

平成24年（行ウ）第15号 東海第二原子力発電所運転差止等請求事件  
原告 大石 光伸 外265名  
被告 国 外1名

## 準備書面（42）

2017年1月26日

水戸地方裁判所民事第2部 御 中

原告ら訴訟代理人弁護士 河 合 弘 之 外

### 第1 問題の所在

- 1 東海第二原発は、内閣総理大臣（当時）が、被告日本原電に対して、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」と略記）第23条第1項の規定（当時）に基づき行なった1972年（昭和47年）12月23日付設置許可処分を受けて建設され、1978年（昭和53年）11月28日に営業運転を開始した。2018年（平成30年）11月には、営業運転を開始して満40年を迎えようとする、極めて旧式の原発である。
- 2 現行の原子炉等規制法は、発電用原子炉設置者がその設置した発電用原子炉を運転することができる期間を、当該発電用原子炉の設置の工事について最初に使用前検査に合格した日から起算して40年と定めている（第43条の3の32、1項）。もっとも、40年間の満了に際し、原子力規制委員会の認可を受けた場合には、1回に限り、政令にて定める範囲で20年を超えない期間まで運転を延長させることは可能であるが（同2項）、原子炉等規制法は、あくまで40年間に限った運転を原則に据えている。長期間にわたり営業運転を行ってきた原発は、必然的に機器の老朽化を生じさせており、老朽化が原因で安全性を維持することに支障が生じてしまえば、東北地方太平洋沖地震直後に発生した福島第一原発事故と同様の深刻な事態を招くことが必至である。よって、原子炉等規制法が定めるこの40年ルールは、当然の法制度であるといわねばならない。

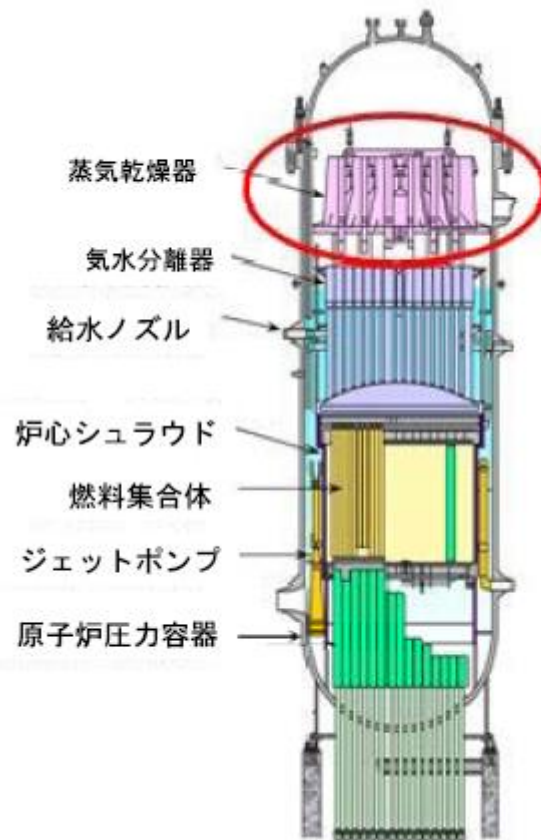
- 3 東海第二原発は、近時、機器の老朽化が原因で発生したと思われる故障を多発させており、老朽化の度合いが深刻であって、安全性を備えていない。したがって、東海第二原発は、再稼働させることなく、また、40年の経過を待つことなく、直ちに廃炉にすべき原子力施設である。

この点を明らかにするべく、原告らは、東海第二原発にて近時確認された老朽化現象を具体的に指摘するとともに、東海第二原発がその老朽化を原因として重大事故へと至る危険性を帯びた原子力施設であることを、以下のとおり主張する。

## 第2 東海第二原発の原子炉で近時確認された老朽化現象

### 1 蒸気乾燥器で確認されたひび割れ

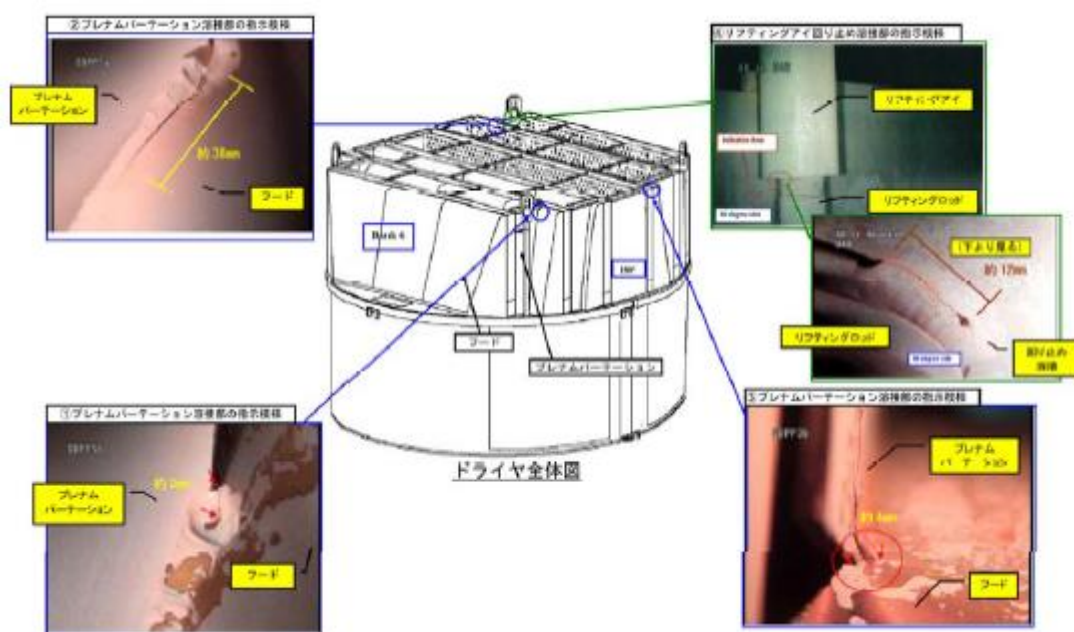
- (1) 蒸気乾燥器は、原子炉圧力容器内部の上側に取り付けられ、原子炉圧力容器内で発生した蒸気をタービンに送るにあたり、気水分離器からの湿り蒸気を平行板に通して蒸気中の水分を除去し、もって、乾いた蒸気を送ってタービン効率を上げるための設備である。なお、原子炉圧力容器内の各機器の位置関係は下図のとおりである。



【原子炉圧力容器概略図】

(被告日本原電作成の平成24年9月7日付「東海・東海第二発電所の近況について(平成24年9月)」添付資料1より引用)

- (2) 2009年(平成21年)9月14日、第24回定期検査の際に蒸気乾燥器への外観点検が実施されたところ、プレナムパーテーションとフードの溶接部にひび割れ3箇所、及び、リフティングアイの回り止め溶接部にひび割れ1箇所がそれぞれ確認された。被告日本原電は、ひび割れの発生状況を撮影したものとして、以下の写真付資料を公表している。



【2009年に発生した蒸気乾燥器のひび割れ状況】

(原子力施設情報公開ライブラリー通番 10739 添付資料「概略系統図」より引用)

プレナムパーテーションとは、蒸気乾燥器のフードに連結されており、水分を除去された蒸気を原子炉圧力容器プレナム部に導くための流路を構成する仕切り板である。

リフティングアイとは、蒸気乾燥器を吊り上げるためにその本体に取り付けられたリフティングロッドという部品にねじ込みで接続された吊り具である。

被告日本原電は、プレナムパーテーションとフードの溶接部に発見さ

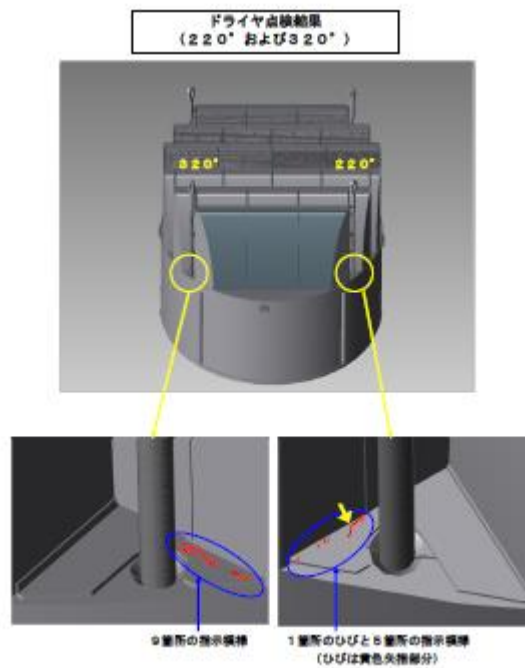
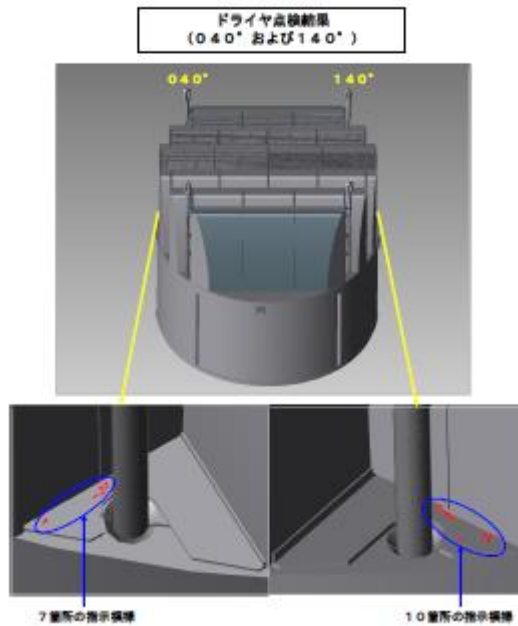
れたひび割れについて、流動振動等による疲労割れが原因で形成された可能性が高いと発表した。プレナムパーテーションとフードは片面すみ肉溶接で接合されており、溶接止端部は形状不連続のため応力が集中しやすい形状であるうえ、溶接構造による応力集中の状態にばらつきが大きく、起動試験時にタービン主蒸気止弁の急閉を伴う試験を実施した際に設計降伏応力 130 MPa を大きく超える 250 MPa 程度の応力が発生し、通常運転時でも流動振動によって 170～220 MPa 程度の応力が発生することから、発生応力の高い部位に疲労割れが発生した可能性がある、というのである。

また、被告日本原電は、リフティングアイの回り止め溶接部に発見されたひび割れについても、ひび割れの起点部が溶接止端部であり、形状不連続のため応力が集中しやすい形状であることから、流動振動等による疲労割れである可能性が高いと発表した。

- (3) 2012年（平成24年）7月4日、第25回定期検査の際に蒸気乾燥器への外観点検が実施されたところ、リフティングロッド4本のうち1本の近傍にある底板（乾燥器ユニットを載せるために設置されている板）に、ひび及び指示模様が確認されたことから、他の3本のリフティングロッドについても外観検査が行なわれた。

その結果、40°に位置するリフティングロッドに7個の指示模様が、140°に位置するリフティングロッドに10個の指示模様が、220°に位置するリフティングロッドに1個のひび（約48ミリメートル）と5個の指示模様が、320°に位置するリフティングロッドに9個のひびが、それぞれ確認された。被告日本原電は、ひび割れの位置関係を示した以下のイラストを公表している。

なお、被告日本原電は、「指示模様」という用語を、ひびとは特定できない趣旨に用いている。また、ひび及び指示模様に対する超音波探傷試験は実施されなかったようである。



【2012年に発生した蒸気乾燥器のひび割れ状況】  
 (原子力施設情報公開ライブラリー通番 11568 添付資料「点検結果その1」「点検結果その2」より引用)

被告日本原電は、ひびの発生原因について、底板の材料がステンレス

材のSUS304であって、炭素含有量が0.05パーセントと高く、溶接により材料が鋭敏化する可能性があること、溶接残留応力評価を行った結果、材料の降伏応力を超える引張応力がある箇所がみられたこと、グラインダ仕上げにより生じた硬化層との間に引張残留応力を生じていたと考えられること、及び、当該部が平坦で運転中に蒸気凝縮水の溜まりを生じ、高温水環境を形成する可能性があること、などを理由にあげ、応力腐食割れと考えられる、と発表した。

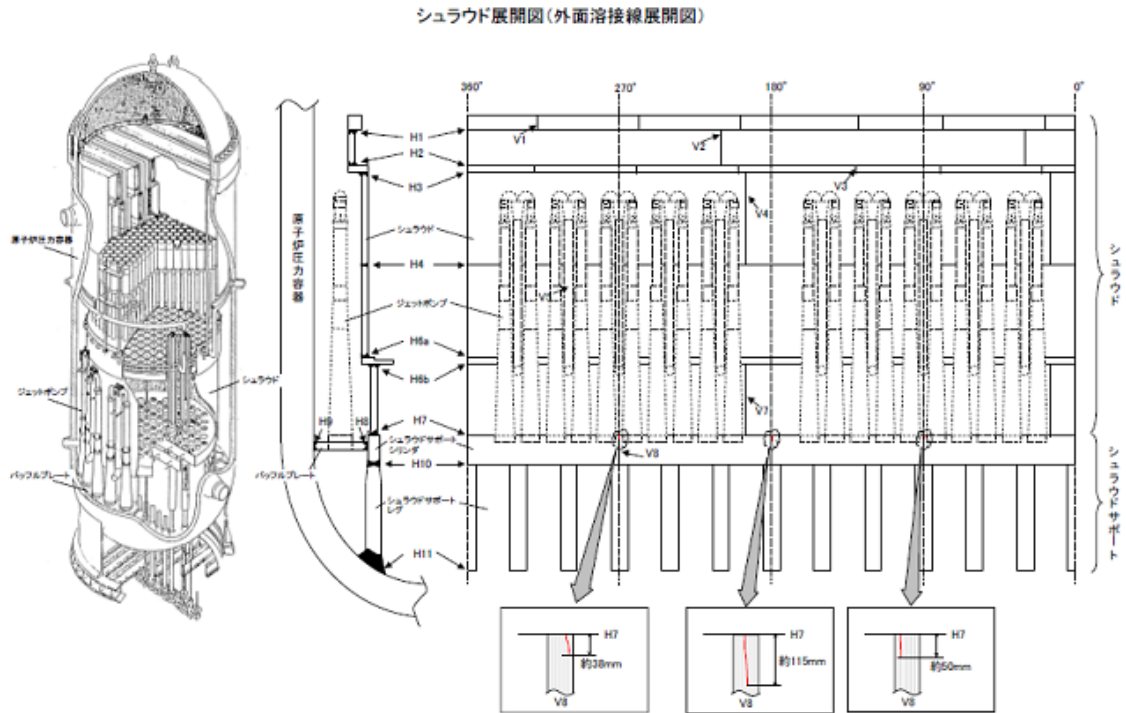
## 2 シュラウドサポートで確認されたひび割れ

- (1) 炉心シュラウドとは、沸騰水型原子炉の圧力容器内部に取り付けられ、内部に燃料集合体や制御棒などを収納する直径4～5メートル、高さ7～8メートル、厚さ3～5メートルのステンレス製構造物である。炉心内で上向きに流れる原子炉冷却材流と、その外側の環状部を下向きに流れる再循環流を分離し、炉心や気水分離器、蒸気乾燥器などの原子炉圧力容器内の構造物・機器を機械的に支える役割を有している。

シュラウドサポートとは、炉心シュラウドを支持するためのステンレス製構造物であって、シュラウドサポートの上部に炉心シュラウドが溶接されている。

- (2) 2005年（平成17年）5月24日、第21回定期検査の際に水中カメラを用いた炉内構造物の点検作業が実施されたところ、原子炉圧力容器内のシュラウドサポートシリンダ縦溶接線V8の外側3箇所に軸方向形状のひび割れが確認された。

同箇所に超音波探傷試験が実施された結果、ひび割れの状態については、90°の位置で最大深さ約42ミリメートル、長さ約64ミリメートル、180°の位置で最大深さ約46ミリメートル、長さ約120ミリメートル、270°の位置で最大深さ約13ミリメートル、長さ約56ミリメートルであった。ちなみに、シュラウドサポートシリンダの板厚は63ミリメートルであるから、深さ約46ミリメートルのひび割れは、板厚の約73パーセントに及んでいる。ひび割れが発生した箇所の具体的な位置関係は、被告日本原電が公表したところによると、以下のとおりである。



【2005年に発生したシュラウドサポートのひび割れ状況】

(原子力施設情報公開ライブラリー通番 2994 添付資料「概略系統図」より引用)

※ なお、溶接線の位置関係を理解いただきたく、本図面の拡大版を本準備書面末尾に添付する。

被告日本原電は、ひび割れが確認された溶接線の材料がインコネル182であったこと、水素注入を開始した1996年(平成8年)以前の溶存酸素濃度が約200ppbであることから応力腐食割れを起こす環境であったこと、シュラウド本体とシュラウドサポートシリンダを溶接施工した影響によって生じた周方向残留応力の誘起、及び、シュラウドとシュラウドサポートシリンダが異材であることによる熱膨張差に起因して引張応力が作用し、溶接残留応力とあいまって、ひび割れの駆動力になった可能性があり、ひび割れの形成は応力腐食割れによるものと推定される、と発表した。

しかも、これらV8外面のひび割れについては、次の(3)で述べる第24回定期検査の際に実施された超音波探傷試験によって、90°の位置で深さ約53ミリメートルに進展し、180°の位置で63ミリメートルの板厚を貫通し、270°の位置で深さ20ミリメートルに進展していることが、それぞれ確認されている。

- (3) 2009年（平成21年）9月26日、第24回定期検査の際、原子炉圧力容器内のシュラウドサポートシリンダ縦溶接線V8の内面5箇所において、ひび状の指示模様が目視検査によって確認された。このうち4箇所は軸方向であり、1箇所はほう酸注入配管サポートの隅肉溶接の角に沿った形状であった。

この5箇所に対する超音波探傷試験が実施されたところ、深さが最大のもので15・6ミリメートルのひび割れが検出された。なお、ほう酸注入配管サポートの隅肉溶接の角に沿った形状の1箇所（本準備書面10頁に掲載した「欠陥指示一覧表」の欠陥指示番号10）については、超音波探傷試験では検出されなかった。前述したとおり、シュラウドサポートシリンダの板厚は63ミリメートルであるから、深さ15・6ミリメートルのひび割れは、板厚の約25パーセントに及んでいる。

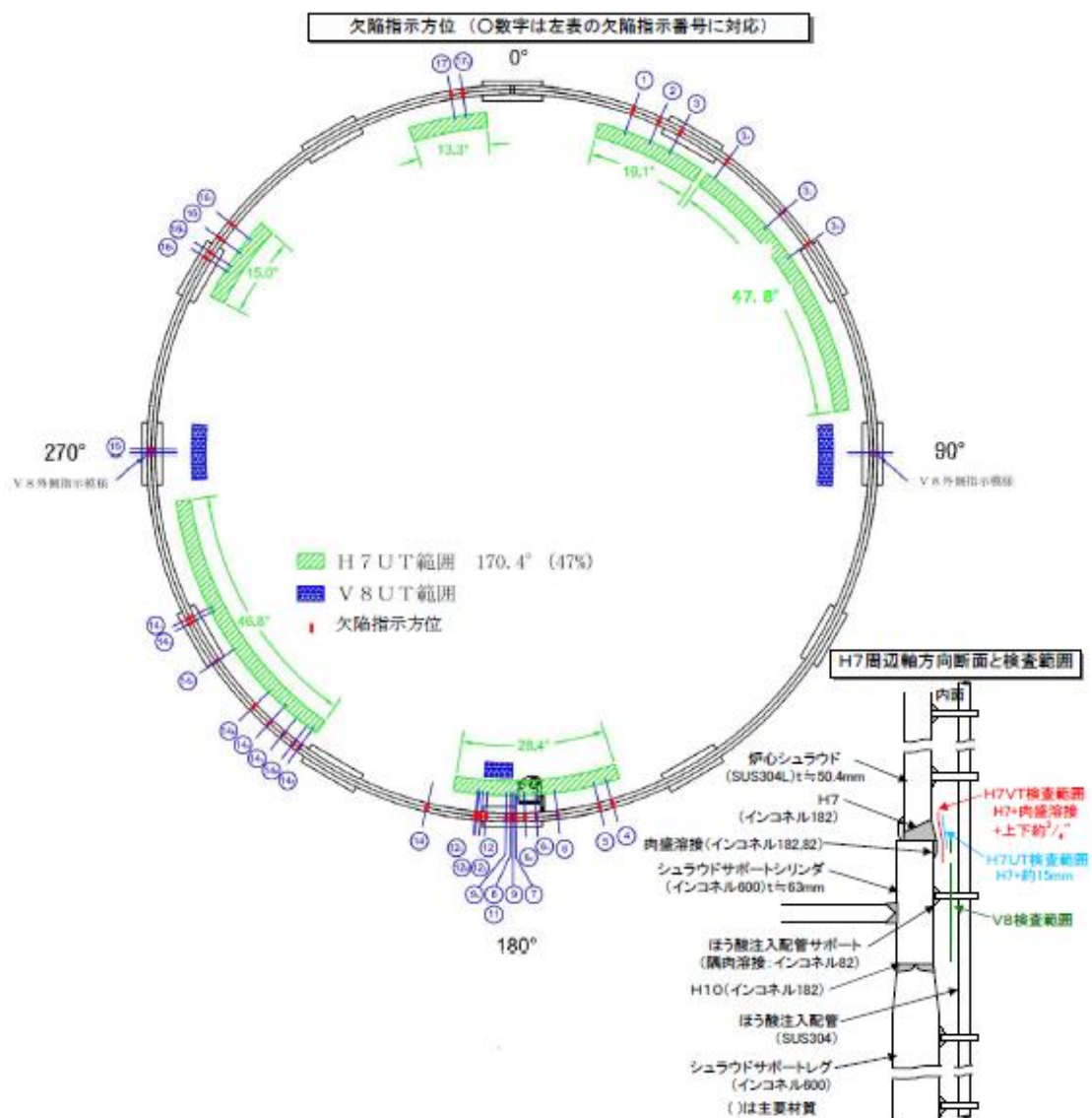
同様に、シュラウドサポートシリンダと炉心シュラウドの溶接継手である水平溶接線H7の溶接金属位置の2箇所においても、ひび状の指示模様が目視検査によって確認された。このため、H7内面全周に対する目視検査が実施されたところ、新たに10箇所のひび状の指示模様が確認された。いずれも軸方向であった。

以上の合計12箇所に対して超音波探傷試験が実施されたところ、うちV8の内面1箇所（「欠陥指示一覧表」の欠陥指示番号13）で検出されなかったものの、残り11箇所でひび割れが検出された。さらに、H7全周の約47パーセントの範囲に超音波探傷試験を拡大したところ、合計21箇所のひび割れが新たに検出された。その後、局部洗浄を行なったうえで目視検査をしたところ、21箇所のうち18箇所で表面にひび状の指示模様が確認され、いずれも軸方向であった。

以上のひび割れの深さは平均で約14ミリメートル、最大のもので約24・5ミリメートルであった。炉心シュラウド側板厚は公称値で50・4ミリメートルであるから、深さ約24・5ミリメートルのひび割れは板厚の約49パーセントに及んでいる。

被告日本原電は、各ひび割れの位置関係について、「欠陥指示方位」と題する下図を公表した。同図に記載された丸数字が、同じく被告日本原電が公表した「欠陥指示一覧表」の欠陥指示番号に対応している。





欠陥指示一覧表

内面の欠陥指示

| 欠陥指示数 | 欠陥指示番号 | UT検出方位 *1 | UT欠陥指示長さ(mm) | UT欠陥指示深さ | VT検出長さ(mm) |
|-------|--------|-----------|--------------|----------|------------|
| 1     | 1      | 19.5°     | 48           | 20.1     | 18         |
| 2     | 2      | 24.0°     | 31           | 15.7     | 12         |
| 3     | 3      | 27.8°     | 47           | 24.5     | 17         |
| 4     | 3A     | 36.5°     | 36           | 19.7     | 10+3 *2    |
| 5     | 3B     | 54.9°     | 22           | 12.4     | 6          |
| 6     | 3C     | 48.5°     | 16           | 13.7     | 検出されず      |
| 7     | 4      | 163.9°    | 42           | 14.1     | 21         |
| 8     | 5      | 166.0°    | 74           | 20.8     | 44         |
| 9     | 6      | 172.8°    | 28           | 15.6     | 6          |
| 10    | 6A     | 176.2°    | 38           | 13.5     | 8          |
| 11    | 6B     | 178.0°    | 16           | 11.7     | 9          |
| 12    | 7      | 179.5°    | 24           | 12.5     | 25         |
| 13    | 8      | 180.3°    | 26           | 13.5     | 27         |
| 14    | 9      | 179.9°    | 171          | 貫通       | 49         |
| 15    | 9A     | 181.0°    | 12           | 8.2      | 検出されず      |
| 16    | 10 *3  | (180°)    | 検出されず        |          | 16x44 *4   |
| 17    | 11 *3  | 180.1°    | 52           | 15.6     | 8          |
| 18    | 12     | 184.2°    | 24           | 11.1     | 12         |
| 19    | 12A    | 185.0°    | 6            | 4.3      | 8          |
| 20    | 12B    | 185.6°    | 6            | 6.2      | 4          |
| 21    | 12C    | 185.9°    | 12           | 8.7      | 11         |
| 22    | 13     | (191°)    | 検出されず        |          | 6          |
| 23    | 14     | 193.7°    | 計測不可*5       | 11.9     | 6          |
| 24    | 14A    | 216.2°    | 12           | 計測不可*6   | 8          |
| 25    | 14B    | 217.3°    | 16           | 15.9     | 10         |
| 26    | 14C    | 219.5°    | 24           | 17.4     | 9          |
| 27    | 14D    | 222.3°    | 18           | 13.5     | 8          |
| 28    | 14E    | 225.9°    | 16           | 計測不可*6   | 10         |
| 29    | 14F    | 235.2°    | 16           | 計測不可*6   | 8          |
| 30    | 14G    | 242.5°    | 12           | 計測不可*6   | 6          |
| 31    | 14H    | 243.3°    | 16           | 10.9     | 12         |
| 32    | 15     | 270.6°    | 112          | 11       | 48         |
| 33    | 16A    | 302.3°    | 24           | 15.6     | 20         |
| 34    | 16B    | 303.4°    | 22           | 13.1     | 10         |
| 35    | 16     | 306.1°    | 24           | 13.4     | 14         |
| 36    | 16C    | 309.0°    | 20           | 11.5     | 検出されず      |
| 37    | 17     | 350.2°    | 42           | 17.9     | 37         |
| 38    | 17A    | 352.1°    | 16           | 12.5     | 14         |

外面の欠陥指示

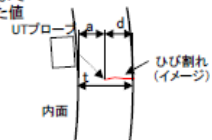
|         | 外側欠陥指示番号 | 方位     | UT欠陥指示長さ(mm) | UT欠陥指示深さd(mm) | VT検出長さ(mm) |
|---------|----------|--------|--------------|---------------|------------|
| 39      | V8@90°   | 90.0°  | 84           | 53 *7         | 51         |
| (14と同じ) | V8@180°  | 179.9° | 171          | 貫通            | 114        |
| 40      | V8@270°  | 270.0° | 62           | 20 *7         | 38         |

色はH7溶接継手の欠陥指示 33箇所

色はV8溶接継手の欠陥指示 内面5箇所+外面3箇所

- \*1 UT装置の設定座標位置、UTプローブ位置および欠陥エコー端部ビーム路程等から算出。UTで検出されなかったものはVTによる検出方位を( )内に記載。
- \*2 途切れた軸方向欠陥指示で、上が長さ12mmと下が3mm
- \*3 ほう酸注入配管サポート近傍で検出されたもの
- \*4 軸方向16mm、周方向44mmの「つ」の字状のVT欠陥指示
- \*5 確認された欠陥先端エコーが1箇所のみであり、深さは評価できるが長さが評価できない。
- \*6 複数の探傷位置で欠陥の存在を示すエコーが確認できているため長さは評価できるが、欠陥先端のエコーが得られないため、深さが評価できない。

- \*7 外面欠陥を内面から欠陥エコー端部までの深さaを板厚t=63mmから差し引いた値(右図参照)



【2009年に発生したシュラウドサポートのひび割れ状況】

(原子力施設情報公開ライブラリー通番 10740 添付資料「状況図」より引用)

なお、被告日本原電は、目視検査で確認された状態を、ひびとは特定できない趣旨で「ひび状の指示模様」といい、これを「欠陥指示」と名づけたうえで、超音波探傷試験でひび割れが検出された箇所についても「欠陥指示」と呼び続けている。しかし、超音波探傷試験での検出がなされた以上、「欠陥指示」という曖昧な表現のまま放置するのではなく、「ひび」または「ひび割れ」であるかどうかをしかるべき方法で確認すべきである。そのうえで、それが単なる見かけ上の「欠陥指示」にすぎず欠陥ではないというのであればその証拠を示すべきであり、また、欠陥であるならば、明確に「ひび」または「ひび割れ」という用語が用いられるべきである。

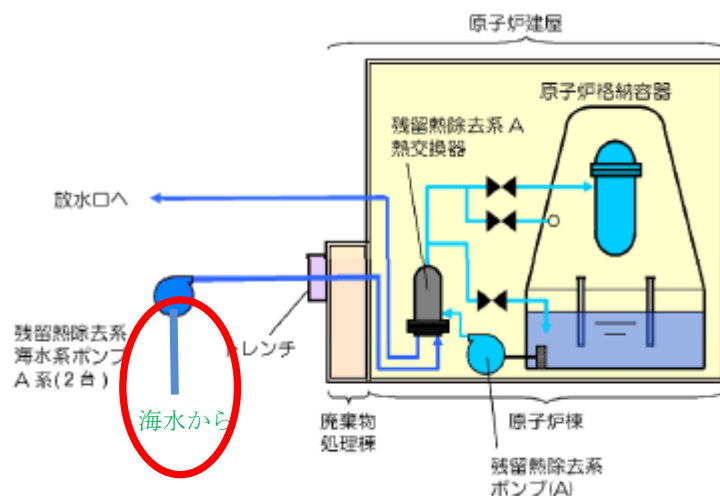
被告日本原電は、シュラウドサポートで発見されたひび割れの形成原因について、応力腐食割れと推定している、と発表した。その理由として、シュラウドサポートの材料に応力腐食割れに感受性のあるインコネル182が使用されていること、溶接残留応力及び運転応力によって高い引張応力が生じていたと推定されること、及び、水素注入が行なわれていない期間のプラント運転中の炉水溶存酸素濃度が約200ppb程度の環境にあったこと、をあげている。

### 3 残留熱除去系海水系配管で確認された減肉

- (1) 残留熱除去系とは、非常用炉心冷却装置（ECCS）の一部を構成し、原子炉が停止した後、炉心より発する崩壊熱を冷却して除去するための系統であって、冷却材喪失事故がもたらす破局的な事態を防ぐための重要な装置である。

原告らが2014年2月13日付求釈明申立書3頁で述べたとおり、非常用炉心冷却装置は、残留熱除去系（RHR）、隔離時冷却系（RCIC）、高圧炉心スプレイ系（HPCS）などで構成されており、原子炉圧力容器への水の循環を利用して炉心に水を送り込み、炉心が空焚きにならぬように水位を十分に満たすことによって、炉心を継続的に冷却して原子炉を安全に停止させる機能を有している。

東海第二原発の残留熱除去系に関しては、A系とB系の二系統が設置されており、それぞれの系統は、1台のポンプ、1台の熱交換器、2台の海水系ポンプ、及び、これら機器をつなぐ配管で構成されている。崩壊熱は、熱交換器によって冷却されるところ、その冷却工程には、海水系ポンプによって汲み上げられた海水が用いられている。このうちA系の概略図を以下に示す。



【残留熱除去系海水系概略図】

(原子力施設情報公開ライブラリー通番 10806 添付資料「状況図」より引用)

※ なお、赤色の楕円で囲んだ箇所については、汲み上げた海水を冷却用に使用していることを理解していただきたく、原告らにおいて書き加えた。

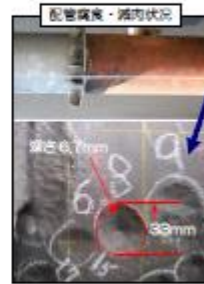
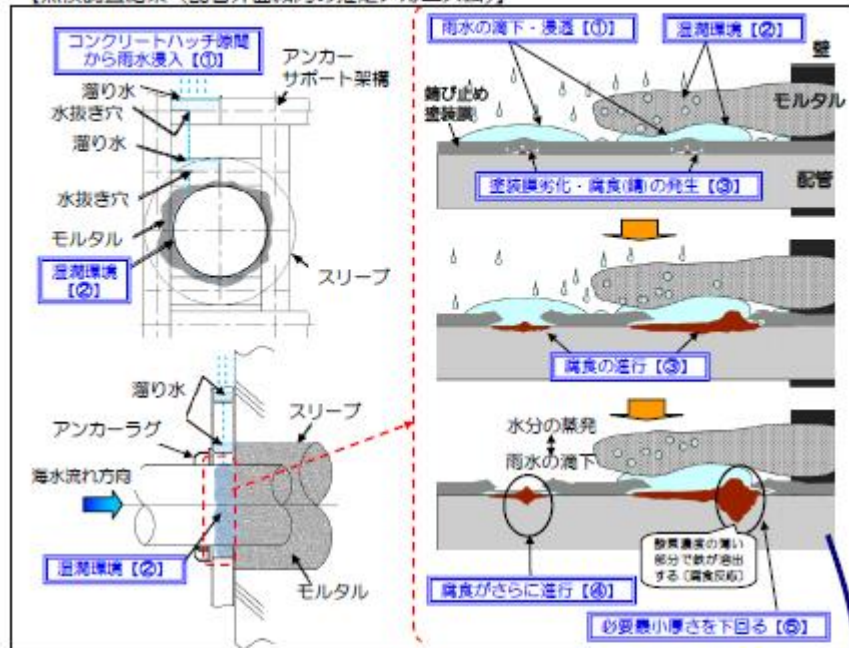
- (2) 2010年(平成22年)1月13日、第24回定期検査の際、残留熱除去系海水系(A系)の配管内面に施されているライニングの張替え工事を実施していたところ、配管外面の一部に錆を伴った局所的な窪みのあることが発見された。同箇所に対して、超音波厚さ計を用いた肉厚測定を行なったところ、工事計画書中の規格計算書に記載された必要最小厚さ7.08ミリメートルを下回る6.7ミリメートルであったことが確認された。

当該配管の仕様は、材質SM50B(炭素鋼)、外径508.0ミリメートル、公称肉厚12.7ミリメートルである。すなわち、公称肉厚の約52パーセントにまで配管の肉厚が減っていたのである。

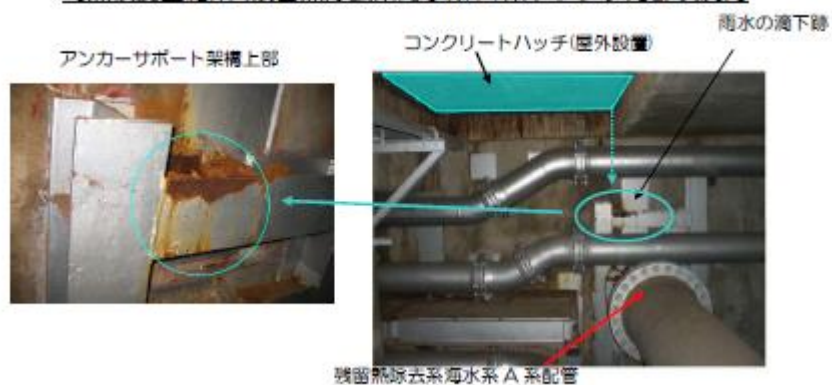
配管に減肉が確認された箇所は、廃棄物処理棟に接続したトレンチの内部にあり、配管の上部には屋外に通じるコンクリート製ハッチが設置されていた。

被告日本原電が発表した減肉の詳細な状況、及び、推定される形成メカニズムは、以下のとおりである。

【点検調査結果（配管外面減肉の推定メカニズム）】



【点検調査結果（残留熱除去系海水系 A 系トレンチ内部状況）】



【残留熱除去系海水系配管の減肉状況】

（原子力施設情報公開ライブラリー通番 10806 添付資料「状況図」より引用）

被告日本原電は、減肉の形成原因について、前記ハッチにパッキン等のシール部材はなく、雨水の浸入を防ぐ構造になっていなかったことから、雨水がアンカーサポートを伝わって配管外部に滴下し、配管の建屋壁貫通部からはみ出したモルタルと配管外面との隙間に雨水が浸み込み、長期間湿潤環境となったことで、錆止め塗装のみの配管外面が著しく腐食し必要最小厚さを下回った、と発表した。

- (3) なお、2016年（平成28年）10月27日15時00分、東海第二原発の使用済燃料貯蔵プールの導電率が通常値から徐々に上昇する事態が発生したが、これも残留熱除去系に属する機器の減肉が原因であった。

被告日本原電の発表によれば、使用済燃料貯蔵プールの冷却作業を担っていた残留熱除去系（A系）のポンプメカニカルシール冷却器の伝熱管外面の一部に減肉が確認され、しかも、当該減肉部に直径約0.2ミリメートルの開孔が確認された、とのことであった。残留熱除去系海水ポンプによって汲み上げられた海水が、当該開孔部を介して、使用済燃料貯蔵プール水に漏れ込んだ結果、導電率の上昇に至ったと思われるところ、被告日本原電は、導電率の上昇を抑えるために残留熱除去系を直ちに停止させており、同月28日午後8時54分に冷却作業が再開されるまでの間、使用済核燃料が発する崩壊熱によって、使用済燃料貯蔵プールの水温が上昇し続けていた。

#### 4 主蒸気逃がし安全弁で確認された内部部品の脱落

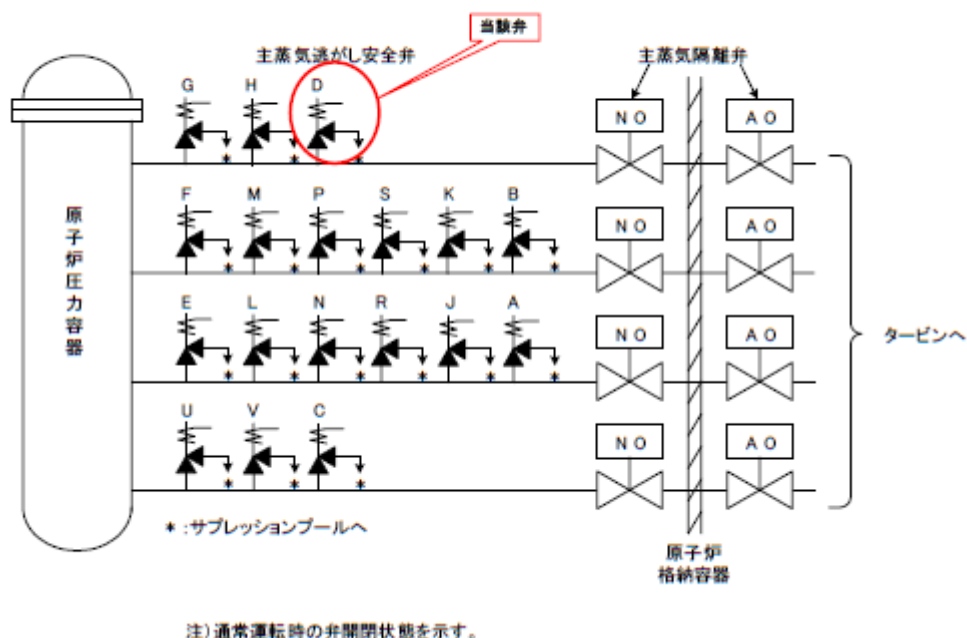
- (1) 主蒸気逃がし安全弁は、原子炉緊急停止後に原子炉圧力を減圧させる装置である。東海第二原発では、原子炉圧力容器から4本の主蒸気管が延びており、原子炉格納容器内で合計18箇所の主蒸気逃がし安全弁が設置されている。

主蒸気逃がし安全弁を開放すると、炉心で発生した水蒸気が原子炉圧力容器外に放出されることによって減圧の効果が生じる。但し、水蒸気の放出は同時に原子炉水位の低下をもたらすことから、主蒸気逃がし安全弁の開放状態が長く継続した場合には、原子炉水位が大幅に下がって原子炉の冷却が不能となり、冷却材喪失事故に至る可能性がある。このため、主蒸気逃がし弁が自動開放された場合には、水蒸気放出後に原子炉圧力があらかじめ設定された値まで低下すると弁が自動的に閉まる設計が採用されている。

東海第二原発における主蒸気系での各主蒸気逃がし安全弁の位置関係



は、下図のとおりである。



#### 【主蒸気系系統図】

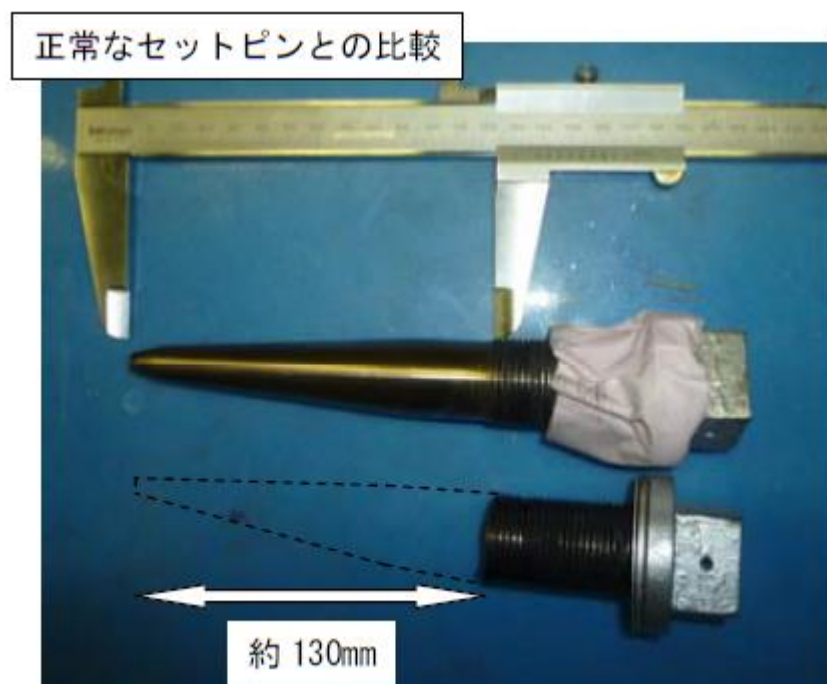
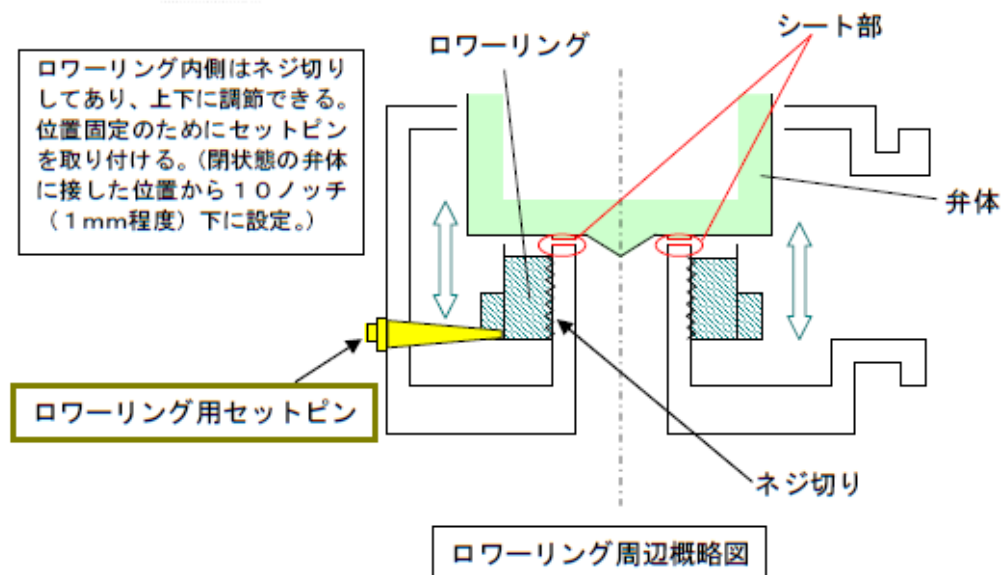
(原子力施設情報公開ライブラリー通番 11570 添付資料「主蒸気系統図」より引用)

- (2) 2011年（平成23年）9月26日、第25回定期検査の際、主蒸気逃がし安全弁の分解点検において、D弁の内部部品であるローリングセットピンが折損、脱落していることが確認された。このセットピンは、弁体の開き始めの動作を促進するための部品であるローリングの位置を固定する目的で取り付けられている（ローリングの内側はネジ切りされ、位置を上下に調整できるところ、閉状態の弁体に接した位置から1ミリメートル下に設定されている）。また、セットピンの仕様は、全長約210ミリメートル、外径約27ミリメートル、材質がSUS630ステンレス鋼であったところ、先端から約130ミリメートルのところでセットピンは折損し、先端部が脱落していた。

なお、脱落したセットピンの先端部は、サプレッションプール内に設置されたスパージャ（主蒸気逃がし安全弁排気用の水中構造物）の鏡底部に留まっていることが確認され、2012年（平成24年）1月31日に回収されている。

主蒸気逃がし安全弁本体におけるローリングセットピンの位置関係、

及び、被告日本原電が公表したセットピンの折損状況の写真を以下に示す。



【主蒸気逃がし安全弁のセットピン脱落状況】

(原子力施設情報公開ライブラリー通番 11570 添付資料「当該弁開放状況」より引用)

(3) 被告日本原電は、セットピンとロワーリングとの間に1. 1～1. 2



ミリメートルの大きな隙間があり、この状態で主蒸気逃がし安全弁の作動によるロワーリングの振動と蒸気噴流によって、セットピンに過大な曲げ応力が発生し、セットピンのネジ谷部で応力集中により初期き裂が発生し、その後の逃がし安全弁作動による繰り返し荷重でき裂が進展し折損したと推定されること、及び、セットピンの破面観察の状況から、き裂発生時の曲げ応力値は約320MPaであり、き裂が進展した繰り返し回数は約42000回と評価され、設計・建設規格から規定されるセットピンの材料の許容繰り返し応力回数20000回を超えていること、を発表した。

- (4) ところで、被告日本原電は、東北地方太平洋沖地震発生から冷温停止に至るまでの間における主蒸気逃がし安全弁の動作状況を明らかにしている（被告日本原電作成の平成26年4月30日付準備書面(1)添付別表2）。

これによると、2011年（平成23年）3月11日14時48分38秒にD弁の自動開放が開始されたのを最初として、3月15日1時15分51秒にF弁の手動開放が終了するまでの間、合計170回に及ぶ開操作が実施されている。このうち、セットピンが折損したD弁については、合計38回の開操作が行なわれており、しかも、原子炉圧力が急降下した3月11日19時16分及び原子炉水位が急降下した同日19時18分付近の時間帯で前後15回にわたる繰り返しの開操作が行なわれている（18時49分06秒から21時45分42秒までの間）。

この間の開操作がもたらした繰り返し荷重によってセットピンの折損が引き起こされた可能性は否定できず、19時14分53秒から19時17分35秒までの2分42秒間に及んだD弁の異常に長い開放継続状態は、折損したセットピンの先端部が障害物となって、正常な弁操作を不能とさせていたことが十分に想定されるのである。

### 第3 老朽化現象の深刻さ

#### 1 原発の老朽化が引き起こす重大事故

第2で述べた老朽化現象は、いずれも、定期検査の実施中に確認されている。だが、これらの現象は、原子炉の停止中に突如発生したものではなく、原子炉の運転中における過酷な環境下で少しずつ劣化が進展していったものである。

このため、もし原子炉の運転中に劣化の状態が極限に達し、機器それ自体の破壊をもたらした場合には、以下述べる通り、重大事故へと発展し

ていくおそれがある。

第2で指摘した老朽化現象ごとに述べると次のとおりである。

#### (1) 蒸気乾燥器でのひび割れ

被告日本原電は、蒸気乾燥器について、原子炉停止後の除熱機能ならびに炉心冷却機能を有していないことから、安全上重要な機器には該当しない、と説明している。

しかしながら、蒸気乾燥器は、原子炉圧力容器内に設置されており、ひび割れが進展して機器それ自体の破壊に至った場合には、冷却材の流れに伴って、脱落した部位が原子炉圧力容器内を循環し、核燃料本体や他の機器に接触して損傷を与える危険性を否定することができない。特に、脱落した部位の大きさによっては核燃料を損傷する深刻な事故に発展する可能性がある。

#### (2) シュラウドサポートでのひび割れ

前述したとおり、被告日本原電は、V 8 縦溶接線及びH 7 水平溶接線で確認されたひび割れについて、全て軸方向（＝縦方向）であった、と発表している。V 8 縦溶接線は、シュラウドサポートシリンダどうしを軸方向に溶接することで形成され、H 7 水平溶接線はシュラウドサポートシリンダと炉心シュラウド本体を周方向（＝水平方向）に溶接することで形成される。また、被告日本原電はひび割れの存在に言及していないが、シュラウドサポートシリンダとシュラウドサポートレグを周方向に溶接することで形成されるのがH 1 0 水平溶接線である（本準備書面7頁に示した「シュラウド展開図」参照）。

もし、H 7 水平溶接線またはH 1 0 水平溶接線において、軸方向ではなく周方向にひび割れが発生し、かつ、ひび割れがそのまま進展して溶接部自体の破壊に至った場合には、炉心シュラウドとシュラウドサポートとの分離という事態が引き起こされることがありうる。支えを失った炉心シュラウドは、その内部に収納された燃料集合体と制御棒との位置関係にずれを生じさせる。このような状態で原子炉スクラム信号が発せられた場合、下から垂直に挿入される制御棒が燃料集合体の間に入らなくなり、構造的にスクラム不能の状態に陥る。緊急時に原子炉が停止しなければ、それだけで破局的事態に至ることが明らかである。

また、シュラウドサポートで実際にひび割れが確認されたのであるから、炉心シュラウド本体においても同様のひび割れが形成されていることが十分に推認される。ひび割れの進展によって炉心シュラウド自体が

破壊されてしまえば、炉心内で上向きに流れる原子炉冷却材流と、その外側の環状部を下向きに流れる再循環流に、それぞれ乱れが生じることが想定される。この状況下で冷却材喪失事故が発生したならば、炉心の冷却に支障が生じ、最悪の場合、炉心溶融へと至る。

### (3) 残留熱除去系配管での減肉

残留熱除去系海水系配管で発生した減肉が進展し、配管自体が破断した場合、汲み上げた海水は破断箇所から外部へと流出し、熱交換器に送り届けることができない。その結果、熱交換器で崩壊熱を冷却することができず、残留熱除去系としての機能を喪失する。具体的には、格納容器の圧力抑制プール水の冷却ができなくなるためにプール水の温度が上がってしまい、結果として原子炉内の冷却も困難となり、やがて時間の問題で炉心溶融に至ることが必定である。すなわち、福島第一原発事故と同様な状態が引き起こされるのである。

東北地方太平洋沖地震の際、東海第二原発は、津波到来によって非常用ディーゼル発電機1台が使用できなくなり、残留熱除去系のうちA系の機能が完全に喪失するに至っている。これと同様の深刻な事態が、配管自体の老朽化を原因にしても発生するのである。

### (4) 主蒸気逃がし安全弁での内部部品の脱落

今回、東海第二原発の主蒸気逃がし安全弁の内部で折損、脱落したセットピンは、ロワーリングの位置を固定する目的で取り付けられている。ロワーリングは、弁体の開き始めの動作を促進するための機能を有していることから、ロワーリングの位置がずれた場合には、弁本体の開操作に支障が生じ、原子炉圧力容器内を減圧させる工程に悪影響を及ぼすおそれがある。

しかも、セットピンの折損、脱落した部分は、主蒸気管から流れる蒸気に押されて主蒸気逃がし安全弁の内部もしくはサプレッションプールへと向かう配管内を移動することになる。この場合に、弁本体とロワーリングとの隙間に折損した先端部が入り込んで固着すれば、主蒸気逃がし弁を完全に閉じることができなくなる。主蒸気逃がし安全弁は複数台あるところ、弁の開機能においては他の弁で代替えが可能であるが、弁の閉機能においてはいずれかの弁のひとつが開固着してしまえば、配管破断の場合と同様に、原子炉水位が大幅に下がって核燃料の冷却が不能となり、冷却材喪失事故を招くおそれが生じる。今回の折損、脱落は、主蒸気逃がし安全弁の1箇所（D弁）のみで発生したが、合計18箇所

の主蒸気逃がし安全弁はいずれも同じ環境下に置かれているのであるから、同様の事態が同時多発的に発生することも十分に想定され、その場合には事態の收拾がさらに困難となる。

他方、サプレッションプール内でセットピン先端部が発見されており、現実にはセットピン先端部が配管の中を延々と移動していたことが窺われるところ、その間、セットピン先端部が配管の内壁面と接触を繰り返し、これが配管破断の新たな引き金となる可能性がある。

## 2 検査体制の不備

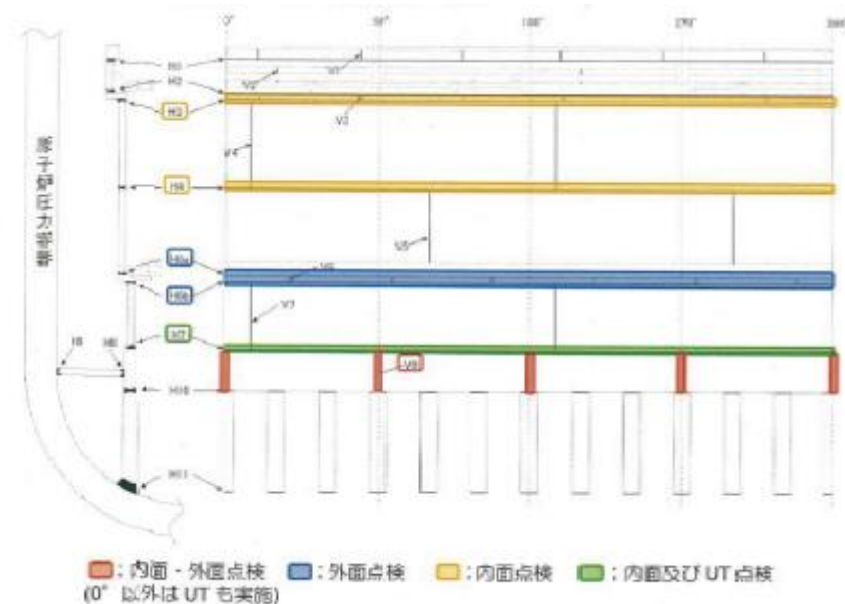
- (1) 以上のような深刻な事態を食い留めるためには、何よりも、老朽化した箇所をすみやかに、かつ漏れなく発見することのできる検査体制が不可欠であるが、現実には、そのような体制は確立されていない。

この点につき、定期検査においては、最初に検査員が機器の外観を目視し、異常箇所を発見した場合に超音波探傷試験を実施することによって、老朽化の状態を把握しているのが現状である。第2で指摘した各老朽化現象も、実際には、このような過程で損傷が極めて深刻な状態になるまで発見できなかった。「検査による発見」に依存する現在の検査体制では、初期の段階で欠陥を発見できる蓋然性は必ずしも高くなく、見落としした欠陥から破壊が起きて事故に至った時点で、ようやく欠陥が存在していたことが分かることにもなりかねない。

- (2) しかも、検査員による目視といっても、水中カメラなどの検査機器を用いざるを得ない場合には、画像を介しての判断をするほかなく、検査員の資質や熟練度によって目視検査の結果は大きく左右される。そのうえ、原発プラントは非常に複雑な構造を有しており、他の機器の陰に隠れて見えない箇所が多いことに加えて、放射線量が高くて人が近づくことができない、もしくは滞在時間が制限される場合もある。このため、検査員が検査対象の機器の外観全部を目視することは実際上不可能であって、目視検査の段階で異常箇所を見落とししてしまうことが十分にあり得る。

被告日本原電が公表した第24回定期検査における目視検査箇所を特定する図面を以下に示す。炉心シュラウドに対する目視検査は、水平溶接線H3及びH4は外面のみ、また、水平溶接線H6a及びH6bは内面のみ実施されているところ、炉内構造物に干渉されて反対側の面からの目視検査自体ができなかったと思われる。被告日本原電は、いずれの箇所でも異常は確認されなかった、と発表しているが、水平溶接線H3

及びH 4 の内面、あるいは、水平溶接線H 6 a 及びH 6 b の外面について」目視検査が実施されていない以上、これら溶接線の健全性が確実に保たれているとは到底いえないであろう。



#### 【第 2 4 回定期検査における目視検査箇所】

(被告日本原電作成の平成 2 2 年 3 月 1 日付「東海第二発電所第 2 4 回定期検査の状況について」参考資料より引用)

- (3) さらに、目視検査で異常が発見されて超音波探傷試験に移行するとしても、施設の構造上、検査機器を入れることができず、超音波探傷試験を実施することができない箇所も存在する。

例えば、シュラウドサポートのひび割れについて、被告日本原電は、第 2 4 回定期検査において、水平溶接線H 7 の超音波探傷試験を実施したというが、その範囲は全周の約 4 7 パーセントにすぎず、残りの約 5 3 パーセントの範囲は全く検査されていないうえに、超音波探傷試験はシュラウドサポートの内面で実施されたにすぎず、外面では全く実施されていない。水平溶接線H 7 外面付近では、炉内構造物に干渉されて検査機器を入れることができなかったと思われるが、超音波探傷試験が実施された内面約 4 7 パーセントの範囲ですら、合計 3 6 箇所にあぶひび割れが万遍なく確認されており、水平溶接線H 7 全体が同じ環境下に置かれている以上、仮に内面及び外面の全体に対する超音波探傷試験が実施されていたならば、はるかに多数のひび割れを確認できた可能性は極

めて高い。現状では多くのひび割れが未だ見逃されているといわざるを得ないのである。1項(2)で述べたところの、深刻な結果を引き起こしかねない周方向のひび割れが発生してない、との保証はどこにもない。

- (4) しかも、超音波探傷試験には、超音波の特性による検査の限界がある。

超音波探傷試験は、ひび割れの先端から超音波の反射を測定し、その強度と超音波が戻るまでの時間を測定し、ひび割れの有無及び深さを求める方法である。しかし、ひび割れが折れ曲がっていたり、分岐しているなど、その形状が複雑な場合（3項(3)で述べるとおり、低炭素ステンレス鋼で発生する応力腐食割れでは顕著である）には、反射の測定が困難であることから、正確な数値を算出することができない。

例えば、シュラウドサポート水平溶接線H7のひび割れについて、確認された欠陥先端エコーが1箇所のみであるため、深さは評価できるが長さが評価できないものが1箇所（本準備書面10頁に掲載した「欠陥指示一覧表」の欠陥指示番号14）、複数の探傷位置で欠陥の存在を示すエコーが確認できるために長さは評価できるが欠陥先端のエコーが得られないために深さが評価できないものが4箇所（「欠陥指示一覧表」の欠陥指示番号14A、14E、14F、14G）も存在している。

被告日本原電は、ひび割れ等の長さや深さについて、第2の2項(2)/(3)で述べたとおりに発表したが、実際にはさらに大きなサイズの割れであったかもしれないのである。このように、超音波探傷試験では、より進展した老朽化の状態であることを見落としてしまう危険性が常につきまとうのである。

### 3 老朽化のメカニズム及び今後の進展について

- (1) 被告日本原電は、第2で指摘した各老朽化現象の原因を、疲労割れ（2009年に発生した蒸気乾燥器のひび割れ）、応力腐食割れ（2012年に発生した蒸気乾燥器のひび割れ、シュラウドサポートのひび割れ）、腐食（残留熱除去系海水系配管の減肉）、ならびに、曲げ応力（主蒸気逃がし安全弁内部部品の脱落）、と説明している。
- (2) 金属材料は、ある一定の力までは弾性的に変形し、力を除くと元に戻る性質を有しているが、弾性限界を超える力を金属に加えると、塑性変形が始まり（塑性変形を起こす限界の力を降伏応力という）、やがて破断に至る。ところが、金属材料に繰り返し力を加えていくと、降伏応力以下の力が作用した場合であっても、材料内部に亀裂が生じて破断に至る

のであって、これを金属疲労という。

原発の運転中は、常時、施設全体に機械的振動が発生している。また、冷却材が炉内を常に循環しているため、流れによる振動が発生し、圧力容器ならびに格納容器内に設置された各機器の温度も頻繁に変動しており、これが金属材料に伸び縮みの効果を及ぼしている。すなわち、原発は、金属材料に応力が繰り返し加わる環境下で運転を行なう発電施設であることから、金属疲労の発生が避けられないのである。

したがって、2009年に発生した蒸気乾燥器のひび割れや主蒸気逃がし安全弁内部部品の脱落などの現象は、東海第二原発における同一の機器もしくは他の機器において、今後も発生することが想定されるのである。

- (3) 腐食とは、金属材料が錆びることである。水や腐食性ガスの中に金属を置くと、金属は次第に酸化され、錆を形成してはがれ落ちていき、金属材料それ自体が減肉する。減肉は、外部環境にさらされた配管などでしばしば見られる現象であって、材料自体の耐久性を低下させ、最後には破断へと至る。

金属材料を多用する原発において、腐食はどうしても避けられない現象である。東海第二原発の残留熱除去系海水系配管に生じた減肉は、幸いにも配管破断前に発見できたものの、多くの配管が複雑に張り巡らされた原子力施設において、減肉を原因とする配管破断はいつ発生してもおかしくない状況に置かれている。

ちなみに、配管の減肉が原因で深刻な事態を招いた事故として、2004年（平成16年）8月9日、関西電力美浜原発3号機で発生した配管破断事故がある。肉厚10ミリメートルの二次系復水配管A系のオリフィス下流部が1ミリメートル以下にまで減肉した結果、破断が生じて140℃の蒸気が噴出し、作業員5名が死亡、6名が重度の火傷を負っている。

- (4) 腐食のうち特に問題とされるのは、金属材料の弱い部分、例えば、結晶粒界が優先的に腐食し、粒界に沿って腐食が金属材料の内部に進行し、粒界の強度が下がって割れが発生するケースであって、応力腐食割れがその典型例である。

応力腐食割れは、①材料が腐食されやすいものであること（材料因子）、②その部分に引張応力がかかること（応力因子）、③酸素イオンなどの腐食因子が存在すること（環境因子）、の3要件が重なると発生し、197



0年代にわが国の沸騰水型原発で多発していた現象である。このため、電力会社は、原発の金属材料として汎用されていたオーステナイト系ステンレス鋼SUS304に炭素が0.08パーセント含まれており、溶接時に熱を加えると炭素原子がクロム原子と結合し、ステンレス鋼中に固溶していたクロムが欠乏して耐食性が失われ（これを鋭敏化という）、結晶粒界に沿って割れが進展することに着目し、①の点につき炭素含有量を減らした低炭素ステンレス鋼（SUS304L、SUS316L、SUS316NGなど）に切り替える対策を講じていた。

この結果、原発における応力腐食割れの発生頻度は一時的に減少した。しかし、1990年代中頃に入ると、低炭素ステンレス鋼でも応力腐食割れが頻発していることが、原発の主要メーカーであるGE社の研究者などによって報告され始めた。これらの研究報告によれば、低炭素ステンレス鋼の応力腐食割れは、グラインダなどで加工した層を起点とし、加工によって材料が変形硬化して発生し進展することや、溶接による塑性ひずみによる硬化が影響していることが認められたものの、その原因及び機序を解明するまでには至らなかった。

しかも、1970年代に発見された応力腐食割れが、溶接線に沿った直線上のひび割れという比較的単純な形態であったのに対して、低炭素ステンレス鋼で発生する応力腐食割れは、発生部位により様々であって、放射状やY字状に分岐したものなど、形状が一定していないばかりか、割れの進行方向についても、溶接線に対して斜め方向に発生したり、折れ曲がって溶接金属内に進展したりするなど、複雑な様相を呈していた。さらには、結晶粒界ではなく結晶粒内で割れが発生しているものや、クロム欠乏層が検出されず鋭敏化が起きていないものまで発見されており、従前の応力腐食割れに関する知見が全く通用しない状況にある。

よって、東海第二原発において、蒸気乾燥器やシュラウドサポートで実際に発生した応力腐食割れを原因とするひび割れなどの現象は、ステンレス鋼ないし低炭素ステンレス鋼を主要な金属材料として用いている以上、今後も様々な箇所で発生することが危惧されるのである。現に、わが国の他の原発でも、炉心シュラウドもしくはシュラウドサポートにおけるひび割れ、さらには、再循環系配管におけるひび割れが多発している状況にある。例えば、東海第二原発と極めて近接した時期に営業運転を開始した福島第一原発4号機（1978年10月12日運転開始）及び浜岡原発2号機（1978年11月29日運転開始）に限定しても以下のとおりであったから、東海第二原発においても同様の事態が到来することは当然に想定すべきである。

① 福島第一原発4号機

東京電力株式会社は、2002年（平成12年）10月18日から同月24日にかけて実施された超音波探傷試験によって、炉心シュラウド中間胴溶接部H4内側に長さ約180ミリメートル、最大深さ約13ミリメートル（板厚約38ミリメートルに対して約34パーセント）のひびが確認され、ひびの形成原因は応力腐食割れと推定される旨を発表している。

② 浜岡原発2号機

中部電力株式会社は、2004年（平成14年）3月22日に実施した目視検査によって、シュラウドサポートリング下部溶接線（H7b内側）付近にひび割れを確認したこと、同月29日に実施した目視検査によって、原子炉圧力容器とシュラウドサポートプレート（バッフルプレート）の溶接線（H9下側）にひび割れ1箇所を確認したこと、及び、同月29日に実施した超音波探傷試験によって、原子炉冷却材再循環系配管の3溶接線にひび割れの徴候を確認したこと、をそれぞれ発表している。なお、ひびの形成原因につき言及されていないが、応力腐食割れであった可能性が否定できない。

- (5) 被告日本原電は、第2で指摘した各老朽化現象について、当該箇所の補修に加え、継続検査を実施することによって、機器の健全性は確保される旨の発表を行なっている。

だが、いくら検査を継続したとしても、見落としの生じる可能性があることは2項で詳述したとおりであるから、継続検査が万能の対策であるとはいいがたい。

- (6) また、被告日本原電は、特に応力腐食割れを原因とするシュラウドサポートのひび割れに関して、次のように説明している。

① 2005年時点

総合資源エネルギー調査会原子力安全・保安部会原子力発電設備の健全性評価に関する小委員会で認められた「一次一般膜応力による許容応力限界から求める必要残存面積による評価」の方法を用いて評価したところ、技術水準に適合しなくなると見込まれる時期は運転年で20.6年後であった。

② 2009年時点

ひび割れの状況から構造健全性評価モデルを設定し、地震時の荷重な

どを考慮した破壊評価及び技術水準に適合しなくなると見込まれる時期を解析したところ45年後と算出され、今後運転を予定する30年間に比べて十分に安全側であることを確認した。

しかしながら、第一に、2005年と2009年の各解析の手法が異なるとはいえ、また、2005年時点でシュラウドサポートに確認されたひび割れが2009年時点でさらに進展しているにもかかわらず（第2の2項(2)参照）、技術水準に適合しなくなると見込まれる時期が、2005年に比して2009年は約2倍に延びており、実に不自然である。解析手法自体の信用性に疑問が浮上しているといわねばならない。

第二に、被告日本原電による解析の結果は、当時の原子力安全・保安院が採用した応力腐食割れ進展速度線図に依拠したものと考えられるところ、同図はデータ数の乏しい実験結果を元に作成されたものであって、そもそも信用性に乏しいうえに、溶接による塑性ひずみによる硬化が影響した低炭素ステンレス鋼における応力腐食割れのデータは全く含まれていない。したがって、被告日本原電が解析した結果よりも早い速度で応力腐食割れが進展していく可能性もあり得る。

第三に、2009年の解析では、東海第二原発の運転を今後予定する30年間に比して、破壊評価及び技術水準に適合しなくなると見込まれる時期が45年後であること、すなわち、1.5倍の余裕があることを理由に十分に安全側であると結論づけているが、一般機械工学においては、許容応力値を決する場合、3倍ないし4倍の安全率をとるのが常識である。破壊は不確定現象であるから、1.5倍の安全率では低すぎるといわねばならない。ましてや、原発の機器に破断が生じれば重大事故に発展するのであるから、3倍ないし4倍よりも高い安全率が採用されなければ危険極まりない。

第四に、被告日本原電による解析は、平常運転当時の荷重に地震時の荷重を付加して算出されたものであるが、地震時の荷重に関しては、東北地方太平洋沖地震発生時よりも前に想定されていた基準地震動が明らかな過小評価であるため、現時点で大幅に見直される必要がある。しかも、東海第二原発は、東北地方太平洋沖地震による巨大な地震動を現実を受けていることから、地震動による応力が加わったことによって、地震前に既に形成されていたひび割れなどの劣化状態がさらに進行してしまった可能性も否定できない。また、2016年（平成28年）4月の熊本地震以降、従来にはなかった地震の継続、進展が計測されており、特に長期間にわたる余震の多発に伴う繰り返し荷重の増加による疲労も

当初の想定をはるかに超える可能性がある。

よって、第一ないし第四の諸点を総合したならば、現状において、東海第二原発の各機器の健全性が何ら担保されていないことは明白である。

- (7) 以上のとおりであって、今後も東海第二原発を営業運転させた場合には、老朽化に由来する機器の損傷ひいては破壊といった緊急事態がいつなんどき発生するかもしれないのである。このような状態の東海第二原発が十分な安全性を備えているとは到底認めがたく、すみやかに運転の差し止めが認められなくてはならない。

