

川内原子力発電所 1 号炉
劣化状況評価
(2相ステンレス鋼の熱時効)

補足説明資料

2023年7月18日
九州電力株式会社

本資料のうち、枠囲みの内容は機密に係る
事項ですので公開することはできません。

目次

1. 概要	1
2. 基本方針	1
3. 評価対象と評価手法	4
3.1 評価対象機器・対象部位の選定	4
3.2 評価手法	15
4. 代表機器の技術評価	16
4.1 健全性評価	16
4.2 現状保全	33
4.3 総合評価	33
4.4 高経年化への対応	34
5. 代表機器以外の技術評価	35
6. まとめ	36
6.1 審査ガイド適合性	36
6.2 長期施設管理方針として策定する事項	37
別紙1. 熱時効評価対象スクリーニングの詳細プロセス	1-1
別紙2. 加圧器スプレイノズルを評価不要とした理由	2-1
別紙3. NUREG/CR-4513R2 を用いたフェライト量および亀裂安定性評価	3-1
別紙4. EPRI の簡易式と FEM による亀裂進展力 (Japp) の比較	4-1
別紙5. 重大事故等時の評価条件および評価方法の根拠	5-1
別紙6. 破断前漏洩概念を適用している配管系に対する熱時効の影響	6-1
別紙7. 代表評価機器以外の機器に対する製造時の検査内容および現状保全の内容	7-1
別紙8. 代表機器以外の機器に対する技術評価	8-1
別紙9. 評価対象外機器の使用温度の根拠	9-1
別紙10. 電力共通研究における亀裂進展試験の条件について	10-1
別紙11. H3Tモデルを用いた Jmat 曲線の算出過程について	11-1
別紙12. 経年劣化傾向の評価	12-1

1. 概要

本資料は、「実用発電用原子炉の設置、運転等に関する規則」第 114 条の規定に基づく、劣化状況評価のうち、2 相ステンレス鋼の熱時効の評価結果について、補足説明するものである。

1 次冷却材管等に使用している 2 相ステンレス鋼（ステンレス鋼鋳鋼）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、運転中の系統機器が高温の場合に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する相分離が起こること（熱時効）により、材料の靱性の低下等、材料特性変化を起こす。

熱時効による靱性低下への影響は、フェライト量が多く、使用温度が高いほど大きくなる。また、使用条件としては、応力（荷重）が大きいほど健全性評価への影響は大きくなる。

そのため、破壊力学的手法による亀裂の安定性評価を実施することにより、ステンレス鋼鋳鋼製の使用温度が高い機器で、フェライト量が多く、応力が大きい部位が不安定破壊せず健全であることを確認することが必要である。

したがって、フェライト量の多寡および応力条件の観点で評価対象機器・対象部位を選定し、熱時効の代表評価点は 1 次冷却材管コールドレグ直管、ホットレグ直管、蓄圧タンク注入管台および SG 入口 50° エルボとして「4. 代表機器の技術評価」にて評価を実施する。

2. 基本方針

2 相ステンレス鋼の熱時効に対する評価の基本方針は、2 相ステンレス鋼の熱時効の影響が懸念される評価対象部位について亀裂の発生および進展を前提として技術評価を行い、運転開始後 60 年時点までの期間において「実用発電用原子炉の運転の期間の延長の審査基準」、「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」、「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」および「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」の要求事項を満たすことを確認することである。

2 相ステンレス鋼の熱時効についての要求事項を表 1 に整理する。

表1 (1/2) 2相ステンレス鋼の熱時効についての要求事項

審査基準、ガイド	要求事項
<p>実用発電用原子炉の 運転の期間の延長の 審査基準</p>	<p>2. 実用炉規則第113条第2項第2号に掲げる原子炉その他の設備の劣化の状況に関する技術的な評価の結果、延長しようとする期間において、同評価の対象となる機器・構造物が下表に掲げる要求事項（以下「要求事項」という。）に適合すること、又は同評価の結果、要求事項に適合しない場合には同項第3号に掲げる延長しようとする期間における原子炉その他の設備に係る施設管理方針の実施を考慮した上で、延長しようとする期間において、要求事項に適合すること。</p> <ul style="list-style-type: none"> ○延性亀裂進展性評価の結果、評価対象部位において亀裂進展抵抗が亀裂進展力を上回ること。 ○亀裂不安定性評価の結果、評価対象部位において亀裂進展抵抗と亀裂進展力が等しい状態で亀裂進展抵抗の微小変化率が亀裂進展力の微小変化率を上回ること。
<p>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</p>	<p>3. 2 (1) 「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の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」という。）の記載内容について評価の対象とする機器・構造物及び評価手法は、実用炉規則第82条第2項に規定する運転開始後40年を迎える発電用原子炉に係る発電用原子炉施設についての経年劣化に関する技術的な評価におけるものと同様とする。特に運転期間延長認可申請に伴うものとして評価を行い、その結果の記載が求められる事項は次のとおり。</p> <p>④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（平成25年原子力規制委員会規則第6号。以下「技術基準規則」という。）（運転開始以後40年を経過する日において適用されているものに限る。）に定める基準に照らした評価。</p> <p>3. 3 (1) 「延長しようとする期間における原子炉その他の設備に係る施設管理方針」（以下「施設管理方針」という。）の策定に係る手法は、実用炉規則第82条第2項に規定する運転開始後40年を迎える発電用原子炉に係る発電用原子炉施設についての施設管理に関する方針の策定と同様とする。特に運転期間延長認可申請に伴い策定するものとして記載が求められる事項は次のとおり。</p> <p>①上記3. 2の劣化状況評価を踏まえた施設管理方針。</p>

表1 (2/2) 2相ステンレス鋼の熱時効についての要求事項

審査基準、ガイド	要求事項
<p>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</p>	<p>3. 高経年化技術評価等の審査の視点・着眼点</p> <p>(1) 高経年化技術評価の審査</p> <p>⑫健全性の評価 実施ガイド3. 1⑤に規定する期間の満了日までの期間について、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象の発生又は進展に係る健全性を評価していることを審査する。</p> <p>⑬現状保全の評価 健全性評価結果から現状の保全策の妥当性が評価されていることを審査する。</p> <p>⑭追加保全策の抽出 現状保全の評価結果から、現状保全に追加する必要がある新たな保全策が抽出されていることを審査する。</p> <p>(2) 長期施設管理方針の審査</p> <p>①長期施設管理方針の策定 すべての追加保全策について長期保守管理方針として策定されているかを審査する。</p>
<p>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</p>	<p>3. 1 高経年化技術評価の実施及び見直し 高経年化技術評価の実施及び見直しに当たっては、以下の要求事項を満たすこと。</p> <p>⑤抽出された高経年化対策上着目すべき経年劣化事象について、以下に規定する期間の満了日までの期間について機器・構造物の健全性評価を行うとともに、必要に応じ現状の施設管理に追加すべき保全策（以下「追加保全策」という。）を抽出すること。</p> <p>ロ 実用炉規則第8 2条第2項又は第3項の規定に基づく高経年化技術評価プラントの運転を開始した日から40年間に同条第2項又は第3項に規定する延長する期間を加えた期間</p> <p>3. 2 長期施設管理方針の策定及び変更 長期施設管理方針の策定及び変更にあたっては、以下の要求事項を満たすこと。</p> <p>①高経年化技術評価の結果抽出されたすべての追加保全策（発電用原子炉の運転を断続的に行うことを前提として抽出されたもの及び冷温停止状態が維持されることを前提として抽出されたもののすべて。）について、発電用原子炉ごとに、施設管理の項目及び当該項目ごとの実施時期を規定した長期施設管理方針を策定すること。</p> <p>なお、高経年化技術評価の結果抽出された追加保全策について、発電用原子炉の運転を断続的に行うことを前提とした評価から抽出されたものと冷温停止状態が維持されることを前提とした評価から抽出されたもの間で、その対象の経年劣化事象及び機器・構造物の部位が重複するものについては、双方の追加保全策を踏まえた保守的な長期施設管理方針を策定すること。</p>

3. 評価対象と評価手法

2相ステンレス鋼の熱時効評価フローを図1に示す。熱時効の評価に当たっては評価フローに沿って評価を実施する。

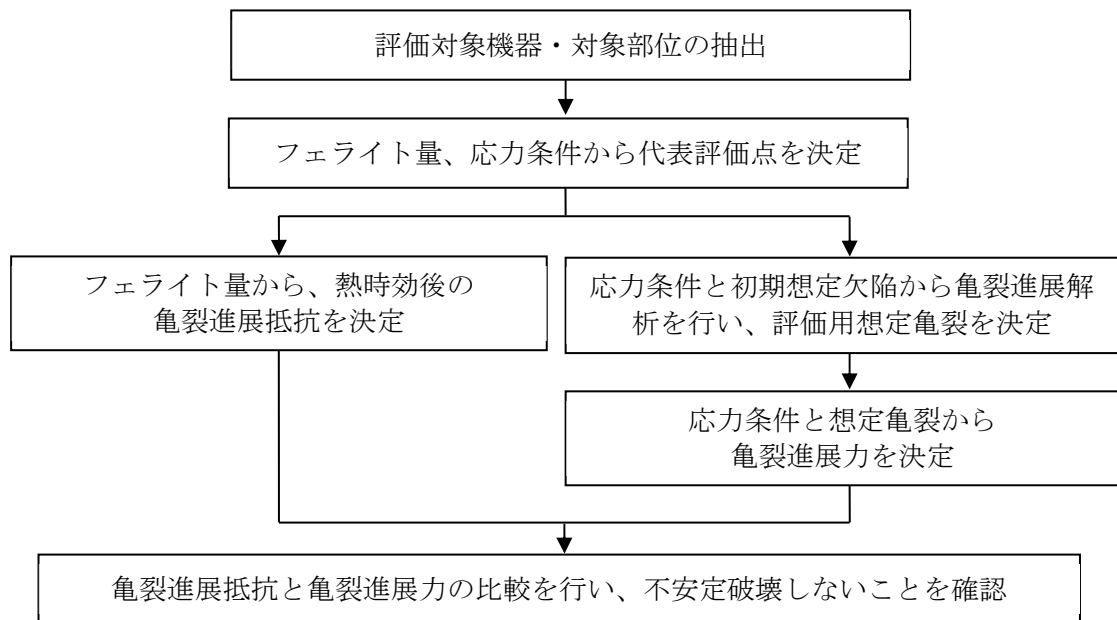


図1 2相ステンレス鋼の熱時効評価フロー

3.1 評価対象機器・対象部位の選定

(1) 評価対象機器・対象部位の抽出

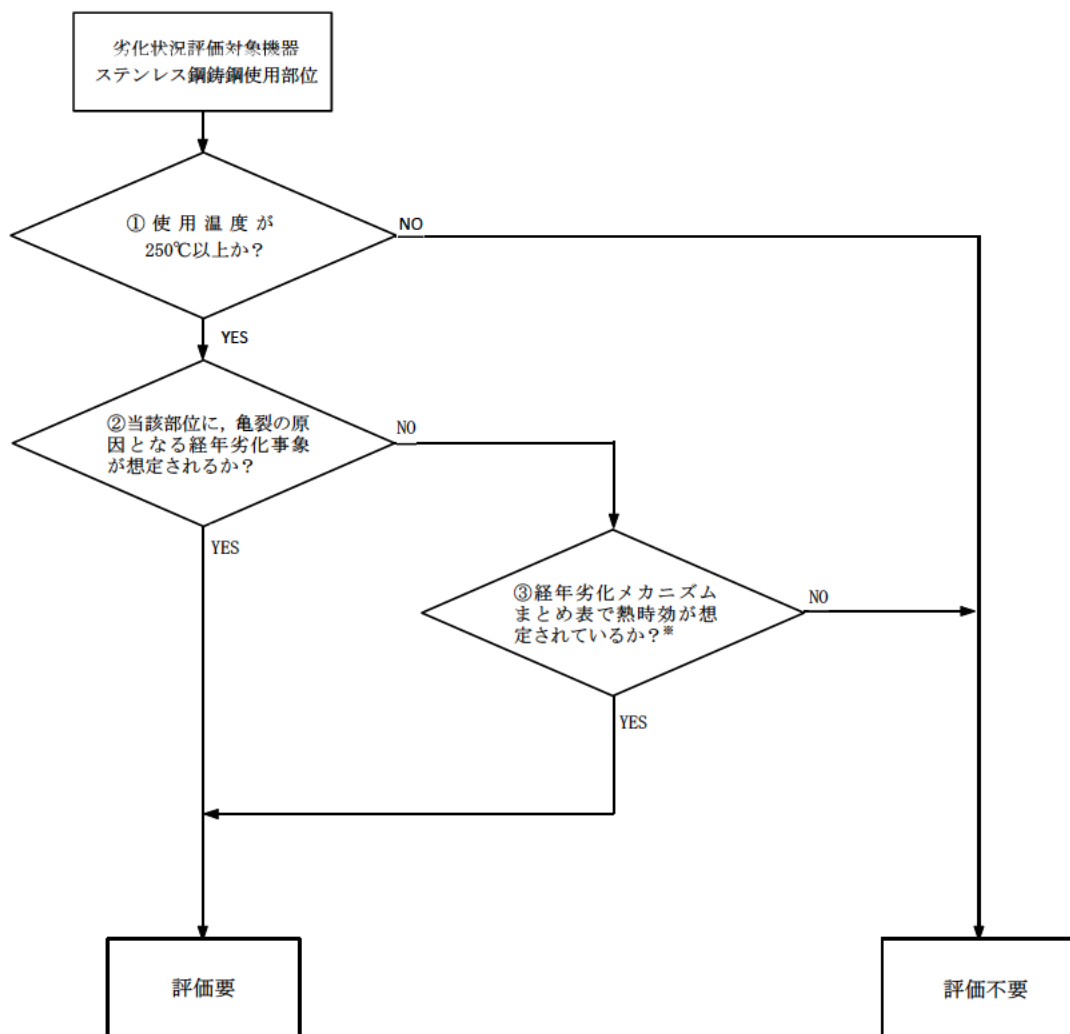
熱時効の評価対象機器・対象部位については、「日本原子力学会 原子力発電所の高経年化対策実施基準：2008 (AESJ-SC-P005:2008)」に基づき、以下の条件を含んだ機器、部位を評価対象として抽出する。

- 使用温度が 250℃以上
- 使用材料が 2 相ステンレス鋼
- 亀裂の原因となる経年劣化事象の発生が想定される。

熱時効評価対象スクリーニングフローを図2示す。また、スクリーニングの詳細プロセスを別紙1に示す。

なお、スクリーニングフローにおける「亀裂の原因となる経年劣化事象」とは、疲労割れまたは応力腐食割れが想定されるか否かについて確認を実施している。また、スクリーニングフローの③について、高経年化対策実施基準の経年劣化メカニズムまとめ表に経年劣化事象が想定される場合でも、高経年化技術評価不要の条件を満たしている場合は、当該事象の評価不要と判断した。

熱時効評価対象のスクリーニング結果一覧を表2に示す。



※日本原子力学会 原子力発電所の高経年化対策実施基準の経年劣化メカニズムまとめ表に想定される経年劣化事象として熱時効の記載がある場合でも、高経年化技術評価不要の条件を満たしている場合は、評価不要と判断する。

図2 熱時効評価対象スクリーニングフロー

表2 熱時効評価対象のスクリーニング結果一覧 (その1)

機種	機器	部位	①最高使用温度	①使用温度	②亀裂を想定?	③熱時効想定?	PLM評価	評価根拠
ポンプ	海水ポンプ	羽根車	約 50°C	-	-	-	不要	A
		吐出曲管	約 50°C	-	-	-	不要	A
		吐出管	約 50°C	-	-	-	不要	A
		案内羽根	約 50°C	-	-	-	不要	A
		吸込口	約 50°C	-	-	-	不要	A
		中間軸受箱、軸受箱	約 50°C	-	-	-	不要	A
	充てん/高圧注入ポンプ	羽根車	約 150°C	-	-	-	不要	A
	余熱除去ポンプ	羽根車	約 200°C	-	-	-	不要	A
		ケーシング	約 200°C	-	-	-	不要	A
		ケーシングカバー	約 200°C	-	-	-	不要	A
	原子炉補機冷却水ポンプ	羽根車	約 95°C	-	-	-	不要	A
	タービン動補助給水ポンプ	羽根車	約 40°C	-	-	-	不要	A
		ケーシング	約 40°C	-	-	-	不要	A
	給水ブースタポンプ	羽根車	約 200°C	-	-	-	不要	A
		案内羽根	約 200°C	-	-	-	不要	A
		吸込ベル	約 200°C	-	-	-	不要	A
	1次冷却材ポンプ	羽根車	約 343°C	約 283.6°C	×	○	要	C
		ケーシング	約 343°C	約 283.6°C	○	→	要	D
		主フランジ	約 343°C	約 283.6°C	×	×	不要	B
	容器	加圧器	スプレインズル	約 360°C	約 345°C	×	×*	不要
配管	1次冷却材管	直管	約 343°C	(高温側)約 321.1°C (低温側)約 283.6°C	○	→	要	D
		エルボ	約 343°C	(高温側)約 321.1°C (低温側)約 283.6°C	○	→	要	D
		管台	約 343°C	(高温側)約 321.1°C (低温側)約 283.6°C	○	→	要	D
仕切弁	RHRS入口隔離弁	弁箱	約 343°C	321.1°C以下	○	→	要	D
		弁蓋	約 343°C	321.1°C以下	×	○	要	C
	第5抽気弁	弁箱	約 200°C	-	-	-	不要	A
		弁蓋	約 200°C	-	-	-	不要	A
		弁体	約 200°C	-	-	-	不要	A
	タービン動補助給水ポンプ復水タンク元弁	弁箱	約 40°C	-	-	-	不要	A
		弁蓋	約 40°C	-	-	-	不要	A
		弁体	約 40°C	-	-	-	不要	A
	玉形弁	C/V冷却材ドレン冷却器出口第1隔離弁	弁箱	約 127°C	-	-	-	不要
弁蓋			約 127°C	-	-	-	不要	A
高圧タービングランド蒸気スピルオーバー弁		弁箱	約 180°C	-	-	-	不要	A
		弁蓋	約 180°C	-	-	-	不要	A
ストレーナ入口弁		弁箱	約 50°C	-	-	-	不要	A
	弁蓋	約 50°C	-	-	-	不要	A	

※日本原子力学会 原子力発電所の高経年化対策実施基準の経年劣化メカニズムまとめ表に想定される経年劣化事象として熱時効の記載があるが、当該部の発生応力は小さく、「①当該事象の発生の可能性がない使用条件下」に該当するため熱時効評価不要に整理されると判断した。詳細を別紙2に示す。

<p><評価根拠></p> <p>A: 使用温度が 250°C未満である。(評価不要)</p> <p>B: 亀裂の原因となる経年劣化事象が想定されない。また、経年劣化メカニズムまとめ表で熱時効が想定されていない。(評価不要)</p> <p>C: 亀裂の原因となる経年劣化事象が想定されない。但し、経年劣化メカニズムまとめ表で熱時効が想定されている。(評価要)</p> <p>D: 亀裂の原因となる経年劣化事象が想定される。(評価要)</p>
--

表2 熱時効評価対象のスクリーニング結果一覧 (その2)

機種	機器	部位	①最高使用温度	①使用温度	②亀裂を想定?	③熱時効想定?	PLM評価	評価根拠
バタフライ弁	RHRクーラ出口流量制御弁	弁箱(弁座と一体)	約 200°C	-	-	-	不要	A
		弁体	約 200°C	-	-	-	不要	A
	濃縮液ポンプ入口弁	弁箱	約 150°C	-	-	-	不要	A
		弁体	約 150°C	-	-	-	不要	A
ダイヤフラム弁	CH/SIポンプ入口ベントライン第1隔離弁	弁箱	約 150°C	-	-	-	不要	A
		弁蓋	約 150°C	-	-	-	不要	A
	C/Vサンプポンプ出口ライン第2隔離弁	弁箱	約 105°C	-	-	-	不要	A
		弁蓋	約 105°C	-	-	-	不要	A
	濃縮液移送弁	弁蓋	約 120°C	-	-	-	不要	A
	ガス減衰タンク圧力制御弁	弁箱	約 65°C	-	-	-	不要	A
弁蓋		約 65°C	-	-	-	不要	A	
ストレーナ出口弁	弁蓋	約 50°C	-	-	-	不要	A	
スイング逆止弁	蓄圧タンク出口第2逆止弁	弁箱	約 343°C	283.6°C以下	○	→	要	D
	濃縮液ポンプ出口逆止弁	弁箱	約 150°C	-	-	-	不要	A
	第6抽気逆止弁	弁箱	約 235°C	-	-	-	不要	A
		弁蓋	約 235°C	-	-	-	不要	A
		弁体	約 235°C	-	-	-	不要	A
		アーム	約 235°C	-	-	-	不要	A
	アニュラス空気浄化系逆止弁	弁箱(弁座と一体)	約 105°C	-	-	-	不要	A
弁体		約 105°C	-	-	-	不要	A	
安全弁	加圧器安全弁	弁箱	約 360°C	100°C以下	-	-	不要	A
	補機冷却クーラ海水逃がし弁	弁箱	約 50°C	-	-	-	不要	A
		弁蓋	約 50°C	-	-	-	不要	A
タービン設備	高圧タービン	内部車室	約 291°C	約 263°C	○	→	要	D
		アウターグラウンド本体	約 291°C	約 107°C				A
		インナーグラウンド本体	約 291°C	約 191°C				A
		ダイヤフラムリング	約 291°C	約 107°C				A
		翼環	約 291°C	約 228°C				A
	低圧タービン	翼環	約 291°C	約 249°C				A
		静翼(第7段翼)	約 291°C	約 90°C				A
		静翼(第7、8段翼根リング)	約 291°C	約 73°C				A
	タービン動主給水ポンプ駆動タービン	車室	約 291°C	約 170°C				A
		高圧ノズル室(第1段ノズルを含む)	約 291°C	約 170°C				A
		グラウンド本体	約 291°C	約 170°C				A
主油ポンプ	羽根車	約 80°C	-	-	-	不要	A	

<評価根拠>

A: 使用温度が 250°C未満である。(評価不要)

B: 亀裂の原因となる経年劣化事象が想定されない。また、経年劣化メカニズムまとめ表で熱時効が想定されていない。(評価不要)

C: 亀裂の原因となる経年劣化事象が想定されない。但し、経年劣化メカニズムまとめ表で熱時効が想定されている。(評価要)

D: 亀裂の原因となる経年劣化事象が想定される。(評価要)

表2 熱時効評価対象のスクリーニング結果一覧 (その3)

機種	機器	部位	①最高使用温度	①使用温度	②亀裂を想定?	③熱時効想定?	PLM評価	評価根拠
空調設備	空調用冷水設備	空調用冷水ポンプ羽根車	約 40℃	-	-	-	不要	A
機械設備	制御棒クラスタ	スパイダー	約 343℃	約 321.1℃	×	○	要	C
		ペーン	約 343℃	約 321.1℃	×	○	要	C
		フィンガ	約 343℃	約 321.1℃	×	○	要	C
	洗浄排水処理装置	濃縮液ポンプ 羽根車	約 150℃	-	-	-	不要	A
		濃縮液ポンプ ケーシング	約 150℃	-	-	-	不要	A
		蒸留水ポンプ 羽根車	約 150℃	-	-	-	不要	A
		蒸留水ポンプ ケーシング	約 150℃	-	-	-	不要	A
電源設備	温水循環ポンプ	羽根車	約 90℃	-	-	-	不要	A
	燃料油第2こし器	切替コック	約 40℃	-	-	-	不要	A
	大容量空冷式発電機用給油ポンプ	ケーシング	約 40℃	-	-	-	不要	A

<評価根拠>

A: 使用温度が 250℃未満である。(評価不要)

B: 亀裂の原因となる経年劣化事象が想定されない。また、経年劣化メカニズムまとめ表で熱時効が想定されていない。(評価不要)

C: 亀裂の原因となる経年劣化事象が想定されない。但し、経年劣化メカニズムまとめ表で熱時効が想定されている。(評価要)

D: 亀裂の原因となる経年劣化事象が想定される。(評価要)

熱時効評価対象のスクリーニングの結果、評価要となった機器のうち亀裂が想定される部位についてフェライト量および応力条件で整理し比較すると、1次冷却材管は使用温度が高く、発生応力は大きいことが分かる。

このため、代表評価対象機器は発生応力の大きい1次冷却材管とする。

熱時効の代表評価対象機器選定結果を表3に示す。

※1：フェライト量算出にあたっては、製造時の材料成分を用いて「Standard Practice for Steel Casting, Austenitic Alloy, Estimating Ferrite Content Thereof (ASTM A800/A800M-20)」(以下「ASTM A800」という。)に示される線図により算出した。

表3 熱時効の代表評価機器選定表

機種	機器	部位	使用温度 (°C)	亀裂の 原因	フェライト 量 (%) ※1、2	発生応力 (MPa) ※2	選定 結果	備考 (選定理由)
ポンプ	1次冷却材 ポンプ	羽根車	約 283.6	—	約 12.2	約 46		1次冷却材ポンプの羽根車について、過去に亀裂に関する不具合は発生しておらず亀裂の原因となる経年劣化事象はない。また、製造時の非破壊検査で有意な欠陥がないことを確認している。 羽根車は耐圧部ではなく、亀裂の原因となる経年劣化事象の発生は想定されない。発生応力も小さいため代表評価機器とはしない。
		ケーシング	約 283.6	疲労割れ	約 10.9	約 104		疲労割れによる亀裂が想定されるが、疲労評価上も許容値を満足するため亀裂が発生する可能性は小さい。また、製造時の非破壊検査で有意な欠陥がないことを確認している。 亀裂の発生、進展の可能性は小さく、1次冷却材管の発生応力に包絡されるため代表評価機器とはしない
配管	1次冷却材 管	直管、 エルボ、 管台	約 321.1 / 約 283.6	疲労割れ 応力腐食 割れ	約 22.3	約 152	○	疲労割れによる亀裂が想定されるが、疲労評価上も許容値を満足するため亀裂が発生する可能性は小さい。また、製造時の非破壊検査で有意な欠陥がないことを確認している。応力腐食割れについては、高温で使用する場合は水質管理を実施しており発生する可能性は小さい。 他の機器・部位と比較するとフェライト量、発生応力ともに大きいため、1次冷却材管を代表評価機器とする。
仕切弁	RHRS 入 口隔離弁	弁箱、 弁蓋	約 321.1	疲労割れ	約 12.0	約 80		疲労割れによる亀裂が想定されるが、疲労評価上も許容値を満足するため亀裂が発生する可能性は小さい。また、弁は接続される配管と比較して厚板に製造されていることから発生応力は小さく、製造時の非破壊検査で有意な欠陥がないことを確認している。 亀裂の発生、進展の可能性は小さく、1次冷却材管の発生応力に包絡されるため代表評価機器とはしない。
スイング 逆止弁	蓄圧タンク 出口第2 逆止弁	弁箱	約 283.6	疲労割れ	約 6.7	約 111		疲労割れによる亀裂が想定されるが、疲労評価上も許容値を満足するため亀裂が発生する可能性は小さい。また、弁は接続される配管と比較して厚板に製造されていることから発生応力は小さく、製造時の非破壊検査で有意な欠陥がないことを確認している。 亀裂の発生、進展の可能性は小さく、1次冷却材管の発生応力に包絡されるため代表評価機器とはしない。
タービン 設備	高圧 タービン	内部車室	約 263	疲労割れ	約 3.8	約 40.4		疲労割れによる亀裂が想定されるが、内部車室は耐圧部材ではなく、有意な応力変動を受けない構造となっており、亀裂が発生する可能性は小さい。発生応力も小さいため代表評価機器とはしない。
機械設備	制御棒 クラスタ	スパイダ、 ベーン、 フィンガ	約 321.1	—	約 5.9	約 28		制御棒クラスタのスパイダ組立体について、過去に亀裂に関する不具合は発生しておらず亀裂の原因となる経年劣化事象はない。また、製造時に内部欠陥をなくす処理をしている。スパイダ組立体は耐圧部ではなく、亀裂の原因となる経年劣化事象の発生は想定されない。発生応力も小さいため代表評価機器とはしない。

※1：フェライト量算出にあたっては、製造時の材料成分を用いて「Standard Practice for Steel Casting, Austenitic Alloy, Estimating Ferrite Content Thereof (ASTM A800/A800M-20)」(以下「ASTM A800」という。)に示される線図により算出した。

※2：対象機器が系統毎に複数ある場合、同一機能を持った機器が複数ある場合は、最も値の大きい機器を記載している。

(2) 代表評価点の決定

川内1号炉で熱時効の代表評価対象機器とした1次冷却材管を構成する2相ステンレス鋼(ステンレス鋼鋳鋼)各部位を図3に示す。また、各部位のフェライト量および応力の一覧を表4に示す。

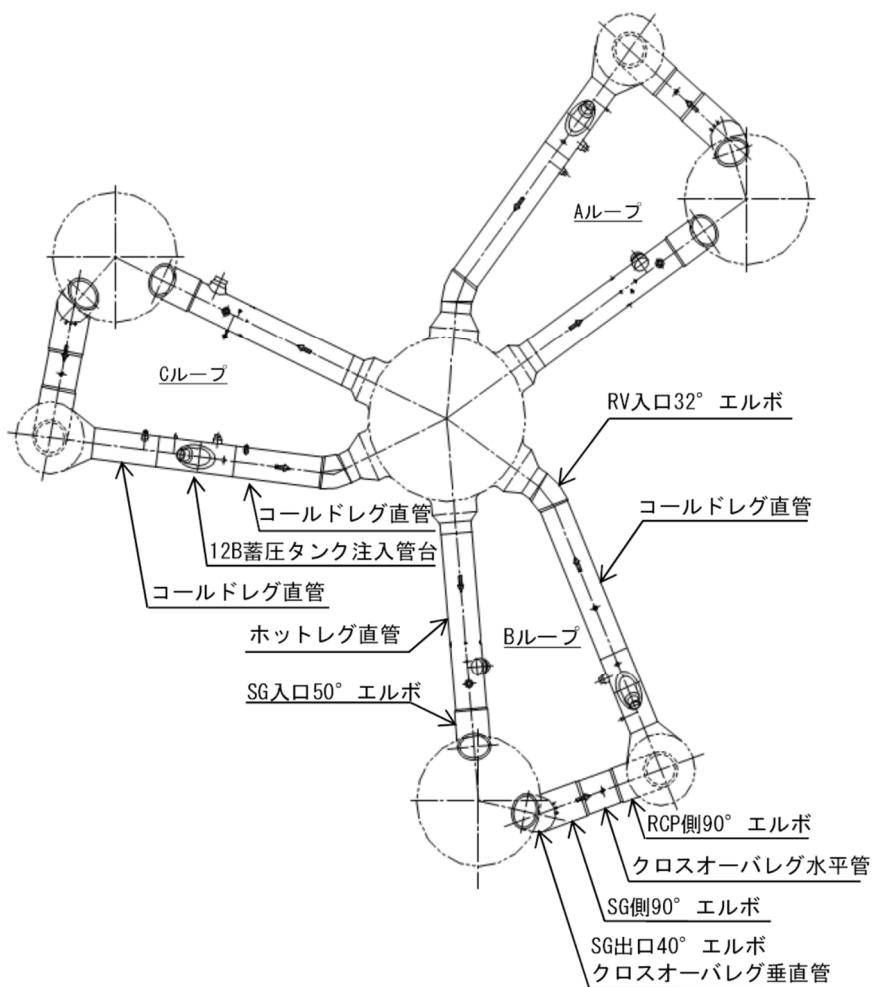


図3 1次冷却材管の熱時効評価対象部位

表4 1次冷却材管構成品のフェライト量および応力一覧

	部位	使用温度 (°C)	フェライト量 (%) ※1、2	応力 (MPa) ※2、3	選定
①	ホットレグ直管	321.1	約 17.8	152	○
②	SG 入口 50° エルボ	321.1	約 20.5	117※4	○
③	SG 出口 40° エルボ	283.6	約 14.8	69	
④	クロスオーバーレグ直管(垂直管)	283.6	約 14.9	66	
⑤	クロスオーバーレグ SG 側 90° エルボ	283.6	約 18.1	62	
⑥	クロスオーバーレグ直管 (水平管)	283.6	約 17.0	61	
⑦	クロスオーバーレグ RCP 側 90° エルボ	283.6	約 15.9	69	
⑧	コールドレグ直管	283.6	約 22.3	104	○
⑨	RV 入口 32° エルボ	283.6	約 18.1	91	
⑩	蓄圧タンク注入管台	283.6	約 20.5	136	○

※1：フェライト量算出にあたっては、製造時の材料成分を用いて「ASTM A800」に示される線図により算出した。

※2：対象機器が系統毎に複数ある場合、同一機能を持った機器が複数ある場合は、最も値の大きい機器を記載している。

※3：応力は供用状態A、Bでの内圧、自重、熱膨張荷重、地震荷重（S s）を用いて算出した。なお、重大事故等時の応力条件でも選定結果が変わらないことを確認している。

※4：直管形状の応力を示す。曲がり部の応力は114MPa。

熱時効の代表評価点は、応力が最も大きい部位としてホットレグ直管を、フェライト量が最も多い部位としてコールドレグ直管を選定した。さらに応力とフェライト量の組合せを考慮し、蓄圧タンク注入管台を評価部位として選定した。また、エルボで応力が高くなると考えられる SG 入口 50° エルボについても評価部位として選定した。なお、SG 入口 50° エルボの代表評価点は直管形状部(応力:117MPa)ではなく、曲がり部(応力:114MPa)とする。

各部位の詳細な応力値を表5に、フェライト量算出に用いた材料成分を表6に示す。フェライト量は、「ASTM A800」に基づき表6に示す材料成分表および図4により算出した。

なお、ASTM A800 の他にフェライト量の算出方法として「Estimation of Fracture Toughness of Cast Stainless Steels during Thermal Aging in LWR Systems (NUREG/CR-4513、ANL-15/08、Revision2)」(以下、「NUREG/CR-4513R2」という。)で紹介されている Hu11 の等価係数を用いた算出式(以下、「Hu11 式」という。)による方法があるが、Hu11 式により算出したフェライト量を用いた亀裂進展抵抗 (J_{mat}) を参照しても次項で実施する亀裂安定性評価結果に影響はないことを確認している。

表5 応力値詳細

部位	内圧による 応力(MPa)	曲げ応力				軸力による応力				合算値 (MPa)
		自重 (MPa)	熱 (MPa)	地震 (MPa)	合計 (MPa)	自重 (MPa)	熱 (MPa)	地震 (MPa)	合計 (MPa)	
ホットレグ 直管	41.0	9.2	64.6	21.5	95.3	0.0	1.2	14.2	15.4	152
SG 入口 50° エルボ	40.9 (40.9) ^{※1}	2.4	41.0	18.7	62.1 (92.2) ^{※1}	0.0	3.0	7.7	10.7 (10.7) ^{※1}	114 (144) ^{※1}
コールドレグ 直管	41.1	2.4	28.9	23.8	55.1	0.1	1.0	6.7	7.8	104
蓄圧タンク注 入管台	35.5	1.3	39.7	55.4	96.4	0.6	1.5	1.4	3.5	136

※1：SG 入口 50° エルボは曲がり部と直管部が存在する。評価点の形状寸法に対して全て直管形状と仮定して算出した応力は、直管部の評価点で 117MPa と曲がり部の評価点より大きい。しかし、曲がり部の評価点における曲げ応力 (62.1MPa) について、ASME Sec III NB-3685 に基づき曲がり部の形状の影響を考慮すると 92.2MPa となる。内圧による応力は配管断面形状に依存し、軸力は応力値が小さいことから、曲がり部の形状を考慮した場合は曲がり部の評価点の方が直管部の評価点より応力値は大きくなる。したがって、SG 入口 50° エルボの代表点としては曲がり部の評価点を選定した。

表6 フェライト量算出に用いた材料成分表

部位	化学成分 (溶鋼分析) %※1								Cr _e /Ni _e	フェライト量※2 (%)
	C	Si	Mn	Cr	Ni	Mo	Nb	N		
ホットレグ直管									1.351	約 17.8 (約 19.6)
SG 入口 50° エルボ									1.397	約 20.5 (約 21.6)
コールドレグ直管									1.425	約 22.3 (約 23.4)
蓄圧タンク注入管台									1.397	約 20.5 (約 21.6)

※1：直管のNbは微量であることを確認しているが、評価上は保守的に電力共通研究「1次冷却材管等の時効劣化に関する研究 (STEPⅢ) (その2) 1998年度」で用いた供試体の化学成分を参考に同等の値とした。

※2：ASTM A800によるフェライト量。()内はHull式によるフェライト量 (参考値)。

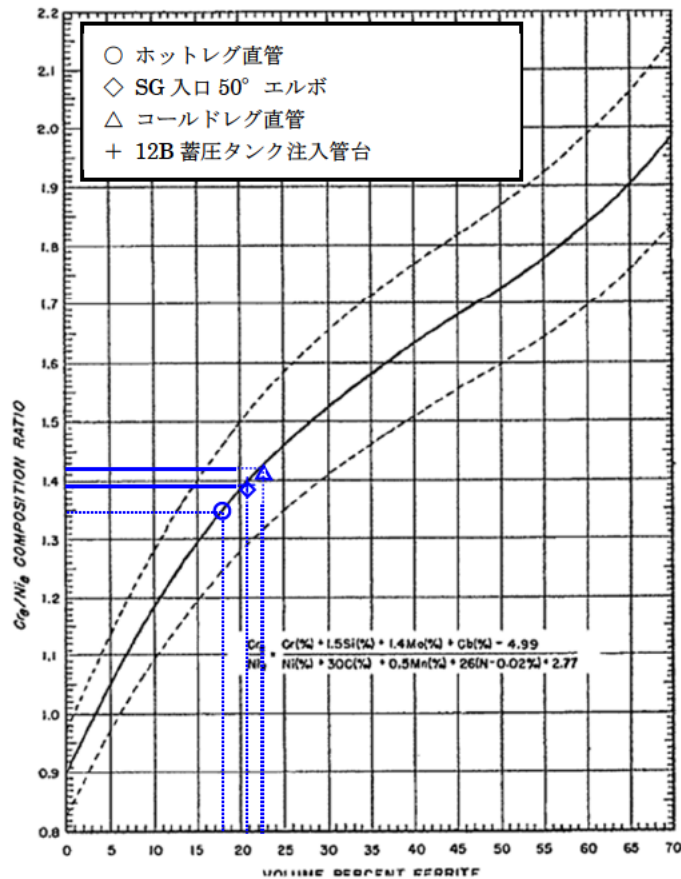


FIG. X1.1 Schoefer Diagram for Estimating the Average Ferrite Content In Austenitic Iron-Chromium-Nickel Alloy Castings

図4 1次冷却材管のフェライト量導出図

3.2 評価手法

選定した評価対象部位に対して、以下の手順で評価を実施する。

(1) 評価用初期欠陥の想定

初期欠陥の大きさは、「JEAG4613-1998」に準拠し定める。

(2) 疲労亀裂進展解析

配管の内面に想定する評価用初期欠陥が、プラント運転時に生じる応力サイクルにより供用期間 60 年間に進展する量を求める。

(3) 亀裂安定性評価用想定亀裂の想定

亀裂安定性評価では、安全側に評価するため、前項の疲労亀裂進展解析で算出した疲労亀裂を貫通亀裂に置換える。

(4) 亀裂安定性評価

供用状態 A、B の条件よりも厳しい重大事故等時（原子炉停止機能喪失）（以下、「SA」という。）の荷重条件を包絡した評価を行う。このため、自重+SA 熱膨張+SA 圧力+S_s 地震動により想定亀裂に生じる亀裂進展力を評価し、亀裂進展抵抗 J_{mat}^* と比較して延性不安定破壊しないことを確認する。

※「H3T モデル」を用いて評価部位のフェライト量を基に完全時効後の飽和値として決定する。

2 相ステンレス鋼の熱時効の評価に用いた規格および評価手法を以下に示す。

a. 「日本原子力学会 原子力発電所の高経年対策実施基準：2008

(AESJ-SC-P005：2008)」

b. 「日本電気協会 原子力発電所配管破損防護設計技術指針

(JEAG 4613-1998)」 (以下、「JEAG4613-1998」という。)

c. 電力共通研究「1 次冷却材管等の時効劣化に関する研究 (STEP III)

(その 2) 1998 年度」で改良された脆化予測モデル (H3T モデル：Hyperbolic-Time、Temperature Toughness) (以下、「H3T モデル」という。)

4. 代表機器の技術評価

4.1 健全性評価

(1) 評価用初期欠陥の想定

評価用初期欠陥の大きさは、「JEAG4613-1998」に準拠し、図5に示すように $0.2t$ (深さ a_0) \times $1.0t$ (表面長さ $2c_0$) (t は板厚) の半楕円形の内表面周方向欠陥とする。

なお、平成16年度 原子力発電施設検査技術実証事業に関する報告書(超音波探傷試験における欠陥検出性及びサイジング精度の確認に関するもの)では、ステンレス鋼の疲労亀裂において検出率100%に達する最小欠陥深さは約 $0.18t$ であり、本評価で用いる「JEAG4613-1998」の値は保守的である。また、当該報告書の超音波探傷試験と現状保全における実機の1次冷却材管の超音波探傷試験は、同等の探触子と検査員資格で実施している。

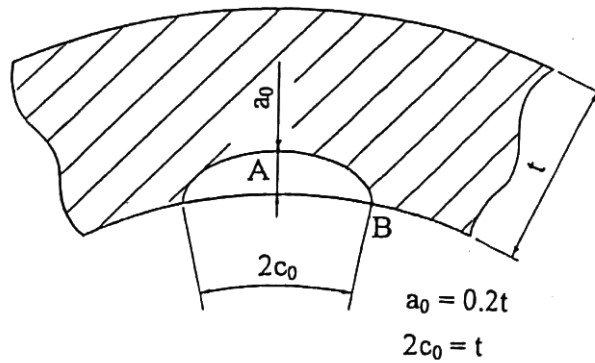


図5 初期欠陥の形状

(2) 疲労亀裂進展解析

a. 解析条件

配管の内面に想定する評価用初期欠陥が、プラント運転時に生じる応力サイクルにより供用期間 60 年の間に進展する量を求める。

① 亀裂進展解析に用いる応力サイクル

使用する応力サイクルは実機運転状態を考慮し、実過渡条件に基づいて設定する。実過渡条件による応力サイクルを表 7. 1 から表 7. 4 に示す。

過渡回数は、2019 年度末までの実績過渡回数に基づき、運転開始から 60 年時点の過渡回数を予測したものであり、1 次冷却材管の低サイクル疲労評価で用いているものと同じである。(過渡回数の算出方法は、「川内原子力発電所 1 号炉 劣化状況評価 (低サイクル疲労) 補足説明資料」を参照)

② 疲労亀裂進展速度

疲労亀裂進展速度は国内軽水炉条件下のデータに基づく以下の式を使用する。(「JEAG4613-1998」参照)

$$da/dN = C(\Delta K)^m$$

$$\Delta K = K_{\max} - K_{\min}$$

ここで、

da/dN ; 疲労亀裂進展速度 (m/cycle)

C ; 定数 = 7.77×10^{-12}

m ; 定数 = 3.5

ΔK ; 応力拡大係数変動幅 (MPa \sqrt{m})

K_{\max} 、 K_{\min} ; 最大および最小応力拡大係数 (MPa \sqrt{m})

ここではステンレス鑄造管に対する速度を使用している。また、時効の有無による亀裂進展速度の差異については、電力共通研究「PWR 配管破断防護設計の合理化に関する研究 (1 次冷却材管の破断想定除外) 1986 年度」(試験条件は別紙 10 参照)において、有意な差がないことを確認している。

表7. 1 応力サイクル (ホットレグ直管)

過渡条件	過渡回数	膜応力 (MPa)		曲げ応力 (MPa)	
		σ_{mmax}	σ_{mmin}	σ_{bmax}	σ_{bmin}
1. 起動・停止	69	114.15	9.40	71.96	-23.49
2. 負荷上昇 (負荷上昇率5%/min)	809	122.57	114.48	79.26	45.60
3. 負荷減少 (負荷減少率5%/min)	798	122.60	114.57	77.63	45.45
4. 90%から100%へのステップ状負荷上昇	5	122.56	120.47	54.84	46.16
5. 100%から90%へのステップ状負荷減少	6	122.65	120.02	55.36	45.62
6. 100%からの大きいステップ状負荷減少	3	124.85	110.85	82.90	35.95
7. 定常負荷運転時の変動	0	123.59	120.04	53.37	40.96
8. 燃料交換	62	17.93	10.71	38.17	0.00
9. 0%から15%への負荷上昇	72	115.31	114.15	50.46	46.74
10. 15%から0%への負荷減少	61	115.31	114.15	54.68	46.74
11. 1ループ停止 / 1ループ起動 [停止]	2	122.43	108.05	125.45	30.36
12. 1ループ停止 / 1ループ起動 [起動]	2	115.74	112.79	63.64	44.31
13. 負荷の喪失	7	130.90	107.82	109.80	29.79
14. 外部電源喪失	4	128.44	117.54	59.71	41.12
15. 1次冷却材流量の部分喪失	2	122.51	105.09	129.02	38.24
16. 100%からの原子炉トリップ (I) 不注意な冷却を伴わないトリップ	6	121.81	105.63	126.01	39.55
17. 100%からの原子炉トリップ (II) 不注意な冷却を伴うトリップ	2	121.81	93.60	165.76	32.12
18. 100%からの原子炉トリップ (III) 不注意な冷却と安全注入を伴うトリップ	2	121.81	84.95	191.89	34.85
19. 1次冷却系の異常な減圧	2	121.81	65.15	163.10	9.61
20. 制御棒クラスタの落下	2	121.81	94.63	157.26	32.12
21. 出力運転中の非常用炉心冷却系の誤起動	2	122.42	98.34	143.14	40.40
22. 1次冷却系停止ループの誤起動	2	124.93	104.56	116.40	-19.52
23. タービン回転試験	2	114.15	98.51	77.84	39.85
24. 1次系漏えい試験	61	101.58	13.07	77.01	-23.21
25. 1/3Sd地震	360	123.86	119.93	46.74	46.74

表7. 2 応力サイクル (SG 入口 50° エルボ)

過渡条件	過渡回数	膜応力 (MPa)		曲げ応力 (MPa)	
		σ_{mmax}	σ_{mmin}	σ_{bmax}	σ_{bmin}
1. 起動・停止	69	126.32	5.01	110.39	-34.67
2. 負荷上昇 (負荷上昇率5%/min)	809	136.97	126.97	112.16	71.18
3. 負荷減少 (負荷減少率5%/min)	798	136.98	127.04	110.39	71.12
4. 90%から100%へのステップ状負荷上昇	5	136.95	134.61	81.37	71.85
5. 100%から90%へのステップ状負荷減少	6	137.02	134.11	81.97	71.16
6. 100%からの大きいステップ状負荷減少	3	139.47	123.13	114.09	60.12
7. 定常負荷運転時の変動	0	138.16	134.19	79.78	66.62
8. 燃料交換	62	15.99	6.70	40.66	0.00
9. 0%から15%への負荷上昇	72	127.81	126.32	77.58	72.75
10. 15%から0%への負荷減少	61	127.81	126.32	81.27	72.75
11. 1ループ停止 / 1ループ起動 [停止]	2	136.58	119.03	153.16	55.74
12. 1ループ停止 / 1ループ起動 [起動]	2	128.22	124.73	90.10	70.07
13. 負荷の喪失	7	145.80	120.35	138.97	51.87
14. 外部電源喪失	4	143.05	131.29	88.94	65.91
15. 1次冷却材流量の部分喪失	2	136.98	116.65	154.63	60.44
16. 100%からの原子炉トリップ (I) 不注意な冷却を伴わないトリップ	6	136.17	117.42	152.30	61.56
17. 100%からの原子炉トリップ (II) 不注意な冷却を伴うトリップ	2	136.17	104.09	191.93	50.00
18. 100%からの原子炉トリップ (III) 不注意な冷却と安全注入を伴うトリップ	2	136.17	92.18	239.53	54.24
19. 1次冷却系の異常な減圧	2	136.17	73.95	205.97	14.97
20. 制御棒クラスタの落下	2	136.17	105.41	183.78	50.00
21. 出力運転中の非常用炉心冷却系の誤起動	2	136.78	107.80	185.03	62.88
22. 1次冷却系停止ループの誤起動	2	139.05	115.55	143.87	5.58
23. タービン回転試験	2	126.32	108.19	112.78	62.03
24. 1次系漏えい試験	61	108.63	9.74	117.97	-34.14
25. 1/3Sd地震	360	143.50	128.87	72.75	72.75

表 7. 3 応力サイクル (コールドレグ直管)

過渡条件	過渡回数	膜応力 (MPa)		曲げ応力 (MPa)	
		σ_{mmax}	σ_{mmin}	σ_{bmax}	σ_{bmin}
1. 起動・停止	69	81.01	3.06	100.18	-31.49
2. 負荷上昇 (負荷上昇率5%/min)	809	81.53	79.46	74.47	58.53
3. 負荷減少 (負荷減少率5%/min)	798	81.94	80.02	71.90	60.26
4. 90%から100%へのステップ状負荷上昇	5	81.47	79.68	72.07	62.35
5. 100%から90%へのステップ状負荷減少	6	81.89	79.61	72.15	61.16
6. 100%からの大きいステップ状負荷減少	3	83.92	76.95	82.92	60.22
7. 定常負荷運転時の変動	0	82.17	79.15	72.44	59.25
8. 燃料交換	62	2.44	2.22	39.40	0.00
9. 0%から15%への負荷上昇	72	81.01	80.96	65.71	65.40
10. 15%から0%への負荷減少	61	81.01	80.96	66.01	65.40
11. 1ループ停止/1ループ起動 [停止]	2	82.48	78.22	74.93	58.43
12. 1ループ停止/1ループ起動 [起動]	2	81.61	79.94	69.43	62.25
13. 負荷の喪失	7	90.60	73.06	100.42	54.79
14. 外部電源喪失	4	91.53	78.50	100.16	61.65
15. 1次冷却材流量の部分喪失	2	81.60	73.05	72.59	51.68
16. 100%からの原子炉トリップ (I) 不注意な冷却を伴わないトリップ	6	80.90	72.99	70.34	53.93
17. 100%からの原子炉トリップ (II) 不注意な冷却を伴うトリップ	2	80.94	61.61	118.20	43.15
18. 100%からの原子炉トリップ (III) 不注意な冷却と安全注入を伴うトリップ	2	80.90	57.84	176.85	47.14
19. 1次冷却系の異常な減圧	2	80.66	36.32	142.25	13.45
20. 制御棒クラスタの落下	2	80.66	63.24	101.71	44.94
21. 出力運転中の非常用炉心冷却系の誤起動	2	81.54	68.68	125.01	54.74
22. 1次冷却系停止ループの誤起動	2	84.59	72.76	82.92	55.48
23. タービン回転試験	2	81.01	68.50	100.29	55.76
24. 1次系漏えい試験	61	74.86	0.74	106.44	-30.99
25. 1/3Sd地震	360	82.53	79.83	65.40	65.40

表 7. 4 応力サイクル (蓄圧タンク注入管台)

過渡条件	過渡回数	膜応力 (MPa)		曲げ応力 (MPa)	
		σ_{max}	σ_{min}	σ_{bmax}	σ_{bmin}
1. 起動・停止	69	113.30	2.26	65.99	-4.18
2. 負荷上昇 (負荷上昇率5%/min)	809	113.71	111.13	65.44	57.29
3. 負荷減少 (負荷減少率5%/min)	798	114.35	112.05	64.88	58.44
4. 90%から100%へのステップ状負荷上昇	5	113.52	111.32	65.56	58.91
5. 100%から90%へのステップ状負荷減少	6	114.17	111.51	65.67	58.32
6. 100%からの大きいステップ状負荷減少	3	116.74	109.30	72.54	55.05
7. 定常負荷運転時の変動	0	114.47	110.78	66.41	56.66
8. 燃料交換	62	10.57	2.67	13.12	0.00
9. 0%から15%への負荷上昇	72	113.30	113.19	61.56	61.50
10. 15%から0%への負荷減少	61	113.30	113.19	61.69	61.50
11. 1ループ停止 / 1ループ起動 [停止]	2	114.74	109.96	67.32	56.24
12. 1ループ停止 / 1ループ起動 [起動]	2	113.92	111.84	63.77	59.52
13. 負荷の喪失	7	124.36	105.82	86.67	51.52
14. 外部電源喪失	4	127.61	110.69	80.01	58.29
15. 1次冷却材流量の部分喪失	2	114.11	105.15	66.26	50.31
16. 100%からの原子炉トリップ (I) 不注意な冷却を伴わないトリップ*	6	113.08	105.28	64.63	51.42
17. 100%からの原子炉トリップ (II) 不注意な冷却を伴うトリップ*	2	113.16	91.07	91.73	41.38
18. 100%からの原子炉トリップ (III) 不注意な冷却と安全注入を伴うトリップ*	2	113.08	81.01	89.62	45.05
19. 1次冷却系の異常な減圧	2	112.62	10.89	424.96	-205.87
20. 制御棒クラスタの落下	2	112.62	94.19	81.61	42.26
21. 出力運転中の非常用炉心冷却系の誤起動	2	113.68	96.13	76.83	52.27
22. 1次冷却系停止ループの誤起動	2	116.08	103.06	72.50	53.22
23. タービン回転試験	2	113.30	96.34	67.29	52.44
24. 1次系漏えい試験	61	96.04	4.89	72.93	-4.14
25. 誤作動	2	78.99	14.24	361.42	-164.94
26. 1/3Sd地震	360	135.64	89.67	61.50	61.50

b. 解析結果

疲労亀裂進展解析結果は、表 8. 1 から表 8. 4 に示すとおりである。

表 8. 1 疲労亀裂進展解析結果 (ホットレグ直管)

	亀裂深さ (mm)	亀裂長さ (mm)	備考
初期	$a_0 = 14.54$	$2c_0 = 72.70$	—
60 年後	$a = 15.55$	$2c = 73.70$	$\Delta a = 1.01 \text{ mm}$ $2\Delta c = 1.00 \text{ mm}$

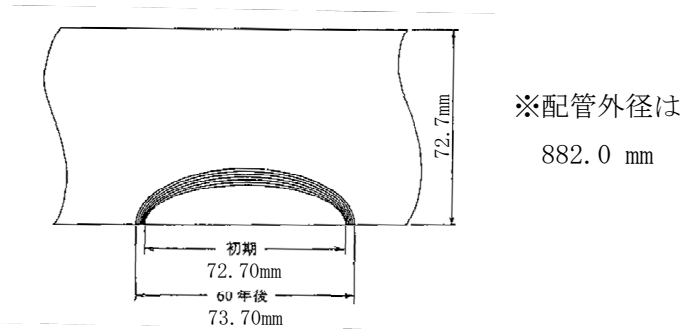


表 8. 2 疲労亀裂進展解析結果 (SG 入口 50° エルボ)

	亀裂深さ (mm)	亀裂長さ (mm)	備考
初期	$a_0 = 15.56$	$2c_0 = 77.80$	—
60 年後	$a = 17.94$	$2c = 79.60$	$\Delta a = 2.38 \text{ mm}$ $2\Delta c = 1.80 \text{ mm}$

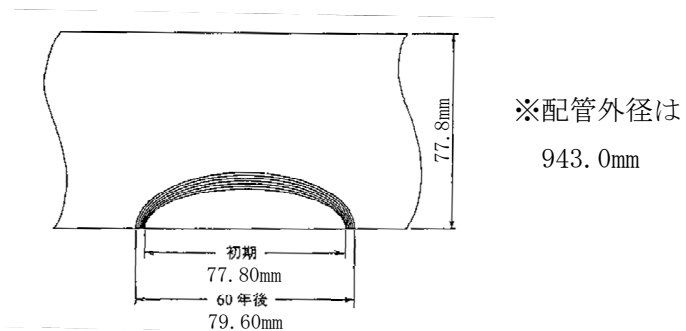
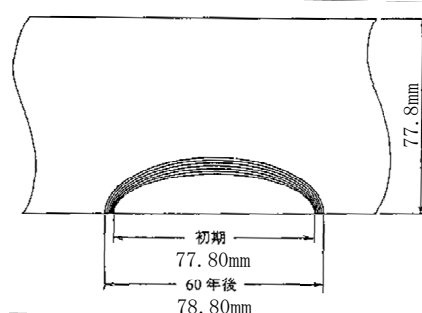


表 8. 3 疲労亀裂進展解析結果（コールドレグ直管）

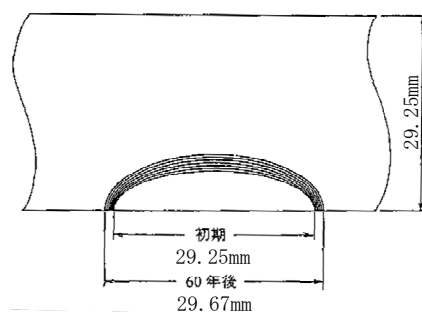
	亀裂深さ (mm)	亀裂長さ (mm)	備考
初期	$a_0 = 13.75$	$2c_0 = 68.75$	—
60年後	$a = 14.72$	$2c = 69.71$	$\Delta a = 0.97 \text{ mm}$ $2 \Delta c = 0.96 \text{ mm}$



※配管外径は
836.0mm

表 8. 4 疲労亀裂進展解析結果（蓄圧タンク注入管台）

	亀裂深さ (mm)	亀裂長さ (mm)	備考
初期	$a_0 = 5.85$	$2c_0 = 29.25$	—
60年後	$a = 6.41$	$2c = 29.67$	$\Delta a = 0.56 \text{ mm}$ $2 \Delta c = 0.42 \text{ mm}$



※配管外径は
318.5mm

(3) 亀裂安定性評価用想定亀裂の想定

亀裂安定性評価では、安全側に評価するため、前項の疲労亀裂進展解析で算出した疲労亀裂を貫通亀裂に置換える。(図6参照)

亀裂安定性評価に用いる想定亀裂を表9に示す。

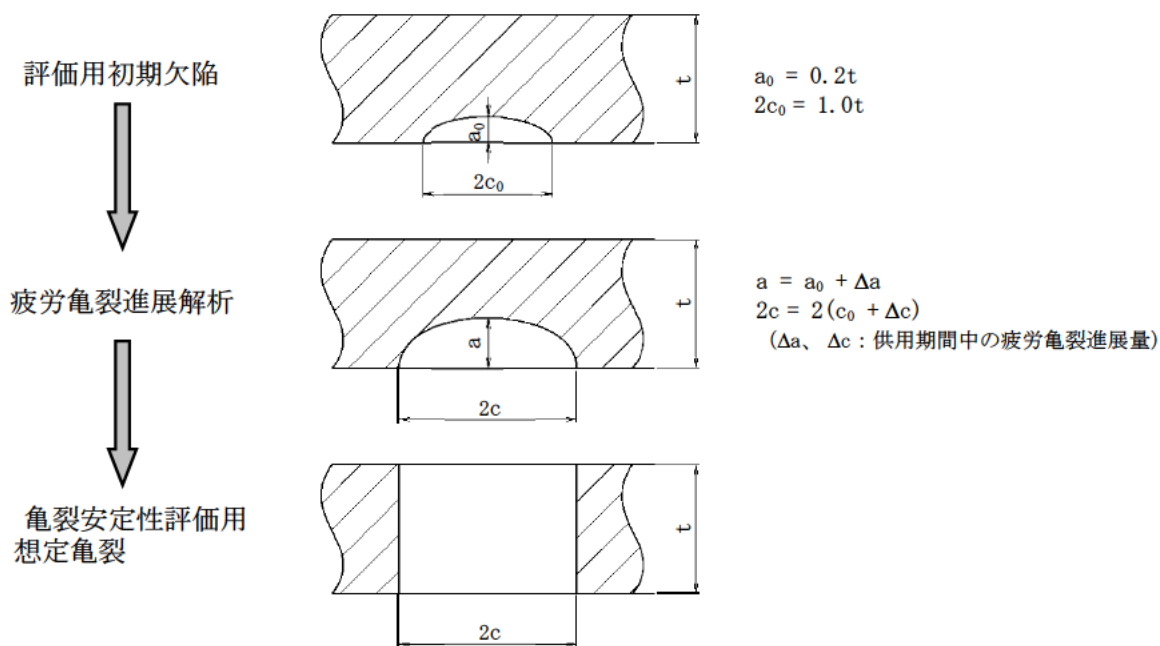


図6 想定亀裂置き換えイメージ

表9 亀裂安定性評価用想定亀裂

	亀裂長さ (mm)	厚さ (mm)
ホットレグ直管	2c=73.70	t=72.70
SG 入口 50° エルボ	2c=79.60	t=77.80
コールドレグ直管	2c=69.71	t=68.75
蓄圧タンク注入管台	2c=29.67	t=29.25

(4) 亀裂安定性評価

a. 評価方法

供用状態A、Bの条件よりも厳しいSAの荷重条件を用いて、自重+SA熱膨張+SA圧力+S_s地震動の荷重により想定亀裂に生じる亀裂進展力を評価し、亀裂進展抵抗 J_{mat} と比較して延性不安定破壊しないことを確認する。

具体的には、各供用状態の荷重から算出される亀裂進展力を示すパラメータ J 積分値 J_{app} と熱時効後の破壊抵抗値 J_{mat} を用いて評価を行う。

b. 亀裂進展力 (J_{app})

亀裂進展力 (J_{app}) は、評価部位の荷重と亀裂長さが板厚の1倍、3倍、5倍の貫通亀裂長さを用いて有限要素法により算出する。

算出の結果、亀裂長さが1倍、3倍、5倍の時の亀裂進展力 (J_{app}) は表10の通りとなる。

評価条件は表11の通りで、配管に負荷される荷重は、自重+SA熱膨張+SA圧力+S_s地震動とする。なお、比較のため供用状態A、Bにおける熱膨張荷重と圧力を参考に記載する。

なお、亀裂進展力 (J_{app}) 評価に伴う有限要素法に用いた解析コードは「Abaqus Ver. 2018」である。当該コードは簡易式 (EPRI (「Ductile Fracture Handbook」 EPRI NP-6301-D) の簡易 J 積分値) とFEMで算出した J 積分値が同等となることを確認している。比較結果を別紙4に示す。使用コードの中での裕度は考慮していないが、解析条件に保守性を持たせた (非時効材 (フェライト量約10%) 応力-ひずみ線図を使用し、また、亀裂形状を貫通亀裂と想定している) ことで評価の保守性を担保している。

また、 J_{app} の算出には材料物性 (応力-ひずみ関係) を用いるが、評価に用いた通常運転時の温度における応力-ひずみ関係 (非時効材) は、SA時 (360°C) の応力-ひずみ関係 (時効材) より小さくなり、評価で用いた応力-ひずみ関係は保守的な評価条件であることを別紙5に示す。

表10 亀裂長さにおける J_{app} 値 [kJ/m²]

亀裂長さ	1t	3t	5t
ホットレグ直管	48	248	709
SG入口50°エルボ	85	284	577
コールドレグ直管	16	72	188
蓄圧タンク注入管台	16	49	114

c. 材料の亀裂進展抵抗 (J_{mat})

亀裂進展抵抗 (J_{mat}) は、「H3T モデル」を用いて評価部位のフェライト量を基に完全時効後の飽和値として決定した（算出方法は「S.Kawaguchi et. al.、” Prediction Method of Tensile Properties and Fracture Toughness of Thermally Aged Cast Duplex Stainless Steel Piping”、ASME PVP2005-71528」参照）。 J_{Ic} および J_6 はデータの下限值 (-2σ) を用いて算出しており、その結果は表 1 2 の通りである。なお、「H3T モデル」は「ASTM A800」にて算出したフェライト量と破壊靱性値実測データを関連付けた予測式であることから、表 6 の「ASTM A800」により算出したフェライト量を用いた。「H3T モデル」は、電力共通研究「2 相ステンレス鋼の熱時効脆化度測定技術に関する研究」（平成 7 年 3 月）及び電力共通研究「1 次冷却材管等の時効劣化に関する研究 (STEPⅢ) (その 2)」（平成 11 年 3 月）で実機試験により妥当性が確認されたものである。（原子力規制庁と原子力エネルギー協会および国内電力事業者による「実機材研究等に関する意見交換」（令和元年 12 月 17 日）の資料 4「美浜 2 号機 1 次冷却材管実機材を使用した熱時効脆化予測モデル (H3T モデル) の妥当性」を参照）

また、通常運転時と SA 時の温度条件での破壊靱性試験の結果、両者に大きな差が認められていないことを別紙 5 に示す。

表 1 2 破壊靱性値

	ホットレグ直管	SG 入口 50° エルボ	コールドレグ 直管	蓄圧タンク注 入管台
J_{Ic} [kJ/m ²]	71	51	41	51
J_6 [kJ/m ²]	315	231	189	231

d. 亀裂安定性評価結果

b. および c. で求めたホットレグ直管等の亀裂進展力 (J_{app}) と亀裂進展抵抗 (J_{mat}) の比較を行った結果を図 7 から図 1 0 に示す。

その結果、運転開始後 60 年時点までの疲労亀裂進展長さを考慮した評価用亀裂を想定しても、亀裂進展抵抗 (J_{mat}) と亀裂進展力 (J_{app}) の交点においては、亀裂進展抵抗 (J_{mat}) の傾きが亀裂進展力 (J_{app}) の傾きを上回ることから、配管は不安定破壊することはなく、健全性評価上問題とならないと判断する。

なお、「NUREG/CR-4513R2」でも亀裂進展抵抗を算出する式が提唱されているが、「NUREG/CR-4513R2」の算出式による J_{mat} を参照しても次項に示す亀裂安定性評価結果は変わらないことを確認している。（別紙 3）

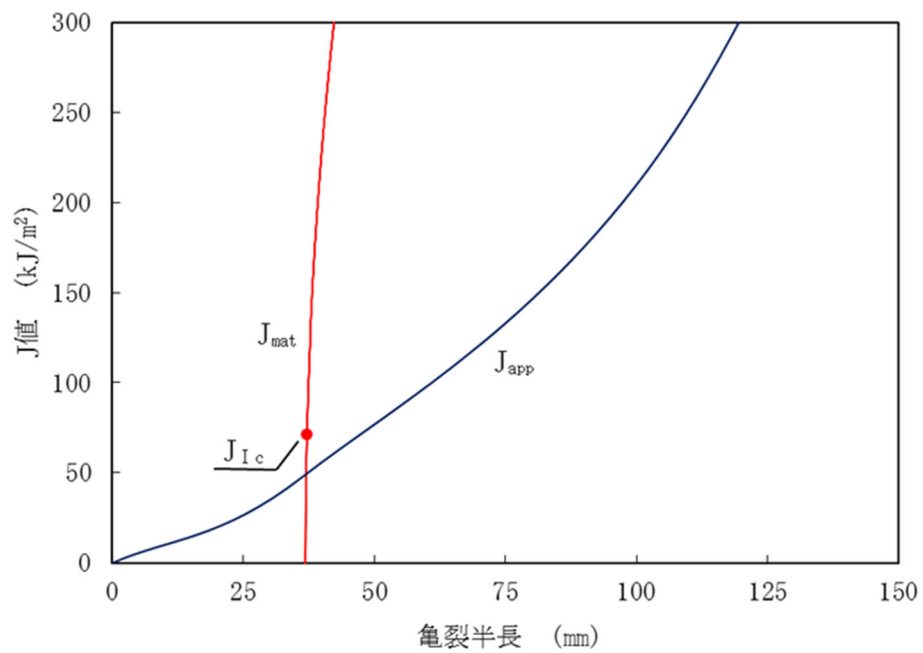


図7 ホットレグ直管の亀裂安定性評価線図

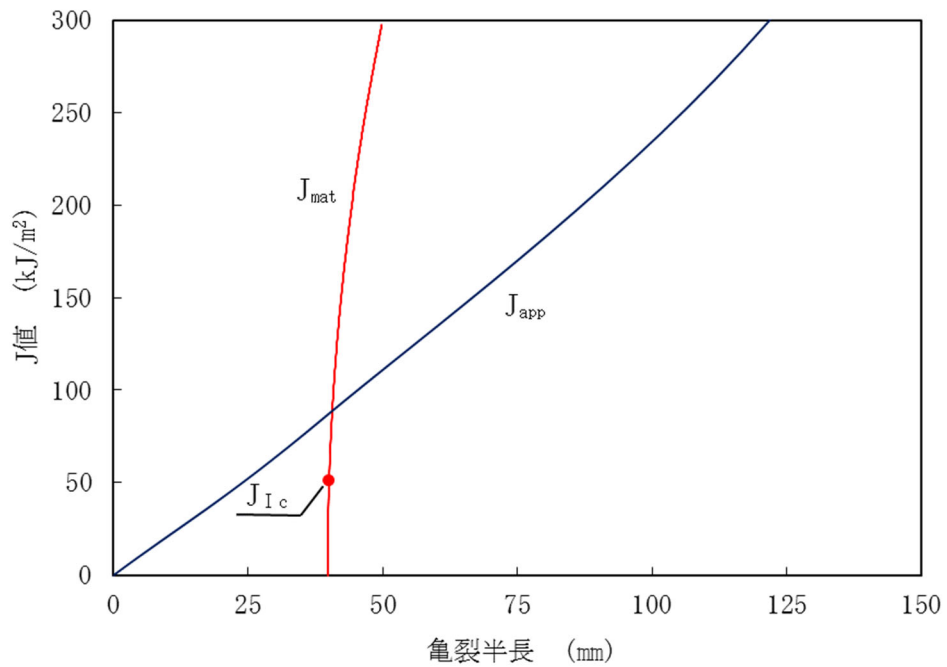


図8 SG 入口 50° エルボの亀裂安定性評価線図

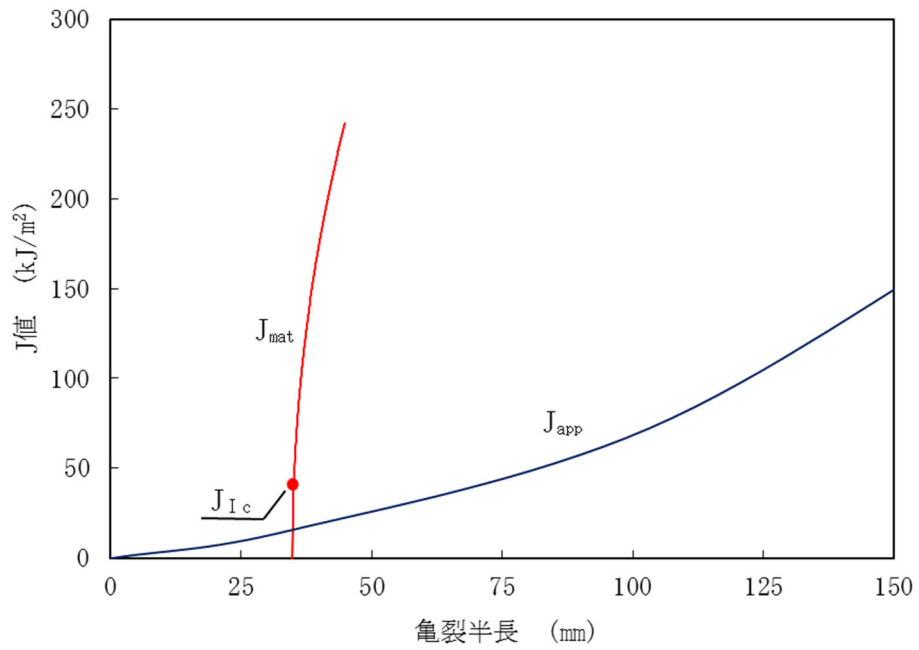


図9 コールドレグ直管の亀裂安定性評価線図

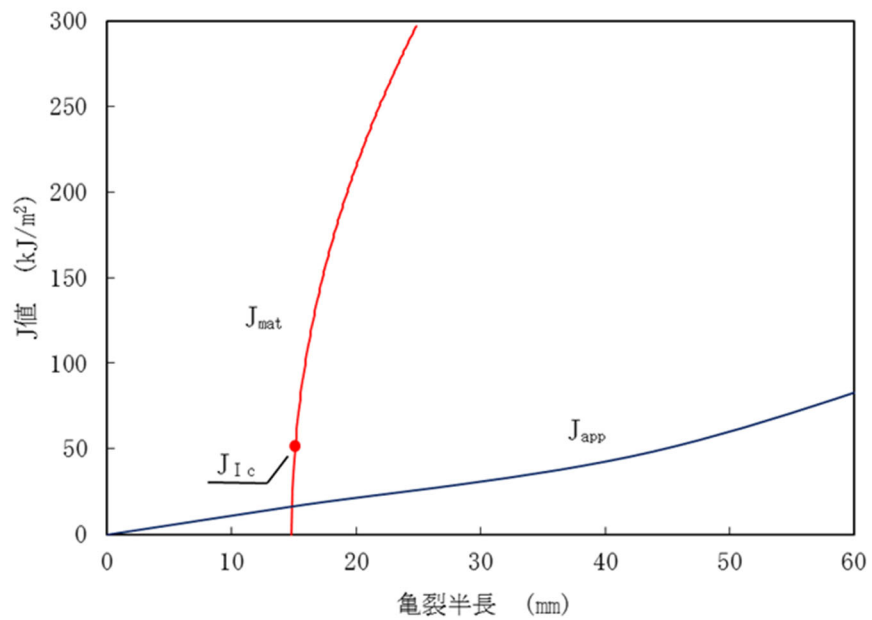


図10 蓄圧タンク注入管台の亀裂安定性評価線図

e. 破断前漏洩概念を適用している配管系に対する熱時効の影響

JEAG4613-1998 に基づき破断前漏洩概念を適用している配管系について、熱時効の影響を考慮しても破断前漏洩が成立することを確認している。確認結果を別紙 6 に示す。

4.2 現状保全

1 次冷却材管の製造時の検査内容および現状保全の内容を以下に示す。

(1) 製造時の検査内容、判定基準および判定結果

1 次冷却材管の製造時には、母材および溶接部に対し放射線透過試験および浸透探傷試験を実施しており、有意な欠陥のないことを確認している。

・ 1 次冷却材管の母材

検査内容：放射線透過試験、浸透探傷試験

判定基準：通商産業省告示第 501 号

判定結果：良

・ 1 次冷却材管の溶接部

検査内容：放射線透過試験、浸透探傷試験

判定基準：通商産業省令第 81 号

判定結果：良

(2) 現状保全の点検方法、判定基準および検査結果

1 次冷却材管の現状保全としては、「日本機械学会 発電用原子力設備規格 維持規格 (JSME S NA1)」に基づき超音波探傷検査および漏えい検査を実施している。現在までの検査で異常の無いことを確認している。至近の検査結果を以下に示す。

・ 1 次冷却材管の溶接部 (至近点検実施時期：第 2 6 回定期検査)

点検方法：超音波探傷検査 (供用期間中検査)

判定基準：維持規格 (JSME S NA1 2012/2013/2014)

検査結果：良

・ 1 次冷却材管全体 (至近点検実施時期：第 2 6 回定期検査)

点検方法：漏えい検査 (供用期間中検査)

判定基準：維持規格 (JSME S NA1 2012/2013/2014)

検査結果：良

4.3 総合評価

運転開始後 60 年時点を想定した 1 次冷却材管の健全性評価を実施した結果、不安定破壊することはない、熱時効が構造健全性で問題となる可能性はない。

また、現在実施している溶接部の超音波探傷検査は内面からの割れを検知可能であり、また、割れが発生するとすれば応力の観点から溶接部であると判断されることから、点検手法として適切である。

4.4 高経年化への対応

1次冷却材管の熱時効については、現状保全項目に高経年化対策の観点から追加すべきものはないと判断する。

5. 代表機器以外の技術評価

熱時効による靱性低下への影響はフェライト量が多いほど大きく、また、破壊評価は応力が大きいほど厳しくなる。代表機器以外の技術評価については、いずれも熱時効の代表評価機器である1次冷却材管のフェライト量に及び発生応力に包絡されており、また、製造時の非破壊検査で有意な欠陥がないことを確認するとともに、亀裂（疲労割れ）が想定される機器については疲労評価上の許容値を満足するため亀裂が発生する可能性は小さいことを確認している。したがって、代表機器以外についても問題ないと判断する。

別紙7に代表機器以外の機器に対する製造時の検査内容および現状保全の内容を、別紙8に代表機器以外の機器に対する技術評価の内容を例示する。また、別紙9に評価対象外機器の使用温度の根拠を示す。

6. まとめ

6.1 審査ガイド適合性

「2. 基本方針」で示した要求事項について技術評価を行った結果、すべての要求事項を満足していることを確認した。熱時効についての要求事項との対比表を表13に示す。

表13 (1/2) 2相ステンレス鋼の熱時効についての要求事項との対比

審査基準、ガイド	要求事項	技術評価結果
<p>実用発電用原子炉の運転の期間の延長の審査基準</p>	<p>2. 実用炉規則第113条第2項第2号に掲げる原子炉その他の設備の劣化の状況に関する技術的な評価の結果、延長しようとする期間において、同評価の対象となる機器・構造物が下表に掲げる要求事項（以下「要求事項」という。）に適合すること、又は同評価の結果、要求事項に適合しない場合には同項第3号に掲げる延長しようとする期間における原子炉その他の設備に係る施設管理方針の実施を考慮した上で、延長しようとする期間において、要求事項に適合すること。 ○延性亀裂進展性評価の結果、評価対象部位において亀裂進展抵抗が亀裂進展力を上回ること。 ○亀裂不安定性評価の結果、評価対象部位において亀裂進展抵抗と亀裂進展力が等しい状態で亀裂進展抵抗の微小変化率が亀裂進展力の微小変化率を上回ること。</p>	<p>4.1の「健全性評価」に示すとおり、運転開始後60年時点を想定した健全性評価を実施した。</p>
<p>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</p>	<p>3. 2 (1) 「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の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」という。）の記載内容について評価の対象とする機器・構造物及び評価手法は、実用炉規則第82条第2項に規定する運転開始後40年を迎える発電用原子炉に係る発電用原子炉施設についての経年劣化に関する技術的な評価におけるものと同様とする。特に運転期間延長認可申請に伴うものとして評価を行い、その結果の記載が求められる事項は次のとおり。 ④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（平成25年原子力規制委員会規則第6号。以下「技術基準規則」という。）（運転開始以後40年を経過する日において適用されているものに限る。）に定める基準に照らした評価。 3. 3 (1) 「延長しようとする期間における原子炉その他の設備に係る施設管理方針」（以下「施設管理方針」という。）の策定に係る手法は、実用炉規則第82条第2項に規定する運転開始後40年を迎える発電用原子炉に係る発電用原子炉施設についての施設管理に関する方針の策定と同様とする。特に運転期間延長認可申請に伴い策定するものとして記載が求められる事項は次のとおり。 ①上記3. 2の劣化状況評価を踏まえた施設管理方針。</p>	<p>4.1の「健全性評価」に示すとおり、運転開始後60年時点を想定した健全性評価を実施した。 4.2に示すとおり、現状保全の評価結果から、現状の保全策が妥当であることを確認した。 4.3に示すとおり、健全性評価の結果問題なく、点検手法も適切であることを確認した。 4.4の「高経年化への対応」に示すとおり、現状保全項目に高経年化への観点から追加すべきものはなく、施設管理方針として策定する事項はなかった。</p>

表 1 3 (2 / 2) 2 相ステンレス鋼の熱時効についての要求事項との対比

審査基準、ガイド	要求事項	技術評価結果
<p>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</p>	<p>3. 高経年化技術評価等の審査の視点・着眼点 (1) 高経年化技術評価の審査 ②健全性の評価 実施ガイド3.1⑤に規定する期間の満了日までの期間について、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象の発生又は進展に係る健全性を評価していることを審査する。 ----- ③現状保全の評価 健全性評価結果から現状の保全策の妥当性が評価されていることを審査する。 ----- ④追加保全策の抽出 現状保全の評価結果から、現状保全に追加する必要がある新たな保全策が抽出されていることを審査する。 (2) 長期施設管理方針の審査 ①長期施設管理方針の策定 すべての追加保全策について長期保守管理方針として策定されているかを審査する。</p>	<p>4.1の「健全性評価」に示すとおり、運転開始後60年時点を想定した健全性評価を実施した。 ----- 4.2に示すとおり、現状保全の評価結果から、現状の保全策が妥当であることを確認した。 ----- 4.4に示すとおり、現状保全項目に高経年化対策の観点から追加すべきものはないと判断した。</p>
<p>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</p>	<p>3.1 高経年化技術評価の実施及び見直し 高経年化技術評価の実施及び見直しに当たっては、以下の要求事項を満たすこと。 ⑤抽出された高経年化対策上着目すべき経年劣化事象について、以下に規定する期間の満了日までの期間について機器・構造物の健全性評価を行うとともに、必要に応じ現状の施設管理に追加すべき保全策（以下「追加保全策」という。）を抽出すること。 ロ 実用炉規則第82条第2項又は第3項の規定に基づく高経年化技術評価 プラントの運転を開始した日から40年間に同条第2項又は第3項に規定する延長する期間を加えた期間 ----- 3.2 長期施設管理方針の策定及び変更 長期施設管理方針の策定及び変更に当たっては、以下の要求事項を満たすこと。 ① 高経年化技術評価の結果抽出された全ての追加保全策（発電用原子炉の運転を断続的に行うことを前提として抽出されたもの及び冷温停止状態が維持されることを前提として抽出されたものの全て。）について、発電用原子炉ごとに、施設管理の項目及び当該項目ごとの実施時期を規定した長期施設管理方針を策定すること。 なお、高経年化技術評価の結果抽出された追加保全策について、発電用原子炉の運転を断続的に行うことを前提とした評価から抽出されたものと冷温停止状態が維持されることを前提とした評価から抽出されたもの間で、その対象の経年劣化事象及び機器・構造物の部位が重複するものについては、双方の追加保全策を踏まえた保守的な長期施設管理方針を策定すること。</p>	<p>4.4に示すとおり、現状保全項目に高経年化対策の観点から追加すべきものはないと判断した。</p>

6.2 長期施設管理方針として策定する事項

長期施設管理方針として策定する事項は抽出されなかった。

別紙

- 別紙 1. 熱時効評価対象スクリーニングの詳細プロセス
- 別紙 2. 加圧器スプレイノズルを評価不要とした理由
- 別紙 3. NUREG/CR-4513R2 を用いたフェライト量および亀裂安定性評価結果
- 別紙 4. EPRI の簡易式と FEM による亀裂進展力 (Japp) の比較
- 別紙 5. 重大事故等時の評価条件および評価方法の根拠
- 別紙 6. 破断前漏洩概念を適用している配管系に対する熱時効の影響
- 別紙 7. 代表評価機器以外の機器に対する製造時の検査内容および現状保全の内容
- 別紙 8. 代表機器以外の機器に対する技術評価
 - 別紙 8-1. 1次冷却材ポンプ
 - 別紙 8-2. R H R S 入口隔離弁
 - 別紙 8-3. 高圧タービン内部車室
 - 別紙 8-4. 制御棒クラスタ
- 別紙 9. 評価対象外機器の使用温度の根拠
 - 添付. 加圧器安全弁の弁箱の使用温度について
- 別紙 10. 電力共通研究における亀裂進展試験の条件について
- 別紙 11. H 3 T モデルを用いた **Jmat** の算出過程について
- 別紙 12. 経年劣化傾向の評価

別紙 1. 熱時効評価対象スクリーニングの詳細プロセス

熱時効評価対象のスクリーニングに際しては、スクリーニングを効率的に実施するため、以下のとおり、劣化状況評価書の代表機器でスクリーニングをした後、代表機器以外の機器の中から追加で評価対象とすべき機器がないかをスクリーニングしている。

1. 代表機器のスクリーニングプロセス (図 1)

- ①川内 1 号炉 劣化状況評価書の別冊に記載の全ての代表機器から、使用材料としてステンレス鋼を使用している機器を網羅的に抽出。抽出した機器は全て 3.1 (1) 項の表 2 「熱時効評価対象のスクリーニング結果一覧」に記載している。
- ② ①で抽出された機器について 3.1 (1) 項の図 2 「熱時効評価対象スクリーニングフロー」に基づき、熱時効評価対象の要否を判定している。

<スクリーニング結果>

3.1 (1) 項の表 2 「熱時効評価対象のスクリーニング結果一覧」の通り。

2. 代表機器以外のスクリーニングプロセス (図 2)

- ①川内 1 号炉 劣化状況評価書の別冊に記載の全ての非代表機器から、最高使用温度が 250℃以上の機器を網羅的に抽出。
- ② ①で抽出された機器の中から、ステンレス鋼使用部位があり、かつ、亀裂の原因となる経年劣化事象の発生が想定される機器を抽出。
- ③ ②で抽出された機器が属するグループの代表機器の評価内容を確認し、代表機器に追加して評価が必要な場合は、3.1(1) 項の表 2 「熱時効評価対象のスクリーニング結果一覧」に記載する。

<スクリーニング結果>

上記②で抽出される機器として弁が抽出される。しかしながら、弁については代表機器として R H R S 入口隔離弁および蓄圧タンク出口第 2 逆止弁の選定をしており、非代表機器についても評価条件は同等と考えられることから、上記③で追加評価不要と整理し、補足説明資料には記載していない。

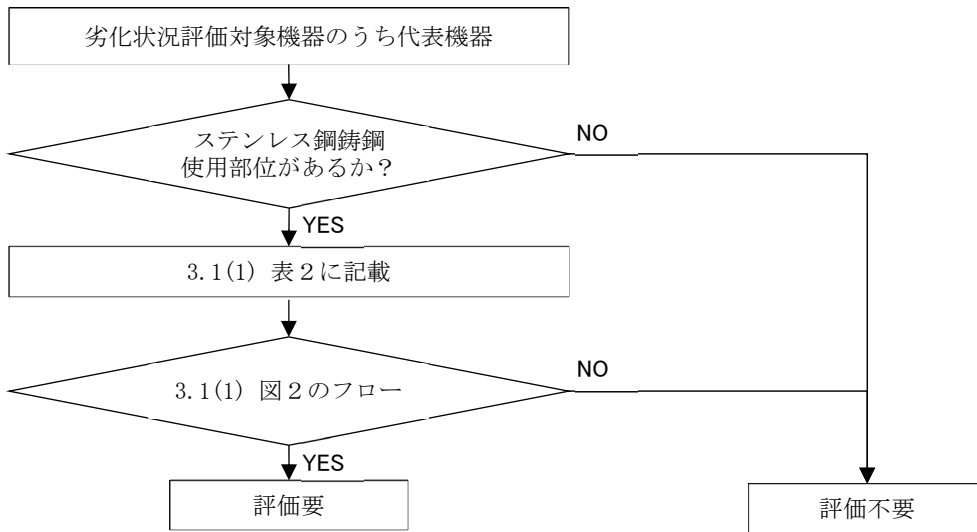


図1 熱時効評価対象のスクリーニングプロセス (代表機器)

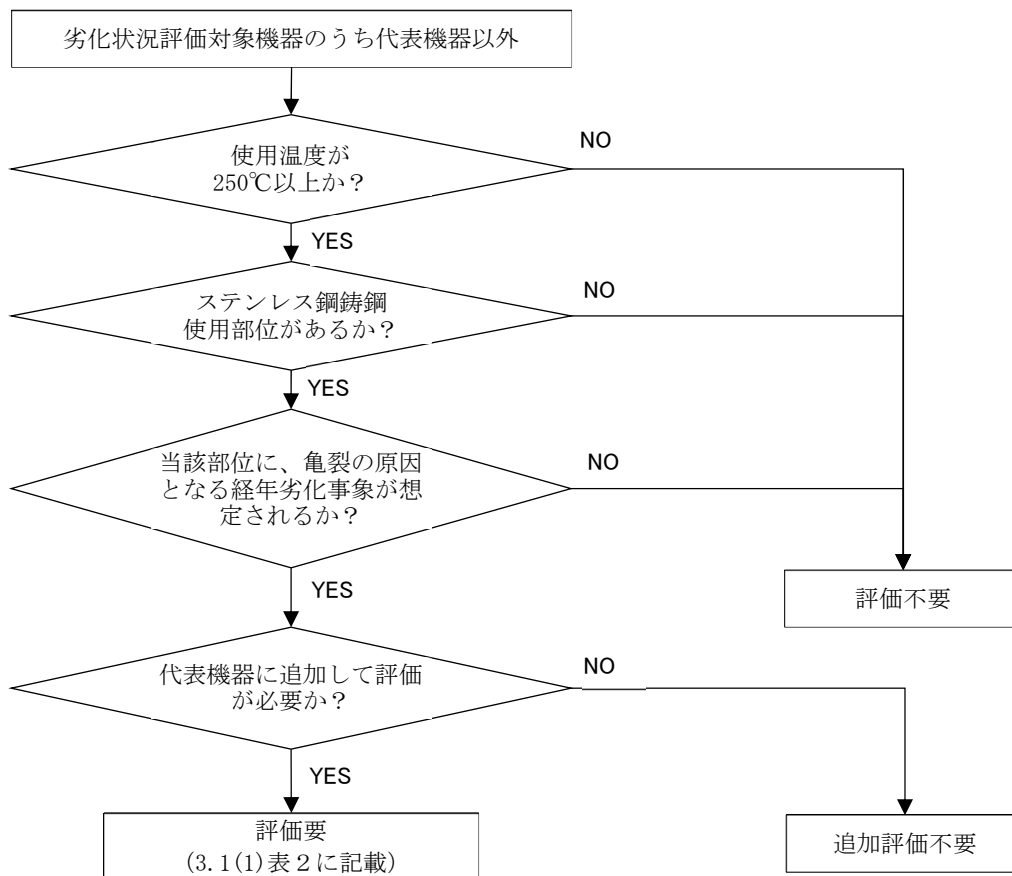


図2 熱時効評価対象のスクリーニングプロセス (代表機器以外)

別紙 2. 加圧器スプレイノズルを評価不要とした理由

加圧器スプレイノズルについて、日本原子力学会 原子力発電所の高経年化対策実施基準の経年劣化メカニズムまとめ表の該当箇所を添付 1 に示す。経年劣化メカニズムまとめ表において、加圧器スプレイノズルには熱時効が想定されている。しかし、高経年化対策実施基準では、高経年化技術評価不要の条件を満足する場合は高経年化技術評価不要との規定（添付 2）があり、加圧器スプレイノズルは「①：当該経年劣化事象の発生の可能性がない使用条件下であること。」に該当する場合※¹は熱時効の評価不要として良いこととしている。

加圧器スプレイノズルは加圧器本体とネジ止めにて結合されており、スプレイノズルは拘束されていないためスプレイ配管からの外荷重の伝達経路※²ではなく、圧力バウンダリでもないことから、有意な応力は発生しない。

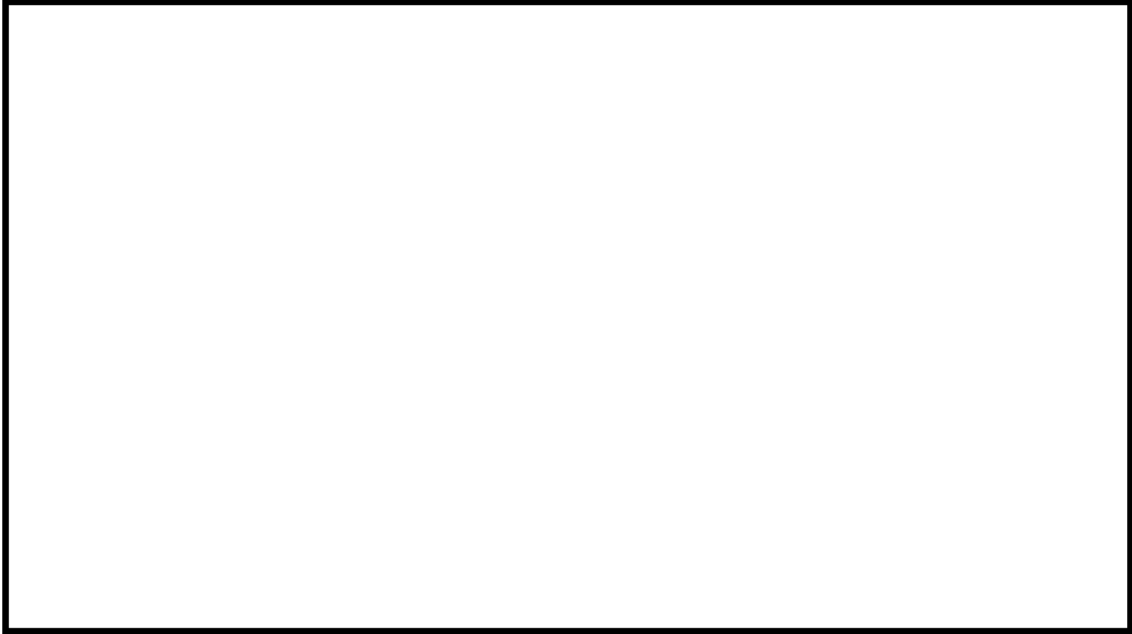
以上より、加圧器スプレイノズルには有意な応力が発生せず、原子力学会標準の「当該経年劣化事象の発生の可能性がない使用条件下」に該当することから熱時効評価不要と整理できると判断した。

※ 1：当該の規定は、高経年化対策実施基準の改訂（AESJ-SC-P005:2015 の制定）に際し、過去に実施された高経年化技術評価の実績が反映されたものであり、PWR プラントの加圧器スプレイノズルについては、「耐圧部材ではないこと、外荷重を受けないため発生する応力は十分小さいことから、熱時効による材料特性の変化が問題となることはなく、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない」と評価されていることを踏まえたものである。したがって、有意な応力が発生しない場合は、「①：当該経年劣化事象の発生の可能性がない使用条件下であること。」に該当すると判断できる。

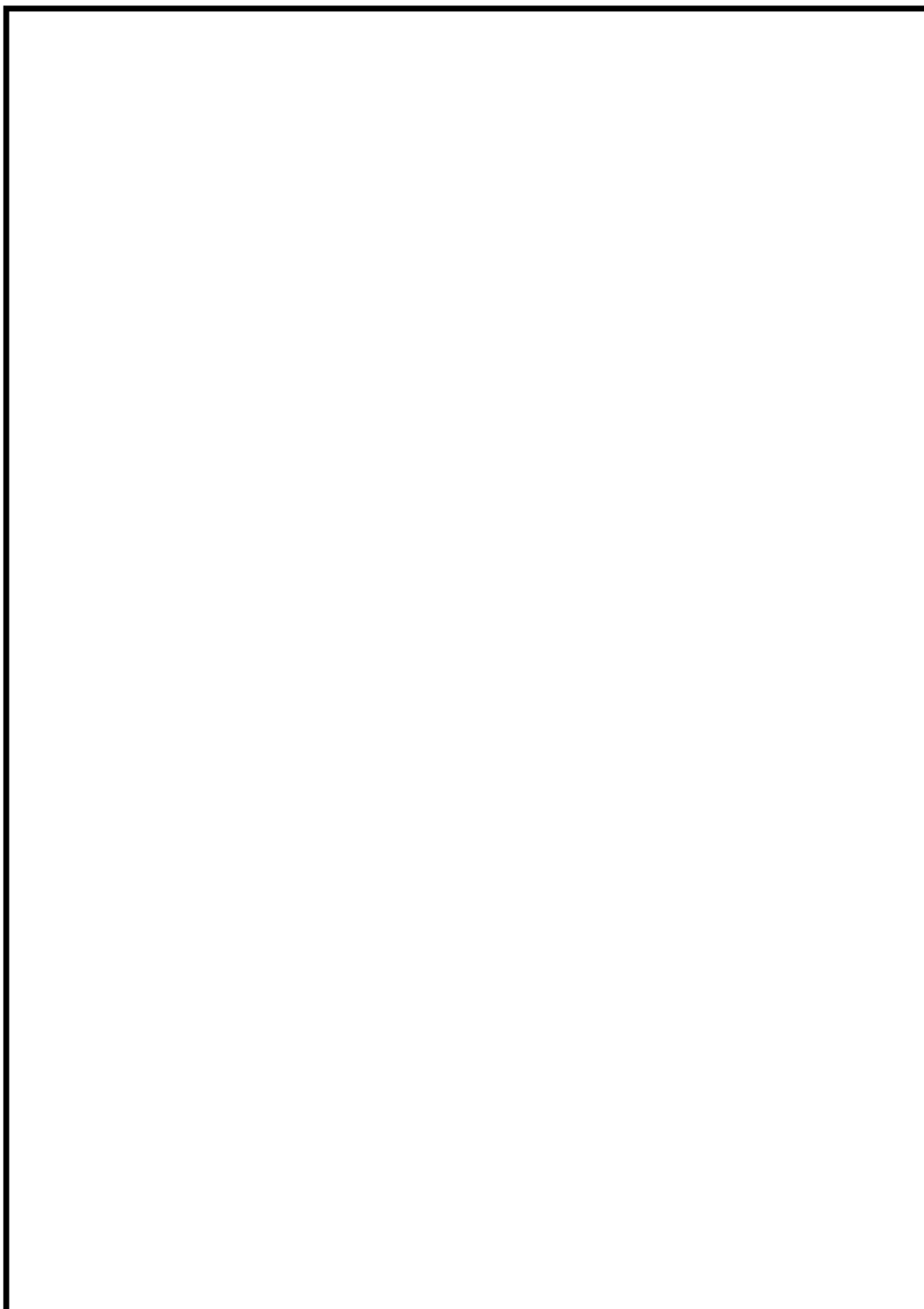
※ 2：加圧器はスカートにより建屋に固定されているため、スプレイ管台が荷重を受けた際の荷重の伝達経路は、管台→加圧器本体→スカート→建屋となる。スプレイノズルは拘束されておらず、荷重伝達経路とならない。

日本原子力学会 原子力発電所の高経年化対策実施基準 経年劣化メカニズムまとめ表
(「P04-02」抜粋)

経年劣化メカニズムまとめ表-PWR

A large empty rectangular box with a black border, intended for a table or diagram. The box is currently blank.

日本原子力学会 原子力発電所の高経年化対策実施基準 附属書 C (規定)
(「C.6.5 記号 a) 高経年化技術評価不要の条件」抜粋)



別紙 3. NUREG/CR-4513R2 を用いたフェライト量および亀裂安定性評価

1. NUREG/CR-4513R2 のフェライト量および亀裂進展抵抗 (J_{mat}) を用いた亀裂安定性評価

1 次冷却材管の各評価部位に対して、NUREG/CR-4513R2 により算出した亀裂進展抵抗 (J_{mat}) と亀裂進展力 (J_{app}) とを比較した結果を図 1～図 4 に示す。

いずれにおいても亀裂安定性評価結果に影響はないことを確認した。

なお、NUREG/CR-4513R2 により J_{mat} を算出する際のフェライト量は Hull 式により算出している (本文の表 6)。

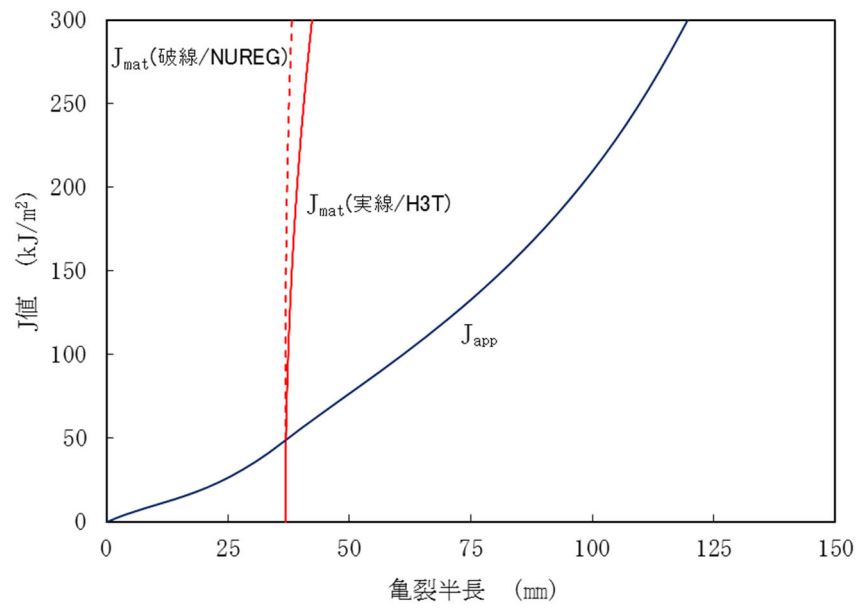


図1 ホットレグ直管

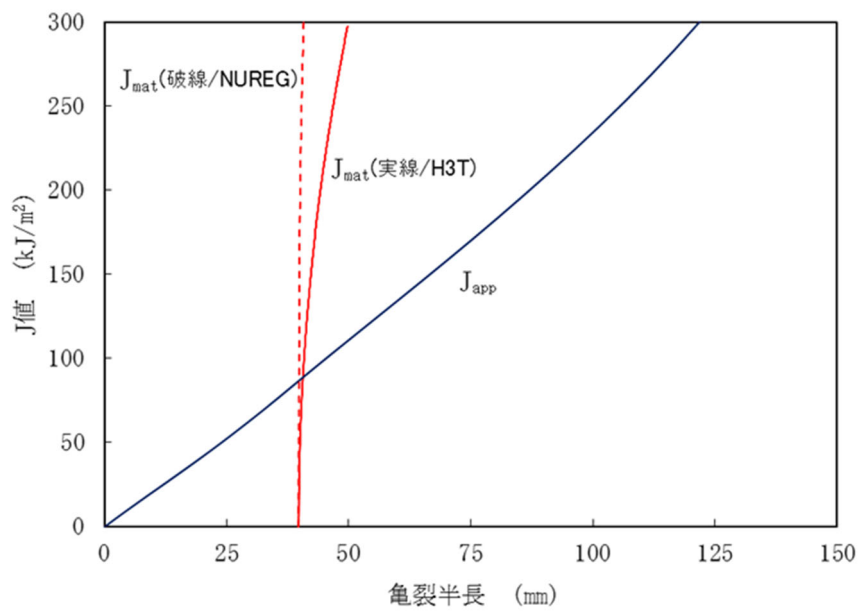


図2 SG入口 50° エルボ

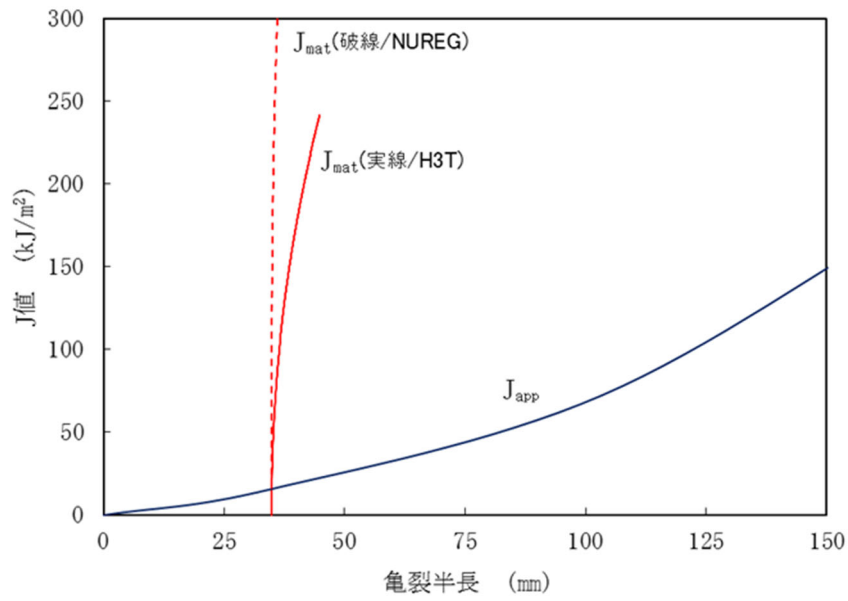


図3 コールドレグ直管

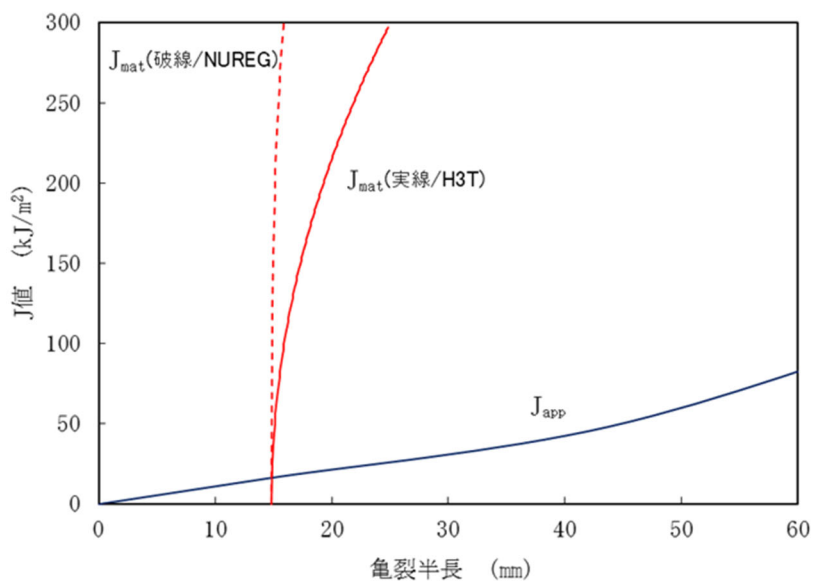


図4 蓄圧タンク注入管台

別紙 4. EPRI の簡易式と FEM による亀裂進展力 (Japp) の比較

亀裂進展力 (Japp) の算出に用いた FEM 解析による手法と EPRI の簡易式*とを比較した結果、図 1 に示すとおり両者に相違がないことを確認している。

※EPRI NP-6301 DUCTILE FRACTURE HANDBOOK に記載の簡易式

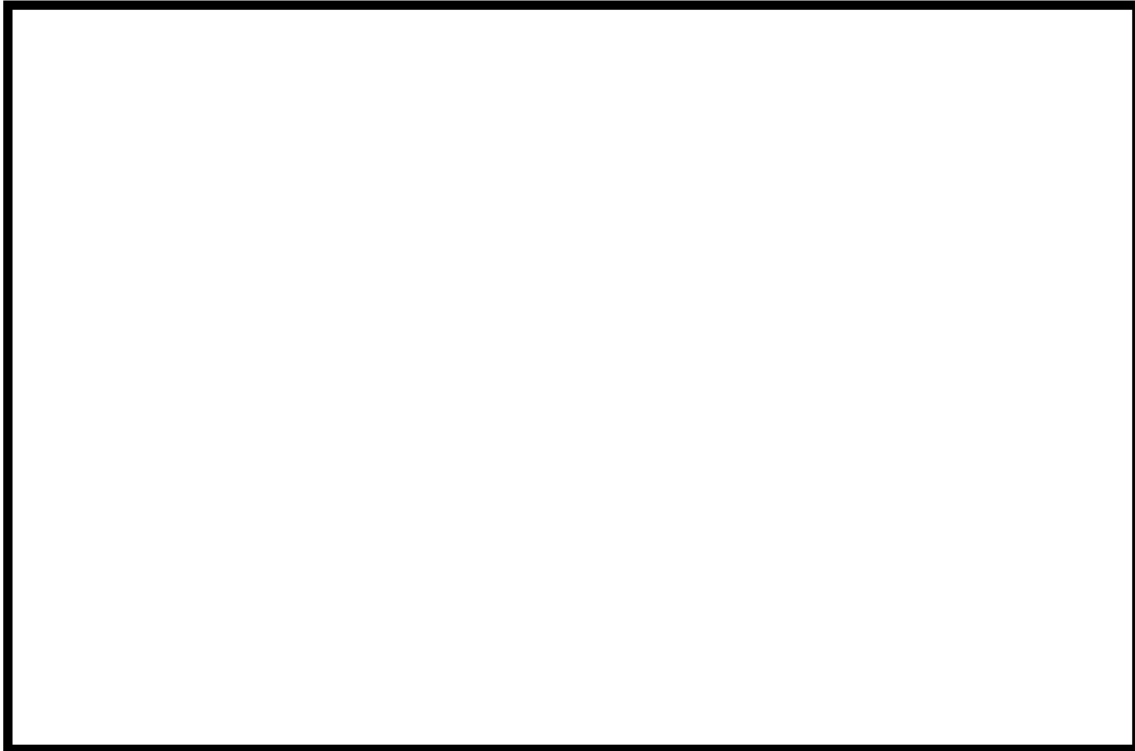


図 1 亀裂進展力 (Japp) の FEM 解析結果と EPRI の簡易式の比較

別紙 5. 重大事故等時の評価条件および評価方法の根拠

重大事故等時における亀裂安定性評価への入力条件としては、プラント条件が最も厳しくなる事故シーケンスグループ（原子炉停止機能喪失）におけるピーク温度 360℃、ピーク圧力 18.5MPa とし、地震荷重は Ss 地震動による荷重とした。当該の重大事故等時のプラント条件（以下、「SA 条件」という）は川内 1 号炉 工事計画認可申請書（平成 27 年 3 月 18 日認可）に記載している。

亀裂安定性評価は過去の電力共通研究で採取したデータに基づき、亀裂進展抵抗 (J_{mat}) と亀裂進展力 (J_{app}) を算出しているが、電力共通研究で採取した材料データの温度条件は通常運転時の温度 (325℃) であり、SA 条件の温度 (360℃) とは差がある。そこで、温度差を考慮しても評価結果に影響がないことを添付 1 および添付 2 に示す。

添付 1 : J_{app} の算出における SA 条件 (360℃) の影響について

添付 2 : J_{mat} の算出における SA 条件 (360℃) の影響について

J_{app} の算出における SA 条件 (360°C) の影響について

J_{app} の算出には、作用荷重 (Ss 地震動による荷重を含む) と材料物性 (応力-ひずみ関係) を使用する。これらのうち、作用荷重には SA 条件 (360°C) を用いているが、材料物性については電力共通研究で取得した通常使用温度 (325°C) における応力-ひずみ関係を用いていることから、SA 条件 (360°C) の影響について以下に示す。

1. フェライト量と熱時効の影響

J_{app} は材料物性である応力-ひずみ関係の下部の面積に比例する。図 1 に示すとおり、同じ応力で比較した場合、強度が低い材料の方が下部の面積は大きくなり、その結果 J_{app} は大きくなる。そのため、強度の低い応力-ひずみ関係を用いた方が保守的な評価となる。

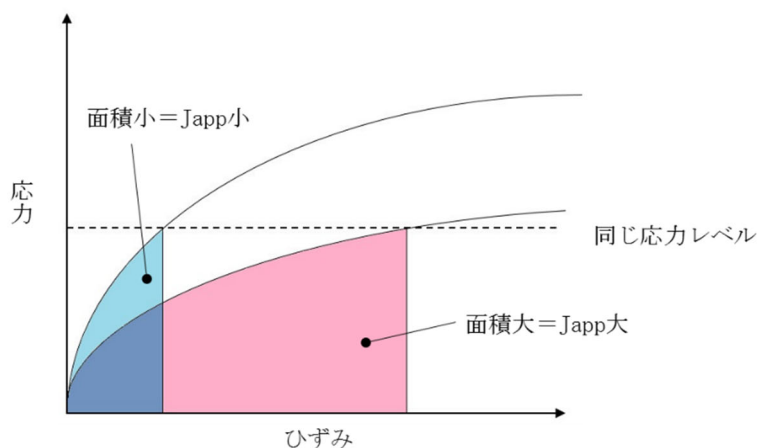


図 1 応力-ひずみ関係と J_{app} (模式図)

ここで、電力共通研究「1 次冷却材管等の時効劣化に関する研究 (STEPⅢ) (その 2)」で取得したデータを基に整理したフェライト量と熱時効程度による応力-ひずみ線図の比較を図 2 に示す。フェライト量が大きいほど、熱時効が進むほど、応力ひずみ線図は上方に移行していく傾向にあることから、非時効材の応力-ひずみ関係を用いて J_{app} を算出した方が保守的な評価となる。

このため、亀裂安定性評価においては、保守的な条件として、フェライト量が小さい非時効材の応力-ひずみ関係 (フェライト量: %、試験温度: 325°C) を用いている。

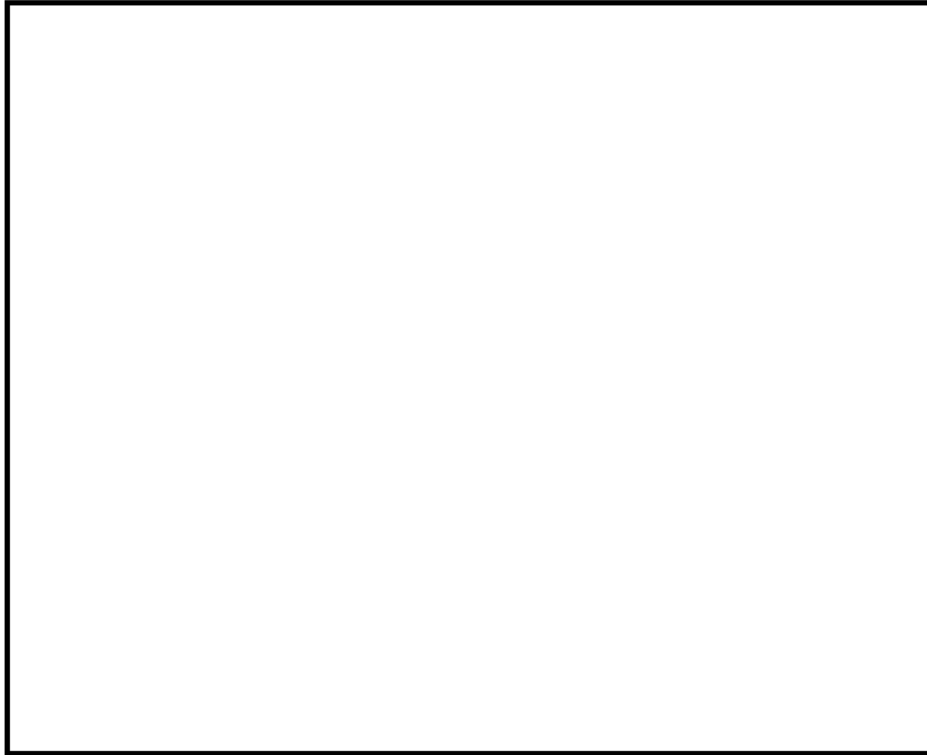


図2 応力-ひずみ関係へのフェライト量と熱時効の影響

2. SA 条件 (360°C) の影響

前項で示すとおり、 J_{app} の算出には保守的な応力-ひずみ関係を使用しているが、SA 条件を考慮しても保守的な条件になっていることを確認する。表 1 に応力-ひずみ関係に影響する条件の比較を示す。

表 1 応力-ひずみ関係に影響する条件の比較

	評価条件	実機の SA 条件	備考
①熱時効の有無	非時効	時効	評価条件の方が保守的
②温度	325°C	360°C	評価条件の方が非保守的
③フェライト量	<input type="text"/>	約 14.8%~22.3%	評価条件の方が保守的

①熱時効の有無の影響

熱時効による強度上昇の影響を検討するため、日本機械学会「発電用原子力設備規格維持規格 (JSME S NA1 - 2016/2019)」(以下、「JSME 維持規格 2016/2019」という)の「添付 E-18 鋳造ステンレス鋼管の破壊評価に用いる材料特性」を用いて、時効していない材料の降伏応力 (σ_{y0}) と時効した材料の降伏応力 (σ_y) の比を算出する。

表 2 及び図 3 に示すとおり、283.6℃で約 23.5 万時間時効した材料でも降伏応力は時効前と比べて約 7%上昇する。

表 2 時効していない材料と時効した材料の降伏応力の比

時効温度	時効後の降伏応力上昇率 σ_y / σ_{y0}	
	2020 年 3 月末時点 (約 23.5 万時間)	運転開始後 60 年時点 (約 44.7 万時間)
283.6℃	約 1.07	約 1.07
321.1℃	約 1.07	約 1.07

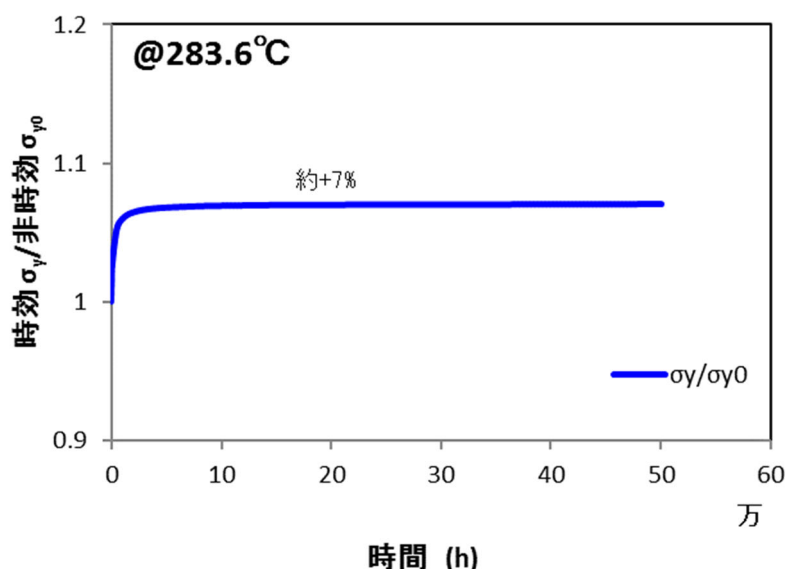


図 3 鋳造ステンレス鋼管の時効時間と降伏応力上昇の関係
(JSME 維持規格 2016/2019 添付 E-18 に基づき時効温度 283.6℃で算出)

②温度の影響

温度上昇による強度低下の影響を検討するため、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)」(以下、「JSME 設計・建設規格 2005/2007」という)に定められている「付録材料図表 Part5 表 8 材料の各温度における設計降伏点 S_y (MPa)」を用いて、SA 条件 (360℃) での強度低下率を算出する。

図 4 に 325℃における強度と各温度における強度の比を示す。360℃における降伏点応力は 325℃に比べて約 3%低下する。

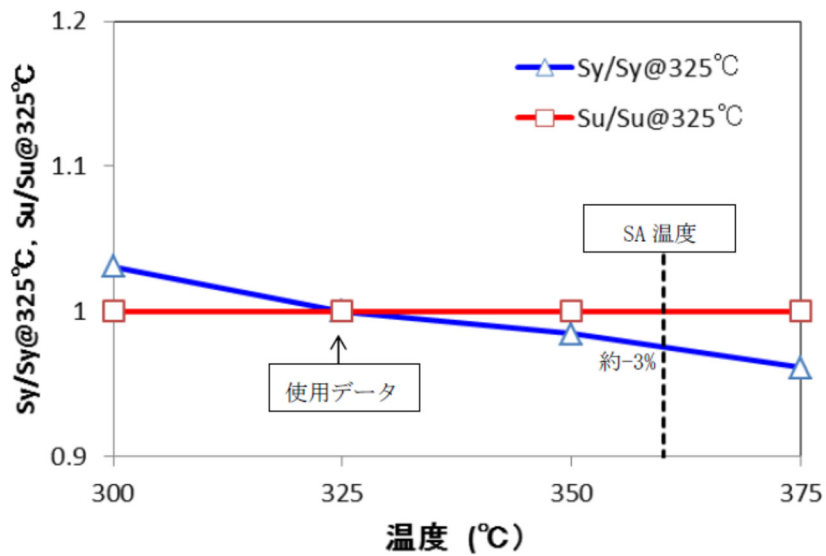


図4. 材料強度と温度の関係 (SCS14A)
 (出典：JSME 設計・建設規格 2005/2007)

以上より、応力-ひずみ関係は、降伏応力で比較した場合、熱時効により約7%上昇し、温度上昇により約3%低下することから、評価条件の方が保守的となる。

J_{mat} の算出における SA 条件 (360°C) の影響について

J_{mat} は 325°C の温度条件で採取されたデータの下限值 (H3T モデルの下限線) を用いて設定しているが、SA 条件 (360°C) を考慮した評価において、325°C で求めた J_{mat} を用いることの妥当性を確認するため、以下のとおり破壊靭性試験 (持ち寄り共同試験「2 相ステンレス 鋳鋼熱時効材の SA 条件下における破壊靭性試験」(平成 27 年 12 月) (以下、「本試験」という。)) を行っている。

(1) 供試材

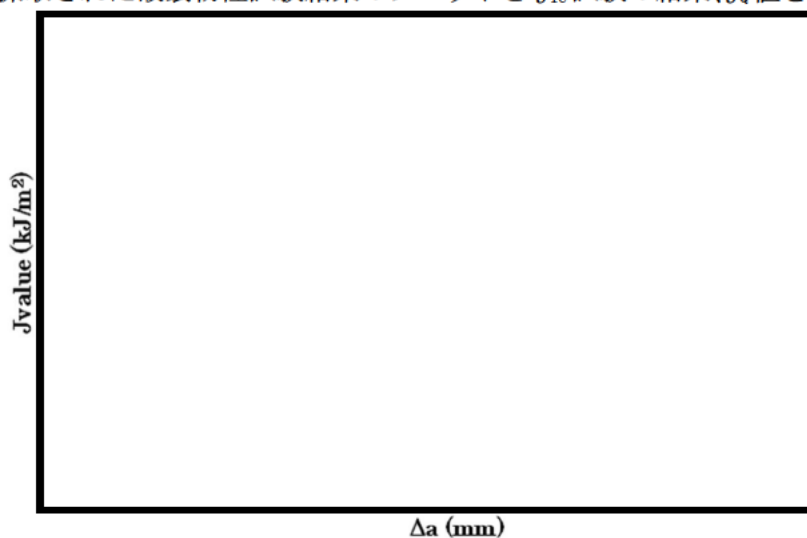
--

(2) 試験内容

--

(3) 試験結果

試験で採取された破壊靭性試験結果のプロットと J_{Ic} 試験の結果、 J_Q 値を以下に示す。



試験温度	試験片番号	J_{Ic} 試験結果	$J_Q(J_{Ic})$
325°C			
365°C			
H3T モデルによる計算値 (完全時効、下限値)			

以上の結果より、365°Cの J_{mat} 値と 325°Cの J_{mat} 値に大きな差は認められない。また、365°Cの J_{mat} 値は H3T モデルの下限値以上であることから、H3T モデルの下限値を用いた評価は妥当であると判断できる。

なお、本試験で取得した J_Q 値は J_{Ic} として Invalid になったものがあつたが、Valid となったデータや、過去の電力共通研究（「1次冷却材管等の時効劣化に関する研究（STEPⅢ）（その2）」（平成11年3月）（以下、「電共研」という。））で取得した時効後の底値データ の J_Q 値と比較して同程度であることから、本試験の破壊靱性試験結果は妥当なデータであると判断している。



本試験と電共研の試験データが同程度であることを以下に示す。

	試験片※1	時効条件※2	$J_Q(J_{Ic})$ (kJ/m ²)
本試験			
電共研			

※1 本試験の J_Q 値は電共研の J_Q 値と比較すると であるもののほぼ同等と考える。仮に試験片サイズの影響で が出ているとしても、採取した破壊靱性データに対して保守側 (J_{mat} が) の影響であるため、健全性評価については問題ないことが確認できていると判断する。

※2 時効後の破壊靱性がほぼ底値となる時効条件

別紙 6. 破断前漏洩概念を適用している配管系に対する熱時効の影響

設計評価（設計及び工事の計画の認可（以下、「設工認」））で破断前漏えい概念（以下 LBB）の適用を確認している配管は添付 1 に示す配管系統である。

これらの配管系統に対し、材料の機械特性に影響を与える経年劣化事象としては、ステンレス鋼鑄鋼の熱時効が想定されることから、熱時効による劣化の影響を考慮して LBB の成立性を確認する。

川内 1 号炉の配管におけるステンレス鋼鑄鋼使用部位は 1 次冷却材管母管であり、破損想定位置は原子炉容器出入口管台と配管との接続部である。（添付 1）

これら 2 部位に対して熱時効を考慮して LBB 成立性を確認することとするが、判定応力は同じであり、作用 応力は出口管台の方が大きい。このため、入口管台の評価は出口管台で代表させて評価を行う。

【評価方法】

LBB 成立性の確認は、JEAG4613-1998 に基づき実施した。ただし、熱時効を考慮するため、安定限界応力は「発電用原子力設備規格 配管破損防護設計規格（JSME S ND1-2002）」（以下 LBB 規格）を用いている。

LBB 規格の表 D-2400-2(3/3)の PWR のステンレス鋼鑄鋼に対して適用されるものを使用した。ここで適用されている安定限界応力は最も保守的となる実機プラントの最大フェライト量約 23.5%^{*1}の 1 次冷却材管（SCS14A 材）に対して、熱時効による靱性低下の飽和 J-R 曲線（予測）を用い、2 パラメータ法から評価した H_p 係数^{*2}により極限荷重評価法による破壊時曲げ応力を補正した安定限界応力から評価したものである。このため、運転開始後 60 年の熱時効劣化を考慮した LBB 成立性評価は、表 D-2400-2(3/3)を用いる。

*1 川内 1 号炉 1 次冷却材管の原子炉容器出口管台接続部のフェライト量は約 17.8%

*2 $H_p = M_{0f} / M_1 = 1.45$ （29B 1 次冷却材管）

M_{0f} ：極限荷重評価法による最大曲げモーメント

M_1 ：2 パラメータ法（R6 法 Option2）による破壊評価曲線図における破壊評価曲線と J-R 曲線等から求めたき裂進展評価曲線の接点から算出（詳細は JSME S ND1-2002 に記載）

【LBB 成立性評価】

原子炉容器出入口管台に対して、供用状態 A, B, C 及び供用状態 A+Sd 地震の荷重に基づき作用する応力を求め、表 1 に従い配管破損形式及び開口面積を決定する。なお、配管の破損形式は、以下に分類する。

(1) 漏えい

- a. 表 1 で作用応力が判定応力より低い場合、配管に想定する。
- b. 表 1 に示す開口面積に相当する円形の開口を配管の周方向任意位置に想定する。

(2) 破断

表 1 で作用応力が判定応力以上の場合、配管に周方向破断を想定する。

表 1 配管の破損形式及び開口面積

呼び径 (B)		29 (内径)	
外径 Do (mm)		882.0	
板厚 t (mm)		72.7	
想定亀裂角 2θ (度) (注 4)		56.6	
判定応力 ($\times S_m$) (注 2)		1.76	
作用応力	$P_m=0.5S_m$ $P_b=0$	(注 1, 3) 破損形式及 び 開口面積 (mm^2)	L(207)
	$P_m=0.5S_m$ $P_b=0.5S_m$		L(543)
	$P_m=0.5S_m$ $P_b=1.0S_m$		L(1235)
	$P_m=0.5S_m$ $P_b=1.5S_m$		B
	$P_m=0.5S_m$ $P_b=2.0S_m$		B
	判定応力(注 2)		L(1876)

(注 1) B : 破断を想定する

L : 漏えいを想定する

(注 2) 判定応力 (P_m+P_b) 及び作用応力のうち P_m (膜応力) は内圧で $0.5S_m$ とみなし、残りは P_b (曲げ応力) とする。ただし、 S_m は $114.7\text{N}/\text{mm}^2$ とする。

(注 3) 開口面積は作用応力に応じて内挿するものとする。

(注 4) 想定き裂角度 2θ は、想定き裂長さに対する中心角を表す。

原子炉容器出口管台について、作用する応力を基に、表 1 を用いて決定した配管破損形式及び開口面積を表 2 に示す。

表 2 川内 1 号炉における熱時効を考慮した LBB 成立性確認結果

破損想定位置	呼び径 (B)	作用応力 (合計) ($\times S_m$)	安定限界応力 ($\times S_m$)	配管破損形式	開口面積 [※] (mm^2)
原子炉容器出口管台	29 (内径)	1.28	1.76	L	931

※5t の想定亀裂に対して熱時効を考慮せずに算出した値。なお開口面積はジェット反力の算出に用いられるが、熱時効を考慮しない方が開口面積は大きくなり保守的な評価となる。

このとおり配管破損形式は「漏えい」となることから、川内 1 号炉において、LBB を適用しているステンレス鋼配管は 60 年間の熱時効を考慮しても LBB が成立することが確認できた。

なお、設工認と本別紙の LBB 評価比較を添付 2 に示す。

以上

川内 1 号炉 工事計画認可申請書 (2015. 3. 18 認可)

添付資料 14 別添 7 原子炉冷却材圧力バウンダリに属する配管に対する LBB 成立性評価結果に関する説明書 (抜粋)

評価対象：1次冷却材管

分類	破損想定位置	呼び径 (B)	作用応力 (×Sm)			判定応力 (×Sm)	配管破損形式	開口面積 (mm ²)	配管破損反力 (kN)
			膜応力 ^(注1)	曲げ応力	合計応力				
母管	原子炉容器出口管台	29 (内径)				2.28	L		
	原子炉容器入口管台	27.5 (内径)				2.28	L		
分岐管台	1次冷却材管	14				2.00	L		
	加圧器サージ管台	12				1.93	L		
	12B 蓄圧タンク 注入管台	12				1.93	L		
	12B 余熱除去系 入口管台	12				1.93	L		
	6B 安全注入管台 ^(注2)	6				1.83	L		
	4B 加圧器スプレイ管台	4				1.54	L		
	3B 充てん管台 ^(注3)	3				—	B		
	3B 抽出及び ループドレン管台 ^(注3)	3				—	B		
	2B 余剰抽出及び ループドレン管台 ^(注3)	2	—	B					

(注1) 膜応力は第3-1表の(注2)に従い、0.5Smとする。

(注2) 安全注入管台(高温側)及び安全注入管台(低温側)を含めて安全注入管台とする。

(注3) 3B以下の配管は保守的に破断を想定する。

評価対象：加圧器

分類	破損想定位置	呼び径 (B)	作用応力 (×Sm)			判定応力 (×Sm)	配管破損形式	開口面積 (mm ²)	配管破損反力 (kN)
			膜応力 ^(注)	曲げ応力	合計応力				
接続管台	サージ用管台	14				2.00	L		
	逃がし弁用管台	6				1.83	L		
	安全弁用管台	6				1.83	L		
	スプレイライン用管台	4				1.54	L		

(注) 膜応力は第3-1表の(注2)に従い、0.5Smとする。

高経年化技術評価で実施する経年劣化を考慮したLBB評価においては、JEAG4613-1998による評価を基本としているが、ステンレス鋼の熱時効を考慮した評価を行うため、安定限界応力はLBB規格に記載の値を使用している。(設工認では熱時効を考慮しておらず、JEAG4613-1998に記載の安定限界応力を使用している。)

なお、設工認と高経年化技術評価の評価条件の相違点を下表に示す。

		川内1号炉 設工認	川内1号炉 高経年化技術評価	備考	
適用規格	適用規格	JEAG4613-1998	JEAG4613-1998 (安定限界応力はJSME S ND1-2002の値を使用)	熱時効考慮の有無	
	対象材料	ステンレス鋼	ステンレス鋼		
	想定き裂長さ	管の厚さの5倍の長さ		相違なし	
	想定き裂角 2θ	56.6°		相違なし	
	Hp 係数	—	1.45 (29B)	熱時効考慮の有無	
入力	評価部位	原子炉容器出口		相違なし	
	形状	原子炉容器出口 (外径、板厚、断面係数)		相違なし	
	作用荷重	<ul style="list-style-type: none"> 自重による荷重 熱膨張 (供用状態 A、供用状態 B、供用状態 C) による荷重 地震 (Sd) による荷重 		相違なし	
評価過程	膜	作用応力 (Pm)	Pm=0.5Sm		相違なし
	曲げ	作用応力式 (Pb)			相違なし (太字は最大となった応力状態)
		作用応力 (Pb)	Pb=0.78Sm	Pb=0.78Sm	相違なし
	合計	作用応力 (Pa=Pm+Pb)	Pa=1.28Sm	Pa=1.28Sm	
評価結果	安定限界応力	Pf=2.28Sm	Pf=1.76Sm	熱時効考慮の有無	
		L (4333)	L (1876)		
	開口面積	931 mm ²	931 mm ²	相違なし	
	判定	L (Pa<Pf)	L (Pa<Pf)	—	

別紙 7. 代表評価機器以外の機器に対する製造時の検査内容および現状保全の内容

熱時効評価対象機器のスクリーニングの結果、評価要となった代表評価機器以外の機器に関する製造時の検査内容および現状保全の内容を下表に示す。

機種	機器	部位	製造時検査内容 判定基準：判定結果	現状保全内容 至近点検：点検結果
ポンプ	1次冷却材ポンプ	羽根車	・浸透探傷試験(全表面) 告示第 501 号：良	目視検査、浸透探傷検査 第 24 回定期検査：良
		ケーシング	・放射線透過試験(全体積) 告示第 501 号：良 ・浸透探傷試験(全表面) 告示第 501 号：良	目視検査 (ケーシング内表面) 第 17 回定期検査(供用期間中検査)：良
仕切弁	RHR S 入口隔離弁	弁箱	・放射線透過試験(全体積) 告示第 501 号：良 ・浸透探傷試験(全表面) 告示第 501 号：良 ・浸透探傷試験(機械加工面) 告示第 501 号：良	目視検査 第 16 回定期検査：異常無し (配管溶接部：超音波探傷検査 第 16 回定期検査(供用期間中検査)：良)
		弁蓋		
スイング逆止弁	蓄圧タンク出口第 2 逆止弁	弁箱	・浸透探傷試験(全表面) 告示第 501 号：良	目視検査 第 16 回定期検査：異常無し (配管溶接部：超音波探傷検査 第 16 回定期検査(供用期間中検査)：良)
タービン設備	高圧タービン	内部車室	・外観検査 (全表面) 社内基準：合格 ・磁粉探傷検査 (全表面) 社内基準：合格 ・超音波探傷検査 (全体積) 社内基準：合格	目視検査 第 23 回定期検査：良

機種	機器	部位	製造時検査内容 判定基準：判定結果	現状保全内容 至近点検：点検結果
機械設備	制御棒クラスタ	スパイダー ベーン フィンガ	・外観検査 社内基準：合格	目視検査 第17回定期検査：良

別紙 8. 代表機器以外の機器に対する技術評価

別紙 8-1. 1次冷却材ポンプ

1次冷却材ポンプのケーシングのフェライト量、使用温度、応力を表1に示す。熱時効による靱性低下への影響は、フェライト量が多いほど大きくなる。また、使用条件としては応力（荷重）が大きいほど厳しくなる。このため、1次冷却材管と発生応力及びフェライト量の比較を行い、1次冷却材ポンプの熱時効評価が1次冷却材管に包絡されることを確認している。

表 1 1次冷却材ポンプケーシング熱時効評価結果

部位	フェライト量 (%) ※1	応力 (MPa) ※2	使用温度 (°C)
1次冷却材ポンプケーシング (吐出ノズル)	約 10.9	約 104	約 283.6
1次冷却材管 (ホットレグ直管)	約 17.8	約 152	約 321.1

※1：フェライト量算出にあたっては、製造時の材料成分を用いて「ASTM A800」に示される線図により算出した。
 ※2：応力は供用状態A、Bでの内圧、自重、熱膨張荷重、地震荷重（S s）を用いて算出した。なお、重大事故等時の応力条件でも選定結果が変わらないことを確認している。

応力の詳細評価について表2に示す。

表 2 1次冷却材ポンプケーシングの応力値の詳細

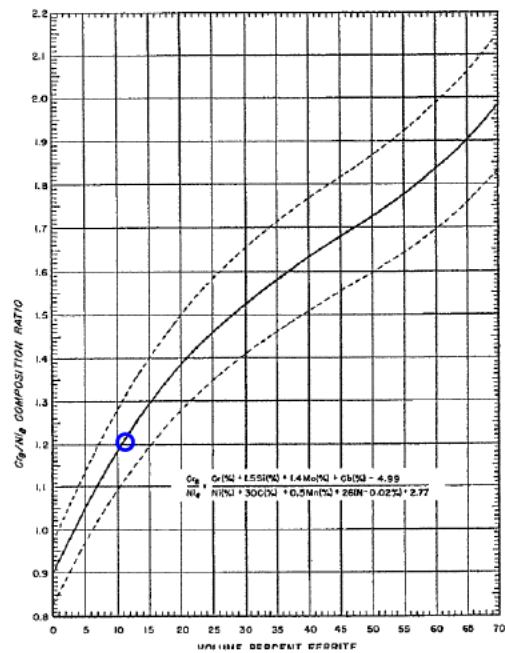
部位	内圧による応力 (MPa)	曲げ応力				軸力による応力				合算値 (MPa)
		自重 (MPa)	熱 (MPa)	地震 (MPa)	合計 (MPa)	自重 (MPa)	熱 (MPa)	地震 (MPa)	合計 (MPa)	
1次冷却材ポンプケーシング	41.1	2.4	28.9	23.8	55.1	0.1	1.0	6.7	7.8	104

フェライト量算出にあたっては表3に示す材料成分表及び ASTM A800 (図1)により算出している。

表 3 製造時ミルシートによる材料成分表示

部位	化学成分 (溶鋼分析) %							Cre/Nie	フェライト量 (%)
	C	Si	Mn	Cr	Ni	Nb	N		
1次冷却材ポンプケーシング								1.21	10.9

N 及び Nb の成分は製造時ミルシートに記載がないが、フェライト量計算に必要な値のため、電共研「1次冷却材管等の時効劣化に関する研究 (STEPⅢ) (その2)」で用いた供試材料の化学成分を参考として同等な値としている。



Schoefer Diagram for Estimating the Average Ferrite Content in Austenitic Iron-Chromium-Nickel Alloy

図1 フェライト量導出図 ASTM A800 参照

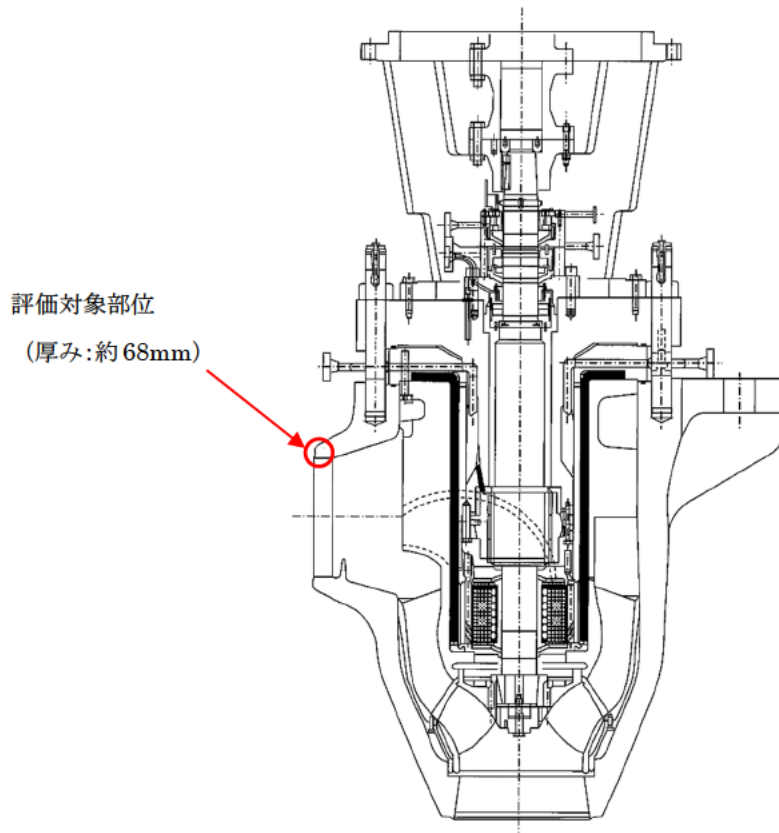


図2 1次冷却材ポンプケーシング

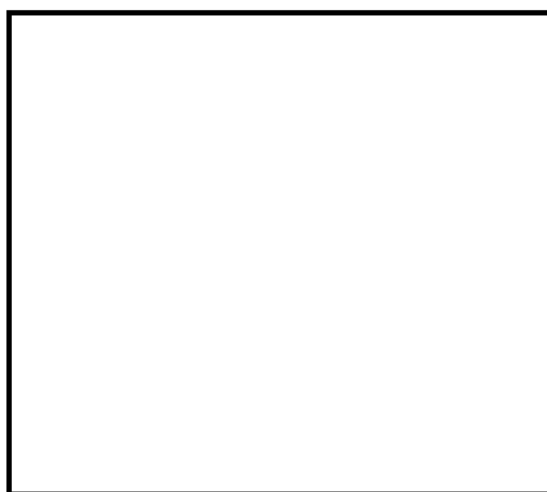


図3 ケーシング吐出ノズル溶接部

1次冷却材ポンプ（ケーシング）については、重大事故等時における発生応力とフェライト量の比較でより厳しい条件となる1次冷却材管の評価に包絡されることを確認しており、重大事故等時における1次冷却材管の健全性を確認できたことで、1次冷却材ポンプ（ケーシング）も健全であると確認している。

1次冷却材ポンプ（ケーシング）の発生応力とフェライト量の1次冷却材管との比較を添付-1に示す。

また、NUREG4513rev.2*における Hull 式を用いて RCP ケーシングおよび1次冷却材管のフェライト量を試算した結果を表4に示す。結果としては、フェライト量の大小関係に変化はなく、1次冷却材管の評価に包絡されることを確認した。

表4 フェライト量の試算結果

部位	ASTM A800 における フェライト量 (%)	Hull 式における フェライト量 (%)
1次冷却材ポンプ ケーシング (吐出ノズル)	約 10.9	約 10.0
1次冷却材管 (ホットレグ直管)	約 17.8	約 19.6

※Estimation of Fracture Toughness of Cast Stainless Steels during Thermal Aging in LWR Systems (NUREG/CR-4513, ANL-15/08, Revision 2)

重大事故等時における 1 次冷却材ポンプの熱時効評価

1 次冷却材ポンプのケーシングの発生応力（重大事故等時+Ss 地震力）、フェライト量に対して、1 次冷却材管との比較を以下に示す。

重大事故等時の条件で応力、フェライトが 1 次冷却材管の条件で包絡されることを確認しており、重大事故等時でも 1 次冷却材管の評価を代表として健全性が示される。

1 次冷却材ポンプケーシング熱時効評価結果

部位	重大事故等時 応力※ ¹ (MPa)	(参考) 通常運転時 応力※ ¹ (MPa)	フェライト量 (%)	使用温度※ ² (°C)
1 次冷却材ポンプ ケーシング (吐出ノズル)	約 116	約 104	約 10.9	約 283.6
1 次冷却材管 (ホットレグ直管)	約 162	約 152	約 17.8	約 321.1

※1 Ss 地震荷重含む

※2 通常運転時の温度。重大事故等時の条件は 360°C とする。

別紙8-2. RHR S入口隔離弁

RHR S入口隔離弁の弁箱および弁蓋はステンレス鋼製であり、製造時に放射線透過試験および浸透探傷試験により技術基準に適合していることを確認した材料を使用している。

RHR S入口隔離弁の弁箱には経年劣化事象として低サイクル疲労が想定されるが、運転開始後 60 年を想定した健全性評価の結果、割れが発生する可能性はないと考えている。また、弁は配管や容器と比べて一般的に厚く製造されており、発生応力は小さいと考えられる。さらに定期的に弁内表面の目視検査および配管溶接部の超音波探傷検査を実施しており、異常がないことも確認している。

製造時検査および現状保全の内容については別紙7に記載している。

また、本弁は1次冷却材管（使用温度：約 321.1℃）の分岐管の第1弁であるため、評価上は使用温度を 250℃以上として取り扱い、熱時効を想定した評価を行っている。

なお、参考までに当該弁の発生応力およびフェライト量を表1に、応力の詳細評価を表2に示す。

RHR S入口隔離弁の構造図は図1に示すとおり、弁箱は配管よりも厚肉構造であるが、配管との取合い部は配管と同じ肉厚となっており構造強度上の最弱部になると考えられる。表1および表2にこの最弱部の応力を示す。最弱部となる取合い部の応力は約 80MPa であり、一次冷却材管の応力最大値 152MPa と比べると小さい値である。

表1 発生応力、フェライト量の比較

対象	発生応力 (MPa) ^{※1}	フェライト量 (%)
RHR S入口隔離弁（弁箱）	80	約 12.0

※1 供用状態 A、B における荷重+Ss 地震動

表2 RHR S入口隔離弁の応力値の詳細

評価部位	内圧による応力 (MPa)	曲げ応力				合算値 (MPa)
		自重 (MPa)	熱 (MPa)	地震 (MPa)	合計 (MPa)	
RHR S入口隔離弁 (弁箱)	49.5	2.6	8.3	19.6	30.5	約 80

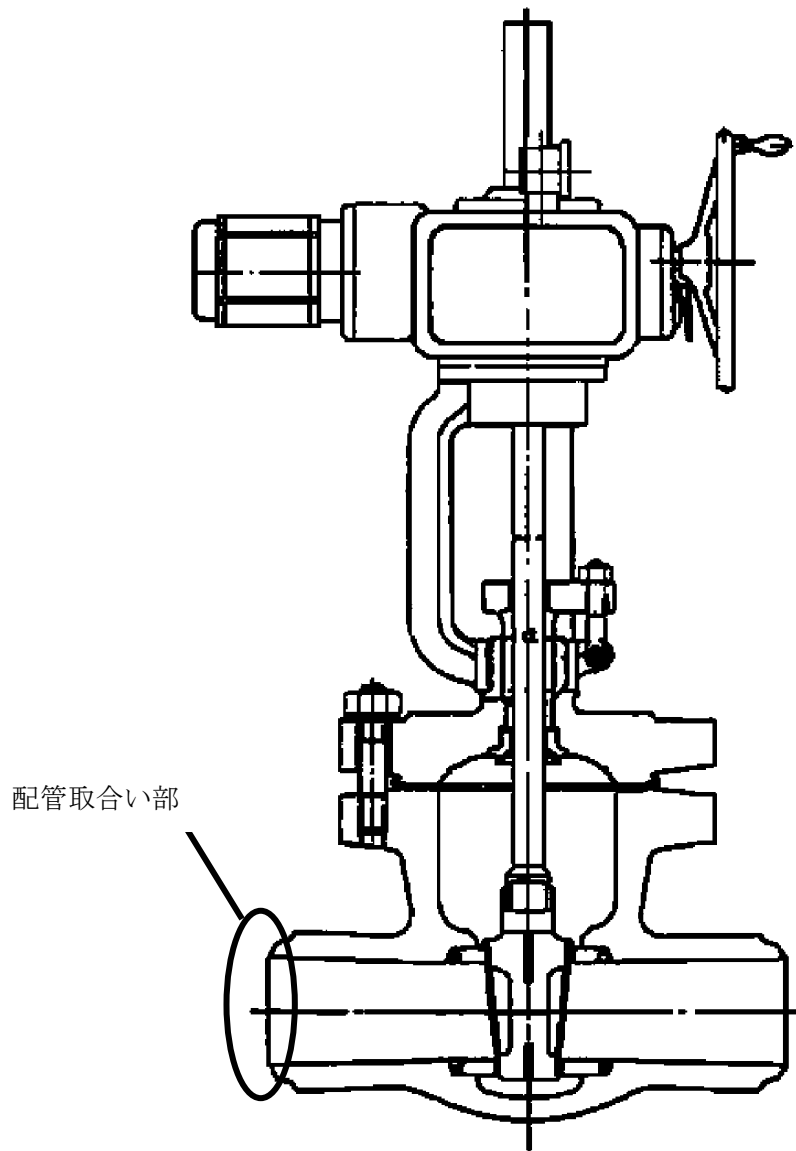


図1 RHR S入口隔離弁の構造図

別紙8-3. 高圧タービン内部車室

高圧タービンの内部車室は内表面側の一部で使用温度が 250℃以上となる部分（最高温度：263℃）があるが、内部車室は耐圧部材ではなく、有意な応力は発生しない。

また、定期的に内面の目視確認を実施し有意な割れがないことを確認していることから、高圧タービン内部車室については熱時効を高経年化対策上着目すべき経年劣化事象としていない。

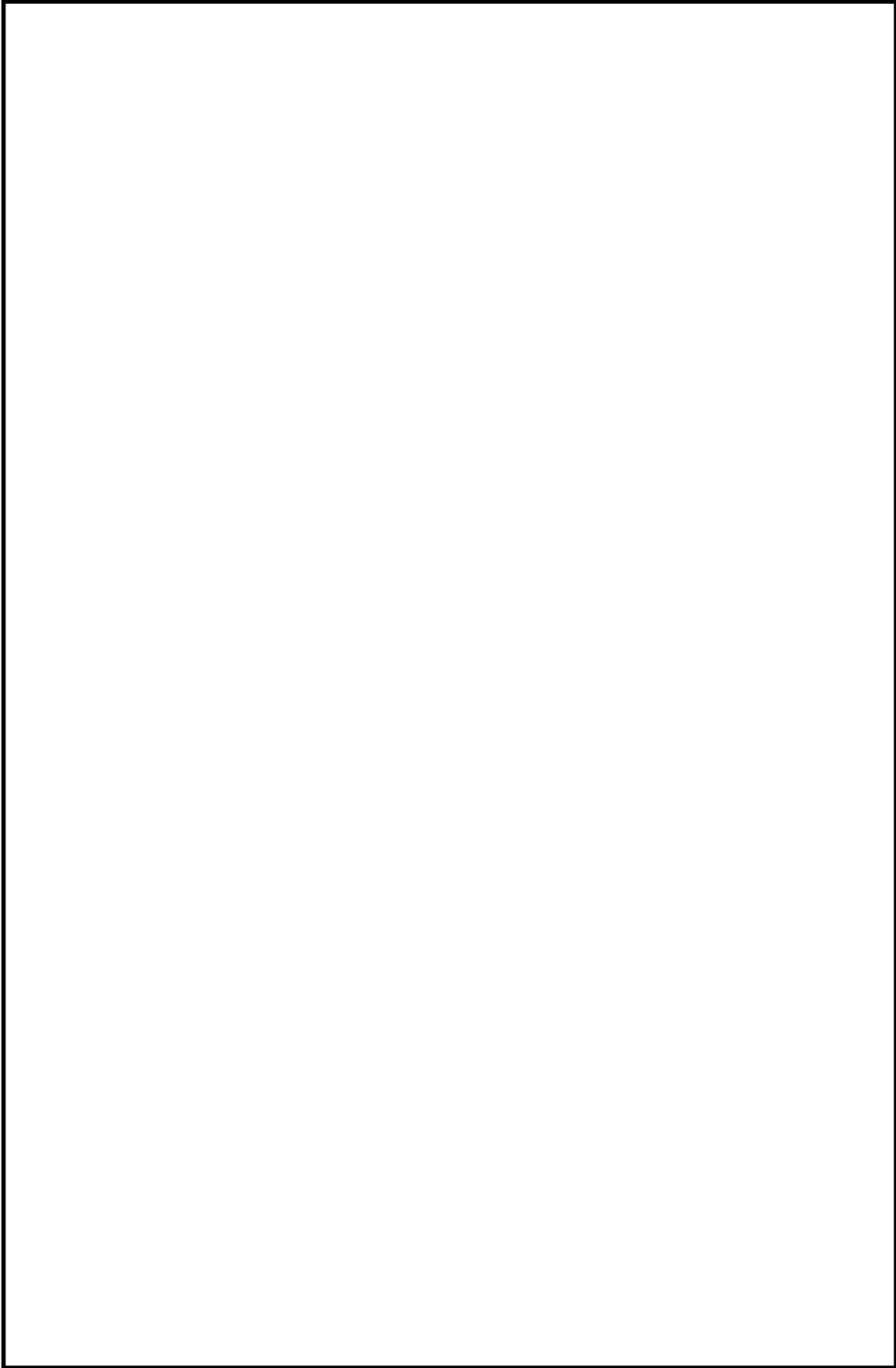
別紙 8-4. 制御棒クラスタ

スパイダー、ベーン及びフィンガーは最高使用温度が 343℃であるが、当該部は一端が自由端であること、圧力バウンダリでもないことから、有意な応力は発生しない。

製造時検査結果や至近の目視点検の結果、いずれも良好であった。製造時検査および現状保全の内容については別紙 7 に記載している。

また、引け巣や空孔等の内部欠陥をなくす処理として、HIP（熱間等方加圧）処理を行っている。HIP は加熱装置を内蔵した圧力容器内へ被処理品を装入、密封後、アルゴンガス等の気体を圧入、高温高圧化し、被処理品を等方的に加圧整形する加工法で内在する空孔が圧着、拡散接合し消滅するため、複雑形状の鋳造品の品質、信頼性向上に最適な工法である。添付 1 に示す通り、引け巣や空孔等の欠陥を HIP 処理により無欠陥であることが確認できることから当該機器においても内部欠陥は存在しないと考える。また、ニューシアでは国内外で損傷事例は確認できない。

以上を踏まえて、スパイダー、ベーン及びフィンガーについては熱時効を高経年化対策上着目すべき経年劣化事象としていない。



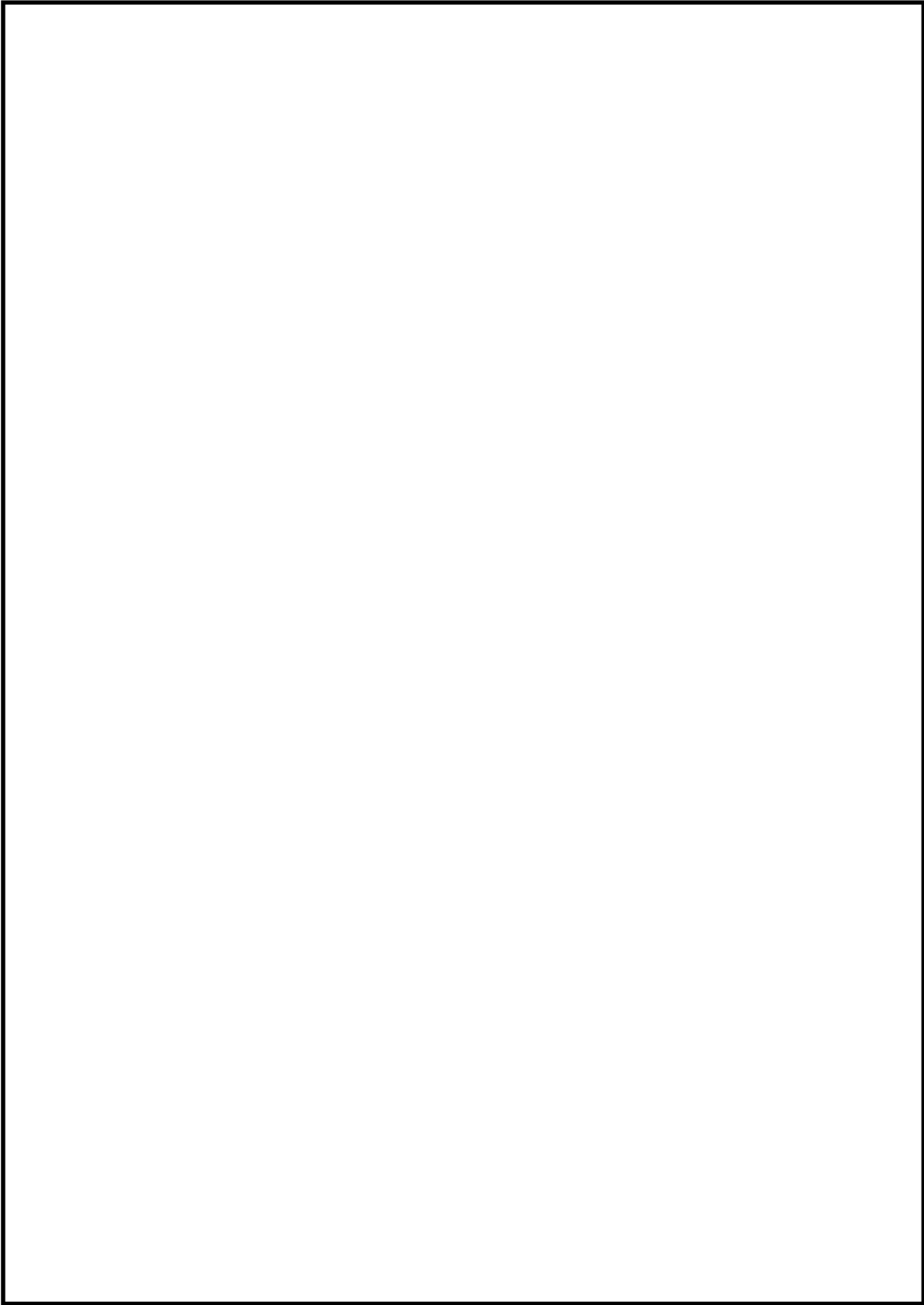


図1 引け巢のHIP処理

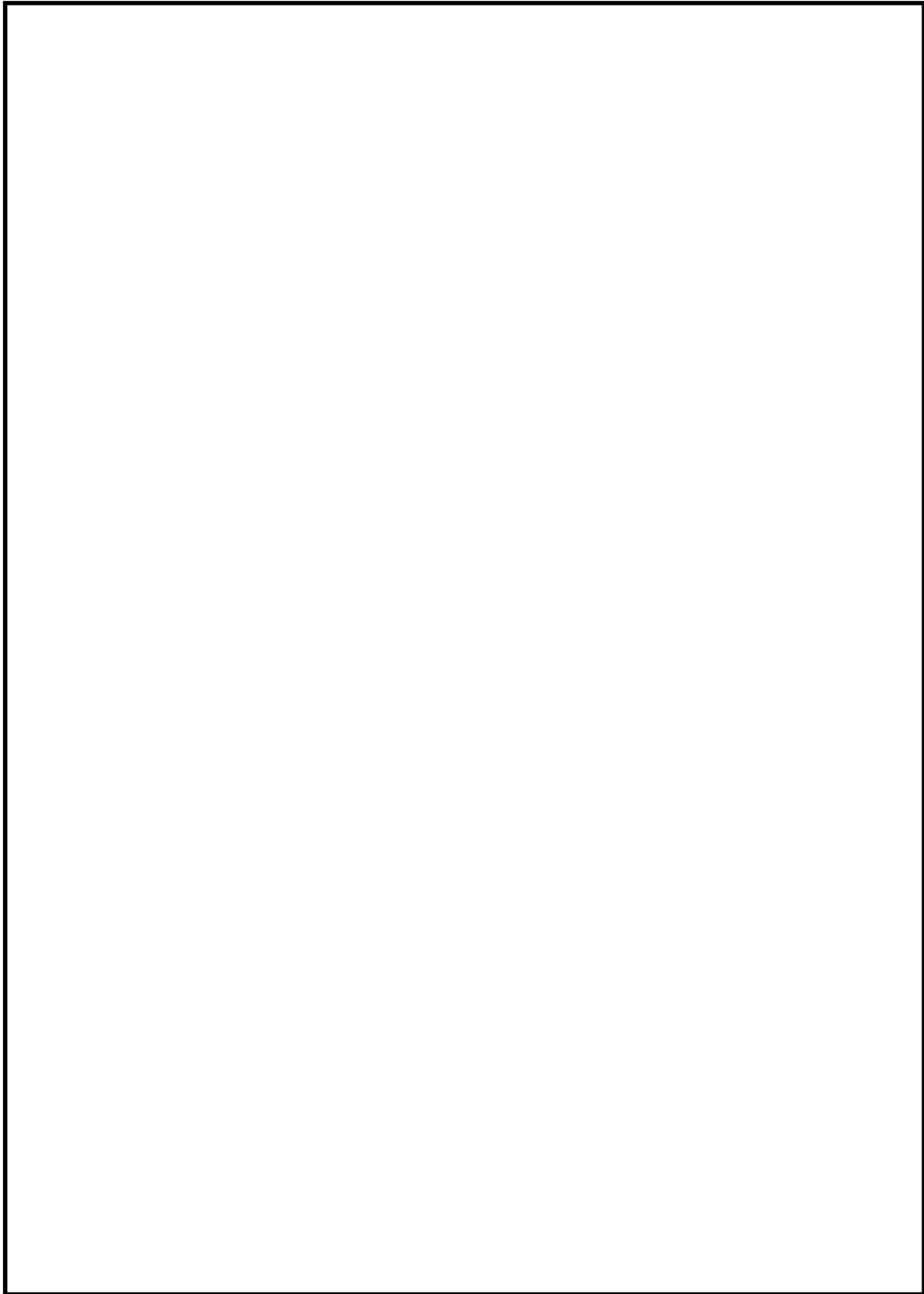


図2 空孔の HIP 処理

別紙 9. 評価対象外機器の使用温度の根拠

熱時効評価対象機器のスクリーニングの結果、最高使用温度が 250℃以上であるが、使用温度が 250℃未満であることから評価不要とした下表の機器の根拠を示す。

機種	機器	部位	最高使用温度(℃)	使用温度(℃)
安全弁	加圧器安全弁	弁箱	約 360	100 以下
タービン設備	高圧タービン	アウターグランド本体、ダイヤフラムリング	約 291	約 107
		インナーグランド本体	約 291	約 191
		翼環	約 291	約 228
	低圧タービン	翼環	約 291	約 249
		静翼（第 7 段翼）	約 291	約 90
		静翼（第 7、8 段翼根リング）	約 291	約 73
	タービン動主給水ポンプ駆動タービン	車室、高圧ノズル室（第 1 段ノズルを含む）、グランド本体	約 291	約 170

(1) 加圧器安全弁 弁箱

加圧器安全弁の弁箱が 100℃以下となる根拠を添付に示す。

(2) 高圧タービン アウターグランド本体、ダイヤフラムリング

高圧タービンアウターグランド本体およびダイヤフラムリングの通常運転時の使用温度はグランド蒸気管と同等温度の 107℃である。よって、アウターグランド本体およびダイヤフラムリングの使用温度は 250℃未満であり評価対象外とした。

(3) 高圧タービン インナーグランド本体

高圧タービンインナーグランド本体の通常運転時の使用温度は高圧排気管と同等温度の 191℃である。よって、インナーグランド本体の使用温度は 250℃未満であり評価対象外とした。

(4) 高圧タービン 翼環

高圧タービン翼環より上流にある高圧抽気の通常運転時の使用温度が 191℃であることから、高圧タービン翼環の使用温度は 191℃以下となる。よって、高圧タービン翼環の使用温度は 250℃未満であり評価対象外とした。

(5) 低圧タービン 翼環

低圧タービン翼環より上流にある翼列上流の通常運転時の使用温度が 249℃であることから、低圧タービン翼環の使用温度は 249℃以下となる。よって、低圧タービン翼環の使用温度は 250℃未満であり評価対象外とした。

(6) 低圧タービン 静翼 (第7段翼)

低圧タービン静翼 (第7段翼) より上流にある第二抽気の通常運転時の使用温度が 90℃であることから、低圧タービン静翼の使用温度は 90℃以下となる。よって、静翼 (9段翼) の使用温度は 250℃未満であり評価対象外とした。

(7) 低圧タービン 静翼 (第7、8段翼根リング)

低圧タービン静翼 (第7段翼根リング) より上流にある第一抽気の通常運転時の使用温度が 73℃であることから、低圧タービン静翼 (第7、8段翼根リング) の使用温度は 73℃以下となる。よって、静翼 (第7、8段翼根リング) の使用温度は 250℃未満であり評価対象外とした。

(8) タービン動主給水ポンプ駆動タービン 車室、高圧ノズル室 (第1段ノズルを含む)、グランド本体

通常運転時、駆動蒸気は低圧蒸気 (高温再熱蒸気) を使用しており、車室、高圧ノズル室 (第1段ノズルを含む) 及びグランド本体の使用温度は約 170℃となる。よって、車室、高圧ノズル室 (第1段ノズルを含む) 及びグランド本体の使用温度は 250℃未満であり評価対象外とした。

加圧器安全弁の弁箱の使用温度について

加圧器安全弁の弁箱材質はステンレス鋼鋳鋼を使用しているが、通常時の使用温度が100℃以下であるため、熱時効の評価対象外としている。

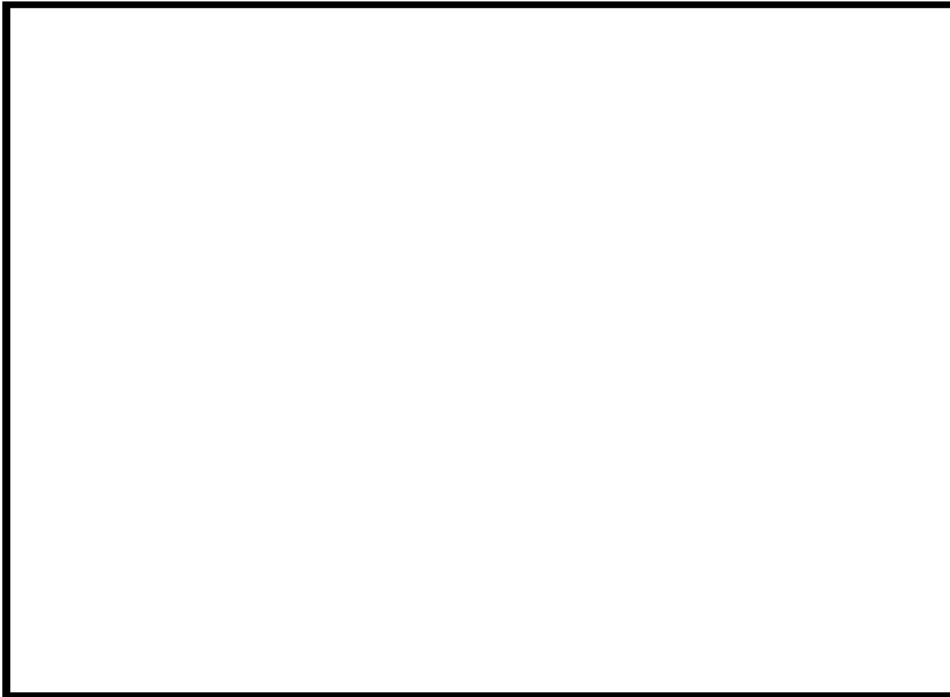
当該安全弁上流配管表面の温度は100℃以下（加圧器安全弁ループシール下部外表面最大値 66℃）であることが電力共通研究「加圧器安全弁におけるループシールの影響に関する研究 1986年度」で確認されている。当該電力共通研究における配管表面温度計測プラントの加圧器安全弁上流配管形状に対し、配管外面を100℃と仮定し、配管外面からの放熱を自然対流（当該部に保温がないため）、雰囲気温度を21℃（CV内温度の最低値）として保守的な熱計算を行うと配管内面温度は約100.6℃となる（付表1参照）。

川内1号炉の加圧器安全弁上流配管は上記電力共通研究で用いられている配管と材質、長さ共に同等であり、同条件で熱計算を行った結果は100.6℃となる。

配管の温度は熱時効評価対象温度（250℃）に比べるとはるかに小さく、当配管よりも下流にある加圧器安全弁温度はさらに小さくなると考えられることから、熱時効評価対象としていない。

付表1 加圧器安全弁上流配管の内面温度算出

	配管表面温度計測プラント	川内1号炉
配管外半径 (ro)	0.0826 m	0.0826 m
配管内半径 (ri)	0.0644 m	0.0644 m
配管材質	SUS304	SUS316
配管長さ	約 1,424 mm (付図1参照)	約 1,356 mm (付図2参照)
配管熱伝導率 (λ)	16 W/(m・K)	16 W/(m・K)
配管外面熱伝達率 (α)	6 W/(m ² ・K)	6 W/(m ² ・K)
熱流束 (q)	α × (100 - 21) W/m ²	α × (100 - 21) W/m ²
配管内面温度 =21 + $\frac{q}{\alpha} + \frac{q \times r_o}{\lambda} \times \ln \left(\frac{r_o}{r_i} \right)$	100.6℃	100.6℃



付図1 電力共通研究「加圧器安全弁におけるループシールの影響に関する研究 1986年
度」配管表面温度計測プラントの加圧器安全弁上流配管形状



付図2 川内1号炉 加圧器安全弁上流配管形状

別紙 10. 電力共通研究における亀裂進展試験の条件について

時効の有無による亀裂進展速度の差異の確認をした電力共通研究「PWR 配管破断防護設計の合理化に関する研究（1 次冷却材管の破断想定除外）」の亀裂進展試験の条件は以下の通りである。

材料：SCS14A（フェライト量 12.5%）

環境：大気中（温度 325℃）

水中（溶存酸素濃度 \leq 5ppb、温度 325℃）

応力比：0.7、0.1

繰返し速度：大気中（1～10Hz）、水中（1cpm）

上記の試験条件は JEAG4613-1998 に記載のステンレス鋼の亀裂進展速度式を求めるために用いた文献「"Fracture Toughness and Fatigue Crack Growth of PWR Materials in Japan" The 1st JSME/ASME Joint International Conference on Nuclear Engineering Vol. 1, 1991, pp527-531」に記載の試験条件と同じであることを確認している。

別紙 11. H3T モデルを用いた Jmat の算出過程について

H3T モデルを用いた Jmat 曲線の算出過程について、川内 1 号機の「ホットレグ直管」の例を以下の通り示す。

(1) 評価条件

- ・ フェライト量 : 17.8%
 - ・ σ_y^* (0.2%耐力) (室温) : 321MPa
 - ・ σ_u^* (引張り強さ) (室温) : 601MPa
- ※ 対象材料のミルシートにより算出。

(2) 算出過程

○Jmat 曲線の算出

Jmat 曲線は亀裂長さ (Δa) のべき乗則でフィットできると考え、以下の式で表す。

$$J_{mat} = C_1(\Delta a)^{C_2} \dots \dots \dots \textcircled{1}$$

H3T モデルの式より推定した J_{IC} 、 J_6 を算出し、上式に代入することで、定数 C_1 、 C_2 を決定し、Jmat 曲線を決定する。

$$J_{IC} \text{ or } J_6 = A + \frac{B_{325}}{t + (t_F + C)_{325} - t_{F325}}$$

保守的に評価するため、 t (時効時間) については、 $t = \infty$ と考えることから、右辺の分数の項は 0 となり、上式は以下の通り変換できる。

$$J_{IC} \text{ or } J_6 = A$$

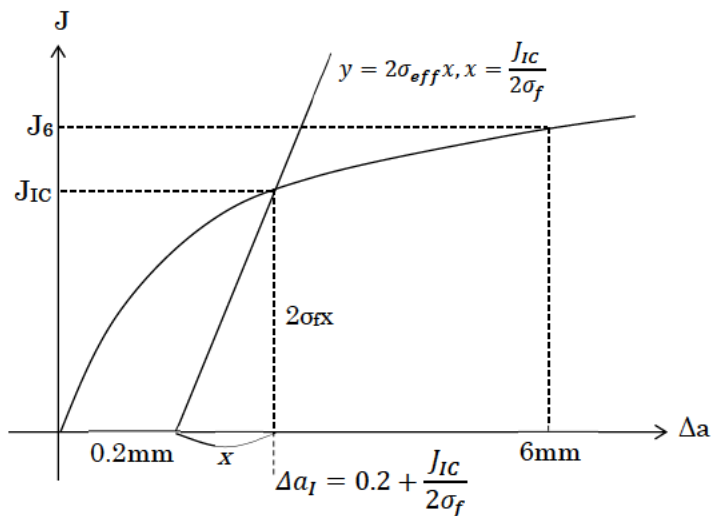


図 1 J-R 曲線導出のイメージ

○ J_{IC} 及び J_6 の算出

J_{IC} 、 J_6 については、以下の図表（PVP2005-71528 より引用）から、それぞれのパラメータを読み取り、以下の値とする。なお、指数部分の第3項は $-2S$ (S : 標準偏差)であり、データのばらつきの下限線とするために追加している。

$$J_{IC} = 10^{(3.2961 - 0.0530 \times F\% - 2 \times 0.2518)} = 70.65$$

$$J_6 = 10^{(3.6699 - 0.0490 \times F\% - 2 \times 0.1490)} = 316.0$$

表 1 各係数の算出式一覧

		Predicted equation	S
J_{IC} -HT (J_{IC} at 325°C, kJ/m ²)	A	$\text{Log}_{10} (A \text{ of } J_{IC}\text{-HT}) = 3.2961 - 0.0530 \times F\%$	0.2518
	B_{325}	$\text{Log}_{10} B_{325} = 5.7869 + 0.9256 \times \text{Mn}$	0.1514
	t_{F325}	$\text{Log}_{10} t_{F325} = 4.3047 - 19.1095 \times N$	0.2732
	$(t_F + C)_{325}$	$\text{Log}_{10} (t_F + C)_{325} = 1.5354 + 0.2062 \times \text{Ni}$	0.1417
J_6 -HT (J_6 at 325°C, kJ/m ²) J_6 :J value at Δa 6mm	A	$\text{Log}_{10} (A \text{ of } J_6\text{-HT}) = 3.6699 - 0.0490 \times F\%$	0.1490
	B_{325}	$\text{Log}_{10} B_{325} = -1.7907 + 0.4130 \times \text{Cr}$	0.1783
	t_{F325}	$\text{Log}_{10} t_{F325} = 7.6362 - 0.3670 \times \text{Ni} - 16.108 \times N$	0.0892
	$(t_F + C)_{325}$	$\text{Log}_{10} (t_F + C)_{325} = -2.9645 + 0.3438 \times \text{Cr} - 0.1648 \times \text{Mo}$	0.0702

F%: Ferrite content(%) by ASTM A800 diagram C,Si,Mn,Cr,Ni,Mo,N(wt%)

J_{IC} : 安定亀裂成長へと移行する時の破壊靱性値

J_6 : 亀裂長さ 6mm の時の破壊靱性値

F% : フェライト量

○ C_1 及び C_2 の導出の計算例



J_{IC} 、 J_6 、 Δa_I の結果をそれぞれ式①に代入すると、

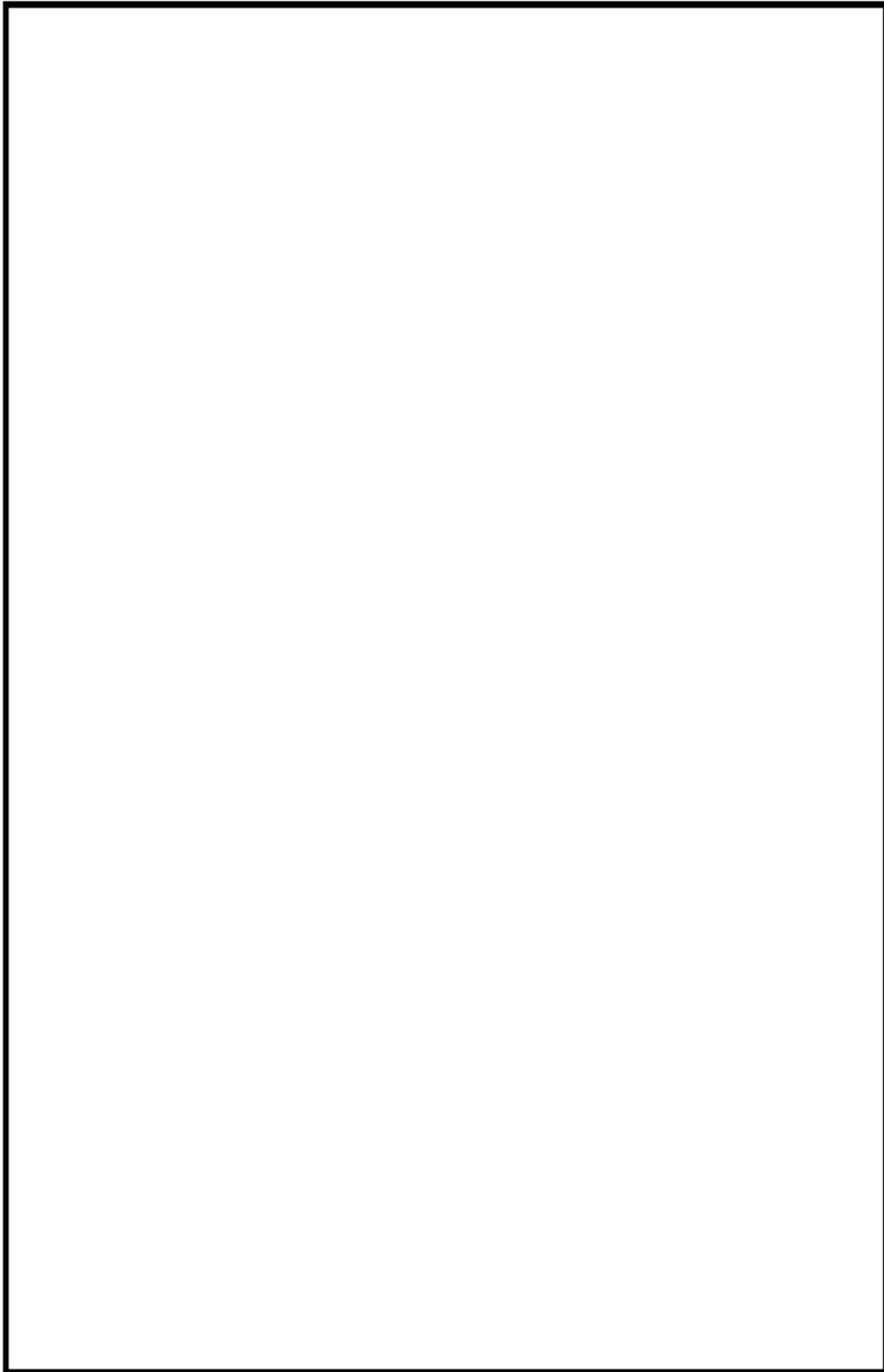


となり、連立方程式を解くと、



※ σ_y 、 σ_u の関係式の出典については、添付-1 参照。

<<抜粋>> 「(電共研) 1次冷却材管等の時効劣化に関する研究 (ステップⅢ) (その2)」



別紙 12. 経年劣化傾向の評価

2相ステンレス鋼の熱時効については、30年目、40年目でそれぞれ選定した評価部位に対し、運転開始後60年時点までの疲労亀裂に通常運転状態又は重大事故等時の状態で働く荷重に加えて地震発生時の荷重を考慮しても、配管は不安定破壊することはなく、健全性評価上問題とならないこと、及び定期的に超音波探傷検査を実施し、有意な欠陥のないことを確認できていることから、30年目で実施した評価内容及びそれ以降の保全が有効であったと考える。

30年目及び40年目の評価部位について、表1に示す。(参考に2号炉の評価部位の比較についても記載する。)

表1 30年目及び40年目の評価部位

号炉	30年目	40年目
1号炉	○ホットレグ直管 ○コールドレグ直管	○ホットレグ直管 ○コールドレグ直管 ○蓄圧タンク注入管台 ^{※1} ○SG入口50°エルボ ^{※2}
2号炉 (参考)	○ホットレグ直管 ○蓄圧タンク注入管台 ^{※3}	○ホットレグ直管 ○SG入口50°エルボ ^{※2}

※1 応力とフェライト量の組み合わせを考慮して選定した評価部位

※2 形状を考慮して選定した評価部位 (エルボ部)

※3 30年目の評価においては、応力が最大の箇所として選定していたが、設備の変更(蒸気発生器取替工事)を反映した結果、「ホットレグ直管」が応力最大の箇所となったため、40年目の評価においては選定せず。