

川内原子力発電所で発生した事故・故障等への
対応について

2022年11月14日

九州電力株式会社

1. 概要

当社は、これまでに川内原子力発電所で発生した事故・故障等に対し、その原因や当社の原子力発電所の状況等を踏まえて、運用面及び設備面での必要な対策を講じることで、事故・故障等の再発を防止している。また、改善措置活動（以下、「CAP」という）の一環として、発電所内の「気付き事項」も情報収集し、改善を図ることによって、原子力発電所の更なる安全性の向上に取り組んでいる。

2. CAPの概要

新検査制度を踏まえて、事業者の自主的な安全性向上活動が重要である認識のもと、自らの取組みとしてCAPを導入した。CAPは協力会社を含めた発電所員がパトロール等で発見した「気付き事項」や国内外の原子力発電所で発生した事象、他分野の事象などを制限を設けずに対象としており、これらの「気付き事項」については、「状態報告（以下、「CR」という）」をCAPシステムに登録している。（月間約130件程度）

登録されたCRに対し、各分野（運転管理、機械、電気、土木建築等）の専門家によるチームにて、原則毎日、内容確認を行い、原子力安全への影響度の分類や処置方法の振り分けなどを実施している。整理されたCRについては、原則週1回、主要な管理職が参加する「CAP会議」にて、分類や対応の妥当性の確認等を実施している。また、「CAP会議」の結果については、発電所長に報告している。

CRの情報分析（傾向分析）による問題（改善点）の特定のため、原則として6ヶ月に1回、パフォーマンス評価、監視及び測定を実施している。

なお、法令に基づく報告対象となる不適合事象については、事業者にて調査、原因特定、対策策定を行い、国へ報告している。

CAPで取り扱う「気付き事項」のうち、当社以外の原子力発電所で発生した事象等については、同様の事象が発生することを防止する「未然防止処置」を実施し、当社の運用面、設備面への対策を検討している。

未然防止処置では、当社の原子力発電所で発生した事象だけでなく、他電力の原子力発電所で発生した事象や他業種で発生した事象等を含め、原子力施設情報公開ライブラリー（ニューシア）や各社のHP等を活用し、年間約100～150件の情報を入手しており、それぞれの事象の原因等を踏まえて、主管箇所を中心に、当社で同様の事象が発生する可能性の有無について確認している。

確認の結果、当社の運用や設備の改善が必要と判断した場合には、処置方

針を決定し、改善活動を行うことで、原子力発電所の安全性向上に寄与している。これらの取組みは、前述のCAPにて、改善の要否の判断や処置方針についての妥当性の確認等を審議した後に、処置の方針を決定している。

(添付資料－1)

【用語の正式名称】

CAP (Corrective Action Program) : 改善措置活動

CR (Condition Report) : 状態報告

3. トラブル事象への対応状況

これまで川内原子力発電所において発生したトラブル事象のうち、主な事象への対応状況を示す。

(添付資料－2)

(1) 川内1 / 2号機蒸気発生器伝熱管の損傷について

【概要】

川内1号機は1984年の運転開始以降、定期検査時の点検（渦流探傷試験）により伝熱管に損傷の兆候が確認され、368本の施栓処置を行った。

川内2号機は1985年の運転開始以降、445本の施栓処置を行った。

これまでに、蒸気発生器伝熱管に損傷の兆候が確認された箇所は、伝熱管の振動を防止するための振止め金具を設置していた箇所（外面からの減肉）及び伝熱管を固定する管板部（内面からの一次系水質環境下で発生する応力腐食割れ（以下、「PWSCC」という））に分類される。

【対応状況】

川内1号機は伝熱管の振止め金具設置箇所の損傷を防止するため、第6回定期検査(1991年)において、改良した振止め金具への取替を行った。また、第19回定期検査(2008年)において、蒸気発生器伝熱管に発生したPWSCCによる損傷事象に鑑み、損傷時の伝熱管補修に伴う作業員の被ばく低減及び予防保全の観点から、伝熱管の材料を改良する等、最新型の蒸気発生器へ一式取り替えた。

川内2号機は第5回定期検査(1991年)において、改良した振止め金具への取替を行った。また、第22回定期検査(2018年)において、最新型の蒸気発生器へ一式取り替えた。

なお、蒸気発生器伝熱管に対しては、保全計画に基づき定期的に（2定検に1回）渦流探傷試験を実施して健全性の確認を行っており、最新型の蒸気発生器への取替以降、伝熱管の損傷は確認されていない。また、万一の伝熱管からの1次冷却材の漏えい時にも、いち早く検知できるように3系統の独立した放射線監視モニタによる常時監視を行っており、漏えいを確認した場合には、原子炉停止等の処置を行うこととしている。

(添付資料－3)

(2) 川内1号機電源設備点検中のアーク（火花）発生による人身事故

【概要】

2010年1月29日、川内1号機の第20回定期検査中において、設備点検に伴う停電作業を実施していたところ、しゃ断器（電気回路のしゃ断・投入を行う大型のスイッチ）でアーク（火花）が発生し、7名の作業員が負傷した（うち1名死亡）。

本来の作業計画では、停電しているしゃ断器の2次側端子を検電し、接地器具を取り付ける手順であったが、充電中の1次側端子に接地器具が接触し、アークが発生したものと推定される。

【対応状況】

推定原因を踏まえ、以下の再発防止対策を実施。

○手順、注意事項等の明確化

- ・作業項目毎に安全上必要な停電範囲を明確化するとともに、母線停電作業の際には、設備構成上可能な部分については、当該作業箇所につながる回路を2箇所で切り、隔離する仕組みを規定文書に明確化。
- ・原則として充電部近接作業を禁止。
なお、やむを得ず充電部近接作業を行う場合は、充電部の識別や保護カバーの使用など安全上の処置を講ずる。
- ・関係者間での充電部近接作業の有無の相互確認や1次側、2次側両方の検電の実施などの手順を作業要領書に反映。
- ・しゃ断器盤内に主回路端子の1次側、2次側を明示する表示を取り付け。

○継続的な周知、教育

- ・規定文書や、作業毎に作成する作業要領書に安全上のルールや注意事項等を明確化するとともに、関係者間で読み合わせを実施したうえで作業を実施。
- ・検電の目的や重要性及び適切な方法等について、定期的な教育を実施。
- ・危険予知活動が形骸化しないよう、現場での作業安全に係る取組状況について、管理層による作業状況等の観察や、協力会社を含めた安全パトロール等により確認や改善を行い、作業安全の向上に努めている。
- ・事故が発生した1月29日を「安全再認識の日」とし、安全に係る訓話や安全宣言等を毎年実施。（添付資料－4）

4. まとめ

当社は、今後もCAPを通じて発電所内の「気付き事項」を収集し、必要な対策を講じることで、トラブル事象が発生することを未然に防止し、原子力発電所の更なる安全性の向上に取り組んでいく。

添付資料

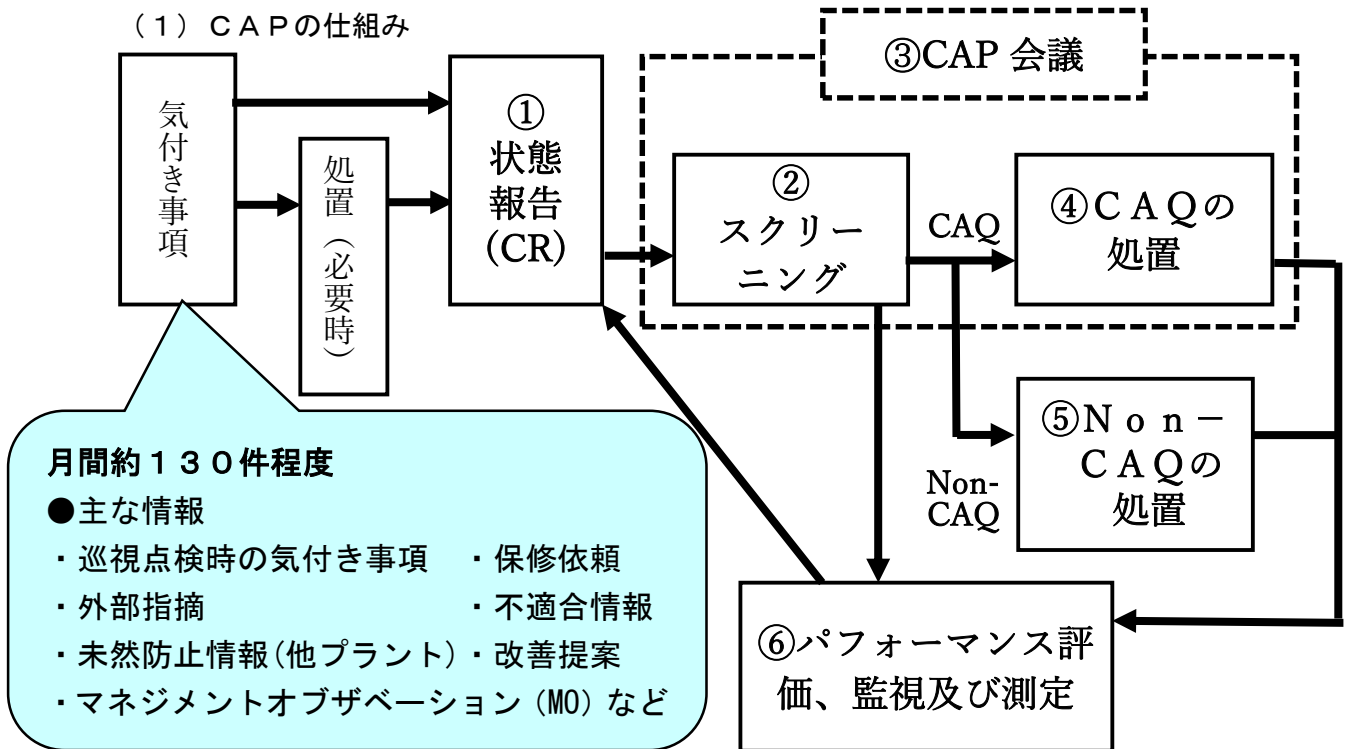
添付資料－1 CAPの概要について

添付資料－2 川内原子力発電所（1／2号機）のトラブル事象一覧

添付資料－3 蒸気発生器伝熱管の損傷について

添付資料－4 川内原子力発電所1号機所内電源設備点検作業中の
人身事故について

CAPの概要について



補足説明

①状態報告 (CR)

- ・ 発電所内での気付き事項に関するCRの作成、情報の収集、整理

②スクリーニング

- ・ CAQ、Non-CAQの分類(不適合の確認、事象に対するリスクの想定を含む)
- ・ 処置方法の振り分け

③CAP会議

- ・ 主要な管理職が業務横断的観点で、CAPに関する審議・確認を行う。
(CAPの運用状況については、他本部による監査や国による確認を受けている。)

④CAQの処置

- ・ 是正処置(重要な事象に対する根本原因分析を含む)
- ・ 未然防止処置(処置を要する事象)

⑤Non-CAQの処置

- ・ 修正
- ・ 改善
- ・ 傾向監視
- ・ 対応不要

⑥パフォーマンス評価、監視及び測定

- ・ 状態報告(CR)の情報分析による問題の特定 など

【用語】CAP (Corrective Action Program) : 改善措置活動

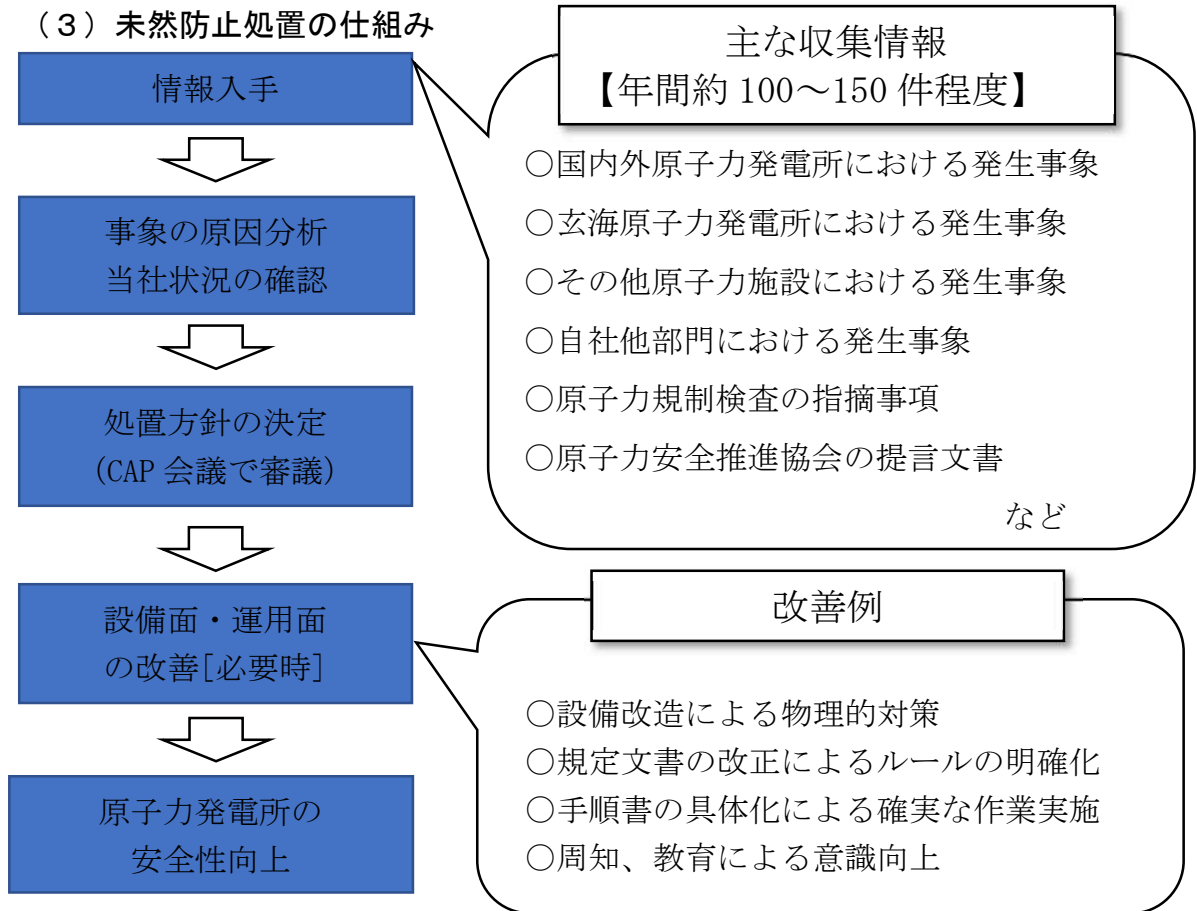
CR (Condition Report) : 状態報告

CAQ (Condition Adverse to Quality) : 原子力安全(品質)に影響を及ぼす状態

Non-CAQ (Non-Condition Adverse to Quality) : 原子力安全(品質)に影響を及ぼさない状態

(2) CAPによる処置の実施例

件名	概要	CAP の処置
継電器室前連絡扉レバーハンドル不良	当該扉のレバーハンドルが、扉を開けた際、元の位置に自動で戻らなくなっていたため、取替を実施した。	Non-CAQ : 改善
冷却材フィルタ差圧上昇	取替差圧まで差圧が上昇していることを確認したため、保修依頼を行った。	Non-CAQ : 修正
汚染拡大防止のサーベイ方法動画掲示	β 線測定用サーベイメータに関する使用方法の周知方法を紙面の掲示に加え、動画の掲示をすることで、サーベイ結果の精度向上を図ることを提案。モニタを配備し、見本動画を流す運用を開始した。	Non-CAQ : 改善
管理層による現場観察 (MO) 結果	廃棄薬品は所定の場所に保管されていたが、薬品容器 (薬品ビン) の破損等を考慮した保管方法を検討するよう指導し、保管方法を見直した。	Non-CAQ : 改善



入手情報の種類	入手情報実績例
国内他電力事象	・他社 A-循環水管ベント弁付近からの海水漏れに伴う発電機出力降下
玄海原子力発電所で発生した事象	・3号非再生冷却器上部配管室での作業による1次冷却材モニタ(3R-70)の一時的な指示低下について
当社他部門で発生した事象	・松浦火力発電所1号揚炭機破損事故
他産業で発生した事象	・高レベル廃液ガラス固化建屋における不溶解残渣廃液廃ガス処理系排風機A系の故障について(原燃)
国外発生事象	・復水器空気抽出系統放射線モニタドレン配管のループシール喪失対策の実施について

川内原子力発電所(1/2号機)のトラブル事象一覧
(炉規法又は電事法対象事象、大臣通達事象(2003年まで運用))

(川内1号機)

	発生年月日	内 容	主な原因	主な対策
1	1983年12月 2日	試運転中の自動停止 (タービンバイス弁駆動用空気圧力計不具合)	【運用・管理面】 弁駆動用空気圧力計設定の不具合	当該圧力計の取替と弁の健全性確認
2	1986年 3月19日	燃料集合体のピンホール [第2回定期検査中]	【偶発事象】 偶発的なピンホール(微小な穴)	当該燃料の取替(再使用しない)
3	1988年10月17日	一次冷却材ポンプ変流翼取付ボルトのひび割れ [第4回定期検査中]	【設備面】 ボルト首下部における応力腐食割れ	耐応力性ボルトへの全数取替、締付け時の応力管理
4	1991年 5月14日	蒸気発生器細管の摩耗減肉 [第6回定期検査中]	【設備面】 伝熱管と振止め金具との繰り返し接触による摩耗減肉	当該細管の施栓、改良型振止め金具への取替、SGR(予防保全)
5	1991年 7月17日	調整運転中の手動停止(出力領域中性子束検出器動作不良) [第6回定期検査中]	【設備面】 製作加工工程での残留異物による中性子束検出器短絡(トリップパネール発信)	当該検出器取替、製作加工工程での洗浄改善、タッピング検査改善
6	1996年10月27日	制御棒駆動装置ハウジングキャノピーシール部損傷 [第10回定期検査中]	【設備面】 工場製作段階で使用された潤滑剤含有の塩化物作用による応力腐食割れ	当該部補修溶接、ECTによる健全性確認、耐食性材料使用部材への取替
7	1998年11月10日	格納容器サンプ水位上昇に伴う原子炉手動停止	【運用・管理面】 当該弁操作時のシート面への異物挟み込み	当該弁の取替、異物混入防止のための洗浄手順追加
8	1999年 8月25日	タービンソレノイド動作に伴う原子炉自動停止	【運用・管理面】 狭隘部作業での締め付け管理不足(0リング損傷)	当該0リング取替、狭隘部での締め付け管理の改善
9	2000年 9月14日	蒸気発生器の細管損傷 [第13回定期検査中]	【設備面】 1次冷却水中応力腐食割れ(PWSCC)	当該細管の施栓、SGR(予防保全)
10	2003年 5月15日	蒸気発生器の細管損傷 [第15回定期検査中]		
11	2004年 9月10日	蒸気発生器の細管損傷 [第16回定期検査中]		
12	2006年 1月13日	蒸気発生器の細管損傷 [第17回定期検査中]		
13	2007年 5月10日	蒸気発生器の細管損傷 [第18回定期検査中]		
14	2008年 4月18日	充てん・高圧注入ポンプ主軸折損	【設備面】 コーナー部加工方法による不連続部への応力集中	改善した加工方法で製作したポンプ主軸への取替
15	2010年 1月29日	電源設備点検中のアーク(火花)発生による人身事故 [第20回定期検査中]	【運用・管理面】 充電部近接作業であったことや関係者間での認識不足などが重なったものと推定	原則2点切りでの隔離の仕組みを明確化(規定化)1,2次側を明示する表示取付、関係者教育実施等

(川内 2 号機)

	発生年月日	内 容	主な原因	主な対策
1	1985年 7月15日	主蒸気隔離弁点検に伴う作業員の負傷	【運用・管理面】 電源・弁の操作完了後に作業着手する手順の不遵守	手順の明確化、安全教育実施
2	1989年 2月13日	一次冷却材ポンプ変流翼取付ボルトのひび割れ [第3回定期検査中]	【設備面】 ボルト首下部における応力腐食割れ	耐応力性ボルトへの全数取替、締付け時の応力管理
3	1989年 3月20日	化学体積制御系抽出ライン元弁の弁棒折損 [第3回定期検査中]	【運用・管理面】 当該弁の「開増し操作」による弁内のほう酸濃縮により酸化スケールと水素が生じ、遅れ割れが発生したもの	当該弁の取替、「開増し操作」の禁止
4	1989年 3月24日	温度測定用配管戻り弁の弁棒折損 [第3回定期検査中]	【運用・管理面】 当該弁の「開増し操作」による弁内のほう酸濃縮により酸化スケールと水素が生じ、遅れ割れが発生したもの	当該弁の取替、「開増し操作」の禁止
5	1991年10月15日	蒸気発生器細管の摩耗減肉 [第5回定期検査中]	【設備面】 伝熱管と振止め金具との繰り返し接触による摩耗減肉	当該細管の施栓、改良型振止め金具への取替、SGR(予防保全)
6	2004年12月15日	蒸気発生器の細管損傷 [第15回定期検査中]	【設備面】 1次冷却水中応力腐食割れ (PWSCC)	当該細管の施栓、SGR(予防保全)

蒸気発生器伝熱管の損傷について

1. 件 名

川内原子力発電所 蒸気発生器伝熱管の損傷について

2. 事象発生の日時

(1) 川内原子力発電所 1号機

- ・平成 3年 5月14日 (第 6回定期検査)
- ・平成12年 9月14日 (第13回定期検査)
- ・平成15年 5月15日 (第15回定期検査)
- ・平成16年 9月10日 (第16回定期検査)
- ・平成18年 1月13日 (第17回定期検査)
- ・平成19年 5月10日 (第18回定期検査)

(2) 川内原子力発電所 2号機

- ・平成 3年10月15日 (第 5回定期検査)
- ・平成16年12月15日 (第15回定期検査)

3. 事象発生の電気工作物

原子炉冷却系統設備 蒸気発生器

4. 事象発生の状況

(別添－ 1)

川内原子力発電所では、運転開始以降13カ月に1回、定期検査を実施しており、蒸気発生器(以下「SG」という。)については、伝熱管の健全性を確認するため、渦流探傷検査(以下「ECT」という。)を実施している。

その結果、これまでに一部の伝熱管管板部及び伝熱管U字管部に有意な信号指示が認められた。

なお、川内1号機第16回定期検査、川内2号機第15回より、新型のECT装置(以下「インテリジェントECT」という。)を適用している。

5. ECT結果

(1) 検査範囲

SGの施栓済みのものを除く伝熱管全数について実施した。(単位：本)

a. 川内1号機

発見した定期検査	検査本数	備考
第6回	10, 146	・有意な信号指示が認められた伝熱管は施栓を実施するため、次回検査対象本数から外れる。
第13回	10, 127	
第15回	10, 111	
第16回	10, 096	
第17回	9, 804	
第18回	9, 791	

b. 川内2号機

発見した定期検査	検査本数	備考
第5回	10, 146	・有意な信号指示が認められた伝熱管は施栓を実施するため、次回検査対象本数から外れる。
第15回	10, 127	

(2) 検査結果

(別添-2)

検査データを評価した結果、これまでに1号機で366本、川内2号機で445本の伝熱管に有意な信号指示が認められた。

有意な信号指示が認められた箇所は、いずれも伝熱管管板部あるいは伝熱管U字管部であった。(単位：本)

a. 川内1号機

発見した定期検査	指示管本数		
	高温側管板拡管部	U字管部	定期検査毎の合計
第6回	—	17	17
第13回	16	—	16
第15回	15	—	15
第16回	5	287 (インテリジェントECT導入)	292
第17回	13	—	13
第18回	13	—	13
合計	62	304	366

b. 川内2号機

発見した定期検査	検査本数		
	高温側管板拡管部	U字管部	定期検査毎の合計
第5回	—	19	19
第15回	—	426 (インテリジェントECT導入)	426
合計	0*	445	445

※川内2号機は1号機と拡管方法が異なり、高温側管板拡管部での信号指示が認められた実績なし。

6. 原因調査

(1) 伝熱管高温側管板拡管部

a. ECTによる調査

(別添-3, 4)

伝熱管について分析した結果、高温側伝熱管の管板拡管部のローラ拡管部あるいは伝熱管U字管部に有意な信号指示があることを確認した。

伝熱管の管板拡管部の有意な信号指示を分析した結果、いずれも伝熱管内面きずの特徴を呈していた。

b. 抜管による調査

(別添-5)

SG製作時に伝熱管を管板部で拡管する際、伝熱管内面で局所的に引張りの残留応力が発生し、これと運転時の内圧とが相まって、伝熱管内面において「PWSCC」が発生する可能性がある。

1号機第13回定期検査においてデータの充実の観点から念のためECTにより有意な信号指示が認められた伝熱管1本について抜管調査した結果、信号指示が認められた位置に伝熱管内表面を起点とするPWSCCと考えられる割れが認められた。

(2) 伝熱管U字管部

a. 伝熱管損傷位置

ECTの結果、有意な信号指示が認められた伝熱管は、比較的外周部の曲げ半径が大きい伝熱管でいずれも振止め金具（以下「AVB」という）の接触部であった。

b. 外観目視点検

有意な信号指示の認められた伝熱管部位を蒸気発生器2次側から水中カメラで外観点検を実施した結果、当該部位に摩耗減肉の痕跡が確認された。

c. 伝熱管の支持状態の調査

(a) 製作時隙間管理記録の調査

伝熱管が水と蒸気の二相流の流体乱れにより励起されて振動を発生するのを防止するため、蒸気発生器の最外周の伝熱管に対して、伝熱管とAVB間の隙間の最大値を0.9mmとする隙間管理を実施し、AVBを設置した。

今回、当時の最外周伝熱管とAVBとの隙間計測記録を調査した結果、全て隙間管理値0.9mm以下であった。

(b) 伝熱管の支持状態の調査

隙間管理を実施して製作した実物大の蒸気発生器の模型を使って、AVBによる伝熱管の支持状態を調査した結果、一部の伝熱管でAVBによる支持が不十分(AVBと非接触)である箇所があった。

d. 流体振動の要因調査

伝熱管Uベント部においては、水と蒸気の間流の流体乱れによる振動が、また、A V Bの支持が不十分な箇所が一点ないし二点ある伝熱管においては、その固有振動数の低下による限界流速の低下により流力弾性振動^{*2}が発生する可能性がある。

^{*2} 流れの中に伝熱管群がある場合、ある限度以上の流速において、振動振幅が急激に大きくなる現象。

e. 摩耗の発生

伝熱管とA V Bの間隙が存在し、伝熱管が振動する場合、伝熱管とA V Bが繰り返し接触し、摩耗減肉が発生する可能性がある。

f. インテリジェントE C Tによる調査

(別添-6)

インテリジェントE C Tを導入した1号機第16回定期検査及び2号機第15回定期検査において、伝熱管について分析した結果、伝熱管U字管部に取付けられた現状のA V Bの周辺に有意な信号指示があることを確認した。また、有意な信号指示を分析した結果、いずれも伝熱管外面きずの特徴を呈していた。さらに、信号指示を各S G (A~C)のU字管配置図にプロットしたところ、概ね旧A V B(平成3年に摩耗減肉対策として取替済)の角度であり、直線状に分布していた。

7. 調査結果のまとめ

(1) 伝熱管高温側管板拡管部

- ・信号指示位置はローラ拡管部であった。
- ・有意な信号指示は、伝熱管内面きずであった。
- ・有意な信号指示は発生部位、信号波形が同様の特徴を有していた。
- ・E C T検査にて、ローラ拡管部に伝熱管内面きずの特徴を示す有意な信号指示が認められている。1号機第13回定期検査で信号指示が認められた1本について、抜管調査をした結果、E C Tで認められた有意な信号指示の位置に伝熱管内表面を起点とするP W S C Cが確認された。

(2) 伝熱管U字管部

- ・伝熱管損傷位置は、比較的外周部の曲げ半径の大きい伝熱管で、A V Bとの接触部であった。
- ・有意な信号指示を水中カメラで確認したところ、当該部位に摩耗減肉の痕跡があった。
- ・伝熱管支持状態の調査の結果、一部の伝熱管でA V Bによる支持が不十分である箇所があった。
- ・支持が不十分な箇所がある伝熱管では、流力弾性振動が発生する可能性がある。
- ・有意な信号指示は、U字管部伝熱管外面きずであった。
- ・インテリジェントE C Tは従来のE C Tよりさらに検出精度及び深さ評価精度が向上している。
- ・1号機第16回定期検査及び2号機第15回定期検査における有意な信号指示をU字管配置図にプロットしたところ、概ね旧A V Bの角度であり、直線状に分布していた。

8. 推定原因

(1) 伝熱管高温側管板拡管部

1号機の伝熱管管板部で認められた有意な信号指示は、SG製作時に伝熱管を管板部で拡管する際、伝熱管内面で局所的に引張りの残留応力が発生し、これと運転時の内圧とが相まって、伝熱管内面からPWSCCが発生したものと推定される。

なお、2号機は1号機と拡管方法が異なり残留応力が小さかったため、伝熱管内面からのPWSCCの発生はなかった。

(2) 伝熱管U字管部

1号機第6回定期検査及び2号機第5回定期検査において伝熱管U字管部で認められた有意な信号指示は、AVB部の支持が不十分な比較的外周部の曲げ半径が大きい伝熱管が、伝熱管外表面を流れる水と蒸気の二相流による流体振動により、AVBと繰り返し接触し、摩耗減肉に至ったと推定される。

また、1号機第16回定期検査及び2号機第15回定期検査において伝熱管U字管部で認められた有意な信号指示は、旧AVB部伝熱管の摩耗減肉と推定される。これは、インテリジェントECTにより検査精度及び深さ評価精度が向上したことにより、有意な信号として検出されたものと推定される。

9. 対策

(1) 伝熱管の施栓（定期検査の都度実施）

(別添-7, 8)

a. 有意な信号指示の認められた伝熱管については、全数施栓した。

(1号機：366本、2号機：445本 合計811本)

b. 補修内訳は下表のとおりである。

(単位：本)

プラント	1号機	2号機
総施栓本数	368 ^{*1}	445
設備本数	10, 146	10, 146
施栓率 (%)	3.6	4.4

^{*1} 抜管した健全伝熱管2本を含む。

[安全解析施栓率：10%]

(2) 改良型AVBへの取替（1, 2号機とも平成3年に取替実施）

(別添-9)

a. 摩耗減肉対策として、伝熱管の隙間がなくなるような形状の改良型AVBへの取替を実施した。

b. 伝熱管の耐摩耗性を向上させるため振止め金具の材料を600系ニッケル基合金(表面クロムメッキ)からSUS405に変更した。

(3) 蒸気発生器の取替（1号機は平成20年、2号機は平成30年に取替実施）

(別添-10)

伝熱管損傷時の補修に伴う作業員の被ばく低減及び予防保全の観点から、伝熱管の材料を従来の600系ニッケル基合金から、Cr含有量が高く、耐応力腐食割れ性に優れた690系ニッケル基合金へ改良する等、最新型の蒸気発生器へ一式取り替えを行った。

全国の原子力発電所は、蒸気発生器の伝熱管の材料を690系ニッケル基合金に順次変更しており、690系ニッケル基合金の伝熱管において、応力腐食割れは発生していない。

10. (参考) 蒸気発生器以外の応力腐食割れ対策 (別添-11)

国内外における600系ニッケル基合金が使用される原子炉容器上部ふた管台部の応力腐食割れによる損傷事象に鑑み、予防保全の観点から、原子炉容器上部ふた及び制御棒クラスター駆動装置を一式取り替え、これに合わせ、管台材料を600系ニッケル基合金から690系ニッケル基合金に変更した。

また、600系ニッケル基合金を使用している箇所のうち、応力腐食割れの要因となる引張応力条件が厳しい箇所(原子炉容器出入口管台継手等)については、有意な欠陥がないことを確認したうえで、ウォータージェットピーニングによる応力緩和処置を実施していることから、今後、応力腐食割れが発生する可能性は十分に小さい。

以上

渦流探傷検査 (ECT ; Eddy Current Test)

熱交換器の伝熱管等の健全性を確認する検査方法の1つであり、高周波電流を流したコイルを伝熱管に挿入することで伝熱管に渦電流を発生させ、伝熱管の欠陥により起こった渦電流の変化を電気信号として取り出すことで欠陥を検出する検査。

インテリジェントECT (Intelligent ECT)

全周に対して渦電流の発生と検出を別々のコイルを用いた24組のコイルで伝熱管の欠陥による渦電流の変化を信号として検出する装置。

有意な信号指示

ノイズレベル（雑音信号レベル）を超える信号であって、管支持板等の外部構造物あるいは伝熱管の形状等に起因する信号（疑似信号）でない信号指示。

施栓

施栓とは、伝熱管の1次側出入口部分に機械式栓を用いて栓をし、使用しなくすること。

機械式栓は、伝熱管を管板部で閉止するため、本体を伝熱管内に挿入し中子（なかご）を引張ることで圧着させる構造の金属製の栓。

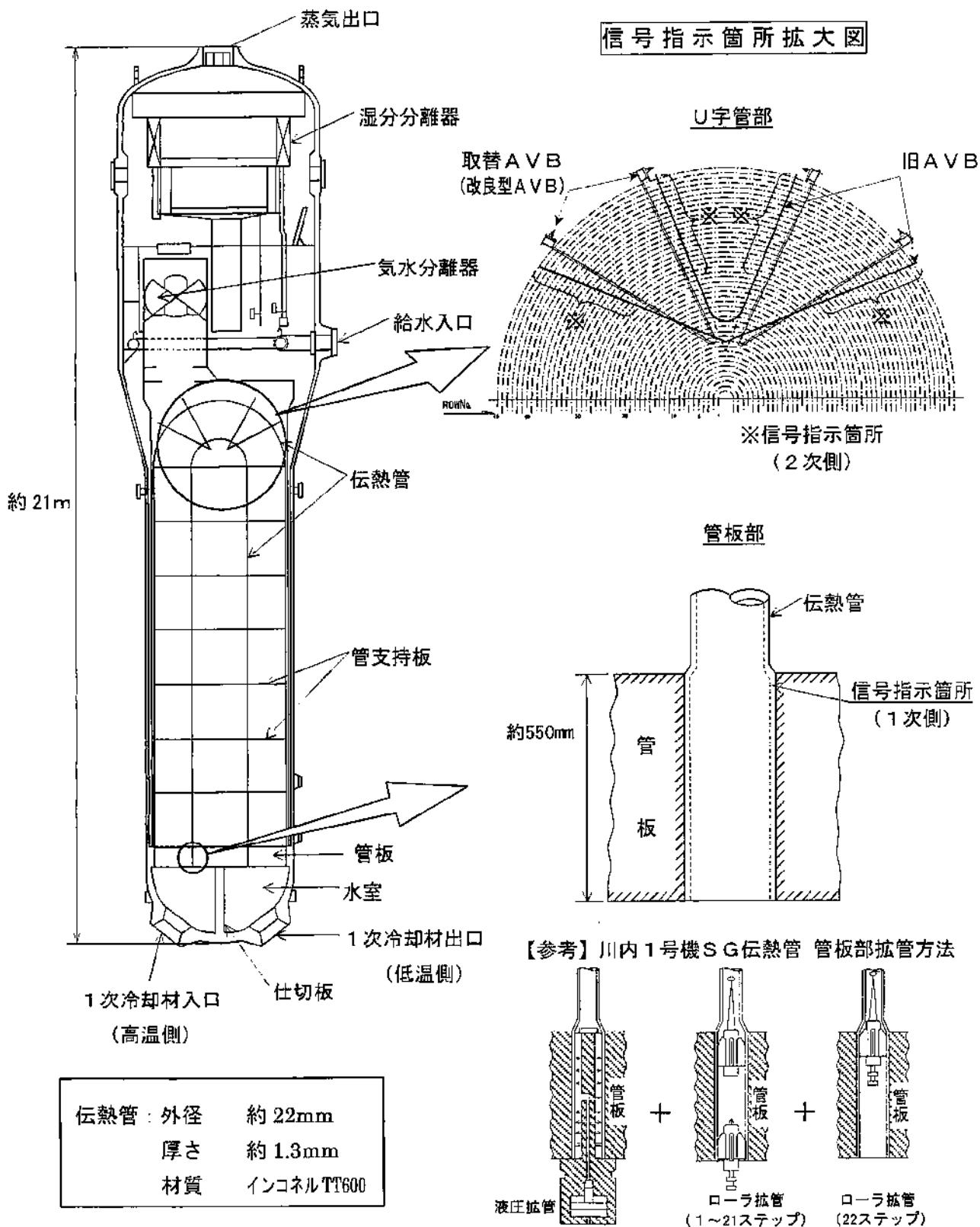
PWSCC (Primary Water Stress Corrosion Cracking)

1次系水質環境下で発生するPWRプラント特有の応力腐食割れ（材料、環境、応力の3要素が重なって発生する割れ）。

別 添

1. SG伝熱管信号指示箇所概要図
2. 川内1号機 SG—ECT信号指示管位置を示す図（第18回定検A—SG）
3. 蒸気発生器伝熱管に対する判定基準、検出限界
4. 伝熱管のECT信号指示例（川内1号機第16回定期検査）
5. 川内1号機第13回定期検査時の抜管調査結果について
6. 有意な信号指示の分布状況の調査（摩耗減肉）
7. SG伝熱管信号指示箇所補修概要図
8. SG伝熱管の補修来歴
9. 川内1号機第6回定期検査時のSG伝熱管AVB部摩耗減肉の原因と対策
10. 蒸気発生器の取替
11. 蒸気発生器以外の応力腐食割れ対策

SG伝熱管信号指示箇所概要図

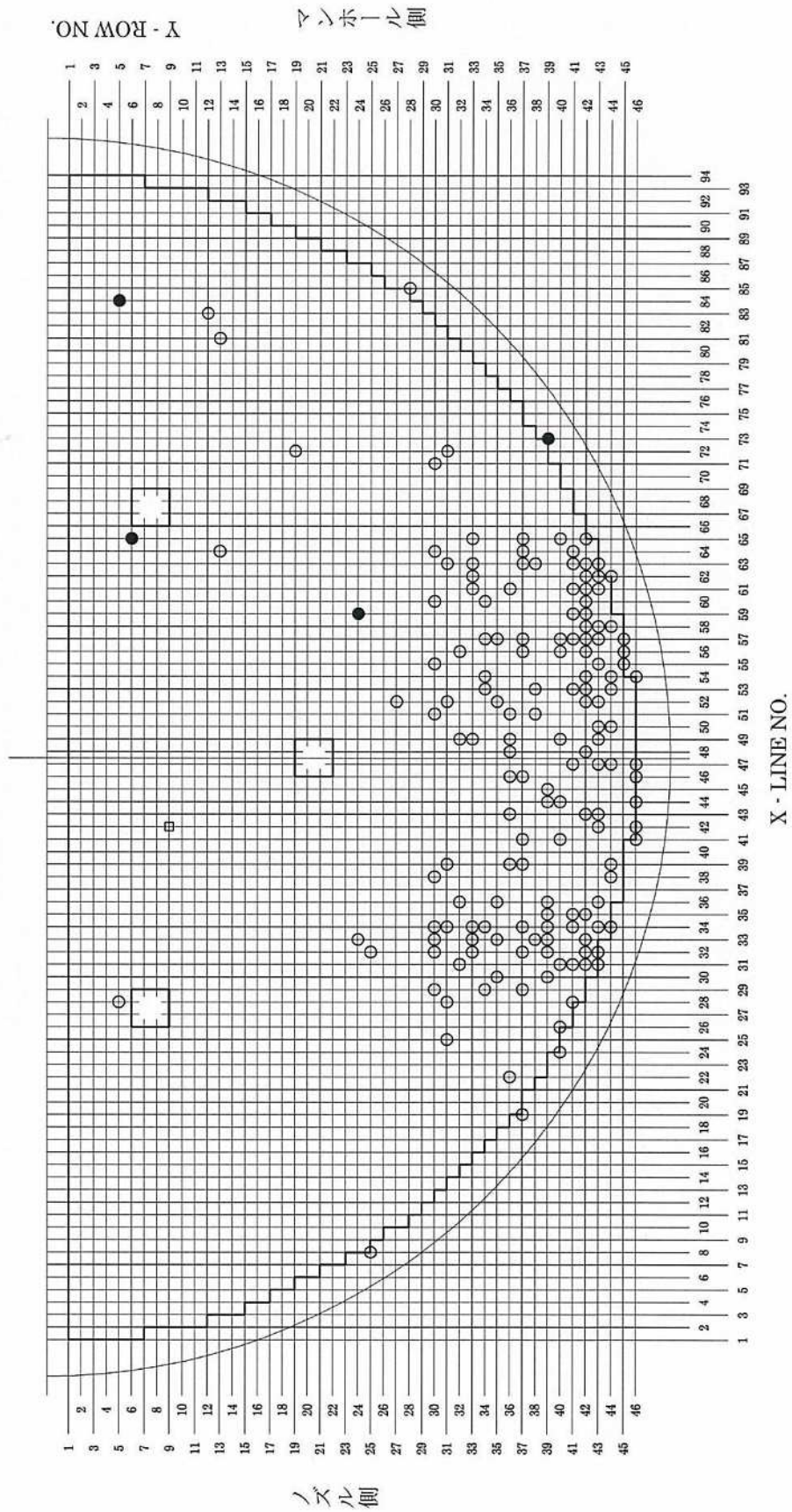


川内1号機 SG-ECT信号指示管位置を示す図 (第18回定期検査時)

A-SG (高温側)

- : 既施栓管 (154本)
- : 既施栓管 (健全管抜管) (1本)
- : 今回損傷位置 (4本)

本図はSG上部から見た位置を示す



蒸気発生器伝熱管に対する判定基準、検出限界

蒸気発生器については、伝熱管の健全性を確認するため、渦流探傷検査（E C T）を実施している。伝熱管 E C T の判定基準、検出限界は以下のとおり。

[判定基準]

減肉指示以外に、有意な信号が検出されてはならない。

ここで、有意な信号とは、雑音信号レベルを超える信号であって、管支持板等の外部構造物あるいは伝熱管の形状等に起因する信号（疑似信号）でないものをいう。

なお、減肉指示とみなされる信号については、その信号により推定した減肉部の深さが当該部の元の厚さの20%未満でなければならない。

<判定基準の定義>

日本機械学会 発電用原子力設備規格 維持規格（2012年版）に準拠。

[検出限界（減肉指示）]

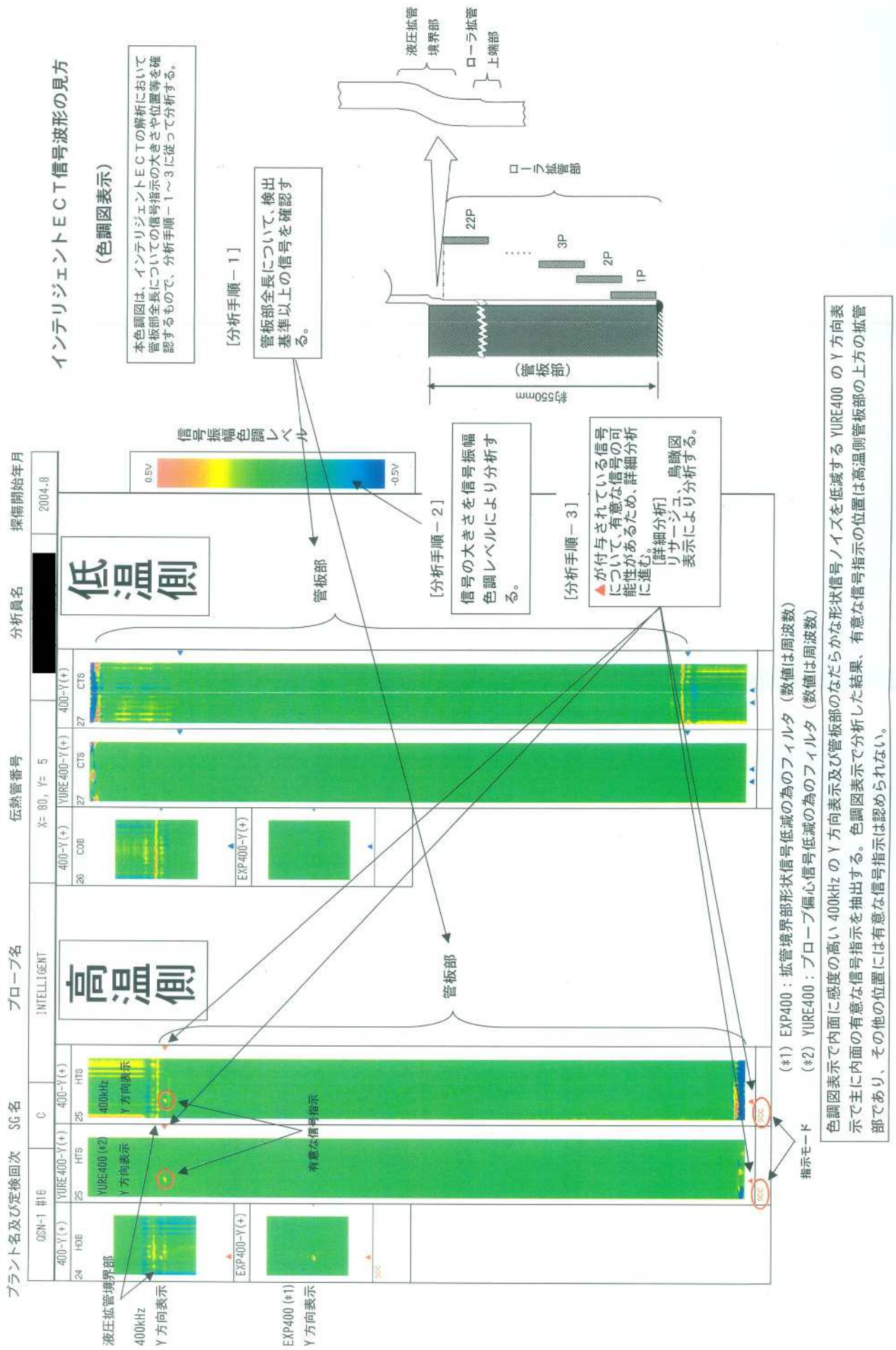
元の厚さの10%以上の深さ*

（※定量評価が可能なのは深さ20%以上）

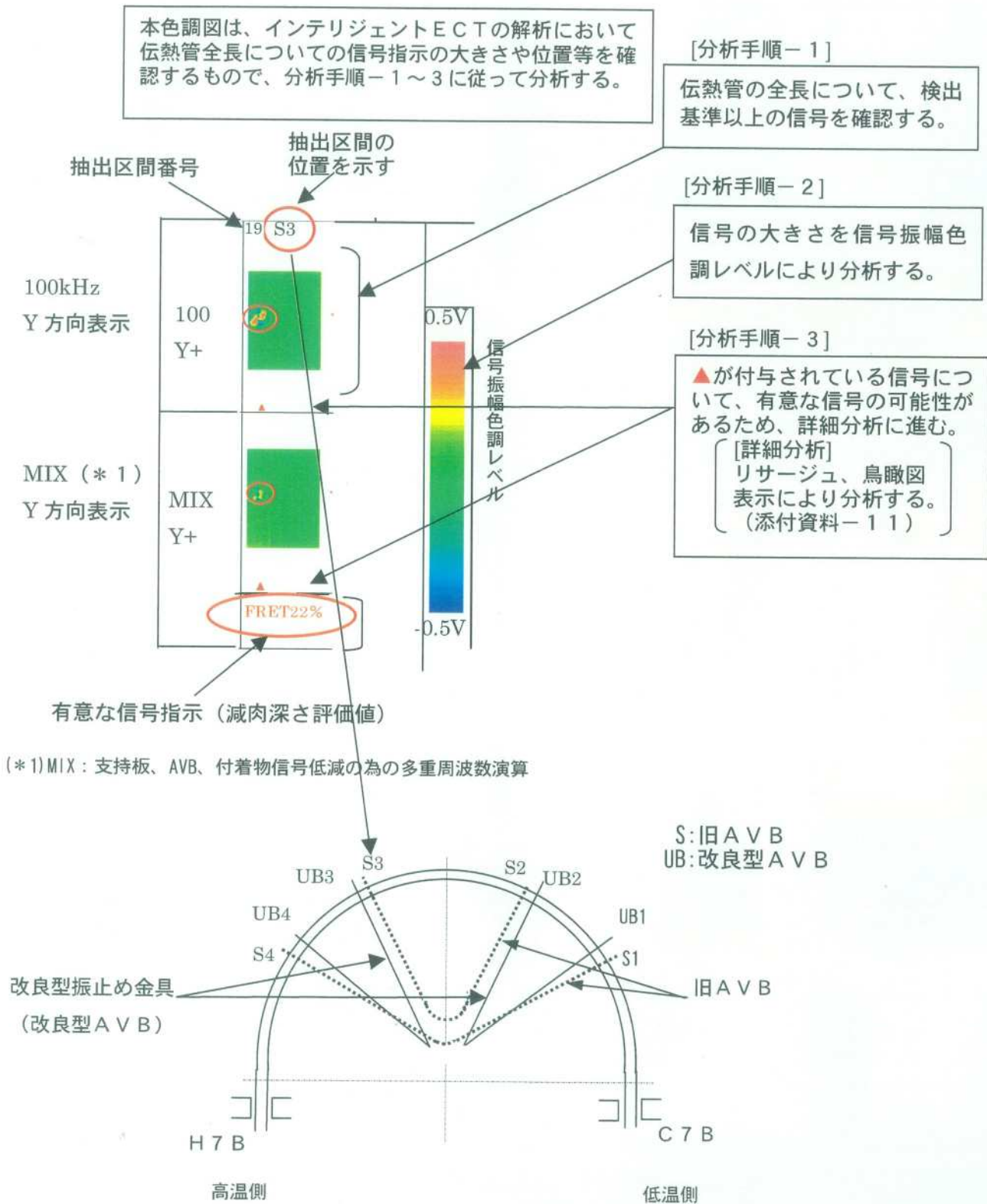
<検出限界の定義>

- ・平成15年 蒸気発生器伝熱管体積検査用新型 E C T システム（インテリジェント E C T システム）確性試験報告書
- ・平成15年 電共研新型渦流探傷検査判定基準に係る研究

伝熱管内面のECT信号指示 (SCC) 例 (川内1号機第16回定期検査)



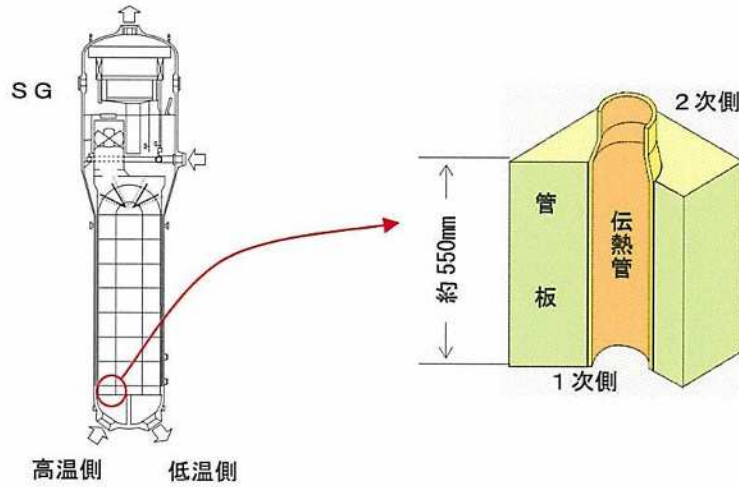
伝熱管外面のECT信号指示 (減肉) 例 (川内1号機第16回定期検査)



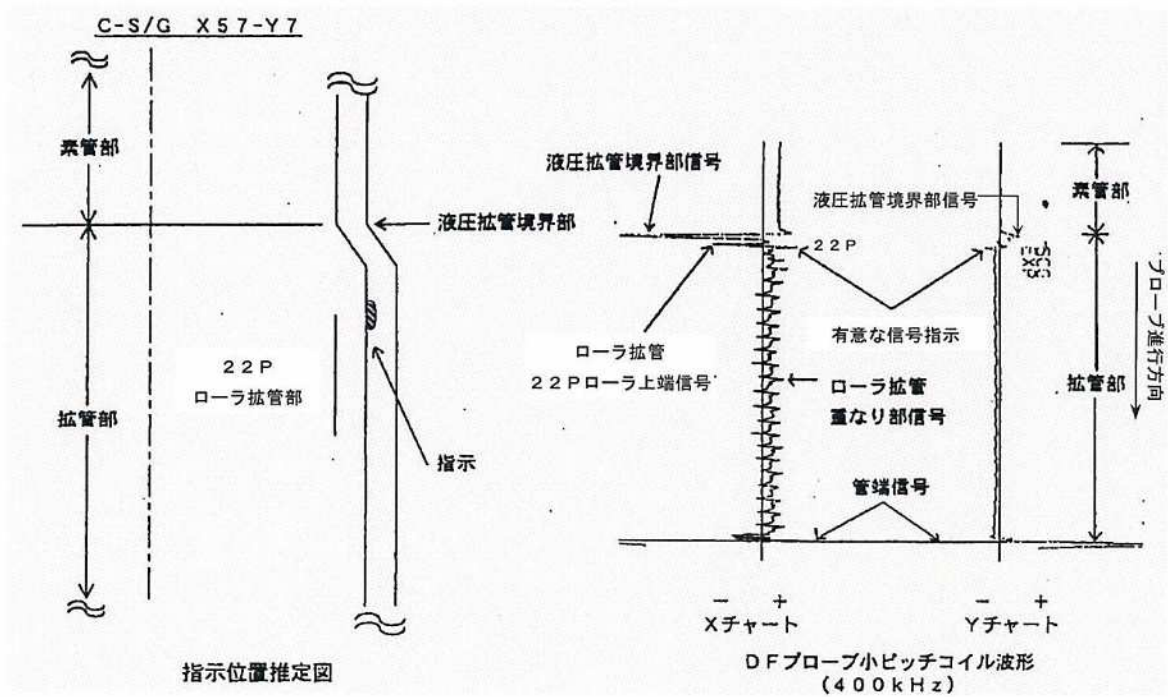
川内1号機第13回定期検査時の抜管調査結果について

1. 抜管した伝熱管

調査対象SG：C-SG	調査対象伝熱管番地：X57-Y7	調査対象部位：高温側管板部
-------------	------------------	---------------



2. 抜管した伝熱管のDF-ECT信号波形と指示位置



○DF-ECTにより高温側伝熱管の管板拡管部のローラ拡管部（22Pローラ拡管部）に有意な信号指示が確認された。

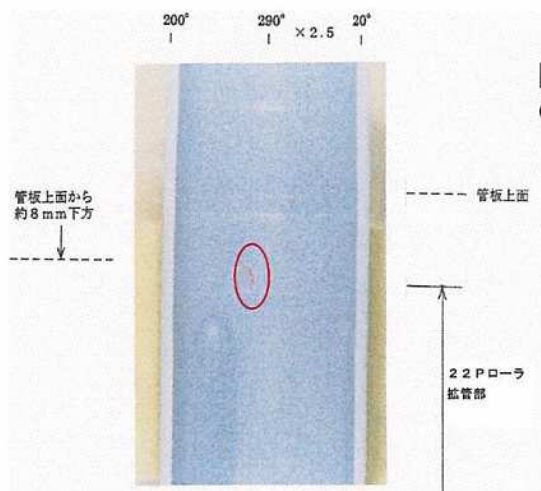
○また、信号指示を分析した結果、信号指示はいずれも内面きずの特徴を呈していた。

内面きずの特徴

- ・400kHzのY信号がプローブの進行方向に対して「+→-」、X信号が「-→+」両振れする
- ・400kHzのY信号とX信号の振幅比 X振幅>Y振幅

3. 抜管調査結果

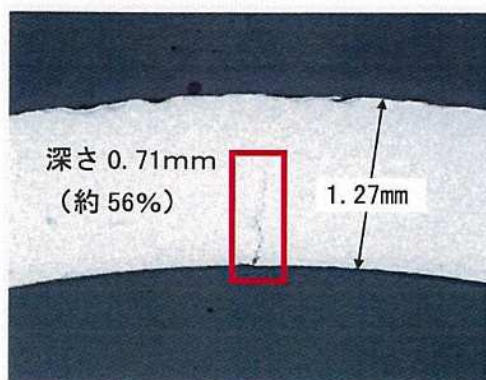
浸透探傷試験 (PT)



【浸透探傷試験結果】

○伝熱管内表面のPTの結果、管板上面より約8mm下方のローラ拡管部に約2mmの軸方向指示が確認された。これは、ECTで認められた有意な信号指示の位置に対応していた。

断面ミクロ観察



【断面ミクロ観察結果】

○損傷部の横断面を光学顕微鏡で観察した結果、損傷は伝熱管内表面を起点とした1次側からの応力腐食割れ (PWSCC) と考えられる管軸方向の粒界割れが確認された。

- ・最大深さ：約0.71mm (管肉厚の約56%)



○渦流探傷検査の結果、DF-ECTで認められた有意な信号指示の位置に指示が認められた。
○断面ミクロ観察の結果、伝熱管内表面を起点とする1次側からの応力腐食割れ (PWSCC) と考えられる粒界割れが確認された。

4. PWSCC発生要因の検討

材料の検討

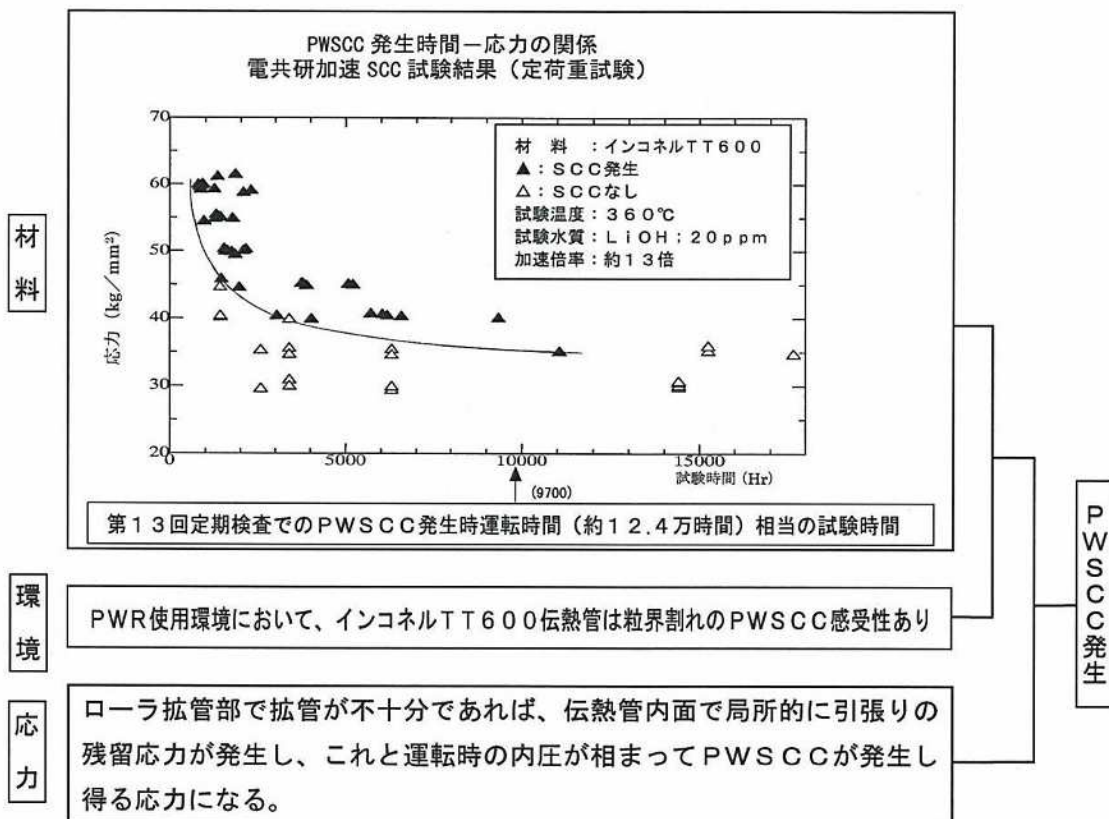
試験によりインコネルTT600伝熱管のPWSCC発生応力と発生時間の相関が得られている。

環境の検討

実機水質はインコネルTT600伝熱管がPWSCCを有する環境である。

応力の検討

ローラ拡管部で拡管が不十分であれば、伝熱管内面で局所的に引張りの残留応力が発生し、これと運転時の内圧が相まってPWSCCが発生し得る応力になる。



5. まとめ

○川内1号機SG伝熱管で使用しているインコネルTT600（材料）は、PWR使用環境（環境）においてPWSCC発生に対する感受性を有することが確認されている。また、伝熱管を管板部で拡管する際、拡管が不十分であれば伝熱管内面で局所的に引張りの残留応力（応力）が発生し、これと運転時の内圧があいまって、伝熱管内表面からのPWSCCが発生したものと推定される。

川内 1 号機第 1 6 回定期検査時

有意な信号指示の分布状況の調査（摩耗減肉）

1. 目的

有意な信号指示位置は伝熱管 U 字管部であり、A V B 支持部での摩耗減肉の発生が考えられるため、有意な信号指示の詳細位置を調査する。

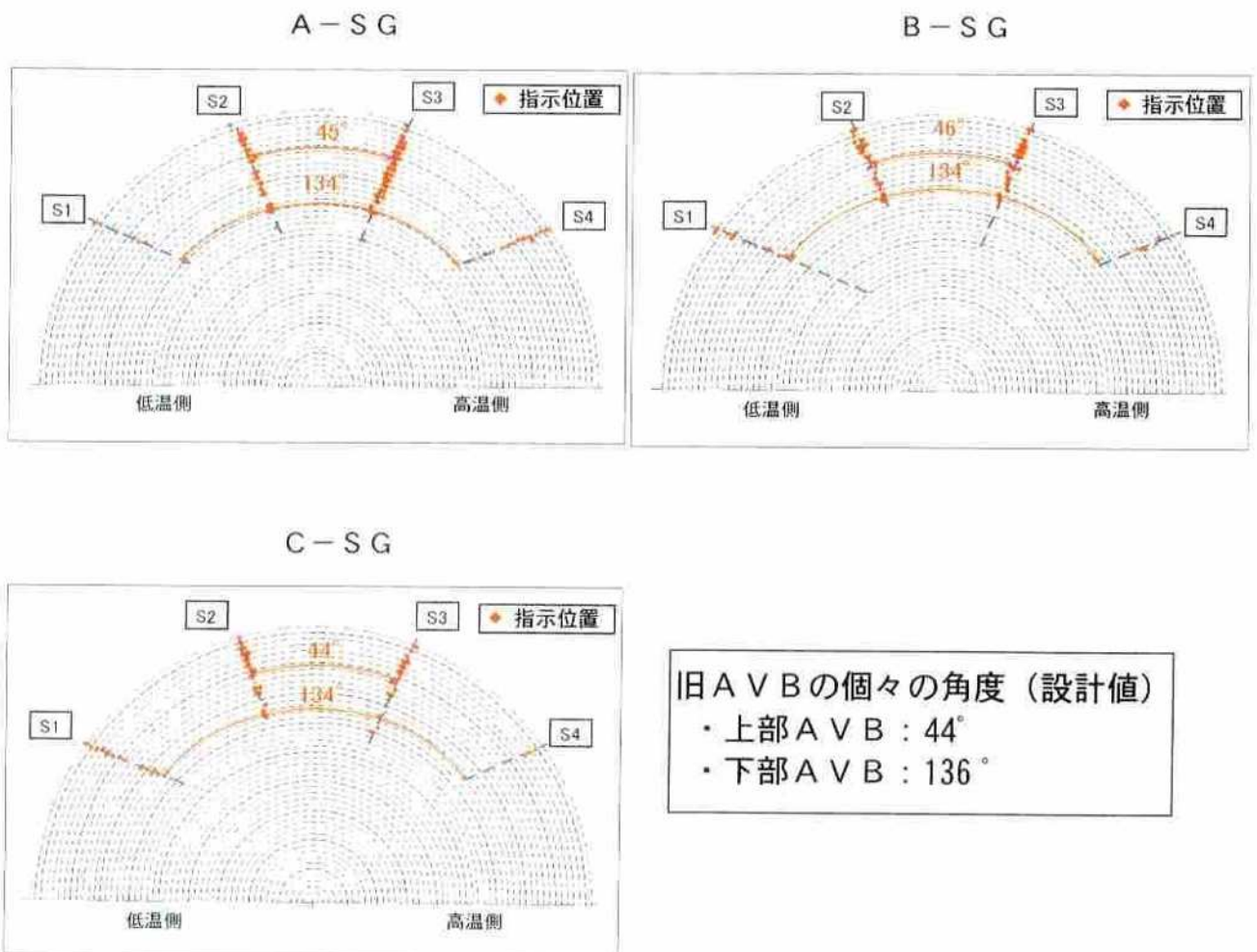
2. 方法

インテリジェント E C T の有意な信号指示の鳥瞰図表示の位置情報による詳細位置を、U 字管配置図にプロットする。

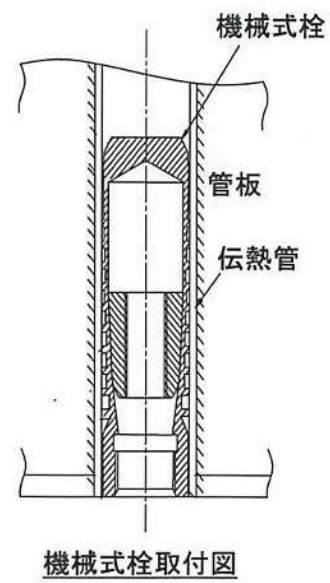
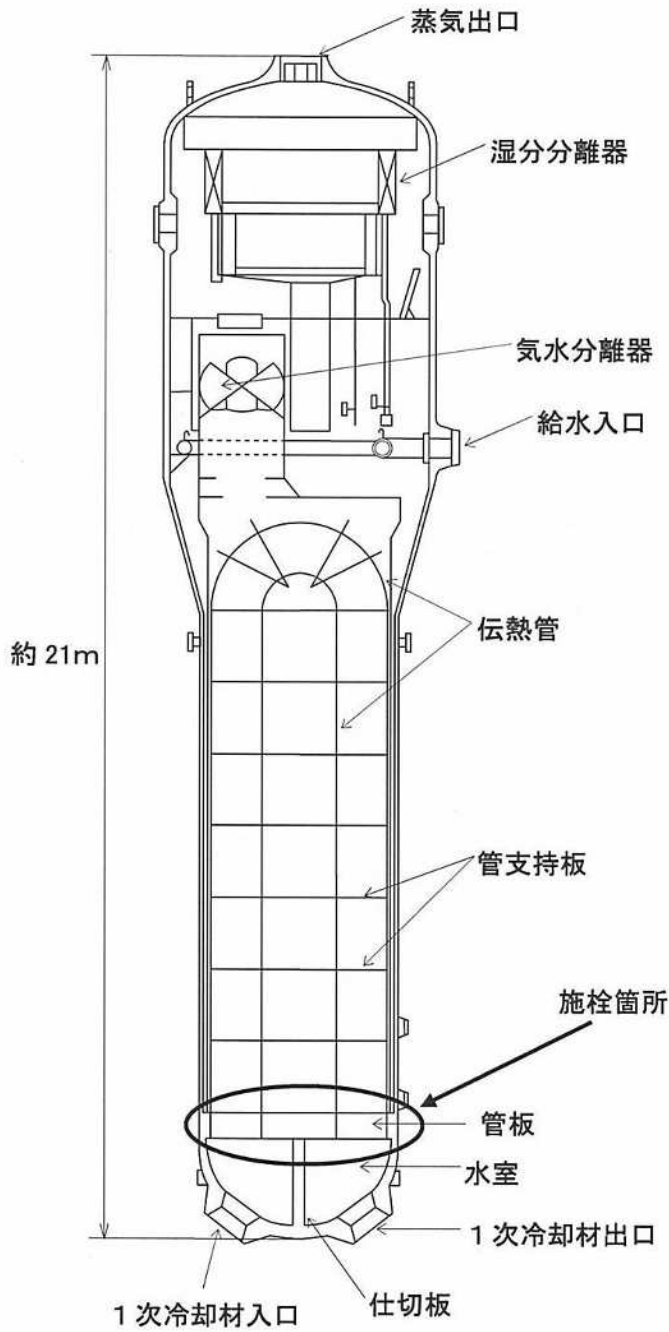
3. 結果

有意な信号指示を U 字管配置図にプロットしたところ、概ね旧 A V B（平成 3 年に摩耗減肉対策として取替え済み）の角度であり、直線状に分布していた。

旧 A V B 取付位置と信号指示位置図



SG伝熱管信号指示箇所補修概要図



川内1号機 SG伝熱管の補修来歴

	補修伝熱管数				損傷区分
	A-SG	B-SG	C-SG	合計	
第1回定検 S60.2~60.4	0	0	0	0	
第2回定検 S61.3~61.5	0	0	0	0	
第3回定検 S62.6~62.8	0	0	0	0	
第4回定検 S63.9~63.11	0	0	0	0	
第5回定検 H1.12~2.3	0	0	0	0	
第6回定検 H3.4~3.6	10	2	5	17	AVB部摩耗減肉
第7回定検 H4.8~4.11	0	0	0	0	
第8回定検 H5.11~6.3	0	0	0	0	
第9回定検 H7.4~7.6	0	0	0	0	
第10回定検 H8.8~8.12	0	0	0	0	
第11回定検 H9.12~10.4	1	0	1	2	健全管抜管
第12回定検 H11.4~11.6	0	0	0	0	
第13回定検 H12.8~12.11	6	4	6	16	管板拵管部応力腐食割れ
第14回定検 H13.12~14.2	0	0	0	0	
第15回定検 H15.4~H15.6	3	5	7	15	管板拵管部応力腐食割れ
第16回定検 H16.8~H16.10	133	78	81	292	・管板拵管部応力腐食割れ ・旧AVB部摩耗減肉検出
第17回定検 H17.12~H18.3	2	3	8	13	管板拵管部応力腐食割れ
第18回定検 H19.4~	4	2	7	13	管板拵管部応力腐食割れ
合計	159	94	115	368	施 栓 率 A : 4.7% B : 2.8% C : 3.4% 全体: 3.6%

・第6回定検時に改良型振止め金具に取替え

[安全解析施栓率: 10%]

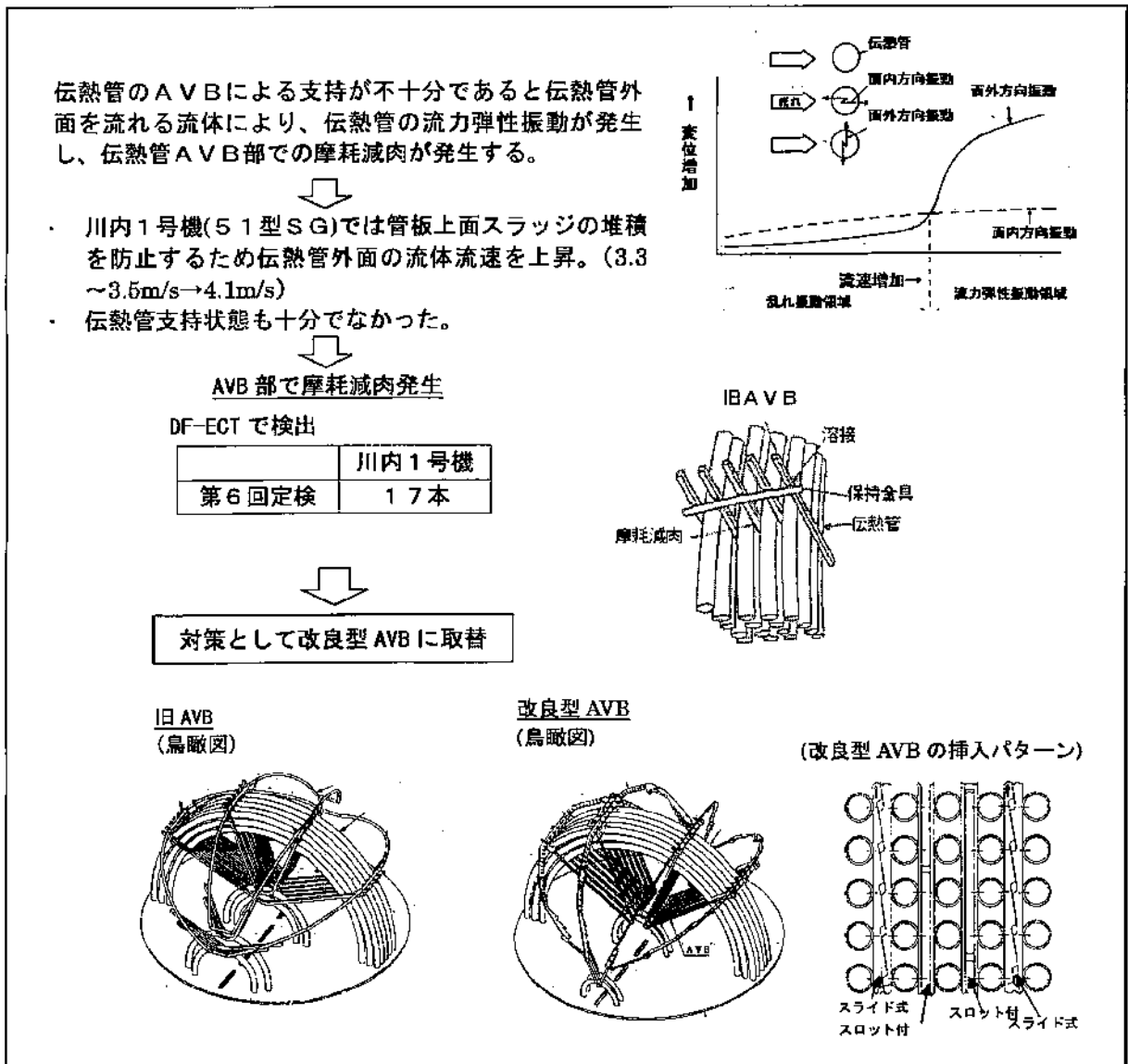
川内2号機 SG伝熱管の補修来歴

	補修伝熱管数				損傷区分	
	A-SG	B-SG	C-SG	合計		
第1回定検 S61.9~61.11	0	0	0	0		
第2回定検 S62.10~62.12	0	0	0	0		
第3回定検 S63.12~H1.4	0	0	0	0		
第4回定検 H2.5~2.7	0	0	0	0		
第5回定検 H3.9~3.12	4	6	9	19	AVB部摩耗減肉	
第6回定検 H4.12~5.3	0	0	0	0		
第7回定検 H6.4~6.7	0	0	0	0		
第8回定検 H7.9~7.11	0	0	0	0		
第9回定検 H8.12~9.3	0	0	0	0		
第10回定検 H10.4~10.7	0	0	0	0		
第11回定検 H11.8~11.11	0	0	0	0		
第12回定検 H12.12~13.3	0	0	0	0		
第13回定検 H14.4~14.6	0	0	0	0		
第14回定検 H15.8~15.9	0	0	0	0		
第15回定検 H16.11~17.	149	132	145	426	旧AVB部摩耗減肉	
合計	153	138	154	445	施 栓 率	
						A ;4.5%
						B ;4.1%
						C ;4.6%
全体;4.4%						

・第5回定検時に改良型振止め金具に取替え

[安全解析施栓率:10%]

川内 1 号機第 6 回定期検査時の SG 伝熱管 AVB 部摩耗減肉の原因と対策



	旧 AVB	改良型 AVB	
形状	角棒	角棒状(スロット付、ソリッド) 波状薄板(スライド式)	伝熱管-AVB の隙間をなくし支持状況改善
寸法	幅 約 9.8mm 厚さ 約 9.8mm	幅 19mm 厚さ 10.03mm(スロット付、ソリッド) ~10.86mm(スライド式)	
材質	Cr メッキ付 インコネル 600	SUS 405	伝熱管が摩耗しにくい材料
その他	-	旧 AVB 位置から外して設置	旧摩耗部の進展防止

なお、改良型 AVB に取替え以降、新規の摩耗減肉の発生は認められていない。
 (参考) 最近のプラントでは 3 本組み AVB かつ SUS 405 材料の採用により、流
 力弾性振動の発生防止及び摩耗減肉の抑制が図られている。

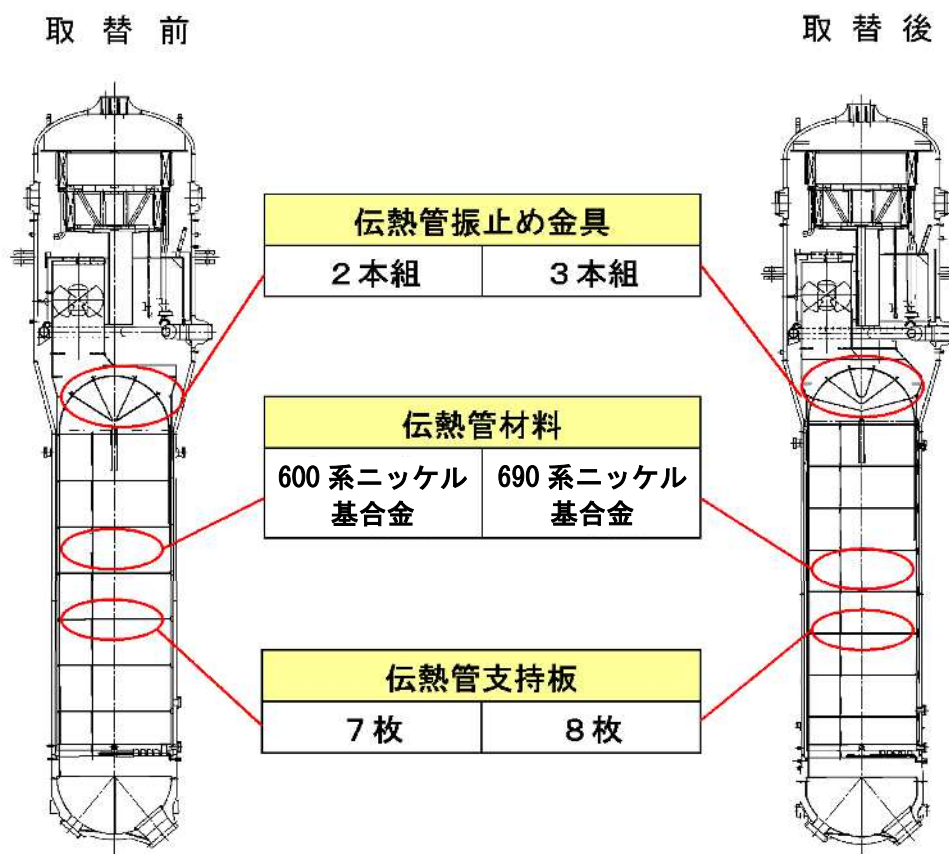
蒸気発生器の取替

伝熱管損傷時の補修に伴う作業員の被ばく低減及び予防保全の観点から、伝熱管の材料を従来の600系ニッケル基合金から、Cr含有量が高く、耐応力腐食割れ性に優れた690系ニッケル基合金へ改良する等、最新型の蒸気発生器へ一式取り替えを行った。

全国の原子力発電所は、蒸気発生器の伝熱管の材料を 690 系ニッケル基合金に順次変更しており、690 系ニッケル基合金の伝熱管において、応力腐食割れは発生していない。

[蒸気発生器取替実績]

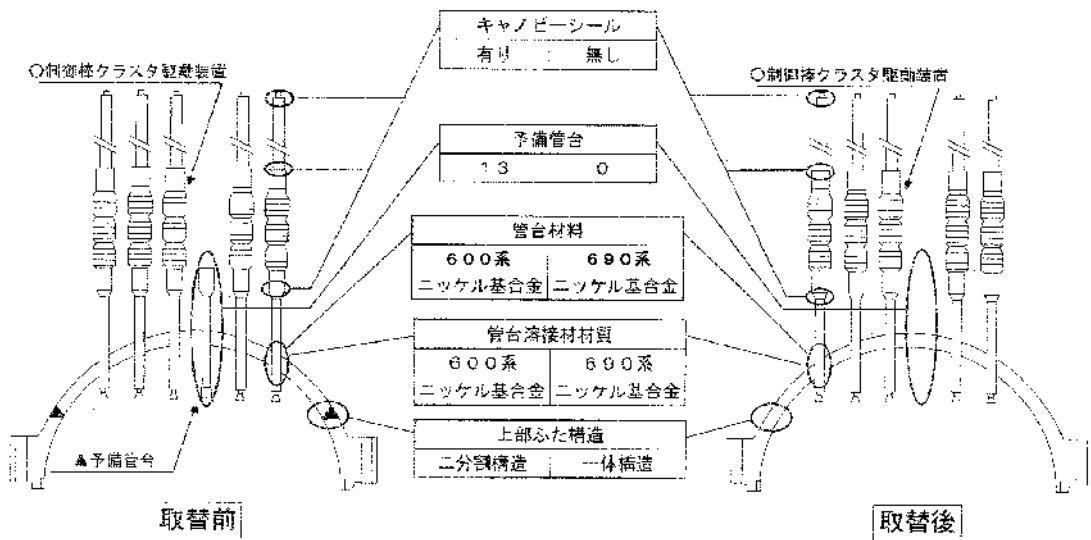
川内原子力発電所 1号機：平成20年、2号機：平成30年



【蒸気発生器の取替概要】

蒸気発生器以外の応力腐食割れ対策

国内外における 600 系ニッケル基合金が使用される原子炉容器上部ふた管台部の応力腐食割れによる損傷事象に鑑み、予防保全の観点から、原子炉容器上部ふた及び制御棒クラスタ駆動装置を一式取り替え、これに合わせ、管台材料を 600 系ニッケル基合金から 690 系ニッケル基合金に変更した。

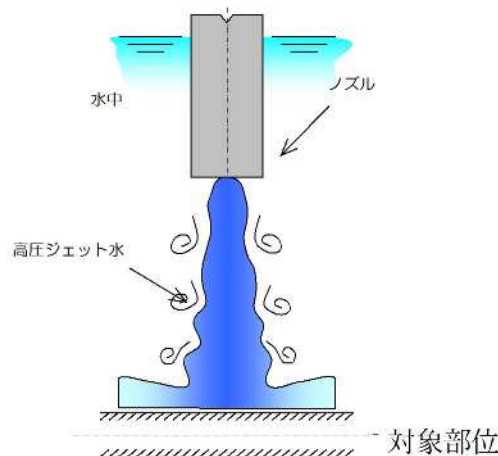


【原子炉容器上部ふた及び制御棒クラスタ駆動装置の取替概要】

また、600 系ニッケル基合金を使用している箇所のうち、応力腐食割れの要因となる引張応力条件が厳しい箇所（原子炉容器出入口管台継手等）については、有意な欠陥がないことを確認したうえで、ウォータージェットピーニング※による応力緩和処置を実施していることから、今後、応力腐食割れが発生する可能性は十分に小さい。

※ウォータージェットピーニング

水中で金属表面に高圧ジェット水を噴射し、金属表面近傍に圧縮応力を与えることで引張応力を緩和し、応力腐食割れの発生を防止する。



【ウォータージェットピーニングの概要】

川内原子力発電所 1 号機所内電源設備点検作業中の人身事故について

1. 件名

川内原子力発電所 1 号機
所内電源設備点検作業中の人身事故について

2. 発生日時

平成 22 年 1 月 29 日 7 時 07 分

3. 事故発生の電気工作物

電気設備 所内電源設備 遮断器（使用電圧 440 V）

4. 事故発生時の運転状況

第 20 回定期検査中

5. 被災者

氏名 A：29 歳、所属：協力会社

氏名 B：33 歳、所属：協力会社

氏名 C：36 歳、所属：当社

氏名 D：27 歳、所属：当社

氏名 E：21 歳、所属：当社

氏名 F：18 歳、所属：当社

氏名 G：31 歳、所属：協力会社

6. 被災の程度

氏名 A：死亡（1 月 29 日 23 時 32 分 医師による死亡確認）

氏名 B：重傷（熱傷 51% 顔、両手、陰部、殿部、両足）

氏名 C：重傷（熱傷 15% 顔、両手、両足）

氏名 D：軽傷（熱傷 顔、左頸部、両手、左膝）

氏名 E：軽傷（熱傷 顔、右頸部、左手）

氏名 F：軽傷（熱傷 顔、両手）

氏名 G：軽傷（熱傷 顔、右頸部、両手）

7. 事故発生の状況

(別添1～6)

川内原子力発電所1号機(加圧水型軽水炉、定格電気出力89万キロワット)は、第20回定期検査中のところ、所内電源設備の点検のため、3-1B2母線を停電後、接地器具取付作業中に作業員7名が熱傷を負った。また、火災が発生したため、現場作業員が初期消火活動を行い、7時20分に専属消防隊の消火確認、7時50分に消防署の鎮火確認が行われた。

作業員3名(A、B、C)は、救急車で搬送され、病院にて治療を行ったが、熱傷の症状が重く、入院治療を行うこととなった。

なお、今回の事象による環境への放射能の影響はなかった。

<時系列>

平成22年1月29日(金)

6時40分	3-1B2母線停電操作開始
7時00分	3-1B2母線停電操作完了
7時01分	3-1B2母線受電遮断器の隔離操作開始
7時07分	事故及び火災発生*
7時20分	専属消防隊による消火確認
7時50分	消防署による鎮火確認

※ 事故及び火災発生時発信した警報は以下のとおり。

- ・ 3-1B2母線故障
- ・ P/C制御電源NFB断
- ・ C直流回路接地
- ・ タービン建屋火災
- ・ 消火ポンプ起動

8. 事故の状況調査

(1) 受電盤及び周辺電気設備

- ・ 主回路端子1次側及び受電盤遮断器室内の床面にアーク溶融の痕跡が確認された。
- ・ 受電盤遮断器室内の配線類が焼損していた。
- ・ 受電盤、隣接する母線連絡盤及び動力変圧器盤の上部にすす及び消火剤が付着していた。
- ・ 受電盤上部前面の保護継電器のガラスカバーが割れていた。
- ・ 引き出して別の場所に置いてあった受電遮断器及び受電盤遮断器室内の主回路端子2次側に、変形、破損等は確認されなかった。
- ・ メタクラ過電流継電器(51B2H)R相が動作していた。
- ・ パワーセンタ過電流継電器(51PB2)S相が動作していた。
- ・ 主母線、動力変圧器及びケーブルは、アーク溶融の痕跡、損傷等は確認されなかった。

(2) 使用工具・計器類の調査

目視及び写真による外観状況調査により、検電器、絶縁抵抗測定器については焼損、変形等は確認されなかったが、接地器具については焼損、断線が確認された。

(3) 異物調査

- ・ 受電盤遮断器室内は焼損が激しかったが、特に異物は確認されなかった。
- ・ 取り外していた受電遮断器について、部品等の脱落がないことを確認した。

9. 推定メカニズム

(別添7)

事故発生のメカニズムは、事故現場の状況調査結果より、以下のように推定される。

- (1) 接地器具取付作業において、接地器具が主回路端子1次側のR相とS相に接触。
- (2) 主回路端子1次側のR相とS相間で2相短絡し、アークが発生。
- (3) R相とS相間で発生したアークが床面へ移行し、短絡が継続。
- (4) 2相短絡により発生したイオン化ガスの影響により、2相短絡からT相も含めた3相短絡へ移行。
- (5) 受電盤遮断器室内下部に滞留したアークガスが前面に噴出。
- (6) メタクラ過電流継電器「5 1 B 2 H (R相)」が動作し、メタクラ遮断器が開放され、短絡停止。

10. 事故発生の原因調査結果

事故発生の要因分析を実施し、抽出された項目の調査を実施した。調査結果は以下のとおり。

(1) 受電盤及び周辺電気設備の状況調査

以下の状況より、設備の不良により事故が発生したとは考えられない。

- ・ 引出して別の場所に置いてあった受電遮断器の主回路端子等に破損、変形、部品の脱落等は確認されなかった。
- ・ 受電盤遮断器室内の主回路端子1次側は溶損しているが、主回路端子が取付けられている箇所の変形、欠損はなく、また、R、T相の残留端子も傾き等の変形は見られなかった。
- ・ 動力変圧器及びケーブルは、アーク溶融の痕跡等もなく、損傷も見受けられなかった。

(2) 工具・計器類の確認

当該作業に使用した工具・計器類（接地器具、検電器、絶縁抵抗測定器）について聞き取りにより確認を行った結果、使用前の点検により健全性確認を実施していたことを確認した。

(3) 力量評価及び業務経歴の確認

運転員、保修員及び作業員の力量及び業務経歴を確認した結果、必要な力量を有しているとともに、経験不足はないことを確認した。

(4) 作業要領書読み合わせの内容確認

保修員、作業員で実施する作業要領書読み合わせの内容を確認した結果、隔離の方法が決定される約1ヶ月前に、作業要領書の読み合わせを実施しており、工事施工範囲、工期・工程、作業管理及び安全管理等について確認が行われていることを確認した。

(5) 作業前の注意事項周知徹底の内容確認

作業員から保修員へ当日の作業前に提出される作業指示書の内容を確認した結果、一般的な記載が行われているのみであった。

また、作業前日に作業員が実施した特定危険作業事前検討会の内容、作業当日のRKY（リスクアセスメント・危険予防）活動の内容を確認した結果、記録では検電の重要性などの一般的な確認は行われているようであった。

(6) 3-1B2母線停電作業の準備から実施までの状況調査

3-1B2母線停電作業の準備から実施までの各ステップにおける状況について書類、聞き取りにより確認を行った結果、書類の作成・確認・承認・提出は規定どおり実施されており、必要な打合せも実施されていることを確認した。また、聞き取りによると、作業員は、接地器具取付けを充電部近接作業として計画されていたことを知らなかった。(作業員(被災者A)が、知っていたかは不明。)

ただし、以下について詳細は確認できなかった。

- ・ 保修課より発電課へ、接地器具取付作業時に2点切りによる隔離を行うことの要求を行ったか。(作業連絡メモ、打合せ連絡メモ)
- ・ 接地器具をどのタイミングで取付けるか、どこに取付けるかの調整が行われていたか。(作業連絡メモ)
- ・ 発電課が説明した隔離範囲・手順を保修課が認識していたか。(打合せ連絡メモ)
- ・ 作業前に、保修員より作業員(被災者A)へ、充電部近接作業であることを伝えていたか。

(7) あせり、不安の有無確認

作業員(被災者A)の当日の状況について聞き取りにより確認した結果、特別な様子はなかったとのことであり、あせり、不安はなかったと推定される。

(8) 疲労、ストレスの有無確認

作業員(被災者A)の作業前の状況について聞き取りにより確認した結果、疲労やストレスと思われる状況にはなかったと推定される。

(9) 操作伝票（隔離）の確認

運転員が使用する当該作業に係る操作伝票（隔離）の作成プロセス、内容の確認及び過去の隔離操作手順の状況調査を行った結果は以下のとおり。

- ・ 規定文書に基づき作成され、承認されたものを使用していた。
- ・ 計画されていた隔離操作手順は、接地器具取付け前に、取付け部分（2次側）を隔離する手順であった。
- ・ 接地器具取付け前に上流側遮断器（メタクラ遮断器）を切ることになっておらず、近接した主回路端子1次側は充電した状態で、2次側に接地器具を取付けることになっていた。
- ・ 通常は、1つの操作伝票（隔離）でパワーセンタとその上流のメタクラを停電した後に接地器具を取付ける手順としているが、2号機第18回定期検査（平成21年）では、メタクラの遮断器取替工事を伴う場合にはメタクラとパワーセンタの停止期間が異なることから、分割した操作伝票（隔離）でメタクラとパワーセンタを個々に停電し接地器具を取付ける手順としていた。この際、パワーセンタのみを停電し、メタクラが充電された状態で接地器具を取付ける手順となり、充電部近接作業が行われるようになった。このような手順での接地器具取付作業は、今回が2回目であった。ただし、当時の担当者への聞き取り結果によれば、2号機第18回定期検査では、メタクラとパワーセンタを停電した後で、接地器具を取りつけた可能性もある。

(10) 作業要領書の確認

保修員及び作業員が使用する当該作業に係る作業要領書の作成プロセス、内容の確認を行った結果は以下のとおり。

- ・ 規定文書に基づき作成され、承認されていた。
- ・ 計画されていた作業要領は、隔離されている主回路端子2次側へ接地器具を取付ける手順としているとともに、取付け前に、取付け部分（2次側）を絶縁手袋を着用し検電する手順としていた。
- ・ 一般的な注意事項として、充電部へ養生することとしていた。
- ・ 接地器具の取付け対象ではないが、近接している主回路端子1次側の検電を行うことの記載がなかった。
- ・ 当該受電盤遮断器室の主回路端子の配置が記載されていなかった。（受電盤遮断器の構造は、他の遮断器と異なっている。）

(11) 操作伝票（隔離）の遵守状況の確認

中央制御室で使用されていた当該作業に係る操作伝票（隔離）の操作内容及び実績の確認を行った結果、隔離作業開始から接地器具取付作業の前までの操作は確実に実施されており、主回路端子2次側は停電していたことを確認した。

(1 2) 作業要領書の遵守状況の確認

現場で作業に用いた作業要領書は、焼失したか警察に保管されているため確認できなかった。従って、作業要領書の遵守状況について聞き取りにより確認した結果、絶縁手袋の着用、検電、絶縁抵抗測定の実施の有無は確認できなかった。

また、充電部の養生の実施の有無についても確認できなかった。

(1 3) 計器の使用状況確認

当該作業に使用した計器（検電器及び絶縁抵抗測定器）の使用状況について聞き取りにより確認した結果、誤った使用方法がなかったかについて確認できなかった。

(1 4) 作業環境の確認

事故現場の作業環境に関する聞き取りを行った結果、作業スペースや明るさに問題はなく、関係者間の連絡を妨げるような騒音もなかったことを確認した。

1 1. 推定原因

計画されていた隔離・作業手順は、受電盤遮断器室内での接地器具取付け前に、取付け部分である主回路端子 2 次側を隔離し、検電する手順であったが、接地器具取付け作業が充電されている 1 次側の近接部において行われたという状況に加え、以下に示す 1 つ又は複数の要因が重なったことにより 1 次側を短絡したものと推定される。

なお、以下に示す要因は、聞き取り等調査ができていない部分もあるため、調査した事実から可能性を否定できないものも含んでいる。

(1) 管理面

- a. メタクラ遮断器の取替を伴う 2 号機第 1 8 回定期検査（平成 2 1 年）及び今回の作業では、通常と異なる充電部近接作業を伴う隔離操作が行われているが、いずれも発電課と保修課の事前調整において、作業のための隔離条件、隔離範囲、隔離手順（接地器具取付け時に、主回路端子 1 次側が充電されている状態）について、認識合せが不十分であった。
- b. 作業前、保修員から作業員に充電部近接作業であることが伝えられなかった。
- c. R K Y（リスクアセスメント・危険予防）活動などの危険予知活動が形骸化していた。

(2) 作業面

- a. 検電・絶縁抵抗測定を実施しなかった、あるいは、検電・絶縁抵抗測定を実施したがその方法が適切でなかったことにより、主回路端子 1 次側が充電していることに気付かなかった。

- b. 充電されている主回路端子1次側への養生がされていなかった。
- c. 主回路端子の1次側と2次側を間違えた。
- d. 接地器具を取付ける作業を行う際、バランスを崩す等の状態になり、偶発的に主回路端子1次側に接触させた。

1 2. 再発防止対策

推定原因を踏まえた対策として、以下の対応を実施する。なお、対策については、聞き取り等調査ができていない部分もあるため、可能性がある項目についてはすべて対策を行った。

(1) 手順、注意事項等の明確化

a. 規定文書への明確化

- (a) 保修課は、作業連絡メモに作業ステップ毎に安全上必要な停電範囲（接地器具取付けステップでの接地器具取付け部位含む）を記載し、発電課へ隔離条件として提示することを規定文書に定めた。
- (b) 発電課は、保修課が提示した隔離条件が確実に隔離範囲に含まれるよう隔離条件、範囲、手順等について保修課と調整を行い、お互いの認識を確実にすることを規定文書に定めた。

上記の対策に加えて以下の仕組みを規定文書に定めた。（別添8）

- (c) 母線停電作業において、設備構成上可能な部分については、2点切りにより隔離する。

やむを得ず2点切りにより隔離できない場合は、必要な安全上の処置^{※1}を定めて、発電課長、保修課長の確認後、電気主任技術者の承認を得る。

※1 必要な安全上の処置には、以下の事項を必ず含めることとする。

- ・ 充電部の識別を行うこと
- ・ 施錠管理を行うこと
- ・ 遮断器等について、機械的かつ電氣的に投入できないような処置を施すこと

- (d) 充電部近接作業を原則禁止する。

充電部近接作業を実施する場合は、必要な安全上の処置^{※2}を定めて、保修課長の承認を得る。

なお、充電部の電圧が440V以上の作業の場合は、保修課長の確認後、電気主任技術者の承認を得る。

※2 必要な安全上の処置には、以下の事項を必ず含めることとする。

- ・ 作業員へ充電部を通知すること

- ・ 充電部を確実に検出する手順に関すること
- ・ 充電部を覆う保護カバー等の養生を行う手順、適切な保護具又は工具の使用に関すること
- ・ 充電範囲の識別を行うこと

b. 作業要領書への反映

作業要領書へ以下の内容を反映した。

- 作業直前の作業指示書受け渡し時に、保修員は作業員へ隔離範囲・手順を説明した上で、充電部近接作業の有無を相互確認する手順とする。
- 保修員及び作業員は、要求した隔離が行われていることを作業開始前に現場で確認する手順とする。
- 主回路端子部を検電する場合には、主回路端子の1次側、2次側両方を検電する手順とする。
- 検電により想定外の充電部が検出された場合には、作業を中断し、保修員に連絡し、連絡を受けた保修員は、隔離状態を確認し必要な処置を取る手順とする。
- 充電部近接作業がある場合は、充電部を覆う保護カバーを取付ける等の必要な安全上の処置を行う手順とする。
- 接地器具の取付けは、接地器具取付け箇所への検電が行なわれ充電部でないことを確認した後、実施する手順とする。
- 接地器具取付け箇所を図により明示する。

c. 識別

- 遮断器盤内に主回路端子の1次側、2次側を明示する表示を取付けた。

(2) 周知・教育 (別添9)

- 今回の事故の原因及び対策について、関係者に周知を行った。
- 検電の目的や重要性及び適切な検電、絶縁抵抗測定の方法について、関係者への教育を実施した。
- RKY（リスクアセスメント・危険予防）活動などの危険予知活動が形骸化しないよう、速やかに教育を行うとともに、定期的に行う品質管理及び安全作業教育で継続的に教育を行う。また、安全品質パトロールなどを通じて実際の危険予知活動の実施状況を確認する。

1.3. 当該設備の対応

当該遮断器及び事故により影響を受けた周辺の電気設備について、取り替えを行った。

1.4. 水平展開

今回の事故発生原因の重要性に鑑み、事故状況及び原因と対策について、社内への水平展開及び他社との情報共有を以下のとおり行った。

- (1) 原子力発電部門における再発防止の水平展開を実施した。
- (2) 社内各部門に対して再発防止対策の周知を行った。
- (3) 一般社団法人日本原子力技術協会による原子力情報公開ライブラリー（ニューシア）へ登録し情報を公開した。

なお、今回の事故を踏まえ、二度と同じ事故を起こさないために社達『「安全第一」の徹底について（平成22年2月1日）』を制定し、安全を最優先とした業務の実施について、周知・徹底を図っている。

また、関係協力会社においても、安全作業を確実に実施することの周知を行っている。

15. その他

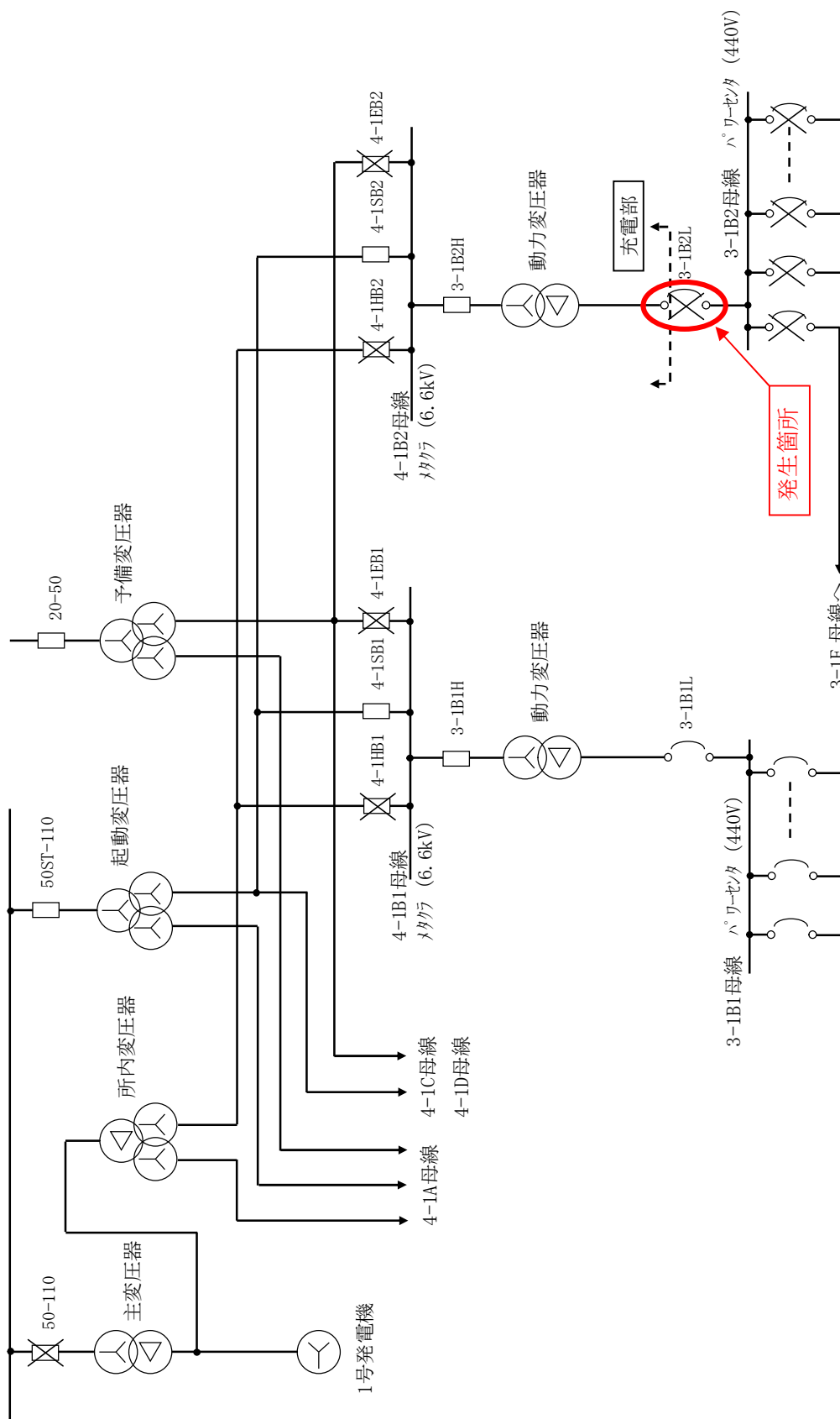
本事象が発生した1月29日を、川内原子力発電所の「安全再認識の日」とし、協力会社を含めた発電所関係者が作業安全や作業意識の重要性を改めて認識するための取り組みとして、安全に係る訓話や安全宣言等を毎年行っている。

以 上

別 添

1. 発生箇所図
2. 電源概要系統図
3. 現場状況写真
4. 事故発生状況図（推定）
5. 事故発生時の関係者現場位置
6. 3－1 B 2 母線受電遮断器図面
7. 事故の推定メカニズム
8. 電源作業における隔離範囲及び充電部近接作業について
9. 再発防止対策（継続的な周知、教育）について

電源概要系統図



現場状況写真



3-1 B 2L 受電盤



3-1 B 2L 受電盤遮断器室

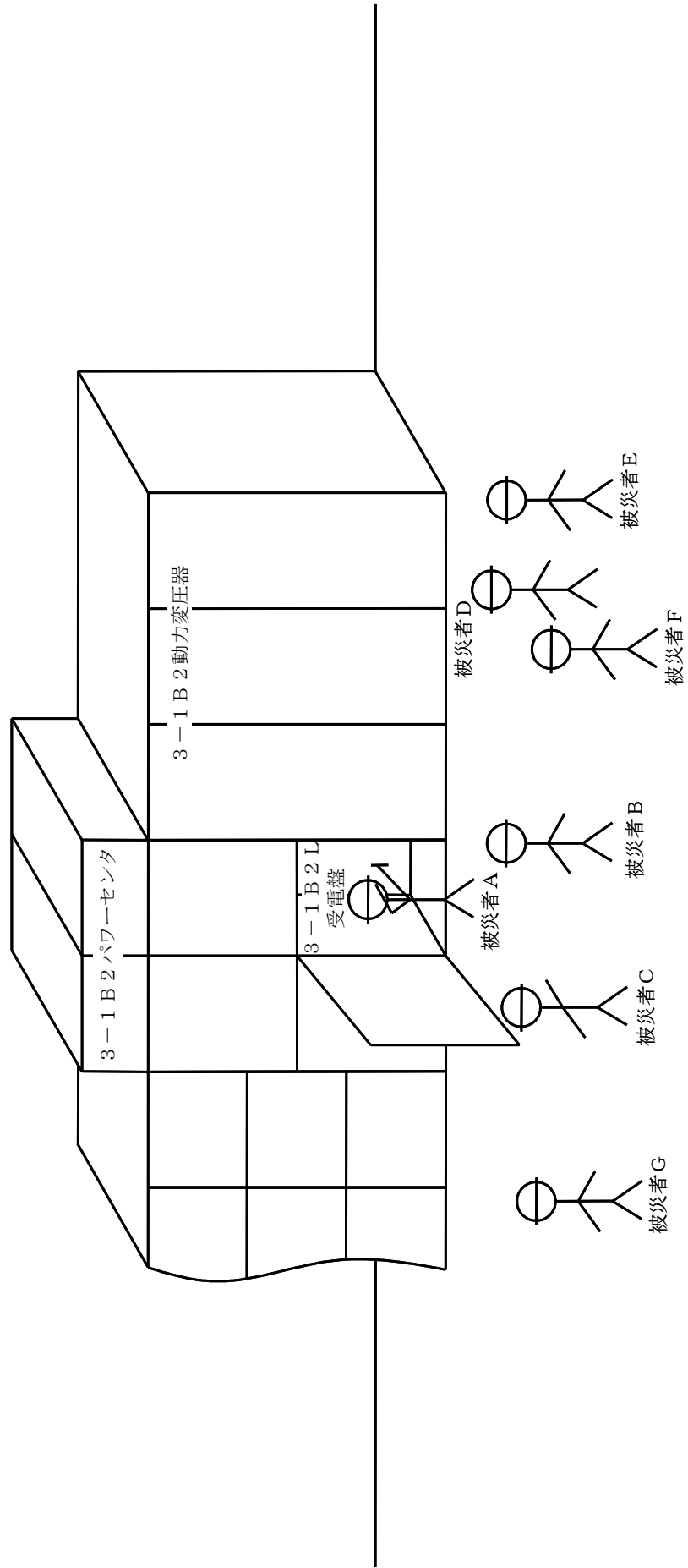
事故発生状況図（推定）

3-1B2母線受電遮断器



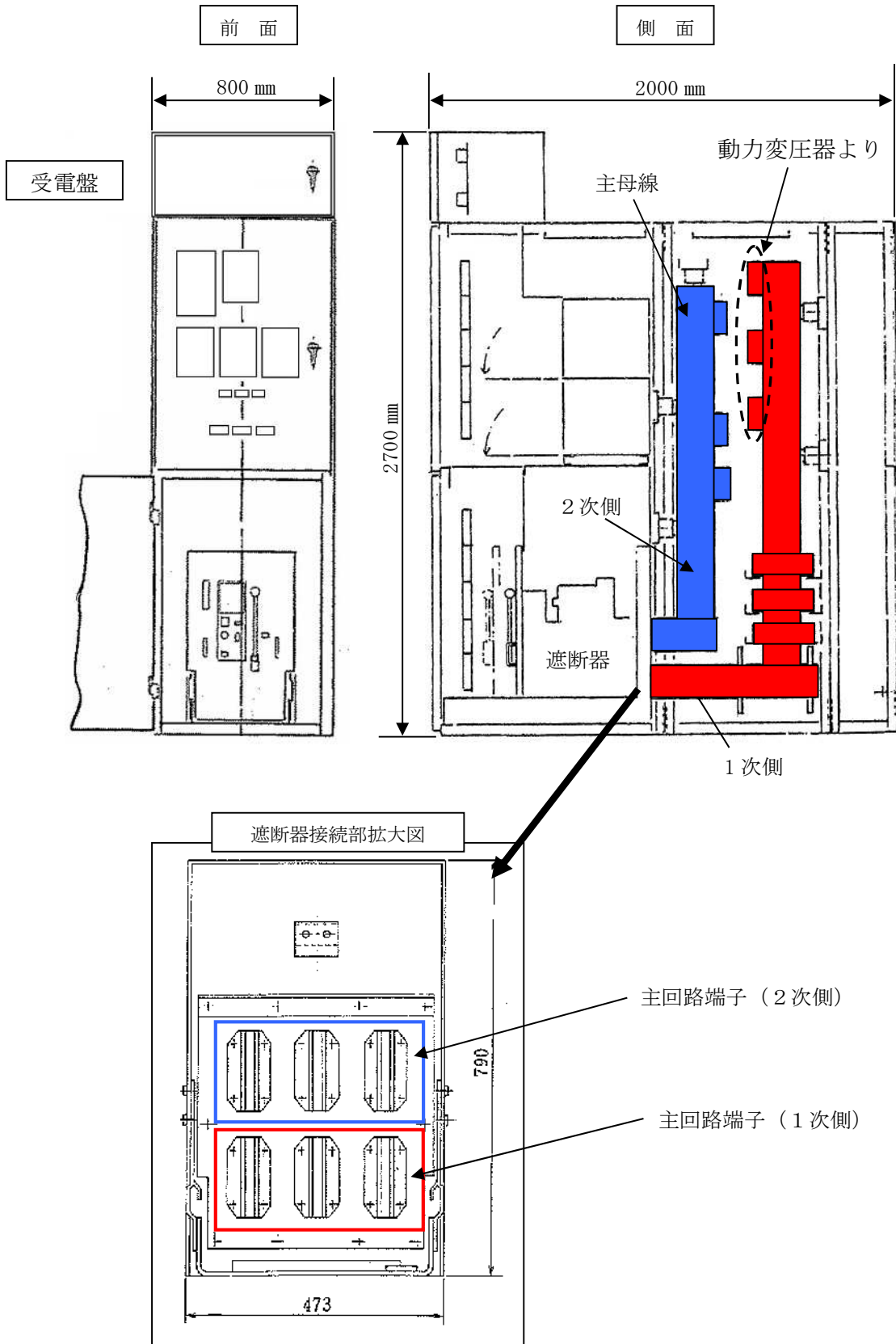
被災者A～G他7名（計14名）で現場停電作業に当たっていた。

事故発生時の関係者現場位置

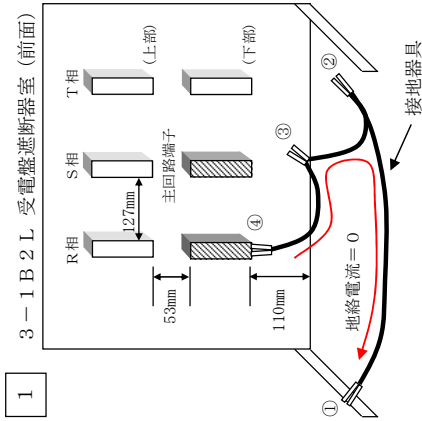


3-1B2 母線受電遮断器図面

1. 断面図

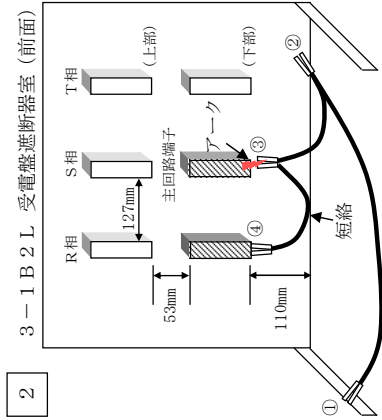


事故の推定メカニズム

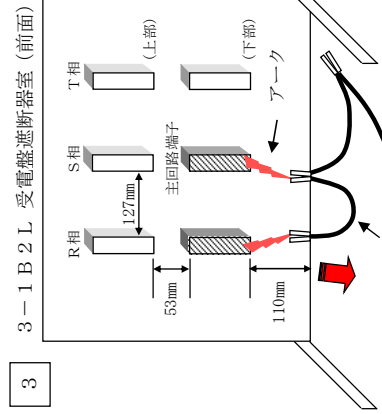


• 接地器具の①を盤壳体(金属部)に接続後、R相に④を接続(非接地系のため、地絡電流も流れず状態の変化なし)

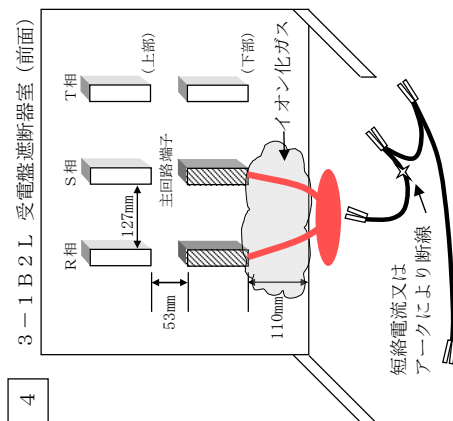
• 作業中、偶発的に下部R-S相に接地器具が接触したことによるアークの発生



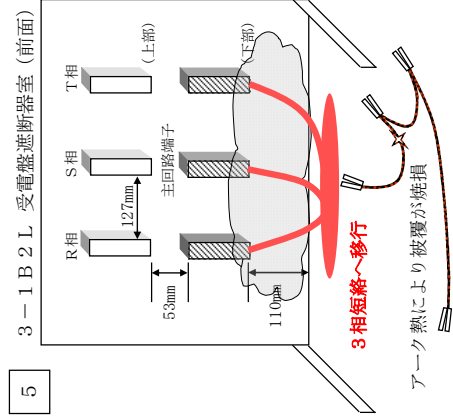
• 次に、③を接続させようとS相の端子に触れた時、R-S相が相间短絡し、アークが発生



• アークが発生したことにより、その衝撃で接地器具が弾かれる(又は作業員と共に引き外された)
• R-S相間でアークが継続

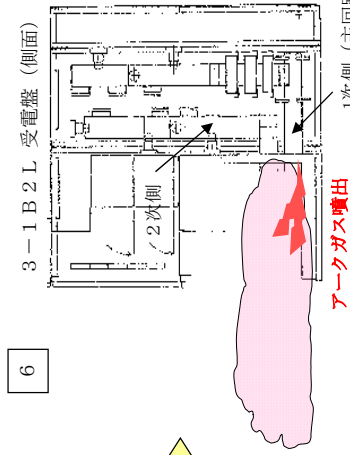


• 遮断器室床面金属板が溶損していることから、R-S相間で発生したアークが床面へ移行し、短絡が継続



アーク熱により被覆が焼損

• 上下部の距離は、R、S、T相間の距離より短い
• 上部主回路端子は、3相共ほとんど溶損なし
• 下部主回路端子S-T相間の距離は上下部の距離より長いが溶損あり
• 以上より、下部T相の溶損は、周辺温度の影響ではなく、3相短絡に移行したことによる溶損



• 通路床面が焼損していることから、下部に滞留したアークガスが前面へ噴出
• メタクラ過電流継電器が動作し、メタクラ遮断器が「開」となり、電流が遮断されることによりアークが消失

電源作業における隔離範囲及び充電部近接作業について

電源作業の実施について、以下の仕組みを規定文書に定める。

1. 隔離範囲

母線停電作業において、設備構成上可能な部分については、2点切りにより隔離する。(図-1)

やむを得ず2点切りにより隔離できない場合は、必要な安全上の処置^{※1}を定めて、発電課長、保修課長の確認後、電気主任技術者の承認を得る。(図-2)

※1 必要な安全上の処置には、以下の事項を必ず含めることとする。

- ・充電部の識別を行うこと
- ・施錠管理を行うこと
- ・遮断器等について機械的かつ電氣的に投入できないような処置を施すこと

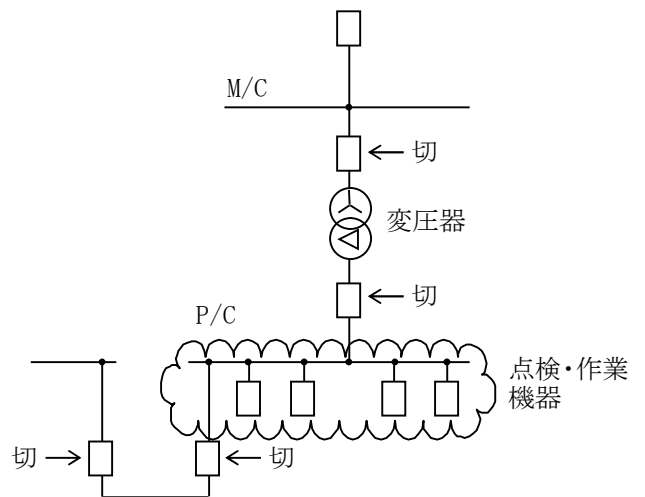


図-1

2. 充電部近接作業

充電部近接作業を原則禁止する。

充電部近接作業を実施する場合は、必要な安全上の処置^{※2}を定めて、保修課長の承認を得る。

なお、充電部の電圧が440V以上の作業の場合は、保修課長の確認後、電気主任技術者の承認を得る。(図-3)

※2 必要な安全上の処置には、以下の事項を必ず含めることとする。

- ・作業員へ充電部を通知すること
- ・充電部を確実に検出する手順に関すること
- ・充電部を覆う保護カバー等の養生を行う手順、適切な保護具又は工具の使用に関すること
- ・充電範囲の識別を行うこと

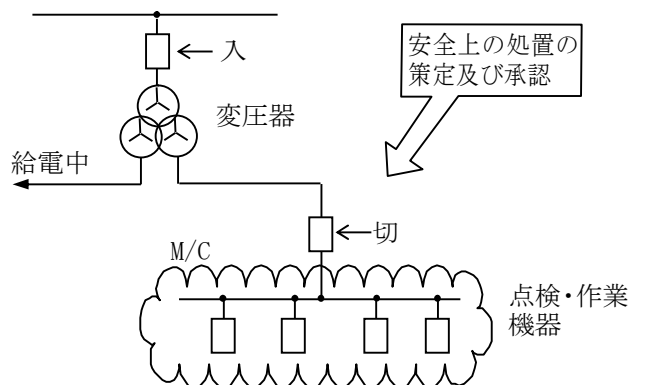


図-2

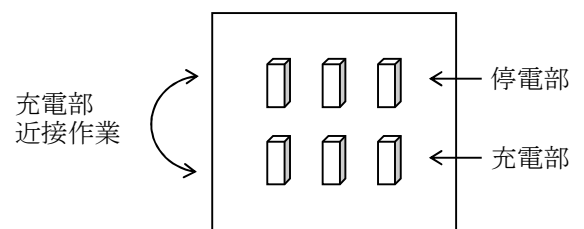


図-3

再発防止対策（継続的な周知、教育）について

再発防止対策（継続的な周知、教育）として、以下の取組みを実施している。

- ・ 規定文書や、作業毎に作成する作業要領書に安全上のルールや注意事項等を明確化するとともに、関係者間で読み合わせを実施したうえで作業を行っている。
- ・ 検電の目的や重要性及び適切な方法等について、定期的な教育を実施している。
- ・ 危険予知活動が形骸化しないよう、現場での作業安全に係る取組状況について、管理層による作業状況等の観察や、協力会社を含めた安全パトロール等により確認や改善を行い、作業安全の向上に努めている。
- ・ また、事故が発生した1月29日を「安全再認識の日」とし、安全に係る訓話や安全宣言等を毎年実施している。



安全パトロールの実施状況



安全再認識の日の実施状況