

資料〇-〇-〇



美浜発電所 3号炉 劣化状況評価 低サイクル疲労

関西電力株式会社

平成28年7月14日

1. 高浜 1, 2号炉の運転期間延長審査を踏まえた反映事項 . . .	2
2. 低サイクル疲労に対する劣化状況評価の概要	3
3. 審査会合における代表機器の選定	5
4. 健全性評価	7
5. 現状保全	18
6. 総合評価	20
7. 高経年化への対応	20
8. 審査会合における代表機器以外の評価	21
9. まとめ	24

1. 高浜1, 2号炉の運転期間延長審査を踏まえた反映事項

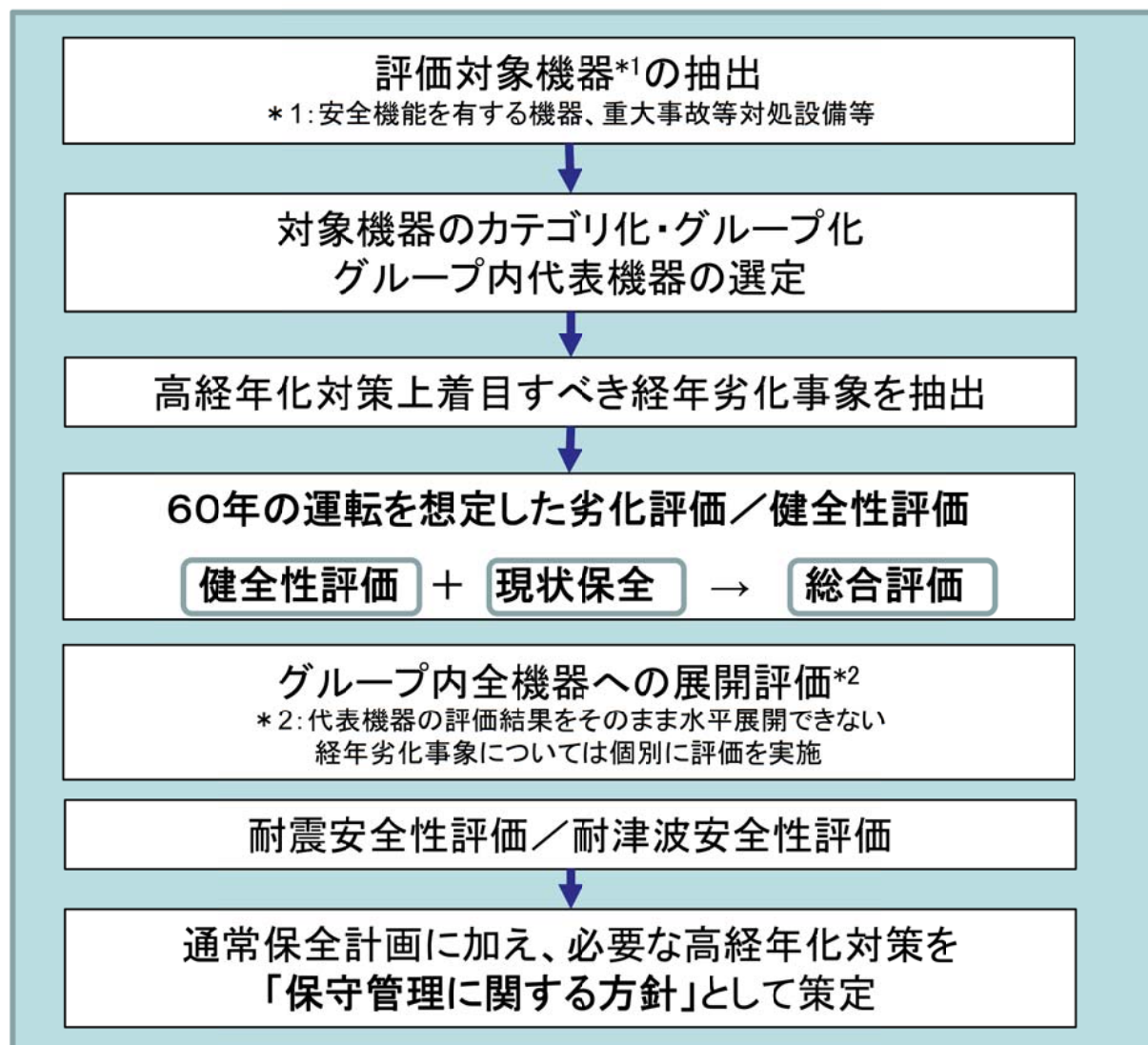
分類	反映事項	頁
評価条件(設備・手法の相違)に関する事項	<p>美浜3号炉では今回の停止期間中に炉内構造物の取替えを予定しており、取替えを考慮した評価となっている。構造としては、高浜1・2号炉と比べて上部炉心支持板、バップル構造等が異なっている。評価条件は、以下のとおり過渡回数の前提が異なっている。</p> <p>高浜1・2号炉 → <u>運転開始時点～運転開始60年時点</u> 美浜3号炉 → <u>取替え後～運転開始60年時点</u></p>	25 (参考)
	<p>余熱除去クーラ出口ライン貫通部および余熱除去ポンプ入口ライン貫通部の構造の違い(高浜1・2号炉は固定式、美浜3号炉は伸縮式)により、格納容器貫通部の固定式ペネトレーションの評価対象が以下のとおり異なっている。</p> <p>高浜1・2号炉 → <u>余熱除去クーラ出口ライン貫通部および余熱除去ポンプ入口ライン貫通部</u> 美浜3号炉 → <u>抽出ライン貫通部</u></p>	26 (参考)
評価内容に関する事項	<p>延長しようとする期間を踏まえて、各過渡条件の繰り返し回数は、冷温停止期間を保守的に想定した上で、2011年度以降の運転期間については実績の1.5倍として想定過渡回数を設定し評価した。</p>	8
	<p>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ことを保守管理に関する方針に定めた。</p>	24
審査会合での指摘事項に関する事項	<p>低頻度過渡に対する疲労評価への影響について、今後発生する過渡回数を1回としている事象が疲労累積係数に与える影響を確認し、健全性に影響がないことを確認した。</p>	27~29 (参考)

2. 低サイクル疲労に対する劣化状況評価の概要(1/2)

2.1 劣化状況評価の流れ

劣化状況評価は、「実用発電用原子炉の設置、運転等に関する規則」第113条※等に基づき、以下の流れで実施。

※ 高経年化技術評価は、同規則第82条に基づく。

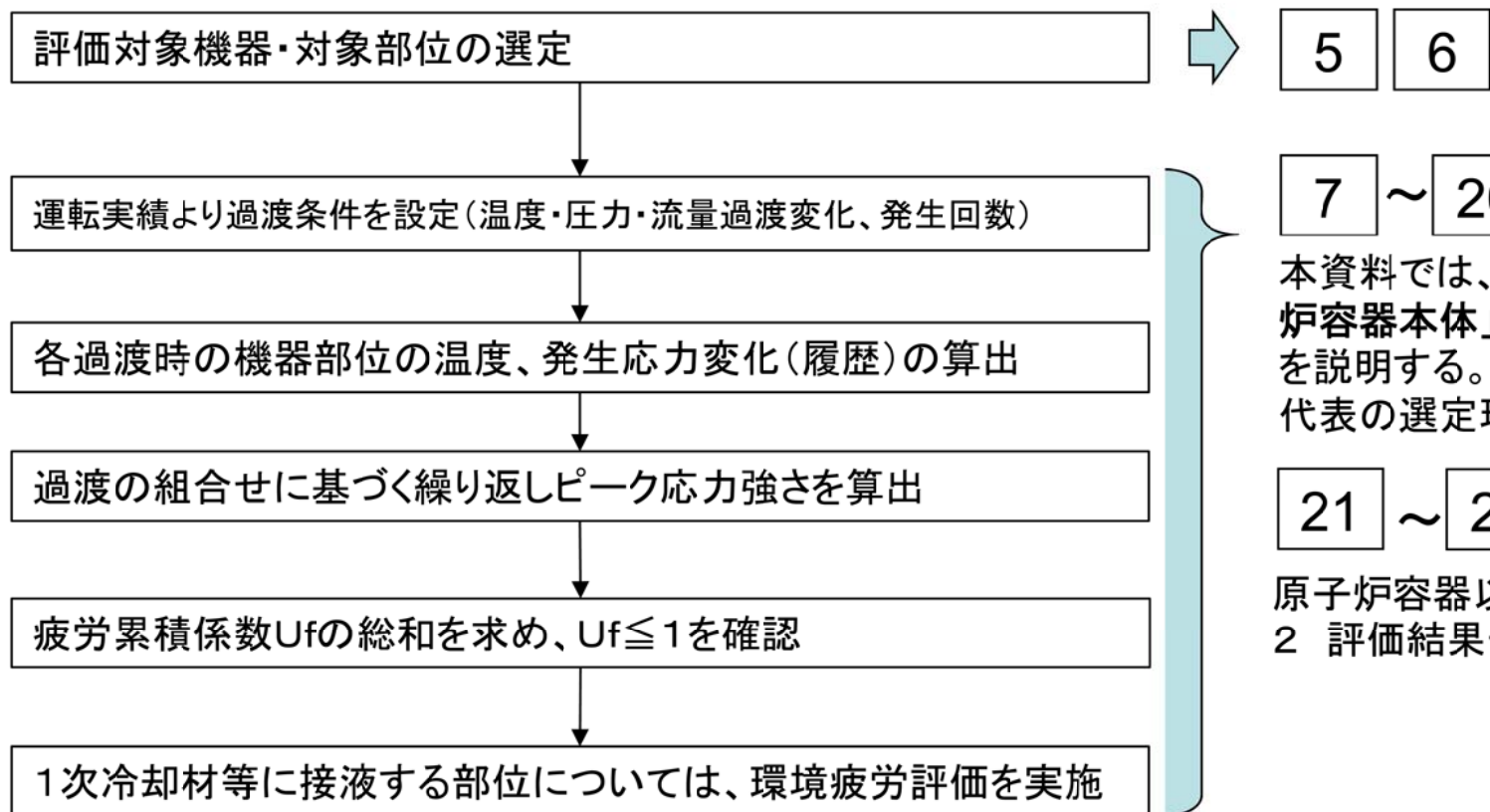


2.2 低サイクル疲労の健全性評価について

【低サイクル疲労】

プラントの起動・停止時等に受ける温度・圧力変化により、機器の構造不連続部等に局所的に大きな応力変動が生じ、それが供用期間中に繰り返された場合に、疲労割れ発生に至る可能性がある劣化事象

【低サイクル疲労評価の流れ】



本資料では、評価対象機器の中から、「原子炉容器本体」を代表として、具体的な評価内容を説明する。
代表の選定理由は次ページに示す。

原子炉容器以外の評価結果については、「表2 評価結果一覧」に示す。

なお、機械振動や流体振動等による高サイクル疲労、配管の高低温合流部における高サイクル熱疲労が懸念される部位については、別途、設計や保全活動に基づく評価を行っている。

3. 審査会合における代表機器の選定(1/2)

低サイクル疲労割れの評価対象機器、代表機器は以下のステップ1～ステップ3にて選定する。

ステップ1:低サイクル疲労割れに係る評価対象設備

低サイクル疲労評価では、プラントの起動・停止時等に温度・圧力および流量変化の影響を受ける機器を評価対象として抽出している。抽出した設備は図1に示す原子炉容器の他、「表2 評価結果一覧」に示す機器である。

ステップ2:対象設備のグループ化及び代表機器の選定

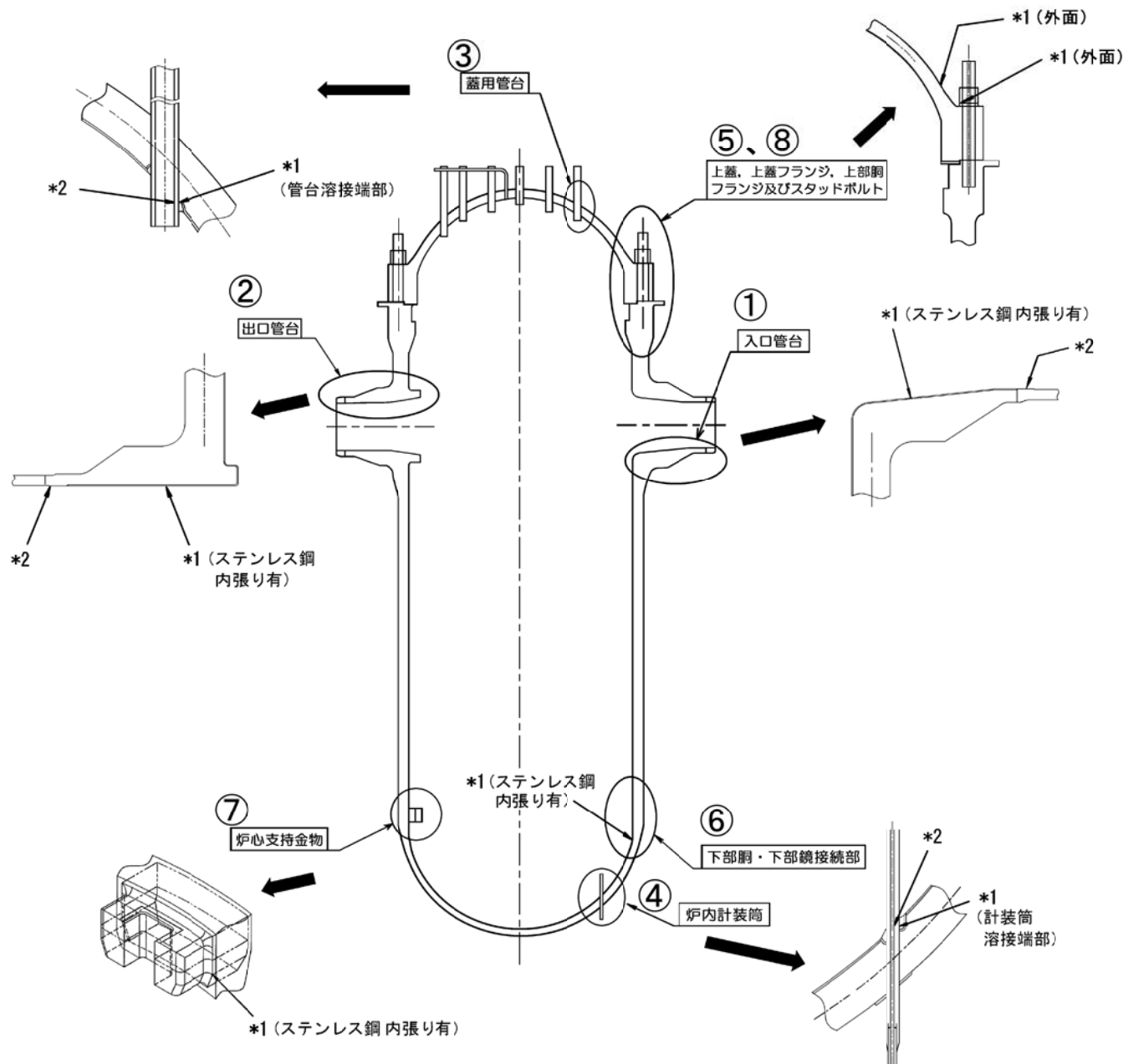
劣化状況評価書では、評価対象機器を構造(型式等)、使用環境(内部流体等)、材料に応じグループ化を行っており、設備の重要度(高い)、使用条件(温度、圧力が厳しい)等を考慮してグループ内代表機器を選定している。

ステップ3:低サイクル疲労割れの審査会合における代表機器の選定

グループ内代表機器の中から、プラント安全上の重要性等の観点から審査会合における代表機器を選定する。

低サイクル疲労評価においては、プラント安全上の重要性を考慮し、1次冷却材バウンダリ機能上最も重要と考える「原子炉容器本体」を審査会合における代表機器として選定し、具体的な評価内容を説明する。なお、代表機器以外の評価結果についても「表2 評価結果一覧」に示す。

3. 審査会合における代表機器の選定(2/2)



評価部位

- | | |
|---|--------------------|
| ① | 冷却材入口管台 |
| ② | 冷却材出口管台 |
| ③ | 蓋用管台 |
| ④ | 炉内計装筒 |
| ⑤ | 上蓋、上蓋フランジ及び上部胴フランジ |
| ⑥ | 下部胴・下部鏡接続部 |
| ⑦ | 炉心支持金物 |
| ⑧ | スタッドボルト |

*1: 「設計・建設規格」に基づく疲労評価対象部位(最大) (非接液部の場合は () 内に理由を記載)

*2: 「環境疲労評価手法」に基づく疲労評価対象部位(最大) (接液部が対象)

図1 原子炉容器評価対象部位

4. 健全性評価(1/11)

4. 1 適用規格、評価条件

- ・ (社) 日本機械学会 設計・建設規格 (JSME S NC1-2005/2007)
- ・ (社) 日本機械学会 環境疲労評価手法 (JSME S NF1-2009)

4. 2 熱過渡条件の設定

○過渡回数策定方針

延長しようとする期間を踏まえて、60年供用時の評価を実施する。各過渡条件の繰り返し回数は、「原子力発電所の高経年化対策実施基準」に基づき、運転実績に基づく過渡回数(2011.3.31まで)を用い、60年間の過渡回数を推定する。なお、2011年度以降の期間は実績より保守的※1な回数の過渡が発生すると仮定して回数を推定した。熱過渡回数の計算方法を以下に示す。

※1: 評価条件として現在の冷温停止期間を2011年5月から2017年9月までと想定した(工事計画認可申請書では、新規規制基準対応の工事が2020年3月まで継続する予定)。また、2011年度以降の過渡発生頻度は、実績の1.5倍以上を想定した。

●未取替機器

$$\begin{aligned} 60年時点過渡回数 &= \text{実績過渡回数} + \text{推定過渡回数} \\ &= \text{実績過渡回数} + (\text{運開後実績過渡回数} / \text{運開後実績過渡回数調査時点までの年数}) \times 1.5 \times \text{残年数}^{※2} \end{aligned}$$

●取替機器(原子炉容器上蓋、蓋用管台、スタッドボルト)

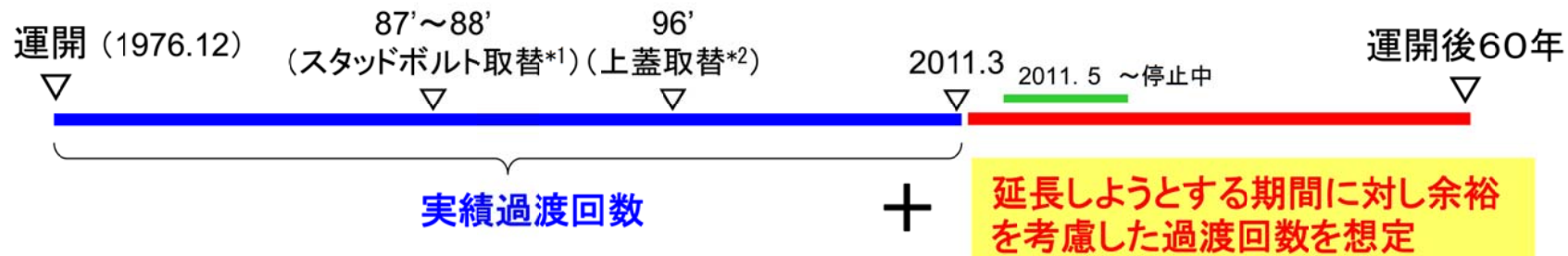
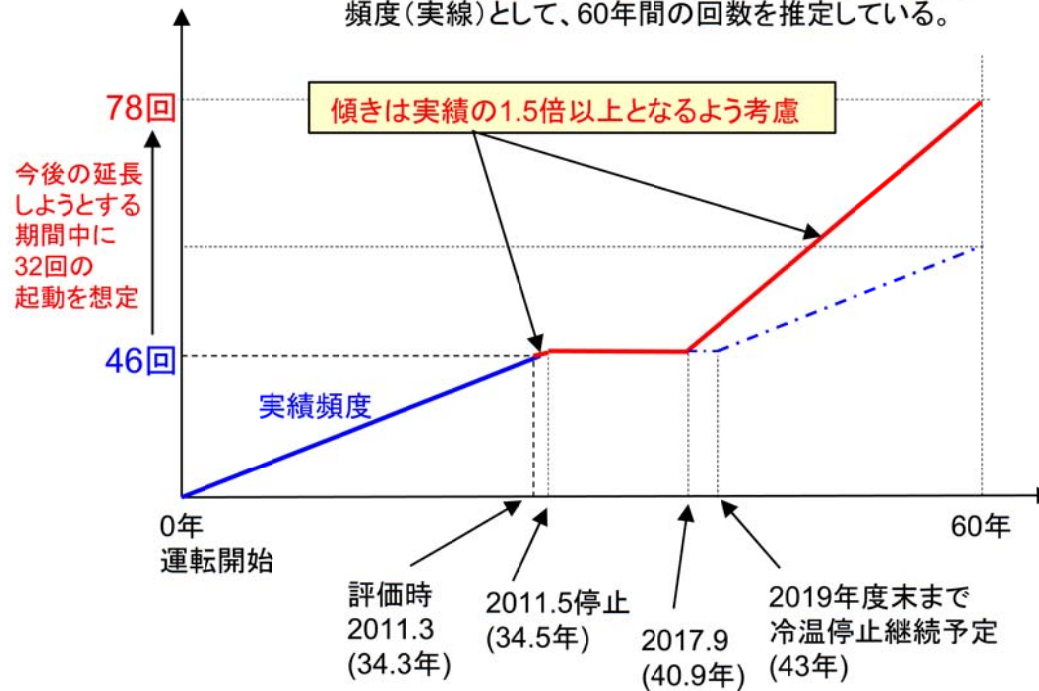
$$\begin{aligned} 60年時点過渡回数 &= \text{実績過渡回数} + \text{推定過渡回数} \\ &= \text{取替後実績過渡回数} + (\text{未取替機器の1年間当たり平均過渡回数}) \times 1.5 \times \text{残年数}^{※2} \end{aligned}$$

※2: 2011年4月から運転開始後60年までの期間。ただし現在の冷温停止期間を2011年5月から2017年9月までと保守的に想定し、その期間は残年数から差し引く。

4. 健全性評価(2/11)

過渡回数設定のイメージ(起動の例)

従来の運転実績の頻度(一点鎖線)より、余裕を考慮した頻度(実線)として、60年間の回数を推定している。



- *1: スタッドボルトは取替後49年間の過渡回数を評価
- *2: 上蓋、蓋用管台は取替後40年間の過渡回数を評価

4. 健全性評価(3/11)

○過渡回数策定方針特記事項

項目		内容
1	定常負荷運転時の変動	有意な変動は生じていないことから、カウントしない。
2	未経験過渡回数	電共研「応力解析手法の高度化」のデータを使用する。
3	タービン回転試験	プラント建設時の機能試験に係わる過渡のため、今後は発生しない。
4	取替機器の実績過渡	原子炉容器上蓋は、第15回定検(1996年度)の取替後、スタッドボルトは、第9回定検(1987年度～1988年度)の取替後、2010年度末までの実績過渡で評価。
5	取替機器の平均過渡回数	平均過渡回数は未取替機器と同様とする。
6	試運転の実績過渡回数	試運転過渡事象は、試運転時特有のものであり、年平均過渡回数の算定には含めない。

以上の過渡回数策定方針に基づき、未取替機器（上蓋、スタッドボルト以外）、上蓋、スタッドボルトの3種の過渡回数を設定する。

また、設定する過渡は運転状態Ⅰ（通常運転時の運転状態）、運転状態Ⅱ（供用期間中に予想される機器の単一故障等による通常運転状態からの逸脱状態）とする。

4. 健全性評価(4/11)

未取替機器の疲労評価に用いた過渡回数 (原子炉容器冷却材出入口管台等)

運転状態Ⅰ

過 渡 項 目	過渡回数特記事項	運転実績に基づく過渡回数	
		2010年度末時点	運転開始後60年時点の推定値*1
起動(温度上昇率55.6°C/h)	6	46	78
停止(温度下降率55.6°C/h)	6	44	78
負荷上昇(負荷上昇率5%/min)	6	368	706
負荷減少(負荷減少率5%/min)	6	353	691
90%から100%へのステップ状負荷上昇	6	2	3
100%から90%へのステップ状負荷減少	6	2	3
100%からの大きいステップ状負荷減少	6	4	7
定常負荷運転時の変動*2	1	—	—
燃料交換	—	23	52
0%から15%への負荷上昇	6	50	84
15%から0%への負荷減少	6	37	69
1ループ停止/1ループ起動			
Ⅰ)停 止	2	0	1
Ⅱ)起 動	2	0	1

運転状態Ⅱ

過 渡 項 目	過渡回数特記事項	運転実績に基づく過渡回数	
		2010年度末時点	運転開始後60年時点の推定値*1
負荷の喪失	2,6	4	6
外部電源喪失	6	2	5
1次冷却材流量の部分喪失	2	0	1
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	4	7
Ⅱ) 不注意な冷却を伴うトリップ	6	1	2
Ⅲ) 不注意な冷却と安全注入を伴うトリップ	2	0	1
1次冷却系の異常な減圧	2	0	1
制御棒クラスタの落下	—	1	4
出力運転中の非常用炉心冷却系の誤起動	2	0	1
1次冷却系停止ループの誤起動	2	0	1
タービン回転試験	3	6	6
1次系漏えい試験	6	37	64

*1：評価条件として、2011年5月から2017年9月までの冷温停止状態を想定した。

*2：設計評価においては、1次冷却材温度±1.7°C、1次冷却材圧力±0.34MPaの変動があるものとしているが、この過渡項目の疲労累積係数への寄与は小さく、また、実際には通常運転中のゆらぎとして、このような変動は生じていない。

4. 健全性評価(5/11)

取替機器（原子炉容器上蓋、蓋用管台）の疲労評価に用いた過渡回数

運転状態Ⅰ

過渡項目	過渡回数特記事項*3	運転実績に基づく過渡回数	
		2010年度末時点*4	運転開始後60年時点の推定値*1,5
起動(温度上昇率55.6°C/h)	6	15	47
停止(温度下降率55.6°C/h)	6	14	47
負荷上昇(負荷上昇率5%/min)	—	128	466
負荷減少(負荷減少率5%/min)	—	126	464
90%から100%へのステップ状負荷上昇	2	0	1
100%から90%へのステップ状負荷減少	2	0	1
100%からの大きいステップ状負荷減少	—	1	4
定常負荷運転時の変動*2	1	—	—
燃料交換	—	10	39
0%から15%への負荷上昇	—	16	50
15%から0%への負荷減少	—	14	46
1ループ停止/1ループ起動			
I) 停止	2	0	1
II) 起動	2	0	1

運転状態Ⅱ

過渡項目	過渡回数特記事項*3	運転実績に基づく過渡回数	
		2010年度末時点*4	運転開始後60年時点の推定値*1,5
負荷の喪失	2	0	2
外部電源喪失	—	0	3
1次冷却材流量の部分喪失	2	0	1
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	—	1	4
II) 不注意な冷却を伴うトリップ	2	0	1
III) 不注意な冷却と安全注入を伴うトリップ	2	0	1
1次冷却系の異常な減圧	2	0	1
制御棒クラスタの落下	—	0	3
出力運転中の非常用炉心冷却系の誤起動	2	0	1
1次冷却系停止ループの誤起動	2	0	1
タービン回転試験	3	0	0
1次系漏えい試験	—	12	39

*1：評価条件として、2011年5月から2017年9月までの冷温停止状態を想定した。

*2：設計評価においては、1次冷却材温度 $\pm 1.7^{\circ}\text{C}$ 、1次冷却材圧力 $\pm 0.34\text{MPa}$ の変動があるものとしているが、この過渡項目の疲労累積係数への寄与は小さく、また、実際には通常運転中のゆらぎとして、このような変動は生じていない。

*3：過渡回数特記事項4, 5は記載省略

*4：第15回定期検査時（1996年度）に上蓋取替を実施したため、取替後2010年度末時点までの運転実績。

*5：運転開始後20年時点での上蓋取替に伴い、プラント運転開始後60年時点の過渡回数としては、上蓋取替からプラント運転開始後60時点までの年数である40年間の過渡回数とした。

4. 健全性評価(6/11)

原子炉容器スタッドボルトの疲労評価に用いた過渡回数

運転状態 I

運転状態 II

過 渡 項 目	過渡回数特記事項*3	運転実績に基づく過渡回数	
		2010年度末時点*4	運転開始後60年時点の推定値*1.5
起動(温度上昇率55.6°C/h)	6	27	59
停止(温度下降率55.6°C/h)	6	25	59
負荷上昇(負荷上昇率5%/min)	—	204	542
負荷減少(負荷減少率5%/min)	—	200	538
90%から100%へのステップ状負荷上昇	2	0	1
100%から90%へのステップ状負荷減少	2	0	1
100%からの大きいステップ状負荷減少	—	2	5
定常負荷運転時の変動*2	1	—	—
燃料交換	—	15	44
0%から15%への負荷上昇	—	24	58
15%から0%への負荷減少	—	21	53
1ループ停止/1ループ起動			
I) 停 止	2	0	1
II) 起 動	2	0	1

過 渡 項 目	過渡回数特記事項*3	運転実績に基づく過渡回数	
		2010年度末時点*4	運転開始後60年時点の推定値*1.5
負荷の喪失	2	0	2
外部電源喪失	—	0	3
1次冷却材流量の部分喪失	2	0	1
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	—	1	4
II) 不注意な冷却を伴うトリップ	2	0	1
III) 不注意な冷却と安全注入を伴うトリップ	2	0	1
1次冷却系の異常な減圧	2	0	1
制御棒クラスタの落下	—	1	4
出力運転中の非常用炉心冷却系の誤起動	2	0	1
1次冷却系停止ループの誤起動	2	0	1
タービン回転試験	3	0	0
1次系漏えい試験	—	22	51

*1: 評価条件として、2011年5月から2017年9月までの冷温停止状態を想定した。

*2: 設計評価においては、1次冷却材温度 $\pm 1.7^{\circ}\text{C}$ 、1次冷却材圧力 $\pm 0.34\text{MPa}$ の変動があるものとしているが、この過渡項目の疲労累積係数への寄与は小さく、また、実際には通常運転中のゆらぎとして、このような変動は生じていない。

*3: 過渡回数特記事項4, 5は記載省略

*4: 第9回定期検査時(1987年度~1988年度)にスタッドボルト取替を実施したため、取替後2010年度末時点までの運転実績。

*5: 運転開始後11年時点でのスタッドボルト取替に伴い、プラント運転開始後60年時点の過渡回数としては、スタッドボルト取替からプラント運転開始後60時点までの年数である49年間の過渡回数とした。

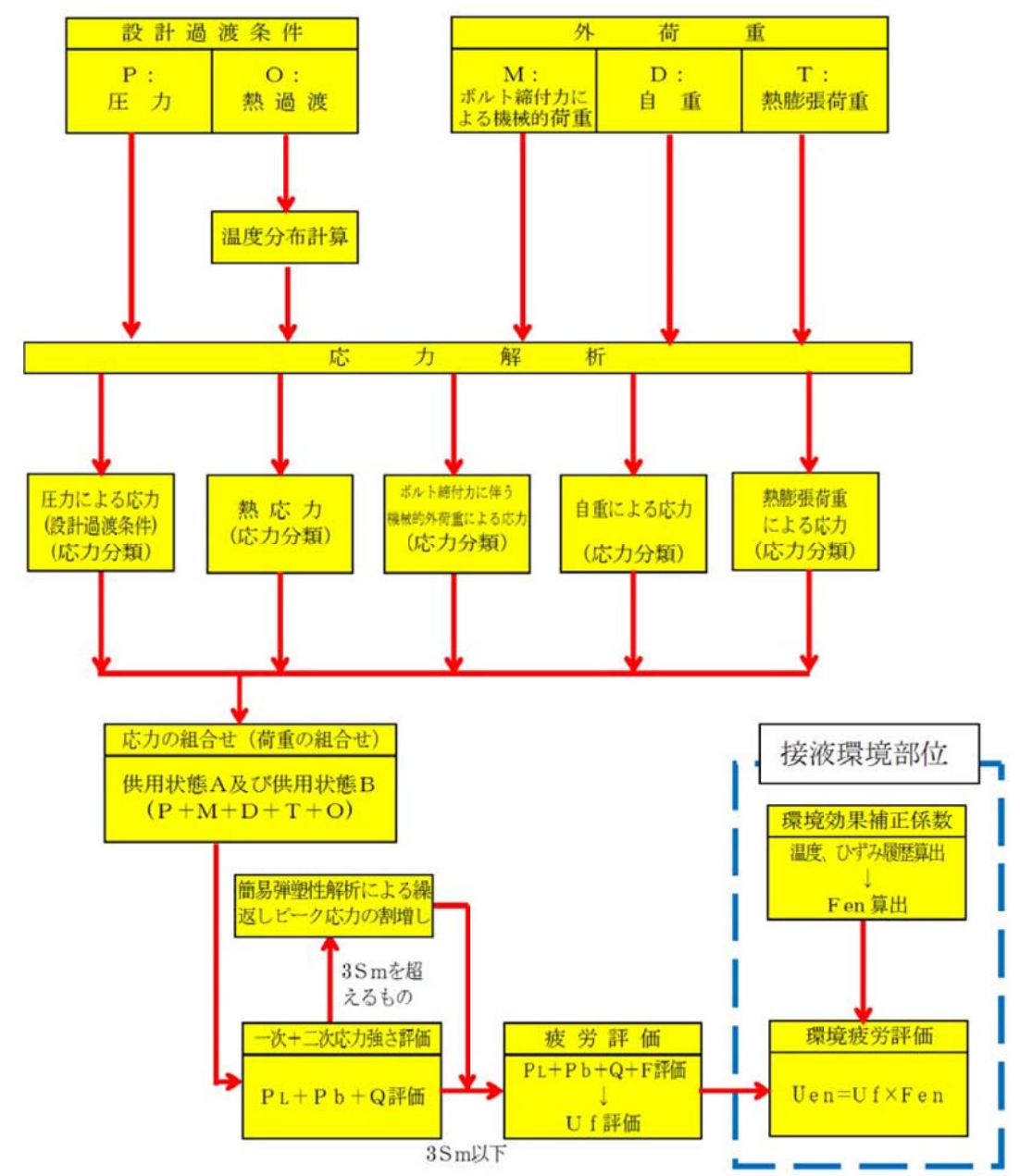
4. 健全性評価(7/11)

4. 3 応力解析、疲労累積係数算出

原子炉容器各部位(スタッドボルト除く)の健全性評価は、設計・建設規格(クラス1容器)の規定に従い、大気環境中の疲労評価を行う。

供用状態A、B(運転状態I、II)の過渡条件に対し、P(圧力)、O(熱過渡荷重)、M(機械的荷重)、D(自重)、T(熱膨張荷重)の各荷重を考慮して、応力解析を行い、過渡条件の組合せを考慮して疲労累積係数(Uf)を算出する。

接液部に対しては、環境疲労評価手法に従い、Fen(環境効果補正係数)を算出し、環境効果を考慮した疲労累積係数(Uen)を算出する。

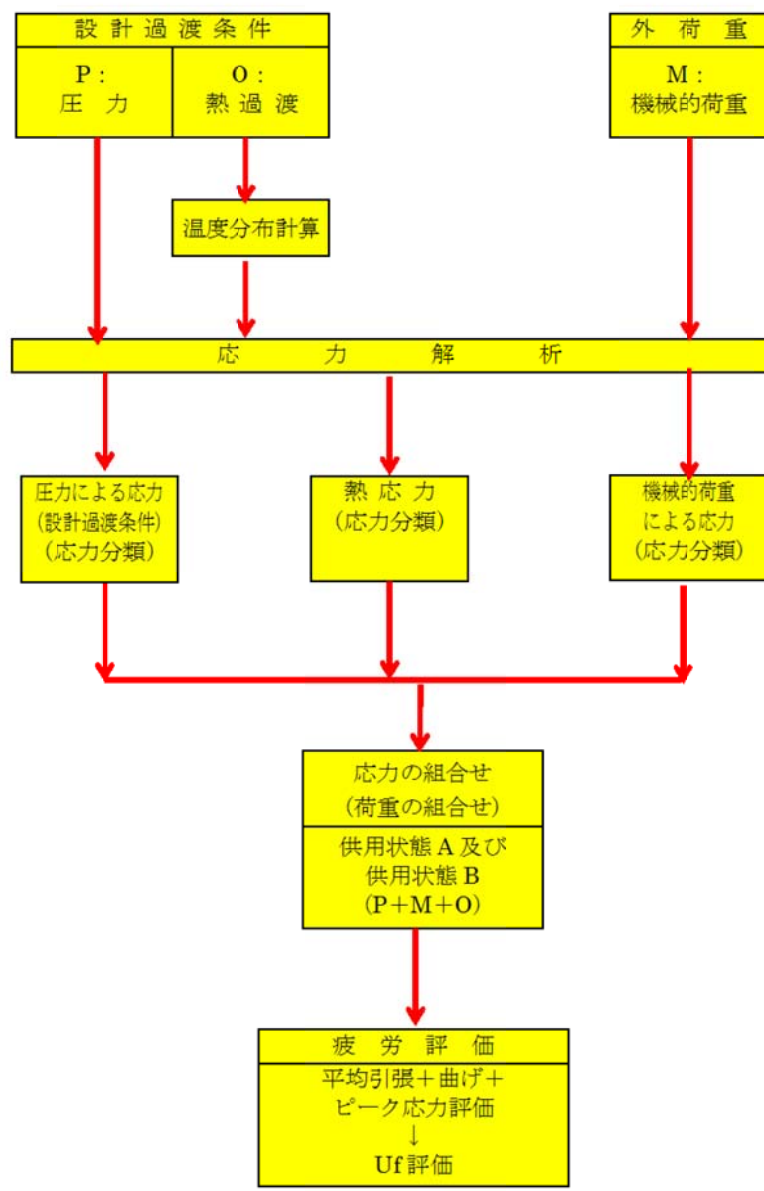


疲労評価の解析の流れ(スタッドボルト以外)

4. 健全性評価(8/11)

スタッドボルトの健全性評価は、設計・建設規格(クラス1容器)の規定に従い、疲労評価を行う。

供用状態A、B(運転状態 I、II)の過渡条件に対して、P(圧力)、O(熱過渡荷重)、M(機械的荷重)の各荷重を考慮して、応力解析を行い、過渡条件の組合せを考慮して疲労累積係数(Uf)を算出する。



疲労評価の解析の流れ(スタッドボルト)

4. 健全性評価(9/11)

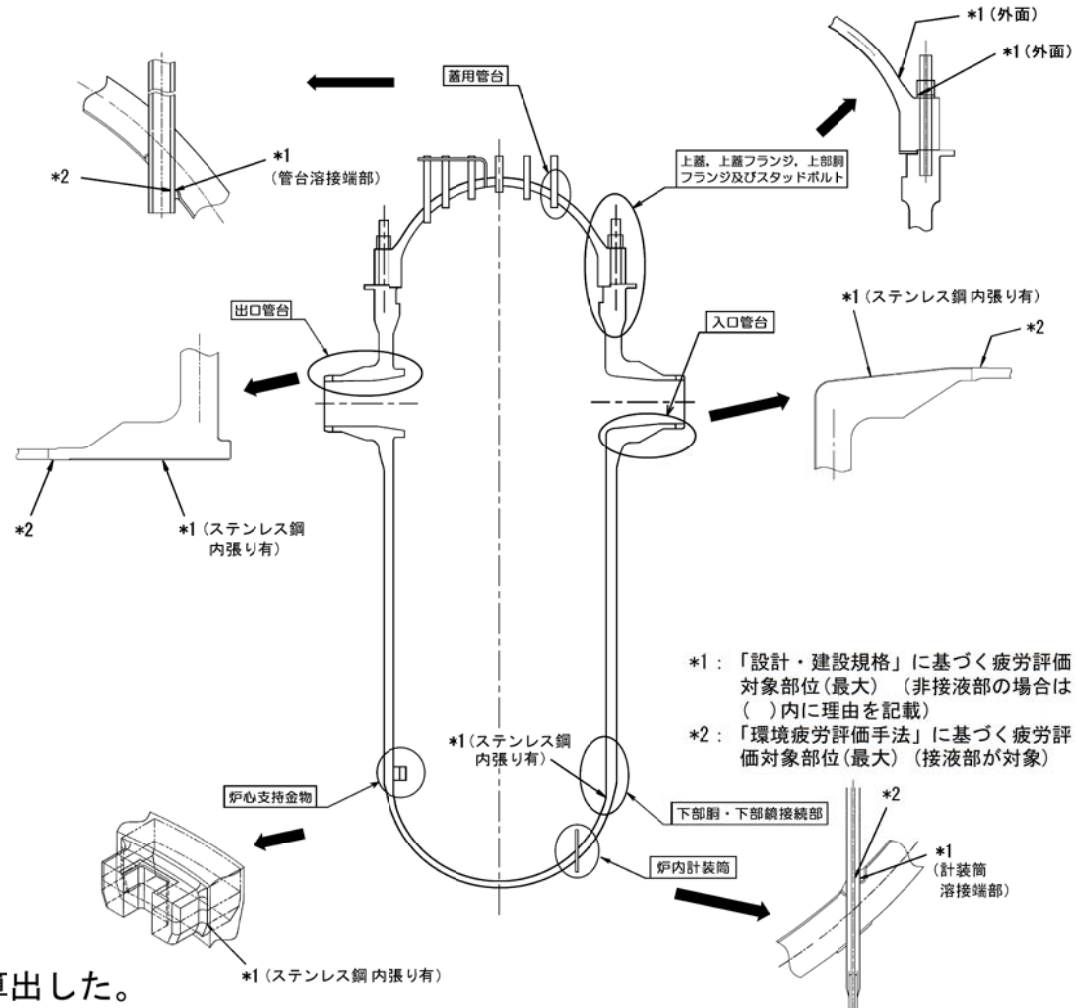
4. 4 評価結果

設計・建設規格に基づき、大気中環境での疲労評価を行った結果、疲労累積係数(Uf)が許容値以下(Uf ≤ 1)となることを確認した。

さらに、接液環境にある評価点について環境疲労評価手法に基づき、接液環境を考慮した疲労評価を行った結果、疲労累積係数が許容値以下(Uen ≤ 1)となることを確認した。

(原子炉容器本体の評価結果を以下に示す。)

評価対象部位	疲労累積係数※3 (許容値:1以下)	
	設計・建設規格による解析	環境疲労評価手法による解析
冷却材入口管台	0.038	0.001※4
冷却材出口管台	0.047	0.001※4
蓋用管台※1	0.113	0.002※4
炉内計装筒	0.140	0.006※4
上蓋※1、上蓋フランジ※1 及び上部胴フランジ	0.011	—※5
下部胴・下部鏡接続部	0.004	—※5
炉心支持金物	0.006	0.000※4,6
スタッドボルト※2	0.294	—※5



※1：原子炉容器上蓋を取替えているため、40年間の過渡回数を基に算出した。

※2：取替えを実施したため、49年間の過渡回数を基に算出した。

※3：設計建設規格によるUf、環境疲労評価手法によるUenともに部位毎の最大値を示す。

※4：炉水環境にあり、かつ疲労評価上最も厳しい箇所について評価を実施しており、設計・建設規格の疲労評価対象箇所と異なる。

※5：非接液部

※6：発生応力は疲労限以下である。

4. 健全性評価(10/11)

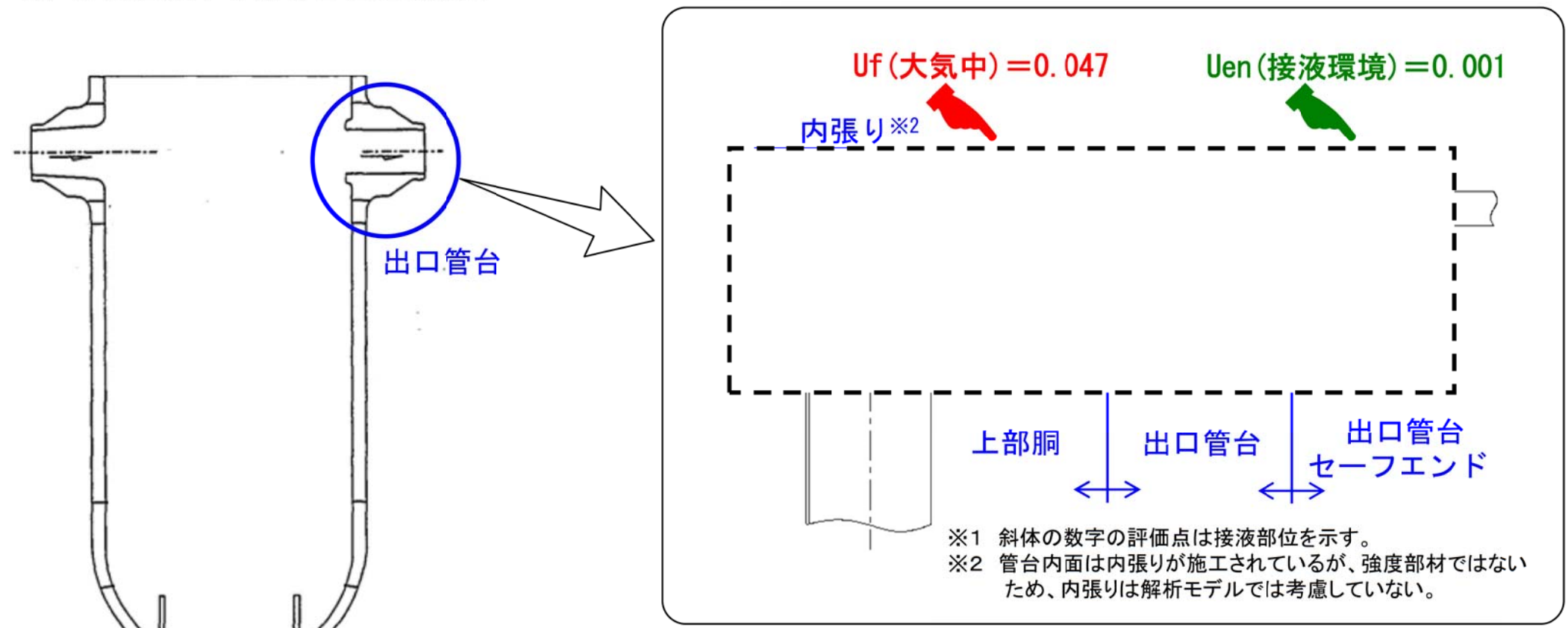
原子炉容器の各評価部位のうち、大気中及び接液環境における評価が必要となる部位であって、評価点数が多く、使用温度が高い出口管台について、詳しく評価結果を説明する。

<出口管台の評価結果>

「(社)日本機械学会 設計・建設規格(JSME S NC1-2005/2007)」に基づき、評価点①~⑭について大気中環境での疲労評価を行った結果、全ての評価点において疲労累積係数(Uf)が許容値以下($Uf \leq 1$)となることを確認した。

内面のノズルコーナ部周辺のUfが相対的に大きく $Uf \approx 0.04 \sim 0.05$ 程度となった。(最大は評価点⑨で $Uf=0.047$)

さらに、接液環境となる評価点①、③のうち、大気中環境でのUfが最大であった**評価点①**について「(社)日本機械学会 環境疲労評価手法(JSME S NF1-2009)」に基づき、接液環境を考慮した疲労評価を行った結果、 $U_{en}=0.001$ となり、許容値以下であることを確認した。



枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

4. 健全性評価(11/11)

4. 5 特別点検を踏まえた劣化状況評価

4. 5. 1 点検内容

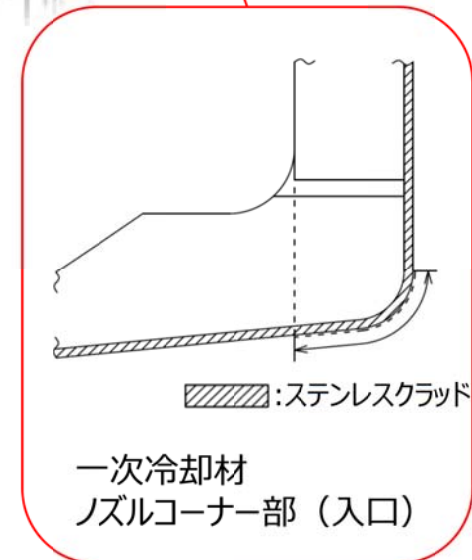
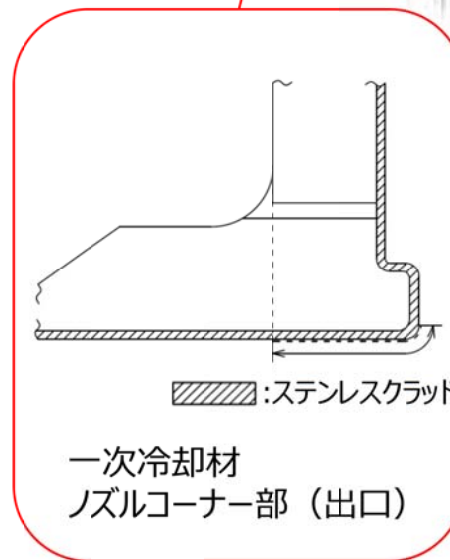
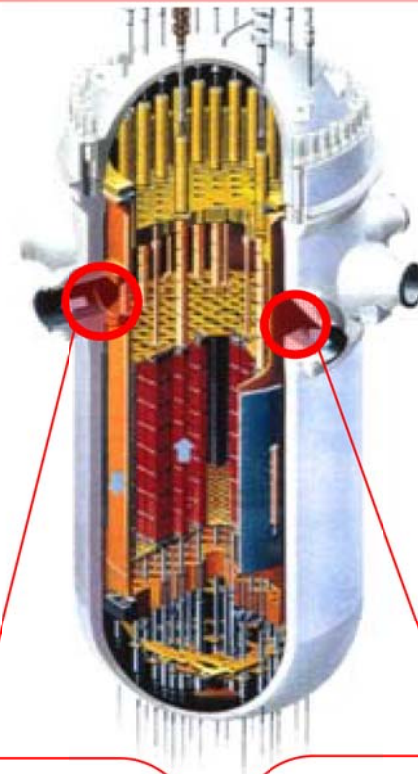
運転期間延長認可申請に際して実施した特別点検において、比較的疲労累積係数の高い原子炉容器出入口管台(合計6箇所)のノズルコーナー部に対して渦流探傷試験を実施した。

4. 5. 2 点検結果

1mm程度の欠陥が十分検出可能な渦流探傷試験により確認した結果、有意な欠陥は認められなかった。



この結果より、内張り(ステンレスクラッド)に疲労割れ等の有意な経年劣化は発生しておらず、母材部はステンレスクラッドにより適切に保護されていることが確認できた。



5. 現状保全(1/2)

5. 現状保全

○原子炉容器本体の評価対象部位における疲労割れに対する保全は、「日本機械学会 発電用原子力設備規格 維持規格 (JSME S NA1-2008)」に従った検査プログラム、試験方法及び試験範囲で供用期間中検査として超音波探傷検査、浸透探傷検査、目視検査 (VT-1, VT-3) 及び漏えい試験 (VT-2) を実施し、健全性を確認している。

(原子炉容器本体の供用期間中検査の内容を表 1 に示す。)

○原子炉容器本体内面の内張りに対しては、定期的に目視検査 (VT-3) を実施し、内張りの損傷などの異常の有無を確認している。

⇒ これまでの点検の結果、問題のないことを確認できている。

○高経年化技術評価にあわせて、実過渡回数に基づく評価を実施することとしている。

5. 現状保全(2/2)

表1 原子炉容器本体の供用期間中検査の内容

部 位	検 査 部 位	検査内容	検査範囲 / 頻度
冷却材入口管台	内面コーナー、胴との溶接部	超音波探傷検査	100% / 7年
	セーフエンドとの溶接部	超音波探傷検査 浸透探傷検査	100% / 7年
冷却材出口管台	内面コーナー、胴との溶接部	超音波探傷検査	100% / 7年
	セーフエンドとの溶接部	超音波探傷検査 浸透探傷検査	100% / 7年
蓋用管台	制御棒駆動装置ハウジングとの溶接部	浸透探傷検査	最外周の25% / 7年
炉内計装筒	下部鏡の貫通部	ベアメタル検査	100% / 3.5年
上蓋、上蓋フランジ及び上部胴フランジ	溶接部	超音波探傷検査	100% / 7年
下部胴・下部鏡接続部	下部胴溶接部(長手方向)	超音波探傷検査	100% / 7年
	下部胴と下部鏡接続部(周方向)	超音波探傷検査	5% / 7年
炉心支持金物	接近可能な表面(溶接継手含む)	目視確認(VT-3)	100% / 7年
スタッドボルト	ボルト本体	超音波探傷検査	100% / 7年
	ナット	目視確認(VT-1)	100% / 7年

ベアメタル検査：加圧水型軽水炉の一次冷却材圧力バウンダリにおけるNi基合金使用部位に係る検査。内容は、保温材をはがして地金にホウ酸の付着がないかを目視により確認する。

6. 総合評価 7. 高経年化への対応

6. 総合評価

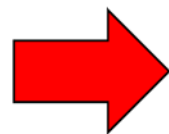
60年間の供用を想定した原子炉容器本体の疲労評価結果は、疲労累積係数が許容値以下(≤ 1)であったことから、延長しようとする期間において疲労割れ発生が問題となる可能性はないと考える。

また、現在の停止中に行った特別点検で冷却材出入口管台のノズルコーナ一部に対して、渦流探傷試験を実施した。その結果クラッド表面について疲労割れ等の損傷が認められず、適切に保護されていることを確認できたことから疲労評価結果の現時点での妥当性が確認できた。

なお、運転開始後60年時点の推定過渡回数では、2011年5月から2017年9月まで冷温停止状態が維持されることを評価条件としており、疲労評価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。

7. 高経年化への対応

疲労割れについては、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。



保守管理に関する方針として策定

8. 審査会合における代表機器以外の評価(1/3)

高経年化対策上着目すべき事象として挙げられたものを抽出した。審査会合における代表機器以外の評価対象機器においても、全て疲労累積係数が許容値以下(≤ 1)であることを確認した。審査会合における代表機器以外の対象機器の評価結果を「表2 評価結果一覧」に示す。

表2 評価結果一覧(1/3)

評価対象機器		健全性評価(疲労累積係数)	
		設計・建設規格による解析	環境疲労評価手法による解析
余熱除去ポンプ	ケーシング	0.036	0.027* ¹
1次冷却材ポンプ	ケーシング脚部	0.176	0.095* ¹
	ケーシング吐出ノズル	0.017	0.243
	ケーシング吸込ノズル	0.001	0.001
熱交換器	再生クーラ管板部	0.165	0.210
	余熱除去クーラ管板部	0.032	0.044
蒸気発生器	給水入口管台	0.073	0.317* ^{2,3}
	管板廻り	0.095	0.094* ^{1,3}
加圧器	スプレイライン用管台	0.089	0.022* ¹
	サージ用管台	0.017	0.048* ¹
	加圧器スカート	0.166	—

*1: 接液部のうち疲労評価上最も厳しい箇所について評価を実施しており、設計・建設規格の疲労評価対象箇所と異なる。

*2: 熱成層による発生応力を含めた解析であり、3次元モデルによる有限要素法を用いた評価である。また熱成層を考慮した応力評価の結果最も厳しい箇所について評価しており、設計・建設規格の疲労評価対象箇所と異なる。

*3: 環境中評価に用いた溶存酸素濃度は5ppb、材料中の硫黄含有量は0.025%とした。

8. 審査会合における代表機器以外の評価(2/3)

表2 評価結果一覧(2/3)

評価対象機器		健全性評価(疲労累積係数)	
		設計・建設規格による解析	環境疲労評価手法による解析
格納容器 貫通部	固定式配管貫通部(抽出ライン貫通部端板)	0.524	—
	伸縮式配管貫通部(主蒸気ライン貫通部伸縮継手)	0.005	—
	伸縮式配管貫通部(主給水ライン貫通部伸縮継手)	0.010	—
ステンレス鋼 配管	加圧器サージ配管	0.011	0.003*1
	加圧器スプレ配管	0.005	0.150*2
	余熱除去システム入口配管「1次冷却材管高温側出口管台～余熱除去ポンプ入口弁(冷却材ループ連絡第1弁)」	0.001	0.020
	余熱除去システム入口配管「余熱除去ポンプ入口弁(冷却材ループ連絡第1弁)～原子炉格納容器貫通部」	0.002	0.013
炭素鋼配管	主給水システム配管(原子炉格納容器貫通部～蒸気発生器給水管台)	0.047	0.209*3
1次冷却材管	ホットレグ	0.001	0.001
	クロスオーバーレグ	0.002	0.009
	コールドレグ	0.001	0.003

*1: 設計評価と環境中評価の評価点は同じであるが、環境中評価は熱成層を考慮しているため、評価モデルが異なる。

*2: 熱成層による発生応力を含めた解析であり、3次元モデルによる有限要素法を用いた評価である。また熱成層を考慮した応力評価の結果最も厳しい箇所について評価しており、設計・建設規格の疲労評価対象箇所と異なる。

*3: 環境中評価に用いた溶存酸素濃度は5ppb、材料中の硫黄含有量は0.035%とした。

8. 審査会合における代表機器以外の評価(3/3)

表2 評価結果一覧(3/3)

評価対象機器		健全性評価(疲労累積係数)	
		設計・建設規格による解析	環境疲労評価手法による解析
1次冷却材管	加圧器サージライン用管台	0.154	0.400
	安全注入系ライン用管台	0.004	0.013
	化学体積制御系ライン用管台	0.003	0.018
弁	仕切弁(余熱除去ポンプ入口弁弁箱)	0.006	0.153
	玉形弁(抽出水第1しゃ断弁弁箱)	0.026	0.535
	スイング逆止弁(原子炉容器連絡逆止弁弁箱)	0.008	0.089
	リフト逆止弁(加圧器補助スプレライン逆止弁弁箱)	0.003	0.023
炉内構造物	上部炉心支持板	0.001	0.002
	上部炉心支持柱	0.001	0.001
	下部炉心支持板	0.001	0.001
	下部炉心支持柱	0.001	0.001

9. まとめ

審査基準適合性

以上の評価結果について、原子力規制委員会「実用発電用原子炉の運転の期間の延長の審査基準」(以下、審査基準)に規定されている延長しようとする期間における要求事項との対比を下表に示す。

評価対象事項又は評価事項	要求事項	健全性結果
低サイクル疲労	○健全性評価の結果、評価対象部位の疲れ累積係数が1を下回ること。	評価対象部位の運転開始後60年後時点における疲れ累積係数(設計・建設規格による疲労累積係数および環境疲労評価手法による環境疲労累積係数)が、全ての部位で1を下回ることを確認した。

保守管理に関する方針として策定する事項

運転開始後60年時点の推定過渡回数では、2011年5月から2017年9月まで冷温停止状態が維持されることを評価条件としており、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ことから、保守管理に関する方針を下表の通り定め、運転期間延長認可申請書の添付資料三「保守管理に関する方針書」にて記載するとともに、当該方針を長期保守管理方針として美浜発電所原子炉施設保安規定に定め、確実に実施していく。

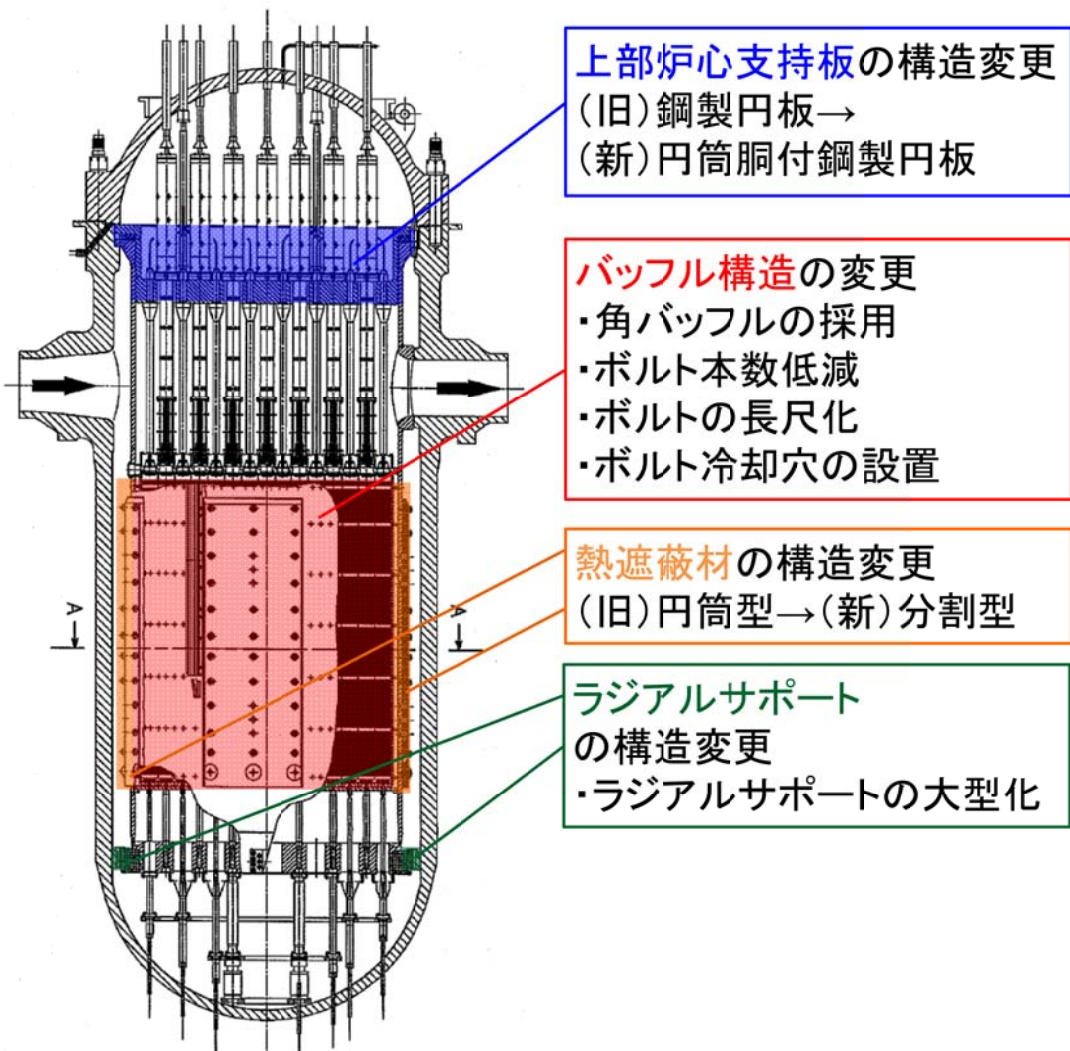
機器名	保守管理に関する方針	実施時期※
疲労累積係数による低サイクル疲労の評価を実施した全ての機器	疲労評価における実績過渡回数の確認を継続的に実施し、運転開始後60年時点の推定過渡回数を上回らないことを確認する。	長期

※:実施時期は以下の期限を示す。

2016年12月1日からの5年間を「短期」、同10年間を「中長期」、同20年間を「長期」とする。

(1)炉内構造物

構造上の相違



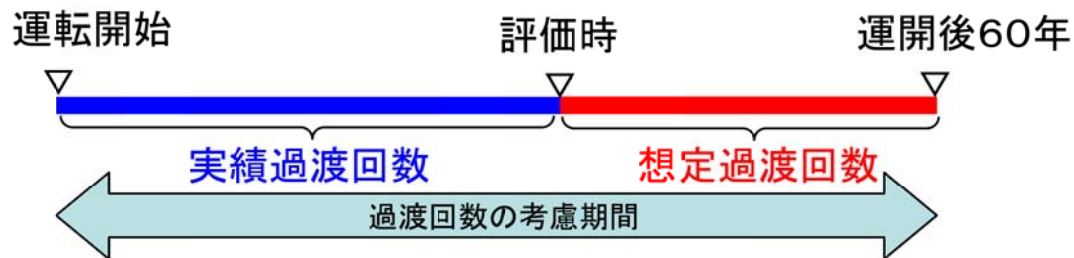
美浜3号炉 取替後炉内構造物全体図

過渡回数の相違

高浜1号炉

(過渡項目は例)

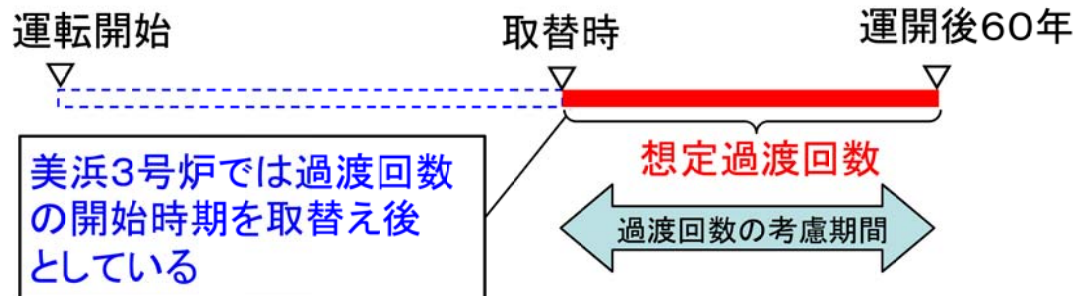
過渡項目	推定過渡回数
起動(温度上昇率55.6°C/h)	99
停止(温度下降率55.6°C/h)	99



美浜3号炉

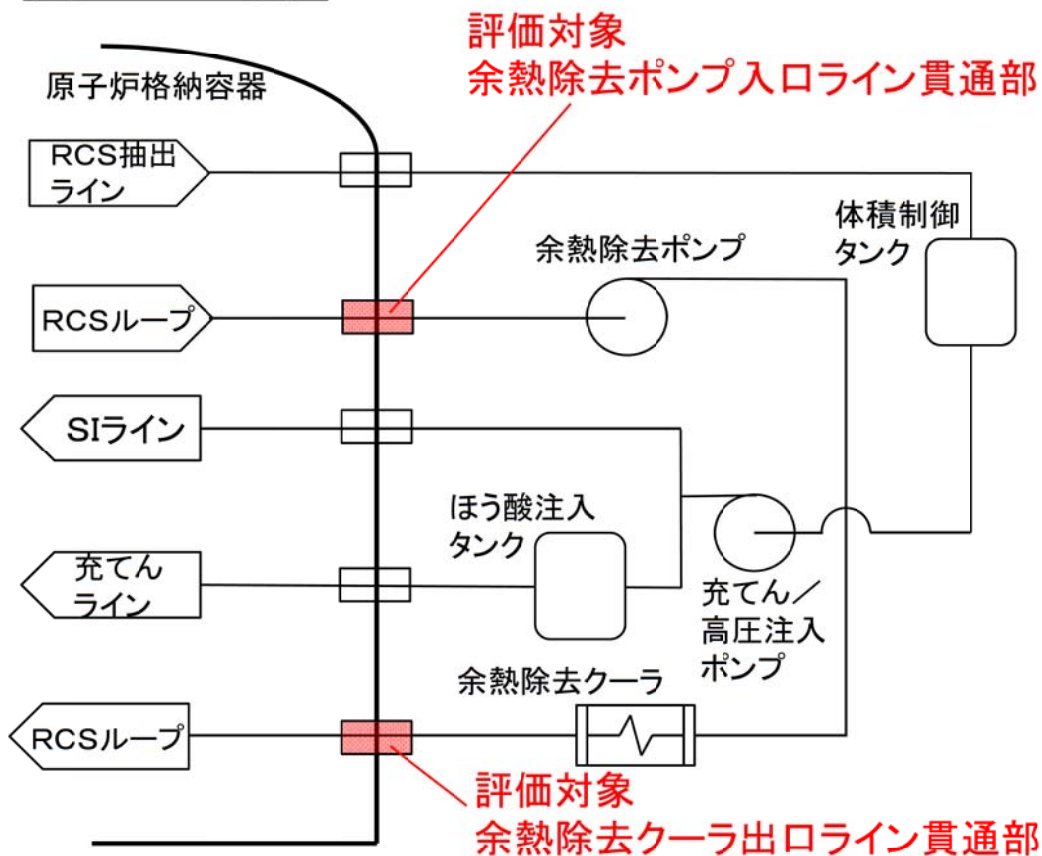
(過渡項目は例)

過渡項目	推定過渡回数
起動(温度上昇率55.6°C/h)	30
停止(温度下降率55.6°C/h)	30

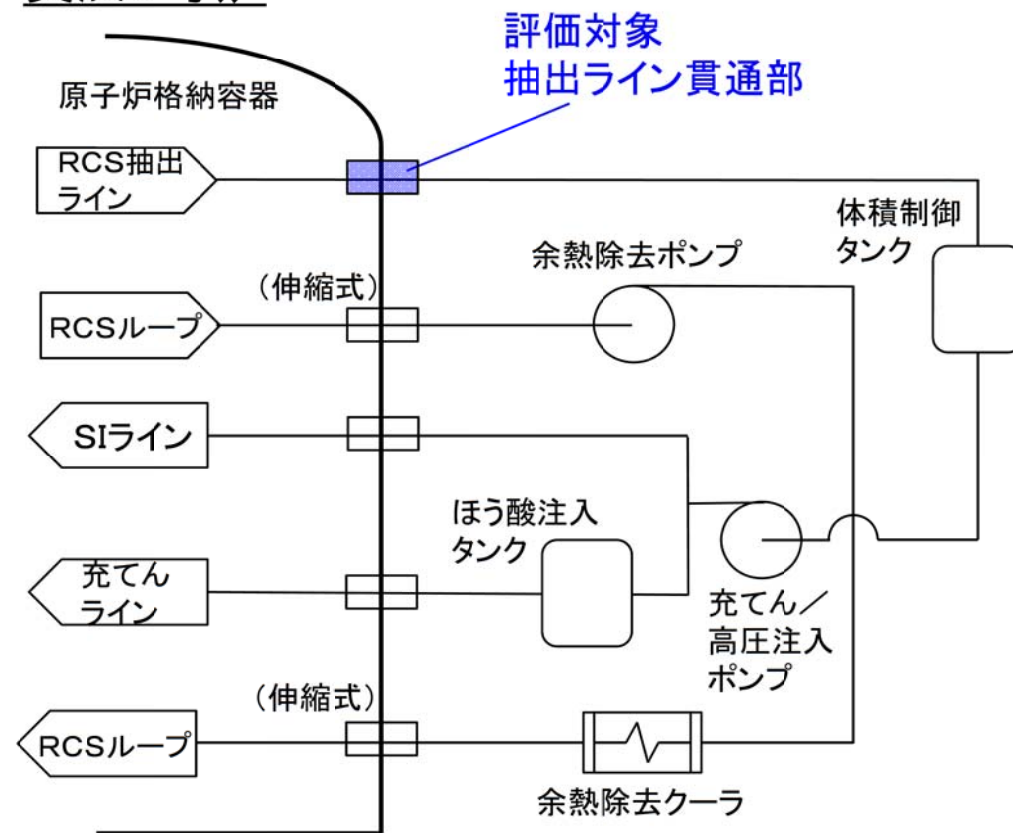


(2)固定式ペネトレーション

高浜1・2号炉



美浜3号炉



【評価対象の使用材料】

部位	材質
端板	ステンレス鋼
スリーブ	炭素鋼

【評価対象の使用条件】

最高使用圧力	約17.2MPa[gage]
最高使用温度	約200℃

【評価対象の使用材料】

部位	材質
端板	ステンレス鋼
スリーブ	炭素鋼

【評価対象の使用条件】

最高使用圧力	約4.12MPa[gage]
最高使用温度	約200℃

(1) 今後発生する過渡回数を1回と想定している過渡

美浜発電所3号炉の劣化状況評価において、今後の発生回数を1回のみ想定している過渡は以下のとおりである。これらの過渡事象による疲労累積係数への影響を示すこととする。

表1 低サイクル疲労評価において今後の発生回数を1回のみ想定している過渡事象

番号	過渡事象	評価用過渡回数※1 (括弧内は今後の発生回数)
1	90%から100%へのステップ状負荷上昇	3(1)
2	100%から90%へのステップ状負荷減少	3(1)
3	1ループ停止／起動 Ⅰ)停止 Ⅱ)起動	1(1)
4		1(1)
5	1次冷却材流量の部分喪失	1(1)
6	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 Ⅲ)不注意な冷却と安全注入を伴うトリップ	2(1)
7		1(1)
8	1次冷却系の異常な減圧	1(1)
9	出力運転中の非常用炉心冷却系の誤起動	1(1)
10	1次冷却系停止ループの誤起動	1(1)
11	タービン回転試験※2	6(0)

※1 60年時点の評価に用いた過渡回数(実績回数+推定回数)。実績回数には今後発生しない試運転時の回数を含む。

※2 試運転時のみの過渡であるため今後の発生回数は0回であるが、1回発生した場合の影響を確認すべき過渡事象とした。

(2) 疲労累積係数に与える影響

表1に示す過渡事象が1回発生した場合の疲労累積係数に与える影響を確認する。既評価に対してこれらの過渡の想定回数を1回増加させた場合に、疲労評価で確認している健全性(疲労累積係数 ≤ 1)に対する影響を確認するが、疲労評価に与える影響は機器・部位毎に異なるため、下記の考えに従って、代表評価機器・部位を選定し数値的な影響を確認する。

<代表確認機器・部位>

劣化状況評価で表1の過渡を考慮した疲労評価を実施しているクラス1機器について60年時点の疲労累積係数[※]が最も高い部位(弁、ステンレス鋼配管は機種内で最も高い部位)を選定する。

選定した機器・部位を下表に示す。

表2 代表確認機器・部位

機器・部位	疲労累積係数 [※]
1次冷却材ポンプ(ケーシング吐出ノズル)	0.243
蒸気発生器(給水入口管台)	0.317
原子炉容器(スタッドボルト)	0.294
加圧器(スカート溶接部)	0.166
ステンレス鋼配管(加圧器スプレ配管)	0.150
1次冷却材管(加圧器サージライン用管台)	0.400
弁(玉形弁:抽出水第1しゃ断弁)	0.535
炉内構造物(上部炉心支持板)	0.002

※ 設計・建設規格による評価結果および環境疲労評価手法による評価結果のうち大きい方の値

(3) 疲労累積係数に与える影響の確認結果

表2に示した代表機器・部位の疲労累積係数の内訳を分析し、表1に示す過渡事象1回あたりの疲労累積係数に与えている影響(Uf値)のうち最大の値を整理した。

この結果より、表1に示す過渡事象の想定回数を1回増加させた場合に疲労評価結果に与える影響は極めて軽微であり、仮にこれらの過渡事象が今後発生しても疲労割れに対する健全性には影響がないことを確認した。

表3 過渡事象1回あたりの疲労累積係数に与える影響

機器・部位	過渡1回あたりの疲労累積係数※1	疲労累積係数※2
1次冷却材ポンプ(ケーシング吐出ノズル)	0.004(7)	0.247
蒸気発生器(給水入口管台)	0.001(7)	0.318
原子炉容器(スタッドボルト)	0.001(10)	0.295
加圧器(スカート溶接部)	0.001(10)	0.167
ステンレス鋼配管(加圧器スプレ配管)	0.002(8)	0.152
1次冷却材管(加圧器サージライン用管台)	0.001(7)	0.401
弁(玉形弁:抽出水第1しゃ断弁)	0.001(7)	0.536
炉内構造物(上部炉心支持板)	0.001(10)	0.003

※1: 表1に示す過渡事象のうち、疲労累積係数への寄与が最大のものの値。なお、0.001は、0.001以下であることを示す。

()内の数字は表1の過渡事象の番号

※2: 表2に示す疲労累積係数に過渡1回あたりの疲労累積係数を加えたもの。(参考値)