

(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	原子炉格納容器内の水位		
	監視パラメータ	計測範囲	設計基準
主要パラメータ	サブプレッション・チェンバ・プール水位	-6~11m (T. M. S. L. -7150~+9850mm)	-2. 59~0m (T. M. S. L. -3740~-1150mm)
	格納容器下部水位	+1m, +2m, +3m (T. M. S. L. -5600mm, -4600mm, -3600mm)	-
代替パラメータ	①復水補給水系流量（RHR B 系代替注水流量） （サブプレッション・チェンバ・プール水位の代替）	0~350m ³ /h	-
	①復水補給水系流量（格納容器下部注水流量） （格納容器下部水位の代替）	0~150m ³ /h (6号炉) 0~100m ³ /h (7号炉)	-
	②復水貯蔵槽水位 (SA)	0~16m (6号炉) 0~17m (7号炉)	0~15. 5m (6号炉) 0~15. 7m (7号炉)
	③格納容器内圧力 (D/W) （サブプレッション・チェンバ・プール水位の代替）	0~1000kPa[abs]	最大値：246kPa[gage]
	③格納容器内圧力 (S/C) （サブプレッション・チェンバ・プール水位の代替）	0~980. 7kPa[abs]	最大値：177kPa[gage]
④[サブプレッション・チェンバ・プール水位] ※ （サブプレッション・チェンバ・プール水位の代替）	-6200~2000mm (T. M. S. L. -7350~850mm) (6号炉) -5500~550mm (T. M. S. L. -6650~-600mm) (7号炉)	-2. 59~0m (T. M. S. L. -3740~-1150mm)	
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水位を監視する目的は、ウェットウェルベントを実施する際のサブプレッション・チェンバ・プール水位の確認及び溶融炉心・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	原子炉格納容器内の水位		
	監視パラメータ	計測範囲	設計基準
主要パラメータ	ドライウエル水位	-3. 0m ^{**2} , -1. 0m ^{**2} , +1. 0m ^{**2}	-
	サブプレッション・プール水位 (SA)	-0. 80~5. 50m ^{**1}	-0. 5~0m ^{**1}
	ペDESTAL水位	+1. 0m ^{**3} , +1. 2m ^{**3} , +2. 4m ^{**3} , +2. 4m ^{**3}	-
代替パラメータ	サブプレッション・プール水位 ① (SA) (ドライウエル水位の代替)	-0. 80~5. 50m ^{**1}	-0. 5~0m ^{**1}
	代替注水流量（常設）（サブプレッション・プール水位 (SA), ペDESTAL水位の代替） ①	0~300m ³ /h	-
	低圧原子炉代替注水流量（サブプレッション・プール水位 (SA) の代替） ①	0~200m ³ /h	-
	低圧原子炉代替注水流量（狭帯域用）（サブプレッション・プール水位 (SA) の代替） ①	0~50m ³ /h	-
	格納容器代替スプレイ流量（サブプレッション・プール水位 (SA), ペDESTAL水位の代替） ①	0~150m ³ /h	-
	ペDESTAL代替注水流量（サブプレッション・プール水位 (SA), ペDESTAL水位の代替） ①	0~150m ³ /h	-
	ペDESTAL代替注水流量（狭帯域用）（サブプレッション・プール水位 (SA) の代替） ①	0~50m ³ /h	-
	代替注水流量（常設）（ドライウエル水位の代替） ②	0~300m ³ /h	-
	低圧原子炉代替注水流量（ドライウエル水位の代替） ②	0~200m ³ /h	-
	低圧原子炉代替注水流量（狭帯域用）（ドライウエル水位の代替） ②	0~50m ³ /h	-

・設備の相違

原子炉格納容器内の水位の主要パラメータであるサブプレッション・チェンバ・プール水位の計測が困難になった場合、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定することができる。

- ・サブプレッション・チェンバ・プール水位の監視が不可能となった場合には、復水補給水系流量（RHR B系代替注水流量）の注水量、水源である復水貯蔵槽の水位変化により、原子炉格納容器内の水位を推定する。また、サブプレッション・チェンバとドライウエルの差圧により格納容器内の水位を推定できる。
- ・格納容器下部水位の監視が不可能となった場合には、復水補給水系流量（格納容器下部注水流量）の注水量、水源である復水貯蔵槽の水位変化により、格納容器下部水位を推定できる。

推定方法は、以下のとおりである。

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）
 復水補給水系流量（RHR B系代替注水流量）から注水量を算出し、注水先であるサブプレッション・チェンバ・プール水位を推定する。また、復水補給水系流量（格納容器下部注水流量）から注水量を算出し、注水先である格納容器下部水位を推定する。なお、原子炉格納容器への注水を格納容器内圧力・温度にて併せて確認する。

・サブプレッション・チェンバ・プール水位
 格納容器注水量[m³/h] = × 1時間あたりに換算したサブプレッション・チェンバ・プール水位の上昇量[cm/h]

推定可能範囲：通常水位～約 10m（サブプレッション・チェンバ ベントライン付近）

サブプレッション・チェンバ・プール水量レベル換算：

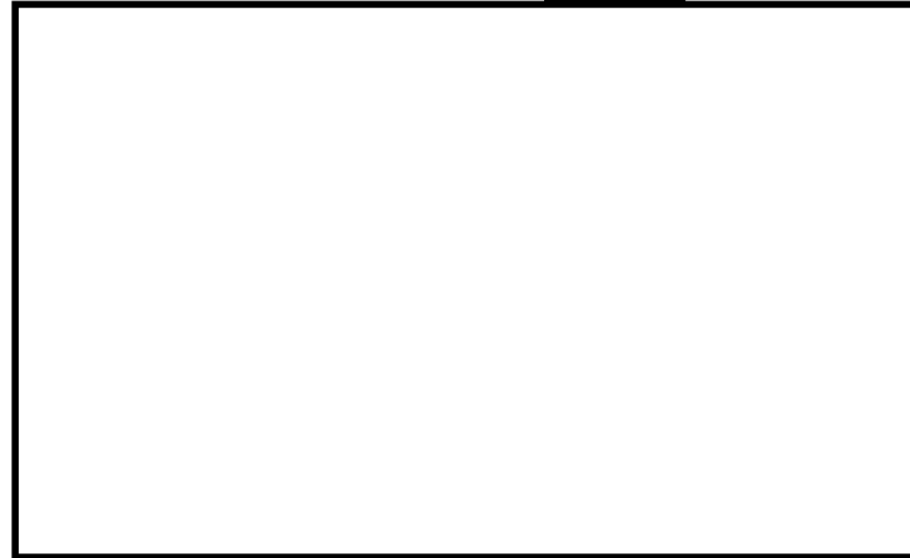


図 58-8-16 サプレッション・チェンバ・プールの水位容量曲線

推定方法

②	格納容器代替スプレイ流量（ドライウエル水位の代替）	0～150m ³ /h	—
②	ペDESTAL代替注水流量（ドライウエル水位の代替）	0～150m ³ /h	—
②	ペDESTAL代替注水流量（狭帯域用）（ドライウエル水位の代替）	0～50m ³ /h	—
②	低圧原子炉代替注水槽水位（サブプレッション・プール水位（SA）、ペDESTAL水位の代替）	0～1,500m ³ (0～12,542mm)	—
③	低圧原子炉代替注水槽水位（ドライウエル水位の代替）	0～1,500m ³ (0～12,542mm)	—
③	[サブプレッション・プール水位] *（サブプレッション・プール水位（SA）の代替）	-0.5～0.5m ^{*1}	-0.5～0m ^{*1}
※1：基準点はサブプレッション・プール通常水位（EL5610）			
※2：基準点は格納容器底面（EL10100）			
※3：コリウムシールド上表面（EL6706）			
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エル水位、サブプレッション・プール水位（SA）の確認及び溶融炉心・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の確認である。		
推定方法	原子炉格納容器内の水位の主要パラメータであるドライウエル水位、サブプレッション・プール水位（SA）、ペDESTAL水位の計測が困難となった場合、以下の通り代替パラメータにより原子炉格納容器内の水位を推定することができる。 ・ドライウエル水位の監視が不可能となった場合、サブプレッション・プール水位（SA）の水位変化、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（狭帯域用）、格納容器代替スプレイ流量、ペDESTAL代替注水流量、ペDESTAL代替注水流量（狭帯域用）の注水量、水源である低圧原子炉代替注水槽の水量変化により、ドライウエル水位を推定できる。		

・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、格納容器下部水位の上昇量から注水流量を推定する。具体的には、格納容器下部（ペDESTAL）の平面積：約 90m²と格納容器下部水位の値から注水量を算出し、注水時間から注水流量を推定する。

推定可能範囲：0m 以上

②復水貯蔵槽水位 (SA)

復水貯蔵槽タンクの水位容量曲線を用いて、水位の変化量から、原子炉格納容器内の水位を推定する。復水貯蔵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格納容器内圧力・温度にて併せて確認する。



図 58-8-17 復水貯蔵槽タンクの水位容量曲線

③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) と格納容器内圧力 (S/C) の差圧から求める水頭圧力より原子炉格納容器内の水位を推定する。

$$h1 \approx Ps - Pd + 10.40m$$

h1：格納容器内水位，Ps：格納容器内圧力 (S/C)，Pd：格納容器内圧力 (D/W)

推定可能範囲：約 10.40～27.2m

④[サブプレッション・チェンバ・プール水位]

常用計器でサブプレッション・チェンバ・プール水位を計測することにより、推定する。

推定の評価

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)
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)
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他の系統への使用量が把握できる場合に適用できる。

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。

・サブプレッション・プール水位 (SA) の監視が不可能となった場合、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 (狭帯域用), 格納容器代替スプレイ流量, ペDESTAL 代替注水流量, ペDESTAL 代替注水流量 (狭帯域用) の注水量, 水源である低圧原子炉代替注水槽の水量変化により、サブプレッション・プールの水位を推定する。

・ペDESTAL 水位の監視が不可能となった場合、代替注水流量 (常設), 格納容器代替スプレイ流量, ペDESTAL 代替注水流量の注水量, 水源である低圧原子炉代替注水槽の水量変化により、ペDESTAL 水位を推定できる。

推定方法は以下の通りである。

①サブプレッション・プール水位 (SA)

サブプレッション・プール水位 (SA) の水位変化からドライウエル水位を推定する。

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 (狭帯域用), 格納容器代替スプレイ流量, ペDESTAL 代替注水流量, ペDESTAL 代替注水流量 (狭帯域用)

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 (狭帯域用), 格納容器代替スプレイ流量, ペDESTAL 代替注水流量, ペDESTAL 代替注水流量 (狭帯域用) から注水量を算出し、注入先であるドライウエル水位, サブプレッション・プール水位 (SA), ペDESTAL 水位を推定する。なお、原子炉格納容器への注水を原子炉格納容器内圧力・温度にあわせて確認する。

・ドライウエル水位

ドライウエル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～約1.0m (格納容器底面基準)

上記①②の推定方法は、注水流量及び水源の水位変化から算出した水量が全てサブプレッション・チェンバへ移行する場合を想定しており、サブプレッション・チェンバ・プール水位の計測目的（ウェットウェルベントの操作可否判断（ベントライン高さ-1m：9.1m）を把握すること）から考えると保守的な評価となることから問題ない。

③格納容器内圧力 (D/W), 格納容器内圧力 (S/C)

計測範囲が限定されるものの、原子炉格納容器内の水位は上記①②（復水補給水系流量 (RHR B 系代替注水流量), 復水貯蔵槽水位 (SA)) で推定ができるため、事故収束に向けた対応を行う上で問題とはならない。

④[サブプレッション・チェンバ・プール水位]

監視可能であれば常用計器でサブプレッション・チェンバ・プール水位を計測することができる。

<誤差による影響について>

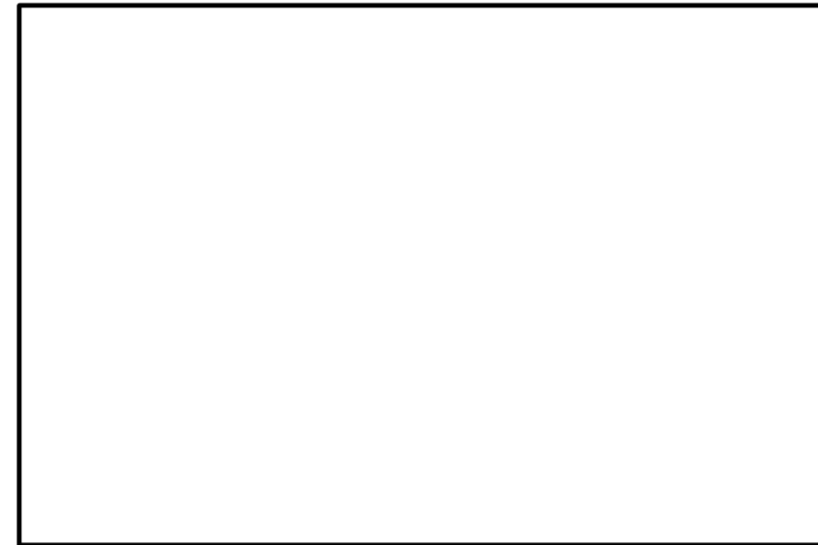
原子炉格納容器内の水位を監視する目的は、ウェットウェルベントを実施する際のサブプレッション・チェンバ・プール水位の確認及び溶融炉心・コンクリート相互作用を防止するための格納容器下部への注水量の把握することであり、代替パラメータ（復水補給水系流量 (RHR B 系代替注水流量), 復水補給水系流量 (格納容器下部注水流量)) による推定は、注水設備による原子炉格納容器への注水量から注水先の水位の傾向が把握でき、計器誤差を考慮した上で対応することにより、重大事故等時の対策を実施することが可能である。

（復水補給水系流量 (RHR B 系代替注水流量) の誤差：約±9m³/h から、サブプレッション・チェンバ・プール水位に換算した場合の誤差は約 [] であり、有効性評価における 38 時間ベントを想定すると誤差：約 []、原子炉格納容器下部の水位に換算した場合の誤差は約±0.1m/h であり、有効性評価における 90m³/h, 2 時間で水張りを想定すると誤差：約±0.2m₀）

代替パラメータ（復水貯蔵槽水位 (SA)) による推定は、水源の水位変化量から、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。（復水貯蔵槽水位 (SA) の誤差：約±0.263m から注水量に換算した場合の誤差は約 [] で、サブプレッション・チェンバ・プール水位に換算すると約 [] であり、有効性評価における 38 時間ベントを想定すると誤差：約 []。また、原子炉格納容器下部の水位に換算した場合の誤差は約 []。）

代替パラメータ（格納容器内圧力）による推定では、格納容器内圧力 (D/W) と格納容器内圧力 (S/C) の差圧の関係から推定するため、誤差はほかの推定手段の誤差と比較して大きくなるが、上記の推定手段と併せて原子炉格納容器内の水位の傾向を把握でき、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。（格納容器内圧力 (D/W) と格納容器内圧力 (S/C) の最大誤差：約±30.6kPa から、原子炉格納容器内の水位に換算した場合の誤差は約±3.10m₀）

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。



第58-8-14図 ドライウェルの水位容量曲線

・サブプレッション・プール水位 (SA)

サブプレッション・プール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：通常水位～約5.5m（通常水位基準）

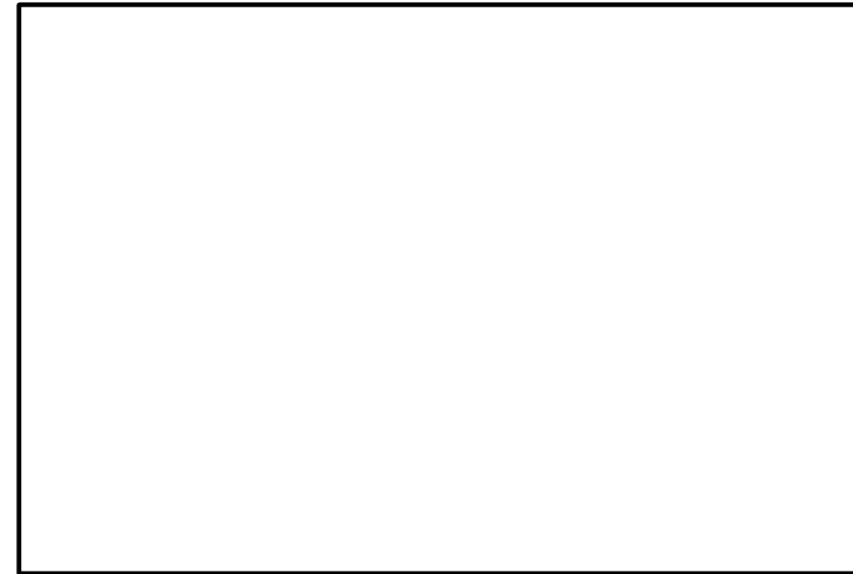


第58-8-15図 サブプレッション・プールの水位容量曲線

・ペDESTAL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、推定する。

推定の 評価	<p>① サプレッション・プール水位 (SA)</p> <p>サプレッション・プール水位 (SA) による推定方法は、ドライウエル水位が「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。</p> <p>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 (狭帯域用), 格納容器代替スプレイ流量, ペDESTAL代替注水流量, ペDESTAL代替注水流量 (狭帯域用)</p> <p>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 (狭帯域用), 格納容器代替スプレイ流量, ペDESTAL代替注水流量, ペDESTAL代替注水流量 (狭帯域用) 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。</p> <p>②低圧原子炉代替注水槽水位</p> <p>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把握できる場合に適用できる。</p> <p>本推定方法は、水源の水位変化から求めるものであり、プラント状態に影響を受けるものではないため、プラント状態に依存することなく適用できる。</p> <p>③ [サプレッション・プール水位]</p> <p>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。</p> <p><誤差による影響について></p> <p>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エル水位、サプレッション・プール水位の確認及び溶融炉心・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。</p> <p>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・プール水位 (SA) の計器誤差: ±0.05m)</p> <p>代替パラメータ (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 (狭帯域用), 格納容器代替スプレイ流量,</p>
-----------	---

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>ペDESTAL代替注水流量, ペDESTAL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。</p> <p>(代替注水流量(常設)の誤差: $\pm 6.0\text{m}^3/\text{h}$から, サプレッション・プール水位に換算した場合の誤差は [] であり, 有効性評価における32時間ベ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 [] であり, 有効性評価における$200\text{m}^3/\text{h}$, 約0.4時間で水張りを想定すると誤差: []</p> <p>(格納容器代替スプレイ流量の誤差: $\pm 3.0\text{m}^3/\text{h}$から, サプレッション・プール水位に換算した場合の誤差は [] であり, 有効性評価における32時間ベントを想定すると誤差: [] ペDESTAL代替注水流量の誤差: $\pm 3.0\text{m}^3/\text{h}$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 [] であり, 有効性評価における$120\text{m}^3/\text{h}$, 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の誤差: $\pm 4.0\text{m}^3/\text{h}$, 低圧原子炉代替注水流量(狭帯域用)の誤差: $\pm 1.0\text{m}^3/\text{h}$, ペDESTAL代替注水流量(狭帯域用)の誤差: $\pm 1.0\text{m}^3/\text{h}$)</p> <p>代替パラメータ(低圧原子炉代替注水槽水位)による推定は, 水源の水量変化量から, 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。(低圧原子炉代替注水槽水位の誤差$\pm 12\text{m}^3$から注水量に換算した場合の誤差は [] で, サプレッション・プール水位に換算すると [] であり, 有効性評価における32時間ベントを想定すると誤差: [] また, 原子炉格納容器下部の水位に換算した場合の誤差は [])</p> <p>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。</p>	

(i) 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素濃度）

項目	原子炉格納容器内の水素濃度		
	監視パラメータ	計測範囲	設計基準
主要パラメータ	格納容器内水素濃度	0~30vol% (6号炉) 0~20vol%/0~100vol% (7号炉)	0~6.2vol%
	格納容器内水素濃度 (SA)	0~100vol%	0~6.2vol%
代替パラメータ	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%	0~6.2vol%
	①格納容器内水素濃度 (格納容器内水素濃度 (SA) の代替)	0~30vol% (6号炉) 0~20vol%/0~100vol% (7号炉)	0~6.2vol%
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水素濃度を監視する目的は、格納容器内水素濃度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水素濃度の主要パラメータである格納容器内水素濃度の計測が困難になった場合、代替パラメータの格納容器内水素濃度 (SA) (格納容器内水素濃度 (SA) を推定する場合は格納容器内水素濃度にて推定) により推定する。 推定方法は、以下のとおりである。		
推定の評価	①格納容器内水素濃度、格納容器内水素濃度 (SA) 格納容器内水素濃度又は格納容器内水素濃度 (SA) による推定は格納容器内水素濃度を計測するものであり、それぞれ異なる計測原理で計測するため、推定方法として妥当である。 なお、6号炉の格納容器内水素濃度の計測範囲は0~30vol%であるが、格納容器の水素燃焼の可能性 (水素濃度：4vol%) を把握する上で監視可能。 <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る目的は、格納容器内水素濃度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 (格納容器内水素濃度、格納容器内水素濃度 (SA)) による推定は、同一物理量からの推定であり、格納容器内の水素濃度の傾向が把握でき、計器誤差 (格納容器内水素濃度の誤差：±2.0vol%、格納容器内水素濃度 (SA) の誤差：±2.1vol%) 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、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。		

(i) 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素濃度）

※：重要監視パラメータの常用計器

項目	原子炉格納容器内の水素濃度		
	監視パラメータ	計測範囲	設計基準
主要パラメータ	格納容器水素濃度 (SA)	0~100vol%	0~2.0vol%
	格納容器水素濃度 (B系)	0~5vol% / 0~100vol%	0~2.0vol%
代替パラメータ	格納容器水素濃度 (B系) ① (格納容器水素濃度 (SA) の代替)	0~5vol% / 0~100vol%	0~2.0vol%
	格納容器水素濃度 (SA) ① (格納容器水素濃度 (B系) の代替)	0~100vol%	0~2.0vol%
	② [格納容器水素濃度 (A系)] ※	0~5vol% / 0~100vol%	0~2.0vol%
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水素濃度を監視する目的は、格納容器内水素濃度が燃焼を生じるおそれのある濃度にあるかどうか確認することである。		
推定方法	原子炉格納容器内の水素濃度の主要パラメータである格納容器水素濃度 (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水素濃度 (B系) (格納容器水素濃度 (B系) を推定する場合は格納容器水素濃度 (SA) にて推定) により推定する。 推定方法は、以下のとおりである。 ①格納容器水素濃度 (SA)、格納容器水素濃度 (B系) 格納容器水素濃度 (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水素濃度 (B系) により推定する。 格納容器水素濃度 (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水素濃度 (SA) により推定する。 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計測することにより、推定する。		

・設備の相違

	<table border="1"> <tr> <td data-bbox="1311 268 1484 1247" style="vertical-align: middle;"> <p>推定の 評価</p> </td> <td data-bbox="1484 268 2398 1247"> <p>①格納容器水素濃度 (S A), 格納容器水素濃度 (B系) 格納容器水素濃度 (S A) 又は格納容器水素濃度 (B系) による推定は格納容器水素濃度を計測するものであり, 推定方法として妥当である。</p> <p>② [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濃度を計測することができる。</p> <p><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る目的は, 格納容器水素濃度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 (格納容器水素濃度 (S A), 格納容器水素濃度 (B系)) による推定は, 同一物理量からの推定であり, 格納容器内の水素濃度の傾向が把握でき, 計器誤差 (格納容器水素濃度 (S A) の誤差: $\pm 2.0\text{vol}\%$, 格納容器水素濃度 (B系) の誤差: $\pm 3.2\text{vol}\%$) 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。</p> <p>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。</p> </td> </tr> </table>	<p>推定の 評価</p>	<p>①格納容器水素濃度 (S A), 格納容器水素濃度 (B系) 格納容器水素濃度 (S A) 又は格納容器水素濃度 (B系) による推定は格納容器水素濃度を計測するものであり, 推定方法として妥当である。</p> <p>② [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濃度を計測することができる。</p> <p><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る目的は, 格納容器水素濃度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 (格納容器水素濃度 (S A), 格納容器水素濃度 (B系)) による推定は, 同一物理量からの推定であり, 格納容器内の水素濃度の傾向が把握でき, 計器誤差 (格納容器水素濃度 (S A) の誤差: $\pm 2.0\text{vol}\%$, 格納容器水素濃度 (B系) の誤差: $\pm 3.2\text{vol}\%$) 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。</p> <p>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。</p>	
<p>推定の 評価</p>	<p>①格納容器水素濃度 (S A), 格納容器水素濃度 (B系) 格納容器水素濃度 (S A) 又は格納容器水素濃度 (B系) による推定は格納容器水素濃度を計測するものであり, 推定方法として妥当である。</p> <p>② [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濃度を計測することができる。</p> <p><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る目的は, 格納容器水素濃度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 (格納容器水素濃度 (S A), 格納容器水素濃度 (B系)) による推定は, 同一物理量からの推定であり, 格納容器内の水素濃度の傾向が把握でき, 計器誤差 (格納容器水素濃度 (S A) の誤差: $\pm 2.0\text{vol}\%$, 格納容器水素濃度 (B系) の誤差: $\pm 3.2\text{vol}\%$) 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。</p> <p>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。</p>			

(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

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
主要パラメータ	格納容器内雰囲気放射線レベル (D/W)	$10^{-2} \sim 10^5 \text{Sv/h}$	10Sv/h 未満
	格納容器内雰囲気放射線レベル (S/C)	$10^{-2} \sim 10^5 \text{Sv/h}$	10Sv/h 未満
	①[エリア放射線モニタ]※	$10^{-4} \sim 1 \text{mSv/h}$	-
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率を監視する目的は、燃料損傷を推定することである。		
推定方法	<p>原子炉格納容器内の放射線量率の主要パラメータである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) の計測が困難になった場合、エリア放射線モニタの指示値を用いて、原子炉格納容器内の放射線量率を推定できる。推定方法は、以下のとおりである。</p> <p>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には、エリア放射線モニタの指示値が上昇すると推定されることから、その上昇分より原子炉格納容器内の放射線量率を推定する。</p> <p><推定方法> 燃料破損等により燃料内の放射性物質が原子炉圧力容器外に放出された場合、放射性物質（主に希ガス）が原子炉格納容器 (PCV) 内空間に充填することになる。このとき、PCV 内の空間と直結している配管内（弁手前まで）にも放射性物質が充填するものと考えられる。この配管内の放射性物質を線源として、配管近傍は放射線量率が上昇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放射線モニタで計測される放射線量率計測値から配管内の放射能濃度を図 58-8-18～21 より推定し、さらに配管内の放射能濃度と PCV 内の放射能濃度が同程度と仮定することにより、図 58-8-22 より PCV 内の放射線量率を推定する。</p>		

(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

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
主要パラメータ	格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウエル）	$10^{-2} \sim 10^5 \text{Sv/h}$	10Sv/h 未満
	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	<p>原子炉格納容器内の放射線量率の主要パラメータである格納容器雰囲気放射線モニタ（ドライウエル）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）の計測が困難になった場合、エリア放射線モニタの指示値を用いて、原子炉格納容器内の放射線量率を推定できる。推定方法は、以下のとおりである。</p> <p>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、エリア放射線モニタの指示値が上昇すると推定されることから、その上昇分より原子炉格納容器内の放射線量率を推定する。</p> <p><推定方法> 燃料破損等により燃料内の放射性物質が原子炉圧力容器外に放出された場合、放射性物質（主に希ガス）が原子炉格納容器 (PCV) 内空間に充填することになる。このとき、PCV 内の空間と直結している配管内（弁手前まで）にも放射性物質が充填するものと考えられる。この配管内の放射性物質を線源として、配管近傍は線量率が上昇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放射線モニタで計測される線量率計測値から配管内の放射性物質濃度を第58-8-17図より推定し、さらに配管内の放射性物質濃度が同程度と仮定することにより、第58-8-18図より PCV 内の線量率を推定する。</p>		

・設備の相違

<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。



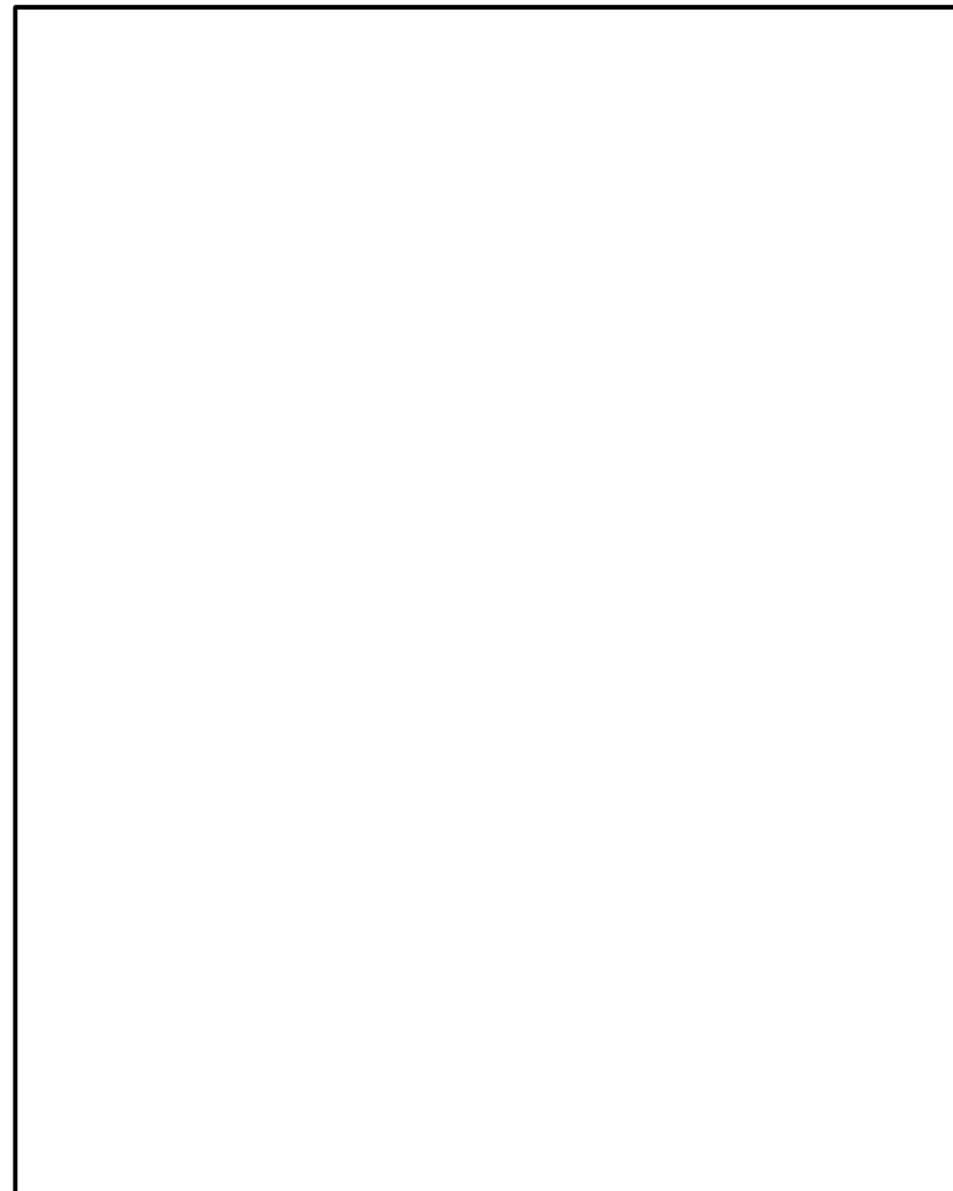
図 58-8-18 6号炉エリア放射線モニタ No. 22 の位置と放射線量率評価値



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

<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。



第58-8-17図 エリア放射線モニタの位置と線量率評価値



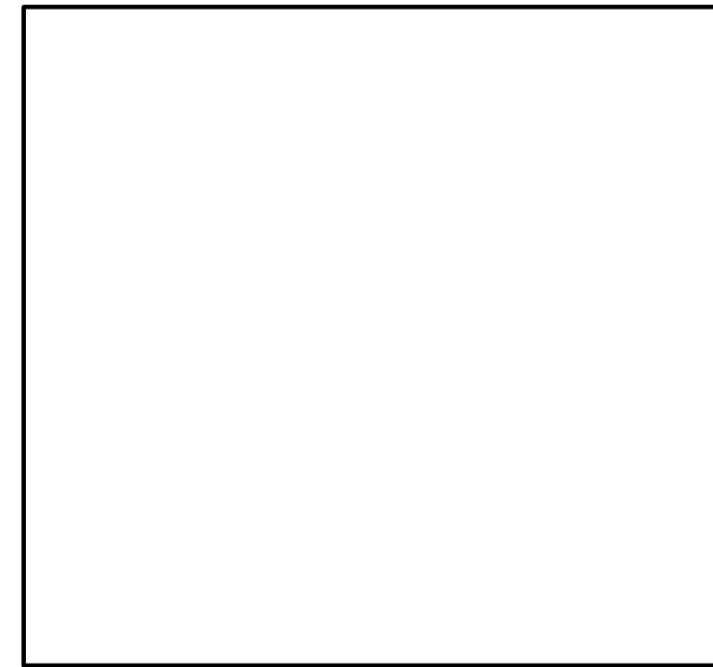
図 58-8-20 7号炉エリア放射線モニタ No. 10 の位置と放射線量率評価値



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



図 58-8-22 6号炉, 7号炉の PCV 内放射線量推定値



第58-8-18図 PCV内線量率推定値

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雰囲気放射線モニタ（ドライウエル）及び格納容器雰囲気放射線モニタ（サブプレッション・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	備考
推定の評価	<p>①[エリア放射線モニタ]</p> <p>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。</p> <p>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。</p>		

(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）

(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）

・設備の相違

※：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	$10^{-1} \sim 10^6 \text{ s}^{-1}$ ($1.0 \times 10^3 \sim 1.0 \times 10^9 \text{ cm}^2 \cdot \text{s}^{-1}$) 0~40%又は0~125% ($1.0 \times 10^8 \sim 2.0 \times 10^{13} \text{ cm}^2 \cdot \text{s}^{-1}$)	定格出力の約10倍
	平均出力領域モニタ	0~125% ($1.2 \times 10^{12} \sim 2.8 \times 10^{14} \text{ cm}^2 \cdot \text{s}^{-1}$)	定格出力の約10倍
	[制御棒操作監視系]※	全挿入～全引抜	-
代替パラメータ	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)	0~125% ($1.2 \times 10^{12} \sim 2.8 \times 10^{14} \text{ cm}^2 \cdot \text{s}^{-1}$)	定格出力の約10倍
	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)	$10^{-1} \sim 10^6 \text{ s}^{-1}$ ($1.0 \times 10^3 \sim 1.0 \times 10^9 \text{ cm}^2 \cdot \text{s}^{-1}$) 0~40%又は0~125% ($1.0 \times 10^8 \sim 2.0 \times 10^{13} \text{ cm}^2 \cdot \text{s}^{-1}$)	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。		

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	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
	中間領域計装	0~40%又は0~125% ($1.0 \times 10^8 \sim 1.5 \times 10^{13} \text{ cm}^2 \cdot \text{s}^{-1}$)	定格出力の約21倍
	平均出力領域計装	0~125% ($1.2 \times 10^{12} \sim 2.8 \times 10^{14} \text{ cm}^2 \cdot \text{s}^{-1}$)	定格出力の約21倍
	[制御棒手動操作・監視系]※	全挿入～全引抜	-
代替パラメータ	① 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)	0~125% ($1.2 \times 10^{12} \sim 2.8 \times 10^{14} \text{ cm}^2 \cdot \text{s}^{-1}$)	定格出力の約21倍
	① 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% ($1.0 \times 10^8 \sim 1.5 \times 10^{13} \text{ cm}^2 \cdot \text{s}^{-1}$)	定格出力の約21倍
	① 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
	② [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。		

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						
<table border="1" data-bbox="172 275 1237 1020"> <tr> <td data-bbox="172 275 317 1020">推定の評価</td> <td data-bbox="317 275 1237 1020"> <p>①起動領域モニタ, 平均出力領域モニタ 起動領域モニタ又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。</p> <p>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。</p> <p><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: $7.24 \times 10^{-1} \sim 1.38 \times 10^0 \text{s}^{-1}$, N:-1~6 又は$\pm 2.5\%$, 平均出力領域モニタの誤差: $\pm 2.5\%$)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。</p> <p>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。</p> </td> </tr> </table>	推定の評価	<p>①起動領域モニタ, 平均出力領域モニタ 起動領域モニタ又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。</p> <p>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。</p> <p><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: $7.24 \times 10^{-1} \sim 1.38 \times 10^0 \text{s}^{-1}$, N:-1~6 又は$\pm 2.5\%$, 平均出力領域モニタの誤差: $\pm 2.5\%$)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。</p> <p>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。</p>	<table border="1" data-bbox="1350 268 2347 1749"> <tr> <td data-bbox="1350 268 1504 1102">推定方法</td> <td data-bbox="1504 268 2347 1102"> <p>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(中間領域計装を推定する場合は中性子源領域計装, 平均出力領域計装にて推定, 平均出力領域計装を推定する場合は中性子源領域計装, 中間領域計装にて推定)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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> </td> </tr> <tr> <td data-bbox="1350 1102 1504 1749">推定の評価</td> <td data-bbox="1504 1102 2347 1749"> <p>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。</p> <p>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。</p> <p><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</p> </td> </tr> </table>	推定方法	<p>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(中間領域計装を推定する場合は中性子源領域計装, 平均出力領域計装にて推定, 平均出力領域計装を推定する場合は中性子源領域計装, 中間領域計装にて推定)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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p>	推定の評価	<p>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。</p> <p>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。</p> <p><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</p>	
推定の評価	<p>①起動領域モニタ, 平均出力領域モニタ 起動領域モニタ又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。</p> <p>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。</p> <p><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: $7.24 \times 10^{-1} \sim 1.38 \times 10^0 \text{s}^{-1}$, N:-1~6 又は$\pm 2.5\%$, 平均出力領域モニタの誤差: $\pm 2.5\%$)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。</p> <p>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。</p>							
推定方法	<p>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(中間領域計装を推定する場合は中性子源領域計装, 平均出力領域計装にて推定, 平均出力領域計装を推定する場合は中性子源領域計装, 中間領域計装にて推定)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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p>							
推定の評価	<p>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。</p> <p>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。</p> <p><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</p>							

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
	<div data-bbox="1350 262 2359 724" style="border: 1px solid black; padding: 5px;"> <p> 中性子源領域計装の誤差：$7.07 \times 10^{N-1} \sim 1.42 \times 10^N \text{ s}^{-1}$，$N: -1 \sim 6$， 中間領域計装の誤差：$\pm 2.7\%$，平均出力領域計装の誤差：$\pm 2.5\%$ 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。 </p> </div>	

(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)

(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)

・設備の相違

項目	最終ヒートシンクの確保		
	監視パラメータ	計測範囲	設計基準
主要パラメータ	代替循環冷却系		
	サブプレッション・チェンバ・プール水温度	0~200°C	最大値: 97°C
	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)	0~200m ³ /h (6号炉) 0~150m ³ /h (7号炉)	-
	復水補給水系流量 (RHR B系代替注水流量)	0~350m ³ /h	-
	復水補給水系流量 (格納容器下部注水流量)	0~150m ³ /h (6号炉) 0~100m ³ /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	-
	フィルタ装置入口圧力	0~1MPa [gage]	-
	フィルタ装置出口放射線モニタ	10 ⁻² ~10 ⁵ mSv/h	-
	フィルタ装置水素濃度	0~100vol%	-
	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 ~10 ⁵ mSv/h	-
	フィルタ装置水素濃度	0~100vol%	-
	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°C
	残留熱除去系熱交換器出口温度	0~300°C	最大値: 182°C
残留熱除去系系統流量	0~1500m ³ /h	0~954m ³ /h	
代替パラメータ	代替循環冷却系		
	①サブプレッション・チェンバ気体温度 (サブプレッション・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°C	最大値: 138°C
	①サブプレッション・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°C
	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
	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系代替注水流量) の代替)	-3200~3500mm*1 -8000~3500mm*1	-6872~1650mm*1
	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)	0~200m ³ /h (6号炉) 0~150m ³ /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)	0~150m ³ /h (6号炉) 0~100m ³ /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) の代替)	0~350m ³ /h	-

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
主要パラメータ	残留熱代替除去系		
	サブプレッション・プール水温度 (SA)	0~200°C	最大値: 88°C
	残留熱除去系熱交換器出口温度	0~200°C	185°C以下
	残留熱代替除去系原子炉注水流量	0~50m ³ /h	-
	残留熱代替除去系格納容器スプレイ流量	0~150m ³ /h	-
	格納容器フィルタベント系		
	スクラバ容器水位		-
	スクラバ容器圧力	0~1 MPa [gage]	-
	スクラバ容器温度	0~300°C	-
	第1ベントフィルタ出口水素濃度	0~20vol% / 0~100vol%	-
	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 ~10 ⁵ Sv/h 10 ⁻³ ~10 ⁴ mSv/h	-
	残留熱除去系		
	残留熱除去系熱交換器入口温度	0~200°C	185°C以下
	残留熱除去系熱交換器出口温度	0~200°C	185°C以下
残留熱除去ポンプ出口流量	0~1,500m ³ /h	0~1,380m ³ /h	
代替パラメータ	残留熱代替除去系		
	① サブプレッション・チェンバ温度 (SA) (サブプレッション・プール水温度 (SA) の代替)	0~200°C	最大値: 88°C
① サブプレッション・プール水温度 (SA) (残留熱除去系熱交換器出口温度の代替)	0~200°C	最大値: 88°C	

の代替)		
①復水移送ポンプ吐出圧力 (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) の代替)	0~2MPa [gage]	-
①格納容器内圧力 (S/C) (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) の代替)	0~980.7kPa [abs]	最大値 : 177kPa [gage]
①サブプレッション・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), 復水補給水系流量 (格納容器下部注水流量) の代替)	-6~11m (T. M. S. L. -7150~+9850mm)	-2.59~0m (T. M. S. L. -3740~-1150mm)
②格納容器下部水位 (復水補給水系流量 (格納容器下部注水流量) の代替)	+1m, +2m, +3m (T. M. S. L. -5600mm, -4600mm, -3600mm)	-
②原子炉圧力容器温度 (復水補給水系流量 (RHR A 系代替注水流量) の代替)	0~350°C	最大値 : 300°C
②ドライウエル雰囲気温度 (復水補給水系流量 (RHR B 系代替注水流量) の代替)	0~300°C	最大値 : 138°C
格納容器圧力逃がし装置		
①格納容器内圧力 (D/W) (フィルタ装置入口圧力の代替)	0~1000kPa [abs]	最大値 : 246kPa [gage]
①格納容器内圧力 (S/C) (フィルタ装置入口圧力の代替)	0~980.7kPa [abs]	最大値 : 177kPa [gage]
①格納容器内水素濃度 (SA) (フィルタ装置水素濃度の代替)	0~100vol%	0~6.2vol%
①フィルタ装置水位 (フィルタ装置スクラバ水 pH の代替)	0~6000mm	-
耐圧強化ベント系		
①格納容器内水素濃度 (SA) (フィルタ装置水素濃度の代替)	0~100vol%	0~6.2vol%
残留熱除去系		
①原子炉圧力容器温度 (残留熱除去系熱交換器入口温度の代替)	0~350°C	最大値 : 300°C
①サブプレッション・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代替)	0~200°C	最大値 : 97°C
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代替)	0~300°C	最大値 : 182°C
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代替)	0~3.5MPa [gage]	最大値 : 3.5MPa [gage]
①原子炉補機冷却水系系統流量 (残留熱除去系熱交換器出口温度の代替)	0~4000m ³ /h (6号炉区分Ⅰ, Ⅱ) 0~3000m ³ /h (6号炉区分Ⅲ, 7号炉区分Ⅰ, Ⅱ) 0~2000m ³ /h (7号炉区分Ⅲ)	0~2200m ³ /h (6号炉区分Ⅰ, Ⅱ) 0~1700m ³ /h (6号炉区分Ⅲ) 0~2600m ³ /h (7号炉区分Ⅰ, Ⅱ) 0~1600m ³ /h (7号炉区分Ⅲ)
①残留熱除去系熱交換器入口冷却水流量 (残留熱除去系熱交換器出口温度の代替)	0~2000m ³ /h (6号炉) 0~1500m ³ /h (7号炉)	0~1200m ³ /h
*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)		

① サプレッション・プール水位 (S A) (残留熱代替除去系原子炉注水流量の代替)	-0.80~5.50m ^{**2}	-0.5~0m ^{**2}
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レイ流量の代替)	0~50m ³ /h	-
① 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レイ流量の代替)	0~3MPa [gage]	-
② 原子炉水位 (広帯域) (残留熱代替除去系原子炉注水流量の代替)	-400~150cm ^{**1}	-798~132cm ^{**1}
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~-300cm ^{**1}	-798~132cm ^{**1}
② 原子炉水位 (S A) (残留熱代替除去系原子炉注水流量の代替)	-900~150cm ^{**1}	-798~132cm ^{**1}
② サプレッション・プール水温度 (S A) (残留熱代替除去系格納容器スプレイ流量の代替)	0~200°C	最大値 : 88°C
② ドライウエル温度 (S A) (残留熱代替除去系格納容器スプレイ流量の代替)	0~300°C	最大値 : 145°C
② サプレッション・チェンバ温度 (S A) (残留熱代替除去系格納容器スプレイ流量の代替)	0~200°C	最大値 : 88°C
③ 残留熱代替除去系格納容器スプレイ流量 (残留熱代替除去系原子炉注水流量の代替)	0~150m ³ /h	-
③ 残留熱代替除去ポンプ出口圧力 (残留熱代替除去系原子炉注水流量の代替)	0~3MPa [gage]	-
④ 原子炉圧力容器温度 (S A) (残留熱代替除去系原子炉注水流量の代替)	0~500°C	最大値 : 302°C
格納容器フィルタベント系		
① ドライウエル圧力 (S A) (スクラバ容器圧力の代替)	0~1,000kPa [abs]	最大値 : 324kPa [gage]
① サプレッション・チェンバ圧力 (S A) (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			備考	
計測目的	<p>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。</p> <p>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により監視が可能である。</p>	格納容器水素濃度 (SA)	① (第1ベントフィルタ出口水素濃度の代替)	0~100vol%	0~2.0vol%	
推定方法	<p>推定方法は、以下のとおりである。</p> <p>1. 代替循環冷却系</p> <p>(1) サプレッション・チェンバ・プール水温度</p> <p>① サプレッション・チェンバ気体温度</p> <p>サプレッション・チェンバ・プール水温度の監視が不可能となった場合は、サプレッション・チェンバ内の気体温度と水温が平衡状態にあると仮定し、サプレッション・チェンバ気体温度によりサプレッション・チェンバ・プール水温度を推定する。</p> <p>(2) 復水補給水系温度 (代替循環冷却)</p> <p>① サプレッション・チェンバ・プール水温度</p> <p>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からサプレッション・チェンバ・プール水温度により推定する。</p> <p>熱交換器ユニットの熱交換量評価 (例として、サプレッション・チェンバ・プール側: 約160℃に対して出口側は約80℃の評価) から、サプレッション・チェンバ・プ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。</p> <p>(3) 復水補給水系流量 (RHR A系代替注水流量)</p> <p>① 原子炉水位 (広帯域), 原子炉水位 (燃料域), 原子炉水位 (SA)</p> <p>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。(詳細は、(d) 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 (原子炉圧力容器への注水量) 参照)</p> <p>② 原子炉圧力容器温度</p> <p>原子炉圧力容器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。</p> <p>(4) 復水補給水系流量 (RHR B系代替注水流量)</p> <p>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</p> <p>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。</p> <p>揚程及びシステム抵抗[m]の算出方法</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 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) 	格納容器水素濃度 (B系)	① (第1ベントフィルタ出口水素濃度の代替)	0~5 vol% / 0~100vol%	0~2.0vol%	
		残留熱除去系				
		原子炉圧力容器温度 (SA) (残留熱除去系熱交換器入口温度の代替)	①	0~500℃	最大値: 302℃	
		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代替)	①	0~200℃	最大値: 88℃	
		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代替)	①	0~200℃	185℃以下	
		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代替)	①	0~4 MPa [gage]	最大値: 1.0MPa [gage]	
		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出口温度の代替)	②	0~1,500m ³ /h	0~ 1,218m ³ /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)				
		計測目的	<p>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。</p> <p>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により監視が可能である。</p>			
推定方法	<p>推定方法は、以下の通りである。</p> <p>1. 残留熱代替除去系</p> <p>(1) サプレッション・プール水温度 (SA)</p> <p>① サプレッション・チェンバ温度 (SA)</p> <p>サプレッション・プール水温度 (SA) の監視が不可能となった場</p>					

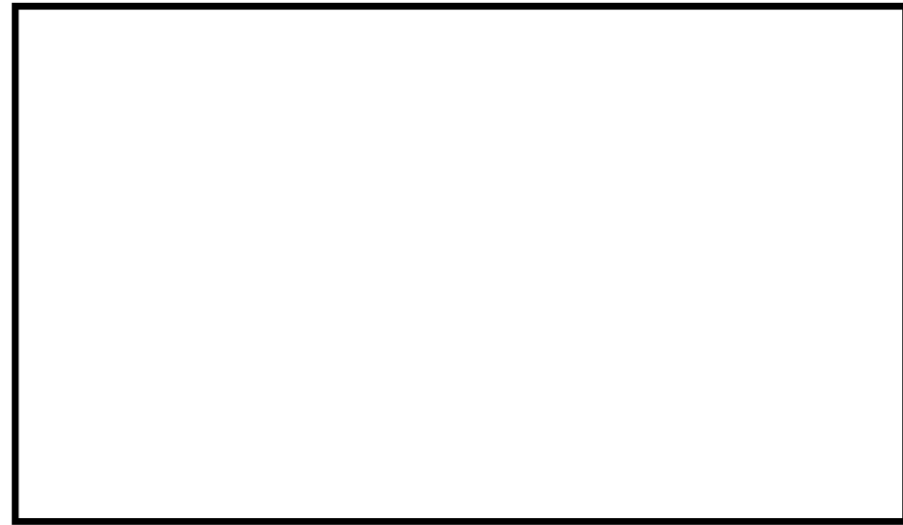


図 58-8-23 復水移送ポンプ性能曲線

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

代替循環冷却系による冷却において，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，サブプレッション・チェンバ・プール水温度，ドライウェル雰囲気温度，サブプレッション・チェンバ気体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。

(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），サブプレッション・チェンバ・プール水位

復水補給水系流量（格納容器下部注水流量）の監視が不可能となった場合は，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），サブプレッション・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。

②格納容器下部水位

復水補給水系流量（格納容器下部注水流量）の監視が不可能となった場合は，注水先の格納容器下部水位の変化により復水補給水系流量（格納容器下部注水流量）を推定する。

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）

フィルタ装置入口圧力の監視が不可能となった場合は，格納容器内圧力（D/W）又は格納容器内圧力（S/C）の傾向監視により格納容器圧力逃がし装置の健全性を推定する。

フィルタ装置入口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 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 18 参照）。

合は，サブプレッション・チェンバ内の気体温度と水温が平衡状態にあると仮定し，サブプレッション・チェンバ温度（SA）によりサブプレッション・プール水温度（SA）を推定する。

(2) 残留熱除去系熱交換器出口温度

①サブプレッション・プール水温度（SA）

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サブプレッション・プール水温度（SA）により推定する。

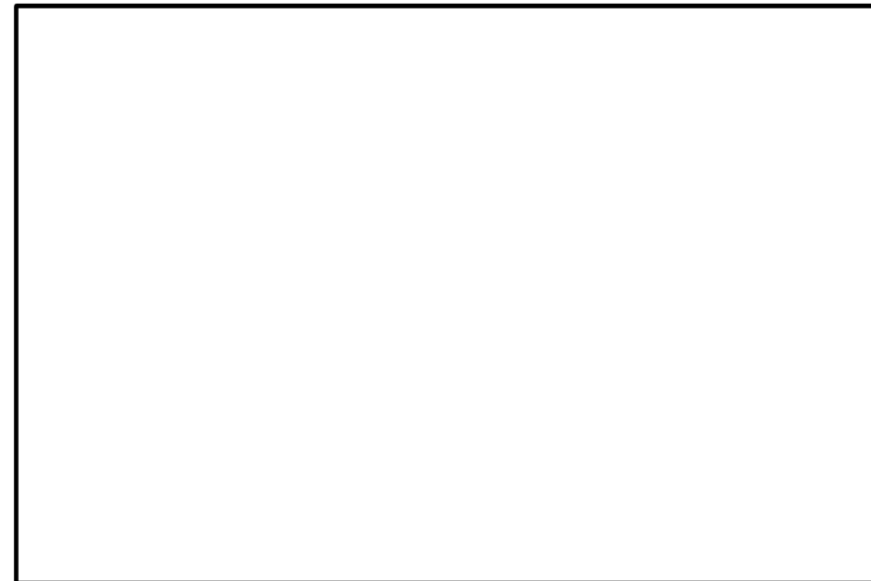
残留熱除去系熱交換器の熱交換量評価（例として，サブプレッション・チェンバ・プール側：約170℃に対して出口側は約80℃の評価）から，サブプレッション・プール水温度（SA）により残留熱除去系熱交換器出口温度を推定する。

(3) 残留熱代替除去系原子炉注水流量

①サブプレッション・プール水位（SA）

サブプレッション・プールの水位容量曲線を用いて，水位の変化量から注水した水量を推定する。なお，炉心冷却状態を原子炉水位にあわせて確認する。

推定可能範囲：注水流量の計測範囲

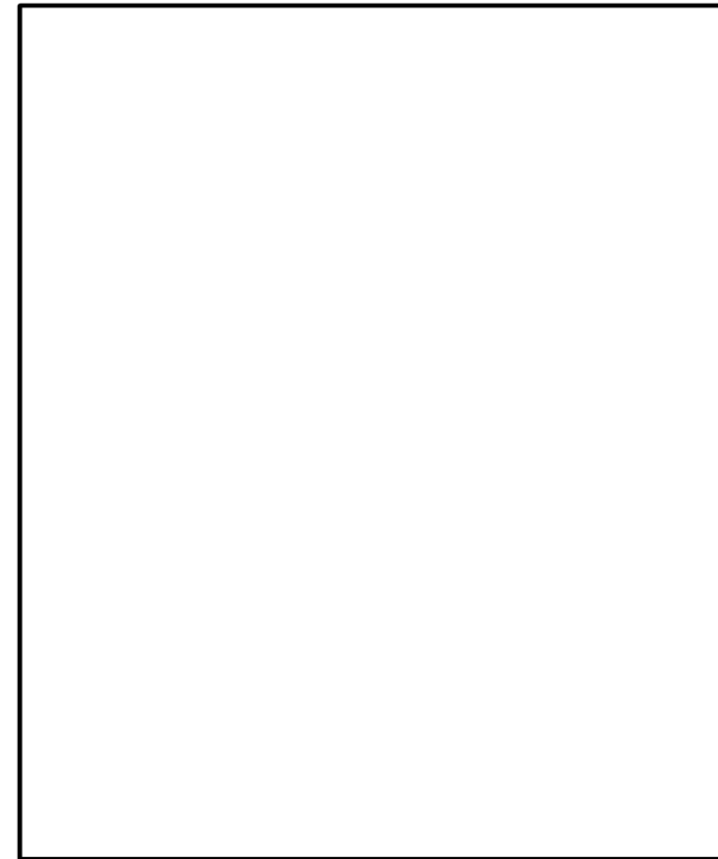


第58-8-19図 サブプレッション・プールの水位容量曲線

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>(2) フィルタ装置水素濃度 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) により推定する。</p> <p>(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。</p> <p>3. 耐圧強化ベント系 (1) フィルタ装置水素濃度 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耐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。</p> <p>4. 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、サブプレッション・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、サブプレッション・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。</p> <p>(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、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推定する。</p> <p>②原子炉補機冷却水系統流量、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。</p> <p>(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。</p>	<p>②原子炉水位 (広帯域), 原子炉水位 (燃料域), 原子炉水位 (SA) 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、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 (原子炉圧力容器への注水量) 参照)</p> <p>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、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る。</p> <p>④原子炉圧力容器温度 (SA) 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いることを推定する。</p> <p>(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、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推定する。</p>	



図 58-8-24 残留熱除去系ポンプによる注水特性



第58-8-20図 残留熱代替除去ポンプ性能曲線

推定の
評価

1. 代替循環冷却系

(1) サプレッション・チェンバ・プール水温度

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・チェンバ・プール水温度を推定することができ、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℃)

(2) 復水補給水系温度 (代替循環冷却)

① サプレッション・チェンバ・プール水温度

熱交換器ユニットの熱交換量評価から、サプレッション・チェンバ・プール水温度により復水補給水系温度 (代替循環冷却) を推定することができる。

また、除熱対象であるサプレッション・チェンバ・プ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・プール水温度の誤差：±1.7℃)。

(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)

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：±49mm, 原子炉水位 (燃料域) の誤差：±36mm, 原子炉水位 (SA) の誤差：±180mm)。

② 原子炉压力容器温度

除熱対象である原子炉压力容器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 (原子炉压力容器温度の誤差：±3.4℃)。

② サプレッション・プール水温度 (SA), ドライウエル温度 (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冷却において、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), ドライウエル温度 (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 ドライウエル圧力 (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、ドライウエル圧力 (SA) 又はサプレッション・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。

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>(4) 復水補給水系流量 (RHR B系代替注水流量)</p> <p>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</p> <p>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: $\pm 4\text{m}^3/\text{h}$, 復水補給水系流量 (格納容器下部注水流量) の誤差: $\pm 3\text{m}^3/\text{h}$ と, 「復水移送ポンプ性能曲線」より例えば流量 $190\text{m}^3/\text{h}$ に対して, 復水移送ポンプ吐出圧力の誤差: $\pm 0.02\text{MPa}$, 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: $\pm 0.04\text{MPa}$ から流量に換算した場合は $190\text{m}^3/\text{h}$ 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)。</p> <p>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</p> <p>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: $\pm 2.1^\circ\text{C}$, ドライウェル雰囲気温度: $\pm 2.9^\circ\text{C}$, サプレッション・チェンバ・プール水温度の誤差: $\pm 1.7^\circ\text{C}$)。</p> <p>(5) 復水補給水系流量 (格納容器下部注水流量)</p> <p>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</p> <p>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: $\pm 9\text{m}^3/\text{h}$, と, 「復水移送ポンプ性能曲線」より例えば流量 $190\text{m}^3/\text{h}$ に対して, 復水移送ポンプ吐出圧力の誤差: $\pm 0.02\text{MPa}$, 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: $\pm 0.04\text{MPa}$ から流量に換算した場合は $190\text{m}^3/\text{h}$ 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)。</p> <p>②格納容器下部水位</p> <p>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: $-0\sim+100\text{mm}$)。</p>	<p>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)。</p> <p>(2) 第1ベントフィルタ出口水素濃度</p> <p>①格納容器水素濃度 (SA), 格納容器水素濃度 (B系)</p> <p>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。</p> <p>3. 残留熱除去系</p> <p>(1) 残留熱除去系熱交換器入口温度</p> <p>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)</p> <p>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。</p> <p>(2) 残留熱除去系熱交換器出口温度</p> <p>①残留熱除去系熱交換器入口温度</p> <p>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。</p> <p>②残留熱除去系熱交換器冷却水流量</p> <p>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。</p> <p>(3) 残留熱除去ポンプ出口流量</p> <p>①残留熱除去ポンプ出口圧力</p> <p>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。</p>	

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>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)。</p> <p>(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: ±2.1vol%)。</p> <p>(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)。</p> <p>3. 耐圧強化ベント系 (1) 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: 約±2.1vol%)。</p> <p>4. 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, サプレッション・チェンバ・プール水温度 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の誤差: ±3.4℃, サプレッション・チェンバ・プール水温度の誤差: 約±1.7℃)。</p> <p>(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 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℃)。</p> <p>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</p>	<div data-bbox="1528 304 2329 976" style="border: 1px solid black; width: 100%; height: 100%;"></div> <p style="text-align: center;">第58-8-21図 残留熱除去ポンプ性能曲線</p> <p>推定の評価</p> <p>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・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・チェンバ温度の誤差: ±4.0℃)</p> <p>(2) 残留熱除去系熱交換器出口温度 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とができる。 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:</p>	

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>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）。</p> <p>(3) 残留熱除去系系統流量</p> <p>①残留熱除去系ポンプ吐出圧力</p> <p>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、サブプレッション・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）。</p> <p>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。</p> <p>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。</p>	<p>±2.0℃)。</p> <p>(3) 残留熱代替除去系原子炉注水流量</p> <p>①サブプレッション・プール水位 (SA)</p> <p>サブプレッション・プール水位 (SA) による推定方法は、サブプレッション・プールを水源として使用し、かつ、サブプレッション・プールへの注水流量が把握できる場合に適用できる。(サブプレッション・プール水位 (SA) の誤差：±0.05m)</p> <p>②原子炉水位 (広帯域)、原子炉水位 (燃料域)、原子炉水位 (SA)</p> <p>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)。</p> <p>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口圧力</p> <p>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)</p> <p>④原子炉圧力容器温度 (SA)</p> <p>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℃)。</p> <p>(4) 残留熱代替除去系格納容器スプレイ流量</p> <p>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</p> <p>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。</p>	

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
	<div data-bbox="1344 258 2368 1759" style="border: 1px solid black; padding: 10px;"> <p>(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±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)。</p> <p>②サブプレッション・プール水温度 (SA)、ドライウエル温度 (SA)、サブプレッション・チェンバ温度 (SA) 除熱対象であるサブプレッション・プール水温度 (SA)、ドライウエル温度 (SA)、サブプレッション・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 (サブプレッション・プール水温度 (SA) の誤差：±2.0℃、ドライウエル温度 (SA)：±6.0℃、サブプレッション・チェンバ温度 (SA) の誤差：±4.0℃)。</p> <p>2. 格納容器フィルタベント系 (1) スクラバ容器圧力 ①ドライウエル圧力 (SA)、サブプレッション・チェンバ圧力 (SA) ドライウエル圧力 (SA)、サブプレッション・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 (ドライウエル圧力 (SA) の誤差：±8kPa、サブプレッション・チェンバ圧力 (SA) の誤差：±8kPa)。</p> <p>(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：±2.0vol%、格納容器水素濃度 (B系) の誤差：±3.2vol%)。</p> <p>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)、サブプレッション・プール水温度 (SA) 除熱対象である原子炉圧力容器温度 (SA)、サブプレッション・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</p> </div>	

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
	<div data-bbox="1344 262 2368 1759" style="border: 1px solid black; padding: 10px;"> <p>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（S A）の誤差：±10.0℃，サブプレッション・プール水温度（S A）の誤差：±2.0℃）。</p> <p>（2）残留熱除去系熱交換器出口温度</p> <p>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：±4.0℃）。</p> <p>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把握する上で適切である（残留熱除去系熱交換器冷却水流量の誤差：±45m³/h）。</p> <p>（3）残留熱除去ポンプ出口流量</p> <p>①残留熱除去ポンプ出口圧力 残留熱除去ポンプ出口圧力による推定方法は、残留熱除去ポンプの注水特性から推定した流量より残留熱除去ポンプ出口流量を確認し、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（「残留熱除去ポンプ注水特性」より、例えば流量約1,200m³/hに対して、残留熱除去ポンプ出口圧力の誤差：±0.08MPaから流量に換算した場合は1,200±程度である。 なお、原子炉圧力容器温度（S A）、サブプレッション・プール水温度（S A）の低下傾向をあわ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）。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> </div>	

(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

項目	格納容器バイパスの監視			
	監視パラメータ	計測範囲	設計基準	
主要 パラメータ	原子炉压力容器内の状態			
	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]	
	原子炉圧力 (SA)	0~11MPa [gage]	最大値: 8.48MPa [gage]	
	原子炉格納容器内の状態			
	ドライウエル雰囲気温度	0~300℃	最大値: 138℃	
	格納容器内圧力 (D/W)	0~1000kPa [abs]	最大値: 246kPa [gage]	
	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]	
	代替 パラメータ	原子炉压力容器内の状態		
		①原子炉水位 (SA) (原子炉水位 (広帯域), 原子炉水位 (燃料域), 原子炉圧力, 原子炉圧力 (SA) の代替)	-3200~3500mm ^{*1} -8000~3500mm ^{*1}	-6872~1650mm ^{*1}
①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)		-3200~3500mm ^{*1}	-6872~1650mm ^{*1}	
①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)		-4000~1300mm ^{*2}	-3680~4843mm ^{*2}	
①原子炉圧力 (原子炉圧力 (SA) の代替)		0~10MPa [gage]	最大値: 8.48MPa [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]	
②原子炉压力容器温度 (原子炉圧力, 原子炉圧力 (SA) の代替)		0~350℃	最大値: 300℃	
原子炉格納容器内の状態				
①格納容器内圧力 (S/C) (格納容器内圧力 (D/W) の代替)		0~980.7kPa [abs]	最大値: 177kPa [gage]	
①格納容器内圧力 (D/W) (ドライウエル雰囲気温度の代替)		0~1000kPa [abs]	最大値: 246kPa [gage]	
②ドライウエル雰囲気温度 (格納容器内圧力 (D/W) の代替)		0~300℃	最大値: 138℃	
③ [格納容器内圧力 (D/W)] ※ (格納容器内圧力 (D/W) の代替)		0~500kPa [abs]	最大値: 246kPa [gage]	
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	-		

(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

項目	格納容器バイパスの監視			
	監視パラメータ	計測範囲	設計基準	
主要 パラ メータ	原子炉压力容器内の状態			
	原子炉水位 (広帯域)	-400~150cm ^{**1}	-798~132cm ^{**1}	
	原子炉水位 (燃料域)	-800~-300cm ^{**1}	-798~132cm ^{**1}	
	原子炉水位 (SA)	-900~150cm ^{**1}	-798~132cm ^{**1}	
	原子炉圧力	0~10MPa [gage]	最大値: 8.29MPa [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			
	ドライウエル温度 (SA)	0~300℃	最大値: 145℃	
	ドライウエル圧力 (SA)	0~1,000kPa [abs]	最大値: 324kPa [gage]	
	原子炉建物内の状態			
	残留熱除去ポンプ出口圧力	0~4MPa [gage]	最大値: 1.0MPa [gage]	
	低圧炉心スプレイポンプ出口圧力	0~5MPa [gage]	最大値: 2.0MPa [gage]	
	代替 パラ メータ	原子炉压力容器内の状態		
		① 原子炉水位 (SA) (原子炉水位 (広帯域), 原子炉水位 (燃料域), 原子炉圧力, 原子炉圧力 (SA) の代替)	-400~150cm ^{**1}	-798~132cm ^{**1}
① 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~-300cm ^{**1}	-798~132cm ^{**1}	
① 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 ^{**1}	

・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号炉		備考																																				
	<p>*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)</p> <p>*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)</p>																																							
計測目的	<p>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。</p> <p>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。</p>																																							
推定方法	<p>1. 原子炉圧力容器内の状態</p> <p>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。</p> <p>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推定する。</p> <p>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]</p> <p>2. 原子炉格納容器内の状態</p> <p>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、飽和温度/圧力の関係を利用して図 58-8-10 よりドライウエル雰囲気温度の推定を行う。 推定可能範囲: 100~170℃</p> <p>①格納容器内圧力 (S/C) ドライウエルとサブプレッション・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、格納容器内圧力 (S/C) により推定する。</p> <p>②ドライウエル雰囲気温度 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]</p> <p>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。</p> <p>3. 原子炉建屋内の状態</p> <p>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、原子炉圧力, 原子炉圧力 (SA) により推定する。</p>	<table border="1"> <tr> <td>① 原子炉圧力 (原子炉圧力 (SA) の代替)</td> <td>0~10MPa [gage]</td> <td>最大値: 8.29MPa [gage]</td> </tr> <tr> <td>① 原子炉圧力 (SA) (原子炉圧力の代替)</td> <td>0~11MPa [gage]</td> <td>最大値: 8.29MPa [gage]</td> </tr> <tr> <td>② 原子炉圧力容器温度 (SA) (原子炉圧力, 原子炉圧力 (SA) の代替)</td> <td>0~500℃</td> <td>最大値: 302℃</td> </tr> <tr> <td colspan="3">原子炉格納容器内の状態</td> </tr> <tr> <td>① ドライウエル圧力 (SA) (ドライウエル温度 (SA) の代替)</td> <td>0~1,000kPa [abs]</td> <td>最大値: 324kPa [gage]</td> </tr> <tr> <td>① サプレッション・チェンバ 圧力 (SA) (ドライウエル圧力 (SA) の代替)</td> <td>0~1,000kPa [abs]</td> <td>最大値: 206kPa [gage]</td> </tr> <tr> <td>② ドライウエル温度 (SA) (ドライウエル圧力 (SA) の代替)</td> <td>0~300℃</td> <td>最大値: 145℃</td> </tr> <tr> <td colspan="3">原子炉建物内の状態</td> </tr> <tr> <td>① 原子炉圧力</td> <td>0~10MPa [gage]</td> <td>最大値: 8.29MPa [gage]</td> </tr> <tr> <td>① 原子炉圧力 (SA)</td> <td>0~11MPa [gage]</td> <td>最大値: 8.29MPa [gage]</td> </tr> <tr> <td>② [エリア放射線モニタ]**</td> <td>10⁻⁴~1 mSv/h 10⁻³~10mSv/h</td> <td>—</td> </tr> <tr> <td colspan="3">※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)</td> </tr> </table>	① 原子炉圧力 (原子炉圧力 (SA) の代替)	0~10MPa [gage]	最大値: 8.29MPa [gage]	① 原子炉圧力 (SA) (原子炉圧力の代替)	0~11MPa [gage]	最大値: 8.29MPa [gage]	② 原子炉圧力容器温度 (SA) (原子炉圧力, 原子炉圧力 (SA) の代替)	0~500℃	最大値: 302℃	原子炉格納容器内の状態			① ドライウエル圧力 (SA) (ドライウエル温度 (SA) の代替)	0~1,000kPa [abs]	最大値: 324kPa [gage]	① サプレッション・チェンバ 圧力 (SA) (ドライウエル圧力 (SA) の代替)	0~1,000kPa [abs]	最大値: 206kPa [gage]	② ドライウエル温度 (SA) (ドライウエル圧力 (SA) の代替)	0~300℃	最大値: 145℃	原子炉建物内の状態			① 原子炉圧力	0~10MPa [gage]	最大値: 8.29MPa [gage]	① 原子炉圧力 (SA)	0~11MPa [gage]	最大値: 8.29MPa [gage]	② [エリア放射線モニタ]**	10 ⁻⁴ ~1 mSv/h 10 ⁻³ ~10mSv/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)				
① 原子炉圧力 (原子炉圧力 (SA) の代替)	0~10MPa [gage]	最大値: 8.29MPa [gage]																																						
① 原子炉圧力 (SA) (原子炉圧力の代替)	0~11MPa [gage]	最大値: 8.29MPa [gage]																																						
② 原子炉圧力容器温度 (SA) (原子炉圧力, 原子炉圧力 (SA) の代替)	0~500℃	最大値: 302℃																																						
原子炉格納容器内の状態																																								
① ドライウエル圧力 (SA) (ドライウエル温度 (SA) の代替)	0~1,000kPa [abs]	最大値: 324kPa [gage]																																						
① サプレッション・チェンバ 圧力 (SA) (ドライウエル圧力 (SA) の代替)	0~1,000kPa [abs]	最大値: 206kPa [gage]																																						
② ドライウエル温度 (SA) (ドライウエル圧力 (SA) の代替)	0~300℃	最大値: 145℃																																						
原子炉建物内の状態																																								
① 原子炉圧力	0~10MPa [gage]	最大値: 8.29MPa [gage]																																						
① 原子炉圧力 (SA)	0~11MPa [gage]	最大値: 8.29MPa [gage]																																						
② [エリア放射線モニタ]**	10 ⁻⁴ ~1 mSv/h 10 ⁻³ ~10mSv/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)																																								
計測目的	<p>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。</p> <p>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。</p>																																							
推定方法	<p>1. 原子炉圧力容器内の状態</p> <p>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により推定する。</p>																																							

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>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。</p>		
推定の評価	<p>1. 原子炉圧力容器内の状態</p> <p>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ができ、適用可能である (原子炉水位 (広帯域) の誤差: 約±49mm, 原子炉水位 (燃料域) の誤差: 約±36mm, 原子炉水位 (SA) の誤差: 約±180mm)。</p> <p>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 (原子炉圧力の誤差: 約±0.07MPa, 原子炉圧力 (SA) の誤差: 約±0.08MPa)。</p> <p>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 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されるもの、原子炉圧力容器内の圧力は上記①で推定ができるため、事故収束を行う上で問題とならない。</p> <p>2. 原子炉格納容器内の状態</p> <p>①格納容器内圧力 (D/W) 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、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、適用可能である (格納容器内圧力 (D/W) の誤差: 約±15kPa)。</p> <p>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、適用可能である (格納容器内圧力 (S/C) の誤差: 約±15.6kPa)。</p> <p>②ドライウエル雰囲気温度 ドライウエ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、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 (例えば、格納容器内圧力: 約 0.31MPa [gage] (飽和温度: 約 145°C) に対して、原子炉格納容器内の温度の誤差: 約±2.9°Cから圧力に換算した場合は 0.31±0.04MPa [gage]程度)。</p> <p>③ [格納容器内圧力 (D/W)] 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。</p> <p>3. 原子炉建屋内の状態</p> <p>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:</p>	<p>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推定する。</p> <p>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) 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11MPa [gage]</p> <p>2. 原子炉格納容器内の状態</p> <p>①ドライウエル圧力 (SA) ドライウエル圧力 (SA) 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第58-8-12図よりドライウエル温度 (SA) の推定を行う。 推定可能範囲: 100°C~180°C</p> <p>①サブプレッション・チェンバ圧力 (SA) ドライウエルとサブプレッション・チェンバは、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、ドライウエル圧力 (SA) の計測が困難になった場合、サブプレッション・チェンバ圧力 (SA) によりドライウエル圧力 (SA) の推定を行う。</p> <p>②ドライウエル温度 (SA) 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第58-8-13図よりドライウエル圧力 (SA) の推定を行う。 推定可能範囲: 101~1,000kPa [abs]</p> <p>3. 原子炉建物内の状態</p> <p>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、原子炉圧力, 原子炉圧力 (SA) により推定する。</p>	

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						
<table border="1" data-bbox="181 281 1243 577"> <tr> <td data-bbox="181 281 305 577"></td> <td data-bbox="305 281 1243 577"> <p>±0.07MPa, 原子炉圧力 (SA) の誤差 : ±0.08MPa)。</p> <p>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、格納容器バ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。</p> <p>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。</p> </td> </tr> </table>		<p>±0.07MPa, 原子炉圧力 (SA) の誤差 : ±0.08MPa)。</p> <p>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、格納容器バ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。</p> <p>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。</p>	<table border="1" data-bbox="1347 256 2371 1761"> <tr> <td data-bbox="1347 256 1501 415"></td> <td data-bbox="1501 256 2371 415"> <p>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。</p> </td> </tr> <tr> <td data-bbox="1347 415 1501 1761"> <p>推定の 評価</p> </td> <td data-bbox="1501 415 2371 1761"> <p>1. 原子炉圧力容器内の状態</p> <p>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)。</p> <p>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 (原子炉圧力の誤差 : ±0.20MPa, 原子炉圧力 (SA) の誤差 : ±0.09MPa)。</p> <p>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) 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、事故収束を行う上で問題とならない。</p> <p>2. 原子炉格納容器内の状態</p> <p>①ドライウエル圧力 (SA) ドライウエル圧力 (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、適用可能である (ドライウエル圧力 (SA) の誤差 : ±8kPa)。</p> <p>①サプレッション・チェンバ圧力 (SA) 原子炉格納容器内のサプレッション・チェンバ側の圧力を同じ仕様の圧力計で計測することができ、適用可能である。(サプレッション・チェンバ圧力 (SA) の誤差 : ±8kPa)</p> <p>② ドライウエル温度 (SA) ドライウエル温度 (SA) による推定手順は、原子炉格納容器内が</p> </td> </tr> </table>		<p>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。</p>	<p>推定の 評価</p>	<p>1. 原子炉圧力容器内の状態</p> <p>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)。</p> <p>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 (原子炉圧力の誤差 : ±0.20MPa, 原子炉圧力 (SA) の誤差 : ±0.09MPa)。</p> <p>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) 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、事故収束を行う上で問題とならない。</p> <p>2. 原子炉格納容器内の状態</p> <p>①ドライウエル圧力 (SA) ドライウエル圧力 (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、適用可能である (ドライウエル圧力 (SA) の誤差 : ±8kPa)。</p> <p>①サプレッション・チェンバ圧力 (SA) 原子炉格納容器内のサプレッション・チェンバ側の圧力を同じ仕様の圧力計で計測することができ、適用可能である。(サプレッション・チェンバ圧力 (SA) の誤差 : ±8kPa)</p> <p>② ドライウエル温度 (SA) ドライウエル温度 (SA) による推定手順は、原子炉格納容器内が</p>	
	<p>±0.07MPa, 原子炉圧力 (SA) の誤差 : ±0.08MPa)。</p> <p>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、格納容器バ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。</p> <p>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。</p>							
	<p>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。</p>							
<p>推定の 評価</p>	<p>1. 原子炉圧力容器内の状態</p> <p>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)。</p> <p>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 (原子炉圧力の誤差 : ±0.20MPa, 原子炉圧力 (SA) の誤差 : ±0.09MPa)。</p> <p>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) 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、事故収束を行う上で問題とならない。</p> <p>2. 原子炉格納容器内の状態</p> <p>①ドライウエル圧力 (SA) ドライウエル圧力 (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、適用可能である (ドライウエル圧力 (SA) の誤差 : ±8kPa)。</p> <p>①サプレッション・チェンバ圧力 (SA) 原子炉格納容器内のサプレッション・チェンバ側の圧力を同じ仕様の圧力計で計測することができ、適用可能である。(サプレッション・チェンバ圧力 (SA) の誤差 : ±8kPa)</p> <p>② ドライウエル温度 (SA) ドライウエル温度 (SA) による推定手順は、原子炉格納容器内が</p>							

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
	<div data-bbox="1311 275 2398 1335" style="border: 1px solid black; padding: 10px;"> <p>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（例えば、原子炉格納容器内圧力：約427kPa [gage]（飽和温度：約154℃）に対して、原子炉格納容器内圧力の誤差は、ドライウェル温度（S A）で±6.0℃の誤差から圧力に換算した場合は427±122kPa [gage] 程度）。</p> <p>3. 原子炉建物内の状態</p> <p>①原子炉圧力，原子炉圧力（S A） 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：±0.20MPa，原子炉圧力（S A）の誤差：±0.09MPa）。</p> <p>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、格納容器バ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。</p> <p>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。</p> </div>	

(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)

(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
主要パラメータ	復水貯蔵槽水位 (SA)	0~16m(6号炉) 0~17m(7号炉)	0~15.5m(6号炉) 0~15.7m(7号炉)
	サプレッション・チェンバ・プール水位	-6~11m (T. M. S. L. -7150~+9850mm)	-2.59~0m (T. M. S. L. -3740~-1150mm)
代替パラメータ	① 高圧代替注水系系統流量 (復水貯蔵槽水位 (SA) の代替)	0~300m ³ /h	-
	① 復水補給水系流量 (RHR A 系代替注水流量)	0~200m ³ /h(6号炉) 0~150m ³ /h(7号炉)	-
	① 復水補給水系流量 (RHR B 系代替注水流量)	0~350m ³ /h	-
	① 復水補給水系流量 (格納容器下部注水流量) (復水貯蔵槽水位 (SA) の代替)	0~150m ³ /h(6号炉) 0~100m ³ /h(7号炉)	-
	① 原子炉隔離時冷却系系統流量 (復水貯蔵槽水位 (SA) の代替)	0~300m ³ /h	0~182m ³ /h
	① 高圧炉心注水系系統流量 (復水貯蔵槽水位 (SA) の代替)	0~1000m ³ /h	0~727m ³ /h
	① 残留熱除去系系統流量 (サプレッション・チェンバ・プール水位の代替)	0~1500m ³ /h	0~954m ³ /h
	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 (サプレッション・チェンバ・プール水位の代替)	0~3.5MPa[gage]	最大値: 3.5MPa[gage]
	② 原子炉水位 (広帯域) (復水貯蔵槽水位 (SA) の代替)	-3200~3500mm ^{*1}	-6872~1650mm ^{*1}
	② 原子炉水位 (燃料域) (復水貯蔵槽水位 (SA) の代替)	-4000~1300mm ^{*2}	-3680~4843mm ^{*2}
	② 原子炉水位 (SA) (復水貯蔵槽水位 (SA) の代替)	-3200~3500mm ^{*1} -8000~3500mm ^{*1}	-6872~1650mm ^{*1}
	③ [復水貯蔵槽水位]※ (復水貯蔵槽水位 (SA) の代替)	0~16m(6号炉) 0~17m(7号炉)	0~15.5m(6号炉) 0~15.7m(7号炉)
	③ [サプレッション・チェンバ・プール水位]※ (サプレッション・チェンバ・プール水位の代替)	-6200~2000mm (T. M. S. L. -7350~850mm) (6号炉) -5500~550mm (T. M. S. L. -6650~-600mm) (7号炉)	-2.59~0m (T. M. S. L. -3740~-1150mm)
*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)			

項目	水源の確保		
	監視パラメータ	計測範囲	設計基準
主要パラメータ	低圧原子炉代替注水槽水位	0~1,500m ³ (0~12,542mm)	-
	サプレッション・プール水位 (SA)	-0.80~5.50m ^{*2}	-0.5~0m ^{*2}
代替パラメータ	代替注水流量 (常設)		
	① (低圧原子炉代替注水槽水位の代替)	0~300m ³ /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)	0~150m ³ /h	-
	① 原子炉隔離時冷却ポンプ出口流量 (サプレッション・プール水位 (SA) の代替)	0~150m ³ /h	0~99m ³ /h
	① 高圧炉心スプレイポンプ出口流量 (サプレッション・プール水位 (SA) の代替)	0~1,500m ³ /h	0~1,314m ³ /h
	① 残留熱除去ポンプ出口流量 (サプレッション・プール水位 (SA) の代替)	0~1,500m ³ /h	0~1,380m ³ /h
	① 低圧炉心スプレイポンプ出口流量 (サプレッション・プール水位 (SA) の代替)	0~1,500m ³ /h	0~1,314m ³ /h
	① 残留熱代替除去系原子炉注水流量 (サプレッション・プール水位 (SA) の代替)	0~50m 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~-300cm ^{*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}	

・設備の相違

計測目的	<p>重大事故等時において、主要パラメータにて水源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への注水が継続可能であるかどうかの確認である。</p>
推定方法	<p>復水貯蔵槽又はサプレッション・チェンバ・プールを水源とするポンプの注水量、吐出圧力、あるいは注水先の原子炉水位から、復水貯蔵槽水位 (SA) 又はサプレッション・チェンバ・プール水位を推定する。 推定方法は、以下のとおりである。</p> <p>①復水貯蔵槽を水源とするポンプ注水量 復水貯蔵槽の水位容量曲線を用いて、復水貯蔵槽を水源とするポンプの流量と経過時間より算出した注水量から推定する。復水貯蔵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。</p> <p>推定可能範囲：0～16m(6号炉)、0～17m(7号炉)</p> <div data-bbox="326 714 1187 1291" style="border: 1px solid black; width: 100%; height: 100%; text-align: center;"> </div> <p>図 58-8-25 復水貯蔵槽の水位容量曲線</p> <p>①復水補給水系流量 (RHR B系代替注水流量) サプレッション・チェンバの水位容量曲線を用いて、原子炉格納容器へ注水する復水補給水系流量 (RHR B系代替注水流量) と経過時間より算出した注水量から推定する。</p> <p>①復水補給水系流量 (RHR A系代替注水流量)、残留熱除去系系統流量 サプレッション・チェンバの水位容量曲線を用いて、サプレッション・チェンバ・プール水から原子炉圧力容器へ注水する復水補給水系流量 (RHR A系代替注水流量) 又は残留熱除去系系統流量と経過時間より算出した注水量から推定する。</p>

	サプレッション・プール水位 (SA) ② (低圧原子炉代替注水槽水位の代替)	-0.80～ 5.50m ^{*2}	-0.5～ 0m ^{*2}
	② 低圧原子炉代替注水ポンプ出口圧力 (低圧原子炉代替注水槽水位の代替)	0～4MPa [gage]	-
	② 原子炉隔離時冷却ポンプ出口圧力 (サプレッション・プール水位 (SA) の代替)	0～10MPa [gage]	最大値： 9.02MPa [gage]
	② 高圧炉心スプレイポンプ出口圧力 (サプレッション・プール水位 (SA) の代替)	0～12MPa [gage]	最大値： 8.93MPa [gage]
	② 残留熱除去ポンプ出口圧力 (サプレッション・プール水位 (SA) の代替)	0～4MPa [gage]	最大値： 1.0MPa [gage]
	② 低圧炉心スプレイポンプ出口圧力 (サプレッション・プール水位 (SA) の代替)	0～5MPa [gage]	最大値： 2.0MPa [gage]
	② 残留熱代替除去ポンプ出口圧力 (サプレッション・プール水位 (SA) の代替)	0～3MPa [gage]	-
	③ [サプレッション・プール水位] * (サプレッション・プール水位 (SA) の代替)	-0.5～0.5m ^{*2}	-0.5～ 0m ^{*2}
	※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)		
計測目的	<p>重大事故等時において、主要パラメータにて水源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への注水が継続可能であるかどうかの確認である。</p>		
推定方法	<p>低圧原子炉代替注水槽又はサプレッション・プールを水源とするポンプの注水量、ポンプ出口圧力、あるいは注水先の原子炉水位及びサプレッション・プール水位 (SA) から、低圧原子炉代替注水槽水位又はサプレッション・プール水位 (SA) を推定する。</p> <p>推定方法は、以下のとおりである。</p>		

サブプレッション・チェンバ・プール水量レベル換算



図 58-8-26 サプレッション・チェンバ・プールの水位容量曲線

②復水貯蔵槽を水源とするポンプ吐出圧力

復水貯蔵槽を水源とする復水移送ポンプの吐出圧力から復水移送ポンプが正常に動作していることを把握することにより、水源である復水貯蔵槽水位が確保されていることを推定する。

②サブプレッション・チェンバを水源とするポンプ吐出圧力

サブプレッション・チェンバを水源とする復水移送ポンプ及び残留熱除去系ポンプの吐出圧力から復水移送ポンプ及び残留熱除去系ポンプが正常に動作していることを把握することにより、水源であるサブプレッション・チェンバ・プール水位が確保されていることを推定する。

②原子炉水位（広帯域）、原子炉水位（燃料域）、原子炉水位（SA）

注水先である原子炉水位を計測することにより、水源である復水貯蔵槽水位が確保されていることを推定する。復水貯蔵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。

③[復水貯蔵槽水位]

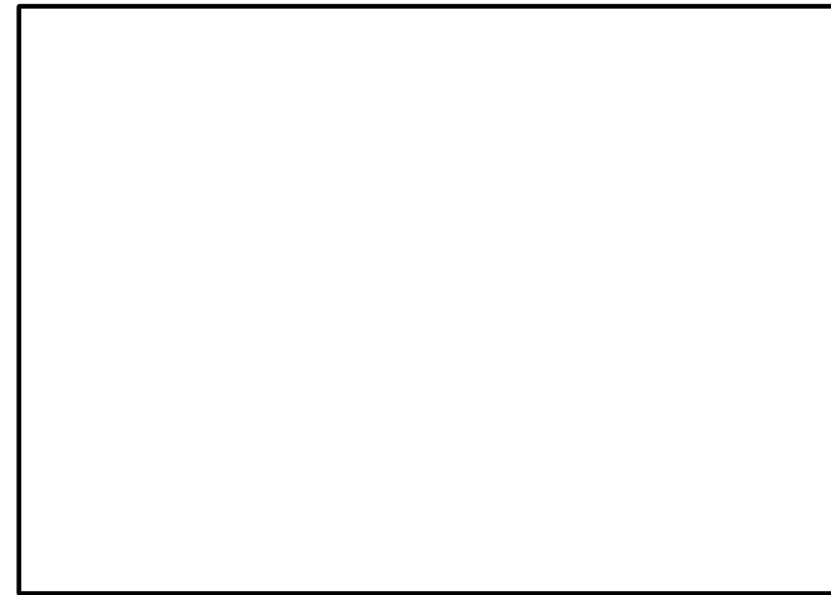
常用計器で復水貯蔵槽水位を計測することにより、推定する。

③[サブプレッション・チェンバ・プール水位]

常用計器でサブプレッション・チェンバ・プール水位を計測することにより、推定する。

①低圧原子炉代替注水槽を水源とするポンプ注水量

低圧原子炉代替注水槽の水位容量曲線を用いて、低圧原子炉代替注水槽を水源とするポンプの流量と経過時間より算出した注水量から推定する。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。



第58-8-22図 低圧原子炉代替注水槽の水位容量曲線

①サブプレッション・プールを水源とするポンプ注水量

サブプレッション・プールの水位容量曲線を用いて、サブプレッション・プール水から原子炉圧力容器へ注水する高圧原子炉代替注水流量、原子炉隔離時冷却ポンプ出口流量、高圧炉心スプレイポンプ出口流量、残留熱除去ポンプ出口流量、低圧炉心スプレイポンプ出口流量、残留熱代替除去系原子炉注水流量と経過時間より算出した注水量から推定する。

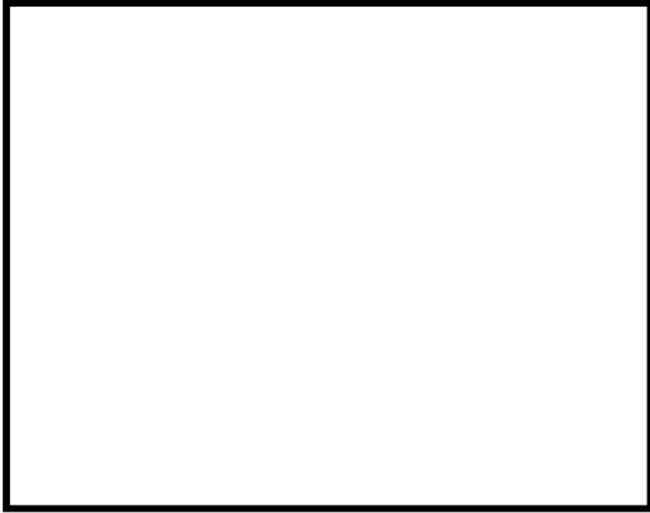
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p data-bbox="189 982 290 1037">推定の評価</p> <p data-bbox="314 306 1228 420">①復水貯蔵槽を水源とするポンプ注水量 復水貯蔵槽を水源とするポンプの注水量による推定方法は、直前まで判明していた復水貯蔵槽の水位に水位容量曲線を用いて推定するため、プラントの状態に依存することなく適用可能である。</p> <p data-bbox="314 453 1228 596">①復水補給水系流量 (RHR B系代替注水流量) 復水貯蔵槽を水源とするポンプの注水量による推定方法は、直前まで判明していたサブプレッション・チェンバの水位に水位容量曲線を用いて推定するため、必要な水源であるサブプレッション・チェンバ・プ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。</p> <p data-bbox="314 630 1228 772">①復水補給水系流量 (RHR A系代替注水流量)、残留熱除去系系統流量 サブプレッション・チェンバを水源とするポンプの注水量による推定方法は、直前まで判明していたサブプレッション・チェンバの水位に水位容量曲線を用いて推定するため、必要な水源であるサブプレッション・チェンバ・プ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。</p> <p data-bbox="314 806 1228 949">②復水貯蔵槽を水源とするポンプ吐出圧力 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注水における水源である復水貯蔵槽水位の確保を確認することであり、復水移送ポンプが正常に動作していることをポンプ吐出圧力で確認することで、必要な水源である復水貯蔵槽水位が確保されていることが推定できることから、適用可能である。</p> <p data-bbox="314 982 1228 1159">②サブプレッション・チェンバを水源とするポンプ吐出圧力 本推定方法の目的は、代替循環冷却運転時及び残留熱除去系ポンプ運転時における水源であるサブプレッション・チェンバ・プール水位の確保を確認することであり、復水移送ポンプ及び残留熱除去系ポンプが正常に動作していることをポンプ吐出圧力で確認することで、必要な水源であるサブプレッション・チェンバ・プ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。</p> <p data-bbox="314 1192 1228 1335">②原子炉水位 (広帯域)、原子炉水位 (燃料域)、原子炉水位 (SA) 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注水における水源である復水貯蔵槽水位の確保を確認することであり、注水先の原子炉水位の水位変化を確認することで、必要な水源である復水貯蔵槽水位が確保されていることが推定できることから、適用可能である。</p> <p data-bbox="314 1369 1228 1423">③[復水貯蔵槽水位] 監視可能であれば常用計器で復水貯蔵槽水位を計測することができる。</p> <p data-bbox="314 1457 1228 1541">③[サブプレッション・チェンバ・プール水位] 監視可能であれば常用計器でサブプレッション・チェンバ・プール水位を計測することができる。</p> <p data-bbox="314 1596 1228 1747"><誤差による影響について> 水源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への注水が継続可能であるかどうかを把握することであり、代替パラメータ (復水貯蔵槽を水源とするポンプ注水量、サブプレッション・チェンバを水源とするポンプ注水量及び吐出圧力) 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</p>	<div data-bbox="1531 289 2332 844" style="border: 1px solid black; width: 100%; height: 100%;"></div> <p data-bbox="1584 886 2237 915">第58-8-23図 サプレッション・プールの水位容量曲線</p> <p data-bbox="1531 957 2332 1222">②原子炉水位 (広帯域)、原子炉水位 (燃料域)、原子炉水位 (SA)、サブプレッション・プール水位 (SA) 注水先である原子炉水位又はサブプレッション・プール水位 (SA) を計測することにより、水源である低圧原子炉代替注水槽水位が確保されていることを推定する。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。</p> <p data-bbox="1531 1264 2332 1453">②低圧原子炉代替注水槽を水源とするポンプ出口圧力 低圧原子炉代替注水槽を水源とする低圧原子炉代替注水ポンプ出口圧力から低圧原子炉代替注水ポンプが正常に動作していることを把握することにより、水源である低圧原子炉代替注水槽水位が確保されていることを推定する。</p> <p data-bbox="1531 1495 2332 1759">②サブプレッション・プールを水源とするポンプ出口圧力 サブプレッション・プールを水源とする原子炉隔離時冷却ポンプ、高圧炉心スプレイ・ポンプ、残留熱除去ポンプ、低圧炉心スプレイ・ポンプ、残留熱代替除去ポンプ出口圧力から原子炉隔離時冷却ポンプ、高圧炉心スプレイ・ポンプ、残留熱除去ポンプ、低圧炉心スプレイ・ポンプ、残留熱代替除去ポンプが正常に動作していることを把握することにより、水源であるサブプレッション・プール水位が確保されてい</p>	

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
<div data-bbox="181 260 1243 590" style="border: 1px solid black; padding: 5px;"> <p>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。(高圧炉心注水系統流量の誤差：約±21m³/h から、復水貯蔵槽の水位に換算した場合の誤差は約 [] 残留熱除去系系統流量の誤差：約±31m³/h から、サブプレッション・チェンバの水位に換算した場合の誤差は約 []、復水移送ポンプ吐出圧力の誤差：約±0.02MPa、残留熱除去系ポンプ吐出圧力の誤差：±0.1MPa。原子炉水位（広帯域）の誤差：約±49mm、原子炉水位（燃料域）の誤差：約±36mm、原子炉水位（SA）の誤差：約±180mm。）</p> <p>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。</p> </div>	<div data-bbox="1359 268 2350 1745" style="border: 1px solid black; padding: 5px;"> <p>ることを推定する。</p> <p>③ [サブプレッション・プール水位] 常用計器でサブプレッション・プール水位を計測することにより、推定する。</p> <p>①低圧原子炉代替注水槽を水源とするポンプ注水量 低圧原子炉代替注水槽を水源とするポンプの注水量による推定方法は、直前まで判明していた低圧原子炉代替注水槽の水位に水位容量曲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用可能である。</p> <p>①サブプレッション・プールを水源とするポンプ注水量 サブプレッション・プールを水源とするポンプの注水量による推定方法は、直前まで判明していたサブプレッション・プールの水位に水位容量曲線を用いて推定するため、必要な水源であるサブプレッション・プ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。</p> <p>②原子炉水位（広帯域）、原子炉水位（燃料域）、原子炉水位（SA）、サブプレッション・プール水位（SA） 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注水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ことであり、注水先の原子炉水位又は原子炉格納容器の水位変化を確認することで、必要な水源である低圧原子炉代替注水槽水位が確保されていることが推定できることから、適用可能である。</p> <p>②低圧原子炉代替注水槽を水源とするポンプ出口圧力 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注水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ことであり、低圧原子炉代替注水ポンプが正常に動作していることをポンプ出口圧力で確認することで、必要な水源である低圧原子炉代替注水槽水位が確保されていることが推定できることから、適用可能である。</p> <p>②サブプレッション・プールを水源とするポンプ出口圧力 本推定方法の目的は、原子炉隔離時冷却ポンプ、高圧炉心スプレイ・ポンプ、残留熱除去ポンプ、低圧炉心スプレイ・ポンプ、残留熱代替除去ポンプ運転時における水源であるサブプレッション・プール水位の</p> </div>	

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>確保を確認することであり、原子炉隔離時冷却ポンプ、高圧炉心スプレィ・ポンプ、残留熱除去ポンプ、低圧炉心スプレィ・ポンプ、残留熱代替除去ポンプが正常に動作していることをポンプ出口圧力で確認することで、必要な水源であるサブプレッション・プ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。</p> <p>③ [サブプレッション・プール水位] 監視可能であれば常用計器でサブプレッション・プール水位を計測することができる。</p> <p><誤差による影響について> 水源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への注水が継続可能であるかどうかを把握する事であり、代替パラメータ（低圧原子炉代替注水槽を水源とするポンプ注水量、出口圧力及びサブプレッション・プールを水源とするポンプ注水量、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）の誤差：±6.0m³/hから、低圧原子炉代替注水槽の水位に換算した場合の誤差は□□□□、高圧原子炉代替注水流量の誤差：±3.0m³/h、原子炉隔離時冷却ポンプ出口流量の誤差：±3.0m³/h、高圧炉心スプレィポンプ出口流量の誤差：±45m³/h、残留熱除去ポンプ出口流量の誤差：±45m³/h、低圧炉心スプレィポンプ出口流量の誤差：±45m³/h、残留熱代替除去系原子炉注水流量の誤差：±1.0m³/h。低圧原子炉代替注水ポンプ出口圧力の誤差：±0.032MPa、原子炉隔離時冷却ポンプ出口圧力の誤差：±0.20MPa、高圧炉心スプレィポンプ出口圧力の誤差：±0.24MPa、残留熱除去ポンプ出口圧力の誤差：±0.08MPa、低圧炉心スプレィポンプ出口圧力の誤差：±0.10MPa、残留熱代替除去ポンプ出口圧力の誤差：±0.024MPa、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（S A）の誤差：±8.4cm、サブプレッション・プール水位（S A）の誤差：±0.05m。）</p> <p>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。</p>	

(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て（原子炉建屋内の水素濃度）

(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て（原子炉建物内の水素濃度）

項目	原子炉建屋内の水素濃度		
	監視パラメータ	計測範囲	設計基準
主要パラメータ	原子炉建屋水素濃度	0～20vol%	-
代替パラメータ	①静的触媒式水素再結合器 動作監視装置	0～300℃	-
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があるかどうかの確認である。		
推定方法	<p>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。</p> <p>推定方法は、以下のとおりである。</p> <p>①静的触媒式水素再結合器 動作監視装置</p> <p>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（静的触媒式水素再結合器入口/出口の差温度から水素濃度を推定）により推定する。</p> <div style="text-align: center;">  </div> <p>図 58-8-27 静的触媒式水素再結合器の入口/出口の差温度と水素濃度の関係</p> <p>水素濃度 1vol%程度で静的触媒式水素再結合器入口と出口の差温度は約 40K となる。 水素濃度 4vol%程度で静的触媒式水素再結合器入口と出口の差温度は約 170K となる。</p> <p>推定可能範囲：0～約 4vol%</p>		

項目	原子炉建物内の水素濃度		
	監視パラメータ	計測範囲	設計基準
主要パラメータ	原子炉建物水素濃度	0～10vol% 0～20vol%	-
代替パラメータ	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℃ 0～400℃	-
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の確認である。		
推定方法	<p>原子炉建物内の水素濃度の主要パラメータである原子炉建物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処理装置入口温度及び静的触媒式水素処理装置出口温度により推定する。</p> <p>推定方法は、以下の通りである。</p> <p>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</p> <p>原子炉建物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処理装置入口温度及び静的触媒式水素処理装置出口温度の温度差から水素濃度を推定する。</p>		

・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号炉	備考						
<table border="1" data-bbox="181 268 1243 856"> <tr> <td data-bbox="181 268 320 856">推定の評価</td> <td data-bbox="320 268 1243 856"> <p>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。</p> <p><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。）</p> <p>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。</p> </td> </tr> </table>	推定の評価	<p>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。</p> <p><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。）</p> <p>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。</p>	<table border="1" data-bbox="1329 260 2386 1764"> <tr> <td data-bbox="1329 260 1484 1260"></td> <td data-bbox="1484 260 2386 1260"> <div data-bbox="1525 289 2326 856" style="border: 1px solid black; width: 100%; height: 100%;"></div> <p>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</p> <p>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。</p> <p>推定可能範囲：0～約4 vol%</p> </td> </tr> <tr> <td data-bbox="1329 1260 1484 1764">推定の評価</td> <td data-bbox="1484 1260 2386 1764"> <p>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。</p> <p><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</p> </td> </tr> </table>		<div data-bbox="1525 289 2326 856" style="border: 1px solid black; width: 100%; height: 100%;"></div> <p>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</p> <p>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。</p> <p>推定可能範囲：0～約4 vol%</p>	推定の評価	<p>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。</p> <p><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</p>	
推定の評価	<p>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。</p> <p><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。）</p> <p>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。</p>							
	<div data-bbox="1525 289 2326 856" style="border: 1px solid black; width: 100%; height: 100%;"></div> <p>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</p> <p>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。</p> <p>推定可能範囲：0～約4 vol%</p>							
推定の評価	<p>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。</p> <p><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</p>							

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		
	<table border="1" data-bbox="1314 264 2395 543"> <tr> <td data-bbox="1314 264 1472 543"></td> <td data-bbox="1472 264 2395 543"> <p>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入口温度の誤差：±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。)</p> <p>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。</p> </td> </tr> </table>		<p>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入口温度の誤差：±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。)</p> <p>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。</p>	
	<p>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入口温度の誤差：±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。)</p> <p>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。</p>			

(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	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
主要パラメータ	格納容器内酸素濃度	0~30vol%(6号炉) 0~10vol%/0~30vol%(7号炉)	4.9vol%以下
代替パラメータ	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
	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
	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ガス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	<p>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内雰囲気放射線レベル (D/W) 又は格納容器内雰囲気放射線レベル (S/C) 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。</p> <p>また、事故後の格納容器内圧力を監視することで、原子炉格納容器内への空気流入有無を把握し、水素ガスが燃焼を生じる可能性を推定する。</p> <p>推定方法は、以下のとおりである。</p> <p>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) 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内雰囲気放射線レベル (D/W) 又は格納容器内雰囲気放射線レベル (S/C) にて炉心損傷を判断した後、初期酸素濃度と保守的な G 値 (G(H₂)=0.4, G(O₂)=0.2) を入力とした評価結果 (解析結果) により推定する。</p> <p>推定可能範囲: 0~約 5vol%</p> <p>図 58-8-28 格納容器過圧・過温破損 (代替循環冷却系を使用する場合) の格納容器内酸素濃度変化</p>		

(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

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
主要パラメータ	格納容器酸素濃度 (S A)	0~25vol%	4.3vol%以下
代替パラメータ	格納容器酸素濃度 (B系)	0~5vol% / 0~25vol%	4.3vol%以下
	① 格納容器酸素濃度 (B系) (格納容器酸素濃度 (S A) の代替)	0~5vol% / 0~25vol%	4.3vol%以下
代替パラメータ	① 格納容器酸素濃度 (S A) (格納容器酸素濃度 (B系) の代替)	0~25vol%	4.3vol%以下
	② 格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル)	10 ⁻² ~10 ⁵ Sv/h	10Sv/h未満
	② 格納容器雰囲気放射線モニタ (サブプレッション・チェンバ)	10 ⁻² ~10 ⁵ Sv/h	10Sv/h未満
	② ドライウエル圧力 (S A)	0~1,000kPa [abs]	最大値: 324kPa [gage]
	② サプレッション・チェンバ圧力 (S A)	0~1,000kPa [abs]	最大値: 206kPa [gage]
	③ [格納容器酸素濃度 (A系)] ※	0~5vol% / 0~25vol%	4.3vol%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	<p>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 (S A) 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 (S A) にて推定) により推定する。</p> <p>格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) 又は格納容器雰囲気放射線モニタ (サブプレッション・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</p>		

・設備の相違

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 (酸素) の流入防止を目的として、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。

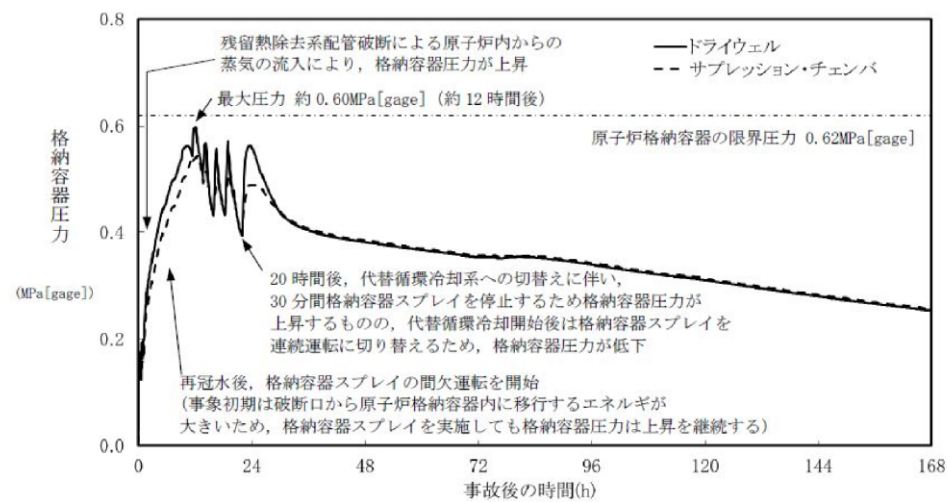


図 58-8-29 格納容器過圧・過温破損 (代替循環冷却系を使用する場合) の格納容器内圧力の推移

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。

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

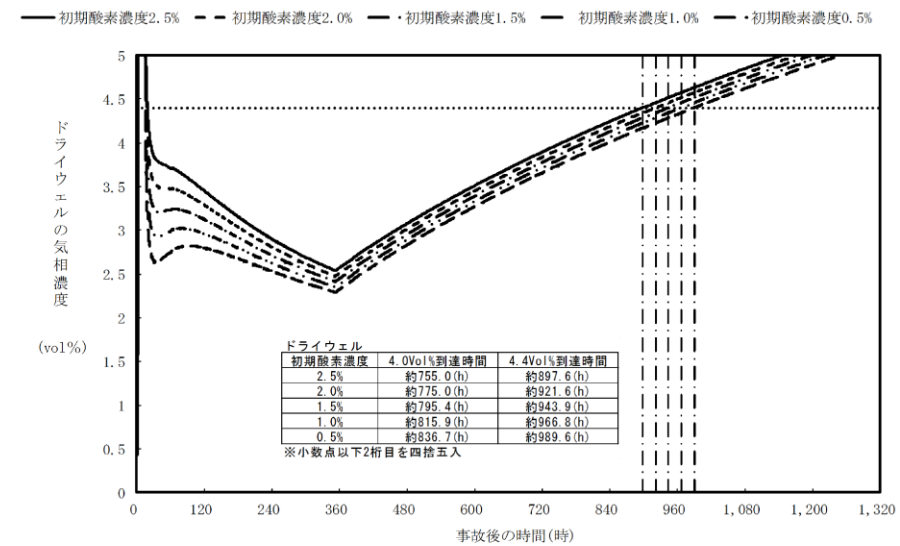
推定の評価

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 (S A), 格納容器酸素濃度 (B系)
 格納容器酸素濃度 (S A) 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 (S A) により推定する。

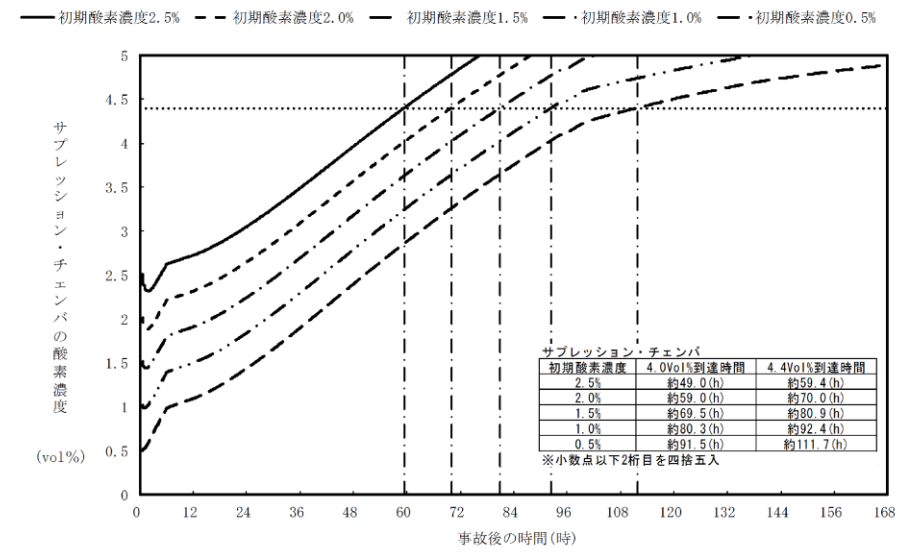
②格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル), 格納容器雰囲気放射線モニタ (サブプレッション・チェンバ)
 格納容器内酸素濃度の計測が困難になった場合、代替パラメータの格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) 又は格納容器雰囲気放射線モニタ (サブプレッション・チェンバ) にて炉心損傷を判断した後、初期酸素濃度と可燃性ガス濃度制御系の性能評価に用いている保守的な G 値 (沸騰状態の場合 G(H2)=0.4, G(O2)=0.2, 非沸騰状態の場合 G(H2)=0.25, G(O2)=0.125) を入力とした評価結果 (解析結果) により推定する。
 推定可能範囲: 0 ~ 約 5 vol%



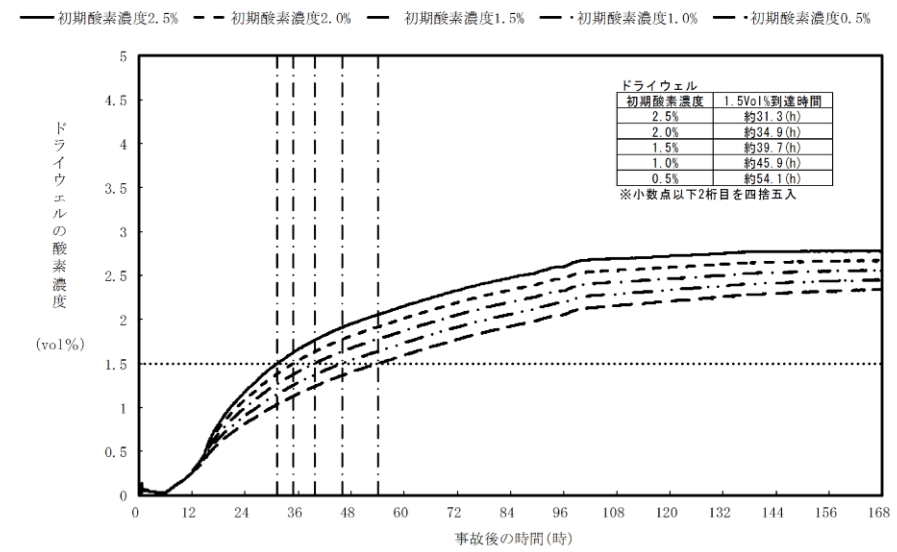
第58-8-25図 格納容器破損モード「水素燃焼」におけるドライウエル内酸素濃度 (ドライ条件)

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： $5.3 \times 10^{-1} \sim 1.9 \times 10^0 \text{Sv/h}$, N:-2~5, 格納容器内雰囲気放射線レベル (S/C) の誤差： $5.3 \times 10^{-1} \sim 1.9 \times 10^0 \text{Sv/h}$, N:-2~5, 格納容器内圧力 (D/W) の誤差： $\pm 15 \text{kPa}$, 格納容器内圧力 (S/C) の誤差： $\pm 15.6 \text{kPa}$) 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。

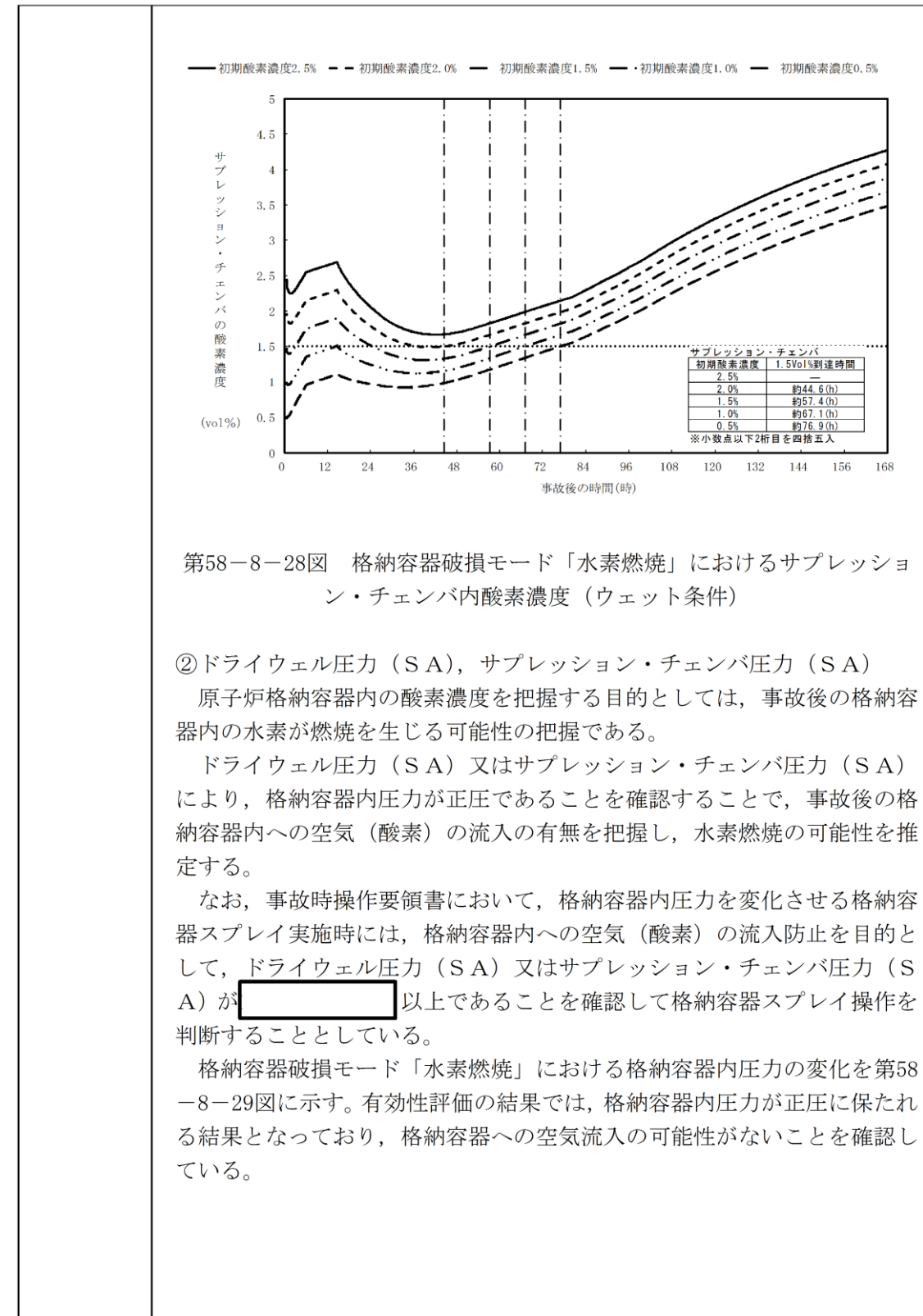
以上より、これらの代替パラメータによる推定で、格納容器破損防止対策等を成功させるために必要な状態を推定することができる。



第58-8-26図 格納容器破損モード「水素燃焼」におけるサブプレッション・チェンバ内酸素濃度（ドライ条件）



第58-8-27図 格納容器破損モード「水素燃焼」におけるドライウエル内酸素濃度（ウェット条件）



第58-8-28図 格納容器破損モード「水素燃焼」におけるサブプレッション・チェンバ内酸素濃度（ウェット条件）

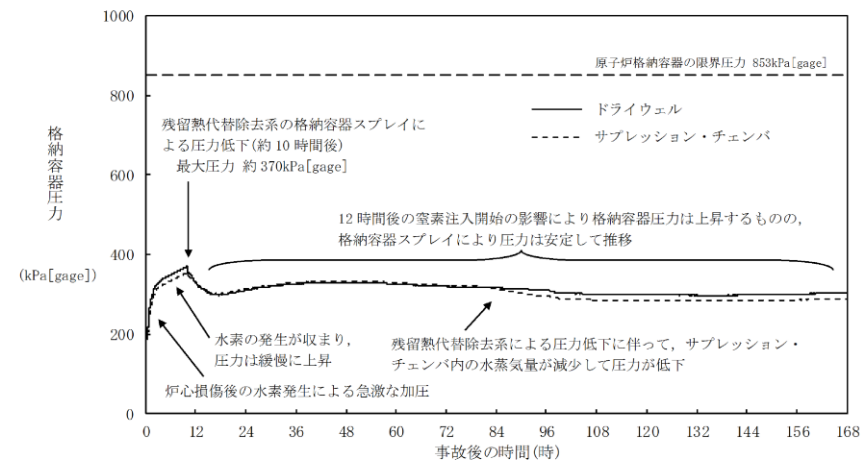
②ドライウエル圧力（SA）、サブプレッション・チェンバ圧力（SA）

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

ドライウエル圧力（SA）又はサブプレッション・チェンバ圧力（SA）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、事故後の格納容器内への空気（酸素）の流入の有無を把握し、水素燃焼の可能性を推定する。

なお、事故時操作要領書において、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、格納容器内への空気（酸素）の流入防止を目的として、ドライウエル圧力（SA）又はサブプレッション・チェンバ圧力（SA）が 以上であることを確認して格納容器スプレイ操作を判断することとしている。

格納容器破損モード「水素燃焼」における格納容器内圧力の変化を第58-8-29図に示す。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、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。



第58-8-29図 格納容器破損モード「水素燃焼」における格納容器圧力の推移

③ [格納容器酸素濃度 (A系)]

常用計器で格納容器内酸素濃度を計測することにより、推定する。

推定の
評価

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) 又は格納容器酸素濃度 (B系) による推定は格納容器酸素濃度を計測するものであり、推定方法として妥当である。

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

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、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。

②ドライウエル圧力 (SA), サブプレッション・チェンバ圧力 (SA)

格納容器内圧力を確認し、事故後の格納容器内への空気 (酸素) の流入の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ことから、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。

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
	<div data-bbox="1311 268 2398 1297" style="border: 1px solid black; padding: 10px;"> <p>③ [格納容器酸素濃度 (A系)] 監視可能であれば常用計器で原子炉格納容器内の酸素濃度を計測することができる。</p> <p><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、格納容器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を把握することであり、代替パラメータ (格納容器酸素濃度 (S A), 格納容器酸素濃度 (B系)) による推定は、同一物理量からの推定であり、格納容器内の酸素濃度の傾向が把握でき、計器誤差 (格納容器酸素濃度 (S A) の誤差: $\pm 0.75\text{vol}\%$, 格納容器酸素濃度 (B系) の誤差: $\pm 0.78\text{vol}\%$) 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。</p> <p>代替パラメータ (格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル), 格納容器雰囲気放射線モニタ (サブプレッション・チェンバ), ドライウエル圧力 (S A), サプレッション・チェンバ圧力 (S A) による格納容器内酸素の傾向及びインリークの有無の傾向を把握でき、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。(格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) の誤差: $5.24 \times 10^{N-1} \sim 1.91 \times 10^N \text{Sv/h}$, $N: -2 \sim 5$, 格納容器雰囲気放射線モニタ (サブプレッション・チェンバ) の誤差: $5.24 \times 10^{N-1} \sim 1.91 \times 10^N \text{Sv/h}$, $N: -2 \sim 5$, ドライウエル圧力 (S A) の誤差: $\pm 8 \text{kPa}$, サプレッション・チェンバ圧力 (S A) の誤差: $\pm 8 \text{kPa}$)</p> <p>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。</p> </div>	

(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)

(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)

・設備の相違

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
主要 パラメータ	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. 31395mm (6号炉) T. M. S. L. 31390mm (7号炉)
		0~150℃	最大値: 66℃
	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. 31395mm (6号炉) T. M. S. L. 31390mm (7号炉)
		0~150℃	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 ~10 ⁴ mSv/h (7号炉)	—	
使用済燃料貯蔵プール監視カメラ	—	—	
代替 パラメータ	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), 使用済燃料貯蔵プール監視カメラの代替)	T. M. S. L. 23420~30420mm (6号炉) T. M. S. L. 23373~30373mm (7号炉)	T. M. S. L. 31395mm (6号炉) T. M. S. L. 31390mm (7号炉)
		0~150℃	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)	T. M. S. L. 20180~31170mm (6号炉) T. M. S. L. 20180~31123mm (7号炉)	T. M. S. L. 31395mm (6号炉) T. M. S. L. 31390mm (7号炉)
		0~150℃	最大値: 66℃
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) (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 ¹ ~10 ⁸ mSv/h	—	
	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、主要パラメータに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る。		

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
主要 パラ メータ	燃料プール水位 (SA)	-4.30~7.30m ^{*1} (EL31218~42818)	6,982mm ^{*1} (EL42500)
		燃料プール水位・温度 (SA)	-1,000~6,710mm ^{*1} (EL34518~42228)
	0~150℃		最大値: 65℃
	燃料プールエリア放射線モニタ (高レンジ・低レンジ) (SA)	10 ¹ ~10 ⁸ mSv/h	—
10 ⁻³ ~10 ⁴ mSv/h		—	
燃料プール監視カメラ	—	—	
代替 パラ メータ	燃料プール水位・温度 (SA) (燃料プール水位 (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の代替)	-1,000~6,710mm ^{*1} (EL34518~42228)	6,982mm ^{*1} (EL42500)
		0~150℃	最大値: 65℃
	① 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の代替)	-4.30~7.30m ^{*1} (EL31218~42818)	6,982mm ^{*1} (EL42500)
		① 燃料プールエリア放射線モニタ (高レンジ・低レンジ) (SA) (燃料プール水位 (SA), 燃料プール水位・温度 (SA), 燃料プール監視カメラの代替)	10 ¹ ~10 ⁸ mSv/h
10 ⁻³ ~10 ⁴ mSv/h	—		

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						
推定方法	<p>使用済燃料プール監視の主要パラメータである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) 及び使用済燃料貯蔵プール監視カメラについて、下記のとおり推定する。</p> <ul style="list-style-type: none"> 使用済燃料貯蔵プール水位・温度 (SA 広域) の計測が困難になった場合、代替パラメータの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り推定する。 使用済燃料貯蔵プール水位・温度 (SA) の計測が困難になった場合、代替パラメータの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)、使用済燃料貯蔵プール監視カメラにより推定する。 使用済燃料貯蔵プール放射線モニタ (高レンジ・低レンジ) の計測が困難になった場合、代替パラメータの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により推定する。 使用済燃料貯蔵プール監視カメラによる状況把握が困難になった場合、代替パラメータの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) により推定する。 <p>推定方法は、以下のとおりである。</p> <p><使用済燃料貯蔵プール水位・温度 (SA 広域)> ①使用済燃料貯蔵プール水位・温度 (SA 広域) の計測が困難になった場合、代替パラメータの使用済燃料貯蔵プール水位・温度 (SA) により使用済燃料プールの冷却状況を推定する。また、代替パラメータの使用済燃料貯蔵プール放射線モニタ (高レンジ・低レンジ) により水位/放射線量の関係を利用して図 58-8-30 より必要な水位が確保されていることを推定する。 推定可能範囲：有効燃料棒頂部～有効燃料棒頂部+約 6m ②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を監視する。</p> <p><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) と同じ。</p> <p><使用済燃料貯蔵プール放射線モニタ (高レンジ・低レンジ)> 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) の計測が困難になった場合、代替パラメータの使用済燃料貯蔵プール水位・温度 (SA 広域) 及び使用済燃料貯蔵プール水位・温度 (SA) により水位/放射線量の関係を利用して図 58-8-30 より必要な水遮蔽が確保されていることを推定する。 推定可能範囲：$5 \times 10^{-2} \sim 10^7 \text{mSv/h}$ ②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を監視する。</p> <p><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監視カメラによる状況把握が困難になった場合、代替パラメータの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) により、使用済燃料プールの状態を監視する。 推定可能範囲：各計測設備の計測範囲</p>	<table border="1"> <tr> <td>燃料プール監視カメラ (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) の代替)</td> <td>—</td> <td>—</td> </tr> <tr> <td colspan="3">※1：基準点は使用済燃料貯蔵ラック上端 (EL35518)</td> </tr> </table>	燃料プール監視カメラ (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) の代替)	—	—	※1：基準点は使用済燃料貯蔵ラック上端 (EL35518)				
	燃料プール監視カメラ (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) の代替)	—	—							
※1：基準点は使用済燃料貯蔵ラック上端 (EL35518)										
	<p>計測目的</p> <p>重大事故等時において、主要パラメータに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る。</p>	<p>推定方法</p> <p>燃料プールの監視の主要パラメータである燃料プール水位 (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) 及び燃料プール監視カメラについて、下記の通り推定する。</p> <ul style="list-style-type: none"> 燃料プール水位 (SA) の計測が困難になった場合、代替パラメータの燃料プール水位・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推定する。 燃料プール水位・温度 (SA) の計測が困難になった場合、代替パラメータの燃料プール水位 (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推定する。 燃料プールエリア放射線モニタ (高レンジ・低レンジ) (SA) の計測が困難になった場合、代替パラメータの燃料プール水位 (SA), 燃料プール水位・温度 (SA), 燃料プール監視カメラにより推定する。 燃料プール監視カメラによる状況把握が困難になった場合、代替パラメータの燃料プール水位 (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) により推定する。 <p>推定方法は、以下の通りである。</p> <p><燃料プール水位 (SA)> ①燃料プール水位 (SA) の計測が困難になった場合、代替パラメータの燃料プール水位・温度 (SA) により燃料プールの冷却状況を推定する。また、代替パラメータの燃料プールエリア放射線モニタ (高レンジ・低レンジ) (SA) により、水位/放射線量の関係を利用して、第58-8-30図より必要な水位が確保されていることを推定する。 推定可能範囲：燃料棒有効長頂部～燃料棒有効長頂部+約 6 m</p>								

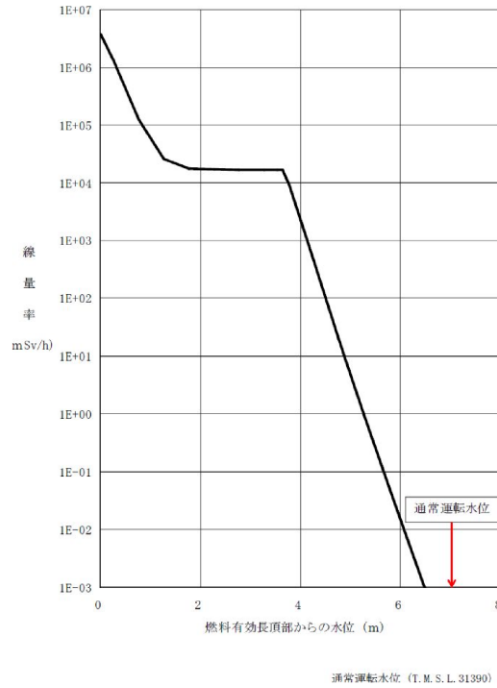


図 58-8-30 水位と放射線量率の関係

推定の評価

<使用済燃料貯蔵プール水位・温度 (SA 広域) >
 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放射線モニタ (高レンジ・低レンジ)
 使用済燃料貯蔵プール水位・温度 (SA) による推定方法は、同じ仕様のもので使用済燃料プールの水位・温度を計測することができ、使用済燃料プールの監視を行う上で適切である。
 使用済燃料貯蔵プール放射線モニタ (高レンジ・低レンジ) による推定方法は、水位/放射線量の関係を利用して、必要な水位が確保されていることを推定でき、使用済燃料プールの監視を行う上で適切である。

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水位・温度 (SA) >
 使用済燃料貯蔵プール水位・温度 (SA 広域) と同じ。

<使用済燃料貯蔵プール放射線モニタ (高レンジ・低レンジ) >
 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)
 水位/放射線量の関係を利用して、必要な水位が確保されていることを推定でき、使用済燃料プールの監視を行う上で適切である。

②燃料プール水位・温度 (SA) の計測が困難になった場合、代替パラメータの燃料プール監視カメラにより、燃料プールの状態を監視する。

<燃料プール水位・温度 (SA) >

①燃料プール水位・温度 (SA) の計測が困難になった場合、代替パラメータの燃料プール水位 (SA) により燃料プールの冷却状況を推定する。また、代替パラメータの燃料プールエリア放射線モニタ (高レンジ・低レンジ) (SA) により、水位/放射線量の関係を利用して、第58-8-30図より必要な水位が確保されていることを推定する。
 推定可能範囲：燃料棒有効長頂部～燃料棒有効長頂部+約6m

②燃料プール水位・温度 (SA) の計測が困難になった場合、代替パラメータの燃料プール監視カメラにより、燃料プールの状態を監視する。

<燃料プールエリア放射線モニタ (高レンジ・低レンジ) (SA) >

①燃料プールエリア放射線モニタ (高レンジ・低レンジ) (SA) の計測が困難になった場合、代替パラメータの燃料プール水位 (SA), 燃料プール水位・温度 (SA) により水位/放射線量の関係を利用して、第58-8-30図より必要な水遮蔽が確保されていることを推定する。
 推定可能範囲： $10^{-3} \sim 10^7$ mSv/h

②燃料プールエリア放射線モニタ (高レンジ・低レンジ) (SA) の計測が困難になった場合、代替パラメータの燃料プール監視カメラにより、燃料プールの状態を監視する。

<燃料プール監視カメラ>

①燃料プール監視カメラによる状況把握が困難になった場合、代替パラメータの燃料プール水位 (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) により、燃料プールの状態を監視する。
 推定可能範囲：各計測設備の計測範囲

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>

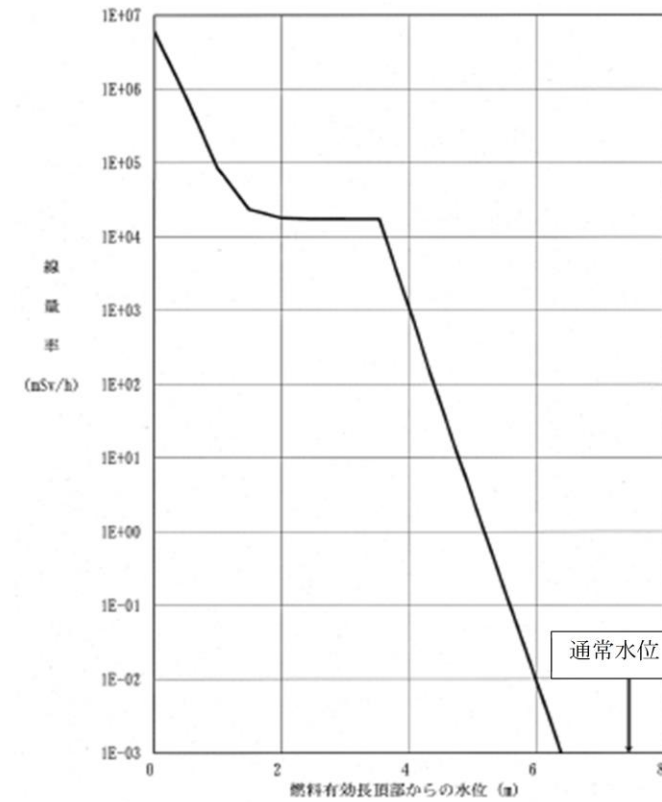
①使用済燃料貯蔵プール水位・温度 (SA), 使用済燃料貯蔵プール水位・温度 (SA 広域), 使用済燃料貯蔵プール放射線モニタ (高レンジ・低レンジ)

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 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), 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: $\pm 1.7^{\circ}\text{C}$, 使用済燃料貯蔵プール水位・温度 (SA) の誤差: $\pm 1.7^{\circ}\text{C}$, 使用済燃料貯蔵プール放射線モニタ (高レンジ) の誤差: $5.3 \times 10^{-1} \sim 1.9 \times 10^0 \text{mSv/h}$, N: 1~8, 使用済燃料貯蔵プール放射線モニタ (低レンジ) の誤差: (6号炉) $5.3 \times 10^{-1} \sim 1.9 \times 10^0 \text{mSv/h}$, N: -2~5, (7号炉) $5.3 \times 10^{-1} \sim 1.9 \times 10^0 \text{mSv/h}$, 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

推定の
評価

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。

<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: \pm

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		
	<table border="1" data-bbox="1311 268 2398 667"> <tr> <td data-bbox="1311 268 1466 667"></td> <td data-bbox="1466 268 2398 667"> <p>0.24m, 燃料プール水位・温度 (S A) の誤差: $\pm 4.5^{\circ}\text{C}$, 燃料プールエリア放射線モニタ (高レンジ・低レンジ) (S A) の誤差: $5.24 \times 10^{N-1} \sim 1.91 \times 10^N \text{Sv/h}$, N: 1 ~ 8, $5.24 \times 10^{N-1} \sim 1.91 \times 10^N \text{Sv/h}$, 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。</p> <p>以上より, これらの代替パラメータによる推定で, 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。</p> </td> </tr> </table>		<p>0.24m, 燃料プール水位・温度 (S A) の誤差: $\pm 4.5^{\circ}\text{C}$, 燃料プールエリア放射線モニタ (高レンジ・低レンジ) (S A) の誤差: $5.24 \times 10^{N-1} \sim 1.91 \times 10^N \text{Sv/h}$, N: 1 ~ 8, $5.24 \times 10^{N-1} \sim 1.91 \times 10^N \text{Sv/h}$, 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。</p> <p>以上より, これらの代替パラメータによる推定で, 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。</p>	
	<p>0.24m, 燃料プール水位・温度 (S A) の誤差: $\pm 4.5^{\circ}\text{C}$, 燃料プールエリア放射線モニタ (高レンジ・低レンジ) (S A) の誤差: $5.24 \times 10^{N-1} \sim 1.91 \times 10^N \text{Sv/h}$, N: 1 ~ 8, $5.24 \times 10^{N-1} \sim 1.91 \times 10^N \text{Sv/h}$, 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。</p> <p>以上より, これらの代替パラメータによる推定で, 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。</p>			

(参考) 表 58-8-1 計装設備の計器誤差について (1/3)

名称	検出器の種類	計測範囲	個数	取付箇所	誤差*7 (6号炉)	誤差*7 (7号炉)
原子炉压力容器温度	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	±48mm	±49mm
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	±36mm	±35mm
原子炉水位 (SA)	差圧式 水位検出器	-3200~3500mm ^{*1}	1	原子炉建屋地下1階	±104mm	±104mm
		-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	0~300m ³ /h	1	原子炉建屋地下2階	±7m ³ /h	±7m ³ /h
原子炉隔離時冷却系 系統流量	差圧式 流量検出器	0~300m ³ /h	1	原子炉建屋地下3階	±4m ³ /h	±6m ³ /h
高圧炉心注水系 系統流量	差圧式 流量検出器	0~1000m ³ /h	2	原子炉建屋地下3階	±16m ³ /h	±21m ³ /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	0~200m ³ /h (6号炉) 0~150m ³ /h (7号炉)	1	原子炉建屋地下1階	±4m ³ /h	±3m ³ /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	0~350m ³ /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)	±8m ³ /h	±9m ³ /h
残留熱除去系 系統流量	差圧式 流量検出器	0~1500m ³ /h	3	原子炉建屋地下3階	±31m ³ /h	±31m ³ /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	0~150m ³ /h (6号炉) 0~100m ³ /h (7号炉)	1	原子炉建屋地下2階	±3m ³ /h	±2m ³ /h
ドライウエル 雰囲気温度	熱電対	0~300℃	2	原子炉格納容器内	±2.8℃	±2.9℃
サブプレッション・ チェンバ気体温度	熱電対	0~300℃	1	原子炉格納容器内	±2.0℃	±2.1℃
サブプレッション・ チェンバ・プール 水温度	測温抵抗体	0~200℃	3	原子炉格納容器内	±1.2℃	±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
サブプレッション・ チェンバ・プール水位	差圧式 水位検出器	-6~11m (T.M.S.L. -7150~ +9850mm) **	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.L. -5600mm, -4600mm, -3600mm) **	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)

名称	検出器の種類	計測範囲	個数	取付箇所	誤差*8
原子炉压力容器温度 (SA)	熱電対	0~500℃	2	原子炉格納容器内	±10.0℃
原子炉圧力	弾性圧力検出器	0~10MPa [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	0~150m ³ /h	1	原子炉建物原子炉棟 地下2階	±3.0m ³ /h
代替注水流量 (常設)	超音波式流量 検出器	0~300m ³ /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	0~200m ³ /h	2	原子炉建物原子炉棟 1階	±4.0m ³ /h
低圧原子炉代替注水 流量 (狭帯域用)	差圧式流量検出器	0~50m ³ /h	2	原子炉建物原子炉棟 1階	±1.0m ³ /h
格納容器代替スプレ イ流量	差圧式流量検出器	0~150m ³ /h	2	原子炉建物原子炉棟 1階	±3.0m ³ /h
ベDESTAL代替注水 流量	差圧式流量検出器	0~150m ³ /h	2	原子炉建物原子炉棟 地下2階, 中1階	±3.0m ³ /h
ベDESTAL代替注水 流量 (狭帯域用)	差圧式流量検出器	0~50m ³ /h	2	原子炉建物原子炉棟 地下2階, 中1階	±1.0m 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	0~150m ³ /h	1	原子炉建物原子炉棟 地下2階	±3.0m ³ /h
高圧炉心スプレイポ ンプ出口流量	差圧式流量検出器	0~1,500m ³ /h	1	原子炉建物原子炉棟 地下1階	±45m ³ /h
残留熱除去ポンプ出 口流量	差圧式流量検出器	0~1,500m ³ /h	3	原子炉建物原子炉棟 地下2階	±45m ³ /h
低圧炉心スプレイポ ンプ出口流量	差圧式流量検出器	0~1,500m ³ /h	1	原子炉建物原子炉棟 地下2階	±45m ³ /h
残留熱代替除去系原 子炉注水流量	差圧式流量検出器	0~50m ³ /h	1	原子炉建物原子炉棟 1階	±1.0m 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	0~150m ³ /h	1	原子炉建物原子炉棟 1階	±3.0m ³ /h
ドライウエル温度 (SA)	熱電対	0~300℃	7	原子炉格納容器内	±6.0℃
ベDESTAL温度 (SA)	熱電対	0~300℃	2	原子炉格納容器内	±6.0℃
ベDESTAL水温度 (SA)	熱電対	0~300℃	2	原子炉格納容器内	±6.0℃

・設備の相違

(参考) 表 58-8-1 計装設備の計器誤差について (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	熱伝導式 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%	±0.4vol% /±2.0vol%
格納容器内水素濃度 (SA)	水素吸蔵 材料式 水素検出器	0~100vol%	2	原子炉格納容器内	±2.1vol%	±2.1vol%
格納容器内雰囲気放射線レベル (D/W)	電離箱	10 ⁻² ~10 ⁵ Sv/h	2	原子炉建屋地上1階	5.3×10 ³ ~ 1.9×10 ⁵ Sv/h N:-2~5	5.3×10 ³ ~ 1.9×10 ⁵ Sv/h 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 ⁵ Sv/h	2	原子炉建屋地下1階	5.3×10 ³ ~ 1.9×10 ⁵ Sv/h N:-2~5	5.3×10 ³ ~ 1.9×10 ⁵ Sv/h N:-2~5
起動領域モニタ	核分裂 電離箱	10 ⁻¹ ~10 ³ s ⁻¹ (1.0×10 ³ ~ 1.0×10 ² cm ² ・s ⁻¹) 0~40%又は0~125% (1.0×10 ⁸ ~2.0×10 ⁹ cm ² ・s ⁻¹)	10	原子炉格納容器内	7.24×10 ⁸ ~ 1.38×10 ⁹ s ⁻¹ N:-1~6 又は±2.5%	7.24×10 ⁸ ~ 1.38×10 ⁹ s ⁻¹ N:-1~6 又は±2.5%
平均出力領域モニタ	核分裂 電離箱	0~125% (1.2×10 ¹² ~2.8× 10 ¹⁴ cm ² ・s ⁻¹)	4 [†]	原子炉格納容器内	±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)	5.3×10 ³ ~ 1.9×10 ⁵ mSv/h N:-2~5	5.3×10 ³ ~ 1.9×10 ⁵ mSv/h N:-2~5
フィルタ装置 水素濃度	熱伝導式 水素検出器	0~100vol%	2	原子炉建屋地上3階	±2.1vol%	±2.1vol%
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 ⁵ mSv/h	2	原子炉建屋地上4階	5.3×10 ³ ~ 1.9×10 ⁵ mSv/h N:-2~5	5.3×10 ³ ~ 1.9×10 ⁵ mSv/h 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℃	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
サブプレッション・チェンバ温度 (SA)	熱電対	0~200℃	2	原子炉格納容器内	±4.0℃
サブプレッション・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℃
ドライウエル圧力 (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	±8kPa
サブプレッション・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	±8kPa
サブプレッション・プール水位 (SA)	差圧式水位検出器	-0.80~5.50m ^{※2}	1	原子炉建物原子炉棟 地下2階	±0.05m
ドライウエル水位	電極式水位検出器	-3.0m ^{※3} , -1.0m ^{※3} , +1.0m ^{※3}	3	原子炉格納容器内	±10mm
ペDESTAL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	0~100vol%	1	原子炉建物原子炉棟 中2階	ウェット: ±2.0vol%
格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル)	電離箱	10 ⁻² ~10 ⁵ Sv/h	2	原子炉建物原子炉棟 1階, 中1階	5.24×10 ^{N-1} ~ 1.91×10 ^N Sv/h N:-2~5
格納容器雰囲気放射線モニタ (サブプレッション・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	5.24×10 ^{N-1} ~ 1.91×10 ^N Sv/h N:-2~5
中性子源領域計装	核分裂計数管	10 ⁻¹ ~10 ⁶ s ⁻¹ (1.0×10 ³ ~1.0× 10 ⁹ cm ² ・s ⁻¹)	4	原子炉格納容器内	7.07×10 ^{N-1} ~ 1.42×10 ^N s ⁻¹ N:-1~6
中間領域計装	核分裂電離箱	0~40%又は0~125% (1.0×10 ⁸ ~1.5× 10 ¹³ cm ² ・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	0~125% (1.2×10 ¹² ~2.8× 10 ¹⁴ cm ² ・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	0~3MPa [gage]	2	原子炉建物付属棟 地下2階	±0.024MPa

・設備の相違

(参考) 表 58-8-1 計装設備の計器誤差について (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 (7号炉)
原子炉補機冷却水系 系統流量	差圧式 流量検出器	0~4000m ³ /h (6号炉区分Ⅰ、Ⅱ) 0~3000m ³ /h (6号炉区分Ⅲ、 7号炉区分Ⅰ、Ⅱ) 0~2000m ³ /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)	±27m ³ /h	±20m ³ /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 ³ /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)	±32m ³ /h	±31m ³ /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	0~20vol%	8	原子炉建屋地下1,2階, 地 上2,4階	±1.0vol%	±1.0vol%
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 プール水位・温度 (SA広域)	熱電対	T.M.S.L. 20180~31170mm (6 号炉) *2 T.M.S.L. 20180~31123mm (7 号炉) *2 0~150℃	1*5	原子炉建屋地上4階	±1.7℃	±1.7℃
使用済燃料貯蔵 プール水位・温度 (SA)	熱電対	T.M.S.L. 23420~30420mm (6 号炉) *2 T.M.S.L. 23373~30373mm (7 号炉) *2 0~150℃	1*6	原子炉建屋地上4階	±1.7℃	±1.7℃
使用済燃料貯蔵 プール放射線モニタ (高レンジ・低レンジ)	電離箱	10 ¹ ~10 ⁶ mSv/h 10 ² ~10 ⁶ mSv/h (6号炉) 10 ² ~10 ⁶ mSv/h (7号炉)	1 1	原子炉建屋地上4階 原子炉建屋地上4階	5.3×10 ¹ ~ 1.9×10 ⁶ mSv/h N:1~8 5.3×10 ¹ ~ 1.9×10 ⁶ mSv/h N:-2~5	5.3×10 ¹ ~ 1.9×10 ⁶ mSv/h N:1~8 5.3×10 ¹ ~ 1.9×10 ⁶ mSv/h N:-3~4
使用済燃料貯蔵 プール監視カメラ	赤外線 カメラ	- (映像)	1	原子炉建屋地上4階	- (映像)	- (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: 検出点は 8 箇所
 *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)

(参考) 第 58-8-1 表 計装設備の計器誤差について (3/4)

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℃	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 (高レンジ・低レンジ)	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
	電離箱	10 ⁻³ ~10 ⁴ 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	0~20vol%/ 0~100vol%	1	屋外	±3.0vol%
残留熱除去系 熱交換器入口温度	熱電対	0~200℃	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℃	2	原子炉建物原子炉棟 1階, 中1階	±4.0℃
残留熱除去系 熱交換器冷却水流量	差圧式流量検出器	0~1,500m ³ /h	2	原子炉建物原子炉棟 地下2階	±45m ³ /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	0~1,500m ³	1	低圧原子炉代替注水 ポンプ格納槽内	±12m 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
高圧炉心スプレイベン 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
低圧炉心スプレイベン 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	0~10vol% 0~20vol%	1 6	原子炉建物原子炉棟 地下1階, 1階, 2階, 4階	±0.50vol% ±1.00vol%
静的触媒式水素処理 装置入口温度	熱電対	0~100℃	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℃	2	原子炉建物原子炉棟 4階	±8.0℃

・設備の相違

(参考) 第 58-8-1 表 計装設備の計器誤差について (4 / 4)

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 ~ 5 vol% / 0 ~ 25 vol%	1	原子炉建物原子炉棟 3階	ウェット : ±0.16 vol% / ±0.78 vol% ドライ : ±0.13 vol% / ±0.63 vol%
格納容器酸素濃度 (SA)	磁気力式 酸素検出器	0 ~ 25 vol%	1	原子炉建物原子炉棟 中2階	ウェット : ±0.75 vol% ドライ : ±0.50 vol%
燃料プール水位 (SA)	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)	熱電対	-1,000 ~ 6,710mm ^{※6} (EL34518 ~ 42228)	1 ^{※7}	原子炉建物原子炉棟 4階	±4.5°C
		0 ~ 150°C			
燃料プールエリア放射線モニタ (高レンジ・低レンジ) (SA)	電離箱	10 ⁻³ ~ 10 ⁴ mSv/h	1	原子炉建物原子炉棟 4階	5.24 × 10 ^{N-1} ~ 1.91 × 10 ^N Sv/h N: -3 ~ 4
	電離箱	10 ¹ ~ 10 ⁸ mSv/h	1	原子炉建物原子炉棟 4階	5.24 × 10 ^{N-1} ~ 1.91 × 10 ^N Sv/h N: 1 ~ 8
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)

※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 : 基準点はサブプレッション・プール通常水位 (EL5610)。

※3 : 基準点は格納容器底面 (EL10100)。

※4 : 基準点はコリウムシールド上表面 (EL6706)。

※5 : 局部出力領域計装の検出器は 124 個であり, 平均出力領域計装の各チャンネルには 14 個又は 17 個の信号が入力される。

※6 : 基準点は使用済燃料貯蔵ラック上端 (EL35518)。

※7 : 検出点は 7 箇所。

※8 : 検出器 ~ S P D S 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)

・設備の相違