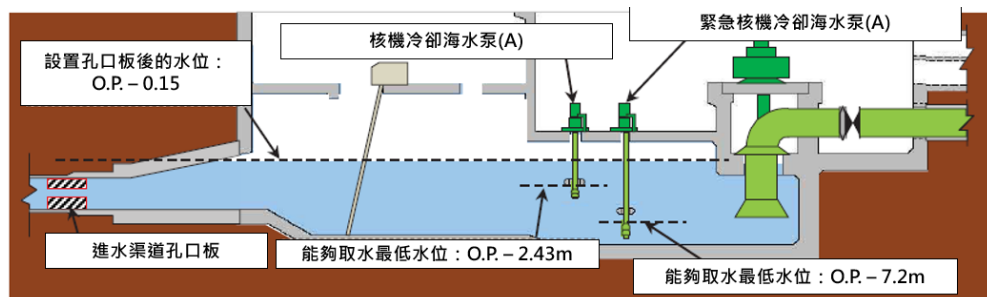


圖 3-31 女川 1 號機-緊急時核機冷卻水泵進水功能

下表歸納了核機冷卻水泵於平時及緊急時進水功能：

	渠道孔口板	流量 (m ³ /s)	水路截面積 (m ²)	流速 (m/s)	進水口水位 (m)	海水泵室水位 (括號內的數值 未進位)(m)	泵能夠取水的 最低水位 (m)
平時	裝置前	0.27	7.54 (ϕ 3.1)	0.04	O.P. - 0.14	O.P. - 0.15 (-0.1402)	O.P. - 2.43 (核機冷卻海 水泵(A))
	裝置後		0.78 (ϕ 1.0)	0.35		O.P. - 0.15 (-0.1436)	
緊急時	裝置前	0.38	7.54 (ϕ 3.1)	0.05	O.P. - 0.14	O.P. - 0.15 (-0.1404)	O.P. - 2.43 (核機冷卻海 水泵(A)) O.P. - 7.2 (緊急核機冷 卻海水泵(A))
	裝置後		0.78 (ϕ 1.0)	0.49		O.P. - 0.15 (-0.1467)	

平時核機冷卻水泵排水功能評估如下：

由於設置渠道孔口板在排水渠道，增加了流體阻力，平時情況下排水立坑的水位將上升約 0.17m，達到 O.P.+1.61m，然而仍遠低於海水泵的排水高度 O.P.+4.6m 如圖 3-32 所示。平時情況下，當核機冷卻海水泵（A）1 台（960m³/h）運轉時，對排水功能沒有影響。

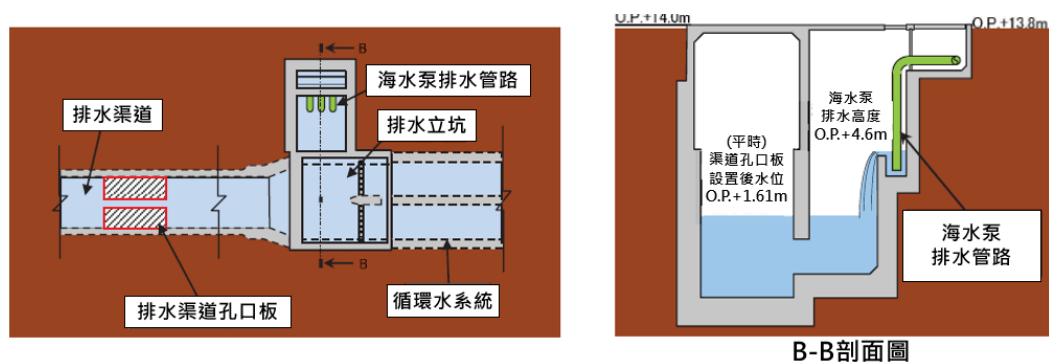


圖 3- 32 女川 1 號機-平時核機冷卻水泵排水功能

緊急時核機冷卻水泵排水功能評估如下：

由於設置渠道孔口板在排水渠道，增加了流體阻力，緊急情況下排水立坑的水位將上升約 0.33m，達到 O.P.+1.77m，然而仍遠低於海水泵的排水高度 O.P.+4.6m，如圖 3-33 所示。在緊急情況下，當核機冷卻海水泵（A）（960m³/h）和緊急核機冷卻海水泵（A）（390m³/h）同時運轉時，對排水功能沒有影響。

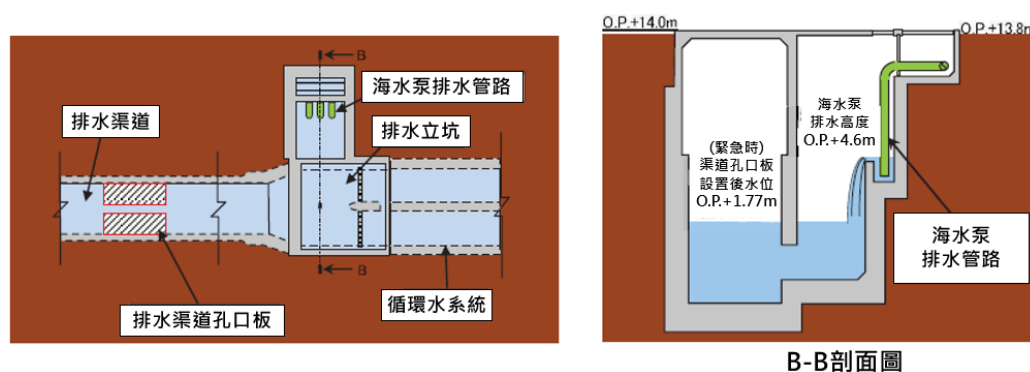


圖 3-33 女川 1 號機-緊急時核機冷卻水泵排水功能

下表歸納了核機冷卻水泵於平時及緊急時排水功能：

	渠道孔口板	流量 (m ³ /s)	水路截面積 (m ²)	流速 (m/s)	排水口水位 (m)	排水立坑水位 (m)	海水泵排水 高度(m)
平時	裝置前	0.27	15.2 (ϕ 4.4)	0.02	O.P. + 1.43	O.P. + 1.44	O.P. + 4.6
	裝置後		0.20 (ϕ 0.5)	1.35		O.P. + 1.61	
緊急時	裝置前	0.38	15.2 (ϕ 4.4)	0.03	O.P. + 1.43	O.P. + 1.44	O.P. + 4.6
	裝置後		0.20 (ϕ 0.5)	1.90		O.P. + 1.77	

海水中的沙子對進水功能的影響如下：

由於渠道孔口板的貫穿孔不會因海水流動而積聚沙子，因此不會因海水中的沙子而堵塞。海水泵室底部位於 O.P.-9.5m，核機冷卻海水泵的底端位於

O.P.-4.0m，緊急核機冷卻海水泵的底端位於 O.P.-7.85m，因此海水泵安裝在海水泵室底部上方 1.65 至 5.5m 的高度。此外，由於設置了渠道孔口板，海水泵室內的沙子流入量將減少，因此砂子的堆積不會對海水泵室內造成影響。另外，關於海水泵運轉受海嘯攜帶的浮沙影響的問題，海水泵的軸承設有異物排放槽，這是在設計上考慮了浮沙影響的對策，因此已確認其不會對運轉造成影響。

在自主管理設備評估方面，除了在除役階段所需的海水系統中提到的維護管理設備組合外，下表中的組合也能夠冷卻用過燃料池，並被視為自主管理設備。然而，由於緊急核機冷卻海水泵（B）的流量與（A）不同，因此為了維護自主管理設備的緊急柴油發電機（B），目前正在進行二者的組合評估。由於核機冷卻海水泵的流量在（A）到（C）之間是相同的，因此在正常情況下的評估結果與「進水功能評估」及「排水功能評估」相同。

	泵名稱	維護數量	流量(m ³ /h)	用途
平時	核機冷卻海水泵(B)	1	960	用過燃料池冷卻
緊急時	核機冷卻海水泵(B)	1	960	用過燃料池冷卻
	緊急核機冷卻海水泵(B)	1	450	緊急柴油發電機(B)核機冷卻

關於渠道孔口板阻塞的可能性，主要來自海洋生物附著及漂流物的影響兩方面。分述如下：

(1) 海洋生物附著的影響：在最近三次定期檢查中，1 號機進水渠道的調查結果顯示，貝類等的附著厚度平均為 5 至 20mm，最大達 90mm。設置於進水渠道的渠道孔口板的貫穿孔直徑為 1,000mm，由於截面縮小，該區域的流速將會增加，這使得比設置前更不容易有海洋生物附著。即使附著量與設置前相同，貫穿孔的尺寸相較於貝類附著厚度仍然足夠大，因此不會出現因附著導致阻塞的可能性。對於排水渠道，流速會比進水渠道增加更多，基於相同的原因，阻塞的可能性也不存在。此外，設置渠道孔口板後，仍

將定期進行檢查和清除工作。

(2)漂流物的影響：1 號機的進水口距離入口（6m×4m）約 3m 的地方（進水渠道側）設有固定式柵欄過濾網（如圖 3-34 所示，鋼製，網孔大小：200mm，垂直鋼材間距：約 500mm）。因此，雖然小於柵欄過濾網開口面積的漂流物可能會流入進水渠道，但由於進水渠道的孔口板的貫穿孔直徑為 1,000mm，固定式柵欄過濾網所通過的小漂流物不會導致進水渠道的孔口板發生阻塞。海嘯帶來的漂流物，也不會導致進水渠道孔口板阻塞。在東北地方太平洋近海地震所引發的海嘯中，雖然電廠港灣內有瓦礫等漂流物漂來，但各機組的進水功能未受影響，並且也在事後使用作業船等設備進行了清除工作。基於這些經驗，海嘯過後可視需要清除漂流物，因此核機冷卻海水泵的進水功能可以保持正常。

渠道孔口板的維護管理方面，為了維持渠道孔口板作為海嘯防護設施的功能及 1 號機的進水功能和排水功能，將根據安全規定及公司內部規定所訂定的維護計畫進行適當的管理。具體來說，針對進水渠道，將定期洩水進行檢查和清掃等作業。對於排水渠道，亦將藉由定期洩水進行檢查和清掃，或使用潛水員、水下攝影機等設備進行檢查和清掃，以確認渠道孔口板部位是否存在變形等問題。如果確認到變形等情況，則將進行詳細調查。



圖 3-34 女川 1 號機-固定式柵欄過濾網

問 7：

對於拆除對象設施的配置圖，應清楚表明設置於 1 號機廠房內的，與 2 號機共用的設施不包括在內，並作適當修正。

答 7：

以下為除役計畫認可申請書的拆除對象設施配置圖修正及其註釋，如圖 3-35 所示，紫色部分為拆除對象設施：

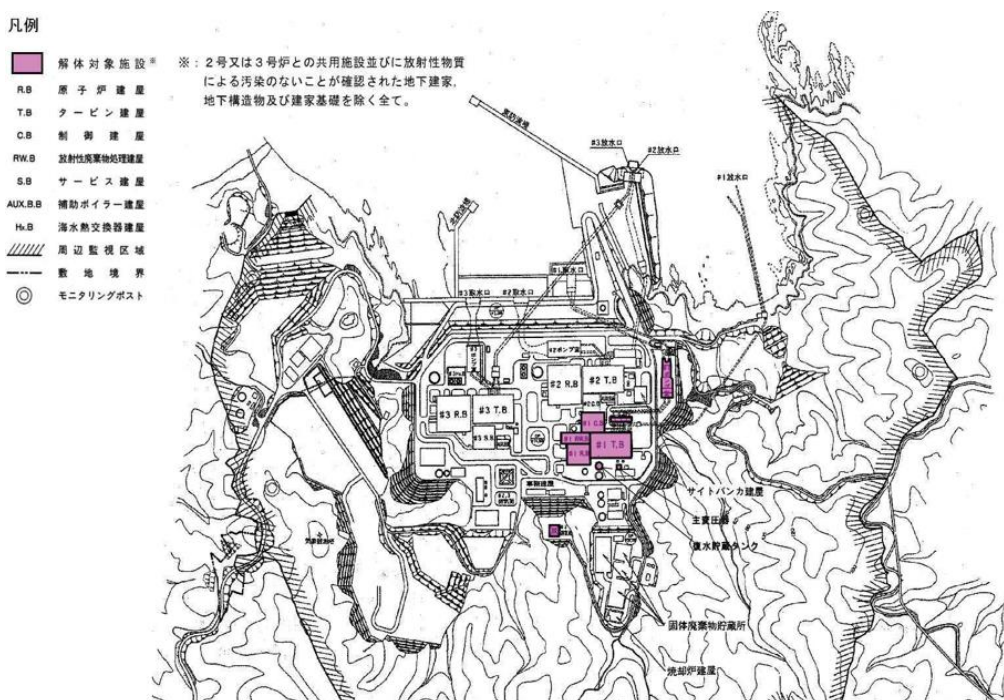


圖 3-35 女川 1 號機-拆除對象設施配置修正圖

※1 除了與 2 號或 3 號機共用的設施以及已確認未受放射性物質污染的地下廠房、地下結構及廠房基礎之外的所有設施。

※2 1 號機放射性廢棄物處理廠房內及控制廠房內設置的共用設施，雖然未列為拆除對象，但將在拆除期間開始前終止共用，並確保廠房內不留有任何非拆除對象設施。

問 8：

請具體說明 1 號機的除役不影響 2 號及 3 號機的運轉（包括移動式緊急救援設備的保管場所及通道路線）。

答 8：

1 號機的除役不得影響 2 號及 3 號機運轉的內容（包括移動式緊急救援設備的保管場所及通道路線），已明確訂定於安全規定及公司內部規定中。具體而言，在工程計畫制定階段、工程規範制定階段及設計變更時，為確認對運轉機組的影響，會在檢查表中列出以下項目，建立可確實管理的機制。另一方面，對運轉機組的影響，亦將建立一個機制可以從運轉機組方面獲得確認。

（確認項目例示）

- 確保 2 號及 3 號機的設備功能不受影響。
- 確保移動式緊急救援設備的保管場所不受影響。
- 移動式緊急救援設備的通道路線需確保必要的通行寬度（3.7m※）。

※ 在移動式緊急救援設備中，最大車寬（2.5m）為「熱交換器設備」，依照此寬度再保留足夠的餘裕。

2020 年 1 月 14 日除役計畫審查會議

問 9：

請在申請書中明確表述，作為選項之一，正考慮將貯存在女川 1 號機的用過燃料，直接從女川 1 號機轉讓給再處理事業者。

答 9：

將根據以下內容修正除役計畫認可申請書的記載。

修正前

1 號機的用過燃料在轉讓之前，將貯存於 1 號機反應器廠房內、2 號機反應器廠房內或 3 號機反應器廠房內的用過燃料貯存設施（用過燃料池）中。此外，貯存在 1 號機反應器廠房內的用過燃料，將在反應器區域周邊設備

拆除期間開始前，使用用過燃料運送容器搬運至 3 號機反應器廠房內的用過燃料貯存設施（用過燃料池）中進行貯存。

修正後

1 號機的用過燃料在轉讓之前，將存放於 1 號機反應器廠房內、2 號機反應器廠房內或 3 號機反應器廠房內的用過燃料貯存設施（用過燃料池）中。此外，貯存在 1 號機反應器廠房內的用過燃料，將在反應器區域周邊設備拆除期間開始前，使用用過燃料運送容器將其轉讓給再處理事業者，或搬運至 3 號機反應器廠房內的用過燃料貯存設施（用過燃料池）中進行貯存。

問 10：

請整理 SCALE 程式中有效增殖因數的計算值與實驗值之間的差異。此外，在整理過程中，請特別注意水密度在 $0\sim 1.0\text{g/cm}^3$ 範圍內的情況。

答 10：

從臨界實驗驗證手冊^{※1} 中選擇了 103 個適合日本 BWR 評估的案例，將 EALF^{※2} 作為橫軸，C/E^{※3} 作為縱軸進行整理。由圖(因涉及商業機密，不公開)可見，C/E 接近 1，因此 SCALE 程式的計算值與實驗值是一致的。

申請評估的 EALF 範圍由圖 1 的紅框表示，驗證結果涵蓋了評估的 EALF 範圍，因此使用 SCALE 程式進行評估是合理的。

※1 INTERNATIONAL HANDBOOK OF EVALUATED CRITICALITY SAFETY BENCHMARK EXPERIMENTS, September 2012 Edition (OECD/NEA)

※2 Energy corresponding to the Average neutron Lethargy causing Fission：貢獻於核分裂的中子平均能量

※3 Calculated to Expected ratio：SCALE 程式計算值與實驗所得的有效增殖因數的比值。越接近 1，表示計算值與實驗值越一致。

問 11：

請考慮用過燃料池的實際系統與無限系統之間的差異，整理中子在進一步減速條件下有效增殖因數的特性。

答 11：

在本次評估中，計算系統假設為無限系統。從中子的洩漏觀點來看，無限系統是在沒有中子洩漏的條件下進行評估，因此結果較為保守。

此外，雖然池內設置了多個貯存格架，但著眼於格架角落，其外側存在較大的水域。為考慮此水域對中子最佳減速的影響，進行了一項假設性評估，即將水的密度設定為大於 1g/cm^3 ，以增強中子的減速效果。評估結果如圖(因涉及商業機密，不公開)所示，由於有效增殖因數隨著離開最佳減速條件而單調下降，因此本計算系統的評估是合理的。

3.3 日本關西電力公司-大飯 1、2 號機

3.3.1 大飯 1、2 號機-概要

大飯核電廠 1 號機及 2 號機(PWR, 4 迴路)是東京電力福島第一核電廠事故後，日本國內除役機組中發電量最大的核子反應器，兩座機組的發電量均達 1175MW，如圖 3-36 所示。

大飯 1 號及 2 號機也是日本國內唯一採用冰冷凝器(Ice Condenser)型式圍阻體(圖 3-37)的機組，與其他電廠相比，其圍阻體體積非常小，如圖 3-38 所示。鑑於圍阻體結構的特殊性，以及重啟大型老舊機組所需的高昂安全對策工程成本(例如，使用耐燃電纜替代現有的電纜等)，考量到不符合經濟效益，關西電力於 2017 年決定將兩座機組除役

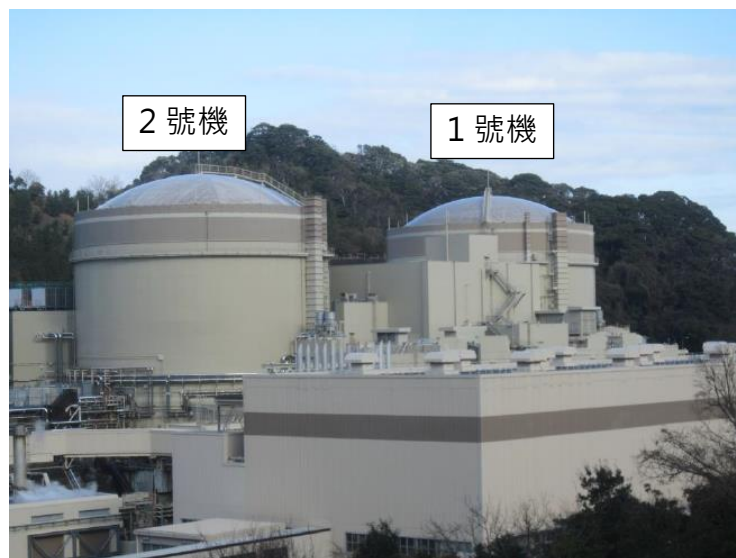


圖 3-36 大飯 1、2 號機



圖 3- 37 大飯 1、2 號機-冰冷凝器型式圍阻體

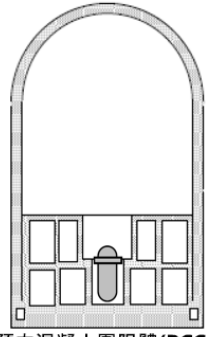
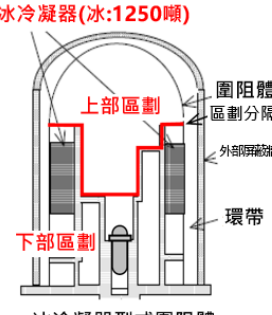
		大飯3、4號機	大飯1、2號機
圍阻體概要圖		 預力混凝土圍阻體(PCCV)	 冰冷凝器型式圍阻體
參數比較	高度	6.5 m	5.2 m
	內徑	4.3 m	3.7 m
	自由體積	7.4 千m ³	3.8 千m ³
	屏蔽牆厚度	1,100 mm	300 mm
	最高使用壓力	0.392 MPa	0.092 MPa
特徵		- 自由體積很大 - 可將事故時產生的蒸汽包封在圍阻體內	- 自由體積很小(約為3、4號機的一半) - 藉由冰冷凝器冷卻及凝結事故時產生的蒸汽
爐心熔毀時的減壓方式(管制要求)		再循環單元	再循環單元+過濾排氣

圖 3- 38 大飯 1、2 號機與 3、4 號機圍阻體體積比較圖

3.3.2 大飯 1、2 號機-除役現況

大飯 1 號及 2 號機的除役工程規劃分為四個階段進行，從 2019 年度(認可後)至 2048 年度，總期程約為 30 年，如圖 3-39 所示。

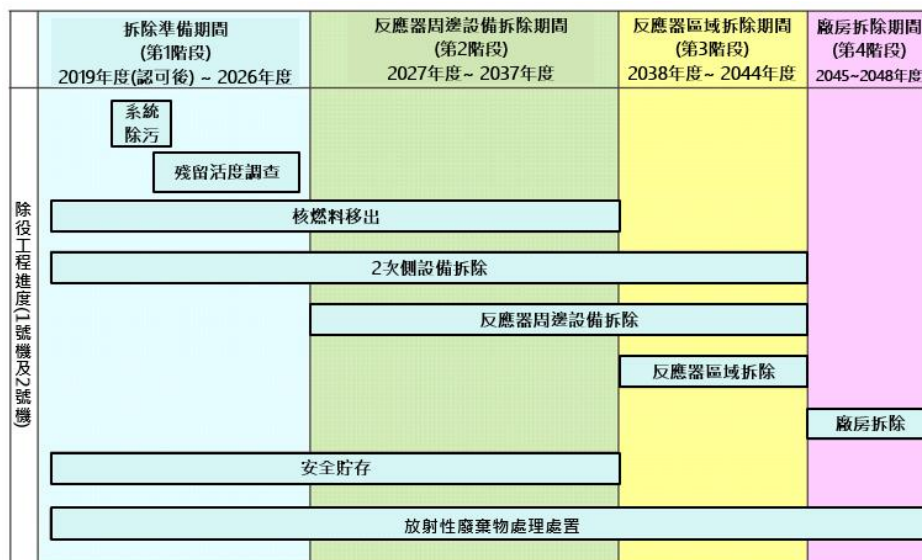
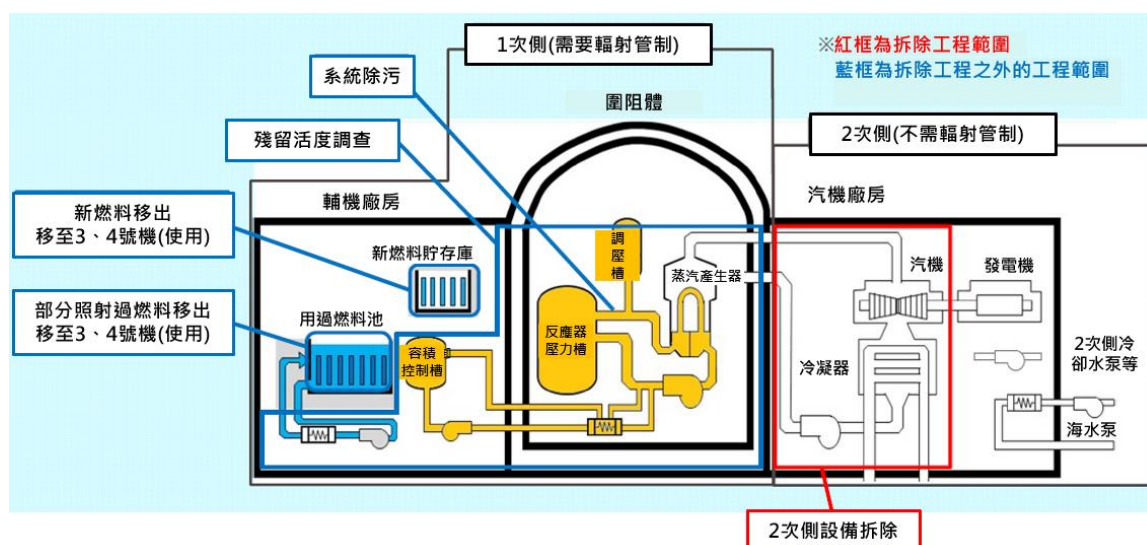


圖 3- 39 大飯 1、2 號機-除役工程進度

目前進入第 1 階段的拆除準備期間，主要工程內容為：系統除污、殘留活度調查、新燃料移出、部分照射過燃料移出、2 次側設備拆除、安全貯存等，如圖 3-40 所示。安全措施為：利用屏蔽及遠端操作降低輻射暴露、穿戴防護用具以防止體內暴露、洩漏防止等。



以下是大飯電廠 1、2 號機在各階段提送之文件與日本管制單位審查/視察之結果：

日期	NRA 受理/認可除役電廠 (大飯 1、2 號機)文件	備註
2018 年 11 月 22 日	NRA 受理關西電力公司大飯核電廠 1、2 號機除役計畫認可申請書	
2019 年 9 月 26 日	NRA 受理關西電力公司大飯核電廠 1、2 號機除役計畫認可申請書的補正書	
2019 年 12 月 11 日	NRA 認可關西電力公司大飯核電廠 1、2 號機的除役計畫	
2020 年 4 月 3 日	NRA 受理關西電力公司大飯核電廠 1、2 號機除役計畫認可申請書的輕微變更申請	原社長岩根茂樹變更為新社長森本孝
2020 年 8 月 28 日	NRA 受理關西電力公司大飯核電廠 1、2 號機除役計畫認可申請書的變更申請	
2020 年 12 月 4 日	NRA 受理關西電力公司大飯核電廠 1、2 號機除役計畫認可申請書的補正書	
2021 年 1 月 4 日	NRA 認可關西電力公司大飯核電廠 1、2 號機的除役計畫變更	

2022 年 7 月 22 日	NRA 受理關西電力公司大飯核電廠 1、2 號機除役計畫認可申請書的輕微變更申請	原社長森本孝變更為新社長森望
-----------------	--	----------------

3.3.3 大飯 1、2 號機-管制機關審查意見回覆

以下是大飯 1、2 號機提出除役計畫許可或變更申請時，管制機關的審查意見(以下簡稱「問」)及電廠的回覆內容(以下簡稱「答」)。

2018 年 12 月 25 日除役計畫審查會議

問 1：

關於反應器周邊區域的拆除，請說明第 3 階段的拆除對象案例。

答 1：

反應器周邊設備計畫在第 2 階段（反應器周邊設備拆除期間）至第 3 階段（反應器區域拆除期間）進行拆除。

有關第 2 階段之後進行的具體事項，將根據在第 1 階段（拆除準備期間）進行的殘留活度調查結果及管制區域外設備拆除的經驗，持續檢討拆除的順序及施工方法、放射性廢棄物的處理及管理方法等，並計畫在進入第 2 階段之前反映於除役計畫中，並取得變更認可。

此外，在第 3 階段，管制區域內設置的設備中，如通風設備等在解除管制區域前需要維持的設備，預計將會成為拆除的對象。

問 2：

請說明 1 號及 2 號機的除役不會影響 3、4 號機的運轉（包括移動式緊急救援設備的保管場所及通行路線）。

答 2：

下圖(涉及機密不公開)顯示了大飯發電廠的廠區佈置、移動式緊急救援設備的保管場所及通行路線。

確保通行路線的管理方法

自 3、4 號機重新啟動以來，在大飯發電廠內進行施工計畫時，會採用公司內部標準「嚴重事故時維護反應器設施的活動指導方針」中規定的檢查表（涉及機密不公開）來確認對通行路線的影響。

在制定除役工程計畫時，也將採用同樣的方法，以確保不會影響 3、4 號機的運轉。

問 3：

請說明設置在 1、2 號機輔機廠房內的 3、4 號機緊急時對策所的處理方式。

答 3：

【大飯發電廠 3、4 號機緊急時對策所的運用】

目前設置在 1、2 號機輔機廠房內。

未來將設置於正在建設中的緊急時對策所廠房內。

（設置變更許可申請：2018 年 7 月）

（預計運用開始時間：2019 年度內）

在除役工程第 1 階段（截至 2026 年度）中，不會拆除現有緊急時對策所周圍的設備及廠房。

由於計畫在 2019 年度內將現有緊急時對策所切換至新緊急時對策所，因此不會影響 3、4 號機現有緊急時對策所的運用。

問 4：

請具體說明第 5-3 表中所列第 1 階段工程的開工條件。

答 4：

在本文五的第 5-3 表「第 1 階段實施工程的開工條件及完成條件」中，對

於預計在第 1 階段實施的各項工程，已考量為確保安全而需明確顯示前後關係的措施，並記載了開工及完成條件。

對於第 1 階段預計實施的「除污」、「殘留活度調查」、「安全貯存」、「二次側系統設備的拆除」及「核燃料物質的移出」，由於在開工時沒有特別需要為確保安全而明確顯示前後關係的事項，因此開工條件全部定為「處於除役階段」。在獲得除役計畫認可後，迅速開始作業。

此外，關於第 2 階段及以後的作業，預計將規定如「核燃料物質的移出已完成」等作為「反應器區域拆除」的開工條件。然而，對於第 2 階段及以後進行的具體事項，將根據在第 1 階段實施的殘留活度調查結果等，進一步檢討拆除的順序等，並在進入第 2 階段之前反映於除役計畫中，並取得變更認可。

問 5：

請具體說明為了防護火災所採取的措施。

答 5：

在除役設施內仍有核燃料物質存在期間，根據《實用發電用反應器設置、運轉等相關規則》第 83 條及第 92 條第 3 項第 17 款的規定，要求建立火災發生時的應對編制。

具體而言，要求制定必要的計畫，以期在核設施發生火災時維護反應器設施的完整性，並要求整備火災發生時的應對編制（如設置通報消防機關的設備、配置人員、進行訓練、配備資源及器材、管理可燃物等）。

在大飯發電廠 1、2 號機中，已制定《大飯發電廠防火管理通知》，作為對火災的應對措施。除了根據《消防法》進行的一般性規範外，針對核能設施初期滅火活動的編制整備，另外實施以下措施：

消防機關通報設備的設置：為了從發電廠向消防機關通報，已在中央控制室設置使用專用回線的通報設備。

必要人員的配置：作為初期滅火活動的必要人員，安排了 10 名以上（各機

組合計人數）常駐，並制定了火災通報聯絡編制。

教育訓練的實施：對火災時維護反應器設施完整性的必要人員定期持續進行教育訓練。（教育內容：防火教育、防災教育等，訓練內容：滅火訓練、滅火通報訓練等）

資源及器材的配備：為進行初期滅火活動，配備了化學消防車及泡沫滅火劑。另外，還制定並配備了初期滅火活動所需的其他資源及器材（消防衣、空氣呼吸器等）。

攜入物品（可燃物）的適當管理：防止攜入不必要的可燃物，並確保作業完後將可燃物攜出。

發生火災時，將通報消防機關、進行滅火、防止延燒，以及其他消防隊抵達火場前所需的活動。這些措施在除役階段仍然保持不變。在轄區消防隊抵達火場後，自衛消防編組將在轄區消防隊的指揮下繼續進行滅火活動。

2019 年 4 月 16 日除役計畫審查會議

問 6：

關於用過燃料的轉讓對象，現有記載看起來無論是否使用於 3、4 號機，都將轉讓給 3、4 號機，請考慮適當調整記載內容。請確認 2018 年 5 月大飯 1、2 號機反應器設置變更許可申請中，哪些用過燃料被指定為 3、4 號機的使用對象。

答 6：

轉讓至 3 號機或 4 號機的用過燃料，將用於 3 號機或 4 號機的發電目的，並遵循 3 號機或 4 號機的用過燃料處理方法。然而，鑑於第 1 次審查會議中所提出的「現狀的記載讓人感覺無論是否使用，皆轉讓至 3 號或 4 號機」的意見，為了明確說明轉讓至大飯 3、4 號機的用過燃料是為發電目的而使用，因此將按照下表進行補充說明。

【關於用過燃料轉讓對象的記載】

現有記載	修正後
4・核燃料物質的轉讓 貯存在 1 號及 2 號機共用輔機廠房內的新燃料貯存設施中的燃料，將轉讓給 3 號機或 4 號機。 1 號（2 號）機的用過燃料，則在除役結束前，將轉讓給再處理業者或 3 號機、4 號機。	4・核燃料物質的轉讓 貯存在 1 號及 2 號機共用輔機廠房內的新燃料貯存設施中的燃料，將轉讓給 3 號機或 4 號機。 1 號（2 號）機的用過燃料，則在除役結束前，將轉讓給再處理業者或 3 號機、4 號機。 此外，1 號（2 號）機的用過燃料在轉讓給 3 號機或 4 號機時，將以發電為目的進行使用。

在 2018 年 5 月的大飯 1、2 號機反應器設置變更許可申請中，使用時間在數個月內的燃料以及使用過 1 或 2 個燃料週期的燃料，皆被視為可以轉交給 3 號機或 4 號機並繼續使用的用過燃料。

問 7：

請詳細說明除污時廢樹脂的預估產生量。

答 7：

第 1 階段進行的除污作業預計將採用化學方法進行系統除污。

在系統除污中，將使用化學藥品（除污劑）溶解機器與管路內表面所含有的放射性物質金屬氧化物，並將溶解後的金屬離子與殘留的除污劑成分吸附至樹脂上進行去除，因此會產生廢樹脂。

廢樹脂的產生量將參考美濱 1、2 號機的實績，並根據大飯 1、2 號機的系統容量比等進行預測，如圖 3-41（在確保貯存廢樹脂的儲存槽有足夠空間後進行）。

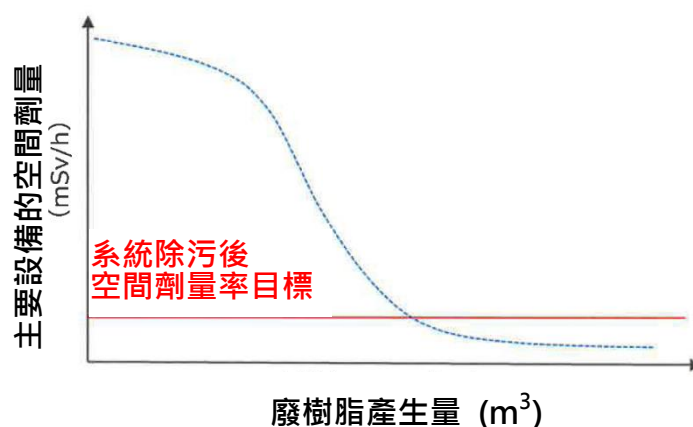


圖 3-41 大飯 1、2 號機-系統除污時主要設備空間劑量率
與廢樹脂產生量的關係圖(示意圖)

問 8：

請說明事故時曝露評估中選定事件的理由。

答 8：

在第 1 階段中，已經完成將燃料從爐心中取出的作業，並且不會進行管制區內設備的拆除工作，因此會維持與核燃料取出後、反應器運轉中定期檢查時相同的狀態。

因此，從「反應器設置許可申請書附件十」中所列的故事件，選擇定期檢查期間可能發生的「放射性氣體廢棄物處理設施破損」和「燃料束墜落」作為評估對象。

(參考)「原子爐設置許可申請書附加文件十」中的事故時評估事件

事故事件	定期檢查中可能發生的事件
(1) 反應器冷卻水喪失或爐心冷卻狀態顯著變化	

反應器冷卻水喪失	
反應器冷卻水流量喪失	
反應器冷卻水泵卡軸	
主飼水管破裂	
主蒸汽管破裂	
(2) 反應度異常投入或反應器功率急劇變化	
控制棒射出	
(3) 向環境異常釋放放射性物質	
放射性氣體廢棄物處理設施破損	○
蒸汽產生器熱交換管破損	
燃料束墜落	○
反應器冷卻水喪失	
控制棒射出	
(4) 反應器圍阻體內壓力、空氣等的異常變化	
反應器冷卻水喪失	
可燃性氣體的產生	

2019 年 7 月 2 日除役計畫審查會議

問 9：

請說明選擇除役對象設施、拆除對象設施及維護管理對象設備的考量方式、選擇結果及維持數量的考量方式。

答 9：

除役對象設施等的選擇基本考量

反應器設施的除役是為使設置許可失效而進行的措施，而除役計畫認可申請則是就該措施之對象及實施方法作出規定的法定程序。此外，根據「發

電用反應器設施及試驗研究用等反應器設施的除役計畫審查標準（平成 25 年 11 月 27 日原子能規制委員會決定）」，要求「依據已核准設置的場地選定除役對象設施的範圍」。

基於以上考量，除役計畫認可申請書中所記載的除役對象設施及拆除對象設施，均已依據除役對象反應器設施設置（變更）許可申請書中所記載的設備名稱進行整理。

【除役計畫的審查基準】

2. (1) 1) 拆除的反應器設施

關於反應器經營者進行的除役措施，當除役工作結束且其結果符合原子力規制委員會規則所定標準，並經原子力規制委員會確認後，設置許可將失去其效力。

（中間省略）

基於上述原因，除役計畫中應記載的拆除對象設施，應依據已核准設置的反應器設施範圍，選定除役對象設施的範圍，並說明在除役對象設施中作為拆除對象的設施。

除役對象設施等的選定流程

根據以下流程，選定除役對象設施、拆除對象設施及維護管理對象設備(如圖 3-42)，並記載於除役計畫中。

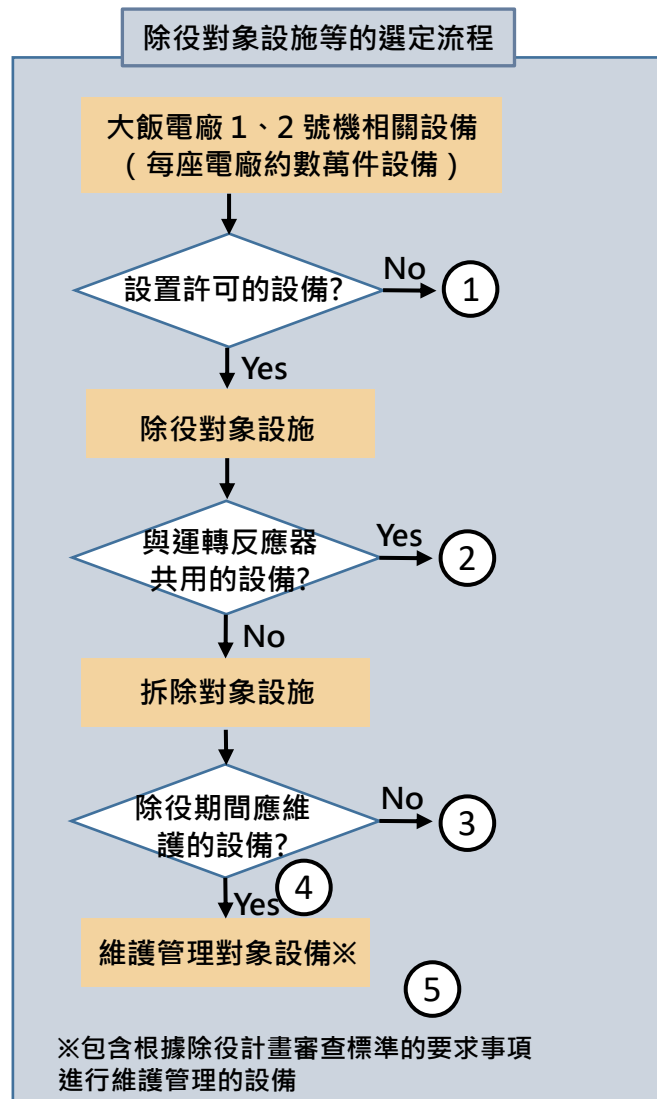


圖 3- 42 大飯 1、2 號機-除役對象設施等的選定流程圖

【①②③④⑤所對應設施範例】

- ①：海水循環泵的攔污柵、二次側冷卻水泵等
- ②：水泥玻璃固化裝置、用過燃料貯存設備（3、4 號輔機廠房內）等
- ③：蒸汽產生器、調壓槽、汽機等
- ④：用過燃料貯存設備、柴油發電機等
- ⑤：輔機廠房排氣風扇、消防栓等

設置許可 記載名稱	除役對象 設施	拆除對象設施 (○的設施記載於除役計畫中) (×的設施不記載於除役計畫中) ○：全部設施為 1 號或 2 號機 專用，或部分設施為 3 號或 4 號機共用 ×：全部設施與 3 號、4 號機 共用		維護管理對象設 施 (× 一的設備不記載 於除役計畫中) ○：需維護功能的設 備 ×：不需維護功能 的設備 — 由 3 號或 4 號機維 護的設備	
柴油發電 機	柴油發電 機	柴油發電機	○		○
燃料更換 設備	燃料更換 設備	燃料更換設備	○		○
					○
					×
					×
		燃料更換設備 (3 號機輔機廠 房內， 1 號、2 號及 3 號機共用)		—	—
水泥玻璃 固化設備	水泥玻璃 固化設備	水泥玻璃固化 設備	×	—	—

○除役計畫書附件六中所記載的維護管理對象設備的維護數量，是根據「除役期間內所需的數量」(最低必要的數量)進行記載，基本上是以反應器長期停機中(已從爐心取出燃料的狀態)所需的數量為準。然而，對於部分設備，考量到除役階段的維護管理需求，已重新檢視並調整至能確保所需

容量的數量。

【從反應器長期停機中重新檢視維護數量的設備】

設備	維護數量的考量
放射性設備冷卻水泵	放射性設備冷卻水泵的容量為每台約 1,140 m³/h。 維護對象設備所需的負載流量合計約為 800 m³/h，因此維護一台放射性設備冷卻水泵。供應對象：用過燃料池熱交換器、廢液蒸發設備。
放射性設備冷卻水熱交換器	放射性設備冷卻水熱交換器的容量為每台約 13.3 x 10⁶ kcal/h。 在除役階段，為用過燃料池熱交換器等供應冷卻水的維護對象設備所需的總負載除熱量約為 8.65 x 10⁶ kcal/h，因此維護一台放射性設備冷卻水熱交換器。 供應對象：用過燃料池熱交換器、廢液蒸發裝置。
放射性設備冷卻水緩衝槽	放射性設備冷卻水緩衝槽需維持一個，以運轉放射性設備冷卻水泵及放射性設備冷卻水熱交換器的單一系統。
柴油發電機	柴油發電機的容量每台約為 5,500kW。 在除役階段，由於反應器已停機，當外部電源喪失時，無需向安全停機的設備（如餘熱移除泵）提供電力，總負載容量約為 1,300kW，因此一台柴油發電機即可確保所需的電力供應。 供電對象：用過燃料池泵、放射性設備冷卻水泵、海水泵。
蓄電池	蓄電池的容量每組約為 2,500Ah。

	由於蓄電池需供應的最大負載容量約為 1,300Ah，因此維護 1 組蓄電池即可。 供電對象：圍阻體直流緊急照明配電盤、儀表電源、中央控制室直流照明配電盤。
海水泵	海水泵的容量每台約為 7,600 m³/h。 在除役階段中，供應海水給放射性設備冷卻水熱交換器等維護對象設備所需的總負載流量約為 2,900 m³/h，因此維護 1 台海水泵即可。 供應對象：放射性設備冷卻水熱交換器、柴油發電機。

○ 運轉中要求具備多重性的設備之維護管理

在除役階段的維護管理對象設備中，運轉中要求具備多重性的設備如下所示。由於除役階段中反應器已停機，不需要具備事故時安全停機的功能，因此這些設備在除役階段不需要多重性，只需維護除役階段所需的數量。

【維護管理對象設備中，運轉中要求具備多重性的設備】

放射性設備冷卻水泵、熱交換器、柴油發電機、蓄電池、海水泵。

問 10：

關於 1、2 號機輔機廠房內燃料的運送規劃，請說明將燃料運送至各設施的具體考量。請按時間順序說明各階段規劃移出多少燃料，以及何時進行運出，以呈現整體安排。

答 10：

【新燃料】

1、2 號機輔機廠房內的新燃料

考慮到運出／接收作業的可能時間等因素，規劃在第 1 階段中將其運送至 3 號機或 4 號機輔機廠房內的新燃料貯存設備或用過燃料池。

基本上會運送至新燃料貯存設備，但在運送至目的地後，該機組使用新燃料之前的期間較短等情況下，亦可能運送至用過燃料池。

【用過燃料】

○ 1、2 號機輔機廠房內，且不會在 3 號機或 4 號機中用於發電的用過燃料基本方針是將其運送至再處理設施。

另外，考慮再處理設施的接收條件，會在燃料充分冷卻後再進行運出。

考慮到再處理設施的運轉情況，亦可能將燃料運送至乾式貯存設施或 3 號機、4 號機輔機廠房內用過燃料池。（但運送至乾式貯存設施的時間，將以 2030 年左右乾式貯存設施開始運轉為前提。）

運出作業預計於第 2 階段結束前完成。

○ 1、2 號機輔機廠房內，在 3 號機或 4 號機中有發電用途的用過燃料考慮運出／接收作業的可能時間等因素，規劃於第 2 階段結束前，將其運送至 3 號機或 4 號機輔機廠房內用過燃料池。

輔機廠房內燃料的運送規劃如圖 3-43 所示。

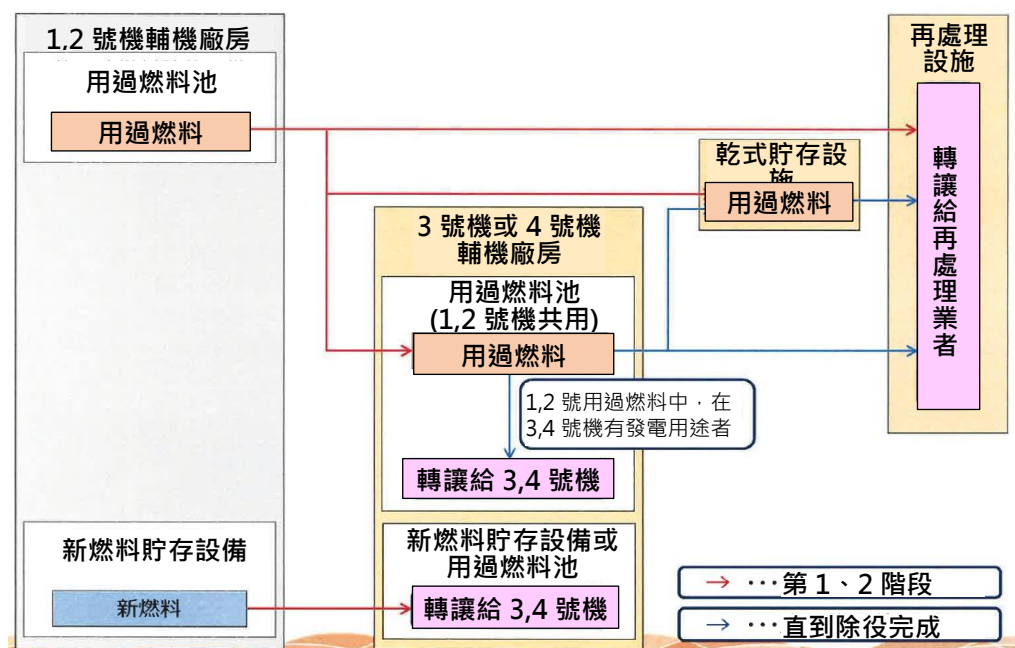


圖 3-43 大飯 1、2 號機-輔機廠房內燃料的運送規劃

＜貯存量變化＞

○ 以下為大飯核電廠用過燃料貯存量變化的範例，如圖 3-44。計算條件如下：

【前提條件】

大飯 3、4 號機的運轉周期為 13 個月，定期檢查周期為 3 個月，每次定期檢查會產生 60 束用過燃料束。1、2 號機輔機廠房內的用過燃料將於第 2 階段結束（2037 年度）前運出。3 號機或 4 號機中不以發電為目的的用過燃料，基本上會運送至再處理設施。

再處理設施依據再處理業者的規劃，於 2021 年度完工後（註：再處理業者「日本原燃」於 2024 年 8 月 29 日宣布：完工日期將延後至 2026 年底），預計 4 年後開始全面運轉。運出作業將自 2022 年度開始，並假設每年可運出約 20% 的用過燃料；在設施全面運轉後，預計大飯核電廠每年可運出約 130 束燃料束。運送至再處理設施的燃料需充分冷卻（例如假設冷卻 15 年）。可在 3 號機或 4 號機中用於發電的用過燃料，假設自 2022 年度起逐步運送至 3 號機或 4 號機的輔機廠房。

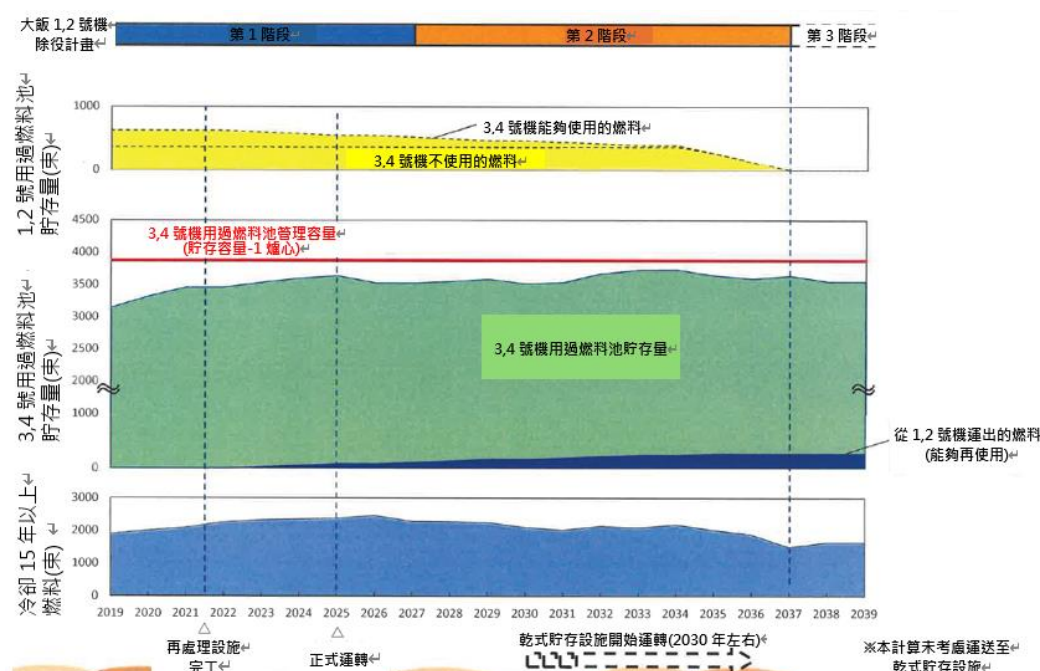


圖 3-44 大飯電廠-用過燃料貯存量變化示意圖

問 11：

請具體說明第 1 階段的除污方法及如何確保安全。

答 11：

除污方法會依據除污對象的形狀、污染情況等，採用機械方法或化學方法進行除污。

	範圍	方法	安全管理措施(舉例)
機械 方法	● 爐穴 ● 除污設備連接部 ● 除污槽等	將設備上附著的污染物使用刷子、尼龍絲瓜布等進行清除，並用紙巾擦拭乾淨。	● 配戴口罩、防護衣等防護裝備 ● 設置防護圍罩等措施，以防止放射性物質的洩漏及擴散
化學 方法	● 反應器冷卻系統 ● 化學與體積控制系統 ● 餘熱移除系統	使用化學藥品去除附著在機器內部的放射性物質。向對象系統注入除污裝置中的化學藥品（約 500m ³ /單元），並使用現有的泵浦在高溫、高壓（約 100°C、約 2.8MPa）下連續循環，處理時適當管理其性質。	● 設置防止污染擴散的圍籬 ● 使用攝影機監控管路連接部 ● 設置放射線屏蔽 ● 配戴防護裝備 ● 採取措施以降低職業傷害的風險

【安全管理措施】

- 採取措施以防止放射性物質洩漏及擴散。①
- 為減少體外曝露，採取放射線屏蔽②、引進遠端操作裝置及限制進入等措施。
- 為防止體內曝露，使用口罩等防護裝備。③
- 若等效劑量率有顯著變動的可能，則監視作業中的等效劑量率。④
- 對於進行化學除污時接觸到除污液的閥門、管路等，事前確認其完整性，以防止洩漏。

問 12：

請說明在第 1 階段中「即使等效劑量率尚未達到目標值，如果判斷因除污產生的廢樹脂可能超過廢樹脂貯存槽的貯存容量時，將終止除污作業」的記載內容。

答 12：

關於除污中的化學除污（系統除污），基於美濱電廠的經驗等，預測廢樹脂的產生量，並在確保廢樹脂貯存槽的可貯存容量後，執行除污作業直至除污目標的等效劑量率達到預先設定的目標值。

然而，由於廢樹脂的產生量可能與預測不同，存在廢樹脂貯存槽的可貯存容量可能超過的可能性，因此，我們在記載中提到：「即使等效劑量率尚未達到目標值，但若判斷因除污產生的廢樹脂可能超過廢樹脂貯存槽的貯存容量，則將終止除污作業。」（中間省略）

不過，關於「判斷廢樹脂貯存槽的貯存容量可能超過」的情況，是指在廢樹脂產生量高於預期，且無法獲得預測中的等效劑量率降低效果的情形。因此，與現有記載的「判斷無法預期獲得更好的除污效果」意義相同，因此將刪除該部分的記載。

現有記載	修正後
七 去除核燃料物質引起的污染 2. 第 1 階段的除污 (3) 除污的目標 除污原則上會執行至除污對象位置的等效劑量率達到預先設定的目標值為止。在設定目標值時，會從降低輻射工作人員曝露的效果等觀點進行決定。然而，即使等效劑量率尚未達到目標值，若判斷因除污產生的廢樹脂可能超過廢樹脂貯存槽的可貯存容量，或根據除污過程中的等效劑量率測量結果等判斷無法預期獲得進一步的除污效果時，則終止除污作業。	七 去除核燃料物質引起的污染 2. 第 1 階段的除污 (3) 除污的目標 除污原則上會執行至除污對象位置的等效劑量率達到預先設定的目標值為止。在設定目標值時，會從降低輻射工作人員曝露的效果等觀點進行決定。然而，即使等效劑量率尚未達到目標值， 根據除污 過程中的等效劑量率測量結果等判斷無法預期獲得進一步的除污效果時，則終止除污作業。

問 13：

關於放射性液體廢棄物，請說明在運轉中及第 1 階段中冷凝器冷卻水等容量的設定依據。

答 13：

運轉中及第 1 階段中冷凝器冷卻水等容量的設定依據如下：

稀釋水量

		反應器運轉中	第 1 階段
計算條件	循環水泵（冷凝器冷卻水）的運轉台數及容量	2 台 (約 255,700m ³ /h) ⁽¹⁾	0 台 (-)
	海水泵（核機冷卻海水）的運轉台數及容量	- ⁽²⁾	1 台 (約 7,600m ³ /h) ⁽³⁾
	循環水泵及海水泵的稼動率※	80%	80%
計算結果	冷凝器冷卻水流量（m ³ /h）： ①	約 204,560	0
	核機冷卻海水流量（m ³ /h）： ②	- ⁽²⁾	約 6,080
	冷凝器冷卻水等的總量（m ³ /h）：①+②	約 204,560	約 6,080
	冷凝器冷卻水等的總量（m ³ /年）：（①+②）x 24 小時 x 365 天	1.79×10 ⁹	5.33×10 ⁷

(1) 設置許可記載的冷凝器冷卻水容量

(2) 在運轉中放射性液體廢棄物的稀釋評估中未考慮核機冷卻海水的水量

(3) 設置許可記載的單台海水泵容量

※：根據「發電用輕水型反應器設施周邊的劑量目標值評估指針」，反應器設施的稼動率設定為每年 80%

3.4 日本關西電力公司-美濱 1、2 號機

3.4.1 美濱 1、2 號機-概要

美濱核電廠 1 號機及 2 號機皆為壓水式反應器(PWR, 2 迴路)，分別於 1970 年 11 月及 1972 年 7 月開始商業運轉，額定功率為 340 MWe 及 500MWe，如圖 3-45 所示。其中，美濱 1 號機是日本第一座壓水式輕水型反應器。

然而，依據新規制基準的要求，上述機組必須完成各項耐震補強工程，才能啟動發電。由於場地空間不足，費用高昂，經濟效益不高，因此關西電力於 2015 年 4 月決定除役。



圖 3- 45 美濱核能電廠

3.4.2 美濱 1、2 號機-除役現況

美濱 1 號及 2 號機的除役工程規劃分為四個階段進行，從 2017 年度至 2045 年度，總期程約為 30 年，如圖 3-46 所示。該核電廠在日本壓水式反應器中，除役進度較為領先。

	拆除準備期間 2017～2021年	反應器周邊設備 拆除期間2022～2035年	反應器區域 拆除期間2036～2041年	廠房等 拆除期間2042～2045年
除役 作業 的 工 程 進 度 (1 號 機 及 2 號 機)	系統除污			
	污染狀況調查			
		新燃料及用過燃料移出		
		二次側設備拆除		
		反應器周邊設備拆除		
			反應器區域拆除	
				廠房拆除
		放射性廢棄物處理處置		

圖 3- 46 美濱 1、2 號機-除役工程進度

以下是美濱電廠 1、2 號機在各階段提送之文件與日本管制單位審查/視察之結果：

日期	NRA 受理/認可除役電廠 (美濱 1、2 號機)文件	備註
2016 年 2 月 12 日	NRA 受理關西電力公司美濱核電廠 1、2 號機除役計畫認可申請書	
2017 年 2 月 10 日	NRA 受理關西電力公司美濱核電廠 1、2 號機除役計畫認可申請書的補正書	
2017 年 3 月 14 日	NRA 受理關西電力公司美濱核電廠 1、2 號機除役計畫認可申請書的補正書	
2017 年 4 月 19 日	NRA 認可關西電力公司美濱核電廠 1、2 號機的除役計畫	

2019 年 4 月 22 日	NRA 受理關西電力公司美濱核電廠 1、2 號機除役計畫認可申請書的變更申請	
2019 年 12 月 11 日	NRA 認可關西電力公司美濱核電廠 1、2 號機的除役計畫變更	
2020 年 4 月 3 日	NRA 受理關西電力公司美濱核電廠 1、2 號機除役計畫認可申請書的輕微變更申請	原社長岩根茂樹變更為新社長森本孝
2020 年 8 月 28 日	NRA 受理關西電力公司美濱核電廠 1、2 號機除役計畫認可申請書的變更申請	
2020 年 12 月 4 日	NRA 受理關西電力公司美濱核電廠 1、2 號機除役計畫認可申請書的補正書	
2021 年 1 月 4 日	NRA 認可關西電力公司美濱核電廠 1、2 號機的除役計畫變更	
2021 年 7 月 29 日	NRA 受理關西電力公司美濱核電廠 1、2 號機除役計畫認可申請書的變更申請	
2022 年 2 月 22 日	NRA 受理關西電力公司美濱核電廠 1、2 號機除役計畫認可申請書的補正書	
2022 年 3 月 23 日	NRA 認可關西電力公司美濱核電廠 1、2 號機的除役計畫變更	

2022 年 7 月 22 日	NRA 受理關西電力公司美濱核電廠 1、2 號機除役計畫認可申請書的輕微變更申請	原社長森本孝變更為新社長森望
-----------------	--	----------------

3.4.3 美濱 1、2 號機-管制機關審查意見回覆

以下是美濱 1、2 號機提出除役計畫許可或變更申請時，管制機關的審查意見(以下簡稱「問」)及電廠的回覆內容(以下簡稱「答」)。

2019 年 08 月 27 日除役計畫審查會議

問 1：

列出核機冷卻系統、核機冷卻海水系統、緊急電源設備等的負載，並證明即使刪除這些設備也不會對維護對象設備所需的安全功能產生影響。特別是要明確說明是否對用過燃料池的維持功能中的臨界防止功能、水位監視功能及漏水監視功能產生影響。

答 1：

核機冷卻系統、核機冷卻海水系統、柴油發電機與安全上必要的負載關係如下。本次申請中的安全上必要負載設備※，適用於用過燃料冷卻所需的設備，若確認用過燃料冷卻不再需要，則安全上必要的負載設備將不再存在，因此即使刪除這些設備，亦不會影響維護對象設備所需的安全功能。

現狀

設備	安全上必要的負載
核機冷卻系統	用過燃料池 (用過燃料池熱交換器)
核機冷卻海水系統	核機冷卻系統 (1 次側冷卻水熱交換器) 柴油發電機

柴油發電機	核機冷卻系統(1 次側冷卻水泵) 核機冷卻海水系統(海水泵) 用過燃料池(燃料池冷卻水泵)
-------	---

用過燃料池不需冷卻時

設備	安全上必要的負載
核機冷卻系統	-
核機冷卻海水系統	-
柴油發電機	-

※根據審查標準，「安全上必要的負載設備」是指在進行除役過程中，從抑制或降低公眾及輻射工作人員所受到的劑量的觀點，所必需的設備。

對於涉及核燃料的核燃料吊運設備和核燃料貯存設備的主要設備與功能，已確認如下，即使移除核機冷卻設備及核機冷卻海水設備（以下稱為「冷卻系統設備」），以及外部電源喪失時的緊急交流電源（以下稱為「緊急交流電源」）也不會產生影響。

設備		功能	對各項功能的影響
核 燃 料 吊 運 設 備	用過燃料池 吊車	● 臨界防止 功能	在設計上，臨界防止功能 是透過逐一吊運用過燃料 的方式來確保臨界防止； 而燃料墜落防止功能則是在 電源喪失時也能抓住燃料束。 因此，雖然設備的使用需要 電源，但在電源喪失時，燃料 束仍可抓住，故「緊急交流電 源」
	輔機廠房吊 車	● 燃料墜落 防止功能	
	新燃料電梯		

			並非必要。此外，這些功能與冷卻無關，因此「冷卻系統」也是不需要的。
	除污設備	● 除污功能	除污設備是指一個設有堰的區域，用於對護箱進行除污，在用過燃料移出時對護箱表面進行除污時使用。 除污功能不涉及電源及冷卻，因此不需要「緊急交流電源」及「冷卻系統」。
核燃料貯存設備	新燃料貯存設備/用過燃料池	● 臨界防止功能	由於臨界防止功能是由貯存格架的結構所保障，因此不需要「冷卻系統」進行冷卻，也不需要「緊急交流電源」提供電源供應。
	用過燃料池	● 水位監視功能	水位計由直流電源操作，當外部電源喪失時，會由蓄電池供應直流電源，因此不需要「緊急交流電源」。此外，這些功能與冷卻無關，因此也不需要「冷卻系統」。
		● 漏水監視功能	洩漏檢測器為機械式，因此不需要「緊急交流電

			源」。此外，這些功能與冷卻無關，因此也不需要「冷卻系統」。
		● 淨化功能	淨化並非連續進行，而是根據需要通水至樹脂塔（約每年一次）。進行淨化時需要提供電源給泵，但如上所述，淨化並非隨時需要的操作，即使在停電時不進行淨化也不會影響安全性，因此「緊急交流電源」是不需要的。此外，淨化過程中與冷卻無關，因此「冷卻系統」也是不需要的。
	燃料更換水 儲存槽	● 補水功能	對用過燃料池（SFP）的補水並非連續進行，而是在需要時進行補水。關於SFP的補水，可以利用自重進行注水，而不依賴泵，因此「緊急交流電源」是不需要的。此外，在對SFP進行補水時，與冷卻無關，因此「冷卻系統」也是不需要的。

問 2 :

關於用過燃料池冷卻系統的停止試驗，請提供試驗條件及試驗數據，包括溫度的測量位置、測量頻率、池內的補水情況，以及通風空調系統的運轉狀況。

答 2:

用過燃料池冷卻系統停止試驗(如圖 3-47)的試驗條件如下：

試驗期間

2018 年 7 月 2 日~2018 年 10 月 24 日

試驗條件

- 燃料池冷卻水泵的狀態：停止
- 通風空調的狀態：連續運轉
- 用過燃料池的補水：當標準池水位（水深□m）下降 5cm 時進行補水

測量項目

- 用過燃料池水溫
- 氣溫
- 室溫
- 水位
- 補水溫度

注意：粗框線範圍涉及機密事項，因此無法公開。

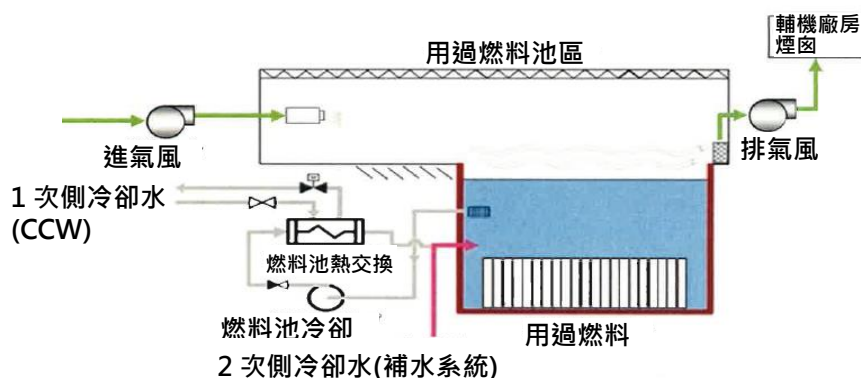


圖 3-47 美濱 1、2 號機-用過燃料池試驗示意圖

測量結果(水溫、氣溫)，如圖 3-48 所示。

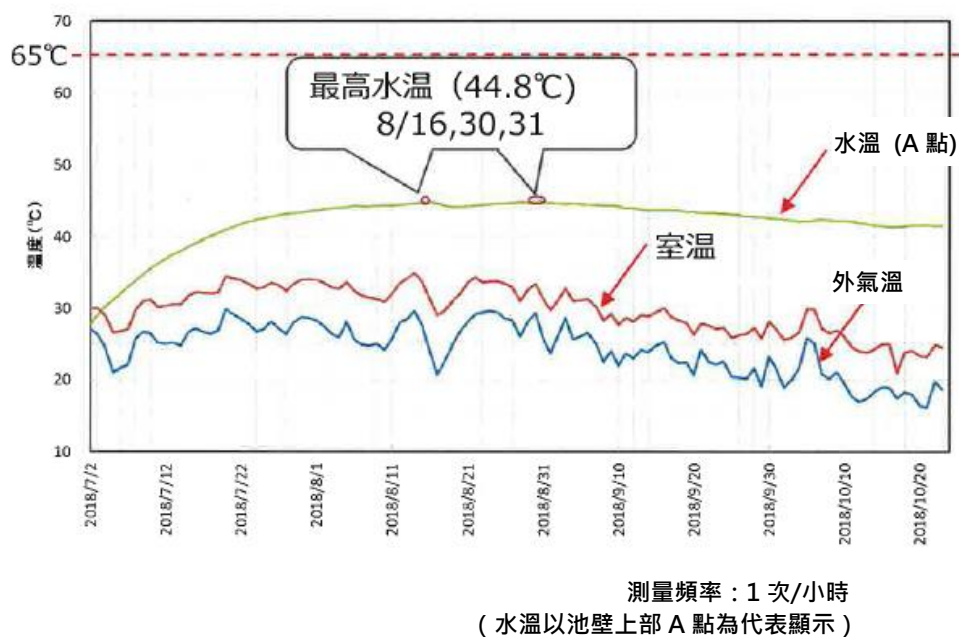


圖 3-48 美濱 1、2 號機-用過燃料池測量結果(水溫、氣溫)圖

- 自 7 月 2 日停止冷卻以來，水溫持續上升了一段時間，直到達到平衡狀態。
- 8 月 16 日記錄到最高水溫為 44.8°C。
- 隨後，隨著氣溫下降，水溫一度下降，但隨著氣溫再次上升，水溫在 8 月 30 日和 31 日再次達到最高點。
- 自 8 月 31 日以後，隨著氣溫的降低，水溫也逐漸下降。

日期	時間	水溫
8/16	18 時	44.8°C
8/30	19 時	
8/30	21 時	
8/31	5 時	
8/31	17 時	

測量結果(水溫詳細)，如圖 3-49 所示。

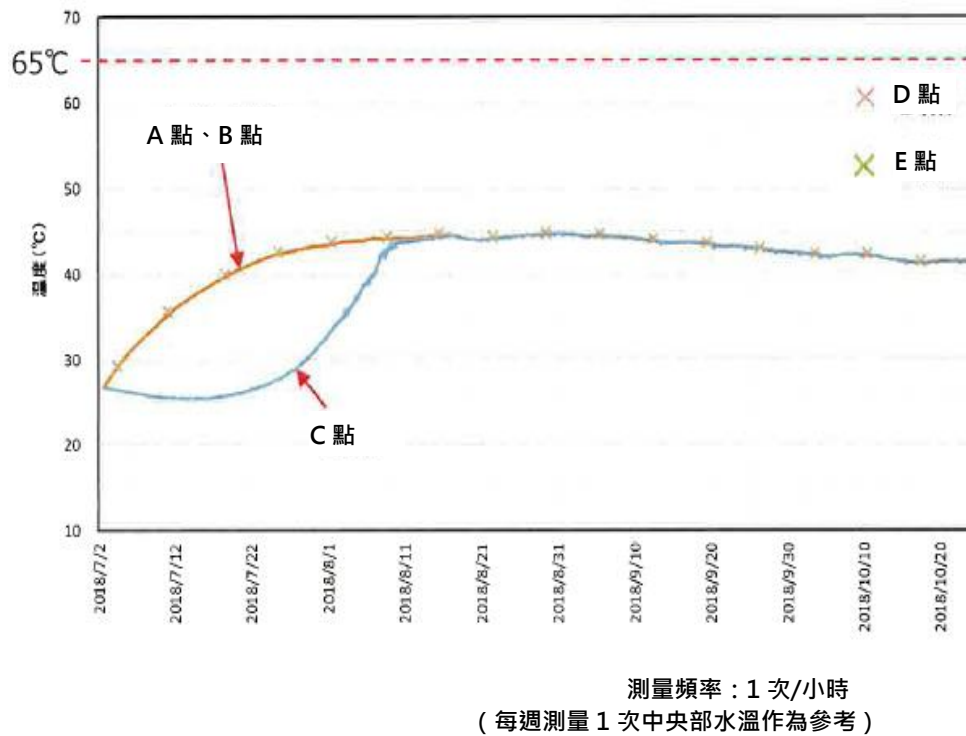


圖 3-49 美濱 1、2 號機-用過燃料池測量結果(水溫詳細)圖

- 測量開始時，A 點、B 點和 C 點的水溫相同。
- 在冷卻停止至 8 月初期間，A 點和 B 點的水溫與 C 點的水溫出現偏離。
- 隨後，A 點、B 點和 C 點的水溫逐漸趨於接近，至 8 月中旬時，A 點、B 點和 C 點幾乎顯示相同的水溫。此外，中央的 D 點和 E 點的水溫也幾乎與 A 點、B 點和 C 點的水溫相同。
- 在達到相同的水溫之後，A 點、B 點和 C 點之間沒有顯著差異，溫度均勻。8 月 16 日以後，A 點、B 點和 C 點在同一時點的最大溫差約為 0.4°C，溫差的平均值約為 0.08°C。

測量結果(水位、補水溫度)，如圖 3-50 所示。

- 標準池水位（水深□m）下降 5cm 時，共進行了 31 次補水作業。
- 每次補水的平均補水量約為 6m^3 （用過燃料池水量約為□ m^3 ）。
- 在 8 月 16 日之後檢查補水前後的水溫變化結果，用過燃料池水溫變化量的平均值為 $-0.08^\circ\text{C}/\text{次}$ 。
- 補水對水溫並無顯著影響。

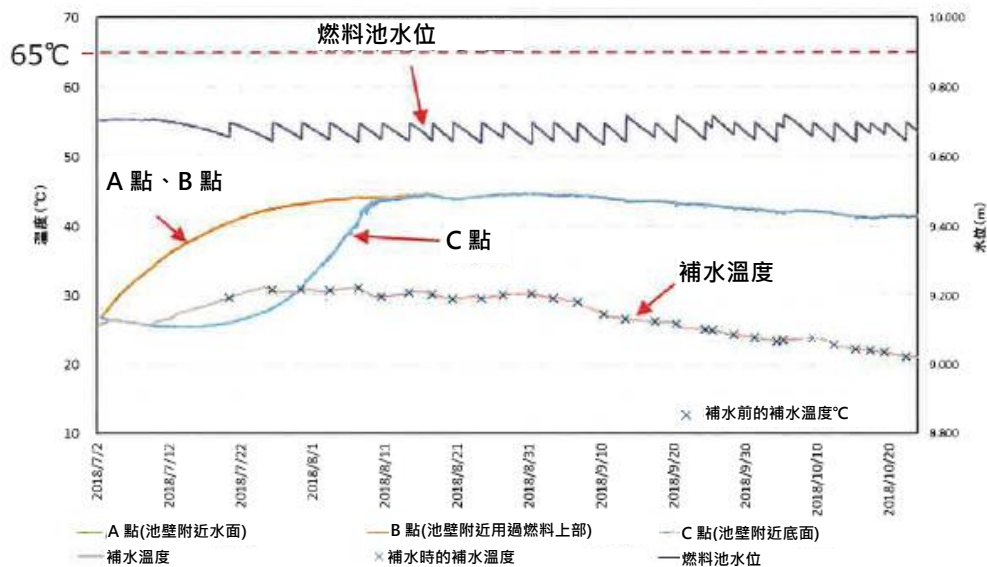


圖 3- 50 美濱 1、2 號機-用過燃料池測量結果(水位、補水溫度)圖

測量結果討論，如圖 3-51 所示。

【關於氣溫與水溫的連動關係】

根據 SFP 水溫的以下測量結果，確認了水溫在 8 月 16 日附近達到平衡狀態，並與氣溫變動呈現連動關係，具體如下：

- 8 月 31 日之後，隨著氣溫的下降，水溫也隨之下降。
- 在 8 月 16 日至 31 日左右，氣溫一度下降，隨後再次上升，水溫也相應變動。
- 10 月初，氣溫一度上升後再次下降，水溫也相應地追隨變動。
- 綜上所述，推測池中水溫大致以約 2 天的時間延遲追隨外部氣溫的變化。

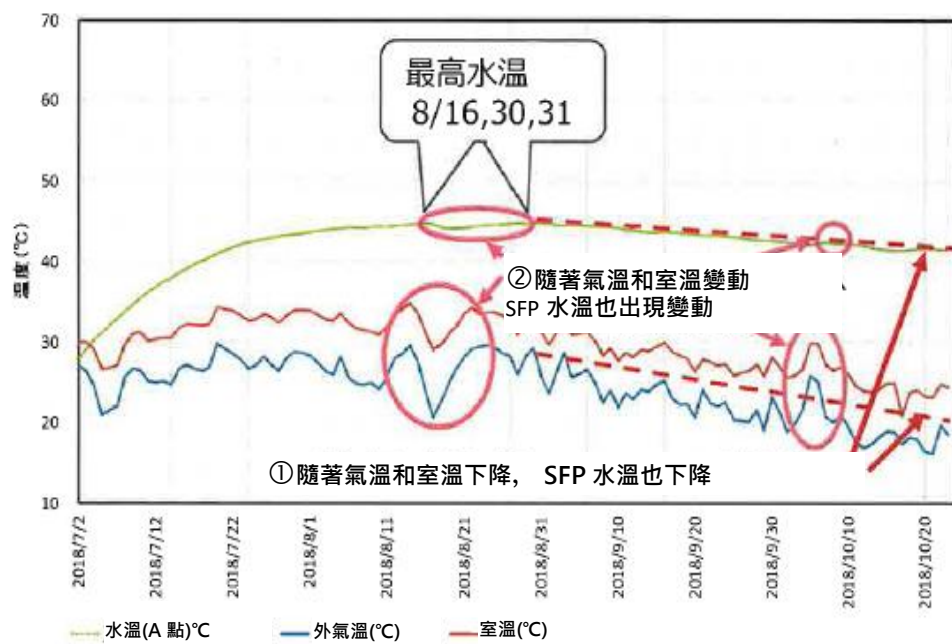


圖 3- 51 美濱 1、2 號機-用過燃料池測量結果(氣溫與水溫連動)圖

【關於最高氣溫】

根據下表，8 月的月平均氣溫比 7 月更高。因此，8 月出現最高水溫是合理的，且試驗結果也與此一致。

2018 年 7 月、8 月的月平均氣溫

7 月	8 月
26.4°C	26.8°C

【推估水溫變化過程】

- 在 A 點至 C 點，試驗開始時水溫處於均勻狀態（SFP 冷卻水泵的運轉使其均勻化）。

- 試驗開始後，在燃料束內受熱的水因密度差移動至 SFP 的上部，使上部的水溫升高。
- 隨著水往燃料束的上部移動，來自下部的水會逐步填補上來。
- 隨著這種填補作用，較溫暖的水層逐漸向下移動，最終整體達到相同的溫度。

問 3：

請說明刪除核機冷卻海水設備對放射性液體廢棄物的輻射曝露評估不會產生影響。

答 3：

放射性液體廢棄物的輻射曝露評估（除役計畫（附件三））中，使用了冷凝器冷卻水等※（循環水泵）的稀釋量來進行評估，並未考慮核機冷卻海水設備（海水泵）的稀釋效果。因此，無論是否設有核機冷卻海水設備，都不會對放射性液體廢棄物的輻射曝露評估產生影響。

除役計畫附件三（部分摘錄）

(1) 放射性液體廢棄物的排放量

a. 放射性液體廢棄物的排放量及海水中的濃度

「反應器設置許可申請書附件九」中指出，運轉中的反應器所產生的放射性液體廢棄物包括一次側冷卻水抽取水、冷卻水排水、設備排水、圍阻體地板排水、輔機廠房地板排水、化學藥劑排水及清洗排水，除氫以外，1 號及 2 號各機組每年排放量為 3.7×10^{10} Bq，氫的年排放量為 3.7×10^{13} Bq。此外，用於計算有效劑量的海水中放射性物質濃度，為上述年排放量除以 1 號及 2 號機的冷凝器冷卻水等的年流量（約 1.44×10^9 m³/年）。

另一方面，第 1 階段中，1 號及 2 號機產生的放射性液體廢棄物與上述相同，僅排除一次冷卻水抽取水，且因反應器已停機，拆除設施內不再生成新的放射性物質。因此，第 1 階段中 1 號及 2 號機的放射性液體廢棄物排

放量，為「反應器設置許可申請書附件九」中評估的排放量經衰減後的年排放量。衰減期考慮反應器停機後的3年。計算有效劑量的海水中放射性物質濃度方面，由於計畫在第1階段停止2號機的冷凝器冷卻水，因此將1號及2號機的年排放量除以1號機冷凝器冷卻水等的年流量(約 $5.25 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{年}$)得到的濃度。

b. 評估對象核種

評估對象核種與「反應器設置許可申請書附件九」中的核種相同，但放射性液體廢棄物中的核種組成考慮了3年衰減期。關於1號及2號機的碘，由於反應器停機後的衰減期，排放量可以忽略不計。

※ 冷凝器冷卻水等：循環水泵及海水泵的稀釋水

此外，評估中使用的稀釋水量，依據「發電用輕水型反應器設施周邊的劑量目標值評估指針」，以循環水泵2台的容量及反應器設施的年稼動率80%為基礎計算。

2022年01月27日除役計畫審查會議

問4：

說明第2階段以後作為放射性氣體廢棄物的稀有氣體和碘可忽略的理由。

答4：

○ 第1階段的稀有氣體及碘

在第1階段中，因未進行管制區內設備的拆除作業，因此運轉期間內產生的稀有氣體會殘留在系統內，並經由建築物的通風系統釋放。此外，對於運轉期間內產生的碘(I-131及I-133)，由於其半衰期較短，考慮到反應器停機後的衰變期間，其排出量可以忽略不計。

○ 第2階段以後的稀有氣體

在第1階段所進行的作業中，由於系統開放等，系統內的稀有氣體已經被

釋放，並且根據第 1 階段期間在反應爐輔機廠房煙囪及反應爐圍阻體煙囪進行的取樣結果，所有稀有氣體的濃度均低於偵測極限。因此，第 2 階段以後的稀有氣體排出量可以忽略。

○ 第 2 階段以後的碘

對於放射性碘中的 I-131 及 I-133，由於在第 1 階段時已充分衰減，其排出量可以忽略，第 2 階段以後也同樣可忽略其排出量。此外，對於具有長半衰期的核種 I-129，已包含在拆除對象設施的殘留活度調查之評估核種（共 55 種）中，並確認了其在管制區內設備拆除過程中產生的放射性氣體廢棄物，其中所含核種對周邊公眾劑量的影響。在第 2 階段以後，I-129 對周邊公眾的劑量可忽略不計（低於 10^{-6} $\mu\text{Sv}/\text{年}$ ），因此排出量可以忽略。

問 5：

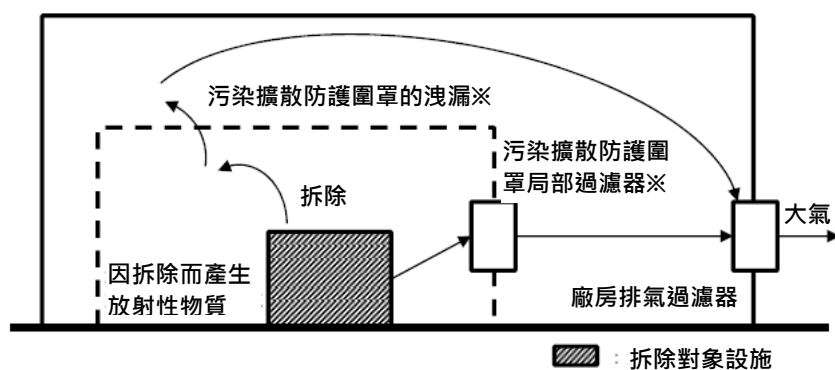
在平時曝露評估中，如考慮局部過濾器，請考慮在本文第 10 章的放射性氣體廢棄物流動路線圖中進行記載。

答 5：

○ 在對受污染的管制區內設備進行拆除時，根據污染程度，適當採取使用污染擴散防護圍罩（局部過濾器）的污染擴散防護措施。然而，在附件三的排放量評估中，為保守起見，僅針對具有高輻射的反應器壓力容器及支撐結構的拆除考慮了局部過濾器的評估。

○ 污染擴散防護圍罩（局部過濾器）等的污染擴散防護措施是作為拆除作業（輻射）管理的一部分進行的，如圖 3-52，在除役計畫上已作為本文第 5 章（拆除方法）中的安全管理措施加以記載。

○ 另一方面，本文第 10 章（放射性氣體廢棄物）旨在展示對來自管制區的放射性氣體廢棄物的整體管理，因此不會記載作為作業管理而設置的局部過濾器。



※除了反應器壓力容器及其支撐結構之外，評估中不考慮污染擴散防護圍罩及局部過濾器的效果

圖 3- 52 美濱 1、2 號機-因拆除而產生的放射性氣體
廢棄物進入大氣的流向（示意圖）

問 6：

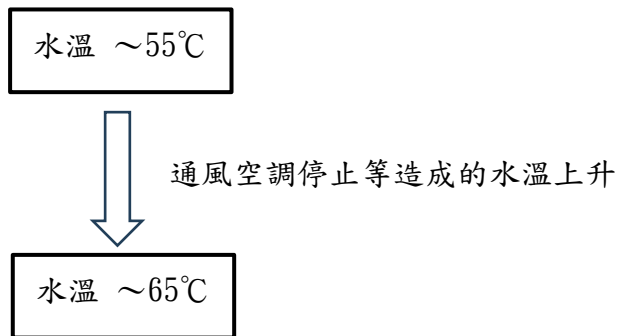
針對停止用過燃料池（SFP）水冷卻及停止換氣空調所引起的環境變化，請說明對設備及現場作業的影響。

答 6：

假設水溫超過 55°C 的情況下，對設備的影響整理如下：

下表為通水至 SFP 水的設備

設備	最高使用溫度
用過燃料池	65°C
用過燃料池冷卻水泵	95°C
用過燃料池熱交換器	95°C
燃料池除礦塔	95°C
除礦塔樹脂	60°C



通水至 SFP 設備的最高使用溫度如上表所示，除了除礦塔樹脂外，即使水溫高於測試時的溫度也不會產生影響。

除礦塔樹脂的使用溫度限制為 60°C 以下，但 SFP 水的淨化僅需年約 1 次，因此在緊急情況下不需進行，即在水溫超過 60°C 的緊急情況下不會實施。

若濕度過高，廠房牆面等處冷卻並產生冷凝水，冷凝水將經由地板排水流入廢液暫存槽。

濕度

- 高濕度的狀況可能發生於長期停電導致通風空調停止的情況，但在此情況下將儘快恢復電力，以防止對設備產生不良影響。

假設水溫超過 55°C 的情況下，對作業的影響整理如下：

水溫 ~55°C (試驗時 SFP 附近溫度~36°C)

在容易引發中暑等狀況的作業環境中，將採取如圖 3-53 所示的對策，以防止職業傷害的發生。



通風空調停止等造成的水溫上升

水溫 ~65°C

在水溫超過 55°C 的情況下，作業環境更容易引發中暑等狀況，因此將採取相同的對策，以防止職業傷害的發生，同時，若判斷作業困難，則將中止作業。

[對策]

- ・讓作業人員穿著降溫背心
- ・使用移動式冷氣降低室溫



降溫背心



移動式冷氣

圖 3- 53 美濱 1、2 號機-防止作業人員中暑裝備

3.5 日本中部電力公司-濱岡 1、2 號機

3.5.1 濱岡 1、2 號機-概要

濱岡核電廠 1 號機及 2 號機為沸水式反應器(BWR4, MARK-I 型)，與國內核一廠型式相同。1 號機功率為 540MWe，於 1974 年 8 月 13 日開始發電，2 號機功率為 840MWe，於 1978 年 5 月 4 日開始發電，2 個機組均於 2009 年開始進行除役，是日本國內最早進行除役的商用輕水型反應器。

3.5.2 濱岡 1、2 號機-除役現況

濱岡核電廠於 2016 年 2 月進入第二階段，除役進度在日本國內居於領先位置。

中部電力規劃於 2024 年度開始進行第三階段的反應器區域拆除工作，並已於 2024 年 3 月 14 日向原子力規制委員會(Nuclear Regulation Authority, NRA)提交了除役計畫變更認可申請。原先的規劃是同時進行 1 號及 2 號機的拆除，但現已決定優先進行 2 號機的拆除工作，並以此經驗為基礎，再進行 1 號機的拆除。同時亦將第 3 階段的期間從原來規劃的 6 年延長至 12 年，直到 2035 年度才結束，如圖 3-54 所示。

第一階段(2009年度～) 拆除工程準備期間	第二階段(2015年度～) 反應器周邊設備拆除期間	第三階段(2024年度～) 反應器區域拆除期間	第四階段(2036年度～) 廠房拆除期間
燃料移出		第3階段結束 (2029年度 → 2035年度)	目標完成 (2036年度 → 2042年度)
污染狀況調查			
系統除污			
輻射管制區外的設備拆除			
紅字為變更內容	反應器周邊設備拆除 ・ 硼酸注入系統 ・ 飼水加熱器 ・ 汽機、發電機	煙囪・抑壓池 圍阻體設備通口 (包括屏蔽牆) 2號機反應器區域拆除 ・ 反應器上蓋・反應器壓力槽 ・ 爐內結構物 輻射屏蔽 1號機反應器區域拆除	反應器圍阻體 ・ 液體廢棄物處理系統 ・ 廠房空調系統 廠房拆除 - 汽機廠房 - 反應器廠房

圖 3- 54 濱岡 1、2 號機-除役工程進度變更圖

以下是濱岡電廠 1、2 號機在各階段提送之文件與日本管制單位審查/視察之結果：

日期	NRA 受理/認可除役電廠 (濱岡 1、2 號機)文件	備註
2009 年 6 月 1 日	NRA 受理中部電力公司濱岡核電廠 1、2 號機除役計畫認可申請書	
2009 年 9 月 15 日	NRA 受理中部電力公司濱岡核電廠 1、2 號機除役計畫認可申請書的補正書	
2009 年 11 月 18 日	NRA 認可中部電力公司濱岡核電廠 1、2 號機的除役計畫	
2015 年 3 月 16 日	NRA 受理中部電力公司濱岡核電廠 1、2 號機除役計畫認可申請書的變更申請	
2015 年 9 月 16 日	NRA 受理中部電力公司濱岡核電廠 1、2 號機除役計畫認可申請書的補正書	
2015 年 10 月 23 日	NRA 受理中部電力公司濱岡核電廠 1、2 號機除役計畫認可申請書的補正書	
2016 年 2 月 3 日	NRA 認可中部電力公司濱岡核電廠 1、2 號機的除役計畫變更	

2018 年 10 月 8 日	NRA 受理中部電力公司濱岡核電廠 1、2 號機除役計畫認可申請書的變更申請	
2019 年 1 月 11 日	NRA 受理中部電力公司濱岡核電廠 1、2 號機除役計畫認可申請書的補正書	
2019 年 1 月 28 日	NRA 認可中部電力公司濱岡核電廠 1、2 號機的除役計畫變更	
2020 年 4 月 20 日	NRA 受理中部電力公司濱岡核電廠 1、2 號機除役計畫認可申請書的變更申請	
2020 年 12 月 18 日	NRA 受理中部電力公司濱岡核電廠 1、2 號機除役計畫認可申請書的補正書	
2021 年 3 月 31 日	NRA 認可中部電力公司濱岡核電廠 1、2 號機的除役計畫變更	
2022 年 4 月 6 日	NRA 受理中部電力公司濱岡核電廠 1、2 號機除役計畫認可申請書的變更申請	
2022 年 6 月 27 日	NRA 受理中部電力公司濱岡核電廠 1、2 號機除役計畫認可申請書的補正書	
2022 年 7 月 15 日	NRA 認可中部電力公司濱岡核電廠 1、2 號機的除役計畫變更	

2023 年 3 月 13 日	NRA 受理中部電力公司濱岡核電廠 1、2 號機除役計畫認可申請書的變更申請	
2023 年 10 月 23 日	NRA 受理中部電力公司濱岡核電廠 1、2 號機除役計畫認可申請書的補正書	
2023 年 12 月 14 日	NRA 受理中部電力公司濱岡核電廠 1、2 號機除役計畫認可申請書的補正書	
2023 年 12 月 21 日	NRA 認可中部電力公司濱岡核電廠 1、2 號機的除役計畫變更	
2024 年 3 月 14 日	NRA 受理中部電力公司濱岡核電廠 1、2 號機除役計畫認可申請書的變更申請	
2024 年 7 月 29 日	NRA 受理中部電力公司濱岡核電廠 1、2 號機除役計畫認可申請書的補正書	

3.5.3 濱岡 1、2 號機-管制機關審查意見回覆

以下是濱岡 1、2 號機提出除役計畫許可或變更申請時，管制機關的審查意見(以下簡稱「問」)及電廠的回覆內容(以下簡稱「答」)。

2023 年 09 月 19 日除役計畫審查會議

問 1：

隨著熱切割範圍的擴大，請說明拆除工程中產生的粒狀放射性物質向環境排放量評估的合理性。

答 1：

關於放射性氣體廢棄物的排放所引起的曝露評估，請說明以下評估內容：

放射性氣體廢棄物的預期排放量評估

劑量評估

○ 評估的前提條件

評估對象設備為第 2 階段的對象設備，包含本次申請中新增的拆除對象設備，放射性物質的發生源為拆除工程中產生的粒狀放射性物質。

由於將熱切割的範圍擴大至儲槽、大口徑管路等大型受污染設備中使用機械切割困難或效率低下的部位，因此在機械切割中未考慮的部分放射性氣體廢棄物（H-3 及 C-14），亦一併包含在氣體放射性物質的釋放量進行評估。

假設拆除對象設備的拆除作業在一年內完成，以此進行評估。

活度值採用 2015 年 4 月 1 日「附件五 核燃料物質污染的分布及其評估方法說明書」中評估的數據，且不考慮拆除過程中的活度衰減，進行保守評估。

放射性氣體廢棄物的預期排放量評估

○ 熱切割及機械切割對象設備的選定

從降低周邊公眾曝露、預防一般職業傷害等角度出發，拆除工法基本上選擇機械切割。然而，為了提高作業效率及縮短作業時間，根據拆除工法的基本概念，會選擇使用氣體熔割等熱切割方式。不過，由於將熱切割的對象擴大至「污染設備」，因此在採用熱切割時，會考慮公眾曝露風險，僅限於「機械切割困難或效率低下的部位（如儲槽、大口徑管路等大型設備）」進行熱切割。

拆除工法的基本概念

工法	設備例示	基本概念
熱切割（如氣體熔割等）	儲槽類（例：抑壓池、冷凝水儲存槽）	大型設備的切割因切割長度較長，通常採用固定式切割裝置進行自動切割。然而，由於拆除對象設備的安裝空間狹小等原因，若無法安裝切割裝置，則使用電鋸等手持式振動工具進行切割，需要長時間作業。另一方面，熱切割相較於機械切割能顯著縮短切割時間，並且利用切割火炬手動熔融切割部位，藉由氣體將熔融部分吹除，是非接觸式的切割工法。從減少作業人員的曝露、振動危害等職業傷害風險的角度來看，熱切割具優勢，因此採用熱切割方法。
	大口徑管路（例：主蒸汽系統管路、飼水及冷凝水系統管路）	
	其他大型設備（例：餘熱移除系統泵、主蒸汽隔離閥）	
機械切割（如帶鋸等）	小口徑管路	從降低周邊公眾曝露及預防一般職業傷害等角度出發，優先選擇機械切割。

○預期排放量的評估方法

圖 3-55 是拆除作業中產生的粒狀放射性物質向環境的遷移流程。產生的粒狀放射性物質將按照此流程所示向環境中遷移，並據此評估其向環境的年排放量。

○ 粒狀放射性物質（含氣態放射性物質）的排放量計算過程

從評估對象設備中所含的放射性物質，針對機械切割和熱切割的各個對象設備，計算各放射性核種遷移至環境中的預期排放量。

劑量評估

○ 評估條件

參考「日本原子力學會標準《核設施除役計畫：2009》」，考慮五種曝露途徑。

在各曝露途徑中，抽出對有效劑量貢獻較大的核種（合計佔 90%以上），並合計這些核種的有效劑量進行評估。

在進行有效劑量評估時，針對用於劑量評估的氣象數據（2009 年 4 月至 2010 年 3 月的一年數據），以近年氣象數據（2010 年度至 2019 年度的 10 年數據）進行異常年檢定，並確認使用該年度氣象數據進行劑量評估的合理性。

對於氣體廢棄物中的粒狀物質所造成的有效劑量，根據預期排放量評估中使用的保守條件進行評估。

放射性氣體廢棄物排放造成的曝露途徑

體外曝露	地表沉積物引起的體外曝露
	放射性雲的加馬射線引起的體外曝露
體內曝露	吸入攝取引起的體內曝露
	農產品攝取引起的體內曝露
	畜產品攝取引起的體內曝露

○ 各曝露途徑中對曝露貢獻達 90%以上的核種

在各個曝露途徑中，將熱切割與機械切割中的各核種的有效劑量進行合併，並抽出對有效劑量貢獻較大的核種（合計達 90%以上）。

○劑量評估結果

1 號及 2 號機的粒狀放射性物質引起的最大有效劑量，合計值約為 $3.3 \times 10^{-1} \mu\text{Sv/y}$ （現實條件）~約 $6.1 \mu\text{Sv/y}$ （保守條件）。

第 2 階段中，1 號機、2 號機、以及 3 號機至 5 號機以及廢棄物減容廠房的放射性氣體廢棄物及放射性液體廢棄物對周邊監控區域邊界外的年度有效劑量合計值約為 $34 \mu\text{Sv/y}$ ，低於「反應爐設置許可申請書附件九」所載之約 $41 \mu\text{Sv/y}$ （反應器運轉中 1 號機、2 號機及 3 號機至 5 號機以及廢棄物減容廠房引起的有效劑量合計值）。

問 2：

隨著暫存區的變更，請說明直接輻射與向天輻射的劑量評估等的合理性。

答 2：

○ 評估前提

暫存對象為本次申請所新增的拆除對象設備，加上第 2 階段對象設備中的 L3 廢棄物。

本次評估中假設在包含新增暫存區的情況下，每層樓的整個空間均放置了 L3 廢棄物之貯存容器（以下簡稱「貯存容器」）。

直接輻射及向天輻射對周邊公眾的曝露評估條件

1) L3 廢棄物的貯存狀態及貯存容器的等效劑量率

L3 廢棄物的貯存狀態	在反應器廠房及汽機廠房內，將廠房的結構進行模型化處理(如圖 3-56)，假設在各樓層的全部區域中貯存 L3 廢棄物（$1.6\text{m} \times 1.6\text{m} \times 1.6\text{m}$），而不限於規劃的暫存區。 考量實際運作，反應器廠房 B2F 的貯存容器採三層堆疊，其他區域則假設為二層堆疊。 不過，基於對周邊公眾曝露劑量的影響較
--------------------	---

	大，各廠房的最高樓層不假設存放 L3 廢棄物。
貯存容器的等效劑量率 （距離貯存容器表面 1 公尺處的等效劑量率）	各建築物的最上層下方部分：考慮到對周圍公眾曝露劑量的貢獻，假設可偵測下限值為 1 $\mu\text{Sv/h}$ 。 其他部分：假設實際使用情況，參考電廠內運送 L3 廢棄物等的限值（100 $\mu\text{Sv/h}$ ）。

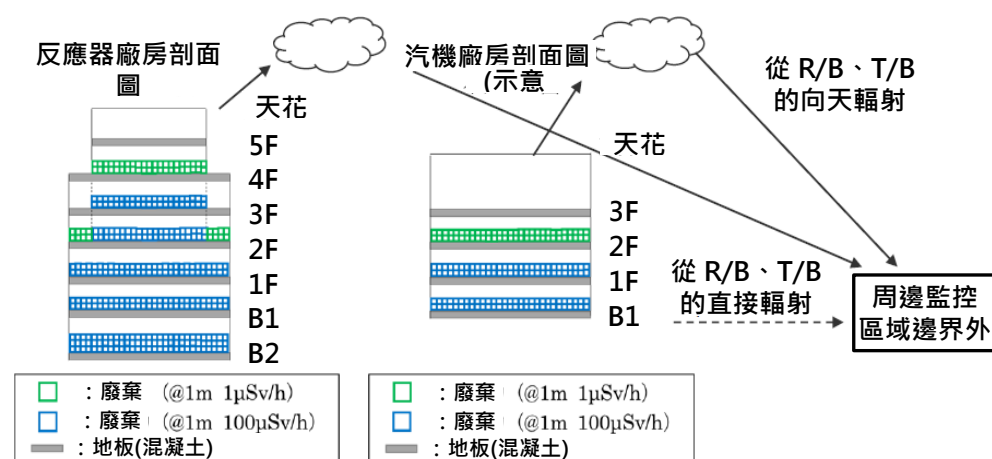


圖 3-56 濱岡 1、2 號機-反應器廠房及汽機廠房模型圖

2) 輻射源條件

為了使貯存容器表面 1 公尺處的等效劑量率達到 1) 所示的水準，計算輻射源強度（假設為 Co-60）。

使用由各貯存樓層面積推算出的貯存容器數量，來計算評估用的 L3 廢棄物的活度量。

評估用的 L3 廢棄物總活度量約為 $1.2 \times 10^{14} \text{Bq}$ ，相對於第 2 階段對象設備的 L3 廢棄物總活度量（約 $2.3 \times 10^{12} \text{Bq}$ ），這是一個足夠保守的數值。

假設的輻射源強度與總活度量

距離貯存容器表面 1 公尺處的等效劑量率 ($\mu\text{Sv/h}$)	每個容器的輻射 源強度 (Bq)	貯存容器數 量 (箱)	總活度量 (Bq)
100	約 2.46×10^9	約 49,000	約 1.2×10^{14}
1	約 2.46×10^7	約 17,100	約 4.2×10^{11}

直接輻射及向天輻射對周邊公眾曝露的評估結果

直接輻射及向天輻射的劑量評估地點為周邊監視區域邊界的 A 至 E 五個地點（評估地點涉及機密事項，圖面不公開）。除役對象設施中劑量最高的地點為 B 地點，約 $4.8 \mu\text{Gy/年}$ ；而直接輻射及向天輻射合計劑量最高的地點為 E 地點，約 $41 \mu\text{Gy/年}$ ，自反應器運轉至今無變動。此數值低於「發電用輕水型反應器設施安全審查中對一般公眾的劑量評估」中所示的「約 $50 \mu\text{Gy/年}$ 」。

平常情況下的直接輻射及向天輻射劑量（1 至 5 號機及廢棄物減容廠房（合計））（第 2 階段）

1 號及 2 號機反應器運轉中 ($\mu\text{Gy/年}$)	1 號及 2 號機除役第 2 階段中 ($\mu\text{Gy/年}$)
約 41 (約 21)	約 41 (約 4.8)

（ ）內顯示的是除役對象設施中劑量最高地點的數值。

(四) 研究成果

反應器區域拆除階段前計畫中之作業案例

拆除工程方面(針對爐內結構、壓力容器、生物屏蔽)

1. 拆除設備的設計、製造、測試、操作訓練、維護計畫及故障應對措施
2. 拆除設備的安裝方法、安裝位置規劃、載重評估及追加支撐施工
3. 拆除過程中產生的粉塵及廢液的回收及擴散防止方法的設計、施工及測試
4. 針對第 1 至第 3 項的工程規劃表制定及管理
5. 制定拆除作業流程及資源（人員、設備及材料等）的調配
6. 確保影響反應器本體拆除工程的設備已完成拆除並移除

廢棄物管理方面(針對爐內結構、壓力容器、生物屏蔽)

1. 提升活化評估的精準度
2. 制定廢棄物分類與處理計畫，並確保相關設施（追加於第 2 階段設施中）
3. 高輻射活度廢棄物處理設備的設計、製造及測試
4. 規劃及確保廢棄物的運輸路線、容器、處理裝置、臨時存放區及貯存倉庫

反應器區域拆除階段前可能遭遇之困難與挑戰

拆除工法的規劃

1. 高輻射活度部分：例如爐心支撐結構的爐心頂板、爐心側板上部、燃料導板及爐心底板的拆除，其拆除工法的規劃為最困難與挑戰。日本敦賀 1 號機規劃採用水下熱切割或機械切割的方法。
2. 低輻射活度部分：例如飼水噴嘴、爐心側板下部等的拆除，兼顧安全與工期的拆除工法為重要挑戰。日本敦賀 1 號機在根據污染情況和安全措施，在適用的情況下，規劃採用空氣中熱切割或機械切割的方法

(五)管制建議

於日本核電廠反應器區域拆除階段前

1. 針對爐內結構、壓力容器、生物屏蔽拆除過程中產生的粉塵及廢液的回收及擴散防止方法，確認有預先規劃適當的設計、施工及測試。
2. 在爐內結構、壓力容器、生物屏蔽拆除之前，確認影響反應器本體拆除工程的設備已完成拆除並移除，以確保工作人員安全。
3. 針對爐內結構、壓力容器、生物屏蔽的拆除廢棄物，確認有規劃及確保廢棄物的運輸路線、容器、處理裝置、臨時存放區及貯存倉庫，以減少工作人員曝露風險。

針對反應器區域拆除階段前可能遭遇之困難與挑戰

1. 確認有分別針對高輻射活度及低輻射活度部分提出適當的拆除工法規劃，以確保工作人員安全並減少曝露風險。

参考文献

- [1]. <https://www.yomiuri.co.jp/science/20230405-OYT1T50134/>
- [2]. <https://www.yomiuri.co.jp/science/20240208-OYT1T50044/>
- [3]. 日本原子力発電、「原電敦賀」、2020 年 12 月第 55 号
- [4]. https://www.japc.co.jp/tsuruga/haishi/dail_progress_past.html
- [5]. 日本原子力発電、「敦賀発電所 1，2 号機の現況について」、2017 年 11 月 28 日
- [6]. 日本原子力発電、「敦賀発電所 1，2 号機の現況について」、2018 年 6 月 6 日
- [7]. 日本原子力発電、「敦賀発電所の現況について」、2020 年 8 月 24 日
- [8]. 日本原子力発電、「敦賀発電所 1，2 号機の現況について」、2021 年 5 月 13 日
- [9]. 日本原子力発電、「敦賀発電所 1，2 号機の現況について」、2023 年 1 月 12 日
- [10]. 日本原子力発電、「敦賀発電所 1，2 号機の現況について」、2024 年 1 月 15 日
- [11]. 日本原子力発電、「日本原子力発電の近況ご報告資料」、2024 年 1 月 22 日
- [12]. https://www.nra.go.jp/disclosure/law_new/power_plants/tsuruga.html
- [13]. 東北電力、「女川原子力発電所 1 号機廃止措置計画認可申請書の概要について」、2019 年 7 月 29 日
- [14]. 東北電力、「女川原子力発電所 1 号機廃止措置計画認可について(審査会合における指摘事項の回答)」、2019 年 11 月 14 日
- [15]. 東北電力、「女川原子力発電所 1 号機廃止措置計画認可について(審査会合における指摘事項の回答)」、2020 年 1 月 14 日
- [16]. 東北電力、「女川原子力発電所 1 号機廃止措置計画認可について(審査会合における指摘事項の回答)」、2020 年 2 月 13 日
- [17]. 東北電力、「女川原子力発電所 1 号発電用原子炉流路縮小工の設置による 1 号廃止措置への影響の有無について」、2020 年 2 月 13 日
- [18]. 東北電力、「女川原子力発電所周辺監視区域境界変更に伴う原子炉施設保安規定変更認可申請について」、2022 年 8 月 25 日
- [19]. 関西電力、「大飯発電所 1，2 号炉廃止措置計画申請について(審査会合における指摘事項の回答)」、2019 年 3 月 6 日

- [20]. 関西電力、「大飯発電所 1, 2 号炉廃止措置計画申請について(審査会合における指摘事項の回答)」、2019 年 4 月 16 日
- [21]. 関西電力、「大飯発電所 1, 2 号炉廃止措置計画申請について(審査会合における指摘事項の回答)」、2019 年 7 月 2 日
- [22]. 関西電力、「大飯発電所 1, 2 号炉廃止措置計画申請について(審査会合における指摘事項の回答)」、2019 年 7 月 23 日
- [23]. 関西電力、「大飯発電所 1, 2 号炉廃止措置計画申請について(審査会合における指摘事項の回答)」、2019 年 8 月 27 日
- [24]. <https://www.athome.tsuruga.fukui.jp/nuclear/plant/mihama>
- [25]. 関西電力、「美浜発電所 1, 2 号炉廃止措置計画申請について(審査会合における指摘事項の回答)」、2019 年 8 月 27 日
- [26]. 関西電力、「美浜発電所 1, 2 号炉廃止措置計画申請について(審査会合における指摘事項の回答)」、2019 年 11 月 7 日
- [27]. 関西電力、「美浜発電所 1 号炉及び 2 号炉廃止措置計画申請について(審査会合における指摘事項の回答)」、2021 年 11 月 11 日
- [28]. 関西電力、「美浜発電所 1 号炉及び 2 号炉廃止措置計画申請について(審査会合における指摘事項の回答)」、2022 年 1 月 27 日
- [29]. 中部電力、「浜岡発電所 1 号炉及び 2 号炉廃止措置計画申請について(審査会合における指摘事項の回答)」、2023 年 9 月 19 日