柏崎刈羽原子力発電所	6 / 7 号炉	(2017. 12. 20 版)
------------	----------	------------------

島根原子力発電所 2号炉

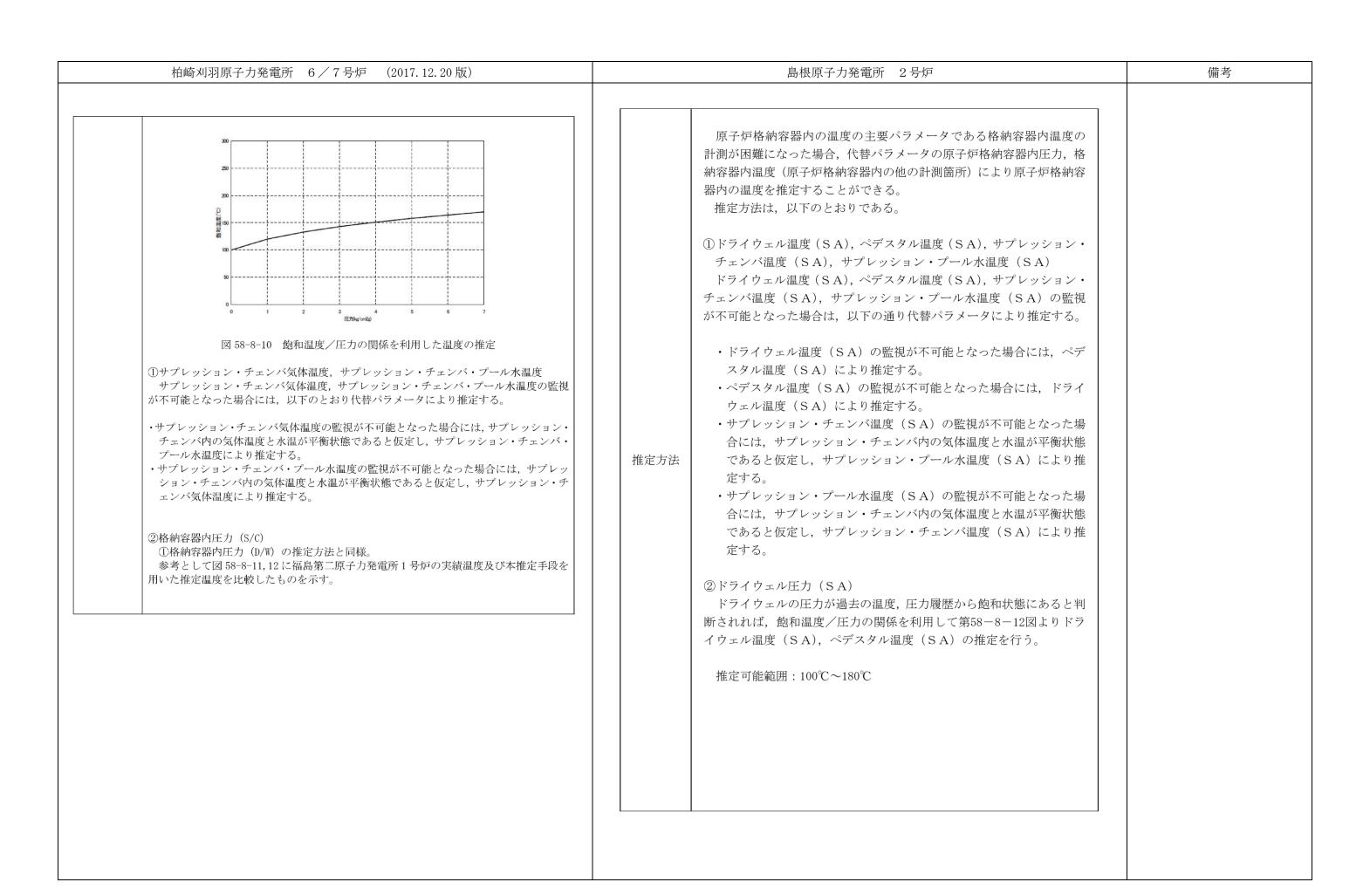
(f) 主要パラメータの代替パラメータ(他チャンネルを除く)による推定方法について(原子炉格納容器内の温度)

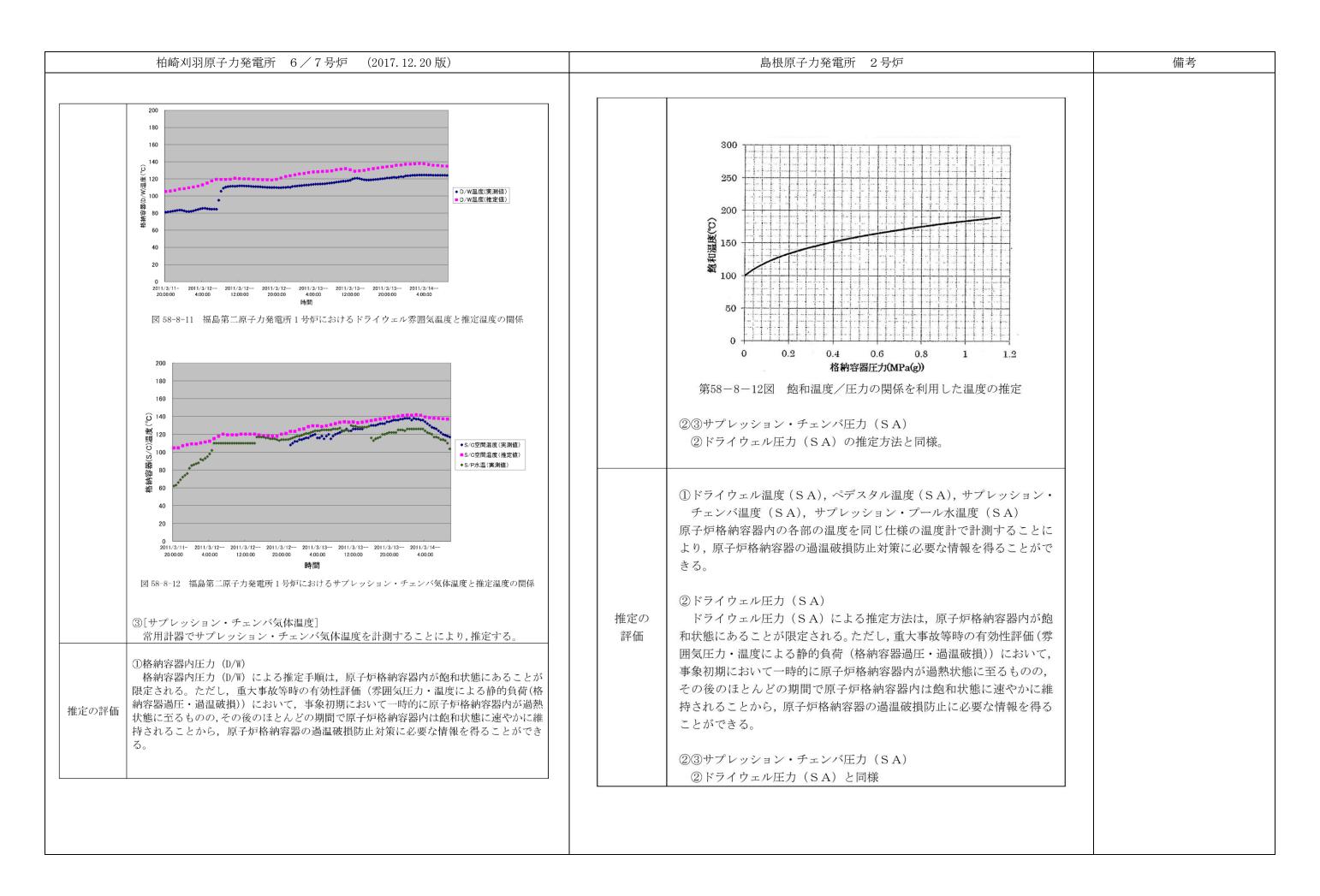
		※:重要監視バフ	メータの常用計器
項目		納容器内の温度	
	監視パラメータ	計測範囲	設計基準
	ドライウェル雰囲気温度	0~300°C	最大値:138℃
主要	サプレッション・チェンバ気体温度	0~300°C	最大値:138℃
パラメータ	サプレッション・チェンバ・プール水 温度	0~200°C	最大値:97℃
	①格納容器内圧力 (D/W) (ドライウェル雰囲気温度の代替)	0~1000kPa[abs]	最大値:246kPa[gage
	①サプレッション・チェンバ・プール 水温度 (サプレッション・チェンバ気 体温度の代替)	0~200°C	最大値:97℃
代替	①サプレッション・チェンバ気体温度 (サプレッション・チェンバ・プール 水温度の代替)	0~300°C	最大値:138℃
パラメータ	②格納容器内圧力(S/C)(ドライウェル雰囲気温度,サプレッション・チェンバ気体温度の代替)	0∼980.7kPa[abs]	最大値:177kPa[gage
	③[サプレッション・チェンバ気体温度] ※ (サプレッション・チェンバ気体温度の代替)	0∼200°C	最大値:138℃
計測目的	重大事故等時において,主要パラメーは,原子炉格納容器の過温破損防止を把		内の温度を監視する目的
推定方法	原子炉格納容器内の温度の主要パラメた場合,代替パラメータの格納容器内圧計測箇所)により原子炉格納容器内の温度とおりである。 ①格納容器内圧力(D/W)格納容器内圧力(D/W)格納容器内圧力(D/W)が過去の温度,飽和温度/圧力の関係を利用して図58-8推定可能範囲:100~170℃	力, 格納容器内温度 (原 度を推定することができ 圧力履歴から飽和状態	子炉格納容器内のほかのまた。 さる。推定方法は、以下の はにあると判断されれば、

(f) 主要パラメータの代替パラメータ(他チャンネルを除く)による推定方法について(原 子炉格納容器内の温度)

項目	原子炉格納容器内の温度						
	監視パラメータ	計測範囲	設計基準				
	ドライウェル温度(SA)	0 ~300℃	最大値 : 145℃				
主要	ペデスタル温度 (SA)	0 ~300℃	最大値: 145℃				
パラ	ペデスタル水温度 (SA)	0 ~300℃	_				
メータ	サプレッション・チェンバ温度(SA)	0 ~200℃	最大値: 88℃				
	サプレッション・プール水温度 (SA)	0 ~200°C	最大値: 88℃				
	① ペデスタル温度 (SA) (ドライウェル 温度 (SA) の代替)	0 ~300℃	最大値: 145℃				
代替パラメータ	ドライウェル温度(SA)(ペデスタル 温度(SA)の代替)	0 ~300℃	最大値: 145℃				
	サプレッション・プール水温度 (SA) (サプレッション・チェンバ温度 (SA) の代替) 	0 ~200℃	最大値: 88℃				
	サプレッション・チェンバ温度 (SA) ① (サプレッション・プール水温度 (SA) の代替)	0 ~200℃	最大値: 88℃				
	ドライウェル圧力 (SA) (ドライウェ ② ル温度 (SA), ペデスタル温度 (SA) の代替)	0 ∼1, 000kPa [abs]	最大値: 324kPa [gage]				
	サプレッション・チェンバ圧力 (SA) ② (サプレッション・チェンバ温度 (SA) の代替)	0 ∼1, 000kPa [abs]	最大値: 206kPa [gage]				
	サプレッション・チェンバ圧力(SA) ③ (ドライウェル温度(SA), ペデスタ ル温度(SA)の代替)	0 ∼1, 000kPa [abs]	最大値: 206kPa [gage]				
計測目的	重大事故等時において,主要パラメータに を監視する目的は,原子炉格納容器の過温破損 る。						

備考





①サプレッション・チェンバ気体温度, サプレッション・チェンバ・プール水温度 原子炉格納容器内の各部の温度を同じ仕様の温度計で計測することにより,原子炉格納 容器の過温破損防止対策に必要な情報を得ることができる。

②格納容器内圧力(S/C)

①格納容器内圧力(D/W)と同様。

③[サプレッション・チェンバ気体温度]

監視可能であれば常用計器でサプレッション・チェンバ気体温度を計測することにより,原子炉格納容器の過温破損防止対策に必要な情報を得ることができる。

なお、今回の評価で実測値と推定値との差が生じること(推定値の方が高め指示)が確認されている。この理由として、原子炉格納容器内は窒素等の非凝縮性ガスが存在することから、原子炉格納容器内は完全な飽和状態にはなっておらず非凝縮性ガスの分圧分だけ格納容器内の圧力が高くなるため、本推定手段を用いると推定値より実際の格納容器温度は低くなると推測される。

<誤差による影響について>

原子炉格納容器内の温度を監視する目的は,原子炉格納容器の過温破損防止を把握することであり,代替パラメータ(格納容器内圧力(D/W)及び格納容器内圧力(S/C))による推定は,温度に換算して原子炉格納容器内の温度の傾向が把握でき,計器誤差を考慮した上で対応することにより,重大事故等時の対策を実施することが可能である。(例えば,格納容器内圧力:約0.31MPa[gage](飽和温度:約145℃)に対して,格納容器内圧力の誤差:約±15.6kPaから温度に換算した場合は145±2℃程度。)

代替パラメータ(サプレッション・チェンバ気体温度,サプレッション・チェンバ・プール水温度)による推定は,同一物理量からの推定であり,計器誤差(サプレッション・チェンバ気体温度の誤差: ± 2.1 °C,サプレッション・チェンバ・プール水温度の誤差: ± 1.7 °C)を考慮した上で対応することにより,重大事故等時の対策を実施することが可能である。

本推定方法は、この様な差が生じることを把握しながら推定することで原子炉格納容器内の温度を推定する手段として用いることは可能であり、原子炉格納容器内の温度推移の把握、除熱操作判断をする上で適用できる。

<誤差による影響について>

原子炉格納容器内の温度を監視する目的は,原子炉格納容器の過温破損防止を把握する事であり,代替パラメータ(ドライウェル圧力(SA),サプレッション・チェンバ圧力(SA))による推定は,温度に換算して原子炉格納容器内の温度の傾向が把握でき,計器誤差を考慮した上で対応することにより,重大事故等時の対策を実施することが可能である。(例えば,原子炉格納容器内圧力:約427kPa [gage](飽和温度:約154°C)に対して,原子炉格納容器内圧力の誤差: ± 8.1 kPaから温度に換算した場合は 154 ± 1 °C程度)

代替パラメータ(ドライウェル温度(SA)、ペデスタル温度(SA)、サプレッション・チェンバ温度(SA)、サプレッション・プール水温度(SA)による推定では、同一物理量からの推定であり、計器誤差(ドライウェル温度(SA)の誤差: ± 6.0 °C、ペデスタル温度(SA)の誤差: ± 6.0 °C、ペデスタル温度(SA)の誤差: ± 4.0 °C、サプレッション・チェンバ温度(SA)の誤差: ± 4.0 °C、サプレッション・プール水温度(SA)の誤差: ± 2.0 °C)を考慮した上で対応することにより、重大事故等時の対策を実施することが可能である。

本推定方法は、この様な差が生じることを把握しながら推定することで原子炉格納容器内の温度を推定する手段として用いることは可能であり、原子炉格納容器内の温度推移の把握、除熱操作判断をする上で適用できる。

以上より、これらの代替パラメータによる推定で、炉心損傷防止対策 及び格納容器破損防止対策等を成功させるために必要な状態を推定す ることができる。

なお、原子炉格納容器内は窒素等の非凝縮性ガスが存在することから、格納容器内は完全な飽和状態にはなっておらず、非凝縮性ガスの分圧分だけ格納容器内の圧力が高くなるため、本推定手段を用いると推定値より実際の格納容器温度は低くなると推測される。

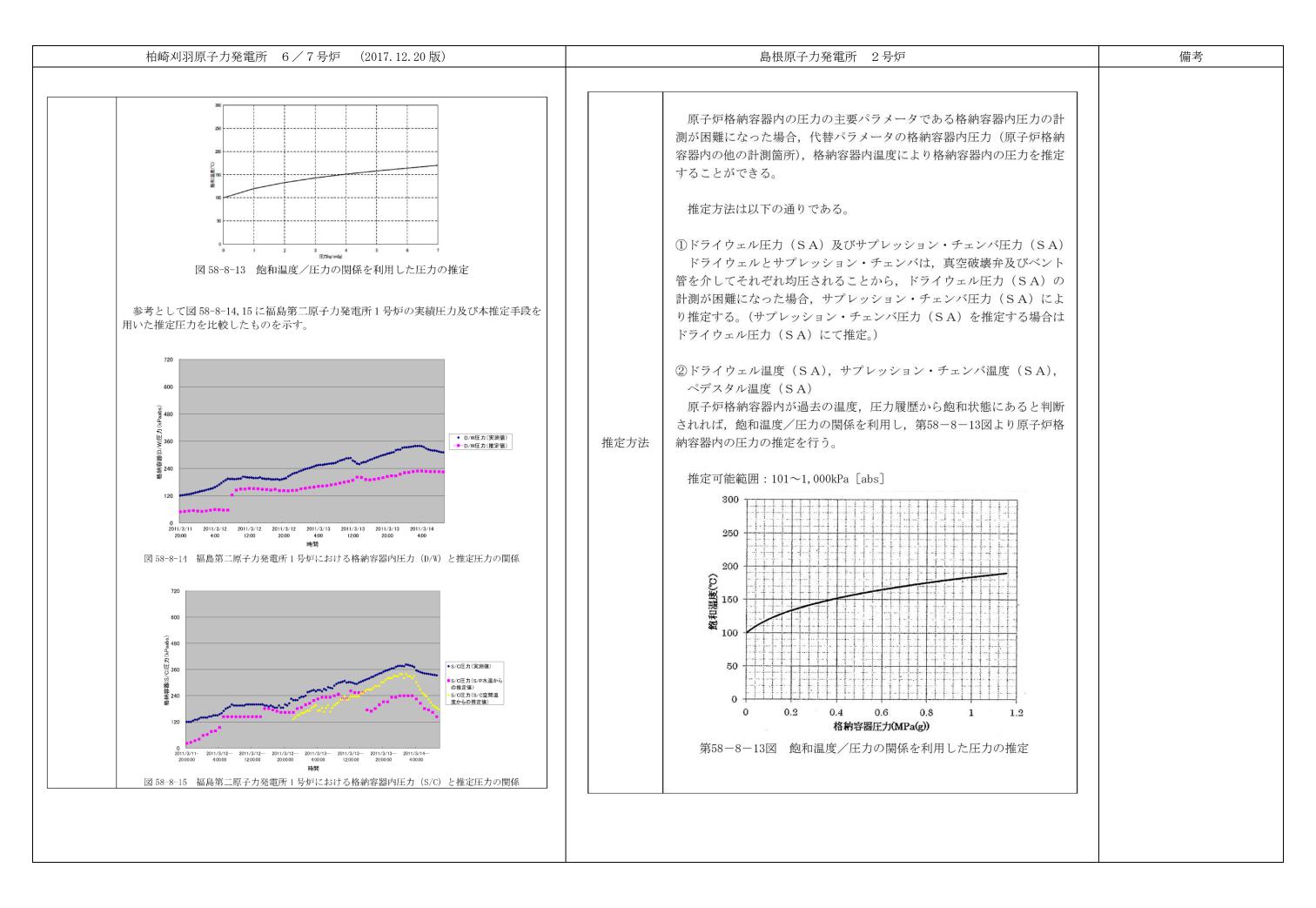
(g) 主要パラメータの代替パラメータ(他チャンネルを除く)による推定方法について(原子炉格納容器内の圧力)

主要パラメータ 格納容器内圧力(D/パラメータ 格納容器内圧力(S/①格納容器内圧力((水))))))))。 ②ドライウェル均(D/W)) に ②ドライウェル雰囲	ポラメータ (W) (C) (S/C) (B/W) の代替) (D/W) の代替) (気温度 (D/W) の代替) (気温度 (D/W) の代替) (S/C) の代替)	子	器内の圧力 計測範囲 0~1000kPa[abs 0~980.7kPa[abs 0~980.7kPa[abs 0~980.7kPa[abs 0~1000kPa[abs 0~300℃ 0~300℃ 0~500kPa[abs] て原子炉格納容 ることである。 である格納容器 原子炉格納容器	all 最大値:177kPa[gage] 最大値:177kPa[gage] 最大値:246kPa[gage] 最大値:238℃ 最大値:138℃ 最大値:246kPa[gage] 最大値:246kPa[gage]
主要パラメータ 格納容器内圧力(D/パラメータ 格納容器内圧力(S/① ・	ポラメータ (W) (C) (S/C) (B/W) の代替) (D/W) の代替) (気温度 (D/W) の代替) (気温度 (D/W) の代替) (S/C) の代替)	0 0 0 0 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1	計測範囲 0~1000kPa[abs 0~980. 7kPa[abs 0~980. 7kPa[abs 0~980. 7kPa[abs 0~1000kPa[abs 0~300℃ 0~300℃ 0~500kPa[abs] て原子炉格納容 ることである。 である格納容器 原子炉格納容器	記 最大値: 246kPa[gage s] 最大値: 177kPa[gage s] 最大値: 177kPa[gage s] 最大値: 246kPa[gage s] 最大値: 246kPa[gage s] 最大値: 138℃ 最大値: 138℃ 最大値: 246kPa[gage s] 最大値: 177kPa[gage s] 和大値: 177kPa[gage s] 和大位: 177kPa[gage s] 和
主要 格納容器内圧力(D/パラメータ 格納容器内圧力(S/①	(W) /(C) ((S/C) ((B/W) の代替) ((D/W) の代替) ((S/C) の代替) ((S/C) の代替) ((S/C) の代替) ((S/C) の代替) ((S/C) の代替) ((B/W) の代替) ((S/C) の代替)	0 0 0 0 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1	0~1000kPa[abs 0~980. 7kPa[abs 0~980. 7kPa[abs 0~980. 7kPa[abs 0~1000kPa[abs 0~300℃ 0~300℃ 0~500kPa[abs] て原子炉格納容 ることである。 である格納容器 原子炉格納容器	記 最大値: 246kPa[gage s] 最大値: 177kPa[gage s] 最大値: 177kPa[gage s] 最大値: 246kPa[gage s] 最大値: 246kPa[gage s] 最大値: 138℃ 最大値: 138℃ 最大値: 246kPa[gage s] 最大値: 177kPa[gage s] 和大値: 177kPa[gage s] 和大位: 177kPa[gage s] 和
パラメータ 格納容器内圧力(S/ ①格納容器内圧力((格納容器内圧力((格納容器内圧力((格納容器内圧力((格納容器内圧力((格納容器内圧力((格納容器内圧力((格納容器内压力((格納容器内压力((格納容器内压力((格納容器内压力((格納容器内压力((格納容器内压力((格納容器内压力((格納容器内压力((格納容器内压力((格納容器内压力((格納容器内压力((格納容器内压力((格納容器内压力((格納容器内压力((格納容器内压力((格))))) (格納容器内压力((格)) (格) (格) (格) (格) (格) (格) (格) (格) (格)	(C) ((S/C) ((D/W) の代替) ((D/W) の代替) ((S/C) の代替)	0 () () () () () () () () () (0~980. 7kPa[abs 0~1000kPa[abs 0~300℃ 0~300℃ 0~500kPa[abs] 0~500kPa[abs] て原子炉格納容 ることである。 である格納容器 原子炉格納容器	s] 最大値:177kPa[gage s] 最大値:177kPa[gage s] 最大値:246kPa[gage 最大値:138℃ 最大値:138℃ 最大値:246kPa[gage] 最大値:246kPa[gage] 最大値:177kPa[gage] 最大値:177kPa[gage] 最大値:177kPa[gage
①格納容器内圧力((格納容器内圧力((格納容器内圧力((格納容器内圧力((格納容器内压力(②ドライウェル雰囲 (格納容器内圧力(②サプレッション・ (格納容器内圧力(③[格納容器内压力((格納容器内压力((格納容器内压力((格納容器内压力((格納容器内压力)) (格納容器内压力)) (格納容器内压力)) (格納容器内压力)) (格納容器内压力)) (格納容器内压力)) (格納容器内压力)) (格納容器内压力)) (格納容器内压力)) (格納容器内压力)) (格納容器内压力)) (格納容器内压力)) (格納容器内压力)) (格)のである。 (1) (1) (1) (1) (1) (1) (1) (1) (1) (1)	(S/C) (D/W) の代替) (D/W) (S/C) の代替) (S/C) の代替) (S/C) の代替) (Fェンバ気体温) (S/C) の代替) (D/W)]※ (D/W) の代替) (S/C)]※ (S/C) の代替) (S/C) の代替) (S/C) の代替) (S/C)の過圧破損防止:	は度 ラメータに こを把握する ペラメータ - ポカ圧力 (0~1000kPa[abs 0~300℃ 0~300℃ 0~500kPa[abs] 0~500kPa[abs] て原子炉格納容 ることである。 である格納容器 原子炉格納容器	ま] 最大値:177kPa[gage] 最大値:246kPa[gage] 最大値:138℃ 最大値:138℃ 最大値:138℃ 最大値:246kPa[gage] 最大値:246kPa[gage] 最大値:177kPa[gage] 最大値:177kPa[gage] 最大値:177kPa[gage] 器内の圧力を監視する目的内圧力の計測が困難になっちのほかの計測箇所),格格
①格納容器内圧力((格納容器内圧力(②ドライウェル雰囲 (格納容器内圧力(②サプレッション・ (格納容器内圧力(③[格納容器内圧力((格納容器内圧力((格納容器内圧力((格納容器内圧力((格納容器内圧力((格納容器内圧力((格納容器内圧力((格納容器内圧力((格納容器内圧力((格納容器内圧力((格納容器内圧力((格納容器内圧力((格納容器内圧力((格納容器内圧力((格納容器内圧力((格納容器内圧力((格納容器内圧力((格納容器 (格))))))))))))))))))))))))))))))))))))	(D/W) (S/C) の代替) (S/C) の代替) (S/C) の代替) チェンバ気体温) (S/C) の代替) (D/W)]※ (D/W) の代替) (S/C)]※ (S/C) の代替) Sいて, 主要パラ いる所に対した。	i.度 ラメータに こを把握する ペラメータ 	0~300℃ 0~300℃ 0~500kPa[abs] 0~500kPa[abs] て原子炉格納容 ることである。 である格納容器 原子炉格納容器	最大値:138℃ 最大値:138℃ 最大値:246kPa[gage] 最大値:177kPa[gage] 器内の圧力を監視する目的 内圧力の計測が困難になっ 内のほかの計測箇所),格絡
代替パラメータ (格納容器内圧力(②サプレッション・(格納容器内圧力(③[格納容器内圧力(格納容器内圧力(格納容器内圧力(格納容器内圧力(格納容器内圧力(格納容器内圧力(格納容器内圧力(格納容器内圧力は、原子炉格納容器内圧力における。) (本のでは、原子炉格納容器内である。) (本のである。) (本のでなる。) (本のでなる	(D/W) の代替) チェンバ気体温が (S/C) の代替) (D/W)]※ (D/W) の代替) (S/C)]※ (S/C) の代替) 3いて,主要パラジの過圧破損防止を のの圧力の主要パータの格納容器	ラメータに :を把握する ペラメータ ポ内圧力(原	0~300℃ 0~500kPa[abs] 0~500kPa[abs] て原子炉格納容 ることである。 である格納容器 原子炉格納容器	最大値:138℃ 最大値:246kPa[gage] 最大値:177kPa[gage] 器内の圧力を監視する目的 内圧力の計測が困難になっ 内のほかの計測箇所),格絡
(格納容器内圧力(③[格納容器内圧力((格納容器内圧力((格納容器内圧力((格納容器内圧力((格納容器内圧力((格納容器内圧力((格納容器内圧力(重大事故等時にお は,原子炉格納容器 原子炉格納容器内 原子炉格納容器内 た場合,代替パラメ 容器内温度により格 りである。 ①格納容器内圧力(ドライウェルとサ 介してそれ内に 格納容器内圧力(O/W)に ②ドライウェル雰囲	(S/C) の代替) (D/W)]※ (D/W) の代替) (S/C)]※ (S/C) の代替) 3いて,主要パラ 号の過圧破損防止:	ラメータに :を把握する ペラメータ ポ内圧力(原	0~500kPa[abs] 0~500kPa[abs] て原子炉格納容ることである。 である格納容器原子炉格納容器	最大値:246kPa[gage] 最大値:177kPa[gage] 器内の圧力を監視する目的 内圧力の計測が困難になっ 内のほかの計測箇所),格約
(格納容器内圧力(③[格納容器内圧力((格納容器内圧力((格納容器内圧力(重大事故等時にお は、原子炉格納容器 は、原子炉格納容器内 た場合、代替パラメ 容器内温度により格 りである。 ①格納容器内圧力(ドライウェルとサ 介してそれぞれり圧 格納容器内圧力(D/W)に ②ドライウェル雰囲	(D/W) の代替) (S/C)]※ (S/C) の代替) Sいて,主要パラ の過圧破損防止: 可の圧力の主要パ ータの格納容器	ラメータに :を把握する ペラメータ ⁻ ポ内圧力(原	0~500kPa[abs] て原子炉格納容 ることである。 である格納容器 原子炉格納容器	最大値:177kPa[gage 器内の圧力を監視する目的 内圧力の計測が困難になっ 内のほかの計測箇所),格絡
(格納容器内圧力(重大事故等時にお は、原子炉格納容器 原子炉格納容器内 原子炉格納容器内 た場合、代替パラメ 容器内温度により格 りである。 ①格納容器内圧力(ドライウェルとサ 介してそれぞれ均圧 格納容器内圧力(D/W)に ②ドライウェル雰囲	(S/C) の代替) らいて、主要パラ よの過圧破損防止: 内の圧力の主要パ ータの格納容器	 ラメータに [*] :を把握する *ラメータ [*] 発内圧力(原	て原子炉格納容ることである。 である格納容器 原子炉格納容器	器内の圧力を監視する目的 内圧力の計測が困難になっ 内のほかの計測箇所),格線
計測目的 は,原子炉格納容器 原子炉格納容器内 た場合,代替パラメ 容器内温度により格 りである。 ①格納容器内圧力(ドライウェルとサ 介してそれぞれ均圧 格納容器内圧力(D/W)に ②ドライウェル雰囲	日の過圧破損防止 日の圧力の主要パ ータの格納容器	:を把握する ペラメータ [・] R内圧力(原	ることである。 である格納容器 原子炉格納容器	内圧力の計測が困難になっ 内のほかの計測箇所),格約
た場合、代替パラメ容器内温度により格りである。 ①格納容器内圧力(ドライウェルとサ介してそれぞれ均圧格納容器内圧力(S/容器内圧力(D/W)を	ータの格納容器		原子炉格納容器内	内のほかの計測箇所),格線
原子炉格納容器内 温度/圧力の関係を 推定可能範囲:101~ ③[格納容器内圧力 常用計器で原子炉	プレッション・Eされることから, /c) により推定することがら, /c) により推定する (mag) を で	・チェンバ ・	は,真空破壊装 B内圧力 (D/W) の 内容器内圧力 (S, ・チェンバ気体活 から飽和状態に 各納容器内圧力の 力 (S/C)]	あると判断されれば,飽和 の推定を行う。

(g) 主要パラメータの代替パラメータ(他チャンネルを除く)による推定方法について(原 子炉格納容器内の圧力)

島根原子力発電所 2号炉

項目	原子炉格納容器内の圧	力	
	監視パラメータ	計測範囲	設計基準
主要	ドライウェル圧力(SA)	0 ∼1, 000kPa [abs]	最大値: 324kPa [gage]
パラメータ	サプレッション・チェンバ圧力(SA)	0 ∼1,000kPa [abs]	最大値: 206kPa [gage]
	① サプレッション・チェンバ圧力 (SA) (ドライウェル圧力 (SA) の代替)	0 ∼1,000kPa [abs]	最大値: 206kPa [gage]
	ドライウェル圧力(SA)① (サプレッション・チェンバ圧力(SA)の代替)	0 ∼1,000kPa [abs]	最大値: 324kPa [gage]
代替 パラメータ	② ドライウェル温度 (SA) (ドライウェル圧力 (SA) の代替)	0 ~300℃	最大値: 145℃
	サプレッション・チェンバ温度 (SA) ② (サプレッション・チェンバ圧力 (SA) の代替)	0 ~200℃	最大値: 88℃
	② ペデスタル温度 (SA) ② (ドライウェル圧力 (SA) の代替)	0 ~300℃	最大値: 145℃
計測目的	重大事故等時において,主要パラメータに を監視する目的は,原子炉格納容器の過圧破る。		



①格納容器内圧力(D/W),格納容器内圧力(S/C)

原子炉格納容器内の D/W 側又は S/C 側の圧力を同じ仕様の圧力計で計測することにより、原子炉格納容器の過圧破損防止対策に必要な情報を得ることができる。

なお、D/W スプレイ時は、S/C 圧力>D/W 圧力の関係になるため、真空破壊装置により 差圧 13. 7kPa 以内で推移する。(代替循環冷却系運転時や PCV ベント前まではほぼ同じ挙動) また、S/C 側の除熱(PCV ベントや S/C クーリング等)を実施する時は、S/C 圧力 < D/W 圧力の関係になるため、D/W 側から連通孔ーベント管を通して S/C 側へ圧力がかかる ため、D/W 圧力から S/P の水頭圧分(水平吐出管の高さ)を除いた値が S/C 圧力と同じ挙動を示す。(例えば、NWL レベル:床面から約 7m の時、水頭圧は約 31.4kPa であり、D/W 圧力=S/P 圧力+31.4kPa の関係)(例えば、ベントライン-1m:床面から約 16m の時、水頭圧は約 121kPa であり、D/W 圧力=S/P 圧力+121kPa の関係)

②ドライウェル雰囲気温度, サプレッション・チェンバ気体温度

ドライウェル雰囲気温度,サプレッション・チェンバ気体温度による推定手順は,原子炉格納容器内が飽和状態にあることが限定される。ただし,重大事故等時の有効性評価(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損))において、事象初期において一時的に原子炉格納容器内が過熱状態に至るものの、その後のほとんどの期間で原子炉格納容器内は飽和状態に速やかに維持されることから、原子炉格納容器の過圧破損防止対策に必要な情報を得ることができる。

③[格納容器内圧力(D/W)],[格納容器内圧力(S/C)]

監視可能であれば常用計器で原子炉格納容器の圧力を計測することにより,原子炉格納容器の過圧破損防止対策に必要な情報を得ることができる。

推定の評価

<誤差による影響について>

原子炉格納容器内の圧力を監視する目的は、原子炉格納容器の過圧破損防止を把握することであり、代替パラメータ(格納容器内圧力(D/W)及び格納容器内圧力(S/C))による推定は、同一物理量からの推定であり、真空破壊装置、連通孔及びベント管を介してそれぞれ均圧されることから、原子炉格納容器内の圧力の傾向が把握でき、計器誤差(格納容器内圧力(D/W)の誤差:±15kPa、格納容器内圧力(S/C)の誤差:±15.6kPa)を考慮した上で対応することにより、重大事故等時の対策を実施することが可能である。

代替パラメータ(ドライウェル雰囲気温度,サプレッション・チェンバ気体温度)による推定は、圧力に換算して原子炉格納容器内の圧力の傾向が把握でき、計器誤差を考慮した上で対応することにより、重大事故等時の対策を実施することが可能である。(例えば、格納容器内圧力:約0.31MPa[gage](飽和温度:約145℃)に対して、原子炉格納容器内の温度の誤差:約 ± 2.9 ℃から圧力に換算した場合は 0.31 ± 0.04 MPa[gage]程度。)

以上より、これらの代替パラメータによる推定で、炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策等を成功させるために必要な状態を推定することができる。

なお、今回の評価で実測値と推定値との差が生じること(推定値の方が低め指示)が確認されている。この理由として、原子炉格納容器内は窒素等の非凝縮性ガスが存在することから、格納容器内は完全な飽和状態にはなっておらず非凝縮性ガスの方が水蒸気(水)より比熱が小さく、格納容器内の温度が高くなるため、本推定手段を用いると推定値より実際の格納容器内圧力は高くなると推測される。

本推定方法は、この様な差が生じることを把握しながら推定することで原子炉格納容器内の圧力を推定する手段として用いることは可能であり、原子炉格納容器内の圧力推移の把握、除熱操作判断をする上で適用できる。

①ドライウェル圧力(SA)及びサプレッション・チェンバ圧力(SA)原子炉格納容器内のドライウェル側又はサプレッション・チェンバ側の圧力を同じ仕様の圧力計で計測することにより、原子炉格納容器の過圧破損防止対策に必要な情報を得ることができる。

なお、格納容器スプレイ(D/Wスプレイ)時は、サプレッション・チェンバ圧力>ドライウェル圧力の関係になるため、真空破壊弁により差圧3.4kPa以内で推移する。(残留熱代替除去系運転時や格納容器ベント前まではほぼ同じ挙動)また、サプレッション・チェンバ側の除熱(格納容器ベント(S/C側ベント)やサプレッション・プール冷却等)を実施するときは、サプレッション・チェンバ圧力<ドライウェル圧力の関係になるため、ドライウェル側からベント管を通してサプレッション・チェンバ側へ圧力がかかるため、ドライウェル圧力からサプレッション・プール水頭圧分を除いた値がサプレッション・チェンバ圧力と同じ挙動を示す。(例えば、通常水位(サプレッション・チェンバ床面から約3.6m)のとき、水頭圧は約12kPaであり、ドライウェル圧力=サプレッション・チェンバ圧力+12kPaの関係)

②ドライウェル温度(SA), サプレッション・チェンバ温度(SA), ペデスタル温度(SA)

ドライウェル温度(SA), サプレッション・チェンバ温度(SA), ペデスタル温度(SA)による推定手順は,原子炉格納容器内が飽和状態にあることが限定される。ただし,重大事故等時の有効性評価(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損))において,事象初期において一時的に原子炉格納容器内が過熱状態に至るものの,その後のほとんどの期間で原子炉格納容器内は飽和状態に速やかに維持されることから,原子炉格納容器の過圧破損防止対策に必要な情報を得ることができる。

<誤差による影響について>

原子炉格納容器内の圧力を監視する目的は,原子炉格納容器の過圧破損防止を把握する事であり,代替パラメータ(ドライウェル圧力(SA),サプレッション・チェンバ圧力(SA))による推定は,同一物理量からの推定であり,真空破壊弁及びベント管を介してそれぞれ均圧されることから,原子炉格納容器内の圧力の傾向が把握でき,計器誤差(ドライウェル圧力(SA)の誤差: ± 8 kPa,サプレッション・チェンバ圧力(SA)の誤差: ± 8 kPa)を考慮した上で対応することにより,重大事故等時の対策を実施することが可能である。

代替パラメータ(ドライウェル温度(SA),サプレッション・チェン

推定の評価

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
作用時代の1分別でデジオ管理2月 「Q / (7万分)************************************	高級原子が発起所 2 5万分	VI用 存

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	島根原子力発電所 2号炉	備考

(h) 主要パラメータの代替パラメータ (他チャンネルを除く) による推定方法について (原子炉格納容器内の水位)

※:重要監視パラメータの常用計器

-T	※:里安監忱ハノメークの吊用計器					
項目		納容器内の水位				
	監視パラメータ	計測範囲	設計基準			
		$-6\sim$ 11m	-2.59∼0m			
	サプレッション・チェンバ・プール水位	(T. M. S. L. -7150 \sim	(T. M. S. L. −3740~			
主要		+9850mm)	-1150mm)			
パラメータ		+1m, +2m, +3m				
	格納容器下部水位	(T. M. S. L. −5600mm,	_			
		-4600 mm, -3600 mm				
	①復水補給水系流量(RHR B 系代替注水					
	流量)	0 050 3/1				
	(サプレッション・チェンバ・プール水	$0\sim$ 350 m^3/h	_			
	位の代替)					
	①復水補給水系流量(格納容器下部注水					
	流量)	0~150m³/h(6 号炉)	_			
	(格納容器下部水位の代替)	0~100m³/h(7 号炉)				
	(10 M 141 40 1 DD/N D. *2 V E /	0~16m(6 号炉)	0~15.5m(6 号炉)			
	②復水貯蔵槽水位(SA)	0~17m(7 号炉)	0~15.7m(7 号炉)			
	③格納容器内圧力 (D/W)	0.21111 (1.2%)	0 -15.7111 (1 -5)/-/			
代替	(サプレッション・チェンバ・プール水	0∼1000kPa[abs]	 最大値 : 246kPa[gage]			
パラメータ	(リンレランヨン・リエンバ・ノールボ 位の代替)	U ~ TOOOKFa[abs]	取入順,240Kra[gage]			
	(III) (II)					
	③格納容器内圧力(S/C)	0 000 710 [1]				
	(サプレッション・チェンバ・プール水	0∼980. 7kPa[abs]	最大値:177kPa[gage]			
	位の代替)					
		-6200~2000mm				
	④[サプレッション・チェンバ・プール水	(T. M. S. L. −7350~	-2.59∼0m			
	位〕※	850mm) (6 号炉)	(T. M. S. L. −3740~			
	(サプレッション・チェンバ・プール水	$-5500 \sim 550 \text{mm}$	-1150mm)			
	位の代替)	(T. M. S. L. −6650∼	113011111/			
		-600mm) (7 号炉)				
	重大事故等時において,主要パラメータにて原子炉格納容器内の水位を監視する目的					
計測日的	は、ウェットウェルベントを実施する際の)サプレッション・チェン	/バ・プール水位の確認			
計例口的	及び溶融炉心・コンクリート相互作用を防	5止するための原子炉格約	内容器下部への注水量の			
	確認である。					
	•					

(h) 主要パラメータの代替パラメータ(他チャンネルを除く)による推定方法について(原 子炉格納容器内の水位)

※:重要監視パラメータの常用計器

項目	原子炉格納容	F器内の水位	
	監視パラメータ	計測範囲	設計基準
主要	ドライウェル水位	$-3.0 \text{m}^{\frac{2}{2}}, -1.0 \text{m}^{\frac{2}{2}}, +1.0 \text{m}^{\frac{2}{2}}$	_
パラ	サプレッション・プール水位 (SA)	$-0.80\sim$ 5.50m *1	-0.5∼ Om ^{*1}
メータ	ペデスタル水位	+1.0m ^{*3} , +1.2m ^{*3} , +2.4m ^{*3} , +2.4m ^{*3}	_
	サプレッション・プール水位 ① (SA)(ドライウェル水位の 代替)		-0.5 \sim O m *1
	代替注水流量(常設)(サプレ ① ッション・プール水位(SA), ペデスタル水位の代替)		_
	低圧原子炉代替注水流量(サブ ① レッション・プール水位(SA) の代替)		_
	低圧原子炉代替注水流量(狭帯 ① 域用)(サプレッション・プー ル水位(SA)の代替)		_
代替パラ	格納容器代替スプレイ流量(サ ① プレッション・プール水位(S A),ペデスタル水位の代替)		_
メータ	ペデスタル代替注水流量(サプ ① レッション・プール水位(S A),ペデスタル水位の代替)		_
	ペデスタル代替注水流量(狭帯 ① 域用)(サプレッション・プー ル水位(SA)の代替)		_
	② 代替注水流量(常設)(ドライ ウェル水位の代替)	$0\sim 300\text{m}^3/\text{h}$	_
	② 低圧原子炉代替注水流量(ドラ イウェル水位の代替)	O ∼200m³/h	_
	低圧原子炉代替注水流量(狭帯 ② 域用)(ドライウェル水位の代 替)		_

・設備の相違

柏崎刈羽原子力発	電所 6/7号炉 (2017.12.20版)		島根原子力発電所 2	2 号炉		備
位の計測が困難になった場定することができる。 ・サプレッション・チェン系流量(RHR B系代替注源子炉格納容器内の水位の差圧により格納容器内・格納容器下部水位の監視	2の主要パラメータであるサプレッション・チェンバ・プール水 3合,以下のとおり代替パラメータにより格納容器内の水位を推 バ・プール水位の監視が不可能となった場合には、復水補給水 水流量)の注水量、水源である復水貯蔵槽の水位変化により、 2を推定する。また、サプレッション・チェンバとドライウェル 3の水位を推定できる。 2が不可能となった場合には、復水補給水系流量(格納容器下部 2.源である復水貯蔵槽の水位変化により、格納容器下部水位を推		② 格納容器代替スプレイ流量(ドライウェル水位の代替) ② ペデスタル代替注水流量(ドライウェル水位の代替) ペデスタル代替注水流量(狭帯 ② 域用)(ドライウェル水位の代替) 低圧原子炉代替注水槽水位	$0 \sim 150 \text{m}^3/\text{h}$ $0 \sim 150 \text{m}^3/\text{h}$ $0 \sim 50 \text{m}^3/\text{h}$		
定できる。 推定方法は,以下のとま	らりである。		 ② (サプレッション・プール水位 (SA),ペデスタル水位の代 替) ③ 低圧原子炉代替注水槽水位 ③ (バラノウェッセなの(は禁)) 	$0 \sim 1,500 \text{m}^3$ $(0 \sim 12,542 \text{mm})$ $0 \sim 1,500 \text{m}^3$	_	
復水補給水系流量(RHR ッション・チェンバ・プー 水流量)から注水量を算出	3 系代替注水流量),復水補給水系流量(格納容器下部注水流量) B 系代替注水流量)から注水量を算出し,注水先であるサプレ ル水位を推定する。また,復水補給水系流量(格納容器下部注 はし,注水先である格納容器下部水位を推定する。なお,原子炉 に下路内圧力・温度にて併せて確認する。		 (ドライウェル水位の代替) [サプレッション・プール水 ③ 位]*(サプレッション・プール水位(SA)の代替) ※1:基準点はサプレッション・プ 	(0~12,542mm) -0.5~0.5m ^{※1}	-0.5∼ O m ^{**1}	
・サプレッション・チェン 格納容器注水量[m³/h] = プール水位の上昇量[cm/h]	×1 時間あたりに換算したサプレッション・チェンバ・		※2:基準点は格納容器底面(EL10 ※3:コリウムシールド上表面(EL	100)	0)	
	で一般 10m(サプレッション・チェンバ ベントライン付近) イバ・プール水量レベル換算:	計測目的	重大事故等時において,主要パラス位を監視する目的は,格納容器ベント位,サプレッション・プール水位(5クリート相互作用を防止するためのの確認である。	、を実施する際のドラ S A)の確認及び溶融	イウェル水 炉心・コン	
			原子炉格納容器内の水位の主要パ位, サプレッション・プール水位(困難となった場合,以下の通り代替/ 内の水位を推定することができる。	SA), ペデスタル水	位の計測が	
図 58-8-16 寸	サプレッション・チェンバ・プールの水位容量曲線	推定方法	・ドライウェル水位の監視が不可能 プール水位 (SA) の水位変化, 炉代替注水流量, 低圧原子炉代替 代替スプレイ流量, ペデスタル代表 流量 (狭帯域用) の注水量, 水源で 量変化により, ドライウェル水位	代替注水流量(常設) 注水流量(狭帯域用) 替注水流量, ペデスタ ごある低圧原子炉代替	,低圧原子 ,格納容器 ル代替注水	

推定の評価

②復水貯蔵槽水位 (SA)

復水貯蔵槽水位 (SA) による推定方法は、復水貯蔵槽を水源として使用し、かつ、復水 貯蔵槽を水源としたの系統への使用量が把握できる場合に適用できる。

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉 (2017. 12. 20 版)
 上記①②の担宅力差電所 6 / 7 号炉 (2017, 12 20 成) 上記②②の担宅力法は、注水電点及び水種の水位変化から異単した水点が全てサブレックション・チェンバ・デカイル にの週間は(ウェラション・デントの機能で表面によるの、サブレッション・チェンバ・デカイル に関係すること)からかうるとを所待を存在したことが心間違ない。 は関係すること)からかうるとを所待を存在したことが心間違ない。 の場合物質が出せったの、様々で記したがした。(20) で変にができるため、当成状果に向け をおびまつうとで照常と対ならない。 (20) ドライフ・カー水水(1) 電影研生を対していてン 原子が原料で設めつかてン 原子が原料で設めつかでできがする目的は、ウェットウェルベントを実践する器のキブ シンタョン・チン・デールがでは直接とが溶影がから、サンタラー特面が用することができる。 できる。 (20) ドライフ・カールが、(20) エンター・チェンバ・ブール水位を受けすることができる。 (20) とは、大きないでは、大きないでは、大きないではの様が表にないましましましましましましましましましましましましましましましましましましまし

・ペデスタル水と 原子手権網常器下部の水控帯量性線を用いて、 立水した水量から水 位を物とする。 確定可発地関: のm以上 (部メールー16回 原子手松納音器下部の水位等量上線 多低圧原子子作物性水槽を構成を 変形原子子作物性水槽の水温変化域から赤水した水域を伸定する。 低圧原子が代等法水道に淡水で物える縮心している場合は、細心に使 用したポンクルのに減水で調える。 近に変子が代明法水道に淡水で物える縮心している場合は、細心に使 用したポンクルのに減水で調える。 このため、原子手条網容器のの注水を原子子移動容器内の圧力・化度 にてらかせて、部形りに、対している。 か 「サイン・プール水位) 空間が高いている。	原子の格納容易下部の水位容量は線を用いて、注水した水量から水 位を推定する。 推定可診範囲: 0 a以上 - 第68-8-16図 原子が格納容器下部の水位容量曲線 - ②近圧原子が代替は水槽水位 - 仮正原子が代替は水槽水位 - 仮正原子が代替は水槽水位 - 仮正原子が代替は水槽水位 - 仮正原子が代替は水槽で汲水商水を擦が化散から往水した水量を推定する。 - 仮正原子が代替は水槽で汲水商水を補給している場合は、補給にを - 用したボンツの全速速がに運転が開こまり第出した比率量を考慮する。 - なお、原子が格納容器への往水を原子が移納容器内の圧力・組度 にて合わせて確認する。 - 3 [サブレッション・ブール水位。	柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
		相時為別到原子力を絶対 6/7号が (2017.12.20版)	・ペデスタル水位 原子炉格納容器下部の水位容量曲線を用いて,注水した水量から水 位を推定する。 推定可能範囲: 0m以上 第58-8-16図 原子炉格納容器下部の水位容量曲線 ②低圧原子炉代替注水槽水位 低圧原子炉代替注水槽の水量変化量から注水した水量を推定する。 低圧原子炉代替注水槽に淡水や海水を補給している場合は,補給に使 用したポンプの性能並びに運転時間により算出した注水量を考慮する。なお,原子炉格納容器への注水を原子炉格納容器内の圧力・温度 にて合わせて確認する。 ③ [サプレッション・プール水位] 常用計器でサプレッション・プール水位を計測することにより,推	(開考)

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)		島根原子力発電所 2号炉	備考
「日時のペリカカト 1 クライ・ファー (CO11・12・20 NA)	推定の評価	① プレッション・プール水位 (SA) サプレッション・プール水位 (SA) による推定方法は、ドライウェル水位が「格納容器底面+1m」を超えると同時にサプレッション・チェンバに流入し、サプレッション・プール水位の上昇傾向が把握できる場合に適用できる。 ①②代替注水流量(常設)、低圧原子炉代替注水流量、低圧原子炉代替注水流量(疾帯域用)、格納容器代替スプレイ流量、ベデスタル代替注水流量(狭帯域用)、格納容器代替スプレイ流量、ベデスタル代替注水流量(狭帯域用)、格納容器代替スプレイ流量、ベデスタル代替注水流量(狭帯域用)、格納容器代替スプレイ流量、ベデスタル代替注水流量(狭帯域用)、格納容器代替スプレイ流量、ベデスタル代替注水流量(次でスタル代替注水流量(淡帯域用)による推定方法は、直前まで判明していた原子炉格納容器水位に水位変換率と注水流量を考慮した推定としており、水位確認に適用できる。 ②低圧原子炉代替注水槽水位による推定方法は、低圧原子炉代替注水槽を水源として使用し、かつ、低圧原子炉代替注水槽を水源とした他の系統への使用量が担握できる場合に適用できる。本施定方法は、水源の水位変化から求めるものであり、プラント状態に依存することなく適用できる。 ③ [サプレッション・プール水位] 監視可能であれば常用計器でサプレッション・プール水位を計測することができる。 < 議差による影響について>原子炉格納容器内の水位を監視する目的は、格納容器ベントを実施する際のドライウェル水位、サプレッション・プール水位の額路及び溶験がし・コンクリート相互作用を防止するための原子炉格納容器下部への注水量を確認することである。サプレッション・プール水位(SA)による推定は、サプレッション・チェンバに流入する水位の傾向が把握でき、計器誤差を考慮した上で対応することにより、重大事故等時の対策を実施することが可能である。(サプレッション・ブール水位(SA)の計器誤差:10、05m)代替バラメータ(代替注水流量(常設)、低圧原子炉代替注水流量、低圧原子炉代替注水流量(解す水量(常設)、低圧原子炉代替注水流量、低圧原子炉代替注水流量、(機能列・解析等スプレイ流量、	V田でつ

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
	ペデスタル代替注水流量、ペデスタル代替注水流量(狭帯域用))による推定は、注水設備による原子炉格納容器への注水量から注水先の水位の傾向が把握でき、計器誤差を考慮した上で対応することにより、重大事故等時の対策を実施することが可能である。 (代替注水流量(常設)の誤差:1-6.0m/hから、サプレッション・ブール水位に換算した場合の誤差は「たあり、有効性評価における32時間ペントを想定すると誤差:「原子炉格納容器下部の水位に換算した場合に誤差は「たあり、有効性評価における32時間ペントを想定すると誤差:「なり、有効性評価における32時間ペントを想定すると誤差:「であり、有効性評価における33時間ペントを想定すると誤差:「であり、有効性評価における33時間ペントを想定すると誤差:「であり、有効性評価における32時間ペントを想定すると誤差:「たデスタル代替注水流量の誤差: ±3.0m²/hから原子炉格納容器下部の水位に換算した場合に誤差は「たあり、有効性評価における120m²/h、約0.5時間で水張りを想定すると誤差:「低圧原子炉代替注水流量(狭帯域用)の誤差: ±1.0m²/h, ベデスタル代替注水流量(狭帯域用)の誤差: ±1.0m²/h, ベデスタル代替注水流量(狭帯域用)の誤差: ±1.0m²/h, ベデスタル代替注水流量(狭帯域用)の誤差: ±1.0m²/h) 大学スタル代替注水流量(接帯域用)の誤差: ±1.0m²/h) 大学スタル代替注水活量(装帯域用)の誤差: ±1.0m²/h) 大学な事である。(低圧原子炉代替注水槽水位の誤差±12m²から注水量に換算した場合の誤差は「で、サブレッション・ブール水位に換算した場合の誤差は「で、サブレッション・ブール水位に換算した場合の誤差は「で、サブレッション・ブール水位に換算した場合の誤差は「で、サブレッション・ブール水位に換算した場合の誤差は「で、サブレッション・ブール水位に換算した場合の誤差は「で、サブレッション・ブール水位に換算した場合の誤差は「で、サブレッション・ブール水位に換算した場合の誤差は「で、サブレッション・ブール水位に換算した場合の誤差は「で、サブレッション・ブール水位に換算した場合の誤差は「で、サブレッション・ブール水位に換算した場合の誤差は「で、サブレッション・ブール水位に換算した場合の誤差は「で、サブレッション・ブール水位に換算した場合の誤差は「で、サブレッション・ブール水位に換算した場合の誤差に「で、サブレッション・ブール水位に換算した場合の誤差に「で、サブレッション・ブール水位に換算を表別に表別に表別に表別に表別に表別に表別に表別に表別に表別に表別に表別に表別に表	

	柏崎刈羽原子力発電所 6/7	号炉 (2017. 12. 20 版)				島根原子力発電所	2 号炉		備	
	主要パラメータの代替パラメータ(他	チャンネルを除く)による	る推定方法に_			メータの代替パラメータ(他チャンネ 容器内の水素濃度)	ルを除く)による推	定方法について(』	<u>京</u> ・設備の相違	
	て(原子炉格納容器内の水素濃度)	ch. 11. 1. 1. 1. 1. 1. 1. 1. 1. 1. 1. 1. 1			1 W JA W 14					
項 目	原子炉格網	容器内の水素濃度 計測範囲	設計基準			*	:重要監視パラメー	-タの常用計器		
	<u> </u>	0~30vol% (6 号炉)			項目	原子炉格納容器	骨内の水素濃度			
主要 パラメータ	格納容器内水素濃度	0~20vol%/0~100vol% (7 号炉)	0∼6. 2vo1%			監視パラメータ	計測範囲	設計基準		
	格納容器内水素濃度(SA)	0~100vo1%	0~6. 2vo1%		主要	格納容器水素濃度(SA)	$0 \sim 100 \text{vo} 1\%$	0 ~2. 0vo1%		
代替	①格納容器内水素濃度 (SA) (格納容器内水素濃度の代替)	0~100vol%	0~6. 2vo1%		パラ メータ	格納容器水素濃度 (B系)	$0 \sim 5 \text{ vol}\%/$	0~2.0vo1%		
パラメータ	①格納容器内水素濃度	0~30vol% (6 号炉) 0~20vol%/0~100vol%	0∼6. 2vo1%				0 ∼100vo1%			
⇒1.29u □ 44	(格納容器内水素濃度 (SA) の代替) 重大事故等時において, 主要パラメー	(7 号炉) タにて原子炉格納容器内の水	素濃度を監視する			格納容器水素濃度(B系) ① (格納容器水素濃度(SA)の代替)	$0 \sim 5 \text{ vol}\%/$ $0 \sim 100 \text{vol}\%$	0 ~2. 0vo1%		
計測目的	目的は、格納容器内水素濃度が燃焼を生ある。				代替 パラ メータ	格納容器水素濃度(SA) ① (格納容器水素濃度(B系)の代替)	0~100vo1%	0~2.0vo1%		
	原子炉格納容器内の水素濃度の主要パ 難になった場合,代替パラメータの格納容 を推定する場合は格納容器内水素濃度に 推定方法は,以下のとおりである。	容器内水素濃度(SA)(格納容岩					② [格納容器水素濃度(A系)] **	$0 \sim 5 \text{ vol}\% / $ $0 \sim 100 \text{vol}\%$	0~2.0vo1%	
推定方法	(TA) (TA) (TA) (TA) (TA) (TA) (TA) (TA)		前日	測目的	重大事故等時において,主要パ 水素濃度を監視する目的は,格納 それのある濃度にあるかどうか確認	容器内水素濃度が燃				
推定の評価	①格納容器内水素濃度、格納容器内水素液格納容器内水素濃度又は格納容器内水素濃度又は格納容器内水素透明するものであり、それぞれ異なるである。なお、6号炉の格納容器内水素濃度の言燃焼の可能性(水素濃度:4vol%)を把握〈誤差による影響について〉原子炉格納容器内の水素濃度を監視す可能性の高い濃度にあるかどうかを把握水素濃度、格納容器内水素濃度(SA)に納容器内の水素濃度の傾向が把握でき、2.0vol%、格納容器内水素濃度(SA)の記により、重大事故等時の対策を実施する。以上より、これらの代替パラメータに	素濃度(SA)による推定は格計測原理で計測するため、推計測範囲は 0~30vol%であるがでする上で監視可能。 る日的は、格納容器内水素濃するとであり、代替パラメこよる推定は、同一物理量から、計器誤差(格納容器内水素農差: ±2.1vol%)を考慮したことが可能である。	定方法として妥当 ,格納容器の水素 度が燃焼を生じる ータ(格納容器内 の推定であり,: 大で対応すること	拍	É定方法	原子炉格納容器内の水素濃度の 素濃度(SA)の計測が困難になる 容器水素濃度(B系)(格納容器水 格納容器水素濃度(SA)にて推定 推定方法は、以下のとおりである ①格納容器水素濃度(SA),格納 格納容器水素濃度(SA)の計 メータの格納容器水素濃度(B系) 格納容器水素濃度(B系)の計 メータの格納容器水素濃度(B系)	った場合、代替パラ 素濃度(B系)を推定する る。 容器水素濃度(B系) 容器水素濃度(B系) 関が困難になった場 により推定する。 則が困難になった場	ラメータの格納 推定する場合は 。 系) 景合,代替パラ		
	せるために必要な状態を推定することがで		may de la compe			② [格納容器水素濃度 (A系)] 常用計器で格納容器内水素濃度を	を針測けることにたと	り、推字する		

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
	(B系) 格納容器水素濃度(SA)、格納容器水素濃度(B系) 格納容器水素濃度(SA)又は格納容器水素濃度(B系) 推定は格納容器水素濃度(A系)] 監視可能であれば常用計器で原子炉格納容器内の水素することができる。 (誤差による影響について>原子炉格納容器内の水素濃度にあるかどうかを把であり、代替バラメータ(格納容器水素濃度(SA)、格濃度(B系))による推定は、同一物理量からの推定であ器内の水素濃度の傾向が把握でき、計器誤差(格納容器水A)の誤差:±2.0vol%、格納容器水素濃度(B系)±3.2vol%)を考慮した上で対応することにより、重大対策を実施することが可能である。 以上より、これらの代替バラメータによる推定で、格防止対策等を成功させるために必要な状態を推定する。。	系)による にして妥 濃度を計測 容器水る器 素と素 を素と素 の故等格(S の故等時の 納容器破損

(j) 主要パラメータの代替パラメータ(他チャンネルを除く)による推定方法につい て(原子炉格納容器内の放射線量率)

※、 左執監押 パラノニカ

	1		b監視パラメータ
項 目	• • • • • • • • • • • • • • • • • • • •	器内の放射線量率	
	監視パラメータ	計測範囲	設計基準
主要	格納容器内雰囲気放射線レベル (D/W)	10 ⁻² ∼10 ⁵ Sv/h	10Sv/h 未満
パラメータ	格納容器内雰囲気放射線レベル (S/C)	10 ² ∼10 ⁵ Sv/h	10Sv/h 未満
	①[エリア放射線モニタ]※	10 ⁻⁴ ∼1mSv/h	_
計測目的	重大事故等時において,主要パラメータ る目的は,燃料損傷を推定することである		の放射線量率を監視す
	原子炉格納容器内の放射線量率の主要ハル (D/W) 及び格納容器内雰囲気放射線レーア放射線モニタの指示値を用いて、原子炉推定方法は、以下のとおりである。 ①[エリア放射線モニタ] 原子炉格納容器内の線量が上昇した場合ると推定されることから、その上昇分より	ベル (S/C) の計測が困 格納容器内の放射線量: トには、エリア放射線モ	難になった場合, エリ 率を推定できる。 ニタの指示値が上昇す
推定方法	<推定方法> 燃料破損等により燃料内の放射性物質性物質(主に希ガス)が原子炉格納容器き、PCV内の空間と直結している配管内と考えられる。この配管内の放射性物質することが予想される。これらから、まず配管近傍のエリアがら配管内の放射能濃度を図58-8-18~21内の放射能濃度が同程度と仮定することを推定する。	(PCV) 内空間に充満す (弁手前まで) にも放射 を線源として, 配管近 な射線モニタで計測され より推定し, さらに配管	ることになる。このと 性物質が充満するもの 傍は放射線量率が上昇 る放射線量率計測値か 管内の放射能濃度と PC

(j) 主要パラメータの代替パラメータ(他チャンネルを除く)による推定方法について(原 子炉格納容器内の放射線量率)

※・有効監視パラメータ

備考

・設備の相違

	※:有効監視パラメータ							
項目	原子炉格納容器内の放射線量率							
	監視パラメータ	計測範囲	設計基準					
主要パラ	格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウェル)	$10^{-2}\sim 10^{5} \text{Sv/h}$	10Sv/h未満					
メータ	格納容器雰囲気放射線モニタ (サプレッション・チェンバ)	$10^{-2} \sim 10^{5} \text{Sv/h}$	10Sv/h未満					
代替 パラ メータ	① [エリア放射線モニタ]*	$10^{-3}\sim 10^{1} \text{mSv/h}$	_					
計測目的	重大事故等時において、主要パラメータにて原子炉格納容器内の放射線量 を監視する目的は、燃料損傷を推定することである。							
推定方法	原子炉格納容器内の放射線量率の当放射線モニタ(ドライウェル)及び格ション・チェンバ)の計測が器内のある。 値を用いて,原子炉格納容器内のある。 ①[エリア放射線モニタ] 原子炉格納容器内のよとから, 上昇すると推定する。 【工力を指定されることがら, と上昇率を推定する。 【大学により燃料内の放射性物質(主にも放射性物質)を設定が高いた。 「大学では、大学により燃料内の放射性物質、このとき、 「大学にも放射性物質、このとき、 「大学にも放射性物質、 「大学で、 「大学、 「大学、 「大学、 「大学、 「大学、 「大学、 「大学、 「大学	納容器雰囲気放射線の お容器雰囲気放射線の た場合、エリアを 線量率を推定できる。 場合、エリア放射線 ア放射線を サアカー アクトー アクトー アクトー アクトー アクトー アクトー アクトー アクト	モニタ(サプレッ 射線モニタの指示 を おの を を を を を を を を を を を を を と り の を と り た の た た た た た た た た た た た た た た た た た					

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉 (2017.12.20 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
〈評価条件〉 ・PCV 内への希ガス放出量は燃料内希ガスの 100%, 50%, 5%とし、線源は希ガスのみを考慮する。 ・燃料から放出された希ガスが PCV 内に均一に充満すると仮定し、A0 弁手前までの配管内には PCV 内と同濃度で充満するものと仮定し、この配管内希ガスを線源とする。・PCV 内線量は PCV 空間容積の等価体積半球内に希ガスが充満するとして評価する。	〈評価条件〉 ・PCV内への希ガス放出量は燃料内希ガスの100%,50%,5%とし,線源は希ガスのみを考慮する。 ・燃料から放出された希ガスがPCV内に均一に充満すると仮定し,AO弁手前までの配管内にはPCV内と同濃度で充満するものと仮定し,この配管内希ガスを線源とする。 ・PCV内線量はPCV空間容積の等価体積半球内に希ガスが充満するとして評価する。 	
図 58-8-18 6 号炉エリア放射線モニタ No. 22 の位置と放射線量率評価値		
図 58-8-19 6 号炉エリア放射線モニタ No. 11 の位置と放射線量率評価値		
	第58-8-17図 エリア放射線モニタの位置と線量率評価値	

	柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉 (2017.12.20 版)		島根原子力発電所 2号炉	備考
図 50 キャ 20 7 で 57 生 57 生 5 年 20 年	図 58-8-21 7 号炉エリア放射線モニタ No. 18 の位置と放射線量率評価値	推定の 評価 格	②[エリア放射線モニタ] 推定による評価条件が限定されるものの,原子炉格納容器内の放射線量率 は格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウェル)及び格納容器雰囲気放射線 モニタ (サプレッション・チェンバ)の他チャンネルにより推定できるため、 事故収束に向けた対応を行う上で問題とはならない。 以上より,これらの代替パラメータによる推定で,炉心損傷防止対策及び 系納容器破損防止対策等を成功させるために必要な状態を推定することがで	

	相崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉 (2017. 12. 20 版)	 備考
推定の評価	①[エリア放射線モニタ] 推定による評価条件が限定されるものの、原子炉格納容器内の放射線量率は格納容器内雰囲気放射線レベル(D/W)及び格納容器内雰囲気放射線レベル(S/C)の他チャンネルにより推定できるため、事故収束に向けた対応を行う上で問題とはならない。 以上より、これらの代替パラメータによる推定で、炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策等を成功させるために必要な状態を推定することができる。	

柏崎刈羽原子力発電所 6/	/ 7 号炉 (20	17. 12. 20 版)
---------------	------------	---------------

(k) 主要パラメータの代替パラメータ(他チャンネルを除く)による推定方法について(未

島根原子力発電所 2号炉

・設備の相違

備考

(k) 主要パラメータの代替パラメータ(他チャンネルを除く)による推定方法について(未臨界の維持又は監視)

※:有効監視パラメータ

※:有効監視パラメータ							
項目	未臨界の維持又は監視						
	監視パラメータ	計測範囲	設計基準				
主要 パラメータ	起動領域モニタ	10^{-1} $\sim 10^{6}$ s ⁻¹ $(1.0 \times 10^{3} \sim 1.0 \times 10^{9}$ cm ⁻² ・ s ⁻¹) $0 \sim 40\%$ 又は $0 \sim 125\%$ $(1.0 \times 10^{8} \sim 2.0 \times 10^{13}$ cm ⁻² ・ s ⁻¹)	定格出力の 約 10 倍				
	平均出力領域モニタ	$0\sim125\%$ (1. $2\times10^{12}\sim2$. 8×10^{14} cm $^{-2}\cdot s^{-1}$)	定格出力の 約 10 倍				
	[制御棒操作監視系]※	全挿入~全引抜	-				
	①平均出力領域モニタ (起動領域モニタ,[制御棒操作監視系] ※の代替)	$0\sim125\%$ (1. $2\times10^{12}\sim2$. 8×10^{14} cm $^{-2}\cdot$ s ⁻¹)	定格出力の 約 10 倍				
代替 パラメータ	①起動領域モニタ (平均出力領域モニタ, [制御棒操作監視 系]※の代替)	10^{-1} $\sim 10^{6}$ s ⁻¹ $(1.0 \times 10^{3} \sim 1.0 \times 10^{9}$ cm 2 · s $^{1})$ $0 \sim 40\%$ 又は $0 \sim 125\%$ $(1.0 \times 10^{8} \sim 2.0 \times 10^{13}$ cm 2 · s $^{1})$	定格出力の 約 10 倍				
	②[制御棒操作監視系]※ (起動領域モニタ,平均出力領域モニタ の代替)	全挿入~全引抜	-				
計測目的	重大事故等時において,主要パラメータにて未臨界を監視する目的は,制御棒又はほう酸水により原子炉が停止していることを確認するためである。						
推定方法	未臨界を監視する主要パラメータである起動領域モニタの計測が困難になった場合、代替パラメータの平均出力領域モニタ(平均出力領域モニタを推定する場合は起動領域モニタにて推定)により推定する。制御棒操作監視系による制御棒の位置指示により、未臨界を推定できる。推定方法は、以下のとおりである。 ①起動領域モニタ、平均出力領域モニタ 起動領域モニタの計測が困難になった場合、代替パラメータの平均出力領域モニタにより推定する。 平均出力領域モニタの計測が困難になった場合、代替パラメータの起動領域モニタにより推定する。 ②[制御棒操作監視系] 全制御棒が全挿入位置であれば原子炉は停止状態にあるため、制御棒の位置指示により、未臨界を推定できる。						

*	:	有効監視	' '	ラ	メ	ータ
---	---	------	------------	---	---	----

		※:有効監視	
項目		推持又は監視 	
	監視パラメータ	計測範囲	設計基準
	中性子源領域計装	$10^{-1} \sim 10^{6} \text{ s}^{-1}$ $(1.0 \times 10^{3} \sim 1.0 \times 10^{9} \text{cm}^{-2} \cdot \text{ s}^{-1})$	定格出力の 約21倍
主要	中間領域計装	$0 \sim 40\%$ 又は $0 \sim 125\%$ $(1.0 \times 10^{8} \sim$ $1.5 \times 10^{^{13}}$ cm $^{^{-2}} \cdot s^{^{-1}})$	定格出力の 約21倍
パラ メータ	平均出力領域計装	$0 \sim 125\%$ $(1.2 \times 10^{12} \sim$ $2.8 \times 10^{14} \text{cm}^{-2} \cdot \text{s}^{-1})$	定格出力の 約21倍
	[制御棒手動操作・監視系] ^{**}	全挿入~全引抜	_
	平均出力領域計装 (中性子源領域計装,中間領域計装,[制御棒手動操作・監視系]*の代替)	$0 \sim 125\%$ $(1.2 \times 10^{12} \sim 2.8 \times 10^{14} \text{cm}^{-2} \cdot \text{s}^{-1})$	定格出力の 約21倍
代替 パラ	中間領域計装 (中性子源領域計装,平均出 力領域計装,[制御棒手動操 作・監視系]*の代替)	0~40%又は0~125% (1.0×10 ⁸ ~ 1.5×10 ¹³ cm ⁻² ・s ⁻¹)	定格出力の 約21倍
メータ	中性子源領域計装 (中間領域計装,平均出力領域計装,[制御棒手動操作・監視系]*の代替)	$10^{-1} \sim 10^{6} \text{ s}^{-1}$ $(1.0 \times 10^{3} \sim$ $1.0 \times 10^{9} \text{cm}^{-2} \cdot \text{ s}^{-1})$	定格出力の 約21倍
	[制御棒手動操作・監視系] [*] (平均出力領域計装,中間領域計装,中性子源領域計装の 代替)	全挿入~全引抜	_
計測目的	重大事故等時において,主要パは,制御棒又はほう酸水により原ためである。		

臨界の維持又は監視)

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉 (2017. 12. 20 版)		島根原子力発電所 2号炉	備考
①起動領域モニタ、平均出力領域モニタ 起動領域モニタスは平均出力領域モニタによる推定は直接的に原子炉出力を計測するものであり、原子炉の未臨界を推定する方法として妥当である。 ②[制御棒操作監視系] 制御棒は、原子炉が低温状態において臨界未満に維持できる設備であるため、その機能が満足していることを全制御棒が全挿入位置にあることで確認することができる。これにより、原子炉の未臨界を推定する方法として妥当である。 〈誤差による影響について〉 未臨界を監視する目的は、制御棒又はほう酸水により原子炉が停止していることを把握することであり、代替パラメータ(起動領域モニタ、平均出力領域モニタ)による推定は、同一物理量からの推定であり、原子炉が停止していることを把握でき、計器誤差(起動領域モニタの誤差: 7.24×10 ⁸¹ ~1.38×10 ⁹⁸ ・1, N:1~6 又は±2.5%、平均出力領域モニタの誤差: ±2.5%)を考慮した上で対応することにより、重大事故等時の対策を実施することが可能である。 (代替パラメータ (制御棒操作監視系) による推定は、制御棒の位置からの推定であり、原子炉が停止していることを把握でき、重大事故等時の対策を実施することが可能である。 以上より、これらの代替パラメータによる推定で、炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策等を成功させるために必要な状態を推定することができる。	推定方法	未臨界を監視する主要パラメータである中性子源領域計装の計測が 困難になった場合,代替パラメータの中間領域計装,平均出力領域計 装(中性子源領域計装を推定する場合は中間領域計装,平均出力領域 計装にて推定)により推定する。 制御棒手動操作・監視系による制御棒の位置指示により,未臨界を 推定できる。 推定方法は,以下の通りである。 ①中性子源領域計装,中間領域計装,平均出力領域計装 中性子源領域計装の計測が困難になった場合,代替パラメータの中間領域計装,平均出力領域計装により推定する。 中間領域計装,平均出力領域計装により推定する。 中間領域計装,平均出力領域計装により推定する。 平均出力領域計装の計測が困難になった場合,代替パラメータの中性子源領域計装,平均出力領域計装により推定する。 平均出力領域計装の計測が困難になった場合,代替パラメータの中性子源領域計装,中間領域計装により推定する。 ②[制御棒手動操作・監視系] 全制御棒が全挿入位置であれば原子炉は停止状態であるため,制御棒の位置指示により,未臨界を推定できる。	
	推定の評価	①中性子源領域計装、中間領域計装、平均出力領域計装 中性子源領域計装、中間領域計装又は平均出力領域計装による推定 は直接的に原子炉出力を計測するものであり、原子炉の未臨界を推定 する方法として妥当である。 ②[制御棒手動操作・監視系]制御棒は、原子炉が低温状態において臨界未満に維持できる設備であるため、その機能が満足していることを全制御棒が全挿入位置にあることで確認することができる。これにより、原子炉の未臨界を推定 する方法として妥当である。 〈誤差による影響について〉 未臨界を監視する目的は、制御棒又はほう酸水により原子炉が停止していることを把握する事であり、代替パラメータ(中性子源領域計装、中間領域計装、平均出力領域計装)による推定は、同一物理量からの推定であり、原子炉が停止していることを把握でき、計器誤差(中性子源領域計装の誤差:7.07×10 ^{N-1} ~1.42×10 ^N s ⁻¹ 、N:-1~6、	

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017, 12, 20版)	母原子力発電所 2 9 炉 中間領域計装の製差: ±2.7%, 平均出力領域計装の製差: ±2.5%) を考慮した上で対応することにより, 重大事故等時の対策を実施することが可能である。 (代替バラメータ(制御棒手動操作・監視系)による推定は、制御棒の位置からの推定であり、原子炉が停止していることを把握でき、重大事故等時の対策を実施することが可能である。 以上より、これらの代替バラメータによる推定で、炉心損傷防止対策及び格納容器被損防止対策等を成功させるために必要な状態を推定することができる。	備考

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)

島根原子力発電所 2号炉

・設備の相違

備考

(1) 主要パラメータの代替パラメータ(他チャンネルを除く)による推定方法について(最終ヒートシンクの確保)

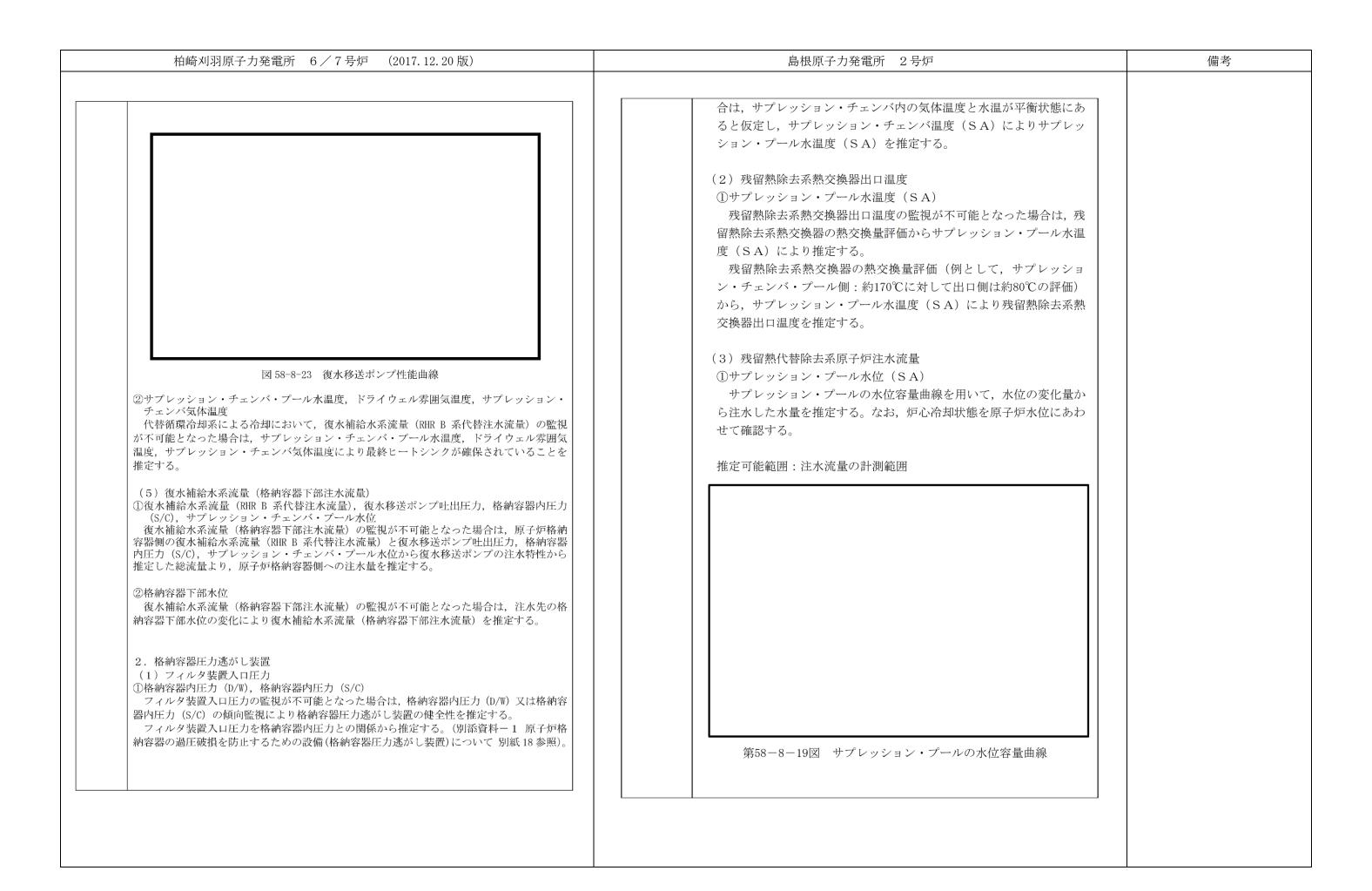
項目	最終ヒートシ	ノンクの確保						
	監視パラメータ	計測範囲	設計基準					
	代替循環							
	サプレッション・チェンバ・プール水温度	0~200°C	最大値:97℃					
	復水補給水系温度 (代替循環冷却)	0~200°C	_					
	復水補給水系流量(RHR A 系代替注水流量)	0~200m³/h(6 号炉) 0~150m³/h(7 号炉)	-					
	復水補給水系流量 (RHR B 系代替注水流量)	0∼350m³/h	-					
	復水補給水系流量(格納容器下部注水流量)	0~150m³/h(6 号炉) 0~100m³/h(7 号炉)	-					
	格納容器圧力	」逃がし装置						
	フィルタ装置水位	0~6000mm	-					
主要	フィルタ装置入口圧力	0∼1MPa[gage]	-					
パラメ	フィルタ装置出口放射線モニタ	$10^{-2} \sim 10^5 \text{mSv/h}$	-					
ータ	フィルタ装置水素濃度	0∼100vo1%	-					
	フィルタ装置金属フィルタ差圧	0∼50kPa	-					
	フィルタ装置スクラバ水 pH	pH0∼14	-					
	耐圧強化ベント系							
	耐圧強化ベント系放射線モニタ	$10^{-2} \sim 10^5 \text{mSv/h}$	-					
	フィルタ装置水素濃度	0∼100vo1%	-					
	残留熱除去系							
	残留熱除去系熱交換器入口温度	0∼300°C	最大値:182℃					
	残留熱除去系熱交換器出口温度	0~300°C	最大値:182℃					
	残留熱除去系系統流量	$0\sim 1500 \text{m}^3/\text{h}$	0∼954m³/h					
	代替循環							
	①サプレッション・チェンバ気体温度(サプレッション・チェンバ・プール水温度,復水補給水系流量(RHR B系代替注水流量)の代替)	0~300℃	最大値:138℃					
	①サプレッション・チェンバ・プール水温度 (復水補給水系温度(代替循環冷却),復水補 給水系流量(RHR B 系代替注水流量)の代替)	0∼200°C	最大値:97℃					
代替	①原子炉水位(広帯域)(復水補給水系流量 (RHR A 系代替注水流量) の代替)	-3200∼3500mm*¹	-6872~1650mm*1					
パラメ	①原子炉水位(燃料域)(復水補給水系流量 (RHR A 系代替注水流量) の代替)	-4000~1300mm* ²	-3680~4843mm* ²					
	①原子炉水位 (SA) (復水補給水系流量 (RHR A	$-3200\sim3500$ mm *1	-6872~1650mm*1					
	系代替注水流量)の代替)	-8000∼3500mm*¹	0012 1000mm					
	①復水補給水系流量(RHR A 系代替注水流量) (復水補給水系流量(RHR B 系代替注水流量) の代替)	0~200㎡/h(6 号炉) 0~150㎡/h(7 号炉)	-					
	①復水補給水系流量(格納容器下部注水流量) (復水補給水系流量(RHR B 系代替注水流量) の代替)	0~150m³/h(6 号炉) 0~100m³/h(7 号炉)	-					
	①復水補給水系流量(RHR B 系代替注水流量) (復水補給水系流量(格納容器下部注水流量)	$0\sim350\mathrm{m}^3/\mathrm{h}$	-					

(1)	主要パラメータの代替パラメータ	(他チャンネルを除く)	による推定方法について	(最
	終ヒートシンクの確認)			

項目	最終ヒートシンクの確認						
	監視パラメータ	計測範囲	設計基準				
	残留熱代替除	去系					
	サプレッション・プール水温度 (SA)	0 ~200℃	最大値: 88℃				
	残留熱除去系熱交換器出口温度	0 ~200℃	最大値: 90℃				
	残留熱代替除去系原子炉注水流量	$0\sim 50\text{m}^3/\text{h}$	_				
	残留熱代替除去系格納容器スプレイ流 量	$0 \sim 150 \text{m}^3/\text{h}$	_				
	格納容器フィルタ	ベント系					
主要	スクラバ容器水位		_				
土安パラ	スクラバ容器圧力	$0\sim 1 ext{MPa}$ [gage]	_				
メータ	スクラバ容器温度	0 ~300℃	_				
	第1ベントフィルタ出口水素濃度	0~20vo1%/ 0~100vo1%	_				
	第1ベントフィルタ出口放射線モニタ (高レンジ・低レンジ)	$10^{-2} \sim 10^{5} \text{Sv/h}$ $10^{-3} \sim 10^{4} \text{mSv/h}$	_				
	残留熱除去系						
	残留熱除去系熱交換器入口温度	0 ~200℃	最大値: 90℃				
	残留熱除去系熱交換器出口温度	0 ~200℃	最大値: 90℃				
	残留熱除去ポンプ出口流量	$0 \sim 1,500 \text{m}^3/\text{h}$	$0 \sim 1,380 \text{m}^3/\text{h}$				
	残留熱代替除	· 法系					
代替 パラ	サプレッション・チェンバ温度(S ① A)(サプレッション・プール水温 度(SA)の代替)	0 ~200℃	最大値: 88℃				
メータ	サプレッション・プール水温度(S ① A)(残留熱除去系熱交換器出口温 度の代替)	0 ~200℃	最大値: 88℃				

44\	_						
:替) [水移送ポンプ吐出圧力(復水補給水系流 (RHR B 系代替注水流量),復水補給水系流 (格納容器下部注水流量)の代替)		-	1	サプレッション・プール水位 (SA) (残留熱代替除去系原子炉注水流量の代替)	-0.80 \sim 5.50 m *2	-0.5∼ O m ^{* 2}	
納容器内圧力(S/C)(復水補給水系流量 IR B 系代替注水流量),復水補給水系流量 納容器下部注水流量)の代替)	0∼980.7kPa[abs]	最大値: 177kPa[gage]	1	残留熱代替除去系原子炉注水流量 (残留熱代替除去系格納容器スプ	$0\sim\!50\text{m}^3/\text{h}$	_	
プレッション・チェンバ・プール水位 (復 資給水系流量(RHR B 系代替注水流量),復 資給水系流量(格納容器下部注水流量)の	-6∼11m (T. M. S. L7150∼ +9850mm)	-2.59∼0m (T. M. S. L3740∼ -1150mm)	(1)	レイ流量の代替) 残留熱代替除去ポンプ出口圧力 (残留熱代替除去系格納容器スプ	0 ∼ 3 MPa	_	
, 納容器下部水位(復水補給水系流量(格器下部注水流量)の代替)	+1m, +2m, +3m (T. M. S. L5600mm, -4600mm, -3600mm)	-		レイ流量の代替) 原子炉水位(広帯域)(残留熱代替	[gage] -400~		
子炉圧力容器温度(復水補給水系流量 IR A 系代替注水流量)の代替))	0~350°C	最大値:300℃	2	除去系原子炉注水流量の代替)	150cm [*] 1	132cm ^{**1}	
ライウェル雰囲気温度(復水補給水系流 (RHR B系代替注水流量)の代替))	0~300 C	最大値:138℃	2	原子炉水位 (燃料域) (残留熱代替 除去系原子炉注水流量の代替)	$-800\sim$ -300cm^{*1}	-798∼ 132cm ^{ж 1}	
格納容器圧 納容器内圧力 (D/W) (フィルタ装置入口	力逃がし装置	最大値:		原子炉水位(SA)(残留熱代替除			
の代替)	0~1000kPa[abs]	246kPa[gage]	2	去系原子炉注水流量の代替)	150cm ^{ж 1}	132cm ^{**} 1	
納容器内圧力(S/C)(フィルタ装置入口の代替)	0∼980.7kPa[abs]	最大値: 177kPa[gage]	2	サプレッション・プール水温度(SA)(残留熱代替除去系格納容器ス	0 ~200℃	最大値:	
納容器内水素濃度(SA)(フィルタ装置水 度の代替)	0~100vol%	0∼6. 2vo1%		プレイ流量の代替)		88℃	
イルタ装置水位(フィルタ装置スクラバ H の代替)	0~6000mm	-	2	ドライウェル温度(SA)(残留熱 代替除去系格納容器スプレイ流量	0 ~300°C	最大値:	
	ビベント系 T	T		の代替)	0 000 0	145℃	
度の代替)	0~100vo1%	0∼6. 2vo1%		サプレッション・チェンバ温度(S		最大値:	
	· 除去系 		2	A) (残留熱代替除去系格納容器ス	0 ~200℃	取入區. 88℃	
子炉圧力容器温度(残留熱除去系熱交換 口温度の代替)	0~350°C	最大値:300℃		プレイ流量の代替) 残留熱代替除去系格納容器スプレ			
プレッション・チェンバ・プール水温度 留熱除去系熱交換器入口温度の代替)	0~200°C	最大値:97℃	3	イ流量(残留熱代替除去系原子炉	$0\sim 150 \text{m}^3/\text{h}$	_	
:留熱除去系熱交換器入口温度(残留熱除 熱交換器出口温度の代替)	0∼300°C	最大値:182℃		注水流量の代替) 残留熱代替除去ポンプ出口圧力			
:留熱除去系ポンプ吐出圧力(残留熱除去 統流量の代替)	0∼3.5MPa[gage]	最大値: 3.5MPa[gage] 0~2200m³/h (6 号炉	3	(残留熱代替除去系原子炉注水流量の代替)	$0\sim3 ext{MPa}$ [gage]	_	
三子炉補機冷却水系系統流量(残留熱除去 交換器出口温度の代替)	0~4000m³/h (6 号炉区分 I, Ⅱ) 0~3000m³/h (6 号炉区分Ⅲ, 7 号炉区分 I, Ⅱ) 0~2000m³/h (7 号炉区分Ⅲ)	区分 I , II) 0~1700m ³ /h (6 号炉 区分III) 0~2600m ³ /h (7 号炉 区分 I , II)	4	原子炉圧力容器温度(SA)(残留	0 ~500℃	最大値:302℃	
	0 3000/ !! (1 3),, [2.33]	0~1600m³/h (7 号炉 区分Ⅲ)		格納容器フィルタ	ベント系		
留熱除去系熱交換器入口冷却水流量(残 除去系熱交換器出口温度の代替) 基準点は蒸気乾燥器スカート下端(原子炉圧力:	0~1500m³/h (7 号炉)	0∼1200m³/h	1	ドライウェル圧力(SA) (スクラバ容器圧力の代替)	0 ∼1,000kPa [abs]	最大値: 324kPa[gage]	
基準点は有効燃料棒頂部(原子炉圧力容器零レー			1	サプレッション・チェンバ圧力 (SA) (スクラバ容器圧力の代替)	0 ∼1,000kPa [abs]	最大値: 206kPa[gage]	

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)			島根原子力発電所 2号炉	備
計	重大事故等時において、主要バラメータにて最終ヒートシンクの確保を監視する目的は、原子炉及び原子炉格納容器の除熱が適切に行われているかどうかの確認である。なお、最終ヒートシンクの確保はプラント状態を監視するため、単一バラメータで確認することは困難であり、複数のパラメータを組み合わせることにより監視が可能である。 1. 代替循環冷却系 (1) サブレッション・チェンバ・プール水温度 ①サブレッション・チェンバ気体温度 サブレッション・チェンバ、マール水温度の監視が不可能となった場合は、サブレッション・チェンバ気体温度 サブレッション・チェンバ・ブール水温度を推定する。 (2) 復水補給水系温度(代替循環冷却)の監視が不可能となった場合は、熱交換器ユニットの熱交換量評価がらサブレッション・チェンバ・プール水温度を推定する。 (2) 復水補給水系温度(代替循環冷却)の監視が不可能となった場合は、熱交換器ユニットの熱交換量評価がらサブレッション・チェンバ・プール水温度により推定する。熱交換器ユニットの熱交換量評価(例として、サブレッション・チェンバ・ブール側:約160℃に対して出口側は約80℃の評価)から、サブレッション・チェンバ・ブール水温度により復水補給水系温度(代替循環冷却)を推定する。 (3) 復水補給水系流量(RHR A 系代替注水流量) ①原子炉水位(広帯域)原子炉水位(燃料域)、原子炉水位(SA) 復水補給水系流量(RHR A 系代替注水流量)の監視が不可能となった場合は、注水先の原子炉水位及びの水位変化により復水補給水系流量(RHR A 系代替注水流量)を推定する。(詳		(第1ペントフィルタ出口水素濃 0~100vo1% 0~2.0vo1% 度の代替) 格納容器水素濃度(B系) (第1ペントフィルタ出口水素濃 0~100vo1% 0~2.0vo1% 度の代替) 残留熱除去系 原子炉圧力容器温度(SA)(残留 歌除去系熱交換器入口温度の代 302℃ サプレッション・プール水温度(S A)(残留熱除去系熱交換器入口温度の代替) 残留熱除去系熱交換器入口温度 0~200℃ 最大値:88℃ 機留熱除去系熱交換器入口温度 0~200℃ 最大値:88℃ 残留熱除去系熱交換器入口温度 0~200℃ 最大値:90℃ 機可能表示。 0~200℃ 最大値:90℃ (残留熱除去系熱交換器出口温度 0~200℃ 最大値:90℃ (残留熱除去系熱交換器出口温度 0~1,0MPa[gage] 残留熱除去系熱交換器治力水流量 (原age] 1.0MPa[gage] 残留熱除去系熱交換器治力水流量 0~1,500m³/h 0~1,218m³/h 1:基準点は気水分離器下端(原子炉圧力容器零レベルより1,328cm)※2:基準点はサプレッション・プール通常水位(EL5610)	VIII
① 容水プり 揚・・ おりょう	(4)復水補給水系流量(RHR B系代替注水流量) ①復水補給水系流量(RHR A系代替注水流量),復水補給水系流量(格納容器下部注水流量),復水移送ポンプ吐出圧力,格納容器内圧力(S/C),サプレッション・チェンバ・プール水位 復水補給水系流量(RHR B系代替注水流量)の監視が不可能となった場合は,原子炉圧力容器側の復水補給水系流量(RHR A系代替注水流量)又は原子炉格納容器下部側の復水補給水系流量(格納容器下部注水流量)と復水移送ポンプ吐出圧力,格納容器内圧力(S/C),サプレッション・チェンバ・プール水位から復水移送ポンプの注水特性から推定した総流量より,原子炉格納容器側への注水量を推定する。	計測目的	重大事故等時において、主要パラメータにて最終ヒートシンクの確保を監視する目的は、原子炉及び原子炉格納容器の除熱が適切に行われているかどうかの確認である。 なお、最終ヒートシンクの確保はプラント状態を監視するため、単一パラメータで確認することは困難であり、複数のパラメータを組み合わせることにより監視が可能である。	
	場程及びシステム抵抗[m]の算出方法 ・運転中の復水移送ポンプ吐出圧力と停止中の復水移送ポンプ吐出圧力との差 ・運転中の復水移送ポンプ吐出圧力と格納容器内圧力(S/C), サプレッション・チェンバ・ プール水位による水頭圧, 吸込配管圧損等を考慮した圧力との差(別添資料-2 復水補給 水系を用いた代替循環冷却の成立性 別紙 2 参照)	推定方法	推定方法は、以下の通りである。 1. 残留熱代替除去系 (1) サプレッション・プール水温度 (SA) ①サプレッション・チェンバ温度 (SA) サプレッション・プール水温度 (SA)	



柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版) 島根原子力発電所 2号炉 備考 ②原子炉水位(広帯域),原子炉水位(燃料域),原子炉水位(SA) (2)フィルタ装置水素濃度 残留熱代替除去系原子炉注水流量の監視が不可能となった場合は, ①格納容器内水素濃度(SA) フィルタ装置水素濃度の監視が不可能となった場合は、原子炉格納容器内の水素ガスが格 注水先の原子炉水位及びの水位変化により残留熱代替除去系原子炉 納容器圧力逃がし装置の配管内を通過することから、格納容器内水素濃度(SA)により推定 注水流量を推定する。(詳細は, (d) 主要パラメータの代替パラメー する。 タ(他チャンネルを除く)による推定方法について(原子炉圧力容器 (3) フィルタ装置スクラバ水 pH への注水量)参照) ①フィルタ装置水位 フィルタ装置スクラバ水 pH の監視が不可能となった場合は, フィルタ装置水位によりベン ③残留熱代替除去系格納容器スプレイ流量, 残留熱代替除去ポンプ出 トガスに含まれる水蒸気の凝縮によるスクラバ水の希釈状況により推定する。 口圧力 残留熱代替除去系原子炉注水流量の監視が不可能となった場合は, 3. 耐圧強化ベント系 残留熱代替除去ポンプ出口圧力から残留熱代替除去ポンプの注水特 (1)フィルタ装置水素濃度 ①格納容器内水素濃度 (SA) 性を用いて流量を推定し、この流量から残留熱代替除去系格納容器ス フィルタ装置水素濃度の監視が不可能となった場合は、原子炉格納容器内の水素ガスが耐 プレイ流量を差し引いて, 残留熱代替除去系原子炉注水流量を推定す 圧強化ベント系の配管内を通過することから、格納容器内水素濃度(SA)により推定する。 4. 残留熱除去系 ④原子炉圧力容器温度(SA) (1)残留熱除去系熱交換器入口温度 原子炉圧力容器温度(SA)により最終ヒートシンクが確保されて ①原子炉圧力容器温度,サプレッション・チェンバ・プール水温度 残留熱除去系熱交換器入口温度の監視が不可能となった場合は、原子炉圧力容器温度、サ いることを推定する。 プレッション・チェンバ・プール水温度により最終ヒートシンクが確保されていることを推 定する。 (4) 残留熱代替除去系格納容器スプレイ流量 (2) 残留熱除去系熱交換器出口温度 ①残留熱代替除去系原子炉注水流量,残留熱代替除去ポンプ出口圧力 ①残留熱除去系熱交換器入口温度 残留熱代替除去系格納容器スプレイ流量の監視が不可能となった 残留熱除去系熱交換器出口温度の監視が不可能となった場合は、熱交換器ユニットの熱交 場合は、残留熱代替除去ポンプ出口圧力から残留熱代替除去ポンプの 換量評価から残留熱除去系熱交換器入口温度により推定する。 注水特性を用いて流量を推定し,この流量から残留熱代替除去系原子 ②原子炉補機冷却水系系統流量, 残留熱除去系熱交換器入口冷却水流量 炉注水流量を差し引いて, 残留熱代替除去系格納容器スプレイ流量を 原子炉補機冷却系の流量が確保されていることから残留熱除去系熱交換器出口側が冷却さ 推定する。 れるため、最終ヒートシンクが確保されていることを推定する。 (3) 残留熱除去系系統流量 ①残留熱除去系ポンプ吐出圧力 残留熱除去系系統流量の監視が不可能となった場合は、残留熱除去系ポンプ吐出圧力から 残留熱除去系ポンプの注水特性を用いて、残留熱除去系系統流量が確保されていることを推 定する。

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉 (2017. 12. 20 版)	島根原子力発電所 2 号炉	備考
(2) 1. 代替補環合却系 (1) サブレッション・チェンバ、ブール水温度 (1) サブレッション・チェンバス体温度 (1) サブレッション・チェンバス体温度 サブレッション・チェンバス体温度 サブレッション・チェンバス体温度 サブレッション・チェンバス体温度 サブレッション・チェンバス体温度 (対していることを把握する上で適切である。(サブレッション・チェンバ気体温度の激発: ±2.1°C) (2) 復水補給水系温度 (代替解環冷却) (1) サブレッション・チェンバ、ブール水温度 (2) 後水補給水系温度 (代替解環冷却) を能定することができ、最終とートシンクが確認とより 後水補給水系温度 (代替解環冷却)を能定することができることができた。 (解放身をあるサブレッション・チェンバ・ブール水温度の低下傾向を確認することができれば、除熱が適切に行われていることを確認することができ、最終ヒートシンクが確認とましての誤差: ±1.7°C) (3) (3) (4) (4) (4) (5) (5) (5) (5) (5) (6) (6) (7) (7) (7) (7) (7) (7) (7) (7) (7) (7	第58-8-20図 残留熱代替除去ポンプ性能曲線 ②サプレッション・プール水温度(SA),ドライウェル温度(SA),サプレッション・チェンバ温度(SA) 残留熱代替除去系による治却において、残留熱代替除去系格納容器 スプレイ流量の監視が不可能となった場合は、サプレッション・プール水温度(SA),ドライウェル温度(SA),サプレッション・チェンバ温度(SA)により最終ヒートシンクが確保されていることを推定する。 2. 格納容器フィルタベント系 (1) スクラバ容器圧力 ①ドライウェル圧力(SA),サプレッション・チェンバ圧力(SA) スクラバ容器圧力の監視が不可能となった場合は、ドライウェル圧力(SA)、スクラバ容器圧力の監視が不可能となった場合は、ドライウェル圧力(SA)、対けプレッション・チェンバ圧力(SA)の傾向監視により格納容器フィルタベント系の健全性を推定する。	

- (4) 復水補給水系流量(RHR B系代替注水流量)
- ①復水補給水系流量(RHR A 系代替注水流量),復水補給水系流量(格納容器下部注水流量),復水移送ポンプ吐出圧力,格納容器内圧力(S/C),サプレッション・チェンバ・プール水位が

復水補給水系流量(RHR A 系代替注水流量),復水補給水系流量(格納容器下部注水流量),復水移送ポンプ吐出圧力,格納容器内圧力(S/C),サプレッション・チェンバ・プール水位による推定方法は,原子炉圧力容器側の復水補給水系流量(RHR A 系代替注水流量)又は原子炉格納容器下部側の復水補給水系流量(格納容器下部注水流量)と復水移送ポンプ吐出圧力,格納容器内圧力(S/C),サプレッション・チェンバ・プール水位にて,復水移送ポンプの注水特性から推定した総流量より原子炉格納容器側への注水量を確認し,プラントの状態を考慮した推定としており,原子炉格納容器への注水量を把握する上で適用できる(復水補給水系流量(RHR A 系代替注水流量)の誤差:±4m³/h,復水補給水系流量(格納容器下部注水流量)の誤差:±3m³/h と,「復水移送ポンプ性能曲線」より例えば流量 190m²/h に対して,復水移送ポンプ吐出圧力の誤差:±0.02MPa,運転中と停止中の復水移送ポンプ吐出圧力の差の最大誤差:±0.04MPa から流量に換算した場合は 190 からが確保されていることを把握する上で適切である)。

②サプレッション・チェンバ・プール水温度,ドライウェル雰囲気温度,サプレッション・チェンバ気体温度

除熱対象であるサプレッション・チェンバ・プール水温度、ドライウェル雰囲気温度、サプレッション・チェンバ気体温度の低下傾向を確認することができれば、除熱が適切に行われていることを確認することができ、最終ヒートシンクが確保されていることを把握する上で適切である(サプレッション・チェンバ気体温度の誤差: ± 2.1 °C、ドライウェル雰囲気温度: ± 2.9 °C、サプレッション・チェンバ・プール水温度の誤差: ± 1.7 °C)。

- (5) 復水補給水系流量(格納容器下部注水流量)
- ①復水補給水系流量(RHR B 系代替注水流量),復水移送ポンプ吐出圧力,格納容器内圧力(S/C),サプレッション・チェンバ・プール水位

復水補給水系流量(RHR B 系代替注水流量),復水移送ポンプ吐出圧力,格納容器内圧力(S/C),サプレッション・チェンバ・プール水位による推定方法は,原子炉格納容器側の復水補給水系流量(RHR B 系代替注水流量)と復水移送ポンプ吐出圧力,格納容器内圧力(S/C),サプレッション・チェンバ・プール水位にて,復水移送ポンプの注水特性から推定した総流量より原子炉格納容器下部側への注水量を確認し,プラントの状態を考慮した推定としており,原子炉格納容器下部への注水量を把握する上で適用できる(復水補給水系流量(RHR B 系代替注水流量)の誤差:±9m³/h,と,「復水移送ポンプ性能曲線」より例えば流量 190m³/hに対して,復水移送ポンプ吐出圧力の誤差:±0.02MPa,運転中と停止中の復水移送ポンプ吐出圧力の差の最大誤差:±0.04MPa から流量に換算した場合は 190 1/h であるが,下記②の原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心を冷却するための初期水張り水位を併せて確認することで,事故対応を行う上で必要な状態を把握する上で適切である)。

②格納容器下部水位

原子炉格納容器下部へ注水した場合は、計測範囲内において適用可能である。なお、原子炉格納容器下部への注水の目的は、原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心を冷却するため、初期水張り:約2mが計測されれば良いため、事故対応を行う上で必要な状態を把握できる(格納容器下部水位の誤差:-0~+100mm)。

スクラバ容器圧力を格納容器内圧力との関係から推定する。(別添資料-1 格納容器フィルタベント系について 別紙25参照)。

- (2) 第1ベントフィルタ出口水素濃度
- ①格納容器水素濃度 (SA), 格納容器水素濃度 (B系)

第1ベントフィルタ出口水素濃度の監視が不可能となった場合は、原子炉格納容器内の水素ガスが格納容器圧力逃がし装置の配管内を通過することから、格納容器水素濃度(SA)及び格納容器水素濃度(B系)により推定する。

- 3. 残留熱除去系
- (1) 残留熱除去系熱交換器入口温度
- ①原子炉圧力容器温度 (SA), サプレッション・プール水温度 (SA)

残留熱除去系熱交換器入口温度の監視が不可能となった場合は、原子炉圧力容器温度(SA)、サプレッション・プール水温度(SA)により最終ヒートシンクが確保されていることを推定する。

- (2) 残留熱除去系熱交換器出口温度
- ①残留熱除去系熱交換器入口温度

残留熱除去系熱交換器出口温度の監視が不可能となった場合は、残留熱除去系熱交換器の熱交換量評価から残留熱除去系熱交換器入口温度により推定する。

②残留熱除去系熱交換器冷却水流量

残留熱除去系熱交換器冷却水流量が確保されていることから残留 熱除去系熱交換器出口側が冷却されるため,最終ヒートシンクが確保 されていることを推定する。

- (3) 残留熱除去ポンプ出口流量
- ①残留熱除去ポンプ出口圧力

残留熱除去ポンプ出口流量の監視が不可能となった場合は、残留熱除去ポンプ出口圧力から残留熱除去ポンプの注水特性を用いて、残留熱除去ポンプ出口流量が確保されていることを推定する。

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版) 島根原子力発電所 2号炉 備考 2. 格納容器圧力逃がし装置 (1)フィルタ装置入口圧力 ①格納容器内圧力(D/W),格納容器内圧力(S/C) 格納容器内圧力 (D/W), 格納容器内圧力 (S/C) の低下傾向から格納容器ベントの実施を確 認することができ,フィルタ装置入口圧力を推定する(格納容器内圧力(D/W)の誤差:約± 15kPa, 格納容器内圧力 (S/C) の誤差:約±15.6kPa)。 (2) フィルタ装置水素濃度 ①格納容器内水素濃度(SA) 格納容器内水素濃度(SA)による推定は、それぞれ異なる計測原理で計測することから、 推定方法として妥当である(格納容器内水素濃度(SA)の誤差: ±2.1vo1%)。 (3) フィルタ装置スクラバ水 pH ①フィルタ装置水位 フィルタ装置水位による推定は、フィルタ装置スクラバ水に必要な pH が確保されているか を確認することが目的であり、フィルタ装置水位の水位変化を確認することで、必要な pH が確保されていることが推定できることから、適用可能である(フィルタ装置水位の誤差: 約±97.3mm)。 なお、スクラバ水を低下させる要因として、ベントガスに含まれる酸性物質、無機よう素 のイオン化及び水蒸気の凝縮によるスクラバ水の希釈が考えられるが、pH の変動評価におい てこれらの影響は軽微であり、水蒸気の凝縮によるスクラバ水の希釈をフィルタ装置水位に より把握することで、フィルタ装置スクラバ水 pH の推定は可能である(別添資料-1 原子 炉格納容器の過圧破損を防止するための設備(格納容器圧力逃がし装置)について 別紙 27 参照)。 第58-8-21図 残留熱除去ポンプ性能曲線 3. 耐圧強化ベント系 (1)フィルタ装置水素濃度 1. 残留熱代替除去系 ①格納容器内水素濃度(SA) (1) サプレッション・プール水温度(SA) 格納容器内水素濃度(SA)による推定は、それぞれ異なる計測原理で計測することから、 推定方法として妥当である(格納容器内水素濃度(SA)の誤差:約±2.1vol%)。 ①サプレッション・チェンバ温度(SA) サプレッション・チェンバ内の温度を同じ仕様の温度計で計測する ことにより、サプレッション・プール水温度(SA)を推定すること 4. 残留熱除去系 (1) 残留熱除去系熱交換器入口温度 ができ、最終ヒートシンクが確保されていることを把握する上で適切 ①原子炉圧力容器温度, サプレッション・チェンバ・プール水温度 である。(サプレッション・チェンバ温度の誤差:±4.0℃) 除熱対象である原子炉圧力容器温度、サプレッション・チェンバ・プール水温度の低下傾 推定の 向を確認することができれば、除熱が適切に行われていることを確認することができ、最終 評価 (2) 残留熱除去系熱交換器出口温度 ヒートシンクが確保されていることを把握する上で適切である(原子炉圧力容器温度の誤 差: $\pm 3.4^{\circ}$ C, サプレッション・チェンバ・プール水温度の誤差:約 $\pm 1.7^{\circ}$ C)。 ①サプレッション・プール水温度(SA) 残留熱除去系熱交換器の熱交換量評価から、サプレッション・プー (2) 残留熱除去系熱交換器出口温度 ル水温度(SA)により残留熱除去系熱交換器出口温度を推定するこ ①残留熱除去系熱交換器入口温度 熱交換器ユニットの熱交換量評価から、残留熱除去系熱交換器入口温度により残留熱除去 とができる。

熱交換器ユニットの熱交換量評価から、残留熱除去系熱交換器入口温度により残留熱除去系熱交換器出口温度を推定することができる(残留熱除去系熱交換器入口温度の誤差:約±3.6℃)。

②原子炉補機冷却水系系統流量,残留熱除去系熱交換器入口冷却水流量 原子炉補機冷却系の流量が確保されていることから残留熱除去系熱交換器出口側が冷却さ また、除熱対象であるサプレッション・プール水温度(SA)の低

下傾向を確認することができれば、除熱が適切に行われていることを

確認することができ、最終ヒートシンクが確保されていることを把握

する上で適切である (サプレッション・プール水温度 (SA) の誤差:

れるため、最終ヒートシンクが確保されていることを把握する上で適切である(原子炉補機 冷却水系系統流量の誤差:約±27m³/h)、残留熱除去系熱交換器入口冷却水流量の誤差:約±32m³/h)。

(3) 残留熱除去系系統流量

①残留熱除去系ポンプ吐出圧力

残留熱除去系ポンプ吐出圧力による推定方法は、残留熱除去系ポンプの注水特性から推定した流量より残留熱除去系系統流量を確認し、プラントの状態を考慮した推定としており、原子炉格納容器への注水量を把握する上で適用できる(「残留熱除去系ポンプ注水特性」より、例えば流量 900m³/h に対して、残留熱除去系ポンプ吐出圧力の誤差:±0.1MPa から流量に換算した場合は 900±100m³/h 程度である。なお、原子炉圧力容器温度、サプレッション・チェンバ・プール水温度の低下傾向を併せて確認することで、除熱が適切に行われていることを確認することができ、最終ヒートシンクが確保されていることを把握する上で適切である)。

最終ヒートシンクの確保を監視する目的は、原子炉圧力容器及び原子炉格納容器の除熱が 適切に行われているかどうかを把握することであり、代替パラメータによる推定は、除熱が 適切に行われていることの傾向が把握でき、計器誤差を考慮した上で対応することにより、 重大事故等時の対策を実施することが可能である。

以上より、これらの代替パラメータによる推定で、炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策等を成功させるために必要な状態を推定することができる。

 $\pm 2.0^{\circ}$ C).

(3) 残留熱代替除去系原子炉注水流量

①サプレッション・プール水位(SA)

サプレッション・プール水位(SA)による推定方法は、サプレッション・プールを水源として使用し、かつ、サプレッション・プールへの注水流量が把握できる場合に適用できる。(サプレッション・プール水位(SA)の誤差:±0.05m)

②原子炉水位(広帯域),原子炉水位(燃料域),原子炉水位(SA)原子炉水位による推定方法は,崩壊熱除去に必要な注水量と原子炉水位変化率に相当する水量の和を利用して,プラントの状態を考慮した推定としており,崩壊熱除去に必要な注水量を確認し炉心冷却状態を把握する上で適用でき,最終ヒートシンクが確保されていることを把握する上で適切である(原子炉水位(広帯域)の誤差:±11cm,原子炉水位(燃料域)の誤差:±10cm,原子炉水位(SA)の誤差:±8,4cm)。

③残留熱代替除去系格納容器スプレイ流量, 残留熱代替除去ポンプ出 ロ圧力

残留熱代替除去ポンプ出口圧力による推定方法は、ポンプの出口圧力と流量の関係から残留熱代替除去ポンプの総流量を推定するものであり、総流量と残留熱代替除去系格納容器スプレイ流量の差分が原子炉圧力容器への注水流量であるため、推定に適用できる。(残留熱代替除去系格納容器スプレイ流量の誤差:±3.0m³/h,残留熱代替除去ポンプ出口圧力の誤差:±0.024MPa)

④原子炉圧力容器温度(SA)

除熱対象である原子炉圧力容器温度 (SA) の低下傾向を確認することができれば、除熱が適切に行われていることを確認することができ、最終ヒートシンクが確保されていることを把握する上で適切である(原子炉圧力容器温度 (SA) の誤差: ± 10.0 %)。

(4) 残留熱代替除去系格納容器スプレイ流量

①残留熱代替除去系原子炉注水流量,残留熱代替除去ポンプ出口圧力 残留熱代替除去ポンプ出口圧力による推定方法は,ポンプの出口圧 力と流量の関係から残留熱代替除去ポンプの総流量を推定するもの であり,総流量と残留熱代替除去系原子炉注水流量の差分が原子炉格 納容器へのスプレイ流量であるため,推定に適用できる。

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
	(残留熱代替除去系原子炉注水流量の誤差:±1.0m³/hと,「残留熱	
	代替除去ポンプ性能曲線」より例えば流量120m³/h に対して,残留熱	
	代替除去ポンプ出口圧力の誤差: ±0.024MPaから流量に換算した場合	
	は120世 であるが,下記②の原子炉格納容器内の温度の低下傾	
	向を併せて確認することで、除熱が適切に行われていることを確認す	
	ることができ、最終ヒートシンクが確保されていることを把握する上	
	で適切である)。	
	②サプレッション・プール水温度(SA), ドライウェル温度(SA),	
	サプレッション・チェンバ温度(SA)	
	ェル温度(SA),サプレッション・チェンバ温度(SA)の低下傾	
	向を確認することができれば、除熱が適切に行われていることを確認	
	することができ、最終ヒートシンクが確保されていることを把握する	
	上で適切である(サプレッション・プール水温度(SA)の誤差: ±	
	2.0℃, ドライウェル温度 (SA): ±6.0℃, サプレッション・チェ	
	ンバ温度 (SA) の誤差:±4.0℃)。	
	2. 格納容器フィルタベント系	
	(1) スクラバ容器圧力 のバライカー ** F. T. (2.4) ** ** ** ** ** ** ** ** ** ** ** ** **	
	①ドライウェル圧力(SA), サプレッション・チェンバ圧力(SA) ドライウェル圧力(SA), サプレッション・チェンバ圧力(SA)	
	の低下傾向から格納容器ベントの実施を確認することができ、スクラ	
	バ容器圧力を推定する(ドライウェル圧力(SA)の誤差:±8kPa,	
	サプレッション・チェンバ圧力(SA)の誤差: ±8kPa)。	
	(2) 第1ベントフィルタ出口水素濃度	
	①格納容器水素濃度 (SA), 格納容器水素濃度 (B系)	
	格納容器水素濃度(SA)及び格納容器水素濃度(B系)による推	
	定は、同じ計測原理で計測することから、推定方法として妥当である	
	(格納容器水素濃度 (SA) の誤差: ±2.0vo1%, 格納容器水素濃度	
	(B系)の誤差:±3.2vo1%)。	
	3. 残留熱除去系	
	(1) 残留熱除去系熱交換器入口温度	
	①原子炉圧力容器温度 (SA), サプレッション・プール水温度 (S	
	A)	
	除熱対象である原子炉圧力容器温度 (SA), サプレッション・プ	
	ール水温度 (SA) の低下傾向を確認することができれば、除熱が適	

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)

(m) 主要パラメータの代替パラメータ (他チャンネルを除く) による推定方法について (格

島根原子力発電所 2号炉

納容器バイパスの監視)

・設備の相違

備考

(m) 主要パラメータの代替パラメータ(他チャンネルを除く)による推定方法について(格納容器バイパスの監視)

※:有効監視パラメータ又は重要監視パラメータの常用計器

7F 17			パフメータの常用計器	
項 目		内容器バイパスの監視	311, 31, 44 Mfs	
	監視パラメータ	計測範囲	設計基準	
		子炉圧力容器内の状態	1	
	原子炉水位 (広帯域)	-3200∼3500mm*¹	-6872~1650mm*1	
	原子炉水位 (燃料域)	-4000~1300mm*2	-3680~4843mm* ²	
	原子炉水位(SA)	-3200~3500mm* ¹ -8000~3500mm* ¹	-6872~1650mm*1	
\	原子炉圧力	0∼10MPa[gage]	最大値: 8.48MPa[gage]	
主要	原子炉圧力(SA)	0∼11MPa[gage]	最大値: 8.48MPa[gage]	
パラメー	原司	子炉格納容器内の状態		
タ	ドライウェル雰囲気温度	0∼300°C	最大値:138℃	
	格納容器内圧力(D/W)	0~1000kPa[abs]	最大値:246kPa[gage]	
	贝	原子炉建屋内の状態		
	高圧炉心注水系ポンプ吐出圧力	0∼12MPa[gage]	最大値:11.8MPa[gage]	
	残留熱除去系ポンプ吐出圧力	0∼3.5MPa[gage]	最大値:3.5MPa[gage]	
	原一	- 子炉圧力容器内の状態		
	①原子炉水位(SA)(原子炉水位(広			
	帯域),原子炉水位 (燃料域),原子	$-3200 \sim 3500 \text{mm}^{*1}$ $-8000 \sim 3500 \text{mm}^{*1}$	-6872∼1650mm*¹	
	炉圧力,原子炉圧力(SA)の代替)	-8000~3500mm · 1		
	①原子炉水位(広帯域)	2222 2222 41	2072 4072 41	
	(原子炉水位(SA),原子炉圧力,原子炉压力,	$-3200 \sim 3500 \text{mm}^{*1}$	-6872~1650mm*1	
	原子炉圧力 (SA) の代替) ①原子炉水位 (燃料域)			
	(原子炉水位(SA),原子炉圧力,	-4000~1300mm*2	-3680~4843mm*2	
	原子炉圧力 (SA) の代替)	1000 100011111	10 10 10 1111	
	①原子炉圧力	0∼10MPa[gage]	最大値: 8.48MPa[gage]	
	(原子炉圧力 (SA) の代替)	o Tom algage	東大區 . o. 40m a[gage]	
	①原子炉圧力 (SA) (原子炉圧力の代替)	0∼11MPa[gage]	最大値: 8.48MPa[gage]	
代替	②原子炉圧力容器温度			
パラメー	(原子炉圧力,原子炉圧力(SA)の	0∼350°C	最大値:300℃	
タ	(代替)			
	原于	子炉格納容器内の状態		
	①格納容器内圧力(S/C)	0∼980.7kPa[abs]	最大値:177kPa[gage]	
	(格納容器内圧力(D/W)の代替)	0 - 900. TKFa[abs]	取八直.IIIKia[gage]	
	①格納容器内圧力(D/W)	0~1000kPa[abs]	最大値:246kPa[gage]	
	(ドライウェル雰囲気温度の代替) ②ドライウェル雰囲気温度			
	(格納容器内圧力(D/W)の代替)	0~300°C	最大値:138℃	
	③ [格納容器内圧力 (D/W)] ※	0 5001 D 5 1 3	FILM OLD F	
	(格納容器内圧力 (D/W) の代替)	0∼500kPa[abs]	最大値:246kPa[gage]	
	Į.	原子炉建屋内の状態		
	①原子炉圧力	0∼10MPa[gage]	最大値: 8.48MPa[gage]	
	①原子炉圧力(SA)	0∼11MPa[gage]	最大値: 8.48MPa[gage]	
	② [エリア放射線モニタ] ※	10 ⁴∼1mSv/h	_	

/•\ • D /// III / / / / /	*	:	有効監視	パラ	メ	ータ
---------------------------	---	---	------	----	---	----

項目	格納容器バイパスの監視					
大口 一	,,,,,,,					
	監視パラメータ 計測範囲 設計基準					
	原子炉圧力容器内の状態 原子炉水位(広帯域) -400~150cm** -798~132cm**1					
	原子炉水位(広帯域) 原子炉水位(燃料域)	$-400\sim150$ cm ^{**} $-800\sim-300$ cm ^{**}	$-798 \sim 132 \text{cm}^{**}$ $-798 \sim 132 \text{cm}^{**}$			
	原子炉水位(然科域)	$-800 \sim -300 \text{cm}$ $-900 \sim 150 \text{cm}^{*1}$	$-798 \sim 132 \text{cm}^{*1}$ $-798 \sim 132 \text{cm}^{*1}$			
	が 1 が NE (SA)	300 - 130Cm	- 798~132cm - 最大値: 8.29MPa			
-	原子炉圧力	O∼10MPa [gage]	[gage]			
	原子炉圧力(SA)	0∼11MPa [gage]	最大値: 8.29MPa [gage]			
	原子炉格納容器内の状態					
	ドライウェル温度 (SA)	0 ~300℃	最大値 : 145℃			
	ドライウェル圧力(SA)	0 ∼1, 000kPa	最大値:			
		[abs]	324kPa [gage]			
	原子炉建物内の状態					
	 残留熱除去ポンプ出口圧力	$0\sim4\mathrm{MPa}$	最大値:1.0MPa			
		[gage]	[gage]			
	低圧炉心スプレイポンプ出口	$0\sim 5\mathrm{MPa}$	最大値:2.0MPa			
	圧力	[gage]	[gage]			
代替 パラ メータ	原子炉圧力容器内の状態					
	原子炉水位(SA)(原子 炉水位(広帯域),原子炉 ① 水位(燃料域),原子炉圧 力,原子炉圧力(SA)の 代替)	-400∼150cm ^{**1}	−798∼132cm ^{ж1}			
	原子炉水位(広帯域)(原 子炉水位(SA),原子炉 圧力,原子炉圧力(SA) の代替)	$-800\sim-300$ cm *1	−798∼132cm ^{ж1}			
	原子炉水位(燃料域)(原 子炉水位(SA),原子炉 圧力,原子炉圧力(SA) の代替)	−900~150cm ^{*1}	−798∼132cm ^ж ¹			

	柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)		島根原子力発電	電所 2号炉		備考
			原子炉圧力 (原子炉圧力	0 1000 []	最大値: 8.29MPa	
	*1:基準点は蒸気乾燥器スカート下端(原子炉圧力容器零レベルより 1224cm)		① (SA) の代替)	0 ∼10MPa [gage]	[gage]	
	*2:基準点は有効燃料棒頂部(原子炉圧力容器零レベルより905cm) 重大事故等時において、主要パラメータにて格納容器バイパスの監視をする目的は、原 子炉格納容器外にて冷却材漏えい事象が発生しているかどうかの確認である。		① 原子炉圧力(SA)(原子 炉圧力の代替)	0∼11MPa [gage]	最大値: 8.29MPa [gage]	
計測目的	なお、格納容器バイパス発生監視はプラント状態を監視するため、単一パラメータで確認することは困難であり、複数のパラメータを組み合わせることにより監視が可能である。		原子炉圧力容器温度 (S ② A) (原子炉圧力,原子炉 圧力 (SA) の代替)	0 ~500°C	最大値: 302℃	
	1. 原子炉圧力容器内の状態			 格納容器内の状態		
	①原子炉水位(SA),原子炉水位(広帯域),原子炉水位(燃料域) 同じ仕様のもので原子炉圧力容器内の水位を計測することにより推定する。 ①原子炉圧力,原子炉圧力(SA)		ドライウェル圧力 (SA) (ドライウェル温度 (SA) の代替) 	0 ∼1,000kPa [abs]	最大値: 324kPa [gage]	
	同じ仕様のもので原子炉圧力容器内の圧力を計測することにより推定する。 ②原子炉水位(SA),原子炉水位(広帯域),原子炉水位(燃料域),原子炉圧力容器温度 飽和温度/圧力の関係を利用し,図 58-8-3 を用いて原子炉圧力容器温度より原子炉圧力		サプレッション・チェンバ ① 圧力 (SA) (ドライウェ ル圧力 (SA) の代替)	0 ∼1,000kPa [abs]	最大値: 206kPa [gage]	
	を推定する。原子炉圧力容器内が飽和状態でない場合は、不確かさが生じることを考慮する。 推定可能範囲:0~約16.4MPa[gage]		ドライウェル温度 (SA) ② (ドライウェル圧力 (S A) の代替)	0 ~300℃	最大値: 145℃	
			原子炉建物内の状態			
	2. 原子炉格納容器内の状態 ①格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (D/W) が過去の温度,圧力履歴から飽和状態にあると判断されれば,飽		① 原子炉圧力	O∼10MPa [gage]	最大値: 8.29MPa [gage]	
推定方法	L度/圧力の関係を利用して図 58-8-10 よりドライウェル雰囲気温度の推定を行う。 E可能範囲:100~170℃		① 原子炉圧力(SA)	O∼11MPa [gage]	最大値: 8.29MPa [gage]	
	①格納容器内圧力 (S/C) ドライウェルとサプレッション・チェンバは,真空破壊装置,連通孔及びベント管を介してそれぞれ均圧されることから,格納容器内圧力 (D/W) の計測が困難になった場合,格		② [エリア放射線モニタ]** **** たいたれい戦器 エポ	$10^{-4} \sim 1 \text{ mSv/h}$ $10^{-3} \sim 10 \text{mSv/h}$	-	
	納容器内圧力(S/C)により推定する。		※1:基準点は気水分離器下端	(原于炉圧刀谷器苓)	ンベルより1,328cm)	
	②ドライウェル雰囲気温度 原子炉格納容器内が過去の温度,圧力履歴から飽和状態にあると判断されれば,飽和温度/圧力の関係を利用して図 58-8-13 より格納容器内圧力 (D/W) の推定を行う。 推定可能範囲:101~787.7kPa[abs]	計測目的	重大事故等時において,主要をする目的は,原子炉格納容器かどうかの確認である。 なお,格納容器バイパス発生	器外にて冷却材漏えい	事象が発生している	
	③ [格納容器内圧力 (D/W)] 常用計器で格納容器内圧力 (D/W) を計測することにより、推定する。		ーパラメータで確認することに わせることにより監視が可能で		パラメータを組み合	
	3. 原子炉建屋内の状態 ①原子炉圧力,原子炉圧力(SA) 格納容器バイパスが発生した場合は,原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で, 高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェイスとなる配管のうち,隔離弁の隔離失敗等 により低圧設計部分が原子炉圧力により過圧され破断する事象を想定していることから,	推定方法	1. 原子炉圧力容器内の状態 ①原子炉水位(広帯域), 原 同じ仕様のもので原子炉			
	原子炉圧力、原子炉圧力 (SA) により推定する。		推定する。	/〒 / J / J / J H J L 1 / / / J / J 下 / G E	IIM / VCCICA)	

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版) 島根原子力発電所 2号炉 備考 ①原子炉圧力,原子炉圧力(SA) 同じ仕様のもので原子炉圧力容器内の圧力を計測することにより ② [エリア放射線モニタ] エリア放射線モニタ(有効監視パラメータ)により格納容器バイパスの発生を推定する。 推定する。 ②原子炉水位(広帯域),原子炉水位(燃料域),原子炉水位(SA), 1. 原子炉圧力容器内の状態 原子炉圧力容器温度(SA) ①原子炉水位(SA),原子炉水位(広带域),原子炉水位(燃料域) 同じ仕様のもので原子炉圧力容器内の水位を計測することができ、適用可能である(原子 飽和温度/圧力の関係を利用し、第58-8-3図を用いて原子炉圧力 炉水位(広帯域)の誤差:約±49mm,原子炉水位(燃料域)の誤差:約±36mm,原子炉水 容器温度より原子炉圧力を推定する。原子炉圧力容器内が飽和状態で 位 (SA) の誤差:約±180mm)。 ない場合は,不確かさが生じることを考慮する。 ①原子炉圧力,原子炉圧力(SA) 推定可能範囲: 0~約11MPa「gage」 同じ仕様のもので原子炉圧力容器内の圧力を計測することができ、適用可能である(原 子炉圧力の誤差:約±0.07MPa,原子炉圧力(SA)の誤差:約±0.08MPa)。 2. 原子炉格納容器内の状態 ②原子炉水位(SA),原子炉水位(広帯域),原子炉水位(燃料域),原子炉压力容器温度 ①ドライウェル圧力(SA) 原子炉圧力容器温度による推定手順は、原子炉圧力容器内が飽和状態にあることが限定 ドライウェル圧力 (SA) が過去の温度, 圧力履歴から飽和状態に されるものの、原子炉圧力容器内の圧力は上記①で推定ができるため、事故収束を行う上 あると判断されれば、飽和温度/圧力の関係を利用して第58-8-12 で問題とならない。 図よりドライウェル温度(SA)の推定を行う。 推定可能範囲:100℃~180℃ 2. 原子炉格納容器内の状態 ①格納容器内圧力(D/W) ①サプレッション・チェンバ圧力(SA) 格納容器内圧力(D/W)による推定手順は、原子炉格納容器内が飽和状態にあることが限 定される。ただし、重大事故等時の有効性評価(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容 ドライウェルとサプレッション・チェンバは、真空破壊弁及びベン 器過圧・過温破損))において、事象初期において一時的に原子炉格納容器内が過熱状態に ト管を介してそれぞれ均圧されることから、ドライウェル圧力(SA) │ 至るものの,その後のほとんどの期間で原子炉格納容器内は飽和状態に速やかに維持され 推定の評 の計測が困難になった場合、サプレッション・チェンバ圧力(SA) ることから、適用可能である(格納容器内圧力(D/W)の誤差:約±15kPa)。 によりドライウェル圧力(SA)の推定を行う。 ①格納容器内圧力(S/C) 原子炉格納容器内の S/C 側の圧力を同じ仕様の圧力計で計測することができ、適用可能 ②ドライウェル温度 (SA) である(格納容器内圧力(S/C)の誤差:約±15.6kPa)。 原子炉格納容器内が過去の温度,圧力履歴から飽和状態にあると判 ②ドライウェル雰囲気温度 断されれば、飽和温度/圧力の関係を利用して第58-8-13図よりド ドライウェル雰囲気温度による推定手順は、原子炉格納容器内が飽和状態にあることが ライウェル圧力(SA)の推定を行う。 限定される。ただし、重大事故等時の有効性評価(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納 容器過圧・過温破損))において、事象初期において一時的に原子炉格納容器内が過熱状態 推定可能範囲:101~1,000kPa「abs] に至るものの、その後のほとんどの期間で原子炉格納容器内は飽和状態に速やかに維持さ れることから、原子炉格納容器の過圧破損防止対策に必要な情報を得ることができる(例 3. 原子炉建物内の状態 えば、格納容器内圧力:約0.31MPa[gage] (飽和温度:約145℃) に対して、原子炉格納容 器内の温度の誤差:約±2.9℃から圧力に換算した場合は0.31±0.04MPa[gage]程度)。 ①原子炉圧力,原子炉圧力(SA) 格納容器バイパスが発生した場合は,原子炉冷却材圧力バウンダリ ③ [格納容器内圧力(D/W)] と接続された系統で、高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェイ 監視可能であれば常用計器で格納容器内圧力(D/W)を計測することができる。 スとなる配管のうち,隔離弁の隔離失敗等により低圧設計部分が原子 炉圧力により過圧され破断する事象を想定していることから,原子炉 3. 原子炉建屋内の状態 圧力,原子炉圧力(SA)により推定する。 ①原子炉圧力,原子炉圧力(SA) 格納容器バイパスが発生した場合(発生箇所の隔離まで)は、原子炉圧力と破断箇所が 同様の傾向を示すことから、破断検知をする上で適用可能である(原子炉圧力の誤差:

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)		島根原子力発電所 2号炉	備考
相崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉 (2017.12.20 版) ±0,07MPa,原子炉圧力(SA)の誤差:±0.08MPa)。 ② [エリア放射線モニタ] エリア放射線モニタ (有効監視パラメータ)の指示値上昇傾向を把握することにより、格納容器パイパスが発生したことを推定することができ、適用可能である。 以上より、これらの代替パラメータによる推定で、炉心損傷防止対策及び格納容器破損 防止対策等を成功させるために必要な状態を推定することができる。		島根原子力発電所 2号炉 ② [エリア放射線モニタ] エリア放射線モニタ (有効監視パラメータ)により格納容器バイパスの発生を推定する。 1. 原子炉圧力容器内の状態 ①原子炉水位 (広帯域),原子炉水位 (燃料域),原子炉水位 (SA)同じ仕様のもので原子炉圧力容器内の水位を計測することができ、適用可能である (原子炉水位 (広帯域)の誤差:±11cm,原子炉水位 (燃料域)の誤差:±10cm,原子炉水位 (SA)の誤差:±8.4cm)。 ① 原子炉圧力,原子炉圧力 (SA)同じ仕様のもので原子炉圧力容器内の圧力を計測することができ、適用可能である (原子炉圧力容器内の圧力を計測することができ、適用可能である (原子炉圧力の誤差:±0.20MPa,原子炉圧力(SA)の誤差:±0.09MPa)。 ②原子炉水位 (広帯域),原子炉水位 (燃料域),原子炉水位 (SA),原子炉圧力容器温度 (SA)原子炉圧力容器温度 (SA)原子炉圧力容器温度 (SA)	備考
	推定の評価	原子炉圧力容器温度 (SA)	
		② ドライウェル温度 (SA) ドライウェル温度 (SA) による推定手順は,原子炉格納容器内が	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉 (2017. 12. 20 版)	島根原子力発電所 2 号炉	備考
	施和状態にあることが限定される。ただし、重大事故等時の有効性評価(雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)において、事象初期において一時的に原子炉格納容器内は過熱状態に至るものの、その後のほとんどの期間で原子炉格納容器内は挽加状態に速やかに維持されることから、原子炉格納容器内に上水能に速やかに維持されることができる(例えば、原子炉格納容器内圧力・約427kPa [gage] (館和温度・約154℃)に対して、原子炉格納容器内圧力の製差は、ドライウェル温度 (SA)で土6.0℃の製差から圧力に換算した場合は427±122kPa [gage]程度)。 3. 原子炉建物内の状態 ①原子炉圧力、原子炉圧力(SA)格対容器パイパスが発生した場合(発生箇所の隔離まで)は、原子炉圧力と破断箇所が同様の傾向を示すことから、破断検知をする上で適用可能である(原子炉圧力の誤差:±0.20MPa、原子炉圧力(SA)の調差:±0.09MPa)。 ② [エリア放射線モニタ] エリア放射線モニタ (有効監視パラメータ)の指示値上昇傾向を把提することにより、格納容器パイパスが発生したことを推定することができ、適用可能である。 以上より、これらの代替パラメータによる推定で、炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策等を成功させるために必要な状態を推定することができる。	

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)

島根原子力発電所 2号炉

・設備の相違

備考

(n) 主要パラメータの代替パラメータ(他チャンネルを除く)による推定方法について(水源の確保)

※: 重要監視パラメータの常用計器

		※: 重要監視パラ	ラメータの常用計器	
項目		水源の確保		
	監視パラメータ	計測範囲	設計基準	
	復水貯蔵槽水位 (SA)	0~16m(6 号炉)	0~15.5m(6 号炉)	
主要	1发/八月 /	0~17m(7 号炉)	0~15.7m(7 号炉)	
パラメー	サプレッション・チェンバ・プール	$-6\sim$ 11m	−2.59~0m	
タ	水位	(T. M. S. L. −7150~	(T. M. S. L. −3740~	
	八八里	+9850mm)	-1150mm)	
	①高圧代替注水系系統流量	$0\sim300\text{m}^3/\text{h}$	_	
	(復水貯蔵槽水位(SA)の代替)			
	①復水補給水系流量(RHR A 系代替	0~200m³/h (6 号炉)	_	
	注水流量)	0~150m³/h(7 号炉)		
	①復水補給水系流量(RHR B 系代替	$0\sim 350 \text{m}^3/\text{h}$	_	
	注水流量)	0 - 33011 / 11		
	①復水補給水系流量(格納容器下部	0~150m³/h (6 号炉)		
	注水流量)	0~100m ⁷ /h (7 号炉)	_	
	(復水貯蔵槽水位(SA)の代替)	0 - 100111 / 11 (1 / 5 / 5 / 5)		
	①原子炉隔離時冷却系系統流量	$0\sim 300 \text{m}^3/\text{h}$	0∼182m³/h	
	(復水貯蔵槽水位(SA)の代替)	0 300111 / 11	0 102111 / 11	
	①高圧炉心注水系系統流量	$0\sim 1000 \text{m}^3/\text{h}$	0∼727m³/h	
	(復水貯蔵槽水位(SA)の代替)	0 1000111 / 11	0 727111/11	
	①残留熱除去系系統流量			
	(サプレッション・チェンバ・プー	$0\sim 1500 \text{m}^3/\text{h}$	0∼954m³/h	
	ル水位の代替)			
	②復水移送ポンプ吐出圧力	0∼2MPa[gage]	-	
	②残留熱除去系ポンプ吐出圧力			
代替	(サプレッション・チェンバ・プー	0∼3.5MPa[gage]	最大値: 3.5MPa[gage]	
パラメー	ル水位の代替)			
タ	②原子炉水位 (広帯域)	-3200∼3500mm*¹	-6872~1650mm*1	
	(復水貯蔵槽水位 (SA) の代替)			
	②原子炉水位(燃料域)	$-4000\sim 1300$ mm * 2	-3680~4843mm*2	
	(復水貯蔵槽水位 (SA) の代替)			
	②原子炉水位(SA)	-3200~3500mm*1	-6872~1650mm*1	
	(復水貯蔵槽水位 (SA) の代替)	-8000~3500mm*1		
	③[復水貯蔵槽水位]※	0~16m(6 号炉)	0~15.5m(6 号炉)	
	(復水貯蔵槽水位(SA)の代替)	0~17m(7 号炉)	0~15.7m(7 号炉)	
		-6200~2000mm		
	③[サプレッション・チェンバ・プー	(T. M. S. L. −7350~	−2.59∼0m	
	ル水位]※	850mm) (6 号炉)	(T. M. S. L. −3740~	
	(サプレッション・チェンバ・プー	-5500∼550mm	-1150mm)	
	ル水位の代替)	(T. M. S. L. −6650~		
		-600mm) (7 号炉)		
	*1:基準点は蒸気乾燥器スカート下が			
	*2:基準点は有効燃料棒頂部(原子/	炉圧力容器零レベルより 90	5cm)	

(n) 主要パラメータの代替パラメータ (他チャンネルを除く) による推定方法について (水源の確保)

※: 重要監視パラメータの常用計器

項目	水源の確何	呆	
	監視パラメータ	計測範囲	設計基準
主要パラ	低圧原子炉代替注水槽水位	$0 \sim 1,500 \text{m}^3$ (0 $\sim 12,542 \text{mm}$)	_
メータ	サプレッション・プール水位 (SA)	$-0.80\sim5.50$ m *2	-0.5∼ 0 m ^{*2}
	代替注水流量(常設) ① (低圧原子炉代替注水槽水位の代 替)	O ∼300m³/h	_
	① 高圧原子炉代替注水流量(サプレッション・プール水位(SA)の代替)	$0 \sim 150 \text{m}^3/\text{h}$	_
	原子炉隔離時冷却ポンプ出口流量 ① (サプレッション・プール水位(SA)の代替)	O ∼150m³/h	$0\sim 99\text{m}^3/$
	高圧炉心スプレイポンプ出口流量 ① (サプレッション・プール水位(SA)の代替)	$0 \sim 1,500 \text{m}^3/\text{h}$	$0 \sim 1,314 \text{m}^3/\text{h}$
代替 パラ メータ	残留熱除去ポンプ出口流量(サプレ ① ッション・プール水位(SA)の代 替)	$0 \sim 1,500 \text{m}^3/\text{h}$	$0\sim$ 1,380 m^3/h
7-7	低圧炉心スプレイポンプ出口流量 ① (サプレッション・プール水位(SA)の代替)	$0 \sim 1,500 \text{m}^3/\text{h}$	$0 \sim 1,314 \text{m}^3/\text{h}$
	残留熱代替除去系原子炉注水流量 ① (サプレッション・プール水位(SA)の代替)	$O\sim$ 50 m^3/h	_
	② 原子炉水位(広帯域)(低圧原子炉 代替注水槽水位の代替)	-400~150cm**1	−798∼ 132cm ^{*1}
	② 原子炉水位(燃料域)(低圧原子炉 代替注水槽水位の代替)	$-800\sim-300$ cm *1	−798∼ 132cm ^{*1}
	② 原子炉水位 (SA) (低圧原子炉代 替注水槽水位の代替)	-900~150cm ^{₩1}	-798∼ 132cm ^{*1}

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉 (2017.12.20 版)	島根原子力発電所 2 号炉	備考
選定を考慮した上で対応することにより、重大事故等時の対策を実施することが可能である。(高圧炉、対本なる(成選長の政策: 約士10㎡/h から、復水貯蔵槽の水位に接算した場 機関 (記書の政策: 約士30㎡/h から、で水では、投資した場 機関 (記書の政策: 約士30㎡/h から、サブレッショ (政策を主义が上田圧力の政策: シーチェンパの水位に接対の政策と表示シブル田圧力の政策: シー・チェンパの水位に接対の政策と (武帯域)の政策: 約士49㎝, 原子炉水位 (武帯域)の政策: 約士49㎜, 原子炉水位 (武帯域)の政策: 約士49㎜, 原子炉水位 (武帯域)の政策: シー・シー・シー・シー・シー・シー・シー・シー・シー・シー・シー・シー・シー・シ	島根原子力発電所 2号炉 り、水源であるサプレッション・プール水位が確保されているこ推定する。 ③ [サプレッション・プール水位] 常用計器でサプレッション・プール水位を計測することにより、定する。 ①低圧原子炉代替注水槽を水源とするボンブ注水量低圧原子炉代替注水槽の水値に水位容線を用いて推定するため、プラントの状態に依存することなく適能である。 ①サプレッション・プールを水源とするボンプの注水量による推定するある。 ①サプレッション・プールを水源とするボンプ注水量サプレッション・プールを水源とするボンプの注水量による推定である。 ②原子炉水位にな帯ですのである。必要な水源であるサプレッション・プールの水位に最曲線を用いて推定するため、必要な水源であるサプレッション・プールの水位に最上の水位が確保されていることが推定できることから、適用可能る。 ②原子炉水位に広帯域)、原子炉水位(燃料域)、原子炉水位(S.中プレッション・プール水位(S.A)本推定方法の目的は、原子炉圧力容器及び原子炉格納容器へのにおける水源である低圧原子炉代替注水槽水位の確保を確認するあり、注水先の原子炉水位又は原子炉格料容器の水位変化を確ることで、必要な水源である低圧原子炉代替注水槽水位の確保を確認するあり、低圧原子炉代替注水槽を水源とするボンプ出口圧力本推定方法の目的は、原子炉圧力容器及び原子炉格納容器へのにおける水源である低圧原子炉代替注水槽水位の確保を確認するあり、低圧原子炉代替注水槽を水源とするボンプ出口圧力本推定方法の目的は、高圧原子炉代替注水槽水位の確保を確認すると、必要な水源である低圧原子炉代替槽水位が確保されていることが推定できることから、適用可能ではプサブレッション・プールを水源とするボンプ出口圧力本推定方法の目的は、高圧原子炉代替注水ボンブ、原子炉隔離却ボンブ、高圧炉心スプレイ・ボンブ、残留熱除去ボンブ、原子炉隔離却ボンブ、高圧炉心スプレイ・ボンブ、残留熱除去ボンブ、原子炉隔離却ボンブ、高圧炉心スプレイ・ボンブ、残留熱除去ボンブ、原子炉隔離却ボンブ、高圧炉心スプレイ・ボンブ、残留熱除去ボンブ、低圧	を 推 法曲可 方容プあ , 水とすて 水とン水。 時

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	島根原子力発電所 2 号炉	備考
(2017, 12, 20 k以) (2017, 12, 20 k以)	スプレイ・ボンブ、残留熱代替除去ボンブ運転時における水源であるサブレッション・ブール水位の確保を確認することであり、高圧原子が代替注水ボンブ、原子炉隔離時冷却ボンブ、高圧炉心スプレイ・ボンブ、残留熱除去ボンブ、低圧炉心スプレイ・ボンブ、残留熱除去ボンブ、低圧炉心スプレイ・ボンブ、残留熱除去ボンブ、低圧炉心スプレイ・ボンブ、残留熱除す除去ボンブが正常に動作していることをボンプ山口圧力で確認することで、必要な水源であるサブレッション・ブール水位が確保されていることが推定できることから、適用可能である。 ③ [サブレッション・ブール水位] 監視可能であれば常用計器でサブレッション・ブール水位を計測することができる。 <訳を離保を監視する目的は、原子炉圧力容器及び原子炉格納容器への注水が離空の音にあるかどうかを把握する事であり、代替ペラメータ(低圧原子炉代替注水槽を水源とするボンブ注水量、出口圧力及びサブレッション・ブールを水源とするボンブ注水量、出口圧力及びサブレッション・ブールを水源とするボンブ注水量、出口圧力による推定は、注水設備によるパラメータから必要な水源が確保されていることの傾向を把握でき、計器誤差を考慮した上で対応することにより、重大事故等時の対策を実施することが可能である。(代替注水流量(常設)の設差:±6、0m/hから、低圧原子炉代替注水槽の水位に換算した場合の放送に 3.0m²/h、原子炉隔離時冷却ボンブ出口流量の誤差:±3.0m²/h、高圧炉心スブレイボンブ出口流量の誤差:±13.0m²/h、低圧原子炉代替注水ボンブ出口圧力の誤差:±0.0320ma、原子炉水位の誤差:±0.030ma、高圧炉心スブレイボンブ出口圧力の誤差:±0.030ma、高圧炉心スブレイボンブ出口圧力の誤差:±0.030ma、高圧炉心スブレイボンブ出口圧力の誤差:±0.030ma、第字が水位(燃料域)の誤差:±11cm。原子炉水位(燃料域)の誤差:±11cm。原子炉水位(燃料域)の誤差:±11cm。原子炉水位(悠 A)の誤差:±1、15m。月子炉水位(燃料域)の誤差:±0.03m。	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉 (2017. 12. 20 版) (o) 主要パラメータの代替パラメータ(他チャンネルを除く)による推定方法につい		(o) 主要ハ	島根原子力発電所 2号 ペラメータの代替パラメータ(他チャンネルを		備考 <u>いて(原</u> ・設備の相違		
	炉建屋内の水素濃度) 原子炉建屋内の 原子炉建屋内の	の水実濃度		子炉建	物内の水素濃度)_		
項 目	歴視パラメータ 監視パラメータ	7/小系張及 計測範囲	設計基準	項目	原子炉建物内の水	(素濃度	
主要 パラメータ	原子炉建屋水素濃度	0~20vo1%	_		監視パラメータ	1	 - - - -
ペフメータ 代替 ペラメータ	①静的触媒式水素再結合器 動作監視装置	0~300℃	-	主要 パラ メータ	原子炉建物水素濃度	0~10vo1% 0~20vo1%	
計測目的	重大事故等時において、主要パラメータにては、原子炉格納容器からの水素漏えいがあるか		農度を監視する目的	代替パラ	① 静的触媒式水素処理装置入口温度 静的触媒式水素処理装置出口温度	0 ~100°C 0 ~400°C	_
	原子炉建屋内の水素濃度の主要パラメータである原子炉建屋内水素濃度の計測が困難になった場合、代替パラメータの静的触媒式水素再結合器 動作監視装置により推定する。 推定方法は、以下のとおりである。 ①静的触媒式水素再結合器 動作監視装置 原子炉建屋内水素濃度の計測が困難になった場合、代替パラメータの静的触媒式水素			計測目的	重大事故等時において,主要パラメータ 監視する目的は原子炉格納容器からの水 である。		
推定方法	再結合器 動作監視装置(静的触媒式水素再結定)により推定する。			推定方法	原子炉建物内の水素濃度の主要パラメーの計測が困難になった場合、代替パラメーロ温度及び静的触媒式水素処理装置出口温推定方法は、以下の通りである。 ①静的触媒式水素処理装置入口温度、静的原子炉建物水素濃度の計測が困難になっ触媒式水素処理装置入口温度及び静的触媒度差から水素濃度を推定する。	タの静的触媒式水素処理等 は度により推定する。 の触媒式水素処理装置出口に である、代替パラメータの	温度の静的
	図 58-8-27 静的触媒式水素再結合器の水素濃度 1vol%程度で静的触媒式水素再結合水素濃度 4vol%程度で静的触媒式水素再結合推定可能範囲:0~約 4vol%	器入口と出口の差温度	は約 40K となる。				

	柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)		島根原子力発電所 2号炉	備考
推定の評価	①静的触媒式水素再結合器 動作監視装置 原子炉建屋内の水素ガスが静的触媒式水素再結合器で処理された場合, 発熱反応が生 じ、装置の入口と出口温度に差が生じる。これを測定することにより静的触媒式水素再結合器に入る水素濃度が推定することができることから, 原子炉建屋水素濃度の推定方法として妥当である。 〈誤差による影響について〉 原子炉建屋内の水素濃度を監視する目的は、原子炉格納容器からの水素漏えいを把握することであり, 代替パラメータ (静的触媒式水素再結合器 動作監視装置) による静的触媒式水素再結合器の動作有無及び入口及び出口の差温度の状況から水素漏えいの傾向を把握でき, 計器誤差を考慮した上で対応することにより, 重大事故等時の対策を実施することが可能である。(静的触媒式水素再結合器 動作監視装置の温度計の誤差:約±2.9℃から差温度として最大5.8℃程度の誤差。) 以上より, これらの代替パラメータによる推定で, 格納容器破損防止対策等を成功させるために必要な状態を推定することができる。		第58-8-24図 静的触媒式水素処理装置の入口/出口の温度差と水素濃度の関係 水素濃度 1 vol%程度で静的触媒式水素処理装置入口と出口の温度差は約40Kとなる。 水素濃度 4 vol%程度で静的触媒式水素処理装置入口と出口の温度差は約170Kとなる。 推定可能範囲: 0 ~約 4 vol%	
		推定の評価	①静的触媒式水素処理装置入口温度、静的触媒式水素処理装置出口温度原子炉建物内の水素ガスが静的触媒式水素処理装置で処理された場合、発熱反応が生じ、装置の入口と出口温度に差が生じる。これを測定することにより静的触媒式水素処理装置に入る水素濃度が推定することができるから、原子炉建物水素濃度の推定方法として妥当である。 〈誤差による影響について〉原子炉建物内の水素濃度を監視する目的は、原子炉格納容器からの水素漏えいがあるかどうかを把握する事であり、代替パラメータ(静的触媒式水素処理装置入口温度、静的触媒式水素処理装置出口温度)による静的触媒式水素処理装置の動作有無及び入口及び出口の温度差の状況から水素漏えいの傾向を把握することができ、計器誤差を考慮した上で対応するこ	

	備考
とにより、重大事故等時の対策を実施することが可能である。(静的触媒式水素処理装置出口温度の誤差:±4.0℃、静的触媒式水素処理装置出口温度の誤差:±8.0℃から温度差として最大±12.0℃程度の誤差。) 以上より、これらの代替パラメータによる推定で、格納容器被損防止対策等を成功させるために必要な状態を推定することができる。	

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版) 島根原子力発電所 2号炉 備考

(p) 主要パラメータの代替パラメータ(他チャンネルを除く)による推定方法について(原子炉格納容器内の酸素濃度)

項目			
		容器内の酸素濃度	
	監視パラメータ	計測範囲	設計基準
主要 パラメータ	格納容器内酸素濃度	0~30vol%(6 号炉) 0~10vol%/0~30vol%	4. 9vo1%以下
		(7 号炉)	
	①格納容器内雰囲気放射線レベル (D/W)	10 ² ~10 ⁵ Sv/h	10Sv/h 未満
代替	①格納容器内雰囲気放射線レベル (S/C)	10 ² ~10 ⁵ Sv/h	10Sv/h 未満
パラメータ	①格納容器内圧力(D/W)	0∼1000kPa[abs]	最大値:246kPa[gage]
	①格納容器内圧力(S/C)	0∼980.7kPa[abs]	最大値:177kPa[gage]
計測目的	重大事故等時において,主要パラメー目的は,原子炉格納容器内の水素ガスがの確認である。		The state of the s
	原子炉格納容器内の酸素濃度の主要ハ難になった場合,代替パラメータの格納内雰囲気放射線レベル(S/C)にて炉心植格納容器内酸素濃度を推定する。また,事故後の格納容器内圧力を監視無を把握し,水素ガスが燃焼を生じる可推定方法は,以下のとおりである。 ①格納容器内雰囲気放射線レベル(D/W)格納容器内酸素濃度の計測が困難にな放射線レベル(D/W)又は格納容器内雰に後,初期酸素濃度と保守的なG値(G()結果)により推定する。推定可能範囲:0~約5vol%	容器内雰囲気放射線レベ 員傷を判断した後,評価組 しすることで,原子炉格組 能性を推定する。 ,格納容器内雰囲気放射 こった場合,代替パラメー 囲気放射線レベル(S/C)	ル (D/W) 又は格納容器 結果 (解析結果) により 内容器内への空気流入有 線レベル (S/C) ータの格納容器内雰囲気 にて炉心損傷を判断し
10 1 >1	5 初期酸素濃度		
推定方法	4.5 —1vol% —1.5vol%		
	-3.5val% -2.5val% 4 -2val% -3val%		
	3.5		
	(s)(s)(3)		
	950 3 例		
	麗 2		
	1.5		
	1		
		約57h	約68h 約80h
	0.5	約51h 約62	2h 約74h
	0 10 20 30	40 50 60	70 80
		事故後の時間[hr]	

(p) 主要パラメータの代替パラメータ(他チャンネルを除く)による推定方法について(原 子炉格納容器内の酸素濃度)

※: 重要監視パラメータの常用計器

・設備の相違

項目	原子炉格納容器内の酸素濃度					
	監視パラメータ	計測範囲	設計基準			
主要	格納容器酸素濃度(SA)	0~25vo1%	4. 3vo1% 以下			
パラ メータ	格納容器酸素濃度(B系)	0~5vo1%/ 0~25vo1%	4. 3vo1% 以下			
	格納容器酸素濃度(B系) ① (格納容器酸素濃度(SA)の 代替)	$0 \sim 5 \text{ vol}\%/$ $0 \sim 25 \text{vol}\%$	4. 3vo1% 以下			
	格納容器酸素濃度 (SA) ① (格納容器酸素濃度 (B系)の代替)	0 ∼25vo1%	4. 3vo1% 以下			
代替	② 格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウェル)	$10^{-2} \sim 10^{5} \text{Sv/h}$	10Sv/h未満			
パラ メータ	② 格納容器雰囲気放射線モニタ (サプレッション・チェンバ)	$10^{-2} \sim 10^{5} \text{Sv/h}$	10Sv/h未満			
	② ドライウェル圧力(SA)	0 ~1, 000kPa [abs]	最大値: 324kPa [gage]			
	② サプレッション・チェンバ圧力 (SA)	0 ∼1, 000kPa [abs]	最大値: 206kPa [gage]			
	③ [格納容器酸素濃度(A系)] *	0 ~5vo1%/ 0 ~25vo1%	4. 3vo1% 以下			
計測目的	重大事故等時において、主要パラメータにて原子炉格納容器内の酸素濃度を監視する目的は、原子炉格納容器内の水素が燃焼を生じる可能性の高い濃度にあるかどうかの確認である。					
推定方法	原子炉格納容器内の酸素濃度の主要パラメータである格納容器酸素濃度(SA)の計測が困難になった場合、代替パラメータの格納容器酸素濃度(B系)(格納容器酸素濃度(B系)を推定する場合は格納容器酸素濃度(SA)にて推定)により推定する。 格納容器雰囲気放射線モニタ(ドライウェル)又は格納容器雰囲気放射線モニタ(サプレッション・チェンバ)にて炉心損傷を判断した後、評価結果(解析結果)により格納容器内酸素濃度を推定する。また、事故後の					

島根原子力発電所 2号炉

備考

①格納容器内圧力(D/W),格納容器内圧力(S/C)

原子炉格納容器内の酸素を把握する目的としては、事故後の格納容器内の水素ガスが 燃焼を生じる可能性の把握である。

格納容器内圧力(D/W)又は格納容器内圧力(S/C)により、格納容器内圧力が正圧であることを確認することで、事故後の原子炉格納容器内への空気(酸素)の流入有無を把握し、水素燃焼の可能性を推定する。

なお、事故時操作手順において、格納容器内圧力を変化させる格納容器スプレイ実施時には、原子炉格納容器内への空気(<u>酸素)の流入防止を</u>目的として、格納容器内圧力 (D/W) 又は格納容器内圧力 (S/C) が 以上であることを確認してスプレイ操作を判断することとしている。

格納容器過圧・過温破損(代替循環冷却系を使用する場合)の格納容器内圧力の変化を図 58-8-29 に示す。有効性評価の結果では、格納容器内圧力が正圧に保たれる結果となっており、原子炉格納容器への空気流入の可能性がないことを確認している。

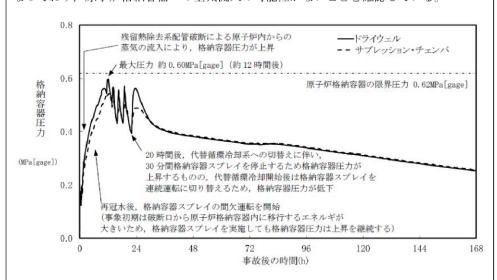


図 58-8-29 格納容器過圧・過温破損 (代替循環冷却系を使用する場合) の格納容器内圧力の推移

①格納容器内雰囲気放射線レベル(D/W),格納容器内雰囲気放射線レベル(S/C)

炉心損傷判断後の初期酸素濃度と保守的な G 値を入力とした評価結果 (解析結果) では、実際の原子炉格納容器内の酸素濃度よりも高く評価されることになるが、原子炉格納容器内での水素燃焼を防止する目的のためには、妥当な推定手段である。

推定の評価

①格納容器內圧力 (D/W), 格納容器內圧力 (S/C)

格納容器内圧力を確認し,事故後の原子炉格納容器内への空気(酸素)の流入有無を 把握することは,炉心損傷判断後の初期酸素濃度と保守的な G 値を入力とした評価結果 (解析結果)の信頼性を上げることとなるから,原子炉格納容器内での水素燃焼の可能 性を把握する目的のためには、妥当な推定手段である。

<誤差による影響について>

原子炉格納容器内の酸素濃度を監視する目的は、原子炉格納容器内の水素ガスが燃焼を生じる可能性の高い濃度にあるかどうかを把握することであり、代替パラメータ(格納容器内雰囲気放射線レベル、格納容器内圧力)による格納容器内酸素濃度の傾向及び

格納容器内圧力を監視することで,格納容器内への空気流入有無を把握し, 水素が燃焼を生じる可能性を推定する。

推定方法は、以下のとおりである。

①格納容器酸素濃度 (SA), 格納容器酸素濃度 (B系)

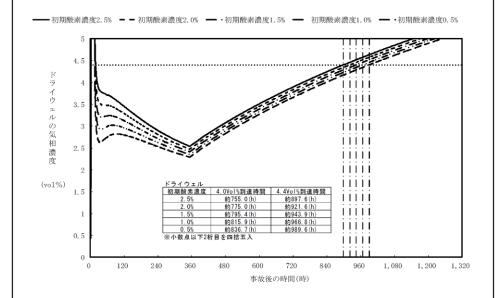
格納容器酸素濃度(SA)の計測が困難になった場合,代替パラメータの格納容器酸素濃度(B系)により推定する。

格納容器酸素濃度 (B系) の計測が困難になった場合,代替パラメータ の格納容器酸素濃度 (SA) により推定する。

②格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウェル), 格納容器雰囲気放射線モニタ (サプレッション・チェンバ)

格納容器内酸素濃度の計測が困難になった場合、代替パラメータの格納容器雰囲気放射線モニタ(ドライウェル)又は格納容器雰囲気放射線モニタ(サプレッション・チェンバ)にて炉心損傷を判断した後、初期酸素濃度と可燃性ガス濃度制御系の性能評価に用いている保守的なG値(沸騰状態の場合G(H2)=0.4、G(02)=0.2、非沸騰状態の場合G(H2)=0.25、G(02)=0.125)を入力とした評価結果(解析結果)により推定する。

推定可能範囲: 0~約5vo1%



第58-8-25図 格納容器破損モード「水素燃焼」におけるドライウェル 内酸素濃度 (ドライ条件)

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版) 島根原子力発電所 2号炉 備考 インリークの有無の傾向を把握でき、計器誤差(格納容器内雰囲気放射線レベル (D/W) の誤差:5.3×10^{N 1}~1.9×10^NSv/h, N:-2~5, 格納容器内雰囲気放射線レベル (S/C) の ── 初期酸素濃度2.5% ─ 初期酸素濃度2.0% ─ 初期酸素濃度1.5% ─ 初期酸素濃度1.0% ─ · 初期酸素濃度0.5% 誤差:5.3×10^{N-1}~1.9×10^NSv/h, N:-2~5, 格納容器内圧力 (D/W) の誤差:±15kPa, 格 納容器内圧力 (S/C) の誤差: ±15.6kPa) を考慮した上で対応することにより, 重大事 故等時の対策を実施することが可能である。 3.5 以上より、これらの代替パラメータによる推定で、格納容器破損防止対策等を成功させ るために必要な状態を推定することができる。
 サブレッション・チェンバ
 初期酸素濃度
 4.0Vol%到達時間
 4.4Vol%到達時間

 2.5%
 約49.0 (h)
 約59.4 (h)

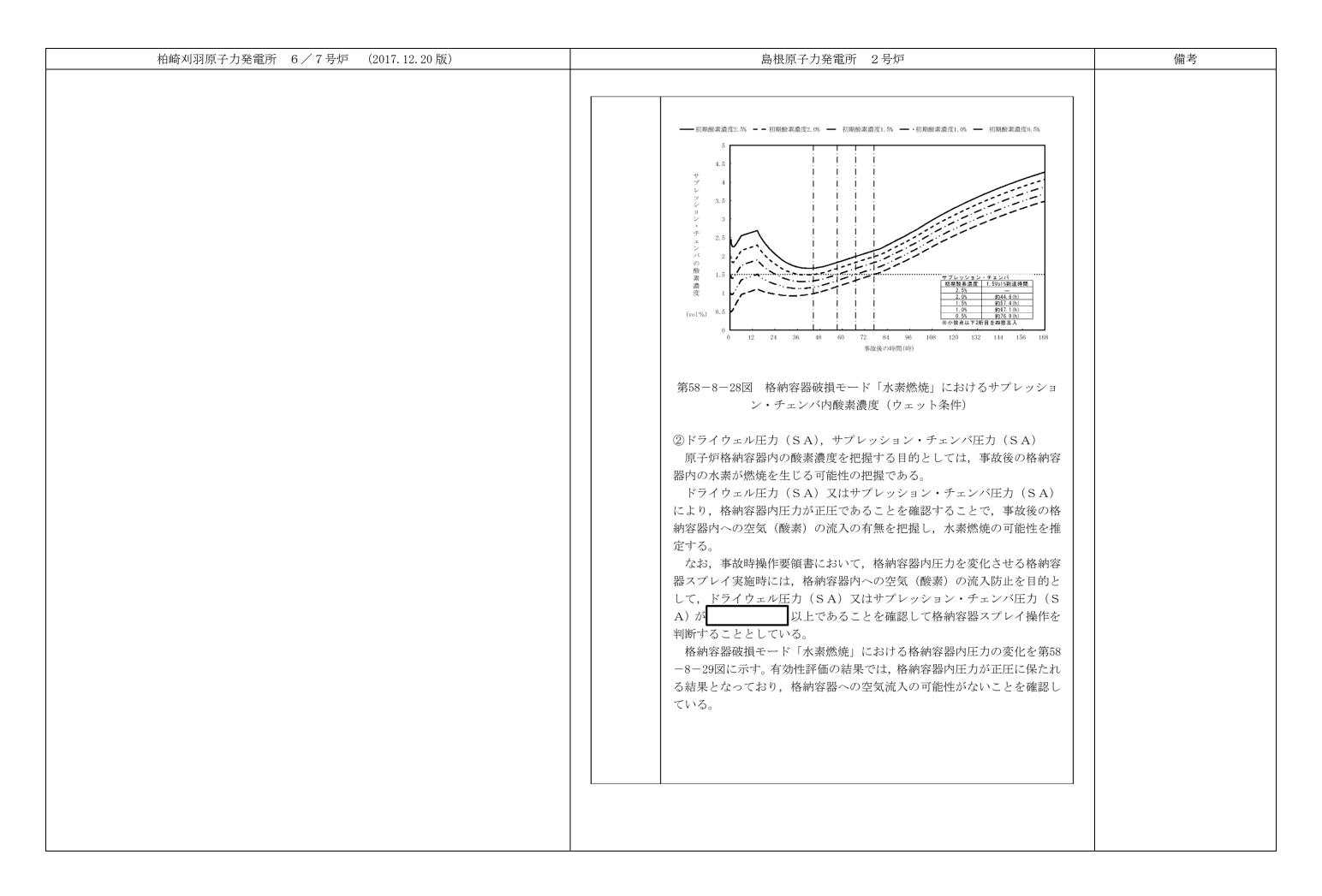
 2.0%
 約59.0 (h)
 約70.0 (h)

 1.5%
 約69.5 (h)
 約80.9 (h)

 1.0%
 約80.3 (h)
 約92.4 (h)

 0.5%
 約91.5 (h)
 約111.7 (h)

 ※小数点以下2桁目を四捨五入
 (vo1%) 12 24 36 48 60 72 84 96 108 120 132 144 156 168 事故後の時間(時) 第58-8-26図 格納容器破損モード「水素燃焼」におけるサプレッショ ン・チェンバ内酸素濃度(ドライ条件) ── 初期酸素濃度2.5% ─ 初期酸素濃度2.0% ─ 初期酸素濃度1.5% ─ 初期酸素濃度1.0% ─ · 初期酸素濃度0.5% ドライウェル 初期酸素濃度 1.5Vol §到達時間 2.5% 約31.3 (h) 2.0% 約34.9 (h) 1.5% 約39.7 (h) 1.0% 約45.9 (h) 0.5% 約54.1 (h) ※小数点以下2桁目を四捨五入 I I I I I IIIIIIII $I \cup I \cup I$ iiiiiiiiii i 2.5 (vo1%) 0 12 24 36 48 60 72 84 96 108 120 132 144 156 168 事故後の時間(時) 第58-8-27図 格納容器破損モード「水素燃焼」におけるドライウェル 内酸素濃度 (ウェット条件)



1000	羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
(中国・大学・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	推定の	1000 1000	備考

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	島根原子力発電所 2 号炉	備考
	(日本) (日本) (日本) (日本) (日本) (日本) (日本) (日本)	

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)

島根原子力発電所 2号炉

・設備の相違

備考

(q) 主要パラメータの代替パラメータ(他チャンネルを除く)による推定方法について(使用済燃料プールの監視)

項目	使用済燃料プールの監視				
	監視パラメータ	計測範囲	設計基準		
	使用済燃料貯蔵プール水位・温度 (SA 広域)	T. M. S. L. 20180~ 31170mm (6 号炉) T. M. S. L. 20180~ 31123mm (7 号炉)	T. M. S. L. 31395r (6 号炉) T. M. S. L. 31390r (7 号炉)		
		0~150°C	最大値:66℃		
主要 パラメータ	使用済燃料貯蔵プール水位・温度(SA)	T. M. S. L. 23420~ 30420mm(6 号炉) T. M. S. L. 23373~ 30373mm(7 号炉)	T. M. S. L. 31395r (6 号炉) T. M. S. L. 31390r (7 号炉)		
		0~150°C	最大値:66℃		
	使用済燃料貯蔵プール放射線モニタ(高) レンジ・低レンジ)	10 ¹ ~10 ⁸ mSv/h 10 ⁻² ~10 ⁵ mSv/h(6 号炉)	_		
	,	10 ⁻³ ~10⁴mSv/h(7 号炉)			
	使用済燃料貯蔵プール監視カメラ	_	_		
	①使用済燃料貯蔵プール水位・温度 (SA) (使用済燃料貯蔵プール水位・温度 (SA 広域),使用済燃料貯蔵プール放射線モニタ (高レンジ・低レンジ),使用済燃料貯	T. M. S. L. 23420~ 30420mm (6 号炉) T. M. S. L. 23373~ 30373mm (7 号炉)	T. M. S. L. 31395 (6 号炉) T. M. S. L. 31390 (7 号炉)		
	蔵プール監視カメラの代替)	0∼150°C	最大値:66℃		
	①使用済燃料貯蔵プール水位・温度 (SA 広域) (使用済燃料貯蔵プール水位・温度 (SA), 使用済燃料貯蔵プール放射線モニタ (高	T. M. S. L. 20180~ 31170mm(6 号炉) T. M. S. L. 20180~ 31123mm(7 号炉)	T. M. S. L. 31395i (6 号炉) T. M. S. L. 31390i (7 号炉)		
代替	レンジ・低レンジ),使用済燃料貯蔵プー ル監視カメラの代替)	0~150°C	最大値:66℃		
パラメータ	①使用済燃料貯蔵プール放射線モニタ (高レンジ・低レンジ)	$10^1\sim 10^8 \mathrm{mSv/h}$			
	(使用済燃料貯蔵プール水位・温度 (SA 広域),使用済燃料貯蔵プール水位・温度 (SA),使用済燃料貯蔵プール監視カメラ の代替)	10 ⁻² ~10 ⁵ mSv/h(6 号炉) 10 ³ ~10 ⁴ mSv/h(7 号炉)	_		
	②使用済燃料貯蔵プール監視カメラ (使用済燃料貯蔵プール水位・温度 (SA 広域),使用済燃料貯蔵プール水位・温度 (SA),使用済燃料貯蔵プール放射線モニ タ(高レンジ・低レンジ)の代替)	_	_		
計測目的	重大事故等時において,主要パラメータ 済燃料プール内の燃料体等の冷却状況,放 ことである。				

(q) 主要パラメータの代替パラメータ(他チャンネルを除く)による推定方法について(燃料プールの監視)

項目	燃料プールの監視				
	監視パラメータ	計測範囲	設計基準		
	燃料プール水位(SA)	$-4.30 \sim$ 7.30m^{*1} (EL31218 \sim 42818)	6,982mm ^{**1} (EL42500)		
主要	燃料プール水位・温度(SA)	$-1,000$ \sim 6,710mm ** 1 (EL34518 \sim 42228)	6,982mm ^{ж 1} (EL42500)		
パラ メータ		0 ~150°C			
	燃料プールエリア放射線モニタ(高レン	10 ¹ ~10 ⁸ mSv/h	_		
	ジ・低レンジ) (SA)	$10^{-3} \sim 10^{4}$ mSv/h			
	燃料プール監視カメラ	_	_		
	燃料プール水位・温度 (SA) (燃料プール水位 (SA), 燃料プー ① ルエリア放射線モニタ (高レンジ・低	$-1,000\sim$ $6,710\text{mm}^{*1}$ (EL34518 \sim 42228)	6,982mm ^{**1} (EL42500)		
	レンジ)(SA), 燃料プール監視カメ ラの代替)	0 ~150℃	最大値 : 65℃		
代替 パラ メータ	燃料プール水位(SA)(燃料プール水位・温度(SA), 燃① 料プールエリア放射線モニタ(高レンジ・低レンジ)(SA), 燃料プール監視カメラの代替)	-4.30∼ 7.30m ^{**1} (EL31218∼ 42818)	6,982mm ^{**1} (EL42500)		
	燃料プールエリア放射線モニタ(高レンジ・低レンジ)(SA) ① (燃料プール水位(SA), 燃料プー	10 ¹ ~ 10 ⁸ mSv/h	_		
	ル水位・温度 (SA), 燃料プール監 視カメラの代替)	10 ⁻³ ∼10 ⁴ mSv/h	_		

②使用済燃料貯蔵プール監視カメラ

使用済燃料貯蔵プール監視カメラにより,使用済燃料プールの状態の監視を行う上で適切である。

<使用済燃料貯蔵プール監視カメラ>

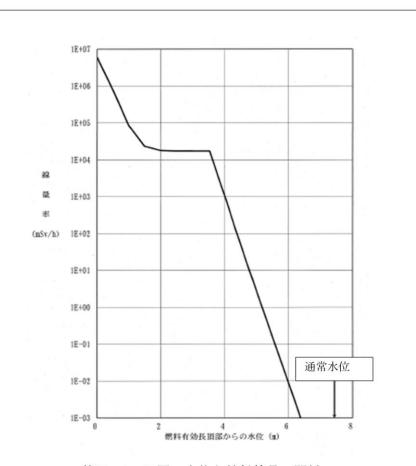
①使用済燃料貯蔵プール水位・温度(SA),使用済燃料貯蔵プール水位・温度(SA 広域),使用済燃料貯蔵プール放射線モニタ(高レンジ・低レンジ)

上記パラメータにより、使用済燃料プールの状態の監視を行う上で適切である。

<誤差による影響について>

使用済燃料プールを監視する目的は、使用済燃料プール内の燃料体等の冷却状況、放射線の遮蔽状況及び臨界の防止状況を把握することであり、代替パラメータ(使用済燃料貯蔵プール水位・温度(SA)、使用済燃料貯蔵プール水位・温度(SA)、使用済燃料貯蔵プール放射線モニタ(高レンジ・低レンジ)、使用済燃料貯蔵プール監視カメラ)による使用済燃料プール内の燃料体等の冷却状況、放射線の遮蔽状況及び臨界の防止状況を把握でき、計器誤差(使用済燃料貯蔵プール水位・温度(SA 広域)の誤差: $\pm 1.7^{\circ}$ C、使用済燃料貯蔵プール水位・温度(SA)の誤差: $\pm 1.7^{\circ}$ C、使用済燃料貯蔵プール水射線モニタ(高レンジ)の誤差: $5.3\times10^{\text{N-1}}\sim1.9\times10^{\text{NmSv/h}}$ 、N:1 \sim 8、使用済燃料貯蔵プール放射線モニタ(低レンジ)の誤差:(6~9炉) $5.3\times10^{\text{N-1}}\sim1.9\times10^{\text{NmSv/h}}$ 、N: $-2\sim5$ 、(7~9炉) $5.3\times10^{\text{N-1}}\sim1.9\times10^{\text{NmSv/h}}$ 、N: $-3\sim4$)を考慮した上で対応することにより、重大事故等時の対策を実施することが可能である。

以上より、これらの代替パラメータによる推定で、使用済燃料プール内の燃料体等の冷却、放射線の遮蔽及び臨界の防止を成功させるために必要な状態を推定することができる。



第58-8-30図 水位と放射線量の関係

燃料プール内の燃料体等の冷却状況,放射線の遮蔽状況及び臨界の防止 状況は,燃料プール水位(SA),燃料プール水位・温度(SA),燃料プ ールエリア放射線モニタ(高レンジ・低レンジ)(SA),燃料プール監視 カメラにより確認することで可能である。

いずれかのパラメータが計測不可能になったとしても残りのパラメータ により燃料プール内の燃料体等の冷却状況,放射線の遮蔽状況及び臨界の 防止状況を確認することができ,燃料プールの監視を行う上で適切である。

推定の 評価

<誤差による影響について>

燃料プールを監視する目的は、燃料プール内の燃料体等の冷却状況、放射線の遮蔽状況及び臨界の防止状況を把握することであり、代替パラメータ(燃料プール水位(SA)、燃料プール水位・温度(SA)、燃料プールエリア放射線モニタ(高レンジ・低レンジ)(SA)、燃料プール監視カメラ)による燃料プール内の燃料体等の冷却状況、放射線の遮蔽状況及び臨界の防止状況を把握でき、計器誤差(燃料プール水位(SA)の誤差: ±

0.24m, 燃料プール水位・温度 (SA) の誤差:±4.5℃, 燃料プールエリア放射線モニタ (高レンジ・低レンジ) (SA) の誤差:5.24×10 ^{N-1} ~1.91×10 ^N Sv/h, N:1~8,5.24×10 ^{N-1} ~1.91×10 ^N Sv/h, N:-3~4)を考慮した上で対応することにより,重大事故等時の対策を実施することが可能である。
以上より、これらのではかっライーの内になる権力で、他科ブール内の地称 体等の合計が、数単的の重要を支援を使用している。 を推定することができる。

	柏崎刈羽原子力発電所	6 / 7 号炉	(2017.12.20版)
--	------------	----------	---------------

島根原子力発電所 2号炉

・設備の相違

備考

(参考)表 58-8-1 計装設備の計器誤差について (1/3)

•	(参考)表	58-8-1 計装設備	の計器	景誤差について -	(1/3)	
名称	検出器 の種類	計測範囲	個数	取付箇所	誤差*′ (6号炉)	誤差* ⁷ (7号炉)
原子炉圧力容器温度	熱電対	0~350℃	2	原子炉格納容器内	±3.4℃	±3.4℃
原子炉圧力	弾性 圧力検出器	0∼10MPa[gage]	3	原子炉建屋地下1階	±0.07MPa	±0.07MPa
原子炉圧力(SA)	弾性 圧力検出器	0∼11MPa[gage]	1	原子炉建屋地下1階	±0.08MPa	±0.08MPa
原子炉水位(広帯域)	差圧式 水位検出器	−3200~3500mm*¹	3	原子炉建屋地下1階	±48 mm	±49 mm
原子炉水位(燃料域)	差圧式 水位検出器	−4000~1300mm*²	2	原子炉建屋地下3階	±36 mm	± 35 mm
		-3200~3500mm*1	1	原子炉建屋地下1階	±104 mm	± 104 mm
原子炉水位(SA)	差圧式 水位検出器	-8000~3500mm*1	1	原子炉建屋地下3階 (6号炉) 原子炉建屋地下2階 (7号炉)	±180mm	±178mm
高圧代替注水系 系統流量	差圧式 流量検出器	0∼300m³/h	1	原子炉建屋地下2階	$\pm 7 \text{m}^3/\text{h}$	$\pm 7 \mathrm{m}^3/\mathrm{h}$
原子炉隔離時冷却系 系統流量	差圧式 流量検出器	$0\sim300\text{m}^3/\text{h}$	1	原子炉建屋地下3階	± 4 m $^3/h$	$\pm6\mathrm{m}^3/\mathrm{h}$
高圧炉心注水系 系統流量	差圧式 流量検出器	0~1000m³/h	2	原子炉建屋地下3階	$\pm 16 \text{m}^3/\text{h}$	±21m³/h
復水補給水系流量 (RHR A系代替注水流量)	差圧式 流量検出器	0~200m³/h(6 号炉) 0~150m³/h(7号炉)	1	原子炉建屋地下1階	± 4 m $^3/h$	$\pm 3 \text{m}^3/\text{h}$
復水補給水系流量 (RHR B系代替注水流量)	差圧式 流量検出器	0∼350m³/h	1	原子炉建屋地下1階 (6号炉) 原子炉建屋地上1階 (7号炉)	$\pm8\text{m}^3/\text{h}$	$\pm9\text{m}^3/\text{h}$
残留熱除去系 系統流量	差圧式 流量検出器	0∼1500m³/h	3	原子炉建屋地下3階	±31m³/h	±31m³/h
復水補給水系流量 (格納容器下部注水流量)	差圧式 流量検出器	0~150m³/h(6号炉) 0~100m³/h(7号炉)	1	原子炉建屋地下2階	$\pm3\mathrm{m}^3/\mathrm{h}$	$\pm2\mathrm{m}^3/\mathrm{h}$
ドライウェル 雰囲気温度	熱電対	0~300°C	2	原子炉格納容器内	±2.8℃	±2.9℃
サプレッション・ チェンバ気体温度	熱電対	0∼300°C	1	原子炉格納容器内	±2.0℃	±2.1℃
サプレッション・ チェンバ・プール 水温度	測温抵抗体	0~200°C	3	原子炉格納容器内	±1.2°C	±1.7℃
格納容器内圧力 (D/W)	弾性 圧力検出器	0∼1000kPa[abs]	1	原子炉建屋地上中3階 (6号炉) 原子炉建屋地上3階 (7号炉)	±15kPa	±15kPa
格納容器内圧力 (S/C)	弾性 圧力検出器	0∼980.7kPa[abs]	1	原子炉建屋地上1階	±15.6kPa	±15.5kPa
サプレッション・ チェンバ・プール水位	差圧式 水位検出器	-6~11m (T. M. S. L7150~ +9850mm) *3	1	原子炉建屋地下3階	±0.27m	±0.27m
格納容器下部水位	電極式 水位検出器	+1m, +2m, +3m (T. M. S. L5600mm, -4600mm, -3600mm) *3	3	原子炉格納容器内	-0∼+100mm	-0∼+100mm

(参考) 第 58-8-1 表 計装設備の計器誤差について (1/4)

(9/7)) yn 30 0 1 3	ス 日衣以用り口句	H FV \/\		
名称	検出器の種類	計測範囲	個数	取付箇所	誤差*8
原子炉圧力容器温度 (SA)	熱電対	0 ∼500°C	2	原子炉格納容器内	±10.0℃
原子炉圧力	弾性圧力検出器	O∼10MPa [gage]	2	原子炉建物原子炉棟 1 階	±0.20MPa
原子炉圧力(SA)	弾性圧力検出器	0∼11MPa [gage]	1	原子炉建物原子炉棟 地下1階	±0.09MPa
原子炉水位(広帯域)	差圧式水位検出器	-400~150cm ^{₩1}	2	原子炉建物原子炉棟 1階	±11cm
原子炉水位(燃料域)	差圧式水位検出器	-800∼-300cm [*] 1	2	原子炉建物原子炉棟 地下1階	±10cm
原子炉水位(SA)	差圧式水位検出器	−900~150cm ^{**} 1	1	原子炉建物原子炉棟 地下1階	±8.4cm
高圧原子炉代替注水 流量	差圧式流量検出器	$0\sim$ 150 m^3/h	1	原子炉建物原子炉棟 地下2階	±3.0m³/h
代替注水流量 (常設)	超音波式流量 検出器	O ∼300m³/h	1	低圧原子炉代替注水 ポンプ格納槽内	±6.0m ³ /h
低圧原子炉代替注水 流量	差圧式流量検出器	O ∼200m³/h	2	原子炉建物原子炉棟 1階	$\pm 4.0 \mathrm{m}^3/\mathrm{h}$
低圧原子炉代替注水 流量(狭帯域用)	差圧式流量検出器	$O\sim$ 50 m^3/h	2	原子炉建物原子炉棟 1階	± 1.0 m $^3/h$
格納容器代替スプレ イ流量	差圧式流量検出器	$0\sim$ 150 m^3/h	2	原子炉建物原子炉棟 1階	±3.0m³/h
ペデスタル代替注水 流量	差圧式流量検出器	O ∼150m³/h	2	原子炉建物原子炉棟 地下2階,中1階	$\pm 3.0 \text{m}^3/\text{h}$
ペデスタル代替注水 流量 (狭帯域用)	差圧式流量検出器	$O\sim 50m^3/h$	2	原子炉建物原子炉棟 地下2階,中1階	± 1.0 m $^3/h$
原子炉隔離時冷却ポ ンプ出口流量	差圧式流量検出器	$0\sim$ 150 m^3/h	1	原子炉建物原子炉棟 地下2階	$\pm 3.0 \mathrm{m}^3/\mathrm{h}$
高圧炉心スプレイポ ンプ出口流量	差圧式流量検出器	O ∼1, 500m³/h	1	原子炉建物原子炉棟 地下1階	$\pm45\mathrm{m}^3/\mathrm{h}$
残留熱除去ポンプ出 口流量	差圧式流量検出器	$0 \sim 1,500 \text{m}^3/\text{h}$	3	原子炉建物原子炉棟 地下2階	$\pm45\mathrm{m}^3/\mathrm{h}$
低圧炉心スプレイポ ンプ出口流量	差圧式流量検出器	$0\sim$ 1, 500 m $^3/h$	1	原子炉建物原子炉棟 地下2階	$\pm45\mathrm{m}^3/\mathrm{h}$
残留熱代替除去系原 子炉注水流量	差圧式流量検出器	$O\sim 50 m^3/h$	1	原子炉建物原子炉棟 1 階	± 1.0 m $^3/h$
残留熱代替除去系格 納容器スプレイ流量	差圧式流量検出器	$O\sim 150 m^3/h$	1	原子炉建物原子炉棟 1階	±3.0m ³ /h
ドライウェル温度 (SA)	熱電対	0 ~300℃	7	原子炉格納容器内	±6.0℃
ペデスタル温度 (SA)	熱電対	0 ~300℃	2	原子炉格納容器内	±6.0°C
ペデスタル水温度 (SA)	熱電対	0 ~300℃	2	原子炉格納容器内	±6.0℃

	柏崎刈羽原子力発電所	6 / 7 号炉	(2017.12.20版)
--	------------	----------	---------------

島根原子力発電所 2号炉

・設備の相違

備考

(参考)表 58-8-1 計装設備の計器誤差について (2/3)

	_(<u>) 衣 58-8-1 計第</u>	マロス川	の計	(2/3)	
名称	検出器の種類	計測範囲	個数	取付箇所	誤差* ⁷ (6号炉)	誤差* ⁷ (7号炉)
格納容器内水素濃度	熟伝導式 水素検出器	0~30vol% (6 号炉) 0~20vol%/0~100vol% (7 号炉)	2	原子炉建屋地上3, 中3階 (6号炉) 原子炉建屋地上中3階 (7号炉)	±0.6vol%	±0.4vo1% /±2.0vo1%
格納容器内水素濃度 (SA)	水素吸蔵 材料式 水素検出器	0~100vo1%	2	原子炉格納容器内	±2.1vo1%	±2.1vo1%
格納容器内雰囲気 放射線レベル (D/W)	電離箱	10 ⁻² ∼10 ⁶ Sv/h	2	原子炉建屋地上1階	5. 3×10^{3} \(^{3} \times 10^{3} \) \(^{3} \times	5. 3×10 ^{N-1} ~ 1. 9×10 ^N mSv _s N:-2~5
格納容器内雰囲気 放射線レベル (S/C)	電離箱	10 ⁻² ∼10 ⁶ Sv/h	2	原子炉建屋地下1階	5. 3×10 ^{3 1} ~ 1. 9×10 ⁸ Sv/h ∑:-2~5	5. 3×10 ^{N-1} ~ 1. 9×10 ^N mSv, N:-2~5
起動領域モニタ	核分裂電離箱	10 ⁻¹ ~10 ⁶ s ⁻¹ (1.0×10 ³ ~ 1.0×10 ⁹ cm ² ·s ¹) 0~40%X \$\partial 0~125% (1.0×10 ⁸ ~2.0×10 ¹³ cm ⁻² ·s ⁻¹)	10	原子炉格納容器內	7. 24×10 ^{N 1} ~ 1. 38×10 ^N s ¹ N:-1~6 又は±2. 5%	7. 24×10 ^{8 1} c 1. 38×10 ⁸ s N:-1~6 又は±2. 5%
平均出力領域モニタ	核分裂電離箱	$0\sim 125\%$ $(1.2\times 10^{12}\sim 2.8\times 10^{14}\text{cm}^{-2}\cdot\text{s}^{-1})$	4*1	原子炉格納容器内	\pm 1.3%	±2.5%
復水補給水系温度 (代替循環冷却)	熱電対	0~200℃	1	原子炉建屋地下3階	±2.1℃	±2.2℃
フィルタ装置水位	差圧式 水位検出器	0~6000mm	2	屋外(フィルタベント 遮蔽壁内)	±97.3mm	±94.8mm
フィルタ装置 入口圧力	弾性 圧力検出器	0∼1MPa[gage]	1	原子炉建屋地上3階 (6号炉) 原子炉建屋地上中3階 (7号炉)	±0.016MPa	±0.016MPa
フィルタ装置 出口放射線モニタ	電離箱	10 ⁻² ∼10 ⁵ mSv/h	2	屋外 (原子炉建屋屋上)	5. $3 \times 10^{V-1} \sim$ 1. $9 \times 10^{N} \text{mSv/h}$ $\text{N:} -2 \sim 5$	5. 3×10 ^{N-1} ~ 1. 9×10 ^N mSv. N:-2~5
フィルタ装置 水素濃度	熱伝導式 水素検出器	0~100vo1%	2	原子炉建屋地上3階	±2.1vo1%	±2.1vo1%
フィルタ装置 金属フィルタ差圧	差圧式 圧力検出器	0∼50kPa	2	屋外(フィルタベント遮蔽 壁内)	±0.30kPa	±0.39kPa
フィルタ装置 スクラバ水pH	pH検出器	pH0∼14	1	屋外(フィルタベント遮蔽 壁内)	pH±0.1	pH±0.1
耐圧強化ベント系 放射線モニタ	電離箱	10 ⁻² ∼10 ⁸ mSv/h	2	原子炉建屋地上4階	5. $3 \times 10^{\text{V-I}} \sim$ 1. $9 \times 10^{\text{N}} \text{mSv/h}$ $\text{N:} -2 \sim 5$	5. 3×10 ^{N-1} ~ 1. 9×10 ^N mSv N:-2~5
残留熱除去系 熱交換器入口温度	熱電対	0~300℃	3	原子炉建屋地下3階	±3.2℃	±3.6℃
残留熱除去系 熱交換器出口温度	熱電対	0~300°C	3	原子炉建屋地下2階 (6号炉) 原子炉建屋地下3階 (7号炉)	±3. 2°℃	±3.6℃

(参考) 第 58-8-1 表 計装設備の計器誤差について (2/4)

名称	検出器の種類	計測範囲	個数	取付箇所	誤差**8	
サプレッション・チェ ンバ温度(SA)	熱電対	0 ~200℃	2	原子炉格納容器内	±4.0℃	
サプレッション・プー ル水温度 (SA)	測温抵抗体	0 ~200℃	2	原子炉格納容器内	±2.0℃	
ドライウェル圧力(S A)	弾性圧力検出器	0 ∼1,000kPa [abs]	2	原子炉建物原子炉棟中2階,3階	±8 kPa	
サプレッション・チェ ンバ圧力 (SA)	弾性圧力検出器	0 ∼1,000kPa [abs]	2	原子炉建物原子炉棟 中2階,3階	±8 kPa	
サプレッション・プー ル水位(SA)	差圧式水位検出器	-0.80∼5.50m ^ж ²	1	原子炉建物原子炉棟 地下2階	±0.05m	
ドライウェル水位	電極式水位検出器	$-3.0 \text{m}^{3}, -1.0 \text{m}^{3}, +1.0 \text{m}^{3}$	3	原子炉格納容器内	±10mm	
ペデスタル水位	電極式水位検出器	+0.1m ^{**4} , +1.2m ^{**4} , +2.4m ^{**4} , +2.4m ^{**4}	4	原子炉格納容器内	±10mm	
格納容器水素濃度 (B系)	熱伝導式 水素検出器	0 ~ 5 vol%/ 0 ~100vol%	1	原子炉建物原子炉棟 3階	ウェット: ±0.16vol%/ ±3.2vol% ドライ: ±0.13vol%/ ±2.5vol%	
格納容器水素濃度 (SA)	熱伝導式 水素検出器	O ∼100vo1%	1	原子炉建物原子炉棟 中2階	ウェット: ±2.0vo1%	
格納容器雰囲気放射 線モニタ(ドライウェ ル)	電離箱	$10^{-2} \sim 10^{5} \text{Sv/h}$	2	原子炉建物原子炉棟 1階,中1階	$5.24 \times 10^{N-1}$ \sim 1.91×10^{N} Sv/h $N:-2 \sim 5$	
格納容器雰囲気放射 線モニタ (サプレッション・チェンバ)	電離箱	10 ⁻² ~10 ⁵ Sv/h	2	原子炉建物原子炉棟 地下1階	$5.24 \times 10^{N-1} \sim 1.91 \times 10^{N} \text{Sy/h}$ $N:-2 \sim 5$	
中性子源領域計装	核分裂計数管	$10^{-1} \sim 10^{6} \text{ s}^{-1}$ $(1.0 \times 10^{3} \sim 1.0 \times 10^{9} \text{ cm}^{-2} \cdot \text{ s}^{-1})$	4	原子炉格納容器内	7. $07 \times 10^{N-1} \sim$ 1. $42 \times 10^{N} s^{-1}$ N: $-1 \sim 6$	
中間領域計装	核分裂電離箱	$0 \sim 40\% \text{Z/t} 0 \sim 125\%$ $(1.0 \times 10^8 \sim 1.5 \times 10^{13} \text{cm}^{-2} \cdot \text{s}^{-1})$	8	原子炉格納容器内	±2.7%	
平均出力領域計装	核分裂電離箱	$0 \sim 125\%$ $(1.2 \times 10^{12} \sim 2.8 \times 10^{14} \text{cm}^{-2} \cdot \text{s}^{-1})$	6 ^{** 5}	原子炉格納容器内	±2.5%	
残留熱代替除去ポン プ出口圧力	弾性圧力検出器	O∼3MPa [gage]	2	原子炉建物付属棟 地下2階	±0.024MPa	

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)

島根原子力発電所 2号炉

(参考) 第58-8-1表 計装設備の計器誤差について (3/4)

・設備の相違

備考

(参考)表 58-8-1 計装設備の計器誤差について (3/3)

	(参与)衣 30-0-1 司表	以川	グ目 辞訣左に ブバ	(3/3)	
名称	検出器の種類	計測範囲	個数	取付箇所	誤差*7 (6号炉)	誤差*** (7号炉)
原子炉補機冷却水系 系統流量	差圧式 流量検出器	0~4000m³/h (6 号炉区分 I , II) 0~3000m³/h (6 号炉区分III , 7 号炉区分 I , II) 0~2000m³/h (7 号炉区分III)	3	原子炉建屋地下3階 タービン建屋地下2階 (6号炉) タービン建屋 地下1,2階 (7号炉)	±27m³/h	± 20m³/h
残留熱除去系熱交換器 入口冷却水流量	差圧式流量検出器	0~2000m ¹ /h(6 号炉) 0~1500m ³ /h(7号炉)	3	原子炉建屋地下2,3階 (6号炉) 原子炉建屋地下3階 (7号炉)	$\pm32\mathrm{m}^3/\mathrm{h}$	±31m³/h
高圧炉心注水系ポンプ 吐出圧力	弾性 圧力検出器	0∼12MPa[gage]	2	原子炉建屋地下3階	±0.08MPa	±0.08MPa
復水貯蔵槽水位 (SA)	差圧式 水位検出器	0~16m(6 号炉) 0~17m(7号炉)	1	廃棄物処理建屋 地下3階	±0.250m	±0.263m
復水移送ポンプ 吐出圧力	弾性 圧力検出器	0∼2MPa[gage]	3	廃棄物処理建屋 地下3階	±0.02MPa	±0.01MPa
残留熱除去系ポンプ 吐出圧力	弾性 圧力検出器	0∼3.5MPa[gage]	3	原子炉建屋地下3階	±0.1MPa	±0.1MPa
原子炉建屋水素濃度	熱伝導式 水素検出器	0~20vo1%	8	原子炉建屋地下1,2階,地 上2,4階	\pm 1. 0vo1%	±1.0vo1%
静的触媒式水素 再結合器動作監視装置	熱電対	0~300℃	4	原子炉建屋地上4階	±2.9℃	±2.9℃
格納容器内酸素濃度	熱磁気風式 酸素検出器	0~30vol% (6 号炉) 0~10vol%/0~30vol% (7号炉)	2	原子炉建屋地上3, 中3階(6号炉) 原子炉建屋地上中3階 (7号炉)	±0.6vol%	±0.2vol% /±0.6vol%
使用済燃料貯蔵 ブール水位・温度 (SA広域)	熱電対	T. M. S. L. 20180~31170mm(6 号炉)*3 T. M. S. L. 20180~31123mm(7 号炉)*3 0~150℃	1*5	原子炉建屋地上4階	±1.7℃	±1.7℃
使用済燃料貯蔵 ブール水位・温度 (SA)	熱電対	T. M. S. L. 23420~30420mm(6 号炉) ^{*3} T. M. S. L. 23373~30373mm(7 号炉) ^{*3} 0~150℃	1*6	原子炉建屋地上4階	±1.7°C	±1.7℃
使用済燃料貯蔵 プール放射線モニタ	電離箱	10 ¹ ~10 ⁸ mSv/h	1	原子炉建屋地上4階	5. 3×10 ^{N 1} ~ 1. 9×10 ^N mSv/h N: 1~8	5. 3×10 ^{N 1} ~ 1. 9×10 ^N mSv/ N:1~8
(高レンジ・低レンジ)	电子准行	10 ⁻² ~10 ⁵ mSv/h(6 号炉) 10 ⁻³ ~10 ⁴ mSv/h(7号炉)	1	原子炉建屋地上4階	5. $3 \times 10^{N-1} \sim$ 1. $9 \times 10^{N} \text{mSv/h}$ N:-2 \sim 5	5. 3×10 ^{N-1} ~ 1. 9×10 ^N mSv/ N:-3~4
使用済燃料貯蔵	赤外線カメラ	- (映像)	1	原子炉建屋地上 4 階	- (映像)	(映像)

- プール監視カメラ カメラ (映像) *1: 基準点は蒸気乾燥器スカート下端 (原子炉圧力容器零レベルより 1224cm)
- *2:基準点は有効燃料棒頂部(原子炉圧力容器零レベルより 905cm)
- *3: T. M. S. L. =東京湾平均海面
- *4:局部出力領域モニタの検出器は 208 個であり、平均出力領域モニタの各チャンネルには、52 個ずつの信号が入力される。
- *5:検出点は14箇所
- *6: 檢出点は8萬F
- *7:検出器~SPDS表示装置等の誤差 (詳細設計により、今後変更となる可能性がある)

	5) 11 10 0 12	以 日衣以畑ヶ田		. 50. ((() / 4 /	_
名称	検出器の種類	計測範囲	個数	取付箇所	誤差 ^{※8}
スクラバ容器水位	差圧式水位検出器		8	第1ベントフィルタ 格納槽内	±28.0mm
スクラバ容器圧力	弾性圧力検出器	0∼1MPa [gage]	4	第1ベントフィルタ 格納槽内	±0.008MPa
スクラバ容器温度	熱電対	0~300°C	4	第1ベントフィルタ 格納槽内	±6.0℃
第1ベントフィルタ 出口放射線モニタ	電離箱	10 ⁻² ∼10 ⁵ Sv/h	2	第1ベントフィルタ 格納槽内	5. 24×10 ^{N-1} ~ 1. 91×10 ^N Sv/h N:-2~5
田口放射線モニタ (高レンジ・低レン ジ)	電離箱	$10^{-3}{\sim}10^4 \mathrm{mSv/h}$	1	屋外	5. 24×10 ^{N-1} ~ 1. 91×10 ^N mSv/h N:-3~4
第1ベントフィルタ 出口水素濃度	熱伝導式 水素濃度検出器	0~20vo1%/ 0~100vo1%	1	屋外	±3.0vo1%
残留熱除去系 熱交換器入口温度	熱電対	0~200°C	2	原子炉建物原子炉棟 1階,中1階	±4.0℃
残留熱除去系 熱交換器出口温度	熱電対	0~200°C	2	原子炉建物原子炉棟 1階,中1階	±4.0°C
残留熱除去系 熱交換器冷却水流量	差圧式流量検出器	0∼1,500m³/h	2	原子炉建物原子炉棟 地下2階	$\pm 45 \mathrm{m}^3/\mathrm{h}$
残留熱除去ポンプ 出口圧力	弾性圧力検出器	0∼4MPa [gage]	3	原子炉建物原子炉棟 地下2階	±0.08MPa
低圧原子炉代替 注水槽水位	差圧式水位検出器	$0\sim 1,500 \text{m}^3$	1	低圧原子炉代替注水 ポンプ格納槽内	$\pm 12 \mathrm{m}^3$
低圧原子炉代替 注水ポンプ出口圧力	弾性圧力検出器	0∼4MPa [gage]	2	低圧原子炉代替注水 ポンプ格納槽内	±0.032MPa
原子炉隔離時冷却ポ ンプ出口圧力	弾性圧力検出器	0∼10MPa [gage]	1	原子炉建物原子炉棟 地下2階	±0.20MPa
高圧炉心スプレイポ ンプ出口圧力	弾性圧力検出器	0∼12MPa [gage]	1	原子炉建物原子炉棟 地下1階	±0.24MPa
低圧炉心スプレイポ ンプ出口圧力	弾性圧力検出器	0∼5MPa [gage]	1	原子炉建物原子炉棟 地下2階	±0.10MPa
原子炉建物水素濃度	触媒式 水素検出器 熱伝導式 水素検出器	0~10vo1% 0~20vo1%	1 6	原子炉建物原子炉棟 地下1階, 1階, 2階, 4階	±0.50vo1% ±1.00vo1%
静的触媒式水素処理 装置入口温度	熱電対	0~100°C	2	原子炉建物原子炉棟 4階	±4.0℃
静的触媒式水素処理 装置出口温度	熱電対	0∼400°C	2	原子炉建物原子炉棟 4階	±8.0℃

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	島根原子力発電所 2号炉						備考	
	(参考) 第 58−8−1 表 計装設備の計器誤差について (4 / 4)						・設備の相違	
	名称	検出器の種類	計測範囲	個数	取付箇所	誤差**8		
	格納容器酸素濃度 (B系)	熱磁気風式 酸素検出器	$0 \sim 5 \text{ vol} \% /$ $0 \sim 25 \text{vol} \%$	1	原子炉建物原子炉棟 3階	ウェット: ±0.16vo1%/ ±0.78vo1% ドライ: ±0.13vo1%/ ±0.63vo1%		
	格納容器酸素濃度 (SA)	磁気力式酸素検出器	0 ∼25vo1%	1	原子炉建物原子炉棟 中2階	ウェット: ±0.75vol% ドライ: ±0.50vol%		
	燃料プール水位(S A)	ガイドパルス式 水位検出器	-4.30~7.30m*6 (EL31218~42818)	1	原子炉建物原子炉棟 4階	±0.24m		
	燃料プール水位・温度 (SA)	レ水位・温度 S A) 熱電対	$-1,000\sim6,710$ mm *6 (EL34518 \sim 42228)	1*7	原子炉建物原子炉棟 4階	±4.5°C		
			0 ~150°C			5. 24×10 ^{N-1} ~		
	燃料プールエリア放 射線モニタ(高レン	電離箱	$10^{-3}\sim 10^4 \mathrm{mSv/h}$	1	原子炉建物原子炉棟 4階	$1.91 \times 10^{N} \text{Sv/h}$ $N:-3 \sim 4$		
	ジ・低レンジ) (SA)	電離箱	$10^{1}\!\sim\!10^{8}\mathrm{mSv/h}$	1	原子炉建物原子炉棟 4階	$\begin{array}{c} 5.24 \times 10^{N-1} \sim \\ 1.91 \times 10^{N} \text{Sy/h} \\ \text{N}: 1 \sim 8 \end{array}$		
	燃料プール監視カメ ラ (SA)	赤外線カメラ	(映像)	1	原子炉建物原子炉棟 4階	(映像)		
	※6:基準点は使用済燃料※7:検出点は7箇所。	ョン・プール通常水位(E 面(EL10100)。 ールド上表面(EL6706)。 _贪 出器は 124 個であり、 ³ 貯蔵ラック上端(EL35518	L5610)。 平均出力領域計装の各チャンネ			される。		