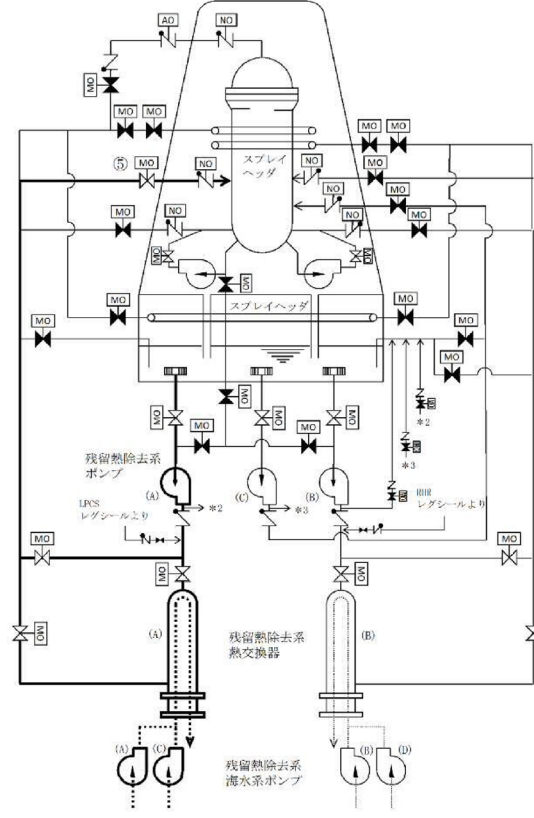


操作手順	弁名称
⑥	残留熱除去系注入弁(B)

第 1.4.25 図 残留熱除去系電源復旧後の原子炉圧力容器への注水 概要図

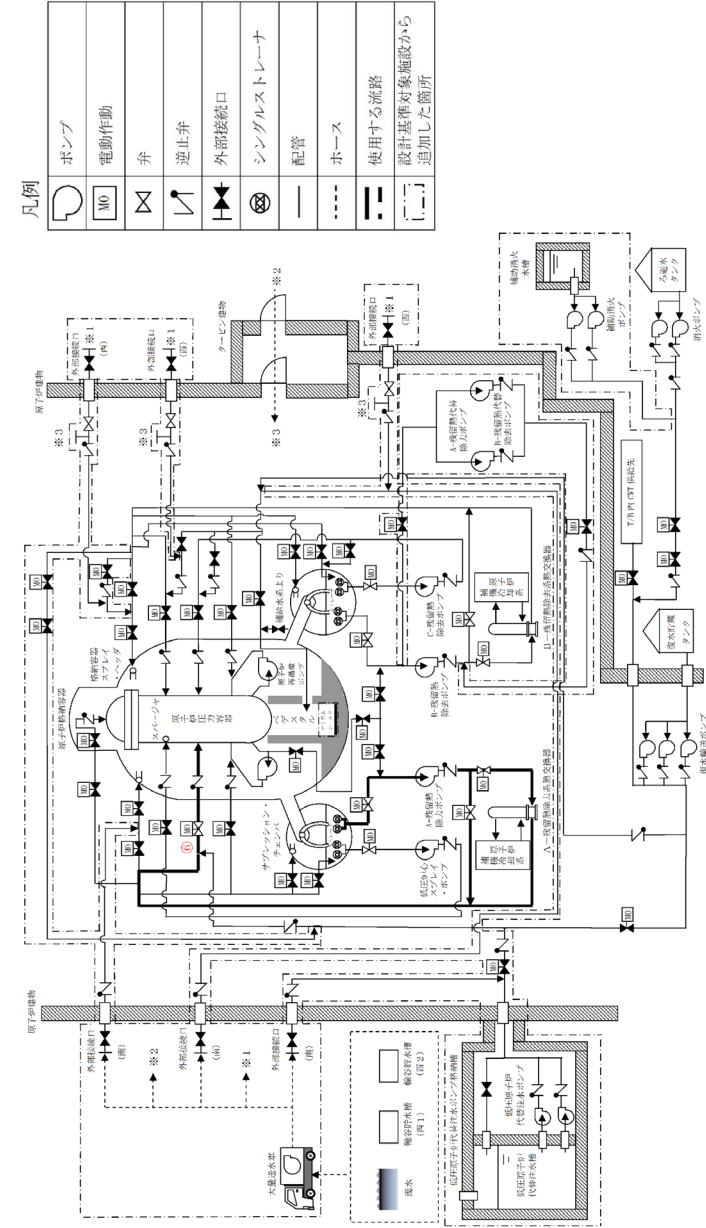


凡例	名称
	ポンプ
	電動駆動
	空気駆動
	蒸気駆動
	弁
	逆止弁
	冷却水

操作手順	弁名称
⑤	残留熱除去系A系注入弁

記載例 ○ : 操作手順番号を示す。

第1.4-21図 残留熱除去系（低圧注水系）電源復旧後の原子炉圧力容器への注水 概要図



記載例 ○ : 操作手順番号を示す。

第 1.4-20 図 残留熱除去系（低圧注水モード）電源復旧後の原子炉圧力容器への注水 概要図(1/2)

・設備の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】
配管構成の相違による注水経路の相違

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考				
		<table border="1" data-bbox="2083 424 2172 1732"> <tr> <td data-bbox="2083 1213 2131 1732">操作手順</td> <td data-bbox="2083 424 2131 1213">弁名称</td> </tr> <tr> <td data-bbox="2131 1213 2172 1732">⑥</td> <td data-bbox="2131 424 2172 1213">A-RHR注水弁</td> </tr> </table> <p data-bbox="2172 1222 2220 1732">記載例 ○：操作手順番号を示す。</p> <p data-bbox="2279 466 2320 1696"><u>第 1.4-20 図 残留熱除去系 (低圧注水モード) 電源復旧後の原子炉圧力容器への注水 概要図 (2 / 2)</u></p>	操作手順	弁名称	⑥	A-RHR注水弁	<p data-bbox="2528 214 2813 424">・記載表現の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は, 概要図 (2 / 2) に操作対象を記載</p>
操作手順	弁名称						
⑥	A-RHR注水弁						

手順の項目	要員(数)	経過時間(分)								備考	
		10	20	30	40	50	60	70	80		
残留熱除去系電源復旧後の原子炉圧力容器への注水	中央制御室運転員 A, B 2										
15分 残留熱除去系電源復旧後の原子炉圧力容器への注水											
		電源確認									
		系統構成、ポンプ起動									

第1.4.26図 残留熱除去系電源復旧後の原子炉圧力容器への注水 タイムチャート

手順の項目	実施箇所・必要要員数	経過時間(分)								備考			
		0.5	1	1.5	2	2.5	3	3.5	4		4.5		
残留熱除去系(低圧注水系)電源復旧後の原子炉圧力容器への注水	運転員等 (当直要員) (中央制御室)												
残留熱除去系(低圧注水系)電源復旧後の原子炉圧力容器への注水													
					2分								
					系統構成、注水開始操作								

※1：残留熱除去系(低圧注水系)A系による原子炉圧力容器への注水を示す。また、残留熱除去系(低圧注水系)B系又は残留熱除去系(低圧注水系)C系による原子炉圧力容器への注水については、注水開始まで2分以内で可能である。

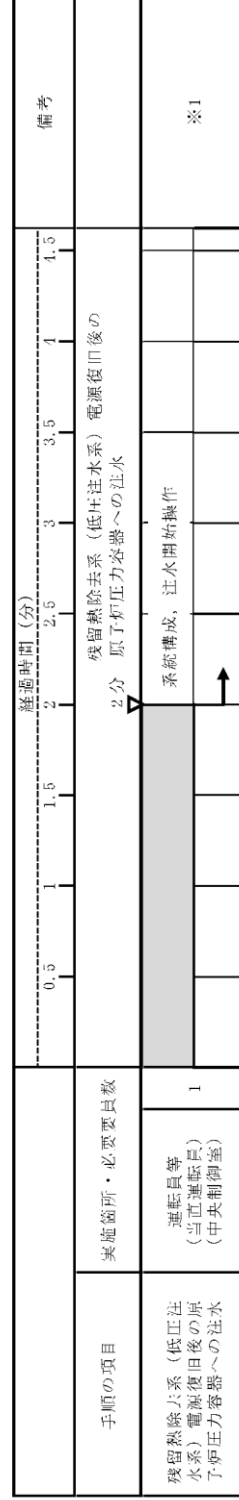
第1.4-22図 残留熱除去系(低圧注水系)電源復旧後の原子炉圧力容器への注水 タイムチャート(発電用原子炉運転中) (1/2)

手順の項目	要員(数)	経過時間(分)								備考
		10	20	30	40					
残留熱除去系(低圧注水モード)電源復旧後の原子炉圧力容器への注水	中央制御室運転員A 1									
残留熱除去系電源復旧後の原子炉圧力容器への注水 10分										
		電源確認								
										※1

※1：残留熱除去系A系電源復旧後の原子炉圧力容器への注水を示す。また、残留熱除去系B系電源復旧後の原子炉圧力容器への注水については、注水開始まで10分以内で可能である。

第1.4-21図 残留熱除去系(低圧注水モード)電源復旧後の原子炉圧力容器への注水 タイムチャート

備考
・体制及び運用の相違
【柏崎6/7,東海第二】
①の相違

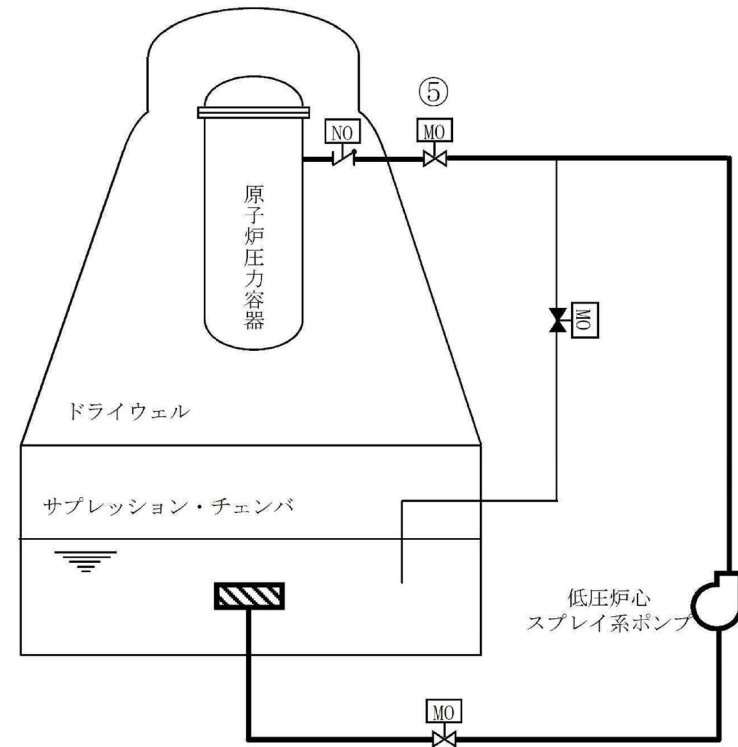


※1：残留熱除去系 (低圧注水系) A系による原子炉圧力容器への注水を示す。また、残留熱除去系 (低圧注水系) B系又は残留熱除去系 (低圧注水系) C系による原子炉圧力容器への注水については、注水開始まで2分以内で可能である。

第1.4-22図 残留熱除去系 (低圧注水系) 電源復旧後の原子炉圧力容器への注水 タイムチャート (発電用原子炉停止中) (2/2)

・設備の相違
【東海第二】
配管構成の相違による注水経路の相違

・体制の相違
【東海第二】
島根2号炉は、プラント停止中の運転員の体制においても当該作業を実施する人数に変更はない

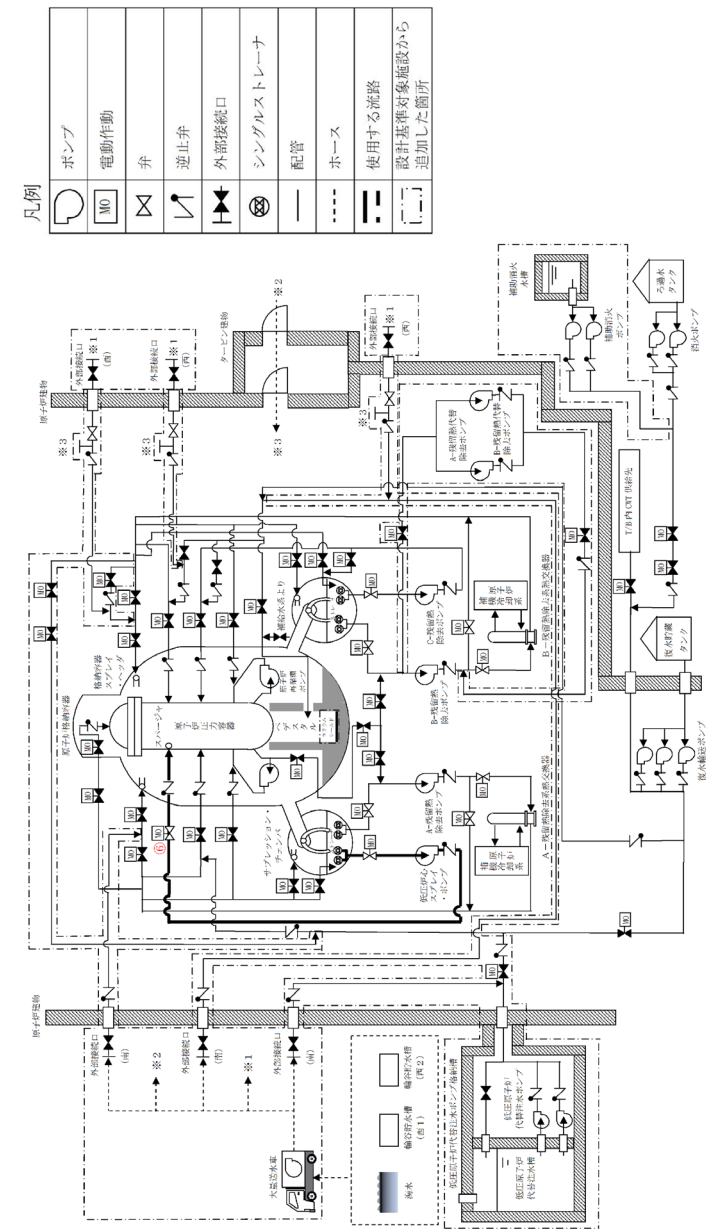


操作手順	弁名称
⑤	低圧炉心スプレー系注入弁

記載例 ○：操作手順番号を示す。

凡例	説明
	ポンプ
	電動駆動
	空素駆動
	弁
	逆止弁

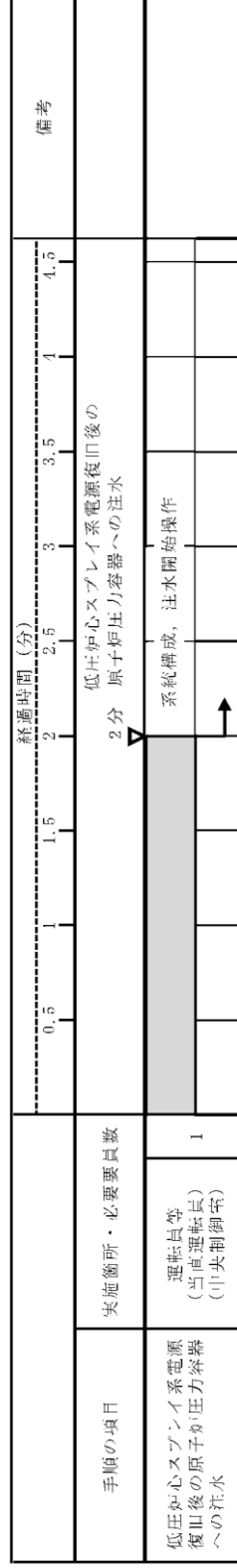
第1.4-23図 低圧炉心スプレー系電源復旧後の原子炉压力容器への注水 概要図



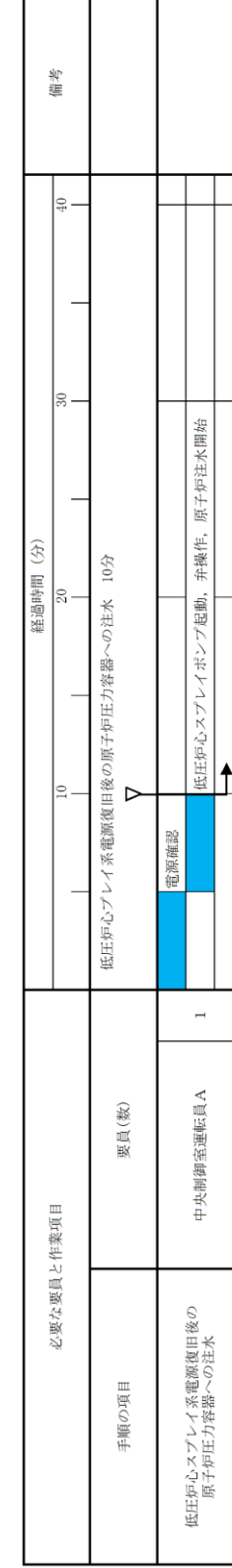
第1.4-22図 低圧炉心スプレー系電源復旧後の原子炉压力容器への注水 概要図(1/2)

- ・設備の相違
【柏崎 6/7】
⑥の相違
- ・設備の相違
【東海第二】
配管構成の相違による注水経路の相違

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考				
		<table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <tr> <td style="padding: 5px;">操作手順</td> <td style="padding: 5px;">弁名称</td> </tr> <tr> <td style="padding: 5px;">⑥</td> <td style="padding: 5px;">LPCS注水弁</td> </tr> </table> <p style="margin-left: 20px;">記載例 ○：操作手順番号を示す。</p> <p style="margin-left: 20px;"><u>第1.4-22図 低圧炉心スプレイス電源復旧後の原子炉圧力容器への注水 概要図(2/2)</u></p>	操作手順	弁名称	⑥	LPCS注水弁	<p>・記載表現の相違</p> <p>【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>島根2号炉は, 概要図(2/2)に操作対象を記載</p>
操作手順	弁名称						
⑥	LPCS注水弁						



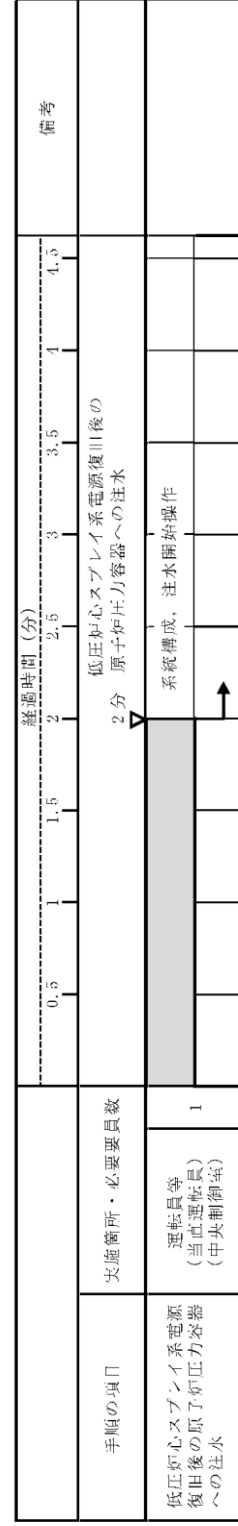
第1.4-24図 低圧炉心スプレイス系電源復旧後の原子炉圧力容器への注水 タイムチャート (発電用原子炉運転中) (1/2)



第1.4-23図 低圧炉心スプレイス系電源復旧後の原子炉圧力容器への注水 タイムチャート

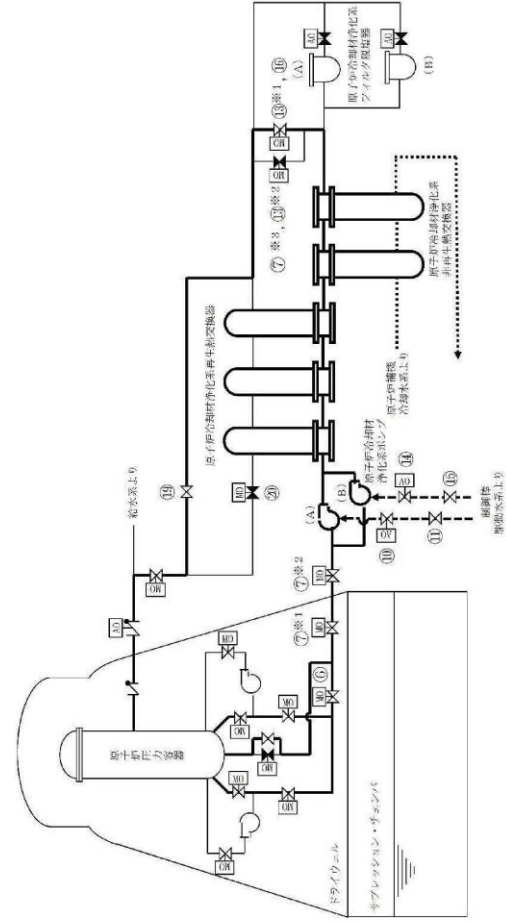
- ・設備の相違
【柏崎6/7】
⑥の相違
- ・体制及び運用の相違
【東海第二】
⑪の相違

・体制の相違
【東海第二】
 島根2号炉は、プラント停止中の運転員の体制においても当該作業を実施する人数に変更はない



第1.4-24図 低圧炉心スプレイ系電源復旧後の原子炉圧力容器への注水
 タ
 イムチャート (発電用原子炉停止中) (2/2)

ポンプ
電動駆動
空気駆動
弁
逆止弁
冷却水
メカシールハルハージ水

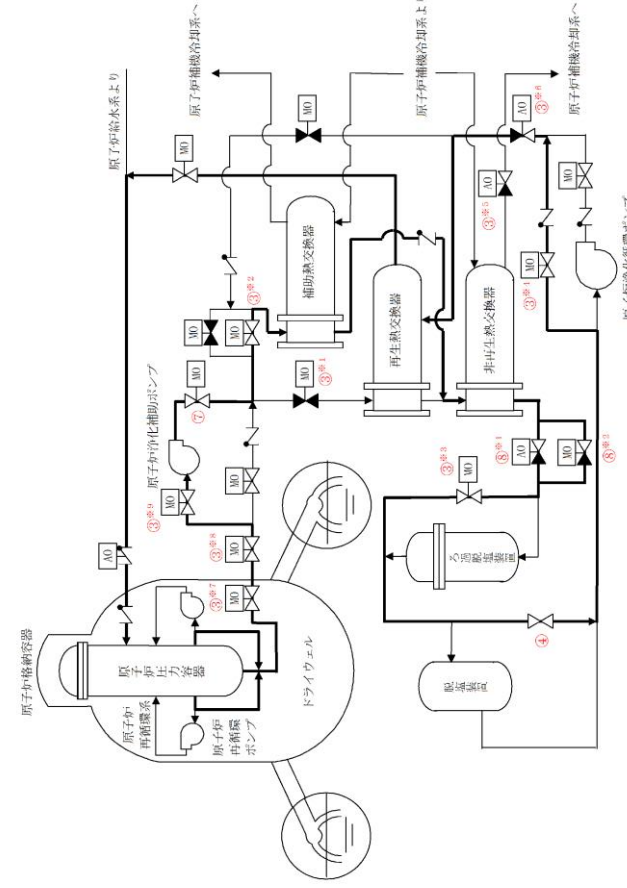


操作手順	非名称	操作手順	非名称	操作手順	非名称
⑥	原子炉冷却材浄化系吸込弁	⑩	原子炉冷却材浄化系ポンプ(A)	⑬	原子炉冷却材浄化系ポンプ(B)
⑦*1	原子炉冷却材浄化系内側隔離弁	⑪	メカシールハルハージ水ライン仕切弁	⑭	メカシールハルハージ水ライン調整弁
⑦*2	原子炉冷却材浄化系外側隔離弁	⑫*1, ⑫	原子炉冷却材浄化系ポンプ(A)メカシールハルハージ水ライン調整弁	⑮	原子炉冷却材浄化系再生熱交換器
⑦*3, ⑧*2	原子炉冷却材浄化系ミニフロー弁	⑬*1, ⑬	原子炉冷却材浄化系フィルタ脱脂器	⑯	原子炉冷却材浄化系原子炉戻り弁
		⑭	原子炉冷却材浄化系ポンプ(B)メカシールハルハージ水ライン仕切弁		

記載例 ○ : 操作手順番号を示す。
○*1~ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を要する対象弁がある場合、その実施順を示す。

第1.4-25図 原子炉冷却材浄化系による発電用原子炉からの除熱 概要図

ポンプ
電動作動
空気作動
弁
逆止弁
配管
使用する管路

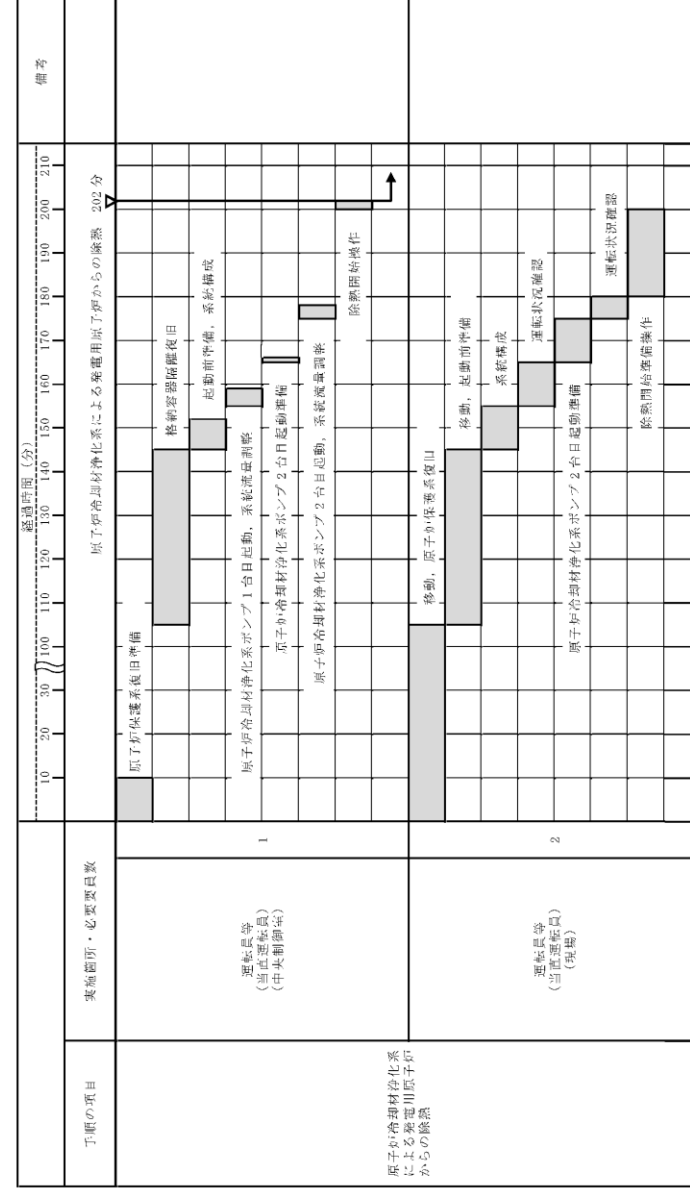


記載例 ○ : 操作手順番号を示す。
○*1~ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を要する対象弁がある場合、その実施順を示す。

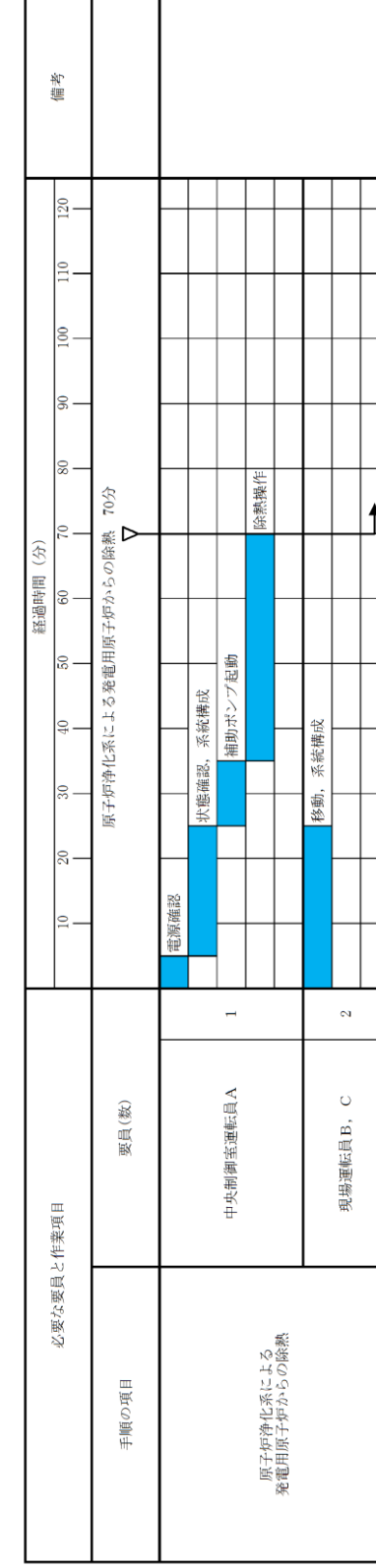
第1.4-24図 原子炉浄化系による発電用原子炉からの除熱 概要図(1/2)

・設備の相違
【柏崎6/7】
③の相違
【東海第二】
配管構成の相違による注水経路の相違

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考																												
		<table border="1" data-bbox="1843 701 2320 1707"> <thead> <tr> <th data-bbox="1843 1310 1881 1707">操作手順</th> <th data-bbox="1843 701 1881 1310">弁名称</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="1881 1310 1920 1707">③*1</td> <td data-bbox="1881 701 1920 1310">再生熱交管側入口弁</td> </tr> <tr> <td data-bbox="1920 1310 1958 1707">③*2</td> <td data-bbox="1920 701 1958 1310">補助熱交入口弁</td> </tr> <tr> <td data-bbox="1958 1310 1997 1707">③*3</td> <td data-bbox="1958 701 1997 1310">フィルタバイパス弁</td> </tr> <tr> <td data-bbox="1997 1310 2036 1707">③*4</td> <td data-bbox="1997 701 2036 1310">循環ポンプバイパス弁</td> </tr> <tr> <td data-bbox="2036 1310 2074 1707">③*5</td> <td data-bbox="2036 701 2074 1310">CUW非再生熱交出口温度調節弁</td> </tr> <tr> <td data-bbox="2074 1310 2113 1707">③*6</td> <td data-bbox="2074 701 2113 1310">系統流量調節弁</td> </tr> <tr> <td data-bbox="2113 1310 2151 1707">③*7</td> <td data-bbox="2113 701 2151 1310">CUW入口内側隔離弁</td> </tr> <tr> <td data-bbox="2151 1310 2190 1707">③*8</td> <td data-bbox="2151 701 2190 1310">CUW入口外側隔離弁</td> </tr> <tr> <td data-bbox="2190 1310 2228 1707">③*9</td> <td data-bbox="2190 701 2228 1310">補助ポンプ入口弁</td> </tr> <tr> <td data-bbox="2228 1310 2267 1707">④</td> <td data-bbox="2228 701 2267 1310">CUW脱塩装置バイパス弁</td> </tr> <tr> <td data-bbox="2267 1310 2306 1707">⑦</td> <td data-bbox="2267 701 2306 1310">補助ポンプ出口弁</td> </tr> <tr> <td data-bbox="2306 1310 2344 1707">⑧*1</td> <td data-bbox="2306 701 2344 1310">フィルタ入口圧力調節弁</td> </tr> <tr> <td data-bbox="2344 1310 2383 1707">⑧*2</td> <td data-bbox="2344 701 2383 1310">フィルタ入口圧力調節弁バイパス弁</td> </tr> </tbody> </table> <p data-bbox="2332 453 2457 1707"> 記載例 ○ : 操作手順番号を示す。 ○*1~ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合, その実施順を示す。 <u>第 1.4-24 図 原子炉浄化系による発電用原子炉からの除熱 概要図(2/2)</u> </p>	操作手順	弁名称	③*1	再生熱交管側入口弁	③*2	補助熱交入口弁	③*3	フィルタバイパス弁	③*4	循環ポンプバイパス弁	③*5	CUW非再生熱交出口温度調節弁	③*6	系統流量調節弁	③*7	CUW入口内側隔離弁	③*8	CUW入口外側隔離弁	③*9	補助ポンプ入口弁	④	CUW脱塩装置バイパス弁	⑦	補助ポンプ出口弁	⑧*1	フィルタ入口圧力調節弁	⑧*2	フィルタ入口圧力調節弁バイパス弁	<ul data-bbox="2534 212 2798 422" style="list-style-type: none"> ・記載表現の相違 【東海第二】 島根 2 号炉は, 概要図 (2 / 2) に操作対象を記載
操作手順	弁名称																														
③*1	再生熱交管側入口弁																														
③*2	補助熱交入口弁																														
③*3	フィルタバイパス弁																														
③*4	循環ポンプバイパス弁																														
③*5	CUW非再生熱交出口温度調節弁																														
③*6	系統流量調節弁																														
③*7	CUW入口内側隔離弁																														
③*8	CUW入口外側隔離弁																														
③*9	補助ポンプ入口弁																														
④	CUW脱塩装置バイパス弁																														
⑦	補助ポンプ出口弁																														
⑧*1	フィルタ入口圧力調節弁																														
⑧*2	フィルタ入口圧力調節弁バイパス弁																														



第1.4-26図 原子炉冷却材浄化系による発電用原子炉からの除熱
タイムチャート



第1.4-25図 原子炉浄化系による発電用原子炉からの除熱 タイムチャート

- ・設備の相違
【柏崎 6/7】
③の相違
- ・体制及び運用の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】
①の相違

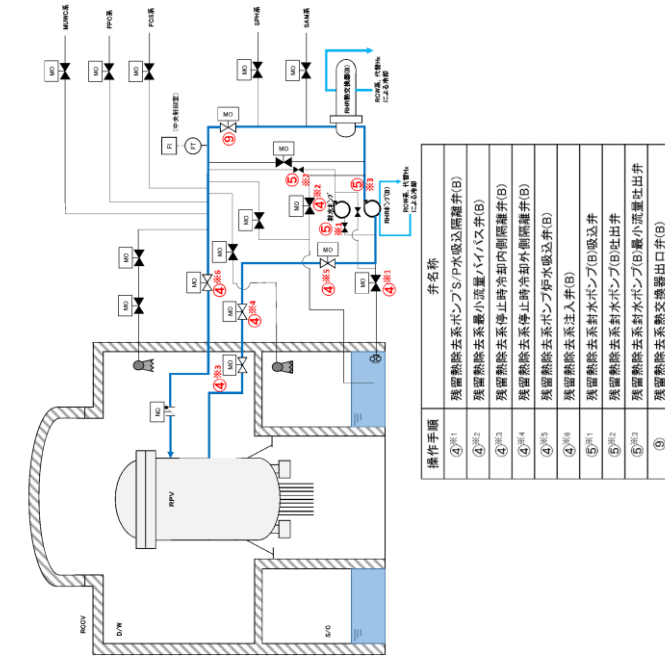
手順の項目	要員(数)	経過時間(分)										備考	
		10	20	30	40	50	60	70	80	90			
低圧代替注水系(可搬型)による残存溶融炉心の冷却 (残留熱除去系(A)又は(B)注入配管使用)	中央制御室運転員 A, B												
	現場運転員 C, D												

系統構成完了 20分

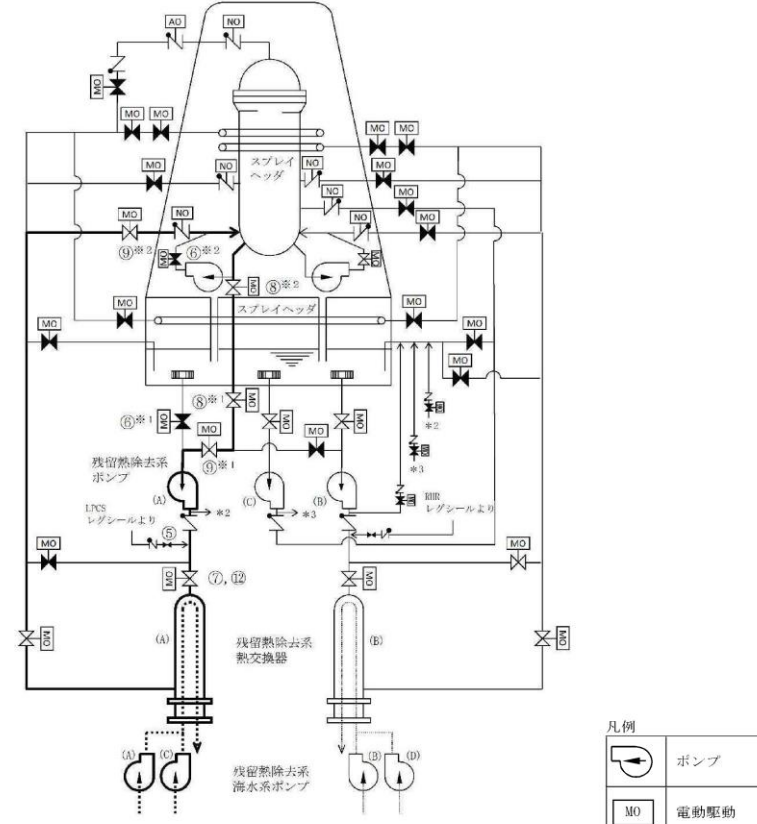
通信連絡設備準備, 電源確認
ハイ/スリッパ防止措置, 系統構成
移動, 遠隔手動弁操作設備による系統構成(非管理区域)

第 1.4.27 図 低圧代替注水系(可搬型)による残存溶融炉心の冷却 (淡水/海水)
(残留熱除去系(A)又は(B)注入配管使用) (系統構成) タイムチャート

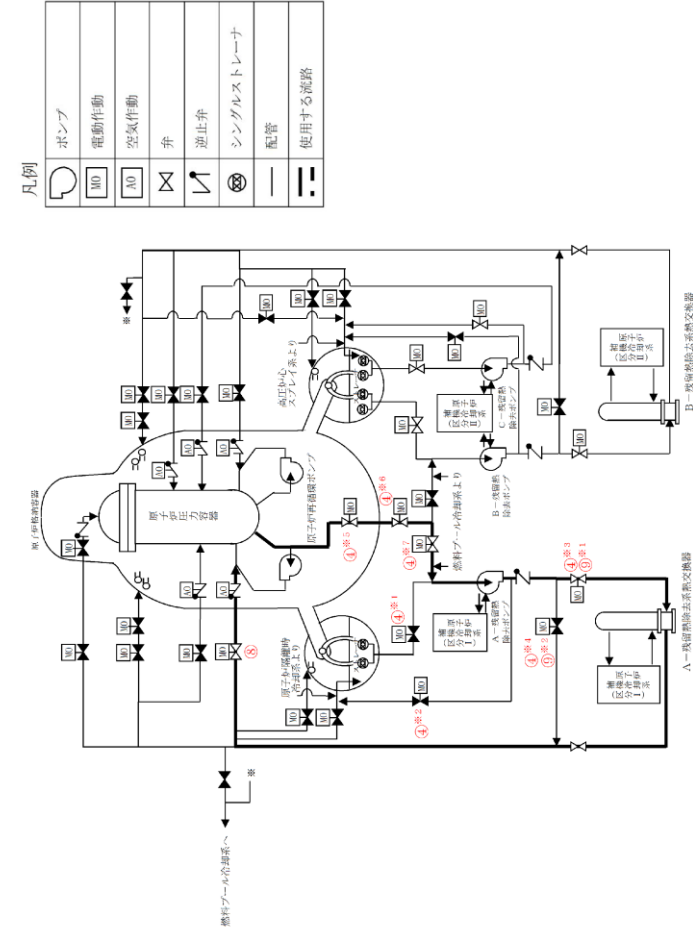
・記載表現の相違
【柏崎 6/7】
島根 2号炉のタイム
チャートは, 第 1.4-15
図と同様



第 1. 4. 28 図 残留熱除去系電源復旧後の発電用原子炉からの除熱 概要図



第 1. 4-27 図 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）電源復旧後の発電用原子炉からの除熱 概要図



第 1. 4-26 図 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）電源復旧後の発電用原子炉からの除熱 概要図(1 / 2)

備考
 ・設備の相違
 【柏崎 6/7, 東海第二】
 配管構成の相違による注水経路の相違

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考																		
		<table border="1" data-bbox="1893 619 2270 1827"> <thead> <tr> <th data-bbox="1893 1348 1938 1827">操作手順</th> <th data-bbox="1893 619 1938 1348">弁名称</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="1938 1348 1982 1827">④※1</td> <td data-bbox="1938 619 1982 1348">A-ポンプトランス水入口弁</td> </tr> <tr> <td data-bbox="1982 1348 2027 1827">④※2</td> <td data-bbox="1982 619 2027 1348">A-ミニマムフロ-弁</td> </tr> <tr> <td data-bbox="2027 1348 2071 1827">④※3 ⑨※1</td> <td data-bbox="2027 619 2071 1348">A-熱交入口弁</td> </tr> <tr> <td data-bbox="2071 1348 2116 1827">④※4 ⑨※2</td> <td data-bbox="2071 619 2116 1348">A-熱交バイパス弁</td> </tr> <tr> <td data-bbox="2116 1348 2160 1827">④※5</td> <td data-bbox="2116 619 2160 1348">炉水入口内側隔離弁</td> </tr> <tr> <td data-bbox="2160 1348 2205 1827">④※6</td> <td data-bbox="2160 619 2205 1348">炉水入口外側隔離弁</td> </tr> <tr> <td data-bbox="2205 1348 2249 1827">④※7</td> <td data-bbox="2205 619 2249 1348">A-ポンプ炉水入口弁</td> </tr> <tr> <td data-bbox="2249 1348 2270 1827">⑧</td> <td data-bbox="2249 619 2270 1348">A-ポンプ炉水戻り弁</td> </tr> </tbody> </table> <p data-bbox="2270 1291 2315 1827">記載例 ○ : 操作手順番号を示す。 ○※1~ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合, その実施順を示す。</p> <p data-bbox="2368 409 2412 1753">第 1.4-26 図 残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) 電源復旧後の発電用原子炉からの除熱 概要図(2 / 2)</p>	操作手順	弁名称	④※1	A-ポンプトランス水入口弁	④※2	A-ミニマムフロ-弁	④※3 ⑨※1	A-熱交入口弁	④※4 ⑨※2	A-熱交バイパス弁	④※5	炉水入口内側隔離弁	④※6	炉水入口外側隔離弁	④※7	A-ポンプ炉水入口弁	⑧	A-ポンプ炉水戻り弁	<p data-bbox="2537 210 2804 420">・記載表現の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は, 概要図 (2 / 2) に操作対象を記載</p>
操作手順	弁名称																				
④※1	A-ポンプトランス水入口弁																				
④※2	A-ミニマムフロ-弁																				
④※3 ⑨※1	A-熱交入口弁																				
④※4 ⑨※2	A-熱交バイパス弁																				
④※5	炉水入口内側隔離弁																				
④※6	炉水入口外側隔離弁																				
④※7	A-ポンプ炉水入口弁																				
⑧	A-ポンプ炉水戻り弁																				

手順の項目	要員(数)	経過時間(分)								備考
		10	20	30	40	50	60	70	80	
残留熱除去系電源復旧後の発電用原子炉からの除熱	中央制御室運転員 A, B	20分 残留熱除去系電源復旧後の発電用原子炉からの除熱								
	現場運転員 C, D	電源確認、通信連絡設備準備	系統構成、ポンプ起動							
	現場運転員 E, F	移動	系統構成							
		移動	電源開閉(注水ポンプ、最小流量バイパス等)							

第1.4.29 図 残留熱除去系電源復旧後の発電用原子炉からの除熱 タイムチャート

手順の項目	要員(数)	経過時間(分)																		備考	
		10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	140	150	160	170	180		190
残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)電源復旧後の発電用原子炉からの除熱	実施箇所・必要員数	残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)電源復旧後の発電用原子炉からの除熱																			
	運転員等 (当直運転員及び 重大事故対応要員) (1名)	原子炉保護系復旧準備	格納容器隔離復旧	系統構成																	
	運転員等 (当直運転員及び 重大事故対応要員) (1名)	原子炉停止時冷却系起動、除熱開始操作	移動、原子炉保護系復旧																		
	運転員等 (重大事故対応要員) (1名)	移動、系統構成																			

※1：残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)A系による発電用原子炉からの除熱を示す。また、残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)B系による発電用原子炉からの除熱については、除熱開始まで147分以内で可能である。

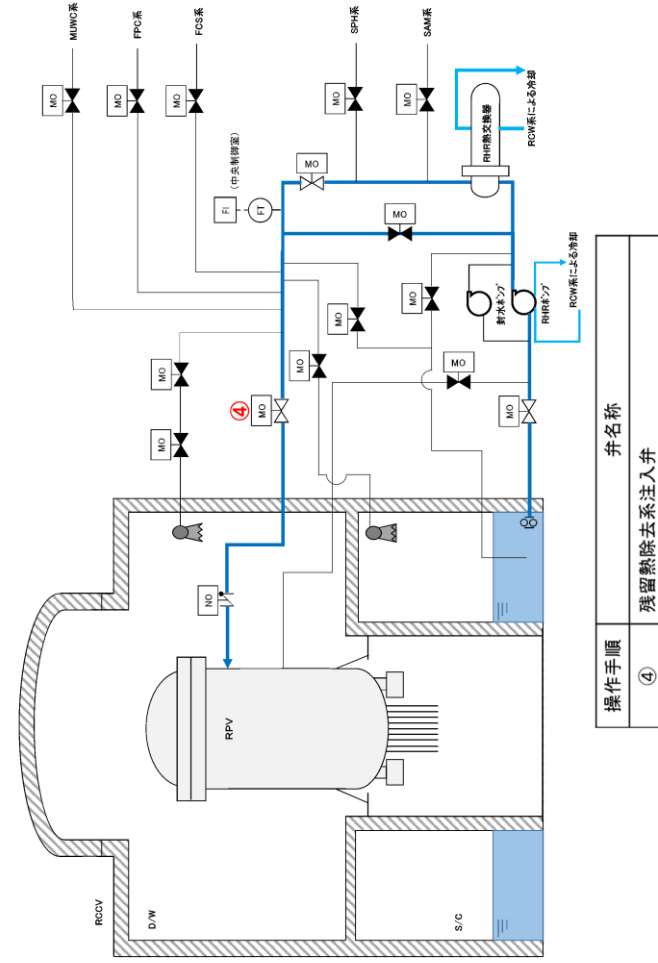
第1.4-28 図 残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)電源復旧後の発電用原子炉からの除熱 タイムチャート

手順の項目	要員(数)	経過時間(分)								備考
		10	20	30	40	50	60	70	80	
残留熱除去系電源復旧後の発電用原子炉からの除熱	中央制御室運転員 A	電源確認	系統構成							
	現場運転員 B, C	移動、系統構成								

※1：残留熱除去系A系電源復旧後の発電用原子炉からの除熱を示す。また、残留熱除去系B系電源復旧後の発電用原子炉からの除熱については、注水開始まで35分以内で可能である。

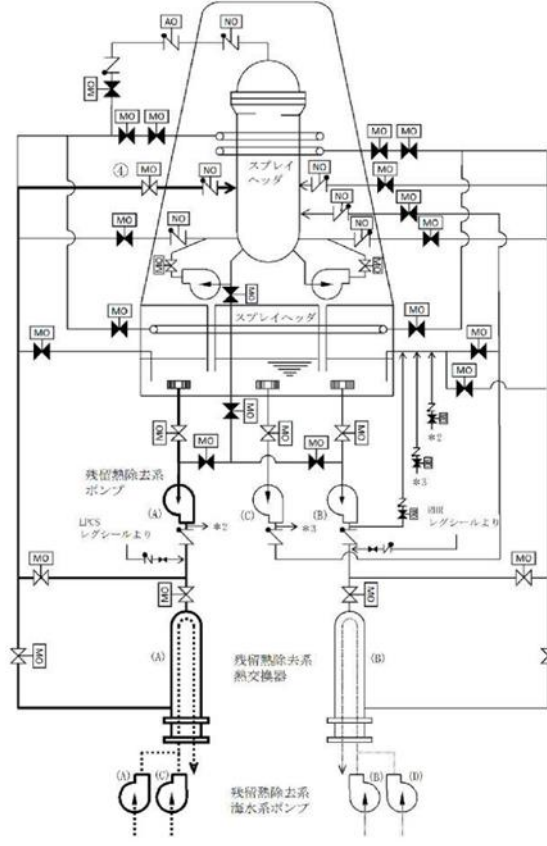
第1.4-27 図 残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)電源復旧後の発電用原子炉からの除熱 タイムチャート

- ・体制及び運用の相違【柏崎6/7,東海第二】
- ①の相違



操作手順	弁名称
④	残留熱除去系注入弁

第 1.4.30 図 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉圧力容器への注水

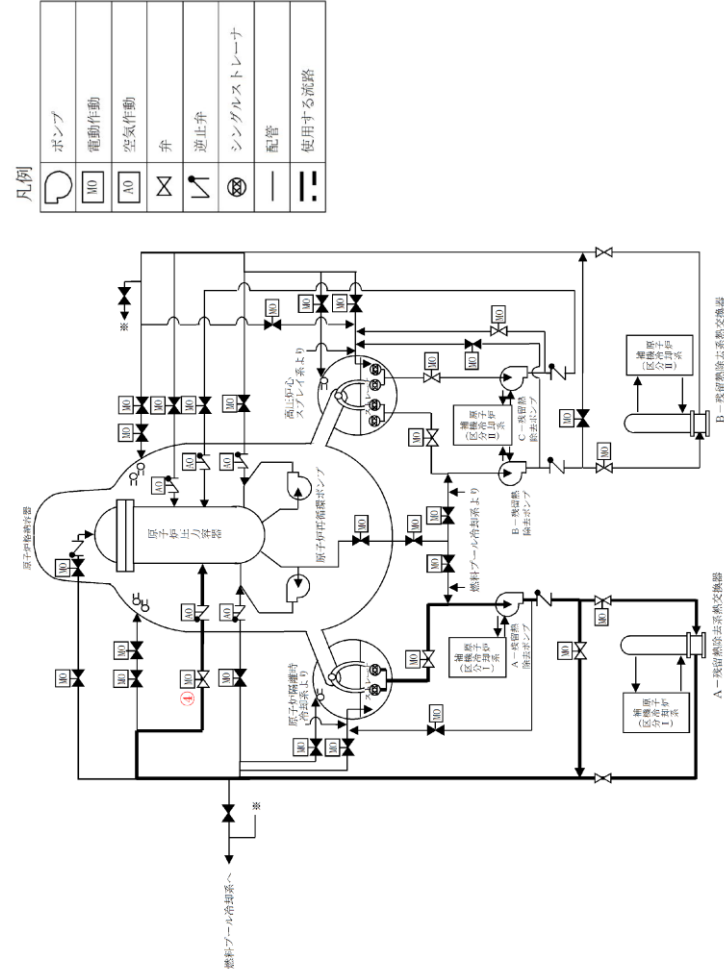


操作手順	弁名称
④	残留熱除去系 A系注入弁

記載例 ○ : 操作手順番号を示す。

凡例	説明
	ポンプ
	電動駆動
	空気駆動
	空素駆動
	弁
	逆止弁
	冷却水

第 1.4-29 図 残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉圧力容器への注水 概要図



凡例	説明
	ポンプ
	電動駆動
	空気駆動
	弁
	逆止弁
	シングルストレーナ
	配管
	使用する流路

記載例 ○ : 操作手順番号を示す。

第 1.4-28 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉圧力容器への注水 概要図(1/2)

備考
 ・設備の相違
 【柏崎 6/7, 東海第二】
 配管構成の相違による注水経路の相違

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考				
		<table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <tr> <td style="padding: 5px;">操作手順</td> <td style="padding: 5px;">弁名称</td> </tr> <tr> <td style="padding: 5px;">④</td> <td style="padding: 5px;">A-RHR注水弁</td> </tr> </table> <p style="margin-left: 20px;">記載例 ○：操作手順番号を示す。</p> <p style="margin-left: 20px;"><u>第1.4-28 図 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉圧力容器への注水 概要図(2/2)</u></p>	操作手順	弁名称	④	A-RHR注水弁	<p>・記載表現の相違</p> <p>【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>島根2号炉は, 概要図(2/2)に操作対象を記載</p>
操作手順	弁名称						
④	A-RHR注水弁						

手順の項目	実施箇所・必要要員数	経過時間(分)	備考
残留熱除去系(低圧注水系)による原子炉圧力容器への注水(3分)	運転員等 (当直運転員) (中央制御室)	0.5	※1
		3	
残留熱除去系(低圧注水系)による原子炉圧力容器への注水(3分)	1	0.5	
残留熱除去系(低圧注水系)による原子炉圧力容器への注水(3分)	1	3	
自動起動確認		3.5	
自動起動確認		4	
自動起動確認		4.5	

※1：残留熱除去系(低圧注水系) A系による原子炉圧力容器への注水を示す。また、残留熱除去系(低圧注水系) B系又は残留熱除去系(低圧注水系) C系による原子炉圧力容器への注水については、注水開始まで3分以内で可能である。

手順の項目	実施箇所・必要要員数	経過時間(分)	備考
残留熱除去系(低圧注水系)による原子炉圧力容器への注水(3分)	運転員等 (当直運転員) (中央制御室)	0.5	※2
		3	
残留熱除去系(低圧注水系)による原子炉圧力容器への注水(3分)	1	0.5	
残留熱除去系(低圧注水系)による原子炉圧力容器への注水(3分)	1	3	
注水開始操作		3.5	
注水開始操作		4	
注水開始操作		4.5	

※2：残留熱除去系(低圧注水系) A系による原子炉圧力容器への注水を示す。また、残留熱除去系(低圧注水系) B系又は残留熱除去系(低圧注水系) C系による原子炉圧力容器への注水については、注水開始まで3分以内で可能である。

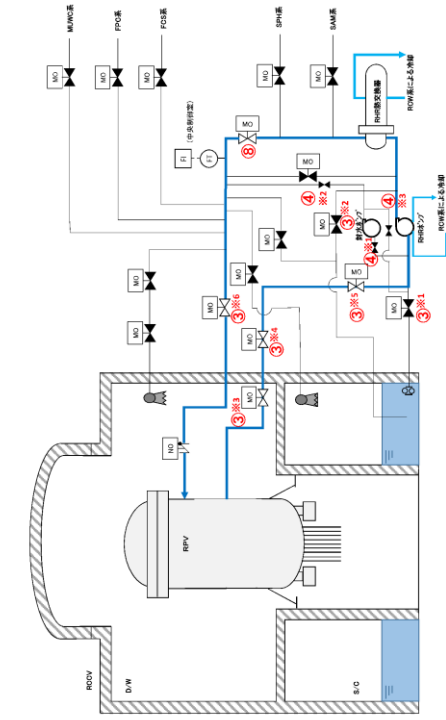
第1.4-30 図 残留熱除去系(低圧注水系)による原子炉圧力容器への注水
タイムチャート

必要な要員と作業項目	要員(数)	経過時間(分)	備考
残留熱除去系(低圧注水系)による原子炉圧力容器への注水(自動起動信号発信した場合)	中央制御室運転員A	0.5	
		1	
残留熱除去系(低圧注水系)による原子炉圧力容器への注水(1分)	1	0.5	
自動起動確認		1	
自動起動確認		1.5	
自動起動確認		2	
自動起動確認		2.5	
自動起動確認		3	
自動起動確認		3.5	
自動起動確認		4	

必要な要員と作業項目	要員(数)	経過時間(分)	備考
残留熱除去系(低圧注水系)による原子炉圧力容器への注水(手動起動した場合)	中央制御室運転員A	0.5	
		1	
残留熱除去系(低圧注水系)による原子炉圧力容器への注水(2分)	1	0.5	
注水開始操作		1	
注水開始操作		1.5	
注水開始操作		2	
注水開始操作		2.5	
注水開始操作		3	
注水開始操作		3.5	
注水開始操作		4	

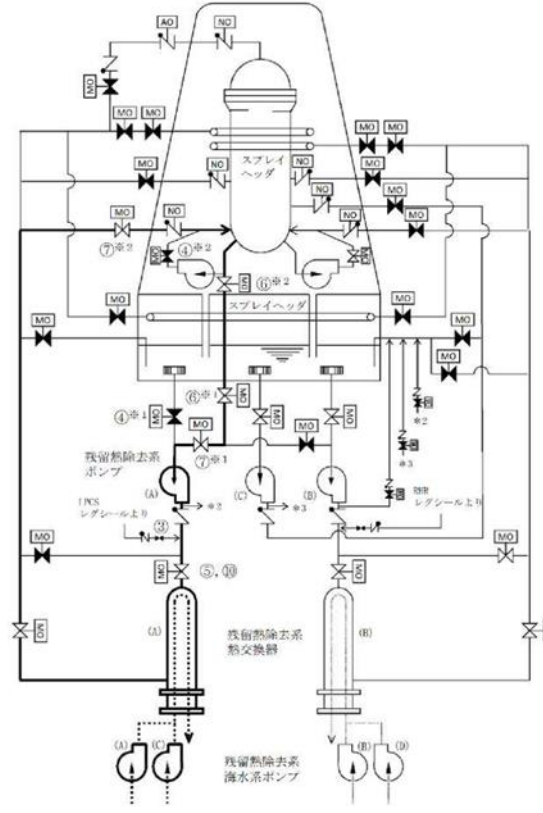
第1.4-29 図 残留熱除去系(低圧注水系)による原子炉圧力容器への注水 タイムチャート

- ・体制及び運用の相違
【柏崎6/7,東海第二】
①の相違
- ・記載表現の相違
【柏崎6/7】
中央制御室からの遠隔操作で速やかに対応できるため、タイムチャートは記載していない



操作手順	弁名称
③*1	残留熱除去系A系P水吸込隔離弁
③*2	残留熱除去系A系最小流量ハイス弁
③*3	残留熱除去系停止時冷却内側隔離弁
③*4	残留熱除去系停止時冷却外側隔離弁
③*5	残留熱除去系A系P水吸込弁
④*1	残留熱除去系注水弁
④*2	残留熱除去系注水ポンプ吸込弁
④*3	残留熱除去系注水ポンプ吐出弁
④*4	残留熱除去系注水ポンプ最小流量吐出弁
④*5	残留熱除去系熱交換器隔離出口弁
⑧	残留熱除去系熱交換器隔離出口弁

第 1.4.31 図 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による発電用原子炉からの除熱

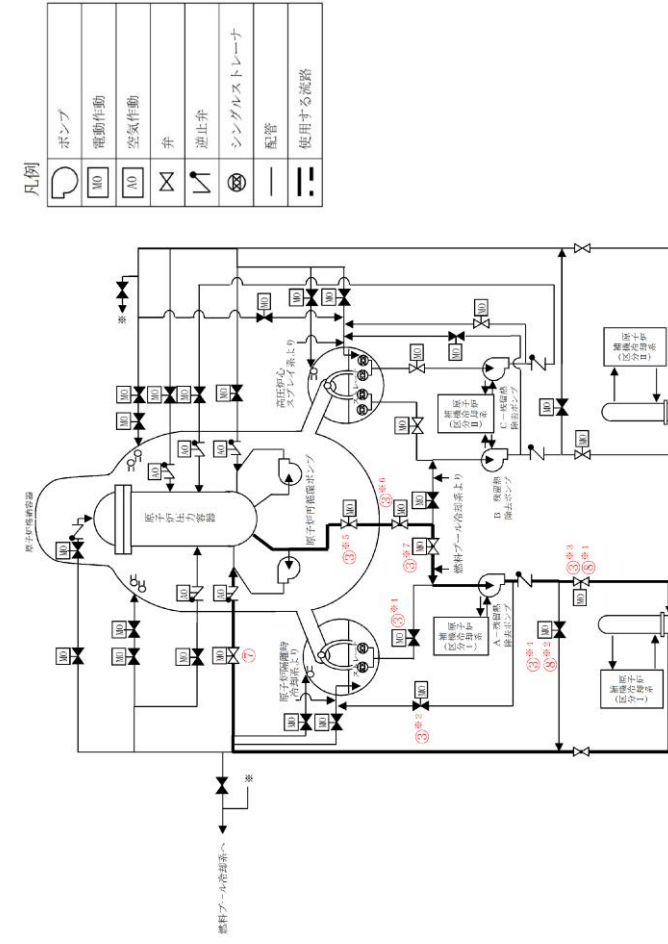


操作手順	弁名称
③	残留熱除去系A系レグシールライン弁
④*1	残留熱除去系ポンプ(A)入口弁
④*2	再循環系ポンプ(A)出口弁
⑤, ⑩	残留熱除去系熱交換器(A)入口弁
⑥*1	残留熱除去系外側隔離弁
⑥*2	残留熱除去系内側隔離弁
⑦*1	残留熱除去系ポンプ(A)停止時冷却ライン入口弁
⑦*2	残留熱除去系ポンプ(A)停止時冷却注水弁

記載例 ○ : 操作手順番号を示す。
○*1~ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

凡例	記号	説明
ポンプ	(P)	ポンプ
電動駆動	MO	電動駆動
空気駆動	AO	空気駆動
室表駆動	NO	室表駆動
弁	(V)	弁
逆止弁	(C)	逆止弁
冷却水	(W)	冷却水

第 1.4-33 図 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による発電用原子炉からの除熱 概要図



凡例	記号	説明
ポンプ	(P)	ポンプ
電動駆動	MO	電動駆動
空気駆動	AO	空気駆動
弁	(V)	弁
逆止弁	(C)	逆止弁
シングルストレーナ	(S)	シングルストレーナ
配管	(L)	配管
使用する配路	(D)	使用する配路

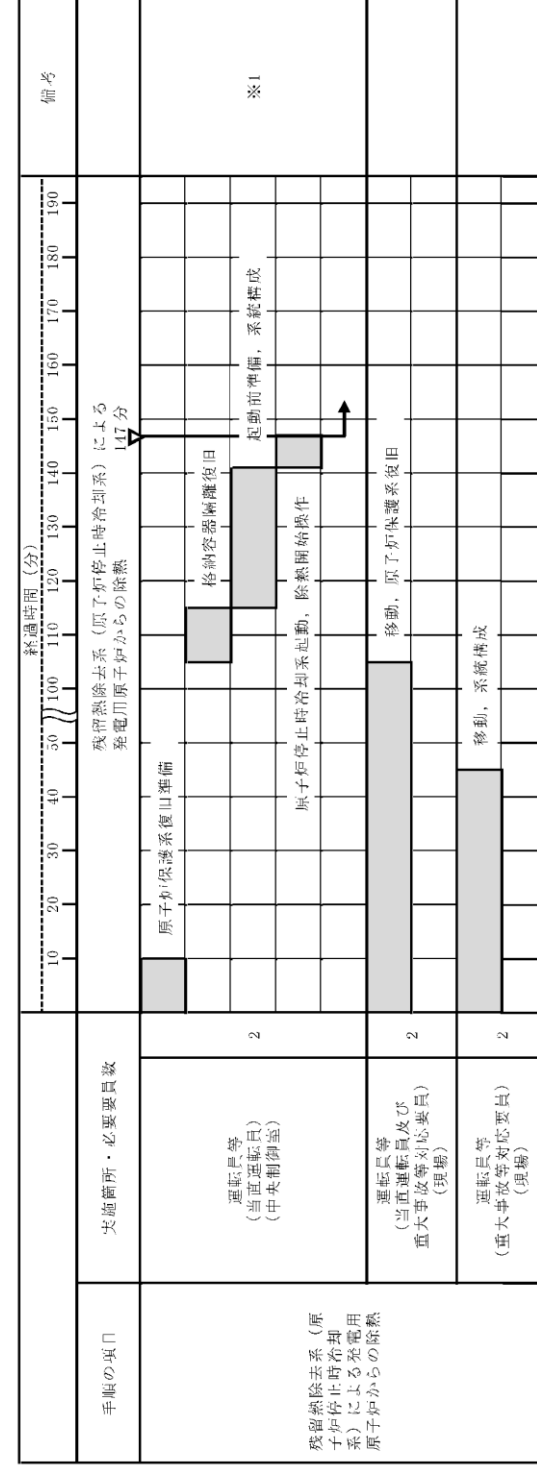
記載例 ○ : 操作手順番号を示す。
○*1~ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

第 1.4-30 図 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による発電用原子炉からの除熱 概要図(1/2)

備考
・設備の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】
配管構成の相違による注水経路の相違

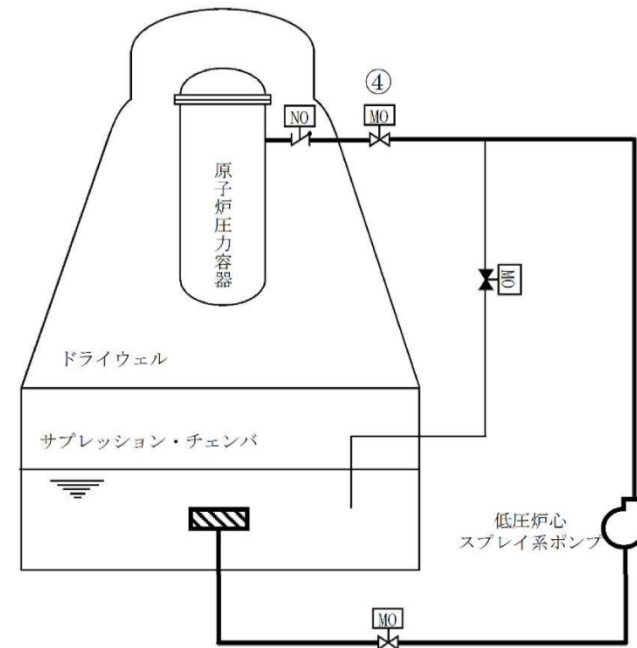
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考																		
		<table border="1" data-bbox="1899 609 2270 1816"> <thead> <tr> <th>操作手順</th> <th>弁名称</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>③*1</td> <td>A-ポンプトローラス水入口弁</td> </tr> <tr> <td>③*2</td> <td>A-ミニマムフロー弁</td> </tr> <tr> <td>③*3 ⑧*1</td> <td>A-熱交入口弁</td> </tr> <tr> <td>③*4 ⑧*2</td> <td>A-熱交バイパス弁</td> </tr> <tr> <td>③*5</td> <td>炉水入口内側隔離弁</td> </tr> <tr> <td>③*6</td> <td>炉水入口外側隔離弁</td> </tr> <tr> <td>③*7</td> <td>A-ポンプ炉水入口弁</td> </tr> <tr> <td>⑦</td> <td>A-ポンプ炉水戻り弁</td> </tr> </tbody> </table> <p data-bbox="2270 315 2359 1816"> 記載例 ○ : 操作手順番号を示す。 ○*1~ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。 </p> <p data-bbox="2359 441 2418 1711"> <u>第1.4-30 図 残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) による発電用原子炉からの除熱 概要図(2/2)</u> </p>	操作手順	弁名称	③*1	A-ポンプトローラス水入口弁	③*2	A-ミニマムフロー弁	③*3 ⑧*1	A-熱交入口弁	③*4 ⑧*2	A-熱交バイパス弁	③*5	炉水入口内側隔離弁	③*6	炉水入口外側隔離弁	③*7	A-ポンプ炉水入口弁	⑦	A-ポンプ炉水戻り弁	<ul style="list-style-type: none"> 記載表現の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は, 概要図(2/2)に操作対象を記載
操作手順	弁名称																				
③*1	A-ポンプトローラス水入口弁																				
③*2	A-ミニマムフロー弁																				
③*3 ⑧*1	A-熱交入口弁																				
③*4 ⑧*2	A-熱交バイパス弁																				
③*5	炉水入口内側隔離弁																				
③*6	炉水入口外側隔離弁																				
③*7	A-ポンプ炉水入口弁																				
⑦	A-ポンプ炉水戻り弁																				

・記載表現の相違
【東海第二】
 島根2号炉のタイム
 チャートは、第1.4-26
 図と同様



※1：残留熱除去系(原子炉停止時冷却系) A系による発電用原子炉からの除熱を示す。また、残留熱除去系(原子炉停止時冷却系) B系による発電用原子炉からの除熱については、除熱開始まで147分以内で可能である。

第1.4-34図 残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)による発電用原子炉からの除熱 タイムチャート

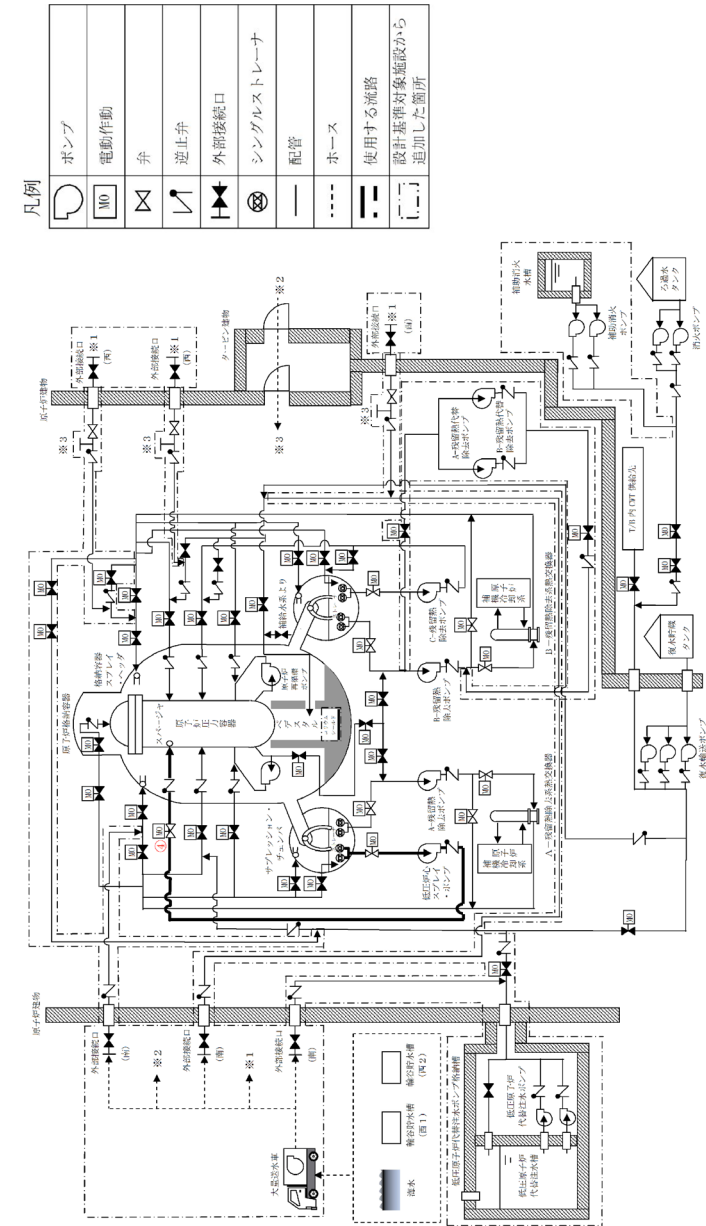


	ポンプ
	電動駆動
	蒸気駆動
	弁
	逆止弁

操作手順	弁名称
④	低圧炉心スプレイ系注入弁

記載例 ○ : 操作手順番号を示す。

第1.4-31図 低圧炉心スプレイ系による原子炉压力容器への注水 概要図

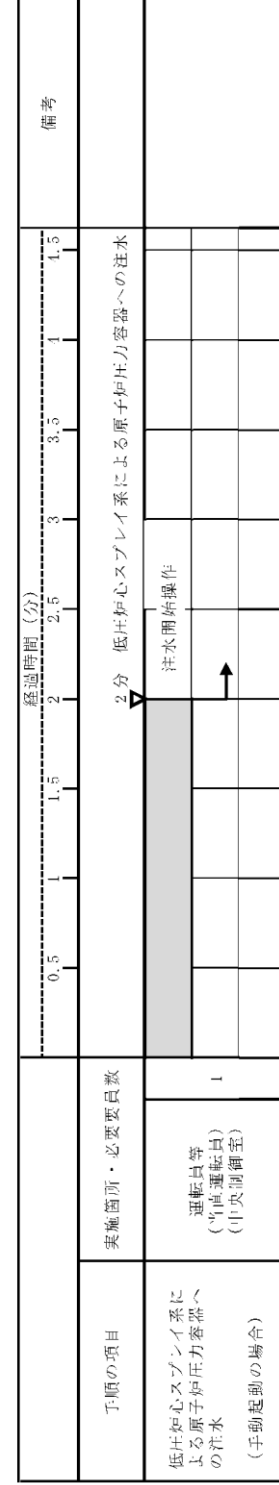
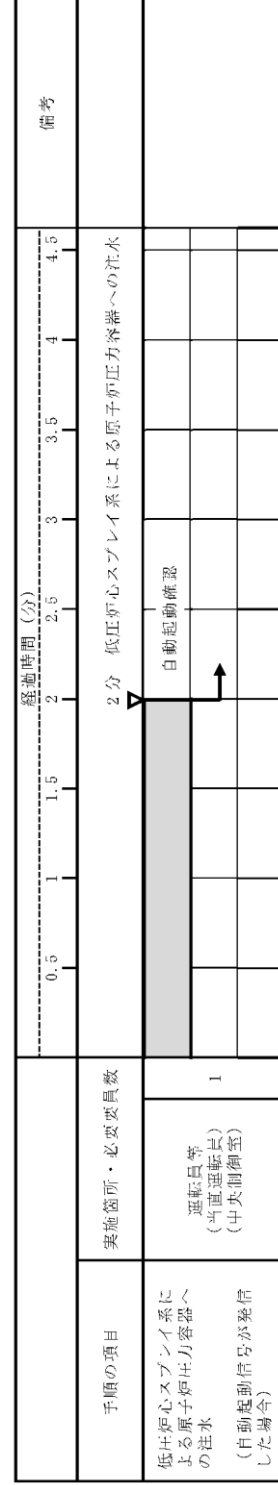


第1.4-31図 低圧炉心スプレイ系による原子炉压力容器への注水 概要図(1/2)

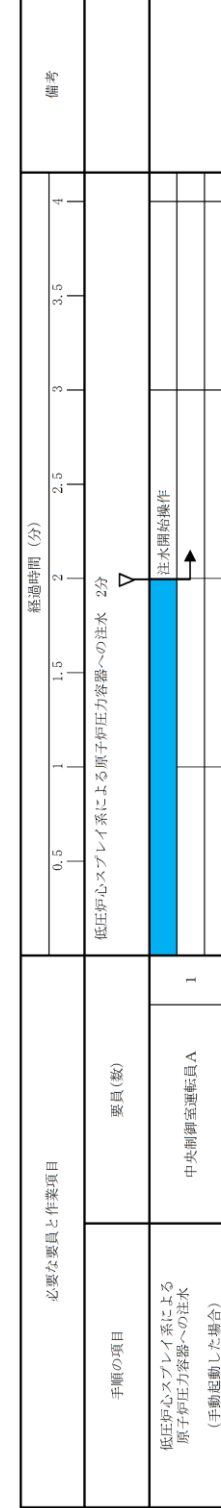
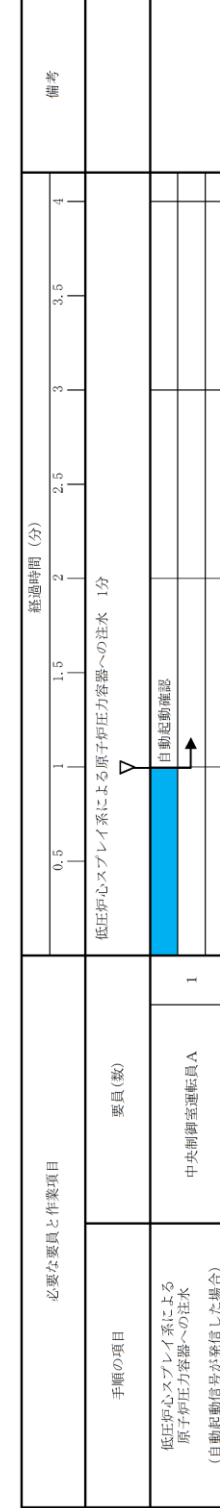
・設備の相違
 【柏崎 6/7】
 ⑥の相違
 【東海第二】
 配管構成の相違による注水経路の相違

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考				
		<table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <tr> <td style="padding: 5px;">操作手順</td> <td style="padding: 5px;">弁名称</td> </tr> <tr> <td style="padding: 5px;">④</td> <td style="padding: 5px;">L P C S 注水弁</td> </tr> </table> <p style="text-align: center;">記載例 ○：操作手順番号を示す。</p> <p style="text-align: center;"><u>第 1.4-31 図 低圧炉心スプレイ系による原子炉压力容器への注水 概要図(2 / 2)</u></p>	操作手順	弁名称	④	L P C S 注水弁	<p>・記載表現の相違</p> <p>【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>島根 2号炉は, 概要図 (2 / 2) に操作対象を記載</p>
操作手順	弁名称						
④	L P C S 注水弁						

・体制及び運用の相違
【東海第二】
①の相違

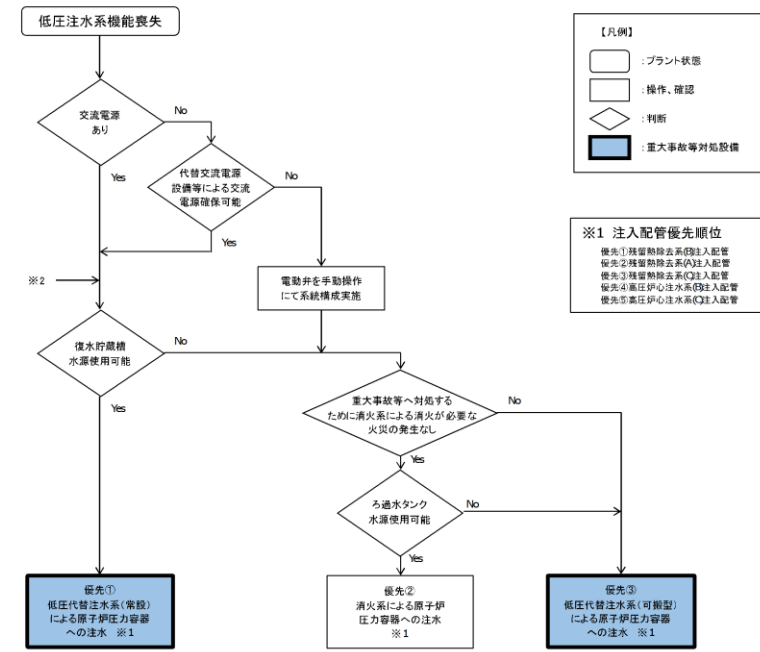


第 1.4-32 図 低圧炉心スプレイ系による原子炉圧力容器への注水
タイムチャート

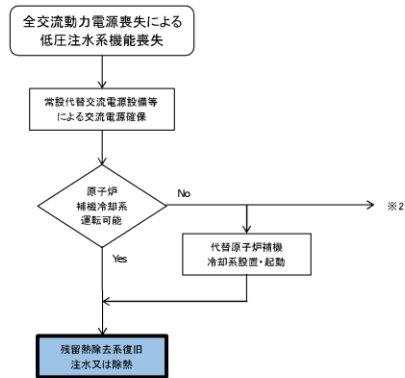


第 1.4-32 図 低圧炉心スプレイ系による原子炉圧力容器への注水 タイムチャート

(1)フロントライン系故障時の対応手段の選択

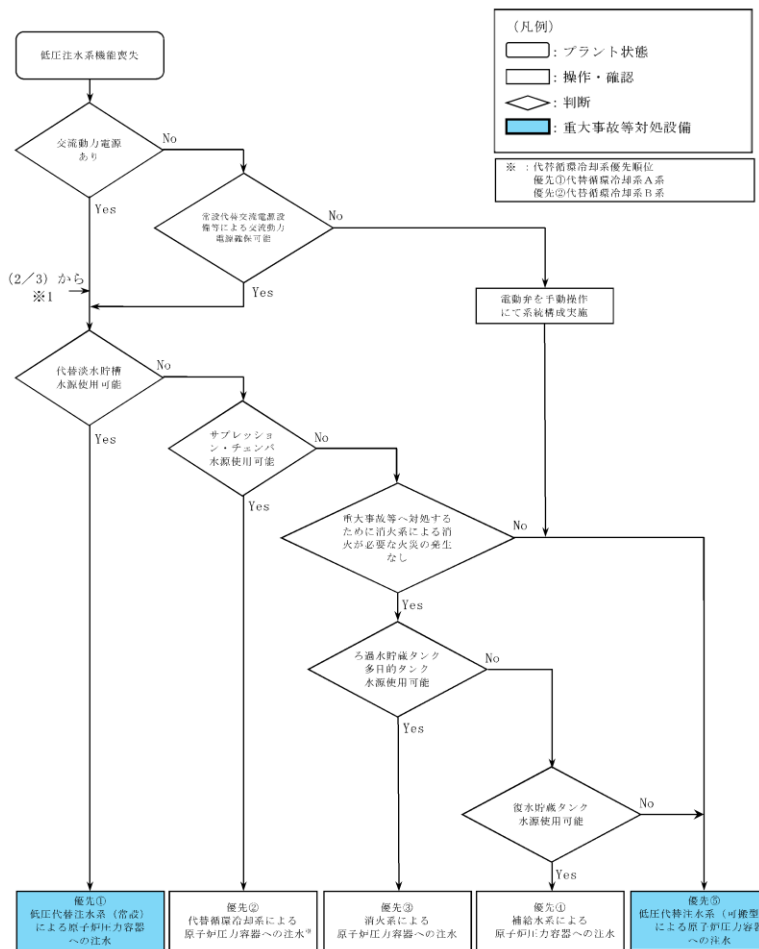


(2)サポート系故障時の対応手段の選択



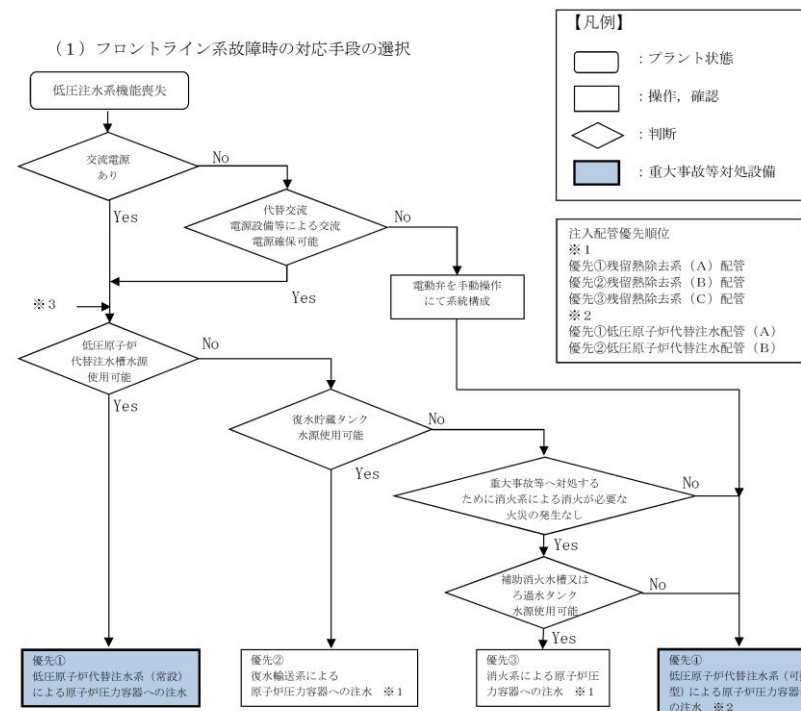
第 1.4.32 図 重大事故等発生時の対応手段選択フローチャート (1/2)

(1) フロントライン系故障時の対応手段の選択



第 1.4-35 図 重大事故等時の対応手段選択フローチャート (1/3)

(1) フロントライン系故障時の対応手段の選択

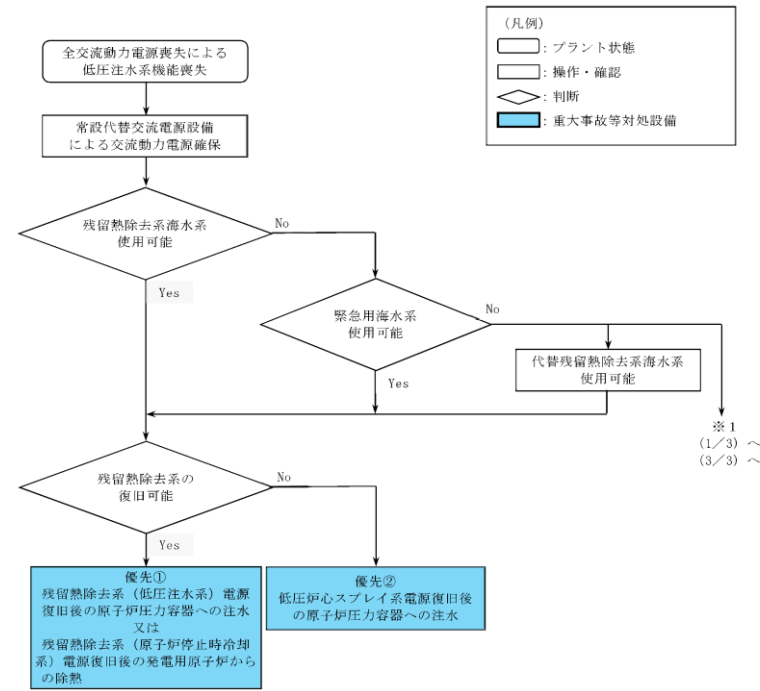


第 1.4-33 図 重大事故等発生時の対応手段選択フローチャート (1/3)

・設備及び運用の相違
【柏崎 6/7】
 ⑤の相違
【東海第二】
 ④の相違
 島根 2号炉は、火災対応のための水源を確保するため復水輸送系を優先して使用

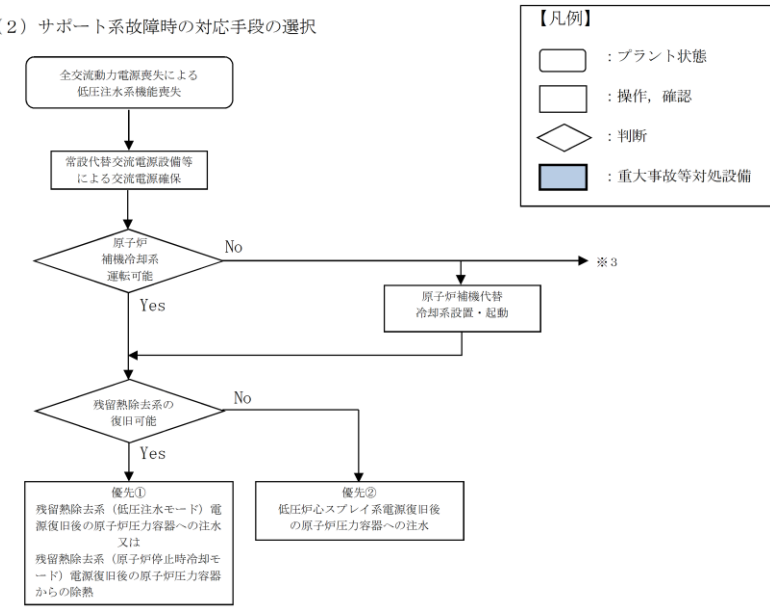
・設備の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】
 島根 2号炉は、補助消火水槽及び補助消火ポンプを有しており、当該設備による注水も可能

(2) サポート系故障時の対応手段の選択



第1.4-35図 重大事故等時の対応手段選択フローチャート
(2/3)

(2) サポート系故障時の対応手段の選択



第1.4-33図 重大事故等発生時の対応手段選択フローチャート
(2/3)

・設備の相違
【東海第二】
②の相違

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.18版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(3)溶融炉心が原子炉压力容器内に残存する場合の対応手段の選択</p> <p>【凡例】 :プラント状態 :操作、確認 :判断 :重大事故等対処設備</p> <p>※1 注入配管優先順位 優先①: 蒸気発生器熱除去系/注入配管 優先②: 蒸気発生器熱除去系/注入配管 優先③: 蒸気発生器熱除去系/注入配管</p>	<p>(3) 溶融炉心が原子炉压力容器内に残存する場合の対応手段の選択</p> <p>【凡例】 :プラント状態 :操作、確認 :判断 :重大事故等対処設備</p> <p>※2: 代替貯蔵冷却系優先順位 優先①: 代替貯蔵冷却系/冷却系A系 優先②: 代替貯蔵冷却系/冷却系B系</p>	<p>(3) 溶融炉心が原子炉压力容器内に残存する場合</p> <p>【凡例】 :プラント状態 :操作、確認 :判断 :重大事故等対処設備</p> <p>注入配管優先順位 ※1 優先①: 低圧原子炉代替注水配管 (A) 優先②: 低圧原子炉代替注水配管 (B)</p>	<p>・設備及び運用の相違 【柏崎 6/7】 ⑤の相違 【東海第二】 ④の相違</p> <p>島根 2号炉は、火災対応のための水源を確保するため復水輸送系を優先して使用</p> <p>・設備の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、補助消火水槽及び補助消火ポンプを有しており、当該設備による注水も可能</p>
<p>第 1.4.32 図 重大事故等発生時の対応手段選択フローチャート (2/2)</p>	<p>第1.4-35図 重大事故等時の対応手段選択フローチャート (3/3)</p>	<p>第 1.4-33 図 重大事故等発生時の対応手段選択フローチャート (3/3)</p>	

審査基準、基準規則と対処設備との対応表 (1 / 5)

技術的能力審査基準 (1.4)	番号	設置許可基準規則 (47条)	技術基準規則 (62条)	番号
【本文】 発電用原子炉設置者において、原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態であって、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉の冷却機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するため、発電用原子炉を冷却するために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。	①	【本文】 発電用原子炉施設には、原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態であって、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉の冷却機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するため、発電用原子炉を冷却するために必要な設備を設けなければならない。	【本文】 発電用原子炉施設には、原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態であって、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉の冷却機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するため、発電用原子炉を冷却するために必要な設備を設けなければならない。	④
【解釈】 1 「炉心の著しい損傷」を「防止するため、発電用原子炉を冷却するために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。	-	【解釈】 1 第47条に規定する「炉心の著しい損傷」を「防止するため、発電用原子炉を冷却するために必要な設備」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備をいう。	【解釈】 1 第62条に規定する「炉心の著しい損傷」を「防止するため、発電用原子炉を冷却するために必要な設備」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備をいう。	-
(1) 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の冷却 a) 可搬型重大事故防止設備の運転、接続及び操作に関する手順等を整備すること。	②	(1) 重大事故防止設備 a) 可搬型重大事故防止設備を配備すること。	(1) 重大事故防止設備 a) 可搬型重大事故防止設備を配備すること。	⑤
(2) 復旧 a) 設計基準事故対処設備に代替電源を接続することにより起動及び十分な期間の運転継続ができること。	③	b) 炉心の著しい損傷に至るまでの時間的余裕のない場合に対応するため、常設重大事故防止設備を設置すること。 c) 上記 a) 及び b) の重大事故防止設備は、設計基準事故対処設備に対して、多様性及び独立性を有し、位置的分散を図ること。	b) 炉心の著しい損傷に至るまでの時間的余裕のない場合に対応するため、常設重大事故防止設備を設置すること。 c) 上記 a) 及び b) の重大事故防止設備は、設計基準事故対処設備に対して、多様性及び独立性を有し、位置的分散を図ること。	⑦

重大事故等対処設備を使用した手段 審査基準の要求に適合するための手段				自主対策					
機能	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	機能	機器名称	常設 可搬	必要時間内に 使用可能か	対応可能な人数 で使用可能か	備考
残留熱除去系 (低圧注水モード) による発電用 原子炉の冷却	残留熱除去系ポンプ	既設	① ④						
	サブプレッション・チェンバ	既設							
	残留熱除去系配管・弁・ストレータ・スパーージャ	既設							
	給水系配管・弁・スパーージャ	既設							
	原子炉圧力容器	既設							
冷却モ 子炉 から による 冷却 停止 時	原子炉補機冷却系	既設							
	非常用交流電源設備	既設							
	残留熱除去系ポンプ	既設							
	原子炉圧力容器	既設							
	残留熱除去系熱交換器	既設							

※1: 復水移送ポンプの吸込ライン (復水貯蔵槽下部の非常用ライン) の配管・弁が対象
 ※2: 「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」【解釈】1 b) 項を満足するための代替淡水源 (措置)
 ※3: 残留熱除去系 (低圧注水モード) は熱交換機能に期待しておらず、熱交換器は管路としてのみ用いるため、配管を含むこととする。

審査基準、基準規則と対処設備との対応表 (1 / 9)

技術的能力審査基準 (1.4)	番号	設置許可基準規則 (第47条)	技術基準規則 (第62条)	番号
【本文】 発電用原子炉設置者において、原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態であって、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉の冷却機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するため、発電用原子炉を冷却するために必要な設備を設けなければならない。	①	【本文】 発電用原子炉施設には、原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態であって、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉の冷却機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するため、発電用原子炉を冷却するために必要な設備を設けなければならない。	【本文】 発電用原子炉施設には、原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態であって、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉の冷却機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するため、発電用原子炉を冷却するために必要な設備を設けなければならない。	④
【解釈】 1 「炉心の著しい損傷」を「防止するため、発電用原子炉を冷却するために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。	-	【解釈】 1 第47条に規定する「炉心の著しい損傷」を「防止するため、発電用原子炉を冷却するために必要な設備」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備をいう。	【解釈】 1 第62条に規定する「炉心の著しい損傷」を「防止するため、発電用原子炉を冷却するために必要な設備」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備をいう。	-
(1) 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の冷却 a) 可搬型重大事故防止設備の運転、接続及び操作に関する手順等を整備すること。	②	(1) 重大事故防止設備 a) 可搬型重大事故防止設備を配備すること。	(1) 重大事故防止設備 a) 可搬型重大事故防止設備を配備すること。	⑤
(2) 復旧 a) 設計基準事故対処設備に代替電源を接続することにより起動及び十分な期間の運転継続ができること。	③	b) 炉心の著しい損傷に至るまでの時間的余裕のない場合に対応するため、常設重大事故防止設備を設置すること。 c) 上記 a) 及び b) の重大事故防止設備は、設計基準事故対処設備に対して、多様性及び独立性を有し、位置的分散を図ること。	b) 炉心の著しい損傷に至るまでの時間的余裕のない場合に対応するため、常設重大事故防止設備を設置すること。 c) 上記 a) 及び b) の重大事故防止設備は、設計基準事故対処設備に対して、多様性及び独立性を有し、位置的分散を図ること。	⑦

審査基準、基準規則と対処設備との対応表 (1 / 7)

技術的能力審査基準 (1.4)	番号	設置許可基準規則 (47条)	技術基準規則 (62条)	番号
【本文】 発電用原子炉設置者において、原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態であって、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉の冷却機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するため、発電用原子炉を冷却するために必要な設備を設けなければならない。	①	【本文】 発電用原子炉施設には、原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態であって、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉の冷却機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するため、発電用原子炉を冷却するために必要な設備を設けなければならない。	【本文】 発電用原子炉施設には、原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態であって、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉の冷却機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するため、発電用原子炉を冷却するために必要な設備を設けなければならない。	④
【解釈】 1 「炉心の著しい損傷」を「防止するため、発電用原子炉を冷却するために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。	-	【解釈】 1 第47条に規定する「炉心の著しい損傷」を「防止するため、発電用原子炉を冷却するために必要な設備」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備をいう。	【解釈】 1 第62条に規定する「炉心の著しい損傷」を「防止するため、発電用原子炉を冷却するために必要な設備」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備をいう。	-
(1) 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の冷却 a) 可搬型重大事故防止設備の運転、接続及び操作に関する手順等を整備すること。	②	(1) 重大事故防止設備 a) 可搬型重大事故防止設備を配備すること。	(1) 重大事故防止設備 a) 可搬型重大事故防止設備を配備すること。	⑤
(2) 復旧 a) 設計基準事故対処設備に代替電源を接続することにより起動及び十分な期間の運転継続ができること。	③	b) 炉心の著しい損傷に至るまでの時間的余裕のない場合に対応するため、常設重大事故防止設備を設置すること。 c) 上記 a) 及び b) の重大事故防止設備は、設計基準事故対処設備に対して、多様性及び独立性を有し、位置的分散を図ること。	b) 炉心の著しい損傷に至るまでの時間的余裕のない場合に対応するため、常設重大事故防止設備を設置すること。 c) 上記 a) 及び b) の重大事故防止設備は、設計基準事故対処設備に対して、多様性及び独立性を有し、位置的分散を図ること。	⑦

・記載表現の相違
 【柏崎 6/7】
 島根 2号炉の重大事故等対処設備を使用した手段、審査基準の要求に適合するための手段は、審査基準、基準規則と対処設備との対応表 (2 / 7) から記載

添付資料 1.4.1

審査基準, 基準規則と対処設備との対応表 (2/5)

重大事故等対処設備を使用した手段 審査基準の要求に適合するための手段				自主対策						
機能	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	機能	機器名称	常設 可設	備考			
低圧代替注水系(常設)による発電用原子炉の冷却	復水移送ポンプ	既設	①④⑥⑦	低圧代替注水系(常設)による発電用原子炉の冷却	復水移送ポンプ	常設	自主対策とする理由は本文参照			
	復水貯蔵槽	既設			復水貯蔵槽	常設		-	-	
	復水補給水系配管・弁	既設 新設			復水補給水系配管・弁	常設		-	-	
	残留熱除去系(B)配管・弁・スパージャ	既設			残留熱除去系(C)配管・弁・スパージャ	常設		40分	4名	
	残留熱除去系(A)配管・弁	既設			高圧炉心注水系(B)配管・弁・スパージャ	常設		25分	4名	
	給水系配管・弁・スパージャ	既設			高圧炉心注水系(C)配管・弁・スパージャ	常設		30分	4名	
	高圧炉心注水系配管・弁	既設			高圧炉心注水系配管・弁	常設		-	-	
	原子炉压力容器	既設			原子炉压力容器	常設		-	-	
	非常用交流電源設備	既設			非常用交流電源設備	常設		-	-	
	常設代替交流電源設備	新設			常設代替交流電源設備	常設		-	-	
	第二代替交流電源設備	新設			第二代替交流電源設備	常設		-	-	
	可搬型代替交流電源設備	新設			可搬型代替交流電源設備	可設		-	-	
	代替所内電気設備	既設 新設			代替所内電気設備	常設		-	-	
						燃料補給設備		常設 可設	-	-

※1: 復水移送ポンプの吸込ライン(復水貯蔵槽下部の非常用ライン)の配管・弁が対象
 ※2: 「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」【解釈】1 b) 項を満足するための代替淡水源(措置)
 ※3: 残留熱除去系(低圧注水モード)は熱交換機能に期待しておらず、熱交換器は流路としてのみ用いるため、配管を含むこととする。

審査基準, 基準規則と対処設備との対応表 (2/9)

重大事故等対処設備を使用した手段 審査基準の要求に適合するための手段					自主対策設備				
手段	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	備考	手段	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	備考
発電用原子炉の冷却	残留熱除去系ポンプ	既設	①④	-	-	残留熱除去系(低圧注水モード)による発電用原子炉の冷却	残留熱除去系ポンプ	既設	-
	サブプレッション・チェンバ	既設				残留熱除去系熱交換器	既設		
	残留熱除去系熱交換器	既設				残留熱除去系配管・弁・ストレナ	既設		
	残留熱除去系配管・弁・ストレナ	既設				原子炉压力容器	既設		
	原子炉压力容器	既設				残留熱除去系海水系ポンプ	既設		
	残留熱除去系海水系ポンプ	既設				残留熱除去系海水系ストレナ	既設		
	残留熱除去系海水系ストレナ	既設				非常用交流電源設備	既設		
	非常用交流電源設備	既設				燃料給油設備	既設		
	燃料給油設備	既設				低圧炉心スプレィ系ポンプ	既設		
	低圧炉心スプレィ系ポンプ	既設				サブプレッション・チェンバ	既設		
	サブプレッション・チェンバ	既設				低圧炉心スプレィ系配管・弁・ストレナ・スパージャ	既設		
	低圧炉心スプレィ系配管・弁・ストレナ・スパージャ	既設				原子炉压力容器	既設		
原子炉压力容器	既設	残留熱除去系海水系ポンプ	既設						
残留熱除去系海水系ポンプ	既設	残留熱除去系海水系ストレナ	既設						
残留熱除去系海水系ストレナ	既設	非常用交流電源設備	既設						
非常用交流電源設備	既設	燃料給油設備	既設						
燃料給油設備	既設	残留熱除去系ポンプ	既設						
残留熱除去系ポンプ	既設	原子炉压力容器	既設						
原子炉压力容器	既設	残留熱除去系熱交換器	既設						
残留熱除去系熱交換器	既設	残留熱除去系配管・弁	既設						
残留熱除去系配管・弁	既設	再循環系配管・弁	既設						
再循環系配管・弁	既設	残留熱除去系海水系ポンプ	既設						
残留熱除去系海水系ポンプ	既設	残留熱除去系海水系ストレナ	既設						
残留熱除去系海水系ストレナ	既設	非常用交流電源設備	既設						
非常用交流電源設備	既設	燃料給油設備	既設						
燃料給油設備	既設								

審査基準, 基準規則と対処設備との対応表 (2/7)

重大事故等対処設備を使用した手段 審査基準の要求に適合するための手段				自主対策			
機能	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	機能	機器名称	常設 可設	備考
水モータによる発電用原子炉の冷却	残留熱除去ポンプ	既設	①④	-	残留熱除去系(低圧注水モード)による発電用原子炉の冷却	残留熱除去系(低圧注水モード)による発電用原子炉の冷却	-
	残留熱除去系配管・弁・ストレナ	既設			残留熱除去系配管・弁・ストレナ	既設	
	原子炉補機冷却系3	既設			原子炉補機冷却系3	既設	
	非常用交流電源設備2	既設			非常用交流電源設備2	既設	
	サブプレッション・チェンバ	既設			サブプレッション・チェンバ	既設	
	原子炉压力容器	既設			原子炉压力容器	既設	
	低圧炉心スプレィポンプ	既設			低圧炉心スプレィポンプ	既設	
	低圧炉心スプレィ系配管・弁・スパージャ	既設			低圧炉心スプレィ系配管・弁・スパージャ	既設	
	原子炉補機冷却系3	既設			原子炉補機冷却系3	既設	
	非常用交流電源設備2	既設			非常用交流電源設備2	既設	
冷却モータによる発電用原子炉の冷却	サブプレッション・チェンバ	既設	①④	-	残留熱除去系(低圧注水モード)による発電用原子炉の冷却	残留熱除去系(低圧注水モード)による発電用原子炉の冷却	-
	原子炉压力容器	既設			原子炉压力容器	既設	
	残留熱除去ポンプ	既設			残留熱除去系熱交換器	既設	
	残留熱除去系熱交換器	既設			残留熱除去系配管・弁・ジェットポンプ	既設	
	残留熱除去系配管・弁・ジェットポンプ	既設			原子炉再循環系配管	既設	
原子炉再循環系配管	既設	原子炉補機冷却系3	既設				
原子炉補機冷却系3	既設	非常用交流電源設備2	既設				
非常用交流電源設備2	既設	原子炉压力容器	既設				

※1: 手順は「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」にて整備する。
 ※2: 手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
 ※3: 手順は「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
 ※4: 「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」【解釈】1 b) 項を満足するための代替淡水源(措置)
 ※5: 残留熱除去系(低圧注水モード)は熱交換機能に期待しておらず、熱交換器は流路としてのみ用いるため、配管を含むこととする。

- ・設備の相違【柏崎6/7, 東海第二】
対応手段における対応設備の相違(詳細は1.4.1(2)対応手段と設備の選定の結果に記載)
- ・設備の相違【柏崎6/7】
⑥の相違
- ・記載表現の相違【柏崎6/7】
島根2号炉の低圧原子炉代替注水系(常設)による発電用原子炉の冷却は、審査基準, 基準規制と対処設備との対応表(3/7)にて記載

添付資料 1.4.1

審査基準, 基準規則と対処設備との対応表 (3 / 5)

重大事故等対処設備を使用した手段 審査基準の要求に適合するための手段		自主対策	
機能	機器名称	既設 新設	備考
低圧代替注水系(可搬型)による発電用原子炉の冷却	可搬型代替注水ポンプ(A-2機)	新設	①④⑤⑦
	防火水槽 ※2	新設	
	低圧貯水池 ※2	新設	
	ホース・接続口	新設	
	復水補給水系配管・弁	既設	
	残留熱除去系(B)配管・弁・スパーージャ	既設	
	残留熱除去系(A)配管・弁	既設	
	給水系配管・弁・スパーージャ	既設	
	原子炉压力容器	既設	
	非常用交流電源設備	既設	
	常設代替交流電源設備	新設	
	第二代替交流電源設備	新設	
	可搬型代替交流電源設備	新設	
	代替所内電気設備	既設	
	燃料補給設備	既設	
代替交流電源設備(低圧注水モード)の復旧	残留熱除去系ポンプ	既設	①④⑤
	サブプレッション・チェンバ	既設	
	残留熱除去系配管・弁・ストレーナ・スパーージャ ※3	既設	
	給水系配管・弁・スパーージャ	既設	
	原子炉压力容器	既設	
	原子炉補機冷却系	既設	
	代替原子炉補機冷却系	新設	
	常設代替交流電源設備	新設	
	可搬型代替注水ポンプ(A-2機)	可搬	
	防火水槽	常設	
	低圧貯水池	常設	
	ホース・接続口	可搬	
	復水補給水系配管・弁	常設	
	残留熱除去系(C)配管・弁・スパーージャ	常設	
	高圧伊心注水系(B)配管・弁・スパーージャ	常設	
高圧伊心注水系(C)配管・弁・スパーージャ	常設		
原子炉压力容器	常設		
非常用交流電源設備	常設		
第二代替交流電源設備	常設		
可搬型代替交流電源設備	可搬		
代替所内電気設備	常設		
燃料補給設備	常設		
残留熱除去系ポンプ	常設		
サブプレッション・チェンバ	常設		
残留熱除去系配管・弁・ストレーナ・スパーージャ ※3	常設		
給水系配管・弁・スパーージャ	常設		
原子炉压力容器	常設		
原子炉補機冷却系	常設		
代替原子炉補機冷却系	可搬		
第二代替交流電源設備	常設		

※1:復水移送ポンプの吸込ライン(復水貯蔵槽下部の非常用ライン)の配管・弁が対象
 ※2:「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」【解釈】1 b)項を満足するための代替淡水源(措置)
 ※3:残留熱除去系(低圧注水モード)は熱交換機能に期待しておらず、熱交換器は流路としてのみ用いるため、配管を含むこととする。

審査基準, 基準規則と対処設備との対応表 (3 / 9)

重大事故等対処設備を使用した手段 審査基準の要求に適合するための手段				自主対策設備			
手段	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	備考	手段	機器名称	
低圧代替注水系(可搬型)による発電用原子炉の冷却	常設低圧代替注水系ポンプ	新設	①④⑥⑦	-	代替循環冷却系による発電用原子炉の冷却	代替循環冷却系ポンプ	
	代替淡水貯槽	新設					
	低圧代替注水系配管・弁	新設					
	残留熱除去系C系配管・弁	既設					
	原子炉压力容器	既設					
	常設代替交流電源設備	新設					
	可搬型代替交流電源設備	新設					
	燃料給油設備	新設					
	可搬型代替注水中型ポンプ	新設					
	可搬型代替注水大型ポンプ	新設					
	西側淡水貯水設備	新設					
	代替淡水貯槽	新設					
	ホース	新設					
	低圧代替注水系配管・弁	新設					
	低圧代替注水系配管・弁・スパーージャ	既設					
残留熱除去系C系配管・弁	既設						
原子炉压力容器	既設						
常設代替交流電源設備	新設						
可搬型代替交流電源設備	新設						
燃料給油設備	新設						
低圧代替注水系(可搬型)による発電用原子炉の冷却	可搬型代替注水中型ポンプ	新設	①②④⑤⑦	-	消火系による発電用原子炉の冷却	ろ過水貯蔵タンク	
	可搬型代替注水大型ポンプ	新設					
	西側淡水貯水設備	新設					
	代替淡水貯槽	新設					
	ホース	新設					
	低圧代替注水系配管・弁	新設					
	低圧代替注水系配管・弁・スパーージャ	既設					
	残留熱除去系C系配管・弁	既設					
	原子炉压力容器	既設					
	常設代替交流電源設備	新設					
	可搬型代替交流電源設備	新設					
	燃料給油設備	新設					
	ろ過水貯蔵タンク						
	多目的タンク						
	消火系配管・弁						
残留熱除去系B系配管・弁							
原子炉压力容器							
非常用交流電源設備							
常設代替交流電源設備							
可搬型代替交流電源設備							
燃料給油設備							
復水移送ポンプ							
復水貯蔵タンク							
補給水系配管・弁							
消火系配管・弁							
残留熱除去系B系配管・弁							
原子炉压力容器							
非常用交流電源設備							
常設代替交流電源設備							
可搬型代替交流電源設備							
燃料給油設備							

審査基準, 基準規則と対処設備との対応表 (3 / 7)

重大事故等対処設備				自主対策			
機能	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	備考	機能	機器名称	備考
低圧代替注水系(可搬型)による発電用原子炉の冷却	低圧原子炉代替注水ポンプ	新設	①④⑥⑦	-	復水移送系による発電用原子炉の冷却	復水輸送ポンプ	常設
	低圧原子炉代替注水槽 ※1	新設					
	低圧原子炉代替注水系配管・弁	既設					
	残留熱除去系 配管・弁	既設					
	原子炉压力容器	既設					
	常設代替交流電源設備 ※2	新設					
	代替所内電気設備 ※2	既設					
	可搬型代替注水中型ポンプ	可搬					
	可搬型代替注水大型ポンプ	可搬					
	代替所内電気設備	常設					
	燃料補給設備	常設					
	ろ過水貯蔵タンク	常設					
	多目的タンク	常設					
	消火系配管・弁	常設					
	残留熱除去系B系配管・弁	常設					
原子炉压力容器	常設						
非常用交流電源設備 ※2	常設						
可搬型代替交流電源設備 ※2	可搬						
代替所内電気設備 ※2	常設						
燃料補給設備 ※2	既設						
輪谷貯水槽(西1) ※1, ※4	既設						
輪谷貯水槽(西2) ※1, ※4	既設						
大量送水車	新設						
ホース・接続口	新設						
低圧原子炉代替注水系配管・弁	既設						
残留熱除去系 配管・弁	既設						
原子炉压力容器	既設						
常設代替交流電源設備 ※2	新設						
代替所内電気設備 ※2	既設						
燃料補給設備 ※2	既設						
輪谷貯水槽(西1) ※1, ※4	既設						
輪谷貯水槽(西2) ※1, ※4	既設						

※1:手順は「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」にて整備する。
 ※2:手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
 ※3:手順は「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
 ※4:「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」【解釈】1 b)項を満足するための代替淡水源(措置)
 ※5:残留熱除去系(低圧注水モード)は熱交換機能に期待しておらず、熱交換器は流路としてのみ用いるため、配管を含むこととする。

・設備の相違
 【柏崎6/7,東海第二】
 対応手段における対応設備の相違

・記載表現の相違
 【柏崎6/7】
 島根2号炉の常設代替交流電源設備による残留熱除去系(低圧注水モード)の復旧は、審査基準, 基準規則と対処設備との対応表(4 / 7)にて記載

添付資料 1.4.1

審査基準, 基準規則と対処設備との対応表 (4/5)

重大事故等対処設備を使用した手段 審査基準の要求に適合するための手段				自主対策					
機能	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	機能	機器名称	常設 可搬	必要時間内に 使用可能か	対応可能な人数 で使用可能か	備考
低圧代替注水系(常設)による残存溶融炉心の冷却	復水移送ポンプ	既設	①④	消火系による残存溶融炉心の冷却	ディーゼル駆動消火ポンプ	常設			自主対策とする理由は本文参照
	復水貯蔵槽	既設			ろ過水タンク	常設			
	復水補給水系配管・弁	既設			消火系配管・弁	常設	-	-	
	残留熱除去系(B)配管・弁・スパーージャ	既設			復水補給水系配管・弁	常設			
	残留熱除去系(A)配管・弁	既設			残留熱除去系(B)配管・弁・スパーージャ	常設	30分	6名	
	給水系配管・弁・スパーージャ	既設			残留熱除去系(A)配管・弁	常設	30分	6名	
	高圧炉心注水系配管・弁 ※1	既設			残留熱除去系(A)配管・弁	常設			
	原子炉圧力容器	既設			給水系配管・弁・スパーージャ	常設			
	常設代替交流電源設備	新設			原子炉圧力容器	常設			
	第二代替交流電源設備	新設			常設代替交流電源設備	常設			
	可搬型代替交流電源設備	新設			第二代替交流電源設備	常設			
	代替所内電気設備	既設			可搬型代替交流電源設備	可搬			
	燃料補給設備	既設			代替所内電気設備	常設			
	燃料補給設備	既設			燃料補給設備	常設			
低圧代替注水系(可搬型)による残存溶融炉心の冷却	可搬型代替注水ポンプ(A-2線)	新設	①④						
	防火水槽 ※2	新設							
	淡水貯水池 ※2	新設							
	ホース・接続口	新設							
	復水補給水系配管・弁	既設							
	残留熱除去系(B)配管・弁・スパーージャ	既設							
	残留熱除去系(A)配管・弁	既設							
	給水系配管・弁・スパーージャ	既設							
	原子炉圧力容器	既設							
	常設代替交流電源設備	新設							
	第二代替交流電源設備	新設							
	可搬型代替交流電源設備	新設							
	代替所内電気設備	既設							
	燃料補給設備	既設							

※1: 復水移送ポンプの吸込ライン(復水貯蔵槽下部の非常用ライン)の配管・弁が対象
 ※2: 「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」【解釈】1 b)項を満足するための代替淡水源(措置)
 ※3: 残留熱除去系(低圧注水モード)は熱交換機能に期待しておらず、熱交換器は流路としてのみ用いるため、配管を含むこととする。

審査基準, 基準規則と対処設備との対応表 (4/9)

重大事故等対処設備を使用した手段 審査基準の要求に適合するための手段				自主対策設備							
手段	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	備考	手段	機器名称					
代替交流電源設備による残留熱除去系(低圧注水モード)の復旧	残留熱除去系ポンプ	既設	①③④	-	代替交流電源設備による残留熱除去系(低圧注水モード)の復旧	可搬型代替注水大型ポンプ					
	サブプレッション・チェンバ	既設				ホース					
	残留熱除去系熱交換器	既設									
	残留熱除去系配管・弁・ストレーナ	既設									
	原子炉圧力容器	既設									
	残留熱除去系海水系ポンプ	既設									
	残留熱除去系海水系ストレーナ	既設									
	緊急用海水ポンプ	新設									
	緊急用海水系ストレーナ	新設									
	常設代替交流電源設備	新設									
	燃料給油設備	新設									
	代替交流電源設備による低圧炉心スプレイ系の復旧	低圧炉心スプレイ系ポンプ				既設	①③④	-	代替交流電源設備による低圧炉心スプレイ系の復旧	可搬型代替注水大型ポンプ	
		サブプレッション・チェンバ				既設				ホース	
		低圧炉心スプレイ系配管・弁・ストレーナ・スパーージャ				既設					
原子炉圧力容器		既設									
残留熱除去系海水系ポンプ		既設									
残留熱除去系海水系ストレーナ		既設									
緊急用海水ポンプ		新設									
緊急用海水系ストレーナ		新設									
常設代替交流電源設備		新設									
燃料給油設備		新設									

審査基準, 基準規則と対処設備との対応表 (4/7)

重大事故等対処設備を使用した手段 審査基準の要求に適合するための手段				自主対策					
機能	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	機能	機器名称	常設 可搬	必要時間内に 使用可能か	対応可能な人数 で使用可能か	備考
常設代替交流電源設備による残留熱除去系(低圧注水モード)の復旧	残留熱除去ポンプ	既設	①③④	-	-	-	-	-	-
	サブプレッション・チェンバ	既設							
	残留熱除去系 配管・弁・ストレーナ	既設							
	原子炉圧力容器	既設							
	原子炉補機冷却系 ※3	既設							
	原子炉補機代替冷却系 ※3	既設							
	代替所内電気設備 ※2	既設							
	常設代替交流電源設備 ※2	既設							
	低圧炉心スプレイポンプ	既設							
	サブプレッション・チェンバ	既設							
	低圧炉心スプレイ系配管・弁・ストレーナ・スパーージャ	既設							
	原子炉圧力容器	既設							
	原子炉補機冷却系 ※3	既設							
	原子炉補機代替冷却系 ※3	既設							
代替所内電気設備 ※2	既設								
常設代替交流電源設備 ※3	既設								
常設代替交流電源設備による低圧炉心スプレイ系の復旧	低圧炉心スプレイ系ポンプ	既設	①③④	-	-	-	-	-	-
	サブプレッション・チェンバ	既設							
	低圧炉心スプレイ系配管・弁・ストレーナ・スパーージャ	既設							
	原子炉圧力容器	既設							
	原子炉補機冷却系 ※3	既設							
	原子炉補機代替冷却系 ※3	既設							
	代替所内電気設備 ※2	既設							
	常設代替交流電源設備 ※3	既設							

※1: 手順は「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」にて整備する。
 ※2: 手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
 ※3: 手順は「1.15 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
 ※4: 「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」【解釈】1 b)項を満足するための代替淡水源(措置)
 ※5: 残留熱除去系(低圧注水モード)は熱交換機能に期待しておらず、熱交換器は流路としてのみ用いるため、配管を含むこととする。

- ・設備の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】
対応手段における対応設備の相違
- ・設備の相違
【柏崎 6/7】
⑥の相違
- ・記載表現の相違
【柏崎 6/7】
島根 2号炉の低圧原子炉代替注水系(常設)及び(可搬型)による残存溶融炉心の冷却は、審査基準, 基準規則と対処設備との対応表(5/7)にて記載

添付資料 1.4.1

審査基準, 基準規則と対処設備との対応表 (5 / 5)

重大事故等対処設備を使用した手段 審査基準の要求に適合するための手段				自主対策			
機能	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	機能	機器名称	常設 可設	備考
残熱除去系 冷却モジュール への原子炉 停止による 復旧	残熱除去系ポンプ	既設	① ④	残熱除去系ポンプ	既設	20分	6名 自主対策とする 理由は本文 参照
	原子炉圧力容器	既設		原子炉圧力容器	常設		
	残熱除去系熱交換器	既設		残熱除去系熱交換器	常設		
	残熱除去系配管・弁・スパージャ	既設		残熱除去系配管・弁・スパージャ	常設		
	給水系配管・弁・スパージャ	既設		給水系配管・弁・スパージャ	常設		
	原子炉補機冷却系	既設		原子炉補機冷却系	常設		
	代替原子炉補機冷却系	新設		代替原子炉補機冷却系	可設		
	常設代替交流電源設備	新設		第二代替交流電源設備	常設		

※1: 復水移送ポンプの吸込ライン (復水貯蔵槽下部の非常用ライン) の配管・弁が対象
 ※2: 「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」【解釈】1 b) 項を満足するための代替淡水源 (措置)
 ※3: 残熱除去系 (低圧注水モード) は熱交換機能に期待しておらず、熱交換器は流路としてのみ用いるため、配管を含むこととする。

審査基準, 基準規則と対処設備との対応表 (5 / 9)

重大事故等対処設備を使用した手段 審査基準の要求に適合するための手段				自主対策設備									
手段	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	備考	手段	機器名称							
低圧代替注水系 (常設) による 残存溶融炉心の冷却	常設低圧代替注水系ポンプ	新設	① ④	-	-	-	-						
	代替淡水貯槽	新設											
	低圧代替注水系配管・弁	新設											
	残熱除去系C系配管・弁	既設											
	原子炉圧力容器	既設											
	常設代替交流電源設備	新設											
	可搬型代替交流電源設備	新設											
	燃料給油設備	新設											
	低圧代替注水系 (可搬型) による 残存溶融炉心の冷却	可搬型代替注水中型ポンプ						新設	① ④	-	-	-	-
		可搬型代替注水大型ポンプ						新設					
西側淡水貯水設備		新設											
代替淡水貯槽		新設											
ホース		新設											
低圧代替注水系配管・弁		新設											
低圧中心スプレイ系配管・弁・スパージャ		既設											
残熱除去系C系配管・弁		既設											
原子炉圧力容器		既設											
常設代替交流電源設備		新設											
可搬型代替交流電源設備	新設												
燃料給油設備	新設												
代替循環冷却系による 残存溶融炉心の冷却	代替循環冷却系ポンプ	新設	① ④	-	-	-	-						
	サブプレッション・チェンバ	既設											
	残熱除去系熱交換器	既設											
	代替循環冷却系配管・弁	新設											
	残熱除去系配管・弁・ストレナ	既設											
	原子炉圧力容器	既設											
	残熱除去系海水系ポンプ	既設											
	残熱除去系海水系ストレナ	既設											
	緊急用海水ポンプ	新設											
	緊急用海水系ストレナ	新設											
常設代替交流電源設備	新設												
燃料給油設備	新設												

審査基準, 基準規則と対処設備との対応表 (5 / 7)

重大事故等対処設備を使用した手段 審査基準の要求に適合するための手段				自主対策									
機能	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	機能	機器名称	常設 可設	備考						
低圧代替注水系 (常設) による 残存溶融炉心の冷却	低圧原子炉代替注水ポンプ	新設	① ④	-	-	20分	1名 自主対策とする理由は 本文参照						
	低圧原子炉代替注水槽	新設											
	低圧原子炉代替注水系配管・弁	既設											
	残熱除去系配管・弁	既設											
	原子炉圧力容器	既設											
	常設代替交流電源設備	新設											
	代替所内電気設備	新設											
	燃料給油設備	新設											
	低圧代替注水系 (可搬型) による 残存溶融炉心の冷却	大気送水車						新設	① ② ③ ④	-	-	25分	1名 自主対策とする理由は 本文参照
		ホース・接続口						新設					
低圧原子炉代替注水系配管・弁		新設											
残熱除去系配管・弁		既設											
原子炉圧力容器		既設											
常設代替交流電源設備		新設											
代替所内電気設備		新設											
燃料補給設備		新設											
輪谷貯水槽 (西1) 塔1, 塔4		既設											
輪谷貯水槽 (西2) 塔1, 塔4		既設											
原子炉浄化系による 残存溶融炉心の冷却	原子炉浄化系ポンプ	常設	-	-	-	70分	3名 自主対策とする理由は 本文参照						
	原子炉浄化系配管・弁	常設											
	原子炉浄化系配管・弁	常設											
	原子炉浄化系配管・弁	常設											
	原子炉浄化系配管・弁	常設											
	原子炉浄化系配管・弁	常設											
	原子炉浄化系配管・弁	常設											
	原子炉浄化系配管・弁	常設											
	原子炉浄化系配管・弁	常設											
	原子炉浄化系配管・弁	常設											
残熱除去系 (低圧注水モード) による 残存溶融炉心の冷却	残熱除去ポンプ	既設	① ④	-	-	-	-						
	残熱除去系熱交換器	既設											
	残熱除去系配管・弁・ジェットポンプ	既設											
	原子炉補機冷却系	既設											
	常設代替交流電源設備	新設											

※1: 手順は「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」にて整備する。
 ※2: 手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
 ※3: 手順は「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
 ※4: 「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」【解釈】1 b) 項を満足するための代替淡水源 (措置)
 ※5: 残熱除去系 (低圧注水モード) は熱交換機能に期待しておらず、熱交換器は流路としてのみ用いるため、配管を含むこととする。

備考
 ・設備の相違
 【柏崎6/7, 東海第二】
 対応手段における対応設備の相違

・設備の相違
 【東海第二】
 ④の相違

審査基準, 基準規則と対処設備との対応表 (6 / 9)

重大事故等対処設備を使用した手段 審査基準の要求に適合するための手段					自主対策設備		
手段	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	備考	手段	機器名称	
-	-	-	-	-	消火系による 残存溶融炉心の冷却	ディーゼル駆動消火ポンプ	
						ろ過水貯蔵タンク	
						多目的タンク	
						消火系配管・弁	
						残留熱除去系B系配管・弁	
						原子炉圧力容器	
						非常用交流電源設備	
						常設代替交流電源設備	
						可搬型代替交流電源設備	
						燃料給油設備	
						補給水系による 残存溶融炉心の冷却	復水移送ポンプ
							復水貯蔵タンク
							補給水系配管・弁
							消火系配管・弁
					残留熱除去系B系配管・弁		
					原子炉圧力容器		
					非常用交流電源設備		
					常設代替交流電源設備		
					可搬型代替交流電源設備		
					燃料給油設備		

・記載表現の相違
【東海第二】
島根2号炉の消火系, 復水輸送系による残存溶融炉心の冷却については, 審査基準, 基準規則と対処設備との対応表(5 / 7)にて記載

審査基準, 基準規則と対処設備との対応表 (7/9)

重大事故等対処設備を使用した手段 審査基準の要求に適合するための手段					自主対策設備	
手段	機器名称	既設 新設	解釈 対応番号	備考	手段	機器名称
-	-	-	-	-	による発電用原子炉からの除熱	原子炉冷却材浄化系ポンプ
						原子炉圧力容器
						原子炉冷却材浄化系非再生熱交換器
						再循環系配管・弁
						原子炉冷却材浄化系配管・弁
						給水系配管・弁
						原子炉補機冷却系ポンプ
						原子炉補機冷却系熱交換器
						原子炉補機冷却系配管・弁
						補機冷却系海水系ポンプ
代替交流電源設備による残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系)の復旧	残留熱除去系ポンプ	既設	① ③ ④	-	代替交流電源設備による残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系)の復旧	可搬型代替注水大型ポンプ
	原子炉圧力容器	既設				ホース
	残留熱除去系熱交換器	既設				
	残留熱除去系配管・弁	既設				
	再循環系配管・弁	既設				
	残留熱除去系海水系ポンプ	既設				
	残留熱除去系海水系ストレーナ	既設				
	緊急用海水ポンプ	新設				
	緊急用海水系ストレーナ	新設				
	常設代替交流電源設備	新設				
燃料給油設備	新設					

・設備の相違
【東海第二】
④の相違
・記載表現の相違
【東海第二】
島根2号炉の残留熱除去系(停止時冷却モード)の復旧及び原子炉浄化系による発電用原子炉からの除熱については、審査基準, 基準規則と対処設備との対応表(5/7)にて記載

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考												
	<p style="text-align: center;"><u>審査基準, 基準規則と対処設備との対応表 (8 / 9)</u></p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 50%;">技術的能力審査基準 (1.4)</th> <th style="width: 50%;">適合方針</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td> 【要求事項】 発電用原子炉設置者において、原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態であって、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉の冷却機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するため、発電用原子炉を冷却するために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。 </td> <td> 原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態であって、設計基準事故対処設備である残留熱除去系（低圧注水系）及び低圧炉心スプレイ系が有する発電用原子炉の冷却機能が喪失した場合においても、炉心の著しい損傷を防止する手段として低圧代替注水系（常設）及び低圧代替注水系（可搬型）並びに原子炉格納容器の破損を防止する手段として、低圧代替注水系（常設）、低圧代替注水系（可搬型）及び代替循環冷却系による発電用原子炉を冷却するために必要な手順等を整備する。 </td> </tr> <tr> <td> 【解釈】 1 「炉心の著しい損傷」を「防止するため、発電用原子炉を冷却するために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。 </td> <td style="text-align: center;">—</td> </tr> </tbody> </table>	技術的能力審査基準 (1.4)	適合方針	【要求事項】 発電用原子炉設置者において、原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態であって、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉の冷却機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するため、発電用原子炉を冷却するために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。	原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態であって、設計基準事故対処設備である残留熱除去系（低圧注水系）及び低圧炉心スプレイ系が有する発電用原子炉の冷却機能が喪失した場合においても、炉心の著しい損傷を防止する手段として低圧代替注水系（常設）及び低圧代替注水系（可搬型）並びに原子炉格納容器の破損を防止する手段として、低圧代替注水系（常設）、低圧代替注水系（可搬型）及び代替循環冷却系による発電用原子炉を冷却するために必要な手順等を整備する。	【解釈】 1 「炉心の著しい損傷」を「防止するため、発電用原子炉を冷却するために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。	—	<p style="text-align: center;"><u>審査基準, 基準規則と対処設備との対応表 (6 / 7)</u></p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 50%;">技術的能力審査基準 (1.4)</th> <th style="width: 50%;">適合方針</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td> 【要求事項】 発電用原子炉設置者において、原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態であって、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉の冷却機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するため、発電用原子炉を冷却するために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。 </td> <td> 原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態であって、設計基準事故対処設備である残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系が有する発電用原子炉の冷却機能が喪失した場合においても、炉心の著しい損傷を防止する手段として低圧原子炉代替注水系（常設）及び低圧原子炉代替注水系（可搬型）並びに原子炉格納容器の破損を防止する手段として、低圧原子炉代替注水系（常設）及び低圧原子炉代替注水系（可搬型）による発電用原子炉を冷却するために必要な手順等を整備する。 </td> </tr> <tr> <td> 【解釈】 1 「炉心の著しい損傷」を「防止するため、発電用原子炉を冷却するために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。 </td> <td style="text-align: center;">—</td> </tr> </tbody> </table>	技術的能力審査基準 (1.4)	適合方針	【要求事項】 発電用原子炉設置者において、原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態であって、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉の冷却機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するため、発電用原子炉を冷却するために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。	原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態であって、設計基準事故対処設備である残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系が有する発電用原子炉の冷却機能が喪失した場合においても、炉心の著しい損傷を防止する手段として低圧原子炉代替注水系（常設）及び低圧原子炉代替注水系（可搬型）並びに原子炉格納容器の破損を防止する手段として、低圧原子炉代替注水系（常設）及び低圧原子炉代替注水系（可搬型）による発電用原子炉を冷却するために必要な手順等を整備する。	【解釈】 1 「炉心の著しい損傷」を「防止するため、発電用原子炉を冷却するために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。	—	<ul style="list-style-type: none"> ・記載表現の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、技術的能力審査基準における適合方針を記載 ・設備の相違 【東海第二】 ④の相違
技術的能力審査基準 (1.4)	適合方針														
【要求事項】 発電用原子炉設置者において、原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態であって、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉の冷却機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するため、発電用原子炉を冷却するために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。	原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態であって、設計基準事故対処設備である残留熱除去系（低圧注水系）及び低圧炉心スプレイ系が有する発電用原子炉の冷却機能が喪失した場合においても、炉心の著しい損傷を防止する手段として低圧代替注水系（常設）及び低圧代替注水系（可搬型）並びに原子炉格納容器の破損を防止する手段として、低圧代替注水系（常設）、低圧代替注水系（可搬型）及び代替循環冷却系による発電用原子炉を冷却するために必要な手順等を整備する。														
【解釈】 1 「炉心の著しい損傷」を「防止するため、発電用原子炉を冷却するために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。	—														
技術的能力審査基準 (1.4)	適合方針														
【要求事項】 発電用原子炉設置者において、原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態であって、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉の冷却機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するため、発電用原子炉を冷却するために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。	原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態であって、設計基準事故対処設備である残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系が有する発電用原子炉の冷却機能が喪失した場合においても、炉心の著しい損傷を防止する手段として低圧原子炉代替注水系（常設）及び低圧原子炉代替注水系（可搬型）並びに原子炉格納容器の破損を防止する手段として、低圧原子炉代替注水系（常設）及び低圧原子炉代替注水系（可搬型）による発電用原子炉を冷却するために必要な手順等を整備する。														
【解釈】 1 「炉心の著しい損傷」を「防止するため、発電用原子炉を冷却するために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。	—														

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考												
	<p style="text-align: center;"><u>審査基準, 基準規則と対処設備との対応表 (9 / 9)</u></p> <table border="1" style="width: 100%;"> <thead> <tr> <th style="width: 50%;">技術的能力審査基準 (1.4)</th> <th style="width: 50%;">適合方針</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="973 346 1359 913"> <p>(1) 原子炉冷却材圧力バウンダリ 低圧時の冷却 a) 可搬型重大事故防止設備の運搬、接続及び操作に関する手順等を整備すること。</p> </td> <td data-bbox="1365 346 1715 913"> <p>原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態であって、設計基準事故対処設備である残留熱除去系（低圧注水系）及び低圧炉心スプレイ系が有する発電用原子炉の冷却機能が喪失した場合においても、炉心の著しい損傷を防止する手段として、可搬型重大事故防止設備である低圧代替注水系（可搬型）による発電用原子炉を冷却するために必要な手順等を整備する。</p> <p>なお、低圧代替注水系（可搬型）における可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプの運搬及び接続に関する手順については「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」にて整備する。</p> </td> </tr> <tr> <td data-bbox="973 917 1359 1354"> <p>(2) 復旧 a) 設計基準事故対処設備に代替電源を接続することにより起動及び十分な期間の運転継続ができること。</p> </td> <td data-bbox="1365 917 1715 1354"> <p>設計基準事故対処設備である残留熱除去系（低圧注水系）及び残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）並びに低圧炉心スプレイ系が全交流動力電源喪失により使用できない場合には、常設代替交流電源設備を用いて緊急用M/CからM/C 2C又はM/C 2Dへ電源を供給することで残留熱除去系（低圧注水系）及び残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）並びに低圧炉心スプレイ系を復旧する手順等を整備する。</p> <p>なお、電源の供給に関する手順については「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。</p> </td> </tr> </tbody> </table>	技術的能力審査基準 (1.4)	適合方針	<p>(1) 原子炉冷却材圧力バウンダリ 低圧時の冷却 a) 可搬型重大事故防止設備の運搬、接続及び操作に関する手順等を整備すること。</p>	<p>原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態であって、設計基準事故対処設備である残留熱除去系（低圧注水系）及び低圧炉心スプレイ系が有する発電用原子炉の冷却機能が喪失した場合においても、炉心の著しい損傷を防止する手段として、可搬型重大事故防止設備である低圧代替注水系（可搬型）による発電用原子炉を冷却するために必要な手順等を整備する。</p> <p>なお、低圧代替注水系（可搬型）における可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプの運搬及び接続に関する手順については「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」にて整備する。</p>	<p>(2) 復旧 a) 設計基準事故対処設備に代替電源を接続することにより起動及び十分な期間の運転継続ができること。</p>	<p>設計基準事故対処設備である残留熱除去系（低圧注水系）及び残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）並びに低圧炉心スプレイ系が全交流動力電源喪失により使用できない場合には、常設代替交流電源設備を用いて緊急用M/CからM/C 2C又はM/C 2Dへ電源を供給することで残留熱除去系（低圧注水系）及び残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）並びに低圧炉心スプレイ系を復旧する手順等を整備する。</p> <p>なお、電源の供給に関する手順については「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。</p>	<p style="text-align: center;"><u>審査基準, 基準規則と対処設備との対応表 (7 / 7)</u></p> <table border="1" style="width: 100%;"> <thead> <tr> <th style="width: 50%;">技術的能力審査基準 (1.4)</th> <th style="width: 50%;">適合方針</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="1762 346 2148 798"> <p>(1) 原子炉冷却材圧力バウンダリ 低圧時の冷却 a) 可搬型重大事故防止設備の運搬、接続及び操作に関する手順書を整備すること。</p> </td> <td data-bbox="2154 346 2504 798"> <p>原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態であって、設計基準事故対処設備である残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系が有する発電用原子炉の冷却機能が喪失した場合においても、炉心の著しい損傷を防止する手段として、可搬型重大事故防止設備である低圧原子炉代替注水系（可搬型）による発電用原子炉を冷却するために必要な手順等を整備する。</p> <p>なお、低圧原子炉代替注水系（可搬型）における大量送水車の運搬及び接続に関する手順については「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」にて整備する。</p> </td> </tr> <tr> <td data-bbox="1762 802 2148 1197"> <p>(2) 復旧 a) 設計基準事故対処設備に代替電源を接続することにより起動及び十分な期間の運転継続ができること。</p> </td> <td data-bbox="2154 802 2504 1197"> <p>設計基準事故対処設備である残留熱除去系（低圧注水モード）及び残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）並びに低圧炉心スプレイ系が全交流動力電源喪失により使用できない場合には、常設代替交流電源設備を用いて緊急用M/CからM/C C系又はM/C D系へ電源を供給することで残留熱除去系（低圧注水モード）及び残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）並びに低圧炉心スプレイ系を復旧する手順を整備する。</p> <p>なお、電源の供給に関する手順については「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。</p> </td> </tr> </tbody> </table>	技術的能力審査基準 (1.4)	適合方針	<p>(1) 原子炉冷却材圧力バウンダリ 低圧時の冷却 a) 可搬型重大事故防止設備の運搬、接続及び操作に関する手順書を整備すること。</p>	<p>原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態であって、設計基準事故対処設備である残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系が有する発電用原子炉の冷却機能が喪失した場合においても、炉心の著しい損傷を防止する手段として、可搬型重大事故防止設備である低圧原子炉代替注水系（可搬型）による発電用原子炉を冷却するために必要な手順等を整備する。</p> <p>なお、低圧原子炉代替注水系（可搬型）における大量送水車の運搬及び接続に関する手順については「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」にて整備する。</p>	<p>(2) 復旧 a) 設計基準事故対処設備に代替電源を接続することにより起動及び十分な期間の運転継続ができること。</p>	<p>設計基準事故対処設備である残留熱除去系（低圧注水モード）及び残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）並びに低圧炉心スプレイ系が全交流動力電源喪失により使用できない場合には、常設代替交流電源設備を用いて緊急用M/CからM/C C系又はM/C D系へ電源を供給することで残留熱除去系（低圧注水モード）及び残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）並びに低圧炉心スプレイ系を復旧する手順を整備する。</p> <p>なお、電源の供給に関する手順については「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。</p>	<ul style="list-style-type: none"> ・記載表現の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、技術的能力審査基準における適合方針を記載 ・設備の相違 【東海第二】 ②の相違
技術的能力審査基準 (1.4)	適合方針														
<p>(1) 原子炉冷却材圧力バウンダリ 低圧時の冷却 a) 可搬型重大事故防止設備の運搬、接続及び操作に関する手順等を整備すること。</p>	<p>原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態であって、設計基準事故対処設備である残留熱除去系（低圧注水系）及び低圧炉心スプレイ系が有する発電用原子炉の冷却機能が喪失した場合においても、炉心の著しい損傷を防止する手段として、可搬型重大事故防止設備である低圧代替注水系（可搬型）による発電用原子炉を冷却するために必要な手順等を整備する。</p> <p>なお、低圧代替注水系（可搬型）における可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプの運搬及び接続に関する手順については「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」にて整備する。</p>														
<p>(2) 復旧 a) 設計基準事故対処設備に代替電源を接続することにより起動及び十分な期間の運転継続ができること。</p>	<p>設計基準事故対処設備である残留熱除去系（低圧注水系）及び残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）並びに低圧炉心スプレイ系が全交流動力電源喪失により使用できない場合には、常設代替交流電源設備を用いて緊急用M/CからM/C 2C又はM/C 2Dへ電源を供給することで残留熱除去系（低圧注水系）及び残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）並びに低圧炉心スプレイ系を復旧する手順等を整備する。</p> <p>なお、電源の供給に関する手順については「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。</p>														
技術的能力審査基準 (1.4)	適合方針														
<p>(1) 原子炉冷却材圧力バウンダリ 低圧時の冷却 a) 可搬型重大事故防止設備の運搬、接続及び操作に関する手順書を整備すること。</p>	<p>原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態であって、設計基準事故対処設備である残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧炉心スプレイ系が有する発電用原子炉の冷却機能が喪失した場合においても、炉心の著しい損傷を防止する手段として、可搬型重大事故防止設備である低圧原子炉代替注水系（可搬型）による発電用原子炉を冷却するために必要な手順等を整備する。</p> <p>なお、低圧原子炉代替注水系（可搬型）における大量送水車の運搬及び接続に関する手順については「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」にて整備する。</p>														
<p>(2) 復旧 a) 設計基準事故対処設備に代替電源を接続することにより起動及び十分な期間の運転継続ができること。</p>	<p>設計基準事故対処設備である残留熱除去系（低圧注水モード）及び残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）並びに低圧炉心スプレイ系が全交流動力電源喪失により使用できない場合には、常設代替交流電源設備を用いて緊急用M/CからM/C C系又はM/C D系へ電源を供給することで残留熱除去系（低圧注水モード）及び残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）並びに低圧炉心スプレイ系を復旧する手順を整備する。</p> <p>なお、電源の供給に関する手順については「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。</p>														

添付資料 1. 4. 2

自主対策設備仕様

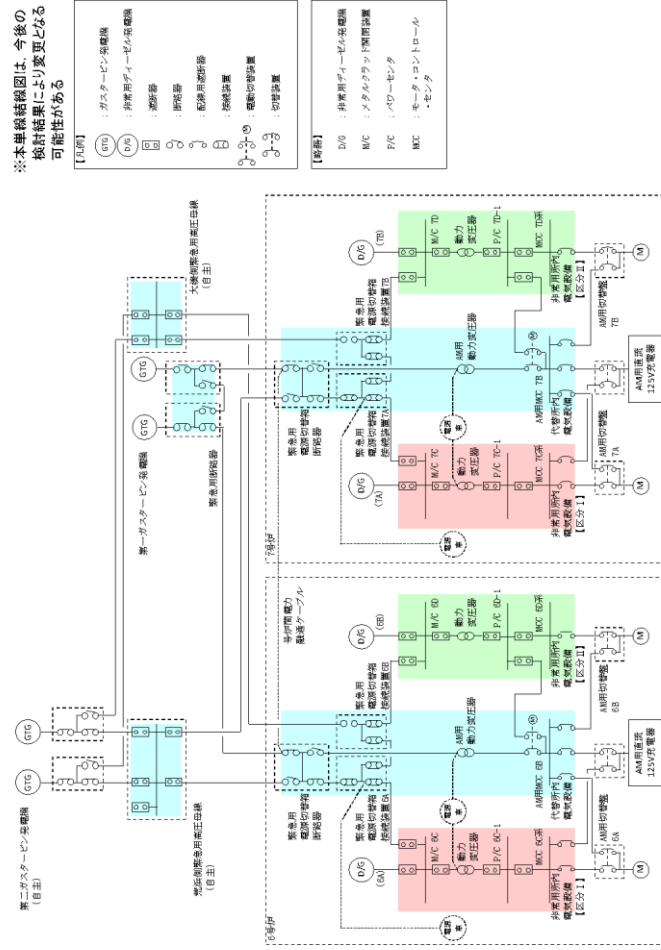
機器名称	常設 /可搬	耐震性	容量	揚程	個数
代替循環冷却系ポンプ	常設	Sクラス	約 250m ³ /h (1台当たり)	約 120m	2台
可搬型代替注水大型ポンプ	可搬	Sクラス	約 1,320m ³ /h (1台当たり)	約 140m	4台
ディーゼル駆動消火ポンプ	常設	Cクラス	約 4.3m ³ /min	90m	1台
ろ過水貯蔵タンク	常設	Cクラス	約 1,500m ³	-	1基
多目的タンク	常設	Cクラス	約 1,500m ³	-	1基
復水移送ポンプ	常設	Bクラス	145.4m ³ /h (1台当たり)	85.4m	2台
復水貯蔵タンク	常設	Bクラス	約 2,000m ³ (1基当たり)	-	2基
原子炉冷却材浄化系ポンプ	常設	Bクラス	81.8m ³ /h (1台当たり)	152.4m	2台
原子炉冷却材浄化系非再生熱交換器	常設	Bクラス	8.84MW/h (1基当たり)	-	2基
原子炉補機冷却系ポンプ	常設	Bクラス	18.2m ³ /min (1台当たり)	38.1m	3台
原子炉補機冷却系熱交換器	常設	Bクラス	14.9MW/h (1基当たり)	-	3基

添付資料 1. 4. 2

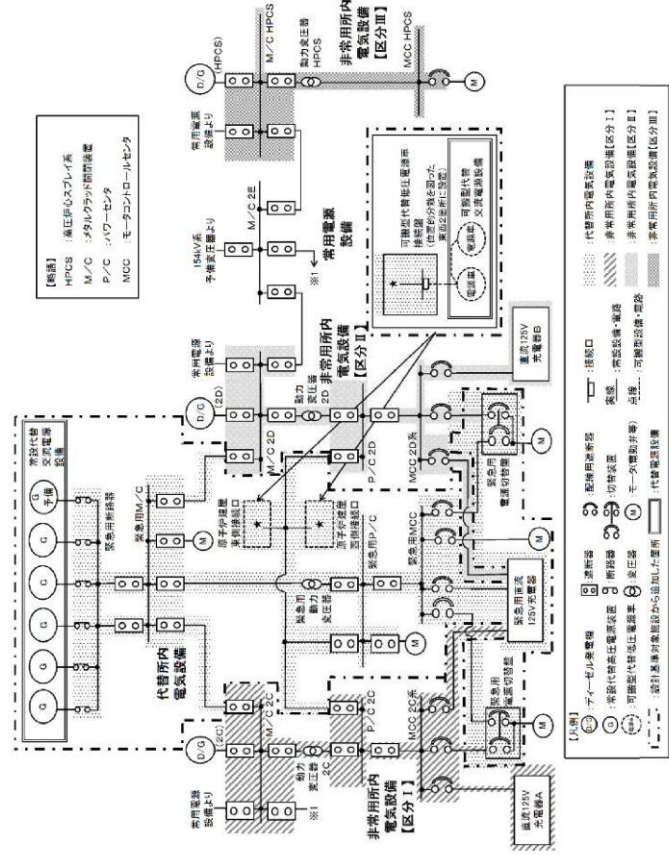
自主対策設備仕様

機器名称	常設 /可搬	耐震クラス	容量	揚程	個数
復水輸送ポンプ	常設	Bクラス	85m ³ /h (1台当たり)	70m	3台
復水貯蔵タンク	常設	Bクラス	2,000m ³	-	1基
補助消火ポンプ	常設	Cクラス	72m ³ /h (1台当たり)	80m	2台
補助消火水槽	常設	Cクラス	200m ³	-	2基
消火ポンプ	常設	-	60m ³ /h (1台当たり)	60m	2台
ろ過水タンク	常設	-	3,000m ³	-	1基
原子炉浄化補助ポンプ	常設	Bクラス	228m ³ /h	152m	1台
原子炉浄化系非再生熱交換器	常設	Bクラス	1.41×10 ⁷ kcal/h	-	1基 (2胴)
原子炉補機冷却水ポンプ	常設	Sクラス	1,680m ³ /h (1台当たり)	57m	4台
原子炉補機冷却系熱交換器	常設	Sクラス	8.5×10 ⁹ kcal/h (1基当たり)	-	6基 (1系統3基)

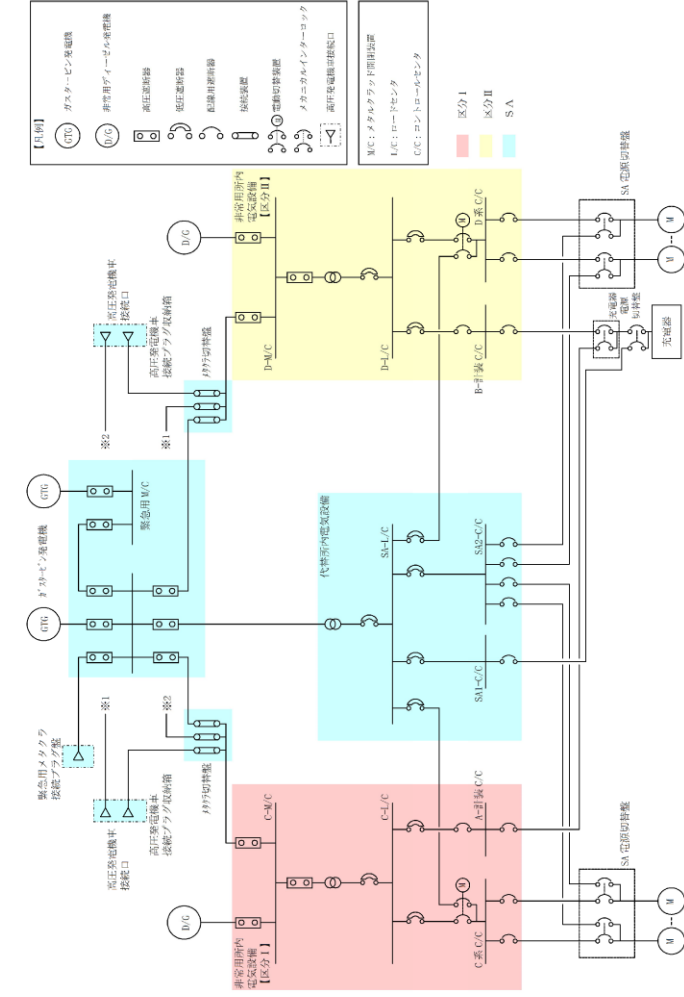
- ・資料構成の相違
【柏崎 6/7】
島根 2号炉は、自主対策設備の仕様について記載
- ・設備の相違
【東海第二】
②の相違
④の相違
⑧の相違
島根 2号炉は、補助消火水槽及び補助消火ポンプを有しており、当該設備による注水も可能



第1図 6号及び7号炉 電源構成図 (交流電源)



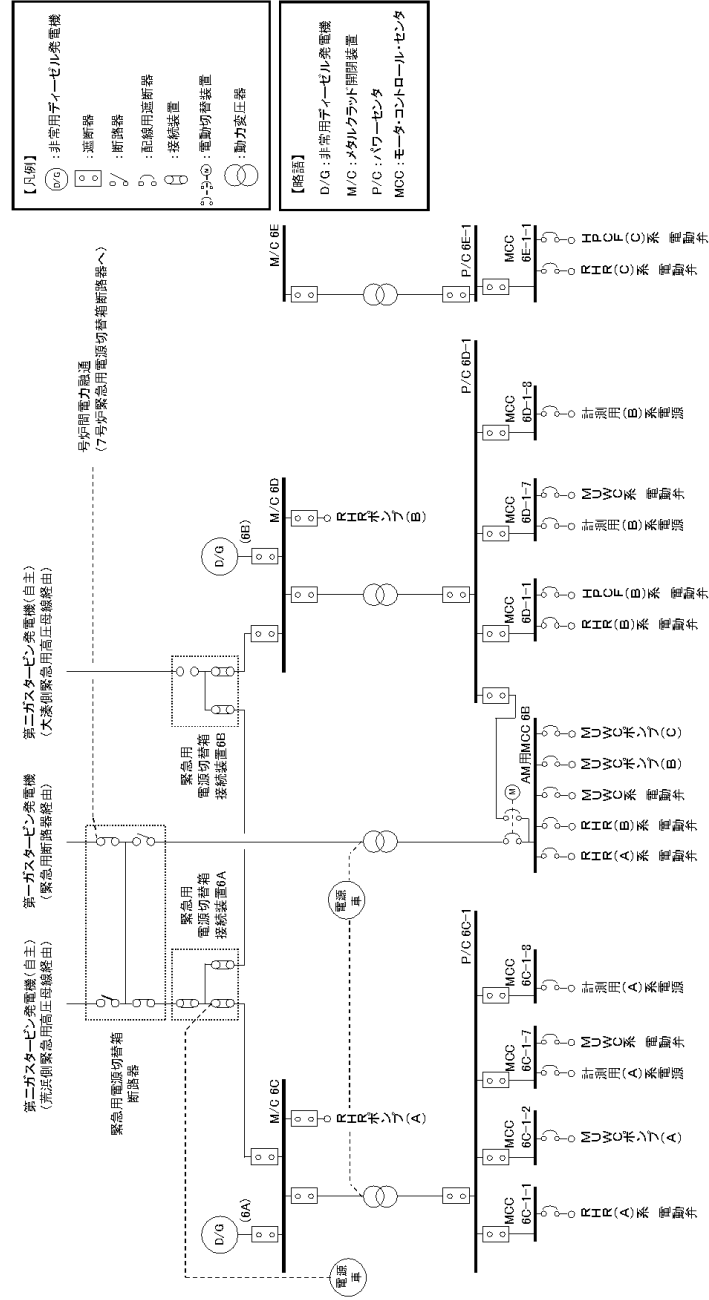
第1図 対応手段として選定した設備の電源構成図 (交流電源)



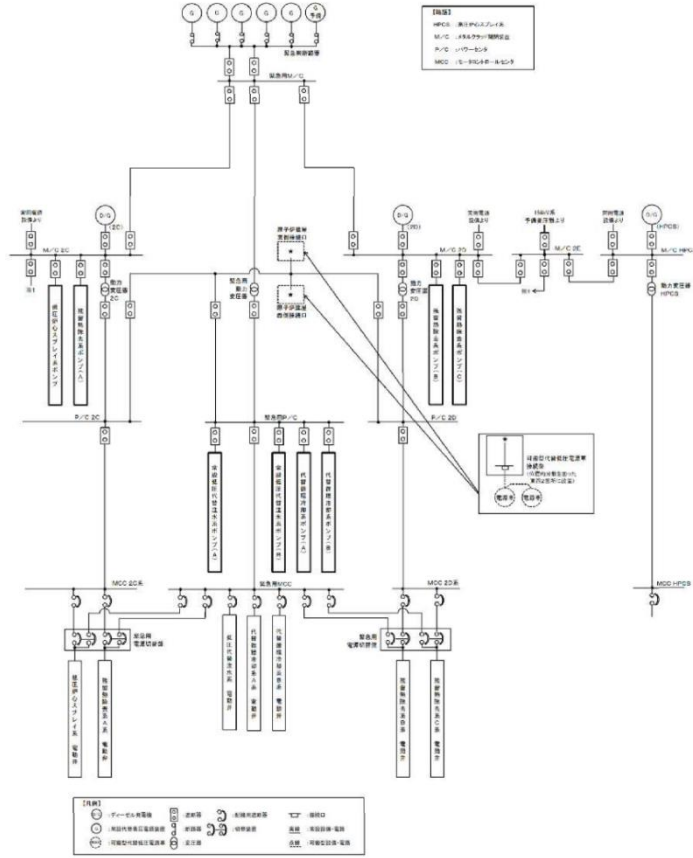
第1図 対応手段として選定した設備の電源構成図 (交流電源)

備考

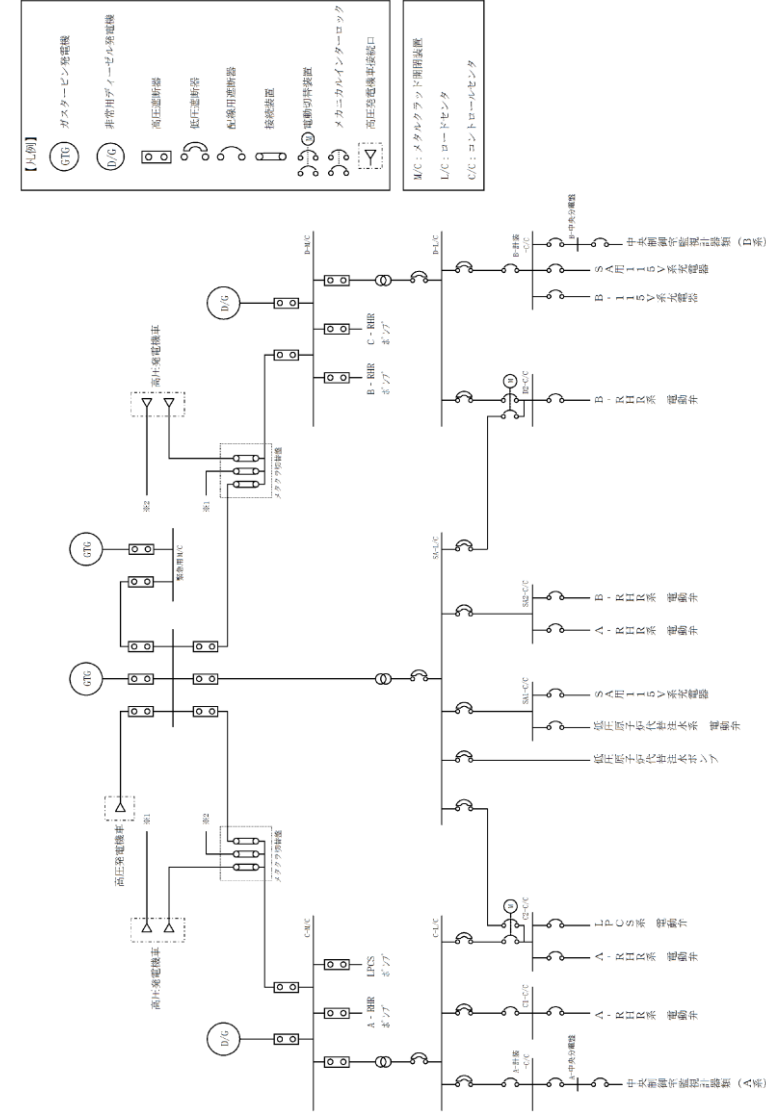
- ・設備の相違
- 【柏崎 6/7, 東海第二】
- 電源構成の相違及び
- 対応手段の相違による
- 供給対象設備の相違



第2図 6号炉 電源構成図 (交流電源)



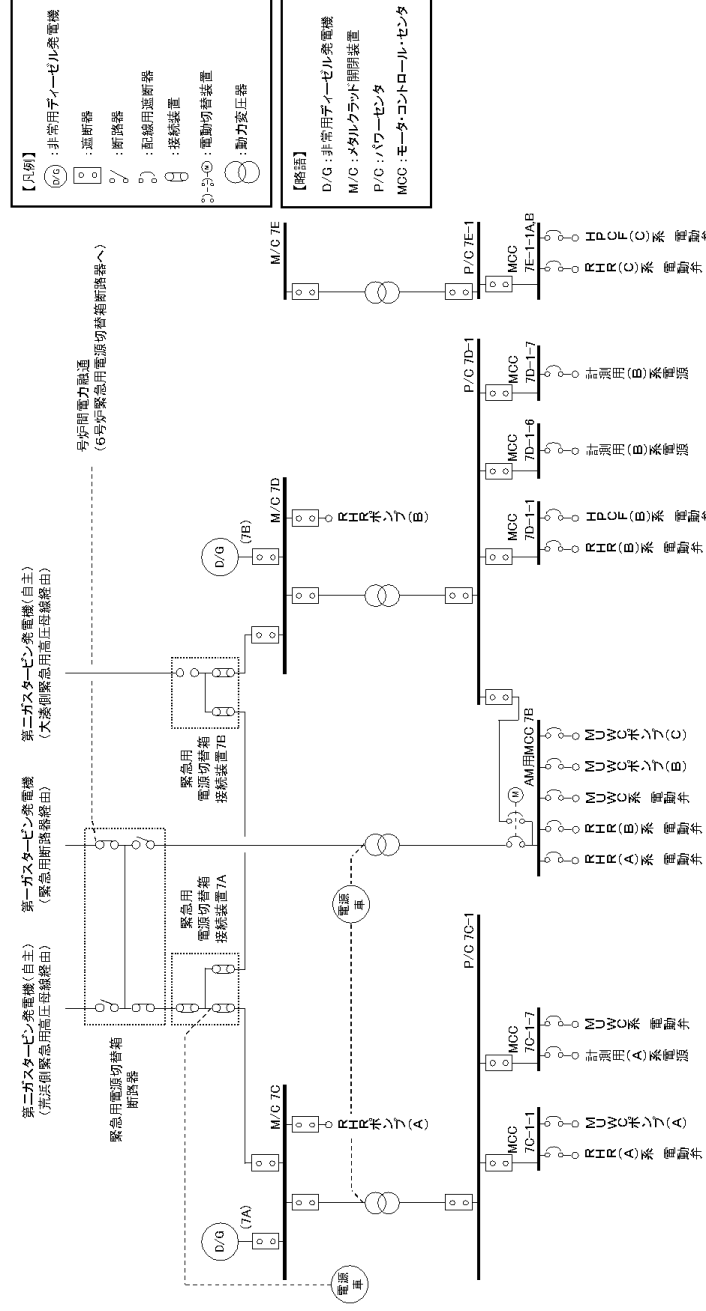
第2図 対応手段として選定した設備の電源構成図 (交流電源)



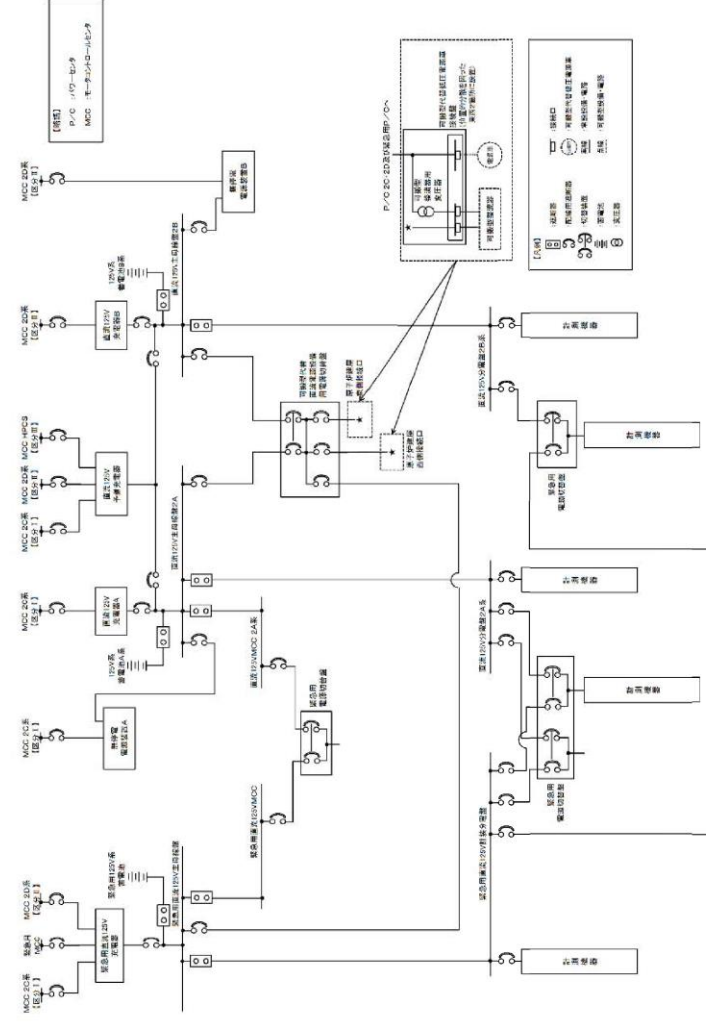
第2図 対応手段として選定した設備の電源構成図 (交流電源)

備考

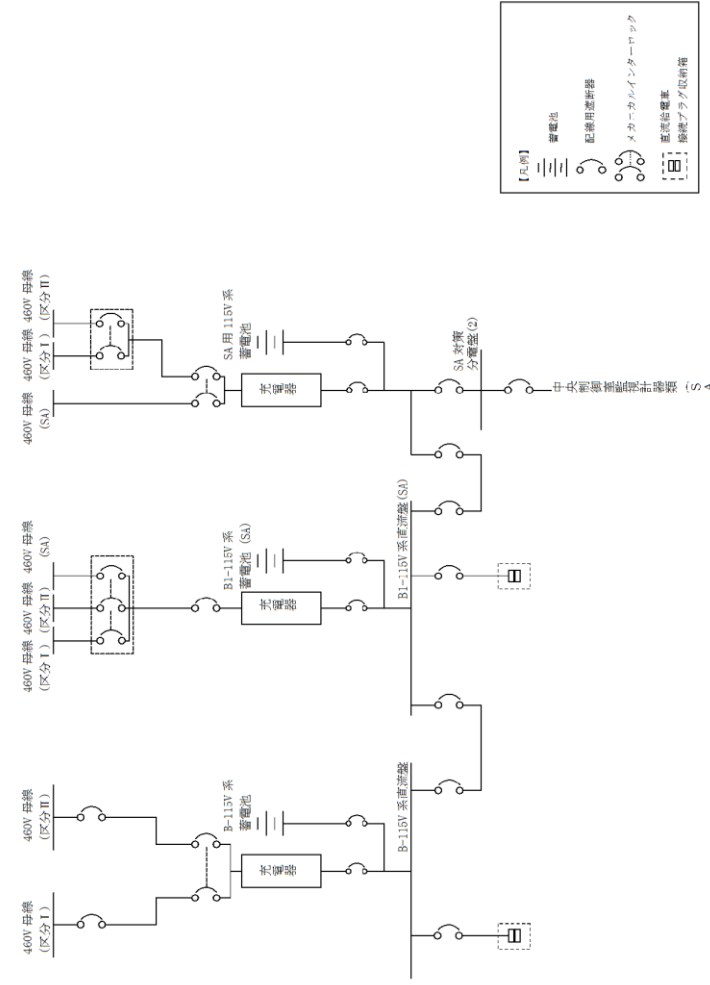
- ・設備の相違
- 【柏崎6/7, 東海第二】
電源構成の相違及び
対応手段の相違による
供給対象設備の相違



第3図 7号炉 電源構成図 (交流電源)



第3図 対応手段として選定した設備の電源構成図 (直流電源)



第3図 対応手段として選定した設備の電源構成図 (直流電源)

備考
 ・設備の相違
 【柏崎 6/7, 東海第二】
 電源構成の相違及び
 対応手段の相違による
 供給対象設備の相違








柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p style="text-align: right;"><u>添付資料 1. 4. 3-1</u></p> <p style="text-align: center;">重大事故対策の成立性</p>		<p style="text-align: right;"><u>添付資料 1. 4. 4-1</u></p> <p style="text-align: center;"><u>重大事故対策の成立性</u></p> <p>1. <u>低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水</u></p> <p>(1) <u>中央制御室からの低圧原子炉代替注水系（常設）起動</u></p> <p>a. <u>操作概要</u></p> <p><u>中央制御室操作からの低圧原子炉代替注水系（常設）起動が必要な状況において、原子炉建物付属棟 3階まで移動するとともに、現場でのSA電源切替盤操作により電源切り替えを実施する。また、中央制御室操作により系統構成を実施し、低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水を実施する。</u></p> <p>b. <u>作業場所</u></p> <p><u>原子炉建物付属棟 3階（非管理区域）</u> <u>制御室建物 4階（非管理区域）（中央制御室）</u></p> <p>c. <u>必要要員数及び想定時間</u></p> <p><u>中央制御室からの低圧原子炉代替注水系（常設）として、最長時間を要するSA電源切替盤による電源切り替えを実施した場合に必要な要員数、想定時間は以下のとおり。</u></p> <p><u>必要要員数 : 3名（中央制御室運転員1名、現場運転員2名）</u></p> <p><u>想定時間 : 20分以内（所要時間目安※¹ : 16分）</u></p> <p><u>※1 : 所要時間目安は、模擬により算定した時間</u></p> <p><u>想定時間内訳</u></p> <p><u>【中央制御室運転員】</u></p> <p><u>●隔離操作 : 想定時間5分、所要時間目安3分※²</u></p> <p><u>・隔離操作 : 所要時間目安3分※²（操作対象7弁 : 中央制御室）</u></p> <p><u>※2 : 隔離操作は、原子炉冷却材喪失事象が確認された場合のみ隔離操作を実施する。</u></p> <p><u>●電源確認、系統構成、注水操作 : 想定時間5分、所要時間目安5分</u></p> <p><u>・電源確認、系統構成、注水操作 : 所要時間目安5分（操作対象2弁 :</u></p>	<p>・記載表現の相違</p> <p>【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>島根2号炉は、中央制御室運転員の操作の成立性を記載</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉 中央制御室)	備考
		<p><u>【現場運転員】</u></p> <p>●移動, S A電源切替盤操作 (A系) : 想定時間 20 分, 所要時間目安 8 分</p> <p>・移動 : 所要時間目安 5 分 (移動経路 : 中央制御室～ 原子炉建物付属棟 3階)</p> <p>・S A電源切替操作 (A系) : 所要時間目安 3 分 (電源 切替操作 : 原子炉建物付 属棟 3階)</p> <p>d. 操作の成立性について</p> <p>(a) 中央制御室操作</p> <p><u>作業環境 : 常用照明消灯時においても, LEDライト (三脚タイプ), LEDライト (ランタンタイプ) 及びヘッドライトを配備している。</u></p> <p><u>操作性 : 操作スイッチによる操作であるため, 容易に実施可能である。</u></p> <p>(b) 現場操作</p> <p><u>作業環境 : 常用照明消灯時においても, 電源内蔵型照明を作業エリアに配備している。また, ヘッドライト又は懐中電灯を携行している。操作は汚染の可能性を考慮し防護具 (全面マスク, 個人線量計, 綿手袋, ゴム手袋, 汚染防護服) を着用又は携行して作業を行う。</u></p> <p><u>移動経路 : 電源内蔵型照明をアクセスルート上に配備していること, ヘッドライト又は懐中電灯を携行していることから接近可能である。また, アクセスルート上に支障となる設備はない。</u></p> <p><u>操作性 : 通常受電操作であるため, 容易に実施可能である。</u></p> <p><u>連絡手段 : 所内通信連絡設備 (警報装置を含む。), 電力保安通信用電話設備, 有線式通信設備のうち, 使用可能な設備により, 中央制御室との連絡が可能である。</u></p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>1. <u>低圧代替注水系 (常設) による原子炉圧力容器への注水</u></p> <p>(1) <u>復水貯蔵槽水源確保</u></p> <p>a. <u>操作概要</u></p> <p><u>復水貯蔵槽を水源として復水移送ポンプにより原子炉圧力容器へ注水する際に、ポンプの吸込ラインを通常のラインから復水貯蔵槽下部からのラインに切り替えることにより水源を確保する。</u></p> <p>b. <u>作業場所</u></p> <p><u>廃棄物処理建屋 地下3階 (管理区域)</u></p> <p>c. <u>必要要員数及び時間</u></p> <p><u>復水貯蔵槽水源確保に必要な要員数、時間は以下のとおり。</u></p> <p><u>必要要員数:2名 (現場運転員2名)</u></p> <p><u>想定時間 :15分 (実績時間:14分)</u></p> <p>d. <u>操作の成立性について</u></p> <p><u>作業環境:バッテリー内蔵型LED照明を作業エリアに配備しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また、ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携帯している。操作は汚染の可能性を考慮し防護具 (全面マスク、個人線量計、ゴム手袋) を装備して作業を行う。</u></p> <p><u>移動経路:バッテリー内蔵型LED照明をアクセスルート上に配備しており接近可能である。また、ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携帯している。アクセスルート上に支障となる設備はない。</u></p> <p><u>操作性 :通常の弁操作であり、容易に実施可能である。操作対象弁には、暗闇でも識別し易いように反射テープを施している。</u></p> <p><u>連絡手段:通信連絡設備 (送受信器、電力保安通信用電話設備、携帯型音声呼出電話設備) のうち、使用可能な設備により、中央制御室に連絡する。</u></p> <div style="display: flex; justify-content: space-around; margin-top: 10px;"> <div data-bbox="157 1541 465 1776" data-label="Image"> </div> <div data-bbox="525 1541 834 1776" data-label="Image"> </div> </div> <div style="display: flex; justify-content: space-around; margin-top: 5px;"> <div data-bbox="252 1787 359 1814" data-label="Caption">反射テープ</div> <div data-bbox="528 1787 825 1814" data-label="Caption">復水移送ポンプ吸込ライン切替え</div> </div>			<p>・設備の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉は、新たに低圧原子炉代替注水系 (常設) を設置し、専用の水源を設置しているため、水源確保のためのライン切替操作は不要</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
	<p>3. 補給水系による原子炉圧力容器への注水</p> <p>(1) 系統構成</p> <p>a. 操作概要 補給水系による原子炉圧力容器への注水が必要な状況において、<u>原子炉建屋廃棄物処理棟中地下1階及びタービン建屋1階まで移動するとともに、系統構成を実施し、復水移送ポンプにより原子炉圧力容器へ注水する。</u></p> <p>b. 作業場所 <u>原子炉建屋廃棄物処理棟中地下1階（管理区域）及びタービン建屋1階（管理区域）</u></p> <p>c. 必要要員数及び所要時間 補給水系による原子炉圧力容器への注水における、現場での系統構成に必要な要員数、所要時間は以下のとおり。</p> <p>必要要員数：<u>6名（運転員等（当直運転員）2名、重大事故等対応要員4名）</u></p> <p>所要時間目安：<u>110分以内（所要時間目安のうち、現場操作に係る時間は100分以内）</u></p> <p>所要時間内訳 <u>【運転員等（当直運転員）】</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ・移動：40分^{*1}（移動経路：<u>中央制御室から原子炉建屋廃棄物処理棟中地下1階（放射線防護具着用を含む）</u>） ・系統構成：25分（操作対象3弁：<u>原子炉建屋廃棄物処理棟中地下1階及びタービン建屋1階</u>） 	<p style="text-align: right;">添付資料 1.4.4-2</p> <p>2. 復水輸送系による原子炉圧力容器への注水</p> <p><u>(1) 復水輸送系による原子炉圧力容器への注水</u></p> <p>a. 操作概要 <u>復水輸送系による原子炉圧力容器への注水が必要な状況において、中央制御室操作及び現場操作により系統構成を実施し、復水輸送ポンプにより原子炉圧力容器へ注水する。</u></p> <p>b. 作業場所 <u>原子炉建物原子炉棟 2階（管理区域）</u> <u>制御室建物 4階（非管理区域）（中央制御室）</u></p> <p>c. 必要要員数及び想定時間 <u>復水輸送系による原子炉圧力容器への注水として、最長時間を要する残留熱除去系（B）注入配管使用又は残留熱除去系（C）注入配管を使用した送水に必要な要員数、想定時間は以下のとおり。</u></p> <p>必要要員数：<u>3名（中央制御室運転員1名、現場運転員2名）</u></p> <p>想定時間：<u>30分以内（所要時間目安^{*1}：8分）</u> <u>※1：所要時間目安は、模擬により算定した時間</u></p> <p>想定時間内訳 <u>【中央制御室運転員】</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ●電源確認、バイパス流防止操作：想定時間10分、所要時間目安3分 ・電源確認：所要時間目安2分（電源確認：中央制御室） ・バイパス流防止操作：所要時間目安1分（操作対象1弁：中央制御室） ●復水輸送ポンプ起動、系統構成：想定時間10分、所要時間目安3分 ・復水輸送ポンプ起動、系統構成：所要時間目安3分（操作対象1弁：中央制御室） 	<p>・設備の相違 【柏崎6/7】 ⑤の相違</p> <p>・体制及び運用の相違 【東海第二】 ⑩の相違</p> <p>・資料構成の相違 【東海第二】 島根2号炉は、中央制御室運転員の作業の成立性を記載</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
	<p>【重大事故等対応要員】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・移動：40分（移動経路：原子炉建屋付属棟1階から原子炉建屋廃棄物処理棟中地下1階（放射線防護具着用を含む）） ・連絡配管閉止フランジ切替え：35分 <p>※1：重大事故等対応要員の移動及び連絡配管フランジ切替えと並行して行うため、所要時間目安には含まれない。</p> <p>d. 操作の成立性について</p> <p>作業環境：常用照明消灯時においても、ヘッドライト又はLEDライトを携行している。また、操作は汚染の可能性を考慮し放射線防護具（全面マスク、個人線量計、綿手袋、ゴム手袋、タイベック）を着用又は携行して作業を行う。</p> <p>移動経路：ヘッドライト又はLEDライトを携行しており近接可能である。また、アクセスルート上に支障となる設備はない。</p> <p>操作性：通常の弁操作及び一般的なフランジ切替え作業であり容易に実施可能である。また、操作対象弁及びフランジは操作性が確保された場所に設置されており、操作性に支障はない。</p> <p>連絡手段：携行型有線通話装置、電力保安通信用電話設備（固定電話機、PHS端末）、送受信器（ページング）のうち、使用可能な設備により、中央制御室及び災害対策本部との連絡が可能である。</p>	<p>【現場運転員】</p> <ul style="list-style-type: none"> ●移動、弁操作：想定時間30分、所要時間目安8分 ・移動：所要時間目安7分（移動経路：中央制御室～原子炉建物原子炉棟 2階） ・弁操作：所要時間目安1分（操作対象1弁：原子炉建物原子炉棟 2階） <p>d. 操作の成立性について</p> <p>(a) 中央制御室操作</p> <p>作業環境：常用照明消灯時においてもLEDライト（三脚タイプ）、LEDライト（ランタンタイプ）及びヘッドライトを配備している。</p> <p>操作性：操作スイッチによる操作であり、容易に操作可能である。</p> <p>(b) 現場操作</p> <p>作業環境：常用照明消灯時においても、電源内蔵型照明を作業エリアに配備している。また、ヘッドライト又は懐中電灯を携行している。操作は汚染の可能性を考慮し防護具（全面マスク、個人線量計、綿手袋、ゴム手袋、汚染防護服）を着用又は携行して作業を行う。</p> <p>移動経路：電源内蔵型照明をアクセスルート上に配備していること、ヘッドライト又は懐中電灯を携行していることから接近可能である。また、アクセスルート上に支障となる設備はない。</p> <p>操作性：通常の弁操作であり、容易に実施可能である。操作対象弁には、暗闇でも識別し易いように反射テープを施している。</p> <p>連絡手段：所内通信連絡設備（警報装置を含む。）、電力保安通信用電話設備、有線式通信設備のうち、使用可能な設備により、中央制御室との連絡が可能である。</p>	<p>・設備の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、閉止フランジの切替操作は不要</p> <p>・記載表現の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、中央制御室空調換気系バウンダリ内の操作においては防護具着用が不要であることから個別に作業の成立性を記載</p> <p>・設備の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>使用する資機材の相違</p> <p>・設備の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>使用する資機材の相違</p> <p>・設備の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、暗闇における作業性確保のため、操作対象弁に反射テープを施している</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
	 <p>作業場所 (全体)</p>  <p>連絡配管閉止フランジ</p>  <p>連絡配管閉止フランジ切替え訓練</p>  <p>系統構成 (補給水系-消火系連絡ライン止め弁)</p>  <p>系統構成 (補助ボイラ冷却水元弁)</p>	 <p>弁操作作業 (B-RHR注水配管洗浄元弁)</p>  <p>弁操作作業 (C-RHR注水配管洗浄元弁)</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p style="text-align: right;">添付資料 1. 4. 3-5</p> <p>5. 消火系による原子炉圧力容器への注水 <u>(1) 受電操作</u></p> <p>a. 操作概要 消火系による原子炉圧力容器への注水<u>の系統構成のために電源を確保する。</u></p> <p>b. 作業場所 原子炉建屋 地下1階 (非管理区域) コントロール建屋 地下1階 (非管理区域)</p> <p>c. 必要要員数及び時間 消火系による原子炉圧力容器への注水<u>のうち、現場での受電操作に必要な要員数、時間は以下のとおり。</u></p> <p><u>必要要員数: 2名 (現場運転員 2名)</u> <u>想定時間 : 20分 (実績時間: 18分)</u></p>	<p>2. 消火系による原子炉圧力容器への注水 (1) 系統構成</p> <p>a. 操作概要 消火系による原子炉圧力容器への注水が必要な状況において、<u>タービン建屋1階まで移動するとともに、系統構成を実施し、ディーゼル駆動消火ポンプにより原子炉圧力容器へ注水する。</u></p> <p>b. 作業場所 タービン建屋1階 (管理区域)</p> <p>c. 必要要員数及び所要時間 消火系による原子炉圧力容器への注水<u>における、現場での系統構成に必要な要員数、所要時間は以下のとおり。</u></p> <p><u>必要要員数 : 2名 (運転員等 (当直運転員) 2名)</u> <u>所要時間目安 : 56分以内 (所要時間目安のうち、現場操作に係る時間は45分以内)</u></p> <p><u>所要時間内訳</u> <u>【運転員等 (当直運転員)】</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ・移動 : 41分 (移動経路 : 中央制御室からタービン建屋1階 (放射線防護具着用を含む)) ・系統構成 : 4分 (操作対象1弁 : タービン建屋1階) 	<p style="text-align: right;">添付資料 1. 4. 4-3</p> <p>3. 消火系による原子炉圧力容器内への注水 <u>(1) 消火系による原子炉圧力容器内への注水</u></p> <p>a. 操作概要 消火系による原子炉圧力容器への注水<u>が必要な状況において、中央制御室操作及び現場操作により系統構成を実施し、補助消火ポンプ又は消火ポンプにより原子炉圧力容器へ送水する。</u></p> <p>b. 作業場所 <u>原子炉建物</u>原子炉棟 2階 (管理区域) <u>制御室建物</u> 4階 (非管理区域) (中央制御室)</p> <p>c. 必要要員数及び想定時間 消火系による原子炉圧力容器への注水として、<u>最長時間を要する残留熱除去系 (B) 注入配管使用又は残留熱除去系 (C) 注入配管を使用した送水に必要な要員数、想定時間は以下のとおり。</u></p> <p><u>必要要員数 : 3名 (中央制御室運転員 1名、現場運転員 2名)</u> <u>想定時間 : 30分以内 (所要時間目安※¹ : 8分)</u> <u>※¹ : 所要時間目安は、模擬により算定した時間</u></p> <p><u>想定時間内訳</u> <u>【中央制御室運転員】</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ●電源確認、バイパス流防止操作 : 想定時間 10分、所要時間目安 3分 ・電源確認 : 所要時間 <u>目安 2分</u> (電源確認 : 中央制御室) ・バイパス流防止操作 : 所要目安時間 1分 (操作対象 1弁 : 中央制御室) ●ポンプ起動、系統構成 : 想定時間 15分、所要時間目安 5分 ・ポンプ起動、系統構成 : 所要時間目安 5分 (操作対 	<p>・資料構成の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は電源確保を技術的能力 1. 14 にて整理</p> <p>・設備の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、補助消火水槽及び補助消火ポンプを有しており、当該設備による注水も可能 【東海第二】 ⑧の相違</p> <p>・体制の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 ⑩の相違</p> <p>・記載表現の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、各要員の想定時間内訳を記載 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、中央制御室運転員の作業の成立性を記載</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉 象3弁：中央制御室)	備考
<p>d. 操作の成立性について</p> <p>作業環境：<u>バッテリー内蔵型 LED 照明</u>を作業エリアに配備しており，<u>建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。</u>また，<u>ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携行している。</u><u>放射性物質が放出される可能性があることから，</u>操作は防護具（全面マスク，個人線量計，ゴム手袋）を<u>装備又は携行して</u>作業を行う。</p> <p>移動経路：<u>バッテリー内蔵型 LED 照明</u>をアクセスルート上に配備しており接近可能である。<u>また，ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携帯している。</u>アクセスルート上に支障となる設備はない。</p> <p>操作性：<u>通常を受電操作であり，</u>容易に実施可能である。</p>	<p>d. 操作の成立性について</p> <p>作業環境：常用照明消灯時においても，ヘッドライト又は<u>LEDライト</u>を携行している。<u>また，</u>操作は汚染の可能性を考慮し放射線防護具（全面マスク，個人線量計，綿手袋，ゴム手袋，<u>タイベック</u>）を着用又は携行して作業を行う。</p> <p>移動経路：<u>ヘッドライト又はLEDライト</u>を携行しており近接可能である。また，アクセスルート上に支障となる設備はない。</p> <p>操作性：<u>通常の弁操作であり容易に操作可能である。</u><u>また，操作対象弁は操作性が確保され</u></p>	<p>【現場運転員】</p> <p>●移動，<u>弁操作</u>：想定時間 <u>30分</u>，所要時間目安 <u>8分</u></p> <p>・移動：所要時間目安 7分（移動経路：<u>中央制御室～原子炉建物原子炉棟 2階</u>）</p> <p>・弁操作：所要時間目安 1分（操作対象 1弁：<u>原子炉建物原子炉棟 2階</u>）</p> <p>d. 操作の成立性について</p> <p>(a) 中央制御室操作</p> <p>作業環境：<u>常用照明消灯時においてもLEDライト（三脚タイプ），LEDライト（ランタンタイプ）及びヘッドライトを配備している。</u></p> <p>操作性：<u>操作スイッチによる操作であり，容易に操作可能である。</u></p> <p>(b) 現場操作</p> <p>作業環境：<u>常用照明消灯時においても，電源内蔵型照明を作業エリアに配備している。</u>また，ヘッドライト又は懐中電灯を携行している。操作は<u>汚染の可能性を考慮し防護具（全面マスク，個人線量計，綿手袋，ゴム手袋，汚染防護服）を着用又は携行して作業を行う。</u></p> <p>移動経路：<u>電源内蔵型照明</u>をアクセスルート上に配備していること，<u>ヘッドライト及び懐中電灯</u>を携行していることから接近可能である。<u>また，</u>アクセスルート上に支障となる設備はない。</p> <p>操作性：<u>通常の弁操作であり，容易に実施可能である。</u></p>	<p>備考</p> <p>・記載表現の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は，中央制御室運転員の作業の成立性を記載</p> <p>・設備の相違 【東海第二】 使用する資機材の相違</p> <p>・記載表現の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 1. 重大事故等対策添付資料 1.0.13 にて炉心損傷の徴候の有無に応じて適切な防護具の着用を判断することとしていることから記載を適正化</p> <p>・設備の相違 【東海第二】 使用する資機材の相違</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>連絡手段:通信連絡設備(送受話器, 電力保安通信用電話設備, 携帯型音声呼出電話設備)のうち, 使用可能な設備により, 中央制御室に連絡する。</p> <div style="display: flex; justify-content: space-around;">   </div> <div style="display: flex; justify-content: space-around; margin-top: 5px;"> <p>受電操作</p> <p>受電確認</p> </div>	<p>た場所に設置されており, 操作性に支障はない。</p> <p>連絡手段: 携行型有線通話装置, 電力保安通信用電話設備(固定電話機, PHS 端末), 送受話器(ページング)のうち, 使用可能な設備により, 中央制御室との連絡が可能である。</p> <div style="text-align: center;">  <p>系統構成 (補助ボイラ冷却水元弁)</p> </div>	<p>操作対象弁には, 暗闇でも識別し易いように反射テープを施している。</p> <p>連絡手段 : 所内通信連絡設備(警報装置を含む。), 電力保安通信用電話設備, 有線式通信設備のうち, 使用可能な設備により, 中央制御室との連絡が可能である。</p> <div style="display: flex; justify-content: space-around;">   </div> <div style="display: flex; justify-content: space-around; margin-top: 5px;"> <p>弁操作作業 (B-RHR 注水配管洗浄元弁)</p> <p>弁操作作業 (C-RHR 注水配管洗浄元弁)</p> </div>	<p>・設備の相違 【東海第二】 島根2号炉は, 暗闇における作業性確保のため, 操作対象弁に反射テープを施している</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p style="text-align: right;">添付資料 1. 4. 3-2</p> <p>2. <u>低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水（淡水／海水）</u> <u>(3) 可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）による送水準備及び送水</u></p> <p>a. 操作概要 緊急時対策本部は、<u>低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水が必要な状況において、接続口（ホース接続箇所）及び水源を選定し、送水ルートを決</u>定する。現場では、<u>指示された送水ルートを確認した上で、可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）により送水する。</u></p> <p>b. 作業場所 屋外（<u>原子炉建屋周辺、防火水槽周辺、淡水貯水池周辺</u>）</p> <p>c. 必要要員数及び時間 <u>低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水のうち、可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）による送水操作に必要な要員数、時間は以下のとおり。</u></p>	<p style="text-align: right;">添付資料 1. 4. 4</p> <p style="text-align: center;"><u>重大事故対策の成立性</u></p> <p>1. <u>低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水（淡水／海水）</u> (1) <u>低圧代替注水系（可搬型）として使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる送水（淡水／海水）</u></p> <p>a. 操作概要 <u>低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水が必要な状況において、外部接続口及び水源を選定し、取水箇所まで移動するとともに、送水ルートを確認した後、低圧代替注水系（可搬型）として使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプにより発電用原子炉に送水する。</u></p> <p>b. 作業場所 屋外（<u>原子炉建屋東側周辺、原子炉建屋西側周辺、常設代替高圧電源装置置場東側周辺、常設代替高圧電源装置置場西側周辺、取水箇所（西側淡水貯水設備、代替淡水貯槽）周辺</u>）</p> <p>c. 必要要員数及び所要時間 <u>低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水として、最長時間を要する代替淡水貯槽から低圧炉心スプレイ系配管による原子炉建屋東側接続口を使用した送水に必要な要員数、所要時間は以下のとおり。</u></p>	<p style="text-align: right;">添付資料 1. 4. 4-4</p> <p>4. <u>低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水（淡水／海水）</u> (1) <u>低圧原子炉代替注水系（可搬型）として使用する大量送水車による送水準備及び送水</u></p> <p>a. 操作概要 <u>低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水が必要な状況において、接続口及び水源を選定し、取水箇所まで移動するとともに、送水ルートを確認した後、低圧原子炉代替注水系（可搬型）として使用する大量送水車により発電用原子炉に送水する。</u></p> <p>b. 作業場所 <u>【低圧原子炉代替注水系（可搬型）接続口（南）又は低圧原子炉代替注水系（可搬型）接続口（西）を使用する場合】</u> 屋外（<u>原子炉建物南側周辺、原子炉建物西側周辺、取水箇所（輪谷貯水槽（西 1）又は輪谷貯水槽（西 2））周辺</u>） <u>【低圧原子炉代替注水系（可搬型）接続口（建物内）を使用する場合（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合）】</u> 屋外（<u>タービン建物大物搬入口周辺、取水箇所（輪谷貯水槽（西 1）又は輪谷貯水槽（西 2））周辺、原子炉建物付属棟 1 階（非管理区域）</u>）</p> <p>c. 必要要員数及び想定時間 <u>低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水に必要な要員数及び想定時間は以下のとおり。</u> <u>(a) 低圧原子炉代替注水系（可搬型）接続口（南）を使用する場合</u></p>	<p>・記載表現の相違 【東海第二】 島根 2 号炉は、表題を添付資料 1. 4. 4-1 にて記載</p> <p>・運用の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2 号炉は、建物内接続口を使用した手順を整理</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>必要要員数:「<u>防火水槽を水源とした場合</u>」 <u>3名 (緊急時対策要員3名)</u> 「<u>淡水貯水池を水源とした場合 (あらかじめ敷設してあるホースが使用できる場合)</u>」 <u>4名 (緊急時対策要員4名)</u> 「<u>淡水貯水池を水源とした場合 (あらかじめ敷設してあるホースが使用できない場合)</u>」 <u>6名 (緊急時対策要員6名)</u></p> <p>想定時間 :「<u>防火水槽を水源とした場合</u>」 <u>125分 (実績時間なし)</u> 「<u>淡水貯水池を水源とした場合 (あらかじめ敷設してあるホースが使用できる場合)</u>」 <u>140分 (実績時間なし)</u> 「<u>淡水貯水池を水源とした場合 (あらかじめ敷設してあるホースが使用できない場合)</u>」 <u>330分 (実績時間なし)</u></p>	<p>必要要員数 : <u>8名 (重大事故等対応要員8名)</u></p> <p>所要時間目安^{*1} : <u>535分以内 (所要時間目安のうち、現場操作に係る時間は535分以内)</u> ※1 : 所要時間目安は、<u>模擬により算定した時間所要時間内</u> 訳</p> <p>所要時間内訳 <u>【重大事故等対応要員】</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ・ <u>準備 : 30分 (放射線防護具着用を含む)</u> ・ <u>移動 : 10分 (移動経路 : 南側保管場所から代替淡水貯槽周辺)</u> ・ <u>ホース敷設準備 : 20分^{*2} (対象作業 : ホース積込み, ホース荷卸しを含む)</u> ・ <u>系統構成 : 475分 (対象作業 : ポンプ設置, ホー</u> <u>ー・系統構成 : 475分 (対象作業 : ポ</u> <u>ンプ設置, ホース敷設等を含む)</u> ・ <u>送水準備 : 20分^{*2} : ホース敷設準備は、系統構成と並行して行うため、所要時間目安には含まれない。</u> 	<p>最長時間を要する第4保管エリア, 第3保管エリアの可搬型設備による輪谷貯水槽 (西1) <u>又は輪谷貯水槽 (西2)</u> を使用した送水に必要な要員数, 想定時間は以下のとおり。</p> <p>必要要員数 : <u>12名 (緊急時対策要員12名)</u></p> <p>想定時間 : <u>2時間10分以内 (所要時間目安^{*1} : 1時間41分)</u> ※1 : 所要時間目安は、<u>実機による検証及び模擬により算定した時間</u></p> <p>想定時間内訳 <u>【緊急時対策要員6名】 (原子炉建物南側接続口周辺作業)</u> ● <u>緊急時対策所～第4保管エリア移動 : 想定時間35分, 所要時間目安32分</u> ・ <u>移動 : 所要時間目安32分 (移動経路 : 緊急時対策所～第4保管エリア)</u> ● <u>車両健全性確認 : 想定時間10分, 所要時間目安10分</u> ・ <u>車両健全性確認 : 所要時間目安10分 (第4保管エリア)</u> ● <u>送水準備 (ホース敷設及びヘッダ接続) : 想定時間55分, 所要時間目安34分</u> ・ <u>移動 : 所要時間目安4分 (移動経路 : 第4保管エリア～原子炉建物西側法面)</u> ・ <u>送水準備 (ホース敷設及びヘッダ接続) : 所要時間</u> <u>目安30分</u> <u>(原子炉建物西側法</u></p>	<p>・ 体制及び運用の相違 <u>【柏崎6/7, 東海第二】</u> ①の相違</p> <p>・ 運用の相違 <u>【柏崎6/7】</u> 島根2号炉は、使用する水源によって対応する要員の人数は変わらない</p> <p>・ 設備の相違 <u>【柏崎6/7, 東海第二】</u> 島根2号炉は、使用する代替水源, 接続口により対応人数, 想定時間は変わらない</p> <p>・ 記載表現の相違 <u>【柏崎6/7】</u> 島根2号炉は、各要員の想定時間内訳を記載</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.18版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
		<p style="text-align: right;"><u>面, 原子炉 建物南側接 続口周辺)</u></p> <p>●<u>送水準備 (ヘッダ～原子炉建物南側接続口) : 想定時間 25分, 所要時間目安 21分</u></p> <p>・<u>送水準備 : 所要時間目安 15分 (ヘッダ～原子炉建物南 側接続口)</u></p> <p>・<u>系統構成 : 所要時間目安 6分 (操作対象 2弁 : 原子炉 建物南側接続口周辺)</u></p> <p>【<u>緊急時対策要員 6名</u>】 (<u>輪谷貯水槽 (西 1) 又は輪谷貯 水槽 (西 2) 周辺, 原子炉建物西側法面周辺作業</u>)</p> <p>●<u>緊急時対策所～第 3 保管エリア移動 : 想定時間 30分, 所 要時間目安 28分</u></p> <p>・<u>移動 : 所要時間目安 28分 (移動経路 : 緊急時対策所～ 第 3 保管エリア)</u></p> <p>●<u>車両健全性確認 : 想定時間 10分, 所要時間目安 10分</u></p> <p>・<u>車両健全性確認 : 所要時間目安 10分 (第 3 保管エリ ア)</u></p> <p>●<u>大量送水車配置 : 想定時間 15分, 所要時間目安 12分</u></p> <p>・<u>移動 : 所要時間目安 4分 (移動経路 : 第 3 保管エリア ～輪谷貯水槽 (西 1) 又は輪谷貯水槽 (西 2))</u></p> <p>・<u>大量送水車配置 : 所要時間目安 8分 (輪谷貯水槽 (西 1) 又は輪谷貯水槽 (西 2))</u></p> <p>●<u>送水準備 (ホース敷設) : 想定時間 1時間, 所要時間目 安 37分</u></p> <p>・<u>送水準備 (ホース敷設) : 所要時間目安 32分 (輪谷貯 水槽 (西 1) 又は輪谷貯水 槽 (西 2) , 原子炉建物西 側法面)</u></p> <p>・<u>移動 : 所要時間目安 5分 (移動経路 : 原子炉建物西側 法面～輪谷貯水槽 (西 1) 又は輪谷貯水槽 (西 2) 周辺)</u></p> <p>●<u>大量送水車起動, 原子炉注水開始 : 想定時間 10分, 所要 時間目安 10分</u></p> <p>・<u>大量送水車起動, 原子炉注水開始 : 所要時間目安 10分 (輪谷貯水槽 (西 1) 又は輪谷</u></p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
		<p style="text-align: right;"><u>貯水槽 (西2)</u></p> <p>(b) <u>低圧原子炉代替注水系 (可搬型) 接続口 (建物内) を使用する場合 (故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合)</u></p> <p><u>最長時間を要する第4保管エリア, 第3保管エリアの可搬型設備による輪谷貯水槽 (西1) 又は輪谷貯水槽 (西2) を使用した送水に必要な要員数, 想定時間は以下のとおり。</u></p> <p><u>必要要員数 : 12名 (緊急時対策要員 12名)</u></p> <p><u>想定時間 : 3時間 10分以内 (所要時間目安^{*1}: 2時間 46分)</u></p> <p><u>※1: 所要時間目安は, 実機による検証及び模擬により算定した時間</u></p> <p><u>想定時間内訳</u></p> <p><u>【緊急時対策要員 6名】 (原子炉建物附属棟 1階 (非管理区域) 作業)</u></p> <p>● <u>緊急時対策所～第4保管エリア移動: 想定時間 35分, 所要時間目安 32分</u></p> <p>・ <u>移動: 所要時間目安 32分 (移動経路: 緊急時対策所～第4保管エリア)</u></p> <p>● <u>車両健全性確認: 想定時間 10分, 所要時間目安 10分</u></p> <p>・ <u>車両健全性確認: 所要時間目安 10分 (第4保管エリア)</u></p> <p>● <u>ホース積込み, 運搬: 想定時間 25分, 所要時間目安 25分</u></p> <p>・ <u>ホース積込み: 所要時間目安 15分 (移動経路: 第4保管エリア～タービン建物大物搬入口)</u></p> <p>・ <u>運搬: 所要時間目安 10分 (移動経路: 第4保管エリア～タービン建物大物搬入口)</u></p> <p>● <u>送水準備 (ホース敷設及びヘッド接続): 想定時間 1時間 45分, 所要時間目安 1時間 30分</u></p> <p>・ <u>送水準備 (ホース敷設及びヘッド接続): 所要時間目安 1時間 30分 (タービン建物大物搬入口～</u></p>	<p>・ 運用の相違</p> <p>【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>島根 2号炉は, 建物内接続口を使用した手順を整理</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
		<p style="text-align: right;"><u>原子炉建物 付属棟 1 階 (非管理 区域))</u></p> <p>●<u>送水準備 (ヘッダ～屋内接続口) : 想定時間 5 分, 所要時間目安時間 5 分</u> ・<u>ヘッダ設定, 系統構成 : 所要時間目安 5 分 (原子炉建物付属棟 1 階 (非管理区域))</u></p> <p>【緊急時対策要員 6 名】 (輪谷貯水槽 (西 1) <u>又は輪谷貯水槽 (西 2)</u> 周辺, タービン建物大物搬入口周辺作業)</p> <p>●<u>緊急時対策所～第 3 保管エリア移動 : 想定時間 30 分, 所要時間目安 28 分</u> ・<u>移動 : 所要時間目安 28 分 (移動経路 : 緊急時対策所～第 3 保管エリア)</u></p> <p>●<u>車両健全性確認 : 想定時間 10 分, 所要時間目安 10 分</u> ・<u>車両健全性確認 : 所要時間目安 10 分 (第 3 保管エリア)</u></p> <p>●<u>送水準備 (ホース敷設) : 想定時間 1 時間 10 分, 所要時間目安 1 時間 9 分</u> ・<u>大型ホース展張車移動 : 所要時間目安 5 分 (移動経路 : 第 3 保管エリア～タービン建物大物搬入口)</u> ・<u>送水準備 (ホース敷設) : 所要時間目安 64 分 (タービン建物大物搬入口～輪谷貯水槽 (西 1) <u>又は輪谷貯水槽 (西 2)</u>)</u></p> <p>●<u>大量送水車移動, 送水準備 : 想定時間 20 分, 所要時間目安 17 分</u> ・<u>大量送水車移動 : 所要時間目安 4 分 (移動経路 : 第 3 保管エリア～輪谷貯水槽 (西 1) <u>又は輪谷貯水槽 (西 2)</u>)</u> ・<u>ハッチ開放, 水中ポンプ投入 : 所要時間目安 8 分</u> ・<u>吐出ラインホース接続 : 所要時間目安 5 分</u></p> <p>●<u>大量送水車起動, 原子炉注水 : 想定時間 10 分, 所要時間目安 4 分</u> ・<u>大量送水車起動, 原子炉注水開始 : 所要時間目安 4 分</u></p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>d. 操作の成立性について</p> <p>作業環境: 車両の作業用照明・ヘッドライト, 懐中電灯及びLED 多機能ライトにより, 夜間における作業性を確保している。放射性物質が放出される可能性があることから, 操作は防護具 (全面マスク, 個人線量計, ゴム手袋) を装備又は携行して作業を行う。</p> <p>移動経路: 車両のヘッドライトのほか, ヘッドライト, 懐中電灯及びLED 多機能ライトを携帯しており, 夜間においても接近可能である。また, 現場への移動は, 地震等による重大事故等が発生した場合でも安全に移動できる経路を移動する。</p> <p>操作性: 可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) からのホースの接続は, 汎用の結合金具 (オス・メス) であり, 容易に実施可能である。また, 作業エリア周辺には, 支障となる設備はなく, 十分な作業スペースを確保している。</p> <p>連絡手段: 通信連絡設備 (送受話器, 電力保安通信用電話設備, 衛星電話設備, 無線連絡設備) のうち, 使用可能な設備により, 緊急時対策本部及び中央制御室に連絡する。</p>	<p>d. 操作の成立性について</p> <p>作業環境: 車両の作業用照明, ヘッドライト及びLEDライトにより, 夜間における作業性を確保している。また, 放射性物質が放出される可能性があることから, 操作は放射線防護具 (全面マスク, 個人線量計, 綿手袋, ゴム手袋, タイベック) を着用又は携行して作業を行う。</p> <p>移動経路: 車両のヘッドライトのほか, ヘッドライト及びLEDライトを携帯しており, 夜間においても接近可能である。また, アクセスルート上に支障となる設備はない。</p> <p>操作性: 低圧代替注水系 (可搬型) として使用する可搬型代替注水中型ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプからのホースの接続は, 汎用の結合金具であり, 十分な作業スペースを確保していることから, 容易に実施可能である。</p> <p>連絡手段: 衛星電話設備 (固定型, 携帯型), 無線連絡設備 (固定型, 携帯型), 電力保安通信用電話設備 (固定電話機, PHS 端末), 送受話器 (ページング) のうち, 使用可能な設備により, 災害対策本部との連絡が可能である。</p>	<p>d. 操作の成立性について</p> <p>作業環境: 車両の作業用照明・ヘッドライト及び懐中電灯により, 夜間における作業性を確保している。また, 放射性物質が放出される可能性があることから, 操作は防護具 (全面マスク, 個人線量計, 綿手袋, ゴム手袋, 汚染防護服) を着用又は携行して作業を行う。</p> <p>移動経路: 車両のヘッドライトのほか, ヘッドライト及び懐中電灯を携帯しており, 夜間においても接近可能である。また, アクセスルート上に支障となる設備はない。</p> <p>操作性: 低圧原子炉代替注水系 (可搬型) として使用する大量送水車からのホースの接続は, 汎用の結合金具であり容易に実施可能である。また, 作業エリア周辺には, 支障となる設備は無く, 十分な作業スペースを確保している。</p> <p>連絡手段: 衛星電話設備 (固定型, 携帯型), 無線通信設備 (固定型, 携帯型), 電力保安通信用電話設備, 所内通信連絡設備 (警報装置を含む。) のうち, 使用可能な設備により, 緊急時対策本部との連絡が可能である。</p>	<p>・設備の相違 【柏崎 6/7】 使用する資機材の相違</p> <p>・記載表現の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は, 1. 重大事故等対策添付資料 1. 0. 13 にて炉心損傷の徴候の有無に応じて適切な防護具の着用を判断することとしていることから記載を適正化</p> <p>・設備の相違 【柏崎 6/7】 使用する資機材の相違</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<div data-bbox="166 218 451 432"></div> <div data-bbox="166 436 439 499" data-label="Caption"> <p>[防火水槽を水源とした場合] 防火水槽への吸管投入</p> </div> <div data-bbox="537 218 822 432"></div> <div data-bbox="528 436 822 525" data-label="Caption"> <p>[淡水貯水池を水源とした場合] ホースと可搬型代替注水ポンプ 吸管との接続</p> </div> <div data-bbox="166 554 451 768"></div> <div data-bbox="166 787 445 819" data-label="Caption"> <p>ホースを建屋接続口まで敷設</p> </div>	<div data-bbox="970 218 1255 432"></div> <div data-bbox="991 436 1240 466" data-label="Caption"> <p>可搬型代替注水大型ポンプ</p> </div> <div data-bbox="1323 218 1608 432"></div> <div data-bbox="1383 436 1552 466" data-label="Caption"> <p>車両の作業用照明</p> </div> <div data-bbox="970 501 1255 716"></div> <div data-bbox="1044 730 1202 760" data-label="Caption"> <p>ホース接続訓練</p> </div> <div data-bbox="1338 501 1623 716"></div> <div data-bbox="1353 730 1617 760" data-label="Caption"> <p>車両操作訓練 (ポンプ起動)</p> </div> <div data-bbox="970 814 1255 1029"></div> <div data-bbox="991 1045 1249 1075" data-label="Caption"> <p>可搬型代替注水中型ポンプ</p> </div> <div data-bbox="1338 814 1623 1029"></div> <div data-bbox="1412 1045 1567 1075" data-label="Caption"> <p>ホース敷設訓練</p> </div> <div data-bbox="970 1125 1255 1339"></div> <div data-bbox="970 1354 1279 1383" data-label="Caption"> <p>夜間での送水訓練 (ポンプ設置)</p> </div> <div data-bbox="1338 1125 1623 1339"></div> <div data-bbox="1329 1333 1650 1390" data-label="Caption"> <p>放射線防護具着用による送水訓練 (交代要員参集)</p> </div> <div data-bbox="970 1438 1255 1652"></div> <div data-bbox="961 1648 1285 1705" data-label="Caption"> <p>放射線防護具着用による送水訓練 (水中ポンプユニット設置)</p> </div>	<div data-bbox="1798 218 2018 380"></div> <div data-bbox="1813 384 1988 411" data-label="Caption"> <p>ホース接続作業 (昼間)</p> </div> <div data-bbox="2030 218 2249 380"></div> <div data-bbox="2021 384 2228 411" data-label="Caption"> <p>水中ポンプ設置準備 (夜間)</p> </div> <div data-bbox="2261 218 2481 380"></div> <div data-bbox="2252 384 2430 411" data-label="Caption"> <p>ポンプ起動操作 (夜間)</p> </div>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(1) <u>遠隔手動弁操作設備を使用しない場合の系統構成</u></p> <p>a. <u>操作概要</u> <u>低圧代替注水系（可搬型）により原子炉压力容器へ注水する際の系統構成として MUWC 接続口内側隔離弁(B) 又は MUWC 接続口内側隔離弁(A) を全開するため、管理区域にて遠隔手動弁操作設備のリンク機構を取り外し、弁操作を実施する。</u></p> <p>b. <u>作業場所</u> <u>原子炉建屋 地上2階、地上1階（管理区域）</u></p> <p>c. <u>必要要員数及び時間</u> <u>遠隔手動弁操作設備の取外し及び取外し後の弁操作に必要な要員数、時間は以下のとおり。</u></p> <p><u>必要要員数:2名（現場運転員2名）</u> <u>想定時間 :25分（実績時間:10分）</u></p> <p>d. <u>操作の成立性について</u></p> <p><u>作業環境:バッテリー内蔵型 LED 照明を作業エリアに配備しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また、ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携帯している。操作は汚染の可能性を考慮し防護具（全面マスク、個人線量計、ゴム手袋）を装備して作業を行う。</u></p> <p><u>移動経路:バッテリー内蔵型 LED 照明をアクセスルート上に配備しており接近可能である。また、ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携帯している。アクセスルート上に支障となる設備はない。</u></p> <p><u>操作性 :一般工具を使用した簡易な操作であり、容易に実施可能である。操作対象弁には、暗闇でも識別し易いように反射テープを施している。</u></p> <p><u>連絡手段:通信連絡設備（送受信器、電力保安通信用電話設備、携帯型音声呼出電話設備）のうち、使用可能な設備により、中央制御室に連絡する。</u></p>			<p>・設備の相違</p> <p>【柏崎 6/7】</p> <p>島根 2号炉は、遠隔手動操作設備を用いた現場操作を想定していない</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<div data-bbox="293 222 700 449" data-label="Image"> </div> <div data-bbox="359 455 632 478" data-label="Caption"> <p>遠隔手動弁操作設備のリンク機構</p> </div> <div data-bbox="293 510 774 680" data-label="Image"> </div> <div data-bbox="302 690 504 716" data-label="Caption"> <p>リンク機構の取外し操作</p> </div> <div data-bbox="611 690 700 716" data-label="Caption"> <p>(系統構成)</p> </div> <div data-bbox="540 718 774 768" data-label="Caption"> <p>リンク機構の取外し後に、ハンドルを取り付け、弁操作</p> </div> <p data-bbox="151 835 747 869">(2)遠隔手動弁操作設備を使用する場合の系統構成</p> <p data-bbox="163 926 308 959">a. 操作概要</p> <p data-bbox="192 970 917 1138"><u>低圧代替注水系（可搬型）により原子炉圧力容器へ注水する際の系統構成として MUWC 接続口内側隔離弁(A)を全開するため、非管理区域にて遠隔手動弁操作設備を使用して弁操作を実施する。</u></p>	<p data-bbox="994 835 1175 869">(2) 系統構成</p> <p data-bbox="1018 926 1181 959">a. 操作概要</p> <p data-bbox="1041 970 1721 1677"><u>低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水が必要な状況で、中央制御室からの操作により電動弁を操作できない場合、残留熱除去系C系配管による原子炉建屋西側接続口、高所西側接続口又は高所東側接続口を使用した原子炉圧力容器への注水の場合においては、原子炉建屋原子炉棟3階及び原子炉建屋原子炉棟4階まで移動するとともに、現場での人力による操作により系統構成を実施し、低圧代替注水系（可搬型）として使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプにより原子炉圧力容器へ注水する。低圧炉心スプレイ系配管による原子炉建屋東側接続口を使用した原子炉圧力容器への注水の場合は、原子炉建屋原子炉棟3階まで移動するとともに、現場での人力による操作により系統構成を実施し、低圧代替注水系（可搬型）として使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプにより原子炉圧力容器へ注水する。</u></p>	<p data-bbox="1745 835 1926 869">(2) 系統構成</p> <p data-bbox="1745 926 1911 959">a. 操作概要</p> <p data-bbox="1771 970 2522 1856"><u>低圧原子炉代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水が必要な状況において、交流動力電源が確保されている場合は原子炉建物付属棟 3階まで移動するとともに、現場での SA 電源切替盤操作により電源切り替えを実施する。また、中央制御室からの操作による系統構成を実施し、低圧原子炉代替注水系（可搬型）として使用する大量送水車により原子炉圧力容器に注水する。交流動力電源が喪失しており中央制御室からの操作により電動弁を操作できない場合、低圧原子炉代替注水系（可搬型）接続口（南）による原子炉圧力容器への注水の場合においては、原子炉建物原子炉棟 中1階及び原子炉建物原子炉棟 1階まで移動するとともに、現場での人力による操作により系統構成を実施し、低圧原子炉代替注水系（可搬型）として使用する大量送水車により原子炉圧力容器に注水する。低圧原子炉代替注水系（可搬型）接続口（西）又は低圧原子炉代替注水系（可搬型）接続口（建物内）による原子炉圧力容器への注水の場合においては、原子炉建物原子炉棟 2階及び原子炉建物原子炉棟 1階まで移動するとともに、現場での人力による操作により系統構成を実施し、低圧原子炉代替注水系（可搬型）として使用する大量送水車により原子炉圧力容器に注水する。</u></p>	<p data-bbox="2537 835 2837 1138">・設備の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、低圧原子炉代替注水系（可搬型）を使用するための遠隔手動操作設備はない</p> <p data-bbox="2537 1556 2837 1766">・運用の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、建物内接続口を使用した手順を整理</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>b. 作業場所 <u>原子炉建屋 地上 2 階 (非管理区域)</u></p> <p>c. 必要要員数及び時間 <u>遠隔手動弁操作設備を使用した弁操作に必要な要員数, 時間は以下のとおり。</u></p> <p>必要要員数:<u>2 名 (現場運転員 2 名)</u></p> <p>想定時間 :<u>20 分 (実績時間:15 分)</u></p>	<p>b. 作業場所 <u>【残留熱除去系C系配管による原子炉建屋西側接続口, 高所西側接続口又は高所東側接続口を使用した原子炉圧力容器への注水の場合】</u> <u>原子炉建屋原子炉棟3階 (管理区域) 及び原子炉建屋原子炉棟4階 (管理区域)</u> <u>【低圧炉心スプレイ系配管による原子炉建屋東側接続口を使用した原子炉圧力容器への注水の場合】</u> <u>原子炉建屋原子炉棟3階 (管理区域)</u></p> <p>c. 必要要員数及び所要時間 <u>低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉圧力容器への注水として, 最長時間を要する代替淡水貯槽から低圧炉心スプレイ系配管による原子炉建屋東側接続口を使用した送水での現場の系統構成に必要な要員数, 所要時間は以下のとおり。</u> <u>必要要員数 : 6名 (運転員等 (当直運転員及び重大事故等対応要員) 6名)</u> <u>所要時間目安 : 535分以内 (所要時間目安のうち, 現場操作に係る時間は70分以内)</u></p> <p>所要時間内訳 <u>【運転員等 (当直運転員及び重大事故等対応要員)】</u> <u>・移動 : 46分 (移動経路 : 中央制御室から原子炉建屋原子炉棟3階 (放射線防護具着用を含む))</u> <u>・系統構成 : 24分 (操作対象3弁 : 原子炉建屋原子炉棟3階)</u></p>	<p>b. 作業場所 <u>【低圧原子炉代替注水系 (可搬型) 接続口 (南) による原子炉圧力容器への注水の場合】</u> <u>原子炉建物附属棟 3階 (非管理区域)</u> <u>原子炉建物原子炉棟 中1階 (管理区域)</u> <u>原子炉建物原子炉棟 1階 (管理区域)</u> <u>制御室建物 4階 (非管理区域) (中央制御室)</u> <u>【低圧原子炉代替注水系 (可搬型) 接続口 (西) 又は低圧原子炉代替注水系 (可搬型) 接続口 (建物内) による原子炉圧力容器への注水の場合】</u> <u>原子炉建物附属棟 3階 (非管理区域)</u> <u>原子炉建物原子炉棟 2階 (管理区域)</u> <u>原子炉建物原子炉棟 1階 (管理区域)</u> <u>制御室建物 4階 (非管理区域) (中央制御室)</u></p> <p>c. 必要要員数及び想定時間 <u>低圧原子炉代替注水系 (可搬型) による原子炉圧力容器への注水として, 最長時間を要する残留熱除去系A系配管を使用した注水での中央制御室操作又は中央制御室操作及び現場操作によるSA電源切替盤操作及び系統構成に必要な要員数, 想定時間は以下のとおり。</u> <u>必要要員数 : 3名 (中央制御室運転員 1名, 現場運転員 2名)</u> <u>想定時間 : 「交流動力電源が確保されている場合」</u> <u>25分以内 (所要時間目安※² : 12分)</u> <u>「全交流動力電源が喪失している場合」</u> <u>50分以内 (所要時間目安※² : 26分)</u> <u>※2 : 所要時間目安は, 実機による検証及び模擬により算定した時間</u></p> <p>想定時間内訳 <u>【中央制御室運転員】</u> <u>「交流動力電源が確保されている場合」</u> <u>●電源確認, 系統構成 : 想定時間 10分, 所要時間目安 4分</u> <u>・電源確認, 系統構成 : 所要時間目安 4分 (操作対 2弁 : 中央制御室)</u> <u>「全交流動力電源が喪失している場合」</u> <u>●電源確認 : 想定時間 5分, 所要時間目安 1分</u></p>	<p>・運用の相違 <u>【柏崎 6/7, 東海第二】</u> <u>島根 2号炉は, 建物内接続口を使用した手順を整理</u></p> <p>・体制及び運用の相違 <u>【東海第二】</u> <u>⑩の相違</u></p> <p>・記載表現の相違 <u>【柏崎 6/7】</u> <u>島根 2号炉は, 各要員の想定時間内訳を記載</u></p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.18版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>d. 操作の成立性について</p> <p>作業環境：<u>バッテリー内蔵型 LED 照明を作業エリアに配備しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また、ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携帯している。放射性物質が放出される可能性があることから、操作は防護具（全面マスク、個人線量計、ゴム手袋）を装備又は携行して作業を行う。</u></p>	<p>d. 操作の成立性について</p> <p>作業環境：<u>常用照明消灯時においても、ヘッドライト又はLEDライトを携行している。また、操作は汚染の可能性を考慮し放射線防護具（全面マスク、個人線量計、綿手袋、ゴム手袋、タイベック）を着用又は携行して作業を行う。</u></p>	<p>島根原子力発電所 2号炉</p> <p>・<u>電源確認：所要時間目安1分（電源確認：中央制御室）</u></p> <p>【現場運転員B, C】 「交流動力電源が確保されている場合」</p> <p>●<u>移動, SA電源切替操作（A系）：想定時間20分, 所要時間目安8分</u></p> <p>・<u>移動：所要時間目安5分（移動経路：中央制御室～原子炉建物付属棟 3階）</u></p> <p>・<u>SA電源切替操作（A系）：所要時間目安3分（電源切替操作：原子炉建物付属棟 3階）</u></p> <p>「全交流動力電源が喪失している場合」</p> <p>●<u>移動, 系統構成：想定時間50分, 所要時間目安26分</u></p> <p>・<u>移動：所要時間目安6分（移動経路：中央制御室～原子炉建物原子炉棟 中1階）</u></p> <p>・<u>系統構成：所要時間目安14分（操作対象1弁：原子炉建物原子炉棟 中1階）</u></p> <p>・<u>移動：所要時間目安2分（移動経路：原子炉建物原子炉棟 中1階～原子炉建物原子炉棟 1階）</u></p> <p>・<u>系統構成：所要時間目安4分（操作対象1弁：原子炉建物原子棟 1階）</u></p> <p>d. 操作の成立性について</p> <p>(a) <u>中央制御室操作</u></p> <p>作業環境：<u>常用照明消灯時においてもLEDライト（三脚タイプ）、LEDライト（ラタンタイプ）及びヘッドライトを配備している。</u></p> <p>操作性：<u>操作スイッチによる操作であり、容易に操作可能である。</u></p> <p>(b) <u>現場操作</u></p> <p>作業環境：<u>常用照明消灯時においても、電源内蔵型照明を作業エリアに配備している。また、ヘッドライト又は懐中電灯を携行している。操作は汚染の可能性を考慮し防護具（全面マスク、個人線量計、綿手袋、ゴム手袋、汚染防護</u></p>	<p>備考</p> <p>・記載表現の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、中央制御室運転員の作業の成立性を記載</p> <p>・設備の相違 【東海第二】 使用する資機材の相違</p> <p>・記載表現の相違</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>移動経路: <u>バッテリー内蔵型 LED 照明</u>をアクセスルート上に配備しており接近可能である。また、ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携帯している。アクセスルート上に支障となる設備はない。</p> <p>操作性: <u>一般工具を使用した簡易な操作であり、容易に実施可能である。</u>操作対象弁には、暗闇でも識別し易いように反射テープを施している。</p> <p>連絡手段: <u>通信連絡設備 (送受話器、電力保安通信用電話設備、携帯型音声呼出電話設備)のうち、使用可能な設備により、中央制御室に連絡する。</u></p>	<p>移動経路: ヘッドライト又は<u>LEDライト</u>を携行しており近接可能である。また、アクセスルート上に支障となる設備はない。</p> <p>操作性: 電動弁の手動ハンドルによる現場操作については、操作に工具等は必要とせず、手動弁と同様な操作であるため、容易に実施可能である。<u>また、設置未完のため、設置工事完了後、操作性について検証する。</u></p> <p>連絡手段: <u>携行型有線通話装置、電力保安通信用電話設備 (固定電話機、PHS 端末)、送受話器 (ページング)のうち、使用可能な設備により、中央制御室との連絡が可能である。</u></p>	<p><u>服)を着用又は携行して作業を行う。</u></p> <p>移動経路: <u>電源内蔵型照明をアクセスルート上に配備していること、ヘッドライト又は懐中電灯を携行していることから接近可能である。</u>また、アクセスルート上に支障となる設備はない。</p> <p>操作性: <u>電源切り替え操作については、通常</u>の受電操作であるため、<u>容易に実施可能である。</u>電動弁の手動ハンドルによる現場操作については、操作に工具等は必要とせず、手動弁と同様な操作であるため、容易に実施可能である。<u>操作対象弁には、暗闇でも識別し易いように反射テープを施している。</u></p> <p>連絡手段: <u>所内通信連絡設備 (警報装置を含む)、電力保安通信用電話設備、有線式通信設備のうち、使用可能な設備により、中央制御室との連絡が可能である。</u></p> <div data-bbox="1902 1465 2368 1814" data-label="Image"> </div> <p>系統構成</p>	<p>【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>1. 重大事故等対策添付資料 1.0.13 にて炉心損傷の徴候の有無に応じて適切な防護具の着用を判断することとしていることから記載を適正化</p> <ul style="list-style-type: none"> ・設備の相違 <p>【東海第二】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・使用する資機材の相違 <ul style="list-style-type: none"> ・設備の相違 <p>【柏崎 6/7】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・島根 2号炉は、操作に工具は不要 <p>【東海第二】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・島根 2号炉は設備設置済み ・島根 2号炉は、暗闇における作業性確保のため、操作対象弁に反射テープを施している

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p style="text-align: right;">添付資料 1. 4. 3-7</p> <p>7. 残留熱除去系注入配管使用による原子炉压力容器への注水（全交流動力電源喪失時）</p> <p>(1) 系統構成</p> <p>a. 操作概要</p> <p>全交流動力電源喪失時において、<u>低压代替注水系（可搬型）による原子炉压力容器への注水が行えるよう、手動にて復水補給水系原子炉建屋復水積算計バイパス弁を全閉（復水補給水系バイパス流防止措置）、残留熱除去系注入弁及び残留熱除去系洗浄水弁を全開し、系統構成を実施する。</u></p> <p>b. 作業場所</p> <p>原子炉建屋 地上 1 階（管理区域） 原子炉建屋 地下 2 階（管理区域）</p> <p>c. 必要要員数及び時間</p> <p><u>低压代替注水系（可搬型）による残留熱除去系注入配管を使用した原子炉压力容器への注水のうち、現場での系統構成に必要な要員数、時間は以下のとおり。</u></p> <p><u>必要要員数: 2 名（現場運転員 2 名）</u></p> <p><u>想定時間：「残留熱除去系 (A) 注入配管使用の場合」</u> 135 分（実績時間: 92 分） <u>※：残留熱除去系注入弁 (A) は耐火材設置工事中のため、耐火材取外し作業を覗いた実績時間を示す。</u></p> <p><u>「残留熱除去系 (B) 注入配管使用の場合」</u> 85 分（実績時間: 82 分） <u>「残留熱除去系 (C) 注入配管使用の場合」</u> 85 分（実績時間: 82 分）</p> <p>d. 操作の成立性について</p> <p><u>作業環境: バッテリー内蔵型 LED 照明を作業エリアに配備しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また、ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携帯している。操作は汚染の可能性を考慮し防護具（全面マスク、個人線量計、ゴム手袋）を装備して作業を行う。</u></p>			<p>・記載表現の相違</p> <p>【柏崎 6/7】</p> <p>島根 2 号炉は、残留熱除去系配管使用による原子炉压力容器への注水（全交流動力電源喪失時）の成立性を 1. 4. 4-4 にて記載</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>移動経路: <u>バッテリー内蔵型 LED 照明をアクセスルート上に配備しており接近可能である。また、ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携帯している。アクセスルート上に支障となる設備はない。</u></p> <p>操作性: <u>通常の弁操作であり、容易に実施可能である。操作対象弁には、暗闇でも識別し易いように反射テープを施している。</u></p> <p><u>残留熱除去系注入弁(A)を現場で手動操作する際は耐火材を取り外す必要があるが、取外し作業に特殊な工具は不要であり、容易に実施可能である。</u></p> <p>連絡手段: <u>通信連絡設備(送受信器、電力保安通信用電話設備、携帯型音声呼出電話設備)のうち、使用可能な設備により、中央制御室に連絡する。</u></p>			
<div style="display: flex; flex-wrap: wrap;"> <div style="width: 50%; text-align: center;">  <p>復水補給水系バイパス流防止措置</p> </div> <div style="width: 50%; text-align: center;">  <p>系統構成</p> </div> <div style="width: 50%; text-align: center;">  <p>現場での注水操作 (残留熱除去系 (A), (B) 注入配管使用の場合)</p> </div> <div style="width: 50%; text-align: center;">  <p>現場での注水操作 (残留熱除去系 (C) 注入配管使用の場合)</p> </div> </div>			

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
		<p style="text-align: right;"><u>添付資料 1. 4. 4-5</u></p> <p><u>5. 残留熱除去系（低圧注水モード）電源復旧後の原子炉圧力容器への注水</u></p> <p><u>(1) 残留熱除去系（低圧注水モード）電源復旧後の中央制御室からの原子炉圧力容器への注水</u></p> <p><u>a. 操作概要</u></p> <p><u>残留熱除去系（低圧注水モード）電源復旧後の原子炉圧力容器への注水が必要な状況において、中央制御室操作により系統構成を実施し、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉圧力容器への注水を実施する。</u></p> <p><u>b. 作業場所</u></p> <p><u>制御室建物 4階（非管理区域）（中央制御室）</u></p> <p><u>c. 必要要員数及び想定時間</u></p> <p><u>残留熱除去系（低圧注水モード）電源復旧後の中央制御室からの原子炉圧力容器への注水に必要な要員数、想定時間は以下のとおり。</u></p> <p><u>必要要員数 : 1名（中央制御室運転員1名）</u></p> <p><u>想定時間 : 10分以内（所要時間目安※¹ : 6分）</u></p> <p><u>※1 : 所要時間目安は、模擬により算定した時間</u></p> <p><u>想定時間内訳</u></p> <p><u>【中央制御室運転員】</u></p> <p><u>●電源確認 : 想定時間5分、所要時間目安3分</u></p> <p><u>・電源確認 : 所要時間目安3分（電源確認 : 中央制御室）</u></p> <p><u>●ポンプ起動、注水操作 : 想定時間5分、所要時間目安3分</u></p> <p><u>・ポンプ起動、注水操作 : 所要時間目安3分（操作対象1弁 : 中央制御室）</u></p> <p><u>d. 操作の成立性について</u></p> <p><u>作業環境 : 常用照明消灯時においても、LEDライト（三脚タイプ）、LEDライト（ランタンタイプ）及びヘッドライトを配備している。</u></p> <p><u>操作性 : 操作スイッチによる操作であるため、容易に実施可能である。</u></p>	<p>・記載表現の相違</p> <p>【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>島根 2号炉は、中央制御室運転員の作業の成立性を記載</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
		<p style="text-align: right;"><u>添付資料 1. 4. 4-6</u></p> <p><u>6. 低圧炉心スプレイ系電源復旧後の原子炉圧力容器への注水</u></p> <p><u>(1) 低圧炉心スプレイ系電源復旧後の中央制御室からの原子炉圧力容器への注水</u></p> <p><u>a. 操作概要</u></p> <p><u>低圧炉心スプレイ系電源復旧後の原子炉圧力容器への注水が必要な状況において、中央制御室操作により系統構成を実施し、低圧炉心スプレイ系による原子炉圧力容器への注水を実施する。</u></p> <p><u>b. 作業場所</u></p> <p><u>制御室建物 4階 (非管理区域) (中央制御室)</u></p> <p><u>c. 必要要員数及び想定時間</u></p> <p><u>低圧炉心スプレイ系電源復旧後の中央制御室からの原子炉圧力容器への注水に必要な要員数、想定時間は以下のとおり。</u></p> <p><u>必要要員数 : 1名 (中央制御室運転員 1名)</u></p> <p><u>想定時間 : 10分以内 (所要時間目安※¹: 6分)</u></p> <p><u>※1: 所要時間目安は、模擬により算定した時間</u></p> <p><u>想定時間内訳</u></p> <p><u>【中央制御室運転員】</u></p> <p><u>●電源確認: 想定時間 5分, 所要時間目安 3分</u></p> <p><u>・電源確認: 所要時間目安 3分 (電源確認: 中央制御室)</u></p> <p><u>●ポンプ起動, 注水操作: 想定時間 5分, 所要時間目安 3分</u></p> <p><u>・ポンプ起動, 注水操作: 所要時間目安 3分 (操作対象 1 弁: 中央制御室)</u></p> <p><u>d. 操作の成立性について</u></p> <p><u>作業環境: 常用照明消灯時においても、LEDライト (三脚タイプ), LEDライト (ランタンタイプ) 及びヘッドライトを配備している。</u></p> <p><u>操作性 : 操作スイッチによる操作であるため、容易に実施可能である。</u></p>	<p>備考</p> <p>・記載表現の相違</p> <p>【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>島根 2号炉は、中央制御室運転員の作業の成立性を記載</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
	<p>4. 原子炉冷却材浄化系による発電用原子炉からの除熱</p> <p>(1) 系統構成</p> <p>a. 操作概要</p> <p>原子炉冷却材浄化系による発電用原子炉からの除熱が必要な状況において、<u>原子炉建屋原子炉棟3階及び原子炉建屋原子炉棟4階まで移動するとともに、系統構成を実施し、原子炉冷却材浄化系により原子炉除熱する。</u></p> <p>b. 作業場所</p> <p><u>原子炉建屋原子炉棟3階 (管理区域) 及び原子炉建屋原子炉棟4階 (管理区域)</u></p> <p>c. 必要要員数及び所要時間</p> <p><u>原子炉冷却材浄化系による発電用原子炉からの除熱における、現場での系統構成に必要な要員数、所要時間は以下のとおり。</u></p> <p>必要要員数：<u>2名 (運転員等 (当直運転員) 2名)</u></p> <p>所要時間目安：<u>202分以内 (所要時間目安のうち、現場操作に係る時間は200分以内)</u></p> <p><u>所要時間内訳</u></p> <p>【運転員等 (当直運転員)】</p> <p>・移動：86分 (移動経路：中央制御室から原子炉建</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 1. 4. 4-7</p> <p>7. 原子炉浄化系による発電用原子炉からの除熱</p> <p>(1) 系統構成</p> <p>a. 操作概要</p> <p><u>原子炉浄化系による発電用原子炉からの除熱が必要な状況において、中央制御室及び現場操作により系統構成を実施し、原子炉浄化補助ポンプを起動して発電用原子炉の除熱を実施する。</u></p> <p>b. 作業場所</p> <p><u>原子炉建物原子炉棟 3階 (管理区域)</u> <u>制御室建物 4階 (非管理区域) (中央制御室)</u></p> <p>c. 必要要員数及び想定時間</p> <p><u>原子炉浄化系起動に必要な要員数、想定時間は以下のとおり。</u></p> <p>必要要員数：<u>1名 (中央制御室運転員 1名)</u></p> <p>想定時間：<u>70分以内 (所要時間目安※¹：40分)</u></p> <p>※1：所要時間目安は、模擬により算定した時間</p> <p><u>想定時間内訳</u></p> <p>【中央制御室運転員】</p> <p>●電源確認：想定時間 5分、所要時間目安 3分</p> <p>・電源確認：所要時間目安 3分 (電源確認：中央制御室)</p> <p>●状態確認、系統構成：想定時間 20分、所要時間目安 11分</p> <p>・状態確認、系統構成：所要時間目安 11分 (操作対象 9弁：中央制御室)</p> <p>●原子炉浄化補助ポンプ起動：想定時間 10分、所要時間目安 3分</p> <p>・原子炉浄化補助ポンプ起動：所要時間目安 3分 (補助ポンプ起動：中央制御室)</p> <p>●除熱操作：想定時間 35分、所要時間目安 23分</p> <p>・除熱操作：所要時間目安 23分 (操作対象 3弁：中央制御室)</p> <p>【現場運転員】</p> <p>●移動、系統構成：想定時間 25分、所要時間目安 11分</p>	<p>・設備の相違</p> <p>【柏崎 6/7】</p> <p>③の相違</p> <p>・記載表現の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>東海第二は、現場操作の場所について記載</p> <p>・体制及び運用の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>⑪の相違</p> <p>・記載表現の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根 2号炉は、中央制御室運転員の作業の成立性を記載</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
	<p><u>屋付属棟1階 (放射線防護具着用を含む))</u> <u>39分 (移動経路: 原子炉建屋付属棟1階から原子炉建屋原子炉棟4階)</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ・ <u>原子炉保護系復旧: 19分</u> ・ <u>系統構成: 36分 (操作対象2弁: 原子炉建屋原子炉棟3階 (対象作業: 起動前準備, 運転状況確認等を含む))</u> ・ <u>除熱開始準備操作: 20分 (操作対象1弁: 原子炉建屋原子炉棟4階)</u> <p>d. 操作の成立性について</p> <p>作業環境: 常用照明消灯時においても, ヘッドライト又はLEDライトを携行している。また, 操作は汚染の可能性を考慮し放射線防護具 (全面マスク, 個人線量計, 綿手袋, ゴム手袋, <u>タイベック</u>) を着用又は携行して作業を行う。</p> <p>移動経路: <u>ヘッドライト又はLEDライトを携行しており近接可能である。また, アクセスルート上に支障となる設備はない。</u></p> <p>操作性: <u>通常の弁操作及び受電操作であり容易に操作可能である。また, 操作対象弁及び操作</u></p>	<ul style="list-style-type: none"> ・ <u>移動: 所要時間目安8分 (移動経路: 中央制御室～<u>原子炉建物</u>原子炉棟 3階)</u> ・ <u>系統構成: 所要時間目安3分 (操作対象1弁: <u>原子炉建物</u>原子炉棟 3階)</u> <p>d. 操作の成立性について</p> <p>(a) 中央制御室操作</p> <p><u>作業環境: 常用照明消灯時においてもLEDライト (三脚タイプ), LEDライト (ランタンタイプ) 及びヘッドライトを配備している。</u></p> <p><u>操作性: 操作スイッチによる操作であり, 容易に操作可能である。</u></p> <p>(b) 現場操作</p> <p><u>作業環境: 常用照明消灯時においても, 電源内蔵型照明を作業エリアに配備している。また, ヘッドライト又は懐中電灯を携行している。操作は汚染の可能性を考慮し防護具 (全面マスク, <u>個人線量計, 綿手袋, ゴム手袋, 汚染防護服</u>) を着用又は携行して作業を行う。</u></p> <p><u>移動経路: 電源内蔵型照明をアクセスルート上に配備していること, ヘッドライト及び懐中電灯を携行していることから接近可能である。また, アクセスルート上に支障となる設備はない。</u></p> <p><u>操作性: 通常の弁操作であり, 容易に実施可能である。</u></p>	<p>・ 記載表現の相違 【東海第二】 島根2号炉は, 中央制御室運転員の作業の成立性を記載</p> <p>・ 設備の相違 使用する資機材の相違</p> <p>・ 記載表現の相違 【東海第二】 1. 重大事故等対策添付資料 1.0.13 にて炉心損傷の徴候の有無に応じて適切な防護具の着用を判断することとしていることから記載を適正化</p> <p>・ 設備の相違 使用する資機材の相違</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
	<p data-bbox="1210 212 1715 289"><u>盤は操作性が確保された場所に設置されており、操作性に支障はない。</u></p> <p data-bbox="1077 478 1715 688">連絡手段：携行型有線通話装置、電力保安通信用電話設備（固定電話機、PHS 端末）、送受信器（ページング）のうち、使用可能な設備により、中央制御室との連絡が可能である。</p> <div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div data-bbox="1035 760 1314 970">  </div> <div data-bbox="1421 760 1706 970">  </div> </div> <p data-bbox="982 982 1359 1060">ポンプメカシールパージ流量調整操作 (原子炉冷却材浄化系ポンプメカシールパージ水ライン調整弁)</p> <p data-bbox="1415 982 1724 1087">原子炉冷却材浄化系 再生熱交換器バイパス運転操作 (原子炉冷却材浄化系再生熱交換器バイパス弁)</p>	<p data-bbox="1982 212 2516 289"><u>操作対象弁には、暗闇でも識別し易いように反射テープを施している。</u></p> <p data-bbox="1807 478 2516 646"><u>連絡手段：所内通信連絡設備（警報装置を含む。）、電力保安通信用電話設備、有線式通信設備のうち、使用可能な設備により、中央制御室との連絡が可能である。</u></p>	<p data-bbox="2546 212 2813 464">・設備の相違 【東海第二】 島根2号炉は、暗闇における作業性確保のため、操作対象弁に反射テープを施している</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p style="text-align: right;"><u>添付資料 1. 4. 3-6</u></p> <p>6. 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による発電用原子炉からの除熱</p> <p>a. 操作概要 残留熱除去系の原子炉停止時冷却モードにて発電用原子炉からの除熱を実施するため、残留熱除去系の原子炉停止時冷却モードの現場での系統構成及びそれに必要な電源開放操作を実施する。</p> <p>b. 作業場所 <u>原子炉建屋 地下3階（管理区域）</u> <u>原子炉建屋 地下1階（非管理区域）</u></p> <p>c. 必要要員数及び時間 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による発電用原子炉からの除熱のうち、現場での系統構成及び電源開放操作に必要な要員数、時間は以下のとおり。 必要要員数：<u>4名（現場運転員4名）</u></p> <p>想定時間：<u>系統構成 15分（実績時間：14分）</u> <u>電源開放 15分（実績時間：12分）</u></p>	<p>5. 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）電源復旧後の発電用原子炉からの除熱（残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による発電用原子炉からの除熱も同様）</p> <p>(1) <u>系統構成</u></p> <p>a. 操作概要 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）電源復旧後の発電用原子炉からの除熱が必要な状況において、<u>原子炉建屋原子炉棟地下2階まで移動するとともに、系統構成を実施し、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）により原子炉除熱する。</u></p> <p>b. 作業場所 <u>原子炉建屋原子炉棟地下2階（管理区域）</u></p> <p>c. 必要要員数及び所要時間 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）電源復旧後の発電用原子炉からの除熱における、現場での系統構成に必要な要員数、所要時間は以下のとおり。 必要要員数：<u>4名（運転員等（当直運転員）2名、重大事故等対応要員2名）</u></p> <p>所要時間目安：<u>147分以内（所要時間目安のうち、現場操作に係る時間は105分以内）</u></p> <p>所要時間内訳 <u>【運転員等（当直運転員及び重大事故等対応要員）】</u> <u>【原子炉保護系復旧】</u> ・移動：86分（移動経路：中央制御室から原子炉建屋付属棟1階（放射線防護具着用を含む）） ・原子炉保護系復旧：19分</p>	<p style="text-align: right;"><u>添付資料 1. 4. 4-8</u></p> <p>8. 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）電源復旧後の発電用原子炉からの除熱（<u>残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による発電用原子炉からの除熱も同様）</u>）</p> <p>(1) <u>残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）電源復旧後の残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による発電用原子炉からの除熱</u></p> <p>a. 操作概要 残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却モード</u>）電源復旧後の発電用原子炉からの除熱が必要な状況において、<u>中央制御室操作及び現場操作により系統構成及びそれに必要な電源開放操作を実施し、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による発電用原子炉の除熱を実施する。</u></p> <p>b. 作業場所 <u>原子炉建物付属棟 2階（非管理区域）</u> <u>制御室建物 4階（非管理区域）（中央制御室）</u></p> <p>c. 必要要員数及び想定時間 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）起動に必要な要員数、想定時間は以下のとおり。 必要要員数：<u>3名（中央制御室運転員1名、現場運転員2名）</u></p> <p>想定時間：<u>35分以内（所要時間目安※¹：19分）</u> ※1：所要時間目安は、模擬により算定した時間</p> <p>想定時間内訳 <u>【中央制御室運転員】</u> ●電源確認：想定時間5分、所要時間目安3分 ・電源確認：所要時間目安3分（電源確認：中央制御室） ●系統構成：想定時間20分、所要時間目安11分 ・系統構成：所要時間目安11分（操作対象7弁：中央制御室） ●ポンプ起動、注水開始：想定時間10分、所要時間目安5分</p>	<p>・記載表現の相違 【東海第二】 島根2号炉は、系統構成に必要な電源操作について記載</p> <p>・体制及び運用の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 ①の相違</p> <p>・記載表現の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、各要員の想定時間内訳を記載 【東海第二】 島根2号炉は、中央制御室運転員の作業の成立性を記載</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>d. 操作の成立性について</p> <p>作業環境:<u>バッテリー内蔵型 LED 照明を作業エリアに配備しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また、ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携行している。非管理区域における操作は放射性物質が放出される可能性があることから、防護具(全面マスク、個人線量計、ゴム手袋)を装備又は携行して作業を行う。管理区域においては汚染の可能性を考慮し防護具(全面マスク、個人線量計、ゴム手袋)を装備して作業を行う。</u></p>	<p><u>【運転員等(重大事故等対応要員)】</u></p> <p><u>【残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)系統構成】</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ・移動:42分^{*1}(移動経路:原子炉建屋付属棟1階から原子炉建屋原子炉棟地下2階) ・系統構成:3分^{*1}操作対象1弁:原子炉建屋原子炉棟地下2階) <p><u>※1:移動及び系統構成は並行して行うため、所要時間目安には含まれない。</u></p> <p>d. 操作の成立性について</p> <p>作業環境:<u>常用照明消灯時においても、ヘッドライト又はLEDライトを携行している。また、操作は汚染の可能性を考慮し放射線防護具(全面マスク、個人線量計、綿手袋、ゴム手袋、タイベック)を着用又は携行して作業を行う。</u></p>	<p><u>・ポンプ起動,注水開始:所要時間目安5分(操作対象2弁:中央制御室)</u></p> <p><u>【現場運転員】</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ●移動,電源開放操作:想定時間20分,所要時間目安5分 ・移動:所要時間目安4分(移動経路:中央制御室～原子炉建物付属棟2階) ・電源開放操作:所要時間目安1分(電源ロック操作:原子炉建物付属棟2階) <p>d. 操作の成立性について</p> <p><u>(a) 中央制御室操作</u></p> <p><u>作業環境:常用照明消灯時においても、LEDライト(三脚タイプ)、LEDライト(ランタンタイプ)及びヘッドライトを配備している。</u></p> <p><u>操作性:操作スイッチによる操作であるため、容易に実施可能である。</u></p> <p><u>(b) 現場操作</u></p> <p><u>作業環境:常用照明消灯時においても、電源内蔵型照明を作業エリアに配備している。また、ヘッドライト又は懐中電灯を携行している。操作は汚染の可能性を考慮し防護具(全面マスク、個人線量計、綿手袋、ゴム手袋、汚染防護服)を着用又は携行して作業を行う。</u></p>	<p>・記載表現の相違</p> <p>【柏崎6/7,東海第二】 島根2号炉は、中央制御室運転員の作業の成立性を記載</p> <p>・設備の相違</p> <p>【東海第二】 使用する資機材の相違</p> <p>・記載表現の相違</p> <p>【柏崎6/7,東海第二】 1. 重大事故等対策添付資料1.0.13にて炉心損傷の徴候の有無に応じて適切な防護具の着用を判断することとしていることから記載を適正化</p> <p>【柏崎6/7】 防護具の装備について管理区域と非管理区域を分けて記載</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>移動経路: <u>バッテリー内蔵型LED照明をアクセスルート上に配備しており接近可能である。また、ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携帯している。アクセスルート上に支障となる設備はない。</u></p> <p>操作性: <u>通常の弁操作であり、容易に実施可能である。操作対象弁には、暗闇でも識別し易いように反射テープを施している。電源開放操作においても通常操作であるため、容易に実施可能である。</u></p> <p>連絡手段: <u>通信連絡設備（送受話器、電力保安通信用電話設備、携帯型音声呼出電話設備）のうち、使用可能な設備により、中央制御室に連絡する。</u></p> <div data-bbox="433 762 700 961" data-label="Image"> </div> <p data-bbox="537 972 617 993">系統構成</p>	<p>移動経路: <u>ヘッドライト又はLEDライトを携行しており近接可能である。また、アクセスルート上に支障となる設備はない。</u></p> <p>操作性: <u>通常の弁操作及び受電操作であり容易に操作可能である。また、操作対象弁及び操作盤は操作性が確保された場所に設置されており、操作性に支障はない。</u></p> <p>連絡手段: <u>携行型有線通話装置、電力保安通信用電話設備（固定電話機、PHS端末）、送受話器（ページング）のうち、使用可能な設備により、中央制御室との連絡が可能である。</u></p> <div data-bbox="1205 873 1501 1098" data-label="Image"> </div> <p data-bbox="1154 1108 1552 1161">系統構成 (残留熱除去系A系レグシールライン弁)</p>	<p>移動経路: <u>電源内蔵型照明をアクセスルート上に配備していること、ヘッドライト又は懐中電灯を携行していることから接近可能である。また、アクセスルート上に支障となる設備はない。</u></p> <p>操作性: <u>通常の電源開放操作であり、容易に実施可能である。</u></p> <p>連絡手段: <u>所内通信連絡設備（警報装置を含む。）、電力保安通信用電話設備、有線式通信設備のうち、使用可能な設備より、中央制御室との連絡が可能である。</u></p> <div data-bbox="1955 852 2365 1161" data-label="Image"> </div> <p data-bbox="2056 1199 2220 1230">電源開放操作</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
		<p style="text-align: right;"><u>添付資料 1. 4. 4-9</u></p> <p><u>9. 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉圧力容器への注水</u></p> <p><u>(1) 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉圧力容器への注水</u></p> <p><u>a. 操作概要</u> <u>残留熱除去系が健全な場合であって原子炉圧力容器への注水が必要な状況において、中央制御室操作により残留熱除去系（低圧注水モード）を起動し、原子炉圧力容器への注水を実施する。</u></p> <p><u>b. 作業場所</u> <u>制御室建物 4階（非管理区域）（中央制御室）</u></p> <p><u>c. 必要要員数及び想定時間</u> <u>中央制御室からの残留熱除去系（低圧注水モード）起動に必要な要員数、想定時間は以下のとおり。</u> <u>必要要員数 : 1名（中央制御室運転員1名）</u> <u>想定時間 : 2分以内（所要時間目安※¹ : 2分）</u> <u>※1 : 所要時間目安は、模擬により算定した時間</u></p> <p><u>想定時間内訳</u> <u>【中央制御室運転員】</u> <u>●注水操作開始：想定時間2分、所要時間目安2分</u> <u>・注水操作開始：所要時間目安2分（注水操作開始：中央制御室）</u></p> <p><u>d. 操作の成立性について</u> <u>作業環境：常用照明消灯時においても、LEDライト（三脚タイプ）、LEDライト（ランタンタイプ）及びヘッドライトを配備している。</u> <u>操作性 : 操作スイッチによる操作であるため、容易に実施可能である。</u></p>	<p>・記載表現の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、中央制御室運転員の作業の成立性を記載</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉 添付資料 1.4.4-10	備考
		<p>10. <u>低圧炉心スプレイ系による原子炉压力容器への注水</u> (1) <u>低圧炉心スプレイ系による原子炉压力容器への注水</u></p> <p>a. <u>操作概要</u> <u>低圧炉心スプレイ系が健全な場合であって原子炉压力容器への注水が必要な状況において、中央制御室操作により低圧炉心スプレイ系を起動し、原子炉压力容器への注水を実施する。</u></p> <p>b. <u>作業場所</u> <u>制御室建物 4階 (非管理区域) (中央制御室)</u></p> <p>c. <u>必要要員数及び想定時間</u> <u>中央制御室からの低圧炉心スプレイ系起動に必要な要員数、想定時間は以下のとおり。</u> <u>必要要員数 : 1名 (中央制御室運転員1名)</u> <u>想定時間 : 2分以内 (所要時間目安※¹: 2分)</u> <u>※1: 所要時間目安は、模擬により算定した時間</u></p> <p><u>想定時間内訳</u> <u>【中央制御室運転員】</u> ●注水操作開始: 想定時間2分, 所要時間目安2分 ・注水操作開始: 所要時間 <u>目安</u> 2分 (注水操作開始: 中央制御室)</p> <p>d. <u>操作の成立性について</u> <u>作業環境: 常用照明消灯時においても、LEDライト (三脚タイプ), LEDライト (ランタンタイプ) 及びヘッドライトを配備している。</u> <u>操作性: 操作スイッチによる操作であるため、容易に実施可能である。</u></p>	<p>・記載表現の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、中央制御室運転員の作業の成立性を記載</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p style="text-align: right;">添付資料 1. 4. 3-3</p> <p>3. 残留熱除去系(C)注入配管使用による原子炉压力容器への注水</p> <p>(1)現場での系統構成</p> <p>a. 操作概要</p> <p>低圧代替注水系(常設)等による注水が行えるよう、手動にて残留熱除去系注入弁(C)及び残留熱除去系洗浄水弁(C)を全開し、系統構成を実施する。</p> <p>b. 作業場所</p> <p>原子炉建屋 地上1階(管理区域)</p> <p>c. 必要要員数及び時間</p> <p>低圧代替注水系(常設)による原子炉压力容器への注水(残留熱除去系(C)注入配管使用)のうち、現場での系統構成に必要な要員数、時間は以下のとおり。</p> <p>必要要員数:2名(現場運転員2名)</p> <p>想定時間 :40分(実績時間:37分)</p> <p>d. 操作の成立性について</p> <p>作業環境:バッテリー内蔵型LED照明を作業エリアに配備しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また、ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携帯している。操作は汚染の可能性を考慮し防護具(全面マスク、個人線量計、ゴム手袋)を装備して作業を行う。</p> <p>移動経路:バッテリー内蔵型LED照明をアクセスルート上に並び懐中電灯をバックアップとして携帯している。アクセスルート上に支障となる設備はない。</p> <p>操作性 :通常の弁操作であり、容易に実施可能である。操作対象弁には、暗闇でも識別し易いように反射テープを施している。</p> <p>連絡手段:通信連絡設備(送受信器、電力保安通信用電話設備、携帯型音声呼出電話設備)のうち、使用可能な設備により、中央制御室に連絡する。</p>			<p>・記載表現の相違</p> <p>【柏崎 6/7】</p> <p>柏崎 6/7 と同様な現場操作が必要な残留熱除去系 B 系及び C 系を使用する復水輸送系、消火系による原子炉压力容器への注水の成立性を添付資料 1. 4. 4-2, 3 にて記載</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p style="text-align: right;"><u>添付資料 1. 4. 3-4</u></p> <p>4. <u>高圧炉心注水系(C)注入配管使用による原子炉圧力容器への注水</u> (1) <u>現場での系統構成, 注水操作</u> a. <u>操作概要</u> <u>低圧代替注水系(常設)等による注水が行えるよう, 手動にて高圧炉心注水系注入弁(C)及び高圧炉心注水系洗浄用補給水止め弁(C)を全開し, 系統構成及び注水操作を実施する。</u> b. <u>作業場所</u> <u>原子炉建屋 地上1階(管理区域)</u> c. <u>必要要員数及び時間</u> <u>低圧代替注水系(常設)による原子炉圧力容器への注水のうち, 現場での系統構成及び注水操作に必要な要員数, 時間は以下のとおり。</u> <u>必要要員数:2名(現場運転員2名)</u> <u>想定時間 :30分(実績時間:26分)</u> d. <u>操作の成立性について</u> <u>作業環境:バッテリー内蔵型LED照明を作業エリアに配備しており, 建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また, ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携帯している。操作は汚染の可能性を考慮し防護具(全面マスク, 個人線量計, ゴム手袋)を装備して作業を行う。</u> <u>移動経路:バッテリー内蔵型LED照明をアクセスルート上に配備しており接近可能である。また, ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携帯している。アクセスルート上に支障となる設備はない。</u> <u>操作性 :通常の弁操作であり, 容易に実施可能である。操作対象弁には, 暗闇でも識別し易いように反射テープを施している。</u> <u>連絡手段:通信連絡設備(送受信器, 電力保安通信用電話設備, 携帯型音声呼出電話設備)のうち, 使用可能な設備により, 中央制御室に連絡する。</u></p>			<p>・設備の相違 【柏崎 6/7】 配管構成の相違による注水経路の相違</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<div data-bbox="154 226 454 453" data-label="Image"> </div> <p data-bbox="261 468 347 495">系統構成</p> <div data-bbox="525 226 825 453" data-label="Image"> </div> <p data-bbox="596 468 753 495">現場での注水操作</p>			

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p style="text-align: right;"><u>添付資料 1. 4. 3-8</u></p> <p>8. <u>高压炉心注水系注入配管使用による原子炉压力容器への注水（全交流動力電源喪失時）</u></p> <p>(1) <u>系統構成</u></p> <p>a. <u>操作概要</u></p> <p><u>全交流動力電源喪失時において、低压代替注水系（可搬型）による原子炉压力容器への注水が行えるよう、手動にて復水補給水系原子炉建屋復水積算計バイパス弁を全閉（復水補給水系バイパス流防止措置）、高压炉心注水系注入弁及び高压炉心注水系洗浄用補給水止め弁を全開し、系統構成を実施する。</u></p> <p>b. <u>作業場所</u></p> <p><u>原子炉建屋 地上 1 階（管理区域）</u> <u>原子炉建屋 地下 2 階（管理区域）</u></p> <p>c. <u>必要要員数及び時間</u></p> <p><u>低压代替注水系（可搬型）による高压炉心注水系注入配管を使用した原子炉压力容器への注水のうち、現場での系統構成に必要な要員数、時間は以下のとおり。</u></p> <p><u>必要要員数:2 名（現場運転員 2 名）</u> <u>想定時間 :75 分（実績時間:66 分）</u></p> <p>d. <u>操作の成立性について</u></p> <p><u>作業環境:バッテリー内蔵型 LED 照明を作業エリアに配備しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保している。また、ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携帯している。操作は汚染の可能性を考慮し防護具（全面マスク、個人線量計、ゴム手袋）を装備して作業を行う。</u></p> <p><u>移動経路:バッテリー内蔵型 LED 照明をアクセスルート上に配備しており接近可能である。また、ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携帯している。アクセスルート上に支障となる設備はない。</u></p> <p><u>操作性 :通常の弁操作であり、容易に実施可能である。操作対象弁には、暗闇でも識別し易いように反射テープを施している。</u></p> <p><u>連絡手段:通信連絡設備（送受信器、電力保安通信用電話設備、携帯型音声呼出電話設備）のうち、使用可能な設備により、中央制御室に連絡する。</u></p>			<p>・設備の相違</p> <p>【柏崎 6/7】</p> <p>島根 2 号炉は、配管構成の相違による注水経路の相違のため、高压炉心注水系配管を使用しない</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<div data-bbox="284 218 572 432" data-label="Image"> </div> <div data-bbox="290 447 578 476" data-label="Caption"> <p>復水補給水系バイパス流防止措置</p> </div> <div data-bbox="635 218 923 432" data-label="Image"> </div> <div data-bbox="736 447 825 476" data-label="Caption"> <p>系統構成</p> </div> <div data-bbox="284 504 572 718" data-label="Image"> </div> <div data-bbox="341 739 507 768" data-label="Caption"> <p>現場での注水操作</p> </div>			

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
	<p style="text-align: right;">添付資料 1. 4. 5</p> <p>炉心損傷及び原子炉圧力容器破損後の注水及び除熱の考え方について</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 1. 4. 5</p> <p>炉心損傷、原子炉圧力容器破損後の注水及び除熱の考え方について</p> <p>島根原子力発電所2号炉では、炉心損傷が生じた場合あるいは事象が進展し、原子炉圧力容器(以下「RPV」という。)破損に至った場合の緊急時対策本部による対応をアクシデントマネジメントガイド(以下「AMG」という。)に、運転員による対応を、事故時操作要領書(シビアアクシデント)(以下「SOP」という。)に定めている。このため、有効性評価における炉心損傷後の重大事故時の運転員の対応はSOPに従ったものとなっている。</p> <p>SOPには、炉心損傷後の状況に応じた対応が可能となるよう対応フローを定めており、対応の優先順位等についても定めている。このため、想定される状況に対して網羅的に対応可能な手順になっていると考えるが、ここでは、炉心損傷後の原子炉格納容器内の状況を場合分けし、それらについてSOPによる対応が可能であることを確認する。SOPの対応フローを第1図に示す。また、原子炉格納容器の構造図を第2図に示す。</p> <p>1. 各炉心損傷モードへの対応の網羅性</p> <p>炉心損傷モードのうち、格納容器先行破損の炉心損傷モード^{*1}を除くと、TQUV、TQUX、TB(長期TB、TBU、TBD、TBP)、LOCAが抽出される。</p> <p>このうち、TQUV、TQUX、TB(長期TB、TBU、TBD、TBP)は、炉心損傷の時点でRPVが健全であり、RPV内の原子炉冷却材はSRVを通じてサブプレッション・チェンバ(以下「S/C」という。)に放出されている点で、炉心損傷の時点でのRPVの健全性及び原子炉格納容器の原子炉冷却材の状況が同じ炉心損傷モードである。TQUV、TBPは炉心損傷の時点でRPV内が減圧されていることに対し、TQUX、長期TB、TBU、TBDでは炉心損傷の時点でRPV内が減圧されていないが、SOPにおいて、原子炉水位が燃料棒有効長底部より燃料棒有効長の20%高い位置でRPVを減圧する手順としていることから、その後は同じ対応となる。</p> <p>一方LOCA(LOCA後の注水失敗による炉心損傷)は、炉心損傷の時点でRPVバウンダリ機能を喪失しており、RPV内の原子炉冷却材がドライウェル(以下「D/W」という)に直接放出される炉心損傷モードである。このため、炉心損傷時点での原子炉格納容器の圧力、温度等のパラメータには他の</p>	<p>・記載表現の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉は炉心損傷、原子炉圧力容器破損後の注水及び除熱の考え方について記載</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
	<p style="text-align: center;"><u>炉心損傷後における重大事故等対処設備による注水や除熱の考え方を以下に示す。</u></p> <p>1. <u>期待する重大事故等対処設備について</u> <u>非常用炉心冷却系等の注水機能が喪失し炉心損傷に至った場合、重大事故等対処設備である低圧代替注水系（常設）、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）、格納容器下部注水系（常設）及び代替循環冷却系の機能に期待し、炉心損傷の進展防止及び格納容器破損防止を図る手順としている。これらの系統の主な特徴を第1表に示す。</u></p>	<p>炉心損傷モードとの違いが生じるが、各々のパラメータに応じた運転操作がSOPに定められており、対応は可能である。</p> <p>※1 <u>格納容器先行破損の炉心損傷モードによって炉心損傷に至った場合、炉心損傷の時点で原子炉格納容器が破損していることから、SOPに想定する対応の可否についての不確かさが大きいと考え、ここでの考察から除外した。しかしながら、現実的にはSOPに準じ、注水及び除熱を試みるものと考えられる。</u></p> <p>また、<u>LOCAが発生し、D/Wに放出された原子炉冷却材はペDESTALに流入し、ペDESTALに水位が形成されると考えられる。</u></p> <p>炉心損傷後の手順として、<u>RPVの破損及びペDESTALへの熔融炉心落下に備えたペDESTALへの注水を定めており、ペDESTALの水位が2.4m（注水量225 m³）に到達していることを確認した後、ペDESTAL注水を停止する。先述のとおり、LOCAの場合にはあらかじめ水位が形成されている可能性が考えられるものの、どの炉心損傷モードを経た場合であってもペDESTAL水位計にて水位2.4mを確認した後、ペDESTALへの注水を停止する。</u></p> <p>熔融炉心落下時のペDESTALの水位は、<u>原子炉圧力容器外の熔融燃料-冷却材相互作用（以下「炉外FCI」という。）及び熔融炉心・コンクリート相互作用（以下「MCCI」という。）への対応を考慮し、2.4m相当としている。しかしながら、仮にペDESTAL水位が2.4mより高い場合であっても、炉外FCIやMCCIによる原子炉格納容器の機能維持に問題ないことを確認^{*2}している。</u></p> <p>以上より、<u>いずれの炉心損傷モードを経た場合についてもSOPによって炉心損傷後の対応をとることが可能である。</u></p>	<p>・記載方針の相違 【東海第二】</p>

第1表 注水及び除熱手段の特徴 (重大事故等対処設備)

系統	注水先	ポンプ	水源
低圧代替注水系 (常設)	原子炉压力容器	常設低圧代替注水系ポンプ	代替淡水貯槽
代替格納容器スプレイ冷却系 (常設)	ドライウエル		
格納容器下部注水系 (常設)	ベデスタル (ドライウエル部)		
代替循環冷却系	原子炉压力容器	代替循環冷却系ポンプ	サブプレッション・チェンバ
	ドライウエル		
	サブプレッション・チェンバ		

常設低圧代替注水系ポンプを用いた系統は、補機系を持たない独立した系統であり事故後早期に使用可能であるが、代替淡水貯槽を水源としており格納容器内へ外部から水を持ち込むため、継続して使用するとサブプレッション・プール水位が上昇し、格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱 (以下「格納容器ベント」という。) の実施時期を早めることとなる*。

一方、代替循環冷却系は補機系の起動を要するため、常設低圧代替注水系ポンプを用いた系統に比べて起動に時間を要するが、サブプレッション・チェンバを水源としており外部からの水の持ち込みは生じない。

上記の特徴を踏まえ、事象発生初期の原子炉への注水は常設低圧代替注水系ポンプを用いた系統を使用することとし、その後、外部からの水の持ち込みを抑制し、サブプレッション・プール水位の上昇抑制による格納容器ベントの遅延を図り、可能な限り外部への影響を軽減するため、代替循環冷却系が使用可能となった段階で代替循環冷却系に切り替える手順とする。ただし、代替循環冷却系の運転時において、格納容器圧力・温度の上昇により追加の格納容器の冷却が必要な場合には、一時的に常設低圧代替注水系ポンプを用いた系統を使用する手順とする。

*：格納容器圧力逃がし装置におけるサブプレッション・チェンバ側のベント配管の水没を防止する観点から、サブプレッション・プール水位が通常水位+6.5m に到達した時点で、外部水源による水の持ち込みを制限した上で、格納容器ベントを実施する手順としている。

2. 炉心損傷及び原子炉压力容器破損前後の注水及び除熱の考え方

2. 注水及び除熱の考え方

炉心損傷後の注水及び除熱の考え方については、RPVの破損の有無で大別している。

まず、RPVの破損に至る前の段階においては、RPV内の炉心の状況によらずRPVへの注水を優先する手順としている。

・記載方針の相違
【東海第二】
島根2号炉は、RPV

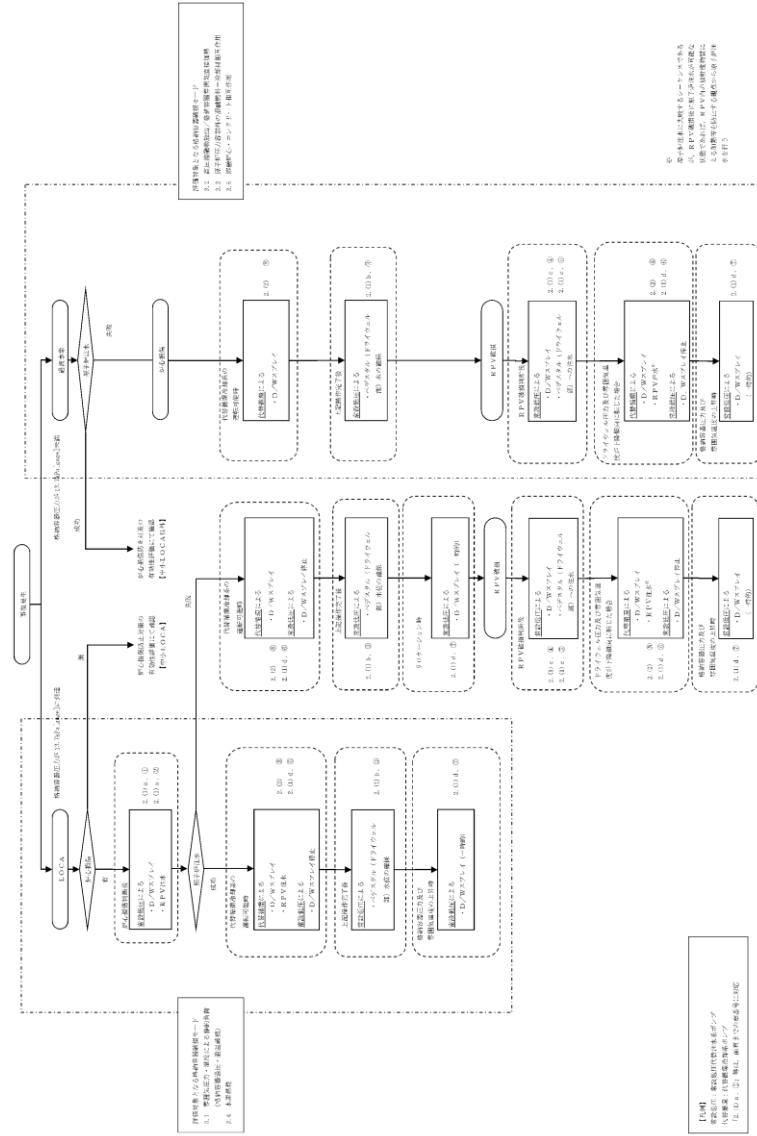
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
	<p>(1) <u>常設低圧代替注水系ポンプを用いた系統</u></p> <p>a. <u>炉心損傷後の対応について</u></p> <p><u>炉心損傷を判断した後は、補機系が不要であり短時間で注水が可能な低圧代替注水系（常設）により原子炉へ注水する手順としている。また、原子炉注水ができない場合においても、注水手段の確保に努めることとしている。したがって、炉心損傷前後ともに原子炉注水を実施する対応方針に違いはないが、事象進展の違いによって以下の異なる手順となる。</u></p> <p>① <u>LOCA時に炉心が損傷した場合は、ヒートアップした炉心へ原子炉注水を実施することにより、炉内で発生する過熱蒸気がドライウエルに直接放出されドライウエル圧力及び雰囲気温度が急上昇する。そこで、格納容器の健全性を確保するために、LOCAの判断（ドライウエル圧力 13.7kPa [gage] 以上）及び炉心損傷の判断（ドライウエル又はサブプレッション・チェンバ内のガンマ線線量率が、設計基準事故相当のガンマ線線量率の 10 倍以上）により、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作と代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作（ドライウエルスプレイ）を同時に実施する。この場合、原子炉注水により過熱蒸気が発生することから、先行して代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作（ドライウエルスプレイ）を実施し、その後、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作を実施することで、ドライウエルスプレイを実施している状態で原子炉へ注水する手順とする。</u></p> <p>② <u>LOCA時に炉心が損傷して原子炉注水が実施できない場合は、いずれは溶融炉心の炉心下部プレナムへの移行に伴う原子炉圧力容器下部プレナム水との接触による発生蒸気がドライウエルに放出され、ドライウエル圧力及び雰囲気温度が急上昇することを踏まえて、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作（ドライウエルスプレイ）を実施する手順とする。ただし、実際の操作としては、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作（ドライウエルスプレイ）を実施後に低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作を</u></p>		<p>の破損に至る前の段階においては、RPV 内の炉心の状況によらず原子炉注水を優先する手順としている。東海第二では、炉心損傷後の対応について、事象進展の違いにより対応が異なることから、その対応手順について記載している</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
	<p><u>実施することから、炉心損傷の判断後にドライウェルスプレイをする手順は①と同様である。</u></p> <p><u>b. 原子炉圧力容器破損前の対応について</u></p> <p><u>③通常運転時からペDESTAL (ドライウェル部) 水位を約 1m に維持する構造としているが、炉心損傷判断後は、原子炉圧力容器破損時の溶融炉心の冷却を考慮し、ペDESTAL (ドライウェル部) 水位を確実に約 1m 確保するために格納容器下部注水系 (常設) によるペDESTAL (ドライウェル部) 水位の確保操作を実施する手順とする。</u></p> <p><u>c. 原子炉圧力容器破損後短期の対応について</u></p> <p><u>④原子炉圧力容器破損を検知した後は、溶融炉心とペDESTAL (ドライウェル部) に存在する水との相互作用により、ドライウェル圧力及び雰囲気温度が急上昇するため、原子炉圧力容器破損を判断した場合は、代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による格納容器冷却操作 (ドライウェルスプレイ) を実施する手順とする。</u></p> <p><u>⑤ドライウェルスプレイを開始した後は、ペDESTAL (ドライウェル部) に落下した溶融炉心の冷却維持のため、格納容器下部注水系 (常設) によるペDESTAL (ドライウェル部) 注水操作を実施する手順とする。</u></p>	<p><u>その後、RPVを破損させることなく原子炉水位を安定させることに成功した場合はRPVへの注水及び必要に応じて原子炉格納容器からの除熱を並行して実施する手順としている。ただし、RPV下鏡温度が300℃に到達し、RPV下部プレナムへの溶融炉心の落下が想定される場合はRPVへの注水と並行してペDESTALへの注水(水位 2.4m(注水量 225 m³))を実施する手順としている。</u></p> <p>※2 島根原子力発電所2号炉 重大事故等対策の有効性評価について「3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料—冷却材相互作用 添付資料 3.3.3 ペDESTALへの水張り実施の適切性」参照。ペDESTALの水位が高い方が物理現象発生時の原子炉格納容器への負荷が高くなると考えられる炉外FCIについて、溶融炉心がペDESTALに落下する前に、ペDESTALにペDESTAL開口部下端位置までの高さ(約3.8m)の水位が形成されているものとした。これ以上の水位を形成させるためには、ドライウェル床面全面を満たしながら上昇させる必要があることから、仮にペDESTAL注</p>	<p>・運用の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、事故時に原子炉圧力容器破損の徴候によりペDESTALに水張りをした運用としている。東海第二では、通常運転時からペDESTAL (ドライウェル部) に約1mの水プールを形成している</p> <p>・運用の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、原子炉圧力容器破損判断にて格納容器スプレイによる格納容器冷却を実施する手順としていない</p>

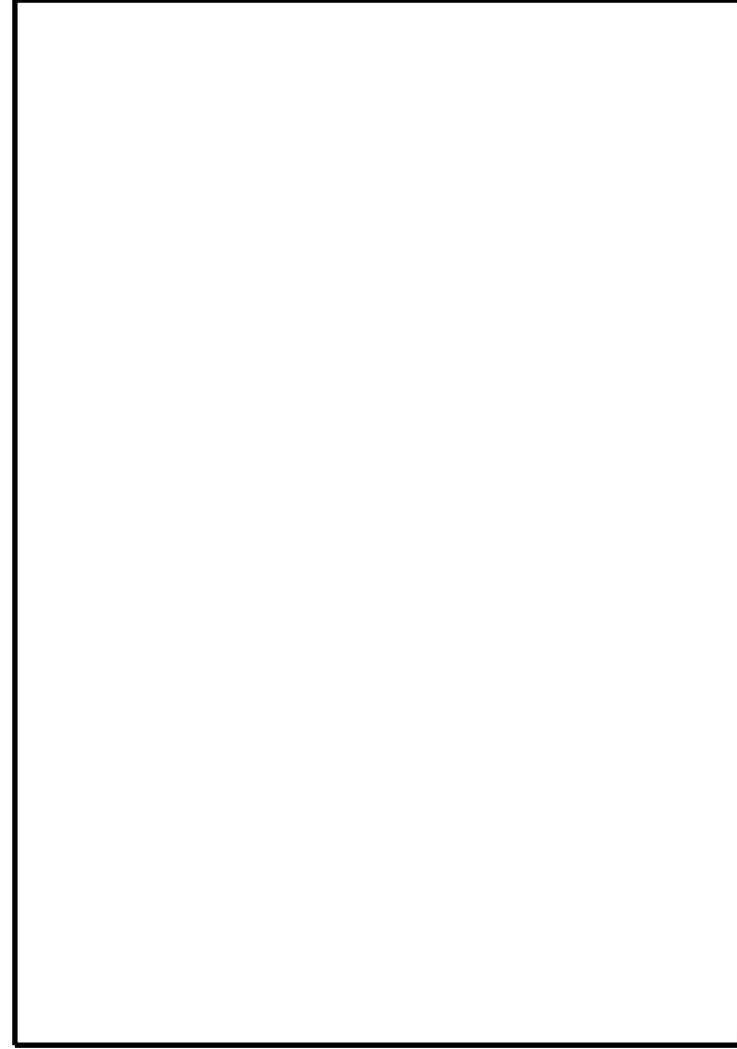
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
	<p>d. <u>本系統の停止及び一時的な運転について</u></p> <p>⑥本系統は外部水源を用いた手段であり、本系統の運転継続によりサプレッション・プール水位が上昇する。そこで、格納容器ベントを遅延させる観点から、本系統による原子炉注水操作や格納容器冷却操作（ドライウェルスプレイ）を停止し、代替循環冷却系による格納容器除熱操作を実施する。</p> <p>⑦ただし、代替循環冷却系による格納容器除熱操作を実施する状態において格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する場合には、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作（ドライウェルスプレイ）を一時的に実施する手順とする。</p> <p>(2) <u>代替循環冷却系</u></p> <p>⑧代替循環冷却系は残留熱除去系海水系又は緊急用海</p>	<p>水を入れすぎたとしても開口部下端位置以上の水位となることは考えにくい。また、ここでは現実的な溶融炉心の落下様態を想定した条件を適用して評価した場合、ペDESTALの内側鋼板の最大応力は14MPaであり、ペDESTALの内側鋼板の降伏応力（490MPa）を十分に下回っており、格納容器破損に至る恐れはないことを確認している。ペDESTALの水位上昇の要因がLOCAに起因する原子炉冷却材であった場合、サブクール度は低くなり炉外FCI発生可能性そのものを小さくするとともに、発生した場合でも発生する最大応力は小さくなるものと考え</p> <p>る。</p> <p>次に、RPVが破損した後は、ペDESTALに崩壊熱に余裕をみた量の注水を実施する手順としている。SOP及びAMGに定めるRPV破損の判定方法に基づきRPVの破損を判定した後は、ペDESTALに直接崩壊熱に余裕をみた量の注水を実施することとしており、その注水量はペDESTAL水位及び原子炉格納容器外の流量計にて確認する手順としている。なお、本流量計の先にあるペDESTAL以外への分岐配管については、逆止弁または常時閉の手动弁があり、他系統へ流入することなく、確実にペDESTALへの注水量を確認できる設備構成となっている。また、原子炉格納容器からの除熱が必要な場合はペDESTALへの注水と原子炉格納容器からの除熱とを並行して実施する手順としている。</p>	<p>・運用の相違 【東海第二】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
	<p><u>水系等の補機系の起動後に期待できる系統であり、運転開始までに一定の時間を要するが、内部水源であるため本系統の運転継続によりサブプレッション・プール水位は上昇しない。したがって、起動が可能となった時点で本系統を運転開始する手順とし、サブプレッション・プール水位の上昇を抑制しつつ、原子炉注水操作や格納容器冷却操作（ドライウェルスプレイ）を実施することで、損傷炉心の冷却や格納容器の冷却及び除熱を実施することとする。</u></p> <p>3. <u>各事象の対応の流れについて</u></p> <p><u>炉心損傷に至る事象としては、起因事象がLOCAの場合と過渡事象の場合で事象進展が異なることが考えられる。また、初期に原子炉注水に成功する場合と成功しない場合においても、事象進展が異なることが考えられる。以上の事象進展の違いを踏まえ、事故対応の流れを第1図に示す。</u></p>	<p><u>しかしながら、RPVが破損した後は、RPV内の熔融炉心の状態、RPV破損口の状態、ペDESTALへの熔融炉心の落下量、格納容器圧力及び温度等、原子炉格納容器内の状態の不確かさが大きく、また、注水又は除熱を実施可能な設備が限定され、注水又は除熱に使用できる流量が不足する場合を想定すると、重大事故時に確実なアクシデントマネジメントを実施できるよう、注水及び除熱の優先順位を明確化しておく必要がある。このため、SOP及びAMGではRPV破損判定後の運転操作の優先順位を次の様に定めている。</u></p> <p><u>優先順位1：D/Wスプレイ</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <u>・開始条件：格納容器圧力 640kPa (1.5Pd) 以上又は格納容器温度 190℃以上</u> <u>・停止条件：格納容器圧力 588kPa 以下又は格納容器温度 171℃以下</u> <u>・流量：120m³/h</u> <p><u>優先順位2：ペDESTAL注水</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <u>・流量：崩壊熱に余裕をみた量（スクラム後～5時間：60m³/h, 5～10時間：55m³/h, 10～20時間：35m³/h, 20時間～40時間：30m³/h, 40時間～80時間：20m³/h, 80時間～120時間：15m³/h, 120時間以降：12m³/h) で注水</u> <p><u>優先順位3：RPV破損後のRPVへの注水</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <u>・流量：15m³/h (S/C水源でECCSを運転できる場合は全量注水)</u> 	<p>・運用の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、RPVが破損した後の注水及び除熱の運転操作について、どの炉心損傷モードを経た場合であっても同じ優先順位で実施する</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
		<p>これらは可能な限り並行して実施すべきものであるが、中でも格納容器スプレイを優先する理由は、格納容器スプレイを開始する状況は格納容器過圧又は過温破損の防止及び早期の格納容器ベントを抑制するための運転操作が必要な状況であり、これに即応する必要があるためである。D/WスプレイとS/Cスプレイでは、より広い空間にスプレイすること等により、原子炉格納容器の圧力及び温度の抑制効果が高いと考えられるD/Wスプレイを実施することとしている。また、D/Wにスプレイを実施することで格納容器下部へ冷却材が流入するため、格納容器下部の溶融炉心の冷却にも期待できる。</p> <p>ペDESTALへの注水については、RPV破損前の注水によりペDESTAL内には約70m³(スクラム後5～10時間後の崩壊熱に換算すると約2時間分)の冷却材が確保されていること及びD/Wスプレイした冷却材がD/W床面からペDESTALへ流入することにも期待できることを考慮し、D/Wスプレイに次ぐ優先順位としている。</p> <p>RPV破損後のRPVへの注水には、RPV内に残存する溶融炉心の冷却及びRPV破損口から原子炉冷却材が流出することによるペDESTALに堆積している溶融炉心の冷却にも期待できると考えられるが、RPV破損口からの原子炉冷却材の流出の状況を確実に把握することは困難なことから、ペDESTAL注水に必要な流量を確保した後の優先順位としている。</p> <p>しかしながら、RPVが破損した後の注水及び除熱の優先順位については、今後の検討結果により、前述の優先順位は変わりうるものと考えている。</p> <p>D/Wスプレイまたは注水により、S/C水位が通常水位+約1.3mに到達する時点でスプレイを停止し、格納容器ベントを実施する。ベント開始後は、崩壊熱に余裕をみた量の注水を継続し、ペDESTALの溶融炉心の冷却を継続する。</p> <p>以上のとおり、原子炉格納容器内の状態の不確かさを考慮しても、SOPによって確実なアクシデントマネジメントを実施することが可能である。</p>	



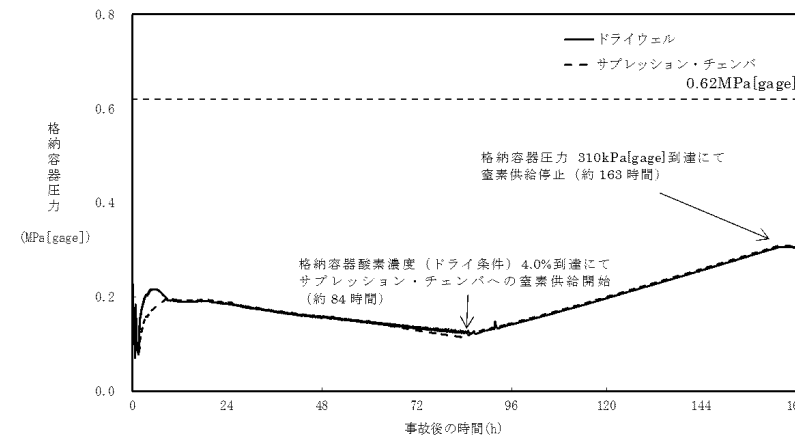
第1図 事故対応の流れ



第1図 SOPの対応フロー(全体)

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
		<p>第2図 原子炉格納容器の構造図</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
	<p>4. 長期安定停止に向けた対応について</p> <p>長期安定停止に向けて格納容器圧力及び温度を低下させることを目的として、<u>残留熱除去系、代替循環冷却系</u>による格納容器除熱を実施し、格納容器の健全性を維持する。</p> <p>また、炉心損傷後は水の放射線分解により格納容器内で水素及び酸素が発生するため、水素燃焼を防止する観点から、<u>格納容器圧力逃がし装置</u>による格納容器除熱操作（以下「格納容器ベント」という。）を実施する。</p> <p>(1) 事故後長期にわたる格納容器の健全性について</p> <p>有効性評価における格納容器温度・圧力の判断基準（評価項目）は200℃、2Pdと設定しており、<u>200℃、2Pdの状態が継続することを考慮した評価が必要な部位はシール部</u>である。このため、シール部については、200℃、2Pdの状態が7日間（168時間）継続した場合でもシール機能に影響がないことを確認することで、限界温度・圧力における格納容器閉じ込め機能の健全性を示している。</p> <p>ここでは、200℃、2Pdを適用可能な7日間（168時間）以降においても、有効性評価で得られている厳しい条件を考慮し、格納容器の閉じ込め機能を示す。</p> <p>また、上記に加えて、7日間（168時間）以降の累積放射線照射量についても、格納容器の閉じ込め機能に影響がないことを確認する。</p> <p>(2) <u>7日間（168時間）以降の圧力、温度の条件</u></p> <p>7日間（168時間）以降において、格納容器圧力が最も高くなるのは、「<u>雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）</u>」において<u>代替循環冷却系</u>を使用する場合のシーケンス及び「<u>高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱</u>」で想定されるシーケンスである。これらのシーケンスは、<u>格納容器内酸素濃度が4.0vol%（ドライ条件）に到達した時点で、格納容器内酸素濃度上昇による格納容器ベントを遅延するため、310kPa[gage]までサブプレッション・チェンバへの窒素注入を行う手順としており、第1表で示すとおり、7日間（168時間）以降の格納容器圧力は最大で310kPa[gage]となる。</u>代表的に、「<u>雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）</u>」において代替循環冷却系を使用する場合のシーケンスにおける格納容器圧力の推移を第1図に示す。</p>	<p>3. 長期安定停止に向けた対応について</p> <p>長期安定停止に向けて格納容器圧力及び温度を低下させることを目的として、<u>残留熱除去系及び残留熱代替除去系</u>による格納容器除熱を実施し、格納容器の健全性を維持する。</p> <p>また、炉心損傷後は水の放射線分解により格納容器内で水素ガス及び酸素ガスが発生するため、水素燃焼を防止する観点から、<u>格納容器フィルタベント系</u>による格納容器除熱操作（以下「格納容器ベント」という。）を実施する。</p> <p>(1) 事故後長期にわたる格納容器の健全性について</p> <p>有効性評価における原子炉格納容器限界温度・圧力は200℃、2Pdと設定しており、<u>200℃、2Pdについて時間経過を考慮した評価が必要な部位はシール部と考えている。</u>このため、シール部については200℃、2Pdの状態が7日間（168時間）継続した場合でもシール機能に影響ないことを確認することで限界温度・圧力における原子炉格納容器閉じ込め機能の健全性を示している。</p> <p>ここでは、200℃、2Pdを適用可能な7日間（168時間）以降においても、有効性評価で得られている厳しい条件を考慮し、格納容器の閉じ込め機能を示す。</p> <p>また、上記に加えて、7日間（168時間）以降の累積放射線照射量についても、<u>原子炉格納容器の閉じ込め機能に影響がないことを確認する。</u></p> <p><u>7日間（168時間）以降において、格納容器圧力が最も高くなるのは、「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において残留熱代替除去系を使用する場合のシーケンス及び「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」で想定されるシーケンスである。</u>これらのシーケンスは、<u>残留熱代替除去系による格納容器除熱を開始した時点で、格納容器内酸素濃度上昇による格納容器ベントを遅延するため、427kPa[gage]までサブプレッション・チェンバへの窒素注入を行う手順としており、第1表で示すとおり、7日間（168時間）以降の格納容器圧力は最大で427kPa[gage]となる。</u>代表的に、「<u>雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）</u>」において残留熱代替除去系を使用する場合のシーケンスにおける格納容器圧力の推移を第3図に示す。</p>	<p>・運用の相違</p> <p>【東海第二】 島根2号炉は、酸素ガスの濃度により窒素を注入するのではなく、残留熱代替除去系による格納容器除熱開始後に注入することとしている</p> <p>・炉型の違い</p> <p>【東海第二】</p>

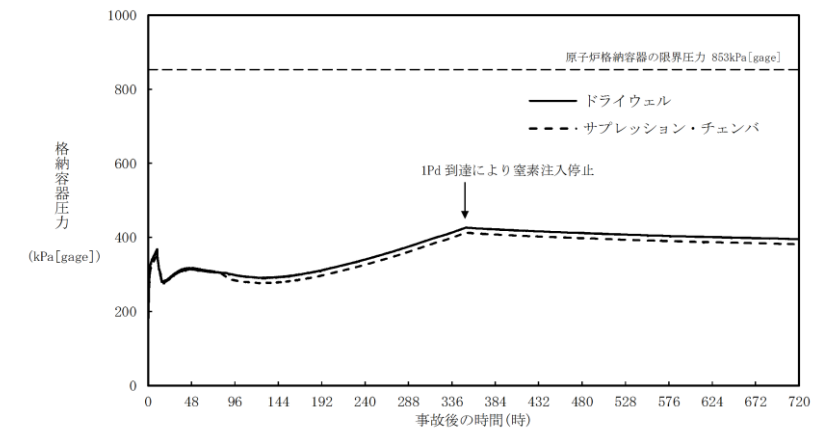


第1図 格納容器圧力

（「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において代替循環冷却系を使用する場合）

7日間（168時間）以降の格納容器雰囲気温度が最も高くなるのは、「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において代替循環冷却系を使用できない場合のシーケンスである。このシーケンスの格納容器雰囲気温度の推移を第2図に示すが、7日間（168時間）時点で150℃未満であり、その後の格納容器雰囲気温度は崩壊熱の減衰によって低下傾向となるため、第1表で示すとおり7日間（168時間）以降は150℃を下回る。また、格納容器バウンダリにかかる温度（壁面温度※）についても、事象発生後3.9時間後に生じる最高値は157℃であるが、7日間以降は150℃を下回る。

※：評価に用いているMAAPコードは、FP沈着に伴う発熱を考慮したものとなっている。格納容器内のFP挙動については、原子力安全基盤機構（JNES）の「シビアアクシデント時格納容器内多次元熱流動及びFP挙動解析」において、FPのほとんどが原子炉キャビティ内の床や壁表面にとどまり、格納容器全体に飛散することがないことが確認されており、健全性が維持されたシール部等の貫通部への局所的なFP沈着は発生しにくく、MAAPコードによる壁面温度の結果は妥当と考える。



第3図 原子炉格納容器圧力の推移（「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において残留熱代替除去系を使用する場合）

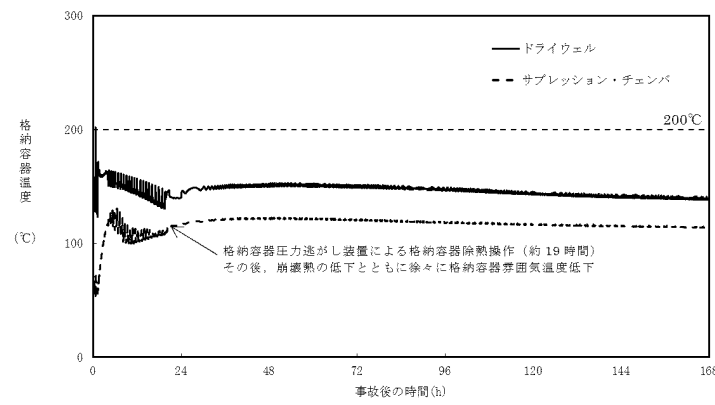
7日間（168時間）以降の格納容器雰囲気温度が最も高くなるのは、「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において残留熱代替除去系を使用できない場合のシーケンスである。このシーケンスの格納容器雰囲気温度の推移を第4図に示すが、7日間（168時間）時点で150℃未満であり、その後の格納容器雰囲気温度は崩壊熱の減衰によって低下傾向となるため、7日間（168時間）以降は150℃を下回る。また、格納容器バウンダリにかかる温度（壁面温度※）についても、事象発生後約10時間後に生じる最高値は約181℃であるが、7日間以降は150℃を下回る。

※：評価に用いているMAAPコードは、FP沈着に伴う発熱を考慮したものとなっている。格納容器内のFP挙動については、原子力安全基盤機構（JNES）の「シビアアクシデント時格納容器内多次元熱流動及びFP挙動解析」において、FPのほとんどが原子炉キャビティ内の床や壁表面にとどまり、格納容器全体に飛散することがないことが確認されており、健全性が維持されたシール部等の貫通部への局所的なFP沈着は発生しにくく、MAAPコードによる壁面温度の結果は妥当と考える。

最高使用圧力の相違

・解析結果の相違
【東海第二】

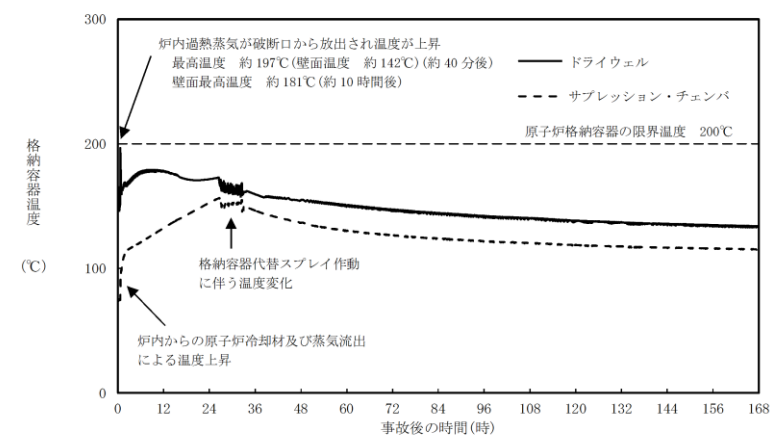
・解析結果の相違
【東海第二】



第2図 格納容器雰囲気温度
 (「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」において代替循環冷却系を使用できない場合)

第1表 事故発生後の経過時間と格納容器圧力・温度、累積放射線照射量の関係

事故発生後の経過時間	0~168 時間	168 時間以降
格納容器圧力	評価項目として 2Pd(620kPa[gage])を設定	有効性評価シナリオで最大310kPa[gage]となる(MAAP解析結果)
格納容器温度	評価項目として 200°Cを設定	有効性評価シナリオで 150°Cを下回る(MAAP解析結果)



第4図 原子炉格納容器温度の推移(「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」において残留熱代替除去系を使用しない場合)

第1表 事故発生後の経過時間と原子炉格納容器圧力・温度の関係

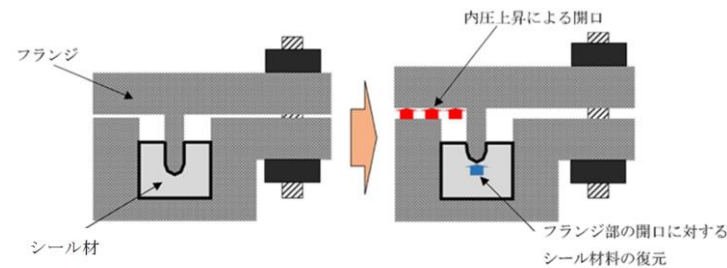
事故発生後の経過時間	0~168 時間	168 時間以降
原子炉格納容器圧力	原子炉格納容器限界圧力として 2Pd (853kPa) を設定	有効性評価シナリオで最大 427kPa[gage]となる(第3図)
原子炉格納容器温度	原子炉格納容器限界温度として 200°Cを設定	有効性評価シナリオで 150°Cを下回る(第4図)

・解析結果の相違
 【東海第二】

・炉型の違い
 【東海第二】
 東海第二 (Mark-II)
 と島根 2号炉 (Mark-I
 改) の最高使用圧力の
 相違

(3) 7日間(168時間)以降の格納容器圧力と閉じ込め機能の関係について

時間経過により、格納容器の健全性に影響を及ぼす部位はシール部のシール材である。シール部の機能維持は、第3図の模式図に示すとおり、格納容器内圧力の上昇に伴うフランジ部の過渡的な開口挙動に対し、シール材料の復元量が十分に確保されていることをもって確認している。つまり、格納容器温度によるシール材の熱劣化を考慮しても、圧縮永久ひずみ試験結果によりシール材の復元量が十分であれば、シール部の機能は健全である。長期のケースとして、有効性評価シナリオにおいて168時間時の格納容器圧力が高い代替循環冷却系運転ケースを評価しても、格納容器圧力は約0.31MPaであり開口量は小さい(第2表参照)。なお、復元量の具体的な評価は、格納容器温度に関係することから3.2で示す。



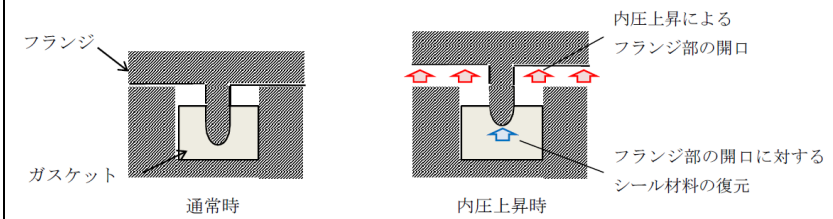
第3図 シール部の機能維持確認の模式図

第2表 格納容器圧力と開口量の関係

フランジ部位	溝	168時間時 1Pd(0.31MPa)	2Pd(0.62MPa)
トップヘッド フランジ	内側	[]	[]
	外側		
機器搬入用ハッチ	内側		
	外側		
サブプレッション・ チェンバアクセス ハッチ	内側		
	外側		

a. 長期(168時間以降)の原子炉格納容器圧力と閉じ込め機能の関係について

時間経過により健全性に影響を及ぼす部位はシール材である。シール部の機能維持は、第5図の模式図に示す通り、原子炉格納容器圧力の上昇に伴うフランジ部の過渡的な開口挙動に対し、シール材料の復元量が十分に確保されていることをもって確認している。つまり、原子炉格納容器温度によるシール材の熱劣化を考慮しても、圧縮永久ひずみ試験結果によりシール材の復元量が十分であれば、シール部の機能は健全である。長期のケースとして、有効性評価シナリオにおいて168h時の原子炉格納容器圧力が高い残留熱代替除去系運転ケースを評価しても、原子炉格納容器圧力は約0.3MPaであり開口量は小さい(第2表参照)。



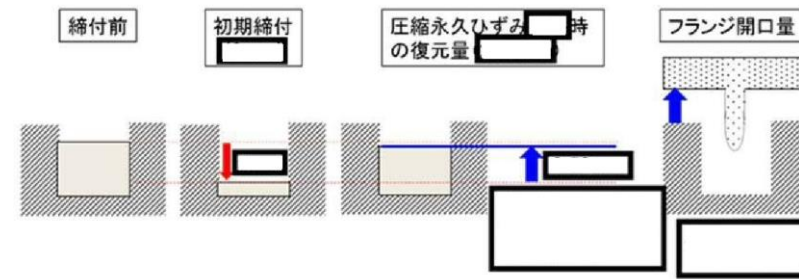
第5図 シール部の機能維持確認の模式図

第2表 原子炉格納容器圧力と開口量の関係

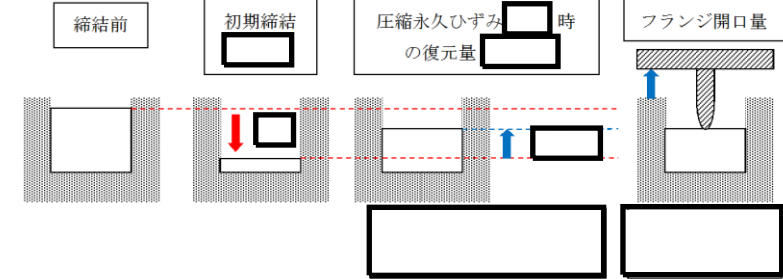
フランジ部位	溝	残留熱代替除去系 運転ケースの168h 時(0.3MPa)	2Pd (0.853MPa)
ドライウェル 主フランジ	内側	[]	[]
機器搬入口	外側		
	内側		
	外側		

・解析結果の相違
【東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考																												
	<p>(4) <u>7日間 (168時間) 以降の格納容器温度と閉じ込め機能の関係について</u></p> <p>格納容器温度の上昇に伴う、時間経過によるシール材の長期的 (格納容器温度が 150℃を下回る状況) な影響を調査する。ここでは、<u>トップヘッドフランジや機器搬入用ハッチ等に使用されている改良E P D M製シール材を用いて、168時間以降の温度・時間とシール材料の劣化挙動を確認するため、シール材の基礎特性試験を実施した。試験結果を第3表に示す。</u></p> <p>第3表 改良E P D M製シール材の基礎特性データの経時変化</p> <table border="1" data-bbox="973 709 1712 1234"> <thead> <tr> <th>試験時間</th> <th>0～7日</th> <th>7日～14日</th> <th>14日～30日</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>試験温度</td> <td>200℃</td> <td>150℃</td> <td>150℃</td> </tr> <tr> <td>圧縮永久ひずみ率 [%]</td> <td colspan="3" rowspan="3"></td> </tr> <tr> <td>硬さ</td> </tr> <tr> <td>質量変化率 [%]</td> </tr> </tbody> </table> <p>注記：γ線 1.0MGy 照射済の試験体を用い、飽和蒸気環境下に暴露した後の測定値</p> <p>第3表に示すように、168時間以降、150℃の環境下においては、改良E P D M製シール材の基礎特性データにはほとんど変化はなく、経時劣化の兆候は見られない。したがって、<u>重大事故後 168時間以降における格納容器の温度を 150℃と設定した場合でも、シール部の機能は十分維持される。なお、E P D M材は一般特性としての耐温度性は 150℃であり、第3表の結果は改良E P D M製シール材が 200℃条件を 7日間経験しても、一般特性としての耐熱温度まで低下すれば、それ以降は有意な劣化傾向は見られないことを示している</u>と考える。また、第3表の結果から圧縮永久ひずみ <input type="text"/> 時の改良E P D M製シール材復元量とフランジ開口量のイメージを第4図に示しており、第2表で示す 168時間以降の格納容器圧力に対しても十分追従可能な復元量を維持していることも確認できる。</p>	試験時間	0～7日	7日～14日	14日～30日	試験温度	200℃	150℃	150℃	圧縮永久ひずみ率 [%]				硬さ	質量変化率 [%]	<p>b. <u>長期 (168時間以降) の原子炉格納容器温度と閉じ込め機能の関係について</u></p> <p>原子炉格納容器温度の上昇に伴う、時間経過によるシール材の長期的 (150℃を下回る状況) な影響を調査する。ここでは、<u>ドライウェル主フランジや機器搬入口等に使用されている改良E P D M製シール材を用いて、168時間以降の温度・時間とシール材料の劣化挙動を確認するため、シール材の基礎特性試験を実施した。試験結果を第3表に示す。</u></p> <p>第3表 改良E P D M製シール材の基礎特性データの経時変化</p> <table border="1" data-bbox="1774 709 2513 1066"> <thead> <tr> <th>試験時間</th> <th>0日～7日</th> <th>7日～14日</th> <th>14日～30日</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>試験温度</td> <td>200℃</td> <td>150℃</td> <td>150℃</td> </tr> <tr> <td>圧縮永久ひずみ率 [%]</td> <td colspan="3" rowspan="3"></td> </tr> <tr> <td>硬度変化</td> </tr> <tr> <td>質量変化率 [%]</td> </tr> </tbody> </table> <p>注記：γ線 1.0MGy 照射済の試験体を用い、飽和蒸気環境下に暴露した後の測定値</p> <p>第3表に示すように、168時間以降、150℃の環境下においては、改良E P D M製の基礎特性データには殆ど変化はなく、経時劣化の兆候は見られない。したがって、<u>SA後 168時間以降における原子炉格納容器の温度を 150℃と設定した場合でも、シール部の機能は十分維持される。なお、E P D Mは一般特性としての耐温度性は 150℃であり、第3表の結果は改良E P D M製シール材が 200℃条件を 7日間経験しても、一般特性としての耐熱温度まで低下すれば、それ以降は有意な劣化傾向は見られないことを示している</u>と考えている。また、第3表の結果から圧縮永久ひずみ率は <input type="text"/> 時の改良E P D M製シール材復元量とフランジ開口量のイメージを第6図に示しており、第2表で示す 168時間以降の原子炉格納容器圧力に対しても十分追従可能な復元量を維持していることも確認できる。</p>	試験時間	0日～7日	7日～14日	14日～30日	試験温度	200℃	150℃	150℃	圧縮永久ひずみ率 [%]				硬度変化	質量変化率 [%]	
試験時間	0～7日	7日～14日	14日～30日																												
試験温度	200℃	150℃	150℃																												
圧縮永久ひずみ率 [%]																															
硬さ																															
質量変化率 [%]																															
試験時間	0日～7日	7日～14日	14日～30日																												
試験温度	200℃	150℃	150℃																												
圧縮永久ひずみ率 [%]																															
硬度変化																															
質量変化率 [%]																															

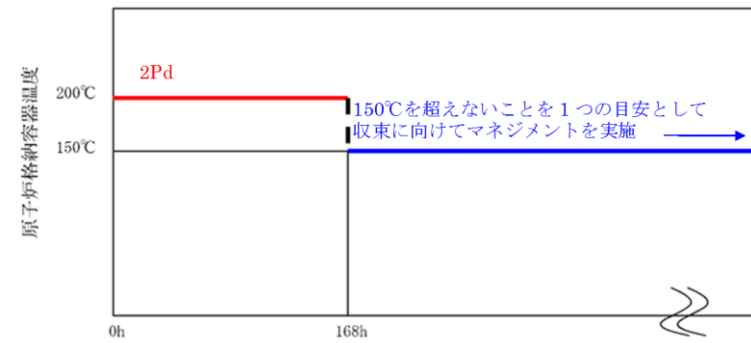


第4図 圧縮永久ひずみ [] 時のシール材復元量とフランジ開口量

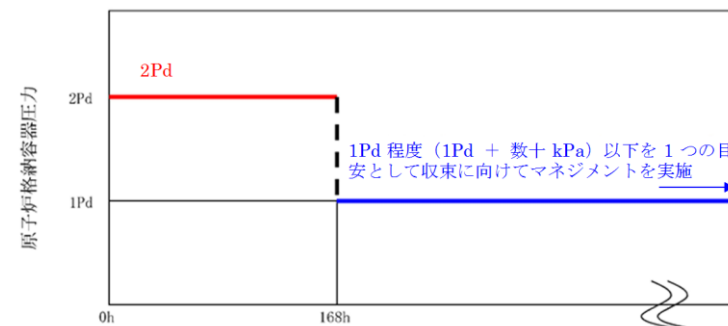


第6図 圧縮永久ひずみ [] 時のシール材復元量とフランジ開口量

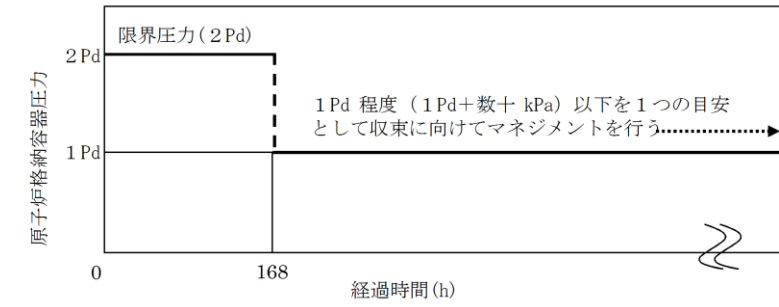
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.18版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
	<p>(5) <u>7日間(168時間)以降の格納容器の閉じ込め機能について</u></p> <p>(2)で示したように有効性評価結果からも、7日間(168時間)以降は格納容器温度が改良EPDM製シール材の一般特性としての耐熱温度である150℃を下回ることが判っている。また、格納容器圧力についても<u>ベント操作の有無に関わらず</u>圧力は低下しており、開口量は2Pd時と比較しても小さいことが確認できている。なお、<u>代替循環冷却系</u>を使用するシーケンスの場合、中長期的には、水の放射線分解によって生じる水素と酸素が格納容器圧力の上昇に寄与するが、酸素濃度がドライ条件で<u>4.3vol%</u>に到達した場合にはベントを実施することとしていることから、格納容器圧力は1Pdから数十kPaまでの上昇にとどまる。</p> <p>よって、<u>格納容器温度・圧力が評価項目(200℃・2Pd)にて7日間経験してもシール材が問題ないことを確認することで、長期の格納容器閉じ込め機能を確保できる。</u></p> <p><u>7日間(168時間)以降の格納容器の閉じ込め機能については、格納容器圧力・温度は低下していること、及び代替循環冷却系を使用するシーケンスにおける中長期的な水の放射線分解に伴う水素と酸素の発生の寄与も大きくないことから、最初の7日間(168時間)に対して200℃・2Pdを超えないよう管理することで、長期的な格納容器閉じ込め機能は維持される。ただし、事故環境が継続することにより、熱劣化等の閉じ込め機能低下要因が存在することも踏まえ、長期的なプラントマネジメントの目安として、7日間(168時間)以降の領域においては、格納容器温度については第5図に示すとおり150℃を超えない範囲で、また、格納容器圧力については第6図に示すとおり1Pd程度(1Pd+数十kPa*)以下でプラント状態を運用する。</u></p> <p>※：酸素濃度をドライ換算で<u>4.3vol%</u>以下とする運用の範囲</p>	<p><u><時間を踏まえた限界温度・圧力の考え方></u></p> <p><u>有効性評価結果からも、7日間(168時間)以降は原子炉格納容器温度がEPDMの一般特性としての耐熱温度である150℃を下回ることが判っている。また、原子炉格納容器圧力についても1Pd到達時に窒素注入を停止した以降、圧力は低下しており、開口量は限界圧力時と比較しても小さいことが確認できている。なお、残留熱代替除去系を使用するシーケンスの場合、中長期的には、水の放射線分解によって生じる水素と酸素が格納容器圧力の上昇に寄与するが、酸素濃度がドライ条件で4.4vol%に到達した場合にはベントを実施することとしていることから、格納容器圧力は1Pdから数十kPaまでの上昇にとどまる。</u></p> <p><u>よって、当社としては、限界温度・圧力(200℃・2Pd)が7日間経験してもシール材が問題ないことを確認することで、長期の原子炉格納容器閉じ込め機能を確保できると考えている。</u></p> <p><u><168時間以降の考え方></u></p> <p><u>前述の結果を踏まえ、168時間以降については、原子炉格納容器温度・圧力は低下していること、及び残留熱代替除去系を使用するシーケンスにおける中長期的な水の放射線分解に伴う水素と酸素の発生寄与も大きくないことから、最初の168時間に対して限界温度・圧力を超えないよう管理することで、長期的な格納容器閉じ込め機能は維持されると考えている。ただし、事故環境が継続することにより、熱劣化等の閉じ込め機能低下要因が存在することも踏まえ、長期的なプラントマネジメントの目安として、168時間以降の領域においては原子炉格納容器温度が150℃を超えない範囲で、また、原子炉格納容器圧力については1Pd程度(1Pd+数十kPa*)以下でプラント状態を運用する。</u></p> <p><u>※酸素濃度をドライ換算で4.4vol%以下とする運用の範囲</u></p>	<p>備考</p> <p>・解析結果の相違 【東海第二】 島根2号炉は、7日間以降においても1Pd到達までは原子炉格納容器圧力が低下していない</p> <p>・運用の相違 【東海第二】</p> <p>・運用の相違 【東海第二】</p>



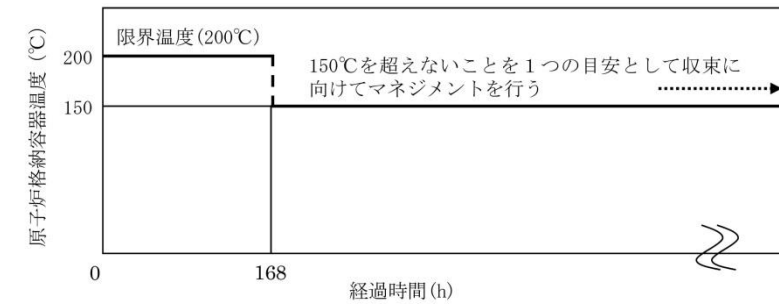
第5図 格納容器温度の168時間以降の考え方



第6図 格納容器圧力の168時間以降の考え方



第7図 原子炉格納容器圧力の168時間以降の考え方



第8図 原子炉格納容器温度の168時間以降の考え方

・資料構成の相違
【東海第二】
東海第二は第6図に記載

・資料構成の相違
【東海第二】
島根2号炉は第7図に記載

(6) 7日間(168時間)以降の放射線照射量と閉じ込め機能の関係について

時間経過によるシール材の長期的な影響を調査する。ここでは、トップヘッドフランジや機器搬入用ハッチ等に使用されている改良EPDM製シール材を用いて、168時間以降の累積放射線照射量・時間とシール材料の劣化挙動を確認するため、シール材の基礎特性試験を実施した。試験結果を第4表に示す。累積放射線照射量による影響は、試験結果より、有意な変化がないことから、7日間以降のシール機能は、維持できる。

第4表 改良EPDM製シール材の累積放射線照射量とひずみ率の関係

累積放射線照射量	ひずみ率

試験条件

雰囲気：蒸気環境

温度・劣化時間：200℃・168時間+150℃・168時間

<7日間(168時間)以降の放射線照射量と閉じ込め機能の関係について>

時間経過によるシール材の長期的な影響を調査する。ここでは、ドライウェル主フランジや機器搬入口等に使用されている改良EPDM製シール材を用いて、168時間以降の累積放射線照射量・時間とシール材料の劣化挙動を確認するため、シール材の基礎特性試験を実施した。試験結果を第4表に示す。累積放射線照射量による影響は、試験結果より、有意な変化がないことから、7日間以降のシール機能は、維持できる。

第4表 改良EPDM製シール材の累積放射線照射量とひずみ率の関係

累積放射線照射量	ひずみ率

試験条件

雰囲気：蒸気環境

温度・劣化時間：200℃・168時間+150℃・168時間

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
	<p>(7) <u>格納容器内の酸素濃度上昇抑制のための対応</u></p> <p><u>炉心損傷後は水の放射線分解により格納容器内で酸素が発生するため、水素燃焼を防止する観点から、酸素濃度4.3vol% (ドライ条件) 到達で格納容器ベントを実施することで、可燃性ガスを排出する手順としている。一方で、環境への影響を考慮すると、格納容器ベントを可能な限り遅延する必要があるため、格納容器ベントの実施基準である酸素濃度 4.3vol%の到達時間を遅らせる目的から、可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入操作 (以下「窒素注入」という。) を実施することとしている。ここでは、有効性評価の事象進展を参照し、窒素注入及び格納容器ベントに係る判断基準の妥当性について示す。</u></p> <p><u>a. 窒素注入の判断基準と作業時間について</u></p> <p><u>窒素注入に係る判断基準は以下のとおり設定している。</u></p> <p><u>(a) 窒素供給装置の起動準備操作の開始基準：酸素濃度 3.5vol%</u></p> <p><u>(b) 窒素注入の開始基準 : 酸素濃度 4.0vol%</u></p> <p><u>「3.4 水素燃焼」において、水の放射線分解における水素及び酸素のG値を設計基準事故対処設備である可燃性ガス濃度制御系の性能を評価する際に用いている値により感度解析を実施しており、水素及び酸素濃度の上昇が早い感度解析においても、第5表のとおり、可搬型窒素供給装置の起動準備時間が約6時間(約360分)確保できるため、起動準備時間の180分に対して十分余裕があることが確認できる。</u></p>		<p>・運用の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、酸素濃度基準ではなく、残留熱除去系等による原子炉格納容器内の除熱を開始した場合に、窒素ガス供給を行う</p>

第5表 設計基準事故のG値を用いた場合の評価結果

酸素濃度	到達時間	窒素注入準備の余裕時間
3.5vol%	約15時間	約6時間
4.0vol%	約21時間	

b. 窒素注入及び格納容器ベントの実施基準について

窒素注入及び格納容器ベントに係る実施基準、実施基準の設定根拠を第6表に示す。操作時間や水素濃度及び酸素濃度監視設備の計装誤差(約0.6vol%)を考慮しても、可燃限界領域(酸素濃度5.0vol%以上)に到達することなく、窒素注入及び格納容器ベントが実施可能である。

第6表 窒素注入及び格納容器ベントの実施基準について

操作	実施基準 : 計装の読み取り値	実施基準の設定根拠
可搬型窒素供給装置の起動準備の開始基準	酸素濃度3.5vol% (2.9vol%~ 4.1vol%) *	可搬型窒素供給装置の起動準備時間を考慮して設定
窒素注入開始基準	酸素濃度4.0vol% (3.4vol%~ 4.6vol%) *	格納容器ベントの開始基準の到達前を設定
格納容器ベント開始基準	酸素濃度4.3vol% (3.7vol%~ 4.9vol%) *	計装誤差を踏まえても可燃限界領域到達前に格納容器ベントが可能な基準を設定

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
	<p style="text-align: right;"><u>添付資料1. 4. 6</u></p> <p><u>常設低圧代替注水系ポンプの機能確保の妥当性について</u></p> <p>1. <u>常設低圧代替注水系ポンプの機能</u> <u>常設低圧代替注水系ポンプは以下の 5 つの機能に期待している。</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ・ <u>原子炉水位を維持し炉心損傷の防止及び炉心損傷の進展を防止するための低圧代替注水機能</u> ・ <u>格納容器の過圧・過温破損防止のための代替格納容器スプレイ機能</u> ・ <u>格納容器内での溶融炉心の冷却のためのペDESTAL (ドライウエル部) 注水機能</u> ・ <u>格納容器のトップヘッドフランジ部からの漏えいを抑制するための格納容器頂部注水機能</u> ・ <u>使用済燃料プール水位を維持し燃料損傷を防止するための代替使用済燃料プール注水機能</u> <p>2. <u>常設低圧代替注水系ポンプの機能確保について</u></p> <p>(1) <u>単一の機能に期待する場合</u> <u>常設低圧代替注水系ポンプは、各注水先の最大流量を包絡する注水量を確保できる設計としている。</u> <u>常設低圧代替注水系ポンプにより注水する際の系統構成は、中央制御室からの遠隔操作により行い、現場操作は不要である。また、各注水先へ注水する際の操作の相違点は、開操作する弁の違いのみであり、各弁の操作も中央制御室からの遠隔操作が可能であることから、困難な操作はない。</u> <u>このように、常設低圧代替注水系ポンプの単一の機能の確保については問題ないと考えられる。</u></p> <p>(2) <u>複数の機能に期待する場合</u> <u>常設低圧代替注水系ポンプは、複数個所への同時注水を想定したものとなり、想定する同時注水の組合せで必要流量が確保できる設計としている。また、想定する同時注水の組合せで、重大事故等による影響の緩和が可能であることを有効性評価にて示している。</u></p> <p>① <u>原子炉注水と格納容器スプレイ</u> <u>大破断LOCAが発生し、非常用炉心冷却系からの注水に失敗した場合、低圧代替注水系(常設)による原子炉注水と代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却を同時に実施する。この場合の最大流量の組合せは、原子炉注</u></p>		<p>・ 運用の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根 2 号炉は、低圧原子炉代替注水ポンプによる同時注水は実施しない</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
	<p><u>水 230m³/h, 格納容器スプレイ 130m³/h であるが, この条件で炉心の冷却並びに格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇を抑制できることを有効性評価で確認するとともに, この流量が確保できる設計としている。なお, 上記以外の同時注水については, 原子炉へは崩壊熱相当での注水となるため, 上記注水流量を超えることはない。</u></p> <p><u>②原子炉注水とペDESTAL (ドライウエル部) 注水</u></p> <p><u>大破断LOCAが発生し非常用炉心冷却系からの注水に失敗し, 低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による格納容器冷却に成功した場合, 原子炉水位LO到達後に格納容器冷却を停止し, 原子炉注水とペDESTAL (ドライウエル部) の水張りを実施する。この場合の最大流量の組合せは, 原子炉注水として崩壊熱相当の流量, ペDESTAL (ドライウエル部) の水張りとして 80m³/h であるが, この条件で炉心の冷却及びペDESTAL (ドライウエル部) の必要水位を確保できることを有効性評価にて確認するとともに, この流量が確保できる設計としている。</u></p> <p><u>③格納容器スプレイとペDESTAL (ドライウエル部) 注水</u></p> <p><u>原子炉注水に失敗し, 原子炉圧力容器が破損する場合, 格納容器スプレイとペDESTAL (ドライウエル部) への注水を同時に実施する。この場合の最大流量の組合せは, 格納容器スプレイ 300m³/h, ペDESTAL (ドライウエル部) 注水 80m³/h であるが, この条件で格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇の抑制並びにペDESTAL (ドライウエル部) に落下した熔融炉心の冷却等ができることを有効性評価で確認するとともに, この流量を確保できる設計としている。</u></p> <p><u>④その他注水先の組合せ</u></p> <p><u>その他の組合せとして, 格納容器頂部又は使用済燃料プールへの注水が重畳することも考えられる。これら注水先へは, 間欠的に注水を行い一定量の水位を維持するため, ①, ②及び③の最大流量の注水等と異なるタイミング又は系統の余力で注水等を行うため, 対応が可能である。</u></p> <p><u>また, 複数の注水先に注水するための操作については, 各注水先へ注水するための操作に必要な時間を考慮した有効性評価により, 炉心冷却や熔融炉心の冷却等ができることを確認している。</u></p> <p><u>以上より, 常設低圧代替注水系ポンプの複数の機能の確保についても問題ないと考えられる。</u></p>		

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
	<p>3. <u>常設低圧代替注水系ポンプの機能の冗長性について</u></p> <p><u>低圧代替注水系（常設）による原子炉注水については、原子炉隔離時冷却系、高圧代替注水系及び代替循環冷却系を用いた手段に加え、アクセスルートの確保を確認した後であれば低圧代替注水系（可搬型）によって機能を補うことも可能である。</u></p> <p><u>また、格納容器スプレイについては、代替循環冷却系及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）、ペDESTAL（ドライウェル部）注水については格納容器下部注水系（可搬型）、格納容器頂部注水については格納容器頂部注水系（可搬型）、使用済燃料プール注水については可搬型代替注水大型ポンプ及び可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）によって機能を補うことも可能である。このように、常設低圧代替注水系ポンプの各機能については冗長性を持たせることで機能強化を図っている。</u></p>		

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
	<p style="text-align: right;"><u>別添 1</u></p> <p><u>常設低圧代替注水系ポンプ，可搬型代替注水中型ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプを使用した同時注水について</u></p> <p><u>常設低圧代替注水系ポンプ，可搬型代替注水中型ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプを使用した注水については，原子炉，原子炉格納容器，ペDESTAL（ドライウエル部），原子炉格納容器頂部及び使用済燃料プールを注水先として設計する。このため，重大事故等時において，複数の注水先に対して同時に必要流量を注水できるよう設計する。なお，各注水先への注水は弁の開操作のみで実施可能であるため，必要箇所への注水を継続しつつ，注水先を追加することが可能である。</u></p> <p><u>有効性評価で考慮する同時注水パターンを第1表及び第2表に示す。</u></p> <p><u>また，有効性評価における事象進展ごとの常設低圧代替注水系ポンプ，可搬型代替注水中型ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプによる注水先の組み合わせケースを第3表から第7表に示す。</u></p>		<p>・記載表現の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉の大量送水車による同時注水の設計方針については，47条補足説明資料「47-6容量設定根拠」にて記載</p>

第1表 有効性評価で考慮する常設低圧代替注水系ポンプを使用した同時注水ケース

原子炉	原子炉格納容器	(ドライウエル部) ペDESTAL	原子炉格納容器頂部	使用済燃料プール
47条/1.4	49条/1.6	51条/1.8	53条/ 1.10	54条/ 1.11
230m ³ /h	130m ³ /h	—	—	—
—	300m ³ /h	80m ³ /h	—	—
50m ³ /h	130m ³ /h	—	—	114m ³ /h

第2表 有効性評価で考慮する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプを使用した同時注水ケース

原子炉	原子炉格納容器	(ドライウエル部) ペDESTAL	原子炉格納容器頂部	使用済燃料プール
47条/1.4	49条/1.6	51条/1.8	53条/ 1.10	54条/ 1.11
50m ³ /h	130m ³ /h	—	—	—
50m ³ /h	130m ³ /h	—	—	16m ³ /h

第3表 設計基準事故対処設備による原子炉注水失敗時に常設低圧代替注水系ポンプを使用する場合（炉心損傷前）

	47条/1.4	49条/1.6	51条/1.8	53条/1.10	54条/1.11	備考
	原子炉	原子炉格納容器	ベデスタル (トライウエル部)	原子炉格納容器頂部	使用済燃料プール	
初期注水段階	378m ³ /h	-	-	-	-	・QR特性に従った注水 ・原子炉水位回復後は崩壊熱除去相当の注水量で可 (解析上は注水量一定で注水開始/停止操作実施)
原子炉格納容器スプレ イ段階	230m ³ /h	130m ³ /h	-	-	-	・原子炉注水は崩壊熱除去相当の注水量で可(解析上 は注水量一定で注水開始/停止操作実施) ・原子炉格納容器スプレイは原子炉格納容器圧力に じてスプレイ開始/停止操作
使用済燃料プール冷却 復旧操作段階	50m ³ /h	130m ³ /h	-	-	114m ³ /h	・有効性評価の解析条件ではないが、使用済燃料プー ルの冷却機能復旧操作を同時に行うことを想定 ・使用済燃料プールが80℃到達まで1日以上の余裕が あるため、原子炉水位及び原子炉格納容器圧力制御 が安定した状態で実施することを想定
原子炉格納容器ベント 段階	50m ³ /h	-	-	-	-	・原子炉注水は崩壊熱除去相当の注水量 ・使用済燃料プールは代替燃料プール冷却系等による 除熱に期待できることから、同時注水を考慮してい ない

対象事象：高圧・低圧注水機能喪失, LOCA時注水機能喪失

第4表 設計基準事故対処設備による原子炉注水成功後に常設低圧代替注水系ポンプを使用する場合

	47条/1.4	49条/1.6	51条/1.8	53条/1.10	54条/1.11	備考
原子炉減圧・低圧注水移行段階	原子炉	原子炉格納容器	ベデスタル (トライウエル部)	原子炉格納容器頂部	使用済燃料プール	<ul style="list-style-type: none"> ・QR特性に従った注水 ・原子炉水位回復後は崩壊熱除去相当の注水量で可(解析上は注水量一定で注水開始/停止操作実施) ・原子炉注水は崩壊熱除去相当の注水量で可(解析上は注水量一定で注水開始/停止操作実施) ・原子炉格納容器スプレイは原子炉格納容器圧力に応じてスプレイ開始/停止操作 ・有効性評価の解析条件ではないが、使用済燃料プールの格納機能復旧操作を同時に行うことを想定 ・使用済燃料プールが80℃到達まで1日以上の余裕があるため、原子炉水位及び原子炉格納容器圧力制御が安定した状態で実施することを想定 ・原子炉注水は崩壊熱除去相当の注水量 ・使用済燃料プールは代替燃料プール格納系等による除熱に期待できることから、同時注水を考慮していない
原子炉格納容器スプレイ段階	378m ³ /h	130m ³ /h	-	-	-	
使用済燃料プール冷却復旧操作段階	230m ³ /h	130m ³ /h	-	-	114m ³ /h	
原子炉格納容器ベント段階*	50m ³ /h	50m ³ /h	-	-	-	

※崩壊熱除去機能(残留熱除去系が故障した場合)のケース

対象事象: 崩壊熱除去機能喪失

第5表 全交流動力電源喪失 (24時間継続) 時に可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプを使用する場合

	47条/1.4	49条/1.6	51条/1.8	53条/1.10	54条/1.11	備考
	原子炉	原子炉格納容器	ベアスタル (ドライウエル部)	原子炉格納容器頂部	使用済燃料プール	
原子炉減圧・低圧注水移行段階	110m ³ /h	—	—	—	—	・OH特性に依った注水 ・原子炉水位回復後は崩壊熱除去相当の注水量で可 (解析上は注水量一定で注水開始/停止操作実施)
原子炉格納容器スプレィ段階	50m ³ /h	130m ³ /h	—	—	—	・原子炉注水は崩壊熱除去相当の注水量で可 (解析上は注水量一定で注水開始/停止操作実施) ・原子炉格納容器スプレィは原子炉格納容器圧力に応じてスプレィ開始/停止操作
使用済燃料プール冷却復旧操作段階	50m ³ /h	130m ³ /h	—	—	16m ³ /h	・有効性評価の解析条件ではないが、使用済燃料プールの冷却機能復旧操作を同時に行うことを想定し、設定したケース ・使用済燃料プールが80℃到達まで1日以上余裕があるため、原子炉水位及び原子炉格納容器圧力制御が安定した状態で実施することを想定

対象事象：全交流動力電源喪失，津波浸水による最終ヒートシンク喪失

第6表 設計基準事故対処設備による原子炉注水失敗時に常設低圧代替注水系ポンプを使用する場合（LOCA起因による炉心損傷事象）

	47条/1.4	49条/1.6	51条/1.8	53条/1.10	54条/1.11	備考
	原子炉	原子炉格納容器	ベデスタル (ドライウエル部)	原子炉格納容器頂部	使用済燃料プール	
初期注水段階	230m ³ /h	130m ³ /h	-	-	-	・LOCAが発生し設計基準事故対処設備による注水に失敗し、炉心損傷に至った場合に、炉心の再冠水並びに原子炉格納容器内温度及び圧力を抑制するためのケース
再冠水後制御段階*	50m ³ /h	130m ³ /h	-	-	-	・原子炉注水は崩壊熱除去相当の注水量 ・原子炉格納容器スプレイ開始/停止操作 ・有効性評価の解析条件ではないが、使用済燃料プールの格納機能復旧操作を同時に行うことを想定し、設定したケース
使用済燃料プール冷却 復旧操作段階*	50m ³ /h	130m ³ /h	-	-	114m ³ /h	・使用済燃料プールが80℃到達まで1日以上の余裕があるため、原子炉水位及び原子炉格納容器圧力制御が安定した状態で実施することを想定
原子炉格納容器ベント 段階*	50m ³ /h	-	-	-	-	・原子炉注水は崩壊熱除去相当の注水量

※代替循環冷却系を使用できない場合のケース

対象事象：霧閉気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）、水素燃焼

第7表 原子炉圧力容器破損時に常設低圧代替注水系ポンプを使用する場合

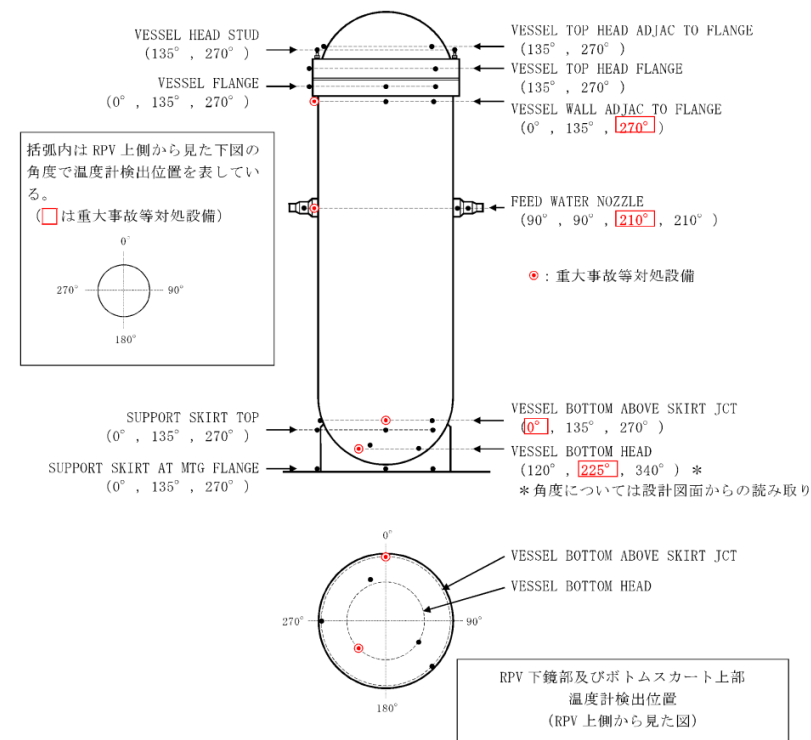
	47条/1.4	49条/1.6	51条/1.8	53条/1.10	54条/1.11	備考
	原子炉	原子炉格納容器	ベDESTAL (ドライウエル部)	原子炉格納容器頂部	使用済燃料プール	
原子炉圧力容器破損段階	-	300m ³ /h	80m ³ /h	-	-	<ul style="list-style-type: none"> 設計基準事故対応設備及び重大事故等対応設備による原子炉注水に失敗し、原子炉圧力容器の破損に至った場合に、原子炉格納容器内温度及び圧力の抑制並びにベDESTAL (ドライウエル部) に落下した溶融炉心を冷却するためのケース ベDESTAL (ドライウエル部) 注水はベDESTAL (ドライウエル部) の水位維持時の注水量 原子炉格納容器スプレイは原子炉格納容器圧力に応じてスプレイ開始/停止操作 有効性評価の解析条件ではないが、使用済燃料プールの冷却機能復旧操作を同時に行うことを想定し、設定したケース 使用済燃料プールが80℃到達まで1日以上の余裕があるため、原子炉水位及び原子炉格納容器圧力制御が安定した状態で実施することを想定
原子炉圧力容器破損段階での対応後の段階	-	130m ³ /h	80m ³ /h	-	-	
使用済燃料プール冷却復旧操作段階	-	-	80m ³ /h	-	114m ³ /h	

対象事象：高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱、原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用、
溶融炉心・コンクリート相互作用

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
	<p style="text-align: right;">添付資料 1. 4. 7</p> <p style="text-align: center;"><u>原子炉圧力容器の破損判断について</u></p> <p><u>炉心損傷後に原子炉へ注水されない場合、熔融炉心が原子炉圧力容器（以下「RPV」という。）の炉心下部プレナムに落下（リロケーション）し、その後RPVが破損することとなるが、リロケーション後のRPV破損のタイミングには不確かさが存在する。RPV破損後は、ペDESTAL（ドライウエル部）に熔融炉心が落下することにより、ペDESTAL（ドライウエル部）水への伝熱による蒸発及び水蒸気発生に伴う格納容器の圧力上昇が発生することから、格納容器スプレイ及びペDESTAL（ドライウエル部）注水を実施するために、RPV破損を速やかに判断する必要がある。</u></p> <p><u>このため、RPV破損前に、事象の進展に応じて生じる物理現象（原子炉水位低下、リロケーション）を検知できる【破損徴候パラメータ】によって、RPV破損の徴候を検知し、徴候を検知した以降のRPV破損に至るまでの間はRPV破損を検知可能なパラメータ【破損判断パラメータ】を継続的に監視することによって、RPV破損の速やかな判断が可能となるようにする。</u></p>		<p>・記載表現の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>原子炉圧力容器の破損判断のマネジメントの相違</p>

第1表 過渡事象及びLOCA事象時のRPV破損判断パラメータ設定の理由

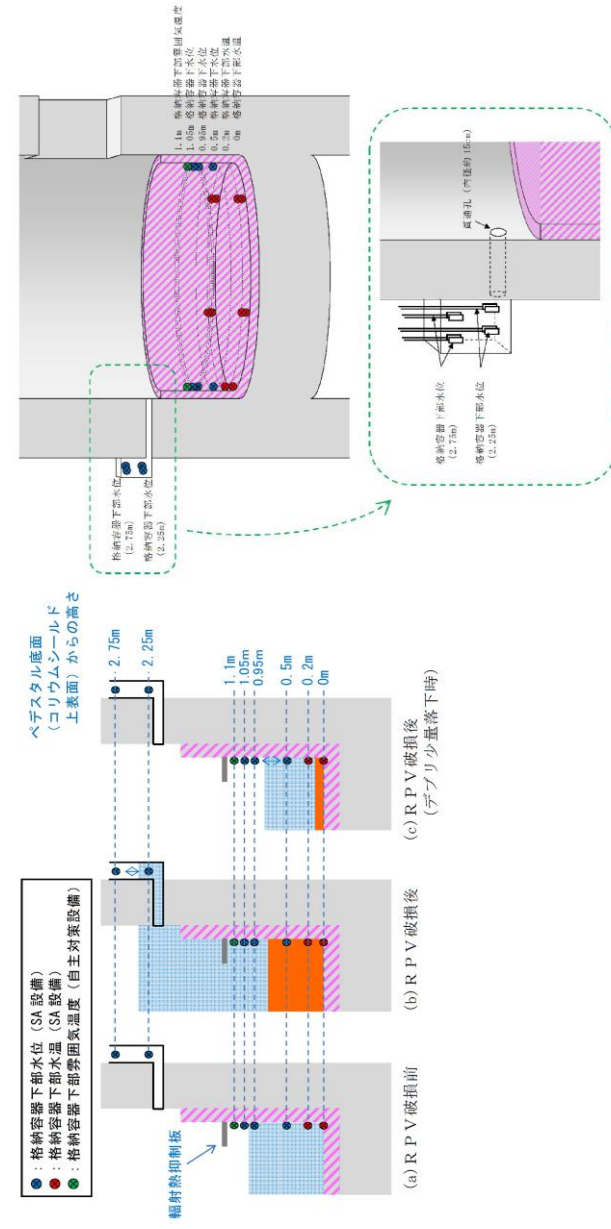
パラメータ	設定の理由
【破損候儀パラメータ】 原子炉水位 制御棒位置 RPV下鏡部温度 (第1図)	原子炉水位の低下・喪失により、リロケーションに先立ち発生する炉心の露出を検知するものであり、RPV破損前ににおける事象進展の把握のため設定。 RPV下部に制御棒位置検出のためのケーブリングが設置されており、溶融炉心が下部プレナムに落下した際のケーブリング接触に伴う指示値喪失を検知することによりリロケーションの発生を検知可能であり、RPV破損前ににおける事象進展の把握のため設定。 RPV下鏡部温度 300℃到達を検知することにより、リロケーション発生後におけるRPV下鏡部の温度上昇を検知可能であり、破損候儀パラメータとして設定可能。なお、RPV内が300℃到達の状態は、逃がし安全弁(安全弁機能)最高吹出圧力に対する飽和温度を超えており、RPV内が過熱状態であることを意味するため、リロケーション前に下部プレナムに水がある状態では到達しない。
【破損判断パラメータ】 格納容器下部水温 (第2図)	・RPV下鏡部温度により破損候儀を判定した以降、ベデスタル(ドライウエル部)の水温が顕著に上昇するのはRPV破損時のみであり、RPV破損の検知のおそれはない。 ・少量の溶融炉心がベデスタル(ドライウエル部)に落下する不確かさを考慮しても、格納容器下部水温計の上昇又は指示値喪失により、RPV破損の速やかな判断が可能。
【従来の破損判断パラメータ等】 ・原子炉圧力 ・ドライウエル圧力 ・ドライウエル雰囲気温度 ・ベデスタル(ドライウエル部)雰囲気温度、等	以下の理由により、破損判断パラメータとして設定しない 又は ・LOCA事象のリロケーション時等、RPV破損時と同様の傾向を示す場合が存在する。 ・少量の溶融炉心がベデスタル(ドライウエル部)に落下する不確かさを考慮した場合、変化幅が小さい。



第58条で重大事故等対処設備とする温度計の検出位置は代表性を考慮してRPV上部、中部、下鏡部及びボトムスカート上部各々1箇所としている。

炉心損傷が進み損傷炉心が溶融すると、炉心下部プレナムへ溶融炉心が移行する。その後、溶融炉心が下部プレナムの構造物を溶融し、炉心支持板の上にある溶融炉心が全て下部プレナムに落下するとともに、下鏡部の温度が上昇し、いずれはRPV破損に至る。このようにRPV破損前には、下部プレナムに全量の溶融炉心が落下することを考慮すると、RPV破損の徴候を検知するには下鏡部の1つの温度計で十分と考えられるが、東海第二発電所では高さ方向及び径方向ともに位置的に分散された2箇所の温度計を重大事故等対処設備とし、RPV破損徴候の検知性の向上を図っている。

第1図 RPV温度計検出位置



第2図 ベデスタル内の計器設置図

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
	<p style="text-align: right;">添付資料1. 4. 8</p> <p>運転停止中の原子炉の事故時における現場作業員の退避について</p> <p>1. はじめに 運転停止中の原子炉における事故の発生時、運転員は、現場作業員の退避が完了したことを確認し、逃がし安全弁の開操作を開始する。このため、現場作業員の退避に係る教育状況、及び退避開始から退避完了確認までの流れを踏まえ、退避に要する時間の見積もりを行った。</p> <p>2. 現場作業員への退避に係る教育状況 発電所構内で作業を実施する現場作業員に対しては、以下のように退避に係る教育を実施しており、事故時における退避指示への対応等について周知徹底している。 <教育内容> ・送受話器（ページング）等による退避指示への対応について ・管理区域への入退域方法について <教育の実施時期> ・発電所への入所時</p> <p>3. 事故発生後における退避開始から退避完了確認までの流れ 事故発生後、現場作業員は発電長の送受話器（ページング）による退避指示により、現場からの退避（管理区域からの退域をもって現場からの退避完了とする。）を行う。また、現場作業員全員の退避完了確認は、以下の2つの手段で行う。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・個人線量計を管理している出入監視員（管理区域の入退域ゲートの境界に常駐）は、個人線量計の貸出状況により全現場作業員が管理区域内から退域していることを確認し、災害対策本部に連絡する。 ・各作業グループの作業責任者又は監理員は、現場作業員の点呼により自グループの全員が退避していることを確認し、作業担当部門に連絡する。作業担当部門の担当者は、自部門が担当している全ての作業グループが退避していることを確認して災害対策本部に連絡し、災害対策本部は全作業グループが退避していることを確認する。 <p>なお、現場作業員は、2名以上の作業グループで作業を実</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 1. 4. 6</p> <p>運転停止中の原子炉の事故時における現場作業員の退避について</p> <p>1. はじめに 運転停止中の原子炉における事故の発生時、運転員は、現場作業員の退避が完了したことを確認し、逃がし安全弁の開操作を開始する。このため、現場作業員の退避に係る教育状況、及び退避開始から退避完了確認までの流れを踏まえ、退避に要する時間の見積もりを行った。</p> <p>2. 現場作業員への退避に係る教育状況 発電所構内で作業を実施する現場作業員に対しては、以下のように退避に係る教育を実施しており、事故時における退避指示への対応等について周知徹底している。 <教育内容> ・所内通信連絡設備（警報装置を含む。）等による退避指示への対応について ・管理区域への入退域方法について <教育の実施時期> ・発電所への入所時</p> <p>3. 事故発生後における退避開始から退避完了確認までの流れ 事故発生後、現場作業員は当直長の所内通信連絡設備（警報装置を含む。）による退避指示により、現場からの退避（管理区域からの退域をもって現場からの退避完了とする。）を行う。また、現場作業員全員の退避完了確認は、以下の2つの手段で行う。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・個人線量計を管理している出入監視員（管理区域の出入管理室に常駐）は、個人線量計の貸出状況により全現場作業員が管理区域内から退域していることを確認し、緊急時対策本部に連絡する。 ・各作業グループの作業責任者又は監理員は、現場作業員の点呼により自グループの全員が退避していることを確認し、各協力会社責任者に連絡する。各協力会社責任者は、担当している全ての作業グループが退避していることを確認して緊急時対策本部に連絡し、緊急時対策本部は全作業グループが退避していることを確認する。 <p>なお、現場作業員は、2名以上の作業グループで作業を実施</p>	<p>・記載表現の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、運転・停止中の原子炉の事故等における現場作業員の退避について記載</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考																																																																																																				
	<p>施するため、退避時に負傷者が発生した場合においても、周囲の現場作業員からの救助により退避可能である。</p> <p>4. 現場作業員の退避時間</p> <p>現場作業員の退避時間及びその内訳を第1表に示す。①～③は、いずれも多数の作業ステップからなる項目であるが、そのうち、②におけるEPDゲートの通過が退避時間において律速となる。また、以下の実績から算出した退避時間に滞在人数等の不確かさを考慮し、現場作業員は1時間で退避完了すると見積もった。</p> <p>◎EPDゲートの通過人数：26人/分（第24回施設定期検査実績）</p> <p>◎管理区域におけるピーク滞在人数：1,020人（第24回施設定期検査実績）</p> <p>→1,020人 ÷ 26人/分 = 40分 → 1時間</p> <p style="text-align: center;">第1表 現場作業員の退避時間内訳</p> <table border="1" data-bbox="967 978 1721 1264"> <thead> <tr> <th rowspan="2"></th> <th colspan="6">経過時間</th> </tr> <tr> <th>10分</th> <th>20分</th> <th>30分</th> <th>40分</th> <th>50分</th> <th>60分</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>①作業場所から管理区域の入退域ゲートへの移動</td> <td colspan="6">[Bar chart showing approximately 20 minutes]</td> </tr> <tr> <td>②管理区域からの退域</td> <td colspan="6">[Bar chart showing approximately 40 minutes]</td> </tr> <tr> <td>③退避の確認</td> <td colspan="6">[Bar chart showing approximately 40 minutes]</td> </tr> <tr> <td>退避時間</td> <td colspan="6" style="text-align: right;">↑ 保守的に 1時間とする</td> </tr> </tbody> </table> <p>5. 現場作業員の退避に係る環境影響評価</p> <p>(1) 被ばく評価</p> <p>現場作業員の退避は1時間以内に完了するため、現場作業員が過度な被ばくを受ける状況は想定し難いものとする。</p> <p>(2) 雰囲気温度評価</p> <p>雰囲気温度が高い作業場所である格納容器内においても、退避完了までに有意な温度上昇は見られず、現場作業員の退避に影響はない。</p>		経過時間						10分	20分	30分	40分	50分	60分	①作業場所から管理区域の入退域ゲートへの移動	[Bar chart showing approximately 20 minutes]						②管理区域からの退域	[Bar chart showing approximately 40 minutes]						③退避の確認	[Bar chart showing approximately 40 minutes]						退避時間	↑ 保守的に 1時間とする						<p>するため、退避時に負傷者が発生した場合においても、周囲の現場作業員からの救助により退避可能である。</p> <p>4. 現場作業員の退避時間</p> <p>現場作業員の退避時間及びその内訳を第1表に示す。①～③は、いずれも多数の作業ステップからなる項目であるが、そのうち、②における体表面モニタの通過が退避時間において律速となる。また、以下の実績から算出した退避時間に滞在人数等の不確かさを考慮し、現場作業員は1時間30分で退避完了すると見積もった。</p> <p>◎体表面モニタの通過人数：20人/分（第16回施設定期検査実績）</p> <p>◎管理区域におけるピーク滞在人数：1,064人（第16回施設定期検査実績）</p> <p>→1,064人 ÷ 20人/分 = 54分 → 1時間30分</p> <p style="text-align: center;">第1表 現場作業員の待避時間内訳</p> <table border="1" data-bbox="1757 991 2510 1205"> <thead> <tr> <th rowspan="2"></th> <th colspan="9">経過時間</th> </tr> <tr> <th>10分</th> <th>20分</th> <th>30分</th> <th>40分</th> <th>50分</th> <th>60分</th> <th>1時間10分</th> <th>1時間20分</th> <th>1時間30分</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>①作業現場から管理区域の退避場所への移動</td> <td colspan="9">[Bar chart showing approximately 30 minutes]</td> </tr> <tr> <td>②管理区域からの退域</td> <td colspan="9">[Bar chart showing approximately 55 minutes]</td> </tr> <tr> <td>③退避の確認</td> <td colspan="9">[Bar chart showing approximately 55 minutes]</td> </tr> <tr> <td>退避時間</td> <td colspan="9" style="text-align: right;">↑ 保守的に 1時間30分とする</td> </tr> </tbody> </table> <p>5. 現場作業員の退避に係る環境影響評価</p> <p>(1) 被ばく評価</p> <p>現場作業員の退避は1時間30分以内に完了するため、現場作業員が過度な被ばくを受ける状況は想定し難いものとする。</p> <p>(2) 雰囲気温度評価</p> <p>雰囲気温度が高くなる可能性がある格納容器内においては、退避完了までに有意な温度上昇は見られず、現場作業員の退避に影響はない。</p>		経過時間									10分	20分	30分	40分	50分	60分	1時間10分	1時間20分	1時間30分	①作業現場から管理区域の退避場所への移動	[Bar chart showing approximately 30 minutes]									②管理区域からの退域	[Bar chart showing approximately 55 minutes]									③退避の確認	[Bar chart showing approximately 55 minutes]									退避時間	↑ 保守的に 1時間30分とする									<p>・設備及び運用の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>現場作業員のピーク滞在人数及び体表面モニタ通過人数の違いによる退避時間の相違</p> <p>・設備及び運用の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>現場作業員のピーク滞在人数及び体表面モニタ通過人数の違いによる退避時間の相違</p>
	経過時間																																																																																																						
	10分	20分	30分	40分	50分	60分																																																																																																	
①作業場所から管理区域の入退域ゲートへの移動	[Bar chart showing approximately 20 minutes]																																																																																																						
②管理区域からの退域	[Bar chart showing approximately 40 minutes]																																																																																																						
③退避の確認	[Bar chart showing approximately 40 minutes]																																																																																																						
退避時間	↑ 保守的に 1時間とする																																																																																																						
	経過時間																																																																																																						
	10分	20分	30分	40分	50分	60分	1時間10分	1時間20分	1時間30分																																																																																														
①作業現場から管理区域の退避場所への移動	[Bar chart showing approximately 30 minutes]																																																																																																						
②管理区域からの退域	[Bar chart showing approximately 55 minutes]																																																																																																						
③退避の確認	[Bar chart showing approximately 55 minutes]																																																																																																						
退避時間	↑ 保守的に 1時間30分とする																																																																																																						

判断基準の解釈一覧

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20版)

手続	判断基準記載内容	解釈
1.4.2.1 発電用原子炉運転中における対応手順 a. 低圧代替注水	(a) 低圧代替注水(可搬型)による原子炉圧力容器への注水 (b) 低圧代替注水(可搬型)による原子炉圧力容器への注水 (c) 低圧代替注水(可搬型)による原子炉圧力容器への注水 (d) 低圧代替注水(可搬型)による原子炉圧力容器への注水	原子炉水位(狭帯域)にて原子炉水位低(レベル3) 原子炉水位(狭帯域)にて原子炉水位低(レベル3) 原子炉水位(狭帯域)にて原子炉水位低(レベル3)
1.4.2.2 発電用原子炉停止中における対応手順 a. 低圧代替注水	(a) 低圧代替注水(可搬型)による原子炉圧力容器への注水 (b) 低圧代替注水(可搬型)による原子炉圧力容器への注水 (c) 低圧代替注水(可搬型)による原子炉圧力容器への注水 (d) 低圧代替注水(可搬型)による原子炉圧力容器への注水	原子炉水位(狭帯域)にて原子炉水位低(レベル3) 原子炉水位(狭帯域)にて原子炉水位低(レベル3) 原子炉水位(狭帯域)にて原子炉水位低(レベル3)
1.4.2.3 重大事故等対応設備(設計基準地震動)による対応手順	(a) 低圧代替注水(可搬型)による原子炉圧力容器への注水 (b) 低圧代替注水(可搬型)による原子炉圧力容器への注水 (c) 低圧代替注水(可搬型)による原子炉圧力容器への注水 (d) 低圧代替注水(可搬型)による原子炉圧力容器への注水	原子炉水位(狭帯域)にて原子炉水位低(レベル3) 原子炉水位(狭帯域)にて原子炉水位低(レベル3) 原子炉水位(狭帯域)にて原子炉水位低(レベル3)

判断基準の解釈一覧(1/4)

東海第二発電所 (2018. 9. 18版)

手続	判断基準記載内容	解釈
(1) フロントライン系故障時の対応手順 a. 低圧代替注水	(a) 低圧代替注水(可搬型)による原子炉圧力容器への注水 (b) 低圧代替注水(可搬型)による原子炉圧力容器への注水 (c) 代替循環冷却系による原子炉圧力容器への注水 (d) 消火系による原子炉圧力容器への注水 (e) 補給水系による原子炉圧力容器への注水	原子炉水位(狭帯域)等にて原子炉水位低(レベル3)以上 原子炉水位(狭帯域)等にて原子炉水位低(レベル3)以上 原子炉水位(狭帯域)等にて原子炉水位低(レベル3)以上 原子炉水位(狭帯域)等にて原子炉水位低(レベル3)以上 原子炉水位(狭帯域)等にて原子炉水位低(レベル3)以上

判断基準の解釈一覧

島根原子力発電所 2号炉

手続	判断基準記載内容	解釈
1.4.2.1 発電用原子炉運転中における対応手順 a. 低圧代替注水	(a) 低圧原子炉代替注水系(常設)による原子炉圧力容器への注水 (b) 復水輸送系による原子炉圧力容器への注水 (c) 消火系による原子炉圧力容器への注水 (d) 低圧原子炉代替注水系(可搬型)による原子炉圧力容器への注水	原子炉水位(狭帯域)にて原子炉水位低(レベル3) 原子炉水位(狭帯域)にて原子炉水位低(レベル3) 原子炉水位(狭帯域)にて原子炉水位低(レベル3) 原子炉水位(狭帯域)にて原子炉水位低(レベル3)
1.4.2.2 発電用原子炉停止中における対応手順 a. 復旧	(a) 原子炉圧力容器による発電用原子炉停止時の冷却 (b) 残留熱除去系(低圧注水モード)による原子炉圧力容器への注水	原子炉圧力が \square MPa 以下 原子炉圧力が \square MPa 以下
1.4.2.3 重大事故等対応設備(設計基準地震動)による対応手順	(1) 残留熱除去系(低圧注水モード)による原子炉圧力容器への注水 (2) 残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)による原子炉圧力容器への注水 (3) 低圧炉心スプレイスによる原子炉圧力容器への注水	原子炉水位(狭帯域)にて原子炉水位低(レベル3) 原子炉水位(狭帯域)にて原子炉水位低(レベル3) 原子炉圧力指示値が \square MPa 以下 原子炉水位(狭帯域)にて原子炉水位低(レベル3)

- ・設備の相違
- 【柏崎 6/7】
- ⑤の相違
- ⑥の相違
- 【東海第二】
- ④の相違

・記載表現の相違
【東海第二】
 島根2号炉は、本文中において数値を示していない項目についてのみ解釈一覧にて記載

判断基準の解釈一覧(2/4)

手順	判断基準記載内容	解釈		
1.4.2.1 発電用原子炉運転中における対応手順	(3) 溶解炉心が原子炉圧力容器内に残存する際の対応手順 a. 低圧代替注水	(a) 低圧代替注水系(常設)による残存溶解炉心の冷却 原子炉格納容器内へのスプレイを優先する	原子炉格納容器内へのスプレイ流量(約130m ³ /h)及びベグスタル(ドライウエル部)への注水流量(約80m ³ /h) 低圧代替注水系(常設)により原子炉圧力容器への注水流量(14m ³ /h~50m ³ /h)水位確保が完了している場合は、原子炉圧力容器への注水により原子炉圧力容器内に残存した溶解炉心を冷却するとともに、注水した水が破損口からベグスタル(ドライウエル部)へ落下することによりベグスタル(ドライウエル部)の溶解炉心も冷却できる。 ベグスタル(ドライウエル部)の溶解炉心の冷却が不十分と確認された場合は原子炉格納容器内へのスプレイにより原子炉格納容器内の冷却を優先する。	
		(b) 代替循環冷却系による残存溶解炉心の冷却	代替循環冷却系により原子炉格納容器内へのスプレイ流量(約150m ³ /h) 原子炉圧力容器への注水流量(約100m ³ /h)	原子炉格納容器内へのスプレイ流量(約150m ³ /h) 原子炉格納容器内への注水流量(約130m ³ /h)及びベグスタル(ドライウエル部)への注水流量(約80m ³ /h) 消火系により原子炉圧力容器への注水流量(14m ³ /h~50m ³ /h)
		(c) 消火系による残存溶解炉心の冷却	原子炉格納容器内へのスプレイを優先する	水位確保が完了している場合は、原子炉圧力容器への注水により原子炉圧力容器内に残存した溶解炉心を冷却するとともに、注水した水が破損口からベグスタル(ドライウエル部)へ落下することによりベグスタル(ドライウエル部)の溶解炉心も冷却できる。 ベグスタル(ドライウエル部)の溶解炉心の冷却が不十分と確認された場合は原子炉格納容器内へのスプレイにより原子炉格納容器内の冷却を優先する。

・記載表現の相違
【東海第二】
 島根2号炉は、本文中において数値を示していない項目についてのみ解釈一覧にて記載

判断基準の解釈一覧(3/4)

手順	判断基準記載内容	解釈
1.4.2.1 発電用原子炉運転中における対応手順	(3) 溶融炉心が原子炉圧力容器内に残存する際の対応手順 a. 低圧代替注水	原子炉格納容器内へのスプレイ流量 (約130m ³ /h) 及びベデスタル (ドライウエル部) への注水流量 (約80m ³ /h) 補給水系により原子炉圧力容器への注水流量 (14m ³ /h~50m ³ /h) ベデスタル (ドライウエル部) 水位確保が完了している場合は、原子炉圧力容器への注水により原子炉圧力容器内に残存した溶融炉心を冷却するとともに、注水した水が破損口からベデスタル (ドライウエル部) へ落下することによりベデスタル (ドライウエル部) の溶融炉心も冷却できる。 ベデスタル (ドライウエル部) の溶融炉心の冷却が不十分と確認された場合は原子炉格納容器内へのスプレイにより原子炉格納容器内の冷却を優先する。
	(d) 補給水系による残存溶融炉心の冷却	原子炉格納容器内へのスプレイ及びベデスタル (ドライウエル部) への注水に必要な流量 補給水系により原子炉圧力容器への注水に必要な流量 原子炉格納容器内へのスプレイを優先する
	(e) 低圧代替注水系 (可搬型) による残存溶融炉心の冷却 (凉水/海水)	原子炉格納容器内へのスプレイ流量 (約130m ³ /h) 及びベデスタル (ドライウエル部) への注水流量 (30m ³ /h~80m ³ /h) 低圧代替注水系 (可搬型) により原子炉圧力容器への注水流量 (14m ³ /h~50m ³ /h) ベデスタル (ドライウエル部) 水位確保が完了している場合は、原子炉圧力容器への注水により原子炉圧力容器内に残存した溶融炉心を冷却するとともに、注水した水が破損口からベデスタル (ドライウエル部) へ落下することによりベデスタル (ドライウエル部) の溶融炉心も冷却できる。 ベデスタル (ドライウエル部) の溶融炉心の冷却が不十分と確認された場合は原子炉格納容器内へのスプレイにより原子炉格納容器内の冷却を優先する。
		原子炉格納容器内へのスプレイを優先する

判断基準の解釈一覧(4/4)

手順		判断基準記載内容	解釈
1.4.2.2 発電用原子炉停止中 における対応手順	(2) サボート系故障時 の対応手順 a. 復旧	(a) 残留熱除去系(原 子炉停止時冷却 系)電源復旧後の 発電用原子炉から の除熱	原子炉圧力指示値が0.93MPa [Gage]以下
	(1) 残留熱除去系(低 圧注水系)による 原子炉圧力容器へ の注水	-	原子炉水位(狭帯域)等にて原子炉水位低(レ ベル3)以上
1.4.2.3 設計基準事故対処設備 による対応手順	(2) 低圧炉心スプレ イ系による原子炉圧 力容器への注水	-	原子炉水位(狭帯域)等にて原子炉水位低(レ ベル3)以上
	(3) 残留熱除去系(原 子炉停止時冷却 系)による発電用 原子炉からの除熱	-	原子炉圧力指示値が0.93MPa [Gage]以下

・記載表現の相違
【東海第二】
島根2号炉は、本文
中において数値を示して
いない項目についてのみ
解釈一覧にて記載

操作手順の解釈一覧

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)

手順	手順	操作手順記載内容	解釈
1.4.2.1 発電用原子炉運転中における対応手順 a. 低圧代替注水	(1) フロントライオン系故障時の対応手順 a. 復旧	(a) 低圧代替注水系(常設)による原子炉圧力容器への注水 (b) 低圧代替注水系(可搬型)による原子炉圧力容器への注水(淡水/海水) (c) 海水系による原子炉圧力容器への注水	海水補給水系流量(RHR A系代替注水流量)指示値が300m ³ /h程度まで上昇 海水補給水系流量(RHR B系代替注水流量)指示値が300m ³ /h程度まで上昇 原子炉圧力指示値が以下であること
1.4.2.2 発電用原子炉停止中における対応手順	(2) サボート系故障時の対応手順 a. 復旧	(a) 残留熱除去系(可搬型)による原子炉圧力容器への注水 (b) 残留熱除去系(常設)による原子炉圧力容器への注水	復水補給水系流量(RHR A系代替注水流量)指示値が以下であること 復水補給水系流量(RHR B系代替注水流量)指示値が以下であること
1.4.2.3 重大事故等対処設備(設計基準破壊)による対応手順	(1) 残留熱除去系(低圧注水モード)による原子炉圧力容器への注水 (2) 残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)による発電用原子炉からの除熱	(a) 残留熱除去系(低圧注水モード)による原子炉圧力容器への注水 (b) 残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)による発電用原子炉からの除熱	残留熱除去系(低圧注水モード)による原子炉圧力容器への注水 残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)による発電用原子炉からの除熱

操作手順の解釈一覧 (1/3)

東海第二発電所 (2018.9.18版)

手順	手順	操作手順記載内容	解釈
1.4.2.1 発電用原子炉運転中における対応手順 a. 低圧代替注水	(1) フロントライオン系故障時の対応手順 a. 低圧代替注水	(a) 低圧代替注水系(可搬型)による原子炉圧力容器への注水(淡水/海水) (b) 低圧代替注水系(常設)による原子炉圧力容器への注水 (c) 代替循環冷却系による原子炉圧力容器への注水 (d) 消火系による原子炉圧力容器への注水 (e) 補給水系による原子炉圧力容器への注水	常設低圧代替注水系(可搬型)による原子炉圧力容器への注水 常設低圧代替注水系(常設)による原子炉圧力容器への注水 代替循環冷却系による原子炉圧力容器への注水 消火系による原子炉圧力容器への注水 補給水系による原子炉圧力容器への注水

操作手順の解釈一覧 (1/2)

島根原子力発電所 2号炉

手順	手順	操作手順記載内容	解釈
1.4.2.1 発電用原子炉運転中における対応手順 a. 低圧代替注水	(1) フロントライオン系故障時の対応手順 a. 低圧代替注水	(a) 低圧原子炉代替注水系(常設)による原子炉圧力容器への注水 (b) 復水輸送系による原子炉圧力容器への注水 (c) 消火系による原子炉圧力容器への注水	低圧原子炉代替注水系(常設)による原子炉圧力容器への注水 復水輸送系による原子炉圧力容器への注水 消火系による原子炉圧力容器への注水
1.4.2.1 発電用原子炉運転中における対応手順	(2) サボート系故障時の対応手順	(a) 残留熱除去系(低圧注水モード) 電源復旧後の原子炉圧力容器への注水	残留熱除去系(低圧注水モード) 電源復旧後の原子炉圧力容器への注水

備考

- ・設備の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】
設備, 運用の相違による判断基準の相違
- 【柏崎 6/7】
⑤の相違
- 【東海第二】
④の相違
- ・記載表現の相違
【東海第二】
島根 2号炉は, 本文中において数値を表示していない項目についてのみ解釈一覧にて記載

操作手順の解釈一覧 (2/3)

手順	手順	操作手順記載内容	解釈
1.4.2.1 発電用原子炉運転中に おける対応手順	(a)	残留熱除去系（低圧注水系）電源復旧後の原子炉圧力容器への注水	残留熱除去系ポンプ吐出圧力指示値が0.81MPa [Gage] 以上
	(b)	低圧炉心スプレイス系電源復旧後の原子炉圧力容器への注水	原子炉圧力指示値が4.90MPa [Gage] 以下 残留熱除去系系統流量指示値が約1,690m ³ /hまで上昇 低圧炉心スプレイス系ポンプ吐出圧力指示値が1.66MPa [Gage] 以上 原子炉圧力指示値が4.90MPa [Gage] 以下 低圧炉心スプレイス系系統流量指示値が約1,440m ³ /hまで上昇
1.4.2.2 発電用原子炉停止中に おける対応手順	(1)	フロントライン系故障時の対応手順 b. 原子炉冷却材浄化系による発電用原子炉からの除熱	原子炉冷却材浄化系ポンプ（A）メカシールパージ水ライン調整弁を調整間とし、メカシールパージ流量を約4.5L/minに調整 原子炉冷却材浄化系系統流量指示値が約163.6m ³ /hまで上昇
	(2)	サポート系故障時の対応手順 a. 復旧	残留熱除去系系統流量指示値の上昇 低圧炉心スプレイス系系統流量指示値の上昇 原子炉冷却材浄化系非再生熱交換器温度調整弁の温度設定が40℃ 原子炉冷却材浄化系ポンプ（A）メカシールパージ水ライン調整弁を調整間とし、メカシールパージ流量を調整 原子炉冷却材浄化系系統流量指示値の上昇 原子炉冷却材浄化系ポンプ（B）メカシールパージ水ライン調整弁を調整間とし、メカシールパージ流量を調整

操作手順の解釈一覧 (2 / 2)

手順	手順	操作手順記載内容	解釈
1.4.2.1 発電用原子炉運転中に おける対応手順	(1) フロントライン系故障時の対応手順	(a) 残留熱除去系（低圧注水系）電源復旧後の原子炉圧力容器への注水 (b) 低圧炉心スプレイス系電源復旧後の原子炉圧力容器への注水	A-残留熱除去ポンプの出口流量が [] m ³ /h 程度まで上昇 低圧炉心スプレイスポンプ出口圧力にて [] MPa以上であること 原子炉圧力が [] MPa 以下であること
	(2) サポート系故障時の対応手順	(a) 原子炉浄化系による発電用原子炉からの除熱 (b) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）電源復旧後の発電用原子炉からの除熱	低圧炉心スプレイスポンプの出口流量が [] m ³ /h 程度まで上昇 原子炉浄化補助ポンプ出口圧力が [] MPa 以上であること 原子炉圧力が [] MPa 以下であること 残留熱除去系系統流量が [] m ³ /h 程度まで上昇
1.4.2.2 発電用原子炉停止中に おける対応手順	(1) 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉圧力容器への注水	残留熱除去ポンプ出口圧力指示値が規定値以上となったこと 原子炉圧力容器内の圧力が規定圧力以下となったこと 残留熱除去ポンプ出口流量指示値の上昇	残留熱除去系系統流量が [] m ³ /h 程度まで上昇 残留熱除去系ポンプ出口圧力指示値が [] MPa 以上となったこと 原子炉圧力容器内の圧力が [] MPa 以下となったこと 残留熱除去ポンプの出口流量が [] m ³ /h 程度まで上昇
	(2) 低圧炉心スプレイス系による原子炉圧力容器への注水	原子炉圧力指示値が原子炉停止時冷却モードロック解除の設定値以下であること 残留熱除去ポンプ出口流量指示値の上昇	原子炉圧力指示値が [] MPa 以下であること 残留熱除去系系統流量が [] m ³ /h 程度まで上昇 低圧炉心スプレイスポンプ出口圧力にて [] MPa以上

・設備の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】
設備, 運用の相違による判断基準の相違
【柏崎 6/7】
③の相違
⑥の相違

・記載表現の相違
【東海第二】
島根 2号炉は, 本文中において数値を表示していない項目についてのみ解釈一覧にて記載

操作手順の解釈一覧 (3 / 3)

手順	手続	操作手順記載内容	解釈
1.4.2.3 設計基準事故対処設備 による対応手順	(1) 残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉圧力容器への注水	残留熱除去系ポンプ吐出圧力指示値が0.81MPa [gage] 以上 原子炉圧力指示値が4.90MPa [gage] 以下	残留熱除去系ポンプ吐出圧力指示値が0.81MPa [gage] 以上 原子炉圧力指示値が4.90MPa [gage] 以下
	(2) 低圧炉心スプレイス系による原子炉圧力容器への注水	残留熱除去系系統流量指示値の上昇 低圧炉心スプレイスポンプ吐出圧力指示値が1.66MPa [gage] 以上 原子炉圧力指示値が4.90MPa [gage] 以下 低圧炉心スプレイス系系統流量指示値の上昇	残留熱除去系系統流量指示値が約1,690m ³ /hまで上昇 低圧炉心スプレイスポンプ吐出圧力指示値が1.66MPa [gage] 以上 原子炉圧力指示値が4.90MPa [gage] 以下 低圧炉心スプレイス系系統流量指示値が約1,440m ³ /hまで上昇
	(3) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による発電用原子炉からの除熱	残留熱除去系系統流量指示値の上昇	残留熱除去系系統流量指示値が約1,690m ³ /hまで上昇

・記載表現の相違
【東海第二】
島根2号炉の1.4.2.3
重大事故等対処設備（
設計基準拡張）による
対応手順は、操作手順
の解釈一覧（2 / 2）
にて記載

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20版)

Table with 7 columns: 弁番号, 弁名称, 弁記号, 弁位置, 弁種別, 弁仕様, 備考. Lists various valves for reactors 6 and 7 at the柏崎刈羽 nuclear power plant.

弁番号及び弁名称一覧 (1 / 2)

東海第二発電所 (2018. 9. 18版)

Table with 7 columns: 統一名称, 弁名称, 弁番号, 弁仕様, 弁位置, 備考. Lists various valves for the 東海第二 nuclear power plant.

※1：今後の検討によって弁名称は変更の可能性がある。

島根原子力発電所 2号炉

弁番号及び弁名称一覧 (1 / 3)

Table with 4 columns: 弁番号, 弁名称, 弁位置, 備考. Lists valves for reactor 2 at the島根 nuclear power plant, including flow control valves and isolation valves.

備考
・設備の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】
系統構成の違いによる操作対象の相違

各号炉の弁番号及び弁名称一覧(2 / 2)

Table with columns: 弁番号, 弁名称, 弁位置, 弁仕様, 弁材質, 弁口径, 弁型式, 弁メーカー, 弁設置場所, 弁設置時期, 弁管理区分, 弁点検周期, 弁点検内容, 弁点検担当者, 弁点検実施状況.

弁番号及び弁名称一覧(1 / 2)

Table with columns: 機一名称, 弁名称, 弁番号, 操作場所. Lists various valves and their locations across different systems like RHR, RHR, and RHR.

※1：今後の稼働によって弁名称は変更の可能性がある。

弁番号及び弁名称一覧(2 / 3)

Table with columns: 弁番号, 弁名称, 弁位置, 操作場所. Lists valves for the Shimane Nuclear Power Plant Unit 2, including systems like FLSR and LPCS.

・設備の相違
【柏崎6/7, 東海第二】
系統構成の違いによる操作対象の相違

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考																																																			
		<p style="text-align: center;"><u>弁番号及び弁名称一覧(3 / 3)</u></p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th>弁番号</th> <th>弁名称</th> <th>操作場所</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>MV213-1B</td> <td>B-CUW入口元弁</td> <td>中央制御室 原子炉建物原子炉棟 地下1階PCV内 (管理区域)</td> </tr> <tr> <td>MV213-2</td> <td>RPVドレン側流量調節弁/バイパス弁</td> <td>中央制御室 原子炉建物原子炉棟 地下1階PCV内 (管理区域)</td> </tr> <tr> <td>MV213-3</td> <td>CUW入口内側隔離弁</td> <td>中央制御室 原子炉建物原子炉棟 1階PCV内 (管理区域)</td> </tr> <tr> <td>MV213-4</td> <td>CUW入口外側隔離弁</td> <td>中央制御室 原子炉建物原子炉棟 1階東側PCVベネトレーション室 (管理区域)</td> </tr> <tr> <td>MV213-6</td> <td>補助ポンプ入口弁</td> <td>中央制御室 原子炉建物原子炉棟 1階東側PCVベネトレーション室 (管理区域)</td> </tr> <tr> <td>MV213-7</td> <td>補助ポンプ出口弁</td> <td>中央制御室 原子炉建物原子炉棟 中2階CUWバルブ室 (管理区域)</td> </tr> <tr> <td>MV213-8</td> <td>再生熱交換器入口弁</td> <td>中央制御室 原子炉建物原子炉棟 中2階CUWバルブ室 (管理区域)</td> </tr> <tr> <td>MV213-9</td> <td>補助熱交換器入口弁</td> <td>中央制御室 原子炉建物原子炉棟 2階CUW非再生熱交換器室 (管理区域)</td> </tr> <tr> <td>MV213-11</td> <td>フィルタ入口圧力調節弁/バイパス弁</td> <td>中央制御室 原子炉建物原子炉棟 中2階CUWバルブ室 (管理区域)</td> </tr> <tr> <td>MV213-12</td> <td>フィルタバイパス弁</td> <td>中央制御室 原子炉建物原子炉棟 3階CUWフィルタ/デミネタリバルブ室 (管理区域)</td> </tr> <tr> <td>MV213-15</td> <td>循環ポンプ/バイパス弁</td> <td>中央制御室 原子炉建物原子炉棟 2階B-CUW循環ポンプ室 (管理区域)</td> </tr> <tr> <td>V213-11</td> <td>CUW脱塩装置/バイパス弁</td> <td>中央制御室 原子炉建物原子炉棟 3階CUWフィルタ/デミネタリバルブ室 (管理区域)</td> </tr> <tr> <td>CV213-1</td> <td>フィルタ入口圧力調節弁</td> <td>中央制御室 原子炉建物原子炉棟 中2階CUWバルブ室 (管理区域)</td> </tr> <tr> <td>CV213-2</td> <td>系統流量調節弁</td> <td>中央制御室 原子炉建物原子炉棟 2階A-CUW循環ポンプ室 (管理区域)</td> </tr> <tr> <td>CV214-1</td> <td>CUW非再生熱交換器出口温度調節弁</td> <td>中央制御室 原子炉建物原子炉棟 中2階南西通路 (管理区域)</td> </tr> <tr> <td>V2R2-103B</td> <td>F.L.S.R可搬式設備 B-1注水ライン止め弁</td> <td>原子炉建物付属棟 1階B-RCWポンプ熱交換器室 (非管理区域)</td> </tr> </tbody> </table>	弁番号	弁名称	操作場所	MV213-1B	B-CUW入口元弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟 地下1階PCV内 (管理区域)	MV213-2	RPVドレン側流量調節弁/バイパス弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟 地下1階PCV内 (管理区域)	MV213-3	CUW入口内側隔離弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟 1階PCV内 (管理区域)	MV213-4	CUW入口外側隔離弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟 1階東側PCVベネトレーション室 (管理区域)	MV213-6	補助ポンプ入口弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟 1階東側PCVベネトレーション室 (管理区域)	MV213-7	補助ポンプ出口弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟 中2階CUWバルブ室 (管理区域)	MV213-8	再生熱交換器入口弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟 中2階CUWバルブ室 (管理区域)	MV213-9	補助熱交換器入口弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟 2階CUW非再生熱交換器室 (管理区域)	MV213-11	フィルタ入口圧力調節弁/バイパス弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟 中2階CUWバルブ室 (管理区域)	MV213-12	フィルタバイパス弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟 3階CUWフィルタ/デミネタリバルブ室 (管理区域)	MV213-15	循環ポンプ/バイパス弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟 2階B-CUW循環ポンプ室 (管理区域)	V213-11	CUW脱塩装置/バイパス弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟 3階CUWフィルタ/デミネタリバルブ室 (管理区域)	CV213-1	フィルタ入口圧力調節弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟 中2階CUWバルブ室 (管理区域)	CV213-2	系統流量調節弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟 2階A-CUW循環ポンプ室 (管理区域)	CV214-1	CUW非再生熱交換器出口温度調節弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟 中2階南西通路 (管理区域)	V2R2-103B	F.L.S.R可搬式設備 B-1注水ライン止め弁	原子炉建物付属棟 1階B-RCWポンプ熱交換器室 (非管理区域)	<ul style="list-style-type: none"> 設備の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 系統構成の違いによる操作対象の相違
弁番号	弁名称	操作場所																																																				
MV213-1B	B-CUW入口元弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟 地下1階PCV内 (管理区域)																																																				
MV213-2	RPVドレン側流量調節弁/バイパス弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟 地下1階PCV内 (管理区域)																																																				
MV213-3	CUW入口内側隔離弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟 1階PCV内 (管理区域)																																																				
MV213-4	CUW入口外側隔離弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟 1階東側PCVベネトレーション室 (管理区域)																																																				
MV213-6	補助ポンプ入口弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟 1階東側PCVベネトレーション室 (管理区域)																																																				
MV213-7	補助ポンプ出口弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟 中2階CUWバルブ室 (管理区域)																																																				
MV213-8	再生熱交換器入口弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟 中2階CUWバルブ室 (管理区域)																																																				
MV213-9	補助熱交換器入口弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟 2階CUW非再生熱交換器室 (管理区域)																																																				
MV213-11	フィルタ入口圧力調節弁/バイパス弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟 中2階CUWバルブ室 (管理区域)																																																				
MV213-12	フィルタバイパス弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟 3階CUWフィルタ/デミネタリバルブ室 (管理区域)																																																				
MV213-15	循環ポンプ/バイパス弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟 2階B-CUW循環ポンプ室 (管理区域)																																																				
V213-11	CUW脱塩装置/バイパス弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟 3階CUWフィルタ/デミネタリバルブ室 (管理区域)																																																				
CV213-1	フィルタ入口圧力調節弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟 中2階CUWバルブ室 (管理区域)																																																				
CV213-2	系統流量調節弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟 2階A-CUW循環ポンプ室 (管理区域)																																																				
CV214-1	CUW非再生熱交換器出口温度調節弁	中央制御室 原子炉建物原子炉棟 中2階南西通路 (管理区域)																																																				
V2R2-103B	F.L.S.R可搬式設備 B-1注水ライン止め弁	原子炉建物付属棟 1階B-RCWポンプ熱交換器室 (非管理区域)																																																				

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
	<p style="text-align: right;">添付資料1.4.10</p> <p style="text-align: center;">手順のリンク先について</p> <p>原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等について、手順のリンク先を以下に取りまとめる。</p> <p>1. 1.4.2.1(2) a. (a) 残留熱除去系（低圧注水系）電源復旧後の原子炉圧力容器への注水</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ <u>残留熱除去系海水系、緊急用海水系及び代替残留熱除去系海水系</u>に関する手順 <p><リンク先></p> <ul style="list-style-type: none"> 1.5.2.2(1) a. <u>緊急用海水系</u>による冷却水確保 1.5.2.2(1) b. <u>代替残留熱除去系海水系</u>による冷却水確保 1.5.2.3(1) <u>残留熱除去系海水系</u>による冷却水確保 <ul style="list-style-type: none"> ・ 常設代替交流電源設備として使用する<u>常設代替高圧電源装置</u>に関する手順等 <p><リンク先></p> <ul style="list-style-type: none"> 1.14.2.1(1) 代替交流電源設備による給電 	<p style="text-align: right;">添付資料1.4.8</p> <p style="text-align: center;">手順のリンク先について</p> <p>原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等について、手順のリンク先を以下に取りまとめる。</p> <p>1. 1.4.2.1(2) a. (a) 残留熱除去系（低圧注水モード）電源復旧後の原子炉圧力容器への注水</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ <u>原子炉補機冷却系及び原子炉補機代替冷却系</u>に関する手順 <p><リンク先></p> <ul style="list-style-type: none"> 1.5.2.2(1) a. <u>原子炉補機代替冷却系</u>による除熱 1.5.2.3(1) <u>原子炉補機冷却系</u>による除熱 <ul style="list-style-type: none"> ・ 常設代替交流電源設備として使用する<u>ガスタービン発電機</u>に関する手順等 <p><リンク先></p> <ul style="list-style-type: none"> 1.14.2.1(1) <u>代替交流電源設備</u>による給電 1.14.2.5(1) <u>ガスタービン発電機用軽油タンク又はディーゼル燃料貯蔵タンクからタンクローリへの補給</u> 	<p>・ 記載表現の相違</p> <p>【柏崎 6/7】</p> <p>島根 2号炉は、手順のリンク先を記載</p> <p>・ 設備の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根 2号炉は、可搬型の原子炉補機代替冷却系を整備。東海第二は、常設の緊急用海水系を整備</p> <p>・ 設備の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根 2号炉は、燃料を補給する設備にガスタービン発電機用軽油タンク及びディーゼル燃料貯蔵タンク 2種類を設置しており、ガスタービン発電機用軽油タンクは、可搬型設備への給油を含め、事象発生後 7日間運転を継続するために必要な燃料を確保している。そのため、ディーゼル燃料貯蔵タンクは自主対策として整理。東海第二は可搬型設備専用のタンク及びガスタービン発電機と非常用ディーゼル発電機兼用のタンクを設置。東海第二</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
	<p><u>1. 14. 2. 6(1) b. 軽油貯蔵タンクから常設代替圧電源装置への給油</u></p> <p>2. 1. 4. 2. 1(2) a. (b) 低圧炉心スプレイ系電源復旧後の原子炉圧力容器への注水</p> <ul style="list-style-type: none"> ・<u>残留熱除去系海水系、緊急用海水系及び代替残留熱除去系海水系に関する手順</u> <p><リンク先></p> <ul style="list-style-type: none"> 1. 5. 2. 2(1) a. <u>緊急用海水系による冷却水確保</u> 1. 5. 2. 2(1) b. <u>代替残留熱除去系海水系による冷却水確保</u> 1. 5. 2. 3(1) <u>残留熱除去系海水系による冷却水確保</u> <ul style="list-style-type: none"> ・常設代替交流電源設備として使用する<u>常設代替高圧電源装置に関する手順等</u> <p><リンク先></p> <ul style="list-style-type: none"> 1. 14. 2. 1(1) <u>代替交流電源設備による給電</u> 	<p><u>2. 1. 4. 2. 1(2) a. (b) 低圧炉心スプレイ系電源復旧後の原子炉圧力容器への注水</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ・<u>原子炉補機冷却系及び原子炉補機代替冷却系に関する手順</u> <p><リンク先></p> <ul style="list-style-type: none"> <u>1. 5. 2. 2(1) a. 原子炉補機代替冷却系による除熱</u> <u>1. 5. 2. 3(1) 原子炉補機冷却系による除熱</u> <ul style="list-style-type: none"> ・<u>常設代替交流電源設備として使用するガスタービン発電機に関する手順等</u> <p><リンク先></p> <ul style="list-style-type: none"> <u>1. 14. 2. 1(1) 代替交流電源設備による給電</u> <u>1. 14. 2. 5(1) ガスタービン発電機用軽油タンク又はディーゼル燃料貯蔵タンクからタンクローリへの補給</u> 	<p>は、本手順でタンクローリへの補給を含む手順として整理</p> <ul style="list-style-type: none"> ・運用の相違 <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、「1. 14. 2. 5(1) ガスタービン発電機用軽油タンク又はディーゼル燃料貯蔵タンクからタンクローリへの補給」の手順の中で自動給油されることを記載</p> <ul style="list-style-type: none"> ・設備の相違 <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、可搬型の原子炉補機代替冷却系を整備。東海第二は、常設の緊急用海水系を整備</p> <ul style="list-style-type: none"> ・設備の相違 <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、燃料を補給する設備にガスタービン発電機用軽油タンク及びディーゼル燃料貯蔵タンク2種類を設置しており、ガスタービン発電機用軽油タンクは、可搬型設備への給油を含め、事象発生後7日間運転を継続するために必要な燃</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
	<p style="text-align: center;"><u>1. 14. 2. 6(1) b. 軽油貯蔵タンクから常設代替高圧電源装置への給油</u></p> <p>3. 1. 4. 2. 2(2) a. (a) <u>残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）電源復旧後の発電用原子炉からの除熱</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ・ <u>残留熱除去系海水系、緊急用海水系及び代替残留熱除去系海水系に関する手順</u> <p><リンク先></p> <p>1. 5. 2. 2(1) a. <u>緊急用海水系による冷却水確保</u></p> <p>1. 5. 2. 2(1) b. <u>代替残留熱除去系海水系による冷却水確保</u></p> <p>1. 5. 2. 3(1) <u>残留熱除去系海水系による冷却水確保</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 常設代替交流電源設備に関する手順等 <p><リンク先></p> <p>1. 14. 2. 1(1) 代替交流電源設備による給電</p>	<p>3. 1. 4. 2. 2(2) a. (a) <u>残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）電源復旧後の発電用原子炉からの除熱</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ・ <u>原子炉補機冷却系及び原子炉補機代替冷却系に関する手順</u> <p><リンク先></p> <p>1. 5. 2. 2(1) a. <u>原子炉補機代替冷却系による除熱</u></p> <p>1. 5. 2. 3(1) <u>原子炉補機冷却系による除熱</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 常設代替交流電源設備に関する手順等 <p><リンク先></p> <p>1. 14. 2. 1(1) 代替交流電源設備による給電</p> <p>1. 14. 2. 5(1) <u>ガスタービン発電機用軽油タンク又はディーゼル燃料貯蔵タンクからタンクローリへの補給</u></p>	<p>料を確保している。そのため、ディーゼル燃料貯蔵タンクは自主対策として整理。東海第二は可搬型設備専用のタンク及びガスタービン発電機と非常用ディーゼル発電機兼用のタンクを設置。東海第二は、本手順でタンクローリへの補給を含む手順として整理</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 運用の相違 <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、 「1. 14. 2. 5(1)ガスタービン発電機用軽油タンク又はディーゼル燃料貯蔵タンクからタンクローリへの補給」の手順の中で自動給油されることを記載</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 設備の相違 <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、可搬型の原子炉補機代替冷却系を整備。東海第二は、常設の緊急用海水系を整備</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 設備の相違 <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、燃料を補給する設備にガスタービン発電機用軽油</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
	<p data-bbox="1003 1108 1703 1184"><u>1. 14. 2. 6(1) b. 軽油貯蔵タンクから常設代替高圧電源装置への給油</u></p> <p data-bbox="958 1558 1715 1856">4. 1. 4. 2. 4 その他の手順項目について考慮する手順 ・<u>残留熱除去系海水系, 緊急用海水系及び代替残留熱除去系海水系による冷却水確保手順</u> <リンク先> 1. 5. 2. 2(1) a. <u>緊急用海水系による冷却水確保</u> 1. 5. 2. 2(1) b. <u>代替残留熱除去系海水系による冷却水確保</u> 1. 5. 2. 3(1) <u>残留熱除去系海水系による冷却水確保</u></p>	<p data-bbox="1754 1558 2510 1856">4. 1. 4. 2. 4 その他の手順項目について考慮する手順 ・<u>原子炉補機冷却水系及び原子炉補機代替冷却系による冷却水確保手順</u> <リンク先> 1. 5. 2. 3(1) <u>原子炉補機冷却系による除熱</u> 1. 5. 2. 2(1) a. <u>原子炉補機代替冷却系による除熱</u></p>	<p data-bbox="2546 214 2819 1541">タンク及びディーゼル燃料貯蔵タンク2種類を設置しており, ガスタービン発電機用軽油タンクは, 可搬型設備への給油を含め, 事象発生後7日間運転を継続するために必要な燃料を確保している。そのため, ディーゼル燃料貯蔵タンクは自主対策として整理。東海第二は可搬型設備専用のタンク及びガスタービン発電機と非常用ディーゼル発電機兼用のタンクを設置。東海第二は, 本手順でタンクローリへの補給を含む手順として整理 ・運用の相違 【東海第二】 島根2号炉は, 「1. 14. 2. 5(1) ガスタービン発電機用軽油タンク又はディーゼル燃料貯蔵タンクからタンクローリへの補給」の手順の中で自動給油されることを記載</p> <p data-bbox="2546 1604 2819 1902">・設備の相違 【東海第二】 島根2号炉は, 可搬型の原子炉補機代替冷却系を整備。東海第二は, 常設の緊急用海水系を整備</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
	<p>・ <u>西側淡水貯水設備及び代替淡水貯槽への水の補給手順並びに水源から接続口までの可搬型代替注水中型ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプによる送水手順</u></p> <p><リンク先></p> <p>1. 13. 2. 1(5) a. <u>西側淡水貯水設備を水源とした可搬型代替注水中型ポンプによる送水 (淡水/海水)</u></p> <p>1. 13. 2. 1(6) a. <u>代替淡水貯槽を水源とした可搬型代替注水大型ポンプによる送水 (淡水/海水)</u></p> <p>1. 13. 2. 2(1) a. <u>可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替淡水貯槽への補給 (淡水/海水)</u></p> <p>1. 13. 2. 2(2) a. <u>可搬型代替注水大型ポンプによる西側淡水貯水設備への補給 (淡水/海水)</u></p> <p>・ <u>非常用交流電源設備, 常設代替交流電源設備として使用する常設代替高圧電源装置又は可搬型代替交流電源設備として使用する可搬型代替低圧電源車による常設低圧代替注水系ポンプ, 代替循環冷却系ポンプ, 復水移送ポンプ, 残留熱除去系ポンプ, 低圧炉心スプレイ系ポンプ, 電動弁及び監視計器への電源供給手順並びに常設代替交流電源設備として使用する常設代替高圧電源装置, 可搬型代替交流電源設備として使用する可搬型代替低圧電源車, 非常用交流電源設備, 可搬型代替注水中型ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプへの燃料給油手順</u></p> <p><リンク先></p> <p>1. 14. 2. 1(1) <u>代替交流電源設備による給電</u></p> <p>1. 14. 2. 3(1) a. <u>常設代替交流電源設備又は可搬型代替交流電源設備による代替所内電気設備への給電</u></p> <p>1. 14. 2. 6(1) a. <u>可搬型設備用軽油タンクから各機器への給</u></p>	<p>・ <u>輪谷貯水槽 (西 1), 輪谷貯水槽 (西 2) 及び低圧原子炉代替注水槽への水の補給手順並びに水源から接続口までの大量送水車による送水手順</u></p> <p><リンク先></p> <p>1. 13. 2. 1(6) a. <u>輪谷貯水槽 (西 1) 及び輪谷貯水槽 (西 2) を水源とした大量送水車による送水</u></p> <p>1. 13. 2. 2(1) a. <u>大量送水車による低圧原子炉代替注水槽への補給 (淡水/海水)</u></p> <p>1. 13. 2. 2(2) a. <u>輪谷貯水槽 (東 1) 又は輪谷貯水槽 (東 2) から輪谷貯水槽 (西 1) 又は輪谷貯水槽 (西 2) への補給</u></p> <p>1. 13. 2. 2(2) b. <u>海から輪谷貯水槽 (西 1) 又は輪谷貯水槽 (西 2) への補給</u></p> <p>・ <u>非常用交流電源設備, 常設代替交流電源設備として使用するガスタービン発電機又は可搬型代替交流電源設備として使用する高圧発電機車による低圧原子炉代替注水ポンプ, 復水輸送ポンプ, 補助消火ポンプ, 消火ポンプ, 残留熱除去ポンプ, 低圧炉心スプレイポンプ, 電動弁及び中央制御室監視計器類への電源供給手順並びに常設代替交流電源設備として使用するガスタービン発電機, 可搬型代替交流電源設備として使用する高圧発電機車及び大量送水車への燃料補給手順</u></p> <p><リンク先></p> <p>1. 14. 2. 1(1) <u>代替交流電源設備による給電</u></p> <p>1. 14. 2. 3(1) a. <u>ガスタービン発電機又は高圧発電機車による SA ロードセンタ及び SA コントロールセンタ受電</u></p> <p>1. 14. 2. 5(1) <u>ガスタービン発電機用軽油タンク又はディー</u></p>	<p>・ 運用の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根 2 号炉は, 低圧原子炉代替注水槽から可搬型設備を用いた注水手順はない</p> <p>・ 設備の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>④の相違</p> <p>島根 2 号炉は, 補助消火水槽及び補助消火ポンプを有しており, 当該設備による注水も可能</p> <p>・ 設備の相違</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
	<p style="text-align: center;"><u>油</u></p> <p style="text-align: center;"><u>1. 14. 2. 6(1) b. 軽油貯蔵タンクから常設代替高圧電源装置への給油</u></p> <p>1. 14. 2. 7(1) 非常用交流電源設備による非常用所内電気設備への給電</p> <p><u>1. 14. 2. 7(3) 軽油貯蔵タンクから2C・2D非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機への給油</u></p>	<p style="text-align: center;"><u>ゼル燃料貯蔵タンクからタンクローリへの補給</u></p> <p><u>1. 14. 2. 5(2) タンクローリから各機器等への給油</u></p> <p>1. 14. 2. 6(1) 非常用交流電源設備による給電</p>	<p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、燃料を補給する設備にガスタービン発電機用軽油タンク及びディーゼル燃料貯蔵タンク2種類を設置しており、ガスタービン発電機用軽油タンクは、可搬型設備への給油を含め、事象発生後7日間運転を継続するために必要な燃料を確保している。そのため、ディーゼル燃料貯蔵タンクは自主対策として整理。東海第二は可搬型設備専用のタンク及びガスタービン発電機と非常用ディーゼル発電機兼用のタンクを設置。東海第二は、本手順でタンクローリへの補給を含む手順として整理</p> <p>・運用の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、 「1. 14. 2. 5(1)ガスタービン発電機用軽油タンク又はディーゼル燃料貯蔵タンクからタンクローリへの補給」の手順の中で自動給油されることを記載</p> <p>・記載表現の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
	<ul style="list-style-type: none"> ・操作の判断, 確認に係る計装設備に関する手順 <リンク先> 1. 15. 2. 1 監視機能喪失 1. 15. 2. 2 計測に必要な電源の喪失 	<ul style="list-style-type: none"> ・操作の判断, 確認に係る計装設備に関する手順 <リンク先> <u>1. 15. 2. 1 監視機能喪失</u> <u>1. 15. 2. 2 計測に必要な電源の喪失</u> 	<p>「1. 14. 2. 6(1)非常用交流電源設備による給電」の手順の中で自動給油されることを記載</p>

実線・・・設備運用又は体制等の相違（設計方針の相違）
 波線・・・記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

まとめ資料比較表 [技術的能力 1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等]

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
比較表において，相違理由を類型化したものについて以下にまとめて記載する。下記以外の相違については，備考欄に相違理由を記載する。			
相違No.	相違理由		
①	島根 2 号炉は，残留熱代替除去系を48条の自主対策設備として使用する		
②	島根 2 号炉は，可搬の原子炉補機代替冷却系を48条の重大事故等対処設備としているが，東海第二は常設の緊急用海水系を重大事故等対処設備としている		
③	島根 2 号炉は，大型送水ポンプ車のみで対応		
④	島根 2 号炉は，耐圧強化ベントライン止め弁用空気ポンベについて，予備は確保しない方針		
⑤	島根 2 号炉のドレン移送設備は常時満水保管のため起動時に水張り不要		
⑥	島根 2 号炉は，中央制御室から遠隔操作できる構成		
⑦	島根 2 号炉のドレン移送設備は常時満水状態であるため，窒素ガスによる不活性化は不要		
⑧	島根 2 号炉は，配管勾配により発生したドレンはスクラバ容器ほかに回収されるためドレンタンク不要		
⑨	島根 2 号炉は，耐圧強化ベントを48条の自主対策設備として使用する		
⑩	柏崎6/7は，自主対策設備として第二代替交流電源設備を設置		
⑪	島根 2 号炉は，車載（移動式代替熱交設備）のストレーナを使用		
⑫	島根 2 号炉は，島根 1 号炉と中央制御室を共用しているため，当直副長の指揮に基づき運転操作対応を実施		
⑬	島根 2 号炉は，操作者の 1 名を記載。柏崎6/7は，操作者及び確認者の 2 名を記載		
⑭	設備構成，対応する要員及び所要時間の相違		
⑮	島根 2 号炉は，ベント実施前に可搬型設備の準備を行うため，ベント移行条件到達後，準備着手		
⑯	島根 2 号炉は，出口水素濃度は可搬型設備で計測するため現場での起動が必要		
⑰	島根 2 号炉は，窒素ガスパーージを停止した場合に水素濃度上昇又はスクラバ容器上流側配管内圧力が低下することを想定し，窒素ガスパーージを継続		
⑱	島根 2 号炉は，格納容器ベント実施後の水素爆発等の防止のため，水素濃度の監視を行う		
⑲	島根 2 号炉は，残留蒸気の凝縮によりスクラバ容器内が負圧になっていないことをスクラバ容器内圧力の監視により確認		
⑳	島根 2 号炉は，運転員操作と緊急時対策要員操作を分けて記載		

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等 < 目次 ></p> <p>1.5.1 対応手段と設備の選定</p> <p>(1) 対応手段と設備の選定の考え方</p> <p>(2) 対応手段と設備の選定の結果</p> <p>a. フロントライン系故障時の対応手段及び設備</p> <p>(a) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送</p> <p>(b) 重大事故等対処設備と自主対策設備</p> <p>b. サポート系故障時の対応手段及び設備</p> <p>(a) 最終ヒートシンク (海) への代替熱輸送</p> <p>(b) 重大事故等対処設備と自主対策設備</p> <p>c. 手順等</p> <p>1.5.2 重大事故等時の手順</p> <p>1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順</p> <p>(1) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (交流電源が健全である場合)</p> <p>a. <u>格納容器圧力逃がし装置</u>による原子炉格納容器内の減圧及び除熱</p> <p>b. <u>耐圧強化ベント系</u>による原子炉格納容器内の減圧及び除熱</p> <p>(2) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (全交流動力電源喪失時の場合)</p> <p>a. <u>格納容器圧力逃がし装置</u>による原子炉格納容器内の減圧</p>	<p>1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等 < 目次 ></p> <p>1.5.1 対応手段と設備の選定</p> <p>(1) 対応手段と設備の選定の考え方</p> <p>(2) 対応手段と設備の選定の結果</p> <p>a. フロントライン系故障時の対応手段及び設備</p> <p>(a) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送</p> <p>(b) 重大事故等対処設備</p> <p>b. サポート系故障時の対応手段及び設備</p> <p>(a) 最終ヒートシンク (海) への代替熱輸送</p> <p>(b) 重大事故等対処設備と自主対策設備</p> <p>c. 手順等</p> <p>1.5.2 重大事故等時の手順</p> <p>1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順</p> <p>(1) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (交流動力電源が健全である場合)</p> <p>a. <u>格納容器圧力逃がし装置</u>による原子炉格納容器内の減圧及び除熱</p> <p>b. <u>耐圧強化ベント系</u>による原子炉格納容器内の減圧及び除熱</p> <p>(2) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (全交流動力電源喪失時の場合)</p> <p>a. <u>格納容器圧力逃がし装置</u>による原子炉格納容器内の減圧</p>	<p>1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等 < 目次 ></p> <p>1.5.1 対応手段と設備の選定</p> <p>(1) 対応手段と設備の選定の考え方</p> <p>(2) 対応手段と設備の選定の結果</p> <p>a. フロントライン系故障時の対応手段及び設備</p> <p>(a) <u>最終ヒートシンク (海) への代替熱輸送</u></p> <p>(b) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送</p> <p>(c) 重大事故等対処設備と<u>自主対策設備</u></p> <p>b. サポート系故障時の対応手段及び設備</p> <p>(a) 最終ヒートシンク (海) への代替熱輸送</p> <p>(b) 重大事故等対処設備と自主対策設備</p> <p>c. 手順等</p> <p>1.5.2 重大事故等時の手順</p> <p>1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順</p> <p>(1) <u>最終ヒートシンク (海) への代替熱輸送</u></p> <p>a. <u>残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱</u></p> <p>(2) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (交流動力電源が健全である場合)</p> <p>a. <u>格納容器フィルタベント系</u>による原子炉格納容器内の減圧及び除熱</p> <p>b. <u>可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給</u></p> <p>c. <u>耐圧強化ベントライン</u>による原子炉格納容器内の減圧及び除熱</p> <p>(3) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (全交流動力電源喪失時の場合)</p> <p>a. <u>格納容器フィルタベント系</u>による原子炉格納容器内の減</p>	<p>・設備の相違</p> <p>【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>島根 2号炉は、残留熱代替除去系を 48 条の自主対策設備として使用する (以下, ①の相違)</p> <p>・設備の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>整備する自主対策設備の相違</p> <p>・設備の相違</p> <p>【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>①の相違</p> <p>・記載方針の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>東海第二は、当該手順を「1.5.2.1(1)a. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱」に記載</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>及び除熱 (現場操作)</p> <p>b. <u>耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作)</u></p> <p>(3) 重大事故等時の対応手段の選択</p> <p>1. 5. 2. 2 サポート系故障時の対応手順</p> <p>(1) 最終ヒートシンク (海) への代替熱輸送</p> <p>a. <u>代替原子炉補機冷却系による補機冷却水確保</u></p> <p>b. <u>大容量送水車 (熱交換器ユニット用) 又は代替原子炉補機冷却海水ポンプによる補機冷却水確保</u></p> <p>(2) 重大事故等時の対応手段の選択</p> <p>1. 5. 2. 3 重大事故等対処設備 (設計基準拡張) による対応手順</p> <p>(1) 原子炉補機冷却系による補機冷却水確保</p> <p>1. 5. 2. 4 その他の手順項目について考慮する手順</p> <p>添付資料1. 5. 1 審査基準, 基準規則と対処設備との対応表</p> <p>添付資料1. 5. 2 対応手段として選定した設備の電源構成図</p> <p>添付資料1. 5. 3 重大事故対策の成立性</p>	<p>及び除熱 (現場操作)</p> <p>b. <u>耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作)</u></p> <p>(3) 重大事故等時の対応手段の選択</p> <p>1. 5. 2. 2 サポート系故障時の対応手順</p> <p>(1) 最終ヒートシンク (海) への代替熱輸送</p> <p>a. <u>緊急用海水系による冷却水確保</u></p> <p>b. <u>代替残留熱除去系海水系による冷却水確保</u></p> <p>(2) 重大事故等時の対応手段の選択</p> <p>1. 5. 2. 3 <u>設計基準事故対処設備を使用した対応手順</u></p> <p>(1) <u>残留熱除去系海水系による冷却水確保</u></p> <p>1. 5. 2. 4 その他の手順項目について考慮する手順</p> <p>添付資料1. 5. 1 審査基準, 基準規則と対処設備との対応表</p> <p>添付資料1. 5. 2 自主対策設備仕様</p> <p>添付資料 1. 5. 3 対応手段として選定した設備の電源構成図</p> <p>添付資料1. 5. 4 重大事故対策の成立性</p>	<p>圧及び除熱 (現場操作)</p> <p>b. <u>可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給</u></p> <p>c. <u>耐圧強化ベントラインによる原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作)</u></p> <p>(4) 重大事故等時の対応手段の選択</p> <p>1. 5. 2. 2 サポート系故障時の対応手順</p> <p>(1) 最終ヒートシンク (海) への代替熱輸送</p> <p>a. <u>原子炉補機代替冷却系による除熱</u></p> <p>b. <u>大型送水ポンプ車による除熱</u></p> <p>(2) 重大事故等時の対応手段の選択</p> <p>1. 5. 2. 3 <u>重大事故等対処設備 (設計基準拡張) による対応手順</u></p> <p>(1) <u>原子炉補機冷却系による除熱</u></p> <p>1. 5. 2. 4 その他の手順項目について考慮する手順</p> <p>添付資料1. 5. 1 審査基準, 基準規則と対処設備との対応表</p> <p>添付資料1. 5. 2 <u>自主対策設備仕様</u></p> <p>添付資料1. 5. 3 対応手段として選定した設備の電源構成図</p> <p>添付資料1. 5. 4 重大事故対策の成立性</p>	<p>・記載方針の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>東海第二は, 当該手順を「1. 5. 2. 1(2)a. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作)」に記載</p> <p>・設備の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根 2号炉は, 可搬の原子炉補機代替冷却系を 48条の重大事故等対処設備としているが, 東海第二は常設の緊急用海水系を重大事故等対処設備としている (以下, ②の相違)</p> <p>・設備の相違</p> <p>【柏崎 6/7】</p> <p>島根 2号炉は, 大型送水ポンプ車のみで対応 (以下, ③の相違)</p> <p>・記載表現の相違</p> <p>【柏崎 6/7】</p> <p>島根 2号炉は, 自主対策設備の設備概要を記載</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>1. <u>格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱</u></p> <p>2. <u>原子炉格納容器ベント弁駆動源確保 (予備ポンベ)</u></p> <p>3. <u>フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張り</u></p> <p>4. <u>フィルタ装置水位調整 (水張り)</u></p> <p>5. <u>フィルタ装置水位調整 (水抜き)</u></p>	<p>1. <u>格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱</u></p> <p>2. <u>格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作)</u></p> <p>(1) <u>格納容器圧力逃がし装置の遠隔人力操作機構を使用した現場操作による格納容器ベント</u></p> <p>(1) <u>フィルタ装置スクラビング水補給</u></p>	<p>1. <u>残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱</u></p> <p>(1) <u>残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱</u></p> <p>(2) <u>残留熱代替除去系使用時における原子炉補機代替冷却系の系統構成</u></p> <p>(3) <u>残留熱代替除去系使用時における原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保</u></p> <p>2. <u>格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱</u></p> <p>(1) <u>格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱</u></p> <p>(2) <u>格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作)</u></p> <p>(3) <u>第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整 (水張り)</u></p> <p>(4) <u>第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整 (水抜き)</u></p>	<p>・設備の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 ①の相違</p> <p>・設備の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は, 耐圧強化ベントライン止め弁用空気ポンベについて, 予備は確保しない方針 (以下, ④の相違)</p> <p>・運用の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉のドレン移送設備は常時満水保管のため起動時に水張り不要 (以下, ⑤の相違)</p> <p>・運用の相違 【東海第二】 島根 2号炉は, スクラビング水の水位挙動評価により, 事故発生後 7</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>6. <u>格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガスパー ジ</u></p> <p>7. <u>フィルタ装置スクラバ水pH 調整</u></p> <p>8. <u>ドレン移送ライン窒素ガスパー ジ</u></p> <p>9. <u>ドレンタンク水抜き</u></p>	<p>(3) <u>フィルタ装置内の不活性ガス (窒素) 置換</u></p> <p>(4) <u>フィルタ装置スクラビング水移送</u></p>	<p>(5) <u>格納容器フィルタベント系停止後の窒素 ガスパー ジ</u></p> <p>(6) <u>フィルタベント計装 (第1ベントフィルタ 出口水素濃度)</u></p> <p>(7) <u>第1ベントフィルタスクラバ容器スクラ ビング水pH調整</u></p>	<p>日間はスクラバ容器水 位調整 (水抜き) 不要な ため, 自主対策として整 備</p> <p>・設備の相違 【東海第二】 島根2号炉は, 最終的 なスクラビング水の移 送は, 事故収束後に行う 手順のため記載不要と 整理</p> <p>・設備の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉の第1ベ ントフィルタ出口水素 濃度は可搬型設備にて 測定</p> <p>・運用の相違 【東海第二】 島根2号炉は, 待機時 に十分な量の薬液を保 有しており, 格納容器ベ ント後においてもアル カリ性を維持可能であ るが, スクラビング水の 排水に合わせて, 薬液を補 給</p> <p>・設備の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉のドレン 移送設備は常時満水状 態であるため, 窒素ガス による不活性化は不要 (以下, ⑦の相違)</p> <p>・設備の相違 【柏崎6/7】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>10. 耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱</p> <p>11. <u>代替原子炉補機冷却系による補機冷却水確保</u></p> <p>12. <u>熱交換器ユニットによる補機冷却水確保</u></p> <p>13. <u>大容量送水車（熱交換器ユニット用）又は代替原子炉補機冷却海水ポンプによる補機冷却水確保</u></p>	<p>(2) <u>原子炉格納容器内の不活性ガス（窒素）置換</u></p> <p>3. <u>耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）</u></p> <p>(1) <u>耐圧強化ベント系の現場操作による格納容器ベント</u></p> <p>4. <u>代替残留熱除去系海水系による冷却水確保</u></p> <p>(1) <u>代替残留熱除去系海水系として使用する可搬型代替注水大型ポンプによる送水（海水）</u></p>	<p>3. <u>可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給</u></p> <p>4. <u>耐圧強化ベントラインによる原子炉格納容器内の減圧及び除熱</u></p> <p>(1) <u>耐圧強化ベントラインによる原子炉格納容器内の減圧及び除熱</u></p> <p>(2) <u>耐圧強化ベントラインによる原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）</u></p> <p>(3) <u>耐圧強化ベントライン停止後の窒素ガスパージ</u></p> <p>5. <u>原子炉補機代替冷却系による除熱</u></p> <p>(1) <u>系統構成</u></p> <p>(2) <u>移動式代替熱交換設備及び大型送水ポンプ車による除熱</u></p> <p>6. <u>大型送水ポンプ車による除熱</u></p> <p>(1) <u>系統構成</u></p> <p>(2) <u>大型送水ポンプ車による除熱</u></p>	<p>島根2号炉は、配管勾配により発生したドレンはスクラバ容器ほかに回収されるためドレンタンク不要（以下、⑧の相違）</p> <p>・記載表現の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉は、可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給の成立性を記載</p> <p>・設備の相違</p> <p>【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>島根2号炉は、耐圧強化ベントラインの窒素ガスパージの手順を整備</p> <p>・設備の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、可搬の熱交換設備を使用するが、東海第二は常設の熱交換器を使用（東海第二は海水系配管に海水ホースを接続）</p> <p>・設備の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>③の相違</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>添付資料1.5.4 解釈一覧</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. 判断基準の解釈一覧 2. 操作手順の解釈一覧 3. <u>各号炉の弁番号及び弁名称一覧</u> 	<p>添付資料1.5.5 格納容器ベント操作について</p> <p>添付資料1.5.6 スクラビング水の保有水量の設定根拠について</p> <p>添付資料1.5.7 解釈一覧</p> <p>添付資料1.5.8 手順のリンク先について</p>	<p>7. <u>原子炉補機冷却系による除熱</u></p> <p>添付資料1.5.5 <u>格納容器ベント操作について</u></p> <p>添付資料1.5.6 <u>スクラビング水の保有水量の設定根拠について</u></p> <p>添付資料1.5.7 解釈一覧</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. <u>判断基準の解釈一覧</u> 2. <u>操作手順の解釈一覧</u> 3. <u>弁番号及び弁名称一覧</u> <p>添付資料1.5.8 <u>手順のリンク先について</u></p>	<ul style="list-style-type: none"> ・記載表現の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は中央制御室運転員の作業の成立性を記載 ・記載表現の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は, 格納容器ベント操作について記載 ・記載方針の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は, スクラビング水の保有水量の設定値根拠について記載 ・記載表現の相違 【東海第二】 島根 2号炉は, 解釈一覧の見出し項目を記載 ・記載表現の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は, 手順のリンク先を記載

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px;"> <p>【要求事項】 発電用原子炉設置者において、設計基準事故対処設備が有する最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合において炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損(炉心の著しい損傷が発生する前に生ずるものに限る。)を防止するため、最終ヒートシンクへ熱を輸送するために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。</p> <p>【解釈】 1 「最終ヒートシンクへ熱を輸送するために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。 (1) 炉心損傷防止 a) 取水機能の喪失により最終ヒートシンクが喪失することを想定した上で、BWRにおいては、サブプレッションプールへの熱の蓄積により、原子炉冷却機能が確保できる一定の期間内に、十分な余裕を持って所内車載代替の最終ヒートシンク(UHS)の繋ぎ込み及び最終的な熱の逃がし場への熱の輸送ができること。加えて、残留熱除去系(RHR)の使用が不可能な場合について考慮すること。 また、PWRにおいては、タービン動補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁による2次冷却系からの除熱により、最終的な熱の逃がし場への熱の輸送ができること。</p> </div> <p>設計基準事故対処設備が有する最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能は、<u>残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード、サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード及び格納容器スプレイ冷却モード)</u>、<u>原子炉補機冷却系による冷却機能</u>である。</p> <p>これらの機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損(炉心の著しい損傷が発生する前に生ずるものに限る。)を防止するため、最終ヒートシンクへ熱を輸送するための対処設備を整備しており、ここでは、この対処設備を活用した手順等について説明する。</p>	<p>1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px;"> <p>【要求事項】 発電用原子炉設置者において、設計基準事故対処設備が有する最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合において炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損(炉心の著しい損傷が発生する前に生ずるものに限る。)を防止するため、最終ヒートシンクへ熱を輸送するために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。</p> <p>【解釈】 1 「最終ヒートシンクへ熱を輸送するために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。 (1) 炉心損傷防止 a) 取水機能の喪失により最終ヒートシンクが喪失することを想定した上で、BWRにおいては、サブプレッションプールへの熱の蓄積により、原子炉冷却機能が確保できる一定の期間内に、十分な余裕を持って所内車載代替の最終ヒートシンク(UHS)の繋ぎ込み及び最終的な熱の逃がし場への熱の輸送ができること。加えて、残留熱除去系(RHR)の使用が不可能な場合について考慮すること。 また、PWRにおいては、タービン動補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁による2次冷却系からの除熱により、最終的な熱の逃がし場への熱の輸送ができること。</p> </div> <p>設計基準事故対処設備が有する最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能は、<u>残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)</u>、<u>残留熱除去系(サブプレッション・プール冷却系)</u>及び<u>残留熱除去系(格納容器スプレイ冷却系)</u>並びに<u>残留熱除去系海水系</u>による冷却機能である。</p> <p>これらの機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損(炉心の著しい損傷が発生する前に生ずるものに限る。)を防止するため、最終ヒートシンクへ熱を輸送するための対処設備を整備する。ここでは、この対処設備を活用した手順等について説明する。</p>	<p>1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px;"> <p>【要求事項】 発電用原子炉設置者において、設計基準事故対処設備が有する最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合において炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損(炉心の著しい損傷が発生する前に生ずるものに限る。)を防止するため、最終ヒートシンクへ熱を輸送するために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。</p> <p>【解釈】 1 「最終ヒートシンクへ熱を輸送するために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。 (1) 炉心損傷防止 a) 取水機能の喪失により最終ヒートシンクが喪失することを想定した上で、BWRにおいては、サブプレッションプールへの熱の蓄積により、原子炉冷却機能が確保できる一定の期間内に、十分な余裕を持って所内車載代替の最終ヒートシンク(UHS)の繋ぎ込み及び最終的な熱の逃がし場への熱の輸送ができること。加えて、残留熱除去系(RHR)の使用が不可能な場合について考慮すること。 また、PWRにおいては、タービン動補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁による2次冷却系からの除熱により、最終的な熱の逃がし場への熱の輸送ができること。</p> </div> <p>設計基準事故対処設備が有する最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能は、<u>残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)</u>、<u>残留熱除去系(サブプレッション・プール水冷却モード)</u>及び<u>残留熱除去系(格納容器冷却モード)</u>並びに<u>原子炉補機冷却系</u>による冷却機能である。</p> <p>これらの機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損(炉心の著しい損傷が発生する前に生ずるものに限る。)を防止するため、最終ヒートシンクへ熱を輸送するための対処設備を整備する。ここでは、この対処設備を活用した手順等について説明する。</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>1.5.1 対応手段と設備の選定</p> <p>(1) 対応手段と設備の選定の考え方</p> <p>炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損（炉心の著しい損傷が発生する前に生ずるものに限る。）を防止するため、最終ヒートシンクへ熱を輸送する必要がある。最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設計基準事故対処設備として、<u>残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード、サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード及び格納容器スプレイ冷却モード）</u>、原子炉補機冷却系を設置している。</p> <p>これらの設計基準事故対処設備が健全であれば、これらを重大事故等対処設備（設計基準拡張）と位置付け重大事故等の対処に用いるが、設計基準事故対処設備が故障した場合は、その機能を代替するために、設計基準事故対処設備が有する機能、相互関係を明確にした（以下「機能喪失原因対策分析」という。）上で、想定する故障に対応できる対応手段及び重大事故等対処設備を選定する（第1.5.1 図）。</p> <p>重大事故等対処設備のほかに、柔軟な事故対応を行うための対応手段と自主対策設備^{*1}を選定する。</p> <p>※ 1 自主対策設備：技術基準上の<u>全ての</u>要求事項を満たすことや<u>全ての</u>プラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備。</p> <p>選定した重大事故等対処設備により、技術的能力審査基準（以下「審査基準」という。）だけでなく、設置許可基準規則第四十八条及び技術基準規則第六十三条（以下「基準規則」という。）の要求機能を満足する設備が網羅されていることを確認するとともに、自主対策設備との関係を明確にする。</p>	<p>1.5.1 対応手段と設備の選定</p> <p>(1) 対応手段と設備の選定の考え方</p> <p>炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損（炉心の著しい損傷が発生する前に生ずるものに限る。）を防止するため、最終ヒートシンクへ熱を輸送する必要がある。最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設計基準事故対処設備として、<u>残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）、残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）及び残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）並びに残留熱除去系海水系</u>を設置している。</p> <p>これらの設計基準事故対処設備が健全であれば、これらを重大事故等の対処に用いるが、設計基準事故対処設備が故障した場合は、その機能を代替するために、設計基準事故対処設備が有する機能、相互関係を明確にした（以下「機能喪失原因対策分析」という。）上で、想定する故障に対応できる対応手段及び重大事故等対処設備を選定する（第1.5-1図）。</p> <p>重大事故等対処設備のほかに、柔軟な事故対応を行うための対応手段と自主対策設備^{*1}を選定する。</p> <p>※1 自主対策設備：技術基準上の<u>全ての</u>要求事項を満たすことや<u>全ての</u>プラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備。</p> <p>選定した重大事故等対処設備により、技術的能力審査基準（以下「審査基準」という。）だけでなく、設置許可基準規則第四十八条及び技術基準規則第六十三条（以下「基準規則」という。）の要求機能を満足する設備が網羅されていることを確認するとともに、自主対策設備との関係を明確にする。</p>	<p>1.5.1 対応手段と設備の選定</p> <p>(1) 対応手段と設備の選定の考え方</p> <p>炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損（炉心の著しい損傷が発生する前に生ずるものに限る。）を防止するため、最終ヒートシンクへ熱を輸送する必要がある。最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設計基準事故対処設備として、<u>残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）、残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）及び残留熱除去系（格納容器冷却モード）並びに原子炉補機冷却系</u>を設置している。</p> <p>これらの設計基準事故対処設備が健全であれば、<u>これらを重大事故等対処設備（設計基準拡張）と位置付け重大事故等の対処に用いるが、設計基準事故対処設備が故障した場合は、その機能を代替するために、設計基準事故対処設備が有する機能、相互関係を明確にした（以下「機能喪失原因対策分析」という。）</u>上で、想定する故障に対応できる対応手段及び重大事故等対処設備を選定する。（第1.5-1 図）</p> <p>重大事故等対処設備のほかに、柔軟な事故対応を行うための対応手段と自主対策設備^{*1}を選定する。</p> <p>※ 1 自主対策設備：技術基準上の<u>すべての</u>要求事項を満たすことや<u>すべての</u>プラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備。</p> <p>選定した重大事故等対処設備により、技術的能力審査基準（以下「審査基準」という。）だけでなく、設置許可基準規則第四十八条及び技術基準規則第六十三条（以下「基準規則」という。）の要求機能を満足する設備が網羅されていることを確認するとともに、自主対策設備との関係を明確にする。</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(2) 対応手段と設備の選定の結果</p> <p>重大事故等対処設備（設計基準拡張）である残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード、<u>サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード</u>及び<u>格納容器スプレイ冷却モード</u>）が健全であれば重大事故等の対処に用いる。</p> <p>残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）による発電用原子炉からの除熱で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード） <p>この対応手段及び設備は、「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」における「<u>残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）</u>による発電用原子炉からの除熱」にて整理する。</p> <p>残留熱除去系（<u>サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード</u>及び<u>格納容器スプレイ冷却モード</u>）による原子炉格納容器内の除熱で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・残留熱除去系（<u>サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード</u>） ・残留熱除去系（<u>格納容器スプレイ冷却モード</u>） <p>これらの対応手段及び設備は、「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」における「<u>サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード</u>」による<u>サブプレッション・チェンバ・プールの除熱</u>及び「<u>格納容器スプレイ冷却モード</u>」による原子炉格納容器内へのスプレイ」にて整理する。</p> <p>重大事故等対処設備（設計基準拡張）である原子炉補機冷却系が健全であれば重大事故等の対処に用いる。</p> <p>原子炉補機冷却系による除熱で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・<u>原子炉補機冷却海水ポンプ</u> ・<u>原子炉補機冷却水ポンプ</u> ・<u>原子炉補機冷却系配管・弁・海水ストレーナ</u> ・<u>原子炉補機冷却系サージタンク</u> ・<u>原子炉補機冷却水系熱交換器</u> 	<p>(2) 対応手段と設備の選定の結果</p> <p>設計基準事故対処設備である残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却系</u>）、<u>残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）</u>及び<u>残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）</u>が健全であれば重大事故等対処設備として重大事故等の対処に用いる。</p> <p>残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却系</u>）による発電用原子炉からの除熱で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・<u>残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）</u> <p>この対応手段及び設備は、「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」における「<u>残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）</u>による発電用原子炉からの除熱」にて整理する。</p> <p>残留熱除去系（<u>サブプレッション・プール冷却系</u>）及び<u>残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）</u>による原子炉格納容器内の除熱で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・<u>残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）</u> ・<u>残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）</u> <p>これらの対応手段及び設備は、「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」における「<u>サブプレッション・プール冷却系</u>」による<u>サブプレッション・プールの除熱</u>及び「<u>格納容器スプレイ冷却系</u>」による原子炉格納容器内へのスプレイ」にて整理する。</p> <p>設計基準事故対処設備である<u>残留熱除去系海水系</u>が健全であれば重大事故等対処設備として重大事故等の対処に用いる。</p> <p><u>残留熱除去系海水系</u>による除熱で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・<u>残留熱除去系海水系ポンプ</u> ・<u>残留熱除去系海水系ストレーナ</u> ・<u>残留熱除去系海水系配管・弁</u> ・<u>残留熱除去系熱交換器</u> 	<p>(2) 対応手段と設備の選定の結果</p> <p>重大事故等対処設備（設計基準拡張）である残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却モード</u>）、<u>残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）</u>及び<u>残留熱除去系（格納容器冷却モード）</u>が健全であれば重大事故等の対処に用いる。</p> <p>残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却モード</u>）による発電用原子炉からの除熱で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・<u>残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）</u> <p>この対応手段及び設備は、「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」における「<u>残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）</u>による発電用原子炉からの除熱」にて整理する。</p> <p>残留熱除去系（<u>サブプレッション・プール水冷却モード</u>）による原子炉格納容器内の除熱で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・<u>残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）</u> ・<u>残留熱除去系（格納容器冷却モード）</u> <p>これらの対応手段及び設備は、「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」における「<u>サブプレッション・プール水冷却モード</u>」による<u>サブプレッション・プールの除熱</u>及び「<u>格納容器冷却モード</u>」による原子炉格納容器内へのスプレイ」にて整理する。</p> <p>重大事故等対処設備（設計基準拡張）である<u>原子炉補機冷却系</u>が健全であれば重大事故等の対処に用いる。</p> <p><u>原子炉補機冷却系</u>による除熱で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・<u>原子炉補機海水ポンプ</u> ・<u>原子炉補機冷却水ポンプ</u> ・<u>原子炉補機冷却系 配管・弁・海水ストレーナ</u> ・<u>原子炉補機冷却系 サージタンク</u> ・<u>原子炉補機冷却系熱交換器</u> 	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<ul style="list-style-type: none"> ・ <u>海水貯留堰</u> ・ <u>スクリーン室</u> ・ <u>取水路</u> ・ <u>補機冷却用海水取水路</u> ・ <u>補機冷却用海水取水槽</u> ・ 非常用交流電源設備 <p>機能喪失原因対策分析の結果、フロントライン系故障として、<u>残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード、サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード及び格納容器スプレイ冷却モード）</u>の故障を想定する。また、サポート系故障として、<u>原子炉補機冷却系の故障又は全交流動力電源喪失</u>を想定する。</p> <p>設計基準事故対処設備に要求される機能の喪失原因から選定した対応手段及び審査基準、基準規則からの要求により選定した対応手段と、その対応に使用する重大事故等対処設備及び自主対策設備を以下に示す。</p> <p>なお、機能喪失を想定する設計基準事故対処設備、対応に使用する重大事故等対処設備及び自主対策設備と整備する手順についての関係を第 1.5.1 表に整理する。</p> <p>a. フロントライン系故障時の対応手段及び設備</p>	<ul style="list-style-type: none"> ・ <u>非常用取水設備</u> <ul style="list-style-type: none"> ・ 非常用交流電源設備 ・ <u>燃料給油設備</u> <p>機能喪失原因対策分析の結果、フロントライン系故障として、<u>残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）、残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）及び残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）</u>の故障を想定する。また、サポート系故障として、<u>残留熱除去系海水系の故障又は全交流動力電源喪失</u>を想定する。</p> <p>設計基準事故対処設備に要求される機能の喪失原因から選定した対応手段及び審査基準、基準規則からの要求により選定した対応手段と、その対応に使用する重大事故等対処設備及び自主対策設備を以下に示す。</p> <p>なお、機能喪失を想定する設計基準事故対処設備、対応に使用する重大事故等対処設備及び自主対策設備と整備する手順についての関係を第 1.5-1 表に整理する。</p> <p>a. フロントライン系故障時の対応手段及び設備</p>	<ul style="list-style-type: none"> ・ <u>取水口</u> ・ <u>取水管</u> ・ <u>取水槽</u> <ul style="list-style-type: none"> ・ 非常用交流電源設備 <p>機能喪失原因対策分析の結果、フロントライン系故障として、<u>残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）、残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）及び残留熱除去系（格納容器冷却モード）</u>の故障を想定する。また、サポート系故障として、<u>原子炉補機冷却系の故障又は全交流動力電源喪失</u>を想定する。</p> <p>設計基準事故対処設備に要求される機能の喪失原因から選定した対応手段及び審査基準、基準規則からの要求により選定した対応手段と、その対応に使用する重大事故等対処設備及び自主対策設備を以下に示す。</p> <p>なお、機能喪失を想定する設計基準事故対処設備、対応に使用する重大事故等対処設備及び自主対策設備と整備する手順についての関係を第 1.5-1 表に整理する。</p> <p>a. フロントライン系故障時の対応手段及び設備</p> <p>(a) <u>最終ヒートシンク（海）への代替熱輸送</u></p> <p>i <u>残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱</u></p> <p><u>設計基準事故対処設備である残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）、残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）及び残留熱除去系（格納容器冷却モード）が故障等により最終ヒートシンクへ熱を輸送できない場合は、残留熱代替除去系により最終ヒートシンク（海）へ熱を輸送する手段がある。</u></p> <p><u>残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及</u></p>	<ul style="list-style-type: none"> ・ 記載表現の相違 【東海第二】 島根 2 号炉の燃料補給設備は、設置許可基準規則第 57 条にて記載する整理 <ul style="list-style-type: none"> ・ 設備の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ①の相違

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(a) 最終ヒートシンク（大気）への代替熱輸送</p> <p>i <u>格納容器圧力逃がし装置</u>による原子炉格納容器内の減圧及び除熱</p> <p>設計基準事故対処設備である残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード、<u>サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード及び格納容器スプレイ冷却モード</u>）が故障等により最終ヒートシンクへ熱を輸送できない場合は、<u>格納容器圧力逃がし装置</u>により最終ヒートシンク（大気）へ熱を輸送する手段がある。</p> <p>この対応手段及び設備は、「1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」における「<u>格納容器圧力逃がし装置</u>による原子炉格納容器内の減圧及び除熱」にて選定する対応手段及び設備と同様である。</p> <p><u>格納容器圧力逃がし装置</u>による原子炉格納容器内の減圧及び除熱で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・<u>格納容器圧力逃がし装置</u> 	<p>(a) 最終ヒートシンク（大気）への代替熱輸送</p> <p>i) <u>格納容器圧力逃がし装置</u>による原子炉格納容器内の減圧及び除熱</p> <p>設計基準事故対処設備である残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）、<u>残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）</u>及び<u>残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）</u>が故障等により最終ヒートシンクへ熱を輸送できない場合は、<u>格納容器圧力逃がし装置</u>により最終ヒートシンク（大気）へ熱を輸送する手段がある。</p> <p>この対応手段及び設備は、「1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」における「<u>格納容器圧力逃がし装置</u>による原子炉格納容器内の減圧及び除熱」にて選定する対応手段及び設備と同様である。</p> <p><u>格納容器圧力逃がし装置</u>による原子炉格納容器内の減圧及び除熱で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・<u>格納容器圧力逃がし装置</u> 	<p><u>び除熱で使用する設備は以下のとおり。</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ・<u>残留熱代替除去ポンプ</u> ・<u>残留熱除去系熱交換器</u> ・<u>原子炉補機代替冷却系</u> ・<u>サブプレッション・チェンバ</u> ・<u>残留熱代替除去系 配管・弁</u> ・<u>残留熱除去系 配管・弁・ストレーナ</u> ・<u>低圧原子炉代替注水系 配管・弁</u> ・<u>格納容器スプレイ・ヘッド</u> ・<u>ホース・接続口</u> ・<u>原子炉圧力容器</u> ・<u>原子炉格納容器</u> ・<u>常設代替交流電源設備</u> ・<u>代替所内電気設備</u> <p>(b) 最終ヒートシンク（大気）への代替熱輸送</p> <p>i <u>格納容器フィルタベント系</u>による原子炉格納容器内の減圧及び除熱</p> <p>設計基準事故対処設備である残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）、<u>残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）</u>及び<u>残留熱除去系（格納容器冷却モード）</u>が故障等により最終ヒートシンクへ熱を輸送できない場合は、<u>格納容器フィルタベント系</u>により最終ヒートシンク（大気）へ熱を輸送する手段がある。</p> <p>この対応手段及び設備は、「1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」における「<u>格納容器フィルタベント系</u>による原子炉格納容器内の減圧及び除熱」にて選定する対応手段及び設備と同様である。</p> <p><u>格納容器フィルタベント系</u>による原子炉格納容器内の減圧及び除熱で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・<u>格納容器フィルタベント系</u> ・<u>スクラバ容器補給設備</u> 	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>ii) <u>耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱</u></p> <p>設計基準事故対処設備である残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却モード</u>、<u>サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード</u>及び<u>格納容器スプレイ冷却モード</u>）が故障等により最終ヒートシンクへ熱を輸送できない場合は、<u>耐圧強化ベント系</u>により最終ヒートシンク（大気）へ熱を輸送する手段がある。</p> <p><u>耐圧強化ベント系</u>による原子炉格納容器内の減圧及び除熱で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・<u>耐圧強化ベント系 (W/W) 配管・弁</u> ・<u>耐圧強化ベント系 (D/W) 配管・弁</u> <p>・<u>遠隔手動弁操作設備</u></p> <p>・<u>遠隔空気駆動弁操作ポンベ</u></p> <p>・<u>遠隔空気駆動弁操作設備配管・弁</u></p> <p>・原子炉格納容器（<u>サブプレッション・チェンバ</u>、<u>真空破壊弁</u>を含む）</p> <p>・<u>不活性ガス系配管・弁</u></p> <p>・<u>非常用ガス処理系配管・弁</u></p> <p>・<u>主排気筒（内筒）</u></p> <p>・<u>常設代替交流電源設備</u></p> <p>・<u>第二代替交流電源設備</u></p> <p>・<u>可搬型代替交流電源設備</u></p> <p>・<u>代替所内電気設備</u></p> <p>・<u>常設代替直流電源設備</u></p> <p>・<u>可搬型直流電源設備</u></p> <p>格納容器ベントを実施する際の設備とラインの優先順位は以下のとおりとする。</p>	<p>ii) <u>耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱</u></p> <p>設計基準事故対処設備である残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却系</u>）、<u>残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）</u>及び<u>残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）</u>が故障等により最終ヒートシンクへ熱を輸送できない場合は、<u>耐圧強化ベント系</u>により最終ヒートシンク（大気）へ熱を輸送する手段がある。</p> <p><u>耐圧強化ベント系</u>による原子炉格納容器内の減圧及び除熱で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・<u>耐圧強化ベント系配管・弁</u> ・<u>第一弁（S/C側）</u> ・<u>第一弁（D/W側）</u> ・<u>耐圧強化ベント系一次隔離弁</u> ・<u>耐圧強化ベント系二次隔離弁</u> ・<u>遠隔人力操作機構</u> <p>・原子炉格納容器（<u>サブプレッション・チェンバ</u>を含む）</p> <p>・<u>真空破壊弁</u></p> <p>・<u>不活性ガス系配管・弁</u></p> <p>・<u>原子炉建屋ガス処理系配管・弁</u></p> <p>・<u>非常用ガス処理系排気筒</u></p> <p>・<u>常設代替交流電源設備</u></p> <p>・<u>可搬型代替交流電源設備</u></p> <p>・<u>燃料給油設備</u></p> <p>格納容器ベントを実施する際の設備とラインの優先順位は以下のとおりとする。</p>	<p>ii) <u>耐圧強化ベントラインによる原子炉格納容器内の減圧及び除熱</u></p> <p>設計基準事故対処設備である残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却モード</u>）、<u>残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）</u>及び<u>残留熱除去系（格納容器冷却モード）</u>が故障等により最終ヒートシンクへ熱を輸送できない場合は、<u>耐圧強化ベントライン</u>により最終ヒートシンク（大気）へ熱を輸送する手段がある。</p> <p><u>耐圧強化ベントライン</u>による原子炉格納容器内の減圧及び除熱で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・<u>遠隔手動弁操作機構</u> ・<u>S G T耐圧強化ベントライン止め弁用空気ポンベ</u> ・<u>S G T耐圧強化ベントライン止め弁操作設備配管・弁</u> ・原子炉格納容器（<u>サブプレッション・チェンバ</u>、<u>真空破壊装置</u>を含む） ・<u>窒素ガス制御系 配管・弁</u> ・<u>非常用ガス処理系 配管・弁</u> ・<u>排気筒</u> ・<u>常設代替交流電源設備</u> ・<u>可搬型代替交流電源設備</u> ・<u>代替所内電気設備</u> ・<u>可搬式窒素供給装置</u> ・<u>ホース・接続口</u> <p>格納容器ベントを実施する際の設備とラインの優先順位は以下のとおりとする。</p>	<p>・設備の相違</p> <p>【柏崎 6/7, 東海第二】 配管構成の相違による流路の相違</p> <p>・設備の相違</p> <p>【柏崎 6/7, 東海第二】 電源構成及び給電対象負荷の相違</p> <p>・記載表現の相違</p> <p>【東海第二】 島根 2号炉の燃料補給設備は設置許可基準規則第 57 条にて記載する整理</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.18版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>優先①：<u>格納容器圧力逃がし装置によるウェットウェルベント</u>（以下「W/W ベント」という。）</p> <p>優先②：<u>格納容器圧力逃がし装置によるドライウェルベント</u>（以下「D/W ベント」という。）</p> <p>優先③：<u>耐圧強化ベント系によるW/W ベント</u></p> <p>優先④：<u>耐圧強化ベント系によるD/W ベント</u></p> <p>iii. 現場操作</p> <p><u>格納容器圧力逃がし装置及び耐圧強化ベント系の隔離弁</u>（空気駆動弁，電動駆動弁）の駆動源や制御電源が喪失した場合，<u>隔離弁を遠隔で手動操作することで最終ヒートシンク（大気）へ熱を輸送する手段がある。</u>なお，<u>隔離弁を遠隔で手動操作するエリアは原子炉建屋内の原子炉区域外とする。</u></p> <p><u>格納容器圧力逃がし装置及び耐圧強化ベント系の現場操作で使用する設備は以下のとおり。</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ・<u>遠隔手動弁操作設備</u> ・<u>遠隔空気駆動弁操作用ボンベ</u> ・<u>遠隔空気駆動弁操作設備配管・弁</u> <p>(b) 重大事故等対処設備と自主対策設備</p> <p><u>格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱で使用する設備のうち，格納容器圧力逃がし装置は重大事故等対処設備として位置付ける。</u></p> <p><u>耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱で使用する設備のうち，耐圧強化ベント系（W/W）配管・弁，耐圧強化ベント系（D/W）配管・弁，遠隔手動弁操作設備，遠隔空気駆動弁操作用ボンベ，遠隔空気駆動弁操作設備配管・弁，原子炉格納容器（サブプレッション・チェンバ，真空破壊弁を含む），不活性ガス系配管・弁，非常用ガス処理系配管・弁，主排気筒（内筒），常設代替交流電源設備，可搬型代替交流電源設備，代替所内電気設備，常設代替直流電源設備及び可搬型直流電源設備は重大事故等対処設備として位置付ける。</u></p>	<p>優先①：<u>格納容器圧力逃がし装置によるS/C側ベント</u></p> <p>優先②：<u>格納容器圧力逃がし装置によるD/W側ベント</u></p> <p>優先③：<u>耐圧強化ベント系によるS/C側ベント</u></p> <p>優先④：<u>耐圧強化ベント系によるD/W側ベント</u></p> <p>iii. 現場操作</p> <p><u>格納容器圧力逃がし装置の隔離弁（電動駆動弁）の駆動源や制御電源が喪失した場合，隔離弁を遠隔で手動操作することで最終ヒートシンク（大気）へ熱を輸送する手段がある。</u>なお，<u>隔離弁を遠隔で手動操作するエリアは原子炉建屋付属棟又は原子炉建屋廃棄物処理棟の二次格納施設外とする。</u></p> <p><u>格納容器圧力逃がし装置の現場操作で使用する設備は以下のとおり。</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ・<u>遠隔人力操作機構</u> <p>(b) 重大事故等対処設備</p> <p><u>格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱で使用する設備のうち，格納容器圧力逃がし装置は重大事故等対処設備として位置付ける。</u></p> <p><u>耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱で使用する設備のうち，耐圧強化ベント系配管・弁，第一弁（S/C側），第一弁（D/W側），耐圧強化ベント系一次隔離弁，耐圧強化ベント系二次隔離弁，遠隔人力操作機構，原子炉格納容器（サブプレッション・チェンバを含む），真空破壊弁，不活性ガス系配管・弁，原子炉建屋ガス処理系配管・弁，非常用ガス処理系排気筒，常設代替交流電源設備，可搬型代替交流電源設備及び燃料給油設備は重大事故等対処設備として位置付ける。</u></p>	<p>優先①：<u>格納容器フィルタベント系によるウェットウェルベント</u>（以下「W/Wベント」という。）</p> <p>優先②：<u>格納容器フィルタベント系によるドライウェルベント</u>（以下「D/Wベント」という。）</p> <p>優先③：<u>耐圧強化ベントラインによるW/Wベント</u></p> <p>優先④：<u>耐圧強化ベントラインによるD/Wベント</u></p> <p>iii. 現場操作</p> <p><u>格納容器フィルタベント系及び耐圧強化ベントラインの隔離弁（空気駆動弁，電動駆動弁）の駆動源や制御電源が喪失した場合，隔離弁を遠隔で手動操作することで最終ヒートシンク（大気）へ熱を輸送する手段がある。</u>なお，<u>隔離弁を遠隔で手動操作するエリアは原子炉建物付属棟とする。</u></p> <p><u>格納容器フィルタベント系及び耐圧強化ベントラインの現場操作で使用する設備は以下のとおり。</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ・<u>遠隔手動弁操作機構</u> ・<u>S/G/T耐圧強化ベントライン止め弁用空気ボンベ</u> ・<u>S/G/T耐圧強化ベントライン止め弁操作設備配管・弁</u> <p>(c) 重大事故等対処設備と自主対策設備</p> <p><u>格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱で使用する設備のうち，格納容器フィルタベント系は重大事故等対処設備として位置付ける。</u></p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・設備の相違 【東海第二】 島根2号炉は，電動駆動弁に加え空気駆動弁の操作が必要 ・設備の相違 【東海第二】 整備する自主対策設備の相違 ・設備の相違 【柏崎6/7，東海第二】 島根2号炉は，耐圧強化ベントを48条の自主対策設備として使用する（以下，⑨の相違）

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>現場操作で使用する設備のうち、<u>遠隔手動弁操作設備、遠隔空気駆動弁操作ポンプ及び遠隔空気駆動弁操作設備配管・弁</u>は重大事故等対処設備として位置付ける。</p> <p>これらの機能喪失原因対策分析の結果により選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備が<u>全て</u>網羅されている。</p> <p>(添付資料1.5.1)</p> <p>以上の重大事故等対処設備により、<u>残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード、<u>サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード及び格納容器スプレイ冷却モード</u>）の使用が不可能な場合においても最終ヒートシンク（大気）へ熱を輸送できる。</u></p> <p>また、以下の設備はプラント状況によっては事故対応に有効な設備であるため、自主対策設備として位置付ける。あわせて、その理由を示す。</p> <p><u>・第二代替交流電源設備</u></p> <p><u>耐震性は確保されていないが、常設代替交流電源設備と同等の機能を有することから、健全性が確認できた場合において、重大事故等の対処に必要な電源を確保するための手段として有効である。</u></p>	<p>現場操作で使用する設備のうち、<u>遠隔人力操作機構</u>は重大事故等対処設備として位置付ける。</p> <p>これらの機能喪失原因対策分析の結果により選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備が<u>全て</u>網羅されている。</p> <p>(添付資料1.5.1)</p> <p>以上の重大事故等対処設備により、<u>残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）、残留熱除去系（<u>サブプレッション・プール冷却系</u>）及び残留熱除去系（<u>格納容器スプレイ冷却系</u>）の使用が不可能な場合においても最終ヒートシンク（大気）へ熱を輸送できる。</u></p>	<p>現場操作で使用する設備のうち、<u>遠隔手動弁操作機構</u>は重大事故等対処設備として位置付ける。</p> <p>これらの機能喪失原因分析の結果により選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備が<u>すべて</u>網羅されている。</p> <p>(添付資料 1.5.1)</p> <p>以上の重大事故等対処設備により、<u>残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）、残留熱除去系（<u>サブプレッション・プール水冷却モード</u>）及び残留熱除去系（<u>格納容器冷却モード</u>）の使用が不可能な場合においても、最終ヒートシンク（大気）へ熱を輸送できる。</u></p> <p><u>また、以下の設備はプラント状況によっては事故対応に有効な設備であるため、自主対策設備と位置付ける。併せて、その理由を示す。</u></p> <p><u>・残留熱代替除去系</u></p> <p><u>最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設計基準事故対処設備である残留熱除去系と一部兼用しているため、残留熱除去系の使用が不可能な場合を考慮すると使用できない可能性があるが、最終ヒートシンクへ熱を輸送する手段として有効である。</u></p> <p><u>・耐圧強化ベントライン</u></p> <p><u>耐圧強化ベントラインには格納容器フィルタベント系と異なり放射性物質を低減する機能は無いが、仮に格納容器フィルタベント系が使用不可能な場合において、耐圧強化ベントラインを使用することは最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手段として有効である。</u></p>	<p>・設備の相違 【柏崎 6/7】 ④の相違</p> <p>・設備の相違 【東海第二】 整備する自主対策設備の相違</p> <p>・設備の相違 【柏崎 6/7】 柏崎 6/7 は、自主対策設備として第二代替交流電源設備を設置（以下、⑩の相違）</p> <p>・設備の相違 【柏崎 6/7、東海第二】 ①の相違</p> <p>・設備の相違 【柏崎 6/7、東海第二】 ⑨の相違</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>b. サポート系故障時の対応手段及び設備</p> <p>(a) 最終ヒートシンク（海）への代替熱輸送</p> <p>i. <u>代替原子炉補機冷却系</u>による除熱</p> <p>設計基準事故対処設備である原子炉補機冷却系が故障等又は全交流動力電源喪失により最終ヒートシンクへ熱を輸送できない場合は、<u>代替原子炉補機冷却系</u>により最終ヒートシンク（海）へ熱を輸送する手段がある。</p> <p><u>代替原子炉補機冷却系</u>による除熱で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・<u>熱交換器ユニット</u> ・<u>大容量送水車（熱交換器ユニット用）</u> <p>・<u>代替原子炉補機冷却海水ストレーナ</u></p>	<p>b. サポート系故障時の対応手段及び設備</p> <p>(a) 最終ヒートシンク（海）への代替熱輸送</p> <p>i. <u>緊急用海水系</u>による除熱</p> <p>設計基準事故対処設備である<u>残留熱除去系海水系</u>が故障等又は全交流動力電源喪失により最終ヒートシンクへ熱を輸送できない場合は、<u>緊急用海水系</u>により最終ヒートシンク（海）へ熱を輸送する手段がある。</p> <p><u>緊急用海水系</u>による除熱で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・<u>緊急用海水ポンプ</u> ・<u>緊急用海水系配管・弁</u> ・<u>緊急用海水系ストレーナ</u> ・<u>残留熱除去系海水系配管・弁</u> 	<p>・<u>スクラバ容器補給設備</u></p> <p><u>有効性評価の条件下において、格納容器フィルタベント系を使用する場合、事故発生後7日間は、外部からのスクラビング水を補給しなくても、スクラバ容器内に必要となるスクラビング水を保有することができる。</u></p> <p><u>その後の安定状態において、スクラビング水が低下した場合、本設備を用いて外部からスクラビング水を補給することで格納容器フィルタベント系の機能を維持できることから、炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損防止対策として有効である。</u></p> <p>・<u>可搬式窒素供給装置</u></p> <p><u>有効性評価における原子炉格納容器内の圧力評価により、事故発生後7日間は窒素ガスを供給しなくても原子炉格納容器が負圧破損に至る可能性はない。</u></p> <p><u>その後の安定状態において、サプレッション・プール水の温度が低下し、原子炉格納容器内で発生する水蒸気が減少した場合においても、本設備を用いて原子炉格納容器へ窒素ガスを供給することで原子炉格納容器内の負圧化を回避できることから、原子炉格納容器の負圧破損防止対策として有効である。</u></p> <p style="text-align: right;">(添付資料 1.5.2)</p> <p>b. サポート系故障時の対応手段及び設備</p> <p>(a) 最終ヒートシンク（海）への代替熱輸送</p> <p>i. <u>原子炉補機代替冷却系</u>による除熱</p> <p>設計基準事故対処設備である<u>原子炉補機冷却系</u>が故障等又は全交流動力電源喪失により最終ヒートシンクへ熱を輸送できない場合は、<u>原子炉補機代替冷却系</u>により最終ヒートシンク（海）へ熱を輸送する手段がある。</p> <p><u>原子炉補機代替冷却系</u>による除熱で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・<u>移動式代替熱交換設備</u> ・<u>大型送水ポンプ車</u> 	<p>・設備の相違</p> <p>【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>島根 2号炉のスクラビング水の補給及び排水設備は、スクラビング水の水位挙動評価により、事故発生後7日間は使用しない設備としており、自主対策設備として整理</p> <p>・運用の相違</p> <p>【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>島根 2号炉は、原子炉格納容器の負圧破損防止として原子炉格納容器へ窒素ガスを供給する手段を自主対策として整備</p> <p>・設備の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>②の相違</p> <p>・設備の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>②の相違</p> <p>・設備の相違</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<ul style="list-style-type: none"> ・ホース ・原子炉補機冷却系配管・弁・サージタンク ・残留熱除去系熱交換器 ・海水貯留堰 ・スクリーン室 ・取水路 ・可搬型代替交流電源設備 ・燃料補給設備 <p>代替原子炉補機冷却系と併せて設計基準事故対処設備である残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード、サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード及び格納容器スプレイ冷却モード）により最終ヒートシンク（海）へ熱を輸送する。</p> <p>なお、全交流動力電源喪失により残留熱除去系が起動できない場合は、常設代替交流電源設備又は第二代代替交流電源設備を用いて非常用高圧母線へ電源を供給することで残留熱除去系を復旧する。</p> <p>残留熱除去系による除熱で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード） ・残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード） ・残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード） ・常設代替交流電源設備 	<ul style="list-style-type: none"> ・残留熱除去系熱交換器 ・非常用取水設備 ・常設代替交流電源設備 ・燃料給油設備 <p>緊急用海水系と併せて設計基準事故対処設備である残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）、残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）及び残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）により最終ヒートシンク（海）へ熱を輸送する。</p> <p>なお、全交流動力電源喪失により残留熱除去系が起動できない場合は、常設代替交流電源設備により緊急用メタルクラッド開閉装置（以下「メタルクラッド開閉装置」を「M/C」という。）を受電した後、緊急用M/CからM/C 2C又はM/C 2Dへ電源を供給することで残留熱除去系を復旧する。</p> <p>残留熱除去系による除熱で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・残留熱除去系（原子炉停止時冷却系） ・残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系） ・残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系） ・常設代替交流電源設備 	<ul style="list-style-type: none"> ・ホース・接続口 ・原子炉補機冷却系 配管・弁・サージタンク ・原子炉補機代替冷却系 配管・弁 ・残留熱除去系熱交換器 ・取水口 ・取水管 ・取水槽 ・常設代替交流電源設備 ・代替所内電気設備 ・燃料補給設備 <p>原子炉補機代替冷却系と併せて設計基準事故対処設備である残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）、残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）及び残留熱除去系（格納容器冷却モード）により最終ヒートシンク（海）へ熱を輸送する。</p> <p>なお、全交流動力電源喪失により残留熱除去系が起動できない場合は、常設代替交流電源設備により緊急用メタクラ（以下「緊急用M/C」という。）を受電した後、緊急用M/Cから非常用所内電気設備である非常用高圧母線C系（以下「M/C C系」という。）又は非常用高圧母線D系（以下「M/C D系」という。）へ電源を供給することで残留熱除去系を復旧する。</p> <p>残留熱除去系による除熱で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード） ・残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード） ・残留熱除去系（格納容器冷却モード） ・常設代替交流電源設備 	<p>【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、車載（移動式代替熱交設備）のストレーナを使用（以下、⑩の相違）</p> <p>・設備の相違</p> <p>【柏崎 6/7、東海第二】 島根 2号炉は、設計基準事故対処設備である非常用所内電気設備の機能が喪失した場合の代替設備として代替所内電気設備を設置</p> <p>・設備の相違</p> <p>【東海第二】 ②の相違</p> <p>・設備の相違</p> <p>【柏崎 6/7】 ⑩の相違</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.18版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>・ <u>第二代替交流電源設備</u></p> <p>ii . <u>大容量送水車 (熱交換器ユニット用) 又は代替原子炉補機冷却海水ポンプによる除熱</u> 上記「1.5.1(2)b.(a) i . <u>代替原子炉補機冷却系による除熱</u>」の<u>代替原子炉補機冷却系</u>が故障等により最終ヒートシンクへ熱を輸送できない場合は、<u>大容量送水車 (熱交換器ユニット用) 又は代替原子炉補機冷却海水ポンプ</u>により原子炉補機冷却系へ直接海水を送水する手段がある。</p> <p><u>大容量送水車 (熱交換器ユニット用) 又は代替原子炉補機冷却海水ポンプ</u>による除熱で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ <u>大容量送水車 (熱交換器ユニット用) 又は代替原子炉補機冷却海水ポンプ</u> ・ <u>代替原子炉補機冷却海水ストレーナ</u> ・ ホース ・ 原子炉補機冷却系配管・弁 ・ 残留熱除去系熱交換器 ・ <u>海水貯留堰</u> ・ <u>スクリーン室</u> ・ <u>取水路</u> ・ 可搬型代替交流電源設備 ・ <u>移動式変圧器</u> ・ 燃料補給設備 	<p>ii) <u>代替残留熱除去系海水系による除熱</u> 上記「1.5.1(2) b. (a) i) <u>緊急用海水系による除熱</u>」の<u>緊急用海水系</u>が故障等により最終ヒートシンクへ熱を輸送できない場合は、<u>代替残留熱除去系海水系</u>により<u>最終ヒートシンク (海) へ熱を輸送する手段</u>がある。</p> <p><u>代替残留熱除去系海水系</u>による除熱で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ <u>可搬型代替注水大型ポンプ</u> ・ ホース ・ <u>残留熱除去系海水系配管・弁</u> ・ <u>緊急用海水系配管・弁</u> ・ 残留熱除去系熱交換器 ・ <u>非常用取水設備</u> ・ 常設代替交流電源設備 ・ <u>燃料給油設備</u> 	<p>・ <u>代替所内電気設備</u></p> <p>ii <u>大型送水ポンプ車による除熱</u> 上記「(a) i <u>原子炉補機代替冷却系による除熱</u>」の<u>原子炉補機代替冷却系</u>が故障等により最終ヒートシンクへ熱を輸送できない場合は、<u>大型送水ポンプ車</u>により<u>原子炉補機冷却系へ直接海水を送水する手段</u>がある。</p> <p><u>大型送水ポンプ車</u>による除熱で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ <u>大型送水ポンプ車</u> ・ <u>ホース・接続口</u> ・ <u>原子炉補機冷却系 配管・弁</u> ・ <u>原子炉補機代替冷却系 配管・弁</u> ・ 残留熱除去系熱交換器 ・ <u>取水口</u> ・ <u>取水管</u> ・ <u>取水槽</u> ・ <u>常設代替交流電源設備</u> ・ <u>代替所内電気設備</u> ・ <u>燃料補給設備</u> 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 設備の相違 【柏崎 6/7】 ⑩の相違 ・ 設備の相違 【柏崎 6/7】 ③の相違 ・ 設備の相違 【柏崎 6/7】 ③の相違 ・ 設備の相違 【柏崎 6/7】 ③の相違 ・ 設備の相違 【柏崎 6/7】 ③の相違 ・ 設備の相違 【柏崎 6/7】 ①①の相違 ・ 設備の相違 【東海第二】 ②の相違 ・ 設備の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、常設代替交流電設備から受電するため、別置きの変圧器が不要であるが、柏崎 6/7 は高圧発電機車を使用し熱交換ユニットを起動するため、移動式変圧器が必要

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.18版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>大容量送水車（熱交換器ユニット用）又は代替原子炉補機冷却海水ポンプと併せて設計基準事故対処設備である残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード、サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード及び格納容器スプレイ冷却モード）により最終ヒートシンク（海）へ熱を輸送する。</p> <p>なお、全交流動力電源喪失により残留熱除去系が起動できない場合は、常設代替交流電源設備又は第二代替交流電源設備を用いて非常用高圧母線へ電源を供給することで残留熱除去系を復旧する。</p> <p>残留熱除去系による除熱で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード） ・残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード） ・残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード） ・常設代替交流電源設備 ・<u>第二代替交流電源設備</u> <p>(b) 重大事故等対処設備と自主対策設備</p> <p>代替原子炉補機冷却系による除熱で使用する設備のうち、<u>熱交換器ユニット</u>、<u>大容量送水車（熱交換器ユニット用）</u>、<u>代替原子炉補機冷却海水ストレナ</u>、<u>ホース</u>、<u>原子炉補機冷却系配管・弁・サージタンク</u>、<u>残留熱除去系熱交換器</u>、<u>海水貯留堰</u>、<u>スクリーン室</u>、<u>取水路</u>、<u>可搬型代替交流電源設備</u>及び<u>燃料補給設備</u>は重大事故等対処設備として位置付ける。</p> <p>代替原子炉補機冷却系と併せて使用する設備のうち、<u>常設代替交流電源設備</u>は重大事故等対処設備として位置付ける。</p>	<p>代替残留熱除去系海水系と併せて設計基準事故対処設備である残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）、残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）及び残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）により最終ヒートシンク（海）へ熱を輸送する。</p> <p>なお、全交流動力電源喪失により残留熱除去系が起動できない場合は、常設代替交流電源設備により緊急用M/Cを受電した後、緊急用M/CからM/C 2C又はM/C 2Dへ電源を供給することで残留熱除去系を復旧する。</p> <p>残留熱除去系による除熱で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・残留熱除去系（原子炉停止時冷却系） ・残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系） ・残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系） ・常設代替交流電源設備 <p>(b) 重大事故等対処設備と自主対策設備</p> <p><u>緊急用海水系</u>による除熱で使用する設備のうち、<u>緊急用海水ポンプ</u>、<u>緊急用海水系ストレナ</u>、<u>緊急用海水系配管・弁</u>、<u>残留熱除去系海水系配管・弁</u>、<u>残留熱除去系熱交換器</u>、<u>非常用取水設備</u>、<u>常設代替交流電源設備</u>、<u>燃料給油設備</u>、<u>残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）</u>、<u>残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）</u>及び<u>残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）</u>は重大事故等対処設備として位置付ける。</p>	<p>大型送水ポンプ車と併せて設計基準事故対処設備である残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）、残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）及び残留熱除去系（格納容器冷却モード）により最終ヒートシンク（海）へ熱を輸送する。</p> <p>なお、全交流動力電源喪失により残留熱除去系が起動できない場合は、常設代替交流電源設備により緊急用M/Cを受電した後、緊急用M/Cから<u>非常用所内電気設備であるM/C C系又はM/C D系</u>へ電源を供給することで残留熱除去系を復旧する。</p> <p>残留熱除去系による除熱で使用する設備は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード） ・残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード） ・残留熱除去系（格納容器冷却モード） ・常設代替交流電源設備 ・<u>代替所内電気設備</u> <p>(b) 重大事故等対処設備と自主対策設備</p> <p><u>原子炉補機代替冷却系</u>による除熱で使用する設備のうち、<u>移動式代替熱交換設備</u>、<u>大型送水ポンプ車</u>、<u>ホース・接続口</u>、<u>原子炉補機冷却系配管・弁・サージタンク</u>、<u>原子炉補機代替冷却系配管・弁</u>、<u>残留熱除去系熱交換器</u>、<u>取水口</u>、<u>取水管</u>、<u>取水槽</u>、<u>常設代替交流電源設備</u>、<u>代替所内電気設備</u>及び<u>燃料補給設備</u>は重大事故等対処設備として位置付ける。</p>	<p>・設備の相違 【柏崎6/7】 ③の相違</p> <p>・設備の相違 【柏崎6/7】 ⑩の相違</p> <p>・設備の相違 【東海第二】 ②の相違</p> <p>・設備の相違 【柏崎6/7】 ⑪の相違</p> <p>・設備の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、設計基準事故対処設備である非常用所内電気設備の機能が喪失した場合の代替設備として代替所内電気設備を設置</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>また、<u>残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード、サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード及び格納容器スプレイ冷却モード）</u>は重大事故等対処設備（設計基準拡張）として位置付ける。</p> <p>これらの機能喪失原因対策分析の結果により選定した設備は、<u>審査基準及び基準規則に要求される設備が全て網羅されている。</u></p> <p>(添付資料1.5.1)</p> <p>以上の重大事故等対処設備により、最終ヒートシンクへ熱を輸送できない場合においても、炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止できる。</p> <p>また、以下の設備はプラント状況によっては事故対応に有効な設備であるため、自主対策設備として位置付ける。あわせて、その理由を示す。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・<u>大容量送水車（熱交換器ユニット用）又は代替原子炉補機冷却海水ポンプ（移動式変圧器を含む）</u> <p>原子炉補機冷却系の淡水側に直接海水を送水することから、<u>熱交換器の破損や配管の腐食が発生する可能性があるが、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード、サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード及び格納容器スプレイ冷却モード）と併せて使用することで最終ヒートシンク（海）へ熱を輸送する手段として有効である。</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ・<u>第二代替交流電源設備</u> <p><u>耐震性は確保されていないが、常設代替交流電源設備と同等の機能を有することから、健全性が確認できた場合において、重大事故等の対処に必要な電源を確保するための手段として有効である。</u></p> <p>c. 手順等</p> <p>上記「a. フロントライン系故障時の対応手段及び設備」及び「b. サポート系故障時の対応手段及び設備」により選定した対応手段に係る手順を整備する。</p> <p>これらの手順は、<u>運転員及び緊急時対策要員の対応として事故時運転操作手順書（徴候ベース）</u>（以下「EOP」とい</p>	<p>これらの機能喪失原因対策分析の結果により選定した設備は、<u>審査基準及び基準規則に要求される設備が全て網羅されている。</u></p> <p>(添付資料1.5.1)</p> <p>以上の重大事故等対処設備により、最終ヒートシンクへ熱を輸送できない場合においても、炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止できる。</p> <p>また、以下の設備はプラント状況によっては事故対応に有効な設備であるため、自主対策設備として位置付ける。あわせて、その理由を示す。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・<u>可搬型代替注水大型ポンプ、ホース</u> <p><u>敷地に遡上する津波が発生した場合のアクセスルートの復旧には不確実さがあり、使用できない場合があるが、可搬型代替注水大型ポンプによる冷却水供給により残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）、残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）又は残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）が使用可能となれば、最終ヒートシンク（海）へ熱を輸送する手段として有効である。</u></p> <p>(添付資料 1.5.2)</p> <p>c. 手順等</p> <p>上記「a. フロントライン系故障時の対応手段及び設備」及び「b. サポート系故障時の対応手段及び設備」により選定した対応手段に係る手順を整備する。</p> <p>これらの手順は、<u>運転員等^{※2}及び重大事故等対応要員の対応として「非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース）」</u>、「非</p>	<p>また、<u>残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）、残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）及び残留熱除去系（格納容器冷却モード）</u>は重大事故等対処設備（設計基準拡張）として位置付ける。</p> <p>これらの機能喪失原因対策分析の結果により選定した設備は、<u>審査基準及び基準規則に要求される設備がすべて網羅されている。</u></p> <p>(添付資料 1.5.1)</p> <p>以上の重大事故等対処設備により、最終ヒートシンクへ熱を輸送できない場合においても、炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止できる。</p> <p>また、以下の設備はプラント状況によっては事故対応に有効な設備であるため、自主対策設備として位置付ける。<u>併せて</u>、その理由を示す。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・<u>大型送水ポンプ車</u> <p><u>原子炉補機冷却系の淡水側に直接海水を送水することから、熱交換器の破損や配管の腐食が発生する可能性があるが、大型送水ポンプ車による冷却水供給により残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）、残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）及び残留熱除去系（格納容器冷却モード）が使用可能となれば最終ヒートシンク（海）へ熱を輸送する手段として有効である。</u></p> <p>(添付資料 1.5.2)</p> <p>c. 手順等</p> <p>上記「a. フロントライン系故障時の対応手順及び設備」及び「b. サポート系故障時の対応手順及び設備」により選定した対応手段に係る手順を整備する。</p> <p>これらの手順は、<u>運転員及び緊急時対策要員の対応として、事故時操作要領書（徴候ベース）</u>（以下「EOP」とい</p>	<p>・設備の相違 【東海第二】 ②の相違</p> <p>・設備の相違 【柏崎 6/7】 ③の相違</p> <p>・設備の相違 【柏崎 6/7】 ⑩の相違</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>う。), AM 設備別操作手順書及び多様なハザード対応手順に定める (第1.5.1 表) 。</p> <p>また, 重大事故等時に監視が必要となる計器及び給電が必要となる設備についても整理する (第1.5.2 表, 第1.5.3 表)。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 1. 5. 2)</p>	<p>常時運転手順書Ⅱ (停止時徴候ベース) 」, 「非常時運転手順書Ⅲ (シビアアクシデント) 」, 「AM設備別操作手順書」及び「重大事故等対策要領」に定める (第1.5-1表)。</p> <p>また, 重大事故等時に監視が必要となる計器及び給電が必要となる設備についても整備する (第1.5-2表, 第1.5-3表) 。</p> <p>※2 運転員等 : 運転員 (当直運転員) 及び重大事故等対応要員 (運転操作対応) をいう。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 1. 5. 3)</p>	<p>う。), AM設備別操作要領書及び原子力災害対策手順書に定める (第 1. 5-1 表)。</p> <p>また, 重大事故等時に監視が必要となる計器及び給電が必要となる設備についても整理する (第 1. 5-2 表, 第 1. 5-3 表)。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 1. 5. 3)</p>	<p>備考</p> <p>・体制の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根 2 号炉は, 中央制御室の運転員にて対応</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>1.5.2 重大事故等時の手順 1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順</p>	<p>1.5.2 重大事故等時の手順 1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順</p>	<p>1.5.2 重大事故等時の手順 1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 <u>(1) 最終ヒートシンク (海) への代替熱輸送</u> <u>a. 残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱</u> <u>残留熱除去系の機能が喪失し、最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合、残留熱代替除去系により最終ヒートシンク (海) へ熱を輸送する。</u> <u>(a) 残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱</u> <u>i 手順着手の判断基準</u> <u>炉心損傷^{*1}前において、残留熱除去系の復旧に見込みがなく^{*2}原子炉格納容器内の除熱が困難な状況で、以下の条件がすべて成立した場合。</u> <u>・残留熱代替除去系が使用可能^{*3}であること。</u> <u>・原子炉補機代替冷却系による補機冷却水供給が可能であること。</u> <u>※1：格納容器雰囲気放射線モニタ (CAMS) で原子炉格納容器内のガンマ線線量率が、設計基準事故相当のガンマ線線量率の 10 倍を超えた場合、又は格納容器雰囲気放射線モニタ (CAMS) が使用できない場合に原子炉圧力容器温度で 300℃ 以上を確認した場合。</u> <u>※2：設備に故障が発生した場合、又は駆動に必要な電源若しくは補機冷却水が確保できない場合。</u> <u>※3：設備に異常がなく、電源及び水源 (サブプレッション・チェンバ) が確保されている場合。</u> <u>ii 操作手順</u> <u>残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱手順の概要は以下のとおり。</u> <u>手順の対応フローは第 1.5-2 図、第 1.5-3 図、第 1.5-4 図、第 1.5-5 図に、概要図を第 1.5-7 図に、タイムチャートを第 1.5-8 図に示す。</u> <u>①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、中央制御室運転員に残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱の準備開始を指示する。</u> <u>②中央制御室運転員 A は、残留熱代替除去系による</u></p>	<p>・設備の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 ①の相違</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
		<p><u>原子炉格納容器内の減圧及び除熱に必要なポンプ、電動弁及び監視計器の電源並びに冷却水が確保されていることを状態表示にて確認する。</u></p> <p>③当直長は、<u>当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部にガスタービン発電機の負荷容量を確認し、残留熱代替除去系が使用可能か確認する。</u></p> <p>④中央制御室運転員Aは、<u>重大事故操作盤にて残留熱代替除去系の系統構成を実施する。(B-熱交バイパス弁の全閉、RHR R HARライン入口止め弁、RHR A-F L S R連絡ライン止め弁、A-RHR注水弁及びB-RHRドライウェル第2スプレイ弁の全開操作を実施する。)</u></p> <p>⑤中央制御室運転員Aは、<u>残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱の準備完了を当直副長に報告する。</u></p> <p>⑥当直副長は、<u>中央制御室</u>運転員に残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱開始を指示する。</p> <p>⑦中央制御室運転員Aは、<u>残留熱代替除去ポンプを起動し、R HARライン流量調節弁を徐々に開操作した後、RHR A-F L S R連絡ライン流量調節弁及びRHR P C Vスプレイ連絡ライン流量調節弁を調整開し、残留熱代替除去系の運転を開始する。</u></p> <p>⑧中央制御室運転員Aは、<u>原子炉圧力容器への注水が開始されたことを残留熱代替除去ポンプ出口圧力指示値の上昇、残留熱代替除去系原子炉注水流量指示値の上昇及び原子炉水位指示値の上昇により確認する。併せて、原子炉格納容器内へのスプレイが開始されたことを残留熱代替除去ポンプ出口圧力指示値の上昇、残留熱代替除去系格納容器スプレイ流量指示値の上昇並びに原子炉格納容器内圧力指示値及び温度指示値の低下により確認し、当直副長に報告する。</u></p> <p>⑨当直長は、<u>当直副長からの依頼に基づき、残留熱代替除去系による原子炉圧力容器内への注水及び原子炉格納容器内へのスプレイが開始されたことを緊急時対策本部に報告する。</u></p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
		<p><u>⑩当直副長は、原子炉压力容器内の水位及び原子炉格納容器内の圧力を継続監視し、RHR A-F LSR連絡ライン流量調節弁及びRHR PCVスプレイ連絡ライン流量調節弁にて適宜、原子炉压力容器内の水位及び原子炉格納容器内の圧力の調整を行うよう中央制御室運転員に指示する。また、状況によりB-RHRドライウエル第2スプレイ弁及びRHR PCVスプレイ連絡ライン流量調節弁を全閉、B-RHRトラススプレイ弁を全開とすることで、D/WスプレイからS/Cスプレイへ切り替える。</u></p> <p><u>iii 操作の成立性</u> <u>上記の操作は、作業開始を判断した後、残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱開始までの必要な要員数及び想定時間は以下のとおり。</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <u>・中央制御室運転員1名にて作業を実施した場合、30分以内で可能である。</u> <p style="text-align: right;"><u>(添付資料 1.5.4-1(1))</u></p> <p><u>(b) 残留熱代替除去系使用時における原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保</u> <u>最終ヒートシンクへ熱を輸送するために残留熱代替除去系の運転を実施する場合、原子炉補機代替冷却系により補機冷却水を確保し、残留熱代替除去系で使用する残留熱除去系熱交換器(B)へ供給する。</u></p> <p><u>i 手順着手の判断基準</u> <u>炉心損傷^{*1}前において、残留熱代替除去系を使用する場合。ただし、原子炉注水手段がない場合は、原子炉注水準備を優先する^{*2}。</u></p> <p><u>※1：格納容器雰囲気放射線モニタ(CAMS)で原子炉格納容器内のガンマ線線量率が、設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍を超えた場合、又は格納容器雰囲気放射線モニタ(CAMS)が使用できない場合に原子炉压力容器温度で300℃以上を確認した場合。</u></p> <p><u>※2：常設設備による注水手段がない場合、又は低圧原子炉代替注水系(常設)による原子炉注水を実施している場合は大量送水車による注</u></p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
		<p style="text-align: center;"><u>水又は補給準備を実施。</u></p> <p>ii 操作手順</p> <p><u>残留熱代替除去系使用時における原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第 1.5-2 図, 第 1.5-3 図, 第 1.5-4 図, 第 1.5-5 図に, 概要図を第 1.5-9 図に, タイムチャートを第 1.5-10 図に示す。</u></p> <p><u>(i) 原子炉建物南側接続口又は原子炉建物西側接続口を使用した補機冷却水確保の場合</u></p> <p>ア. 運転員操作</p> <p>①当直副長は, <u>手順着手の判断基準に基づき, 運転員に原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保の準備開始を指示する。</u></p> <p>②当直長は, <u>当直副長からの依頼に基づき, 緊急時対策本部に原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保の準備のため, 移動式代替熱交換設備, 大型送水ポンプ車の配備及びホースの接続を依頼する。</u></p> <p>③^a非常用コントロールセンタ切替盤が使用可能な場合 <u>中央制御室運転員 A は, 非常用コントロールセンタ切替盤にて, 原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保に必要な B-RHR 熱交冷却水出口弁の電源切り替え操作を実施する。</u></p> <p>③^b非常用コントロールセンタ切替盤が使用不可な場合 <u>現場運転員 B 及び C は, SA 電源切替盤にて, 原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保に必要な B-RHR 熱交冷却水出口弁の電源切り替え操作を実施する。</u></p> <p>④中央制御室運転員 A は, <u>原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保に必要な電動弁の電源が確保されたこと及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。</u></p> <p>⑤現場運転員 B 及び C は, <u>原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保の非管理区域側系統構成を実施し, 当直副長に報告する。(第 1.5-9 図</u></p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
		<p><u>参照)</u></p> <p><u>⑥緊急時対策要員は、原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保のための移動式代替熱交換設備、大型送水ポンプ車の配備及びホースの接続完了について緊急時対策本部に報告する。また、緊急時対策本部は当直長に報告する。</u></p> <p><u>⑦当直長は、当直副長からの依頼に基づき、原子炉補機代替冷却系による補機冷却水供給開始を緊急時対策本部に依頼する。</u></p> <p><u>⑧緊急時対策要員は、移動式代替熱交換設備内の淡水ポンプを起動し、原子炉補機代替冷却系による補機冷却水供給開始について緊急時対策本部に報告する。また、緊急時対策本部は当直長に報告する。</u></p> <p><u>⑨当直副長は、運転員に原子炉代替補機冷却系による補機冷却水供給開始を指示する。</u></p> <p><u>⑩中央制御室運転員Aは、B-RHR熱交換冷却水出口弁を流量調整のため開度を調整し、当直副長に報告する。(第1.5-9図参照)</u></p> <p><u>イ. 緊急時対策要員操作 (原子炉建物南側接続口を使用した補機冷却水確保及び原子炉建物西側接続口を使用した補機冷却水確保手順は、⑦～⑨以外同様)</u></p> <p><u>①緊急時対策要員は、緊急時対策本部から第1保管エリア又は第4保管エリアへ移動する。</u></p> <p><u>②緊急時対策要員は、移動式代替熱交換設備、大型送水ポンプ車等の健全性確認を行う。</u></p> <p><u>③緊急時対策要員は、移動式代替熱交換設備、大型送水ポンプ車等を第1保管エリア又は第4保管エリアから取水槽及び原子炉建物近傍屋外に移動させる。</u></p> <p><u>④緊急時対策要員は、可搬型のホースの敷設及び接続を行う。</u></p> <p><u>⑤緊急時対策要員は、電源ケーブルの敷設及び接続を行う。</u></p> <p><u>⑥緊急時対策要員は、移動式代替熱交換設備の淡水側の水張りに向け系統構成のための弁の開閉</u></p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
		<p><u>操作を行う。</u></p> <p>⑦^a 原子炉建物西側接続口を使用した補機冷却水確保の場合 <u>緊急時対策要員は、原子炉補機冷却系による非管理区域側系統構成を実施する。(第 1.5-9 図参照)</u></p> <p>⑧^a 原子炉建物西側接続口を使用した補機冷却水確保の場合 <u>緊急時対策要員は、中央制御室運転員Aと連絡を密にし、移動式熱交換設備の淡水側の水張りのためAHEF B-西側供給配管止め弁の開操作を行う。</u></p> <p>⑧^b 原子炉建物南側接続口を使用した補機冷却水確保の場合 <u>緊急時対策要員は、中央制御室運転員Aと連絡を密にし、移動式代替熱交換設備の淡水側の水張りのためAHEF B-供給配管止め弁の開操作を行う。</u></p> <p>⑨^a 原子炉建物西側接続口を使用した補機冷却水確保の場合 <u>緊急時対策要員は、移動式代替熱交換設備の淡水側の水張り範囲内におけるベント弁の開操作及びAHEF B-西側戻り配管止め弁の開操作を行い、配管内の空気抜きを実施する。</u></p> <p>⑨^b 原子炉建物南側接続口を使用した補機冷却水確保の場合 <u>緊急時対策要員は、移動式代替熱交換設備の淡水側の水張り範囲内におけるベント弁の開操作及びAHEF B-戻り配管止め弁の開操作を行い、配管内の空気抜きを実施する。</u></p> <p>⑩緊急時対策要員は、淡水側の水張り範囲内において漏えいのないことを確認する。</p> <p>⑪緊急時対策要員は、ガスタービン発電機の起動により移動式代替熱交換設備への受電を確認する。</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
		<p><u>(ii) 原子炉建物内接続口を使用した補機冷却水確保の場合 (故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合)</u></p> <p><u>ア. 運転員操作</u></p> <p><u>①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保の準備開始を指示する。</u></p> <p><u>②当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部に原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保の準備のため、大型送水ポンプ車の配備及びホースの接続を依頼する。</u></p> <p><u>③^a非常用コントロールセンタ切替盤が使用可能な場合</u> <u>中央制御室運転員Aは、非常用コントロールセンタ切替盤にて、原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保に必要なB-R HR 熱交冷却水出口弁の電源切り替え操作を実施する。</u></p> <p><u>③^b非常用コントロールセンタ切替盤が使用不可な場合</u> <u>現場運転員B及びCは、S A 電源切替盤にて、原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保に必要なB-R HR 熱交冷却水出口弁の電源切り替え操作を実施する。</u></p> <p><u>④中央制御室運転員Aは、原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保に必要な電動弁の電源が確保されたこと及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。</u></p> <p><u>⑤現場運転員B及びCは、原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保の非管理区域側系統構成を実施し、当直副長に報告する。(第1.5-9 図参照)</u></p> <p><u>⑥緊急時対策要員は、原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保のための大型送水ポンプ車の配備及びホースの接続完了について緊急時対策本部に報告する。また、緊急時対策本部は当直長に報告する。</u></p> <p><u>⑦当直長は、当直副長からの依頼に基づき、原子炉補機代替冷却系による補機冷却水供給開始を緊急時対策本部に依頼する。</u></p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
		<p>⑧緊急時対策要員は、大型送水ポンプ車を起動し、原子炉補機代替冷却系による補機冷却水供給開始について緊急時対策本部に報告する。また、緊急時対策本部は当直長に報告する。</p> <p>⑨当直副長は、運転員に原子炉代替補機冷却系による補機冷却水供給開始を指示する。</p> <p>⑩中央制御室運転員Aは、B-RHR熱交冷却水出口弁を流量調整のため開度を調整し、当直副長に報告する。(第1.5-9図参照)</p> <p>イ. 緊急時対策要員操作</p> <p>①緊急時対策要員は、緊急時対策本部から第1保管エリア又は第4保管エリアへ移動する。</p> <p>②緊急時対策要員は、大型送水ポンプ車等の健全性確認を行う。</p> <p>③緊急時対策要員は、大型送水ポンプ車等を第1保管エリア又は第4保管エリアから取水槽近傍屋外に移動させる。</p> <p>④緊急時対策要員は、ホースの敷設及び接続を行う。</p> <p>⑤緊急時対策要員は、緊急時対策本部及び当直長に大型送水ポンプ車による補機冷却水確保の準備が完了したことを報告する。</p> <p>⑥緊急時対策要員は、中央制御室運転員Aと連絡を密にし、RCW B-AHEF西側供給配管止め弁、<u>AHEF B-西側供給配管止め弁</u>、<u>RCW B-AHEF西側戻り配管止め弁</u>及びAHEF B-西側戻り配管止め弁の全開並びに大型送水ポンプ車を起動し、補機冷却水の供給を行う。</p> <p>⑦緊急時対策要員は、大型送水ポンプ車の吐出圧力にて必要流量が確保されていることを確認する。</p> <p>⑧緊急時対策要員は、ホース等の海水通水範囲について漏えいの無いことを確認する。</p> <p>⑨緊急時対策要員は、大型送水ポンプ車の運転状態を継続して監視する。</p> <p>iii 操作の成立性</p> <p>上記の操作は、作業開始を判断してから残留熱代替除去系使用時における原子炉補機代替冷却系による補</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
		<p><u>機冷却水確保までの必要な要員数及び想定時間は以下のとおり。</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ・ <u>原子炉建物南側接続口又は原子炉建物西側接続口を使用した補機冷却水確保の場合、中央制御室運転員1名、現場運転員2名及び緊急時対策要員15名にて作業を実施した場合、運転員操作の系統構成完了まで1時間40分以内、緊急時対策要員操作の補機冷却水供給開始まで7時間20分以内で可能である。</u> ・ <u>原子炉建物内接続口を使用した補機冷却水確保の場合（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合）、中央制御室運転員1名、現場運転員2名及び緊急時対策要員6名にて作業を実施した場合、運転員操作の系統構成完了まで1時間40分以内、緊急時対策要員操作の補機冷却水供給開始まで7時間以内で可能である。</u> <p><u>円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。また、速やかに作業が開始できるよう、使用する資機材は作業場所近傍に配備する。室温は通常運転時と同程度である。</u></p> <p style="text-align: right;"><u>(添付資料 1.5.4-1(2)(3))</u></p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(1) 最終ヒートシンク（大気）への代替熱輸送（交流電源が健全である場合）</p> <p>a. <u>格納容器圧力逃がし装置</u>による原子炉格納容器内の減圧及び除熱</p> <p>残留熱除去系の機能が喪失し、最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合、<u>格納容器圧力逃がし装置</u>により最終ヒートシンク（大気）へ熱を輸送する。</p> <p>また、格納容器ベント実施中において、残留熱除去系又は代替循環冷却系による原子炉格納容器内の除熱機能が1系統回復し、原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視が可能な場合は、<u>一次隔離弁</u>を全閉し、格納容器ベントを停止することを基本として、その他の要因を考慮した上で総合的に判断し、適切に対応する。なお、<u>二次隔離弁</u>については、<u>一次隔離弁</u>を全閉後、原子炉格納容器内の除熱機能が更に1系統回復する等、より安定的な状態になった場合に全閉する。</p> <p>(a) <u>格納容器圧力逃がし装置</u>による原子炉格納容器内の減圧及び除熱</p> <p>i. 手順着手の判断基準</p> <p>炉心損傷^{※1}前において、原子炉格納容器内の冷却を実施しても、原子炉格納容器内の圧力を規定圧力（<u>279kPa</u>[gage]）以下に維持できない場合。</p> <p>※1:「炉心損傷」は、<u>格納容器内雰囲気放射線レベル</u>（CAMS）で原子炉格納容器内のガンマ線線量率が、設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍を超えた場合、又は格納容器内雰囲気放射線レベル（CAMS）が使用できない場合に</p>	<p>(1) 最終ヒートシンク（大気）への代替熱輸送（交流電源が健全である場合）</p> <p>a. <u>格納容器圧力逃がし装置</u>による原子炉格納容器内の減圧及び除熱</p> <p>残留熱除去系の機能が喪失し、最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合、<u>格納容器圧力逃がし装置</u>により最終ヒートシンク（大気）へ熱を輸送する。</p> <p>また、格納容器ベント実施中において、残留熱除去系又は代替循環冷却系による原子炉格納容器内の除熱機能が1系統回復し、可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素・酸素濃度制御機能及び可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器負圧破損防止機能が使用可能と判断した場合、並びに原子炉格納容器内の圧力<u>310kPa</u> [gage]（1Pd）未満、原子炉格納容器内の温度171℃未満及び原子炉格納容器内の水素濃度が可燃限界未満であることを確認した場合は、<u>第一弁</u>を全閉し、格納容器ベントを停止することを基本として、その他の要因を考慮した上で総合的に判断し、適切に対応する。なお、<u>フィルタ装置出口弁</u>については、<u>第二弁</u>を全閉後、原子炉格納容器内の除熱機能が更に1系統回復する等、より安定的な状態になった場合に全閉する。</p> <p>(a) <u>格納容器圧力逃がし装置</u>による原子炉格納容器内の減圧及び除熱</p> <p>i. 手順着手の判断基準</p> <p>炉心損傷^{※1}前において、<u>外部水源による原子炉格納容器内の冷却により、サプレッション・プール水位が上昇し、サプレッション・プール水位指示値が通常水位+5.5mに到達した場合、又は原子炉格納容器内の冷却を実施しても、原子炉格納容器内の圧力を規定圧力（<u>279kPa</u> [gage]）以下に維持できない場合。</u></p> <p>※1: <u>格納容器雰囲気放射線モニタ</u>でドライウエル又はサプレッション・チェンバ内のガンマ線線量率が、設計基準事故相当のガンマ線線量率の<u>10倍以上</u>となった場合、又は格納容器雰囲気放射線モニタが使用できな</p>	<p>(2) 最終ヒートシンク（大気）への代替熱輸送（交流動力電源が健全である場合）</p> <p>a. <u>格納容器フィルタベント系</u>による原子炉格納容器内の減圧及び除熱</p> <p>残留熱除去系の機能が喪失し、最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合、<u>格納容器フィルタベント系</u>により最終ヒートシンク（大気）へ熱を輸送する。</p> <p>また、格納容器ベント実施中において、残留熱除去系又は残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の除熱機能が1系統回復し、<u>可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素・酸素濃度制御機能及び可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器負圧破損防止機能が使用可能な場合、並びに原子炉格納容器内の圧力 <u>427kPa</u>[gage]（1Pd）未満、原子炉格納容器内の温度 <u>171℃</u>未満及び原子炉格納容器内の水素・酸素濃度が可燃限界未満であることを確認した場合は、<u>NGC N2トールス出口隔離弁又はNGC N2ドライウエル出口隔離弁</u>を全閉し、格納容器ベントを停止することを基本として、その他の要因を考慮した上で総合的に判断し、適切に対応する。なお、<u>NGC非常用ガス処理入口隔離弁又はNGC非常用ガス処理入口隔離弁バイパス弁、NGC N2トールス出口隔離弁又はNGC N2ドライウエル出口隔離弁</u>を全閉後、原子炉格納容器内の除熱機能が更に1系統回復する等、より安定的な状態になった場合に全閉する。</u></p> <p>(a) <u>格納容器フィルタベント系</u>による原子炉格納容器内の減圧及び除熱</p> <p>i. 手順着手の判断基準</p> <p>炉心損傷^{※1}前において、原子炉格納容器内の冷却を実施しても、原子炉格納容器内の圧力を規定圧力（<u>245kPa</u>[gage]）以下に維持できない場合。</p> <p>※1: <u>格納容器雰囲気放射線モニタ</u>（CAMS）で原子炉格納容器内のガンマ線線量率が設計基準事故相当のガンマ線線量率の<u>10倍を超えた場合、又は格納容器雰囲気放射線モニタ</u>（CAMS）が使用</p>	<p>備考</p> <p>・記載表現の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉は、ベント停止に必要な各パラメータの基準値を記載</p> <p>・設備の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉（Mark-I改）と東海第二（Mark-II）の最高使用圧力の相違</p> <p>・運用の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>ベント準備判断基準の相違</p> <p>・運用の相違</p> <p>【東海第二】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.18版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>原子炉圧力容器温度で300℃以上を確認した場合。</p> <p>ii) 操作手順</p> <p>格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱の手順は以下のとおり。手順対応フローを第1.5.3図に、概要図を第1.5.4図に、タイムチャートを第1.5.5図及び第1.5.6図に示す。</p> <p>[W/W ベントの場合 (D/W ベントの場合、手順⑧ 以外は同様)]</p> <p>①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、原子炉格納容器内の水位がサプレッション・チェンバ・プール水位外部水源注水制限 (ベントライン-1m) 以下であることを確認し、格納容器圧力逃がし装置によるウェットウェル (以下「W/W」という。) 側からの格納容器ベントの準備を開始するよう運転員に指示する (原子炉格納容器内の水位がサプレッション・チェンバ・プール水位外部水源注水制限を越えている場合はドライウェル (以下「D/W」という。) 側からの格納容器ベントの準備を開始するよう指示する)。</p> <p>②当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部に格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントの準備開始を報告する。</p> <p>③現場運転員C 及びD は、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントに必要な電動弁の電源の受電操作を実施する。</p>	<p>い場合に原子炉圧力容器温度で 300℃以上を確認した場合。</p> <p>ii) 操作手順</p> <p>格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱の手順は以下のとおり。手順対応フローを第1.5-2図に、概要図を第1.5-4図に、タイムチャートを第1.5-5図に示す。</p> <p>【S/C側ベントの場合 (D/W側ベントの場合、手順⑦以外は同様。) 。</p> <p>①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、格納容器圧力逃がし装置によるS/C側からの格納容器ベントの準備を開始するよう運転員等に指示する (S/C側からの格納容器ベントができない場合は、D/W側からの格納容器ベントの準備を開始するよう指示する)。</p> <p>②発電長は、災害対策本部長代理に格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントの準備開始を報告する。</p> <p>③運転員等は中央制御室にて、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントに必要な電動弁の電源切替操作を実施する。</p>	<p>できない場合に原子炉圧力容器温度で300℃以上を確認した場合。</p> <p>ii) 操作手順</p> <p>格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱の手順は以下のとおり。手順の対応フローを第1.5-2図に、概要図を第1.5-11図に、タイムチャートを第1.5-12図及び第1.5-13図に示す。</p> <p>[W/Wベントの場合 (D/Wベントの場合、手順⑫ 以外は同様)]</p> <p>①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、格納容器フィルタベント系によるウェットウェル (以下「W/W」という。) 側からの格納容器ベントの準備を開始するよう運転員に指示する (W/W側からの格納容器ベントができない場合は、ドライウェル (以下「D/W」という。) 側からの格納容器ベントの準備を開始するよう指示する)。</p> <p>②当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部に格納容器フィルタベント系による格納容器ベントの準備開始を報告する。</p> <p>③^a非常用コントロールセンタ切替盤が使用可能な場合 中央制御室運転員Aは、非常用コントロールセンタ切替盤にて、格納容器フィルタベント系による格納容器ベントに必要な窒素ガス制御系及び非常用ガス処理系の電動弁の電源切り替え操作を実施する。</p> <p>③^b非常用コントロールセンタ切替盤が使用不可な場合 現場運転員B及びCは、SA電源切替盤にて、格納容器フィルタベント系による格納容器ベントに必要な窒素ガス制御系及び非常用ガス処理系の電動弁の電源切り替え操作を実施する。</p>	<p>島根2号炉は、10倍を超過した場合を炉心損傷の判断としているが、東海第二では10倍を含めて損傷と判断するため、「以上」としている</p> <p>・体制の相違 【東海第二】 島根2号炉は、島根1号炉と中央制御室を共用しているため、当直副長の指揮に基づき運転操作対応を実施 (以下、⑫の相違)</p> <p>・運用の相違 【柏崎6/7】 ベント実施基準の相違</p> <p>・体制の相違 【東海第二】 ⑫の相違</p> <p>・設備の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、C/C一次側にて切替え可能な設備を設置</p> <p>・設備の相違 【東海第二】 島根2号炉のSA電源切替盤による電源切り替え操作は、現場にて実施</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>④中央制御室運転員A 及びB は、<u>格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントに必要な電動弁の電源が確保されたこと</u>、及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。</p> <p>⑤中央制御室運転員A 及びB は、<u>FCVS 制御盤にてフィルタ装置水位指示値が通常水位範囲内であること及びフィルタ装置ドレン移送ポンプの水張りが完了していること</u>を確認する。</p> <p>⑥中央制御室運転員A 及びB は、<u>格納容器ベント前の確認として、不活性ガス系（以下「AC 系」という。）隔離信号が発生している場合は、格納容器補助盤にて、AC 系隔離信号の除外操作を実施する。</u></p> <p>⑦中央制御室運転員A 及びB は、<u>格納容器ベント前の系統構成として、非常用ガス処理系が運転中であれば非常用ガス処理系を停止し、非常用ガス処理系フィルタ装置出口隔離弁及び非常用ガス処理系出口U シール隔離弁の全閉操作、並びに耐圧強化ベント弁、非常用ガス処理系第一隔離弁、換気空調系第一隔離弁、非常用ガス処理系第二隔離弁及び換気空調系第二隔離弁の全閉、及びフィルタ装置入口弁の全開を確認する。</u></p> <p>⑧^a W/W ベントの場合 <u>中央制御室運転員A 及びB は、一次隔離弁（サブプレッション・チェンバ側）操作用空気供給弁を全開とすることで駆動空気を確保し、一次隔離弁（サブプレッション・チェンバ側）の全開操作を実施する。</u></p> <p>⑧^b D/W ベントの場合 <u>中央制御室運転員A 及びB は、一次隔離弁（ドライウ</u></p>	<p>④運転員等は中央制御室にて、<u>格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントに必要な電動弁の電源が確保されたこと</u>、及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示等にて確認する。</p> <p>⑤運転員等は、<u>格納容器ベント前の確認として、不活性ガス系の隔離信号が発生している場合は、中央制御室にて、不活性ガス系隔離信号の除外操作を実施する。</u></p> <p>⑥運転員等は中央制御室にて、<u>格納容器ベント前の系統構成として、耐圧強化ベント系一次隔離弁、原子炉建屋ガス処理系一次隔離弁、換気空調系一次隔離弁、耐圧強化ベント系二次隔離弁、原子炉建屋ガス処理系二次隔離弁及び換気空調系二次隔離弁の全閉を確認する。</u></p> <p>⑦^a S / C 側ベントの場合 <u>運転員等は中央制御室にて、第一弁（S / C 側の全開操作を実施する。</u></p> <p>⑦^b D / W 側ベントの場合 <u>第一弁（S / C 側）の開操作ができない場合は、</u></p>	<p>④中央制御室運転員Aは、<u>格納容器フィルタベント系による格納容器ベントに必要な電動弁及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。</u></p> <p>⑤中央制御室運転員Aは、<u>重大事故操作盤にて第1ベントフィルタスクラバ容器水位指示値が通常水位範囲内であることを確認する。</u></p> <p>⑥中央制御室運転員Aは、<u>格納容器ベント前の確認として、格納容器隔離信号が発生している場合は、格納容器隔離信号の除外操作を実施する。</u></p> <p>⑦中央制御室運転員Aは、<u>格納容器ベント前の系統構成として、SGT NGC連絡ライン隔離弁、SGT NGC連絡ライン隔離弁後弁、SGT耐圧強化ベントライン止め弁、SGT耐圧強化ベントライン止め弁後弁、NGC常用空調換気入口隔離弁、NGC常用空調換気入口隔離弁後弁の全閉及びSGT FCVS第1ベントフィルタ入口弁の全開を確認後、NGC非常用ガス処理入口隔離弁を全開し、格納容器フィルタベント系による格納容器ベント準備完了を当直副長に報告する。NGC非常用ガス処理入口隔離弁の開操作が出来ない場合は、NGC非常用ガス処理入口隔離弁バイパス弁を全開し、格納容器フィルタベント系による格納容器ベント準備完了を当直副長に報告する。</u></p>	<p>・体制の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、操作者の1名を記載。柏崎 6/7は、操作者及び確認者の2名を記載（以下、⑬の相違）</p> <p>・体制の相違 【柏崎 6/7】 ⑬の相違</p> <p>・運用の相違 【柏崎 6/7】 ⑤の相違</p> <p>・記載表現の相違 【東海第二】 島根 2号炉は、ベント準備におけるスクラバ容器水位の確認に関する手順を記載</p> <p>・体制の相違 【柏崎 6/7】 ⑬の相違</p> <p>・体制の相違 【柏崎 6/7】 ⑬の相違</p> <p>・設備の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、格納容器フィルタベント系と非常用ガス処理系は別ラインとなっているため、非常用ガス処理系の停止不要</p> <p>・運用の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、NGC</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>エル側) 操作用空気供給弁を全開とすることで駆動空気を確保し、一次隔離弁 (ドライウェル側) の全開操作を実施する。</u></p> <p>⑨現場運転員C 及びD は、<u>格納容器ベント前の系統構成として、フィルタベント大気放出ラインドレン弁を全閉とし、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント準備完了を当直副長に報告する。</u></p> <p>⑩当直長は、<u>当直副長からの依頼に基づき、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント準備完了を緊急時対策本部に報告する。</u></p> <p>⑪当直副長は、<u>原子炉格納容器内の圧力に関する情報収集を適宜行い、当直長に報告する。また、当直長は原子炉格納容器内の圧力に関する情報を、緊急時対策本部に報告する。</u></p> <p>⑫当直長は、<u>当直副長からの依頼に基づき、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントの開始を緊急時対策本部に報告する。</u></p>	<p>運転員等は中央制御室にて、<u>第一弁 (D/W側) の全開操作を実施する。</u></p> <p>⑧運転員等は、<u>格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント準備完了を発電長に報告する。</u></p> <p>⑨発電長は、<u>格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント準備完了を災害対策本部長代理に報告する。</u></p> <p>⑩発電長は、<u>格納容器ベント判断基準であるサプレッション・プール水位指示値が通常水位+6.5mに到達した後、ドライウェル圧力又はサプレッション・チェンバ圧力指示値が310kPa [gage] (1Pd) に到達したことを確認し、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントの開始を災害対策本部長</u></p>	<p>⑧当直長は、<u>当直副長からの依頼に基づき、格納容器フィルタベント系による格納容器ベント準備完了を緊急時対策本部に報告する。</u></p> <p>⑨当直副長は、<u>原子炉格納容器内の圧力及び水位に関する情報収集を適宜行い、当直長に報告する。また、当直長は、原子炉格納容器内の圧力及び水位に関する情報を緊急時対策本部に報告する。</u></p> <p>⑩当直長は、<u>当直副長からの依頼に基づき、格納容器フィルタベント系による格納容器ベントの開始を緊急時対策本部に報告する。</u></p>	<p>非常用ガス処理入口隔離弁 (二次隔離弁) を全開</p> <p>【東海第二】 島根2号炉は、格納容器バウンダリの維持及び現場におけるベント実施時の被ばく評価結果を考慮しNGC非常用ガス処理入口弁 (第二弁 (ベント装置側)) から開操作する</p> <ul style="list-style-type: none"> ・運用の相違 <p>【柏崎6/7】 島根2号炉も柏崎6/7と同様に、FCVS排気ラインドレン排出弁をベント実施前に全閉する必要があるが、当該操作は、「(d) 格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージ」手順にて実施</p> <ul style="list-style-type: none"> ・体制の相違 <p>【東海第二】 ⑫の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・運用の相違 <p>【東海第二】 島根2号炉は、ベント準備完了後、パラメータ等を緊急時対策本部へ報告</p> <ul style="list-style-type: none"> ・体制の相違 <p>【東海第二】 ⑫の相違</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>⑬当直副長は、格納容器ベント開始圧力 (310kPa[gage]) に到達する時間、原子炉格納容器内の圧力上昇率を考慮し、中央制御室運転員に格納容器ベント開始を指示する。</p> <p>⑭中央制御室運転員A 及びB は、<u>二次隔離弁を調整開 (流路面積約70%開) とし、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントを開始する。二次隔離弁の開操作ができない場合は、二次隔離弁バイパス弁を調整開 (流路面積約70%開) とし、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントを開始する。</u> <u>なお、原子炉格納容器内の圧力に低下傾向が確認されなかった場合は、二次隔離弁又は二次隔離弁バイパス弁の増開操作を実施する。</u></p> <p>⑮中央制御室運転員A 及びB は、<u>格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントが開始されたことを格納容器内圧力指示値の低下及びフィルタ装置入口圧力指示値の上昇により確認し、当直副長に報告する。</u> また、当直長は、<u>格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントが開始されたことを緊急時対策本部に報告する。</u></p> <p>⑯当直副長は現場運転員に<u>水素バイパスライン止め弁を全開するよう指示する。</u></p> <p>⑰現場運転員C及びDは、<u>水素バイパスライン止め弁の全</u></p>	<p>代理に報告する。</p> <p>⑪発電長は、<u>運転員等に格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント開始を指示する。</u></p> <p>⑫運転員は中央制御室にて、<u>第二弁の全開操作を実施し、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントを開始する。なお、第二弁の開操作ができない場合は、第二弁バイパス弁の全開操作を実施し、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントを開始する。</u></p> <p>⑬運転員等は中央制御室にて、<u>格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントが開始されたことをドライウエル圧力及びサプレッション・チェンバ圧力指示値の低下、並びにフィルタ装置圧力及びフィルタ装置スクラビング水温度指示値の上昇により確認するとともに、フィルタ装置出口放射線モニタ (高レンジ・低レンジ) 指示値の上昇を確認し、発電長に報告する。また、発電長は、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントが開始されたことを災害対策本部長代理に報告する。</u></p>	<p>⑪当直副長は、<u>以下のいずれかの条件に到達したことを確認し、運転員に格納容器ベント開始を指示する。</u> <u>・外部水源を用いた原子炉格納容器スプレイを実施中に、サプレッション・プール水位指示値が通常水位+約 1.3m に到達した場合</u> <u>・原子炉格納容器内の圧力が 384kPa[gage] に到達した場合において、外部水源を用いた原子炉格納容器スプレイが実施できない場合。</u></p> <p>⑫^a W/Wベントの場合 中央制御室運転員Aは、<u>NGC N2 トーラス出口隔離弁の全開操作により、格納容器フィルタベント系による格納容器ベントを開始する。</u></p> <p>⑫^b D/Wベントの場合 中央制御室運転員Aは、<u>NGC N2 ドライウエル出口隔離弁の全開操作により、格納容器フィルタベント系による格納容器ベントを開始する。</u></p> <p>⑬中央制御室運転員Aは、<u>格納容器フィルタベント系による格納容器ベントが開始されたことを、原子炉格納容器内の圧力指示値の低下、並びに第1ベントフィルタスクラバ容器温度指示値の上昇により確認するとともに、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) 指示値の上昇により確認し、当直副長に報告する。また、当直長は、当直副長からの依頼に基づき、格納容器フィルタベント系による格納容器ベントが開始されたことを緊急時対策本部に報告する。</u></p>	<p>・体制の相違 【東海第二】 ⑫の相違 ・運用の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 ベント実施基準の相違</p> <p>・体制の相違 【柏崎 6/7】 ⑬の相違 【東海第二】 島根 2号炉は、二次隔離弁はバイパス弁も含め前段の系統構成で開操作</p> <p>・体制の相違 【柏崎 6/7】 ⑬の相違</p> <p>・体制の相違 【柏崎 6/7】 ⑬の相違</p> <p>・体制の相違 【東海第二】 ⑫の相違</p> <p>・設備の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、水素バ</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>開操作を実施する。</u></p> <p>⑱中央制御室運転員A 及びB は、FCVS 制御盤にてフィルタ装置水位指示値を確認し、水位調整が必要な場合は当直副長に報告する。また、当直長は、フィルタ装置の水位調整を実施するよう緊急時対策本部に依頼する。</p> <p>⑲中央制御室運転員A 及びB は、格納容器ベント開始後、残留熱除去系又は代替循環冷却系による原子炉格納容器内の除熱機能が1系統回復し、原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視が可能な場合は、<u>一次隔離弁（サブプレッション・チェンバ側又はドライウエル側）</u>の全閉操作を実施し、<u>格納容器圧力逃がし装置</u>による格納容器ベントを停止する。<u>一次隔離弁</u>を全閉後、原子炉格納容器内の除熱機能が更に1系統回復する等、より安定的な状態になった場合は、<u>二次隔離弁</u>又は<u>二次隔離弁バイパス弁</u>の全閉操作を実施する。</p>	<p>⑭運転員等は中央制御室にて、格納容器ベント開始後、残留熱除去系又は代替循環冷却系による原子炉格納容器内の除熱機能が1系統回復し、可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素・酸素濃度制御機能及び可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器負圧破損防止機能が使用可能な場合、並びに原子炉格納容器内の圧力310kPa [gage] (1Pd) 未満、原子炉格納容器内の温度171℃未満及び原子炉格納容器内の水素濃度が可燃限界未満であることを確認することにより、<u>第一弁（S/C側又はD/W側）</u>の全閉操作を実施し、<u>格納容器圧力逃がし装置</u>による格納容器ベントを停止する。</p>	<p>⑭中央制御室運転員Aは、<u>重大事故操作盤にて第1ベントフィルタスクラバ容器水位指示値を確認し、水位調整が必要な場合は当直副長に報告する。また、当直長は、当直副長からの依頼に基づき、第1ベントフィルタスクラバ容器の水位調整を実施するよう緊急時対策本部に依頼する。</u></p> <p>⑮当直副長は、格納容器ベント開始後、残留熱除去系又は残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の除熱機能が1系統回復し、<u>原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視が可能で、かつ可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内に水素・酸素濃度制御機能及び可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器負圧破損防止機能が使用可能な場合、並びに原子炉格納容器内の圧力427kPa [gage] (1Pd) 未満、原子炉格納容器内の温度171℃未満及び原子炉格納容器内の水素濃度が可燃限界未満であることを確認することにより、NGC N2 トーラス出口隔離弁又はNGC N2 ドライウエル出口隔離弁</u>の全閉操作を実施し、<u>格納容器フィルタベント系</u>による格納容器ベントを停止するよう運転員に指示する。</p> <p>⑯中央制御室運転員Aは、<u>NGC N2 トーラス出口隔離弁又はNGC N2 ドライウエル出口隔離弁</u>の全閉操作を実施し、<u>格納容器フィルタベント</u></p>	<p>イパスラインに止め弁なし</p> <ul style="list-style-type: none"> ・体制の相違 【柏崎 6/7】 ⑬の相違 ・記載表現の相違 【東海第二】 <p>島根 2号炉は、原子炉格納容器ベント実施後のスクラバ容器水位の監視に関する手順を記載</p> <ul style="list-style-type: none"> ・体制の相違 【柏崎 6/7】 ⑬の相違 ・記載表現の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 <p>島根 2号炉は、原子炉格納容器ベント停止時の指揮・命令系統を記載</p> <ul style="list-style-type: none"> ・運用の相違 【東海第二】 <p>ベント停止条件の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・記載表現の相違 【柏崎 6/7】 <p>島根 2号炉は、ベント停止に必要な各パラメータの基準値を記載</p> <ul style="list-style-type: none"> ・設備の相違 【東海第二】 <p>島根 2号炉 (Mark-I 改) と東海第二 (Mark-II) の最高使用圧力の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・記載表現の相違 【柏崎 6/7】 <p>島根 2号炉は、原子炉</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>iii. 操作の成立性</p> <p>上記の操作は、<u>1 ユニット当たり中央制御室運転員2名(操作者及び確認者)及び現場運転員2名</u>にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱開始まで<u>約40分</u>で可能である。</p>	<p>iii) 操作の成立性</p> <p>格納容器ベント準備開始を判断してから格納容器ベント準備完了までの必要な要員数及び所要時間は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・中央制御室からの<u>第一弁 (S/C側) 操作の場合</u> <p><u>中央制御室対応を運転員等(当直運転員)1名</u>にて作業を実施した場合、<u>5分以内</u>で可能である。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・中央制御室からの<u>第一弁 (D/W側) 操作の場合</u> <p><u>中央制御室対応を運転員等(当直運転員)1名</u>にて作業を実施した場合、<u>5分以内</u>で可能である。</p> <p>格納容器ベント基準到達から格納容器ベント開始までの必要な要員数及び所要時間は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・中央制御室からの<u>第二弁操作の場合</u> <p><u>中央制御室対応を運転員等(当直運転員)1名</u>にて作業を実施した場合、<u>2分以内</u>で可能である。</p>	<p>系による格納容器ベントを停止する。</p> <p>⑰<u>当直副長は、NGC N2 トーラス出口隔離弁又はNGC N2 ドライウェル出口隔離弁を全閉後、原子炉格納容器内の除熱機能が更に1系統回復する等、より安定的な状態になった場合は、NGC非常用ガス処理入口隔離弁又はNGC非常用ガス処理入口隔離弁バイパス弁の全閉操作を実施するよう運転員に指示する。</u></p> <p>⑱<u>中央制御室運転員Aは、NGC非常用ガス処理入口隔離弁又はNGC非常用ガス処理入口隔離弁バイパス弁の全閉操作を実施する。</u></p> <p>iii 操作の成立性</p> <p>格納容器ベント準備開始を判断してから、格納容器ベント準備完了までの必要な要員数及び想定時間は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・中央制御室からの<u>NGC非常用ガス処理入口隔離弁操作の場合</u> <p><u>中央制御室運転員1名及び現場運転員2名</u>にて作業を実施した場合、<u>45分以内</u>で可能である。</p> <p><u>格納容器ベント基準到達から格納容器ベント開始までの必要な要員及び想定時間は以下のとおり。</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ・中央制御室からの<u>NGC N2 トーラス出口隔離弁操作の場合</u> <p><u>中央制御室運転員1名</u>にて作業した場合、<u>10分以内</u>で可能である。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・中央制御室からの<u>NGC N2 ドライウェル出口隔離弁操作の場合</u> 	<p>格納容器ベント停止時の指揮・命令系統を記載</p> <ul style="list-style-type: none"> ・記載表現の相違 <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、原子炉格納容器ベント停止後に更に安定した状態になった場合の手順を記載</p> <ul style="list-style-type: none"> ・体制及び運用の相違 <p>【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>設備構成、対応する要員及び所要時間の相違(以下、⑭の相違)</p> <ul style="list-style-type: none"> ・設備の相違 <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉のSA電源切替盤による電源切り替え操作は、現場にて実施</p> <ul style="list-style-type: none"> ・運用の相違 <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、放射性物質閉じ込めの観点から、第二弁を全開し、ベント時に第一弁を全開</p> <ul style="list-style-type: none"> ・記載方針の相違 <p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉は、格納容器ベント準備とベント開始を分けて記載</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>円滑に作業できるように、移動経路を確保し、保護具、照明及び通信連絡設備を整備する。室温は通常運転時と同程度である。</u></p> <p>(添付資料 1.5.3-1)</p>	<p>【S/C側ベントの場合】 <u>サブプレッション・プール水位指示値が通常水位+5.5mに到達後、又は原子炉格納容器内の冷却を実施しても、原子炉格納容器内の圧力を規定圧力(279kPa [gage])以下に維持できない場合に、第一弁(S/C側)操作を中央制御室にて実施した場合、5分以内で可能である。また、サブプレッション・プール水位指示値が通常水位+6.5mに到達し、ドライウエル圧力又はサブプレッション・チェンバ圧力指示値が310kPa [gage] (1Pd)に到達後、第二弁操作を中央制御室にて実施した場合、2分以内で可能である。</u></p> <p>【D/W側ベントの場合】 <u>サブプレッション・プール水位指示値が通常水位+5.5mに到達後、又は原子炉格納容器内の冷却を実施しても、原子炉格納容器内の圧力を規定圧力(279kPa [gage])以下に維持できない場合に、第一弁(D/W側)操作を中央制御室にて実施した場合、5分以内で可能である。また、サブプレッション・プール水位指示値が通常水位+6.5mに到達し、ドライウエル圧力又はサブプレッション・チェンバ圧力指示値が310kPa [gage] (1Pd)に到達後、第二弁操作を中央制御室にて実施した場合、2分以内で可能である。</u></p> <p>(添付資料1.5.4)</p>	<p><u>中央制御室運転員1名にて作業した場合、10分以内で可能である。</u></p> <p>【W/Wベントの場合】 <u>格納容器ベント移行条件到達後、NGC非常用ガス処理入口隔離弁操作を中央制御室及び現場にて実施した場合、45分以内で可能である。また、格納容器ベント基準到達後、NGC N2トラス出口隔離弁操作を中央制御室にて実施した場合、10分以内で可能である。</u></p> <p>【D/Wベントの場合】 <u>格納容器ベント移行条件到達後、NGC非常用ガス処理入口隔離弁操作を中央制御室及び現場にて実施した場合、45分以内で可能である。また、格納容器ベント基準到達後、NGC N2ドライウエル出口隔離弁操作を中央制御室にて実施した場合、10分以内で可能である。</u></p> <p>円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。室温は通常運転時と同程度である。</p> <p>(添付資料 1.5.4-2(1))</p>	<p>・運用の相違 【東海第二】 島根2号炉は、格納容器バウンダリの維持及び現場におけるベント実施時の被ばく評価結果を考慮しNGC非常用ガス処理入口弁(第二弁(ベント装置側))から開操作する</p> <p>・体制及び運用の相違 【柏崎6/7,東海第二】 ⑭の相違</p> <p>・運用の相違 【東海第二】 島根2号炉は、格納容器バウンダリの維持及び現場におけるベント実施時の被ばく評価結果を考慮しNGC非常用ガス処理入口弁(第二弁(ベント装置側))から開操作する</p> <p>・体制及び運用の相違 【柏崎6/7,東海第二】 ⑭の相違</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>(b) 原子炉格納容器ベント弁駆動源確保 (予備ポンペ)</u></p> <p><u>残留熱除去系の機能が喪失し、格納容器圧力逃がし装置により大気を最終ヒートシンクとして熱を輸送する場合、空気駆動弁である一次隔離弁 (サブプレッション・チェンバ側又はドライウエル側) を全開とし、格納容器ベントラインを構成する必要がある、通常の駆動空気供給源である計装用圧縮空気系が喪失した状況下では遠隔空気駆動弁操作ポンペが駆動源となる。常設ポンペの圧力が低下した場合に、常設ポンペと予備ポンペを交換することで、一次隔離弁の駆動圧力を確保する。</u></p> <p><u>i. 手順着手の判断基準</u></p> <p><u>格納容器圧力逃がし装置の系統構成及び格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱を実施中、各隔離弁の駆動源である遠隔空気駆動弁操作ポンペの圧力が規定値以下となった場合。</u></p> <p><u>ii. 操作手順</u></p> <p><u>原子炉格納容器ベント弁駆動源確保 (予備ポンペ) の手順の概要は以下のとおり。概要図を第1.5.7 図に、タイムチャートを第1.5.8 図に示す。</u></p> <p><u>[一次隔離弁 (サブプレッション・チェンバ側) 遠隔空気駆動弁操作ポンペ交換]</u></p> <p><u>①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、現場運転員に一次隔離弁 (サブプレッション・チェンバ側) 遠隔空気駆動弁操作ポンペを、使用済みポンペから予備ポンペへの交換を指示する。</u></p> <p><u>②現場運転員C 及びD は、予備ポンペを予備ポンペラックから運搬する。</u></p> <p><u>③現場運転員C 及びD は、一次隔離弁 (サブプレッション・チェンバ側) 操作空気ポンペ出口弁及びポンペ本体の弁を全閉とし、使用中ポンペを取り外し、予備ポンペを接続する。</u></p> <p><u>④現場運転員C 及びD は、ポンペ本体の弁を全開とし、ポンペ接続部から一次隔離弁 (サブプレッション・チェンバ側) 操作空気ポンペ出口弁までのリークチェックを実施する。</u></p>			<p>・設備の相違</p> <p>【柏崎 6/7】</p> <p>④の相違</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>⑤現場運転員C 及びD は、一次隔離弁（サプレッション・チェンバ側）操作空気ポンベ出口弁を全開にする。</p> <p>⑥現場運転員C 及びD は、使用済みポンベをボンベラックへ収納する。</p> <p>⑦現場運転員C 及びD は、一次隔離弁（サプレッション・チェンバ側）遠隔空気駆動弁操作ポンベの交換完了を当直副長に報告する。</p> <p>⑧当直長は、当直副長からの依頼に基づき、予備ポンベの確保を緊急時対策本部に依頼する。</p> <p><u>〔一次隔離弁（ドライウエル側）遠隔空気駆動弁操作ポンベ交換〕</u></p> <p>①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、現場運転員に一次隔離弁（ドライウエル側）遠隔空気駆動弁操作ポンベを、使用済みポンベから予備ポンベへの交換を指示する。</p> <p>②現場運転員C 及びD は、予備ポンベを予備ボンベラックから運搬する。</p> <p>③現場運転員C 及びD は、一次隔離弁（ドライウエル側）操作空気ポンベ出口弁及びポンベ本体の弁を全閉とし、使用中ポンベを取り外し、予備ポンベを接続する。</p> <p>④現場運転員C 及びD は、ポンベ本体の弁を全開とし、ポンベ接続部から一次隔離弁（ドライウエル側）操作空気ポンベ出口弁までのリークチェックを実施する。</p> <p>⑤現場運転員C 及びD は、一次隔離弁（ドライウエル側）操作空気ポンベ出口弁を全開にする。</p> <p>⑥現場運転員C 及びD は、使用済みポンベをボンベラックへ収納する。</p> <p>⑦現場運転員C 及びD は、一次隔離弁（ドライウエル側）遠隔空気駆動弁操作ポンベの交換完了を当直副長に報告する。</p> <p>⑧当直長は、当直副長からの依頼に基づき、予備ポンベの確保を緊急時対策本部に依頼する。</p> <p>iii. 操作の成立性 上記の操作は、1 ユニット当たり中央制御室運転員2 名</p>			

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>(操作者及び確認者) 及び現場運転員2 名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してからボンベ交換終了まで約45 分で可能である。</u></p> <p><u>円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。また、速やかに作業が開始できるよう、使用する資機材は作業場所近傍に配備する。室温は通常運転時と同程度である。</u></p> <p style="text-align: right;"><u>(添付資料1.5.3- 2)</u></p> <p><u>(c) フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張り</u></p> <p><u>格納容器ベント中に想定されるフィルタ装置の水位調整準備として、乾燥状態で保管されているドレン移送ポンプへ水張りを実施する。</u></p> <p><u>i. 手順着手の判断基準</u></p> <p><u>残留熱除去系の機能が喪失した場合。</u></p> <p><u>ii. 操作手順</u></p> <p><u>フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張りの手順は以下のとおり。概要図を第1.5.9 図に、タイムチャートを第1.5.10 図に示す。</u></p> <p><u>①緊急時対策本部は、手順着手の判断基準に基づき、緊急時対策要員へドレン移送ポンプ水張りを指示する。</u></p> <p><u>②緊急時対策要員は、FCVSフィルタベント装置ドレン移送ポンプ入口弁を全開操作し、FCVS フィルタベント装置遮蔽壁内側ドレン弁を遠隔手動弁操作設備にて全開した後、FCVS フィルタベント装置移送ポンプテストライン止め弁を開操作することで系統内のエア抜きを実施し、エア抜き完了後、FCVS フィルタベント装置移送ポンプテストライン止め弁を全開操作する。</u></p> <p><u>③緊急時対策要員は、ドレン移送ポンプ水張りの完了を緊急時対策本部に報告する。</u></p> <p><u>iii. 操作の成立性</u></p> <p><u>上記の操作は、1 ユニット当たり緊急時対策要員2 名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してからフィルタ装置ドレン移送ポンプ水張りの完了まで45 分以内で可能である。なお、屋外における本操作は、格納容器ベント実施前の操作であることから、作業エリアの環境による作</u></p>			<p>・設備の相違 【柏崎 6/7】 ⑤の相違</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>業性への影響はない。</u> <u>円滑に作業できるように、移動経路を確保し、照明及び通信連絡設備を整備する。</u> <u>(添付資料 1.5.3- 3)</u></p> <p>(d) <u>フィルタ装置水位調整 (水張り)</u> フィルタ装置の水位が通常水位を下回り下限水位に到達する前に、<u>フィルタ装置補給水ラインからフィルタ装置へ水張りを実施する。</u></p> <p>i) <u>手順着手の判断基準</u> フィルタ装置の水位が<u>通常水位を下回ると判断した場合。</u></p> <p>ii) <u>操作手順</u> フィルタ装置水位調整 (水張り) 手順の概要は以下のとおり。概要図を第1.5.11 図に、タイムチャートを第1.5.12 図に示す。</p> <p>①<u>緊急時対策本部</u>は、手順着手の判断基準に基づき、<u>緊急時対策要員へフィルタ装置水位調整 (水張り) の準備開始を指示する。</u></p>	<p>(b) <u>フィルタ装置スクラビング水補給</u> フィルタ装置の水位が待機時水位下限である2,530mmを下回り、下限水位である1,325mmに到達する前に、<u>西側淡水貯水設備、代替淡水貯槽又は淡水タンクを水源とした可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによりフィルタ装置へ水張りを実施する。</u></p> <p>i) <u>手順着手の判断基準</u> フィルタ装置水位指示値が<u>1,500mm 以下の場合。</u></p> <p>ii) <u>操作手順</u> フィルタ装置スクラビング水補給手順の概要は以下のとおり。 概要図を第1.5-6 図に、タイムチャートを第1.5-7 図に示す。</p> <p>①<u>発電長</u>は、手順着手の判断基準に基づき、<u>災害対策本部長代理にフィルタ装置スクラビング水補給の準備開始を依頼する。</u></p> <p>②<u>災害対策本部長代理</u>は、重大事故等対応要員に<u>フィルタ装置スクラビング水補給の準備開始を指示する。</u></p> <p>③<u>発電長</u>は、運転員等に<u>フィルタ装置スクラビング水補給の準備開始を指示する。</u></p>	<p>(b) <u>第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整 (水張り)</u> 第1ベントフィルタスクラバ容器の水位が通常水位を下回り下限水位に到達する前に、<u>輪谷貯水槽 (西1) 及び輪谷貯水槽 (西2) を水源とした大量送水車により第1ベントフィルタスクラバ容器へ水張りを実施する。</u></p> <p>i) <u>手順着手の判断基準</u> 第1ベントフィルタスクラバ容器水位の<u>水位低警報が発報した場合。</u></p> <p>ii) <u>操作手順</u> 第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整 (水張り) 手順の概要は以下のとおり。概要図を第1.5-14 図に、タイムチャートを第1.5-15 図に示す。</p> <p>①<u>当直副長</u>は、手順着手の判断基準に基づき、<u>当直長を経由して、緊急時対策本部へ第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整 (水張り) の準備開始を依頼する。</u></p> <p>②<u>緊急時対策本部</u>は、<u>緊急時対策要員へ第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整 (水張り) の準備開始を指示する。</u></p> <p>③<u>当直副長</u>は、<u>運転員に第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整 (水張り) の準備開始を指示する。</u></p>	<p>・運用の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、水位低警報を設置しており、その発報に基づき着手</p> <p>・運用の相違 【柏崎 6/7】 手順着手の実施判断者の相違</p> <p>・体制の相違 【東海第二】 ⑫の相違</p> <p>・運用の相違 【柏崎 6/7】 手順着手の実施判断者の相違</p> <p>・体制の相違 【東海第二】 ⑫の相違</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>②^a <u>防火水槽から可搬型代替注水ポンプ(A-2級)を展開した水張りの場合又は淡水貯水池から可搬型代替注水ポンプ(A-2級)を展開した水張りの場合(淡水貯水池を水源とし、あらかじめ敷設してあるホースが使用できる場合)</u> <u>緊急時対策要員は、フィルタベント遮蔽壁南側(屋外)にて、可搬型代替注水ポンプ(A-2級)を配備し、防火水槽又は淡水貯水池から可搬型代替注水ポンプ(A-2級)へ、可搬型代替注水ポンプ(A-2級)からフィルタ装置補給水接続口へそれぞれ送水ホースを接続し、フィルタ装置水位調整(水張り)の準備完了を緊急時対策本部に報告する</u></p> <p>②^b <u>事前に他の対応手段により設置した可搬型代替注水ポンプ(A-2級)を使用した水張りの場合(淡水貯水池を水源とし、あらかじめ敷設してあるホースが使用できない場合)</u> <u>緊急時対策要員は、事前に他の対応手段により設置した可搬型代替注水ポンプ(A-2級)からフィルタベント装置補給水接続口へホースを接続し、フィルタ装置水位調整(水張り)の準備完了を緊急時対策本部に報告する。</u></p>	<p>④ <u>運転員等は中央制御室にて、フィルタ装置スクラビング水補給に必要な監視計器の電源が確保されていることを状態表示等により確認し、フィルタ装置スクラビング水補給の準備完了を発電長に報告する。</u></p> <p>⑤ <u>発電長は、フィルタ装置スクラビング水補給の準備完了を災害対策本部長代理に報告する。</u></p> <p>⑥ <u>重大事故等対応要員は、フィルタ装置スクラビング水補給として使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプの配備及びホースを接続し、フィルタ装置スクラビング水補給の準備完了を災害対策本部長代理に報告する。</u></p> <p>⑦ <u>災害対策本部長代理は、フィルタ装置スクラビング水補給の準備完了を発電長に報告する。</u></p> <p>⑧ <u>発電長は、災害対策本部長代理にフィルタ装置スクラビング水補給として使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる送水開始を依頼する。</u></p>	<p>④ <u>中央制御室運転員Aは、第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整(水張り)に必要な監視計器の電源が確保されていることを状態表示等により確認し、第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整(水張り)の準備完了を当直副長に報告する。</u></p> <p>⑤ <u>当直長は、当直副長からの依頼に基づき、第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整(水張り)の準備完了を緊急時対策本部に報告する。</u></p> <p>⑥ <u>緊急時対策要員は、事前に他の対応手段により設置した第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整(水張り)として使用する大量送水車の配備及び第1ベントフィルタスクラバ容器補給用接続口へ送水ホースを接続し、第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整(水張り)の準備が完了したことを緊急時対策本部に報告する。</u></p> <p>⑦ <u>緊急時対策本部は、第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整(水張り)の準備完了を当直長に報告する。</u></p> <p>⑧ <u>当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部に第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整(水張り)として使用する大量送水車による送水開始を依頼する。</u></p>	<p>・記載表現の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、スクラバ容器水位調整準備に関する手順を記載</p> <p>・体制の相違 【東海第二】 ⑫の相違</p> <p>・設備の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、常設のホースを使用せず可搬ホースにて送水を実施</p> <p>・運用の相違 【柏崎 6/7】 手順着手の実施判断者の相違</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>③緊急時対策本部は、緊急時対策要員に<u>フィルタ装置水位調整（水張り）の開始を指示する。</u></p> <p>④緊急時対策要員は、<u>可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）起動とFCVS フィルタベント装置給水ライン元弁の全開操作を実施し、フィルタ装置への給水が開始されたことを、フィルタベント遮蔽壁附室のFCVS 計器ラックにて、フィルタ装置水位指示値の上昇により確認し、給水開始を緊急時対策本部に報告する。</u></p> <p>⑤緊急時対策要員は、<u>フィルタ装置水位指示値が規定水位に到達したことを確認し、可搬型代替注水ポンプ（A-2級）停止操作、FCVS フィルタベント装置給水ライン元弁の全開操作及びフィルタ装置補給水接続口送水ホースの取外し操作を実施する。</u></p>	<p>⑨災害対策本部長代理は、<u>フィルタ装置スクラビング水補給として使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプの起動を重大事故等対応要員に指示する。</u></p> <p>⑩重大事故等対応要員は、<u>フィルタ装置スクラビング水補給として使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプを起動した後、格納容器圧力逃がし装置格納槽付属室にてフィルタベント装置補給水ライン元弁の全開操作を実施し、フィルタ装置スクラビング水補給として使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプにより送水を開始したことを災害対策本部長代理に報告する。</u></p> <p>⑪災害対策本部長代理は、<u>フィルタ装置スクラビング水補給として使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプにより送水を開始したことを発電長に報告する。</u></p> <p>⑫運転員等は中央制御室にて、<u>フィルタ装置スクラビング水補給が開始されたことをフィルタ装置水位指示値の上昇により確認した後、待機時水位下限である2,530mm以上まで補給されたことを確認し、発電長に報告する。</u></p>	<p>⑨緊急時対策本部は、<u>第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）として使用する大量送水車の起動を緊急時対策要員に指示する。</u></p> <p>⑩緊急時対策要員は、<u>第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）として使用する大量送水車を起動した後、FCVS補給止め弁の全開操作を実施し、第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）として使用する大量送水車による注水が開始されたことを、第1ベントフィルタ格納槽付近（屋外）の計器ラックにて、第1ベントフィルタスクラバ容器水位指示値の上昇により確認し、第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）として使用する大量送水車による送水を開始したことを緊急時対策本部に報告する。</u></p> <p>⑪緊急時対策本部は、<u>第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）として使用する大量送水車による送水を開始したことを当直長に報告する。</u></p> <p>⑫当直副長は、<u>第1ベントフィルタスクラバ容器の水位を監視するよう運転員に指示する。</u></p> <p>⑬中央制御室運転員Aは、<u>第1ベントフィルタスクラバ容器水位にて水位を継続監視する。</u></p> <p>⑭緊急時対策要員は、<u>規定水位に到達したことを確認し、FCVS補給止め弁の全閉とした後、第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）として使用する大量送水車を停止し、第1ベントフィルタスクラバ容器補給用接続口送水ホースの</u></p>	<p>・体制の相違 【東海第二】 ⑫の相違</p> <p>・設備の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、格納槽付近に設置した計器ラックによりスクラバ容器水位指示値の上昇を確認</p> <p>・運用の相違 【東海第二】 島根 2号炉は、送水開始をスクラバ容器水位指示値により確認</p> <p>・運用の相違 【柏崎 6/7】 手順着手の実施判断者の相違</p> <p>・記載方針の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、監視の指示に関する手順を記載</p> <p>・運用の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、規定水位到達の判断は緊急時対策要員が実施し、水張</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>⑥緊急時対策要員は、緊急時対策本部へフィルタ装置水位調整（水張り）の完了を報告する。</p> <p>iii) 操作の成立性</p> <p><u>防火水槽から可搬型代替注水ポンプ(A-2級)を展開したフィルタ装置水位調整（水張り）操作は、1ユニット当たり緊急時対策要員2名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから水源と送水ルートの特定制～可搬型代替注水ポンプ（A-2級）の配備～送水準備～フィルタ装置補給用接続口使用による可搬型代替注水ポンプ(A-2級)による注水開始まで約65分、フィルタ装置水位調整（水張り）完了まで約125分で可能である。</u></p> <p><u>淡水貯水池から可搬型代替注水ポンプ(A-2級)を展開したフィルタ装置水位調整（水張り）（あらかじめ敷設してあるホースが使用できる場合）操作は、1ユニット当たり緊急時対策要員6名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから水源と送水ルートの特定制～可搬型代替注水ポンプ(A-2級)の配備～送水準備～フィルタ装置補給用</u></p>	<p>⑬発電長は、災害対策本部長代理にフィルタ装置スクラビング水補給の停止を依頼する。</p> <p>⑭災害対策本部長代理は、フィルタ装置スクラビング水補給として使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプの停止を重大事故等対応要員に指示する。</p> <p>⑮重大事故等対応要員は格納容器圧力逃がし装置格納槽付属室にて、フィルタバント装置補給水ライン元弁を全閉とした後、フィルタ装置スクラビング水補給として使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプを停止し、災害対策本部長代理に報告する。</p> <p>⑯災害対策本部長代理は、フィルタ装置スクラビング水補給として使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる送水を停止したことを発電長に報告する。</p> <p>iii) 操作の成立性</p> <p><u>上記の操作は、作業開始を判断してからフィルタ装置スクラビング水補給の開始までの必要な要員数及び所要時間は以下のとおり。</u></p>	<p><u>取外し操作を実施する。</u></p> <p>⑮緊急時対策要員は、緊急時対策本部に第1バントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）として使用する大量送水車による送水を停止したことを報告する。</p> <p>⑯緊急時対策本部は、第1バントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）として使用する大量送水車による送水を停止したことを当直長に報告する。</p> <p>iii) 操作の成立性</p> <p><u>上記の操作は、作業開始を判断してから第1バントフィルタスクラバ容器水位調整（水張り）の開始及び完了までの必要な要員数及び想定時間は以下のとおり。</u></p>	<p>りを停止</p> <ul style="list-style-type: none"> 運用の相違 <p>【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>島根2号炉は、規定水位到達の判断は緊急時対策要員が実施。また、送水ホースの取外しを実施</p> <ul style="list-style-type: none"> 体制の相違 <p>【柏崎6/7】</p> <p>指揮命令系統の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> 体制及び運用の相違 <p>【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>⑭の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> 設備の相違 <p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉は、常設のホースを使用せず可搬ホースにて送水を実施</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>接続口使用による可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) による注水開始まで約65 分, フィルタ装置水位調整 (水張り) 完了まで約125 分で可能である。</u></p> <p>また, 事前に他の対応手段により設置した可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) を使用した<u>フィルタ装置水位調整 (水張り) (淡水貯水池を水源とし, あらかじめ敷設してあるホースが使用できない場合) 操作は, 1 ユニット当たり, 緊急時対策要員6 名にて作業を実施した場合, 作業開始を判断してから可搬型代替注水ポンプ位置 (A-2 級) と送水ルートの確認～送水準備～フィルタ装置補給用接続口使用による可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) による注水開始まで約95 分, フィルタ装置水位調整 (水張り) 完了まで約155 分で可能である。</u></p> <p>なお, 炉心損傷がない状況下での格納容器ベントであることから, 本操作における作業エリアの被ばく線量率は低く, 作業は可能である。</p> <p>円滑に作業できるように, 移動経路を確保し, 防護具, 照明及び通信連絡設備を整備する。</p> <p>(添付資料1.5.3-4)</p>	<p><u>【フィルタ装置スクラビング水補給ライン接続口を使用したフィルタ装置スクラビング水補給】 (水源: 代替淡水貯槽)</u></p> <p><u>・現場対応を重大事故等対応要員 8 名にて作業を実施した場合, 180 分以内で可能である。</u></p> <p><u>【フィルタ装置スクラビング水補給ライン接続口を使用したフィルタ装置スクラビング水補給】 (水源: 淡水タンク)</u></p> <p><u>・現場対応を重大事故等対応要員 8 名にて作業を実施した場合, 165 分以内で可能である。</u></p> <p>円滑に作業できるように, 移動経路を確保し, 放射線防護具, 照明及び通信連絡設備を整備する。また, ホース等の接続は速やかに作業ができるように, <u>フィルタ装置スクラビング水補給として使用する可搬型代替注水中型ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプの保管場所に使用工具及びホースを配備する。</u></p> <p>車両の作業用照明, ヘッドライト及びLEDライトを用いることで, 暗闇における作業性についても確保する。</p> <p>(添付資料 1.5.4, 添付資料 1.5.6)</p>	<p><u>輪谷貯水槽 (西1) 及び輪谷貯水槽 (西2) から大量送水車を展開した第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整 (水張り) 操作は, 中央制御室運転員 1 名及び緊急時対策要員 12 名にて作業を実施した場合, 作業開始を判断してから水源と送水ルートの特定～大量送水車の配備～送水準備～第1ベントフィルタスクラバ容器補給用接続口使用による大量送水車による注水開始まで2時間 10 分以内, 第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整 (水張り) 完了まで2時間 30 分以内で可能である。</u></p> <p><u>なお, 炉心損傷がない状況下での格納容器ベントであることから, 本操作における作業エリアの被ばく線量率は低く, 作業可能である。</u></p> <p>円滑に作業できるように, 移動経路を確保し, 防護具, 照明及び通信連絡設備を整備する。</p> <p><u>第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整 (水張り) として使用する大量送水車からのホースの接続は, 汎用の結合金具であり, 十分な作業スペースを確保していることから, 容易に操作が可能である。</u></p> <p><u>車両の作業用照明, ヘッドライト及び懐中電灯を用いることで, 暗闇における作業性についても確保する。</u></p> <p>(添付資料 1.5.4-2(3))</p>	<p>・設備の相違</p> <p>【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は使用する代替淡水源, 接続口により対応人数, 想定時間は変わらない</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
	<p>(e) <u>フィルタ装置スクラビング水移送</u></p> <p><u>水の放射線分解により発生する水素がフィルタ装置内に蓄積することを防止するため、フィルタ装置スクラビング水をサブプレッション・チェンバへ移送する。移送ポンプの電源は、常設代替交流電源設備として使用する常設代替高圧電源装置又は可搬型代替交流電源設備として使用する可搬型代替低圧電源車から受電可能である。</u></p> <p>i) <u>手順着手の判断基準</u></p> <p><u>フィルタ装置スクラビング水温度指示値が55℃※1以下において、フィルタ装置水位が規定値以上確保されている場合。</u></p> <p><u>※1：可搬型窒素供給装置出口温度と同程度の温度とし、さらにフィルタ装置スクラビング水温度が上昇傾向にないことの確認により冷却が完了したと判断できる温度。</u></p> <p>ii) <u>操作手順</u></p> <p><u>フィルタ装置スクラビング水移送手順の概要は以下のとおり。</u></p> <p><u>概要図を第1.5-12図に、タイムチャートを第1.5-13図に示す。</u></p> <p><u>①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、災害対策本部長代理にフィルタ装置水張りの準備開始を依頼する。</u></p> <p><u>②災害対策本部長代理は、重大事故等対応要員にフィルタ装置水張りの準備開始を指示する。</u></p> <p><u>③発電長は、運転員等にフィルタ装置スクラビング水移送の準備開始を指示する。</u></p> <p><u>④運転員等は中央制御室にて、フィルタ装置のスクラビング水移送に必要なポンプ、電動弁及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示等により確認し、発電長に報告する。</u></p> <p><u>⑤発電長は、運転員等にフィルタ装置のスクラビング水移送に必要な系統構成を指示する。</u></p> <p><u>⑥運転員等は中央制御室にて、フィルタベント装置移送ライン止め弁を全開とする。</u></p>		<p>・記載表現の相違</p> <p>【柏崎 6/7】</p> <p>島根 2号炉は、フィルタベント実施に伴う現場操作地点等における被ばく評価及びスクラビング水の保有水量の設定根拠についてに記載</p> <p>・記載方針の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根 2号炉の水の放射線分解により発生する水素のフィルタ装置内への蓄積防止は、必要に応じて窒素ガスパージ ((d) 格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージ) を行うことで対応。また、最終的なスクラビング水移送は、事故収束後に行う手順のため、記載不要と整理</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
	<p>⑦運転員等は原子炉建屋廃棄物処理棟にて、フィルタベント装置ドレン移送ライン切替え弁（S/C側）を全開とする。</p> <p>⑧運転員等は、フィルタ装置のスクラビング水移送に必要な系統構成が完了したことを発電長に報告する。</p> <p>⑨発電長は、運転員等にフィルタ装置のスクラビング水移送を指示する。</p> <p>⑩運転員等は中央制御室にて、移送ポンプを起動した後、フィルタ装置水位指示値が計測範囲下端である180mmまで低下したことを確認し、移送ポンプを停止する。</p> <p>⑪運転員等は、フィルタ装置のスクラビング水移送が完了したことを発電長に報告する。</p> <p>⑫発電長は、災害対策本部長代理にフィルタ装置水張りの準備が完了したことを報告する。</p> <p>⑬重大事故等対応要員は、災害対策本部長代理にフィルタ装置水張りの準備が完了したことを報告する。</p> <p>⑭災害対策本部長代理は、発電長にフィルタ装置水張りとして使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる送水開始を報告する。</p> <p>⑮災害対策本部長代理は、重大事故等対応要員にフィルタ装置水張りとして使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプの起動を指示する。</p> <p>⑯重大事故等対応要員は、フィルタ装置水張りとして使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプを起動した後、格納容器圧力逃がし装置格納槽付属室にてフィルタベント装置補給水ライン元弁の全開操作を実施し、フィルタ装置水張りとして使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプにより送水を開始したことを災害対策本部長代理に報告する。</p> <p>⑰災害対策本部長代理は、発電長にフィルタ装置水張りとして使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプにより送水を開始し</p>		

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
	<p>たことを報告する。</p> <p>⑱発電長は、運転員等にフィルタ装置水位を確認するように指示する。</p> <p>⑲運転員等は中央制御室にて、フィルタ装置水位指示値が待機時水位下限である2,530mm以上まで水張りされたことを確認し、発電長に報告する。</p> <p>⑳発電長は、災害対策本部長代理にフィルタ装置水張りとして使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる送水の停止を依頼する。</p> <p>㉑災害対策本部長代理は、重大事故等対応要員にフィルタ装置水張りとして使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプの停止を指示する。</p> <p>㉒重大事故等対応要員は、格納容器圧力逃がし装置格納槽付属室にてフィルタベント装置補給水ライン元弁を全閉とした後、フィルタ装置水張りとして使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプを停止し、災害対策本部長代理に報告する。</p> <p>㉓災害対策本部長代理は、発電長にフィルタ装置水張りとして使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる送水停止を報告する。</p> <p>㉔発電長は、運転員等にフィルタ装置スクラビング水移送ライン洗浄のため、スクラビング水移送を指示する。</p> <p>㉕運転員等は中央制御室にて、移送ポンプを起動した後、フィルタ装置水位指示値が計測範囲下端である180mmまで低下したことを確認し、移送ポンプを停止する。</p> <p>㉖運転員等は、フィルタ装置スクラビング水移送ラインの洗浄が完了したことを発電長に報告する。</p> <p>㉗発電長は、運転員等にフィルタ装置入口水素濃度を確認するように指示する。</p> <p>㉘運転員等は中央制御室にて、フィルタ装置入口水素濃度指示値が可燃限界未満であることを確認し、発電長に報告する。</p>		

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
	<p>⑲発電長は、災害対策本部長代理にフィルタ装置内の不活性ガス（窒素）置換の停止を依頼する。</p> <p>⑳災害対策本部長代理は、重大事故等対応要員にフィルタ装置内の不活性ガス（窒素）による置換の停止を指示する。</p> <p>㉑重大事故等対応要員は原子炉建屋東側屋外にて、フィルタベント装置窒素供給ライン元弁を全閉とし、フィルタ装置内の不活性ガス（窒素）置換を停止する。</p> <p>㉒重大事故等対応要員は、災害対策本部長代理に可搬型窒素供給装置によるフィルタ装置内の不活性ガス（窒素）置換の停止を報告する。</p> <p>㉓災害対策本部長代理は、発電長に可搬型窒素供給装置によるフィルタ装置内の不活性ガス（窒素）置換の停止を報告する。</p> <p>㉔発電長は、運転員等にフィルタ装置出口弁を全閉とするように指示する。</p> <p>㉕運転員等は、格納容器圧力逃がし装置格納槽付属室にてフィルタ装置出口弁を全閉とし、発電長に報告する</p> <p>iii) 操作の成立性</p> <p>上記の操作のうちフィルタ装置スクラビング水移送については、中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名、現場対応を運転員等（当直運転員）2名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してからフィルタ装置スクラビング水移送開始まで54分以内で可能である。</p> <p>また、フィルタ装置水張りについては、フィルタ装置スクラビング水移送完了からフィルタ装置水張り開始までの必要な要員数及び所要時間は以下のとおり。</p> <p>【フィルタ装置スクラビング水補給ライン接続口を使用したフィルタ装置水張り】（水源：代替淡水貯槽）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・現場対応を重大事故等対応要員 8 名にて作業を実施した場合、180 分以内で可能である。 <p>【フィルタ装置スクラビング水補給ライン接続口を使用したフィルタ装置水張り】（水源：淡水タンク）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・現場対応を重大事故等対応要員 8 名にて作業を 		

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(e) <u>フィルタ装置水位調整 (水抜き)</u></p> <p>格納容器ベントにより原子炉格納容器内から排気されたガスが格納容器圧力逃がし装置の配管内及びフィルタ装置内で凝縮し、その凝縮水がフィルタ装置に溜まることで<u>フィルタ装置の水位が上限水位に到達すると判断した場合、又はフィルタ装置金属フィルタの差圧が設計上限差圧に到達すると判断した場合はフィルタ装置機能維持のためフィルタ装置の排水を実施する。</u></p> <p>i. <u>手順着手の判断基準</u> <u>フィルタ装置の水位が上限水位に到達すると判断した</u></p>	<p><u>施した場合、165分以内で可能である。</u></p> <p><u>フィルタ装置スクラビング水移送ライン洗浄については、中央制御室対応を運転員等(当直運転員)1名にて作業を実施した場合、フィルタ装置水張り完了からフィルタ装置スクラビング水移送ライン洗浄開始まで4分以内で可能である。</u></p> <p><u>なお、炉心損傷がない状況下での格納容器ベントであるため、本操作における作業エリアの被ばく線量率は低く、作業は可能である。</u></p> <p><u>円滑に作業できるように、移動経路を確保し、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。また、ホース等の接続を速やかに作業できるように、フィルタ装置水張りとして使用する可搬型代替注水中型ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプの保管場所に使用工具及びホースを配備する。車両の作業用照明、ヘッドライト及びLEDライトを用いることで、暗闇における作業性についても確保する。室温は通常運転時と同程度である。</u></p> <p>(添付資料1.5.4)</p>	<p>(c) <u>第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整 (水抜き)</u></p> <p><u>格納容器ベントにより原子炉格納容器内から排気されたガスが格納容器フィルタベント系の配管内及び第1ベントフィルタスクラバ容器内で凝縮し、その凝縮水が第1ベントフィルタスクラバ容器に溜まることで第1ベントフィルタスクラバ容器の水位が上限水位に到達すると判断した場合は、格納容器フィルタベント系機能維持のため第1ベントフィルタスクラバ容器の排水を実施する。</u></p> <p>i. <u>手順着手の判断基準</u> <u>第1ベントフィルタスクラバ容器の水位が上限水位</u></p>	<p>・運用の相違</p> <p>【東海第二】 島根2号炉は、スクラビング水の水位挙動評価により、事故発生後7日間はスクラバ容器水位調整(水抜き)不要なため、自主対策として整備</p> <p>・設備の相違</p> <p>【柏崎6/7】 島根2号炉の金属フィルタは解析上閉塞しないことを確認しており、差圧計は設置不要</p> <p>・設備の相違</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>場合、又はフィルタ装置金属フィルタの差圧が設計上限差圧に到達すると判断した場合。</p> <p>ii. 操作手順</p> <p>フィルタ装置水位調整（水抜き）手順の概要は以下のとおり。概要図を第1.5.13 図に、タイムチャートを第1.5.14 図に示す。</p> <p>①緊急時対策本部は、手順着手の判断基準に基づき、緊急時対策要員へフィルタ装置水位調整（水抜き）の準備開始を指示する。</p> <p>②緊急時対策要員は、FCVSフィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第二止め弁及びFCVSフィルタベント装置ドレンライン二次格納施設外側止め弁を全開操作した後、FCVS フィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第二止め弁を微開操作する。また、フィルタベント遮蔽壁附室にて、ドレン移送ポンプの電源が確保されていることをFCVS 現場制御盤のドレン移送ポンプ運転状態ランプにより確認する。</p> <p>③緊急時対策要員は、フィルタ装置水位調整（水抜き）の系統構成完了を緊急時対策本部に報告する。</p> <p>④緊急時対策本部は、緊急時対策要員へフィルタ装置水位調整（水抜き）の開始を指示する。</p> <p>⑤緊急時対策要員は、ドレン移送ポンプA 又はB の起動操作を実施し、FCVS フィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第一止め弁の増開操作により、ポンプ吐出側流量を必要流量に調整する。また、フィルタ装置からの排水が開始されたことをフィルタベント遮蔽壁附室FCVS 計器ラックのフィルタ装置水位指示値の低下により確認し、フィルタ装置水位調整（水抜き）が開始されたことを緊急時対策本部に報告する。</p> <p>⑥緊急時対策要員は、フィルタ装置水位指示値が通常水</p>		<p>に到達すると判断した場合。</p> <p>ii 操作手順</p> <p>第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水抜き）手順は以下のとおり。概要図を第1.5-16 図に、タイムチャートを第1.5-17 図に示す。</p> <p>①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、中央制御室運転員へ第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水抜き）の準備開始を指示する。</p> <p>②中央制御室運転員Aは、ドレン移送ポンプ、FCVS第1ベントフィルタスクラバ容器1次ドレン弁、FCVSドレン移送ライン連絡弁の電源が確保されていることを状態表示にて確認し、FCVS第1ベントフィルタスクラバ容器1次ドレン弁及びFCVSドレン移送ライン連絡弁の全開操作を実施する。</p> <p>③中央制御室運転員Aは、第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水抜き）系統構成完了を当直副長に報告する。</p> <p>④当直副長は、中央制御室運転員へ第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水抜き）の開始を指示する。</p> <p>⑤中央制御室運転員Aは、ドレン移送ポンプの起動操作を実施し、第1ベントフィルタスクラバ容器からの排水が開始されたことを第1ベントフィルタスクラバ容器水位指示値の低下により確認する。</p> <p>その後、通常水位に到達した事を確認し、ドレン</p>	<p>【柏崎 6/7】</p> <p>島根 2号炉の金属フィルタは解析上閉塞しないことを確認しており、差圧計は設置不要</p> <p>・設備の相違</p> <p>【柏崎 6/7】</p> <p>島根 2号炉は、中央制御室から遠隔操作できる構成(以下、⑥の相違)</p> <p>・運用の相違</p> <p>【柏崎 6/7】</p> <p>島根 2号炉は、スクラバ容器 1次ドレン弁等を全開運用</p> <p>・設備の相違</p> <p>【柏崎 6/7】</p> <p>⑥の相違</p> <p>・運用の相違</p> <p>【柏崎 6/7】</p> <p>指揮命令系統の相違</p> <p>・設備の相違</p> <p>【柏崎 6/7】</p> <p>⑥の相違</p> <p>・体制の相違</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>位に到達したことを確認後、ドレン移送ポンプを停止し、<u>FCVS フィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第一止め弁、FCVS フィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第二止め弁及びFCVS フィルタベント装置ドレンライン二次格納施設外側止め弁を全閉操作する。</u></p> <p>⑦緊急時対策要員は、<u>緊急時対策本部へフィルタ装置水位調整（水抜き）の完了を報告する。</u></p> <p>iii. 操作の成立性 上記の操作は、<u>1 ユニット当たり緊急時対策要員2 名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してからフィルタ装置水位調整（水抜き）完了まで約150 分で可能である。なお、炉心損傷がない状況下での格納容器ベントであることから、本操作における作業エリアの被ばく線量率は低く、作業は可能である。</u> <u>円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。</u> (添付資料1.5.3-5)</p> <p>(f) <u>格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガスパーシ</u> 格納容器ベント停止後において、<u>スクラバ水に貯留された放射性物質による水の放射線分解にて発生する水素ガス及び酸素ガスを排出する。また、フィルタ装置上流側の残留蒸気凝縮によりフィルタ装置上流側配管内が負圧となることにより、スクラバ水が上流側配管に吸い上げられることを防止するため、格納容器圧力逃がし装置の窒素ガスによるパーシ</u>を実施する。</p> <p>i. 手順着手の判断基準 <u>格納容器圧力逃がし装置を停止した場合。</u></p>	<p>(d) <u>フィルタ装置内の不活性ガス（窒素）置換</u> 格納容器ベントを実施した際には、<u>原子炉格納容器内に含まれる非凝縮性ガスがフィルタ装置を経由して大気へ放出されることから、フィルタ装置内での水素爆発を防止するため、可搬型窒素供給装置によりフィルタ装置内を不活性ガス（窒素）で置換する。</u></p> <p>i) 手順着手の判断基準 <u>原子炉格納容器内の不活性ガス（窒素）置換が終了した場合。</u></p>	<p><u>移送ポンプを停止し、FCVS 第1ベントフィルタスクラバ容器1次ドレン弁及びFCVS ドレン移送ライン連絡弁を全閉操作する。</u></p> <p>⑥中央制御室運転員Aは、<u>当直副長に第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水抜き）の完了を報告する。</u></p> <p>iii 操作の成立性 上記の操作は、<u>中央制御室運転員1名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水抜き）完了まで2時間20分以内で可能である。</u></p> <p>(d) <u>格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパーシ</u> 格納容器ベント停止後において、<u>スクラビング水に貯留された放射性物質による水の放射線分解にて発生する水素ガス及び酸素ガスを排出する。また、第1ベントフィルタスクラバ容器上流側の残留蒸気凝縮により第1ベントフィルタスクラバ容器上流側配管内が負圧となることにより、スクラビング水が上流側配管に吸い上げられることを防止するため、格納容器フィルタベント系の窒素ガスによるパーシ</u>を実施する。</p> <p>i 手順着手の判断基準 <u>炉心損傷^{*1}前において、格納容器ベント移行条件^{*2}に達した場合。</u></p> <p><u>※1：格納容器雰囲気放射線モニタ（CAMS）で原</u></p>	<p>【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、中央制御室運転員にて実施することから、緊急時対策本部からの依頼不要</p> <p>・設備の相違 【柏崎 6/7】 ⑥の相違</p> <p>・体制及び運用の相違 【柏崎 6/7】 ⑭の相違</p> <p>・設備の相違 【柏崎 6/7】 ⑥の相違</p> <p>・運用の相違 【東海第二】 島根 2号炉は、格納容器ベント時の系統内の水素爆発防止は、系統待機中の窒素ガス置換にて実施している。格納容器ベント実施後の系統内の水素爆発等の防止として、窒素ガスパーシの手順を整備</p> <p>・運用の相違 【柏崎 6/7、東海第二】 島根 2号炉は、ベント実施前に可搬型設備の</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>ii. 操作手順</p> <p>格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガスパージ手順の概要は以下のとおり。概要図を第1.5.15 図に、タイムチャートを第1.5.16 図に示す。</p> <p>①緊急時対策本部は、手順着手の判断に基づき、当直長に格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガスパージの系統構成を開始するよう依頼するとともに、緊急時対策要員に格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガスパージの準備の開始を指示する。</p>	<p>ii. 操作手順</p> <p>フィルタ装置内の不活性ガス（窒素）置換手順の概要は以下のとおり。</p> <p>概要図を第1.5-10図に、タイムチャートを第1.5-11図に示す。</p> <p>①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、災害対策本部長代理にフィルタ装置内の不活性ガス（窒素）による置換を依頼する。</p> <p>②災害対策本部長代理は、可搬型窒素供給装置によるフィルタ装置内への不活性ガス（窒素）注入をするための準備開始を重大事故等対応要員に指示する。</p> <p>③重大事故等対応要員は、原子炉建屋西側屋外へ可搬型窒素供給装置を配備し、接続口の蓋を開放した後、窒素供給用ホースを接続口に取り付け、フィルタ装置内への不活性ガス（窒素）注入をするための準備が完了したことを災害対策本部長代理に報告する。</p>	<p>子炉格納容器内のガンマ線線量率が設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍を超えた場合、又は格納容器雰囲気放射線モニタ（CAMS）が使用できない場合に原子炉圧力容器温度で300℃以上を確認した場合。</p> <p>※2：原子炉格納容器内の圧力が245kPa[gage]に到達した場合に格納容器ベント準備を開始する。</p> <p>ii 操作手順</p> <p>格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージ手順の概要は以下のとおり。概要図を第1.5-18 図に、タイムチャートを第1.5-19 図に示す。</p> <p>①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、当直長を経由し、緊急時対策本部に格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージの準備開始を依頼する。</p> <p>②緊急時対策本部は、緊急時対策要員に格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージの準備開始を指示する。</p> <p>③^a窒素供給ライン接続口を使用した格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージの場合 緊急時対策要員は、原子炉建物南側（屋外）に可搬式窒素供給装置を配備し、送気ホースを接続口に取り付け、可搬式窒素供給装置の準備完了を緊急時対策本部に報告する。</p> <p>③^b窒素供給ライン接続口（建物内）（原子炉建物付</p>	<p>準備を行うため、ベント移行条件到達後、準備着手（以下、⑮の相違）</p> <p>・運用の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 手順着手の判断実施者の相違</p> <p>・体制の相違 【東海第二】 ⑫の相違</p> <p>・運用の相違 【柏崎 6/7】 ⑮の相違</p> <p>・設備の相違 【東海第二】 島根 2号炉の接続口はホースを直接取り付けられる構造</p> <p>・記載表現の相違 【柏崎 6/7】 柏崎 6/7 は、系統構成完了後（操作手順⑤）にて記載</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>②当直副長は、<u>中央制御室運転員に格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガスパーズの系統構成の開始を指示する。</u></p> <p>③<u>中央制御室運転員A 及びB は、格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガスパーズの系統構成として、一次隔離弁（サプレッション・チェンバ側）、一次隔離弁（ドライウエル側）及び耐圧強化ベント弁の全閉確認、並びにフィルタ装置入口弁の全開確認後、二次隔離弁を全開とし、格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガスパーズの系統構成完了を当直副長に報告する。二次隔離弁の開操作ができない場合は、二次隔離弁バイパス弁を全開操作する。また、中央制御室からの操作以外</u></p>		<p><u>属棟西側扉）を使用した格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパーズの場合</u> <u>緊急時対策要員は、原子炉建物西側（屋外）に可搬式窒素供給装置を配備し、送気ホースを接続口に取り付け、可搬式窒素供給装置の準備完了を緊急時対策本部に報告する。</u></p> <p>③°<u>窒素供給ライン接続口（建物内）（タービン建物北側扉）を使用した格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパーズの場合（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合）</u> <u>緊急時対策要員は、タービン建物北側（屋外）に可搬式窒素供給装置を配備し、送気ホースを接続口に取り付け、可搬式窒素供給装置の準備完了を緊急時対策本部に報告する。</u></p> <p>④<u>緊急時対策要員は、原子炉建物南側（屋外）に第1ベントフィルタ出口水素濃度を配備しホース等を接続口に取り付けるとともに、FCVS排気ラインドレン排出弁を全閉操作し、第1ベントフィルタ出口水素濃度の準備完了を緊急時対策本部に報告する。</u></p> <p>⑤<u>緊急時対策本部は、格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパーズの準備完了を当直長に報告する。</u></p> <p>⑥<u>当直副長は、運転員に格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパーズの系統構成開始を指示する。</u></p> <p>⑦<u>中央制御室運転員Aは、格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパーズの系統構成として、NGC N2トラス出口隔離弁及びNGC N2ドライウエル出口隔離弁の全閉確認、並びにSGT FCVS第1ベントフィルタ入口弁、NGC非常用ガス処理入口隔離弁又はNGC非常用ガス処理入口隔離弁バイパス弁の全開を確認し、格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパーズの系統構成完了を当直副長に報告する。</u></p>	<p>・運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根 2号炉は、建物内接続口を使用した手順を整備</p> <p>・運用の相違 【東海第二】 島根 2号炉は、排気管へ流入した雨水の排出のため、FCVS排気ラインドレン排出弁を常時全開運用とし、格納容器ベント前に全閉する</p> <p>・運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ⑮の相違</p> <p>・運用の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 ⑮の相違</p> <p>・体制の相違 【柏崎 6/7】 ⑬の相違</p> <p>・運用の相違 【東海第二】 ⑮の相違</p> <p>・運用の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、格納容</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>の手段として、<u>遠隔手動弁操作設備による操作にて二次隔離弁又は二次隔離弁バイパス弁を全開する手段がある。</u></p> <p>④当直長は、<u>当直副長からの依頼に基づき、格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガスパージの系統構成完了を緊急時対策本部に報告する。</u></p> <p>⑤緊急時対策要員は、<u>原子炉建屋外壁南側（屋外）へ可搬型窒素供給装置を配備し送気ホースを接続口へ取り付け、窒素ガスパージの準備完了を緊急時対策本部に報告する。</u></p> <p>⑥緊急時対策本部は、緊急時対策要員に窒素ガスパージ開始を指示する。</p> <p>⑦緊急時対策要員は、<u>FCVS PCV ベントラインフィルタベント側N2 パージ用元弁の開操作により窒素ガスの供給を開するとともに、緊急時対策本部に窒素ガスパージの開始を報告する。</u></p>	<p>④災害対策本部長代理は、可搬型窒素供給装置によるフィルタ装置内への不活性ガス（窒素）注入の開始を<u>重大事故等対応要員</u>に指示する。</p> <p>⑤重大事故等対応要員は原子炉建屋西側屋外にて、フィルタベント装置窒素供給ライン元弁の全開操作を実施し、フィルタ装置内への不活性ガス（窒素）注入を開始したことを<u>災害対策本部長代理</u>に報告する。</p>	<p>⑧当直長は、<u>当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部に窒素ガスパージの開始を依頼する。</u></p> <p>⑨緊急時対策本部は、<u>緊急時対策要員に窒素ガスパージの開始を指示する。</u></p> <p>⑩^a <u>窒素供給ライン接続口を使用した格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージの場合</u> 緊急時対策要員は、原子炉建物南側（<u>屋外</u>）にて、<u>可搬式窒素供給装置を起動した後、FCVS窒素ガス補給元弁の開操作を実施し、窒素ガスの供給を開始するとともに、緊急時対策本部に窒素ガスパージを開始したことを報告する。</u></p> <p>⑩^b <u>窒素供給ライン接続口（建物内）（原子炉建物付属棟西側扉）を使用した格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージの場合</u> 緊急時対策要員は、原子炉建物西側（<u>屋外</u>）にて、<u>可搬式窒素供給装置を起動した後、原子炉建物付属棟にて、FCVS建物内窒素ガス補給元弁の開操作を実施し、窒素ガスの供給を開始するとともに、緊急時対策本部に窒素ガスパージを開始したことを報告する。</u></p> <p>⑩^c <u>窒素供給ライン接続口（建物内）（タービン建物</u></p>	<p>器ベント停止に併せて、窒素ガスパージを開始するため、NGC非常用ガス処理入口弁又はNGC非常用ガス処理入口隔離弁バイパス弁は全開状態であることから、全開確認を実施</p> <ul style="list-style-type: none"> ・運用の相違 <p>【柏崎 6/7】 指揮命令系統の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・記載表現の相違 <p>【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、操作手順③にて記載</p> <ul style="list-style-type: none"> ・運用の相違 <p>【柏崎 6/7】 指揮命令系統の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・記載表現の相違 <p>【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、可搬式窒素供給装置の起動を記載</p> <ul style="list-style-type: none"> ・運用の相違 <p>【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、建物内接続口を使用した手順を整備</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>⑧緊急時対策本部は、窒素ガスパージの開始を当直長に報告するとともに、緊急時対策要員に水素濃度測定のための<u>サンプリングポンプ</u>の起動を指示する。</p> <p>⑨緊急時対策要員は、<u>原子炉建屋非管理区域内サンプリングラック</u>にて、<u>系統構成、工具準備及びサンプリングポンプ</u>の起動を実施するとともに、緊急時対策本部に<u>サンプリングポンプ</u>の起動完了を報告する。</p>	<p>⑥災害対策本部長代理は、<u>可搬型窒素供給装置によるフィルタ装置内の不活性ガス(窒素)置換</u>を開始したことを発電長に報告する。</p> <p>⑦発電長は、<u>運転員等にフィルタ装置スクラビング水温度の確認</u>を指示する。</p> <p>⑧運転員等は中央制御室にて、<u>フィルタ装置スクラビング水温度指示値が55℃^{※1}以下であることを確認</u>し、発電長に報告する。</p> <p>⑨発電長は、<u>運転員等にフィルタ装置入口水素濃度計</u>を起動するように指示する。</p> <p>⑩運転員等は中央制御室にて、<u>フィルタ装置入口水素濃度計</u>を起動し、<u>発電長に報告</u>するとともに、<u>フィルタ装置入口水素濃度指示値</u>を監視する。</p> <p>※1:<u>可搬型窒素供給装置出口温度と同程度の温度とし、さらにフィルタ装置スクラビング水温度が上昇傾向にないことの確認により冷却が完了したと判断できる温度。</u></p>	<p>北側扉)を使用した格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージの場合(故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合)緊急時対策要員は、<u>タービン建物北側(屋外)</u>にて、<u>可搬型窒素供給装置</u>を起動した後、<u>原子炉建物付属棟にて、FCVS建物内窒素ガス補給元弁の開操作</u>を実施し、<u>窒素ガスの供給を開始</u>するとともに、<u>緊急時対策本部に窒素ガスパージを開始したことを報告</u>する。</p> <p>⑪緊急時対策本部は、<u>窒素ガスパージを開始したことを当直長に報告</u>するとともに、<u>緊急時対策要員に水素濃度測定のための第1ベントフィルタ出口水素濃度の起動</u>を指示する。</p> <p>⑫緊急時対策要員は、<u>第1ベントフィルタ出口水素濃度の起動</u>を実施するとともに、<u>緊急時対策本部に第1ベントフィルタ出口水素濃度の起動完了</u>を報告する。</p>	<p>・設備の相違 【東海第二】 島根2号炉は、出口水素濃度は可搬型設備で計測するため現場での起動が必要(以下、⑩の相違)</p> <p>・運用の相違 【東海第二】 窒素ガスパージ開始時の判断パラメータの相違</p> <p>・設備の相違 【東海第二】 ⑩の相違</p> <p>・設備の相違 【東海第二】 ⑩の相違</p> <p>・設備の相違 島根2号炉の出口水素濃度は可搬型設備で計測するため系統構成等は不要</p> <p>・運用の相違 【東海第二】 島根2号炉は、窒素ガスパージを停止した場合に水素濃度上昇又はスクラバ容器上流側配</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>⑩緊急時対策本部は、<u>サンプリングポンプの起動完了を当直長に報告するとともに、フィルタ装置の入口圧力及び水素濃度の監視を依頼する。</u></p> <p>⑪当直副長は、<u>中央制御室運転員にフィルタ装置の入口圧力及び水素濃度を監視するよう指示する。</u></p> <p>⑫中央制御室運転員A 及びB は、<u>FCVS 制御盤にてフィルタ装置入口圧力指示値によりフィルタ装置入口配管内の圧力が正圧であることを確認する。また、フィルタ装置水素濃度指示値により水素濃度が許容濃度以下まで低下したことを確認し、窒素ガス注入完了を当直副長に報告する。</u></p> <p>⑬当直長は、<u>当直副長からの依頼に基づき、緊急時対</u></p>		<p>⑬緊急時対策本部は、<u>第1ベントフィルタ出口水素濃度の起動完了を当直長に報告するとともに、第1ベントフィルタスクラバ容器内の圧力及び第1ベントフィルタ出口水素濃度の監視を依頼する。</u></p> <p>⑭当直副長は、<u>運転員に第1ベントフィルタスクラバ容器内の圧力及び第1ベントフィルタ出口水素濃度を監視するよう指示する。</u></p> <p>⑮中央制御室運転員Aは、<u>重大事故操作盤にて第1ベントフィルタスクラバ容器内圧力指示値により、第1ベントフィルタスクラバ容器内の圧力が正圧であることを確認する。また、第1ベントフィルタ出口水素濃度が許容濃度以下まで低下したことを確認し、当直副長に報告する。</u></p> <p>⑯中央制御室運転員Aは、<u>第1ベントフィルタスクラバ容器内の圧力及び第1ベントフィルタ出口水素濃度を継続して監視する。</u></p>	<p>管内圧力が低下することを想定し、窒素ガスページを継続（以下、⑰の相違）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・運用の相違 <p>【東海第二】 島根2号炉は、格納容器ベント実施後の水素爆発等の防止のため、水素濃度の監視を行う（以下、⑱の相違）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・設備の相違 <p>【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、残留蒸気の凝縮によりスクラバ容器内が負圧になっていないことをスクラバ容器内圧力の監視により確認（以下、⑲の相違）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・運用の相違 <p>【東海第二】 ⑱の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・設備の相違 <p>【柏崎6/7】 ⑲の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・体制及び設備の相違 <p>【柏崎6/7】 ⑲の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・運用及び設備の相違 <p>【東海第二】 ⑱, ⑲の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・運用の相違 <p>【柏崎6/7】 ⑰の相違</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>策本部へ窒素ガスパージ完了を報告する。</u></p> <p>⑭<u>緊急時対策本部は、緊急時対策要員へ窒素ガス供給の停止操作を指示するとともに、当直長にフィルタ装置の入口圧力及び水素濃度の継続監視を依頼する。</u></p> <p>⑮<u>緊急時対策要員は、FCVS PCVベントラインフィルタベント側N2パージ用元弁の全閉操作を実施し、緊急時対策本部に窒素ガス供給の停止を報告する。</u></p> <p>⑯<u>当直副長は、中央制御室運転員にフィルタ装置の入口圧力及び水素濃度の継続監視を指示する。</u></p> <p>⑰<u>中央制御室運転員A及びBは、窒素ガス供給停止後のフィルタ装置入口圧力指示値及びフィルタ装置水素濃度指示値が窒素ガスパージ完了時の指示値と差異が発生しないことを継続的に監視する。</u></p> <p>⑱<u>当直長は、当直副長からの依頼に基づき、フィルタ装置の入口圧力及び水素濃度の継続監視をもって格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガスパージの完了を緊急時対策本部に報告する。</u></p> <p>⑲<u>当直副長は、窒素ガスパージ完了後の系統構成を開始するよう中央制御室運転員に指示する。</u></p> <p>⑳<u>中央制御室運転員A及びBは、窒素ガスパージの完了後の系統構成として、二次隔離弁又は二次隔離弁バイパス弁を全閉とし、系統構成完了を当直副長に報告する。また、中央制御室からの操作以外の手段として、遠隔手動弁操作設備にて二次隔離弁又は二次隔離弁バイパス弁を全閉する手段がある。</u></p> <p>㉑<u>現場運転員C及びDは窒素ガスパージ完了後の系統構成として水素バイパスライン止め弁を全閉とし、系統構成完了を当直副長に報告する。</u></p> <p>iii. <u>操作の成立性</u> 上記の操作は、<u>1ユニット当たり中央制御室運転員2名（操作者及び確認者）及び緊急時対策要員6名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガスパージ完了まで約270分で可能である。その後、中央制御室運転員2名（操作者及び確認者）及び現場運転員2名にて窒素ガスパージ完了後の系統構成を実施した場合、約15分で可能である</u></p>	<p>iii. <u>操作の成立性</u> 上記の<u>現場対応を重大事故等対応要員6名</u>にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから<u>フィルタ装置内への不活性ガス（窒素）置換開始まで135分以内</u>で可能である。</p>	<p>iii <u>操作の成立性</u> 上記の操作は、中央制御室運転員<u>1名</u>及び緊急時対策要員<u>4名</u>にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから<u>格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージ開始までの想定時間は以下のとおり。</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ・<u>窒素供給ライン接続口を使用した格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージの場合、2時間以内</u>で可能である。 ・<u>窒素供給ライン接続口（建物内）（原子炉建物付属</u> 	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・体制及び運用の相違【柏崎6/7, 東海第二】⑭の相違 ・運用の相違【柏崎6/7】⑰の相違

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>なお、炉心状況がない状況下での格納容器ベントであることから、本操作における作業エリアの被ばく線量率は低く、作業は可能である。</p> <p>円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。</p> <p>(添付資料 1.5.3-6)</p>	<p>なお、炉心損傷がない状況下での格納容器ベントであるため、本操作における作業エリアの被ばく線量率は低く、作業は可能である。</p> <p>円滑に作業できるように、移動経路を確保し、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。また、<u>窒素供給用ホース等の接続は速やかに作業ができるように、可搬型窒素供給装置の保管場所に使用工具及び窒素供給用ホースを配備する。車両の作業用照明、ヘッドライト及びLEDライトを用いることで、暗闇における作業性についても確保する。</u></p> <p>(添付資料1.5.4)</p>	<p><u>棟西側扉)を使用した格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージの場合、2時間以内で可能である。</u></p> <p><u>・窒素供給ライン接続口(建物内)(タービン建物北側扉)を使用した格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージの場合(故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合)、6時間40分以内で可能である。</u></p> <p>なお、炉心損傷がない状況下での格納容器ベントであることから、本操作における作業エリアの被ばく線量率は低く、作業可能である。</p> <p>円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。</p> <p><u>車両の作業用照明、ヘッドライト及び懐中電灯を用いることで、暗闇における作業性についても確保する。</u></p> <p>(添付資料 1.5.4-2(5), 1.5.4-2(6))</p>	備考

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(g) <u>フィルタ装置スクラバ水pH 調整</u> <u>フィルタ装置水位調整 (水抜き)</u> によりスクラバ水に含まれる薬液が排水されることでスクラバ水のpH が規定値よりも低くなることを防止するため薬液を補給する。</p> <p>i. <u>手順着手の判断基準</u> 排気ガスの凝縮水により、<u>フィルタ装置</u>の水位が上限水位に到達すると判断し、排水を行った場合。</p> <p>ii. <u>操作手順</u> <u>フィルタ装置スクラバ水pH 調整</u>の手順は以下のとおり。概要図を第1.5.17 図に、タイムチャートを第1.5.18 図に示す。</p> <p>①<u>緊急時対策本部</u>は、<u>手順着手の判断基準</u>に基づき、<u>緊急時対策要員</u>へスクラバ水のpH 測定及び薬液補給の準備開始を指示する。</p> <p>②<u>緊急時対策本部</u>は、pH測定の系統構成として、<u>フィルタベント装置pH入口止め弁及びフィルタベント装置pH出口止め弁を全開操作した後、pH計サンプリングポンプを起動させ、サンプリングポンプの起動完了を緊急時対策本部に報告する。また、フィルタベント遮蔽壁南側 (屋外) へ薬液補給用として可搬型窒素供給装置、ホース、補給用ポンプ及び薬液を配備するとともに、系統構成を行い、緊急時対策本部に薬液補給の準備完了を報告する。</u></p> <p>③<u>緊急時対策本部</u>は、<u>緊急時対策要員</u>に<u>フィルタ装置</u>への薬液補給の開始を指示する。</p>		<p>(e) <u>第1ベントフィルタスクラバ容器スクラビング水pH調整</u> <u>第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整 (水抜き)</u>によりスクラビング水に含まれる薬液が排水されることでスクラビング水のpH値が規定値よりも低くなることを防止するため薬液を補給する。</p> <p>i. <u>手順着手の判断基準</u> 排気ガスの凝縮水により、<u>第1ベントフィルタスクラバ容器</u>の水位が上限水位に到達すると判断し、排水を行った場合。</p> <p>ii. <u>操作手順</u> <u>第1ベントフィルタスクラバ容器スクラビング水pH調整</u>の手順は以下のとおり。概要図を第1.5-20 図に、タイムチャートを第1.5-21 図に示す。</p> <p>①<u>当直副長</u>は、<u>手順着手の判断基準</u>に基づき、<u>運転員</u>へスクラビング水のpH測定、<u>第1ベントフィルタスクラバ容器水位測定及び薬液補給の準備開始</u>を指示する。</p> <p>②<u>中央制御室運転員A</u>は、<u>スクラバ水pH指示値</u>により確認したpH値及び<u>第1ベントフィルタスクラバ容器水位指示値</u>により確認した水位を<u>当直副長</u>に報告する。</p> <p>③<u>当直副長</u>は、<u>運転員</u>に<u>第1ベントフィルタスクラバ容器</u>への薬液補給の開始を指示する。</p>	<p>・運用の相違 【東海第二】 島根2号炉は、待機時に十分な量の薬液を保有しており、格納容器ベント後においてもアルカリ性を維持可能であるが、スクラビング水の排水に合わせて、薬液を補給</p> <p>・運用の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉のスクラバ容器水位調整 (水抜き) は、当直副長判断で手順着手するため、排水を行った場合に着手するpH調整は当直副長判断にて着手</p> <p>・設備の相違 【柏崎6/7】 ⑥の相違</p> <p>・設備の相違 【柏崎6/7】 ⑥の相違</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>④緊急時対策要員は、薬液補給のためホース接続及びFCVS フィルタベント装置給水ライン元弁を全開操作し、補給用ポンプを起動、所定量の薬液を補給するとともに、補給用ポンプの起動完了を緊急時対策本部に報告する。</p> <p>⑤緊急時対策本部は、当直長にスクラバ水のpH 値及び水位を確認するよう依頼する。</p> <p>⑥当直副長は、スクラバ水のpH 値及び水位を確認するよう中央制御室運転員に指示する。</p> <p>⑦中央制御室運転員A は、FCVS 制御盤のフィルタ装置スクラバ水のpH及びフィルタ装置水位によりスクラバ水のpH 値及び水位を確認するとともに、フィルタ装置スクラバ水pH指示値が規定値であることを当直副長に報告する。</p> <p>⑧当直長は、当直副長からの依頼に基づき、スクラバ水のpH 値及び水位、並びにフィルタ装置への薬液補給の完了を緊急時対策本部に報告する。</p> <p>⑨緊急時対策本部は緊急時対策要員に薬液補給の停止及びpH 測定の停止を指示する。</p> <p>⑩緊急時対策要員は、薬液補給を停止するため、補給用ポンプを停止し、FCVS フィルタベント装置給水ライン元弁を全閉操作する。また、pH測定を停止するため、pHサンプリングポンプを停止、フィルタベント装置pH入口止め弁及びフィルタベント装置pH 出口止め弁を全閉操作し、緊急時対策本部へフィルタ装置スクラバ水pH 調整の完了を報告する。</p> <p>iii. 操作の成立性 上記の操作は、1 ユニット当たり中央制御室運転員1 名</p>		<p>④中央制御室運転員Aは、薬液補給のためFCVS 薬品注入タンク出口弁及びFCVS循環ライン止め弁を全開操作し、ドレン移送ポンプを起動、所定量の薬液を補給する。薬液補給完了後は、薬液が均一になるよう循環運転を実施する。</p> <p>⑤中央制御室運転員Aは、重大事故操作盤のスクラバ水pH指示値及び第1ベントフィルタスクラバ容器水位指示値によりスクラビング水のpH値及び水位を確認するとともに、スクラビング水のpH値が規定値であることを確認し、薬液補給の完了を当直副長に報告する。</p> <p>iii. 操作の成立性 上記の操作は、中央制御室運転員1名にて作業を実</p>	<p>・体制、設備及び運用の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、薬液の均一化のため、循環運転を実施 ・運用の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、薬液の補給完了後、pH指示値およびスクラバ容器水位を確認後、当直副長へ報告 ・設備の相違 【柏崎 6/7】 ⑥の相違 ・運用の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、薬液の補給完了後、pH指示値およびスクラバ容器水位確認後、当直副長へ報告 ・設備の相違 【柏崎 6/7】 ⑥の相違 ・体制及び運用の相違</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>及び緊急時対策要員6名にて作業を実施した場合、作業開始の判断をしてからフィルタ装置スクラバ水pH調整完了まで約85分で可能である。</u></p> <p><u>なお、炉心損傷がない状況下での格納容器ベントであることから、本操作における作業エリアの被ばく線量率は低く、作業は可能である。</u></p> <p><u>円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。</u></p> <p style="text-align: center;">(添付資料 1.5.3-7)</p> <p><u>(h) ドレン移送ライン窒素ガスパージ</u></p> <p><u>フィルタ装置水位調整（水抜き）後、フィルタ装置排水ラインの水の放射線分解により発生する水素ガスの蓄積を防止するため、窒素ガスによるパージを実施し、排水ラインの残留水をサプレッション・チェンバに排水する。</u></p> <p><u>i. 手順着手の判断基準</u></p> <p><u>フィルタ装置水位調整（水抜き）完了後又はドレンタンク水抜き完了後。</u></p> <p><u>ii. 操作手順</u></p> <p><u>ドレン移送ライン窒素ガスパージの概要は以下のとおり。概要図を第1.5.19 図に、タイムチャートを第1.5.20 図に示す。</u></p> <p><u>①緊急時対策本部は、手順着手の判断基準に基づき、緊急時対策要員へドレン移送ライン窒素ガスパージの準備開始を指示する。</u></p> <p><u>②緊急時対策要員は、フィルタベント遮蔽壁南側（屋外）にて、可搬型窒素供給装置を配備し、排水ライン接続口に可搬型窒素供給装置からの送気ホースを接続する。</u></p> <p><u>また、FCVS フィルタベント装置ドレン移送ポンプと出側第二止め弁及びFCVS フィルタベント装置ドレンライン二次格納施設外側止め弁を全開操作し、ドレン移送ライン窒素ガスパージの準備完了を緊急時対策</u></p>		<p><u>施した場合、作業開始を判断してからスクラバ容器スクラビング水pH調整開始まで15分以内で可能である。</u></p> <p style="text-align: center;">(添付資料 1.5.4-2(7))</p>	<p>【柏崎 6/7】 ⑭の相違</p> <p>・記載方針の相違</p> <p>【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、評価結果により事故後 7 日間 pH調整は不要なため開始までの時間を記載</p> <p>・設備の相違</p> <p>【柏崎 6/7】 ⑥の相違</p> <p>・設備の相違</p> <p>【柏崎 6/7】 ⑦の相違</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>本部に報告する。</u></p> <p>③<u>緊急時対策本部は、緊急時対策要員に窒素ガスの供給開始を指示する。</u></p> <p>④<u>緊急時対策要員は、FCVS フィルタベント装置ドレンラインN2 パージ用元弁を全開操作し、窒素ガスの供給を開始するとともに、緊急時対策本部にドレン移送ライン窒素ガスパージの開始を報告する。</u></p> <p>⑤<u>緊急時対策本部は、緊急時対策要員に窒素ガスの供給停止を指示する。</u></p> <p>⑥<u>緊急時対策要員は、FCVS フィルタベント装置ドレンラインN2 パージ用元弁を全開操作し、窒素ガスの供給を停止する。また、FCVSフィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第二止め弁及びFCVS フィルタベント装置ドレンライン二次格納施設外側止め弁を全開操作し、ドレン移送ポンプ出口ライン配管内が正圧で維持されていることをドレン移送ライン圧力指示値により確認し、ドレン移送ライン窒素ガスパージが完了したことを緊急時対策本部に報告する。</u></p> <p>iii. <u>操作の成立性</u></p> <p><u>上記の操作は、1 ユニット当たり緊急時対策要員2 名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してからドレン移送ライン窒素ガスパージ完了まで約135分で可能である。なお、炉心損傷がない状況下での格納容器ベントであることから、本操作における作業エリアの被ばく線量率は低く、作業は可能である。</u></p> <p><u>円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。</u></p> <p><u>(添付資料1.5.3- 8)</u></p> <p>(i) <u>ドレンタンク水抜き</u></p> <p><u>ドレンタンクが水位高に到達した場合は、よう素フィルタの機能維持のため排水を実施する。</u></p> <p>i. <u>手順着手の判断基準</u></p> <p><u>ドレンタンクが水位高に到達すると判断した場合。</u></p>			<p>・設備の相違</p> <p>【柏崎 6/7】</p> <p>⑧相違</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>ii. 操作手順</u> <u>ドレンタンク水抜き</u>の概要は以下のとおり。概要図を第1.5.21 図に、<u>タイムチャート</u>を第1.5.22 図に示す。</p> <p>①緊急時対策本部は、<u>手順着手の判断基準</u>に基づき、<u>緊急時対策要員にドレンタンク水抜きを指示する。</u></p> <p>②緊急時対策要員は、<u>フィルタベント遮蔽壁附室にてドレン移送ポンプの電源が確保されていることをFCVS 現場制御盤ドレン移送ポンプ運転状態ランプにより確認する。</u></p> <p><u>またドレンタンク水抜きの系統構成として、FCVS フィルタベント装置遮蔽壁内側ドレン弁を遠隔手動弁操作設備にて全閉、FCVS フィルタベント装置ドレンタンク出口止め弁を遠隔手動弁操作設備にて全開、FCVS フィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第二止め弁を及びFCVS フィルタベント装置ドレンライン二次格納施設外側止め弁を全開操作した後、FCVS フィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第一止め弁を微開操作し、ドレン移送ポンプA又はBを起動する。その後、FCVS フィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第一止め弁の増し開操作により、ポンプ吐出側流量を必要流量に調整し、ドレンタンク内の水をサブプレッション・チェンバへ排水開始したことを緊急時対策本部に報告する。</u></p> <p>③緊急時対策要員は、<u>フィルタベント遮蔽壁附室FCVS 計器ラックのドレンタンク水位にて排水による水位の低下を確認し、ドレン移送ポンプを停止した後、FCVS フィルタベント装置ドレンタンク出口止め弁を遠隔手動弁操作設備にて全閉、FCVS フィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第一止め弁、FCVS フィルタベント装置ドレン移送ポンプ吐出側第二止め弁を及びFCVS フィルタベント装置ドレンライン二次格納施設外側止め弁を全閉、FCVS フィルタベント装置遮蔽壁内側ドレン弁を遠隔手動弁操作設備にて全開操作し、ドレンタンク水抜きの完了を緊急時対策本部に報告する。</u></p> <p><u>iii. 操作の成立性</u> <u>上記の操作は、1 ユニット当たり緊急時対策要員2 名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してからドレンタ</u></p>			

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>ンク水抜き完了まで約80分で可能である。なお、炉心損傷がない状況下での格納容器ベントであることから、本操作における作業エリアの被ばく線量率は低く、作業は可能である。</u></p> <p><u>円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。</u></p> <p style="text-align: right;">(添付資料 1.5.3-9)</p>	<p><u>(c) 原子炉格納容器内の不活性ガス(窒素)置換</u></p> <p><u>格納容器ベント停止後における水の放射線分解によって発生する可燃性ガス濃度の上昇を抑制、及び原子炉格納容器の負圧破損を防止するため、可搬型窒素供給装置により原子炉格納容器内を不活性ガス(窒素)で置換する。</u></p> <p><u>i) 手順着手の判断基準</u> <u>格納容器ベント停止可能^{*1}と判断した場合。</u></p> <p><u>※1: 残留熱除去系又は代替循環冷却系による原子炉格納容器内の除熱機能、可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素・酸素濃度制御機能及び可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器負圧破損防止機能が使用可能と判断した場合、原子炉格納容器内の圧力が310kPa [gage] (1Pd) 未満、原子炉格納容器内の温度が171℃未満及び原子炉格納容器内の水素濃度が可燃限界未満であることを確認した場合。</u></p> <p><u>ii) 操作手順</u> <u>原子炉格納容器内の不活性ガス(窒素)置換手順の概要は以下のとおり。</u> <u>概要図を第1.5-8図に、タイムチャートを第1.5-9図に示す。</u> <u>①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、災害対策本部長代理に原子炉格納容器内の不活性ガス(窒素)による置換を依頼する。</u></p>	<p><u>b. 可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給</u> <u>中長期的に原子炉格納容器内の水蒸気凝縮による原子炉格納容器の負圧破損を防止するとともに原子炉格納容器内の可燃性ガス濃度を低減するため、可搬式窒素供給装置により原子炉格納容器へ窒素ガスを供給する。</u></p> <p><u>(a) 手順着手の判断基準</u> <u>炉心損傷^{*1}前において、格納容器ベント移行条件^{*2}に達した場合。</u></p> <p><u>※1: 格納容器雰囲気放射線モニタ(CAMS)で原子炉格納容器内のガンマ線線量率が設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍を超えた場合、又は格納容器雰囲気放射線モニタ(CAMS)が使用できない場合に原子炉压力容器温度で300℃以上を確認した場合。</u> <u>※2: 原子炉格納容器内の圧力が245kPa[gage]に到達した場合に格納容器ベント準備を開始する。</u></p> <p><u>(b) 操作手順</u> <u>可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給の手順は以下のとおり。概要図を第1.5-22図に、タイムチャートを第1.5-23図に示す。</u></p> <p><u>①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、当直長を経由して、緊急時対策本部に原子炉格納容器への窒素ガス供給のための可搬式窒素供給装置の準備を依頼する。</u></p>	<p>・運用の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、原子炉格納容器の負圧破損防止として原子炉格納容器へ窒素ガスを供給する手順を自主対策として整備</p> <p>・運用の相違 【東海第二】 島根2号炉はベント実施前に可搬設備の準備を行うため、ベント移行条件到達後、準備着手</p> <p>・体制の相違 【東海第二】 ⑫の相違</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
	<p>②災害対策本部長代理は、<u>可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器内への不活性ガス(窒素)注入をするための接続口を発電長に報告する。なお、格納容器窒素供給ライン接続口は、接続口蓋開放作業を必要としない格納容器窒素供給ライン東側接続口を優先する。</u></p> <p>③災害対策本部長代理は、<u>可搬型窒素供給装置として使用する窒素供給装置をS/C側用に1台、D/W側用に1台の準備及び可搬型窒素供給装置として使用する窒素供給装置用電源車1台の準備を重大事故等対応要員に指示する。</u></p> <p>④重大事故等対応要員は、<u>可搬型窒素供給装置として使用する窒素供給装置及び窒素供給装置用電源車を原子炉建屋東側屋外に配備した後、可搬型窒素供給装置として使用する窒素供給装置及び窒素供給装置用電源車にケーブルを接続するとともに、窒素供給用ホースを接続口に取り付ける。また、可搬型窒素供給装置を原子炉建屋西側屋外に配備した場合は、接続口の蓋を開放した後、窒素供給用ホースを接続口に取り付ける。</u></p>	<p>②緊急時対策本部は、<u>緊急時対策要員に可搬式窒素供給装置の準備を指示する。</u></p> <p>③^a<u>窒素供給ライン接続口を使用した原子炉格納容器への窒素ガス供給の場合</u> 緊急時対策要員は、<u>原子炉建物南側(屋外)に可搬式窒素供給装置を配備した後、窒素ガス代替注入系配管に可搬式窒素供給装置を接続する。</u></p> <p>③^b<u>窒素供給ライン接続口(建物内)(原子炉建物付属棟西側扉)を使用した原子炉格納容器への窒素ガス供給の場合</u> 緊急時対策要員は、<u>原子炉建物西側(屋外)に可搬式窒素供給装置を配備した後、窒素ガス代替注入系配管に可搬式窒素供給装置を接続する。</u></p> <p>③^c<u>窒素供給ライン接続口(建物内)(タービン建物北側扉)を使用した原子炉格納容器への窒素ガス供給の場合(故意による大型航空機の衝突その他のテロ</u></p>	<p>・運用の相違 【東海第二】 島根2号炉は、供給開始前に全ての窒素ガスを供給するための接続口にホースを接続するため、接続口の選択は不要</p> <p>・設備の相違 【東海第二】 島根2号炉の可搬式窒素供給装置の電源は、車載されている発電機より供給するため、電源車は不要</p> <p>・運用の相違 【東海第二】 島根2号炉の接続口は、ホースを直接取り付ける構造</p> <p>・運用の相違 【東海第二】 原子炉格納容器への窒素ガス供給基準の相違及び実施判断者の相違</p> <p>・運用の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、建物内</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
	<p>⑤重大事故等対応要員は、可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器（S/C側及びD/W側）内への不活性ガス（窒素）注入をするための準備が完了したことを災害対策本部長代理に報告する。</p> <p>⑥災害対策本部長代理は、可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器（S/C側及びD/W側）内への不活性ガス（窒素）注入の開始を発電長に報告する。</p> <p>⑦災害対策本部長代理は、可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器（S/C側及びD/W側）内への不活性ガス（窒素）注入の開始を重大事故等対応要員に指示する。</p> <p>⑧重大事故等対応要員は原子炉建屋東側屋外又は原子炉建屋西側屋外にて、窒素ガス補給弁（S/C側及びD/W側）の全開操作を実施し、原子炉格納容器内への不活性ガス（窒素）注入を開始したことを、災害対策本部長代理に報告する。</p>	<p>リズムによる影響がある場合) 緊急時対策要員は、タービン建物北側（屋外）に可搬式窒素供給装置を配備した後、窒素ガス代替注入系配管に可搬式窒素供給装置を接続する。</p> <p>④緊急時対策要員は、原子炉格納容器への窒素ガス供給の準備が完了したことを緊急時対策本部に報告する。また、緊急時対策本部は当直長に報告する。</p> <p>⑤当直長は、当直副長からの依頼に基づき、サブプレッション・プール水温度指示値が 104℃になる前に、緊急時対策本部に原子炉格納容器への窒素ガス供給を開始するよう依頼する。また、緊急時対策本部は緊急時対策要員に窒素ガス供給を開始するよう指示する。</p> <p>⑥^a窒素供給ライン接続口を使用した原子炉格納容器への窒素ガス供給の場合 緊急時対策要員は、可搬式窒素供給装置を起動した後、ANI代替窒素供給ライン元弁（D/W側）又はANI代替窒素供給ライン元弁（S/C側）の全開操作を実施し、窒素ガスの供給を開始するとともに、緊急時対策本部に原子炉格納容器への窒素ガス供給を開始したことを報告する。</p> <p>⑥^b窒素供給ライン接続口（建物内）（原子炉建物付属棟西側扉）を使用した原子炉格納容器への窒素ガス供給の場合 緊急時対策要員は、原子炉建物西側（屋外）にて、可搬式窒素供給装置を起動した後、ANI建物内代替窒素供給ライン元弁（D/W側）又はANI建物内代替窒素供給ライン元弁（S/C側）の全開操作を実施し、窒素ガスの供給を開始するとともに、緊急時対策本部に原子炉格納容器への窒素ガス供給を開始したことを報告する。</p> <p>⑥^c窒素供給ライン接続口（建物内）（タービン建物北側扉）を使用した原子炉格納容器への窒素ガス供給の場合（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合)</p>	<p>接続口を使用した手順を整備</p> <p>・運用の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、建物内接続口を使用した手順</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
	<p>⑨災害対策本部長代理は、<u>可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器内への不活性ガス（窒素）注入を開始したことを発電長に報告する。</u></p> <p>⑩発電長は、<u>運転員等に第一弁（S/C側又はD/W側）全閉による格納容器ベント停止を指示する。</u></p> <p>⑪運転員等は、<u>第一弁（S/C側又はD/W側）の全閉操作を実施し、格納容器ベントを停止したことを発電長に報告する。</u></p> <p>⑫発電長は、<u>運転員等に残留熱除去系又は代替循環冷却系による原子炉格納容器内の除熱開始を指示する。また、原子炉格納容器内の圧力を310kPa [gage] (1Pd) ～13.7kPa [gage] の間で制御^{※2}するように指示する。</u></p> <p>⑬運転員等は中央制御室にて、<u>残留熱除去系又は代替循環冷却系による原子炉格納容器内の除熱を開始した後、原子炉格納容器内の圧力を310kPa [gage] (1Pd) ～13.7kPa [gage] の間で制御する。</u></p> <p>⑭運転員等は中央制御室にて、<u>原子炉格納容器内の不活性ガス（窒素）注入によりドライウエル圧力又はサプレッション・チェンバ圧力指示値が310kPa [gage] (1Pd) に到達したことを確認し、原子炉格納容器内の不活性ガス（窒素）注入が完了したことを発電長に報告する。</u></p> <p>⑮発電長は、<u>格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントのため、運転員等に第一弁（S/C側又はD/W側）の全開操作を指示する。</u></p> <p>⑯運転員等は中央制御室にて、<u>第一弁（S/C側又はD/W側）の全開操作を実施し、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントを開始したことを発電長に報告する。</u></p>	<p><u>緊急時対策要員は、タービン建物北側（屋外）にて、可搬式窒素供給装置を起動した後、ANI建物内代替窒素供給ライン元弁（D/W側）又はANI建物内代替窒素供給ライン元弁（S/C側）の全開操作を実施し、窒素ガスの供給を開始するとともに、緊急時対策本部に原子炉格納容器への窒素ガス供給を開始したことを報告する。</u></p> <p>⑦緊急時対策本部は、<u>原子炉格納容器への窒素ガス供給を開始したことを当直長に報告する。</u></p>	<p>を整備</p> <p>・運用の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉の「可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給」は、中長期的な手順であり、格納容器ベント停止を記載していない。なお、格納容器ベント停止操作について、「1.7.2.1(1) a. 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱」にて記載</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
	<p>⑰ <u>発電長は、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントを開始したことを災害対策本部長代理に報告する。</u></p> <p>⑱ <u>発電長は、可燃性ガス濃度制御系が起動可能な圧力まで原子炉格納容器内の圧力が低下したことを確認し、運転員等に可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素・酸素濃度制御を指示する。</u></p> <p>⑲ <u>運転員等は中央制御室にて、可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素・酸素濃度制御を実施し、発電長に報告する。</u></p> <p>⑳ <u>発電長は、可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器内への不活性ガス（窒素）注入の停止を災害対策本部長代理に依頼する。</u></p> <p>㉑ <u>災害対策本部長代理は、可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器内への不活性ガス（窒素）注入の停止を重大事故等対応要員に指示する。</u></p> <p>㉒ <u>重大事故等対応要員は原子炉建屋東側屋外又は原子炉建屋西側屋外にて、窒素ガス補給弁（S/C側及びD/W側）の全閉操作を実施し、原子炉格納容器内への不活性ガス（窒素）注入を停止した後、災害対策本部長代理に報告する。</u></p> <p>㉓ <u>災害対策本部長代理は、可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器内への不活性ガス（窒素）注入の停止を発電長に報告する。</u></p> <p>㉔ <u>発電長は、運転員等に第一弁（S/C側又はD/W側）全閉による格納容器ベント停止を指示する。</u></p> <p>㉕ <u>運転員等は中央制御室にて、第一弁（S/C側又はD/W側）の全閉操作を実施し、格納容器ベントを停止したことを発電長に報告する。</u></p> <p>※2：原子炉格納容器内の圧力が245kPa [gage] (0.8Pd) 又は原子炉格納容器内の温度が150℃到達で原子炉格納容器内へのスプレイを実施する。</p> <p>iii) 操作の成立性 <u>上記の操作において、作業開始を判断してから原子炉格納容器内の不活性ガス（窒素）置換開始までの必</u></p>	<p>(c) 操作の成立性 <u>上記の操作は、緊急時対策要員2名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから可搬式窒素供給装置に</u></p>	<p>・体制及び運用の相違 【東海第二】 ⑭の相違</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.18版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
	<p><u>要な要員数及び所要時間は以下のとおり。</u></p> <p>【格納容器窒素供給ライン西側接続口を使用した原子炉格納容器内の不活性ガス（窒素）置換の場合】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・<u>現場対応を重大事故等対応要員 6名にて作業を実施した場合、135分以内で可能である。</u> <p>【格納容器窒素供給ライン東側接続口を使用した原子炉格納容器内の不活性ガス（窒素）置換の場合】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・<u>現場対応を重大事故等対応要員 6名にて作業を実施した場合、115分以内で可能である。</u> <p>なお、炉心損傷がない状況下での格納容器ベントであるため、本操作における作業エリアの被ばく線量率は低く、作業は可能である。</p> <p>円滑に作業できるように、移動経路を確保し、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。また、<u>窒素供給用ホース等の接続は速やかに作業ができるように、可搬型窒素供給装置の保管場所に使用工具及び窒素供給用ホースを配備する。車両の作業用照明、ヘッドライト及びLEDライトを用いることで、暗闇における作業性についても確保する。</u></p> <p>(添付資料1.5.4)</p>	<p><u>よる原子炉格納容器への窒素ガス供給開始までの想定時間は以下のとおり。</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ・<u>窒素供給ライン接続口を使用した原子炉格納容器への窒素ガス供給の場合、2時間以内で可能である。</u> ・<u>窒素供給ライン接続口（建物内）（原子炉建物附属棟西側扉）を使用した原子炉格納容器への窒素ガス供給の場合、2時間以内で可能である。</u> ・<u>窒素供給ライン接続口（建物内）（タービン建物北側扉）を使用した原子炉格納容器への窒素ガス供給の場合（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合）、6時間40分以内で可能である。</u> <p><u>なお、炉心損傷がない状況下での格納容器ベントであるため、本操作における作業エリアの被ばく線量率は低く、作業は可能である。</u></p> <p><u>円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。</u></p> <p>また、<u>車両の作業用照明、ヘッドライト及び懐中電灯を用いることで、暗闇における作業性についても確保する。</u></p> <p>(添付資料1.5.4-3)</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>b. <u>耐圧強化ベント系</u>による原子炉格納容器内の減圧及び除熱</p> <p>残留熱除去系の機能が喪失し、最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合、<u>耐圧強化ベント系</u>により最終ヒートシンク（大気）へ熱を輸送する。</p> <p>また、格納容器ベント実施中において、残留熱除去系又は<u>代替循環冷却系</u>による原子炉格納容器内の除熱機能が1系統回復し、可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素・酸素濃度制御機能及び<u>可搬型窒素供給装置</u>による原子炉格納容器負圧破損防止機能が使用可能と判断した場合、並びに原子炉格納容器内の圧力<u>310kPa [gage]</u> (1Pd)未満、原子炉格納容器内の温度171℃未満及び原子炉格納容器内の水素濃度が可燃限界未満であることを確認した場合は、<u>第一弁</u>を全閉し、格納容器ベントを停止することを基本として、その他の要因を考慮した上で総合的に判断し、適切に対応する。なお、<u>耐圧強化ベント系二次隔離弁</u>については、<u>第一弁</u>を全閉後、原子炉格納容器内の除熱機能が更に1系統回復する等、より安定的な状態になった場合に全閉する。</p> <p>(a) <u>耐圧強化ベント系</u>による原子炉格納容器内の減圧及び除熱</p> <p>i. 手順着手の判断基準</p> <p>炉心損傷^{*1}前において、原子炉格納容器内の冷却を実施しても、原子炉格納容器内の圧力を規定圧力 (<u>279kPa [gage]</u>) 以下に維持できない場合で、<u>格納容器圧力逃がし装置</u>が機能喪失^{*2}した場合。</p> <p>※1:「<u>炉心損傷</u>」は、<u>格納容器内雰囲気放射線レベル (CAMS)</u>で原子炉格納容器内のガンマ線線量率が、設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍を超えた場合、又は<u>格納容器内雰囲気放射線レベル (CAMS)</u>が使用できない場合に</p>	<p>b. <u>耐圧強化ベント系</u>による原子炉格納容器内の減圧及び除熱</p> <p>残留熱除去系の機能が喪失し、最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合、<u>耐圧強化ベント系</u>により最終ヒートシンク（大気）へ熱を輸送する。</p> <p>また、格納容器ベント実施中において、残留熱除去系又は<u>代替循環冷却系</u>による原子炉格納容器内の除熱機能が1系統回復し、可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素・酸素濃度制御機能及び<u>可搬型窒素供給装置</u>による原子炉格納容器負圧破損防止機能が使用可能と判断した場合、並びに原子炉格納容器内の圧力<u>310kPa [gage]</u> (1Pd)未満、原子炉格納容器内の温度171℃未満及び原子炉格納容器内の水素濃度が可燃限界未満であることを確認した場合は、<u>第一弁</u>を全閉し、格納容器ベントを停止することを基本として、その他の要因を考慮した上で総合的に判断し、適切に対応する。なお、<u>耐圧強化ベント系二次隔離弁</u>については、<u>第一弁</u>を全閉後、原子炉格納容器内の除熱機能が更に1系統回復する等、より安定的な状態になった場合に全閉する。</p> <p>(a) <u>耐圧強化ベント系</u>による原子炉格納容器内の減圧及び除熱</p> <p>i.) <u>手順着手の判断基準</u></p> <p>炉心損傷^{*1}前において、<u>外部水源による原子炉格納容器内の冷却により、サプレッション・プール水位が上昇し、サプレッション・プール水位指示値が通常水位+5.5mに到達した場合に、格納容器圧力逃がし装置が機能喪失^{*2}した場合、又は原子炉格納容器内の冷却を実施しても、原子炉格納容器内の圧力を規定圧力 (<u>279kPa [gage]</u>) 以下に維持できない場合で、<u>格納容器圧力逃がし装置</u>が機能喪失した場合。</u></p> <p>※1: <u>格納容器雰囲気放射線モニタでドライウエル又はサプレッション・チェンバ内のガンマ線線量率が、設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍以上となった場合、又は格納容器雰囲気放射線モニタ</u></p>	<p>c. <u>耐圧強化ベントライン</u>による原子炉格納容器内の減圧及び除熱</p> <p>残留熱除去系の機能が喪失し、最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合、<u>耐圧強化ベントライン</u>により最終ヒートシンク（大気）へ熱を輸送する。</p> <p>また、格納容器ベント実施中において、残留熱除去系又は<u>残留熱代替除去系</u>による原子炉格納容器内の除熱機能が1系統回復し、可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素・酸素濃度制御機能及び<u>可搬式窒素供給装置</u>による原子炉格納容器負圧破損防止機能が使用可能な場合、並びに原子炉格納容器内の圧力<u>427kPa [gage]</u> (1Pd)未満、原子炉格納容器内の温度171℃未満及び原子炉格納容器内の水素・酸素濃度が可燃限界未満であることを確認した場合は、<u>NGC N2トールス出口隔離弁又はNGC N2ドライウエル出口隔離弁</u>を全閉し、格納容器ベントを停止することを基本として、その他の要因を考慮した上で総合的に判断し、適切に対応する。なお、<u>NGC非常用ガス処理入口隔離弁又はNGC非常用ガス処理入口隔離弁バイパス弁は、NGC N2トールス出口隔離弁又はNGC N2ドライウエル出口隔離弁</u>を全閉後、原子炉格納容器内の除熱機能が更に1系統回復する等、より安定的な状態になった場合に全閉する。</p> <p>(a) <u>耐圧強化ベントライン</u>による原子炉格納容器内の減圧及び除熱</p> <p>i. <u>手順着手の判断基準</u></p> <p>炉心損傷^{*1}前において、原子炉格納容器内の冷却を実施しても、原子炉格納容器内の圧力を規定圧力 (<u>245kPa [gage]</u>) 以下に維持できない場合で、<u>格納容器フィルタベント系</u>が機能喪失^{*2}した場合。</p> <p>※1: <u>格納容器雰囲気放射線モニタ (CAMS)</u>で原子炉格納容器内のガンマ線線量率が設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍を超えた場合、又は<u>格納容器雰囲気放射線モニタ (CAMS)</u>が使用で</p>	<p>備考</p> <p>・運用の相違 【東海第二】 ベント準備判断基準の相違</p> <p>・運用の相違 【東海第二】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>原子炉圧力容器温度で300℃以上を確認した場合。</p> <p>※2: 「格納容器圧力逃がし装置が機能喪失」とは、設備に故障が発生した場合。</p> <p>ii. 操作手順</p> <p>耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第1.5.3図に、概要図を第1.5.23図に、タイムチャートを第1.5.24図及び第1.5.25図に示す。</p> <p>[W/W ベントの場合 (D/W ベントの場合、手順⑩以外は同様)]</p> <p>①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、原子炉格納容器内の水位がサプレッション・チェンバ・プール水位外部水源注水制限 (ベントライン-1m) 以下であることを確認し、耐圧強化ベント系によるW/W 側からの格納容器ベントの準備を開始するよう運転員に指示する (原子炉格納容器内の水位がサプレッション・チェンバ・プール水位外部水源注水制限を越えている場合はD/W 側からの格納容器ベントの準備を開始するよう指示する)。</p> <p>②当直長は、当直副長からの依頼に基づき、耐圧強化ベント系による除熱準備開始を緊急時対策本部に報告する。</p> <p>③現場運転員C 及びD は、耐圧強化ベント系による格納容器ベントに必要な電動弁の電源の受電操作を実施する。</p> <p>④中央制御室運転員A 及びB は、耐圧強化ベント系による格納容器ベントに必要な電動弁の電源が確保されたこと、及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。</p> <p>⑤中央制御室運転員A 及びB は、格納容器ベント前の確認として、AC 系隔離信号が発生している場合は、格</p>	<p>タが使用できない場合に原子炉圧力容器温度で300℃以上を確認した場合。</p> <p>※2: 「格納容器圧力逃がし装置が機能喪失」とは、設備に故障が発生した場合。</p> <p>ii) 操作手順</p> <p>耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第1.5-2図に、概要図を第1.5-14図に、タイムチャートを第1.5-15図に示す。</p> <p>【S/C側ベントの場合 (D/W側ベントの場合、手順⑧以外は同様。) 。</p> <p>①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、耐圧強化ベント系によるS/C側からの格納容器ベントの準備を開始するよう運転員等に指示する (S/C側からの格納容器ベントができない場合は、D/W側からの格納容器ベントの準備を開始するよう指示する)。</p> <p>②発電長は、耐圧強化ベント系による格納容器ベントによる除熱準備開始を災害対策本部長代理に報告する。</p> <p>③運転員等は中央制御室にて、耐圧強化ベント系による格納容器ベントに必要な電動弁の電源切替え操作を実施する。</p> <p>④運転員等は中央制御室にて、耐圧強化ベント系による格納容器ベントに必要な電動弁の電源が確保されたこと、及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示等により確認する。</p> <p>⑤運転員等は中央制御室にて、計器用空気系系統圧力指示値が約0.52MPa [gage] 以下の場合又は計器用空気系系統圧力指示値が確認できない場合は、バックアップ窒素供給弁を全開とする。</p> <p>⑥運転員等は、格納容器ベント前の確認として、不活性ガス系の隔離信号が発生している場合は、中</p>	<p>きない場合に原子炉圧力容器温度で 300℃以上を確認した場合。</p> <p>※2: 「格納容器フィルタベント系が機能喪失」とは、設備に故障が発生した場合。</p> <p>ii 操作手順</p> <p>耐圧強化ベントラインによる原子炉格納容器内の減圧及び除熱の手順は以下のとおり。手順の対応フローを第1.5-2図に、概要図を第1.5-24図に、タイムチャートを第1.5-25図及び第1.5-26図に示す。</p> <p>[W/Wベントの場合 (D/Wベントの場合、手順⑬以外は同様)]</p> <p>① 当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、耐圧強化ベントラインによるW/W側からの格納容器ベントの準備を開始するよう中央制御室運転員に指示する (W/W側からの格納容器ベントができない場合は、D/W側からの格納容器ベントの準備を開始するよう指示する)。</p> <p>②当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部に耐圧強化ベントラインによる除熱準備開始を報告する。</p> <p>③中央制御室運転員A は、耐圧強化ベントラインによる格納容器ベントに必要な電動弁及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。</p> <p>④中央制御室運転員A は、格納容器ベント前の確認として、格納容器隔離信号が発生している場合は、</p>	<p>島根2号炉は、10倍を超過した場合を炉心損傷の判断としているが、東海第二では10倍を含めて損傷と判断するため「以上」としている</p> <p>・体制の相違 【東海第二】 ⑫の相違 ・運用の相違 【柏崎6/7】 ベント実施基準の相違</p> <p>・体制の相違 【東海第二】 ⑫の相違</p> <p>・体制の相違 【柏崎6/7】 ⑬の相違</p> <p>・運用の相違 【東海第二】 島根2号炉は、計装用空気系の圧力は期待しない運用</p> <p>・体制の相違 【柏崎6/7】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.18版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>納容器補助盤にて、AC系隔離信号の除外操作を実施する。</p> <p>⑥中央制御室運転員A及びBは、格納容器ベント前の系統構成として、非常用ガス処理系が運転中であれば非常用ガス処理系を停止し、非常用ガス処理系フィルタ装置出口隔離弁及び非常用ガス処理系出口Uシール隔離弁の全閉操作、並びに非常用ガス処理系第一隔離弁、換気空調系第一隔離弁、非常用ガス処理系第二隔離弁及び換気空調系第二隔離弁の全閉確認を実施する。</p> <p>⑦現場運転員C及びDは、フィルタ装置入口弁操作空気ボンベ出口弁を全開とすることで、フィルタ装置入口弁の駆動源を確保し、当直副長に報告する。</p> <p>⑧中央制御室運転員A及びBは、格納容器ベント前の系統構成として、フィルタ装置入口弁の全閉操作を実施する。現場運転員C及びDは、遠隔手動弁操作設備によりフィルタ装置入口弁の全閉操作を実施する。</p> <p>⑨現場運転員C及びDは、耐圧強化ベント弁操作空気ボンベ出口弁を全開とすることで、耐圧強化ベント弁の駆動源を確保し、当直副長に報告する。</p> <p>⑩中央制御室運転員A及びBは、格納容器ベント前の系統構成として、耐圧強化ベント弁の全開操作を実施する。</p> <p>⑪^a W/Wベントの場合 中央制御室運転員A及びBは、格納容器ベント前の系統構成として、一次隔離弁(サブプレッション・チェンバ側)操作空気供給弁を全開とし駆動源を確保することで、一次隔離弁(サブプレッション・チェンバ側)の全開操作を実施する。</p> <p>⑪^b D/Wベントの場合 中央制御室運転員A及びBは、格納容器ベント前の系統構成として、一次隔離弁(ドライウエル側)操作空気供給弁を全開とし駆動源を確保することで、一次隔離弁(ドライウエル側)の全開操作を実施する。</p> <p>⑫中央制御室運転員A及びBは、耐圧強化ベント系による格納容器ベント準備完了を当直副長に報告する。</p>	<p>中央制御室にて、不活性ガス系隔離信号の除外操作を実施する。</p> <p>⑦運転員等は中央制御室にて、格納容器ベント前の系統構成として、非常用ガス処理系排風機(A)及び(B)の操作スイッチ隔離操作、非常用ガス処理系フィルタトレイン(A)出口弁及び非常用ガス処理系フィルタトレイン(B)出口弁の全閉操作、並びに原子炉建屋ガス処理系一次隔離弁、換気空調系一次隔離弁、原子炉建屋ガス処理系二次隔離弁及び換気空調系二次隔離弁の全閉を確認する。</p> <p>⑧^a S/C側ベントの場合 運転員等は中央制御室にて、格納容器ベント前の系統構成として、第一弁(S/C側)の全開操作を実施する。</p> <p>⑧^b D/W側ベントの場合 第一弁(S/C側)の開操作ができない場合は、運転員等は中央制御室にて、格納容器ベント前の系統構成として、第一弁(D/W側)の全開操作を実施する。</p> <p>⑨運転員等は中央制御室にて、耐圧強化ベント系による格納容器ベント準備完了を発電長に報告す</p>	<p>格納容器隔離信号の除外操作を実施する。</p> <p>⑤中央制御室運転員Aは、格納容器ベント前の系統構成として、非常用ガス処理系が運転中であれば非常用ガス処理系を停止し、A-SGT出口弁、B-SGT出口弁、SGT-NGC連絡ライン隔離弁、SGT-NGC連絡ライン隔離弁後弁、NGC常用空調換気入口隔離弁及びNGC常用空調換気入口隔離弁後弁の全閉を確認する。</p> <p>⑥中央制御室運転員Aは、SGT耐圧強化ベントライン止め弁操作空気供給弁の全開操作を実施し、SGT耐圧強化ベントライン止め弁の駆動源を確保する。</p> <p>⑦中央制御室運転員Aは、格納容器ベント前の系統構成として、SGT-FCVS第1ベントフィルタ入口弁の全閉、SGT耐圧強化ベントライン止め弁後弁、SGT耐圧強化ベントライン止め弁及びNGC非常用ガス処理入口隔離弁の全開操作を実施する。NGC非常用ガス処理入口隔離弁の開操作が出来ない場合は、NGC非常用ガス処理入口隔離弁バイパス弁を全開する。</p> <p>⑧中央制御室運転員Aは、耐圧強化ベントラインによる格納容器ベント準備完了を当直副長に報告す</p>	<p>⑬の相違</p> <p>・体制の相違 【柏崎6/7】 ⑬の相違</p> <p>・体制の相違 【柏崎6/7】 ⑬の相違</p> <p>・体制の相違 【柏崎6/7】 ⑬の相違</p> <p>・体制の相違 【東海第二】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>⑬当直長は、当直副長からの依頼に基づき、<u>耐圧強化ベント系による格納容器ベントの準備完了を緊急時対策本部に報告する。</u></p> <p>⑭当直副長は、原子炉格納容器内の圧力に関する情報収集を適宜行い、当直長に報告する。また、当直長は、原子炉格納容器内の圧力に関する情報を、緊急時対策本部に報告する。</p> <p>⑮当直長は、当直副長からの依頼に基づき、<u>耐圧強化ベント系による格納容器ベント開始を緊急時対策本部に報告する。</u></p> <p>⑯当直副長は、格納容器ベント開始圧力 (310kPa[gage]) に到達する時間、原子炉格納容器内の圧力上昇率を考慮し、中央制御室運転員に耐圧強化ベント系による格納容器ベント開始を指示する。</p> <p>⑰中央制御室運転員A 及びB は、<u>二次隔離弁を調整開 (流路面積約70%開) とし、耐圧強化ベント系による格納容器ベントを開始する。二次隔離弁の開操作ができない場合は、二次隔離弁バイパス弁を調整開 (流路面積約70%開) とし、耐圧強化ベント系による格納容器ベントを開始する。</u> <u>なお、原子炉格納容器内の圧力に低下傾向が確認されなかった場合は、二次隔離弁又は二次隔離弁バイパス弁の増開操作を実施する。</u></p> <p>⑱中央制御室運転員A 及びB は、<u>耐圧強化ベント系による格納容器ベントが開始されたことを格納容器内圧力指示値の低下により確認し、当直副長に報告する。また、当直長は、耐圧強化ベント系による格納容器ベ</u></p>	<p>る。</p> <p>⑩発電長は、<u>耐圧強化ベント系による格納容器ベントの準備完了を災害対策本部長代理に報告する。</u></p> <p>⑪発電長は、<u>格納容器ベント判断基準であるサプレッション・プール水位指示値が通常水位+6.5mに到達した後、ドライウェル圧力又はサプレッション・チェンバ圧力指示値が310kPa [gage] (1Pd) に到達したことを確認し、耐圧強化ベント系による格納容器ベント開始を災害対策本部長代理に報告する。</u></p> <p>⑫発電長は、<u>運転員等に耐圧強化ベント系による格納容器ベント開始を指示する。</u></p> <p>⑬運転員等は中央制御室にて、<u>耐圧強化ベント系二次隔離弁及び耐圧強化ベント系二次隔離弁の全開操作を実施し、耐圧強化ベント系による格納容器ベントを開始する。</u></p> <p>⑭運転員等は中央制御室にて、<u>耐圧強化ベント系による格納容器ベントが開始されたことをドライウェル圧力及びサプレッション・チェンバ圧力指示値の低下、並びに耐圧強化ベント系放射線モニタ</u></p>	<p>る。</p> <p>⑨当直長は、<u>当直副長からの依頼に基づき、耐圧強化ベントラインによる格納容器ベント準備完了を緊急時対策本部に報告する。</u></p> <p>⑩当直副長は、<u>原子炉格納容器内の圧力及び水位に関する情報収集を適宜行い、当直長に報告する。また、当直長は、原子炉格納容器内の圧力及び水位に関する情報を緊急時対策本部に報告する。</u></p> <p>⑪当直長は、<u>当直副長からの依頼に基づき、耐圧強化ベントラインによる格納容器ベントの開始を緊急時対策本部に報告する。</u></p> <p>⑫当直副長は、<u>以下のいずれかの条件に到達したことを確認し、中央制御室運転員に格納容器ベント開始を指示する。</u> <u>・外部水源を用いた原子炉格納容器スプレイを実施中に、サプレッション・プール水位指示値が通常水位+約 1.3m に到達した場合</u> <u>・原子炉格納容器内の圧力が 384kPa[gage] に到達した場合において、外部水源を用いた原子炉格納容器スプレイが実施できない場合。</u></p> <p>⑬^a W/Wベントの場合 <u>中央制御室運転員Aは、NGC N2トラス出口隔離弁の全開操作により、耐圧強化ベントラインによる格納容器ベントを開始する。</u></p> <p>⑬^b D/Wベントの場合 <u>中央制御室運転員Aは、NGC N2ドライウェル出口隔離弁の全開操作により、耐圧強化ベントラインによる格納容器ベントを開始する。</u></p> <p>⑭中央制御室運転員Aは、<u>耐圧強化ベントラインによる格納容器ベントが開始されたことを、原子炉格納容器内の圧力指示値の低下、並びに非常用ガス処理系モニタ (高レンジ・低レンジ) 指示値の</u></p>	<p>⑫の相違</p> <p>・体制の相違 【東海第二】 ⑫の相違</p> <p>・体制の相違 【東海第二】 ⑫の相違</p> <p>・運用の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 ベント実施基準の相違</p> <p>・体制の相違 【柏崎 6/7】 ⑬の相違</p> <p>・運用の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、二次隔離弁はバイパス弁も含め前段の系統構成で開操作</p> <p>・体制の相違 【柏崎 6/7】 ⑬の相違</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>ントが開始されたことを緊急時対策本部に報告する。</p> <p><u>⑱当直副長は、現場運転員に水素バイパスライン止め弁を全開するよう指示する。</u></p> <p><u>⑳現場運転員C及びDは、水素バイパスライン止め弁の全開操作を実施する。</u></p> <p>㉑中央制御室運転員A 及びB は、格納容器ベント開始後、残留熱除去系又は代替循環冷却系による原子炉格納容器内の除熱機能が1系統回復し、原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視が可能な場合は、<u>一次隔離弁（サブプレッション・チェンバ側又はドライウエル側）の全閉操作を実施し、耐圧強化ベント系による格納容器ベントを停止する。一次隔離弁を全閉後、原子炉格納容器内の除熱機能が更に1系統回復する等、より安定的な状態になった場合は、二次隔離弁又は二次隔離弁バイパス弁の全閉操作を実施する。</u></p>	<p>指示値の上昇により確認し、<u>発電長に報告する。</u>また、<u>発電長は、耐圧強化ベント系による格納容器ベントが開始されたことを災害対策本部長代理に報告する。</u></p> <p>㉒運転員等は中央制御室にて、格納容器ベント開始後、残留熱除去系又は代替循環冷却系による原子炉格納容器内の除熱機能が1系統回復し、可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素・酸素濃度制御機能及び可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器負圧破損防止機能が使用可能な場合、並びに<u>運転員等に原子炉格納容器内の圧力310kPa [gage] (1Pd) 未満、原子炉格納容器内の温度171℃未満及び原子炉格納容器内の水素濃度が可燃限界未満であることを確認することにより、第一弁（S/C側又はD/W側）の全閉操作を実施し、耐圧強化ベント系による格納容器ベントを停止する。</u></p>	<p>上昇により確認し、<u>当直副長に報告する。</u>また、<u>当直長は、当直副長からの依頼に基づき、耐圧強化ベントラインによる格納容器ベントが開始されたことを緊急時対策本部に報告する。</u></p> <p>㉓当直副長は、格納容器ベント開始後、残留熱除去系又は残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の除熱機能が1系統回復し、原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視が可能で、<u>かつ可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内に水素・酸素濃度制御機能及び可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器負圧破損防止機能が使用可能な場合、並びに原子炉格納容器内の圧力 427kPa [gage] (1Pd) 未満、原子炉格納容器内の温度 171℃ 未満及び原子炉格納容器内の水素濃度が可燃限界未満であることを確認することにより、NGC N2 トーラス出口隔離弁又はNGC N2 ドライウエル出口隔離弁の全閉操作を実施し、耐圧強化ベントラインによる格納容器ベントを停止するよう中央制御室運転員に指示する。</u></p> <p>㉔中央制御室運転員Aは、<u>NGC N2 トーラス出口隔離弁又はNGC N2 ドライウエル出口隔離弁の全閉操作を実施し、耐圧強化ベントラインによる格納容器ベントを停止する。</u></p> <p>㉕当直副長は、<u>NGC N2 トーラス出口隔離弁又はNGC N2 ドライウエル出口隔離弁を全閉</u></p>	<p>・体制の相違 【東海第二】 ⑫の相違</p> <p>・設備の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、水素バイパスラインに止め弁なし</p> <p>・体制の相違 【柏崎 6/7】 ⑬の相違</p> <p>・記載表現の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、原子炉格納容器ベント停止時の指揮・命令系統を記載</p> <p>・運用の相違 【東海第二】 ベント停止条件の相違</p> <p>・記載表現の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、ベント停止に必要な各パラメータの基準値を記載</p> <p>・設備の相違 【東海第二】 島根 2号炉 (Mark-I 改) と東海第二 (Mark-II) の最高使用圧力の相違</p> <p>・体制の相違 【柏崎 6/7】 ⑬の相違</p> <p>・記載表現の相違 【柏崎 6/7】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>iii. 操作の成立性</p> <p>上記の操作は、<u>1 ユニット当たり中央制御室運転員2名 (操作者及び確認者) 及び現場運転員2名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱開始まで約55分</u>で可能である。</p>	<p>iii) 操作の成立性</p> <p>格納容器ベント準備開始を判断してから格納容器ベント準備完了までの必要な要員数及び所要時間は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> 中央制御室からの<u>第一弁 (S/C側) 操作の場合</u> <p>中央制御室対応を運転員等 (当直運転員) 1名にて作業を実施した場合、<u>11分以内</u>で可能である。</p> <ul style="list-style-type: none"> 中央制御室からの<u>第一弁 (D/W側) 操作の場合</u> <p>中央制御室対応を運転員等 (当直運転員) 1名にて作業を実施した場合、<u>11分以内</u>で可能である。</p> <p>格納容器ベント基準到達から格納容器ベント開始までの必要な要員数及び所要時間は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> 中央制御室からの<u>耐圧強化ベント系一次隔離弁及び耐圧強化ベント系二次隔離弁操作の場合</u> <p>中央制御室対応を運転員等 (当直運転員) 1名にて作業を実施した場合、<u>4分以内</u>で可能である。</p> <p>【S/C側ベントの場合】</p> <p><u>サプレッション・プール水位指示値が通常水位±5.5mに到達後、又は原子炉格納容器内の冷却を実施しても、原子炉格納容器内の圧力を規定圧力 (279kPa</u></p>	<p>後、原子炉格納容器内の除熱機能が更に1系統回復する等、より安定的な状態になった場合は、<u>NGC非常用ガス処理入口隔離弁又はNGC非常用ガス処理入口隔離弁バイパス弁の全閉操作を実施するよう中央制御室運転員に指示する。</u></p> <p>⑬中央制御室運転員Aは、<u>NGC非常用ガス処理入口隔離弁又はNGC非常用ガス処理入口隔離弁バイパス弁の全閉操作を実施する。</u></p> <p>iii 操作の成立性</p> <p>格納容器ベント準備開始を判断してから、格納容器ベント準備完了までの必要な要員数及び想定時間は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> 中央制御室からのSGT FCVS第1ベントフィルタ入口弁、SGT耐圧強化ベントライン止め弁後弁、SGT耐圧強化ベントライン止め弁及びNGC非常用ガス処理入口隔離弁操作の場合 <p>中央制御室運転員1名にて作業を実施した場合、<u>20分以内</u>で可能である。</p> <p>格納容器ベント基準到達から格納容器ベント開始までの必要な要員及び想定時間は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> 中央制御室からの<u>NGC N2トラス出口隔離弁操作の場合</u> <p>中央制御室運転員1名にて作業した場合、<u>10分以内</u>で可能である。</p> <ul style="list-style-type: none"> 中央制御室からの<u>NGC N2ドライウエル出口隔離弁操作の場合</u> <p>中央制御室運転員1名にて作業した場合、<u>10分以内</u>で可能である。</p> <p>【W/Wベントの場合】</p> <p><u>格納容器ベント移行条件到達後、SGT FCVS第1ベントフィルタ入口弁、SGT耐圧強化ベントライン止め弁後弁、SGT耐圧強化ベント</u></p>	<p>島根2号炉は、原子炉格納容器ベント停止時の指揮・命令系統を記載</p> <ul style="list-style-type: none"> 記載表現の相違 <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、原子炉格納容器ベント停止後に更に安定した状態になった場合の手順を記載</p> <ul style="list-style-type: none"> 体制及び運用の相違 <p>【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>⑭の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> 運用の相違 <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、放射性物質閉じ込めの観点から、第二弁を全開し、ベント時に第一弁を全開</p> <ul style="list-style-type: none"> 記載方針の相違 <p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉は、格納容器ベント準備とベント開始を分けて記載</p> <ul style="list-style-type: none"> 運用の相違 <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、格納容</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.18版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。室温は通常運転時と同程度である。</p> <p>(添付資料1.5.3-10)</p>	<p>[gage]) 以下に維持できない場合に、第一弁 (S/C側) 操作を中央制御室にて実施した場合、11分以内で可能である。また、サプレッション・プール水位指示値が通常水位+6.5mに到達し、ドライウエル圧力又はサプレッション・チェンバ圧力指示値が310kPa [gage] (1Pd) に到達後、耐圧強化ベント系一次隔離弁及び耐圧強化ベント系二次隔離弁の操作を中央制御室にて実施した場合、4分以内で可能である。</p> <p>【D/W側ベントの場合】</p> <p>サプレッション・プール水位指示値が通常水位+5.5mに到達後、又は原子炉格納容器内の冷却を実施しても、原子炉格納容器内の圧力を規定圧力 (279kPa [gage]) 以下に維持できない場合に、第一弁 (D/W側) 操作を中央制御室にて実施した場合、11分以内で可能である。また、サプレッション・プール水位指示値が通常水位+6.5mに到達し、ドライウエル圧力又はサプレッション・チェンバ圧力指示値が310kPa [gage] (1Pd) に到達後、耐圧強化ベント系一次隔離弁及び耐圧強化ベント系二次隔離弁の操作を中央制御室にて実施した場合、4分以内で可能である。</p> <p>(添付資料1.5.4)</p>	<p>ライン止め弁及びNGC非常用ガス処理入口隔離弁操作を中央制御室にて実施した場合、20分以内で可能である。また、格納容器ベント基準到達後、NGC N2トラス出口隔離弁操作を中央制御室にて実施した場合、10分以内で可能である。</p> <p>【D/Wベントの場合】</p> <p>格納容器ベント移行条件到達後、SGT FC VS第1ベントフィルタ入口弁、SGT耐圧強化ベントライン止め弁後弁、SGT耐圧強化ベントライン止め弁及びNGC非常用ガス処理入口隔離弁操作を中央制御室にて実施した場合、20分以内で可能である。また、格納容器ベント基準到達後、NGC N2ドライウエル出口隔離弁操作を中央制御室にて実施した場合、10分以内で可能である。</p> <p>円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。室温は通常運転時と同程度である。</p> <p>(添付資料1.5.4-4(1))</p> <p>(b) <u>耐圧強化ベントライン停止後の窒素ガスパージ</u> 格納容器ベント停止後において、耐圧強化ベントラインに水素ガスが滞留しないよう、耐圧強化ベントラインの窒素ガスによるパージを実施する。</p> <p>i <u>手順着手の判断基準</u> 炉心損傷^{*1}前において、格納容器ベント移行条件^{*2}に達した場合。</p> <p><u>※1</u> : 格納容器雰囲気放射線モニタ (CAMS) で原子炉格納容器内のガンマ線線量率が設計基準事</p>	<p>器バウンダリの維持及び現場におけるベント実施時の被ばく評価結果を考慮しNGC非常用ガス処理入口弁 (第二弁 (ベント装置側)) から開操作する</p> <ul style="list-style-type: none"> ・体制及び運用の相違 <p>【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <ul style="list-style-type: none"> ⑭の相違 ・運用の相違 <p>【東海第二】</p> <p>島根 2号炉は、格納容器バウンダリの維持及び現場におけるベント実施時の被ばく評価結果を考慮しNGC非常用ガス処理入口弁 (第二弁 (ベント装置側)) から開操作する</p> <ul style="list-style-type: none"> ・体制及び運用の相違 <p>【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <ul style="list-style-type: none"> ⑭の相違 <ul style="list-style-type: none"> ・設備の相違 <p>【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>島根 2号炉は、耐圧強化ベントラインの窒素ガスパージの手順を整備</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
		<p><u>故相当のガンマ線線量率の10倍を超えた場合、又は格納容器雰囲気放射線モニタ(CAMS)が使用できない場合に原子炉圧力容器温度で300℃以上を確認した場合。</u></p> <p><u>※2: 原子炉格納容器内の圧力が245kPa[gage]に到達した場合に格納容器ベント準備を開始する。</u></p> <p>ii 操作手順</p> <p><u>耐圧強化ベントライン停止後の窒素ガスパーズ手順の概要は以下のとおり。概要図を第1.5-27図に、タイムチャートを第1.5-28図に示す。</u></p> <p>①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、当直長を経由し、緊急時対策本部に耐圧強化ベントライン停止後の窒素ガスパーズの準備開始を依頼する。</p> <p>②緊急時対策本部は、緊急時対策要員に耐圧強化ベントライン停止後の窒素ガスパーズの準備開始を指示する。</p> <p>③^a窒素供給ライン接続口を使用した耐圧強化ベントライン停止後の窒素ガスパーズの場合 緊急時対策要員は、原子炉建物南側(屋外)に可搬式窒素供給装置を配備し送気ホースを接続口に取り付け、可搬式窒素供給装置の準備完了を緊急時対策本部に報告する。</p> <p>③^b窒素供給ライン接続口(建物内)(原子炉建物付属棟西側扉)を使用した耐圧強化ベントライン停止後の窒素ガスパーズの場合 緊急時対策要員は、原子炉建物西側(屋外)に可搬式窒素供給装置を配備し、送気ホースを接続口に取り付け、可搬式窒素供給装置の準備完了を緊急時対策本部に報告する。</p> <p>③^c窒素供給ライン接続口(建物内)(タービン建物北側扉)を使用した耐圧強化ベントライン停止後の窒素ガスパーズの場合(故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合) 緊急時対策要員は、タービン建物北側(屋外)に可搬式窒素供給装置を配備し、送気ホースを接続口に取り付け、可搬式窒素供給装置の準備完了を緊急時</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
		<p>対策本部に報告する。</p> <p>④緊急時対策本部は、耐圧強化ベントライン停止後の窒素ガスパージの準備完了を当直長に報告する。</p> <p>⑤当直副長は、中央制御室運転員に耐圧強化ベントライン停止後の窒素ガスパージの系統構成開始を指示する。</p> <p>⑥中央制御室運転員Aは、耐圧強化ベントライン停止後の窒素ガスパージの系統構成として、NGC N2トラス出口隔離弁、NGC N2ドライウエル出口隔離弁、SGT FCVS第1ベントフィルタ入口弁の全閉確認、SGT耐圧強化ベントライン止め弁後弁、SGT耐圧強化ベントライン止め弁の全開確認及びNGC非常用ガス処理入口隔離弁又はNGC非常用ガス処理入口隔離弁バイパス弁の全開を確認し、耐圧強化ベントライン停止後の窒素ガスパージの系統構成完了を当直副長に報告する。</p> <p>⑦当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部に窒素ガスパージの開始を依頼する。</p> <p>⑧緊急時対策本部は、緊急時対策要員に窒素ガスパージの開始を指示する。</p> <p>⑨^a窒素供給ライン接続口を使用した耐圧強化ベントライン停止後の窒素ガスパージの場合 緊急時対策要員は、原子炉建物南側(屋外)にて、可搬式窒素供給装置を起動した後、FCVS窒素ガス補給元弁の開操作を実施し、窒素ガスの供給を開始するとともに、緊急時対策本部に窒素ガスパージを開始したことを報告する。</p> <p>⑨^b窒素供給ライン接続口(建物内)(原子炉建物付属棟西側扉)を使用した耐圧強化ベントライン停止後の窒素ガスパージの場合 緊急時対策要員は、原子炉建物西側(屋外)にて、可搬式窒素供給装置を起動した後、原子炉建物付属棟にて、FCVS建物内窒素ガス補給元弁の開操作を実施し、窒素ガスの供給を開始するとともに、緊急時対策本部に窒素ガスパージを開始したことを報告する。</p> <p>⑨^c窒素供給ライン接続口(建物内)(タービン建物北側扉)を使用した耐圧強化ベントライン停止後の窒</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
		<p><u>素ガスパージの場合 (故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合)</u></p> <p><u>緊急時対策要員は、タービン建物北側 (屋外) にて、可搬式窒素供給装置を起動した後、原子炉建物付属棟にて、FCVS建物内窒素ガス補給元弁の開操作を実施し、窒素ガスの供給を開始するとともに、緊急時対策本部に窒素ガスパージを開始したことを報告する。</u></p> <p><u>⑩緊急時対策本部は、窒素ガスパージを開始したことを当直長に報告する。</u></p> <p><u>iii 操作の成立性</u></p> <p><u>上記の操作は、中央制御室運転員1名及び緊急時対策要員2名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから耐圧強化ベントライン停止後の窒素ガスパージ開始までの想定時間は以下のとおり。</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <u>・窒素供給ライン接続口を使用した耐圧強化ベントライン停止後の窒素ガスパージの場合、2時間以内で可能である。</u> <u>・窒素供給ライン接続口 (建物内) (原子炉建物付属棟西側扉) を使用した耐圧強化ベントライン停止後の窒素ガスパージの場合、2時間以内で可能である。</u> <u>・窒素供給ライン接続口 (建物内) (タービン建物北側扉) を使用した耐圧強化ベントライン停止後の窒素ガスパージの場合 (故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合)、6時間40分以内で可能である。</u> <p><u>なお、炉心損傷がない状況下での格納容器ベントであることから、本操作における作業エリアの被ばく線量率は低く、作業可能である。</u></p> <p><u>円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。</u></p> <p><u>車両の作業用照明、ヘッドライト及び懐中電灯を用いることで、暗闇における作業性についても確保する。</u></p> <p style="text-align: right;"><u>(添付資料 1.5.4-4(3))</u></p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>(b) 原子炉格納容器ベント弁駆動源確保 (予備ポンペ)</u></p> <p><u>残留熱除去系の機能が喪失し、耐圧強化ベント系により大気を最終ヒートシンクとして熱を輸送する場合、空気駆動弁である一次隔離弁 (サブプレッション・チェンバ側又はドライウエル側) 及び耐圧強化ベント弁を全開とし、格納容器ベントラインを構成する必要がある、通常の駆動空気供給源である計装用圧縮空気系が喪失した状況下では遠隔空気駆動弁操作ポンペが駆動源となる。常設ポンペの圧力が低下した場合に、常設ポンペと予備ポンペを交換することで、一次隔離弁及び耐圧強化ベント弁の駆動圧力を確保する。</u></p> <p><u>i. 手順着手の判断基準</u></p> <p><u>耐圧強化ベント系の系統構成及び耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱を実施中、各隔離弁の駆動源である遠隔空気駆動弁操作ポンペの圧力が規定圧力以下となった場合。</u></p> <p><u>ii. 操作手順</u></p> <p><u>原子炉格納容器ベント弁駆動源確保 (予備ポンペ) の手順の概要は以下のとおり。概要図を第1.5.7 図に、タイムチャートを第1.5.8 図に示す。</u></p> <p><u>「一次隔離弁 (サブプレッション・チェンバ側) 遠隔空気駆動弁操作ポンペ交換」操作手順については、</u> <u>「1.5.2.1(1)a. (b) 原子炉格納容器ベント弁駆動源確保 (予備ポンペ)」の操作手順と同様である。</u></p> <p><u>「一次隔離弁 (ドライウエル側) 遠隔空気駆動弁操作ポンペ交換」操作手順については、</u> <u>「1.5.2.1(1)a. (b) 原子炉格納容器ベント弁駆動源確保 (予備ポンペ)」の操作手順と同様である。</u></p> <p><u>「耐圧強化ベント弁遠隔空気駆動弁操作ポンペ交換」</u></p> <p><u>①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、現場運転員に耐圧強化ベント弁遠隔空気駆動弁操作ポンペを、使用済みポンペから予備ポンペへの交換を指示する。</u></p> <p><u>②現場運転員C 及びD は、予備ポンペを予備ポンペラックから運搬する。</u></p> <p><u>③現場運転員C 及びD は、耐圧強化ベント弁操作空気ポンペ出口弁及びポンペ本体の弁を全閉とし、使用中</u></p>			<p>・設備の相違</p> <p>【柏崎 6/7】</p> <p>島根 2号炉は常設ポンペのみ記載することとし、予備のポンペ取替は不要と整理</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>のポンベを取り外し、予備ポンベを接続する。</u></p> <p>④現場運転員C 及びD は、<u>ポンベ本体の弁を全開とし、ポンベ接続部から耐圧強化ベント弁操作用空気ポンベ出口弁までのリークチェックを実施する。</u></p> <p>⑤現場運転員C 及びD は、<u>耐圧強化ベント弁操作用空気ポンベ出口弁を全開にする。</u></p> <p>⑥現場運転員C 及びD は、<u>使用済みポンベをボンベラックへ収納する。</u></p> <p>⑦現場運転員C 及びD は、<u>耐圧強化ベント弁遠隔空気駆動弁操作用ポンベの交換終了を当直副長に報告する。</u></p> <p>⑧当直長は、<u>当直副長からの依頼に基づき、予備ポンベの確保を緊急時対策本部に依頼する。</u></p> <p>iii. <u>操作の成立性</u></p> <p><u>上記の操作は、1 ユニット当たり中央制御室運転員2 名（操作者及び確認者）及び現場運転員2 名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してからポンベ交換終了まで約45 分で可能である。</u></p> <p><u>円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具照明及び通信連絡設備を整備する。また、速やかに作業が開始できるように、使用する資機材は作業場所近傍に配備する。室温は通常運転時と同程度である。</u></p> <p><u>(添付資料1.5.3- 2)</u></p>			

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(2) 最終ヒートシンク（大気）への代替熱輸送（全交流動力電源喪失時の場合）</p> <p>a. <u>格納容器圧力逃がし装置</u>による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）</p> <p>残留熱除去系の機能が喪失し、最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合、<u>格納容器圧力逃がし装置</u>により最終ヒートシンク（大気）へ熱を輸送する。</p> <p>また、格納容器ベント実施中において、残留熱除去系又は代替循環冷却による原子炉格納容器内の除熱機能が1系統回復し、原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視が可能な場合は、<u>一次隔離弁</u>を全閉し、格納容器ベントを停止することを基本として、その他の要因を考慮した上で総合的に判断し、適切に対応する。なお、<u>二次隔離弁</u>については、<u>二次隔離弁</u>を全閉後、原子炉格納容器内の除熱機能が更に1系統回復する等、より安定的な状態になった場合に全閉する。</p> <p>全交流動力電源喪失時は、<u>現場手動にて系統構成を行うとともに原子炉建屋原子炉区域の系統構成は事前に着手する。</u></p> <p>(a) <u>格納容器圧力逃がし装置</u>による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）</p> <p>i. <u>手順着手の判断基準</u> <u>[原子炉建屋原子炉区域の系統構成]</u> <u>全交流動力電源喪失時に、早期の電源復旧が見込めない場合。</u> <u>[格納容器ベント準備]</u> 炉心損傷*¹前において、原子炉格納容器内の冷却を実施しても、原子炉格納容器内の圧力を規定圧力（<u>279kPa</u>[gage]）以下に維持できない場合。</p>	<p>(2) 最終ヒートシンク（大気）への代替熱輸送（全交流動力電源喪失時の場合）</p> <p>a. <u>格納容器圧力逃がし装置</u>による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）</p> <p>残留熱除去系の機能が喪失し、最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合、<u>格納容器圧力逃がし装置</u>により最終ヒートシンク（大気）へ熱を輸送する。</p> <p>また、格納容器ベント実施中において、残留熱除去系又は代替循環冷却系による原子炉格納容器内の除熱機能が1系統回復し、可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素・酸素濃度制御機能及び可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器負圧破損防止機能が使用可能と判断した場合、並びに原子炉格納容器内の圧力<u>310kPa</u> [gage] (1Pd)未満、原子炉格納容器内の温度<u>171℃</u>未満及び原子炉格納容器内の水素濃度が可燃限界未満であることを確認した場合は、<u>第一弁</u>を全閉し、格納容器ベントを停止することを基本として、その他の要因を考慮した上で総合的に判断し、適切に対応する。なお、<u>フィルタ装置出口弁</u>については、<u>第一弁</u>を全閉後、原子炉格納容器内の除熱機能が更に1系統回復する等、より安定的な状態になった場合に全閉する。</p> <p>全交流動力電源喪失時に、<u>早期の電源復旧が見込めない</u>場合は、現場手動にて系統構成を行う。</p> <p>(a) <u>格納容器圧力逃がし装置</u>による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）</p> <p>i. <u>手順着手の判断基準</u> 炉心損傷*¹前において、全交流動力電源喪失時に<u>外部水源による原子炉格納容器内の冷却により、サプレッション・プール水位が上昇し、サプレッション・プール水位指示値が通常水位+5.5mに到達した場合、又</u></p>	<p>(3) 最終ヒートシンク（大気）への代替熱輸送（全交流動力電源喪失時の場合）</p> <p>a. <u>格納容器フィルタベント系</u>による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）</p> <p>残留熱除去系の機能が喪失し、最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合、<u>格納容器フィルタベント系</u>により最終ヒートシンク（大気）へ輸送する。</p> <p>また、格納容器ベント実施中において、残留熱除去系又は残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の除熱機能が1系統回復し、<u>可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素・酸素濃度制御機能及び可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器負圧破損防止機能が使用可能な場合、並びに原子炉格納容器内の圧力 427kPa</u>[gage] (1Pd)未満、<u>原子炉格納容器内の温度 171℃未満及び原子炉格納容器内の水素・酸素濃度が可燃限界未満であることを確認した場合、NGC N2トールス出口隔離弁又はNGC N2ドライウエル出口隔離弁</u>を全閉し、格納容器ベントを停止することを基本として、その他の要因を考慮した上で総合的に判断し、適切に対応する。なお、<u>NGC非常用ガス処理入口隔離弁又はNGC非常用ガス処理入口隔離弁バイパス弁、NGC N2トールス出口隔離弁又はNGC N2ドライウエル出口隔離弁</u>を全閉後、原子炉格納容器内の除熱機能が更に1系統回復する等、より安定的な状態になった場合に全閉する。</p> <p>全交流動力電源喪失時は、現場手動にて系統構成を行う。</p> <p>(a) <u>格納容器フィルタベント系</u>による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）</p> <p>i. <u>手順着手の判断基準</u> 炉心損傷*¹前において、全交流動力電源喪失時に、<u>早期の電源復旧が見込めず、原子炉格納容器内の冷却を実施しても、原子炉格納容器内の圧力を規定圧力（245kPa</u>[gage]）以下に維持できない場合。</p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・記載表現の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、ベント停止に必要な各パラメータの基準値を記載 ・設備の相違 【東海第二】 島根 2号炉 (Mark-I 改) と東海第二 (Mark-II) の最高使用圧力の相違 ・運用の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、事前の系統構成不要 ・運用の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、管理区域内の系統構成不要 ・運用の相違 【東海第二】 ベント準備実施基準

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>※1:「炉心損傷」は、<u>格納容器内雰囲気放射線レベル(CAMS)</u>で原子炉格納容器内のガンマ線線量率が、設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍を超えた場合、又は<u>格納容器内雰囲気放射線レベル(CAMS)</u>が使用できない場合に原子炉圧力容器温度で300℃以上を確認した場合。</p> <p>ii. 操作手順 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱の手順は以下のとおり。手順対応フローを第1.5.3図に、概要図を第1.5.26図に、タイムチャートを第1.5.27図及び第1.5.28図に示す。</p> <p>[W/W ベントの場合(D/W ベントの場合、手順⑨以外は同様)]</p> <p>①当直副長は、<u>手順着手の判断基準に基づき、原子炉建屋原子炉区域の系統構成を現場運転員に指示する。</u></p> <p>②現場運転員E 及びF は、<u>非常用ガス処理系フィルタ装置出口隔離弁及び非常用ガス処理系出口U シール隔離弁の全閉操作を実施する。</u></p> <p>③当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、原子炉格納容器内の水位が<u>サプレッション・チェンバ・プール水位外部水源注水制限(ベントライン-1m)</u> 以下であることを確認し、<u>格納容器圧力逃がし装置</u>によるW/W側からの格納容器ベントの準備を開始するよう運転員に指示する(原子炉格納容器内の水位が<u>サプレッション・チェンバ・プール水位外部水源注水制限</u>を越えて</p>	<p>は原子炉格納容器内の冷却を実施しても、原子炉格納容器内の圧力を規定圧力(279kPa [gage]) 以下に維持できない場合。</p> <p>※1: <u>格納容器雰囲気放射線モニタでドライウェル又はサプレッション・チェンバ内のガンマ線線量率が、設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍以上となった場合、又は格納容器雰囲気放射線モニタが使用できない場合に原子炉圧力容器温度で300℃以上を確認した場合。</u></p> <p>ii. 操作手順 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱手順の概要は以下のとおり。手順対応フローを第1.5-2図に、概要図を第1.5-16図に、タイムチャートを第1.5-17図に示す。</p> <p>【S/C側ベントの場合(D/W側ベントの場合、手順⑦以外は同様。) 。</p> <p>①発電長は、<u>手順着手の判断基準に基づき、災害対策本部長代理に格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントの準備を依頼する。</u></p> <p>②災害対策本部長代理は、<u>格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント準備のため、第二弁操作室に重大事故等対応要員を派遣し、発電長に報告する。</u></p> <p>③発電長は、<u>格納容器圧力逃がし装置によるS/C側からの格納容器ベントの準備を開始するよう運転員等に指示する(S/C側からの格納容器ベントができない場合は、D/W側からの格納容器ベントの準備を開始するよう指示する。)</u>。</p>	<p>※1: <u>格納容器雰囲気放射線モニタ(CAMS)</u>で原子炉格納容器内のガンマ線線量率が、設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍を超えた場合、又は<u>格納容器雰囲気放射線モニタ(CAMS)</u>が使用できない場合に原子炉圧力容器温度で300℃以上を確認した場合。</p> <p>ii 操作手順 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱の手順は以下のとおり。手順の対応フローを第1.5-2図に、概要図を第1.5-29図に、タイムチャートを第1.5-30図及び第1.5-31図に示す。</p> <p>[W/Wベントの場合(D/Wベントの場合、手順⑫以外は同様)]</p> <p>①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、<u>格納容器フィルタベント系によるW/W側からの格納容器ベント準備を開始するよう運転員に指示する(W/W側からの格納容器ベントができない場合は、D/W側からの格納容器ベントの準備を開始するよう指示する)。</u></p>	<p>の相違</p> <p>・運用の相違 【東海第二】 島根2号炉は、10倍を超えた場合を炉心損傷の判断としているが、東海第二では10倍を含めて損傷と判断しているため、「以上」としている</p> <p>・運用の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、管理区域内の系統構成必要なし</p> <p>【東海第二】 島根2号炉は、運転員のみでベント準備を行う</p> <p>・体制の相違 【東海第二】 ⑫の相違</p> <p>・設備の相違 【柏崎6/7】 ベント準備実施基準の相違</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>いる場合はD/W 側からの格納容器ベントの準備を開始するよう指示する)。</p> <p>④当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部に格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントの準備開始を報告する。</p> <p>⑤中央制御室運転員A 及びB は、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントに必要な監視計器の電源が確保されていることを確認する。</p> <p>⑥中央制御室運転員A 及びB は、FCVS 制御盤にてフィルタ装置水位指示値が通常水位範囲内であること及びフィルタ装置ドレン移送ポンプの水張りが完了していることを確認する。</p> <p>⑦中央制御室運転員A 及びB は、格納容器ベント前の系統構成として、耐圧強化ベント弁、非常用ガス処理系第二隔離弁及び換気空調系第二隔離弁の全閉、並びにフィルタ装置入口弁の全開を確認する。</p> <p>⑧現場運転員E 及びF は、格納容器ベント前の系統構成として、非常用ガス処理系第一隔離弁及び換気空調系第一隔離弁の全閉を確認する。</p> <p>⑨^a W/W ベントの場合 現場運転員C 及びD は、一次隔離弁（サブプレッション・チェンバ側）を遠隔手動弁操作設備による操作で全開とする。また、遠隔手動弁操作設備による操作以外の手段として、直流電源が健全である場合は、一次隔離弁（サブプレッション・チェンバ側）操作用空気供給弁を現場で手動開し、一次隔離弁（サブプレッション・チェンバ側）を中央制御室の操作にて全開する手段がある。更に一次隔離弁（サブプレッション・チェンバ側）逆操作用空気排気側止め弁を全閉、一次隔離弁（サブプレッション・チェンバ側）操作用空気供給弁及び一次隔離弁（サブプレッション・チェンバ側）操作用空気排気側止め弁を全開することで電磁弁排気ポートへ駆動空気を供給し、一次隔離弁（サブプレッション・チェンバ側）を全開する手段がある。</p>	<p>④発電長は、災害対策本部長代理に格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントの準備開始を報告する。</p> <p>⑤運転員等は中央制御室にて、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントに必要な監視計器の電源が確保されていることを確認する。</p> <p>⑥運転員等は中央制御室にて、格納容器ベント前の系統構成として、原子炉建屋ガス処理系一次隔離弁、原子炉建屋ガス処理系二次隔離弁、換気空調系一次隔離弁及び換気空調系二次隔離弁の全閉を確認する。</p> <p>⑦^a S / C側ベントの場合 運転員等は原子炉建屋付属棟にて、第一弁（S / C側）を遠隔人力操作機構による操作で全開とする。</p>	<p>②当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部に格納容器フィルタベント系による格納容器ベントの準備開始を報告する。</p> <p>③中央制御室運転員A は、格納容器フィルタベント系による格納容器ベントに必要な監視計器の電源が確保されていることを確認する。</p> <p>④中央制御室運転員A は、重大事故操作盤にて第1ベントフィルタスクラバ容器水位指示値が通常水位範囲内であることを確認する。</p> <p>⑤中央制御室運転員A は、格納容器ベント前の系統構成として、SGT NGC連絡ライン隔離弁、SGT NGC連絡ライン隔離弁後弁、SGT耐圧強化ベントライン止め弁、SGT耐圧強化ベントライン止め弁後弁、NGC常用空調換気入口隔離弁、NGC常用空調換気入口隔離弁後弁の全閉及びSGT FCVS第1ベントフィルタ入口弁の全開を確認する。</p> <p>⑥現場運転員B及びCは、NGC非常用ガス処理入口隔離弁を遠隔手動弁操作機構による操作で全開とする。NGC非常用ガス処理入口隔離弁の開操作ができない場合は、NGC非常用ガス処理入口隔離弁バイパス弁を遠隔手動弁操作機構にて全開とする。</p>	<p>・体制の相違 【東海第二】 ⑫の相違</p> <p>・体制の相違 【柏崎 6/7】 ⑬の相違</p> <p>・体制及び運用の相違 【柏崎 6/7】 ⑤、⑬の相違</p> <p>・体制の相違 【柏崎 6/7】 ⑬の相違</p> <p>・設備の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、ベント前の系統構成として、他系統との隔離弁（1次隔離弁および2次隔離弁）の全閉を確認</p> <p>・設備の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉の操作対象弁は全て電動弁であり、空気供給による操作はない</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>⑨^b D/W ベントの場合 <u>現場運転員C 及びD は、一次隔離弁（ドライウエル側）を遠隔手動弁操作設備による操作で全開とする。</u> <u>また、遠隔手動弁操作設備による操作以外の手段として、直流電源が健全である場合は、一次隔離弁（ドライウエル側）操作用空気供給弁を現場で手動開し、一次隔離弁（ドライウエル側）を中央制御室の操作にて全開する手段がある。更に一次隔離弁（ドライウエル側）逆操作用空気排気側止め弁を全閉、一次隔離弁（ドライウエル側）操作用空気供給弁及び一次隔離弁（ドライウエル側）操作用空気排気側止め弁を全開することで電磁弁排気ポートへ駆動空気を供給し、一次隔離弁（ドライウエル側）を全開する手段がある。</u></p> <p>⑩<u>現場運転員C 及びD は、フィルタベント大気放出ラインドレン弁を全閉とし、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント準備完了を当直副長に報告する。</u></p> <p>⑪当直長は、<u>当直副長からの依頼に基づき、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント準備完了を緊急時対策本部に報告する。</u></p> <p>⑫当直副長は、<u>原子炉格納容器内の圧力に関する情報収集を適宜行い、当直長に報告する。また、当直長は原子炉格納容器内の圧力に関する情報を、緊急時対策本部に報告する。</u></p> <p>⑬当直長は、<u>当直副長からの依頼に基づき、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントの開始を緊急時</u></p>	<p>⑦^b D/W側ベントの場合 <u>第一弁（S/C側）が開できない場合は、運転員等は原子炉建屋付属棟にて、第一弁（D/W側）を遠隔人力操作機構による操作で全開とする。</u></p> <p>⑧<u>運転員等は、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント準備完了を発電長に報告する。</u></p> <p>⑨<u>発電長は、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント準備完了を災害対策本部長代理に報告する。</u></p> <p>⑩<u>発電長は、格納容器ベント判断基準であるサプレッション・プール水位指示値が通常水位+6.5mに到達した後、ドライウエル圧力又はサプレッション・チェンバ圧力指示値が310kPa [gage] (1Pd)に到達したことを確認し、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントの開始を災害対策本部長</u></p>	<p>⑦<u>中央制御室運転員Aは、格納容器フィルタベント系による格納容器ベント準備完了を当直副長に報告する。</u></p> <p>⑧<u>当直長は、当直副長からの依頼に基づき、格納容器フィルタベント系による格納容器ベント準備完了を緊急時対策本部に報告する。</u></p> <p>⑨<u>当直副長は、原子炉格納容器内の圧力及び水位に関する情報収集を適宜行い、当直長に報告する。また、当直長は、原子炉格納容器内の圧力及び水位に関する情報を緊急時対策本部に報告する。</u></p> <p>⑩<u>当直長は、当直副長からの依頼に基づき、格納容器フィルタベント系による格納容器ベントの開始</u></p>	<p>・体制の相違 【柏崎 6/7】 ⑬の相違 【東海第二 7】 ⑫の相違 ・運用の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉も柏崎 6/7と同様に、FCVS 排気ラインドレン排出弁をベント実施前に全閉する必要があるが、当該操作は、「(d) 格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパーージ」手順にて実施</p> <p>・体制の相違 【東海第二 2】 ⑫の相違 ・体制の相違 【東海第二 2】 ⑫の相違</p> <p>・体制の相違 【東海第二 2】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>対策本部に報告する。</p> <p>⑭当直副長は、格納容器ベント開始圧力 (310kPa[gage]) に到達する時間、弁操作に必要な時間、原子炉格納容器内の圧力上昇率を考慮し、運転員に格納容器ベント開始を指示する。</p> <p>⑮現場運転員C 及びD は、<u>二次隔離弁を遠隔手動弁操作設備にて調整開 (流路面積約70%開) とし、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントを開始する。二次隔離弁の開操作ができない場合は、二次隔離弁バイパス弁を遠隔手動弁操作設備にて調整開 (流路面積約70%開) とし、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントを開始する。なお、原子炉格納容器内の圧力に低下傾向が確認されなかった場合は、二次隔離弁又は二次隔離弁バイパス弁の増開操作を実施する。</u></p> <p>⑯中央制御室運転員A 及びB は、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントが開始されたことを格納容器内圧力指示値の低下及びフィルタ装置入口圧力指示値の上昇により確認し、当直副長に報告する。また、当直長は、<u>格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントが開始されたことを緊急時対策本部に報告する。</u></p> <p>⑰当直副長は、<u>現場運転員に水素バイパスライン止め弁を全開するよう指示する。</u></p> <p>⑱現場運転員C及びDは、<u>水素バイパスライン止め弁の全開操作を実施する。</u></p> <p>⑲中央制御室運転員A 及びB は、FCVS 制御盤にてフィルタ装置水位指示値を確認し、水位調整が必要な場合は</p>	<p>代理に報告する。</p> <p>⑪発電長は、<u>重大事故等対応要員に格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント開始を指示する。</u></p> <p>⑫重大事故等対応要員は第二弁操作室にて、第二弁を遠隔人力操作機構にて全開とし、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントを開始する。第二弁の開操作ができない場合は、第二弁バイパス弁を遠隔人力操作機構にて全開とし、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントを開始する。</p> <p>⑬運転員等は中央制御室にて、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントが開始されたことをドライウエル圧力及びサプレッション・チェンバ圧力指示値の低下、並びにフィルタ装置圧力及びフィルタ装置スクラビング水温度指示値の上昇により確認するとともに、<u>フィルタ装置出口放射線モニタ (高レンジ・低レンジ) 指示値の上昇を確認し、発電長に報告する。また、発電長は、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントが開始されたことを災害対策本部長代理に報告する。</u></p>	<p>を緊急時対策本部に報告する。</p> <p>⑩当直副長は、<u>以下のいずれかの条件に到達したことを確認し、運転員に格納容器ベント開始を指示する。</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ・外部水源を用いた原子炉格納容器スプレイを実施中に、サプレッション・プール水位指示値が通常水位+約 1.3m に到達した場合 ・原子炉格納容器内の圧力が <u>384kPa[gage]</u> に到達した場合において、外部水源を用いた原子炉格納容器スプレイが実施できない場合。 <p>⑫^a W/Wベントの場合 現場運転員B及びCは、<u>NGC N2 トーラス出口隔離弁を遠隔手動弁操作機構による操作で全開とし、格納容器フィルタベント系による格納容器ベント操作を開始する。</u></p> <p>⑫^b D/Wベントの場合 現場運転員B及びCは、<u>NGC N2 ドライウエル出口隔離弁を遠隔手動弁操作機構による操作で全開とし、格納容器フィルタベント系による格納容器ベント操作を開始する。</u></p> <p>⑬中央制御室運転員Aは、<u>格納容器フィルタベント系による格納容器ベントが開始されたことを、原子炉格納容器内の圧力指示値の低下、並びに第1ベントフィルタスクラバ容器圧力及びスクラバ容器温度指示値の上昇により確認するとともに、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) 指示値の上昇により確認し、当直副長に報告する。また、当直長は、<u>当直副長からの依頼に基づき、格納容器フィルタベント系による格納容器ベントが開始されたことを緊急時対策本部に報告する。</u></u></p> <p>⑭中央制御室運転員Aは、<u>重大事故操作盤にて第1ベントフィルタスクラバ容器水位指示値を確認</u></p>	<p>⑫の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・体制の相違 【東海第二】 ⑫の相違 ・運用の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 ベント実施基準の相違 <p>・設備の相違</p> 【柏崎 6/7】 <p>島根 2号炉は、第2弁を全開する</p> <ul style="list-style-type: none"> ・体制の相違 【柏崎 6/7】 ⑬の相違 <ul style="list-style-type: none"> ・設備の相違 【東海第二】 <p>島根 2号炉は、ベントが開始されたことをスクラバ容器圧力及びベントフィルタ出口放射線モニタ (高レンジ・低レンジ) で確認</p> <ul style="list-style-type: none"> ・体制の相違 【東海第二】 ⑫の相違 ・設備の相違 【柏崎 6/7】 <p>島根 2号炉は、水素バイパスラインに止め弁なし</p> <ul style="list-style-type: none"> ・体制の相違 【柏崎 6/7】

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>当直副長に報告する。また、当直長は、<u>フィルタ装置</u>の水位調整を実施するよう緊急時対策本部に依頼する。</p> <p>⑳ <u>中央制御室運転員A 及びB</u> は、格納容器ベント開始後、残留熱除去系又は代替循環冷却系による原子炉格納容器内の除熱機能が1系統回復し、原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視が可能な場合は、<u>一次隔離弁 (サブプレッション・チェンバ側又はドライウエル側)</u> を全閉するよう現場運転員に指示する。</p> <p>㉑ <u>現場運転員C 及びD</u> は、<u>遠隔手動弁操作設備</u>により<u>一次隔離弁 (サブプレッション・チェンバ側又はドライウエル側)</u> の全閉操作を実施する。</p> <p>㉒ <u>中央制御室運転員A及びB</u>は、<u>一次隔離弁</u>を全閉後、原子炉格納容器内の除熱機能が更に回復する等、より安定的な状態になった場合は<u>二次隔離弁又は二次隔離弁バイパス弁</u>を全閉するよう現場運転員に指示する。</p> <p>㉓ <u>現場運転員C 及びD</u> は、<u>遠隔手動弁操作設備</u>により<u>二次隔離弁又は二次隔離弁バイパス弁</u>の全閉操作を実施する。</p>	<p>⑭ <u>運転員等は中央制御室にて</u>、格納容器ベント開始後、残留熱除去系又は代替循環冷却系による原子炉格納容器内の除熱機能が1系統回復し、可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素・酸素濃度制御機能及び可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器負圧破損防止機能が使用可能な場合、並びに原子炉格納容器内の圧力310kPa [gage] (1Pd) 未満、原子炉格納容器内の温度171℃未満及び原子炉格納容器内の水素濃度が可燃限界未満であることを確認することにより、格納容器ベント停止判断をする。</p> <p>⑮ <u>運転員等は原子炉建屋付属棟にて</u>、遠隔人力操作機構により第一弁 (S / C側又はD / W側) の全閉操作を実施する。</p>	<p>し、水位調整が必要な場合は<u>当直副長</u>に報告する。また、当直長は、当直副長からの依頼に基づき、<u>第1ベントフィルタスクラバ容器の水位調整</u>を実施するよう緊急時対策本部に依頼する。</p> <p>⑰ <u>当直副長</u>は、格納容器ベント開始後、残留熱除去系又は残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の除熱機能が1系統回復し、<u>原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視が可能で、かつ可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素・酸素濃度制御機能及び可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器負圧破損防止機能が使用可能な場合</u>、並びに原子炉格納容器内の圧力 427kPa [gage] (1Pd) 未満、原子炉格納容器内の温度 171℃未満及び原子炉格納容器内の水素濃度が可燃限界未満であることを確認することにより、<u>NGC N2トールラス出口隔離弁又はNGC N2ドライウエル出口隔離弁を全閉し、格納容器フィルタベント系による格納容器ベントを停止</u>するよう運転員に指示する。</p> <p>⑱ <u>中央制御室運転員A</u>は、<u>NGC N2トールラス出口隔離弁又はNGC N2ドライウエル出口隔離弁の全閉操作を実施し、格納容器フィルタベント系による格納容器ベントを停止</u>する。</p> <p>⑲ <u>当直副長</u>は、<u>NGC N2トールラス出口隔離弁又はNGC N2ドライウエル出口隔離弁</u>を全閉後、原子炉格納容器内の除熱機能が更に1系統回復する等、より安定的な状態になった場合は、<u>NGC非常用ガス処理入口隔離弁又はNGC非常用ガス処理入口隔離弁バイパス弁</u>を全閉するよう運転員に指示する。</p>	<p>⑬の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・記載方針の相違 【東海第二】 島根2号炉は、原子炉格納容器ベント実施後のスクラバ容器水位の監視に関する手順を記載 ・体制の相違 【柏崎6/7】 ⑬の相違 ・記載方針の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、原子炉格納容器ベント停止時の指揮・命令系統を記載 ・記載表現の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、ベント停止に必要な各パラメータの基準値を記載 ・設備の相違 【東海第二】 島根2号炉 (Mark-I 改) と東海第二 (Mark-II) の最高使用圧力の相違 ・設備の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、除熱機能が1系統回復した状態においては、ベント弁電源も復旧しているため、中央制御室からの遠

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>iii. 操作の成立性</p> <p>上記の操作は、<u>1 ユニット当たり中央制御室運転員2名 (操作者及び確認者) 及び現場運転員4名</u>にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから<u>格納容器圧力逃がし装置</u>による原子炉格納容器内の減圧及び除熱開始まで<u>約70分</u>で可能である。</p>	<p>iii) 操作の成立性</p> <p>格納容器ベント準備開始を判断してから格納容器ベント準備完了までの必要な要員数及び所要時間は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・現場からの<u>第一弁 (S/C側) 操作の場合</u> <p><u>現場対応を運転員等 (当直運転員) 3名</u>にて作業を実施した場合、<u>125分以内</u>で可能である。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・現場からの<u>第一弁 (D/W側) 操作の場合</u> <p><u>現場対応を運転員等 (当直運転員) 3名</u>にて作業を実施した場合、<u>140分以内</u>で可能である。</p> <p>格納容器ベント判断基準到達から格納容器ベント開始までの必要な要員数及び所要時間は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・現場操作 (第二弁) <u>遠隔操作不可の場合</u> <p><u>現場対応を重大事故等対応要員3名</u>にて作業を実施した場合、<u>30分以内</u>で可能である。</p> <p>【S/C側ベント】</p> <p><u>サプレッション・プール水位指示値が通常水位±5.5mに到達後、又は原子炉格納容器内の冷却を実施しても、原子炉格納容器内の圧力を規定圧力 (279kPa [gage]) 以下に維持できない場合に、第一弁 (S/</u></p>	<p>⑩<u>中央制御室運転員Aは、NGC非常用ガス処理入口隔離弁又はNGC非常用ガス処理入口隔離弁バイパス弁の全閉操作を実施する。</u></p> <p>iii 操作の成立性</p> <p>格納容器ベント準備開始を判断してから格納容器ベント準備完了までの必要な要員数及び想定時間は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・現場からの<u>NGC非常用ガス処理入口隔離弁操作の場合</u> <p><u>中央制御室運転員1名及び現場運転員2名</u>にて作業を実施した場合、<u>1時間 20分以内</u>で可能である。</p> <p>格納容器ベント判断基準到達から格納容器ベント開始までの必要な要員数及び想定時間は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・現場からの<u>NGC N2トールス出口隔離弁操作の場合</u> <p><u>現場運転員2名</u>にて作業を実施した場合、<u>1時間 30分以内</u>で可能である。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・現場からの<u>NGC N2ドライウェル出口隔離弁操作の場合</u> <p><u>現場運転員2名</u>にて作業を実施した場合、<u>1時間 30分以内</u>で可能である。</p> <p>【W/Wベントの場合】</p> <p><u>格納容器ベント移行条件到達後、NGC非常用ガス処理入口隔離弁操作を現場にて実施した場合、1時間 20分以内</u>で可能である。また、格納容器ベント基準到達後、<u>NGC N2トールス出口</u></p>	<p>隔操作にて一次隔離弁を全閉</p> <ul style="list-style-type: none"> ・記載方針の相違 <p>【柏崎 6/7】</p> <p>島根 2号炉は、原子炉格納容器ベント停止時の指揮・命令系統を記載</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根 2号炉は、原子炉格納容器ベント停止後に更に安定した状態になった場合の手順を記載</p> <ul style="list-style-type: none"> ・体制及び運用の相違 <p>【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>⑭の相違</p> <p>【柏崎 6/7】</p> <p>島根 2号炉は、格納容器ベント準備とベント開始を分けて記載</p> <ul style="list-style-type: none"> ・設備の相違 <p>【東海第二】</p> <p>島根 2号炉は、W/Wベントと D/W ベントにおける想定時間は同一</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。</p> <p><u>遠隔手動弁操作設備</u>の操作については、操作に必要な工具はなく通常の弁操作と同様であるため、容易に実施可能である。</p> <p>また、作業エリアにはバッテリー内蔵型LED 照明を配備しており、<u>建屋内常用照明消灯時</u>における作業性を確保しているが、ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携行する。</p> <p>室温は通常運転時と同程度である。 (添付資料 1.5.3-1)</p> <p>(b) <u>フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張り</u> 格納容器ベント中に想定されるフィルタ装置の水位調整準備として、乾燥状態で保管されているドレン移送ポンプへ水張りを実施する。 なお、操作手順については、「1.5.2.1(1)a.(c) フィルタ装</p>	<p>C側) 操作を現場にて実施した場合、125分以内で可能である。また、<u>サプレッション・プール水位指示値が通常水位+6.5mに到達し、ドライウエル圧力又はサプレッション・チェンバ圧力指示値が310kPa[gage](1Pd)に到達後、第二弁操作を現場にて実施した場合、30分以内で可能である。(総要員数：運転員等(当直運転員)3名、重大事故等対応要員3名、総所要時間：155分以内)</u></p> <p><u>【D/W側ベント】</u> サプレッション・プール水位指示値が通常水位+5.5mに到達後、又は原子炉格納容器内の冷却を実施しても、原子炉格納容器内の圧力を規定圧力(279kPa[gage])以下に維持できない場合に、第一弁(D/W側)操作を現場にて実施した場合、140分以内で可能である。また、<u>サプレッション・プール水位指示値が通常水位+6.5mに到達し、ドライウエル圧力又はサプレッション・チェンバ圧力指示値が310kPa[gage](1Pd)に到達後、第二弁操作を現場にて実施した場合、30分以内で可能である。(総要員数：運転員等(当直運転員)3名、重大事故等対応要員3名、総所要時間：170分以内)</u></p> <p>円滑に作業できるように、移動経路を確保し、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。</p> <p><u>遠隔人力操作機構</u>については、<u>速やかに操作ができるように、汎用電動工具(電動ドライバ)を操作場所近傍に配備する。</u></p> <p>また、作業エリアには蓄電池内蔵型照明を配備しており、<u>建屋内常用照明消灯時</u>における作業性を確保しているが、ヘッドライト及びLEDライトをバックアップとして携行する。 (添付資料1.5.4)</p>	<p><u>隔離弁操作を現場にて実施した場合、1時間30分以内で可能である。(総要員数：中央制御室運転員1名、現場運転員2名、総想定時間：2時間50分以内)</u></p> <p><u>【D/Wベントの場合】</u> 格納容器ベント移行条件到達後、<u>NGC非常用ガス処理入口隔離弁操作を現場にて実施した場合、1時間20分以内で可能である。また、格納容器ベント基準到達後、NGC N2ドライウエル出口隔離弁操作を現場にて実施した場合、1時間30分以内で可能である。(総要員数：中央制御室運転員1名、現場運転員2名、総想定時間：2時間50分以内)</u></p> <p>円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。</p> <p><u>遠隔手動弁操作機構</u>の操作については、操作に必要な工具はなく通常の弁操作と同様であるため、容易に実施可能である。</p> <p>また、作業エリアにはバッテリー内蔵型LED照明を配備しており、<u>建物内常用照明消灯時</u>における作業性を確保しているが、ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携行する。 <u>室温は通常運転時と同程度である。</u> (添付資料 1.5.4-2(2))</p>	<p>備考</p> <p>・運用の相違 【柏崎 6/7】 ⑤の相違</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>置ドレン移送ポンプ水張り」の操作手順と同様である。</u></p> <p>(c) <u>フィルタ装置水位調整 (水張り)</u> <u>フィルタ装置の水位が通常水位を下回り下限水位に到達する前に、フィルタ装置補給水ラインからフィルタ装置へ水張りを実施する。</u></p> <p>なお、操作手順については、「1.5.2.1(1)a. (d) <u>フィルタ装置水位調整 (水張り)</u>」の操作手順と同様である。</p> <p>(d) <u>フィルタ装置水位調整 (水抜き)</u> 格納容器ベントにより原子炉格納容器内から排気されたガスが格納容器圧力逃がし装置の配管内及び<u>フィルタ装置内</u>で凝縮し、その凝縮水が<u>フィルタ装置</u>に溜まることで<u>フィルタ装置</u>の水位が上限水位に到達すると判断した場合、又は<u>フィルタ装置金属フィルタの差圧が設計上限差圧に到達すると判断した場合はフィルタ装置機能維持のためフィルタ装置の排水</u>を実施する。ドレン移送ポンプの電源は、<u>代替交流電源設備</u>から受電可能である。</p> <p>なお、操作手順については、「1.5.2.1(1)a. (e) <u>フィルタ装置水位調整 (水抜き)</u>」の操作手順と同様である。</p>	<p>(b) <u>フィルタ装置スクラビング水補給</u> <u>フィルタ装置の水位が待機時水位下限である2,530mmを下回り、下限水位である1,325mmに到達する前までに、西側淡水貯水設備、代替淡水貯槽又は淡水タンクを水源とした可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによりフィルタ装置へ水張りを実施する。</u></p> <p>なお、操作手順については、「1.5.2.1(1) a. (b) <u>フィルタ装置スクラビング水補給</u>」の操作手順と同様である。</p> <p>(e) <u>フィルタ装置スクラビング水移送</u> <u>水の放射線分解により発生する水素がフィルタ装置内に蓄積することを防止するため、フィルタ装置スクラビング水をサブプレッション・チェンバへ移送する。移送ポンプの電源は、常設代替交流電源設備として使用する常設代替高圧電源装置又は可搬型代替交流電源設備として使用する可搬型代替低圧電源車から受電可能である。</u></p> <p>なお、操作手順については、「1.5.2.1(1) a. (e) <u>フィルタ装置スクラビング水移送</u>」の操作手順と同様である。</p>	<p>(b) <u>第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整 (水張り)</u> <u>第1ベントフィルタスクラバ容器の水位が通常水位を下回り下限水位に到達する前に、<u>輪谷貯水槽 (西1) 及び輪谷貯水槽 (西2) を水源とした大量送水車により第1ベントフィルタスクラバ容器補給水ラインから第1ベントフィルタスクラバ容器へ水張りを実施する。</u></u></p> <p>なお、操作手順については、「1.5.2.1(2)a. (b) <u>第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整 (水張り)</u>」の操作手順と同様である。</p> <p>(c) <u>第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整 (水抜き)</u> 格納容器ベントにより原子炉格納容器内から排気されたガスが格納容器フィルタベント系の配管内及び<u>第1ベントフィルタスクラバ容器内</u>で凝縮し、その凝縮水が<u>第1ベントフィルタスクラバ容器</u>に溜まることで、<u>第1ベントフィルタスクラバ容器</u>の水位が上限水位に到達すると判断した場合は、<u>格納容器フィルタベント系機能維持のため第1ベントフィルタスクラバ容器の排水</u>を実施する。</p> <p>ドレン移送ポンプ及び<u>電動弁</u>の電源は、<u>代替交流電源設備</u>から受電可能である。</p> <p>なお、操作手順については、「1.5.2.1(2)a. (c) <u>第1</u></p>	<p>・運用、記載方針の相違</p> <p>【東海第二】 島根2号炉の水の放射線分解により発生する水素のフィルタ装置内への蓄積防止は、必要に応じて窒素ガスパージ((d) 格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージ)を行うことで対応する。また、最終的なスクラビング水移送は、事故収束後に行う手順のため、記載不要と整理</p> <p>・運用の相違</p> <p>【東海第二】 島根2号炉は、スクラビング水の水位挙動評価により、事故発生後7日間はスクラバ容器水位調整(水抜き)不要なため、自主対策として整備</p> <p>・設備の相違</p> <p>【柏崎6/7】 島根2号炉の金属フ</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(e) <u>格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガスパージ</u> 格納容器ベント停止後において、<u>スクラバ水</u>に貯留された放射性物質による水の放射線分解にて発生する水素ガス及び酸素ガスを排出する。また、<u>フィルタ装置上流側の残留蒸気凝縮</u>により<u>フィルタ装置上流側配管内が負圧</u>となることにより、<u>スクラバ水</u>が上流側配管に吸い上げられることを防止するため、<u>格納容器圧力逃がし装置</u>の窒素ガスによるパージを実施する。</p> <p>なお、操作手順については、「1.5.2.1(1)a. (f) <u>格納容器圧力逃がし装置停止後の窒素ガスパージ</u>」の操作手順と同様である。</p> <p>(f) <u>フィルタ装置スクラバ水pH調整</u> <u>フィルタ装置水位調整（水抜き）</u>により<u>スクラバ水</u>に含まれる薬液が排出されることで<u>スクラバ水</u>のpHは規定値よりも低くなることを防止するため薬液を補給する。</p> <p>なお、操作手順については、「1.5.2.1(1)a. (g) <u>フィルタ装置スクラバ水pH調整</u>」の操作手順と同様である。</p>	<p>(d) <u>フィルタ装置内の不活性ガス（窒素）置換</u> <u>格納容器ベントを実施した際には、原子炉格納容器内に含まれる非凝縮性ガスがフィルタ装置を經由して大気へ放出されることから、フィルタ装置内での水素爆発を防止するため、可搬型窒素供給装置によりフィルタ装置内を不活性ガス（窒素）で置換する。</u></p> <p>なお、操作手順については、「1.5.2.1(1) a. (d) <u>フィルタ装置内の不活性ガス（窒素）置換</u>」の操作手順と同様である。</p>	<p><u>ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水抜き）」の操作手順と同様である。</u></p> <p>(d) <u>格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージ</u> <u>格納容器ベント停止後において、スクラビング水に貯留された放射性物質による水の放射線分解にて発生する水素ガス及び酸素ガスを排出する。また、第1ベントフィルタスクラバ容器上流側の残留蒸気凝縮により第1ベントフィルタスクラバ容器上流側配管内が負圧となることにより、スクラビング水が上流側配管に吸い上げられることを防止するため、格納容器フィルタベント系の窒素ガスによるパージを実施する。</u></p> <p>なお、操作手順については、「1.5.2.1(2)a. (d) <u>格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージ</u>」の操作手順と同様である。</p> <p>(e) <u>第1ベントフィルタスクラバ容器スクラビング水pH調整</u> <u>第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整（水抜き）によりスクラビング水に含まれる薬液が排水されることでスクラビング水のpH値が規定値よりも低くなることを防止するため薬液を補給する。</u> <u>ドレン移送ポンプ及び電動弁の電源は、代替交流電源設備から受電可能である。</u> <u>なお、操作手順については、「1.5.2.1(2)a. (e) 第1ベントフィルタスクラバ容器スクラビング水pH調整」の操作手順と同様である。</u></p>	<p>備考</p> <p>フィルタは解析上閉塞しないことを確認しており、差圧計は設置不要</p> <p>・設備の相違 【柏崎 6/7】 島根2号炉は、スクラバ容器水位調整（水抜き）に電動弁を使用</p> <p>・運用の相違 【東海第二】 島根2号炉は、格納容器ベント時の系統内での水素爆発防止は、系統待機中に窒素ガス置換しておくことで防止しているため、ここでは、格納容器ベント実施後の系統内の水素爆発等の防止として、窒素ガスパージの手順を整備</p> <p>・運用の相違 【東海第二】 島根2号炉は、待機時に十分な量の薬液を保有しており、格納容器ベント後においてもアルカリ性を維持可能であるが、スクラビング水の排水に合せて、薬液を補給</p> <p>・設備の相違 【柏崎 6/7】 島根2号炉は、薬液補給後に均一化のためドレンポンプによる循環運転を行うため、ポン</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(g) <u>ドレン移送ライン窒素ガスパージ</u> <u>フィルタ装置水位調整（水抜き）後、フィルタ装置排水ラインの水の放射線分解により発生する水素ガスの蓄積を防止するため、窒素ガスによるパージを実施し、排水ラインの残留水をサブプレッション・チェンバに排水する。</u> <u>なお、操作手順については、「1.5.2.1(1)a.(h) ドレン移送ライン窒素ガスパージ」の操作手順と同様である。</u></p> <p>(h) <u>ドレンタンク水抜き</u> <u>ドレンタンクが水位高に到達した場合は、よう素フィルタの機能維持のため排水を実施する。ドレン移送ポンプの電源は、代替交流電源設備から受電可能である。</u> <u>なお、操作手順については、「1.5.2.1(1)a.(i) ドレンタンク水抜き」の操作手順と同様である。</u></p> <p>b. <u>耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）</u> 残留熱除去系の機能が喪失し、最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合、耐圧強化ベント系により最終ヒートシンク（大気）へ熱を輸送する。 また、格納容器ベント実施中において、残留熱除去系又は代替循環冷却系による原子炉格納容器内の除熱機能が1系統回復し、原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視が可能な場合は、<u>一次隔離弁を全閉し、格納容器ベントを停止することを基本として、その他の要因を考慮した上で総合的に判断し、適切に対応する。</u>なお、<u>二次隔離弁</u>について</p>	<p>(c) <u>原子炉格納容器内の不活性ガス（窒素）置換</u> <u>格納容器ベント停止後における水の放射線分解によって発生する可燃性ガス濃度の上昇を抑制、及び原子炉格納容器の負圧破損を防止するため、可搬型窒素供給装置により原子炉格納容器内を不活性ガス（窒素）で置換する。</u> <u>なお、操作手順については、「1.5.2.1(1)a.(c) 原子炉格納容器内の不活性ガス（窒素）置換」の操作手順と同様である。</u></p> <p>b. <u>耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）</u> 残留熱除去系の機能が喪失し、最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合、耐圧強化ベント系により最終ヒートシンク（大気）へ熱を輸送する。 また、格納容器ベント実施中において、残留熱除去系又は代替循環冷却系による原子炉格納容器内の除熱機能が1系統回復し、可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素・酸素濃度制御機能及び可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器負圧破損防止機能が使用可能と判断した場合、並びに原子炉格納容器内の圧力310kPa [gage] (1Pd)</p>	<p>b. <u>可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給</u> <u>中長期的に原子炉格納容器内の水蒸気凝縮による原子炉格納容器の負圧破損を防止するとともに原子炉格納容器内の可燃性ガス濃度を低減するため、可搬式窒素供給装置により原子炉格納容器へ窒素ガスを供給する。</u> <u>なお、操作手順については、「1.5.2.1(2)b. 可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給」の操作手順と同様である。</u></p> <p>c. <u>耐圧強化ベントラインによる原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）</u> 残留熱除去系の機能が喪失し、最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合、<u>耐圧強化ベントライン</u>により最終ヒートシンク（大気）へ熱を輸送する。 また、格納容器ベント実施中において、残留熱除去系又は<u>残留熱代替除去系</u>による原子炉格納容器内の除熱機能が1系統回復し、<u>可燃性ガス濃度制御系</u>による原子炉格納容器内の水素・酸素濃度制御機能及び可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器負圧破損防止機能が使用可能な場合、<u>並びに原子炉格納容器内の圧力427kPa [gage] (1Pd) 未満、</u></p>	<p>プ・電動弁の受電を行う ・設備の相違 【柏崎 6/7】 ⑦の相違</p> <p>・設備の相違 【柏崎 6/7】 ⑧の相違</p> <p>・記載表現の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、全交流動力電源喪失時の格納容器への窒素ガス供給について記載</p> <p>・記載表現の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、ベント停止に必要な各パラメ</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>は、一次隔離弁を全閉後、原子炉格納容器内の除熱機能が更に1系統回復する等、より安定的な状態になった場合に全閉する。</p> <p>全交流動力電源喪失時は、現場手動にて系統構成を行うとともに原子炉建屋原子炉区域の系統構成は事前に着手する。</p> <p>(a) <u>耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）</u></p> <p>i) <u>手順着手の判断基準</u> <u>[原子炉建屋原子炉区域の系統構成]</u> 全交流動力電源喪失時に、<u>早期の電源復旧が見込めない場合。</u> <u>[格納容器ベント準備]</u> 炉心損傷^{*1}前において、原子炉格納容器内の冷却を実施しても、原子炉格納容器内の圧力を規定圧力（279kPa[gage]）以下に維持できない場合で、<u>格納容器圧力逃がし装置が機能喪失^{*2}した場合。</u></p> <p>※1:「<u>炉心損傷</u>」は、<u>格納容器内雰囲気放射線レベル</u>（CAMS）で原子炉格納容器内のガンマ線線量率が、設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍を超えた場合、又は<u>格納容器内雰囲気放射線レベル</u>（CAMS）が使用できない場合に原子炉圧力容器温度で300℃以上を確認した場合。</p>	<p>未満、原子炉格納容器内の温度171℃未満及び原子炉格納容器内の水素濃度が可燃限界未満であることを確認した場合は、<u>第一弁を全閉し、格納容器ベントを停止することを基本として、その他の要因を考慮した上で総合的に判断し、適切に対応する。</u>なお、<u>耐圧強化ベント系二次隔離弁</u>については、<u>第一弁を全閉後、原子炉格納容器内の除熱機能が更に1系統回復する等、より安定的な状態になった場合に全閉する。</u></p> <p>全交流動力電源喪失時に、<u>早期の電源復旧が見込めない場合は、現場手動にて系統構成を行う。</u></p> <p>(a) <u>耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）</u></p> <p>i) <u>手順着手の判断基準</u></p> <p>炉心損傷^{*1}前において、<u>全交流動力電源喪失時に外部水源による原子炉格納容器内の冷却により、サプレッション・プール水位が上昇し、サプレッション・プール水位指示値が通常水位+5.5mに到達した場合に格納容器圧力逃がし装置が機能喪失^{*2}した場合、又は原子炉格納容器内の冷却を実施しても、原子炉格納容器内の圧力を規定圧力（279kPa [gage]）以下に維持できない場合に、<u>格納容器圧力逃がし装置が機能喪失した場合。</u></u></p> <p>※1: <u>格納容器雰囲気放射線モニタでドライウエル又はサプレッション・チェンバ内のガンマ線線量率が、設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍以上となった場合、又は格納容器雰囲気放射線モニタが使用できない場合に原子炉圧力容器温度で</u></p>	<p><u>原子炉格納容器内の温度171℃未満及び原子炉格納容器内の水素・酸素濃度が可燃限界未満であることを確認した場合は、<u>NGC N2トールス出口隔離弁又はNGC N2ドライウエル出口隔離弁を全閉し、格納容器ベントを停止することを基本として、その他の要因を考慮した上で総合的に判断し、適切に対応する。</u>なお、<u>NGC非常用ガス処理入口隔離弁又はNGC非常用ガス処理入口隔離弁バイパス弁は、<u>NGC N2トールス出口隔離弁又はNGC N2ドライウエル出口隔離弁を全閉後、原子炉格納容器内の除熱機能が更に1系統回復する等、より安定的な状態になった場合に全閉する。</u></u></u></p> <p>全交流動力電源喪失時は、現場手動にて系統構成を行う。</p> <p>(a) <u>耐圧強化ベントラインによる原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）</u></p> <p>i) <u>手順着手の判断基準</u></p> <p>炉心損傷^{*1}前において、全交流動力電源喪失時に、<u>早期の電源復旧が見込めず、原子炉格納容器内の冷却を実施しても、原子炉格納容器内の圧力を規定圧力（245kPa[gage]）以下に維持できない場合で、格納容器フィルタベント系が機能喪失^{*2}した場合。</u></p> <p>※1: <u>格納容器雰囲気放射線モニタ（CAMS）で原子炉格納容器内のガンマ線線量率が、設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍を超えた場合、又は格納容器雰囲気放射線モニタ（CAMS）が使用できない場合に原子炉圧力容器温度で300℃以上</u></p>	<p>一タの基準値を記載</p> <ul style="list-style-type: none"> ・設備の相違 【東海第二】 島根2号炉（Mark-I改）と東海第二（Mark-II）の最高使用圧力の相違 ・運用の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、事前の系統構成不要 ・運用の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、管理区域内の系統構成不要 ・運用の相違 【東海第二】 ベント準備実施基準の相違 ・運用の相違 【東海第二】 島根2号炉は、10倍

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 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が機能喪失」とは、設備に故障が発生した場合。</p> <p>ii) 操作手順</p> <p>耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第1.5.3図に、概要図を第1.5.29図に、タイムチャートを第1.5.30図及び第1.5.31図に示す。</p> <p>[W/W ベントの場合 (D/W ベントの場合、手順⑩以外は同様)]</p> <p>①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、<u>原子炉建屋原子炉区域の系統構成を現場運転員に指示する。</u></p> <p>②現場運転員E 及びF は、<u>非常用ガス処理系フィルタ装置出口隔離弁及び非常用ガス処理系出口U シール隔離弁の全閉操作を実施する。</u></p> <p>③当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、原子炉格納容器内の水位が<u>サプレッション・チェンバ・プール水位外部水源注水制限 (ベントライン-1m)</u> 以下であることを確認し、<u>耐圧強化ベント系によるW/W 側からの格納容器ベントの準備を開始するよう運転員に指示する (原子炉格納容器内の水位がサプレッション・チェンバ・プール水位外部水源注水制限を越えている場合はD/W 側からの格納容器ベントの準備を開始するよう指示する)。</u></p> <p>④当直長は、当直副長からの依頼に基づき、<u>耐圧強化ベント系による除熱準備開始を緊急時対策本部に報告する。</u></p> <p>⑤中央制御室運転員A 及びB は、<u>耐圧強化ベント系による格納容器ベントに必要な監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。</u></p> <p>⑥中央制御室運転員A 及びB は、格納容器ベント前の系統構成として<u>非常用ガス処理系第二隔離弁及び換気空調系第二隔離弁の全閉を確認する。</u></p> <p>⑦現場運転員E 及びF は、<u>格納容器ベント前の系統構成</u></p>	<p>300℃以上を確認した場合。</p> <p>※2: 「格納容器圧力逃がし装置が機能喪失」とは、設備に故障が発生した場合。</p> <p>ii) 操作手順</p> <p>耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱手順の概要は以下のとおり。手順対応フローを第1.5-2図に、概要図を第1.5-18図に、タイムチャートを第1.5-19図に示す。</p> <p>【S/C側ベントの場合 (D/W側ベントの場合、手順⑥以外は同様。) 。</p> <p>①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、<u>耐圧強化ベント系によるS/C側からの格納容器ベントの準備を開始するよう運転員等に指示する (S/C側からの格納容器ベントができない場合は、D/W側からの格納容器ベントの準備を開始するよう指示する)。</u></p> <p>②発電長は、<u>耐圧強化ベント系による除熱準備開始を災害対策本部長代理に報告する。</u></p> <p>③運転員等は中央制御室にて、<u>耐圧強化ベント系による格納容器ベントに必要な監視計器の電源が確保されていることを確認する。</u></p> <p>④運転員等は中央制御室にて、<u>格納容器ベント前の系統構成として、非常用ガス処理系排風機 (A) 及び (B) の操作スイッチ隔離操作、並びに原子炉建屋ガス処理系一次隔離弁、換気空調系一次隔離弁、原子炉建屋ガス処理系二次隔離弁及び換気空調系二次隔離弁の全閉を確認する。</u></p>	<p>を確認した場合。</p> <p>※2: 「格納容器フィルタベント系が機能喪失」とは、設備に故障が発生した場合。</p> <p>ii) 操作手順</p> <p>耐圧強化ベントラインによる原子炉格納容器内の減圧及び除熱の手順は以下のとおり。手順の対応フローを第1.5-2図に、概要図を第1.5-32図に、タイムチャートを第1.5-33図及び第1.5-34図に示す。</p> <p>[W/Wベントの場合 (D/Wベントの場合、手順⑮以外は同様)]</p> <p>①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、<u>耐圧強化ベントラインによるW/W側からの格納容器ベント準備を開始するよう運転員に指示する (W/W側からの格納容器ベントができない場合は、D/W側からの格納容器ベントの準備を開始するよう指示する)。</u></p> <p>②当直長は、<u>当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部に耐圧強化ベントラインによる除熱準備開始を報告する。</u></p> <p>③中央制御室運転員Aは、<u>耐圧強化ベントラインによる格納容器ベントに必要な監視計器の電源が確保されていることを確認する。</u></p> <p>④中央制御室運転員Aは、格納容器ベント前の系統構成として、<u>SGT NGC連絡ライン隔離弁、SGT NGC連絡ライン隔離弁後弁、NGC常用空調換気入口隔離弁、NGC常用空調換気入口隔離弁後弁の全閉を確認する。</u></p>	<p>を超えた場合を炉心損傷の判断としているが、東海第二では10倍を含めて損傷と判断しているため、「以上」として</p> <p>・運用の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、管理区域内の系統構成必要なし</p> <p>・体制の相違 【東海第二】 ⑫の相違</p> <p>・設備の相違 【柏崎6/7】 ベント準備実施基準の相違</p> <p>・体制の相違 【東海第二】 ⑫の相違</p> <p>・体制の相違 【柏崎6/7】 ⑬の相違</p> <p>・体制の相違 【柏崎6/7】 ⑬の相違</p> <p>・設備の相違</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>として、非常用ガス処理系第一隔離弁、換気空調系第一隔離弁の全閉を確認する。</u></p> <p>⑧現場運転員C及びDは、格納容器ベント前の系統構成として、<u>フィルタ装置入口弁を遠隔手動弁操作設備による操作で全閉とする。また、遠隔手動弁操作設備による操作以外の手段として、直流電源が健全である場合は、フィルタ装置入口弁の駆動空気を確保し、フィルタ装置入口弁を中央制御室の操作により全閉する手段がある。更にフィルタ装置入口弁逆操作空気排気側止め弁を全閉、フィルタ装置入口弁操作空気ボンベ出口弁及びフィルタ装置入口弁操作空気排気側止め弁を全開することで電磁弁排気ポートへ駆動空気を供給し、フィルタ装置入口弁を全閉する手段がある。</u></p> <p>⑨現場運転員C及びDは、<u>耐圧強化ベント弁を遠隔手動弁操作設備による操作で全開とする。また、遠隔手動弁操作設備による操作以外の手段として、直流電源が健全である場合は、耐圧強化ベント弁の駆動空気を確保し、耐圧強化ベント弁を中央制御室の操作により全開する手段がある。更に耐圧強化ベント弁逆操作空気排気側止め弁を全閉、耐圧強化ベント弁操作空気ボンベ出口弁及び耐圧強化ベント弁操作空気排気側止め弁を全開することで電磁弁排気ポートへ駆動空気を供給し、耐圧強化ベント弁を全開する手段がある。</u></p> <p>⑩^a W/W ベントの場合 現場運転員C及びDは、<u>一次隔離弁（サブプレッション・チェンバ側）を遠隔手動弁操作設備による操作で全開とする。また、遠隔手動弁操作設備による操作以外の手段として、直流電源が健全である場合は、一</u></p>	<p>⑤運転員等は原子炉建屋原子炉棟にて、格納容器ベント前の系統構成として、<u>非常用ガス処理系フィルタトレイン（A）出口弁及び非常用ガス処理系フィルタトレイン（B）出口弁の全閉操作を実施する。</u></p> <p>⑥^a S / C側ベントの場合 運転員等は原子炉建屋付属棟にて、<u>第一弁（S / C側）を遠隔人力操作機構による操作で全開とする。</u></p>	<p>⑤現場運転員B及びCは、格納容器ベント前の系統構成として、<u>SGT FCVS第1ベントフィルタ入口弁を遠隔手動操作機構による操作で全閉とする。</u></p> <p>⑥現場運転員D及びEは、格納容器ベント前の系統構成として、<u>A-SGT出口弁及びB-SGT出口弁の全閉操作及びSGT耐圧強化ベントライン止め弁後弁の全開操作を実施する。</u></p> <p>⑦現場運転員B及びCは、格納容器ベント前の系統構成として、<u>SGT耐圧強化ベントライン止め弁操作電磁弁排気止め弁の全閉操作及びSGT耐圧強化ベントライン止め弁操作バイパスライン空気供給弁の全開操作を実施し、SGT耐圧強化ベントライン止め弁を全開する。また、直流電源が健全である場合は、SGT耐圧強化ベントライン止め弁操作空気供給弁を現場で手動開し、SGT耐圧強化ベントライン止め弁を中央制御室の操作にて全開する手段がある。</u></p> <p>⑧中央制御室運転員Aは、<u>SGT耐圧強化ベントライン止め弁の全開確認を実施する。</u></p> <p>⑨現場運転員B及びCは、格納容器ベント前の系統構成として、<u>NGC非常用ガス処理入口隔離弁を遠隔手動弁操作機構による操作で全開とする。NGC非常用ガス処理入口隔離弁の開操作ができない場合は、NGC</u></p>	<p>【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、ベント前の系統構成として、他系統との隔離弁（1次隔離弁および2次隔離弁）の全閉を確認</p> <p>・設備の相違</p> <p>【柏崎 6/7】 島根 2号炉の操作対象弁は空気ボンベによる電磁弁操作のみ</p> <p>・設備の相違</p> <p>【柏崎 6/7】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>次隔離弁（サブプレッション・チェンバ側）操作空気供給弁を現場で手動開し、一次隔離弁（サブプレッション・チェンバ側）を中央制御室の操作にて全開する手段がある。更に一次隔離弁（サブプレッション・チェンバ側）逆操作空気排気側止め弁を全閉、一次隔離弁（サブプレッション・チェンバ側）操作空気供給弁及び一次隔離弁（サブプレッション・チェンバ側）操作空気排気側止め弁を全開することで電磁弁排気ポートへ駆動空気を供給し、一次隔離弁（サブプレッション・チェンバ側）を全開する手段がある。</u></p> <p>⑩^b D/W ベントの場合 現場運転員C 及びD は、<u>一次隔離弁（ドライウエル側）を遠隔手動弁操作設備による操作で全開とする。また、遠隔手動弁操作設備による操作以外の手段として、直流電源が健全である場合は、一次隔離弁（ドライウエル側）操作空気供給弁を現場で手動開し、一次隔離弁（ドライウエル側）を中央制御室の操作にて全開する手段がある。更に一次隔離弁（ドライウエル側）逆操作空気排気側止め弁を全閉、一次隔離弁（ドライウエル側）操作空気供給弁及び一次隔離弁（ドライウエル側）操作空気排気側止め弁を全開することで電磁弁排気ポートへ駆動空気を供給し、一次隔離弁（サブプレッション・チェンバ側）を全開する手段がある。</u></p> <p>⑪中央制御室運転員A 及びB は、<u>耐圧強化ベント系による格納容器ベント準備完了を当直副長に報告する。</u></p> <p>⑫当直長は、<u>当直副長からの依頼に基づき、耐圧強化ベント系による格納容器ベントの準備完了を緊急時対策本部に報告する。</u></p> <p>⑬当直副長は、<u>原子炉格納容器内の圧力に関する情報収集を適宜行い、当直長に報告する。また、当直長は、原子炉格納容器内の圧力に関する情報を、緊急時対策本部に報告する。</u></p> <p>⑭当直長は、<u>当直副長からの依頼に基づき、耐圧強化ベント系による格納容器ベント開始を緊急時対策本部</u></p>	<p>⑥^b D/W側ベントの場合 <u>第一弁（S/C側）が開できない場合は、運転員等は原子炉建屋付属棟にて、第一弁（D/W側）を遠隔人力操作機構による操作で全開とする。</u></p> <p>⑦運転員等は、<u>耐圧強化ベント系による格納容器ベント準備完了を発電長に報告する。</u></p> <p>⑧発電長は、<u>耐圧強化ベント系による格納容器ベントの準備完了を災害対策本部長代理に報告する。</u></p> <p>⑨発電長は、<u>格納容器ベント判断基準であるサブプレッション・プール水位指示値が通常水位+6.5mに到達した後、ドライウエル圧力又はサブプレッション・チェンバ圧力指示値が310kPa [gage] (1Pd) に到達したことを確認し、耐圧強化ベント系による格納容器ベント開始を災害対策本部長代理に報告する。</u></p> <p>⑩発電長は、<u>運転員等に耐圧強化ベント系による格納容器ベント開始を指示する。</u></p>	<p><u>非常用ガス処理入口隔離弁バイパス弁を遠隔手動弁操作機構にて全開とする。</u></p> <p>⑩中央制御室運転員Aは、<u>耐圧強化ベントラインによる格納容器ベント準備完了を当直副長に報告する。</u></p> <p>⑪当直長は、<u>当直副長からの依頼に基づき、耐圧強化ベントラインによる格納容器ベント準備完了を緊急時対策本部に報告する。</u></p> <p>⑫当直副長は、<u>原子炉格納容器内の圧力及び水位に関する情報収集を適宜行い、当直長に報告する。また、当直長は、原子炉格納容器内の圧力及び水位に関する情報を緊急時対策本部に報告する。</u></p> <p>⑬当直長は、<u>当直副長からの依頼に基づき、耐圧強化ベントラインによる格納容器ベントの開始を緊急時対策</u></p>	<p>島根2号炉の操作対象弁は空気ポンベによる電磁弁操作のみ</p> <p>・設備の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉の操作対象弁は空気ポンベによる電磁弁操作のみ</p> <p>・体制の相違 【東海第二】 ⑫の相違</p> <p>・体制の相違 【東海第二】 ⑫の相違</p> <p>・体制の相違 【東海第二】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>に報告する。</p> <p>⑮当直副長は、格納容器ベント開始圧力 (310kPa[gage]) に到達する時間、弁操作に必要な時間、原子炉格納容器内の圧力上昇率を考慮し、運転員に<u>耐圧強化ベント系による格納容器ベント開始を指示する。</u></p> <p>⑯現場運転員C 及びD は、<u>二次隔離弁を遠隔手動弁操作設備にて調整開 (流路面積約70%開) とし、耐圧強化ベント系による格納容器ベントを開始する。二次隔離弁の開操作ができない場合は、二次隔離弁バイパス弁を遠隔手動弁操作設備にて調整開 (流路面積約70%開) とし、耐圧強化ベント系による格納容器ベントを開始する。なお、原子炉格納容器内の圧力に低下傾向が確認されなかった場合は、二次隔離弁又は二次隔離弁バイパス弁の増開操作を実施する。</u></p> <p>⑰中央制御室運転員A 及びB は、<u>耐圧強化ベント系による格納容器ベントが開始されたことを格納容器内圧力指示値の低下により確認し、当直副長に報告する。また、当直長は、耐圧強化ベント系による格納容器ベントが開始されたことを緊急時対策本部に報告する。</u></p> <p>⑱当直副長は、現場運転員に<u>水素バイパスライン止め弁を全開するよう指示する。</u></p> <p>⑲現場運転員C及びDは、<u>水素バイパスライン止め弁の全開操作を実施する。</u></p> <p>⑳中央制御室運転員A 及びB は、格納容器ベント開始後、<u>残留熱除去系又は代替循環冷却系による原子炉格納容器内の除熱機能が1系統回復し、原子炉格納容器内の水素及び酸素濃度の監視が可能な場合は、一次隔離弁 (サプレッション・チェンバ側又はドライウエル側)</u></p>	<p>⑪運転員等は原子炉建屋原子炉棟にて、<u>耐圧強化ベント系一次隔離弁及び耐圧強化ベント系二次隔離弁を電動弁ハンドル操作にて全開とし、耐圧強化ベント系による格納容器ベントを開始する。</u></p> <p>⑫運転員等は中央制御室にて、<u>耐圧強化ベント系による格納容器ベントが開始されたことをドライウエル圧力及びサプレッション・チェンバ圧力指示値の低下、並びに耐圧強化ベント系放射線モニタ指示値の上昇により確認し、発電長に報告する。また、発電長は、耐圧強化ベント系による格納容器ベントが開始されたことを災害対策本部長代理に報告する。</u></p> <p>⑬運転員等は中央制御室にて、<u>格納容器ベント開始後、残留熱除去系又は代替循環冷却系による原子炉格納容器内の除熱機能が1系統回復し、可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素・酸素濃度制御機能及び可搬型窒素供給装置による原</u></p>	<p>本部に報告する。</p> <p>⑭当直副長は、<u>以下のいずれかの条件に到達したことを確認し、運転員に耐圧強化ベントラインによる格納容器ベント開始を指示する。</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ・外部水源を用いた原子炉格納容器スプレイを実施中に、サプレッション・プール水位指示値が通常水位 + 約 1.3m に到達した場合 ・原子炉格納容器内の圧力が 384kPa[gage] に到達した場合において、外部水源を用いた原子炉格納容器スプレイが実施できない場合。 <p>⑮^aW/Wベントの場合 現場運転員B及びCは、<u>NGC N2 トーラス出口隔離弁を遠隔手動弁操作機構による操作で全開とし、耐圧強化ベントラインによる格納容器ベント操作を開始する。</u></p> <p>⑮^bD/Wベントの場合 現場運転員B及びCは、<u>NGC N2 ドライウエル出口隔離弁を遠隔手動弁操作機構による操作で全開とし、耐圧強化ベントラインによる格納容器ベント操作を開始する。</u></p> <p>⑯中央制御室運転員Aは、<u>耐圧強化ベントラインによる格納容器ベントが開始されたことを、原子炉格納容器内の圧力指示値の低下、並びに非常用ガス処理系モニタ (高レンジ・低レンジ) 指示値の上昇により確認し、当直副長に報告する。また、当直長は、当直副長からの依頼に基づき、耐圧強化ベントラインによる格納容器ベントが開始されたことを緊急時対策本部に報告する。</u></p> <p>⑰当直副長は、格納容器ベント開始後、<u>残留熱除去系又は残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の除熱機能が1系統回復し、原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視が可能で、かつ可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素・酸素濃度制御機能及</u></p>	<p>⑫の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・運用の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 ベント実施基準の相違 ・設備の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、第2弁を全開する ・体制の相違 【柏崎 6/7】 ⑬の相違 ・体制の相違 【東海第二】 ⑫の相違 ・設備の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、水素バイパスラインに止め弁なし ・体制の相違 【柏崎 6/7】 ⑬の相違 ・記載方針の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.18版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>を全閉するよう現場運転員に指示する。</p> <p>①現場運転員C及びDは、遠隔手動弁操作設備により一次隔離弁(サブプレッション・チェンバ側又はドライウエル側)の全閉操作を実施する。</p> <p>②中央制御室運転員A及びBは、二次隔離弁を全閉後、原子炉格納容器内の除熱機能が更に1系統回復する等、より安定的な状態になった場合は、二次隔離弁又は二次隔離弁バイパス弁を全閉するよう現場運転員に指示する。</p> <p>③現場運転員C及びDは、遠隔手動弁操作設備により二次隔離弁又は二次隔離弁バイパス弁の全閉操作を実施する。</p>	<p>子炉格納容器負圧破損防止機能が使用可能な場合、並びに運転員等に原子炉格納容器内の圧力310kPa [gage] (1Pd)未満、原子炉格納容器内の温度171℃未満及び原子炉格納容器内の水素濃度が可燃限界未満であることを確認することにより、格納容器ベント停止判断をする。</p> <p>⑭運転員等は原子炉建屋付属棟にて、遠隔人力操作機構により第一弁(S/C側又はD/W側)の全閉操作を実施する。</p>	<p>び可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器負圧破損防止機能が使用可能な場合、並びに原子炉格納容器内の圧力427kPa [gage] (1Pd)未満、原子炉格納容器内の温度171℃未満及び原子炉格納容器内の水素濃度が可燃限界未満であることを確認することにより、NGC N2トールス出口隔離弁又はNGC N2ドライウエル出口隔離弁を全閉するよう運転員に指示する。</p> <p>⑮中央制御室運転員Aは、NGC N2トールス出口隔離弁又はNGC N2ドライウエル出口隔離弁の全閉操作を実施する。</p> <p>⑯当直副長は、NGC N2トールス出口隔離弁又はNGC N2ドライウエル出口隔離弁を全閉後、原子炉格納容器内の除熱機能が更に1系統回復する等、より安定的な状態になった場合は、NGC非常用ガス処理入口隔離弁又はNGC非常用ガス処理入口隔離弁バイパス弁を全閉するよう運転員に指示する。</p> <p>⑰中央制御室運転員Aは、NGC非常用ガス処理入口隔離弁又はNGC非常用ガス処理入口隔離弁バイパス弁の全閉操作を実施する。</p>	<p>島根2号炉は、原子炉格納容器ベント停止時の指揮・命令系統を記載</p> <ul style="list-style-type: none"> ・記載表現の相違 <p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉は、ベント停止に必要な各パラメータの基準値を記載</p> <ul style="list-style-type: none"> ・設備の相違 <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉(Mark-I改)と東海第二(Mark-II)の最高使用圧力の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・体制の相違 <p>【柏崎6/7】</p> <ul style="list-style-type: none"> ⑬の相違 <ul style="list-style-type: none"> ・設備の相違 <p>【柏崎6/7,東海第二】</p> <p>島根2号炉は、除熱機能が1系統回復した状態においては、ベント弁電源も復旧しているため、中央制御室からの遠隔操作にて一次隔離弁を全閉</p> <ul style="list-style-type: none"> ・記載方針の相違 <p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉は、原子炉格納容器ベント停止時の指揮・命令系統を記載</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、原子炉格納容器ベント停止後に更に安定した状態になった場合の手順を記載</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>iii. 操作の成立性</p> <p><u>上記の操作は、1 ユニット当たり中央制御室運転員2 名（操作者及び確認者）及び現場運転員4 名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱開始まで約135 分以内で可能である。</u></p>	<p>iii) 操作の成立性</p> <p>格納容器ベント準備を判断してから格納容器ベント準備完了までの必要な要員数及び所要時間は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・現場からの第一弁（S/C側）操作の場合 <p><u>現場対応を運転員等（当直運転員）3名にて作業を実施した場合、125分以内で可能である。</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ・現場からの第一弁（D/W側）操作の場合 <p><u>現場対応を運転員等（当直運転員）3名にて作業を実施した場合、140分以内で可能である。</u></p> <p>格納容器ベント基準到達から格納容器ベント開始までの必要な要員数及び所要時間は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・現場からの耐圧強化ベント系一次隔離弁及び耐圧強化ベント系二次隔離弁操作の場合 <p><u>現場対応を重大事故等対応要員3名にて作業を実施した場合、12分以内で可能である。</u></p> <p>【S/Cベントの場合】</p> <p><u>サプレッション・プール水位指示値が通常水位＋5.5mに到達後、又は原子炉格納容器内の冷却を実施しても、原子炉格納容器内の圧力を規定圧力（279kPa [gage]）以下に維持できない場合に、第一弁（S/C側）操作を現場にて実施した場合、125分以内で可能である。また、サプレッション・プール水位指示値が通常水位＋6.5mに到達し、ドライウエル圧力又はサプレッション・チェンバ圧力指示値が310kPa [gage] (1Pd) に到達後、耐圧強化ベント系一次隔離弁及び耐圧強化ベント系二次隔離弁の操作を現場にて実施した場合、12分以内で可能である。（総要員数：運転員等3名、重大事故等対応要員3名、総所要時間：137分以内）</u></p>	<p>iii 操作の成立性</p> <p>格納容器ベント準備開始を判断してから格納容器ベント準備完了までの必要な要員数及び想定時間は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・現場からのSGT FCVS第1ベントフィルタ入口弁、SGT耐圧強化ベントライン止め弁後弁、SGT耐圧強化ベントライン止め弁及びNGC非常用ガス処理入口隔離弁操作の場合 <p><u>中央制御室運転員1名及び現場運転員4名にて作業を実施した場合、2時間30分以内で可能である。</u></p> <p>格納容器ベント基準到達から格納容器ベント開始までの必要な要員及び想定時間は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・現場からのNGC N2トールラス出口隔離弁操作の場合 <p><u>現場運転員2名にて作業を実施した場合、1時間30分以内で可能である。</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ・現場からのNGC N2ドライウエル出口隔離弁操作の場合 <p><u>現場運転員2名にて作業した場合、1時間30分以内で可能である。</u></p> <p>【W/Wベントの場合】</p> <p><u>格納容器ベント移行条件到達後、SGT FCVS第1ベントフィルタ入口弁、SGT耐圧強化ベントライン止め弁後弁、SGT耐圧強化ベントライン止め弁及びNGC非常用ガス処理入口隔離弁操作を現場にて実施した場合、2時間30分以内で可能である。また、格納容器ベント基準到達後、NGC N2トールラス出口隔離弁操作を現場にて実施した場合、1時間30分以内で可能である。（総要員数：中央制御室運転員1名、現場運転員4名、総所要時間：4時間以内）</u></p>	<ul style="list-style-type: none"> ・体制及び運用の相違 <p>【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>⑭の相違</p> <p>【柏崎 6/7】</p> <p>島根 2号炉は、格納容器ベント準備とベント開始を分けて記載</p> <ul style="list-style-type: none"> ・設備の相違 <p>【東海第二】</p> <p>島根 2号炉は、W/W ベントと D/W ベントにおける想定時間は同一</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。室温は通常運転時と同程度である。</p> <p>(添付資料1.5.3- 10)</p>	<p>【D/Wベントの場合】 <u>サプレッション・プール水位指示値が通常水位+5.5mに到達後、又は原子炉格納容器内の冷却を実施しても、原子炉格納容器内の圧力を規定圧力(279kPa [gage])以下に維持できない場合に、第一弁(D/W側)操作を現場にて実施した場合、140分以内で可能である。また、サプレッション・プール水位指示値が通常水位+6.5mに到達し、ドライウエル圧力又はサプレッション・チェンバ圧力指示値が310kPa [gage] (1Pd)に到達後、耐圧強化ベント系一次隔離弁及び耐圧強化ベント系二次隔離弁の操作を現場にて実施した場合、12分以内で可能である。(総要員数：運転員等3名、重大事故等対応要員3名、総所要時間：152分以内)</u></p> <p>円滑に作業できるように、移動経路を確保し、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。</p> <p>室温は通常運転時と同程度である。</p> <p>(添付資料1.5.4)</p>	<p>【D/Wベントの場合】 <u>格納容器ベント移行条件到達後、SGT FCVS第1ベントフィルタ入口弁、SGT耐圧強化ベントライン止め弁後弁、SGT耐圧強化ベントライン止め弁及びNGC非常用ガス処理入口隔離弁操作を現場にて実施した場合、2時間30分以内で可能である。また、格納容器ベント基準到達後、NGC N2ドライウエル出口隔離弁操作を現場にて実施した場合、1時間30分以内で可能である。(総要員数：中央制御室運転員1名、現場運転員4名、総想定時間：4時間以内)</u></p> <p>円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。</p> <p><u>遠隔手動弁操作機構の操作については、操作に必要な工具はなく通常の弁操作と同様であるため、容易に実施可能である。</u></p> <p><u>また、作業エリアにはバッテリー内蔵型LED照明を配備しており、建物内常用照明消灯時における作業性を確保しているが、ヘッドライト及び懐中電灯をバックアップとして携行する。</u></p> <p>室温は通常運転時と同程度である。</p> <p>(添付資料 1.5.4-4(2))</p> <p>(b) 耐圧強化ベントライン停止後の窒素ガスパーージ <u>格納容器ベント停止後において、耐圧強化ベントラインに水素ガスが滞留しないよう、耐圧強化ベントラインの窒素ガスによるパーージを実施する。</u> <u>なお、操作手順については、「1.5.2.1(2)c. (b) 耐圧強化ベントライン停止後の窒素ガスパーージ」の操作手順と同様である。</u></p>	<p>備考</p> <p>・設備の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、耐圧強化ベントラインの窒素ガスパーージの手順を整備</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(3) 重大事故等時の対応手段の選択</p> <p>重大事故等時の対応手段の選択方法は以下のとおり。対応手段の選択フローチャートを第1.5.37 図に示す。</p> <p>残留熱除去系が機能喪失した場合は、<u>格納容器圧力逃がし装置</u>による原子炉格納容器内の除熱を実施する。<u>格納容器圧力逃がし装置</u>が機能喪失した場合は<u>耐圧強化ベント系</u>により原子炉格納容器内の除熱を実施する。</p> <p><u>格納容器圧力逃がし装置</u>及び<u>耐圧強化ベント系</u>による格納容器ベントは、弁の駆動電源及び空気源がない場合、現場での手動操作を行う。</p> <p>なお、<u>格納容器圧力逃がし装置</u>及び<u>耐圧強化ベント系</u>を用いて、格納容器ベントを実施する際には、スクラビングによる放射性物質の排出抑制を期待できるW/W を経由する経路を第一優先とする。W/W ベントラインが水没等の理由で使用できない場合は、D/W を経由して<u>フィルタ装置</u>を通る経路を第二優先とする。</p>	<p>(3) 重大事故等時の対応手段の選択</p> <p>重大事故等時の対応手段の選択方法は以下のとおり。対応手段の選択フローチャートを第1.5-26図に示す。</p> <p>残留熱除去系が機能喪失した場合は、<u>格納容器圧力逃がし装置</u>による原子炉格納容器内の減圧及び除熱を実施する。<u>格納容器圧力逃がし装置</u>が機能喪失した場合は<u>耐圧強化ベント系</u>により原子炉格納容器内の減圧及び除熱を実施する。</p> <p><u>格納容器圧力逃がし装置</u>及び<u>耐圧強化ベント系</u>による格納容器ベントは、弁の駆動電源及び空気源がない場合、現場での手動操作を行う。</p> <p>なお、<u>格納容器圧力逃がし装置</u>又は<u>耐圧強化ベント系</u>を用いて、格納容器ベントを実施する際には、スクラビングによる放射性物質の排出抑制を期待できるS/C側ベントを第一優先とする。S/C側ベントラインが水没等の理由で使用できない場合は、D/W を経由して<u>フィルタ装置</u>を通る経路を第二優先とする。</p>	<p>(4) 重大事故等発生時の対応手段の選択</p> <p>重大事故等が発生した場合の対応手段の選択方法は以下のとおり。対応手段の選択フローチャートを第 1.5-41 図に示す。</p> <p><u>残留熱除去系の機能喪失時において、原子炉補機代替冷却系の設置が完了し、残留熱代替除去系が起動できる場合は、残留熱代替除去系による原子炉格納容器への注水及び原子炉格納容器内へのスプレイを実施する。</u></p> <p><u>残留熱代替除去系使用時における原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保を実施する際の接続口の選択は、緊急時対策要員による操作対象弁が少ないものを優先して使用する。優先順位は以下のとおり。</u></p> <p><u>優先①：原子炉建物南側接続口を使用した補機冷却水確保 (操作対象弁 2 弁)</u></p> <p><u>優先②：原子炉建物西側接続口を使用した補機冷却水確保 (操作対象弁 4 弁)</u></p> <p><u>残留熱代替除去系による原子炉格納容器の除熱が出来ない場合は、格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の除熱を実施する。格納容器フィルタベント系が機能喪失した場合は耐圧強化ベントラインによる原子炉格納容器内の除熱を実施する。</u></p> <p><u>格納容器フィルタベント系及び耐圧強化ベントラインによる格納容器ベントは、弁の駆動電源及び空気源がない場合、現場での手動操作を行う。</u></p> <p>なお、<u>格納容器フィルタベント系</u>又は<u>耐圧強化ベントライン</u>を用いて、格納容器ベントを実施する際には、スクラビングによる放射性物質の排出抑制を期待できるW/W を経由する経路を第一優先とする。W/Wベントラインが水没等の理由で使用できない場合は、D/W を経由して<u>第1ベントフィルタスクラバ容器</u>を通る経路を第二優先とする。</p>	<p>備考</p> <p>・設備の相違</p> <p>【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>①の相違</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>1. 5. 2. 2 サポート系故障時の対応手順</p> <p>(1) 最終ヒートシンク（海）への代替熱輸送</p> <p>a. <u>代替原子炉補機冷却系による補機冷却水確保</u></p> <p>原子炉補機冷却系の機能が喪失した場合、残留熱除去系を使用した発電用原子炉からの除熱、原子炉格納容器内の除熱及び使用済燃料プールの除熱ができなくなるため、<u>代替原子炉補機冷却系を用いた補機冷却水確保のため</u>、原子炉補機冷却系の系統構成を行い、<u>代替原子炉補機冷却系により補機冷却水を供給する。</u></p> <p>常設代替交流電源設備又は<u>第二代替交流電源設備</u>により残留熱除去系の電源が確保されている場合に、冷却水通水確認後、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード、<u>サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード及び格納容器スプレイ冷却モード</u>）を起動し、最終ヒートシンク（海）へ熱を輸送する。</p> <p>(a) 手順着手の判断基準</p> <p>原子炉補機冷却系の故障又は全交流動力電源の喪失により原子炉補機冷却系を使用できない場合。</p> <p>(b) 操作手順</p> <p><u>代替原子炉補機冷却系による補機冷却水確保手順の概要は以下のとおり。</u></p> <p>手順の対応フローを第1. 5. 2 図に、概要図を第1. 5. 32 図に、タイムチャートを第1. 5. 33 図に示す。</p> <p>i. 運転員操作</p> <p>（本手順はA系使用の場合であり、B系使用時については<u>手順⑥を除いて同様である。</u>）</p> <p>①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に<u>代替原子炉補機冷却系による補機冷却水確保の準備</u></p>	<p>1. 5. 2. 2 サポート系故障時の対応手順</p> <p>(1) 最終ヒートシンク（海）への代替熱輸送</p> <p>a. <u>緊急用海水系による冷却水確保</u></p> <p><u>残留熱除去系海水系の機能が喪失した場合</u>、残留熱除去系を使用した発電用原子炉からの除熱及び原子炉格納容器内の除熱ができなくなるため、<u>緊急用海水系により冷却水を供給する。</u></p> <p>常設代替交流電源設備として使用する常設代替高圧電源装置により残留熱除去系の電源が確保されている場合に、冷却水通水確認後、残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却系</u>）、残留熱除去系（<u>サブプレッション・プール冷却系</u>）及び残留熱除去系（<u>格納容器スプレイ冷却系</u>）を起動し、最終ヒートシンク（海）へ熱を輸送する。</p> <p>(a) 手順着手の判断基準</p> <p><u>残留熱除去系海水系の故障又は全交流動力電源の喪失により残留熱除去系海水系を使用できない場合。</u></p> <p>(b) 操作手順</p> <p><u>緊急用海水系A系による冷却水確保手順の概要は以下のとおり。</u></p> <p>手順の対応フローを第1. 5-3 図に、概要図を第1. 5-20 図に、タイムチャートを第1. 5-21 図に示す。</p> <p>（本手順はA系使用の場合であり、B系使用時についても同様である。）</p> <p>①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等に<u>緊急用海水系による冷却水確保の準備開始を指示</u></p>	<p>1. 5. 2. 2 サポート系故障時の対応手順</p> <p>(1) 最終ヒートシンク（海）への代替熱輸送</p> <p>a. <u>原子炉補機代替冷却系による除熱</u></p> <p><u>原子炉補機冷却系の機能が喪失した場合</u>、残留熱除去系を使用した発電用原子炉からの除熱、原子炉格納容器内の除熱及び燃料プールの除熱ができなくなるため、<u>原子炉補機代替冷却系を用いた除熱のため</u>、原子炉補機冷却系の系統構成を行い、<u>原子炉補機代替冷却系により補機冷却水を供給する。</u></p> <p>常設代替交流電源設備として使用するガスタービン発電機により残留熱除去系の電源が確保されている場合に、冷却水通水確認後、残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却モード</u>）、残留熱除去系（<u>サブプレッション・プール水冷却モード</u>）及び残留熱除去系（<u>格納容器冷却モード</u>）を起動し、最終ヒートシンク（海）へ熱を輸送する。</p> <p>(a) 手順着手の判断基準</p> <p><u>原子炉補機冷却系の故障又は全交流動力電源の喪失により原子炉補機冷却系を使用できない場合。ただし、原子炉注水手段がない場合は、原子炉注水準備を優先する</u></p> <p>※</p> <p><u>※：常設設備による注水手段がない場合、又は低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水を実施している場合は大量送水車による注水又は補給準備を実施。</u></p> <p>(b) 操作手順</p> <p><u>原子炉補機代替冷却系による除熱手順の概要は以下のとおり。</u></p> <p>手順の対応フローを第1. 5-6 図に、概要図を第1. 5-35 図に、タイムチャートを第1. 5-36 図に示す。</p> <p>(i) <u>原子炉建物西側接続口又は原子炉建物南側接続口を使用した補機冷却水確保の場合</u></p> <p>ア. <u>運転員操作</u></p> <p>（本手順はB系使用の場合であり、A系使用時についても同様である。）</p> <p>①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に<u>原子炉補機代替冷却系による除熱の準備開始を指</u></p>	<p>・設備の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>②の相違</p> <p>・設備の相違</p> <p>【柏崎 6/7】</p> <p>⑩の相違</p> <p>・設備の相違</p> <p>【柏崎 6/7】</p> <p>島根 2号炉は、A系、B系とも同様な操作</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>備開始を指示する。</p> <p>②当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部に代替原子炉補機冷却系による補機冷却水確保の準備のため、<u>熱交換器ユニットの配備及び主配管（可搬型）の接続を依頼する。</u></p> <p>③現場運転員C及びDは、<u>代替原子炉補機冷却系による補機冷却水確保に必要な電動弁の電源の受電操作を実施する。</u></p> <p>④中央制御室運転員A及びBは、<u>代替原子炉補機冷却系による補機冷却水確保に必要な電動弁の電源が確保されたこと、及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。</u></p> <p>⑤中央制御室運転員A及びBは、<u>代替原子炉補機冷却系による補機冷却水確保の中央制御室側系統構成を実施し、当直副長に報告する。（第1.5.32 図参照）</u></p>	<p>する。</p> <p>②運転員等は中央制御室にて、<u>緊急用海水系による冷却水確保に必要な電動弁の電源切替え操作を実施する。</u></p> <p>③運転員等は中央制御室にて、<u>緊急用海水系による冷却水確保に必要な電動弁の電源が確保されたこと、並びにポンプ及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示等にて確認する。</u></p> <p>④運転員等は中央制御室にて、<u>残留熱除去系熱交換器（A）海水流量調整弁の自動閉信号の除外を実施する。</u></p> <p>⑤運転員等は中央制御室にて、<u>緊急用海水ポンプ室空調機を起動する。</u></p> <p>⑥運転員等は中央制御室にて、<u>緊急用海水系による冷却水確保の中央制御室側系統構成である残留熱除去系－緊急用海水系系統分離弁（A）及び残留熱除去系熱交換器（A）海水流量調整弁の全閉操作を実施</u></p>	<p>示する。</p> <p>②当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部に原子炉補機代替冷却系による除熱の準備のため、<u>移動式代替熱交換設備及び大型送水ポンプ車の配備及びホースの接続を依頼する。</u></p> <p>③^a非常用コントロールセンタ切替盤が使用可能な場合 中央制御室運転員Aは、<u>非常用コントロールセンタ切替盤にて、原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保に必要なB－RHR熱交冷却水出口弁の電源切り替え操作を実施する。</u></p> <p>③^b非常用コントロールセンタ切替盤が使用不可な場合 現場運転員B及びCは、<u>SA電源切替盤にて、原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保に必要なB－RHR熱交冷却水出口弁の電源切り替え操作を実施する。</u></p> <p>④中央制御室運転員Aは、<u>原子炉補機代替冷却系による除熱に必要な電動弁及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。</u></p>	<p>・体制の相違 【東海第二】 ⑫の相違</p> <p>・設備の相違 【東海第二】 ②の相違</p> <p>・設備の相違 【東海第二】 ②の相違</p> <p>・設備の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、C/C一次側にて切替え可能な設備を設置</p> <p>・設備の相違 【東海第二】 島根 2号炉のSA電源切替盤による電源切り替え操作は、現場にて実施</p> <p>・体制の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 ⑬の相違</p> <p>・設備の相違 【東海第二】 ②の相違</p> <p>・体制の相違 【柏崎 6/7】 ⑬の相違</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>⑥現場運転員C及びDは、<u>代替原子炉補機冷却系による補機冷却水確保</u>の非管理区域側系統構成を実施し、当直副長に報告する。(第1.5.32 図参照)</p> <p>B系使用時は、<u>熱交換器ユニットの繋ぎ込み箇所</u>が、<u>原子炉補機冷却水系熱交換器 (B/E) 冷却水出口弁の後になるため、原子炉補機冷却水系熱交換器 (B/E) 冷却水出口弁については系統構成対象外とする。</u>(A系使用時は、<u>原子炉補機冷却水系熱交換器 (A/D) 冷却水出口弁の前に繋ぎこむ</u>)</p> <p>⑦現場運転員C及びDは、<u>代替原子炉補機冷却系による補機冷却水確保</u>の管理区域側系統構成を実施し、当直副長に報告する。(第1.5.32 図参照)</p> <p>⑧緊急時対策要員は、<u>代替原子炉補機冷却系による補機冷却水確保のための熱交換器ユニットの配備及び主配管 (可搬型) の接続完了</u>について緊急時対策本部に報告する。また、緊急時対策本部は当直長に報告する。</p> <p>⑨当直長は、当直副長からの依頼に基づき、<u>代替原子炉補機冷却系による補機冷却水供給開始</u>を緊急時対策本部に依頼する。</p> <p>⑩緊急時対策要員は、<u>熱交換器ユニット内の代替原子炉補機冷却水ポンプ</u>を起動し、<u>代替原子炉補機冷却系による補機冷却水供給開始</u>について緊急時対策本部に報告する。また、緊急時対策本部は当直長に報告する。</p>	<p>し、<u>発電長</u>に報告する。</p> <p>⑦運転員等は中央制御室にて、<u>緊急用海水ポンプ (A) を起動し、冷却水の供給を行う。</u></p> <p>⑧運転員等は中央制御室にて、<u>緊急用海水系RHR熱交換器隔離弁 (A) の全開操作を行い、緊急用海水系流量 (残留熱除去系熱交換器) 指示値の上昇を確認する。</u></p> <p>⑨運転員等は中央制御室にて、<u>緊急用海水系RHR補機隔離弁 (A) の全開操作を行い、緊急用海水系流量 (残留熱除去系補機) 指示値の上昇を確認する。</u></p>	<p>⑤現場運転員B及びCは、<u>原子炉補機代替冷却系による除熱の非管理区域側系統構成</u>を実施し、当直副長に報告する。(第1.5-35 図参照)</p> <p>⑥現場運転員D及びEは、<u>原子炉補機代替冷却系による除熱の管理区域側系統構成</u>を実施し、当直副長に報告する。(第1.5-35 図参照)</p> <p>⑦緊急時対策要員は、<u>原子炉補機代替冷却系による除熱のための移動式代替熱交換設備及び大型送水ポンプ車の配備及びホースの接続完了</u>について緊急時対策本部に報告する。また、緊急時対策本部は当直長に報告する。</p> <p>⑧当直長は、当直副長からの依頼に基づき、<u>原子炉補機代替冷却系による補機冷却水供給開始</u>を緊急時対策本部に依頼する。</p> <p>⑨緊急時対策要員は、<u>移動式代替熱交換設備内の淡水ポンプ</u>を起動し、<u>原子炉補機代替冷却系による補機冷却水供給開始</u>について緊急時対策本部に報告する。また、緊急時対策本部は当直長に報告する。</p> <p>⑩当直副長は、<u>運転員に原子炉代替補機冷却系による補機冷却水供給開始</u>を指示する。</p>	<p>・設備の相違 【東海第二】 ②の相違</p> <p>・設備の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、A系、B系とも同様な操作</p> <p>・設備の相違 【東海第二】 ②の相違</p> <p>・設備の相違 【東海第二】 ②の相違</p> <p>・設備の相違 【東海第二】 ②の相違</p> <p>・設備の相違 【東海第二】 ②の相違</p> <p>・設備の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>ii. 緊急時対策要員操作 (補機冷却水供給)</p> <p>①緊急時対策要員は、緊急時対策本部から荒浜側又は大湊側高台資機材置場へ移動する。</p> <p>②緊急時対策要員は、<u>熱交換器ユニット</u>、<u>大容量送水車 (熱交換器ユニット用)</u> 等の健全性確認を行う。</p> <p>③緊急時対策要員は、<u>熱交換器ユニット</u>、<u>大容量送水車 (熱交換器ユニット用)</u> 等を荒浜側又は大湊側高台資機材置場からタービン建屋近傍屋外に移動させる。</p> <p>④緊急時対策要員は、<u>可搬型の主配管 (淡水用ホース及び海水用ホース)</u> の敷設及び接続を行う。</p> <p>⑤緊急時対策要員は、<u>電源ケーブルの敷設及び接続</u>を行う。</p> <p>⑥緊急時対策要員は、<u>熱交換器ユニット等の淡水側の水張り</u>に向け系統構成のための弁の開閉操作を行う。</p> <p>⑦緊急時対策要員は、<u>中央制御室運転員A及びB</u>と連絡を密にし、<u>熱交換器ユニット等の淡水側の水張り</u>のため<u>代替冷却水供給止め弁</u>の開操作を行う。</p> <p>⑧緊急時対策要員は、<u>熱交換器ユニット等の淡水側の水張り範囲内</u>におけるベント弁の開操作及び代替冷却水戻り止め弁の開操作を行い、<u>配管内の空気抜き</u>を実施する。</p> <p>⑨緊急時対策要員は、<u>淡水側の水張り範囲内</u>において漏えいのないことを確認する。</p> <p>⑩緊急時対策要員は、<u>可搬型代替交流電源設備の起動</u>操作を行う。</p> <p>⑪緊急時対策要員は、<u>熱交換器ユニット等の海水側の水張り</u>に向け系統構成のための弁の開閉操作を行う。</p> <p>⑫緊急時対策要員は、<u>熱交換器ユニット等の海水側の水張り</u>のため<u>大容量送水車 (熱交換器ユニット用)</u>を起動させる。</p> <p>⑬緊急時対策要員は、<u>海水側の水張り範囲内</u>における</p>		<p>⑪<u>中央制御室運転員Aは、B-RHR熱交冷却水出口弁を流量調整のため開度を調整し、当直副長に報告</u>する。(第1.5-35図参照)</p> <p>イ. 緊急時対策要員操作</p> <p>①<u>緊急時対策要員は、緊急時対策本部から第1保管エリア又は第4保管エリアへ移動する。</u></p> <p>②<u>緊急時対策要員は、移動式代替熱交換設備、大型送水ポンプ車等の健全性確認</u>を行う。</p> <p>③<u>緊急時対策要員は、移動式代替熱交換設備、大型送水ポンプ車等を第1保管エリア又は第4保管エリアから取水槽及び原子炉建物近傍屋外に移動させる。</u></p> <p>④<u>緊急時対策要員は、可搬型のホースの敷設及び接続</u>を行う。</p> <p>⑤<u>緊急時対策要員は、電源ケーブルの敷設及び接続</u>を行う。</p> <p>⑥<u>緊急時対策要員は、移動式代替熱交換設備の淡水側の水張り</u>に向け系統構成のための弁の開閉操作を行う。</p> <p>⑦<u>緊急時対策要員は、中央制御室運転員Aと連絡を密にし、移動式代替熱交換設備の淡水側の水張り</u>のため<u>AHEF B-供給配管止め弁</u>の開操作を行う。</p> <p>⑧<u>緊急時対策要員は、移動式代替熱交換設備の淡水側の水張り範囲内</u>におけるベント弁の開操作及びAHEF B-戻り配管止め弁の開操作を行い、<u>配管内の空気抜き</u>を実施する。</p> <p>⑨<u>緊急時対策要員は、淡水側の水張り範囲内</u>において漏えいのないことを確認する。</p> <p>⑩<u>緊急時対策要員は、ガスタービン発電機の起動により移動式代替熱交換設備への受電を確認</u>する。</p> <p>⑪<u>緊急時対策要員は、移動式代替熱交換設備の海水側の水張り</u>に向け系統構成のための弁の開閉操作を行う。</p> <p>⑫<u>緊急時対策要員は、移動式代替熱交換設備の海水側の水張り</u>のため<u>大型送水ポンプ車</u>を起動させる。</p> <p>⑬<u>緊急時対策要員は、海水側の水張り範囲内</u>における</p>	<p>島根2号炉は電源切り替え操作により、中央にて弁操作が可能</p> <p>・設備の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>②の相違</p> <p>・体制の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>⑬の相違</p> <p>・設備の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉は、ガスタービン発電機より受電</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>ベント弁の開操作を行い、配管内の空気抜きを実施する。</p> <p>⑭緊急時対策要員は、海水側の水張り範囲内において漏えいのないことを確認する。</p> <p>⑮緊急時対策要員は、緊急時対策本部及び当直長に、<u>熱交換器ユニットによる補機冷却水確保の準備が完了したことを報告する。</u></p> <p>⑯緊急時対策要員は、<u>中央制御室運転員A 及びB と連絡を密にし、熱交換器ユニット内の代替原子炉補機冷却水ポンプを起動し、補機冷却水の供給を行う。</u></p> <p>⑰緊急時対策要員は、<u>熱交換器ユニット出口流量調整弁の開操作を行い、代替RCW ポンプ吐出圧力指示値が規定値となるよう開度を調整する。</u></p> <p>⑱緊急時対策要員は、<u>熱交換器ユニット及び大容量送水車（熱交換器ユニット用）の運転状態を継続して監視する。</u></p>		<p><u>ベント弁の開操作を行い、配管内の空気抜きを実施する。</u></p> <p>⑭<u>緊急時対策要員は、海水側の水張り範囲内において漏えいのないことを確認する。</u></p> <p>⑮<u>緊急時対策要員は、緊急時対策本部及び当直長に移動式代替熱交換設備による除熱の準備が完了したことを報告する。</u></p> <p>⑯<u>緊急時対策要員は、中央制御室運転員Aと連絡を密にし、移動式代替熱交換設備内の淡水ポンプを起動し、補機冷却水の供給を行う。</u></p> <p>⑰<u>緊急時対策要員は、熱交換器ユニット流量調整弁の開操作を行い、淡水ポンプ出口圧力指示計が規定圧力となるよう開度を調整する。</u></p> <p>⑱<u>緊急時対策要員は、移動式代替熱交換設備及び大型送水ポンプ車の運転状態を継続して監視する。</u></p> <p><u>(ii) 原子炉建物内接続口を使用した補機冷却水確保の場合（故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合）</u></p> <p><u>ア. 運転員操作</u></p> <p>①<u>当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保の準備開始を指示する。</u></p> <p>②<u>当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部に原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保の準備のため、大型送水ポンプ車の配備及びホースの接続を依頼する。</u></p> <p>③^a<u>非常用コントロールセンタ切替盤が使用可能な場合</u> <u>中央制御室運転員Aは、非常用コントロールセンタ切替盤にて、原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保に必要なB-RHR熱交冷却水出口弁の電源切り替え操作を実施する。</u></p> <p>③^b<u>非常用コントロールセンタ切替盤が使用不可な場合</u> <u>現場運転員B及びCは、SA電源切替盤にて、原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保に必要なB</u></p>	<p>備考</p> <p>・体制の相違 【柏崎 6/7】 ⑬の相違</p> <p>・設備の相違 【東海第二】 ②の相違</p> <p>・記載方針の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、屋内接続口を使用した手順を記載</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
		<p><u>－RHR熱交冷却水出口弁の電源切り替え操作を実施する。</u></p> <p>④中央制御室運転員Aは、原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保に必要な電動弁の電源が確保されたこと及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。</p> <p>⑤現場運転員B及びCは、原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保の非管理区域側系統構成を実施し、当直副長に報告する。(第1.5-35図参照)</p> <p>⑥現場運転員D及びEは、原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保の管理区域側系統構成を実施し、当直副長に報告する。(第1.5-35図参照)</p> <p>⑦緊急時対策要員は、原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保のための大型送水ポンプ車の配備及びホースの接続完了について緊急時対策本部に報告する。また、緊急時対策本部は当直長に報告する。</p> <p>⑧当直長は、当直副長からの依頼に基づき、原子炉補機代替冷却系による補機冷却水供給開始を緊急時対策本部に依頼する。</p> <p>⑨緊急時対策要員は、大型送水ポンプ車を起動し、原子炉補機代替冷却系による補機冷却水供給開始について緊急時対策本部に報告する。また、緊急時対策本部は当直長に報告する。</p> <p>⑩当直副長は、運転員に原子炉代替補機冷却系による補機冷却水供給開始を指示する。</p> <p>⑪中央制御室運転員Aは、B-RHR熱交冷却水出口弁を流量調整のため開度を調整し、当直副長に報告する。(第1.5-35図参照)</p> <p><u>イ. 緊急時対策要員操作</u></p> <p>①緊急時対策要員は、緊急時対策本部から第1保管エリア又は第4保管エリアへ移動する。</p> <p>②緊急時対策要員は、大型送水ポンプ車等の健全性確認を行う。</p> <p>③緊急時対策要員は、大型送水ポンプ車を第1保管エリア又は第4保管エリアから取水槽近傍屋外に移動させる。</p> <p>④緊急時対策要員は、ホースの敷設及び接続を行う。</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(c) 操作の成立性</p> <p>上記の操作は、<u>1 ユニット当たり中央制御室運転員2名、現場運転員2名及び緊急時対策要員13名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから運転員操作の系統構成完了まで約255分、緊急時対策要員操作の補機冷却水供給開始まで約540分で可能である。</u></p> <p><u>なお、炉心の著しい損傷が発生した場合において代替原子炉補機冷却系を設置する場合、作業時の被ばくによる影響を低減するため、緊急時対策要員を2 班体制とし、交替して対応する。</u></p> <p><u>プラント停止中の運転員の体制においては、中央制御室対応は当直副長の指揮のもと中央制御室運転員1名にて作業を実施する。</u></p> <p>円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。また、速やかに作業が開始できるよう、使用する資機材は作業場所近傍に配備する。</p>	<p>(c) 操作の成立性</p> <p>上記の操作は、<u>運転員等(当直運転員)2名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから緊急用海水系による冷却水供給開始まで24分以内で可能である。</u></p>	<p>⑤<u>緊急時対策要員は、緊急時対策本部及び当直長に大型送水ポンプ車による補機冷却水確保の準備が完了したことを報告する。</u></p> <p>⑥<u>緊急時対策要員は、中央制御室運転員Aと連絡を密にし、RCW B-AHEF西側供給配管止め弁、RCW B-AHEF西側戻り配管止め弁、AHEF B-西側供給配管止め弁及びAHEF B-西側戻り配管止め弁の全開並びに大型送水ポンプ車を起動し、補機冷却水の供給を行う。</u></p> <p>⑦<u>緊急時対策要員は、大型送水ポンプ車の吐出圧力にて必要流量が確保されていることを確認する。</u></p> <p>⑧<u>緊急時対策要員は、ホース等の海水通水範囲について漏えいの無いことを確認する。</u></p> <p>⑨<u>緊急時対策要員は、大型送水ポンプ車の運転状態を継続して監視する。</u></p> <p>(c) 操作の成立性</p> <p>上記の操作は、<u>作業開始を判断してから残留熱代替除去系使用時における原子炉補機代替冷却系による補機冷却水確保までの必要な要員数及び想定時間は以下のとおり。</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ・<u>原子炉建物南側接続口又は原子炉建物西側接続口を使用した補機冷却水確保の場合、中央制御室運転員1名、現場運転員4名及び緊急時対策要員15名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから運転員操作の系統構成完了まで1時間40分以内、緊急時対策要員操作の補機冷却水供給開始まで7時間20分以内で可能である。</u> ・<u>原子炉建物内接続口を使用した補機冷却水確保の場合(故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる影響がある場合)、中央制御室運転員1名、現場運転員4名及び緊急時対策要員6名にて作業を実施した場合、運転員操作の系統構成完了まで1時間40分以内、緊急時対策要員操作の補機冷却水供給開始まで7時間以内で可能である。</u> <p><u>円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。</u></p> <p><u>大型送水ポンプ車からのホース接続は、速やかに作業</u></p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・体制及び運用の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 ⑭の相違 ・運用の相違 【柏崎 6/7】 被ばく評価結果の相違 ・体制の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、プラント停止中の運転員の体制においても当該作業を実施する人数に変更はない ・設備の相違 【東海第二】 東海第二は中央操作

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>室温は通常運転時と同程度である。 (添付資料1.5.3- 11, 1.5.3-12)</p> <p>b. <u>大容量送水車（熱交換器ユニット用）又は代替原子炉補機冷却海水ポンプによる補機冷却水確保</u></p> <p>原子炉補機冷却系の機能が喪失した場合、<u>残留熱除去系を使用した除熱戦略ができなくなるため、代替原子炉補機冷却系により補機冷却水を確保するが、代替原子炉補機冷却系、熱交換器ユニットが機能喪失した場合は、原子炉補機冷却系の系統構成を行い、大容量送水車（熱交換器ユニット用）又は代替原子炉補機冷却海水ポンプにより、原子炉補機冷却系に海水を注入することで補機冷却水を供給する。</u></p> <p>常設代替交流電源設備又は第二代替交流電源設備により残留熱除去系の電源が確保されている場合に、冷却水通水確認後、目的に応じた運転モードで残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード、<u>サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード及び格納容器スプレイ冷却モード</u>）を起動し、最終ヒートシンク（海）へ熱を輸送する。</p> <p>(a) 手順着手の判断基準 [大容量送水車（熱交換器ユニット用）使用の場合] <u>代替原子炉補機冷却系、熱交換器ユニットが機能喪失した場合。</u> [代替原子炉補機冷却海水ポンプ使用の場合] <u>代替原子炉補機冷却系熱交換器ユニットが機能喪失した場合で、大容量送水車（熱交換器ユニット用）が故障等により使用できない場合。</u></p>	<p>b. <u>代替残留熱除去系海水系による冷却水確保</u></p> <p><u>残留熱除去系海水系の機能が喪失した場合、緊急用海水系が使用できない場合は、残留熱除去系を使用した発電用原子炉からの除熱及び原子炉格納容器内の除熱ができなくなるため、残留熱除去系海水系の系統構成を行い、代替残留熱除去系海水系により冷却水を供給する。</u></p> <p>常設代替交流電源設備として使用する常設代替高圧電源装置により残留熱除去系の電源が確保されている場合に、冷却水通水確認後、目的に応じた運転モードで残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）、<u>残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）及び残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）</u>を起動し、最終ヒートシンク（海）へ熱を輸送する。</p> <p>(a) 手順着手の判断基準 <u>残留熱除去系海水系機能喪失又は全交流動力電源喪失により残留熱除去系海水系が機能喪失した場合で、緊急用海水系が故障等により使用できない場合。</u></p>	<p><u>ができるように大型送水ポンプ車の保管場所に使用工具及びホースを配備する。</u> <u>車両の作業用照明、ヘッドライト及び懐中電灯を用いることで、暗闇における作業性についても確保する。</u> <u>室温は通常運転時と同程度である。</u> (添付資料 1.5.4-5(1), 1.5.4-5(2))</p> <p>b. <u>大型送水ポンプ車による除熱</u></p> <p><u>原子炉補機冷却系の機能が喪失した場合、残留熱除去系を使用した除熱戦略ができなくなるため、原子炉補機代替冷却系により補機冷却水を確保するが、移動式代替熱交換設備が機能喪失した場合は、原子炉補機冷却系の系統構成を行い、大型送水ポンプ車により、原子炉補機冷却系に海水を注入することで補機冷却水を供給する。</u></p> <p>常設代替交流電源設備として使用するガスタービン発電機により残留熱除去系の電源が確保されている場合に、冷却水通水確認後、目的に応じた運転モードで残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）、<u>残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）及び残留熱除去系（格納容器冷却モード）</u>を起動し、最終ヒートシンク（海）へ熱を輸送する。</p> <p>(a) 手順着手の判断基準 <u>原子炉補機冷却系機能喪失又は全交流動力電源喪失により原子炉補機冷却系が機能喪失した場合で、移動式代替熱交換設備が故障等により使用できない場合。</u></p>	<p>のみ</p> <ul style="list-style-type: none"> ・設備の相違【柏崎 6/7】 ③の相違 ・設備の相違【東海第二】 ②の相違 ・設備の相違【柏崎 6/7】 ③の相違 ・設備の相違【柏崎 6/7】 ⑩の相違 ・設備の相違【東海第二】 ②の相違 ・設備の相違【柏崎 6/7】 ③の相違

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(b) 操作手順</p> <p><u>大容量送水車（熱交換器ユニット用）又は代替原子炉補機冷却海水ポンプによる補機冷却水確保</u>手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第1.5.2 図に、概要図を第1.5.34図に、タイムチャートを第1.5.35 図に示す。</p> <p>i. <u>運転員操作「大容量送水車（熱交換器ユニット用）使用の場合」</u> <u>（本手順はA系使用の場合であり、B系使用時については手順⑥を除いて同様である。また、代替原子炉補機冷却海水ポンプを使用した場合においても操作手順は同様である。）</u></p> <p>①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、<u>運転員に大容量送水車（熱交換器ユニット用）による補機冷却水確保の準備開始を指示する。</u></p> <p>②当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部に<u>大容量送水車（熱交換器ユニット用）による補機冷却水確保の準備として、大容量送水車（熱交換器ユニット用）の配備、ホースの接続を依頼する。</u></p>	<p>(b) 操作手順</p> <p><u>代替残留熱除去系海水系による冷却水確保</u>手順の概要は以下のとおり（<u>代替残留熱除去系海水系A系東側接続口又は代替残留熱除去系海水系西側接続口を使用した残留熱除去系海水系A系への冷却水送水手順を示す。代替残留熱除去系海水系B系東側接続口又は代替残留熱除去系海水系西側接続口を使用した残留熱除去系海水系B系への冷却水送水手順も同様。ただし、代替残留熱除去系海水系A系東側接続口又は代替残留熱除去系海水系西側接続口を使用した手順は、手順⑩以外は同様。</u>）。手順の対応フローを第1.5-3図に、概要図を第1.5-22図に、タイムチャートを第1.5-23図に示す。</p> <p>①<u>発電長は、手順着手の判断基準に基づき、災害対策本部長代理に代替残留熱除去系海水系による冷却水確保の準備開始を依頼する。</u></p> <p>②<u>災害対策本部長代理は、プラントの被災状況に応じて代替残留熱除去系海水系による冷却水確保のため、水源から代替残留熱除去系海水系の接続口を決定し、発電長に使用する代替残留熱除去系海水系接続口を報告する。なお、代替残留熱除去系海水系接続口は、接続口蓋開放作業を必要としない代替残留熱除去系海水系東側接続口を優先する。</u></p> <p>③<u>災害対策本部長代理は、重大事故等対応要員に代替残留熱除去系海水系による冷却水確保のため、使用する水源から代替残留熱除去系海水系の接続口を指示する。</u></p> <p>④<u>重大事故等対応要員は、代替残留熱除去系海水系と</u></p>	<p>(b) 操作手順</p> <p><u>原子炉補機代替冷却系として使用する大型送水ポンプ車による除熱</u>手順の概要は以下のとおり（<u>原子炉建物南側接続口を使用した原子炉補機代替冷却系B系への冷却水送水手順を示す。原子炉建物西側接続口を使用した原子炉補機代替冷却系A系への冷却水送水手順も同様。</u>）。手順の対応フローを第1.5-6 図に、概要図を第1.5-37 図に、タイムチャートを第1.5-38 図に示す。</p> <p>i. <u>運転員操作</u></p> <p>①<u>当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に大型送水ポンプ車による除熱の準備開始を指示する。</u></p> <p>②<u>当直長は、当直副長からの依頼に基づき、緊急時対策本部に大型送水ポンプ車による除熱の準備として、大型送水ポンプ車の配備、ホースの接続を依頼する。</u></p>	<p>・設備の相違 【柏崎 6/7】 ③の相違</p> <p>・記載表現の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は接続口を詳細に記載</p> <p>・設備の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、A系、B系とも同様な操作</p> <p>・記載方針の相違 【東海第二】 島根 2号炉は、運転員操作と緊急時対策要員操作を分けて記載（以下、⑫の相違）</p> <p>・体制の相違 【東海第二】 ⑫の相違</p> <p>・体制の相違 【東海第二】 ⑫の相違</p> <p>・記載方針の相違 【東海第二】 島根 2号炉は、現場での健全性確認を踏まえて接続先を決定する</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>③現場運転員C 及びD は、<u>大容量送水車（熱交換器ユニット用）</u>による補機冷却水確保に必要な電動弁の電源の受電操作を実施する。</p> <p>④中央制御室運転員A 及びB は、<u>大容量送水車（熱交換器ユニット用）</u>による補機冷却水確保に必要な電動弁の電源が確保されたこと、及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。</p> <p>⑤中央制御室運転員A 及びB は、<u>大容量送水車（熱交換器ユニット用）</u>による補機冷却水確保の中央制御室側系統構成を実施し、当直副長に報告する。（第1.5.34 図参照）</p> <p>⑥現場運転員C 及びD は、<u>大容量送水車（熱交換器ユニット用）</u>による補機冷却水確保の非管理区域側系統構成を実施し、当直副長に報告する。（第1.5.34 図参照）</p> <p><u>B 系使用時は、大容量送水車（熱交換器ユニット用）の繋ぎ込み箇所が、原子炉補機冷却水系熱交換器（B/E）冷却水出口弁の後になるため、原子炉補機冷却水系熱交換器（B/E）冷却水出口弁については系統構成対象外とする。（A 系使用時は、原子炉補機冷却水系熱交換器（A/D）冷却水出口弁の前に繋ぎこむ）</u></p> <p>⑦現場運転員C 及びD は、<u>大容量送水車（熱交換器ユニット用）</u>による補機冷却水確保の管理区域側系統構成を実施し、当直副長に報告する。（第1.5.34 図参照）</p> <p>⑧緊急時対策要員は、<u>大容量送水車（熱交換器ユニット用）</u>による補機冷却水確保のための大容量送水車</p>	<p>して使用する可搬型代替注水大型ポンプを海に配置し、<u>可搬型代替注水大型ポンプ付属の水中ポンプユニットを設置する。</u></p> <p>⑤重大事故等対応要員は、<u>海から代替残留熱除去系海水系の接続口までホースの敷設を実施する。</u></p> <p>⑥発電長は、<u>運転員等に代替残留熱除去系海水系による冷却水確保の準備を指示する。</u></p> <p>⑦運転員等は中央制御室にて、<u>代替残留熱除去系海水系による冷却水確保に必要な電動弁の電源切替え操作を実施する。</u></p> <p>⑧運転員等は中央制御室にて、<u>代替残留熱除去系海水系による冷却水確保に必要な電動弁の電源が確保されたこと、及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示等にて確認する。</u></p>	<p>③中央制御室運転員A は、<u>大型送水ポンプ車による除熱に必要な電動弁及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示にて確認する。</u></p> <p>④現場運転員B 及びC は、<u>大型送水ポンプ車による除熱の非管理区域側系統構成を実施し、当直副長に報告する。（第1.5-37図参照）</u></p> <p>⑤現場運転員D 及びE は、<u>大型送水ポンプ車による除熱の管理区域側系統構成を実施し、当直副長に報告する。（第1.5-37図参照）</u></p> <p>⑥緊急時対策要員は、<u>大型送水ポンプ車による除熱のための海水ポンプの配備及びホースの接続完了につ</u></p>	<p>・体制の相違 【柏崎 6/7】 ⑬の相違</p> <p>・設備の相違 【東海第二】 ②の相違</p> <p>・設備の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、A系、B系とも同様な操作</p> <p>・設備の相違 【東海第二】 ②の相違</p> <p>・記載方針の相違 【東海第二】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(<u>熱交換器ユニット用</u>) の配備, 主配管 (可搬型) の接続完了について緊急時対策本部に報告する。また, 緊急時対策本部は当直長に報告する。</p> <p>⑨当直長は, 当直副長からの依頼に基づき, <u>大容量送水車 (熱交換器ユニット用)</u> による補機冷却水供給開始を緊急時対策本部に依頼する。</p> <p>⑩緊急時対策要員は, <u>大容量送水車 (熱交換器ユニット用)</u> による補機冷却水供給開始について緊急時対策本部に報告する。また, 緊急時対策本部は当直長に報告する。</p> <p>ii. 緊急時対策要員操作 [<u>大容量送水車 (熱交換器ユニット用) 使用の場合</u>]</p> <p>①緊急時対策要員は, 緊急時対策本部から <u>荒浜側又は大湊側高台資機材置場</u> へ移動する。</p> <p>②緊急時対策要員は, <u>大容量送水車 (熱交換器ユニット用)</u> 等の健全性確認を行う。</p> <p>③緊急時対策要員は, <u>大容量送水車 (熱交換器ユニット用)</u> を <u>荒浜側又は大湊側高台資機材置場からタービン建屋近傍屋外</u> に移動させる。</p> <p>④緊急時対策要員は, ホースの敷設及び接続を行う。</p> <p>⑤緊急時対策要員は, 緊急時対策本部及び当直長に <u>大容量送水車 (熱交換器ユニット用)</u> による補機冷却水確保の準備が完了したことを報告する。</p> <p>⑥緊急時対策要員は, <u>中央制御室運転員A 及びB</u> と連絡を密にし, <u>大容量送水車 (熱交換器ユニット用)</u> を起動し, 補機冷却水の供給を行う。</p>		<p><u>いて緊急時対策本部に報告する。また, 緊急時対策本部は当直長に報告する。</u></p> <p>⑦当直長は, 当直副長からの依頼に基づき, <u>大型送水ポンプ車による除熱開始を緊急時対策本部に依頼する。</u></p> <p>⑧緊急時対策要員は, <u>大型送水ポンプ車による除熱開始について緊急時対策本部に報告する。また, 緊急時対策本部は当直長に報告する。</u></p> <p>⑨当直副長は, <u>運転員に大型送水ポンプ車による除熱開始を指示する。</u></p> <p>⑩中央制御室運転員Aは, <u>B-RHR熱交冷却水出口弁を流量調整のため開度を調整し, 当直副長に報告する。(第1.5-37 図参照)</u></p> <p>ii. 緊急時対策要員操作</p> <p>①緊急時対策要員は, <u>緊急時対策本部から第1保管エリア又は第4保管エリアへ移動する。</u></p> <p>②緊急時対策要員は, <u>大型送水ポンプ車等の健全性確認を行う。</u></p> <p>③緊急時対策要員は, <u>大型送水ポンプ車を第1保管エリア又は第4保管エリアから取水槽近傍屋外に移動させる。</u></p> <p>④緊急時対策要員は, <u>ホースの敷設及び接続を行う。</u></p> <p>⑤緊急時対策要員は, 緊急時対策本部及び当直長に <u>大型送水ポンプ車による除熱の準備が完了したことを報告する。</u></p> <p>⑥緊急時対策要員は, <u>中央制御室運転員Aと連絡を密にし, AHEF B-供給配管止め弁及びAHEF B-戻り配管止め弁の全開並びに大型送水ポンプ車</u></p>	<p>⑳の相違</p> <p>・記載方針の相違 【東海第二】 ⑳の相違</p> <p>・記載方針の相違 【東海第二】 島根2号炉は要員の移動を記載</p> <p>・記載方針の相違 【東海第二】 島根2号炉は, 車両の健全性確認を記載</p> <p>・記載方針の相違 【東海第二】 ⑳の相違</p> <p>・記載方針の相違 【東海第二】 ⑳の相違</p> <p>・記載方針の相違 【東海第二】 ⑳の相違</p> <p>・記載方針の相違 【東海第二】 ⑳の相違</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>⑦緊急時対策要員は、<u>大容量送水車（熱交換器ユニット用）</u>の吐出圧力にて必要流量が確保されていることを確認する。</p> <p>⑧緊急時対策要員は、ホース等の海水通水範囲について漏えいのないことを確認する。</p> <p>⑨緊急時対策要員は、<u>大容量送水車（熱交換器ユニット用）</u>の運転状態を継続して監視する。</p> <p><u>〔代替原子炉補機冷却海水ポンプ使用の場合〕</u></p> <p>①緊急時対策要員は、<u>緊急時対策本部から荒浜側又は大湊側高台資機材置場へ移動する。</u></p> <p>②緊急時対策要員は、<u>代替原子炉補機冷却海水ポンプ等の健全性確認を行う。</u></p> <p>③緊急時対策要員は、<u>代替原子炉補機冷却海水ポンプ等を荒浜側又は大湊側高台資機材置場からタービン建屋近傍屋外に移動させる。</u></p> <p>④緊急時対策要員は、<u>ホースの敷設及び接続を行う。</u></p> <p>⑤緊急時対策要員は、<u>電源ケーブルの敷設及び接続を行う。</u></p> <p>⑥緊急時対策要員は、<u>可搬型代替交流電源設備の起動操作を行う。</u></p> <p>⑦緊急時対策要員は、<u>緊急時対策本部及び当直長に代替原子炉補機冷却海水ポンプによる補機冷却水確保の準備が完了したことを報告する。</u></p> <p>⑧緊急時対策要員は、<u>中央制御室運転員A 及びB と連絡を密にし、代替原子炉補機冷却海水ポンプを起動し、補機冷却水の供給を行う。</u></p> <p>⑨緊急時対策要員は、<u>代替原子炉補機冷却海水ポンプの吐出圧力にて必要流量が確保されていることを確認する。</u></p> <p>⑩緊急時対策要員は、ホース等の海水通水範囲について漏えいのないことを確認する。</p> <p>⑪緊急時対策要員は、<u>代替原子炉補機冷却海水ポンプ</u></p>		<p><u>を起動し、補機冷却水の供給を行う。</u></p> <p>⑦緊急時対策要員は、<u>大型送水ポンプ車の吐出圧力にて必要流量が確保されていることを確認する。</u></p> <p>⑧緊急時対策要員は、<u>ホース等の海水通水範囲について漏えいの無いことを確認する。</u></p> <p>⑨緊急時対策要員は、<u>大型送水ポンプ車の運転状態を継続して監視する。</u></p>	<p>・体制の相違 【柏崎 6/7】 ⑬の相違</p> <p>・記載方針の相違 【東海第二】 ⑳の相違</p> <p>・記載方針の相違 【東海第二】 島根 2号炉は、漏えい確認、運転状態の継続監視を詳細に記載</p> <p>・設備の相違 【柏崎 6/7】 ③の相違</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>の運転状態を継続して監視する。</u></p>	<p>⑨発電長は、<u>運転員等に代替残留熱除去系海水系による冷却水確保の系統構成を指示する。</u></p> <p>⑩運転員等は中央制御室にて、<u>残留熱除去系熱交換器 (A) 海水流量調整弁の自動閉信号の除外を実施する。</u></p> <p>⑪^a <u>代替残留熱除去系海水系 A 系東側接続口を使用した冷却水 (海水) 確保の場合</u> <u>運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系熱交換器 (A) 海水流量調整弁を全開とする。</u></p> <p>⑪^b <u>代替残留熱除去系海水系西側接続口を使用した冷却水 (海水) 確保の場合</u> <u>運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系 - 緊急用海水系系統分離弁 (A) を全閉とし、残留熱除去系熱交換器 (A) 海水流量調整弁、緊急用海水系 R H R 熱交換器隔離弁 (A) 及び緊急用海水系 R H R 補機隔離弁 (A) を全開とする。</u></p> <p>⑫運転員等は、<u>発電長に代替残留熱除去系海水系による冷却水確保の系統構成が完了したことを報告する。</u></p> <p>⑬重大事故等対応要員は、<u>災害対策本部長代理に代替残留熱除去系海水系による冷却水確保の準備が完了したことを報告する。</u></p> <p>⑭災害対策本部長代理は、<u>発電長に代替残留熱除去系海水系として使用する可搬型代替注水大型ポンプによる冷却水の送水開始を報告する。</u></p> <p>⑮災害対策本部長代理は、<u>重大事故等対応要員に代替残留熱除去系海水系として使用する可搬型代替注水大型ポンプの起動を指示する。</u></p> <p>⑯重大事故等対応要員は、<u>代替残留熱除去系海水系西側接続口、代替残留熱除去系海水系 A 系東側接続口又は代替残留熱除去系海水系 B 系東側接続口の弁が全閉していることを確認した後、代替残留熱除去系海水系として使用する可搬型代替注水大型ポンプを起動し、ホース内の水張り及び空気抜きを実施する。</u></p> <p>⑰重大事故等対応要員は、<u>ホース内の水張り及び空気抜きが完了した後、代替残留熱除去系海水系西側接</u></p>		<ul style="list-style-type: none"> ・記載方針の相違 【東海第二】 ⑳の相違 ・記載方針の相違 【東海第二】 ⑳の相違 ・記載方針の相違 【東海第二】 ⑳の相違 ・設備の相違 【東海第二】 ②の相違 ・記載方針の相違 【東海第二】 ⑳の相違 ・記載方針の相違 【東海第二】 ⑳の相違 ・記載方針の相違 【東海第二】 ⑳の相違 ・運用の相違 【東海第二】 島根 2 号炉は、当直副長が起動開始を指示する ・設備の相違 【東海第二】 島根 2 号炉は、ホース内の空気抜きは不要 ・記載方針の相違 【東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(c) 操作の成立性</p> <p><u>[大容量送水車（熱交換器ユニット用）使用の場合]</u></p> <p>上記の操作は、<u>1 ユニット当たり中央制御室運転員2名（操作者及び確認者）、現場運転員2名及び緊急時対策要員8名</u>にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから運転員による系統構成完了まで約<u>255分</u>、緊急時対策要員による大容量送水車（熱交換器ユニット用）を使用した補機冷却水供給開始まで約<u>300分</u>で可能である。</p>	<p><u>続口、代替残留熱除去系海水系A系東側接続口又は代替残留熱除去系海水系B系東側接続口の弁を全開とし、代替残留熱除去系海水系として使用する可搬型代替注水大型ポンプにより送水を開始したことを災害対策本部長代理に報告する。</u></p> <p>⑱災害対策本部長代理は、<u>発電長に代替残留熱除去系海水系として使用する可搬型代替注水大型ポンプにより冷却水の送水を開始したことを報告する。</u></p> <p>⑲発電長は、<u>運転員等に代替残留熱除去系海水系により冷却水の供給が開始されたことを確認するように指示する。</u></p> <p>⑳運転員等は中央制御室にて、<u>代替残留熱除去系海水系により冷却水の供給が開始されたことを残留熱除去系海水系系統流量指示値の上昇により確認し、発電長に報告する。</u></p> <p>㉑発電長は、<u>災害対策本部長代理に代替残留熱除去系海水系により冷却水の供給が開始されたことを報告する。</u></p> <p>㉒災害対策本部長代理は、<u>重大事故等対応要員に代替残留熱除去系海水系として使用する可搬型代替注水大型ポンプの回転数を制御するように指示する。</u></p> <p>㉓重大事故等対応要員は、<u>可搬型代替注水大型ポンプ付きの圧力計にて圧力指示値を確認し、代替残留熱除去系海水系として使用する可搬型代替注水大型ポンプの回転数を制御し、災害対策本部長代理に報告する。</u></p> <p>(c) 操作の成立性</p> <p>上記の操作は、<u>作業開始を判断してから代替残留熱除去系海水系による冷却水（海水）供給開始までの必要な要員数及び所要時間は以下のとおり。</u></p> <p><u>【代替残留熱除去系海水系A系東側接続口又は代替残留熱除去系海水系B系東側接続口による冷却水（海水）確保の場合】</u></p> <p>・<u>中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名、現場対応を重大事故等対応要員8名</u>にて作業を実施した</p>	<p>(c) 操作の成立性</p> <p>上記の操作は、<u>中央制御室運転員1名、現場運転員4名及び緊急時対策要員6名</u>にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから<u>運転員による系統構成完了まで1時間20分以内</u>、緊急時対策要員による大型送水ポンプ車を使用した補機冷却水供給開始まで<u>7時間以内</u>で可能である。</p>	<p>⑳の相違</p> <p>・記載方針の相違 【東海第二】 ⑳の相違</p> <p>・記載方針の相違 【東海第二】 ⑳の相違</p> <p>・記載方針の相違 【東海第二】 ⑳の相違</p> <p>・記載方針の相違 【東海第二】 ⑳の相違</p> <p>・記載方針の相違 【東海第二】 ⑳の相違</p> <p>・体制及び運用の相違 【柏崎6/7,東海第二】 ⑭の相違</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。また、速やかに作業が開始できるよう、使用する資機材は作業場所近傍に配備する。</p> <p>室温は通常運転時と同程度である。 (添付資料1.5.3-13)</p> <p><u>【代替原子炉補機冷却海水ポンプ使用の場合】</u> 上記の操作は、1 ユニット当たり中央制御室運転員2名（操作者及び確認者）、現場運転員2名及び緊急時対策要員11名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから運転員による系統構成完了まで約255分、緊急時対策要員による代替原子炉補機冷却海水ポンプを使用した補機冷却水供給開始まで約420分で可能である。</p> <p>円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。また、速やかに作業が開始できるよう、使用する資機材は作業場所近傍に配備する。 (添付資料1.5.3-13)</p>	<p>場合、<u>370分以内</u>で可能である。 <u>【代替残留熱除去系海水系西側接続口による冷却水（海水）確保の場合】</u> ・中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名、現場対応を重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、<u>310分以内</u>で可能である。</p> <p>円滑に作業できるように、移動経路を確保し、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。また、ホース等の接続は速やかに作業ができるように、代替残留熱除去系海水系として使用する可搬型代替注水大型ポンプの保管場所に使用工具及びホースを配備する。</p> <p>車両の作業用照明、ヘッドライト及びLEDライトを用いることで、暗闇における作業性についても確保する。 (添付資料1.5.4)</p>	<p>円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。</p> <p>大型送水ポンプ車からのホース接続は、速やかに作業ができるように大型送水ポンプ車の保管場所に使用工具及びホースを配備する。</p> <p>車両の作業用照明、ヘッドライト及び懐中電灯を用いることで、暗闇における作業性についても確保する。 室温は通常運転時と同程度である。 (添付資料1.5.4-6(1), 1.5.4-6(2))</p>	<p>・設備の相違 【柏崎 6/7】 ③の相違</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(2) 重大事故等時の対応手段の選択</p> <p>重大事故等時の対応手段の選択方法は以下のとおり。対応手段の選択フローチャートを第1.5.37 図に示す。</p> <p>原子炉補機冷却系が機能喪失した場合は、<u>代替原子炉補機冷却系</u>により海へ熱を輸送する手段を確保し、<u>残留熱除去系</u>を使用して原子炉圧力容器内及び原子炉格納容器内の除熱を行う。</p> <p><u>代替原子炉補機冷却系</u>が故障等により熱を輸送できない場合は、<u>大容量送水車(熱交換器ユニット用)</u>又は<u>代替原子炉補機冷却海水ポンプ</u>により原子炉補機冷却系へ直接海水を送水し、<u>残留熱除去系</u>を使用して原子炉圧力容器内及び原子炉格納容器内の除熱を行う。</p> <p>1.5.2.3 重大事故等対処設備(設計基準拡張)による対応手順</p> <p>(1) 原子炉補機冷却系による補機冷却水確保</p> <p>原子炉補機冷却系が健全な場合は、自動起動信号による作動、又は中央制御室からの手動操作により原子炉補機冷却系を起動し、原子炉補機冷却系による補機冷却水確保を行う。</p> <p>a. 手順着手の判断基準</p> <p>残留熱除去系を使用した原子炉圧力容器内及び原子炉格納容器内の除熱が必要な場合。</p> <p>b. 操作手順</p> <p>原子炉補機冷却系による補機冷却水確保手順の概要は以下のとおり。概要図を第1.5.36 図に示す。</p> <p>①当直副長は、手順着手の判断基準に基づき、中央制御室運転員に原子炉補機冷却系による補機冷却水確保開始を指示する。</p> <p>②中央制御室運転員A及びBは、中央制御室からの手動起動操作、又は自動起動信号(原子炉水位低(レベル1)又はドライウェル圧力高)により待機中の原子炉補機冷却海水ポンプ及び原子炉補機冷却水ポンプの起動、並びに原子炉補機冷却系熱交換器冷却水</p>	<p>(2) 重大事故等時の対応手段の選択</p> <p>重大事故等時の対応手段の選択方法は以下のとおり。対応手段の選択フローチャートを第1.5-26図に示す。</p> <p><u>残留熱除去系海水系</u>が機能喪失した場合は、<u>緊急用海水系</u>により海へ熱を輸送する手段を確保し、<u>残留熱除去系</u>を使用して原子炉圧力容器内及び原子炉格納容器内の除熱を行う。</p> <p><u>緊急用海水系</u>が故障等により熱を輸送できない場合は、<u>代替残留熱除去系海水系</u>により海へ熱を輸送する手段を確保し、<u>残留熱除去系</u>を使用して原子炉圧力容器内及び原子炉格納容器内の除熱を行う。</p> <p>1.5.2.3 設計基準事故対処設備を使用した対応手順</p> <p>(1) 残留熱除去系海水系による冷却水確保</p> <p><u>残留熱除去系海水系</u>が健全な場合は、自動起動信号による作動、又は中央制御室からの手動操作により<u>残留熱除去系海水系</u>を起動し、<u>残留熱除去系海水系</u>による冷却水確保を行う。</p> <p>a. 手順着手の判断基準</p> <p>残留熱除去系を使用した原子炉圧力容器内及び原子炉格納容器内の除熱が必要な場合。</p> <p>b. 操作手順</p> <p><u>残留熱除去系海水系A系</u>による冷却水確保手順の概要は以下のとおり(<u>残留熱除去系海水系B系</u>による冷却水確保手順も同様。)。概要図を第1.5-24図に、タイムチャートを第1.5-25図に示す。</p> <p>①<u>発電長</u>は、手順着手の判断基準に基づき、<u>運転員等</u>に<u>残留熱除去系海水系</u>による冷却水確保開始を指示する。</p> <p>②<u>運転員等</u>は中央制御室にて、中央制御室からの手動起動操作、又は自動起動信号(<u>残留熱除去系ポンプ等の起動</u>)により<u>残留熱除去系海水系ポンプ(A)及び(C)</u>が起動し、<u>残留熱除去系熱交換器(A)</u>海水流量調整弁が全開したことを確認する。</p>	<p>(2) 重大事故等時の対応手段の選択</p> <p>重大事故等時の対応手順の選択方法は以下のとおり。対応手段の選択フローチャートを第1.5-41図に示す。</p> <p>原子炉補機冷却系が機能喪失した場合は、<u>原子炉補機代替冷却系</u>により海へ熱を輸送する手段を確保し、<u>残留熱除去系</u>を使用して原子炉圧力容器内及び原子炉格納容器内の除熱を行う。</p> <p><u>原子炉補機代替冷却系</u>が故障等により熱を輸送できない場合は、<u>大型送水ポンプ車</u>により<u>原子炉補機冷却系</u>へ直接海水を送水し、<u>残留熱除去系</u>を使用して原子炉圧力容器内及び原子炉格納容器内の除熱を行う。</p> <p>1.5.2.3 重大事故等対処設備(設計基準拡張)による対応手順</p> <p>(1) 原子炉補機冷却系による除熱</p> <p>原子炉補機冷却系が健全な場合は、自動起動信号による作動、又は中央制御室からの手動操作により<u>原子炉補機冷却系</u>を起動し、<u>原子炉補機冷却系</u>による除熱を行う。</p> <p>a. 手順着手の判断基準</p> <p>残留熱除去系を使用した原子炉圧力容器内及び原子炉格納容器内の除熱が必要な場合。</p> <p>b. 操作手順</p> <p>原子炉補機冷却系B系による除熱手順の概要は以下のとおり(原子炉補機冷却系A系による除熱手順も同様。)。概要図を第1.5-39図に、タイムチャートを第1.5-40図に示す。</p> <p>①<u>当直副長</u>は、手順着手の判断基準に基づき、<u>中央制御室運転員</u>に<u>原子炉補機冷却系</u>による除熱開始を指示する。</p> <p>②<u>中央制御室運転員A</u>は、中央制御室からの手動起動操作、又は自動起動信号(<u>原子炉水位低(レベル1)</u>又は<u>ドライウェル圧力高</u>)により待機中の原子炉補機海水ポンプ及び原子炉補機冷却水ポンプの起動及び<u>残留熱除去系熱交換器冷却水出口弁</u>が開したこと</p>	<p>備考</p> <p>・設備の相違 【東海第二】 ②の相違</p> <p>・設備の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 ②, ③の相違</p> <p>・体制の相違 【東海第二】 ⑫の相違</p> <p>・体制の相違 【柏崎6/7】 ⑬の相違</p> <p>・設備の相違</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>出口弁及び残留熱除去系熱交換器冷却水出口弁の全開を確認する。</u></p> <p>③<u>中央制御室運転員A 及びB</u> は、<u>原子炉補機冷却系による補機冷却水確保</u>が開始されたことを<u>原子炉補機冷却系系統流量指示値の上昇</u>及び<u>残留熱除去系熱交換器入口冷却水流量指示値の上昇</u>により確認し当直副長に報告する。</p> <p>c. 操作の成立性 上記の操作は、<u>1 ユニット当たり中央制御室運転員2 名（操作者及び確認者）</u>にて操作を実施する。操作スイッチによる中央制御室からの遠隔操作であるため、速やかに対応できる。</p> <p>1.5.2.4 その他の手順項目について考慮する手順 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）手順については、「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。 残留熱除去系（<u>サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード及び格納容器スプレイ冷却モード</u>）手順については、「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。 格納容器圧力逃がし装置を用いた原子炉格納容器内の除熱手順は、「1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」にて整備する。</p>	<p>③<u>運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系海水系A系による冷却水確保</u>が開始されたことを<u>残留熱除去系海水系系統流量指示値の上昇</u>により確認し、<u>発電長</u>に報告する。</p> <p>c. 操作の成立性 上記の操作は、<u>運転員等（当直運転員）1名</u>にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから<u>残留熱除去系海水系による冷却水供給開始</u>まで4分以内で可能である。</p> <p>1.5.2.4 その他の手順項目について考慮する手順 残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却系</u>）手順については、「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。 残留熱除去系（<u>サプレッション・プール冷却系</u>）及び残留熱除去系（<u>格納容器スプレイ冷却系</u>）手順については、「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。 格納容器圧力逃がし装置及び<u>代替循環冷却系</u>を用いた原子炉格納容器内の除熱手順は、「1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」にて整備する。 可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素及び酸素濃度制御手順については、「1.9 水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための手順等」にて整備する。</p>	<p>を確認する。</p> <p>③<u>中央制御室運転員A</u>は、<u>原子炉補機冷却系による除熱</u>が開始されたことを<u>残留熱除去系熱交換器冷却水流量指示値の上昇</u>により確認し<u>当直副長</u>に報告する。</p> <p>c. 操作の成立性 上記の操作は、<u>中央制御室運転員1名</u>にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから、<u>原子炉補機冷却系による除熱開始</u>まで3分以内で可能である。 <u>(添付資料 1.5.4-7)</u></p> <p>1.5.2.4 その他の手順項目にて考慮する手順 残留熱除去系（<u>原子炉停止時冷却モード</u>）手順については、「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。 残留熱除去系（<u>サプレッション・プール水冷却モード</u>）及び残留熱除去系（<u>格納容器冷却モード</u>）手順については、「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。 格納容器フィルタベント系及び<u>残留熱代替除去系</u>を用いた原子炉格納容器除熱手順は、「1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」にて整備する。 <u>可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素濃度抑制手順</u>については、「1.9 水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための手順等」にて整備する。</p>	<p>【柏崎 6/7】 島根 2号炉の RCW 熱交換器出口弁は手動弁</p> <p>・体制の相違 【柏崎 6/7】 ⑬の相違 【東海第二】 ⑫の相違 ・設備の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、非常用系の系統に流量計なし（常用系のみ）</p> <p>・体制及び運用の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 ⑭の相違</p> <p>・記載の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、可燃性ガス濃度制御系についてリンク先を記載</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>残留熱除去系ポンプ，電動弁，中央制御室監視計器類への電源供給手順及び電源車への燃料補給手順については，「1. 14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。</p>	<p>西側淡水貯水設備及び代替淡水貯槽への水の補給手順並びに水源から接続口までの可搬型代替注水中型ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプによる送水手順については，「1. 13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。</p> <p>非常用交流電源設備，常設代替交流電源設備として使用する常設代替高圧電源装置又は可搬型代替交流電源設備として使用する可搬型代替低圧電源車による残留熱除去系海水系ポンプ，緊急用海水ポンプ，移送ポンプ，電動弁及び監視計器への電源供給手順並びに可搬型窒素供給装置として使用する窒素供給装置用電源車，常設代替交流電源設備として使用する常設代替高圧電源装置，可搬型代替交流電源設備として使用する可搬型代替低圧電源車，非常用交流電源設備，可搬型代替注水中型ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプへの燃料給油手順については，「1. 14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。</p> <p>操作の判断，確認に係る計装設備に関する手順については，「1. 15 事故時の計装に関する手順等」にて整備する。</p>	<p>水源から接続口までの大量送水車による送水手順については，「1. 13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」にて整備する。</p> <p>非常用交流電源設備，常設代替交流電源設備として使用するガスタービン発電機又は可搬型代替交流電源設備として使用する高圧発電機車による残留熱除去ポンプ，電動弁，中央制御室監視計器類への電源供給手順並びに常設代替交流電源設備として使用するガスタービン発電機，可搬型代替交流電源設備として使用する高圧発電機車，非常用交流電源設備，可搬式窒素供給装置，大量送水車及び大型送水ポンプ車への燃料補給手順については，「1. 14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。</p> <p>操作の判断及び確認に係る計装設備に関する手順は「1. 15 事故時の計装に関する手順等」にて整備する。</p>	<p>・記載の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は，送水手順についてリンク先を記載</p> <p>・設備の相違 【東海第二】 ②の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉の電源は常設代替交流電源設備を使用</p> <p>・記載の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は，操作の判断，確認に係る計装設備についてリンク先を記載</p>

第 1.5.1 表 機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順
 対応手段, 対処設備, 手順書一覧 (1/5)
 (重大事故等対処設備 (設計基準拡張))

第1.5-1表 機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順
 対応手段, 対処設備, 手順書一覧 (1/4)
 (設計基準事故対処設備が健全であれば重大事故等対処設備として使用する原子炉除熱及び原子炉格納容器内の除熱)

第 1.5-1 表 機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順
 対応手段, 対処設備, 手順書一覧 (1 / 6)
 (重大事故等対処設備 (設計基準拡張))

・設備の相違
 【柏崎 6/7, 東海第二】
 対応手段における対処設備の相違

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備	手順書
重大事故等対処設備 (設計基準拡張)	-	残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) ※1	残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) ※1	事故時運転操作手順書 (微候ベース) 「S/P 温度制御」等
		モード及び格納容器スプレイ冷却モード) ※2	残留熱除去系 (サブプレッション・チェンバ・プール冷却モード) ※2 残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却モード) ※2	事故時運転操作手順書 (微候ベース) 「S/P 温度制御」 「PCV 圧力制御」等

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備	手順書
設計基準事故対処設備	-	残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) ※1	残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) ※1	非常時運転手順書Ⅱ (微候ベース) 「減圧冷却」 非常時運転手順書Ⅱ (停止時微候ベース) 「停止時前減熱除去制御」等 非常時運転手順書Ⅲ (シビアアクシデント) 「除熱-1」等 AM設備別操作手順書
		モード及び格納容器スプレイ冷却モード) ※2	残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却モード) ※2	非常時運転手順書Ⅱ (微候ベース) 「S/P 温度制御」等 非常時運転手順書Ⅲ (シビアアクシデント) 「除熱-1」等 AM設備別操作手順書

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備	手順書
重大事故等対処設備 (設計基準拡張)	-	残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) ※1	残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) ※1	事故時操作要領書 (微候ベース) 「減圧冷却」等
		モード及び格納容器スプレイ冷却モード) ※2	残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却モード) ※2 残留熱除去系 (格納容器冷却モード) ※2	事故時操作要領書 (微候ベース) 「S/C 温度制御」

※1: 手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。
 ※2: 手順は「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。
 ※3: 手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

※1: 手順については「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。
 ※2: 手順については「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。
 ※3: 手順については「1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」にて整備する。
 ※4: 手順については「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

※1: 手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
 ※2: 手順は「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。
 ※3: 手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。

対応手段, 対処設備, 手順書一覧 (2/5)
(重大事故等対処設備 (設計基準拡張))

対応手段, 対処設備, 手順書一覧 (2/4)
(設計基準事故対処設備が健全であれば重大事故等対処設備として使用する原子炉除熱及び原子炉格納容器内の除熱)

対応手段, 対処設備, 手順書一覧 (2/6)
(重大事故等対処設備 (設計基準拡張))

・設備の相違
【柏崎6/7, 東海第二】
対応手段における対
処設備の相違

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備	手順書
重大事故等対処設備 (設計基準拡張)	-	原子炉補機冷却系による除熱	原子炉補機冷却海水ポンプ 原子炉補機冷却水ポンプ 原子炉補機冷却系配管・弁・海水ストレーナ 原子炉補機冷却系サージタンク 原子炉補機冷却系熱交換器 補機冷却用海水取水路 補機冷却用海水取水槽 非常用交流電源設備 ※3	事故時運転転作手順書 (微候ベース) 「S/P温度制御」等
			海水貯留罐 スクリーン室 取水路	重大事故等対処設備

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備	手順書
設計基準事故対処設備	-	原子炉補機冷却系による除熱	残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) ※2	非常時運転手順書Ⅱ (微候ベース) 「P/CV圧力制御」等 非常時運転手順書Ⅲ (シビアアクシデント) 「除熱-1」等 AM設備別操作手順書
			残留熱除去系海水系による除熱	非常時運転手順書Ⅱ (微候ベース) 「S/P温度制御」等 非常時運転手順書Ⅱ (停止時微候ベース) 「停止時崩壊熱除去制御」等 非常時運転手順書Ⅲ (シビアアクシデント) 「除熱-1」等 AM設備別操作手順書

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備	手順書
重大事故等対処設備 (設計基準拡張)	-	原子炉補機冷却系による除熱	原子炉補機海水ポンプ 原子炉補機冷却水ポンプ 原子炉補機冷却系配管・弁・海水ストレーナ 原子炉補機冷却系サージタンク 原子炉補機冷却系熱交換器 非常用交流電源設備※1	事故時操作要領書 (微候ベース) 「S/C温度制御」
			取水口 取水管 取水槽	重大事故等対処設備

※1: 手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。
 ※2: 手順は「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。
 ※3: 手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

※1: 手順については「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。
 ※2: 手順については「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。
 ※3: 手順については「1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」にて整備する。
 ※4: 手順については「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

※1: 手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
 ※2: 手順は「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。
 ※3: 手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考										
		<p>対応手段, 対処設備, 手順書一覧 (3 / 6) (フロントライン系故障時)</p> <table border="1" data-bbox="1745 415 2496 779"> <thead> <tr> <th>分類</th> <th>機能喪失を想定する設計基準事故対処設備</th> <th>対応手段</th> <th>対処設備</th> <th>手順書</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>フロントライン系故障時</td> <td>残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード, サプレッション・プール冷却モード及び格納容器冷却モード)</td> <td>原子炉格納容器内の減圧及び除熱</td> <td> 残留熱代替除去ポンプ 残留熱除去系熱交換器 原子炉格納容器冷却系 サプレッション・チェンバ 残留熱代替除去系 配管・弁 残留熱除去系 配管・弁・ストレータ 低圧原子炉代替注水系 配管・弁 格納容器スプレイ・ヘッド ホース・接続口 原子炉圧力容器 原子炉格納容器 常設代替交流電源設備^{※1} 代替所内電気設備^{※1} </td> <td> 事故時操作要領書(撤換ベース) 『PCV圧力制御』等 AM設備切操作要領書 『RHRによる格納容器除熱』 </td> </tr> </tbody> </table> <p>※1：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。 ※2：手順は「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。 ※3：手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。</p>	分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備	手順書	フロントライン系故障時	残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード, サプレッション・プール冷却モード及び格納容器冷却モード)	原子炉格納容器内の減圧及び除熱	残留熱代替除去ポンプ 残留熱除去系熱交換器 原子炉格納容器冷却系 サプレッション・チェンバ 残留熱代替除去系 配管・弁 残留熱除去系 配管・弁・ストレータ 低圧原子炉代替注水系 配管・弁 格納容器スプレイ・ヘッド ホース・接続口 原子炉圧力容器 原子炉格納容器 常設代替交流電源設備 ^{※1} 代替所内電気設備 ^{※1}	事故時操作要領書(撤換ベース) 『PCV圧力制御』等 AM設備切操作要領書 『RHRによる格納容器除熱』	<p>・設備の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 対応手段における対処設備の相違</p>
分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備	手順書									
フロントライン系故障時	残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード, サプレッション・プール冷却モード及び格納容器冷却モード)	原子炉格納容器内の減圧及び除熱	残留熱代替除去ポンプ 残留熱除去系熱交換器 原子炉格納容器冷却系 サプレッション・チェンバ 残留熱代替除去系 配管・弁 残留熱除去系 配管・弁・ストレータ 低圧原子炉代替注水系 配管・弁 格納容器スプレイ・ヘッド ホース・接続口 原子炉圧力容器 原子炉格納容器 常設代替交流電源設備 ^{※1} 代替所内電気設備 ^{※1}	事故時操作要領書(撤換ベース) 『PCV圧力制御』等 AM設備切操作要領書 『RHRによる格納容器除熱』									

対応手段、対処設備、手順書一覧 (3/5)
(フロントライン系故障時)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備	手順書
フロントライン系故障時	残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード、サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード及び格納容器スプレイ冷却モード)	原子炉格納容器内の減圧及び除熱	格納容器圧力逃がし装置	事故時運転操作手順書 (微候ベース) 「PCV圧力制御」 AM設備別操作手順書 「炉心損傷前PCVベント (フィルタベント使用 (S/C))」 「炉心損傷前PCVベント (フィルタベント使用 (D/W))」 「PCVベント弁駆動源確保 (予備ポンプ)」 多様なハザード対応手順 「フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張り」 「フィルタベント水位調整 (水張り)」 「フィルタベント水位調整 (水抜き)」 「フィルタベント停止後のN2パージ」 「フィルタ装置スクラバ水 pH調整」 「ドレン移送ラインN2パージ」 「ドレンタンク水抜き」
			耐圧強化ベント系 (W/W) 配管・弁 耐圧強化ベント系 (D/W) 配管・弁 遠隔手動弁操作設備 遠隔空気駆動弁操作作用ポンプ 遠隔空気駆動弁操作設備配管・弁 原子炉格納容器 (サブプレッション・チェンバ、真空破壊弁を含む) 不活性ガス系配管・弁 非常用ガス処理系配管・弁 主排気筒 (内筒) 常設代替交流電源設備※3 可搬型代替交流電源設備※3 代替所内電気設備※3 常設代替直流電源設備※3 可搬型直流電源設備※3 第二代替交流電源設備※3	事故時運転操作手順書 (微候ベース) 「PCV圧力制御」 AM設備別操作手順書 「炉心損傷前PCVベント (耐圧強化ライン使用 (S/C))」 「炉心損傷前PCVベント (耐圧強化ライン使用 (D/W))」 「PCVベント弁駆動源確保 (予備ポンプ)」

※1: 手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。
 ※2: 手順は「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。
 ※3: 手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

対応手段、対処設備、手順書一覧 (3/4)
(フロントライン系故障時)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備	手順書
フロントライン系故障時	残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系)、残留熱除去系 (サブプレッション・チェンバ・プール冷却系) 及び残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) ポンプ	原子炉格納容器内の減圧及び除熱	格納容器圧力逃がし装置※3	非常時運転手順書Ⅱ (微候ベース) 「PCV圧力制御」 AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領
		耐圧強化ベント系による	耐圧強化ベント系配管・弁 第一弁 (S/C側) 第一弁 (D/W側) 耐圧強化ベント系一次隔離弁 耐圧強化ベント系二次隔離弁 遠隔人力操作機構 原子炉格納容器 (サブプレッション・チェンバを含む) 真空破壊弁 不活性ガス系配管・弁 原子炉建屋ガス処理系配管・弁 非常用ガス処理系排気筒 常設代替交流電源設備※4 可搬型代替交流電源設備※4 燃料給油設備※4	非常時運転手順書Ⅱ (微候ベース) 「PCV圧力制御」 AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領
		現場操作	遠隔人力操作機構	非常時運転手順書Ⅱ (微候ベース) 「PCV圧力制御」 AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領

※1: 手順については「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。
 ※2: 手順については「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。
 ※3: 手順については「1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」にて整備する。
 ※4: 手順については「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

対応手段、対処設備、手順書一覧 (4/6)
(フロントライン系故障時)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備	手順書
フロントライン系故障時	残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード、サブプレッション・プール水冷却モード及び格納容器冷却モード)	原子炉格納容器内の減圧及び除熱	格納容器フィルタベント系	事故時操作要領書 (微候ベース) 「PCV圧力制御」 AM設備別操作要領書 「FCVSによる格納容器ベント」 「FCVS停止後のN2パージ」 原子炉災害対策手順書 「可搬式窒素供給装置を使用した格納容器フィルタベント系の窒素ガス置換」
		原子炉格納容器内の減圧及び除熱	スクラバ容器補給設備	事故時操作要領書 (微候ベース) 「PCV圧力制御」 AM設備別操作要領書 「FCVSスクラバ容器水位調整」 原子炉災害対策手順書 「第1ベントフィルタスクラバ容器への水補給」
		原子炉格納容器内の減圧及び除熱	可搬式窒素供給装置	事故時操作要領書 (微候ベース) 「PCV圧力制御」 原子炉災害対策手順書 「可搬式窒素供給装置を使用した格納容器の窒素ガス置換」
		原子炉格納容器内の減圧及び除熱	遠隔手動弁操作機構 SGT耐圧強化ベントライン止め弁用空気ポンプ SGT耐圧強化ベントライン止め弁操作設備配管・弁 原子炉格納容器 (サブプレッション・チェンバ、真空破壊装置を含む) 窒素ガス制御系 配管・弁 非常用ガス処理系 配管・弁 排気筒 常設代替交流電源設備※1 可搬型代替交流電源設備※1 代替所内電気設備※1 可搬式窒素供給装置 ホース・接続口	事故時操作要領書 (微候ベース) 「PCV圧力制御」 AM設備別操作要領書 「耐圧強化ベントによる格納容器ベント」 「耐圧強化ベント停止後のN2パージ」 原子炉災害対策手順書 「可搬式窒素供給装置を使用した格納容器フィルタベント系の窒素ガス置換」

※1: 手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
 ※2: 手順は「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。
 ※3: 手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。

・設備の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】
対応手段における対処設備の相違

・運用の相違
【柏崎 6/7】
⑩の相違

・設備の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】
島根 2号炉のスクラビング水の補給及び排水設備は、スクラビング水の水位挙動評価により、事故発生後7日間は使用しない設備としており、自主対策設備として整理

対応手段、対処設備、手順書一覧 (4/5)
(フロントライン系故障時)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備	手順書
フロントライン系故障時	滞留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード、サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード及び格納容器スプレッド冷却モード) 全交流動力電源	現場操作	遠隔手動弁操作機構 遠隔空気駆動弁操作用ポンプ 遠隔空気駆動弁操作設備配管・弁	事故時運転操作手順書 (微候ベース) 「PCV 圧力制御」 AM 設備別操作手順書 「炉心損傷前 PCV ベント (フィルタベント使用 (S/C))」 「炉心損傷前 PCV ベント (フィルタベント使用 (D/W))」 「炉心損傷前 PCV ベント (耐圧強化ライン使用 (S/C))」 「炉心損傷前 PCV ベント (耐圧強化ライン使用 (D/W))」 「PCV ベント弁駆動部確保 (予備ポンプ)」 多様なハザード対応手順 「フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張り」 「フィルタベント水位調整 (水張り)」 「フィルタベント水位調整 (水抜き)」 「フィルタベント停止後の N ₂ パージ」 「フィルタ装置スクラバ水 pH 調整」 「ドレン移送ライン N ₂ パージ」 「ドレンタンク水抜き」

※1: 手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。
 ※2: 手順は「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。
 ※3: 手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

対応手段、対処設備、手順書一覧 (5 / 6)
(フロントライン系故障時)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備	手順書
フロントライン系故障時	滞留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード、サブプレッション・プール水冷却モード及び格納容器冷却モード) 全交流動力電源	現場操作	遠隔手動弁操作機構	事故時操作要領書 (微候ベース) 「PCV 圧力制御」 AM 設備別操作要領書 「FCVS による格納容器ベント」 「FCVS 停止後の N ₂ パージ」
		原子炉格納容器への窒素ガス供給	可搬式窒素供給装置	事故時操作要領書 (微候ベース) 「PCV 圧力制御」 原子炉災害対策手順書 「可搬式窒素供給装置を使用した格納容器の窒素ガス置換」
		原子炉格納容器内の減圧及び除熱	遠隔手動弁操作機構 SGT 耐圧強化ベントライン止め弁用空気ポンプ SGT 耐圧強化ベントライン止め弁操作設備配管・弁 原子炉格納容器 (サブプレッション・チェンバ、真空破壊装置を含む) 窒素ガス制御系 配管・弁 非常用ガス処理系 配管・弁 排気筒 常設代替交流電源設備 ^{※1} 可搬型代替交流電源設備 ^{※2} 代替所内電気設備 ^{※3} 可搬式窒素供給装置 ホース・接続口	事故時操作要領書 (微候ベース) 「PCV 圧力制御」 AM 設備別操作要領書 「耐圧強化ベントによる格納容器ベント」 「耐圧強化ベント停止後の N ₂ パージ」 原子炉災害対策手順書 「可搬式窒素供給装置を使用した格納容器フィルタベント系の窒素ガス置換」

※1: 手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
 ※2: 手順は「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。
 ※3: 手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。

・設備の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】
対応手段における対処設備の相違

・記載表現の相違
【東海第二】
東海第二は、遠隔人力操作機構について、対応手段、対応設備、手順一覧 (3/4) にて記載

対応手段、対処設備、手順書一覧 (5/5)
(サポート系故障時)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備	手順書
サポート系故障時	原子炉補機冷却系 全交流動力電源	代替原子炉補機冷却系による除熱	熱交換器ユニット 大容量送水車（熱交換器ユニット用） 代替原子炉補機冷却海水ストレーナ ホース 原子炉補機冷却系配管・弁・サージタンク 残留熱除去系熱交換器 海水貯留堰 スクリーン室 取水路 常設代替交流電源設備※3 可搬型代替交流電源設備※3 燃料補給設備※3	事故時運転操作手順書（微候ベース） 「S/P温度制御」等 AM設備別操作手順書 「代替Hxによる補機冷却水（A）確保」 「代替Hxによる補機冷却水（B）確保」 多様なハザード対応手順 「熱交換器ユニットによる補機冷却水確保」
			残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）※1 残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）※2 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）※2 第二代替交流電源設備※3	重大事故等対処設備 （設計基準批准） 自主対策設備
		代替原子炉補機冷却系による除熱	大容量送水車（熱交換器ユニット用）又は代替原子炉補機冷却海水ポンプ 代替原子炉補機冷却海水ストレーナ ホース 原子炉補機冷却系配管・弁 残留熱除去系熱交換器 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）※1 残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）※2 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）※2 海水貯留堰 スクリーン室 取水路 常設代替交流電源設備※3 第二代替交流電源設備※3 可搬型代替交流電源設備※3 移動式変圧器 燃料補給設備※3	事故時運転操作手順書（微候ベース） 「S/P温度制御」等 AM設備別操作手順書 「代替Hxによる補機冷却水（A）確保」 「代替Hxによる補機冷却水（B）確保」 多様なハザード対応手順 「代替原子炉補機冷却海水ポンプによる補機冷却水確保」 「大容量送水車による補機冷却水確保」

※1:手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。
 ※2:手順は「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。
 ※3:手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

対応手段、対処設備、手順書一覧 (4/4)
(サポート系故障時)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備	手順書
サポート系故障時	残留熱除去系海水系 外部電源系及び非常用ディーゼル発電機（全交流動力電源）	緊急用海水系による除熱	緊急用海水ポンプ 緊急用海水系配管・弁 緊急用海水系ストレーナ 残留熱除去系海水系配管・弁 残留熱除去系熱交換器 非常用取水設備 常設代替交流電源設備※4 燃料給油設備※4 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）※1 残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）※2 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）※2	非常時運転手順書Ⅱ（微候ベース） 「S/P温度制御」等 非常時運転手順書Ⅱ（停止時微候ベース） 「停止時崩壊熱除去制御」等 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント） 「除熱-1」等 AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領
			可搬型代替注水大型ポンプ ホース 残留熱除去系海水系配管・弁 緊急用海水系配管・弁 残留熱除去系熱交換器 非常用取水設備 常設代替交流電源設備※4 燃料給油設備※4 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）※1 残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）※2 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）※2	非常時運転手順書Ⅱ（微候ベース） 「S/P温度制御」等 非常時運転手順書Ⅱ（停止時微候ベース） 「停止時崩壊熱除去制御」等 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント） 「除熱-1」等 AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領

※1:手順については「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。
 ※2:手順については「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。
 ※3:手順については「1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」にて整備する。
 ※4:手順については「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

対応手段、対処設備、手順書一覧 (6/6)
(サポート系故障時)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備	手順書
サポート系故障時	原子炉補機冷却系 全交流動力電源	原子炉補機代替冷却系による除熱	移動式代替熱交換設備 大型送水ポンプ車 ホース・接続口 原子炉補機冷却系 配管・弁・サージタンク 原子炉補機代替冷却系 配管・弁 残留熱除去系熱交換器 取水口 取水管 取水槽 常設代替交流電源設備※1 代替所内電気設備※1 燃料補給設備※1	事故時操作要領書（微候ベース） 「S/C温度制御」等 AM設備別操作要領書 「移動式代替熱交換設備による冷却水確保」 原子力災害対策手順書 「移動式熱交換設備および大型送水ポンプ車を使用した最終ヒートシンク確保（UHS編）」 「大型送水ポンプ車を使用した海水供給（ハイドロサブ編）」 「移動式熱交換設備および大型送水ポンプ車を使用した最終ヒートシンク確保（電源編）」
			残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）※1 残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）※2 残留熱除去系（格納容器冷却モード）※2	重大事故等対処設備 （設計基準批准） 自主対策設備
		大型送水ポンプ車による除熱	大型送水ポンプ車 ホース・接続口 原子炉補機代替冷却系 配管・弁 原子炉補機代替冷却系 配管・弁 残留熱除去系熱交換器 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）※1 残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）※2 残留熱除去系（格納容器冷却モード）※2 取水口 取水管 取水槽 常設代替交流電源設備※1 代替所内電気設備※1 燃料補給設備※1	事故時操作要領書（微候ベース） 「S/C温度制御」等 AM設備別操作要領書 「大型送水ポンプ車による冷却水確保」 原子力災害対策手順書 「大型送水ポンプ車を使用した海水供給（ハイドロサブ編）」

※1:手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
 ※2:手順は「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。
 ※3:手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。

・設備の相違
【柏崎6/7, 東海第二】
 対応手段における対処設備の相違

・設備の相違
【東海第二】
 ②の相違
【柏崎6/7】
 ③, ⑩の相違

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考																								
		<p style="text-align: center;">第 1.5-2 表 重大事故等対処に係る監視計器</p> <p>監視計器一覧 (1 / 11)</p> <table border="1" data-bbox="1745 411 2493 1407"> <thead> <tr> <th>手順書</th> <th>重大事故等の対応に必要な監視項目</th> <th>監視パラメータ (計器)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td colspan="3">1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (1) 最終ヒートシンク (蒸) への代替熱輸送 a. 残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱</td> </tr> <tr> <td rowspan="14"> 事故時操作要領書 (徴候ベース) 「PCV圧力制御」等 AM設備別操作要領書 「RHRによる格納容器除熱」 </td> <td rowspan="7"> 原子炉格納容器内の放射線量率 原子炉圧力容器内の温度 原子炉格納容器内の圧力 原子炉格納容器内の温度 最終ヒートシンクの確保 電源 水源の確保 </td> <td> A-格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) B-格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) A-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) B-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) </td> </tr> <tr> <td>原子炉圧力容器温度 (SA)</td> </tr> <tr> <td>ドライウエル圧力 (SA) サブプレッション・チェンバ圧力 (SA)</td> </tr> <tr> <td>ドライウエル温度 (SA) サブプレッション・チェンバ温度 (SA) サプレッション・プール水温度 (SA)</td> </tr> <tr> <td>B-残留熱除去系熱交換器冷却水流量</td> </tr> <tr> <td>緊急用メタラ電圧 SAロードセンタ母線電圧</td> </tr> <tr> <td>サブプレッション・プール水位 (SA)</td> </tr> <tr> <td rowspan="7"> 原子炉圧力容器内の水位 原子炉格納容器内の圧力 原子炉圧力容器内の圧力 原子炉格納容器内の温度 原子炉圧力容器への注水量 最終ヒートシンクの確保 補機監視機能 水源の確保 </td> <td> 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA) </td> </tr> <tr> <td>ドライウエル圧力 (SA) サブプレッション・チェンバ圧力 (SA)</td> </tr> <tr> <td>原子炉圧力 原子炉圧力 (SA)</td> </tr> <tr> <td>ドライウエル温度 (SA) 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)</td> </tr> <tr> <td>残留熱代替除去系原子炉注水流量</td> </tr> <tr> <td> 残留熱代替除去系格納容器スプレイ流量 B-残留熱除去系熱交換器冷却水流量 B-残留熱除去系熱交換器出口温度 </td> </tr> <tr> <td> 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流量 </td> </tr> <tr> <td>サブプレッション・プール水位 (SA)</td> </tr> </tbody> </table>	手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)	1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (1) 最終ヒートシンク (蒸) への代替熱輸送 a. 残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱			事故時操作要領書 (徴候ベース) 「PCV圧力制御」等 AM設備別操作要領書 「RHRによる格納容器除熱」	原子炉格納容器内の放射線量率 原子炉圧力容器内の温度 原子炉格納容器内の圧力 原子炉格納容器内の温度 最終ヒートシンクの確保 電源 水源の確保	A-格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) B-格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) A-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) B-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)	原子炉圧力容器温度 (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)	ドライウエル温度 (SA) サブプレッション・チェンバ温度 (SA) サプレッション・プール水温度 (SA)	B-残留熱除去系熱交換器冷却水流量	緊急用メタラ電圧 SAロードセンタ母線電圧	サブプレッション・プール水位 (SA)	原子炉圧力容器内の水位 原子炉格納容器内の圧力 原子炉圧力容器内の圧力 原子炉格納容器内の温度 原子炉圧力容器への注水量 最終ヒートシンクの確保 補機監視機能 水源の確保	原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (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)	原子炉圧力 原子炉圧力 (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) サブプレッション・プール水温度 (SA)	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 B-残留熱除去系熱交換器冷却水流量 B-残留熱除去系熱交換器出口温度	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流量	サブプレッション・プール水位 (SA)	<p>・設備の相違</p> <p>【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>対応手段における監視計器の相違</p>
手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)																									
1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (1) 最終ヒートシンク (蒸) への代替熱輸送 a. 残留熱代替除去系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱																											
事故時操作要領書 (徴候ベース) 「PCV圧力制御」等 AM設備別操作要領書 「RHRによる格納容器除熱」	原子炉格納容器内の放射線量率 原子炉圧力容器内の温度 原子炉格納容器内の圧力 原子炉格納容器内の温度 最終ヒートシンクの確保 電源 水源の確保	A-格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) B-格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) A-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) B-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)																									
		原子炉圧力容器温度 (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)																									
		ドライウエル温度 (SA) サブプレッション・チェンバ温度 (SA) サプレッション・プール水温度 (SA)																									
		B-残留熱除去系熱交換器冷却水流量																									
		緊急用メタラ電圧 SAロードセンタ母線電圧																									
		サブプレッション・プール水位 (SA)																									
	原子炉圧力容器内の水位 原子炉格納容器内の圧力 原子炉圧力容器内の圧力 原子炉格納容器内の温度 原子炉圧力容器への注水量 最終ヒートシンクの確保 補機監視機能 水源の確保	原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (狭帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (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)																									
		原子炉圧力 原子炉圧力 (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) サブプレッション・プール水温度 (SA)																									
		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 B-残留熱除去系熱交換器冷却水流量 B-残留熱除去系熱交換器出口温度																									
		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流量																									
サブプレッション・プール水位 (SA)																											

第1.5.2表 重大事故等対処に係る監視計器

第1.5-2表 重大事故等対処に係る監視計器

監視計器一覧 (2 / 11)

・設備の相違
【柏崎6/7, 東海第二】
対応手段における監視計器の相違

監視計器一覧 (1/8)

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)	
1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (1)最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (交流電源が健全である場合) e. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱			
事故時運転操作手順書 (微候ベース) 「PCV圧力制御」 AM設備別操作手順書 「炉心損傷前PCVベント (フィルタベント使用 (S/C))」 「炉心損傷前PCVベント (フィルタベント使用 (D/W))」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率 格納容器内雰囲気放射線レベル (A) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル (S/C) 格納容器内雰囲気放射線レベル (B) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル (B) (S/C)	
		原子炉格納容器内の圧力 格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C)	
		原子炉格納容器内の温度 ドライウエル雰囲気温度 サブプレッション・チェンバ空気体温度 サブプレッション・チェンバ・プール水温度	
		原子炉格納容器内の水素濃度 格納容器内水素濃度 (A) 格納容器内水素濃度 (B) 格納容器内水素濃度 (SA)	
		原子炉格納容器内の酸素濃度 格納容器内酸素濃度	
		原子炉格納容器内の水位 サブプレッション・チェンバ・プール水位	
	電源	電源	M/C C電圧 M/C D電圧 P/C C-1電圧 P/C D-1電圧 直流 125V 主母線盤 A電圧 直流 125V 主母線盤 B電圧 AM用直流 125V 充電器整流電池電圧
			原子炉格納容器内の放射線量率 格納容器内雰囲気放射線レベル (A) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル (S/C) 格納容器内雰囲気放射線レベル (B) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル (B) (S/C)
			原子炉格納容器内の水素濃度 格納容器内水素濃度 (A) 格納容器内水素濃度 (B) 格納容器内水素濃度 (SA)
			原子炉格納容器内の酸素濃度 格納容器内酸素濃度
原子炉格納容器内の水位 サブプレッション・チェンバ・プール水位			
原子炉格納容器内の圧力 格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C)			
原子炉格納容器内の温度 ドライウエル雰囲気温度 サブプレッション・チェンバ空気体温度 サブプレッション・チェンバ・プール水温度			
最終ヒートシンクの確保 フィルタ装置水位 フィルタ装置入口圧力 フィルタ装置出口放射線モニタ			
補機監視機能 遠隔空気駆動弁操作ポンベ出口圧力			
事故時運転操作手順書 (微候ベース) 「PCV圧力制御」 AM設備別操作手順書 「PCVベント弁駆動部確保 [予備ポンベ]」			判断基準 操作

監視計器一覧 (1/10)

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)
1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (1) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (交流動力電源が健全である場合) a. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (a) 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱		
非常時運転手順書 II (微候ベース) 「PCV圧力制御」 AM設備別操作手順書	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率 格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W) 格納容器雰囲気放射線モニタ (S/C)
		原子炉格納容器内の温度 原子炉圧力容器温度
		原子炉格納容器内の圧力 ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力
		電源 M/C 2D電圧 パワーセンタ (以下「パワーセンタ」を「P/C」という。) 2C電圧 M/C 2D電圧 P/C 2D電圧 緊急用M/C電圧 緊急用P/C電圧 直流 125V 主母線盤 2A電圧 直流 125V 主母線盤 2B電圧 緊急用直流 125V 主母線盤電圧
		原子炉格納容器内の水位 サブプレッション・プール水位
		原子炉格納容器内の圧力 ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力
		原子炉格納容器内の温度 ドライウエル雰囲気温度 サブプレッション・チェンバ雰囲気温度
		原子炉格納容器内の水素濃度 格納容器内水素濃度 (SA) 格納容器内水素濃度
		原子炉格納容器内の酸素濃度 格納容器内酸素濃度 (SA) 格納容器内酸素濃度
		原子炉格納容器内の水位 サブプレッション・プール水位
最終ヒートシンクの確保	最終ヒートシンクの確保	フィルタ装置水位 フィルタ装置圧力 フィルタ装置スクラビング水温度 フィルタ装置出口放射線モニタ (高レンジ・低レンジ)

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)
1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (2) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (交流動力電源が健全である場合) a. 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (a) 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱		
事故時操作要領書 (微候ベース) 「PCV圧力制御」 AM設備別操作要領書 「FCVSによる格納容器ベント」 「FCVS停止後のN2パージ」 原子力災害対策手順書 「可搬式薬液供給装置を使用した格納容器フィルタベント系の薬液ガス置換」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率 A-格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) B-格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) A-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) B-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)
		原子炉格納容器内の温度 原子炉圧力容器温度 (SA)
		原子炉格納容器内の圧力 ドライウエル圧力 (SA) サブプレッション・チェンバ圧力 (SA)
		原子炉格納容器内の水位 サブプレッション・プール水位 (SA)
		電源 C-メタラ母線電圧 D-メタラ母線電圧 C-ロードセンタ母線電圧 D-ロードセンタ母線電圧 緊急用メタラ電圧 SA-ロードセンタ母線電圧
		原子炉格納容器内の放射線量率 A-格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) B-格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) A-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) B-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)
		原子炉格納容器内の水素濃度 A-格納容器水素濃度 B-格納容器水素濃度 格納容器水素濃度 (SA)
		原子炉格納容器内の酸素濃度 A-格納容器酸素濃度 B-格納容器酸素濃度 格納容器酸素濃度 (SA)
		原子炉格納容器内の水位 サブプレッション・プール水位 (SA)
		原子炉格納容器内の圧力 ドライウエル圧力 (SA) サブプレッション・チェンバ圧力 (SA)
原子炉格納容器内の温度 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) ドライウエル温度 (SA)		
最終ヒートシンクの確保	最終ヒートシンクの確保	スタラバ容器水位 スタラバ容器圧力 スタラバ容器温度 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)

監視計器一覧 (2/8)

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)
1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (1) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (交流動力電源が健全である場合) a. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱		
多様なハザード対応手順 「フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張り」	判断基準 最終ヒートシンクの確保 操作	残留熱除去系 (A) 系統流量 残留熱除去系 (B) 系統流量 残留熱除去系ポンプ (A) 吐出圧力 残留熱除去系ポンプ (B) 吐出圧力 原子炉補機冷却水系 (A) 系統流量 原子炉補機冷却水系 (B) 系統流量 残留熱除去系熱交換器 (A) 入口冷却水流量 残留熱除去系熱交換器 (B) 入口冷却水流量
多様なハザード対応手順 「フィルタベント水位調整 (水張り)」	判断基準 補機監視機能 操作	フィルタ装置水位
多様なハザード対応手順 「フィルタベント水位調整 (水抜き)」	判断基準 補機監視機能 操作	フィルタ装置水位 フィルタ装置金属フィルタ差圧 フィルタ装置水位 フィルタ装置ドレン移送流量
多様なハザード対応手順 「フィルタベント停止後の N ₂ パージ」	判断基準 操作	フィルタ装置水素濃度 ・フィルタ装置入口水素濃度 ・フィルタ装置出口水素濃度 フィルタ装置入口圧力
多様なハザード対応手順 「フィルタ装置スクラバ水 pH 調整」	判断基準 操作	フィルタ装置スクラバ水 pH フィルタ装置水位
多様なハザード対応手順 「ドレン移送ライン N ₂ パージ」	判断基準 操作	ドレン移送ライン圧力
多様なハザード対応手順 「ドレンタンク水抜き」	判断基準 操作	ドレンタンク水位 フィルタ装置ドレン移送流量

監視計器一覧 (2/10)

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)
1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (1) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (交流動力電源が健全である場合) a. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (b) フィルタ装置スクラビング水補給		
AM設備別操作手順書	判断基準 操作	最終ヒートシンクの確保 フィルタ装置水位 最終ヒートシンクの確保 フィルタ装置水位
1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (1) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (交流動力電源が健全である場合) a. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (c) 原子炉格納容器内の不活性ガス (窒素) 置換		
AM設備別操作手順書	判断基準 操作	原子炉格納容器内の圧力 ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力 原子炉格納容器内の温度 ドライウエル雰囲気温度 サブプレッション・チェンバ雰囲気温度 原子炉格納容器内の水素濃度 格納容器内水素濃度 (SA) 格納容器内水素濃度 原子炉格納容器内の圧力 ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力 原子炉格納容器内の温度 ドライウエル雰囲気温度 サブプレッション・チェンバ雰囲気温度 原子炉格納容器内の水素濃度 格納容器内水素濃度 (SA) 格納容器内水素濃度 原子炉格納容器内の酸素濃度 格納容器内酸素濃度 (SA) 格納容器内酸素濃度 最終ヒートシンクの確保 残留熱除去系系統流量 代替循環冷却系格納容器スプレイ流量

監視計器一覧 (3/11)

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)
1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (2) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (交流動力電源が健全である場合) a. 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (b) 第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整 (水張り)		
事故時操作要領書 (撤換ベース) 「PCV圧力制御」 AM設備別操作要領書 「FCVSスクラバ容器水位調整」	判断基準 操作	補機監視機能 スクラバ容器水位 補機監視機能 スクラバ容器水位
1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (2) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (交流動力電源が健全である場合) a. 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (c) 第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整 (水抜き)		
事故時操作要領書 (撤換ベース) 「PCV圧力制御」 AM設備別操作要領書 「FCVSスクラバ容器水位調整」	判断基準 操作	補機監視機能 スクラバ容器水位 補機監視機能 スクラバ容器水位
1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (2) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (交流動力電源が健全である場合) a. 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (d) 格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスパージ		
事故時操作要領書 (撤換ベース) 「PCV圧力制御」 AM設備別操作要領書 「FCVS停止後のN ₂ パージ」 原子炉災害対策手順 「可搬式窒素供給装置を使用した格納容器フィルタベント系の窒素ガス置換」	判断基準 操作	原子炉格納容器内の放射線量率 A-格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) B-格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) A-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) B-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) 原子炉圧力容器内の温度 原子炉圧力容器温度 (SA) 原子炉格納容器内の圧力 ドライウエル圧力 (SA) サブプレッション・チェンバ圧力 (SA) 補機監視機能 第1ベントフィルタ出口水素濃度 スクラバ容器圧力
1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (2) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (交流動力電源が健全である場合) a. 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (a) 第1ベントフィルタスクラバ容器スクラビング水 pH 調整		
事故時操作要領書 (撤換ベース) 「PCV圧力制御」 AM設備別操作要領書 「FCVSスクラバ容器 pH調整」	判断基準 操作	スクラバ水 pH スクラバ容器水位

・設備の相違
【柏崎6/7, 東海第二】
対応手段における監視計器の相違

・設備の相違
【柏崎6/7】
⑤, ⑥, ⑦, ⑧の相違

監視計器一覧 (3/10)

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)
1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (1) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (交流動力電源が健全である場合) a. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (d) フィルタ装置内の不活性ガス (窒素) 置換		
AM設備別操作手順書	判断基準	原子炉格納容器内の圧力 ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力
		原子炉格納容器内の水素濃度 格納容器内水素濃度 (S A) 格納容器内水素濃度
		原子炉格納容器内の酸素濃度 格納容器内酸素濃度 (S A) 格納容器内酸素濃度
	操作	最終ヒートシンクの確保 フィルタ装置スクラビング水温度 フィルタ装置入口水素濃度
1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (1) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (交流動力電源が健全である場合) a. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (e) フィルタ装置スクラビング水移送		
AM設備別操作手順書	判断基準	最終ヒートシンクの確保 フィルタ装置スクラビング水温度 フィルタ装置水位
	操作	最終ヒートシンクの確保 フィルタ装置水位 フィルタ装置入口水素濃度

監視計器一覧 (4/11)

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)
1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (2) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (交流動力電源が健全である場合) b. 可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給		
事故時操作要領書 (撤換ベース) 「PCV圧力制御」 原子力災害対策手順書 「可搬式窒素供給装置を使用した格納容器の窒素ガス置換」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率 A-格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) B-格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) A-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) B-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)
		原子炉圧力容器内の温度 原子炉圧力容器温度 (S A)
		原子炉格納容器内の圧力 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)
		原子炉格納容器内の圧力 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)
		原子炉格納容器内の温度 サブプレッション・プール水温度 (S A)
		原子炉格納容器内の水素濃度 A-格納容器水素濃度 B-格納容器水素濃度 格納容器水素濃度 (S A)
		原子炉格納容器内の酸素濃度 A-格納容器酸素濃度 B-格納容器酸素濃度 格納容器酸素濃度 (S A)
	操作	

・設備の相違
【東海第二】
対応手段における監視計器の相違

・記載表現の相違
【柏崎 6/7】
島根 2号炉は、可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給の成立性を記載

監視計器一覧 (3/8)

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)
1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (1) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (交流動力電源が健全である場合) b. 耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱		
事故時運転操作手順書 (微候ベース) 「PCV圧力制御」 AM設備別操作手順書 「炉心損傷前 PCVベント (耐圧強化ライン使用 (S/C))」 「炉心損傷前 PCVベント (耐圧強化ライン使用 (D/W))」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率 格納容器内雰囲気放射線レベル (A) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル (S/C) 格納容器内雰囲気放射線レベル (B) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル (S/C)
		原子炉格納容器内の圧力 格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C)
		原子炉格納容器内の温度 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 サブプレッション・チェンバ・プール水温度
		原子炉格納容器内の水素濃度 格納容器内水素濃度 (A) 格納容器内水素濃度 (B) 格納容器内水素濃度 (SA)
		原子炉格納容器内の酸素濃度 格納容器内酸素濃度
		原子炉格納容器内の水位 サブプレッション・チェンバ・プール水位
		電源 M/C C電圧 M/C D電圧 P/C C-1電圧 P/C D-1電圧 直流 125V 主母線盤 A電圧 直流 125V 主母線盤 B電圧 AM用直流 125V 充電器密着電池電圧
	操作	原子炉格納容器内の放射線量率 格納容器内雰囲気放射線レベル (A) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル (S/C) 格納容器内雰囲気放射線レベル (B) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル (S/C)
		原子炉格納容器内の水素濃度 格納容器内水素濃度 (A) 格納容器内水素濃度 (B) 格納容器内水素濃度 (SA)
		原子炉格納容器内の酸素濃度 格納容器内酸素濃度
原子炉格納容器内の水位 サブプレッション・チェンバ・プール水位		
原子炉格納容器内の圧力 格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C)		
原子炉格納容器内の温度 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 サブプレッション・チェンバ・プール水温度		
最終ヒートシンクの確保 耐圧強化ベント系放射線モニタ		
補機監視機能 遠隔空気駆動弁操作作用弁出口圧力		
事故時運転操作手順書 (微候ベース) 「PCV圧力制御」 AM設備別操作手順書 「PCVベント弁駆動源確保 [予備ポンプ]」	判断基準 操作	補機監視機能 遠隔空気駆動弁操作作用弁出口圧力 補機監視機能 遠隔空気駆動弁操作作用弁出口圧力

監視計器一覧 (4/10)

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)
1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (1) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (交流動力電源が健全である場合) b. 耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱		
非常時運転手順書 II (微候ベース) 「PCV圧力制御」 AM設備別操作手順書	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率 格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W) 格納容器雰囲気放射線モニタ (S/C)
		原子炉圧力容器の温度 原子炉圧力容器温度
		原子炉格納容器内の圧力 ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力
		電源 緊急用 M/C 電圧 緊急用 P/C 電圧 緊急用直流 125V 主母線盤電圧
		原子炉格納容器内の水位 サブプレッション・プール水位
	操作	原子炉格納容器内の圧力 ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力
		原子炉格納容器内の温度 ドライウエル雰囲気温度 サブプレッション・チェンバ雰囲気温度
		原子炉格納容器内の水素濃度 格納容器内水素濃度 (SA) 格納容器内水素濃度
		原子炉格納容器内の酸素濃度 格納容器内酸素濃度 (SA) 格納容器内酸素濃度
		原子炉格納容器内の水位 サブプレッション・プール水位
最終ヒートシンクの確保 耐圧強化ベント系放射線モニタ		
補機監視機能 計器用空気系統圧力		

監視計器一覧 (5/11)

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)
1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (2) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (交流動力電源が健全である場合) c. 耐圧強化ベントラインによる原子炉格納容器内の減圧及び除熱 d. 耐圧強化ベントラインによる原子炉格納容器内の減圧及び除熱		
事故時操作要領書 (微候ベース) 「PCV圧力制御」 AM設備別操作要領書 「耐圧強化ベントによる格納容器ベント」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率 A-格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) B-格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) A-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) B-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)
		原子炉圧力容器内の温度 原子炉圧力容器温度 (SA)
		原子炉格納容器内の圧力 ドライウエル圧力 (SA) サブプレッション・チェンバ圧力 (SA)
		原子炉格納容器内の水位 サブプレッション・プール水位 (SA)
		電源 C-メタクラ母線電圧 D-メタクラ母線電圧 C-ロードセンタ母線電圧 D-ロードセンタ母線電圧 緊急用メタクラ電圧 SA-ロードセンタ母線電圧
	操作	原子炉格納容器内の放射線量率 A-格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) B-格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) A-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) B-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)
		原子炉格納容器内の水素濃度 A-格納容器水素濃度 B-格納容器水素濃度 格納容器水素濃度 (SA)
		原子炉格納容器内の酸素濃度 A-格納容器酸素濃度 B-格納容器酸素濃度 格納容器酸素濃度 (SA)
		原子炉格納容器内の水位 サブプレッション・プール水位 (SA)
		原子炉格納容器内の圧力 ドライウエル圧力 (SA) サブプレッション・チェンバ圧力 (SA)
原子炉格納容器内の温度 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) ドライウエル温度 (SA)		
最終ヒートシンクの確保 非常用ガス処理系排ガス・モニタ		
事故時操作要領書 (微候ベース) 「PCV圧力制御」 AM設備別操作要領書 「耐圧強化ベント後の窒素ガスバージ」 原子力災害対策手順 「可搬式窒素供給装置を使用した格納容器フィルタベント系の窒素ガス置換」	判断基準 操作	原子炉格納容器内の放射線量率 A-格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) B-格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) A-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) B-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) 原子炉圧力容器内の温度 原子炉圧力容器温度 (SA) 原子炉格納容器内の圧力 ドライウエル圧力 (SA) サブプレッション・チェンバ圧力 (SA)

・設備の相違
【柏崎6/7, 東海第二】
対応手段における監視計器の相違

監視計器一覧 (4/8)

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)
1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (2) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (全交流動力電源喪失時の場合) e. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作)		
事故時運転操作手順書 (微候ベース) 「PCV 圧力制御」 AM 設備別操作手順書 「炉心損傷前 PCV ベント (フィルタベント使用 (S/C))」 「炉心損傷前 PCV ベント (フィルタベント使用 (D/W))」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率 格納容器内雰囲気放射線レベル (A) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル (S/C) 格納容器内雰囲気放射線レベル (B) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル (S/C)
		原子炉格納容器内の圧力 格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C)
		原子炉格納容器内の温度 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 サブプレッション・チェンバ・プール水温度
		原子炉格納容器内の水素濃度 格納容器内水素濃度 (A) 格納容器内水素濃度 (B) 格納容器内水素濃度 (SA)
		原子炉格納容器内の酸素濃度 格納容器内酸素濃度
	原子炉格納容器内の水位 サブプレッション・チェンバ・プール水位	
	操作	電源 M/C C 電圧 M/C D 電圧 P/C C-1 電圧 P/C D-1 電圧 直流 125V 主母線盤 A 電圧 直流 125V 主母線盤 B 電圧 AM 用直流 125V 充電器蓄電池電圧
		原子炉格納容器内の放射線量率 格納容器内雰囲気放射線レベル (A) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル (S/C) 格納容器内雰囲気放射線レベル (B) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル (S/C)
		原子炉格納容器内の水素濃度 格納容器内水素濃度 (A) 格納容器内水素濃度 (B) 格納容器内水素濃度 (SA)
		原子炉格納容器内の水位 サブプレッション・チェンバ・プール水位
原子炉格納容器内の圧力 格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C)		
原子炉格納容器内の温度 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 サブプレッション・チェンバ・プール水温度		
最終ヒートシンクの確保 フィルタ装置水位 フィルタ装置入口圧力 フィルタ装置出口放射線モニタ		

監視計器一覧 (5/10)

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)
1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (2) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (全交流動力電源喪失時の場合) a. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作) (a) 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作)		
非常時運転手順書 II (微候ベース) 「PCV 圧力制御」 AM 設備別操作手順書	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率 格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W) 格納容器雰囲気放射線モニタ (S/C)
		原子炉格納容器内の温度 原子炉圧力容器温度
		原子炉格納容器内の圧力 ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力
		電源 緊急用 M/C 電圧 緊急用 P/C 電圧 緊急用直流 125V 主母線盤電圧
		原子炉格納容器内の水位 サブプレッション・プール水位
	操作	原子炉格納容器内の圧力 ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力
		原子炉格納容器内の温度 ドライウエル雰囲気温度 サブプレッション・チェンバ雰囲気温度
		原子炉格納容器内の水素濃度 格納容器内水素濃度 (SA) 格納容器内水素濃度
		原子炉格納容器内の酸素濃度 格納容器内酸素濃度 (SA) 格納容器内酸素濃度
		原子炉格納容器内の水位 サブプレッション・プール水位
最終ヒートシンクの確保 フィルタ装置圧力 フィルタ装置スクラビング水温度 フィルタ装置出口放射線モニタ (高レンジ・低レンジ)		

監視計器一覧 (6/11)

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)
1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (3) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (全交流動力電源喪失時の場合) a. 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作) (a) 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作)		
事故時操作要領書 (微候ベース) 「PCV 圧力制御」 AM 設備別操作手順書 「FCV S による格納容器ベント」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率 A-格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) B-格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) A-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) B-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)
		原子炉格納容器内の温度 原子炉圧力容器温度 (SA)
		原子炉格納容器内の圧力 ドライウエル圧力 (SA) サブプレッション・チェンバ圧力 (SA)
		原子炉格納容器内の水位 サブプレッション・プール水位 (SA)
		電源 C-メータラ母線電圧 D-メータラ母線電圧 C-ロードセンタ母線電圧 D-ロードセンタ母線電圧 緊急用メータラ電圧 SA ロードセンタ母線電圧
	操作	原子炉格納容器内の放射線量率 A-格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) B-格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) A-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) B-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)
		原子炉格納容器内の水素濃度 A-格納容器水素濃度 B-格納容器水素濃度 格納容器水素濃度 (SA)
		原子炉格納容器内の酸素濃度 A-格納容器酸素濃度 B-格納容器酸素濃度 格納容器酸素濃度 (SA)
		原子炉格納容器内の水位 サブプレッション・プール水位 (SA)
		原子炉格納容器内の圧力 ドライウエル圧力 (SA) サブプレッション・チェンバ圧力 (SA)
原子炉格納容器内の温度 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) ドライウエル温度 (SA)		
最終ヒートシンクの確保 スクラバ容器水位 スクラバ容器圧力 スクラバ容器温度 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)		

・設備の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】
対応手段における監視計器の相違

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 18 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考																																																																																																																																							
<p>監視計器一覧 (5/8)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>手順書</th> <th>重大事故等の対応に必要な監視項目</th> <th>監視パラメータ (計器)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td colspan="3">1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (2) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (全交流動力電源喪失時の場合) a. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作)</td> </tr> <tr> <td>多様なハザード対応手順 「フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張り」</td> <td>判断基準 最終ヒートシンクの確保</td> <td>残留熱除去系(A)系統流量 残留熱除去系(B)系統流量 残留熱除去系ポンプ(A)吐出圧力 原子炉補機冷却水系(A)系統流量 原子炉補機冷却水系(B)系統流量 残留熱除去系熱交換器(A)入口冷却水流量 残留熱除去系熱交換器(B)入口冷却水流量</td> </tr> <tr> <td></td> <td>操作</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>多様なハザード対応手順 「フィルタベント水位調整 (水張り)」</td> <td>判断基準 補機監視機能</td> <td>フィルタ装置水位</td> </tr> <tr> <td></td> <td>操作</td> <td>補機監視機能 フィルタ装置水位</td> </tr> <tr> <td>多様なハザード対応手順 「フィルタベント水位調整 (水抜き)」</td> <td>判断基準 補機監視機能</td> <td>フィルタ装置水位 フィルタ装置金属フィルタ差圧</td> </tr> <tr> <td></td> <td>操作</td> <td>補機監視機能 フィルタ装置水位 フィルタ装置ドレン移送流量</td> </tr> <tr> <td>多様なハザード対応手順 「フィルタベント停止後のN2バージ」</td> <td>判断基準 -</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td></td> <td>操作</td> <td>補機監視機能 フィルタ装置水素濃度 ・フィルタ装置入口水素濃度 ・フィルタ装置出口水素濃度 フィルタ装置入口圧力</td> </tr> <tr> <td>多様なハザード対応手順 「フィルタ装置スクラバ水 pH調整」</td> <td>判断基準 -</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td></td> <td>操作</td> <td>補機監視機能 フィルタ装置スクラバ水 pH フィルタ装置水位</td> </tr> <tr> <td>多様なハザード対応手順 「ドレン移送ラインN2バージ」</td> <td>判断基準 -</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td></td> <td>操作</td> <td>補機監視機能 ドレン移送ライン圧力</td> </tr> <tr> <td>多様なハザード対応手順 「ドレンタンク水抜き」</td> <td>判断基準 補機監視機能</td> <td>ドレンタンク水位</td> </tr> <tr> <td></td> <td>操作</td> <td>補機監視機能 ドレンタンク水位 フィルタ装置ドレン移送流量</td> </tr> </tbody> </table>	手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)	1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (2) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (全交流動力電源喪失時の場合) a. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作)			多様なハザード対応手順 「フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張り」	判断基準 最終ヒートシンクの確保	残留熱除去系(A)系統流量 残留熱除去系(B)系統流量 残留熱除去系ポンプ(A)吐出圧力 原子炉補機冷却水系(A)系統流量 原子炉補機冷却水系(B)系統流量 残留熱除去系熱交換器(A)入口冷却水流量 残留熱除去系熱交換器(B)入口冷却水流量		操作	-	多様なハザード対応手順 「フィルタベント水位調整 (水張り)」	判断基準 補機監視機能	フィルタ装置水位		操作	補機監視機能 フィルタ装置水位	多様なハザード対応手順 「フィルタベント水位調整 (水抜き)」	判断基準 補機監視機能	フィルタ装置水位 フィルタ装置金属フィルタ差圧		操作	補機監視機能 フィルタ装置水位 フィルタ装置ドレン移送流量	多様なハザード対応手順 「フィルタベント停止後のN2バージ」	判断基準 -	-		操作	補機監視機能 フィルタ装置水素濃度 ・フィルタ装置入口水素濃度 ・フィルタ装置出口水素濃度 フィルタ装置入口圧力	多様なハザード対応手順 「フィルタ装置スクラバ水 pH調整」	判断基準 -	-		操作	補機監視機能 フィルタ装置スクラバ水 pH フィルタ装置水位	多様なハザード対応手順 「ドレン移送ラインN2バージ」	判断基準 -	-		操作	補機監視機能 ドレン移送ライン圧力	多様なハザード対応手順 「ドレンタンク水抜き」	判断基準 補機監視機能	ドレンタンク水位		操作	補機監視機能 ドレンタンク水位 フィルタ装置ドレン移送流量	<p>監視計器一覧 (6/10)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>手順書</th> <th>重大事故等の対応に必要な監視項目</th> <th>監視パラメータ (計器)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td colspan="3">1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (2) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (全交流動力電源喪失時の場合) a. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作) (b) フィルタ装置スクラビング水補給</td> </tr> <tr> <td>AM設備別操作手順書</td> <td>判断基準 最終ヒートシンクの確保</td> <td>フィルタ装置水位</td> </tr> <tr> <td></td> <td>操作</td> <td>最終ヒートシンクの確保 フィルタ装置水位</td> </tr> <tr> <td colspan="3">1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (2) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (全交流動力電源喪失時の場合) a. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作) (c) 原子炉格納容器内の不活性ガス (窒素) 置換</td> </tr> <tr> <td rowspan="8">AM設備別操作手順書</td> <td rowspan="4">判断基準</td> <td>原子炉格納容器内の圧力</td> <td>ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力</td> </tr> <tr> <td>原子炉格納容器内の温度</td> <td>ドライウエル雰囲気温度 サブプレッション・チェンバ雰囲気温度</td> </tr> <tr> <td>原子炉格納容器内の水素濃度</td> <td>格納容器内水素濃度 (SA) 格納容器内水素濃度</td> </tr> <tr> <td>原子炉格納容器内の圧力</td> <td>ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力</td> </tr> <tr> <td rowspan="4">操作</td> <td>原子炉格納容器内の温度</td> <td>ドライウエル雰囲気温度 サブプレッション・チェンバ雰囲気温度</td> </tr> <tr> <td>原子炉格納容器内の水素濃度</td> <td>格納容器内水素濃度 (SA) 格納容器内水素濃度</td> </tr> <tr> <td>原子炉格納容器内の酸素濃度</td> <td>格納容器内酸素濃度 (SA) 格納容器内酸素濃度</td> </tr> <tr> <td>最終ヒートシンクの確保</td> <td>残留熱除去系系統流量 代替補機冷却系格納容器スプレイ流量</td> </tr> </tbody> </table>	手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)	1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (2) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (全交流動力電源喪失時の場合) a. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作) (b) フィルタ装置スクラビング水補給			AM設備別操作手順書	判断基準 最終ヒートシンクの確保	フィルタ装置水位		操作	最終ヒートシンクの確保 フィルタ装置水位	1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (2) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (全交流動力電源喪失時の場合) a. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作) (c) 原子炉格納容器内の不活性ガス (窒素) 置換			AM設備別操作手順書	判断基準	原子炉格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力	原子炉格納容器内の温度	ドライウエル雰囲気温度 サブプレッション・チェンバ雰囲気温度	原子炉格納容器内の水素濃度	格納容器内水素濃度 (SA) 格納容器内水素濃度	原子炉格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力	操作	原子炉格納容器内の温度	ドライウエル雰囲気温度 サブプレッション・チェンバ雰囲気温度	原子炉格納容器内の水素濃度	格納容器内水素濃度 (SA) 格納容器内水素濃度	原子炉格納容器内の酸素濃度	格納容器内酸素濃度 (SA) 格納容器内酸素濃度	最終ヒートシンクの確保	残留熱除去系系統流量 代替補機冷却系格納容器スプレイ流量	<p>監視計器一覧 (7/11)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>手順書</th> <th>重大事故等の対応に必要な監視項目</th> <th>監視パラメータ (計器)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td colspan="3">1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (3) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (全交流動力電源喪失時の場合) a. 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作) (b) 第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整 (水張り)</td> </tr> <tr> <td>事故時操作要領書 (監視ベース) 「PCV圧力制御」</td> <td>判断基準 補機監視機能</td> <td>スクラバ容器水位</td> </tr> <tr> <td>AM設備別操作要領書 「FCVSスクラバ容器水位調整」</td> <td>操作</td> <td>補機監視機能 スクラバ容器水位</td> </tr> <tr> <td>原子炉異常対策手順 「第1ベントフィルタスクラバ容器への水補給」</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td colspan="3">1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (3) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (全交流動力電源喪失時の場合) a. 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作) (c) 第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整 (水抜き)</td> </tr> <tr> <td>事故時操作要領書 (監視ベース) 「PCV圧力制御」</td> <td>判断基準 補機監視機能</td> <td>スクラバ容器水位</td> </tr> <tr> <td>AM設備別操作要領書 「FCVSスクラバ容器水位調整」</td> <td>操作</td> <td>補機監視機能 スクラバ容器水位</td> </tr> <tr> <td colspan="3">1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (3) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (全交流動力電源喪失時の場合) a. 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作) (d) 格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスバージ</td> </tr> <tr> <td>事故時操作要領書 (監視ベース) 「PCV圧力制御」</td> <td rowspan="4">判断基準</td> <td>A-格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) B-格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) A-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) B-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)</td> </tr> <tr> <td>AM設備別操作要領書 「FCVS停止後のN2バージ」</td> <td>原子炉格納容器内の放射線量率</td> </tr> <tr> <td>原子炉異常対策手順 「可搬式窒素供給装置を使用した格納容器フィルタベント系の窒素ガス置換」</td> <td>原子炉圧力容器内の温度</td> <td>原子炉圧力容器温度 (SA)</td> </tr> <tr> <td></td> <td>原子炉格納容器内の圧力</td> <td>ドライウエル圧力 (SA) サブプレッション・チェンバ圧力 (SA)</td> </tr> <tr> <td></td> <td>操作</td> <td>補機監視機能 第1ベントフィルタ出口水素濃度 スクラバ容器圧力</td> </tr> <tr> <td colspan="3">1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (3) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (全交流動力電源喪失時の場合) a. 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作) (e) 第1ベントフィルタスクラバ容器スクラビング水 pH調整</td> </tr> <tr> <td>事故時操作要領書 (監視ベース) 「PCV圧力制御」</td> <td>判断基準 -</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>AM設備別操作要領書 「FCVSスクラバ容器 pH調整」</td> <td>操作</td> <td>補機監視機能 スクラバ水 pH スクラバ容器水位</td> </tr> <tr> <td>原子炉異常対策手順 「第1ベントフィルタスクラバ容器への水補給」</td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>	手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)	1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (3) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (全交流動力電源喪失時の場合) a. 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作) (b) 第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整 (水張り)			事故時操作要領書 (監視ベース) 「PCV圧力制御」	判断基準 補機監視機能	スクラバ容器水位	AM設備別操作要領書 「FCVSスクラバ容器水位調整」	操作	補機監視機能 スクラバ容器水位	原子炉異常対策手順 「第1ベントフィルタスクラバ容器への水補給」			1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (3) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (全交流動力電源喪失時の場合) a. 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作) (c) 第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整 (水抜き)			事故時操作要領書 (監視ベース) 「PCV圧力制御」	判断基準 補機監視機能	スクラバ容器水位	AM設備別操作要領書 「FCVSスクラバ容器水位調整」	操作	補機監視機能 スクラバ容器水位	1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (3) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (全交流動力電源喪失時の場合) a. 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作) (d) 格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスバージ			事故時操作要領書 (監視ベース) 「PCV圧力制御」	判断基準	A-格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) B-格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) A-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) B-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)	AM設備別操作要領書 「FCVS停止後のN2バージ」	原子炉格納容器内の放射線量率	原子炉異常対策手順 「可搬式窒素供給装置を使用した格納容器フィルタベント系の窒素ガス置換」	原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度 (SA)		原子炉格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 (SA) サブプレッション・チェンバ圧力 (SA)		操作	補機監視機能 第1ベントフィルタ出口水素濃度 スクラバ容器圧力	1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (3) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (全交流動力電源喪失時の場合) a. 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作) (e) 第1ベントフィルタスクラバ容器スクラビング水 pH調整			事故時操作要領書 (監視ベース) 「PCV圧力制御」	判断基準 -	-	AM設備別操作要領書 「FCVSスクラバ容器 pH調整」	操作	補機監視機能 スクラバ水 pH スクラバ容器水位	原子炉異常対策手順 「第1ベントフィルタスクラバ容器への水補給」			<p>・設備の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 対応手段における監視計器の相違</p> <p>・設備の相違 【柏崎 6/7】 ⑤, ⑥, ⑦, ⑧の相違</p>
手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)																																																																																																																																								
1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (2) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (全交流動力電源喪失時の場合) a. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作)																																																																																																																																										
多様なハザード対応手順 「フィルタ装置ドレン移送ポンプ水張り」	判断基準 最終ヒートシンクの確保	残留熱除去系(A)系統流量 残留熱除去系(B)系統流量 残留熱除去系ポンプ(A)吐出圧力 原子炉補機冷却水系(A)系統流量 原子炉補機冷却水系(B)系統流量 残留熱除去系熱交換器(A)入口冷却水流量 残留熱除去系熱交換器(B)入口冷却水流量																																																																																																																																								
	操作	-																																																																																																																																								
多様なハザード対応手順 「フィルタベント水位調整 (水張り)」	判断基準 補機監視機能	フィルタ装置水位																																																																																																																																								
	操作	補機監視機能 フィルタ装置水位																																																																																																																																								
多様なハザード対応手順 「フィルタベント水位調整 (水抜き)」	判断基準 補機監視機能	フィルタ装置水位 フィルタ装置金属フィルタ差圧																																																																																																																																								
	操作	補機監視機能 フィルタ装置水位 フィルタ装置ドレン移送流量																																																																																																																																								
多様なハザード対応手順 「フィルタベント停止後のN2バージ」	判断基準 -	-																																																																																																																																								
	操作	補機監視機能 フィルタ装置水素濃度 ・フィルタ装置入口水素濃度 ・フィルタ装置出口水素濃度 フィルタ装置入口圧力																																																																																																																																								
多様なハザード対応手順 「フィルタ装置スクラバ水 pH調整」	判断基準 -	-																																																																																																																																								
	操作	補機監視機能 フィルタ装置スクラバ水 pH フィルタ装置水位																																																																																																																																								
多様なハザード対応手順 「ドレン移送ラインN2バージ」	判断基準 -	-																																																																																																																																								
	操作	補機監視機能 ドレン移送ライン圧力																																																																																																																																								
多様なハザード対応手順 「ドレンタンク水抜き」	判断基準 補機監視機能	ドレンタンク水位																																																																																																																																								
	操作	補機監視機能 ドレンタンク水位 フィルタ装置ドレン移送流量																																																																																																																																								
手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)																																																																																																																																								
1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (2) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (全交流動力電源喪失時の場合) a. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作) (b) フィルタ装置スクラビング水補給																																																																																																																																										
AM設備別操作手順書	判断基準 最終ヒートシンクの確保	フィルタ装置水位																																																																																																																																								
	操作	最終ヒートシンクの確保 フィルタ装置水位																																																																																																																																								
1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (2) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (全交流動力電源喪失時の場合) a. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作) (c) 原子炉格納容器内の不活性ガス (窒素) 置換																																																																																																																																										
AM設備別操作手順書	判断基準	原子炉格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力																																																																																																																																							
		原子炉格納容器内の温度	ドライウエル雰囲気温度 サブプレッション・チェンバ雰囲気温度																																																																																																																																							
		原子炉格納容器内の水素濃度	格納容器内水素濃度 (SA) 格納容器内水素濃度																																																																																																																																							
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力																																																																																																																																							
	操作	原子炉格納容器内の温度	ドライウエル雰囲気温度 サブプレッション・チェンバ雰囲気温度																																																																																																																																							
		原子炉格納容器内の水素濃度	格納容器内水素濃度 (SA) 格納容器内水素濃度																																																																																																																																							
		原子炉格納容器内の酸素濃度	格納容器内酸素濃度 (SA) 格納容器内酸素濃度																																																																																																																																							
		最終ヒートシンクの確保	残留熱除去系系統流量 代替補機冷却系格納容器スプレイ流量																																																																																																																																							
手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)																																																																																																																																								
1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (3) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (全交流動力電源喪失時の場合) a. 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作) (b) 第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整 (水張り)																																																																																																																																										
事故時操作要領書 (監視ベース) 「PCV圧力制御」	判断基準 補機監視機能	スクラバ容器水位																																																																																																																																								
AM設備別操作要領書 「FCVSスクラバ容器水位調整」	操作	補機監視機能 スクラバ容器水位																																																																																																																																								
原子炉異常対策手順 「第1ベントフィルタスクラバ容器への水補給」																																																																																																																																										
1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (3) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (全交流動力電源喪失時の場合) a. 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作) (c) 第1ベントフィルタスクラバ容器水位調整 (水抜き)																																																																																																																																										
事故時操作要領書 (監視ベース) 「PCV圧力制御」	判断基準 補機監視機能	スクラバ容器水位																																																																																																																																								
AM設備別操作要領書 「FCVSスクラバ容器水位調整」	操作	補機監視機能 スクラバ容器水位																																																																																																																																								
1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (3) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (全交流動力電源喪失時の場合) a. 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作) (d) 格納容器フィルタベント系停止後の窒素ガスバージ																																																																																																																																										
事故時操作要領書 (監視ベース) 「PCV圧力制御」	判断基準	A-格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) B-格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) A-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) B-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)																																																																																																																																								
AM設備別操作要領書 「FCVS停止後のN2バージ」		原子炉格納容器内の放射線量率																																																																																																																																								
原子炉異常対策手順 「可搬式窒素供給装置を使用した格納容器フィルタベント系の窒素ガス置換」		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度 (SA)																																																																																																																																							
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 (SA) サブプレッション・チェンバ圧力 (SA)																																																																																																																																							
	操作	補機監視機能 第1ベントフィルタ出口水素濃度 スクラバ容器圧力																																																																																																																																								
1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (3) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (全交流動力電源喪失時の場合) a. 格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作) (e) 第1ベントフィルタスクラバ容器スクラビング水 pH調整																																																																																																																																										
事故時操作要領書 (監視ベース) 「PCV圧力制御」	判断基準 -	-																																																																																																																																								
AM設備別操作要領書 「FCVSスクラバ容器 pH調整」	操作	補機監視機能 スクラバ水 pH スクラバ容器水位																																																																																																																																								
原子炉異常対策手順 「第1ベントフィルタスクラバ容器への水補給」																																																																																																																																										

監視計器一覧 (7/10)

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)
1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (2) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (全交流動力電源喪失時の場合) a. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作) (d) フィルタ装置内の不活性ガス (窒素) 置換		
AM設備別操作手順書	判断基準	原子炉格納容器内の圧力 ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力
	操作	原子炉格納容器内の水素濃度 格納容器内水素濃度 (SA) 格納容器内水素濃度
		原子炉格納容器内の酸素濃度 格納容器内酸素濃度 (SA) 格納容器内酸素濃度
1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (2) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (全交流動力電源喪失時の場合) a. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作) (e) フィルタ装置スクラビング水移送		
AM設備別操作手順書	判断基準	最終ヒートシンクの確保 フィルタ装置スクラビング水温度 フィルタ装置水位
	操作	最終ヒートシンクの確保 フィルタ装置水位 フィルタ装置スクラビング水温度 フィルタ装置入口水素濃度

監視計器一覧 (8/11)

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)
1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (3) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (全交流動力電源喪失時の場合) b. 可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給		
事故時操作要領書 (撤換ベース) 「PCV圧力制御」 原子力災害対策手順書 「可搬式窒素供給装置を使用した格納容器の窒素ガス置換」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率 A-格納容器管囲気放射線モニタ (ドライウエル) B-格納容器管囲気放射線モニタ (ドライウエル) A-格納容器管囲気放射線モニタ (サブプレッション・チェンバ) B-格納容器管囲気放射線モニタ (サブプレッション・チェンバ)
		原子炉圧力容器内の温度 原子炉圧力容器温度 (SA)
		原子炉格納容器内の圧力 ドライウエル圧力 (SA) サブプレッション・チェンバ圧力 (SA)
	操作	原子炉格納容器内の圧力 ドライウエル圧力 (SA) サブプレッション・チェンバ圧力 (SA)
		原子炉格納容器内の温度 サブプレッション・プール水温度 (SA)
		原子炉格納容器内の水素濃度 A-格納容器水素濃度 B-格納容器水素濃度 格納容器水素濃度 (SA)
原子炉格納容器内の酸素濃度 A-格納容器酸素濃度 B-格納容器酸素濃度 格納容器酸素濃度 (SA)		

・設備の相違
【東海第二】
対応手段における監視計器の相違

・記載表現の相違
【柏崎6/7】
島根2号炉は、可搬式窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給の成立性を記載

監視計器一覧 (6/8)

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)	
1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (2) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (全交流動力電源喪失時の場合) b. 耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作)			
事故時運転操作手順書 (微候ベース) 「PCV 圧力制御」 AM 設備別操作手順書 「炉心損傷前 PCV ベント (耐圧強化ライン使用 (S/C))」 「炉心損傷前 PCV ベント (耐圧強化ライン使用 (D/W))」	原子炉格納容器内の放射線量率	格納容器内雰囲気放射線レベル(A) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル(S/C) 格納容器内雰囲気放射線レベル(B) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル(S/C)	
		原子炉格納容器内の圧力	格納容器内圧力(D/W) 格納容器内圧力(S/C)
		原子炉格納容器内の温度	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 サブプレッション・チェンバ・プール水温度
	原子炉格納容器内の水素濃度	格納容器内水素濃度(A) 格納容器内水素濃度(B) 格納容器内水素濃度(SA)	
		原子炉格納容器内の酸素濃度	格納容器内酸素濃度
		原子炉格納容器内の水位	サブプレッション・チェンバ・プール水位
	電源	M/C C 電圧 M/C D 電圧 P/C C-1 電圧 P/C D-1 電圧 直流 125V 主母線盤 A 電圧 直流 125V 主母線盤 B 電圧 AM 用直流 125V 充電器蓄電池電圧	
		原子炉格納容器内の放射線量率	格納容器内雰囲気放射線レベル(A) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル(S/C) 格納容器内雰囲気放射線レベル(B) (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル(S/C)
	原子炉格納容器内の水素濃度		格納容器内水素濃度(A) 格納容器内水素濃度(B) 格納容器内水素濃度(SA)
	原子炉格納容器内の酸素濃度		格納容器内酸素濃度
原子炉格納容器内の水位	サブプレッション・チェンバ・プール水位		
原子炉格納容器内の圧力	格納容器内圧力(D/W) 格納容器内圧力(S/C)		
原子炉格納容器内の温度	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 サブプレッション・チェンバ・プール水温度		
	最終ヒートシンクの確保	耐圧強化ベント系放射線モニタ	

監視計器一覧 (8/10)

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)	
1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (2) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (交流動力電源が健全である場合) b. 耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作)			
非常時運転手順書 II (微候ベース) 「PCV 圧力制御」 AM 設備別操作手順書	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率	格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W) 格納容器雰囲気放射線モニタ (S/C)
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力
		電源	緊急用 M/C 電圧 緊急用 P/C 電圧 緊急用直流 125V 主母線盤電圧
		原子炉格納容器内の水位	サブプレッション・プール水位
	操作	原子炉格納容器内の放射線量率	格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W) 格納容器雰囲気放射線モニタ (S/C)
		原子炉格納容器内の水素濃度	格納容器内水素濃度 (SA) 格納容器内水素濃度
		原子炉格納容器内の酸素濃度	格納容器内酸素濃度 (SA) 格納容器内酸素濃度
		原子炉格納容器内の水位	サブプレッション・プール水位
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力
原子炉格納容器内の温度	ドライウエル雰囲気温度 サブプレッション・チェンバ雰囲気温度		
最終ヒートシンクの確保	耐圧強化ベント系放射線モニタ		

監視計器一覧 (9/11)

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)	
1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (3) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (全交流動力電源喪失時の場合) c. 耐圧強化ベントラインによる原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作) (a) 耐圧強化ベントラインによる原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作)			
事故時操作手順書 (微候ベース) 「PCV 圧力制御」 AM 設備別操作手順書 「耐圧強化ベントによる格納容器ベント」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率	A-格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) B-格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) A-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) B-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)
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度 (SA)
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 (SA) サブプレッション・チェンバ圧力 (SA)
		原子炉格納容器内の水位	サブプレッション・プール水位 (SA)
		電源	C-メタララ母線電圧 D-メタララ母線電圧 C-ロードセンタ母線電圧 D-ロードセンタ母線電圧 緊急用メタララ電圧 SA ロードセンタ母線電圧
	操作	原子炉格納容器内の放射線量率	A-格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) B-格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) A-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) B-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)
		原子炉格納容器内の水素濃度	A-格納容器水素濃度 B-格納容器水素濃度 格納容器水素濃度 (SA)
		原子炉格納容器内の酸素濃度	A-格納容器酸素濃度 B-格納容器酸素濃度 格納容器酸素濃度 (SA)
		原子炉格納容器内の水位	サブプレッション・プール水位 (SA)
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 (SA) サブプレッション・チェンバ圧力 (SA)
原子炉格納容器内の温度	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) ドライウエル温度 (SA)		
最終ヒートシンクの確保	非常用ガス処理系排ガス・モニタ		
事故時操作手順書 (微候ベース) 「PCV 圧力制御」 AM 設備別操作手順書 「耐圧強化ベント停止後のN2パージ」 原子力災害対策手順 「可搬式窒素供給装置を使用した格納容器フィルタベント系の窒素ガス置換」	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率	A-格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) B-格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) A-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) B-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)
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度 (SA)
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 (SA) サブプレッション・チェンバ圧力 (SA)

・設備の相違
【柏崎6/7, 東海第二】
対応手段における監視計器の相違

監視計器一覧 (7/8)

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)
1.5.2.2 サポート系故障時の対応手順 (1)最終ヒートシンク (海) への代替熱輸送 a. 代替原子炉補機冷却系による補機冷却水確保 b. 大容量送水車 (熱交換器ユニット用) 又は代替原子炉補機冷却海水ポンプによる補機冷却水確保		
事故時運転操作手順書 (微候ベース) 「S/P温度制御」等 AM設備別操作手順書 「代替Hxによる補機冷却水 (A) 確保」 「代替Hxによる補機冷却水 (B) 確保」 多様なハザード対応手順 「熱交換器ユニットによる補機冷却水確保」	判断基準	原子炉格納容器内の温度 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 サブプレッション・チェンバ・プール水温度
		原子炉格納容器内の圧力 格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C)
		電源 M/C C電圧 M/C D電圧 P/C C-1電圧 P/C D-1電圧 直流125V主母線盤A電圧 直流125V主母線盤B電圧
		水源の確保 RCWサージタンク水位 (A) 水位 RCWサージタンク水位 (B) 水位
	操作	最終ヒートシンクの確保 原子炉補機冷却水系 (A) 系統流量 原子炉補機冷却水系 (B) 系統流量 蒸留熱除去系熱交換器 (A) 入口冷却水流量 蒸留熱除去系熱交換器 (B) 入口冷却水流量
		補機監視機能 代替RCWユニット入口温度 代替RCWポンプ (A) 吸込圧力 代替RCWポンプ (B) 吸込圧力 代替RCWポンプ (A) 吐出圧力 代替RCWポンプ (B) 吐出圧力 代替RSWポンプ出口圧力 大容量送水車吐出圧力
事故時運転操作手順書 (微候ベース) 「S/P温度制御」等 AM設備別操作手順書 「代替Hxによる補機冷却水 (A) 確保」 「代替Hxによる補機冷却水 (B) 確保」 多様なハザード対応手順 「代替原子炉補機冷却海水ポンプによる補機冷却水確保」 「大容量送水車による補機冷却水確保」	判断基準	原子炉格納容器内の温度 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 サブプレッション・チェンバ・プール水温度
		原子炉格納容器内の圧力 格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C)
		電源 M/C C電圧 M/C D電圧 P/C C-1電圧 P/C D-1電圧 直流125V主母線盤A電圧 直流125V主母線盤B電圧
		最終ヒートシンクの確保 原子炉補機冷却水系 (A) 系統流量 原子炉補機冷却水系 (B) 系統流量 蒸留熱除去系熱交換器 (A) 入口冷却水流量 蒸留熱除去系熱交換器 (B) 入口冷却水流量
	操作	補機監視機能 大容量送水車吐出圧力

監視計器一覧 (9/10)

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)
1.5.2.2 サポート系故障時の対応手順 (1) 最終ヒートシンク (海) への代替熱輸送 a. 緊急用海水系による冷却水の確保		
非常時運転手順書II (微候ベース) 「S/P温度制御」等 非常時運転手順書II (停止時微候ベース) 「停止時崩壊熱除去制御」等 非常時運転手順書III (シビアアクシデント) 「除熱-1」等 AM設備別操作手順書	判断基準	原子炉格納容器内の温度 ドライウエル雰囲気温度 サブプレッション・チェンバ雰囲気温度 サブプレッション・プール水温度
		原子炉格納容器内の圧力 ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力
		電源 緊急用M/C電圧 緊急用P/C電圧 緊急用直流125V主母線盤電圧
	操作	最終ヒートシンクの確保 緊急用海水系流量 (残留熱除去系熱交換器) 緊急用海水系流量 (残留熱除去系補機)
1.5.2.2 サポート系故障時の対応手順 (1) 最終ヒートシンク (海) への代替熱輸送 b. 代替残留熱除去系海水系による冷却水の確保		
非常時運転手順書II (微候ベース) 「S/P温度制御」等 非常時運転手順書II (停止時微候ベース) 「停止時崩壊熱除去制御」等 非常時運転手順書III (シビアアクシデント) 「除熱-1」等 AM設備別操作手順書	判断基準	原子炉格納容器内の温度 ドライウエル雰囲気温度 サブプレッション・チェンバ雰囲気温度 サブプレッション・プール水温度
		原子炉格納容器内の圧力 ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力
		電源 緊急用M/C電圧 緊急用P/C電圧 緊急用直流125V主母線盤電圧
	操作	最終ヒートシンクの確保 残留熱除去系海水系系統流量

監視計器一覧 (10/11)

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)
1.5.2.2 サポート系故障時の対応手順 (1) 最終ヒートシンク (海) への代替熱輸送 a. 原子炉補機代替冷却系による除熱		
事故時操作要領書 (微候ベース) 「S/C温度制御」等 AM設備別操作要領書 「移動式代替熱交換設備による冷却水確保」 原子力災害対策手順書 「移動式熱交換器車および大型送水ポンプ車を使用した最終ヒートシンク確保 (UHS S編)」 「大型送水ポンプ車を使用した海水供給 (ハイドロサブ編)」 「移動式熱交換設備および大型送水ポンプ車を使用した最終ヒートシンク確保 (電源編)」	判断基準	原子炉格納容器内の温度 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) ドライウエル温度 (SA)
		原子炉格納容器内の圧力 ドライウエル圧力 (SA) サブプレッション・チェンバ圧力 (SA)
		電源 C-メタラ母線電圧 D-メタラ母線電圧 C-ロードセンタ母線電圧 D-ロードセンタ母線電圧 緊急用メタラ電圧 SAロードセンタ母線電圧
		水源の確保 A-RCWサージタンク水位 B-RCWサージタンク水位
	操作	最終ヒートシンクの確保 A-残留熱除去系熱交換器冷却水流量 B-残留熱除去系熱交換器冷却水流量
		補機監視機能 移動式代替熱交換設備淡水ポンプ出口圧力 大型送水ポンプ車出口圧力
1.5.2.2 サポート系故障時の対応手順 (1) 最終ヒートシンク (海) への代替熱輸送 b. 大型送水ポンプ車による除熱		
事故時操作要領書 (微候ベース) 「S/C温度制御」等 AM設備別操作要領書 「大型送水ポンプ車による冷却水確保」 原子力災害対策手順書 「大型送水ポンプ車を使用した海水供給 (ハイドロサブ編)」	判断基準	原子炉格納容器内の温度 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) ドライウエル温度 (SA)
		原子炉格納容器内の圧力 ドライウエル圧力 (SA) サブプレッション・チェンバ圧力 (SA)
		電源 C-メタラ母線電圧 D-メタラ母線電圧 C-ロードセンタ母線電圧 D-ロードセンタ母線電圧 緊急用メタラ電圧 SAロードセンタ母線電圧
		最終ヒートシンクの確保 A-残留熱除去系熱交換器冷却水流量 B-残留熱除去系熱交換器冷却水流量
	操作	補機監視機能 大型送水ポンプ車出口圧力

・設備の相違
【柏崎6/7, 東海第二】
対応手段における監視計器の相違
【東海第二】
②の相違

監視計器一覧 (8/8)

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)
1.5.2.3 重大事故等対応設備 (設計基準範囲) による対応手順 (1) 原子炉補機冷却系による補機冷却水確保		
事故時運転操作手順書 (微候ベース) 「S/P 温度制御」等	原子炉压力容器内の温度	原子炉压力容器温度
	原子炉格納容器内の温度	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 サブプレッション・チェンバ・プール水温度
	原子炉格納容器内の圧力	格納容器内圧力 (D/M) 格納容器内圧力 (S/C)
	水源の確保	RCE サージタンク水位 (A) 水位 RCE サージタンク水位 (B) 水位 RCE サージタンク水位 (C) 水位
操作	原子炉格納容器内の温度	サブプレッション・チェンバ・プール水温度
	最終ヒートシンクの確保	残留熱除去系熱交換器 (A) 入口温度 残留熱除去系熱交換器 (B) 入口温度 残留熱除去系熱交換器 (C) 入口温度 残留熱除去系熱交換器 (A) 出口温度 残留熱除去系熱交換器 (B) 出口温度 残留熱除去系熱交換器 (C) 出口温度 残留熱除去系 (A) 系統流量 残留熱除去系 (B) 系統流量 残留熱除去系 (C) 系統流量 原子炉補機冷却水系 (A) 系統流量 原子炉補機冷却水系 (B) 系統流量 原子炉補機冷却水系 (C) 系統流量 残留熱除去系熱交換器 (A) 入口冷却水流量 残留熱除去系熱交換器 (B) 入口冷却水流量 残留熱除去系熱交換器 (C) 入口冷却水流量 原子炉補機冷却水系熱交換器 (I) 出口冷却水温度 原子炉補機冷却水系熱交換器 (B) 出口冷却水温度 原子炉補機冷却水系熱交換器 (C) 出口冷却水温度

監視計器一覧 (10/10)

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)	
1.5.2.3 設計基準事故対応設備を使用した対応手順 (1) 残留熱除去系海水系による冷却水の確保			
非常時運転手順書 II (微候ベース) 「S/P 温度制御」等	判断基準	原子炉压力容器の温度	原子炉压力容器の温度
		原子炉格納容器内の温度	ドライウエル雰囲気温度 サブプレッション・チェンバ雰囲気温度 サブプレッション・プール水温度
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力
		原子炉格納容器内の温度	サブプレッション・プール水温度
非常時運転手順書 III (シビアアクシデント) 「除熱-1」等	操作	最終ヒートシンクの確保	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 残留熱除去系海水系系統流量 残留熱除去系系統流量
AM 設備別操作手順書			

監視計器一覧 (11/11)

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)	
1.5.2.3 重大事故等対応設備 (設計基準範囲) による対応手順 (1) 原子炉補機冷却系による除熱			
事故時操作要領書 (微候ベース) 「S/C 温度制御」	判断基準	原子炉格納容器内の温度	サブプレッション・チェンバ温度 (S A) サブプレッション・プール水温度 (S A) ドライウエル温度 (S A)
		原子炉格納容器内の圧力	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)
		水源の確保	A-RCWサージタンク水位 B-RCWサージタンク水位
		原子炉格納容器内の温度	サブプレッション・プール水温度 (S A)
操作	最終ヒートシンクの確保		A-残留熱除去系熱交換器入口温度 B-残留熱除去系熱交換器入口温度 A-残留熱除去系熱交換器出口温度 B-残留熱除去系熱交換器出口温度 A-残留熱除去ポンプ出口流量 B-残留熱除去ポンプ出口流量 I-原子炉補機冷却水ポンプ出口圧力 II-原子炉補機冷却水ポンプ出口圧力 A-残留熱除去系熱交換器冷却水流量 B-残留熱除去系熱交換器冷却水流量 I-RCW熱交換器出口温度 II-RCW熱交換器出口温度

・設備の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】
対応手段における監視計器の相違