

別添 2

添付書類二

東海第二発電所
劣化状況評価書

平成 29 年 11 月

(平成 30 年 2 月一部変更)

(平成 30 年 9 月一部変更)

(平成 30 年 10 月一部変更)

日本原子力発電株式会社

本資料のうち、枠囲みの内容は、営業秘密
又は防護上の観点から公開できません。

目次

1. はじめに	1
2. 東海第二発電所の概要	5
2.1 東海第二発電所の設備概要	5
2.2 発電所の運転実績	7
2.3 技術基準規則への適合に向けた取組及びそのスケジュール	8
2.4 発電所の保守管理の概要	12
3. 劣化状況評価の実施体制	19
3.1 評価の実施に係る組織	19
3.2 評価の方法	19
3.3 工程管理	19
3.4 協力事業者の管理	20
3.5 文書・評価記録の管理	21
3.6 教育訓練	21
3.7 評価年月日	22
3.8 評価を実施した者の氏名	22
4. 劣化状況評価の実施方法	26
4.1 劣化状況評価対象機器	26
4.2 劣化状況評価手順	27
4.2.1 機器のグループ化及び代表機器の選定	27
4.2.2 国内外の新たな運転経験及び最新知見の反映	28
4.2.3 経年劣化事象の抽出	31
4.2.4 経年劣化事象に対する技術評価	34
4.3 耐震安全性評価	35
4.3.1 耐震安全性評価対象機器	35
4.3.2 耐震安全性評価手順	35
4.4 耐津波安全性評価	36
4.4.1 耐津波安全性評価対象機器	36
4.4.2 耐津波安全性評価手順	36
4.5 冷温停止状態維持の技術評価	37
4.5.1 代表機器の選定	37
4.5.2 冷温停止を踏まえた再評価を行う経年劣化事象の抽出	37
4.5.3 評価対象機器全体への展開	37
5. 技術評価結果	43
5.1 運転を断続的に行うことを前提とした機器・構造物の技術評価結果	43
5.1.1 容器等	43
5.1.2 低圧ケーブル	44
5.1.3 同軸ケーブル	44

5.1.4 ケーブル接続部	45
5.1.5 容器	45
5.1.6 震災影響評価	46
5.2 運転を断続的に行うことを前提とした耐震安全性評価結果	47
5.2.1 配管	47
5.3 運転を断続的に行うことを前提とした耐津波安全性評価結果	48
5.4 冷温停止状態維持を前提とした機器・構造物の技術評価結果	49
5.5 冷温停止状態維持を前提とした耐震安全性評価結果	50
5.6 冷温停止状態維持を前提とした耐津波安全性評価結果	51
5.7 評価の結果に基づいた補修等の措置	51
6. 今後の高経年化対策	52
6.1 保守管理に関する方針（長期保守管理方針）の策定	52
6.2 長期保守管理方針の実施	52
6.3 技術開発課題	58
7. 劣化状況評価で追加する項目	59
8. まとめ	60

1. はじめに

東海第二発電所については、1978年11月28日に営業運転を開始し、2018年11月に運転開始後40年を迎えようとしている。

原子力発電所ではこれまでプラントの安全・安定運転を確保するために、電気事業法に基づく定期検査^{注1)}により、技術基準への適合を確認するとともに、保守管理における機器・構造物の保全活動として、点検や予防保全活動等に取り組んでいる。加えて、最新の技術的知見の反映や国内外で経験された事故・故障の再発防止対策等についても、必要に応じ実施している。

また、一般的には、機器・材料は使用時間の経過とともに、経年劣化することが知られているが、これまでのところ30年の運転期間を超え40年目の劣化状況評価（高経年化技術評価）を実施した他原子力発電所の評価結果からも、劣化の傾向が大きく変化することを示す技術的知見は得られていない。

また、運転年数の増加に伴いトラブルの発生件数が増加しているという傾向も認められていないことから、現時点で高経年化による原子力発電所設備の信頼性が低下している状況にはないと考える。

しかしながら、原子力発電所のより長期の運転を仮定した場合、経年化に伴い進展する事象は顕在化してくることから、運転年数の長い原子力発電所に対して、高経年化の観点から技術評価を行い、そこで得られた知見を保全に反映していくことは、原子力発電所の安全・安定運転を継続していく上で重要である。

注1)：2013年7月8日以降は「核原料物質、核燃料物質及び原子炉の規制に関する法律」に基づき、原子力規制委員会が施設定期検査を実施

このような認識のもと、1996年4月に通商産業省（現：経済産業省）資源エネルギー庁は「高経年化に関する基本的な考え方」をとりまとめ、原子力発電所の高経年化対策の基本方針を示した。

さらに、2003年9月及び2005年12月に「実用発電用原子炉の設置、運転等に関する規則」（以下、「実用炉規則」という）を改正するとともに、原子力安全・保安院（現：原子力規制委員会。以下同じ）は「実用発電用原子炉施設における高経年化対策実施ガイドライン」及び「実用発電用原子炉施設における高経年化対策標準審査要領（内規）」（以下、「高経年化対策実施ガイドライン等」という）を発出し、原子炉の運転を開始した日以降29年を経過する日までに、また、以降10年毎に、耐震安全性評価を含めた経年劣化に関する技術的な評価（以下、「高経年化技術評価」という）を行い、これに基づき保全のために実施

すべき措置に関する10年間の計画を策定することを電気事業者に求めた。

その後、2008年8月に実用炉規則が改正され、高経年化対策を通常の保全の中に位置づけ一体化することで、原子力発電所の運転当初からの経年劣化管理を義務づけるとともに、「保全のために実施すべき措置に関する10年間の計画」を、新たに「保全のために実施すべき措置に関する10年間の方針」（以下、「長期保守管理方針」という）として原子炉施設保安規定（以下、「保安規定」という）に位置づけ、認可の対象とした。

また、実用炉規則の改正に伴い、原子力安全・保安院は「高経年化対策実施ガイドライン等」を改訂し、2008年10月に発出後、2010年4月及び2011年5月に改正した。

また、2011年3月11日に発生した東北地方太平洋沖地震及びこれにより生じた津波に起因する東京電力福島第一原子力発電所で発生した事故に鑑み、2012年9月に原子力規制委員会設置法が施行され、原子力安全・保安院に代わる機関として、原子力規制委員会が環境省の外局として設立された。

さらに、2013年7月には同法により、発電用原子炉の運転することが出来る期間について、最初に使用前検査を合格した日から起算して40年と規定され、当該期間満了に際しては、原子力規制委員会の認可を受けて、20年を超えない期間を限度として一回に限り延長できることとなった。

それらを踏まえ、原子力規制委員会は2013年6月に「実用炉規則」を改正するとともに「実用発電用原子炉の運転期間延長認可申請に係る運用ガイド」（以下、「運転延長ガイド」という）にて、運転期間延長認可申請書の記載内容等を定め、2013年11月に「実用発電用原子炉の運転の期間の延長の審査基準」（以下、「運転延長審査基準」という）を制定し、運転の期間の延長の審査にあたって確認すべき事項を定めている。また、運転延長ガイドについては、2013年12月、2014年8月及び2017年9月に、運転延長審査基準については2016年4月にそれぞれ改正されている。

加えて、原子力規制委員会・規制庁は高経年化対策実施ガイドライン等に代わるものとして、2013年6月に「実用発電用原子炉施設における高経年化対策実施ガイド」（以下、「高経年化対策実施ガイド」という）を制定し、2013年12月、2015年10月、2016年11月、2017年9月に改正している。

また、2013年7月に「実用発電用原子炉施設における高経年化対策審査ガイド」（以下、「高経年化対策審査ガイド」という）を制定し、2013年12月、2016年11月に改正している。

一方、一般社団法人日本原子力学会は2007年3月に「原子力発電所の高経年化対策実施基準：2007」を制定し、2008年12月に「原子力発電所の高経年化対策実施基準：2008」（以下、「学会標準2008版」という）として改定の上、2009年2月に発行、2010年4月原子力規制委員会によりエンドースされた。以降は、2010年9月に「原子力発電所の高経年化対策実施基準：2010（追補1）」（以下、「学会標準2010追補版」という）、2012年6月に「原子力発電所の高経年化対策実施基準：2011（追補2）」（以下、「学会標準2011追補版」という）、2012年12月に「原子力発電所の高経年化対策実施基準：2012（追補3）」（以下、「学会標準2012追補版」という）、2016年3月に「原子力発電所の高経年化対策実施基準：2015」、2016年9月に「原子力発電所の高経年化対策実施基準：2016（追補1）」を発行した。

さらに、旧独立行政法人原子力安全基盤機構（現：原子力規制委員会。以下同じ）は、上記、高経年化対策実施ガイド及び高経年化対策審査ガイド並びに学会標準2008版に対応して、2013年9月に「高経年化技術評価審査マニュアル」を作成し、公表している。

東海第二発電所では、運転開始後40年を迎え、プラントを構成する機器・構造物に対し、運転延長ガイド、高経年化対策実施ガイド、高経年化対策審査ガイド、学会標準2008版、学会標準2010追補版、学会標準2011追補版等に基づき、60年間の運転及び冷温停止を仮定し、想定される経年劣化事象に関する技術評価を「延長しようとする期間における運転に伴い生ずる原子炉その他設備の劣化の状況に関する技術的な評価」（以下、「劣化状況評価等」という）として実施した。劣化状況評価等に当たっては、運転延長ガイドに基づき実施した特別点検^{注2)}の結果を踏まえて評価した。

注2)：「実用発電用原子炉の設置、運転等に関する規則」第113条第2項第1号による点検

また、運転を開始した日から40年以降の20年間に、高経年化の観点から現状保全を充実する新たな保全項目等を抽出し、「延長しようとする期間における原子炉その他の設備についての保守管理に関する方針」（以下、「保守管理に関する方針」という）を策定した。本評価書はこれらを取りまとめたものである。

このとりまとめには、運転開始後30年目の高経年化技術評価の検証として、劣化傾向の評価、保全実績の評価及び長期保守管理方針の有効性評価についても含めている。

なお、劣化状況評価等の対象とする機器・構造物及び評価手法は、40年目の高経年化技術評価におけるものと同様である。

この結果、現状の保全の継続等により、今後、プラントを健全に維持することが可能であることを確認した。

また、抽出した保守管理に関する方針については、長期保守管理方針として策定するとともに、東海第二発電所の保安規定に記載し、認可申請を行う。

今後は、認可された保安規定に基づき、保全活動に長期保守管理方針をとり入れ実施していくとともに、実用炉規則第82条にて定める時期に高経年化技術評価の再評価を実施していくことにより、機器・構造物を健全に維持・管理していく。

なお、本評価書は各機器・構造物の劣化状況評価等及び保守管理に関する方針の概要を示すものであり、各機器・構造物の劣化状況評価等の詳細、耐震安全性評価及び耐津波安全性評価の結果については、別冊にまとめている。

2. 東海第二発電所の概要

2.1 東海第二発電所の設備概要

東海第二発電所は、電気出力約1,100 MWの沸騰水型原子力発電所で、原子炉格納容器の型式はマークⅡである。

原子炉内で発生した熱は、原子炉再循環系統により炉心内を通る冷却材に伝えられ蒸気を発生させる。この蒸気は原子炉圧力容器内に設けられている気水分離器及び蒸気乾燥器によって水分が取除かれ、飽和蒸気となってタービンに送られタービン発電機を回転させる。タービンを通った蒸気は復水器に入り、ここで冷却されて復水となり、復水ポンプ、低圧(第2～6)給水加熱器を通り原子炉給水ポンプにより高圧(第1)給水加熱器を経て原子炉圧力容器に戻り、ジェットポンプにより駆動されて再び炉心に送られる。

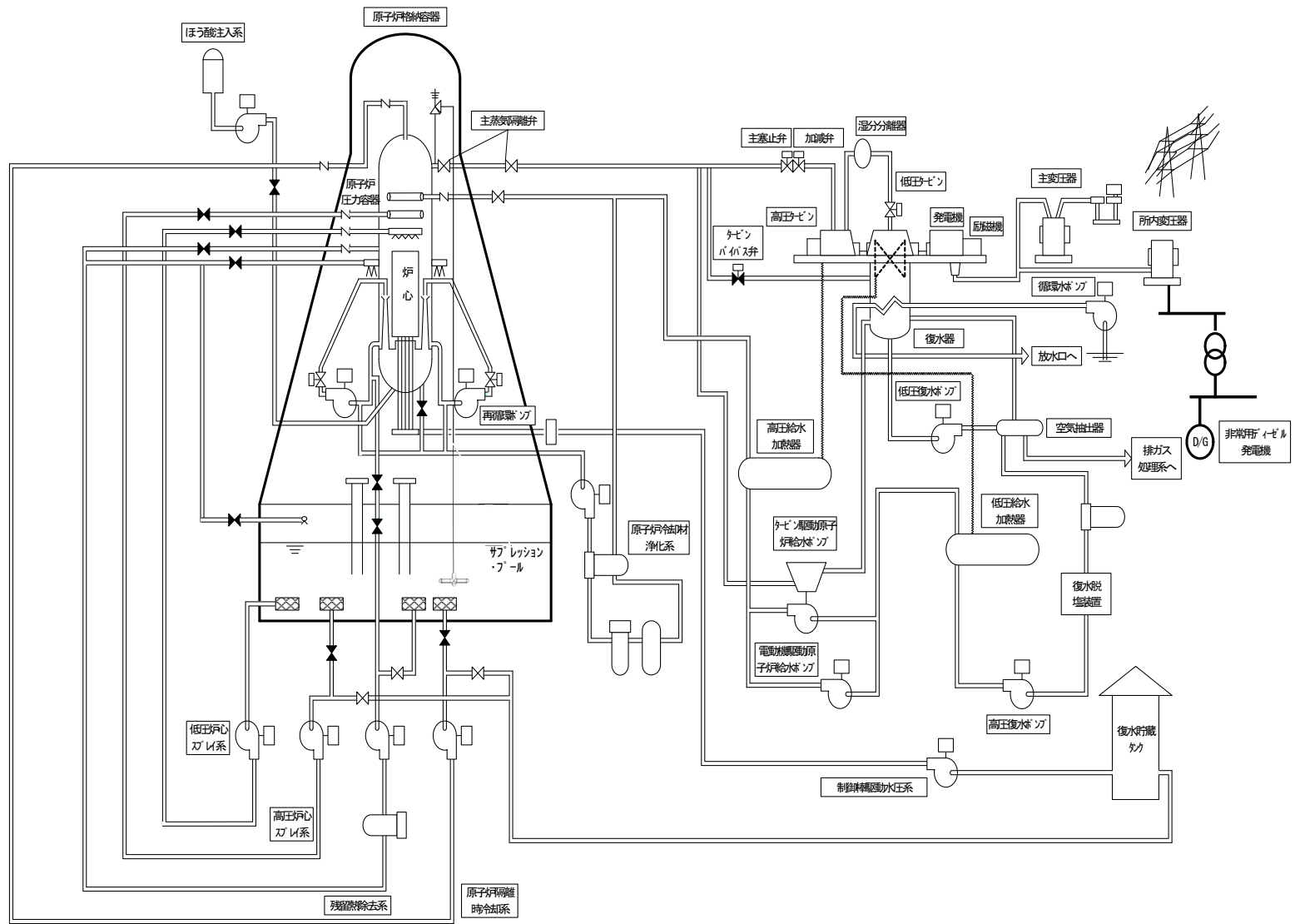
発電所の主要な仕様、系統概要を以下に示す。

(1) 発電所の主要仕様

電気出力	約1,100 MW
原子炉型式	沸騰水型軽水炉
原子炉熱出力	3,293 MW
燃料	低濃縮ウラン(燃料集合体764体)
減速材	軽水
タービン	非再熱式4車室6流排気形

(2) 発電所全体の系統概念

発電所の全体系統概念図を資料2-1に示す。



資料 2-1 東海第二発電所 全体系統概念図

2.2 発電所の運転実績

東海第二発電所は、1971年12月の第57回電源開発調整審議会において、新規着手地点として電源開発基本計画に組み入れられることが決定し、1972年12月23日に内閣総理大臣より原子炉設置許可を取得した。

東海第二発電所の建設工事は、敷地造成工事、建屋基礎掘削工事を経て1973年6月の建屋基礎工事によって本格化し、原子炉圧力容器据付、タービン据付、各種試験を経て燃料装荷を行い1978年1月に原子炉が臨界に達した。その後、出力上昇試験、1978年3月13日の初並列を経て、1978年11月28日に営業運転を開始した。2006年8月、累積発電電力量2,000億kWhを達成した。

また、原子力発電設備の有効利用によりCO₂排出量を削減し、地球温暖化の防止にも貢献できる定格熱出力一定運転の実施に向け、経済産業省通達「定格熱出力一定運転を実施する原子力発電設備に関する保安上の取扱いについて（平成13・12・12原院第1号）」に基づき、設備の健全性評価、運転管理方法の改善へ向けた諸対策を実施し、2003年12月から定格熱出力一定運転を開始している。

東海第二発電所における発電電力量・設備利用率の年度推移を資料2-2、計画外停止回数の年度推移を資料2-3、計画外停止の事故故障一覧を資料2-4に示す。過去約40年間を遡った時点までの発電電力量・設備利用率の年度推移をみると、中性子計測ハウジングのひび割れ対策（第17回定期検査時(1999年度)）等により、設備利用率の低下が見られる。近年においては2011年3月11日に発生した東北地方太平洋沖地震以降、新規規制規準への対応のため発電所は長期停止状態を継続している。

なお、計画外停止（手動停止及び自動停止）回数の推移については、供用期間の長期化との間に有意な相関は認められない。

2.3 技術基準規則への適合に向けた取組及びそのスケジュール

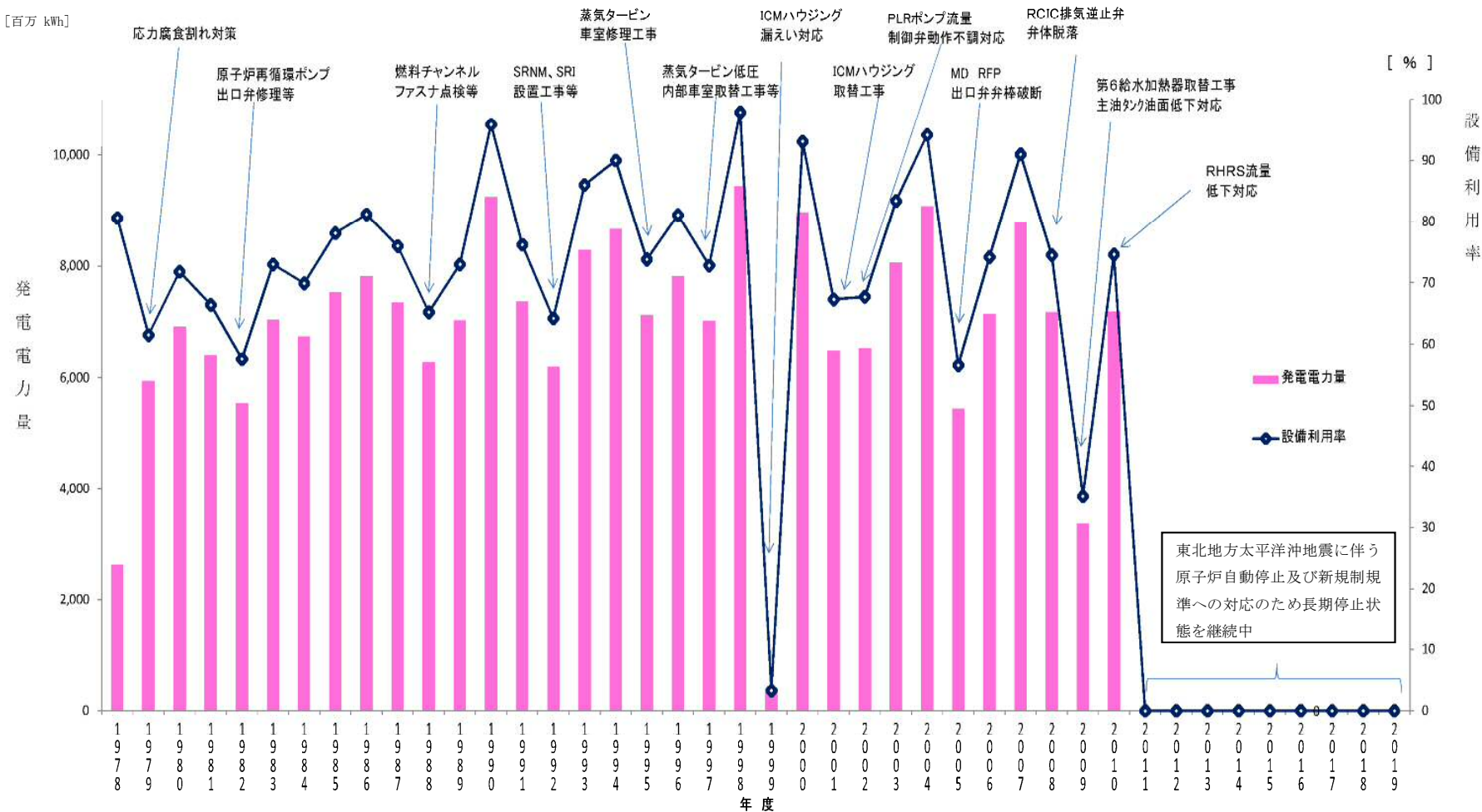
東海第二発電所については、新規制規準へ適合させるため、平成26年5月20日付け総室発第31号をもって原子炉設置変更許可(平成29年11月8日付け総室発第60号,平成30年5月31日付け総室発第18号,平成30年6月21日付け総室発第24号,平成30年6月27日付け総室発第26号,平成30年9月12日付け総室発第47号及び平成30年9月18日付け総室発第48号にて一部補正)を申請し,平成30年9月26日付け原規規発第1809264号にて許可を受けている。

また,平成26年5月20日付け発室発第35号をもって工事計画認可申請書(平成29年11月24日付け発室発第175号,平成30年2月13日付け発室発第229号,平成30年9月20日付け発室発第94号,平成30年10月5日付け発室発第99号及び平成30年10月12日付け発室発第111号にて一部補正)を申請し,平成30年10月18日付け原規規発第1810181号にて認可を受けている。

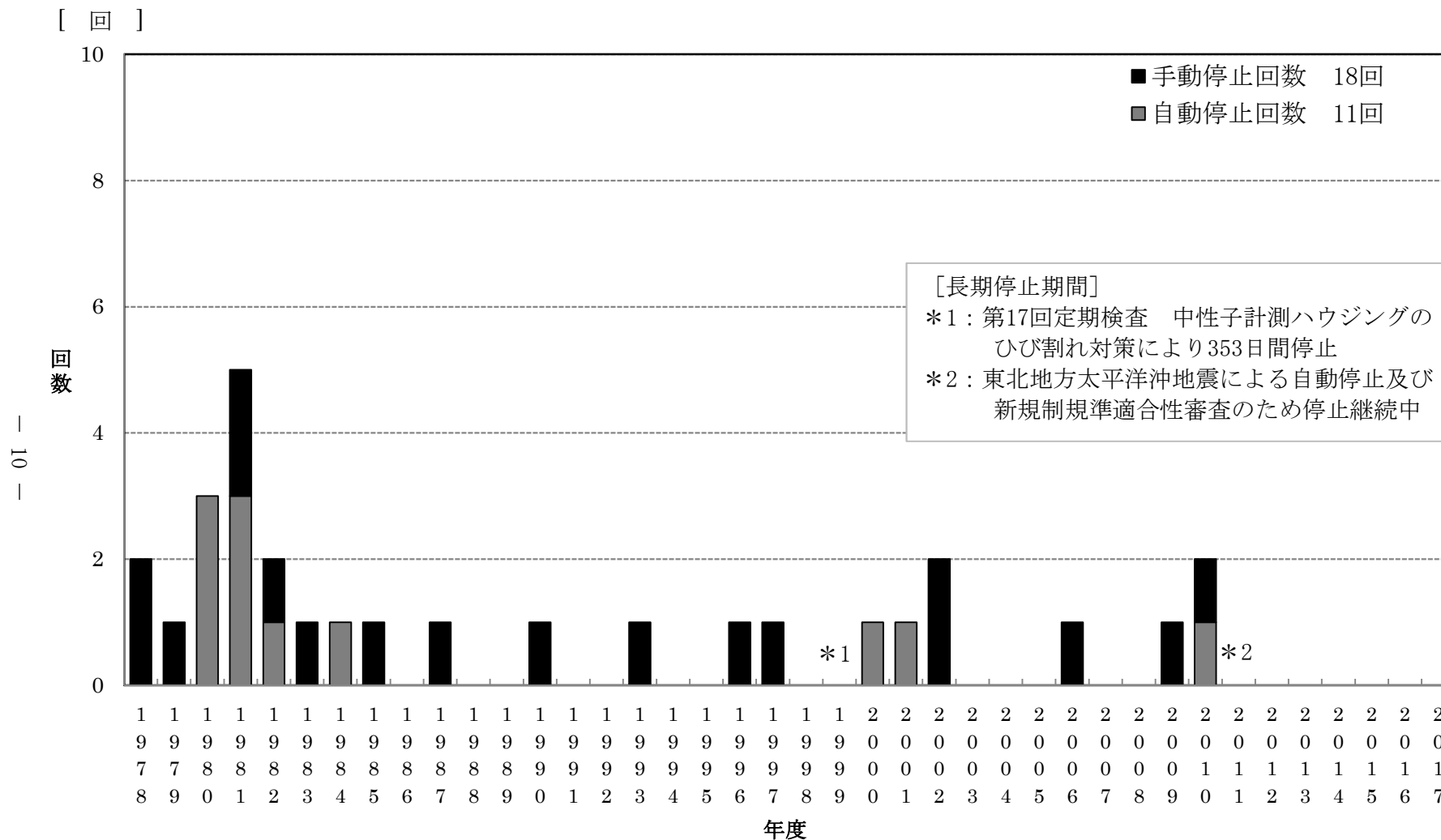
これに加え,平成30年10月5日付け発室発第100号をもって工事計画届出書(平成30年10月12日付け発室発第112号にて一部補正)を提出している。

累積平均設備利用率 = 61.4%

[百万 kWh]



資料 2-2 東海第二発電所 発電電力量・設備利用率の年度推移



資料 2-3 東海第二発電所 計画外停止回数の年度推移

資料 2-4 東海第二発電所 計画外停止の事故故障一覧

No.	年度	件名
1	1978	原子炉冷却材再循環ポンプモータ(A)の故障に伴う原子炉手動停止
2		原子炉冷却材再循環ポンプモータ(B)の故障に伴う原子炉手動停止
3	1979	主蒸気配管に付属する計装配管弁からのリークに伴う原子炉手動停止
4	1980	蒸気タービントリップに伴う原子炉自動停止
5		給水制御系誤信号に伴う原子炉自動停止
6		蒸気タービン中間塞止弁急閉に伴う原子炉自動停止
7	1981	蒸気タービン主塞止弁リミットスイッチ動作不良による原子炉自動停止
8		給水系試験用計装用配管溶接部の損傷に伴う原子炉手動停止
9		原子炉水位低誤信号による原子炉自動停止
10		中間領域計装 (IRM) の応答不調に伴う原子炉手動停止
11		蒸気タービン組合せ中間弁試験時の原子炉自動停止(調整運転中)
12	1982	原子炉冷却材再循環ポンプ(B)入口弁小口径配管の損傷に伴う原子炉手動停止
13		落雷による原子炉自動停止
14	1983	タービン抽気管ドレン系の蒸気漏洩 (調整運転中)
15	1984	給水制御系不調による原子炉自動停止
16	1985	残留熱除去系手動弁ドレン配管からの漏洩による原子炉手動停止
17	1987	原子炉再循環ポンプ(B)のトリップ
18	1990	原子炉格納容器内床ドレン発生量の増加に伴う原子炉手動停止
19	1993	原子炉格納容器冷床ドレン発生量の増加に伴う原子炉手動停止
20	1996	タービン制御油漏えいに伴う原子炉手動停止
21	1997	軽油貯蔵タンク修理に伴う原子炉手動停止
22	2000	東海原子力線トリップによる原子炉自動停止
23	2001	原子炉自動停止における制御棒1本の不完全挿入について
24	2002	原子炉給水系 (B系) 点検に伴う原子炉手動停止
25		原子炉冷却材再循環流量制御弁開度検出器取替のため発電停止
26	2006	タービン駆動給水ポンプ (A) 軸封部シール水出口配管からの漏えいに伴う原子炉手動停止
27	2009	主油タンク油面変動等に伴う機器点検のための原子炉手動停止
28	2010	残留熱除去系海水系 (B) 系機器点検のための原子炉停止
29		地震による原子炉自動停止 (【東日本大震災関連】非常ディーゼル発電機 2C 用海水ポンプの自動停止)

2.4 発電所の保守管理の概要

原子力発電所の保守管理においては、機器・構造物の経年劣化が徐々に進行し、最終的に故障に至ることのないよう、定期的な検査や点検等により経年劣化の兆候を早期に検知し、必要な処置を行い、事故・故障を未然に防止することを目的としている。

東海第二発電所での日常的な保守管理において時間経過に伴う特性変化に対応した劣化管理が的確に行われている経年劣化事象（以下、「日常劣化管理事象」という）の劣化管理の考え方を以下に述べる。

発電所における運転・保守は、運転監視、巡視点検、定期的な検査・試験及び点検により設備の健全性を確認し、経年劣化等の兆候が認められた場合には詳細な調査及び評価を行い、補修、取替等の保全を実施している。特に長期の使用によって発生する経年劣化事象については、点検により経年的な劣化の傾向を把握し、故障に至る前に計画的かつ合理的な保全を実施している。

また、「核原料物質、核燃料物質及び原子炉の規制に関する法律」に基づく原子力規制委員会の施設定期検査^{注3)}を受検するとともに、定期事業者検査についても、その実施に係わる組織等の妥当性が定期安全管理審査において審査されている。

さらに、保安規定において、定期事業者検査等の対象機器に対する作業項目のうち、分解点検、開放点検、補修、取替及び改造等の機能回復を図るものについて、検査・試験の具体的方法を定め、所定の機能を発揮しうる状態にあることを確認・評価することを規定している。

注3)：施設定期検査申請書には保全計画が含まれる。

なお、2013年7月7日以前は、「電気事業法」に基づく経済産業大臣の定期検査を受検するとともに、定期事業者検査についても、その実施に係わる組織等の妥当性が定期安全管理審査において審査されていた。

具体的には、国が技術的な妥当性を評価し、実用炉規則第81条第1項（当時は第11条第1項）に掲げる保守管理に係る要求事項を満たすものとなった、「原子力発電所の保守管理規程（JEAC4209-2007）」に基づき、社内標準類を策定・整備し保守管理を実施している。

保守管理を実施するにあたり、まず初めに、社長は原子炉施設の安全確保を最優先として保守管理の継続的な改善を図るため、保守管理の現状などを踏まえ、保守管理の実施方針を定めている。策定された保守管理の実施方針は、保守管理の有効性評価の結果を踏まえ見直されるとともに、高経年化技術評価等の結果として長期保守管理方針を策定又は変更した場合には、長期保守管理方針に従い保全を実施することを保守管理の実施方針に反映している。

また、発電管理室長及び東海第二発電所長は、保守管理の実施方針に基づき、保守管理の改善を図るための具体的な保守管理目標を設定し、保守管理の有効性評価の結果を踏まえ、保守管理目標の見直しを実施している。

この保守管理目標を達成するため、原子力発電所では、資料2-5に示すような考え方にに基づき、保全活動を行っている。

東海第二発電所では、原子炉施設の中から、保全を行うべき対象範囲として設備を選定し、この保全対象範囲について系統毎の範囲と機能を明確にした上で、構築物、系統及び機器の保全重要度を設定している。系統の保全重要度は、重要度分類指針の重要度に基づき、確率論的リスク評価（以下、「PSA」という）から得られるリスク情報を考慮する。また、機器の保全重要度は、当該機器が属する系統の保全重要度に整合させる。構築物の保全重要度については系統又は機器の保全重要度に基づき設定する。

また、保全の有効性を監視、評価するために、保全重要度を踏まえプラントレベル及び系統レベルの保全活動監視指標を設定している。

保全計画の策定にあたっては、関係法令、関係規格及び基準を遵守するとともに、保全の対象範囲について、保全重要度を勘案し、保全の有効性評価の結果を踏まえた上で、必要に応じて以下の事項を考慮し、策定している。

- a. 運転実績、事故及び故障事例などの運転経験
- b. 使用環境及び設置環境
- c. 劣化、故障モード
- d. 機器の構造等の設計的知見
- e. 科学的知見

また、あらかじめ保全方式として予防保全（時間基準保全、状態基準保全）又は事後保全を適切に選定し、①点検の方法、それらの②実施頻度及び③実施時期を定めた点検計画を作成している。なお、この保全方式は、保全重要度を踏まえた上でこれまでの保全実績、劣化、故障モード及び適用可能な設備診断技術（状態監視）を考慮し、効果的な保全方式を選定している。

①点検の方法については、個別の機器毎に保全内容を検討しているが、具体的には劣化メカニズム整理表^{注4)}及びこれまでの保守管理から得られた機器の部位別に想定される劣化事象に着目した保全項目（検知方法）の検討を行い、検討結果に基づく保全内容を担保するために必要な作業、検査項目等を選定している。

注4)：劣化メカニズム整理表は、原則として東海第二発電所の高経年化技術評価において評価した経年劣化事象（部位、因子等）を検知するための保全項目、設計で考慮している事項（機器の構造等の設計的知見）等を整理し一覧表にしたものの。

②実施頻度についても、メーカー推奨周期、過去の点検実績等を参考にしながら機器に応じて適切に設定している。

また、③実施時期については、保全計画で定める機器の点検の方法及び実施頻度に基づき、点検の実施時期を保全計画の点検計画表として定めている。

補修、取替及び改造を実施する場合は、あらかじめその方法及び実施時期を定めた計画を策定している。具体的には、信頼性向上、経年劣化の観点から長期的に取り組む必要がある工事について、実施内容と実施時期を明確にする中長期設備修繕計画を策定し、中長期設備修繕計画を基に、保全計画、中長期運転保守計画並びに工事の重要性・緊急度・経済性を勘案のうえ、年度保修計画を策定している。

以上のとおり、あらかじめ定められた保全計画に従い、「工事計画」、「設計管理」、「調達管理」、「工事管理」の各プロセスにより点検・補修等の保全を実施し、記録している。

当社は、運転監視、巡視点検、定期的な検査及び点検により設備の健全性を確認し、経年劣化等の兆候が認められた場合には詳細な調査及び評価を行い、補修、取替等の保全を実施している。長期の使用によって発生する経年劣化事象については、点検により劣化の傾向を把握し、故障に至る前に計画的な保全を実施することにより機能回復を図り、長期的な健全性並びに信頼性を確保している。

さらに、劣化傾向監視による管理として状態基準保全、点検及び取替結果の評価のための点検手入れ前データ（As-Found データ）を活用し保全の充実を図っている状況にある。

一方、東海第二発電所で発生した事故・故障については、速やかに原因究明及び再発防止対策を実施するとともに、当社の他発電所及び国内外の原子力発電所で発生した事故・故障の対策についても水平展開の検討を行い、必要に応じて予防処置として設備の改善及び運転・保守管理等の改善を行うことにより、発電所のより一層の安全・安定運転に努めている。

(1) 運転監視、巡視点検

運転状態を各種指示計、記録計、計算機出力等により運転員が常時監視するとともに、原子力発電所の多種多様な設備について運転員が計画的に巡視点検を行い、機器等の健全性確認、経年劣化等の兆候の早期発見に努めている。

(2) 定期的な検査

プラント運転中を主体に待機設備の作動確認等の定期的な検査を行い、設備の健全性確認及び経年劣化等の兆候の早期発見に努め、事故・故障の未然防止を図っている。また、定期的な検査のうち、工学的安全施設等の安全上重要な設備の定期的な検査の内容を保安規定に定め、これに基づく運用を行っている。

(3) 点検

「核原料物質、核燃料物質及び原子炉の規制に関する法律」に基づき原子力規制委員会が行う施設定期検査に合わせ、定期的にプラントを停止し、保全担当部門によるプラント全般にわたる設備の点検を社内マニュアルに基づき実施し、設備の機能維持及び経年劣化等の兆候の早期発見に努め、事故・故障の未然防止を図るとともに、環境の維持、災害の未然防止を図っている。また、プラントを停止せずに点検を実施できる設備については、同様の点検をプラント運転中に実施している。点検の結果は記録としてまとめ、設備の経年的な劣化の傾向を管理し、以後の点検計画に反映している。

(4) 点検体制及び業務

検査及び点検については、当社の保全担当部門が担当する設備の点検計画、作業管理（技術センターは、一部の直営作業の管理を実施）を行い、分解点検等の実作業は、協力会社又は当社技術センター（以下、「協力会社等」という）が実施している。

点検等に当たっては、点検、試験、検査の担当部門が協力会社等の行う作業監理及び品質を含めた調達管理を行っている。

(5) 予防保全

プラントの運転監視、巡視点検、定期的な検査及び点検により、設備の機能低下や経年劣化等の兆候が認められた場合には、保全担当部門が故障に至る前の適切な時期に補修、取替を行うなど、事故・故障の未然防止に努めている。

(6) トラブルの処理及び再発防止

発生したトラブルについては、不適合管理及び是正処置として速やかに原因究明及び対策の検討、評価を行い、的確な復旧により設備の機能回復を図るとともに、必要に応じて再発防止対策を実施している。また、国内外他社の同種設備で発生したトラブルについてもその再発防止対策を水平展開し予防処置を行うことにより、事故・故障の未然防止に努めている。

(7) 改善活動

より一層の安全性、信頼性を確保するため、現行の保全管理のスパイラルアップが重要であるとの観点から、改善活動として保全データの推移及び経年劣化の長期的な傾向監視の実績、トラブル等の運転経験、高経年化技術評価や定期安全レビュー結果、他プラントのトラブル及び経年劣化傾向に係るデータ等に基づいて、保全の有効性評価を実施するとともに、その結果と保守管理目標の達成度から定期的に保守管理の有効性評価を実施し、保守管理が有効に機能していることを確認するとともに、継続的な改善に取り組んでいる。

以上のような日常的な保守管理の有効性評価の手法として、プラントレベル及び系統レベルの保全活動管理指標を設定し、監視しており、至近（第 25 保全サイクル（期中））における実績は下記の通りである。

a. プラントレベルの保全活動管理指標

プラント全体の保全の有効性が確保されていることを監視する観点から、プラントレベルの保全活動管理指標としている「7,000 臨界時間あたりの計画外自動スクラム回数」、「7,000 臨界時間あたりの計画外出力変動回数」、「工学的安全施設の計画外作動回数」の 3 項目のうち、「7,000 臨界時間あたりの計画外出力変動回数」は、実績値が目標値を満足している。

なお、他の 2 項目は、2011 年度に発生した東北地方太平洋沖地震による波及的影響を受け、目標値を逸脱しているものの、本事象は保全活動の結果によるものではないことは自明であり、カウントを除外することで、目標値はクリア一出来ることから、保全は有効に機能していると評価した。

b. 系統レベルの保全活動管理指標

原子炉施設の安全性と保全活動とを関連付け監視する観点から、系統レベルの保全活動管理指標として、保全重要度の高い系統^{注 5)}のうち、重要度分類指針クラス 1、クラス 2 及びリスク重要度の高い系統機能に対して設定した「予防可能故障 (MPFF ^{注 6)} 回数」及び「非待機 (UA) 時間^{注 7)}」について、すべての実測値が目標値を満足していることから、保全は有効に機能していると評価した。

注 5) : 原子炉施設の安全性を確保するための重要度分類指針の重要度に基づき、PSA から得られるリスク情報を考慮して設定する。

注 6) : MPFF (Maintenance Preventable Functional Failure)。系統もしくは、トレインに要求される機能の喪失を引き起こすような機器の故障のうち、適切な保全が行われていれば予防できていた可能性のある故障。

注 7) : UA 時間 (Unavailable hours)。当該系統もしくはトレインに要求される機能が必要とされる期間内において理由によらずその機能を喪失した状態になっている時間。

これらの保全活動については、原子力発電所における機器の劣化兆候の把握及び点検の最適化につながるとともに、常に PDCA を廻して改善が図られ、高経年化プラントに対する的確な劣化管理に資するものであり、今後も日常点検を継続することで健全性を維持することが可能であると考えられる。

なお、改善活動の一環として、東海第二発電所において、発電所の安全性・信頼性の向上を図るために、30年目の高経年化技術評価以降に実施した改善工事としては、次のものがある。

「腐食」

- ・第6 給水加熱器取替工事

給水加熱器は、胴側内部流体（抽気蒸気）による流れ加速型腐食のため、炭素鋼製胴体の減肉が確認されたことから、炭素鋼から耐食性に優れた低合金鋼製の胴体へ取替を実施した。

「応力腐食割れ」

- ・排ガス予熱器取替工事

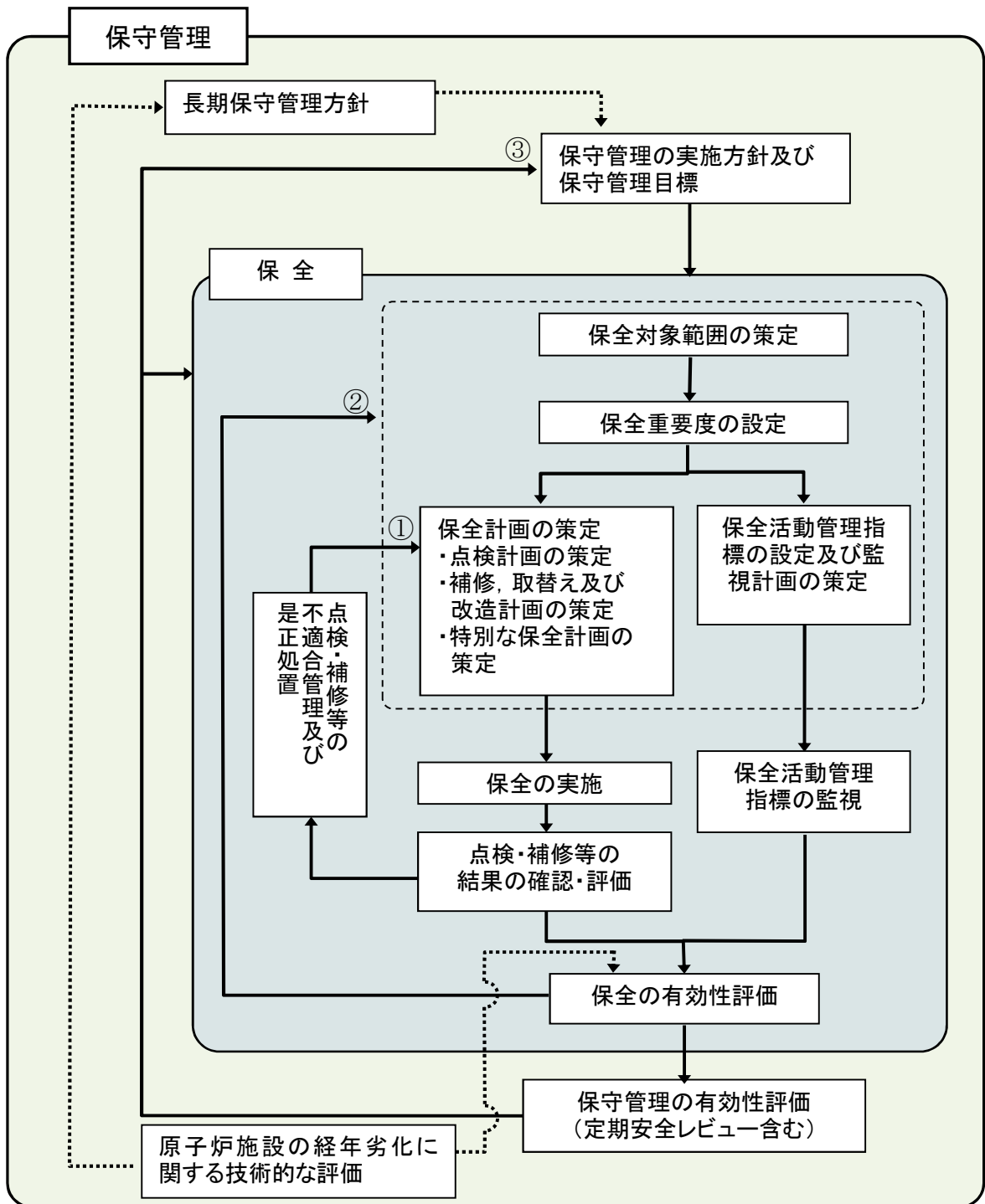
応力腐食割れの予防保全対策として、排ガス予熱器の主要材料を SUS304 ステンレス鋼から、より鋭敏化特性に優れた SUS316 ステンレス鋼に変更した。

なお、開放点検を容易に実施できるよう、管側フランジ構造を漏止め溶接を伴う3枚締め構造から平板構造への変更を併せて実施している。

- ・シュラウドサポート予防保全対策工事、制御棒駆動機構スタブチューブ等予防保全対策工事

応力腐食割れが確認されたシュラウドサポート及び炉心シュラウドの溶接部については、健全性を確認しているが、新たな亀裂の発生を抑制するため、ウォータージェットピーニング工法により残留応力低減を図っている。

また、制御棒駆動機構スタブチューブ、ICMハウジングと原子炉圧力容器下鏡との溶接部等においても、同工法を適用し、予防保全対策を実施している。



PDCA の 3 本柱

- ①点検・補修等の不適合管理及び是正処置の結果から継続的改善
- ②保全の有効性評価の結果から継続的改善
- ③保守管理の有効性評価の結果から継続的改善

資料 2-5 原子力発電所の保守管理の概要

3. 劣化状況評価の実施体制

3.1 評価の実施に係る組織

評価の実施に係る組織（劣化状況評価等にあたる体制）を資料 3-1 に示す。

保守総括グループは、評価に関する実施計画及び実施手順の策定、運転経験及び最新知見の調査・分析等を行い、作成された評価書の確認及びとりまとめ等の全体調整を行った。

機械設備（コンクリート構造物、鉄骨構造物含む）の保全を担当する機械グループ及び電気・計測制御設備の保全を担当する電気・制御グループが、劣化状況評価書を検討・作成し、保守総括グループが総括した。

また、劣化状況評価等を実施する保修室員以外の者が評価結果の妥当性の確認を行った。

本店は、発電所から送付された劣化状況評価書等の確認を行い、必要な社内手続きを経て原子力規制委員会へ報告した。また、作成に伴い発生する対外的な調整や最新情報を発電所に提供する等の支援、助言を行った。

3.2 評価の方法

劣化状況評価は、運転延長ガイド、高経年化対策実施ガイド及び学会標準 2008 版等に準拠して策定した社内規程「高経年化対策実施手引書」に基づいて実施した。

評価方法の詳細については、4. 劣化状況評価の実施方法にまとめている。

3.3 工程管理

運転延長ガイド、高経年化対策実施ガイド等に基づき、運転開始後 39 年を経過する 2017 年 11 月までに運転期間延長認可の申請を行うべく工程管理を実施した。

具体的には、発電所長が定めた計画工程に対し、組織として横断的な対応を図ることにより完遂した。

また、評価結果の妥当性確認は、高経年化対策レビュー&アドバイザー委員会（以下、「R&A 委員会」という）及び敦賀発電所により 2017 年 1 月～10 月に実施された。

原子炉施設保安運営委員会において本評価書の審議を経た後、2017 年 11 月 2 日に東海第二発電所長に承認された。

さらに、2018 年 9 月の工事計画認可申請(補正)を踏まえた評価等を本評価書に反映し、原子炉施設保安運営委員会において本評価書の審議を経た後、2018 年 9 月 7 日に東海第二発電所長に承認された。考査・品質監査室長は、実施手順及び実施体制の制定から評価書の承認までの手順について進捗にあわせ適時確認した。

劣化状況評価書等の策定の実施工程を資料 3 - 2 に示す。

3.4 協力事業者の管理

契約・委託に係る社内マニュアルに基づき、以下のとおりプラントメーカー等に発注し、業務委託を実施した。

協力事業者	主な委託業務
日立 GE ニュークリア・エナジー	・中性子照射脆化 ・疲労解析 ・耐震解析他
GE 日立・ニュークリアエナジー・インターナショナル・エルエルシ	・疲労解析
岡野バルブ製造	・疲労解析
日立造船	・耐震評価
日揮	・耐震評価
日本ガイシ	・耐震評価
オルガノ	・耐震評価
三菱重工業	・耐震評価
清水建設	・P L M評価
原子力エンジニアリング	・国内外運転経験の収集，整理 ・最新知見の収集，整理等

3.5 文書・評価記録の管理

劣化状況評価等の主たる文書・記録については、高経年化対策実施手引書に以下のとおり、承認又は確認者、保存者、保存期間を定めている。

文書名称	区分		承認又は 確認者	保存者	保存 期間
	文書	記録			
劣化状況評価書 (高経年化技術評価書)	－	○	発電所長	プラント管理 グループマネ ージャー	*1
保守管理に関する方針 (長期保守管理方針)	－	○	発電所長	プラント管理 グループマネ ージャー	*2
実施体制	○	－	発電所長	プラント管理 グループマネ ージャー	*1
実施工程	○	－	発電所長	プラント管理 グループマネ ージャー	*1
敦賀発電所長による評価 方法・評価結果の妥当性 確認結果	－	○	発電所長	プラント管理 グループマネ ージャー	*1
特別点検結果報告書	－	○	機械グル ープマネ ージャー	プラント管理 グループマネ ージャー	永久

*1：原子炉施設の解体又は廃棄後 10 年の期間が経過するまでの期間

*2：次回高経年化技術評価公表まで

3.6 教育訓練

劣化状況評価を実施する力量については、高経年化対策実施手引書でその要求する力量を定めている。

具体的な評価に携わる担当者の力量水準については、保修室員教育取扱書に定める監理員認定者とし、その教育・訓練は、同取扱書に基づき実施している。

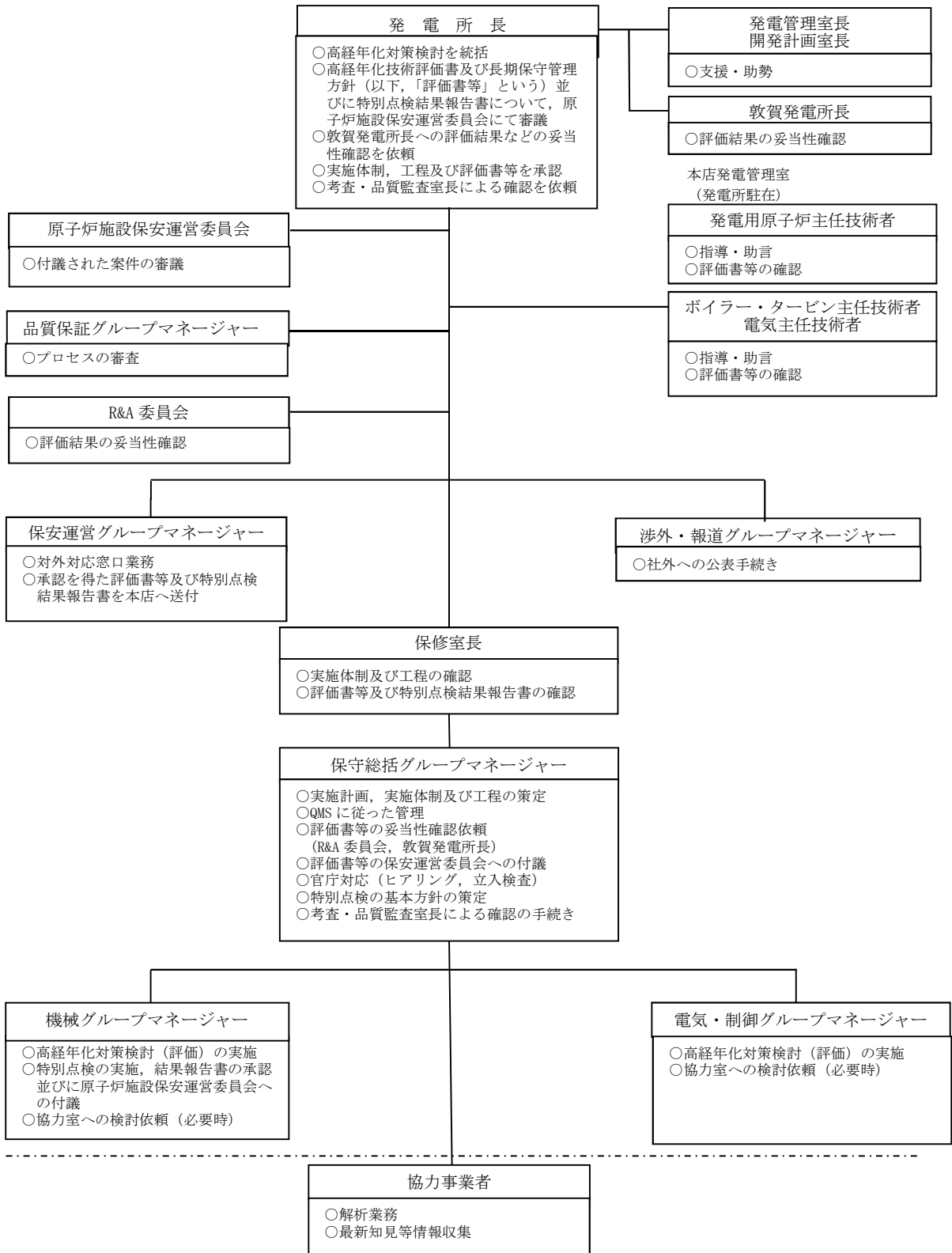
3.7 評価年月日

2018年10月12日

3.8 評価を実施した者の氏名

日本原子力発電株式会社

東海第二発電所長 江口 藤敏



東海第二発電所 劣化状況評価の実施体制

資料 3-1 評価の実施に係る組織

年度／月 項目	2014	2015 年度											2016 年度										
	年度	4	…	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3

劣化状況評価及び
保守管理に関する方針

資料 3-2 劣化状況評価等の策定の実施工程 (1/2)

年度／月	2017年度											2018年度																			
	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11											
項目	劣化状況評価及び 保守管理に関する方針																														
[準備・計画]																															
社内規程整備																															
劣化状況評価委託																															
評価対象機器抽出																															
運転経験の抽出																															
[実施]																															
特別点検																															
個別評価書作成																															
評価書（総括）作成																															
耐震安全性評価，耐津波安全性評価																															
保守管理に関する方針の策定																															
[妥当性確認]																															
R&A 委員会																															
敦賀発電所レビュー																															
原子炉施設保安運営委員会																															
劣化状況評価等承認																															
考査・品質監査レビュー																															
[申請手続き]																															
決裁手続き																															
申請																															

資料 3-2 劣化状況評価等の策定の実施工程 (2/2)

4. 劣化状況評価の実施方法

4.1 劣化状況評価対象機器

劣化状況評価では東海第二発電所の安全上重要な機器等（「実用炉規則第 82 条第 1 項」で定める機器・構造物）を評価対象機器とした。

具体的には、「発電用軽水型原子炉施設の安全機能の重要度分類に関する審査指針（平成 2 年 8 月 30 日原子力安全委員会決定）」において定義されるクラス 1, 2 及び 3 の機能を有する機器・構造物（実用炉規則別表第二において規定される浸水防護施設に属する機器・構造物を含む）並びに「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則（2013 年原子力規制委員会規則第 5 号）第 43 条第 2 項に規定される常設重大事故等対処設備」（以下、「常設重大事故等対処設備」という）に属する機器・構造物とし、保全プログラムシステム及び配管計装線図（P&ID）等を基に抽出した。

さらに、工事計画で新たに追加された機器・構造物についても、評価対象として追加した。

なお、供用に伴う消耗があらかじめ想定される部品であって設計時に取替を前提とするもの、又は機器分解点検等に伴い必然的に交換されるものは消耗品として評価対象から除外している。また、設計時に耐用期間（時間）内に計画的に取替えることを前提とする機器あるいは部品であり、交換基準が点検計画により定められているものについても定期取替品として評価対象から除外している。

4.2 劣化状況評価手順

4.2.1 機器のグループ化及び代表機器の選定

評価にあたっては、ポンプ、熱交換器、ポンプモータ、容器、配管、弁、炉内構造物、ケーブル、送受電設備・発電設備、タービン設備、コンクリート構造物及び鉄骨構造物、計測制御設備、空調設備、機械設備、電源設備の15機種に分類し、機種毎に評価した。なお、15機種のうち送受電設備・発電設備については主要設備の評価対象機器として抽出されなかった。

選定された評価対象機器について合理的に評価するため、構造（型式等）、使用環境（内部流体等）、材料等により、学会標準2008^{注8)}版附属書A（規定）に基づき、「経年劣化メカニズムまとめ表^{注9)}」を参考に、対象機器を分類しグループ化を行った。

次に、グループ化した対象機器から重要度、使用条件、運転状態等を考慮して各グループの代表機器（以下、「代表機器」という）を選定し、代表機器で評価した結果をグループ内の全機器に水平展開するという手法で全ての機器について評価を実施した。ただし、代表機器の評価結果をそのまま水平展開できない経年劣化事象については個別に評価を実施した。

注8)：学会標準2010 追補版，学会標準2011 追補版を含む。

注9)：「経年劣化メカニズムまとめ表」は、これまでの高経年化技術評価の知見を包括的にまとめ、高経年化技術評価対象機器個別の条件（型式、使用環境、材料等）を考慮し、安全機能達成のために要求される機能の維持に必要なとなる主要な部位に展開した上でその部位と経年劣化事象の組合せを整理した表であることから、これまでに確認されている使用材料及び環境に応じ、発生しているか又は発生が否定できない経年劣化事象を抜け落ちなく抽出することができる。

なお、2.4に示す「劣化メカニズム整理表」は、「経年劣化メカニズムまとめ表」を基に保全の最適化をするため保守管理に活用する情報を集約してまとめたものであり、保守管理の結果により充実していくものである。

この「劣化メカニズム整理表」に反映される保守管理の結果による情報は必要に応じて「経年劣化メカニズムまとめ表」にフィードバックされる。

4.2.2 国内外の新たな運転経験及び最新知見の反映

(1) 国内外の運転経験等の反映

経年劣化事象の抽出にあたっては、これまで実施した敦賀発電所1,2号炉を含む先行評価プラントの技術評価書を参考にするとともに、現在までの国内外の運転経験や研究、原子力規制委員会指示文書及び原子力規制委員会設置以前については旧：原子力安全・保安院指示文書等によって新たに得られた知見を反映した。

運転経験の反映は、東海第二発電所の30年目の高経年化技術評価以降から2018年9月30日までの運転経験について事象・原因を分析し、高経年化への影響を判断して反映を実施した。なお、その期間以降においても新規に発生した又は分析が可能となった運転経験については適時分析を行い、評価書への反映を実施している。

国内の運転経験としては、法律、通達対象のトラブルに加え、法令の定めでは国への報告は必要ないが、電力自主で公開している軽微な情報も含んでいる。具体的には「原子力安全推進協会」が運営する原子力施設情報公開ライブラリー（NUCIA）において公開されている「トラブル情報」「保全品質情報」「その他情報」を対象とした。

また、海外の運転経験としては、NRC（米国原子力規制委員会；Nuclear Regulatory Commission）のBulletin（通達）、Generic Letter及びInformation Noticeを対象とした。

以上により、国内外の運転経験から劣化状況評価に反映すべき経年劣化事象を抽出したが、「経年劣化メカニズムまとめ表」に記載されている以外に、東海第二発電所の劣化状況評価で新たに考慮した経年劣化事象はなかった。

次に、検討対象とした最新知見のうち、主な原子力規制委員会からの指示文書を以下に示す。

- ① 「実用発電用原子炉及びその附属施設の技術基準に関する規則の解釈」の制定、一部改正について（制定：平成25年6月19日 原規技発第1306194号、一部改正：平成26年7月9日 原規技発第1407092号、平成26年8月6日 原規技発第1408062号、平成26年11月12日 原規技発第1411122号、平成27年2月4日 原規技発第1502041号、平成27年10月7日 原規技発第1510073号、平成27年10月21日 原規技発第1510212号、平成28年3月31日 原規技発第1603318号、平成28年10月6日 原規技発第1610066号、平成29年4月5日 原規技発第1704051号、平成29年7月19日 原規技発第1707197号、平成29年8月30日 原規技発第1708302号、平成29年11月15日 原規技発第1711151号、平成29年11月29日 原規技発第1711293号、平成29年11月29日 原規技発第1711299号、平成30年1月

24日 原規技発第 1801246号)

- ② 実用発電用原子炉施設における高経年化対策実施ガイド (平成 25年 6月 19日 原管 P 発第 1306198号, 平成 25年 12月 6日 原管 P 発第 1312062, 平成 27年 10月 7日 原規規発第 1510071号, 平成 28年 11月 2日 原規規発第 16110218号, 平成 29年 9月 20日 原規規発第 1709202号)
- ③ 実用発電用原子炉施設における高経年化対策審査ガイド (平成 25年 7月 8日 原管 P 発第 1307081号, 平成 25年 12月 18日 原管 P 発第 1312181号, 平成 28年 11月 2日 原規規発第 16110217号)
- ④ 実用発電用原子炉の運転期間延長認可申請に係る運用ガイド (平成 25年 6月 19日 原管 P 発第 1306197号, 平成 25年 12月 6日 原管 P 発第 1312063号, 平成 26年 8月 26日 原規規発第 1408263号, 平成 29年 9月 20日 原規規発第 1709202号)
- ⑤ 実用発電用原子炉の運転の期間の延長の審査基準 (平成 25年 11月 27日 原管 P 発第 1311271号, 平成 28年 4月 13日 原規規発第 1604131号)
- ⑥ 実用発電用原子炉及びその附属施設における破壊を引き起こす亀裂その他の欠陥の解釈の制定について (平成 26年 8月 6日 原規技発第 1408063号)

その他, 技術評価に反映した原子力規制委員会からの指示文書以外の最新知見について, 以下に示す。

- ・ 国の定める技術基準及び日本機械学会, 日本電気協会並びに日本原子力学会等の規格・基準類
 - ① 日本機械学会 発電用原子炉設備規格 環境疲労評価手法 (2009年版)
(JSME S NF-1-2009)
 - ② 日本電気協会 電気技術規程 原子炉構造材の監視試験方法 [2013年追補版] (JEAC 4201-2007[2013年追補版])
 - ③ 日本電気協会 電気技術規程 原子炉冷却材圧力バウンダリ, 原子炉格納容器バウンダリの範囲を定める規程 (JEAC 4206-2016)
 - ④ 日本電気協会 電気技術指針 安全機能を有する計測制御装置の設計指針 (JEAG 4611-2009)
 - ⑤ 日本電気協会 電気技術指針 安全機能を有する電気・機械装置の重要度分類指針 (JEAG 4612-2010)
 - ⑥ 原子力発電所の安全系電気・計装品の耐環境性能の検証に関する指針 (JEAG 4623-2008)
 - ⑦ 日本原子力学会 日本原子力学会標準 原子力発電所の高経年化対策実施基準: 2015 (AESJ-SC-P005:2015)
 - ⑧ 日本原子力学会 日本原子力学会標準 原子力発電所の高経年化対策実施基準: 2016 (追補 1) (AESJ-SC-P005:2016 (Amd. 1))

- ⑨ 原子力安全基盤機構 高経年化技術評価審査マニュアル (JNES-RE-2013-9012)
- 原子力安全基盤機構の高経年化技術情報データベースにおける試験研究の情報
 - ① 原子力安全基盤機構 原子力発電所のケーブル経年劣化評価ガイド (JNES-RE-2013-2049)

4.2.3 経年劣化事象の抽出

劣化状況評価を行うにあたっては、選定された評価対象機器の使用条件（型式、材料、環境条件等）を考慮し、学会標準 2008 版附属書 A（規定）に基づき、「経年劣化メカニズムまとめ表」を参考に、経年劣化事象と部位の組み合わせを抽出した。

なお、抽出された経年劣化事象と部位の組み合わせのうち、下記の「①」又は「②」に該当する場合は、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象として除外し、「①」及び「②」に該当しない場合は、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象として整理した（資料 4-1）。

このうち、下記分類の「①」に該当する経年劣化事象は、「主要 6 事象^{注10)}」のいずれにも該当しないものであって、2009 年 1 月から施行されたプラント毎の特性に応じた個別の検査の充実を含む新しい検査制度の実績を踏まえ、2.4 で記載した日常的な保守管理において時間経過に伴う特性変化に対応した劣化管理を的確に行なうことによって健全性を担保しているものである。結果としてこれらが日常劣化管理事象となる。

注 10)：原子力規制委員会の「実用発電用原子炉施設における高経年化対策実施ガイド」に示された「低サイクル疲労」、「中性子照射脆化」、「照射誘起型応力腐食割れ」、「2 相ステンレス鋼の熱時効」、「電気・計装品の絶縁低下」及び「コンクリートの強度低下及び遮蔽能力低下」

①想定した劣化傾向と実際の劣化傾向の乖離が考え難い経年劣化事象であって、想定した劣化傾向等に基づき適切な保全活動を行っているもの^{注11)}

②現在までの運転経験や使用条件から得られた材料試験データとの比較等により、今後も経年劣化の進展が考えられない、又は進展傾向が極めて小さいと考えられる経年劣化事象

注 11)：②に該当する経年劣化事象であるものの、保全によりその傾向が維持できていることを確認している経年劣化事象を含む。

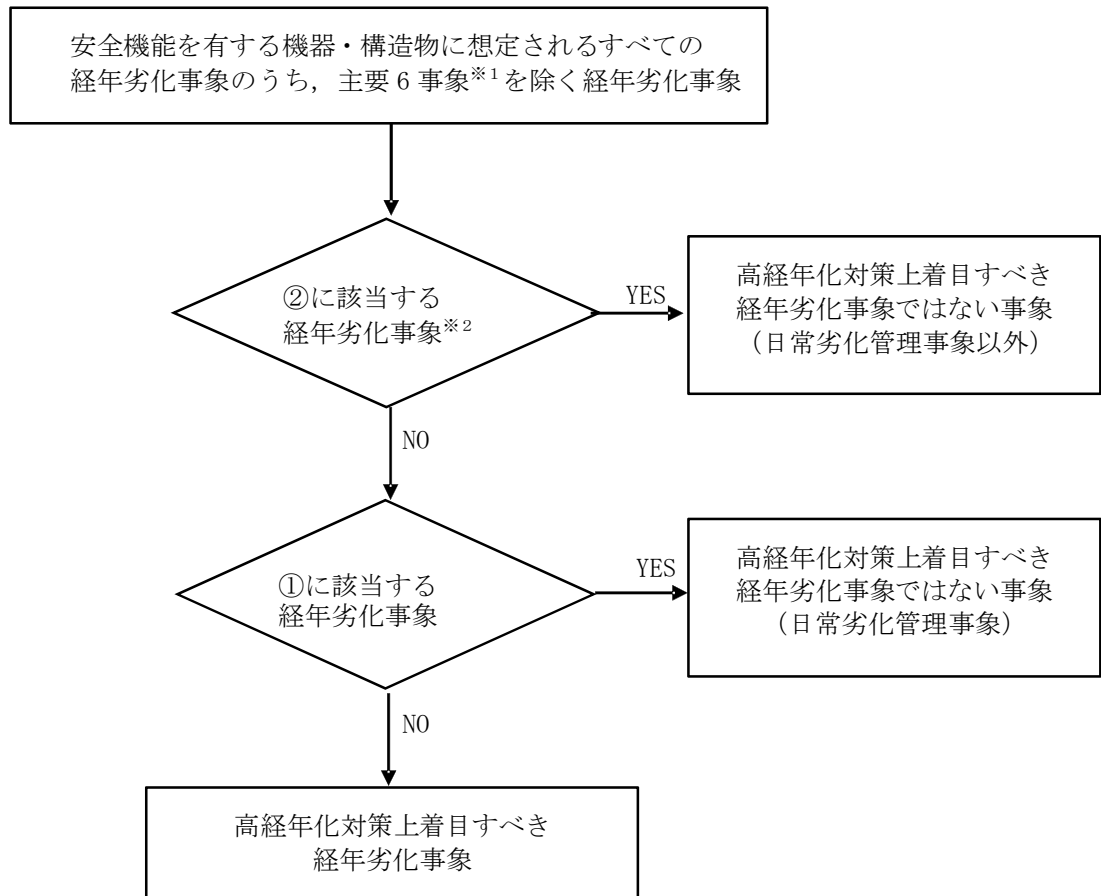
震災の影響を踏まえた経年劣化事象については、東海第二発電所は平成23年3月11日に発生した東北地方太平洋沖地震による影響により長期停止しているプラントであるため、震災の影響に伴い経年劣化事象が通常運転時よりも進展または新たに発生することが想定されるものについて考慮する必要がある、経年劣化傾向の変化が想定されることから、以下の観点で経年劣化事象を抽出し、震災の影響評価を実施した。

①震災による通常環境からの乖離

震災により、劣化状況評価にて前提にしている使用・環境から乖離し、経年劣化事象の発生状況に影響するもの及び従来の高経年化技術評価よりも経年劣化の進展が考えられるもの。

②使用環境の変化

上記①の他に震災によって使用環境が変化したことで経年劣化の進展が考えられるもの。



- ① 想定した劣化傾向と実際の劣化傾向の乖離が考え難い経年劣化事象であって、想定した劣化傾向等に基づき適切な保全活動を行っているもの。
(保全活動によりその傾向が維持できていることを確認しているものを含む)
- ② 現在までの運転経験や使用条件から得られた材料試験データとの比較等により、今後も経年劣化の進展が考えられない、又は進展傾向が極めて小さいと考えられる経年劣化事象。

※1：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象に限る。

※2：保全活動によりその傾向が維持できていることを確認している経年劣化事象は「NO」に進む。

資料 4-1 経年劣化事象の分類

4.2.4 経年劣化事象に対する技術評価

4.2.1 で選定された代表機器について、4.2.3 で抽出した高経年化対策上着目すべき経年劣化事象と部位の組み合わせに対する技術評価を下記の健全性評価、現状保全、総合評価、高経年化への対応の順で実施した。

なお、特別点検を実施した機器は、特別点検結果を踏まえた評価を実施する。

a. 健全性評価

機器毎に抽出した部位と経年劣化事象の組み合わせ毎に 60 年間使用することを仮定して、傾向管理データによる評価及び解析等の定量評価、震災の影響評価、過去の保全実績、一般産業で得られている知見等により健全性の評価を実施する。また、工事計画を踏まえた健全性評価を実施する。

b. 現状保全

評価対象部位に実施している点検内容、関連する機能試験内容、補修・取替等の現状保全の内容について整理する。

c. 総合評価

上記 a、b をあわせて現状の保全内容の妥当性等を評価する。具体的には、健全性評価結果と整合の取れた点検等が、現状の発電所における保全活動で実施されているか、また、点検手法は当該の経年劣化事象の検知が可能か等を評価する。

d. 高経年化への対応

60 年間の使用を考慮した場合、現状保全の継続が必要となる項目、今後新たに必要となる点検・検査項目、技術開発課題等を抽出する。

4.3 耐震安全性評価

4.2.3で抽出した経年劣化事象及びその保全対策を考慮した上で機器毎に耐震安全性評価を実施する。

4.3.1 耐震安全性評価対象機器

技術評価対象機器と同じとした。

4.3.2 耐震安全性評価手順

a. 耐震安全上考慮する必要のある経年劣化事象の抽出

4.2.3で抽出された安全機能を有する機器・構造物に想定される高経年化対策上着目すべき経年劣化事象及び日常劣化管理事象を対象として、これらの事象が顕在化した場合、代表機器の振動応答特性又は、構造・強度上、影響が「有意」であるか「軽微もしくは無視」できるかを検討し、「有意」な事象について耐震安全上考慮する必要のある経年劣化事象として抽出した。

b. 耐震安全性評価

前項で抽出した経年劣化事象毎に、耐震安全性評価を実施した。評価の基本となる項目は、大別すると以下のとおりに分類される。

- ① 設備の耐震重要度分類
- ② 設備に作用する地震力の算定
- ③ 60年の供用を仮定した経年劣化事象のモデル化
- ④ 振動特性解析（地震応答解析）
- ⑤ 地震荷重と内圧等他の荷重との組合せ
- ⑥ 許容限界との比較

これらの項目のうち、④及び⑥については経年劣化事象を考慮して評価を実施した。また、評価に際しては、「日本電気協会 電気技術指針 原子力発電所耐震設計技術指針（JEAG4601-1987）」等に準じて実施した。

c. 保全対策へ反映すべき項目の抽出

以上の検討結果を基に、耐震安全性の観点から高経年化対策に反映すべき項目について検討した。

4.4 耐津波安全性評価

4.2.3で抽出した経年劣化事象及びその保全対策を考慮した上で耐津波安全性評価を実施する。

4.4.1 耐津波安全性評価対象機器

評価対象機器は、「技術評価」における評価対象機器のうち、津波の影響を受ける浸水防護施設を耐津波安全性評価の対象とした。

4.4.2 耐津波安全性評価手順

a. 耐津波安全上考慮する必要のある経年劣化事象の抽出

耐津波安全性評価対象機器に対して4.2.3で抽出した高経年化対策上着目すべき経年劣化事象及び日常劣化管理事象について、これらの事象が顕在化した場合、構造・強度上及び止水性上への影響が「有意」であるか「軽微もしくは無視」できるかを検討し、「有意」なものを耐津波安全上考慮する必要のある経年劣化事象とした。

b. 耐津波安全性評価

前項で整理される耐津波安全性評価上考慮する必要のある経年劣化事象が想定される設備に対し、耐津波安全性に関する評価を実施した。

c. 保全対策へ反映すべき項目の抽出

以上の検討結果を基に、耐津波安全性の観点から高経年化対策に反映すべき項目について検討した。

4.1～4.4までの検討における評価フローを、資料4-2及び資料4-3に示す。

4.5 冷温停止状態維持の技術評価

冷温停止状態維持評価における技術評価フローを資料 4-4 に、冷温停止状態維持に必要な設備抽出フローを資料 4-5 に、冷温停止状態維持を前提とした経年劣化事象の抽出フローを資料 4-6 に示す。抽出された冷温停止状態維持に必要な設備，断続的運転を前提とした場合に想定される高経年化対策上着目すべき経年劣化事象に対して冷温停止状態の維持を前提とした場合における劣化の発生・進展に関する整理を実施し，その結果を基に冷温停止状態を前提とした評価（以下、「冷温停止を踏まえた再評価」という）を以下の手順で実施した。

4.5.1 代表機器の選定

冷温停止状態維持に必要な設備を考慮して，断続的運転を前提とした技術評価における代表機器を本検討の代表機器として選定した。

4.5.2 冷温停止を踏まえた再評価を行う経年劣化事象の抽出

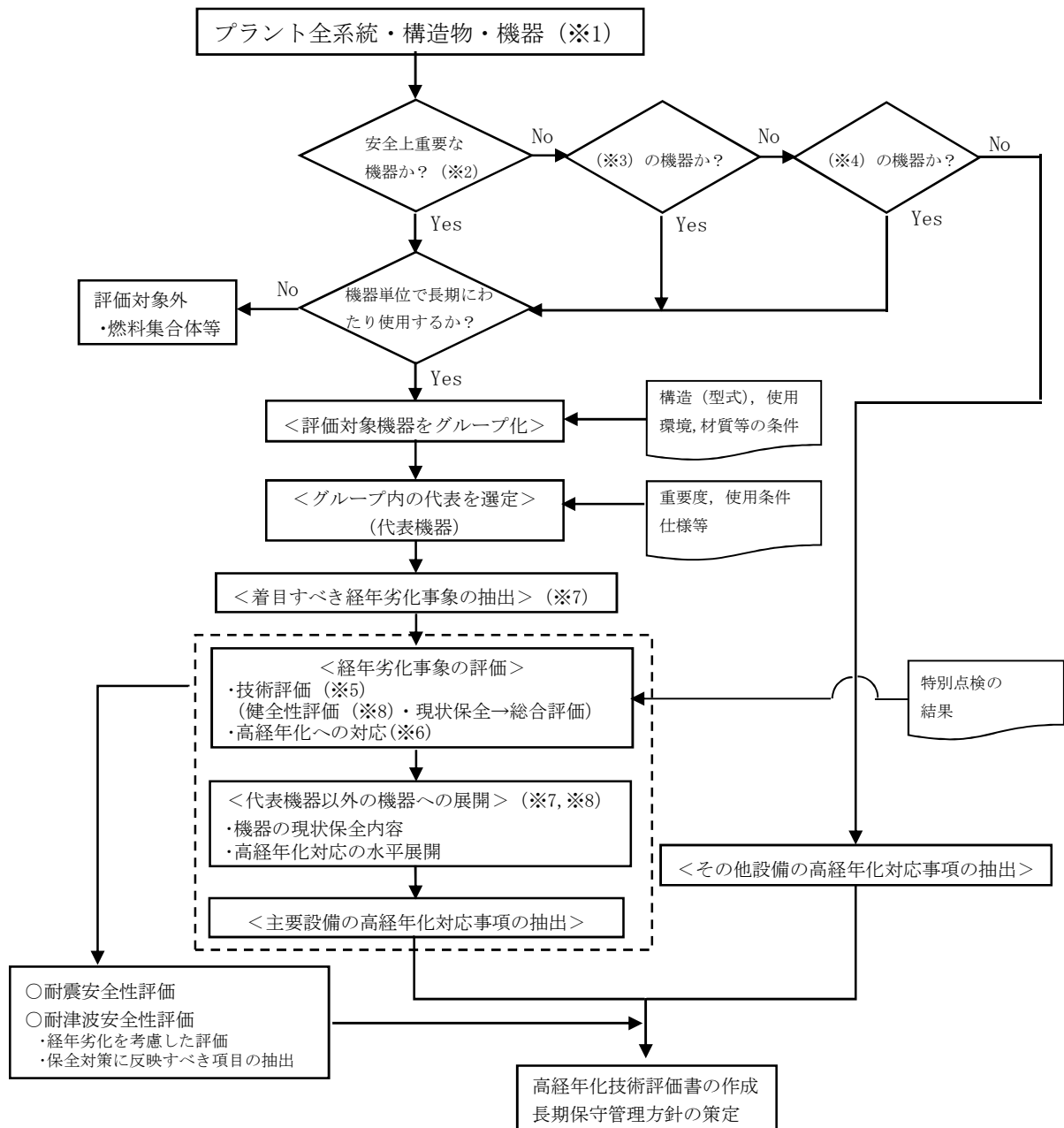
断続的運転を前提とした場合に想定される高経年化対策上着目すべき経年劣化事象に対して，冷温停止状態の維持を前提とした場合における劣化の発生・進展に関する整理を実施し，冷温停止状態の維持を前提とした場合において，発生・進展が断続的運転を前提とした場合より厳しくなることが想定される経年劣化事象を抽出した^{注12)}。その結果，より厳しくなることが想定される経年劣化事象が抽出された場合には，冷温停止を踏まえた再評価を実施した。

なお，保全対策に反映すべき項目の有無についてあわせて検討した。

4.5.3 評価対象機器全体への展開

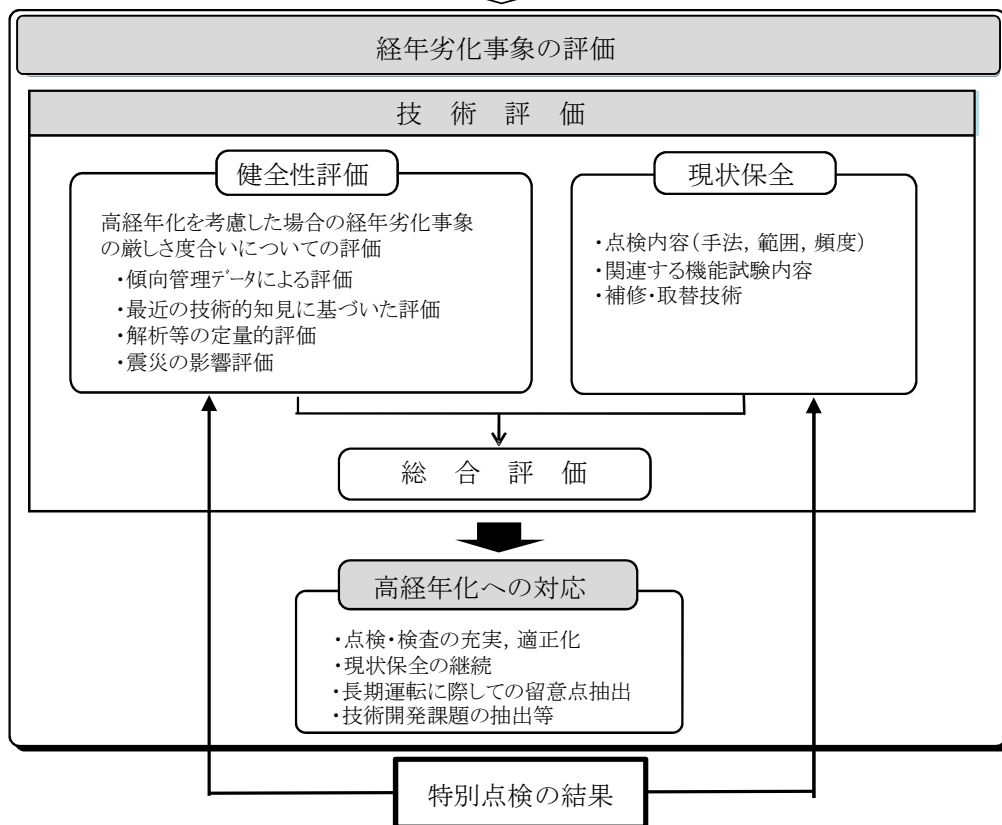
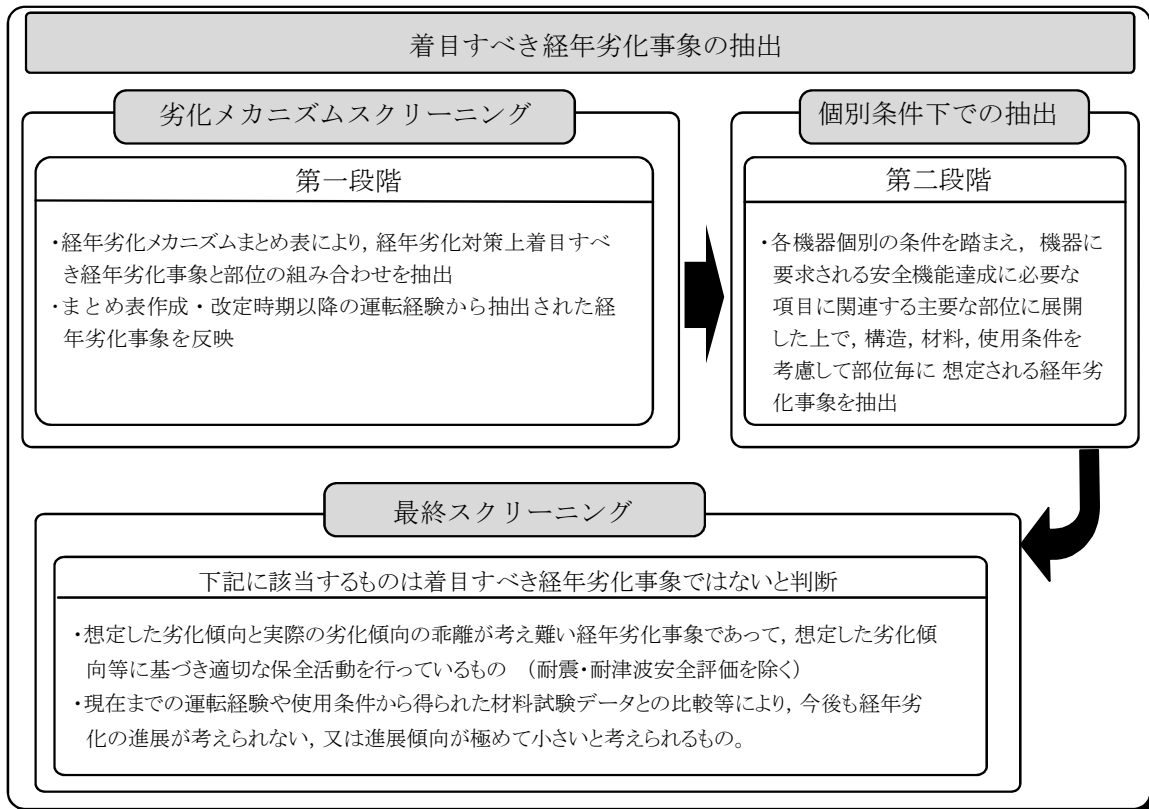
代表機器の評価結果を踏まえ，冷温停止状態の維持を前提とした場合において，発生・進展が断続的運転を前提とした場合より厳しくなることが想定される経年劣化事象を抽出した。その結果，より厳しくなることが想定される経年劣化事象が抽出された場合には，冷温停止を踏まえた再評価を実施した。なお，保全対策に反映すべき項目があるかもあわせて検討した。

注 12)：運転を断続的に行うことを前提とした評価における高経年化対策上着目すべき経年劣化事象以外の事象が，冷温停止状態が維持されることを前提とした評価において着目すべき経年劣化事象となる場合はそれらもあわせて抽出した。なお，プラント通常運転時に要求のある機能に対する経年劣化事象であるが，冷温停止状態維持を前提とした場合に要求がなくなるものは対象外とした。

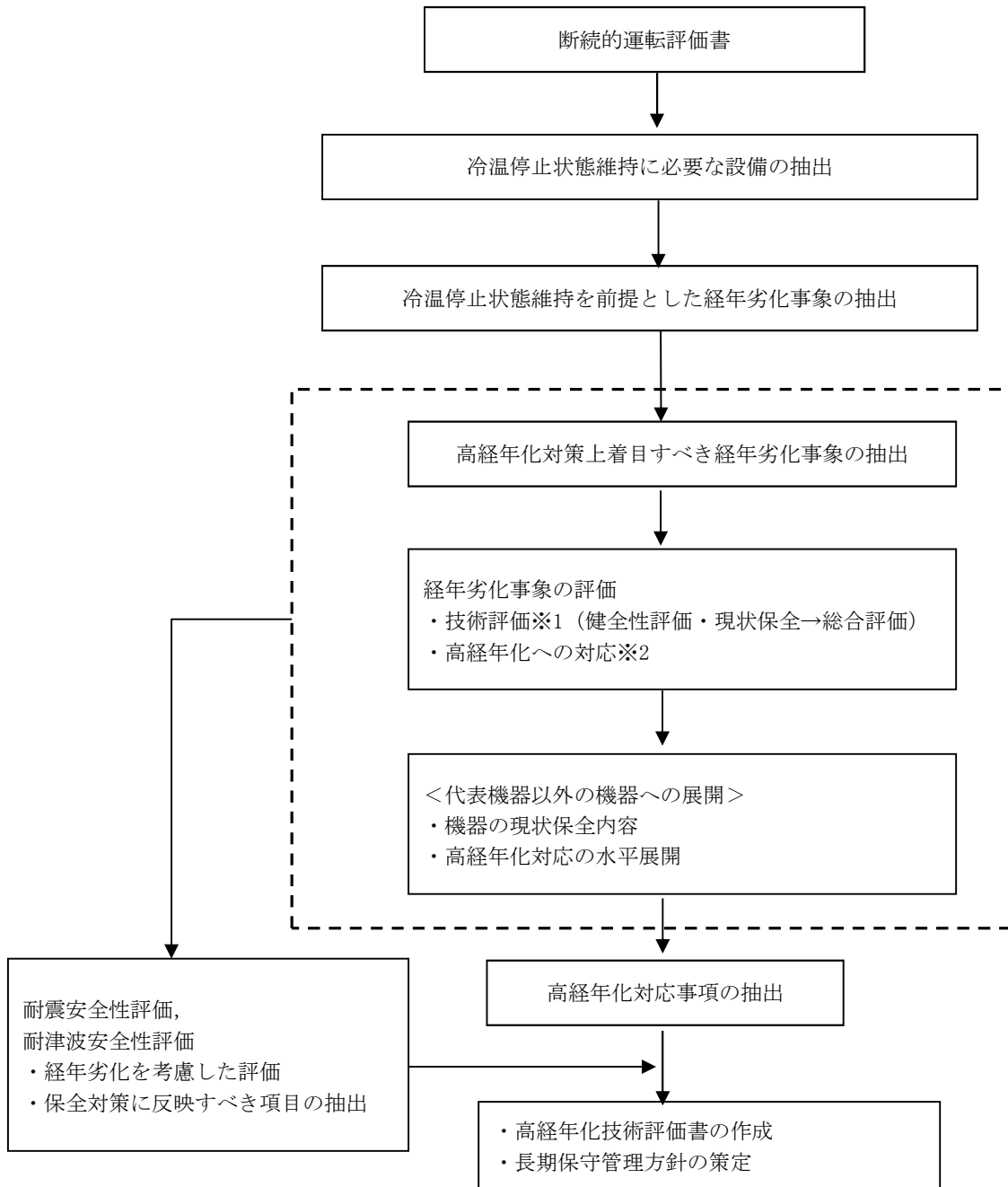


- ※1：重要度分類指針で定義される機器（クラス1, 2, 3），浸水防護施設及び常設重大事故等対処設備。
- ※2：PS-1, 2 MS-1, 2。
- ※3：浸水防護施設及び常設重大事故等対処設備。
- ※4：最高使用温度が95℃を超え，又は最高使用圧力が1,900kPaを超える機器で原子炉格納容器外にあるもの（冷温停止維持に必要な設備を含む）。
- ※5：システムレベルの機能確認を含む。
- ※6：高経年化対応としての保全のあり方，技術開発課題を検討する。
- ※7：震災の影響の有無を確認する。
- ※8：震災影響評価を含める。

資料 4-2 技術評価フロー

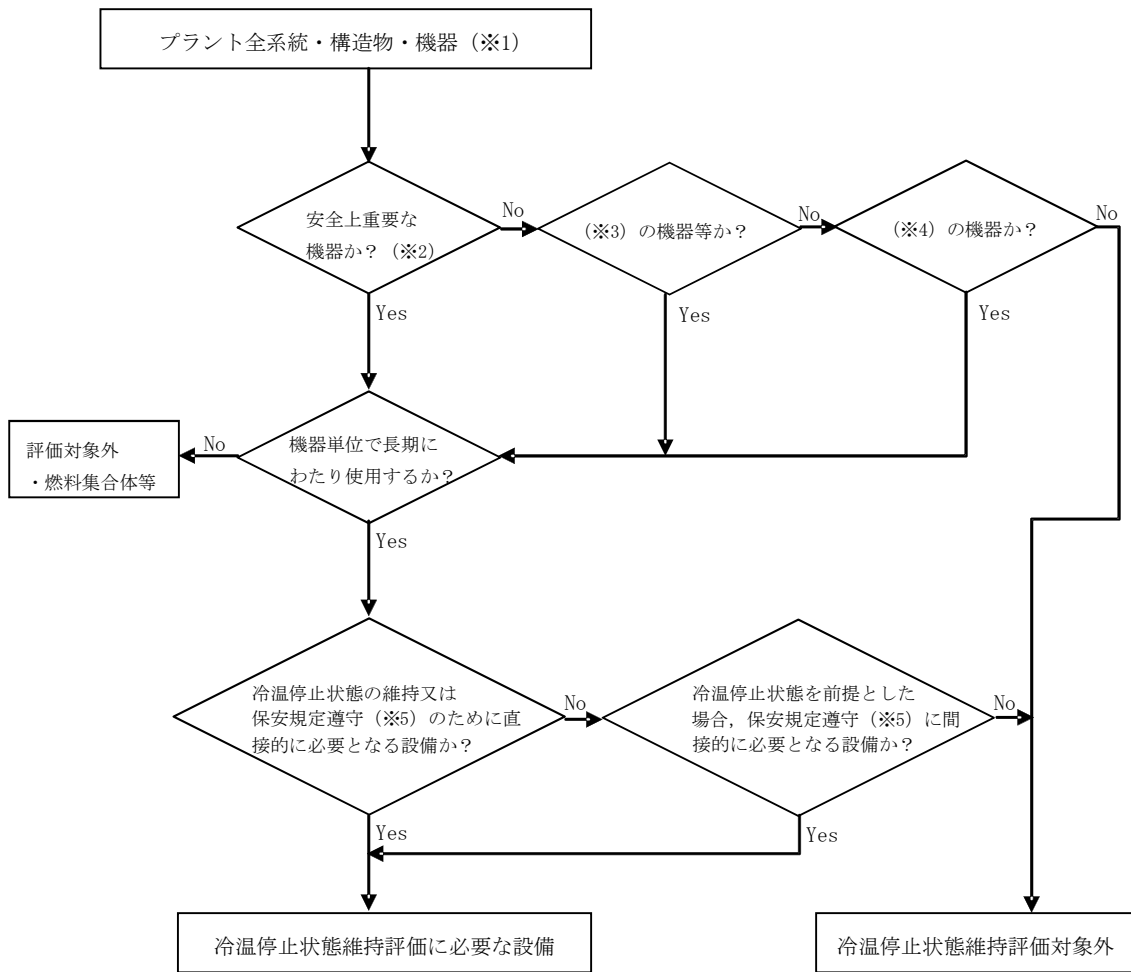


資料 4-3 経年劣化事象の抽出及び技術評価フロー



※1：系統レベルの機能確認を含む。
 ※2：高経年化対応としての保全のあり方，技術開発課題を検討する。

資料 4-4 高経年化対策検討の技術評価フロー（冷温停止状態維持評価）



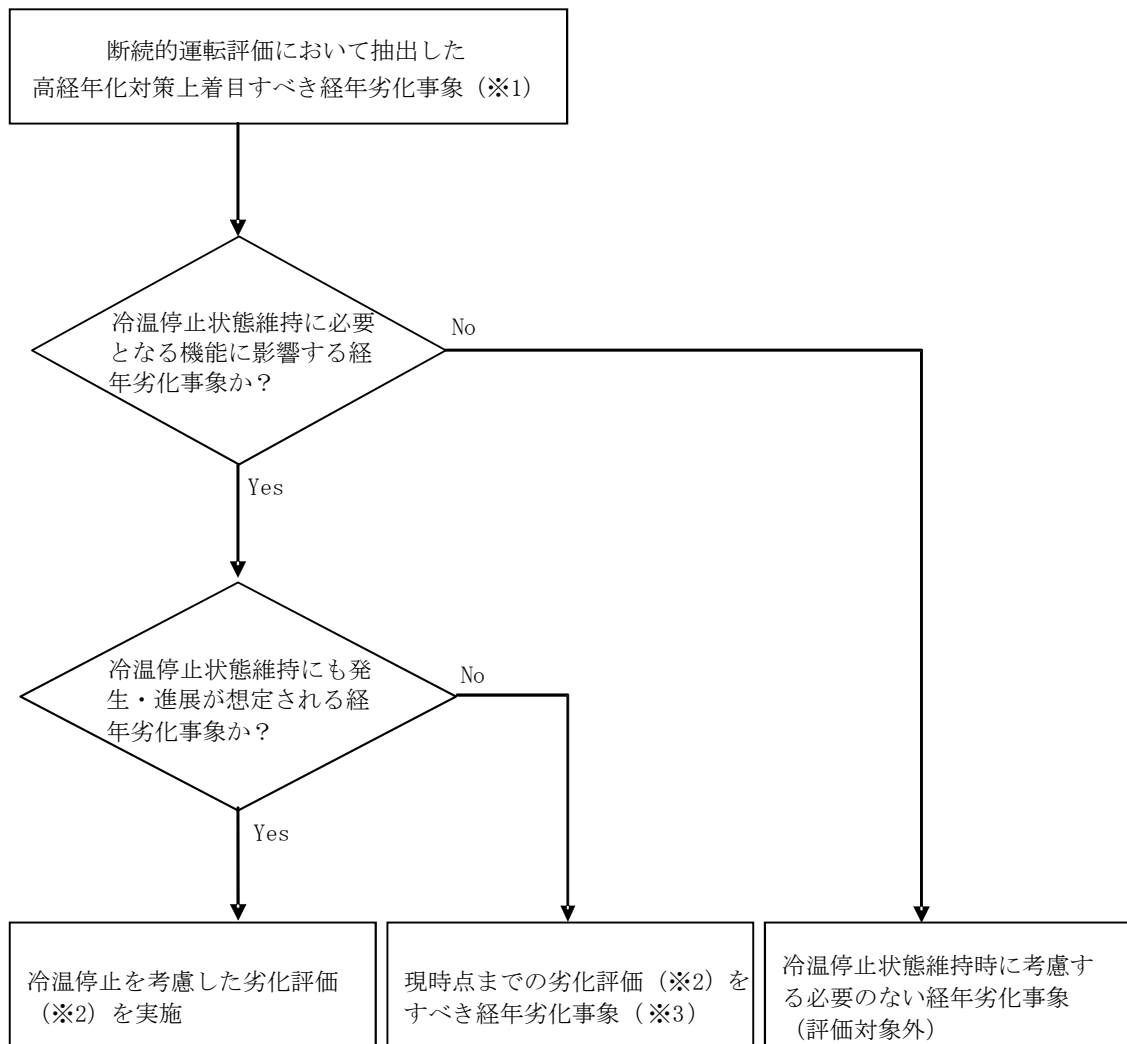
※1：重要度分類指針で定義される機器（クラス 1, 2, 3），浸水防護施設及び常設重大事故等対処設備。

※2：PS-1, 2 MS-1, 2。

※3：浸水防護施設及び常設重大事故等対処設備。

※4：最高使用温度が 95 °C を超え，又は最高使用圧力が 1, 900 kPa を超える機器で原子炉格納容器外にあるもの。

※5：保安規定において，「原子炉モードスイッチが燃料取替又は停止及び照射済燃料の移動に対して要求される設備」並びに「運転モードによらず要求される設備」。



※1：断続的運転評価において着目すべき経年劣化事象ではない事象が冷温停止維持時に着目すべき経年劣化事象になる場合はそれらも合わせて抽出する。
 ※2：プラント通常運転時に起き得る設計基準事故時の評価は要しない。
 ※3：技術評価対象外の事象であるが、耐震安全性評価の前提条件として必要となるため、現時点までの評価を実施する。

資料 4-6 冷温停止状態維持を前提とした経年劣化事象の抽出フロー

5. 技術評価結果

本章では、資料 4-2 及び資料 4-4 で抽出した機器・構造物に係る技術評価結果(震災の影響評価含む)、耐震安全性評価結果及び耐津波安全性評価結果の概要を記載している。

なお、各機器の詳細な評価結果については、それぞれ別冊にまとめている。

5.1 運転を断続的に行うことを前提とした機器・構造物の技術評価結果

運転を断続的に行うことを前提とした機器・構造物の詳細な技術評価については別冊にまとめているが、大部分の機器・構造物については、現状の保全を継続していくことにより、長期間の運転を考慮しても、プラントを健全に維持することは可能との評価結果が得られた。

なお、高経年化に関する技術評価結果から、現状の保全策に追加すべき項目として抽出された評価結果及び震災影響評価の概要について以下に記す。

5.1.1 容器等^{注13)}

原子炉压力容器ノズル等の疲労割れについては、疲労評価の結果、疲労累積係数は許容値に対して余裕のある結果が得られた。高経年化技術評価に合わせて、実過渡回数に基づく評価を実施することとしているが、運転開始後 60 年時点の推定過渡回数では、冷温停止状態が維持される期間として、以下の①又は②の 2 ケースの評価条件を用い算出している。

① 2011 年 3 月～2019 年 8 月

② 2011 年 3 月～2020 年 8 月

疲労評価結果は実過渡回数に依存するため、継続的に実過渡回数の確認を把握する必要があることから、疲労評価における実過渡回数の確認を継続的に実施し、運転開始後 60 年時点の推定過渡回数を上回らないことを確認する。

注 13) : 疲労累積係数による低サイクル疲労の評価を実施したすべての機器

5.1.2 低圧ケーブル

低圧ケーブルの絶縁体の絶縁特性低下については、『電気学会技術報告（Ⅱ部）第139号「原子力発電所電線ケーブルの環境試験方法ならびに耐延焼性試験方法に関する推奨案』（以下、「電気学会推奨案」という）及び『原子力発電所のケーブル経年劣化評価ガイド（JNES-RE-2013-2049）』（以下、「ACA ガイド」という）に従い長期健全性について評価を行い、60年間の通常運転期間、設計基準事故及び重大事故等雰囲気において絶縁性能を維持できることを確認した。

なお、低圧ケーブルのうち難燃PNケーブルについては、ACAガイドに従った長期健全性の評価の結果を踏まえ、評価結果の期間に至る前にケーブルを引替えることで60年間の通常運転期間、絶縁機能を維持できる。

健全性評価結果から、絶縁体の有意な絶縁特性低下の可能性は小さく、絶縁特性低下は点検時の絶縁抵抗測定、系統機器の動作試験で把握可能と考えられることから、今後も、点検時の絶縁抵抗測定、系統機器の動作試験を実施することにより、健全性の確認を行っていく。

また、難燃PNケーブルについては、評価にて確認された期間をもとにケーブルの引替えを保全計画に反映する。

5.1.3 同軸ケーブル

同軸ケーブルの絶縁体の絶縁特性低下は、電気学会推奨案及びACAガイドに従い長期健全性について評価を行い、60年間の通常運転期間、設計基準事故及び重大事故等雰囲気において絶縁性能を維持できることを確認した。

なお、同軸ケーブルのうち難燃六重同軸ケーブルについては、ACAガイドに従った長期健全性の評価の結果を踏まえ、評価結果の期間に至る前にケーブルを引替えることで60年間の通常運転期間、絶縁機能を維持できる。

健全性評価結果から、絶縁体の有意な絶縁特性低下の可能性は小さく、絶縁特性低下は点検時の絶縁抵抗測定、系統機器の動作試験で把握可能と考えられることから、今後も、点検時の絶縁抵抗測定、系統機器の動作試験を実施することにより、健全性の確認を行っていく。

また、難燃六重同軸ケーブルについては、評価にて確認された期間をもとにケーブルの引替えを保全計画に反映する。

5.1.4 ケーブル接続部

ケーブル接続部のうち同軸コネクタ接続の絶縁体の絶縁特性低下は、IEEE Std. 323-1974『IEEE Standard for Qualifying Class 1E Equipment for Nuclear Power Generating Stations』（以下、「IEEE Std. 323-1974」という）に従い長期健全性について評価を行い、60年間の通常運転期間、設計基準事故及び重大事故等雰囲気において絶縁性能を維持できることを確認した。

なお、同軸コネクタ接続のうち同軸コネクタ接続（放射線計測用）（原子炉格納容器外）については、『IEEE Std. 323-1974』に従った長期健全性の評価の結果を踏まえ、評価結果の期間に至る前に同軸コネクタ接続を取替えることで60年間の通常運転期間、絶縁機能を維持できることを確認した。

健全性評価結果から、絶縁体の有意な絶縁特性低下の可能性は小さく、絶縁特性低下は点検時の絶縁抵抗測定、系統機器の動作試験で把握可能と考えられることから、今後も、点検時の絶縁抵抗測定、系統機器の動作試験を実施することにより、健全性の確認を行っていく。

また、同軸コネクタ接続（放射線計測用）（原子炉格納容器外）については、評価にて確認された期間をもとに同軸コネクタ接続の取替を保全計画に反映する。

5.1.5 容器

原子炉圧力容器胴（炉心領域部）の中性子照射脆化については、最新の破壊力学的手法を用いて、運転開始後60年間の中性子照射を考慮し、初期き裂を想定して評価を行っても脆性破壊は起こらないことを確認した。また、監視試験片による試験で将来の破壊靱性の変化の傾向を確認している。

胴部材料の機械的性質の予測は監視試験により把握可能であり、有意な欠陥のないことを超音波探傷検査により確認しているが、今後、JEAC4201「原子炉構造材の監視試験方法」（以下、「JEAC4201」という）に基づき適切な時期に監視試験を実施して健全性評価の妥当性を確認するとともに、定期的に超音波探傷検査を実施していく。

また、監視試験の結果から、JEAC4206「原子力発電所用機器に対する破壊靱性の確認試験方法」（以下、「JEAC4206」という）に基づき、運転管理上の制限として運転時に許容しうる温度・圧力の範囲（圧力・温度制限曲線）及び耐圧漏えい試験温度を設けて運用していく。さらに、現状の保全項目に加えて、今後の原子炉の運転サイクル・照射量を勘案して第5回監視試験を実施する。

5.1.6 震災影響評価

(1) 震災による通常環境からの乖離で進展が考えられる事象

東北地方太平洋沖地震により、高経年化技術評価にて前提にしている使用環境から乖離し、経年劣化事象の発生状況に影響するもの及び従来の高経年化技術評価よりも経年劣化の進展が考えられるものについては、特別な保全計画及び通常の保全により今後も健全性を確認していく。

① 津波による影響

機器の腐食、動的機器のアブレイブ摩耗、電気・計装品の絶縁特性低下、コンクリートの強度低下があげられるが、機器の分解点検、コンクリートのコアサンプルによる評価の他に必要に応じて補修、洗浄、取替等により健全性を確認した。

② 地震による影響

地震による荷重の作用により損傷、疲労の蓄積があげられるが、一部損傷を確認した耐震B、Cクラスの機器については補修により健全性を確認している。

耐震Sクラス設備についての影響は軽微であると考え、念のため地震による疲労の影響を評価し、健全性を確認した。

③ その他の影響（原子炉格納容器内温度上昇）

温度上昇によるコンクリート構造物の強度低下及び遮へい能力低下、電気・計装品の絶縁特性低下があげられる。温度上昇（原子炉格納容器上部電線管温度約100℃、原子炉格納容器頂部压力容器ベローシール部周辺温度約144℃）を考慮しても原子炉格納容器の最高使用温度以下であり、短期間であるため、影響は軽微であると考え。念のためコンクリートの強度低下及び遮へい能力低下、電気・計装品の絶縁特性低下の評価に及ぼす影響を評価し、健全性を確認した。

(2) 長期停止することで使用環境が変化し進展が考えられる事象

通常停止している機器の長期間運転による劣化（摩耗、絶縁特性低下）があげられるが、特別な保全計画により点検周期を見直している。

5.2 運転を断続的に行うことを前提とした耐震安全性評価結果

運転を断続的に行うことを前提とした耐震安全性評価にあたっては、5.1における技術評価の結果を取り込み、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象及び日常劣化管理事象を対象として耐震安全性評価を実施した。

対象とした経年劣化事象について、これらの事象が顕在化した場合、代表機器の振動応答特性又は構造・強度上、影響が「有意」であるか「軽微もしくは無視」できるかを検討し、耐震安全上考慮する必要のある経年劣化事象の抽出を行い、抽出された経年劣化事象毎に、耐震安全性に関する詳細評価を実施した。

なお、耐震安全性評価の結果から、現状の保全策に追加すべき項目として抽出された評価結果の概要について以下に記す。

5.2.1 配管

炭素鋼配管の腐食（流れ加速型腐食）の耐震安全性評価については、配管の減肉が広範囲にわたって徐々に進行する流れ加速型腐食による減肉を想定し、JEAG4601「原子力発電所耐震設計技術指針」等に基づき評価を実施した。

原子炉系（蒸気部）ドレン配管、給水系配管、給水加熱器ドレン系配管及び復水系配管の一部については、必要最小肉厚までの減肉を想定した評価において、発生応力が許容応力を上回った。このため現時点での実機測定データを用いた運転開始後60年時点の評価を実施した結果、原子炉系（蒸気部）ドレン配管については、一次＋二次応力が許容応力を上回ったため、疲労解析による評価を実施したところ疲労累積係数は許容値以下となった。給水系配管等については、発生応力が許容応力を下回り、耐震安全性に問題のないことを確認した。

原子炉系（蒸気部）主配管及び原子炉冷却材浄化系配管の一部については、流れ加速型腐食の管理ランクが低いことが、知見拡充の観点から、現時点での実機測定データを用いた運転開始後60年時点の評価のみを実施した結果、一次＋二次応力が許容応力を上回ったため、疲労解析による評価を実施したところ疲労累積係数は許容値以下であり、耐震安全性に問題のないことを確認した。

炭素鋼配管^{注14)}の腐食（流れ加速型腐食）について、現時点での実機測定データを用いた運転開始後60年時点の評価より耐震安全性に問題のないことを確認できたことから、今後も減肉傾向の把握及びデータの蓄積を継続して行い、減肉進展の実測データを反映した耐震安全性評価を実施する。

注14)：原子炉系（蒸気部）配管、給水系配管、復水系配管、給水加熱器ドレン系配管、
原子炉冷却材浄化系配管

5.3 運転を断続的に行うことを前提とした耐津波安全性評価結果

運転を断続的に行うことを前提とした耐津波安全性評価にあたっては、5.1における技術評価の結果を取り込み、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象及び日常劣化管理事象を対象として耐津波安全性評価を実施した。

対象とした経年劣化事象について、これらの事象が顕在化した場合、構造・強度上及び止水性上への影響が「有意」であるか「軽微もしくは無視」できるかを検討し、耐津波安全上考慮する必要のある経年劣化事象の抽出を行った結果、耐津波安全上考慮する必要のある経年劣化事象は抽出されなかった。

5.4 冷温停止状態維持を前提とした機器・構造物の技術評価結果

本節において、冷温停止状態維持を前提とした機器・構造物の技術評価についてまとめた。

冷温停止状態維持を前提とした場合に、断続的運転を前提とした場合に想定される高経年化対策上着目すべき経年劣化事象と比較し、運転条件や環境が厳しくなる恐れがある機器と経年劣化事象の組合せを抽出し、経年劣化事象毎にまとめたものを以下に示す。

- a. 固定子コイル及び口出線・接続部品の絶縁特性低下 [残留熱除去系ポンプモータ, 残留熱除去海水系ポンプモータ]

上記の経年劣化事象について評価した結果、現状保全に新たに加えるべき項目はなかった。

なお、断続的運転を前提とした場合に想定される高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象については、冷温停止状態が維持されることを前提とした評価においても高経年化対策上着目すべき経年劣化事象とならないことを確認した。

5.5 冷温停止状態維持を前提とした耐震安全性評価結果

冷温停止状態維持を前提とした耐震安全性評価にあたっては、5.2における耐震安全性評価の結果及び5.4における技術評価の結果を取り入れることとし、耐震安全性を評価した。

具体的には5.4で抽出した断続的運転を前提とした場合と比べ運転条件や環境が厳しくなる恐れがある経年劣化事象について、これらの事象が顕在化した場合、代表機器の振動応答特性又は構造・強度上、影響が「有意」であるか「軽微もしくは無視」できるかを検討し、耐震安全上考慮する必要のある経年劣化事象の抽出を行い、抽出された経年劣化事象毎に、耐震安全性に関する詳細評価を実施した。

その結果、5.2における耐震安全性評価結果に加え、耐震安全上考慮する必要のある経年劣化事象は抽出されなかった。

5.6 冷温停止状態維持を前提とした耐津波安全性評価結果

冷温停止状態維持を前提とした耐津波安全性評価にあたっては、5.3における耐津波安全性評価の結果及び5.4における技術評価の結果を取り入れることとし、耐津波安全性を評価した。

具体的には5.4で抽出した断続的運転を前提とした場合と比べ運転条件や環境が厳しくなる恐れがある経年劣化事象について、これらの事象が顕在化した場合、構造・強度上及び止水性への影響が「有意」であるか「軽微もしくは無視」できるかを検討し、耐津波安全上考慮する必要のある経年劣化事象の抽出を行った結果、5.3における耐津波安全性評価結果に加え、耐津波安全上考慮する必要のある経年劣化事象は抽出されなかった。

5.7 評価の結果に基づいた補修等の措置

本技術評価結果を提出する以前に健全性評価に基づき実施した補修等はない。

6. 今後の高経年化対策

劣化状況評価結果より、今後の高経年化対策として充実すべき課題等を抽出した。

6.1 保守管理に関する方針（長期保守管理方針）の策定

(1) 総合評価結果

劣化状況評価の結果から、現状の保全策に追加すべき項目が抽出された。60年間の運転及び冷温停止を仮定しても現状の保全を継続するとともに、一部の機器・構造物において追加保全策を講じることで、プラントを構成する機器・構造物の健全性が確保されることを確認した。

(2) 現状の保全策に追加すべき項目

総合評価結果をもとに、高経年化対策上現状の保全項目に追加すべき新たな保全策について具体的な実施内容、実施方法及び実施時期を保守管理に関する方針（長期保守管理方針）として策定した（資料6-1「東海第二発電所 劣化状況評価に基づく保守管理に関する方針（長期保守管理方針）」）（以下、「長期保守管理方針」という）。

なお、疲労評価結果は実過渡回数に依存し機器にはよらないことから、運転開始後60年時点の推定過渡回数との比較については、まとめて長期保守管理方針とした。

6.2 長期保守管理方針の実施

現状の保全策に追加すべき項目で抽出された長期保守管理方針については、今後、東海第二発電所の保全計画に反映し、運転開始後40年を迎える2018年11月28日を始期とした20年間の適用期間で計画的に実施していくこととする。

長期保守管理方針の実施にあたっては、これらの新たな保全項目を直ちに実施しなければならないものであることから、実施時期を下記の3つに大別する。

a. 短期：2018年11月28日からの5年間

- ・健全性評価結果から、実機プラントデータでの確認、評価が早急に必要なもの
- ・5年以内に実施計画のあるもの（取替等）等

b. 中長期：2018年11月28日からの10年間

- ・健全性評価において長期にわたる健全性は確保できると評価されるが、定期的（約10年毎）に評価条件の妥当性の確認が必要であるもの等

c. 長期：2018年11月28日からの20年間

- ・健全性評価において長期にわたる健全性は確保できると評価されるが、更なる信頼性向上のための取り組みが必要であるもの等

資料 6-1 東海第二発電所 劣化状況評価に基づく保守管理に関する方針（長期保守管理方針）

機種名	機器名	経年劣化事象	健全性評価結果	現状保全	総合評価	保守管理に関する方針 (長期保守管理方針)		
						No.	保守管理の項目	実施時期
容器	原子炉圧力容器	胴の中性子照射脆化	<p>日本電気協会「原子炉構造材の監視試験方法 JEAC4201-2007（2013年追補版を含む）」（以下、「JEAC4201」という）により求めた関連温度移行量の予測値と測定値は、予測式にマージンを見込んだものの範囲にあり、測定値について特異な脆化は認められない。</p> <p>また、日本電気協会「原子力発電所用機器に対する破壊靱性の確認試験方法 JEAC 4206-2007」（以下、「JEAC4206」という）並びに JEAC4201 により求めた 2016 年 11 月時点及び 60 年時点での関連温度及び最低使用温度は、以下の通りとなった。</p> <p>関連温度は 2016 年 11 月時点で 5℃程度、運転開始後 60 年時点で 11℃程度となる。その際の胴の最低使用温度は、破壊力学的検討により求めたマージン 26℃を考慮すると、2016 年 11 月時点で 31℃、運転開始後 60 年時点で 37℃となる。</p> <p>また、上部棚吸収エネルギーの低下について JEAC4201 に基づいて評価を実施した結果、最も上部棚吸収エネルギーが低下するのは母材であり、2016 年 11 月時点で 111 J、運転開始後 60 年時点で 111 J となっている。</p> <p>いずれの場合も JEAC4206 で要求されている 68 J を上回っている。</p>	<p>原子炉圧力容器に対しては、供用期間中検査で超音波探傷検査及び漏えい検査を実施し、有意な欠陥がないことを確認している。</p> <p>胴（炉心領域部）の中性子照射による機械的性質の変化については、日本機械学会「発電用原子力設備規格 設計・建設規格 JSME S NCL-2005（2007年追補版を含む）」（以下、「設計・建設規格」という）及び JEAC4201 に基づいて、計画的に監視試験を実施し破壊靱性の将来の変化を予測している。</p> <p>また、監視試験結果から、JEAC4206 に基づき漏えい検査温度を設定している。</p> <p>監視試験片は全 4 セットを取出し済みであり、第 3 回にて試験した使用済試験片セットについては、炉内へ再装荷している。また、第 4 回にて試験した使用済試験片セットについては、今後、再装荷することとする。これらの試験片については、適切な時期に取出し、試験を実施する。</p> <p>なお、運転期間延長認可申請に際して実施した特別点検において、胴（炉心領域部）の母材及び溶接部に対して超音波探傷試験を実施した結果、中性子照射脆化による脆性破壊の起点となるような有意な欠陥は認められなかった。</p>	<p>胴（炉心領域部）の中性子照射脆化が機器の健全性に影響を与える可能性はないと考えられる。今後も適切な時期に監視試験を実施し、破壊靱性の変化を把握するとともに、JEAC4201 の脆化予測式に基づき、漏えい検査温度を管理していくことにより、健全性を確保していくことは可能であると考えられる。</p> <p>炉心領域部材の機械的性質の予測は監視試験により把握可能であり、また有意な欠陥のないことを超音波探傷試験及び漏えい検査により確認していることから、保全内容として適切である。</p>	1	原子炉圧力容器胴の中性子照射脆化については、今後の原子炉の運転サイクル・中性子照射量を勘案して第 5 回監視試験を実施する。	中長期

短期：2018 年 11 月 28 日からの 5 年間、中長期：2018 年 11 月 28 日からの 10 年間、長期：2018 年 11 月 28 日からの 20 年間

機種名	機器名	経年劣化事象	健全性評価結果	現状保全	総合評価	保守管理に関する方針 (長期保守管理方針)		
						No.	保守管理の項目	実施時期
ケーブル	低圧ケーブル	絶縁体の絶縁特性低下	原子炉格納容器内に使用する難燃 PN ケーブルは、電気学会推奨案*及び ACA ガイド**に従った長期健全性評価の結果、絶縁体は制御用で 15 年間、制御用以外の難燃 PN ケーブルは 28 年間の通常運転期間及び設計基準事故時雰囲気並びに重大事故等時雰囲気において絶縁性能を維持できることが確認され、評価結果の期間に至る前にケーブルを引替えることで 60 年間の通常運転期間、絶縁性能を維持できる。	難燃 PN ケーブルの絶縁特性低下に対しては、系統機器の点検時に絶縁抵抗測定を実施している。 また、系統機器の点検時に実施する動作試験においてもケーブルの絶縁機能の健全性を確認している。 さらに、点検で有意な絶縁特性低下が認められた場合には、ケーブルの取替えを行うこととしている。	健全性評価結果から判断して、絶縁体の有意な絶縁特性低下の可能性は小さく、点検時の絶縁抵抗測定及び系統機器の動作試験で把握可能と考えられる。 また、原子炉格納容器内設計最高温度の 65.6℃を上回る箇所に布設された難燃 PN ケーブル及び東北地方太平洋沖地震発生に伴う発電所停止操作の過程で、原子炉格納容器内設計最高温度の 65.6℃を上回った難燃 PN ケーブルについては、長期健全性試験結果をもとに確認を行い健全性に影響のないことを確認した。今後も、点検時の絶縁抵抗測定及び系統機器の動作試験を実施することにより、異常の有無は把握可能であり、点検手法としては適切であると考えられる。	2	低圧ケーブル及び同軸ケーブルの絶縁特性低下については、電気学会推奨案*及び ACA ガイド**に従った長期健全性評価結果から得られた評価期間に至る前に取替を実施する。 * : 「原子力発電所電線ケーブルの環境試験方法ならびに耐延焼性試験方法に関する推奨案 (電気学会技術報告 第 II - 139 号 1982 年 11 月)」 ** : 原子力安全基盤機構「原子力発電所のケーブル経年劣化評価ガイド JNES-RE-2013-2049」	長期
	同軸ケーブル	絶縁体の絶縁特性低下	原子炉格納容器内に使用する難燃六重同軸ケーブルは、電気学会推奨案*及び ACA ガイド**に従った長期健全性評価の結果、30 年間の通常運転期間及び設計基準事故時雰囲気並びに重大事故等時雰囲気において絶縁性能を維持できることが確認されている。難燃六重同軸ケーブルは、平成 11 年 (運転開始後 21 年) にケーブルの取替を実施しており、ACA ガイド**に従った長期健全性の評価で確認がとれている 30 年間の通常運転期間を加えると、運転開始後 51 年間の通常運転期間及び設計基準事故時雰囲気並びに重大事故等時雰囲気において絶縁性能を維持できる。	難燃六重同軸ケーブルの絶縁特性低下に対しては、系統機器の点検時に絶縁抵抗測定を実施している。 また、系統機器の点検時に実施する動作試験においてもケーブルの絶縁機能の健全性を確認している。 さらに、点検で有意な絶縁特性低下が認められた場合には、ケーブルの取替を行うこととしている。	健全性評価結果から判断して、絶縁部の急激な絶縁特性低下の可能性は小さく、また、絶縁特性低下は系統機器点検時の絶縁抵抗測定及び系統機器の動作試験で把握可能と考える。 今後も、系統機器点検時の絶縁抵抗測定及び系統機器の動作試験を実施することにより、異常の有無は把握可能であり、現状の保全是点検手法としては適切であると考えられる。			

短期：2018 年 11 月 28 日からの 5 年間，中長期：2018 年 11 月 28 日からの 10 年間，長期：2018 年 11 月 28 日からの 20 年間

機種名	機器名	経年劣化事象	健全性評価結果	現状保全	総合評価	保守管理に関する方針 (長期保守管理方針)		
						No.	保守管理の項目	実施時期
ケーブル	ケーブル接続部	同軸コネクタ接続部の絶縁体の絶縁特性低下	原子炉格納容器外に使用する同軸コネクタ接続（放射線計測用）（原子炉格納容器外）は、IEEE 323***に従った長期健全性評価の結果、6年間の通常運転期間及び設計基準事故時雰囲気並びに重大事故時雰囲気において絶縁性能を維持できることが確認されている。今停止期間中に設置されるものであり、評価結果の期間に至る前に同軸コネクタ接続（放射線計測用）（原子炉格納容器外）を6年間毎に取替えることで60年間の通常運転期間、絶縁性能を維持できる。	同軸コネクタ接続（放射線計測用）（原子炉格納容器外）の絶縁特性低下に対しては、従前設備と同様に、点検時に絶縁抵抗測定及び機器の動作試験で把握可能であることから、従前設備と同様の保全項目を実施していくこととしている。	健全性評価結果から判断して、絶縁体の急激な絶縁特性低下の可能性は小さく、また、絶縁特性低下は系統機器点検時の絶縁抵抗測定及び系統機器の動作試験で把握可能と考える。 今後も、系統機器点検時の絶縁抵抗測定及び系統機器の動作試験を実施することにより、異常の有無は把握可能であり、現状の保全は点検手法としては適切であると考える。	3	同軸コネクタ接続の絶縁特性低下については、IEEE 323***に従った長期健全性評価結果から得られた評価期間に至る前に取替を実施する。 *** : IEEE Std. 323-1974 「IEEE Standard for Qualifying Class 1E Equipment for Nuclear Power Generating Stations」	長期
容器等※	容器等※	疲労割れ	疲労累積係数による評価を実施した結果、許容値に対し余裕のある結果が得られている。	高経年化技術評価に合わせて、実過渡回数に基づく評価を実施することとしている。	運転開始後60年時点の推定過渡回数では、運転開始後60年時点の推定過渡回数では、冷温停止状態が維持される期間として、以下の①又は②の2ケースの評価条件を用い算出している。 ①2011年3月から2019年8月まで ②2011年3月から2020年8月まで 疲労評価結果は実過渡回数に依存するため、継続的に実過渡回数を把握する必要がある。	4	疲労評価における実績過渡回数の確認を継続的に実施し、運転開始後60年時点の推定過渡回数を上回らないことを確認する。	長期

※：疲労累積係数による低サイクル疲労の評価を実施したすべての機器。

短期：2018年11月28日からの5年間、中長期：2018年11月28日からの10年間、長期：2018年11月28日からの20年間

機種名	機器名	経年劣化事象	健全性評価結果	現状保全	総合評価	保守管理に関する方針 (長期保守管理方針)		
						No.	保守管理の項目	実施時期
配管	炭素鋼配管	腐食(流れ加速型腐食)	<p>発電用原子炉施設の使用前検査、施設定期検査及び定期事業者検査に係る実用発電用原子炉の設置、運転等に関する規則のガイドの制定について(平成29年4月14日 原規規発第1704146号)及び社団法人 日本機械学会 発電用原子力設備規格 沸騰水型原子力発電所配管減肉管理に関する技術規格(JSME S NH1-2006)に定められた内容に従い、対象系統及び部位や実施の考え方を社内規程の「配管肉厚管理マニュアル」に反映し、更に他プラントで発生した減肉事例も適切に水平展開し、点検箇所を取込むこととしている。</p>	<p>配管の腐食(流れ加速型腐食)に対しては、「配管肉厚管理マニュアル」に基づき、配管材質条件及び内部流体の環境条件を考慮して点検箇所を選定し、第24回定期検査(2009年度～2010年度)及び第25回施設定期検査(2011年度)において肉厚測定又は放射線透過検査を実施し、得られた測定結果は、配管肉厚管理ソフトウェアに取り込み、減肉傾向等を把握している。</p> <p>また、必要最小肉厚に達するまでの余寿命を算出し、その結果に応じて次回測定又は取替を行うこととしている。</p>	<p>超音波等を用いた肉厚測定を実施し、減肉の管理を行っていくことで、機器の健全性に影響を与える可能性は無いと考える。</p> <p>減肉は超音波等を用いた肉厚測定により検知可能であり、点検手法としては有効である。</p>	5	炭素鋼配管****の腐食(流れ加速型腐食)について、現時点での実機測定データを用いた運転開始後60年時点の評価により耐震安全性に問題のないことを確認したことから、今後も減肉傾向の把握及びデータの蓄積を継続して行い、減肉進展の実測データを反映した耐震安全性評価を実施する。	中長期

短期：2018年11月28日からの5年間，中長期：2018年11月28日からの10年間，長期：2018年11月28日からの20年間

6.3 技術開発課題

高経年化に関する技術評価においては、現在までの知見と実績を基にしたものであるが、点検や検査技術の高度化及び更なる知見の蓄積に努める観点から、廃止措置プラントの解体作業時にあわせ、高経年化に関する種々のデータを採取する等、今後さらに技術開発課題に取り組んでいく必要がある。現時点では緊急性を有する課題はないが、今後も、電力研究や高経年化技術評価高度化事業の成果等を活用し、必要なものは保全計画に反映することとしている。

なお、2014年4月に閣議決定された「エネルギー基本計画」において示された方針を具体化するために必要な措置のあり方が、総合資源エネルギー調査会原子力小委員会において検討され、原子力小委員会から要請を受けた自主的安全性向上・技術・人材ワーキンググループは2015年6月に、軽水炉の安全技術・人材の維持発展に重きを置き、国、事業者、メーカー、研究機関、学会等関係者間の役割が明確化された軽水炉安全技術・人材に関するロードマップを策定した。同ロードマップでは、高経年化技術評価によって抽出された技術開発課題も検討対象とされており、今後実施されるローリングの中で整合を図ってこれらの技術開発課題への取組を実施していく。

7. 劣化状況評価で追加する項目

運転開始以降 40 年目に実施する劣化状況評価においては、高経年化対策実施ガイド等により、30 年目で実施した高経年化技術評価をその後の運転経験、安全基盤研究成果等技術的知見をもって検証するとともに、策定された長期保守管理方針において意図した効果が現実に得られているか等の有効性評価を行い、これらの結果を適切に反映することとしており、以下の 3 項目を追加評価項目としている。

- ① 経年劣化傾向の評価
- ② 保全実績の評価
- ③ 長期保守管理方針の有効性評価

経年劣化傾向については、40 年目の評価は 30 年目の評価から大きく予測が変わるものではないことが確認できた。保全実績については、40 年目の評価から抽出された課題はあったものの、現状保全の継続による健全性維持の観点から課題はないことを確認した。

さらに、30 年目の高経年化技術評価に基づき策定した長期保守管理方針の有効性評価を実施した結果、有効であり、必要に応じて現状保全に反映されていると評価した。

上記 3 項目については、評価結果を「劣化状況評価で追加する評価に係る技術評価書」にまとめる。

8. まとめ

(1) 総合評価

東海第二発電所は運転開始以降 40 年を迎えるため、プラントを構成する機器・構造物について、想定される経年劣化事象に対する技術評価を実施した結果、大部分の機器・構造物については、現状の保全を継続していくことにより、長期間の運転及び冷温停止を仮定しても機器・構造物の健全性を維持することは可能であるとの見通しを得た。

さらに、緊急性を有する課題ではないが、今後さらに充実すべき課題を抽出した。これらについては電力研究や高経年化技術評価高度化事業の成果等を活用し、保全活動に反映し、更なる充実を図っていく。

(2) 今後の取り組み

今回実施した劣化状況評価は、現在の最新知見に基づき実施したものであるが、今後、以下に示すような運転経験や最新知見等を踏まえ、見直しを実施していく。

- a. 材料劣化に係る安全基盤研究の成果
- b. これまで想定していなかった部位等における経年劣化事象が原因と考えられる国内外の事故・トラブル
- c. 関係法令の制定及び改廃
- d. 原子力規制委員会からの指示
- e. 材料劣化に係る規格・基準類の制定及び改廃
- f. 発電用原子炉の運転期間の変更
- g. 発電用原子炉の定格熱出力の変更
- h. 発電用原子炉の設備利用率（実績）から算出した原子炉圧力容器の中性子照射量
- i. 点検・補修・取替の実績

当社は、高経年化対策に関するこれらの活動を通じて、今後とも原子力発電所の安全・安定運転に努めるとともに、安全性・信頼性のより一層の向上に取り組んでいく所存である。

東海第二発電所
ポンプの技術評価書

(運転を断続的に行うことを前提とした評価)

日本原子力発電株式会社

本評価書は、東海第二発電所（以下、「東海第二」という）で使用している安全上重要なポンプ（重要度分類審査指針におけるクラス1及びクラス2に該当するポンプ）、高温・高圧の環境下にあるクラス3のポンプ及び常設重大事故等対処設備に属するポンプについて、運転を断続的に行うことを前提に高経年化に係わる技術評価についてまとめたものである。

評価対象機器の一覧を表1に、機能を表2に示す。

評価対象機器を型式、内部流体、材料等でグループ化し、それぞれのグループから、重要度、運転状態、最高使用温度等の観点から代表機器を選定し技術評価を行った後、代表以外の機器について評価を展開している。

本評価書はポンプの型式等を基に以下の3章で構成されている。

1. ターボポンプ
2. 往復ポンプ
3. 原子炉再循環ポンプ

原子炉再循環ポンプはターボポンプに属するが、構造の複雑さとクラス1の重要度を考慮し、ターボポンプには分類せず単独で評価した。

また、中央制御室チラー冷水循環ポンプは「空調設備の技術評価書」、主タービン制御装置高圧油ポンプは「タービンの技術評価書」、ディーゼル機関のうち海水ポンプを除く補機ポンプは「機械設備の技術評価書」、原子炉再循環流量制御弁用油圧供給装置ポンプは「弁の技術評価書」、液体廃棄物処理系ポンプは「機械設備の技術評価書」にて評価を実施する。

さらに、ジェットポンプは「炉内構造物の技術評価書」にて、ポンプモータは「ポンプモータの技術評価書」にて、原子炉隔離時冷却系ポンプ及び原子炉給水ポンプの駆動タービンは「タービンの技術評価書」にて、原子炉再循環ポンプのサポート部は「配管の技術評価書」にてそれぞれ評価するものとし、本評価書には含めていない。

なお、文書中の単位の記載はSI単位系に基づくものとする（圧力の単位は特に注記がない限りゲージ圧力を示す）。

表1 評価対象機器一覧

型式	ポンプ名称	仕様 (容量×揚程)	重要度*1
ターボポンプ	残留熱除去海水系ポンプ	885.7 m ³ /h*2×184.4 m*2	MS-1, 重*3
	非常用ディーゼル発電機海水ポンプ	272.6 m ³ /h*2×44 m*2	MS-1, 重*3
	高圧炉心スプレィディーゼル冷却系海水系ポンプ	232.8 m ³ /h*2×43 m*2	MS-1, 重*3
	緊急用海水ポンプ*5	844 m ³ /h×130 m	重*3
	残留熱除去系ポンプ	1,691.9 m ³ /h×85.3 m	MS-1, 重*3
	低圧炉心スプレィ系ポンプ	1,638.3 m ³ /h×169.5 m	MS-1, 重*3
	高圧炉心スプレィ系ポンプ	1,576.5 m ³ /h×196.6 m	MS-1, 重*3
	給水加熱器ドレンプン	1,032.2 m ³ /h×25 m	高*4
	原子炉冷却材浄化系循環ポンプ	81.8 m ³ /h×152.4 m	PS-2
	原子炉冷却材浄化系保持ポンプ	13 m ³ /h×20 m	PS-2
	制御棒駆動水ポンプ	46.3 m ³ /h×823 m	高*4
	常設高圧代替注水ポンプ*5	136.7 m ³ /h*2×900 m*2	重*3
	格納容器圧力逃がし装置移送ポンプ*5	10 m ³ /h×40 m	重*3
	タービン駆動原子炉給水ポンプ	4,315 m ³ /h×685.8 m	高*4
	高圧復水ポンプ	3,792 m ³ /h×365.8 m	高*4
	原子炉隔離時冷却系ポンプ	142 m ³ /h×869 m	MS-1, 重*3
	電動機駆動原子炉給水ポンプ	2,157.5 m ³ /h×762 m	高*4
	高圧炉心スプレィ系レグシールポンプ	4.54 m ³ /h×38.1 m	高*4
	低圧炉心スプレィ系レグシールポンプ	4.54 m ³ /h×38.1 m	高*4
	残留熱除去系レグシールポンプ	4.54 m ³ /h×48.8 m	高*4
	原子炉隔離時冷却系レグシールポンプ	4.54 m ³ /h×48.8 m	高*4
	常設低圧代替注水ポンプ*5	200 m ³ /h*2×200 m*2	重*3
	代替燃料プール冷却系ポンプ*5	124 m ³ /h×40 m	重*3
代替循環冷却系ポンプ*5	250 m ³ /h×120 m	重*3	
往復ポンプ	ほう酸水注入系ポンプ	9.78 m ³ /h×870 m	MS-1, 重*3
原子炉再循環ポンプ	原子炉再循環ポンプ	8,100 m ³ /h×245.4 m	PS-1

*1：当該機器に要求される重要度クラスのうち、最上位の重要度クラスを示す

*2：公称値

*3：重要度クラスとは別に常設重大事故等対処設備に属する機器及び構造物であることを示す

*4：最高使用温度が95℃を超え、又は最高使用圧力が1,900 kPaを超える環境下にある原子炉格納容器外の重要度クラス3の機器

*5：新規に設置される機器

表 2 (1/2) 評価対象機器の機能

ポンプ名称	主な機能
残留熱除去海水系ポンプ	残留熱除去系熱交換器に冷却用海水を送水する。
非常用ディーゼル発電機海水ポンプ	ディーゼル機関の冷却器に冷却用海水を送水する。
高圧炉心スプレィディーゼル冷却系海水系ポンプ	ディーゼル機関の冷却器に冷却用海水を送水する。
緊急用海水ポンプ	設計基準事故対処設備が有する最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合においても、炉心の著しい損傷及び格納容器の破損（炉心の著しい損傷が発生する前に生ずるものに限る。）を防止するため最終ヒートシンクへ熱を輸送する。
残留熱除去系ポンプ	冷却材喪失事故時に原子炉及び原子炉格納容器にサブプレッション・プール水を注水又はスプレィする。 また、原子炉停止時の崩壊熱除去のため、原子炉冷却材を原子炉冷却材再循環系より残留熱除去系熱交換器に送水し冷却する。
低圧炉心スプレィ系ポンプ	冷却材喪失事故時に原子炉にサブプレッション・プール水をスプレィする。
高圧炉心スプレィ系ポンプ	冷却材喪失事故時に原子炉に復水貯蔵タンク水及びサブプレッション・プール水をスプレィする。
給水加熱器ドレンポンプ	第5給水加熱器のドレン水を第6給水加熱器に送水する。
原子炉冷却材浄化系循環ポンプ	原子炉冷却材を浄化するため、原子炉冷却材をフィルタ脱塩器に循環供給する。
原子炉冷却材浄化系保持ポンプ	原子炉冷却材浄化系フィルタ脱塩器の待機状態時等に、ろ材（樹脂）の剥離を防ぐために用いる。
制御棒駆動水ポンプ	制御棒の駆動に必要な高圧の駆動水を供給する。
タービン駆動原子炉給水ポンプ	高圧復水ポンプから移送されてきた復水を昇圧し、原子炉に供給する。
高圧復水ポンプ	復水脱塩装置で浄化された復水を昇圧して、原子炉給水ポンプに送水する。
原子炉隔離時冷却系ポンプ	原子炉隔離時に、主蒸気によりタービン駆動のポンプを起動して原子炉に送水し、水位低下を防ぐ。

表 2 (2/2) 評価対象機器の機能

ポンプ名称	主な機能
電動機駆動原子炉給水ポンプ	プラント起動・停止時，タービン駆動原子炉給水ポンプトリップ時に，高圧復水ポンプから移送されてきた復水を昇圧し，原子炉に供給する。
レグシールポンプ (高圧炉心スプレイ系，低圧炉心スプレイ系，残留熱除去系，原子炉隔離時冷却系)	非常用炉心冷却系ポンプ起動時のウォータハンマを防止するため，非常用炉心冷却系ポンプ吐出配管を，常時加圧する。
常設高圧代替注水ポンプ	設計基準事故対処設備の有する原子炉の冷却機能が喪失した場合において，炉心の著しい損傷を防止するため，サブプレッション・プール水を原子炉に注水する。
常設低圧代替注水ポンプ	設計基準事故対処設備の有する原子炉の冷却機能が喪失した場合において，炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止するため，代替淡水貯槽水を原子炉に注水する。
代替燃料プール冷却系ポンプ	設計基準対象施設である使用済燃料プール冷却浄化設備の冷却機能が喪失した場合でも，使用済燃料プール内に貯蔵する使用済燃料から発生する崩壊熱を冷却するため，使用済燃料プール水を熱交換器と循環させる。
代替循環冷却系ポンプ	設計基準事故対処設備である残留熱除去系ポンプが有する原子炉の冷却機能が喪失した場合においても，炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止する為，原子炉圧力容器への注水及び格納容器スプレイを実施する。
格納容器圧力逃がし装置移送ポンプ	ベント停止後の放射性物質を含むスクラビング水を，サブプレッション・プールに移送する。また，点検に伴うスクラビング水の移送が必要な場合は，廃棄物処理設備へ移送する。
ほう酸水注入系ポンプ	何らかの理由で制御棒が挿入できなくなり，原子炉の冷温停止ができない場合に，中性子吸収能力のあるほう酸水を原子炉に注入する。
原子炉再循環ポンプ	原子炉圧力容器内の原子炉冷却材を，強制循環させる。

1. ターボポンプ

[対象ポンプ]

- ① 残留熱除去海水系ポンプ
- ② 非常用ディーゼル発電機海水ポンプ
- ③ 高圧炉心スプレィディーゼル冷却系海水系ポンプ
- ④ 残留熱除去系ポンプ
- ⑤ 低圧炉心スプレィ系ポンプ
- ⑥ 高圧炉心スプレィ系ポンプ
- ⑦ 給水加熱器ドレンポンプ
- ⑧ 原子炉冷却材浄化系循環ポンプ
- ⑨ 原子炉冷却材浄化系保持ポンプ
- ⑩ 制御棒駆動水ポンプ
- ⑪ タービン駆動原子炉給水ポンプ
- ⑫ 高圧復水ポンプ
- ⑬ 原子炉隔離時冷却系ポンプ
- ⑭ 電動機駆動原子炉給水ポンプ
- ⑮ 高圧炉心スプレィ系レグシールポンプ
- ⑯ 低圧炉心スプレィ系レグシールポンプ
- ⑰ 残留熱除去系レグシールポンプ
- ⑱ 原子炉隔離時冷却系レグシールポンプ
- ⑲ 緊急用海水ポンプ
- ⑳ 常設高圧代替注水ポンプ
- ㉑ 常設低圧代替注水ポンプ
- ㉒ 代替燃料プール冷却系ポンプ
- ㉓ 代替循環冷却系ポンプ
- ㉔ 格納容器圧力逃がし装置移送ポンプ

目次

1. 対象機器及び代表機器の選定.....	1-1
1.1 グループ化の考え方及び結果.....	1-1
1.2 代表機器の選定.....	1-1
2. 代表機器の技術評価.....	1-5
2.1 構造, 材料及び使用条件.....	1-5
2.1.1 残留熱除去海水系ポンプ.....	1-5
2.1.2 残留熱除去系ポンプ.....	1-8
2.1.3 高圧炉心スプレイ系ポンプ.....	1-11
2.1.4 給水加熱器ドレンポンプ.....	1-14
2.1.5 原子炉冷却材浄化系循環ポンプ.....	1-17
2.1.6 タービン駆動原子炉給水ポンプ.....	1-20
2.1.7 原子炉隔離時冷却系ポンプ.....	1-23
2.2 経年劣化事象の抽出.....	1-26
2.2.1 機器の機能達成に必要な項目.....	1-26
2.2.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象の抽出.....	1-26
2.2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象.....	1-27
3. 代表機器以外への展開.....	1-43
3.1 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象.....	1-43
3.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象.....	1-44

1. 対象機器及び代表機器の選定

東海第二で使用している主要なターボポンプの主な仕様を表1-1に示す。

これらのターボポンプを型式、内部流体及びケーシング材料の観点からグループ化し、それぞれのグループより以下のとおり代表機器を選定した。

1.1 グループ化の考え方及び結果

型式、内部流体及びケーシング材料を分類基準とし、ターボポンプを表 1-1 に示すとおりグループ化する。

内部流体は海水及び純水に分類され、ケーシング材料はステンレス鋼、炭素鋼、鋳鉄及び低合金鋼に分類される。

1.2 代表機器の選定

表 1-1 に分類されるグループ毎に、重要度、運転状態、最高使用温度、最高使用圧力及び容量／揚程の観点から代表機器を選定する。

(1) 立軸斜流ポンプ（内部流体：海水、ケーシング材料：ステンレス鋼）

このグループには、残留熱除去海水系ポンプ、非常用ディーゼル発電機海水ポンプ、高圧炉心スプレィディーゼル冷却系海水系ポンプ及び緊急用海水ポンプが属するが、重要度が高い機器は、運転状態及び最高使用温度が同等であることから、最高使用圧力の高い残留熱除去海水系ポンプを代表機器とする。

(2) 立軸斜流ポンプ（内部流体：純水、ケーシング材料：炭素鋼）

このグループには、残留熱除去系ポンプ及び低圧炉心スプレィ系ポンプが属するが、重要度及び運転状態が同等であることから、最高使用温度の高い残留熱除去系ポンプを代表機器とする。

(3) 立軸遠心ポンプ（内部流体：純水、ケーシング材料：炭素鋼）

このグループには、高圧炉心スプレィ系ポンプのみが属するため、これを代表機器とする。

(4) 立軸遠心ポンプ（内部流体：純水、ケーシング材料：鋳鉄）

このグループには、給水加熱器ドレンポンプのみが属するため、これを代表機器とする。

(5) 横軸遠心ポンプ（内部流体：純水，ケーシング材料：ステンレス鋼）

このグループには，原子炉冷却材浄化系循環ポンプ，原子炉冷却材浄化系保持ポンプ，制御棒駆動水ポンプ，常設高圧代替注水ポンプ及び格納容器圧力逃がし装置移送ポンプが属するが，重要度が高い機器は，運転状態が同等であることから，最高使用温度の高い原子炉冷却材浄化系循環ポンプを代表機器とする。

(6) 横軸遠心ポンプ（内部流体：純水，ケーシング材料：低合金鋼）

このグループには，タービン駆動原子炉給水ポンプのみが属するため，これを代表機器とする。

(7) 横軸遠心ポンプ（内部流体：純水，ケーシング材料：炭素鋼）

このグループには，高圧復水ポンプ，原子炉隔離時冷却系ポンプ，電動機駆動原子炉給水ポンプ，高圧炉心スプレイ系レグシールポンプ，低圧炉心スプレイ系レグシールポンプ，残留熱除去系レグシールポンプ，原子炉隔離時冷却系レグシールポンプ，常設低圧代替注水ポンプ，代替燃料プール冷却系ポンプ，代替循環冷却系ポンプが属するが，重要度の高い原子炉隔離時冷却系ポンプを代表機器とする。

表 1-1 (1/2) ターボポンプのグループ化と代表機器の選定

分類基準			ポンプ名称	選定基準					選定	選定理由
型式	内部流体	材料*7		仕様 (容量×揚程)	重要度*1	使用条件				
						運転状態	最高使用圧力 (MPa)*2	最高使用温度 (℃)*2		
立軸斜流	海水	ステンレス鋼	残留熱除去海水系ポンプ	885.7 m ³ /h ^{*3} ×184.4 m ^{*3}	MS-1, 重 ^{*5}	一時	3.45	38	◎	重要度 運転状態 最高使用温度 最高使用圧力
			非常用ディーゼル発電機海水ポンプ	272.6 m ³ /h ^{*3} ×44 m ^{*3}	MS-1, 重 ^{*5}	一時	0.70	38		
			高圧炉心スプレイディーゼル冷却系海水系ポンプ	232.8 m ³ /h ^{*3} ×43 m ^{*3}	MS-1, 重 ^{*5}	一時	0.70	38		
			緊急用海水ポンプ*6	844 m ³ /h×130 m	重 ^{*5}	一時	2.45	38		
	純水	炭素鋼	残留熱除去系ポンプ	1,691.9 m ³ /h×85.3 m	MS-1, 重 ^{*5}	一時	3.45	174	◎	重要度 運転状態 最高使用温度
			低圧炉心スプレイ系ポンプ	1,638.3 m ³ /h×169.5 m	MS-1, 重 ^{*5}	一時	4.14	100		
立軸遠心	純水	炭素鋼	高圧炉心スプレイ系ポンプ	1,576.5 m ³ /h×196.6 m	MS-1, 重 ^{*5}	一時	10.69	100	◎	
		铸铁	給水加熱器ドレンポンプ	1,032.2 m ³ /h×25 m	高 ^{*4}	連続	0.70	149	◎	
横軸遠心	純水	ステンレス鋼	原子炉冷却材浄化系循環ポンプ	81.8 m ³ /h×152.4 m	PS-2	連続	9.80	302	◎	重要度, 運転状態 最高使用温度
			原子炉冷却材浄化系保持ポンプ	13 m ³ /h×20 m	PS-2	連続	9.80	66		
			制御棒駆動水ポンプ	46.3 m ³ /h×823 m	高 ^{*4}	連続	12.06	66		
			常設高圧代替注水ポンプ*6	136.7 m ³ /h ^{*3} ×900 m ^{*3}	重 ^{*5}	一時	10.70	120		
			格納容器圧力逃がし装置移送ポンプ*6	10 m ³ /h×40 m	重 ^{*5}	一時	2.5	200		

*1: 当該機器に要求される重要度クラスのうち、最上位の重要度クラスを示す

*2: ポンプ吐出配管の仕様を示す

*3: 公称値を示す

*4: 最高使用温度が 95℃ を超え、又は最高使用圧力が 1,900 kPa を超える環境下にある原子炉格納容器外の重要度クラス 3 の機器

*5: 重要度クラスとは別に常設重大事故等対処設備に属する機器及び構造物であることを示す

*6: 新規に設置される機器を示す *7: ケーシングの材料を示す

表 1-1 (2/2) ターボポンプのグループ化と代表機器の選定

分類基準			ポンプ名称	選定基準				選定	選定理由	
型式	内部流体	材料*7		仕様 (容量×揚程)	重要度*1	使用条件				
						運転状態	最高使用圧力 (MPa)*2			最高使用温度 (℃)*2
横軸 遠心	純水	低合金鋼	タービン駆動原子炉給水ポンプ	4,315 m ³ /h×685.8 m	高*4	連続	15.51	233	◎	重要度
		炭素鋼	高圧復水ポンプ	3,792 m ³ /h×365.8 m	高*4	連続	6.14	205		
			原子炉隔離時冷却系ポンプ	142 m ³ /h×869 m	MS-1, 重*5	一時	10.35	77	◎	
			電動機駆動原子炉給水ポンプ	2,157.5 m ³ /h×762 m	高*4	一時	15.51	233		
			高圧炉心スプレイ系レグシールポンプ	4.54 m ³ /h×38.1 m	高*4	連続	1.04	100		
			低圧炉心スプレイ系レグシールポンプ	4.54 m ³ /h×38.1 m	高*4	連続	1.04	100		
			残留熱除去系レグシールポンプ	4.54 m ³ /h×48.8 m	高*4	連続	1.04	100		
			原子炉隔離時冷却系レグシールポンプ	4.54 m ³ /h×48.8 m	高*4	連続	0.86	77		
			常設低圧代替注水ポンプ*6	200 m ³ /h*3×200 m*3	重*5	一時	3.14	66		
			代替燃料プール冷却系ポンプ*6	124 m ³ /h×40 m	重*5	一時	0.98	80		
代替循環冷却系ポンプ*6	250 m ³ /h×120 m	重*5	一時	3.45	80					

*1：当該機器に要求される重要度クラスのうち、最上位の重要度クラスを示す

*2：ポンプ吐出配管の仕様を示す

*3：公称値を示す

*4：最高使用温度が 95 ℃を超え、又は最高使用圧力が 1,900 kPa を超える環境下にある原子炉格納容器外の重要度クラス 3 の機器

*5：重要度クラスとは別に常設重大事故等対処設備に属する機器及び構造物であることを示す

*6：新規に設置される機器を示す *7：ケーシングの材料を示す

2. 代表機器の技術評価

本章では1章で代表機器とした以下の7台のポンプについて技術評価を実施する。

- ① 残留熱除去海水系ポンプ
- ② 残留熱除去系ポンプ
- ③ 高圧炉心スプレイ系ポンプ
- ④ 給水加熱器ドレンポンプ
- ⑤ 原子炉冷却材浄化系循環ポンプ
- ⑥ タービン駆動原子炉給水ポンプ
- ⑦ 原子炉隔離時冷却系ポンプ

2.1 構造，材料及び使用条件

2.1.1 残留熱除去海水系ポンプ

(1) 構造

東海第二の残留熱除去海水系ポンプは，容量 885.7 m³/h(公称値)，揚程 184.4 m(公称値)の立軸斜流ポンプであり，4台設置されている。

海水に接液する羽根車，ケーシングはステンレス鋳鋼，主軸はステンレス鋼が使用されている。

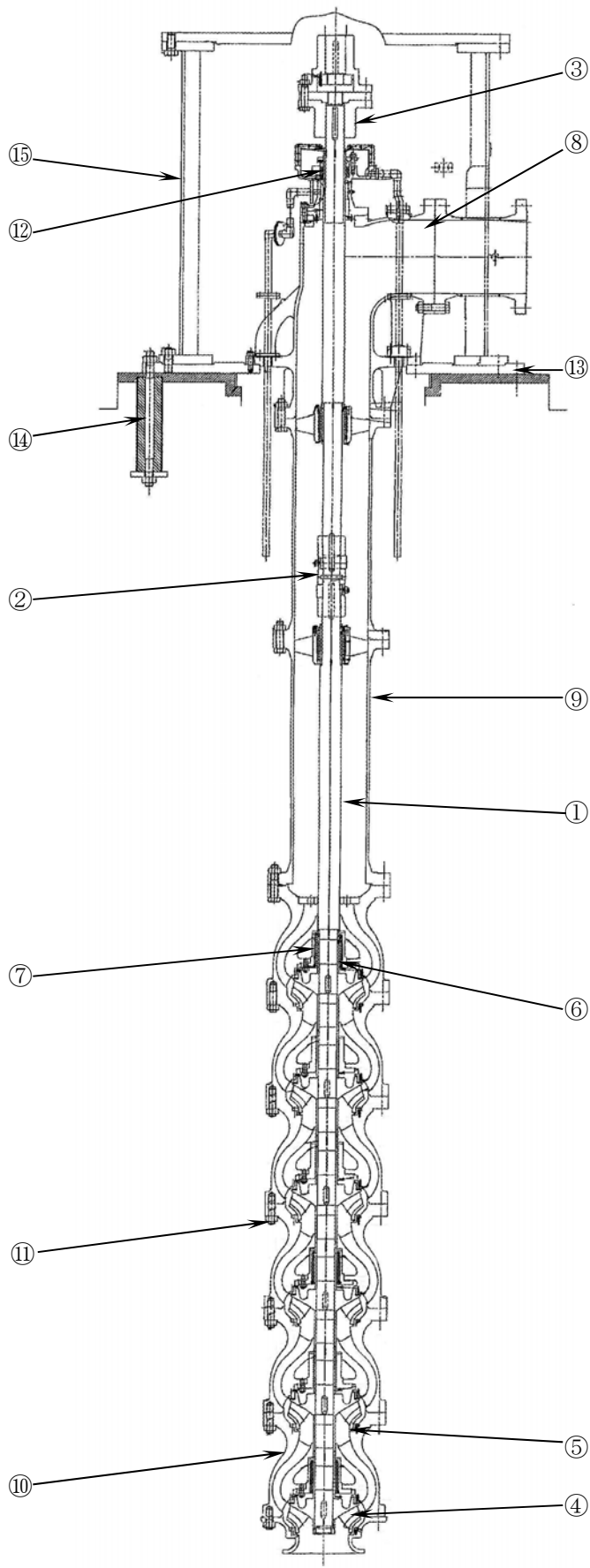
また，軸封部には，内部流体の漏れを防止するため，グランドパッキンが使用されている。

なお，羽根車及び主軸は，取付ボルトを緩めケーシング等を取外すことにより，点検手入れが可能である。

東海第二の残留熱除去海水系ポンプの構造図を図 2.1-1 に示す。

(2) 材料及び使用条件

東海第二の残留熱除去海水系ポンプ主要部位の使用材料を表 2.1-1 に，使用条件を表 2.1-2 に示す。



No.	部位
①	主軸
②	中間軸継手
③	軸継手
④	羽根車
⑤	ケーシングリング
⑥	軸受箱
⑦	水中軸受
⑧	デリベリ
⑨	コラムパイプ
⑩	ケーシング
⑪	取付ボルト
⑫	グランドパッキン
⑬	ベース
⑭	基礎ボルト
⑮	マウント

図 2.1-1 残留熱除去海水系ポンプ構造図

表 2.1-1 残留熱除去海水系ポンプ主要部位の使用材料

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	材料
ポンプ容量と揚程の確保	エネルギー伝達	主軸	ステンレス鋼
		中間軸継手	ステンレス鋼
		軸継手	ステンレス鋳鋼
	エネルギー変換	羽根車	ステンレス鋳鋼
		ケーシングリング	ステンレス鋼
	軸支持	軸受箱	ステンレス鋼
		水中軸受	(消耗品)
バウンダリの維持	耐圧	デリベリ	ステンレス鋳鋼
		コラムパイプ	ステンレス鋼
		ケーシング	ステンレス鋳鋼
		取付ボルト	ステンレス鋼
	軸シール	グランドパッキン	(消耗品)
機器の支持	支持	ベース	炭素鋼
		基礎ボルト	炭素鋼
		マウント	炭素鋼

表 2.1-2 残留熱除去海水系ポンプの使用条件

最高使用圧力	3.45 MPa
最高使用温度	38 °C
容量	885.7 m ³ /h*1
内部流体	海水

*1：公称値を示す

2.1.2 残留熱除去系ポンプ

(1) 構造

東海第二の残留熱除去系ポンプは、容量 1,691.9 m³/h、揚程 85.3 m の立軸斜流ポンプであり、3 台設置されている。

純水に接液する羽根車はステンレス鋳鋼、ケーシングは炭素鋼鋳鋼、主軸はステンレス鋼が使用されている。

また、軸封部は、内部流体の漏れを防止するため、メカニカルシールが使用されている。

なお、羽根車及び主軸は、取付ボルトを緩めケーシング等を取外すことにより、点検手入れが可能である。

東海第二の残留熱除去系ポンプの構造図を図 2.1-2 に示す。

(2) 材料及び使用条件

東海第二の残留熱除去系ポンプ主要部位の使用材料を表 2.1-3 に、使用条件を表 2.1-4 に示す。

No.	部位
①	主軸
②	中間軸継手
③	軸継手
④	羽根車
⑤	ケーシングリング
⑥	水中軸受
⑦	ケーシング
⑧	コラムパイプ
⑨	デリベリ
⑩	取付ボルト
⑪	バレル
⑫	シール水クーラ
⑬	メカニカルシール
⑭	ベース
⑮	基礎ボルト
⑯	サイクロンセパレータ

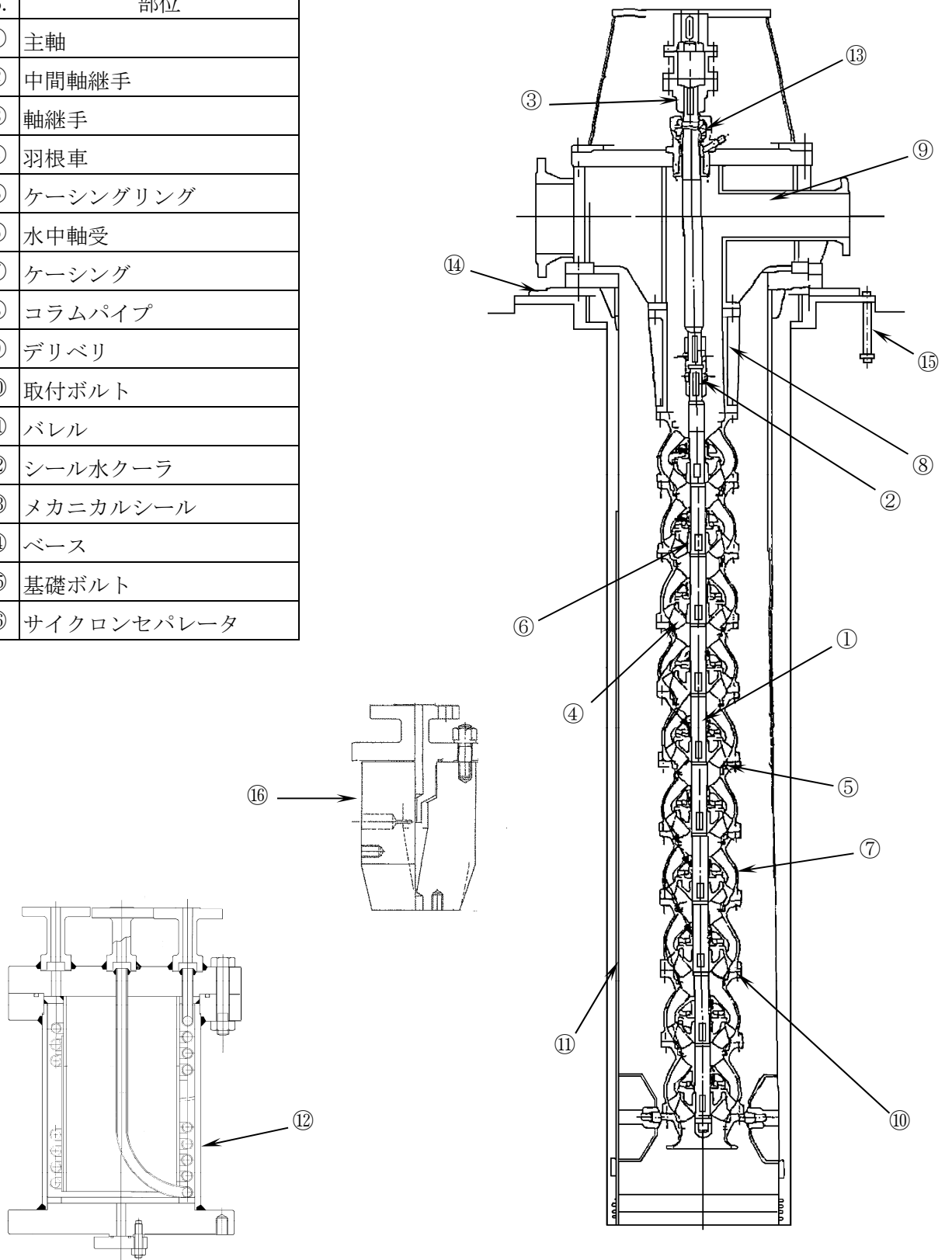


図 2.1-2 残留熱除去系ポンプ構造図

表 2.1-3 残留熱除去系ポンプ主要部位の使用材料

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	材料
ポンプ容量と揚程の確保	エネルギー伝達	主軸	ステンレス鋼
		中間軸継手	ステンレス鋼
		軸継手	炭素鋼鋳鋼
	エネルギー変換	羽根車	ステンレス鋳鋼
		ケーシングリング	ステンレス鋼
	軸支持	水中軸受	炭素鋼+カーボン
バウンダリの維持	耐圧	ケーシング	炭素鋼鋳鋼
		コラムパイプ	炭素鋼
		デリベリ	炭素鋼
		取付ボルト	低合金鋼
		バレル	炭素鋼
	軸シール	シール水クーラ	銅合金
		メカニカルシール	(消耗品)
機器の支持	支持	ベース	炭素鋼
		基礎ボルト	炭素鋼
その他	その他	サイクロンセパレータ	ステンレス鋼

表 2.1-4 残留熱除去系ポンプの使用条件

最高使用圧力	3.45 MPa
最高使用温度	174 °C
容量	1,691.9 m ³ /h
内部流体	純水

2.1.3 高圧炉心スプレイ系ポンプ

(1) 構造

東海第二の高圧炉心スプレイ系ポンプは、容量 1,576.5 m³/h、揚程 196.6 m の立軸遠心ポンプであり、1 台設置されている。

純水に接液する羽根車はステンレス鋳鋼、ケーシングは炭素鋼鋳鋼、主軸はステンレス鋼が使用されている。

また、軸封部には、内部流体の漏れを防止するため、メカニカルシールが使用されている。

なお、羽根車及び主軸は、取付ボルトを緩めケーシング等を取外すことにより、点検手入れが可能である。

東海第二の高圧炉心スプレイ系ポンプの構造図を図 2.1-3 に示す。

(2) 材料及び使用条件

東海第二の高圧炉心スプレイ系ポンプ主要部位の使用材料を表 2.1-5 に、使用条件を表 2.1-6 に示す。

No.	部位
①	主軸
②	中間軸継手
③	軸継手
④	羽根車
⑤	ケーシングリング
⑥	水中軸受
⑦	ケーシング
⑧	デリベリ
⑨	取付ボルト
⑩	バレル
⑪	シール水クーラ
⑫	メカニカルシール
⑬	ベース
⑭	基礎ボルト
⑮	サイクロンセパレータ

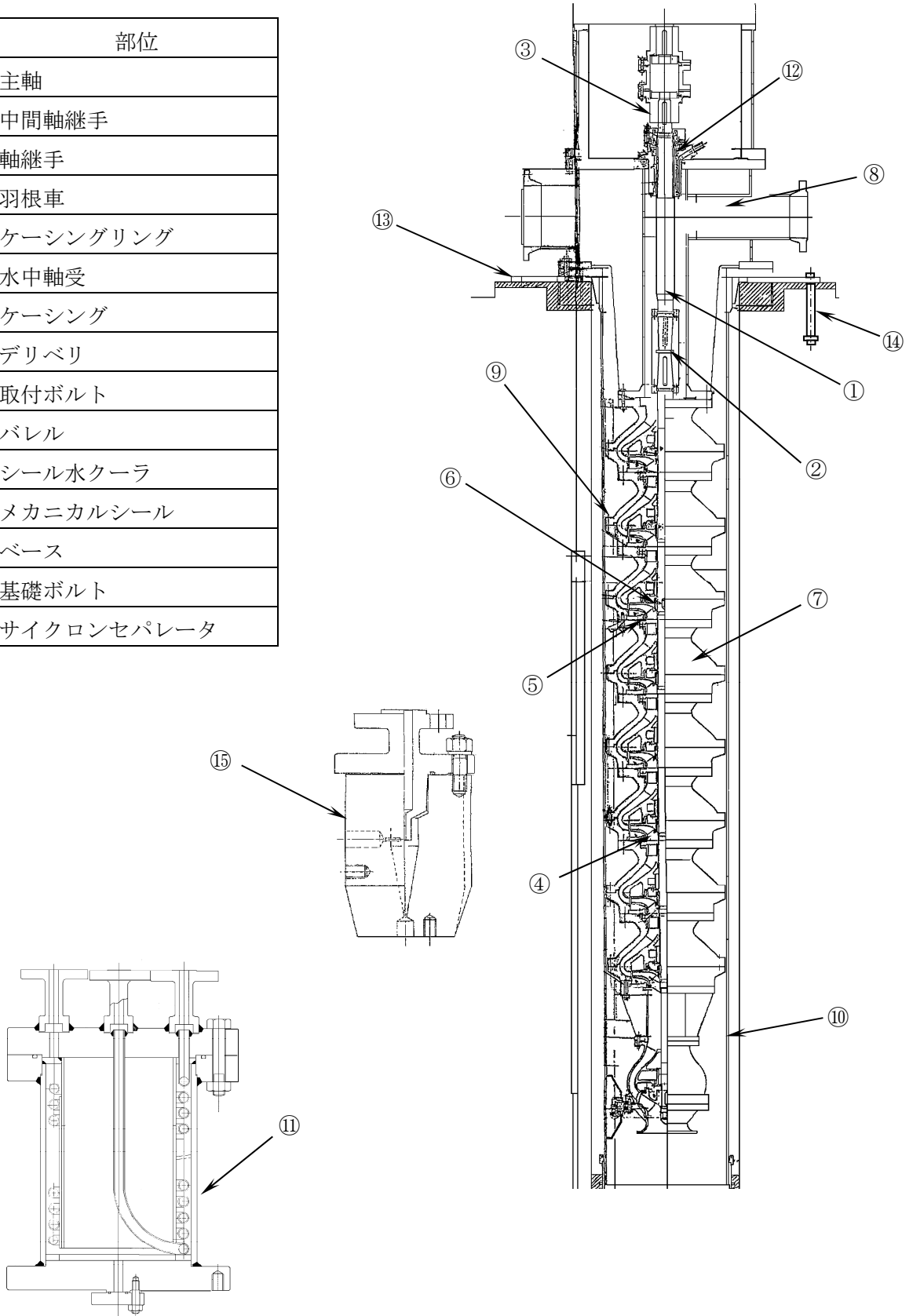


図 2.1-3 高圧炉心スプレイ系ポンプ構造図

表 2.1-5 高圧炉心スプレイ系ポンプ主要部位の使用材料

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	材料
ポンプ容量と揚程の確保	エネルギー伝達	主軸	ステンレス鋼
		中間軸継手	ステンレス鋼
		軸継手	炭素鋼鋳鋼
	エネルギー変換	羽根車	ステンレス鋳鋼
		ケーシングリング	ステンレス鋼
	軸支持	水中軸受	炭素鋼+カーボン
バウンダリの維持	耐圧	ケーシング	炭素鋼鋳鋼
		デリベリ	炭素鋼
		取付ボルト	低合金鋼
		バレル	炭素鋼
	軸シール	シール水クーラ	銅合金
		メカニカルシール	(消耗品)
機器の支持	支持	ベース	炭素鋼
		基礎ボルト	炭素鋼
その他	その他	サイクロンセパレータ	ステンレス鋼

表 2.1-6 高圧炉心スプレイ系ポンプの使用条件

最高使用圧力	10.69 MPa
最高使用温度	100 °C
容量	1,576.5 m ³ /h
内部流体	純水

2.1.4 給水加熱器ドレンポンプ

(1) 構造

東海第二の給水加熱器ドレンポンプは、容量 1,032.2 m³/h、揚程 25 m の立軸遠心ポンプであり、3 台設置されている。

純水に接液する羽根車は青銅鑄物、主軸はステンレス鋼、ケーシングは鑄鉄が使用されている。

また、軸封部には、内部流体の漏れを防止するため、メカニカルシールが使用されている。

なお、羽根車及び主軸は、取付ボルトを緩めケーシング等を取外すことにより、点検手入れが可能である。

東海第二の給水加熱器ドレンポンプの構造図を図 2.1-4 に示す。

(2) 材料及び使用条件

東海第二の給水加熱器ドレンポンプ主要部位の使用材料を表 2.1-7 に、使用条件を表 2.1-8 に示す。

No.	部位
①	主軸
②	中間軸継手
③	軸継手
④	羽根車
⑤	ケーシングリング
⑥	水中軸受
⑦	軸受箱
⑧	ころがり軸受
⑨	ケーシング
⑩	コラムパイプ
⑪	デリベリ
⑫	取付ボルト
⑬	バレル
⑭	メカニカルシール
⑮	ベース
⑯	基礎ボルト
⑰	サイクロンセパレータ

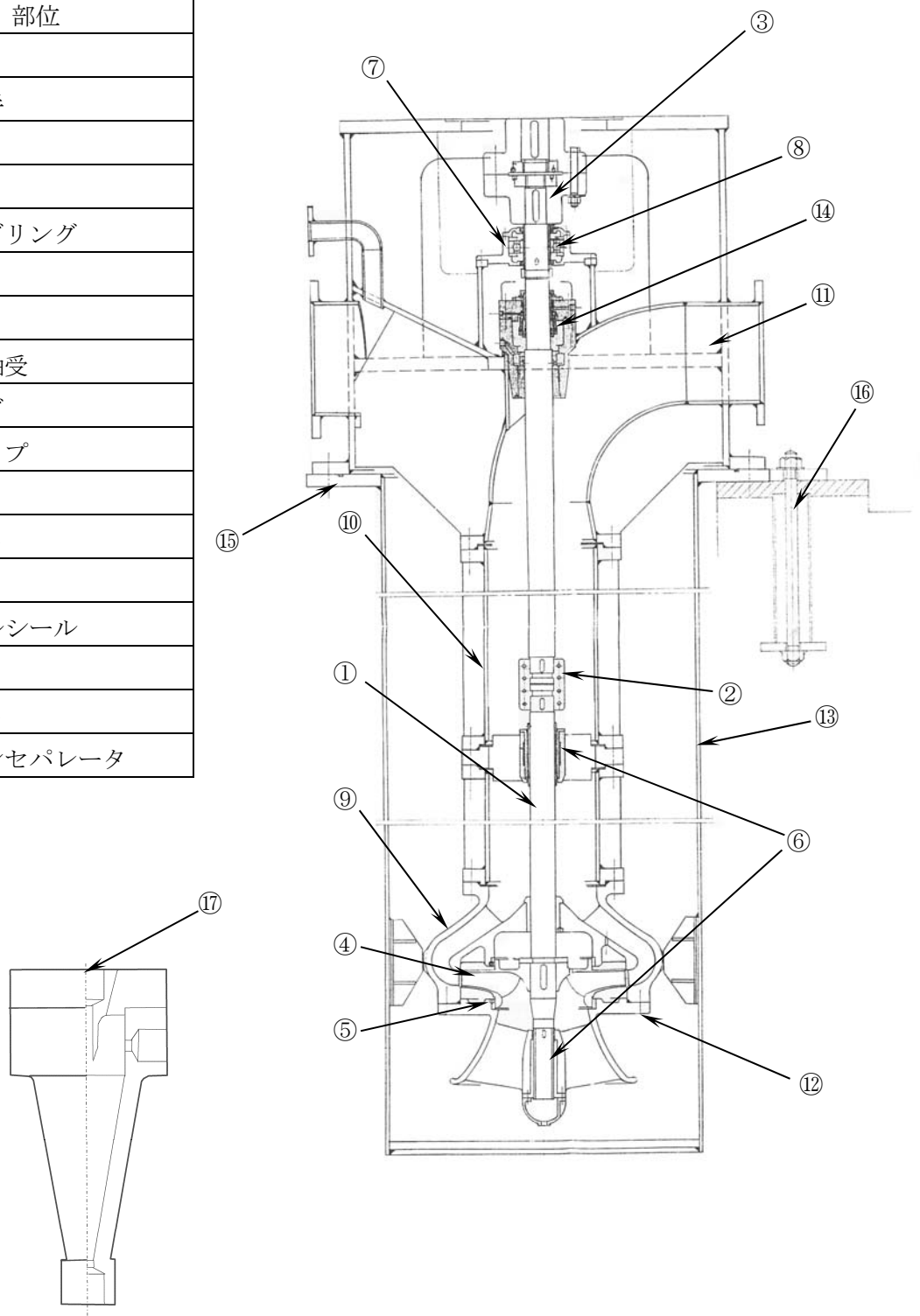


図 2.1-4 給水加熱器ドレンポンプ構造図

表 2.1-7 給水加熱器ドレンポンプ主要部位の使用材料

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	材料
ポンプ容量と揚程の確保	エネルギー伝達	主軸	ステンレス鋼
		中間軸継手	ステンレス鋼
		軸継手	鋳鉄
	エネルギー変換	羽根車	青銅鋳物
		ケーシングリング	青銅鋳物
	軸支持	水中軸受	青銅鋳物
		軸受箱	鋳鉄
ころがり軸受		(消耗品)	
バウンダリの維持	耐圧	ケーシング	鋳鉄
		コラムパイプ	炭素鋼
		デリベリ	炭素鋼
		取付ボルト	ステンレス鋼
		バレル	炭素鋼
	軸シール	メカニカルシール	(消耗品)
機器の支持	支持	ベース	炭素鋼
		基礎ボルト	炭素鋼
その他	その他	サイクロンセパレータ	ステンレス鋼

表 2.1-8 給水加熱器ドレンポンプの使用条件

最高使用圧力	0.70 MPa
最高使用温度	149 °C
容量	1,032.2 m ³ /h
内部流体	純水

2.1.5 原子炉冷却材浄化系循環ポンプ

(1) 構造

東海第二の原子炉冷却材浄化系循環ポンプは、容量 81.8 m³/h、揚程 152.4 m の横軸遠心ポンプであり、2 台設置されている。

純水に接液するケーシング、羽根車はステンレス鋳鋼、主軸はステンレス鋼が使用されている。

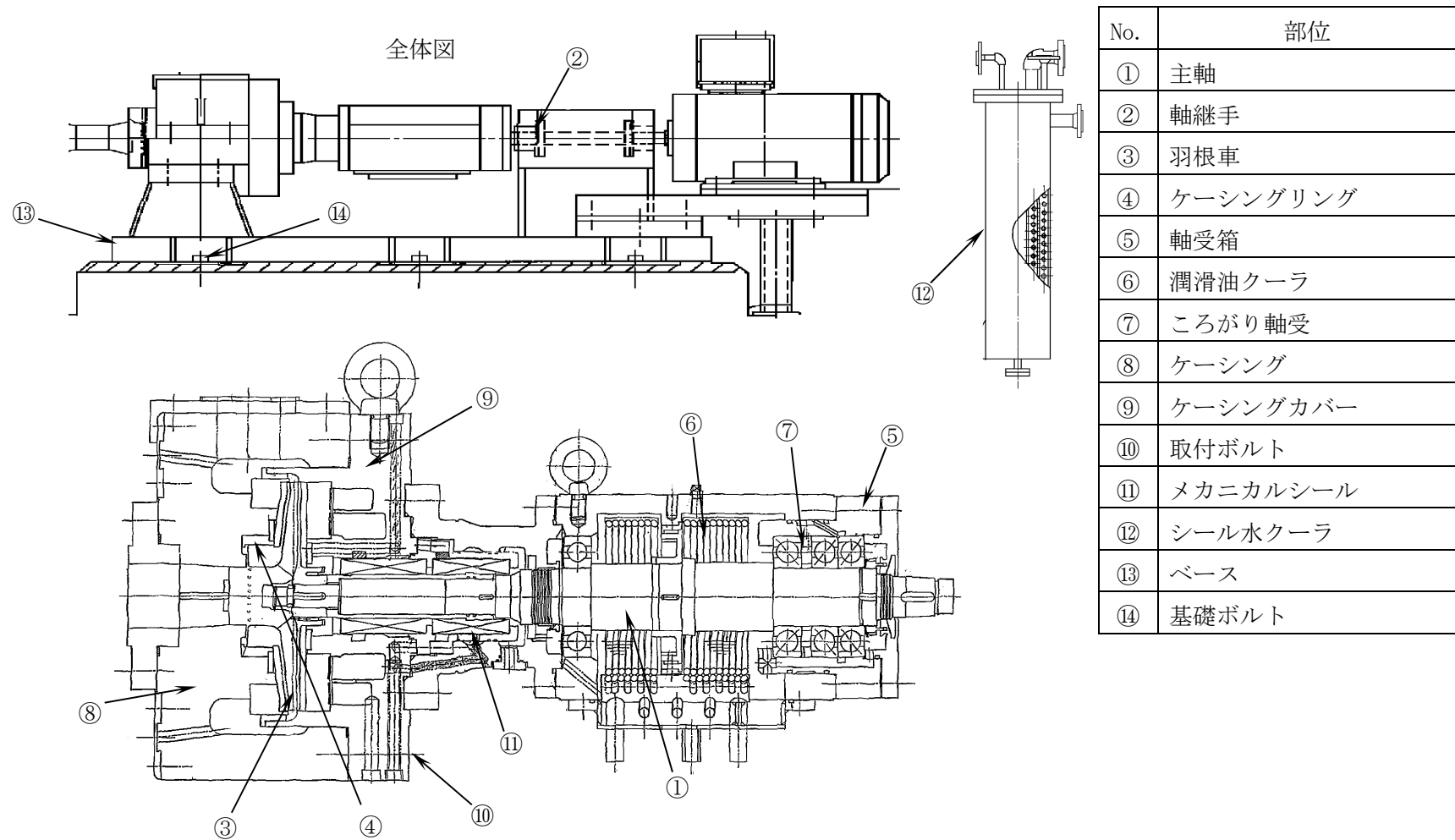
また、軸封部には、内部流体の漏れを防止するため、メカニカルシールが使用されている。

なお、羽根車及び主軸は、取付ボルトを緩めケーシングカバー等を取外すことにより、点検手入れが可能である。

東海第二の原子炉冷却材浄化系循環ポンプの構造図を図 2.1-5 に示す。

(2) 材料及び使用条件

東海第二の原子炉冷却材浄化系循環ポンプ主要部位の使用材料を表 2.1-9 に、使用条件を表 2.1-10 に示す。



No.	部位
①	主軸
②	軸継手
③	羽根車
④	ケーシングリング
⑤	軸受箱
⑥	潤滑油クーラ
⑦	ころがり軸受
⑧	ケーシング
⑨	ケーシングカバー
⑩	取付ボルト
⑪	メカニカルシール
⑫	シール水クーラ
⑬	ベース
⑭	基礎ボルト

図 2.1-5 原子炉冷却材浄化系循環ポンプ構造図

表 2.1-9 原子炉冷却材浄化系循環ポンプ主要部位の使用材料

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	材料	
ポンプ容量と揚程の確保	エネルギー伝達	主軸	ステンレス鋼	
		軸継手	低合金鋼	
	エネルギー変換	羽根車	ステンレス鋳鋼	
		ケーシングリング	ステンレス鋼	
	軸支持		軸受箱	炭素鋼
			潤滑油クーラ	銅合金
ころがり軸受			(消耗品)	
バウンダリの維持	耐圧	ケーシング	ステンレス鋳鋼	
		ケーシングカバー	ステンレス鋳鋼	
		取付ボルト	低合金鋼	
	軸シール	メカニカルシール	(消耗品)	
		シール水クーラ	ステンレス鋼	
機器の支持	支持	ベース	炭素鋼	
		基礎ボルト	炭素鋼	

表 2.1-10 原子炉冷却材浄化系循環ポンプの使用条件

最高使用圧力	9.80 MPa
最高使用温度	302 °C
容量	81.8 m ³ /h
内部流体	純水

2.1.6 タービン駆動原子炉給水ポンプ

(1) 構造

東海第二のタービン駆動原子炉給水ポンプは、容量 4,315 m³/h、揚程 685.8 m の横軸遠心ポンプであり、2 台設置されている。

純水に接液するケーシングは低合金鋼、羽根車はステンレス鋳鋼、主軸はステンレス鋼が使用されている。

また、軸封部には、内部流体の漏れを防止するため、シールリングが使用されている。

なお、羽根車及び主軸は、取付ボルトを緩めケーシングカバー等を取外すことにより、点検手入れが可能である。

東海第二のタービン駆動原子炉給水ポンプの構造図を図 2.1-6 に示す。

(2) 材料及び使用条件

東海第二のタービン駆動原子炉給水ポンプ主要部位の使用材料を表 2.1-11 に、使用条件を表 2.1-12 に示す。

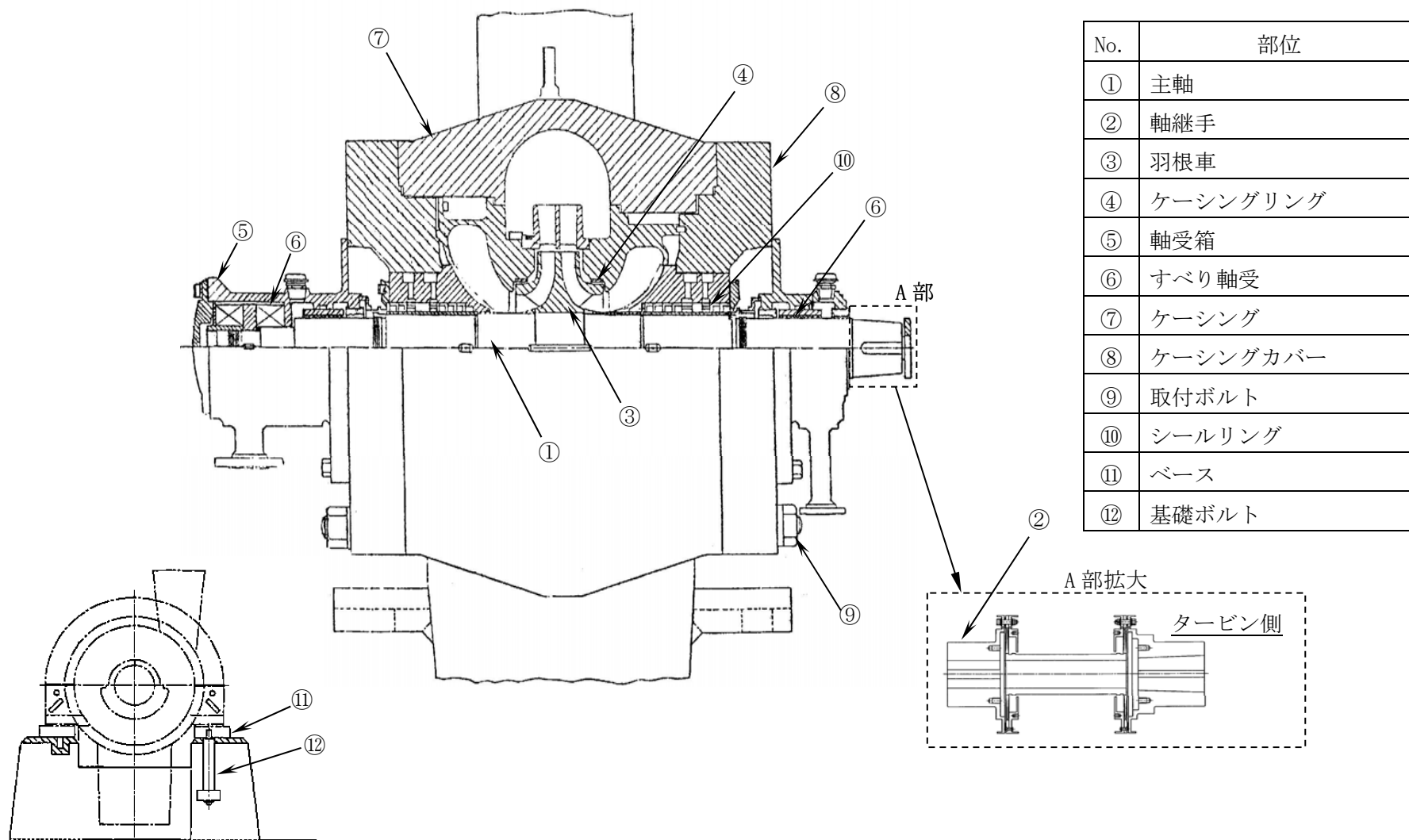


図 2.1-6 タービン駆動原子炉給水ポンプ構造図

表 2.1-11 タービン駆動原子炉給水ポンプ主要部位の使用材料

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	材料
ポンプ容量と揚程の確保	エネルギー伝達	主軸	ステンレス鋼
		軸継手	低合金鋼
	エネルギー変換	羽根車	ステンレス鋳鋼
		ケーシングリング	ステンレス鋼
	軸支持	軸受箱	炭素鋼鋳鋼
すべり軸受		炭素鋼, Babbitt Metal	
バウンダリの維持	耐圧	ケーシング	低合金鋼
		ケーシングカバー	低合金鋼
		取付ボルト	低合金鋼
	軸シール	シールリング	(消耗品)
機器の支持	支持	ベース	炭素鋼
		基礎ボルト	低合金鋼

表 2.1-12 タービン駆動原子炉給水ポンプの使用条件

最高使用圧力	15.51 MPa
最高使用温度	233 °C
容量	4,315 m ³ /h
内部流体	純水

2.1.7 原子炉隔離時冷却系ポンプ

(1) 構造

東海第二の原子炉隔離時冷却系ポンプは、容量 142 m³/h、揚程 869 m の横軸遠心ポンプであり、1 台設置されている。

純水に接液する羽根車はステンレス鋳鋼、主軸はステンレス鋼、ケーシングは炭素鋼鋳鋼が使用されている。

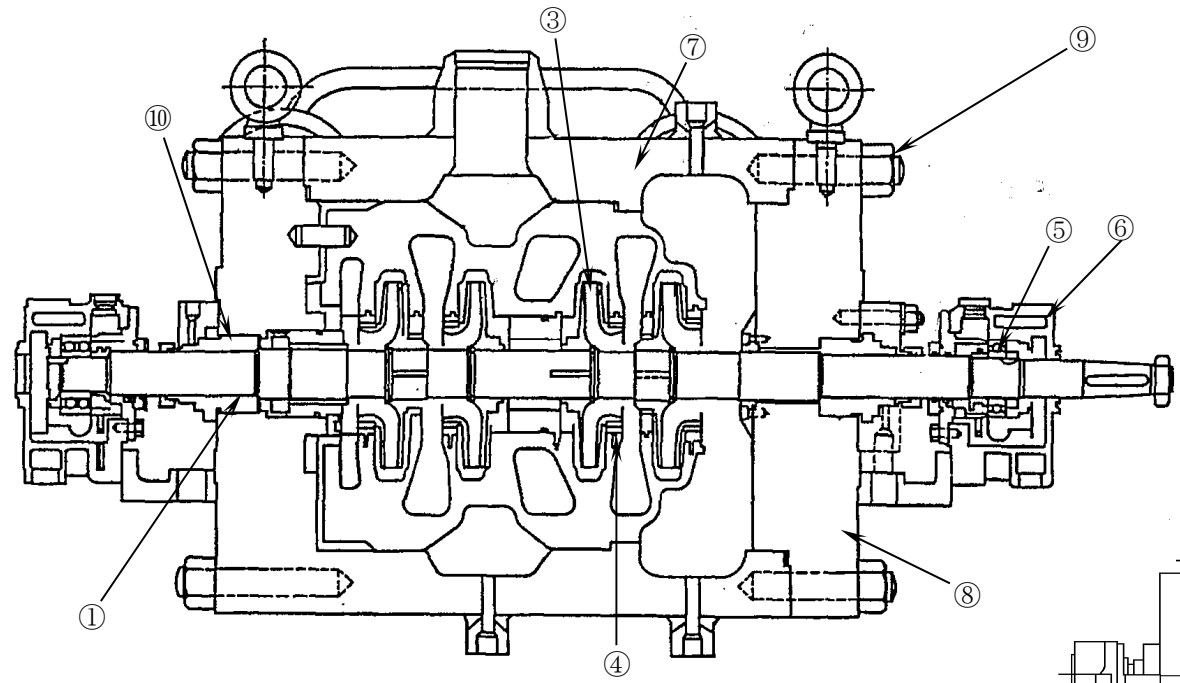
また、軸封部には、内部流体の漏れを防止するため、メカニカルシールが使用されている。

なお、羽根車及び主軸は、取付ボルトを緩めケーシングカバー等を取外すことにより、点検手入れが可能である。

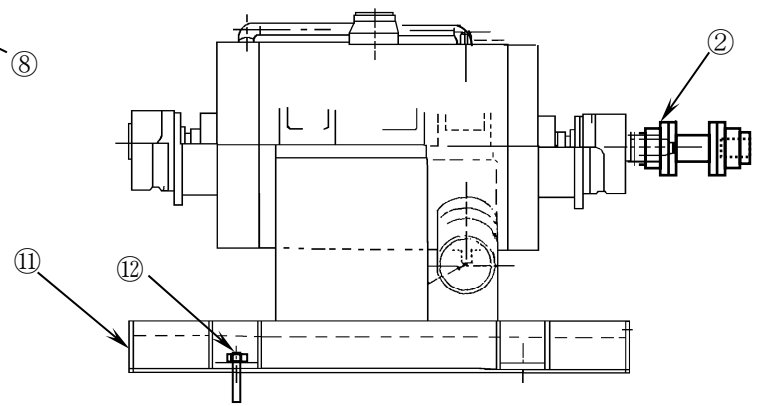
東海第二の原子炉隔離時冷却系ポンプの構造図を図 2.1-7 に示す。

(2) 材料及び使用条件

東海第二の原子炉隔離時冷却系ポンプ主要部位の使用材料を表 2.1-13 に、使用条件を表 2.1-14 に示す。



No.	部位
①	主軸
②	軸継手
③	羽根車
④	ケーシングリング
⑤	ころがり軸受
⑥	軸受箱
⑦	ケーシング
⑧	ケーシングカバー
⑨	取付ボルト
⑩	メカニカルシール
⑪	ベース
⑫	基礎ボルト



全体図

図 2.1-7 原子炉隔離時冷却系ポンプ構造図

表 2.1-13 原子炉隔離時冷却系ポンプ主要部位の使用材料

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	材料
ポンプ容量と揚程の確保	エネルギー伝達	主軸	ステンレス鋼
		軸継手	炭素鋼
	エネルギー変換	羽根車	ステンレス鋳鋼
		ケーシングリング	青銅鋳物
	軸支持	ころがり軸受	(消耗品)
		軸受箱	炭素鋼鋳鋼
バウンダリの維持	耐圧	ケーシング	炭素鋼鋳鋼
		ケーシングカバー	炭素鋼
		取付ボルト	低合金鋼
	軸シール	メカニカルシール	(消耗品)
機器の支持	支持	ベース	炭素鋼
		基礎ボルト	低合金鋼

表 2.1-14 原子炉隔離時冷却系ポンプの使用条件

最高使用圧力	10.35 MPa
最高使用温度	77 °C
容量	142 m ³ /h
内部流体	純水

2.2 経年劣化事象の抽出

2.2.1 機器の機能達成に必要な項目

ターボポンプの機能は、羽根車を回転させることにより、流体にエネルギーを与えるものであり、この機能の達成に必要な項目は以下のとおり。

- (1) ポンプ容量と揚程の確保
- (2) バウンダリの維持
- (3) 機器の支持

2.2.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象の抽出

(1) 想定される経年劣化事象の抽出

ターボポンプについて、機能達成に必要な項目を考慮して主要な部位に展開した上で、個々の部位の材料、構造、使用条件（内部流体の種類、応力、温度等）及び現在までの運転経験を考慮し、表 2.2-1 で示すとおり、想定される経年劣化事象を抽出した（表 2.2-1 で○又は△、▲）。

なお、消耗品及び定期取替品は以下のとおり評価対象外とする。

(2) 消耗品及び定期取替品の扱い

軸シール（メカニカルシール、グランドパッキン、シールリング）、ころがり軸受、海水ポンプ用水中軸受は消耗品であり、設計時に長期使用せず取替を前提としていることから高経年化対策を見極める上での評価対象外とする。

(3) 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象の抽出

想定される経年劣化事象のうち下記①、②に該当しない事象を高経年化対策上着目すべき経年劣化事象と判断した。

なお、下記①、②に該当する事象については、2.2.3 項に示すとおり、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断した。

- ① 想定した劣化傾向と実際の劣化傾向の乖離が考え難い経年劣化事象であって、想定した劣化傾向等に基づき適切な保全活動を行っているもの（日常劣化管理事象として表 2.2-1 で△）
- ② 現在までの運転経験や使用条件から得られた材料試験データとの比較等により、今後も経年劣化の進展が考えられない、又は進展傾向が極めて小さいと考えられる経年劣化事象（日常劣化管理事象以外として表 2.2-1 で▲）

この結果、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象は抽出されなかった。

2.2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象

- (1) 想定した劣化傾向と実際の劣化傾向の乖離が考え難い経年劣化事象であって、想定した劣化傾向等に基づき適切な保全活動を行っているもの(日常劣化管理事象)

a. 主軸の摩耗 [共通]

ころがり軸受，水中軸受を使用しているポンプの主軸については，軸受と主軸の接触面の摩耗が想定されるが，分解点検時に目視点検及び寸法測定を実施し，有意な摩耗が確認された場合は取替を行うことにより機能を維持している。

すべり軸受を使用しているポンプの主軸については，すべり軸受との接触面において摩耗の発生が想定されるが，軸受には潤滑剤が供給され主軸と軸受間に油膜が形成される構造となっており，主軸に摩耗が発生する可能性は小さく，分解点検時に目視点検及び寸法測定を実施し，有意な摩耗が確認された場合は取替を行うことにより機能を維持している。

したがって，主軸の摩耗は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

b. 羽根車とケーシングリング間の摩耗 [共通]

ケーシングリングは，羽根車と摺動することにより摩耗が想定されるが，分解点検時の目視点検及び羽根車とケーシングリング間の寸法測定において，有意な摩耗が確認された場合は取替を行うことにより機能を維持している。

したがって，羽根車とケーシングリング間の摩耗は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

c. ベースの腐食（全面腐食）[共通]

ベースは炭素鋼であり腐食が発生する可能性があるが，大気接触部は塗装が施されていることから，塗膜が健全であれば腐食が発生する可能性は小さく，分解点検時の目視点検において塗装の状態を確認し，必要に応じて補修塗装することにより機能を維持している。

したがって，ベースの腐食（全面腐食）は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

d. 基礎ボルトの腐食（全面腐食）[残留熱除去海水系ポンプ，残留熱除去系ポンプ，高圧炉心スプレイ系ポンプ，給水加熱器ドレンポンプ，原子炉冷却材浄化系循環ポンプ，タービン駆動原子炉給水ポンプ，原子炉隔離時冷却系ポンプ]

基礎ボルトの健全性評価は，「機械設備の技術評価書」にて評価を行うこととし，本評価書には含めない。

- e. 主軸，中間軸継手，羽根車，ケーシングリング，軸受箱，デリベリ，コラムパイプ，ケーシング，取付ボルトの腐食（孔食・隙間腐食）[残留熱除去海水系ポンプ]

主軸，中間軸継手，羽根車，ケーシングリング，軸受箱，デリベリ，コラムパイプ，ケーシング，取付ボルトはステンレス鋼又はステンレス鋳鋼であり，内部流体が海水であることから，接液部に腐食（孔食・隙間腐食）が発生する可能性があるが，分解点検時の目視点検において腐食（孔食・隙間腐食）の状況を確認し，必要に応じて補修又は取替を行うことにより機能を維持している。

したがって，主軸，中間軸継手，羽根車，ケーシングリング，軸受箱，デリベリ，コラムパイプ，ケーシング，取付ボルトの腐食（孔食・隙間腐食）は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象はないと判断する。

- f. 水中軸受の摩耗 [残留熱除去系ポンプ，高圧炉心スプレー系ポンプ，給水加熱器ドレンポンプ]

水中軸受は主軸との摺動部において摩耗が想定されるが，分解点検時の目視点検及び主軸と水中軸受間の寸法測定を行い，有意な摩耗が認められた場合は軸受の取替を行うことにより機能を維持している。

したがって，水中軸受の摩耗は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

- g. 取付ボルトの腐食（全面腐食）[残留熱除去系ポンプ，高圧炉心スプレー系ポンプ，原子炉冷却材浄化系循環ポンプ，タービン駆動原子炉給水ポンプ，原子炉隔離時冷却系ポンプ]

取付ボルトは炭素鋼又は低合金鋼であり腐食が想定されるが，分解点検時の目視点検において腐食状況を確認し，有意な腐食が確認された場合は取替を行うことにより機能を維持している。

したがって，取付ボルトの腐食（全面腐食）は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

- h. シール水クーラの腐食（全面腐食，浸食）[残留熱除去系ポンプ，高圧炉心スプレイ系ポンプ]

シール水クーラの胴及び伝熱管は銅合金で，胴内面及び伝熱管外面が海水に接液していることから腐食が発生する可能性があるが，分解点検時の目視点検により腐食の状態を確認し，必要に応じて補修又は取替を行うことにより機能を維持している。

残留熱除去系ポンプについては第 25 回施設定期検査時に伝熱管の腐食による海水の漏えいが確認されたことから，構造を再設計し当該施設定期検査期間中に交換することとしており，高圧炉心スプレイ系ポンプについても同様に交換する計画である。

したがって，シール水クーラの腐食（全面腐食，浸食）は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

- i. 軸受箱の外面の腐食（全面腐食）[給水加熱器ドレンポンプ，原子炉冷却材浄化系循環ポンプ，タービン駆動原子炉給水ポンプ，原子炉隔離時冷却系ポンプ]

軸受箱は炭素鋼，炭素鋼鋳鋼又は鋳鉄であり腐食が想定されるが，大気接触部は塗装が施されていることから，塗膜が健全であれば腐食が発生する可能性は小さく，分解点検時の目視点検において塗装の状態を確認し，必要に応じて補修塗装することにより機能を維持している。

したがって，軸受箱の外面の腐食（全面腐食）は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

- j. 羽根車，ケーシング，コラムパイプ及びデリベリの腐食（流れ加速型腐食）[給水加熱器ドレンポンプ]

羽根車は青銅鋳物，ケーシングは鋳鉄，コラムパイプ及びデリベリは炭素鋼であり，腐食（流れ加速型腐食）が想定されるが，分解点検時の目視点検において腐食の状態を確認し，必要に応じて補修又は取替を行うことにより機能を維持している。

したがって，羽根車，ケーシング，コラムパイプ及びデリベリの腐食（流れ加速型腐食）は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

k. すべり軸受の摩耗及びはく離 [タービン駆動原子炉給水ポンプ]

すべり軸受は主軸との摺動部において摩耗の発生が想定されるが、軸受には潤滑剤が供給され主軸と軸受間に油膜が形成される構造となっており、摩耗が生じる可能性は小さく、分解点検時の目視点検、寸法測定において有意な摩耗の有無を確認し、必要に応じて軸受の取替を行うことにより機能を維持している。

はく離についても、分解点検時の目視点検及び浸透探傷検査において、有意な欠陥の有無を確認し、必要に応じて軸受の取替を行うことにより機能を維持している。

したがって、すべり軸受の摩耗及びはく離は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

l. 主軸のフレットング疲労割れ [タービン駆動原子炉給水ポンプ]

主軸と羽根車の嵌め合い部は、他プラントにおいてフレットング疲労による割れ事象が発生しており、焼き嵌めにより取付けられているポンプにおいてはフレットング疲労割れが想定されるが、当該ポンプケーシングはダブルボリユート構造であることから、変動応力が生じる可能性は低くフレットング疲労割れの発生する可能性は小さく、分解点検時の目視点検、浸透探傷検査において有意な欠陥がないことを確認している。

したがって、主軸のフレットング疲労割れは、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

m. 軸継手の腐食（全面腐食） [残留熱除去系ポンプ、高圧炉心スプレイ系ポンプ、給水加熱器ドレンポンプ、原子炉冷却材浄化系循環ポンプ、タービン駆動原子炉給水ポンプ、原子炉隔離時冷却系ポンプ]

軸継手は炭素鋼、低合金鋼又は炭素鋼であり腐食が想定されるが、分解点検時の目視点検において腐食の状態を確認し、必要に応じて補修又は取替を行うことにより機能を維持している。

したがって、軸継手の腐食（全面腐食）は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

- n. ケーシング，コラムパイプ，デリベリの外面の腐食（全面腐食）〔残留熱除去系ポンプ，給水加熱器ドレンポンプ〕

ケーシングは炭素鋼鋳鋼又は鋳鉄，コラムパイプ及びデリベリは炭素鋼であり，外面は大気接触することから腐食が想定されるが，大気接触部は塗装が施されていることから，塗膜が健全であれば腐食が発生する可能性は小さく，分解点検時の目視点検において塗装の状態を確認し，必要に応じて補修塗装することにより機能を維持している。

したがって，ケーシング，コラムパイプ，デリベリの外面の腐食（全面腐食）は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

- o. ケーシング，コラムパイプ，デリベリの内面の腐食（全面腐食）〔残留熱除去系ポンプ〕

ケーシングは炭素鋼鋳鋼，コラムパイプ及びデリベリは炭素鋼であり，内面は純水に接液することから腐食が想定されるが，分解点検時の目視点検において腐食の状態を確認し，必要に応じて補修又は取替を行うことにより機能を維持している。

したがって，ケーシング，コラムパイプ，デリベリの内面の腐食（全面腐食）は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

- p. ケーシング，デリベリの外面の腐食（全面腐食）〔高圧炉心スプレー系ポンプ〕

ケーシングは炭素鋼鋳鋼，デリベリは炭素鋼であり，外面は大気接触することから腐食が想定されるが，大気接触部は塗装が施されていることから，塗膜が健全であれば腐食が発生する可能性は小さく，分解点検時の目視点検において塗装の状態を確認し，必要に応じて補修塗装することにより機能を維持している。

したがって，ケーシング，デリベリの外面の腐食（全面腐食）は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

- q. ケーシング，デリベリの内面の腐食（全面腐食）〔高圧炉心スプレー系ポンプ〕

ケーシングは炭素鋼鋳鋼，デリベリは炭素鋼であり，内面は純水に接液することから腐食が想定されるが，分解点検時の目視点検において腐食の状態を確認し，必要に応じて補修又は取替を行うことにより機能を維持している。

したがって，ケーシング，デリベリの内面の腐食（全面腐食）は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

- r. バレルの内面の腐食（全面腐食）[残留熱除去系ポンプ， 高圧炉心スプレイ系ポンプ， 給水加熱器ドレンポンプ]

バレルは炭素鋼であり，内面は純水に接液することから腐食が想定されるが，分解点検時の目視点検において腐食の状態を確認し，必要に応じて補修を行うことにより機能を維持している。

したがって，バレルの内面の腐食（全面腐食）は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

- s. ケーシング，ケーシングカバーの腐食（全面腐食）[タービン駆動原子炉給水ポンプ， 原子炉隔離時冷却系ポンプ]

ケーシング，ケーシングカバーは低合金鋼，炭素鋼又は炭素鋼鋳鋼であり，腐食が想定されるが，外面の大気接触部は塗装が施されていることから，塗膜が健全であれば腐食が発生する可能性は小さく，目視点検時において塗装の状態を確認し，必要に応じて補修塗装することにより機能を維持している。

内面については，分解点検時の目視点検において腐食の状態を確認し，必要に応じて補修又は取替を行うことにより機能を維持している。

したがって，ケーシング，ケーシングカバーの腐食（全面腐食）は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

- t. シール水クーラ伝熱管の異物付着 [残留熱除去系ポンプ， 高圧炉心スプレイ系ポンプ]

シール水クーラ伝熱管は外部流体が海水であることから，異物付着の可能性はあるが，分解点検時に伝熱管の手入れ・清掃を行うことにより機能を維持している。

したがって，シール水クーラ伝熱管の異物付着は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

- u. マウントの腐食（全面腐食）[残留熱除去海水系ポンプ]

マウントは炭素鋼であり腐食が想定されるが，大気接触部は塗装が施されていることから，塗膜が健全であれば腐食が発生する可能性は小さく，分解点検時の目視点検において塗装の状態を確認し，必要に応じて補修塗装することにより機能を維持している。

したがって，マウントの腐食（全面腐食）は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

v. サイクロンセパレータの貫粒型応力腐食割れ [残留熱除去系ポンプ, 高圧炉心スプレイ系ポンプ, 給水加熱器ドレンポンプ]

サイクロンセパレータはステンレス鋼であり, 大気中の海塩粒子に含まれる塩化物イオンにより, 外面から貫粒型応力腐食割れの発生が想定されるが, 原子炉建屋内機器の塩分測定において, 代表箇所における定期的な目視点検及び付着塩分量測定を実施し, その結果により必要に応じ機器外面清掃及び浸透探傷検査を実施することとしている。

また, 東海第二では工事における副資材管理でステンレス鋼への塩分付着を防止している。

したがって, サイクロンセパレータの応力腐食割れ (貫粒型応力腐食割れ) は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

w. 主軸の高サイクル疲労割れ [共通]

主軸にはポンプ運転時に繰返し応力が発生することから, 応力集中部等において, 高サイクル疲労割れが想定されるが, ポンプ主軸は設計段階において疲労割れが発生しないように考慮された設計となっており, 高サイクル疲労割れが発生する可能性は小さい。

なお, 分解点検時の目視点検において有意な割れは確認されておらず, 今後も使用環境が変わらないことからこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって, 主軸の高サイクル疲労割れは高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

x. 羽根車の腐食 (キャビテーション) [共通]

ポンプ内部でキャビテーションが発生すると羽根車表面にエロージョンが生じ, ポンプ性能に影響を及ぼすことが想定されるが, ポンプはキャビテーションを起こさない条件 [(有効吸込ヘッド) > (必要有効吸込ヘッド)] を満たすよう設計段階において考慮されており, この大小関係は経年的に変わるものではないことから腐食の発生する可能性は小さい。

なお, 分解点検時の目視点検において有意な腐食 (キャビテーション) は確認されておらず, 今後も使用環境が変わらないことから, これらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって, 羽根車の腐食 (キャビテーション) は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

y. シール水クーラ伝熱管の異物付着 [原子炉冷却材浄化系循環ポンプ]

シール水クーラ伝熱管は、長期使用により異物付着が想定されるが、内部流体が水質管理された純水（防錆材入り）であることから、異物付着の可能性は小さい。

なお、分解点検時の目視点検において異物は確認されておらず、今後も使用環境が変わらないことから、これらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、シール水クーラ伝熱管の異物付着は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

z. 軸受箱の内面の腐食（全面腐食） [給水加熱器ドレンポンプ，原子炉冷却材浄化系循環ポンプ，タービン駆動原子炉給水ポンプ，原子炉隔離時冷却系ポンプ]

軸受箱は炭素鋼，炭素鋼鋳鋼又は鋳鉄であり腐食が想定されるが、内部流体は潤滑油であることから腐食の可能性は小さい。

なお、分解点検時の目視点検において有意な腐食は確認されておらず、今後も使用環境が変わらないことから、これらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、軸受箱の内面の腐食（全面腐食）は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

aa. 軸継手の摩耗 [原子炉隔離時冷却系ポンプ]

軸継手はギアカップリングであり、ギア部によりトルクを伝達するため、長期使用により摩耗が想定されるが、ギア部には潤滑剤が塗布されており、摩耗が発生する可能性は小さい。

なお、分解点検時の目視点検において有意な摩耗は確認されておらず、今後も使用環境が変わらないことから、これらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、軸継手の摩耗は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

(2) 現在までの運転経験や使用条件から得られた材料試験データとの比較等により、今後も経年劣化の進展が考えられない、又は進展傾向が極めて小さいと考えられる経年劣化事象（日常劣化管理事象以外）

a. バレルの外面の腐食（全面腐食）〔残留熱除去系ポンプ， 高圧炉心スプレイ系ポンプ， 給水加熱器ドレンポンプ〕

バレルは炭素鋼であり，外面はコンクリートに覆われていることから，地下水の浸透により浸水する場合には腐食が想定されるが，建屋は止水壁により止水処理を行っていることから腐食の発生する可能性はなく，今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって，バレルの外面の腐食（全面腐食）は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

b. ケーシング及びケーシングカバーの熱時効〔原子炉冷却材浄化系循環ポンプ〕

ケーシング及びケーシングカバーに使用しているステンレス鋳鋼は，オーステナイト相中に一部フェライト層を含む2相組織であり，使用温度は250℃以上（最高使用温度302℃）であるため，熱時効による材料の靱性低下が想定され，この状態でき裂が存在する場合には小さな荷重でき裂が進展し，不安定破壊を引き起こす可能性があるが，ケーシング及びケーシングカバーにはき裂原因となる経年劣化事象は想定されていないことから，熱時効が問題となる可能性はない。

したがって，ケーシング及びケーシングカバーの熱時効は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

表 2.2-1 (1/7) 残留熱除去海水系ポンプに想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	消耗品・定期取替品	材料	経年劣化事象						備考	
					減肉		割れ		材質変化			その他
					摩耗	腐食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣化		
ポンプ容量と揚程の確保	エネルギー伝達	主軸		ステンレス鋼	△	△ ^{*1}	△ ^{*2}				*1：孔食・隙間腐食 *2：高サイクル疲労割れ *3：キャビテーション	
		中間軸継手		ステンレス鋼		△ ^{*1}						
		軸継手		ステンレス鋳鋼								
	エネルギー変換	羽根車		ステンレス鋳鋼	△	△ ^{*1*3}						
		ケーシングリング		ステンレス鋼	△	△ ^{*1}						
	軸支持	軸受箱		ステンレス鋼		△ ^{*1}						
		水中軸受	◎	—								
バウンダリの維持	耐圧	デリベリ		ステンレス鋳鋼		△ ^{*1}						
		コラムパイプ		ステンレス鋼		△ ^{*1}						
		ケーシング		ステンレス鋳鋼		△ ^{*1}						
		取付ボルト		ステンレス鋼		△ ^{*1}						
	軸シール	グランドパッキング	◎	—								
機器の支持	支持	ベース		炭素鋼		△						
		基礎ボルト		炭素鋼		△						
		マウント		炭素鋼		△						

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

表 2.2-1 (2/7) 残留熱除去系ポンプに想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	消耗品・定期取替品	材料	経年劣化事象						備考	
					減肉		割れ		材質変化			その他
					摩耗	腐食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣化		
ポンプ容量と揚程の確保	エネルギー伝達	主軸		ステンレス鋼	△		△*1				*1：高サイクル疲労割れ *2：キャビテーション *3：内面 *4：外面 *5：全面腐食，浸食 *6：伝熱管の異物付着 *7：貫粒型応力腐食割れ	
		中間軸継手		ステンレス鋼								
		軸継手		炭素鋼鋳鋼		△						
	エネルギー変換	羽根車		ステンレス鋳鋼	△	△*2						
		ケーシングリング		ステンレス鋼	△							
軸支持	水中軸受		炭素鋼＋カーボン	△								
バウンダリの維持	耐圧	ケーシング		炭素鋼鋳鋼		△*3*4						
		コラムパイプ		炭素鋼		△*3*4						
		デリベリ		炭素鋼		△*3*4						
		取付ボルト		低合金鋼		△						
		バレル		炭素鋼		△*3 ▲*4						
	軸シール	シール水クーラ		銅合金		△*5				△*6		
		メカニカルシール	◎	—								
機器の支持	支持	ベース		炭素鋼		△						
		基礎ボルト		炭素鋼		△						
その他	その他	サイクロンセパレータ		ステンレス鋼				△*7				

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

▲：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象以外）

表 2.2-1 (3/7) 高圧炉心スプレイ系ポンプに想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	消耗品・定期取替品	材料	経年劣化事象						備考	
					減肉		割れ		材質変化			その他
					摩耗	腐食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣化		
ポンプ容量と揚程の確保	エネルギー伝達	主軸		ステンレス鋼	△		△*1				*1：高サイクル疲労割れ *2：キャビテーション *3：内面 *4：外面 *5：全面腐食，浸食 *6：伝熱管の異物付着 *7：貫粒型応力腐食割れ	
		中間軸継手		ステンレス鋼								
		軸継手		炭素鋼鋳鋼		△						
	エネルギー変換	羽根車		ステンレス鋳鋼	△	△*2						
		ケーシングリング		ステンレス鋼	△							
軸支持	水中軸受		炭素鋼 +カーボン	△								
バウンダリの維持	耐圧	ケーシング		炭素鋼鋳鋼		△*3*4						
		デリベリ		炭素鋼		△*3*4						
		取付ボルト		低合金鋼		△						
		パレル		炭素鋼		△*3 ▲*4						
	軸シール	シール水クーラ		銅合金		△*5				△*6		
メカニカルシール		◎	—									
機器の支持	支持	ベース		炭素鋼		△						
		基礎ボルト		炭素鋼		△						
その他	その他	サイクロンセパレータ		ステンレス鋼			△*7					

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

▲：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象以外）

表 2.2-1 (4/7) 給水加熱器ドレンポンプに想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	消耗品・定期取替品	材料	経年劣化事象						備考	
					減肉		割れ		材質変化			その他
					摩耗	腐食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣化		
ポンプ容量と揚程の確保	エネルギー伝達	主軸		ステンレス鋼	△		△*1				*1：高サイクル疲労割れ *2：流れ加速型腐食 *3：キャビテーション *4：外面 *5：内面 *6：貫粒型応力腐食割れ	
		中間軸継手		ステンレス鋼								
		軸継手		鋳鉄		△						
	エネルギー変換	羽根車		青銅鋳物	△	△*2*3						
		ケーシングリング		青銅鋳物	△							
	軸支持	水中軸受		青銅鋳物	△							
		軸受箱		鋳鉄		△*4*5						
ころがり軸受		◎	—									
バウンダリの維持	耐圧	ケーシング		鋳鉄		△*2*4						
		コラムパイプ		炭素鋼		△*2*4						
		デリベリ		炭素鋼		△*2*4						
		取付ボルト		ステンレス鋼								
	軸シール	メカニカルシール	◎	—		△*5▲*4						
機器の支持	支持	ベース		炭素鋼		△						
		基礎ボルト		炭素鋼		△						
その他	その他	サイクロンセパレータ		ステンレス鋼			△*6					

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

▲：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象以外）

表 2.2-1 (5/7) 原子炉冷却材浄化系循環ポンプに想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	消耗品・定期取替品	材料	経年劣化事象							備考
					減肉		割れ		材質変化		その他	
					摩耗	腐食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣化		
ポンプ容量と揚程の確保	エネルギー伝達	主軸		ステンレス鋼	△		△*1					*1：高サイクル疲労割れ *2：キャビテーション *3：外面 *4：内面 *5：伝熱管の異物付着
		軸継手		低合金鋼		△						
	エネルギー変換	羽根車		ステンレス鋳鋼	△	△*2						
		ケーシングリング		ステンレス鋼	△							
	軸支持	軸受箱		炭素鋼		△*3*4						
		潤滑油クーラ		銅合金								
		ころがり軸受	◎	—								
バウンダリの維持	耐圧	ケーシング		ステンレス鋳鋼					▲			
		ケーシングカバー		ステンレス鋳鋼					▲			
		取付ボルト		低合金鋼		△						
	軸シール	メカニカルシール	◎	—								
		シール水クーラ		ステンレス鋼							△*5	
機器の支持	支持	ベース		炭素鋼		△						
		基礎ボルト		炭素鋼		△						

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

▲：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象以外）

表 2.2-1 (6/7) タービン駆動原子炉給水ポンプに想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	消耗品・定期取替品	材料	経年劣化事象						備考	
					減肉		割れ		材質変化			その他
					摩耗	腐食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣化		
ポンプ容量と揚程の確保	エネルギー伝達	主軸		ステンレス鋼	△		△ ^{*1*2}				*1：フレットイング疲労割れ *2：高サイクル疲労割れ *3：キャビテーション *4：外面 *5：内面 *6：はく離	
		軸継手		低合金鋼		△						
	エネルギー変換	羽根車		ステンレス鋳鋼	△	△ ^{*3}						
		ケーシングリング		ステンレス鋼	△							
	軸支持	軸受箱		炭素鋼鋳鋼		△ ^{*4*5}						
		すべり軸受		炭素鋼, Babbitt Metal	△					△ ^{*6}		
バウンダリの維持	耐圧	ケーシング		低合金鋼		△						
		ケーシングカバー		低合金鋼		△						
		取付ボルト		低合金鋼		△						
	軸シール	シールリング	◎	—								
機器の支持	支持	ベース		炭素鋼		△						
		基礎ボルト		低合金鋼		△						

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

表 2.2-1 (7/7) 原子炉隔離時冷却系ポンプに想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	消耗品・定期取替品	材料	経年劣化事象						備考	
					減肉		割れ		材質変化			その他
					摩耗	腐食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣化		
ポンプ容量と揚程の確保	エネルギー伝達	主軸		ステンレス鋼	△		△*1				*1：高サイクル疲労割れ *2：キャビテーション *3：外面 *4：内面	
		軸継手		炭素鋼	△	△						
	エネルギー変換	羽根車		ステンレス鋳鋼	△	△*2						
		ケーシングリング		青銅鋳物	△							
	軸支持	ころがり軸受	◎	—								
バウンダリの維持	耐圧	ケーシング		炭素鋼鋳鋼		△						
		ケーシングカバー		炭素鋼		△						
		取付ボルト		低合金鋼		△						
	軸シール	メカニカルシール	◎	—								
機器の支持	支持	ベース		炭素鋼		△						
		基礎ボルト		低合金鋼		△						

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

3. 代表機器以外への展開

本章では、2章で実施した代表機器の技術評価について、1章で実施したグループ化で代表機器となっていない機器への展開について検討した。

- ① 非常用ディーゼル発電機海水ポンプ
- ② 高圧炉心スプレィディーゼル冷却系海水系ポンプ
- ③ 低圧炉心スプレィ系ポンプ
- ④ 原子炉冷却材浄化系保持ポンプ
- ⑤ 制御棒駆動水ポンプ
- ⑥ 高圧復水ポンプ
- ⑦ 電動機駆動原子炉給水ポンプ
- ⑧ 高圧炉心スプレィ系レグシールポンプ
- ⑨ 低圧炉心スプレィ系レグシールポンプ
- ⑩ 残留熱除去系レグシールポンプ
- ⑪ 原子炉隔離時冷却系レグシールポンプ
- ⑫ 常設高圧代替注水ポンプ
- ⑬ 常設低圧代替注水ポンプ
- ⑭ 緊急用海水ポンプ
- ⑮ 代替燃料プール冷却系ポンプ
- ⑯ 代替循環冷却系ポンプ
- ⑰ 格納容器圧力逃がし装置移送ポンプ

3.1 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象

代表機器と同様、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象は抽出されなかった。

3.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象

- (1) 想定した劣化傾向と実際の劣化傾向の乖離が考え難い経年劣化事象であって、想定した劣化傾向等に基づき適切な保全活動を行っているもの（日常劣化管理事象）

a. 主軸の摩耗 [共通]

代表機器と同様、ころがり軸受、水中軸受を使用しているポンプの主軸については、軸受と主軸の接触面の摩耗が想定されるが、分解点検時に目視点検及び寸法測定を実施し、有意な摩耗が確認された場合は取替を行うことにより機能を維持している。

すべり軸受を使用しているポンプの主軸については、すべり軸受との接触面において摩耗の発生が想定されるが、軸受には潤滑剤が供給され主軸と軸受間に油膜が形成される構造となっており、主軸に摩耗が発生する可能性は小さく、分解点検時に目視点検及び寸法測定を実施し、有意な摩耗が確認された場合は取替を行うことにより機能を維持している。

新規に設置される常設重大事故等対処設備に属する機器については、今後上記同様の保全を実施することで機能は維持できると考える。

したがって、主軸の摩耗は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

b. 羽根車とケーシングリング間の摩耗 [共通]

代表機器と同様、ケーシングリングは、羽根車と摺動することにより摩耗が想定されるが、分解点検時の目視点検及び羽根車とケーシングリング間の寸法測定において、有意な摩耗が確認された場合は取替を行うことにより機能を維持している。

新規に設置される常設重大事故等対処設備に属する機器については、今後上記同様の保全を実施することで機能は維持できると考える。

したがって、羽根車とケーシングリング間の摩耗は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

c. ベースの腐食（全面腐食） [共通]

代表機器と同様、ベースは炭素鋼であり腐食が発生する可能性があるが、大気接触部は塗装が施されていることから、塗膜が健全であれば腐食が発生する可能性は小さく、分解点検時の目視点検において塗装の状態を確認し、必要に応じて補修塗装することにより機能を維持している。

新規に設置される常設重大事故等対処設備に属する機器については、今後上記同様の保全を実施することで機能は維持できると考える。

したがって、ベースの腐食（全面腐食）は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

- d. 基礎ボルトの腐食（全面腐食）[非常用ディーゼル発電機海水ポンプ， 高圧炉心スプレィディーゼル冷却系海水系ポンプ， 低圧炉心スプレィ系ポンプ， 原子炉冷却材浄化系保持ポンプ， 制御棒駆動水ポンプ， 高圧復水ポンプ， 電動機駆動原子炉給水ポンプ， 高圧炉心スプレィ系レグシールポンプ， 低圧炉心スプレィ系レグシールポンプ， 残留熱除去系レグシールポンプ， 原子炉隔離時冷却系レグシールポンプ， 常設高圧代替注水ポンプ]

代表機器と同様に「機械設備の技術評価書」にて評価を行うこととし，本評価書には含めない。

- e. 主軸，中間軸継手，羽根車，ケーシングリング，軸受箱，デリベリ，コラムパイプ，ケーシング，取付ボルトの腐食（孔食・隙間腐食）[非常用ディーゼル発電機海水ポンプ， 高圧炉心スプレィディーゼル冷却系海水系ポンプ， 緊急用海水ポンプ]

代表機器と同様，主軸，中間軸継手，羽根車，ケーシングリング，軸受箱，デリベリ，コラムパイプ，ケーシング，取付ボルトはステンレス鋼又はステンレス鋳鋼であり，内部流体が海水であることから，接液部に腐食（孔食・隙間腐食）が発生する可能性があるが，分解点検時の目視点検において腐食（孔食・隙間腐食）の状況を確認し，必要に応じて補修又は取替を行うことにより機能を維持している。

新規に設置される緊急用海水ポンプは，今後上記同様の保全を実施することで機能は維持できると考える。

したがって，主軸，中間軸継手，羽根車，ケーシングリング，軸受箱，デリベリ，コラムパイプ，ケーシング，取付ボルトの腐食（孔食・隙間腐食）は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象はないと判断する。

- f. 水中軸受の摩耗 [低圧炉心スプレィ系ポンプ， 緊急用海水ポンプ]

代表機器と同様，水中軸受は主軸との摺動部において摩耗が想定されるが，分解点検時の目視点検及び主軸と水中軸受間の寸法測定を行い，有意な摩耗が認められた場合は軸受の取替を行うことにより機能を維持している。

新規に設置される緊急用海水ポンプは，今後上記同様の保全を実施することで機能は維持できると考える。

したがって，水中軸受の摩耗は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

g. 取付ボルトの腐食（全面腐食）[取付ボルトが炭素鋼又は低合金鋼の機器共通]

代表機器と同様、取付ボルトは炭素鋼又は低合金鋼であり腐食が想定されるが、分解点検時の目視点検において腐食状況を確認し、有意な腐食が確認された場合は取替を行うことにより機能を維持している。

新規に設置される常設重大事故等対処設備に属する機器については、今後上記同様の保全を実施することで機能は維持できると考える。

したがって、取付ボルトの腐食（全面腐食）は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

h. シール水クーラの腐食（全面腐食，浸食）[低圧炉心スプレイ系ポンプ]

代表機器と同様、シール水クーラの胴及び伝熱管は銅合金で、胴内面及び伝熱管外面が海水に接液していることから腐食が発生する可能性があるが、分解点検時の目視点検により腐食の状態を確認し、必要に応じて補修又は取替を行うことにより機能を維持している。

残留熱除去系ポンプの伝熱管腐食による海水漏えいの対策として、代表機器と同様、構造を再設計し第25回施設定期検査期間中に交換する計画である。

したがって、シール水クーラの腐食（全面腐食，浸食）は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

i. 軸受箱の外面の腐食（全面腐食）[制御棒駆動水ポンプ，高圧復水ポンプ，電動機駆動原子炉給水ポンプ，高圧炉心スプレイ系レグシールポンプ，低圧炉心スプレイ系レグシールポンプ，残留熱除去系レグシールポンプ，原子炉隔離時冷却系レグシールポンプ，常設低圧代替注水ポンプ，代替燃料プール冷却系ポンプ，代替循環冷却系ポンプ]

代表機器と同様、軸受箱は炭素鋼，炭素鋼鋳鋼又は鋳鉄であり腐食が想定されるが、大気接触部は塗装が施されていることから、塗膜が健全であれば腐食が発生する可能性は小さく、分解点検時の目視点検において塗装の状態を確認し、必要に応じて補修塗装することにより機能を維持している。

新規に設置される常設重大事故等対処設備に属する機器については、今後上記同様の保全を実施することで機能は維持できると考える。

したがって、軸受箱の外面の腐食（全面腐食）は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

j. すべり軸受の摩耗及びはく離 [制御棒駆動水ポンプ, 高圧復水ポンプ, 電動機駆動原子炉給水ポンプ]

代表機器と同様, すべり軸受は主軸との摺動部において摩耗の発生が想定されるが, 軸受には潤滑剤が供給され主軸と軸受間に油膜が形成される構造となっており, 摩耗が生じる可能性は小さく, 分解点検時の目視点検, 寸法測定において有意な摩耗の有無を確認し, 必要に応じて軸受の取替を行うことにより機能を維持している。

はく離についても, 分解点検時の目視点検及び浸透探傷検査において, 有意な欠陥の有無を確認し, 必要に応じて軸受の取替を行うことにより機能を維持している。

したがって, すべり軸受の摩耗及びはく離は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

k. 主軸のフレットング疲労割れ [電動機駆動原子炉給水ポンプ]

代表機器と同様, 他プラントにおいてフレットング疲労による割れ事象が発生しており, 焼き嵌めにより取付けられているポンプにおいてはフレットング疲労割れが想定されるが, 当該ポンプケーシングはダブルボリュート構造であることから, 変動応力が生じる可能性は低くフレットング疲労割れの発生する可能性は小さく, 分解点検時の目視点検, 浸透探傷検査を行うことにより機能を維持している。

したがって, 主軸のフレットング疲労割れは, 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

1. 軸継手の腐食 (全面腐食) [軸継手の材質が炭素鋼, 炭素鋼鋳鋼又は低合金鋼の機器共通]

代表機器と同様, 軸継手は炭素鋼鋳鋼, 炭素鋼又は低合金鋼であり腐食が想定されるが, 分解点検時の目視点検において腐食の状態を確認し, 必要に応じて補修又は取替を行うことにより機能を維持している。

新規に設置される常設重大事故等対処設備に属する機器については, 今後上記同様の保全を実施することで機能は維持できると考える。

したがって, 軸継手の腐食 (全面腐食) は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

- m. ケーシング，コラムパイプ，デリベリの外面の腐食（全面腐食）[低圧炉心スプレ
イ系ポンプ]

代表機器と同様，ケーシングは炭素鋼鋳鋼，コラムパイプ，デリベリは炭素鋼で
あり，外面は大気接触することから腐食が想定されるが，大気接触部は塗装が施さ
れていることから，塗膜が健全であれば腐食が発生する可能性は小さく，分解点検
時の目視点検において塗装の状態を確認し，必要に応じて補修塗装することにより
機能を維持している。

したがって，ケーシング，コラムパイプ，デリベリの外面の腐食（全面腐食）は
高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

- n. ケーシング，コラムパイプ，デリベリの内面の腐食（全面腐食）[低圧炉心スプレ
イ系ポンプ]

代表機器と同様，ケーシングは炭素鋼鋳鋼，コラムパイプ，デリベリは炭素鋼で
あり，内面は純水に接液することから腐食が想定されるが，分解点検時の目視点検
において腐食の状態を確認し，必要に応じて補修又は取替を行うことにより機能を
維持している。

したがって，ケーシング，コラムパイプ，デリベリ内面の腐食（全面腐食）は
高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

- o. バレルの内面の腐食（全面腐食）[低圧炉心スプレイ系ポンプ]

代表機器と同様，バレルは炭素鋼であり，内面は純水に接液することから腐食が
想定されるが，分解点検時の目視点検において腐食の状態を確認し，必要に応じて
補修を行うことにより機能を維持している。

したがって，バレルの内面の腐食（全面腐食）は高経年化対策上着目すべき経年
劣化事象ではないと判断する。

- p. ケーシング，ケーシングカバーの外面の腐食（全面腐食）[ケーシング，ケーシ
ングカバーの材質が炭素鋼，炭素鋼鋳鋼又は低合金鋼の機器共通]

代表機器と同様，ケーシング，ケーシングカバーは炭素鋼，炭素鋼鋳鋼又は低合
金鋼であり，腐食が想定されるが，外面の大気接触部は塗装が施されていることか
ら，塗膜が健全であれば腐食が発生する可能性は小さく，分解点検時の目視点検に
おいて塗装の状態を確認し，必要に応じて補修塗装することにより機能を維持して
いる。

新規に設置される常設重大事故等対処設備に属する機器については，今後上記同
様の保全を実施することで機能は維持できると考える。

したがって，ケーシング，ケーシングカバーの外面の腐食（全面腐食）は高経年
化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

- q. ケーシング、ケーシングカバーの内面の腐食（全面腐食）〔ケーシング、ケーシングカバーの材質が炭素鋼、炭素鋼鋳鋼又は低合金鋼の機器共通〕

代表機器と同様、ケーシング、ケーシングカバーは炭素鋼、炭素鋼鋳鋼又は低合金鋼であり、内面は純水に接液することから腐食が想定されるが、分解点検時の目視点検において腐食の状態を確認し、必要に応じて補修又は取替を行うことにより機能を維持している。

新規に設置される常設重大事故等対処設備に属する機器については、今後上記同様の保全を実施することで機能は維持できると考える。

したがって、ケーシング、ケーシングカバーの内面の腐食（全面腐食）は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

- r. シール水クーラ伝熱管の異物付着〔低圧炉心スプレイ系ポンプ〕

代表機器と同様、シール水クーラ伝熱管は外部流体が海水であることから、異物付着の可能性があるが、分解点検時に伝熱管の手入れ・清掃を行うことにより機能を維持している。

したがって、シール水クーラ伝熱管の異物付着は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

- s. 軸受用潤滑油ユニットの外面の腐食（全面腐食）〔制御棒駆動水ポンプ、高圧復水ポンプ、電動機駆動原子炉給水ポンプ〕

軸受用潤滑油ユニットは炭素鋼又は鋳鉄であり腐食が想定されるが、大気接触部については塗装により腐食を防止しており、塗膜が健全であれば腐食の可能性は小さく、分解点検時の目視点検において有意な腐食は認められておらず、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、軸受用潤滑油ユニットの外面の腐食（全面腐食）は、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

- t. マウントの腐食（全面腐食）〔緊急用海水ポンプ〕

マウントは炭素鋼であり腐食が想定されるが、大気接触部は塗装が施されていることから、塗膜が健全であれば腐食が発生する可能性は小さく、今後分解点検時の目視点検において塗装の状態を確認し、必要に応じて補修塗装することにより機能は維持できると考える。

したがって、マウントの腐食（全面腐食）は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

- u. サイクロンセパレータの貫粒型応力腐食割れ [低圧炉心スプレー系ポンプ，制御棒駆動水ポンプ，高圧復水ポンプ，高圧炉心スプレー系レグシールポンプ，低圧炉心スプレー系レグシールポンプ，残留熱除去系レグシールポンプ，原子炉隔離時冷却系レグシールポンプ]

代表機器と同様，サイクロンセパレータはステンレス鋼であり，大気中の海塩粒子に含まれる塩化物イオンにより，外面から貫粒型応力腐食割れの発生が想定されるが，原子炉建屋内機器の塩分測定において，代表箇所における定期的な目視点検及び付着塩分量測定を実施し，その結果により必要に応じ機器外面清掃及び浸透探傷検査を実施することとしている。

また，東海第二では工事における副資材管理でステンレス鋼への塩分付着を防止している。

したがって，サイクロンセパレータの貫粒型応力腐食割れは高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

- v. 主軸の高サイクル疲労割れ [共通]

代表機器と同様，主軸にはポンプ運転時に繰返し応力が発生することから，応力集中部等において，高サイクル疲労割れが想定されるが，ポンプ主軸は設計段階において疲労割れが発生しないように考慮された設計となっており，高サイクル疲労割れが発生する可能性は小さい。

なお，分解点検時の目視点検において有意な割れは確認されておらず，今後も使用環境が変わらないことからこれらの傾向が変化する要因があるとはとは考え難い。

新規に設置される常設重大事故等対処設備に属する機器については，今後上記同様の保全を実施することで機能は維持できると考える。

したがって，主軸の高サイクル疲労割れは高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

w. 羽根車の腐食（キャビテーション）[共通]

代表機器と同様、ポンプ内部でキャビテーションが発生すると羽根車表面にエロージョンが生じ、ポンプ性能に影響を及ぼすことが想定されるが、ポンプはキャビテーションを起こさない条件 [(有効吸込ヘッド) > (必要有効吸込ヘッド)] を満たすよう設計段階において考慮されており、この大小関係は経年的に変わるものではないことからキャビテーションの発生する可能性は小さい。

なお、分解点検時の目視点検において有意な腐食（キャビテーション）は確認されておらず、今後も使用環境が変わらないことから、これらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

新規に設置される常設重大事故等対処設備に属する機器については、今後上記同様の保全を実施することで機能は維持できると考える。

したがって、羽根車の腐食（キャビテーション）は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

x. 軸受箱の内面の腐食（全面腐食）[共通]

代表機器と同様、軸受箱は炭素鋼、炭素鋼鋳鋼又は鋳鉄であり腐食が想定されるが、内部流体は潤滑油であることから腐食の可能性は小さい。

なお、分解点検時の目視点検において有意な腐食は確認されておらず、今後も使用環境が変わらないことから、これらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

新規に設置される常設重大事故等対処設備に属する機器については、今後上記同様の保全を実施することで機能は維持できると考える。

したがって、軸受箱の内面の腐食（全面腐食）は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

y. 増速機の摩耗 [制御棒駆動水ポンプ，電動機駆動原子炉給水ポンプ]

増速機及び減速機の歯車は長期使用において摩耗が想定されるが、潤滑剤により潤滑されており摩耗の可能性は小さい。

なお、分解点検時の目視点検及び歯当りの確認で、有意な摩耗は確認されておらず、今後も使用環境が変わらないことから、これらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、増速機の摩耗は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

z. 増速機ケーシングの内面の腐食（全面腐食）〔制御棒駆動水ポンプ，電動機駆動原子炉給水ポンプ〕

増速機のケーシングは炭素鋼又は鋳鉄であり腐食が想定されるが，内面については歯車ならびに軸受を潤滑するため，潤滑油がケーシング内面にはねかけられる構造となっていることから，腐食の可能性は小さい。

なお，分解点検時の目視点検において有意な腐食は確認されておらず，今後も使用環境が変わらないことから，これらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって，増速機のケーシングの内面の腐食（全面腐食）は，高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

aa. 軸継手の摩耗〔制御棒駆動水ポンプ，高圧復水ポンプ，電動機駆動原子炉給水ポンプ〕

軸継手はギアカップリングであり，ギア部によりトルクを伝達するため，長期使用により摩耗が想定されるが，ギア部には潤滑剤が塗布されており，摩耗が発生する可能性は小さい。

なお，分解点検時の目視点検において有意な摩耗は確認されておらず，今後も使用環境が変わらないことから，これらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって，軸継手の摩耗は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

ab. 軸受用潤滑油ユニットの内面の腐食（全面腐食）〔制御棒駆動水ポンプ，高圧復水ポンプ，電動機駆動原子炉給水ポンプ〕

軸受用潤滑油ユニットは炭素鋼又は鋳鉄であり腐食が想定されるが，内面については内部流体が潤滑油であることから腐食の可能性は小さい。

なお，分解点検時の目視点検において有意な腐食は確認されておらず，今後も使用環境が変わらないことから，これらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって，軸受用潤滑油ユニットの内面の腐食（全面腐食）は，高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

ac. 軸受用主油ポンプの摩耗〔制御棒駆動水ポンプ，高圧復水ポンプ，電動機駆動原子炉給水ポンプ〕

主油ポンプは，摺動部において摩耗が想定されるが，潤滑剤で潤滑されており摩耗の可能性は小さい。

なお，分解点検時の目視点検において有意な腐食は確認されておらず，今後も使用環境が変わらないことから，これらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって，軸受用主油ポンプの摩耗は，高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

- ad. 軸受用潤滑油ユニット配管の高サイクル疲労割れ [制御棒駆動水ポンプ, 高圧復水ポンプ, 電動機駆動原子炉給水ポンプ]

軸受用潤滑油ユニット配管は, ポンプの機械・流体振動による繰り返し応力により高サイクル疲労割れが想定されるが, 分解点検時の目視点検において軸受用潤滑油ユニット配管に高サイクル疲労割れは確認されていない。

また, 振動の状態は経年的に変化するものではなく今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって, 軸受用潤滑油ユニット配管の高サイクル疲労割れは高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

- (2) 現在までの運転経験や使用条件から得られた材料試験データとの比較等により, 今後も経年劣化の進展が考えられない, 又は進展傾向が極めて小さいと考えられる経年劣化事象 (日常劣化管理事象以外)

- a. バレルの外面の腐食 (全面腐食) [低圧炉心スプレイ系ポンプ]

バレルは炭素鋼であり, 外面はコンクリートに覆われていることから, 地下水の浸透により浸水する場合には腐食が想定されるが, 建屋は止水壁により止水処理を行っていることから腐食の発生する可能性はなく, 今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって, バレルの外面の腐食 (全面腐食) は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

2. 往復ポンプ

[対象ポンプ]

- ① ほう酸水注入系ポンプ

目次

1. 対象機器	2-1
2. 往復ポンプの技術評価.....	2-2
2.1 構造, 材料及び使用条件.....	2-2
2.2 経年劣化事象の抽出.....	2-5
2.2.1 機器の機能達成に必要な項目.....	2-5
2.2.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象の抽出.....	2-5
2.2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象.....	2-6

1. 対象機器

東海第二で使用している往復ポンプの主な仕様を表1-1に示す。

表 1-1 往復ポンプの主な仕様

ポンプ名称	仕様 (容量×揚程)	重要度*1	使用条件		
			運転 状態	最高使用圧力 (MPa) *2	最高使用温度 (°C) *2
ほう酸水注入系 ポンプ	9.78 m ³ /h×870 m	MS-1, 重*3	一時	9.66	66

*1：当該機器に要求される重要度クラスのうち、最上位の重要度クラスを示す

*2：ポンプ吐出配管の仕様を示す

*3：重要度クラスとは別に常設重大事故等対処設備に属する機器及び構造物であることを示す

2. 往復ポンプの技術評価

2.1 構造，材料及び使用条件

(1) 構造

東海第二のほう酸水注入系ポンプは，容量 9.78 m³/h，揚程 870 m の水平 3 連プランジヤポンプであり，2 台設置されている。

内部流体は五ほう酸ナトリウム水で，内部流体に接液するケーシング，プランジヤ等には，耐食性の高いステンレス鋼が使用されており，軸封部には内部流体の漏れを防止するため，グランドパッキンが使用されている。

また，ケーシングは取付ボルトを緩め，ケーシングカバー等を取外すことにより，点検手入れが可能である。

東海第二のほう酸水注入系ポンプの構造図を図 2.1-1 に示す。

(2) 材料及び使用条件

東海第二のほう酸水注入系ポンプ主要部位の使用材料を表 2.1-1 に，使用条件を表 2.1-2 に示す。

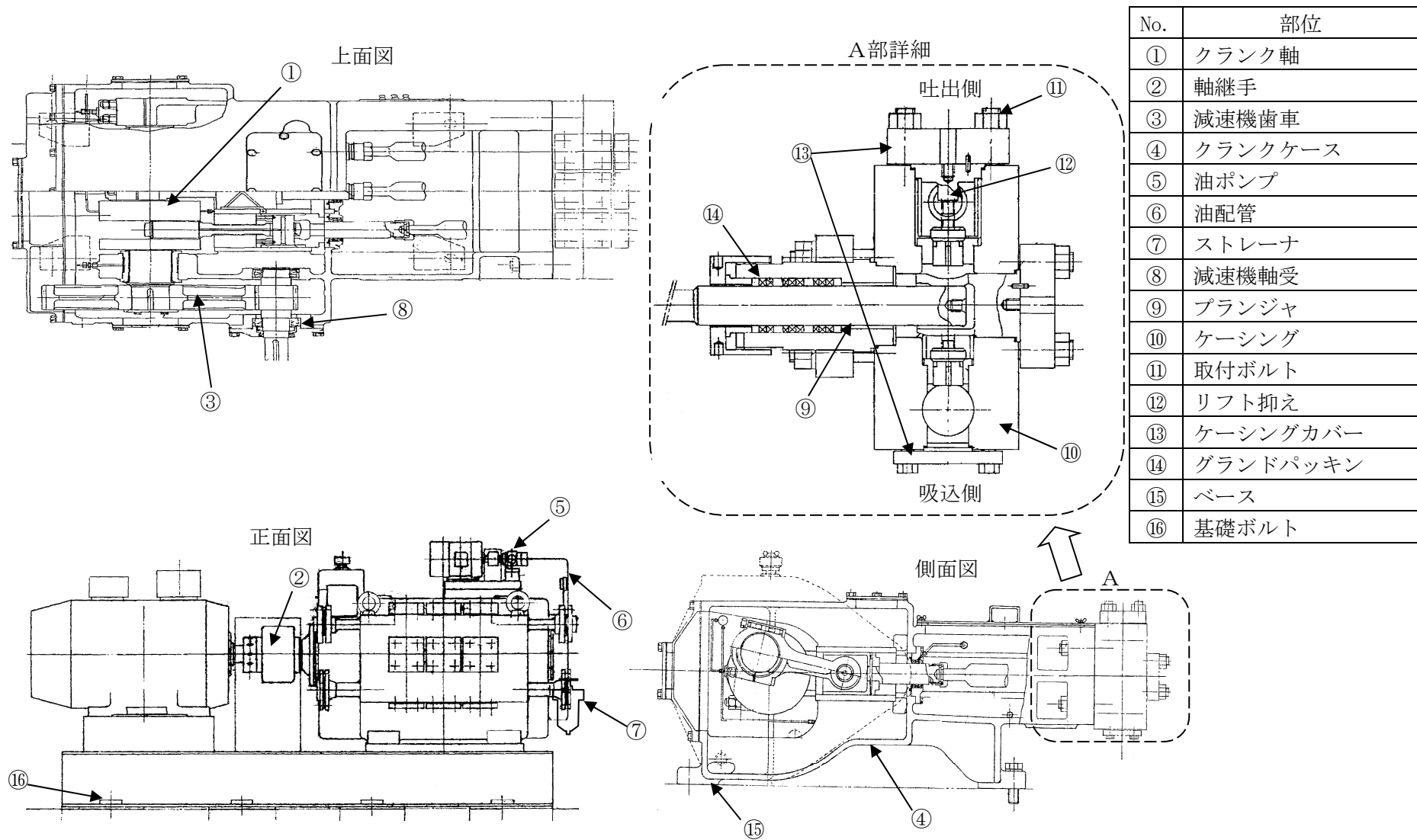


図 2.1-1 ほう酸水注入系ポンプ構造図

表 2.1-1 ほう酸水注入系ポンプ主要部位の使用材料

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	材料	
ポンプの容量と揚程の確保	エネルギー伝達	クランク軸	炭素鋼	
		軸継手	炭素鋼	
		減速機歯車	鋳鉄	
		クランクケース	鋳鉄	
		潤滑油ユニット	油ポンプ	低合金鋼
			油配管	炭素鋼
			ストレーナ	鋳鉄
軸支持	減速機軸受	(消耗品)		
エネルギー変換	プランジャ	ステンレス鋼		
バウンダリの維持	耐圧	ケーシング	ステンレス鋼	
		取付ボルト	低合金鋼	
		リフト抑え	ステンレス鋼	
		ケーシングカバー	吸込側	ステンレス鋼
			吐出側	炭素鋼
	軸シール	グランドパッキン	(消耗品)	
機器の支持	支持	ベース	炭素鋼	
		基礎ボルト	炭素鋼	

表 2.1-2 ほう酸水注入系ポンプの使用条件

最高使用圧力	9.66 MPa
最高使用温度	66 °C
容量	9.78 m ³ /h
内部流体	五ほう酸ナトリウム水

2.2 経年劣化事象の抽出

2.2.1 機器の機能達成に必要な項目

往復ポンプの機能は、プランジャの往復動により流体の吸込・吐出作用を行うもので、この機能の達成に必要な項目としては、以下のとおり。

- (1) ポンプの容量と揚程の確保
- (2) バウンダリの維持
- (3) 機器の支持

2.2.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象の抽出

(1) 想定される経年劣化事象の抽出

ほう酸水注入系ポンプについて、機能達成に必要な項目を考慮して主要な部位に展開した上で、個々の部位の材料、構造、使用条件（内部流体の種類、応力、温度等）及び現在までの運転経験を考慮し、表 2.2-1 に示すとおり、想定される経年劣化事象を抽出した（表 2.2-1 で○又は△、▲）。

なお、消耗品及び定期取替品は以下のとおり評価対象外とする。

(2) 消耗品及び定期取替品の扱い

グランドパッキン、減速機軸受は消耗品であり、設計時に長期使用せず取替を前提としていることから高経年化対策を見極める上での評価対象外とする。

(3) 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象の抽出

想定される経年劣化事象のうち下記①、②に該当しない事象を高経年化対策上着目すべき経年劣化事象と判断した。

なお、下記①、②に該当する事象については、2.2.3 項に示すとおり、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断した。

- ① 想定した劣化傾向と実際の劣化傾向の乖離が考え難い経年劣化事象であって、想定した劣化傾向等に基づき適切な保全活動を行っているもの（日常劣化管理事象として表 2.2-1 で△）
- ② 現在までの運転経験や使用条件から得られた材料試験データとの比較等により、今後も経年劣化の進展が考えられない、又は進展傾向が極めて小さいと考えられる経年劣化事象（日常劣化管理事象以外として表 2.2-1 で▲）

この結果、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象は抽出されなかった。

2.2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象

(1) 想定した劣化傾向と実際の劣化傾向の乖離が考え難い経年劣化事象であって、想定した劣化傾向等に基づき適切な保全活動を行っているもの（日常劣化管理事象）

a. 基礎ボルトの腐食（全面腐食）

基礎ボルトの健全性評価は、「機械設備の技術評価書」にて評価を行うこととし、本評価書には含めない。

b. プランジヤの摩耗，はく離

プランジヤは往復運動を行うため、軸封部との摺動により摩耗及びはく離が想定されるが、摩耗については分解点検時に目視点検及び寸法測定を行い、有意な摩耗が認められた場合、プランジヤを補修又は取替えることにより機能を維持することとしている。

はく離については分解点検時に目視点検及び浸透探傷検査を行い、有意なはく離が認められた場合、プランジヤを補修又は取替えることにより機能を維持することとしている。

したがって、プランジヤの摩耗，はく離は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

c. クランクケース，潤滑油ユニット油ポンプ，潤滑油ユニット油配管，潤滑油ユニットストレーナ及びケーシングカバー（吐出側）の外面の腐食（全面腐食）

クランクケース及び潤滑油ユニットストレーナは鋳鉄，潤滑油ユニット油ポンプは低合金鋼，潤滑油ユニット油配管，ケーシングカバー（吐出側）は炭素鋼であり腐食が想定されるが、外面は塗装が施されていることから、塗膜が健全であれば腐食が発生する可能性は小さく、分解点検時に目視点検を行い、必要に応じて補修塗装することにより機能を維持している。

したがって、クランクケース，潤滑油ユニット油ポンプ，潤滑油ユニット油配管，潤滑油ユニットストレーナ及びケーシングカバー（吐出側）の外面の腐食（全面腐食）は、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

d. プランジヤの腐食（隙間腐食）

プランジヤはステンレス鋼であり、ポンプの運転待機中（停止中）は軸封部との接触部で腐食（隙間腐食）が想定されるが、分解点検時に目視点検を行い、有意な腐食（隙間腐食）が確認された場合、プランジヤの補修又は取替を行うことにより機能を維持している。

したがって、プランジヤの腐食（隙間腐食）は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

e. 取付ボルトの腐食（全面腐食）

取付ボルトは低合金鋼であり腐食が想定されるが、分解点検時に手入れ・清掃を行うことにより機能を維持している。

したがって、取付ボルトの腐食（全面腐食）は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

f. ベースの腐食（全面腐食）

ベースは炭素鋼であり腐食が想定されるが、大気接触部は塗装が施されていることから、塗膜が健全であれば腐食が発生する可能性は小さく、分解点検時に目視点検を行い、必要に応じ補修塗装することにより機能を維持している。

したがって、ベースの腐食（全面腐食）は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

g. クランク軸の高サイクル疲労割れ

クランク軸にはポンプ運転時に繰返し応力が発生することから、応力集中部において高サイクル疲労割れが想定されるが、クランク軸は設計段階において疲労割れが発生しないように考慮された設計となっており、高サイクル疲労が発生する可能性は小さい。

なお、分解点検時の目視点検及び浸透探傷検査において有意な欠陥は認められておらず、今後も使用環境が変わらないことから、これらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、クランク軸の高サイクル疲労割れは、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

h. クランク軸の摩耗

クランク軸はプランジャに駆動力を伝達するために回転運動を行うことから、摺動部の摩耗が想定されるが、摺動部には潤滑油による油膜が形成されており、摩耗が発生する可能性は小さい。

なお、分解点検時の目視点検及び寸法測定において有意な摩耗は認められておらず、今後も使用環境が変わらないことから、これらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、クランク軸の摩耗は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

i. プランジヤ、ケーシング、ケーシングカバー（吸込側）及びリフト抑えの接液部の腐食（全面腐食）

プランジヤ、ケーシング、ケーシングカバー（吸込側）及びリフト抑えの接液部はステンレス鋼であり、内部流体の五ほう酸ナトリウム水であるため腐食が想定されるが、ステンレス鋼は五ほう酸ナトリウム水に対し耐食性を有していることから腐食が発生する可能性は小さい。

なお、分解点検時の目視点検において有意な腐食は認められておらず、今後も使用環境が変わらないことから、これらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、プランジヤ、ケーシング、ケーシングカバー（吸込側）及びリフト抑えの接液部の腐食（全面腐食）は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

j. ケーシング、ケーシングカバーの高サイクル疲労割れ

往復ポンプのケーシングには吸込圧力と吐出圧力が交互に加わり、この圧力変動の繰り返しにより疲労が蓄積されることが考えられる。

しかし、ケーシング、ケーシングカバーは設計段階において疲労割れが発生しないように考慮された設計となっており、疲労割れの発生する可能性は小さい。

なお、分解点検時の目視点検において有意な割れは認められておらず、今後も使用環境が変わらないことから、これらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、ケーシング、ケーシングカバーの高サイクル疲労割れは、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

k. クランク軸の腐食（全面腐食）

クランク軸は炭素鋼であり腐食が想定されるが、クランク軸については歯車及び軸受を潤滑するため、潤滑油がケース内面にはねかけられる構造となっていることから腐食の可能性は小さい。

なお、分解点検時の目視点検において有意な腐食は認められておらず、今後も使用環境が変わらないことから、これらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、クランク軸の腐食（全面腐食）は、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

1. クランクケース，潤滑油ユニット油ポンプ，潤滑油ユニット油配管及び潤滑油ユニットストレナの内面の腐食（全面腐食）

クランクケース及び潤滑油ユニットストレナは鋳鉄，潤滑油ユニット油配管は炭素鋼，潤滑油ユニット油ポンプは低合金鋼であり腐食が想定されるが，内部流体が潤滑油であることから腐食の可能性は小さい。

なお，分解点検時の目視点検において有意な腐食は認められておらず，今後も使用環境が変わらないことから，これらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって，クランクケース，潤滑油ユニット油ポンプ，潤滑油ユニット油配管及び潤滑油ユニットストレナの内面の腐食（全面腐食）は，高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

m. 減速機歯車の摩耗

減速機の歯車は長期使用においては摩耗が想定されるが，潤滑油で潤滑されていることから摩耗の可能性は小さい。

なお，分解点検時の目視点検において有意な摩耗は認められておらず，今後も使用環境が変わらないことから，これらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって，減速機歯車の摩耗は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

n. 減速機歯車の腐食（全面腐食）

減速機の歯車は長期使用においては腐食が想定されるが，潤滑油で潤滑されていることから腐食の可能性は小さい。

なお，分解点検時の目視点検において有意な腐食は認められておらず，今後も使用環境が変わらないことから，これらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって，減速機歯車の腐食（全面腐食）は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

o. 軸継手の摩耗

軸継手は運転時に動力を伝える部品であるため，長期使用において摩耗が想定されるが，潤滑剤で潤滑されていることから摩耗の可能性は小さい。

なお，分解点検時の目視点検において有意な摩耗は認められておらず，今後も使用環境が変わらないことから，これらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって，軸継手の摩耗は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

p. 潤滑油ユニット油ポンプの摩耗

潤滑油ユニット油ポンプ摺動部は低合金鋼であり摩耗が想定されるが、潤滑油で潤滑されていることから摩耗の可能性は小さい。

なお、分解点検時の目視点検において有意な摩耗は認められておらず、今後も使用環境が変わらないことから、これらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、潤滑油ユニット油ポンプの摩耗は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

q. 潤滑油ユニット油配管の高サイクル疲労割れ

潤滑油ユニット油配管は、ポンプの機械・流体振動による繰り返し応力により高サイクル疲労割れの発生が想定されるが、設計段階において適切にサポートを配置しており、振動の状態は経年的に変化するものではないことから、高サイクル疲労割れの発生する可能性は小さい。

なお、分解点検時の目視点検において潤滑油ユニット油配管に高サイクル疲労割れは認められておらず、今後も使用環境が変わらないことから、これらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、潤滑油ユニット油配管の高サイクル疲労割れは高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

- (2) 現在までの運転経験や使用条件から得られた材料試験データとの比較等により、今後も経年劣化の進展が考えられない、又は進展傾向が極めて小さいと考えられる経年劣化事象（日常劣化管理事象以外）

日常劣化管理事象以外に該当する事象は抽出されなかった。

表 2.2-1 ほう酸水注入系ポンプに想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	消耗品・定期取替品	材料	経年劣化事象						備考	
					減肉		割れ		材料変化			その他
					摩耗	腐食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣化		
ポンプの容量と揚程の確保	エネルギー伝達	クランク軸		炭素鋼	△	△	△*1				*1:高サイクル疲労割れ *2:はく離 *3:隙間腐食 *4:内面 *5:外面 *6:接液部	
		軸継手		炭素鋼	△							
		減速機歯車		铸铁	△	△						
		クランクケース		铸铁		△*4*5						
		潤滑油ユニット	油ポンプ		低合金鋼	△	△*4*5					
			油配管		炭素鋼		△*4*5	△*1				
	ストレーナ			铸铁		△*4*5						
軸支持	減速機軸受	◎	—									
エネルギー変換	ブランジャ		ステンレス鋼	△	△*3*6				△*2			
バウンダリの維持	耐圧	ケーシング		ステンレス鋼		△*6	△*1					
		取付ボルト		低合金鋼		△						
		リフト抑え		ステンレス鋼		△*6						
		ケーシングカバー	吸込側		ステンレス鋼		△*6	△*1				
	吐出側			炭素鋼		△*5	△*1					
軸シール	グランドパッキン	◎	—									
機器の支持	支持	ベース		炭素鋼		△						
		基礎ボルト		炭素鋼		△						

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

3. 原子炉再循環ポンプ

[対象ポンプ]

- ① 原子炉再循環ポンプ

目次

1. 対象機器	3-1
2. 原子炉再循環ポンプの技術評価.....	3-2
2.1 構造, 材料及び使用条件.....	3-2
2.2 経年劣化事象の抽出.....	3-5
2.2.1 機器の機能達成に必要な項目.....	3-5
2.2.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象の抽出.....	3-5
2.2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象.....	3-6
2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象の評価.....	3-11

1. 対象機器

東海第二で使用している原子炉再循環ポンプの主な仕様を表 1-1 に示す。

表 1-1 原子炉再循環ポンプの主な仕様

ポンプ名称	仕様 (容量×揚程)	重要度*1	使用条件		
			運転 状態	最高使用圧力 (MPa)*2	最高使用温度 (°C)*2
原子炉再循環ポンプ	8,100 m ³ /h× 245.4 m	PS-1	連続	11.38	302

*1：当該機器に要求される重要度クラスのうち，最上位の重要度クラスを示す

*2：ポンプ吐出配管の仕様を示す

2. 原子炉再循環ポンプの技術評価

2.1 構造，材料及び使用条件

(1) 構造

東海第二の原子炉再循環ポンプは，容量 8,100 m³/h (100%容量)，揚程 245.4 m の立軸遠心ポンプであり，原子炉冷却材を高温・高圧で循環させる機能を有し，2 台設置されている。

純水に接液する羽根車，主軸，ケーシング等には耐食性が高いステンレス鋼，ステンレス鋳鋼が使用されており，軸封部はメカニカルシール方式を採用している。

また，羽根車及び主軸はスタッドボルトをゆるめ，ケーシングカバー等を取外すことにより，点検手入れが可能である。

なお，本ポンプは，第 10 回定期検査時（1989 年度）において，東京電力福島第二原子力発電所 3 号機の水中軸受損傷に鑑み，水中軸受をすみ肉溶接タイプから一体鋳造型に取替を行った。さらに第 16 回定期検査時（1997 年度），第 17 回定期検査時（1999 年度）に国内 BWR 複数プラントにおける主軸・ケーシングカバーラビリンス部の熱疲労割れ事象の対策として，内装熱交換器を採用したケーシングカバーへの取替を行っている。

東海第二の原子炉再循環ポンプの構造図を図 2.1-1 に示す。

(2) 材料及び使用条件

東海第二の原子炉再循環ポンプ主要部位の使用材料を表 2.1-1 に，使用条件を表 2.1-2 に示す。

No.	部位
①	主軸
②	軸継手
③	羽根車
④	水中軸受
⑤	ケーシング
⑥	ケーシングカバー
⑦	ケーシングリング
⑧	スタッドボルト
⑨	ガスケット
⑩	メカニカルシール
⑪	内装熱交換器

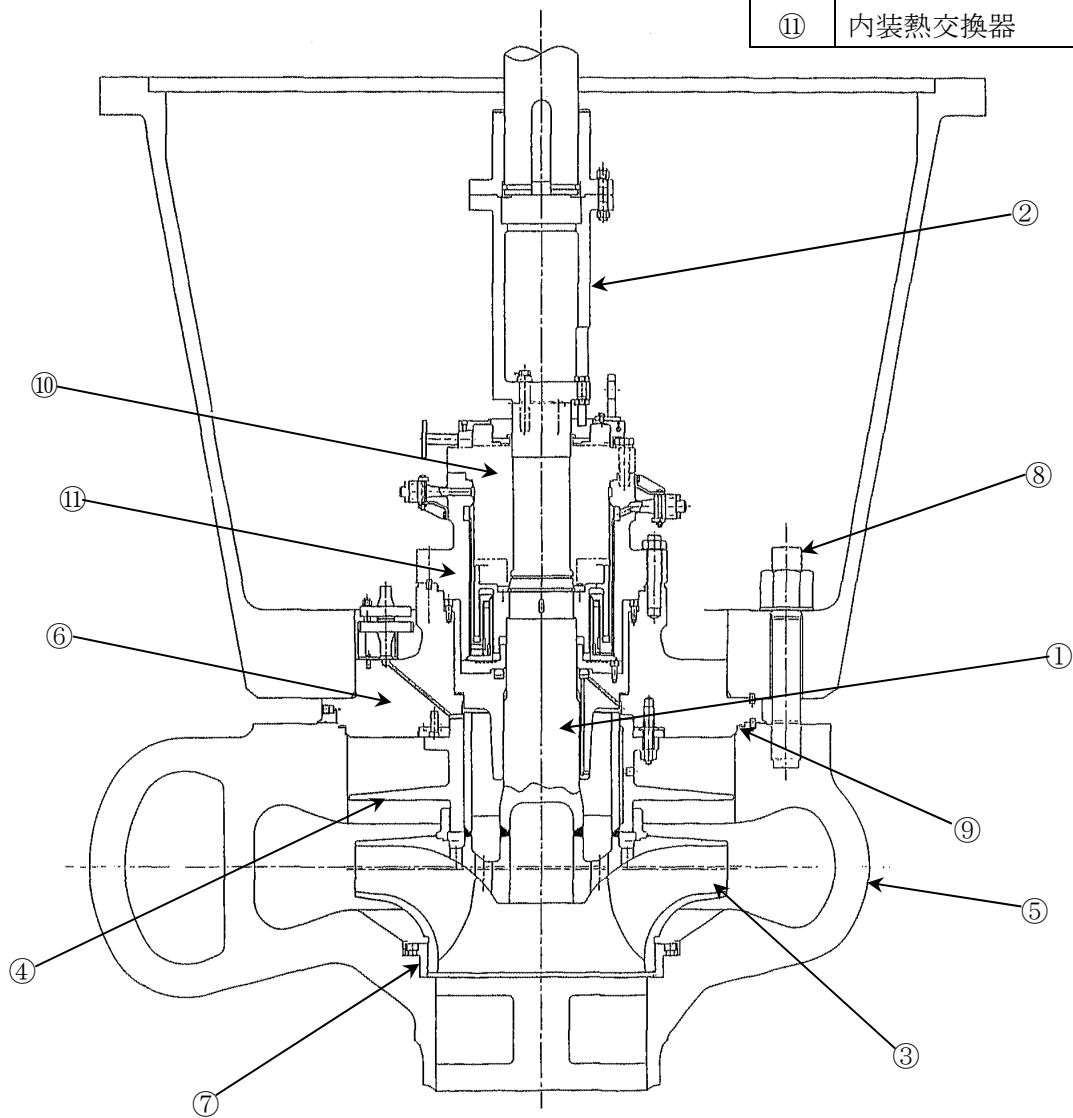


図 2.1-1 原子炉再循環ポンプの構造図

表 2.1-1 原子炉再循環ポンプ主要部位の使用材料

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	材料
ポンプ容量と揚程の確保	エネルギー伝達	主軸	ステンレス鋼
		軸継手	ステンレス鋼
	エネルギー変換	羽根車	ステンレス鋳鋼
	軸支持	水中軸受	ステンレス鋳鋼
バウンダリの維持	耐圧	ケーシング	ステンレス鋳鋼
		ケーシングカバー	ステンレス鋳鋼
		ケーシングリング	ステンレス鋳鋼
		スタッドボルト	低合金鋼
		ガスケット	(消耗品)
	軸シール	メカニカルシール	(消耗品)
その他	メカニカルシールパージ	内装熱交換器	ステンレス鋼

表 2.1-2 原子炉再循環ポンプの使用条件

最高使用圧力	11.38 MPa
最高使用温度	302 °C
容量	8,100 m ³ /h
内部流体	純水

2.2 経年劣化事象の抽出

2.2.1 機器の機能達成に必要な項目

原子炉再循環ポンプの機能である送水機能の達成に必要な項目は以下のとおり。

- (1) ポンプ容量と揚程の確保
- (2) バウンダリの維持
- (3) その他

2.2.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象の抽出

(1) 想定される経年劣化事象の抽出

原子炉再循環ポンプについて、機能達成に必要な項目を考慮して主要な部位に展開した上で、個々の部位の材料、構造、使用条件（内部流体の種類、応力、温度等）及び現在までの運転経験を考慮し、表 2.2-1 に示すとおり、想定される経年劣化事象を抽出した（表 2.2-1 で○又は△、▲）。

なお、消耗品及び定期取替品は以下のとおり評価対象外とする。

(2) 消耗品及び定期取替品の扱い

メカニカルシール、ガスケットは消耗品であり、設計時に長期使用せず取替を前提としていることから高経年化対策を見極める上での評価対象外とする。

(3) 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象の抽出

想定される経年劣化事象のうち下記①、②に該当しない事象を高経年化対策上着目すべき経年劣化事象と判断した。

なお、下記①、②に該当する事象については、2.2.3 項に示すとおり、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断した。

- ① 想定した劣化傾向と実際の劣化傾向の乖離が考え難い経年劣化事象であって、想定した劣化傾向等に基づき適切な保全活動を行っているもの（日常劣化管理事象として表 2.2-1 で△）
- ② 現在までの運転経験や使用条件から得られた材料試験データとの比較等により、今後も経年劣化の進展が考えられない、又は進展傾向が極めて小さいと考えられる経年劣化事象（日常劣化管理事象以外として表 2.2-1 で▲）

この結果、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象として以下の事象が抽出された（表 2.2-1 で○）。

- a. ケーシングの疲労割れ
- b. ケーシングの熱時効

2.2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象

(1) 想定した劣化傾向と実際の劣化傾向の乖離が考え難い経年劣化事象であって、想定した劣化傾向等に基づき適切な保全活動を行っているもの（日常劣化管理事象）

a. 羽根車とケーシングリング間の摩耗

ケーシングリングは、羽根車と摺動することにより摩耗が想定されるが、分解点検時の目視点検及び寸法測定において、有意な摩耗が確認された場合は取替を行うことにより機能を維持している。

したがって、羽根車とケーシングリング間の摩耗は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

b. スタッドボルトの腐食

スタッドボルトは、ガスケットから漏えいした内部流体による腐食が想定されるが、分解点検時の締付管理により漏えい防止を図っており、更にボルトの手入れ・清掃を行うことにより機能を維持している。

したがって、スタッドボルトの腐食は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

c. 主軸の摩耗

主軸と水中軸受等が接触した場合には摩耗が想定されるが、構造的に主軸が回転中に水中軸受等と接触する可能性は小さい。

なお、分解点検時の目視点検において有意な摩耗は認められておらず、今後も使用環境が変わらないことから、これらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、主軸の摩耗は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

d. 羽根車の腐食（キャビテーション）

ポンプ内部でキャビテーションが発生すると羽根車表面にエロージョンが生じ、ポンプ性能に影響を及ぼすことが想定されるが、ポンプはキャビテーションを起こさない条件

（有効吸込ヘッド） > （必要有効吸込ヘッド）

を満たすよう設計段階において考慮されており、この大小関係は経年的に変わるものではないことから腐食（キャビテーション）の発生する可能性は小さい。

なお、分解点検時の目視点検において有意な腐食（キャビテーション）は認められておらず、今後も使用環境が変わらないことから、これらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、羽根車の腐食（キャビテーション）は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

e. 主軸、ケーシングカバーの高サイクル熱疲労割れ

メカニカルシール（軸封部）へ注入されている低温のパージ水と高温純水（一次冷却材）混合部に温度変動が生じ、主軸及びケーシングカバー表面に高サイクル熱疲労割れが想定され、複数のBWRプラントで事例がある。

対策として、内装熱交換器を採用した熱疲労対策型のケーシングカバーに取替えており、高サイクル熱疲労割れが発生する可能性は小さい。

なお、分解点検時の目視点検及び浸透探傷検査において有意な欠陥は認められておらず、今後も使用環境が変わらないことから、これらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、主軸、ケーシングカバーの高サイクル熱疲労割れは高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

f. 主軸の高サイクル疲労割れ

主軸にはポンプ運転時に繰返し応力が発生することから、応力集中部において、高サイクル疲労割れが想定されるが、ポンプ主軸は設計段階において疲労割れが発生しないように考慮された設計となっており、高サイクル疲労割れが発生する可能性は小さい。

なお、分解点検時の目視点検及び浸透探傷検査において有意な欠陥は認められておらず、今後も使用環境が変わらないことから、これらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、主軸の高サイクル疲労割れは高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

g. 水中軸受の疲労割れ

水中軸受は東京電力福島第二原子力発電所3号機で疲労による損傷事例があり、同様の事象として疲労割れが想定されるが、東海第二の原子炉再循環ポンプの水中軸受は、その対策として一体鋳造型へ取替を実施している。

なお、分解点検時の目視点検において有意な欠陥は認められておらず、今後も使用環境が変わらないことから、これらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、水中軸受の疲労割れは高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

h. 主軸、羽根車の粒界型応力腐食割れ

主軸の材料はステンレス鋼、羽根車の材料はステンレス鋳鋼であり粒界型応力腐食割れが想定されるが、主軸及び羽根車の材料は耐応力腐食割れ性に優れた材料であり、主軸と羽根車の溶接部においては溶接後熱処理による残留応力低減を図っていることから、応力腐食割れの可能性は小さい。

なお、分解点検時の目視点検及び浸透探傷検査において有意な欠陥は認められておらず、今後も使用環境が変わらないことから、これらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、主軸、羽根車の粒界型応力腐食割れは高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

i. 内装熱交換器の粒界型応力腐食割れ

内装熱交換器の材料はステンレス鋼であり粒界型応力腐食割れが想定されるが、材料は耐応力腐食割れ性に優れた材料であることから、粒界型応力腐食割れの可能性は小さい。

なお、分解点検時の目視点検において有意な欠陥は認められておらず、今後も使用環境が変わらないことから、これらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、内装熱交換器の粒界型応力腐食割れは、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

(2) 現在までの運転経験や使用条件から得られた材料試験データとの比較等により、今後も経年劣化の進展が考えられない、又は進展傾向が極めて小さいと考えられる経年劣化事象（日常劣化管理事象以外）

a. 羽根車，水中軸受，ケーシングカバー，ケーシングリングの熱時効

羽根車，水中軸受，ケーシングカバー，ケーシングリングに使用しているステンレス鋳鋼はオーステナイト相中に一部フェライト相を含む2相組織であり，使用環境温度は 250 ℃以上（最高使用温度 302 ℃）であるため，熱時効による材料特性の変化により破壊靱性の低下が予想され，この状態でき裂が存在する場合には小さな荷重でき裂が進展し，不安定破壊を引き起こす可能性があるが，前述の e, g, h で述べたとおり羽根車，水中軸受，ケーシングカバーにはき裂の原因となる疲労割れ及び応力腐食割れが発生する可能性は小さく，ケーシングリングにはき裂の原因となる経年劣化事象は想定されていないことから，熱時効が問題となる可能性はない。

したがって，羽根車，水中軸受，ケーシングカバー，ケーシングリングの熱時効は，高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

表 2.2-1 原子炉再循環ポンプに想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	消耗品・定期取替品	材料	経年劣化事象						備考	
					減肉		割れ		材質変化			その他
					摩耗	腐食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣化		
ポンプ容量と揚程の確保	エネルギー伝達	主軸		ステンレス鋼	△		△*1*2	△*4				*1：高サイクル熱疲労割れ *2：高サイクル疲労割れ *3：キャビテーション *4：粒界型応力腐食割れ
		軸継手		ステンレス鋼								
	エネルギー変換	羽根車		ステンレス鋳鋼	△	△*3		△*4	▲			
		軸支持	水中軸受		ステンレス鋳鋼			△		▲		
バウンダリの維持	耐圧	ケーシング		ステンレス鋳鋼			○		○			
		ケーシングカバー		ステンレス鋳鋼			△*1		▲			
		ケーシングリング		ステンレス鋳鋼	△				▲			
		スタッドボルト		低合金鋼		△						
		ガスケット	◎	—								
	軸シール	メカニカルシール	◎	—								
その他	メカニカルシールパージ	内装熱交換器		ステンレス鋼				△*4				

○：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

▲：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象以外）

2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象の評価

(1) ケーシングの疲労割れ

a. 事象の説明

ケーシングはプラントの起動・停止時等に熱過渡を受けることになるため、繰返しによる熱疲労が蓄積される可能性がある。

b. 技術評価

① 健全性評価

ケーシングについて、日本機械学会「発電用原子力設備規格 設計・建設規格 JSME S NC1-2005 (2007 年追補版を含む)」(以下、「設計・建設規格」という)に基づき評価した。ケーシングは局所的な応力集中を避ける形状に設計されていることから、形状が不連続で配管反力を受け荷重的に厳しいポンプケーシング入口ノズルと配管との溶接部を評価対象とした。評価にあたっては、配管・弁を含む 3 次元梁モデルにより応力算出及び評価を行った。評価対象部位を図 2.3-1 に示す。

疲労評価は、運転期間延長認可申請に伴う評価として、2016 年 11 月時点までの運転実績に基づき推定した以降の評価対象期間での推定過渡回数を包含し、より保守的*に設定した過渡回数とした。

*:評価条件として、2011 年 3 月から 2020 年 8 月末まで冷温停止状態、2020 年 9 月以降の過渡回数発生頻度は実績の 1.5 倍を想定した。

また、使用環境を考慮した疲労について、日本機械学会「発電用原子力設備規格 環境疲労評価手法 JSME S NF1-2009」に基づいて評価した。評価用過渡条件を表 2.3-1 に、評価結果を表 2.3-2 に示す。

その結果、運転開始後 60 年時点の疲労累積係数は許容値を下回り、疲労割れの可能性は小さいと判断する。

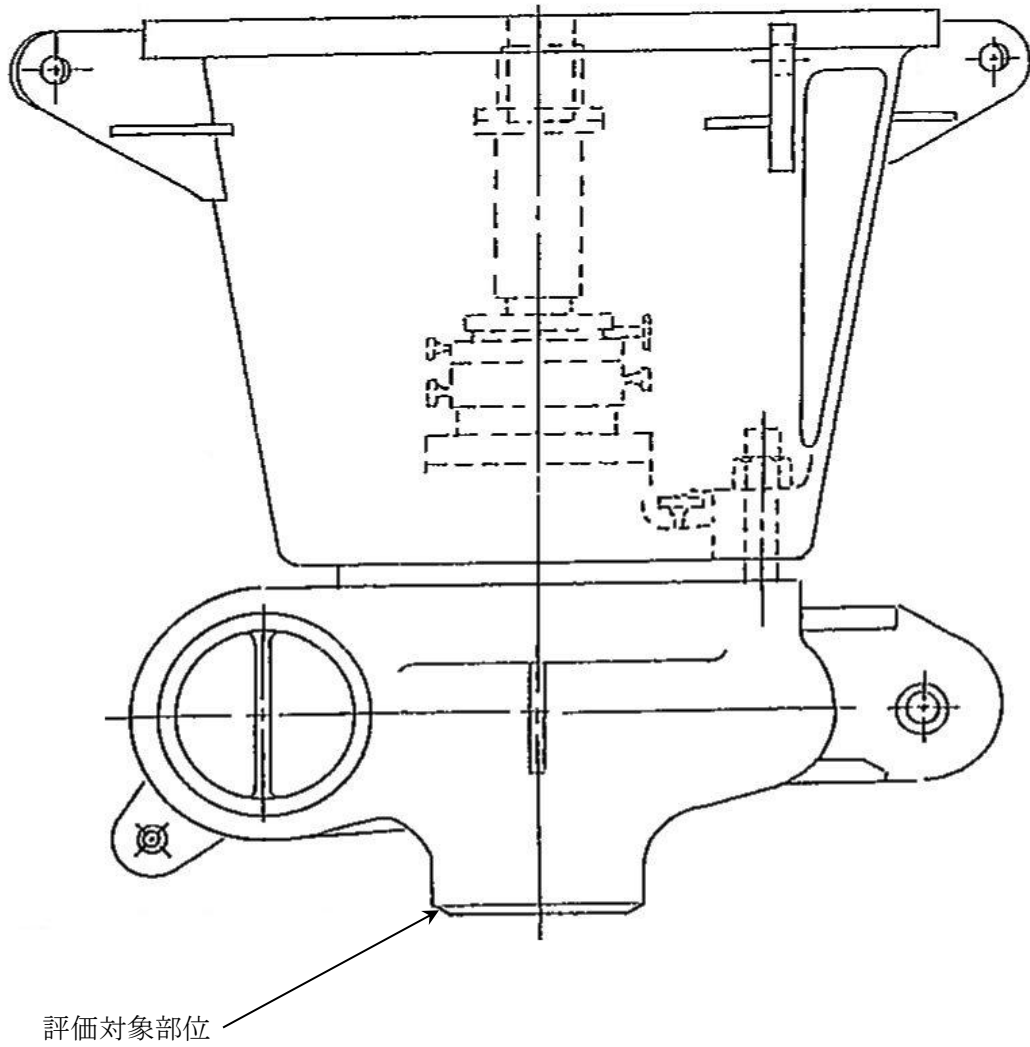


図 2.3-1 原子炉再循環ポンプ外形図

表 2.3-1 原子炉再循環系の疲労評価用過渡条件

運転条件	運転実績に基づく 過渡回数 (2016年11月時点)	60年目推定
耐圧試験	72	132
起動（昇温）	65	110
起動（タービン起動）	65	110
給水加熱機能喪失（発電機トリップ）	0	1
給水加熱機能喪失 （給水加熱器部分バイパス）	0	1
スクラム（タービントリップ）	16	22
スクラム（原子炉給水ポンプ停止）	3	6
スクラム（その他）	20	24
停止	65	111
ボルト取外し	26	49

表 2.3-2 原子炉再循環ポンプの疲労評価結果

評価部位	運転実績回数に基づく疲労累積係数 (許容値：1以下)		
	設計・建設規格の疲労線図 による評価		発電用原子力設備規格 環境疲労評価手法による評価 (環境を考慮)
	現時点 (2016年11月時点)	運転開始後 60年時点	運転開始後 60年時点
ケーシングと配管 の溶接部	0.0000	0.0000	0.0000

② 現状保全

ケーシングの疲労割れに対しては、定期的な分解点検時にケーシング内表面の目視点検を実施している。また、ポンプケーシング出入口ノズルと配管との溶接部についても、供用期間中検査による超音波探傷検査を実施している。

さらに、実過渡回数に基づく評価を実施し問題ないことを確認しており、今後も高経年化技術評価に合わせて実施することとしている。

③ 総合評価

健全性評価結果よりケーシングの疲労割れが発生する可能性は小さいと考えられる。

ただし、疲労評価は実過渡回数に依存するため、今後も実過渡回数を把握し評価する必要がある。

また、疲労割れが発生する可能性は外表面に比較し内表面が高いと考えられるが、内表面は分解点検時の目視点検にて検査することとしており、現状の保全は点検手法として適切であると判断する。

c. 高経年化への対応

ケーシングの疲労割れに対しては、継続的に実過渡回数の確認を行い、運転開始後60年時点の推定過渡回数を上回らないことを確認する。

(2) ケーシングの熱時効

a. 事象の説明

ケーシングに使用しているステンレス鋳鋼は、オーステナイト相中に一部フェライト相を含む2相組織であるため、250℃以上の高温での長期の使用に伴い、時間とともにフェライト相内でより安定な組織形態へ移行しようとし、相分離が起こることにより、靱性の低下、材料特性変化を起こす可能性がある。

b. 技術評価

① 健全性評価

プラントの長期間運転中に熱時効を受けたステンレス鋳鋼は、引張強さは増加するので材料強度の評価上の余裕は向上するが、材料の靱性が低下する。

ここでは、保守的に初期欠陥を想定し、破壊力学的手法を用いて、ステンレス鋳鋼の熱時効後のき裂の安定性評価を実施した。

熱時効による健全性評価への影響は、発生応力（荷重）が大きいほど大きくなることから、初期欠陥を想定したステンレス鋳鋼の部位（ポンプケーシング及び弁箱）の中で発生応力が最も大きい原子炉再循環ポンプケーシングを評価部位として選定した。

具体的には、評価対象部位の熱時効後の材料のフェライト量^{*1}を基に算出するき裂進展抵抗^{*2} (J_{mat}) と構造系に作用する応力（供用状態A, B+地震動による荷重^{*3}) から算出されるき裂進展力^{*4} (J_{app}) を求めてその比較を行った。

その結果、図2.3-2に示すように運転開始後60年時点までの疲労き裂進展長さを考慮した評価用き裂^{*5}を想定しても、 J_{mat} が J_{app} と交差し、 J_{mat} が J_{app} を上回ること、および J_{mat} と J_{app} の交点において J_{mat} の傾きが J_{app} の傾きを上回ることから、ケーシングは不安定破壊することはないと判断する。

*1：フェライト量は、製造時記録の材料成分を用いて、「Standard Practice for Steel Casting, Austenitic Alloy, Estimating Ferrite Content Thereof (ASTM 800/A800M-14)」に示される線図より決定した。

*2：き裂進展抵抗は、「S.Kawaguchi et al., " PREDICTION METHOD OF TENSILE PROPERTIES AND FRACTURE TOUGHNESS OF THERMALLY AGED CAST DUPLEX STAINLESS STEEL PIPING", ASME PVP 2005-71528」にて公開されている脆化予測モデル (H3T モデル: Hyperbolic Time Temperature Toughness) を用いて、評価部位のフェライト量を基に、運転開始後60年時点の熱時効時間（設備利用率80%以上を想定）におけるき裂進展抵抗を予測した。また、予測の下限値を採用した。

- *3：考慮する応力は，設計基準事故時及び重大事故等時において発生する応力を包含するものとする。原子炉再循環ポンプは，重大事故等時に機能要求がないため，設計基準事故時に発生する応力を考慮している。具体的には，破壊に寄与する荷重である一次応力（内圧，自重，地震(Ss)）に，安全側に二次応力の熱膨張荷重を加えたものである。
- *4：初期き裂の想定，き裂進展，貫通き裂の想定は，「原子力発電所配管破損防護設計技術指針（JEAG4613-1998）」の評価手法を参考にした。き裂進展力は，EPRI NP-6301-D(1989)のJ積分の解析解に基づき算出した。
- *5：表 2.3-1 に示す過渡条件及び地震動による運転開始後 60 年時点までの疲労き裂の進展を考慮しても，当該き裂はケーシングを貫通しない評価結果となったが，その後のき裂の安定性評価においては，保守的に貫通き裂を想定した。

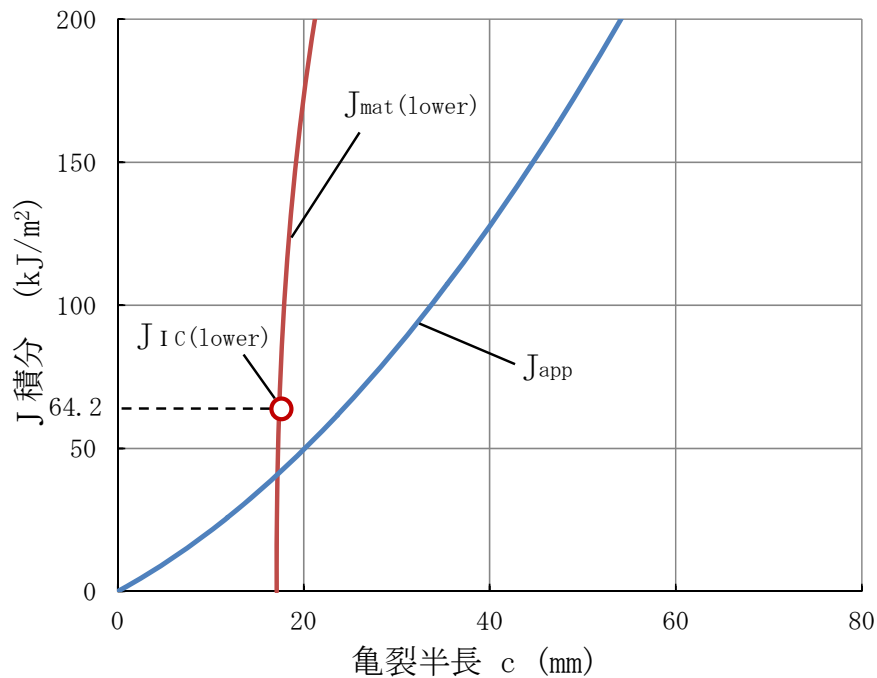


図 2.3-2 原子炉再循環ポンプケーシングのき裂安定性評価結果

② 現状保全

ケーシングは，製造時に，放射線透過検査及び浸透探傷検査を実施しており，き裂のないことを確認している。現状保全としては，分解点検時のポンプの内表面の目視点検により，異常のないことを確認している。また，供用期間中検査として定期的にケーシングと配管の溶接部の超音波探傷検査及びケーシングの内表面の目視点検を実施し，判定基準を満足していることを確認している。

③ 総合評価

運転開始後60年時点を想定したケーシングの健全性評価結果から判断して、当該部位は不安定破壊することはなく、延長しようとする期間において熱時効が構造健全性で問題となる可能性はない。

また、現状保全において、目視点検又は超音波探傷検査を実施し、異常の無いことを確認している。

c. 高経年化への対応

ケーシングの熱時効については、現状保全の内容に追加すべき項目はなく、今後も現状保全を継続していく。

東海第二発電所
熱交換器の技術評価書

(運転を断続的に行うことを前提とした評価)

日本原子力発電株式会社

本評価書は、東海第二発電所（以下、「東海第二」という）で使用している安全上重要な熱交換器（重要度分類審査指針におけるクラス1及びクラス2の熱交換器及び高温・高圧の環境下にあるクラス3の熱交換器）及び常設重大事故等対処設備に属する熱交換器について、運転を断続的に行うことを前提に高経年化に係わる技術評価についてまとめたものである。

評価対象熱交換器の一覧を表1に、機能を表2に示す。

評価対象機器を型式、内部流体、材料でグループ化し、それぞれのグループから、重要度、運転状態、最高使用温度、最高使用圧力の観点から代表機器を選定し技術評価を行った後、代表以外の機器について評価を展開している。

本評価書は熱交換器の型式を基に以下の2章で構成されている。

1. U字管式熱交換器
2. プレート式熱交換器

なお、非常用ディーゼル機関の潤滑油冷却器等は「機械設備の技術評価書」に含めて評価するものとし、本評価書には含めていない。

また、文書中の単位の記載は、原則としてSI単位系に基づくものとする。（圧力の単位は特に注記がない限りゲージ圧力を示す）

表 1 評価対象機器一覧

型式	機器名称	容量 (熱交換量)	重要度*1
U字管式 熱交換器	原子炉冷却材浄化系再生熱交換器	25.7 MW	PS-2
	原子炉冷却材浄化系非再生熱交換器	8.84 MW	PS-2
	グラント蒸気蒸発器	13.1 t/h*2	高*3
	給水加熱器	117~43.0 MW	高*3
	残留熱除去系熱交換器	53.0 MW	MS-1 重*4
	排ガス予熱器	0.122 MW	PS-2
	排ガス復水器	4.86 MW	PS-2
	窒素ガス貯蔵設備蒸発器	6,800 Nm ³ /h*2	高*3
プレート式 熱交換器	代替燃料プール冷却系熱交換器*5	2.31 MW	重*4

*1：当該機器に要求される重要度クラスのうち、最上位の重要度クラスを示す

*2：蒸発能力を示す

*3：最高使用温度が 95 °C を超え、又は最高使用圧力が 1,900 kPa を超える環境下にある
原子炉格納容器外の重要度クラス 3 の機器

*4：重要度クラスとは別に常設重大事故等対処設備に属する機器であることを示す

*5：新規に設置される機器

表2 評価対象機器の機能

機器名称	主な機能
原子炉冷却材浄化系再生熱交換器	熱効率向上のため、原子炉から取り出した高温の原子炉冷却材と、浄化した後に原子炉に戻す低温の原子炉冷却材を熱交換する。
原子炉冷却材浄化系非再生熱交換器	原子炉冷却材浄化系再生熱交換器で冷却された原子炉冷却材を、ろ過脱塩装置（樹脂）通水可能温度まで原子炉補機冷却水で冷却する。
グラント蒸気蒸発器	復水をタービン抽気蒸気で加熱し、タービン軸封用の蒸気を発生させる。
給水加熱器	熱効率向上のため、タービン抽気蒸気と給水（復水含む）を熱交換する。
残留熱除去系熱交換器	原子炉停止後もしくは、重大事故等が発生した際に、原子炉冷却材の冷却（崩壊熱の除去）や、格納容器スプレイ時にサブプレッション・プール水の冷却を海水ポンプから送られた海水で熱交換する。
排ガス予熱器	復水器から抽出された空気（排ガス）を再結合させやすくするため、所内蒸気を用いて排ガス温度を高める。
排ガス復水器	再結合器を出た排ガスを、原子炉補機冷却水によって冷却し、凝縮ドレンを排出して湿分を除去する。
窒素ガス貯蔵設備蒸発器	通常運転中もしくは、冷却材喪失事故時に格納容器内の水素あるいは酸素濃度を、燃焼限界以下に維持するため、液体窒素貯蔵タンクから供給される液体窒素を蒸発気化させ、格納容器内に供給する。
代替燃料プール冷却系熱交換器	重大事故等が発生し、使用済燃料プールの冷却機能が喪失した場合においても、使用済燃料から発生する崩壊熱を冷却するため、使用済燃料プール水と海水を熱交換する。

1. U字管式熱交換器

[対象U字管式熱交換器]

- ① 原子炉冷却材浄化系再生熱交換器
- ② 原子炉冷却材浄化系非再生熱交換器
- ③ グラント蒸気蒸発器
- ④ 給水加熱器
- ⑤ 残留熱除去系熱交換器
- ⑥ 排ガス予熱器
- ⑦ 排ガス復水器
- ⑧ 窒素ガス貯蔵設備蒸発器

目次

1. 対象機器及び代表機器の選定.....	1-1
1.1 グループ化の考え方及び結果.....	1-1
1.2 代表機器の選定.....	1-1
2. 代表機器の技術評価.....	1-4
2.1 構造, 材料及び使用条件.....	1-4
2.1.1 原子炉冷却材浄化系再生熱交換器.....	1-4
2.1.2 原子炉冷却材浄化系非再生熱交換器.....	1-7
2.1.3 グラント蒸気蒸発器.....	1-10
2.1.4 給水加熱器.....	1-13
2.1.5 残留熱除去系熱交換器.....	1-22
2.1.6 排ガス予熱器.....	1-25
2.1.7 排ガス復水器.....	1-28
2.1.8 窒素ガス貯蔵設備蒸発器.....	1-31
2.2 経年劣化事象の抽出.....	1-34
2.2.1 機器の機能達成に必要な項目.....	1-34
2.2.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象の抽出.....	1-34
2.2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象.....	1-35

1. 対象機器及び代表機器の選定

東海第二で使用しているU字管式熱交換器（曲管式熱交換器を含む）のうち、主要なU字管式熱交換器の主な仕様を表1-1に示す。

これらのU字管式熱交換器を内部流体及び材料の観点からグループ化し、それぞれのグループより以下のとおり代表機器を選定した。

1.1 グループ化の考え方及び結果

内部流体及び材料を分類基準とし、U字管式熱交換器を表1-1に示すとおりグループ化する。

内部流体は、純水、冷却水、蒸気、海水、排ガス、窒素に分類される。

1.2 代表機器の選定

表1-1に分類するグループ毎に、重要度、運転状態、最高使用温度、最高使用圧力の観点から代表機器を選定する。

(1) 内部流体（管側：純水、胴側：純水）

このグループには、原子炉冷却材浄化系再生熱交換器のみが属するため、代表機器は原子炉冷却材浄化系再生熱交換器とする。

(2) 内部流体（管側：純水、胴側：冷却水）

このグループには、原子炉冷却材浄化系非再生熱交換器のみが属するため、代表機器は原子炉冷却材浄化系非再生熱交換器とする。

(3) 内部流体（管側：蒸気、胴側：純水）

このグループには、グラウンド蒸気蒸発器のみが属するため、代表機器はグラウンド蒸気蒸発器とする。

(4) 内部流体（管側：純水、胴側：蒸気）

このグループには、給水加熱器のみが属するため、代表機器は給水加熱器とする。

(5) 内部流体（管側：海水、胴側：純水）

このグループには、残留熱除去系熱交換器のみが属するため、代表機器は残留熱除去系熱交換器とする。

(6) 内部流体（管側：排ガス、胴側：蒸気）

このグループには、排ガス予熱器のみが属するため、代表機器は排ガス予熱器とする。

(7) 内部流体（管側：冷却水，胴側：排ガス）

このグループには，排ガス復水器のみが属するため，代表機器は排ガス復水器とする。

(8) 内部流体（管側：窒素，胴側：純水）

このグループには，窒素ガス貯蔵設備蒸発器のみが属するため，代表機器は窒素ガス貯蔵設備蒸発器とする。

表 1-1 U 字管式熱交換器のグループ化及び代表機器の選定

分類基準					機器名称	容量 (熱交換量)	選定基準						選定	選定理由
型式	内部流体		材料				重要度*1	使用条件						
	管側	胴側	伝熱管	胴				運転状態	最高使用温度 (°C)		最高使用圧力 (MPa)			
					管側	胴側			管側	胴側				
U 字 管 式	純水	純水	ステン レス鋼	ステン レス鋼	原子炉冷却材浄化系 再生熱交換器	25.7 MW	PS-2	連続	302	302	9.80	9.80	◎	
	純水	冷却水*2	ステン レス鋼	炭素鋼	原子炉冷却材浄化系 非再生熱交換器	8.84 MW	PS-2	連続	302	188	9.79	0.86	◎	
	蒸気	純水	ステン レス鋼	炭素鋼	グラント蒸気 蒸発器	13.1 t/h*3	高*4	連続	233	233	1.04	1.04	◎	
	純水	蒸気	ステン レス鋼	低合金鋼 炭素鋼	給水加熱器	117 MW～ 43.0 MW	高*4	連続	233～ 205	235～ 149	12.93～ 6.14	2.97～ 0.35	◎	
	海水	純水	銅合金	炭素鋼	残留熱除去系 熱交換器	53.0 MW	MS-1 重*5	一時	249	249	3.45	3.45	◎	
	排ガス	蒸気	ステン レス鋼	ステン レス鋼	排ガス予熱器	0.122 MW	PS-2	連続	205	205	2.42	1.03	◎	
	冷却水*2	排ガス	ステン レス鋼	低合金鋼	排ガス復水器	4.86 MW	PS-2	連続	538	538	0.86	2.41	◎	
	窒素	純水	ステン レス鋼	炭素鋼	窒素ガス貯蔵設備 蒸発器	6,800 Nm ³ /h*3	高*4	一時	100	100	1.81	大気圧	◎	

*1：当該機器に要求される重要度クラスのうち、最上位の重要度クラスを示す

*2：冷却水（防錆剤入り純水）

*3：蒸発能力を示す

*4：最高使用温度が 95 °C を超え、又は最高使用圧力が 1,900 kPa を超える環境下にある原子炉格納容器外の重要度クラス 3 の機器

*5：重要度クラスとは別に常設重大事故等対処設備に属する機器であることを示す

2. 代表機器の技術評価

本章では1章で代表機器とした以下の熱交換器について技術評価を実施する。

- ① 原子炉冷却材浄化系再生熱交換器
- ② 原子炉冷却材浄化系非再生熱交換器
- ③ グランド蒸気蒸発器
- ④ 給水加熱器
- ⑤ 残留熱除去系熱交換器
- ⑥ 排ガス予熱器
- ⑦ 排ガス復水器
- ⑧ 窒素ガス貯蔵設備蒸発器

2.1 構造，材料及び使用条件

2.1.1 原子炉冷却材浄化系再生熱交換器

(1) 構造

東海第二の原子炉冷却材浄化系再生熱交換器は，熱交換量 25.7 MW の横型 U 字管式熱交換器であり，1 基（3 胴）設置されている。

原子炉冷却材浄化系再生熱交換器は，熱交換機能を有する伝熱管に高温側純水を送水するための管側構成品，管側と胴側を分離するための管板，伝熱管を介して高温側純水を冷却する低温側純水が流れる胴側構成品，機器を支持するための支持脚，取付ボルト，基礎ボルトから構成される。

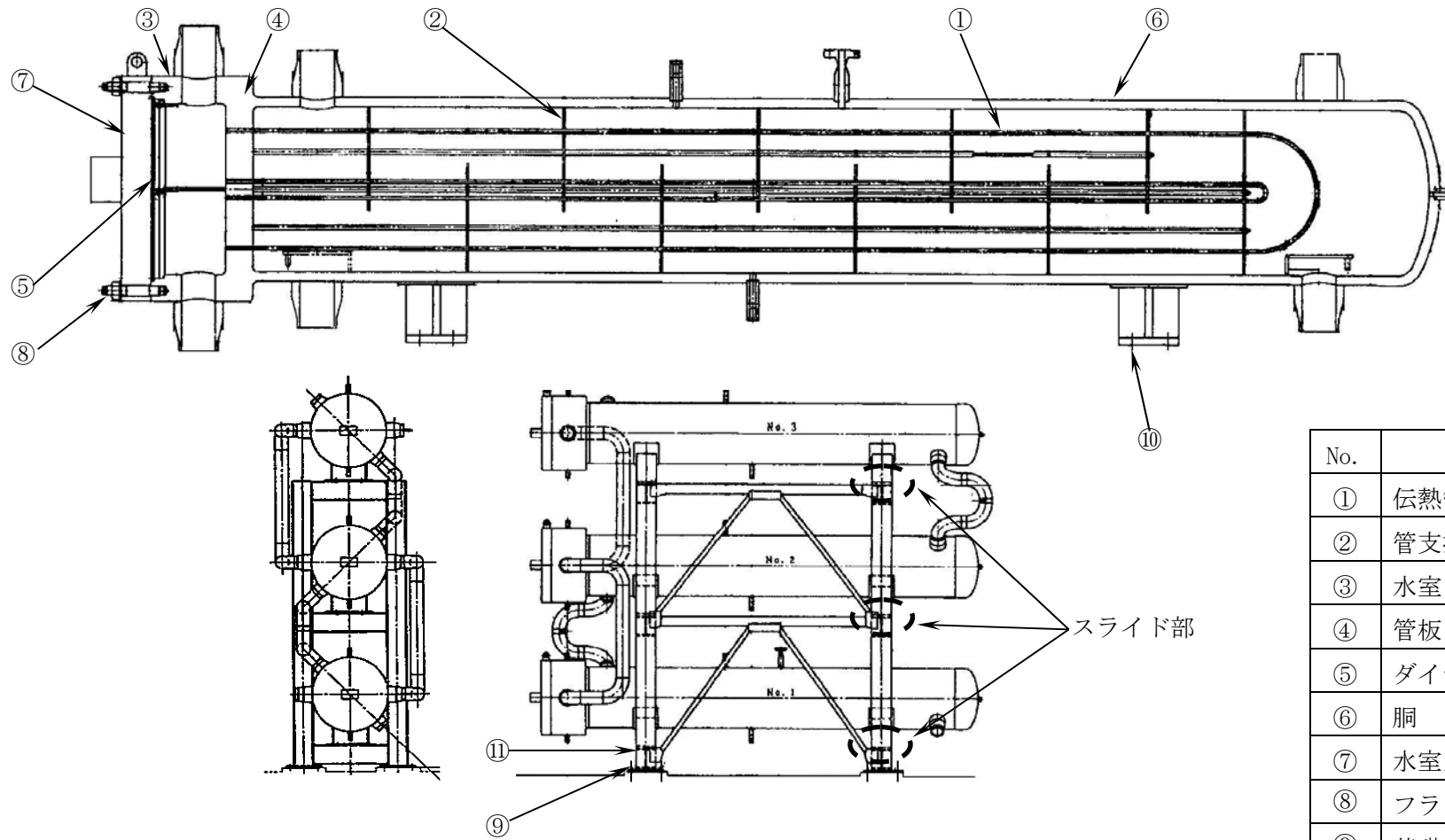
原子炉冷却材浄化系再生熱交換器については，プラント運転中に胴側，管側とも高温の純水と接しており，応力腐食割れ発生の可能性があったことから，第 17 回定期検査（1999～2000 年度）で，鋭敏化特性に優れた低炭素系のステンレス鋼の熱交換器に取替を実施している。

また，水室とダイヤフラムは，リークポテンシャルを低減するため，溶接で取付けられている。

東海第二の原子炉冷却材浄化系再生熱交換器の構造図を図 2.1-1 に示す。

(2) 材料及び使用条件

東海第二の原子炉冷却材浄化系再生熱交換器主要部位の使用材料を表 2.1-1 に，使用条件を表 2.1-2 に示す。



No.	部位
①	伝熱管
②	管支持板
③	水室
④	管板
⑤	ダイヤフラム
⑥	胴
⑦	水室カバー
⑧	フランジボルト
⑨	基礎ボルト
⑩	取付ボルト
⑪	支持脚

図 2. 1-1 原子炉冷却材浄化系再生熱交換器構造図

表 2.1-1 原子炉冷却材浄化系再生熱交換器主要部位の使用材料

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	材料
伝熱性能の確保	エネルギー伝達	伝熱管	ステンレス鋼
	伝熱管支持	管支持板	ステンレス鋼
バウンダリの維持	耐圧	水室	ステンレス鋼
		管板	ステンレス鋼
		ダイヤフラム	ステンレス鋼
		胴	ステンレス鋼
		水室カバー	炭素鋼
		フランジボルト	低合金鋼
機器の支持	支持	基礎ボルト	炭素鋼
		取付ボルト	炭素鋼
		支持脚	炭素鋼

表 2.1-2 原子炉冷却材浄化系再生熱交換器の使用条件

	管側	胴側
最高使用温度	302 °C	302 °C
最高使用圧力	9.80 MPa	9.80 MPa
容量（熱交換量）	25.7 MW	
内部流体	純水	純水

2.1.2 原子炉冷却材浄化系非再生熱交換器

(1) 構造

東海第二の原子炉冷却材浄化系非再生熱交換器は、熱交換量 8.84 MW の横型 U 字管式熱交換器であり、1 基(2 胴)設置されている。

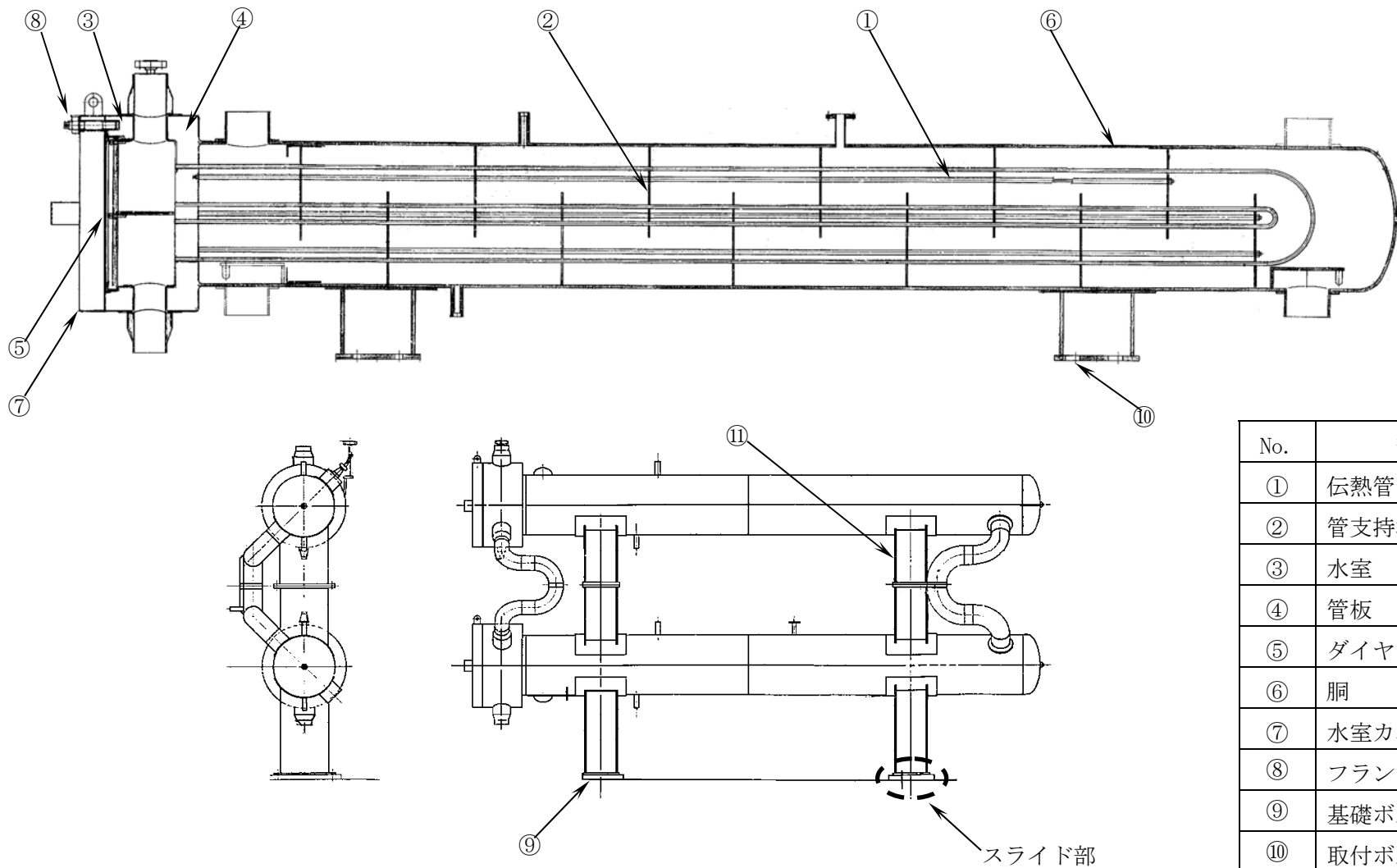
本熱交換器は、熱交換機能を有する伝熱管に高温側純水を送水するための管側構成品、管側と胴側を分離するための管板、伝熱管を介して高温側純水を冷却する冷却水（防錆剤入り純水）が流れる胴側構成品、機器を支持するための支持脚、基礎ボルトから構成される。

また、水室とダイヤフラムは、リークポテンシャルを低減するため、溶接で取付けられている。

東海第二の原子炉冷却材浄化系非再生熱交換器の構造図を図 2.1-2 に示す。

(2) 材料及び使用条件

東海第二の原子炉冷却材浄化系非再生熱交換器主要部位の使用材料を表 2.1-3 に、使用条件を表 2.1-4 に示す。



No.	部位
①	伝熱管
②	管支持板
③	水室
④	管板
⑤	ダイヤフラム
⑥	胴
⑦	水室カバー
⑧	フランジボルト
⑨	基礎ボルト
⑩	取付ボルト
⑪	支持脚

図 2.1-2 原子炉冷却材浄化系非再生熱交換器構造図

表 2.1-3 原子炉冷却材浄化系非再生熱交換器主要部位の使用材料

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	材料
伝熱性能の確保	エネルギー伝達	伝熱管	ステンレス鋼
	伝熱管支持	管支持板	炭素鋼
バウンダリの維持	耐圧	水室	炭素鋼 (ステンレスクラッド)
		管板	炭素鋼 (ステンレスクラッド)
		ダイヤフラム	ステンレス鋼
		胴	炭素鋼
		水室カバー	炭素鋼
		フランジボルト	低合金鋼
機器の支持	支持	基礎ボルト	炭素鋼
		取付ボルト	低合金鋼
		支持脚	炭素鋼

表 2.1-4 原子炉冷却材浄化系非再生熱交換器の使用条件

	管側	胴側
最高使用温度	302 °C	188 °C
最高使用圧力	9.79 MPa	0.86 MPa
容量 (熱交換量)	8.84 MW	
内部流体	純水	冷却水 (防錆剤入り純水)

2.1.3 グランド蒸気蒸発器

(1) 構造

東海第二のグランド蒸気蒸発器は、蒸発能力 13.1 t/h の横型 U 字管式熱交換器であり、1 基設置されている。

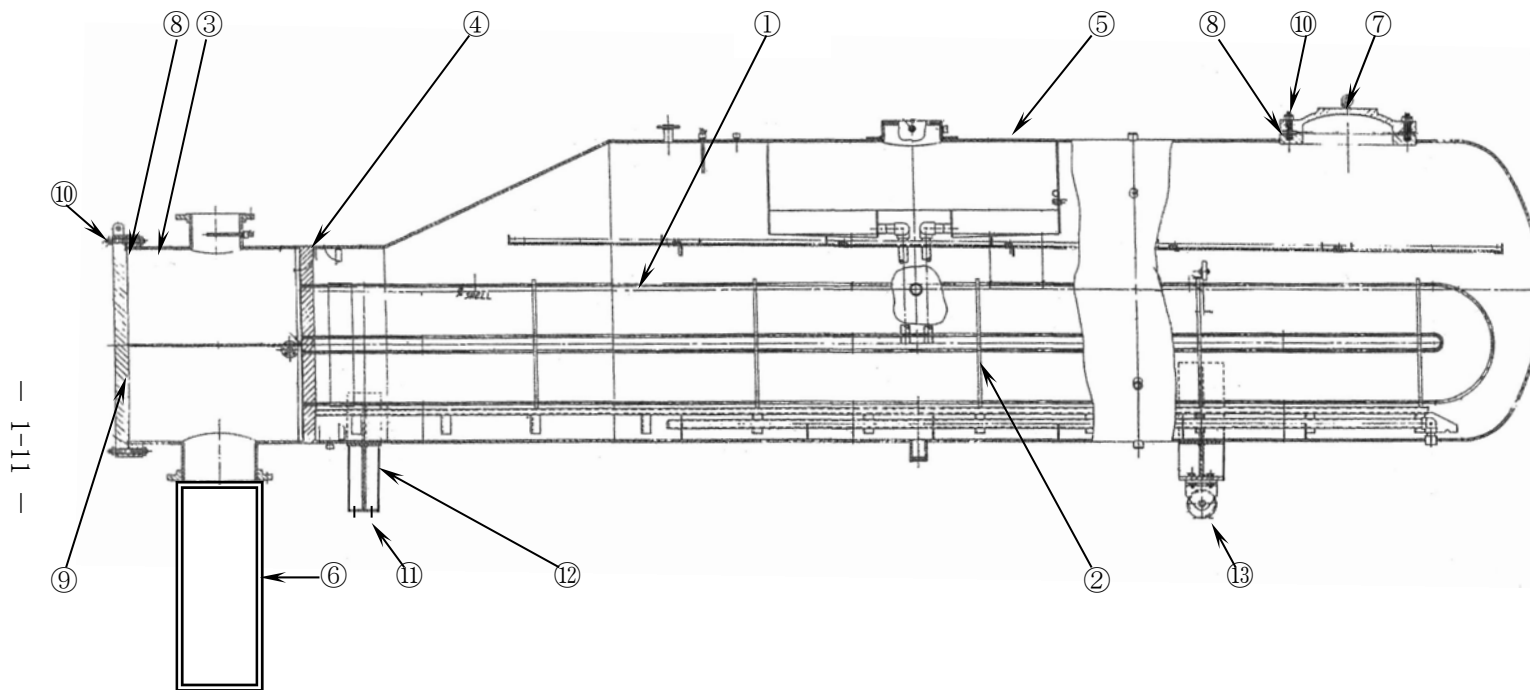
本熱交換器は、熱交換機能を有する伝熱管に蒸気を送るための管側構成品、管側と胴側を分離するための管板、伝熱管を介して蒸気を発生する純水が流れる胴側構成品、機器を支持するための支持脚、取付ボルトから構成される。

なお、伝熱管、水室、管板は、フランジボルトを取外すことにより、点検手入れが可能である。

東海第二のグランド蒸気蒸発器の構造図を図 2.1-3 に示す。

(2) 材料及び使用条件

東海第二のグランド蒸気蒸発器主要部位の使用材料を表 2.1-5 に、使用条件を表 2.1-6 に示す。



No.	部位
①	伝熱管
②	管支持板
③	水室
④	管板
⑤	胴
⑥	ドレンタンク
⑦	マンホール蓋
⑧	ガスケット
⑨	水室カバー
⑩	フランジボルト
⑪	取付ボルト
⑫	支持脚
⑬	台車

図 2.1-3 グランド蒸気蒸発器構造図

表 2.1-5 グランド蒸気蒸発器主要部位の使用材料

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	材料
伝熱性能の確保	エネルギー伝達	伝熱管	ステンレス鋼
	伝熱管支持	管支持板	炭素鋼
バウンダリの維持	耐圧	水室	炭素鋼
		管板	炭素鋼 (ステンレスクラッド)
		胴	炭素鋼
		ドレンタンク	炭素鋼
		マンホール蓋	炭素鋼
		ガスケット	(消耗品)
		水室カバー	炭素鋼
		フランジボルト	低合金鋼
機器の支持	支持	取付ボルト	炭素鋼
		支持脚	炭素鋼
		台車	炭素鋼

表 2.1-6 グランド蒸気蒸発器の使用条件

	管側	胴側
最高使用温度	233 °C	233 °C
最高使用圧力	1.04 MPa	1.04 MPa
容量 (蒸発能力)	13.1 t/h	
内部流体	蒸気	純水

2.1.4 給水加熱器

(1) 構造

東海第二の給水加熱器は、熱交換量 117 MW～43.0 MW の横型 U 字管式熱交換器であり、18 基設置されている。

給水加熱器は、熱交換機能を有する伝熱管に純水を送水するための管側構成品、管側と胴側を分離するための管板、伝熱管を介して純水を加熱するタービン抽気蒸気が流れる胴側構成品、機器を支持するための支持脚、基礎ボルト等から構成される。

以下に示す給水加熱器については、胴側の内部流体である抽気蒸気により炭素鋼の胴に流れ加速型腐食による減肉の進行が確認されたことから、耐食性のある低合金鋼の胴（長胴部）に取替を行っている。

- ・1984 年度（第 6 回定期検査）：第 3 給水加熱器 2 基胴（長胴部）取替
- ・1986 年度（第 7 回定期検査）：第 3 給水加熱器 1 基胴（長胴部）取替
第 5 給水加熱器 3 基胴（長胴部）取替

また、第 4 給水加熱器については、炭素鋼の管支持板に減肉の進行、第 6 給水加熱器については、炭素鋼の胴板に減肉の進行が確認されたため、それぞれ耐食性に優れた給水加熱器への取替を実施した。

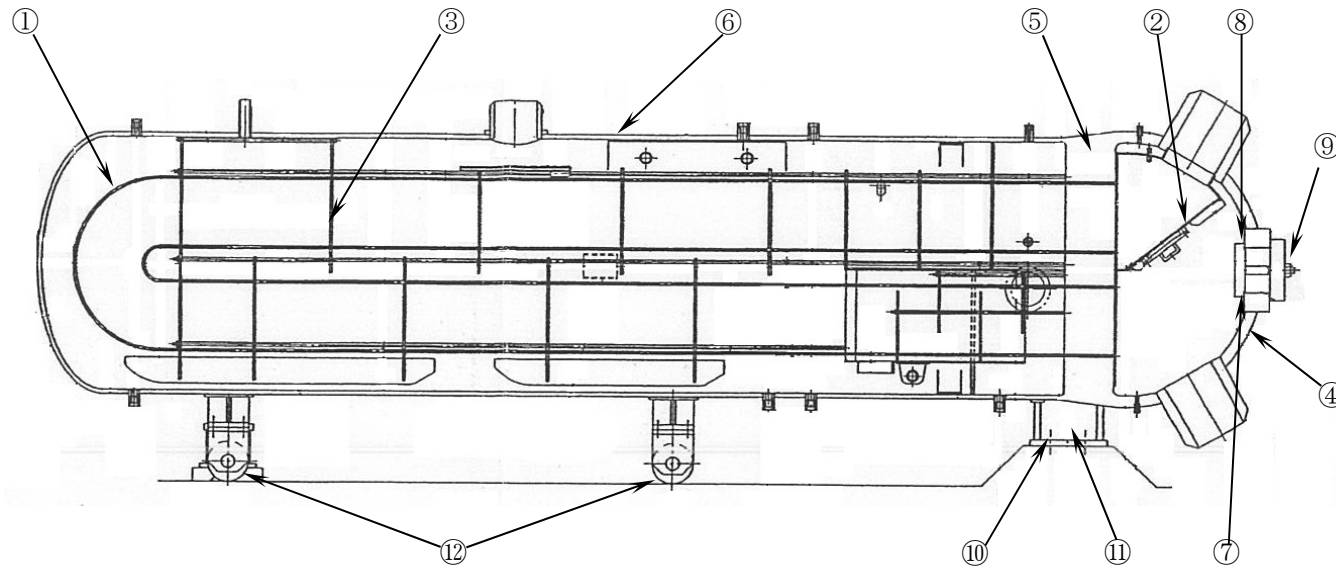
- ・2003 年度（第 20 回定期検査）：第 4 給水加熱器取替
- ・2009 年度（第 24 回定期検査）：第 6 給水加熱器取替

なお、伝熱管、水室、管板は、ボルトを取外すことにより、点検手入れが可能である。

東海第二の給水加熱器主要部位の構造図を図 2.1-4(a)～(f)に示す。

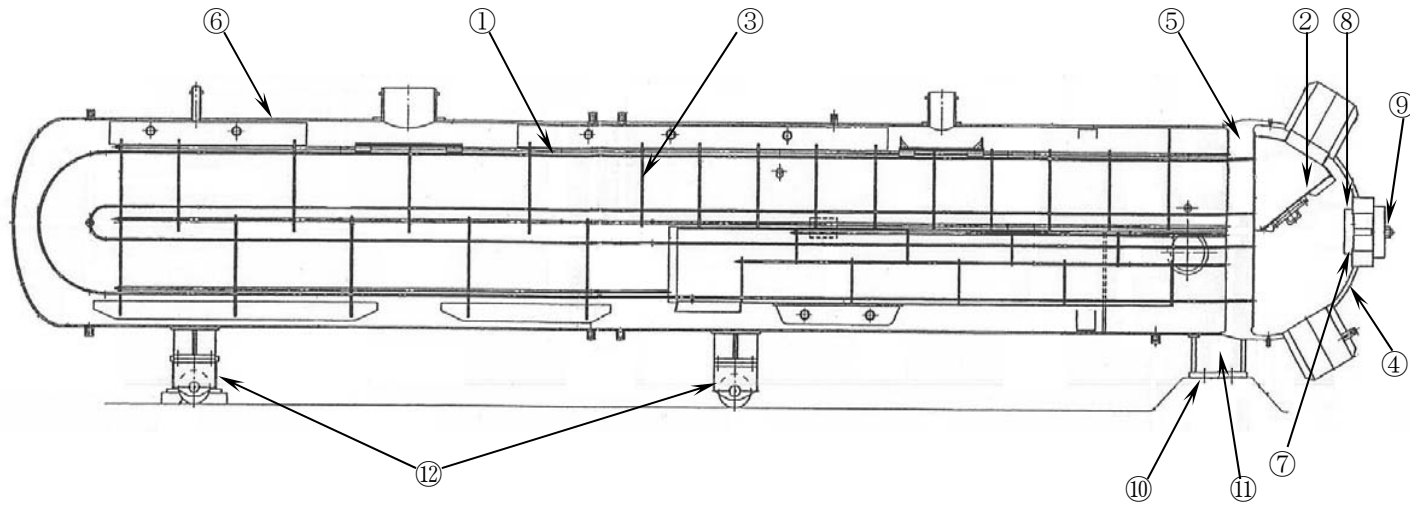
(2) 材料及び使用条件

東海第二の給水加熱器主要部位の使用材料を表 2.1-7 に、使用条件を表 2.1-8 に示す。



No.	部位
①	伝熱管
②	仕切板
③	管支持板
④	水室
⑤	管板
⑥	胴
⑦	ガスケット
⑧	マンホール蓋
⑨	フランジボルト
⑩	基礎ボルト
⑪	支持脚
⑫	台車

図 2.1-4(a) 第1給水加熱器構造図



No.	部位
①	伝熱管
②	仕切板
③	管支持板
④	水室
⑤	管板
⑥	胴
⑦	ガスケット
⑧	マンホール蓋
⑨	フランジボルト
⑩	基礎ボルト
⑪	支持脚
⑫	台車

図 2.1-4(b) 第2 給水加熱器構造図

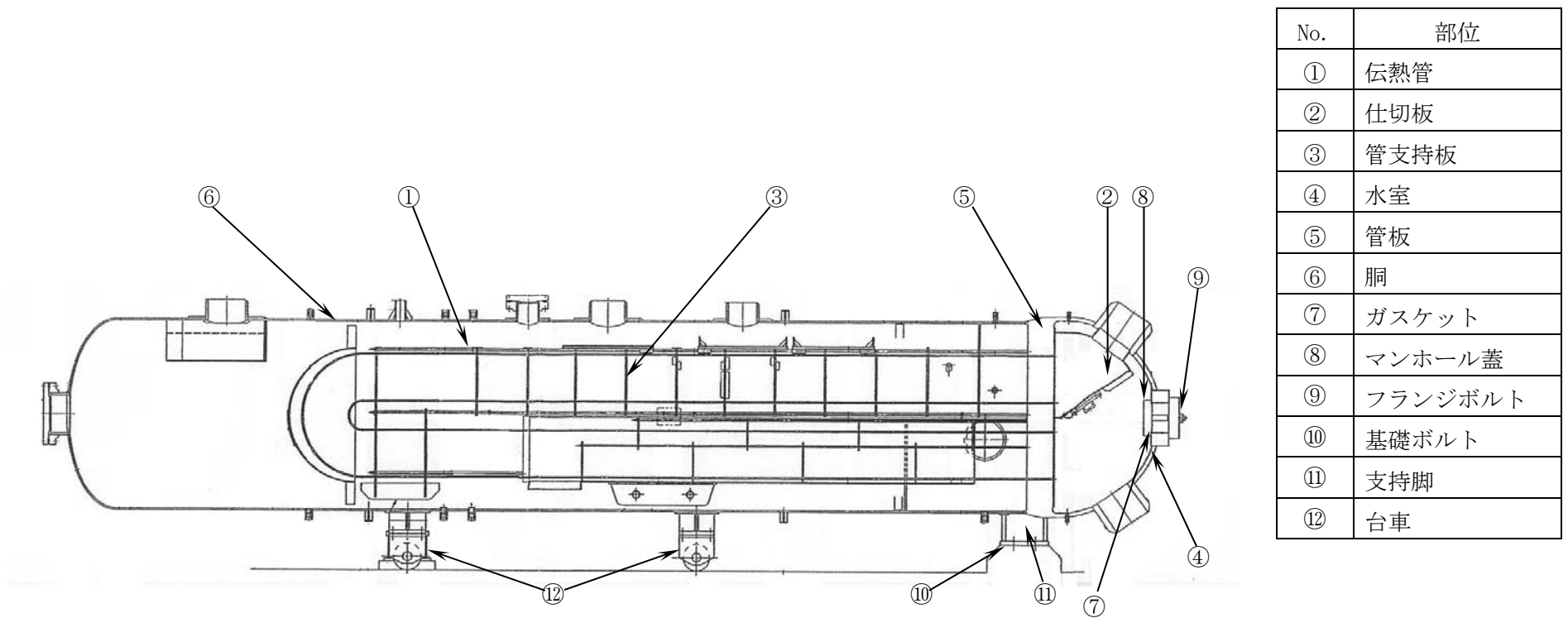
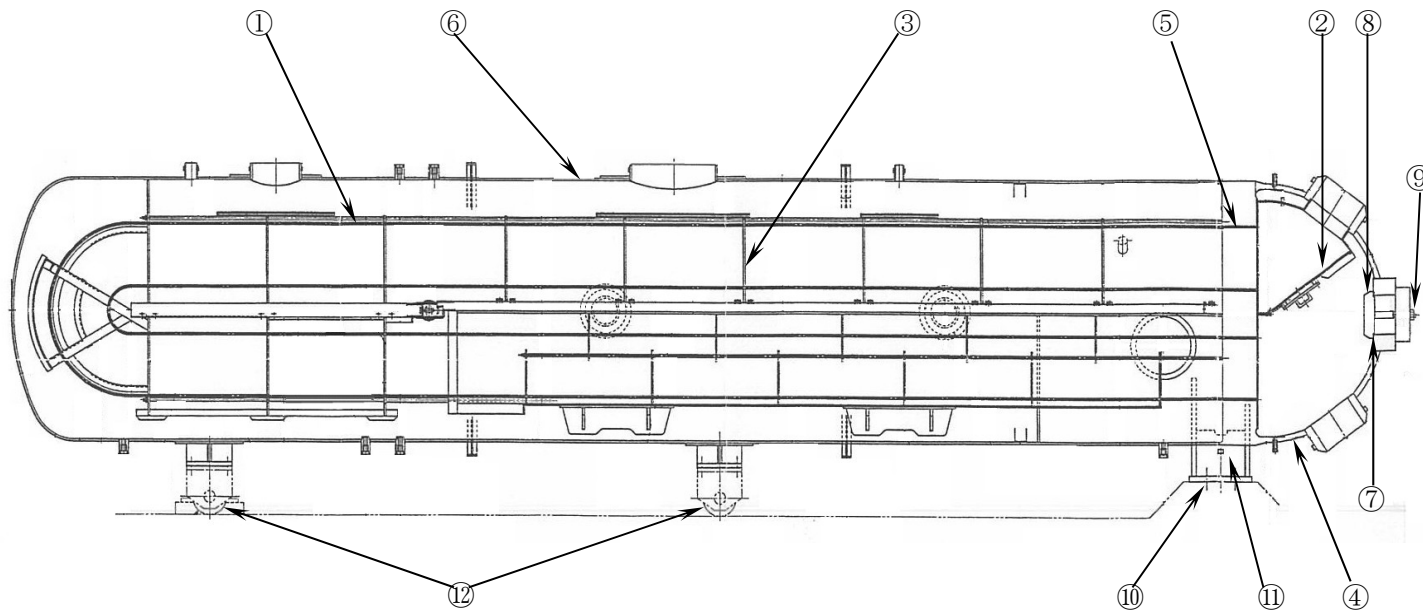
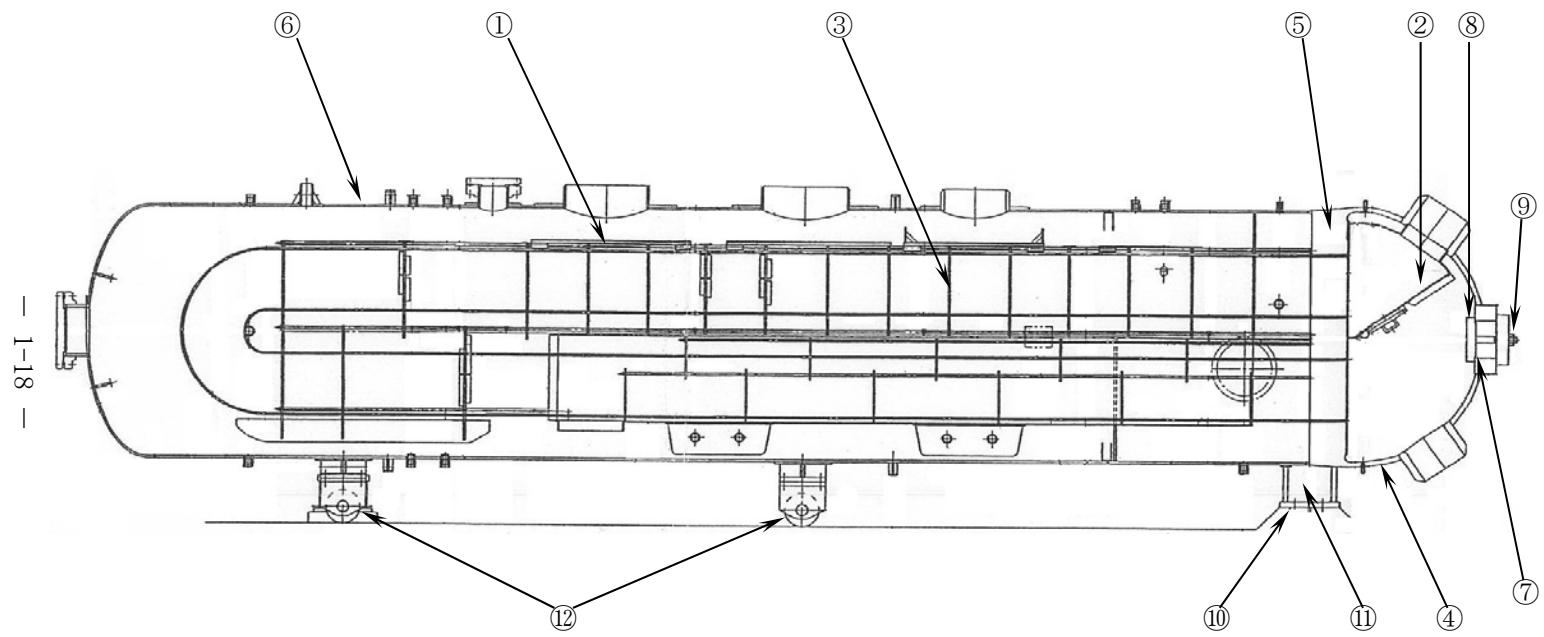


図 2.1-4(c) 第3給水加熱器構造図



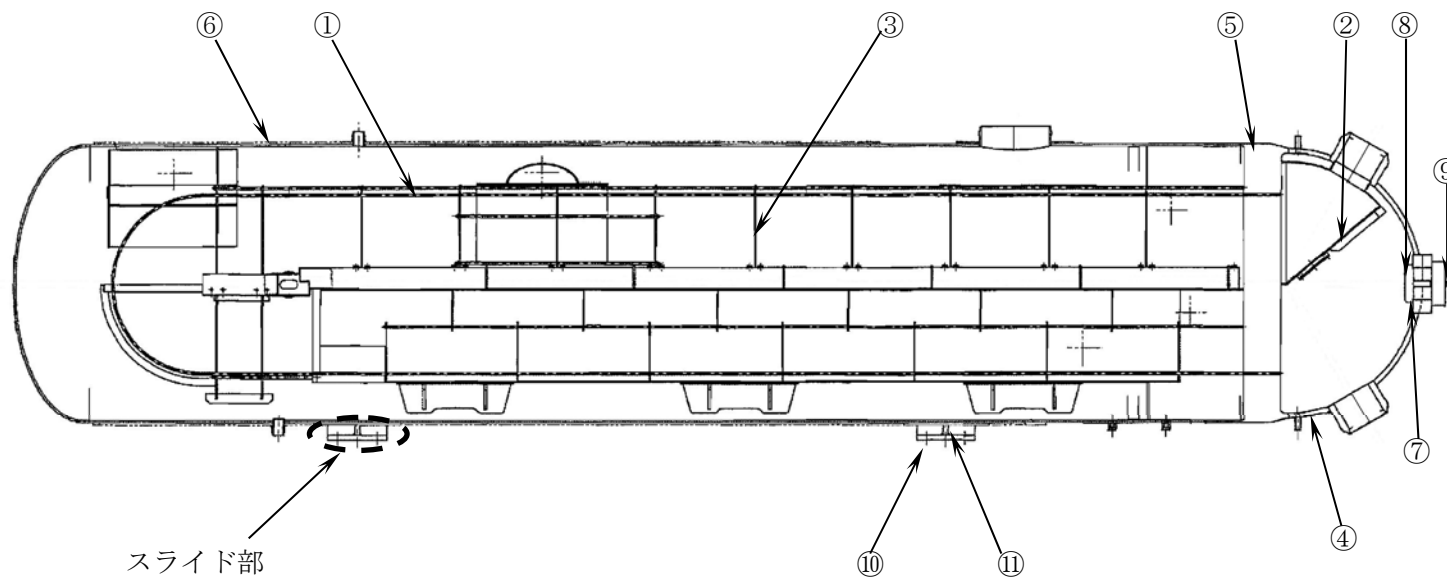
No.	部位
①	伝熱管
②	仕切板
③	管支持板
④	水室
⑤	管板
⑥	胴
⑦	ガスケット
⑧	マンホール蓋
⑨	フランジボルト
⑩	基礎ボルト
⑪	支持脚
⑫	台車

図 2.1-4(d) 第 4 給水加熱器構造図



No.	部位
①	伝熱管
②	仕切板
③	管支持板
④	水室
⑤	管板
⑥	胴
⑦	ガスケット
⑧	マンホール蓋
⑨	フランジボルト
⑩	基礎ボルト
⑪	支持脚
⑫	台車

図 2.1-4(e) 第 5 給水加熱器構造図



No.	部位
①	伝熱管
②	仕切板
③	管支持板
④	水室
⑤	管板
⑥	胴
⑦	ガスケット
⑧	マンホール蓋
⑨	フランジボルト
⑩	取付ボルト
⑪	支持脚

図 2.1-4(f) 第 6 給水加熱器構造図

表 2.1-7 給水加熱器主要部位の使用材料

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	材料					
			第1	第2	第3	第4	第5	第6
伝熱性能の確保	エネルギー伝達	伝熱管	ステンレス鋼	ステンレス鋼	ステンレス鋼	ステンレス鋼	ステンレス鋼	ステンレス鋼
		仕切板	炭素鋼	炭素鋼	炭素鋼	炭素鋼	炭素鋼	炭素鋼
	伝熱管支持	管支持板	炭素鋼	炭素鋼	炭素鋼	低合金鋼	炭素鋼	低合金鋼
バウンダリの維持	耐圧	水室	炭素鋼	炭素鋼	炭素鋼	炭素鋼	炭素鋼	炭素鋼
		管板	炭素鋼 (ステンレスクラッド)	炭素鋼 (ステンレスクラッド)	炭素鋼 (ステンレスクラッド)	炭素鋼 (ステンレスクラッド)	炭素鋼 (ステンレスクラッド)	炭素鋼
		胴	炭素鋼	炭素鋼	炭素鋼, 低合金鋼	低合金鋼	炭素鋼, 低合金鋼	低合金鋼
		ガスケット	(消耗品)					
		マンホール蓋	炭素鋼	炭素鋼	炭素鋼	炭素鋼	炭素鋼	炭素鋼
		フランジボルト	低合金鋼	低合金鋼	低合金鋼	低合金鋼	低合金鋼	低合金鋼
機器の支持	支持	基礎ボルト	炭素鋼	炭素鋼	炭素鋼	炭素鋼	炭素鋼	—
		取付ボルト	—	—	—	—	—	低合金鋼
		支持脚	炭素鋼	炭素鋼	炭素鋼	低合金鋼	炭素鋼	低合金鋼
		台車	炭素鋼	炭素鋼	炭素鋼	炭素鋼	炭素鋼	—

表 2.1-8 給水加熱器の使用条件

	第 1		第 2		第 3		第 4		第 5		第 6	
	管側	胴側	管側	胴側	管側	胴側	管側	胴側	管側	胴側	管側	胴側
最高使用温度	233 °C	235 °C	205 °C	210 °C	205 °C	172 °C	205 °C	155 °C	205 °C	149 °C	205 °C	149 °C
最高使用圧力	12.93 MPa	2.97 MPa	6.14 MPa	1.81 MPa	6.14 MPa	0.70 MPa	6.14 MPa	0.42 MPa	6.14 MPa	0.35 MPa	6.14 MPa	0.35 MPa
容量 (熱交換量)	66.3 MW		117 MW		43.0 MW		71.9 MW		67.5 MW		91.5 MW	
内部流体	純水	蒸気, ドレン	純水	蒸気, ドレン	純水	蒸気, ドレン	純水	蒸気, ドレン	純水	蒸気, ドレン	純水	蒸気, ドレン

2.1.5 残留熱除去系熱交換器

(1) 構造

東海第二の残留熱除去系熱交換器は、熱交換量 53.0 MW の縦型 U 字管式熱交換器であり、2 基設置されている。

残留熱除去系熱交換器は、熱交換機能を有する伝熱管に海水を送るための管側構成品、管側と胴側を分離するための管板、伝熱管を介して冷却される純水が流れる胴側構成品、機器を支持するための取付ボルト、ラグ、架台、基礎ボルトから構成される。

また、伝熱管、水室、管板は、水室を取外すことにより、点検手入れが可能である。

東海第二の残留熱除去系熱交換器の構造図を図 2.1-5 に示す。

(2) 材料及び使用条件

東海第二の残留熱除去系熱交換器主要部位の使用材料を表 2.1-9 に、使用条件を表 2.1-10 に示す。

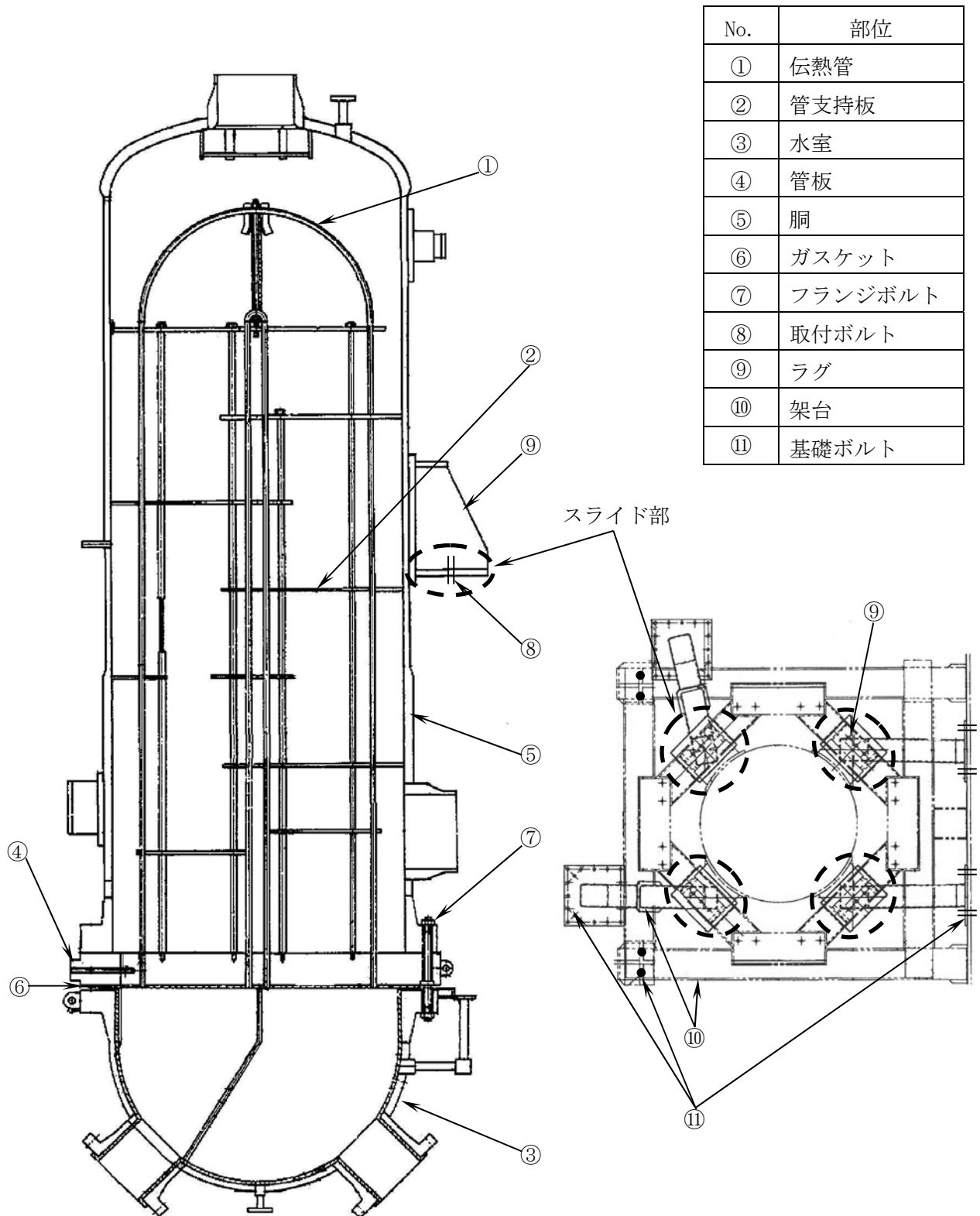


図 2.1-5 残留熱除去系熱交換器構造図

表 2.1-9 残留熱除去系熱交換器主要部位の使用材料

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	材料
伝熱性能の確保	エネルギー伝達	伝熱管	銅合金
	伝熱管支持	管支持板	ステンレス鋼
バウンダリの維持	耐圧	水室	炭素鋼（モネルクラッド）
		管板	炭素鋼（モネルクラッド）
		胴	炭素鋼
		ガスケット	（消耗品）
		フランジボルト	低合金鋼
機器の支持	支持	取付ボルト	低合金鋼
		ラグ	炭素鋼
		架台	炭素鋼
		基礎ボルト	炭素鋼，低合金鋼，樹脂

表 2.1-10 残留熱除去系熱交換器の使用条件

	管側	胴側
最高使用温度	249 °C	249 °C
最高使用圧力	3.45 MPa	3.45 MPa
容量（熱交換量）	53.0 MW	
内部流体	海水	純水

2.1.6 排ガス予熱器

(1) 構造

東海第二の排ガス予熱器は、熱交換量 0.122 MW の横置 U 字管式熱交換器であり、2 基設置されている。

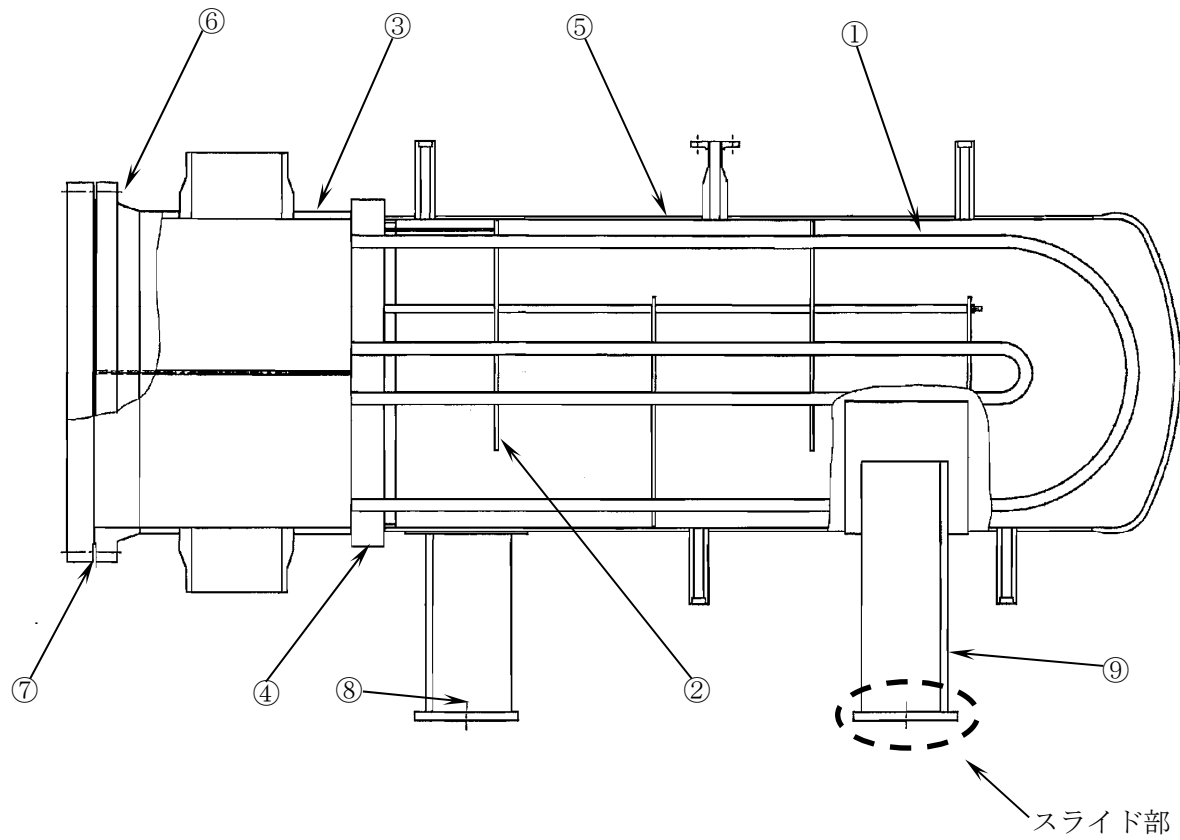
排ガス予熱器は、熱交換機能を有する伝熱管に排ガスを送るための管側構成品、管側と胴側を分離するための管板、伝熱管を介して排ガスを加熱する蒸気が流れる胴側構成品、機器を支持するための支持脚、基礎ボルトから構成される。

東海第二の排ガス予熱器の構造図を図 2.1-6 に示す。

排ガス予熱器については、プラント運転中に高温の蒸気と接しており、応力腐食割れ発生の可能性があったことから、第 23 回定期検査（2008 年度）で、鋭敏化特性に優れた低炭素系のステンレス鋼の熱交換器に取替を実施している。

(2) 材料及び使用条件

東海第二の排ガス予熱器主要部位の使用材料を表 2.1-11 に、使用条件を表 2.1-12 に示す。



No.	部位
①	伝熱管
②	管支持板
③	水室
④	管板
⑤	胴
⑥	フランジボルト
⑦	ガスケット
⑧	基礎ボルト
⑨	支持脚

図 2.1-6 排ガス予熱器構造図

表 2.1-11 排ガス予熱器主要部位の使用材料

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	材料
伝熱性能の確保	エネルギー伝達	伝熱管	ステンレス鋼
	伝熱管支持	管支持板	ステンレス鋼
バウンダリの維持	耐圧	水室	ステンレス鋼
		管板	ステンレス鋼
		胴	ステンレス鋼
		フランジボルト	低合金鋼
		ガスケット	(消耗品)
機器の支持	支持	基礎ボルト	炭素鋼
		支持脚	炭素鋼

表 2.1-12 排ガス予熱器の使用条件

	管側	胴側
最高使用温度	205 °C	205 °C
最高使用圧力	2.42 MPa	1.03 MPa
容量 (熱交換量)	0.122 MW	
内部流体	排ガス	蒸気

2.1.7 排ガス復水器

(1) 構造

東海第二の排ガス復水器は、熱交換量 4.86 MW の横置 U 字管式熱交換器であり、2 基設置されている。

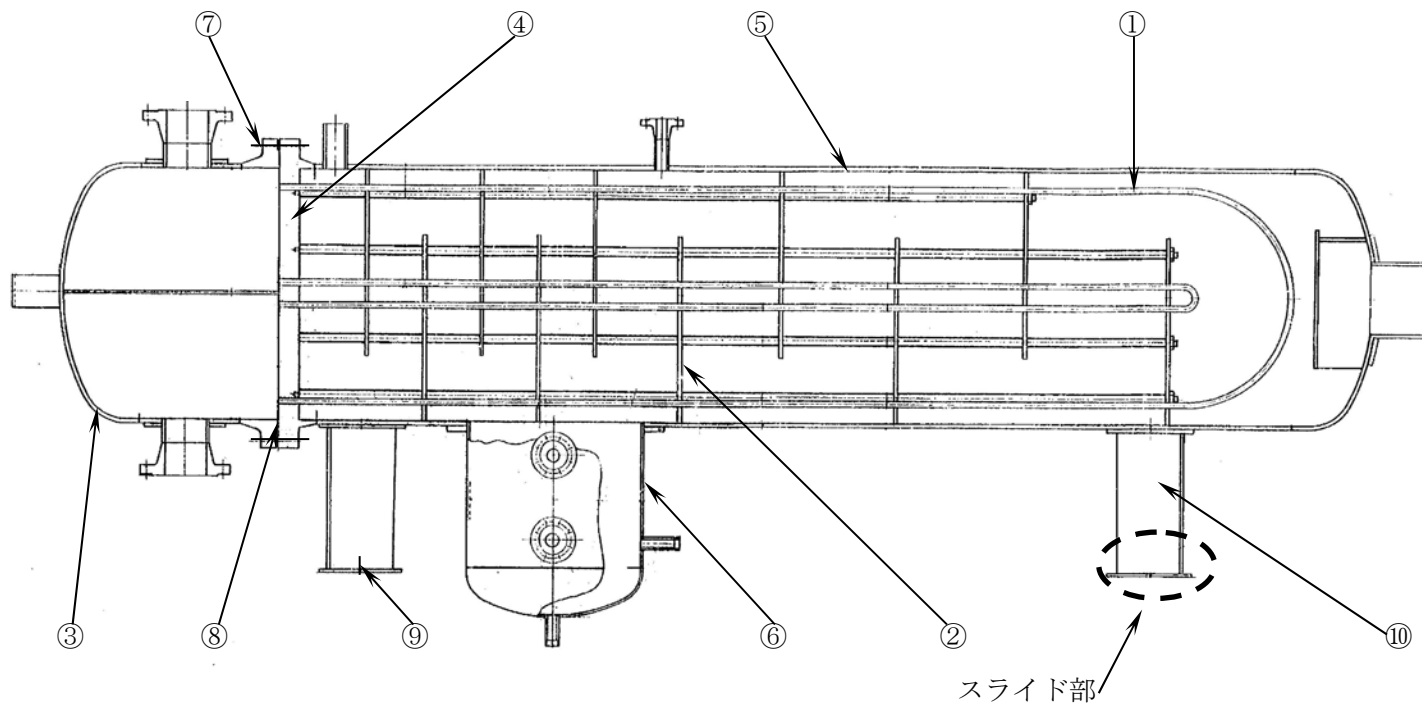
排ガス復水器は、熱交換機能を有する伝熱管に冷却水を送るための管側構成品、管側と胴側を分離するための管板、伝熱管を介して冷却される排ガスが流れる胴側構成品、機器を支持するための支持脚、基礎ボルトから構成される。

また、伝熱管、水室及び管板は、フランジボルトを取り外すことにより、点検手入れが可能である。

東海第二の排ガス復水器の構造図を図 2.1-7 に示す。

(2) 材料及び使用条件

東海第二の排ガス復水器主要部位の使用材料を表 2.1-13 に、使用条件を表 2.1-14 に示す。



No.	部位
①	伝熱管
②	管支持板
③	水室
④	管板
⑤	胴
⑥	ドレンタンク
⑦	フランジボルト
⑧	ガスケット
⑨	基礎ボルト
⑩	支持脚

図 2.1-7 排ガス復水器構造図

表 2.1-13 排ガス復水器主要部位の使用材料

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	材料
伝熱性能の確保	エネルギー伝達	伝熱管	ステンレス鋼
	伝熱管支持	管支持板	ステンレス鋼
バウンダリの維持	耐圧	水室	低合金鋼
		管板	ステンレス鋼
		胴	低合金鋼
		ドレンタンク	低合金鋼
		フランジボルト	低合金鋼
		ガスケット	(消耗品)
機器の支持	支持	基礎ボルト	炭素鋼
		支持脚	低合金鋼

表 2.1-14 排ガス復水器の使用条件

	管側	胴側
最高使用温度	538 °C	538 °C
最高使用圧力	0.86 MPa	2.41 MPa
容量 (熱交換量)	4.86 MW	
内部流体	冷却水 (防錆剤入り純水)	排ガス

2.1.8 窒素ガス貯蔵設備蒸発器

(1) 構造

東海第二の窒素ガス貯蔵設備蒸発器は、蒸発能力 6,800 Nm³/h の縦型曲管式熱交換器であり、1 基設置されている。

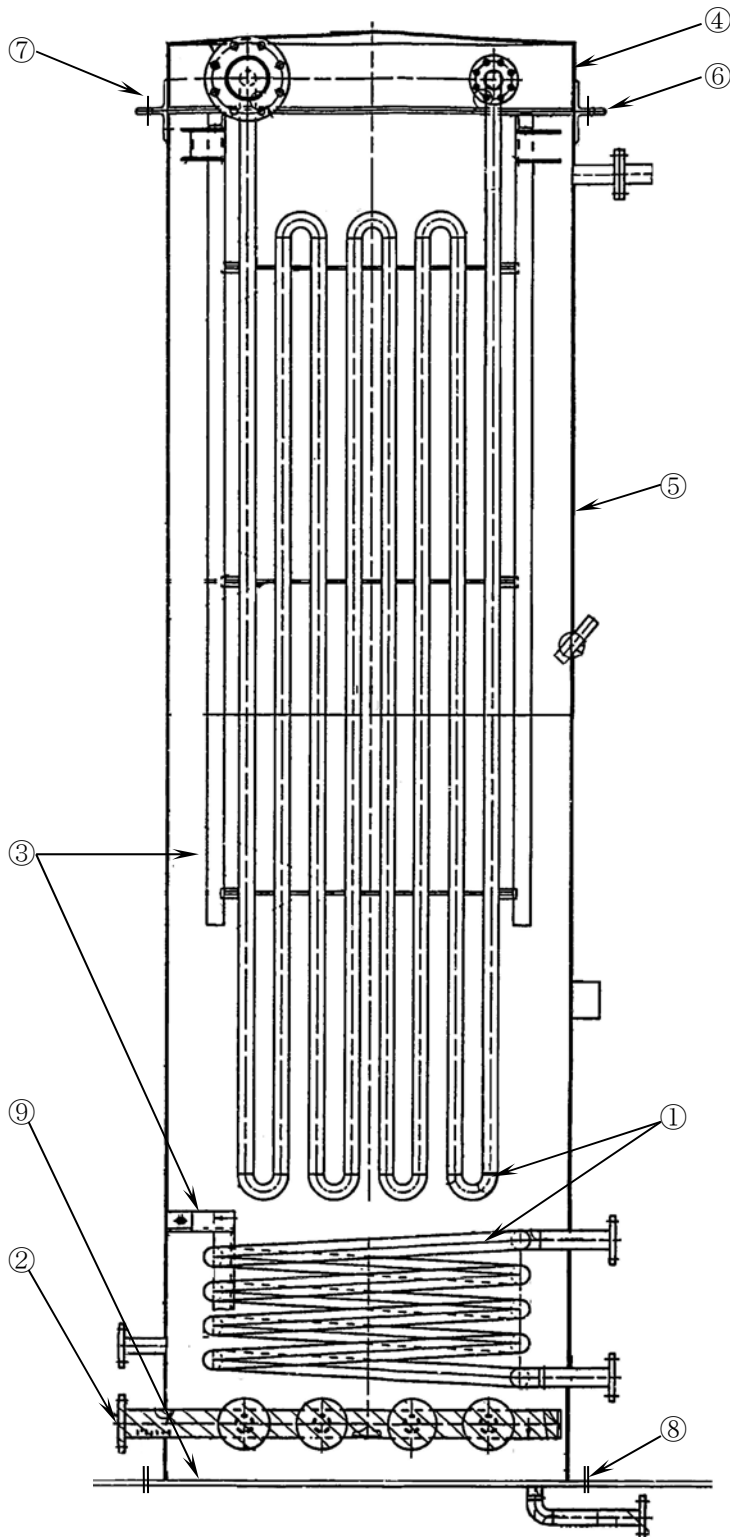
窒素ガス貯蔵設備蒸発器は、窒素ガス貯蔵設備内の内圧を使用に応じた圧力に保ち、熱交換機能を有する伝熱管に窒素を送るための管側構成品、伝熱管を介して窒素を加熱する純水を保持する胴側構成品、純水を加熱するための蒸気管、機器を支持するための基礎ボルト、ベースプレートから構成される。

また、伝熱管、上蓋は、フランジボルトを取り外すことにより、点検及び手入れが可能である。

東海第二の窒素ガス貯蔵設備蒸発器の構造図を図 2.1-8 に示す。

(2) 材料及び使用条件

東海第二の窒素ガス貯蔵設備蒸発器主要部位の使用材料を表 2.1-15 に、使用条件を表 2.1-16 に示す。



No.	部位
①	伝熱管
②	蒸気管
③	管支持板
④	上蓋
⑤	胴
⑥	ガスケット
⑦	フランジボルト
⑧	基礎ボルト
⑨	ベースプレート

図 2.1-8 窒素ガス貯蔵設備蒸発器構造図

表 2.1-15 窒素ガス貯蔵設備蒸発器主要部位の使用材料

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	材料
伝熱性能の確保	エネルギー伝達	伝熱管	ステンレス鋼
		蒸気管	ステンレス鋼
	伝熱管支持	管支持板	ステンレス鋼
バウンダリの維持	耐圧	上蓋	炭素鋼
		胴	炭素鋼
		ガスケット	(消耗品)
		フランジボルト	炭素鋼
機器の支持	支持	基礎ボルト	炭素鋼
		ベースプレート	炭素鋼

表 2.1-16 窒素ガス貯蔵設備蒸発器の使用条件

	管側	胴側
最高使用温度	100 °C	100 °C
最高使用圧力	1.81 MPa	大気圧
容量 (蒸発能力)	6,800 Nm ³ /h	
内部流体	窒素	純水

2.2 経年劣化事象の抽出

2.2.1 機器の機能達成に必要な項目

U字管式熱交換器の機能（熱除去及び加熱）の達成に必要な項目は、以下のとおり。

- (1) 伝熱性能の確保
- (2) バウンダリの維持
- (3) 機器の支持

2.2.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象の抽出

(1) 想定される経年劣化事象の抽出

U字管式熱交換器について、機能達成に必要な項目を考慮して主要な部位に展開した上で、個々の部位の材料、構造、使用条件（内部流体の種類、応力、温度等）及び現在までの運転経験を考慮し、表 2.2-1 に示すとおり、想定される経年劣化事象を抽出した（表 2.2-1 で○又は△、▲）。

なお、消耗品及び定期取替品は、以下のとおり評価対象外とする。

(2) 消耗品及び定期取替品の扱い

ガスケットは消耗品であり、設計時に長期使用せず取替を前提としていることから、高経年化対策を見極める上での評価対象外とする。

(3) 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象の抽出

想定される経年劣化事象のうち下記①、②に該当しない事象を高経年化対策上着目すべき経年劣化事象と判断した。

なお、下記①、②に該当する事象については、2.2.3 項に示すとおり、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断した。

- ① 想定した劣化傾向と実際の劣化傾向の乖離が考え難い経年劣化事象であって、想定した劣化傾向等に基づき適切な保全活動を行っているもの（日常劣化管理事象として、表 2.2-1 で△）
- ② 現在までの運転経験や使用条件から得られた材料試験データとの比較等により、今後も経年劣化の進展が考えられない、又は進展傾向が極めて小さいと考えられる経年劣化事象（日常劣化管理事象以外として表 2.2-1 で▲）

この結果、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象は抽出されなかった。

2.2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象

(1) 想定した劣化傾向と実際の劣化傾向の乖離が考え難い経年劣化事象であって、想定した劣化傾向等に基づき適切な保全活動を行っているもの(日常劣化管理事象)

a. 基礎ボルトの腐食(全面腐食) [第1～第5給水加熱器, 残留熱除去系熱交換器, 排ガス予熱器, 排ガス復水器, 窒素ガス貯蔵設備蒸発器]

基礎ボルトの健全性については、「機械設備の技術評価書」にて評価を実施するものとし、本評価書には含めない。

b. 基礎ボルト(塗装部)の腐食(全面腐食) [原子炉冷却材浄化系再生熱交換器, 原子炉冷却材浄化系非再生熱交換器]

原子炉冷却材浄化系再生熱交換器, 原子炉冷却材浄化系非再生熱交換器の基礎ボルトは炭素鋼であり, 腐食の発生が想定されるが, 大気接触部は塗装を施しているため, 腐食が発生する可能性は小さい。

また, 巡視点検等の目視点検により塗膜の状態を確認し, はく離等が認められた場合は必要に応じて補修塗装を実施することとしている。

したがって, 基礎ボルト(塗装部)の腐食(全面腐食)は, 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

c. 基礎ボルト直上部の腐食(全面腐食) [原子炉冷却材浄化系再生熱交換器, 原子炉冷却材浄化系非再生熱交換器]

原子炉冷却材浄化系再生熱交換器, 原子炉冷却材浄化系非再生熱交換器の基礎ボルトは炭素鋼であり, 塗装が施されていない基礎ボルトのコンクリート直上部は, 大気環境下であることから腐食の発生が想定される。

しかし, 代表箇所の原子炉冷却材浄化系非再生熱交換器の基礎ボルトのコンクリート直上部は, 目視点検において有意な腐食がないことを確認している。

したがって, 基礎ボルト直上部の腐食(全面腐食)は, 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

- d. 伝熱管の摩耗及び高サイクル疲労割れ [原子炉冷却材浄化系非再生熱交換器, グランド蒸気蒸発器, 給水加熱器, 残留熱除去系熱交換器]

伝熱管は管支持板により適切なスパンで支持することで振動を抑制しているが、流れ加速型腐食により管支持板管穴等に減肉が生じ、伝熱管の振動が大きくなり、伝熱管と支持板の接触により、伝熱管拘束点において伝熱管外表面の摩耗が発生する可能性がある。さらに、伝熱管拘束点において伝熱管外面から疲労割れが発生する可能性がある。

伝熱管については、渦流探傷検査、漏えい確認による点検結果から有意な摩耗及び高サイクル疲労割れによる欠陥は確認されておらず、判定基準を超える摩耗等が確認された場合には施栓することにより、熱交換器の機能を維持している。

したがって、伝熱管の摩耗及び高サイクル疲労割れは、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

- e. 管支持板, 胴 (内面), ドレンタンク (内面), マンホール蓋 (内面) の腐食 (流れ加速型腐食) [グランド蒸気蒸発器, 第 1, 第 2 給水加熱器]

グランド蒸気蒸発器 (管支持板, 胴, ドレンタンク, マンホール蓋) および第 1, 第 2 給水加熱器 (胴) は炭素鋼であり、内部流体が高温の蒸気であるため、高速の蒸気と接する部位で腐食 (流れ加速型腐食) による減肉が発生する可能性がある。

グランド蒸気蒸発器については、ドレンタンクは肉厚測定、管支持板, 胴, マンホール蓋は目視点検を実施しており、有意な腐食 (流れ加速型腐食) がないことを確認している。

第 1, 第 2 給水加熱器の胴については、肉厚測定を実施しており、必要厚さに対し、十分な肉厚があることを確認している。

したがって、管支持板, 胴 (内面), ドレンタンク (内面), マンホール蓋 (内面) の腐食 (流れ加速型腐食) は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

- f. 管支持板の腐食 (流れ加速型腐食) [給水加熱器]

給水加熱器の管支持板は炭素鋼又は低合金鋼であり、蒸気と接することで腐食 (流れ加速型腐食) が発生する可能性がある。

管支持板については、伝熱管の渦流探傷検査により、管支持板の管穴の減肉状況を把握しており、減肉の進行状況に応じて取替を実施することにより、熱交換器の機能を維持している。

したがって、管支持板の腐食 (流れ加速型腐食) は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

g. 伝熱管の腐食（流れ加速型腐食）[残留熱除去系熱交換器]

残留熱除去系熱交換器の伝熱管には、耐食性の良い銅合金が使用されているが、伝熱管入口部での内部流体の渦流による保護被膜の破壊により、伝熱管内面に腐食（流れ加速型腐食）が発生する可能性がある。また、海生物（貝類）の付着に伴う渦流により腐食（流れ加速型腐食）が発生する可能性がある。

伝熱管については、開放点検時の渦流探傷検査及び管板面の目視点検において、有意な腐食がないことを確認している。

したがって、伝熱管の腐食（流れ加速型腐食）は、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

h. 水室（内面）、管板（内面）の腐食（局部腐食）[残留熱除去系熱交換器]

残留熱除去系熱交換器の水室、管板はモネルクラッドが施された炭素鋼であり、内部流体が海水であるため腐食（局部腐食）が発生する可能性があるが、目視点検において有意な腐食（局部腐食）がないことを確認している。

したがって、水室（内面）、管板（内面）の腐食（局部腐食）は、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

i. 水室（内面）、胴（内面）、ドレンタンク（内面）、マンホール蓋（内面）、水室カバー（内面）、上蓋（内面）、仕切板の腐食（全面腐食）[グラウンド蒸気蒸発器、給水加熱器、排ガス復水器、窒素ガス貯蔵設備蒸発器]

グラウンド蒸気蒸発器（水室、水室カバー）、第1～第6給水加熱器（仕切板、マンホール蓋）、第3～第6給水加熱器（胴）、排ガス復水器（胴、ドレンタンク）、窒素ガス貯蔵設備蒸発器（上蓋、胴）は、炭素鋼又は低合金鋼であり腐食が発生する可能性がある。

しかし、グラウンド蒸気蒸発器（水室、水室カバー）、給水加熱器（仕切板、マンホール蓋）、窒素ガス貯蔵設備蒸発器（上蓋、胴）は、目視点検において有意な腐食がないことを確認している。

また、給水加熱器（胴）、排ガス復水器（胴）に対しては、肉厚測定を実施しており、必要厚さに対し、十分な肉厚があることを確認している。

したがって、水室（内面）、胴（内面）、ドレンタンク（内面）、マンホール蓋（内面）、水室カバー（内面）、上蓋（内面）、仕切板の腐食（全面腐食）は、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

- j. 水室（外面）、管板（外面）、胴（外面）、水室カバー（外面）、ドレンタンク（外面）、マンホール蓋（外面）、上蓋（外面）の腐食（全面腐食）〔原子炉冷却材浄化系再生熱交換器、原子炉冷却材浄化系非再生熱交換器、グラント蒸気蒸発器、給水加熱器、残留熱除去系熱交換器、排ガス復水器、窒素ガス貯蔵設備蒸発器〕

原子炉冷却材浄化系再生熱交換器（水室カバー）、原子炉冷却材浄化系非再生熱交換器（水室、管板、胴、水室カバー）、グラント蒸気蒸発器（水室、管板、胴、ドレンタンク、マンホール蓋、水室カバー）、給水加熱器（水室、管板、胴、マンホール蓋）、残留熱除去熱交換器（水室、管板、胴）、排ガス復水器（水室、胴、ドレンタンク）、窒素ガス貯蔵設備蒸発器（上蓋、胴）は炭素鋼又は低合金鋼であり、腐食が発生する可能性がある。

しかし、当該部位の外気接触部には塗装を施しており、塗装が健全であれば腐食が発生する可能性は小さく、目視点検により腐食の有無、塗膜の健全性を確認し、必要に応じ補修塗装等を実施することにより、機能を維持している。

したがって、水室（外面）、管板（外面）、胴（外面）、水室カバー（外面）、ドレンタンク（外面）、マンホール蓋（外面）、上蓋（外面）の腐食（全面腐食）は、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

- k. フランジボルトの腐食（全面腐食）〔共通〕

フランジボルトは炭素鋼、低合金鋼であり腐食が発生する可能性があるが、点検時に手入れ・清掃を行うことにより機能を維持している。

したがって、フランジボルトの腐食（全面腐食）は、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

- l. 取付ボルトの腐食（全面腐食）〔原子炉冷却材浄化系再生熱交換器、原子炉冷却材浄化系非再生熱交換器、グラント蒸気蒸発器、残留熱除去系熱交換器〕

取付ボルトは炭素鋼、低合金鋼であり、腐食が発生する可能性がある。

しかし、取付ボルトの外気接触部には塗装を施しており、塗装が健全であれば腐食が発生する可能性は小さく、目視点検により腐食の有無、塗膜の健全性を確認し、必要に応じ補修塗装等を実施することにより、機能を維持している。

したがって、取付ボルトの腐食（全面腐食）は、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

- m. 取付ボルトの腐食（全面腐食）〔第6給水加熱器〕

第6給水加熱器の取付ボルトは低合金鋼であり、さらに復水器の内部にあるため、塗装が施されていないことから、腐食が発生する可能性があるが、目視点検において有意な腐食がないことを確認している。

したがって、取付ボルトの腐食（全面腐食）は、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

- n. 支持脚, ラグ, 架台の腐食 (全面腐食) [原子炉冷却材浄化系再生熱交換器, 原子炉冷却材浄化系非再生熱交換器, グランド蒸気蒸発器, 第1～第5給水加熱器, 残留熱除去系熱交換器, 排ガス予熱器, 排ガス復水器]

支持脚, ラグ, 架台は炭素鋼又は低合金鋼であり腐食が発生する可能性がある。

しかし, 支持脚, ラグ, 架台の外気接触部は塗装により腐食を防止しており, 必要に応じ補修塗装等を実施することにより, 機能を維持している。

したがって, 支持脚, ラグ, 架台の腐食 (全面腐食) は, 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

- o. 支持脚スライド部, ラグスライド部の腐食 (全面腐食) [原子炉冷却材浄化系再生熱交換器, 原子炉冷却材浄化系非再生熱交換器, 第6給水加熱器, 残留熱除去系熱交換器, 排ガス予熱器, 排ガス復水器]

支持脚スライド部, ラグスライド部は炭素鋼又は低合金鋼であり, 腐食が発生する可能性があるが, 目視点検において有意な腐食がないことを確認している。

したがって, 支持脚スライド部, ラグスライド部の腐食 (全面腐食) は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

- p. 台車の腐食 (全面腐食) [グランド蒸気蒸発器, 第1～第5給水加熱器]

グランド蒸気蒸発器及び第1～第5給水加熱器の台車は炭素鋼であり腐食が発生する可能性がある。

しかし, 台車の外気接触部は塗装により腐食を防止しており, 目視点検により腐食の有無, 塗膜の健全性を確認し, 必要に応じ補修塗装等を実施することにより, 機能を維持している。

したがって, 台車の腐食 (全面腐食) は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

- q. ベースプレートの腐食 (全面腐食) [窒素ガス貯蔵設備蒸発器]

窒素ガス貯蔵設備蒸発器のベースプレートは炭素鋼であり, 腐食が発生する可能性がある。

しかし, ベースプレートの外気接触部は塗装により腐食を防止しており, 目視点検により腐食の有無, 塗膜の健全性を確認し, 必要に応じ補修塗装等を実施することにより, 機能を維持している。

したがって, ベースプレートの腐食 (全面腐食) は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

r. 伝熱管の異物付着 [残留熱除去系熱交換器]

残留熱除去系熱交換器の伝熱管の内部流体は海水であることから、伝熱管に異物が付着し、伝熱性能に影響を及ぼす可能性があるが、開放点検ごとに伝熱管内の清掃を行っており、点検結果からも有意な異物付着は確認されていない。

また、伝熱管外面についても、流体は水質管理された純水であり、異物付着の可能性は小さい。

したがって、伝熱管の異物付着は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

s. 水室（内面）、管板（内面）の腐食（流れ加速型腐食） [給水加熱器]

第1～第6給水加熱器の水室、第6給水加熱器の管板は炭素鋼であり高温流体が流れるため流れ加速型腐食が発生する可能性がある。

給水加熱器の管側の内部流体は純水であり腐食対策として酸素を注入し、復水・給水中の溶存酸素濃度を調整しており、胴側は蒸気滞留環境下であることから腐食（流れ加速型腐食）が発生する可能性は小さく、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

なお、水室内部及び管板については、これまでの目視点検において有意な腐食（流れ加速型腐食）は確認されていない。

したがって、水室（内面）、管板（内面）の腐食（流れ加速型腐食）は、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

t. 伝熱管外表面の腐食（液滴衝撃エロージョン） [給水加熱器]

国内数プラントの主復水器伝熱管外表面において液滴衝撃エロージョンの発生した事例があるものの、給水加熱器においては流入する蒸気及び水滴はまず受衝板に衝突し、伝熱管外表面を通過する際の流速が抑えられており、液滴衝撃エロージョンの発生の可能性は小さい。

なお、これまでの渦流探傷検査において給水加熱器伝熱管外表面に腐食（液滴衝撃エロージョン）は確認されておらず、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、伝熱管外表面の腐食（液滴衝撃エロージョン）は、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

- u. 水室、管板、ダイヤフラム、胴、ドレンタンク、仕切板の疲労割れ [原子炉冷却材浄化系非再生熱交換器、グラント蒸気蒸発器、給水加熱器、窒素ガス貯蔵設備蒸発器]

原子炉冷却材浄化系非再生熱交換器（水室、管板、ダイヤフラム）、グラント蒸気蒸発器（水室、管板、胴、ドレンタンク）、給水加熱器（仕切板、水室、管板、胴）、窒素ガス貯蔵設備蒸発器（胴）は、炭素鋼又は低合金鋼又はステンレス鋼であり、疲労割れが想定されるが、起動・停止時には急激な温度変化を生じないように運転されており、疲労割れが発生する可能性は小さい。

なお、原子炉冷却材浄化系非再生熱交換器（水室、管板、ダイヤフラム）、グラント蒸気蒸発器（水室、管板、胴）、給水加熱器（仕切板、水室、管板）、窒素ガス貯蔵設備蒸発器（胴）については、これまでの開放点検時の目視点検において有意な欠陥は確認されていない。

また、給水加熱器の胴及びグラント蒸気蒸発器のドレンタンクについては、溶接部の超音波探傷検査において有意な疲労割れは確認されていないことから、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、水室、管板、ダイヤフラム、胴、ドレンタンク、仕切板の疲労割れは高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

- v. 伝熱管、胴等の粒界型応力腐食割れ [原子炉冷却材浄化系再生熱交換器、グラント蒸気蒸発器、第1～第4給水加熱器、排ガス予熱器]

原子炉冷却材浄化系再生熱交換器（伝熱管、水室、管板、ダイヤフラム、胴）、グラント蒸気蒸発器（伝熱管）、第1～第4給水加熱器（伝熱管）、排ガス予熱器（伝熱管、水室、管板、胴）はステンレス鋼であり、粒界型応力腐食割れが発生する可能性がある。

しかし、高温純水中の粒界型応力腐食割れ感受性は、温度及び溶存酸素濃度等の環境依存性があり、100℃に近い低温側及び溶存酸素濃度の低い環境では感受性が低くなる。

原子炉冷却材浄化系再生熱交換器及び排ガス予熱器は、鋭敏化特性に優れた低炭素ステンレス鋼を使用した熱交換器に取替を実施しており、また、原子炉冷却材浄化系再生熱交換器は水素注入により内部流体の溶存酸素濃度を低減させる環境改善を図っていることから、粒界型応力腐食割れが発生する可能性は小さい。

グラント蒸気蒸発器、第1～第4給水加熱器、排ガス予熱器の伝熱管については、伝熱管溶接部はシール溶接であり、引張残留応力が小さいことから、粒界型応力腐食割れが発生する可能性は小さい。

なお、これらの熱交換器に関しては定期的にシステムの運転パラメータ確認により異常の無いことを確認しており、これまで有意な欠陥は認められていない。

したがって、伝熱管、胴等の粒界型応力腐食割れは、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

- w. 伝熱管、管板、ダイヤフラム、蒸気管の粒界型応力腐食割れ [原子炉冷却材浄化系非再生熱交換器、第5及び第6給水加熱器、排ガス復水器、窒素ガス貯蔵設備蒸発器]

原子炉冷却材浄化系非再生熱交換器（伝熱管、ダイヤフラム）、第5及び第6給水加熱器（伝熱管）、排ガス復水器（伝熱管、管板）、窒素ガス貯蔵設備蒸発器（伝熱管、蒸気管）はステンレス鋼であり粒界型応力腐食割れが発生する可能性がある。

しかし、原子炉冷却材浄化系非再生熱交換器、第5及び第6給水加熱器、排ガス復水器、窒素ガス貯蔵設備蒸発器の内部構造物については、実際の運転温度は100℃以下であるため粒界型応力腐食割れが発生する可能性は小さい。

なお、原子炉冷却材浄化系非再生熱交換器及び第5及び第6給水加熱器、排ガス復水器の伝熱管は渦流探傷検査もしくは超音波探傷検査を実施しており、有意な欠陥は確認されていない。

また、原子炉冷却材浄化系非再生熱交換器のダイヤフラム、排ガス復水器の管板、窒素ガス貯蔵設備蒸発器の伝熱管及び蒸気管は、目視点検もしくは浸透探傷検査を実施しており有意な欠陥は確認されていない。

したがって、伝熱管、管板、ダイヤフラム、蒸気管の粒界型応力腐食割れは、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

- x. 胴、ドレンタンクの貫粒型応力腐食割れ [排ガス復水器]

排ガス復水器の胴、ドレンタンクは低合金鋼であり、当該熱交換器の上流側に設置されている排ガス再結合器触媒に付着した塩化物が持ち込まれ、さらに運転中の胴の温度差により局部的に応力が発生し、貫粒型応力腐食割れが発生する可能性がある。

一般的に、低合金鋼の貫粒型応力腐食割れは、高い引張応力が作用しているときに発生する。排ガス復水器の胴、ドレンタンクは運転圧力が低く（5 kPa程度）、製造時に熱処理が実施されており、溶接による残留応力も低減されている。また、スライド部の穴部はボルト径に比べて大きな穴径となっており、スライド部がベースプレート上を滑ることにより横方向への熱移動を吸収できるようになっている。このため、当該熱交換器胴の引張応力は小さい。

なお、胴の貫粒型応力腐食割れについては、超音波探傷検査を実施しており、これまで有意な欠陥は確認されておらず、今後もこれらの傾向が大きく変化する要因があるとは考え難い。

したがって、胴、ドレンタンクの貫粒型応力腐食割れは高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

- y. 伝熱管の異物付着〔原子炉冷却材浄化系再生熱交換器，原子炉冷却材浄化系非再生熱交換器，グラント蒸気蒸発器，給水加熱器，排ガス復水器，窒素ガス貯蔵設備蒸発器〕

原子炉冷却材浄化系再生熱交換器，原子炉冷却材浄化系非再生熱交換器，給水加熱器，排ガス復水器，窒素ガス貯蔵設備蒸発器の伝熱管の内部流体は，水質管理された純水又は冷却水（防錆剤入り純水），液体窒素であり，伝熱管の異物付着の可能性は小さい。

グラント蒸気蒸発器のように内部流体が蒸気の場合にも，不純物の流入は抑制されており，伝熱管の異物付着の可能性は小さい。

また，これらの伝熱管外面についても，流体は水質管理された純水，冷却水（防錆剤入り純水），又は不純物の流入を抑制した蒸気及び排ガスであり，異物付着の可能性は小さく，今後もこれらの傾向が大きく変化する要因があるとは考え難い。

なお，原子炉冷却材浄化系再生熱交換器，原子炉冷却材浄化系非再生熱交換器，グラント蒸気蒸発器，給水加熱器，排ガス復水器，窒素ガス貯蔵設備蒸発器については，これまでの開放点検時の目視点検，伝熱管内部清掃において，閉塞や熱交換器の性能が著しく低下するような異物付着は確認されていない。

したがって，伝熱管の異物付着は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

- z. 胴（内面）の腐食（全面腐食）〔残留熱除去系熱交換器〕

残留熱除去系熱交換器の胴は，炭素鋼であり腐食が発生する可能性がある。

残留熱除去系熱交換器の胴に対しては，肉厚測定を実施しており，必要厚さに対し，十分な肉厚があることを確認している。

したがって，胴（内面）の腐食（全面腐食）は，高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

(2) 現在までの運転経験や使用条件から得られた材料試験データとの比較等により、今後も経年劣化の進展が考えられない、又は進展傾向が極めて小さいと考えられる経年劣化事象（日常劣化管理事象以外）

a. 基礎ボルトの樹脂の劣化（後打ちケミカルアンカ）〔残留熱除去系熱交換器〕

基礎ボルトの健全性については、「機械設備の技術評価書」にて評価を実施するものとし、本評価書には含めない。

b. 基礎ボルトの付着力低下〔原子炉冷却材浄化系非再生熱交換器，原子炉冷却材浄化系再生熱交換器〕

基礎ボルトの耐力は、主に付着力で担保されることから、付着力低下の発生が想定される。

しかしながら、「コンクリート及び鉄骨構造物の技術評価書」にて収縮及び圧縮によるコンクリートのひび割れが発生する可能性は小さいと評価されていることから、コンクリートのひび割れに起因する付着力低下が発生する可能性はなく、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、基礎ボルトの付着力低下は、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

c. 基礎ボルト（コンクリート埋設部）の腐食（全面腐食）〔原子炉冷却材浄化系非再生熱交換器，原子炉冷却材浄化系再生熱交換器〕

基礎ボルトは炭素鋼であり、腐食の発生が想定される。

しかしながら、基礎ボルトのコンクリート埋設部については、コンクリートが中性化した場合に腐食が想定されるが、実機コンクリートにおけるサンプリング結果では、中性化は確認されておらず、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、基礎ボルト（コンクリート埋設部）の腐食（全面腐食）は、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

d. 管支持板，胴（内面）の腐食（全面腐食）〔原子炉冷却材浄化系非再生熱交換器〕

原子炉冷却材浄化系非再生熱交換器の管支持板，胴は炭素鋼であり、腐食が発生する可能性があるが、内部流体は冷却水（防錆剤入り純水）であることから、腐食が発生する可能性はなく、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、管支持板，胴（内面）の腐食（全面腐食）は、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

e. 伝熱管の異物付着 [排ガス予熱器]

排ガス予熱器の伝熱管の内部流体は、排ガスであり、不純物の流入は抑制されているため、伝熱管の異物付着の可能性はない。

また、これらの伝熱管外面についても、流体は不純物の流入を抑制した蒸気であり、異物付着の可能性はなく、今後もこれらの傾向が大きく変化する要因があるとは考え難い。

したがって、伝熱管の異物付着は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

表 2.2-1 (1/9) 原子炉冷却材浄化系再生熱交換器に想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	消耗品・定期取替品	材料	経年劣化事象						備考	
					減肉		割れ		材質変化			その他
					摩耗	腐食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣化		
伝熱性能の確保	エネルギー伝達	伝熱管		ステンレス鋼				△*1			△*2	*1：粒界型応力腐食割れ *2：異物付着 *3：外面 *4：直上部 *5：塗装部 *6：コンクリート埋設部 *7：付着力低下 *8：支持脚本体 *9：スライド部
	伝熱管支持	管支持板		ステンレス鋼								
バウンダリの維持	耐圧	水室		ステンレス鋼				△*1				
		管板		ステンレス鋼				△*1				
		ダイヤフラム		ステンレス鋼				△*1				
		胴		ステンレス鋼				△*1				
		水室カバー		炭素鋼		△*3						
フランジボルト		低合金鋼		△								
機器の支持	支持	基礎ボルト		炭素鋼		△*4*5 ▲*6					▲*7	
		取付ボルト		炭素鋼		△						
		支持脚		炭素鋼		△*8*9						

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

▲：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象以外）

表 2.2-1 (2/9) 原子炉冷却材浄化系非再生熱交換器に想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	消耗品・定期取替品	材料	経年劣化事象							備考
					減肉		割れ		材質変化		その他	
					摩耗	腐食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣化		
伝熱性能の確保	エネルギー伝達	伝熱管		ステンレス鋼	△		△*1	△*2			△*3	*1：高サイクル疲労割れ *2：粒界型応力腐食割れ *3：異物付着 *4：ステンレスクラッド *5：外面 *6：内面 *7：直上部 *8：塗装部 *9：コンクリート埋設部 *10：付着力低下 *11：支持脚本体 *12：スライド部
	伝熱管支持	管支持板		炭素鋼		▲						
バウンダリの維持	耐圧	水室		炭素鋼*4		△*5	△					
		管板		炭素鋼*4		△*5	△					
		ダイヤフラム		ステンレス鋼			△	△*2				
		胴		炭素鋼		△*5 ▲*6						
		水室カバー		炭素鋼		△*5						
		フランジボルト		低合金鋼		△						
機器の支持	支持	基礎ボルト		炭素鋼		△*7*8 ▲*9					▲*10	
		取付ボルト		低合金鋼		△						
		支持脚		炭素鋼		△*11*12						

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

▲：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象以外）

表 2.2-1 (3/9) グランド蒸気蒸発器に想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	消耗品・定期取替品	材料	経年劣化事象						備考	
					減肉		割れ		材質変化			その他
					摩耗	腐食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣化		
伝熱性能の確保	エネルギー伝達	伝熱管		ステンレス鋼	△		△*1	△*2			△*3	*1：高サイクル疲労割れ *2：粒界型応力腐食割れ *3：異物付着 *4：流れ加速型腐食 *5：外面 *6：内面 *7：ステンレスクラッド
	伝熱管支持	管支持板		炭素鋼		△*4						
バウンダリの維持	耐圧	水室		炭素鋼		△*5*6	△					
		管板		炭素鋼*7		△*5	△					
		胴		炭素鋼		△*5 △*4*6	△					
		ドレンタンク		炭素鋼		△*5 △*4*6	△					
		マンホール蓋		炭素鋼		△*5 △*4*6						
		ガスケット	◎	—								
		水室カバー		炭素鋼		△*5*6						
フランジボルト		低合金鋼		△								
機器の支持	支持	取付ボルト		炭素鋼		△						
		支持脚		炭素鋼		△						
		台車		炭素鋼		△						

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

表 2.2-1 (4/9) 給水加熱器(1/2)に想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	消耗品・定期取替品	材料	経年劣化事象						備考	
					減肉		割れ		材質変化			その他
					摩耗	腐食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣化		
伝熱性能の確保	エネルギー伝達	伝熱管		ステンレス鋼	△	△ ^{*1}	△ ^{*2}	△ ^{*3}			△ ^{*4}	*1：液滴衝撃エロージョン *2：高サイクル疲労割れ *3：粒界型応力腐食割れ *4：異物付着 *5：流れ加速型腐食
		仕切板		炭素鋼		△	△					
	伝熱管支持	管支持板		炭素鋼, 低合金鋼		△ ^{*5}						

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

表2. 2-1 (5/9) 給水加熱器(2/2)に想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	消耗品・定期取替品	材料	経年劣化事象						備考	
					減肉		割れ		材質変化			その他
					摩耗	腐食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣化		
バウンダリの維持	耐圧	水室		炭素鋼		△ ^{*1} △ ^{*2*3}	△				*1：外面 *2：流れ加速型腐食 *3：内面 *4：ステンレスクラッド (第1～第5給水加熱器) *5：第6給水加熱器 *6：第1及び第2給水加熱器 *7：第3～第6給水加熱器 *8：第1～第5給水加熱器 *9：支持脚本体 *10：スライド部	
		管板		炭素鋼 ^{*4}		△ ^{*1} △ ^{*2*3*5}	△					
		胴		炭素鋼, 低合金鋼		△ ^{*1} △ ^{*2*3*6} △ ^{*3*7}	△					
		ガスケット	◎	—								
		マンホール蓋		炭素鋼		△ ^{*1*3}						
		フランジボルト		低合金鋼		△						
機器の支持	支持	基礎ボルト ^{*8}		炭素鋼		△						
		取付ボルト ^{*5}		低合金鋼		△						
		支持脚		炭素鋼, 低合金鋼		△ ^{*8*9} △ ^{*5*10}						
		台車 ^{*8}		炭素鋼		△						

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

表 2.2-1 (6/9) 残留熱除去系熱交換器に想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	消耗品・定期取替品	材料	経年劣化事象						備考	
					減肉		割れ		材質変化			その他
					摩耗	腐食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣化		
伝熱性能の確保	エネルギー伝達	伝熱管		銅合金	△	△*1	△*2				△*3	*1：流れ加速型腐食 *2：高サイクル疲労割れ *3：異物付着 *4：モネルクラッド *5：外面 *6：内面 *7：局部腐食 *8：ラグ本体 *9：スライド部 *10：樹脂の劣化
	伝熱管支持	管支持板		ステンレス鋼								
バウンダリの維持	耐圧	水室		炭素鋼*4		△*5 △*6*7						
		管板		炭素鋼*4		△*5 △*6*7						
		胴		炭素鋼		△*5*6						
		ガスケット	◎	—								
		フランジボルト		低合金鋼			△					
機器の支持	支持	取付ボルト		低合金鋼		△						
		ラグ		炭素鋼		△*8*9						
		架台		炭素鋼		△						
		基礎ボルト		炭素鋼, 低合金鋼, 樹脂		△				▲*10		

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

▲：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象以外）

表 2.2-1(7/9) 排ガス予熱器に想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	消耗品・定期取替品	材料	経年劣化事象							備考
					減肉		割れ		材質変化		その他	
					摩耗	腐食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣化		
伝熱性能の確保	エネルギー伝達	伝熱管		ステンレス鋼				△ ^{*1}			▲ ^{*2}	*1：粒界型応力腐食割れ *2：異物付着 *3：支持脚本体 *4：スライド部
	伝熱管支持	管支持板		ステンレス鋼								
バウンダリの維持	耐圧	水室		ステンレス鋼				△ ^{*1}				
		管板		ステンレス鋼				△ ^{*1}				
		胴		ステンレス鋼				△ ^{*1}				
		フランジボルト		低合金鋼		△						
		ガスケット	◎	—								
機器の支持	支持	基礎ボルト		炭素鋼		△						
		支持脚		炭素鋼		△ ^{*3*4}						

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

▲：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象以外）

表 2.2-1(8/9) 排ガス復水器に想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	消耗品・定期取替品	材料	経年劣化事象						備考	
					減肉		割れ		材質変化			その他
					摩耗	腐食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣化		
伝熱性能の確保	エネルギー伝達	伝熱管		ステンレス鋼				△*1			△*2	*1：粒界型応力腐食割れ *2：異物付着 *3：外面 *4：内面 *5：貫粒型応力腐食割れ *6：支持脚本体 *7：スライド部
	伝熱管の支持	管支持板		ステンレス鋼								
バウンダリの維持	耐圧	水室		低合金鋼		△*3						
		管板		ステンレス鋼				△*1				
		胴		低合金鋼		△*3*4		△*5				
		ドレンタンク		低合金鋼		△*3*4		△*5				
		フランジボルト		低合金鋼		△						
		ガスケット	◎	—								
機器の支持	支持	基礎ボルト		炭素鋼		△						
		支持脚		低合金鋼		△*6*7						

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

表 2.2-1(9/9) 窒素ガス貯蔵設備蒸発器に想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	消耗品・定期取替品	材料	経年劣化事象							備考
					減肉		割れ		材質変化		その他	
					摩耗	腐食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣化		
伝熱性能の確保	エネルギー伝達	伝熱管		ステンレス鋼				△*1			△*2	*1：粒界型応力腐食割れ *2：異物付着 *3：外面 *4：内面
		蒸気管		ステンレス鋼				△*1				
	伝熱管支持	管支持板		ステンレス鋼								
バウンダリの維持	耐圧	上蓋		炭素鋼		△*3*4						
		胴		炭素鋼		△*3*4	△					
		ガスケット	◎	—								
		フランジボルト		炭素鋼		△						
機器の支持	支持	基礎ボルト		炭素鋼		△						
		ベースプレート		炭素鋼		△						

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

2. プレート式熱交換器

[対象プレート式熱交換器]

- ① 代替燃料プール冷却系熱交換器

目次

1. 対象機器	2-1
2. 代替燃料プール冷却系熱交換器の技術評価.....	2-2
2.1 構造, 材料及び使用条件.....	2-2
2.2 経年劣化事象の抽出.....	2-5
2.2.1 機器の機能達成に必要な項目.....	2-5
2.2.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象の抽出.....	2-5
2.2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象.....	2-6

1. 対象機器

東海第二で使用しているプレート式熱交換器の主な仕様を表1-1に示す。

表 1-1 プレート式熱交換器の主な仕様

機器名称	容量 (熱交換量)	重要度	運転 状態	使用条件			
				最高使用温度 (°C)		最高使用圧力 (MPa)	
				1次側	2次側	1次側	2次側
代替燃料プール冷却系 熱交換器*1	2.31 MW	重*2	一時	80	66	0.98	0.98

*1：新規に設置される機器

*2：重要度クラスとは別に常設重大事故等対処設備に属する機器及び構造物であることを示す

2. 代替燃料プール冷却系熱交換器の技術評価

2.1 構造，材料及び使用条件

(1) 構造

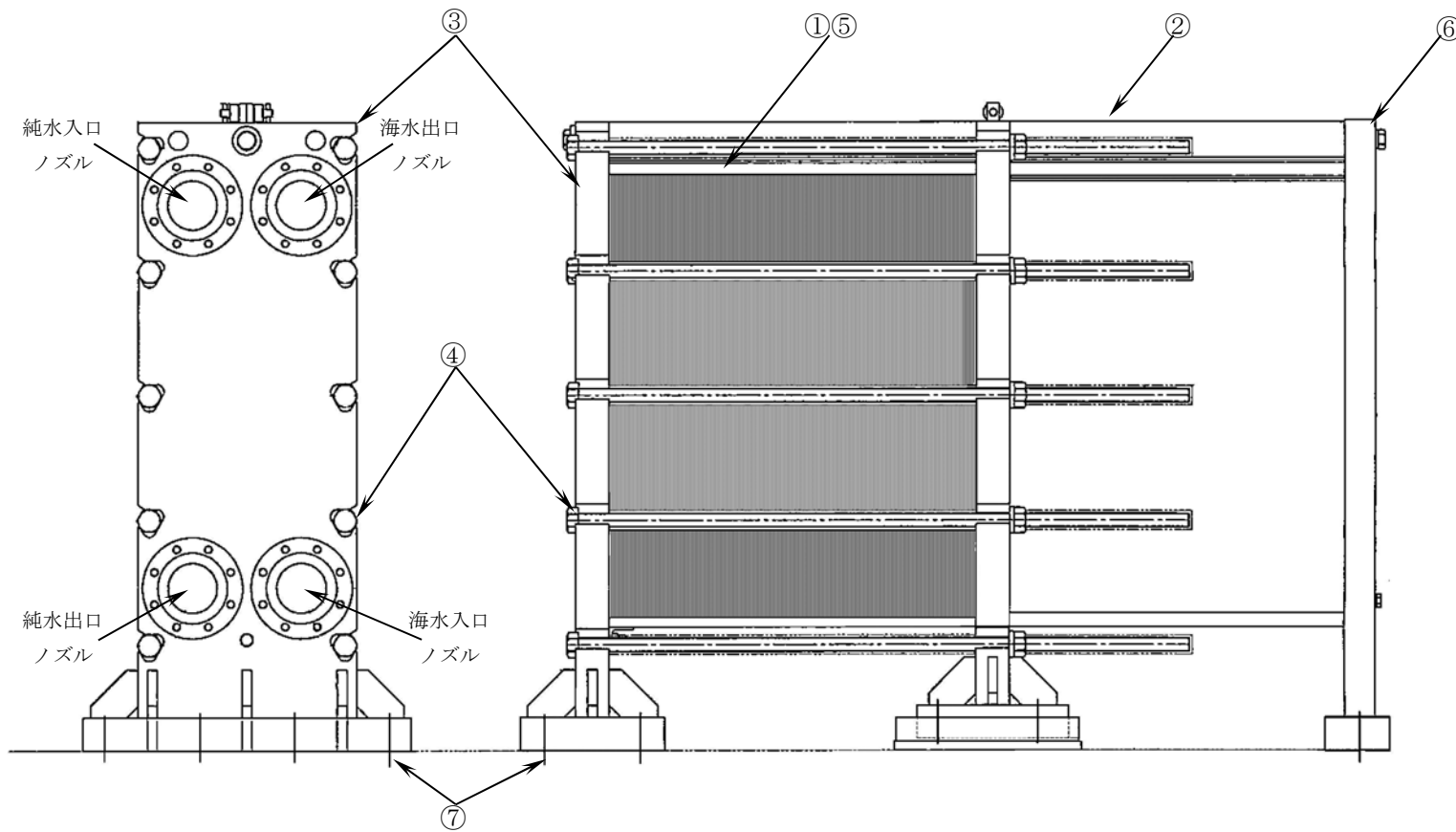
東海第二の代替燃料プール冷却系熱交換器は，熱交換量 2.31 MW のプレート式熱交換器であり，1 基設置される。

代替燃料プール冷却系熱交換器は，熱交換機能を有する伝熱板，伝熱板を上下で連結するガイドバー，左右から挟み込んで伝熱板を固定する側板，機器を支持するためのガイドバーサポート，取付ボルトから構成される。

東海第二の代替燃料プール冷却系熱交換器の構造図を図 2.1-1 に示す。

(2) 材料及び使用条件

東海第二の代替燃料プール冷却系熱交換器主要部位の使用材料を表 2.1-1 に，使用条件を表 2.1-2 に示す。



No.	部位
①	伝熱板
②	ガイドバー
③	側板
④	締付ボルト
⑤	ガスケット
⑥	ガイドバー サポート
⑦	取付ボルト

図 2.1-1 代替燃料プール冷却系熱交換器構造図

表 2.1-1 代替燃料プール冷却系熱交換器主要部位の使用材料

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	材料
伝熱性能の確保 バウンダリの維持	エネルギー伝達	伝熱板	ステンレス鋼
バウンダリの維持	耐圧	側板	炭素鋼 (海水接液部：チタンノズル 純水接液部：ステンレスノズル)
		締付ボルト	低合金鋼
		ガスケット	(消耗品)
機器の支持	支持	ガイドバー	ステンレス鋼
		ガイドバーサポート	炭素鋼
		取付ボルト	炭素鋼

表 2.1-2 代替燃料プール冷却系熱交換器の使用条件

最高使用温度	1 次側：80 °C 2 次側：66 °C
最高使用圧力	1 次側：0.98 MPa 2 次側：0.98 MPa
容量（熱交換量）	2.31 MW
内部流体	1 次側：純水 2 次側：海水

2.2 経年劣化事象の抽出

2.2.1 機器の機能達成に必要な項目

プレート式熱交換器の機能（熱除去）の達成に必要な項目は、以下のとおり。

- (1) 伝熱性能の確保
- (2) バウンダリの維持
- (3) 機器の支持

2.2.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象の抽出

(1) 想定される経年劣化事象の抽出

プレート式熱交換器について、機能達成に必要な項目を考慮して主要な部位に展開した上で、個々の部位の材料、構造、使用条件（内部流体の種類、応力、温度等）及び現在までの運転経験を考慮し、表 2.2-1 に示すとおり、想定される経年劣化事象を抽出した（表 2.2-1 で○又は△、▲）。

なお、消耗品及び定期取替品は、以下のとおり評価対象外とする。

(2) 消耗品及び定期取替品の扱い

ガスケットは消耗品であり、設計時に長期使用せず取替を前提としていることから、高経年化対策を見極める上での評価対象外とする。

(3) 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象の抽出

想定される経年劣化事象のうち下記①、②に該当しない事象を高経年化対策上着目すべき経年劣化事象と判断した。

なお、下記①、②に該当する事象については、2.2.3 項に示すとおり、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断した。

- ① 想定した劣化傾向と実際の劣化傾向の乖離が考え難い経年劣化事象であって、想定した劣化傾向等に基づき適切な保全活動を行っているもの（日常劣化管理事象として、表 2.2-1 で△）
- ② 現在までの運転経験や使用条件から得られた材料試験データとの比較等により、今後も経年劣化の進展が考えられない、又は進展傾向が極めて小さいと考えられる経年劣化事象（日常劣化管理事象以外として表 2.2-1 で▲）

この結果、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象は抽出されなかった。

2.2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象

(1) 想定した劣化傾向と実際の劣化傾向の乖離が考え難い経年劣化事象であって、想定した劣化傾向等に基づき適切な保全活動を行っているもの(日常劣化管理事象)

a. 伝熱板の異物付着

代替燃料プール冷却系熱交換器の伝熱板の内部流体は、1次側が純水、2次側が海水であることから、伝熱板表面に異物が付着し、伝熱性能に影響を及ぼす可能性がある。

しかし、1次側の内部流体は管理された純水であり、異物付着の可能性は小さく、2次側の海水入口側には、ストレーナを設置することから異物付着の可能性は小さい。

また、代替燃料プール冷却系熱交換器は新たに設置されることから、今後、開放点検時に伝熱板の目視点検、清掃、漏えい確認を実施することで機能を維持できると考える。

したがって、伝熱板の異物付着は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

b. 側板、締付ボルト、ガイドバーサポート、取付ボルトの腐食（全面腐食）

代替燃料プール冷却系熱交換器の側板、ガイドバーサポート、取付ボルトは炭素鋼、締付ボルトは低合金鋼であることから腐食が発生する可能性がある。

代替燃料プール冷却系熱交換器は新たに設置されることから、側板、締付ボルト、ガイドバーサポート、取付ボルトの外気接触部は塗装により腐食を防止することとしており、今後、目視点検により腐食の有無、塗膜の健全性を確認し、必要に応じ補修塗装等を実施することで機能を維持できると考える。

また、側板の海水が接液するノズル部にはチタンノズル、純水が接液するノズル部はステンレスノズルを取り付けることとしているため腐食が発生する可能性は小さい。

したがって、側板、締付ボルト、ガイドバーサポート、取付ボルトの腐食（全面腐食）は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

- (2) 現在までの運転経験や使用条件から得られた材料試験データとの比較等により、今後も経年劣化の進展が考えられない、又は進展傾向が極めて小さいと考えられる経年劣化事象（日常劣化管理事象以外）

日常劣化管理事象以外に該当する事象は抽出されなかった。

表 2.2-1 代替燃料プール冷却系熱交換器に想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	消耗品・定期取替品	材料	経年劣化事象						備考	
					減肉		割れ		材質変化			その他
					摩耗	腐食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣化		
伝熱性能の確保 バウンダリの維持	エネルギー伝達	伝熱板		ステンレス鋼							△*1	*1：異物付着 *2：海水接液部はチタンノズル、純水接液部はステンレスノズル
バウンダリの維持	耐圧	側板		炭素鋼*2		△						
		締付ボルト		低合金鋼		△						
		ガスケット	◎	—								
機器の支持	支持	ガイドバー		ステンレス鋼								
		ガイドバーサポート		炭素鋼		△						
		取付ボルト		炭素鋼		△						

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

東海第二発電所
ポンプモータの技術評価書

(運転を断続的に行うことを前提とした評価)

日本原子力発電株式会社

本評価書は、東海第二発電所（以下、「東海第二」という）で使用している安全上重要なポンプモータ（重要度分類審査指針におけるクラス1及びクラス2のポンプモータ）、高温・高圧の環境下にあるクラス3のポンプモータ及び重大事故等対処設備に属するポンプモータについて、運転を断続的に行うことを前提に高経年化に係わる技術評価についてまとめたものである。

なお、高温・高圧環境下にあるクラス3のポンプモータはない。

評価対象機器の一覧を表1に、機能を表2に示す。

評価対象機器を型式及び設置場所でグループ化し、それぞれのグループから、仕様、重要度及び使用条件等の観点から代表機器を選定し技術評価を行った後、代表以外の機器について評価を展開している。

本評価書は電圧区分をもとに、以下の2章で構成されている。

1. 高圧ポンプモータ
2. 低圧ポンプモータ

また、ポンプモータ以外のモータは、各機器の技術評価書にて抽出し、本評価書の評価を参照している。

文書中の単位の記載はSI単位系に基づくものとする（圧力の単位は特に注記がない限りゲージ圧力を示す）。

表1 評価対象機器一覧

電圧区分	機器名称	仕様 (定格出力×回転速度)	重要度*1
高圧 ポンプモータ	残留熱除去海水系ポンプモータ	900 kW×1,480 rpm	MS-1 重*2
	高圧炉心スプレイ系ポンプモータ	2,280 kW×1,480 rpm	MS-1 重*2
	低圧炉心スプレイ系ポンプモータ	1,250 kW×985 rpm	MS-1 重*2
	残留熱除去系ポンプモータ	680 kW×985 rpm	MS-1 重*2
	緊急用海水ポンプモータ*3	510 kW×1,500 rpm*4	重*2
低圧 ポンプモータ	ほう酸水注入系ポンプモータ	37 kW×965 rpm	MS-1 重*2
	ほう酸水注入系潤滑油ポンプモータ	0.4 kW×1,420 rpm	MS-1
	原子炉冷却材浄化系循環ポンプモータ	75 kW×2,930 rpm	PS-2
	常設低圧代替注水系ポンプモータ*3	190 kW×1,500 rpm*4	重*2
	代替燃料プール冷却系ポンプモータ*3	30 kW×3,000 rpm*4	重*2
	代替循環冷却系ポンプモータ*3	132 kW×1,500 rpm*4	重*2
	非常用ディーゼル発電機冷却系海水ポンプモータ	55 kW×1,455 rpm	MS-1 重*2
	原子炉冷却材浄化系ろ過脱塩器保持ポンプモータ	3.7 kW×3,000 rpm	PS-2
格納容器圧力逃がし装置移送ポンプモータ*3	7.5 kW×3,000 rpm*4	重*2	

*1：当該機器に要求される重要度クラスのうち、最上位の重要度クラスを示す

*2：重要度クラスとは別に常設重大事故等対処設備に属する機器及び構造物であることを示す

*3：新規に設置される機器

*4：同期回転速度を示す

表 2(1/2) 評価対象機器の機能

機器名称	主な機能
残留熱除去海水系ポンプモータ	残留熱除去系熱交換器へ冷却用海水を送水するポンプを駆動する。
高圧炉心スプレイ系ポンプモータ	冷却材喪失事故により炉心が露出するような場合において、炉心に冷却水をスプレイするポンプを駆動する。
低圧炉心スプレイ系ポンプモータ	冷却材喪失事故により炉心が露出するような場合において、炉心に冷却水をスプレイするポンプを駆動する。
残留熱除去系ポンプモータ	原子炉停止時に崩壊熱を除去するための冷却水を供給する。他に低圧注水系等のモードがあるポンプを駆動する。
緊急用海水ポンプモータ	設計基準事故対処設備が有する最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合において、冷却用海水を残留熱除去系熱交換器等へ送水するポンプを駆動する。他に代替燃料プール冷却系熱交換器へ冷却用海水を送水するポンプを駆動する。
ほう酸水注入系ポンプモータ	何らかの理由で制御棒が挿入できなくなり原子炉の冷温停止が出来ない場合において、ほう酸水を炉心底部より注入して負の反応度を与え、原子炉を冷温停止状態にするポンプを駆動する。
ほう酸水注入系潤滑油ポンプモータ	ほう酸水注入系ポンプの潤滑油を循環供給するポンプを駆動する。
原子炉冷却材浄化系循環ポンプモータ	原子炉の冷却材の純度を高く保つため、冷却水を浄化装置へ循環供給するポンプを駆動する。
常設低圧代替注水系ポンプモータ	設計基準事故対処設備である残留熱除去系ポンプ及び低圧炉心スプレイ系ポンプの冷却機能が喪失した場合において、代替淡水貯槽を水源として、原子炉に注水する。他に格納容器下部ペDESTAL及び原子炉圧力容器に注水する等の系統があるポンプを駆動する。
代替燃料プール冷却系ポンプモータ	設計基準対象施設である使用済燃料プールの冷却機能が喪失した場合において、スキマサージタンクを水源とし、使用済燃料から発生する崩壊熱を除去した後、使用済燃料プールへ冷却水を送水するポンプを駆動する。
代替循環冷却系ポンプモータ	設計基準事故対処設備である残留熱除去系ポンプ及び低圧炉心スプレイ系ポンプの冷却機能が喪失した場合において、サブプレッション・プールを水源として、原子炉に注水する。他に格納容器スプレイ等の系統があるポンプを駆動する。

表 2(2/2) 評価対象機器の機能

機器名称	主な機能
非常用ディーゼル発電機冷却系海水ポンプモータ	非常用ディーゼル機関の冷却を行うための冷却水を供給するポンプを駆動する。
原子炉冷却材浄化系ろ過脱塩器保持ポンプモータ	原子炉の冷却材を浄化する脱塩樹脂をろ過脱塩器に保持させるための保持水を供給するポンプを駆動する。
格納容器圧力逃がし装置移送ポンプモータ	水の放射線分解により発生する水素がフィルタ装置内に蓄積することを防止するため、フィルタ装置スクラビング水やフィルタ装置使用後の系統フラッシング時に発生した洗浄水をサブプレッション・プールへ移送するポンプを駆動する。

1. 高圧ポンプモータ

[対象高圧ポンプモータ]

- ① 残留熱除去海水系ポンプモータ
- ② 高圧炉心スプレイ系ポンプモータ
- ③ 低圧炉心スプレイ系ポンプモータ
- ④ 残留熱除去系ポンプモータ
- ⑤ 緊急用海水ポンプモータ

目次

1. 対象機器及び代表機器の選定	1-1
1.1 グループ化の考え方及び結果	1-1
1.2 代表機器の選定	1-1
2. 代表機器の技術評価	1-3
2.1 構造, 材料及び使用条件	1-3
2.1.1 残留熱除去海水系ポンプモータ	1-3
2.1.2 高圧炉心スプレイ系ポンプモータ	1-6
2.2 経年劣化事象の抽出	1-9
2.2.1 機器の機能達成に必要な項目	1-9
2.2.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象の抽出	1-9
2.2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象	1-10
2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象の評価	1-15
3. 代表機器以外への展開	1-19
3.1 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象	1-19
3.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象	1-20

1. 対象機器及び代表機器の選定

東海第二で使用している主要な高圧ポンプモータの主な仕様を表 1-1 に示す。

これらの高圧ポンプモータを型式及び設置場所の観点からグループ化し、それぞれのグループより以下のとおり代表機器を選定した。

1.1 グループ化の考え方及び結果

型式及び設置場所を分類基準とし、高圧ポンプモータを表 1-1 に示すとおりグループ化する。

1.2 代表機器の選定

表 1-1 に分類されるグループ毎に、重要度、定格電圧、定格出力、運転状態及び周囲温度の観点から代表機器を選定する。

(1) 屋外設置（型式：全閉型）

このグループには残留熱除去海水系ポンプモータのみが属するため、代表機器は残留熱除去海水系ポンプモータとする。

(2) 屋内設置（型式：開放型）

このグループには高圧炉心スプレイ系ポンプモータ、低圧炉心スプレイ系ポンプモータ、残留熱除去系ポンプモータ及び緊急用海水ポンプモータが属するが、重要度及び定格電圧は同等であることから、定格出力の大きい高圧炉心スプレイ系ポンプモータを代表機器とする。

表 1-1 高圧ポンプモータのグループ化及び代表機器の選定

分類基準		機器名称	仕様 (定格出力×回転速度)	選定基準					選定	選定理由
型式	設置場所			重要度*1	使用条件					
					定格電圧 (V)	定格出力 (kW)	運転状態	周囲温度 (°C)		
全閉	屋外	残留熱除去海水系ポンプモータ	900 kW×1,480 rpm	MS-1 重*2	AC 6,600	900	一時	40*3	◎	
開放	屋内	高圧炉心スプレイ系ポンプモータ	2,280 kW×1,480 rpm	MS-1 重*2	AC 6,600	2,280	一時	40.0*4	◎	重要度 定格電圧 定格出力
		低圧炉心スプレイ系ポンプモータ	1,250 kW×985 rpm	MS-1 重*2	AC 6,600	1,250	一時	40.0*5		
		残留熱除去系ポンプモータ	680 kW×985 rpm	MS-1 重*2	AC 6,600	680	一時	40.0*6		
		緊急用海水ポンプモータ*7	510 kW×1,500 rpm*8	重*2	AC 6,600	510	一時	40*9		

*1：当該機器に要求される重要度クラスのうち、最上位の重要度クラスを示す

*2：重要度クラスとは別に常設重大事故等対処設備に属する機器及び構造物であることを示す

*3：水戸地方气象台における既往最厳値に余裕を持たせた温度 *4：高圧炉心スプレイ系ポンプ室における設計値

*5：低圧炉心スプレイ系ポンプ室における設計値 *6：残留熱除去系ポンプ室における設計値

*7：新規に設置される機器 *8：同期回転速度を示す *9：緊急用海水ポンプピットにおける設計値

2. 代表機器の技術評価

本章では、1章で代表機器とした以下の2種類のポンプモータについて技術評価を実施する。

- ① 残留熱除去海水系ポンプモータ
- ② 高圧炉心スプレイ系ポンプモータ

なお、基礎ボルトについては、ポンプとポンプモータの取付ベースが共通であることから、「ポンプの技術評価書」にて評価を実施するものとし本評価書には含めない。

2.1 構造、材料及び使用条件

2.1.1 残留熱除去海水系ポンプモータ

(1) 構造

東海第二の残留熱除去海水系ポンプモータは、定格電圧 AC 6,600 V、定格出力 900 kW、回転速度 1,480 rpm の全閉型三相誘導モータが4台設置されている。

a. 固定部

モータをポンプの取付台に固定支持する下部エンドブラケットの上部にフレームが固定され、フレーム内に固定子コアが挿入されている。固定子コアには固定子コイルが保持されている。

また、フレーム上部・下部には回転子を支持するエンドブラケットが取付けられ、内側に軸受が挿入されている。

上部の油槽には、軸受表面に油膜を形成させ、摩擦熱を防ぎ、軸受から発生する熱を取り除くために潤滑油が満たされている。

b. 回転部

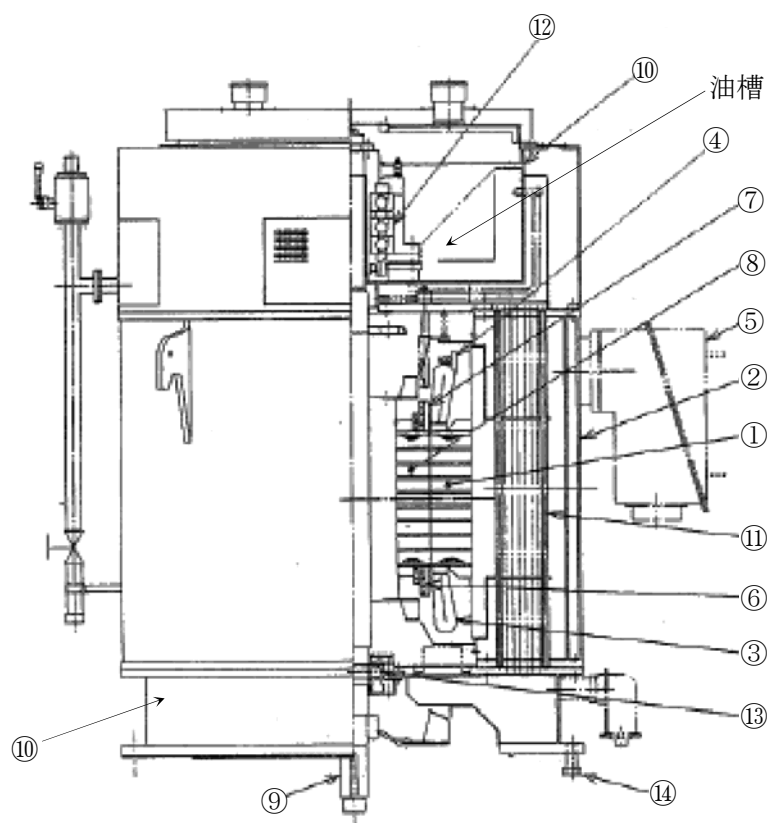
軸受により支持される主軸に回転子コアが固定されている。回転子コアには回転子棒が挿入され、両端には回転子エンドリングが取付けられている。

なお、固定子や回転子は、フレーム、エンドブラケット間の締め付けボルトを緩め、エンドブラケットを取外すことにより、点検手入れが可能である。

東海第二の残留熱除去海水系ポンプモータの構造図を図 2.1-1 に示す。

(2) 材料及び使用条件

東海第二の残留熱除去海水系ポンプモータ主要部位の使用材料を表 2.1-1 に、使用条件を表 2.1-2 に示す。



No.	部位	No.	部位
①	固定子コア	⑧	回転子コア
②	フレーム	⑨	主軸
③	固定子コイル	⑩	エンドブラケット (上部/下部)
④	口出線・接続部品	⑪	空気冷却器
⑤	端子箱	⑫	上部軸受 (ころがり)
⑥	回転子エンドリング	⑬	下部軸受 (ころがり)
⑦	回転子棒	⑭	取付ボルト

図 2.1-1 残留熱除去海水系ポンプモータ構造図

表 2.1-1 残留熱除去海水系ポンプモータ主要部位の使用材料

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	材料
駆動機能の確保	エネルギー変換	固定子コア	無方向性電磁鋼
		フレーム	炭素鋼
		固定子コイル	銅, マイカ, エポキシ樹脂等
		口出線・接続部品	銅, マイカ, エポキシ樹脂等
		端子箱	炭素鋼
		回転子エンドリング	銅合金, 銅
		回転子棒	銅合金, 銅
		回転子コア	無方向性電磁鋼
		空気冷却器	炭素鋼
	エネルギー伝達	主軸	炭素鋼
	軸支持	エンドブラケット (上部/下部)	炭素鋼
軸受 (ころがり)		上部軸受	(消耗品)
		下部軸受	(消耗品)
機器の支持	支持	取付ボルト	炭素鋼

表 2.1-2 残留熱除去海水系ポンプモータの使用条件

設置場所	屋外
周囲温度*	40 °C
運転状態	一時
定格電圧	AC 6,600 V
定格出力	900 kW

* : 水戸地方気象台における既往最厳値に余裕を持たせた温度

2.1.2 高圧炉心スプレイ系ポンプモータ

(1) 構造

東海第二の高圧炉心スプレイ系ポンプモータは、定格電圧 AC 6,600 V、定格出力 2,280 kW、回転速度 1,480 rpm の開放型三相誘導モータが 1 台設置されている。

a. 固定部

モータをポンプの取付台に固定支持する下部エンドブラケットの上部にフレームが固定され、フレーム内に固定子コアが挿入されている。固定子コアには、固定子コイルが保持されている。

また、フレーム上部・下部には回転子を支持するエンドブラケットが取付けられ、内側には軸受が挿入されている。

上部軸受には、ポンプスラストを支えるためのスラスト軸受を備え、かつ、水平方向の位置決め用のガイド軸受を備えている。上部及び下部の油槽には、軸受表面に油膜を形成させ、摩擦熱を防ぎ、軸受から発生する熱を取り除くために潤滑油が満たされており、水冷式油冷却器の伝熱管により冷却される。

b. 回転部

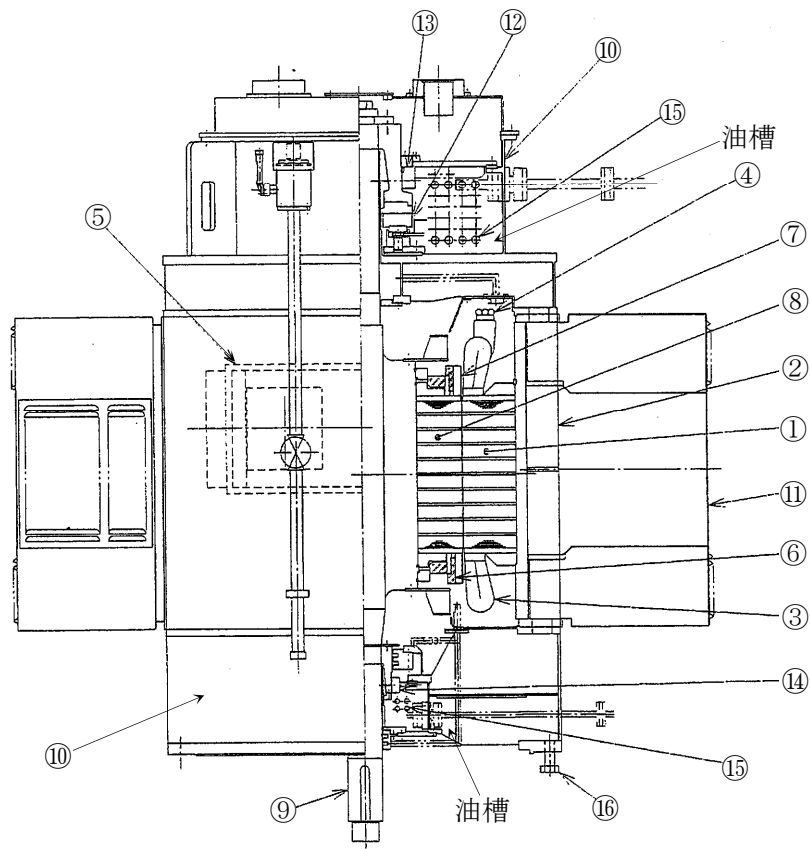
軸受により支持される主軸に回転子コアが固定されている。回転子コアには回転子棒が挿入され、両端には回転子エンドリングが取付けられている。

なお、固定子や回転子は、フレーム、エンドブラケット間の締め付けボルトを緩め、エンドブラケットを取外すことにより、点検手入れが可能である。

東海第二の高圧炉心スプレイ系ポンプモータの構造図を図 2.1-2 に示す。

(2) 材料及び使用条件

東海第二の高圧炉心スプレイ系ポンプモータ主要部位の使用材料を表 2.1-3 に、使用条件を表 2.1-4 に示す。



No.	部位	No.	部位
①	固定子コア	⑨	主軸
②	フレーム	⑩	エンドブラケット（上部／下部）
③	固定子コイル	⑪	通風箱
④	口出線・接続部品	⑫	上部スラスト軸受（すべり）
⑤	端子箱	⑬	上部ガイド軸受（すべり）
⑥	回転子エンドリング	⑭	下部ガイド軸受（すべり）
⑦	回転子棒	⑮	伝熱管
⑧	回転子コア	⑯	取付ボルト

図 2.1-2 高圧炉心スプレイ系ポンプモータ構造図

表 2.1-3 高圧炉心スプレイ系ポンプモータ主要部位の使用材料

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	材料	
駆動機能の確保	エネルギー変換	固定子コア	無方向性電磁鋼	
		フレーム	炭素鋼	
		固定子コイル	銅, マイカ, エポキシ樹脂等	
		口出線・接続部品	銅, マイカ, エポキシ樹脂等	
		端子箱	炭素鋼	
		回転子エンドリング	銅合金, 銅	
		回転子棒	銅合金, 銅	
		回転子コア	無方向性電磁鋼	
		通風箱	炭素鋼	
	エネルギー伝達	主軸	炭素鋼	
	軸支持	エンドブラケット (上部/下部)		炭素鋼
		軸受 (すべり)	上部スラスト軸受	ホワイトメタル, 炭素鋼
			上部ガイド軸受	ホワイトメタル, 炭素鋼
			下部ガイド軸受	ホワイトメタル, 炭素鋼
油冷却	伝熱管	銅合金		
機器の支持	支持	取付ボルト	炭素鋼	

表 2.1-4 高圧炉心スプレイ系ポンプモータの使用条件

	通常運転時	設計基準事故時	重大事故等時
定格出力	2,280 kW		
定格電圧	AC 6,600 V		
運転状態	一時		
周囲温度*	40.0 °C (最高)	100 °C (最高)	100 °C (最高)
最高圧力*	大気圧	0.001744 MPa	0.0069 MPa
放射線*	0.00015 Gy/h (最大)	4.5×10 ² Gy (最大積算値)	100×10 ³ Gy (最大積算値)

* : 高圧炉心スプレイ系ポンプ室における設計値

2.2 経年劣化事象の抽出

2.2.1 機器の機能達成に必要な項目

高圧ポンプモータの機能であるポンプ駆動機能の達成に必要な項目は以下のとおり。

- (1) 駆動機能の確保
- (2) 機器の支持

2.2.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象の抽出

(1) 想定される経年劣化事象の抽出

高圧ポンプモータについて、機能達成に必要な項目を考慮して主要な部位に展開した上で、個々の部位の材料、構造、設置場所、使用条件（電圧、温度等）及び現在までの運転経験を考慮し、表 2.2-1 に示すとおり、想定される経年劣化事象を抽出した（表 2.2-1 で○又は△、▲）。

なお、消耗品及び定期取替品は以下のとおり評価対象外とする。

(2) 消耗品及び定期取替品の扱い

軸受（ころがり）は消耗品であり、設計時に長期使用せず取替を前提としていることから、高経年化対策を見極める上での評価対象外とする。

(3) 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象の抽出

想定される経年劣化事象のうち下記①、②に該当しない事象を高経年化対策上着目すべき経年劣化事象と判断した。

なお、下記①、②に該当する事象については、2.2.3 項に示すとおり、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断した。

- ① 想定した劣化傾向と実際の劣化傾向の乖離が考え難い経年劣化事象であって、想定した劣化傾向等に基づき適切な保全活動を行っているもの（日常劣化管理事象として表 2.2-1 で△）
- ② 現在までの運転経験や使用条件から得られた材料試験データとの比較等により、今後も経年劣化の進展が考えられない、又は進展傾向が極めて小さいと考えられる経年劣化事象（日常劣化管理事象以外として表 2.2-1 で▲）

この結果、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象として以下の事象が抽出された（表 2.2-1 で○）。

- a. 固定子コイル及び口出線・接続部品の絶縁特性低下 [共通]

2.2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象

(1) 想定した劣化傾向と実際の劣化傾向の乖離が考え難い経年劣化事象であって、想定した劣化傾向等に基づき適切な保全活動を行っているもの（日常劣化管理事象）

a. 主軸の摩耗 [共通]

主軸は、軸受との接触面の摩耗が想定されるが、点検時に主軸の寸法測定を行い、その結果により必要に応じ補修を実施することとしている。

したがって、主軸の摩耗は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

b. 固定子コア及び回転子コアの腐食（全面腐食） [共通]

固定子コア及び回転子コアは、無方向性電磁鋼であるため腐食が想定されるが、固定子コア及び回転子コアには、防食効果のある絶縁ワニス処理が施されており、腐食進行の可能性は小さく、点検時に目視確認を行い、その結果により必要に応じ補修を実施することとしている。

したがって、固定子コア及び回転子コアの腐食（全面腐食）は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

c. フレーム、エンドブラケット、端子箱 [共通]、空気冷却器 [残留熱除去海水系ポンプモータ]、通風箱 [高圧炉心スプレイ系ポンプモータ] の腐食(全面腐食)

フレーム、エンドブラケット、端子箱、空気冷却器及び通風箱は、炭素鋼であるため腐食が想定されるが、フレーム等の表面は塗装が施されており、腐食進行の可能性は小さく、点検時に目視確認を行い、その結果により必要に応じ補修を実施することとしている。

したがって、フレーム、エンドブラケット、端子箱、空気冷却器及び通風箱の腐食(全面腐食)は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

d. 軸受（すべり）の摩耗及びはく離 [高圧炉心スプレイ系ポンプモータ]

軸受は、すべり軸受を使用しており、ホワイトメタルを軸受に鑄込み溶着しているため摩耗及びはく離が想定されるが、摩耗については、点検時に目視確認及び主軸と軸受隙間の寸法測定を行い、その結果により必要に応じ補修又は取替を実施し機能を維持している。

また、はく離についても点検時に目視確認及び浸透探傷検査を行い、その結果により必要に応じ補修又は取替を実施することとしている。

したがって、軸受（すべり）の摩耗及びはく離は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

e. 取付ボルトの腐食（全面腐食）〔共通〕

取付ボルトは、炭素鋼であるため腐食が想定されるが、表面は塗装が施されており、腐食進行の可能性は小さく、点検時に目視確認を行い、その結果により必要に応じ補修又は取替を実施することとしている。

したがって、取付ボルトの腐食（全面腐食）は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

f. 主軸の高サイクル疲労割れ〔共通〕

主軸には、モータ運転時に繰返し応力が発生することから、応力集中部において高サイクル疲労割れが想定されるが、主軸は設計段階において疲労割れが発生しないように考慮された設計となっており、高サイクル疲労割れが発生する可能性は小さい。

なお、点検時に目視確認を行い、これまで割れは確認されていない。

今後も使用環境が変わらないことから、これらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、主軸の高サイクル疲労割れは高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

g. 伝熱管の腐食（全面腐食）〔高圧炉心スプレイ系ポンプモータ〕

伝熱管は、銅合金であるため腐食が想定されるが、伝熱管は油槽に浸かっており外部は油膜に覆われていることから腐食進行の可能性は小さい。

また、伝熱管内部の腐食については、設計段階において腐食が発生しないように考慮された設計となっており、有意な腐食が発生する可能性は小さい。

なお、点検時に目視確認及び耐圧試験を行い、これまで有意な腐食は確認されていない。

今後も使用環境が変わらないことから、これらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、伝熱管の腐食（全面腐食）は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

h. 回転子棒及び回転子エンドリングの疲労割れ [共通]

回転子棒及び回転子エンドリングには、モータ起動時に発生する電磁力等により繰返し応力を受けると疲労割れの発生が想定されるが、回転子棒及び回転子エンドリングは設計段階において疲労割れが発生しないように考慮された設計となっており、疲労割れが発生する可能性は小さい。

なお、点検時に目視確認及び打音確認を行い、これまで疲労割れは確認されていない。

今後も使用環境が変わらないことから、これらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、回転子棒及び回転子エンドリングの疲労割れは高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

- (2) 現在までの運転経験や使用条件から得られた材料試験データとの比較等により、今後も経年劣化の進展が考えられない、又は進展傾向が極めて小さいと考えられる経年劣化事象（日常劣化管理事象以外）

日常劣化管理事象以外に該当する事象は抽出されなかった。

表 2.2-1 (1/2) 残留熱除去海水系ポンプモータの想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	消耗品・定期取替品	材料	経年劣化事象								備考
					減肉		割れ		絶縁	導通	信号	その他	
					摩耗	腐食	疲労割れ	応力腐食割れ	絶縁特性低下	導通不良	特性変化		
駆動機能の確保	エネルギー伝達	主軸		炭素鋼	△		△*1						*1:高サイクル疲労割れ
	エネルギー変換	固定子コア		無方向性電磁鋼		△							
		固定子コイル		銅, マイカ, エポキシ樹脂等					○				
		口出線・接続部品		銅, マイカ, エポキシ樹脂等					○				
		フレーム		炭素鋼		△							
		端子箱		炭素鋼		△							
		回転子エンドリング		銅合金, 銅			△						
		回転子棒		銅合金, 銅			△						
		空気冷却器		炭素鋼		△							
	回転子コア		無方向性電磁鋼		△								
	軸支持	軸受 (ころがり)	◎	—									
エンドブラケット (上部/下部)			炭素鋼		△								
機器の支持	支持	取付ボルト		炭素鋼		△							

○：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

表 2.2-1(2/2) 高圧炉心スプレイ系ポンプモータの想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	消耗品・定期取替品	材料	経年劣化事象								備考	
					減肉		割れ		絶縁	導通	信号	その他		
					摩耗	腐食	疲労割れ	応力腐食割れ	絶縁特性低下	導通不良	特性変化			
駆動機能の確保	エネルギー伝達	主軸		炭素鋼	△		△*1							*1:高サイクル疲労割れ *2:はく離
	エネルギー変換	固定子コア		無方向性電磁鋼		△								
		固定子コイル		銅, マイカ, エポキシ樹脂等					○					
		口出線・接続部品		銅, マイカ, エポキシ樹脂等					○					
		フレーム		炭素鋼		△								
		端子箱		炭素鋼		△								
		回転子エンドリング		銅合金, 銅			△							
		回転子棒		銅合金, 銅			△							
		回転子コア		無方向性電磁鋼		△								
		通風箱		炭素鋼		△								
	軸支持	軸受(すべり)(上部/下部)		ホワイトメタル, 炭素鋼	△								△*2	
		エンドブラケット(上部/下部)		炭素鋼		△								
	油冷却	伝熱管		銅合金		△								
機器の支持	支持	取付ボルト		炭素鋼		△								

○：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象の評価

(1) 固定子コイル及び口出線・接続部品の絶縁特性低下 [共通]

a. 事象の説明

固定子コイル及び口出線・接続部品の絶縁物は、有機物であるため、振動等による機械的劣化、熱分解による熱的劣化、絶縁物内空隙での放電等による電氣的劣化、埃等の異物付着による環境的劣化により経年的に劣化が進行し、絶縁物の外表面、内部から絶縁特性低下を起こす可能性がある。

絶縁特性低下を生ずる可能性のある部位を図 2.3-1 に示す。

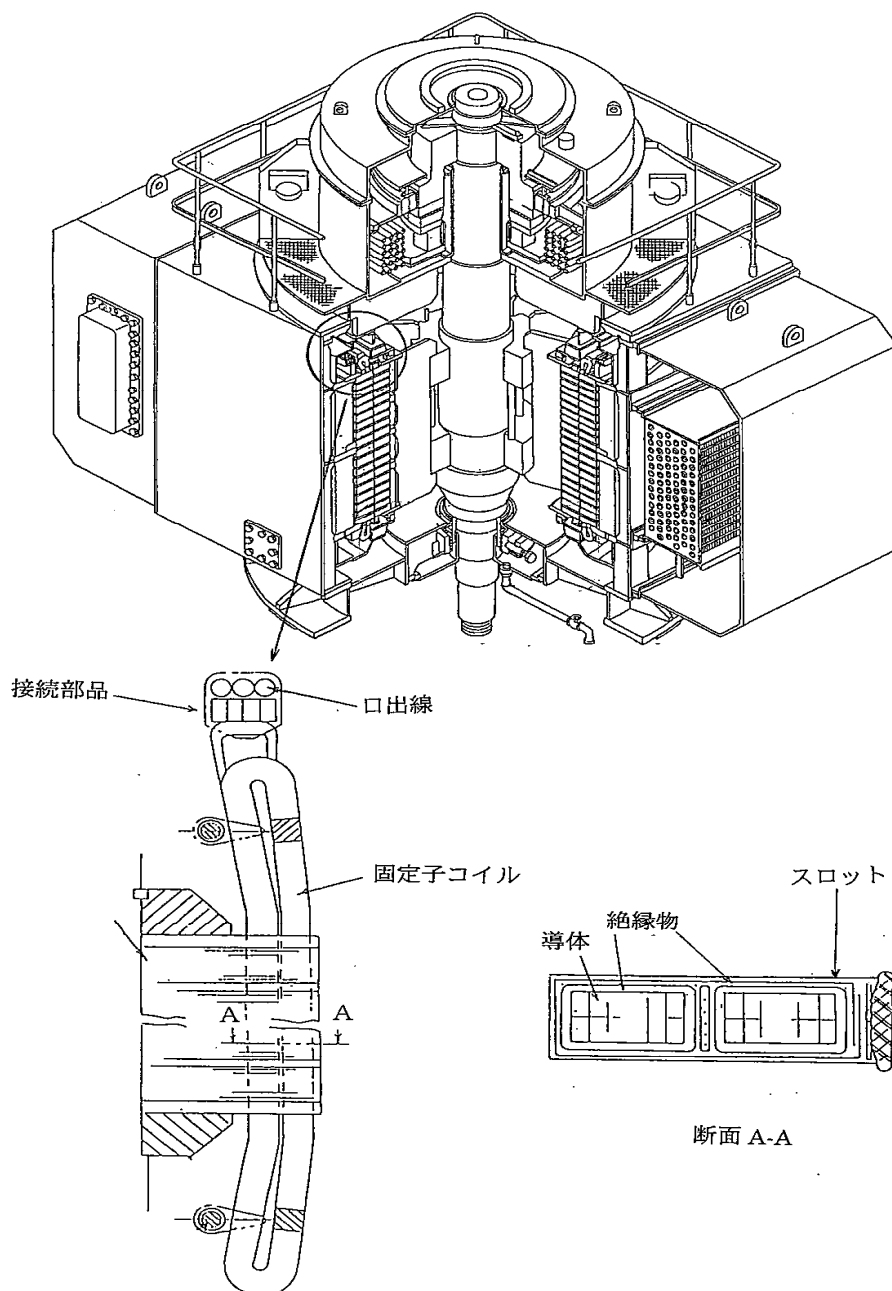


図 2.3-1 固定子コイル及び口出線・接続部品の絶縁部位

b. 技術評価

① 健全性評価

設計基準事故時雰囲気にて動作要求される高圧炉心スプレイ系ポンプモータについては、実機同等品による長期健全性試験を実施しており、この結果に基づき長期間の健全性を評価した。

絶縁物の放射線影響については、使用環境、設計基準事故時及び重大事故等時雰囲気における放射線量は低いことから、絶縁特性低下に至る可能性は小さいと考える。

高圧ポンプモータについては、図 2.3-2 に示す高圧ポンプモータ長期健全性試験手順により、固定子コイル及び口出線・接続部品の絶縁特性低下を評価した。本試験条件は、表 2.3-1 に示すとおり、固定子コイル及び口出線・接続部品の絶縁物は、60 年間の通常運転期間を想定した熱的及び設計基準事故時雰囲気による劣化条件を包絡している。

本試験結果は表 2.3-2 に示すとおり、判定基準を満足しており、熱的及び設計基準事故時雰囲気による劣化に対して、固定子コイル及び口出線・接続部品絶縁物は 60 年間の通常運転期間及び設計基準事故時雰囲気において絶縁性能を維持できると評価できる。

なお、常設重大事故等対処設備となる高圧炉心スプレイ系ポンプモータの重大事故等時における環境条件は、高圧ポンプモータ長期健全性試験の設計基準事故時暴露試験条件に包絡されていることから重大事故等時雰囲気においても絶縁性能を維持できると評価できる。

設計基準事故時雰囲気にて動作要求されない残留熱除去海水系ポンプモータについては、高圧ポンプモータ点検時に共通で実施している絶縁抵抗測定及び絶縁診断試験（直流吸収試験，交流電流試験，誘電正接試験及び部分放電試験）により、絶縁特性に有意な変化がないこと及び固定子コイルの目視確認、清掃を実施し異常がないことを確認しており、これまでの点検結果から有意な劣化は見られていない。

これらのことから、今後も有意な絶縁特性の低下が起こる可能性は小さいと考えられるが、絶縁性能が変化していく可能性は否定できない。

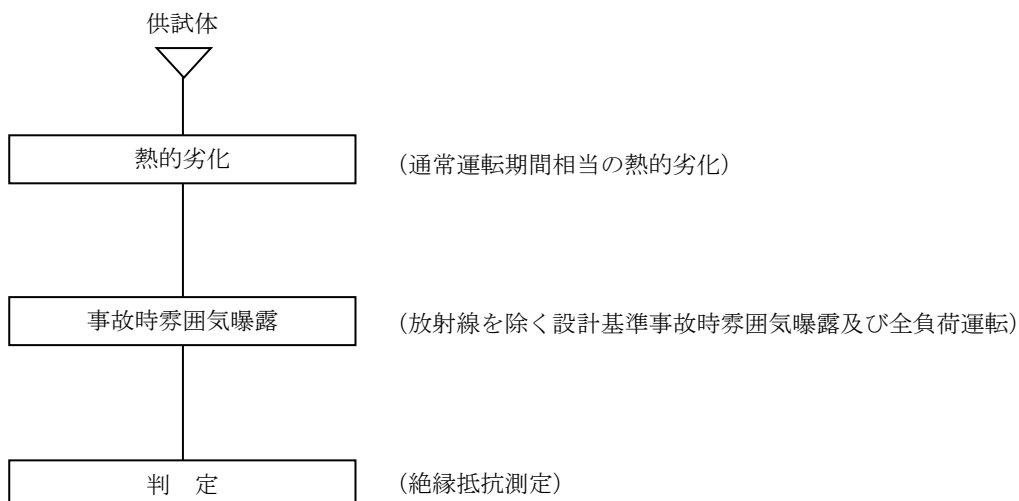


図 2.3-2 高圧ポンプモータ長期健全性試験手順

表 2.3-1 高圧ポンプモータ長期健全性試験条件

	試験条件	説明
熱的劣化	155 °C*×24 日間 *周囲温度 100 °C に定格出力時のコイル温度上昇 55 °C を加えた値	高圧炉心スプレイ系ポンプ室の周囲最高温度 40.0 °C に定格出力時のコイル温度上昇 55 °C (試験データ) を加えた 95 °C に対して、60 年間の通常運転期間を包絡する。
事故時雰囲気曝露	①試験温度：100 °C 試験環境：蒸気環境 試験時間：6 時間 ②試験温度：100 °C 試験環境：蒸気環境 試験時間：6 時間 ③試験温度：65 °C 試験環境：90 %湿度 試験時間：5 日間	東海第二の設計基準事故時及び重大事故等時の最高温度 100 °C を包絡する。

表 2.3-2 高圧ポンプモータ長期健全性試験後の絶縁抵抗測定結果

試験手順	判定基準*	結果	判定
事故時雰囲気曝露試験終了後、高圧ポンプモータの絶縁抵抗測定を行う。	絶縁抵抗値：10 MΩ 以上	①②の試験後：20 MΩ ③の試験後：60 MΩ	良

*：判定基準はメーカー判定目安値

② 現状保全

固定子コイル及び口出線・接続部品の絶縁特性低下に対しては、点検時に絶縁抵抗測定及び絶縁診断試験（直流吸収試験，交流電流試験，誘電正接試験及び部分放電試験）を行い，絶縁特性に有意な変化がないこと及び固定子コイルの目視確認，清掃を実施し異常がないことを確認しており，これまでの点検結果から有意な劣化は見られていない。

また，これらの点検で有意な絶縁特性の変化が認められた場合は，洗浄，乾燥及び絶縁補修（絶縁物にワニスを注入），又は固定子コイル及び口出線・接続部品を取替えることとしている。

さらに，メーカー推奨の更新時期を参考に適切な更新時期を選定しており，高圧炉心スプレイ系ポンプモータは，第 16 回定期検査時にコイルの巻替を，残留熱除去海水系ポンプモータ (A) (C) 号機は，第 13 回定期検査時に，(B) (D) 号機については，第 14 回定期検査時にモータの取替を実施している。

③ 総合評価

健全性評価結果から判断して，固定子コイル及び口出線・接続部品の有意な絶縁特性低下の可能性は小さく，また，現状保全にて絶縁特性低下は把握可能と考えられる。今後も，絶縁抵抗測定，絶縁診断試験，目視確認及び清掃を実施することで，異常の有無を把握可能であり，現状の保全は点検手法として適切であると判断する。

c. 高経年化への対応

固定子コイル及び口出線・接続部品の絶縁特性低下に対しては，高経年化対策の観点から現状の保全内容に追加すべき項目はない。

今後も，点検時に絶縁抵抗測定，絶縁診断試験，目視確認及び清掃を実施していくとともに，必要に応じて洗浄，乾燥及び絶縁補修（絶縁物にワニスを注入）又は固定子コイル及び口出線・接続部品の取替を実施する。

3. 代表機器以外への展開

本章では、2章で実施した代表機器の技術的評価について、1章で実施したグループ化で代表機器となっていない機器への展開について検討した。

- ① 低圧炉心スプレイ系ポンプモータ
- ② 残留熱除去系ポンプモータ
- ③ 緊急用海水ポンプモータ

3.1 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象

a. 固定子コイル及び口出線・接続部品の絶縁特性低下 [共通]

代表機器と同様、固定子コイル及び口出線・接続部品の絶縁物は、有機物であるため、振動等による機械的劣化、熱分解による熱的劣化、絶縁物内空隙での放電等による電気的劣化、埃等の異物付着による環境的劣化により経年的に劣化が進行し、絶縁物の外表面、内部から絶縁特性低下が想定されるが、長期健全性試験（非常用炉心冷却系ポンプモータ特殊環境状態時試験として残留熱除去系ポンプモータ、高圧炉心スプレイ系ポンプモータ、低圧炉心スプレイ系ポンプモータ3台共通の試験）を実施しており、固定子コイル及び口出線・接続部品の絶縁物は60年間の通常運転期間及び設計基準事故時雰囲気において絶縁性能を維持できると評価できる。

また、常設重大事故等対処設備となる残留熱除去系ポンプモータの重大事故等時における環境条件は、高圧ポンプモータ長期健全性試験の設計基準事故時暴露試験条件に包絡されていることから重大事故等時雰囲気においても絶縁性能を維持できると評価できる。

さらに、代表機器と同様に固定子コイル及び口出線・接続部品の絶縁特性低下に対しては、点検時に絶縁抵抗測定及び絶縁診断試験（直流吸収試験、交流電流試験、誘電正接試験及び部分放電試験）、目視確認及び清掃を実施していくとともに、必要に応じて洗浄、乾燥及び絶縁補修（絶縁物にワニスを注入）、又は固定子コイル及び口出線・接続部品の取替を実施することで健全性は維持できると判断する。

緊急用海水ポンプモータは新たに設置されることから、今後、点検時に絶縁抵抗測定及び絶縁診断試験（直流吸収試験、交流電流試験、誘電正接試験及び部分放電試験）、目視確認及び清掃を行うとともに、必要に応じて洗浄、乾燥及び絶縁補修（絶縁物にワニスを注入）、又は固定子コイル及び口出線・接続部品の取替を実施することで健全性を維持できると判断する。

したがって、高経年化対策の観点から現状の保全内容に追加すべき項目はない。

なお、代表機器以外の各高圧ポンプモータのうち、低圧炉心スプレイ系ポンプモータは、第17回定期検査時に固定子の取替を、残留熱除去系ポンプモータ(B)号機においては、第18回定期検査時にモータの取替を実施しており、残留熱除去系ポンプモータ(A)(C)号機においては、第26回施設定期検査時に取替を計画している。

3.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象

(1) 想定した劣化傾向と実際の劣化傾向の乖離が考え難い経年劣化事象であって、想定した劣化傾向等に基づき適切な保全活動を行っているもの（日常劣化管理事象）

a. 主軸の摩耗 [共通]

代表機器と同様、主軸は、軸受との接触面の摩耗が想定されるが、点検時に主軸の寸法測定を行い、その結果により必要に応じ補修を実施することとしている。

緊急用海水ポンプモータは新たに設置されることから、今後、点検時に主軸の寸法測定を行い、その結果により必要に応じ補修を実施することで健全性を維持できると考える。

したがって、主軸の摩耗は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

b. 固定子コア及び回転子コアの腐食（全面腐食） [共通]

代表機器と同様、固定子コア及び回転子コアは、無方向性電磁鋼であるため腐食が想定されるが、固定子コア及び回転子コアには、防食効果のある絶縁ワニス処理が施されており、腐食進行の可能性は小さく、点検時に目視確認を行い、その結果により必要に応じ補修を実施することとしている。

緊急用海水ポンプモータは新たに設置されることから、今後、点検時に目視確認を行い、その結果により必要に応じ補修を実施することで健全性を維持できると考える。

したがって、固定子コア及び回転子コアの腐食（全面腐食）は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

c. フレーム、エンドブラケット、通風箱及び端子箱の腐食（全面腐食） [共通]

代表機器と同様、フレーム、エンドブラケット、通風箱及び端子箱は、炭素鋼であるため腐食が想定されるが、フレーム等の表面は塗装が施されており、腐食進行の可能性は小さく、点検時に目視確認を行い、その結果により必要に応じ補修を実施することとしている。

緊急用海水ポンプモータは新たに設置されることから、今後、点検時に目視確認を行い、その結果により必要に応じ補修を実施することで健全性を維持できると考える。

したがって、フレーム、エンドブラケット、通風箱及び端子箱の腐食（全面腐食）は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

d. 取付ボルトの腐食（全面腐食）〔共通〕

代表機器と同様、取付ボルトは、炭素鋼であるため腐食が想定されるが、表面は塗装が施されており、腐食進行の可能性は小さく、点検時に目視確認を行い、その結果により必要に応じ補修又は取替を実施することとしている。

緊急用海水ポンプモータは新たに設置されることから、今後、点検時に目視確認を行い、その結果により必要に応じ補修又は取替を実施することで健全性を維持できると考える。

したがって、取付ボルトの腐食（全面腐食）は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

e. 主軸の高サイクル疲労割れ〔共通〕

代表機器と同様、主軸には、モータ運転時に繰返し応力が発生することから、応力集中部において高サイクル疲労割れが想定されるが、主軸は設計段階において疲労割れが発生しないように考慮された設計となっており、高サイクル疲労割れが発生する可能性は小さい。

なお、点検時に目視確認を行い、これまで割れは確認されていない。

今後も使用環境が変わらないことから、これらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

緊急用海水ポンプモータは新たに設置されるが、代表機器と同様、高サイクル疲労割れは設計上考慮されていることから、高サイクル疲労割れが発生する可能性は小さく、今後、点検時に目視確認を行い割れの有無を確認することで健全性を維持できると考える。

したがって、主軸の高サイクル疲労割れは高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

f. 回転子棒及び回転子エンドリングの疲労割れ [共通]

代表機器と同様、回転子棒及び回転子エンドリングには、モータ起動時に発生する電磁力等により繰返し応力を受けると疲労割れの発生が想定されるが、回転子棒及び回転子エンドリングは設計段階において疲労割れが発生しないように考慮された設計となっており、疲労割れが発生する可能性は小さい。

なお、点検時に目視確認及び打音確認を行い、これまで疲労割れは確認されていない。

今後も使用環境が変わらないことから、これらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

緊急用海水ポンプモータは新たに設置されるが、代表機器と同様、疲労割れは設計上考慮されていることから、疲労割れが発生する可能性は小さく、今後、点検時に目視確認及び打音確認を行い疲労割れの有無を確認することで健全性を維持できると考える。

したがって、回転子棒及び回転子エンドリングの疲労割れは高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

- (2) 現在までの運転経験や使用条件から得られた材料試験データとの比較等により、今後も経年劣化の進展が考えられない、又は進展傾向が極めて小さいと考えられる経年劣化事象（日常劣化管理事象以外）

日常劣化管理事象以外に該当する事象は抽出されなかった。

2. 低圧ポンプモータ

[対象低圧ポンプモータ]

- ① ほう酸水注入系ポンプモータ
- ② ほう酸水注入系潤滑油ポンプモータ
- ③ 原子炉冷却材浄化系循環ポンプモータ
- ④ 常設低圧代替注水系ポンプモータ
- ⑤ 代替燃料プール冷却系ポンプモータ
- ⑥ 代替循環冷却系ポンプモータ
- ⑦ 格納容器圧力逃がし装置移送ポンプモータ
- ⑧ 非常用ディーゼル発電機冷却系海水ポンプモータ
- ⑨ 原子炉冷却材浄化系ろ過脱塩器保持ポンプモータ

目次

1. 対象機器及び代表機器の選定.....	2-1
1.1 グループ化の考え方及び結果.....	2-1
1.2 代表機器の選定.....	2-1
2. 代表機器の技術評価.....	2-3
2.1 構造, 材料及び使用条件.....	2-3
2.1.1 ほう酸水注入系ポンプモータ.....	2-3
2.1.2 非常用ディーゼル発電機冷却系海水ポンプモータ.....	2-6
2.1.3 原子炉冷却材浄化系ろ過脱塩器保持ポンプモータ.....	2-9
2.2 経年劣化事象の抽出.....	2-12
2.2.1 機器の機能達成に必要な項目.....	2-12
2.2.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象の抽出.....	2-12
2.2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象.....	2-13
2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象の評価.....	2-19
3. 代表機器以外への展開.....	2-21
3.1 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象.....	2-21
3.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象.....	2-22

1. 対象機器及び代表機器の選定

東海第二で使用している主要な低圧ポンプモータの主な仕様を表 1-1 に示す。

これらのポンプモータを型式及び設置場所の観点からグループ化し、それぞれのグループより以下のとおり代表機器を選定した。

1.1 グループ化の考え方及び結果

型式及び設置場所を分類基準とし、低圧ポンプモータを表 1-1 に示すとおりグループ化する。

1.2 代表機器の選定

表 1-1 に分類されるグループ毎に、重要度、定格電圧、定格出力、運転状態及び周囲温度の観点から代表機器を選定する。

(1) 屋内設置（型式：全閉型）

このグループには、ほう酸水注入系ポンプモータ、ほう酸水注入系潤滑油ポンプモータ、原子炉冷却材浄化系循環ポンプモータ、常設低圧代替注水系ポンプモータ、代替燃料プール冷却系ポンプモータ及び代替循環冷却系ポンプモータが属するが、重要度及び定格電圧の高い、ほう酸水注入系ポンプモータを代表機器とする。

(2) 屋外設置（型式：全閉型）

このグループには、非常用ディーゼル発電機冷却系海水ポンプモータのみが属するため、代表機器は非常用ディーゼル発電機冷却系海水ポンプモータとする。

(3) 屋内設置（型式：水浸型）

このグループには、原子炉冷却材浄化系ろ過脱塩器保持ポンプモータ及び格納容器圧力逃がし装置移送ポンプモータが属するが、重要度の高い原子炉冷却材浄化系ろ過脱塩器保持ポンプモータを代表機器とする。

表 1-1 低圧ポンプモータのグループ化及び代表機器の選定

分類基準		機器名称	仕様 (定格出力 ×回転速度)	選定基準				選定	選定理由	
型式	設置 場所			重要度*1	使用条件					
					定格 電圧 (V)	定格 出力 (kW)	運転 状態			周囲 温度 (°C)
全閉	屋内	ほう酸水注入系ポンプモータ	37 kW×965 rpm	MS-1 重*2	AC 440	37	一時	40.0*3	◎ 重要度 定格電圧	
		ほう酸水注入系潤滑油ポンプモータ	0.4 kW×1,420 rpm	MS-1	AC 200	0.4	一時	40.0*3		
		原子炉冷却材浄化系循環ポンプモータ	75 kW×2,930 rpm	PS-2	AC 440	75	連続	40.0*3		
		常設低圧代替注水系ポンプモータ*4	190 kW×1,500 rpm*5	重*2	AC 440	190	一時	40*6		
		代替燃料プール冷却系ポンプモータ*4	30 kW×3,000 rpm*5	重*2	AC 440	30	一時	40.0*3		
	代替循環冷却系ポンプモータ*4	132 kW×1,500 rpm*5	重*2	AC 440	132	一時	40.0*3			
	屋外	非常用ディーゼル発電機冷却系海水ポンプモータ	55 kW×1,455 rpm	MS-1 重*2	AC 440	55	一時	40*7	◎	
水浸	屋内	原子炉冷却材浄化系ろ過脱塩器保持ポンプモータ	3.7 kW×3,000 rpm	PS-2	AC 440	3.7	一時	40.0*3	◎ 重要度	
		格納容器圧力逃がし装置移送ポンプモータ*4	7.5 kW×3,000 rpm*5	重*2	AC 440	7.5	一時	40*8		

*1：当該機器に要求される重要度クラスのうち、最上位の重要度クラスを示す

*2：重要度クラスとは別に常設重大事故等対処設備に属する機器及び構造物であることを示す *3：原子炉建屋における設計値

*4：新規に設置される機器 *5：同期回転速度を示す *6：常設低圧代替注水系ポンプ室における設計値

*7：水戸地方気象台における既往最厳値に余裕を持たせた温度 *8：格納容器圧力逃がし装置格納槽における設計値

2. 代表機器の技術評価

本章では、1章で代表機器とした以下のポンプモータについて技術評価を実施する。

- ① ほう酸水注入系ポンプモータ
- ② 非常用ディーゼル発電機冷却系海水ポンプモータ
- ③ 原子炉冷却材浄化系ろ過脱塩器保持ポンプモータ

なお、基礎ボルトについては、ポンプとポンプモータの取付ベースが共通であることから、「ポンプの技術評価書」にて評価を実施するものとし本評価書には含めない。

2.1 構造、材料及び使用条件

2.1.1 ほう酸水注入系ポンプモータ

(1) 構造

東海第二のほう酸水注入系ポンプモータは、定格電圧 AC 440V、定格出力 37 kW、回転速度 965 rpm の全閉型三相誘導モータであり、2 台設置されている。

a. 固定部

モータを基礎に固定支持するフレーム内に固定子コアが挿入され固定子コアには固定子コイルが保持されている。フレーム両端面には回転子を支持するエンドブラケットが取付られ、内側には軸受が挿入されている。

b. 回転部

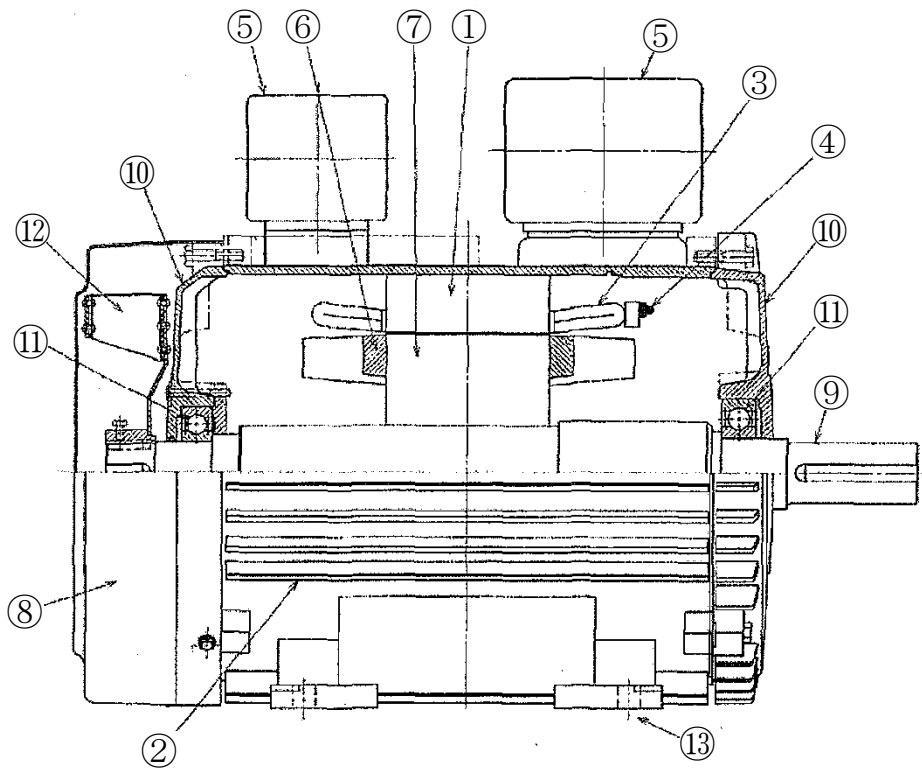
軸受により支持される主軸には回転子コアが固定されており、回転子コアには回転子棒が挿入され、両端には回転子エンドリングが取付けられている。

また、固定子や回転子はフレーム、エンドブラケット間の締め付けボルトを緩め、エンドブラケットを取外すことにより、点検手入れが可能である。

東海第二のほう酸水注入系ポンプモータの構造図を図 2.1-1 に示す。

(2) 材料及び使用条件

東海第二のほう酸水注入系ポンプモータ主要部位の使用材料を表 2.1-1 に、使用条件を表 2.1-2 に示す。



No.	部位	No.	部位	No.	部位
①	固定子コア	⑥	回転子棒, 回転子エンドリング	⑪	軸受 (ころがり)
②	フレーム	⑦	回転子コア	⑫	ファン
③	固定子コイル	⑧	ファンカバー	⑬	取付ボルト
④	口出線・接続部品	⑨	主軸		
⑤	端子箱	⑩	エンドブラケット		

図 2.1-1 ほう酸水注入系ポンプモータ構造図

表 2.1-1 ほう酸水注入系ポンプモータ主要部位の使用材料

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	材料
駆動機能の確保	エネルギー変換	固定子コア	無方向性電磁鋼
		フレーム	圧延鋼板
		固定子コイル	ポリアミドエミドエナメル銅線
		口出線・接続部品	耐熱性ポリフレックス銅線
		端子箱	圧延鋼板
		回転子棒, 回転子エンドリング	アルミニウム
		回転子コア	無方向性電磁鋼
		ファン	圧延鋼板
		ファンカバー	圧延鋼板
	エネルギー伝達	主軸	炭素鋼
軸支持	エンドブラケット	ねずみ鋳鉄	
	軸受 (ころがり)	(消耗品)	
機器の支持	支持	取付ボルト	圧延鋼材

表 2.1-2 ほう酸水注入系ポンプモータの使用条件

設置場所	屋内
周囲温度*	40.0 °C (最高)
運転状態	一時
定格出力	37 kW
定格電圧	AC 440 V

* : 原子炉建屋における設計値

2.1.2 非常用ディーゼル発電機冷却系海水ポンプモータ

(1) 構造

東海第二の非常用ディーゼル発電機冷却系海水ポンプモータは、出力 55 kW、回転速度 1,455 rpm の全閉型三相誘導モータであり、3 台設置されている。

a. 固定部

モータをポンプの取付台に固定支持する下部エンドブラケットの上部にフレームが固定され、フレーム内に固定子コアが挿入されており、固定子コアには固定子コイルが保持されている。

また、フレーム上部・下部には回転子を支持するエンドブラケットが取付けられ、内側には軸受が挿入されている。

b. 回転部

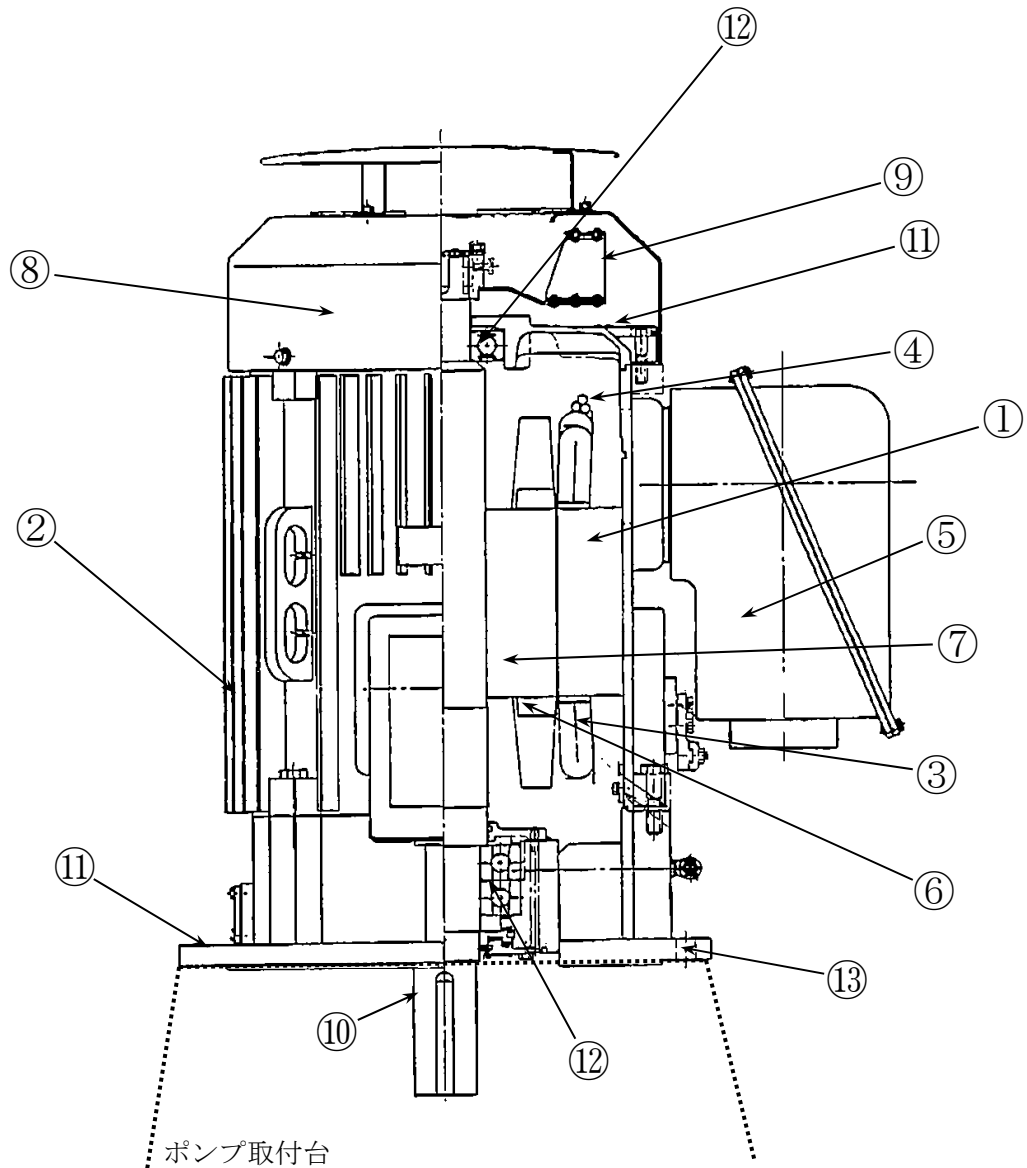
軸受により支持される主軸には回転子コアが固定され、回転子コアには回転子棒が挿入されており、両端には回転子エンドリングが取付けられている。

また、固定子や回転子はフレーム、エンドブラケット間の締め付けボルトを緩め、エンドブラケットを取外すことにより、点検手入れが可能である。

東海第二の非常用ディーゼル発電機冷却系海水ポンプモータの構造図を図 2.1-2 に示す。

(2) 材料及び使用条件

東海第二の非常用ディーゼル発電機冷却系海水ポンプモータ主要部位の使用材料を表 2.1-3 に、使用条件を表 2.1-4 に示す。



No.	部位	No.	部位	No.	部位
①	固定子コア	⑥	回転子棒, 回転子エンドリング	⑪	エンドブラケット (上部/下部)
②	フレーム	⑦	回転子コア	⑫	軸受 (ころがり)
③	固定子コイル	⑧	ファンカバー	⑬	取付ボルト
④	口出線・接続部品	⑨	ファン		
⑤	端子箱	⑩	主軸		

図 2.1-2 非常用ディーゼル発電機冷却系海水ポンプモータ構造図

表 2.1-3 非常用ディーゼル発電機冷却系海水ポンプモータ主要部位の使用材料

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	材料
駆動機能の確保	エネルギー変換	固定子コア	無方向性電磁鋼板
		フレーム	鋼板
		固定子コイル	銅, エポキシ樹脂
		口出線・接続部品	銅, エポキシ樹脂
		端子箱	鋼板
		回転子棒, 回転子エンドリング	アルミニウム
		回転子コア	無方向性電磁鋼板
		ファン	鋼板
		ファンカバー	鋼板
	エネルギー伝達	主軸	炭素鋼
	軸支持	エンドブラケット (上部/下部)	鋼板
軸受 (ころがり)		(消耗品)	
機器の支持	支持	取付ボルト	炭素鋼

表 2.1-4 非常用ディーゼル発電機冷却系海水ポンプモータの使用条件

設置場所	屋外
周囲温度*	40 ℃
運転状態	一時
定格電圧	AC 440 V
定格出力	55 kW

* : 水戸地方気象台における既往最厳値に余裕を持たせた温度

2.1.3 原子炉冷却材浄化系ろ過脱塩器保持ポンプモータ

(1) 構造

東海第二の原子炉冷却材浄化系ろ過脱塩器保持ポンプモータは、出力 3.7 kW、回転速度 3,000 rpm の水浸型三相誘導モータであり、2 台設置されている。

a. 固定部

モータはポンプ取付台に取付ボルトにより固定されており、ステータバンド内に固定子コアが挿入され、固定子コアには固定子コイルが保持されている。

また、ステータバンドには回転子を支持するリアカバー及びポンプケーシングが取付けられ、内側には軸受が挿入されている。

b. 回転部

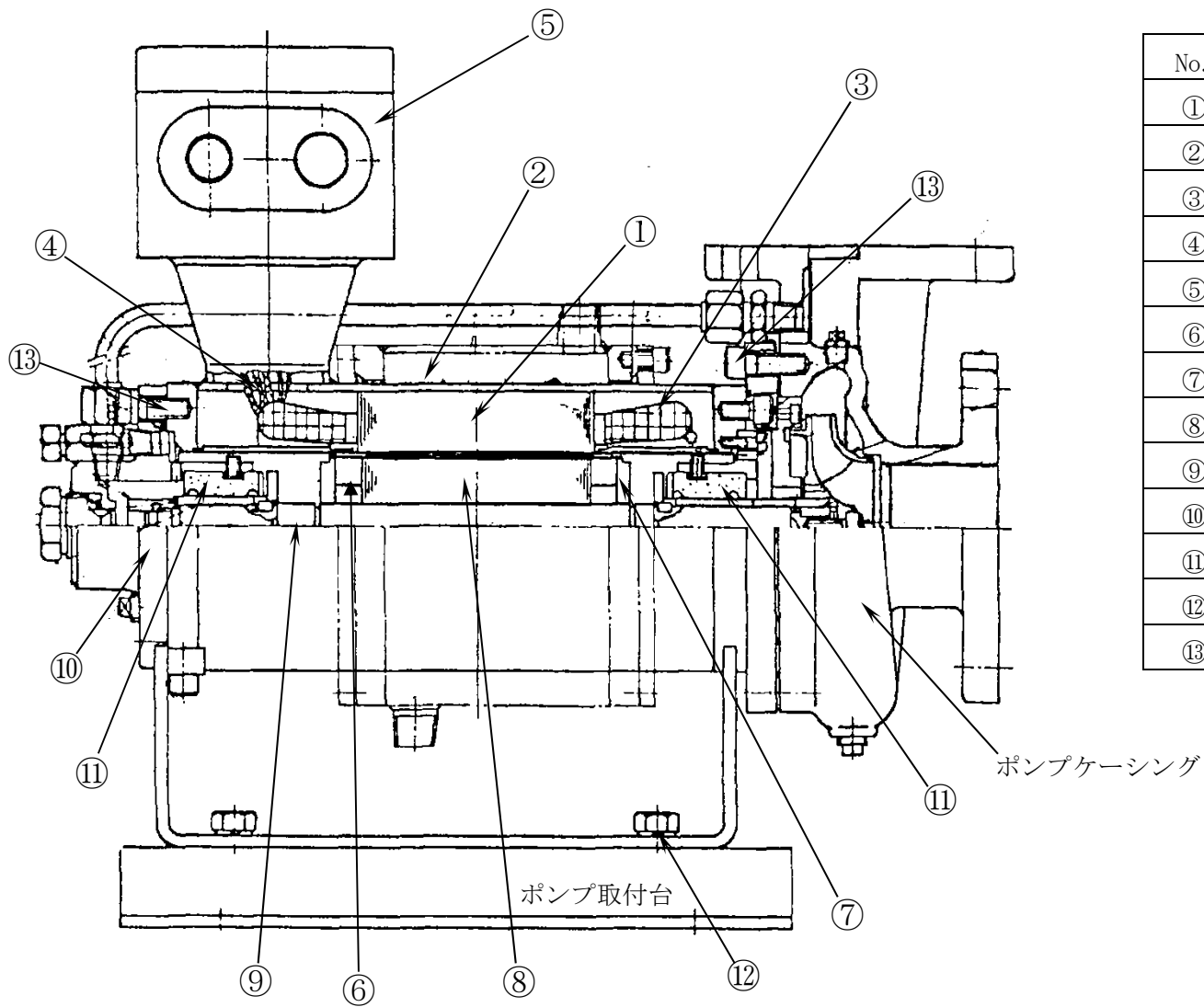
軸受により支持される主軸に回転子コアが固定されており、回転子コアには回転子棒が挿入され、両端には回転子エンドリングが取付けられている。

また、固定子や回転子はリアカバー及びポンプケーシング間の締め付けボルトを緩め、リアカバー及びポンプケーシングを外すことにより点検手入れが可能である。

東海第二の原子炉冷却材浄化系ろ過脱塩器保持ポンプモータの構造図を図 2.1-3 に示す。

(2) 材料及び使用条件

東海第二の原子炉冷却材浄化系ろ過脱塩器保持ポンプモータ主要部位の使用材料を表 2.1-5 に、使用条件を表 2.1-6 に示す。



No.	部位
①	固定子コア
②	ステータバンド
③	固定子コイル
④	口出線・接続部品
⑤	端子箱
⑥	回転子棒
⑦	回転子エンドリング
⑧	回転子コア
⑨	主軸
⑩	リアカバー
⑪	軸受 (すべり)
⑫	取付ボルト
⑬	締め付けボルト

図 2.1-3 原子炉冷却材浄化系ろ過脱塩器保持ポンプモータ構造図

表 2.1-5 原子炉冷却材浄化系ろ過脱塩器保持ポンプモータ主要部位の使用材料

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	材料
駆動機能の確保	エネルギー変換	固定子コア	ケイ素鋼板
		ステータバンド	炭素鋼鋼管
		固定子コイル	エナメル銅線
		口出線・接続部品	ガラス網組導線
		端子箱	ねずみ鋳鉄品
		回転子棒, 回転子エンドリング	アルミニウム
		回転子コア	ケイ素鋼板
	エネルギー伝達	主軸	ステンレス鋼
	軸支持	リアカバー	ステンレス鋼
		軸受 (すべり)	(消耗品)
機器の支持	支持	取付ボルト	炭素鋼
		締め付けボルト	炭素鋼

表 2.1-6 原子炉冷却材浄化系ろ過脱塩器保持ポンプモータの使用条件

設置場所	屋内
周囲温度*	40.0 °C (最高)
運転状態	一時
定格電圧	AC 440 V
定格出力	3.7 kW

* : 原子炉建屋における設計値

2.2 経年劣化事象の抽出

2.2.1 機器の機能達成に必要な項目

低圧ポンプモータの機能であるポンプ駆動機能の達成に必要な項目は以下のとおり。

- (1) 駆動機能の確保
- (2) 機器の支持

2.2.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象の抽出

(1) 想定される経年劣化事象の抽出

低圧ポンプモータについて、機能達成に必要な項目を考慮して主要な部位に展開した上で、個々の部位の材料、構造、使用条件（電圧、温度等）及び現在までの運転経験を考慮し、表 2.2-1 に示すとおり、想定される経年劣化事象を抽出した（表 2.2-1 で○又は△、▲）。

なお、消耗品及び定期取替品は以下のとおり評価対象外とする。

(2) 消耗品及び定期取替品の扱い

軸受（ころがり）及び軸受（すべり）は消耗品であり、設計時に長期使用せず取替を前提としていることから高経年化対策を見極める上での評価対象外とする。

(3) 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象の抽出

想定される経年劣化事象のうち下記①、②に該当しない事象を高経年化対策上着目すべき経年劣化事象と判断した。

なお、下記①、②に該当する事象については、2.2.3 項に示すとおり、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断した。

- ① 想定した劣化傾向と実際の劣化傾向の乖離が考え難い経年劣化事象であって、想定した劣化傾向等に基づき適切な保全活動を行っているもの（日常劣化管理事象として表 2.2-1 で△）
- ② 現在までの運転経験や使用条件から得られた材料試験データとの比較等により、今後も経年劣化の進展が考えられない、又は進展傾向が極めて小さいと考えられる経年劣化事象（日常劣化管理事象以外として表 2.2-1 で▲）

この結果、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象として以下の事象が抽出された（表 2.2-1 で○）。

- a. 固定子コイル及び口出線・接続部品の絶縁特性低下 [共通]

2.2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象

(1) 想定した劣化傾向と実際の劣化傾向の乖離が考え難い経年劣化事象であって、想定した劣化傾向等に基づき適切な保全活動を行っているもの（日常劣化管理事象）

a. 固定子コア及び回転子コアの腐食（全面腐食）〔共通〕

固定子コア及び回転子コアは、無方向性電磁鋼及びケイ素鋼板であるため腐食が想定されるが、固定子コア及び回転子コアには、防食効果のある絶縁ワニス処理が施されており、腐食進行の可能性は小さく、点検時に目視確認を行い、その結果により必要に応じ補修を実施することとしている。

したがって、固定子コア及び回転子コアの腐食（全面腐食）は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

b. フレーム、エンドブラケット、ファン、ファンカバー〔ほう酸水注入系ポンプモータ、非常用ディーゼル発電機冷却系海水ポンプモータ〕、ステータバンド〔原子炉冷却材浄化系ろ過脱塩器保持ポンプモータ〕及び端子箱〔共通〕の腐食（全面腐食）

フレーム、エンドブラケット、ファン、ファンカバー、ステータバンド及び端子箱は、炭素鋼等（炭素鋼、圧延鋼板、ねずみ鉄）であるため腐食が想定されるが、フレーム等の表面は塗装が施されており、腐食進行の可能性は小さく、点検時に目視確認を行い、その結果により必要に応じ補修を実施することとしている。

したがって、フレーム、エンドブラケット、ファン、ファンカバー、ステータバンド及び端子箱の腐食（全面腐食）は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

c. 主軸の摩耗〔共通〕

主軸は、軸受との接触面の摩耗が想定されるが、点検時に主軸の寸法測定を行い、その結果により必要に応じ補修を実施することとしている。

したがって、主軸の摩耗は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

d. 取付ボルト〔共通〕及び締め付けボルト〔原子炉冷却材浄化系ろ過脱塩器保持ポンプモータ〕の腐食（全面腐食）

取付ボルト及び締め付けボルトは、炭素鋼等（炭素鋼、圧延鋼材）であるため腐食が想定されるが、表面は塗装が施されており、腐食進行の可能性は小さく、点検時に目視確認を行い、その結果により必要に応じ補修又は取替を実施することとしている。

したがって、取付ボルト及び締め付けボルトの腐食（全面腐食）は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

e. 主軸の高サイクル疲労割れ [共通]

主軸には、モータ運転時に繰返し応力が発生することから、応力集中部において高サイクル疲労割れが想定されるが、主軸は設計段階において疲労割れが発生しないように考慮された設計となっており、高サイクル疲労割れが発生する可能性は小さい。

なお、点検時に目視確認を行い、これまで割れは確認されていない。

今後も使用環境が変わらないことから、これらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、主軸の高サイクル疲労割れは高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

- (2) 現在までの運転経験や使用条件から得られた材料試験データとの比較等により、今後も経年劣化の進展が考えられない、又は進展傾向が極めて小さいと考えられる経年劣化事象（日常劣化管理事象以外）

a. 回転子棒及び回転子エンドリングの疲労割れ [共通]

回転子棒及び回転子エンドリングには、モータ起動時に発生する電磁力等により繰返し応力を受けると疲労割れの発生が想定される。

しかし、図 2.2-1 に示すとおり、回転子棒及び回転子エンドリングはアルミダイキャストで一体形成され、スロット内にアルミニウムが充満した状態で回転子棒が形成されていることから、回転子棒とスロットの間に隙間や緩みは生じないため、繰返し応力による疲労割れが発生する可能性はない。

したがって、回転子棒及び回転子エンドリングの疲労割れは高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

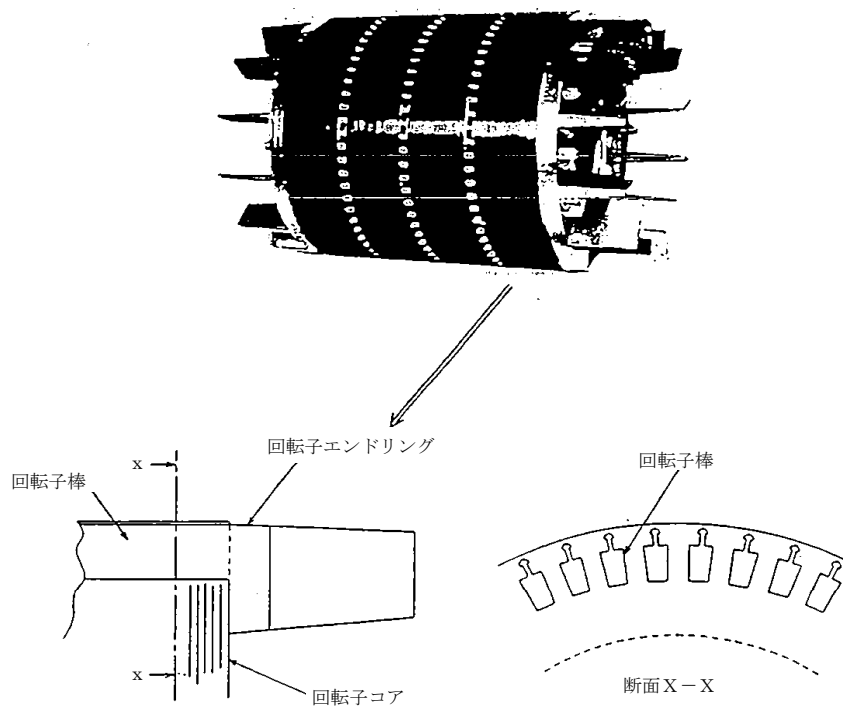


図 2.2-1 アルミダイキャスト回転子構造図

表 2.2-1(1/3) ほう酸水注入系ポンプモータに想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	消耗品・定期取替品	材料	経年劣化事象							備考	
					減肉		割れ		絶縁	導通	信号		その他
					摩耗	腐食	疲労割れ	応力腐食割れ	絶縁特性低下	導通不良	特性変化		
駆動機能の確保	エネルギー変換	固定子コア		無方向性電磁鋼		△							*:高サイクル疲労割れ
		フレーム		圧延鋼板		△							
		固定子コイル		ポリアミドエミドエナメル銅線					○				
		口出線・接続部品		耐熱性ポリフレックス銅線					○				
		端子箱		圧延鋼板		△							
		回転子棒, 回転子エンドリング		アルミニウム			▲						
		回転子コア		無方向性電磁鋼		△							
		ファン		圧延鋼板		△							
		ファンカバー		圧延鋼板		△							
	エネルギー伝達	主軸		炭素鋼	△		△*						
軸支持	エンドブラケット		ねずみ鋳鉄		△								
	軸受(ころがり)	◎	—										
機器の支持	支持	取付ボルト		圧延鋼材		△							

○：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

▲：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象以外）

表 2.2-1 (2/3) 非常用ディーゼル発電機冷却系海水ポンプモータに想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	消耗品・定期取替品	材料	経年劣化事象							備考	
					減肉		割れ		絶縁	導通	信号		その他
					摩耗	腐食	疲労割れ	応力腐食割れ	絶縁特性低下	導通不良	特性変化		
駆動機能の確保	エネルギー変換	固定子コア		無方向性電磁鋼板		△							*:高サイクル疲労割れ
		フレーム		鋼板		△							
		固定子コイル		銅, エポキシ樹脂					○				
		口出線・接続部品		銅, エポキシ樹脂					○				
		端子箱		鋼板		△							
		回転子棒, 回転子エンドリング		アルミニウム				▲					
		回転子コア		無方向性電磁鋼板		△							
		ファン		鋼板		△							
		ファンカバー		鋼板		△							
	エネルギー伝達	主軸		炭素鋼	△		△*						
軸支持	エンドブラケット		鋼板		△								
	軸受 (ころがり)	◎	—										
機器の支持	支持	取付ボルト		炭素鋼		△							

○：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

▲：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象以外）

表 2.2-1 (3/3) 原子炉冷却材浄化系ろ過脱塩器保持ポンプモータに想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	消耗品・定期取替品	材料	経年劣化事象							備考	
					減肉		割れ		絶縁	導通	信号		その他
					摩耗	腐食	疲労割れ	応力腐食割れ	絶縁特性低下	導通不良	特性変化		
駆動機能の確保	エネルギー変換	固定子コア		ケイ素鋼板		△						*:高サイクル疲労割れ	
		ステータバンド		炭素鋼鋼管		△							
		固定子コイル		エナメル銅線					○				
		口出線・接続部品		ガラス網組導線					○				
		端子箱		ねずみ鋳鉄		△							
		回転子棒, 回転子エンドリング		アルミニウム			▲						
		回転子コア		ケイ素鋼板		△							
	エネルギー伝達	主軸		ステンレス鋼	△		△*						
	軸支持	リアカバー		ステンレス鋼									
軸受(すべり)		◎	—										
機器の支持	支持	取付ボルト		炭素鋼		△							
		締め付けボルト		炭素鋼		△							

○：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

▲：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象以外）

2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象の評価

(1) 固定子コイル及び口出線・接続部品の絶縁特性低下 [共通]

a. 事象の説明

固定子コイル及び口出線・接続部品の絶縁物は、有機物であるため、振動等による機械的劣化、熱分解による熱的劣化、絶縁物内空隙での放電等による電氣的劣化、埃等の異物付着による環境的劣化により経年的に劣化が進行し、絶縁物の外表面、内部から絶縁特性低下を起こす可能性がある。

絶縁特性低下を生ずる可能性のある部位を図 2.3-1 に示す。

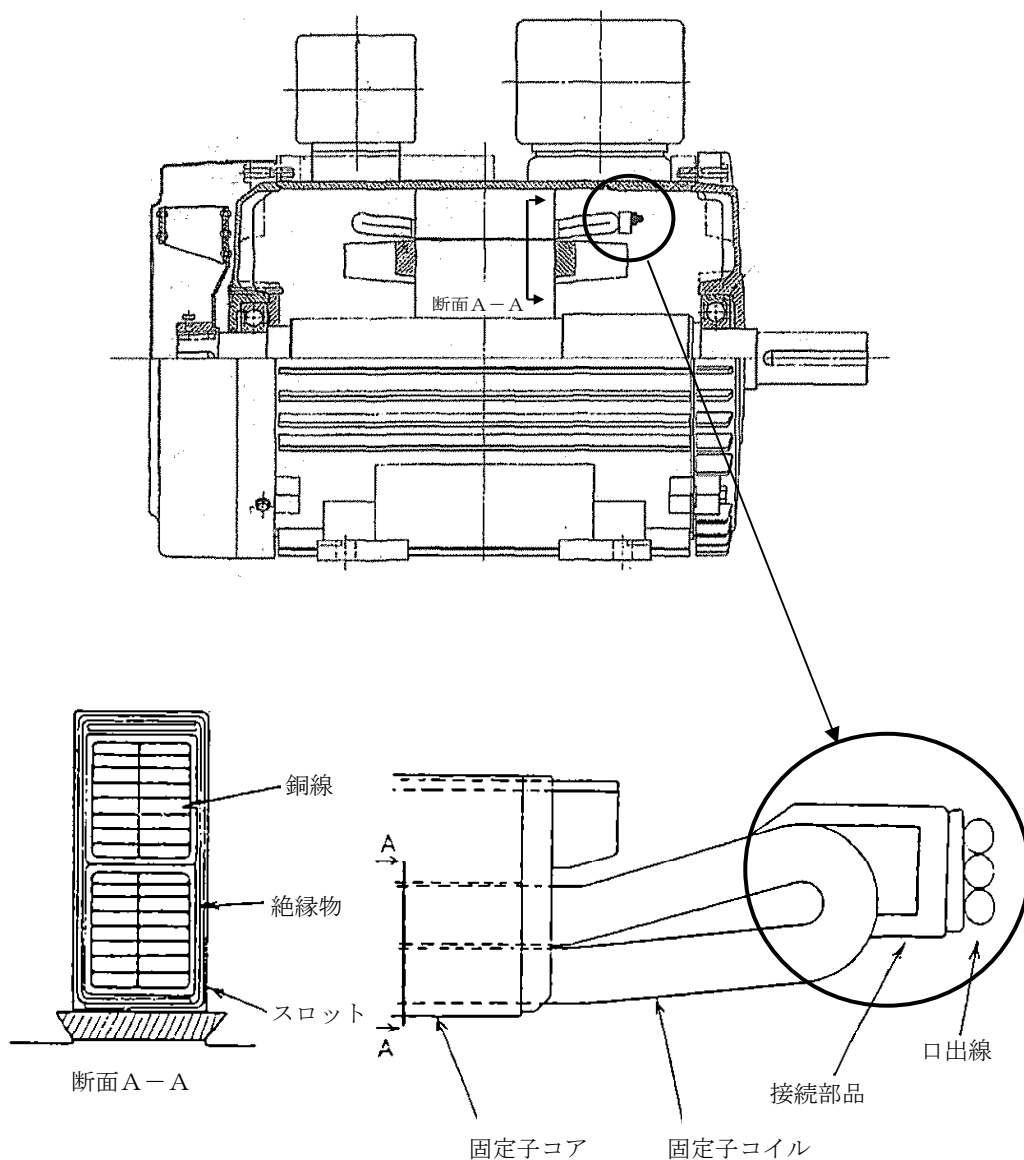


図 2.3-1 固定子コイルの絶縁部位

b. 技術評価

① 健全性評価

固定子コイル及び口出線・接続部品の絶縁特性低下要因としては、機械的、熱的、電氣的及び環境的要因により経年的に劣化が進行し、絶縁特性低下を起こす可能性があるが、これまでの点検実績から最も絶縁特性低下に影響及ぼす要因は熱的劣化であることから、長期間の使用を考慮すると固定子コイル及び口出線・接続部品の絶縁特性低下の可能性は否定できない。

② 現状保全

固定子コイル及び口出線・接続部品の絶縁特性低下に対しては、点検時に目視確認、清掃及び絶縁抵抗測定を行い、熱的劣化による有意な絶縁特性低下のないことを確認している。

また、これらの点検で有意な絶縁特性低下による異常が確認された場合は、洗浄・乾燥及び絶縁補修（絶縁物にワニスを注入）又は、固定子コイル及び口出線・接続部品又はモータを取替えることとしている。

なお、第24回定期検査時に非常用ディーゼル発電機冷却系海水系ポンプモータ3台の取替を実施している。

③ 総合評価

健全性評価及び現状保全の結果から判断して、固定子コイル及び口出線・接続部品の絶縁特性低下の可能性は小さく、また、現状保全にて絶縁特性の低下は把握可能と考えられる。今後も、目視確認、清掃及び絶縁抵抗測定を実施することで、異常の有無の確認は可能であり、現状の保全は点検手法として適切であると判断する。

c. 高経年化への対応

固定子コイル及び口出線・接続部品の絶縁特性低下に対しては、高経年化対策の観点から現状の保全内容に追加すべき項目はない。

今後も点検時に目視確認、清掃及び絶縁抵抗測定を実施することにより、絶縁特性低下を監視していくとともに、必要に応じて洗浄、乾燥及び絶縁補修（絶縁物にワニスを注入）又はコイル及び口出線・接続部品の取替を実施する。

3. 代表機器以外への展開

本章では、2章で実施した代表機器の技術評価について、1章で実施したグループ化で代表機器となっていない機器への展開について検討した。

[対象低圧ポンプモータ]

- ① ほう酸水注入系潤滑油ポンプモータ
- ② 原子炉冷却材浄化系循環ポンプモータ
- ③ 常設低圧代替注水系ポンプモータ
- ④ 代替燃料プール冷却系ポンプモータ
- ⑤ 代替循環冷却系ポンプモータ
- ⑥ 格納容器圧力逃がし装置移送ポンプモータ

3.1 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象

a. 固定子コイル及びび口出線・接続部品の絶縁特性低下 [共通]

代表機器と同様、固定子コイル及びび口出線・接続部品の絶縁物は、有機物であるため、機械的、熱的、電氣的、環境的要因により経年的に劣化が進行し、絶縁特性低下を起こす可能性があるが、点検時に目視確認、清掃及び絶縁抵抗測定を実施しており、必要に応じて洗浄、乾燥及び絶縁補修（絶縁物にワニスを注入）又はコイル及びび口出線・接続部品の取替を実施することで健全性は維持できると判断する。

常設低圧代替注水系ポンプモータ、代替燃料プール冷却系ポンプモータ、代替循環冷却系ポンプモータ及び格納容器圧力逃がし装置移送ポンプモータは新たに設置されることから、今後、点検時に目視確認、清掃及び絶縁抵抗測定を行うとともに、必要に応じて洗浄、乾燥及び絶縁補修（絶縁物にワニスを注入）又はコイル及びび口出線・接続部品の取替を実施することで健全性は維持できると判断する。

したがって、高経年化対策の観点から現状の保全内容に追加すべき項目はない。

なお、第23回定期検査時にほう酸水注入系潤滑油ポンプモータ2台の取替を実施している。

3.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象

(1) 想定した劣化傾向と実際の劣化傾向の乖離が考え難い経年劣化事象であって、想定した劣化傾向等に基づき適切な保全活動を行っているもの（日常劣化管理事象）

a. 固定子コア及び回転子コアの腐食（全面腐食） [共通]

代表機器と同様，固定子コア及び回転子コアは，無方向性電磁鋼等であるため腐食が想定されるが，固定子コア及び回転子コアには，防食効果のある絶縁ワニス処理が施されており，腐食進行の可能性は小さく，点検時に目視確認を行い，その結果により必要に応じ補修を実施することとしている。

常設低圧代替注水系ポンプモータ，代替燃料プール冷却系ポンプモータ，代替循環冷却系ポンプモータ及び格納容器圧力逃がし装置移送ポンプモータは新たに設置されることから，今後，点検時に目視確認を行い，その結果により必要に応じ補修を実施することで健全性を維持できると考える。

したがって，固定子コア及び回転子コアの腐食（全面腐食）は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

b. フレーム，エンドブラケット，ファン，ファンカバー及び端子箱の腐食（全面腐食） [共通]

代表機器と同様，フレーム，エンドブラケット，ファン，ファンカバー及び端子箱は，炭素鋼等であるため腐食が想定されるが，フレーム等の表面は塗装が施されており，腐食進行の可能性は小さく，点検時に目視確認を行い，その結果により必要に応じ補修を実施することとしている。

常設低圧代替注水系ポンプモータ，代替燃料プール冷却系ポンプモータ，代替循環冷却系ポンプモータ及び格納容器圧力逃がし装置移送ポンプモータは新たに設置されることから，今後，点検時に目視確認を行い，その結果により必要に応じ補修を実施することで健全性を維持できると考える。

したがって，フレーム，エンドブラケット，ファン，ファンカバー及び端子箱の腐食（全面腐食）は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

c. 主軸の摩耗 [共通]

代表機器と同様，主軸は，軸受との接触面の摩耗が想定されるが，点検時に主軸の寸法測定を行い，その結果により必要に応じ補修を実施することとしている。

常設低圧代替注水系ポンプモータ，代替燃料プール冷却系ポンプモータ，代替循環冷却系ポンプモータ及び格納容器圧力逃がし装置移送ポンプモータは新たに設置されることから，今後，点検時に主軸の寸法測定を行い，その結果により必要に応じ補修を実施することで健全性を維持できると考える。

したがって，主軸の摩耗は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

d. 取付ボルトの腐食（全面腐食）〔共通〕

代表機器と同様、取付ボルトは、炭素鋼であるため腐食が想定されるが、表面は塗装が施されており、腐食進行の可能性は小さく、点検時に目視確認を行い、その結果により必要に応じ補修又は取替を実施することとしている。

常設低圧代替注水系ポンプモータ、代替燃料プール冷却系ポンプモータ、代替循環冷却系ポンプモータ及び格納容器圧力逃がし装置移送ポンプモータは新たに設置されることから、今後、点検時に目視確認を行い、その結果により必要に応じ補修又は取替を実施することで健全性を維持できると考える。

したがって、取付ボルトの腐食（全面腐食）は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

e. 主軸の高サイクル疲労割れ〔共通〕

代表機器と同様、主軸には、モータ運転時に繰返し応力が発生することから、応力集中部において高サイクル疲労割れが想定されるが、主軸は設計段階において疲労割れが発生しないように考慮された設計となっており、高サイクル疲労割れが発生する可能性は小さい。

なお、点検時に目視確認を行い、これまで割れは確認されていない。

今後も使用環境が変わらないことから、これらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

常設低圧代替注水系ポンプモータ、代替燃料プール冷却系ポンプモータ、代替循環冷却系ポンプモータ及び格納容器圧力逃がし装置移送ポンプモータは新たに設置されるが、代表機器と同様、高サイクル疲労割れは設計上考慮されていることから、高サイクル疲労割れが発生する可能性は小さく、今後、点検時に目視確認を行い割れの有無を確認することで健全性を維持できると考える。

したがって、主軸の高サイクル疲労割れは高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

(2) 現在までの運転経験や使用条件から得られた材料試験データとの比較等により、今後も経年劣化の進展が考えられない、又は進展傾向が極めて小さいと考えられる経年劣化事象（日常劣化管理事象以外）

a. 回転子棒及び回転子エンドリングの疲労割れ [共通]

代表機器と同様、回転子棒及び回転子エンドリングには、モータ起動時に発生する電磁力等により繰返し応力を受けると疲労割れの発生が想定されるが、回転子棒及び回転子エンドリングはアルミダイキャストで一体形成され、スロット内にアルミニウムが充満した状態で回転子棒が形成されていることから、回転子棒とスロットの間に隙間や緩みは生じないため、繰返し応力による疲労割れが発生する可能性はない。

常設低圧代替注水系ポンプモータ、代替燃料プール冷却系ポンプモータ、代替循環冷却系ポンプモータ及び格納容器圧力逃がし装置移送ポンプモータは新たに設置されるが、代表機器と同様、回転子棒及び回転子エンドリングはアルミダイキャストで一体形成され、スロット内にアルミニウムが充満した状態で回転子棒が形成されていることから、回転子棒とスロットの間に隙間や緩みは生じないため、繰返し応力による疲労割れが発生する可能性はない。

したがって、回転子棒及び回転子エンドリングの疲労割れは高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

東海第二発電所
容器の技術評価書

(運転を断続的に行うことを前提とした評価)

日本原子力発電株式会社

本評価書は、東海第二発電所（以下、「東海第二」という）で使用されている安全上重要な容器（重要度分類審査指針におけるクラス1、2及び高温・高圧の環境下にあるクラス3の容器）及び常設重大事故対処設備に属する容器について、運転を断続的に行うことを前提に高経年化に係わる技術評価についてまとめたものである。

評価対象機器の一覧を表1に、機能を表2に示す。

評価対象機器を型式、内部流体、材料等でグループ化し、それぞれのグループから、重要度、運転状態、最高使用温度等の観点から代表機器を選定し技術評価を行った後、代表以外の機器について評価を展開している。

本評価書は容器の型式等を基に以下の3章で構成されている。

1. 原子炉圧力容器
2. 原子炉格納容器
3. その他容器

なお、原子炉圧力容器と原子炉格納容器は、重要性及び特殊性を考慮し、その他の容器と分けて単独で評価している。

また、水圧制御ユニット、ディーゼル機関付属設備、可燃性ガス濃度制御系再結合装置、補助ボイラ設備の容器については「機械設備の技術評価書」にて評価を実施するものとし、本評価書には含めない。

なお、文書中の単位の記載は、原則としてSI単位系に基づくものとする（圧力の単位は特に注記がない限りゲージ圧力を示す）。

表 1(1/2) 評価対象機器一覧

種類	機器名称	仕様	重要度*1	
容器	原子炉圧力容器	高さ22,118 mm 胴内径6,434 mm	PS-1, 重*3	
	原子炉格納容器	ドライウエル： 全高30,067 mm 底部内径24,903 mm サブプレッション・チェンバ： 全高17,891 mm 内径25,908 mm	MS-1, 重*3	
	機械ペネトレーション	配管貫通部	—	MS-1, 重*3
		機器搬入口	—	MS-1, 重*3
		エアロック	—	MS-1, 重*3
		ハッチ及びマンホール	—	MS-1, 重*3
電気ペネトレーション	モジュール型電気ペネトレーション	—	MS-1, 重*3	
タンク	湿分分離器	長さ14,789.15 mm 内径3,200.4 mm	高*2	
	スクラム排水容器	全高955 mm 胴内径300 mm	高*2	
	ほう酸水注入系貯蔵タンク	高さ3,684 mm 内径2,745 mm	MS-1, 重*3	
ライニング槽	使用済燃料貯蔵プール	縦10,363 mm 横12,192 mm 深さ11,913 mm	PS-2, 重*3	
	原子炉ウエル	深さ7,577 mm 内径11,670 mm	PS-2	
	燃料プール冷却浄化系スキマサージタンク	高さ7,572 mm 内径1,600 mm	重*3	
アキュムレータ	MSIV用アキュムレータ	全長1,024 mm 胴内径500 mm	MS-1	
	SRV (ADS) 用アキュムレータ	全長1,270 mm 胴内径550 mm	MS-1, 重*3	
	SRV用アキュムレータ	全長800 mm 胴内径400 mm	MS-1	
	SLC用アキュムレータ	全長746.1 mm 内径168.7 mm	MS-1	
フィルタ等	活性炭ベット	高さ7,800 mm 内径1,350 mm	PS-2	
	排ガス後置除湿器	高さ5,200 mm 内径900 mm	高*2	
	排ガス再結合器	高さ3,715 mm 内径1,950 mm	PS-2	
	格納容器圧力逃がし装置フィルタ装置	全長10,000 mm 内径4,600 mm	重*3	
	原子炉冷却材浄化系フィルタ脱塩器	全長4,260 mm 胴内径1,058 mm	PS-2	
	制御棒駆動水系ポンプ出口ラインフィルタ	高さ844.5 mm 内径85.6 mm	高*2	

*1：当該機器に要求される重要度クラスのうち、最上位の重要度クラスを示す

*2：最高使用温度が 95 °C を超え、又は最高使用圧力が 1,900 kPa を超える環境下にある原子炉格納容器外の重要度クラス 3 の機器

*3：重要度クラスとは別に常設重大事故等対処設備に属する機器及び構造物であることを示す

表 1(2/2) 評価対象機器一覧

種類	機器名称	仕様	重要度*1
フィルタ等	原子炉冷却材浄化系ポンプシールパージフィルタ	全長 413 mm 幅 220 mm	高*2
	原子炉再循環ポンプシールパージフィルタ	全長 1,736.5 mm 外径 216.3 mm	高*2
	残留熱除去海水系ポンプ出口ストレーナ	全長 2,140 mm 胴内径 790 mm	MS-1, 重*3
	非常用及びHPCS系ディーゼル発電機海水ポンプ出口ストレーナ	全長 1,360 mm 胴内径 430 mm	MS-1, 重*3
	緊急用海水系ストレーナ	全長 1,870 mm 胴内径 576 mm	重*3

*1：当該機器に要求される重要度クラスのうち、最上位の重要度クラスを示す

*2：最高使用温度が 95 °C を超え、又は最高使用圧力が 1,900 kPa を超える環境下にある原子炉格納容器外の重要度クラス 3 の機器

*3：重要度クラスとは別に常設重大事故等対処設備に属する機器及び構造物であることを示す

表 2(1/2) 評価対象機器の機能

機器名称	主な機能
原子炉圧力容器	原子炉の燃料及び炉内構造物を収容し、純水を加熱して蒸気を発生させる。
原子炉格納容器	原子炉圧力容器、原子炉冷却系統等を収容する。また、原子炉の事故や原子炉冷却系の事故等による放射性物質放出に対し、環境へ放出されるのを防止する。
湿分分離器	高圧タービンと低圧タービンの間に位置し、蒸気の湿分を除去する。
スクラム排水容器	スクラム動作時の制御棒駆動機構から排出される水を貯える。
ほう酸水注入系貯蔵タンク	制御棒の挿入不能により原子炉の冷温停止が達成できない場合、原子炉冷温停止のために注入する五ほう酸ナトリウム水を貯蔵する。
使用済燃料貯蔵プール	燃料、制御棒及び使用済燃料輸送容器の貯蔵を行う。さらに、燃料チャンネルの取替え及び機器の取扱いを行う。
原子炉ウェル	燃料の取替え時に水を満たし、原子炉圧力容器から燃料を取出す。
燃料プール冷却浄化系スキマサージタンク	燃料プール、原子炉ウェルの余剰水を受け入れる。
MSIV用アキュムレータ	主蒸気隔離弁駆動用ガスである窒素又は制御用空気を貯蔵する。
SRV (ADS) 用アキュムレータ	逃がし安全弁の自動減圧機能動作時に必要な駆動用ガスである窒素を貯蔵する。
SRV用アキュムレータ	逃がし安全弁の逃がし弁機能動作時に必要な駆動用ガスである窒素を貯蔵する。
SLC用アキュムレータ	ほう酸水注入系ポンプ（往復ポンプ）運転時に系統の圧力脈動を緩和する。
活性炭ベット	放射性希ガスを装置内の活性炭に吸着させ、放射能を減衰させる。
排ガス後置除湿器	気体廃棄物処理系排ガス活性炭ベットへ流入する排ガスの湿分を除去する。
排ガス再結合器	原子炉冷却材の放射性分解によって発生した酸素及び水素を再結合させ水蒸気に還元し、安全に処理する。
格納容器圧力逃がし装置フィルタ装置	重大事故等時に、格納容器内に発生するガスに含まれる粒子状及び気体状の放射性物質を除去した上で大気に放出することで、格納容器の過圧破損を防止する。
原子炉冷却材浄化系フィルタ脱塩器	原子炉冷却材に含まれる溶解性、不溶解性不純物をイオン交換樹脂により除去する。
制御棒駆動水系ポンプ出口ラインフィルタ	制御棒駆動水系ポンプから系統に入ってくるスケール等の異物を除去する。

表 2(2/2) 評価対象機器の機能

機器名称	主な機能
原子炉冷却材浄化系ポンプシールパージフィルタ	原子炉冷却材浄化系ポンプメカニカルシールへのパージ水の異物を除去する。
原子炉再循環ポンプシールパージフィルタ	原子炉再循環ポンプメカニカルシールへのパージ水の異物を除去する。
残留熱除去海水系ポンプ出口ストレーナ	残留熱除去海水系ポンプから系統に入ってくる貝等の異物を除去する。
非常用及びHPCS系ディーゼル発電機海水ポンプ出口ストレーナ	非常用及びHPCS系ディーゼル発電機海水ポンプから系統に入ってくる貝等の異物を除去する。
緊急用海水系ストレーナ	緊急用海水系ポンプから系統に入ってくる貝等の異物を除去する。

1. 原子炉压力容器

[対象機器]

① 原子炉压力容器

目次

1. 対象機器	1-1
2. 原子炉圧力容器の技術評価.....	1-2
2.1 構造, 材料及び使用条件.....	1-2
2.2 経年劣化事象の抽出.....	1-7
2.2.1 機器の機能達成に必要な項目.....	1-7
2.2.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象の抽出.....	1-7
2.2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象.....	1-9
2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象の評価.....	1-16

1. 対象機器

東海第二で使用している原子炉压力容器の主な仕様を表 1-1 に示す。

表 1-1 原子炉压力容器の主な仕様

機器名称	重要度	使用条件	
		最高使用圧力 (MPa)	最高使用温度 (°C)
原子炉压力容器	PS-1 重 ^{*1}	8.62	302

*1：重要度クラスとは別に常設重大事故等対処設備に属する機器及び構造物であることを示す

2. 原子炉圧力容器の技術評価

2.1 構造，材料及び使用条件

(1) 構造

東海第二の原子炉圧力容器は，たて形円筒形容器であり，1基設置されている。

原子炉圧力容器は，上鏡，胴，下鏡，ノズル，ブラケット及び容器を支持する支持スカート，基礎ボルト等から構成される。

なお，上鏡は取外し可能なフランジ構造である。

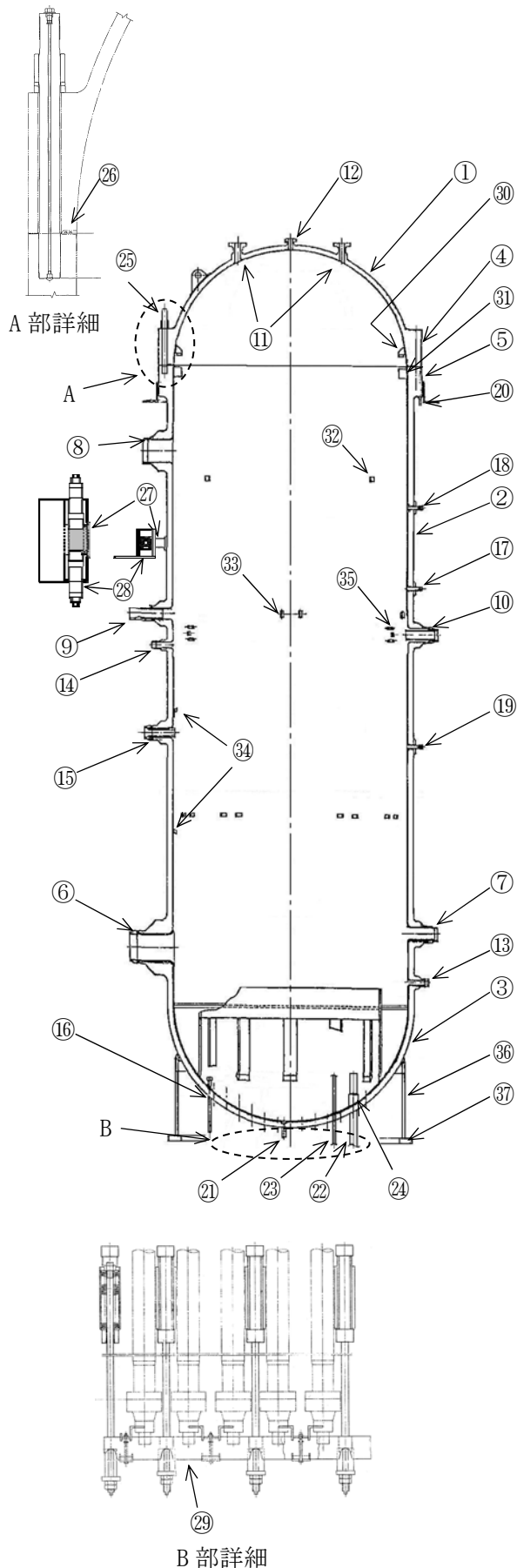
東海第二の原子炉圧力容器の改造履歴を表 2.1-1 に，構造図を図 2.1-1 に示す。

(2) 材料及び使用条件

東海第二の原子炉圧力容器主要部位の使用材料を表 2.1-2 に，炉心領域部材料の化学成分を表 2.1-3 に，使用条件を表 2.1-4 に示す。

表 2.1-1 原子炉圧力容器の改造履歴

部位及び改善内容	時期	理由
スタッドボルト取替	第 16 回定期検査 (1998 年度)	ボルトテンショナー 改造に伴う取替
中性子計測ハウジング改造 (母材内面を により改善)	第 17 回定期検査 (1999 年度)	応力腐食割れ対策
中性子計測ハウジング取替 (1 本)	第 18 回定期検査 (2001 年度)	応力腐食割れ対策



No.	部位
①	上鏡
②	胴
③	下鏡
④	上鏡フランジ
⑤	胴フランジ
⑥	再循環水出口ノズル(N1), セーフエンド
⑦	再循環水入口ノズル(N2), セーフエンド
⑧	主蒸気ノズル(N3), セーフエンド
⑨	給水ノズル(N4), セーフエンド
⑩	炉心スプレイノズル(N5), セーフエンド
⑪	上鏡スプレイノズル/予備ノズル(N6), 閉止フランジ
⑫	ベントノズル(N7)
⑬	ジェットポンプ計測管貫通部ノズル(N8), セーフエンド, ペネトレーションシール
⑭	制御棒駆動水戻りノズル(N9), セーフエンド, 閉止キャップ
⑮	低圧注水ノズル(N17), セーフエンド
⑯	差圧検出・ほう酸水注入管ノズル(N10), セーフエンド, ティ
⑰	計装ノズル(N11), セーフエンド
⑱	計装ノズル(N12), セーフエンド
⑲	計装ノズル(N16), セーフエンド
⑳	漏えい検出ノズル(N13)
㉑	ドレンノズル(N15)
㉒	制御棒駆動機構ハウジング
㉓	中性子計測ハウジング
㉔	スタブチューブ
㉕	スタッドボルト
㉖	Oリング
㉗	スタビライザブラケット
㉘	スタビライザ
㉙	ハウジングサポート
㉚	ドライヤホールダウンブラケット
㉛	ガイドロッドブラケット
㉜	ドライヤサポートブラケット
㉝	給水スパーチャブラケット
㉞	サーベイランスブラケット
㉟	炉心スプレイブラケット
㊱	支持スカート
㊲	基礎ボルト

図 2.1-1 原子炉压力容器構造図

表 2.1-2 原子炉圧力容器主要部位の使用材料

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	材料
バウンダリの維持	耐圧	上鏡, 胴, 下鏡	低合金鋼
		主フランジ (上鏡フランジ, 胴フランジ)	低合金鋼
		ノズル(N1, N2, N3, N4, N5, N6, N7, N8, N9, N17)	低合金鋼
		ノズル(N10, N11, N12, N16)	高ニッケル合金
		漏えい検出ノズル(N13)	炭素鋼
		ドレンノズル(N15)	炭素鋼
		再循環水出口ノズル(N1)のセーフエンド 再循環水入口ノズル(N2)のセーフエンド ジェットポンプ計測管貫通部ノズル(N8)のセーフエンド, ペネトレーションシール 差圧検出・ほう酸水注入管ノズル(N10)のセーフエンド, ティ 計装ノズル(N11, N12, N16)のセーフエンド	ステンレス鋼
		主蒸気ノズル(N3)のセーフエンド 給水ノズル(N4)のセーフエンド 炉心スプレイノズル(N5)のセーフエンド 制御棒駆動水戻りノズル(N9)のセーフエンド, 閉止キャップ 低圧注水ノズル(N17)のセーフエンド 予備ノズル(N6)閉止フランジ	炭素鋼
		制御棒駆動機構ハウジング 中性子計測ハウジング	ステンレス鋼
		スタブチューブ	高ニッケル合金
	スタッドボルト	低合金鋼	
	シール	0 リング	(消耗品)
	機器の支持	支持	スタビライザブラケット
スタビライザ			炭素鋼, 低合金鋼
ハウジングサポート			炭素鋼
ブラケット (ドライヤホールドダウン)			炭素鋼
ブラケット (ガイドロッド, ドライヤサポート, 給水スパーチャ, サーベイランス, 炉心スプレイ)			ステンレス鋼
支持スカート			低合金鋼
基礎ボルト			低合金鋼

表 2.1-3 原子炉压力容器の炉心領域部材料の化学成分

(単位：重量%)

区分	Cu	Ni	P	Si
母材				
溶接金属*1				

*1：溶接方法は [] 溶接

表 2.1-4 原子炉压力容器の使用条件

最高使用圧力	8.62 MPa
最高使用温度	302 °C
内部流体	純水，蒸気

2.2 経年劣化事象の抽出

2.2.1 機器の機能達成に必要な項目

原子炉圧力容器の機能であるバウンダリ機能の達成に必要な項目は以下のとおり。

- (1) バウンダリの維持
- (2) 機器の支持

2.2.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象の抽出

(1) 想定される経年劣化事象の抽出

原子炉圧力容器について、機能達成に必要な項目を考慮して主要な部位に展開した上で、個々の部位の材料、構造、使用条件（内部流体の種類、応力、温度等）及び現在までの運転経験を考慮し、表 2.2-1 に示すとおり、想定される経年劣化事象を抽出した（表 2.2-1 で○又は△、▲）。

なお、消耗品及び定期取替品は以下のとおり評価対象外とする。

(2) 消耗品及び定期取替品の扱い

O リングは消耗品であり、設計時に長期使用せず取替を前提としていることから高経年化対策を見極める上での評価対象外とする。

(3) 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象の抽出

想定される経年劣化事象のうち下記①，②に該当しない事象を高経年化対策上着目すべき経年劣化事象と判断した。

なお，下記①，②に該当する事象については，2.2.3 項に示すとおり，高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断した。

- ① 想定した劣化傾向と実際の劣化傾向の乖離が考え難い経年劣化事象であって，想定した劣化傾向等に基づき適切な保全活動を行っているもの(日常劣化管理事象として表 2.2-1 で△)
- ② 現在までの運転経験や使用条件から得られた材料試験データとの比較等により，今後も経年劣化の進展が考えられない，又は進展傾向が極めて小さいと考えられる経年劣化事象（日常劣化管理事象以外として表 2.2-1 で▲）

この結果，高経年化対策上着目すべき経年劣化事象として以下の事象が抽出された（表 2.2-1 で○）。

- a. 胴の中性子照射脆化
- b. ノズル等の疲労割れ（上鏡，胴，下鏡，主フランジ，ノズル，セーフエンド，ハウジング，スタブチューブ，スタッドボルト，支持スカート）

2.2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象

(1) 想定した劣化傾向と実際の劣化傾向の乖離が考え難い経年劣化事象であって、想定した劣化傾向等に基づき適切な保全活動を行っているもの（日常劣化管理事象）

- a. ステンレス鋼及び高ニッケル合金使用部位（母材，溶接部）の粒界型応力腐食割れ[セーフエンド（再循環水出口ノズルのセーフエンドの溶接部，再循環水入口ノズルのセーフエンドの溶接部），ジェットポンプ計測管貫通ノズルとセーフエンドの溶接部，ジェットポンプ計測管貫通ノズルセーフエンドとペネトレーションシールの溶接部，ブラケット]

原子炉圧力容器のステンレス鋼及び高ニッケル合金使用部位は，高温の純水中又は飽和蒸気環境中にあるため，溶接部（母材熱影響部を含む）に粒界型応力腐食割れ発生の可能性がある。

再循環水出口ノズルとセーフエンドの溶接部，再循環水入口ノズルとセーフエンドの溶接部，ジェットポンプ計測管貫通部ノズルとセーフエンドの溶接部，ジェットポンプ計測管貫通ノズルセーフエンドとペネトレーションシールの溶接部については，「実用発電用原子炉及びその附属施設における破壊を引き起こす亀裂及びその他の欠陥の解釈の制定について（平成 26 年 8 月 6 日 原規技発第 1408063 号 原子力規制委員会決定）」に基づき，通常の供用期間中検査より短周期で超音波探傷検査を実施してきており，異常は認められていない。

ブラケットと胴の溶接部については，これまでの目視点検にて異常は認められていない。

また，東海第二では 1997 年度より水素注入を行い，応力腐食割れに対して環境面からの改善を図っている。

したがって，ステンレス鋼及び高ニッケル合金使用部位（母材，溶接部）の粒界型応力腐食割れは高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

- b. スタビライザブラケット，スタビライザ，支持スカート及びハウジングサポートの腐食（全面腐食）

スタビライザブラケット，スタビライザ，支持スカート及びハウジングサポートの材料は，炭素鋼又は低合金鋼であり腐食が想定されるが，通常運転時には窒素ガス雰囲気中にあり有意な腐食が発生する可能性は小さく，今後も使用環境がかわらないことから，これらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

なお，スタビライザブラケット，スタビライザ，支持スカート及びハウジングサポートの目視点検において有意な腐食は確認されていない。

したがって，スタビライザブラケット，スタビライザ，支持スカート及びハウジングサポートの腐食（全面腐食）は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

c. スタッドボルトの腐食（全面腐食）

スタッドボルトは低合金鋼であり腐食（全面腐食）が想定されるが、通常運転時には窒素ガス雰囲気中にあり有意な腐食が発生する可能性は小さく、今後も使用環境が変わらないことから、これらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

なお、原子炉開放時のボルト取外し時の目視点検において有意な腐食は確認されていない。

したがって、スタッドボルトの腐食（全面腐食）は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

d. スタビライザブラケット及びスタビライザ摺動部の摩耗

機器の移動を許容するサポートの摺動部材は、摩耗が想定されるが、水平サポートであるスタビライザは、地震により摺動するものであり、発生回数が少ないことから、摩耗が発生する可能性は小さく、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

なお、スタビライザブラケット及びスタビライザ摺動部の目視点検において有意な摩耗は確認されていない。

したがって、スタビライザブラケット及びスタビライザ摺動部の摩耗は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

e. スタビライザブラケット及びスタビライザの疲労割れ

スタビライザは水平サポートであり、地震により摺動するものであるため、運転中には有意な荷重を受けないことから、疲労が蓄積する可能性は小さく、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

なお、スタビライザブラケット及びスタビライザの目視点検において有意な割れは確認されていない。

したがって、スタビライザブラケット及びスタビライザの疲労割れは高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

- f. ステンレス鋼及び高ニッケル合金使用部位（母材，溶接部）の粒界型応力腐食割れ[ノズル（差圧検出・ほう酸水注入管ノズル，計装ノズル），セーフエンド（差圧検出・ほう酸水注入管ノズルセーフエンド/ティ，計装ノズルのセーフエンドの溶接部），制御棒駆動機構ハウジング，中性子計測ハウジング，スタブチューブ]

原子炉圧力容器のステンレス鋼及び高ニッケル合金使用部位は，高温の純水中又は飽和蒸気環境中にあるため，溶接部（母材熱影響部を含む）に粒界型応力腐食割れ発生の可能性がある。

スタブチューブの下鏡との溶接部については，国内他プラントで粒界型応力腐食割れと推定されるひびが発生している。また，中性子計測ハウジング取付溶接部についても東海第二の第 17 回定期検査時（1999 年度）に粒界型応力腐食割れと推定されるひびが発見される等，複数の事例がある。

差圧検出・ほう酸水注入管ノズル及びスタブチューブと下鏡の溶接部及びスタブチューブと制御棒駆動機構ハウジングの溶接部については，運転期間延長認可申請に際して実施した特別点検における目視点検，また，内面の母材熱影響部は渦流探傷検査を行っており，異常のないことを確認している。第 25 回施設定期検査（2011 年度～）において，各部のウォータージェットピーニングによる残留応力改善を行っており，起動前には全て完了する予定であることから，今後粒界型応力腐食割れが発生する可能性は小さい。

中性子計測ハウジングと下鏡部の溶接部については，運転期間延長認可申請に際して実施した特別点検における目視点検，また，内面の母材熱影響部は渦流探傷検査を行っており，異常のないことを確認している。

また，第 17 回定期検査時（1999 年度）に割れが確認された 1 箇所について，拡管及び封止溶接を施し 1 サイクル運転した後，第 18 回定期検査時（2001 年度）において，中性子計測ハウジング材質に低炭素ステンレス鋼（SUS316TP）を適用し，原子炉圧力容器との取付溶接部では，溶加材に高ニッケル合金（インコネル 82）を用いた耐応力腐食割れ性に優れた溶接方法を適用して取替を行った。割れが確認されなかった 54 箇所について，TIG クラッドにより内表面に耐食性の優れたクラッド層を形成するとともに，高温の純水に接する外表面については溶接残留応力を改善している。

さらに，第 25 回施設定期検査（2011 年度～）において，ウォータージェットピーニングによる残留応力改善を行っており，今後粒界型応力腐食割れが発生する可能性は小さい。

計装ノズル(N11, N12 及び N16)と胴の溶接部，計装ノズル(N11)とセーフエンド溶接部については，第 21 回定期検査時（2005 年度）にウォータージェットピーニングによる残留応力改善を行っており，目視点検により異常のないことを確認していることから，粒界型応力腐食割れ発生の可能性は小さい。

差圧検出・ほう酸水注入管ノズルセーフエンド/ティ，計装ノズルのセーフエンドの溶接部については，小口径配管であり残留応力が小さく，粒界型応力腐食割れ発生の可能性は小さく，今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって，ステンレス鋼及び高ニッケル合金使用部位（母材，溶接部）の粒界型応力腐食割れは高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

g. 主フランジ（上鏡フランジ及び胴フランジのシール面）の腐食（全面腐食，隙間腐食，孔食）

上鏡フランジ及び胴フランジは低合金鋼であり，フランジシール面は狭隘であることから腐食（全面腐食，隙間腐食，孔食）が想定されるが，シール面には耐食性に優れた高ニッケル合金で肉盛がされており腐食が発生する可能性は小さく，今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

なお，原子炉開放の都度実施されている目視点検によりシール面の腐食は検知可能であり，これまでに有意な腐食は確認されていない。

したがって，主フランジ（上鏡フランジ及び胴フランジのシール面）の腐食（全面腐食，隙間腐食，孔食）は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

h. ステンレス鋼及び高ニッケル合金のクラッド下層部のき裂

胴等には低合金鋼が用いられており，内面はステンレス鋼及び高ニッケル合金のクラッドが施されている。低合金鋼の中でも ASME SA-508 CL.2 は特定の溶接条件で溶接後熱処理の際にクラッド下層部にき裂が発生することが知られている。

この事象については米国の WRC (Welding Research Council) が 1974 年に発行した「WRC Bulletin197」において，溶接方法の改善または原子炉圧力容器材料の変更により対策が図られるという結論が導かれている。

東海第二のノズル（差圧検出・ほう酸水注入管ノズル，計装ノズル及びドレンノズルを除く）及び主フランジは SA-508 CL.2 であるが，溶接方法の改善（クラッドの 2 層盛溶接）がなされているためクラッド下層部のき裂は発生する可能性は小さいと考えられ，今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

なお，運転期間延長認可申請に際して実施した特別点検における原子炉圧力容器の母材及び溶接部について超音波探傷検査を行っており，有意な欠陥は確認されていない。

したがって，ステンレス鋼及び高ニッケル合金のクラッド下層部のき裂は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

i. 基礎ボルトの腐食（全面腐食）

基礎ボルトの露出部は通常運転時に窒素ガス雰囲気中にあり、腐食が発生する可能性は小さい。

なお、供用期間中検査において目視点検を実施しており、これまでに有意な腐食は確認されていない。

コンクリート埋設部は、コンクリートに水酸化カルシウムが含まれており、このため、pH12～13程度の強いアルカリ環境を形成し、さらに鉄表面にはカルシウム系皮膜の形成、酸素による表面の不動態化により、腐食速度としては極めて小さいことが知られている。

一般にコンクリート表面から空気中の炭酸ガスを吸収すると、コンクリート中の水酸化カルシウムが炭酸カルシウムに変化し、コンクリート表面から内部に向けて徐々にアルカリ性が失われる（中性化）。

コンクリート表面部においては、原子炉運転中窒素ガス置換を行っているため炭酸ガスが極めて少なく、コンクリートの中性化の速度は極めて小さいと考えられ、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

なお、運転期間延長認可申請に際して実施した特別点検において基礎ボルトの超音波探傷検査を実施した結果、干渉物回避のため曲がり構造となっているボルト以外は、割れその他の有害な欠陥は確認されなかったことから、腐食に起因する内部の欠陥がないことが確認できた。

また、曲がり構造のボルトを除いた条件で強度評価を実施し、原子炉圧力容器の健全性に影響がないことを確認した。

したがって、基礎ボルトの腐食（全面腐食）は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

(2) 現在までの運転経験や使用条件から得られた材料試験データとの比較等により、今後も経年劣化の進展が考えられない、又は進展傾向が極めて小さいと考えられる経年劣化事象（日常劣化管理事象以外）

a. 主蒸気ノズル、給水ノズル及び上鏡内面等の腐食（全面腐食及び流れ加速型腐食）

原子炉圧力容器内部の内面クラッドがない、主蒸気ノズル、給水ノズル、炉心スプレーノズル、低圧注水ノズル、上鏡スプレーノズル、ベントノズル、予備ノズル、閉止フランジ、制御棒駆動水戻りノズル、閉止キャップ、ドレンノズル、上鏡の内面及びドライヤホールダウンプラケットは、低合金鋼等が高温流体に接しているため、腐食（全面腐食）が想定される。

また、蒸気が高速で流れる主蒸気ノズルは流れ加速型腐食が想定される。

全面腐食及び流れ加速型腐食による運転開始後 60 年時点におけるそれぞれの腐食量は、給水ノズル及び上鏡内面等は Wagner の酸化速度式を用いて算出した結果 0.77 mm、主蒸気ノズルは Keller の予測式を用いて算出した結果 0.16 mm であり、設計・製造段階で考慮した腐食代である 1.6 mm より十分小さいことから、腐食が問題となる可能性はない。

したがって、主蒸気ノズル、給水ノズル及び上鏡内面等の腐食（全面腐食及び流れ加速型腐食）は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

表 2.2-1 原子炉圧力容器に想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	消耗品・定期取替品	材料	経年劣化事象							備考						
					減肉		割れ		材質変化		その他							
					摩耗	腐食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣化								
バウンダリの維持	耐圧	上鏡		低合金鋼		▲*1	○					*1:主蒸気ノズル, 給水ノズル及び上鏡内面等の内面クラックのない部分 *2:内面クラッド *3:クラッド下層部き裂 *4:中性子照射脆化 *5:全面腐食, 隙間腐食, 孔食 *6:主蒸気ノズルの流れ加速型腐食 *7:ノズル, セーフエンド *8:粒界型応力腐食割れ *9:摺動部 *10:ドライヤホールダウンブラケット						
		胴		低合金鋼*2			○			○*4	△*3							
		下鏡		低合金鋼*2			○				△*3							
		主フランジ		低合金鋼*2		△*5	○				△*3							
		ノズル, セーフエンド, ティペネトレーションシール, 閉止フランジ, 閉止キャップ	炭素鋼 低合金鋼 低合金鋼*2			▲*1*6	○*7		△*8				△*3					
														ステンレス鋼 高ニッケル合金				
														ステンレス鋼 高ニッケル合金		○	△*8	
	ハウジング, スタブチューブ		ステンレス鋼 高ニッケル合金				○	△*8										
スタッドボルト		低合金鋼		△	○													
シール	0リング	◎	—															
機器の支持	支持	スタビライザブラケット, スタビライザ		炭素鋼 低合金鋼	△*9	△	△											
		ハウジングサポート		炭素鋼		△												
		ブラケット		炭素鋼		▲*10												
				ステンレス鋼				△*8										
		支持スカート		低合金鋼		△	○											
基礎ボルト		低合金鋼		△														

○：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

▲：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象以外）

2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象の評価

(1) 銅の中性子照射脆化

a. 事象の説明

金属材料は中性子の照射を受けると非常に微小な欠陥（析出物、マイクロボイド）が生じ、靱性（破壊に対する抵抗）の低下が生じる。原子炉压力容器の炉心領域部においては、中性子照射に伴い遷移温度の上昇と上部棚領域の靱性が低下（USE の低下）することが知られている（図 2.3-1 参照）。

中性子照射脆化は、材料中の銅、リン等の不純物の影響を受けるが、日本では米国等に比してこれらの不純物量は一般的に低くなっている。

ここで中性子照射脆化を評価すべき部位としては、原子炉压力容器のうち中性子照射量の大きい炉心領域部を対象とする。

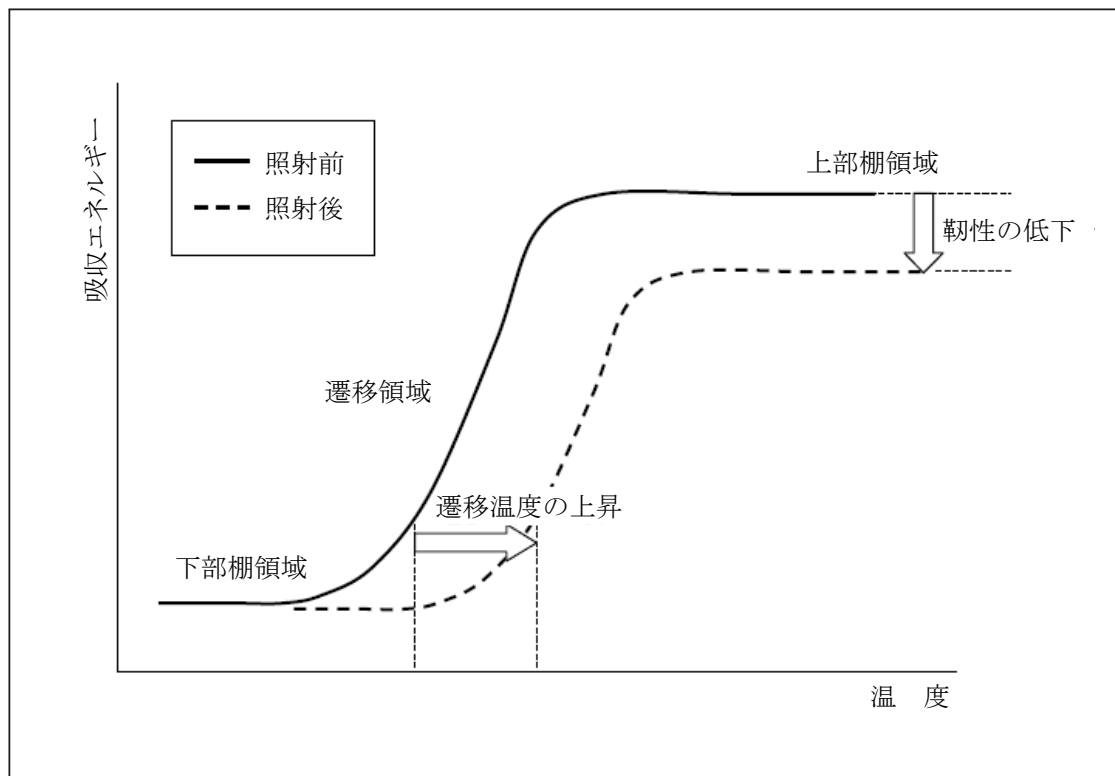


図 2.3-1 中性子照射による機械的性質（靱性）の変化

b. 技術評価

① 健全性評価

中性子照射脆化に対する健全性評価上厳しい箇所は、炉心領域の胴である。東海第二の胴内表面での中性子照射量^{*1}は、2016年11月時点^{*2}で 3.26×10^{17} n/cm² (>1 MeV) 程度、運転開始後60年時点で 5.35×10^{17} n/cm² (>1 MeV) 程度と評価される。

また、評価に用いられる板厚1/4深さ位置での中性子照射量^{*3}は、2016年11月時点^{*2}で 2.38×10^{17} n/cm² (>1 MeV) 程度、運転開始後60年時点で 3.91×10^{17} n/cm² (>1 MeV) 程度と評価される。

*1：第4回監視試験片の中性子照射量実測値と、2次元輸送計算コードDORTにより算出した監視試験片位置と胴内表面との中性子束の比率に基づき算出。

*2：中性子照射量については、2011年3月11日のプラント停止より中性子照射が停止し、それ以降の中性子照射の累積がないことから、2011年3月11日時点での中性子照射量とする。

*3：第4回監視試験片の中性子照射量実測値と、2次元輸送計算コードDORTにより算出した監視試験片位置と板厚1/4深さ位置との中性子束の比率に基づき算出。

本項では東海第二の監視試験結果と、日本電気協会「原子炉構造材の監視試験方法 JEAC4201-2007 (2013年追補版を含む)」(以下、「JEAC4201」という)及び日本電気協会「原子力発電所用機器に対する破壊靱性の確認試験方法 JEAC4206-2007」(以下、「JEAC4206」という)に基づいた評価を示す。

なお、JEAC4201における「監視試験の対象」である相当運転期間末期の最大中性子照射量が容器内面で 1×10^{17} n/cm² (>1 MeV) を超えると予測される炉心領域近傍には、低圧注水ノズルがあるが、運転開始後60年時点において、その中性子照射量は 0.87×10^{17} n/cm² (>1 MeV) であり中性子照射脆化を考慮する必要のある累積中性子照射量以下であることから、中性子照射脆化に対する健全性評価は、胴について実施する。

定期検査で行う漏えい検査は、比較的温度が低い状態で運転圧力まで昇圧するため、非延性破壊に対して最も厳しい状態となる。このため、漏えい検査時には原子炉圧力容器の最低使用温度を守るよう運転管理を行っている。

次に、JEAC4206においては、原子炉圧力容器の炉心領域部の非延性破壊に対して供用状態C、Dで最も問題となるのは加圧熱衝撃(PTS)事象であることから、PTS評価を実施する。

ここで、東海第二は沸騰水型軽水炉(BWR-5)であり、原子炉は飽和圧力・飽和温度の関係にあることから、温度の低下に伴い圧力は低下するため、高圧(高い応力がかかった状態)のまま低温になることはない。

また、設計上、非常用炉心冷却系の冷水は直接原子炉圧力容器の炉壁に接しな

い構造となっている。冷水注水するノズルにはサーマルスリーブが設けられており、サーマルスリーブを経てシュラウド内に注水されること、また、炉心スプレイ系はシュラウド内に設置された炉心スプレイスパーギャヘッドから注水されることから、いずれも原子炉压力容器の炉壁に直接冷水が接することはなく、原子炉压力容器は急速に冷却されないようになっている。

次に、設計基準事故時に原子炉压力容器内の温度低下率が一番厳しいとされている「原子炉冷却材喪失」における PTS 評価を実施する。国内 BWR-5 プラントの供用状態 D における原子炉压力容器の PTS 評価*4 を図 2.3-2 に示す。

PTS 評価の結果、中性子照射脆化を考慮し関連温度移行量が増加しても、静的平面ひずみ破壊靱性値 (K_{Ic}) は応力拡大係数 (K_I) に対して十分な裕度がある。プラント毎に関連温度初期値や関連温度移行量 (脆化量) に差異はあるが、十分な裕度があることから、東海第二の関連温度初期値や関連温度移行量を考慮しても、静的平面ひずみ破壊靱性値は応力拡大係数を十分上回ると評価する。

重大事故等時においても静的平面ひずみ破壊靱性値が応力拡大係数を上回ることを評価する。応力拡大係数は、圧力又は熱応力の観点で温度変化が大きいほうが大きい値となるが、重大事故等時に想定される事故シーケンスにおける最大の温度変化率が「原子炉冷却材喪失」に包絡されていることを確認している。

したがって、重大事故等時においても、静的平面ひずみ破壊靱性値は応力拡大係数を十分上回ると評価する。

*4：梶田他、「沸騰水型原子炉压力容器の過渡事象における加圧熱衝撃の評価」、日本保全学会第 10 回学術講演会，2013.7

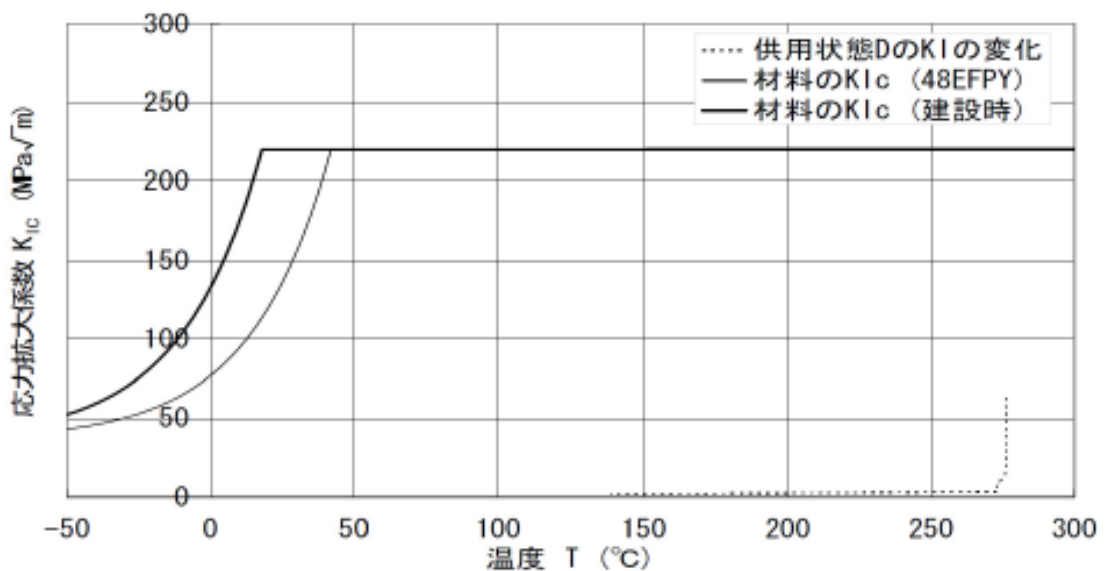


図 2.3-2 供用状態 D における原子炉压力容器の PTS 評価 (BWR-5)

1) 最低使用温度の評価

東海第二の2016年11月時点の監視試験結果を表2.3-1に示す。

JEAC4201 附属書B「中性子照射による関連温度移行量及び上部棚吸収エネルギー減少率の予測」により求めた関連温度移行量の予測値と測定値は、図2.3-3に示すとおり、予測式にマージンを見込んだものの範囲にあり、測定値について特異な脆化は認められない。

ここで、監視試験片の関連温度について母材、溶接金属及び熱影響部を評価した結果、母材が高いことから母材の評価で代表することとした。

次に、JEAC4201 附属書B「中性子照射による関連温度移行量及び上部棚吸収エネルギー減少率の予測」並びにJEAC4206 附属書A「非延性破壊防止のための解析法」及び附属書E「破壊靱性評価方法」により求めた2016年11月時点及び60年時点での関連温度移行量、関連温度、最低使用温度を表2.3-2に示す。

関連温度は2016年11月時点で5℃程度、運転開始後60年時点で11℃程度となる。その際の胴の最低使用温度は、破壊力学的検討により求めたマージン26℃を考慮すると、2016年11月時点で31℃、運転開始後60年時点で37℃となる。

ここで、炉心領域胴及び保守的な評価として低圧注水ノズルのチャージ No. 毎の構成材料について、運転開始後60年時点における関連温度を評価した結果、27℃程度、その際の最低使用温度は53℃となった。そのため、監視試験結果に基づき算出した運転開始後60年時点における関連温度の予測値に替えて適用することとした。

さらに、運転開始後60年時点を考慮した場合の運転時及び耐圧・漏えい検査時の圧力・温度制限曲線を求め健全性を評価した結果、図2.3-4に示すとおり設定可能であることを確認した。

2) 上部棚吸収エネルギーの評価

上部棚吸収エネルギーの低下について JEAC4201 附属書 B「中性子照射による関連温度移行量及び上部棚吸収エネルギー減少率の予測」に基づいて評価を実施した結果を表 2.3-3 に示す。

最も上部棚吸収エネルギーが低下するのは、母材であり、2016 年 11 月時点で 111 J、運転開始後 60 年時点で 111 J となっている。

いずれの場合も JEAC4206 で要求されている 68 J を上回っている。

表 2.3-1 東海第二の監視試験結果

回数	中性子照射量 ($\times 10^{19}$ n/cm ²) (E > 1 MeV)	関連温度及び関連温度移行量 (°C)						上部棚吸収エネルギー (J)		
		母材		溶接金属		熱影響部		母材	溶接金属	熱影響部
関連温度 初期値	0	-25		-25		-25		202	188	205
第 1 回 (加速)	0.053 (29.9 EFPY*)	関連温度 移行量	関連温度	関連温度 移行量	関連温度	関連温度 移行量	関連温度	220	212	218
		4	-21	2	-23	11	-14			
第 2 回 (炉壁 1)	0.011 (7.42 EFPY*)	3	-22	-1	-26	9	-16	202	197	200
第 3 回 (炉壁 2)	0.026 (21.4 EFPY*)	7	-18	0	-25	20	-5	199	174	191
第 4 回 (炉壁 3)	0.029 (26.2 EFPY*)	15	-10	-2	-27	-5	-30	220	215	240

* : 監視試験片位置の中性子束から、設備利用率を 80 % として原子炉圧力容器内表面に換算した場合の照射年数

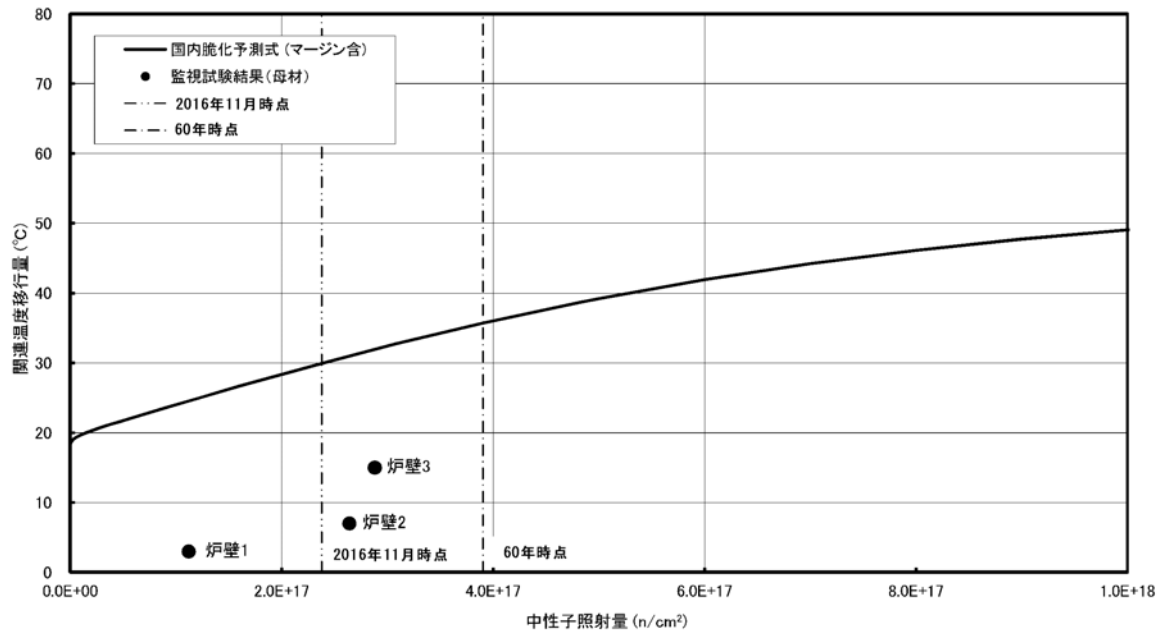


図 2.3-3 関連温度移行量の予測値と測定値 (マージン有り)

表 2.3-2 東海第二の関連温度の予測値

評価時期	材料	関連温度 初期値 (°C)	関連温度 移行量 (°C) *	関連温度 (°C)	破壊力学的 検討による マージン (°C)	胴の最低使用 温度 (°C)
2016年 11月時点	母材	-25	30	5	26	31
	溶接金属	-25	27	2		
	熱影響部	-25	30	5		
運転開始後 60年時点	母材	-25	36	11		37
	溶接金属	-25	31	6		
	熱影響部	-25	36	11		

* : 原子炉圧力容器内表面から板厚 1/4 深さでの予測値

表 2.3-3 東海第二の上部棚吸収エネルギー予測値

(単位 : J)

	初期値	2016年11月時点	運転開始後60年時点	許容値
母材	202	111*	111*	68
溶接金属	188	152	151	
熱影響部	205	113*	112*	

* : JEAC4201-2007 SA-3440 に基づき L 方向から T 方向への補正を行っている

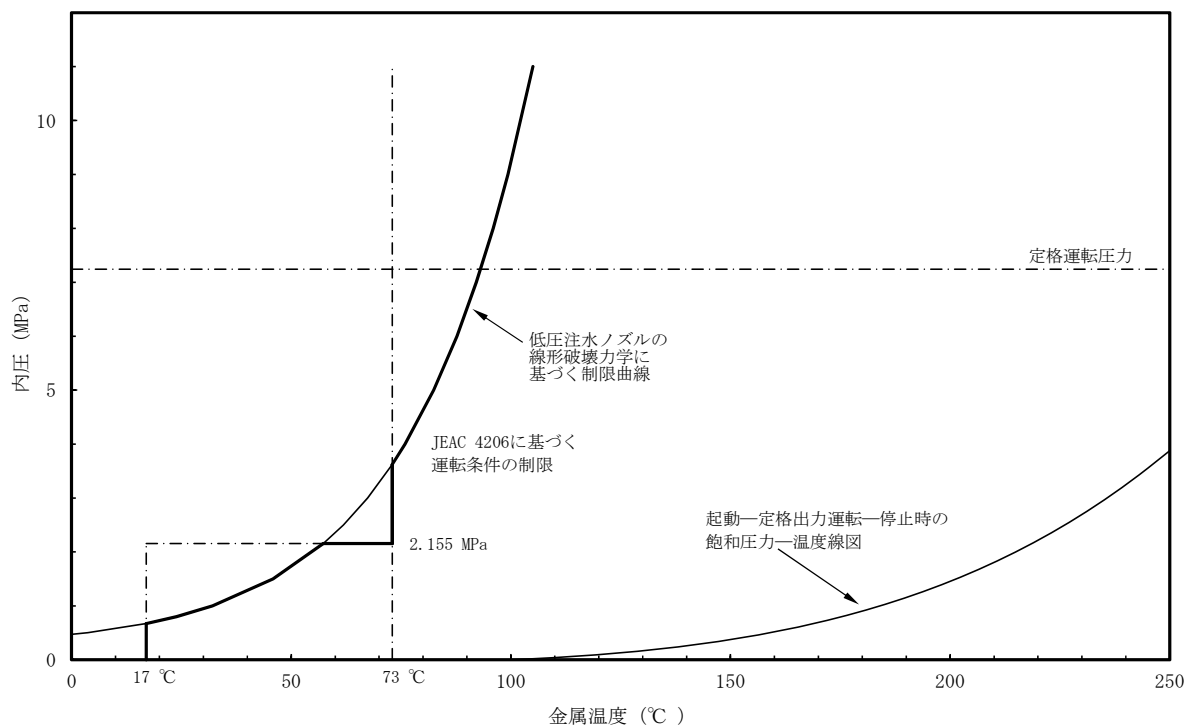


図 2.3-4 (1/2) 原子炉圧力容器の圧力・温度制限曲線 (運転開始後 60 年時点, 運転時)

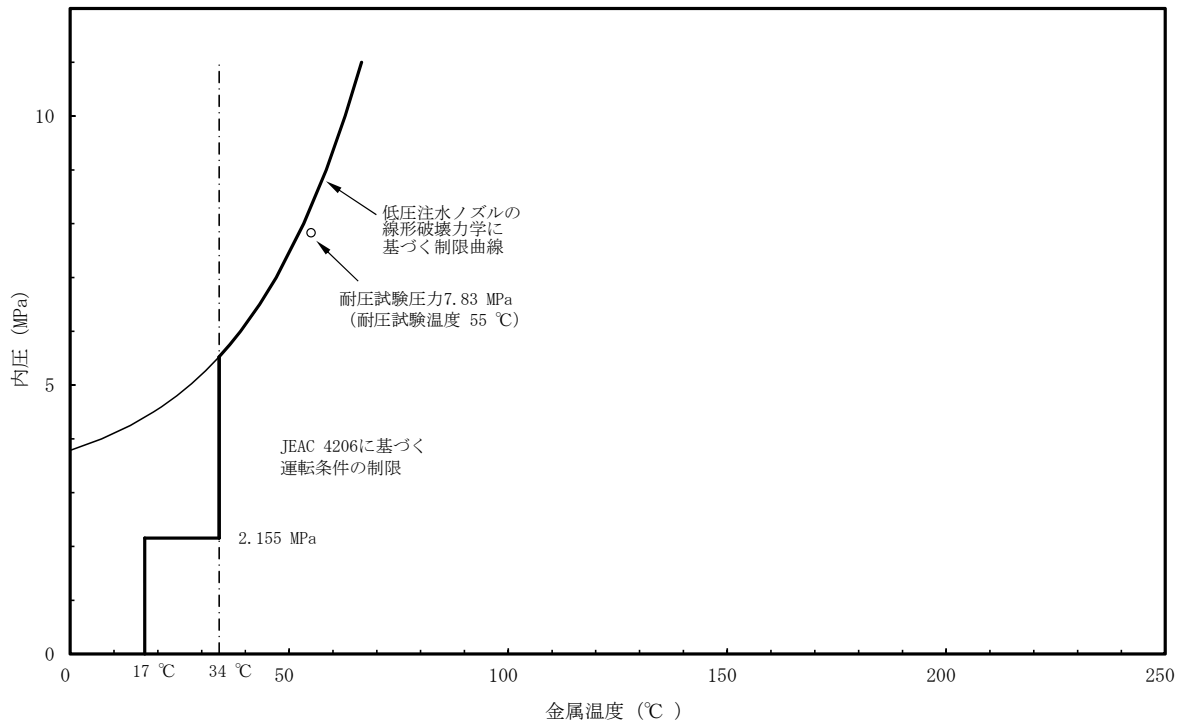


図 2.3-4 (2/2) 原子炉圧力容器の圧力・温度制限曲線 (運転開始後 60 年時点, 検査時)

② 現状保全

原子炉圧力容器（低圧注水ノズルを含む）に対しては、供用期間中検査で超音波探傷検査及び漏えい検査を実施し、有意な欠陥がないことを確認している。

炉心領域部の中性子照射による機械的性質の変化については、日本機械学会「発電用原子力設備規格 設計・建設規格 JSME S NC1-2005（2007年追補版を含む）」（以下、「設計建設規格」という）及び JEAC4201 に基づいて、計画的に監視試験を実施し破壊靱性の将来の変化を予測している。

また、監視試験結果から、JEAC4206 に基づき漏えい検査温度を設定している。監視試験片は全4セットを取出し済みであり、第3回にて試験した使用済試験片セットについては、炉内へ再装荷している。

また、第4回は運転開始後35年2ヶ月時点で監視試験片を取り出しており、第4回にて試験した使用済試験片セットについては、今後、再装荷することとする。これらの試験片については、適切な時期に取出し、試験を実施する。

なお、運転期間延長認可申請に際して実施した特別点検において、原子炉圧力容器炉心領域部の母材及び溶接部に対して超音波探傷検査を実施した結果、中性子照射脆化による脆性破壊の起点となるような有意な欠陥は認められなかった。

特別点検に合わせて実施した低圧注水ノズルコーナー部の超音波探傷検査においても、中性子照射脆化による脆性破壊の起点となるような有意な欠陥は認められなかった。

③ 総合評価

健全性評価結果から判断して、胴（炉心領域部材）の中性子照射脆化が機器の健全性に影響を与える可能性はないと考えられる。今後も適切な時期に監視試験を実施し、破壊靱性の変化を把握するとともに、JEAC4201の脆化予測式に基づき、漏えい検査温度を管理していくことにより、健全性を確保していくことは可能であると考える。

炉心領域部材の機械的性質の予測は監視試験により把握可能であり、また有意な欠陥のないことを超音波探傷検査及び漏えい検査により確認していることから、保全内容として適切である。

c. 高経年化への対応

胴（炉心領域部材）の中性子照射脆化については、JEAC4201に基づき計画的に監視試験を実施し、定期的に超音波探傷検査及び漏えい検査を実施していく。

また、監視試験結果等から、JEAC4206に基づき漏えい検査温度を設定していく。

なお、健全性評価の結果から胴（炉心領域部材）の中性子照射脆化が原子炉の安全性に影響を及ぼす可能性はないと考えるが、今後の原子炉の運転サイクル・照射量を勘案して第5回監視試験を実施する。

(2) ノズル等の疲労割れ（上鏡，胴，下鏡，主フランジ，ノズル，セーフエンド，ハウジング，スタブチューブ，スタッドボルト，支持スカート）

a. 事象の説明

上鏡，胴，下鏡，主フランジ，ノズル，セーフエンド，ハウジング，スタブチューブ，スタッドボルト，支持スカートについては，プラントの起動・停止時等に熱過渡を受けることになるため，繰返しによる熱疲労が蓄積される可能性がある。

b. 技術評価

① 健全性評価

評価部位として，温度変化が大きく比較的大きな熱応力が発生する給水ノズル，締付け力が加わる主フランジ（上鏡フランジ及び胴フランジ），スタッドボルト，容器の自重が加わる下鏡及び支持スカートを選択し，設計建設規格に基づき評価した。

疲労評価は，運転期間延長認可申請に伴う評価として，2016年11月時点までの運転実績に基づき推定した以降の評価対象期間での推定過渡回数を包含し，より保守的*に設定した過渡回数以上を用いて実施した。

*：評価条件として，主フランジ及びスタッドボルトについては，2011年3月から2020年8月末まで冷温停止状態，2020年9月以降の過渡回数発生頻度は実績の1.5倍を想定した。給水ノズル，下鏡及び支持スカートについては，2011年3月から2019年8月末まで冷温停止状態，2019年9月以降の過渡回数発生頻度は実績の1.5倍を想定した。

また，冷却材と接液する給水ノズル及び下鏡に対しては，使用環境を考慮した疲労について，日本機械学会「発電用原子力設備規格 環境疲労評価手法 JSME S NF1-2009」に基づいて評価した。評価対象部位を図 2.3-5 に，評価用過渡条件を表 2.3-4 に，評価結果を表 2.3-5 に示す。

その結果，各部位の運転開始後 60 年時点の疲労累積係数は許容値を下回り，疲労割れの可能性は小さいと判断する。

表 2.3-4 原子炉圧力容器評価用過渡条件

運転条件	運転実績に基づく過渡回数 (2016年11月時点)		60年目推定過渡回数		
	主フランジ, 給水ノズル, 下鏡, 支持スカート	スタッドボルト*1	主フランジ*2	給水ノズル, 下鏡, 支持スカート*3	スタッドボルト*1*2
ボルト締付	26	8	48	—	31
耐圧試験	72	14	132	135	74
起動 (昇温)	65	17	111	113	63
起動 (タービン起動)	65	17	111	113	63
夜間低出力運転 (出力 75 %)	67	—	—	123	—
週末低出力運転 (出力 50 %)	115	—	—	167	—
制御棒パターン変更	96	—	—	180	—
給水加熱機能喪失 (発電機トリップ)	0	—	—	1	—
給水加熱機能喪失 (給水加熱器部分バイパス)	0	—	—	1	—
スクラム (タービントリップ)	16	3	22	23	9
スクラム (その他)	20	0	24	24	4
停止	65	17	112	114	64
ボルト取外	26	9	49	—	32
スクラム (原子炉給水ポンプ停止)	3	3	6	6	6

*1: スタッドボルトは第 16 回定期検査 (1998 年度) にて取替を実施

*2: 2011 年 3 月から 2020 年 8 月末まで冷温停止状態, 2020 年 9 月以降の過渡回数発生頻度は実績の 1.5 倍を想定

*3: 2011 年 3 月から 2019 年 8 月末まで冷温停止状態, 2019 年 9 月以降の過渡回数発生頻度は実績の 1.5 倍を想定

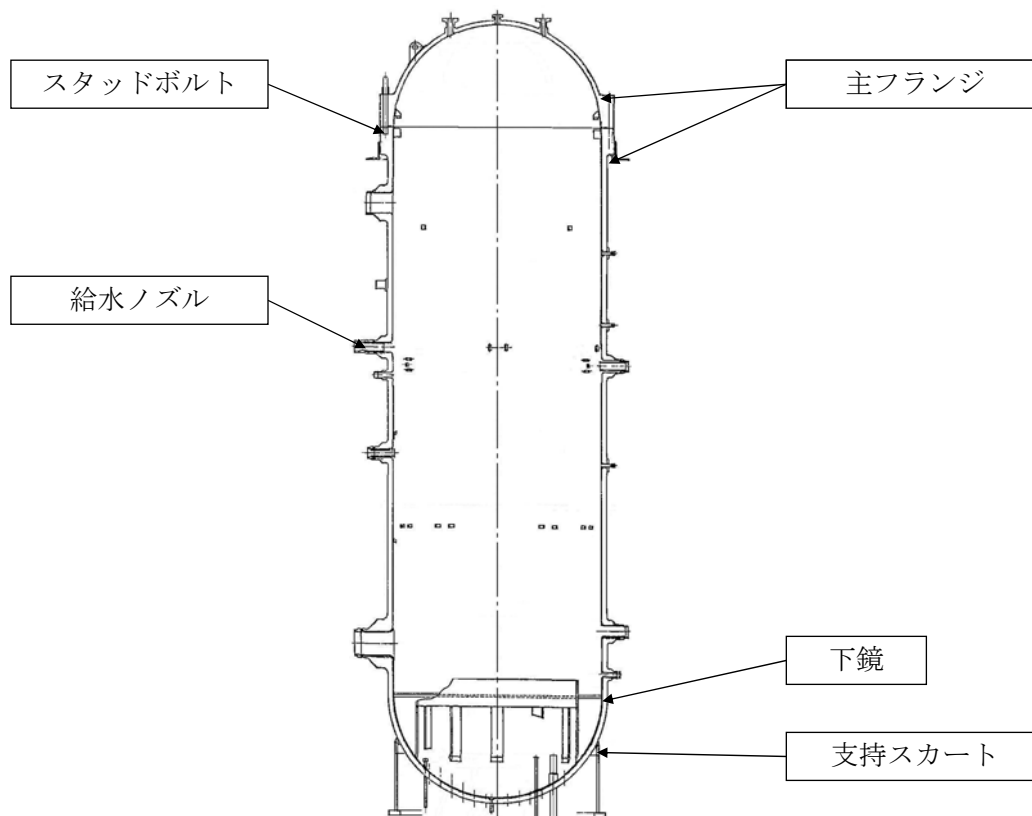


図 2.3-5 原子炉圧力容器 評価対象部位

表 2.3-5 原子炉圧力容器の疲労評価結果

評価部位	運転実績回数に基づく疲労解析（許容値：1以下）		
	設計建設規格の疲労曲線 による評価		発電用原子力設備規格 環境疲労評価手法による評価 （環境を考慮）
	現時点 (2016年11月時点)	運転開始後 60年時点	運転開始後 60年時点
主フランジ	0.0103	0.0177	—
スタッドボルト	0.0689	0.2526	—
給水ノズル	0.0735	0.1270	0.6146
下鏡	0.0234	0.0416	0.4475
支持スカート	0.3297	0.5691	—

② 現状保全

主フランジ，スタッドボルト，給水ノズル，下鏡に対しては，供用期間中検査にて超音波探傷検査を，支持スカートに対しては浸透探傷検査を実施し，有意な欠陥がないことを確認している。また，供用期間中検査毎に漏えい検査を行い，耐圧部の健全性を確認している。さらに，高経年化技術評価に合わせて，実過渡回数に基づく評価を実施することとしている。なお，運転期間延長認可申請に際して実施した特別点検において給水ノズルコーナー部に対しては渦流探傷検査を行っており，異常のないことを確認している。

③ 総合評価

健全性評価結果よりノズル等の疲労割れが発生する可能性は小さいと考えられる。ただし，疲労評価は実過渡回数に依存するため，今後も実過渡回数を把握し評価する必要がある。

また，供用期間中検査にて各部位の点検を実施しており，現状の保全は点検手法として適切であると判断する。

c. 高経年化への対応

ノズル等の疲労割れに対しては，継続的に実過渡回数の確認を行い，運転開始後60年時点の推定過渡回数を上回らないことを確認する。

2. 原子炉格納容器

[対象機器]

- 2.1 原子炉格納容器本体
- 2.2 機械ペネトレーション
- 2.3 電気ペネトレーション

東海第二で使用されている原子炉格納容器の部位は、本体及び貫通部に大きく分かれ、形式等でグループ化すると以下のグループに分類されるため、これらについての技術評価を行う。

- 2.1 原子炉格納容器本体
- 2.2 機械ペネトレーション
- 2.3 電気ペネトレーション

2.1 原子炉格納容器本体

[対象機器]

- ① 原子炉格納容器

目次

1. 対象機器	2. 1-1
2. 原子炉格納容器の技術評価.....	2. 1-2
2.1 構造, 材料及び使用条件.....	2. 1-2
2.2 経年劣化事象の抽出.....	2. 1-5
2.2.1 機器の機能達成に必要な項目.....	2. 1-5
2.2.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象の抽出.....	2. 1-5
2.2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象.....	2. 1-6

1. 対象機器

東海第二で使用している原子炉格納容器の主な仕様を表 1-1 に示す。

表 1-1 原子炉格納容器の主な仕様

機器名称	重要度	使用条件			
		最高使用圧力 (kPa)		最高使用温度 (°C)	
		ドライウエル	サプレッション ・チェンバ	ドライウエル	サプレッション ・チェンバ
原子炉格納容器	MS-1 重 ^{*1}	310 (内圧) 14 (外圧)	310 (内圧) 14 (外圧)	171	104.5

*1：重要度クラスとは別に常設重大事故等対処設備に属する機器及び構造物であることを示す

2. 原子炉格納容器の技術評価

2.1 構造, 材料及び使用条件

(1) 構造

東海第二の原子炉格納容器は、圧力抑制型格納容器であり 1 個設置されている。

原子炉格納容器は、円錐フラスタム形をしたドライウエルと、円筒形で内部に純水を保有するサブプレッション・チェンバ及び機器を支持する支持構造物等から構成される。

ドライウエル及びサブプレッション・チェンバの外表面（底部コンクリートマット部は除く）、内表面とも鋼板に塗装が施されている。

東海第二の原子炉格納容器の構造図を図 2.1-1 に示す。

(2) 材料及び使用条件

東海第二の原子炉格納容器主要部位の使用材料を表 2.1-1 に、使用条件を表 2.1-2 に示す。

No	部位
①	上鏡
②	円錐胴
③	ダイアフラムフロア (ガーダ)
④	ダイアフラムフロア ベローズ
⑤	主フランジボルト
⑥	ガスケット
⑦	スタビライザ
⑧	上部シアラゲ
⑨	スプレイヘッダ
⑩	コリウムシールド
⑪	格納容器床ドレンサンプ
⑫	サポート
⑬	アンカーボルト
⑭	サプレッション・チェンバ 本体
⑮	サンドクッション部 (鋼板)
⑯	底部コンクリートマット (ライナープレート)
⑰	真空破壊弁
⑱	リングガーダ
⑲	基礎ボルト
⑳	下部シアラゲ
㉑	ダウンコマパイプ
㉒	クエンチャ
㉓	ストレーナ

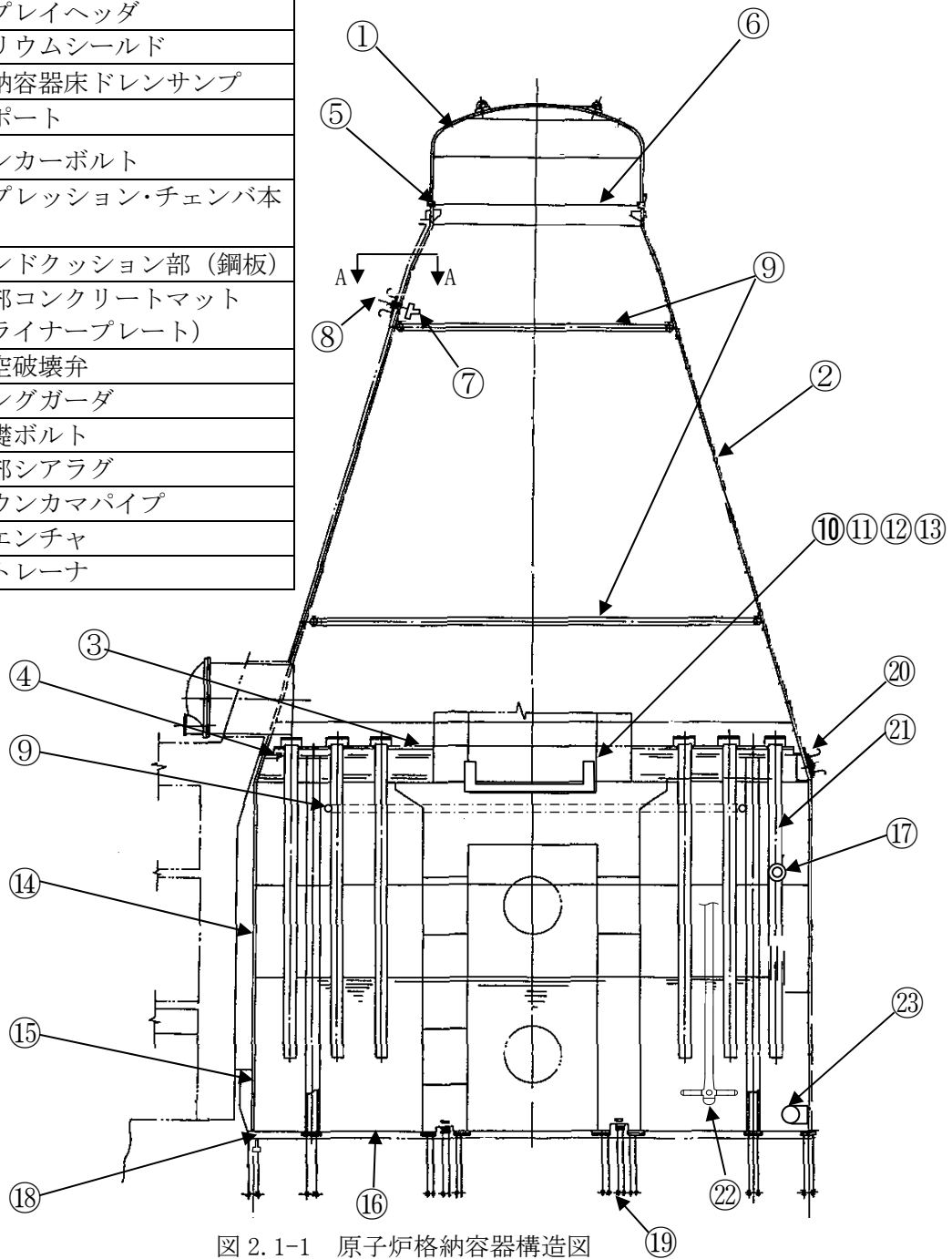
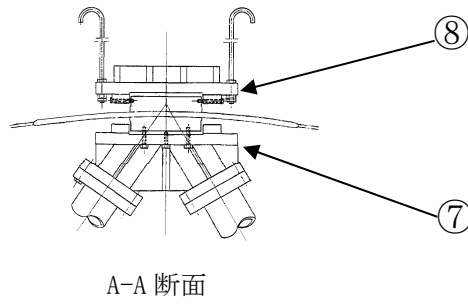


図 2.1-1 原子炉格納容器構造図

表 2.1-1 原子炉格納容器主要部位の使用材料

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位		材料
バウンダリの維持	耐圧	ドライウエル	上鏡, 円錐胴	炭素鋼
			ダイアフラムフロア (ガーダ)	炭素鋼
			ダイアフラムフロアベローズ	エチレンプロピレンゴム
			主フランジボルト	低合金鋼
			ガスケット	(消耗品)
機器の支持	支持		スタビライザ	炭素鋼
			上部シアラグ	炭素鋼
その他	その他		スプレイヘッド	炭素鋼
			コリウムシールド	ジルコニア
			格納容器床ドレンサンプ	ステンレス鋼
		サポート	ステンレス鋼	
		アンカーボルト	ステンレス鋼	
バウンダリの維持	耐圧	サブプレッション・チェンバ	本体, サンドクッション部 (鋼板)	炭素鋼
			底部コンクリートマット(ライナープレート)	炭素鋼
			真空破壊弁	炭素鋼
機器の支持	支持		リングガーダ	炭素鋼
			基礎ボルト	低合金鋼
その他	その他		下部シアラグ	炭素鋼
			スプレイヘッド	炭素鋼
			ダウンコマパイプ	炭素鋼
			クエンチャ	ステンレス鋼
			ストレーナ	ステンレス鋼

表 2.1-2 原子炉格納容器の使用条件

	ドライウエル	サブプレッション・チェンバ
最高使用圧力	310 kPa(内圧) 14 kPa(外圧)	310 kPa(内圧) 14 kPa(外圧)
最高使用温度	171 °C	104.5 °C
内部流体	窒素	窒素, 純水

2.2 経年劣化事象の抽出

2.2.1 機器の機能達成に必要な項目

原子炉格納容器の機能である場合である格納容器外への放射性物質の漏えい防止機能の達成に必要な項目は以下のとおり。

- (1) バウンダリの維持
- (2) 機器の支持
- (3) その他

2.2.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象の抽出

(1) 想定される経年劣化事象の抽出

原子炉格納容器について、機能達成に必要な項目を考慮して主要な部位に展開した上で、個々の部位の材料、構造、使用条件（流体の種類、応力、温度等）及び現在までの運転経験を考慮し、表 2.2-1 で示すとおり、想定される経年劣化事象を抽出した（表 2.2-1 で○又は△、▲）。

なお、消耗品及び定期取替品は以下のとおり評価対象外とする。

(2) 消耗品及び定期取替品の扱い

ガスケットは消耗品であり、設計時に長期使用せず取替を前提としていることから高経年化対策を見極める上での評価対象外とする。

(3) 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象の抽出

想定される経年劣化事象のうち下記①、②に該当しない事象を高経年化対策上着目すべき経年劣化事象と判断した。

なお、下記①、②に該当する事象については、2.2.3 項に示すとおり、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断した。

- ① 想定した劣化傾向と実際の劣化傾向の乖離が考え難い経年劣化事象であって、想定した劣化傾向等に基づき適切な保全活動を行っているもの（日常劣化管理事象として表 2.2-1 で△）
- ② 現在までの運転経験や使用条件から得られた材料試験データとの比較等により、今後も経年劣化の進展が考えられない、又は進展傾向が極めて小さいと考えられる経年劣化事象（日常劣化管理事象以外として表 2.2-1 で▲）

この結果、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象は抽出されなかった。

2.2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象

(1) 想定した劣化傾向と実際の劣化傾向の乖離が考え難い経年劣化事象であって、想定した劣化傾向等に基づき適切な保全活動を行っているもの(日常劣化管理事象)

a. ドライウエル（上鏡，円錐胴），サプレッション・チェンバ本体（気中部），上部及び下部シアラグの腐食（全面腐食）

ドライウエル（上鏡，円錐胴），サプレッション・チェンバ本体（気中部），上部及び下部シアラグの材料は炭素鋼であり腐食が想定されるが，表面に塗装を施すことにより腐食を防止し，必要に応じて補修塗装を行うこととしていることから，腐食が発生する可能性は小さい。

上述のうちドライウエル（円錐胴），上部及び下部シアラグの外表面は，直接目視点検が出来ない構造であるが，上下に位置するドライウエル（上鏡）及びサプレッション・チェンバ本体（気中部）の外表面について目視点検により塗膜の健全性を確認しており，同様な材料及び使用環境であることから，腐食が発生する可能性は小さい。

また，定期的に原子炉格納容器全体漏えい率試験によりバウンダリの健全性を確認するとともに，同試験前の可視範囲の目視点検において塗膜の健全性を確認している。

これまでに有意な腐食は確認されておらず，今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

なお，運転期間延長認可申請に際して実施した特別点検において，原子炉格納容器の鋼板の塗装に対して可視範囲の目視確認を実施した結果，原子炉格納容器の健全性に影響を与えるような劣化は認められなかった。

したがって，ドライウエル（上鏡，円錐胴），サプレッション・チェンバ本体（気中部），上部及び下部シアラグの腐食（全面腐食）は，高経年化対策上着目すべき事象ではないと判断する。

b. サプレッション・チェンバ本体（水中部）の腐食(全面腐食)

サプレッション・チェンバ本体（水中部）の材料は炭素鋼であり腐食が予想されるが、耐水性・密着性に優れたエポキシ系及びジンクリッチ等の塗装を施すことにより腐食を防止し、必要に応じて補修塗装を行うこととしていることから、腐食が発生する可能性は小さい。

また、開放点検時の目視点検において有意な腐食は確認されておらず、肉厚測定を実施し有意な減肉がないことを確認しており、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

なお、運転期間延長認可申請に際して実施した特別点検において、原子炉格納容器の鋼板の塗装に対して可視範囲の目視確認を実施した結果、原子炉格納容器の健全性に影響を与えるような劣化は認められなかった。

したがって、サプレッション・チェンバ本体（水中部）の腐食(全面腐食)は、高経年化対策上着目すべき事象ではないと判断する。

c. 底部コンクリートマット（ライナープレート）の腐食（全面腐食）

底部コンクリートマット（ライナープレート）の材料は炭素鋼であり腐食が予想されるが、内表面は耐水性・密着性に優れたエポキシ系及びジンクリッチ等の塗装を施すことにより腐食を防止し、必要に応じて補修塗装を行うこととしていることから、腐食が発生する可能性は小さい。

また、これまでの目視点検において有意な腐食は確認されておらず、肉厚測定を実施し有意な減肉がないことを確認しており、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

なお、運転期間延長認可申請に際して実施した特別点検において、原子炉格納容器の鋼板の塗装に対して可視範囲の目視確認を実施した結果、原子炉格納容器の健全性に影響を与えるような劣化は認められなかった。

したがって、底部コンクリートマット（ライナープレート）の腐食（全面腐食）は、高経年化対策上着目すべき事象ではないと判断する。

d. サンドクッション部（鋼板）、リングガーダの腐食（全面腐食）

サンドクッション部（鋼板）、リングガーダの材料は炭素鋼であり腐食が予想されるが、外表面は塗装を施しており、腐食が発生する可能性は小さい。

サンドクッション部（鋼板）については、外表面の埋設部について目視点検を実施しており、有意な腐食のないことを確認している。

また、サプレッション・チェンバ本体（水中部）の肉厚測定を実施し、有意な減肉のないことを確認しており、このことから、サンドクッション部（鋼板）に有意な腐食がないことを確認している。

なお、オイスタークリーク発電所において、原子炉格納容器上部からの漏えい水がサンドクッション部に流入し、ドレン管が閉塞していたために当該部の胴板が腐食した事例があるが、東海第二の原子炉格納容器上部は、溶接構造により漏えい水の流れ込みを防止している。

一方リングガーダは、直接目視による塗膜の状況は確認できないが、直上のサンドクッション部（鋼板）と同様な材料及び使用環境であることから、腐食の可能性は小さく、今後も、これらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、サンドクッション部（鋼板）、リングガーダの腐食（全面腐食）は、高経年化対策上着目すべき事象ではないと判断する。

e. ダイアフラムフロア（ガーダ）、スタビライザの腐食（全面腐食）

ダイアフラムフロア（ガーダ）及びスタビライザの材料は炭素鋼であり腐食が想定されるが、通常運転中は窒素雰囲気中であること及び表面に塗装を施すことにより腐食を防止し、必要に応じて補修塗装を行うこととしていることから、腐食が発生する可能性は小さい。

また、これまでの目視点検において有意な腐食は確認されておらず、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、ダイアフラムフロア（ガーダ）、スタビライザの腐食（全面腐食）は、高経年化対策上着目すべき事象ではないと判断する。

f. 主フランジボルトの腐食（全面腐食）

主フランジボルトは低合金鋼であり腐食が想定されるが、定期検査時にボルトを取外した際の目視点検では有意な腐食は認められておらず、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、主フランジボルトの腐食（全面腐食）は、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

g. 真空破壊弁の腐食（全面腐食）

真空破壊弁の材料は炭素鋼であり腐食が想定されるが、通常運転中は窒素雰囲気中であること及び表面に塗装を施すことにより腐食を防止し、必要に応じて補修塗装を行うこととしていることから、腐食が発生する可能性は小さい。

また、これまでの目視点検において有意な腐食は確認されておらず、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、真空破壊弁の腐食（全面腐食）は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

h. ドライウェルスプレイヘッド、サプレッション・チェンバスプレイヘッド及びダウンカマパイプの腐食（全面腐食）

ドライウェルスプレイヘッド、サプレッション・チェンバスプレイヘッド及びダウンカマパイプの材料は炭素鋼であり腐食が想定される。

ドライウェルスプレイヘッド、サプレッション・チェンバスプレイヘッドの外表面及びダウンカマパイプの内外面は塗装を施すことにより腐食を防止し、必要に応じて補修塗装を行うこととしていることから、腐食が発生する可能性は小さい。

また、これまでの目視点検において有意な腐食は確認されておらず、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

ドライウェルスプレイヘッド、サプレッション・チェンバスプレイヘッドの内面は塗装が施されていないが、長期保守管理方針に基づく保全計画に従い、2009年（第24回定期検査中）にファイバースコープを用いた配管内面点検を実施した結果、有意な腐食は確認されておらず、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、ドライウェルスプレイヘッド、サプレッション・チェンバスプレイヘッド及びダウンカマパイプの腐食（全面腐食）は、高経年化対策上着目すべき事象ではないと判断する。

i. ダイアフラムフロアベローズの硬化

ダイアフラムフロアベローズは、エチレンプロピレンゴム製であり、硬化の発生が想定される。ダイアフラムフロアベローズは重大事故等への対策として耐熱性を向上した改良エチレンプロピレンゴムに交換するが、同一環境にテストピースを配備することとしており、テストピースの定期的な硬度測定及び目視点検を実施していくことで、ダイアフラムフロアベローズの健全性が確認できる。

また通常運転中の環境は旧ベローズのときと変化はなく、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、ダイアフラムフロアベローズの硬化は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

j. ストレーナの閉塞

非常用炉心冷却系ストレーナはポンプ起動時に、長期供用に伴いサブプレッション・チェンバ内に堆積したデブリ等の影響で閉塞が想定される。しかし、サーベランスや定期検査において非常用炉心冷却機能の健全性確認を実施しており、これまでストレーナの閉塞は確認されておらず、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

なお、サブプレッション・チェンバは清掃、目視点検を実施しており、炉心冷却機能に影響を及ぼす閉塞が発生する可能性は小さい。

また、更なる信頼性向上の観点から、第23回定期検査においてストレーナの閉塞対策として同ストレーナの大型化を実施している。

したがって、ストレーナの閉塞は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

- (2) 現在までの運転経験や使用条件から得られた材料試験データとの比較等により、今後も経年劣化の進展が考えられない、又は進展傾向が極めて小さいと考えられる経年劣化事象（日常劣化管理事象以外）

a. 基礎ボルトの腐食（全面腐食）

基礎ボルトは低合金鋼であり、基礎ボルト全体がコンクリートに埋設されていることから、コンクリートが中性化した場合に腐食の発生が想定されるが、実機コンクリートにおけるサンプリング結果では中性化は殆ど確認されておらず、腐食が発生する可能性はない。

したがって、基礎ボルトの腐食（全面腐食）は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

b. スタビライザ、上部及び下部シアラグの摩耗

スタビライザ、上部及び下部シアラグは摺動部を有しているため摩耗が想定されるが、地震等により摺動するものであり、発生回数が非常に少ないため、摩耗の進展はない。

したがって、スタビライザ、上部及び下部シアラグの摩耗は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

表 2.2-1(1/2) 原子炉格納容器に想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	消耗品・定期取替品	材料	経年劣化事象						備考	
					減肉		割れ		材質変化			その他
					摩耗	腐食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣化		
バウンダリの維持	耐圧	ドライウェル（上鏡，円錐胴）		炭素鋼		△					*1：水中部 *2：気中部 *3：硬化	
		サブプレッション・チェンバ本体		炭素鋼		△ ^{*1*2}						
		底部コンクリートマット（ライナープレート）		炭素鋼		△						
		サンドクッション部（鋼板）		炭素鋼		△						
		ダイアフラムフロア（ガーダ）		炭素鋼		△						
		ダイアフラムフロアベローズ		エチレンプロピレンゴム					△ ^{*3}			
		主フランジボルト		低合金鋼		△						
		ガasket	◎	—								
		真空破壊弁		炭素鋼		△						
		リングガーダ		炭素鋼		△						
機器の支持	支持	基礎ボルト		低合金鋼		▲						
		スタビライザ		炭素鋼	▲	△						
		上部シアラグ		炭素鋼	▲	△						
		下部シアラグ		炭素鋼	▲	△						

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

▲：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象以外）

表 2.2-1(2/2) 原子炉格納容器に想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	消耗品・定期取替品	材料	経年劣化事象							備考
					減肉		割れ		材質変化		その他	
					摩耗	腐食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣化		
その他	その他	ドライウェルスプレイヘッド		炭素鋼		△						*1: 閉塞
		コリウムシールド		ジルコニア								
		格納容器床ドレンサンプ		ステンレス鋼								
		サポート		ステンレス鋼								
		アンカーボルト		ステンレス鋼								
		サブプレッション・チェンバスプレイヘッド		炭素鋼		△						
		ダウンカマパイプ		炭素鋼		△						
		クエンチャ		ステンレス鋼								
		ストレーナ		ステンレス鋼							△*1	

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

2.2 機械ペネトレーション

[対象機器]

- ① 配管貫通部（ベローズ式）
- ② 配管貫通部（固定式）
- ③ 機器搬入口
- ④ エアロック
- ⑤ ハッチ及びマンホール

目次

1. 対象機器及び代表機器の選定.....	2. 2-1
1.1 グループ化の考え方及び結果.....	2. 2-1
1.2 代表機器の選定.....	2. 2-1
2. 代表機器の技術評価.....	2. 2-9
2.1 構造, 材料及び使用条件.....	2. 2-9
2.1.1 配管貫通部 (ベローズ式, 固定式-2)	2. 2-9
2.1.2 格納容器機器搬入口ハッチ.....	2. 2-12
2.1.3 パーソナルエアロック.....	2. 2-15
2.1.4 CRD 搬出入口ハッチ.....	2. 2-18
2.2 経年劣化事象の抽出.....	2. 2-21
2.2.1 機器の機能達成に必要な項目.....	2. 2-21
2.2.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象の抽出.....	2. 2-21
2.2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象.....	2. 2-22
2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象の評価.....	2. 2-28
3. 代表機器以外への展開.....	2. 2-31
3.1 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象.....	2. 2-31
3.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象.....	2. 2-32

1. 対象機器及び代表機器の選定

東海第二で使用している機械ペネトレーションの主な仕様を表 1-1 に示す。

これらの機械ペネトレーションを部位、型式の観点からグループ化し、それぞれのグループより以下のとおり代表機器を選定した。

1.1 グループ化の考え方及び結果

部位、型式を分類基準とし、機械ペネトレーションを表 1-1 に示すとおりグループ化する。

部位は、配管貫通部、機器搬入口、エアロック、ハッチ及びマンホールに分類され、配管貫通部の型式は、ベローズ式、固定式に分類される。

1.2 代表機器の選定

表 1-1 に分類されるグループ毎に、重要度、最高使用温度及び配管口径の観点から代表機器を選定する。

(1) 配管貫通部（ベローズ式）

大口徑で高温となる配管貫通部に使用されるもので、プラントの起動・停止時等の熱膨張差による変位を吸収するため、ベローズを取付けている。ベローズ式については、重要度及び最高使用温度が同等であり、配管口径の大きい主蒸気系（X-18A～D）を代表機器とする。

配管貫通部の構造図を、図 1-1 に示す。

(2) 配管貫通部（固定式）

低温又は小口径の配管貫通部で熱膨張差による変位のないもの、又は拘束部に発生する荷重が小さい場合に使用される。固定式については、重要度が同等であることから、最高使用温度が高く、配管口径の大きい主蒸気隔離弁漏えい抑制系（X-200A, B）を代表機器とする。

なお、構造の相違により配管貫通部（固定式）を固定式-1 又は固定式-2 と称す。

配管貫通部の構造図を、図 1-1 に示す。

(3) 機器搬入口

このグループには、格納容器機器搬入口ハッチ及びサプレッション・チェンバ機器搬入口が属するが、重要度が同等であるため、最高使用温度の高い格納容器機器搬入口ハッチを代表機器とする。

(4) エアロック

このグループには、パーソナルエアロックのみが属するため、これを代表機器とする。

(5) ハッチ及びマンホール

このグループには，CRD 搬出入口ハッチのみが属するため，これを代表機器とする。

表 1-1 (1/5) 機械ペネトレーションのグループ化及び代表機器の選定

分類基準		ペネトレーション 番号	使用用途	選定基準			選定	選定理由
部位	型式			重要度*1	最高使用温度 (°C)	配管口径 (A)		
配管貫通部	ベローズ式	X-18A～D	主蒸気系	MS-1, 重*2	302	650	◎	重要度 最高使用温度 口径
		X-17A, B	給水系	MS-1, 重*2	302	500		
		X-20	残留熱除去系 (供給)	MS-1, 重*2	302	500		
		X-6	高圧炉心スプレイ系	MS-1, 重*2	302	300		
		X-8	低圧炉心スプレイ系	MS-1, 重*2	302	300		
		X-12A～C	低圧注水系	MS-1, 重*2	302	300		
		X-19A, B	残留熱除去系 (戻り)	MS-1, 重*2	302	300		
		X-21	原子炉隔離時冷却系 (蒸気供給)	MS-1, 重*2	302	250		
		X-2	原子炉圧力容器ヘッドスプレイ	MS-1, 重*2	302	150		
		X-14	原子炉冷却材浄化系	MS-1, 重*2	302	150		
X-22	復水ドレン	MS-1, 重*2	302	80				

*1: 当該機器に要求される重要度クラスのうち, 最上位の重要度クラスを示す

*2: 重要度クラスとは別に常設重大事故等対処設備に属する機器及び構造物であることを示す

表 1-1 (2/5) 機械ペネトレーションのグループ化及び代表機器の選定

分類基準		ペネトレーション 番号	使用用途	選定基準			選定	選定理由
部位	型式			重要度*1	最高使用温度 (°C)	配管口径 (A)		
配管貫通部	固定式-1	X-38	再循環系ポンプシールパージ, 格納容器計装, 主蒸気配管計装	MS-1, 重*2	302	25		
		X-29D	再循環系サンプリング	MS-1, 重*2	302	25		
		X-13	ほう酸水注入系	MS-1, 重*2	302	40		
		X-60	残留熱除去系熱交換器安全弁排気 (閉止)	MS-1, 重*2	171	450*3		
		X-62	残留熱除去系熱交換器安全弁排気 (閉止)	MS-1, 重*2	171	450*3		
		X-57	過酷事故時代替注水系, 制御用空気系	MS-1, 重*2	171	100		
		X-52A, B	可燃性ガス濃度制御系, 予備	MS-1, 重*2	171	150		
		X-76	可燃性ガス濃度制御系	MS-1, 重*2	171	50		
		X-10A~D	制御棒駆動水圧系 (引抜)	MS-1, 重*2	66	20		
		X-9A~D	制御棒駆動水圧系 (挿入)	MS-1, 重*2	66	25		
		X-58	脱塩水供給	MS-1, 重*2	66	50		
		X-55	制御用空気系, 燃料プール水浄化系	MS-1, 重*2	66	50		
		X-107B	ドライウェル除湿系	MS-1, 重*2	66	150		
		X-56	ドライウェル除湿系, 制御用空気系, 予備	MS-1, 重*2	66	150		
		X-71A, B	制御用空気系 (真空破壊弁)	MS-1, 重*2	66	25		
		X-69A, B	再循環系制御弁油圧駆動系	MS-1, 重*2	80	25		
		X-29C	原子炉圧力容器フランジ漏えい検出	MS-1, 重*2	302	25		
		X-30	主蒸気配管計装	MS-1, 重*2	302	25		
		X-39	原子炉圧力容器計装, 高圧炉心スプレイ系計装	MS-1, 重*2	302	25		
		X-40	格納容器計装, 格納容器ガスモニタリング, 主 蒸気配管計装, 格納容器漏えい試験盤	MS-1, 重*2	302	25		

*1: 当該機器に要求される重要度クラスのうち, 最上位の重要度クラスを示す

*2: 重要度クラスとは別に常設重大事故等対処設備に属する機器及び構造物であることを示す

*3: スリーブ径を示す

表 1-1 (3/5) 機械ペネトレーションのグループ化及び代表機器の選定

分類基準		ペネトレーション 番号	使用用途	選定基準			選定	選定理由
部位	型式			重要度*1	最高使用温度 (°C)	配管口径 (A)		
配管貫通部	固定式-1	X-41A, B	原子炉隔離時冷却系蒸気側配管計装	MS-1, 重*2	302	25		重要度 最高使用温度 口径
		X-42	格納容器計装, 主蒸気配管計装	MS-1, 重*2	302	25		
		X-43	予備	MS-1, 重*2	302	20		
		X-44A~D	ジェットポンプ計装	MS-1, 重*2	302	25		
		X-54A~D	再循環系計装	MS-1, 重*2	302	25		
		X-66A, B	残留熱除去系配管計装, 低圧炉心スプレイ系配管計装, ボトムライナー漏えい検出	MS-1, 重*2	302	25		
		X-87~90	蒸気流量計測	MS-1, 重*2	302	25		
	固定式-2	X-200A, B	主蒸気隔離弁漏えい抑制系	MS-1, 重*2	302	100	◎	
		X-3, 79	不活性ガス系 (排気)	MS-1, 重*2	171	500		
		X-53, 80	不活性ガス系 (給気)	MS-1, 重*2	171	500		
		X-203	可燃性ガス濃度制御系	MS-1, 重*2	171	50		
		X-4	原子炉隔離時冷却系	MS-1, 重*2	135	350		
		X-23	床ドレン系	MS-1, 重*2	105	80		
		X-24	機器ドレン系	MS-1, 重*2	105	80		
		X-32, 35, 36	残留熱除去系	MS-1, 重*2	100	600		
		X-47, 48	残留熱除去系	MS-1, 重*2	100	400		
		X-31	高圧炉心スプレイ系	MS-1, 重*2	100	600		
		X-34	低圧炉心スプレイ系	MS-1, 重*2	100	600		
		X-49	高圧炉心スプレイ系	MS-1, 重*2	100	300		
		X-63	低圧炉心スプレイ系	MS-1, 重*2	100	300		
		X-77	原子炉隔離時冷却系	MS-1, 重*2	88	50		
		X-78	予備	MS-1, 重*2	—	80		

*1: 当該機器に要求される重要度クラスのうち, 最上位の重要度クラスを示す

*2: 重要度クラスとは別に常設重大事故等対処設備に属する機器及び構造物であることを示す

表 1-1 (4/5) 機械ペネトレーションのグループ化及び代表機器の選定

分類基準		ペネトレーション 番号	使用用途	選定基準			選定	選定理由
部位	型式			重要度*1	最高使用温度 (°C)	配管口径 (A)		
配管貫通部	固定式-2	X-11A, B	残留熱除去系 (格納容器スプレイ)	MS-1, 重*2	77	400		
		X-25A, B	残留熱除去系 (サブプレッション・チェンバースプレイ)	MS-1, 重*2	77	100		
		X-33	原子炉隔離時冷却系	MS-1, 重*2	77	200		
		X-5, 46	原子炉補機冷却系	MS-1, 重*2	66	200		
		X-26	予備	MS-1, 重*2	—	400*3		
		X-59	予備	MS-1, 重*2	—	400*3		
		X-106A	予備	MS-1, 重*2	—	300*3		
		X-7	予備	MS-1, 重*2	—	300*3		
		X-67	予備	MS-1, 重*2	—	300		
		X-29A, B	γラジエーションセンサ CH-A (CH-B)	MS-1, 重*2	171	250*3		
		X-201A, B X-202A, B	予備	MS-1, 重*2	—	80*3		
		X-37A, B	予備	MS-1, 重*2	—	50*3		
		X-64A~D	サブプレッション・チェンバ計装	MS-1, 重*2	104.5	50		
		X-83	サンプリング系	MS-1, 重*2	104.5	20		
		X-65, 68	予備	MS-1, 重*2	—	50*3		
		X-70	サブプレッション・チェンバ計装	MS-1, 重*2	104.5	50		
		X-73~75	サンプリング系	MS-1, 重*2	171	20		
		X-82	サンプリング系	MS-1, 重*2	171	50		
		X-27A~F	移動式炉心内校正装置ドライブ	MS-1, 重*2	66	10		
		X-81	予備	MS-1, 重*2	—	40		
X-84A~D, X-85A, B X-86A~D	原子炉水位および圧力計測	MS-1, 重*2	302	25				

*1: 当該機器に要求される重要度クラスのうち, 最上位の重要度クラスを示す

*2: 重要度クラスとは別に常設重大事故等対処設備に属する機器及び構造物であることを示す

*3: スリーブ径を示す

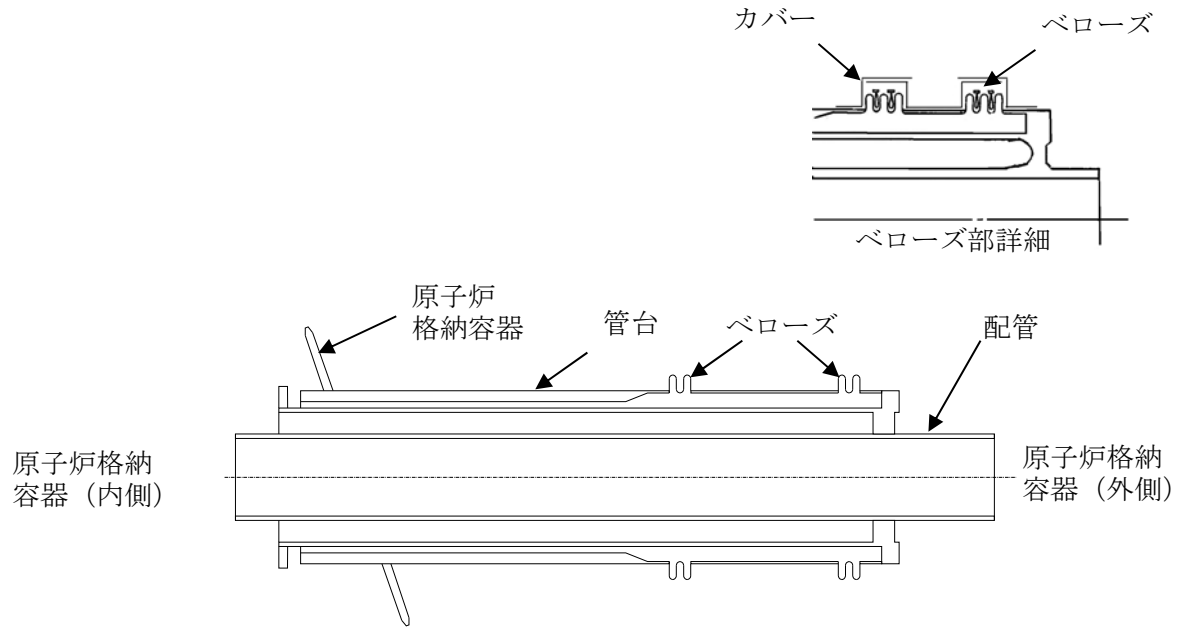
表 1-1 (5/5) 機械ペネトレーションのグループ化及び代表機器の選定

分類基準		ペネトレーション 番号	使用用途	選定基準			選定	選定理由
部位	型式			重要度*1	最高使用温度 (°C)	胴内径 (mm)		
機器搬入口	-	X-15	格納容器機器搬入口ハッチ	MS-1, 重*2	171	3, 658	◎	重要度
		X-51	サブプレッション・チェンバ機器搬入口	MS-1, 重*2	104.5	1, 982		最高使用温度
エアロック	-	X-16	パーソナルエアロック	MS-1, 重*2	171	2, 400	◎	
ハッチ及びマ ンホール	-	X-28	CRD搬出入口ハッチ	MS-1, 重*2	171	547.6	◎	

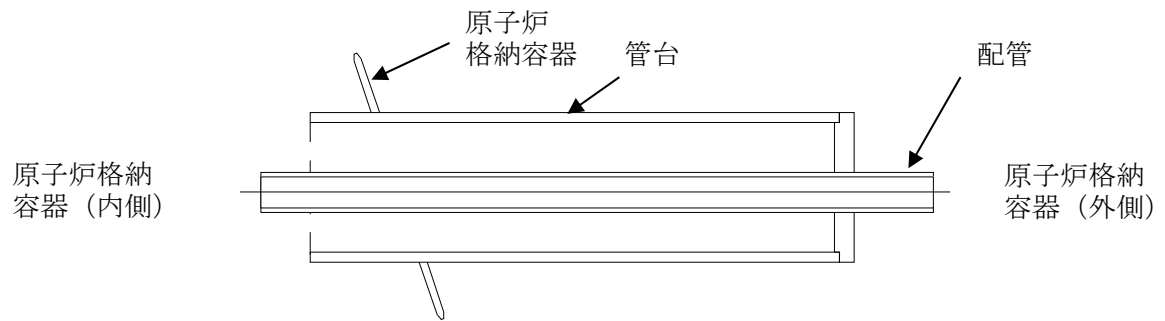
*1：当該機器に要求される重要度クラスのうち，最上位の重要度クラスを示す

*2：重要度クラスとは別に常設重大事故等対処設備に属する機器及び構造物であることを示す

【ベローズ式】



【固定式-1】



【固定式-2】

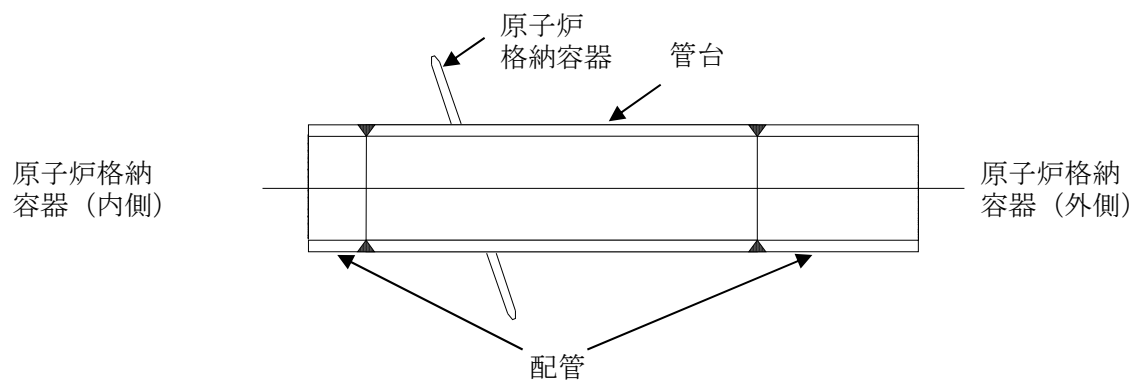


図 1-1 配管貫通部構造図

2. 代表機器の技術評価

本章では、1章で代表機器とした以下の機械ペネトレーションについて技術評価を実施する。

- ① 主蒸気系配管貫通部（ベローズ式）
- ② 主蒸気隔離弁漏えい抑制系配管貫通部（固定式-2）
- ③ 格納容器機器搬入口ハッチ
- ④ パーソナルエアロック
- ⑤ CRD 搬出入口ハッチ

2.1 構造，材料及び使用条件

2.1.1 配管貫通部（ベローズ式，固定式-2）

(1) 構造

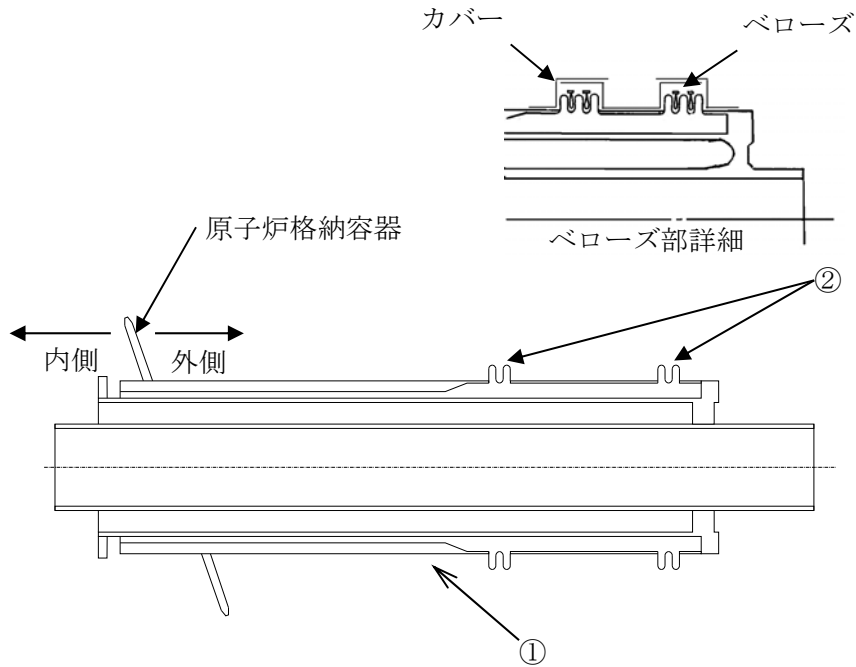
東海第二の主蒸気系配管貫通部（ベローズ式）及び主蒸気隔離弁漏えい抑制系配管貫通部（固定式-2）の構造図を図 2.1-1 に示す。

(2) 材料及び使用条件

東海第二の主蒸気系配管貫通部（ベローズ式）及び主蒸気隔離弁漏えい抑制系配管貫通部（固定式-2）主要部位の使用材料を表 2.1-1 に，使用条件を表 2.1-2 に示す。

主蒸気系配管貫通部（ベローズ式）

No.	部位
①	管台
②	ベローズ



主蒸気隔離弁漏えい抑制系配管貫通部（固定式）

No.	部位
①	管台

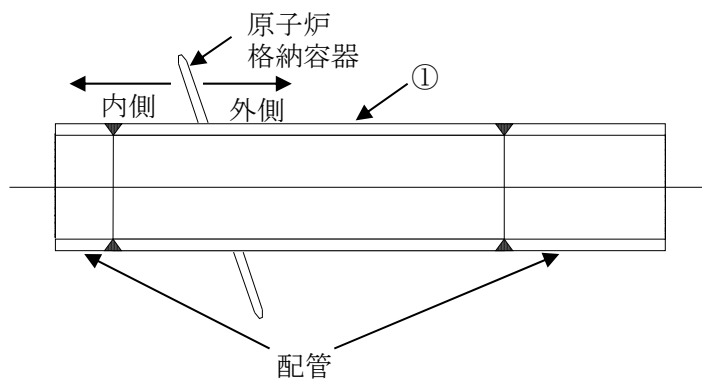


図 2.1-1 配管貫通部構造図

表 2.1-1 主蒸気系配管貫通部（ベローズ式）及び主蒸気隔離弁漏えい抑制系配管貫通部（固定式-2）主要部位の使用材料

機能達成に必要な項目	サブシステム	配管貫通部	部位	材料
バウンダリの維持	耐圧	主蒸気系配管貫通部（ベローズ式）	管台	炭素鋼
			ベローズ	ステンレス鋼
		主蒸気隔離弁漏えい抑制系（固定式-2）	管台	炭素鋼

表 2.1-2 主蒸気系配管貫通部（ベローズ式）及び主蒸気隔離弁漏えい抑制系配管貫通部（固定式-2）の使用条件

配管貫通部	主蒸気系配管貫通部（ベローズ式）	主蒸気隔離弁漏えい抑制系配管貫通部（固定式-2）
最高使用圧力* ¹	8.62 MPa	8.62 MPa
最高使用温度* ¹	302 °C	302 °C

*1：貫通配管の使用条件

2.1.2 格納容器機器搬入口ハッチ

(1) 構造

東海第二の格納容器機器搬入口ハッチは円筒型であり、原子炉格納容器に1個設置されている。

格納容器機器搬入口ハッチの構造図を図2.1-2に示す。

(2) 材料及び使用条件

東海第二の格納容器機器搬入口ハッチ主要部位の使用材料を表2.1-3に、使用条件を表2.1-4に示す。

No.	部位
①	胴
②	蓋
③	ガスケット
④	取付ボルト

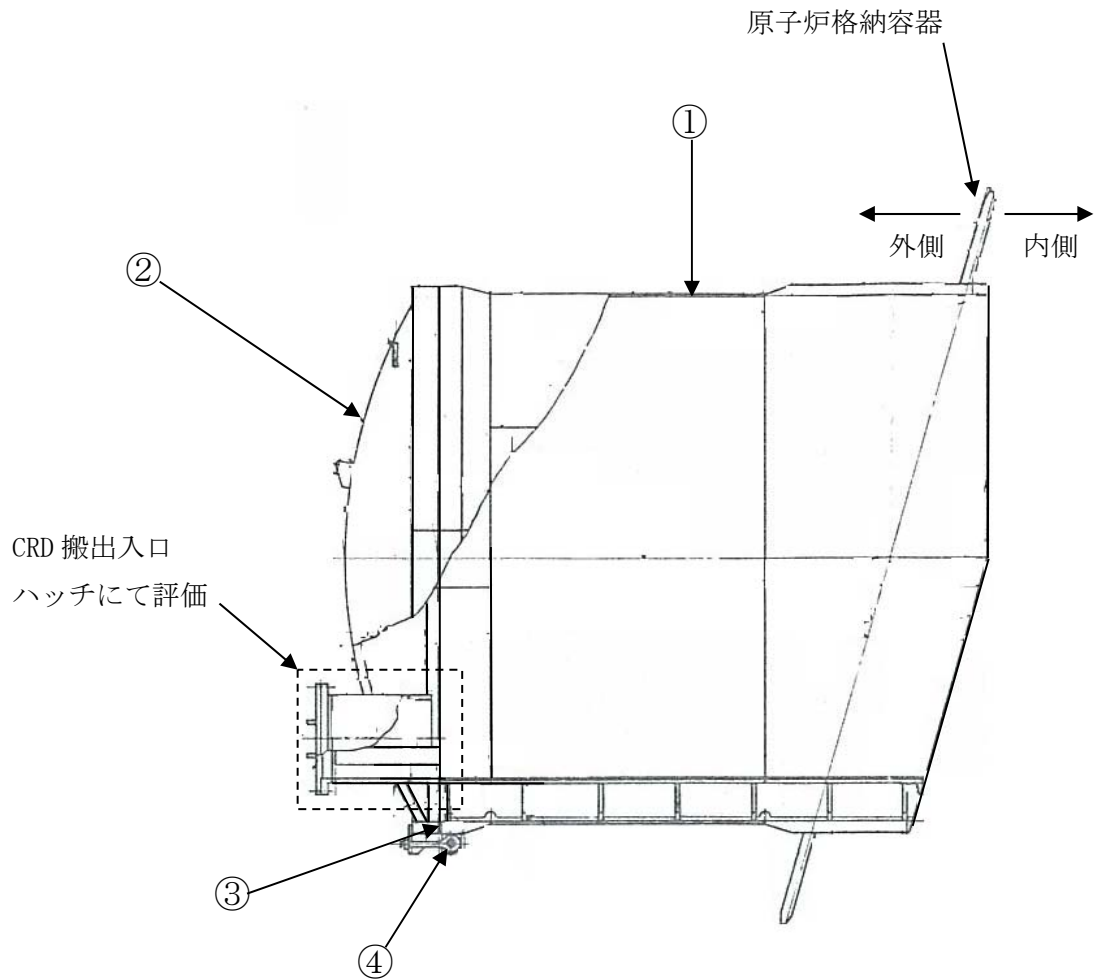


図 2.1-2 格納容器機器搬入口ハッチ構造図

表 2.1-3 格納容器機器搬入口ハッチ主要部位の使用材料

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	材料
バウンダリの維持	耐圧	胴	炭素鋼
		蓋	炭素鋼
		ガスケット	(消耗品)
		取付ボルト	炭素鋼

表 2.1-4 格納容器機器搬入口ハッチの使用条件

最高使用圧力	310 kPa (内圧) 14 kPa (外圧)
最高使用温度	171 °C

2.1.3 パーソナルエアロック

(1) 構造

東海第二のパーソナルエアロックは円筒 2 重扉式であり，原子炉格納容器に 1 個設置されている。

胴と原子炉格納容器の内側及び外側に 1 枚ずつ設けられた扉により構成された構造となっている。

東海第二のパーソナルエアロックの構造図を図 2.1-3 に示す。

(2) 材料及び使用条件

東海第二のパーソナルエアロック主要部位の使用材料を表 2.1-5 に，使用条件を表 2.1-6 に示す。

No.	部位
①	胴
②	扉
③	ガスケット

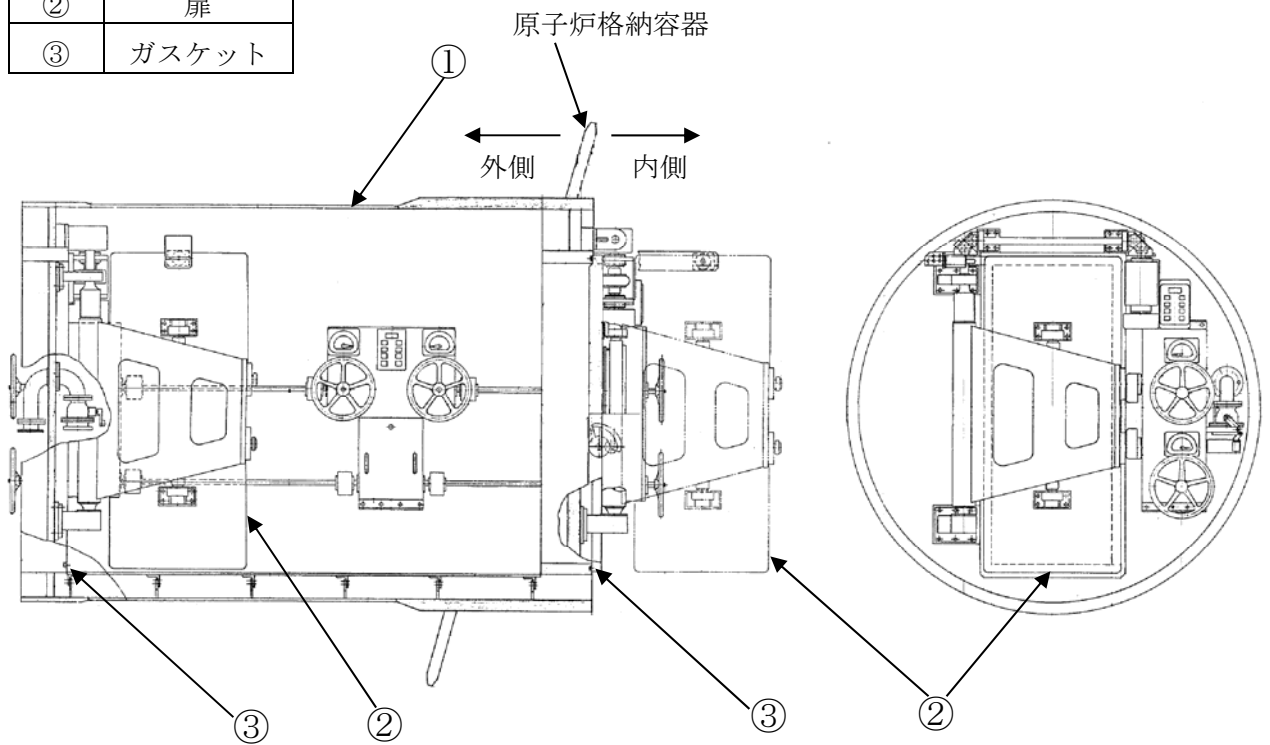


図 2.1-3 パーソナルエアロック構造図

表 2.1-5 パーソナルエアロック主要部位の使用材料

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	材料
バウンダリの維持	耐圧	胴	炭素鋼
		扉	炭素鋼
		ガスケット	(消耗品)

表 2.1-6 パーソナルエアロックの使用条件

最高使用圧力	310 kPa (内圧) 14 kPa (外圧)
最高使用温度	171 °C

2.1.4 CRD 搬出入口ハッチ

(1) 構造

東海第二の CRD 搬出入口ハッチは円筒型であり，原子炉格納容器（格納容器機器搬入口ハッチ）に 1 個設置されている。

CRD 搬出入口ハッチの構造図を図 2.1-4 に示す。

(2) 材料及び使用条件

東海第二の CRD 搬出入口ハッチ主要部位の使用材料を表 2.1-7 に，使用条件を表 2.1-8 に示す。

No	部位
①	胴
②	蓋
③	ガスケット
④	取付ボルト

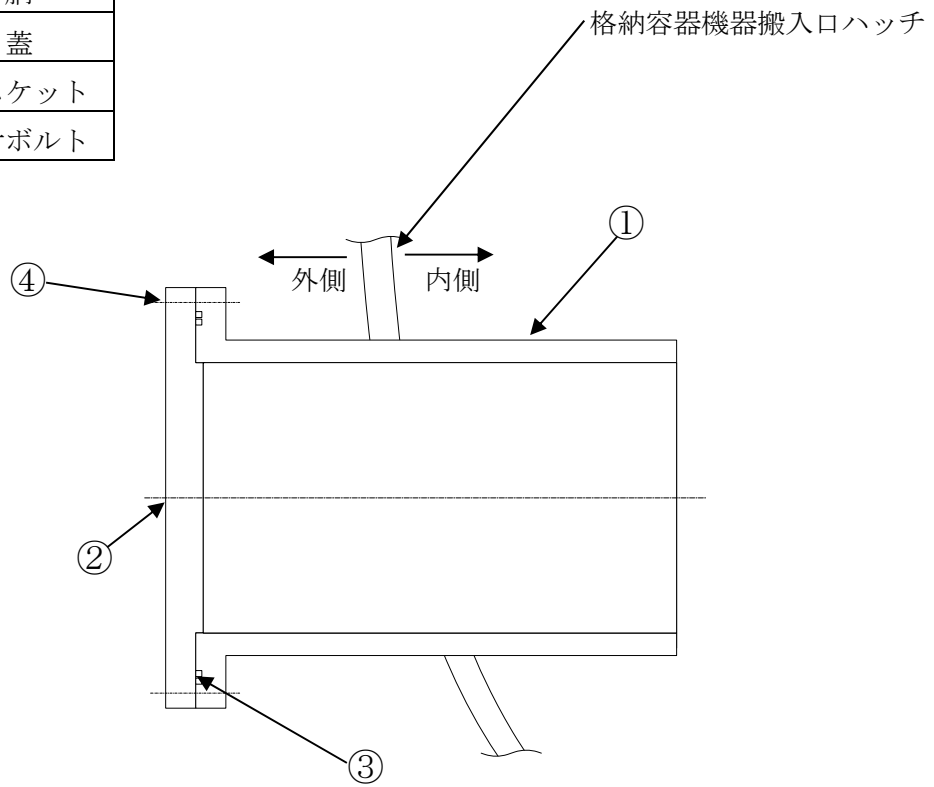


図 2.1-4 CRD 搬出入口ハッチ構造図

表 2.1-7 CRD 搬出入口ハッチ主要部位の使用材料

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	材料
バウンダリの維持	耐圧	胴	炭素鋼
		蓋	炭素鋼
		ガスケット	(消耗品)
		取付ボルト	炭素鋼

表 2.1-8 CRD 搬出入口ハッチの使用条件

最高使用圧力	310 kPa (内圧) 14 kPa (外圧)
最高使用温度	171 °C

2.2 経年劣化事象の抽出

2.2.1 機器の機能達成に必要な項目

機械ペネトレーションとしての機能の達成に必要な項目は以下のとおり。

(1) バウンダリの維持

2.2.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象の抽出

(1) 想定される経年劣化事象の抽出

機械ペネトレーションについて、機能達成に必要な項目を考慮して主要な部位に展開した上で、個々の部位の材料、構造、使用条件（圧力、温度）及び現在までの運転経験を考慮し、表 2.2-1 に示すとおり、想定される経年劣化事象を抽出した（表 2.2-1 で○又は△、▲）。

なお、消耗品及び定期取替品は以下のとおり評価対象外とする。

(2) 消耗品及び定期取替品の扱い

ガスケットは消耗品であり、設計時に長期使用せず取替を前提としていることから高経年化対策を見極める上での評価対象外とする。

(3) 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象の抽出

想定される経年劣化事象のうち下記①、②に該当しない事象を高経年化対策上着目すべき経年劣化事象と判断した。

なお、下記①、②に該当する事象については、2.2.3 項に示すとおり、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断した。

① 想定した劣化傾向と実際の劣化傾向の乖離が考え難い経年劣化事象であって、想定した劣化傾向等に基づき適切な保全活動を行っているもの（日常劣化管理事象として表 2.2-1 で△）

② 現在までの運転経験や使用条件から得られた材料試験データとの比較等により、今後も経年劣化の進展が考えられない、又は進展傾向が極めて小さいと考えられる経年劣化事象（日常劣化管理事象以外として表 2.2-1 で▲）

この結果、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象として以下の事象が抽出された（表 2.2-1 で○）。

a. ベローズの疲労割れ [主蒸気系配管貫通部（ベローズ式）]

2.2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象

(1) 想定した劣化傾向と実際の劣化傾向の乖離が考え難い経年劣化事象であって、想定した劣化傾向等に基づき適切な保全活動を行っているもの（日常劣化管理事象）

a. 耐圧構成品の腐食（全面腐食）〔共通〕

機械ペネトレーションの耐圧構成品（管台、胴、蓋、扉）の材料は炭素鋼であり、腐食が発生する可能性がある。

しかしながら、機械ペネトレーションの内外面の表面は、塗装を施しているため、腐食が発生する可能性は小さい。耐圧構成品のうち、気中部に設置されている機械ペネトレーション（管台の内表面及び胴の外表面）は、一部直接目視できない構造であるが、管台又は胴が取り付けられているドライウエル（円錐胴）及びサプレッション・チェンバ本体（気中部）の内外面について目視点検により塗膜の健全性を確認しており、同様な材料及び使用環境であることから、腐食の発生する可能性は小さい。

また、目視点検により塗膜の状態を確認し、はく離等が認められた場合は、必要に応じ補修塗装を実施することとしている。

機械ペネトレーションの耐圧構成品については、定期検査時の原子炉格納容器漏えい率検査においてバウンダリ機能の健全性を確認しており、これまでの検査において異常は認められていない。

今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難いことから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

b. 取付ボルトの腐食（全面腐食）〔格納容器機器搬入口ハッチ, CRD 搬出入口ハッチ〕

取付ボルトの材料は炭素鋼であり、大気に接触していることから腐食が想定されるが、開放点検時に手入れ・清掃を行うことにより健全性は維持されている。

これまでの点検結果から有意な腐食は確認されておらず、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難いことから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

c. ベローズの貫粒型応力腐食割れ〔主蒸気系配管貫通部（ベローズ式）〕

ベローズの材料はステンレス鋼であり、大気中の海塩粒子に含まれる塩化物イオンにより、外面から貫粒型応力腐食割れの発生が想定されるが、ベローズは大気が接触し難いカバー構造であること及び原子炉建屋内機器の塩分測定において、代表箇所における定期的な目視点検及び付着塩分量測定を実施しており、その結果により必要に応じ機器外面清掃及び浸透探傷検査を実施することとしている。

また、東海第二では工事における副資材管理でステンレス鋼への塩分付着を防止している。

したがって、ベローズの貫粒型応力腐食割れは高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

- (2) 現在までの運転経験や使用条件から得られた材料試験データとの比較等により、今後も経年劣化の進展が考えられない、又は進展傾向が極めて小さいと考えられる経年劣化事象（日常劣化管理事象外）

a. 管台の疲労割れ〔主蒸気隔離弁漏えい抑制系配管貫通部（固定式-2）〕

管台は内部流体の温度変化に伴い疲労が蓄積することが想定されるが、固定式配管貫通部の内部流体温度は低く、温度変動幅も小さく、通常運転時は原子炉格納容器内温度と同程度であるため有意な熱過渡を受けることはない。

したがって、管台の疲労割れは高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

表 2.2-1 (1/4) 配管貫通部 (ベローズ式・固定式-2) に想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	消耗品・定期取替品	材料	経年劣化事象							備考
					減肉		割れ		材質変化		その他	
					摩耗	腐食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣化		
バウンダリの維持	耐圧	管台		炭素鋼		△	▲*1					*1:固定式-2 *2:貫粒型応力腐食割れ
		ベローズ		ステンレス鋼			○	△*2				

○：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

▲：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象以外）

表 2.2-1 (2/4) 格納容器機器搬入口ハッチに想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	消耗品・定期取替品	材料	経年劣化事象						備考	
					減肉		割れ		材質変化			その他
					摩耗	腐食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣化		
バウンダリの維持	耐圧	胴		炭素鋼		△						
		蓋		炭素鋼		△						
		ガスケット	◎	—								
		取付ボルト		炭素鋼		△						

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

表 2.2-1 (3/4) パーソナルエアロックに想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	消耗品・定期取替品	材料	経年劣化事象							備考
					減肉		割れ		材質変化		その他	
					摩耗	腐食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣化		
バウンダリの維持	耐圧	胴		炭素鋼		△						
		扉		炭素鋼		△						
		ガスケット	◎	—								

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

表 2.2-1 (4/4) CRD 搬出入口ハッチに想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	サブシステム	部品	消耗品・定期取替品	材料	経年劣化事象							備考
					減肉		割れ		材質変化		その他	
					摩耗	腐食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣化		
バウンダリの維持	耐圧	胴		炭素鋼		△						
		蓋		炭素鋼		△						
		ガスケット	◎	—								
		取付ボルト		炭素鋼		△						

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象の評価

(1) ベローズの疲労割れ [主蒸気系配管貫通部 (ベローズ式)]

a. 事象の説明

主蒸気系配管貫通部 (ベローズ式) のベローズは、プラントの起動・停止等の熱過渡により、疲労が蓄積される可能性がある。

b. 技術評価

① 健全性評価

疲労評価は、図 2.3-1 に示す評価部位に対して日本機械学会「発電用原子力設備規格 設計・建設規格 JSME S NC1-2005 (2007 年追補版を含む)」(以下、「設計・建設規格」という)に基づき疲労評価した。

過渡回数は、運転期間延長認可申請に伴う評価として、2016 年度 11 月時点までの運転実績に基づき推定した 2016 年度以降の評価対象期間での推定過渡回数を包含し、より保守的*に設定した過渡回数とした。評価用過渡条件を表 2.3-1 に示す。

*: 評価条件として、2011 年 3 月から 2020 年 8 月末まで冷温停止状態、2020 年 9 月以降の過度回数発生頻度は実績の 1.5 倍を想定した。

この結果、表 2.3-2 に示すとおり、疲労累積係数は運転開始後 60 年時点においても許容値以下であり、疲労割れ発生の可能性は小さいと判断する。

② 現状保全

主蒸気系配管貫通部 (ベローズ式) のベローズについては、定期検査時の原子炉格納容器漏えい率検査において、バウンダリ機能の健全性を確認している。

また、高経年化技術評価に合わせて実過渡回数に基づく評価を実施することとしている。

③ 総合評価

健全性評価結果より、疲労割れが発生する可能性は十分小さいと考えるが、疲労評価は実過渡回数に依存するため、今後も実過渡回数を把握し評価する必要がある。

また、当該部は、定期検査時の原子炉格納容器全体漏えい率検査によりバウンダリ機能の健全性は確認可能であることから、現状の保全は点検手法として適切であると判断する。

c. 高経年化への対応

主蒸気系配管貫通部 (ベローズ式) の疲労割れについては、高経年化対策の観点から留意すべき項目はない。

今後も、定期検査時の原子炉格納容器全体漏えい率検査を実施していくとともに、継続的に実過渡回数の確認を行い、運転開始後 60 年時点の推定過渡回数を上回らないことを確認する。

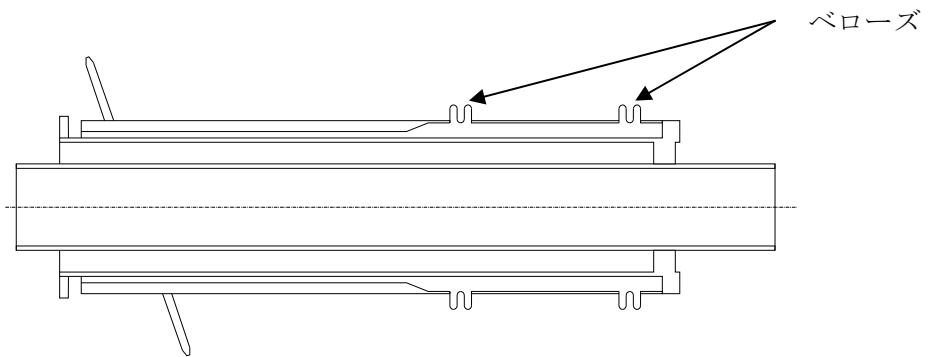


図 2.3-1 主蒸気配管貫通部（ベローズ式）の疲労評価部位

表 2.3-1 主蒸気系配管貫通部（ベローズ式）の評価用過渡条件

運転条件	運転実績に基づく 過渡回数 (2016年11月時点)	60年目推定
耐圧試験	72	132
起動（昇温）	65	110
起動（タービン起動）	65	110
スクラム（タービントリップ）	16	22
スクラム（原子炉給水ポンプ停止）	3	6
スクラム（その他）	20	24
停止	65	111
ボルト取外し	26	49

表 2.3-2 主蒸気系配管貫通部（ベローズ式）の疲労評価結果

貫通部	部位	運転実績回数に基づく疲労累積係数 (許容値：1以下)	
		設計・建設規格の疲労線図による評価	
		現時点 (2016年11月時点)	運転開始後 60年時点
主蒸気配管貫通部	ベローズ	0.0043	0.0071

3. 代表機器以外への展開

本章では、2章で実施した代表機器の技術評価について、1章で実施したグループ化で代表機器となっていない機器への展開について検討した。

- ① 配管貫通部（主蒸気系（ベローズ式）及び主蒸気隔離弁漏えい抑制系配管貫通部以外）
- ② サプレッション・チェンバ機器搬入口

3.1 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象

a. ベローズの疲労割れ〔主蒸気系以外の配管貫通部（ベローズ式）〕

代表機器以外の配管貫通部（ベローズ式）のうち、プラントの起動・停止等、運転状態の変化に伴う配管熱移動の影響が大きいと判断される部位は、給水系配管貫通部である。この部位に対して代表機器と同様の評価を行い、表 3.3-1 に示すとおり問題のないことを確認した。

その他の配管貫通部（ベローズ式）についても通常運転中は待機状態にある、又は原子炉圧力容器と同時加圧・加温されており、主蒸気系及び給水系の疲労評価結果から問題ないと考えられるため、配管貫通部（ベローズ式）の疲労割れに対しては、高経年化対策の観点から留意すべき項目はないと判断する。

今後も、定期検査時の原子炉格納容器全体漏えい率検査を実施していくとともに、給水系配管貫通部（ベローズ式）については、継続的に実過渡回数の確認を行い、運転開始後 60 年時点の推定過渡回数を上回らないことを確認する。

表 3.3-1 給水系配管貫通部（ベローズ式）の疲労評価結果

貫通部	部位	運転実績回数に基づく疲労累積係数 (許容値：1 以下)	
		設計・建設規格の疲労線図による評価	
		現時点 (2016 年 11 月時点)	運転開始後 60 年時点
給水系配管貫通部	ベローズ	0.0039	0.0064

3.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象

(1) 想定した劣化傾向と実際の劣化傾向の乖離が考え難い経年劣化事象であって、想定した劣化傾向等に基づき適切な保全活動を行っているもの（日常劣化管理事象）

a. 耐圧構成品の腐食（全面腐食）〔ドライウエル（円錐胴）及びサプレッション・チェンバ本体（気中部）に設置される機械ペネトレーション共通〕

代表機器と同様、機械ペネトレーションの耐圧構成品（管台、胴、蓋、扉）の材料は炭素鋼であり、腐食が発生する可能性がある。しかしながら、機械ペネトレーションの内外面の表面は、塗装を施しているため、腐食が発生する可能性は小さい。

耐圧構成品のうち、気中部に設置されている機械ペネトレーション（管台の内表面又は胴の外表面）は、一部直接目視できない構造であるが、管台又は胴に取り付けられているドライウエル（円錐胴）及びサプレッション・チェンバ本体（気中部）の内外表面について目視点検により塗膜の健全性を確認しており、同様な材料及び使用環境であることから、腐食の発生する可能性は小さい。

機械ペネトレーションの耐圧構成品〔ドライウエル（円錐胴）及びサプレッション・チェンバ本体（気中部）に設置される機械ペネトレーション共通〕については、定期検査時の原子炉格納容器漏えい率検査においてバウンダリ機能の健全性を確認しており、これまでの検査において異常は認められていない。

今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難いことから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

b. 耐圧構成品の腐食（全面腐食） [サブプレッション・チェンバ本体（水中部及びサンドクッション部）に設置される機械ペネトレーション共通]

サブプレッション・チェンバ本体（水中部及びサンドクッション部）に設置される機械ペネトレーションの耐圧構成品（管台）の材料は炭素鋼であり，腐食が発生する可能性がある。

しかしながら，機械ペネトレーション（管台のうち，サブプレッション・チェンバ本体（水中部及びサンドクッション部））の外表面は，塗装を施しているため，腐食が発生する可能性は小さい。このうち，サンドクッション部に設置されている機械ペネトレーション（管台）は，直接目視できない構造であるが，管台が取り付けられているサブプレッション・チェンバ本体（気中部）の外表面について目視点検により塗膜の健全性を確認しており，同様な材料及び使用環境であることから，腐食の発生する可能性は小さい。

機械ペネトレーション（管台のうち，サブプレッション・チェンバ本体（水中部））の内表面は，溶接継手により接続される配管又は弁の内表面と同様な材料及び使用環境である。弁等の機器点検時に弁内面を確認しており，これまで有意な腐食は確認されていない。

機械ペネトレーションの耐圧構成品 [サブプレッション・チェンバ本体（水中部及びサンドクッション部）に設置される機械ペネトレーション共通] については，定期検査時の原子炉格納容器漏えい率検査においてバウンダリ機能の健全性を確認しており，これまでの検査において異常は認められていない。

今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難いことから，高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

c. 取付ボルトの腐食（全面腐食） [サブプレッション・チェンバ機器搬入口]

代表機器と同様，取付ボルトの表面は，ねじ部を除き塗装を施しているため，腐食が発生する可能性は小さい。

また，目視点検等にて塗膜の状態を確認し，はく離等が認められた場合は必要に応じ補修を実施している。ねじ部については組立時にグリースの塗布を施しており，腐食の発生する可能性は小さい。

これまでに有意な腐食は確認されておらず，今後もこの傾向が変化する要因は考え難い。

したがって，取付ボルトの腐食（全面腐食）は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

d. ベローズの貫粒型応力腐食割れ [主蒸気系以外の配管貫通部（ベローズ式）共通]

代表機器と同様，ベローズの材料はステンレス鋼であり，大気中の海塩粒子に含まれる塩化物イオンにより，外面から貫粒型応力腐食割れの発生が想定されるが，ベローズは大気が接触し難いカバー構造であること及び原子炉建屋内機器の塩分測定において，代表箇所における定期的な目視点検及び付着塩分量測定を実施しており，その結果により必要に応じ機器外面清掃及び浸透探傷検査を実施することとしている。

また，東海第二では工事における副資材管理でステンレス鋼への塩分付着を防止している。

したがって，ベローズの貫粒型応力腐食割れは高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

(2) 現在までの運転経験や使用条件から得られた材料試験データとの比較等により，今後も経年劣化の進展が考えられない，又は進展傾向が極めて小さいと考えられる経年劣化事象（日常劣化管理事象以外）

a. 管台の疲労割れ [配管貫通部（固定式-1，2）共通]

代表機器と同様，固定式配管貫通部の内部流体温度は低く，温度変動幅も小さく，通常運転時は格納容器内温度と同程度であるため有意な熱過渡を受けることはないと考えられる。

したがって，管台の疲労割れは高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

2.3 電気ペネトレーション

[対象電気ペネトレーション]

- ① 核計装用モジュール型電気ペネトレーション
- ② 制御用モジュール型電気ペネトレーション
- ③ 計測用モジュール型電気ペネトレーション
- ④ 制御棒位置指示用モジュール型電気ペネトレーション
- ⑤ 低圧動力用モジュール型電気ペネトレーション
- ⑥ 高圧動力用モジュール型電気ペネトレーション

目次

1. 対象機器及び代表機器の選定.....	2.3-1
1.1 グループ化の考え方及び結果.....	2.3-1
1.2 代表機器の選定.....	2.3-1
2. 代表機器の技術評価.....	2.3-3
2.1 構造, 材料及び使用条件.....	2.3-3
2.1.1 核計装用モジュール型電気ペネトレーション.....	2.3-3
2.1.2 高圧動力用モジュール型電気ペネトレーション.....	2.3-6
2.2 経年劣化事象の抽出.....	2.3-8
2.2.1 機器の機能達成に必要な項目.....	2.3-8
2.2.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象の抽出.....	2.3-8
2.2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象.....	2.3-10
2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象の評価.....	2.3-13
3. 代表機器以外への展開.....	2.3-30
3.1 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象.....	2.3-30
3.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象.....	2.3-32

1. 対象機器及び代表機器の選定

東海第二で使用している電気ペネトレーションの主な仕様を表 1-1 に示す。

これらの電気ペネトレーションを型式及びシール材料の観点からグループ化し、それぞれのグループより以下のとおり代表機器を選定した。

1.1 グループ化の考え方及び結果

型式及びシール材料を分類基準とし、電気ペネトレーションを表 1-1 に示すとおりグループ化する。

1.2 代表機器の選定

表 1-1 に分類されるグループ毎に、電気ペネトレーションの重要度及び接続機器の重要度の観点から代表機器を選定する。

(1) モジュール型電気ペネトレーション（シール材料：エポキシ樹脂）

このグループには、核計装用、制御用、計測用、制御棒位置指示用、低圧動力用モジュール型電気ペネトレーションが属するが、電気ペネトレーションの重要度は同等であることから、接続機器の原子炉保護上の重要度が高く、事故時機能要求がある核計装用モジュール型電気ペネトレーションを代表機器とする。

(2) モジュール型電気ペネトレーション（シール材料：エチレンプロピレンゴム）

このグループには、高圧動力用モジュール型電気ペネトレーションのみが属するため、高圧動力用モジュール型電気ペネトレーションを代表機器とする。

表 1-1 電気ペネトレーションのグループ化及び代表機器の選定

分類基準		ペネトレーション 番号	使用用途	仕様 呼び径	選定基準		選定	選定理由
型式	シール材料				電気ペネトレーション の重要度*1	接続機器の 重要度*1		
モジュール型	エポキシ樹脂	X-100A, B, C, D	核計装用	300A	MS-1 重*2	MS-1 重*2	◎	電気ペネトレーションの重要度 接続機器の重要度
		X-102A, B	制御用	300A	MS-1 重*2	MS-1 重*2		
		X-106B		300A	MS-1 重*2	MS-1 重*2		
		X-107A		300A	MS-1 重*2	MS-1 重*2		
		X-103		計測用	300A	MS-1 重*2	MS-1 重*2	
		X-105C	300A		MS-1 重*2	MS-1 重*2		
		X-230	300A		MS-1 重*2	MS-1 重*2		
		X-104A, B, C, D	制御棒位置指示用	300A	MS-1 重*2	MS-3		
		X-105A, B, D	低圧動力用	300A	MS-1 重*2	MS-1 重*2		
	エチレンプロピ レンゴム	X-101A, B, C, D	高圧動力用	450A	MS-1 重*2	PS-3	◎	

*1：当該機器に要求される重要度クラスのうち、最上位の重要度クラスを示す

*2：重要度クラスとは別に重大事故等対処設備に属する機器及び構造物であることを示す

2. 代表機器の技術評価

本章では、1章で代表機器とした以下のモジュール型電気ペネトレーションについて技術評価を実施する。

- ① 核計装用モジュール型電気ペネトレーション
- ② 高圧動力用モジュール型電気ペネトレーション

2.1 構造，材料及び使用条件

2.1.1 核計装用モジュール型電気ペネトレーション

(1) 構造

東海第二の核計装用モジュール型電気ペネトレーションは、原子炉格納容器外側に電線をエポキシ樹脂でシールしたモジュールをヘッドに固定した構造となっている。

モジュールは、モジュール内にエポキシ樹脂による2重のシール部を設けた構造となっており、貫通している電線内部の導線部分を通して、漏えいが発生しないようにシール内部で電線同士を接続部（コネクタ）にて接続している。

なお、モジュール内の2重シール同士の間隔部は中空で、この部分を窒素で加圧することで、シール部の気密確認が出来る構造となっている。

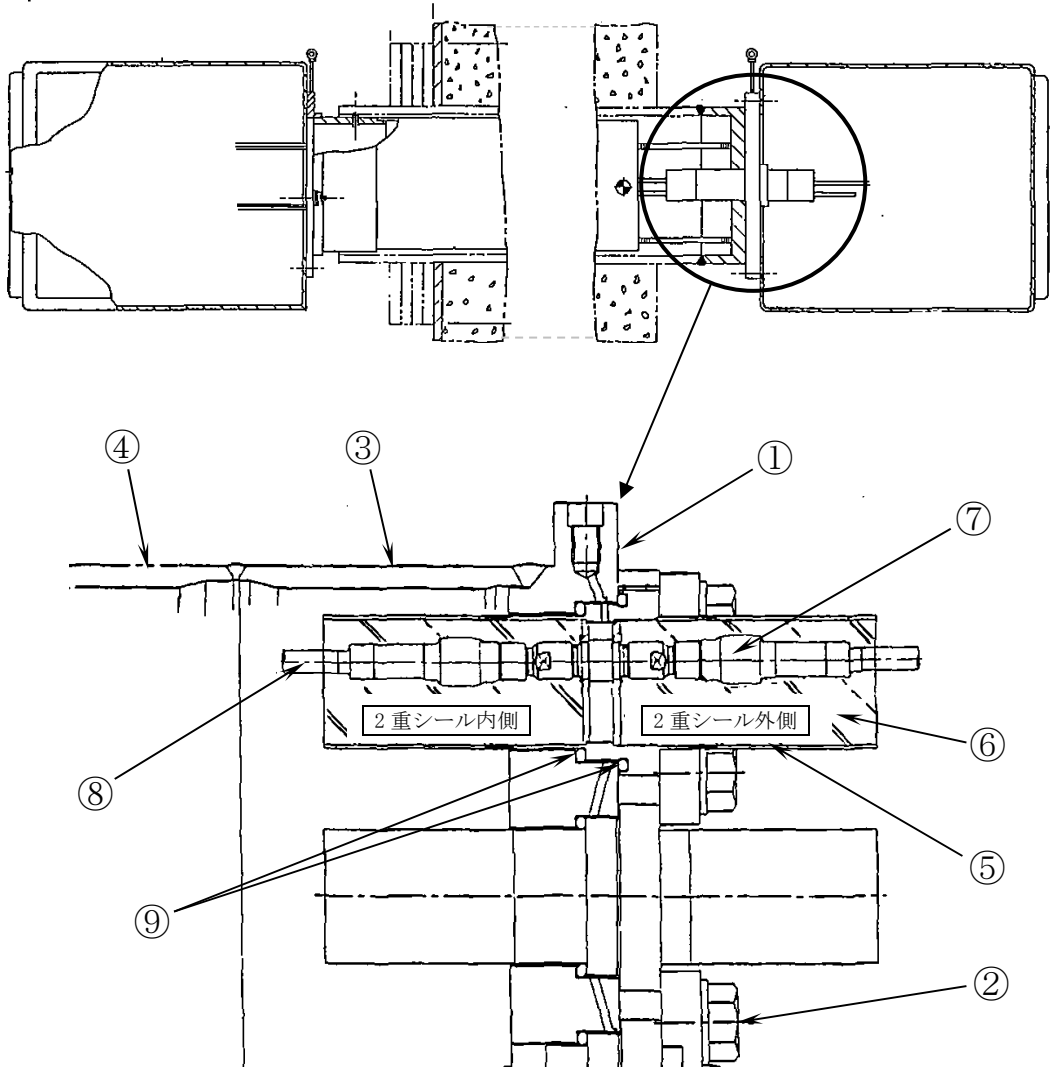
東海第二の核計装用モジュール型電気ペネトレーションの構造図を図2.1-1に示す。

(2) 材料及び使用条件

東海第二の核計装用モジュール型電気ペネトレーション主要部位の使用材料を表2.1-1に、使用条件を表2.1-2に示す。

原子炉格納容器内側

原子炉格納容器外側



No.	部位	No.	部位
①	ヘッド	⑥	シール部
②	取付ボルト	⑦	接続部 (コネクタ)
③	アダプタ	⑧	電線
④	スリーブ	⑨	Oリング
⑤	モジュール		

図 2.1-1 核計装用モジュール型電気ペネトレーション構造図

表 2.1-1 核計装用モジュール型電気ペネトレーション主要部位の使用材料

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	材料
通電・絶縁性能の確保	エネルギー伝達	電線	銅, 架橋ポリエチレン
		接続部(コネクタ)	銅
通電・絶縁性能の確保及びバウンダリの維持	耐圧, 絶縁	シール部	エポキシ樹脂
バウンダリの維持	耐圧	ヘッド	ステンレス鋼
		取付ボルト	ステンレス鋼
		モジュール	ステンレス鋼
		アダプタ	炭素鋼
		スリーブ	炭素鋼
		0リング	エチレンプロピレンゴム

表 2.1-2 核計装用モジュール型電気ペネトレーションの使用条件

	通常運転時	設計基準事故時	重大事故等時
周囲温度*	65.6 °C (最高)	171 °C (最高)	235 °C (最高)
最高圧力*	0.0138 MPa	0.31 MPa	0.62 MPa
放射線*	0.040 Gy/h (最大)	2.6×10^2 kGy (最大積算値)	640 kGy (最大積算値)

*: 原子炉格納容器内における設計値

2.1.2 高圧動力用モジュール型電気ペネトレーション

(1) 構造

東海第二の高圧動力用モジュール型電気ペネトレーションは、原子炉格納容器内外に電線をエチレンプロピレンゴムでシールしたパイプをヘッドに固定した構造となっている。

パイプは、パイプ内にエチレンプロピレンゴムによるシール部を設けた構造となっており、シール内部で電線と導体を接続スリーブにて接続している。

東海第二の高圧動力用モジュール型電気ペネトレーションの構造図を図 2.1-2 に示す。

(2) 材料及び使用条件

東海第二の高圧動力用モジュール型電気ペネトレーション主要部位の使用材料を表 2.1-3 に、使用条件を表 2.1-4 に示す。

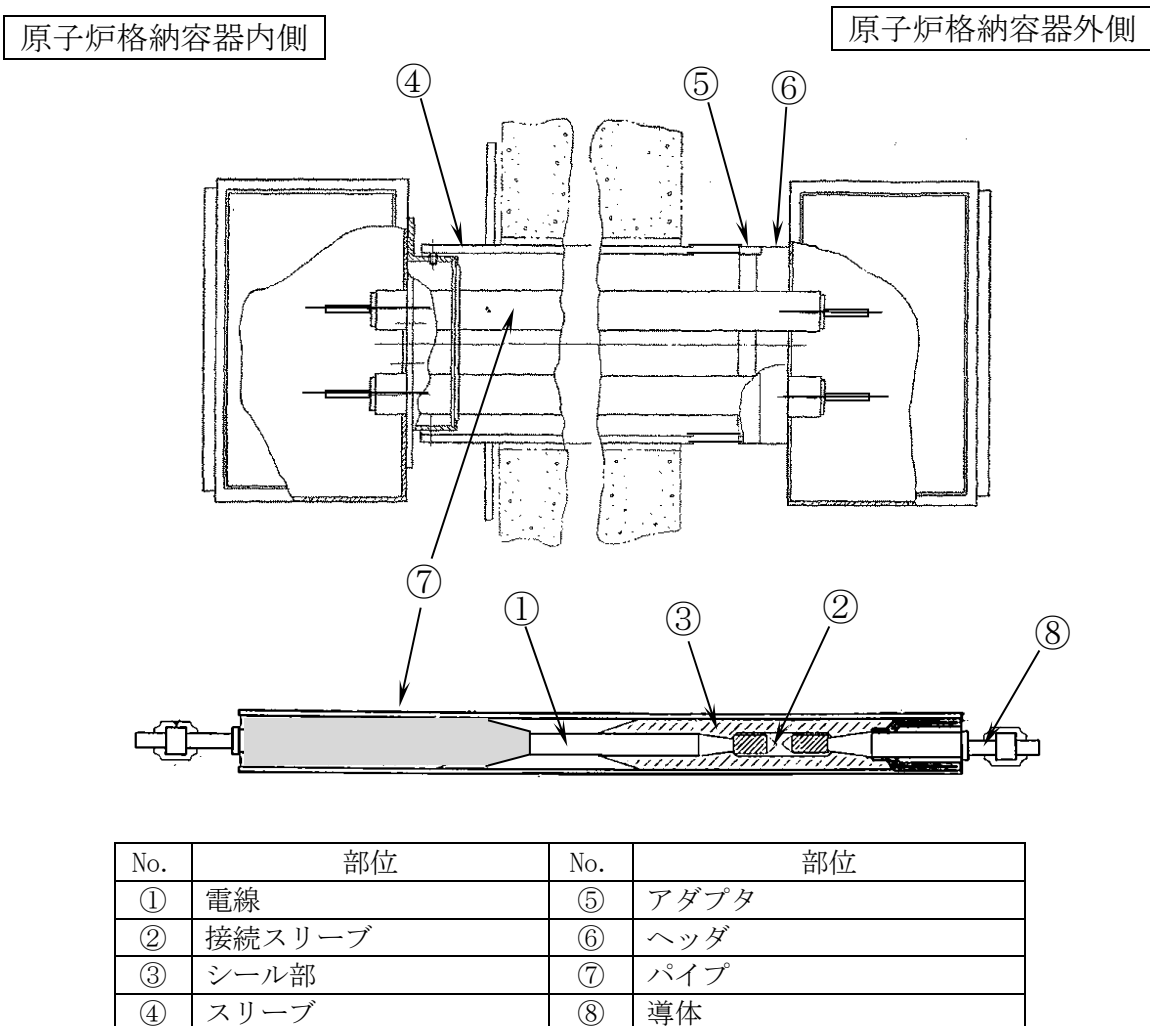


図 2.1-2 高圧動力用モジュール型電気ペネトレーション構造図

表 2.1-3 高圧動力用モジュール型電気ペネトレーション主要部位の使用材料

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	材料
通電・絶縁性能の確保	エネルギー伝達	導体	銅
		電線	銅, エチレンプロピレンゴム
		接続スリーブ	銅
通電・絶縁性能の確保及びバウンダリの維持	耐圧, 絶縁	シール部	エチレンプロピレンゴム
バウンダリの維持	耐圧	スリーブ	炭素鋼
		アダプタ	炭素鋼
		ヘッド	ステンレス鋼
		パイプ	ステンレス鋼

表 2.1-4 高圧動力用モジュール型電気ペネトレーションの使用条件

	通常運転時	設計基準事故時	重大事故等時
周囲温度*	65.6 °C (最高)	171 °C (最高)	235 °C (最高)
最高圧力*	0.0138 MPa	0.31 MPa	0.62 MPa
放射線*	0.040 Gy/h (最大)	2.6×10^2 kGy (最大積算値)	640 kGy (最大積算値)

*:原子炉格納容器内における設計値

2.2 経年劣化事象の抽出

2.2.1 機器の機能達成に必要な項目

電気ペネトレーションの機能である通電及びバウンダリ機能の達成に必要な項目は以下のとおり。

- (1) 通電・絶縁性能の確保
- (2) バウンダリの維持

2.2.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象の抽出

(1) 想定される経年劣化事象の抽出

電気ペネトレーションについて、機能達成に必要な項目を考慮して主要な部位に展開した上で、個々の部位の材料、構造、使用条件（圧力、温度等）及び現在までの運転経験を考慮し、表 2.2-1 に示すとおり、想定される経年劣化事象を抽出した。（表 2.2-1 で○又は△、▲）。

なお、消耗品及び定期取替品は評価対象外とする。

(2) 消耗品及び定期取替品の扱い

電気ペネトレーションには消耗品及び定期取替品はない。

(3) 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象の抽出

想定される経年劣化事象のうち下記①，②に該当しない事象を高経年化対策上着目すべき経年劣化事象と判断した。

なお，下記①，②に該当する事象については，2.2.3項に示すとおり，高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断した。

① 想定した劣化傾向と実際の劣化傾向の乖離が考え難い経年劣化事象であって，想定した劣化傾向等に基づき適切な保全活動を行っているもの（日常劣化管理事象として表 2.2-1 で△）

② 現在までの運転経験や使用条件から得られた材料試験データとの比較等により，今後も経年劣化の進展が考えられない，又は進展傾向が極めて小さいと考えられる経年劣化事象（日常劣化管理事象以外として表 2.2-1 で▲）

この結果，高経年化対策上着目すべき経年劣化事象として以下の事象が抽出された（表 2.2-1 で○）。

- a. シール部及び電線の絶縁特性低下 [核計装用モジュール型電気ペネトレーション]
- b. シール部の劣化による気密性の低下 [核計装用モジュール型電気ペネトレーション]
- c. Oリングの劣化による気密性の低下 [核計装用モジュール型電気ペネトレーション]
- d. シール部の劣化による気密性の低下 [高圧動力用モジュール型電気ペネトレーション]

2.2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象

- (1) 想定した劣化傾向と実際の劣化傾向の乖離が考え難い経年劣化事象であって、想定した劣化傾向等に基づき適切な保全活動を行っているもの（日常劣化管理事象）

日常劣化管理事象に該当する事象は抽出されなかった。

- (2) 現在までの運転経験や使用条件から得られた材料試験データとの比較等により、今後も経年劣化の進展が考えられない、又は進展傾向が極めて小さいと考えられる経年劣化事象（日常劣化管理事象以外）

- a. 電線及び接続部（コネクタ）[核計装用モジュール型電気ペネトレーション]の導通不良

電線に大きな荷重が作用すると、断線や途中接続点の接続部（コネクタ）の外れ等により導通不良が想定されるが、電線単体には外部からの大きな荷重は作用しない構造となっており、導通不良が発生する可能性はない。

したがって、電線及び接続部（コネクタ）の導通不良は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

- b. スリーブ及びアダプタ [共通] の腐食（全面腐食）

スリーブ及びアダプタは、炭素鋼であるため、腐食が想定されるが、塗装が施されており、腐食進行の可能性はない。

したがって、スリーブ及びアダプタの腐食（全面腐食）は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

表 2.2-1(1/2) 核計装用モジュール型電気ペネトレーションに想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	消耗品・定期取替品	経年劣化事象									備考
				材料	減肉		割れ		絶縁	導通	信号	その他	
					摩耗	腐食	疲労割れ	応力腐食割れ	絶縁特性低下	導通不良	特性変化		
通電・絶縁性能の確保	エネルギー伝達	電線		銅, 架橋ポリエチレン					○	▲			*1: 気密性の低下
		接続部(コネクタ)		銅						▲			
通電・絶縁性能の確保及びバウンダリの維持	耐圧, 絶縁	シール部		エポキシ樹脂					○			○*1	
バウンダリの維持	耐圧	ヘッダ		ステンレス鋼									
		取付ボルト		ステンレス鋼									
		モジュール		ステンレス鋼									
		アダプタ		炭素鋼		▲							
		スリーブ		炭素鋼		▲							
		0リング		エチレンプロピレンゴム								○*1	

○: 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象

▲: 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象 (日常劣化管理事象以外)

表 2.2-1 (2/2) 高圧動力用モジュール型電気ペネトレーションに想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	消耗品・定期取替品	経年劣化事象									備考
				材料	減肉		割れ		絶縁	導通	信号	その他	
					摩耗	腐食	疲労割れ	応力腐食割れ	絶縁特性低下	導通不良	特性変化		
通電・絶縁性能の確保	エネルギー伝達	導体		銅									*1：気密性の低下
		電線		銅, エチレンプロピレンゴム									
		接続スリーブ		銅									
通電・絶縁性能の確保及びバウンダリの維持	耐圧, 絶縁	シール部		エチレンプロピレンゴム							○*1		
バウンダリの維持	耐圧	スリーブ		炭素鋼		▲							
		アダプタ		炭素鋼		▲							
		ヘッダ		ステンレス鋼									
		パイプ		ステンレス鋼									

○：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象

▲：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象以外）

2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象の評価

(1) シール部及び電線の絶縁特性低下 [核計装用モジュール型電気ペネトレーション]

a. 事象の説明

核計装用モジュール型電気ペネトレーションのシール部に使用しているエポキシ樹脂及び電線の絶縁体で使用している架橋ポリエチレンは有機物であるため、熱的、放射線、機械的、電氣的、環境的要因により、経年的に劣化が進行し、絶縁特性低下を起こす可能性があり、経年劣化に対する評価が必要である。

ただし、核計装用モジュール型電気ペネトレーションは静止機器であることから機械的劣化、電圧が低いことから電氣的劣化、密封状態であることから環境的劣化については影響を受けないと考えられる。

核計装用モジュール型電気ペネトレーションのシール部及び電線の絶縁特性低下要因としては、熱及び放射線による物性変化により、モジュール、電線等との接着力が低下し、接着面の隙間から大気中の湿気が電気ペネトレーション内部に浸入する可能性がある。

このため、浸入した湿気により、電氣的絶縁特性の低下に伴う信号伝送特性の低下現象として現れる。

図 2.3-1 に想定される湿気の浸入予想ルートを示す。

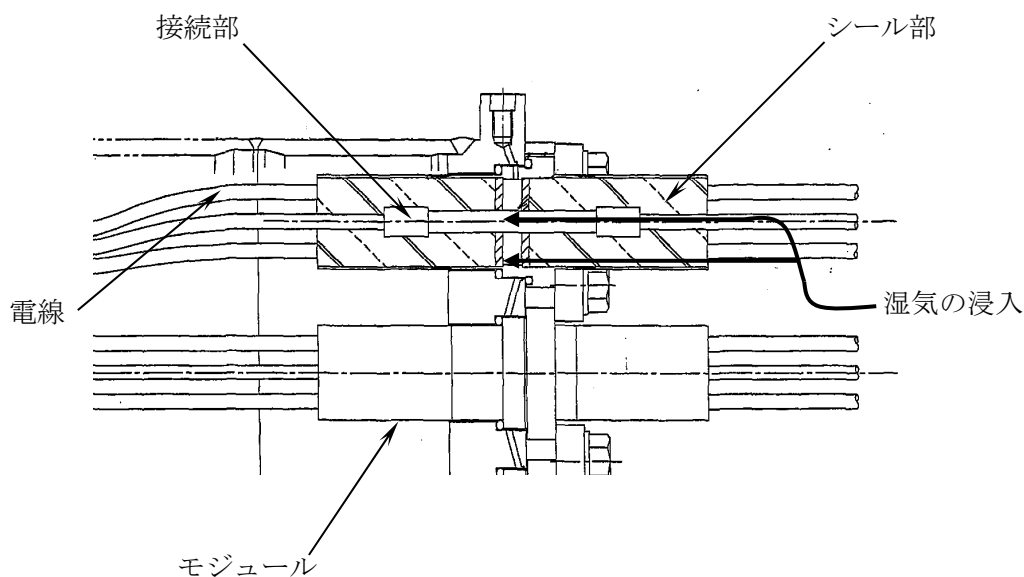


図 2.3-1 湿気の浸入予想ルート

b. 技術評価

① 健全性評価

核計装用モジュール型電気ペネトレーションの長期間の経年劣化を考慮した絶縁特性低下の評価は、IEEE Std. 323-1974「IEEE Standard for Qualifying Class 1E Equipment for Nuclear Power Generating Stations」(以下、「IEEE Std. 323-1974」という)及びIEEE Std. 317-1976「IEEE Standard for Electric Penetration Assemblies in Containment Structures for Nuclear Power Generating Stations」(以下、「IEEE Std. 317-1976」という)の規格をもとに行う。

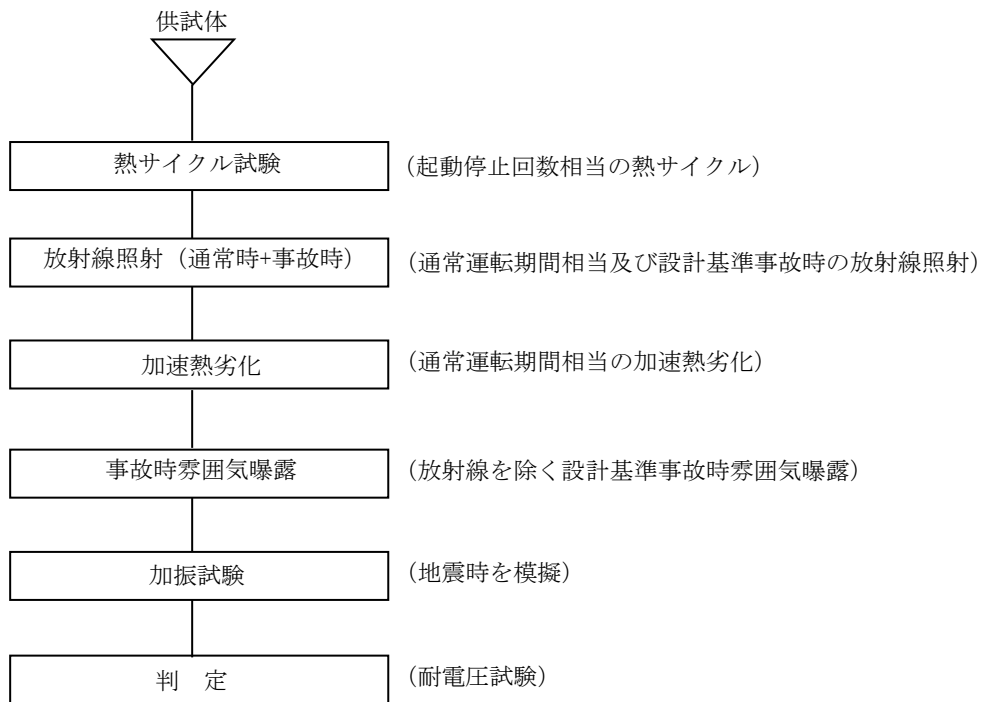


図 2.3-2 核計装用モジュール型電気ペネトレーションの長期健全性試験手順

核計装用モジュール型電気ペネトレーションについては、図 2.3-2 に示す長期健全性試験手順により評価した。

本試験条件は、表 2.3-1 に示すとおり核計装用モジュール型電気ペネトレーションの 60 年間の通常運転期間における使用条件、設計基準事故時条件*及び重大事故等時条件*を包絡しており、試験結果は、表 2.3-2 に示すとおり、耐電圧試験の判定基準を満足している。

重大事故等時における健全性評価にあたっては、重大事故等時の温度条件をもとに評価部位における温度を解析により求め評価に用いた。

本試験結果は、表 2.3-2 に示すとおり、耐電圧試験の判定基準を満足しており、核計装用モジュール型電気ペネトレーションは、60 年間の通常運転期間、設計基準事故時及び重大事故等時雰囲気において絶縁性能は維持できると評価する。

なお、東海第二で想定される重大事故等時における最高圧力については、事故時雰囲気曝露試験条件に包絡されていないが、同等形のモジュール型電気ペネトレーションを用いた健全性試験において、重大事故等時条件を上回る圧力 (0.79 MPa) にて気密に対する健全性が確認されていることから重大事故等時においても絶縁性能は維持できると評価する。

また、東海第二で想定される最大応答加速度 9.69 G については、加振試験条件に包絡されていないが、同等形のモジュール型電気ペネトレーションを用いた加振試験において、東海第二の最大応答加速度を上回る加速度 20 G にて健全性が確認されていることから重大事故等時においても絶縁性能は維持できると評価する。

*：新規制基準への適合性確認のための工事計画認可申請書「V-1-1-6 安全設備及び重大事故等対処設備が使用される条件の下における健全性に関する説明書」に基づく原子炉格納容器内の設計基準事故時及び重大事故等時における各条件

表 2.3-1 核計装用モジュール型電気ペネトレーションの長期健全性試験条件

	試験条件	説明
熱サイクル試験	10 °C⇔66 °C/120 サイクル	東海第二の 60 年間の起動停止回数を包絡する。
放射線照射 (通常時+事故時)	放射線照射線量 800 kGy	東海第二で想定される線量 約 281 kGy (60 年間の通常運転期間相当の線量 約 21 kGy に設計基準事故時の最大積算値 2.6×10^2 kGy を加えた線量) を包絡する。 また、東海第二で想定される線量 約 661 kGy (60 年間の通常運転期間相当の線量 約 21 kGy に重大事故等時の最大積算値 640 kGy を加えた線量) を包絡する。
加速熱劣化	121 °C×7 日間	東海第二通常運転時の温度 40 °C ^{*1} に対して 60 年間の通常運転期間を包絡する。
事故時雰囲気曝露	最高温度 : 171 °C 最高圧力 : 0.43 MPa 曝露時間 : 13 日間	東海第二における設計基準事故時の最高温度 171 °C ^{*2} , 最高圧力 0.31 MPa ^{*2} 及び重大事故等時の最高温度約 135 °C ^{*3} を包絡する。 なお、重大事故等時の最高圧力 0.62 MPa ^{*4} は同等のモジュール型電気ペネトレーションを用いた特性確認試験にて最高圧力を上回る圧力にて健全性を確認している。
加振試験	1.36 G	東海第二で想定される電気ペネトレーションの最大応答加速度 9.69 G に対しては、同等形のモジュール型電気ペネトレーションを用いた加振試験にて、最大応答加速度を上回る加速度 20 G にて健全性を確認している。

*1: 原子炉格納容器内の実測値をもとに設定した温度におけるシール部、電線部の温度解析値

*2: 設計基準事故時における原子炉格納容器内の環境条件設計値

*3: 重大事故等時における電線部の温度解析値

*4: 重大事故等時における原子炉格納容器内の環境条件設計値

表 2.3-2 核計装用モジュール型電気ペネトレーションの長期健全性試験の耐電圧試験結果

試験内容	判定基準*	結果
耐電圧 AC 720 V を 4 秒間印加	絶縁破壊しないこと	良

*: 判定基準は IEEE Std. 317-1976 に基づく

② 現状保全

核計装用モジュール型電気ペネトレーションのシール部及び電線の絶縁特性低下に対しては、点検時に絶縁測定及び機器の動作試験を実施し、有意な絶縁特性の低下がないことを確認している。

さらに、定期検査時の原子炉格納容器漏えい率検査により、気密性が確保されていることを確認しており、有意な湿気の浸入がないことを確認している。

また、核計装用モジュール型電気ペネトレーションのシール部及び電線に有意な絶縁特性低下が認められた場合は、補修等を行うこととしている。

③ 総合評価

健全性評価結果から判断して、核計装用モジュール型電気ペネトレーションのシール部及び電線の絶縁特性低下の可能性は低く、さらに、絶縁特性低下は機器点検時に実施する絶縁抵抗測定、機器の動作試験及び原子炉格納容器漏えい率検査により把握は可能と考える。今後も点検時に絶縁抵抗測定を行うことで、異常の有無を把握可能であり、現状の保全は点検手法として適切であると考えます。

c. 高経年化への対応

核計装用モジュール型電気ペネトレーションのシール部及び電線の絶縁特性低下に対しては、高経年化対策の観点から現状の保全に追加すべき項目はない。

また、東北地方太平洋沖地震発生に伴う発電所停止操作の過程で、原子炉格納容器内通常運転時の設計温度を超えた箇所が確認されたため、評価結果に対する確認を行い影響がないことを確認した。機器の取替周期の設定にあたっては、震災発生後の設計温度超過を考慮し、設計温度における評価年数に超過期間における評価年数を含めて設定する。

今後も点検時に絶縁抵抗測定、機器の動作試験及び原子炉格納容器漏えい率検査を実施することにより、絶縁特性低下を監視していくとともに、必要に応じて補修等を行うこととする。

(2) シール部の劣化による気密性の低下 [核計装用モジュール型電気ペネトレーション]

a. 事象の説明

核計装用モジュール型電気ペネトレーションのシール部に使用しているエポキシ樹脂は有機物であるため、熱的、放射線、機械的、電氣的、環境的要因により、経年的に劣化が進行し、リークを起こす可能性があり、経年劣化に対する評価が必要である。

ただし、核計装用モジュール型電気ペネトレーションは静止機器であることから機械的劣化、電圧が低いことから電氣的劣化、密封状態であることから環境的劣化については影響を受けないと考えられる。

核計装用モジュール型電気ペネトレーションのシール部の劣化による気密性の低下は、熱及び放射線による物性変化により、鋼材、導体等との接着力が低下することによるもので、この結果、プラント運転・停止による温度変化のため膨張と収縮を繰り返すことにより相互間ではく離が生じ、リークを生じる。

b. 技術評価

① 健全性評価

核計装用モジュール型電気ペネトレーションの長期間の経年劣化を考慮した気密性低下の評価は、IEEE Std. 323-1974 及び IEEE Std. 317-1976 の規格をもとに行う。

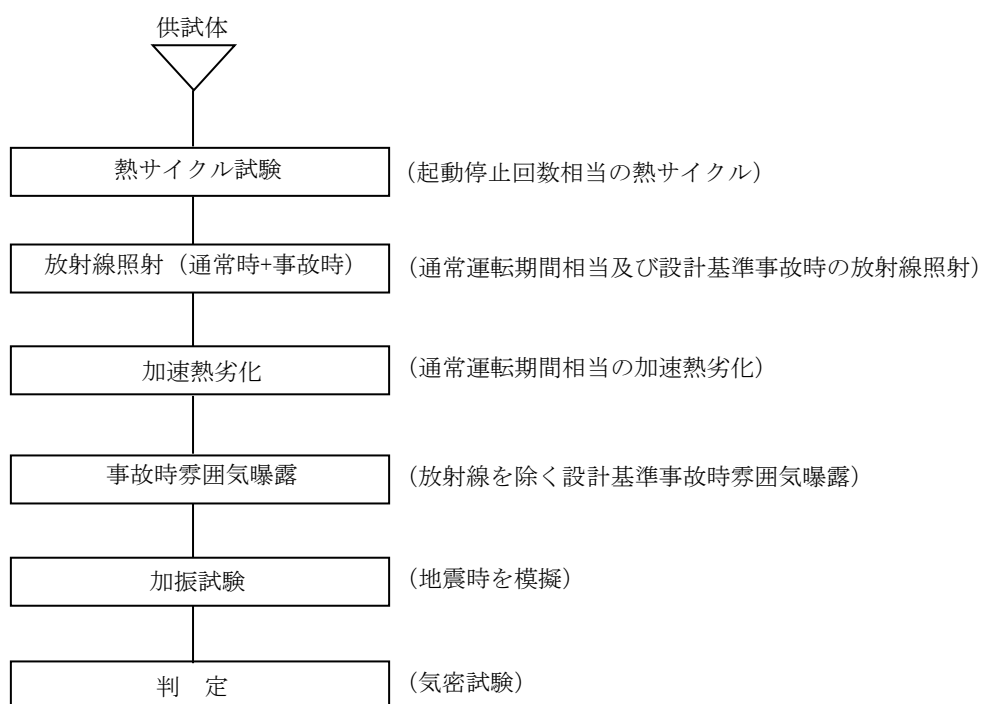


図 2.3-3 核計装用モジュール型電気ペネトレーションの長期健全性試験手順

核計装用モジュール型電気ペネトレーションについては、図 2.3-3 に示す長期健全性試験手順により評価した。

本試験条件は、表 2.3-3 に示すとおり核計装用モジュール型電気ペネトレーションの 60 年間の通常運転期間における使用条件、設計基準事故時条件*及び重大事故等時条件*を包絡しており、試験結果は、表 2.3-4 に示すとおり、気密試験の判定基準を満足している。

重大事故等時における健全性評価にあたっては、重大事故等時の温度条件をもとに評価部位における温度を解析により求め評価に用いた。

本試験結果は、表 2.3-4 に示すとおり、気密試験の判定基準を満足しており、核計装用モジュール型電気ペネトレーションは、60 年間の通常運転期間、設計基準事故時及び重大事故等時雰囲気において気密性能は維持できると評価する。

なお、東海第二で想定される重大事故等時における最高圧力については、事故時雰囲気曝露試験条件に包絡されていないが、同等形のモジュール型電気ペネトレーションを用いた健全性試験において、重大事故等時条件を上回る圧力 (0.79 MPa) にて気密に対する健全性が確認されていることから重大事故等時においても気密性能は維持できると評価する。

また、東海第二で想定される最大応答加速度 9.69 G については、加振試験条件に包絡されていないが、同等形のモジュール型電気ペネトレーションを用いた加振試験において、東海第二の最大応答加速度を上回る加速度 20 G にて健全性が確認されていることから重大事故等時においても気密性能は維持できると評価する。

*：新規制基準への適合性確認のための工事計画認可申請書「V-1-1-6 安全設備及び重大事故等対処設備が使用される条件の下における健全性に関する説明書」に基づく原子炉格納容器内の設計基準事故時及び重大事故等時における各条件

表 2.3-3 核計装用モジュール型電気ペネトレーションの長期健全性試験条件

	試験条件	説明
熱サイクル試験	10 °C⇔66 °C/120 サイクル	東海第二の 60 年間の起動停止回数を包絡する。
放射線照射 (通常時+事故時)	放射線照射線量 800 kGy	東海第二で想定される線量 約 281 kGy (60 年間の通常運転期間相当の線量 約 21 kGy に設計基準事故時の最大積算値 2.6×10^2 kGy を加えた線量) を包絡する。 また、東海第二で想定される線量 約 661 kGy (60 年間の通常運転期間相当の線量 約 21 kGy に重大事故等時の最大積算値 640 kGy を加えた線量) を包絡する。
加速熱劣化	121 °C×7 日間	東海第二通常運転時の温度 40 °C ^{*1} に対して 60 年間の通常運転期間を包絡する。
事故時雰囲気曝露	最高温度 : 171 °C 最高圧力 : 0.43 MPa 曝露時間 : 13 日間	東海第二における設計基準事故時の最高温度 171 °C ^{*2} , 最高圧力 0.31 MPa ^{*2} 及び重大事故等時の最高温度約 74.5 °C ^{*3} を包絡する。 なお、重大事故等時の最高圧力 0.62 MPa ^{*4} は同等のモジュール型電気ペネトレーションを用いた特性確認試験にて最高圧力を上回る圧力にて健全性を確認している。
加振試験	1.36 G	東海第二で想定される電気ペネトレーションの最大応答加速度 9.69 G に対しては、同等形のモジュール型電気ペネトレーションを用いた加振試験にて、最大応答加速度を上回る加速度 20 G にて健全性を確認している。

*1: 原子炉格納容器内の実測値をもとに設定した温度におけるシール部、電線部の温度解析値

*2: 設計基準事故時における原子炉格納容器内の環境条件設計値

*3: 重大事故等時におけるシール部の温度解析値

*4: 重大事故等時における原子炉格納容器内の環境条件設計値

表 2.3-4 核計装用モジュール型電気ペネトレーションの長期健全性試験の気密試験結果

試験内容	判定基準*	測定値	結果
気密試験 リーク量測定	1×10^{-6} cc/sec	6.8×10^{-9} cc/sec 以下	良

*: 判定基準は IEEE Std. 317-1976 に基づく

② 現状保全

核計装用モジュール型電気ペネトレーションのシール部の気密性低下に対しては、定期検査時に原子炉格納容器漏えい率検査を実施し、原子炉格納容器全体の漏えい率が基準を満たし、漏えい率が増加傾向にないことを確認している。

なお、原子炉格納容器漏えい率検査の結果、有意な気密性の低下が認められた場合は、補修等を行うこととしている。

③ 総合評価

健全性評価結果から判断して、核計装用モジュール型電気ペネトレーションのシール部の気密性低下の可能性は低く、さらに、気密性低下は定期検査時に実施する原子炉格納容器漏えい率検査により把握は可能と考えられる。今後も原子炉格納容器漏えい率検査による漏えい率の傾向管理を行うことにより、シール部の経年劣化による気密性の異常の有無は把握可能であり、現状の保全は点検手法として適切である。

c. 高経年化への対応

核計装用モジュール型電気ペネトレーションのシール部の気密性低下に対しては、高経年化対策の観点から現状の保全に追加すべき項目はないと考える。

また、東北地方太平洋沖地震発生に伴う発電所停止操作の過程で、原子炉格納容器内通常運転時の設計温度を超えた箇所が確認されたため、評価結果に対する確認を行い影響がないことを確認した。機器の取替周期の設定にあたっては、震災発生後の設計温度超過を考慮し、設計温度における評価年数に超過期間における評価年数を含めて設定する。

今後も原子炉格納容器漏えい率検査時に漏えい率を監視していくとともに、必要に応じて補修等を行うこととする。

(3) Oリングの劣化による気密性の低下 [核計装用モジュール型電気ペネトレーション]

a. 事象の説明

核計装用モジュール型電気ペネトレーションのOリングに使用しているエチレンプロピレンゴムは有機物であるため、熱的、放射線、機械的、電氣的、環境的要因により、経年的に劣化が進行し、リークを起こす可能性があり、経年劣化に対する評価が必要である。

ただし、核計装用モジュール型電気ペネトレーションは静止機器であることから機械的劣化、密封状態であることから環境的劣化については影響を受けないと考えられる。

核計装用モジュール型電気ペネトレーションのOリングの劣化による気密性低下要因としては、熱及び放射線による物性変化により、Oリングのシール性能が低下するもので、この結果、プラント運転・停止による温度変化のため膨張と収縮を繰り返すことによりOリングのシール部分からリークを生じる。

b. 技術評価

① 健全性評価

核計装用モジュール型電気ペネトレーションの長期間の経年劣化を考慮した気密性低下の評価は、IEEE Std. 323-1974 及び IEEE Std. 317-1976 の規格をもとに行う。

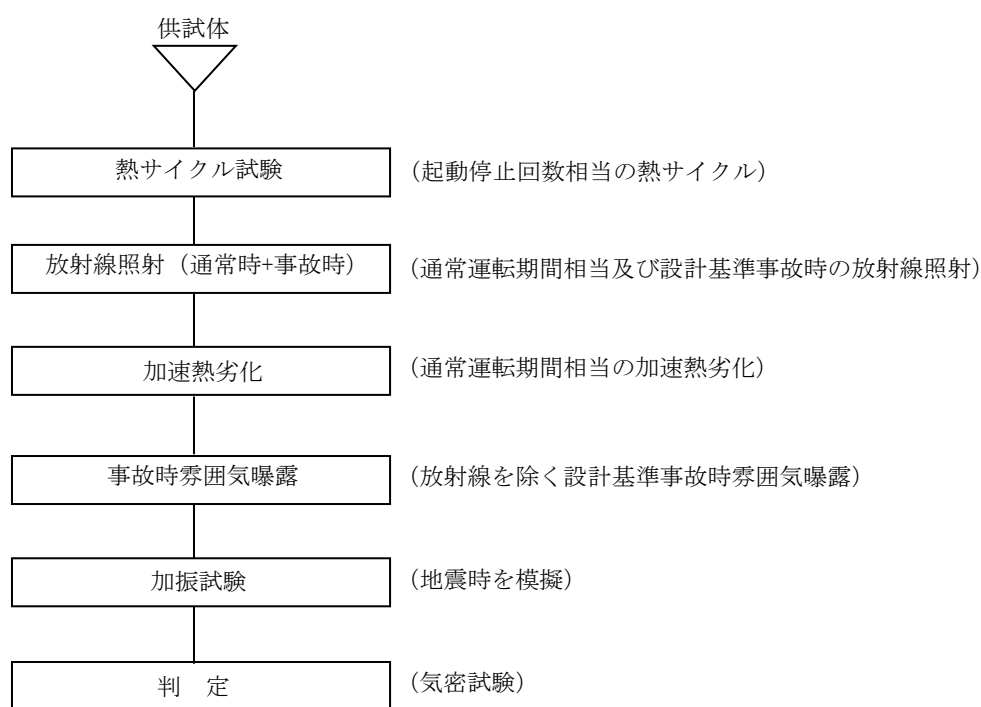


図 2.3-4 核計装用モジュール型電気ペネトレーションの長期健全性試験手順

核計装用モジュール型電気ペネトレーションについては、図 2.3-4 に示す長期健全性試験手順により評価した。

本試験条件は、表 2.3-5 に示すとおり核計装用モジュール型電気ペネトレーションの 60 年間の通常運転期間における使用条件、設計基準事故時条件*及び重大事故等時条件*を包絡しており、試験結果は、表 2.3-6 に示すとおり、気密試験の判定基準を満足している。

重大事故等時における健全性評価にあたっては、重大事故等時の温度条件をもとに評価部位における温度を解析により求め評価に用いた。

本試験結果は、表 2.3-6 に示すとおり、気密試験の判定基準を満足しており、核計装用モジュール型電気ペネトレーションは、60 年間の通常運転期間、設計基準事故時及び重大事故等時雰囲気において気密性能は維持できると評価する。

なお、東海第二で想定される重大事故等時における最高圧力については、事故時雰囲気曝露試験条件に包絡されていないが、同等形のモジュール型電気ペネトレーションを用いた健全性試験において、重大事故等時条件を上回る圧力 (0.79 MPa) にて気密に対する健全性が確認されていることから重大事故等時においても気密性能は維持できると評価する。

また、東海第二で想定される最大応答加速度 9.69 G については、加振試験条件に包絡されていないが、同等形のモジュール型電気ペネトレーションを用いた加振試験において、東海第二の最大応答加速度を上回る加速度 20 G にて健全性が確認されていることから重大事故等時においても気密性能は維持できると評価する。

*：新規制基準への適合性確認のための工事計画認可申請書「V-1-1-6 安全設備及び重大事故等対処設備が使用される条件の下における健全性に関する説明書」に基づく原子炉格納容器内の設計基準事故時及び重大事故等時における各条件

表 2.3-5 核計装用モジュール型電気ペネトレーションの長期健全性試験条件

	試験条件	説明
熱サイクル試験	10 °C⇔66 °C/120 サイクル	東海第二の 60 年間の起動停止回数を包絡する。
放射線照射 (通常時+事故時)	放射線照射線量 800 kGy	東海第二で想定される線量 約 281 kGy (60 年間の通常運転期間相当の線量 約 21 kGy に設計基準事故時の最大積算値 2.6×10^2 kGy を加えた線量) を包絡する。 また、東海第二で想定される線量 約 661 kGy (60 年間の通常運転期間相当の線量 約 21 kGy に重大事故等時の最大積算値 640 kGy を加えた線量) を包絡する。
加速熱劣化	121 °C×7 日間	東海第二通常運転時の温度 40 °C ^{*1} に対して 60 年間の通常運転期間を包絡する。
事故時雰囲気曝露	最高温度 : 171 °C 最高圧力 : 0.43 MPa 曝露時間 : 13 日間	東海第二における設計基準事故時の最高温度 171 °C ^{*2} , 最高圧力 0.31 MPa ^{*2} 及び重大事故等時の最高温度約 74.5 °C ^{*3} を包絡する。 なお、重大事故等時の最高圧力 0.62 MPa ^{*4} は同等のモジュール型電気ペネトレーションを用いた特性確認試験にて最高圧力を上回る圧力にて健全性を確認している。
加振試験	1.36 G	東海第二で想定される電気ペネトレーションの最大応答加速度 9.69 G に対しては、同等形のモジュール型電気ペネトレーションを用いた加振試験にて、最大応答加速度を上回る加速度 20 G にて健全性を確認している。

- *1: 原子炉格納容器内の実測値をもとに設定した温度におけるシール部、電線部の温度解析値
- *2: 設計基準事故時における原子炉格納容器内の環境条件設計値
- *3: 重大事故等時におけるシール部の温度解析値
- *4: 重大事故等時における原子炉格納容器内の環境条件設計値

表 2.3-6 核計装用モジュール型電気ペネトレーションの長期健全性試験の気密試験結果

試験内容	判定基準*	測定値	結果
気密試験 リーク量測定	1×10^{-6} cc/sec	6.8×10^{-9} cc/sec 以下	良

*: 判定基準は IEEE Std. 317-1976 に基づく

② 現状保全

核計装用モジュール型電気ペネトレーションのシール部の気密性の低下に対しては、定期検査時に原子炉格納容器漏えい率検査を実施し、原子炉格納容器全体の漏えい率が基準を満たし、漏えい率が増加傾向にないことを確認している。

なお、原子炉格納容器漏えい率検査の結果、有意な気密性の低下が認められた場合は、補修等を行うこととしている。

③ 総合評価

健全性評価結果から判断して、核計装用モジュール型電気ペネトレーションのシール部の気密性低下の可能性は低く、さらに、気密性低下は定期検査時に実施する原子炉格納容器漏えい率検査により把握は可能と考えられる。今後も原子炉格納容器漏えい率検査による漏えい率の傾向管理を行うことにより、シール部の経年劣化による気密性の異常の有無は把握可能であり、現状の保全は点検手法として適切である。

c. 高経年化への対応

核計装用モジュール型電気ペネトレーションのシール部の気密性低下に対しては、高経年化対策の観点から現状の保全に追加すべき項目はないと考える。

また、東北地方太平洋沖地震発生に伴う発電所停止操作の過程で、原子炉格納容器内通常運転時の設計温度を超えた箇所が確認されたため、評価結果に対する確認を行い影響がないことを確認した。機器の取替周期の設定にあたっては、震災発生後の設計温度超過を考慮し、設計温度における評価年数に超過期間における評価年数を含めて設定する。

今後も原子炉格納容器漏えい率検査時に漏えい率を監視していくとともに、必要に応じて補修等を行うこととする。

(4) シール部の劣化による気密性の低下[高圧動力用モジュール型電気ペネトレーション]

a. 事象の説明

高圧動力用モジュール型電気ペネトレーションのシール部及び電線の絶縁体として使用しているエチレンプロピレンゴムは有機物であるため、熱的、放射線、機械的、電氣的、環境的要因により、経年的に劣化が進行し、リークを起こす可能性があり、経年劣化に対する評価が必要である。

ただし、高圧動力用モジュール型電気ペネトレーションは静止機器であることから機械的劣化、密封状態であることから環境的劣化については影響を受けないと考えられる。

高圧動力用モジュール型電気ペネトレーションのシール部の劣化による気密性の低下は、熱及び放射線による物性変化により、鋼材、導体等との接着力が低下することによるもので、この結果、プラント運転・停止による温度変化のため膨張と収縮を繰り返すことにより相互間でのはく離が生じ、リークを生じる。

b. 技術評価

① 健全性評価

高圧動力用モジュール型電気ペネトレーションの長期間の経年劣化を考慮した気密性低下の評価は、IEEE Std. 323-1974 及び IEEE Std. 317-1976 の規格をもとに行う。

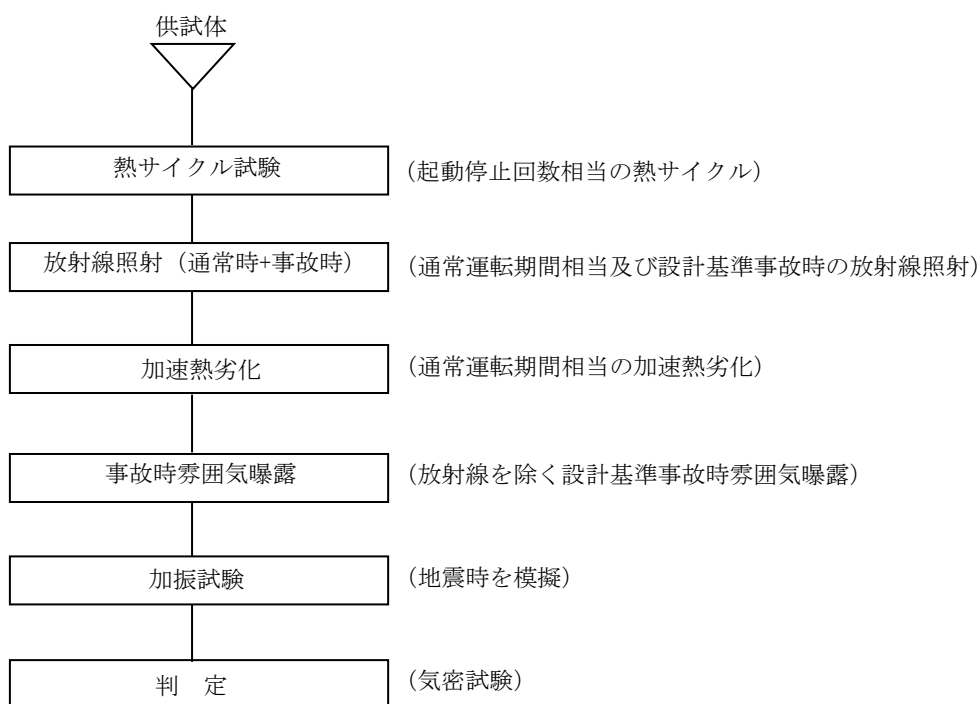


図 2.3-5 高圧動力用モジュール型電気ペネトレーションの長期健全性試験手順

高圧動力用モジュール型電気ペネトレーションについては、図 2.3-5 に示す長期健全性試験手順により評価した。

本試験条件は、表 2.3-7 に示すとおり高圧動力用モジュール型電気ペネトレーションの 60 年間の通常運転期間における使用条件、設計基準事故時条件*及び重大事故等時条件*を包絡しており、試験結果は、表 2.3-8 に示すとおり、気密試験の判定基準を満足している。

重大事故等時における健全性評価にあたっては、重大事故等時の温度条件をもとに評価部位における温度を解析により求め評価に用いた。

本試験結果は、表 2.3-8 に示すとおり、気密試験の判定基準を満足しており、高圧動力用モジュール型電気ペネトレーションは、60 年間の通常運転期間、設計基準事故時及び重大事故等時雰囲気において気密性能は維持できると評価する。

なお、東海第二で想定される重大事故等時における最高圧力については、事故時雰囲気曝露試験条件に包絡されていないが、同等形のモジュール型電気ペネトレーションを用いた健全性試験において、重大事故等時条件を上回る圧力 (0.77 MPa) にて気密に対する健全性が確認されていることから重大事故等時においても気密性能は維持できると評価する。

また、東海第二で想定される最大応答加速度 9.69 G については、加振試験条件に包絡されていないが、同等形のモジュール型電気ペネトレーションを用いた加振試験において、東海第二の最大応答加速度を上回る加速度 20 G にて健全性が確認されていることから重大事故等時においても気密性能は維持できると評価する。

*：新規制基準への適合性確認のための工事計画認可申請書「V-1-1-6 安全設備及び重大事故等対処設備が使用される条件の下における健全性に関する説明書」に基づく原子炉格納容器内の設計基準事故時及び重大事故等時における各条件

表 2.3-7 高圧動力用モジュール型電気ペネトレーションの長期健全性試験条件

	試験条件	説明
熱サイクル試験	10 °C⇔66 °C/120 サイクル	東海第二の 60 年間の起動停止回数を包絡する。
放射線照射 (通常時+事故時)	放射線照射線量 800 kGy	東海第二で想定される線量 約 281 kGy (60 年間の通常運転期間相当の線量 約 21 kGy に設計基準事故時の最大積算値 2.6×10^2 kGy を加えた線量) を包絡する。 また、東海第二で想定される線量 約 661 kGy (60 年間の通常運転期間相当の線量 約 21 kGy に重大事故等時の最大積算値 640 kGy を加えた線量) を包絡する。
加速熱劣化	121°C×7 日間	東海第二通常運転時の温度 43 °C ^{*1} に対して 60 年間の通常運転期間を包絡する。
事故時雰囲気曝露	最高温度 : 171 °C 最高圧力 : 0.43 MPa 曝露時間 : 13 日間	東海第二における設計基準事故時の最高温度 171 °C ^{*2} , 最高圧力 0.31 MPa ^{*2} 及び重大事故等時の最高温度約 77.5 °C ^{*3} を包絡する。 なお、重大事故等時の最高圧力 0.62 MPa ^{*4} は同等のモジュール型電気ペネトレーションを用いた特性確認試験にて最高圧力を上回る圧力にて健全性を確認している。
加振試験	1.36 G	東海第二で想定される電気ペネトレーションの最大応答加速度 9.69 G に対しては、同等形のモジュール型電気ペネトレーションを用いた加振試験にて、最大応答加振度を上回る加速度 20 G にて健全性を確認している

*1: 原子炉格納容器内の実測値をもとに設定した温度におけるシール部の温度解析値に通電による温度上昇分を加えた値

*2: 設計基準事故時における原子炉格納容器内の環境条件設計値

*3: 重大事故等時におけるシール部の温度解析値に通電による温度上昇値分を加えた値

*4: 重大事故等時における原子炉格納容器内の環境条件設計値

表 2.3-8 高圧動力用モジュール型電気ペネトレーションの長期健全性試験の気密試験結果

試験内容	判定基準*	測定値	結果
気密試験 リーク量測定	1×10^{-6} cc/sec	5.6×10^{-9} cc/sec 以下	良

*: 判定基準は IEEE Std. 317-1976 に基づく

② 現状保全

高圧動力用モジュール型電気ペネトレーションのシール部の気密性低下に対しては、定期検査時に原子炉格納容器漏えい率検査を実施し、原子炉格納容器全体の漏えい率が基準を満たし、漏えい率が増加傾向にないことを確認している。

なお、原子炉格納容器漏えい率検査の結果、有意な気密性の低下が認められた場合は、補修等を行うこととしている。

③ 総合評価

健全性評価結果から判断して、シール部の気密性低下の可能性は低く、さらに、気密性低下は定期検査時に実施する原子炉格納容器漏えい率検査により把握は可能と考えられる。

今後も原子炉格納容器漏えい率検査による漏えい率の傾向管理を行うことにより、シール部の経年劣化による気密性の異常の有無は把握可能であり、現状の保全は点検手法として適切である。

c. 高経年化への対応

シール部の気密性の低下に対しては、高経年化対策の観点から現状の保全に追加すべき項目はないと考える。

また、東北地方太平洋沖地震発生に伴う発電所停止操作の過程で、原子炉格納容器内通常運転時の設計温度を超えた箇所が確認されたため、評価結果に対する確認を行い影響がないことを確認した。機器の取替周期の設定にあたっては、震災発生後の設計温度超過を考慮し、設計温度における評価年数に超過期間における評価年数を含めて設定する。

今後も原子炉格納容器漏えい率検査時に漏えい率を監視していくとともに、必要に応じて補修等を行うこととする。

3. 代表機器以外への展開

本章では、2章で実施した代表機器の技術評価について、1章で実施したグループ化で代表機器となっていない機器への展開について検討した。

- ① 制御用モジュール型電気ペネトレーション
- ② 計測用モジュール型電気ペネトレーション
- ③ 制御棒位置指示用モジュール型電気ペネトレーション
- ④ 低圧動力用モジュール型電気ペネトレーション

3.1 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象

a. シール部及び電線の絶縁特性低下 [共通]

代表機器と同様に、シール部に使用しているエポキシ樹脂及び電線の絶縁体で使用している架橋ポリエチレンは有機物であるため、熱的、放射線、機械的、電氣的、環境的要因により、経年的に劣化が進行し絶縁特性低下を起こす可能性があるが、代表機器と同様の長期健全性試験結果より、60年間の通常運転期間、設計基準事故時条件及び重大事故等時条件において絶縁特性を維持できると評価する。

また、絶縁特性低下に対しては、点検時に絶縁抵抗測定及び機器の動作試験を実施し、有意な絶縁特性低下がないこと、定期検査時の原子炉格納容器漏えい率検査により、気密性が確保されていることを確認しており、有意な湿気の浸入がないことを確認している。今後も点検時に絶縁特性低下を監視していくとともに、絶縁特性の低下が認められた場合には、補修を行うことで健全性が確保できると考えられる。

b. シール部の劣化による気密性の低下 [共通]

代表機器と同様に、シール部は、エポキシ樹脂であることから熱的、放射線、機械的、電氣的、環境的要因により、経年的に劣化が進行しリークを起こす可能性があるが、代表機器と同様の長期健全性試験結果より、60年間の通常運転期間、設計基準事故時及び重大事故等時雰囲気において気密性を維持できると評価する。

また、気密性低下に対しては、定期検査時に原子炉格納容器漏えい率検査を実施し、原子炉格納容器全体の漏えい率が基準を満たし、漏えい率が増加傾向にないことを確認している。

今後も原子炉格納容器漏えい率検査時に漏えい率を監視していくとともに、必要に応じて補修等を行うこととする。

c. Oリングの劣化による気密性の低下 [共通]

代表機器と同様にOリングは、エチレンプロピレンゴム製であるため、熱的、放射線、機械的、電氣的、環境的要因により、経年的に劣化が進行しリークを起こす可能性があるが、代表機器と同様の長期健全性試験結果より、60年間の通常運転期間、設計基準事故時及び重大事故等時雰囲気において気密性を維持できると評価する。

また、気密性低下に対しては、定期検査時に原子炉格納容器漏えい率検査を実施し、原子炉格納容器全体の漏えい率が基準を満たし、漏えい率が増加傾向にないことを確認している。

今後も原子炉格納容器漏えい率検査時に漏えい率を監視していくとともに、必要に応じて補修等を行うこととする。

3.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象

- (1) 想定した劣化傾向と実際の劣化傾向の乖離が考え難い経年劣化事象であって、想定した劣化傾向等に基づき適切な保全活動を行っているもの（日常劣化管理事象）

日常劣化管理事象に該当する事象は抽出されなかった。

- (2) 現在までの運転経験や使用条件から得られた材料試験データとの比較等により、今後も経年劣化の進展が考えられない、又は進展傾向が極めて小さいと考えられる経年劣化事象（日常劣化管理事象以外）

a. 電線及び接続部（コネクタ）の導通不良 [共通]

代表機器と同様、電線に大きな荷重が作用すると、断線や途中接続点の接続部（コネクタ）の外れ等により導通不良が想定されるが、電線単体には外部からの大きな荷重が作用しない構造となっており、導通不良が発生する可能性はない。

したがって、電線及び接続部（コネクタ）の導通不良は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

b. スリーブ及びアダプタの腐食（全面腐食） [共通]

代表機器と同様、スリーブ及びアダプタは、炭素鋼であるため、腐食が想定されるが、塗装が施されており、腐食進行の可能性はない。

したがって、スリーブ及びアダプタの腐食（全面腐食）は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

3. その他容器

[対象容器]

- ① 湿分分離器
- ② スクラム排出水容器
- ③ ほう酸水注入系貯蔵タンク
- ④ 使用済燃料貯蔵プール
- ⑤ 原子炉ウェル
- ⑥ 燃料プール冷却浄化系スキマサージタンク
- ⑦ MSIV 用アキュムレータ
- ⑧ SRV (ADS) 用アキュムレータ
- ⑨ SRV 用アキュムレータ
- ⑩ SLC 用アキュムレータ
- ⑪ 活性炭ベット
- ⑫ 排ガス後置除湿器
- ⑬ 排ガス再結合器
- ⑭ 格納容器圧力逃がし装置フィルタ装置
- ⑮ 原子炉冷却材浄化系フィルタ脱塩器
- ⑯ 制御棒駆動水系ポンプ出口ラインフィルタ
- ⑰ 原子炉冷却材浄化系ポンプシールパージフィルタ
- ⑱ 原子炉再循環ポンプシールパージフィルタ
- ⑲ 残留熱除去海水系ポンプ出口ストレーナ
- ⑳ 非常用及び HPCS 系ディーゼル発電機海水ポンプ出口ストレーナ
- ㉑ 緊急用海水系ストレーナ

目次

1. 対象機器及び代表機器の選定.....	3-1
1.1 グループ化の考え方及び結果.....	3-1
1.2 代表機器の選定	3-1
2. 代表機器の技術評価.....	3-5
2.1 構造, 材料及び使用条件.....	3-5
2.1.1 湿分分離器.....	3-5
2.1.2 スクラム排水容器.....	3-8
2.1.3 ほう酸水注入系貯蔵タンク.....	3-11
2.1.4 使用済燃料貯蔵プール.....	3-14
2.1.5 SRV (ADS) 用アキュムレータ.....	3-17
2.1.6 SLC 用アキュムレータ	3-20
2.1.7 活性炭ベット.....	3-23
2.1.8 排ガス再結合器.....	3-26
2.1.9 格納容器圧力逃がし装置フィルタ装置.....	3-29
2.1.10 原子炉冷却材浄化系フィルタ脱塩器.....	3-32
2.1.11 原子炉再循環ポンプシールパージフィルタ.....	3-35
2.1.12 残留熱除去海水系ポンプ出口ストレーナ.....	3-38
2.2 経年劣化事象の抽出.....	3-41
2.2.1 機器の機能達成に必要な項目.....	3-41
2.2.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象の抽出.....	3-41
2.2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象.....	3-42
3. 代表機器以外への展開.....	3-61
3.1 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象.....	3-61
3.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象.....	3-61

1. 対象機器及び代表機器の選定

東海第二で使用されている主要な容器（原子炉圧力容器及び原子炉格納容器を除く）の主な仕様を表 1-1 に示す。

これらの容器を種類、内部流体及び胴部材料の観点からグループ化し、それぞれのグループより以下のとおり代表機器を選定した。

1.1 グループ化の考え方及び結果

種類、内部流体及び胴部材料を分類基準とし、表 1-1 に示すとおりグループ化する。

胴部材料は炭素鋼、ステンレス鋼、コンクリート（ステンレス内張り）及び低合金鋼に分類され、内部流体は蒸気、純水、五ほう酸ナトリウム水、ガス及び海水に分類される。

1.2 代表機器の選定

表 1-1 に分類されるグループ毎に、重要度、運転状態、最高使用圧力、最高使用温度の観点から代表機器を選定する。

(1) タンク（内部流体：蒸気・純水、胴部材料：炭素鋼）

このグループには湿分分離器のみが属することから、これを代表機器とする。

(2) タンク（内部流体：純水、胴部材料：炭素鋼）

このグループにはスクラム排水容器のみが属することから、これを代表機器とする。

(3) タンク（内部流体：五ほう酸ナトリウム水、胴部材料：ステンレス鋼）

このグループにはほう酸水注入系貯蔵タンクのみが属することから、これを代表機器とする。

(4) ライニング槽（内部流体：純水、胴部材料：コンクリート（ステンレス鋼内張り））

このグループには使用済燃料貯蔵プール、原子炉ウェル、燃料プール冷却浄化系スキマサージタンクが属するが、運転状態の観点から使用済燃料貯蔵プールを代表機器とする。

(5) アキュムレータ（内部流体：ガス、胴部材料：ステンレス鋼）

このグループには MSIV 用アキュムレータ、SRV (ADS) 用アキュムレータ、SRV 用アキュムレータが属するが、最高使用圧力の高い SRV (ADS) 用アキュムレータを代表機器とする。

(6) アキュムレータ（内部流体：ガス・五ほう酸ナトリウム水、胴部材料：ステンレス鋼）

このグループには SLC 用アキュムレータのみが属することから、これを代表機器とする。

(7) フィルタ等（内部流体：ガス，胴部材料：炭素鋼）

このグループには活性炭ベツト，排ガス後置除湿器が属するが，重要度の高い活性炭ベツトを代表機器とする。

(8) フィルタ等（内部流体：ガス，胴部材料：低合金鋼）

このグループには排ガス再結合器のみが属することから，これを代表機器とする。

(9) フィルタ等（内部流体：ガス・純水，胴部材料：ステンレス鋼）

このグループには格納容器圧力逃がし装置フィルタ装置のみが属することから，これを代表機器とする。

(10) フィルタ等（内部流体：純水，胴部材料：炭素鋼）

このグループには原子炉冷却材浄化系フィルタ脱塩器，制御棒駆動水系ポンプ出口ラインフィルタが属するが，重要度が高い原子炉冷却材浄化系フィルタ脱塩器を代表機器とする。

(11) フィルタ等（内部流体：純水，胴部材料：ステンレス鋼）

このグループには原子炉冷却材浄化系ポンプシールパージフィルタ，原子炉再循環ポンプシールパージフィルタが属するが，下流側機器の重要度が高い原子炉再循環ポンプシールパージフィルタを代表機器とする。

(12) フィルタ等（内部流体：海水，胴部材料：ステンレス鋳鋼）

このグループには残留熱除去海水系ポンプ出口ストレーナ，非常用及びHPCS系ディーゼル発電機海水ポンプ出口ストレーナ，緊急用海水系ストレーナが属するが，最高使用圧力の高い残留熱除去海水系ポンプ出口ストレーナを代表機器とする。

表 1-1(1/2) その他容器のグループ化及び代表機器の選定

分類基準			機器名称	選定基準				選定	選定理由
種類	内部流体	胴部材料		重要度*1	使用条件				
					運転状態	最高使用圧力 (MPa)	最高使用温度 (°C)		
タンク	蒸気・純水	炭素鋼	湿分分離器	高*2	連続	1.81	210	◎	
	純水	炭素鋼	スクラム排水容器	高*2	一時	8.62	138	◎	
	五ほう酸ナトリウム水	ステンレス鋼	ほう酸水注入系貯蔵タンク	MS-1, 重*3	連続	静水頭	66	◎	
ライニング槽	純水	コンクリート (ステンレス鋼内張り)	使用済燃料貯蔵プール	PS-2, 重*3	連続	静水頭	66	◎	運転状態
			原子炉ウエル	PS-2	一時	静水頭	66		
			燃料プール冷却浄化系スキマサージタンク	重*3	連続	静水頭	66		
アキュムレータ	ガス	ステンレス鋼	MSIV用アキュムレータ	MS-1	連続	1.45	171		最高使用圧力
			SRV (ADS) 用アキュムレータ	MS-1, 重*3	連続	2.28	171	◎	
			SRV用アキュムレータ	MS-1	連続	1.45	171		
	ガス・五ほう酸ナトリウム水	ステンレス鋼	SLC用アキュムレータ	MS-1	一時	9.66	66	◎	
フィルタ等	ガス	炭素鋼	活性炭ベット	PS-2	連続	0.34	66	◎	重要度
			排ガス後置除湿器	高*2	連続	0.34	340		

*1：当該機器に要求される重要度クラスのうち、最上位の重要度クラスを示す

*2：最高使用温度が 95 °C を超え、又は最高使用圧力が 1,900 kPa を超える環境下にある原子炉格納容器外の重要度クラス 3 の機器

*3：重要度クラスとは別に常設重大事故等対処設備に属する機器及び構造物であることを示す

表 1-1(2/2) その他容器のグループ化及び代表機器の選定

分類基準			機器名称	選定基準				選定	選定理由	
種類	内部流体	胴部材料		重要度*1	使用条件					
					運転状態	最高使用圧力 (MPa)	最高使用温度 (°C)			
フィルタ等	ガス	低合金鋼	排ガス再結合器	PS-2	連続	2.41	538	◎		
	ガス・純水*2	ステンレス鋼	格納容器圧力逃がし装置フィルタ装置*3	重*4	一時	0.62	200	◎		
	純水	炭素鋼*5	原子炉冷却材浄化系フィルタ脱塩器	PS-2	連続	9.79	66	◎	重要度	
			制御棒駆動水系ポンプ出口ラインフィルタ	高*6	連続	12.06	66			
			ステンレス鋼	原子炉冷却材浄化系ポンプシールパージフィルタ	高*6	連続	12.06	66		
				原子炉再循環ポンプシールパージフィルタ	高*6	連続	12.06	66	◎	下流側機器の重要度
	海水	ステンレス鋳鋼	残留熱除去海水系ポンプ出口ストレーナ	MS-1, 重*4	一時	3.45	38	◎	最高使用圧力	
			非常用及びHPCS系ディーゼル発電機海水ポンプ出口ストレーナ	MS-1, 重*4	一時	0.70	38			
			緊急用海水系ストレーナ*3	重*4	一時	0.98, 2.45	32, 38			

*1：当該機器に要求される重要度クラスのうち、最上位の重要度クラスを示す

*2：スクラビング液

*3：新規に設置される機器

*4：重要度クラスとは別に常設重大事故等対処設備に属する機器及び構造物であることを示す

*5：内面ステンレス鋼クラッド

*6：最高使用温度が 95 °C を超え、又は最高使用圧力が 1,900 kPa を超える環境下にある原子炉格納容器外の重要度クラス 3 の機器

2. 代表機器の技術評価

本章では、1章で代表機器とした以下の12基の容器について技術評価を実施する。

- ① 湿分分離器
- ② スクラム排水容器
- ③ ほう酸水注入系貯蔵タンク
- ④ 使用済燃料貯蔵プール
- ⑤ SRV (ADS) 用アキュムレータ
- ⑥ SLC 用アキュムレータ
- ⑦ 活性炭ベット
- ⑧ 排ガス再結合器
- ⑨ 格納容器圧力逃がし装置フィルタ装置
- ⑩ 原子炉冷却材浄化系フィルタ脱塩器
- ⑪ 原子炉再循環ポンプシールパージフィルタ
- ⑫ 残留熱除去海水系ポンプ出口ストレーナ

2.1 構造、材料及び使用条件

2.1.1 湿分分離器

(1) 構造

東海第二の湿分分離器は、全長 14,789.15 mm、内径 3,200.4 mm の円筒横型容器であり、2基設置されている。

鏡板、胴板は炭素鋼であり、蒸気が内包されている。

また、内部の波板により除去された湿分は、ドレンとして中央のドレンタンクに回収される。

湿分分離器は、マンホール蓋を取外すことにより、内部の点検手入れが可能である。

東海第二の湿分分離器の構造図を図 2.1-1 に示す。

(2) 材料及び使用条件

東海第二の湿分分離器主要部位の使用材料を表 2.1-1 に、使用条件を表 2.1-2 に示す。

No.	部位
①	鏡板
②	胴板
③	ドレンタンク
④	マンホール蓋
⑤	フランジボルト
⑥	ガスケット
⑦	支持鋼材
⑧	埋込金物
⑨	波板

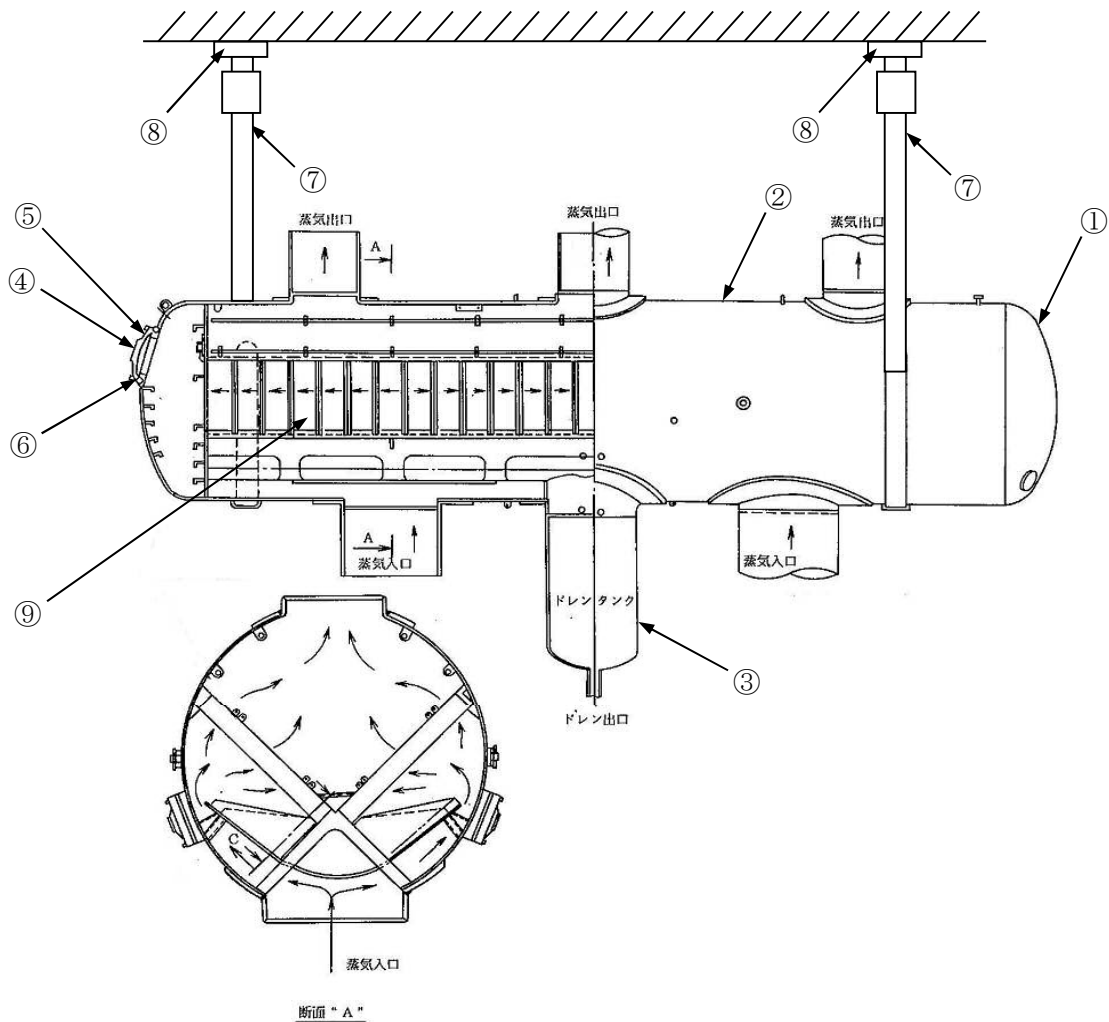


図 2. 1-1 湿分分離器構造図

表 2.1-1 湿分分離器主要部位の使用材料

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	材料
バウンダリの維持	耐圧	鏡板	炭素鋼
		胴板	炭素鋼
		ドレンタンク	炭素鋼
		マンホール蓋	炭素鋼
		フランジボルト	低合金鋼
	シール	ガスケット	(消耗品)
機器の支持	支持	支持鋼材	炭素鋼
		埋込金物	炭素鋼
その他	その他	波板	ステンレス鋼

表 2.1-2 湿分分離器の使用条件

最高使用圧力	1.81 MPa
最高使用温度	210 °C
内部流体	蒸気・純水

2.1.2 スクラム排水容器

(1) 構造

東海第二のスクラム排水容器は、全高 955 mm、内径 300 mm の円筒型タンクであり、2 基設置されている。

胴板、鏡板は炭素鋼で、純水が内包されている。

東海第二のスクラム排水容器の構造図を図 2.1-2 に示す。

(2) 材料及び使用条件

東海第二のスクラム排水容器主要部位の使用材料を表 2.1-3 に、使用条件を表 2.1-4 に示す。

No.	部位
①	胴板
②	鏡板

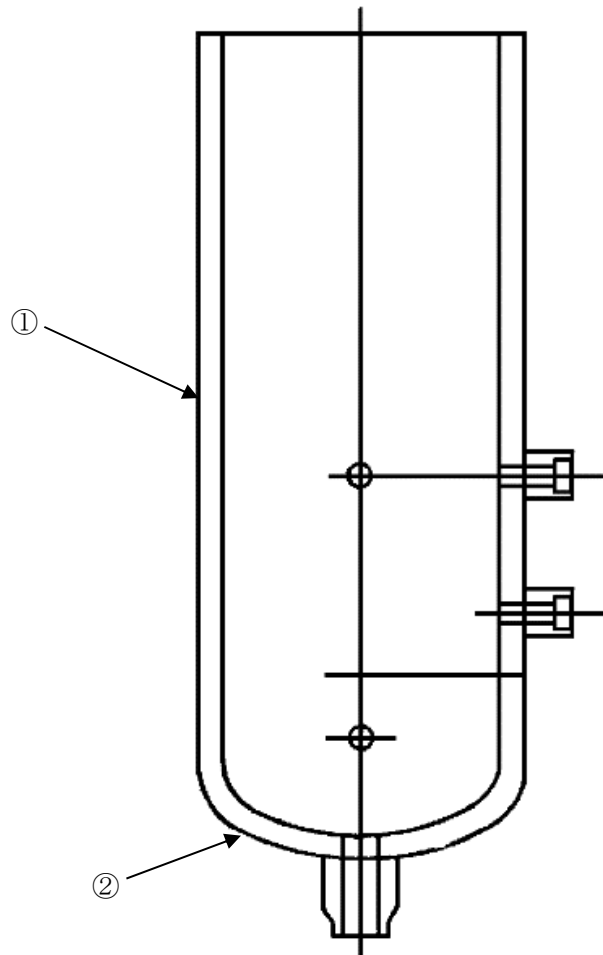


図 2.1-2 スクラム排水容器構造図

表 2.1-3 スクラム排水容器主要部位の使用材料

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	材料
バウンダリの維持	耐圧	胴板	炭素鋼
		鏡板	炭素鋼

表 2.1-4 スクラム排水容器の使用条件

最高使用圧力	8.62 MPa
最高使用温度	138 °C
内部流体	純水

2.1.3 ほう酸水注入系貯蔵タンク

(1) 構造

東海第二のほう酸水注入系貯蔵タンクは、高さ 3,684 mm、内径 2,745 mm の円筒型開放タンクであり、1 基設置されている。

底板、胴板はステンレス鋼であり、五ほう酸ナトリウム水が貯蔵されている。

ほう酸水注入系貯蔵タンクは、上部に設置されているマンホール蓋を取外すことにより、内部の点検手入れが可能である。

東海第二のほう酸水注入系貯蔵タンクの構造図を図 2.1-3 に示す。

(2) 材料及び使用条件

東海第二のほう酸水注入系貯蔵タンク主要部位の使用材料を表 2.1-5 に、使用条件を表 2.1-6 に示す。

No.	部位
①	平板
②	胴板
③	底板
④	マンホール蓋
⑤	基礎ボルト
⑥	スパージャ

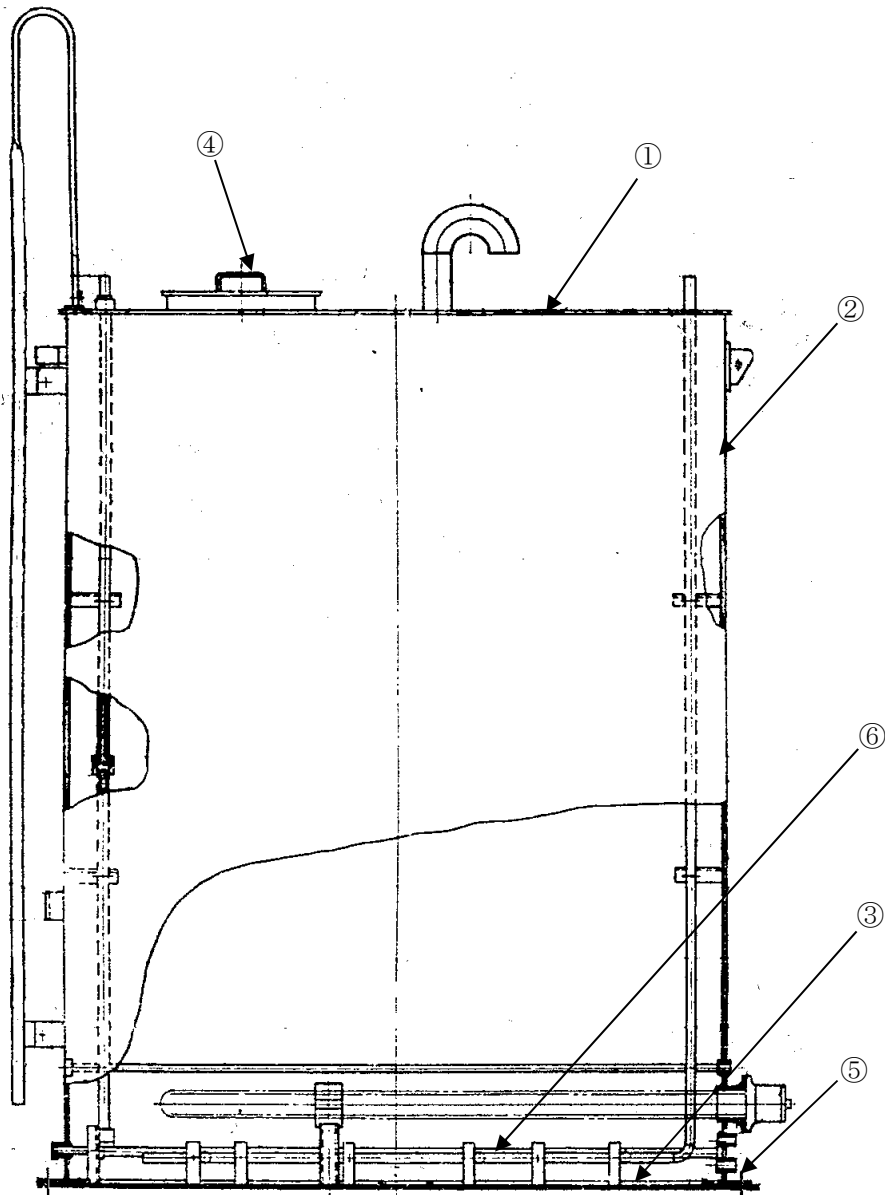


図 2.1-3 ほう酸水注入系貯蔵タンク構造図

表 2.1-5 ほう酸水注入系貯蔵タンク主要部位の使用材料

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	材料
バウンダリの維持	耐圧	平板	ステンレス鋼
		胴板	ステンレス鋼
		底板	ステンレス鋼
		マンホール蓋	ステンレス鋼
機器の支持	支持	基礎ボルト	低合金鋼
その他	その他	スパージャ	ステンレス鋼

表 2.1-6 ほう酸水注入系貯蔵タンクの使用条件

最高使用圧力	静水頭
最高使用温度	66 °C
内部流体	五ほう酸ナトリウム水

2.1.4 使用済燃料貯蔵プール

(1) 構造

東海第二の使用済燃料貯蔵プールは、縦 10,363 mm、横 12,192 mm、深さ 11,913 mm のコンクリート躯体にステンレス鋼を内張りしたプール型容器であり、1 基設置されている。

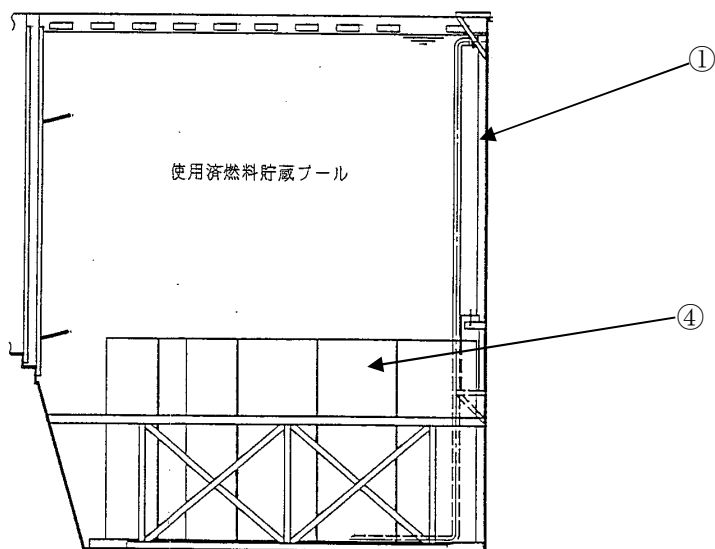
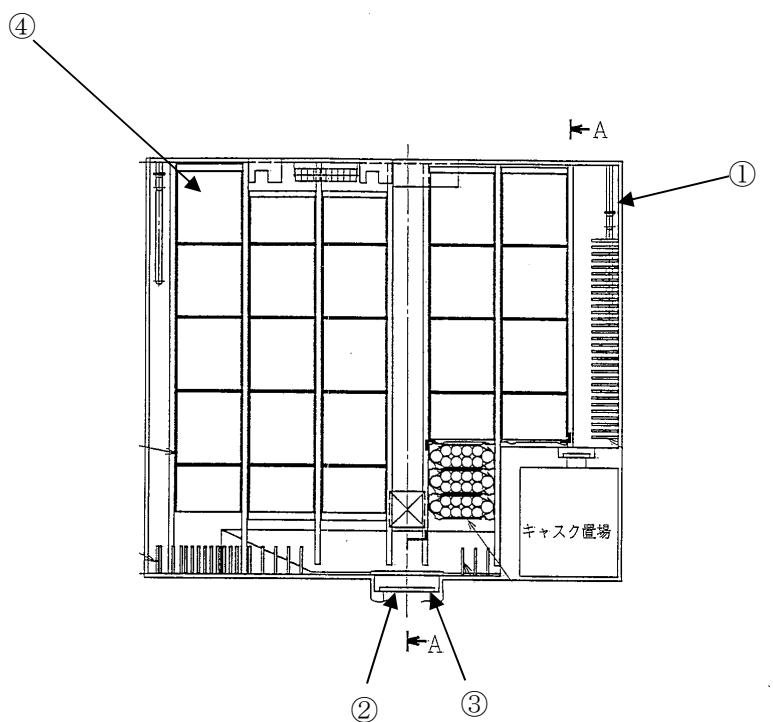
本プール内には、使用済燃料を貯蔵するためのラック類が設置されており、常時プール水（純水）で満たされている。

東海第二の使用済燃料貯蔵プールの構造図を図 2.1-4 に示す。

(2) 材料及び使用条件

東海第二の使用済燃料貯蔵プール主要部位の使用材料を表 2.1-7 に、使用条件を表 2.1-8 に示す。

No.	部位
①	本体
②	ゲート
③	ゲートパッキン
④	使用済燃料貯蔵ラック



A～A断面図

図 2.1-4 使用済燃料貯蔵プール構造図

表 2.1-7 使用済燃料貯蔵プール主要部位の使用材料

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	材料
バウンダリの維持	耐圧	本体	コンクリート（ステンレス鋼内張り）
		ゲート	ステンレス鋼
	シール	ゲートパッキン	（消耗品）
その他	その他	使用済燃料貯蔵ラック	ボロン添加ステンレス鋼, ステンレス鋼

表 2.1-8 使用済燃料貯蔵プールの使用条件

最高使用圧力	静水頭
最高使用温度	66 °C
内部流体	純水

2.1.5 SRV (ADS) 用アキュムレータ

(1) 構造

東海第二の SRV (ADS) 用アキュムレータは、全長 1,270 mm、内径 550 mm の円筒型容器であり、7 基設置されている。

胴板はステンレス鋼であり、ガス（窒素及び空気）が内包されている。

東海第二の SRV (ADS) 用アキュムレータの構造図を図 2.1-5 に示す。

(2) 材料及び使用条件

東海第二の SRV (ADS) 用アキュムレータ主要部位の使用材料を表 2.1-9 に、使用条件を表 2.1-10 に示す。

No.	部位
①	鏡板
②	胴板
③	支持脚
④	取付ボルト

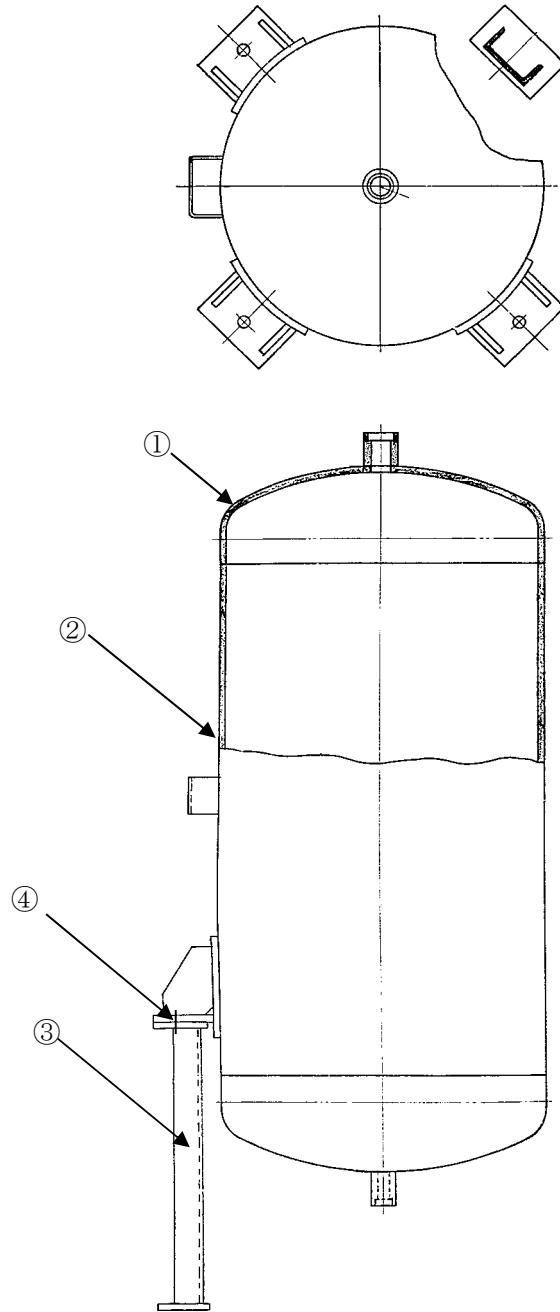


図 2.1-5 SRV (ADS) 用アキュムレータ構造図

表 2.1-9 SRV (ADS) 用アキュムレータ主要部位の使用材料

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	材料
バウンダリの維持	耐圧	鏡板	ステンレス鋼
		胴板	ステンレス鋼
機器の支持	支持	支持脚	炭素鋼
		取付ボルト	炭素鋼

表 2.1-10 SRV (ADS) 用アキュムレータの使用条件

最高使用圧力	2.28 MPa
最高使用温度	171 °C
内部流体	ガス (窒素及び空気)

2.1.6 SLC 用アキュムレータ

(1) 構造

東海第二の SLC 用アキュムレータは、全長 746.1 mm、内径 168.7 mm の円筒型容器であり、2 基設置されている。

胴板はステンレス鋼であり、五ほう酸ナトリウム水が内包されている。

また、胴内部には、内部にガス（窒素）を充填したブラダが内蔵されている。

SLC 用アキュムレータは、ポート部を取外すことにより点検手入れが可能である。

東海第二の SLC 用アキュムレータの構造図を図 2.1-6 に示す。

(2) 材料及び使用条件

東海第二の SLC 用アキュムレータ主要部位の使用材料を表 2.1-11 に、使用条件を表 2.1-12 に示す。

No.	部位
①	胴板
②	Oリング
③	ブラダ
④	スプリング

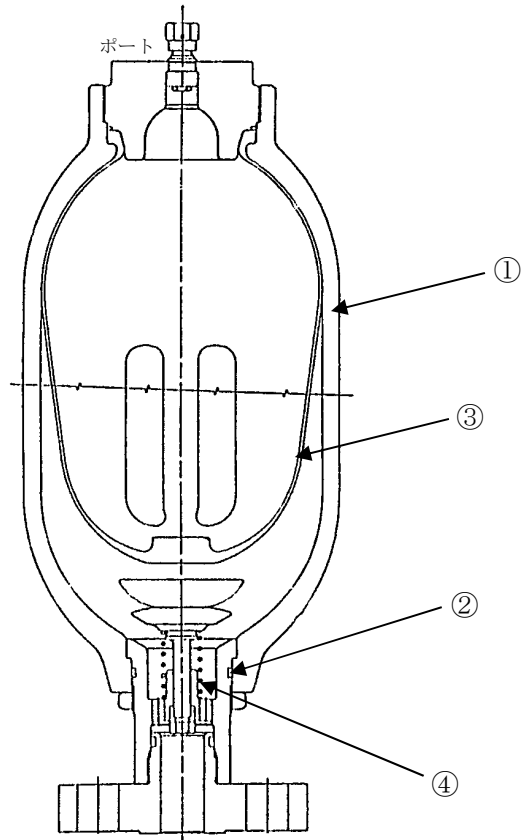


図 2.1-6 SLC 用アキュムレータ構造図

表 2.1-11 SLC 用アキュムレータ主要部位の使用材料

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	材料
バウンダリの維持	耐圧	胴板	ステンレス鋼
	シール	Oリング	(消耗品)
その他	その他	ブラダ	(定期取替品)
		スプリング	ステンレス鋼

表 2.1-12 SLC 用アキュムレータの使用条件

最高使用圧力	9.66 MPa
最高使用温度	66 °C
内部流体	ガス・五ほう酸ナトリウム水

2.1.7 活性炭ベット

(1) 構造

東海第二の活性炭ベットは、全長 7,800 mm、内径 1,350 mm の円筒たて型容器であり、20 基設置されている。

胴板は炭素鋼であり、ガス（排ガス）が内包されている。

活性炭ベットは、フランジカバーを取外すことにより点検手入れが可能である。

東海第二の活性炭ベットの構造図を図 2.1-7 に示す。

(2) 材料及び使用条件

東海第二の活性炭ベット主要部位の使用材料を表 2.1-13 に、使用条件を表 2.1-14 に示す。

No.	部位
①	鏡板
②	胴板
③	フランジカバー
④	フランジボルト
⑤	ガスケット
⑥	支持脚
⑦	基礎ボルト

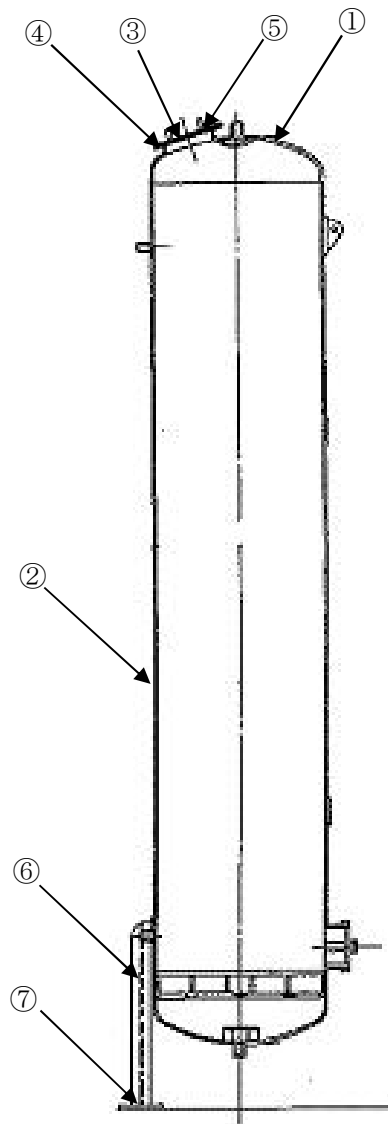


図 2.1-7 活性炭ベット構造図

表 2.1-13 活性炭ベットの主要部位の使用材料

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	材料
バウンダリの維持	耐圧	鏡板	炭素鋼
		胴板	炭素鋼
		フランジカバー	炭素鋼
		フランジボルト	低合金鋼
	シール	ガスケット	(消耗品)
機器の支持	支持	支持脚	炭素鋼
		基礎ボルト	炭素鋼

表 2.1-14 活性炭ベットの使用条件

最高使用圧力	0.34 MPa
最高使用温度	66 °C
内部流体	ガス (排ガス)

2.1.8 排ガス再結合器

(1) 構造

東海第二の排ガス再結合器は、全長 3,715 mm、内径 1,950 mm の円筒型容器であり、2 基設置されている。

胴板は低合金鋼であり、ガス（排ガス）が内包されている。

東海第二の排ガス再結合器の構造図を図 2.1-8 に示す。

(2) 材料及び使用条件

東海第二の排ガス再結合器主要部位の使用材料を表 2.1-15 に、使用条件を表 2.1-16 に示す。

No.	部位
①	鏡板
②	胴板
③	支持脚
④	基礎ボルト

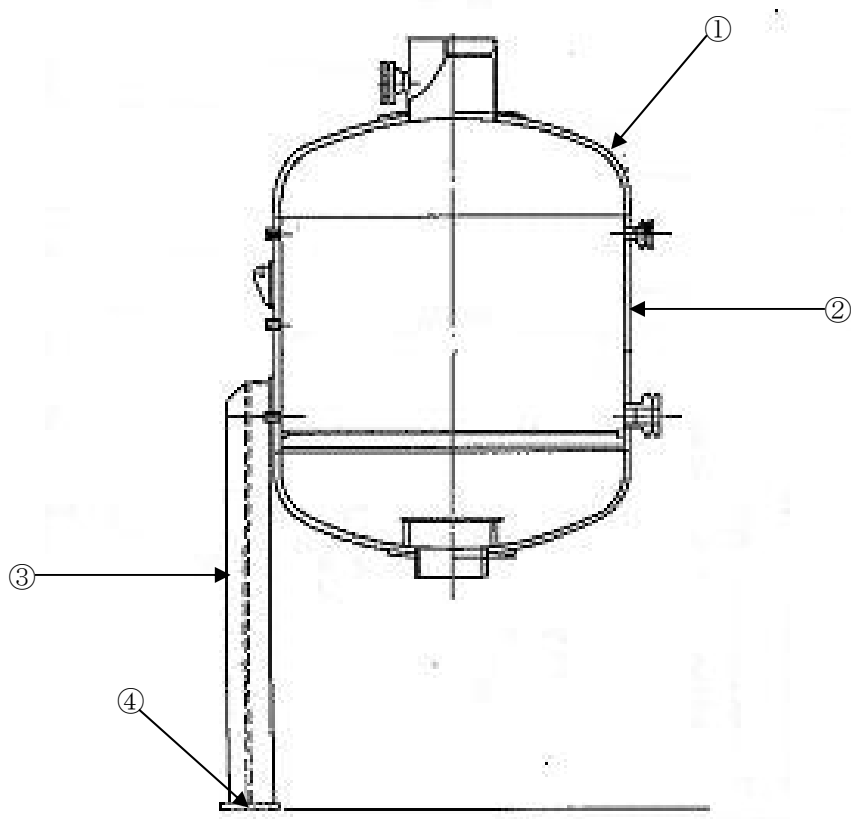


図 2.1-8 排ガス再結合器構造図

表 2.1-15 排ガス再結合器主要部位の使用材料

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	材料
バウンダリの維持	耐圧	鏡板	低合金鋼
		胴板	低合金鋼
機器の支持	支持	支持脚	炭素鋼
		基礎ボルト	炭素鋼

表 2.1-16 排ガス再結合器の使用条件

最高使用圧力	2.41 MPa
最高使用温度	538 °C
内部流体	ガス (排ガス)

2.1.9 格納容器圧力逃がし装置フィルタ装置

(1) 構造

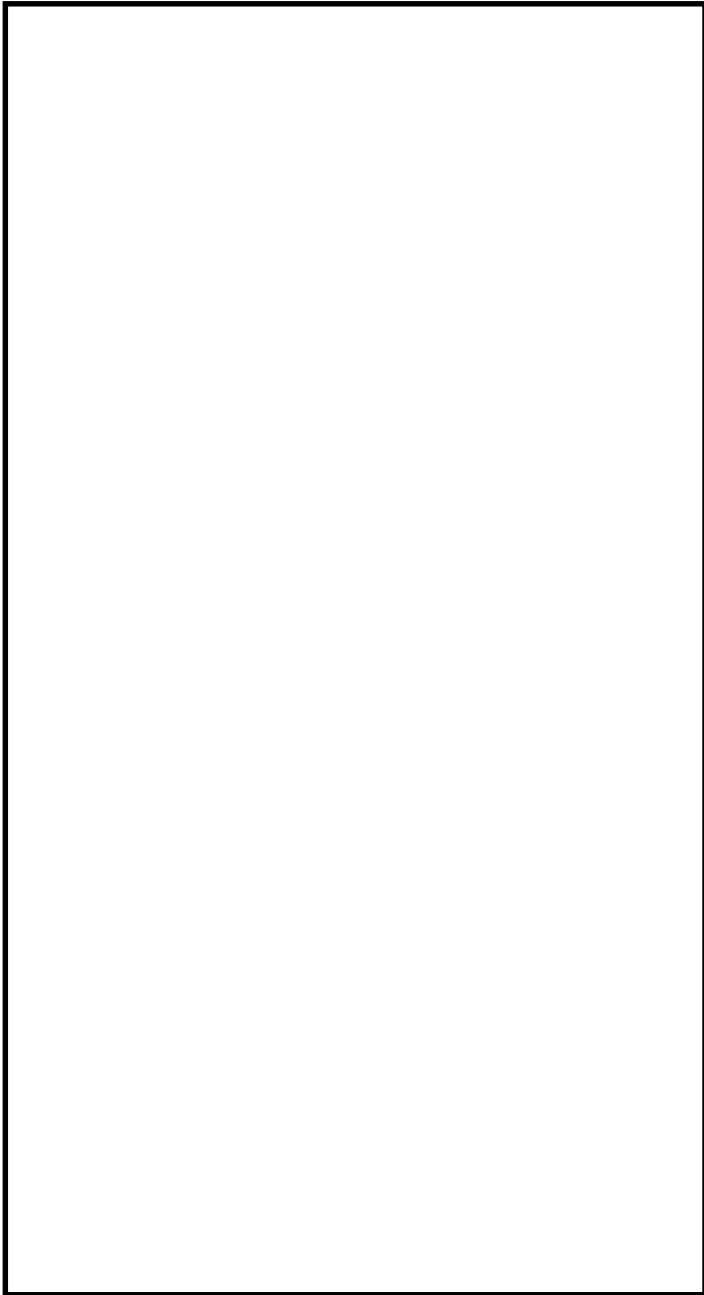
東海第二の格納容器圧力逃がし装置フィルタ装置は、全長 10,000 mm, 内径 4,600 mm の円筒型容器であり、1 基設置されている。

胴板はステンレス鋼であり、スクラビング液としてチオ硫酸ナトリウム、水酸化ナトリウムの混合液を内包し、それ以外の気相部はガス（窒素）で置換されている。

東海第二の格納容器圧力逃がし装置フィルタ装置の構造図を図 2.1-9 に示す。

(2) 材料及び使用条件

東海第二の格納容器圧力逃がし装置フィルタ装置の主要部位の使用材料を表 2.1-17 に、使用条件を表 2.1-18 に示す。



No.	部位
①	鏡板
②	胴板
③	フランジカバー
④	フランジボルト
⑤	ガスケット
⑥	スカート
⑦	基礎ボルト
⑧	多孔板
⑨	モレキュラシーブ
⑩	分配管
⑪	メタルファイバー フィルタ

図 2.1-9 格納容器圧力逃がし装置フィルタ装置構造図

表 2.1-17 格納容器圧力逃がし装置フィルタ装置主要部位の使用材料

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	材料
バウンダリの維持	耐圧	鏡板	ステンレス鋼
		胴板	ステンレス鋼
		フランジカバー	ステンレス鋼
		フランジボルト	低合金鋼
	シール	ガスケット	(消耗品)
機器の支持	支持	スカート	ステンレス鋼
		基礎ボルト	ステンレス鋼
その他	その他	多孔板	ステンレス鋼
		モレキュラシープ	銀, ゼオライト
		分配管	ステンレス鋼
		メタルファイバーフィルタ	ステンレス鋼

表 2.1-18 格納容器圧力逃がし装置フィルタ装置の使用条件

最高使用圧力	0.62 MPa
最高使用温度	200 °C
内部流体	ガス (窒素), 純水 ^{*1}

*1 : スクラビング液

2.1.10 原子炉冷却材浄化系フィルタ脱塩器

(1) 構造

東海第二の原子炉冷却材浄化系フィルタ脱塩器は、全長 4,260 mm、内径 1,058 mm の円筒型容器であり、2 基設置されている。

胴は炭素鋼で、冷却材と接する内面はステンレス鋼がクラッディングされており、純水が内包されている。

原子炉冷却材浄化系フィルタ脱塩器は、フランジカバーを取外すことにより点検手入れが可能である。

東海第二の原子炉冷却材浄化系フィルタ脱塩器の構造図を図 2.1-10 に示す。

(2) 材料及び使用条件

東海第二の原子炉冷却材浄化系フィルタ脱塩器主要部位の使用材料を表 2.1-19 に、使用条件を表 2.1-20 に示す。

No.	部位
①	胴板
②	フランジカバー
③	鏡板
④	フランジボルト
⑤	ガスケット
⑥	支持脚
⑦	リフティングプレート
⑧	基礎ボルト
⑨	管板
⑩	エレメント

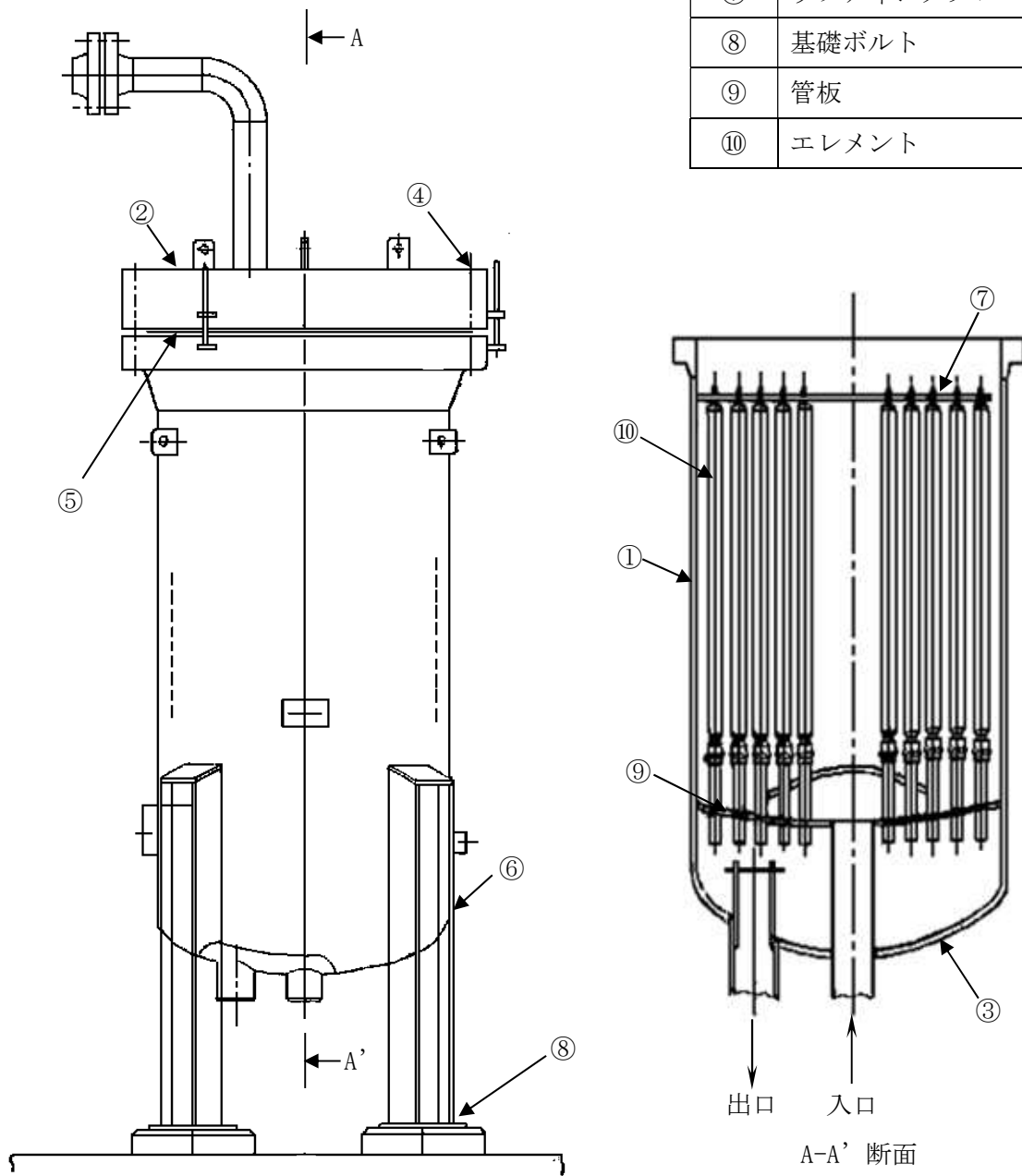


図 2.1-10 原子炉冷却材浄化系フィルタ脱塩器構造図

表 2.1-19 原子炉冷却材浄化系フィルタ脱塩器主要部位の使用材料

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	材料
バウンダリの維持	耐圧	胴板	炭素鋼 (内面ステンレス鋼クラッド)
		フランジカバー	炭素鋼 (内面ステンレス鋼クラッド)
		鏡板	炭素鋼 (内面ステンレス鋼クラッド)
		フランジボルト	低合金鋼
	シール	ガスケット	(消耗品)
機器の支持	支持	支持脚	炭素鋼
		リフティングプレート	ステンレス鋼
		基礎ボルト	炭素鋼
その他	その他	管板	ステンレス鋼
		エレメント	ステンレス鋼

表 2.1-20 原子炉冷却材浄化系フィルタ脱塩器の使用条件

最高使用圧力	9.79 MPa
最高使用温度	66 °C
内部流体	純水

2.1.11 原子炉再循環ポンプシールパージフィルタ

(1) 構造

東海第二の原子炉再循環ポンプシールパージフィルタは、全長 1736.5 mm、外径 216.3 mm の円筒形容器であり、1 基設置されている。

本体はステンレス鋼で、純水が内包されている。

原子炉再循環ポンプシールパージフィルタは、フランジカバーを取外すことにより点検手入れが可能である。

東海第二の原子炉再循環ポンプシールパージフィルタの構造図を図 2.1-11 に示す。

(2) 材料及び使用条件

東海第二の原子炉再循環ポンプシールパージフィルタ主要部位の使用材料を表 2.1-21 に、使用条件を表 2.1-22 に示す。

No.	部位
①	鏡板
②	胴板
③	フランジカバー
④	フランジボルト
⑤	ガスケット
⑥	取付ボルト
⑦	中空糸膜モジュール

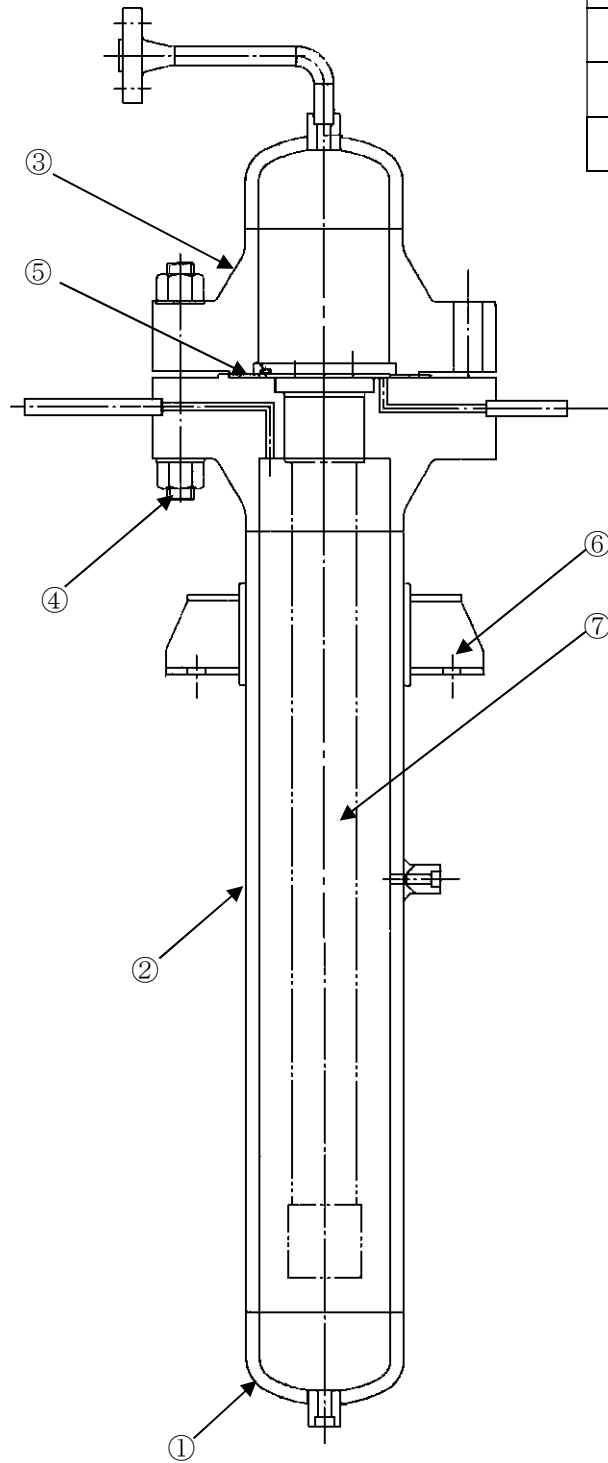


図 2.1-11 原子炉再循環ポンプシールパージフィルタ構造図

表 2.1-21 原子炉再循環ポンプシールパージフィルタ主要部位の使用材料

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	材料
バウンダリの維持	耐圧	鏡板	ステンレス鋼
		胴板	ステンレス鋼
		フランジカバー	ステンレス鋼
		フランジボルト	低合金鋼
	シール	ガスケット	(消耗品)
機器の支持	支持	取付ボルト	ステンレス鋼
その他	その他	中空糸膜モジュール	(定期取替品)

表 2.1-22 原子炉再循環ポンプシールパージフィルタの使用条件

最高使用圧力	12.06 MPa
最高使用温度	66 °C
内部流体	純水

2.1.12 残留熱除去海水系ポンプ出口ストレーナ

(1) 構造

東海第二の残留熱除去海水系ポンプ出口ストレーナは、全長 2,140 mm、内径 790 mm の円筒型容器であり、2 基設置されている。

本体はステンレス鋳鋼で、海水が内包されている。

残留熱除去海水系ポンプ出口ストレーナは、フランジカバーを取外すことにより点検手入れが可能である。

東海第二の残留熱除去海水系ポンプ出口ストレーナの構造図を図 2.1-12 に示す。

(2) 材料及び使用条件

東海第二の残留熱除去海水系ポンプ出口ストレーナ主要部位の使用材料を表 2.1-23 に、使用条件を表 2.1-24 に示す。

No.	部位
①	本体
②	フランジカバー
③	フランジボルト
④	Oリング
⑤	基礎ボルト
⑥	エレメント
⑦	防食亜鉛板

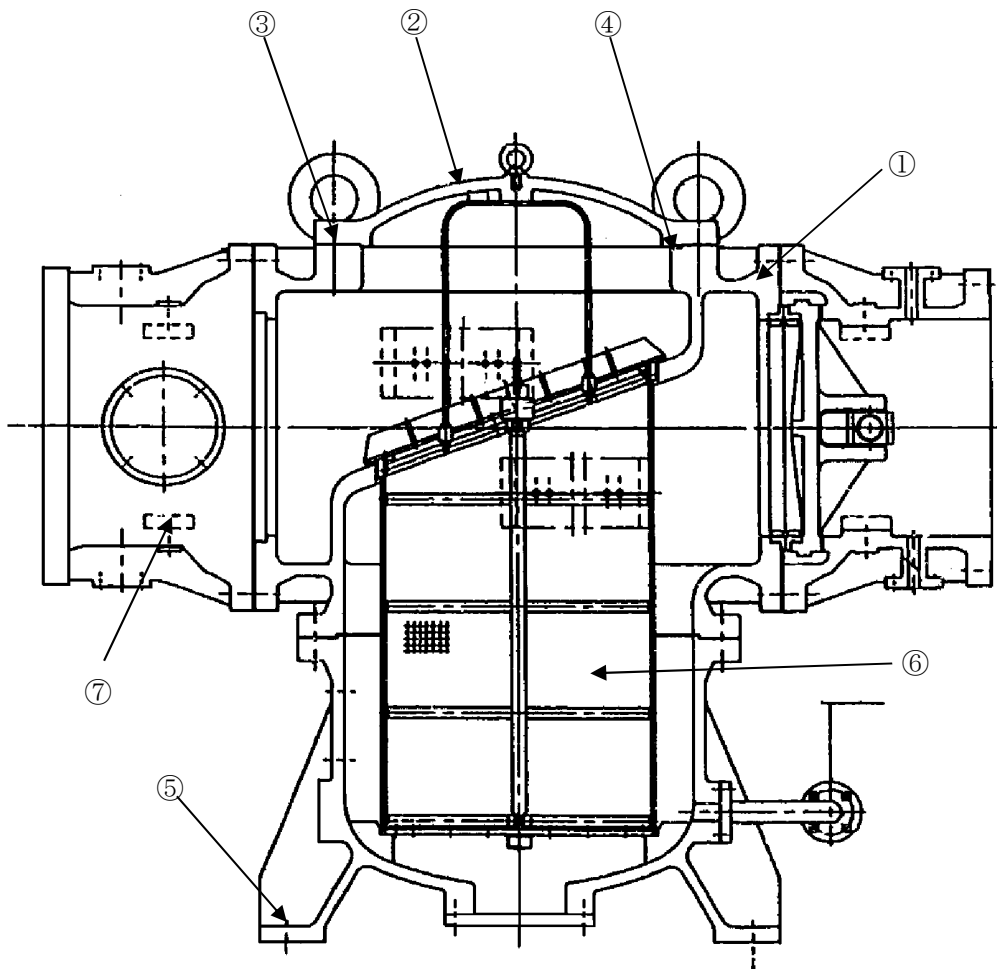


図 2.1-12 残留熱除去海水系ポンプ出口ストレーナ構造図

表 2.1-23 残留熱除去海水系ポンプ出口ストレーナ主要部位の使用材料

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	材料
バウンダリの維持	耐圧	本体	ステンレス鋳鋼
		フランジカバー	ステンレス鋳鋼
		フランジボルト	低合金鋼
	シール	Oリング	(消耗品)
機器の支持	支持	基礎ボルト	炭素鋼
その他	その他	エレメント	ステンレス鋼
		防食亜鉛板	(消耗品)

表 2.1-24 残留熱除去海水系ポンプ出口ストレーナの使用条件

最高使用圧力	3.45 MPa
最高使用温度	38 °C
内部流体	海水

2.2 経年劣化事象の抽出

2.2.1 機器の機能達成に必要な項目

容器の機能である貯蔵機能の達成に必要な項目は以下のとおり。

- (1) バウンダリの維持
- (2) 機器の支持
- (3) その他

2.2.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象の抽出

(1) 想定される経年劣化事象の抽出

容器について機能達成に必要な項目を考慮して主要な部位に展開した上で、個々の部位の材料、構造、使用条件（内部流体の種類、応力、温度等）及び現在までの運転経験を考慮し、表 2.2-1 で示すとおり想定される経年劣化事象を抽出した（表 2.2-1 で○又は△、▲）。

なお、消耗品及び定期取替品は以下のとおり評価対象外とする。

(2) 消耗品及び定期取替品の扱い

ガスケット、O リング、防食亜鉛板及びゲートパッキンは消耗品、ブラダ及び中空糸膜モジュールは定期取替品であり、設計時に長期使用はせず取替を前提としていることから、高経年化対策を見極める上での評価対象外とする。

(3) 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象の抽出

想定される経年劣化事象のうち下記①、②に該当しない事象を高経年化対策上着目すべき経年劣化事象と判断した。

なお、下記①、②に該当する事象については、2.2.3 項に示すとおり、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断した。

- ① 想定した劣化傾向と実際の劣化傾向の乖離が考え難い経年劣化事象であって、想定した劣化傾向等に基づき適切な保全活動を行っているもの（日常劣化管理事象として表 2.2-1 で△）
- ② 現在までの運転経験や使用条件から得られた材料試験データとの比較等により、今後も経年劣化の進展が考えられない、または進展傾向が極めて小さいと考えられる経年劣化事象（日常劣化管理事象以外として表 2.2-1 で▲）

この結果、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象は抽出されなかった。

2.2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象

(1) 想定した劣化傾向と実際の劣化傾向の乖離が考え難い経年劣化事象であって、想定した劣化傾向等に基づき適切な保全活動を行っているもの（日常劣化管理事象）

a. 基礎ボルトの腐食（全面腐食）[ほう酸水注入系貯蔵タンク，活性炭ベット，排ガス再結合器，原子炉冷却材浄化系フィルタ脱塩器，残留熱除去海水系ポンプ出口ストレーナ]

基礎ボルトの腐食（全面腐食）については、「機械設備の技術評価書」にて評価を行うものとし本評価書には含めていない。

b. 鏡板，胴板等の腐食（全面腐食）[湿分分離器，原子炉冷却材浄化系フィルタ脱塩器]

湿分分離器の鏡板，胴板，ドレンタンク，マンホール蓋は炭素鋼であり，内面は蒸気に接触し，外面は大気接触することから腐食が想定される。

大気接触部は塗装が施されていることから，塗膜が健全であれば腐食が発生する可能性は小さく，点検時に塗膜のはく離等が認められた場合は必要に応じて補修塗装することにより機能を維持している。

また，これまでの各部の目視点検で有意な腐食がないことを確認している。

鏡板（内面），マンホール蓋（鏡板部内面）についてはパーテーションプレートで仕切られ通常は流体の流れがなく，これまでの点検結果から有意な腐食がないことを確認している。

胴板（内面），ドレンタンク（内面）マンホール蓋（胴板部内面）についてもこれまでの目視点検において有意な腐食がないことを確認している。

原子炉冷却材浄化系フィルタ脱塩器の胴板，フランジカバー，鏡板は炭素鋼であり，内面は純水に接液し，外面は大気接触することから腐食が想定される。

内面はステンレス鋼がクラッドされており，腐食が発生する可能性は小さく，これまでの各部の目視点検で有意な腐食がないことを確認している。

大気接触部は塗装が施されていることから，塗膜が健全であれば腐食が発生する可能性は小さく，点検時に塗膜のはく離等が認められた場合は必要に応じて補修塗装することにより機能を維持している。

また，これまでの各部の目視点検で有意な腐食がないことを確認している。

したがって，鏡板，胴板等の腐食（全面腐食）は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

- c. 鏡板、胴板等の外面の腐食（全面腐食）[スクラム排出水容器、活性炭ベット、排ガス再結合器]

スクラム排出水容器の胴板、鏡板、活性炭ベットの鏡板、胴板、フランジカバー、排ガス再結合器の鏡板、胴板は炭素鋼又は低合金鋼であり、外面は大気接触することから腐食が想定される。

大気接触部は塗装が施されていることから、塗膜が健全であれば腐食が発生する可能性は小さく、点検時に塗膜のはく離等が認められた場合は必要に応じて補修塗装することにより機能を維持している。

また、これまでの各部の目視点検で有意な腐食がないことを確認している。

したがって、鏡板、胴板等の外面の腐食（全面腐食）は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

- d. 支持鋼材、支持脚及び取付ボルトの腐食（全面腐食）[湿分分離器、SRV（ADS）用アキュムレータ、活性炭ベット、排ガス再結合器、原子炉冷却材浄化系フィルタ脱塩器]

支持鋼材、支持脚及び取付ボルトは炭素鋼であり腐食が想定されるが、大気接触部は塗装が施されていることから、塗膜が健全であれば腐食が発生する可能性は小さく、点検時に塗膜のはく離等が認められた場合は必要に応じて補修塗装することにより機能を維持している。

また、これまでの各部の目視点検で有意な腐食がないことを確認している。

したがって、支持鋼材、支持脚及び取付ボルトの腐食（全面腐食）は、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

- e. 本体、フランジカバー及びエレメントの腐食（孔食・隙間腐食）[残留熱除去海水系ポンプ出口ストレーナ]

残留熱除去海水系ポンプ出口ストレーナの本体、フランジカバー及びエレメントはステンレス鋳鋼又はステンレス鋼であり、内部流体が海水であることから、腐食（孔食・隙間腐食）の発生が想定される。

しかし、残留熱除去海水系ポンプ出口ストレーナは、防食亜鉛板により腐食（孔食・隙間腐食）を防止しており、これまでの各部の目視点検で有意な腐食（孔食・隙間腐食）がないことを確認している。

また、防食亜鉛板については消耗品として取替えを実施している。

したがって、本体等の腐食（孔食・隙間腐食）は、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

f. 埋込金物（大気接触部）の腐食（全面腐食） [湿分分離器]

埋込金物は炭素鋼であり腐食が想定されるが、大気接触部は塗装が施されていることから、塗膜が健全であれば腐食が発生する可能性は小さく、点検時に塗膜のはく離等が認められた場合は必要に応じて補修塗装することにより機能を維持している。

また、これまでの各部の目視点検で有意な腐食がないことを確認している。

したがって、埋込金物（大気接触部）の腐食（全面腐食）は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

g. フランジボルトの腐食（全面腐食） [湿分分離器，活性炭ベット，格納容器圧力逃がし装置フィルタ装置，原子炉冷却材浄化系フィルタ脱塩器，原子炉再循環ポンプシールパージフィルタ，残留熱除去海水系ポンプ出口ストレーナ]

フランジボルトは炭素鋼又は低合金鋼であり腐食が想定されるが、大気接触部は塗装が施されていることから、塗膜が健全であれば腐食が発生する可能性は小さく、点検時に塗膜のはく離等が認められた場合は必要に応じて補修塗装することにより機能を維持している。

また、これまでの各部の目視点検で有意な腐食がないことを確認している。

格納容器圧力逃がし装置フィルタ装置は新たに設置されることから、今後、目視点検を行うことで健全性を維持できると考える。

したがって、フランジボルトの腐食（全面腐食）は、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

- h. 鏡板、胴板等の内面の腐食（全面腐食）〔ほう酸水注入系貯蔵タンク，SLC用アキュムレータ，格納容器圧力逃がし装置フィルタ装置〕

ほう酸水注入系貯蔵タンクの平板，胴板，底板，マンホール蓋，スパージャ，SLC用アキュムレータの胴板，スプリングはステンレス鋼であり，内部流体の五ほう酸ナトリウム水により腐食の発生が想定されるが，ステンレス鋼は五ほう酸ナトリウム水に対して耐食性を有しているため，腐食が発生する可能性は小さい。

なお，これまでの目視点検において有意な腐食は確認されておらず，今後もこれらの傾向が変化するとは考え難い。

今後設置される格納容器圧力逃がし装置フィルタ装置についても，鏡板，胴板，フランジカバー，多孔板，分配管，メタルファイバーフィルタはステンレス鋼でありスクラビング液としてチオ硫酸ナトリウム，水酸化ナトリウムの混合液であることから腐食の発生が想定されるが，ステンレス鋼はチオ硫酸ナトリウム，水酸化ナトリウムの混合液に対し耐食性を有していることから，腐食が発生する可能性は小さい。

格納容器圧力逃がし装置フィルタ装置は新たに設置されることから，鏡板，胴板，多孔板，分配管，メタルファイバーフィルタは今後目視点検を行うことで健全性を維持できると考える。

したがって，鏡板，胴板等の内面の腐食（全面腐食）は，高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

- i. 鏡板、胴板等の貫粒型応力腐食割れ [ほう酸水注入系貯蔵タンク、使用済燃料貯蔵プール、SRV (ADS) 用アキュムレータ、SLC 用アキュムレータ、格納容器圧力逃がし装置フィルタ装置、原子炉再循環ポンプシールパージフィルタ]

鏡板、胴板等はステンレス鋼であり、大気中の海塩粒子に含まれる塩化物イオンに起因する貫粒型応力腐食割れの発生が想定される。

しかしながら、貫粒型応力腐食割れに対しては、代表箇所における定期的な目視点検及び付着塩分量測定を実施することとしており、目視点検で異常を認めた場合及び付着塩分量が基準値 (70 mgCl/m²) を超えた箇所について、浸透探傷検査及び表面清掃を実施し、異常のないことを確認している。

また、東海第二では工事における副資材管理でステンレス鋼容器への塩分付着を防止している。

格納容器圧力逃がし装置フィルタ装置については、新たに設置される機器であることから、上記同様、代表箇所における定期的な目視点検及び付着塩分量測定を実施することにより機能を維持することとしている。

使用済燃料貯蔵プールについては、2000年3月に他プラント (伊方3号機) において使用済燃料ピットのスチレンス鋼ライニングに貫粒型応力腐食割れが発生している。この事象は、施工時の補修に伴い海塩粒子がステンレス鋼ライニングの裏側に侵入したことが原因と考えられている。

東海第二では、通常の巡視点検により燃料プール水の有意な水位低下のないことを確認するとともに、ライニングからの漏えいがないことを検出ラインにより確認しており、これまで漏えいが検出されたことはない。

このため、貫粒型応力腐食割れが生じる可能性は小さい。

なお、プール水接液部については管理された低塩素濃度水質であり、通常使用温度も約 40℃程度と低く、貫粒型応力腐食割れが発生する可能性は小さい。

したがって、鏡板、胴板等の貫粒型応力腐食割れは、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

- j. 胴板等の内面の腐食 (流れ加速型腐食) [湿分分離器]

湿分分離器の胴板、ドレンタンク、マンホール蓋 (胴板部) は炭素鋼であり、内部流体が湿分を含む高温の蒸気又は純水 (凝縮水) であることから、腐食 (流れ加速型腐食) による減肉が発生する可能性がある。

なお、これまでの開放点検時の目視点検及び肉厚測定で、減肉の進行は認められておらず、今後も使用環境に変化がないことから、減肉が進行する可能性は小さい。

したがって、胴板等の内面の腐食 (流れ加速型腐食) は、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

k. 鏡板、胴板等の粒界型応力腐食割れ [SRV (ADS) 用アキュムレータ, 格納容器圧力逃がし装置フィルタ装置]

SRV (ADS) 用アキュムレータの鏡板, 胴板, 格納容器圧力逃がし装置フィルタ装置の鏡板, 胴板等はステンレス鋼であり粒界型応力腐食割れが発生する可能性がある。

SRV (ADS) 用アキュムレータについては, 実際の運転温度は 100 °C以下であり, 粒界型応力腐食割れが発生する可能性は小さい。

なお, これまでの目視点検で割れ等は確認されておらず, 今後もこれらの傾向が変化するとは考え難い。

格納容器圧力逃がし装置フィルタ装置については, 使用温度が 100°Cとなる時間が運転時間に比べ極めて短いため, 粒界型応力腐食割れが発生する可能性は小さい。

なお, 格納容器圧力逃がし装置フィルタ装置は新たに設置されることから, 今後目視点検を行うことで健全性を維持できると考える。

したがって, 鏡板, 胴板等の粒界型応力腐食割れは, 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

1. 鏡板, 胴板の内面の腐食 (全面腐食) [スクラム排水容器]

スクラム排水容器の胴板, 鏡板は炭素鋼であり, 内部流体が純水であるため腐食が想定されるが, 内部流体は通常排出されている状態であり, 腐食の進行する可能性は小さい。

なお, 肉厚測定で有意な減肉は認められず, 今後も使用環境に変化がないことから, これらの傾向が変化するとは考え難い。

したがって, 鏡板, 胴板の内面の腐食 (全面腐食) は, 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

(2) 現在までの運転経験や使用条件から得られた材料試験データとの比較等により、今後も経年劣化の進展が考えられない、又は進展傾向が極めて小さいと考えられる経年劣化事象（日常劣化管理事象以外）

a. 鏡板，胴板，フランジカバーの内面の腐食（全面腐食）〔活性炭ベツト，排ガス再結合器〕

活性炭ベツトの鏡板，胴板，フランジカバー，排ガス再結合器の鏡板，胴板は炭素鋼又は低合金鋼であり，内面は内部流体に接することから腐食が想定されるが，内部流体は露点温度を氷点下で管理され，除湿されたガス（排ガス）であることから腐食が発生する可能性はない。

また，今後も使用環境の変化はなく，これらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって，鏡板，胴板，フランジカバーの内面の腐食（全面腐食）は，高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

b. スプリングのへたり〔SLC用アキュムレータ〕

ほう酸水注入系はポンプ運転時以外（通常待機中）は系統圧がなくなるため，SLC用アキュムレータ内でブラダが最大まで膨張しており，スプリングは常時応力がかかった状態にあり，へたりの可能性がある。

しかし，スプリングはスプリング使用時のねじり応力が許容ねじり応力以下になるように設定されており，さらに，スプリングの材料に対する推奨使用最高温度よりも実際の使用温度は低いことから，へたりの進行の可能性はない。

したがって，スプリングのへたりは，高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

c. 埋込金物（コンクリート埋設部）の腐食（全面腐食）〔湿分分離器〕

埋込金物（コンクリート埋設部）は炭素鋼であり腐食が想定されるが，コンクリート埋設部ではコンクリートの大気接触部表面からの中性化の進行により腐食環境となるため，コンクリートが中性化に至り埋込金物に有意な腐食が発生するまで長期間を要す。

したがって，埋込金物（コンクリート埋設部）の腐食（全面腐食）は，高経年化対策上着目すべき経年劣化事象でないと判断する。

d. 鏡板，胴板のクリープ〔排ガス再結合器〕

排ガス再結合器の最高使用温度は538℃でありクリープが想定されるが，運転温度は約290℃であり，熱クリープの発生開始温度370℃より低いため，クリープが発生する可能性はない。

したがって，胴板，鏡板のクリープは，高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

表 2. 2-1(1/12) 湿分分離器に想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	消耗品・定期取替品	材料	経年劣化事象							備考
					減肉		割れ		材質変化		その他	
					摩耗	腐食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣化		
バウンダリの維持	耐圧	鏡板		炭素鋼		△						*1:流れ加速型腐食 *2:胴板部 *3:コンクリート埋設部
		胴板		炭素鋼		△△*1						
		ドレンタンク		炭素鋼		△△*1						
		マンホール蓋		炭素鋼		△△*1*2						
		フランジボルト		低合金鋼		△						
	シール	ガスケット	◎	—								
機器の支持	支持	支持鋼材		炭素鋼		△						
		埋込金物		炭素鋼		△▲*3						
その他	その他	波板		ステンレス鋼								

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

▲：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象以外）

表 2.2-1 (2/12) スクラム排水容器に想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	消耗品・定期取替品	材料	経年劣化事象							備考
					減肉		割れ		材質変化		その他	
					摩耗	腐食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣化		
バウンダリの維持	耐圧	胴板		炭素鋼		△*1*2						*1：外面
		鏡板		炭素鋼		△*1*2						*2：内面

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

表 2.2-1(3/12) ほう酸水注入系貯蔵タンクに想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	消耗品・定期取替品	材料	経年劣化事象							備考
					減肉		割れ		材質変化		その他	
					摩耗	腐食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣化		
バウンダリの維持	耐圧	平板		ステンレス鋼		△*1		△*2				*1：内面 *2：貫粒型応力腐食割れ
		胴板		ステンレス鋼		△*1		△*2				
		底板		ステンレス鋼		△*1		△*2				
		マンホール蓋		ステンレス鋼		△*1		△*2				
機器の支持	支持	基礎ボルト		低合金鋼		△						
その他	その他	スパージャ		ステンレス鋼		△						

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

表 2.2-1 (4/12) 使用済燃料貯蔵プールに想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	消耗品・定期取替品	材料	経年劣化事象						備考	
					減肉		割れ		材質変化			その他
					摩耗	腐食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣化		
バウンダリの維持	耐圧	本体		コンクリート (ステンレス鋼内張り)				△*1			*1:貫粒型応力腐食割れ	
		ゲート		ステンレス鋼				△*1				
	シール	ゲートパッキン	◎	—								
その他	その他	使用済燃料貯蔵ラック		ボロン添加ステンレス鋼 ステンレス鋼								

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

表 2.2-1(5/12) SRV (ADS) 用アキュムレータに想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	消耗品・定期取替品	材料	経年劣化事象							備考
					減肉		割れ		材質変化		その他	
					摩耗	腐食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣化		
バウンダリの維持	耐圧	鏡板		ステンレス鋼				△ ^{*1*2}				*1：貫粒型応力腐食割れ *2：粒界型応力腐食割れ
		胴板		ステンレス鋼				△ ^{*1*2}				
機器の支持	支持	支持脚		炭素鋼		△						
		取付ボルト		炭素鋼		△						

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

表 2.2-1(6/12) SLC 用アキュムレータに想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	消耗品・定期取替品	材料	経年劣化事象							備考
					減肉		割れ		材質変化		その他	
					摩耗	腐食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣化		
バウンダリの維持	耐圧	胴板		ステンレス鋼		△*1		△*2				*1：内面 *2：貫粒型応力腐食割れ *3：へたり
	シール	Oリング	◎	—								
その他	その他	ブラダ	◎	—								
		スプリング		ステンレス鋼		△					▲*3	

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

▲：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象以外）

表 2.2-1(7/12) 活性炭ベットの想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	消耗品・定期取替品	材料	経年劣化事象							備考
					減肉		割れ		材質変化		その他	
					摩耗	腐食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣化		
バウンダリの維持	耐圧	鏡板		炭素鋼		△*1▲*2						*1：外面 *2：内面
		胴板		炭素鋼		△*1▲*2						
		フランジカバー		炭素鋼		△*1▲*2						
		フランジボルト		低合金鋼		△						
	シール	ガスケット	◎	—								
機器の支持	支持	支持脚		炭素鋼		△						
		基礎ボルト		炭素鋼		△						

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

▲：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象以外）

表 2.2-1(8/12) 排ガス再結合器に想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	消耗品・定期取替品	材料	経年劣化事象							備考
					減肉		割れ		材質変化		その他	
					摩耗	腐食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣化		
バウンダリの維持	耐圧	鏡板		低合金鋼		△*1▲*2					▲*3	*1：外面
		胴板		低合金鋼		△*1▲*2					▲*3	*2：内面
機器の支持	支持	支持脚		炭素鋼		△						*3：クリープ
		基礎ボルト		炭素鋼		△						

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

▲：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象以外）

表 2.2-1 (9/12) 格納容器圧力逃がし装置フィルタ装置に想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	消耗品・定期取替品	材料	経年劣化事象						備考	
					減肉		割れ		材質変化			その他
					摩耗	腐食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣化		
バウンダリの維持	耐圧	鏡板		ステンレス鋼		△*1		△*2*3				*1：内面 *2：貫粒型応力腐食割れ *3：粒界型応力腐食割れ
		胴板		ステンレス鋼		△*1		△*2*3				
		フランジカバー		ステンレス鋼		△*1		△*2*3				
		フランジボルト		低合金鋼		△						
	シール	ガスケット	◎	—								
機器の支持	支持	スカート		ステンレス鋼				△*2				
		基礎ボルト		ステンレス鋼								
その他	その他	多孔板		ステンレス鋼		△		△*3				
		モレキュラシーブ		銀，ゼオライト								
		分配管		ステンレス鋼		△		△*3				
		メタルファイバーフィルタ		ステンレス鋼		△		△*3				

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

表 2.2-1(10/12) 原子炉冷却材浄化系フィルタ脱塩器に想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	消耗品・定期取替品	材料	経年劣化事象							備考
					減肉		割れ		材質変化		その他	
					摩耗	腐食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣化		
バウンダリの維持	耐圧	胴板		炭素鋼*1		△						*1:内面ステンレス鋼クラッド
		フランジカバー		炭素鋼*1		△						
		鏡板		炭素鋼*1		△						
		フランジボルト		低合金鋼		△						
	シール	ガスケット	◎	—								
機器の支持	支持	支持脚		炭素鋼		△						
		リフティングプレート		ステンレス鋼								
		基礎ボルト		炭素鋼		△						
その他	その他	エレメント		ステンレス鋼								
		管板		ステンレス鋼								

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

表 2.2-1 (11/12) 原子炉再循環ポンプシールパージフィルタに想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	消耗品・定期取替品	材料	経年劣化事象						備考	
					減肉		割れ		材質変化			その他
					摩耗	腐食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣化		
バウンダリの維持	耐圧	鏡板		ステンレス鋼				△ ^{*1}			*1：貫粒型応力腐食割れ	
		胴板		ステンレス鋼				△ ^{*1}				
		フランジカバー		ステンレス鋼				△ ^{*1}				
		フランジボルト		低合金鋼		△						
	シール	ガスケット	◎	—								
機器の支持	支持	取付ボルト		ステンレス鋼				△ ^{*1}				
その他	その他	中空糸膜モジュール	◎	—								

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

表 2.2-1 (12/12) 残留熱除去海水系ポンプ出口ストレーナに想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	消耗品・定期取替品	材料	経年劣化事象							備考
					減肉		割れ		材質変化		その他	
					摩耗	腐食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣化		
バウンダリの維持	耐圧	本体		ステンレス鋳鋼		△*1						*1:孔食・隙間腐食
		フランジカバー		ステンレス鋳鋼		△*1						
		フランジボルト		低合金鋼		△						
	シール	Oリング	◎	—								
機器の支持	支持	基礎ボルト		炭素鋼		△						
その他	その他	エレメント		ステンレス鋼		△*1						
		防食亜鉛板	◎	—								

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

3. 代表機器以外への展開

本章では 2 章で実施した代表機器の技術評価結果について、1 章で実施したグループ化で代表機器となっていない機器への展開について検討した。

- ① 原子炉ウエル
- ② 燃料プール冷却浄化系スキマサージタンク
- ③ MSIV 用アキュムレータ
- ④ SRV 用アキュムレータ
- ⑤ 排ガス後置除湿器
- ⑥ 制御棒駆動水系ポンプ出口ラインフィルタ
- ⑦ 原子炉冷却材浄化系ポンプシールパージフィルタ
- ⑧ 非常用及び HPCS 系ディーゼル発電機海水ポンプ出口ストレーナ
- ⑨ 緊急用海水系ストレーナ

3.1 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象

代表機器同様、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象は抽出されなかった。

3.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象

- (1) 想定した劣化傾向と実際の劣化傾向の乖離が考え難い経年劣化事象であって、想定した劣化傾向等に基づき適切な保全活動を行っているもの（日常劣化管理事象）

- a. 基礎ボルトの腐食（全面腐食）〔排ガス後置除湿器、非常用及び HPCS 系ディーゼル発電機海水ポンプ出口ストレーナ〕

代表機器と同様に、「機械設備の技術評価書」にて評価を行うものとし、本評価書には含めない。

- b. 鏡板、胴板等の腐食（全面腐食）〔排ガス後置除湿器、制御棒駆動水系ポンプ出口ラインフィルタ〕

代表機器と同様に、鏡板、胴板等は炭素鋼であり腐食が想定されるが、これまでの目視点検で有意な腐食がないことを確認している。

したがって、鏡板、胴板等の腐食（全面腐食）は、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

- c. 支持脚及び取付ボルトの腐食（全面腐食）〔SRV 用アキュムレータ，MSIV 用アキュムレータ，排ガス後置除湿器〕

代表機器と同様に，支持脚及び取付ボルトは炭素鋼であり腐食が想定されるが，大気接触部は塗装が施されていることから，塗膜が健全であれば腐食が発生する可能性は小さく，点検時に塗膜のはく離等が認められた場合は必要に応じて補修塗装することにより機能を維持している。

また，これまでの各部の目視点検で有意な腐食がないことを確認している。

したがって，支持鋼材，支持脚及び取付ボルトの腐食（全面腐食）は，高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

- d. 本体等の腐食（孔食・隙間腐食）〔非常用及び HPCS 系ディーゼル発電機海水ポンプ出口ストレーナ，緊急用海水系ストレーナ〕

代表機器と同様に，非常用及び HPCS 系ディーゼル発電機海水ポンプ出口ストレーナの本体及びフランジカバーはステンレス鋳鋼又はステンレス鋼であり，内部流体が海水であることから，腐食（孔食・隙間腐食）が発生する可能性がある。

しかし，非常用及び HPCS 系ディーゼル発電機海水ポンプ出口ストレーナは防食亜鉛板により腐食（孔食・隙間腐食）を防止しており，これまでの各部の目視点検で有意な腐食（孔食・隙間腐食）がないことを確認している。

また，防食亜鉛板については消耗品として取替えを実施している。

新たに設置される緊急用海水系ストレーナについても，同様の防食対策を施すとともに，今後，目視点検を行うことで健全性を維持できると考える。

したがって，本体等の腐食（孔食・隙間腐食）は，高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

- e. フランジボルトの腐食（全面腐食）〔排ガス後置除湿器，制御棒駆動水系ポンプ出口ストレーナ，原子炉冷却材浄化系ポンプシールパージフィルタ，非常用及び HPCS 系ディーゼル発電機海水ポンプ出口ストレーナ，緊急用海水系ストレーナ〕

代表機器と同様に，フランジボルトは炭素鋼又は低合金鋼であり腐食が想定されるが，大気接触部は塗装が施されていることから，塗膜が健全であれば腐食が発生する可能性は小さく，点検時に塗膜のはく離等が認められた場合は必要に応じて補修塗装することにより機能を維持している。

また，これまでの各部の目視点検で有意な腐食がないことを確認している。

新たに設置される緊急用海水系ストレーナについても，今後，目視点検を行うことで健全性を維持できると考える。

したがって，フランジボルトの腐食（全面腐食）は，高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

f. 埋込金物の腐食（全面腐食） [MSIV用アキュムレータ]

代表機器と同様に、埋込金物は炭素鋼であり腐食の可能性は否定できないが、外気接触部については塗装により腐食を防止しており、塗膜が健全であれば腐食進行の可能性は小さい。

また、点検時に目視により塗膜の状態を確認し、はく離等が認められた場合は、必要に応じて補修を実施することとしている。

なお、これまでの目視点検において有意な腐食は確認されておらず、今後も使用環境が変わらないことからこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、埋込金物の腐食（全面腐食）は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

g. 鏡板、胴板等の貫粒型応力腐食割れ [MSIV用アキュムレータ, SRV用アキュムレータ, 原子炉冷却材浄化系ポンプシールパージフィルタ]

代表機器と同様に、鏡板、胴板等はステンレス鋼であり、大気中の海塩粒子に含まれる塩化物イオンに起因する貫粒型応力腐食割れの発生が想定される。

しかしながら、貫粒型応力腐食割れに対しては、代表箇所における定期的な目視点検及び付着塩分量測定を実施することとしており、目視点検で異常を認めた場合及び付着塩分量が基準値（70 mgCl/m²）を超えた箇所について、浸透探傷検査及び表面清掃を実施し、異常のないことを確認している。

また、東海第二では工事における副資材管理でステンレス鋼容器への塩分付着を防止している。

なお、これまでの各部の目視点検において有意な腐食は確認されておらず、今後も使用環境が変わらないことからこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、鏡板、胴板等の貫粒型応力腐食割れは高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

h. 鏡板、胴板の粒界型応力腐食割れ [MSIV用アキュムレータ, SRV用アキュムレータ]

代表機器と同様に、MSIV用アキュムレータ, SRV用アキュムレータの鏡板、胴板はステンレス鋼であり粒界型応力腐食割れが発生する可能性があるが、実際の運転温度は100℃以下であり、粒界型応力腐食割れが発生する可能性は小さい。

なお、これまでの各部の目視点検において有意な腐食は確認されておらず、今後も使用環境が変わらないことからこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、鏡板、胴板の粒界型応力腐食割れは、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

(2) 現在までの運転経験や使用条件から得られた材料試験データとの比較等により、今後も経年劣化の進展が考えられない、又は進展傾向が極めて小さいと考えられる経年劣化事象（日常劣化管理事象以外）

a. 埋込金物の腐食（コンクリート埋設部）の腐食（全面腐食） [共通]

埋込金物（コンクリート埋設部）は炭素鋼又は低合金鋼であり腐食が想定されるが、コンクリート埋設部ではコンクリートの大気接触部表面からの中性化の進行により腐食環境となるため、コンクリートが中性化に至り埋込金物に有意な腐食が発生するまで長期間を要す。

したがって、埋込金物（コンクリート埋設部）の腐食（全面腐食）は、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象でないと判断する。

東海第二発電所
配管の技術評価書

(運転を断続的に行うことを前提とした評価)

日本原子力発電株式会社

本評価書は、東海第二発電所（以下、「東海第二」という）で使用されている安全上重要な配管系（重要度分類審査指針におけるクラス1, 2の配管系）、高温・高圧の環境下にあるクラス3の配管系、高温・高圧の環境下以外にあるクラス3の配管系の中で保守管理に関する方針を策定する配管系及び常設重大事故等対処設備に属する配管系について、運転を断続的に行うことを前提に高経年化に係わる技術評価についてまとめたものである。

評価対象機器の一覧を表1に、機能を表2に示す。

評価対象機器を材料、内部流体で分類し、それぞれのグループから重要度及び使用条件等の観点で代表機器を選定し技術評価を行った後、代表以外の機器について評価を展開している。

本評価書は配管の材料をもとに、以下の3章で構成されている。

1. ステンレス鋼配管系
2. 炭素鋼配管系
3. 低合金鋼配管系

本評価書における原子炉再循環系配管サポートの評価は、原子炉再循環ポンプのサポートの評価も含まれている。

また、制御棒駆動系、ほう酸水注入系、復水系及び給水系の油配管については「ポンプの技術評価書」、原子炉再循環系流量制御弁用油圧発生装置の油配管については「弁の技術評価書」、原子炉隔離時冷却系の油配管については「タービン設備の技術評価書」、ディーゼル機関の補機系統配管（海水系を除く）、水圧制御ユニット付属配管、可燃性ガス濃度制御系再結合器付属配管、制御用圧縮空気系設備付属配管、補助ボイラ設備配管及び廃棄物処理系主要配管については「機械設備の技術評価書」に含めてそれぞれ評価を実施するものとし、本評価書には含めていない。

なお、本文中の単位はSI単位系に基づくものとする（圧力の単位は特に注記がない限りゲージ圧力を示す）。

表1 評価対象機器一覧 (1/6)

分類基準		当該系統	主な仕様 口径／肉厚(mm)	重要度*1	使用条件		
材料	内部流体				運転 状態	最高使用圧力 (MPa)	最高使用温度 (°C)
ステンレス鋼	純水	原子炉隔離時冷却系	150A／11.0	PS-1／MS-1, 重*2	一時	8.62	302
		原子炉再循環系	630 mm／40.0	PS-1／MS-1, 重*2	連続	11.38	302
		ほう酸水注入系	40A／5.1	MS-1, 重*2	一時	9.66	302
		不活性ガス系	25A／3.9	MS-1	一時	0.31	171
		原子炉系	20A／3.9	MS-1	連続	8.62	302
		原子炉冷却材浄化系	150A／11.0	PS-1／MS-1	連続	8.62	302
		残留熱除去系	300A／25.4	PS-1／MS-1, 重*2	一時	10.69	302
		純水補給水系	50A／3.9	MS-1	一時	1.32	66
		制御棒駆動系	33.4 mm／4.5	MS-1, 重*2	連続	12.06	66
		補助系	80A／7.6	MS-1, 重*2	連続	0.52	105
		燃料プール冷却浄化系	250A／9.3	MS-2, 重*2	連続	1.38	66
		事故時サンプリング設備	20A／3.9	MS-1	一時	8.62	302
		高圧炉心スプレイ系	20A／3.9	MS-1	一時	8.62	302
		低圧炉心スプレイ系	20A／3.9	MS-1	一時	8.62	302
		原子炉保護系	25A／4.5	MS-1	一時	8.62	138
重大事故等対処設備*3	50A／3.9	重*2	一時	2.5	200		

*1：当該機器に要求される重要度クラスのうち、最上位の重要度クラスを示す

*2：重要度クラスとは別に常設重大事故等対処設備に属する機器及び構造物であることを示す

*3：新規に設置される機器

表 1 評価対象機器一覧 (2/6)

分類基準		当該系統	主な仕様 口径／肉厚(mm)	重要度*1	使用条件		
材料	内部流体				運転 状態	最高使用圧力 (MPa)	最高使用温度 (℃)
ステンレス鋼	その他ガス	原子炉再循環系	20A／3.9	MS-1	一時	0.31	171
		不活性ガス系	50A／5.5	MS-1	一時	0.31	171
		制御用圧縮空気系	50A／3.9	MS-1, 重*3	連続	1.38	66
		格納容器雰囲気監視系	25A／4.5	MS-1	一時	0.31	171
		中性子計装系	10A／2.3	MS-1	一時	0.31	171
		試料採取系	20A／3.9	MS-1	一時	0.31	171
		発電機系	15A／3.7	高*2	連続	14.7	40
		消火設備*4	100A／8.6	高*2	一時	10.8	40
		サプレッション・プール水 pH 制御装置*4	80A／5.5	MS-1	一時	0.31	171
		重大事故等対処設備*4	600A／12.7	重*3	一時	0.62	200
	五ほう酸ナ トリウム水	ほう酸水注入系	40A／5.1	MS-1, 重*3	一時	9.66	66
	蒸気	原子炉隔離時冷却系	20A／3.9	MS-1	一時	8.62	302
		原子炉保護系	20A／3.9	MS-1	連続	8.62	302
		原子炉給水ポンプ駆動用蒸気 タービン系	125A／6.6	高*2	連続	0.35	124
		所内蒸気系	25A／4.5	高*2	連続	0.98	183

*1：当該機器に要求される重要度クラスのうち、最上位の重要度クラスを示す

*2：最高使用温度が 95 ℃を超え、又は最高使用圧力が 1,900 kPa を超える環境下にある原子炉格納容器外の重要度クラス 3 の機器

*3：重要度クラスとは別に常設重大事故等対処設備に属する機器及び構造物であることを示す

*4：新規に設置される機器

表 1 評価対象機器一覧 (3/6)

分類基準		当該系統	主な仕様 口径／肉厚(mm)	重要度*1	使用条件		
材料	内部流体				運転 状態	最高使用圧力 (MPa)	最高使用温度 (°C)
炭素鋼	純水	原子炉隔離時冷却系	150A／14.3	PS-1／MS-1, 重*4	一時	8.62	302
		原子炉系	500A／26.2	PS-1／MS-1, 重*4	連続	8.62	302
		原子炉冷却材浄化系	65A／9.5	PS-1	連続	8.62	302
		残留熱除去系	300A／17.4	PS-1／MS-1, 重*4	一時	8.62	302
		制御棒駆動系	200A／12.7	MS-1	一時	8.62	138
		補助系	80A／5.5	MS-1	一時	0.86	100
		燃料プール冷却浄化系	25A／4.5	MS-1	一時	0.35	66
		高圧炉心スプレイ系	300A／17.4	PS-1／MS-1, 重*4	一時	8.62	302
		低圧炉心スプレイ系	300A／17.4	PS-1／MS-1, 重*4	一時	8.62	302
		原子炉保護系	25A／4.5	MS-1	一時	8.62	138
		タービングランド蒸気系	80A／5.5	高*2	連続	1.04	233
		復水系	750A／28.6	高*2, 高以外*3	連続	6.14	205
		給水系	600A／46.0	高*2	連続	8.62	302
		給水加熱器ドレン系	200A／8.2	高*2	連続	2.97	239
		所内蒸気系	150A／7.1	高*2	連続	0.96	183
重大事故等対処設備*5	200A／8.2	重*4	一時	3.45	174		

*1：当該機器に要求される重要度クラスのうち、最上位の重要度クラスを示す

*2：最高使用温度が 95°C を超え、又は最高使用圧力が 1,900 kPa を超える環境下にある原子炉格納容器外の重要度クラス 3 の機器

*3：重要度が「高」の機器以外の範囲で保守管理に関する方針を策定する重要度クラス 3 の機器

*4：重要度クラスとは別に常設重大事故等対処設備に属する機器及び構造物であることを示す

*5：新規に設置される機器

表 1 評価対象機器一覧 (4/6)

分類基準		当該系統	主な仕様 口径／肉厚(mm)	重要度*2	使用条件		
材料	内部流体				運転 状態	最高使用圧力 (MPa)	最高使用温度 (°C)
炭素鋼	冷却水*1	原子炉補機冷却系	200A／8.2	MS-1	連続	0.86	66
		ドライウェル冷却系	150A／7.1	MS-1	連続	0.86	66
	蒸気	原子炉隔離時冷却系	250A／15.1	PS-1／MS-1, 重*4	一時	8.62	302
		原子炉系	650A／33.6	PS-1／MS-1, 重*4	連続	8.62	302
		タービン主蒸気系	750A／56.4	PS-2	連続	8.62	302
		主蒸気隔離弁漏えい抑制系	50A／8.7	PS-1／MS-1	連続	8.62	302
		タービングランド蒸気系	250A／18.2	高*3	連続	8.62	302
		空気抽出系	250A／9.3	高*3	連続	2.41	205
		給水加熱器ベント系	150A／7.1	高*3	連続	2.97	235
		原子炉給水ポンプ駆動用 蒸気タービン系	250A／18.2	高*3	連続	8.62	302
		所内蒸気系	300A／10.3	高*3	連続	0.98	183
		重大事故等対処設備*5	100A／8.6	重*4	一時	8.62	302

*1：冷却水（防錆剤入り純水）

*2：当該機器に要求される重要度クラスのうち、最上位の重要度クラスを示す

*3：最高使用温度が95°Cを超え、又は最高使用圧力が1,900 kPaを超える環境下にある原子炉格納容器外の重要度クラス3の機器

*4：重要度クラスとは別に常設重大事故等対処設備に属する機器及び構造物であることを示す

*5：新規に設置される機器

表 1 評価対象機器一覧 (5/6)

分類基準		当該系統	主な仕様 口径／肉厚(mm)	重要度*1	使用条件		
材料	内部流体				運転 状態	最高使用圧力 (MPa)	最高使用温度 (°C)
炭素鋼	その他 ガス	非常用ガス再循環系	600A／12.0	MS-1, 重*3	一時	0.014	86
		非常用ガス処理系	450A／14.3	MS-1, 重*3	一時	0.014	86
		可燃性ガス濃度制御系	150A／7.1	MS-1	一時	0.31	171
		気体廃棄物処理系	300A／10.3	PS-2	連続	2.41	205
		不活性ガス系	600A／9.5	MS-1, 重*3	連続	0.31	171
		消火設備	65A／7.0	高*2	一時	10.8	40
		希ガスチャコール系	125A／6.6	高*2	連続	0.34	340
		重大事故等対処設備*4	600A／12.7	重*3	一時	0.62	200
	海水	非常用ディーゼル発電機海水系	250A／9.3	MS-1, 重*3	一時	0.70	66
		高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系	250A／9.3	MS-1, 重*3	一時	0.70	66
		残留熱除去海水系	500A／12.7	MS-1, 重*3	一時	3.45	66
		重大事故等対処設備*4	150A／7.1	重*3	一時	0.98	66

*1：当該機器に要求される重要度クラスのうち、最上位の重要度クラスを示す

*2：最高使用温度が95°Cを超え、又は最高使用圧力が1,900 kPaを超える環境下にある原子炉格納容器外の重要度クラス3の機器

*3：重要度クラスとは別に常設重大事故等対処設備に属する機器及び構造物であることを示す

*4：新規に設置される機器

表 1 評価対象機器一覧 (6/6)

分類基準		当該系統	主な仕様 口径／肉厚(mm)	重要度*1	使用条件		
材料	内部流体				運転 状態	最高使用圧力 (MPa)	最高使用温度 (°C)
低合金鋼	純水	給水加熱器ドレン系	80A／7.6	高*2	連続	1.04	233
		タービングランド蒸気系	50A／5.5	高*2	連続	0.42	155
		所内蒸気系	50A／5.5	高*2	連続	0.98	183
	その他ガス	気体廃棄物処理系	300A／14.3	PS-2	連続	2.41	538
	蒸気	原子炉系	65A／9.5	PS-2	連続	8.62	302
		抽気系	1200A／15.9	高*2	連続	1.81	210
		タービン補助蒸気系	125A／8.5	高*2	連続	8.62	302
		タービングランド蒸気系	150A／7.1	高*2	連続	8.62	302
		給水加熱器ベント系	40A／5.1	高*2	連続	1.81	210
		原子炉給水ポンプ駆動用蒸気タービン系	40A／7.1	高*2	連続	8.62	302

*1：当該機器に要求される重要度クラスのうち、最上位の重要度クラスを示す

*2：最高使用温度が 95°C を超え、又は最高使用圧力が 1,900 kPa を超える環境下にある原子炉格納容器外の重要度クラス 3 の機器

表2 評価対象機器機能一覧 (1/3)

当該系統	機能
原子炉隔離時冷却系	原子炉隔離時に蒸気を原子炉隔離時冷却系タービンへ導き、原子炉へ給水する系統を構成する。
原子炉再循環系	原子炉内の冷却材を原子炉圧力容器より引き出し、原子炉再循環ポンプで加圧した後、原子炉圧力容器内に設置したジェットポンプを通して供給することで原子炉冷却材を強制循環させる系統を構成する。
ほう酸水注入系	制御棒の挿入不能により、原子炉の冷温停止ができない場合にほう酸水を原子炉圧力容器底部より注入して負の反応度を与え、原子炉を冷温停止状態にする系統を構成する。
不活性ガス系	プラント運転中に原子炉格納容器内を窒素雰囲気にする不活性ガス系統を構成する。
原子炉系	原子炉で発生した蒸気をタービン主蒸気系に移送する系統、給水系から移送されてきた給水を原子炉へ供給する系統等を構成する。
原子炉冷却材浄化系	原子炉冷却材の一部をろ過、脱塩し、給水系に戻す系統を構成する。
残留熱除去系	原子炉停止時の崩壊熱除去のため残留熱除去系熱交換器にて原子炉冷却材を冷却する系統を構成する。その他低圧注水モード等がある。
純水補給水系	各系統に必要な純水を復水貯蔵タンクより移送する系統を構成する（ただし、対象は原子炉格納容器バウンダリのみ）。
制御棒駆動系	制御棒の駆動に必要な水を供給する系統を構成する。
補助系	原子炉格納容器内で発生する廃液を液体廃棄物処理系まで移送する系統を構成する（ただし、対象は原子炉格納容器バウンダリのみ）。
燃料プール冷却浄化系	使用済燃料プール水の一部をろ過、脱塩し、使用済燃料プールに戻す系統を構成する。
事故時サンプリング設備	原子炉冷却材喪失事故時に放射性障壁の健全性を確認するためにサンプリングする系統を構成する（ただし、対象は原子炉格納容器バウンダリのみ）。
高圧炉心スプレイ系	小破断による原子炉冷却材喪失事故時に、炉圧が高い状態において、原子炉水位確保と減圧及び炉心の冷却を行うため、復水貯蔵タンク又はサプレッション・プール内の水を炉心に供給する系統を構成する。
低圧炉心スプレイ系	大破断による原子炉冷却材喪失事故時に炉心の冷却を行うため、サプレッション・プール内の水を炉心に供給する系統を構成する。
原子炉保護系	原子炉圧力、原子炉水位等を測定するため、原子炉格納容器外にある検出器に原子炉冷却材、主蒸気等を送る系統を構成する。
タービングランド蒸気系	主タービンの軸封を行う蒸気を供給する系統を構成する。
復水系	主復水器で凝縮された復水を原子炉給水ポンプへ移送する系統を構成する。

表2 評価対象機器機能一覧 (2/3)

当該系統	機能
給水系	復水系から移送されてきた給水を原子炉へ供給する系統を構成する。
給水加熱器ドレン系	給水加熱器で凝縮した抽気蒸気ドレン水を主復水器へ移送する系統を構成する。
所内蒸気系	補助ボイラ設備により発生した蒸気を放射性廃棄物処理系等に供給する系統を構成する。
制御用圧縮空気系	空気作動弁や計装機器に駆動用圧縮空気を供給する系統を構成する。
格納容器雰囲気監視系	原子炉冷却材喪失事故時に原子炉格納容器内の雰囲気気を監視する系統を構成する。
中性子計装系	移動式炉心内中性子束計装検出器を原子炉格納容器外から炉心内に挿入、引抜するための系統を構成する（ただし、対象は原子炉格納容器バウンダリのみ）。
試料採取系	各系統のサンプリングを行う系統を構成する（ただし、対象は原子炉格納容器バウンダリのみ）。
発電機系	発電機固定子、回転子冷却用の水素を発電機へ供給する系統を構成する。
非常用ガス再循環系	原子炉建屋内における、放射性物質の放出を伴う事故時に、放射性物質を除去する系統を構成する。
非常用ガス処理系	非常用ガス再循環系で処理されたガスの一部を、再度放射性物質を除去し、排気筒から放出する系統を構成する。
可燃性ガス濃度制御系	原子炉冷却材喪失事故に伴い、燃料被覆材のジルコニウムと水の反応により発生する水素と酸素の濃度を制御する系統を構成する。
気体廃棄物処理系	主復水器内の非凝縮性ガス（排ガス）のうち、酸素と水素を再結合させるとともに、放射性希ガスを希ガスチャコール系に移送する系統を構成する。
消火設備	火災を感知し、自動的に炭酸ガスを放出する系統を構成する。
希ガスチャコール系	気体廃棄物処理系から移送された放射性希ガスを活性炭ホルドアップ装置にて減衰させた後に排気筒から放出する系統を構成する。
原子炉補機冷却系	原子炉格納容器内、原子炉建屋内の原子炉補機等に冷却水を循環供給する系統を構成する（ただし、対象は原子炉格納容器バウンダリのみ）。
ドライウェル冷却系	ドライウェル内の湿度を調整する系統を構成する（ただし、対象は原子炉格納容器バウンダリのみ）。
原子炉給水ポンプ駆動用蒸気タービン系	主蒸気の一部を原子炉給水ポンプ駆動用タービンへ移送する系統を構成する。
タービン主蒸気系	原子炉で発生した蒸気を主タービンに移送する系統を構成する。
主蒸気隔離弁漏えい抑制系	主蒸気管破断事故時に主蒸気隔離弁からの漏えい蒸気をサプレッション・プール等へ導く系統を構成する。
抽気系	タービン抽気を主復水器及び給水加熱器へ移送する系統を構成する。

表2 評価対象機器機能一覧 (3/3)

当該系統	機能
空気抽出系	駆動用蒸気を用いて、主復水器内の非凝縮性ガスを抽出し、主復水器の真空度を確保する系統を構成する。
給水加熱器ベント系	給水加熱器内の非凝縮性ガスを主復水器へ移送する系統を構成する。
タービン補助蒸気系	主蒸気の一部を蒸気式空気抽出器、グラント蒸気蒸発器へ移送する系統を構成する。
非常用ディーゼル発電機海水系	非常用ディーゼル機関に付属する各熱交換器へ、冷却用の海水を移送する系統を構成する。
高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系	高圧炉心スプレイ系ディーゼル機関に付属する各熱交換器へ、冷却用の海水を移送する系統を構成する。
残留熱除去海水系	残留熱除去系熱交換器へ冷却用の海水を移送する系統を構成する。
サプレッション・プール水pH制御装置	格納容器圧力逃がし装置を使用する際、サプレッション・プール水の酸性化防止及び核分裂生成物由来のよう素を捕捉するため、サプレッション・プール水のpHを制御する系統を構成する（ただし、対象は原子炉格納容器バウンダリのみ）。
重大事故等対処設備	設計基準事故対処設備が有する原子炉の冷却機能等が喪失した場合において、炉心の著しい損傷防止及び原子炉格納容器の破損防止等のため、サプレッション・プール水等を原子炉に注水する系統、最終ヒートシンクへ熱を輸送する系統及び原子炉格納容器内ガスをフィルタ装置へ導き、放射性物質を低減させ放出する系統等を構成する。

1. ステンレス鋼配管系

[対象系統]

- ① 原子炉隔離時冷却系
- ② 原子炉再循環系
- ③ ほう酸水注入系
- ④ 不活性ガス系
- ⑤ 原子炉系
- ⑥ 原子炉冷却材浄化系
- ⑦ 残留熱除去系
- ⑧ 純水補給水系
- ⑨ 制御棒駆動系
- ⑩ 補助系
- ⑪ 燃料プール冷却浄化系
- ⑫ 事故時サンプリング設備
- ⑬ 高圧炉心スプレイ系
- ⑭ 低圧炉心スプレイ系
- ⑮ 原子炉保護系
- ⑯ 制御用圧縮空気系
- ⑰ 格納容器雰囲気監視系
- ⑱ 中性子計装系
- ⑲ 試料採取系
- ⑳ 発電機系
- ㉑ 消火設備
- ㉒ 原子炉給水ポンプ駆動用蒸気タービン系
- ㉓ 所内蒸気系
- ㉔ サプレッション・プール水 pH 制御装置
- ㉕ 重大事故等対処設備

目次

1. 対象機器及び代表機器の選定.....	1-1
1.1 グループ化の考え方及び結果.....	1-1
1.2 代表機器の選定.....	1-1
2. 代表機器の技術評価.....	1-4
2.1 構造,材料及び使用条件.....	1-4
2.1.1 原子炉再循環系.....	1-4
2.1.2 制御用圧縮空気系.....	1-7
2.1.3 ほう酸水注入系（五ほう酸ナトリウム水部）.....	1-10
2.1.4 原子炉保護系.....	1-13
2.2 経年劣化事象の抽出.....	1-16
2.2.1 機器の機能達成に必要な項目.....	1-16
2.2.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象の抽出.....	1-16
2.2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象.....	1-17
2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象の評価.....	1-26
3. 代表機器以外への展開.....	1-29
3.1 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象.....	1-30
3.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象.....	1-30

1. 対象機器及び代表機器の選定

東海第二で使用している主要なステンレス鋼配管系の主な仕様を表1-1に示す。

これらの配管を内部流体の観点からグループ化し、それぞれのグループより以下のとおり代表機器を選定した。

1.1 グループ化の考え方及び結果

内部流体を分類基準とし、ステンレス鋼配管系を表 1-1 に示すとおりグループ化する。

内部流体は純水、その他ガス、五ほう酸ナトリウム水、蒸気に分類される。

1.2 代表機器の選定

表 1-1 に分類されるグループ毎に、重要度、運転状態、最高使用温度、最高使用圧力及び口径の観点から代表機器を選定する。

(1) 内部流体：純水

このグループには、原子炉隔離時冷却系、原子炉再循環系、ほう酸水注入系、不活性ガス系、原子炉系、原子炉冷却材浄化系、残留熱除去系、純水補給水系、制御棒駆動系、補助系、燃料プール冷却浄化系、事故時サンプリング設備、高圧炉心スプレイ系、低圧炉心スプレイ系、原子炉保護系、重大事故等対処設備が属するが、重要度が高く、運転状態が厳しく、最高使用温度が高い系統のうち、最高使用圧力が高い原子炉再循環系を代表機器とする。

(2) 内部流体：その他ガス

このグループには、原子炉再循環系、制御用圧縮空気系、不活性ガス系、格納容器雰囲気監視系、中性子計装系、試料採取系、発電機系、消火設備、サプレッション・プール水 pH 制御装置、重大事故等対処設備が属するが、重要度が高く、運転状態が厳しい制御用圧縮空気系を代表機器とする。

(3) 内部流体：五ほう酸ナトリウム水

このグループには、ほう酸水注入系のみが属することから、同系統を代表機器とする。

(4) 内部流体：蒸気

このグループには、原子炉隔離時冷却系、原子炉保護系、原子炉給水ポンプ駆動用蒸気タービン系、所内蒸気系が属するが、重要度が高く、運転状態が厳しい原子炉保護系を代表機器とする。

表 1-1 (1/2) ステンレス鋼配管系のグループ化及び代表機器の選定

分類基準		当該系統	選定基準					選定	選定理由
材料	内部流体		主な仕様 口径/肉厚(mm)	重要度*1	使用条件				
					運転 状態	最高使用 圧力(MPa)	最高使用 温度 (°C)		
ステンレス鋼	純水	原子炉隔離時冷却系	150A/11.0	PS-1/MS-1, 重*2	一時	8.62	302	◎	重要度 運転状態 最高使用温度 最高使用圧力
		原子炉再循環系	630 mm/40.0	PS-1/MS-1, 重*2	連続	11.38	302		
		ほう酸水注入系	40A/5.1	MS-1, 重*2	一時	9.66	302		
		不活性ガス系	25A/3.9	MS-1	一時	0.31	171		
		原子炉系	20A/3.9	MS-1	連続	8.62	302		
		原子炉冷却材浄化系	150A/11.0	PS-1/MS-1	連続	8.62	302		
		残留熱除去系	300A/25.4	PS-1/MS-1, 重*2	一時	10.69	302		
		純水補給水系	50A/3.9	MS-1	一時	1.32	66		
		制御棒駆動系	33.4 mm/4.5	MS-1, 重*2	連続	12.06	66		
		補助系	80A/7.6	MS-1, 重*2	連続	0.52	105		
		燃料プール冷却浄化系	250A/9.3	MS-2, 重*2	連続	1.38	66		
		事故時サンプリング設備	20A/3.9	MS-1	一時	8.62	302		
		高圧炉心スプレイ系	20A/3.9	MS-1	一時	8.62	302		
		低圧炉心スプレイ系	20A/3.9	MS-1	一時	8.62	302		
		原子炉保護系	25A/4.5	MS-1	一時	8.62	138		
		重大事故等対処設備*3	50A/3.9	重*2	一時	2.5	200		

— 1-2 —

*1：当該機器に要求される重要度クラスのうち、最上位の重要度クラスを示す

*2：重要度クラスとは別に常設重大事故等対処設備に属する機器及び構造物であることを示す

*3：新規に設置される機器

表 1-1 (2/2) ステンレス鋼配管系のグループ化及び代表機器の選定

分類基準		当該系統	選定基準					選定	選定理由
材料	内部流体		主な仕様 口径／肉厚(mm)	重要度*1	使用条件				
					運転 状態	最高使用 圧力(MPa)	最高使用 温度(℃)		
ステンレス鋼	その他ガス	原子炉再循環系	20A／3.9	MS-1	一時	0.31	171		重要度 運転状態
		不活性ガス系	50A／5.5	MS-1	一時	0.31	171		
		制御用圧縮空気系	50A／3.9	MS-1, 重*3	連続	1.38	66	◎	
		格納容器雰囲気監視系	25A／4.5	MS-1	一時	0.31	171		
		中性子計装系	10A／2.3	MS-1	一時	0.31	171		
		試料採取系	20A／3.9	MS-1	一時	0.31	171		
		発電機系	15A／3.7	高*2	連続	14.7	40		
		消火設備*4	100A／8.6	高*2	一時	10.8	40		
		サブプレッション・プール水 pH制御装置*4	80A／5.5	MS-1	一時	0.31	171		
		重大事故等対処設備*4	600A／12.7	重*3	一時	0.62	200		
	五ほう酸ナ トリウム水	ほう酸水注入系	40A／5.1	MS-1, 重*3	一時	9.66	66	◎	
	蒸気	原子炉隔離時冷却系	20A／3.9	MS-1	一時	8.62	302		重要度 運転状態
		原子炉保護系	20A／3.9	MS-1	連続	8.62	302	◎	
		原子炉給水ポンプ駆動用 蒸気タービン系	125A／6.6	高*2	連続	0.35	124		
所内蒸気系		25A／4.5	高*2	連続	0.98	183			

*1：当該機器に要求される重要度クラスのうち、最上位の重要度クラスを示す

*2：最高使用温度が 95 ℃を超え、又は最高使用圧力が 1,900 kPa を超える環境下にある原子炉格納容器外の重要度クラス 3 の機器

*3：重要度クラスとは別に常設重大事故等対処設備に属する機器及び構造物であることを示す

*4：新規に設置される機器

2. 代表機器の技術評価

本章では1章で代表機器とした以下の配管について技術評価を実施する。

- ① 原子炉再循環系
- ② 制御用圧縮空気系
- ③ ほう酸水注入系（五ほう酸ナトリウム水部）
- ④ 原子炉保護系

2.1 構造，材料及び使用条件

2.1.1 原子炉再循環系

(1) 構造

東海第二の原子炉再循環系配管は，配管（直管，エルボ，T継手等），温度計ウェル，及びオイルスナッパ等で構成されており，配管にステンレス鋼が使用されている。

また，各配管は溶接継手により他の配管，機器に接続されている。

東海第二の原子炉再循環系配管の系統図を図 2.1-1 に示す。

(2) 材料及び使用条件

東海第二の原子炉再循環系配管主要部位の使用材料を表 2.1-1 に，使用条件を表 2.1-2 に示す。

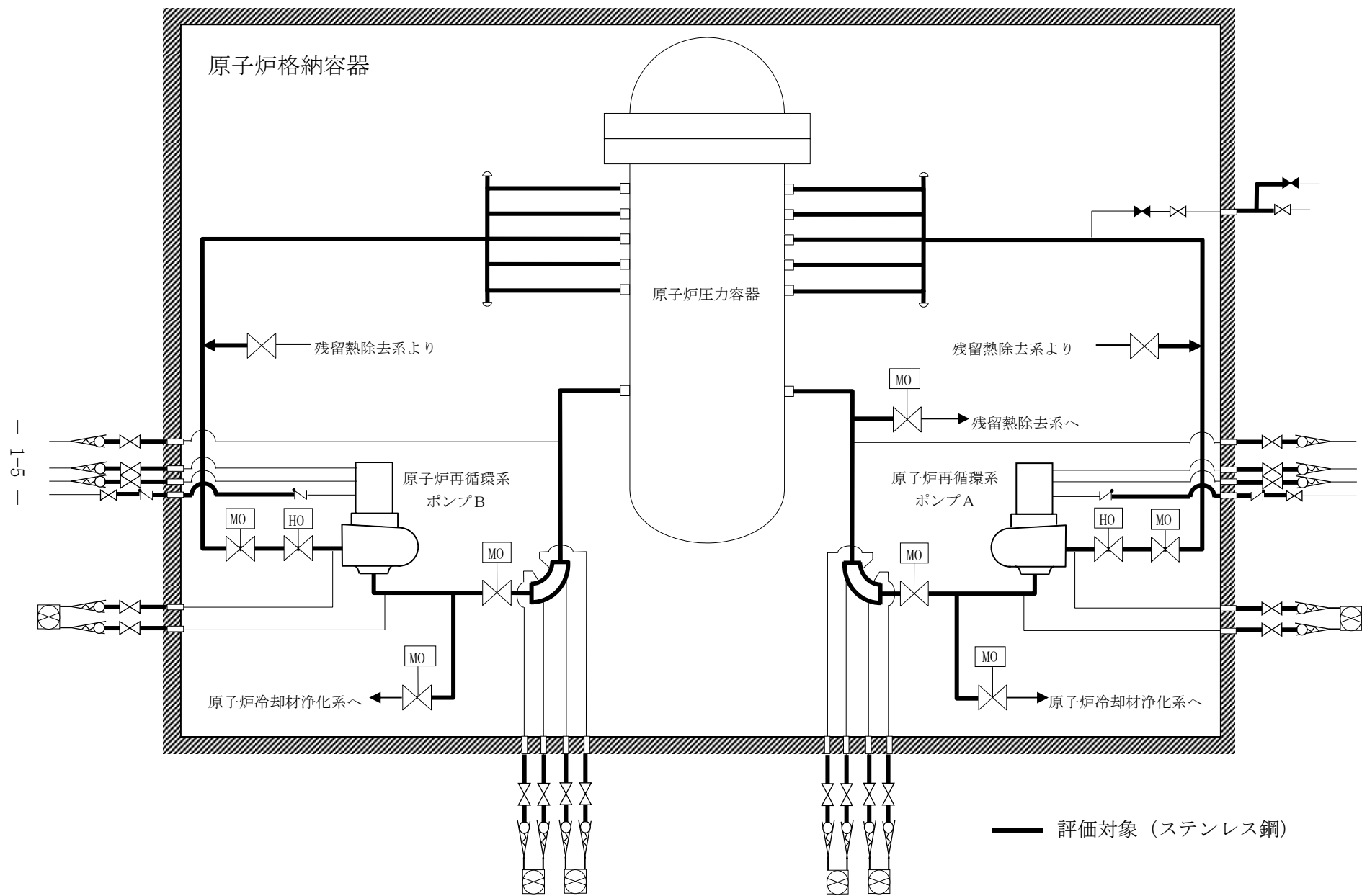


図 2.1-1 原子炉再循環系系統図

表 2.1-1 原子炉再循環系配管主要部位の使用材料

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	材料
バウンダリの維持	耐圧	配管	ステンレス鋼
		温度計ウェル	ステンレス鋼
機器の支持	支持	オイルスナッパ	炭素鋼
		ハンガ	炭素鋼
		ラグ	ステンレス鋼
		レストレイント	炭素鋼
		サポート取付ボルト・ナット	低合金鋼, 炭素鋼
		埋込金物	炭素鋼
		基礎ボルト	炭素鋼, 樹脂

表 2.1-2 原子炉再循環系配管の使用条件

最高使用圧力	11.38 MPa
最高使用温度	302 °C
内部流体	純水

2.1.2 制御用圧縮空気系

(1) 構造

東海第二の制御用圧縮空気系配管は、配管（直管、エルボ、T継手等）及びレストレイント等で構成されており、配管にステンレス鋼が使用されている。

また、各配管は溶接継手により他の配管、機器に接続されている。

東海第二の制御用圧縮空気系配管の系統図を図 2.1-2 に示す。

(2) 材料及び使用条件

東海第二の制御用圧縮空気系配管主要部位の使用材料を表 2.1-3 に、使用条件を表 2.1-4 に示す。

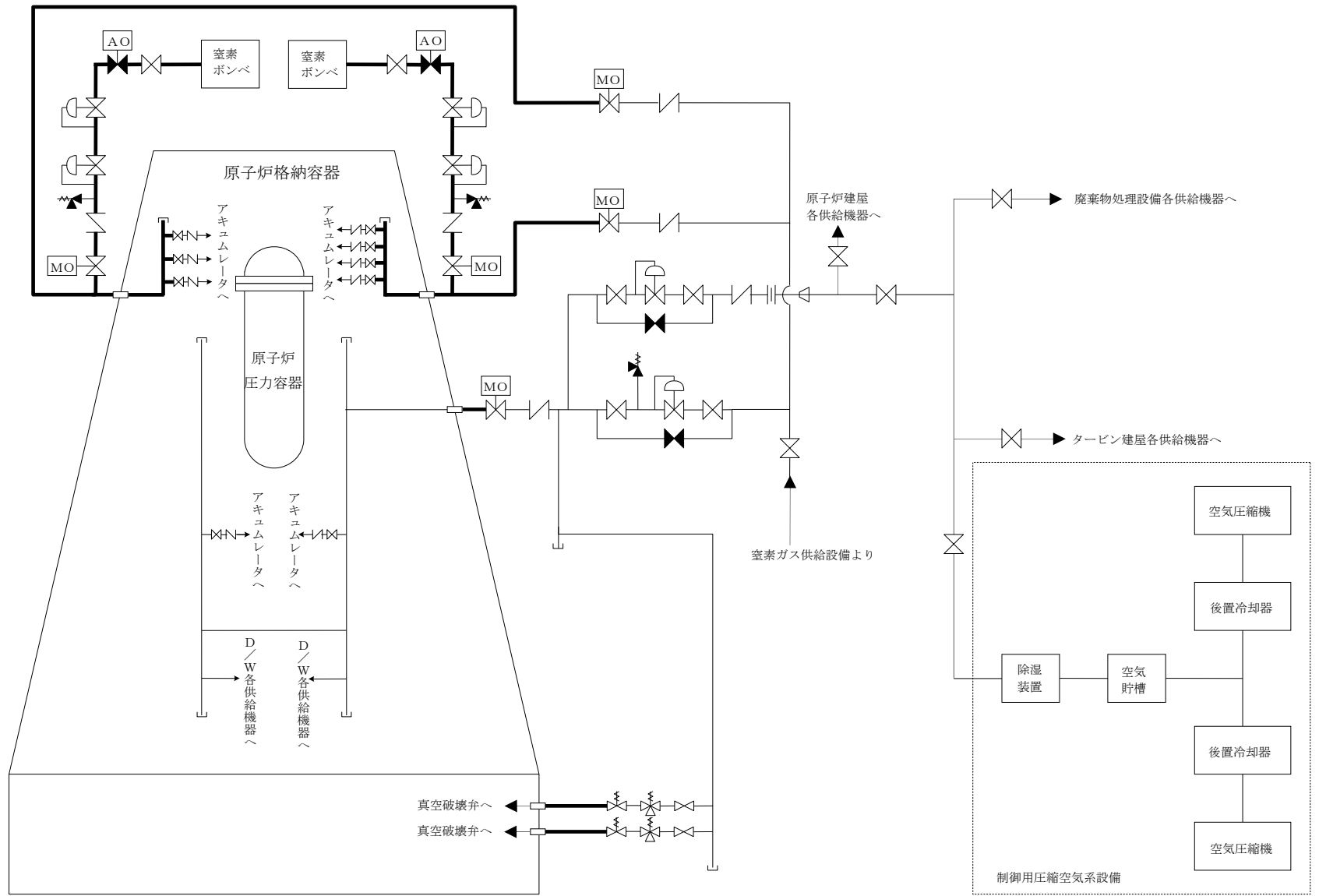


図 2.1-2 制御用圧縮空気系系統図

—— 評価対象 (ステンレス鋼)

表 2.1-3 制御用圧縮空気系配管主要部位の使用材料

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	材料
バウンダリの維持	耐圧	配管	ステンレス鋼
機器の支持	支持	レストレイント	炭素鋼
		サポート取付ボルト・ナット	炭素鋼
		埋込金物	炭素鋼
		基礎ボルト	炭素鋼, 樹脂

表 2.1-4 制御用圧縮空気系配管の使用条件

最高使用圧力	1.38 MPa
最高使用温度	66 °C
内部流体	その他ガス (空気)

2.1.3 ほう酸水注入系（五ほう酸ナトリウム水部）

(1) 構造

東海第二のほう酸水注入系配管（五ほう酸ナトリウム水部）は、配管（直管、エルボ、T継手等）及びオイルスナッチ等で構成されており、配管にステンレス鋼が使用されている。

また、各配管はフランジ継手又は溶接継手により他の配管，機器に接続されている。

東海第二のほう酸水注入系配管（五ほう酸ナトリウム水部）の系統図を図 2.1-3 に示す。

(2) 材料及び使用条件

東海第二のほう酸水注入系配管（五ほう酸ナトリウム水部）主要部位の使用材料を表 2.1-5 に、使用条件を表 2.1-6 に示す。

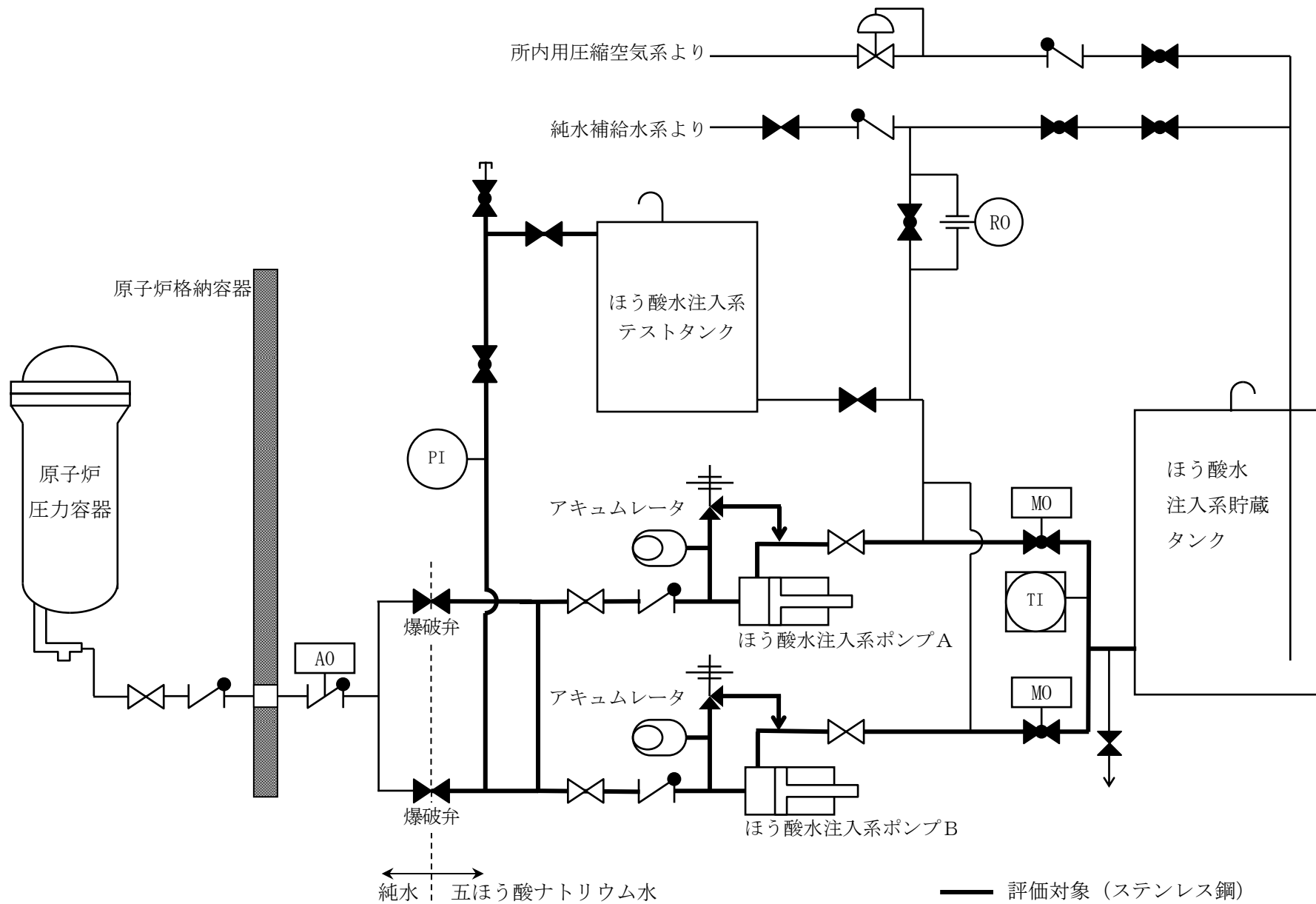


図 2.1-3 ほう酸水注入系系統図 (五ほう酸ナトリウム水部)

表 2.1-5 ほう酸水注入系配管（五ほう酸ナトリウム水部）主要部位の使用材料

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	材料
バウンダリの維持	耐圧	配管	ステンレス鋼
		フランジボルト・ナット	低合金鋼，炭素鋼
		ガスケット	(消耗品)
機器の支持	支持	オイルスナッパ	炭素鋼
		ハンガ	炭素鋼
		ラグ	ステンレス鋼
		レストレイント	炭素鋼
		サポート取付ボルト・ナット	ステンレス鋼，炭素鋼
		埋込金物	炭素鋼
		基礎ボルト	炭素鋼，樹脂

表 2.1-6 ほう酸水注入系配管（五ほう酸ナトリウム水部）の使用条件

最高使用圧力	9.66 MPa
最高使用温度	66 °C
内部流体	五ほう酸ナトリウム水

2.1.4 原子炉保護系

(1) 構造

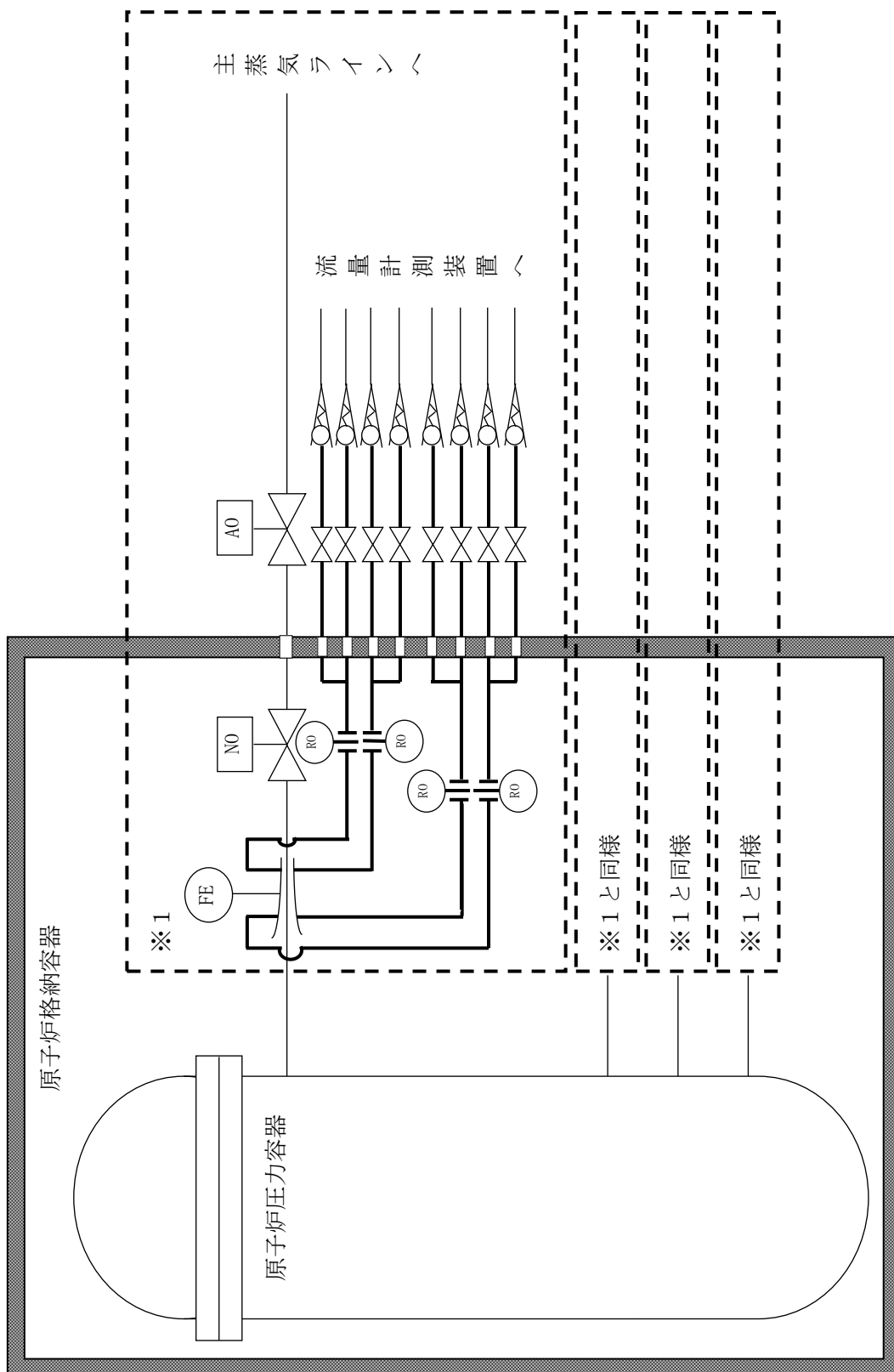
東海第二の原子炉保護系配管は、配管（直管、エルボ、T継手等）、オリフィス及びレストレイント等で構成されており、配管の一部にステンレス鋼が使用されている。

また、各配管は溶接継手により他の配管、機器に接続されている。

東海第二の原子炉保護系配管の系統図を図 2.1-4 に示す。

(2) 材料及び使用条件

東海第二の原子炉保護系配管主要部位の使用材料を表 2.1-7 に、使用条件を表 2.1-8 に示す。



—— 評価対象 (ステンレス鋼)

図 2.1-4 原子炉保護系系統図

表 2.1-7 原子炉保護系配管主要部位の使用材料

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	材料
バウンダリの維持	耐圧	配管	ステンレス鋼
		オリフィス	ステンレス鋼
機器の支持	支持	レストレイント	炭素鋼
		サポート取付ボルト・ナット	炭素鋼
		埋込金物	炭素鋼
		基礎ボルト	炭素鋼, 樹脂

表 2.1-8 原子炉保護系配管の使用条件

最高使用圧力	8.62 MPa
最高使用温度	302 °C
内部流体	蒸気

2.2 経年劣化事象の抽出

2.2.1 機器の機能達成に必要な項目

ステンレス鋼配管系の機能である流体の流路確保機能の達成に必要な項目は以下のとおり。

- (1) バウンダリの維持
- (2) 機器の支持

2.2.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象の抽出

(1) 想定される経年劣化事象の抽出

ステンレス鋼配管系について、機能達成に必要な項目を考慮して主要な部位に展開した上で、個々の部位の材料、構造、使用条件（内部流体の種類、応力、温度等）及び現在までの運転経験を考慮し、表 2.2-1 に示すとおり、想定される経年劣化事象を抽出した（表 2.2-1 で○又は△、▲）。

なお、消耗品及び定期取替品は以下のとおり評価対象外とする。

(2) 消耗品及び定期取替品の扱い

ガスケットは消耗品であり、設計時に長期使用せず取替を前提としていることから高経年化対策を見極める上での評価対象外とする。

(3) 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象の抽出

想定される経年劣化事象のうち下記①、②に該当しない事象を高経年化対策上着目すべき経年劣化事象と判断した。

なお、下記①、②に該当する事象については、2.2.3 項に示すとおり、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断した。

- ① 想定した劣化傾向と実際の劣化傾向の乖離が考え難い経年劣化事象であって、想定した劣化傾向等に基づき適切な保全活動を行っているもの（日常劣化管理事象として表 2.2-1 で△）
- ② 現在までの運転経験や使用条件から得られた材料試験データとの比較等により、今後も経年劣化の進展が考えられない、又は進展傾向が極めて小さいと考えられる経年劣化事象（日常劣化管理事象以外として表 2.2-1 で▲）

この結果、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象として以下の事象が抽出された（表 2.2-1 で○）。

- a. 配管の疲労割れ [原子炉再循環系]

2.2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象

(1) 想定した劣化傾向と実際の劣化傾向の乖離が考え難い経年劣化事象であって、想定した劣化傾向等に基づき適切な保全活動を行っているもの（日常劣化管理事象）

a. 基礎ボルトの腐食（全面腐食）[共通]

基礎ボルトの健全性については、「機械設備の技術評価書」にて評価を実施するものとし、本評価書には含めない。

b. 配管の貫粒型応力腐食割れ [共通]

配管外面に付着した大気中の海塩粒子に含まれる塩化物イオンに起因する貫粒型応力腐食割れの発生が想定される。

しかしながら、貫粒型応力腐食割れに対しては、代表箇所における定期的な目視点検及び付着塩分量測定を実施することとしており、目視点検で異常を認めた場合及び付着塩分量が基準値（70 mgCl/m²）を超えた箇所について、配管表面清掃及び浸透探傷検査を実施し、異常の無いことを確認している。

また、東海第二では工事における副資材管理でステンレス鋼配管への塩分付着を防止している。

したがって、配管の貫粒型応力腐食割れは高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

c. フランジボルト・ナットの腐食（全面腐食）[ほう酸水注入系（五ほう酸ナトリウム水部）]

フランジボルト・ナットは、低合金鋼又は炭素鋼であり、腐食の発生が想定されるが、分解点検時に手入れ・清掃を行うことによりフランジボルト・ナットの機能を維持している。

したがって、フランジボルト・ナットの腐食（全面腐食）は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

d. オイルスナッパ、ハンガ及びレストレイントの腐食（全面腐食）[共通]

オイルスナッパ（原子炉再循環系及びほう酸水注入系（五ほう酸ナトリウム水部）のみ）、ハンガ（原子炉再循環系及びほう酸水注入系（五ほう酸ナトリウム水部）のみ）及びレストレイントは炭素鋼であることから、腐食の発生が想定されるが、表面は塗装を施しており、塗膜が健全であれば、腐食が発生する可能性は小さい。

また、目視点検にて塗膜の状態を確認し、はく離等が認められた場合は必要に応じ補修を実施している。

したがって、オイルスナッパ、ハンガ及びレストレイントの腐食（全面腐食）は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

e. 埋込金物（大気接触部）の腐食（全面腐食）〔共通〕

埋込金物（大気接触部）は腐食の発生が想定されるが、表面は塗装を施しており、塗膜が健全であれば、腐食が発生する可能性は小さい。

また、目視点検にて塗膜の状態を確認し、はく離等が認められた場合は必要に応じ補修を実施している。

したがって、埋込金物（大気接触部）の腐食（全面腐食）は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

f. サポート取付ボルト・ナットの腐食（全面腐食）〔共通〕

サポート取付ボルト・ナットは炭素鋼又は低合金鋼を使用しており、腐食の発生が想定されるが、表面は塗装を施しており、塗膜が健全であれば、腐食が発生する可能性は小さい。

また、目視点検にて塗膜の状態を確認し、はく離等が認められた場合は必要に応じ補修を実施している。

したがって、サポート取付ボルト・ナットの腐食（全面腐食）は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

g. 配管及び温度計ウエルの粒界型応力腐食割れ〔原子炉再循環系，原子炉保護系〕

原子炉再循環系の配管，温度計ウエル及び原子炉保護系配管の100℃以上の流体に接液するステンレス鋼使用部位には，粒界型応力腐食割れの発生が想定される。

しかしながら，原子炉再循環系の配管及び温度計ウエルについては，高周波誘導加熱及び水冷溶接による残留応力低減処置を実施しているとともに，1997年以降，水素注入により溶存酸素を低減し，腐食環境を改善していることから，粒界型応力腐食割れが発生する可能性は小さい。

また，原子炉保護系配管については，小口径のため薄肉であり，大口径配管の溶接部と比較して溶接入熱量が低いと考えられるほか，溶接残留応力も大口径配管の溶接部ほど高くはないと考えられることから，粒界型応力腐食割れが発生する可能性は小さい。

なお，定期的に溶接部の超音波探傷検査又は耐圧部の漏えい検査を実施しており，これまで粒界型応力腐食割れは認められていない。

したがって，今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難いことから，配管及び温度計ウエルの粒界型応力腐食割れは高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

h. 配管の腐食（全面腐食）〔ほう酸水注入系（五ほう酸ナトリウム水部）〕

ほう酸水注入系の内部流体は五ほう酸ナトリウム水であるため腐食が想定されるが、ステンレス鋼は五ほう酸ナトリウム水に対し耐食性を有していることから、腐食が発生する可能性は小さい。

なお、定期的に耐圧部の漏えい検査を実施しており、これまで有意な腐食は認められていない。

したがって、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難いことから、配管の腐食（全面腐食）は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

i. オイルスナップ及びハンガの機能低下〔原子炉再循環系，ほう酸水注入系（五ほう酸ナトリウム水部）〕

オイルスナップ及びハンガは、長期にわたる摺動の繰り返しや荷重作用等により、機能低下が想定されるが、ピン等の摺動部材については起動・停止等の想定される配管熱移動による摺動回数は少なく、著しい摩耗が生じる可能性は小さい。

また、スプリング使用時のねじり応力は許容ねじり応力以下になるように設定されており、スプリングの材料に対する推奨最高使用温度よりも実際の使用温度は低いいため、へたりが進行する可能性は小さい。

なお、定期的に目視点検を実施しており、これまで有意な機能低下は認められていない。

したがって、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難いことから、オイルスナップ及びハンガの機能低下は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

j. ラグ及びレストレイントの疲労割れ〔共通〕

ラグ（原子炉再循環系及びほう酸水注入系（五ほう酸ナトリウム水部）のみ）及びレストレイントは、設計段階において、配管の熱応力を考慮して拘束点を選定しており、熱応力が過大となる部位にはスナップを使用することとしている。

このため、ラグ及びレストレイントが熱応力により割れに至る疲労が蓄積される可能性は小さい。

なお、定期的に目視点検を実施しており、これまで有意な割れは認められていない。

したがって、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難いことから、ラグ及びレストレイントの疲労割れは高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

(2) 現在までの運転経験や使用条件から得られた材料試験データとの比較等により、今後も経年劣化の進展が考えられない、又は進展傾向が極めて小さいと考えられる経年劣化事象（日常劣化管理事象以外）

a. 配管の高サイクル疲労割れ[共通]

小口径配管のソケット溶接部は、ポンプ等の機械・流体振動による繰り返し応力により高サイクル疲労割れが想定される。東海第二の小口径配管においても過去に高サイクル疲労割れによる不具合が発生しているが、配管サポートの取付位置が不適切であったためと想定され、高サイクル疲労割れに対しても十分考慮した上で対策を実施している。

さらに、2002年に発生した関西電力美浜発電所3号機小口径配管不具合の水平展開として、運転時間の短い小口径配管のソケット溶接部に対して疲労評価を実施しており、疲労評価上応力が高い場合はサポートの改造を実施している。また、併せて浸透探傷検査及び目視点検を実施しており、有意な欠陥は認められていない。

振動の状態は経年的に変化するものではなく、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難いことから、配管の高サイクル疲労割れは高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

b. 温度計ウェルの高サイクル疲労割れ[原子炉再循環系]

温度計ウェルについては、内部流体の流体力、カルマン渦及び双子渦発生による励振力により、管台との取合い部に高サイクル疲労割れの発生が想定されるが、設計上流体の同期振動の回避及びランダム渦による強度が考慮されていれば損傷を回避できるものであり、当該系統において高サイクル疲労割れは発生していない。

なお、もんじゅで発生した温度計ウェルの損傷事例に対しては、原子力安全・保安院指示文書（平成17・12・22原院第6号 平成17年12月27日「発電用原子力設備に関する技術基準を定める省令の改正に伴う電気事業法に基づく定期事業者検査の実施について」NISA-163a-05-3）に従い、日本機械学会「配管内円柱状構造物の流力振動評価指針 JSME S012-1998」に基づき評価を行い、損傷の可能性が否定できない箇所については撤去又は十分な強度を有するものへの取替を実施している。

したがって、温度計ウェルの高サイクル疲労割れは高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

c. オリフィスの異物付着[原子炉保護系]

オリフィスに異物が付着することにより、顕著な性能低下が想定される。

しかしながら、これまでの運転経験で異物付着による性能低下は認められておらず、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、オリフィスの異物付着は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

d. 埋込金物（コンクリート埋設部）の腐食（全面腐食）〔共通〕

埋込金物（コンクリート埋設部）は炭素鋼であるため腐食の発生が想定されるが、コンクリート埋設部ではコンクリートの大気接触部表面からの中性化の進行により腐食環境となるため、コンクリートが中性化に至り埋込金物に有意な腐食が発生するまで長時間を要する。

したがって、埋込金物（コンクリート埋設部）の腐食（全面腐食）は、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

e. 基礎ボルトの樹脂の劣化（後打ちケミカルアンカ）〔共通〕

基礎ボルトの健全性については、「機械設備の技術評価書」にて評価を実施するものとし、本評価書には含めない。

表 2.2-1(1/4) 原子炉再循環系配管に想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	消耗品・定期取替品	材料	経年劣化事象						備考	
					減肉		割れ		材質変化			その他
					摩耗	腐食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣化		
バウンダリの維持	耐圧	配管		ステンレス鋼			○ ▲*1	△*2*3				*1：高サイクル疲労割れ *2：貫粒型応力腐食割れ *3：粒界型応力腐食割れ
		温度計ウェル		ステンレス鋼			▲*1	△*3				
機器の支持	支持	オイルスナッパ		炭素鋼		△					△*4	*4：機能低下 *5：大気接触部 *6：コンクリート埋設部 *7：樹脂の劣化
		ハンガ		炭素鋼		△					△*4	
		ラグ		ステンレス鋼				△				
		レストレイント		炭素鋼		△	△					
		サポート取付ボルト・ナット		低合金鋼, 炭素鋼			△					
		埋込金物		炭素鋼			△*5 ▲*6					
		基礎ボルト		炭素鋼, 樹脂			△				▲*7	

○：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

▲：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象以外）

表2. 2-1(2/4) 制御用圧縮空気系配管に想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	消耗品・定期取替品	材料	経年劣化事象						備考	
					減肉		割れ		材質変化			その他
					摩耗	腐食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣化		
バウンダリの維持	耐圧	配管		ステンレス鋼			▲*1	△*2				*1：高サイクル疲労割れ
機器の支持	支持	レストレイント		炭素鋼		△	△					*2：貫粒型応力腐食割れ
		サポート取付ボルト・ナット		炭素鋼		△						*3：大気接触部
		埋込金物		炭素鋼		△*3 ▲*4						*4：コンクリート埋設部
		基礎ボルト		炭素鋼，樹脂		△				▲*5		*5：樹脂の劣化

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

▲：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象以外）

表2.2-1(3/4) ほう酸水注入系配管（五ほう酸ナトリウム水部）に想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	消耗品・定期取替品	材料	経年劣化事象							備考
					減肉		割れ		材質変化		その他	
					摩耗	腐食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣化		
バウンダリの維持	耐圧	配管		ステンレス鋼		△	▲*1	△*2				*1：高サイクル疲労割れ *2：貫粒型応力腐食割れ *3：機能低下 *4：大気接触部 *5：コンクリート埋設部 *6：樹脂の劣化 *7：炭素鋼
		フランジボルト・ナット		低合金鋼, 炭素鋼		△						
		ガスケット	◎	—								
機器の支持	支持	オイルスナッパ		炭素鋼		△					△*3	
		ハンガ		炭素鋼		△					△*3	
		ラグ		ステンレス鋼			△					
		レストレイント		炭素鋼		△	△					
		サポート取付ボルト・ナット		ステンレス鋼, 炭素鋼		△*7						
		埋込金物		炭素鋼		△*4 ▲*5						
		基礎ボルト		炭素鋼, 樹脂		△					▲*6	

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

▲：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象以外）

表2. 2-1 (4/4) 原子炉保護系配管に想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	消耗品・定期取替品	材料	経年劣化事象							備考
					減肉		割れ		材質変化		その他	
					摩耗	腐食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣化		
バウンダリの維持	耐圧	配管		ステンレス鋼			▲*1	△*2*3				*1：高サイクル疲労割れ *2：貫粒型応力腐食割れ *3：粒界型応力腐食割れ *4：異物付着 *5：大気接触部 *6：コンクリート埋設部 *7：樹脂の劣化
		オリフィス		ステンレス鋼							▲*4	
機器の支持	支持	レストレイント		炭素鋼		△	△					
		サポート取付ボルト・ナット		炭素鋼		△						
		埋込金物		炭素鋼		△*5 ▲*6						
		基礎ボルト		炭素鋼，樹脂		△				▲*7		

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

▲：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象以外）

2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象の評価

(1) 配管の疲労割れ [原子炉再循環系]

a. 事象の説明

原子炉再循環系配管は、プラントの起動・停止時等の熱過渡により配管に疲労が蓄積する可能性がある。

b. 技術評価

① 健全性評価

疲労評価は、図 2.3-1 に示す三次元梁モデルを作成し、日本機械学会「発電用原子力設備規格 設計・建設規格 JSME S NC1-2005 (2007 年追補版を含む)」(以下、設計・建設規格という)に基づき評価した。

過渡回数は、運転期間延長認可申請に伴う評価として、2016 年 11 月時点までの運転実績に基づき推定した 2016 年度以降の評価対象期間での推定過渡回数を包含し、より保守的*に設定した過渡回数とした。評価用過渡条件を表 2.3-1 に示す。

*: 評価条件として、2011 年 3 月から 2020 年 8 月末まで冷温停止状態、2020 年 9 月以降の過渡回数発生頻度は実績の 1.5 倍以上を想定した。

また、使用環境を考慮した疲労について、日本機械学会「発電用原子力設備規格 環境疲労評価手法 (2009 年版)」(以下、環境疲労評価手法という)に基づいて評価した。

この結果、表 2.3-2 に示すとおり、疲労累積係数は運転開始後 60 年時点においても許容値以下であり、疲労割れ発生の可能性は小さいと判断する。

② 現状保全

原子炉再循環系配管については、供用期間中検査にて超音波探傷検査を実施し、有意な欠陥のないことを確認している。

また、供用期間中検査毎に漏えい検査を実施し、耐圧部の健全性を確認している。さらに、高経年化技術評価に合わせて実過渡回数に基づく評価を実施することとしている。

③ 総合評価

健全性評価結果から、疲労割れ発生の可能性は十分に小さいと考えるが、疲労評価は実過渡回数に依存するため、今後も実過渡回数を把握する必要がある。

疲労割れは超音波探傷検査、漏えい検査にて検知可能であることから、現状の保全は点検手法として適切であると判断する。

c. 高経年化への対応

配管の疲労割れについては、継続的に実過渡回数の確認を行い、運転開始後 60 年時点の推定過渡回数を上回らないことを確認する。

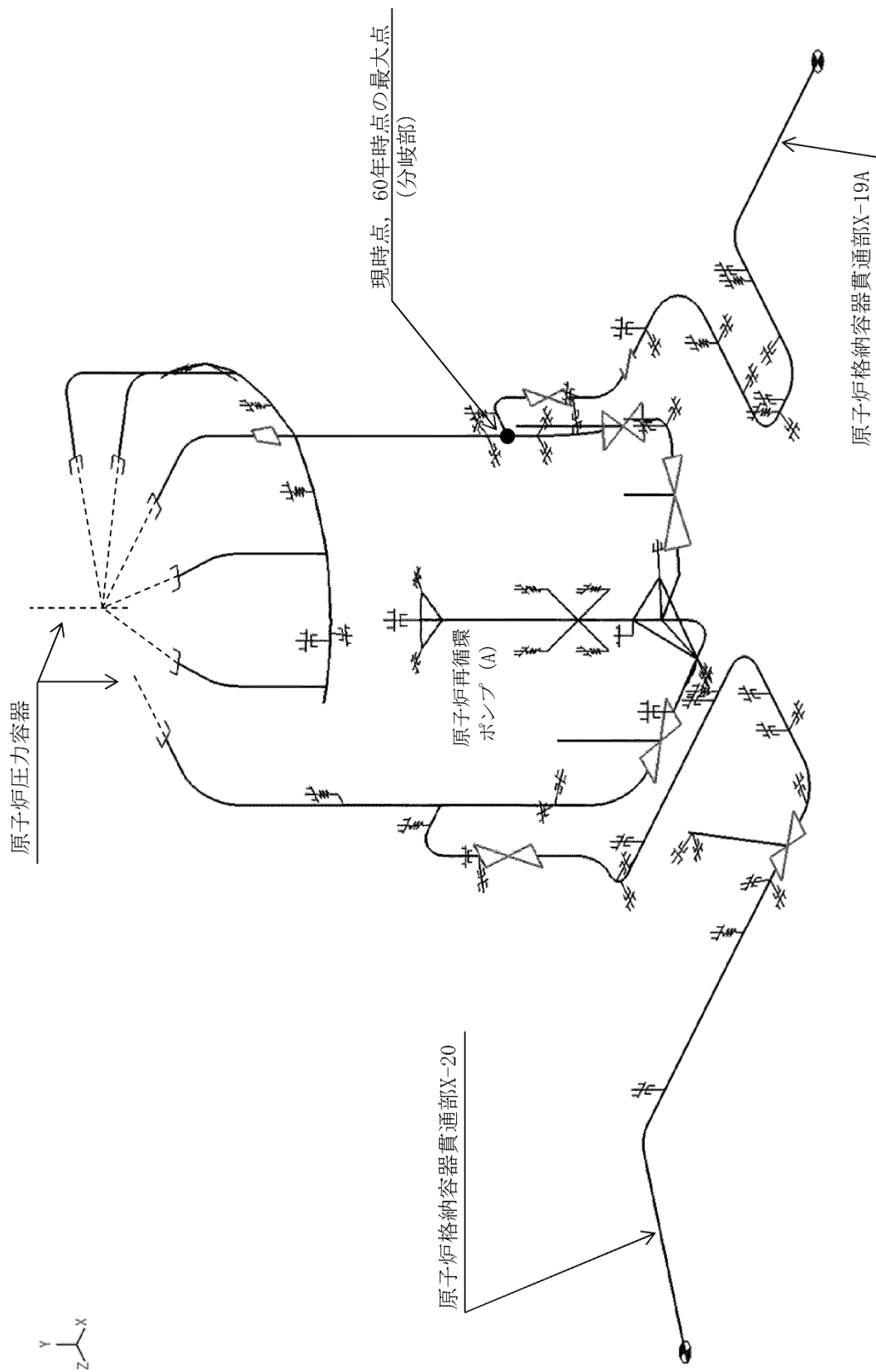


図 2.3-1 原子炉再循環系配管三次元梁モデル

表 2.3-1 原子炉再循環系配管の疲労評価用過渡条件

運転条件	運転実績に基づく過渡回数 (2016年11月時点)	60年目推定
ボルト締付	26	48
耐圧試験	72	132
起動（昇温）	65	110
起動（タービン起動）	65	110
夜間低出力運転（出力75%）	67	120
週末低出力運転（出力50%）	115	165
制御棒パターン変更	96	176
給水加熱機能喪失（発電機トリップ）	0	1
給水加熱機能喪失 （給水加熱器部分バイパス）	0	1
スクラム（タービントリップ）	16	22
スクラム（原子炉給水ポンプ停止）	3	6
スクラム（その他のスクラム）	20	24
停止	65	111
ボルト取外し	26	49

表 2.3-2 原子炉再循環系配管の疲労評価結果

配管	運転実績回数に基づく疲労累積係数（許容値：1以下）		
	設計・建設規格の疲労線図による評価		環境疲労評価手法による評価 （環境を考慮）
	現時点 (2016年11月時点)	運転開始後 60年時点	運転開始後60年時点
原子炉再循環系	0.0041	0.0067	0.1182

3. 代表機器以外への展開

本章では、2章で実施した代表機器の技術評価について、1章で実施したグループ化で代表機器となっていない機器への展開について検討した。

[対象系統]

- ① 原子炉隔離時冷却系
- ② 原子炉再循環系（その他ガス部）
- ③ ほう酸水注入系（純水部）
- ④ 不活性ガス系
- ⑤ 原子炉系
- ⑥ 原子炉冷却材浄化系
- ⑦ 残留熱除去系
- ⑧ 純水補給水系
- ⑨ 制御棒駆動系
- ⑩ 補助系
- ⑪ 燃料プール冷却浄化系
- ⑫ 事故時サンプリング設備
- ⑬ 高圧炉心スプレイ系
- ⑭ 低圧炉心スプレイ系
- ⑮ 原子炉保護系（純水部）
- ⑯ 格納容器雰囲気監視系
- ⑰ 中性子計装系
- ⑱ 試料採取系
- ⑲ 発電機系
- ⑳ 消火設備
- ㉑ 原子炉給水ポンプ駆動用蒸気タービン系
- ㉒ 所内蒸気系
- ㉓ サプレッション・プール水 pH 制御装置
- ㉔ 重大事故等対処設備

3.1 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象

a. 配管の疲労割れ [原子炉隔離時冷却系, 原子炉冷却材浄化系, 残留熱除去系]

代表機器と同様, プラントの起動・停止時等の熱過渡を受けるため, 疲労の蓄積で疲労割れが発生する可能性があるが, 疲労評価上一番厳しいと考えられる代表機器に対して疲労評価を行った結果, 疲労累積係数は運転開始後 60 年時点でも十分許容値を下回っており, 疲労割れが発生する可能性は小さいと判断する。

また, 疲労割れは, 超音波探傷検査及び漏えい検査等により検知可能であり, 健全性は維持できると判断する。

したがって, 高経年化対策の観点から現状の保全内容に対し追加すべき項目はないと判断する。

3.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象

(1) 想定した劣化傾向と実際の劣化傾向の乖離が考え難い経年劣化事象であって, 想定した劣化傾向等に基づき適切な保全活動を行っているもの (日常劣化管理事象)

a. 基礎ボルトの腐食 (全面腐食) [純水補給水系, 原子炉給水ポンプ駆動用蒸気タービン系, 所内蒸気系以外]

代表機器と同様, 基礎ボルトの健全性については, 「機械設備の技術評価書」にて評価を実施するものとし, 本評価書には含めない。

b. 配管及び温度計ウェルの貫粒型応力腐食割れ [ほう酸水注入系 (純水部), 原子炉保護系 (純水部), 原子炉給水ポンプ駆動用蒸気タービン系, 発電機系, 所内蒸気系以外]

代表機器と同様, 配管外面に付着した大気中の海塩粒子に含まれる塩化物イオンに起因した貫粒型応力腐食割れの発生が想定されるが, 定期的な目視点検及び付着塩分量測定を実施し, その結果により必要に応じ配管表面清掃及び浸透探傷検査を実施することとしている。

また, 東海第二では工事における副資材管理でステンレス鋼配管への塩分付着を防止している。

したがって, 配管及び温度計ウェルの貫粒型応力腐食割れは高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

c. フランジボルト・ナットの腐食（全面腐食）〔原子炉隔離時冷却系，重大事故等対処設備〕

代表機器と同様，フランジボルト・ナットは炭素鋼又は低合金鋼であり，腐食の発生が想定される。

しかしながら，目視点検を実施しており，腐食が認められた場合は必要に応じ補修又は取替を実施することとしている。

また，新たに設置される重大事故等対処設備についても，今後，定期的に目視点検を実施することで健全性を維持できると考える。

したがって，フランジボルト・ナットの腐食（全面腐食）は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

d. オイルスナツバ，メカニカルスナツバ，ハンガ及びレストレイントの腐食（全面腐食）〔純水補給水系，原子炉給水ポンプ駆動用蒸気タービン系，所内蒸気系以外〕

代表機器と同様，オイルスナツバ，メカニカルスナツバ，ハンガ及びレストレイントは炭素鋼を使用しており，腐食の発生が想定されるが，表面は塗装を施しており，塗膜が健全であれば，腐食が発生する可能性は小さい。

また，目視点検にて塗膜の状態を確認し，はく離等が認められた場合は必要に応じて補修を実施することとしており，新たに設置される消火設備，サプレッション・プール水 pH 制御装置及び重大事故等対処設備についても，今後，定期的に目視点検を実施することで健全性を維持できると考える。

したがって，オイルスナツバ，メカニカルスナツバ，ハンガ及びレストレイントの腐食（全面腐食）は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

e. 配管及びオリフィスの腐食（液滴衝撃エロージョン）〔原子炉給水ポンプ駆動用蒸気タービン系〕

オリフィス等の絞り部の影響で，蒸気とともに加速され高速になった液滴が配管の壁面などに衝突する部位，配管内での減圧沸騰により発生した蒸気の体積膨張により加速された液滴が配管の壁面などに衝突する部位では，腐食（液滴衝撃エロージョン）による減肉が発生しやすい。

配管及びオリフィスの腐食（液滴衝撃エロージョン）に対しては，社内規程「配管肉厚管理マニュアル」に基づき，配管材質条件及び内部流体の環境条件を考慮して点検箇所を選定し，肉厚測定又は放射線透過検査にて，減肉傾向を把握している。

また，必要最小肉厚に達するまでの余寿命を算出し，その結果に応じて次回測定又は取替を行うこととしている。

したがって，配管及びオリフィスの腐食（液滴衝撃エロージョン）は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

- f. サポート取付ボルト・ナットの腐食（全面腐食）〔純水補給水系，原子炉給水ポンプ駆動用蒸気タービン系，所内蒸気系以外〕

代表機器と同様，サポート取付ボルト・ナットは炭素鋼又は低合金鋼を使用しており，腐食の発生が想定されるが，表面は塗装を施しており，塗膜が健全であれば，腐食が発生する可能性は小さい。

また，目視点検にて塗膜の状態を確認し，はく離等が認められた場合は必要に応じ補修を実施することとしており，新たに設置される消火設備，サブプレッション・プール水 pH 制御装置及び重大事故等対処設備についても，今後，定期的に目視点検を実施することで健全性を維持できると考える。

したがって，サポート取付ボルト・ナットの腐食（全面腐食）は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

- g. 埋込金物（大気接触部）の腐食（全面腐食）〔純水補給水系，原子炉給水ポンプ駆動用蒸気タービン系，所内蒸気系以外〕

代表機器と同様，埋込金物（大気接触部）は腐食の発生が想定されるが，表面は塗装を施しており，塗膜が健全であれば，腐食が発生する可能性は小さい。

また，目視点検にて塗膜の状態を確認し，はく離等が認められた場合は必要に応じ補修を実施することとしており，新たに設置される消火設備，サブプレッション・プール水 pH 制御装置及び重大事故等対処設備についても，今後，定期的に目視点検を実施することで健全性を維持できると考える。

したがって，埋込金物（大気接触部）の腐食（全面腐食）は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

- h. 配管及び温度計ウェルの粒界型応力腐食割れ [原子炉隔離時冷却系，ほう酸水注入系（純水部），原子炉系，原子炉冷却材浄化系，残留熱除去系，補助系，事故時サンプリング設備，高圧炉心スプレイ系，低圧炉心スプレイ系，原子炉保護系（純水部），原子炉給水ポンプ駆動用蒸気タービン系，所内蒸気系，サブプレッション・プール水 pH 制御装置，重大事故等対処設備]

代表機器と同様，100℃以上の流体に接液するステンレス鋼使用部位には，粒界型応力腐食割れの発生が想定される。

しかしながら，原子炉冷却材浄化系及び残留熱除去系については，高周波誘導加熱及び水冷溶接による残留応力低減処置，並びに鋭敏化特性に優れた低炭素ステンレス鋼を使用しているため，粒界型応力腐食割れが発生する可能性は小さい。

原子炉隔離時冷却系，補助系，原子炉保護系（純水部），サブプレッション・プール水 pH 制御装置及び重大事故等対処設備については，運転温度が100℃未満であり，粒界型応力腐食割れが発生する可能性は小さい。

原子炉給水ポンプ駆動用蒸気タービン系及び所内蒸気系については，鋭敏化特性に優れた低炭素ステンレス鋼を使用しているため，粒界型応力腐食割れが発生する可能性は小さい。

その他の系統については，小口径のため薄肉であり，大口径配管の溶接部と比較して溶接入熱量が低いと考えられるほか，溶接残留応力も大口径配管の溶接部ほど高くはないと考えられることから，粒界型応力腐食割れが発生する可能性は小さい。

なお，定期的に溶接部の超音波探傷検査，または，耐圧部の漏えい検査等を実施しており，これまで粒界型応力腐食割れは認められていない。

また，新たに設置されるサブプレッション・プール水 pH 制御装置及び重大事故等対処設備についても，今後，定期的に漏えい検査等を実施することで健全性を確認できると考える。

したがって，今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難いことから，配管及び温度計ウェルの粒界型応力腐食割れは高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

- i. オイルスナッパ、メカニカルスナッパ及びハンガの機能低下 [原子炉隔離時冷却系、ほう酸水注入系（純水部）、原子炉冷却材浄化系、残留熱除去系、原子炉保護系（純水部）、消火設備、サプレッション・プール水 pH 制御装置、重大事故等対処設備]

代表機器と同様、オイルスナッパ、メカニカルスナッパ及びハンガは長期にわたる摺動の繰り返しや荷重作用等により、機能低下が想定されるが、ピン等の摺動部材については起動・停止等の想定される配管熱移動による摺動回数は少なく、著しい摩耗が生じる可能性は小さい。

また、スプリング使用時のねじり応力は許容ねじり応力以下になるように設定されており、スプリングの材料に対する推奨最高使用温度よりも実際の使用温度は低いため、へたりが進行する可能性は小さい。

なお、定期的に目視点検を実施しており、これまで有意な機能低下は認められていない。

また、新たに設置される消火設備、サプレッション・プール水 pH 制御装置及び重大事故等対処設備についても、今後、定期的に目視点検を実施することで健全性を確認できると考える。

したがって、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難いことから、オイルスナッパ、メカニカルスナッパ及びハンガの機能低下は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

- j. ラグ及びレストレイントの疲労割れ [純水補給水系、原子炉給水ポンプ駆動用蒸気タービン系、所内蒸気系以外]

代表機器と同様、ラグ及びレストレイントは、設計段階において、配管の熱応力を考慮して拘束点を選定しており、熱応力が過大となる部位にはスナッパを使用することとしている。

このため、ラグ及びレストレイントが熱応力により割れに至る疲労が蓄積される可能性は小さい。

なお、定期的に目視点検を実施しており、これまで有意な割れは認められていない。

また、新たに設置される消火設備、サプレッション・プール水 pH 制御装置及び重大事故等対処設備についても、今後、定期的に目視点検を実施することで健全性を確認できると考える。

したがって、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難いことから、ラグ及びレストレイントの疲労割れは高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

(2) 現在までの運転経験や使用条件から得られた材料試験データとの比較等により、今後も経年劣化の進展が考えられない、又は進展傾向が極めて小さいと考えられる経年劣化事象（日常劣化管理事象以外）

- a. 配管の高サイクル疲労割れ[原子炉隔離時冷却系，ほう酸水注入系（純水部），原子炉系，原子炉冷却材浄化系，残留熱除去系，制御棒駆動系，事故時サンプリング設備，高圧炉心スプレイ系，低圧炉心スプレイ系，重大事故等対処設備]

代表機器と同様，小口径配管のソケット溶接部は，ポンプ等の機械・流体振動による繰り返し応力により高サイクル疲労割れが想定される。東海第二の小口径配管においても過去に高サイクル疲労割れによる不具合が発生しているが，配管サポートの取付位置が不適切であったためと想定され，高サイクル疲労割れに対しても十分考慮した上で対策を実施している。

さらに，2002年に発生した関西電力美浜発電所3号機小口径配管不具合の水平展開として，運転時間の短い小口径配管のソケット溶接部に対して疲労評価を実施しており，疲労評価上応力が高い場合はサポートの改造を実施している。また，併せて浸透探傷検査及び目視点検を実施しており，有意な欠陥は認められていない。

振動の状態は経年的に変化するものではなく，今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

また，同様な設計方針に基づき新たに設置される重大事故等対処設備についても，同様と考えられる。

したがって，配管の高サイクル疲労割れは高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

- b. オリフィス及びフローノズルの異物付着[原子炉冷却材浄化系，残留熱除去系，原子炉給水ポンプ駆動用蒸気タービン系]

代表機器と同様，オリフィス及びフローノズルに異物が付着することにより，顕著な性能低下が想定される。

しかしながら，これまでの運転経験で異物付着による性能低下は認められておらず，今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって，オリフィス及びフローノズルの異物付着は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

- c. 埋込金物（コンクリート埋設部）の腐食（全面腐食）〔純水補給水系，原子炉給水ポンプ駆動用蒸気タービン系，所内蒸気系以外〕

代表機器と同様，埋込金物（コンクリート埋設部）は炭素鋼であるため腐食の発生が想定されるが，コンクリート埋設部ではコンクリートの大気接触部表面からの中性化の進行により腐食環境となるため，コンクリートが中性化に至り埋込金物に有意な腐食が発生するまで長時間を要する。

したがって，埋込金物（コンクリート埋設部）の腐食（全面腐食）は，高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

- d. 基礎ボルトの樹脂の劣化（後打ちケミカルアンカ）〔純水補給水系，原子炉給水ポンプ駆動用蒸気タービン系，所内蒸気系以外〕

基礎ボルトの健全性については，「機械設備の技術評価書」にて評価を実施するものとし，本評価書には含めない。

2. 炭素鋼配管系

[対象系統]

- ① 原子炉隔離時冷却系
- ② 原子炉系
- ③ 原子炉冷却材浄化系
- ④ 残留熱除去系
- ⑤ 制御棒駆動系
- ⑥ 補助系
- ⑦ 燃料プール冷却浄化系
- ⑧ 高圧炉心スプレイ系
- ⑨ 低圧炉心スプレイ系
- ⑩ 原子炉保護系
- ⑪ タービンランド蒸気系
- ⑫ 復水系
- ⑬ 給水系
- ⑭ 給水加熱器ドレン系
- ⑮ 所内蒸気系
- ⑯ 原子炉補機冷却系
- ⑰ ドライウェル冷却系
- ⑱ タービン主蒸気系
- ⑲ 主蒸気隔離弁漏えい抑制系
- ⑳ 空気抽出系
- ㉑ 給水加熱器ベント系
- ㉒ 原子炉給水ポンプ駆動用蒸気タービン系
- ㉓ 非常用ガス再循環系
- ㉔ 非常用ガス処理系
- ㉕ 可燃性ガス濃度制御系
- ㉖ 気体廃棄物処理系
- ㉗ 不活性ガス系
- ㉘ 消火設備
- ㉙ 希ガスチャコール系
- ㉚ 非常用ディーゼル発電機海水系
- ㉛ 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系
- ㉜ 残留熱除去海水系
- ㉝ 重大事故等対処設備

目次

1. 対象機器及び代表機器の選定	2-1
1.1 グループ化の考え方及び結果	2-1
1.2 代表機器の選定	2-1
2. 代表機器の技術評価	2-6
2.1 構造, 材料及び使用条件	2-6
2.1.1 原子炉系 (純水部)	2-6
2.1.2 原子炉補機冷却系	2-8
2.1.3 原子炉系 (蒸気部)	2-10
2.1.4 不活性ガス系	2-12
2.1.5 残留熱除去海水系	2-14
2.2 経年劣化事象の抽出	2-16
2.2.1 機器の機能達成に必要な項目	2-16
2.2.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象の抽出	2-16
2.2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象	2-17
2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象の評価	2-28
3. 代表機器以外への展開	2-32
3.1 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象	2-33
3.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象	2-33

1. 対象機器及び代表機器の選定

東海第二で使用している主要な炭素鋼配管系の主な仕様を表 1-1 に示す。

これらの炭素鋼配管系を内部流体毎にグループ化し、それぞれのグループより以下のとおり代表機器を選定した。

1.1 グループ化の考え方及び結果

内部流体を分類基準とし、炭素鋼配管系を表 1-1 に示すとおりグループ化する。

内部流体は純水、冷却水、蒸気、その他ガス、海水に分類される。

1.2 代表機器の選定

表 1-1 に分類されるグループ毎に、重要度、運転状態、最高使用温度、最高使用圧力及び口径の観点から代表機器を選定する。

(1) 内部流体：純水

このグループには、原子炉隔離時冷却系、原子炉系、原子炉冷却材浄化系、残留熱除去系、制御棒駆動系、補助系、燃料プール冷却浄化系、高圧炉心スプレイ系、低圧炉心スプレイ系、原子炉保護系、タービングランド蒸気系、復水系、給水系、給水加熱器ドレン系、所内蒸気系、重大事故等対処設備が属するが、重要度が高く、運転状態が厳しい系統のうち、最高使用温度及び最高使用圧力が同等であることから、口径が大きい原子炉系を代表機器とする。

(2) 内部流体：冷却水

このグループには、原子炉補機冷却系、ドライウェル冷却系が属するが、重要度、運転状態、最高使用温度及び最高使用圧力が同等であることから、口径が大きい原子炉補機冷却系を代表機器とする。

(3) 内部流体：蒸気

このグループには、原子炉隔離時冷却系、原子炉系、タービン主蒸気系、主蒸気隔離弁漏えい抑制系、タービングランド蒸気系、空気抽出系、給水加熱器ベント系、原子炉給水ポンプ駆動用蒸気タービン系、所内蒸気系、重大事故等対処設備が属するが、重要度が高く、運転状態が厳しい系統のうち、最高使用温度及び最高使用圧力が同等であることから口径の大きい原子炉系を代表機器とする。

(4) 内部流体：その他ガス

このグループには、非常用ガス再循環系、非常用ガス処理系、可燃性ガス濃度制御系、気体廃棄物処理系、不活性ガス系、消火設備、希ガスチャコール系、重大事故等対処設備が属するが、重要度が高く、運転状態が厳しい不活性ガス系を代表機器とする。

(5) 内部流体：海水

このグループには、非常用ディーゼル発電機海水系、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系、残留熱除去海水系、重大事故等対処設備が属するが、重要度、運転状態及び最高使用温度が同等であることから、最高使用圧力が高い残留熱除去海水系を代表機器とする。

表 1-1 (1/3) 炭素鋼配管系のグループ化及び代表機器の選定

分類基準		当該系統	選定基準					選定	選定理由
材料	内部流体		主な仕様 口径／肉厚(mm)	重要度*1	使用条件				
					運転 状態	最高使用 圧力(MPa)	最高使用 温度(℃)		
炭素鋼	純水	原子炉隔離時冷却系	150A／14.3	PS-1／MS-1, 重*4	一時	8.62	302		重要度 運転状態 最高使用温度 最高使用圧力 口径
		原子炉系	500A／26.2	PS-1／MS-1, 重*4	連続	8.62	302	◎	
		原子炉冷却材浄化系	65A／9.5	PS-1	連続	8.62	302		
		残留熱除去系	300A／17.4	PS-1／MS-1, 重*4	一時	8.62	302		
		制御棒駆動系	200A／12.7	MS-1	一時	8.62	138		
		補助系	80A／5.5	MS-1	一時	0.86	100		
		燃料プール冷却浄化系	25A／4.5	MS-1	一時	0.35	66		
		高压炉心スプレイ系	300A／17.4	PS-1／MS-1, 重*4	一時	8.62	302		
		低压炉心スプレイ系	300A／17.4	PS-1／MS-1, 重*4	一時	8.62	302		
		原子炉保護系	25A／4.5	MS-1	一時	8.62	138		
		タービングランド蒸気系	80A／5.5	高*2	連続	1.04	233		
		復水系	750A／28.6	高*2, 高以外*3	連続	6.14	205		
		給水系	600A／46.0	高*2	連続	8.62	302		
		給水加熱器ドレン系	200A／8.2	高*2	連続	2.97	239		
		所内蒸気系	150A／7.1	高*2	連続	0.96	183		
重大事故等対処設備*5	200A／8.2	重*4	一時	3.45	174				

*1：当該機器に要求される重要度クラスのうち、最上位の重要度クラスを示す

*2：最高使用温度が 95 ℃を超え、又は最高使用圧力が 1,900 kPa を超える環境下にある原子炉格納容器外の重要度クラス 3 の機器

*3：重要度が「高」の機器以外の範囲で保守管理に関する方針を策定する重要度クラス 3 の機器

*4：重要度クラスとは別に常設重大事故等対処設備に属する機器及び構造物であることを示す

*5：新規に設置される機器

表 1-1 (2/3) 炭素鋼配管系のグループ化及び代表機器の選定

分類基準		当該系統	選定基準					選定	選定理由
材料	内部流体		主な仕様 口径／肉厚 (mm)	重要度*2	使用条件				
					運転 状態	最高使用 圧力 (MPa)	最高使用 温度 (°C)		
炭素鋼	冷却水*1	原子炉補機冷却系	200A／8.2	MS-1	連続	0.86	66	◎	重要度 運転状態 最高使用温度 最高使用圧力 口径
		ドライウェル冷却系	150A／7.1	MS-1	連続	0.86	66		
	蒸気	原子炉隔離時冷却系	250A／15.1	PS-1／MS-1, 重*4	一時	8.62	302		重要度 運転状態 最高使用温度 最高使用圧力 口径
		原子炉系	650A／33.6	PS-1／MS-1, 重*4	連続	8.62	302	◎	
		タービン主蒸気系	750A／56.4	PS-2	連続	8.62	302		
		主蒸気隔離弁漏えい抑制系	50A／8.7	PS-1／MS-1	連続	8.62	302		
		タービングランド蒸気系	250A／18.2	高*3	連続	8.62	302		
		空気抽出系	250A／9.3	高*3	連続	2.41	205		
		給水加熱器ベント系	150A／7.1	高*3	連続	2.97	235		
		原子炉給水ポンプ駆動用 蒸気タービン系	250A／18.2	高*3	連続	8.62	302		
		所内蒸気系	300A／10.3	高*3	連続	0.98	183		
重大事故等対処設備*5	100A／8.6	重*4	一時	8.62	302				

*1：冷却水（防錆剤入り純水）

*2：当該機器に要求される重要度クラスのうち、最上位の重要度クラスを示す

*3：最高使用温度が 95 °C を超え、又は最高使用圧力が 1,900 kPa を超える環境下にある原子炉格納容器外の重要度クラス 3 の機器

*4：重要度クラスとは別に常設重大事故等対処設備に属する機器及び構造物であることを示す

*5：新規に設置される機器

表 1-1 (3/3) 炭素鋼配管系のグループ化及び代表機器の選定

分類基準		当該系統	選定基準				選定	選定理由	
材料	内部流体		主な仕様 口径／肉厚 (mm)	重要度*1	使用条件				
					運転 状態	最高使用 圧力 (MPa)			最高使用 温度 (°C)
炭素鋼	その他 ガス	非常用ガス再循環系	600A／12.0	MS-1, 重*3	一時	0.014	86	重要度 運転状態	
		非常用ガス処理系	450A／14.3	MS-1, 重*3	一時	0.014	86		
		可燃性ガス濃度制御系	150A／7.1	MS-1	一時	0.31	171		
		気体廃棄物処理系	300A／10.3	PS-2	連続	2.41	205		
		不活性ガス系	600A／9.5	MS-1, 重*3	連続	0.31	171		◎
		消火設備	65A／7.0	高*2	一時	10.8	40		
		希ガスチャコール系	125A／6.6	高*2	連続	0.34	340		
	重大事故等対処設備*4	600A／12.7	重*3	一時	0.62	200			
	海水	非常用ディーゼル発電機海水系	250A／9.3	MS-1, 重*3	一時	0.70	66	重要度 運転状態 最高使用温度 最高使用圧力	
		高圧炉心スプレイ系ディーゼル 発電機海水系	250A／9.3	MS-1, 重*3	一時	0.70	66		
		残留熱除去海水系	500A／12.7	MS-1, 重*3	一時	3.45	66		◎
		重大事故等対処設備*4	150A／7.1	重*3	一時	0.98	66		

*1：当該機器に要求される重要度クラスのうち、最上位の重要度クラスを示す

*2：最高使用温度が 95 °C を超え、又は最高使用圧力が 1,900 kPa を超える環境下にある原子炉格納容器外の重要度クラス 3 の機器

*3：重要度クラスとは別に常設重大事故等対処設備に属する機器及び構造物であることを示す

*4：新規に設置される機器

2. 代表機器の技術評価

本章では、1章で代表機器とした以下の配管系について技術評価を実施する。

- ① 原子炉系（純水部）
- ② 原子炉補機冷却系
- ③ 原子炉系（蒸気部）
- ④ 不活性ガス系
- ⑤ 残留熱除去海水系

2.1 構造，材料及び使用条件

2.1.1 原子炉系（純水部）

(1) 構造

東海第二の原子炉系（純水部）は、配管（直管，エルボ，T継手等）及びオイルスナッパ等で構成されており，配管の一部に炭素鋼が使用されている。

また，各配管は溶接継手により他の配管，機器に接続されている。

東海第二の原子炉系（純水部）配管の系統図を図 2.1-1 に示す。

(2) 材料及び使用条件

東海第二の原子炉系（純水部）配管主要部位の使用材料を表 2.1-1 に，使用条件を表 2.1-2 に示す。

表 2.1-1 原子炉系（純水部）配管主要部位の使用材料

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	材料
バウンダリの維持	耐圧	配管	炭素鋼
機器の支持	支持	オイルスナッパ	炭素鋼
		メカニカルスナッパ	炭素鋼
		ハンガ	炭素鋼
		ラグ	炭素鋼
		レストレイント	炭素鋼
		サポート取付ボルト・ナット	低合金鋼，炭素鋼
		埋込金物	炭素鋼
		基礎ボルト	炭素鋼，樹脂

表 2.1-2 原子炉系（純水部）配管の使用条件

最高使用圧力	8.62 MPa
最高使用温度	302 °C
内部流体	純水

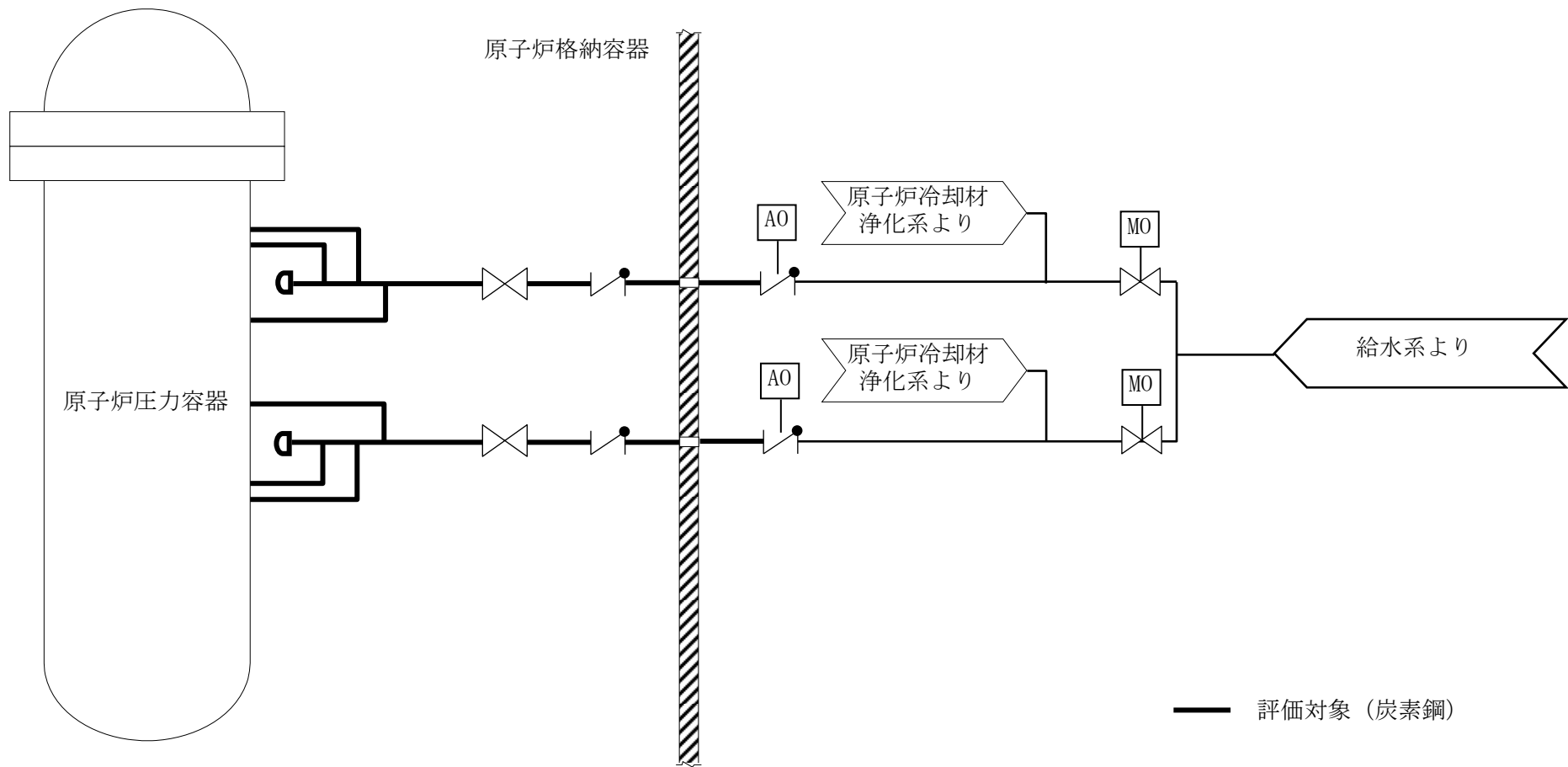


図 2.1-1 原子炉系 (純水部) 系統図

2.1.2 原子炉補機冷却系

(1) 構造

東海第二の原子炉補機冷却系配管は、配管（直管、エルボ、T継手等）で構成されており、炭素鋼が使用されている。

また、各配管は溶接継手により他の配管、機器に接続されている。

東海第二の原子炉補機冷却系配管の系統図を図 2.1-2 に示す。

(2) 材料及び使用条件

東海第二の原子炉補機冷却系配管主要部位の使用材料を表 2.1-3 に、使用条件を表 2.1-4 に示す。

表 2.1-3 原子炉補機冷却系配管主要部位の使用材料

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	材料
バウンダリの維持	耐圧	配管	炭素鋼

表 2.1-4 原子炉補機冷却系配管の使用条件

最高使用圧力	0.86 MPa
最高使用温度	66 °C
内部流体	冷却水（防錆剤入り純水）

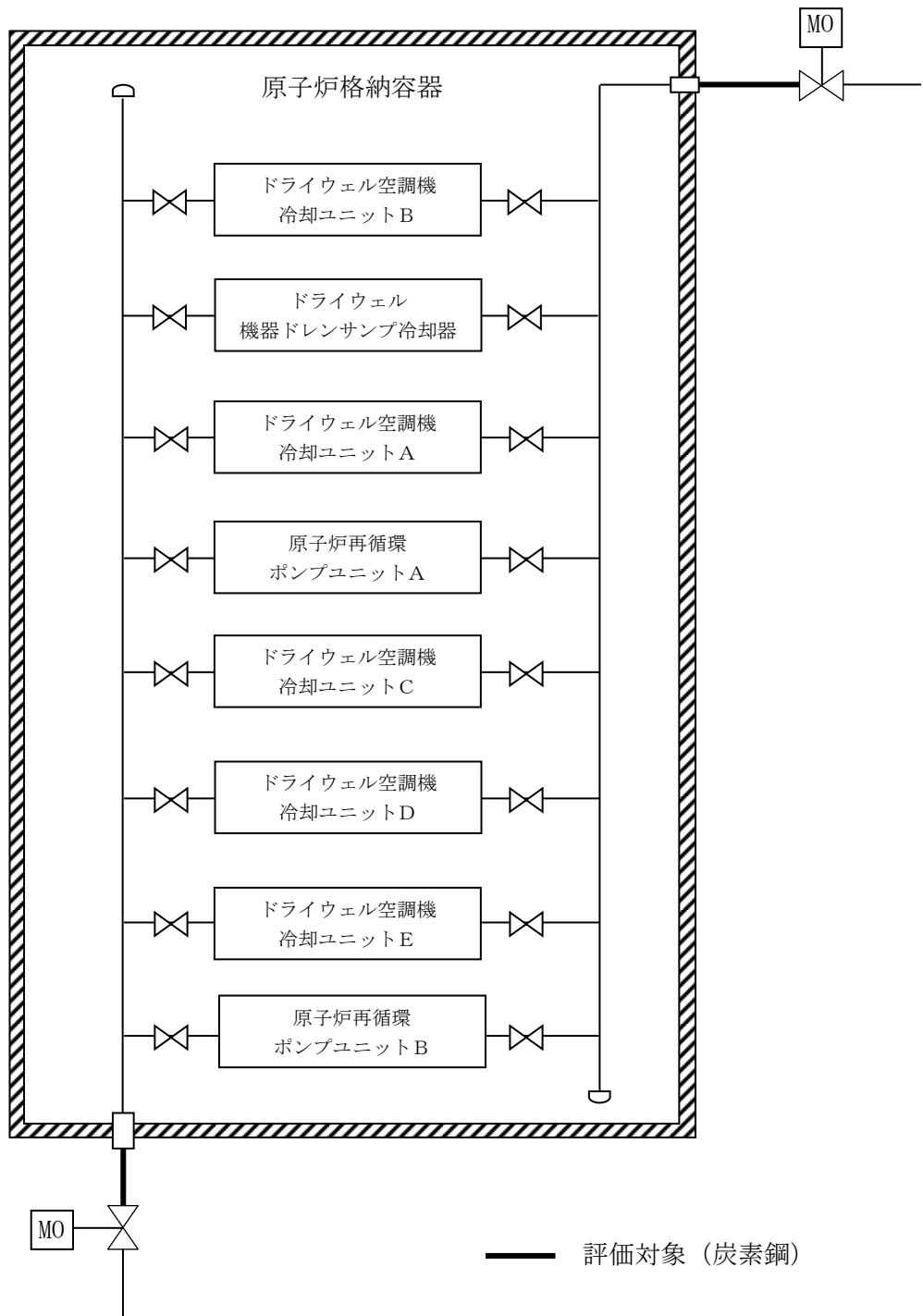


図 2.1-2 原子炉補機冷却系系統図

2.1.3 原子炉系（蒸気部）

(1) 構造

東海第二の原子炉系（蒸気部）配管は、配管（直管、エルボ、T継手等）、フローノズル及びオイルスナップ等で構成されており、配管の一部に炭素鋼が使用されている。

また、各配管は溶接継手及びフランジ継手により他の配管、機器に接続されている。東海第二の原子炉系（蒸気部）配管の系統図を図 2.1-3 に示す。

(2) 材料及び使用条件

東海第二の原子炉系（蒸気部）配管主要部位の使用材料を表 2.1-5 に、使用条件を表 2.1-6 に示す。

表 2.1-5 原子炉系（蒸気部）配管主要部位の使用材料

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	材料
バウンダリの維持	耐圧	配管	炭素鋼
		フローノズル	ステンレス鋼
		オリフィス	ステンレス鋼
		フランジボルト・ナット	低合金鋼, 炭素鋼
		ガスケット	(消耗品)
機器の支持	支持	オイルスナップ	炭素鋼
		メカニカルスナップ	炭素鋼
		ハンガ	炭素鋼
		ラグ	炭素鋼
		レストレイント	炭素鋼
		サポート取付ボルト・ナット	低合金鋼, 炭素鋼
		埋込金物	炭素鋼
		基礎ボルト	炭素鋼, 樹脂

表 2.1-6 原子炉系（蒸気部）配管の使用条件

最高使用圧力	8.62 MPa
最高使用温度	302 °C
内部流体	蒸気

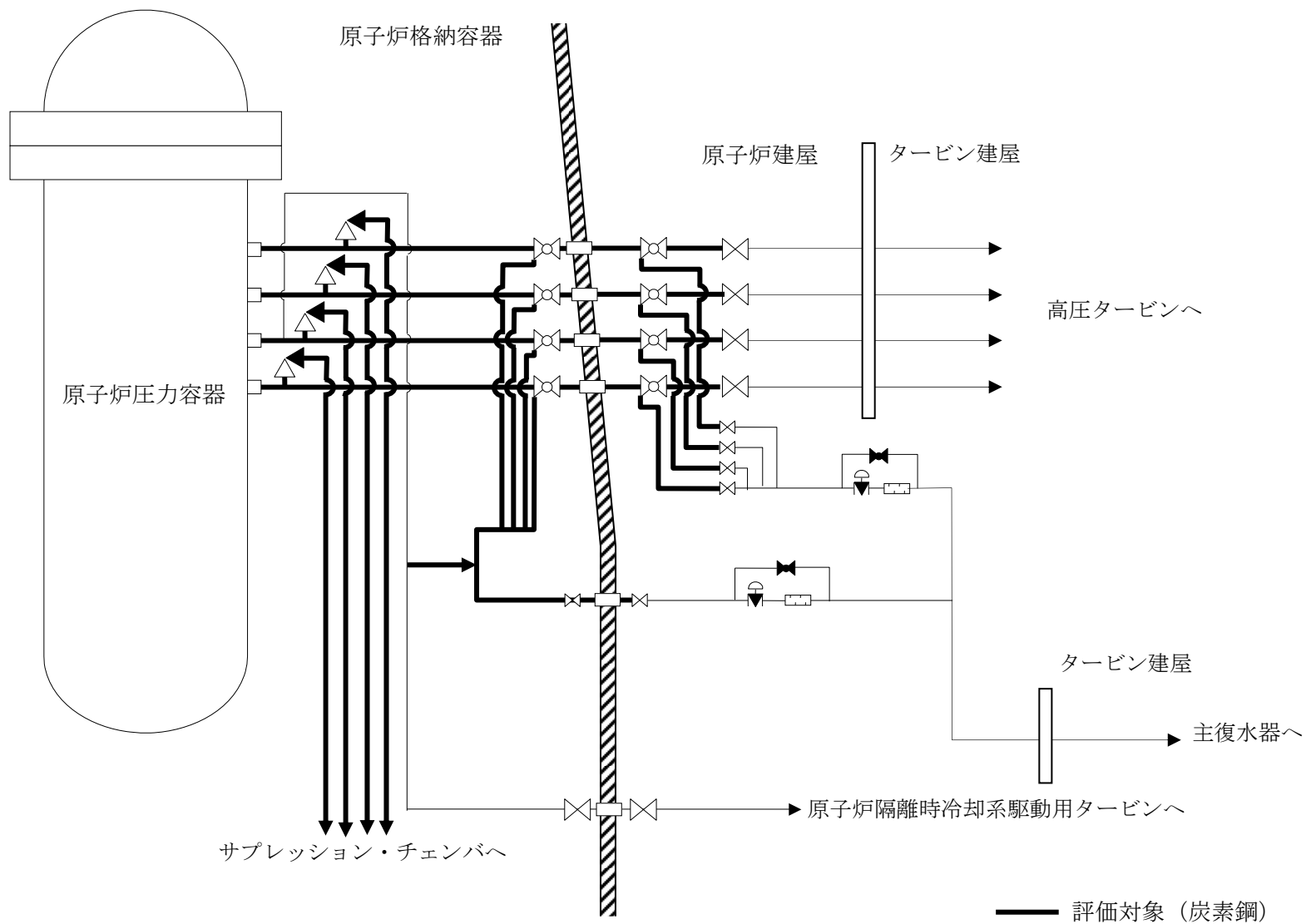


図 2.1-3 原子炉系 (蒸気部) 系統図

2.1.4 不活性ガス系

(1) 構造

東海第二の不活性ガス系配管は、配管（直管、エルボ、T継手等）及びオイルスナップ等で構成されており、配管の一部に炭素鋼が使用されている。

また、各配管は溶接継手及びフランジ継手により他の配管、機器に接続されている。東海第二の不活性ガス系配管の系統図を図 2.1-4 に示す。

(2) 材料及び使用条件

東海第二の不活性ガス系配管主要部位の使用材料を表 2.1-7 に、使用条件を表 2.1-8 に示す。

表 2.1-7 不活性ガス系配管主要部位の使用材料

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	材料
バウンダリの維持	耐圧	配管	炭素鋼
		フランジボルト・ナット	低合金鋼, 炭素鋼
		ガスケット	(消耗品)
機器の支持	支持	オイルスナップ	炭素鋼
		ばね防振器	炭素鋼
		ラグ	炭素鋼
		レストレイント	炭素鋼
		サポート取付ボルト・ナット	炭素鋼
		埋込金物	炭素鋼
		基礎ボルト	炭素鋼, 樹脂

表 2.1-8 不活性ガス系配管の使用条件

最高使用圧力	0.31 MPa
最高使用温度	171 °C
内部流体	その他ガス（窒素）

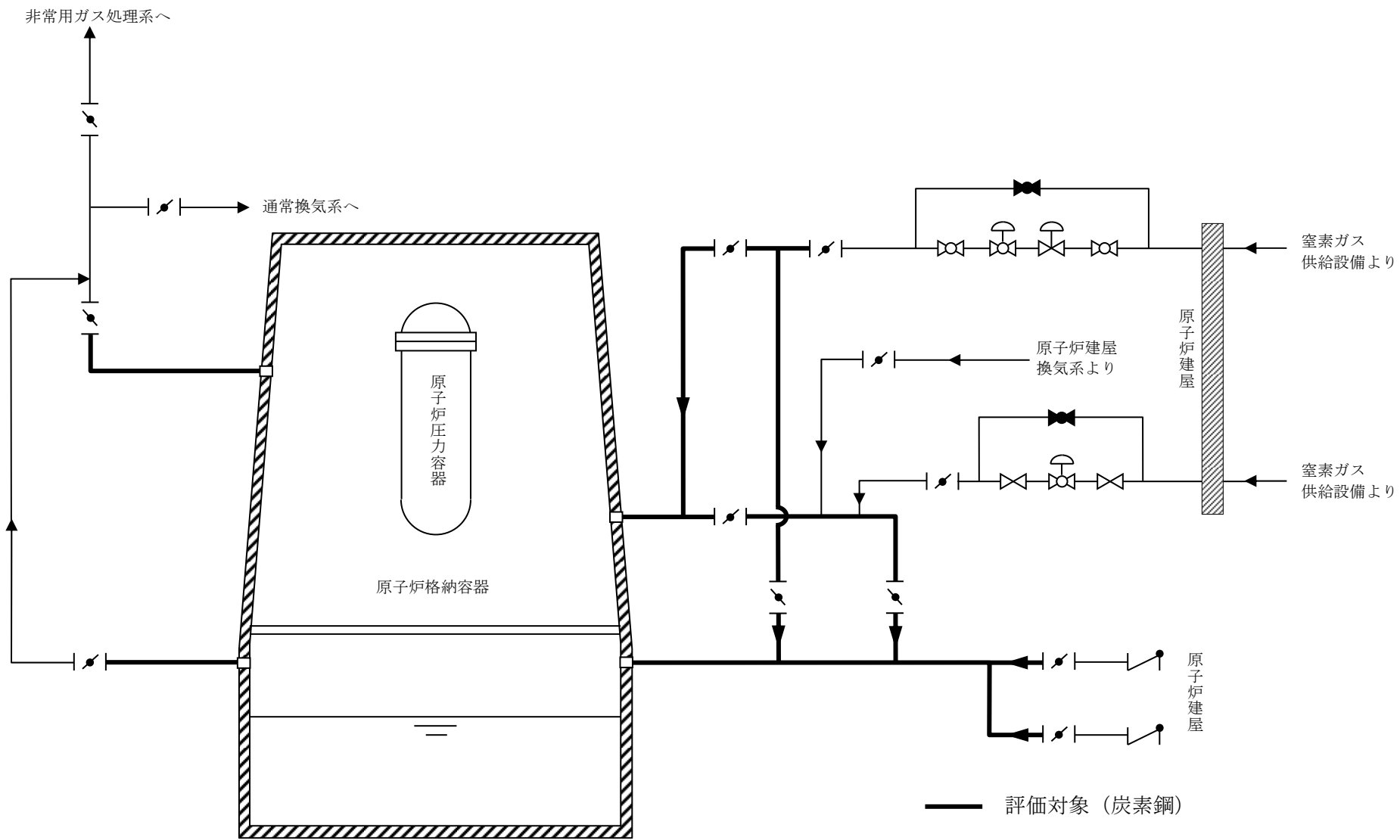


図 2.1-4 不活性ガス系系統図

2.1.5 残留熱除去海水系

(1) 構造

東海第二の残留熱除去海水系配管は、配管（直管、エルボ、T継手等）、クローザージョイント及びラグ等で構成されており、配管に炭素鋼が使用されている。

また、各配管は溶接継手及びフランジ継手により他の配管、機器に接続されている。東海第二の残留熱除去海水系配管の系統図を図 2.1-5 に示す。

(2) 材料及び使用条件

東海第二の残留熱除去海水系配管主要部位の使用材料を表 2.1-9 に、使用条件を表 2.1-10 に示す。

表 2.1-9 残留熱除去海水系配管主要部位の使用材料

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	材料
バウンダリの維持	耐圧	配管	炭素鋼（ポリエチレンライニング）
		クローザージョイント	炭素鋼（タールエポキシライニング）
		オリフィス	ステンレス鋼
		フランジボルト・ナット	低合金鋼，炭素鋼
		ガスケット	（消耗品）
機器の支持	支持	ラグ	炭素鋼
		レストレイント	炭素鋼
		ハンガ	炭素鋼
		サポート取付ボルト・ナット	炭素鋼
		埋込金物	炭素鋼
		基礎ボルト	炭素鋼，樹脂
		二重管	炭素鋼

表 2.1-10 残留熱除去海水系配管の使用条件

最高使用圧力	3.45 MPa
最高使用温度	66 °C
内部流体	海水

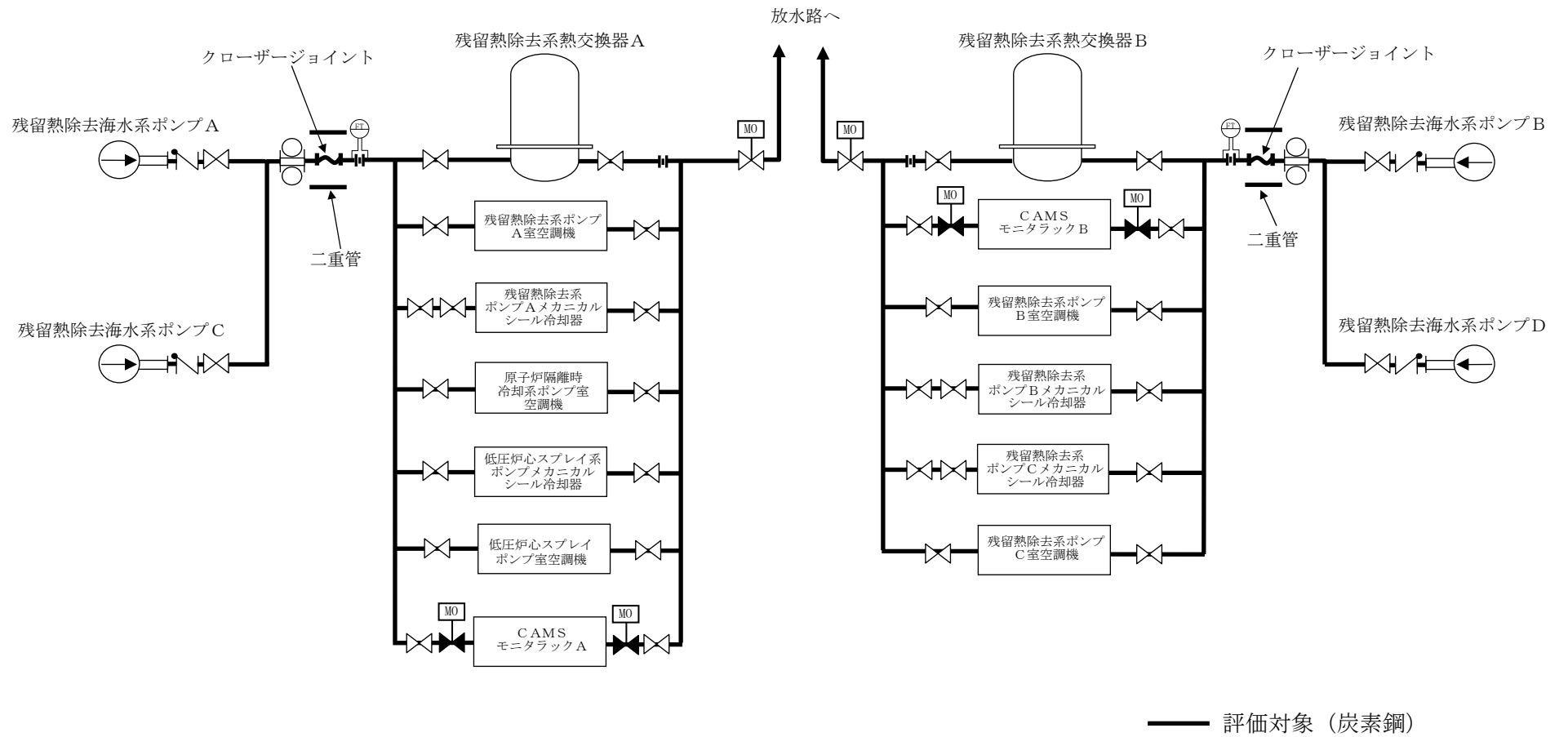


図 2.1-5 残留熱除去海水系系統図

2.2 経年劣化事象の抽出

2.2.1 機器の機能達成に必要な項目

炭素鋼配管系の機能である流体の流路確保機能の達成に必要な項目は以下のとおり。

- (1) バウンダリの維持
- (2) 機器の支持

2.2.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象の抽出

(1) 想定される経年劣化事象の抽出

炭素鋼配管系について、機能達成に必要な項目を考慮して主要な部位に展開した上で、個々の部位の材料、構造、使用条件（内部流体の種類、応力、温度等）及び現在までの運転経験を考慮し、表 2.2-1 に示すとおり、想定される経年劣化事象を抽出した（表 2.2-1 で○又は△、▲）。

なお、消耗品及び定期取替品は以下のとおり評価対象外とする。

(2) 消耗品及び定期取替品の扱い

ガスケットは消耗品であり、設計時に長期使用せず取替を前提としていることから高経年化対策を見極める上での評価対象外とする。

(3) 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象の抽出

想定される経年劣化事象のうち下記①、②に該当しない事象を高経年化対策上着目すべき経年劣化事象と判断した。

なお、下記①、②に該当する事象については、2.2.3 項に示すとおり、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断した。

① 想定した劣化傾向と実際の劣化傾向の乖離が考え難い経年劣化事象であって、想定した劣化傾向等に基づき適切な保全活動を行っているもの（日常劣化管理事象として表 2.2-1 で△）

② 現在までの運転経験や使用条件から得られた材料試験データとの比較等により、今後も経年劣化の進展が考えられない、又は進展傾向が極めて小さいと考えられる経年劣化事象（日常劣化管理事象以外として表 2.2-1 で▲）

この結果、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象として以下の事象が抽出された（表 2.2-1 で○）。

- a. 配管の疲労割れ [原子炉系（純水部、蒸気部）]

2.2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象

(1) 想定した劣化傾向と実際の劣化傾向の乖離が考え難い経年劣化事象であって、想定した劣化傾向等に基づき適切な保全活動を行っているもの（日常劣化管理事象）

a. 基礎ボルトの腐食（全面腐食）〔原子炉系（純水部，蒸気部），不活性ガス系，残留熱除去海水系〕

基礎ボルトの健全性については、「機械設備の技術評価書」にて評価を実施するものとし、本評価書には含めない。

b. 配管の腐食（流れ加速型腐食）〔原子炉系（純水部，蒸気部）〕

常時流れがある高温の純水環境及び蒸気環境のエルボ部，分岐部及びレジューサ部等の流れの乱れが起きる箇所は，腐食（流れ加速型腐食）の発生が想定される。

配管の腐食（流れ加速型腐食）に対しては，社内規程「配管肉厚管理マニュアル」に基づき，配管材質条件及び内部流体の環境条件を考慮して点検箇所を選定し，肉厚測定又は放射線透過検査にて，減肉傾向を把握している。

また，必要最小肉厚に達するまでの余寿命を算出し，その結果に応じて次回測定又は取替を行うこととしている。

したがって，配管の腐食（流れ加速型腐食）は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

c. 配管及びクローザージョイントの外面腐食（全面腐食）〔原子炉補機冷却系，残留熱除去海水系〕

屋外に設置されている残留熱除去海水系配管については，外面に塗装が施されているが，長期間外気にさらされ，塗膜がはく離することで腐食が発生する可能性がある。

しかしながら，社内規程「配管肉厚管理マニュアル」に基づき，目視点検にて塗膜の状態を確認しており，必要に応じ補修を行うことで，健全性を維持している。

また，保温に覆われた残留熱除去海水系配管及びクローザージョイント，並びに原子炉補機冷却系配管については，外面に塗装が施されているが，保温が不十分であると，外気にさらされ，結露が発生し，塗膜がはく離することにより腐食が発生する可能性がある。

しかしながら，目視点検にて保温の状態を確認していること，並びに社内規程「配管肉厚管理マニュアル」に基づき，代表部位について保温を取外し，塗膜の状態を確認している。不具合が確認された場合は，当該部の補修及び点検範囲を拡大し，必要に応じ補修を実施することで健全性を維持している。

したがって，配管及びクローザージョイントの外面腐食（全面腐食）は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

d. 配管及びクローザージョイントの内面腐食（全面腐食）[残留熱除去海水系]

海水系の配管及びクローザージョイントは、内面に腐食防止のためライニングを施しており、ライニングが健全であれば、腐食が発生する可能性は小さいが、劣化や異物の衝突等により、ライニングがはく離、損傷した場合、配管内面に腐食の発生が想定される。

しかしながら、目視点検にてライニングの状態を確認しており、必要に応じ補修を行うことで、健全性を維持している。

したがって、配管及びクローザージョイントの内面腐食（全面腐食）は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

e. 配管の外表面腐食（隙間腐食）[残留熱除去海水系]

2010年1月に東海第二の屋外に設置されている残留熱除去海水系配管の建屋貫通部のサポート取付箇所において、雨水がサポート架構上を経て、建屋貫通部のモルタルと配管表面との隙間にたまり、長期間湿潤環境になったことで、腐食（隙間腐食）が発生した。

このため、雨水が浸入しない対策を講じると共に、建屋貫通部、サポート取付部等の直接目視が困難な箇所に対する点検方法を社内規程「配管肉厚管理マニュアル」に反映し、これに基づき点検を実施しており、必要に応じ補修を行うことで、健全性を維持している。

したがって、配管の外表面腐食（隙間腐食）は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

f. 二重管の外表面腐食（全面腐食）[残留熱除去海水系]

埋設されている二重管は外表面腐食の発生が想定されるが、外表面は塗装を施しており、塗膜が健全であれば、腐食が発生する可能性は小さい。

また、二重管の外表面腐食に対しては、肉厚測定を実施することで、有意な腐食がないことを確認している。

したがって、二重管の外表面腐食（全面腐食）は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

g. 二重管の内表面腐食（全面腐食）[残留熱除去海水系]

二重管は炭素鋼であるため、内表面腐食が発生する可能性があるが、内表面は塗装を施しており、塗膜が健全であれば、腐食が発生する可能性は小さい。

また、二重管の内表面腐食に対しては、目視点検及び肉厚測定を実施することで、有意な腐食がないことを確認している。

したがって、二重管の内表面腐食（全面腐食）は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

- h. 埋込金物（大気接触部）の腐食（全面腐食）[原子炉系（純水部，蒸気部），不活性ガス系，残留熱除去海水系]

埋込金物（大気接触部）は腐食が発生する可能性があるが，表面は塗装されており，塗膜が健全であれば，腐食が発生する可能性は小さい。

また，目視点検にて塗膜の状態を確認し，はく離等が認められた場合は必要に応じ補修を実施している。

したがって，埋込金物（大気接触部）の腐食（全面腐食）は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

- i. ラグ，レストレイント，オイルスナッパ，メカニカルスナッパ，ばね防振器及びハンガの腐食（全面腐食）[原子炉系（純水部，蒸気部），不活性ガス系，残留熱除去海水系]

ラグ，レストレイント，オイルスナッパ（原子炉系（純水部，蒸気部）及び不活性ガス系のみ），メカニカルスナッパ（原子炉系（純水部，蒸気部）のみ），ばね防振器（不活性ガス系のみ），ハンガ（原子炉系（純水部，蒸気部）及び残留熱除去海水系のみ）は炭素鋼であることから，腐食の発生が想定されるが，表面は塗装を施しており，塗膜が健全であれば，腐食が発生する可能性は小さい。

また，目視点検にて塗膜の状態を確認し，はく離等が認められた場合は必要に応じ補修を実施している。

したがって，ラグ，レストレイント，オイルスナッパ，メカニカルスナッパ，ばね防振器及びハンガの腐食（全面腐食）は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

- j. フランジボルト・ナットの腐食（全面腐食）[原子炉系（蒸気部），不活性ガス系，残留熱除去海水系]

フランジボルト・ナットは炭素鋼又は低合金鋼であり，腐食の発生が想定される。

しかしながら，目視点検を実施しており，腐食が認められた場合は必要に応じ補修又は取替を実施することとしている。

したがって，フランジボルト・ナットの腐食（全面腐食）は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

- k. サポート取付ボルト・ナットの腐食（全面腐食）〔原子炉系（純水部，蒸気部），不活性ガス系，残留熱除去海水系〕

サポート取付ボルト・ナットは炭素鋼又は低合金鋼であることから，腐食の発生が想定されるが，表面は塗装を施しており，塗膜が健全であれば，腐食が発生する可能性は小さい。

また，目視点検にて塗膜の状態を確認し，はく離等が認められた場合は必要に応じ補修を実施している。

したがって，サポート取付ボルト・ナットの腐食（全面腐食）は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

- l. オイルスナッパ，メカニカルスナッパ，ばね防振器及びハンガの機能低下〔原子炉系（純水部，蒸気部），不活性ガス系，残留熱除去海水系〕

オイルスナッパ（原子炉系（純水部，蒸気部），不活性ガス系のみ），メカニカルスナッパ（原子炉系（純水部，蒸気部）のみ），ばね防振器（不活性ガス系のみ）及びハンガ（原子炉系（純水部，蒸気部），残留熱除去海水系のみ）は長期にわたる摺動の繰り返しや荷重作用等により，機能低下が想定されるが，ピン等の摺動部材については起動・停止等の想定される配管熱移動による摺動回数は少なく，著しい摩耗が生じる可能性は小さい。

また，スプリング使用時のねじり応力は許容ねじり応力以下になるように設定されており，スプリングの材料に対する推奨最高使用温度よりも実際の使用温度は低いいため，へたりが進行する可能性は小さい。

なお，定期的に目視点検を実施しており，これまで有意な機能低下は認められていない。

したがって，今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難いことから，オイルスナッパ，メカニカルスナッパ，ばね防振器及びハンガの機能低下は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

- m. 配管の内面腐食（全面腐食）〔原子炉補機冷却系，不活性ガス系〕

原子炉補機冷却系配管は，内部流体が冷却水（防錆剤入り純水）であり，腐食が進行する可能性は小さい。

また，不活性ガス系配管は，内部流体が窒素であることから，腐食が進行する可能性は小さい。

なお，弁等の機器点検時に配管内面を確認しており，これまで有意な腐食は認められていない。

したがって，今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難いことから，配管の内面腐食（全面腐食）は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

- n. ラグ及びレストレイントの疲労割れ[原子炉系（純水部，蒸気部），不活性ガス系，残留熱除去海水系]

ラグ及びレストレイントは，設計段階において，配管の熱応力を考慮して拘束点を選定しており，熱応力が過大になる場合はスナッパを使用することとしている。

このため，ラグ及びレストレイントが熱応力により，割れに至る疲労が蓄積される可能性は小さい。

なお，定期的に目視点検を実施しており，これまで有意な割れは認められていない。

したがって，今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難いことから，ラグ及びレストレイントの疲労割れは高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

(2) 現在までの運転経験や使用条件から得られた材料試験データとの比較等により、今後も経年劣化の進展が考えられない、又は進展傾向が極めて小さいと考えられる経年劣化事象（日常劣化管理事象以外）

a. 配管の高サイクル疲労割れ〔原子炉系（純水部、蒸気部）、不活性ガス系、残留熱除去海水系〕

小口径配管のソケット溶接部は、ポンプの機械・流体振動による繰り返し応力により高サイクル疲労割れの発生が想定されるが、これまでの運転で炭素鋼配管系に高サイクル疲労割れは発生していない。

さらに、2002年に発生した関西電力美浜発電所3号機小口径配管不具合の水平展開として、運転時間の短い小口径配管のソケット溶接部に対して疲労評価を実施しており、疲労評価上応力が高い場合はサポートの改造を実施している。また、併せて浸透探傷検査及び目視点検を実施しており、有意な欠陥は認められていない。

振動の状態は経年的に変化するものではなく、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難いことから、配管の高サイクル疲労割れは高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

b. オリフィス及びフローノズルの異物付着〔原子炉系（蒸気部）、残留熱除去海水系〕

オリフィス及びフローノズルに異物が付着することにより、顕著な性能低下が想定される。

しかしながら、これまでの運転経験で異物付着による性能低下は認められておらず、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、オリフィス及びフローノズルの異物付着は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

c. 埋込金物（コンクリート埋設部）の腐食（全面腐食）〔原子炉系（純水部、蒸気部）、不活性ガス系、残留熱除去海水系〕

埋込金物（コンクリート埋設部）は炭素鋼であるため腐食の発生が想定されるが、コンクリート埋設部ではコンクリートの大気接触部表面からの中性化の進行により腐食環境となるため、コンクリートが中性化に至り埋込金物に有意な腐食が発生するまで長時間を要する。

したがって、埋込金物（コンクリート埋設部）の腐食（全面腐食）は、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

d. 基礎ボルトの樹脂の劣化（後打ちケミカルアンカ）〔原子炉系（純水部、蒸気部）、不活性ガス系、残留熱除去海水系〕

基礎ボルトの健全性については、「機械設備の技術評価書」にて評価を実施するものとし、本評価書には含めない。

表 2.2-1(1/5) 原子炉系（純水部）配管に想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	消耗品・定期取替品	材料	経年劣化事象							備考
					減肉		割れ		材質変化		その他	
					摩耗	腐食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣化		
バウンダリの維持	耐圧	配管		炭素鋼		△*1	○ ▲*2					*1：流れ加速型腐食 *2：高サイクル
機器の支持	支持	オイルスナッパ		炭素鋼		△					△*3	疲労割れ *3：機能低下
		メカニカルスナッパ		炭素鋼		△					△*3	*4：大気接触部
		ハンガ		炭素鋼		△					△*3	*5：コンクリート埋設部
		ラグ		炭素鋼		△	△					*6：樹脂の劣化
		レストレイント		炭素鋼		△	△					
		サポート取付ボルト・ナット		低合金鋼, 炭素鋼		△						
		埋込金物		炭素鋼		△*4 ▲*5						
		基礎ボルト		炭素鋼, 樹脂		△					▲*6	

○：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

▲：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象以外）

表 2.2-1(2/5) 原子炉補機冷却系配管に想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	消耗品・定期取替品	材料	経年劣化事象							備考
					減肉		割れ		材質変化		その他	
					摩耗	腐食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣化		
バウンダリの維持	耐圧	配管		炭素鋼		△*1*2						*1：内面腐食 *2：外面腐食

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

表 2.2-1(3/5) 原子炉系（蒸気部）配管に想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	消耗品・定期取替品	材料	経年劣化事象							備考
					減肉		割れ		材質変化		その他	
					摩耗	腐食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣化		
バウンダリの維持	耐圧	配管		炭素鋼		△*1	○ ▲*2					*1：流れ加速型腐食 *2：高サイクル疲労割れ
		フローノズル		ステンレス鋼						▲*3	*3：異物付着	
		オリフィス		ステンレス鋼						▲*3	*4：機能低下	
		フランジボルト・ナット		低合金鋼, 炭素鋼		△						*5：大気接触部
		ガスケット	◎	—								*6：コンクリート埋設部
機器の支持	支持	オイルスナッパ		炭素鋼		△					△*4	*7：樹脂の劣化
		メカニカルスナッパ		炭素鋼		△					△*4	
		ハンガ		炭素鋼		△					△*4	
		ラグ		炭素鋼		△	△					
		レストレイント		炭素鋼		△	△					
		サポート取付ボルト・ナット		低合金鋼, 炭素鋼		△						
		埋込金物		炭素鋼		△*5 ▲*6						
		基礎ボルト		炭素鋼, 樹脂		△					▲*7	

○：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

▲：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象以外）

表 2.2-1(4/5) 不活性ガス系配管に想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	消耗品・定期取替品	材料	経年劣化事象							備考
					減肉		割れ		材質変化		その他	
					摩耗	腐食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣化		
バウンダリの維持	耐圧	配管		炭素鋼		△ ^{*1}	▲ ^{*2}					*1：内面腐食 *2：高サイクル疲労割れ *3：機能低下 *4：大気接触部 *5：コンクリート埋設部 *6：樹脂の劣化
		フランジボルト・ナット		低合金鋼, 炭素鋼		△						
		ガスケット	◎	—								
機器の支持	支持	オイルスナップ		炭素鋼		△					△ ^{*3}	
		ばね防振器		炭素鋼		△					△ ^{*3}	
		ラグ		炭素鋼		△	△					
		レストレイント		炭素鋼		△	△					
		サポート取付ボルト・ナット		炭素鋼		△						
		埋込金物		炭素鋼		△ ^{*4} ▲ ^{*5}						
基礎ボルト		炭素鋼, 樹脂		△					▲ ^{*6}			

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

▲：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象以外）

表 2.2-1(5/5) 残留熱除去海水系配管に想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	消耗品・定期取替品	材料	経年劣化事象							備考
					減肉		割れ		材質変化		その他	
					摩耗	腐食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣化		
バウンダリの維持	耐圧	配管		炭素鋼*1		△*3*4*5	▲*6					*1：ポリエチレンライニング *2：タールエポキシライニング *3：内面腐食 *4：外面腐食 *5：隙間腐食 *6：高サイクル疲労割れ *7：異物付着 *8：機能低下 *9：大気接触部 *10：コンクリート埋設部 *11：樹脂の劣化
		クローザージョイント		炭素鋼*2		△*3*4						
		オリフィス		ステンレス鋼							▲*7	
		フランジボルト・ナット		低合金鋼, 炭素鋼		△						
		ガスケット	◎	—								
機器の支持	支持	ラグ		炭素鋼		△	△					
		レストレイント		炭素鋼		△	△					
		ハンガ		炭素鋼		△					△*8	
		サポート取付ボルト・ナット		炭素鋼		△						
		埋込金物		炭素鋼		△*9	▲*10					
		基礎ボルト		炭素鋼, 樹脂		△					▲*11	
		二重管		炭素鋼		△*3*4						

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

▲：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象以外）

2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象の評価

(1) 配管の疲労割れ [原子炉系 (純水部, 蒸気部)]

a. 事象の説明

原子炉系 (純水部, 蒸気部) 配管は, プラントの起動・停止時等の熱過渡により疲労が蓄積する可能性がある。

b. 技術評価

① 健全性評価

疲労評価は, 図 2.3-1, 2 に示す三次元梁モデルを作成し, 日本機械学会「発電用原子力設備規格 設計・建設規格 JSME S NC1-2005 (2007 年追補版を含む)」(以下, 設計・建設規格という) に基づき評価した。

過渡回数は, 運転期間延長認可申請に伴う評価として, 2016 年 11 月時点までの運転実績に基づき推定した 2016 年度以降の評価対象期間での推定過渡回数を包含し, より保守的*に設定した過渡回数とした。評価用過渡条件を表 2.3-1 に示す。

*: 評価条件として, 2011 年 3 月から 2020 年 8 月末まで冷温停止状態, 2020 年 9 月以降の過渡回数発生頻度は実績の 1.5 倍以上を想定した。

また, 使用環境を考慮した疲労について, 日本機械学会「発電用原子力設備規格 環境疲労評価手法 (2009 年版)」(以下, 環境疲労評価手法という) に基づいて評価した。

この結果, 表 2.3-2 に示すとおり, 疲労累積係数は運転開始後 60 年時点においても許容値以下であり, 疲労割れ発生の可能性は小さいと判断する。

② 現状保全

原子炉系 (純水部, 蒸気部) 配管については, 供用期間中検査にて超音波探傷検査を実施し, 有意な欠陥のないことを確認している。

また, 供用期間中検査毎に漏えい検査を実施し, 耐圧部の健全性を確認している。さらに, 高経年化技術評価に合わせて実過渡回数に基づく評価を実施することとしている。

③ 総合評価

健全性評価結果から, 疲労割れ発生の可能性は十分小さいと考えるが, 疲労評価は実過渡回数に依存するため, 今後も実過渡回数を把握する必要がある。

疲労割れは超音波探傷検査, 漏えい検査にて検知可能であることから, 現状の保全は点検手法として適切である。

c. 高経年化への対応

配管の疲労割れについては, 継続的に実過渡回数の確認を行い, 運転開始後 60 年時点の推定過渡回数を上回らないことを確認する。

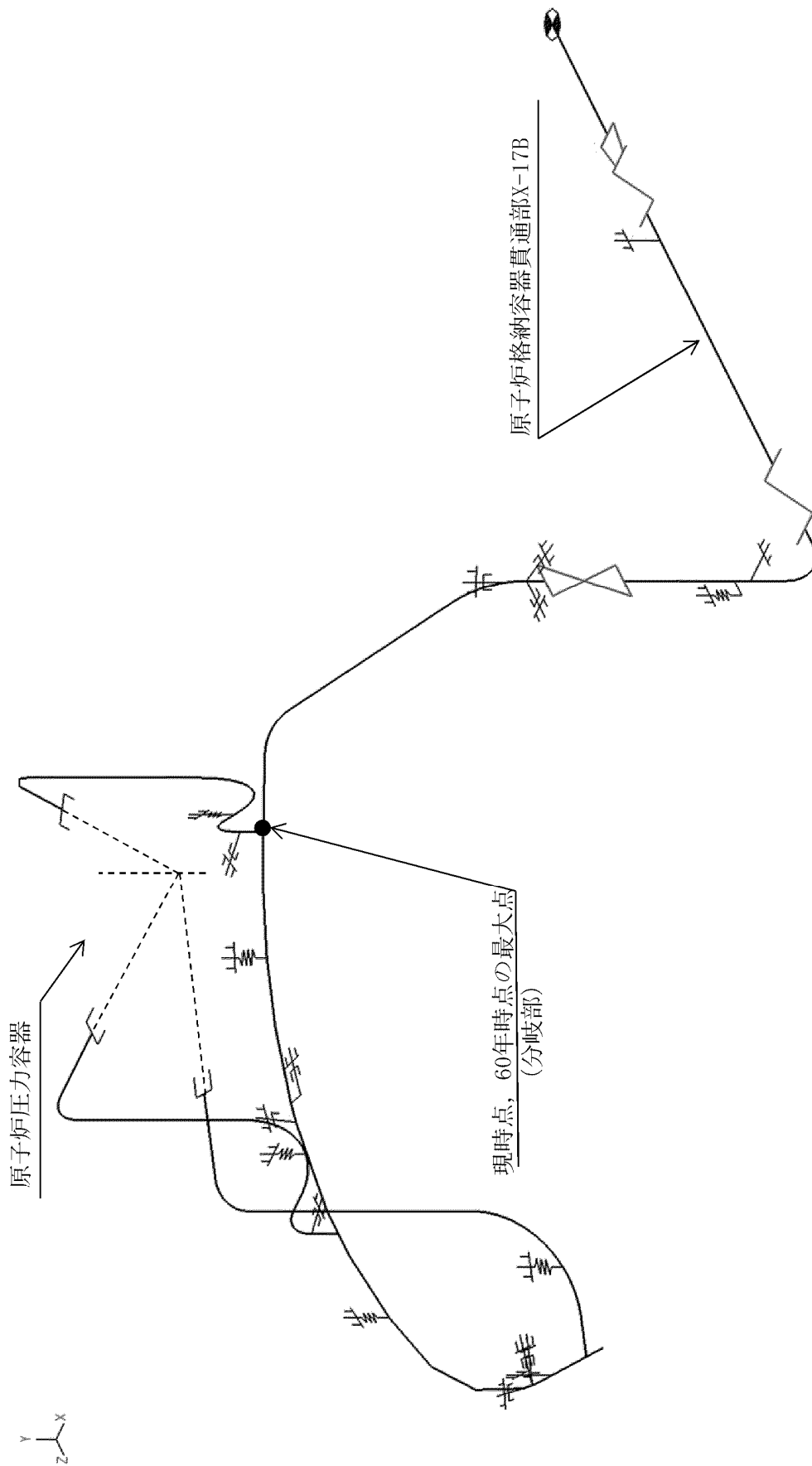


図 2.3-1 原子炉系 (純水部) 配管三次元梁モデル

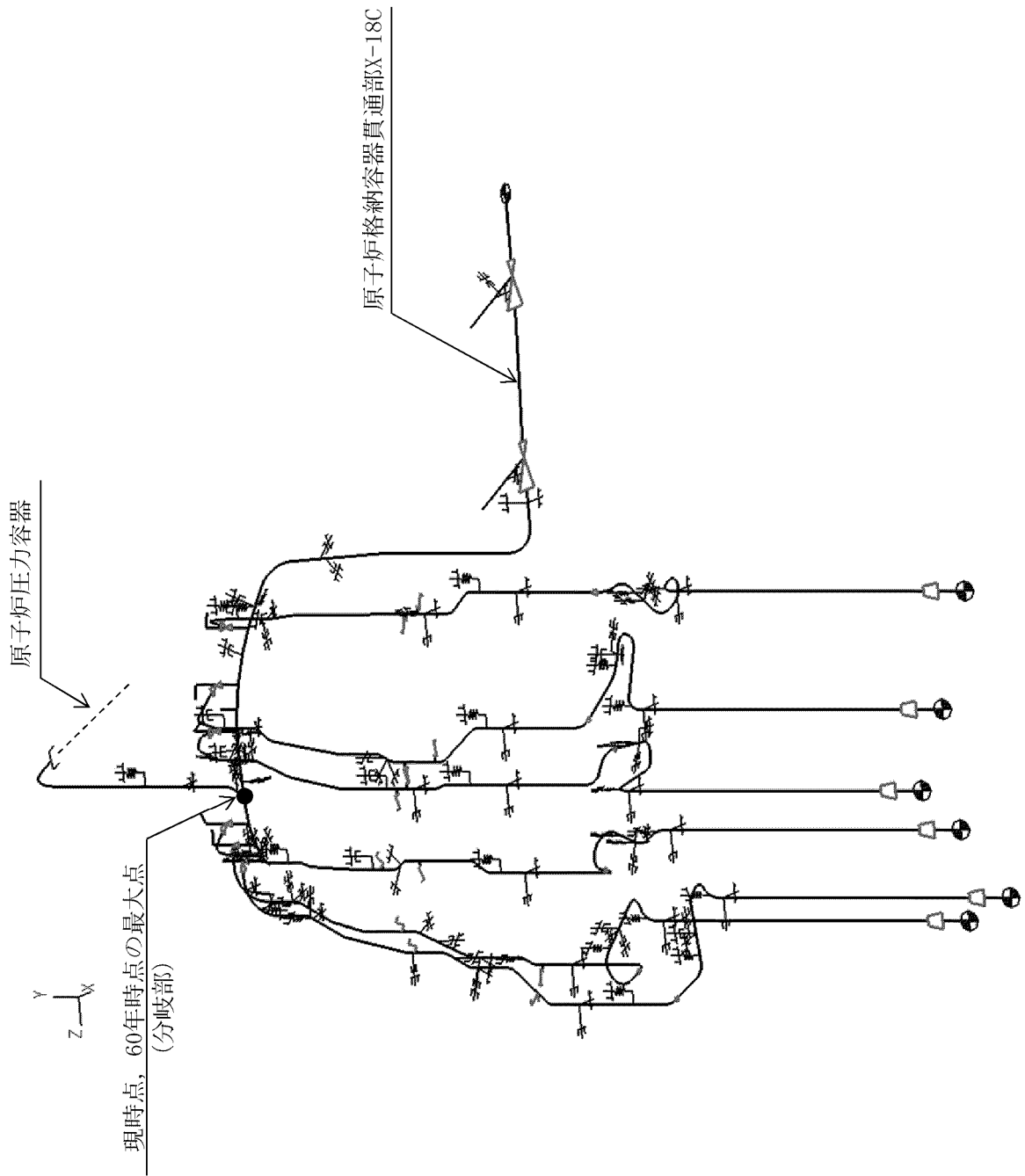


図 2.3-2 原子炉系 (蒸気部) 配管三次元梁モデル

表 2.3-1 原子炉系（純水部，蒸気部）評価用過渡条件

運転条件	運転実績に基づく過渡回数 (2016年11月時点)	60年目推定
ボルト締付	26	48
耐圧試験	72	132
起動（昇温）	65	110
起動（タービン起動）	65	110
夜間低出力運転（出力75%）	67	120
週末低出力運転（出力50%）	115	165
制御棒パターン変更	96	176
給水加熱機能喪失（発電機トリップ）	0	1
給水加熱機能喪失 （給水加熱器部分バイパス）	0	1
スクラム（タービントリップ）	16	22
スクラム（原子炉給水ポンプ停止）	3	6
スクラム（その他のスクラム）	20	24
停止	65	111
ボルト取外し	26	49

表 2.3-2 原子炉系（純水部，蒸気部）配管の疲労評価結果

配管	運転実績回数に基づく疲労累積係数（許容値：1以下）		
	設計・建設規格の疲労線図による評価		環境疲労評価手法による評価 （環境を考慮）
	現時点 (2016年11月時点)	運転開始後 60年時点	運転開始後60年時点
原子炉系（純水部）	0.0839	0.1423	0.5799
原子炉系（蒸気部）	0.0514	0.0853	—*

*：環境疲労評価手法による解析は、軽水炉の高温水中に適用されるものであり、内部流体が蒸気である主蒸気系は対象外

3. 代表機器以外への展開

本章では、2章で実施した代表機器の技術評価について、1章で実施したグループ化で代表機器となっていない機器への展開について検討した。

[対象系統]

- ① 原子炉隔離時冷却系
- ② 原子炉冷却材浄化系
- ③ 残留熱除去系
- ④ 制御棒駆動系
- ⑤ 補助系
- ⑥ 燃料プール冷却浄化系
- ⑦ 高圧炉心スプレイ系
- ⑧ 低圧炉心スプレイ系
- ⑨ 原子炉保護系
- ⑩ タービンランド蒸気系
- ⑪ 復水系
- ⑫ 給水系
- ⑬ 給水加熱器ドレン系
- ⑭ 所内蒸気系
- ⑮ ドライウェル冷却系
- ⑯ タービン主蒸気系
- ⑰ 主蒸気隔離弁漏えい抑制系
- ⑱ 空気抽出系
- ⑲ 給水加熱器ベント系
- ⑳ 原子炉給水ポンプ駆動用蒸気タービン系
- ㉑ 非常用ガス再循環系
- ㉒ 非常用ガス処理系
- ㉓ 可燃性ガス濃度制御系
- ㉔ 気体廃棄物処理系
- ㉕ 消火設備
- ㉖ 希ガスチャコール系
- ㉗ 非常用ディーゼル発電機海水系
- ㉘ 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系
- ㉙ 重大事故等対処設備

3.1 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象

- a. 配管の疲労割れ [原子炉隔離時冷却系, 原子炉冷却材浄化系, 残留熱除去系, 高圧炉心スプレイ系, 低圧炉心スプレイ系]

プラントの起動・停止時等の熱過渡を受けるため, 疲労の蓄積で疲労割れが発生する可能性があるが, 疲労評価上一番厳しいと考えられる代表機器に対して疲労評価を行った結果, 疲労累積係数は運転開始後 60 年時点でも十分許容値を下回っており, 疲労割れが発生する可能性は小さいと判断する。

また, 疲労割れは, 超音波探傷検査及び漏えい検査等により検知可能であり, 健全性は維持できると判断する。

したがって, 高経年化対策の観点から現状の保全内容に対し追加すべき項目はないと判断する。

3.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象

- (1) 想定した劣化傾向と実際の劣化傾向の乖離が考え難い経年劣化事象であって, 想定した劣化傾向等に基づき適切な保全活動を行っているもの (日常劣化管理事象)

- a. 基礎ボルトの腐食 (全面腐食) [燃料プール冷却浄化系, 原子炉保護系, ドライウエル冷却系以外]

代表機器と同様, 基礎ボルトの健全性については, 「機械設備の技術評価書」にて評価を実施するものとし, 本評価書には含めない。

- b. 配管の腐食 (流れ加速型腐食) [復水系, 給水系, 給水加熱器ドレン系, タービン主蒸気系, タービングラウンド蒸気系, 原子炉給水ポンプ駆動用蒸気タービン系, 原子炉冷却材浄化系]

代表機器と同様, 常時流れがある高温の純水環境及び蒸気環境のエルボ部, 分岐部及びレジャーサ部等の流れの乱れが起きる箇所は, 腐食 (流れ加速型腐食) の発生が想定される。

配管の腐食 (流れ加速型腐食) に対しては, 社内規程「配管肉厚管理マニュアル」に基づき, 配管材質条件及び内部流体の環境条件を考慮して点検箇所を選定し, 肉厚測定又は放射線透過検査にて, 減肉傾向を把握している。

また, 必要最小肉厚に達するまでの余寿命を算出し, その結果に応じて次回測定又は取替を行うこととしている。

したがって, 配管の腐食 (流れ加速型腐食) は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

c. 配管及びオリフィスの腐食（液滴衝撃エロージョン）〔給水加熱器ベント系〕

オリフィス等の絞り部の影響で、蒸気とともに加速され高速になった液滴が配管の壁面などに衝突する部位、配管内での減圧沸騰により発生した蒸気の体積膨張により加速された液滴が配管の壁面などに衝突する部位では、腐食（液滴衝撃エロージョン）による減肉が発生しやすい。

配管及びオリフィスの腐食（液滴衝撃エロージョン）に対しては、社内規程「配管肉厚管理マニュアル」に基づき、配管材質条件及び内部流体の環境条件を考慮して点検箇所を選定し、肉厚測定又は放射線透過検査にて、減肉傾向を把握している。

また、必要最小肉厚に達するまでの余寿命を算出し、その結果に応じて次回測定又は取替を行うこととしている。

したがって、配管及びオリフィスの腐食（液滴衝撃エロージョン）は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

d. 配管及びクローザージョイントの外面腐食（全面腐食）〔ドライウエル冷却系、非常用ガス処理系、非常用ディーゼル発電機海水系、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系、重大事故等対処設備〕

代表機器と同様、屋外に設置されている炭素鋼配管は、外面に塗装が施されているが、長期間外気にさらされ、塗膜がはく離することにより腐食が発生する可能性がある。

しかしながら、社内規程「配管肉厚管理マニュアル」に基づき、目視点検にて塗膜の状態を確認し、必要に応じ補修を行うことで、健全性を維持することとしている。

保温に覆れた炭素鋼配管及びクローザージョイントについては、外面に塗装が施されているが、保温が不十分であると、外気にさらされ、結露が発生し、塗膜がはく離することにより腐食が発生する可能性がある。

しかしながら、目視点検にて保温の状態を確認していること、並びに社内規程「配管肉厚管理マニュアル」に基づき、代表部位について保温を取外し、塗膜の状態を確認している。不具合が確認された場合は、当該部の補修及び点検範囲を拡大し、必要に応じ補修を実施することで、健全性を維持することとしている。

また、新たに設置される重大事故等対処設備についても、今後、定期的に目視点検を実施することで健全性を維持できると考える。

したがって、配管及びクローザージョイントの外面腐食（全面腐食）は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

- e. 配管及びクローザージョイントの内面腐食（全面腐食）〔非常用ディーゼル発電機海水系，高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系，重大事故等対処設備〕

代表機器と同様，海水系の配管及びクローザージョイントは，内面に腐食防止のためライニングが施工されており，ライニングが健全であれば，腐食が発生する可能性は小さいが，劣化や異物の衝突等により，ライニングがはく離，損傷した場合，配管内面に腐食の発生が想定される。

しかしながら，目視点検にてライニングの状態を確認し，必要に応じ補修を行うことで，健全性を維持することとしている。

また，新たに設置される重大事故等対処設備についても，今後，定期的に目視点検を実施することで健全性を維持できると考える。

したがって，配管及びクローザージョイントの内面腐食（全面腐食）は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

- f. 配管の外表面腐食（隙間腐食）〔非常用ガス処理系，非常用ディーゼル発電機海水系，高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系，重大事故等対処設備〕

代表機器と同様，屋外に設置されている配管の建屋貫通部及びサポート取付部等の狭あい部においては，配管表面との隙間に雨水がたまり，その後長期間湿潤環境になることで，腐食（隙間腐食）が発生する可能性がある。

しかしながら，雨水が浸入しない対策を講じると共に，社内規程「配管肉厚管理マニュアル」に基づき目視点検を実施し，必要に応じ補修を行うことで，健全性を維持することとしている。

また，新たに設置される重大事故等対処設備についても，今後，定期的に目視点検を実施することで健全性を維持できると考える。

したがって，配管の外表面腐食（隙間腐食）は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

- g. ラグ，レストレイント，オイルスナッパ，メカニカルスナッパ，ばね防振器及びハンガの腐食（全面腐食）〔燃料プール冷却浄化系，原子炉保護系，ドライウエル冷却系以外〕

代表機器と同様，ラグ，レストレイント，オイルスナッパ，メカニカルスナッパ，ばね防振器及びハンガは炭素鋼であることから，腐食の発生が想定されるが，表面は塗装を施しており，塗膜が健全であれば，腐食が発生する可能性は小さい。

また，目視点検にて塗膜の状態を確認し，はく離等が認められた場合は必要に応じ補修を実施することとしており，新たに設置される重大事故等対処設備についても，今後，定期的に目視点検を実施することで健全性を維持できると考える。

したがって，ラグ，レストレイント，オイルスナッパ，メカニカルスナッパ，ばね防振器及びハンガの腐食（全面腐食）は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

- h. サポート取付ボルト・ナットの腐食（全面腐食）〔燃料プール冷却浄化系，原子炉保護系，ドライウェル冷却系以外〕

代表機器と同様，サポート取付ボルト・ナットは炭素鋼又は低合金鋼であることから，腐食の発生が想定されるが，表面は塗装を施しており，塗膜が健全であれば，腐食が発生する可能性は小さい。

また，目視点検にて塗膜の状態を確認し，はく離等が認められた場合は必要に応じ補修を実施することとしており，新たに設置される重大事故等対処設備についても，今後，定期的な目視点検を実施することで健全性を維持できると考える。

したがって，サポート取付ボルト・ナットの腐食（全面腐食）は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

- i. フランジボルト・ナットの腐食（全面腐食）〔原子炉隔離時冷却系，原子炉冷却材浄化系，残留熱除去系，高圧炉心スプレイ系，低圧炉心スプレイ系，タービングラウンド蒸気系，復水系，給水系，給水加熱器ドレン系，所内蒸気系，主蒸気隔離弁漏えい抑制系，空気抽出系，給水加熱器ベント系，非常用ガス再循環系，非常用ガス処理系，気体廃棄物処理系，非常用ディーゼル発電機海水系，高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系，重大事故等対処設備〕

代表機器と同様，フランジボルト・ナットは，炭素鋼又は低合金鋼であり，腐食の発生が想定される。

しかしながら，目視点検を実施しており，腐食が認められた場合は必要に応じ補修又は取替を実施することとしており，新たに設置される重大事故等対処設備についても，今後，定期的な目視点検を実施することで健全性を維持できると考える。

したがって，フランジボルト・ナットの腐食（全面腐食）は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

- j. 埋込金物（大気接触部）の腐食（全面腐食）〔燃料プール冷却浄化系，原子炉保護系，ドライウェル冷却系以外〕

代表機器と同様，埋込金物（大気接触部）は腐食が発生する可能性があるが，表面は塗装を施しており，塗膜が健全であれば，腐食が発生する可能性は小さい。

また，目視点検にて塗膜の状態を確認し，はく離等が認められた場合は必要に応じ補修を実施することとしており，新たに設置される重大事故等対処設備についても，今後，定期的な目視点検を実施することで健全性を維持できると考える。

したがって，埋込金物（大気接触部）の腐食（全面腐食）は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

- k. 排ガス気水分離器及び自在継手の貫粒型応力腐食割れ〔気体廃棄物処理系，非常用ガス再循環系，非常用ガス処理系，重大事故等対処設備〕

排ガス気水分離器及び自在継手はステンレス鋼であり，機器外面に付着した大気中の海塩粒子に含まれる塩化物イオンを起因とする貫粒型応力腐食割れの発生が想定されるが，代表箇所における定期的な目視点検及び付着塩分量測定を実施し，その結果により必要に応じ機器外面清掃及び浸透探傷検査を実施することとしている。

また，東海第二では工事における副資材管理でステンレス鋼への塩分付着を防止している。

非常用ガス再循環系，非常用ガス処理系，重大事故等対処設備の自在継手については，新たに設置される機器であることから，上記同様，代表箇所における定期的な目視点検及び付着塩分量測定を実施することで健全性を維持できると考える。

したがって，排ガス気水分離器及び自在継手の貫粒型応力腐食割れは高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

1. 配管の高サイクル熱疲労割れ〔残留熱除去系〕

残留熱除去系熱交換器出口配管とバイパスラインの合流部（高低温水合流部）においては，局所的にバイパスラインからの高温水が流入し，複雑な流状による熱過渡を受け，疲労が蓄積されることから，高サイクル熱疲労割れが発生する可能性がある。

高低温水合流部の高サイクル熱疲労割れに対しては，日本機械学会「配管の高サイクル熱疲労に関する評価指針 JSME S 017-2003」に基づく評価及び超音波探傷検査にて健全性を維持している。

したがって，配管の高サイクル熱疲労割れは高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

- m. オイルスナッパ、メカニカルスナッパ、ばね防振器及びハンガの機能低下 [燃料ブール冷却浄化系、原子炉保護系、ドライウエル冷却系、主蒸気隔離弁漏えい抑制系、非常用ガス処理系以外]

代表機器と同様、オイルスナッパ、メカニカルスナッパ、ばね防振器及びハンガは長期にわたる摺動の繰り返しや荷重作用等により、機能低下が想定されるが、ピン等の摺動部材については起動・停止等の想定される配管熱移動による摺動回数は少なく、著しい摩耗が生じる可能性は小さい。

また、スプリング使用時のねじり応力は許容ねじり応力以下になるように設定されており、スプリングの材料に対する推奨最高使用温度よりも実際の使用温度は低いため、へたりが進行する可能性は小さい。

なお、定期的に目視点検を実施しており、これまで有意な機能低下は認められていない。

また、新たに設置される重大事故等対処設備についても、今後、定期的に目視点検を実施することで健全性を確認できると考える。

したがって、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難いことから、オイルスナッパ、メカニカルスナッパ、ばね防振器及びハンガの機能低下は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

- n. 配管の内面腐食（全面腐食） [残留熱除去系、高圧炉心スプレイ系、低圧炉心スプレイ系、ドライウエル冷却系、非常用ガス再循環系、非常用ガス処理系、可燃性ガス濃度制御系、重大事故等対処設備]

炭素鋼配管の内部流体が湿分を含む空気、窒素又は純水であることから、長期の使用に伴う配管内面の腐食の発生が想定される。

残留熱除去系、高圧炉心スプレイ系及び低圧炉心スプレイ系は内部流体が純水であり、酸素含有水中（酸素濃度 8 mgO/l）における炭素鋼の腐食に及ぼす影響（防食技術便覧：腐食防食協会編）より、運転開始後 60 年時点の腐食量は 1 mm 未満と推定されることから、腐食が発生する可能性は小さい。

非常用ガス再循環系、非常用ガス処理系及び可燃性ガス濃度制御系は、内部流体が空気又は窒素であることから、腐食環境としては内部流体が純水の方が厳しい。

また、ドライウエル冷却系は、内部流体が冷却水（防錆剤入り純水）であり、腐食が進行する可能性は小さい。

なお、弁等の機器点検時に配管内面を確認しており、これまで有意な腐食は認められていない。

また、新たに設置される重大事故等対処設備についても、今後、弁等の機器点検時に配管内面を確認することで健全性を確認できると考える。

したがって、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難いことから、配管の内面腐食（全面腐食）は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

- o. ラグ及びレストレイントの疲労割れ [燃料プール冷却浄化系, 原子炉保護系, ドライウェル冷却系以外]

代表機器と同様, ラグ及びレストレイントは, 設計段階において, 配管の熱応力を考慮して拘束点を選定しており, 熱応力が過大になる部位にはスナッパを使用することとしている。

このため, ラグ及びレストレイントが熱応力により, 割れに至る疲労が蓄積される可能性は小さい。

なお, 定期的目視点検を実施しており, これまで有意な割れは認められていない。

また, 新たに設置される重大事故等対処設備についても, 今後, 定期的目視点検を実施することで健全性を確認できると考える。

したがって, 今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難いことから, ラグ及びレストレイントの疲労割れは高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

- (2) 現在までの運転経験や使用条件から得られた材料試験データとの比較等により, 今後も経年劣化の進展が考えられない, 又は進展傾向が極めて小さいと考えられる経年劣化事象 (日常劣化管理事象以外)

- a. 配管の高サイクル疲労割れ [原子炉隔離時冷却系, 原子炉冷却材浄化系, 残留熱除去系, 高圧炉心スプレイ系, 低圧炉心スプレイ系, タービンランド蒸気系, 復水系, 給水系, 給水加熱器ドレン系, 所内蒸気系, タービン主蒸気系, 主蒸気隔離弁漏えい抑制系, 給水加熱器ベント系, 非常用ガス再循環系, 非常用ガス処理系, 可燃性ガス濃度制御系, 気体廃棄物処理系, 非常用ディーゼル発電機海水系, 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系, 重大事故等対処設備]

代表機器と同様, 小口径配管のソケット溶接部は, ポンプの機械・流体振動による繰り返し応力により高サイクル疲労割れの発生が想定されるが, これまでの運転で炭素鋼配管系に高サイクル疲労割れは発生していない。

さらに, 2002年に発生した関西電力美浜発電所3号機小口径配管不具合の水平展開として, 運転時間の短い小口径配管のソケット溶接部に対して疲労評価を実施しており, 疲労評価上応力が高い場合はサポートの改造を実施している。また, 併せて浸透探傷検査及び目視点検を実施しており, 有意な欠陥は認められていない。

振動の状態は経年的に変化するものではなく, 今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。また, 同様な設計方針に基づき新たに設置される重大事故等対処設備についても, 同様と考えられる。

したがって, 配管の高サイクル疲労割れは高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

- b. 温度計ウェル及びサンプリングノズルの高サイクル疲労割れ〔原子炉隔離時冷却系，原子炉冷却材浄化系，残留熱除去系，高圧炉心スプレイ系，低圧炉心スプレイ系，復水系，給水系，給水加熱器ドレン系，タービン主蒸気系〕

温度計ウェル及びサンプリングノズルについては，内部流体の流体力，カルマン渦及び双子渦発生による励振力により，管台との取合部に高サイクル疲労割れの発生が想定されるが，設計上流体の同期振動の回避及びランダム渦による強度が考慮されていれば損傷を回避できるものであり，当該系統において高サイクル疲労割れは発生していない。

なお，もんじゅで発生した温度計ウェルの損傷事例に対しては，原子力安全・保安院指示文書（平成 17・12・22 原院第 6 号 平成 17 年 12 月 27 日「発電用原子力設備に関する技術基準を定める省令の改正に伴う電気事業法に基づく定期事業者検査の実施について」NISA-163a-05-3）に従い，日本機械学会「配管内円柱状構造物の流力振動評価指針 JSME S012-1998」に基づき評価を行い，損傷の可能性が否定できない箇所については撤去又は十分な強度を有するものへの取替を実施している。

したがって，温度計ウェル及びサンプリングノズルの高サイクル疲労割れは高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

- c. オリフィス及びフローノズルの異物付着〔原子炉隔離時冷却系，原子炉冷却材浄化系，残留熱除去系，高圧炉心スプレイ系，低圧炉心スプレイ系，復水系，給水系，給水加熱器ドレン系，給水加熱器ベント系，気体廃棄物処理系，重大事故等対処設備〕

代表機器と同様，オリフィス及びフローノズルに異物が付着することにより，顕著な性能低下が想定される。

しかしながら，これまでの運転経験で異物付着による性能低下は認められておらず，今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって，オリフィス及びフローノズルの異物付着は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

- d. 埋込金物（コンクリート埋設部）の腐食（全面腐食）〔燃料プール冷却浄化系，原子炉保護系，ドライウェル冷却系以外〕

代表機器と同様，埋込金物（コンクリート埋設部）は炭素鋼であるため腐食の発生が想定されるが，コンクリート埋設部ではコンクリートの大気接触部表面からの中性化の進行により腐食環境となるため，コンクリートが中性化に至り埋込金物に有意な腐食が発生するまで長時間を要する。

したがって，埋込金物（コンクリート埋設部）の腐食（全面腐食）は，高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

- e. 基礎ボルトの樹脂の劣化（後打ちケミカルアンカ）〔燃料プール冷却浄化系，原子炉保護系，ドライウェル冷却系以外〕

代表機器と同様，基礎ボルトの健全性については，「機械設備の技術評価書」にて評価を実施するものとし，本評価書には含めない。

3. 低合金鋼配管系

[対象系統]

- ① 給水加熱器ドレン系
- ② タービングランド蒸気系
- ③ 所内蒸気系
- ④ 気体廃棄物処理系
- ⑤ 原子炉系
- ⑥ 抽気系
- ⑦ タービン補助蒸気系
- ⑧ 給水加熱器ベント系
- ⑨ 原子炉給水ポンプ駆動用蒸気タービン系

目次

1. 対象機器及び代表機器の選定	3-1
1.1 グループ化の考え方及び結果	3-1
1.2 代表機器の選定	3-1
2. 代表機器の技術評価	3-3
2.1 構造, 材料及び使用条件	3-3
2.1.1 給水加熱器ドレン系	3-3
2.1.2 気体廃棄物処理系	3-5
2.1.3 原子炉系	3-7
2.2 経年劣化事象の抽出	3-9
2.2.1 機器の機能達成に必要な項目	3-9
2.2.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象の抽出	3-9
2.2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象	3-10
3. 代表機器以外への展開	3-17
3.1 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象	3-17
3.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象	3-17

1. 対象機器及び代表機器の選定

東海第二で使用している主要な低合金鋼配管系の主な仕様を表 1-1 に示す。

これらの低合金鋼配管系を内部流体の観点からグループ化し、それぞれのグループより以下のとおり代表機器を選定した。

1.1 グループ化の考え方及び結果

内部流体を分類基準とし、低合金鋼配管系を表 1-1 に示すとおりグループ化する。

内部流体は純水、その他ガス、蒸気に分類される。

1.2 代表機器の選定

表 1-1 に分類されるグループ毎に、重要度、運転状態、最高使用温度、最高使用圧力及び口径の観点から代表機器を選定する。

(1) 内部流体：純水

このグループには、給水加熱器ドレン系、タービングランド蒸気系、所内蒸気系が属するが、重要度及び運転状態が同じであることから、最高使用温度が高い給水加熱器ドレン系を代表機器とする。

(2) 内部流体：その他ガス

このグループには、気体廃棄物処理系のみが属するため、気体廃棄物処理系を代表機器とする。

(3) 内部流体：蒸気

このグループには、原子炉系、抽気系、タービン補助蒸気系、タービングランド蒸気系、給水加熱器ベント系、原子炉給水ポンプ駆動用蒸気タービン系が属するが、重要度が高い原子炉系を代表機器とする。

表 1-1 低合金鋼配管系のグループ化及び代表機器の選定

分類基準		当該系統	選定基準					選定	選定理由
材料	内部流体		主な仕様 口径／肉厚 (mm)	重要度*1	使用条件				
					運転 状態	最高使用 圧力 (MPa)	最高使用 温度 (°C)		
低合金鋼	純水	給水加熱器ドレン系	80A／7.6	高*2	連続	1.04	233	◎	重要度 運転状態 最高使用温度
		タービングランド蒸気系	50A／5.5	高*2	連続	0.42	155		
		所内蒸気系	50A／5.5	高*2	連続	0.98	183		
	その他ガス	気体廃棄物処理系	300A／14.3	PS-2	連続	2.41	538	◎	
	蒸気	原子炉系	65A／9.5	PS-2	連続	8.62	302	◎	重要度
		抽気系	1200A／15.9	高*2	連続	1.81	210		
		タービン補助蒸気系	125A／8.5	高*2	連続	8.62	302		
		タービングランド蒸気系	150A／7.1	高*2	連続	8.62	302		
		給水加熱器ベント系	40A／5.1	高*2	連続	1.81	210		
		原子炉給水ポンプ駆動用蒸気タービン系	40A／7.1	高*2	連続	8.62	302		

*1：当該機器に要求される重要度クラスのうち、最上位の重要度クラスを示す

*2：最高使用温度が 95 °C を超え、又は最高使用圧力が 1,900 kPa を超える環境下にある原子炉格納容器外の重要度クラス 3 の機器

2. 代表機器の技術評価

本章では、1章で代表機器とした以下の配管系について技術評価を実施する。

- ① 給水加熱器ドレン系
- ② 気体廃棄物処理系
- ③ 原子炉系

2.1 構造，材料及び使用条件

2.1.1 給水加熱器ドレン系

(1) 構造

東海第二の給水加熱器ドレン系配管は、配管（直管，エルボ，T継手等）及びオイルスナップ等で構成されており，配管の一部に低合金鋼が使用されている。

また，各配管は溶接継手により他の配管，機器に接続されている。

東海第二の給水加熱器ドレン系配管の系統図を図 2.1-1 に示す。

(2) 材料及び使用条件

東海第二の給水加熱器ドレン系配管主要部位の使用材料を表 2.1-1 に，使用条件を表 2.1-2 に示す。

表 2.1-1 給水加熱器ドレン系配管主要部位の使用材料

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	材料
バウンダリの維持	耐圧	配管	低合金鋼
機器の支持	支持	オイルスナップ	炭素鋼
		ハンガ	炭素鋼
		ラグ	低合金鋼，炭素鋼
		レストレイント	炭素鋼
		サポート取付ボルト・ナット	炭素鋼
		埋込金物	炭素鋼
		基礎ボルト	炭素鋼，樹脂

表 2.1-2 給水加熱器ドレン系配管の使用条件

最高使用圧力	1.04 MPa
最高使用温度	233 °C
内部流体	純水

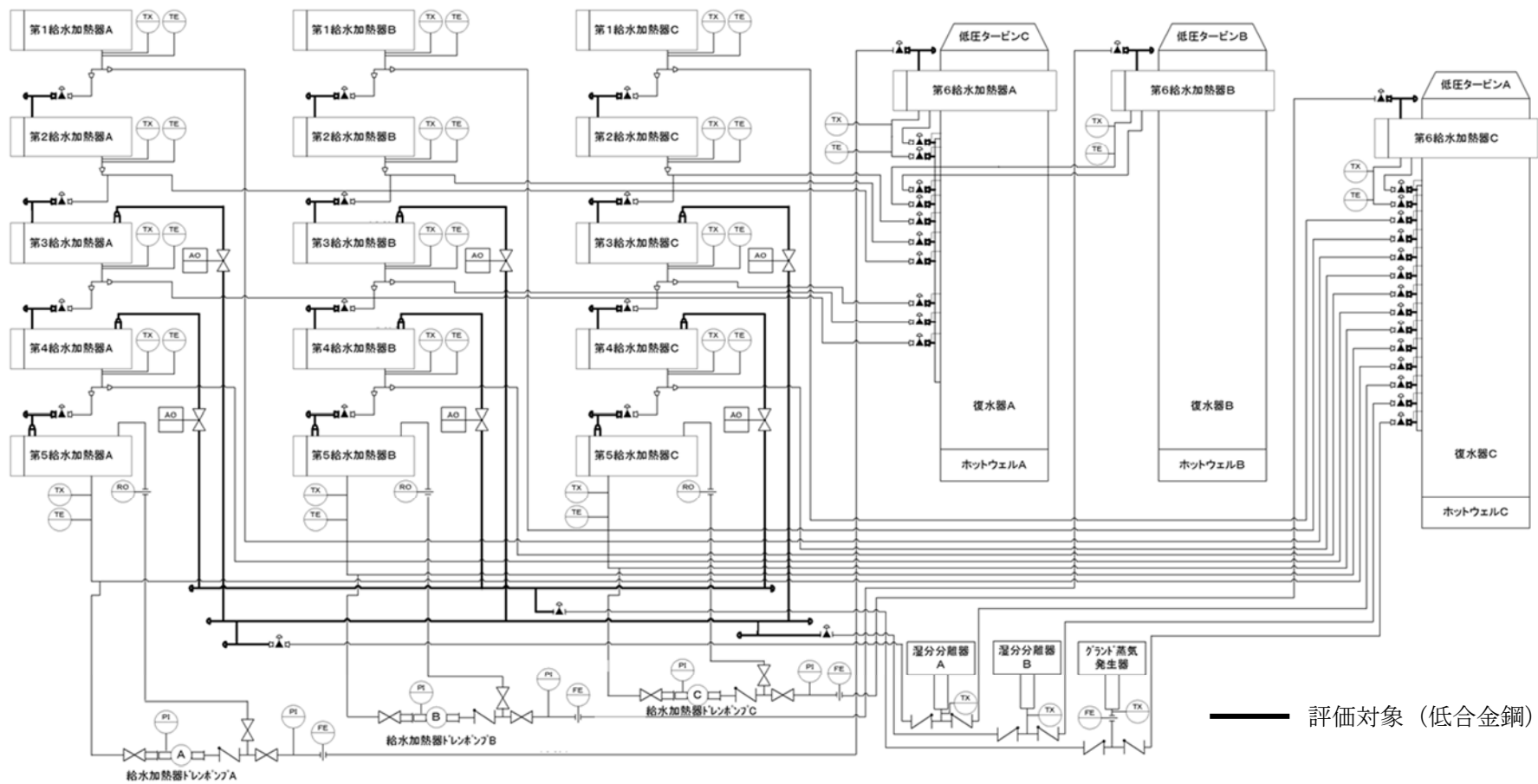


図 2.1-1 給水加熱器ドレン系系統図

2.1.2 気体廃棄物処理系

(1) 構造

東海第二の気体廃棄物処理系配管は、配管（直管、エルボ、T継手等）及びオイルスナッパ等で構成されており、配管の一部に低合金鋼が使用されている。

また、各配管は溶接継手により他の配管、機器に接続されている。

東海第二の気体廃棄物処理系配管の系統図を図 2.1-2 に示す。

(2) 材料及び使用条件

東海第二の気体廃棄物処理系配管主要部位の使用材料を表 2.1-3 に、使用条件を表 2.1-4 に示す。

表 2.1-3 気体廃棄物処理系配管主要部位の使用材料

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	材料
バウンダリの維持	耐圧	配管	低合金鋼
機器の支持	支持	オイルスナッパ	炭素鋼
		ハンガ	炭素鋼
		ラグ	炭素鋼
		レストレイント	炭素鋼
		サポート取付ボルト・ナット	炭素鋼
		埋込金物	炭素鋼
		基礎ボルト	炭素鋼, 樹脂

表 2.1-4 気体廃棄物処理系配管の使用条件

最高使用圧力	2.41 MPa
最高使用温度	538 °C
内部流体	その他ガス

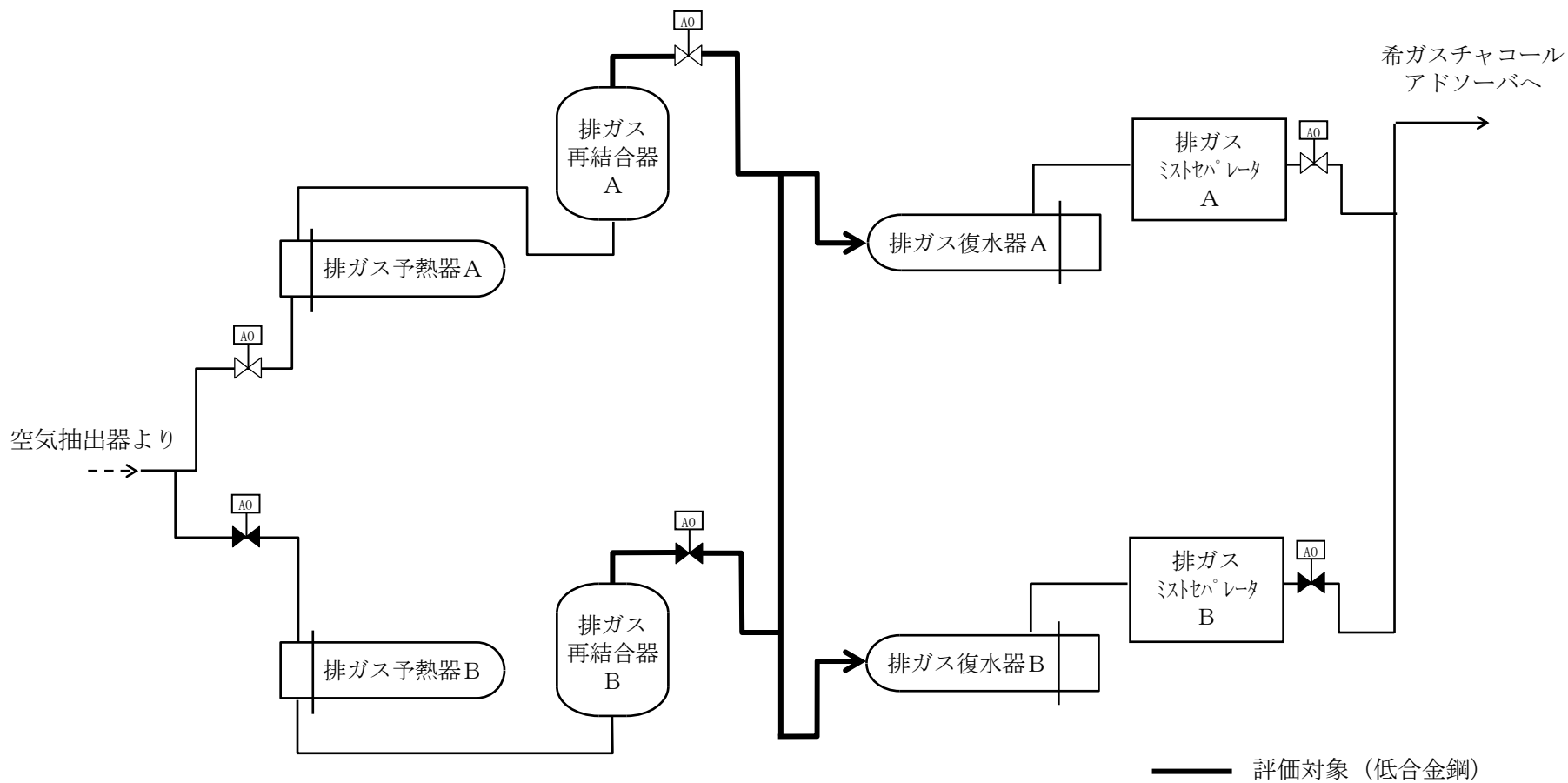


図 2.1-2 気体廃棄物処理系系統図

2.1.3 原子炉系

(1) 構造

東海第二の原子炉系配管は、配管（直管、エルボ、T継手等）、温度計ウェル及びラグ等で構成されており、配管の一部に低合金鋼が使用されている。

また、各配管は溶接継手により他の配管、機器に接続されている。

東海第二の原子炉系配管の系統図を図 2.1-3 に示す。

(2) 材料及び使用条件

東海第二の原子炉系配管主要部位の使用材料を表 2.1-5 に、使用条件を表 2.1-6 に示す。

表 2.1-5 原子炉系配管主要部位の使用材料

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	材料
バウンダリの維持	耐圧	配管	低合金鋼
		温度計ウェル	ステンレス鋼
機器の支持	支持	ラグ	低合金鋼
		レストレイント	炭素鋼
		埋込金物	炭素鋼
		基礎ボルト	炭素鋼，樹脂

表 2.1-6 原子炉系配管の使用条件

最高使用圧力	8.62 MPa
最高使用温度	302 °C
内部流体	蒸気

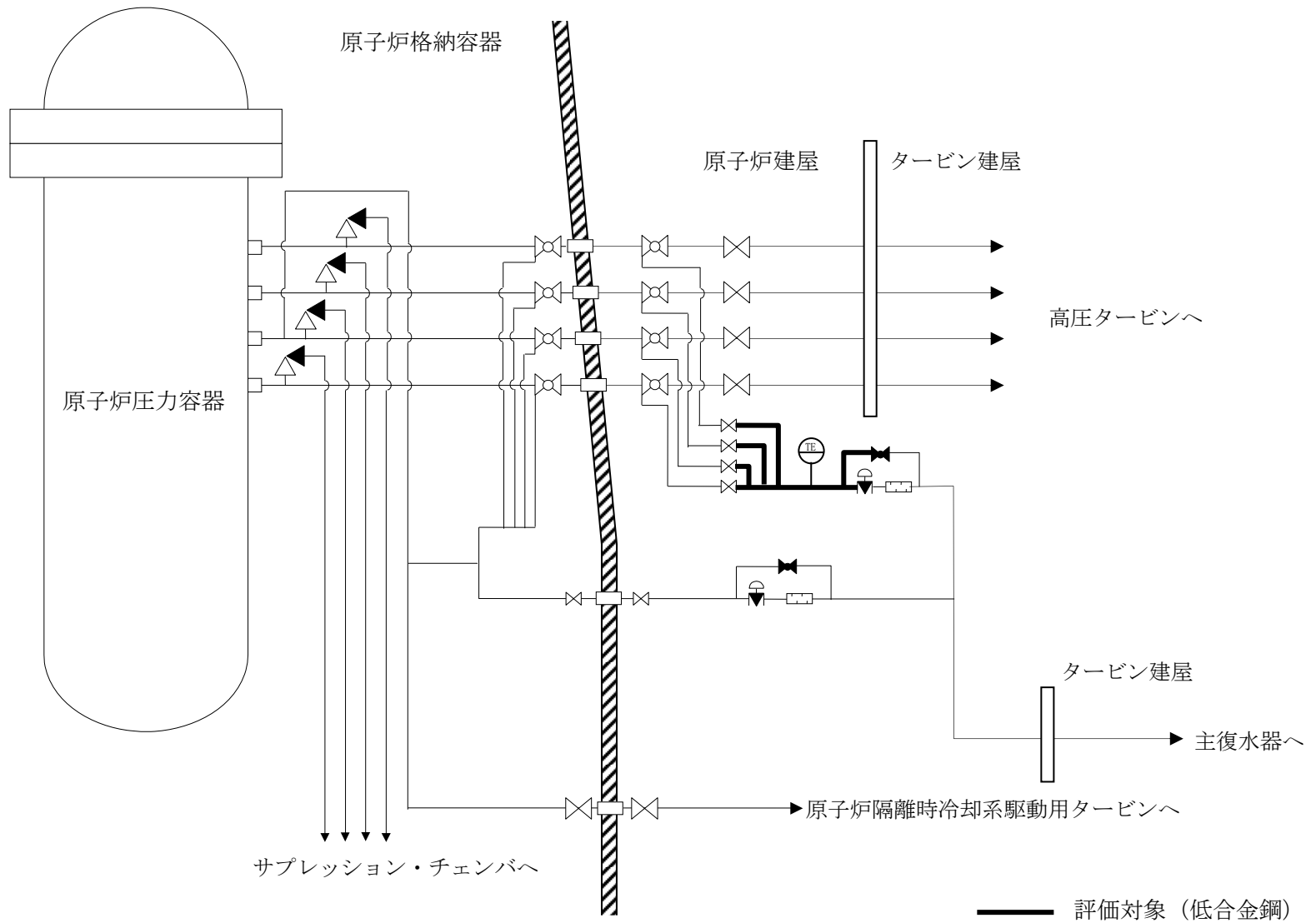


図 2.1-3 原子炉系系統図

2.2 経年劣化事象の抽出

2.2.1 機器の機能達成に必要な項目

低合金鋼配管系の機能である流体の流路確保機能の達成に必要な項目は以下のとおり。

- (1) バウンダリの維持
- (2) 機器の支持

2.2.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象の抽出

(1) 想定される経年劣化事象の抽出

低合金鋼配管系について、機能達成に必要な項目を考慮して主要な部位に展開した上で、個々の部位の材料、構造、使用条件（内部流体の種類、応力、温度等）及び現在までの運転経験を考慮し、表 2.2-1 に示すとおり、想定される経年劣化事象を抽出した（表 2.2-1 で○又は△、▲）。

なお、消耗品及び定期取替品は評価対象外とする。

(2) 消耗品及び定期取替品の扱い

低合金鋼配管には、消耗品及び定期取替品はない。

(3) 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象の抽出

想定される経年劣化事象のうち下記①、②に該当しない事象を高経年化対策上着目すべき経年劣化事象と判断した。

なお、下記①、②に該当する事象については、2.2.3 項に示すとおり、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断した。

① 想定した劣化傾向と実際の劣化傾向の乖離が考え難い経年劣化事象であって、想定した劣化傾向等に基づき適切な保全活動を行っているもの（日常劣化管理事象として表 2.2-1 で△）

② 現在までの運転経験や使用条件から得られた材料試験データとの比較等により、今後も経年劣化の進展が考えられない、又は進展傾向が極めて小さいと考えられる経年劣化事象（日常劣化管理事象以外として表 2.2-1 で▲）

この結果、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象は抽出されなかった。

2.2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象

(1) 想定した劣化傾向と実際の劣化傾向の乖離が考え難い経年劣化事象であって、想定した劣化傾向等に基づき適切な保全活動を行っているもの（日常劣化管理事象）

a. 基礎ボルトの腐食（全面腐食）〔共通〕

基礎ボルトの健全性については、「機械設備の技術評価書」にて評価を実施するものとし、本評価書には含めない。

b. 配管の腐食（液滴衝撃エロージョン）〔給水加熱器ドレン系，原子炉系〕

蒸気とともに加速され高速になった液滴が配管の壁面などに衝突する部位，配管内での減圧沸騰により発生した蒸気の体積膨張により加速された液滴が配管の壁面などに衝突する部位では，腐食（液滴衝撃エロージョン）による減肉が想定される。

配管の腐食（液滴衝撃エロージョン）に対しては，社内規程「配管肉厚管理マニュアル」に基づき，配管材質条件及び内部流体の環境条件を考慮して点検箇所を選定し，肉厚測定又は放射線透過検査にて，減肉傾向を把握している。

また，必要最小肉厚に達するまでの余寿命を算出し，その結果に応じて次回測定又は取替を行うこととしている。

したがって，配管の腐食（液滴衝撃エロージョン）は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

c. サポート取付ボルト・ナットの腐食（全面腐食）〔給水加熱器ドレン系，気体廃棄物処理系〕

サポート取付ボルト・ナットは炭素鋼であることから，腐食の発生が想定されるが，表面は塗装を施しており，塗膜が健全であれば，腐食が発生する可能性は小さい。

また，目視点検にて塗膜の状態を確認し，はく離等が認められた場合は必要に応じて補修を実施している。

したがって，サポート取付ボルト・ナットの腐食（全面腐食）は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

d. 埋込金物（大気接触部）の腐食（全面腐食）[共通]

埋込金物（大気接触部）は炭素鋼であることから、腐食の発生が想定されるが、表面は塗装を施しており、塗膜が健全であれば、腐食が発生する可能性は小さい。

また、目視点検にて塗膜の状態を確認し、はく離等が認められた場合は必要に応じ補修を実施している。

したがって、埋込金物（大気接触部）の腐食（全面腐食）は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

e. オイルスナッパ、ハンガ、ラグ及びレストレイントの腐食（全面腐食）[共通]

オイルスナッパ（給水加熱器ドレン系、気体廃棄物処理系のみ）、ハンガ（給水加熱器ドレン系、気体廃棄物処理系のみ）、ラグ及びレストレイントは炭素鋼又は低合金鋼であることから、腐食の発生が想定されるが、表面は塗装を施しており、塗膜が健全であれば、腐食が発生する可能性は小さい。

また、目視点検にて塗膜の状態を確認し、はく離等が認められた場合は必要に応じ補修を実施している。

したがって、オイルスナッパ、ハンガ、ラグ及びレストレイントの腐食（全面腐食）は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

f. 配管の腐食（流れ加速型腐食）[給水加熱器ドレン系、原子炉系]

常時流れがある高温の純水環境及び蒸気環境のエルボ部、分岐部及びレジャーサ部等の流れの乱れが起きる箇所は腐食（流れ加速型腐食）の発生が想定されるが、低合金鋼配管は耐食性に優れているため、腐食（流れ加速型腐食）が発生する可能性は小さい。

なお、配管の腐食（流れ加速型腐食）に対しては、社内規程「配管肉厚管理マニュアル」に基づき、配管材質条件及び内部流体の環境条件を考慮して点検箇所を選定し、肉厚測定又は放射線透過検査にて、有意な腐食（流れ加速型腐食）がないことを確認している。

したがって、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難いことから、配管の腐食（流れ加速型腐食）は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

g. オイルスナッパ及びハンガの機能低下[給水加熱器ドレン系，気体廃棄物処理系]

オイルスナッパ及びハンガは，長期にわたる摺動の繰り返しや荷重作用等により，機能低下が想定されるが，ピン等の摺動部材については起動・停止等の想定される配管熱移動による摺動回数は少なく，著しい摩耗が生じる可能性は小さい。

また，スプリング使用時のねじり応力は許容ねじり応力以下になるように設定されており，スプリングの材料に対する推奨最高使用温度よりも実際の使用温度は低いいため，へたりが進行する可能性は小さい。

なお，定期的に目視点検を実施しており，これまで有意な機能低下は認められていない。

したがって，今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難いことから，オイルスナッパ及びハンガの機能低下は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

h. ラグ及びレストレイントの疲労割れ[共通]

ラグ及びレストレイントは，設計段階において，配管の熱応力を考慮して拘束点を選定しており，熱応力が過大になる場合はスナッパを使用することとしている。

このため，ラグ及びレストレイントが熱応力により，割れに至る疲労が蓄積される可能性は小さい。

なお，定期的に目視点検を実施しており，これまで有意な割れは認められていない。

したがって，今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難いことから，ラグ及びレストレイントの疲労割れは高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

(2) 現在までの運転経験や使用条件から得られた材料試験データとの比較等により、今後も経年劣化の進展が考えられない、又は進展傾向が極めて小さいと考えられる経年劣化事象（日常劣化管理事象以外）

a. 配管の高サイクル疲労割れ[共通]

小口径配管のソケット溶接部は、ポンプの機械・流体振動による繰り返し応力により高サイクル疲労割れの発生が想定されるが、これまでの運転で低合金鋼配管系に高サイクル疲労割れの事例はなく、振動の状態は経年的に変化するものではないことから、高サイクル疲労割れが発生する可能性はない。

さらに、2002年に発生した関西電力美浜原子力発電所3号機小口径配管不具合の水平展開として、運転時間の短い小口径配管のソケット溶接部に対して疲労評価を実施しており、疲労評価上応力が高い場合はサポートの改造を実施している。また、併せて浸透探傷検査及び目視点検を実施しており、有意な欠陥は認められていない。

振動の状態は経年的に変化するものではなく、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難いことから、配管の高サイクル疲労割れは高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

b. 配管のクリープ [気体廃棄物処理系]

気体廃棄物処理系配管の最高使用温度は538℃でありクリープが想定されるが、運転温度は約290℃であり、熱クリープの発生開始温度370℃より低いため、クリープが発生する可能性はない。

したがって、気体廃棄物処理系配管のクリープは、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

c. 埋込金物（コンクリート埋設部）の腐食（全面腐食）[共通]

埋込金物（コンクリート埋設部）は炭素鋼であるため腐食の発生が想定されるが、コンクリート埋設部ではコンクリートの大気接触部表面からの中性化の進行により腐食環境となるため、コンクリートが中性化に至り埋込金物に有意な腐食が発生するまで長時間を要する。

したがって、埋込金物（コンクリート埋設部）の腐食（全面腐食）は、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

d. 基礎ボルトの樹脂の劣化（後打ちケミカルアンカ）[共通]

基礎ボルトの健全性については、「機械設備の技術評価書」にて評価を実施するものとし、本評価書には含めない。

表 2.2-1 (1/3) 給水加熱器ドレン系配管に想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	消耗品・定期取替品	材料	経年劣化事象							備考	
					減肉		割れ		材質変化		その他		
					摩耗	腐食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣化			
バウンダリの維持	耐圧	配管		低合金鋼		△ ^{*1*2}	▲ ^{*3}					*1：液滴衝撃エロージョン	
機器の支持	支持	オイルスナッパ		炭素鋼		△					△ ^{*4}	*2：流れ加速型腐食	
		ハンガ		炭素鋼		△					△ ^{*4}		
		ラグ		低合金鋼, 炭素鋼		△	△						*3：高サイクル疲労割れ
		レストレイント		炭素鋼		△	△						*4：機能低下
		サポート取付ボルト・ナット		炭素鋼		△							*5：大気接触部 *6：コンクリート埋設部
		埋込金物		炭素鋼		△ ^{*5} ▲ ^{*6}							*7：樹脂の劣化
		基礎ボルト		炭素鋼, 樹脂		△					▲ ^{*7}		

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

▲：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象以外）

表 2.2-1(2/3) 気体廃棄物処理系配管に想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	消耗品・定期取替品	材料	経年劣化事象							備考	
					減肉		割れ		材質変化		その他		
					摩耗	腐食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣化			
バウンダリの維持	耐圧	配管		低合金鋼			▲*1				▲*2	*1：高サイクル疲労割れ	
機器の支持	支持	オイルスナップ		炭素鋼		△					△*3	*2：クリープ	
		ハンガ		炭素鋼		△					△*3	*3：機能低下	
		ラグ		炭素鋼		△	△						*4：大気接触部
		レストレイント		炭素鋼		△	△						*5：コンクリート埋設部
		サポート取付ボルト・ナット		炭素鋼		△							*6：樹脂の劣化
		埋込金物		炭素鋼		△*4 ▲*5							
		基礎ボルト		炭素鋼, 樹脂		△					▲*6		

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

▲：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象以外）

表 2.2-1(3/3) 原子炉系配管に想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	サブシステム	部位	消耗品・定期取替品	材料	経年劣化事象							備考
					減肉		割れ		材質変化		その他	
					摩耗	腐食	疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣化		
バウンダリの維持	耐圧	配管		低合金鋼		△ ^{*1*2}	▲ ^{*3}					*1：液滴衝撃エロージョン
		温度計ウェル		ステンレス鋼								*2：流れ加速型腐食
機器の支持	支持	ラグ		低合金鋼		△	△					*3：高サイクル疲労割れ
		レストレイント		炭素鋼		△	△					*4：大気接触部
		埋込金物		炭素鋼		△ ^{*4} ▲ ^{*5}						*5：コンクリート埋設部
		基礎ボルト		炭素鋼，樹脂		△				▲ ^{*6}		*6：樹脂の劣化

△：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象）

▲：高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象（日常劣化管理事象以外）

3. 代表機器以外への展開

本章では、2章で実施した代表機器への技術評価について、1章で実施したグループ化で代表機器となっていない機器への展開について検討した。

[対象系統]

- ① タービングランド蒸気系
- ② 所内蒸気系
- ③ 抽気系
- ④ タービン補助蒸気系
- ⑤ 給水加熱器ベント系
- ⑥ 原子炉給水ポンプ駆動用蒸気タービン系

3.1 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象

代表機器と同様、設計上及び運転経験から、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象は抽出されなかった。

3.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象

(1) 想定した劣化傾向と実際の劣化傾向の乖離が考え難い経年劣化事象であって、想定した劣化傾向等に基づき適切な保全活動を行っているもの（日常劣化管理事象）

a. 基礎ボルトの腐食（全面腐食） [共通]

代表機器と同様、基礎ボルトの健全性については、「機械設備の技術評価書」にて評価を実施するものとし、本評価書には含めない。

b. 配管及びオリフィスの腐食（液滴衝撃エロージョン） [給水加熱器ベント系，原子炉給水ポンプ駆動用蒸気タービン系]

代表機器と同様、蒸気とともに加速され高速になった液滴が配管の壁面などに衝突する部位、配管内での減圧沸騰により発生した蒸気の体積膨張により加速された液滴が配管の壁面などに衝突する部位では、腐食（液滴衝撃エロージョン）による減肉が想定される。

配管及びオリフィスの腐食（液滴衝撃エロージョン）に対しては、社内規程「配管肉厚管理マニュアル」に基づき、配管材質条件及び内部流体の環境条件を考慮して点検箇所を選定し、肉厚測定又は放射線透過検査にて、減肉傾向を把握している。

また、必要最小肉厚に達するまでの余寿命を算出し、その結果に応じて次回測定又は取替を行うこととしている。

したがって、配管及びオリフィスの腐食（液滴衝撃エロージョン）は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

c. サポート取付ボルト・ナットの腐食（全面腐食） [共通]

代表機器と同様，サポート取付ボルト・ナットは炭素鋼であることから，腐食の発生が想定されるが，表面は塗装を施しており，塗膜が健全であれば，腐食が発生する可能性は小さい。

また，目視点検にて塗膜の状態を確認し，はく離等が認められた場合は必要に応じ補修を実施している。

したがって，サポート取付ボルト・ナットの腐食（全面腐食）は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

d. 埋込金物（大気接触部）の腐食（全面腐食） [共通]

代表機器と同様，埋込金物（大気接触部）は腐食が発生する可能性があるが，表面は塗装を施しており，塗膜が健全であれば，腐食が発生する可能性は小さい。

また，目視点検にて塗膜の状態を確認し，はく離等が認められた場合は必要に応じ補修を実施している。

したがって，埋込金物（大気接触部）の腐食（全面腐食）は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

e. ラグ，レストレイント，オイルスナッパ及びハンガの腐食（全面腐食） [共通]

代表機器と同様，ラグ，レストレイント，オイルスナッパ及びハンガは炭素鋼又は低合金鋼であることから，腐食の発生が想定されるが，表面は塗装を施しており，塗膜が健全であれば，腐食が発生する可能性は小さい。

また，目視点検にて塗膜の状態を確認し，はく離等が認められた場合は必要に応じ補修を実施している。

したがって，ラグ，レストレイント，オイルスナッパ及びハンガの腐食（全面腐食）は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

f. フランジボルト・ナットの腐食（全面腐食） [所内蒸気系，原子炉給水ポンプ駆動用蒸気タービン系]

フランジボルト・ナットは，炭素鋼又は低合金鋼であり，腐食の発生が想定される。

しかしながら，目視点検を実施しており，腐食が認められた場合は必要に応じ補修を実施することとしている。

したがって，フランジボルト・ナットの腐食（全面腐食）は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

g. 配管の腐食（流れ加速型腐食）[共通]

代表機器と同様，常時流れがある高温の純水環境及び蒸気環境のエルボ部，分岐部及びレジャーサ部等の流れの乱れが起きる箇所は腐食（流れ加速型腐食）の発生が想定されるが，低合金鋼配管は耐食性に優れているため，腐食（流れ加速型腐食）が発生する可能性は小さい。

なお，配管の腐食（流れ加速型腐食）に対しては，社内規程「配管肉厚管理マニュアル」に基づき，配管材質条件及び内部流体の環境条件を考慮して点検箇所を選定し，肉厚測定又は放射線透過検査にて，有意な腐食（流れ加速型腐食）がないことを確認している。

したがって，今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難いことから，配管の腐食（流れ加速型腐食）は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

h. ラグ及びレストレイントの疲労割れ [共通]

代表機器と同様，ラグ及びレストレイントは，設計段階において，配管の熱応力を考慮して拘束点を選定しており，熱応力が過大になる場合はスナッパを使用することとしている。

このため，ラグ及びレストレイントが熱応力により，割れに至る疲労が蓄積される可能性は小さい。

なお，定期的に見視点検を実施しており，これまで有意な割れは認められていない。

したがって，今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難いことから，ラグ及びレストレイントの疲労割れは高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

i. オイルスナッパ及びハンガの機能低下[共通]

代表機器と同様，オイルスナッパ及びハンガは，長期にわたる摺動の繰り返しや荷重用等により，機能低下が想定されるが，ピン等の摺動部材については起動・停止等の想定される配管熱移動による摺動回数は少なく，著しい摩耗が生じる可能性は小さい。

また，スプリング使用時のねじり応力は許容ねじり応力以下になるように設定されており，スプリングの材料に対する推奨最高使用温度よりも実際の使用温度は低いため，へたりが進行する可能性は小さい。

なお，定期的に見視点検を実施しており，これまで有意な機能低下は認められていない。

したがって，今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難いことから，オイルスナッパ及びハンガの機能低下は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

(2) 現在までの運転経験や使用条件から得られた材料試験データとの比較等により、今後も経年劣化の進展が考えられない、又は進展傾向が極めて小さいと考えられる経年劣化事象（日常劣化管理事象以外）

a. 配管の高サイクル疲労割れ [共通]

代表機器と同様、小口径配管のソケット溶接部は、ポンプの機械・流体振動による繰り返し応力により高サイクル疲労割れの発生が想定されるが、これまでの運転で低合金鋼配管系に高サイクル疲労割れの事例はなく、振動の状態は経年的に変化するものではないことから、高サイクル疲労割れが発生する可能性はない。

さらに、2002年に発生した関西電力美浜原子力発電所3号機小口径配管不具合の水平展開として、運転時間の短い小口径配管のソケット溶接部に対して疲労評価を実施しており、疲労評価上応力が高い場合はサポートの改造を実施している。また、併せて浸透探傷検査及び目視点検を実施しており、有意な欠陥は認められていない。

振動の状態は経年的に変化するものではなく、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難いことから、配管の高サイクル疲労割れは高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

b. オリフィスの異物付着[給水加熱器ベント系，原子炉給水ポンプ駆動用蒸気タービン系]

オリフィスに異物が付着することにより、顕著な性能低下が想定される。

しかしながら、これまでの運転経験で異物付着による性能低下は認められておらず、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難い。

したがって、オリフィスの異物付着は高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。

c. 埋込金物（コンクリート埋設部）の腐食（全面腐食） [共通]

代表機器と同様、埋込金物（コンクリート埋設部）は炭素鋼であるため腐食の発生が想定されるが、コンクリート埋設部ではコンクリートの大気接触部表面からの中性化の進行により腐食環境となるため、コンクリートが中性化に至り埋込金物に有意な腐食が発生するまで長時間を要する。

したがって、埋込金物（コンクリート埋設部）の腐食（全面腐食）は、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断する。