

副本

平成 23 年 ( 三 ) 21 号

玄海原子力発電所2号機, 3号機  
再稼働差止仮処分命令申立事件

乙第105号証

提出

右正写しました

弁護士

松

崎



陳 述 書

小 鶴 章 人

## 第1 主な経歴等

私は、昭和56年4月に九州電力株式会社（以下「当社」といいます。）に入社後、現在に至るまで30数年にわたり一貫して原子力発電所に関する業務に携わってきました。入社後、玄海原子力発電所で運転に関する業務に従事し、その後、本店原子力管理部等で主に玄海原子力発電所の安全性向上のための原子力発電所の運用面の改善や設備の更新など保守に関する業務を行いました。具体的には蒸気発生器の取替など大型機器更新計画や国の許認可審査対応業務などを行いました。

平成14年7月からは玄海原子力発電所の安全管理第一課長として現場での安全管理（放射線管理・化学管理）業務に従事した後、本店原子力建設部の安全審査グループ長として原子力発電所の原子炉設置変更許可申請業務などを行いました。

平成21年7月からは玄海原子力発電所の安全品質保証第二統括室長として、発電所長を補佐し、発電所における保安、品質保証活動の統括に関する業務に従事した後、平成24年2月からは原子力訴訟の技術担当である発電本部の原子力技術支援グループ長として、本件仮処分に関わりしました。

そして、平成26年7月からは経営管理本部の原子力・保安監査部長として、原子力部門をはじめとした各部門の保安業務に係る内部監査の統括業務に従事した後、平成27年8月から現在に至るまで、発電本部部長（技術担当）として原子燃料の運用・管理及び原子力訴訟に関する統括業務に関わってきました。

この陳述書では、まず、玄海原子力発電所3号機及び4号機（以下「玄海3、4号機」といいます。）における配管の健全性確保に向けた取り組みについて、次に、仮に1次系配管の破断等が発生したとしても玄海3、4号機に設置している安全上重要な設備により原子炉を安全に停止、冷却できること、さらに万一これらの設備が使用できない場合においても、福島第一原子力発電所の事故を踏まえ設置した可搬型設備等により原子炉格納容器の破損等を確実に防止できることについて説明します。そして最後に、玄海2号機で発生した配管のひび割れ事象に関して、その法令上の取扱い及び当社が法令に基づき適切に対応していることについて説明します。

## 第2 玄海3、4号機における配管の健全性確保に向けた取り組み

当社は、玄海3、4号機の配管について、材料の選定から設計、製作及び据付時の品質管理並びに運転開始後の保全（点検、補修、取替、改造）によって配管が破断することがないように健全性を確保し続けるとともに、基準地震動に対する耐震安

全性を確保しています。

以下、こうした玄海3，4号機における配管の健全性確保に向けた取り組みについて説明します。

## 1 設計・施工時における配管の健全性確保

玄海3，4号機で使用する配管は、配管の中を流れる内包流体の条件等を踏まえた上でその健全性が確保されるよう、国の「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」（以下「技術基準規則」といいます。）及び技術基準規則に定められた様々な規格に適合するよう、材料の選定や設計を行っています。

(1) 配管の材料の選定については、内包流体の種類、性質、圧力、温度、配管の使用環境等の条件を考慮し、オーステナイト系ステンレス鋼（以下「ステンレス鋼」といいます。）や炭素鋼を使用しています。具体的には、1次冷却材等が循環する1次系配管については、ステンレス鋼を素材とするものを使用しています。ステンレス鋼を使用するのは、耐食性<sup>1</sup>に優れており、劣化が生じにくいからです。また、1次系配管以外の配管については、温度が高い蒸気系など劣化が起こりやすい条件の箇所などはステンレス鋼を用いている配管もありますが、多くは炭素鋼を素材とするものを使用しています。炭素鋼を使用しているのは、火力発電所等で多数の使用実績があり安全性が確立されているためです。

(2) 配管の設計にあたっては、内包流体の種類や性質、圧力、温度、及び配管の使用環境等の条件を考慮することはもとより、長年の火力発電所や原子力発電所における運転実績及び様々なトラブル実績を踏まえ、同様のトラブルが発生しないよう定められた国の技術基準規則に適合するよう、配管の口径、厚さ及び配管ルートを決めています。具体的には、①配管の口径については、限界流速<sup>2</sup>を踏まえ決定し、②配管の板厚については、使用圧力や管の外径等から求めた計算結果を考慮のうえ決定し、③配管ルートについては、配管の内圧や自重、熱等により配管に加わる力を分析した結果（応力解析）等を考慮のうえ決定しています。

また、当社は設計にあたって、安全上重要な建物・構築物及び機器・配管系が基準地震動による地震力に対する耐震安全性を備えていることを確認していま

<sup>1</sup> 1次系配管で発生する腐食生成物は、炉心での中性子照射により放射化され、配管内表面に沈着し放射線源の主因となるため、腐食生成物を抑制することが必要です。

<sup>2</sup> 限界流速：配管の中を流れる流体の抵抗等を考慮し検討された、配管に影響を与えないような流速のことです。

す。

(3) さらに、配管の据付時には、配管メーカーの厳格な品質管理のもと製造された配管を、厳格な品質管理のもと一般社団法人日本機械学会<sup>3</sup>（以下「日本機械学会」といいます。）の「発電用原子力設備規格 溶接規格（2007年版）JSME S NB1-2007」等に従い据付を行っています。当社は、配管の受入時や溶接等の各過程において社内検査（「材料検査」、「非破壊検査」及び「漏えい検査」等）を行うとともに、国の使用前検査（「漏えい検査」等）を受け、発電所の運転開始前に、配管に問題がないことを確認しています。同時に、運転開始後の配管の保全の際に経年変化の状況と比較できるよう、運転開始前の基本データを収集し記録しています。

(4) そして、配管の腐食対策として、ステンレス鋼配管の内包流体については、腐食の原因となりうる溶存酸素濃度を5ppb<sup>4</sup>以下と極めて低く制限するなどの処理をした1次冷却材を使用し、配管の損傷の一つとして知られている応力腐食割れ<sup>5</sup>が発生しないように設備を設置し、管理しています。また、炭素鋼配管の主な内包流体である2次冷却材については、pHを8.5以上に保つ、すなわち2次冷却材をアルカリ性に保つことによって、鉄と反応して腐食を発生させる酸の活動を抑え、応力腐食割れが生じにくいように設備を設置し、管理しています。

## 2 運転開始後における配管の健全性確保

運転開始後、当社は、配管を含めた設備について、「実用発電用原子炉の設置、運転等に関する規則」等に基づき、点検、補修、取替及び改造といった保全を行っています。保全にあたっては、図1のとおり、一般社団法人日本電気協会「原子力発電所の保守管理規程 JEAC4209-2007」に準拠して「保全プログラム」を策定し、保全を行っています。

<sup>3</sup> 日本機械学会は、発電用設備の健全性に関わる、材料、設計、製造、建設、試験、検査及び運転、維持・保守、廃止までの一連の技術活動を全体的に捉え、技術的思想が一貫し、バランスのとれた合理的な規格の制定を目指して各種規格を制定整備しています。

<sup>4</sup> ppb：10億分率。

<sup>5</sup> 応力腐食割れ：腐食性の環境におかれた金属材料に引張応力が作用して生ずる割れ現象であり、材料、応力、環境の3要因が重畳した場合に発生します。

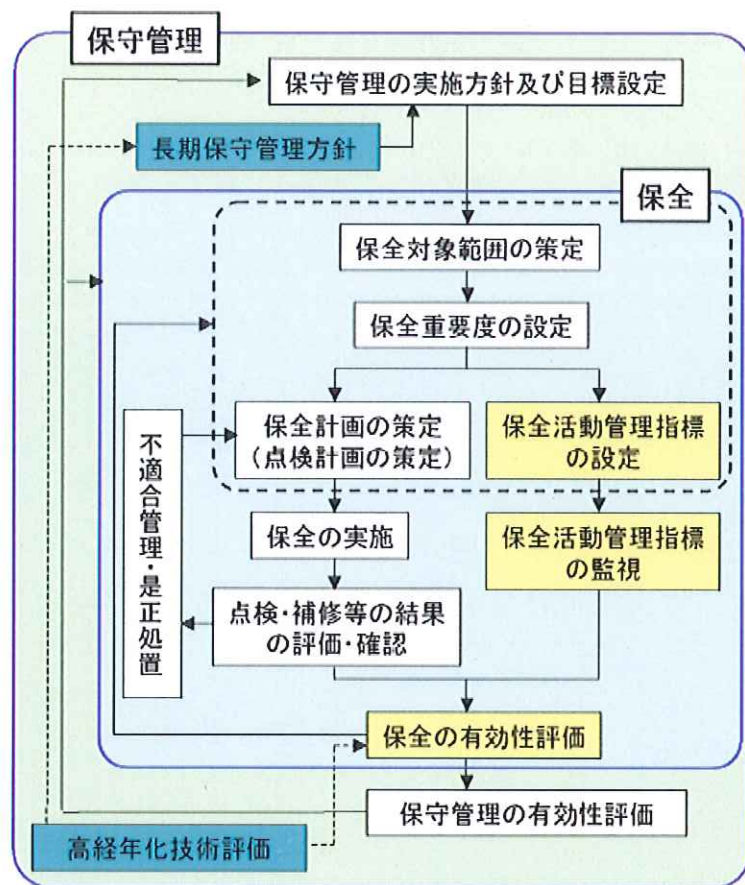


図1 保全プログラムを含む保守管理の流れ  
(図の水色部分が保全プログラム)

当社は配管を含めた設備について、この保全プログラムに従い、保全計画<sup>6</sup>の策定、保全の実施、点検・補修等の結果の評価・確認を通じて、関係する法令、規格及び基準に適合していることを確認することによって、その健全性を確保しています。あわせて、予め設定した保全活動管理指標（1次冷却材系統等における保全による予防可能故障回数など）に基づく監視を行い、保全プログラムが有効に機能していることを確認し、継続的な改善につなげています。このほか、国内外の他の原子力発電所等において新たな知見が得られた場合には、国から発出された指示文書に基づく点検等を行うほか、必要に応じて、自主的に点検、補修及び取替等を行っています。

ちなみに、配管に発生しうる経年劣化事象（ひび割れ事象等）は、ステンレス鋼や炭素鋼といった配管の材料と1次冷却材や2次冷却材といった配管の内包流

<sup>6</sup> 保全計画とは、点検計画や補修、取替え及び改造計画、特別な保全計画の総称です。

体などとの組み合わせや、配管の構造（直管部か、曲がり部か、溶接部かなど）などから、様々な原因が考えられるところ、火力発電所や原子力発電所における長期にわたる運転実績から、配管ルートを設計する際に考慮することによりその発生を防止することができるもの（原因が応力腐食割れや高サイクル熱疲労等によるひび割れ事象等）については設計段階で防止することとし、主に設計によって発生を防止できないもの（原因が減肉事象等によるひび割れ事象等）について、保全プログラムに基づく保全を行っています。

以下、配管の保全に関して、保全プログラムの流れに従い、(1) 保全対象範囲の策定及び保全重要度の設定、(2) 保全計画の策定並びに(3) 保全（点検）の実施等について具体的に説明します。

#### (1) 保全対象範囲の策定及び保全重要度の設定

原子力発電所の配管には、高温・高圧で放射性物質を含む1次冷却材を内包する配管及び原子力発電所の安全を確保するために設置している安全設備を構成する配管等の安全上重要な配管（主に1次系配管）のほか、電気を作る（発電する）ための設備を構成する配管（主に2次系配管）、さらには発電所の運営を行うための付帯設備を構成する配管（雨水や放射性物質を含まない排水の処理設備、補助蒸気及び補給水を製造する設備等）など様々な配管があります。

このため、まずは保全を行う対象範囲（設備及び設備を構成する配管を含みます。）について、安全上の重要度や国の定めた技術基準規則の適用状況等を勘案して設定しますが、基本的には発電所における殆どの設備が対象であり、原子炉、タービン、発電機関係の設備はもちろん、発電所の事務棟、道路及び歩道、埠頭（港湾設備）などもその対象となります。

次に、これら設備の保全の実施にあたって、設備の安全上の重要度に応じて、設備毎に保全重要度として「高」または「低」の2つに分類し、この保全重要度に応じて、「(2) 保全計画の策定」で述べる保全方式によって保全を実施しています（表1）。

表1 保全重要度別の設備内容

高	<ul style="list-style-type: none"> <li>・その損傷又は故障により発生する事象により、炉心の著しい損傷、又は燃料の大量の破損を引き起こす恐れのある構築物、系統及び機器 【例：原子炉冷却材圧力バウンダリ機能など】</li> <li>・異常状態発生時に原子炉を緊急に停止し、残留熱を除去し、原子炉冷却材圧力バウンダリの過圧を防止し、敷地周辺公衆への過度の放射線の影響を防止する構築物、系統及び機器 【例：原子炉の緊急停止機能など】</li> <li>・安全上必須なその他の構築物、系統及び機器 【例：工学的安全施設及び原子炉停止系への作動信号の発生機能など】</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>・その損傷又は故障により発生する事象により、炉心の著しい損傷又は燃料の大量の破損を直ちに引き起こす恐れはないが、敷地外への過度の放射性物質の放出の恐れがある構築物、系統及び機器 【例：原子炉冷却材を内蔵する機能など】</li> <li>・通常運転時及び運転時の異常な過渡変化時に作動を要求されるものであって、その故障により、炉心冷却が損なわれる可能性の高い構築物、系統及び機器 【例：安全弁及び逃がし弁の吹き止り機能など】</li> <li>・上記構築物、系統及び機器の損傷又は故障により敷地周辺公衆に与える放射線の影響を十分小さくするようにする構築物、系統及び機器 【例：燃料プール水の補給機能など】</li> <li>・異常状態への対応上特に重要な構築物、系統及び機器 【例：事故時のプラント状態の把握機能など】</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>・リスク重要度が高い構築物、系統及び機器 【例：原子炉格納容器の空調機能など】</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>・上記以外の構築物、系統及び機器 【例：補助蒸気及び補給水製造機能など】</li> </ul>
低	<ul style="list-style-type: none"> <li>・上記以外の構築物、系統及び機器 【例：補助蒸気及び補給水製造機能など】</li> </ul>

## (2) 保全計画の策定

配管については、(1)で設定した保全重要度に応じて系統（化学体積制御設備系統など）ごとに保全方式を決定します。

配管の保全にあたっては、供用期間中において、ひび割れの有無の確認を含めてその健全性を確認するとともに、設計で防止できない配管の主な経年劣化事象である「減肉事象」を管理する必要があります。健全性の確認については、日本機械学会の「発電用原子力設備規格 維持規格（2008年版）JSME S NA1-2008」

（以下「維持規格」といいます。）、「減肉事象」については日本機械学会の「加圧水型原子力発電所配管減肉管理に関する技術規格（2006年版）JSME S NG1-2006」（以下「減肉管理規格」といいます。）がそれぞれ定められており、



国の「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」等においても、これらの維持規格及び減肉管理規格を用いて保全を行うよう記載されているため、当社はこれらの規格に準拠して保全計画を策定しています。

以下、当社が玄海3，4号機において、維持規格及び減肉管理規格に基づきどのように保全計画を策定しているかについて、安全上重要な設備に係る配管の点検に関する事項を中心に説明します。

#### ア 維持規格に基づく保全計画の策定

- a 維持規格は、日本機械学会が、運転開始後における軽水減速軽水冷却型の発電用原子力設備維持のための技術的諸規定について、国内外のトラブル事例や、一般社団法人日本電気協会「軽水型原子力発電所用機器の供用期間中検査 JEAC4205」<sup>7</sup>、国際的な実績を有するASME規格<sup>8</sup>を参考に定めたものです。維持規格では、原子力発電所の安全上重要な設備（設備を構成する配管を含みます。）について、その重要度に応じてクラス1から3に分類（表2）し、クラス毎に、各種機器類の維持のための点検方法や、欠陥評価、補修等に関する事項が規定されています。

---

<sup>7</sup> 一般社団法人日本電気協会が原子力発電所の具体的検査方法を定めた技術規程で、維持規格制定以前は、当該規程に準拠して供用期間中検査が行われてきました。

<sup>8</sup> ASME規格は、米国原子力規制委員会が安全規制を行うための規制基準として活用している規格で、原子力発電設備を対象とした供用期間中の検査、検査の評価、補修・取替等について規定された民間規格です。1970年代に策定されて以降3年ごとに改訂されており、米国内外の研究成果などの最新の知見が反映されているものです。

表2 クラス1～3の対象設備・配管

クラス区分	対 象
クラス1	原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する機器の耐圧部分及びその支持部材取付け部分をいう。
クラス2	<p>a. 原子炉を安全に停止させるために必要な設備または非常時に安全を確保するために必要な設備であって、その故障・損壊等により公衆に放射線障害を及ぼす恐れを間接的に生じさせるものに属する機器（放射線管理設備に属するダクトにあっては原子炉格納容器の貫通部から外側隔離弁までの部分に限る）。</p> <p>b. タービンを駆動させることを主たる目的とする流体が循環する回路に係わる設備に属する機器であって、クラス1機器からこれに最も近い弁までのもの。</p> <p>c. a.及び b.に掲げる機器以外の機器であって、原子炉格納容器の貫通部から内側隔離弁または外側隔離弁までのもの。</p>
クラス3	クラス1機器、原子炉格納容器、クラス2機器及び放射線管理設備に属するダクト以外の容器または管（内包する流体の放射性物質の濃度が $37\text{mBq/cm}^3$ （流体が液体の場合には、 $37\text{kBq/cm}^3$ ）以上の管または最高使用圧力 $0\text{MPa}$ を超える管に限る）をいう。

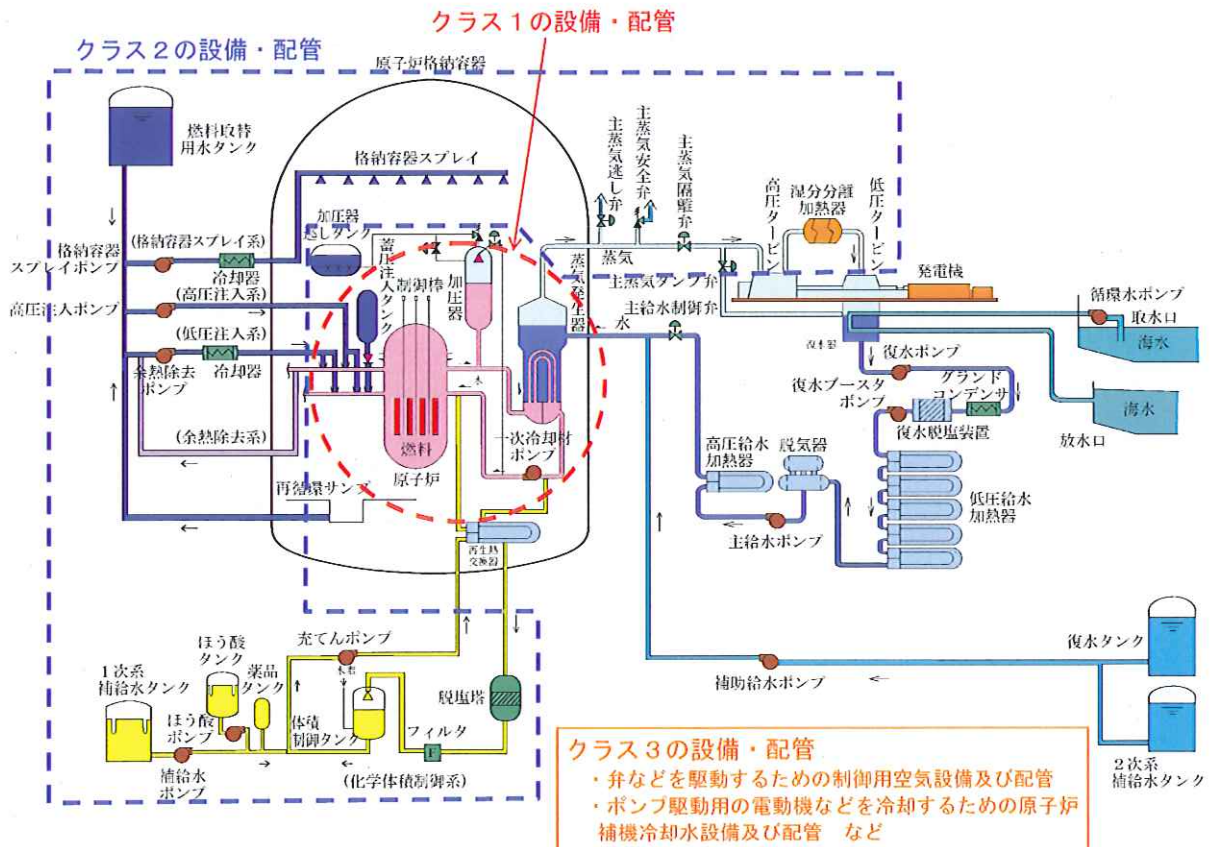


図2 クラス区分毎の配管のイメージ

b 玄海3, 4号機においては, 維持規格に基づき, 表3のとおり, 配管の点検計画を定めており, 以下, クラス区分毎に①点検箇所, ②点検方法, ③点検頻度について説明します。

表3 玄海3, 4号機における配管の点検計画の概要

クラス区分	点検範囲の考え方	① 点検箇所	② 点検方法	③点検頻度 (10年間の試験程度)
クラス1	原子炉冷却材圧力バウンダリに属する機器かつ 呼び径 <sup>9</sup> 25A以上の配管	呼び径100A以上の配管, 管台溶接継手	超音波探傷試験	25%
		呼び径100A未満の配管, 管台溶接継手	浸透探傷試験	25%
		ソケット溶接継手	浸透探傷試験	25%
		配管支持部材溶接継手	浸透探傷試験	7.5%
クラス2	下記のいずれかに該当し, かつ呼び径100Aを超えるもの (※高圧注入系は呼び径40Aを超えるもの) ・工学的安全施設のうち直接系に属する機器 ・原子炉緊急停止系に属する機器 ・原子炉の停止に直接必要な冷却系に属する機器	呼び径100Aを超えかつ公称板厚9.5mmを超える配管溶接継手 (※高圧注入系は呼び径40Aを超えるもの)	超音波探傷試験及び浸透探傷試験, または浸透探傷試験のみ	7.5%
		呼び径50Aを超えかつ公称板厚5.0mmを超える配管溶接継手 (※高圧注入系は呼び径40Aを超えるもの)	浸透探傷試験	7.5%
		呼び径50Aを超える管台溶接継手 (※高圧注入系は呼び径40Aを超えるもの)	浸透探傷試験	7.5%
		呼び径50A以上100A以下かつ公称板厚5mmを超えるソケット溶接継手	浸透探傷試験	7.5%
		配管支持部材溶接継手	浸透探傷試験	7.5%
クラス3	下記のいずれかに該当するもの。 ・工学的安全施設の間接系に属する機器 ・使用済み燃料貯蔵設備およびその冷却系設備に属する機器	配管支持部材溶接継手 (耐震クラスSの配管)	目視試験	7.5%

### ① 点検箇所

点検箇所については, これまでの火力発電所及び原子力発電所の運転経験において, 「ひび割れ事象」の多くが配管の溶接継手またはその近傍で

<sup>9</sup> 呼び径: 配管の外径寸法を表現するために用いる方法です。呼び径には, 寸法体系によりミリメートルを用いる「A呼称」とインチを用いる「B呼称」の二通りがあります。ちなみに, A呼称における100Aの配管の外径は, 114.3mmとなります。

発生していることから、いずれのクラスの配管についても、原則として点検可能な溶接継手部及びその近傍の母材部を点検箇所としています。

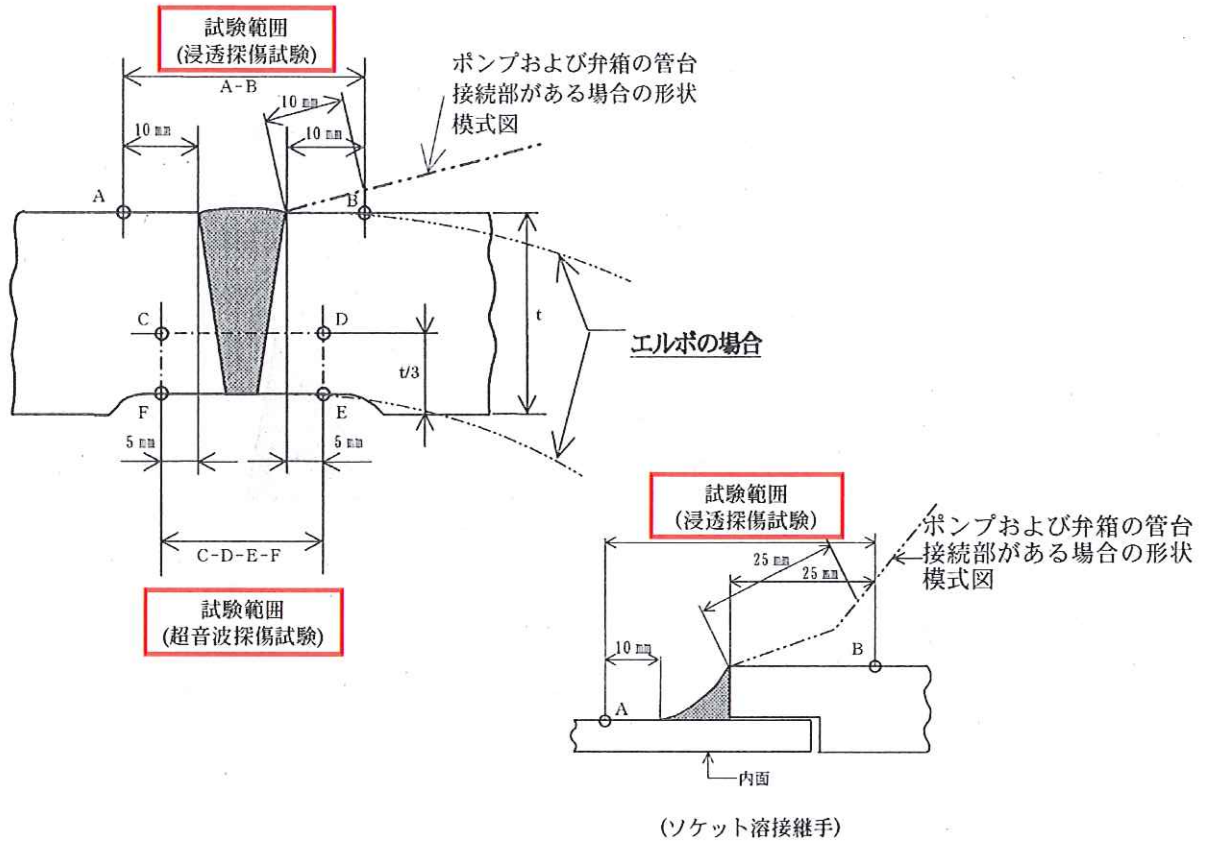


図3 試験部位及び試験範囲（配管の溶接継手の例）  
（維持規格に加筆）

## ② 点検方法

点検方法に関しては、クラス1配管及びクラス2配管については、「超音波探傷試験」または「浸透探傷試験」、もしくはその両方を行うこととしています。クラス3配管については「目視試験」を行うこととしています。

「超音波探傷試験」とは、検査物内部の欠陥を検出する試験（体積試験）の一種であり、検査物に超音波を当て、そのエコー（反射波）の大きさや拡がり等を分析して検査物内部の欠陥を検出する試験です。「浸透探傷試験」とは、検査物表面の欠陥を検出する試験（表面試験）の一種であり、検査物表面に浸透液を塗布し、余剰浸透液を洗浄、乾燥した後に現象剤を吹き付け、亀裂等に浸透した浸透液が表面に染み出てくる状況を分析し、

検査物表面の欠陥を検出する試験です。「目視試験」とは、検査物における表面の磨耗、亀裂、変形、心合せ不良、ボルト締め付け部の緩み及び耐圧部からの漏えい等の異常を検出（確認）するための試験です。

### ③ 点検頻度

点検頻度については、「超音波探傷試験」、「浸透探傷試験」及び「目視試験」とも、供用開始後の運転期間を10年間毎に分割して、10年間を1つの検査間隔（1サイクル）として設定し、10年目までにそれぞれの試験で実施すべき全ての検査（試験程度）を行うこととしています<sup>10</sup>。

試験程度についてはクラス毎に定めており、クラス1配管の「超音波探傷試験」及び「浸透探傷試験」については、設備の重要度、構造健全性が損なわれる可能性及び構造健全性が損なわれた時の発電所への影響度を考慮し、全体の25%（一部7.5%）に相当する部分を10年間で検査します。クラス2配管の「超音波探傷試験」及び「浸透探傷試験」については、設備の重要度からクラス1配管の下に位置づけられるため、クラス1配管の試験程度の30%である、全体の7.5%に相当する部分を10年間で検査し、クラス3配管の「目視試験」については、クラス2配管と同じく全体の7.5%に相当する部分を10年間で検査します。

ちなみに、検査対象箇所を選定にあたっては、定点サンプリング方式を採用しています。定点サンプリング方式とは、前回の検査間隔で検査した部位とは異なる部位を検査対象とする方式ではなく、経年劣化事象の顕在化が懸念される同一部位に対して繰り返し検査を行う方式です。つまり、定点サンプリング方式は、ひび割れが発生する可能性の高い箇所を繰り返し検査し、その経年変化の状況を確認するとともに、ひび割れが検出された場合には、材料と使用条件が類似な他の箇所を追加で試験することにより、その発生状況を把握する仕組みです。

---

<sup>10</sup> クラス1の配管については、原子力発電設備の高経年化を考慮して、供用開始後30年経過後は7年間で段階的に検査を行い、7年目までに各試験程度で要求される全ての検査を行うこととされています。

あわせて、1次冷却系統等の耐圧部を構成する設備（設備を構成する配管を含みます。）に対し、「漏えい試験」を行っています。「漏えい試験」とは、検査物に液体または気体を注入し、圧力をかけ漏えいの有無を確認する試験であり、クラス1配管については定期検査ごとに、クラス2及び3配管については、各検査間隔中に1回、つまり10年に1回行っています。

当社は、上述した点検箇所については、図4のとおり、検査対象箇所毎に番号を付番し（この余剰抽出配管を立体的に示した投影図では「SW-4」が検査対象箇所です。）、検査対象箇所が明確になるように管理しています。また、点検箇所毎の点検方法及び点検頻度については、表4のとおり、10年を基本とする「供用期間中検査10年計画表」を作成し、この表により検査管理を行っています（余剰抽出配管の検査について赤枠部に示しています。）。表4の「供用期間中検査10年計画表」の赤枠部においては、維持規格の規定に沿って、「検査の対象箇所」として「クロスオーバーレグドレンライン、抽出ライン、余剰抽出ライン」を、「検査方法」として「表面（検査）」を、「検査範囲」として「(全体の)25%」をそれぞれ定めています。これに対する玄海3号機の10年間の検査計画として、「設備数（検査箇所）」として「7箇所」を、「検査方法」として表面検査である「PT（浸透探傷検査：Penetrant Testing）」を、「検査範囲」として「25%（2箇所）」をそれぞれ定めるとともに、10年間の定期検査毎の検査箇所数を定め、配管の点検管理を行っています。

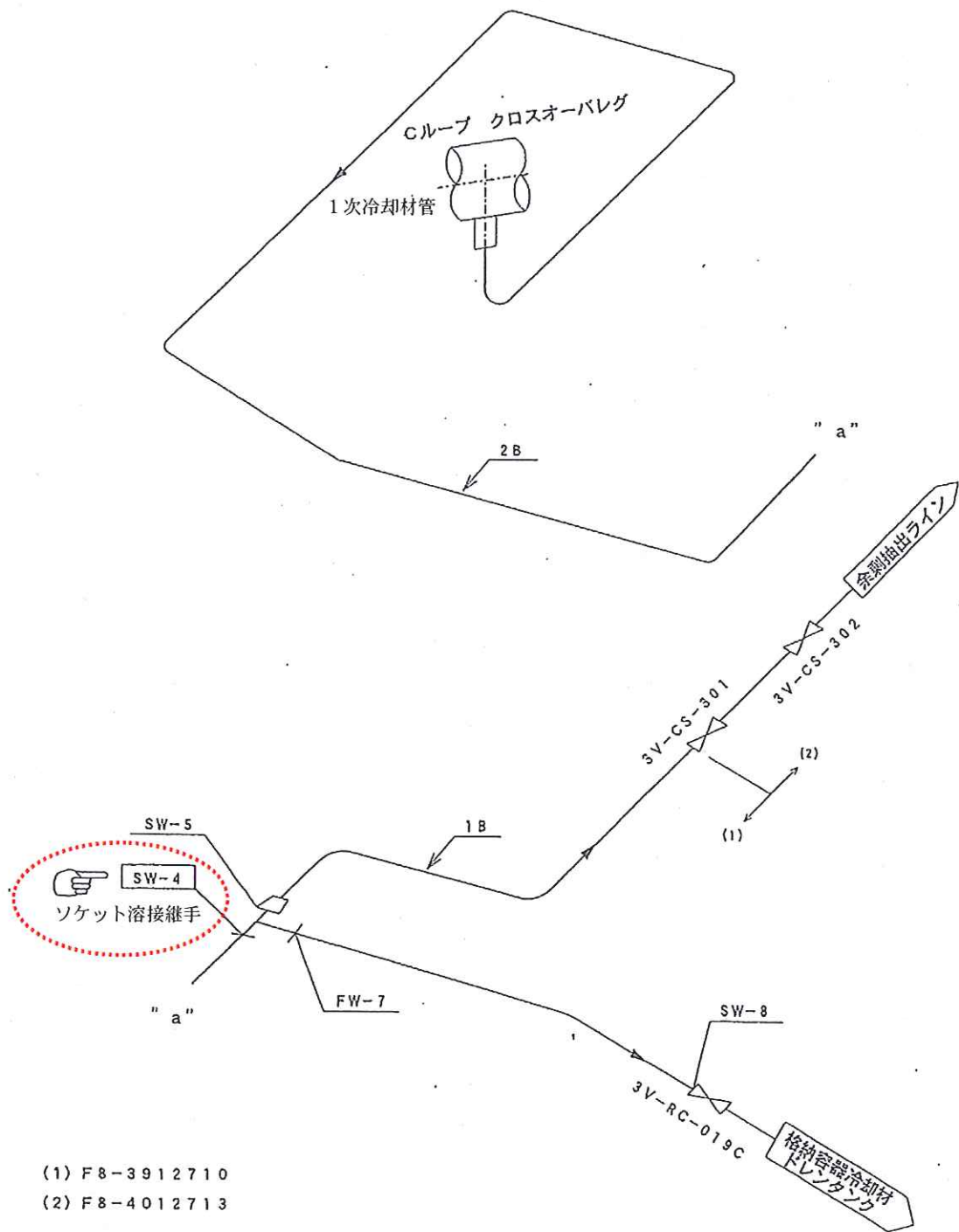


図4 余剰抽出配管の投影図（玄海3号機の例）  
 （指マークのある「SW-4」が第10回定期検査の検査対象箇所です。）

表4 「供用期間中検査10年計画表」(玄海3号機の例)

クラス1機器供用期間中検査 GN3-1 (保全重要度:高)

4. 配管(2/5)

発電用原子力設備規格 維持規格 JSME SNA1-2008					玄海原子力発電所3号機検査計画(10年間)												定期 取替品	備 考	
項目 番号	カテ ゴリ	検査の対 象箇所	検査方法	検査範囲	設備数	検査方法	検査範囲	第9回	第10回	第11回	第12回	第13回	第13回 (追加)	第13回 (追加1)	第14回	第15回			
B9.31	B-J	一次冷却材管	体積	25%	9箇所	UT	25% (3箇所)		1箇所		1箇所					1箇所	-		
B9.32	B-J	一次冷却材管	表面	25%	32箇所	PT	25% (8箇所)	1箇所	1箇所	1箇所	1箇所	1箇所			2箇所	1箇所	-		
		余熱除去ポンプ入口ライン(2)	表面	25%	1箇所	PT	25% (1箇所)	-					1箇所 *2			1箇所	-	・RCPB範囲拡大に伴う追加 ・14回以降は維持規格を適用	
		高温側低圧注入ライン	表面	25%	2箇所	PT	25% (1箇所)					1箇所						-	
		低温側低圧注入ライン	表面	25%	3箇所	PT	25% (1箇所)	1箇所										-	
B9.40	B-J	一次冷却材管	表面	25%	24箇所	PT	25% (6箇所)	1箇所	1箇所		1箇所	1箇所			1箇所	1箇所	-		
		加圧器補助スプレイライン	表面	25%	7箇所	PT	25% (2箇所)	1箇所		1箇所					1箇所		-		
		クロスオーバーレグドレンライン, 抽出ライン 余剰抽出ライン	表面	25%	7箇所	PT	25% (2箇所)			1箇所			1箇所					-	
		封水注入ライン	表面	25%	62箇所	PT	25% (16箇所)	2箇所	2箇所	2箇所	3箇所	2箇所				3箇所	2箇所	-	
		高温側高圧補助注入ライン	表面	25%	29箇所	PT	25% (8箇所)	1箇所	1箇所	1箇所	1箇所	1箇所				1箇所	2箇所	-	
		低温側高圧補助注入ライン	表面	25%	4箇所	PT	25% (1箇所)			1箇所								-	
B10.20	B-K	余熱除去ポンプ入口ライン(2)	表面	7.5%	4箇所	PT	7.5% (1箇所)	-					4箇所 *2			1箇所	-	・RCPB範囲拡大に伴う追加 ・14回以降は維持規格を適用	
B15.50	B-P	圧力保持範囲	VT-2	漏えい検査時 100%	1式	VT-2	漏えい検査時 100% (可能範囲)	100%	100%	100%	100%	100%	100% *1		100%	100%	-		



## イ 減肉管理規格に基づく保全計画の策定

- a 火力発電所や原子力発電所の配管においては、一般的に水や蒸気が流れる配管の肉厚が徐々に薄くなる配管減肉事象が発生します。配管減肉事象については、設計上の配慮での対応は難しいものの、適切に配管の肉厚管理を行い、必要に応じて配管の取替を行えば問題ないことが知られています。

減肉管理規格は、日本機械学会において、運転開始後における加圧水型原子力発電所（PWR）における流体流れによる配管減肉事象に対して、「肉厚測定」による配管減肉管理の方法（試験計画、試験方法、評価、措置）について定めることを目的としてまとめられたものです。

- b 玄海3，4号機においては、減肉管理規格に基づき、流体による配管壁面に対する腐食である「流れ加速型腐食」及び流体中で飛散する水滴の衝突による配管壁面に対する損傷である「液滴衝撃エロージョン」による配管減肉事象について、これらの事象が発生する可能性のある配管（系統）を対象として、試験計画に基づき配管の「肉厚測定」を行い、その結果を評価し、評価結果に基づき必要に応じて配管の取替等を実施しています。以下、「流れ加速型腐食」及び「液滴衝撃エロージョン」について説明します。

「流れ加速型腐食」については、ステンレス鋼等配管の減肉事象は炭素鋼配管に比べて極めて小さいことから、ステンレス鋼等配管を試験の対象外とし、炭素鋼配管のみを試験対象としています。試験対象部位については、選定された試験対象系統において、偏流が発生するオリフィス<sup>11</sup>やエルボ（L字型の曲がり部）等の部位や機器の出口管を選定しています。表5に減肉管理規格に定められている「流れ加速型腐食」に係る試験対象系統の流体条件及び初期設定減肉率を、図5に一例としてオリフィス及びエルボの測定点をそれぞれ示します。

<sup>11</sup> オリフィス：配管（内径）を絞り流量を測定するため、配管の途中等に取り付けるドーナツ状の板であり、流体がオリフィスを通過すると噴流が発生することから、流れ加速型腐食の試験対象部位に選定されています。なお、流量は、オリフィスの上流と下流の圧力差を利用して測定します。

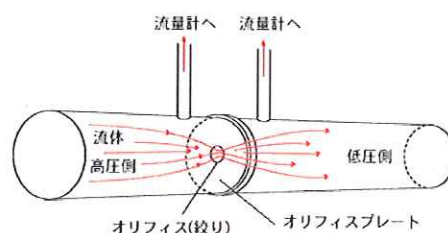
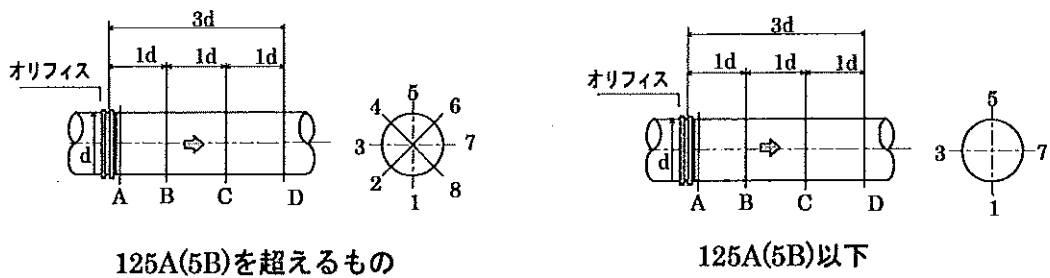


表5 試験対象システムの流体条件と初期設定減肉率（減肉管理規格に加筆）

流体	深り度	流速	60°C未満		50°C以上 100°C未満		100°C以上 150°C未満		150°C以上 200°C未満		200°C以上 250°C未満		250°C以上	
			系統	初期設定減肉率(注1) [mm/10 <sup>4</sup> hr]	系統	初期設定減肉率(注1) [mm/10 <sup>4</sup> hr]	系統	初期設定減肉率(注1) [mm/10 <sup>4</sup> hr]	系統	初期設定減肉率(注1) [mm/10 <sup>4</sup> hr]	系統	初期設定減肉率(注1) [mm/10 <sup>4</sup> hr]	系統	初期設定減肉率(注1) [mm/10 <sup>4</sup> hr]
二相流	5%未満 (ドレン巻き込みなし)	30m/s未満												
		30m/s以上 50m/s未満												
		50m/s以上												
	5%未満 (ドレン巻き込みあり)	30m/s未満					0.23		0.23		0.18 (制御弁下流直後部は0.71)		0.26	
		30m/s以上 50m/s未満							(注2)		(注2)		(注2)	
		50m/s以上							(注2)		(注2)		(注2)	
	5%以上 15%未満	30m/s未満					0.24		0.80		1.25			
		30m/s以上 50m/s未満							(注2)		0.39			
		50m/s以上					0.13		0.80		0.26		1.13	
	15%以上	30m/s未満				0.44		0.76		0.64 (制御弁下流直後部は1.41)		0.51 (制御弁下流直後部は0.85)		
		30m/s以上 50m/s未満				0.44		0.76		(注2)		(注2)		
		50m/s以上						(注2)	(注2)		(注2)		(注2)	
水単相流	3m/s未満	・復水管(コンデミ無薬注配管)	0.82	・LPドレンポンプ吐出管 (IHTRドレンアップ、CV下流)	0.27	・LPドレンポンプ吐出管 (3ヒータドレンアップ、CV下流) ・S/C給水管(レンクーラ～S/C) ・LPヒータドレンポンプ吐出管 (3ヒータドレンアップ、CV上流) ・LPヒータドレンポンプミニフロー (3ヒータドレンアップ、オリフィス上流) ・LPヒータドレンポンプミニフロー (3ヒータドレンアップ、オリフィス下流) ・SCヒータドレン管(低圧5段、CV上流) ・4ヒータドレン管(低圧4段、CV上流) ・3ヒータドレン管(低圧5段、CV上流) ・2ヒータドレン管(低圧4段、CV上流) ・LPヒータドレンポンプ吸込管(3ヒータドレンアップ) ・S/Cドレンライン(レンクーラ～CV)	0.30	・給水ポンプ中間抽出管 ・給水ポンプ&ブースタポンプ ウォーミング管(オリフィス上流) ・給水ポンプ&ブースタポンプ ウォーミング管(オリフィス下流) ・高圧ヒータドレンウォーミング管(オリフィス上流) ・MSDドレンポンプ吐出管(CV上流) ・MSDドレンポンプミニフロー管(オリフィス上流) ・MSDドレンポンプミニフロー管(オリフィス下流) ・給水ブースタポンプ吸込管(図機器降水管) ・MSDドレン管(MSDドレンタンク) ・MSDドレンタンクドレン管(MSDP吸込) ・高圧ヒータドレン管(CV上流) ・ヒータドレンポンプ吸込管	0.21	・第1段MSRDドレンタンクドレン ウォーミング管(オリフィス上流) ・第1段ドレンポンプ吐出管(CV下流) ・第1段ドレンポンプ吐出管(CV上流) ・第1段ドレンポンプミニフロー管(オリフィス上流) ・第1段ドレンポンプミニフロー管(オリフィス下流) ・第1段MSRDドレン管(MSDP～タンク) ・第1段ドレンポンプ吸込管 ・第1段MSRDドレンタンクドレン管(CV上流) ・S/Cドレンライン(S/C～ドレンクーラ)	0.31			
	3m/s以上 6m/s未満	・復水管(LP1HTR～2HTR、低圧4段) ・復水管(LP2HTR～3HTR、低圧4段) ・復水管(LP1HTR～2HTR、低圧5段) ・復水管(LP1HTR～2HTR、低圧3段) ・復水管(LP2HTR～3HTR、低圧5段) ・復水管(LP3HTR～4HTR、低圧5段) ・LPドレンポンプミニフロー管 (IHTRドレンアップ、オリフィス下流) ・LPドレンポンプミニフロー管 (IHTRドレンアップ、オリフィス上流)	0.52	・復水管(LP2～LP3)(低圧3段) ・復水管(LP4～LP5)(低圧5段) ・復水管(LP3～LP4)(低圧4段) ・復水管(図機器入口復水管) ・給水管(給水ブースタポンプ～給水ポンプ) ・給水管(給水ポンプ～高圧ヒータ) ・ヒータドレンポンプ吐出管(CV上流) ・ヒータドレンポンプ吐出管(CV下流)	0.40	・給水管(高圧ヒータ～高圧発生器)	0.77 (ポンプ出口、全型 型止弁下流直後部は1.15)	0.84 (制御弁下流、全型 型止弁下流直後部は1.28)						
	6m/s以上						(注2)	(注2)	(注2)	(注2)	(注2)	(注2)	(注2)	

注1 本表は給水のpHが9.1～9.3、溶存酸素濃度が5ppb未満に調整されたプラントのデータに基づき設定したものである。  
したがって、給水の溶存酸素濃度やpHをこれより高く維持して運転を行うプラントについては、技術的に妥当な方法により初期設定減肉率を見直すことができる。  
注2 現状、PWRプラントにおいて該当する系統がないため本表では初期設定減肉率を設定していないが、系統の新設などにより当該流体条件に該当する系統がある場合には、当該系統を試験対象システムとするとともに、隣接する流体条件の初期設定減肉率を参考にすることで適切な初期設定減肉率を設定すること。

薄墨部は、「液滴衝撃エロージョン」に関する「肉厚測定」を行うことで、「流れ加速型腐食」の試験対象システムから除外できる流体条件範囲を示しています。



### オリフィス下流部における測定点



※溶接線近辺A側に有意な減肉を認めた場合上流側Xを測定する。

### 90° エルボにおける測定点

図5 オリフィス及びエルボにおける測定点の例  
(減肉管理規格から引用)

また、「液滴衝撃エロージョン」については、炭素鋼配管に限らずステンレス鋼等配管においてもその発生が知られていることから、材料に係らず試験対象配管を選定しています。試験対象系統については、負圧機器に接続され、連続的に高速二層流が流れる系統において「液滴衝撃エロージョン」が発生する可能性があることから、負圧機器である復水器や第一給水加熱器<sup>12</sup>、第2給水加熱器、低圧ドレンタンクに接続され、連続的に高速二層流が流れる系統を対象としています。具体的な試験対象系統は、以下のとおりです。

- 第1 給水加熱器空気抜き系統,
- 第2 給水加熱器空気抜き系統,
- 第3 給水加熱器空気抜き系統,

<sup>12</sup> 給水加熱器は発電所の熱効率を上げるため、復水器から蒸気発生器へ戻る水を途中で加熱する機器です。加熱の熱源としてタービンに流入している蒸気の一部を抽出し使用しますが、この蒸気は湿度が高く（液体及び気体の二層混合）かつ空気抜き用のため、負圧機器である真空状態の復水器に接続されています。

第4 給水加熱器空気抜き系統（復水器接続配管）、  
第5 給水加熱器空気抜き系統（復水器接続配管）、  
蒸気発生器ブローダウン系統、  
高圧排気管ドレン系統、  
湿分分離加熱器ドレンタンクドレンウォーミング系統

試験対象部位としては、負圧機器に接続され、常時流れがある系統についてはオリフィスや制御弁下流側など急激に減圧され、フラッシングが発生する部位の下流管及びその下流で高速流れが発生する範囲のうち、液滴の衝突により比較的損傷し易いエルボ、曲がり管等を対象としています。

当社は、こうした「流れ加速型腐食」及び「液滴衝撃エロージョン」に係る配管減肉管理のため、保全プログラムに基づき、「配管肉厚管理中期計画表」を定めています。この「配管肉厚管理中期計画表」には、発電所の「累積運転時間」、各定期検査における「計測予定箇所数」、配管個別の点検計画表などがあります。一例として当社が策定、運用している玄海3号機の「配管肉厚管理中期計画表」のうち、計測予定箇所数に関する資料を表6に示します。

「配管肉厚管理中期計画表」は必要に応じ見直しを行っており、この表6は第13回定期検査時における「肉厚測定」結果を踏まえて、次回以降の定期検査時における計測予定箇所を見直したものです。

そして、「肉厚測定」結果に基づき、配管減肉の進み具合（減肉率）の評価を行い、配管の余寿命（必要な肉厚を下回るまでの期間）を踏まえ、配管の取替えなど適切な管理を行なっています。

こうした「流れ加速型腐食」による配管減肉管理の流れ及び「液滴衝撃エロージョン」による配管減肉管理の流れを図6、7に示します。

表6 「配管肉厚管理中期計画表」における計測予定箇所数（玄海3号機の例）

QGN-3 計測予定箇所数

		点検実績・予定(定検回次/調査部位数)												
定検回次		#13	#14	#15	#16	#17	#18	#19	#20	#21	#22	#23	#14~#23 合計	
従来計測		187	169	175	191	95	167	0	0	0	3	0	800	
新規追加「主要」		22	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	
新規追加「その他」		0	0	1	2	0	0	0	0	0	0	0	3	
調査部位数		209	174	176	193	95	167	0	0	0	3	0	808	

シート名	#13	#14	#15	#16	#17	#18	#19	#20	#21	#22	#23	スケルトンNO.の合計	
500	0	1	0	29	0	0	0	0	0	0	0	500	30
501	0	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	501	4
502	4	9	0	11	0	4	0	0	0	0	0	502	28
503	24	0	0	0	0	24	0	0	0	0	0	503	48
510	6	3	6	11	2	0	0	0	0	0	0	510	28
511	24	4	30	0	0	24	0	0	0	0	0	511	82
512	0	22	18	1	32	0	0	0	0	0	0	512	73
520	2	0	0	1	6	1	0	0	0	0	0	520	10
521	2	0	0	1	2	1	0	0	0	1	0	521	7
522	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	522	2
523	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	523	1
524	0	0	1	0	2	0	0	0	0	0	0	524	3
525	0	0	2	0	1	0	0	0	0	0	0	525	3
526	14	13	4	0	1	15	0	0	0	0	0	526	33
527	17	8	2	3	1	18	0	0	0	0	0	527	32
528	12	8	5	5	6	11	0	0	0	0	0	528	35
529	16	13	0	2	3	15	0	0	0	1	0	529	34
530	5	9	0	2	4	7	0	0	0	0	0	530	22
531	4	8	0	6	2	6	0	0	0	0	0	531	22
532	6	9	0	3	2	8	0	0	0	0	0	532	22
533	12	9	0	4	2	13	0	0	0	0	0	533	28
540	7	10	2	7	0	5	0	0	0	0	0	540	24
541	27	21	1	54	0	7	0	0	0	0	0	541	83
542	0	0	4	0	0	0	0	0	0	0	0	542	4
543	2	0	5	0	1	2	0	0	0	0	0	543	8
544	0	0	11	2	0	0	0	0	0	0	0	544	13
546	0	0	4	2	0	0	0	0	0	0	0	546	6
548	0	0	10	0	1	0	0	0	0	0	0	548	11
549	0	0	3	0	14	0	0	0	0	0	0	549	17
550	0	0	7	0	10	0	0	0	0	0	0	550	17
551	0	7	0	34	0	0	0	0	0	0	0	551	41
552	0	3	2	14	0	0	0	0	0	0	0	552	19
553	4	12	23	0	0	3	0	0	0	0	0	553	38
554	21	1	35	1	0	3	0	0	0	0	0	554	40
557	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	557	1
560	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	560	1
SUM	209	174	176	193	95	167	0	0	0	3	0		

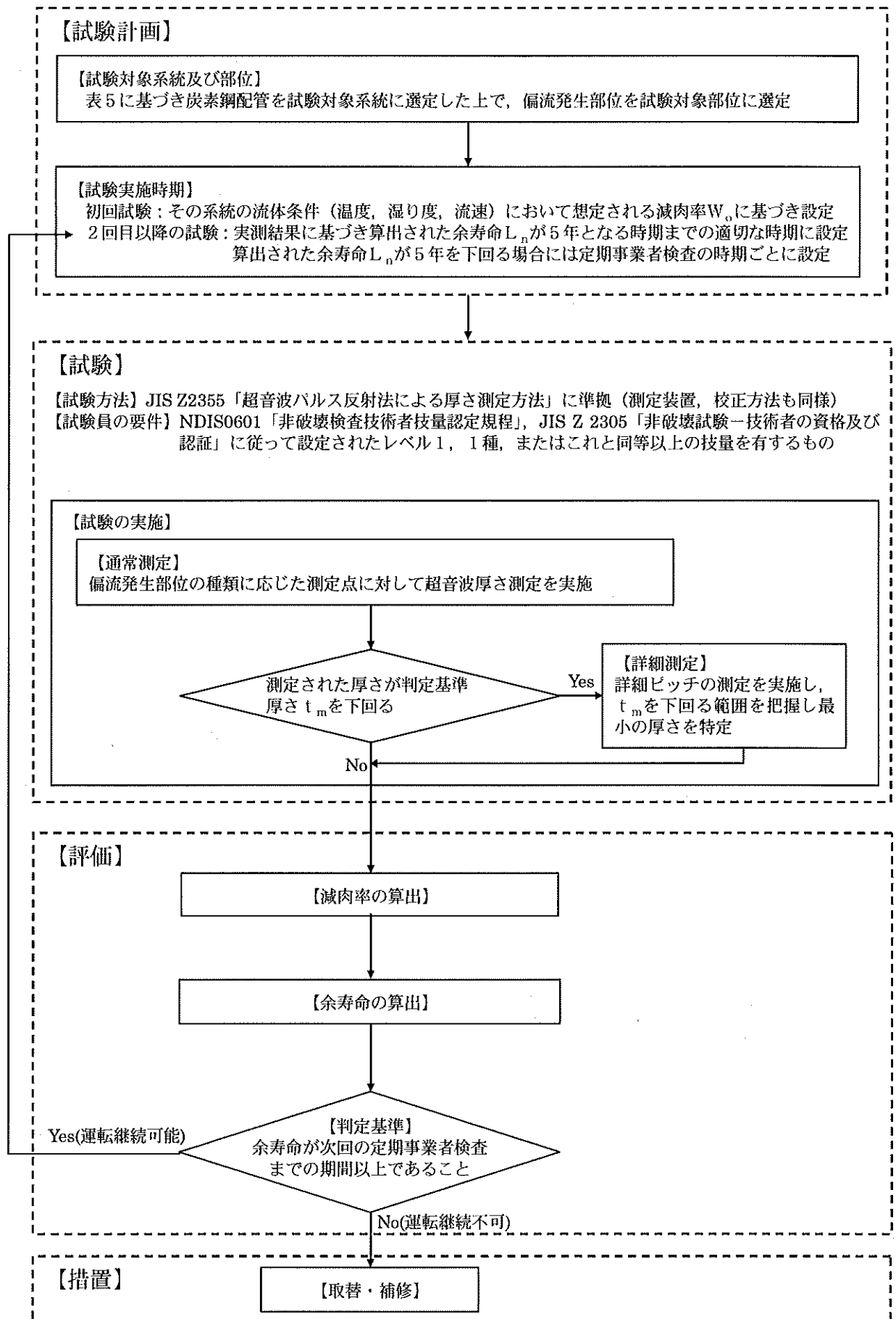


図6 「流れ加速型腐食」による配管減肉管理の流れ

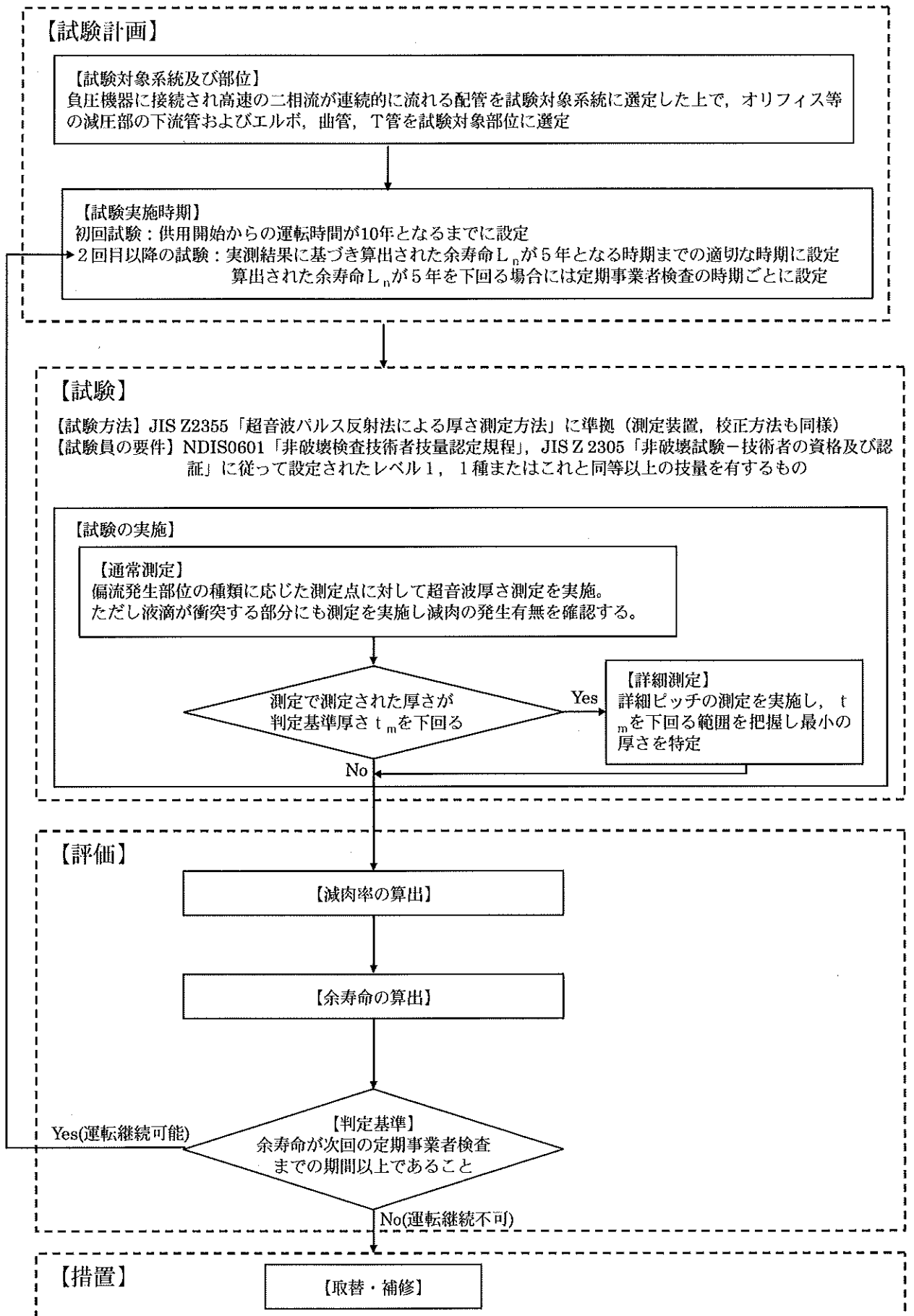


図7 「液滴衝撃エロージョン」による配管減肉管理の流れ

### (3) 保全（点検）の実施

当社は、配管の管理に関し上述のとおり作成した「供用期間中検査 10 年計画表」及び「配管肉厚管理中期計画表」に基づき計画的に検査を行い、必要に応じ配管の取替等必要な対策を行うことで配管の健全性を確保しています。

### (4) 配管の点検結果

玄海 3 号機は、平成 6 年 3 月の営業運転開始以降、福島第一原子力発電所の事故に伴う定検停止（平成 22 年 12 月）まで約 16 年、玄海 4 号機は、平成 9 年 7 月の営業運転開始以降、同定検停止（平成 23 年 12 月）まで約 14 年の間、それぞれ順調に運転を続けてきました<sup>13</sup>。

これまでの定期検査において、上述した保全計画に従って、各箇所について「非破壊検査」及び「漏えい試験」を実施してきましたが、これまで配管に関しひび割れ等は発見されていません。また、配管の「肉厚測定」において、配管の減肉事象は発生しているものの、適切に配管の取替を行うことで、技術基準規則で要求されている肉厚を下回るような配管はありません。

また、玄海 3、4 号機において「核原料物質、核燃料物質及び原子炉の規制に関する法律」（以下「原子炉等規制法」といいます。）に定められた報告対象となる故障・トラブルが過去 3 件ありましたが、この 3 件のうち 2 件は 2 次系設備に係るトラブルであり、残りの 1 件についても、1 次系ポンプに起因するものであり、配管に係るトラブルはこれまで発生した事実はありません（表 7）。

表 7 玄海 3、4 号機における故障・トラブル実績

	発生日月	事象内容
玄海 3 号機	平成 5 年 9 月 24 日 (試運転中)	蒸気タービン軸振動増加に伴う原子炉手動停止
	平成 23 年 12 月 16 日	C 充てんポンプ主軸の折損
玄海 4 号機	平成 23 年 10 月 4 日	復水器真空低下に伴う原子炉自動停止

### (5) 国による確認

配管の点検結果については、当社による確認のほか、以下のとおり、国による

<sup>13</sup> 現在、玄海 3 号機は第 13 回定期検査を、玄海 4 号機は第 11 回定期検査をそれぞれ実施中です。



確認もなされています。

原子炉等規制法は、原子炉施設の設計から運転に至るまでの過程を段階的に区分し、それぞれの段階に対応して、発電用原子炉設置許可、工事計画認可、使用前検査及び施設定期検査等の規制手続を介在させ、これらを通じて原子炉の利用に係る安全確保を図るという、段階的安全規制の体系を採用しています<sup>14</sup>。

すなわち、原子炉等規制法においては、発電用原子炉を設置しようとする者は、運転開始後においても一定の時期ごとに原子力規制委員会が行う施設定期検査を受けなければなりません。

施設定期検査においては、発電用原子炉設置者が負っている技術基準適合維持義務<sup>15</sup>を前提とし、定期的に、発電用原子炉施設等が技術基準規則に適合していることが確認されます。

当社が実施する保全計画に従った点検や補修等のうち、技術基準規則（従前は「発電用原子力設備に関する技術基準を定める省令（昭和40年6月15日通商産業省令第62号。以下「省令62号」といいます。））」に適合していることを確認した結果については、原子力規制委員会（従前は通商産業大臣もしくは経済産業大臣）による施設定期検査（従前は定期検査）において検査され、技術基準規則（従前は省令62号）に適合していることが確認されます。

直近、玄海3号機については平成21年8月30日～同年12月2日に第12回定期検査を行い、玄海4号機については平成22年9月4日～同年11月26日に第10回定期検査を行っていますが、結果についてはそれぞれ経済産業大臣より省令62号に適合していることが確認されています。

### 3 余剰抽出配管及び補助給水設備配管の健全性確保に向けた取り組み

以下、債権者らが地震によって破損するおそれがあると主張している余剰抽出配管及び補助給水設備配管について、材料の選定・設計及び保全などの健全性確保に向けた取り組みについて具体的に説明します。

<sup>14</sup> 原子炉等規制法は、福島第一原子力発電所の事故を契機に改正されましたが、段階的安全規制の体系を採用していることは原子炉等規制法の改正の前後を通じて変更はありません。なお、今回の改正において原子力安全に係る規制は原子炉等規制法に一元化されました。

<sup>15</sup> 原子炉等規制法第43条の3の14において、「発電用原子炉設置者は、発電用原子炉施設を原子力規制委員会規則で定める技術上の基準に適合するように維持しなければならない。」と定められています。

## (1) 余剰抽出配管の健全性確保に向けた取り組み

### ア 余剰抽出配管の役割

余剰抽出配管とは、化学体積制御設備の一部である余剰抽出システムを構成する配管です（図8）。化学体積制御設備は、1次冷却材中の腐食生成物等の不純物の除去等の水質調整、1次冷却設備中の1次冷却材保有量の調整等を目的として、1次冷却材の一部を1次冷却設備から抽出・処理し、再度1次冷却設備に充てんする機能を担っています。1次冷却材抽出のためのシステムは、抽出システムと余剰抽出システムとの2システムがありますが、通常運転中の抽出は抽出システムを用いて行い、余剰抽出システムは抽出システムに加えて抽出を行う必要がある場合（主にプラント起動時）に用いられ、通常運転中は使いません。

余剰抽出配管を流れる1次冷却材は、1次系配管を流れる1次冷却材と同様、最大圧力は約17MPa、最高温度は約340℃です。

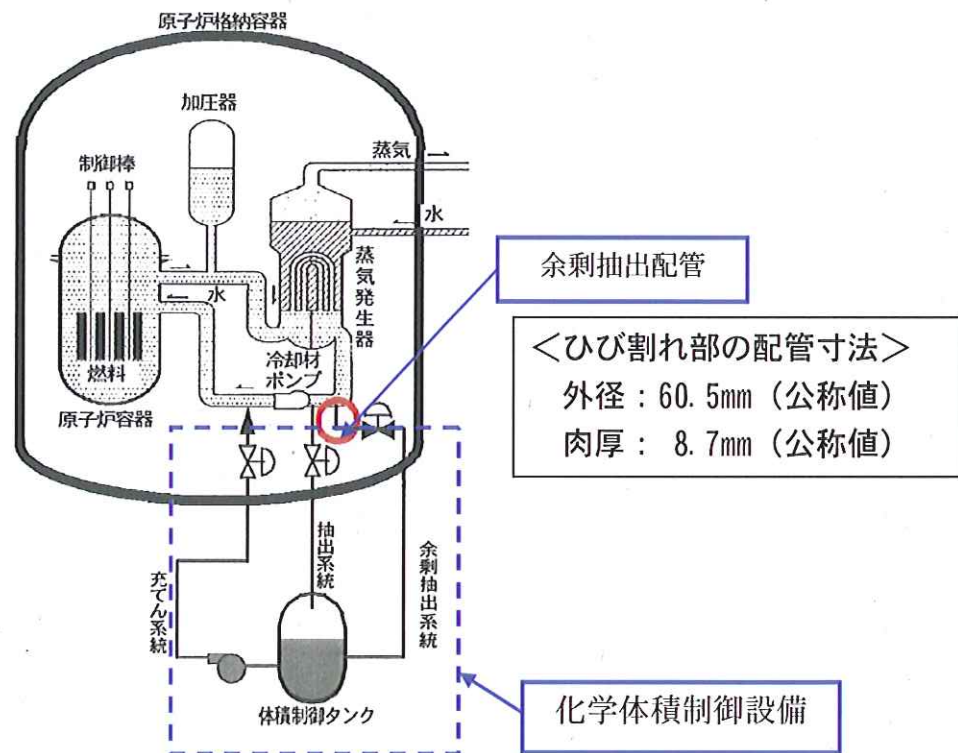


図8 余剰抽出システムの概要図（玄海2号機）

（赤○は、ひび割れが発生した箇所）

#### イ 余剰抽出配管の材料選定

余剰抽出配管の材料は、内包流体である1次冷却材が放射性物質を含んでいること及び運転時の条件からステンレス鋼を使用しています。ステンレス鋼を使用するのは、耐食性に優れており、劣化が生じにくいからです。

また、余剰抽出配管に使用する材質は、技術基準規則17条（材料及び構造）にも適合するものです。

#### ウ 余剰抽出配管の設計

当社は、余剰抽出配管の設計にあたり、①配管の口径については、限界流速を考慮し、②配管の板厚については、使用圧力、管の外径等から求めた計算結果に基づき決定し、③配管ルートについては、応力解析の結果等を考慮して決定しています。また、配管ルートについては、疲労割れ（高サイクル熱疲労割れ）を防ぐため、その原因を排除することにも考慮しています<sup>16</sup>。

また、当社は、前述のとおり、余剰抽出配管（1次冷却材管との接続配管）を含む安全上重要な配管系が基準地震動 Ss-1～Ss-3（最大加速度 540 ガル）による地震力に耐えることができることを確認しています。さらに、玄海3、4号機については、現在、基準地震動 Ss-4 及び Ss-5（最大加速度 620 ガル）に対する耐震安全性評価を実施しているところです。

余剰抽出配管の構造は、技術基準規則17条（材料及び構造）、5条（地震による損傷の防止）にも適合するものです。

#### エ 運転の際の経年劣化防止策

当社は、ステンレス鋼を使用した配管に想定される経年劣化事象の一つである応力腐食割れを起こさないよう、1次冷却材の溶存酸素濃度を5ppb以下と極めて低く制限するなどの1次冷却材の水質管理を実施しています。

#### オ 余剰抽出配管に対する点検

当社は、前述した「供用期間中検査10年計画表」に従って、余剰抽出配管のうち、クラス1に区分される余剰抽出配管（図8の○部）の溶接部については「浸透探傷検査」を、溶接部以外の耐圧部分については「漏えい検査」をそれ

<sup>16</sup> 高サイクル熱疲労割れは、高温の熱水が流れる主配管からL字型に伸びた閉塞分岐管内に滞留している低温水に、主配管からの高温の熱水が渦を巻いて流入し、その渦の先端がL字型のエルボ部付近にある場合に発生する現象です。対策として、配管ルート（エルボ部までの距離）を渦の先端がエルボ部にこないように設計します。

ぞれ実施しています<sup>17</sup>。

「浸透探傷検査」は、定点サンプリング方式を採用しており、全検査対象箇所<sup>17</sup>の25%を定点として選定し、各定点について10年間に1回の頻度で検査を実施しています。玄海3号機については第10回定期検査（平成18年12月17日～平成19年4月11日）で、玄海4号機については第9回定期検査（平成21年5月15日～平成21年8月7日）でそれぞれ実施し、異常のないことを確認しています。

「漏えい検査」は、クラス1配管の場合、定期検査の都度実施しており、玄海3号機については第12回定期検査（平成21年8月30日～平成21年12月2日）で、玄海4号機については第10回定期検査（平成22年9月4日～平成22年11月26日）でそれぞれ実施し、異常のないことを確認しています。

さらに、これらとは別に、他電力における余剰抽出配管のひび割れの発生を踏まえて、玄海3号機については「超音波探傷検査」を第10回定期検査で実施し、異常のないことを確認しています。

また、玄海3、4号機については、設備の信頼性維持・向上を図るため、より抜本的な対策として、玄海3号機については第11回定期検査（平成20年5月2日～平成20年7月31日）において、玄海4号機については第8回定期検査（平成20年1月5日～平成20年4月16日）においてそれぞれ余剰抽出配管の取替を実施しています。

#### カ 玄海原子力発電所2号機のひび割れ事象について

玄海原子力発電所2号機（以下「玄海2号機」といいます。）でひび割れが生じた部位は、余剰抽出配管のうち溶接部以外の耐圧部分であり、「供用期間中検査10年計画表」では「漏えい検査」のみの対象としていましたが、他社の事故事例を踏まえて「超音波探傷検査」を実施したことによって発見したものです。当該部位は、溶接等がなく、過去のトラブル事例等もなかったため、「供用期間中検査10年計画表」において「漏えい検査」のみの対象としていたものであって、それ自体は何ら不合理なことではありません。

また、玄海2号機のひび割れ事象は、配管の高サイクル熱疲労により発生したものです。配管の高サイクル熱疲労については、平成11年7月に発生した他

<sup>17</sup> その他の余剰抽出配管はクラス3配管に区分されますが、維持規格の点検範囲（10頁表3）にあたらなため、「目視検査」及び「漏えい検査」は行っていません。なお、当社は、当該クラス3配管の健全性確認のため、「目視検査」と同等の検査である「外観検査」を行っています。

社における再生熱交換器連絡配管の損傷（高サイクル熱疲労が破損の主な原因）を契機に、平成 11 年 11 月には定期検査の充実（超音波探傷検査の充実）が図られ、平成 15 年 11 月には日本機械学会「配管の高サイクル熱疲労に関する評価指針（JSME S 017）」が制定されています。さらに、平成 18 年 1 月には流体の混合等の温度変動による損傷防止に関する省令 62 号 6 条の改正等が行なわれるとともに、平成 19 年 2 月には軽水型原子力発電所の設置者に対し、原子力安全・保安院から高サイクル熱疲労に係る評価・検査に関する指示が発出されるなど、配管の高サイクル熱疲労割れの再発防止に向けた恒久対策が行われており、現時点においては、設計によってその発生を防止することができます。

なお、上記のひび割れ事象のように、様々な知見や過去のトラブル事例等を踏まえても具体的に想定できないような事象が今後発生する可能性について、全くないとは言い切れませんが、上述のように、長年の火力発電所や原子力発電所における運転実績及び様々なトラブル実績を踏まえて、配管の健全性確保を行っており、このような未知の事象が発生するような具体的な危険性はないと思います。また、上記のひび割れ事象もそうですが、そもそも万一配管において小規模漏えいや破断が生じて、玄海 3、4 号機の安全性には全く問題がありません。この点は、後ほど説明します。

## (2) 補助給水設備配管の健全性確保に向けた取り組み

### ア 補助給水設備の役割

補助給水設備は、加圧水型原子力発電所（PWR 型）において、原子炉が 1 次系配管の破断等により緊急停止した場合などに起動する設備です。すなわち、1 次系配管の破断等により原子炉が緊急停止した場合、2 次冷却材の循環に通常用いている主給水ポンプ<sup>18</sup>に代わり、補助給水ポンプが起動することによって、別途設けている復水タンク<sup>19</sup>等から補助給水管及び主給水管を經由して蒸気発生器へ 2 次冷却材を供給し、1 次冷却材と熱交換することにより、原子炉を冷却（原子炉停止後の崩壊熱を除去）します。

補助給水設備の配管は、図 9 のとおり、A～E の 5 つの部分から構成されて

<sup>18</sup> 主給水ポンプ：所定の電気出力を生むために必要な蒸気を発生させるための水を蒸気発生器に送ることを主な役割とする設備で、発電所の通常運転に不可欠な設備です。

<sup>19</sup> 玄海 4 号機では復水ピットといます。

おり、A～C及びE部分の配管の最高使用圧力及び最高使用温度は約8.2MPa、約300℃であり、D部分の配管の最高使用圧力及び最高使用温度は約0MPa、約40℃です。

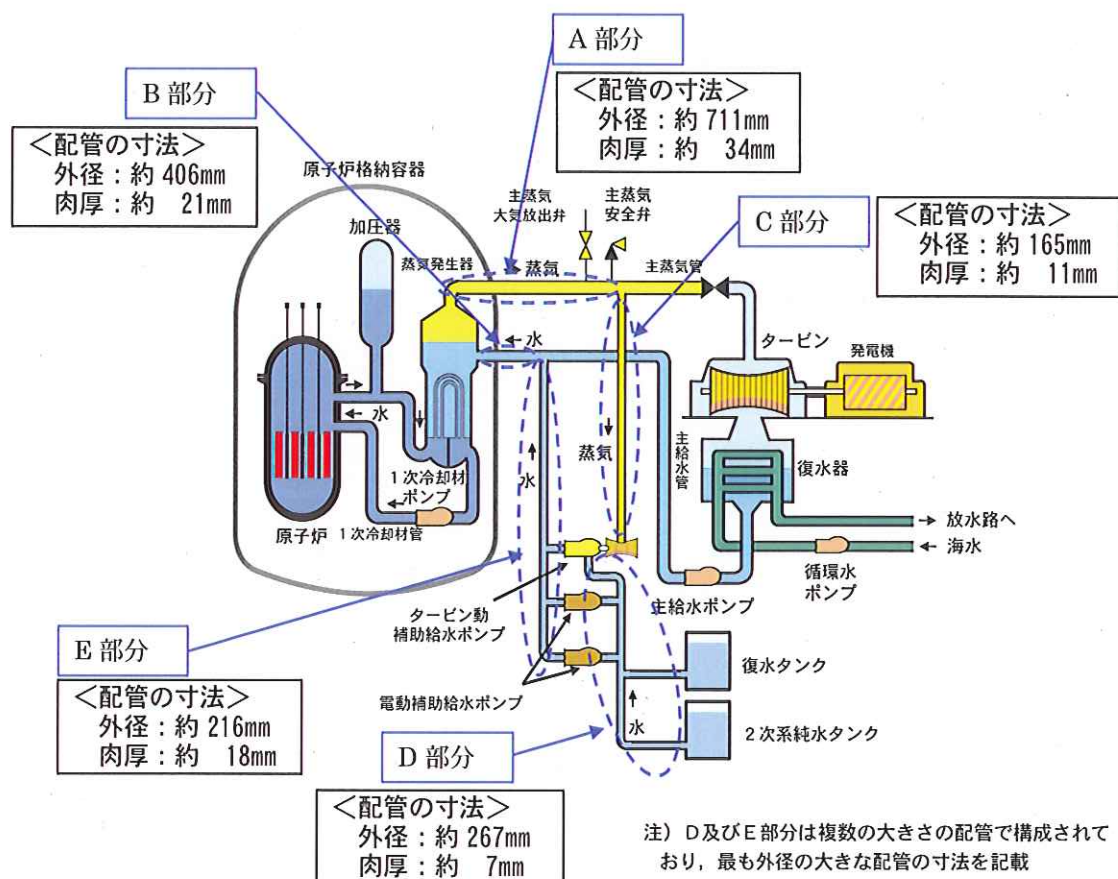


図9 補助給水設備の概要図（玄海3号機の例）

### イ 補助給水設備配管の材料選定

補助給水設備配管の材料は、内包流体である2次冷却材が放射性物質を含んでいないこと及び運転時の条件等を踏まえ、A～C及びE部分の配管には炭素鋼を、D部分の配管にはステンレス鋼をそれぞれ使用しています。

また、補助給水設備配管に使用する材質は、余剰抽出配管と同様、技術基準規則17条（材料及び構造）にも適合するものです。

### ウ 補助給水設備配管の設計

当社は、補助給水設備配管の設計にあたり、各配管の使用条件等を考慮し、①配管の口径、②配管の板厚、③配管ルート等を決定しています。

また、当社は、前述のとおり、補助給水設備（ポンプ、配管）を含む安全上重要な機器・配管系が基準地震動 Ss-1～3（最大加速度 540 ガル）による地震力に耐えることができることを確認しています。さらに、玄海 3、4 号機については、現在、基準地震動 Ss-4～5（最大加速度 620 ガル）に対する耐震安全性評価を実施しているところです。

補助給水設備の配管に関する構造については、技術基準規則 17 条（材料及び構造）、5 条（地震による損傷の防止）にも適合するものです。

#### エ 運転の際の経年劣化防止策

当社は、炭素鋼を使用している配管に想定される経年劣化対策の一つとして、2 次冷却材の pH を 8.5 以上に保つ（2 次冷却材をアルカリ性に保つことによって、鉄と反応して腐食を発生させる酸の活動を抑えている）などの 2 次冷却材の水質管理を実施しています。

#### オ 補助給水設備配管に対する点検

当社は、前述した「供用期間中検査 10 年計画表」及び「配管肉厚管理中期計画表」に従って、補助給水設備配管の点検を行っています。補助給水設備配管のうち、クラス 2 に区分される A 及び B 部分については「漏えい検査」を<sup>20</sup>、クラス区分に該当しない C、D 及び E 部分については「外観検査」を実施しています。また、炭素鋼配管である A、B、C 及び E 部分については「肉厚測定」を実施しています。

「漏えい検査」については、クラス 2 配管の場合、10 年間の検査期間中に対象となる配管全てを網羅するように実施しており（10 年に 1 回）、玄海 3 号機では、A 及び B 部分について第 12 回定期検査（平成 21 年 8 月 30 日～平成 21 年 12 月 2 日）において実施し、異常のないことを確認しています。玄海 4 号機では、A 及び B 部分について第 10 回定期検査（平成 22 年 9 月 4 日～平成 22 年 11 月 26 日）において実施し、異常のないことを確認しています。

「外観検査」については定期検査の都度実施しており、玄海 3 号機については第 12 回定期検査において実施し、玄海 4 号機については第 10 回定期検査に

<sup>20</sup> 維持規格には、クラス 2 配管について体積試験及び表面試験を免除してよい機器（系統）が定められており、A 及び B 部分については当該系統にあたるため、「漏えい検査」のみ実施しています。なお、当社は、補助給水ポンプ全台（電動：2 台、タービン動：1 台）をそれぞれ運転し、同ポンプ及びその接続配管等に異常や漏えいがないことを確認する「機能検査」を定期検査の都度行っています。

において実施し、いずれも異常のないことを確認しています。

「肉厚測定」については定期検査の際に実施していますが、測定対象部位全てについて定期検査の都度実施しているわけではなく、測定対象部位ごとに測定結果から配管肉厚の余寿命を評価し、それに基づき次回測定時期を設定しています。玄海3号機では、A及びC部分については第12回定期検査において、B部分については第11回定期検査（平成20年5月2日～平成20年7月31日）において、E部分については第10回定期検査（平成18年12月17日～平成19年4月11日）においてそれぞれ「肉厚測定」を実施し、いずれも異常のないことを確認しています。玄海4号機では、A及びB部分については第10回定期検査において、C及びE部分については第9回定期検査（平成21年5月15日～平成21年8月7日）においてそれぞれ「肉厚測定」を実施し、いずれも異常のないことを確認しています。

なお、補助給水設備の配管は、事故時に備えるものであり、常に水や蒸気の流れがあるわけではないため、減肉管理の必要性は低く、法令上も減肉管理は求められていません。当社は、配管の経年変化の状況を確認するため、念のため補助給水設備配管の「肉厚測定」を実施しています。

#### 4 小括

これまで述べたとおり、玄海3、4号機の配管については、想定される経年劣化事象に対して、設計段階で適切に考慮するとともに、運転開始後においても適切に保全を行うことによって、配管が破断しないよう管理しています。あわせて、基準地震動による地震力に対する耐震安全性を確認しており、配管の健全性は問題ありません。

### 第3 1次系配管の破断時等における安全性確保に向けた取り組み

#### 1 1次系配管の破断時等における安全上重要な設備による安全性の確保

玄海3、4号機の配管の健全性が確保されていることについてはこれまで説明してきたとおりですが、仮に配管に漏えいが発生し、さらには万一破断事故が発生したとしても、原子炉を安全に停止し、炉心を冷却するため様々な安全確保対策を講じているため、放射性物質の大量放出等に至る現実的な危険はありません。

以下、1次系配管の破断時等における安全性の確保について説明します。なお、



ここで述べる1次系配管とは、1次冷却材が循環する配管（29頁の図9で説明すると、原子炉格納容器内に収納されている、原子炉、加圧器、蒸気発生器、一次冷却材ポンプをつないでいる配管）及びこれに接続された各種の安全上重要な配管のことです。

#### (1) 仮にひび割れが貫通したとしても原子炉を安全に停止できること

玄海3，4号機においては、仮に1次系配管に生じたひび割れが当該発生部を貫通し、1次冷却材の漏えいが発生したとしても、1次冷却材が喪失するような事故に至る前に原子炉を安全に停止・冷却することができます。

すなわち、仮にひび割れが進行して1次系配管を貫通した場合、ひび割れの貫通部から1次冷却材の漏えいが生じ、原子炉格納容器モニタの数値上昇<sup>21</sup>や凝縮液量測定装置における凝縮液量の増加<sup>22</sup>、格納容器サンプル水位の上昇率増加<sup>23</sup>等によって漏えいを早期に検知することができます。したがって、1次系配管が破断するに至る前に原子炉停止等の適切な対応を取ることができます。

#### (2) 1次系配管が破断に至っても原子炉を安全に冷却できること

また、仮に1次系配管が破断し、1次冷却材が流失するような事故に至ったとしても、原子炉の緊急停止後、非常用炉心冷却設備（ECCS<sup>24</sup>）及び補助給水設備により原子炉を安全に冷却することができます<sup>25</sup>。

以下、1次系配管が破断した場合におけるア 原子炉の緊急停止、イ 非常用炉心冷却設備（ECCS）等の作動及びウ 補助給水設備による冷却について説明します。

##### ア 原子炉の緊急停止

1次系配管の破断等により原子炉格納容器内に1次冷却材が漏えいした場合、

<sup>21</sup> 漏えいした1次冷却材の一部は蒸気となり、原子炉格納容器内に循環している空気流に混合するため、原子炉格納容器モニタにより原子炉格納容器内の空気の放射能の測定により、漏えいが検知されます。

<sup>22</sup> 漏えい蒸気が原子炉格納容器内の冷却装置で凝縮されるので、その凝縮液量を測定することにより漏えいが検知されます。

<sup>23</sup> 原子炉格納容器内底部の格納容器サンプル（水槽）に検出器が設置されており、漏えいした1次冷却材の流入（水位上昇）を検知できます。

<sup>24</sup> ECCS：Emergency Core Cooling System

<sup>25</sup> なお、当社は、余剰抽出配管よりも口径が大きく、したがって破断時の1次冷却材の漏えい量がより多い1次冷却材管が破断した場合にも、原子炉を安全に停止できることを確認しています。

検出器が1次冷却材の流量等の異常を検知し、中央制御室へ警報が発せられます。あわせて、燃料や原子炉容器等の損傷を防止するため、検出器が予め定めた許容値を超える異常を検知した時点で「原子炉トリップ信号」により、制御棒が急速に挿入され、原子炉は自動的に緊急停止します<sup>26</sup>（制御棒が中性子を吸収し核分裂反応が停止します）。

## イ 非常用炉心冷却設備(ECCS)等の作動

### a 非常用炉心冷却設備(ECCS)の作動

非常用炉心冷却設備(ECCS)とは、1次系配管の破断等により燃料や原子炉容器等に損傷するおそれがある場合(1次冷却材が原子炉格納容器へ漏えいし、燃料が露出、損傷するなど)に、原子炉内にほう酸水<sup>27</sup>を注水する設備です。非常用炉心冷却設備(ECCS)は、3つの注水系統から構成されており、検出器が1次冷却材圧力の著しい低下や原子炉格納容器圧力の上昇等の異常を検知した際に自動的に作動し、原子炉への注水を開始します(図10)。

#### ① 高圧注入系

高圧注入系は、高圧注入ポンプにより、燃料取替用水タンク<sup>28</sup>に貯蔵されているほう酸水を原子炉内に注水する系統です。高圧注入ポンプは、1次冷却設備を構成するいかなる配管の破断等の場合でも、1台で炉心の損傷を防止するに十分な量のほう酸水を原子炉容器内に注水できる容量のポンプを2台分離して設置しており(2系列)、ポンプの電動機は各々独立した非常用母線に接続しています。また、外部電源が喪失した場合でも、非常用ディーゼル発電機から受電できます。さらに、燃料取替用水タンク内の水量が減少した場合には、水源を格納容器再循環サンプに切り替え、原子炉格納容器の底に溜まった水を再循環して注水することができます。

#### ② 低圧注入系

低圧注入系は、高圧注入系と同様、1次冷却設備を構成するいかなる配

<sup>26</sup> 具体的には、運転時には、制御棒は制御棒駆動装置により燃料集合体からほぼ全部が引き抜かれた状態で保持されていますが、原子炉トリップ信号によって原子炉トリップ遮断器が自動的に開放され(制御棒を保持している制御棒駆動装置への電源が遮断され)、制御棒駆動装置による保持力が失われて、制御棒が自重で炉心に落下し、原子炉を緊急に停止できます。

<sup>27</sup> ほう酸水：中性子を吸収する物質であるほう素を溶かした水。ほう酸水の注入により核分裂を抑制します。

<sup>28</sup> 燃料取替用水タンク：ほう酸水を貯えるタンク。事故等発生時、非常用炉心冷却設備、原子炉格納容器スプレイ設備の水源となります。玄海4号機では燃料取替用水ピットといます。

管の破断等の場合でも 1 台で炉心の損傷を防止するに十分な量のほう酸水を原子炉容器内に注水できる容量の余熱除去ポンプを 2 台備え (2 系列)、高圧注入ポンプによる注水等により原子炉容器内の圧力が一定程度低下した際に、燃料取替用水タンクに貯蔵したほう酸水を原子炉内に注水する系統です。低圧注入系も、非常用ディーゼル発電機の利用、格納容器再循環サンプからの給水の利用<sup>29</sup>ができることは高圧注入系と同じです。

### ③ 蓄圧注入系

蓄圧注入系は、ほう酸水を貯える蓄圧タンク (4 基) という、窒素ガスで加圧されたタンクと 1 次冷却設備とを配管で接続した装置であり、1 次冷却材の圧力が一定程度低下した場合に、外部駆動源を必要とせず、逆止弁の自動開放によってほう酸水を原子炉内に自動的に注水します。

#### b 原子炉格納容器スプレイ設備の作動

原子炉格納容器スプレイ設備は、格納容器スプレイポンプ (2 台) 及びスプレイリング等で構成された設備であり、燃料取替用水タンク内のほう酸水に苛性ソーダを混ぜた冷却水を原子炉格納容器内に噴霧します。原子炉格納容器スプレイ設備は、検出器が 1 次系配管の破断等による原子炉格納容器内の圧力上昇等の異常を検知した際に自動的に作動します (図 10)。

このような設備が具備されているのは、第一に、1 次系配管が破断し、高圧・高温の 1 次冷却材が蒸気の状態で原子炉格納容器内に充満した場合、原子炉格納容器内の圧力・温度が上昇し、原子炉格納容器が破損するおそれがあるからです。このため、スプレイリングから冷却水を原子炉格納容器内に噴霧することによって、蒸気を凝縮して水に変え (体積を減少させ)、原子炉格納容器内の圧力・温度を低下させるためです。第二には、苛性ソーダを添加し、噴霧することによって 1 次系配管の破断等により原子炉格納容器内に漏えいした放射性よう素と苛性ソーダとを反応させ、放射性よう素を除去するためです<sup>30</sup>。また、燃料取替用水タンクの水量が減少した場合には、水源を格納容器再循環サンプに切り替え、注水を継続できます。

<sup>29</sup> 原子炉格納容器の底 (格納容器再循環サンプ) に溜まったほう酸水は、燃料の崩壊熱を奪って、自身の温度が上昇しますが、低圧注入系による再循環の場合は冷却器で冷却されたほう酸水を注水します。後述する原子炉格納容器スプレイ設備による再循環の場合も、同スプレイ設備冷却器で冷却されたほう酸水を注水します。

<sup>30</sup> 原子炉格納容器内に漏えいした 1 次冷却材 (蒸気) に含まれる気体状の放射性よう素は、苛性ソーダと反応し、よう化ナトリウムの形で冷却水に取り込まれます。

c アニュラス空気浄化設備の作動

アニュラス空気浄化設備は、アニュラス部という原子炉格納容器を取り巻く、密閉された空間に設置された設備であり、非常用炉心冷却設備 (ECCS) の作動と同時に自動的に作動します (図10)。

アニュラス空気浄化設備 (2台) は、アニュラス空気浄化ファン、アニュラス空気浄化フィルタユニット等により構成された設備であり、アニュラス空気浄化ファンの作動によりアニュラス部の圧力を原子炉格納容器より負圧にし、アニュラス部に漏れ出た原子炉格納容器の空気 (蒸気) に含まれる放射性物質をアニュラス空気浄化フィルタユニットにより除去します。

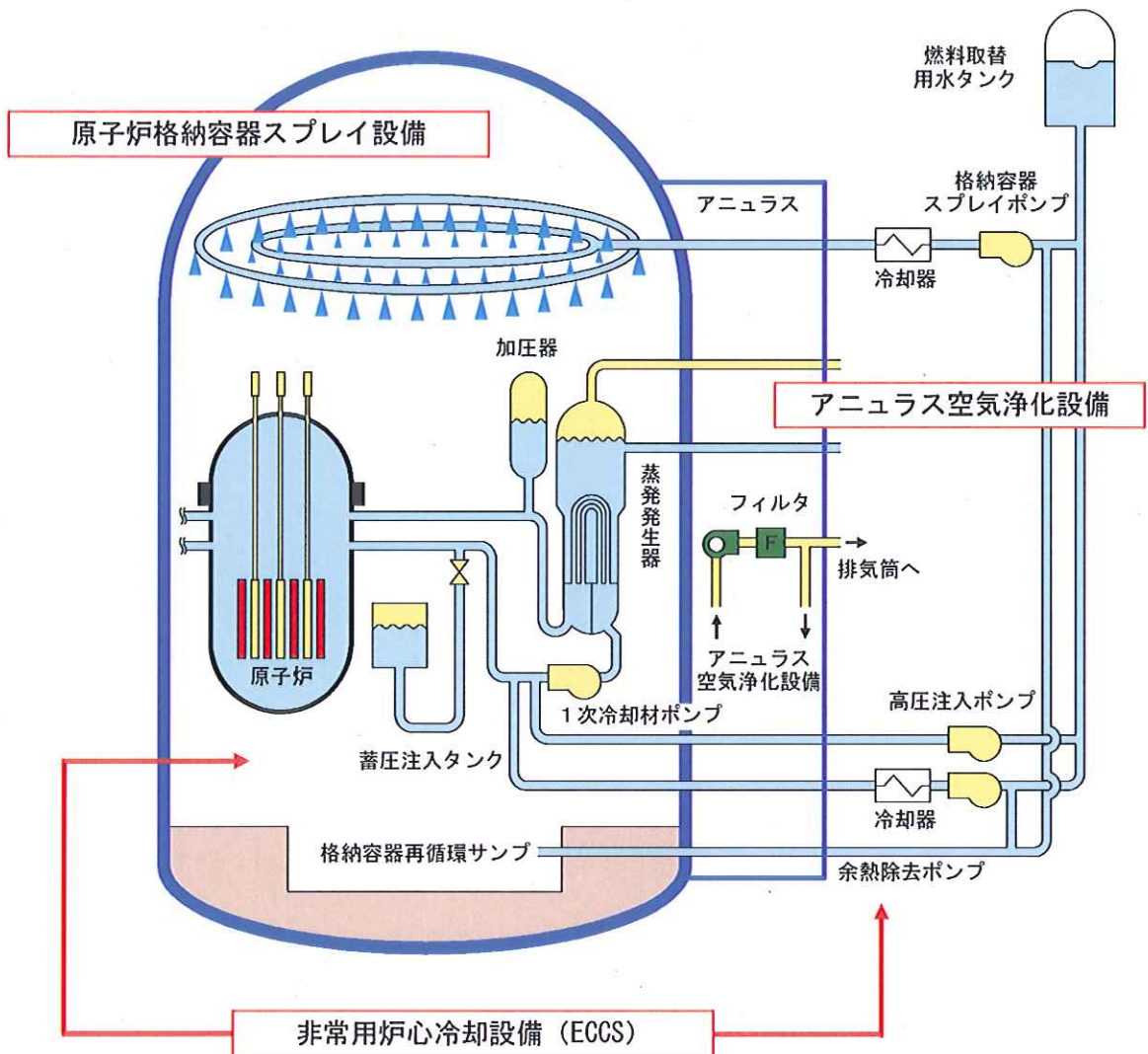


図10 非常用炉心冷却設備 (ECCS) 等の概略図 (玄海3号機の例)

## ウ 補助給水設備による冷却

補助給水設備は、先に述べたとおり、2次冷却材の循環に通常用いている主給水ポンプが使用できない場合や1次系配管の破断等により非常用炉心冷却設備(ECCS)が作動した場合などに、復水タンク等から蒸気発生器へ2次冷却材を供給し、1次冷却材と熱交換することにより、原子炉を冷却(原子炉停止後の崩壊熱を除去)する設備です。

補助給水設備は、1次系配管の破断等により非常用炉心冷却設備(ECCS)が作動した際、自動的に作動し、原子炉の冷却を開始します。

補助給水設備には、電動機により駆動する電動補助給水ポンプと、蒸気タービンにより駆動するタービン動補助給水ポンプとがあり、玄海3、4号機には前者が2台、後者が1台ずつ設置されています。電動補助給水ポンプの電動機は、外部電源が失われた場合でも、非常用ディーゼル発電機から電源供給を受けることができます。タービン動補助給水ポンプは、動力源として電力を必要とせず、主蒸気管から分岐した蒸気で駆動するため、外部電源及び非常用ディーゼル発電機からの電源が失われた場合にも運転が可能です。また、原子炉停止後の崩壊熱除去のために、余剰な蒸気を逃がす、すなわち1次冷却材で除去した原子炉の崩壊熱を蒸気発生器で2次冷却材へ伝え、蒸気として大気へ逃がす必要が生じた場合には、放射性物質を含まない蒸気を大気に直接放出する主蒸気逃がし弁を手動で開ける等の操作ができ、仮に主蒸気逃がし弁が動作不能となった場合にも、主蒸気安全弁により蒸気を大気に放出できます。

なお、こうした補助給水設備による冷却は、非常用炉心冷却設備(ECCS)による注水により蒸気発生器が1次冷却材で満たされ、1次冷却材の自然循環が期待できる場合に効果的です。万一補助給水設備による冷却が期待できないような1次系配管の破断が発生した場合も、非常用炉心冷却設備(ECCS)による原子炉容器への注水等により原子炉を冷却することができ、炉心が著しく損傷することはありません。

## 2 福島第一原子力発電所の事故を踏まえた安全確保対策の強化

福島第一原子力発電所の事故における教訓は、共通要因により安全機能が一斉に喪失し、その後の炉心の著しい損傷への進展を食い止めることができなかったことであり、当社は従来からさらに安全性を向上させる観点から、福島第一原子

力発電所の事故を契機として、安全確保対策を強化しています。

具体的には、地震や津波、火山、竜巻などの自然的立地条件の想定を従前以上に厳しく（安全側に）、もしくは新たに想定し、必要に応じて対策を講じるとともに、自然現象以外に共通要因による安全機能の一斉喪失の原因となり得る事象である火災や溢水に対する対策等を強化しています。また、当社は、玄海3、4号機に設置している非常用炉心冷却設備（ECCS）や補助給水設備等という信頼性の高い安全上重要な設備がその安全機能を喪失するような事象をも想定したうえで、そうした事態においても炉心の著しい損傷や原子炉格納容器の破損を確実に防止できるように、事態収束のための手順の整備や、常設及び可搬型の設備（注水設備、電源設備等）を新たに設置しています（表8）。

表8 新たに設置した常設及び可搬型の主な設備

	設置目的	新たに設置した常設及び可搬型の設備
冷やす	炉心への注水	常設電動注入ポンプ（1台/プラント） 可搬型ディーゼル注入ポンプ（6台）
	熱の逃がし場の確保	移動式大容量ポンプ車（4台）
	水源の確保 （八田浦がまたは海からの給水）	取水用水中ポンプ（14台）、中間受槽（5台） 復水タンク補給用水中ポンプ（10台）
	使用済燃料ピットへの注水	使用済燃料ピット補給用水中ポンプ（6台）
放射性物質を閉じ込める	原子炉格納容器へのスプレイ	常設電動注入ポンプ（1台/プラント） 可搬型ディーゼル注入ポンプ（6台） ※炉心注水と共用
	水素爆轟の防止	静的触媒式水素再結合装置（5個/プラント） 電気式水素燃焼装置（14個/プラント）
	放射性物質の拡散抑制	放水砲（2台）、シルトフェンス（海中カーテン） 移動式大容量ポンプ車（4台） ※熱の逃がし場の確保と共用
電源の強化	交流電源の確保	大容量空冷式発電機（1台/プラント） 号炉間電力融通ケーブル 中容量発電機車（2台）、高圧発電機車（4台） 燃料油貯蔵タンク（2基/プラント）、タンクローリ（3台）
	直流電源の確保 （計測制御機器の電源）	蓄電池（重大事故対処用、2組/プラント） 可搬型直流電源設備（6台）

（注）常設及び可搬型設備で「/プラント」の記載のない設備は、玄海3、4号機の共用設備。

以下、当社が玄海3, 4号機において、福島第一原子力発電所事故を契機として強化した安全確保対策のうち、債権者らが主張している点について説明します。

#### (1) 過圧・過温による原子炉格納容器の破損を防止する対策

当社は、新たに設置した常設及び可搬型の設備等により、事故等発生時に溶融炉心による過圧・過温によっても原子炉格納容器が破損に至らないことを評価・確認しています。

具体的には、評価条件として、あえて炉心を損傷させるため、最も厳しい事象として「大破断LOCA<sup>31</sup>時に非常用炉心冷却設備(ECCS)の低圧注入及び高圧注入機能並びに原子炉格納容器スプレイ注入機能が喪失する事象」、すなわち、通常では破断が考えられないような配管(1次系配管)が大破断し、多重性及び独立性を有している非常用炉心冷却設備(ECCS)の低圧注入系及び高圧注入系が全て機能喪失するという事態を想定しています。さらに、新たに設置した常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイ及び格納容器再循環ユニット<sup>32</sup>による原子炉格納容器内自然対流冷却の有効性を確認する観点から、外部電源及び非常用ディーゼル発電機並びに原子炉補機冷却機能<sup>33</sup>の喪失も付加しています<sup>34</sup>。

評価の結果、新たに設置した大容量空冷式発電機により交流動力電源を確保した後、新設した常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイにより原子炉格納容器雰囲気冷却・減圧及び原子炉下部キャビティへの注水を実施し、溶融炉心を同キャビティで冷却するとともに、格納容器再循環ユニットによる原子炉格納容器の除熱により、原子炉格納容器が破損に至らないことを確認しています(図11)。

<sup>31</sup> LOCA : Loss of Coolant Accident 1次冷却材喪失事故

<sup>32</sup> 格納容器再循環ユニット：原子炉補機冷却水が通るコイル等を内蔵した機器であり、事故時、水蒸気を冷却・凝縮することにより原子炉格納容器内の温度・圧力を下げる設備です。

<sup>33</sup> 原子炉補機冷却機能(設備)：1次冷却材や原子炉格納容器内の雰囲気、非常用ディーゼル発電機等の水冷式の機器等と熱交換するための原子炉補機冷却水を供給する原子炉補機冷却水設備及び熱交換により水温が上昇した原子炉補機冷却水を冷却し、最終ヒートシンク(海)へその熱を移送する原子炉補機冷却海水設備(原子炉補機冷却水冷却器や海水ポンプ等)から構成される設備です。

<sup>34</sup> 外部電源及び非常用ディーゼル発電機並びに原子炉補機冷却機能の喪失を考慮することにより、大容量空冷式発電機による交流動力電源の確保及び原子炉補機冷却設備の代替となる移動式大容量ポンプ車の準備に要する時間が必要となり、厳しい(安全側の)評価となります。

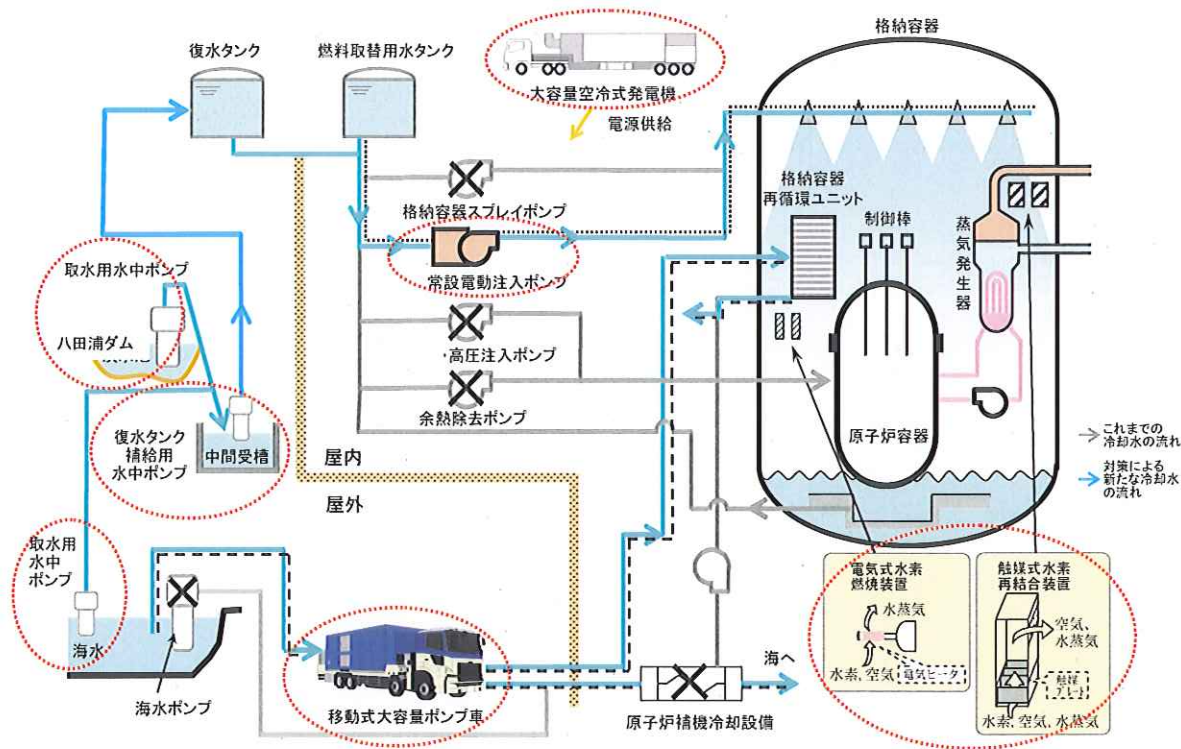


図 1 1 原子炉格納容器破損防止対策の概略図  
(上記評価における対策等、○内は新たに設置した設備)

## (2) 水素爆轟による原子炉格納容器の破損を防止する対策

当社は、新たに設置した常設及び可搬型の設備等により、事故等発生時に炉心が溶融した場合においても水素爆轟に至らないことを評価・確認しています。

これまで述べてきたとおり、玄海 3, 4 号機の 1 次系配管や補助給水設備配管等は、適切に設計、保全がなされ、基準地震動による地震力により破断に至ることはなく、万一 1 次系配管の破断が発生した場合でも非常用炉心冷却設備 (E C C S) 等により原子炉を冷却できるので、そもそも水素発生につながるような炉心の著しい損傷に至ることはありません。

また、玄海 3, 4 号機は加圧水型原子炉 (PWR 型) であり、沸騰水型原子炉 (BWR 型) の福島第一原子力発電所と比べ、原子炉格納容器の体積が大きい (約 10 倍) ことから、万一原子炉格納容器内に水素が発生したとしても水素濃度が高濃度となりにくい特徴を有しているところ、玄海 3, 4 号機においては、福島第一原子力発電所事故を契機に、水素濃度を低減するための静的触媒式水素再結合装置<sup>35</sup>を 5 台設置するとともに、より一層の水素低減を図るための設備として

<sup>35</sup> 静的触媒式水素再結合装置：触媒 (白金, パラジウム) により水素を酸素と反応させて水にす



電気式水素燃焼装置（イグナイタ）<sup>36</sup>を14台設置（予備1台含む）しています。

さらに、当社は、最も厳しい事象として、「大破断LOCA時に非常用炉心冷却設備（ECCS）の低圧注入及び高圧注入機能が喪失する事象」を想定し、その上で水素濃度低減を図るために設置した電気式水素燃焼装置（イグナイタ）が機能しないという安全側の条件も付加して評価した結果、炉心が溶融した場合においても水素爆轟に至らないことを評価・確認しています。

### 3 小括

玄海3, 4号機においては、仮に1次系配管にひび割れによる貫通や破断が発生した場合においても、速やかに当該事象を検知し、運転中の原子炉を緊急停止し、非常用炉心冷却設備（ECCS）や補助給水設備により原子炉を冷却することができます。さらに、当社は、福島第一原子力発電所の事故を契機に、非常用炉心冷却設備（ECCS）などの高い信頼性を有する安全上重要な設備がその安全機能を喪失するような事態を想定のうち、様々な常設及び可搬式の設備（注水設備、電源設備等）を新たに設置し、万一の事故等発生時にも原子炉格納容器の破損等を防止できることを評価・確認しています。

したがって、債権者らが主張しているような1次系配管の破断から炉心溶融に至り、放射性物質が周辺環境に多量に放出される事態に至るおそれはありません。

## 第4 玄海2号機のひび割れ事象の法令上の取扱いと当社の対応について

債権者らは、主張書面（12）において、玄海2号機のひび割れ事象に関し「亀裂等が「その破壊を引き起こす亀裂その他の欠陥」に至る前に発見され、交換修理などによって対処されなければ、同規則18条1項に適合したものとはいえない。」、また「同規則第19条についてみれば、そもそも損傷を受けないことが求められているところ、主ひび割れ、副ひび割れのいずれも損傷に該当することは間違いない。生じてならない損傷が発生しただけでなく、なお相当の長期間見過ごされていたことになる。同規則19条からすれば、そもそもこのような損傷が発生しないように施設をしなければならない。」と主張しています。

しかし、技術基準規則18条（使用中の亀裂等による破壊の防止）に関しては、発

---

る装置です。

<sup>36</sup> 電気式水素燃焼装置（イグナイタ）：電気ヒータにより水素を燃焼させて水にする装置です。

見時点においては法令に適合しない状況でしたが、その後法令に基づき適切に対応しており、あわせてひび割れが発生した配管については、事象発見後取替を行い、使用前検査を受け、省令 62 号（現在の技術基準規則）に適合していることを確認しています。また、技術基準規則 19 条（流体振動等による損傷の防止）に関しては、そもそも設計段階における要求であり、運転段階においてまで求められるものではないことから、債権者らのいずれの主張にも理由がありません。

以下、技術基準規則 18 条に関してはひび割れ事象に係る法令上の取扱い及び当社の対応について説明するとともに、同 19 条に関しては法令上の要求について説明します。

なお、債権者らは現在の法令である技術基準規則に基づき主張を行っていますが、当時は他の法令（省令 62 号）で同主旨の事項が規定されています。当社は当時の法令に基づき対応を行っていることから、説明にあたっては、その時点の法令に基づき説明しますが、念のため、当時規定されていた法令と現在規定されている法令の対比を表 10（43 頁）に示します。

## 1 技術基準規則 18 条について

### (1) 法令上の取扱い

玄海 2 号機のひび割れ事象の概要については、第 2 の 3 (I) カ（27 頁）において説明したとおりですが、法令上の観点からこの事象を捉えると、法令の要求としては、まず電気事業法 48 条第 1 項において「事業用電気工作物の設置又は変更の工事であって、経済産業省令で定めるものをしようとする者は、その工事の計画を経済産業大臣に届け出なければならない。その工事の計画の変更をしようとするときも、同様とする。」とされ、その経済産業省令として省令 62 号が定められています。

省令 62 号では、発電用原子力設備に関する構造及び強度等に係る事項が定められており、「ひび割れ」に関しては 9 条の 2（使用中のき裂等による破壊の防止）において「使用中のクラス 1 機器、クラス 1 支持構造物、クラス 2 機器、クラス 2 支持構造物、クラス 3 機器、クラス 4 管、原子炉格納容器、原子炉格納容器支持構造物及び炉心支持構造物には、その破壊を引き起こすき裂その他の欠陥があってはならない。2 使用中のクラス 1 機器の耐圧部分には、その耐圧部分を貫通するき裂その他の欠陥があってはならない。」とされています。

そして、玄海2号機のひび割れ事象は、配管肉厚8.7mmに対し、ひび割れの深さが最大で約8.1mmであり、当該配管は、省令62号を満足しない<sup>37</sup>ことが判明しました。

## (2) 当社の対応

原子力発電所に係る手続き等を定めた「実用発電用原子炉の設置、運転等に関する規則（昭和53年12月28日通商産業省令77号）」19条の17（事故故障等の報告）において「法第62条の3（主務大臣等への報告）の規定により原子炉設置者（旧原子炉設置者等を含む。以下次条及び第24条において同じ。）は、次の各号のいずれかに該当するときは、その旨を直ちに、その状況及びそれに対する処置を十日以内に経済産業大臣に報告しなければならない。」とし、同条第3項で、「原子炉設置者が、安全上重要な機器等の点検を行った場合において、当該安全上重要な機器等が発電用原子力設備に関する技術基準を定める省令（昭和40年6月15日通商産業省令62号）第9条（材料及び構造）若しくは第9条の2（使用中の亀裂等による破壊の防止）に定める基準に適合していないと認められるとき又は原子炉施設の安全を確保するために必要な機能を有していないと認められたとき」とされていました。

このため、当社は平成19年2月2日に経済産業大臣に対し報告を行うとともに、同年2月16日に再発防止に関する報告を行いました。

当該配管については、省令62号に適合させるため、対策として当該部を新しい配管に取り替えるとともに、同様の損傷が再発しないよう設置位置を変更することとしました。

工事の実施にあたっては、電気事業法に基づく工事計画認可申請を行うとともに、使用前検査申請を行い、検査に合格した後、通常運転に復帰しました。

これらの状況について、時系列を表9に示します。

<sup>37</sup> 配管は内部流体の圧力等に対し必要な強度を保つため、最小必要肉厚が定められており、通常は最小必要肉厚以上の肉厚を有する配管を設置している。玄海2号機のひび割れ事象の場合、ひび割れが進展し当該部の肉厚が最小必要肉厚以下となっていたことから「技術基準を満足しない」と判断したものであり、「ひび割れ」が発生したことをもって直ちに「技術基準を満足しない」となるものではありません。

表9 玄海2号機のひび割れ事象に係る対応

①	ひび割れ事象の発見	平成19年1月24日
②	経済産業大臣への報告(1回目)	" 2月2日
	" (2回目)	" 2月16日
③	工事計画認可申請	" 2月16日
	工事計画認可	" 3月12日
④	使用前検査申請	" 3月19日
	使用前検査合格	" 4月19日
⑤	玄海2号機通常運転復帰(第20回定検終了)	" 4月19日

上記のとおり、玄海2号機のひび割れ事象に関しては、発生時点において一時的に省令62号に適合していない状況でしたが、関連法令に従い、事象発生後直ちに報告を行うとともに、省令62号に適合するよう当該配管の取替を行うなど再発防止対策を施し、最終的には国の使用前検査、定期検査に合格し、通常運転に復帰しており、法令に基づき適切に対応を行いました。

表10 配管のひび割れに関する法令の比較

平成19年当時の法令	現在の法令
電気事業法(昭和39年7月11日法律第170号)48条第1項	核原料物質、核燃料物質及び原子炉の規制に関する法律(昭和32年6月10日法律第166号)43条の3の14(発電用原子炉施設の維持)
実用発電用原子炉の設置、運転等に関する規則(昭和53年12月28日通商産業省令77号)第19条の17(事故故障等の報告)	実用発電用原子炉の設置、運転等に関する規則(昭和53年12月28日通商産業省令77号)第134条(事故故障等の報告)
発電用原子力設備に関する技術基準を定める省令(昭和40年6月15日経済産業省令第62号)第9条の2(使用中のき裂等による破壊の防止)	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6月28日原子力規制委員会規則第6号)第18条(使用中の亀裂等による破壊の防止)

## 2 技術基準規則 19 条について

債権者らは、技術基準規則 19 条（流体振動等による損傷の防止）についても規則の「施設しなければならない。」とは「そもそも損傷を受けないことが求められている」と主張していますが、同様の内容は、当時、省令 62 号 6 条（流体振動等による損傷の防止）に規定され、原子力安全・保安院が作成した「発電用原子力設備に関する技術基準を定める省令と解釈に対する解説」によれば、以下の 1 から 3 のとおり解説されています。

1 「流体振動により損傷を受けないよう施設しなければならない」とは、流れの乱れ、渦、気ほう等に起因する高サイクル疲労による損傷の発生防止を規定するものであり、以下の措置を講じること。

- ・ 蒸気発生器伝熱管群の曲げ部については、日本機械学会「設計・建設規格」(JSME S NC1-2005) PVB-3600 に規定する手法を適用すること。
- ・ 管に設置された円柱状構造物で耐圧機能を有するものについては、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) に規定する手法を適用すること。

なお、耐圧機能を有しないものについては第 8 条の 2 第 2 項によること。  
(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 年改訂版)並びに流力振動及び高サイクル熱疲労に関する評価指針の技術評価書)

2 「温度差のある流体の混合等による生ずる温度変動により損傷を受けないよう施設しなければならない」とは、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 S017) に規定する手法を適用し、損傷の発生防止措置を講じること。

なお、供用開始後における運転管理等の運用上の対応を考慮して施設することができる。

(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 年改訂版)並びに流力振動及び高サイクル熱疲労に関する評価指針の技術評価書)

3 配管内円柱状構造物の流力振動及び配管の高サイクル熱疲労については、一次冷却材が循環する施設として、原子炉冷却材浄化系、残留熱除去系(原

子炉停止時冷却モード) (BWR) 及び化学体積制御系, 余熱除去系 (PWR) を含めて措置を講じること。

すなわち, 省令 62 号 6 条 (流体振動等による損傷の防止) の「施設しなければならない。」とは, 解説に記載された学会等の各種規格等に則り設計, 施工 (工事) を行うことを求めているものであって, その後の運転段階に関する規定ではありませんので, これらの規格に則り設計, 施工 (工事) を行っていれば省令 62 号を満足することになります。

玄海 2 号機においては, 当然各種規格等に則り設計, 施工 (工事) を行っていることから省令 62 号に適合しており, 今回のひび割れ事象のような新たな知見による事象が発生したとしても, 省令 62 号に適合しないということにはなりません。

## 第5 まとめ

当社は玄海 3, 4 号機において, これまで述べたとおり, 配管の健全性確保に向けた取り組みに万全を期しており, 配管の破断等が生じること自体がまず考えられません。また, 万一 1 次系配管の破断等発生時には炉心の著しい損傷を防止する対策として非常用炉心冷却設備 (ECCS) 等の安全確保対策を講じています。

したがって, 配管の健全性は確保され, 仮に配管に異常が生じたとしても玄海 3, 4 号機の安全性は十分に確保されていますので, 債権者らが主張している重大事故, すなわち 1 次系配管の破断, 炉心溶融から水素爆轟による原子炉格納容器等の破損に至ることはありません。

以上

平成28年11月4日

住所 福岡市中央区渡辺通二丁目1番82号

氏名 小鶴 章人

