

一 格納容器漏えい検査

Q 1

福島第二原子力発電所 3号機（以下、「当該機」という）の格納容器漏えい率検査については、今回どのような方針の下、実施したのか。また、実施結果について、所内における品質監査部門および第三者機関から、何らかの問題点、今後の改善点等についての指摘があったのか。

（回答）

3号機の原子炉格納容器漏えい率検査は、平成15年2月7日より原子炉格納容器局部及び弁間漏えい量測定等の事前準備作業を開始し7月17日よりバウンダリ構成（原子炉格納容器漏えい率検査に係る弁総数は2054台）7月22日に原子炉格納容器を昇圧し、圧力静定の後、7月24日に社内検査デ-タ、翌7月25日に定期検査デ-タを採取し、7月26日に降圧後のバウンダリ確認（弁封印解除）を実施した。

原子力安全・保安院においては6月9日より準備段階から降圧後のバウンダリ確認（弁封印解除）に至るまで、立入り検査にて確認いただいた。

また、検査プロセスの透明性向上を図るべく第三者機関（財団法人発電設備技術検査協会）による実施状況の確認を、上記原子力安全・保安院と同期間立会っていただいた。

原子炉格納容器漏えい率検査の結果は下表の通りでした。

社内検査デ-タ採取日	デ-タ測定時間	漏えい率測定値 (判定値：0.45%/day 以下)
7月24日	10時00分～16時00分	0.017%/day (0.0154±0.0013)
定期検査デ-タ採取日	デ-タ測定時間	漏えい率測定値 (判定値：0.45%/day 以下)
7月25日	10時00分～16時00分	0.006%/day (0.0044±0.0016)

- ・ 本店制定「原子炉格納容器漏えい率検査の実施方針について」(平成15年6月11日)に基づき J E A C 4203-1994 (電気技術規程 - 原子力編 - 原子炉格納容器の漏えい試験;(社)日本電気協会発行)の要求事項を十分理解した上で、検査に係る実施箇所が責任を持って計画・実行し、この実施に係る過程の中で必要な品質を作り込み、自らが検査する事によって品質を確認し、漏えい率検査の目的を果たすことを基本とし実施しました。
- ・ 検査の実施において第三者機関からの指摘は無かったが、品質監査部等から以下の指摘があり是正を行いました。
 - 1) 工事用機材の仮置きに当たっての適切な仮置き表示の実施
 - 2) 局部漏えい試験時の圧力ゲ-ジのゼロ点確認手順の誤り
 - 3) N2供給設備の温度調節弁作動試験手順の誤り
 - 4) M S I V ギャグ(開固定治具)取付の作業の誤り
 - 5) P L R 系弁ギャグ(開固定治具)の不適合製品の修正
 - 6) ホ-ルドポイント連絡会で使用するチェックシ-ト類は、最新版を使用していることが確認できるよう、実施要領に添付のものから複写し使用すること。

添付資料 1 - 1 : 原子炉格納容器漏えい率検査の実施方針について (平成 15・06・11)

添付資料 1 - 2 : 福島第二原子力発電所 第3号機

原子炉格納容器漏えい率検査 実績工程表

Q 2

原子力安全・保安院は、要領書・手順書の事前検証に対して改善努力が行われていたとしているが、福島第二原子力発電所 1 号機における当該検査時と比較してどのような改善がなされたのか。

(回答)

1号機原子炉格納容器漏えい率検査は、H15年1月24日の事前確認を開始しH15年6月19日よりバウンダリ構成(管理対象弁総数2248台、うち封印実施弁12台)を行い、6月24日原子炉格納容器を昇圧し圧力静定の後、6月26日に社内検査データ、翌6月27日に定期検査データを採取し、6月28日降圧後のバウンダリ構成の確認を実施しました。

1号機においても原子力安全・保安院に準備段階から降圧後の封印状況確認に至るまで、立入検査にてご確認いただきましたが、その過程において当社が検査実施要領書や手順書を作業開始直前あるいは一日間に数回改訂を行った経緯があり、原子力安全・保安院より事前検証が不十分との指摘を受けました。

そこで、3号機においては、バウンダリ構成(設備的な違いにより1号機より管理対象弁は少なく総数2054台、うち封印実施弁12台)を始めとして下表に示す作業内容及び手順を事前に検証する等改善を図りました。

号機	1号機	3号機
検査計画段階に関するもの	<ul style="list-style-type: none">・事前検証項目a . P C Vバウンダリ構成手順b . 昇圧時点検手順	<ul style="list-style-type: none">・事前検証項目a . P C Vバウンダリ構成手順において閉止プラグ等の操作手順を明確化し実施。b . 昇圧時点検手順において点検内容を詳細に明記し実施。c . 不正防止処置(インリーク防止)手順において操作手順の見直しを図り実施。d . 所員用エアロック(格納容器出入口)の封印手順を作成し実施。
検査実施段階に関するもの	<ul style="list-style-type: none">・液体窒素蒸発器温度調節弁の不良発生(本設備は1~4号機共用)	<ul style="list-style-type: none">・左記温度調節弁については、検査前に事前点検実施。

Q 3

原子力安全・保安院は、3号機の検査時に要領書等の改訂を行う際の改訂番号を定める規則が明文化されていなかった等、検査計画段階や検査実施段階での改善すべき事項を指摘しているが、福島第二原子力発電所においては、その後、どのように改善がなされているのか。

(回答)

福島第二原子力発電所3号機の原子炉格納容器漏えい率検査に対する原子力安全・保安院のご指摘に対する改善策は、下記の通りです。

(1) 検査計画段階に関するもの

当初から比べ、要領書等の事前検証に改善は見られるものの、下記について更なる改善を行うべきである。

a. 要領書等の改訂を行う際の改訂番号を定める規則が明文化されていない。

[改善策]

「原子炉格納容器漏えい率検査プロジェクトチーム運営要領」を改訂し、改訂方法、改訂番号の付け方等を明文化した。

b. 格納容器に印加した圧力の降下手順を定めた「降圧手順書」に、圧力操作を行う担当グループの手順が明確になっていない。

[改善策]

「降圧手順書」に不明確であった圧力操作を行う担当グループを明確にし、同手順に反映した。

(2) 検査実施段階に関するもの

格納容器圧力 35kPa 点検において、実施要領に定めた点検チェックシートは、改訂番号の記載があるが、現場で使用している点検チェックシートには改訂番号の記載がなく、最新版の識別管理の改善を図るべきである。

[改善策]

現場で使用するチェックシートは、改訂番号が記載されている最新版の実施要領のコピーを使用することとした。

なお、福島第二1・3号機及び他発電所の原子炉格納容器漏えい率検査の立入検査の結果を踏まえ、「原子炉格納容器漏えい率検査の実施方針について(平成15・08・01原院第2号の指摘事項を反映した方針書)」を平成15年11月19日に原子力安全・保安院に提出し、それ以降の当社原子力発電所において、原子炉格納容器漏えい率検査を順次実施しております。

添付資料3：原子炉格納容器漏えい率検査の実施方針について(平成15・08・01原院第2号の指摘事項を反映した方針書)(平成15年11月18日改訂)

Q 4

当該機の漏えい率検査を実施してから、その後、圧力抑制室の異物調査等の後に局部的に漏えい率検査が実施されているが、どのような検査結果が得られているのか。また、どのような品質保証体制で実施されたのか。

(回答)

原子炉格納容器の出入口や配管・電線管の貫通部等は、貫通部ごとに漏えい率(局部漏えい率)が測定できる構造となっており、通常、局部漏えい率検査を実施後、格納容器全体の漏えい率検査を実施しております。

3号機の漏えい率検査においても、平成15年7月11日にサブプレッションチェンバ出入口部の局部漏えい率測定を実施後、平成15年7月25日に原子力安全・保安院立会のもと「原子炉格納容器全体漏えい率検査」を実施し、判定基準(0.45%/day)に対して、0.006%/dayの結果が得られておりました。

その後、サブプレッションチェンバの異物調査等のため、平成15年10月14日にサブプレッションチェンバ出入口を開放し、シール材(リング)の取替(「原子炉格納容器の漏えい試験規程」J E A C 4203-1994の「補修」に該当)を実施したことから、平成15年11月26日に原子力安全・保安院の立ち会いのもと、同規程に基づき、再度サブプレッションチェンバ出入口部の局部漏えい率の検査「原子炉格納容器漏えい率検査(サブプレッションチェンバ出入口開放に伴う再評価)」を実施しました。

その結果は、以下のとおり、サブプレッションチェンバ出入口補修の前後で、同等の結果でありました。

検査範囲	初期圧力 (kPa)	最終圧力 (kPa)	試験時間 (h)	原子炉格納容器全体換算 漏えい率(%/day)
サブプレッションチェンバ出入口(補修前) 平成15年7月11日	291.0	287.5	0.5	2.13×10^{-6}
サブプレッションチェンバ出入口(補修後) 平成15年11月26日	301.5	298.0	0.5	2.08×10^{-6}

このサブプレッションチェンバ(補修後)の換算漏えい率を、平成15年7月25日に実施した「原子炉格納容器全体漏えい率検査」の結果に加えても、0.007(%/day)であり、原子炉格納容器漏えい率の判定基準(0.45(%/day)以下)を十分満足していることを確認しています。

また、「原子炉格納容器漏えい率検査(サブプレッションチェンバ出入口開放に伴う再評価)」を実施する際の品質保証体制としては、原子炉格納容器全体漏えい率検査を実施した体制と同様に、品質保証担当が事前に検査実施要領書のレビューを行うとともに、社内検査及び原子力安全・保安院の立会検査の結果について確認をおこなっています。

二 再循環系配管等

Q 5

当該機のこれまでの定期検査における再循環系配管等(セーフエンド及び圧力容器ノズル部を含む)の点検状況を示されたい。検査カテゴリー(異種金属継手、同種金属継手の区分)、検査箇所、I S I、自主点検の検査区分毎に、いつ、どの継手を何力所、どのような方法で行ってきたのか。

(回答)

3号機原子炉再循環系配管点検・修理の概要は、以下の通りです。

平成14年11月5日～平成14年12月18日

「原子力発電所再循環配管におけるひび割れの疑いに係る報告徴収について^{*}」に関し、3号機については、過去に自主的に行った超音波探傷検査において、一部の原子炉再循環系配管の溶接線7継手にひびを確認しておりました。

これを受けて、3号機原子炉再循環系配管の継手のうち過去5年間に超音波探傷検査を実施していない溶接線41継手について超音波探傷検査を行った結果、過去にひびを確認している溶接線7継手に加え、新たに2継手にひびを確認しました。

* 添付資料5-6「原子力施設にかかる自主点検作業の適切性確保に関する総点検中間報告書」(平成14年11月15日)参照

平成15年1月14日～平成15年5月14日

ひびの確認された原子炉再循環系配管の溶接線9継手について配管取り替えを実施しました。

尚、工事の施工上、ひびの確認された溶接線9継手を含む11個の配管について取り替えを行いました。

平成15年5月22日～平成15年6月4日

原子炉圧力容器と原子炉再循環系配管の接続部のうち過去5年間に超音波探傷検査を実施していない溶接線5継手について超音波探傷検査を行った結果、異常は認められませんでした。

平成15年7月7日～平成15年7月13日

ひびの発見された溶接線9継手を含む原子炉再循環系配管の溶接線21継手について、応力腐食割れ対策としてI H S Iを施工しました。

平成15年7月15日

取り替えを行った原子炉再循環系配管11個について、社内的に使用前検査に準じた検査(寸法,外観,据付,耐圧,漏えい検査)を行って異常のないことを確認するとともに、原子力安全・保安院の保安検査官にもご確認を頂いています。

平成15年9月13日～平成15年10月3日

原子炉再循環系配管の点検について、地元の皆さまの信頼と安心を確立するとの観点から、総合的に検討した結果、過去5年間のうちに点検を実施した溶接線29継手についても追加で点検を行うこととしました。その結果、ひびは確認されませんでした。

これまでISI(供用期間中検査)として下記検査を実施し、社外機関による立会及び記録確認を行い、国による記録確認検査を受けております。

検査方法としては、「軽水型原子力発電所用機器の供用期間中検査(JEAC4205)」、「軽水型原子力発電所用機器の供用期間中検査における超音波探傷試験指針(JEAG4207)」(社団法人 日本電気協会)の規定に基づき実施しております。尚、ISI対象継手以外に一部の継手については第8, 10, 11回定検時に自主的に点検を実施しています。

結果はISIについては、すべて異常ありませんでしたが自主点検分については一部にインディケーションが確認されました。

検査実績としては、以下のとおりです。

第1回定検(S61.7.1～S61.10.15)

再循環系配管継手部(同種金属継手) 3箇所点検、異常なし

第2回定検(S62.10.25～S63.2.9)

原子炉圧力容器ノズル・セーフエンド接続部 3箇所点検、異常なし
再循環系配管継手部(同種金属継手) 1箇所点検、異常なし

第3回定検(S64.1.7～H2.12.20)

原子炉圧力容器ノズル・セーフエンド接続部 1箇所点検、異常なし
再循環系配管継手部(同種金属継手) 2箇所点検、異常なし
再循環系配管継手部(異種金属継手) 1箇所点検、異常なし

第4回定検(H3.11.15～H4.3.19)

原子炉圧力容器ノズル・セーフエンド接続部 3箇所点検、異常なし
再循環系配管継手部(同種金属継手) 4箇所点検、異常なし

第5回定検(H5.3.30～H5.8.4)

再循環系配管継手部(同種金属継手) 3箇所点検、異常なし
再循環系配管継手部(異種金属継手) 1箇所点検、異常なし

第 6 回定検(H6.9.3～H7.2.7)	
原子炉圧力容器ノズル・セーフエンド接続部	5 箇所点検、異常なし
再循環系配管継手部(異種金属継手)	1 箇所点検、異常なし
第 7 回定検(H8.2.28～H8.5.10)	
点検計画なし	
第 8 回定検(H9.5.7～H9.8.12)	
原子炉圧力容器ノズル・セーフエンド接続部	3 箇所点検、異常なし
再循環系配管継手部(同種金属継手)	3 箇所点検、異常なし
[自主点検]	
再循環系配管継手部(同種金属継手)	9 箇所点検
	3 箇所有意なエコー有り
	6 箇所異常なし
第 9 回定検(H10.9.12～H10.11.13)	
再循環系配管継手部(同種金属継手)	1 箇所点検、異常なし
再循環系配管継手部(異種金属継手)	1 箇所点検、異常なし
第 10 回定検(H11.12.12～H12.3.30)	
原子炉圧力容器ノズル・セーフエンド接続部	1 箇所点検、異常なし
再循環系配管継手部(同種金属継手)	3 箇所点検、異常なし
[自主点検]	
再循環系配管継手部(同種金属継手)	4 箇所点検
	4 箇所有意なエコー有り
	(第 8 回定検で有意なエコーのあった 3 箇所含む)

第 1 1 回定検(H13.4.29~H14.1.11)

原子炉压力容器ノズル・セーフエンド接続部
再循環系配管継手部(異種金属継手)

3箇所点検、異常なし
1箇所点検、異常なし

[自主点検]

再循環系配管継手部(同種金属継手)

16箇所点検
7箇所有意なエコー有り
(第8,10回定検で有意なエコーのあった4箇所含む)
9箇所異常なし

第 1 2 回定検(H14.12~)

[自主点検]

原子炉压力容器ノズル・セーフエンド接続部

12箇所点検、異常なし

再循環系配管継手部(異種金属継手)

3箇所点検、
1箇所有意なエコー

有り

2箇所異常なし

再循環系配管継手部(同種金属継手)

60箇所点検、
8箇所有意なエコー

有り

(第8,10,11回定検で有意なエコーのあった7箇所含む)

52箇所異常なし

添付資料 5 - 1 : 過去 5 年間に超音波探傷検査を実施していない溶接線 4 1 継手についての超音波探傷検査

添付資料 5 - 2 : 原子炉压力容器と原子炉再循環系配管の接続部のうち過去 5 年間に超音波探傷検査を実施していない溶接線 5 継手についての超音波探傷検査

添付資料 5 - 3 : 過去 5 年間に超音波探傷検査を実施した溶接線 2 9 継手についての超音波探傷検査

添付資料 5 - 4 : 福島第二原子力発電所 3 号機原子炉冷却材再循環系配管点検結果

添付資料 5 - 5 : 福島第二原子力発電所 3 号機原子炉再循環系配管及び原子炉压力容器接続部点検一覧

添付資料 5 - 6 : 原子力施設にかかる自主点検作業の適切性確保に関する総点検中間報告書

Q 6

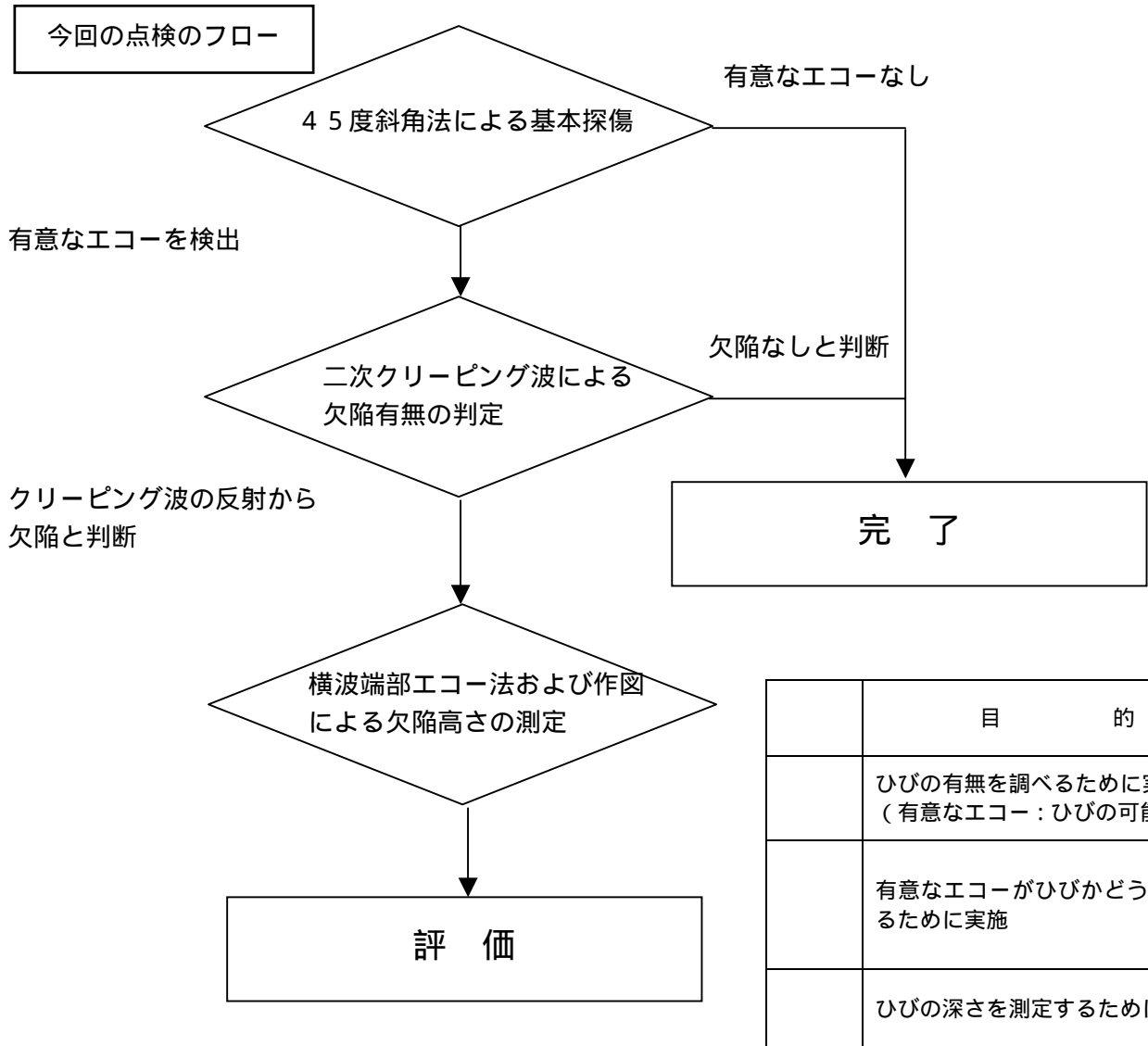
今回の再循環系配管等の超音波探傷検査の検査体制、検査手法、評価手法を明らかにされたい。また、再循環系配管等の点検結果の客観性を高めるためにどのような措置を取ったのか。

(回答)

超音波探傷検査の検査体制は当社，検査実施会社により行うとともに、社外機関として発電設備技術検査協会の確認を受けています。

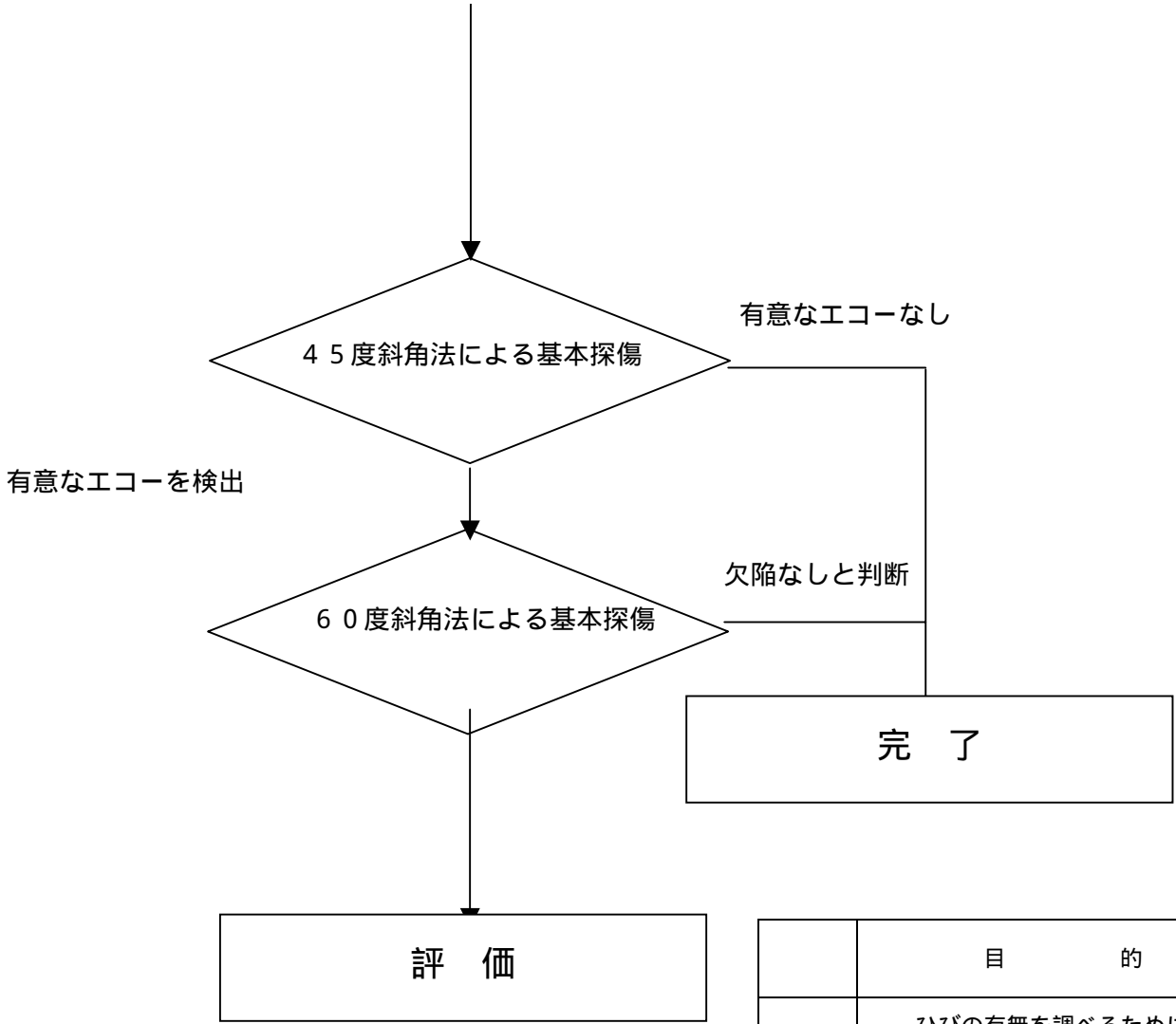
超音波探傷試験の検査・評価手法は以下のステップで実施しています。

点検結果の客観性を高めるため、点検した全ての継手について社外機関として発電設備技術検査協会の検査員に記録を確認頂くとともに、現場において指定された箇所について探傷波形の確認を頂いています。



定期検査（供用期間中検査）のフロー

再循環系配管全継手数の25%を10年で点検（100%を40年で点検）



添付資料6：再循環系配管点検体制表

	目的
	ひびの有無を調べるために実施 (有意なエコー：ひびの可能性有り)
	有意なエコーを他の屈折角を用い 再確認するために実施

Q7

原子力安全・保安院の報告書（平成14年10月1日）によればこれまでのI S I（定期検査）と自主検査で試験部位が同じ箇所数が4カ所あり、そのうち、1カ所は両者の結果が異なるものであったとされているが、具体的にはどの箇所で、どのような結果が得られていたのか。また、異なった理由は何か。

（回答）

平成14年10月1日付の保安院報告書で、I S Iと自主点検で点検部位が同じ箇所はA、B、C、の4箇所で、そのうち定期検査（I S I）と自主点検の結果が異なる1継手とされているのは図中の です。A、B、Cの継手はI S I、自主点検とも異常はありませんでした。 の継手は第5回定検時に実施したI S Iでは異常はなく、第8、10、11回定検時に実施した自主点検でインディケーションが確認されたものです。理由としては、第5回定検時にはひびは発生していなかったか、あるいは発生していたものの検出限界以下であり、その後発生あるいは進展して第8、10、11回定検時の自主点検でインディケーションが確認されたものと考えられます。

第11回定検までに行った自主点検においてインディケーションのあった継手は7継手であり（平成14年11月15日付 経済産業大臣宛文書）そのうちI S Iと自主点検の結果が異なる継手は を含め3継手（ 、 、 ）です。 の継手は第3回定検時に実施したI S Iでは異常はなく、第11回定検時に実施した自主点検でインディケーションが確認されたもの、 の継手は第5回定検時に実施したI S Iでは異常はなく、第11回定検時に実施した自主点検でインディケーションが確認されたものです。

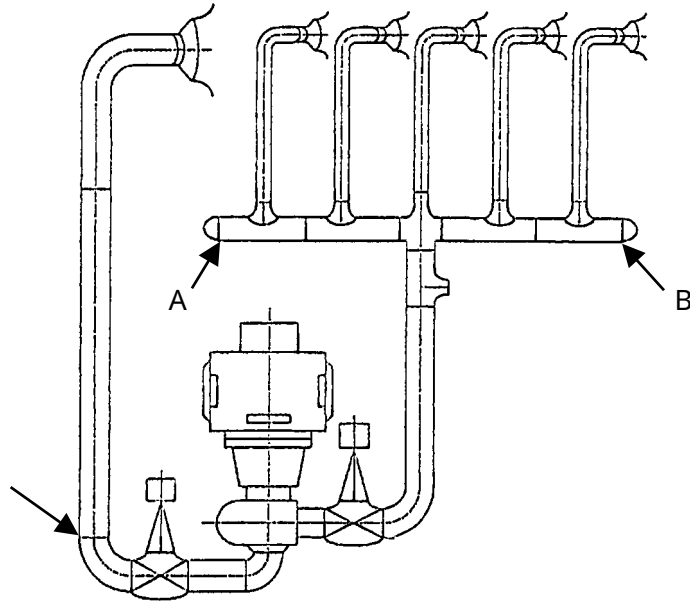
今回の定検（第12回定検）では全ての継手について自主点検を行っており、過去のI S Iと結果が異なったものがさらに2箇所（ 、 ）確認されました。

、 、 、 ともと同様、I S I実施時（ は第3回定検時、 ・ は第5回定検時、 は第6回定検時）にはひびは発生していなかったか、あるいは発生していたものの検出限界以下であり、その後発生あるいは進展して第11回または第12回定検時の自主点検でインディケーションが確認されたものと考えられます。

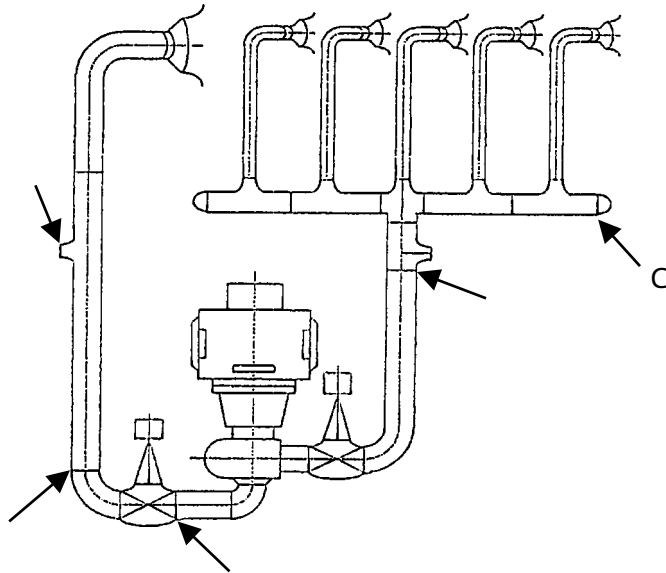
I S Iと自主点検で結果が異なったもの

	I S I	I S I結果	自主点検	自主点検結果
	第5回定検		第8、10、11回定検	×
	第3回定検		第11回定検	×
	第5回定検		第11回定検	×
	第5回定検		第12回定検	×
	第6回定検		第12回定検	×

：異常なし ×：ひびの可能性あり



原子炉再循環系 (A)



原子炉再循環系 (B)

Q 8

再循環系配管等について、今回、ひびの確認された配管の取替後の状況（箇所、材質、応力緩和対策の実施の有無等）はどうなっているか、また、今後どのように点検を進めていくのか。

（回答）

3号機の取替後の再循環系配管周継手は、全部で82箇所（配管取替実施前は75箇所、配管取替に伴い7箇所追加）あります。材質ごと、応力腐食割れ対策種類ごとの内訳は下記の通りです。

今後の点検としては、応力腐食割れ対策が実施されていない継手（61箇所）については、5年（運転期間）を超えない期間ごとに計画的に点検を行っていきます。また、その他の21箇所についてはIHSIとして10年で25%（40年で100%）を点検していきます。点検に際しては、45度斜角法により探傷を行った上、ひびの疑いがあるものについては二次クリーピング法によりひびかどうかを確認します。ひびと判断された場合には、従来のUT手法である横波端部エコー法に加え、改良されたUT手法としてフェイズドアレイ法等を用いてひび深さを確認していきます。

材質別

- ・ SUS316（LC）どうしの継手（ポンプ・弁との取り合いを含む）； 67箇所
- ・ SUS316（LC）と炭素鋼との異材継手 ； 3箇所（A部）
- ・ SUS316（LC）と低合金鋼との異材継手 ； 12箇所（B部）

応力腐食割れ対策種類別

- ・ IHSI施工継手（今回取替部に施工） ； 21箇所
- ・ 対策未実施継手 ； 61箇所

[参考]

IHSI：高周波誘導加熱応力改善法(IHSI:Induction Heating Stress Improvement)。
材料の板厚方向に、所定の温度差が生じるよう、内面を冷却しながら外面側を高周波誘導加熱で昇温した後、加熱を停止して、板厚方向がほぼ均一な室温近くの温度となるまで内面を冷却する方法である。
その結果、応力腐食割れの「応力因子」である引張残留応力を低減又は圧縮側とする応力改善が得られる。

添付資料 8 - 1：福島第二原子力発電所 3号機原子炉再循環系配管取替状況

添付資料 8 - 2：福島第二原子力発電所 3号機原子炉再循環系配管の材質

三 炉心シュラウドについて

Q 9

当該機におけるこれまでのシュラウドの点検状況（いつ、どの部分を、どのような方法で）はどうなっているか。

また、当該炉心シュラウドのひびの発生、進展は従来の知見の範囲であったのか。（当該機シュラウドは何年の実効運転年数でひびが入り、その進展状況は、従来の実験データの上限值に包絡されているのか等）

（回答）

3号機シュラウド点検・修理の概要は以下の通りです。

平成14年 9月30日 ~ 平成14年11月 7日

「原子力発電所における点検・補修作業に係わる不適切な取り扱い」に関し、シュラウドに「ひびまたはその徴候」の疑いがあるプラントとして計画的に停止し、指摘されている部位および他の部位の溶接線点検を実施しました。

シュラウドの目視可能な全ての溶接線について水中カメラを用いて調査を行った結果、シュラウド内側H3溶接線近傍の2箇所、内側H4溶接線近傍1箇所にひびの様相を呈したものを確認しました。

また、中間部リングと上部格子板設置用部材（8個の上部格子板用ベースと4個のアライナーブラケット）のすみ肉溶接部近傍の10箇所にひびの様相を呈したものを確認しました。

GE社からの指摘のうち、実際にひびの様相が確認された箇所は内側H4溶接線近傍の1箇所でした。また、GE社の指摘のなかった箇所について、12箇所（中間部リングと上部格子板設置用部材のすみ肉溶接部近傍含む）にひびの様相が確認されました。

GE指摘箇所のうち、実際にはひびの様相が確認されなかった箇所は、シュラウド表面に付着したクラッド等による模様（ひびではないもの）だと考えられ、経年により模様に変化したものだと考えられます。

平成14年11月15日 ~ 平成15年 1月16日

ひびの様相を呈したものについて超音波による探傷検査を実施した結果、シュラウド内側H3溶接線近傍の2箇所、内側H4溶接線近傍1箇所がひびであると評価しました。指示エコーから最大深さは約23mmでした。

また、中間部リングと上部格子板設置用部材のすみ肉溶接部近傍の6箇所がひびであると評価しました。なお、4ヶ所については、ひびの深さは検出されませんでした。

平成15年3月10日

「経済産業省 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等に関する小委員会（第7回）」において今回確認されたひびについては、現時点及び5年後においてもシュラウドは十分な構造強度を有するものの、ひびが周方向に進展しつづける可能性があることから、十分な構造強度を有するうちに補修等の対策を講じる必要があるとの見解がまとめられました。当社としては、これを踏まえ、ごく軽微なもの及びシュラウドの健全性に影響を与えないものを除き、「ひび」を除去することとしました。3号機としては、シュラウド内側H3溶接線近傍の2箇所、内側H4溶接線近傍1箇所のひび除去による補修を今定検中に実施することとしました。

平成15年 4月25日

シュラウド内側H3溶接線近傍の2箇所、内側H4溶接線近傍1箇所のひび除去による補修を実施するにあたり電気事業法第48条第1項の規定にもとづき、経済産業大臣に工事計画届出書を提出いたしました。

補修工事として放電加工(注1)によりひびを除去し、応力改善のために磨き加工(注2)を行うこととしました。

注1：放電加工（EDM：Electrical Discharge Machining）

電極からの放電によりひびの部位を溶融させて除去する方法

注2：磨き加工

研磨砥粒を接着させたナイロン繊維の表面処理材で磨くことによって、表面の残留応力改善を図る方法

平成15年 5月20日 ~ 平成15年 6月5日

平成15年 5月19日に経済産業大臣から工事開始を認める旨の通知をいただきました。平成15年 5月20日よりひびの補修工事を実施し、施工後に国による検査として、経済産業省立会の使用前検査を受検し、工事が届出内容通りに施工されたことを確認していただき補修工事が完了しました。ひび除去加工の大きさはシュラウドの周長に対しH3内側54度付近、80度付近はそれぞれ約0.4%、H4内側330度付近は約0.5%です。

位置	ひび除去加工部の 大きさ	ひび除去加工部の 深さ	シュラウド 内径・板厚
H3内側54度付近 (中間部胴)	幅 約70mm 高さ 約43mm	約14mm	中間部胴 板厚 約50mm 内径 約5.2m
H3内側80度付近 (中間部リング)	幅 約75mm 高さ 約47mm	約16mm	中間部リング 板厚 約210mm 内径 約5.2m
H4内側330度付近 (中間部胴)	幅 約86mm 高さ 約80mm	約23mm	

なお、使用前検査項目として、ひび除去後の目視検査を受検しており、ひびが全て除去されていることをご確認頂いております。

また、今回補修した3ヶ所はひびの部位を放電加工により除去した後、当該部位表面の引張応力を緩和させるために磨き加工を施しており、SCCが発生する可能性は十分小さいと考えています。

今回の定期検査以前の点検実績は以下のとおりです。

1. 目視点検

水中TVカメラによる遠隔目視点検を実施しています。

点検方法は、今回定期検査時と同様、幅0.025mmのワイヤーが識別できる精度を有するTVカメラを用いて、溶接線を挟んで上下又は左右それぞれ25mmの範囲について遠隔目視点検を実施するというものです。

2. 超音波探傷試験

第11回定期検査時に確認されたH6a外側のひびについては超音波探傷試験によるひびの深さ測定を実施しています。

測定方法は、今回定期検査時と同様の測定装置を用い端部エコー法によりひびの深さを測定するというものです。

<過去の点検実績>

・第6回定期検査時(平成6年度)

目視点検箇所:

炉心シュラウド内側溶接線

H3, H4, V-1~6, V-9~14, V-15~18,

炉心シュラウド外側溶接線

H1, H2, H3, H4, H6a, H6b, V-1~6, V-7~8,
V-9~14, V-15~16, V-19~24

・第8回定期検査時(平成9年度)

目視点検箇所:

炉心シュラウド内側溶接線

H3, H4

炉心シュラウド外側溶接線

H6a

・第11回定期検査時(平成13年度)

目視点検箇所:

炉心シュラウド内側溶接線

H1, H2, H3, H4, H6b, H7a, H7b, V-1~6,
V-9~14, V-15~18, V-19~24, V-25~26

炉心シュラウド外側溶接線

H1, H2, H3, H4, H6a, H6b, H7a, H7b,
V-1~6, V-7~8, V-9~14, V-15~16,
V-19~24, V-25~26

超音波探傷試験箇所:

炉心シュラウド外側溶接線

H6a

2F-3号機は昭和60年6月に運転を開始し、当該号機のシュラウドのひびについては、平成13年7月にH6aのひびが確認され、その後タイロッド工法による対策が成されています。

平成13年当時のH6aのひびについてはサンプル調査等がなされており、このひびの発生は低炭素ステンレス鋼 SUS316L の応力腐食割れが原因であり、表面への機械加工等により硬化層が生成され、そこから粒内型応力腐食割れが発生し、その後粒界型応力腐食割れが溶接残留応力によって進展したものであると確認されました。

また、その後、平成14年8月の不正記録問題を発端とした点検がなされ、H6aの他に、H4外側に1箇所、H3内側に2箇所、アライナブラケット及び上部格子板ベース部に10箇所のき裂が確認されました。これらシュラウド胴部のひびについては、平成13年の知見に加え、溶接線のごく近傍は周方向残留応力が軸方向残留応力より大きく、割れは溶接線に直交方向に生じること、溶接線より離れるに従い等方2軸に近い応力状態となり、割れは任意の方向に進展し得ることが、国の健全性小委員会の中間取りまとめ（平成15年3月）において確認されました。

ひびの進展速度については、H6aのリング部のひびについて、平成9年度に“ひび状のもの”が自主点検においてVTにより確認されていましたが、ひびの深さ測定はなされておらず、その後、平成13年にタイロッドによる補修がなされた際のひび深さ確認（最大約26mm、平均約16mm）以降、測定はなされていません。なお、当該号機と柏崎刈羽2,3号機にH6aのひびが残っており、柏崎刈羽2,3号機で今後追跡点検を行い、ひびの進展速度の知見に活用する予定です。なお、柏崎刈羽2,3号機での点検の結果、現状の知見と異なる知見が得られた場合などには、必要に応じて当該号機のH6aについても点検を計画します。

添付資料9 - 1：福島第二原子力発電所3号機シュラウド点検結果

添付資料9 - 2：福島第二 3号機 シュラウド展開図

添付資料9 - 3：放電加工（EDM）寸法図

添付資料9 - 4：放電加工（EDM）/磨き加工概略図

Q10

これまで当該機の炉内構造物等を対象とした応力腐食割れ対策としてはどのような対策（炉水管理を含む）を実施してきているか。また、今後はどのような対策を実施するのか。

（回答）

3号機の炉心シュラウド等の炉内構造物の材質は低炭素ステンレス鋼（SUS316L）を使用しています。また、炉内水質環境面からの応力腐食割れ予防保全策として、水素注入を平成11年度から実施し、さらに貴金属注入を平成13年度に実施しています。

今後とも炉内構造物は計画的に点検するとともに、引き続き水素注入等の炉内水質環境面からの応力腐食割れ予防保全策を実施してまいります。

水素注入：給水系に水素を連続的に注入することで、炉水中の水素と酸素の再結合反応を促進し、炉内の溶存酸素、過酸化水素濃度を低減させることにより、SCCが発生しにくくなるように炉内水質を改善するものです。

貴金属注入：材料表面に微量の白金等の貴金属を付着させ、貴金属の触媒効果を利用することで、少量の水素注入量で水素と酸素の再結合反応をより促進させ、SCCが発生しにくくなるように炉内水質を改善するものです。

Q 1 1

目視点検不可能な部位に関する健全性についてはどのように評価するのか。

(回答)

シュラウドの目視点検が困難な部位としては、以下の箇所(干渉物)が上げられます。

<一部点検不可能な部位>

H 2	外側の一部(LPCIカップリング)	-----	約 90%点検可能
H 4	外側の一部(ジェットポンプ)	-----	約 70%点検可能
H 6 a	外側の一部(ジェットポンプ)	-----	約 70%点検可能
H 7	外側の一部(ジェットポンプ)	-----	約 50%点検可能

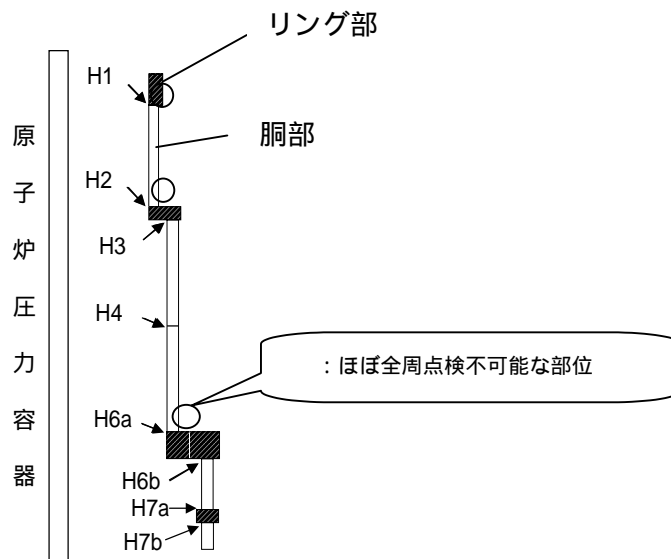
<ほぼ全周点検不可能な部位>

H 1	内側(炉心スプレースパーチャ)
H 2	内側(上部格子板)
H 6 a	内側(炉心支持板)

このうち、一部点検不可能な部位に対する評価は、「見えない箇所にもある一定のき裂が存在する」と仮定することで評価上は考慮しています。具体的には、点検可能な範囲で見つかったき裂の個数と長さから、その点検範囲の単位長さあたりのき裂個数を算定し、点検不可能な部位に同じ割合でき裂が発生しているものとして健全性評価を実施しています。

また、ほぼ全周点検不可能な部位は、上部リング及び中間部リング部と胴部との接続部の内面側です。この部位は、外面と同等な機械加工(グラインダ等)を受けていること、溶接形状が対象形(両側突き合わせ溶接)でありほぼ同等な残留応力となること等から、外側を全周 VT 検査してひびが確認されなければ、内側のひびの程度も問題ないと予想できるものと考えられます。

なお、類似構造部位であるシュラウドサポートリング(H 7)では内外面の点検を実施していますが、福島第二3号機では、点検(内面約 30%、外面約 50%)でいずれもひびは確認されておりません。



Q 1 2

当該機のシュラウドはすでにタイロッド補修がなされているが、今回のひびの補修工事（削除工事）はどのような考え方にに基づき実施されたのか。

（回答）

平成13年度（第11回定期検査時）に実施したタイロッドによる補修はシュラウド下部リング溶接線（H6a）近傍のひびに対しての補修であり、3号機のタイロッドは設計上この部位に対してのみ評価しております。

今回確認されたひびは中間部リングと中間胴の内側溶接線（H3）近傍の2箇所及び中間胴の内側溶接線（H4）近傍の1箇所にあります。

「経済産業省 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等に関する小委員会（第7回）」において今回確認されたひびについては、現時点及び5年後においてもシュラウドは十分な構造強度を有するものの、ひびが周方向に進展しつづける可能性があることから、十分な構造強度を有するうちに補修等の対策を講じる必要があるとの見解がまとめられています。ひび除去後のシュラウドと健全なシュラウドを比較すると、ひび除去後のシュラウドの加工部は板厚が減少するため強度が減少するものの、全て基準値内に十分収まっており、健全性に問題のないことを確認しています。また、ひびを除去することにより、今後ひびは進展しないことから今回はひび除去による補修を今定検中に実施したものです。

なお、ひび除去部については、SCCの発生を予防するため、磨き加工を施して表面の引張応力を圧縮側に変えております。

Q 1 3

当該機のひびを削除したシュラウドの健全性はどのように評価・確認しているのか。

(回答)

「経済産業省 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等に関する小委員会(第7回)」において今回確認されたひびについては、現時点及び5年後においてもシュラウドは十分な構造強度を有するものの、ひびが周方向に進展しつづける可能性があることから、十分な構造強度を有するうちに補修等の対策を講じる必要があるとの見解がまとめられています。

これを踏まえ、今回定検ではひびを残したまま運転する場合には「発電用原子力設備に関する技術基準(省令第62号)」第3条の規定に基づき経済産業大臣の特別の認可が必要になり、ひびを除去する場合には、電気工作物の変更の工事計画について経済産業大臣に届出が必要であり、国は届出のあった工事計画が、省令第62号の技術基準及び同省令に基づき定められた「発電用原子力設備に関する構造等の技術基準(告示501号)」に適合しないものでないことの確認を行うこととなります。今回は、経済産業大臣に届出をした上でひびを除去することとしました。

ひびの除去にあたり、実際には局部的に板厚が減少するのみですが、経済産業省へ届け出ている工事計画では、全周にわたって板厚が減少すると仮定したモデルを用いて構造強度評価を行っており、その場合でも、健全性に問題がないことをご確認頂いております。構造強度の評価は、ひび除去加工部を考慮した計算モデルに圧力、温度、地震等の荷重(負荷)を考慮して発生応力を算出しており、この応力は全て許容値を満足していることを確認しております。ひびを残したまま運転する場合には、今後もひびが進展し続ける可能性があり、今回はひびの除去を選択したものです。

なお、ひび除去部には応力改善のため磨き加工を行い、放電加工後及び磨き加工後に経済産業省立会いによる使用前検査を受検して、工事計画書の通り修理がなされ、経済産業省令で定める技術基準に適合しないものでないことをご確認頂いております。さらに、今回ひびを除去した部位については、次回定検にて目視点検を行います。

添付資料13：福島第二原子力発電所第3号機 工事計画届出書本文及び添付資料

Q 1 4

今後、切削痕の点検はどのように行っていくのか。また、タイロッド補修したH6aの溶接線も含めその他の溶接線及びタイロッド自体の点検計画はどうなっているのか。

(回答)

H6a以外の溶接線については全て平成14年に点検を実施しており、この結果を「経済産業省 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等に関する小委員会(第7回)」にて報告しています。ひびが有ったのは溶接線近傍に3箇所(H3近傍; 2箇所、H4近傍1箇所)とアライナブラケット及び上部格子板用ベース近傍に10箇所でした。なお、これ以外の部位には異常のないことを確認しております。

ひび除去痕の3箇所については上記委員会の資料に基づき、次回定検にて点検することとしており、その後も定期的に点検してまいります。また、アライナブラケット及び上部格子板用ベース近傍のひび10箇所については次回定検にてひびの追跡調査を行います。なお、ひび除去痕には磨き加工を施し応力緩和措置を講じております。

H6a以外の溶接線については、「軽水型原子力発電所用機器の供用期間中検査(JEAC4205)」(社団法人 日本電気協会)の規定に基づき、10年に1回の割合で点検していくこととしております。

タイロッドについては今定検において取付後1サイクル目の点検を行って異常のないことを確認しており、当面は供用期間中検査の間隔に準じ10年に1回の割合で点検していくこととしております。

H6aについては、タイロッドが取り付けられているため技術的には点検を要しませんが、今後のH6a点検計画(超音波探傷検査)についてはタイロッド点検計画も含め検討していくことといたします。

Q 1 5

当該シュラウドのU T検査精度はシュラウド切削時の知見に照らしどのように評価するか。

(回答)

U T結果は下表左欄の通りとなっています。

ひび除去加工として、下表右欄の深さまで加工し、目視点検したところ、ひびが全て除去されていたことから、結果として妥当な測定深さであったと考えられます。

位 置	U T 結果	ひび除去加工深さ
H 3 内側 5 4 度付近	約 1 6 mm	約 1 4 mm
H 3 内側 8 0 度付近	約 1 5 mm	約 1 6 mm
H 4 内側 3 3 0 度付近	約 2 3 mm	約 2 3 mm

Q 1 6

切削後の応力緩和措置が適切に行われたことはどのように確認されているのか。

(回答)

3号機におけるひび除去後の応力緩和措置としては磨き加工(Nストリップ)を実施しております。これは表面の残留応力改善を目的として、合成繊維に高分子接着剤で砥石を付着させたブラシで金属表面を研磨することにより表面層に微小な塑性変形を与える方法であり、「経済産業省 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等に関する小委員会(第7回)」において残留応力の改善に有効な対策の一つとされています。

施工にあたっては、施工前に水中にて実機ひび除去部を模擬した試験体に磨き加工を施工し、ひび除去部の残留応力が改善されていることを確認しております。磨き加工が適切になされていることの確認は表面仕上げ状態の外観目視検査により行っています。

添付資料16：経済産業省 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等に関する小委員会(第7回)資料7 - 3より

Q17

当該機炉心シュラウドにおいて、補修工事後、炉内清掃作業はどのように実施し、異物の有無を確認しているのか。

(回答)

シュラウド修理の内容としては、ひびの部位を放電加工により除去した後に、その部位表面の引張応力を圧縮側に変えＳＣＣの発生を予防するため、磨き加工を施しています。放電加工を行うと金属の粉が発生するため、放電加工時には同時に粉の回収も行っております。また、シュラウド修理作業終了後の清掃として炉内清掃を行うこととし、シュラウドサポートプレート上、炉心支持板上、炉底部について吸引ホースを原子炉内に入れて吸い取りによる清掃を平成15年5月28日～29日に実施しております。清掃後には放電加工の金属粉等のないことを水中カメラで確認しています。

Q . 1 8

炉心シュラウドリング部及び中間部胴部のひびの発現の形状の違いと進展メカニズムはどのように解明されているのか。中性子照射による表面硬化作用は、従来の照射誘起型応力腐食割れの知見に包含されていなかったのか。

(回答)

< ひびの発現の形状について >

シュラウドリング部及び中間部胴部のひびの発現の形状の違いと進展メカニズムについては材料の耐SCC性と残留応力の分布の様子から次のように評価されております。

- ・過去に経験されたSUS304ステンレス鋼のSCCの場合、溶接によって生じた溶接部近傍の熱鋭敏化領域において耐SCC性が低下するため、SCCは熱鋭敏化領域を優先的に進みます。このため、ひびは溶接線に沿って観察されます。
- ・現行材のSUS316Lステンレス鋼では溶接による熱鋭敏化が起こりにくいため、SCCの発生・進展方向は主として残留応力の分布に従い、さまざまなひび割れ形態を示します。

シュラウドリング部では製造過程の機械加工により硬さが上昇し、SCC発生感受性が高まります。溶接線の近傍では図 - 1 に示すように軸方向残留応力と比較して周方向残留応力が大きいため、図 - 2 に示すようにSCCは溶接線に対して斜めに進展します。

シュラウド胴部では図 - 3 に示すように、溶接線のごく近傍は周方向残留応力が軸方向残留応力より大きく、割れは溶接線に直交方向に生じやすくなります。溶接線より離れるに従い、等方2軸に近い応力状態となり、割れは任意の方向に進展し得るため、図 - 4 のような形状となります。

溶接線より離れた領域においてはクモの巣状のSCCが認められました。(図 - 5)。これは、グラインダ等による仕上げ加工時の研削により、表面加工層の残留応力が単独でSCCを生じ得る大きさになり、また、手動グラインダで様々な方向に研削を行ったため等方2軸に近い応力状態が形成され、蜘蛛の巣状の割れを生じたものと評価されています。

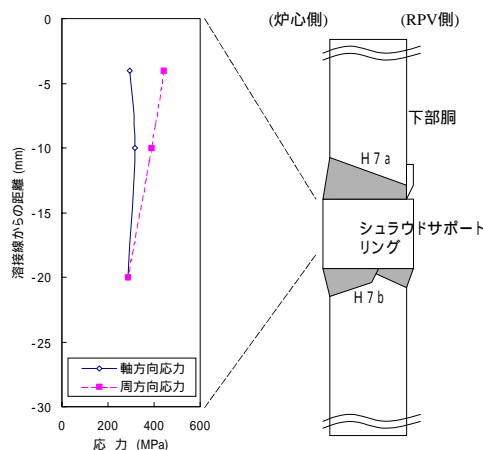


図 - 1 シュラウドサポートリング内表面の残留応力分布 (K-3 H7a)

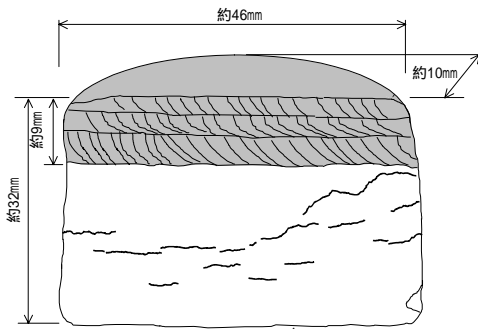


図 - 2 溶接線に沿った割れ (K-3 H7a 内面ポートサンプル)

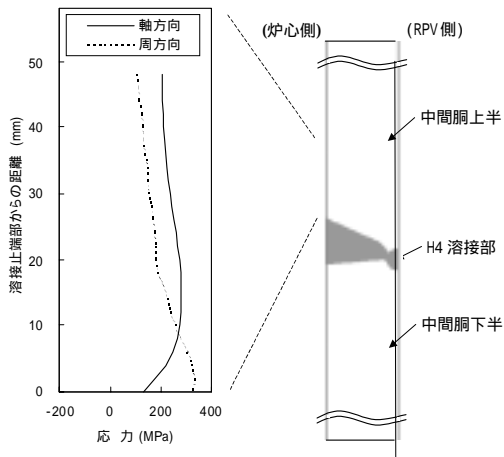


図 - 3 シュラウド中間 H4 近傍内表面の残留応力分布

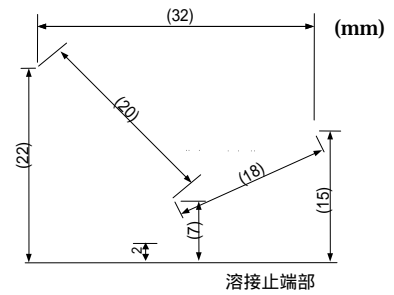


図 - 4 溶接線に直角な Y 字状割れ (K-1 H4 内面)

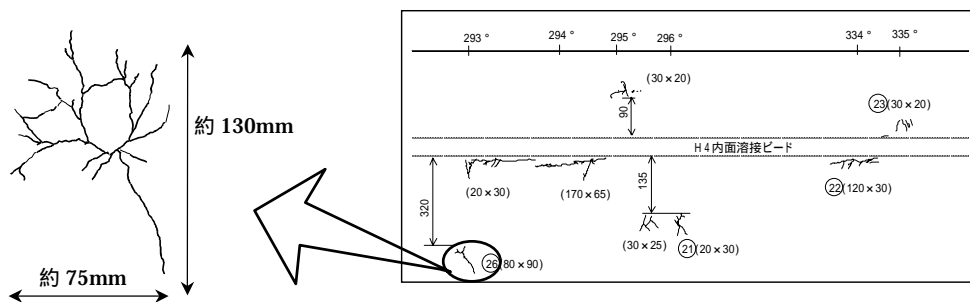


図 - 5 2F-2 H4 内面より 320mm 下の割れ

< 中性子照射の影響について >

オーステナイトステンレス鋼は中性子照射により硬さが上昇するとともに照射誘起偏析が起こり、その結果照射誘起応力腐食割れ (IASCC) 感受性が上昇することが知られています。

SUS316系ステンレス鋼のIASCC感受性は、図 - 6 に示すように約 $1 \times 10^{25} \text{ n/m}^2$ ($E > 1 \text{ MeV}$) 以上の中性子照射量で認められます。

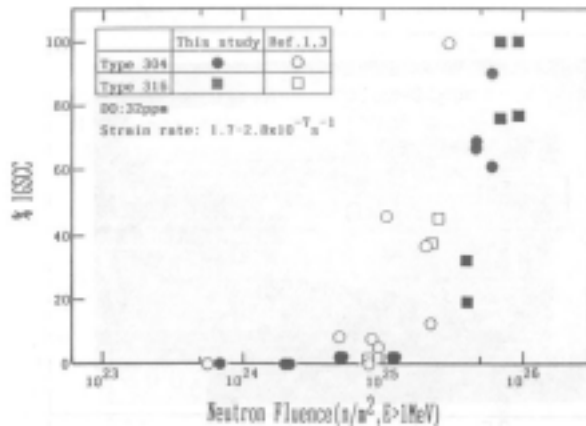


図 - 6 中性子照射したオーステナイト系ステンレス鋼の粒界型 S C C 破面率と照射量の関係

出典：M.Kodama et.al., 5th International Symposium on Environmental Degradation of Materials in Nuclear Power System-Water Reactors, NACE(1991)948

なお、2F - 3H6a は炉心から遠く、現在の照射量は約 $1.3 \times 10^{22} \text{ n/m}^2$ ($> 1 \text{ MeV}$) と評価されています。H6a の硬さ測定結果は図 - 7 に示す通り、ごく表層では製造時の機械加工の影響によると思われる硬化層が認められます。中性子照射による硬さの増加は表層だけでなく被照射部全体に起こりますが、内部での著しい硬さ上昇は認められません。

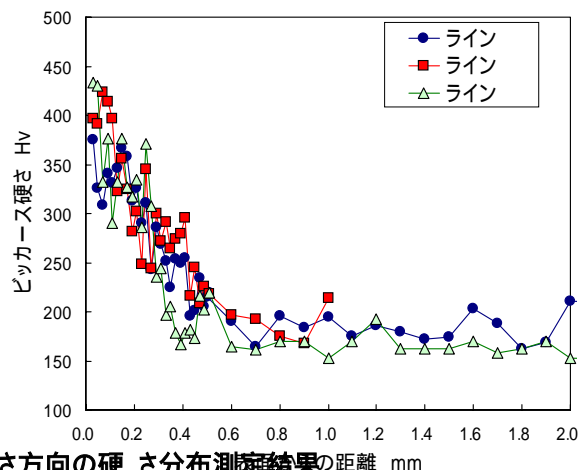
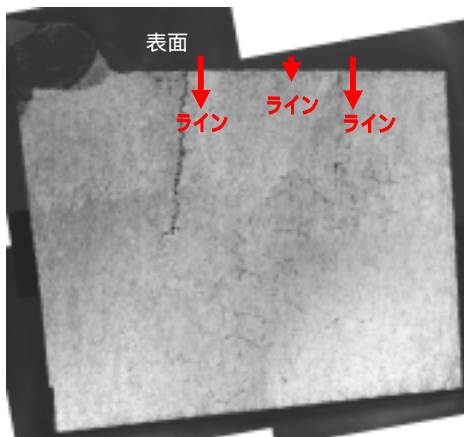


図 - 7 2F - 3H6a 深さ方向の硬さ分布測定結果

Q 1 9

ライナーブラケット、上部格子板用ベースのひびについては、特に補修を行っていないが、シュラウドの健全性をどのような根拠に基づき評価しているのか。

また、今後、点検はどのように実施するのか。

(回答)

当該部位の健全性については、国の健全性評価委員会において構造強度に影響がないことが確認されています。

ライナーブラケット部及び上部格子板用ベース部の溶接は、すみ肉溶接であり、引張残留応力は、表面及び奥行きとも比較的小さい(図-1 参照)ため、ひび割れの進展は比較的浅く停まるものと考えられます。実際に福島第二3号機のUTによるひび深さ測定では、全12箇所を点検し10箇所にはびびがあり、そのうち4箇所が検出限界以下でした。また、同様の構造を有する柏崎刈羽1号機では、全12箇所中9箇所にはびびがあり、そのうち6箇所が検出限界以下でした。

すなわち、

ひびがすみ肉溶接部の範囲を超えて周方向に進展しない。

ひびは部分的なものであり、これがリング部全周にわたって成長し、当該部が切り離されることは考え難い。

万一、切り離されたとしても上部格子板の自重が作用し押さえつけるため、運転中に分離することはない。

ということから、構造強度に関係しないひびであると評価しています。

なお、点検については、健全性に影響はないと考えるものの念のため今後の定検などにおいて適切な頻度で実施していくものとします。

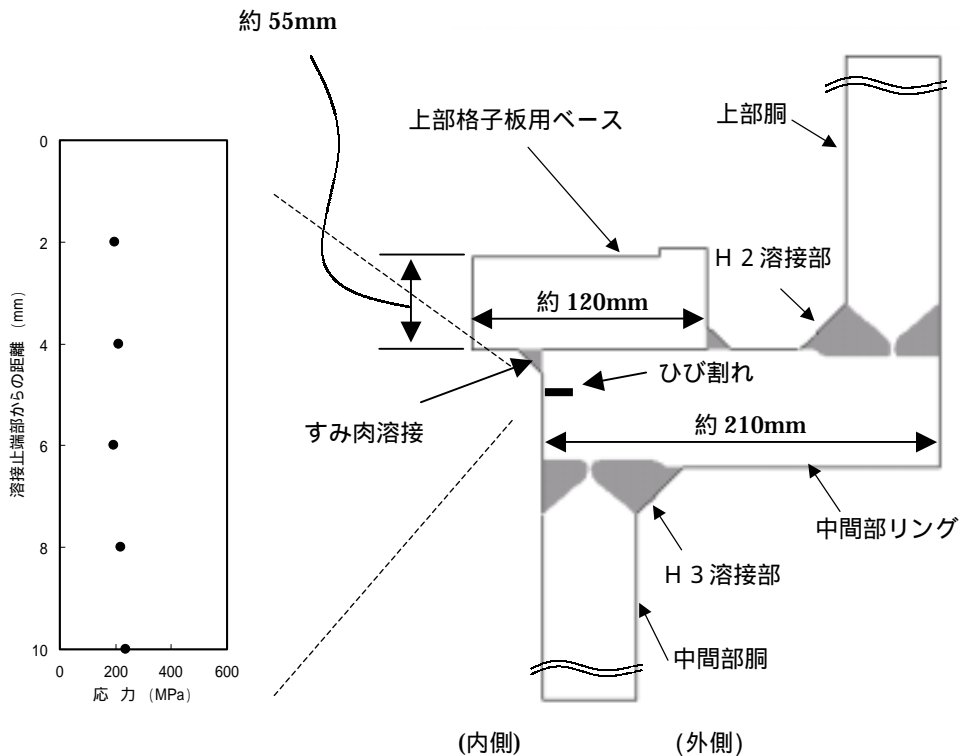


図-1 上部格子板ベース直下の表面残留応力

Q 2 0

補修後の炉心シュラウドは、固有周期等、地震応答特性が変化し、健全性に影響を及ぼすことはないのか。

(回答)

構造物には地震に対する感度(ゆれやすさ)があり、その感度はその構造物ごとに異なっています。

補修後の地震応答特性の変化について、シュラウドを地盤や建物を含めた多質点系モデルとして計算機により地震応答計算を行いました。この結果、補修前と比べ、シュラウドの固有周期に変化は無く、発生する加速度は最大となる部位でも1.1倍程度の増加でした。構造強度評価においては、より安全側の評価となるよう、地震応答計算の結果を1.2倍した値を入力していることから、1割程度の加速度の増加は構造強度評価結果に影響を与えないものではありません。

以上のとおり補修後の炉心シュラウドの地震応答特性の変化はわずかであり、健全性に影響を及ぼすことはありません。

Q 2 1

炉心シュラウドの残留応力分布の解析は模擬材による試験結果等からの推定によらざるをえないが、残留応力分布の解析結果の誤差はひびの進展解析の結論にどの程度の影響を及ぼすことになるのか。

(回答)

残留応力分布の振幅を10%及び20%増幅させた場合の進展解析について、柏崎刈羽3号機のH6aについて評価を実施した結果、共にき裂進展量は増加するものの、5年後の健全性に問題とはなりませんでした。

【評価結果の概要】

残留応力分布がき裂進展評価に及ぼす影響について下記のケースを評価した。

- ・健全性評価小委において解析した値(ケース)
- ・ケース の残留応力を10%増幅(ケース)
- ・ケース の残留応力を20%増幅(ケース)

図1のグラフにてH6aにおける残留応力の誤差によるシュラウドの板厚方向の残留応力分布を求め、これに従い進展解析を行った結果を図2に示しました。図2のグラフより、5年後のひびの進展には多少の差異はあるものの、その後残留応力の誤差による差異は減少し、ひびの進展は長期の運転期間を考慮するとほとんど影響が無いことが示されており、健全性への影響は無いことを確認しています。

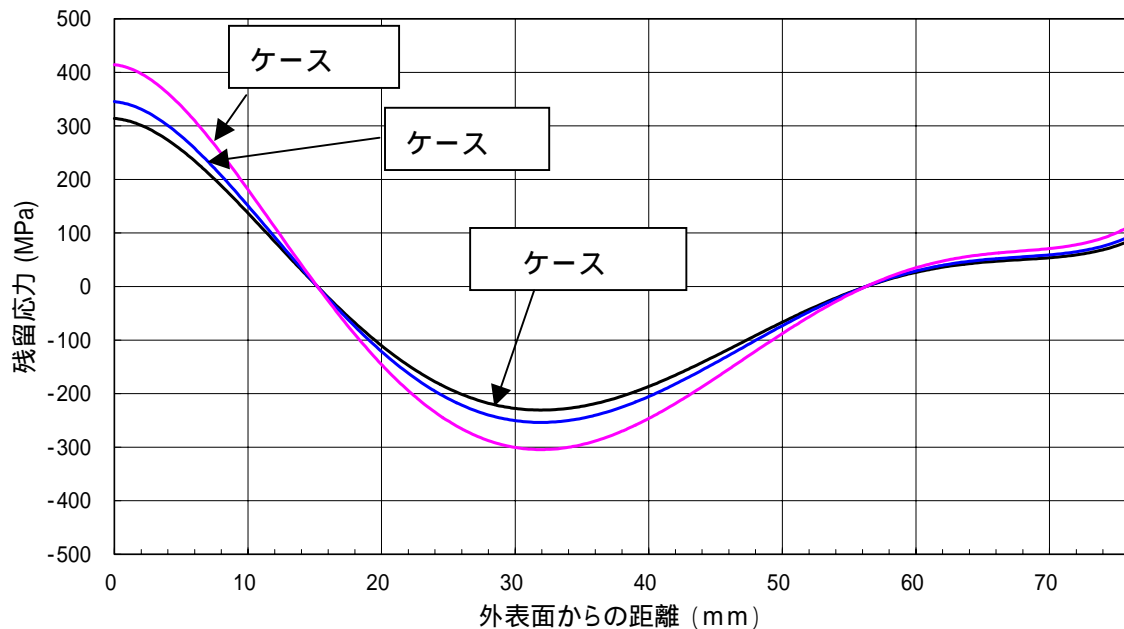


図1 残留応力分布 (H6a)

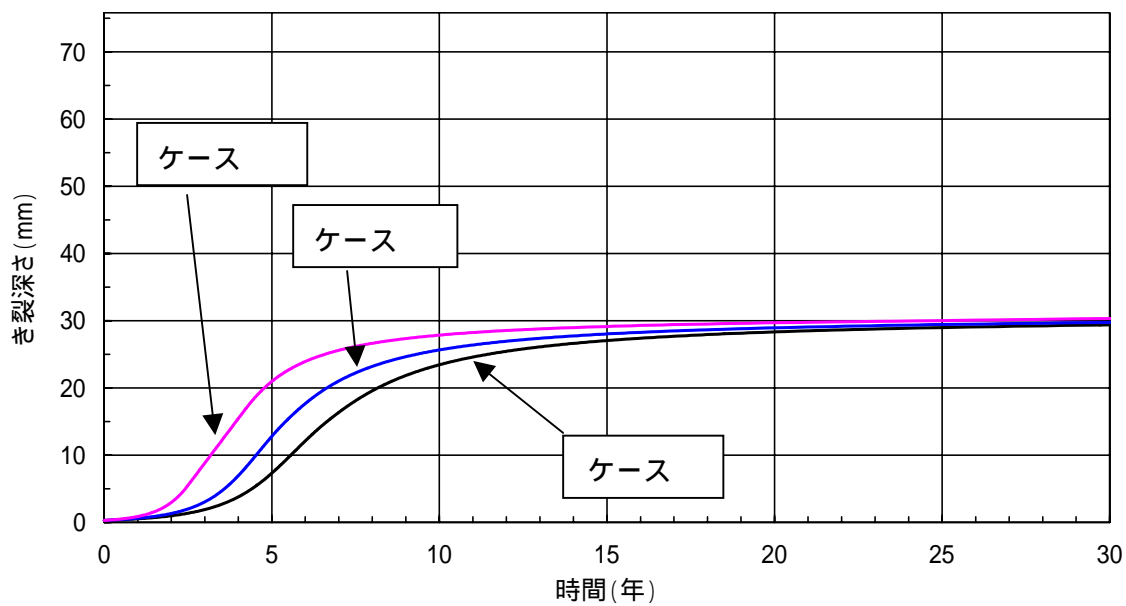


図2 き裂深さと時間の関係 (H 6 a)

以上

Q . 2 2

東京電力として、溶接金属内、母材硬化部、照射材等の亀裂進展速度データの拡充に、今後、どのように取り組んでいくのか。

(回答)

現在、母材硬化部や溶接金属及び照射材等のき裂進展速度データの拡充を目的とした国プロジェクト* (独立行政法人原子力安全基盤機構殿受託) が実施されております。当社としては自社研究やBWR電力共通研究において得られた低炭素ステンレス鋼のSCCの研究成果や実機調査結果について国プロジェクトに積極的に情報提供を行ってゆきたいと考えております。

一方、SCCの発生やメカニズムについてもBWR共通研究や自社研究により検討・評価を進めることとし、高温純水中における低炭素ステンレス鋼のSCCメカニズム研究 ((社) 腐食防食協会殿受託) や原子炉製造メーカー等との共同研究を開始しております。

また、国内外の材料、原子力及び腐食関連の学協会や委員会において、これまでの研究成果や実機調査結果について議論を進めてまいりましたが、今後も原子力関連技術者のみならず他産業の技術者や学識経験者と国内外を含め幅広く議論や評価を行ってゆきたいと考えております。

* : 照射誘起応力腐食割れ評価技術調査研究及び原子力用ステンレス鋼の耐力腐食割れ実証事業

添付資料 2 2 : 低炭素ステンレス鋼の SCC 研究の概要

Q 2 3

発電設備技術検査協会の検査員が点検の現場立会と記録確認を行ったとしているが、東京電力(株)は、当協会に具体的にはどのような確認を求め、当協会はどのような根拠から検査メーカーの検査結果を妥当と評価したのか。

(回答)

今回定期検査中の自主点検にあたって、目視点検時には点検期間中を通じて全て現場立会で確認いただくとともに、超音波探傷試験時には現場での探傷前後の装置校正及び探傷位置確認、並びに一部探傷状況を確認いただいています。又、最終的に点検(超音波探傷試験)したすべての箇所について、評価結果記録を確認いただいています。

検査員はUTの資格を有しており、点検要領書が「軽水型原子力発電所用機器の供用期間中検査(JEAC4205)」、「軽水型原子力発電所用機器の供用期間中検査における超音波探傷試験指針(JEAG4207)」（社団法人 日本電気協会)に準拠して作成され、それに基づいて点検が行われていることを確認いただいています。

名 称	財団法人 発電設備技術検査協会
設立年月日	昭和45年6月22日(通産大臣設立許可)
理事長	向 準一郎
協会概要	(財)発電設備技術検査協会は、国の安全管理審査の指定機関として溶接等の安全管理審査を行っている。 また、原子力発電所の定期検査に際して電力会社が行う検査の立会いの業務を行っている。

四 定期検査

Q 2 4

今回の定期検査における各検査項目とは具体的にどのようなものか。また、これまでの結果はどうだったのか。

(回答)

福島第二原子力発電所第3号機第12回定期検査は、平成14年12月10日より開始し、順次電気事業法第54条に基づく原子力安全・保安院の定期検査を受検しております。

平成15年8月1日に起動前に実施される原子力安全・保安院の定期検査を完了し、一度は起動の準備が整いましたが、その後、地元の皆さまの信頼安心を確立する観点から原子炉再循環系配管の追加点検、福島第一2号機のサプレッションチェンバの異物発見を踏まえてのサプレッションチェンバ内の点検及び系統の補給水量が増加したことによる残留熱除去機器冷却系熱交換器点検等を実施し、現在に至っております。

福島第二原子力発電所第3号機第12回定期検査における検査項目数については、以下のとおりです。

- ・原子力安全・保安院又は独立行政法人原子力安全基盤機構（以下、機構）の立会検査項目数
 - 15検査項目
（起動前に実施するもの；13検査項目，起動後に実施するもの；3検査項目）
なお，起動後に実施される3検査項目のうち1検査項目*については一部を実施済み（起動後は重複カウント）
- ・原子力安全・保安院又は機構の記録確認検査項目数
 - 44検査項目
（起動前に実施するもの；41検査項目，起動後に実施するもの；3検査項目）
- ・合計
 - 59検査項目
（起動前に実施するもの；54検査項目，起動後に実施するもの；6検査項目）

*；非常用ディーゼル発電機，高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機，高圧炉心スプレイ系，低圧炉心スプレイ系，低圧注水系，原子炉補機冷却系，直流電源系機能検査

また，次表の項目については部分的な検査を再受検しております。

[再受検検査名、再受検項目及び再受検日]

検査名称	再受検項目	再受検日
タービンバイパス弁機能検査	タービンバイパス弁 # 6 の開度指示計の交換を実施したことにより、当該弁の動作確認を実施	平成 15 年 10 月 7 日 (原子力安全・保安院記録確認)
原子炉格納容器漏えい率検査	サプレッションチェンバのハッチ開放により同ハッチの局部漏えい量測定を実施	平成 15 年 11 月 26 日 (原子力安全・保安院立会)
非常用ディーゼル発電機, 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機, 高圧炉心スプレイ系, 低圧炉心スプレイ系, 低圧注水系, 原子炉補機冷却系, 直流電源系機能検査 (運転性能検査・弁動作検査)	高圧炉心スプレイ系注入配管リフイス用フランジ部, 残留熱除去機器冷却系熱交換器(A, B, C, D)及び残留熱除去機器冷却系冷却水ポンプ(B)吸込側配管フランジ部開放に伴う当該機器の系の漏えい確認を実施	平成 16 年 2 月 19 日 (原子力安全・保安院立会)

なお、福島第二原子力発電所 3 号機 (第 1 2 回) 定期検査項目 (5 9 検査項目) 及び検査実績を次頁以降に示します。

添付資料 2 4 : 福島第二原子力発電所 3 号機 (第 1 2 回) 定期検査項目、検査実績

五 圧力抑制室異物混入問題

Q 2 5

当該機においては、特に、今後、異物混入防止のためにどのような措置を講ずることとするのか。

(回答)

今回の圧力抑制室内での異物発見を踏まえ、当社としては開口部養生の徹底といったハード面の対策を講ずるとともに、当社の作業管理のあり方、元請の作業管理のあり方という観点から、さらなる作業管理上の品質向上を図るべく検討し、下記の対策を講ずることといたしました。

当社は、今後も引き続き更なる作業管理上の品質向上を図るよう、これらの対策を着実に実施して参ります

(1) 圧力抑制室 (S/C) 内異物防止対策

a . 開口部養生の徹底と養生方法の改善

格納容器ドライウェル (D/W) 部から S/C への異物混入を防止するため、特に D / W ベント管ジェットデフレクター部の養生を徹底します。

次回定期検査から着脱が容易な金属製の仮設養生とし、着脱の管理をチェックシート等により確実に実施します。 (D / W ベント管、マンホール)

b . S/C 内保有水の浄化の実施

S/C の保有水の透明度をあげるために、浄化を実施する。当面は定期検査毎に仮設浄化装置等により浄化を実施するが、順次本設の浄化システムの設置を検討します。

(S/C)

c . ストレーナ大型化の継続検討及び実施

現状のストレーナの大きさ等を考慮し、大型化の検討を平成 15 年度内を目途に終え、必要に応じ、平成 16 年度より順次対策を実施することとします。 (S/C)

d . S/C 内塗装状況の点検と頻度の見直し

これまで S/C 内の塗装については、ほぼ 10 年程度の周期で気中塗装または水中塗装を行ってきたが、今回の塗膜はく離片の回収状況に鑑み、今後塗膜の状態を定期的に点検する事とする。また、この点検の結果に基づき、全面再塗装または部分補修塗装の実施頻度を見直していくこととします。 (S/C)

e . S/C 内の靴管理の強化

S/C 内で靴を履き替えると、脱いでおいた靴を他の作業員が入退域の際踏みつけたりして落下する可能性があるため、靴の履き替えが必要な場合は、原則として落下の恐れのない S/C の外側に履き替え場所を設置する。また、S/C 内で使用する靴について員数管理を実施します。 (S/C)

f．専任監視員の監視内容強化

工具・機材・消耗品以外についても異物混入を防止するために、専任監視員は入域者の携行品、衣類及び靴底等の確認を行います。

(原子炉上部・内部、S/C)

g．作業エリア近傍の開口部の養生(S/C内以外の作業エリアも含む)

作業エリア内のみならず、作業などの過程で異物が入り込む可能性がある開口部については養生を行います。

(全作業エリアの

開口部近傍)

(2) 当社要求事項の見直し

今回の異物混入事象においては、工事共通仕様書(「異物混入防止の取扱」)に記載されている受注者への異物混入防止に関する当社要求事項が現場で十分に実践されていなかったことから、広い視野でその遵守状況を調査した。その結果、現場で十分に実践されていない異物混入防止に関する当社要求事項としては、消耗品管理、工具・機材管理、開口部養生、現場管理に関するものが挙げられた。それらは以下の3項目に分類できる。

受注者側に管理の改善を要求するもの

当社の要求が実態に合っていないもの

当社要求事項が曖昧であり、その解釈にバラツキがあるもの

これらの問題点についてそれぞれ改善策を立案しました。今後工事共通仕様書に改善策を反映することとします。

Q 2 6

当該機の圧力抑制室異物調査結果からスパナが確認され、平成13年（第11回定期検査）中に行われた水中補修塗装作業終了時に異物の有無が確認されているためそれ以降に持ち込まれたものとしているが、平成13年の当該作業終了時にはどのような異物確認調査が行われ、その結果を東京電力はどう把握していたのか。

（回答）

H13年第11回定期検査の水中補修塗装後、施工会社の潜水士が圧力抑制室内底部及び側面を目視（水中確認）にて確認しております。確認項目としては、水中補修塗装後の塗装面の状態及び資機材等の置き忘れが無いことの確認を行っております。

また、当社としては、工事監理員が上記確認時、潜水士の付けた水中TVカメラから送られる映像を現場にて確認しております。

これらのことから、それ以降に持ち込まれたものと考えられます。

また、今回の確認も上記と同様に実施しました。

添付資料26：福島第二原子力発電所における圧力抑制室の異物の品名と数量

Q 2 7

当該機について、冷却材喪失事故時に異物によりストレーナを閉塞させる可能性については、どのような評価検討が行われているのか。

(回答)

今回の圧力抑制室内異物によるプラントの安全性評価においては、発見された異物によりストレーナが閉塞する恐れがないか評価をしていますが、福島第二3号機を含め各プラントに設置されている個々のストレーナは、その表面の1/2が万一異物に覆われても事故時の炉心冷却に必要な流量が確保されるよう余裕を持って設計されていることから、そのストレーナ表面積と今回各プラントで発見された異物のうちストレーナを塞ぐ可能性のあるシート片やテープ片類の総面積との比較評価を行いました。

その結果、今回3号機にて発見された異物のうちシート片やテープ片類の総面積は、0.07平方メートル程度であり、これは個々のストレーナの表面積3.9平方メートルに対し1/50程度であることから、全てが1つのストレーナに吸着したと仮定しても事故時に期待される炉心冷却機能は確保されます。なお、ストレーナは圧力抑制室底部から1m以上上方に設置されており、スパナのような重い異物は吸い込まれないことから、これらにより閉塞することはありません。

更に、非常用炉心冷却系は多重化が図られており、各系ごとに圧力抑制室内にストレーナが1個ずつ(全部で5個)設置されていることから、万ーストレーナ1個が完全に閉塞し1系統使用できなくなったとしても、事故時の炉心冷却機能は維持されます。

なお、海外では1992(平成4)年、スウェーデンのバーセベック2号機(BWR 615M We)において、格納容器内にある安全弁が誤開放し、噴出した蒸気によって、安全弁近傍の繊維質(ロックウール)の保温材が破損、破損した保温材がD/Wからベント管を通してS/Cへ流入し、非常用炉心冷却系ストレーナを閉塞させる事象がありましたが、当社と欧米(米国及びスウェーデン)とでは主に使用している保温材の材質が異なっており、欧米で使用している保温材の材質が主に繊維質(ロックウール、グラスウール等)でありストレーナに付着した場合に大きな圧損を生じさせる性質があるのに対し、当社で使用している保温材の材質は主にケイ酸カルシウムであり、ストレーナに付着した量が同じであった場合、生じる圧損は繊維質のものに比べ、格段に小さく、つまり、目詰まりしにくい性質であることが確認されています。

また、異物によるストレーナ閉塞事象については、1996(平成8)年以降も米国等で各種検討が行われており新しい知見や評価手法等が示されていることから、今後、当社各プラントについてもこれらの最新の知見を踏まえ、現状のストレーナの大きさ等を考慮の上ストレーナ大型化の検討を実施し、必要に応じ平成16年度より順次対策を実施することとします。

六 燃料操作保安規定違反

Q 2 8

燃料操作における保安規定違反の再発防止対策について、当直長が事例検討会における基本的事項の徹底や発電部長が基本的事項の遵守状況を定期的に確認するとしているが、どのような実施状況になっているか。

(回答)

<発生経緯>

福島第二原子力発電所3号機は、シュラウド等の点検のため炉心から燃料をすべて取り出していたが、それらの作業が終了したことから、平成15年6月10日1時30分よりすべての燃料の燃料装荷作業を開始した。6月14日14時26分から燃料装荷予定の10個のセル(燃料集合体4体と制御棒1本が収まる格子)について制御棒挿入作業を実施していた。燃料集合体一対を模擬したDGB(ダブルブレードガイド)を装荷し、制御棒を全挿入、その後空いているところに燃料を2体装荷するステップであったが、1個のセルで制御棒が全挿入されないまま燃料が装荷された。このため、当直長は保安規定で定める「運転上の制限」を満足していないと判断し、燃料装荷作業を中止し、当該制御棒を全挿入した。この制御棒が全挿入されないまま、つぎの制御棒操作に移行したことが保安規定違反との指摘を受けた。原因は制御棒操作中に操作員が交代したこと、制御棒が挿入されていることを確認する方法が明確になっていなかったことである。

再発防止対策

1. 基本動作・ルール遵守の再徹底

基本的事項の遵守の徹底が不足していたと厳粛に受け止めていることから、基本動作やルール遵守という基本的事項について次の対策を講じることとした。

発電部長は当直長に対して、今回の事象を説明するとともに、基本的事項を再徹底するよう、指示する。

各当直長は、本件の事例検討会を実施し、当直員に基本的事項の徹底について指導する。

発電部長は、基本的事項の遵守が定着していることを、定期的に確認する。

2. 制御棒操作を確実に実施するための確認方法の明確化

燃料取替手順書で定められている「制御棒が挿入されないセルに燃料が装荷されない手順」を確実に実施するための対策を盛り込んだチェックシートを使用して燃料取替を行うこととし、燃料取替手順及び発電所が共通で遵守する「燃料管理マニュアル」に反映する。

・当直長による事例検討会および基本事項の徹底について

制御棒が挿入されていないセルへの燃料装荷についての事例検討の実施および運転員が遵守すべき基本事項、ルール遵守の再徹底について、燃料装荷及び燃料取出作業が計画される都度運転員全員に対し指導を行っています。

2号機燃料装荷前 H.16 2/6, 2/7, 2/9, 2/10, 2/11, 2/12, 2/13

・発電部長による基本的事項の遵守状況の定期的確認について

定例当直長会議等において、基本事項の周知を行うとともに、運転操作に際しての基本事項の遵守状況，執務環境についての意見交換を行い、問題解決に努めています。

当直長会議 H.15 8 / 18 , 9 / 11 , 10 / 23 , 11 / 18 , 12 / 18

H.16 1 / 13

公表基準説明 H.15 11 / 25 , 12 / 5 , 12 / 8 , 12 / 9

また、中央制御室に週2～3回出向き、操作員の操作状況（指差呼称の実施，手順書の使用，報告・連絡・相談等）の把握及び直引継時の引継状況など基本事項の遵守状況を確認し必要に応じてその都度指導しています。

Q 2 9

また、燃料取替手順書及び「燃料管理マニュアル」の改訂はなされているか。制御棒状態を表示するCRTやロットワースミニマイザの活用状況はどうなっているか。

(回答)

燃料取替手順書及び「燃料管理マニュアル」に関しては、平成 15 年 11 月 28 日に「燃料管理マニュアル」を改訂承認し、平成 15 年 12 月 8 日に施行しました。この改訂では、以下の事項を新たに記載して、操作員が制御棒操作する場合、燃料取替手順にロットワースミニマイザ(RWM)を使用することや、多重監視するよう発電部長が定めたチェックシートにCRTによる制御棒位置確認欄を設けたことなどソフト面での充実を図りました。

【平成 15 年 12 月 8 日施行燃料管理マニュアル記載】

「燃料取替えにあたっては燃料取替手順書および制御棒操作を確実に実施するための、発電部長が定めたチェックシートを併用する。また、RWM(柏崎刈羽原子力発電所 6 号機、7 号機にあつてはRC&IS)及び燃料移動監視装置の使用が不可能な場合または困難な場合を除き、これを使用して燃料取替を行う」

更に、より判り易い記載とするため、以下の記載案に基づく改訂作業を現在実施中です。

【再改訂審議中記載案】

「燃料取替えにあたっては燃料取替手順書および制御棒操作を確実に実施するための、発電部長が定めたチェックシートを併用する。また、RWMを使用して燃料移動を行う。なお、柏崎刈羽原子力発電所 6 号機、7 号機にあつてはRC&ISまたは燃料移動監視装置を使用して燃料移動を行う。」

平成 16 年 2 月 13 日 16 時から開始した 2 号機燃料取替作業は、チェックシート・RWMを活用して確実に燃料取替作業を実施しています。

Q30

今停止期間中に実施した制御棒駆動水圧系配管の点検状況を明らかにするとともに、今後の計画を明らかにされたい。

(回答)

福島第一原子力発電所3(平成14年8月22日発生)、4号機(平成14年10月11日発生)の制御棒駆動水圧系挿入・引き抜き配管の損傷事象の対応として、原子力安全・保安院より次の指示文書が出されました。

・平成14年9月25日付

「1F-3の不具合事象に関して、当該号機以外についても当該配管の健全性を確認するとともに、原因究明に資するため直近の停止期間を利用して制御棒駆動水圧系配管の点検を実施すること」

この指示文書に基づき、今回の停止期間中の平成14年9月20日より10月25日にかけて制御棒駆動水圧系配管の209箇所について付着塩分量の測定を実施した結果、1箇所について塩化物に起因した粒内型応力腐食割れ防止の目安値 $70\text{mgCl}/\text{m}^2$ を越えた($73.3\text{mgCl}/\text{m}^2$)ことを確認しましたが、浸透探傷検査を実施して異常のないことを確認し、全域の清掃を実施して最大でも $6.8\text{mgCl}/\text{m}^2$ まで付着塩分量を低下させました。(文献によれば塩化物に起因した発錆の目安は、塩分量として $64\text{mgCl}/\text{m}^2$ 程度とされております。発錆があったとしてもこれが直ちに粒内型応力腐食割れに至るわけではありませんが、今回の点検では粒内型応力腐食割れ防止の目安値として $70\text{mgCl}/\text{m}^2$ を採用し、これを越える塩分が測定された部分については浸透探傷検査を実施することといたしました)

さらに、全域について目視点検を実施、949箇所(上記付着塩分量測定箇所含む)について浸透探傷検査を実施し、異常のないことを確認しました。

なお、3号機においては制御棒駆動水圧系配管及びその他のステンレス配管の塩害対策として、建設段階から換気空調系の給気側へのバグフィルタの設置による建屋内への塩分の持ち込み制限や、格納容器内への除湿器の設置、制御棒駆動水圧系の加熱器の設置による結露防止を実施しております。

今回高い塩分量が測定された1箇所については次回定期検査時に同一ポイントの塩分測定を実施し、付着塩分量の変化傾向を把握するとともに、今後福島第一原子力発電所、福島第二原子力発電所及び柏崎刈羽原子力発電所の全ての点検結果を集約評価し、東京電力としての点検計画を立案することとしています。

七 制御棒ガイドローラ部ひび

Q 3 1

今回の停止期間中、制御棒のガイドローラ部等にひびが確認されているが、今定期検査における制御棒の点検・取替状況を明らかにするとともに、照射誘起型応力腐食割れと推測されている原因を特定するために実施している調査の現況はどうなっているか。

(回答)

今停止期間中、ハフニウム板型制御棒 1 本について原子力安全・保安院の指示によりハンドル部の点検を行ったところガイドローラ部近傍にひびが確認されました。その後当該制御棒のその他の部位について点検を行ったところ、ハンドル-シース溶接部近傍にひびが確認されました。また、使用済のボロンカーバイド型制御棒 6 本についても点検を行ったところ、ガイドローラ部近傍等にひびが確認されました。

制御棒の点検・取替状況並びに調査の現況は以下の通りであり、確認されたひびは、安全性に影響を与えるものではないことを確認しています。

・点検状況

ハフニウム板型制御棒 1 本(第 12 サイクル装荷位置: 30-15), ボロンカーバイド型制御棒 6 本(第 12 サイクル装荷位置 14-11, 46-51, 06-43, 06-19, 54-43, 54-19) について、水中テレビカメラにより目視点検を行った結果、ガイドローラ部近傍及びハンドル-シース溶接部近傍にひびが確認されました(添付資料 3 1 - 1 参照)。確認されたひびに対しては、健全性について評価を行った結果、当該制御棒にひびのある状態でスクラムなどによる力が加わっても、挿入が阻害されたり部品が脱落することはなく、機能ならびに安全性に影響を与えるものではないことを確認しています(添付資料 3 1 - 2、3 1 - 3 参照)。

・取替状況

ひびが確認されたハフニウム板型制御棒については、照射後試験施設での詳細調査を実施するため今回定期検査で取替えました。

ボロンカーバイド型制御棒については、今回定期検査で取替える予定であったことから、予定通り取替えました。

・調査の現状

平成 15 年 12 月上旬にボロンカーバイド型制御棒から 1 箇所及びハフニウム板型制御棒から 3 箇所の計 4 サンプルを採取し、日本核燃料開発(株)の照射後試験施設へ輸送しました。

その後、照射後試験施設にて詳細調査(破面観察、金相観察、硬さ測定、組成分析等)を開始しており、年度内を目途に評価結果を取り纏める予定です。

添付資料 3 1 1 福島第二原子力発電所 3 号機制御棒外観点検結果

添付資料 3 1 2 ひびが確認された制御棒の健全性評価及び安全性について

添付資料 3 1 3 ひびが確認された Hf 制御棒の健全性及び安全性評価について

Q 3 2

発見された制御棒のひびは安全上問題ないものと評価しているが、東京電力においては、今後、制御棒の点検、製造及び情報の活用等に関してどのように対応するのか。

(回答)

制御棒の点検としては、3号機においては、当該ハフニウム板型制御棒の他にハンドルの設計が同等であるボロンカーバイド型の制御棒6本をこれまでに点検しました。また、当社他号機で使用されている同型設計の制御棒として、4号機においてハフニウム板型の制御棒2本の点検を実施しました。

更に、3号機においては次回定期検査時に、ひびが確認された当該ハフニウム板型制御棒(熱中性子照射量約 $3 \times 10^{21} \text{n/cm}^2$)とは照射量の異なるハフニウム板型制御棒2本(熱中性子照射量約 $5 \times 10^{21} \text{n/cm}^2$ と約 $1 \times 10^{21} \text{n/cm}^2$)の点検を実施し、照射量によるひびの発生状況等を調査する予定です。

以上に示す制御棒の点検結果は、照射後試験施設における詳細調査の結果と共に、品質保証活動を充実していくための知見として活用し、今後の製造方法改善の検討や設計変更などに役立てたいと考えています。

八．不適合状況対応

Q 3 3

当該機に関する平成15年4月以降の不適合発生状況の概要を示し、また、平成15年11月以降発生した不適合事象のうち、公表基準区分 以上に区分した事象について、事象概要とその後の措置、今後の対応について明らかにされたい。

(回答)

不適合管理*については、不適合管理の基本ルールを「不適合管理マニュアル」として平成15年2月に制定し、不適合報告方法の改善等を含め不適合処理のプロセスを明確にしています。不適合管理の事象別区分は、以下の通りとしており不適合管理委員会にて決定しています。

(*不適合とは、本来あるべき状態とは異なる状態、もしくは本来行うべき行為(判断)とは異なる行為(判断)を言います。法律等で報告が義務づけられているトラブルから、発電所の通常の点検で見つかる計器や照明の故障など、広い範囲の不具合事象が対象になります。)

区分	事象の概要
As	法律、大臣通達、安全協定に基づく報告事象
A	保安規定に係わる不適合事象
	国、地方自治体へ情報提供した事象
B	国の検査に係わる不適合事象
	運転監視の強化が必要な事象
C	運転におけるヒューマンパフォーマンスに関わる事象
D	通常のメンテナンス範囲内の事象
対象外	消耗品の交換等の事象

また、公表基準については、平成14年9月以降、原子力発電所における不適切な取り扱いに対する再発防止対策の一環として、「情報公開ならびに透明性確保の徹底」について検討を重ね、平成15年11月10日に不適合事象の公表方法の見直しを発表し、11月17日より新しい以下の公表区分に応じた情報公開を行っています。

区分	事象の概要	主な具体例
区分	法律に基づく報告事象等の重要な事象	<ul style="list-style-type: none"> ・ 計画外の原子炉の停止 ・ 発電所外への放射性物質の漏えい ・ 非常用炉心冷却系の作動 ・ 火災の発生 など
区分	運転保守管理上、重要な事象	<ul style="list-style-type: none"> ・ 安全上重要な機器等の軽度な故障 (技術基準に適合する場合) ・ 管理区域内の放射性物質の軽度な漏えい ・ 原子炉等への異物の混入 など
区分	運転保守管理情報の内、信頼性を確保する観点からすみやかに詳細を公表する事象	<ul style="list-style-type: none"> ・ 計画外の原子炉または発電機出力の軽度な変化 ・ 原子炉の安全、運転に影響しない器の故障 ・ 主要パラメータの緩やかな変化 ・ 人の負傷または病気の発生 など
その他	上記以外の不適合事象	<ul style="list-style-type: none"> ・ 日常小修理 など

平成15年4月1日～平成16年2月24日までに3号機で発生した不適合事象は合計585件(発電所全体 3,125件)でグレード別の内訳では
 グレード 3号機 (発電所全体)

A s	8 件	(3 0 件)
A	9 件	(3 3 件)
B	9 件	(5 7 件)
C	2 3 6 件	(9 9 8 件)
D	2 8 0 件	(1 , 7 7 1 件)
対象外	4 3 件	(2 3 6 件) となっています。

A s の件名は

	発生日	件 名
1	H15/ 5/22	制御棒 (3 0 - 1 5) ハンドル部の微少なひびについて
2	H15/ 6/11	燃料装荷中 (270 step) における炉心内異物発見の件
3	H15/ 6/11	燃料装荷中 (287 step) における炉心内異物発見の件
4	H15/ 6/12	燃料装荷中における使用済燃料プール内異物発見の件
5	H15/ 6/14	燃料装荷中における制御棒 1 本の全挿入確認忘れについて
6	H15/ 7/28	制御棒ボロンカーバイト型制御棒の点検結果について
7	H15/10/22	サブレーションプール内の異物について (調査・回収結果)
8	H16/ 1/16	R H R C 熱交換器 (D) チューブリーク修理依頼

A の件名は

	発生日	件 名
1	H15/ 6/14	燃料取替手順 (装荷) の燃料移動時間 (制御棒挿入時間) 、未臨界確認者及び監理員名の誤記修正について
2	H15/ 6/19	R H R - 5 8 2 ライン R T 撮影における影の確認の件
3	H15/10/ 8	復水回収タンク室水漏れの件
4	H15/10/25	原子炉建屋 2 階ドライウェル内油漏洩痕について
5	H16/ 1/19	残留熱除去機器冷却水ポンプ (B) 吸込ラインフランジより微少の水漏れ
6	H16/ 1/26	エバポブローダウンラインオリフィスの閉塞の件
7	H16/ 2/ 5	残留熱除去機器冷却系熱交換器 (A) 伝熱管の減肉について
8	H16/ 2/ 7	高圧炉心スプレイ系注入ラインオリフィスフランジより微少の水漏れ
9	H 16/ 2/17	原子炉建屋地下 1 階機器ファンネル廻り汚染の件

B の件名は

	発生日	件 名
1	H15/ 4/ 7	サブレーションプール水温度検出器の断線について
2	H15/ 5/23	原子炉水金属採取ラック内コンフロー点検依頼
3	H15/ 5/30	シュラウド修理工事 イ項使用前検査の特別検査における指摘事項
4	H15/ 6/16	主蒸気隔離弁機能検査の特別検査における指摘事項
5	H15/ 7/17	出力領域モニタ検出器集合体 イ項使用前検査の特別検査における指摘事項
6	H15/ 8/ 5	水素ガス計装ラック内計器弁点検依頼

- 7 H15/11/6 巡視点検に関する保安検査官からの気づき事項について(復水器洗浄装置制御盤の遮光等)
- 8 H15/11/6 巡視点検に関する保安検査官からの気づき事項について(非常用D/G潤滑油サンプタンクレベル計の不適合)
- 9 H15/11/6 巡視点検に関する保安検査官からの気づき事項について(メタクラ室入口の上部扉の開放について)

このうち、平成15年11月17日の公表方法見直し以降公表した公表基準区分 以上のものは計5件(発電所全体 25件)及びその他のものは計163件(発電所全体 913件)で事象概要とその後の措置、今後の対応については下表のとおりです。

区分	事象概要とその後の措置	今後の対応
	<p>平成16年1月15日に残留熱除去機器冷却系(B)の補給水ポンプによる補給水量が増加していることを確認した。その後の調査の結果、補給水量が増加した原因は、残留熱除去機器冷却系B)の熱交換器(D)の伝熱管2706本のうち1本に、直径1mm程度のごく微小な穴があき、冷却水(非放射性)が、同系内の海水冷却系内に漏えいしたためであることが判明した。</p> <p>伝熱管に穴があいた原因は、伝熱管内面の当該箇所付近に貝が付着したことにより、冷却水の乱流が発生し、当該箇所の流速が過大となったため、局所的に削り取られたことによるものと推定された。</p> <p>当該伝熱管については、取替を実施し、当該伝熱管以外に、減肉傾向のある伝熱管についても取替を実施した。</p> <p>また、熱交換器(A)(B)及び(C)についても渦流探傷検査の結果、同様に減肉傾向がある伝熱管の取替を実施した。</p>	<p>今回の事象発見(補給水ポンプ起動回数の増加)のように、関連するパラメータ変動を早期に発見することは可能であり、今後アラームタイパーの打ち出し確認頻度を1回/日より1回/直に見直すことで運転監視の充実を図ることとした。</p>
	<p>平成16年1月19日午前10時45分頃、当社社員がパトロールにて残留熱除去機器冷却系冷却水ポンプ(B)吸込部から純水が滴下しているのを確認した。</p> <p>このため、保温材を外し確認したところ、当該ポンプ吸込側の配管フランジ部から純水のにじみ(約1.2リットル)が確認された。原因は、配管フランジ部パッキンの経年による劣化によるものと推定された。このため、当該フランジ部の手入れを行い新しいパッキンに交換の上復旧し運転圧力による漏えい確認を行い漏えいのないことを確認した。また、ポンプ(A)(C)(D)の同一箇所について目視点検を行い異常のないことを確認した。</p>	<p>当該配管フランジは運転開始以降未点検であったため、今後定期的に点検を行う。また、安全上重要な系統の類似の配管フランジについて、今回の定期検査で目視点検及び運転圧力による漏えい確認を行い異常のないことを確認するとともに次回定期検査で全て点検を実施する。</p>
	<p>定期検査中、グラウンド蒸気蒸化器水位計が一定値を指示していたため、平成16年1月15日より、計器の動作確認および配管の調査を行っていたところ、平成16年1月26日午後3時30分頃、ブローラインに設置されているオリフィス部に金属状の物が、最大で約8mm×約4mm、最小で約4mm×約3mmの合計4個が詰まっていたことから回収した。</p> <p>調査の結果、回収物は溶接棒の被覆が溶融した金属(1個)と塗膜片(3個)であると推定した。</p>	<p>開口部養生及び開口部復旧前の内部確認を再徹底する。</p>

	<p>平成 16 年 2 月 7 日 (土) 午前 11 時 45 分頃、原子炉建屋内において高圧炉心スプレイ系の注入ライン配管フランジ部より水が滴下しているのを当社社員が確認した。滴下した水は、1 滴 / 2 分程度 (総量は約 10cc) であり、調査したところ放射能による汚染は検出されなかった。原因は、配管フランジ部パッキンの経年による劣化によるものと推定された。このため、当該フランジ部の手入れを行い新しいパッキンに交換の上復旧し運転圧力による漏えい確認を行い漏えいのないことを確認した。なお、同系統内にある類似の配管フランジについても運転圧力による漏えい確認を行い漏えいのないことを確認した。</p>	<p>当該配管フランジは運転開始以降未点検であったため、今後定期的に点検を行う。また、安全上重要な系統の類似の配管フランジについて、今回の定期検査で目視点検及び運転圧力による漏えい確認を行い異常のないことを確認するとともに次回定期検査で全て点検を実施する。</p>
	<p>定期検査中のところ、平成 16 年 2 月 17 日午前 10 時 20 分頃、原子炉建屋地下 1 階において作業エリア設定のため放射能汚染測定を実施したところ、高電導度廃液系ファンネルの外側に、最大約 13 ベクレル / cm² の汚染を確認した。このため、除染を実施した。</p>	<p>済み。</p>

Q34

平成15年11月10日の不適合事象の公表方法の見直し以降の3ヶ月間の運用実績を踏まえ、今後の発電所の情報公開及び所内の情報共有化、伝達の迅速化において、改善していくべき事項、重点的に取り組んでいく事項があれば示されたい。

(回答)

平成15年11月10日に不適合事象の公表方法の見直しを発表し、11月17日より新しい公表区分に応じた情報公開を行ってきたところですが、「3号機残留熱除去機器冷却系の補給水量増加事象」(平成16年1月16日に情報提供、プレス発表)につきましては、適切なタイミングで情報提供が出来ずに、ご迷惑をおかけしてしまいました。

本件は、平成16年1月15日20時頃、3号機の当直が残留熱除去機器冷却系の補給水ポンプの起動回数が多いことを確認したために調査を実施し、公表区分 相当として国・自治体への情報提供を16日12時45分、プレス発表を17時に行いましたが、16日10時に開催された当所3号機に係わる双葉地方電源地域政策協議会には情報提供が出来ずに、ご迷惑をおかけしてしまいましたものです。

本件に鑑み、所内の情報共有化、伝達の迅速化において、次の改善に取り組んでおります。

情報共有の出発点である「まずは第一報」の理念に則り、不適合を確認した(その懸念のある場合も)所管責任者である当直長やグループマネージャーは速やかに所内関係責任者(発電部長・広報部長)に伝達することを再徹底する。

情報公開が適時適切にできるように社内情報共有の徹底を図る。

具体的には、所内会議の場で当直長・グループマネージャーに不適合情報を発電部長に速やかに伝達するよう再徹底したとともに、所内イントラネット等により発電所員および協力企業の皆さまに不適合を発見した場合の第一報の速やかな報告をあらためて周知しました。さらに、情報連絡のシステム的なバックアップとして、すでに、深夜・休日を含め、当直長・発電部長は、所長・副所長・広報部長および発電部・広報部の関係グループへ、メールを活用して情報の共有化を促進したところですが、さらに、必要な箇所へ一斉に電話やメール連絡がなされるような態勢の整備を行うべく、検討を進めているところです。

また、地域社会の動向等の情報につきましても、所内幹部会議等で情報共有を徹底したところですが、情報共有システムの整備についても検討を進めております。

なお、当社といたしましては、今後社外の皆さまの信頼の確保、安全・安心の確保のため、情報公開の観点から、原子力発電所施設等に関して当社企業倫理窓口にいただいたご指摘につきましては、調査結果等を可能な限り公表する方向で検討しています。

添付資料34：原子力発電所における不適合事象発生時の公表について

Q35

残留熱除去機器冷却系熱交換器伝熱管漏えいに関して、その点検補修結果、再発防止対策、パラメータ変動の早期発見のための取組みはどのようになっているか。

(回答)

3号機は、第12回定期検査中の平成16年1月15日20時頃、中央制御室にて運転員がパラメータ等の確認を行ったところ、残留熱除去系を冷却する残留熱除去機器冷却系に設置されている補給水ポンプの起動回数が多いことに気がつきました。このため現場確認・弁操作を行うなど事象の調査・確認を行い、残留熱除去機器冷却系内の冷却水が、同系内の海水冷却系内、または原子炉側の残留熱除去系内へ漏えいした可能性があるかと判断し、修理依頼を行うと共に関係ヶ所へ連絡しました。

1. 点検補修結果

残留熱除去機器冷却系熱交換器(D)の伝熱管1本に穴が確認されたため、同熱交換器及び同系統の残留熱除去機器冷却系熱交換器(B)の伝熱管全数について、渦流探傷検査を実施した。また、念のため残留熱除去機器冷却系熱交換器(A)(C)の伝熱管全数についても、渦流探傷検査を実施しました。

検査の結果は以下の通りです。

熱交換器	* 既施栓管	内面減肉(減肉率)			外面減肉 (減肉率)	無欠陥	合計
		50%以上	30%以上~ 50%未満	30% 未満			
A号機	0	1	48	294	0	2363	2706
B号機	2	1	6	7	1	2689	2706
C号機	10	0	164	403	1	2128	2706
D号機	1	3	12	25	0	2665	2706

*：前回定検以前に施栓を実施

伝熱管取替の目安としている50%以上の減肉が確認された伝熱管5本、また予防保全の観点から、比較的減肉傾向のある30%以上の伝熱管230本及び外面減肉が確認された伝熱管2本並びに既施栓管13本、合計250本の取替を行いました。

補修後、空気及び淡水による伝熱管の漏えい検査及び運転圧力による漏えい検査を行い、異常のないことを確認しています。

2. 再発防止対策

調査の結果、ファイバースコープによる内面点検時当該部付近に貝の付着が確認されており、それらが乱流を引き起こしたため伝熱管内表面に過大な流速の流体が局所的に当たり減肉したと考えられること、貫通部も局所的な減肉が確認されていることより、原因はデポジットアタック(固形型)と推定されました。

一般に海水冷却の熱交換器では、海生物付着等によるデポジットアタックの発生は避けられないものの、今回の事象発見(補給水ポンプ起動回数の増加)のように、関連するパラメータ変動を早期に発見することは可能であり、今後アラームタイパーの打ち出し確認頻度を「1日あたり1回」より「3交替の各勤務毎に1回(1日あたり3回)」に見直すことで運転監視の充実を図ることとしました。

3 . パラメータ変動の早期発見のための取組み

当直長は中央制御室の制御盤を「3 交替の各勤務毎に1回（1日あたり3回）以上」確認し、制御盤の表示、指示計・チャート等の指示、タイパーの打出し値について異常の有無を確認いたします。

又、残留熱除去機器冷却系のように安全上重要な設備で有るのにも係わらず、指示計程度の監視計器しか有していないような場合、C R T（トレンド監視）の有効活用を図り、傾向管理を容易にし、異常の早期発見に努めて参ります。

Q36

平成15年8月21日に東京電力株式会社企業倫理相談窓口にて告発文書に対する見解を明らかにし、平成6年から平成7年にかけて、当該機において2件の水素燃焼の疑いのあるトラブルの事例を公表しているが、その後、類似事象は当該機では発生していないのか。特に福島第二原子力発電所で当該機にのみ発生した理由、再発防止対策は検討がなされているのか。

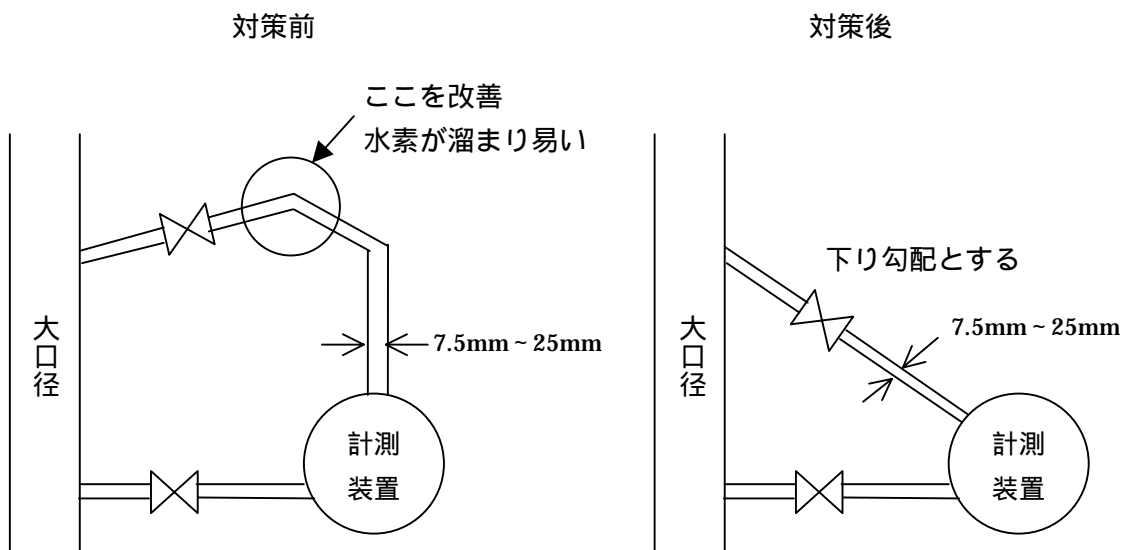
(回答)

中部電力(株)浜岡原子力発電所1号機において水素爆発による配管破断事故が発生した(平成13年11月7日)が、東京電力では、それ以前にこれと同じ現象を3原子力発電所において経験しているはずだが、東京電力はこれらを他原因によるものとして結論づけ、事故隠しをしているとの告発が平成15年6月2日に当社企業倫理相談窓口あてにあった。

これを受け当社で調査した結果、系統内で水素が燃焼したと考えられる事例が平成5年～9年に8件あったが、いずれのトラブルも浜岡原子力発電所での配管破断事故とは異なり、内径7.5mm～25mmほどの小口径配管(計装配管)につながる計測装置が損傷し、修理・取替えを行ったという通常の保守範囲内の事象であり、「事故隠し」との指摘には当たらないものと判断した。

- ・当事象は、3原子力発電所で経験しており、当所では過去のデータがある範囲で調査した結果、当該号機のみ損傷事例が見られたが、その後、類似事象は発生していない。なお、当所他号機においては損傷に至る水素燃焼は確認されていない。
- ・再発防止対策については、配管内に水素と酸素が溜まらないようにする対策を全社的に展開しており、当所においては平成9年～平成14年に実施した。

なお、当該号機については第9回定検(平成10年9月～10月)及び第10回定検(平成11年12月～平成12年3月)に対策を実施済みである。



なお、3号機においては、浜岡原子力発電所1号機の余熱除去系蒸気凝縮系配管破断に関する再発防止対策の水平展開として、同様な蒸気凝縮系配管への水素ガス滞留を防止するための分岐部仕切弁設置(平成14年1月の中間停止時に実施済)及び類似箇所である補助蒸気系エバポレータ入口配管へのベントライン(ガス抜き配管)設置(今定検で実施済)を完了しています。

Q 3 7

低炭素ステンレス鋼は、炉心シュラウドや再循環系配管等以外では主にどのような配管、構造物で使用されているのか。また、それらの部位で応力腐食割れが発生する可能性はないのか。

(回答)

炉心シュラウド等の炉内構造物及び再循環系配管以外に低炭素ステンレス材が使用されているものとしては、制御棒駆動水圧系配管、ほう酸水注入系配管、燃料プール冷却浄化系配管の一部等及び各熱交換器の伝熱管（原子炉冷却材浄化系、残留熱除去系、燃料プール冷却浄化系）、気体廃棄物処理系各機器の伝熱管（排ガス予熱器、排ガス復水器、除湿冷却器、脱湿塔）があり、外表面からの塩化物に起因した粒内型応力腐食割れは起こり得ますが、内表面からの応力腐食割れについては、それぞれ高温の炉水環境ではないもしくは溶接構造ではなく、発生は報告されておりません。

なお、3号機においては制御棒駆動水圧系配管およびその他のステンレス配管の塩害対策として、建設段階から換気空調系の給気側へのバグフィルタの設置による建屋内への塩分の持ち込み制限や、格納容器内への除湿器の設置、制御棒駆動水圧系の加熱器の設置による結露防止を実施しております。

Q 3 8

当該機における制御棒駆動水圧系配管以外のステンレス配管の塩害対策及び塩分付着の点検結果はどのようになっているか。

(回答)

福島第一原子力発電所3、4号機の制御棒駆動水圧系挿入・引き抜き配管の損傷事象の水平展開として原子力安全・保安院より次の指示文書が出されました。

・平成14年11月27日付

「制御棒駆動水圧系配管及びその他のステンレス製配管(安全上重要な配管であって建設時に塩害対策を実施していない等のもの)について配管点検を実施すること、及び安全上重要なステンレス製配管の上に海水配管がある場合についても点検を実施すること」

この指示に基づくと、3号機は建設時より塩害対策を実施していること、及び建屋内に海水配管が設置されていないことから制御棒駆動水圧系配管以外のステンレス製配管は添付資料のフローの通り、点検不要となりますが、当社としては環境調査として制御棒駆動水圧系配管以外のステンレス製配管についても点検を実施しました。

原子炉建屋及びタービン建屋の各フロアの制御棒駆動水圧系配管以外のステンレス製配管について、付着塩分量の測定を実施した結果、非常用ディーゼル発電設備の始動用空気系配管、計装用圧縮空気系配管等の一部に、塩化物に起因した粒内型応力腐食割れ防止の目安値70mgCl/m²を超える7箇所(最大の箇所で260mgCl/m²)が確認されましたが、清掃を実施後、目視点検及び浸透探傷検査を実施し、異常のないことを確認しました。

(文献によれば塩化物に起因した発錆の目安は、塩分量として64mgCl/m²程度とされており、発錆があったとしてもこれが直ちに粒内型応力腐食割れに至るわけではありませんが、今回の点検では粒内型応力腐食割れ防止の目安値として70mgCl/m²を採用し、これを越える塩分が測定された部分については浸透探傷検査を実施することといたしました)

3号機における制御棒駆動水圧系配管及びその他のステンレス配管の塩害対策としては、建設段階から換気空調系の給気側へのバグフィルタの設置による建屋内への塩分の持ち込み制限や、格納容器内への除湿器の設置、制御棒駆動水圧系の加熱器の設置による結露防止を実施しております。

今回高い塩分量が測定された7箇所については次回定期検査時に同一ポイントの塩分測定を実施し、付着塩分量の変化傾向を把握するとともに、今後福島第一原子力発電所、福島第二原子力発電所及び柏崎刈羽原子力発電所の全ての点検結果を集約評価し、東京電力としての点検計画を立案することとしています。

添付に、今回実施した「ステンレス鋼配管の塩害対策検討フロー」を示します。

添付資料38-1：ステンレス鋼配管の塩害対策検討フロー

添付資料38-2：健全性調査フロー

Q 3 9

当該機における炭素鋼配管の減肉等の点検はどのように行われているか。およびその至近の点検結果はどうなっているか。

(回答)

炭素鋼配管の減肉については、使用環境(水質、温度、流速、湿り度等)や材質等を考慮し配管肉厚測定箇所及び測定頻度を定め肉厚測定を実施しています。今回の定検(第12回)では、90箇所点検を行い異常はみられませんでした。

今回はトータル90箇所実施

主蒸気系配管	17箇所	補助蒸気系配管	12箇所
抽気系配管	13箇所	グランド蒸気系配管	6箇所
給水加熱器ドレン系配管	18箇所	給水加熱器ベント系配管	9箇所
復水系配管	7箇所	給水系配管	8箇所

Q 4 0

当該機の主復水器細管の至近の点検状況はどうか。

(回答)

1号機は定格出力にて運転中の平成16年1月30日午前7時頃、主復水器のA1水室の導電率にわずかな上昇傾向が認められました。その後上昇傾向が続いたことから、平成16年2月5日から6日にかけてA1, A2復水器を計画的に点検・補修することとし、発電機出力を約50万キロワットまで低下させ、当該復水器の冷却機能を切り離した後、点検・補修作業を実施しました。

点検の結果、当該復水器の細管24,192本のうち1本に漏えいが認められたことから、当該細管に閉止栓を取付ました。また、念のため、当該細管と隣接する細管6本についても閉止栓を取付ました。

なお、1号機は、点検・補修終了後、発電機出力を上昇させ、2月9日午前4時30分定格出力に到達いたしました。

また、平成16年2月18日午後23時10分頃、主復水器のA2水室の導電率にわずかな上昇傾向が認められました。その後上昇傾向が続いたことから、平成16年2月20日から24日(予定)にかけて、A1, A2復水器を計画的に点検・補修することとし、発電機出力を約50万キロワットまで低下させ、当該復水器の冷却機能を切り離した後、点検・補修作業を実施しております。

今後、点検の結果、漏えいが認められた細管には閉止栓を取付ける予定であります。

3号機の今回の定検(第12回)での渦流探傷検査及び外面目視点検の結果、閉止栓をした細管の数は以下のとおりです。

水室	閉止栓をした細管数
A 1	7本 (101本)
A 2	0本 (71本)
B 1	0本 (68本)
B 2	2本 (45本)
C 1	1本 (91本)
C 2	1本 (98本)
合計	11本 (474本)

()は、今回定検(第12回)終了時点での累積数

復水器細管の総本数は44,100本(1基あたり2水室×3基=6水室)であり、復水器は設計交換熱量に対して4%の余裕を有していることから、復水器全体で1,760本(44,100×4%=1,760)まで閉止栓が可能です。