

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="371 835 1023 892">58-8 主要パラメータの代替パラメータによる推定方法について</p>	<p data-bbox="1469 835 2240 871">58-8 主要パラメータの代替パラメータによる推定方法について</p>	

(a) 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 (原子炉圧力容器内の温度)

項目	原子炉圧力容器内の温度		
	監視パラメータ	計測範囲	設計基準
主要パラメータ	原子炉圧力容器温度	0~350℃	最大値：300℃
代替パラメータ	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]
	①原子炉水位 (広帯域)	-3200~3500mm*1	-6872~1650mm*1
	①原子炉水位 (燃料域)	-4000~1300mm*2	-3680~4843mm*2
	①原子炉水位 (SA)	-3200~3500mm*1 -8000~3500mm*1	-6872~1650mm*1
	②残留熱除去系熱交換器入口温度	0~300℃	最大値：182℃
*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)			
計測目的	<p>重大事故等時において、主要パラメータにて原子炉圧力容器内の温度を監視する目的は、炉心の冷却状態を把握することである。</p> <p>特に原子炉冷却材喪失事故時において、原子炉圧力容器への注水に期待できない場合、原子炉冷却材が流出することにより原子炉水位が低下し、炉心が露出すれば原子炉冷却材が過熱状態となり、冷却処置が遅れると炉心損傷に至る。</p> <p>このような場合、炉心の冷却状態を把握し、事故時の対応手段を判断する上で主要パラメータにて原子炉圧力容器内の温度を監視することが重要である。</p>		
推定方法	<p>原子炉圧力容器内の温度の主要パラメータである原子炉圧力容器温度の監視が不可能となった場合には、原子炉水位から原子炉圧力容器内が飽和状態にあると想定することで、原子炉圧力より原子炉圧力容器内の温度を推定する。</p> <p>また、スクラム後、原子炉水位が有効燃料棒頂部 (TAF) に到達してからの経過時間より燃料 (表面) 温度を推定できる。</p> <p>残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) が運転状態であれば、残留熱除去系熱交換器入口温度により測定可能。</p> <p>推定方法は、以下のとおりである。</p> <p>①原子炉圧力、原子炉圧力 (SA) 原子炉水位が有効燃料棒頂部以上の場合には、飽和状態と想定し、飽和温度/圧力の関係を利用し、図 58-8-1 を用いて原子炉圧力より原子炉圧力容器内の温度を推定する。</p> <p>推定可能範囲：100~約 320℃</p>		

(a) 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 (原子炉圧力容器内の温度)

項目	原子炉圧力容器内の温度		
	監視パラメータ	計測範囲	設計基準
主要パラメータ	原子炉圧力容器温度 (SA)	0~500℃	最大値：302℃
代替パラメータ	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]
	① 原子炉水位 (広帯域)	-400~150cm*1	-798~132cm*1
	① 原子炉水位 (燃料域)	-800~-300cm*1	-798~132cm*1
	① 原子炉水位 (SA)	-900~150cm*1	-798~132cm*1
	② 残留熱除去系熱交換器入口温度	0~200℃	185℃以下
	※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原子炉圧力容器内の温度を監視する目的は、炉心の冷却状態を把握することである。</p> <p>特に原子炉冷却材喪失事故時において、原子炉圧力容器への注水に期待できない場合、原子炉冷却材が流出することにより原子炉水位が低下し、炉心が露出すれば原子炉冷却材が過熱状態となり、冷却処置が遅れると炉心損傷に至る。</p> <p>このような場合、炉心の冷却状態を把握し、事故時の対応手段を判断する上で主要パラメータにて原子炉圧力容器内の温度を監視することが重要である。</p>		
推定方法	<p>原子炉圧力容器内の温度の主要パラメータである原子炉圧力容器温度 (SA) の監視が不可能となった場合には、原子炉水位が燃料棒有効長頂部 (TAF) 以上の場合は、原子炉圧力容器内が飽和状態にあると想定することで、原子炉圧力より原子炉圧力容器内の温度を推定する。</p> <p>また、スクラム後、原子炉水位が TAF に到達してからの経過時間より燃料 (表面) 温度を推定できる。</p> <p>残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) が運転状態であれば、残留熱除去系熱交換器入口温度により測定可能である。</p> <p>推定方法は、以下の通りである。</p>		

・設備の相違

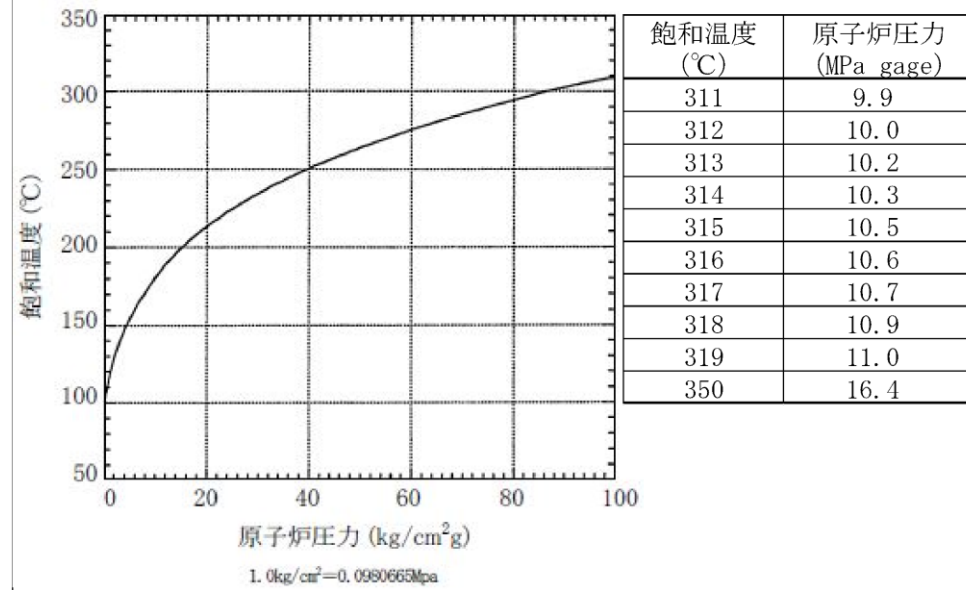


図 58-8-1 飽和温度/圧力の関係を利用した温度の推定

①原子炉水位 (広帯域), 原子炉水位 (燃料域), 原子炉水位 (SA)
 原子炉水位が TAF 以下の場合には, 原子炉水位が TAF 以下になった時間から発生する崩壊熱より原子炉圧力容器内の温度を推定する。
 (専用入力シートに原子炉水位等を入力することによって温度を推定する。)

推定可能範囲: 全範囲

※推定概要

<推定方法>

図 58-8-2 に示すシートに時間 (スクラムからの時間), 原子炉水位を入力することにより, TAF 到達後の崩壊熱から原子炉圧力容器内の温度を推定する。

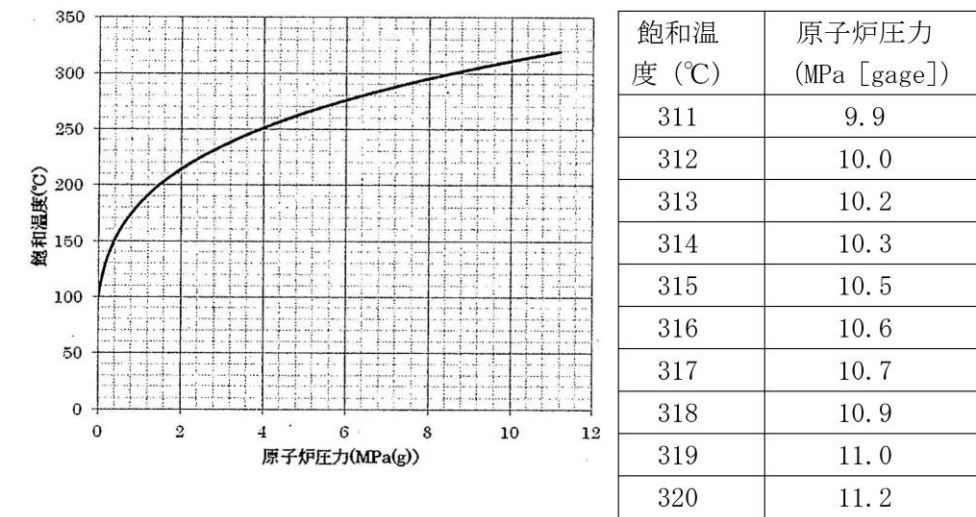
<注意事項>

原子炉内燃料温度推定計算シートは, 輻射伝熱及び燃料棒鉛直方向の熱伝導等を考慮していないため, 実際の温度より高めに温度が算出される可能性がある。

①原子炉圧力, 原子炉圧力 (SA)

原子炉水位が TAF 以上の場合には, 飽和状態と想定し, 飽和温度/圧力 の関係を利用し, 第58-8-1図を用いて原子炉圧力より原子炉圧力容器内の温度を推定する。

推定可能範囲: 100~約320°C



第58-8-1図 飽和温度/圧力の関係を利用した温度の推定

①原子炉水位 (広帯域), 原子炉水位 (燃料域), 原子炉水位 (SA)

原子炉水位が TAF 以下の場合には, 原子炉水位が TAF 以下になった時間から発生する崩壊熱より原子炉圧力容器内の温度を推定する。
 (専用入力シートに原子炉水位等を入力することによって温度を推定する。)

推定可能範囲: 全範囲

※推定概要

<推定方法>

第58-8-2図に示すシートに時間 (スクラムからの時間), 原子炉水位を入力することにより, TAF 到達後の崩壊熱から原子炉圧力容器内の温度を推定する。

原子炉内燃料温度推定計算シート

【入力データ】		【評価結果】		
原子力発電所階数*1	KK-7	原子炉水位*4 (燃料域)	崩壊熱	燃料表面温度
タイムステップ[s]*2	10.0	蒸気温度		
時間*3 [min]	原子炉水位*4 (燃料域) [mm]	崩壊熱 [MW]	燃料表面温度 [°C]	蒸気温度 [°C]
60	0	58.35	300	300
62	-100	55.79	329	304
64	-200	55.24	352	313
66	-300	54.71	374	324
68	-400	54.19	396	339
70	-500	53.70	420	355
72	-600	53.23	445	374
74	-700	52.77	473	395
76	-770	52.34	499	416
78	-840	51.92	526	437
80	-910	51.51	552	458
82	-980	51.13	578	480
84	-1050	50.75	605	504
86	-1120	50.39	632	527
88	-1190	50.04	660	552
90	-1260	49.71	688	578
92	-1330	49.38	716	604
94	-1380	49.07	745	630
96	-1430	48.76	774	656
98	-1480	48.47	802	681
100	-1530	48.18	831	707
102	-1580	47.91	860	734
104	-1630	47.64	888	761
106	-1680	47.38	915	788
108	-1730	47.12	937	807
110	-1780	46.88	958	829
112	-1830	46.64	986	852
114	-1880	46.41	1017	884
116	-1930	46.18	1050	913
118	-1920	45.96	1081	942
120	-1950	45.75	1112	970

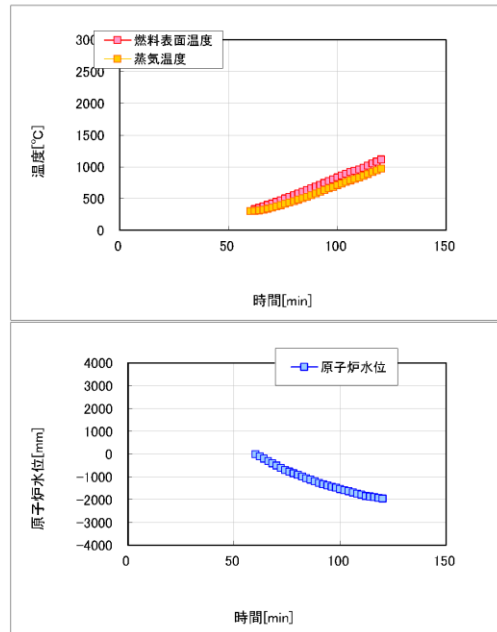


図 58-8-2 原子炉内燃料温度推定計算シート

②残留熱除去系熱交換器入口温度

残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）が運転状態であれば、残留熱除去系熱交換器入口温度により炉水の温度を推定する。

推定の評価

①原子炉圧力，原子炉圧力（SA），原子炉水位（広帯域），原子炉水位（燃料域），原子炉水位（SA）

原子炉圧力による推定手順は，原子炉水位が TAF 以上の場合には，原子炉圧力容器内が飽和状態と想定し，原子炉圧力容器内の温度は飽和温度／圧力の関係から推定ができるため，事故収束を行う上で問題とならない。

原子炉水位が TAF 以下の場合には，輻射伝熱及び燃料棒鉛直方向の熱伝導等を考慮していないため定量的な評価は困難だが，原子炉圧力容器内の状態を把握する上で有効である。

②残留熱除去系熱交換器入口温度

残留熱除去系が運転状態であれば，残留熱除去系熱交換器入口温度により炉水の温度を計測可能である。

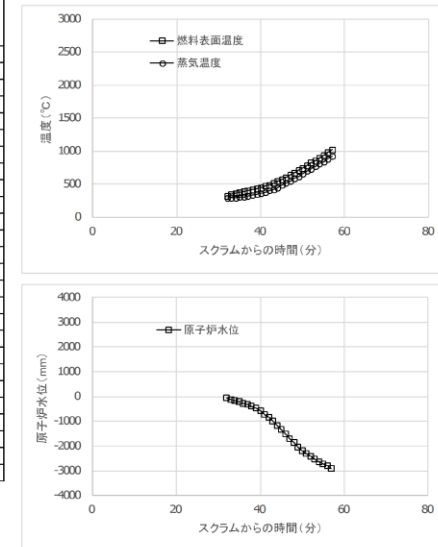
<誤差による影響について>

原子炉圧力容器内の温度を監視する目的は，炉心の冷却状態を把握することであり，

<注意事項>

原子炉内燃料温度推定計算シートは，輻射伝熱及び燃料棒鉛直方向の熱伝導等を考慮していないため，実際の温度より高めに温度が算出される可能性がある。

スクラムからの時間 (min)	原子炉水位 (燃料域) (mm)	崩壊熱 (MW)	燃料表面温度 (°C)	蒸気温度 (°C)
32.0	-38	40.66	327	287
33.0	-110	40.28	352	292
34.0	-164	39.91	369	298
35.0	-211	39.55	383	304
36.0	-260	39.21	395	310
37.0	-318	38.87	407	318
38.0	-391	38.55	420	329
39.0	-479	38.24	435	342
40.0	-586	37.93	452	358
41.0	-711	37.64	472	377
42.0	-851	37.35	494	399
43.0	-1006	37.08	519	425
44.0	-1171	36.81	546	453
45.0	-1343	36.55	575	483
46.0	-1518	36.29	606	515
47.0	-1692	36.04	639	548
48.0	-1861	35.80	673	583
49.0	-2022	35.57	708	619
50.0	-2172	35.34	745	656
51.0	-2309	35.12	782	693
52.0	-2431	34.90	821	731
53.0	-2539	34.69	859	769
54.0	-2636	34.49	898	807
55.0	-2723	34.28	938	845
56.0	-2807	34.09	978	884
57.0	-2896	33.90	1019	924



第58-8-2図 原子炉内燃料温度推定計算シート

②残留熱除去系熱交換器入口温度

残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）が運転状態であれば，残留熱除去系熱交換器入口温度より炉水の温度を測定する。

推定の評価

① 原子炉圧力，原子炉圧力（SA），原子炉水位（広帯域），原子炉水位（燃料域），原子炉水位（SA）

原子炉圧力による推定手順は，原子炉水位が TAF 以上の場合には，原子炉圧力容器内が飽和状態と想定し，原子炉圧力容器内の温度は飽和温度／圧力の関係から推定ができるため，事故収束を行う上で問題とならない。

原子炉水位が TAF 以下の場合には，輻射伝熱及び燃料棒鉛直方向の熱伝導等を考慮していないため定量的な評価は困難だが，原子炉圧力容器内の状態を把握する上で有効である。

②残留熱除去系熱交換器入口温度

残留熱除去系が運転状態であれば，残留熱除去系熱交換器入口温度により炉

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="172 264 1222 674" style="border: 1px solid black; padding: 5px;"> <p>代替パラメータ（原子炉圧力，原子炉圧力（SA），原子炉水位（広帯域），原子炉水位（燃料域），原子炉水位（SA））による推定では，温度に換算して原子炉圧力容器内の温度の傾向が把握でき，計器誤差を考慮した上で対応することにより，重大事故等時の対策を実施することが可能である。（原子炉圧力容器の定格圧力：約7MPa [gage]（飽和温度：約287℃）に対して，原子炉圧力の誤差：約±0.08MPa から温度に換算した場合は287±1℃程度。原子炉内燃料温度推定計算シートは，輻射伝熱及び燃料棒鉛直方向の熱伝導等を考慮していないため，実際の温度より高めに温度が算出されることを考慮して対応することで，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（残留熱除去系熱交換器入口温度）による推定は，同一物理量からの推定であり，計器誤差（残留熱除去系熱交換器入口温度の誤差：±3.6℃）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>	<div data-bbox="1311 264 2398 1224" style="border: 1px solid black; padding: 5px;"> <p>水の温度を計測可能である。</p> <p><誤差による影響について></p> <p>原子炉圧力容器内の温度を監視する目的は，炉心の冷却状態を把握する事であり，代替パラメータ（原子炉圧力，原子炉圧力（SA），原子炉水位（広帯域），原子炉水位（燃料域），原子炉水位（SA））による推定では，温度に換算して原子炉圧力容器内の温度の傾向が把握でき，計器誤差を考慮した上で対応することにより，重大事故等時の対策を実施することが可能である。（原子炉圧力容器の定格圧力：約7MPa [gage]（飽和温度：約287℃）に対して，原子炉圧力の誤差：±0.20MPa [gage] から温度に換算した場合は287±2℃程度，原子炉圧力（SA）の誤差：±0.09MPa [gage] から温度に換算した場合は287±1℃程度。原子炉内燃料温度推定計算シートは，輻射伝熱及び燃料棒鉛直方向の熱伝導等を考慮していないため，実際の温度より高めに温度が算出されることを考慮して対応することで，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（残留熱除去系熱交換器入口温度）による推定は，同一物理量からの推定であり，計器誤差（残留熱除去系熱交換器入口温度の誤差：±4.0℃）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>	

(b) 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 (原子炉压力容器内の圧力)

(b) 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 (原子炉压力容器内の圧力)

・設備の相違

項目	原子炉压力容器内の圧力		
	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]
代替パラメータ	①原子炉圧力 (SA) (原子炉圧力の代替)	0~11MPa [gage]	最大値： 8.48MPa [gage]
	①原子炉圧力 (原子炉圧力 (SA) の代替)	0~10MPa [gage]	最大値： 8.48MPa [gage]
	②原子炉水位 (広帯域)	-3200~3500mm*1	-6872~1650mm*1
	②原子炉水位 (燃料域)	-4000~1300mm*2	-3680~4843mm*2
	②原子炉水位 (SA)	-3200~3500mm*1 -8000~3500mm*1	-6872~1650mm*1
	②原子炉压力容器温度	0~350℃	最大値：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压力容器内の圧力を監視する目的は、低圧注水選択のための原子炉減圧確認及び原子炉压力容器の損傷確認を実施することである。		
推定方法	<p>原子炉压力容器内の圧力の主要パラメータである原子炉圧力の監視が不可能となった場合には原子炉圧力 (SA) (原子炉圧力 (SA) を推定する場合は原子炉圧力にて推定) により推定する。</p> <p>原子炉水位から原子炉压力容器内が飽和状態にあると想定することで、原子炉压力容器温度により原子炉压力容器内の圧力を推定できる。原子炉压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。</p> <p>推定方法は、以下のとおりである。</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压力容器内の圧力を計測することにより推定する。</p> <p>②原子炉压力容器温度 飽和温度/圧力の関係を利用し、図 58-8-3 を用いて原子炉压力容器温度より原子炉圧力を推定する。なお、原子炉压力容器の破損に至っていないことを格納容器内圧力・温度にて併せて確認する。 推定可能範囲：0~約 16.4MPa [gage]</p>		

項目	原子炉压力容器内の圧力		
	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]
代替パラメータ	① 原子炉圧力 (SA) (原子炉圧力の代替)	0~11MPa [gage]	最大値： 8.29MPa [gage]
	原子炉圧力 ① (原子炉圧力 (SA) の代替)	0~10MPa [gage]	最大値： 8.29MPa [gage]
	② 原子炉水位 (広帯域)	-400~150cm*1	-798~132cm*1
	② 原子炉水位 (燃料域)	-800~-300cm*1	-798~132cm*1
	② 原子炉水位 (SA)	-900~150cm*1	-798~132cm*1
	② 原子炉压力容器温度 (SA)	0~500℃	最大値：302℃
	※1：基準点は気水分離器下端 (原子炉压力容器零レベルより1,328cm)		
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压力容器内の圧力を監視する目的は、低圧注水選択のための原子炉減圧確認及び原子炉压力容器の損傷確認を実施することである。		

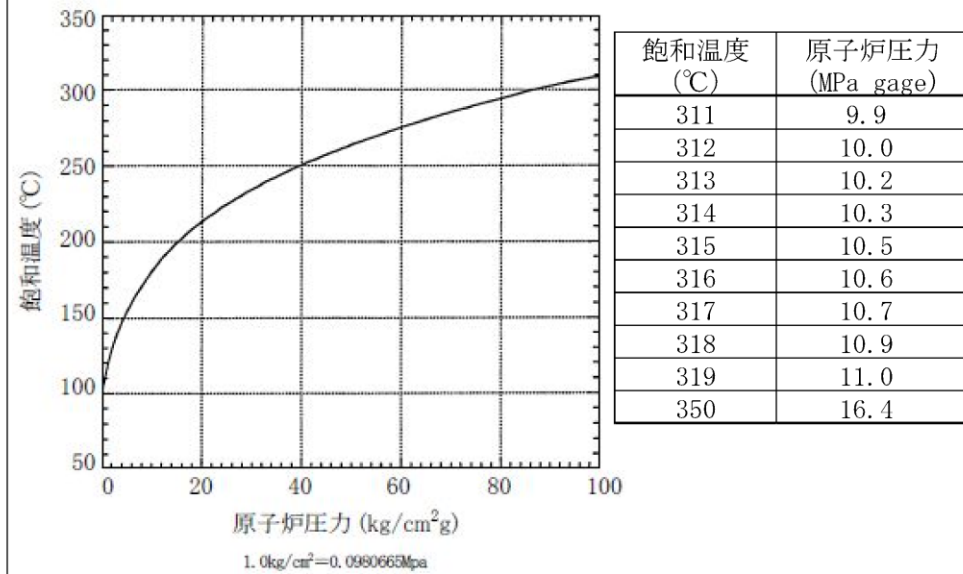


図 58-8-3 飽和温度/圧力の関係を利用した圧力の推定

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。

②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。

<誤差による影響について>
 原子炉圧力容器内の圧力を監視する目的は, 低圧注水選択のための原子炉減圧確認及び原子炉圧力容器の損傷を把握することであり, 代替パラメータ (原子炉圧力) による推定は, 同一物理量からの推定であり, 計器誤差 (原子炉圧力の誤差: ±0.07MPa, 原子炉圧力 (SA) の誤差: ±0.08MPa) 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。(なお, 原子炉圧力の凝縮槽及び計装配管内の水が蒸発した場合は, -0.148MPa 程度ずれる可能性があり, このずれを考慮した上で対応する。以下, 原子炉圧力を代替パラメータとして用いた場合も同様。)

代替パラメータ (原子炉圧力容器温度) による推定では, 圧力に換算して原子炉圧力容器の圧力の傾向が把握でき, 計器誤差を考慮した上で対応することにより, 重大事故等時の対策を実施することが可能である。(低圧注水選択の判断圧力: 0.34MPa [gage] (飽和温度: 約 147°C), 定格圧力: 約 7MPa [gage] (飽和温度: 約 287°C) に対して, 原子炉圧力容器温度の誤差: 約 ±3.4°C から圧力に換算した場合はそれぞれ 0.34 ± 0.05MPa [gage] 程度, 7.0 ± 0.4MPa [gage] 程度。)

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

推定の評価

推定方法

原子炉圧力容器内の圧力の主要パラメータである原子炉圧力の監視が不可能となった場合には原子炉圧力 (SA) (原子炉圧力 (SA) を推定する場合は原子炉圧力にて推定) により推定する。

原子炉水位から原子炉圧力容器内が飽和状態にあると想定することで, 原子炉圧力容器温度 (SA) により原子炉圧力容器内の圧力を推定する。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。

推定方法は, 以下の通りである。

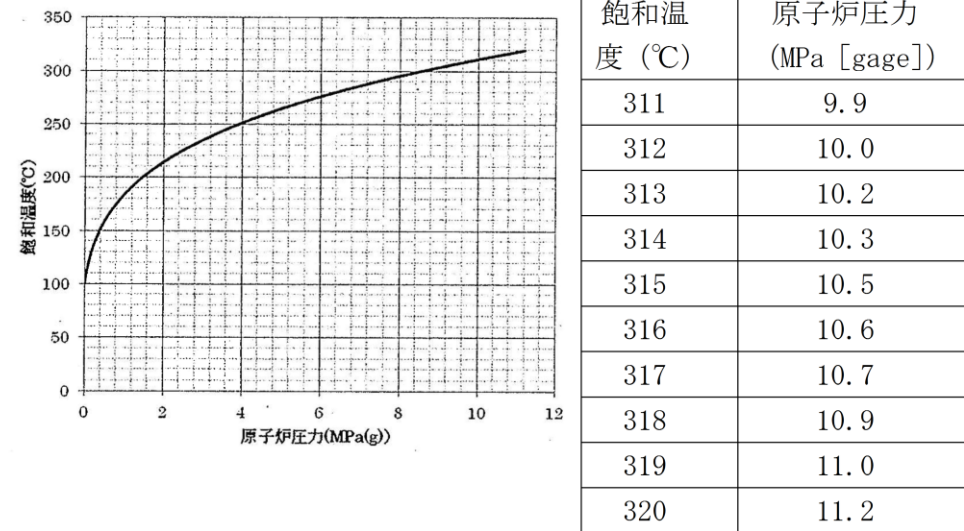
①原子炉圧力, 原子炉圧力 (SA)

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。

②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 (SA) より原子炉圧力を推定する。なお, 原子炉圧力容器の破損に至っていないことを格納容器内圧力・温度にて併せて確認する。

推定可能範囲: 0 ~ 約11MPa [gage]



第58-8-3図 飽和温度/圧力の関係を利用した圧力の推定

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" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 15%; text-align: center; vertical-align: middle;">推定の 評価</td> <td style="padding: 10px;"> <p>① 原子炉圧力, 原子炉圧力 (S A) 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 原子炉圧力容器温度 (S A) 原子炉圧力容器温度 (S A) 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で推定できるため, 事故収束を行う上で問題とならない。</p> <p><誤差による影響について> 原子炉圧力容器内の圧力を監視する目的は, 低圧注水選択のための原子炉減圧確認及び原子炉圧力容器の損傷を把握する事であり, 代替パラメータ (原子炉圧力) による推定は, 同一物理量からの推定であり, 計器誤差 (原子炉圧力の誤差: $\pm 0.20\text{MPa}$, 原子炉圧力 (S A) の誤差: $\pm 0.09\text{MPa}$) 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。(なお, 原子炉圧力の凝縮槽及び計装配管内の水が蒸発した場合は, 原子炉圧力で-0.148MPa程度ずれる可能性があり, このずれを考慮した上で対応する。以下, 原子炉圧力を代替パラメータとして用いた場合も同様。)</p> <p>代替パラメータ (原子炉圧力容器温度 (S A)) による推定では, 圧力に換算して原子炉圧力容器の圧力の傾向が把握でき, 計器誤差を考慮した上で対応することにより, 重大事故等時の対策を実施することが可能である。(低圧注水選択の判断圧力: 0.25MPa [gage] (飽和温度: 約139°C), 原子炉圧力容器の定格圧力: 約7MPa [gage] (飽和温度: 約287°C) に対して, 原子炉圧力容器温度 (S A) の誤差: 約$\pm 10.0^\circ\text{C}$から圧力に換算した場合はそれぞれ$0.25 \pm 0.12\text{MPa}$ [gage]程度, $7.0 \pm 1.2\text{MPa}$ [gage]程度。)</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 原子炉圧力, 原子炉圧力 (S A) 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 原子炉圧力容器温度 (S A) 原子炉圧力容器温度 (S A) 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で推定できるため, 事故収束を行う上で問題とならない。</p> <p><誤差による影響について> 原子炉圧力容器内の圧力を監視する目的は, 低圧注水選択のための原子炉減圧確認及び原子炉圧力容器の損傷を把握する事であり, 代替パラメータ (原子炉圧力) による推定は, 同一物理量からの推定であり, 計器誤差 (原子炉圧力の誤差: $\pm 0.20\text{MPa}$, 原子炉圧力 (S A) の誤差: $\pm 0.09\text{MPa}$) 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。(なお, 原子炉圧力の凝縮槽及び計装配管内の水が蒸発した場合は, 原子炉圧力で-0.148MPa程度ずれる可能性があり, このずれを考慮した上で対応する。以下, 原子炉圧力を代替パラメータとして用いた場合も同様。)</p> <p>代替パラメータ (原子炉圧力容器温度 (S A)) による推定では, 圧力に換算して原子炉圧力容器の圧力の傾向が把握でき, 計器誤差を考慮した上で対応することにより, 重大事故等時の対策を実施することが可能である。(低圧注水選択の判断圧力: 0.25MPa [gage] (飽和温度: 約139°C), 原子炉圧力容器の定格圧力: 約7MPa [gage] (飽和温度: 約287°C) に対して, 原子炉圧力容器温度 (S A) の誤差: 約$\pm 10.0^\circ\text{C}$から圧力に換算した場合はそれぞれ$0.25 \pm 0.12\text{MPa}$ [gage]程度, $7.0 \pm 1.2\text{MPa}$ [gage]程度。)</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>	
推定の 評価	<p>① 原子炉圧力, 原子炉圧力 (S A) 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 原子炉圧力容器温度 (S A) 原子炉圧力容器温度 (S A) 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で推定できるため, 事故収束を行う上で問題とならない。</p> <p><誤差による影響について> 原子炉圧力容器内の圧力を監視する目的は, 低圧注水選択のための原子炉減圧確認及び原子炉圧力容器の損傷を把握する事であり, 代替パラメータ (原子炉圧力) による推定は, 同一物理量からの推定であり, 計器誤差 (原子炉圧力の誤差: $\pm 0.20\text{MPa}$, 原子炉圧力 (S A) の誤差: $\pm 0.09\text{MPa}$) 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。(なお, 原子炉圧力の凝縮槽及び計装配管内の水が蒸発した場合は, 原子炉圧力で-0.148MPa程度ずれる可能性があり, このずれを考慮した上で対応する。以下, 原子炉圧力を代替パラメータとして用いた場合も同様。)</p> <p>代替パラメータ (原子炉圧力容器温度 (S A)) による推定では, 圧力に換算して原子炉圧力容器の圧力の傾向が把握でき, 計器誤差を考慮した上で対応することにより, 重大事故等時の対策を実施することが可能である。(低圧注水選択の判断圧力: 0.25MPa [gage] (飽和温度: 約139°C), 原子炉圧力容器の定格圧力: 約7MPa [gage] (飽和温度: 約287°C) に対して, 原子炉圧力容器温度 (S A) の誤差: 約$\pm 10.0^\circ\text{C}$から圧力に換算した場合はそれぞれ$0.25 \pm 0.12\text{MPa}$ [gage]程度, $7.0 \pm 1.2\text{MPa}$ [gage]程度。)</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>			

(c) 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 (原子炉圧力容器内の水位)

項目	原子炉圧力容器内の水位		
	監視パラメータ	計測範囲	設計基準
主要 パラメータ	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
代替 パラメータ	①原子炉水位 (広帯域) (原子炉水位 (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) の代替)	-4000~1300mm*2	-3680~4843mm*2
	①原子炉水位 (SA) (原子炉水位 (広帯域), 原子炉水位 (燃料域) の代替)	-3200~3500mm*1 -8000~3500mm*1	-6872~1650mm*1
	②高圧代替注水系系統流量	0~300m ³ /h	-
	②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)	-
	②復水補給水系流量 (RHR B 系代替注水流量)	0~350m ³ /h	-
	②原子炉隔離時冷却系系統流量	0~300m ³ /h	0~182m ³ /h
	②高圧炉心注水系系統流量	0~1000m ³ /h	0~727m ³ /h
	②残留熱除去系系統流量	0~1500m ³ /h	0~954m ³ /h
	③原子炉圧力	0~10MPa [gage]	最大値: 8.48MPa [gage]
	③原子炉圧力 (SA)	0~11MPa [gage]	最大値: 8.48MPa [gage]
	③格納容器内圧力 (S/C)	0~980.7kPa [abs]	最大値: 177kPa [gage]
	*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)		
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圧力容器内の水位を監視する目的は、炉心冷却状態を確認することである。		
推定方法	<p>原子炉圧力容器内の水位の主要パラメータである原子炉水位 (広帯域), 原子炉水位 (燃料域) の計測が困難になった場合、代替パラメータの①原子炉水位 (SA) (原子炉水位 (SA) を推定する場合は原子炉水位 (広帯域), 原子炉水位 (燃料域) にて推定), ②原子炉圧力容器への注水流量 (高圧代替注水系系統流量, 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), 原子炉隔離時冷却系系統流量, 高圧炉心注水系系統流量, 残留熱除去系系統流量) により原子炉圧力容器内の水位を推定することができる。また, ③原子炉圧力, 原子炉圧力 (SA) と格納容器内圧力 (S/C) の差圧から原子炉圧力容器の満水を推定する。推定方法は、以下のとおりである。</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。 重大事故等時に、設備の故障等により原子炉水位計の機能が喪失し、水位不明と判断した場合は下記の「②原子炉圧力容器への注水流量」から推定する。</p>		

(c) 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 (原子炉圧力容器内の水位)

項目	原子炉圧力容器内の水位		
	監視パラメータ	計測範囲	設計基準
主要 パラ メータ	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
代替 パラ メータ	① 原子炉水位 (広帯域) (原子炉水位 (SA) の代替)	-400~150cm**1	-798~132cm**1
	① 原子炉水位 (燃料域) (原子炉水位 (SA) の代替)	-800~-300cm**1	-798~132cm**1
	原子炉水位 (SA) (原子炉水位 (広帯域), 原子炉水位 (燃料域) の代替)	-900~150cm**1	-798~132cm**1
	② 高圧原子炉代替注水流量	0~150m ³ /h	-
	② 代替注水流量 (常設)	0~300m ³ /h	-
	② 低圧原子炉代替注水流量	0~200m ³ /h	-
	② 低圧原子炉代替注水流量 (狭帯域用)	0~50m ³ /h	-
	② 原子炉隔離時冷却ポンプ出口流量	0~150m ³ /h	0~99m ³ /h
	② 高圧炉心スプレイポンプ出口流量	0~1,500m ³ /h	0~1,314m ³ /h
	② 残留熱除去ポンプ出口流量	0~1,500m ³ /h	0~1,380m ³ /h
	② 低圧炉心スプレイポンプ出口流量	0~1,500m ³ /h	0~1,314m ³ /h
	② 残留熱代替除去系原子炉注水流量	0~50m ³ /h	-
	③ 原子炉圧力	0~10MPa [gage]	最大値: 8.29MPa [gage]
	③ 原子炉圧力 (SA)	0~11MPa [gage]	最大値: 8.29MPa [gage]
	③ サプレッション・チェンバ圧力 (SA)	0~1,000kPa [abs]	最大値: 206kPa [gage]
※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)			

・設備の相違

②原子炉压力容器への注水流量

図 58-8-4 より原子炉压力容器への注水流量と崩壊熱除去に必要な水量の差を算出し、直前まで判明していた水位に変換率を考慮することにより原子炉水位を推定する。

原子炉水位変化率[mm/min]

$$= \text{原子炉压力容器注水流量と崩壊熱除去に必要な水量の差} [\text{m}^3/\text{h}] / 60 \text{min} \times \text{[]}$$

原子炉压力容器容量レベル換算 []

推定可能範囲：全範囲



図 58-8-4 原子炉压力容器への注水流量と崩壊熱除去に必要な水量の差を利用した水位の推定

③原子炉圧力、原子炉圧力 (SA)、格納容器内圧力 (S/C)

原子炉压力容器が満水であることを確認することで炉心冷却状態を確認する。

具体的には、逃がし安全弁により原子炉圧力が低圧状態で維持されている状態において、非常用炉心冷却系による原子炉压力容器への注水により原子炉水位が主蒸気管高さまで上昇し、逃がし安全弁から蒸気ではなく水が流れ出すことで原子炉压力容器内の圧力が上昇し、原子炉圧力又は原子炉圧力 (SA) と格納容器内圧力 (S/C) の差圧が [] gage] 以上であれば原子炉压力容器を満水と推定する。

計測目的

重大事故等時において、主要パラメータにて原子炉压力容器内の水位を監視する目的は、炉心冷却状態を確認することである

推定方法

原子炉压力容器内の水位の主要パラメータである原子炉水位 (広帯域)、原子炉水位 (燃料域) の計測が困難になった場合、代替パラメータの①原子炉水位 (SA) (原子炉水位 (SA) を推定する場合は原子炉水位 (広帯域)、原子炉水位 (燃料域) にて推定)、②原子炉压力容器への注水流量 (高圧原子炉代替注水流量、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)、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) により原子炉压力容器内の水位を推定することができる。また、③原子炉圧力、原子炉圧力 (SA) とサブプレッション・チェンバ圧力 (SA) の差圧から原子炉压力容器の満水を推定する。推定方法は、以下の通りである。

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压力容器内の水位を計測することにより推定する。重大事故等時に、設備の故障等により原子炉水位計の機能が喪失し、水位不明と判断した場合は下記の「②原子炉压力容器への注水流量」から推定する。

② 原子炉压力容器への注水流量

第58-8-4図より原子炉压力容器への注水流量と崩壊熱除去に必要な水量の差を算出し、直前まで判明していた水位に変換率を考慮することにより原子炉水位を推定する。

原子炉水位変化率[cm/min]

$$= \text{原子炉压力容器注水流量と崩壊熱除去に必要な水量の差} [\text{m}^3/\text{h}]$$

$$/ 60 [\text{min}] \times \text{[]}$$

原子炉压力容器容量レベル換算 []

推定可能範囲：全範囲

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压力容器内の水位を計測することにより，原子炉压力容器内の水位を計測することができ，炉心冷却状態を把握する上で適用できる。</p> <p>②原子炉压力容器への注水流量 原子炉压力容器への注水流量による推定方法は，直前まで判明していた原子炉水位に変換率を考慮し，原子炉压力容器への注水流量と崩壊熱除去に必要な水量の差を利用して，プラントの状態を考慮した推定としており，炉心冷却状態を把握する上で適用できる。</p> <p>③原子炉圧力，原子炉圧力（SA），格納容器内圧力（S/C） 原子炉圧力，原子炉圧力（SA），格納容器内圧力（S/C）による推定方法は，原子炉水位の計測が困難*となった場合の原子炉压力容器の満水操作時におけるプラントの状態を考慮した推定としており，炉心冷却状態を把握する上で適用できる。</p> <p>*原子炉水位の計測が困難になる状況として機器の故障以外に，原子炉圧力と格納容器内雰囲気温度の関係から水位不明と判断する場合がある。これは，計測機器内部の水が外部から飽和温度以上に過熱されることで蒸発し，正確な指示を示さなくなる可能性があるためである。</p> <p>なお，大規模な破断が発生した場合は原子炉压力容器の満水を確認することが困難であるため，破断口まで原子炉水位が回復したことを原子炉注水量による上昇率からの推定又は破断口からの流出をサブプレッション・チェンバ・プール水位上昇傾向変化により推定する。</p> <p><誤差による影響について> 原子炉压力容器内の水位を監視する目的は，炉心冷却状態を把握することであり，代替パラメータ（原子炉水位）による推定は，同一物理量からの推定であり，計器誤差（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）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（原子炉压力容器への注水流量）による推定では，崩壊熱除去に必要な注水量を注水することで，炉心冷却状態の傾向が把握できるため，計器誤差（高圧代替注水系統流量の誤差：±7m³/h，復水補給水系流量（RHR A系代替注水流量）：±4m³/h，復水補給水系流量（RHR B系代替注水流量）：±9m³/h，原子炉隔離時冷却系統流量の誤差：±6m³/h，高圧炉心注水系統流量の誤差：±21m³/h，残留熱除去系系統流量の誤差：±31m³/h）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（原子炉圧力，原子炉圧力（SA），格納容器内圧力（S/C））による推定では，原子炉圧力の誤差：±0.08MPa[gage]，格納容器内圧力（S/C）の誤差：±0.0156MPa[gage]から，原子炉圧力と格納容器内圧力（S/C）の差圧誤差：約0.1MPa[gage]であるが，満水時に使用する系統の注水流量の推定手段と併せて原子炉压力容器内の水位の傾向を把握することにより，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 data-bbox="1578 306 2270 779" style="border: 1px solid black; width: 100%; height: 100%;"></div> <p>第58-8-4図 原子炉压力容器への注水流量と崩壊熱除去に必要な水量の差を利用した水位の推定</p> <p>③ 原子炉圧力，原子炉圧力（SA），サブプレッション・チェンバ圧力（SA） 原子炉压力容器が満水であることを確認することで炉心冷却状態を確認する。 具体的には，逃がし安全弁により原子炉圧力が低圧状態で維持されている状態において，非常用炉心冷却系又は代替の注水系統による原子炉压力容器への注水により原子炉水位が主蒸気管高さまで上昇し，逃がし安全弁から蒸気ではなく水が流れ出すことで原子炉压力容器内の圧力が上昇し，原子炉圧力又は原子炉圧力（SA）とサブプレッション・チェンバ圧力（SA）の差圧が [gage] 以上であれば原子炉压力容器を満水と推定する。</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压力容器内の水位を計測することにより，原子炉压力容器内の水位を計測することができ，炉心冷却状態を把握する上で適用できる。</p> <p>② 原子炉压力容器への注水流量 原子炉压力容器への注水流量による推定方法は，直前まで判明していた原子炉水位に変換率を考慮し，原子炉压力容器への注水流量と崩壊熱除去に必要な水量の差を利用して，プラントの状態を考慮した推定としてお</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>り、炉心冷却状態を把握する上で適用できる。</p> <p>③ 原子炉圧力，原子炉圧力（S A），サプレッション・チェンバ圧力（S A） 原子炉圧力，原子炉圧力（S A），サプレッション・チェンバ圧力（S A）による推定方法は，原子炉水位の計測が困難*となった場合の原子炉圧力容器の満水操作時におけるプラントの状態を考慮した推定としており，炉心冷却状態を把握する上で適用できる。</p> <p>※原子炉水位の計測が困難になる状況として機器の故障以外に，原子炉圧力と格納容器内雰囲気温度の関係から水位不明と判断する場合がある。これは，計測機器内部の水が外部から飽和温度以上に過熱されることで蒸発し，正確な指示を示さなくなる可能性があるためである。</p> <p>なお，大規模な破断が発生した場合は原子炉圧力容器の満水を確認することが困難であるため，破断口まで原子炉水位が回復したことを原子炉注水量による上昇率からの推定又は破断口からの流出をサプレッション・プール水位上昇傾向変化により推定する。</p> <p><誤差による影響について> 原子炉圧力容器内の水位を監視する目的は，炉心冷却状態を把握することであり，代替パラメータ（原子炉水位）による推定は，同一物理量からの推定であり，計器誤差（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）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（原子炉圧力容器への注水流量）による推定では，崩壊熱除去に必要な注水量を注水することで，炉心冷却状態の傾向が把握できるため，計器誤差（高圧原子炉代替注水流量の誤差：±3.0m³/h，代替注水流量（常設）の誤差：±6.0m³/h，低圧原子炉代替注水流量の誤差：±4.0m³/h，低圧原子炉代替注水流量（狭帯域用）の誤差：±1.0m³/h，原子炉隔離時冷却ポンプ出口流量の誤差：±3.0m³/h，高圧炉心スプレイ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，低圧炉心スプレイ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）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（原子炉圧力，原子炉圧力（S A），サプレッション・チェンバ圧力（S A））による推定では，原子炉圧力の誤差：±0.20MPa，</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="1308 264 2401 676" style="border: 1px solid black; padding: 5px;"> <p>原子炉圧力 (S A) の誤差 : ±0.09MPa, サプレッション・チェンバ圧力 (S A) の誤差 : ±8 kPaから, 原子炉圧力とサプレッション・チェンバ圧力 (S A) の差圧誤差 : 約0.2MPaであるが, 満水時に使用する系統の注水流量の推定手段と併せて原子炉圧力容器内の水位の傾向を把握することにより, 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>	

(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）

項目	原子炉圧力容器への注水量		
	監視パラメータ	計測範囲	設計基準
主要 パラメータ	高圧代替注水系系統流量	0~300m ³ /h	-
	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	-
	原子炉隔離時冷却系系統流量	0~300m ³ /h	0~182m ³ /h
	高圧炉心注水系系統流量	0~1000m ³ /h	0~727m ³ /h
	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	①復水貯蔵槽水位 (SA) (高圧代替注水系系統流量, 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), 原子炉隔離時冷却系系統流量, 高圧炉心注水系系統流量の代替)	0~16m (6号炉) 0~17m (7号炉)	0~15.5m (6号炉) 0~15.7m (7号炉)
	①サブプレッション・チェンバ・プール水位 (残留熱除去系系統流量の代替)	-6~11m (T. M. S. L. -7150~ +9850mm)	-2.59~0m (T. M. S. L. -3740~ -1150mm)
	②原子炉水位 (広帯域)	-3200~3500mm ^{*1}	-6872~1650mm ^{*1}
	②原子炉水位 (燃料域)	-4000~1300mm ^{*2}	-3680~4843mm ^{*2}
	②原子炉水位 (SA)	-3200~3500mm ^{*1} -8000~3500mm ^{*1}	-6872~1650mm ^{*1}
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圧力容器への注水量を監視する目的は、注水設備が機能していることを確認し炉心冷却状態を把握することである。		

(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）

項目	原子炉圧力容器への注水量		
	監視パラメータ	計測範囲	設計基準
主要 パラ メータ	高圧原子炉代替注水流量	0~150m ³ /h	-
	代替注水流量 (常設)	0~300m ³ /h	-
	低圧原子炉代替注水流量	0~200m ³ /h	-
	低圧原子炉代替注水流量 (狭帯域用)	0~50m ³ /h	-
	原子炉隔離時冷却ポンプ出口流量	0~150m ³ /h	0~99m ³ /h
	高圧炉心スプレイポンプ出口流量	0~1,500m ³ /h	0~1,314m ³ /h
	残留熱除去ポンプ出口流量	0~1,500m ³ /h	0~1,380m ³ /h
	低圧炉心スプレイポンプ出口流量	0~1,500m ³ /h	0~1,314m ³ /h
	残留熱代替除去系原子炉注水流量	0~50m ³ /h	-
	代替 パラ メータ	① サブプレッション・プール水位 (SA) (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及び残留熱代替除去系原子炉注水流量の代替)	-0.80~5.50m ^{*2}
① 低圧原子炉代替注水槽水位 (代替注水流量 (常設) の代替)		0~1,500m ³ (0~12,542mm)	-
② 原子炉水位 (広帯域)		-400~150cm ^{*1}	-798~132cm ^{*1}
② 原子炉水位 (燃料域)		-800~-300cm ^{*1}	-798~132cm ^{*1}

・設備の相違

原子炉圧力容器への注水量の主要パラメータである各系統の注水流量の計測が困難になった場合、水源である復水貯蔵槽又はサブプレッション・チェンバ・プール、注水先の原子炉圧力容器の水位変化により原子炉圧力容器への注水量を推定することができる。
推定方法は、以下のとおりである。

①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、水位の変化量から注水した水量を推定する。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、冷却状態を原子炉水位にて併せて確認する。

推定可能範囲：各注水流量の計測範囲



図 58-8-5 復水貯蔵槽タンクの水位容量曲線

①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て併せて確認する。

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]

サブプレッション・チェンバ・プール水量レベル換算：

推定方法

② 原子炉水位 (SA)	-900~150cm ^{**1}	-798~132cm ^{**1}
※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)		

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圧力容器への注水量を監視する目的は、注水設備が機能していることを確認し炉心冷却状態を把握することである。

推定方法

原子炉圧力容器への注水量の主要パラメータである各系統の注水流量の計測が困難になった場合、水源であるサブプレッション・プール又は低圧原子炉代替注水槽、注水先の原子炉圧力容器の水位変化により原子炉圧力容器への注水量を推定することができる。
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：各注水流量の計測範囲



第58-8-5図 サブプレッション・プールの水位容量曲線



図 58-8-6 サプレッション・チェンバ・プールの水位容量曲線

- ②原子炉水位（広帯域），原子炉水位（燃料域），原子炉水位（SA）
- (1) 任意の時間における原子炉水位変化率を測定する。
 - (2) 図 58-8-7 の崩壊熱除去に必要な注水量と (1) で測定した原子炉水位変化率に相当する水量の和（下式参照）により原子炉注水量を算出する。

原子炉注水量 [m³/h]
 = × 原子炉水位変化率 [mm/min] × 60min + 崩壊熱除去に必要な注水量 [m³/h]

原子炉压力容器容量水量レベル換算
 推定可能範囲：全範囲



図 58-8-7 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た注水量の推定

①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の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，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：各注水流量の計測範囲

②原子炉水位（広帯域），原子炉水位（燃料域），原子炉水位（SA）

- (1) 任意の時間における原子炉水位変化率を測定する。
- (2) 第58-8-6図の崩壊熱除去に必要な注水量と (1) で測定した原子炉水位変化率に相当する水量の和（下式参照）により原子炉注水量を算出する。

原子炉注水量 [m³/h]
 = × 原子炉水位変化率 [cm/min] × 60 [min] + 崩壊熱除去に必要な注水量 [m³/h]

原子炉压力容器容量水量レベル換算
 推定可能範囲：全範囲



第58-8-6図 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た注水量の推定

推定の
評価

①サプレッション・プール水位（SA）

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

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="172 766 296 793">推定の評価</p> <p data-bbox="320 268 1252 359">①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ほかの系統への使用量が把握できる場合に適用できる。 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 data-bbox="320 451 1252 569">①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・プール水位による推定方法は、サプレッション・チェンバ・プール水位を水源として使用し、かつ、サプレッション・チェンバ・プール水への注水流量が把握できる場合に適用できる。</p> <p data-bbox="320 600 1252 718">②原子炉水位 (広帯域), 原子炉水位 (燃料域), 原子炉水位 (SA) 原子炉水位による推定方法は、崩壊熱除去に必要な注水量と原子炉水位変化率に相当する水量の和を利用して、プラントの状態を考慮した推定としており、崩壊熱除去に必要な注水量を確認し炉心冷却状態を把握する上で適用できる。</p> <p data-bbox="320 749 1252 1203"><誤差による影響について> 原子炉圧力容器への注水量を監視する目的は、注水設備が機能していることを確認し炉心冷却状態を把握することであり、代替パラメータ (復水貯蔵槽水位 (SA), サプレッション・チェンバ・プール水位) による推定は、水源の水位変化量から、注水設備による原子炉圧力容器へ注水さ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。(「復水貯蔵槽タンクの水位容量曲線」より、復水貯蔵槽水位 (SA) の誤差: $\pm 0.263\text{m}$ から流量に換算した場合は [] 程度。「サプレッション・チェンバ・プールの水位容量曲線」より、サプレッション・チェンバ・プール水位の誤差: $\pm 0.27\text{m}$ から流量に換算した場合は [] 程度。) 代替パラメータ (原子炉水位) による推定では、注水先の水位変化量から、注水設備による原子炉圧力容器へ注水されていることの傾向が把握でき、計器誤差 (原子炉水位 (広帯域) の誤差: $\pm 49\text{mm}$, 原子炉水位 (燃料域) の誤差: $\pm 36\text{mm}$, 原子炉水位 (SA) の誤差: $\pm 180\text{mm}$) 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 data-bbox="320 1234 1252 1293">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 data-bbox="1492 262 2395 411">①低圧原子炉代替注水槽水位 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。 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 data-bbox="1492 575 2395 764">②原子炉水位 (広帯域), 原子炉水位 (燃料域), 原子炉水位 (SA) 原子炉水位による推定方法は、崩壊熱除去に必要な注水量と原子炉水位変化率に相当する水量の和を利用して、プラントの状態を考慮した推定としており、崩壊熱除去に必要な注水量を確認し炉心冷却状態を把握する上で適用できる。</p> <p data-bbox="1492 816 2395 1236"><誤差による影響について> 原子炉圧力容器への注水量を監視する目的は、注水設備が機能していることを確認し、炉心冷却状態を把握することであり、代替パラメータ (サプレッション・プール水位 (SA), 低圧原子炉代替注水槽水位) による推定は、水源の水量又は水位変化量から、注水設備による原子炉圧力容器へ注水さ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。(「サプレッション・プールの水位容量曲線」より、サプレッション・プール水位 (SA) の誤差: $\pm 0.05\text{m}$ から流量に換算した場合は [] 程度。低圧原子炉代替注水槽水位の誤差: $\pm 12\text{m}^3$ から流量に換算した場合は [] 程度。) 代替パラメータ (原子炉水位) による推定では、注水先の水位変化量から、注水設備による原子炉圧力容器へ注水されていることの傾向が把握でき、計器誤差 (原子炉水位 (広帯域) の誤差: $\pm 11\text{cm}$, 原子炉水位 (燃料域) の誤差: $\pm 10\text{cm}$, 原子炉水位 (SA) の誤差: $\pm 8.4\text{cm}$) 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 data-bbox="1492 1524 2395 1629">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>	

(e) 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（原子炉格納容器への注水量）

項目	原子炉格納容器への注水量		
	監視パラメータ	計測範囲	設計基準
主要パラメータ	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)	-
代替パラメータ	①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)
	②格納容器内圧力 (D/W)	0~1000kPa[abs]	最大値： 246kPa[gage]
	②格納容器内圧力 (S/C)	0~980.7kPa[abs]	最大値： 177kPa[gage]
	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)	-
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への注水量を監視する目的は、注水設備が機能していることの確認である。		
推定方法	<p>原子炉格納容器への注水量の主要パラメータである復水補給水系流量 (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原子炉格納容器への注水量を推定することができる。</p> <p>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) の監視が不可能となった場合には、水源である復水貯蔵槽より注水量を推定する。また、格納容器内圧力、注水先の格納容器下部水位により注水量を推定する。</p> <p>推定方法は、以下のとおりである。</p> <p>①復水貯蔵槽水位 (SA)</p> <p>復水貯蔵槽タンクの水位容量曲線を用いて、水位の変化量から注水した水量を推定する。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。</p> <p>推定可能範囲：各注水流量の計測範囲</p>		

(e) 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（原子炉格納容器への注水量）

項目	原子炉格納容器への注水量		
	監視パラメータ	計測範囲	設計基準
主要パラメータ	代替注水流量 (常設)	0~300m ³ /h	-
	格納容器代替スプレイ流量	0~150m ³ /h	-
	ペDESTAL代替注水流量	0~150m ³ /h	-
	ペDESTAL代替注水流量 (狭帯域用)	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	-
代替パラメータ	① 低圧原子炉代替注水槽水位 (代替注水流量 (常設) の代替)	0~1,500m ³ (0~12,542mm)	-
	① ドライウェル圧力 (SA) (格納容器代替スプレイ流量の代替)	0~1,000kPa [abs]	最大値： 324kPa [gage]
	① サプレッション・チェンバ圧力 (SA) (格納容器代替スプレイ流量の代替)	0~1,000kPa [abs]	最大値： 206kPa [gage]
	① ドライウェル水位 (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) の代替)	-3.0m ^{**2} , -1.0m ^{**2} , +1.0m ^{**2}	-
	① サプレッション・プール水位 (SA) (格納容器代替スプレイ流量の代替)	-0.80~ 5.50m ^{**1}	-0.5~0m ^{**1}
	① ペDESTAL水位 (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) の代替)	+0.1m ^{**3} , +1.2m ^{**3} , +2.4m ^{**3} , +2.4m ^{**3}	-
	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 ドライウェル圧力 (SA) (代替注水流量 (常設) の代替)	0~ 1,000kPa[abs]	最大値： 324kPa [gage]

・設備の相違



図 58-8-8 復水貯蔵槽タンクの水位容量曲線

②格納容器内圧力 (D/W), 格納容器内圧力 (S/C)

復水移送ポンプにて注水を行う場合には、運転状態を復水移送ポンプ吐出圧力にて確認し、格納容器内圧力 (D/W), 格納容器内圧力 (S/C) の注水先圧力より図58-8-9の注水特性を用いて注水流量を推定する。

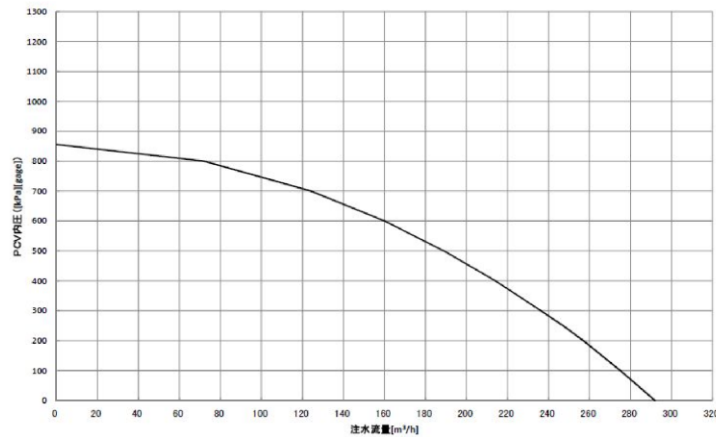


図 58-8-9 復水移送ポンプによる注水特性

②格納容器下部水位

原子炉格納容器下部へ注水した場合は、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、原子炉格納容器下部の平面積：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。

	サプレッション・チェンバ圧力 ② (SA) (代替注水流量 (常設) の代替)	0 ~ 1,000kPa[abs]	最大値 : 206kPa [gage]
	② ドライウェル水位 (代替注水流量 (常設) の代替)	-3.0m ^{**2} , -1.0m ^{**2} , +1.0m ^{**2}	-
	サプレッション・プール水位 (S ② A) (代替注水流量 (常設) の代替)	-0.80 ~ 5.50m ^{**1}	-0.5 ~ 0m ^{**1}
	② ペDESTAL水位 (代替注水流量 (常設) の代替)	+0.1m ^{**3} , +1.2m ^{**3} , +2.4m ^{**3} , +2.4m ^{**3}	-
	※1 : 基準点はサプレッション・プール通常水位 (EL5610)		
	※2 : 基準点は格納容器底面 (EL10100)		
	※3 : 基準点は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への注水量を監視する目的は、注水設備が機能していることの確認である。		
推定方法	原子炉格納容器への注水量の主要パラメータである代替注水流量 (常設), 格納容器代替スプレイ流量, ペDESTAL代替注水流量, ペDESTAL代替注水流量 (狭帯域用) 及び残留熱代替除去系格納容器スプレイ流量の計測が困難になった場合、以下の通り代替パラメータにより原子炉格納容器への注水量を推定することができる。 代替注水流量 (常設) の監視が不可能となった場合には、水源である低圧原子炉代替注水槽より注水量を推定する。また、格納容器内圧力、注水先のサプレッション・プール水位 (SA), ドライウェル水位, ペDESTAL水位により注水量を推定する。 格納容器代替スプレイ流量の監視が不可能となった場合には、格納容器内圧力、注水先のサプレッション・プール水位 (SA), ドライウェル水位, ペDESTAL水位により注水量を推定する。 ペDESTAL代替注水流量, ペDESTAL代替注水流量 (狭帯域用) の監視が不可能となった場合には、注水先のペDESTAL水位, ドライウェル水位により注水量を推定する。 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には、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により注水量を推定する。		

推定の評価

①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他の系統への使用量が把握できる場合に適用できる。

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。

②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) による推定方法は、注水特性を用いる上で格納容器内圧力 (D/W), 格納容器内圧力 (S/C) 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。

③格納容器下部水位

原子炉格納容器下部へ注水した場合は、計測範囲内において適用可能である。なお、原子炉格納容器下部への注水の目的は、原子炉格納容器下部に落下した熔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。

<誤差による影響について>

原子炉格納容器への注水量を監視する目的は、注水設備による原子炉格納容器へ注水されていることの傾向を把握することであり、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量の傾向が把握でき、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。(「復水貯蔵槽タンクの水位容量曲線」より、復水貯蔵槽水位 (SA) の誤差：±0.263m から流量に換算した場合は [] 程度。)

代替パラメータ (格納容器内圧力 (D/W), 格納容器内圧力 (S/C)) による推定は、流量に換算して原子炉格納容器へ注水さ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。(「復水移送ポンプによる注水特性」より、格納容器内圧力 0.31MPa [gage] における流量 233m³/h に対して、格納容器内圧力の誤差：±15.6kPa から流量に換算した場合は 233±5m³/h 程度。)

代替パラメータ (格納容器下部水位) による推定では、注水先の水位から注水量の傾向が把握でき、計器誤差 (格納容器下部水位の誤差：-0~+100mm) を考慮した上で対応することにより、重大事故等時の対策を実施することが可能である。

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

推定方法は、以下の通りである。

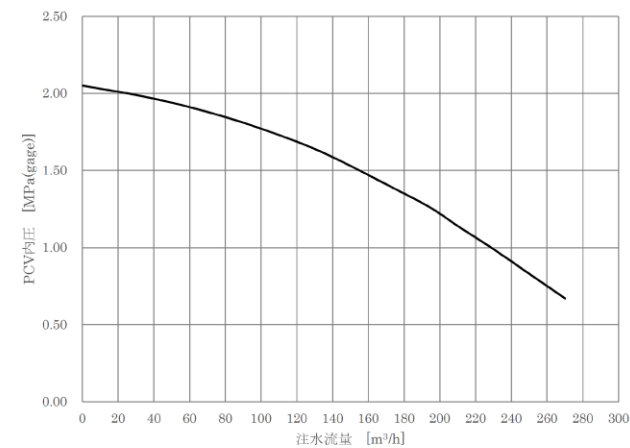
①低圧原子炉代替注水槽水位

低圧原子炉代替注水槽の水量の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・温度にてあわせて確認する。

推定可能範囲：各注水流量の計測範囲

①②ドライウエル圧力 (SA), サプレッション・チェンバ圧力 (SA)

低圧原子炉代替注水ポンプ又は大量送水車にて注水を行う場合には、運転状態を確認し、ドライウエル圧力 (SA), サプレッション・チェンバ圧力 (SA) の注水先圧力より注水流量を推定する。



第58-8-7図 低圧原子炉代替注水ポンプによる注水特性

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。

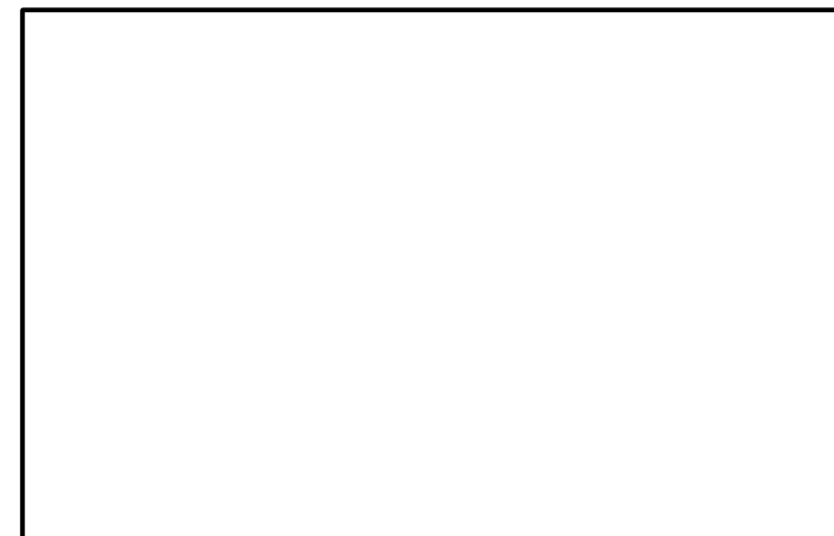


第58-8-8図 残留熱代替除去ポンプ性能曲線

①②サプレッション・プール水位 (S A)

サプレッション・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。

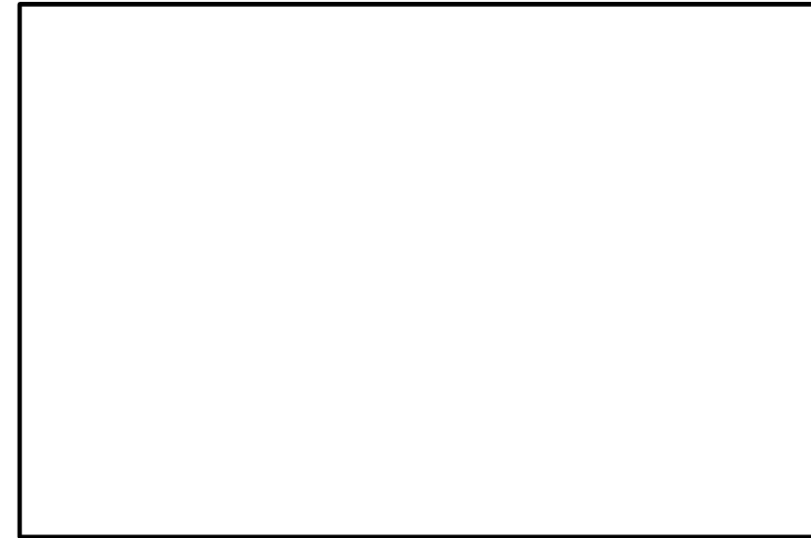
推定可能範囲：各注水流量の計測範囲



第58-8-9図 サプレッション・プールの水位容量曲線

①②ドライウェル水位

ドライウェ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。



第58-8-10図 ドライウェルの水位容量曲線

①②ペDESTAL水位

原子炉格納容器下部の水位容量曲線を用いて、ペDESTAL水位の上昇量から注水水量を推定する。具体的には、原子炉格納容器下部の面積：とペDESTAL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。



第58-8-11図 原子炉格納容器下部の水位容量曲線

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		
	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 15%; text-align: center; vertical-align: middle;">推定の 評価</td> <td style="padding: 5px;"> <p>①低圧原子炉代替注水槽水位 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。 本推定方法は、水源の水量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>①②ドライウェル圧力 (SA), サプレッション・チェンバ圧力 (SA) ドライウェル圧力 (SA), サプレッション・チェンバ圧力 (SA) による推定方法は、注水特性を用いる上でドライウェル圧力 (SA), サプレッション・チェンバ圧力 (SA) 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。</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 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> <p>①②サプレッション・プール水位 (SA) サプレッション・プール水位 (SA) による推定方法は、他の系統からのサプレッション・プールへの注水流量が把握できる場合に適用できる。</p> <p>①②ドライウェル水位 ドライウェル水位による推定方法は、他の系統からのドライウェルへの注水流量が把握できる場合に適用できる。</p> <p>①②ペDESTAL水位 原子炉格納容器下部へ注水した場合は、計測範囲内において適用可能である。なお、原子炉格納容器下部への注水の目的は、原子炉格納容器下部に落下した熔融炉心を冷却するため、初期水張り: 2.4m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。</p> </td> </tr> </table>	推定の 評価	<p>①低圧原子炉代替注水槽水位 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。 本推定方法は、水源の水量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>①②ドライウェル圧力 (SA), サプレッション・チェンバ圧力 (SA) ドライウェル圧力 (SA), サプレッション・チェンバ圧力 (SA) による推定方法は、注水特性を用いる上でドライウェル圧力 (SA), サプレッション・チェンバ圧力 (SA) 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。</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 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> <p>①②サプレッション・プール水位 (SA) サプレッション・プール水位 (SA) による推定方法は、他の系統からのサプレッション・プールへの注水流量が把握できる場合に適用できる。</p> <p>①②ドライウェル水位 ドライウェル水位による推定方法は、他の系統からのドライウェルへの注水流量が把握できる場合に適用できる。</p> <p>①②ペDESTAL水位 原子炉格納容器下部へ注水した場合は、計測範囲内において適用可能である。なお、原子炉格納容器下部への注水の目的は、原子炉格納容器下部に落下した熔融炉心を冷却するため、初期水張り: 2.4m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。</p>	
推定の 評価	<p>①低圧原子炉代替注水槽水位 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。 本推定方法は、水源の水量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>①②ドライウェル圧力 (SA), サプレッション・チェンバ圧力 (SA) ドライウェル圧力 (SA), サプレッション・チェンバ圧力 (SA) による推定方法は、注水特性を用いる上でドライウェル圧力 (SA), サプレッション・チェンバ圧力 (SA) 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。</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 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> <p>①②サプレッション・プール水位 (SA) サプレッション・プール水位 (SA) による推定方法は、他の系統からのサプレッション・プールへの注水流量が把握できる場合に適用できる。</p> <p>①②ドライウェル水位 ドライウェル水位による推定方法は、他の系統からのドライウェルへの注水流量が把握できる場合に適用できる。</p> <p>①②ペDESTAL水位 原子炉格納容器下部へ注水した場合は、計測範囲内において適用可能である。なお、原子炉格納容器下部への注水の目的は、原子炉格納容器下部に落下した熔融炉心を冷却するため、初期水張り: 2.4m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。</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="1314 275 2392 1564" style="border: 1px solid black; padding: 10px;"> <p><誤差による影響について></p> <p>原子炉格納容器への注水量を監視する目的は、注水設備による原子炉格納容器へ注水されていることの傾向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水位）による推定は、水源の水量変化量から注水量の傾向が把握でき、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：$\pm 12\text{m}^3$から流量に換算した場合は 程度。）</p> <p>代替パラメータ（ドライウェル圧力（SA）、サプレッション・チェンバ圧力（SA））による推定は、流量に換算して原子炉格納容器へ注水さ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>代替パラメータ（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）による推定では、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の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。（「残留熱代替除去ポンプの注水特性」より、例えば流量$120\text{m}^3/\text{h}$における残留熱代替除去ポンプ出口圧力での誤差：$\pm 0.024\text{MPa}$を流量に換算した場合は 程度である。これに残留熱代替除去系原子炉注水流量の誤差：$\pm 1.0\text{m}^3/\text{h}$を考慮した場合、誤差は 程度である。）</p> <p>代替パラメータ（サプレッション・プール水位（SA）、ドライウェル水位、ペDESTAL水位）による推定では、注水先の水位から注水量の傾向を把握でき、計器誤差（サプレッション・プール水位（SA）の誤差：$\pm 0.05\text{m}$、ドライウェル水位の誤差：$\pm 10\text{mm}$、ペDESTAL水位の誤差：$\pm 10\text{mm}$。）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>	

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

※: 重要監視パラメータの常用計器

項目	原子炉格納容器内の温度		
	監視パラメータ	計測範囲	設計基準
主要パラメータ	ドライウエル雰囲気温度	0~300℃	最大値: 138℃
	サブプレッション・チェンバ気体温度	0~300℃	最大値: 138℃
	サブプレッション・チェンバ・プール水温度	0~200℃	最大値: 97℃
代替パラメータ	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]
	①サブプレッション・チェンバ・プール水温度 (サブプレッション・チェンバ気体温度の代替)	0~200℃	最大値: 97℃
	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・プール水温度の代替)	0~300℃	最大値: 138℃
	②格納容器内圧力 (S/C) (ドライウエル雰囲気温度, サプレッション・チェンバ気体温度の代替)	0~980.7kPa[abs]	最大値: 177kPa[gage]
	③[サブプレッション・チェンバ気体温度] ※ (サブプレッション・チェンバ気体温度の代替)	0~200℃	最大値: 138℃
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温度を監視する目的は、原子炉格納容器の過温破損防止を把握することである。		
推定方法	<p>原子炉格納容器内の温度の主要パラメータである格納容器内温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圧力、格納容器内温度 (原子炉格納容器内のほかの計測箇所) により原子炉格納容器内の温度を推定することができる。推定方法は、以下のとおりである。</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>		

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

項目	原子炉格納容器内の温度		
	監視パラメータ	計測範囲	設計基準
主要パラメータ	ドライウエル温度 (S A)	0~300℃	最大値: 145℃
	ペDESTAL温度 (S A)	0~300℃	最大値: 145℃
	ペDESTAL水温度 (S A)	0~300℃	-
	サブプレッション・チェンバ温度 (S A)	0~200℃	最大値: 88℃
	サブプレッション・プール水温度 (S A)	0~200℃	最大値: 88℃
代替パラメータ	① ペDESTAL温度 (S A) (ドライウエル温度 (S A) の代替)	0~300℃	最大値: 145℃
	① ドライウエル温度 (S A) (ペDESTAL温度 (S A) の代替)	0~300℃	最大値: 145℃
	① サプレッション・プール水温度 (S A) (サブプレッション・チェンバ温度 (S A) の代替)	0~200℃	最大値: 88℃
	① サプレッション・チェンバ温度 (S A) (サブプレッション・プール水温度 (S A) の代替)	0~200℃	最大値: 88℃
	② ドライウエル圧力 (S A) (ドライウエル温度 (S A), ペDESTAL温度 (S A) の代替)	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) (サブプレッション・チェンバ温度 (S A) の代替)	0~1,000kPa [abs]	最大値: 206kPa [gage]
	③ サプレッション・チェンバ圧力 (S A) (ドライウエル温度 (S A), ペDESTAL温度 (S A) の代替)	0~1,000kPa [abs]	最大値: 206kPa [gage]
計測目的	重大事故等時において、主要パラメータにて原子炉格納容器内の温度を監視する目的は、原子炉格納容器の過温破損防止を把握することである。		

・設備の相違

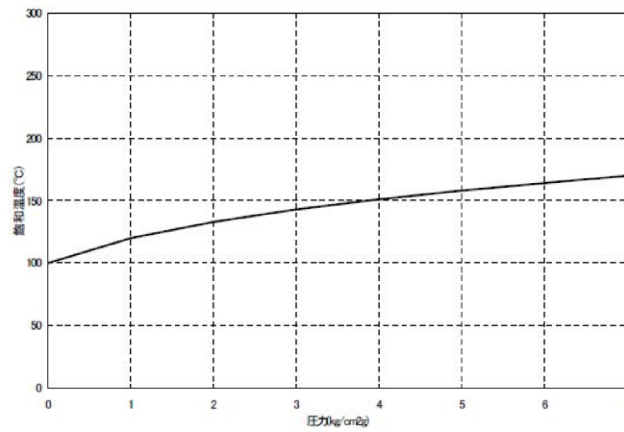


図 58-8-10 飽和温度/圧力の関係を利用した温度の推定

①サブプレッション・チェンバ気体温度, サプレッション・チェンバ・プール水温度
 サプレッション・チェンバ気体温度, サプレッション・チェンバ・プール水温度の監視が不可能となった場合には, 以下のとおり代替パラメータにより推定する。

- ・サブプレッション・チェンバ気体温度の監視が不可能となった場合には, 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であると仮定し, サプレッション・チェンバ・プール水温度により推定する。
- ・サブプレッション・チェンバ・プール水温度の監視が不可能となった場合には, 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であると仮定し, サプレッション・チェンバ気体温度により推定する。

②格納容器内圧力 (S/C)

①格納容器内圧力 (D/W) の推定方法と同様。
 参考として図 58-8-11, 12 に福島第二原子力発電所 1 号炉の実績温度及び本推定手段を用いた推定温度を比較したものを示す。

推定方法

原子炉格納容器内の温度の主要パラメータである格納容器内温度の計測が困難になった場合, 代替パラメータの原子炉格納容器内圧力, 格納容器内温度 (原子炉格納容器内の他の計測箇所) により原子炉格納容器内の温度を推定することができる。

推定方法は, 以下のとおりである。

①ドライウエル温度 (SA), ペDESTAL温度 (SA), サプレッション・チェンバ温度 (SA), サプレッション・プール水温度 (SA)

ドライウエル温度 (SA), ペDESTAL温度 (SA), サプレッション・チェンバ温度 (SA), サプレッション・プール水温度 (SA) の監視が不可能となった場合は, 以下の通り代替パラメータにより推定する。

- ・ドライウエル温度 (SA) の監視が不可能となった場合には, ペDESTAL温度 (SA) により推定する。
- ・ペDESTAL温度 (SA) の監視が不可能となった場合には, ドライウエル温度 (SA) により推定する。
- ・サブプレッション・チェンバ温度 (SA) の監視が不可能となった場合には, 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であると仮定し, サプレッション・プール水温度 (SA) により推定する。
- ・サブプレッション・プール水温度 (SA) の監視が不可能となった場合には, 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であると仮定し, サプレッション・チェンバ温度 (SA) により推定する。

②ドライウエル圧力 (SA)

ドライウエルの圧力が過去の温度, 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), ペDESTAL温度 (SA) の推定を行う。

推定可能範囲 : 100°C~180°C

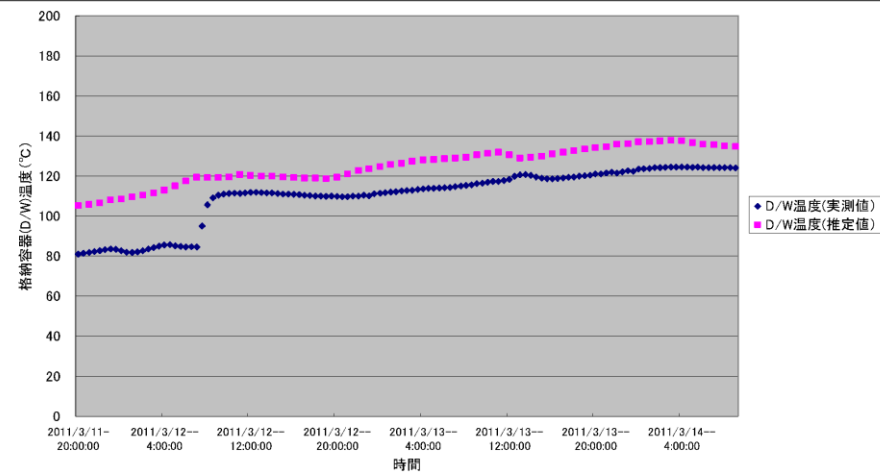


図 58-8-11 福島第二原子力発電所 1号炉におけるドライウェル雰囲気温度と推定温度の関係

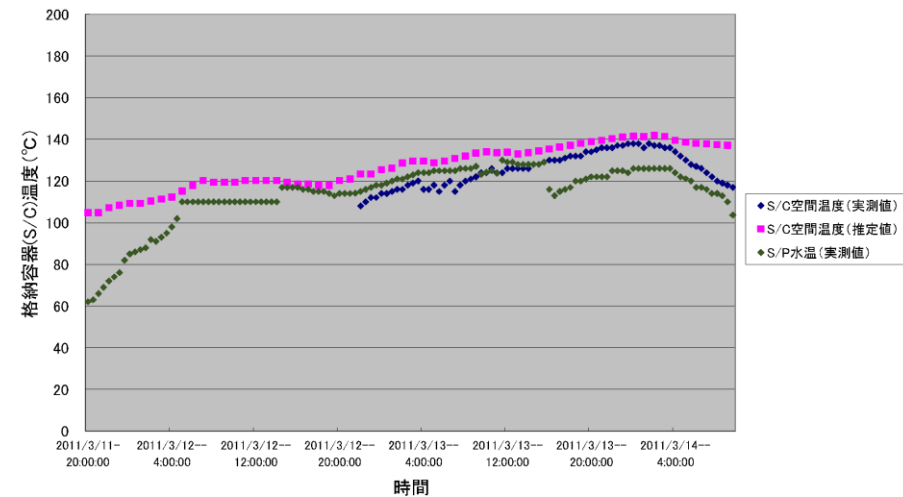


図 58-8-12 福島第二原子力発電所 1号炉におけるサブプレッション・チェンバ気体温度と推定温度の関係

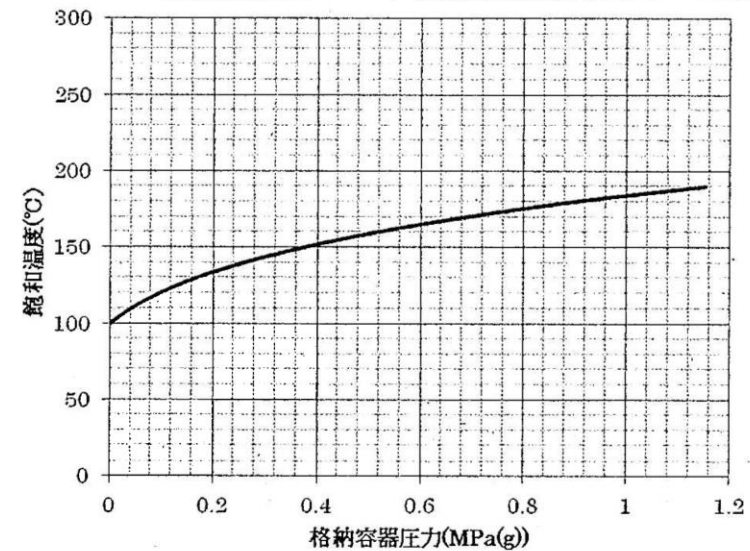
③[サブプレッション・チェンバ気体温度]

常用計器でサブプレッション・チェンバ気体温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温破損防止対策に必要な情報を得ることができる。



第58-8-12図 飽和温度/圧力の関係を利用した温度の推定

②③サブプレッション・チェンバ圧力 (SA)

②ドライウェル圧力 (SA) の推定方法と同様。

推定の
評価

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

②ドライウェル圧力 (SA)

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

②③サブプレッション・チェンバ圧力 (SA)

②ドライウェル圧力 (SA) と同様

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サブプレッション・チェンバ気体温度, サプレッション・チェンバ・プール水温度 原子炉格納容器内の各部の温度を同じ仕様の温度計で計測することにより, 原子炉格納容器の過温破損防止対策に必要な情報を得ることができる。</p> <p>②格納容器内圧力 (S/C) ①格納容器内圧力 (D/W) と同様。</p> <p>③[サブプレッション・チェンバ気体温度] 監視可能であれば常用計器でサブプレッション・チェンバ気体温度を計測することにより, 原子炉格納容器の過温破損防止対策に必要な情報を得ることができる。</p> <p>なお, 今回の評価で実測値と推定値との差が生じること (推定値の方が高め指示) が確認されている。この理由として, 原子炉格納容器内は窒素等の非凝縮性ガスが存在することから, 原子炉格納容器内は完全な飽和状態にはなっておらず非凝縮性ガスの分圧分だけ格納容器内の圧力が高くなるため, 本推定手段を用いると推定値より実際の格納容器温度は低くなると推測される。</p> <p><誤差による影響について> 原子炉格納容器内の温度を監視する目的は, 原子炉格納容器の過温破損防止を把握することであり, 代替パラメータ (格納容器内圧力 (D/W) 及び格納容器内圧力 (S/C)) による推定は, 温度に換算して原子炉格納容器内の温度の傾向が把握でき, 計器誤差を考慮した上で対応することにより, 重大事故等時の対策を実施することが可能である。(例えば, 格納容器内圧力: 約0.31MPa [gage] (飽和温度: 約145°C) に対して, 格納容器内圧力の誤差: 約±15.6kPa から温度に換算した場合は145±2°C程度。) 代替パラメータ (サブプレッション・チェンバ気体温度, サプレッション・チェンバ・プール水温度) による推定は, 同一物理量からの推定であり, 計器誤差 (サブプレッション・チェンバ気体温度の誤差: ±2.1°C, サプレッション・チェンバ・プール水温度の誤差: ±1.7°C) を考慮した上で対応することにより, 重大事故等時の対策を実施することが可能である。</p> <p>本推定方法は, この様な差が生じること把握しながら推定することで原子炉格納容器内の温度を推定する手段として用いることは可能であり, 原子炉格納容器内の温度推移の把握, 除熱操作判断をする上で適用できる。</p>	<p><誤差による影響について> 原子炉格納容器内の温度を監視する目的は, 原子炉格納容器の過温破損防止を把握する事であり, 代替パラメータ (ドライウエル圧力 (S A), サプレッション・チェンバ圧力 (S A)) による推定は, 温度に換算して原子炉格納容器内の温度の傾向が把握でき, 計器誤差を考慮した上で対応することにより, 重大事故等時の対策を実施することが可能である。(例えば, 原子炉格納容器内圧力: 約427kPa [gage] (飽和温度: 約154°C) に対して, 原子炉格納容器内圧力の誤差: ±8.1kPaから温度に換算した場合は154±1°C程度)</p> <p>代替パラメータ (ドライウエル温度 (S A), ペDESTAL温度 (S A), サプレッション・チェンバ温度 (S A), サプレッション・プール水温度 (S A)) による推定では, 同一物理量からの推定であり, 計器誤差 (ドライウエル温度 (S A) の誤差: ±6.0°C, ペDESTAL温度 (S A) の誤差: ±6.0°C, サプレッション・チェンバ温度 (S A) の誤差: ±4.0°C, サプレッション・プール水温度 (S A) の誤差: ±2.0°C) を考慮した上で対応することにより, 重大事故等時の対策を実施することが可能である。</p> <p>本推定方法は, この様な差が生じること把握しながら推定することで原子炉格納容器内の温度を推定する手段として用いることは可能であり, 原子炉格納容器内の温度推移の把握, 除熱操作判断をする上で適用できる。</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>なお, 原子炉格納容器内は窒素等の非凝縮性ガスが存在することから, 格納容器内は完全な飽和状態にはなっておらず, 非凝縮性ガスの分圧分だけ格納容器内の圧力が高くなるため, 本推定手段を用いると推定値より実際の格納容器温度は低くなると推測される。</p>	

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

※: 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圧力		
	監視パラメータ	計測範囲	設計基準
主要パラメータ	格納容器内圧力 (D/W)	0~1000kPa[abs]	最大値: 246kPa[gage]
	格納容器内圧力 (S/C)	0~980. 7kPa[abs]	最大値: 177kPa[gage]
代替パラメータ	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) (格納容器内圧力 (S/C) 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℃
	②サブプレッション・チェンバ気体温度 (格納容器内圧力 (S/C) 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]
	③[格納容器内圧力 (S/C)]※ (格納容器内圧力 (S/C) の代替)	0~500kPa[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圧力を監視する目的は、原子炉格納容器の過圧破損防止を把握することである。		
推定方法	<p>原子炉格納容器内の圧力の主要パラメータである格納容器内圧力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圧力 (原子炉格納容器内のほかの計測箇所)、格納容器内温度により格納容器内の圧力を推定することができる。推定方法は、以下のとおりである。</p> <p>①格納容器内圧力 (D/W)、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 (格納容器内圧力 (S/C) を推定する場合は格納容器内圧力 (D/W) にて推定)。</p> <p>②ドライウエル雰囲気温度、サブプレッション・チェンバ気体温度 原子炉格納容器内過去の温度、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)]、[格納容器内圧力 (S/C)] 常用計器で原子炉格納容器内の圧力を計測することにより、推定する。</p>		

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

項目	原子炉格納容器内の圧力		
	監視パラメータ	計測範囲	設計基準
主要パラメータ	ドライウエル圧力 (S A)	0 ~1, 000kPa [abs]	最大値: 324kPa [gage]
	サブプレッション・チェンバ圧力 (S A)	0 ~1, 000kPa [abs]	最大値: 206kPa [gage]
代替パラメータ	① サブプレッション・チェンバ圧力 (S A) (ドライウエル圧力 (S A) の代替)	0 ~1, 000kPa [abs]	最大値: 206kPa [gage]
	① ドライウエル圧力 (S A) (サブプレッション・チェンバ圧力 (S A) の代替)	0 ~1, 000kPa [abs]	最大値: 324kPa [gage]
	② ドライウエル温度 (S A) (ドライウエル圧力 (S A) の代替)	0 ~300℃	最大値: 145℃
	② サブプレッション・チェンバ温度 (S A) (サブプレッション・チェンバ圧力 (S A) の代替)	0 ~200℃	最大値: 88℃
	② ペDESTAL温度 (S A) (ドライウエル圧力 (S A) の代替)	0 ~300℃	最大値: 145℃
	計測目的	重大事故等時において、主要パラメータにて原子炉格納容器内の圧力を監視する目的は、原子炉格納容器の過圧破損防止を把握することである。	

・設備の相違

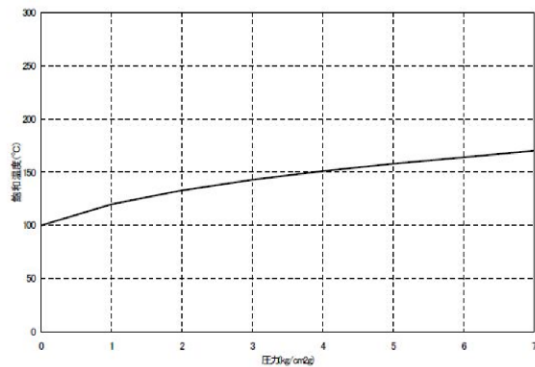


図 58-8-13 飽和温度／圧力の関係を利用した圧力の推定

参考として図 58-8-14, 15 に福島第二原子力発電所 1 号炉の実績圧力及び本推定手段を用いた推定圧力を比較したものを示す。

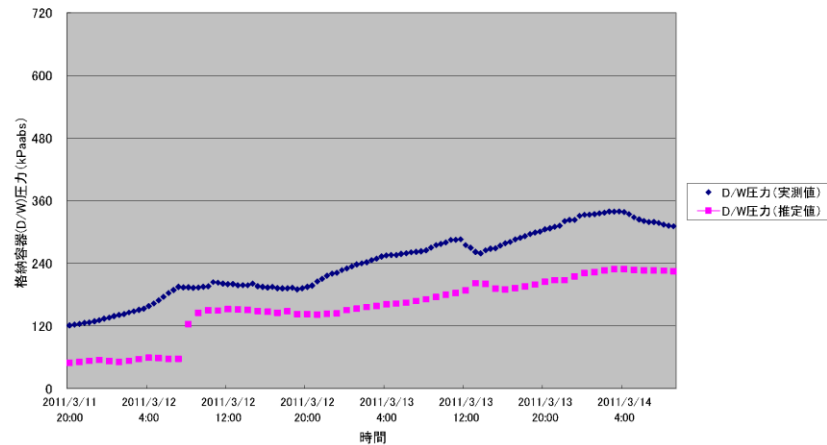


図 58-8-14 福島第二原子力発電所 1 号炉における格納容器内圧力 (D/W) と推定圧力の関係

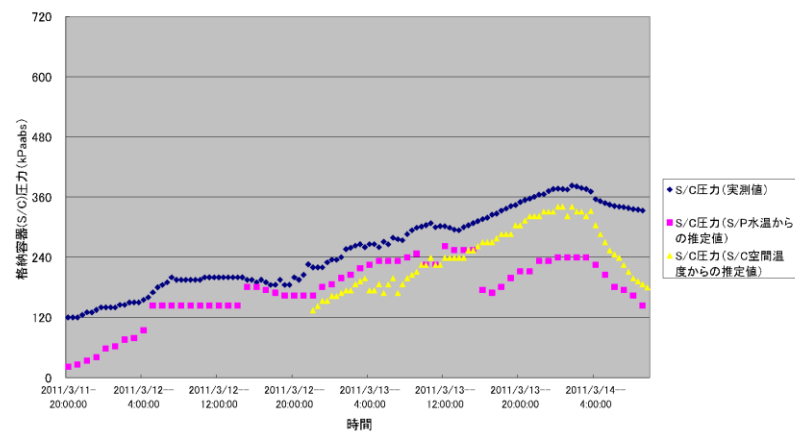


図 58-8-15 福島第二原子力発電所 1 号炉における格納容器内圧力 (S/C) と推定圧力の関係

推定方法

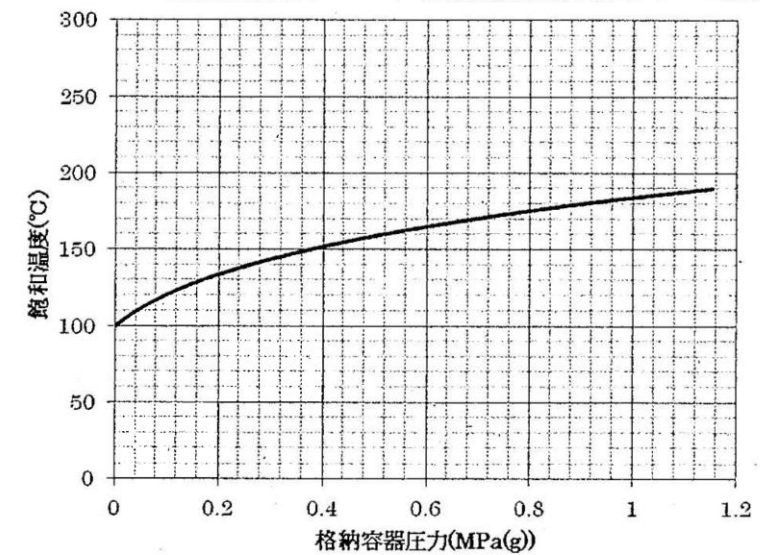
原子炉格納容器内の圧力の主要パラメータである格納容器内圧力の計測が困難になった場合、代替パラメータの格納容器内圧力（原子炉格納容器内の他の計測箇所）、格納容器内温度により格納容器内の圧力を推定することができる。

推定方法は以下の通りである。

①ドライウエル圧力 (SA) 及びサブプレッション・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) により推定する。(サブプレッション・チェンバ圧力 (SA) を推定する場合はドライウエル圧力 (SA) にて推定。)

②ドライウエル温度 (SA), サプレッション・チェンバ温度 (SA), ペDESTAL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、第58-8-13図より原子炉格納容器内の圧力の推定を行う。

推定可能範囲：101～1,000kPa [abs]



第58-8-13図 飽和温度／圧力の関係を利用した圧力の推定

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="192 997 311 1024">推定の評価</p> <p data-bbox="332 275 1240 302">①格納容器内圧力 (D/W), 格納容器内圧力 (S/C)</p> <p data-bbox="332 304 1240 359">原子炉格納容器内の D/W 側又は S/C 側の圧力を同じ仕様の圧力計で計測することにより, 原子炉格納容器の過圧破損防止対策に必要な情報を得ることができる。</p> <p data-bbox="332 361 1240 594">なお, D/W スプレイ時は, S/C 圧力>D/W 圧力の関係になるため, 真空破壊装置により差圧 13.7kPa 以内で推移する。(代替循環冷却系運転時や PCV ベント前まではほぼ同じ挙動) また, S/C 側の除熱 (PCV ベントや S/C クーリング等) を実施する時は, S/C 圧力<D/W 圧力の関係になるため, D/W 側から連通孔-ベント管を通して S/C 側へ圧力がかかるため, D/W 圧力から S/P の水頭圧分 (水平吐出管の高さ) を除いた値が S/C 圧力と同じ挙動を示す。(例えば, NWL レベル: 床面から約 7m の時, 水頭圧は約 31.4kPa であり, D/W 圧力=S/P 圧力+31.4kPa の関係) (例えば, ベントライン-1m: 床面から約 16m の時, 水頭圧は約 121kPa であり, D/W 圧力=S/P 圧力+121kPa の関係)</p> <p data-bbox="332 627 1240 655">②ドライウエル雰囲気温度, サプレッション・チェンバ氣體温度</p> <p data-bbox="332 657 1240 829">ドライウエル雰囲気温度, サプレッション・チェンバ氣體温度による推定手順は, 原子炉格納容器内が飽和状態にあることが限定される。ただし, 重大事故等時の有効性評価 (雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)) において, 事象初期において一時的に原子炉格納容器内が過熱状態に至るものの, その後のほとんどの期間で原子炉格納容器内は飽和状態に速やかに維持されることから, 原子炉格納容器の過圧破損防止対策に必要な情報を得ることができる。</p> <p data-bbox="332 863 1240 890">③[格納容器内圧力 (D/W)], [格納容器内圧力 (S/C)]</p> <p data-bbox="332 892 1240 947">監視可能であれば常用計器で原子炉格納容器の圧力を計測することにより, 原子炉格納容器の過圧破損防止対策に必要な情報を得ることができる。</p> <p data-bbox="332 980 1240 1008"><誤差による影響について></p> <p data-bbox="332 1010 1240 1182">原子炉格納容器内の圧力を監視する目的は, 原子炉格納容器の過圧破損防止を把握することであり, 代替パラメータ (格納容器内圧力 (D/W) 及び格納容器内圧力 (S/C)) による推定は, 同一物理量からの推定であり, 真空破壊装置, 連通孔及びベント管を介してそれぞれ均圧されることから, 原子炉格納容器内の圧力の傾向が把握でき, 計器誤差 (格納容器内圧力 (D/W) の誤差: ±15kPa, 格納容器内圧力 (S/C) の誤差: ±15.6kPa) を考慮した上で対応することにより, 重大事故等時の対策を実施することが可能である。</p> <p data-bbox="332 1215 1240 1367">代替パラメータ (ドライウエル雰囲気温度, サプレッション・チェンバ氣體温度) による推定は, 圧力に換算して原子炉格納容器内の圧力の傾向が把握でき, 計器誤差を考慮した上で対応することにより, 重大事故等時の対策を実施することが可能である。(例えば, 格納容器内圧力: 約 0.31MPa[gage] (飽和温度: 約 145℃) に対して, 原子炉格納容器内の温度の誤差: 約 ±2.9℃から圧力に換算した場合は 0.31±0.04MPa[gage]程度。)</p> <p data-bbox="332 1400 1240 1455">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 data-bbox="332 1488 1240 1629">なお, 今回の評価で実測値と推定値との差が生じること (推定値の方が低め指示) が確認されている。この理由として, 原子炉格納容器内は窒素等の非凝縮性ガスが存在することから, 格納容器内は完全な飽和状態にはなっておらず非凝縮性ガスの方が水蒸気 (水) より比熱が小さく, 格納容器内の温度が高くなるため, 本推定手段を用いると推定値より実際の格納容器内圧力は高くなると推測される。</p> <p data-bbox="332 1663 1240 1749">本推定方法は, この様な差が生じることを把握しながら推定することで原子炉格納容器内の圧力を推定する手段として用いることは可能であり, 原子炉格納容器内の圧力推移の把握, 除熱操作判断をする上で適用できる。</p>	<p data-bbox="1344 1108 1478 1136">推定の評価</p> <p data-bbox="1516 304 2395 331">①ドライウエル圧力 (SA) 及びサプレッション・チェンバ圧力 (SA)</p> <p data-bbox="1516 333 2395 447">原子炉格納容器内のドライウエル側又はサプレッション・チェンバ側の圧力を同じ仕様の圧力計で計測することにより, 原子炉格納容器の過圧破損防止対策に必要な情報を得ることができる。</p> <p data-bbox="1516 449 2395 909">なお, 格納容器スプレイ (D/Wスプレイ) 時は, サプレッション・チェンバ圧力>ドライウエル圧力の関係になるため, 真空破壊弁により差圧3.4kPa以内で推移する。(残留熱代替除去系運転時や格納容器ベント前まではほぼ同じ挙動) また, サプレッション・チェンバ側の除熱 (格納容器ベント (S/C側ベント) やサプレッション・プール冷却等) を実施するときは, サプレッション・チェンバ圧力<ドライウエル圧力の関係になるため, ドライウエル側からベント管を通してサプレッション・チェンバ側へ圧力がかかるため, ドライウエル圧力からサプレッション・プール水頭圧分を除いた値がサプレッション・チェンバ圧力と同じ挙動を示す。(例えば, 通常水位 (サプレッション・チェンバ床面から約3.6m) のとき, 水頭圧は約12kPaであり, ドライウエル圧力=サプレッション・チェンバ圧力+12kPaの関係)</p> <p data-bbox="1516 951 2395 1026">②ドライウエル温度 (SA), サプレッション・チェンバ温度 (SA), ペDESTAL温度 (SA)</p> <p data-bbox="1516 1029 2395 1331">ドライウエル温度 (SA), サプレッション・チェンバ温度 (SA), ペDESTAL温度 (SA) による推定手順は, 原子炉格納容器内が飽和状態にあることが限定される。ただし, 重大事故等時の有効性評価 (雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)) において, 事象初期において一時的に原子炉格納容器内が過熱状態に至るものの, その後のほとんどの期間で原子炉格納容器内は飽和状態に速やかに維持されることから, 原子炉格納容器の過圧破損防止対策に必要な情報を得ることができる。</p> <p data-bbox="1516 1373 2395 1400"><誤差による影響について></p> <p data-bbox="1516 1413 2395 1715">原子炉格納容器内の圧力を監視する目的は, 原子炉格納容器の過圧破損防止を把握する事であり, 代替パラメータ (ドライウエル圧力 (SA), サプレッション・チェンバ圧力 (SA)) による推定は, 同一物理量からの推定であり, 真空破壊弁及びベント管を介してそれぞれ均圧されることから, 原子炉格納容器内の圧力の傾向が把握でき, 計器誤差 (ドライウエル圧力 (SA) の誤差: ±8kPa, サプレッション・チェンバ圧力 (SA) の誤差: ±8kPa) 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 data-bbox="1516 1728 2395 1755">代替パラメータ (ドライウエル温度 (SA), サプレッション・チェン</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="1308 254 2401 1136" style="border: 1px solid black; padding: 5px;"> <p>バ温度 (SA), ペDESTAL温度 (SA)) による推定は, 圧力に換算して原子炉格納容器内の圧力の傾向が把握でき, 計器誤差を考慮した上で対応することにより, 重大事故等時の対策を実施することが可能である。 (例えば, 原子炉格納容器内の圧力:約427kPa [gage] (飽和温度:約154℃) に対して, 原子炉格納容器内の温度の誤差:約±6.0℃から圧力に換算した場合は427±122kPa [gage] 程度)</p> <p>本推定方法は, このような差が生じることを把握しながら推定することで原子炉格納容器内の圧力を推定する手段として用いることは可能であり, 格納容器内の圧力推移の把握, 除熱操作判断をする上で適用できる。</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>なお, 原子炉格納容器内は窒素等の非凝縮性ガスが存在することから, 格納容器内は完全な飽和状態にはなっておらず, 非凝縮性ガスの方が水蒸気 (水) より比熱が小さく, 格納容器内の温度が高くなるため, 本推定手段を用いると推定値より実際の格納容器内圧力は高くなると推測される。</p> </div>	

(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：

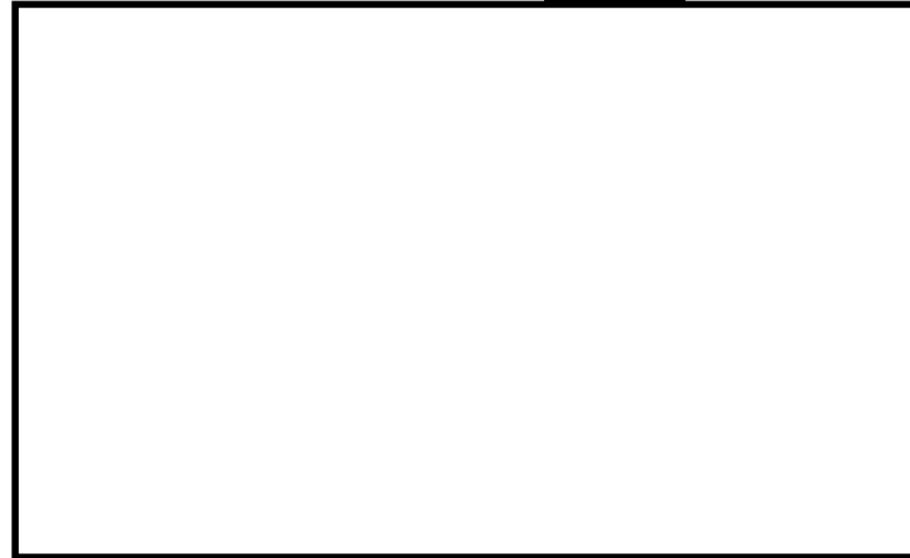


図 58-8-16 サプレッション・チェンバ・プールの水位容量曲線

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>

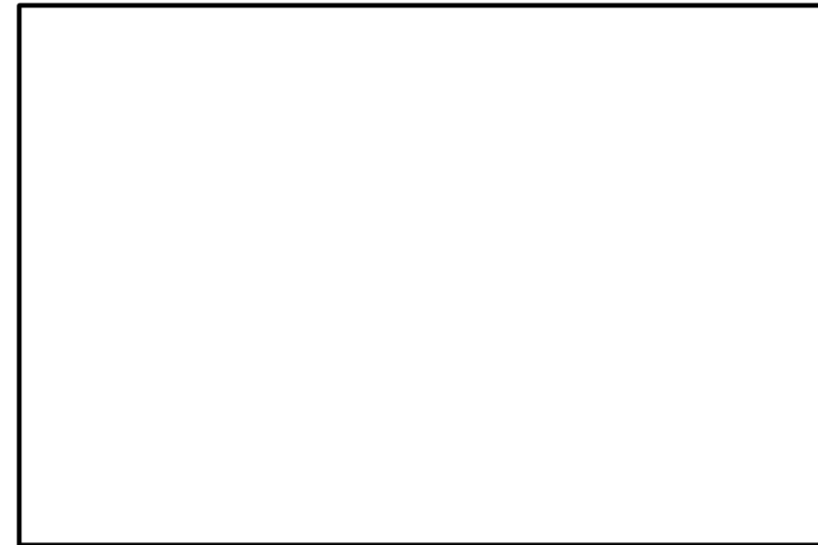
原子炉格納容器内の水位を監視する目的は、ウェットウェルベントを実施する際のサブプレッション・チェンバ・プール水位の確認及び溶融炉心・コンクリート相互作用を防止するための格納容器下部への注水量の把握することであり、代替パラメータ（復水補給水系流量 (RHR B 系代替注水流量), 復水補給水系流量 (格納容器下部注水流量)) による推定は、注水設備による原子炉格納容器への注水量から注水先の水位の傾向が把握でき、計器誤差を考慮した上で対応することにより、重大事故等時の対策を実施することが可能である。

（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）

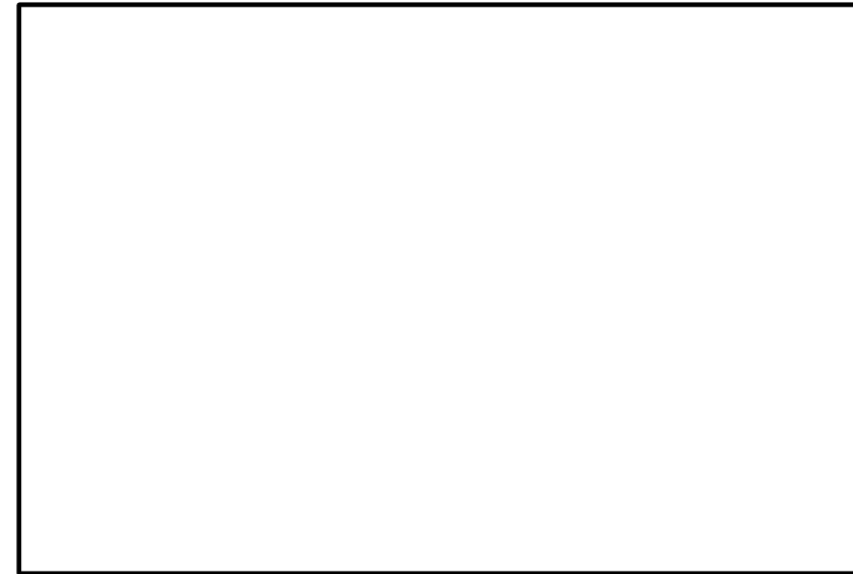


第58-8-15図 サプレッション・プールの水位容量曲線

・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>
-----------	---

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。

(代替注水流量(常設)の誤差:±6.0m³/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200m³/h,約0.4時間で水張りを想定すると誤差:[]

(格納容器代替スプレイ流量の誤差:±3.0m³/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:±3.0m³/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120m³/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:±4.0m³/h,低圧原子炉代替注水流量(狭帯域用)の誤差:±1.0m³/h,ペDESTAL代替注水流量(狭帯域用)の誤差:±1.0m³/h)

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±12m³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[])

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。

(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

推定の
評価

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。

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。

<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。

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。

(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 ~10 ⁵ Sv/h	10Sv/h 未満
	格納容器内雰囲気放射線レベル (S/C)	10 ⁻² ~10 ⁵ Sv/h	10Sv/h 未満
	①[エリア放射線モニタ]※	10 ⁻⁴ ~1mSv/h	-
計測目的	重大事故等時において、主要パラメータ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 ~10 ⁵ 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 ~10 ⁵ 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 ~10 ¹ 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

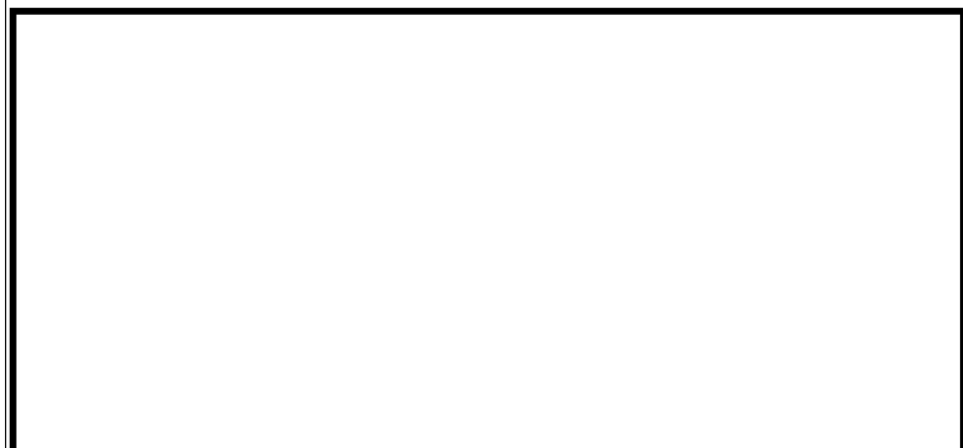


図 58-8-19 6号炉エリア放射線モニタ No. 11 の位置と放射線量率評価値

<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



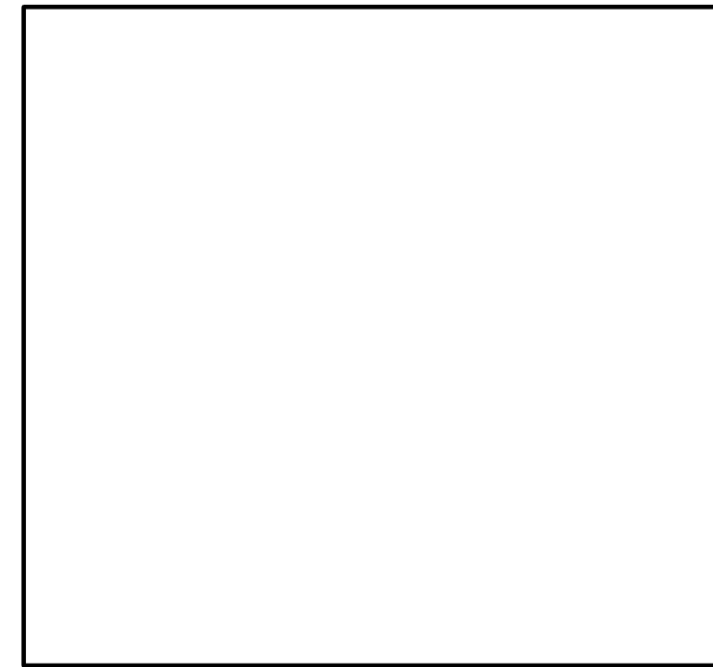
図 58-8-20 7号炉エリア放射線モニタ No. 10 の位置と放射線量率評価値



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 1501 1102">推定方法</td> <td data-bbox="1501 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 1501 1749">推定の評価</td> <td data-bbox="1501 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℃	最大値：97℃
	復水補給水系温度（代替循環冷却）	0～200℃	-
	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℃	最大値：182℃
	残留熱除去系熱交換器出口温度	0～300℃	最大値：182℃
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℃	最大値：138℃
	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℃	最大値：97℃
	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℃	最大値：88℃
	残留熱除去系熱交換器出口温度	0～200℃	185℃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℃	-
	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℃	185℃以下
	残留熱除去系熱交換器出口温度	0～200℃	185℃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℃	最大値：88℃
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℃	最大値：88℃	

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>	<table border="1"> <tr> <td>格納容器水素濃度 (SA)</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>① (第1ベントフィルタ出口水素濃度の代替)</td> <td>0~100vol%</td> <td>0~2.0vol%</td> <td></td> </tr> <tr> <td>格納容器水素濃度 (B系)</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>① (第1ベントフィルタ出口水素濃度の代替)</td> <td>0~5 vol% / 0~100vol%</td> <td>0~2.0vol%</td> <td></td> </tr> <tr> <td colspan="4" style="text-align: center;">残留熱除去系</td> </tr> <tr> <td>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)</td> <td>0~500℃</td> <td>最大値 : 302℃</td> <td></td> </tr> <tr> <td>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入口温度の代替)</td> <td>0~200℃</td> <td>最大値 : 88℃</td> <td></td> </tr> <tr> <td>残留熱除去系熱交換器入口温度</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>① (残留熱除去系熱交換器出口温度の代替)</td> <td>0~200℃</td> <td>185℃以下</td> <td></td> </tr> <tr> <td>① 残留熱除去ポンプ出口圧力 (残留熱除去ポンプ出口流量の代替)</td> <td>0~4 MPa [gage]</td> <td>最大値 : 1.0MPa [gage]</td> <td></td> </tr> <tr> <td>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出口温度の代替)</td> <td>0~1,500m³/h</td> <td>0~1,218m³/h</td> <td></td> </tr> <tr> <td colspan="4">※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> <tr> <td colspan="4">※2 : 基準点はサプレッション・プール通常水位 (EL5610)</td> </tr> </table>	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%		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)	0~500℃	最大値 : 302℃		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入口温度の代替)	0~200℃	最大値 : 88℃		残留熱除去系熱交換器入口温度				① (残留熱除去系熱交換器出口温度の代替)	0~200℃	185℃以下		① 残留熱除去ポンプ出口圧力 (残留熱除去ポンプ出口流量の代替)	0~4 MPa [gage]	最大値 : 1.0MPa [gage]		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出口温度の代替)	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)					
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%																																																						
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)	0~500℃	最大値 : 302℃																																																						
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入口温度の代替)	0~200℃	最大値 : 88℃																																																						
残留熱除去系熱交換器入口温度																																																								
① (残留熱除去系熱交換器出口温度の代替)	0~200℃	185℃以下																																																						
① 残留熱除去ポンプ出口圧力 (残留熱除去ポンプ出口流量の代替)	0~4 MPa [gage]	最大値 : 1.0MPa [gage]																																																						
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出口温度の代替)	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)																																																								
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) 	<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>																																																						
	<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>																																																							

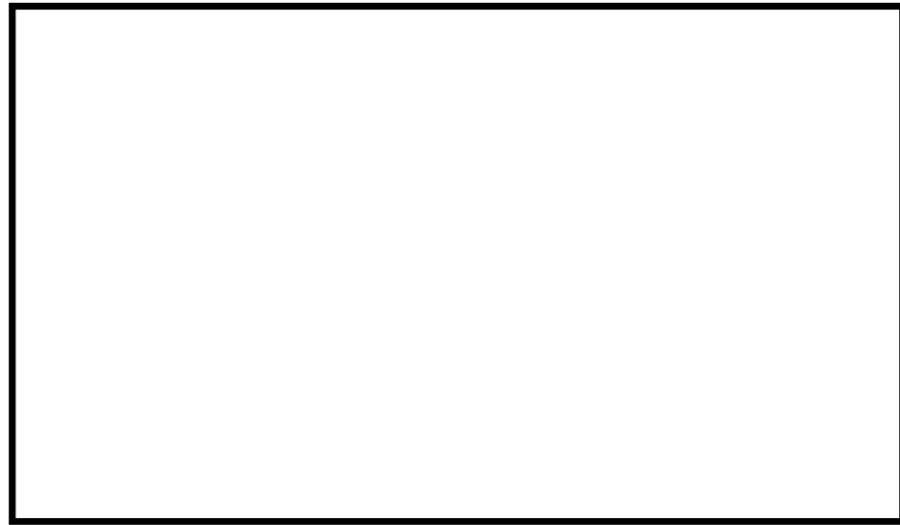


図 58-8-23 復水移送ポンプ性能曲線

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）。

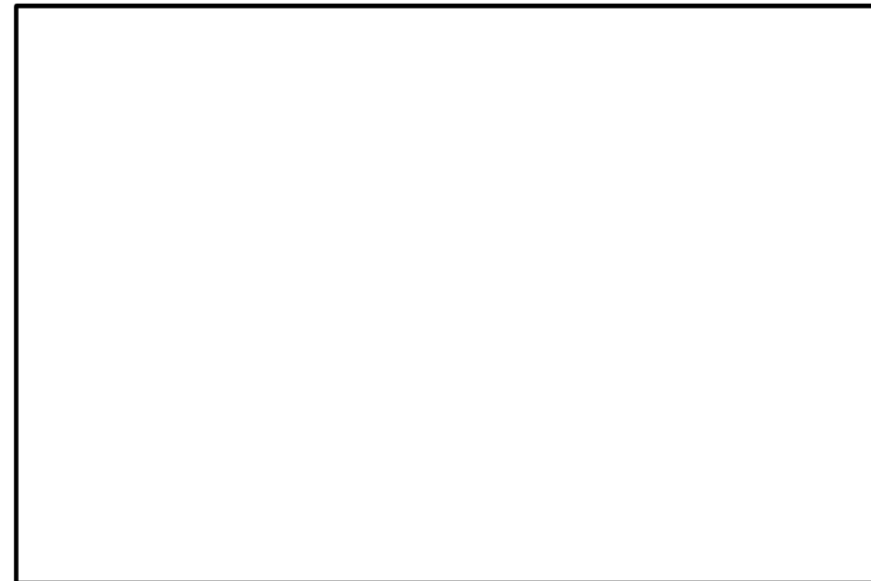
合は，サブプレッション・チェンバ内の気体温度と水温が平衡状態にあると仮定し，サブプレッション・チェンバ温度（SA）によりサブプレッション・プール水温度（SA）を推定する。

(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

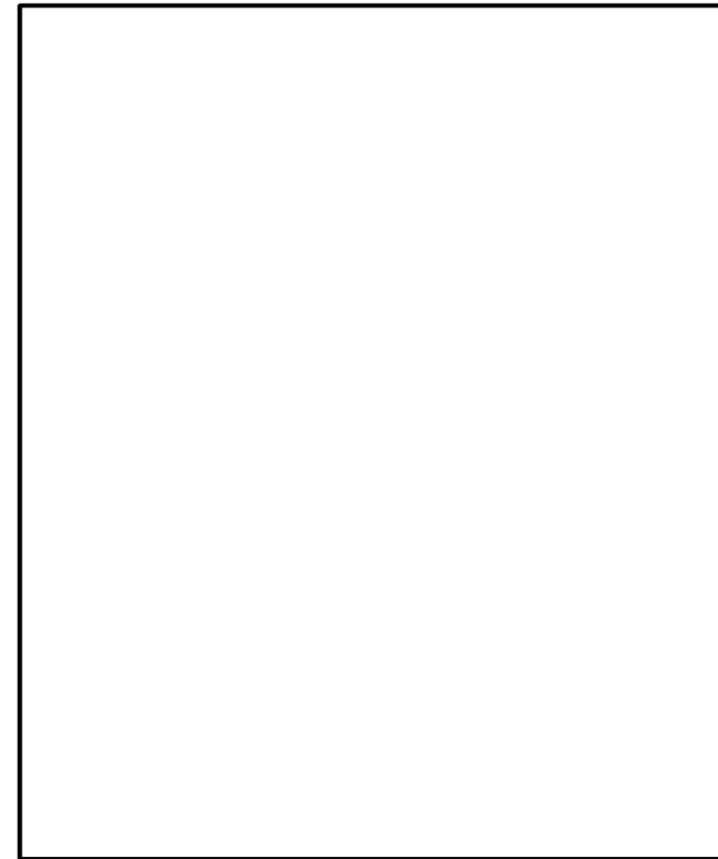


第58-8-19図 サプレッション・プールの水位容量曲線

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="1341 256 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 (原子炉压力容器零レベルより 1224cm)</p> <p>*2: 基準点は有効燃料棒頂部 (原子炉压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. 原子炉压力容器内の状態</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)</p> <p>同じ仕様のもので原子炉压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)</p> <p>同じ仕様のもので原子炉压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), 原子炉压力容器温度</p> <p>飽和温度/圧力の関係を利用し、図 58-8-3 を用いて原子炉压力容器温度より原子炉圧力を推定する。原子炉压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。</p> <p>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)</p> <p>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。</p> <p>推定可能範囲: 100~170℃</p> <p>①格納容器内圧力 (S/C)</p> <p>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</p> <p>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。</p> <p>推定可能範囲: 101~787.7kPa [abs]</p> <p>③ [格納容器内圧力 (D/W)]</p> <p>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)</p> <p>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"> <tbody> <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 原子炉压力容器温度 (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 (原子炉压力容器零レベルより 1,328cm)</td> </tr> </tbody> </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 原子炉压力容器温度 (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 (原子炉压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 原子炉压力容器温度 (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 (原子炉压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. 原子炉压力容器内の状態</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)</p> <p>同じ仕様のもので原子炉压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 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 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℃) に対して、原子炉格納容器内の温度の誤差: 約±2.9℃から圧力に換算した場合は 0.31±0.04MPa [gage] 程度)。</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 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 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℃~180℃</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 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 575"> <tr> <td data-bbox="181 281 308 575"></td> <td data-bbox="308 281 1243 575"> <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 1498 415"></td> <td data-bbox="1498 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 1498 1761">推定の評価</td> <td data-bbox="1498 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>	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 (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>							
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 (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 1339" 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、ドライウエル温度（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>	