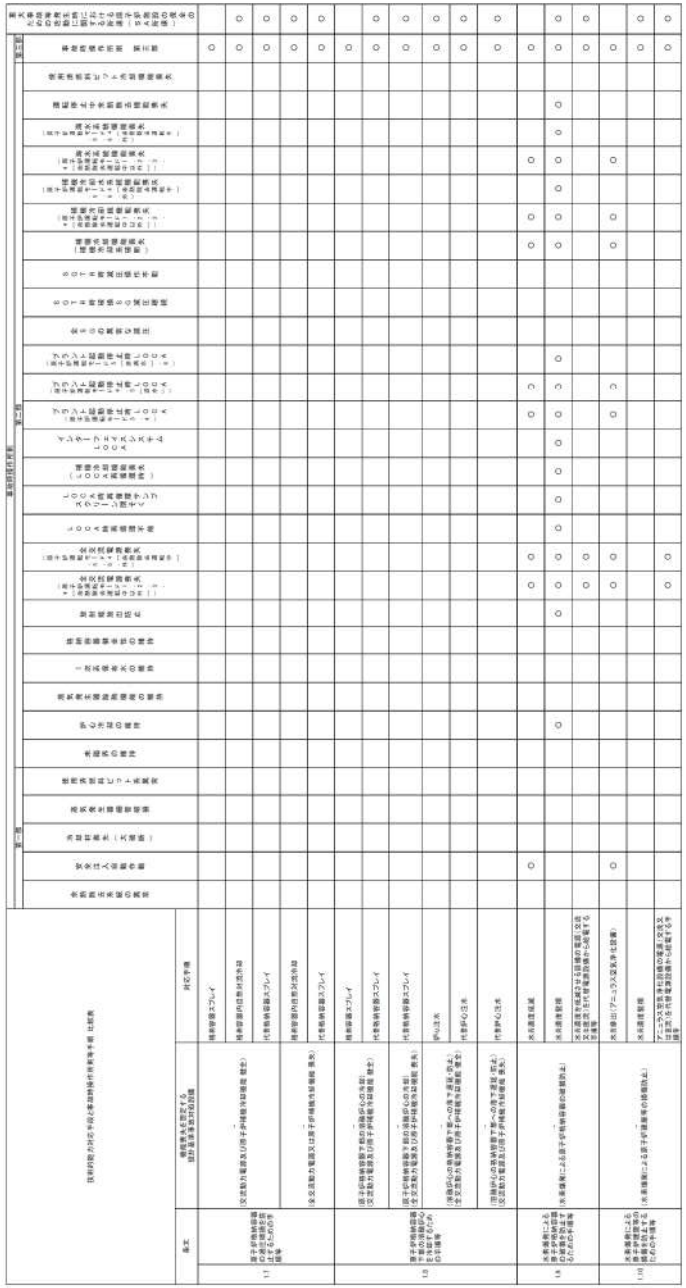
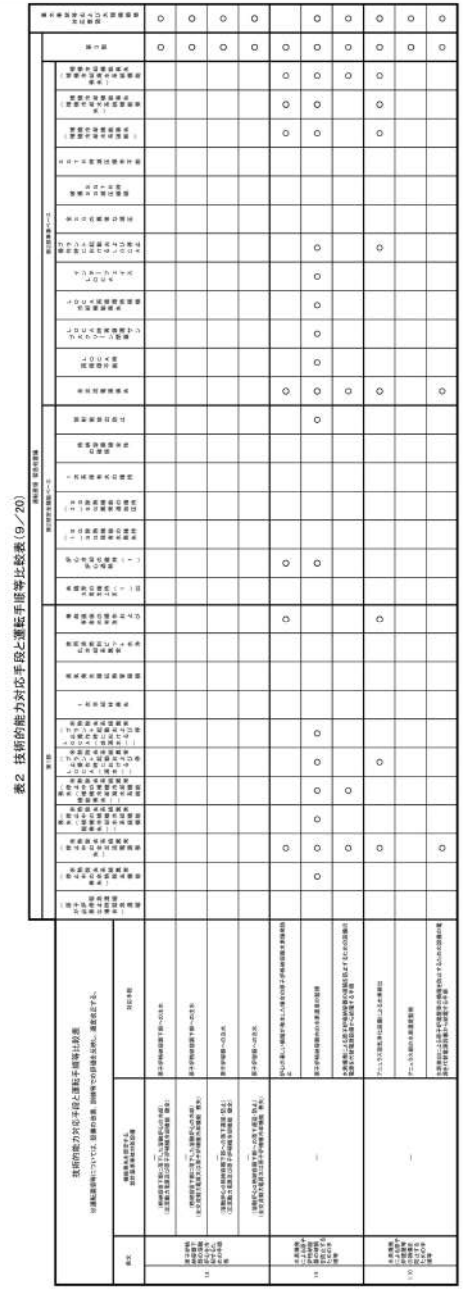
赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

泊発電所３号炉　技術的能力　比較表

大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由

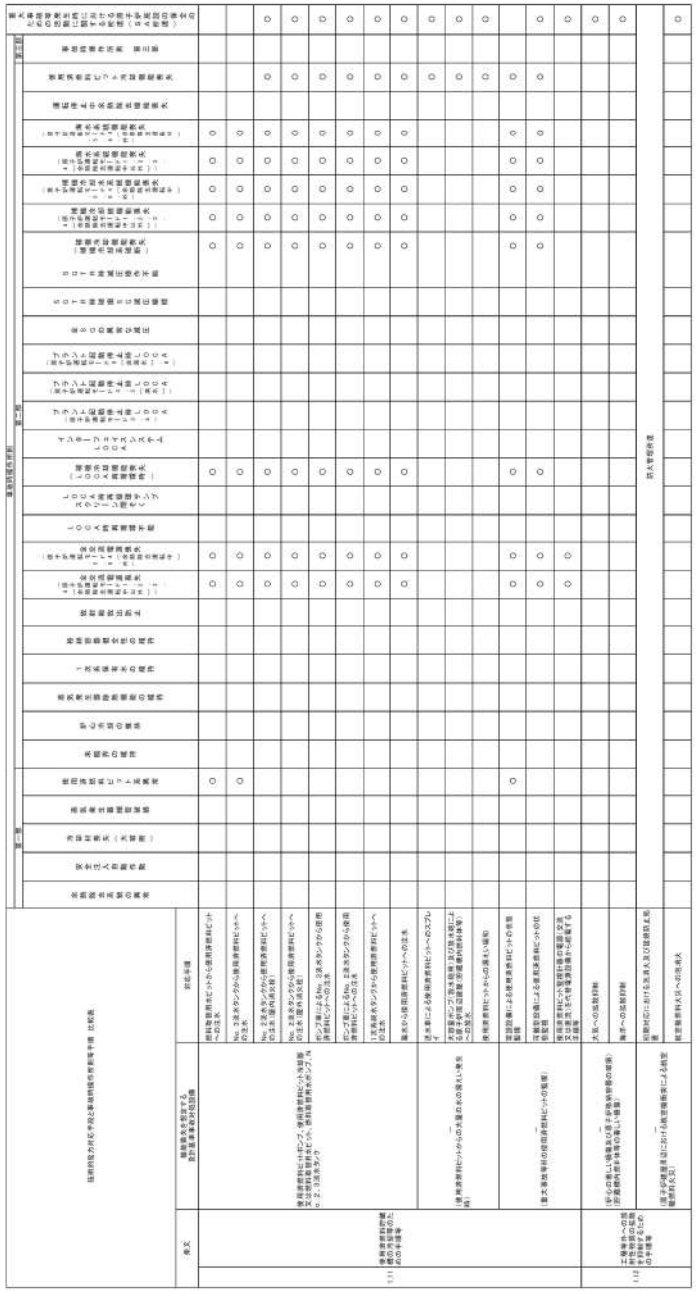


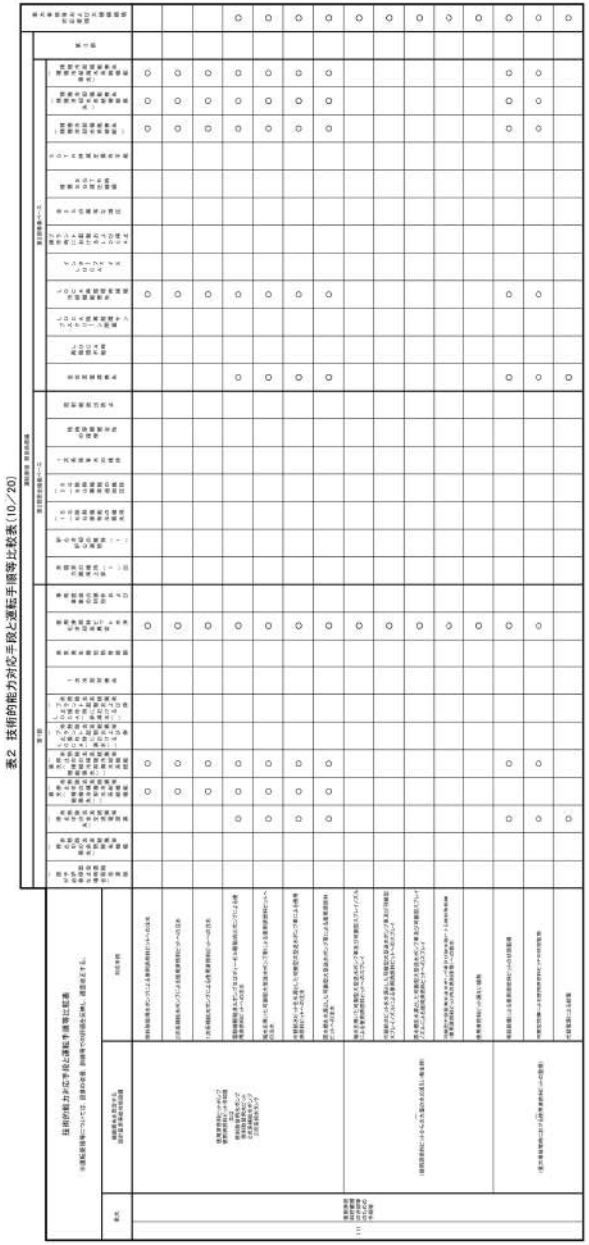


赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

1.0.14　技術的能力対応手段と有効性評価 比較表
技術的能力対応手段と運転手順等 比較表

大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由





泊発電所３号炉　技術的能力　比較表

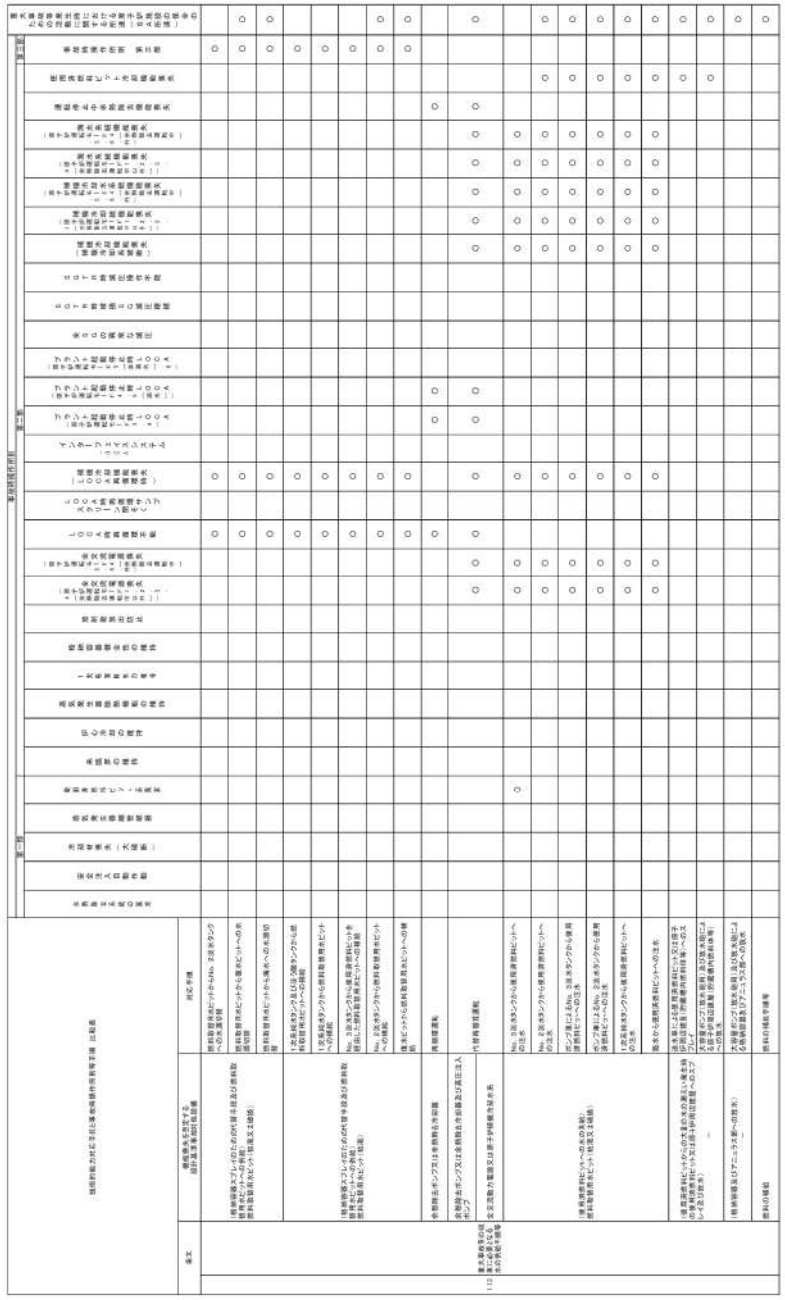
1.0.14　技術的能力対応手段と有効性評価 比較表
技術的能力対応手段と運転手順等 比較表

大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由
【比較のため，前頁より該当の記載のみ再掲】 表2 技術的能力対応手段と運転手順等比較表(11/20) （下段に掲載）	表2 技術的能力対応手段と運転手順等比較表(11/20) （下段に掲載）	【大飯】記載方針の相違 泊の技術的能力1.13まとめ資料は，女川審査実績の反映により，資料構成を見直していることから比較表1.0.14-44及び45頁の大飯欄の記載と比較している。

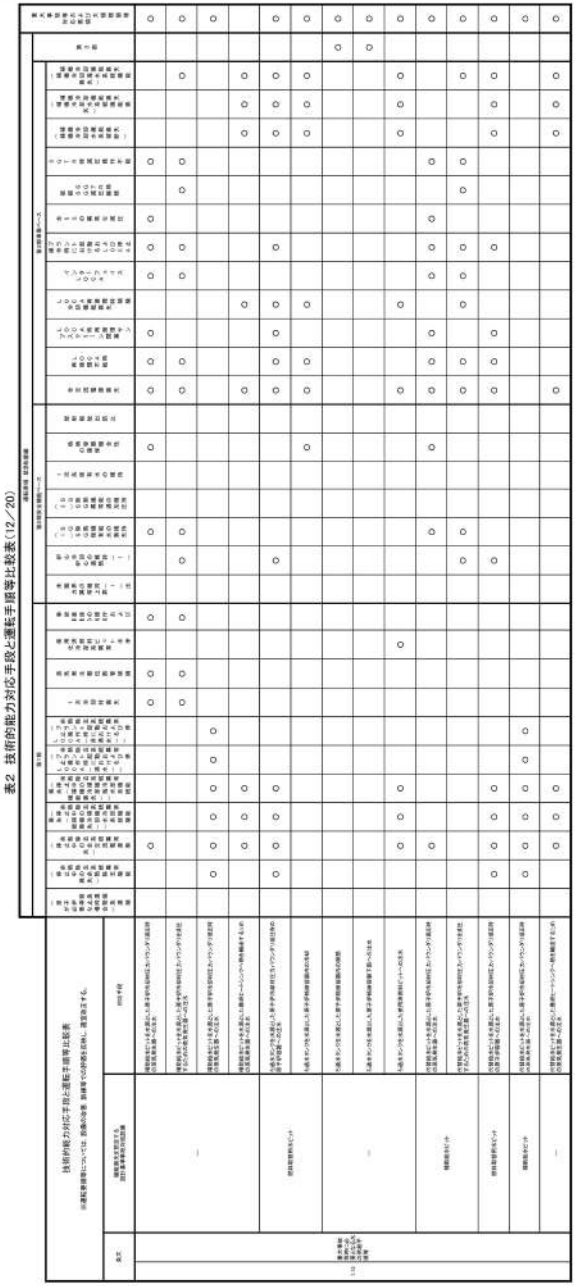
泊発電所３号炉　技術的能力　比較表

1.0.14　技術的能力対応手段と有効性評価 比較表
技術的能力対応手段と運転手順等 比較表

大飯発電所３／４号炉



泊発電所３号炉

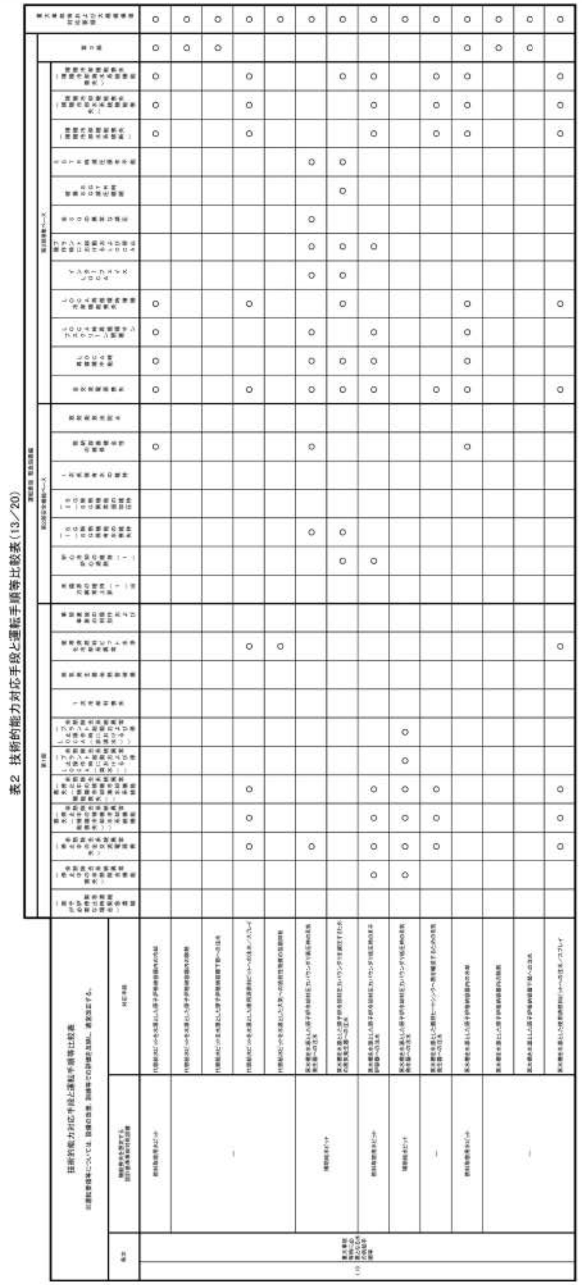


相違理由

【大飯】記載方針の相違
泊の技術的能力1.13まとめ資料は，女川審査実績の反映により，資料構成を見直していることから比較表1.0.14-44及び45頁の大飯欄の記載と比較している。

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

1.0.14　技術的能力対応手段と有効性評価 比較表
技術的能力対応手段と運転手順等 比較表

大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由
比較表 1.0.14-44 及び 45 頁参照		【大飯】記載方針の相違 泊の技術的能力 1.13 まとめ資料は，女川審査実績の反映により，資料構成を見直していることから比較表 1.0.14-44 及び 45 頁の大飯欄の記載と比較している。

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

1.0.14　技術的能力対応手段と有効性評価 比較表
技術的能力対応手段と運転手順等 比較表

大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由
比較表 1.0.14-44 及び 45 頁参照	（下表参照）	【大飯】記載方針の相違 泊の技術的能力 1.13 まとめ資料は，女川審査実績の反映により，資料構成を見直していることから比較表 1.0.14-44 及び 45 頁の大飯欄の記載と比較している。

表2　技術的能力対応手段と運転手順等比較表（14／20）

[illegible]	○							○	○	○	○	○	○
[illegible]													○
[illegible]		○	○		○		○		○	○		○	○
[illegible]		○	○				○			○		○	○
[illegible]		○	○				○			○		○	○
[illegible]				○	○			○	○				
[illegible]					○				○				
[illegible]				○				○					
[illegible]				○	○			○	○	○			
[illegible]				○	○			○	○				
[illegible]		○	○		○				○				○
[illegible]				○				○		○			○
[illegible]				○				○	○	○			○
[illegible]				○				○	○	○		○	○
[illegible]													
[illegible]				○				○					○
[illegible]													
[illegible]													
[illegible]				○	○			○	○				
[illegible]					○				○	○			
[illegible]													
[illegible]													
[illegible]	○	○	○										
[illegible]													
[illegible]													
[illegible]						○					○		
[illegible]						○					○		
[illegible]		○	○			○	○			○	○	○	
[illegible]		○	○			○	○			○	○	○	
[illegible]				○				○		○	○	○	
[illegible]						○				○	○		
[illegible]													

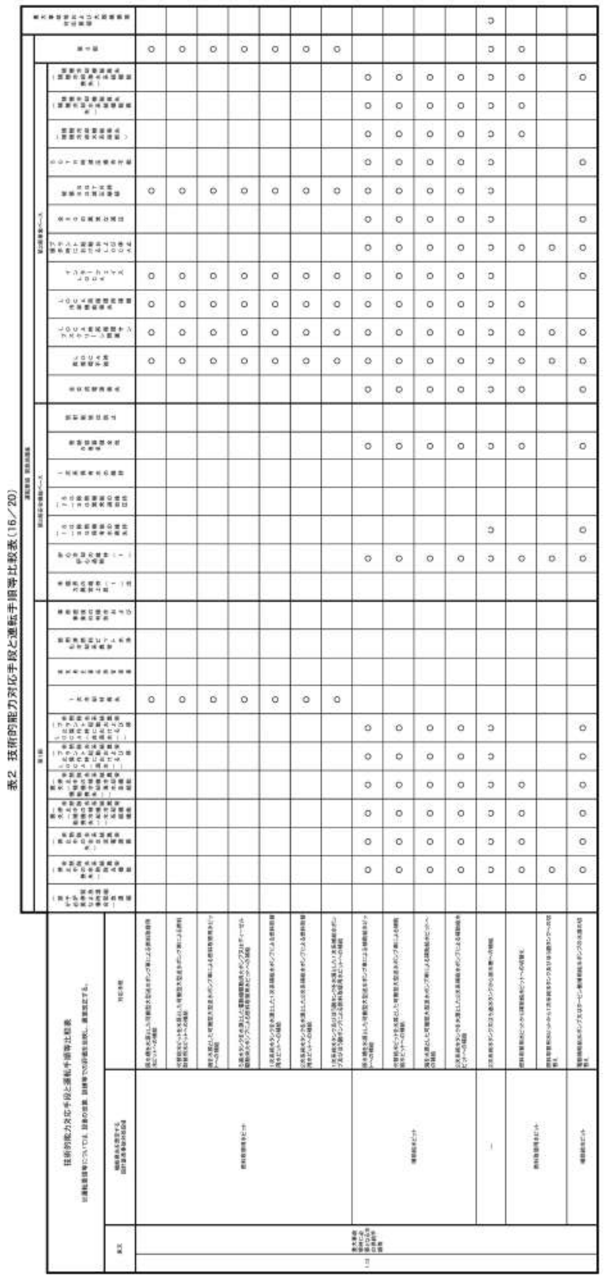
技術的能力対応手段と運転手順等比較表

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

1.0.14　技術的能力対応手段と有効性評価 比較表
技術的能力対応手段と運転手順等 比較表

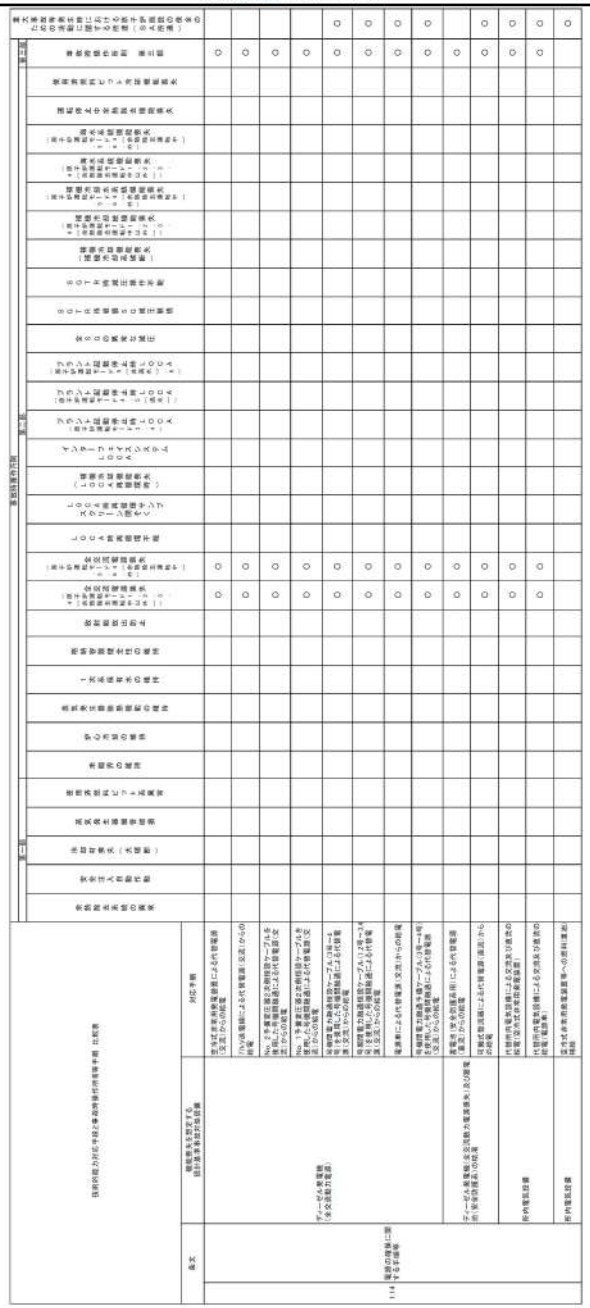
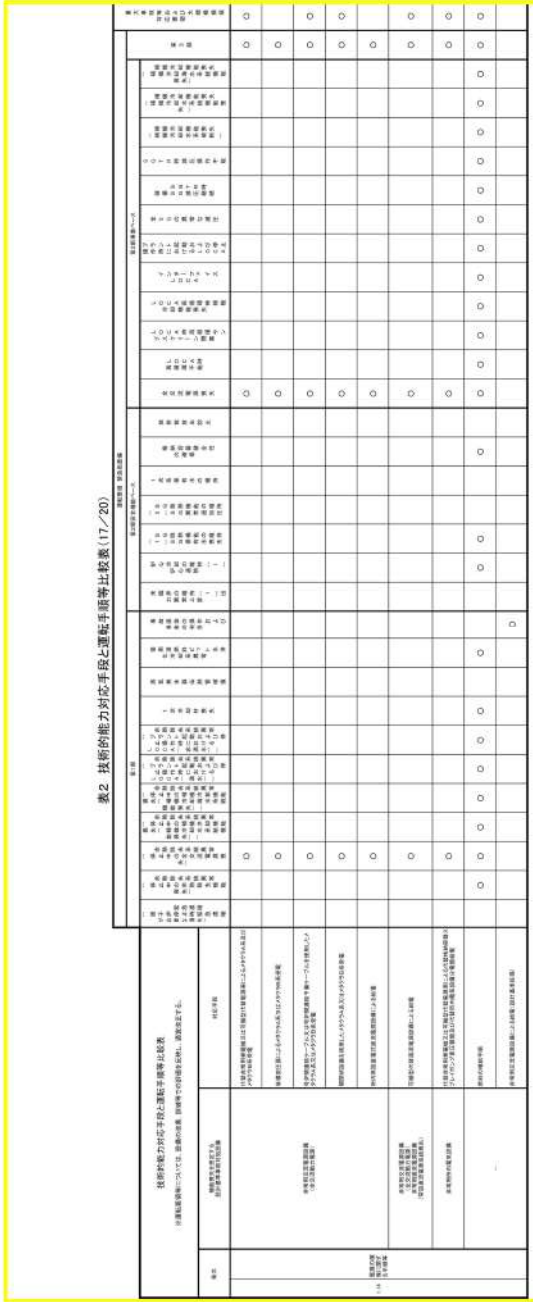
大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由
比較表 1.0.14-44 及び 45 頁参照	表2 技術的能力対応手段と運転手順等比較表(15／20) 技術的能力対応手段と運転手順等比較表 冷温停止状態については，設備の名称，詳細等での相違を含め，適宜設定する。 表示 機能喪失を想定する設計基準事故等の名称 対応手段 [illegible]	【大飯】記載方針の相違 泊の技術的能力1.13まとめ資料は，女川審査実績の反映により，資料構成を見直していることから比較表1.0.14-44及び45頁の大飯欄の記載と比較している。

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由
比較表 1.0.14-44 及び 45 頁参照	 表2　技術的能力対応手段と運転手順等比較表（16／20）	【大飯】記載方針の相違 泊の技術的能力 1.13 まとめ資料は，女川審査実績の反映により，資料構成を見直していることから比較表 1.0.14-44 及び 45 頁の大飯欄の記載と比較している。

泊発電所３号炉　技術的能力　比較表

1.0.14　技術的能力対応手段と有効性評価 比較表
技術的能力対応手段と運転手順等 比較表

大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由
		【伊方】記載方針の相違 泊の技術的能力1.14まとめ資料は，女川審査実績の反映により，資料構成を見直している。 泊は，代替非常用発電機，可搬型大型送水ポンプ車等の各機器への燃料補給手順について，技術的能力1.14に集約し整理している。

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

1.0.14　技術的能力対応手段と有効性評価 比較表
技術的能力対応手段と運転手順等 比較表

大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由
【比較のため，玄海発電所３／４号炉まとめ資料から引用】（下表参照）	（下表参照）	【玄海】記載方針の相違 泊は，技術的能力1.15まとめ資料にて整備する代替パラメータによる推定，可搬型計測器による計測等の手順を発電所対策本部用手順書である「重大事故等および大規模損壊対応要領」に整備している。（女川審査実績の反映）

（大飯発電所３／４号炉欄：玄海発電所３／４号炉まとめ資料から引用）

表２　技術的能力対応手段と運転手順等比較表（７／８）

技術的能力対応手段と運転基準等手順 比較表

※運転手順等については，設備の改善，訓練等での評価を反映し，適宜改正する。

列1～30の見出し（列2～23は「炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順」）：
1 故障及び設計基準事象に対処する手順
2 原子炉未臨界を維持する手順
3 原子炉の冷却が脅かされた場合の手順
4 余熱除去[illegible]機能を維持又は代替する手順
5 1次系保有水を維持する手順
6 格納容器健全性の確保の手順
7 原子炉容器から放出された放射能を低減する手順
8 全交流動力電源喪失の対応手順
9 1次冷却材喪失時に高圧注入運転が不能となった場合の手順
10 インターフェイスシステムLOCAの対応手順
11 プラント起動及び停止操作時におけるLOCAの対応手順
12 1次冷却材喪失時における再循環運転時に原子炉補機冷却機能が喪失した場合の手順
13 原子炉補機冷却機能が喪失した場合の手順
14 SGTR時破損S／G隔離不能時の対応手順
15 SGTR時減圧操作不能時の対応手順
16 全S／Gが異常に減圧した場合の手順
17 1次冷却材喪失時に再循環サンプスクリーン閉塞の徴候が見られた場合の手順
18 海水冷却機能が喪失した場合の手順
19 使用済燃料ピットの冷却機能が喪失した場合の手順
20 原子炉停止中における全交流動力電源が喪失した場合の手順
21 原子炉停止中における海水冷却機能が喪失した場合の手順
22 原子炉停止中における原子炉補機冷却機能が喪失した場合の手順
23 原子炉停止中における余熱除去機能が喪失した場合の手順
24 炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順
25 通信連絡設備の運用に関する手順
26 緊急作業実施時における放射線管理に関する手順
27 重大事故等時における周辺モニタリングに関する手順
28 代替緊急時対策所の運用に関する手順
29 緊急時対策所（緊急時対策棟内）の運用に関する手順
30 大規模損壊に対応する手順

項目	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備等	対応手段	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
1.14	ディーゼル発電機（全交流動力電源喪失）	代替電源（交流）からの給電								○												○										
		蓄電池（安全防護系用）								○												○										
	ディーゼル発電機（全交流動力電源喪失）及び蓄電池（安全防護系用）の枯渇	代替電源（直流）からの給電								○												○										
	所内電気設備	代替所内電気設備による給電								○												○										
1.15	計器故障	他チャンネル又は他ループによる計測								○												○				○						
		代替パラメータによる推定								○												○				○						
	計器の計測範囲（把握能力）を超えた場合	代替パラメータによる推定								○												○				○						
		可搬型計測器による計測								○												○				○						
	全交流動力電源喪失，直流電源喪失	代替電源（交流）からの給電								○												○										
		代替電源（直流）からの給電								○												○										
		可搬型計測器による計測								○												○				○						
	－	パラメータ記録								○												○				○	○					
1.16	－	中央制御室空調装置の運転手順	○							○												○										
		中央制御室の照明を確保する手順								○												○										
		中央制御室内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定手順	○																													
		チェンジングエリアの設置手順																										○				
1.17	－	モニタリングステーション及びモニタリングポストによる放射線量の測定																											○			
		可搬型モニタリングポストによる放射線量の測定																											○			
		可搬型エリアモニタによる放射線量の測定																											○			
		放射性物質の濃度の測定																											○			
		可搬型放射線計測器等による放射性物質の濃度及び放射線量の測定																											○			
		バックグラウンド低減対策等																											○			
		可搬型気象観測設備による気象観測項目の代替測定																											○			
		気象観測設備による気象観測項目の測定																											○			
		モニタリングステーション及びモニタリングポストの電源を代替電源（交流）から給電する手順等								○												○										

（泊発電所３号炉欄）

表２　技術的能力対応手段と運転手順等比較表（18／20）

技術的能力対応手段と運転手順等比較表

※運転要領等については，設備の改善，訓練等での評価を反映し，適宜改正する。

列見出し（運転要領 緊急処置編：第1部 A1～A11，第2部 B1～B7，第3部 C1～C12，D，E）：A1～A11 [illegible]；B1～B7 [illegible]；C1 全交流電源喪失，C2～C4 [illegible]，C5 インターフェイスLOCA，C6～C12 [illegible]；D [illegible]；E 重大事故等および大規模損壊対応要領

条文	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7	A8	A9	A10	A11	B1	B2	B3	B4	B5	B6	B7	C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7	C8	C9	C10	C11	C12	D	E
1.15 事故時の計装に関する手順等	計器の故障	他チャンネル又は他ループによる計測			○																○												○	○
		代替パラメータによる推定			○																○												○	○
	計器の計測範囲（把握能力）を超えた場合	代替パラメータによる推定			○																○												○	○
		可搬型計測器による計測			○																○												○	○
	全交流動力電源喪失 直流電源喪失	代替電源（交流）からの給電			○																○												○	○
		代替電源（直流）からの給電			○																○												○	○
		代替所内電気設備による給電			○																○												○	○
		可搬型計測器による計測			○																○												○	○
	－	パラメータ記録			○																○													○
[illegible] 原子炉制御室の居住性等に関する手順等	－	中央制御室空調装置の運転手順			○								○								○													○
		中央制御室の照明を確保する手順			○								○								○													○
		中央制御室内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定と濃度管理手順			○								○								○													○
		その他の放射線防護措置等に関する手順等																															○	○
		チェンジングエリアの設置及び運用手順			○																○													○
		アニュラス空気浄化設備の運転手順			○								○								○												○	○

大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由
【比較のため，前頁より再掲】		

表２　技術的能力対応手段と運転手順等比較表（７／８）

技術的能力対応手段と運転基準等手順 比較表

※運転手順等については，設備の改造，訓練等での評価を反映し，適宜改正する。

対応手段（列番号）:

項目	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備等	No.	対応手段
1.14	ディーゼル発電機（全交流動力電源喪失）	1	代替電源（交流）からの給電
1.14	ディーゼル発電機（全交流動力電源喪失）	2	蓄電池（安全防護系用）
1.14	ディーゼル発電機（全交流動力電源喪失）及び蓄電池（安全防護系用）の枯渇	3	代替電源（直流）からの給電
1.14	所内電気設備	4	代替所内電気設備による給電
1.15	計器故障	5	他チャンネル又は他ループによる計測
1.15	計器故障	6	代替パラメータによる推定
1.15	計器の計測範囲（把握能力）を超えた場合	7	代替パラメータによる推定
1.15	計器の計測範囲（把握能力）を超えた場合	8	可搬型計測器による計測
1.15	全交流動力電源喪失，直流電源喪失	9	代替電源（交流）からの給電
1.15	全交流動力電源喪失，直流電源喪失	10	代替電源（直流）からの給電
1.15	全交流動力電源喪失，直流電源喪失	11	可搬型計測器による計測
1.15	－	12	パラメータ記録
1.16	－	13	中央制御室空調装置の運転手順
1.16	－	14	中央制御室の照明を確保する手順
1.16	－	15	中央制御室内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定手順
1.17	－	16	チェンジングエリアの設置手順
1.17	－	17	モニタリングステーション及びモニタリングポストによる放射線量の測定
1.17	－	18	可搬型モニタリングポストによる放射線量の測定
1.17	－	19	可搬型エリアモニタによる放射線量の測定
1.17	－	20	放射性物質の濃度の測定
1.17	－	21	可搬型放射線計測器等による放射性物質の濃度及び放射線量の測定
1.17	－	22	バックグラウンド低減対策等
1.17	－	23	可搬型気象観測設備による気象観測項目の代替測定
1.17	－	24	気象観測設備による気象観測項目の測定
1.17	－	25	モニタリングステーション及びモニタリングポストの電源を代替電源（交流）から給電する手順等

運転手順等	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
大規模損壊に対応する手順																									
緊急時対策所（緊急時対策棟内）の運用に関する手順																									
代替緊急時対策所の運用に関する手順																									
重大事故等時における現場モニタリングに関する手順																	○	○	○	○	○	○	○	○	
緊急作業実施時における放射線管理に関する手順																○									
通信連絡設備の運用に関する手順												○													
炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順					○	○	○	○			○	○													
炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順：原子炉停止中における余熱除去機能が喪失した場合の手順																									
原子炉停止中における原子炉補機冷却機能が喪失した場合の手順																									
原子炉停止中における海水冷却機能が喪失した場合の手順																									
原子炉停止中における全交流動力電源が喪失した場合の手順	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○											○
使用済燃料ピットの冷却機能が喪失した場合の手順																									
海水冷却機能が喪失した場合の手順																									
1次冷却材喪失時に再循環サンプスクリーン閉塞の徴候が見られた場合の手順																									
全S/Gが異常に減圧した場合の手順																									
SGTR時減圧操作不能時の対応手順																									
SGTR時破損S/G隔離失敗時の対応手順																									
原子炉補機冷却機能が喪失した場合の手順																									
1次冷却材喪失時における高圧再循環運転時に原子炉補機冷却機能が喪失した場合の手順																									
プラント起動及び停止操作時におけるLOCAの対応手順																									
インターフェイスシステムLOCAの対応手順																									
1次冷却材喪失時に高圧注入運転が不能となった場合の手順																									
全交流動力電源喪失の対応手順	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○											○
原子炉容器から放出された放射性物質を低減する手順																									
格納容器健全性の確保の手順																									
1次系保有水を維持する手順																									
格納容器圧力の除熱機能を維持又は代替する手順																									
原子炉の冷却が妨げられた場合の手順																									
原子炉未臨界を維持する手順																									
故障及び設計基準事象に対処する手順													○		○										

【泊発電所３号炉】

表２　技術的能力対応手段と運転手順等比較表（19／20）

技術的能力対応手段と運転手順等比較表

※運転手順等については，設備の改造，訓練等での評価を反映し，適宜改正する。

項目 1.17（10列）: [illegible]
最上段の行: 全10列に ○。その他、○ は2行で第10列のみ。行見出しは判読不能。

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

1.0.14　技術的能力対応手段と有効性評価 比較表
技術的能力対応手段と運転手順等 比較表

大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由
【比較のため，伊方発電所３号炉まとめ資料から引用】 技術的能力対応手段と運転基準等手順 比較表 ※運転手順等については，保守の改善，訓練等での評価を反映し，適宜改正する。	技術的能力対応手段と運転手順等比較表（20／20）	

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
添付資料 1.0.15 原子炉格納容器の設計圧力、温度に近い状態が 長期にわたる場合の体制の整備について	添付資料 1.0.15 原子炉格納容器の長期にわたる状態維持に 係る体制の整備について ＜ 目 次 ＞ 1．考慮すべき事項.....1.0.15-1 2．原子炉格納容器の冷却手段.....1.0.15-3 (1)女川原子力発電所２号炉における 原子炉格納容器除熱手段について.....1.0.15-3 (2)代替循環冷却系の長期運転，不具合等を 想定した対策について.....1.0.15-4 3．作業環境の線量低減対策の対応例について.....1.0.15-8 (1)循環冷却時の線量低減の対応について.....1.0.15-8 (2)汚染水発生時の対応について.....1.0.15-11 4．残留熱除去系の復旧方法について.....1.0.15-12 (1)残留熱除去系の復旧方法及び 予備品の確保について.....1.0.15-12 (2)残留熱除去系の復旧手順について.....1.0.15-12 5．可搬型原子炉格納容器除熱系による原子炉格納容器除熱等の 長期安定冷却手段について.....1.0.15-20 5.1 可搬型原子炉格納容器除熱系による 原子炉格納容器除熱について.....1.0.15-20 (1)可搬型原子炉格納容器除熱系の概要について.....1.0.15-20 (2)作業に伴う被ばく線量について.....1.0.15-22 (3)フランジ部からの漏えい発生時の対応について.....1.0.15-24 5.2 原子炉補機代替冷却水系を用いた原子炉冷却材浄化系による 原子炉除熱について.....1.0.15-24 (1)原子炉補機代替冷却水系を用いた原子炉冷却材浄化系による 原子炉除熱の概要について.....1.0.15-24 5.3 原子炉補機代替冷却水系を用いたドライウェル冷却系による 原子炉格納容器除熱について.....1.0.15-26 (1)原子炉補機代替冷却水系を用いたドライウェル冷却系による 原子炉格納容器除熱の概要について.....1.0.15-26 6．外部からの支援について.....1.0.15-28	添付資料 1.0.15 原子炉格納容器の長期にわたる状態維持に 係る体制の整備について ＜ 目 次 ＞ 1. 考慮すべき事項.....1.0.15-1 2. 原子炉格納容器の冷却手段.....1.0.15-2 3. 格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却時の自然対流冷却性能向上対策について.....1.0.15-7 4. 作業環境の線量低減対策の対応例について.....1.0.15-9 5. 格納容器スプレイポンプ等の復旧による格納容器スプレイ再循環系の復旧について.....1.0.15-11 6. 外部からの支援について.....1.0.15-14	【大飯】記載表現の相違(女川実績の反映) 目次では相違箇所の着色及び相違理由の記載をせず，1.0.10-2ページ以降の具体的な内容にて記載する。

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
	重大事故等への対応操作や作業は事故形態によっては長期間にわたることが予想されるため，あらかじめ長期対応への体制整備や作業環境の維持改善等について準備しておくことが望ましい。	重大事故等への対応操作や作業は事故形態によっては長期間にわたることが予想されるため，あらかじめ長期対応への体制整備や作業環境の維持改善等について準備しておくことが望ましい。	【大飯】記載方針の相違(女川実績の反映)
	女川原子力発電所原子力事業者防災業務計画では，原子力災害事後対策として「防災基本計画第 12 編 原子力災害対策編」（中央防災会議）に定める災害復旧対策についての計画として復旧計画を策定し，当該計画に基づき速やかに復旧対策を実施する旨を規定している。 復旧計画に定めるべき事項は以下のとおり。 ・原子炉施設の損傷状況及び汚染状況の把握 ・原子炉施設の除染の実施 ・原子炉施設損傷部の修理及び改造の実施 ・放射性物質の追加放出の防止 ・復旧対策の実施工程及び実施担当者等	泊発電所原子力事業者防災業務計画では，原子力災害事後対策として「防災基本計画第 12 編 原子力災害対策編」（中央防災会議）に定める災害復旧対策についての計画として復旧計画を策定し，当該計画に基づき速やかに復旧対策を実施する旨を規定している。 復旧計画に定めるべき事項は以下のとおり。 ・発電用原子炉施設の損傷状況及び汚染状況の把握 ・発電用原子炉施設の除染の実施 ・発電用原子炉施設損傷部の修理及び改造の実施 ・放射性物質の追加放出の防止 ・各復旧対策の実施工程及び対応する災害対策本部班等	【大飯】記載方針の相違(女川実績の反映) 【女川】防災業務計画名称の相違 【女川】記載表現の相違 他資料との用語の統一 【女川】記載表現の相違
【比較のため，比較表P1.0.15-33より再掲】 （２）重大事故等発生時の放射線量低減等の中長期的な対応については、本店対策本部が中心となって社内外の関係各所と連携し検討する体制としている。	発電所対策本部は，招集した重大事故等対策要員により，復旧計画に基づき災害発生後の中長期対応を行う。また，本店対策本部が中心となって，社内外の関係箇所と連携し，適切かつ効果的な復旧対策を検討できる体制を整備する。	発電所対策本部は，招集した発電所災害対策要員により，復旧計画に基づき災害発生後の中長期対応を行う。また，本店対策本部が中心となって，社内外の関係箇所と連携し，適切かつ効果的な復旧対策を検討できる体制を整備する。	【大飯】記載箇所の相違 【女川】要員名称の相違 【大飯】記載表現の相違(女川実績の反映)

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
			・女川の記載については，炉型の相違により内容が大きく異なる場合は，リファレンスプラントとして選定した大飯と比較し，女川の記載箇所についてはマーキング（　）している。なお，記載方針の相違により大飯と比較出来ない場合は，玄海と比較する。
１．考慮すべき事項 （１）格納容器過温破損事象等においては、海水を利用した格納容器再循環ユニットによる自然対流冷却により長期的な崩壊熱除去が可能であることを有効性評価において確認している。	１．考慮すべき事項 (1) 格納容器過圧･過温破損事象等においては，代替循環冷却系及び原子炉格納容器フィルタベント系により長期的な原子炉格納容器除熱が可能であることを有効性評価において確認している。	1. 考慮すべき事項 (1) 格納容器過温破損事象等においては，海水を利用した格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却により長期的な崩壊熱除去が可能であることを有効性評価において確認している。	【大飯】記載表現の相違 ・格納容器内の自然対流冷却であることを明確にした。（以後，同様の理由による相違理由の記載を省略する。）
（２）格納容器再循環ユニットによる自然対流冷却では、原子炉格納容器の圧力・温度が原子炉格納容器の設計圧力に近い状態で長期にわたり継続することから、格納容器再循環ユニットによる自然対流冷却性能を高めることやスプレイによる原子炉格納容器再循環運転を実施することにより、原子炉格納容器の冷却を行うことが考えられる。	(2) 代替循環冷却系による原子炉格納容器除熱を行うことで，原子炉格納容器の圧力は，原子炉格納容器の最高使用圧力を下回る状態で長期的に維持することが可能となる。サプレッションチェンバのプール水温度が原子炉格納容器の最高使用温度に近い状態が長期にわたり継続するが，原子炉格納容器の温度については 原子炉格納容器の放射性物質の閉じ込め機能が維持される 150℃を下回っている。また，代替循環冷却系は重大事故が発生した場合における温度，放射線，荷重その他の使用条件において 重大事故に対処するために必要な機能を有効に発揮できる設計としているが，長期運転，設備不具合の発生等を想定した対策の検討が必要である。	(2) 格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却では，原子炉格納容器の圧力及び温度が原子炉格納容器の設計圧力に近い状態で長期にわたり継続することから，格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却性能を高めることや原子炉格納容器スプレイ設備による格納容器スプレイ再循環運転を実施することにより，原子炉格納容器の冷却を行うことが考えられる。	【大飯】記載表現の相違 ・圧力及び温度 ・原子炉格納容器スプレイ設備による格納容器スプレイ

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
（３）格納容器再循環ユニットによる自然対流冷却性能を高めることに対しては、自然対流冷却時に使用するＡ，Ｄ格納容器再循環ユニットのラフフィルタを撤去し、流路の圧力損失を低減することで、自然対流量を増大させる。		(3) 格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却性能を高めることに対しては，格納容器内自然対流冷却時に使用するＣ，Ｄ－格納容器再循環ユニットの粗フィルタを撤去し，流路の圧力損失を低減することで，自然対流量を増大させる。	【大飯】設備名称の相違 ・プラントにより使用する系統が異なるが，２基の格納容器再循環ユニットを使用する点では同様であるため設備名称の相違に分類。（以後，相違理由の記載を省略） ・ラフフィルタと粗フィルタは同義である（以後，相違理由の記載を省略）
（４）原子炉格納容器再循環運転を実施することに対しては、再循環運転の負の影響として、建屋内の環境線量が上昇することにより、原子炉格納容器再循環運転後の機器のメンテナンス等が困難になることが予想される。	(3) 炉心損傷後に代替循環冷却運転を実施することに対しては，現場の作業環境への影響として，建屋内の環境線量が上昇することにより，代替循環冷却運転後の機器の復旧等が困難になることが予想される。	(4) 炉心損傷後に格納容器再循環運転を実施することに対しては，現場の作業環境への影響として，建屋内の環境線量が上昇することにより，格納容器再循環運転後の機器のメンテナンス等が困難になることが予想される。	【大飯】記載表現の相違 ・原子炉格納容器と格納容器 【大飯】記載表現の相違(女川実績の反映) 【女川】記載表現の相違
（５）原子炉格納容器再循環ラインは格納容器再循環サンプも含めて２系統で構成され、動的機器の故障等により原子炉格納容器再循環運転が不能になることは考えにくいものの、原子炉格納容器再循環運転を実施した後のポンプのメンテナンス等を想定した対策の検討が必要である。		(5) 格納容器再循環ラインは格納容器再循環サンプも含めて２系統で構成され，動的機器の故障等により格納容器再循環運転が不能になることは考えにくいものの，格納容器再循環運転を実施した後のポンプのメンテナンス等を想定した対策の検討が必要である。	【大飯】記載表現の相違
【比較のため，玄海発電所３／４号炉まとめ資料から抜粋】 （６）格納容器スプレイ再循環機能が喪失した場合、格納容器内自然対流冷却により、長期的に原子炉格納容器の圧力・温度を安定状態に保つことができることを確認しているものの、原子炉格納容器の圧力を早期に低減させるために、格納容器スプレイ再循環系統の復旧の検討が必要である。	(4) 代替循環冷却系により原子炉格納容器除熱を実施することにより，長期的に原子炉格納容器の圧力･温度を安定状態に保つことができることを解析にて確認しているものの，最終的には残留熱除去系の復旧が必要である。 (5) 原子炉格納容器の圧力･温度を低く安定状態を保つためには，代替循環冷却系及び残留熱除去系が有効な手段であるが，ともに残留熱除去系熱交換器を用いており，この残留熱除去系熱交換器が使用できない場合の除熱手段の検討が必要である。	(6) 格納容器スプレイ再循環機能が喪失した場合，格納容器内自然対流冷却により，長期的に原子炉格納容器の圧力及び温度を安定状態に保つことができることを解析にて確認しているものの，原子炉格納容器の圧力を早期に低減させるために，格納容器スプレイ再循環系の復旧の検討が必要である。	【大飯】記載方針の相違(女川実績の反映) ・記載内容は玄海，伊方と同様。 【玄海】記載表現の相違 【女川】記載表現の相違

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
（６）重大事故等発生時の中長期的な対応については、プラントメーカとの協力協定を締結し、事故収束に向けた対策立案等必要な支援を受けられる体制の確立が必要である。	(6) 重大事故等発生時の中長期的な対応については，プラントメーカとの協力協定を締結し，事故収束に向けた対策立案など必要な支援を受けられる体制の確立が必要である。	(7) 重大事故等発生時の中長期的な対応については，プラントメーカとの協力協定を締結し，事故収束に向けた対策立案等必要な支援を受けられる体制の確立が必要である。	【女川】記載表現の相違
	以上を踏まえ，(1)，(2)の詳細検討として「2. 原子炉格納容器の冷却手段」において，重要事故シーケンスにおける原子炉格納容器の除熱として使用できる冷却手段を整理する。 また，(3)，(4)，(5)の検討結果を「3.作業環境の線量低減対策の対応例について」，「4.残留熱除去系の復旧方法について」及び「5.可搬型原子炉格納容器除熱系による原子炉格納容器除熱等の長期安定冷却手段について」にそれぞれまとめる。 (6)について「6.外部からの支援について」にて示す。	以上を踏まえ，(1)，(2)の詳細検討として「2.　原子炉格納容器の冷却手段」において，重要事故シーケンス等における原子炉格納容器の除熱として使用できる冷却手段を整理する。 また，(3)の検討結果を「3.　格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却時の自然対流冷却性能向上対策について」に，(4)，(5)の検討結果を「4.　作業環境の線量低減対策の対応例について」，(6)の検討結果を「5.　格納容器スプレイポンプ等の復旧による格納容器スプレイ再循環系の復旧について」にそれぞれまとめる。 (7)について「6.　外部からの支援について」にて示す。	【大飯】記載方針の相違(女川実績の反映) 【女川】記載表現の相違 ・重要事故シーケンスに加えて，格納容器過圧破損等の評価事故シーケンスが含まれるため『等』と記載する。
２．原子炉格納容器の冷却手段 格納容器再循環ユニットによる除熱特性の影響が現れる以下の重要事故シーケンス等において、原子炉格納容器の除熱として使用できる冷却手段は表１のとおり。 ①雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）： 大破断LOCA時に高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故 ②雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）： 外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故 ③原子炉格納容器の除熱機能喪失： 大破断LOCA時に低圧再循環機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故	２．原子炉格納容器の冷却手段 (1) 女川原子力発電所２号炉における原子炉格納容器除熱手段について 女川原子力発電所２号炉では，多様な原子炉格納容器除熱手段を整備しており，その設備の有効性について有効性評価において確認している。 第１表に原子炉格納容器除熱手段を示す。また，第１図，第２図，第３図，第４図及び第５図に原子炉格納容器除熱手段の概要図を示す。 第１表に示すとおり，女川原子力発電所２号炉では多くの原子炉格納容器バウンダリが確保される除熱手段を有しており，原子炉格納容器バウンダリの維持はできないものの原子炉格納容器ベントの実施による原子炉格納容器除熱も可能であり，多様性を有している。	2.　原子炉格納容器の冷却手段 格納容器再循環ユニットによる除熱特性の影響が現れる以下の重要事故シーケンス等において，原子炉格納容器の除熱として使用できる冷却手段は表１のとおり。また，図１及び図２に原子炉格納容器除熱手段の概要図を示す。 ①　雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）： 大破断LOCA時に低圧注入機能，高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故 ②　雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）： 外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し，補助給水機能が喪失する事故 ③　原子炉格納容器の除熱機能喪失： 大破断LOCA時に低圧再循環機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故	【大飯】記載方針の相違(女川実績の反映)

泊発電所３号炉　技術的能力　比較表

1.0.15　原子炉格納容器の長期にわたる状態維持に係る体制の整備について

大飯発電所３／４号炉

表１　原子炉格納容器の除熱として使用できる冷却手段

	①格納容器過圧破損	②格納容器過温破損	③原子炉格納容器の除熱機能喪失
自然対流冷却	◎	◎	◎
RHR 再循環（クーラによる冷却有）	△	△	△
CV スプレイ冷却器（クーラによる冷却有）	△	△	△

◎：有効性評価で期待
△：有効性評価で期待していないが復旧すれば使用可能（手順有）
格納容器再循環運転を実施することで建屋内の環境線量が上昇した場合の作業環境における線量低減について検討

【比較のため，玄海発電所３／４号炉まとめ資料から抜粋】

表１　原子炉格納容器の除熱として使用できる冷却手段

		① 格納容器過圧破損	② 格納容器過温破損	③ 原子炉格納容器の除熱機能喪失
自然対流冷却	粗フィルタ有	◎	◎	◎
	粗フィルタ無	○	○	○
余熱除去再循環（冷却器による冷却有）		△	△	△
格納容器スプレイ冷却器（冷却器による冷却有）		△	△	△

◎：有効性評価で期待、○：有効性評価で期待していないが使用可能
△：有効性評価で期待していないが復旧すれば使用可能（手順有）

：格納容器再循環ユニットの粗フィルタを撤去し、流路の圧力損失を低減することで、自然対流を増大させることを検討
：格納容器再循環運転を実施することで建屋内の環境線量が上昇した場合の作業環境における線量低減について検討

女川原子力発電所２号炉

第１表　女川原子力発電所２号炉における原子炉格納容器除熱手段

	女川原子力発電所２号炉の除熱手段	
原子炉格納容器バウンダリが確保される除熱手段	代替循環冷却系	○
	原子炉補機代替冷却水系	○
	残留熱除去系（A）	△
	残留熱除去系（B）	△
	ドライウェル冷却系，原子炉冷却材浄化系（※）を用いた原子炉格納容器除熱	△
原子炉格納容器バウンダリが維持されない除熱手段	原子炉格納容器フィルタベント系	○
	耐圧強化ベント系	○

○：有効性評価で期待する設備
△：有効性評価で期待しないものの設備復旧等により使用可能
※：原子炉再循環系（B）吸込み配管及び原子炉冷却材浄化系ボトムドレン配管破断の原子炉冷却材喪失事故（ＬＯＣＡ）時は使用不能

(2) 代替循環冷却系の長期運転，不具合等を想定した対策について

代替循環冷却系を運転する場合には，サプレッションチェンバのプール水を水源として原子炉及び原子炉格納容器内に冷却水を循環させることとなるため，系統水が流れる配管が高線量となる。このため，代替循環冷却系において放射線による劣化影響が懸念される機器（電動機，シール材等）については，運転環境下における放射線量を考慮して設計する。

また，事故後のサプレッションチェンバ内には異物が流入する可能性があるが，サプレッションチェンバからの吸込部には，大型のストレーナが設置されており，系統内に異物が流入することによるポンプ等の機器の損傷を防止する系統構成となっている。なお，ストレーナは，サプレッションチェンバの底面から約1.5m の高さに設置されており，底面に沈降する異物を大量に吸い上げることはないと考えているが，万一，ストレーナに異物が付着し，閉塞した場合を考慮し，外部水源から洗浄用水を供給（大容量送水ポンプ（タイプ Ⅰ）による淡水供給）することにより，ストレーナの逆洗を行うことができる設備構成としている（第６図参照）。

なお，炉心損傷に至る重大事故等発生後に代替循環冷却系が使用できない場合の除熱手段は「5.可搬型原子炉格納容器除熱系による原子炉格納容器除熱等の長期安定冷却手段について」に示す。

泊発電所３号炉

表１　原子炉格納容器の除熱として使用できる冷却手段

		①格納容器過圧破損	②格納容器過温破損	③原子炉格納容器の除熱機能喪失
格納容器内自然対流冷却	粗フィルタあり	◎	◎	◎
	粗フィルタなし	○	○	○
余熱除去再循環（冷却器による冷却あり）		△	△	△
格納容器スプレイ冷却器（冷却器による冷却あり）		△	△	△

◎：有効性評価で期待，　○：有効性評価で期待していないが使用可能
△：有効性評価で期待していないが復旧すれば使用可能（手順あり）

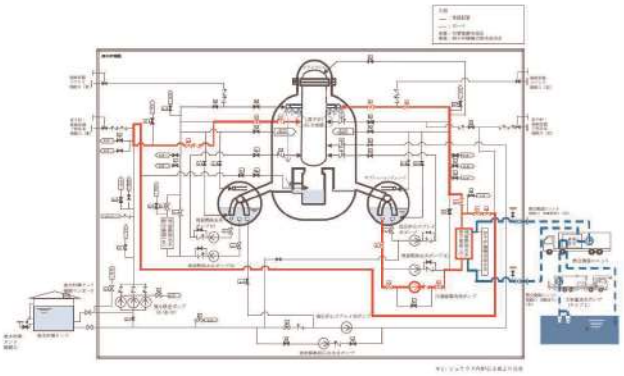
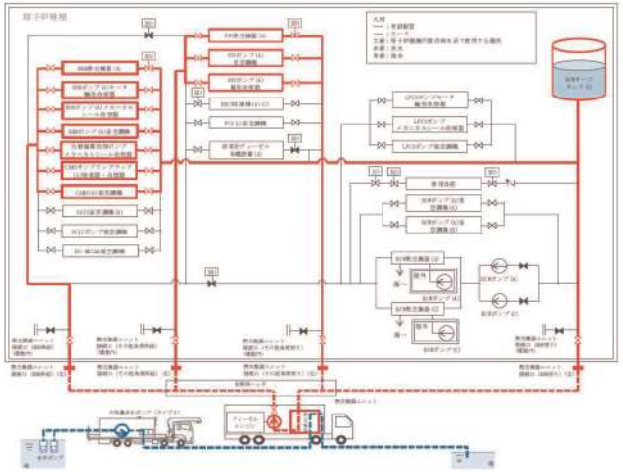
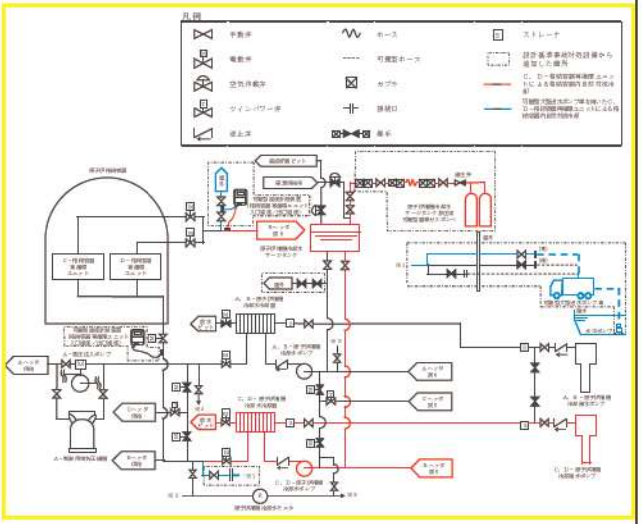
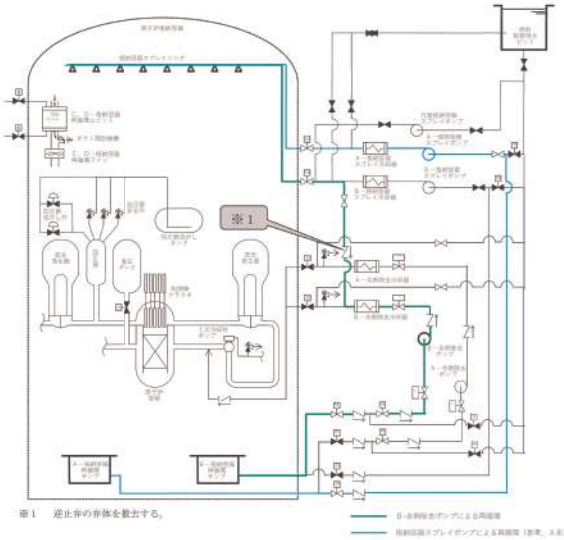
：格納容器再循環ユニットの粗フィルタを撤去し，流路の圧力損失を低減することで，自然対流量を増大させることを検討
：格納容器再循環運転を実施することで建屋内の環境線量が上昇した場合の作業環境における線量低減について検討

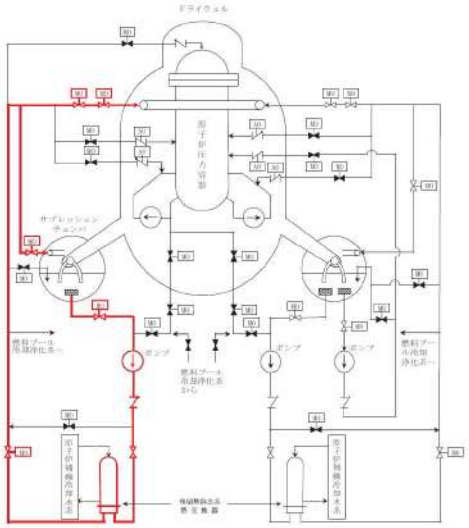
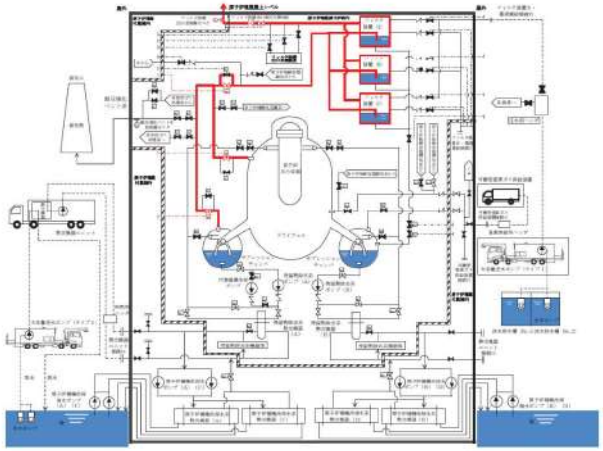
相違理由

【大飯】
記載方針の相違
・泊は粗フィルタなしの場合も記載している。（玄海，伊方と同様）
【女川】炉型の相違（固有の設計）

泊発電所３号炉　技術的能力　比較表

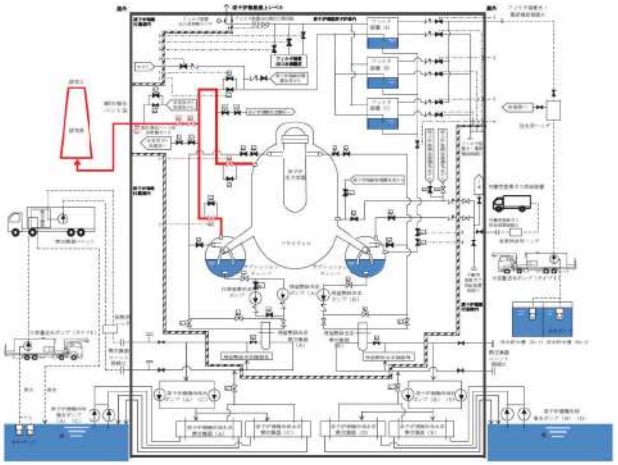
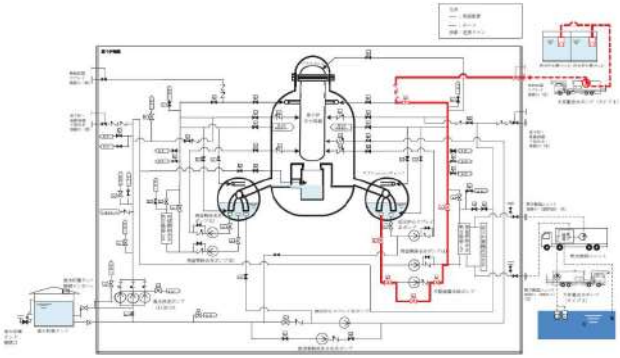
赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

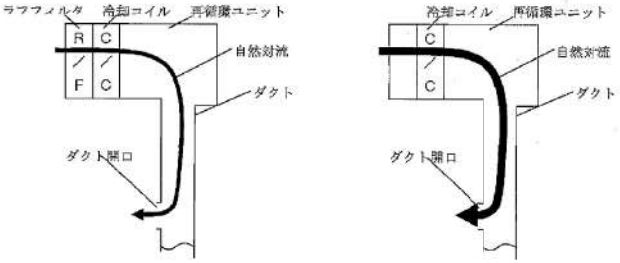
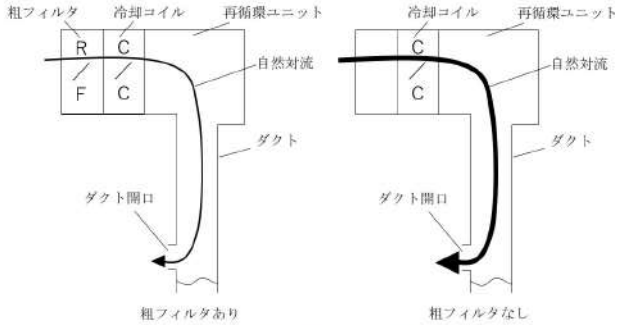
大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
	 第１図　代替循環冷却系　系統概要図  第２図　原子炉補機代替冷却水系　系統概要図	 図１　格納容器内自然対流冷却　系統概要図  図２　余熱除去再循環及び格納容器スプレイ再循環　系統概要図	【女川】炉型の相違（固有の設計） 【大飯】記載方針の相違(女川実績の反映)

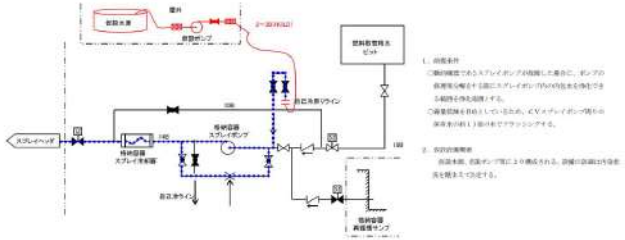
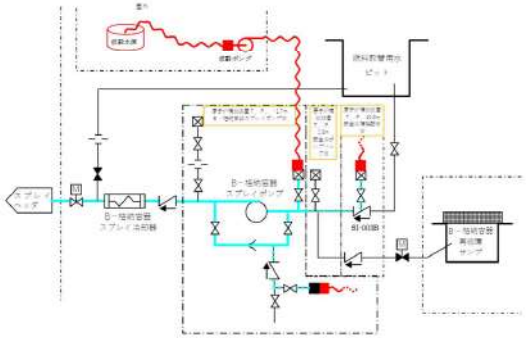
大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
	 第３図　残留熱除去系　系統概要図  第４図　原子炉格納容器フィルタベント系　系統概要図		【女川】炉型の相違（固有の設計）

泊発電所３号炉　技術的能力　比較表

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

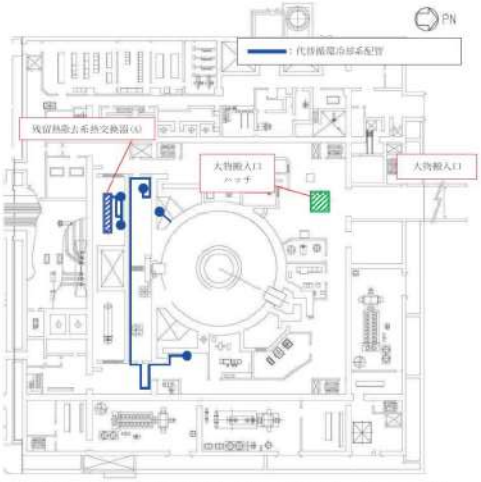
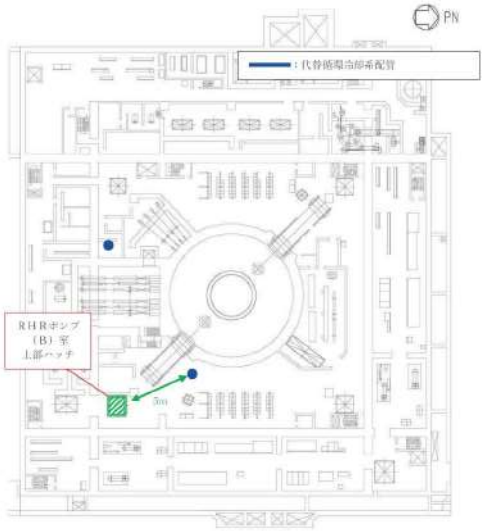
大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
	 第５図　耐圧強化ベント系　系統概要図  第６図　残留熱除去系ストレーナ逆洗操作時の系統概要図		【女川】炉型の相違（固有の設計）

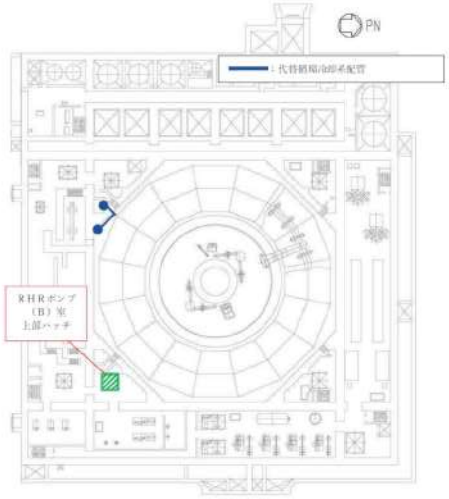
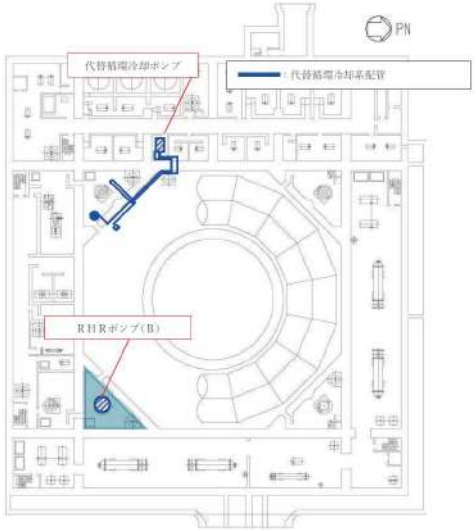
大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
３．格納容器再循環ユニット自然対流冷却時の自然対流冷却性能向上対策について （１）格納容器再循環ユニットによる自然対流冷却性能を高める対策として、自然対流冷却に使用するＡ，Ｄ格納容器再循環ユニットのラフフィルタを撤去し、圧力損失を低減することで自然対流量を増大させる。  		3.　格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却時の自然対流冷却性能向上対策について (1)　格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却性能を高める対策として，格納容器内自然対流冷却に使用するＣ，Ｄ－格納容器再循環ユニットの粗フィルタを撤去し，圧力損失を低減することで自然対流量を増大させる。自然対流イメージ図を図３に示す。  図３　自然対流イメージ図	【大飯】記載表現・設備名称の相違 【大飯】記載方針の相違 【大飯】記載方針の相違
（２）格納容器再循環ユニットの自然対流量を増加させることにより、格納容器再循環ユニットによる除熱量が増加し、自然対流冷却性能が向上する。 [redacted] 枠囲いの内容は、機密に属しますので公開できません。		(2)　格納容器再循環ユニットの自然対流量を増加させることにより，格納容器再循環ユニットによる除熱量が増加し，自然対流冷却性能が向上する。格納容器再循環ユニット除熱特性の比較を図４に示す。 [redacted] 図４　格納容器再循環ユニット除熱特性の比較 [redacted] 枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。	【大飯】記載方針の相違 【大飯】記載方針の相違

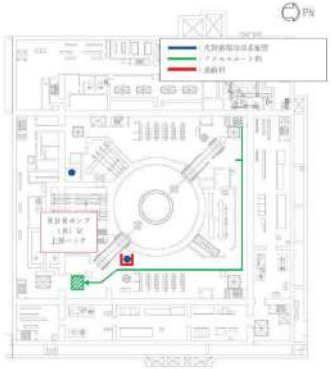
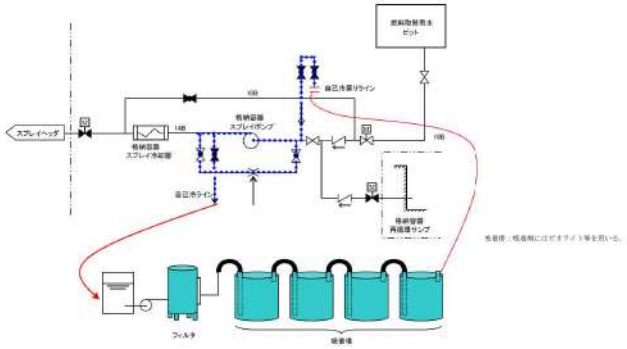
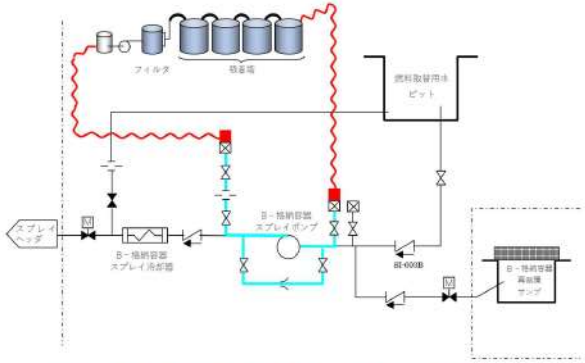
大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
４．作業環境の線量低減対策の対応例について 【比較のため，玄海発電所３／４号炉まとめ資料から抜粋】 作業環境の線量低減対策として、格納容器スプレイ系統における対応例を以下に示す。 余熱除去系統についても同様な対策を実施することにより、作業環境の線量低減を図ることができる。 （１）ポンプのメンテナンス時の作業環境における線量低減の観点から、短期対応としてスプレイラインのフラッシングを実施する。 屋外に設置した仮設水源に貯蔵した水を仮設ポンプを用いて再循環運転に使用したスプレイラインに通水し、格納容器内にフラッシングすることで、作業環境の線量低減を図る。 	３．作業環境の線量低減対策の対応例について (1) 循環冷却時の線量低減の対応について 代替循環冷却系は，残留熱除去系による冷却機能を喪失した場合に使用する系統である。このため，代替循環冷却系は，残留熱除去系が復旧するまでの期間に運転することを想定している。ここでは，代替循環冷却系の運転によって放射線量が上昇した環境下における残留熱除去系の復旧作業の概要を示す。 代替循環冷却系は，サプレッションチェンバからのプール水の吸込み及び原子炉格納容器へのスプレイとして残留熱除去系のＡ系を使用し，原子炉圧力容器への注水は残留熱除去系のＢ系の一部を使用する設計としているが，復旧する残留熱除去系は，代替循環冷却系の運転に伴う線量影響を受ける可能性が低い系統とし，サプレッションチェンバのプール水がRHRポンプ室へ流れない残留熱除去系のＢ系を復旧することを想定する。 代替循環冷却系の運転に使用する残留熱除去系のＡ系（一部はＢ系）の配管については，復旧作業の実施に先立ち，外部水源から洗浄用水を系統内に供給（大容量送水ポンプ（タイプⅠ）又は大容量送水ポンプ（タイプⅡ）による淡水供給）することにより系統全体のフラッシングを行うことが可能な系統構成としている。これにより，配管内の系統水に含まれる放射性物質を，可能な限りサプレッションチェンバに送水することにより，放射線量を低減させることが可能である。 また，残留熱除去系の復旧作業を想定した場合，原子炉建屋地上１階の大物搬出入口ハッチ，原子炉建屋地下１階及び地下２階のRHRポンプ（B）室上部ハッチ並びに原子炉建屋地下３階のRHRポンプ（B）室にアクセスできる必要がある。 第7-4図及び第7-5図に示すとおり，代替循環冷却系の運転により高線量となる配管は，RHRポンプ（B）室からは離れているが，RHRポンプ（B）室上部ハッチ付近に存在する。この場所における放射線量は，評価の結果，線量の高いケースとして代替循環冷却系の運転開始後30日経過した場合には，原子炉格納容器からの漏えいに起因する室内の空間線量率及び線源配管からの直接線により約190mSv/hとなる。このため，RHRポンプ（B）室上部ハッチ近傍には，放射線防護対策として，遮蔽体を用いるとともに，非常用ガス処理系等で原子炉建屋内を換気して線量の低減を図る。 さらに，復旧作業時には，適切な放射線防護対策を行うことにより，線量による影響を低減させた上で復旧作業を行う。	４．　作業環境の線量低減対策の対応例について 作業環境の線量低減対策として，原子炉格納容器スプレイ系における対応例を以下に示す。 余熱除去系についても同様な対策を実施することにより，作業環境の線量低減を図ることができる。 (1)　ポンプのメンテナンス時の作業環境における線量低減の観点から，短期対応としてスプレイラインのフラッシングを実施する。 屋外に設置した仮設水源に貯蔵した水を仮設ポンプを用いて再循環運転に使用したスプレイラインに通水し，原子炉格納容器内にフラッシングすることで，作業環境の線量低減を図る。 格納容器スプレイラインのフラッシング概要図を図５に示す。  ※：汚染範囲に応じて，フランジ部・弁等からのフラッシング箇所を選定する。 図５　格納容器スプレイラインのフラッシング概要図	【大飯】記載方針の相違（玄海，伊方と同様） 【玄海】記載表現の相違 【大飯】記載表現の相違 【大飯】記載方針の相違 【大飯】記載方針の相違

泊発電所３号炉　技術的能力　比較表

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
	 第 7-1 図　機器配置図（原子炉建屋　地上１階）  第 7-2 図　機器配置図（原子炉建屋　地下１階）		【女川】炉型の相違（固有の設計）

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
	 第7-3図　機器配置図（原子炉建屋　地下２階）  第7-4図　機器配置図（原子炉建屋　地下３階）		【女川】炉型の相違（固有の設計）

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
	 ※本配置は放射線防護対策の概要を示したものであるが，実際には現場の放射線環境を踏まえ検討を行い，状況に応じて適切な放射線防護対策を講じる。 原子炉建屋　地下１階 第7-5図　RHRポンプ（B）室上部ハッチへのアクセスに必要な放射線防護対策		【女川】炉型の相違（固有の設計）
（２）ＰＷＲ電力において、ＳＡ時に生じる汚染水を処理するための知見に関する蓄積を実施している。 吸着剤を充てんした吸着塔に適切な通水流量（通水速度）にて汚染水を通水して処理する等、これらの知見を活用した汚染水処理装置の適用をプラントメーカの協力を得ながら対応する。 除染範囲の配管に対し、フラッシングを行い、放射能濃度を減じた後に閉ループ循環除染を実施する。 	(2) 汚染水発生時の対応について 重大事故発生時に放射性物質を含んだ汚染水が発生した場合においても，国内での汚染水処理の知見を活用し，汚染水処理装置の設置等の適用をプラントメーカの協力を得ながら対応する。	(2) PWR 電力において，重大事故発生時に生じる汚染水を処理するための知見に関する蓄積を実施している。 重大事故発生時に放射性物質を含んだ汚染水が発生した場合においても，吸着剤を充てんした吸着塔に適切な通水流量（通水速度）にて汚染水を通水して処理する等，これらの知見を活用し，汚染水処理装置の設置等の適用をプラントメーカの協力を得ながら対応する。 除染範囲の配管に対し，フラッシングを行い，放射能濃度を減じた後に閉ループ循環除染を実施する。 汚染処理装置による閉ループ循環除染概要図を図６に示す。  図６　汚染処理装置による閉ループ循環除染概要図	【女川】記載方針の相違（大飯と同様） 【大飯】記載表現の相違 【大飯】記載方針の相違(女川実績の反映) 【大飯・女川】記載方針の相違 【大飯】記載方針の相違

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
【比較のため，玄海発電所３／４号炉まとめ資料から抜粋】 ５．格納容器スプレイポンプ等の復旧による格納容器スプレイ再循環系統の復旧について 重大事故等発生後の原子炉格納容器の圧力・温度は、重大事故等対処施設である格納容器スプレイ再循環系統が仮に機能喪失した場合、格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却により、長期的に原子炉格納容器の圧力・温度を安定状態に保つことができることを確認している。更に、原子炉格納容器の圧力を早期に低減させるために、既設機器の復旧や可搬設備等を活用すること等のマネジメント対策として、格納容器スプレイ再循環系統の復旧の実現可能性を検討した。 具体的には、重大事故等発生後において、格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却を実施している場合、格納容器スプレイポンプ等の復旧による格納容器スプレイ再循環を最優先とし、早期の格納容器圧力低減に努める。更に、格納容器スプレイポンプ等の復旧が困難な場合は、仮設スプレイ再循環系統の構築を実施する。それらの実現可能性を検討した結果、１ヶ月程度で原子炉格納容器の圧力を通常運転圧力程度まで低下させることが可能である。	４．残留熱除去系の復旧方法について (1) 残留熱除去系の復旧方法及び予備品の確保について 残留熱除去系の機能喪失の原因によっては，大型機器の交換が必要となり復旧に時間がかかる場合も想定されるが，予備品の活用や発電所外からの支援等を考慮すれば，１か月程度で残留熱除去系を復旧することが可能であると考えられる。 残留熱除去系の復旧に当たり，残留熱除去系，原子炉補機冷却水系及び原子炉補機冷却海水系については，予備品を確保することで復旧までの時間が短縮でき，成立性の高い作業で機能回復できる。また，残留熱除去系ポンプ，原子炉補機冷却水ポンプ及び原子炉補機冷却海水ポンプ電動機並びにポンプ部品の予備品を重大事故等により同時に影響を受けない場所に保管する。 （詳細は添付資料 1.0.3「予備品等の確保及び保管場所について」参照。） (2) 残留熱除去系の復旧手順について 炉心損傷又は原子炉格納容器の破損に至る可能性のある事象が発生した場合に，重大事故等対策要員により残留熱除去系を復旧するための手順を整備している。 本手順では，機器の故障箇所，復旧に要する時間，炉心損傷あるいは原子炉格納容器破損に対する時間余裕に応じて「恒久対策」，「応急対策」又は「代替対策」のいずれかを選択する。 具体的には，故障箇所の特定と対策の選択を行い，故障箇所に応じた復旧手順により作業を行う。第８図に手順書の記載例を示す。	5.　格納容器スプレイポンプ等の復旧による格納容器スプレイ再循環系の復旧について 重大事故発生後の原子炉格納容器の圧力及び温度は，重大事故等対処設備である格納容器スプレイ再循環系が仮に機能喪失した場合，格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却により，長期的に原子炉格納容器の圧力及び温度を安定状態に保つことができることを確認している。さらに，原子炉格納容器の圧力を早期に低減させるために，既設機器の復旧や可搬設備等を活用すること等のマネジメント対策として，格納容器スプレイ再循環系の復旧の実現可能性を検討した。 具体的には，重大事故発生後において，格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却を実施している場合，格納容器スプレイポンプ等の復旧による格納容器スプレイ再循環を最優先とし，早期の原子炉格納容器圧力低減に努める。さらに，格納容器スプレイポンプ等の復旧が困難な場合は，仮設スプレイ再循環系の構築を実施する。それらの実現可能性を検討した結果，１ヶ月程度で原子炉格納容器の圧力を通常運転圧力程度まで低下させることが可能である。	【大飯】記載方針の相違（玄海，伊方と同様） 【玄海】記載表現の相違

大飯発電所３／４号炉

【比較のため，玄海発電所３／４号炉まとめ資料から抜粋】

（１）　既設機器の復旧による格納容器スプレイ再循環

格納容器スプレイ再循環機能喪失の原因としては、ポンプの多重故障、補機冷却機能喪失、格納容器再循環サンプ隔離弁多重故障等が考えられ、大型機器の交換が必要となり復旧に長期間を要する場合も想定されるが、重大事故等により同時に影響を受けない場所に保管する取替部品等の活用、発電所外からの人的・物的支援などを考慮すれば、１ヶ月程度で機能復旧は可能であると考えられる。

保管する取替部品としては、格納容器スプレイ系統や余熱除去系統を構成する機器が考えられるが、配管は補修溶接や汎用の配管により復旧可能、弁は増し締めや比較的短納期の部品により復旧可能、熱交換器は比較的短期間で実施可能な施栓により復旧可能である。一方、ポンプ（横置き遠心式）については、回転体部分である主軸損傷やインペラ損傷が多く、取替部品のローター式、メカニカルシール一式の準備には長期間を要することから、重大事故等により同時に影響を受けない場所に保管することとする。

なお、原子炉格納容器による閉じ込め機能が維持されている場合は、現場作業が可能な空間線量であると考えられ、作業員の交替を前提とすれば長期間の現場作業も可能である。格納容器スプレイ再循環機能復旧のイメージを図１に示す。

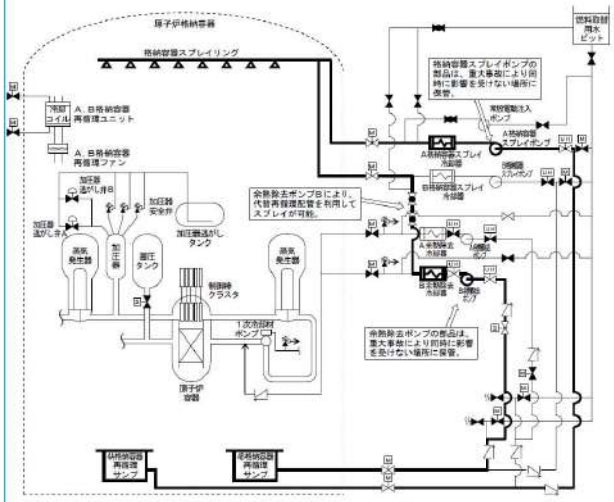


図１　格納容器スプレイ再循環機能復旧

女川原子力発電所２号炉

第８図　残留熱除去系の復旧手順書の記載例（1/7）

枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。

泊発電所３号炉

(1) 既設機器の復旧による格納容器スプレイ再循環

格納容器スプレイ再循環機能喪失の原因としては，ポンプの多重故障，原子炉補機冷却機能喪失，格納容器再循環サンプ隔離弁多重故障等が考えられ，大型機器の交換が必要となり復旧に長期間を要する場合も想定されるが，重大事故等により同時に影響を受けない場所に保管する取替部品等の活用，発電所外からの人的・物的支援等を考慮すれば，１ヶ月程度で機能復旧は可能であると考えられる。

保管する取替部品としては，格納容器スプレイ系や余熱除去系を構成する機器が考えられるが，配管は補修溶接や汎用の配管により復旧可能，弁は増し締めや比較的短納期の部品により復旧可能，熱交換器は比較的短期間で実施可能な施栓により復旧可能である。一方，ポンプ（横置き遠心式）については，回転体部分である主軸損傷やインペラ損傷が多く，取替部品のローター式，メカニカルシール一式の準備には長期間を要することから，重大事故等により同時に影響を受けない場所に保管することとする。

なお，原子炉格納容器による閉じ込め機能が維持されている場合は，現場作業が可能な空間線量であると考えられ，作業員の交代を前提とすれば長期間の現場作業も可能である。格納容器スプレイ再循環機能復旧のイメージを図７に示す。

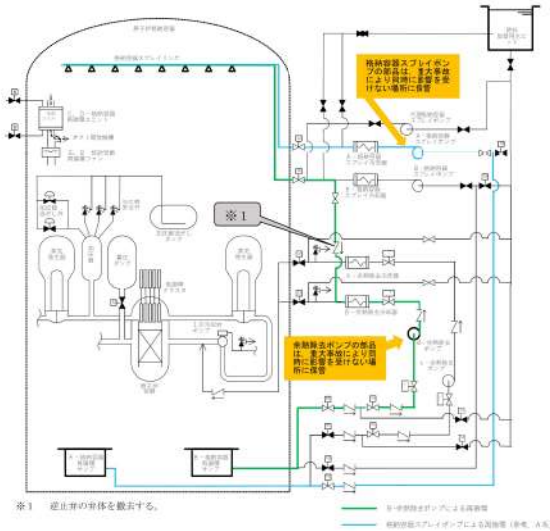


図７　格納容器スプレイ再循環機能復旧のイメージ

相違理由

【大飯】記載方針の相違（玄海，伊方と同様）

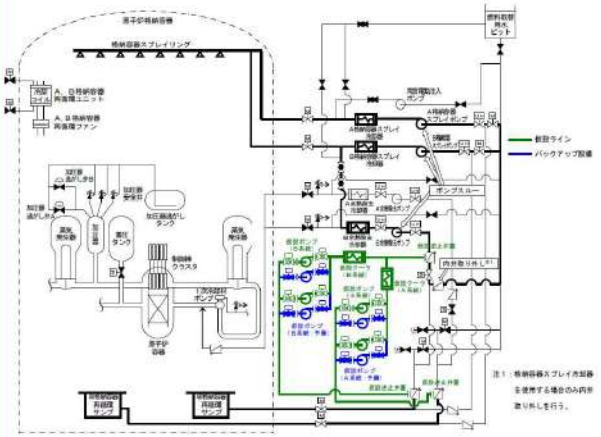
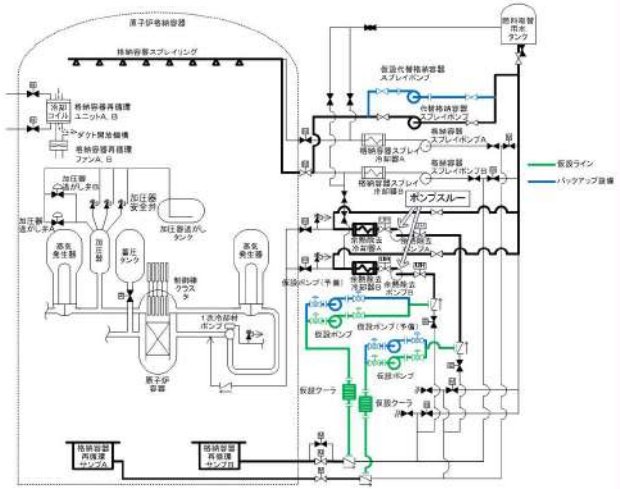
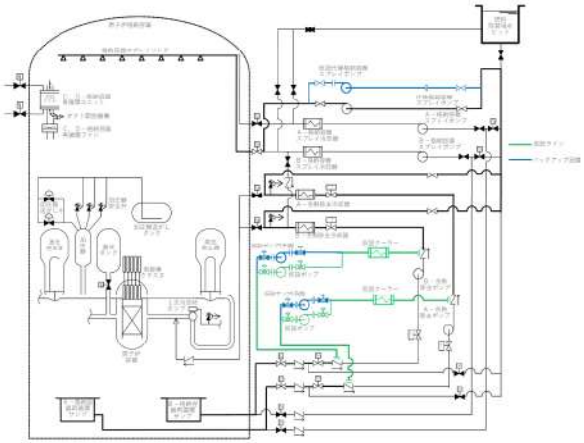
【玄海】記載表現の相違

【玄海】記載表現の相違

【大飯】記載方針の相違（玄海，伊方と同様）

【玄海】記載表現の相違

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
【比較のため，玄海発電所３／４号炉まとめ資料から抜粋】	【比較のため，伊方発電所３号炉まとめ資料から抜粋】		【大飯】記載方針の相違（玄海，伊方と同様）泊欄は玄海と比較し色塗りを実施する。 【伊方】記載表現の相違
（２）　仮設格納容器スプレイ再循環系統の構築 重大事故等発生後において、格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却を実施している場合、格納容器スプレイポンプ又は余熱除去ポンプの部品取替による格納容器スプレイ再循環系統の復旧を実施する。 また、並行して仮設格納容器スプレイ再循環系統を構築するが、構築に当たってはＢ余熱除去冷却器、Ａ格納容器スプレイ冷却器又はＢ格納容器スプレイ冷却器のいずれか、または仮設クーラを使用した系統構成を行う。その場合発電所外からの人的・物的支援などを考慮すれば、１ヶ月程度で仮設格納容器スプレイ再循環系統を構築することが可能であると考えられる。なお、長納期品については事前に準備しておく。	（２）仮設格納容器スプレイ再循環系統の構築 重大事故発生後において、格納容器再循環ユニットを用いた自然対流冷却を実施している場合、格納容器スプレイポンプ又は余熱除去ポンプの部品取替による格納容器スプレイ再循環系統の復旧を実施する。 また、並行して仮設機器による格納容器スプレイ再循環系統を構築する。その場合サイト外からの人的・物的支援などを考慮すれば、余熱除去冷却器を通して代替格納容器スプレイポンプに供給する仮設ラインを設置し、１ヶ月程度で仮設格納容器スプレイ再循環系統を構築することが可能であると考えられる。なお、長納期品については事前に準備しておく。	(2) 仮設格納容器スプレイ再循環系の構築 重大事故等発生後において，格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却を実施している場合，格納容器スプレイポンプ又は余熱除去ポンプの部品取替による格納容器スプレイ再循環系の復旧を実施する。 また，並行して仮設格納容器スプレイ再循環系を構築するが，構築に当たってはＡ－余熱除去冷却器又はＢ－余熱除去冷却器のいずれか，又は仮設クーラを使用した系統構成を行う。その場合発電所外からの人的・物的支援等を考慮すれば，１ヶ月程度で仮設格納容器スプレイ再循環系を構築することが可能であると考えられる。なお，長納期品については事前に準備しておく。	【伊方・玄海】設備の相違（系統の相違） ・Ａ－余熱除去冷却器又はＢ－余熱除去冷却器を通して代替格納容器スプレイポンプに供給する仮設ラインを構築することについては伊方と同様 ・余熱除去冷却器機能喪失を想定した仮設クーラーの配置については玄海と同様
また、仮設系統の構築に当たっては極力既設設備を活用することとするが、信頼性の観点からは恒設系統に劣ることから、仮設格納容器スプレイ再循環系統の構築に当たっては、格納容器再循環サンプから既設配管までのラインの多重化（格納容器再循環サンプも含め）を行う。更に仮設ポンプのバックアップとして仮設ポンプ（予備）を準備し、信頼性を高める。仮設系統のイメージを図２に示す。	また、仮設系統の構築に当たっては極力既設設備を活用することとするが、信頼性の観点からは恒設系統に劣ることから、仮設格納容器スプレイ再循環系統の構築に当たっては、格納容器再循環サンプから代替格納容器スプレイポンプまでのラインの多重化（格納容器再循環サンプも含め）を行うとともに、代替格納容器スプレイポンプのバックアップとして仮設代替格納容器スプレイポンプを準備する。更に仮設ポンプのバックアップとして仮設ポンプ（予備）を準備し、信頼性を高める。仮設系統のイメージを図２に示す。	また，仮設系統の構築に当たっては極力既設設備を活用することとするが，信頼性の観点からは恒設系統に劣ることから，仮設格納容器スプレイ再循環系の構築に当たっては，格納容器再循環サンプから既設配管までのラインの多重化（格納容器再循環サンプも含め）を行うとともに，代替格納容器スプレイポンプのバックアップとして仮設代替格納容器スプレイポンプを準備する。さらに仮設ポンプのバックアップとして仮設ポンプ（予備）を準備し，信頼性を高める。仮設格納容器スプレイ再循環系のイメージを図８示す。	【伊方・玄海】記載表現の相違 【玄海】設備の相違（系統の相違）（伊方と同様） 【伊方】記載表現の相違 【玄海】記載表現の相違

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
 ※一点鎖線は原子炉格納容器を示す。 図２　仮設格納容器スプレイ再循環系統	 図２　仮設格納容器スプレイ再循環系統	 図８　仮設格納容器スプレイ再循環系のイメージ	【大飯】記載方針の相違（玄海，伊方と同様） 【伊方・玄海】設備の相違（系統の相違） ・Ａ－余熱除去冷却器又はＢ－余熱除去冷却器を通して代替格納容器スプレイポンプに供給する仮設ラインを構築することについては伊方と同様 ・余熱除去冷却器機能喪失を想定した仮設クーラーの配置については玄海と同様 ・代替格納容器スプレイポンプのバックアップとして仮設代替格納容器スプレイポンプを準備していることは伊方と同様 【伊方・玄海】図タイトルの相違

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
	第８図　残留熱除去系の復旧手順書の記載例（2/7） 枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。		

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
	第８図　残留熱除去系の復旧手順書の記載例（3/7） 枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。		

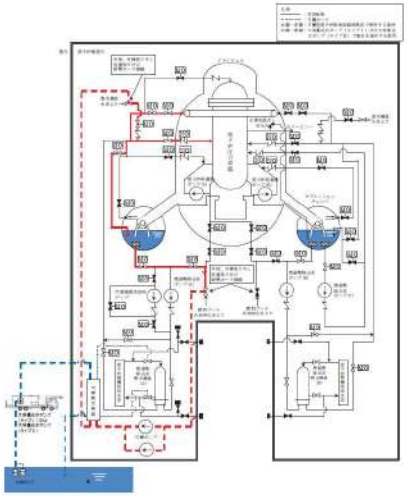
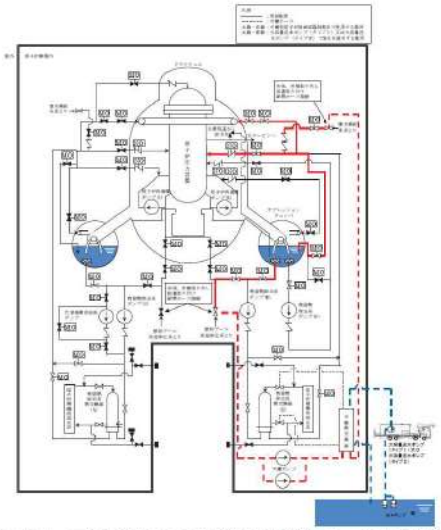
大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
	第８図　残留熱除去系の復旧手順書の記載例（4/7） 枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。		

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
	第８図　残留熱除去系の復旧手順書の記載例（5/7） 枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。		

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
	第８図　残留熱除去系の復旧手順書の記載例（6/7） 枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。		

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
	第８図　残留熱除去系の復旧手順書の記載例（7/7） 枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。		

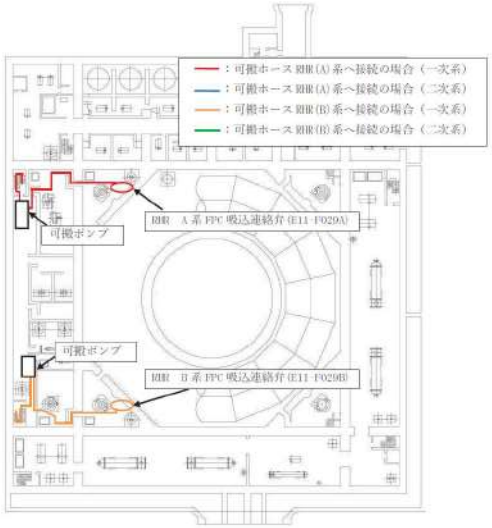
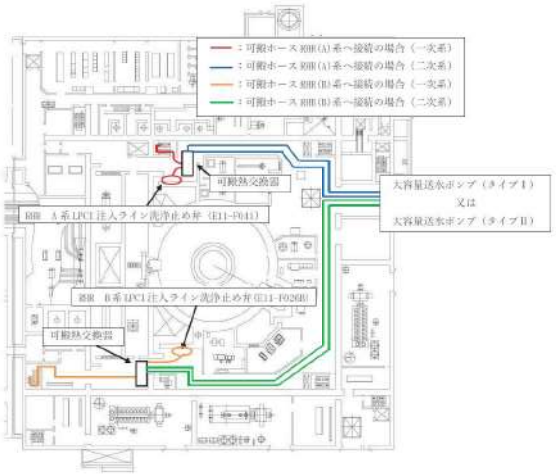
大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
	５．可搬型原子炉格納容器除熱系による原子炉格納容器除熱等の長期安定冷却手段について 残留熱除去系の機能が長期間回復できない場合，可搬ポンプ及び可搬熱交換器を用いた除熱手段である「5.1 可搬型原子炉格納容器除熱系による原子炉格納容器除熱について」を構築する。既設設備である残留熱除去系の使用を優先するが，復旧が困難な場合は可搬型原子炉格納容器除熱系による原子炉格納容器除熱を実施する。 また，これに加え，原子炉格納容器を直接除熱することはできないが，原子炉圧力容器を除熱することにより間接的に原子炉格納容器を除熱する「5.2 原子炉補機代替冷却水系を用いた原子炉冷却材浄化系による原子炉除熱について」を構築する。 なお，これらに加え，原子炉格納容器内の気相部を冷却する既設設備であるドライウェル冷却系による原子炉格納容器を除熱する「5.3 原子炉補機代替冷却水系を用いたドライウェル冷却系による原子炉格納容器除熱について」を構築する。 5.1 可搬型原子炉格納容器除熱系による原子炉格納容器除熱について (1) 可搬型原子炉格納容器除熱系の概要について 重大事故等発生後，原子炉格納容器ベントによる原子炉格納容器除熱を実施している場合，残留熱除去系を補修し，サプレッションプール水冷却モードを復旧する。また，残留熱除去系の復旧が困難な場合には，可搬設備等により構成される可搬型原子炉格納容器除熱系による原子炉格納容器除熱を構築する。第９図に可搬型原子炉格納容器除熱系の概要図を示す。可搬型原子炉格納容器除熱系は，残留熱除去系配管から可搬ホース，可搬ポンプを用いて可搬熱交換器にサプレッションチェンバのプール水を送水・除熱し残留熱除去系の原子炉注水ラインで原子炉圧力容器に注水する系統構成である。可搬設備を運搬・設置する等の作業があるが，長納期品（可搬ポンプ，可搬熱交換器及び可搬ホース）を事前に準備しておくことにより，１か月程度で系統を構築することが可能であると考えられる。 可搬型原子炉格納容器除熱系は，残留熱除去系のＡ系又はＢ系へ接続可能な設計とする。可搬ポンプの吸込箇所は，残留熱除去系ポンプの吸込配管にあるRHR Ａ系FPC吸込連絡弁又はRHR Ｂ系FPC 吸込連絡弁とし，可搬ホースで接続する構成とする。可搬ポンプの吐出については，可搬ホースを用いて原子炉建屋原子炉棟内に設置する可搬熱交換器と接続する構成とし，可搬熱交換器の出口側については残留熱除去系の原子炉注水配管にあるRHR Ａ系LPCI 注入ライン洗浄止め弁又はRHR Ｂ系LPCI 注入ライン洗浄止め弁と可搬ホースで接続する構成とする。これらの構成で，可搬ポンプによりサプレッションチェンバのプール水を可搬熱交換器に送水し，そこで除熱した水を原子炉圧力容器に注水する系統を構築する。なお，可搬熱交換器の二次系については，大容量送水ポンプ（タイプⅠ）又は大容量送水ポンプ（タイプⅡ）により海水を通水可能な構成とする。		

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
	 第 9-1 図　可搬型原子炉格納容器除熱系　系統概要図 （残留熱除去系Ａ系へ接続の場合）  第9-2図　可搬型原子炉格納容器除熱系　系統概要図 （残留熱除去系Ｂ系へ接続の場合）		【女川】炉型の相違（固有の設計）

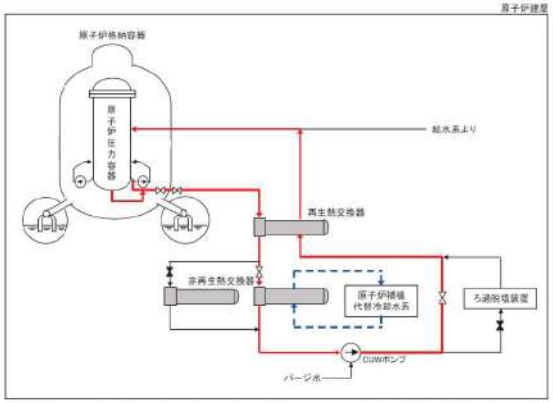
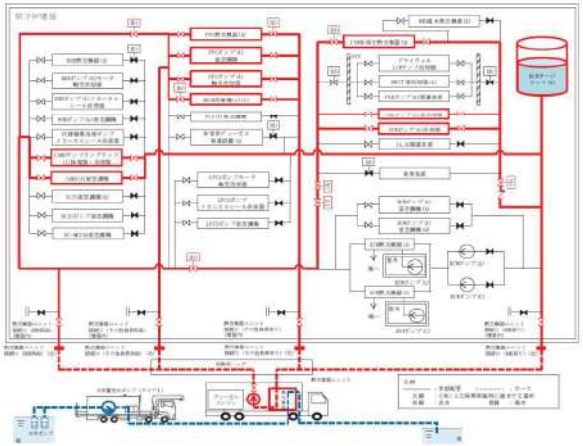
大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
	(2) 作業に伴う被ばく線量について 炉心損傷により発生する汚染水はサプレッションチェンバ内にあるが，可搬ホースを接続する RHR A 系 FPC 吸込連絡弁又は RHR B 系 FPC 吸込連絡弁は，RHR ポンプ (A) 停止時冷却吸込弁又は RHR ポンプ (B) 停止時冷却吸込弁により隔離されているため汚染水に接することはない。 また，可搬ホースを接続する RHR A 系 LPCI 注入ライン洗浄止め弁又は RHR B 系 LPCI 注入ライン洗浄止め弁は復水貯蔵タンクを水源とする復水補給水系の水で満たされているため直接汚染水に接することはない。 可搬型原子炉格納容器除熱系は，原子炉格納容器内温度低減対策として残留熱除去系熱交換器が使用できない場合の除熱手段として，原子炉格納容器ベントによる原子炉格納容器除熱実施後に構成する系統であり，原子炉格納容器フィルタベント系配管付近で作業を実施する RHR B 系接続による系統構成が作業に伴う被ばくの影響が大きいことから，被ばく評価を実施する。 第 10 図に示される RHR ポンプ(B)室内における RHR B 系 FPC 吸込連絡弁付近の雰囲気線量は，原子炉格納容器からの漏えいに起因する室内の空間線量率及び線源配管からの直接線による線量率により約 17mSv/h となる。 第 10 図に示される原子炉建屋地下 3 階通路における可搬ポンプ設置付近の雰囲気線量は，原子炉格納容器からの漏えいに起因する室内の空間線量率により約 9.4mSv/h となる。 第 11 図に示される原子炉建屋地上 1 階通路の RHR B 系 LPCI 注入ライン洗浄止め弁及び可搬熱交換器配備箇所付近の雰囲気線量は，原子炉格納容器からの漏えいに起因する空間線量率及び原子炉格納容器フィルタベント系配管からの直接線による線量率により約 22mSv/h となる。 第 11 図に示される原子炉建屋大物搬入口における雰囲気線量は，原子炉格納容器からの漏えいに起因する空間線量率及び原子炉格納容器フィルタベント系フィルタ装置に起因する室内の空間線量率により約 13mSv/h となる。		

泊発電所３号炉　技術的能力　比較表

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
	 第 10 図　原子炉建屋　地下３階　機器配置図  第 11 図　原子炉建屋　地上１階　機器配置図		【女川】炉型の相違（固有の設計）

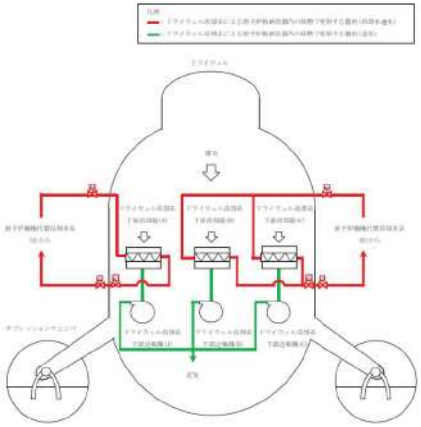
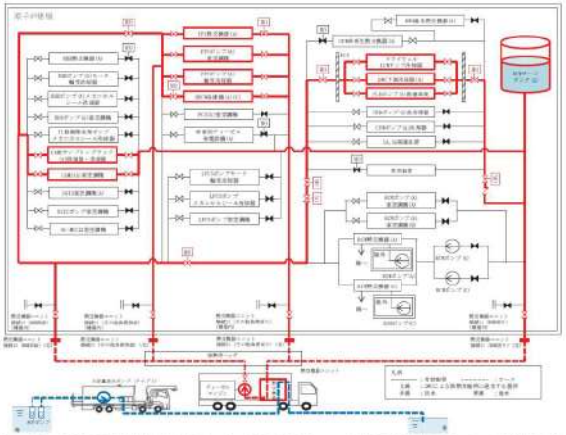
大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
	(3) フランジ部からの漏えい発生時の対応について 系統のフランジ部からの漏えい発生等の異常を検知した場合は，直ちに可搬ポンプを停止し，復水移送ポンプからの非汚染水によりフラッシングを実施する。フラッシングにより現場へのアクセスが可能になった後，増し締め等の補修作業を実施する。 5.2 原子炉補機代替冷却水系を用いた原子炉冷却材浄化系による原子炉除熱について (1) 原子炉補機代替冷却水系を用いた原子炉冷却材浄化系による原子炉除熱の概要について 原子炉冷却材浄化系は通常運転中に原子炉冷却材の浄化を行う系統であり，重大事故等時に原子炉水位の低下（レベル 2）により隔離状態になる。 また，通常は原子炉補機冷却水系を冷却水として用いているが，本除熱手段では原子炉補機代替冷却水系を用いることで冷却水を確保する。 可搬ホース等は原子炉冷却材浄化系では使用する必要がなく，手動弁及び電動弁による系統構成のみで運転可能である。第 12 図及び第 13 図に原子炉補機代替冷却水系を用いた原子炉冷却材浄化系による原子炉除熱の系統概要図を示す。 原子炉冷却材浄化系は原子炉圧力容器が水源であり，原子炉冷却材浄化系ポンプの吸込圧力を確保するため原子炉水位が吸込配管である原子炉再循環系配管高さ以上（事故時は原子炉水位低（レベル 3）から原子炉水位高（レベル 8）の間で安定していることを目安としている。）に確保されていることが必要である。そのため，大 LOCA 事象のように原子炉水位を十分に確保できない場合は運転することができない。 さらに，原子炉冷却材浄化系ポンプは電動機とポンプが一体型のキャンドモータポンプであるため，通常運転中は制御棒駆動水圧系からの清浄なパージ水を供給しており，この原子炉除熱運転時も同様に制御棒駆動水系からのパージ水が必要となる。制御棒駆動水圧系からのパージ水供給が不可能な場合は，復水補給水系等による代替パージ水を供給する手段を整えることにより原子炉冷却材浄化系による原子炉除熱を実施することができる。		

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
	 第 12 図　原子炉補機代替冷却水系を用いた原子炉冷却材浄化系による原子炉除熱系統概要図  第 13 図　原子炉補機代替冷却水系（原子炉冷却材浄化系除熱ライン）系統概要図		【女川】炉型の相違（固有の設計）

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
	5.3 原子炉補機代替冷却水系を用いたドライウェル冷却系による原子炉格納容器除熱について (1)　原子炉補機代替冷却水系を用いたドライウェル冷却系による原子炉格納容器除熱の概要について ドライウェル冷却系はドライウェル内に設置された各機器類の正常な運転のために，ドライウェル内雰囲気を適切な温度状態に保持する系統であるが，送風機が運転できない場合でも，冷却コイルに冷却水を通水することにより，原子炉格納容器除熱に期待できる。第14図及び第15図に原子炉補機代替冷却水系を用いたドライウェル冷却系による原子炉格納容器除熱の系統概要図を示す。 ドライウェル冷却系は，ドライウェル内の上部に3台，下部に3台設置された冷却器及び送風機により冷却した雰囲気ガスを，ダクトを経てドライウェル内各部へ給気する。通常時の各冷却器の冷却水について，上部冷却器は換気空調補機常用冷却水系を，下部冷却器は原子炉補機冷却水系を用いているが，本除熱手段では，原子炉補機代替冷却水系を用いることで原子炉格納容器の除熱を行う下部冷却器の冷却水を確保する。		

泊発電所３号炉　技術的能力　比較表

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
	 第14図　原子炉補機代替冷却水系を用いたドライウェル冷却系による原子炉格納容器除熱　系統概要図  第15図　原子炉補機代替冷却水系（ドライウェル冷却系除熱ライン）系統概要図		【女川】炉型の相違（固有の設計）

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
5．重大事故等発生時の中長期的な対応について （１）協力に関する覚書の主な内容 （協力の要請） プラントメーカに対して事態収拾活動への協力を要請する。 （協力活動の内容） 当社がプラントメーカに協力を要請する主な活動項目は次の事項であり、プラントメーカは当社と協力し事態収拾活動を実施する。 ａ．設計根拠や機器の詳細な情報提供に関する事項 ｂ．事故収束手段、復旧対策の提供に関する事項 （協力活動体制の構築） プラントメーカは当社から要請を受けた場合、事態収拾活動を円滑に実施するため、平時から必要な協力活動体制を構築する。 （連絡体制の構築） プラントメーカは当社から要請を受けるため、平時から連絡体制を構築する。 （２）重大事故等発生時の放射線量低減等の中長期的な対応については、本店対策本部が中心となって社内外の関係各所と連携し検討する体制としている。 （３）中長期的な対応に当たっては、原子力緊急事態支援組織の支援を受け、当該組織が保有する遠隔操作ロボットを用いて高放射線量下における原子炉施設の損傷状況及び汚染状況等の把握を行い、事故収束手段、復旧対策等の検討を行う。また、発電所の支援に必要な交替要員の招集、要員輸送及び資機材等物資の搬送については、発災発電所からの被害を受けない場所に都度設置される原子力事業所災害対策支援拠点を活用する。また、他の原子力事業者から協定に基づく支援を受けることとしている。 以上	6．外部からの支援について 重大事故等時における外部からの支援については，プラントメーカ（東芝エネルギーシステムズ株式会社，日立 GE ニュークリア・エナジー株式会社），協力会社等から重大事故等時に現場操作対応等を実施する要員の派遣や事故収束に向けた対策立案等の技術支援や設備の補修に必要な予備品等の供給及び要員の派遣等について，協議及び合意の上，「女川原子力発電所及び東通原子力発電所における災害発生時の技術支援に関する協定」を締結し，重大事故等時に必要な支援が受けられる体制を整備している。 協定では平時から連絡体制を構築し，緊急時における原子力発電所安全確保のため緊急時対応を支援すること等が記載されている。 外部からの支援に関する詳細な説明は，添付資料1.0.4「外部からの支援について」にて示す。	6.　外部からの支援について 重大事故等時における外部からの支援については，プラントメーカ（三菱重工業株式会社及び三菱電機株式会社），協力会社等から重大事故等時に現場操作対応等を実施する要員の派遣や事故収束に向けた対策立案等の技術支援や設備の補修に必要な予備品等の供給及び要員の派遣等について，協議及び合意の上，「泊発電所における原子力防災体制発令時の事態収拾活動への協力に関する協定書」を締結し，重大事故等時に必要な支援が受けられる体制を整備している。 協定では平時から連絡体制を構築し，泊発電所の事態収拾活動の支援を行うこと等が記載されている。 外部からの支援に関する詳細な説明は，添付資料1.0.4「外部からの支援について」に示す。	【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映） 【女川】 ・プラントメーカの相違 ・協定書名称の相違 【女川】記載表現の相違 ・協定書の記載表現の違いであり，実質的な相違はない 【大飯】記載箇所の相違 ・比較表 P1.0.15-2 で比較 【大飯】記載箇所の相違（女川実績の反映） ・泊は添付資料1.0.4に整理している（女川と同様）

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

泊発電所３号炉　技術的能力　比較表

大飯発電所３／４号炉

添付資料 1.0.16

大飯3,4号炉重大事故等の発生時における停止号炉の影響について

女川原子力発電所２号炉

添付資料 1.0.16

重大事故等時における停止号炉の影響について

＜ 目 次 ＞

1．1号及び3号炉周辺の屋外設備の損傷による影響.....1.0.16-1
(1) 地震等の自然現象での構造物の損壊による影響....1.0.16-1
(2) 可燃物施設の損壊による影響.....1.0.16-1
(3) 屋外タンクの損壊に伴う溢水による影響.....1.0.16-2
(4) 薬品関係設備の損壊に伴う影響.....1.0.16-2
2．同時被災時に必要な要員及び資源の十分性.....1.0.16-2
(1) 想定する重大事故等.....1.0.16-2
(2) 必要となる対応操作，必要な要員及び資源の整理..1.0.16-2
(3) 評価結果.....1.0.16-3
(4) 2号炉の重大事故等時対応への影響について..... 1.0.16-5
3．他号炉における高線量場発生による
2号炉対応への影響.....1.0.16-5
(1) 想定する高線量場発生.....1.0.16-5
(2) 2号炉対応への影響.....1.0.16-5
4．まとめ.....1.0.16-7

第1表 想定する各号炉の状態.....1.0.16-8
第2表 同時被災時の1号及び3号炉の対応操作，
2号炉の使用済燃料プールの対応操作，
必要な要員及び資源.....1.0.16-9
第3表 各号炉の必要な水量.....1.0.16-10
第4表 1号及び3号炉の注水及び
給電に用いる設備の台数.....1.0.16-11

第1図 女川原子力発電所におけるアクセスルート.....1.0.16-12
第2図 1号及び3号炉における各作業と所要時間.....1.0.16-13
第3図 線量率の概略分布と要員のアクセスルート.....1.0.16-14
第4図 線量率の概略分布と原子炉補機代替冷却水系ホース
敷設ルート.....1.0.16-15

【参考】使用済燃料プール水瞬時全喪失時の
使用済燃料の冷却性について.....1.0.16-16

泊発電所３号炉

添付資料 1.0.16

重大事故等時における停止号炉の影響について

＜ 目 次 ＞

1.　1号及び2号炉周辺の屋外設備の損傷による影響.....1.0.16-1
(1) 地震等の自然現象での構造物の損壊による影響....1.0.16-1
(2) 可燃物施設の損壊による影響.....1.0.16-2
(3) 屋外タンクの損壊に伴う溢水による影響.....1.0.16-2
(4) 薬品関係設備の損壊に伴う影響.....1.0.16-2
2.　同時被災時に必要な要員及び資源の十分性.....1.0.16-2
(1) 想定する重大事故等.....1.0.16-2
(2) 必要となる対応操作，必要な要員及び資源の整理..1.0.16-3
(3) 評価結果.....1.0.16-3
(4) 3号炉の重大事故等時対応への影響について.....1.0.16-5
3.　他号炉における高線量場発生による
3号炉対応への影響.....1.0.16-5
(1) 想定する高線量場発生.....1.0.16-5
(2) 3号炉対応への影響.....1.0.16-6
4.　まとめ.....1.0.16-7

表1　想定する各号炉の状態.....1.0.16-8
表2　同時被災時の1号及び2号炉の対応操作，
3号炉の使用済燃料ピットの対応操作，
必要な要員及び資源.....1.0.16-9

表3　1号及び2号炉の注水及び給電に用いる
設備の台数.....1.0.16-10
表4　作業員の対応手順と所要時間（屋外作業）..1.0.16-11
図1　泊発電所におけるアクセスルート.....1.0.16-12
図2　1号及び2号炉における各作業と所要時間..1.0.16-13
図3　緊急時対策所への参集ルート等を
踏まえた評価点.....1.0.16-14
図4（1/3）燃料取替用水ピットへの補給（海水）の
作業動線と評価点.....1.0.16-15
図4（2/3）使用済燃料ピットへの注水確保（海水）の
作業動線と評価点.....1.0.16-16
図4（3/3）原子炉補機冷却水系統への通水確保（海水）の
作業動線と評価点.....1.0.16-17
資料1　泊1号及び2号炉 使用済燃料ピット発災時の
燃料健全性の評価結果について.....1.0.16-18
資料2　泊1号及び2号炉 使用済燃料ピット発災時の
線量影響の評価結果について.....1.0.16-23

相違理由

目次では相違箇所の着色及び相違理由の記載をせず，比較表1.0.16-2頁以降の具体的な内容にて記載する。

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
			重大事故等時における停止号炉の影響については，同時被災時におけるアクセスルートへの影響等，炉型に拠らず共通的な事項であることから，最新審査実績である女川と主に比較する。
3,4 号炉の重大事故等の発生時において、停止号炉（1,2 号炉）での事故の発生あるいは設備の損傷等を想定した場合に、3,4 号炉の重大事故等対策へ与える影響について評価を行う。 1．評価対象の選定 考えられる影響としては、1,2 号炉付近には 3,4 号炉の重大事故等の発生時に使用する可搬設備や緊急時対策所があることから、1,2 号炉の設備の損傷または燃料による周辺放射線量の上昇による 3,4 号炉の重大事故等対策に必要な設備及び作業性への影響が考えられる。	女川原子力発電所２号炉運転中に重大事故等が発生した場合，他号炉及び２号炉の使用済燃料プールについても重大事故等が発生すると想定し，それらの対応を含めた同時被災時に必要な要員，資源について整理する。 女川原子力発電所１号及び３号炉は停止状態にあり，各号炉で保有する燃料からの崩壊熱の継続的な除去が必要となる。 そのため，他号炉を含めた同時被災が発生すると，他号炉への対応が必要となり，２号炉への対応に必要な要員及び資源の十分性に影響を与えるおそれがある。また，必要な要員及び資源が十分であっても，同時被災による他号炉の状態により２号炉への対応が阻害されるおそれもある。 また，１号及び３号炉周辺施設が，地震等の自然現象等により設備が損傷し２号炉の重大事故等対策へ与える影響を考慮する必要がある。 以上を踏まえ，他号炉を含めた同時被災時における，１号及び３号炉周辺の屋外設備の損傷による影響，必要な要員及び資源の十分性を確認するとともに，他号炉における高線量場の発生を前提として２号炉の対応の成立性を確認する。 また，２号炉の使用済燃料プールを含めた事故対応においても当該号炉の要員及び資源が十分であることを併せて確認する。	泊発電所３号炉運転中に重大事故等が発生した場合，他号炉及び３号炉の使用済燃料ピットについても重大事故等が発生すると想定し，それらの対応を含めた同時被災時に必要な要員，資源について整理する。 泊発電所１号及び２号炉は停止状態にあり，各号炉で保有する燃料からの崩壊熱の継続的な除去が必要となる。 そのため，他号炉を含めた同時被災が発生すると，他号炉への対応が必要となり，３号炉への対応に必要な要員及び資源の十分性に影響を与えるおそれがある。また，必要な要員及び資源が十分であっても，同時被災による他号炉の状態により３号炉への対応が阻害されるおそれもある。 また，１号及び２号炉周辺施設が，地震等の自然現象等により設備が損傷し３号炉の重大事故等対策へ与える影響を考慮する必要がある。 以上を踏まえ，他号炉を含めた同時被災時における，１号及び２号炉周辺の屋外設備の損傷による影響，必要な要員及び資源の十分性を確認するとともに，他号炉における高線量場の発生を前提として３号炉の対応の成立性を確認する。 また，３号炉の使用済燃料ピットを含めた事故対応においても当該号炉の要員及び資源が十分であることを併せて確認する。	【大飯】記載方針の相違(女川実績の反映) ・同時被災時において，停止号炉における設備の損傷及び高線量場の発生を考慮し，申請号炉の重大事故等対策へ与える影響について記載していることは，大飯と同様である。 【女川】記載表現の相違（以下，相違理由を省略） ・プラント名称の相違 ・設備名称の相違 ・停止号炉の相違
（１）1,2 号炉の設備の損傷による影響 3,4 号炉の重大事故等対策の設備及び作業性については、アクセスルートの検討において屋外の淡水タンク等の破損による溢水、変圧器等による火災発生、500kV 送電鉄塔の倒壊等による影響がないことを確認している。 緊急時対策所（制御建屋 EL.17.3m）については、1,2 号炉の建屋内に設置していることから 1,2 号炉の内部溢水、内部火災及び屋内設備の損傷等の影響が考えられるが、内部溢水については制御建屋の上層階に溢水源となるタンクがないこと、内部火災については火災防護計画など手順を整備しており、消火器による初期消火活動やガス消火設備を用いて適切に消火できることから、緊急時対策所での活動及び作業性に影響はない。なお、設備の倒壊等により通行が困難な場合でも、複数のアクセスルートから通行可能なルートを選択して移動できる。	１．１号及び３号炉周辺の屋外設備の損傷による影響 １号及び３号炉周辺には，第１図に示すとおり２号炉の重大事故等発生時の対応を行うためのアクセスルートを設定している。 当該アクセスルートへの影響については，添付資料 1.0.2「可搬型重大事故等対処設備保管場所及びアクセスルートについて」において以下を考慮している。 ・地震等の自然現象での構造物の損壊による影響 ・可燃物施設の損壊による影響 ・屋外タンクの損壊に伴う溢水による影響 ・薬品関係設備の損壊による影響 (1) 地震等の自然現象での構造物の損壊による影響 １号及び３号炉周辺の屋外設備がアクセスルートに影響しないよう以下のいずれかの対応を実施しており，２号炉の重大事故等対応に影響はない。	1.　１号及び２号炉周辺の屋外設備の損傷による影響 １号及び２号炉周辺には，図１に示すとおり３号炉の重大事故等発生時の対応を行うためのアクセスルートを設定している。 当該アクセスルートへの影響については，添付資料 1.0.2「可搬型重大事故等対処設備保管場所及びアクセスルートについて」において以下を考慮している。 ・地震等の自然現象での構造物の損壊による影響 ・可燃物施設の損壊による影響 ・屋外タンクの損壊に伴う溢水による影響 ・薬品関係設備の損壊による影響 (1) 地震等の自然現象での構造物の損壊による影響 １号及び２号炉周辺の屋外設備がアクセスルートに影響しないよう以下のいずれかの対応を実施しており，３号炉の重大事故等対応に影響はない。	【大飯】記載方針の相違 ・泊は，停止号炉周辺の屋外設備の損傷によるアクセスルートへの影響について記載している。(女川実績の反映) ・大飯は，2017 年当時の補正申請時は，1,2 号炉の建屋内に緊急時対策所を設置している

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
	・損壊を想定しても必要な幅員を確保できる ・損壊を想定しても迂回することにより対応可能 ・基準地震動により倒壊しない設計とする ・損壊した場合，重機（ブルドーザ及びバックホウ）にてがれきを撤去し，アクセスルートを確保する	・損壊を想定しても必要な幅員を確保できる ・損壊を想定しても迂回することにより対応可能 ・基準地震動により倒壊しない設計とする ・損壊した場合，重機（ホイールローダ及びバックホウ）にてがれきを撤去し，アクセスルートを確保する	ことから，停止号炉の内部溢水等による緊急時対策所での活動及び作業性への影響について記載している。 【女川】設備の相違 ・泊は，段差緩和対策やアクセスルート拡幅等の事前対策により，アクセスルート復旧作業が想定されないが，万一の土砂の発生に備え，ホイールローダを配備する。（島根と同様）
	(2) 可燃物施設の損壊による影響 ２号炉施設に対しては，外部火災影響評価において，火災源として発電所敷地内の全ての屋外地上部に設置された危険物貯蔵施設（消防法で定められた指定数量以上を貯蔵していると想定した場合）を考慮し影響がない設計とする。 また，１号及び３号炉周辺では変圧器や１号炉軽油貯蔵タンクの火災の影響を想定しているが，アクセスルートと離隔距離を有しており，直接的な影響はない。	(2) 可燃物施設の損壊による影響 ３号炉施設に対しては，外部火災影響評価において，火災源として発電所敷地内のすべての屋外地上部に設置された危険物貯蔵施設（消防法で定められた指定数量以上を貯蔵していると想定した場合）を考慮し影響がない設計とする。 また，１号及び２号炉周辺では変圧器や１号及び２号炉補助ボイラー燃料タンクの火災の影響を想定しているが，アクセスルートと離隔距離を有しており，直接的な影響はない。	【女川】記載表現の相違 ・泊は，「すべて」で統一（以降，相違理由を省略） 【女川】可燃物施設の名称の相違
	(3) 屋外タンクの損壊に伴う溢水による影響 １号，２号及び３号炉周辺いずれも，タンクからの溢水影響を評価しており，周辺の空地が平坦かつ広大であり，周辺の道路上及び排水設備を自然流下し，拡散することからアクセスルートへの影響はない。	(3) 屋外タンクの損壊に伴う溢水による影響 １号，２号及び３号炉周辺いずれも，タンクからの溢水影響を評価しており，周辺の空地が平坦かつ広大であり，周辺の道路上及び排水設備を自然流下し，拡散することからアクセスルートへの影響はない。	
	(4) 薬品関係設備の損壊に伴う影響 １号及び３号炉周辺の薬品関係設備周辺には堰を設置していることから，薬品が漏えいしても影響はない。 また，堰が損壊した場合においても周辺には土，砂利又は排水溝が敷かれており，薬品は土中への浸透又は排水溝に流入し排水されることから，薬品流出によるアクセスルートへの影響はない。	(4) 薬品関係設備の損壊に伴う影響 １号及び２号炉周辺の薬品関係設備周辺には堰及び排水溝を設置しており，薬品全量を排水溝を通じて中和槽へ移送可能であることから薬品が漏えいしても影響はない。 また，堰が損壊した場合においても周辺には土，砂利又は排水溝が敷かれており，薬品は土中への浸透又は排水溝に流入し排水されることから，薬品流出によるアクセスルートへの影響はない。	【女川】記載表現の相違 【女川】設備の相違 ・泊の薬品関係設備は，建屋内に設置されており，防液提内へ流下した後，排水溝を通じて地下埋設の中和槽へ排水され

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
	また，液体窒素貯槽が漏えいした場合でも外気中に拡散するため，アクセス性への影響はない。		る構造となっている。 【女川】記載方針の相違 ・屋外のアクセスルートへの影響評価において抽出している薬品関係設備の相違
	２．同時被災時に必要な要員及び資源の十分性 （1）想定する重大事故等 東京電力株式会社福島第一原子力発電所の事故及び共通要因による複数炉の重大事故等の発生の可能性を考慮し，女川原子力発電所１号，２号及び３号炉について，全交流動力電源喪失及び使用済燃料プールでのスロッシングの発生を想定する。	2.　同時被災時に必要な要員及び資源の十分性 （1）想定する重大事故等 東京電力株式会社福島第一原子力発電所の事故及び共通要因による複数炉の重大事故等の発生の可能性を考慮し，泊発電所３号炉について，全交流動力電源喪失並びに使用済燃料ピットでの冷却機能喪失及び注水機能喪失の発生を想定する。 また，泊発電所１号及び２号炉については，全交流動力電源喪失，使用済燃料ピットでのサイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な喪失が発生し，使用済燃料ピットの水位が低下する事故を想定する。	【大飯】記載方針の相違 ・泊は，同時被災時に必要な要員及び資源の十分性について，2.に記載した。（女川実績の反映） 【女川】記載表現の相違 【女川】想定する重大事故等の相違(相違理由1) ・女川は，複数炉の同時被災時に必要な要員及び資源の十分性を評価する上で保守的となるスロッシングの発生を想定している。 ・泊３号炉は，有効性評価「全交流動力電源喪失」及び「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」と同様，全交流動力電源喪失による使用済燃料ピットでの冷却機能喪失及び注水機能喪失について想定している。 ・泊１号及び２号炉も女川と同様に，複数炉の同時被災時に必要な要員及び資源の十分性を

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
			評価する上で保守的となり，かつスロッシングよりも事象発生初期に使用済燃料ピット水位が低下する事象である使用済燃料ピットでのサイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な喪失が発生し，使用済燃料ピットの水位が低下する事故を想定している。
	なお，１号及び３号炉の使用済燃料プールにおいて，全保有水喪失を想定した場合は自然対流による空気冷却での使用済燃料の冷却維持が可能と考えられるため，必要な要員及び資源を検討する本事象では，使用済燃料プールへの注水実施が必要となるスロッシングの発生を想定した。 また，不測の事態を想定し，１号及び３号炉のうち，いずれか１つの号炉において，事象発生直後に内部火災が発生していることを想定する。なお，水源評価に際しては，１号及び３号炉における消火活動による水の消費を考慮する。 ２号炉について，有効性評価の各シナリオのうち，必要な要員及び資源（水源，燃料及び電源）ごとに最も厳しいシナリオを想定する。 第１表に想定する各号炉の状態を示す。上記に対して，７日間の対応に必要な要員及び必要な資源並びに２号炉の対応への影響を確認する。 (2) 必要となる対応操作，必要な要員及び資源の整理 「(1) 想定する重大事故等」にて必要となる対応操作，必要な要員，７日間の対応に必要となる資源について，第２表及び第２図のとおり整理する。 (3) 評価結果 １号及び３号炉にて「(1) 想定する重大事故等」が発生した場合の必要な要員及び必要な資源についての評価結果を以下に示す。 a.必要な要員の評価 重大事故等時に必要な１号及び３号炉の対応操作，並びに２号炉の使用済燃料プールの対応操作については，各号炉の中央制御室に常駐している運転員，初期消火要員，重大事故等対応要員，	なお，１号及び２号炉の使用済燃料ピットにおいて，全保有水喪失を想定した場合，燃料被覆管のクリープラプチャ発生時間が約30日であり，相当な期間，燃料健全性が確保されることを確認したことから，使用済燃料ピットへの注水実施が必要となるサイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な喪失の発生を想定した（資料１参照）。 また，不測の事態を想定し，１号及び２号炉のうち，いずれか１つの号炉において，事象発生直後に内部火災が発生していることを想定する。なお，水源評価に際しては，１号及び２号炉における消火活動による水の消費を考慮する。 ３号炉について，有効性評価の各シナリオのうち，必要な要員及び資源（水源，燃料及び電源）ごとに最も厳しいシナリオを想定する。 表１に想定する各号炉の状態を示す。上記に対して，７日間の対応に必要な要員及び必要な資源並びに３号炉の対応への影響を確認する。 (2) 必要となる対応操作，必要な要員及び資源の整理 「(1) 想定する重大事故等」にて必要となる対応操作，必要な要員，７日間の対応に必要となる資源について，表２及び図２のとおり整理する。 (3) 評価結果 １号及び２号炉にて「(1) 想定する重大事故等」が発生した場合の必要な要員及び必要な資源についての評価結果を以下に示す。 a．必要な要員の評価 重大事故等時に必要な１号及び２号炉の対応操作，並びに３号炉の使用済燃料ピットの対応操作については，各号炉の中央制御室に常駐している運転員，消火要員，災害対策要員，災害対策要	【女川】想定する重大事故等の相違(相違理由1) ・女川は，必要な要員及び資源を検討する上では注水が必要となるスロッシングの発生を想定し，線量率評価では放射線遮蔽の厳しい使用済燃料プールの全保有水喪失を想定している。 ・泊は，必要な要員及び資源を検討する上では注水が必要となるサイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な喪失を想定し，線量率評価では女川と同様に使用済燃料ピットの全保有水喪失を想定している。 【女川】名称の相違

泊発電所３号炉　技術的能力　比較表

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
	事象発生 12 時間以降の発電所外からの参集要員にて対応可能である。	員（支援），事象発生12時間以降の発電所外からの参集要員にて対応可能である。なお，１号及び２号炉において使用済燃料ピットでのサイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な喪失を想定した場合においても，使用済燃料ピット水温が65℃に到達するのは約２日後，100℃に到達するのは約６日後であり，上記要員にて対応可能である。	【女川】体制の相違 ・泊の災害対策要員（支援）は、３号炉の使用済燃料ピットへの対応操作を実施する。 【女川】記載方針の相違 ・泊１号及び２号炉において，使用済燃料ピットでのサイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な喪失を想定した場合の水温評価を記載した。
	b.必要な資源の評価 （a）水源 ２号炉において，水源の使用量が最も多い「高圧・低圧注水機能喪失」を想定すると，原子炉注水及び格納容器スプレイ実施のため，７日間で約 3,800m³ の水が必要となる。また，第３表に示すとおり，２号炉における使用済燃料プールへの注水量（通常水位までの回復・水位維持）は，７日間の対応を考慮すると，約 339m³ の水が必要となる（合計約 4,139m³）。 ２号炉における水源として，復水貯蔵タンクに約 1,192m³ 及び淡水貯水槽に約 10,000m³（約 5,000m³×2）の水を保有しているため，原子炉及び使用済燃料プールの対応に必要な水源は確保可能である（合計約 11,192m³）。 １号及び３号炉において，スロッシングによる水位低下の発生後に，通常水位まで水位を回復させるために必要な水量は７日間の対応を考慮すると，約 424m³ となる。 １号及び３号炉における水源として，第３表に示す各号炉の必要な水量を各号炉の復水貯蔵タンク（３号炉においては復水貯蔵槽），ろ過水タンク，純水タンクにて確保する運用であることから，２号炉における水源を用いなくても１号及び３号炉の７日間の対応が可能である。	b．必要な資源の評価 （a）水源 ３号炉において，「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」を想定した場合，代替格納容器スプレイポンプによる代替格納容器スプレイの水源となる燃料取替用水ピットにおいては，燃料取替用水ピットの保有水（約1,700m³）が枯渇する前に可搬型大型送水ポンプ車を用いて海水を補給することから，７日間の対応に必要な水源は確保可能である。 また，「全交流動力電源喪失（外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し，原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故）」を想定しても，蒸気発生器２次側からの除熱による発電用原子炉の冷却を行うタービン動補助給水ポンプの水源となる補助給水ピットの保有水（約570m³）が枯渇する前に，可搬型大型送水ポンプ車を用いて海水を補給することから，７日間の対応に必要な水源は確保可能である。 ３号炉の使用済燃料ピットにおいては，「想定事故１」を想定すると，可搬型大型送水ポンプ車を用いて海水を使用済燃料ピットへ注水することから，７日間の対応を考慮しても必要な水源は確保可能である。 １号及び２号炉の使用済燃料ピットにおいては，使用済燃料ピットでのサイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な喪失を想定しても，送水ポンプ車を用いて海水を使用済燃料ピットへ注水することから，３号炉における水源を用いなくても１号及び２号炉の７日間の対応が可能である。	【女川】設備の相違 ・女川は，有効性評価において，期待する水源を淡水としているため，７日間の対応に必要な水量を記載し，確保する淡水源にて７日間の対応が可能であることを確認している。 ・泊は，有効性評価において，燃料取替用水ピットや補助給水ピットが枯渇する前に可搬型大型送水ポンプ車により海水を補給する手段であり，記載内容が相違している。 ・泊１号及び２号炉使用済燃料ピ

泊発電所３号炉　技術的能力　比較表

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
			ットは，サイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な喪失を想定する。
	内部火災に対する消火活動に必要な水源は約 63m³ であり，各耐震性防火水槽に必要な水量が確保されるため，２号炉における水源を用いなくても７日間の対応が可能である。	内部火災に対する消火活動に必要な水源は約63m³であり，１号及び２号炉のろ過水タンクに必要な水量が確保されるため，３号炉における水源を用いなくても７日間の対応が可能である。	【女川】設備の相違 ・消火用水供給系の構成の相違
	なお，１号及び３号炉においては，使用済燃料プール水がサイフォン現象により流出することのないよう，サイフォン発生防止用の逆止弁を設置しており，サイフォン現象による使用済燃料プール水の流出を停止することが可能な設計としている。	また，１号及び２号炉においては，使用済燃料ピット水がサイフォン現象により流出することのないよう，サイフォン発生防止用のサイフォンブレーカを設置しており，サイフォン現象による使用済燃料ピット水の流出を停止することが可能な設計としている。	【女川】設備の相違
	また，電源車により給電した燃料プール補給水系，復水補給水系等，現場作業を必要としない注水手段を確保している。さらに，電源車が使用できない場合に備え，代替注水車を使用した注水手段を確保している。	また，移動発電機車により給電することにより，燃料取替用水タンク，１次系純水タンク及び２次系純水タンクからの注水手段を確保している。さらに，移動発電機車が使用できない場合に備え，送水ポンプ車を使用した注水手段を確保している。	【女川】名称の相違（以下，相違理由を省略），記載表現の相違 【女川】設備の相違 ・泊は，現場での弁操作が必要であるため記載していない。
	なお，スロッシングによる水位低下量は少量であることから，原子炉建屋最上階での注水操作は可能である。	なお，使用済燃料ピットでのサイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な喪失を想定しても，使用済燃料ピット水温が65℃に到達するのは約２日後であることから，燃料取扱棟での注水操作は可能である。	【女川】想定する重大事故等の相違（相違理由１） ・泊１号及び２号炉使用済燃料ピットは，サイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な喪失を想定する。
	１号及び３号炉の注水及び給電に用いる設備の台数と共用の関係は第４表に示すとおりである。電源車は１号及び３号炉用として４台保有しており，電源車を用いることで，燃料プール補給水系，復水補給水系等への給電も実施可能である。	１号及び２号炉の注水及び給電に用いる設備の台数と共用の関係は表３に示すとおりである。移動発電機車は１号及び２号炉用として４台保有しており，移動発電機車を用いることで，燃料取替用水タンク，１次系純水タンク及び２次系純水タンクからの注水に必要なポンプへの給電も可能である。	【女川】記載表現の相違

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
	(b) 燃料（軽油） ２号炉において，軽油の使用量が最も多い「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」を想定する。本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが，非常用ディーゼル発電機等による電源供給については，事象発生後７日間最大負荷で運転した場合，約735kL の軽油が必要となる。	(b) 燃料（軽油） ３号炉において，軽油の使用量が最も多い「想定事故１」を想定する。本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが，ディーゼル発電機による電源供給については，事象発生後７日間最大負荷で運転した場合，約527.1kLの軽油が必要となる。	【女川】プラントの相違による事故シーケンスの相違 ・女川は，消費量の観点から高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の運転を想定しているため，「等」を記載している。（詳細は有効性評価「7.5 必要な要員及び資源の評価」にて整理） 【女川】評価結果の相違
	大容量送水ポンプ（タイプ I）による復水貯蔵タンクへの給水及び格納容器代替スプレイについては，保守的に事象発生直後からの大容量送水ポンプ（タイプ I）の運転を想定すると，７日間の運転継続に約32kL の軽油が必要となる。 本評価事故シーケンスでは取水機能の喪失は想定していないが，仮に取水機能が喪失して原子炉補機代替冷却水系による格納容器除熱を想定し，事象発生後７日間原子炉補機代替冷却水系を運転した場合，約42kL の軽油が必要となる。常設代替交流電源設備については，重大事故等対応に必要な電源供給は行わないものの，外部電源喪失により自動起動することから，保守的に事象発生後24時間，緊急用電気品建屋への給電を想定した場合，約25kL の軽油が必要となる。	可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの海水注水については，保守的に事象発生直後からの可搬型大型送水ポンプ車の運転を想定すると，７日間の運転継続に約12.5kLの軽油が必要となる。	【女川】設備名称の相違（以下，相違理由を省略） 【女川】記載方針の相違 ・事故シーケンスの相違による対応手段の相違。（詳細は有効性評価「7.5 必要な要員及び資源の評価」にて整理） 【女川】評価結果の相違
	軽油タンク（約 755kL）及びガスタービン発電設備軽油タンク（約300kL）にて合計約1,055kL の軽油を保有しており，これらの使用が可能であることから，非常用ディーゼル発電機等による電源供給，大容量送水ポンプ（タイプ I）による復水貯蔵タンクへの給水等及び原子炉補機代替冷却水系の運転について，７日間の継続が可能である。		【女川】記載方針の相違 ・泊は，発電所内に貯蔵している燃料の保有量により，可搬型設備等の運転が７日間継続可能なことについて次頁に記載している。

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
	緊急時対策所への電源供給については，保守的に事象発生直後からの電源車（緊急時対策所用）の運転を想定すると，７日間の運転継続に約 17kL の軽油が必要となるが，緊急時対策所軽油タンク（約 18kL）の使用が可能であることから，７日間の運転継続が可能である（2 号炉での事故対応及び緊急時対策所への電源供給に使用する軽油：約 851kL）。 【比較のため前頁の記載より再掲】 軽油タンク（約 755kL）及びガスタービン発電設備軽油タンク（約 300kL）にて合計約 1,055kL の軽油を保有しており，これらの使用が可能であることから，非常用ディーゼル発電機等による電源供給，大容量送水ポンプ（タイプⅠ）による復水貯蔵タンクへの給水等及び原子炉補機代替冷却水系の運転について，７日間の継続が可能である。	緊急時対策所への電源供給については，保守的に事象発生直後からの緊急時対策所用発電機の運転を想定すると，７日間の運転継続に約19.2kLの軽油が必要となる。 ディーゼル発電機燃料油貯油槽（約540kL）及び燃料タンク（SA）（約50kL）にて合計約590kLの軽油を保有しており，これらの使用が可能であることから，ディーゼル発電機による電源供給，緊急時対策所への電源供給及び可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水について，７日間の継続が可能である。	【女川】設備名称の相違 【女川】評価結果の相違 【女川】設備の相違 ・女川は，電源車（緊急時対策所用）の燃料は，緊急時対策所軽油タンクから補給することから，燃料評価を記載している。 ・泊は，緊急時対策所用発電機の燃料をディーゼル発電機燃料油貯油槽及び燃料タンク（SA）にて補給する。 【女川】設備名称の相違（以下，相違理由を省略） 【女川】設計方針の相違 ・女川は，燃料補給に用いる設備として軽油タンクに加えてガスタービン発電設備軽油タンクを配備しており，これらを併せて有効性評価における７日間の重大事故等対応が可能な燃料を確保している。 ・泊３号炉は，ディーゼル発電機燃料油貯油槽及び燃料タンク（SA）により７日間の重大事故等対応

泊発電所３号炉　技術的能力　比較表

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
			が可能な燃料を確保している。 【女川】記載方針の相違 ・女川は，緊急時対策所への電源供給について，前頁に記載。 ・女川は，消費量の観点から高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の運転を想定しているため，「等」を記載している。 ・事故シーケンスの相違による対応手段の相違
島根原子力発電所２号炉まとめ資料より引用 １号炉の燃料プールの注水設備への電源供給に使用する軽油の使用量として，保守的に最大負荷で高圧発電機車を起動した場合を想定しており，事象発生から７日間使用した場合に必要な燃料消費量は，約19m³である。	１号及び３号炉の使用済燃料プールの注水設備への電源供給に使用する軽油の使用量として，想定負荷※1で非常用ディーゼル発電機（２台／号炉）が起動した場合を想定しており（「(1)　想定する重大事故等」における電源車及び代替注水車の軽油使用量を上回る保守的な想定），７日間で必要な軽油は１号及び３号炉で合計約848kLとなる。	１号及び２号炉の使用済燃料ピットの注水設備への電源供給に使用する軽油の使用量として，保守的に最大負荷で移動発電機車（２台／号炉）が起動した場合を想定しており，７日間で必要な軽油は１号及び２号炉で合計約277kLとなる。	【女川】評価想定の相違 ・泊は，燃料評価において全交流動力電源喪失を想定していることから，移動発電機車が起動した場合を想定している。（島根と同様） また，燃料消費量を保守的に見積もる観点から，最大負荷における燃料消費量を算出した。（島根と同様） 【女川】評価結果の相違
島根原子力発電所２号炉まとめ資料より引用 なお，１号炉における内部火災が発生した場合の消火活動に対しても，化学消防自動車及び小型動力ポンプ付水槽車の７日間の運転継続を仮定すると約10m³※2が必要となる。（合計約40m³）	なお，１号及び３号炉における使用済燃料プールへの注水と，内部火災が発生した号炉における消火活動に対して，代替注水車（２台）及び化学消防自動車（１台）の７日間の運転継続を想定すると約26kL※2が必要となる。	なお，１号及び２号炉における使用済燃料ピットへの注水と，内部火災が発生した号炉における消火活動に対して，送水ポンプ車（２台）及び消防自動車（１台）の７日間の運転継続を想定すると約29kL※1が必要となる。	【女川】設備名称の相違 【女川】評価結果の相違

泊発電所３号炉　技術的能力　比較表

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
島根原子力発電所２号炉まとめ資料より引用 １号炉のディーゼル発電機燃料地下タンクにて約78m³の軽油を保有しており，これらの使用が可能であることから，１号炉の燃料プールの事故対応及び内部火災の消火活動について，７日間の対応は可能である。 緊急時対策所用燃料地下タンクは全ての事故シーケンスグループ等で使用を想定するが，同時被災の有無に関わらず緊急時対策所用発電機の７日間の運転継続に約８m³※2の軽油が必要となる。緊急時対策所用燃料地下タンクに約45m³の軽油を保有していることから，原子炉及び燃料プールの７日間の対応は可能である。 ※２　保守的に事象発生直後から運転を想定し，燃料消費率は最大負荷時を想定する。	１号及び３号炉の軽油貯蔵タンクにて合計約 876kL の軽油を保有しており，これらの使用が可能であることから，１号及び３号炉の使用済燃料プールの注水及び火災が発生した号炉での消火活動について，２号炉における軽油を使用しなくても７日間の対応は可能である。 ※1：保守的に事象発生直後からの運転を想定し，プラント停止中の原子炉及び使用済燃料プールの冷却に必要な負荷を想定 ※2：保守的に事象発生直後から定格負荷での運転を想定 (c) 電源 ２号炉においては常設代替交流電源設備，１号及び３号炉においては電源車による電源供給により，重大事故等の対応に必要な負荷（計器類）に電源供給が可能である。 (4) ２号炉の重大事故等時対応への影響について 「(3) 評価結果」に示すとおり，重大事故等時に必要となる対応操作は，各号炉の中央制御室に常駐している運転員，初期消火要員及び事象発生 12 時間以降の発電所外からの参集要員にて対応可能であることから，２号炉の重大事故等に対応する要員に影響を与えない。 ２号炉の各資源にて当該号炉の原子炉及び使用済燃料プールにおける７日間の対応が可能であり，また，１号及び３号炉の各資源にて１号及び３号炉の使用済燃料プール並びに内部火災における７日間の対応が可能である。 以上のことから，１号及び３号炉に重大事故等が発生した場合にも，２号炉の重大事故等時の対応への影響はない。	１号及び２号炉のディーゼル発電機燃料油貯油槽にて合計約424kLの軽油を保有しており，これらの使用が可能であることから，１号及び２号炉の使用済燃料ピットの注水及び火災が発生した号炉での消火活動について，３号炉における軽油を使用しなくても７日間の対応は可能である。 ※１：保守的に事象発生直後から定格負荷での運転を想定 (c) 電源 ３号炉においては常設代替交流電源設備，１号及び２号炉においては移動発電機車による電源供給により，重大事故等の対応に必要な負荷（計器類）に電源供給が可能である。 (4) ３号炉の重大事故等時対応への影響について 「(3) 評価結果」に示すとおり，重大事故等時に必要となる対応操作は，各号炉の中央制御室に常駐している運転員，消火要員及び事象発生12時間以降の発電所外からの参集要員にて対応可能であることから，３号炉の重大事故等に対応する要員に影響を与えない。 ３号炉の各資源にて当該号炉の原子炉及び使用済燃料ピットにおける７日間の対応が可能であり，また，１号及び２号炉の各資源にて１号及び２号炉の使用済燃料ピット並びに内部火災における７日間の対応が可能である。 以上のことから，１号及び２号炉に重大事故等が発生した場合にも，３号炉の重大事故等時の対応への影響はない。	【女川】設備名称の相違 【女川】燃料保有量の相違 【女川】評価想定の相違 ・泊は，移動発電機車が最大負荷で起動した場合で評価している。（島根と同様）

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
（２）1,2号炉の燃料による放射線影響 1,2 号炉の炉心には燃料がないことから炉心損傷や格納容器破損に至ることはない。一方、使用済燃料ピット（以下、「SFP」という。）に保管している使用済燃料により周辺の放射線量が上昇する可能性が考えられることから、1,2 号炉の制御建屋に設置している緊急時対策所、および1,2号炉の周辺に配置している緊急時対策所用電源車及びそれらの作業性への影響を考慮する必要がある。 したがって、SFP 内の燃料を対象として万一の事故を想定し、その健全性及びその燃料による周辺への放射線影響について評価することとする。 ２．評価内容 3,4 号炉の重大事故等対応への影響について包絡的に評価するため、仮想的に 1,2 号炉の SFP 水が全量喪失した状態として、事象初期から SFP 水による冷却効果や遮蔽効果がなくなる事象を想定し、燃料健全性及び周辺エリアの放射線影響について評価した。 ３．評価結果 （１）燃料健全性 ・1,2 号炉 SFP の使用済燃料は、運転停止から約 5 年が経過し崩壊熱が十分に小さいため、冷却水の全量喪失を仮定しても燃料被覆管温度は 430℃程度であり、健全性は維持される。	３．他号炉における高線量場発生による２号炉対応への影響 (1) 想定する高線量場発生 ２号炉への対応に必要となる緊急時対策所における活動，重大事故等対策に関する作業及びアクセスルートの移動による現場の線量率を評価する際において，１号及び３号炉の状態は放射線遮蔽の観点で厳しい使用済燃料プールの全保有水喪失を想定する。	3.　他号炉における高線量場発生による３号炉対応への影響 (1) 想定する高線量場発生 ３号炉への対応に必要となる緊急時対策所における活動，重大事故等対策に関する作業及びアクセスルートの移動による現場の線量率を評価する際において，１号及び２号炉の状態は放射線遮蔽の観点で厳しい使用済燃料ピットの全保有水喪失を想定する。	【大飯】記載方針の相違 ・泊は，１号及び２号炉の使用済燃料ピットで全保有水が喪失した場合における緊急時対策所における活動への影響等については，3.項に記載している。 また，燃料健全性の評価については，比較表1.0.16-5頁に記載している。(女川実績の反映)
（２）周辺エリアの放射線影響 ・緊急時対策所と 1,2 号炉 SFP との間には遮蔽となる壁（天井壁及び側壁）があるため、緊急時対策所への線量影響は約 0.03μSv/h（７日間で約 5μSv）であり、居住性に与える影響はほとんどない。 ・緊急時対策所用電源車の給油作業場所の線量率は約 5mSv/h であり、作業時間も１日あたり約１時間程度であることから、作業は可能である。	１号及び３号炉の使用済燃料プールで全保有水が喪失した場合の現場線量率の概略を第３図に示す。	１号及び２号炉の使用済燃料ピットで全保有水が喪失した場合の現場線量率の評価点を図３，図４に示す。	【女川】記載方針の相違 ・女川は，線量率の概略分布を図で示しているのに対し，泊は，アクセスルートの移動経路に被ばくの評価点を示しているため，記載内容が異なる。

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
	(2) ２号炉対応への影響 a.緊急時対策所における活動への影響 １号及び３号炉の使用済燃料プールにおいて，高線量場が発生した場合の緊急時対策所での線量率の評価結果は，以下の資料で示すとおり，２号炉の重大事故等時の対応に影響するものではない。 ・61条　緊急時対策所（補足説明資料） 61-10 緊急時対策所の居住性に係る被ばく評価について 添付資料13　「使用済燃料プール等の燃料等による影響について」	(2) ３号炉対応への影響 a．緊急時対策所における活動への影響 １号及び２号炉の使用済燃料ピットにおいて，高線量場が発生した場合の緊急時対策所での線量率の評価結果は，図３の緊急時対策所指揮所中心点における線量率（１号炉からの線量率：約3.4×10^{-4}mSv/h，２号炉からの線量率：約4.7×10^{-5}mSv/h）より被ばく線量は７日間の滞在を考慮しても約0.064mSvとなる。	【女川】記載方針の相違 ・泊は，緊急時対策所における活動，緊急時対策所への参集，緊急時対策所近傍での屋外作業への影響について，添付資料1.0.16　資料２にて示す。（大飯と同様） ・また，資料２の評価結果を記載した。 ・評価結果は，SA61条まとめ資料補足説明資料 61-6 添付資料 13 と同様。
	b.屋外作業への影響 ２号炉対応に関する屋外作業としては，緊急時対策所への参集等のアクセスや，２号炉の重大事故等への対応作業がある。第４図に，１号及び３号炉で高線量場が発生した場合の線量率の概略分布を示す。	b．屋外作業への影響 ３号炉対応に関する屋外作業としては，緊急時対策所への参集等のアクセスや３号炉の重大事故等への対応作業がある。図３，図４に，１号及び２号炉で高線量場が発生した場合の線量率の評価点を示す。	【女川】記載方針の相違 ・女川は，線量率の概略分布を図で示しているのに対し，泊は，アクセスルートの移動経路に被ぼくの評価点を示しているため，記載内容が異なる。
	(a) 緊急時対策所への参集及び保管場所への移動による影響 緊急時対策所への参集については，事務建屋又は事務本館からのアクセスルートにおける周辺斜面の崩壊，敷地下斜面のすべりを考慮した徒歩の総移動時間は約 20 分であり，各エリアでの移動時間及び第３図の現場線量率（１号炉からの線量率 0.33mSv/h，３号炉からの線量率 4.5mSv/h）の関係よ	(a) 緊急時対策所への参集及び緊急時対策所近傍の屋外作業による影響 緊急時対策所への参集については，総合管理事務所からのアクセスルートにおける徒歩の移動時間は，図３に示す複数の緊急時対策所への参集ルートのうちＡルートの場合約10分であり，緊急時対策所への参集ルート上で，１号及び２号炉の使用済燃料ピット内の使用済燃料からの線量影響が最	【女川】記載方針の相違 ・女川は，被ぼく線量の一例として，緊急時対策所から保管場所への被ぼく線量

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
	り移動にかかる被ばく線量は約 1.7mSv となる。	大となる地点（２号炉使用済燃料ピット最近接点）における線量率（１号炉からの線量率：約0.32mSv/h，２号炉からの線量率：約6.0mSv/h）より移動にかかる被ばく線量は約1.1mSv となる。	評価を記載している。 ・評価結果は，SA61条まとめ資料補足説明資料 61-6 添付資料 13 と同様。 ・泊は，緊急時対策所近傍での屋外作業の被ばく線量評価を記載している。 ・保管場所への移動による影響は(b)項(比較表 1.0.16-15 頁)にて示す。 【女川】構内常駐場所の相違 【女川】記載方針の相違 ・構内常駐場所から緊急時対策所への参集時の被ばく線量を算出しており，移動時間，線量及び被ばく線量評価の相違。
	また，緊急時対策所から第 1～第 4 保管エリアへの移動等における被ばく線量の一例として，緊急時対策所から第 3 保管エリア（保守性を考慮し最も 1 号及び 3 号炉寄りの場所）への移動を考える。周辺斜面の崩壊，敷地下斜面のすべりを考慮した場合，徒歩での総移動時間は約 20 分であり，各エリアでの移動時間及び第 3 図の現場線量率（1 号炉からの線量率：1.2mSv/h，3 号炉からの線量率：3.2mSv/h）の関係より移動にかかる被ばく線量は約 1.5mSv となる。 なお，線量率の高いエリアは限られることから，これらを極力避けることにより，被ばく線量を抑えることができる。また，徒歩での移動に比べ車両で移動した場合は総移動時間及び被ばく線量は小さくなる。	なお，線量率の高いエリアは限られることから，これらを極力避けることにより，被ばく線量を抑えることができる。また，徒歩での移動に比べ車両で移動した場合は総移動時間及び被ばく線量は小さくなる。 また，緊急時対策所近傍の屋外作業となる緊急時対策所用発電機への燃料補給作業については，図３の燃料補給作業地点における線量率（１号炉からの線量率:約0.27mSv/h，２号炉からの線量率:約0.038mSv/h）より燃料補給作業にかかる	【女川】記載方針の相違 ・女川は，被ばく線量の一例として，緊急時対策所から保管場所への被ばく線量評価を記載している。 ・泊は，緊急時対策所近傍での屋外作業の被ばく線量評価を記載している。 ・保管場所への移動による影響は

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
		被ばく線量は７日間の作業を考慮しても約0.12mSvとなる。	(b)項(比較表1.0.16-15頁)にて示す。 ・評価結果は，SA61条まとめ資料補足説明資料 61-6 添付資料 13 と同様。
	よって，高線量場の発生を含め，１号及び３号炉に重大事故等が発生した場合であっても，２号炉の重大事故等への対応作業のためのアクセスは可能であり，重大事故等時における活動が可能である。		【女川】記載方針の相違 ・泊は，(b)項(比較表1.0.16-15頁)に記載している３号炉の重大事故等への対応作業への影響の後に，評価結果のまとめとして，重大事故等時における活動が可能であることを記載した。
	(b) ２号炉の重大事故等への対応作業への影響 ２号炉の重大事故等への対応作業のうち，比較的時間を要する操作として原子炉補機代替冷却水系の準備操作（資機材配置及びホース敷設，起動及び系統水張り）が想定されるが，当該操作場所及びアクセスルートに対する線量率は，第４図に示すとおり３号炉近傍が最も高い箇所で約4.9mSv/h（１号炉からの線量率：0.33mSv/h，３号炉からの線量率：4.5mSv/h）となる。	(b) ３号炉の重大事故等への対応作業への影響 ３号炉の重大事故等への対応作業のうち，作業員の被ばくの観点から結果が最も厳しくなる有効性評価「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」の「燃料取替用水ピットへの補給（海水）」，「使用済燃料ピットへの注水確保（海水）」及び「原子炉補機冷却水系への通水確保（海水）」の被ばく評価結果については，以下の資料に示している。 ・技術的能力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 添付資料1.7.7「重大事故に係る屋外作業員に対する被ばく評価について」 「燃料取替用水ピットへの補給（海水）」，「使用済燃料ピットへの注水確保（海水）」及び「原子炉補機冷却水系への通水確保（海水）」の作業それぞれについて，作業員の被ばく線量は約39mSv，約18mSv，約23mSvであるが，１号及び２号炉の使用済燃料ピットにおいて高線量場が発生した場合であっても，被ばく線量の増加分はそれぞれ約５mSv，約４mSv，約２mSvであるため作業性に問題はない。	【女川】記載方針の相違 ・女川は，屋外作業の一例として，原子炉補機代替冷却水系の準備作業への影響について記載している。 ・泊は，作業員の被ばくの観点から結果が最も厳しくなる有効性評価「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」において実施する屋外作業への影響を記載した。

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
	当該操作の想定操作時間は９時間であるが，線量率の高いエリアは限られ，この想定時間には当該操作場所への移動時間も含まれている。また，起動後には監視が必要となるが，当該監視における被ばく線量率は約 2.3mSv/h であることから，常駐している要員にて被ばく線量を管理し交代しながら対応を継続していくことが可能である。 さらに，事象発生 12 時間以降参集してくる要員による交代も可能であることから，緊急時被ばく線量を超えることはない。	なお，各評価点を図４に，当該作業の作業時間を表４に示す（添付資料1.7.7より抜粋）。 当該作業は，常駐している要員にて被ばく線量を管理し交代しながら対応を継続していくことが可能である。 さらに，事象発生 12 時間以降参集してくる要員による交代も可能であることから，緊急時被ばく線量を超えることはない。	【女川】記載方針の相違 ・泊は，技術的能力 1.7 の添付資料と同様に作業時間を示した表を整理している。
		よって，高線量場の発生を含め，１号及び２号炉に重大事故等が発生した場合であっても，３号炉の重大事故等への対応作業のためのアクセスは可能であり，重大事故等時における活動が可能である。	【女川】記載方針の相違 ・泊は，緊急時対策所における活動，緊急時対策所への参集及び緊急時対策所近傍での屋外作業，並びに３号炉重大事故等への対応作業への影響を確認することにより，１号及び３号炉に重大事故等が発生した場合であっても３号炉重大事故等時における活動が可能であることを記載した。
４．まとめ 大飯 3,4 号炉重大事故等対策における停止号炉の影響として、1,2 号炉 SFP 水が全量喪失する事象を想定した評価を行った結果、燃料健全性が維持され、線量の上昇を考慮しても、緊急時対策所における活動など 3,4 号炉の重大事故等対策を問題なく実施できることを確認した。 なお、1,2 号炉について、SFP 水が減少した場合に備えて 1,2 号炉の運転員 4 名を確保し給水する手段等を整備していること、燃料は十分冷却されており、給水までに時間的な裕度があることから、SFP への給水が可能である。 以上	４．まとめ 「1.1 号及び 3 号炉周辺の屋外設備の損傷による影響」，「2.同時被災時に必要な要員及び資源の十分性」及び「3.他号炉における高線量場発生による 2 号炉対応への影響」に示すとおり，高線量場の発生を含め，1 号及び 3 号炉に重大事故等が発生した場合にも，2 号炉の重大事故等の対応は可能である。	4.　まとめ 「1.　1 号及び 2 号炉周辺の屋外設備の損傷による影響」，「2.同時被災時に必要な要員及び資源の十分性」及び「3.　他号炉における高線量場発生による 3 号炉対応への影響」に示すとおり，高線量場の発生を含め，１号及び 2 号炉に重大事故等が発生した場合にも，３号炉の重大事故等の対応は可能である。	【大飯】記載方針の相違（女川実績の反映）

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
資料１：大飯 1,2 号炉使用済燃料ピット発災時の燃料健全性の評価結果について 資料２：大飯 1,2 号炉使用済燃料ピット発災時の線量影響の評価結果について			

大飯発電所３／４号炉	安川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
	第１表　想定する各号炉の状態 項目：２号炉／１号及び３号炉 要員：・全交流動力電源喪失 ・使用済燃料プールでのスロッシング発生 ・「想定事故２」※1 ・「高圧・低圧注水機能喪失」 水源：・全交流動力電源喪失 ・使用済燃料プールでのスロッシング発生 ・「想定事故２」※1 ・「高圧・低圧注水機能喪失」 燃料：・外部電源喪失※2 ・使用済燃料プールでのスロッシング発生 ・「想定事故２」※1 ・「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」 電源：・全交流動力電源喪失 ・使用済燃料プールでのスロッシング発生 ・「想定事故２」※1 ・「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用する場合）」 １号及び３号炉：・全交流動力電源喪失※2 ・使用済燃料プールでのスロッシング発生※3 ・内部火災※4 ※１　サイフォン現象による溢水量は，スロッシングによる漏えい量に包絡されるため，使用済燃料プールからの漏えいはスロッシングによる漏えいを想定する。 ※２　燃料については，消費量の観点から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の運転を想定する。 ※３　使用済燃料プールへの注水が必要となるスロッシングの発生を想定する。 ※４　２号炉は火災防護措置が強化されることから，１号及び３号炉での内部火災の発生を想定する。また，１号及び３号炉で複数の内部火災を想定することが考えられるが，時間差で発生することを想定し，全交流動力電源喪失及び燃料プールにおけるスロッシング発生と同時に発生する内部火災としては１つの号炉とする。ただし，消火活動に必要な水源は１号及び３号炉分の消費を想定する。	表１　想定する各号炉の状態 項目：３号炉／１号及び２号炉 要員：・全交流動力電源喪失 ・「想定事故１」 ・「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」 水源：・全交流動力電源喪失 ・「想定事故１」 ・「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」 ・「全交流動力電源喪失（外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し，原子炉補機冷却機能の喪失及び RCP シール LOCA が発生する事故）」 燃料：・外部電源喪失※1 ・「想定事故１」 電源：・全交流動力電源喪失 ・「想定事故１」 ・「全交流動力電源喪失（外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し，原子炉補機冷却機能の喪失及び RCP シール LOCA が発生する事故）」 １号及び２号炉：・全交流動力電源喪失 ・使用済燃料ピットでのサイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な喪失が発生し，使用済燃料ピットの水位が低下する事故を想定 ・内部火災※2 ※１ 燃料については，消費量の観点からディーゼル発電機の運転を想定する。 ※２ ３号炉は火災防護措置が強化されることから，１号及び２号炉での内部火災の発生を想定する。また，１号及び２号炉で複数の内部火災を想定することが考えられるが，時間差で発生することを想定し，全交流動力電源喪失，使用済燃料ピットでのサイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な喪失が発生し，使用済燃料ピットの水位が低下する事故と同時に発生する内部火災としては１つの号炉とする。ただし，消火活動に必要な水源は１号及び２号炉分の消費を想定する。	【安川】記載方針の相違 ・各プラントにおける想定するプラント状態の相違 ・泊３号炉の有効性評価「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」及び「全交流動力電源喪失（外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し，原子炉補機冷却機能の喪失及び RCP シール LOCA が発生する事故）」においては，「使用済燃料ピット冷却機能喪失及び注水機能喪失（想定事故１）」を想定している。 ・泊１号及び２号炉使用済燃料ピットは，使用済燃料ピットでのサイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な喪失が発生し，使用済燃料ピットの水位が低下する事故を想定。

泊発電所３号炉　技術的能力　比較表

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所３／４号炉

第２表　同時被災時の１号及び３号炉の対応操作，２号炉の使用済燃料プールの対応操作，必要な要員及び資源

必要となる対応操作	対応操作概要	対応要員	必要な資源
非常用ディーゼル発電機等の現場確認，直流電源の負荷制限	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の現場の状態確認及び直流電源の長時間供給のための負荷制限を実施する	１号，２号及び３号炉：運転員	－
内部火災に対する消火活動	建屋内での火災を想定し，当該火災に対する現場確認・消火活動を実施する	１号及び３号炉： 運転員及び初期消火要員	○水源 約63m³（31.2m³/号炉×２（１号及び３号炉）） ○燃料 化学消防自動車：約４kL（20L/h×24h×７日×１台）
各注水系（復水補給水系，燃料プール補給水系，代替注水車及び大容量送水ポンプ（タイプ１））による使用済燃料プールへの注水	各注水系による使用済燃料プールへの注水を行い，使用済燃料からの崩壊熱の継続的な除去を行う	１号及び３号炉： 運転員及び12時間以降の発電所外からの参集要員	○水源（詳細は第３表参照） １号炉：約212m³ ３号炉：約212m³ ○燃料 １号及び３号炉 代替注水車：約22kL（63L/h×24h×７日×２台）
		２号炉： 重大事故等対応要員	○水源（詳細は第３表参照） ２号炉：約4,139m³ ※有効性評価「高圧・低圧注水機能喪失」で想定している水源も含む ○燃料 ２号炉 大容量送水ポンプ（タイプ１）：約32kL（188L/h×24h×７日×１台）
電源車による給電	電源車による給電・受電操作を実施する	１号及び３号炉： 運転員及び12時間以降の発電所外からの参集要員	○燃料 非常用ディーゼル発電機※1：約848kL※2 ※1：全交流動力電源喪失のため，実際は電源車で給電することになるが，燃料消費量を保守的に見積もる観点から，非常用ディーゼル発電機（２台／号炉）の運転を想定 ※2：各号炉の非常用ディーゼル発電機の燃料消費量 (1) １号炉　：　2,090L/h×24h×７日≒約352kL (2) ３号炉　：　2,950L/h×24h×７日≒約496kL
燃料補給作業	代替注水車，化学消防自動車，大容量送水ポンプ（タイプ１）及び電源車に給油を行う	１号及び３号炉： 12時間以降の発電所外からの参集要員	－
		２号炉： 重大事故等対応要員	

泊発電所３号炉

表２　同時被災時の１号及び２号炉の対応操作，３号炉の使用済燃料ピットの対応操作，必要な要員及び資源

必要となる対応操作	対応操作概要	対応要員	必要な資源
ディーゼル発電機の現場確認	ディーゼル発電機の現場の状態確認	１号及び２号炉： 12時間以降の発電所外からの参集要員	－
内部火災に対する消火活動	建屋内での火災を想定し，当該火災に対する現場確認・消火活動を実施する	１号及び２号炉： 運転員及び消火要員	○水源 約63m³（31.2m³/号炉×２（１号及び２号炉）） ○燃料 化学消防自動車：約４kL（20L/h×24h×７日×１台）
送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水 各注水設備（燃料取替用水タンク，１次系純水タンク及び２次系純水タンク）による使用済燃料ピットへの注水	海を水源とした送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水を行い，使用済燃料からの崩壊熱の継続的な除去を行う 移動発電機車による電源復旧後各注水設備による使用済燃料ピットへの注水を行い，使用済燃料からの崩壊熱の継続的な除去を行う	１号及び２号炉： 12時間以降の発電所外からの参集要員	○水源は海水を使用 ○燃料 １号及び２号炉 送水ポンプ車：約25kL（74L/h×24h×７日×２台）
可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水	海を水源とした可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水を行い，使用済燃料からの崩壊熱の継続的な除去を行う	３号炉： 災害対策要員及び災害対策要員（支援）	○水源は海水を使用 ○燃料 ３号炉 可搬型大型送水ポンプ車：約12.5kL （74L/h×24h×７日×１台）
移動発電機車による給電	移動発電機車による給電・受電操作を実施する	１号及び２号炉： 12時間以降の発電所外からの参集要員	○燃料 １号及び２号炉移動発電機車：約277kL（411L/h※1×24h×７日×４台） ※1：１号及び２号炉は停止中のため，実際は重大事故等の対応に必要な計装類や使用済燃料ピットへの注水に使用する設備へ給電することになるが，燃料消費量を保守的に見積もる観点から，移動発電機車の最大負荷時における燃料消費量を想定
燃料補給作業	移動発電機車及び送水ポンプ車に燃料補給を行う	１号及び２号炉： 12時間以降の発電所外からの参集要員	－
	代替非常用発電機，可搬型大型送水ポンプ車及び緊急時対策所用発電機に燃料補給を行う	３号炉： 災害対策要員	

相違理由

【女川】記載方針の相違
・各プラントにおける想定するプラント状態の相違
・泊３号炉の有効性評価「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」及び「全交流動力電源喪失（外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し，原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故）」において，「使用済燃料ピット冷却機能喪失及び注水機能喪失（想定事故１）」を想定している。
・泊１号及び２号炉使用済燃料ピットは，使用済燃料ピットでのサイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な喪失が発生し，使用済燃料ピットの水位が低下する事故を想定。

泊発電所３号炉　技術的能力　比較表

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
	第３表　各号炉の必要な水量 （下表）		【女川】設備の相違 ・女川は，淡水を水源としているため，必要な水量を表に整理している。 ・泊は，海水を水源としているため，表に整理していない。

第３表　各号炉の必要な水量

	１号炉※1		２号炉※1		３号炉※1	
	停止中※1		運転中※1		停止中※1	
	炉	ＳＦＰ	炉	ＳＦＰ	炉	ＳＦＰ
炉心燃料	全燃料取り出し		装荷済		全燃料取り出し	
原子炉開放状態※2	開放（ブールゲート開）		未開放（ブールゲート閉）		開放（ブールゲート開）	
水位	ウェル満水 （オーバーフロー水位）		通常運転水位	通常運転水位（オーバーフロー水位）	ウェル満水 （オーバーフロー水位）	
想定するプラントの状態	スロッシングによる漏えい＋全交流動力電源喪失		各重要事故シーケンスによる	スロッシングによる漏えい＋全交流動力電源喪失	スロッシングによる漏えい＋全交流動力電源喪失	
事象初期に喪失を想定する水量［m³］※3	212			80	212	
65℃到達までの時間［h］	316			30	366	
100℃到達までの時間［h］	750（約31日）			64（約2日）	869（約36日）	
必要な注水量①［m³@168h］※4	不要			259	不要	
必要な注水量②［m³@168h］※4	212			339	212	
通常運転水位（オーバーフロー水位）から必要な遮蔽水位※5までの水位差［m］	1.3			1.3	1.3	
事故発生から必要な遮蔽水位まで水位が低下する時間［h］	1964（約81日）			143（約5日）	2217（約92日）	
事故発生からTAF到達までの時間［h］	6445（約268日）			447（約18日）	7401（約308日）	

※1　１号及び３号炉については，平成29年４月１日時点の崩壊熱により評価。２号炉については，燃料交換等を考慮した燃料取出スキームにより崩壊熱を算出し評価。
※2　１号及び３号炉は原子炉停止中を想定するため「ブールゲート開」とする。２号炉は原子炉運転中を想定するため「ブールゲート閉」とする。
※3　１号及び３号炉は，２号炉の使用済燃料ブール，原子炉ウェル及び蒸気乾燥器/気水分離器ピット（以下「DS ピット」という。）からのスロッシング量に基づき溢水量を設定（１号炉の使用済燃料ブール，原子炉ウェル及び DS ピットは２号炉に比べて保有水量やブール表面積が小さいため溢水量は少なくなると考えられる。３号炉の使用済燃料ブール，原子炉ウェル及び DS ピットは保有水量やブール表面積が２号炉と同程度であり，溢水量は２号炉と同程度と考えられる。）。２号炉は原子炉運転中を想定するため使用済燃料ブールからのスロッシング量を設定。
※4　「必要な注水量①」：蒸発による水位低下防止に必要な注水量，「必要な注水量②」：通常水位までの回復及びその後の水位維持に必要な注水量。
※5　２号炉の使用済燃料ブールの必要な遮蔽水位については，燃料有効長頂部より約6.1m以上水位を有していれば，燃料取替床高さの線量率が緊急時作業被ばく限度（100mSv）から十分余裕のある 10mSv/h 未満となるため，通常水位からの許容水位低下量は約 1.3m とする。必要な遮蔽の目安とした線量率 10mSv/h は，原子炉建屋最上階での操作時間から設定している。原子炉建屋最上階での運転員及び重大事故等対応要員が実施する重大事故等対策の操作時間は 3.5 時間（保管場所と原子炉建屋最上階の移動時間を含む。）以内であることを考慮すると，被ばく量は最大でも 35mSv となるため，緊急作業時における被ばく限度の 100mSv に対して余裕がある。なお，１号及び３号炉の使用済燃料ブールの必要な遮蔽水位については，保守的に２号炉の評価結果を採用（２号炉の必要な遮蔽水位の評価は，使用済制御棒ハンガ及びラックに使用済制御棒がすべて満たされた状態及び燃料貯蔵ラックに燃料がすべて満たされた状態を設定していることなどから，１号及び３号炉の許容水位低下量は２号炉よりも大きくなると考えられる。）。

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所３／４号炉	安川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
	第４表　１号及び３号炉の注水及び給電に用いる設備の台数 記載は設置台数であり，（ ）内はその系統のみで注水するのに必要な台数 注水設備 燃料プール補給水系：１号炉 ２（１），３号炉 １（１），共通 —，備考 全交流動力電源喪失時は電源車による給電を実施することで使用可能 注水設備 復水補給水系：１号炉 ２（１），３号炉 ３（１），共通 —，備考 全交流動力電源喪失時は電源車による給電を実施することで使用可能 注水設備 ろ過水系：１号炉 ２（１）※1，３号炉 —※2，共通 —，備考 全交流動力電源喪失時は電源車による給電を実施することで使用可能 注水設備 代替注水車：１号炉 １（１），３号炉 １（１），共通 １ 給電設備 電源車：１号炉 １（１），３号炉 ２（２），共通 １ ※１　ろ過水ポンプは２号炉と共用で３台設置されているが，１号炉用電源から給電される台数が２台，２号炉用電源から給電される台数が１台である。 ※２　１号炉ろ過水系により，３号炉使用済燃料プールへ注水が可能である。	表３　１号及び２号炉の注水及び給電に用いる設備の台数 記載は設置台数であり，（ ）内はその系統のみで注水するのに必要な台数 注水設備 燃料取替用水ポンプ（水源：燃料取替用水タンク）：１号炉 ２（１），２号炉 ２（１），共通 —，備考 全交流動力電源喪失時は移動発電機車による給電を実施することで使用可能 注水設備 １次系補給水ポンプ（水源：１次系純水タンク）：１号炉 ２（１），２号炉 ２（１），共通 —，備考 全交流動力電源喪失時は移動発電機車による給電を実施することで使用可能 注水設備 補給水ポンプ（水源：２次系純水タンク）：１号炉 －，２号炉 －，共通 ３（２）※1，備考 全交流動力電源喪失時は移動発電機車による給電を実施することで使用可能 注水設備 送水ポンプ車（水源：海）：１号炉 １（１），２号炉 １（１），共通 —，備考 — 給電設備 移動発電機車：１号炉 ２（１），２号炉 ２（１），共通 —，備考 — ※1　補給水ポンプは１号炉と２号炉の共用で３台設置されているが，１号炉用電源から給電される台数が２台，２号炉用電源から給電される台数が１台である。		【安川】記載方針の相違 ・各プラントにおける想定するプラント状態の相違

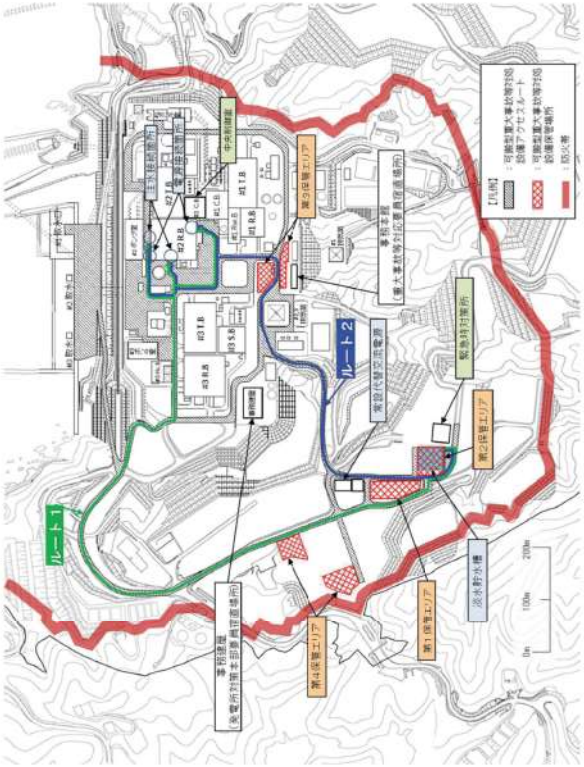
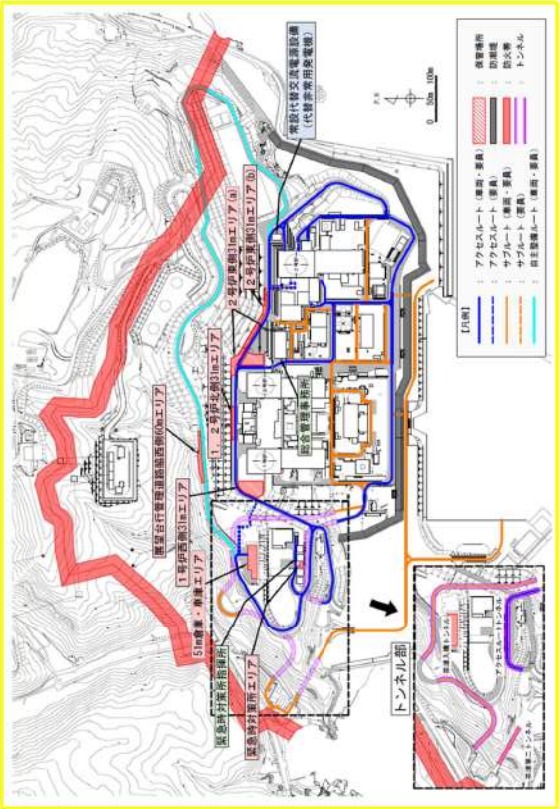
赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

泊発電所３号炉　技術的能力　比較表

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
		表４　作業員の対応手順と所要時間（屋外作業） ＜凡例＞ ：地ならし評価対象である屋外作業	【女川】記載方針の相違 ・泊は３号炉の作業時間を示すため，表に整理している。

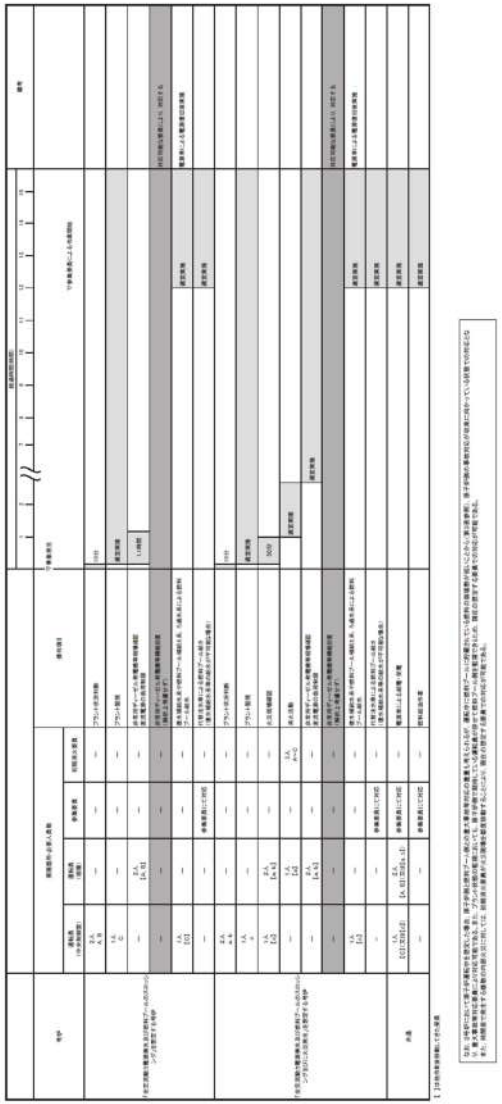
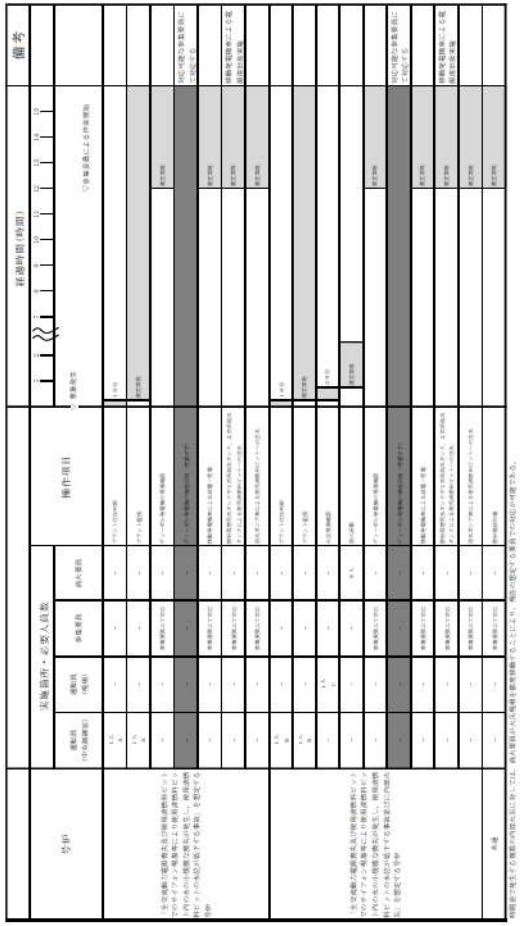
泊発電所３号炉　技術的能力　比較表

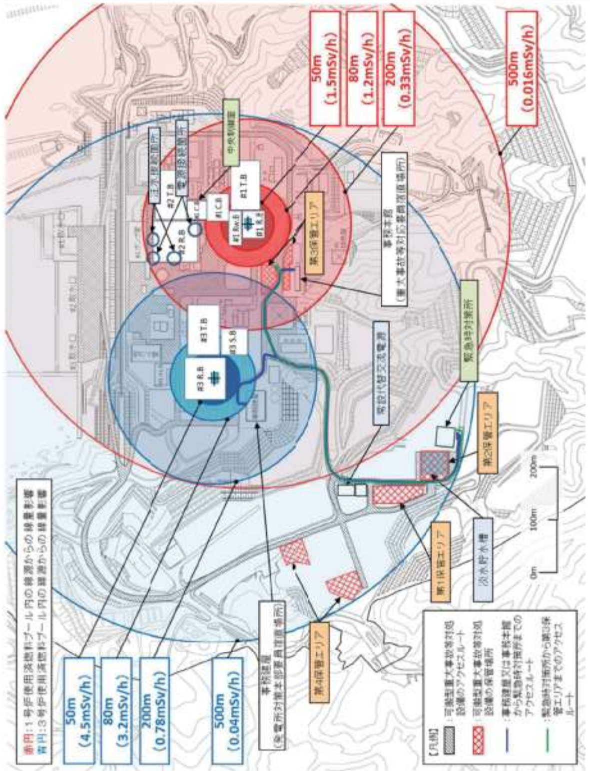
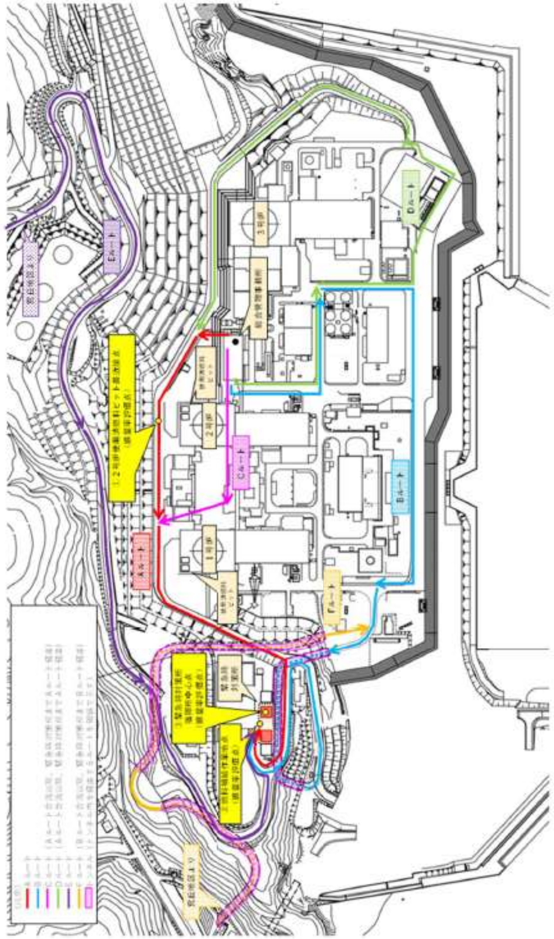
赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
	 第１図　女川原子力発電所におけるアクセスルート	 図１　泊発電所におけるアクセスルート	【女川】設計内容の相違 ・プラントの相違によるアクセスルート設定の相違。

泊発電所３号炉　技術的能力　比較表

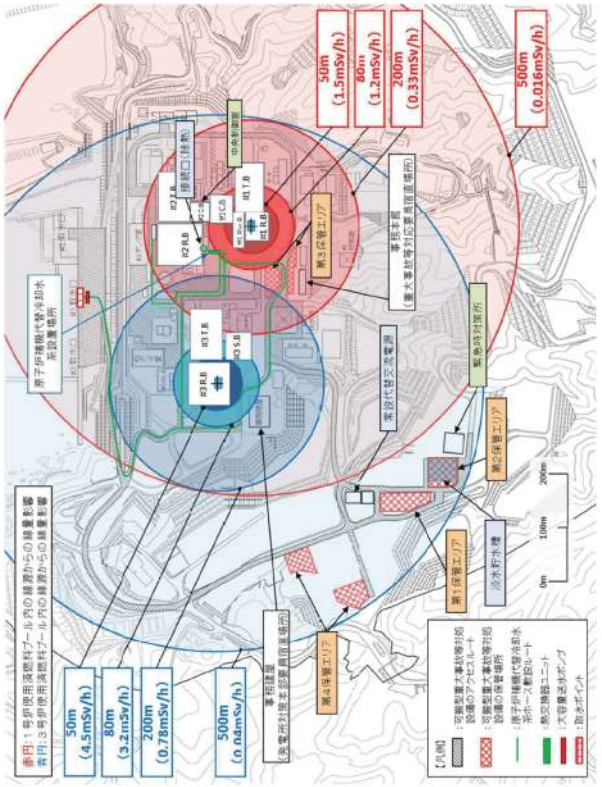
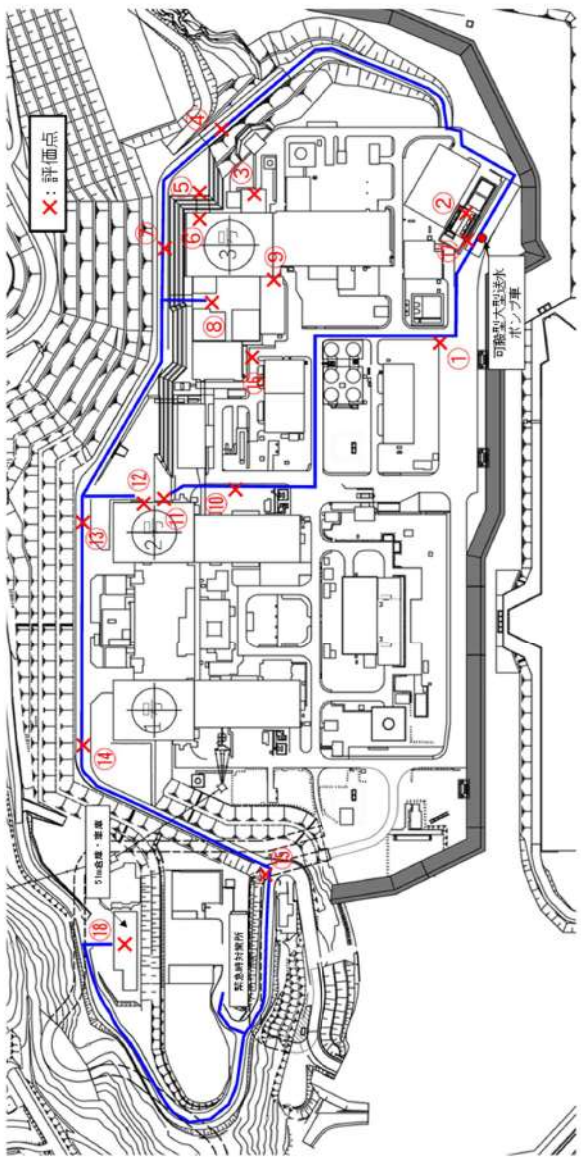
赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
	 第２図　１号及び３号炉における各作業と所要時間	 図２　１号及び２号炉における各作業と所要時間	【女川】記載方針の相違 ・プラントによる作業時間及び所要時間の相違。 ・泊３号炉の有効性評価「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」及び「全交流動力電源喪失（外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し，原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故）」において，「使用済燃料ピット冷却機能喪失及び注水機能喪失（想定事故１）」を想定している。 ・泊１号及び２号炉使用済燃料ピットは，使用済燃料ピットでのサイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な喪失が発生し，使用済燃料ピットの水位が低下する事故を想定。

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
	 第３図　線量率の概略分布と要員のアクセスルート	 図３　緊急時対策所への参集ルート等を踏まえた評価点	【女川】記載方針の相違 ・女川は，線量率の概略分布を示しており泊は，評価点を示している。 ・上記理由として，泊発電所敷地内は，標高差があるため，エリアを円で区分した場合，同一円内でも標高の高い地点と低い地点での評価値の差が大きくなり，標高の低い地点に対し過度に保守的な評価値を示すこととなってしまうことから，ルート上の評価点で線量を算出している。

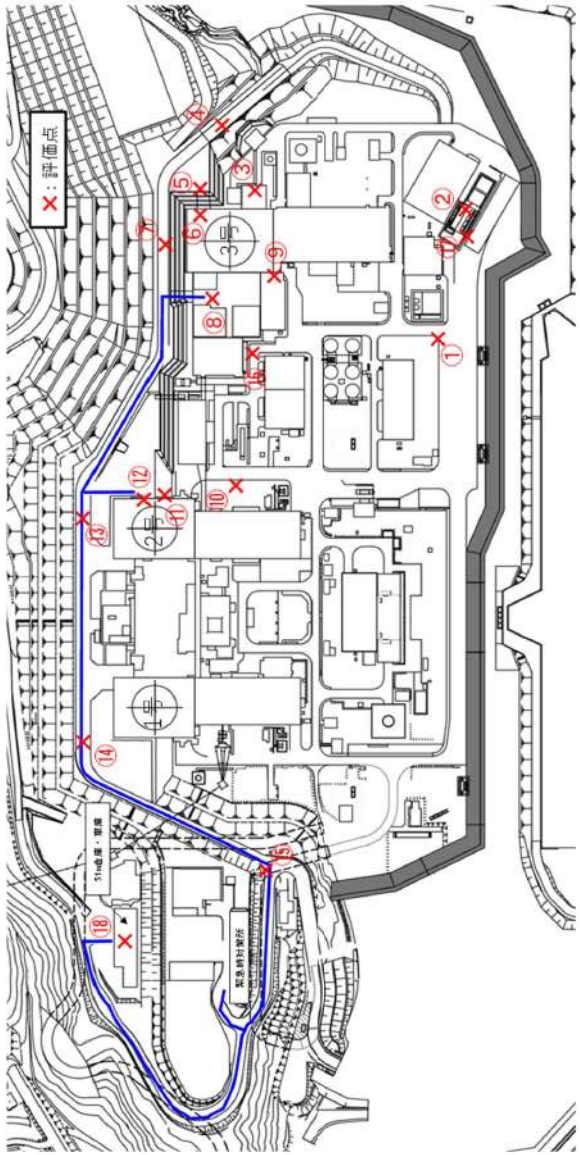
泊発電所３号炉　技術的能力　比較表

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
	 第４図　線量率の概略分布と原子炉補機代替冷却水系ホース敷設ルート	 図４　(1/3) 燃料取替用水ピットへの補給（海水）の作業動線と評価点	【女川】記載方針の相違 ・女川は，線量率の概略分布を示しており泊は，評価点を示している。 ・上記理由として，泊発電所敷地内は，標高差があるため，エリアを円で区分した場合，同一円内でも標高の高い地点と低い地点での評価値の差が大きくなり，標高の低い地点に対し過度に保守的な評価値を示すこととなってしまうことから，ルート上の評価点で線量を算出している。

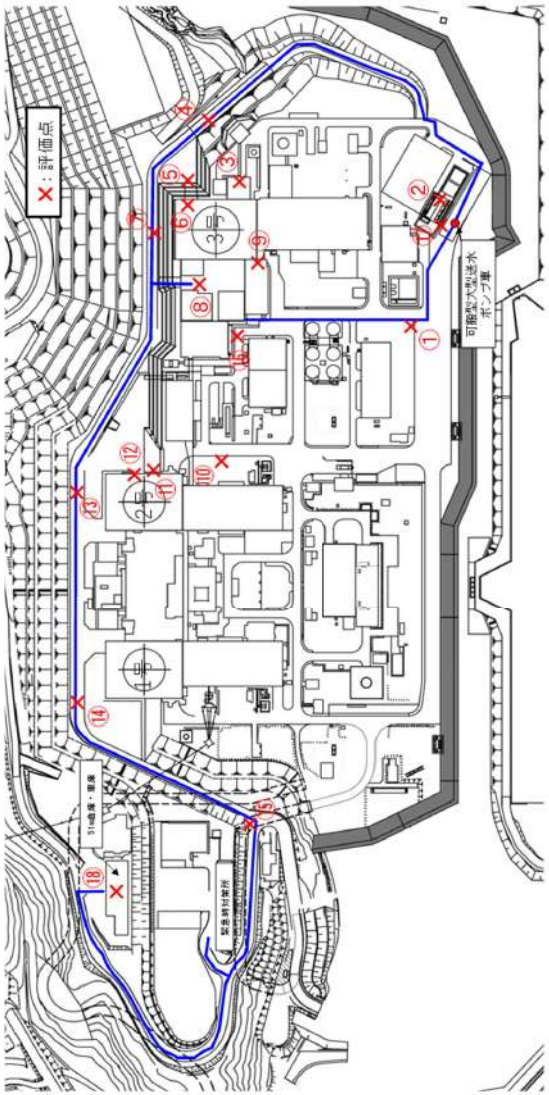
泊発電所３号炉　技術的能力　比較表

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
		 図４　(2/3) 使用済燃料ピットへの注水確保（海水）の作業動線と評価点	【女川】記載方針の相違 ・女川は，線量率の概略分布を示しており泊は，評価点を示している。 ・上記理由として，泊発電所敷地内は，標高差があるため，エリアを円で区分した場合，同一円内でも標高の高い地点と低い地点での評価値の差が大きくなり，標高の低い地点に対し過度に保守的な評価値を示すこととなってしまうことから，ルート上の評価点で線量を算出している。

泊発電所３号炉　技術的能力　比較表

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
		 図４（3/3）原子炉補機冷却水系への通水確保（海水）の作業動線と評価点	【女川】記載方針の相違 ・女川は，線量率の概略分布を示しており泊は，評価点を示している。 ・上記理由として，泊発電所敷地内は，標高差があるため，エリアを円で区分した場合，同一円内でも標高の高い地点と低い地点での評価値の差が大きくなり，標高の低い地点に対し過度に保守的な評価値を示すこととなってしまうことから，ルート上の評価点で線量を算出している。

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
	【参考】使用済燃料プール水瞬時全喪失時の使用済燃料の冷却性について 使用済燃料プールの保有水が全喪失した場合であっても，崩壊熱量が小さいときには，露出した燃料が，空気の自然対流により冷却維持が可能と考えられる。 ここでは，１号及び３号炉の使用済燃料プールに燃料が貯蔵されている状態で，使用済燃料プール水が全て喪失した場合の評価を示す。 評価条件として，使用済燃料プール水が全て喪失していると仮定し，使用済燃料の発熱は，原子炉建屋内空気及び原子炉建屋の天井を通して外気に放熱されることにより除熱されるものとする。 評価では，使用済燃料プール水が全て喪失し，使用済燃料の発熱による原子炉建屋内の室内温度が定常状態となる場合において，外気温度を境界条件として，原子炉建屋内空気の最高温度を求める。次に，原子炉建屋内空気が最も発熱量が大きい燃料の下部から流入した際の燃料出口での空気温度を崩壊熱より評価し，その空気温度とするために必要となる燃料被覆管温度を，熱伝達を考慮することにより評価を行う（参考図1）。 なお，本評価モデルでは，ヒートシンクは原子炉建屋の天井のみとしており，建屋からの放熱の観点からは保守的な設定としている。また，原子炉建屋の換気は考慮せず，密閉状態を想定している。燃料への空気の流路は，チャンネルボックスの断面を実効的な流路と考え，チャンネルボックスと使用燃料貯蔵ラック間の領域は無視する保守的な設定としている。 １号及び３号炉の燃料被覆管温度を参考表１に示す。燃料は室内空気の自然対流により冷却され，１号炉での燃料被覆管温度は最高でも約287℃以下，３号炉での燃料被覆管温度は最高でも約306℃以下に保たれる。これらの燃料被覆管温度では，ジルコニウム合金である燃料被覆管の酸化反応速度は小さく，燃料被覆管の酸化反応による表面温度への影響はほとんどない[1]。 また，燃料被覆管温度を320℃とした保守的な条件において，原子炉運転中の酸化減肉及び使用済燃料プール水が全て喪失した後の空気中での酸化減肉を考慮したクリープ歪の評価を行った。この結果，燃料被覆管のクリープ歪は１年後においても，１号及び３号炉ともに約0.1%であり，燃料被覆管の健全性を確認するためのクリープ歪の制限値1%[2]を十分下回っていることから，使用済燃料プール水が喪失してから１年後においてもクリープ変形による破断は発生せず，燃料健全性は維持される。 以上のことから，使用済燃料プールの保有水が全て喪失しても，燃料被覆管温度は１号炉では約287℃以下，３号炉では約306℃以下に保たれ，酸化反応が促進されることはなく，燃料被覆管温度の上昇が燃料の健全性に影響を与えることはないと考えられる。		【女川】設備の相違 ・女川は，使用済燃料プールの全保有水喪失を想定した場合は自然対流による空気冷却での使用済燃料の冷却維持が可能である。 ・泊の１号及び２号炉の使用済燃料ピットの全保有水喪失時は約30日後に燃料被覆管がクリープラプチャするため，燃料ピットへの注水が必須である。また，泊１号及び２号炉の使用済燃料ピット冷却水が喪失した場合における燃料健全性の評価については，資料１に整理している。

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
	参考表１　１号及び３号炉　燃料被覆管温度・クリープ歪 （下表）		

参考表１　１号及び３号炉　燃料被覆管温度・クリープ歪

項目	１号炉	３号炉	備考
燃料被覆管温度（℃）	約 287	約 306	・平成 29 年４月１日時点※1 での評価
クリープ歪（%）	約 0.1	約 0.1	・平成 29 年４月１日時点※1 での評価 ・燃料被覆管温度を 320℃とした保守的な評価

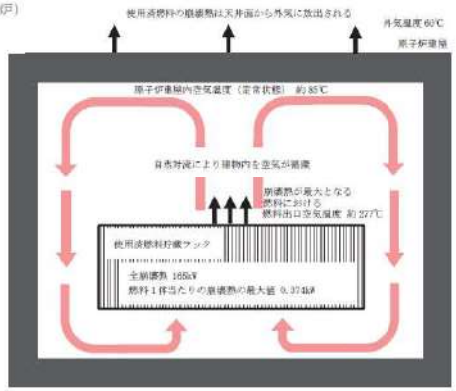
※１　１号及び３号炉ともに，全燃料は使用済燃料プールに貯蔵された状態

（参考文献）

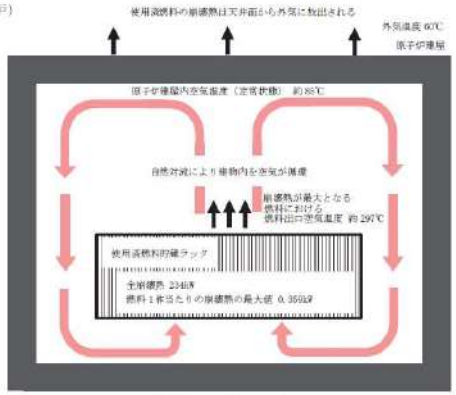
［1］“Air Oxidation Kinetics for Zr-Based Alloys”, Argonne National Laboratory, NUREG/CR-6846 ANL-03/32

［2］「日本原子力学会標準 使用済燃料中間貯蔵施設用金属キャスクの安全設計及び検査基準：2010」2010 年７月，社団法人 日本原子力学会

（１号炉）



（３号炉）



参考図１　評価モデル

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

泊発電所３号炉　技術的能力　比較表

伊方発電所３号炉

比較のため DB34 条補足資料 16 を掲載

【比較のため掲載順を入替え】

別　紙

伊方１，２号炉 SFP 発災時の
燃料健全性の評価結果について

伊方１，２号炉 SFP の冷却水が全量喪失した場合の燃料健全性の評価を以下の通り実施した。その結果，燃料の健全性は維持されることを確認した。

１．　評価条件
保守性を考慮し以下の条件を設定して，燃料被覆管温度評価を実施した。

(1) 評価条件
使用済燃料集合体の崩壊熱は以下の条件にて算出した。（添付１参照）
① 燃料仕様：14×14 型燃料，ステップ２燃料（最高燃焼度：55,000MWd/t）
② 保管数量及び崩壊熱

号炉	体数	ピット全体の崩壊熱	最も冷却期間の短い燃料１体あたりの崩壊熱
１号炉	237 体	397kW	2.1kW
２号炉	316 体	484kW	2.4kW

(2) 評価手法
① 最も冷却期間の短い（崩壊熱の高い）燃料の崩壊熱を入熱とした気相の温度上昇を評価。（空気の自然循環のみの冷却とし，輻射による冷却の効果は見込まない。）

② 最も冷却期間の短い（崩壊熱の高い）燃料と気相の熱伝達を評価し，燃料被覆管と気相の温度差を評価。
③ ①+②により，燃料被覆管温度を評価。

大飯発電所３／４号炉

資料1

大飯 1,2 号炉 使用済燃料ピット発災時の
燃料健全性の評価結果について

大飯 1,2 号炉の使用済燃料ピット（以下「SFP」という。）の冷却水が喪失した場合の燃料健全性の評価を以下の通り実施した。その結果、燃料の健全性は維持されることを確認した。

１．評価条件
保守性を考慮し以下の条件を設定して、燃料被覆管温度評価を実施した。

(1) 評価条件
使用済燃料集合体の崩壊熱は以下の条件にて算出した。（添付１参照）
➢燃料仕様：17×17 燃料、55GWd/t

➢保管数量、発熱量

号炉	体数	SFP 全体の崩壊熱	最も冷却期間の短い燃料１体あたりの崩壊熱
1,2u	629 体	1426kW	2.81kW

(2) 評価手法
① 最も冷却期間の短い（崩壊熱の高い）燃料の崩壊熱による気相への入熱による気相温度上昇を評価。（空気の自然循環のみの冷却とし、水による冷却の効果は見込まない。）

② 最も冷却期間の短い（崩壊熱の高い）燃料と気相の熱伝達を評価し、燃料被覆管と気相の温度差を評価。
③ ①+②により、燃料被覆管温度を評価。

泊発電所３号炉

資料１

泊１号及び２号炉 使用済燃料ピット発災時の
燃料健全性の評価結果について

泊１号及び２号炉の使用済燃料ピット（以下「SFP」という。）の冷却水が喪失した場合の燃料健全性の評価を以下のとおり実施した。その結果，燃料の健全性は維持されることを確認した。

1.　評価条件
保守性を考慮し以下の条件を設定して，燃料被覆管温度評価を実施した。

(1) 評価条件
使用済燃料集合体の崩壊熱は以下の条件にて算出した。（添付１参照）
➢燃料仕様：14×14型燃料，ステップ2燃料（最高燃焼度：55,000MWd/t）
➢保管数量，崩壊熱

表１　燃料集合体の保管数量と崩壊熱について

号炉	体数	ピット全体の崩壊熱	最も冷却期間の短い燃料１体あたりの崩壊熱
１号炉	404 体	467kW	1.40kW
２号炉	469 体	550kW	1.52kW

※体数は新燃料を含まない

(2) 評価手法
① 最も冷却期間の短い（崩壊熱の高い）燃料の崩壊熱を入熱とした空気の温度上昇を評価。（空気の自然循環によるラック内外の冷却をラック内外において考慮し，水による冷却の効果は見込まない。）
② 最も冷却期間の短い（崩壊熱の高い）燃料とラック内空気の熱伝達を評価し，燃料被覆管とラック内空気の温度差を評価。
③ ①+②により，燃料被覆管温度を評価。

相違理由

泊は，添付資料 1.0.16 資料１に泊１号及び２号炉使用済燃料ピット発災時の燃料健全性の評価結果を，資料２に泊１号及び２号炉 使用済燃料ピット発災時の線量影響の評価結果を整理しており，女川と資料構成が大きく異なることから，資料構成及び記載内容が類似している大飯及び伊方と比較する。

【大飯】
設備の相違
・泊１号及び２号炉は14×14型燃料を使用している（伊方と同様）
【大飯】
記載表現の相違

【伊方・大飯】
記載表現の相違
・泊は鉛直管内の流れについて記載しているが，共に空気を示している事は同様
【伊方・大飯】
設備の相違
・使用済燃料ピットのラック形状が異なる
・伊方及び大飯はアングル型ラック，泊はキャン型ラックに燃料を貯蔵

伊方発電所３号炉

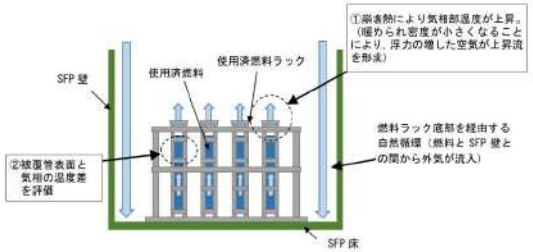


図 16-別-１　燃料被覆管温度評価の概念図

(3) 評価の結果

表 16-別-１のとおり，評価を行った結果，燃料被覆管温度は，伊方１号炉で 380℃程度，伊方２号炉で 410℃程度となり，燃料の健全性が維持されることを確認した。（添付２参照）

表 16-別-１　燃料被覆管温度の評価

項目	伊方１号炉	伊方２号炉
ラック当たりの面積(m²)	0.40×0.37＝0.148 m²	同左
ラック当たりの燃料棒の占有面積(m²)（ラック断面積を考慮）	π×(1.072E-2/2)²×179 本＝0.0162m²≒0.02m²	同左
ラック当たりの流路面積Ａ(m²)	0.148－0.02＝0.128 m²	同左
自然循環流量(kg/s) Ｇ＝ρ×流速Ｖ×流路面積Ａ	0.5038×0.15×0.128 ＝0.0096 kg/s	同左
気相の温度上昇(℃) ΔＴg＝Ｑ1÷(Ｇ×Ｃp)	2.1÷(0.0096×1.052) ＝210℃	2.4÷(0.0096×1.052) ＝240℃
燃料被覆管と気相の温度差(℃) ΔＴw＝Ｑ2÷(熱伝達率×伝熱面積)	Ｑ2＝5kW ΔＴw＝5×1000÷(15.42×21.95)＝15℃	同左
燃料被覆管温度(℃)	155＋210＋15＝380℃	155＋240＋15＝410℃

※気相の物性値（密度ρ，比熱Ｃp）は，圧力 0.1MPa，温度 600K（密度は 700K）の値を使用。（添付３参照）

大飯発電所３／４号炉

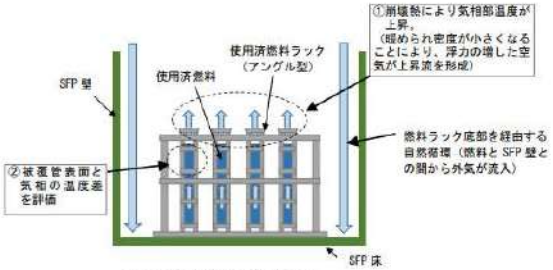


図１　燃料被覆管温度評価の概念図

(3) 評価の結果

・表１のとおり，評価を行った結果，燃料被覆管温度は，421℃程度である。
・燃料被覆管温度が 421℃程度ではジルコニウムの酸化反応による発熱の影響はなく，ジルコニウム-水反応による発熱，水素発生についても問題はない。
・また，燃料被覆管のクリープラプチャ発生時間の評価結果は約 600 日であり，相当な期間，燃料健全性が確保される。（添付２参照）

表１　燃料被覆管温度の評価

項目	燃料ラック１体相当
ラック当たりの面積(m²)	0.4×0.4＝0.16 m²
ラック当たりの燃料棒の占有面積(m²)	π×(9.5E-3/2)²×264 本＝0.0187≒0.02 m²
ラック当たりの流路面積Ａ(m²)	0.16 － 0.02 ≒0.14 m²
自然循環流量 Ｇ＝ρ×自然対流速度Ｖ×流路面積Ａ	0.5038×0.15×0.14 ＝0.01 (kg/s)
気相の温度上昇 ΔＴg＝Ｑ1÷(Ｇ×Ｃp)	Ｑ1＝2.81kW（最も冷却期間の短い燃料１体あたりの崩壊熱） 2.81÷(0.01×1.052)＝255(℃)
燃料被覆管と気相の温度差(℃) ΔＴw＝Ｑ2÷(熱伝達率×伝熱面積)	Ｑ2＝5kW（保守的設定） ∴ΔＴw＝5*1000÷(16.88×28.74) ＝11℃(切り上げ)
燃料被覆管温度(℃)	155＋255＋11＝421(℃)

※気相の物性値（密度ρ、比熱Ｃｐ）は、圧力 0.1MPa，温度 600K（密度は 700K）の値を使用。（添付３参照）

泊発電所３号炉

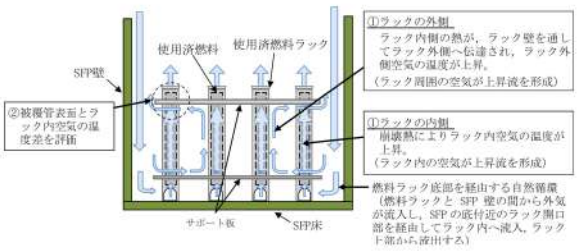


図１　燃料被覆管温度評価の概念図

(3) 評価の結果

・表２のとおり，評価を行った結果，燃料被覆管温度は泊２号炉で 450℃程度である。
・燃料被覆管温度が 450℃程度ではジルコニウムの酸化反応による発熱の影響はなく，ジルコニウム-水反応による発熱，水素発生についても問題はない。
・また，燃料被覆管のクリープラプチャ発生時間の評価結果は約 30 日であり，相当な期間，燃料健全性が確保される。（添付２参照）

表２　燃料被覆管温度の評価

項目	泊２号炉
ラック内側の面積(m²)	[redacted]
ラック当たりの燃料棒/シンブル管/計装用管の占有面積(m²)（ラック断面積を考慮）	π×(1.072E-2/2)²×179 本 ＋π×(1.369E-2/2)²×16 本 ＋π×(1.072E-2/2)²×1 本 ＝0.01860m²
ラック当たりの流路面積Ａ(m²)	[redacted]－0.01860＝[redacted]
ラック内側の流速Ｖ(m/s)（添付３）	0.222 m/s
自然循環流量(kg/s) Ｇ＝ρ×流速Ｖ×流路面積Ａ	Ｇ＝0.6402×0.222×[redacted] ＝[redacted] kg/s
ラック内側の温度Ｔm(℃)（添付４） ラック外側の温度Ｔa(℃)（添付４）	Ｔm：278.3℃ Ｔa：152.5℃
ラックの内側から外側への伝熱による放熱量Ｑ'(kW)（添付４）	0.364kW
ラック内の空気の温度上昇(℃) ΔＴg＝(Ｑ－Ｑ')÷(Ｇ×Ｃｐ)（添付４）	(1.52－0.364)÷([redacted]×1.043) ＝300℃（5℃刻みで切り上げ）
燃料被覆管と空気の温度差(℃) ΔＴw＝Ｑ2÷(熱伝達率×伝熱面積)	Ｑ2＝5kW ΔＴw＝5×1000÷(14.41×21.96)＝20℃（5℃刻みで切り上げ）
燃料被覆管温度(℃)	130＋300＋20＝450℃

[redacted] 枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

※空気の物性値（密度ρ，比熱Ｃｐ）は，伝熱工学資料（圧力0.1MPa，約278℃（ラック内側空気の出入口平均温度））の値を使用。（添付５参照）

相違理由

【伊方】
記載方針の相違

【伊方・大飯】
設備の相違

【伊方・大飯】
記載表現の相違
・泊は評価の厳しくなる２号炉を選定

【伊方・大飯】
評価結果の相違
・崩壊熱及びラック形状が異なるため燃料被覆管温度の最高値は異なるが、燃料の健全性が確保される点では同様

【伊方】
記載方針の相違
（大飯と同様）

【伊方・大飯】
記載表現の相違

【伊方・大飯】

伊方発電所３号炉	大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由
ρ：0.5038(kg/m³)　C_p：1.052(kJ/kg/K) ※熱伝達率 h ＝Nu×（λ÷D_H）＝4.36×(45.6E-3÷1.289E-2)＝15.42(W/m²/K) Nu：発達した管内層流の強制対流熱伝達に対するヌセルト数（4.36，伝熱工学資料より） λ：空気の熱伝導率(45.6E-3(W/(m･K)))，伝熱工学資料より，600Kの値） D_H：代表長さ（0.01289m，等価直径） ※伝熱面積＝（π×被覆管外径）×有効発熱長×燃料棒本数＝21.95m² ※燃料入口部の空気温度は，MAAP5 を用いた敦賀２号機の解析結果を参考に建屋内雰囲気温度相当として 155℃を設定。 評価の想定には以下の点に保守性を見込んでいる。 ① 自然対流速度は，実機と評価での空気の流れ方の違いや，燃料間の発熱量のバラつきに伴う流速のバラつき，燃料配置に伴う流速の不確かさ等を考慮し，保守性を見込んだ値として文献値等を基に 15cm/s を設定。（添付４参照） ② 流路面積は保守的となるようにラック単体とする。 ③ 燃料被覆管と気相の温度差を算出する際の発熱量は，発熱量の軸方向分布，酸化反応に伴う発熱等を考慮して，最も高温となる燃料の崩壊熱の評価値に更に保守性を見込んだ５kW の値を設定。 なお，本評価に基づきグラスホフ（Gr）数及びレイリー（Ra）数（Gr 数とプラントル（Pr）数の積）を算出したところ，それぞれ約 5,430，約 3,870 となった。一般に気体の層流自然対流条件は，10^3≦Ra 数≦10^9とされていることから，層流自然対流を仮定したことは妥当であると確認できる。また，自然対流熱伝達に関する実験データを用いて Ra 数からヌセルト数を評価すると約 4.9 となり，今回の評価で用いたヌセルト数と同程度である。	ρ：0.5038(kg/m³) Cp：1.052(kJ/kg/K) ※熱伝達率 h ＝Nu×（λ÷D_H）＝4.36×(45.6E-3÷1.178E-2)＝16.88(W/m²/K) Nu：発達した管内流に対するヌセルト数（4.36、伝熱工学資料より） λ：空気の熱伝導率（45.6E-3、伝熱工学資料より、600K の値） D_H：代表長さ（1.178cm、水力等価直径） ※伝熱面積＝（π×被覆管外径）×有効発熱長×燃料棒本数＝28.74(m²) ※燃料入口部の空気温度は、MAAP5 を用いた敦賀２号機の解析結果を参考に建屋内雰囲気温度相当として 155℃を設定。 評価の想定には以下の点に保守性を見込んでいる。 ●自然対流速度は、実機と評価での空気の流れ方の違いや、集合体配置に伴う流速の不確かさ等を考慮して、保守性を見込んだ値として文献値等を基に 15cm/s を設定。（添付４参照） ●流路面積は保守的となるようにラック単体とする。 ●燃料被覆管と気相の温度差を算出する際の発熱量 Q2 は、発熱量の軸方向分布、酸化反応に伴う発熱等を考慮して、最も高温となる燃料の崩壊熱の評価値(2.81kW)に更に保守性を見込んだ 5kW の値を設定。 なお、本評価に基づきグラスホフ（Gr）数及びレイリー（Ra）数（Gr 数とプラントル（Pr）数の積）を算出したところ、それぞれ約 4,180、約 2,990 となった。一般に気体の層流自然対流条件は、10^3≦Ra 数≦10^9 とされていることから、層流自然対流を仮定したことは妥当であると確認できる。また、自然対流熱伝達に関する実験データを用いて Ra 数からヌッセルト（Nu）数を評価すると約 4.7 となり、今回の評価で用いた Nu 数(4.36)は、温度差から推定される Nu 数と同程度である。	ρ：0.6402(kg/m³)　C_p：1.043(kJ/kg/K) ※熱伝達率 h 1＝Nu×（λ÷D_H）＝4.36×(42.6E-3÷1.289E-2)＝14.41(W/m²/K) Nu：発達した管内層流の強制対流熱伝達に対するヌセルト数（4.36，伝熱工学資料より） λ：空気の熱伝導率(42.6E-3(W/m/K)，伝熱工学資料より，約 278℃の値） D_H：代表長さ（0.01289m，等価直径） ※伝熱面積 AH＝（π×被覆管外径）×燃料有効長×燃料棒本数＝21.96 m² ※燃料入口部の空気温度は，CFD 解析による試算で求めた建屋内雰囲気温度から 130℃を設定（添付８）。 燃料被覆管と空気の温度差を算出する際の発熱量Q２は，発熱量の軸方向分布，酸化反応に伴う発熱等を考慮して，最も高温となる燃料の崩壊熱の評価値にさらに保守性を見込んだ５kWの値を設定。 なお，本評価に基づきラック内側の流れに対してレイノルズ（Re）数，グラスホフ（Gr）数及びレイリー（Ra）数（Gr数とプラントル（Pr）数の積）を算出したところ，それぞれ約70，約9,250，約6,570となった。一般に鉛直管内流れの層流条件は，Re数≦10^3，10^3≦Ra数≦10^9とされていることから，ラック内側は層流であると確認できる。また，自然対流熱伝達に関する実験データを用いてRa数からヌセルト数を評価すると約5.5となり，今回の評価で用いたヌセルト数と同程度である。	評価方針の相違 ・ラック形状の相違により評価方法が異なる ・伊方と大飯は設定値に対する値を使用するが，泊は理論値によって評価した値に対応する値を採用 【伊方・大飯】 記載方針の相違 ・燃料入口部空気温度について，泊は CFD 解析結果を参考に建屋内雰囲気温度を設定 【伊方・大飯】 記載内容の相違 ・伊方，大飯は保守性を見込んだ文献値であるのに対し，泊は実験値から妥当性を評価した理論値を採用 【伊方・大飯】 記載表現の相違 【伊方・大飯】 評価方針の相違 ・泊は鉛直管内流れについて評価するためレイノルズ数を記載 【伊方・大飯】 評価結果の相違 【大飯】 記載方針の相違 ・ラック型の相違によりパラメータの条件値は異なるが，共に層流となるため相違なし 【伊方・大飯】 記載表現の相違

伊方発電所３号炉	大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由
		燃料被覆管温度450℃におけるクリープラプチャ発生時間は約１ヶ月であり，燃料集合体の健全性は一定期間確保されることを確認した。したがって，泊３号炉において重大事故等が同時に発生した場合でも，泊１号及び２号炉SFPの冷却水喪失に伴い，燃料被覆管がクリープラプチャするまでに，参集要員がSFPへの補給又はスプレイ操作の対応にあたるための時間的な余裕は十分に確保できることから，泊３号炉の重大事故等対応に影響を与えることはない（添付７）。 なお，第385回原子力発電所の新規制基準適合性に係る審査会合における資料では，ラック内側入口部の空気温度条件としてMAAP5を用いた敦賀２号炉の解析結果を参考に建屋内雰囲気温度相当である155℃と設定し，この場合の燃料被覆管温度評価結果500℃，クリープラプチャが発生する最短時間約１日を泊１号及び２号炉の評価結果としていた。 しかし，添付８に示す泊２号炉SFPを対象としたCFD解析による試算では，空気の最高温度約400℃より燃料被覆管最高温度は420℃，クリープラプチャが発生する最短時間は約10ヶ月と評価される。敦賀２号炉の解析はプラント停止期間が短く（２年），停止後４年以上が経過している泊１号及び２号炉SFPの評価に用いるには過度に保守的であると考え，適切なラック内側入口部の空気温度を設定することとした。 具体的には，泊２号炉のCFD解析による試算においてラック内側入口部は約80℃であったが，建屋内空気の混合状況や時間的な揺らぎによる不確かさを考慮し，CFD解析結果の建屋床面におけるSFP周辺部雰囲気温度の最高値に一定の保守性を持たせ，ラック内側入口部の空気温度を130℃に見直した。それに伴い，あらためてクリープラプチャが発生する最短時間を評価した。（添付２） 表３にラック入口部の空気温度見直し前後の燃料被覆管温度及びクリープラプチャが発生する最短時間の評価結果を示す。上記のとおり敦賀２号炉の解析は過度に保守的と考えられること，また，ラック内側入口部の空気温度130℃はCFD解析結果に保守性を持たせて設定したものであり，泊１号及び２号炉のSFPにおいて冷却水が喪失した状況においても，燃料の健全性は最低でも１ヶ月以上にわたり確保されるものと考える。 表３　燃料被覆管最高温度およびクリープラプチャが発生する最短時間 評価ケース：ラック内側入口部の空気温度：155℃ ／ 燃料被覆管最高温度：500℃ ／ クリープラプチャが発生する最短時間：約1日 評価ケース：CFD解析 ／ 燃料被覆管最高温度：420℃ ／ クリープラプチャが発生する最短時間：約10ヶ月 評価ケース：ラック内側入口部の空気温度：130℃ ／ 燃料被覆管最高温度：450℃ ／ クリープラプチャが発生する最短時間：約1ヶ月 なお，SFPの保有水量は1,500m³以上あり，何らかの事象によりSFPが損壊しSFP冷却水の漏えいが発生した場合でも，SFP冷却水の全量喪失までには一定の時間を要する(注)と考えられる。	【伊方・大飯】 記載方針の相違 ・燃料集合体入口温度の評価方法を変更した経緯を記載 ・第 385 回の審査会合にて説明済

伊方発電所３号炉	大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由
		（注）SFPの冷却水喪失事故における漏えい規模の想定について 泊１号及び２号炉のSFPにおいて重大事故等を想定した場合，長期停止に伴い崩壊熱も小さいことから，SFP冷却水が沸騰に至るまで約６日を要し，安全対策上は問題とならない。一方，重大事故を上まわるSFPからの漏えいを伴うような事故に関しては，具体的な漏えい規模を想定することは難しいが，米国のガイドを参考に，以下考察を行った。 仮に，泊１号及び２号炉SFPにて米国NEI12-06（FLEXガイド），NEI06-12（B.5.b対応ガイド）で要求されるSFPスプレイ能力200gpm（約45.4m³/h）に相当するSFP冷却水の漏えいを仮定した場合，SFP冷却水が全量喪失に至るまでは約33時間となり，SFP冷却水の全量喪失に至るまでには一定の時間余裕がある。 さらに，NEI06-12で要求されるSFPへの水の補給能力500gpm（約114m³/h）に相当するSFP冷却水の漏えいを仮定した場合には，SFP冷却水が全量喪失に至るまでは約13時間となるが，本条件は航空機の直接衝突を仮定したものであり，耐震Sクラスである SFP設備において，地震によりこのような大規模な漏えいが発生することは考え難い。 <参考> ・NEI12-06（FLEXガイド） 2011年の福島第一原子力発電所での事故を受けた大規模な自然災害への対応ガイドであり，SFPについては，SFPへの水のスプレイ能力200gpmが要求されている。 ・NEI06-12（B.5.b対応ガイド） 2001年の同時多発テロを受けた航空機テロへの対応ガイドであり，SFPについては，SFPへの水の補給能力500gpm及びSFPへの水のスプレイ能力200gpmが要求されている（補給とスプレイを同時に実施する必要はない）。	
２．まとめ 伊方１，２号炉 SFP の冷却水が全量喪失した場合の燃料被覆管温度を評価し，燃料健全性が維持されることを確認した。 以　上 【掲載終了】	２．まとめ 大飯 1,2 号炉の SFP 冷却水が全量喪失した場合の燃料被覆管温度を評価し、燃料健全性が維持されることを確認した。 以上	２．まとめ 泊１号及び２号炉の SFP 冷却水が全量喪失した場合の燃料被覆管温度を評価し，燃料健全性が維持されることを確認した。 以上	

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

伊方発電所３号炉	大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由
34 条 補足１６． 伊方１，２号炉使用済燃料ピット発災時の 緊急時対策所(EL.32m)への影響について 伊方１，２号炉使用済燃料ピット（以下「SFP」という。）には燃料が貯蔵されており，万一の場合には燃料の損傷等による緊急時対策所(EL.32m)への悪影響が考えられる。 そのため，１，２号炉 SFP 発災時に緊急時対策所(EL.32m)に及ぼす影響について評価した。 評価にあたっては，仮想的に SFP の冷却水が全量喪失した場合を想定した。別紙に示すとおり，SFP の冷却水が全量喪失した場合においても，SFP 内の空気の自然循環により貯蔵されている燃料集合体の健全性は維持される。従って，１，２号炉 SFP 発災による影響として，周辺エリアの線量率の上昇に伴う緊急時対策所(EL.32m)のアクセス性及び居住性に対する影響について評価した。 １．評価条件 （１）線源強度 燃料集合体の線源強度は以下のとおり計算した。 ａ．現在，伊方１，２号炉は停止中であること，また，３号炉用の17×17 型燃料は貯蔵しないことから，１，２号炉 SFP に新たに使用済燃料が追加されることはない。したがって平成 26 年 10 月 31 日時点の貯蔵状況等を考慮することとし，燃料集合体を次のとおり分類する。 ・燃焼度（燃焼時間）については，サイクルを踏まえて０～10,000 時間，10,000～20,000 時間，20,000～30,000 時間，30,000～40,000 時間に分類し，それぞれの上限値を使用する。 ・冷却期間については，３年～４年，４年～５年，５年～７年，７年～10 年，10 年～に分類し，それぞれの下限値を使用する。 評価に用いた分類毎の燃料集合体の数量を表 16-1 及び表 16-2 に示す。なお，燃料は全てステップ２燃料とする。 ｂ．計算にはＯＲＩＧＥＮ２コードを使用し，線源強度は表 16-3 に示すとおり７群のガンマ線エネルギに分類する。	【比較のため掲載順を入替え】 資料２ 大飯 1,2 号炉 使用済燃料ピット発災時の 線量影響の評価結果について 大飯 1,2 号炉の使用済燃料ピット（以下「SFP」という。）の冷却水が喪失した場合の線量影響の評価を以下の通り実施した。 重大事故等発生時に必要な対応のうち 1,2 号炉 SFP 周辺で実施する活動としては、緊急時対策所用電源車に係る作業及び緊急時対策所への参集が想定され、これらの活動に対して 1,2 号炉 SFP 内の使用済燃料からの線量影響が最大となる地点を考慮して評価対象とした。また、重大事故等発生時には緊急時対策所で活動することから、緊急時対策所内についても評価対象とした。 評価の結果、重大事故等発生時の SFP 周辺における屋外の対応作業や緊急時対策所内の活動が実施可能であることを確認した。 １．評価条件 保守性を考慮し以下の条件を設定して線量評価を実施した。 (1) 線源の条件 ●SFP 冷却水が全喪失した場合の燃料集合体の健全性は維持されるものとする。 ●使用済燃料集合体の線源強度は ORIGEN2 コードにて以下の条件にて算出した。 ➢燃料仕様：17×17 燃料 ➢保管数量：1,2 号炉 629 体 ➢保管中の使用済燃料の燃焼履歴を考慮 ➢保管中の使用済燃料の冷却年数を考慮（平成 26 年 11 月 1 日時点の冷却年数） ●SFP の冷却水は全て喪失しているものとし、水遮蔽の効果は見込まない。	資料２ 泊１号及び２号炉 使用済燃料ピット発災時の 線量影響の評価結果について 泊１号及び２号炉の使用済燃料ピット（以下「SFP」という。）の冷却水が喪失した場合の線量影響の評価を以下のとおり実施した。 重大事故等発生時に必要な対応のうち１号及び２号炉 SFP 周辺で実施する活動としては，緊急時対策所用発電機に係る作業及び緊急時対策所への参集が想定され，これらの活動に対して１号及び２号炉 SFP 内の使用済燃料からの線量影響が最大となる地点を考慮して評価対象とした。また，重大事故等発生時には緊急時対策所で活動することから，緊急時対策所指揮所内についても評価対象とした。 評価の結果，重大事故等発生時のSFP周辺における屋外の対応作業や緊急時対策所内の活動が実施可能であることを確認した。 １．評価条件 保守性を考慮し以下の条件を設定して，線量評価を実施した。 （１）線源強度 燃料集合体の線源強度は以下のとおり計算した。 ａ．現在，泊１号及び２号炉は停止中であり，また，３号炉用の17×17型燃料は貯蔵しないことから，泊１号及び２号炉SFPに新たに使用済燃料が追加されることはない。したがって，平成28年１月１日時点の燃料貯蔵状況等を考慮することとし，燃料集合体を次のとおり分類する。 ・燃焼度（燃焼時間）については，使用サイクル数を踏まえて0～10,000時間，10,000～20,000時間，20,000～30,000時間，30,000～40,000時間に分類し，それぞれの上限値を使用する。 ・冷却時間については，３年～４年，４年～５年，５年～７年，７年～10年，10年～に分類し，それぞれの下限値を使用する。 評価に用いた分類毎の燃料集合体の数量を表１及び表２に示す。なお，燃料はすべてステップ２燃料とする。 ｂ．計算にはORIGEN2コードを使用し，線源強度は表３に示すとおり７群のガンマ線エネルギに分類する。	【伊方】 記載表現の相違 （大飯と同様） 【伊方】 記載方針の相違 （大飯と同様） 【大飯】 設備名称の相違 【大飯】 記載表現の相違 【伊方】 記載表現の相違 【大飯】 記載方針の相違 （伊方と同様） 【伊方・大飯】 設備の相違 【伊方】 記載表現の相違

伊方発電所３号炉

表 16-1　伊方１号炉 SFP　燃料集合体の評価条件

（単位：体）

燃焼度（燃焼時間）	冷却期間				
	3 年	4 年	5 年	7 年	10 年
10,000 時間	16	0	0	0	0
20,000 時間	32	0	4	0	5
30,000 時間	32	0	2	1	11
40,000 時間	41	41	44	8	0
合計	121	41	50	9	16

表 16-2　伊方２号炉 SFP　燃料集合体の評価条件

（単位：体）

燃焼度（燃焼時間）	冷却期間				
	3 年	4 年	5 年	7 年	10 年
10,000 時間	12	0	0	0	0
20,000 時間	26	2	0	0	13
30,000 時間	34	8	20	1	63
40,000 時間	49	19	53	16	0
合計	121	29	73	17	76

表 16-3　ガンマ線のエネルギ分類

代表エネルギ (MeV)	エネルギ範囲 (MeV)
0.4	E≦0.4
0.8	0.4＜E≦0.9
1.3	0.9＜E≦1.35
1.7	1.35＜E≦1.8
2.2	1.8＜E≦2.2
2.5	2.2＜E≦2.6
3.5	2.6＜E

（２）評価モデル

１，２号炉 SFP 周辺の評価点における線量評価モデルは以下のとおりとした。

a．SFP 直上での作業を行うことはないこと，SFP 側壁のコンクリート厚さを踏まえ上部開口部以外における直接線の影響は無視できることから，鉛直上方向に放出されるガンマ線のスカイシャイン線を評価対象とする。

b．（１）a．にて分類した各燃料集合体を，その上端部に位置する点線源に変換する。変換にあたっては，燃料集合体[redacted]の自己遮蔽を考慮し，ＳＰＡＮ－ＳＬＡＢコードを用いて上空での線量率を求め，当該位置においてその線量率と等価な線量率を与える点線源強度を設定する。

大飯発電所３／４号炉

(2) 評価モデル

●SFP 側壁のコンクリート厚さは約 1.8m であり、上部開口部以外における直接線の影響は無視できることから、鉛直上方向に放出されるガンマ線のスカイシャインによる影響について評価を行うこととした。

●スカイシャイン線の評価に当たっては、実績のある SCATTERING コードを使用した。

●スカイシャイン計算モデルを図１に、緊急時対策所内の線量評価における遮蔽条件を図２に示す。

泊発電所３号炉

表１　泊１号炉 SFP　燃料集合体の評価条件

（単位：体）

燃焼度（燃焼時間）	冷却期間				
	3 年	4 年	5 年	7 年	10 年
10,000 時間	0	12	0	0	0
20,000 時間	0	20	4	4	3
30,000 時間	0	44	12	30	96
40,000 時間	0	45	41	39	54
合計	0	121	57	73	153

表２　泊２号炉 SFP　燃料集合体の評価条件

（単位：体）

燃焼度（燃焼時間）	冷却期間				
	3 年	4 年	5 年	7 年	10 年
10,000 時間	0	0	0	0	0
20,000 時間	0	45	4	0	0
30,000 時間	0	35	22	4	109
40,000 時間	0	41	73	52	84
合計	0	121	99	56	193

表３　ガンマ線のエネルギ分類

代表エネルギ (MeV)	エネルギ範囲 (MeV)
0.4	E≦0.4
0.8	0.4＜E≦0.9
1.3	0.9＜E≦1.35
1.7	1.35＜E≦1.8
2.2	1.8＜E≦2.2
2.5	2.2＜E≦2.6
3.5	2.6＜E

（２）評価モデル

泊１号及び２号炉SFP周辺の評価点における線量評価モデルは以下のとおりとした。

a．SFP直上での作業を行うことはないこと，SFP側壁のコンクリート厚さを踏まえ上部開口部以外における直接線の影響は無視できることから，鉛直上方向に放出されるガンマ線のスカイシャイン線を評価対象とする。

b．（１）a．にて分類した各燃料集合体を，その上端部に位置する点線源に変換する。変換に当たっては，燃料集合体の自己遮蔽を考慮し，SPAN-SLABコードを用いて上空での線量率を求め，当該位置においてその線量率と等価な線量率を与える点線源強度を設定する。

相違理由

【大飯】
記載方針の相違
（伊方と同様）

【大飯】
記載表現の相違
（伊方と同様）

【大飯】
記載内容の相違
（伊方と同様）

伊方発電所３号炉

c．評価モデルの概要を図 16-1 に示す。評価点におけるスカイシャイン線量率の計算にあたっては，b．にて設定した点線源が SFP の中心に配置されているものとしてＳＣＡＴＴＥＲＩＮＧコードにより計算する。

d．水遮蔽の効果は考慮しない。

e．燃料取扱建屋天井，側壁及び燃料ラック等の遮蔽効果は考慮しない。

f．影響評価にあたって設定する評価点とその評価条件を図 16-2 及び表 16-4 に示す。

緊急時対策所(EL. 32m)へのアクセス性の観点から保修建家外表面を，各活動場所へのアクセス性の観点から緊急時対策所(EL. 32m)最近接点を選定する。

また，居住性の観点から緊急時対策所(EL. 32m)中心点を選定する。

中心点の評価では，コンクリート(密度：2.15g/cm³)による遮蔽効果を考慮する。

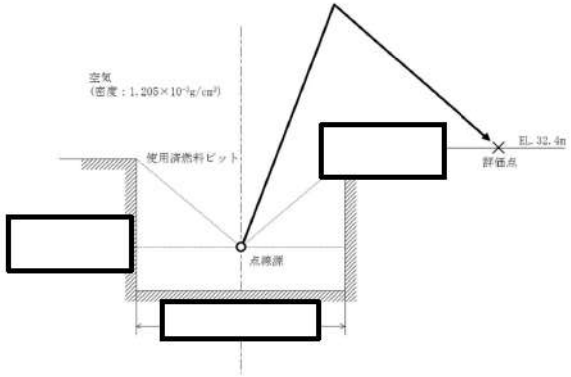


図 16-1　スカイシャイン線量の評価モデル

大飯発電所３／４号炉

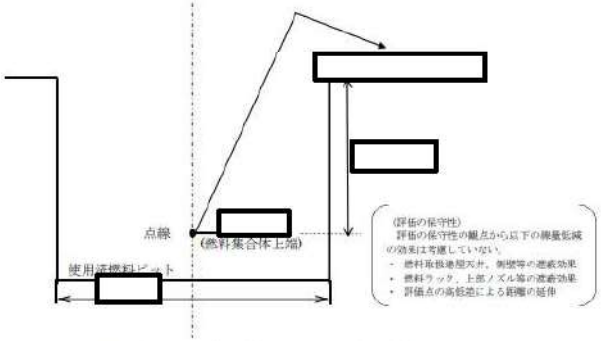


図 1. 使用済燃料からのスカイシャイン計算モデルの概要

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

泊発電所３号炉

c．評価モデルの概要を図１に示す。評価点におけるスカイシャイン線量率の計算にあたっては，b．にて設定した点線源がSFPの中心に配置されているものとしてSCATTERINGコードにより計算する。

d．水遮蔽の効果は考慮しない。

e．燃料取扱棟天井，側壁及び使用済燃料ラック等の遮蔽効果は考慮しない。

f．影響評価に当たって設定する評価点とその評価条件を図２及び表４に示す。

緊急時対策所へのアクセス性の観点から２号炉SFP最近接点を評価点として選定する。

緊急時対策所近傍の屋外作業となる緊急時対策所用発電機への燃料補給作業地点を評価点として選定する。

また，居住性の観点から緊急時対策所指揮所中心点を評価点として選定する。

中心点の評価では，コンクリート（密度：2.15g/cm³）による遮蔽効果を考慮する。

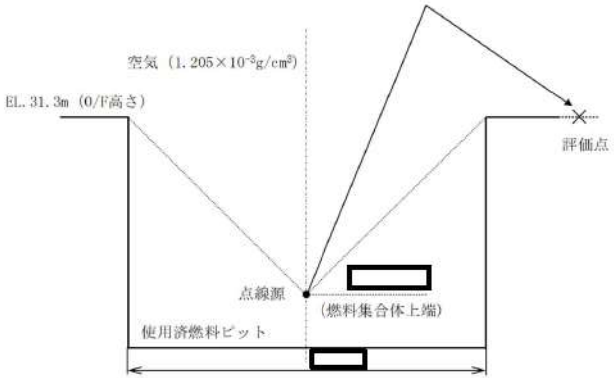


図１　スカイシャイン線量の評価モデル

枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

相違理由

【伊方】記載表現の相違

【伊方】記載内容の相違

【伊方】記載表現の相違

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

伊方発電所３号炉

図 16-2　１，２号炉 SFP 周辺配置図

表 16-4　緊急時対策所(EL. 32m)にかかる評価条件

評価点	SFP 中心からの距離(m)		コンクリート厚さ※(cm)
保修建家外表面	１号炉	40	－
	２号炉	40	－
緊急時対策所(EL. 32m)最近接点	１号炉	33	－
	２号炉	90	－
緊急時対策所(EL. 32m)中心点	１号炉	43	80
	２号炉	99	80

※評価にあたっては，マイナス側許容差 5mm を考慮する。

２．評価結果

線量率の評価結果を表 16-5 に示す。

大飯発電所３／４号炉

【比較のため比較表 1.0.16-41 頁より再掲】

図 3. 重大事故等発生時の 1,2 号炉 SFP 周辺作業における線量影響の評価結果

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

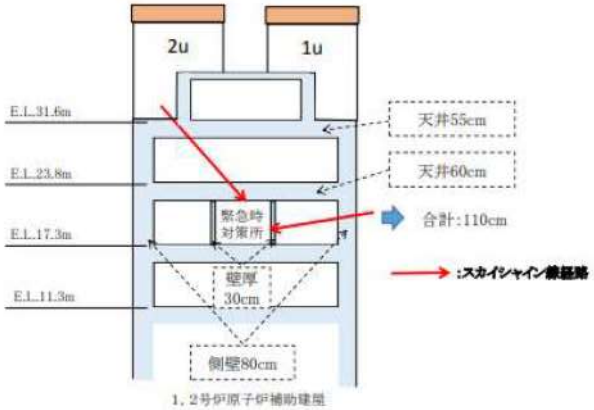


図 2. 緊急時対策所内の線量評価における遮蔽条件

２．評価結果

1,2 号炉の SFP が冷却水を喪失したことを前提に周辺の線量影響について評価を行った。線量影響の評価結果を図 3 に示す。

泊発電所３号炉

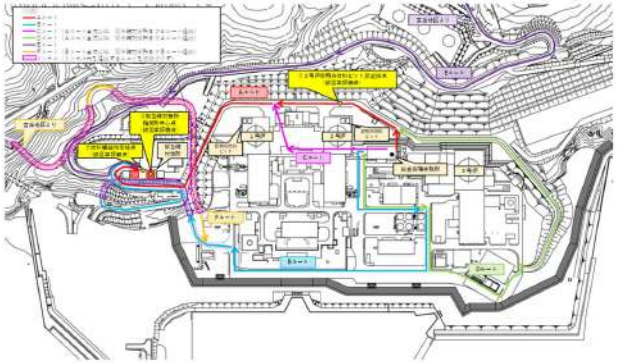


図 2　緊急時対策所への参集ルート等を踏まえた評価点

表 4　緊急時対策所にかかる評価条件

評価点	SFP 中心からの距離(m)		コンクリート厚さ※(cm)
①参集ルートのうち２号炉 SFP 最近接点	１号炉	約 196m	－
	２号炉	約 36m	－
②緊急時対策所用発電機への燃料補給作業地点	１号炉	約 220m	－
	２号炉	約 407m	－
③緊急時対策所指揮所中心点	１号炉	約 217m	65
	２号炉	約 402m	65

※評価に当たっては，マイナス側許容差 5mm を考慮する。

２．評価結果

線量率の評価結果を表 5 に示す。

相違理由

【大飯】
記載方針の相違
・泊は，線量率評価点を図２に示しており，線量率の評価結果については，表５に整理している。(伊方と同様)

【大飯】
記載方針の相違
・泊は評価が最も厳しくなる値を代表的に記載
(伊方と同様)

【大飯】
記載表現の相違
(伊方と同様)

伊方発電所３号炉

表 16-5　1，2 号 SFP 冷却水喪失時の線量評価結果

評価点	線量率(mSv/h)		
	号炉別		合計
保修建家外表面	1 号炉 SFP	3.2	8.2
	2 号炉 SFP	5.0	
緊急時対策所(EL.32m)最近接点	1 号炉 SFP	4.2	5.8
	2 号炉 SFP	1.6	
緊急時対策所(EL.32m)中心点	1 号炉 SFP	5.2×10^{-4}	7.6×10^{-4}
	2 号炉 SFP	2.5×10^{-4}	

保修建家外表面における線量率は約 8.2mSv/h，緊急時対策所(EL.32m)最近接点における線量率は約 5.8mSv/h となった。

緊急時対策所(EL.32m)及び各活動場所への移動に際し，評価点近傍を通過する時間が短いことを考慮すると，アクセス性に問題はない。

また，緊急時対策所(EL.32m)中心点における線量率は約 0.76μSv/h であり，7 日間の滞在を考慮しても約 0.13mSv 程度であるため，居住性に与える影響は極めて小さい。

大飯発電所３／４号炉

緊急時対策所内への線量影響は約 0.03μSv/h と評価され、7 日間の滞在でも約 5μSv 程度の影響であり、重大事故等発生時における活動に影響はない。

緊急時対策所への参集などのアクセス（屋内を含む）においては最大地点で約 10mSv/h となるが、当該場所にとどまって作業することはないことから、被ばく線量への影響は限定的である。

また、重大事故等発生時の 1,2 号炉 SFP 周辺での作業としては、緊急時対策所用電源車に係る作業等が想定されるが、作業を実施する場所における線量影響の評価結果は、約 5mSv/h となる。

SFP 周辺の作業に伴い当該拠点に滞在する時間（1 日あたり 1 時間以下）が限られていることから、重大事故等発生時におけるこれらの活動が可能である。

泊発電所３号炉

表 5　泊 1 号及び 2 号炉 SFP 冷却水喪失時の線量評価結果

評価点	線量率(mSv/h)		
	号炉別		合計
①参集ルートのうち 2 号炉 SFP 最近接点	1 号炉 SFP	約 3.2×10^{-1}	約 6.4
	2 号炉 SFP	約 6.0	
②緊急時対策所用発電機への燃料補給作業地点	1 号炉 SFP	約 2.7×10^{-1}	約 3.1×10^{-1}
	2 号炉 SFP	約 3.8×10^{-2}	
③緊急時対策所指揮所中心点	1 号炉 SFP	約 3.4×10^{-4}	約 3.8×10^{-4}
	2 号炉 SFP	約 4.7×10^{-5}	

緊急時対策所指揮所中心点における線量率は約0.38μSv/hであり，7 日間の滞在を考慮しても約0.064mSvであるため，居住性に与える影響は極めて小さい。

緊急時対策所への参集等のアクセスにおいては最大地点で約 6.4mSv/hとなるが，当該場所にとどまって作業することはないことから，被ばく線量への影響は限定的である。

また，重大事故等発生時の緊急時対策所近傍の屋外作業としては，緊急時対策所用発電機への燃料補給作業が想定されるが，作業を実施する場所における線量率は，約0.31mSv/hとなる。

緊急時対策所近傍の屋外周辺の作業に伴い当該拠点に滞在する時間（1 日あたり 1 時間以下）が限られており，7 日間の燃料補給作業を考慮しても約 0.12mSv であるため，重大事故等発生時におけるこれらの活動が可能である。

相違理由

【大飯】
記載方針の相違
・泊は，線量評価結果を表に整理した。(伊方と同様)
・緊急時対策所への参集ルート上で，使用済燃料からの線量影響が最大となる地点は 2 号炉 SFP 最近接点

【大飯】
記載表現の相違
(伊方と同様)
【伊方・大飯】
評価結果の相違

【伊方】
記載表現の相違
(大飯と同様)
【大飯】
評価結果の相違

【伊方】
記載方針の相違
・泊と大飯は本資料で緊急時対策所近傍での作業に関する被ばくを評価
【大飯】
記載方針の相違
・7 日間の被ばく線量を記載する方針は伊方と同様
【伊方・大飯】
評価結果の相違

伊方発電所３号炉	大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由
	[redacted] 図 3. 重大事故等発生時の 1,2 号炉 SFP 周辺作業における線量影響の評価結果 枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。		【大飯】記載方針の相違 比較表 1.0.16-39 頁にて比較
以上より，１，２号 SFP 発災時においても，緊急時対策所(EL. 32 m)を拠点とする活動に支障がないことを確認した。	３．まとめ ●大飯 1,2 号炉の SFP 冷却水が喪失した場合の周辺における線量影響を評価した。 ●緊急時対策所内への線量影響は極めて小さく、緊急時対策所の居住性に与える影響はほとんどないことを確認した。 ●また、重大事故等発生時に SFP 周辺で実施されることが想定される作業の線量影響が限定的であり、屋内外の対応作業が実施可能であることを確認した。 以上 【掲載終了】	以上より，泊１号及び２号炉SFP発災時においても，緊急時対策所を拠点とする活動に支障がないことを確認した。 以上	【大飯】 記載表現の相違 （伊方と同様）

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

泊発電所３号炉　技術的能力　比較表

伊方発電所３号炉

添付１

伊方１，２号炉 SFP 発災時の
燃料健全性評価に用いた崩壊熱について

伊方１，２号炉 SFP の冷却水が全量喪失した状態を想定した場合の燃料健全性評価に用いた崩壊熱については，ステップ２燃料の安全審査時に用いた評価条件を基に以下の通り算出した。

１．　ステップ２燃料の安全審査での評価条件

表 16-別-添１-１　伊方１，２号炉安全審査における SFP 熱負荷評価条件

	伊方１（２）号炉
崩壊熱曲線	・ＦＰ崩壊熱：日本原子力学会推奨値＋不確定性（３σ）※ ・アクチニド崩壊熱：ORIGEN2 コード評価値＋不確定性（20%）
燃料条件	・燃焼度 ３回照射燃料　55,000MWd/t ２回照射燃料　36,700MWd/t １回照射燃料　18,300MWd/t ・ウラン濃縮度：4.8wt%
照射回数	３サイクル照射取出
運転期間	13 ヶ月
停止期間	30 日
燃料取出期間	9.5 日
燃料取出スキーム	1/3 炉心分が定検ごとに SFP に取り出され，また，１（２）号炉の全炉心分とあわせて SFP 貯蔵容量一杯に保管されているものと仮定

※：「軽水炉動力炉の非常用炉心冷却系の性能評価指針（昭和 56 年７月 20 日原子力安全委員会決定，平成４年６月 11 日一部改定）」においてその使用が認められている。

２．今回の評価に用いる崩壊熱
今回の評価に用いる SFP 保管燃料の崩壊熱については，ステップ２燃料の安全審査で用いた発熱量および冷却期間を基に実際の冷却期間に応じた崩壊熱を算出した。
具体的には，
① 例えば，伊方１号炉の 1,153 日冷却の燃料（前サイクル装荷燃料 121 体）については，冷却日数が２サイクル冷却（860 日）と３サイクル冷却(1,285 日)の間で内挿することにより算出した。その他冷却期間の燃料についても同様に算出した。
② １号炉の６サイクル冷却(2,560 日)以上の冷却燃料については，保守的に全て６サイクル冷却燃料として扱う。
③ ２号炉の９サイクル冷却(3,835 日)以上の冷却燃料については，保守的に全て９サイクル冷却燃料として扱う。
④ 実際の燃焼度にかかわらず，保守的に全て 55,000MWd/t と設定する。

大飯発電所３／４号炉

添付１

大飯 1,2 号炉 使用済燃料ピット発災時の
燃料健全性評価に用いた崩壊熱について

大飯 1,2 号炉の使用済燃料ピット（以下「SFP」という。）の冷却水が全量喪失した状態を想定した場合の燃料健全性評価に用いた崩壊熱については、55GWd/t 燃料の安全審査時に用いた評価条件を元に以下の通り算出した。

１．55GWd/t 燃料の安全審査での評価条件

表１　大飯 1,2 号炉安全審査における使用済燃料ピット熱負荷評価条件

	大飯１，２号炉
崩壊熱曲線	・ＦＰ崩壊熱：日本原子力学会推奨値＋不確定性（３σ）※ ・アクチニド崩壊熱：ORIGEN2 コード評価値＋不確定性（20%）
燃料条件	・燃焼度 ３回照射燃料　55,000MWd/t ２回照射燃料　36,700MWd/t １回照射燃料　18,300MWd/t ・ウラン濃縮度：4.8wt%
照射回数	３サイクル照射取出
運転期間	13 ヶ月
停止期間	30 日
燃料取出期間	8.5 日
燃料取出スキーム	１号炉または２号炉の定検が終了した時点で次の定検に入るとい定検期間の差がもっとも短い場合を想定し，1/3 炉心分が定検ごとに使用済燃料ピットに取り出され、また、１号炉または２号炉の全炉心分とあわせて使用済ピット貯蔵容量一杯に保管されているものと仮定

※：「軽水炉動力炉の非常用炉心冷却系の性能評価指針（昭和 56 年７月 20 日原子力安全委員会決定、平成４年６月 11 日一部改定）」においてその使用が認められている。

２．今回の評価に用いる崩壊熱
今回の評価にあたっては、SFP 保管燃料の崩壊熱について、実際の冷却日数をもとに、55GWd/t 燃料の安全審査で用いた発熱量から保守的に算出した。
具体的には、
➢例えば、大飯２号炉の 1051 日冷却の燃料（前サイクル装荷燃料 193 体）については、冷却日数が２サイクル冷却（889 日）と３サイクル冷却(1285 日)の間で内挿することにより算出した。その他冷却期間の燃料についても同様に算出した
➢４サイクル冷却(1710 日)以上の冷却燃料については、保守的に全て４サイクル冷却燃料として扱う。
➢実際の燃焼度にかかわらず、保守的に全て 55,000MWd/t と設定する。
➢冷却日数については、崩壊熱を保守的に見積もるため、平成 26 年 11 月１日時点での冷却日数にて評価を行った。

泊発電所３号炉

添付１

泊１号及び２号炉 使用済燃料ピット発災時の
燃料健全性評価に用いた崩壊熱について

泊１号及び２号炉の使用済燃料ピット（以下「SFP」という。）の冷却水が全量喪失した状態を想定した場合の燃料健全性評価に用いた崩壊熱については，ステップ２燃料の安全審査時に用いた評価条件を基に以下のとおり算出した。

1.　ステップ２燃料の安全審査での評価条件

表１　泊１号及び２号炉安全審査における使用済燃料ピット熱負荷評価条件

	泊１（２）号炉
崩壊熱曲線	・ＦＰ崩壊熱：日本原子力学会推奨値＋不確定性（３σ）※ ・アクチニド崩壊熱：ORIGEN2 コード評価値＋不確定性（20%）
燃料条件	・燃焼度 ３回照射燃料　55,000MWd/t ２回照射燃料　36,700MWd/t １回照射燃料　18,300MWd/t ・ウラン濃縮度：4.8wt%
照射回数	３サイクル照射取出
運転期間	13 ヶ月
停止期間	30 日
燃料取出期間	7.5 日
燃料取出スキーム	1/3 炉心分が定検ごとに使用済燃料ピットに取り出され，また，１（２）号炉の全炉心分とあわせて使用済ピット貯蔵容量一杯に保管されているものと仮定

※：「軽水炉動力炉の非常用炉心冷却系の性能評価指針（昭和 56 年７月 20 日原子力安全委員会決定，平成４年６月 11 日一部改定）」においてその使用が認められている。

2.　今回の評価に用いる崩壊熱
今回の評価に用いるSFP保管燃料の崩壊熱については，ステップ２燃料の安全審査で用いた発熱量及び冷却期間を基に実際の冷却期間に応じた崩壊熱を算出した。
具体的には，
① 例えば，泊１号炉の1715日冷却の燃料（前サイクル装荷燃料121体）については，冷却日数が4サイクル冷却（1708日）と５サイクル冷却(2133日)の間で内挿することにより算出した。その他冷却期間の燃料についても同様に算出した。
② １号炉の7サイクル冷却(2983日)以上の冷却燃料については，保守的にすべて7サイクル冷却燃料として扱う。
③ ２号炉の7サイクル冷却(2983日)以上の冷却燃料については，保守的にすべて7サイクル冷却燃料として扱う。
④ 実際の燃焼度にかかわらず，保守的にすべて55,000MWd/tと設定する。

相違理由

【伊方】
記載表現の相違
（大飯と同様）

【大飯】
記載表現の相違
（伊方と同様）

【伊方・大飯】
設計の相違
・燃料取出期間及び燃料取出スキームについては過去の安全審査での取扱いが異なる

【大飯】
記載表現の相違
（伊方と同様）

【伊方・大飯】
記載内容の相違
・各プラントの冷却日数に相当するサイクル冷却数を記載しているが，考え方は同様

【大飯】
設備の相違

【大飯】
記載方針の相違
・泊は平成 28 年１

伊方発電所３号炉	大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由
上記方法により，伊方１，２号炉 SFP 発災時の燃料健全性評価用の崩壊熱を表 16-別-添１－２，表 16-別-添１－３のとおり算出した。 ３．結論 伊方１，２号炉 SFP 発災時の燃料健全性評価用の崩壊熱については，伊方１号は 2.1kW，伊方２号は 2.4kW とする。 なお，SFP 全体の崩壊熱は，１号炉は約 397kW，２号炉は約 484kW である。 以　上	上記方法により、大飯 1,2 号炉使用済燃料ピット発災時の燃料健全性評価用の崩壊熱を表２のとおり算出した。 ３．結論 大飯 1,2 号炉 使用済燃料ピット発災時の燃料健全性評価用の崩壊熱については、約 2.81kW とする。 以上	上記方法により，泊１号及び２号炉 使用済燃料ピット発災時の燃料健全性評価用の崩壊熱を表２，表３のとおり算出した。 3.　結論 泊１号及び２号炉 使用済燃料ピット発災時の燃料健全性評価用の崩壊熱については，泊１号は1.40kW，泊２号は1.52kWとする。 なお，SFP全体の崩壊熱は，１号炉は約467kW，２号炉は約550kWである。 以上	月１日時点での評価値（記載の構成は伊方と同様） 【伊方・大飯】 記載表現の相違 【伊方・大飯】 設備の相違 【大飯】 記載表現の相違 （伊方と同様）

泊発電所３号炉　技術的能力　比較表

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

伊方発電所３号炉

表 16-別-添１－２　伊方１号炉 SFP に貯蔵する使用済燃料の崩壊熱

取出燃料	冷却期間	体数	崩壊熱 (MW)		1体当たりの崩壊熱[kW]	冷却期間(H26.10末時点)を考慮した1体当たりの崩壊熱 冷却期間[日]	崩壊熱[kW]	体数[体]	崩壊熱[kW]
						2757	1.052	25	27
６サイクル冷却	6×（13ヶ月＋30日）＋9.5日 →2560日	39体	0.041	→	1.052				
						2379	1.104	21	24
５サイクル冷却	5×（13ヶ月＋30日）＋9.5日 →2135日	1/3炉心	0.047	→	1.175				
						2062	1.209	29	36
４サイクル冷却	4×（13ヶ月＋30日）＋9.5日 →1710日	1/3炉心	0.055	→	1.375				
						1631	1.449	41	60
３サイクル冷却	3×（13ヶ月＋30日）＋9.5日 →1285日	1/3炉心	0.071	→	1.775				
						1153	2.062	121	250
２サイクル冷却	2×（13ヶ月＋30日）＋9.5日 →860日	1/3炉心	0.108	→	2.700				
１サイクル冷却	1×（13ヶ月＋30日）＋9.5日 →435日	1/3炉心	0.195	→	4.875				
定検時取出燃料３	9.5日	1/3炉心	1.501						
定検時取出燃料２	9.5日	1/3炉心	1.359						
定検時取出燃料１	9.5日	1/3炉心	1.252						
合計								237	397

安全審査　　今回評価

大飯発電所３／４号炉

表２　大飯 1,2 号炉使用済燃料ピットに貯蔵する使用済燃料の崩壊熱

取出燃料	冷却期間	体数	崩壊熱 [MW]		1体当たりの崩壊熱[kW]	H26.11.1 時点 冷却期間[日]	崩壊熱[kW]	体数[体]	崩壊熱[kW]
						1710 以上	1.632	160	262
4サイクル冷却	4×（13ヶ月＋30日）＋8.5日 →1710日	1/3 炉心	0.105	→	1.632				
						1422	1.983	47	94
						1608	1.756	36	64
3サイクル冷却	3×（13ヶ月＋30日）＋8.5日 +30日 →1315日	1/3 炉心	0.136	→	2.114				
3サイクル冷却	3×（13ヶ月＋30日）＋8.5日 →1285日	1/3 炉心	0.140	→	2.176				
						1051	2.810	193	543
						1204	2.395	193	463
2サイクル冷却	2×（13ヶ月＋30日）＋8.5日 +30日 →889日	1/3 炉心	0.209	→	3.249				
2サイクル冷却	2×（13ヶ月＋30日）＋8.5日 →859日	1/3 炉心	0.215	→	3.342				
1サイクル冷却	1×（13ヶ月＋30日）＋8.5日 +30日 →464日	1/3 炉心	0.376	→	5.845				
1サイクル冷却	1×（13ヶ月＋30日）＋8.5日 →434日	1/3 炉心	0.398	→	6.187				
定検時取出燃料4	8.5日+30日	1/3 炉心	1.635	→	25.415				
定検時取出燃料3	8.5日	1/3 炉心	3.144	→	48.870				
定検時取出燃料2	8.5日	1/3 炉心	2.912	→	45.264				
定検時取出燃料1	8.5日	1/3 炉心	2.673	→	41.549				
合 計		704体	11.943					629体	1426

ピット内で最も崩壊熱の高い1051日冷却した燃料の発熱量を冷却期間（889日：3.249kW、1285日：2.176kW）の内挿計算に上り求めると 2.81kW／体となる。

安全審査　　今回評価

泊発電所３号炉

表２　泊１号炉使用済燃料ピットに貯蔵する使用済燃料の崩壊熱

取出燃料	冷却期間	体数	崩壊熱 [MW]		1体当たりの崩壊熱[kW]	冷却期間（2016.1.1時点）を考慮した1体当たりの崩壊熱 冷却期間[日]	崩壊熱[kW]	体数[体]	崩壊熱[MW]
						3,184日	1.000	183	183
7ｻｲｸﾙ冷却済燃料	（13ヶ月＋30日）×7＋7.5日 →2,983日	1/3炉心	0.04	→	1.000				
						2,705日	1.049	43	46
6ｻｲｸﾙ冷却済燃料	（13ヶ月＋30日）×6＋7.5日 →2,558日	1/3炉心	0.043	→	1.075				
						2,181日	1.186	57	68
5ｻｲｸﾙ冷却済燃料	（13ヶ月＋30日）×5＋7.5日 →2,133日	1/3炉心	0.048	→	1.200				
						1,715日	1.397	121	170
4ｻｲｸﾙ冷却済燃料	（13ヶ月＋30日）×4＋7.5日 →1,708日	1/3炉心	0.056	→	1.400				
3ｻｲｸﾙ冷却済燃料	（13ヶ月＋30日）×3＋7.5日 →1,283日	1/3炉心	0.073	→	1.825				
2ｻｲｸﾙ冷却済燃料	（13ヶ月＋30日）×2＋7.5日 →858日	1/3炉心	0.11	→	2.750				
1ｻｲｸﾙ冷却済燃料	（13ヶ月＋30日）×1＋7.5日 →433日	1/3炉心	0.201	→	5.025				
今回取出	7.5日	1/3炉心	1.424						
今回取出	7.5日	1/3炉心	1.543						
今回取出	7.5日	1/3炉心	1.7						
合　　計								404	467

安全審査　　今回評価

相違理由

【伊方・大飯】
設備の相違

泊発電所３号炉　技術的能力　比較表

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

伊方発電所３号炉

表 16-別-添１－３　伊方２号炉 SFP に貯蔵する使用済燃料の崩壊熱

取出燃料	冷却期間	体数	崩壊熱（MW）		1体当たりの崩壊熱[kW]	冷却期間(H26.10末時点)を考慮した1体当たりの崩壊熱 冷却期間[日]	崩壊熱[kW]	体数[体]	崩壊熱[kW]
						4295	0.667	76	51
９サイクル冷却	9×（13ヶ月＋30日）＋9.5日→3835日	3体	0.002	→	0.667				
８サイクル冷却	8×（13ヶ月＋30日）＋9.5日→3410日	1/3炉心	0.036	→	0.900				
７サイクル冷却	7×（13ヶ月＋30日）＋9.5日→2985日	1/3炉心	0.038	→	0.950				
						2942	0.960	17	17
６サイクル冷却	6×（13ヶ月＋30日）＋9.5日→2560日	1/3炉心	0.042	→	1.050				
						2479	1.074	21	23
５サイクル冷却	5×（13ヶ月＋30日）＋9.5日→2135日	1/3炉心	0.047	→	1.175				
						2075	1.203	52	63
４サイクル冷却	4×（13ヶ月＋30日）＋9.5日→1710日	1/3炉心	0.055	→	1.375				
						1526	1.548	29	45
３サイクル冷却	3×（13ヶ月＋30日）＋9.5日→1285日	1/3炉心	0.071	→	1.775				
						1021	2.350	121	285
２サイクル冷却	2×（13ヶ月＋30日）＋9.5日→860日	1/3炉心	0.108	→	2.700				
１サイクル冷却	1×（13ヶ月＋30日）＋9.5日→435日	1/3炉心	0.195	→	4.875				
定検時取出燃料３	9.5日	1/3炉心	1.501						
定検時取出燃料２	9.5日	1/3炉心	1.359						
定検時取出燃料１	9.5日	1/3炉心	1.252						
合計								316	484

安全審査　　今回評価

大飯発電所３／４号炉

泊発電所３号炉

表３　泊２号炉使用済燃料ピットに貯蔵する使用済燃料の崩壊熱

取出燃料	冷却期間	体数	崩壊熱[MW]		1体当たりの崩壊熱[kW]	冷却期間（2016.1.1時点）を考慮した1体当たりの崩壊熱 冷却期間[日]	崩壊熱[kW]	体数[体]	崩壊熱[kW]
						3,331日	1.000	224	224
7ｻｲｸﾙ冷却済燃料	（13ヶ月＋30日）×7＋7.5日→2,983日	1/3炉心	0.04	→	1.000				
						2,850日	1.023	25	26
6ｻｲｸﾙ冷却済燃料	（13ヶ月＋30日）×6＋7.5日→2,558日	1/3炉心	0.043	→	1.075				
						2,429日	1.113	56	63
5ｻｲｸﾙ冷却済燃料	（13ヶ月＋30日）×5＋7.5日→2,133日	1/3炉心	0.048	→	1.200				
						2,073日	1.228	43	53
4ｻｲｸﾙ冷却済燃料	（13ヶ月＋30日）×4＋7.5日→1,708日	1/3炉心	0.056	→	1.400				
						1,589日	1.519	121	184
3ｻｲｸﾙ冷却済燃料	（13ヶ月＋30日）×3＋7.5日→1,283日	1/3炉心	0.073	→	1.825				
2ｻｲｸﾙ冷却済燃料	（13ヶ月＋30日）×2＋7.5日→858日	1/3炉心	0.11	→	2.750				
1ｻｲｸﾙ冷却済燃料	（13ヶ月＋30日）×1＋7.5日→433日	1/3炉心	0.201	→	5.025				
今回取出	7.5日	1/3炉心	1.424						
今回取出	7.5日	1/3炉心	1.543						
今回取出	7.5日	1/3炉心	1.7						
合　計								469	550

安全審査　　今回評価

相違理由

【伊方・大飯】
設備の相違

泊発電所３号炉　技術的能力　比較表

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

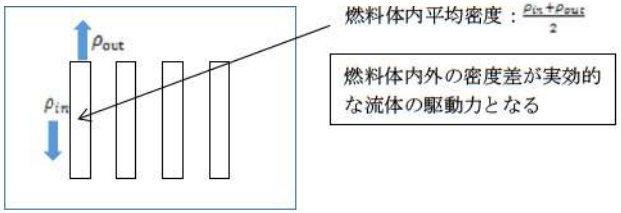
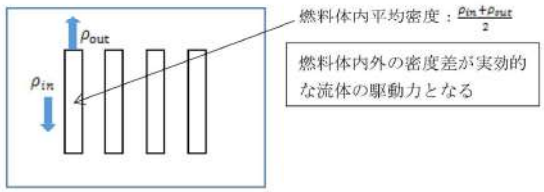
伊方発電所３号炉	大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由
添付２ 伊方１，２号炉 SFP 発災時の クリープラプチャ発生時間の評価結果について 伊方１，２号炉 SFP の冷却水が全量喪失し燃料被覆管温度が上昇した状態におけるクリープラプチャ発生までの時間を以下の通り評価し，相当な期間，燃料の健全性が確保されることを確認した。 １．クリープラプチャ発生時間評価 (1) 評価条件 評価条件を以下のとおり設定した。 ● 燃料被覆管温度：410℃ ● 燃料被覆管周方向応力 σ ：134MPa $\sigma = \frac{pD}{2t}$ p：燃料棒内圧（=16.4MPa：ステップ２燃料の設置許可申請書上の炉心における内圧評価値と同等と設定。） D：被覆管平均径（$=\frac{D_O + D_I}{2}$ ＝10.1mm） D_O：被覆管外径（=10.72mm） D_I：被覆管内径（=9.48mm） t：被覆管肉厚（=0.62mm） (2) 評価手法 「04-基炉報-0001　平成 15 年度　リサイクル燃料資源貯蔵施設安全解析コード改良試験（燃料の長期安全性に関する評価報告書）」（独立行政法人原子力安全基盤機構）に示されるラーソンミラー・パラメータと応力の相関式のうち，使用済燃料被覆管の式を用いて，クリープラプチャ発生時間を評価する。 $\sigma = 1.097\times10^5 \cdot \exp(-4.059\times10^{-4}\times \mathrm{LMP})$ σ ：周方向応力（=134MPa） LMP：ラーソンミラー・パラメータ（$=T(20+\log_{10} tr)$） T：試験温度（=683K：燃料被覆管温度 410℃を想定） tr：破断時間（時間） (3) 評価結果 上記評価条件でのクリープラプチャ発生時間は，１年以上である。	添付２ 大飯 1,2 号炉 使用済燃料ピット発災時の クリープラプチャ発生時間の評価結果について 大飯 1,2 号炉の使用済燃料ピット（以下「SFP」という。）の冷却水が喪失し燃料被覆管温度が上昇した状態におけるクリープラプチャ発生までの時間を以下の通り評価し、相当な期間、燃料の健全性が確保されることを確認した。 １．クリープラプチャ発生時間評価 (1) 評価条件 評価条件を以下のとおり設定した。 ●燃料被覆管温度：421℃ ●燃料被覆管周方向応力 σ ：121MPa $\sigma = \frac{pD}{2t}$ p：燃料棒内圧（=15.5MPa：55GWd/t燃料の設置許可申請書上の炉心における内圧評価が最大で14.0MPaであることを踏まえ、燃料棒内圧を１次冷却材圧力と同等と設定。） D：被覆管平均径（$=\frac{D_O + D_I}{2}$ ＝8.93mm） D_O：被覆管外径（=9.5mm） D_I：被覆管内径（=8.36mm） t：被覆管肉厚（=0.57mm） (2) 評価手法 「04-基炉報-0001　平成 15 年度　リサイクル燃料資源貯蔵施設安全解析コード改良試験（燃料の長期安全性に関する評価報告書）」（独立行政法人原子力安全基盤機構）に示されるラーソンミラー・パラメータと応力の相関式のうち、使用済燃料被覆管の式を用いて、クリープラプチャ発生時間を評価する。 $\sigma = 1.097\times10^5 \cdot \exp(-4.059\times10^{-4}\times \mathrm{LMP})$ σ ：周方向応力（=121MPa） LMP：ラーソンミラー・パラメータ（$=T(20+\log_{10} tr)$） T：試験温度（=694K：燃料被覆管温度421℃を想定） tr：破断時間（時間） (3) 評価結果 上記評価条件でのクリープラプチャ発生時間は、約 14500 時間（約 600 日）である。	添付２ 泊１号及び２号炉 使用済燃料ピット発災時の クリープラプチャ発生時間の評価結果について 泊１号及び２号炉の使用済燃料ピット（以下「SFP」という。）の冷却水が喪失し燃料被覆管温度が上昇した状態におけるクリープラプチャ発生までの時間を以下のとおり評価し，相当な期間，燃料の健全性が確保されることを確認した。 1.　クリープラプチャ発生時間評価 (1) 評価条件 評価条件を以下のとおり設定した。 ● 燃料被覆管温度：450℃ ● 燃料被覆管周方向応力 σ ：134MPa $\sigma = \frac{pD}{2t}$ p：燃料棒内圧（=16.4MPa：ステップ2燃料の設置許可申請書上の炉心における内圧評価値と同等と設定。） D：被覆管平均径（$=\frac{D_O + D_I}{2}$ ＝10.1mm） D_O：被覆管外径（=10.72mm） D_I：被覆管内径（=9.48mm） t：被覆管肉厚（=0.62mm） (2) 評価手法 「04-基炉報-0001　平成15年度　リサイクル燃料資源貯蔵施設安全解析コード改良試験（燃料の長期安全性に関する評価報告書）」（独立行政法人原子力安全基盤機構）に示されるラーソンミラー・パラメータと応力の相関式のうち，使用済燃料被覆管の式を用いて，クリープラプチャ発生時間を評価する。 $\sigma = 1.097\times10^5 \cdot \exp(-4.059\times10^{-4}\times \mathrm{LMP})$ σ ：周方向応力（=134MPa） LMP：ラーソンミラー・パラメータ（$=T(20+\log_{10} tr)$） T：試験温度（=723K：燃料被覆管温度450℃を想定） tr：破断時間（時間） (3) 評価結果 上記評価条件でのクリープラプチャ発生時間は，約729時間（約30日）である。	【伊方・大飯】 記載表現の相違 【伊方・大飯】 設計の相違 【伊方・大飯】 設計の相違 【伊方・大飯】 評価条件の相違 ・崩壊熱，ラック構造，燃料入口空気

伊方発電所３号炉	大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由
			温度の違いにより生じた被覆管温度の差が指数関数に反映されるため，評価結果に大きな差が生じる
２．まとめ 伊方１，２号炉 SFP の冷却水が全量喪失し燃料被覆管温度が上昇した状態において，クリープラプチャが発生するまでの時間評価の結果を踏まえると，相当な期間，燃料の健全性は確保される。 以　上	２．まとめ 大飯 1,2 号炉の SFP 冷却水が喪失し燃料被覆管温度が上昇した状態において、クリープラプチャが発生するまでの時間評価の結果を踏まえると、相当な期間、燃料の健全性は確保される。 以　上	2.　まとめ 泊１号及び２号炉のSFP冷却水が喪失し燃料被覆管温度が上昇した状態において，クリープラプチャが発生するまでの時間評価の結果を踏まえると，相当な期間，燃料の健全性は確保される。 以上	【伊方・大飯】 記載表現の相違

伊方発電所３号炉	大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由
【比較のため掲載順を入替え】 添付４ SFP 概略評価における自然対流速度の設定根拠について 1.　理論的検討 SFP 冷却水の喪失時には，ラック内にある燃料体が露出するが，燃料体で加熱された空気の密度が小さくなるため密度差（浮力）に起因する自然対流が発生する。この加熱された空気はプール上側に流出するが，事故時に建屋開放の運用とすることで，加熱された空気を建屋外に放出し，建屋外から外気を流入させることで燃料体を冷却される自然対流循環が形成される。 自然対流による空気の循環流量は，プールにある燃料体上下の空気密度差を駆動力とし，循環経路の各部で発生する圧力損失を考慮することで定まる。燃料取扱棟は大きな空間となることから，循環経路で発生する圧力損失は主として燃料体を流れる空気の摩擦抵抗となることから，空気密度差とこの摩擦抵抗の運動量バランスから，SFP 系内を循環する自然対流速度が推定できる。 機械工学便覧では，発達した領域における層流のヌセルト数Nuと管摩擦係数C_fの定義式として， $\mathrm{Nu}=\frac{\alpha\cdot d_e}{\lambda}$　① $C_f=\left\lvert\frac{\Delta P}{dx}\right\rvert\cdot\left(\frac{d_e}{2}\right)\cdot\left(\frac{1}{\rho\cdot v^2}\right)$　② が記載されており，②式が自然対流速度に関係している。②式において，d_eは代表長さ（円管の場合は直径）(m)，$\frac{\Delta P}{dx}$は単位長さ当たりの圧力損失（Pa/m），ρは密度（kg/m³），vは流速（m/s）である。 また，管群での発達した領域における層流で，管からの一様の発熱を仮定する場合，文献（NUREG/CR-7144）によると管群体系では $C_f\cdot Re=25$　③ の関係があり，ここで，レイノルズ数Reは， $Re=\frac{d_e\cdot v}{\nu}$　④ により定義される。νは動粘性係数（m²/s）である。③式に②及び④式を代入して，流速vについて整理すると， $v=\frac{1}{25}\cdot\left\lvert\frac{\Delta P}{dx}\right\rvert\cdot\frac{d_e^2}{2}\cdot\frac{1}{\rho\cdot\nu}$　⑤ を得る。	【比較のため掲載順を入替え】 添付４ ＳＦＰ概略評価における自然対流速度の設定根拠について １．理論的検討 ＳＦＰ冷却材の喪失時には、ラック内にある燃料体が露出するが、燃料体で加熱された空気の密度が小さくなるため密度差（浮力）に起因する自然対流が発生する。この加熱された空気はプール上側に流出するが、事故時に建屋開放の運用とすることで、加熱された空気を建屋外に放出し、建屋外から外気を流入させることで燃料体を冷却される自然対流循環が形成される。 自然対流による空気の循環流量は、プールにある燃料体上下の空気密度差を駆動力とし、循環経路の各部で発生する圧力損失を考慮することで定まる。ＳＦＰ建屋は大きな空間となることから、循環経路で発生する圧力損失は主として燃料体を流れる空気の摩擦抵抗となることから、空気密度差とこの摩擦抵抗の運動量バランスから、ＳＦＰ系内を循環する自然対流速度が推定できる。 管摩擦係数C_fを次式で定義する。 $C_f=\left\lvert\frac{dP}{dx}\right\rvert\cdot\left(\frac{d_e}{2}\right)\cdot\left(\frac{1}{\rho\cdot v^2}\right)$　① ここで、d_eは代表長さ（円管の場合は直径）(m)、$\frac{dP}{dx}$は単位長さ当たりの圧力損失（Pa/m）、ρは密度（kg/m³）、vは流速（m/s）である。 管群での発達した領域における層流の場合、C_fは文献によると、 $C_f\cdot Re=25$　② で表される。ここで、レイノルズ数Reは、 $Re=\frac{d_e\cdot V}{\nu}$　③ により定義される。νは動粘性係数（m²/s）である。 ①式に②及び③式を代入して、$\left\lvert\frac{dP}{dx}\right\rvert$について整理すると、 $\left\lvert\frac{dP}{dx}\right\rvert=\frac{50}{d_e^2}\cdot\rho(x)\cdot V(x)\cdot v(x)$　④ を得る。 ここで、$\rho(x)$、$V(x)$及び$v(x)$は各変数が軸方向位置xにより変化することを示す。	添付３ 燃料ラック内側の自然対流速度の評価について 1.　理論的検討 SFP冷却材の喪失時には，ラック内にある燃料集合体が露出するが，燃料集合体で加熱された空気の密度が小さくなるために密度差（浮力）に起因する自然対流が発生する。この加熱された空気はプール上側に流出するが，事故時に建屋開放の運用とすることで，加熱された空気を建屋外に放出し，建屋外から外気を流入させることで燃料集合体を冷却させる自然循環が形成される。 自然対流による空気の循環流量は，プールにあるラック内外の空気密度差を駆動力とし，循環経路の各部で発生する圧力損失を考慮することで決まる。SFP建屋は大きな空間であり，循環経路で発生する圧力損失は主として燃料体を流れる空気の摩擦抵抗となることから，空気密度差とこの摩擦抵抗の運動量バランスから，SFP系内を循環する自然対流速度が推定できる。 機械工学便覧では，発達した領域における層流のヌセルト数Nuと管摩擦係数C_fの定義式として， $\mathrm{Nu}=\frac{\alpha\cdot d_e}{\lambda}$　① $c_f=\left\lvert\frac{\Delta P}{dx}\right\rvert\cdot\left(\frac{d_e}{2}\right)\cdot\left(\frac{1}{\rho\ v^2}\right)$　② が記載されており，②式が自然対流速度に関係している。②式において，dsは代表長さ（円管の場合は直径）(m)，$\frac{\Delta P}{dx}$は単位長さ当たりの圧力損失(Pa/m)，ρは密度(kg/m³)，vは流速(m/s)である。 また，管群での発達した領域における層流で，管からの一様の発熱を仮定する場合，文献(NUREG/CR-7144)によると管群体系では $c_f\cdot Re=25$,　③ の関係があり，ここで，レイノルズ数Reは， $Re=\frac{d_e\cdot v}{\nu}$　④ により定義される。νは動粘性係数(m²/s)である。③式に②及び④式を代入して，流速vについて整理すると， $v=\frac{1}{25}\left\lvert\frac{\Delta P}{dx}\right\rvert\cdot\left(\frac{d_e^2}{2}\right)\cdot\left(\frac{1}{\rho\ \nu}\right)$　⑤ を得る。	【伊方・大飯】 記載表現の相違 【大飯】 記載方針の相違 【大飯】 記載表現の相違 【大飯】 記載方針の相違

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

泊発電所３号炉　技術的能力　比較表

伊方発電所３号炉	大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由
	流速Vと質量流量Gの関係は、流路面積Aを用いて、 $G = A \cdot \rho(x) \cdot V(x)$　⑤ であり、 $\left\lvert \frac{dP}{dx} \right\rvert = \frac{50}{A \cdot d_e^2} \cdot G \cdot \nu(x)$　⑥ である。さらに、流路全長（$L(m)$）にわたってG、A及びd_eは一定であるので、 $\left\lvert \frac{\Delta P}{L} \right\rvert = \frac{50}{A \cdot d_e^2} \cdot G \cdot \bar{\nu}$　⑦ となる。ここで、ΔPは流路全長の圧力損失、$\bar{\nu}$は燃料集合体内の平均動粘性係数である。		
一方，自然対流冷却状態においては，圧力損失と自然循環力がバランスしており， $\Delta\rho^* = \frac{\rho_{in}+\rho_{out}}{2} - \rho_{in} = \frac{\rho_{out}-\rho_{in}}{2}$　⑥ ※差圧を発生させる密度差の定義として，燃料体の平均密度（入口／出口流の平均）と入口流体密度の差とする。 $\Delta\rho^* = \frac{\rho_{in}+\rho_{out}}{2} - \rho_{in} = \frac{\rho_{out}-\rho_{in}}{2}$  である。ここで，$\Delta\rho$は流路出入口の密度差（kg/m³），gは重力加速度(m/s²)である。 ⑥式を⑤式に代入し， $v = \frac{1}{100} \cdot g \cdot \Delta\rho \cdot \frac{d_e^2}{\rho \cdot \nu}$　⑦ が得られ，本式により自然対流速度vを評価する。 計算条件は，下記のとおりであり，出入口温度を境界条件として与える。出入口温度差を 200 及び 300℃とした場合の自然対流速度の推定結果を表 16-別-添 4－1 に示す。	一方、自然対流冷却状態においては、圧力損失と自然循環力がバランスしており、燃料集合体内外の流体密度の差が駆動力となることから、燃料集合体内の平均密度$\bar{\rho}$と入口密度ρ_{in}を用いて、 $\left\lvert \frac{\Delta P}{L} \right\rvert = (\rho_{in} - \bar{\rho}) \cdot g$　⑧ である。 ここで、gは重力加速度(m/s²)である。 ⑦式及び⑧式をGについて整理すると、 $G = \frac{A \cdot d_e^2 \cdot g}{50} \cdot \frac{\rho_{in}-\bar{\rho}}{\bar{\nu}}$　⑨ となり、これにより、質量流量Gを求めることができ、入口温度を155℃、出入口温度差を 200、300 及び 400℃とした場合の流量を計算すると、表１の結果を得る。	一方，自然対流冷却状態においては圧力損失と自然循環力がバランスしており， $\left\lvert \frac{\Delta P}{dx} \right\rvert = \Delta\rho^* \cdot g = \frac{\rho_{out}-\rho_{in}}{2} \cdot g = \frac{\Delta\rho}{2} \cdot g$　⑥ ※差圧を発生させる密度差の定義として，ラック内側空気の平均密度（入口／出口流の平均）とラック外側空気の密度の差とする。 $\Delta\rho^* = \frac{\rho_{in}+\rho_{out}}{2} - \rho_{in} = \frac{\rho_{out}-\rho_{in}}{2} = \frac{\Delta\rho}{2}$  図１　燃料体内の空気の密度について である。ここで，Δρは流路出入口の密度差(kg/m³)，gは重力加速度(m/s²)である。⑥式を⑤式に代入し， $v = \frac{1}{100} \cdot g \cdot \Delta\rho \cdot \left(\frac{d_e^2}{\rho \cdot \nu}\right)$　⑦ が得られ，本式により自然対流速度vを評価する。	【大飯】 記載表現の相違 【伊方・大飯】 記載方針の相違 ・大飯はこの資料で質量流量Ｇを導出することを目的としているが，泊は流速Ｖを本理論式で評価し，資料１においてＧを導出・評価した自然対流速度は 0.222m/s 【伊方・大飯】 記載内容の相違 ・伊方，大飯では設定した自然対流速

伊方発電所３号炉

（計算条件）
・入口温度及び出口温度を境界条件として与える。
・d_eは，等価直径（0.01289m）とする。
・$\Delta\rho$は，出入口温度から求められる出入口密度差とする。（※）
・ρは，出入口温度から求められる出入口平均密度とする。（※）
・動粘性係数 は，出入口温度から求められる動粘性係数の平均値とする。（※）
※ 空気の各物性値は，伝熱工学資料に基づく。

表 16-別-添４－１　自然対流速度の推定結果

出入口温度差	200℃	300℃
入口温度	155℃	155℃
出口温度	355℃	455℃
出入口密度差（$\Delta\rho$）	0.262 kg/m³	0.338 kg/m³
出入口平均密度（ρ）	0.693 kg/m³	0.655 kg/m³
出入口平均動粘性係数（ν）	4.31×10^{-5} m²/s	5.10×10^{-5} m²/s
自然対流速度（v）	0.14 m/s	0.16 m/s

大飯発電所３／４号炉

表１　自然対流流量の推定結果

出入口温度差	200℃	300℃	400℃
入口温度	155℃	155℃	155℃
出口温度	355℃	455℃	555℃
入口密度（ρ_{in}）	0.824 kg/m³	0.824 kg/m³	0.824 kg/m³
平均密度（$\bar{\rho}$）	0.669 kg/m³	0.611 kg/m³	0.562 kg/m³
平均動粘性係数（$\bar{\nu}$）	4.23×10^{-5} m²/s	4.93×10^{-5} m²/s	5.66×10^{-5} m²/s
自然対流流量（G）	**0.014 kg/s**	**0.016 kg/s**	**0.018 kg/s**

（計算条件）
・入口温度及び出口温度を境界条件として与える
・d_eは、等価直径（0.01178m）とする
・Aは、燃料集合体１体当たりの流路面積（0.14m²）とする
・空気の各物性値は、添付３の伝熱工学資料に基づく
・平均密度$\bar{\rho}$及び平均動粘性係数$\bar{\nu}$を求める代表温度として出入口平均温度を用いる

これらはいずれも、資料１において自然対流速度として 0.15m/s を仮定し、保守的な密度を用いて求めた質量流量 0.01kg/s を上回っている。

なお、⑤式に示した流速Vと質量流量Gの関係から、流路内の平均的な自然対流速度$\bar{V}$を下式により求めれば、表２に示すとおりとなり、出入口温度差が 200℃以上であれば、0.15m/s 以上である。

$$\bar{V} = \frac{G}{A\bar{\rho}} \quad ⑩$$

表２　自然対流速度の推定結果

出入口温度差	200℃	300℃	400℃
入口温度	155℃	155℃	155℃
出口温度	355℃	455℃	555℃
自然対流速度（$\bar{V}$）	**0.15 m/s**	**0.19 m/s**	**0.22 m/s**

泊発電所３号炉

相違理由

度の妥当性を理論的検討と実験的確認によって確認しているが，泊では理論的検討による自然対流速度を評価の入力値としている。したがって，計算結果が入力値であることから，伊方・大飯とは記載が異なる

伊方発電所３号炉

機械工学便覧の抜粋

第5章 伝 熱　A6−111

される場合のヌセルト数で，式(539)によって評価することができる．

以上は流体の物性値が一定の場合であるが，実際には物性値変化が無視できるほど温度差 $(T_w - T_m)$ が小さくない場合がある．流体が気体の場合には，物性値を膜温度 $T_f = (T_w + T_m)/2$ で評価し，液体の場合には平板面温度 T_w で諸物性値を評価する方法が使用されている．後者の場合には，上記の方法を採用しても (μ_m/μ_w) なる粘性係数の比になお若干の依存性があるとされている[195]．

5・7・2　管内流（内部流）の強制対流層流熱伝達

管内（内部）流の熱伝達率を定義するにあたっては，本項では流体の代表温度として，着目する管断面内の流体の混合平均温度 T_b（① mixed mean temperature，② bulk temperature）を用いる．T_b は，たとえば内部に温度と速度の分布のある水流を容器に受けてよくかくはんしたときの平均温度である．入口温度 T_{in} (K)，流量 W (kg/s) の流れに対し，入口からある位置 x までに Q (W) の熱量が与えられるとき，x における混合平均温度は，

$$T_b(x) = T_{in} + Q/(c_p W) \quad (541)$$

となる．c_p は流体の定圧比熱 [J/(kg·K)] である．

直径 d の円管を例とし，断面内の温度分布 $T(r)$ と速度分布 $u(r)$ が半径 r の関数であるとき，混合平均温度は，

$$T_b = \frac{\int_0^{d/2} T(r)u(r)rdr}{\int_0^{d/2} u(r)rdr} \quad (542)$$

と元来は定義されるものであるが，上述のように熱収支のみからも求められるので，管内流の代表温度として用いられることが多い．

a. 発達した領域における層流熱伝達　前項の平板に沿う流れの場合とは異なり，管内流においては，入口から十分後方では発達した流れが形成される（5・6・2・b参照）．このとき，加熱（または冷却）開始点からも十分後方であれば，熱伝達率は流れ方向に一定値となり，これを発達した領域における熱伝達率（heat transfer coefficient of fully developed region）という．ただし，加熱条件などが流れ方向に変化したり，流体の物性値の温度依存性が無視できない場合には，完全な一定値とはなり得ない．

表71には，層流における発達した熱伝達率（heat transfer coefficient of fully developed laminar flow）と管摩擦係数（friction coefficient of fully developed laminar flow）を，円管と二重円管に対して，壁温一定と熱流束一定の加熱条件について示す．ヌセルト数 (N_u) と管摩擦係数 (C_f) は，次のように定義される．

$$N_u = \alpha d_e/\lambda \quad (545)$$

$$C_f = |dP/dx| \cdot (d_e/2)/(\rho u_m^2) \quad (546)$$

ここに，α は熱伝達率 [W/(m²·K)]，dP/dx は圧力損失 (Pa/m)，u_m は管断面内の平均流速 (m/s)，ρ と λ は流体の密度 (kg/m³) と熱伝導率 [W/(m·K)] である．d_e は水力等価直径 (hydraulic diameter) (m) で，

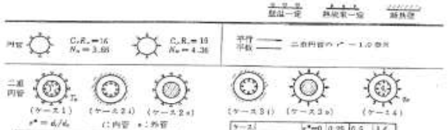
$$d_e = 4 \times (\text{流路断面積})/(\text{ぬれぶち長さ}) \quad (547)$$

と定義され，円管に対しては $d_e = d$ となる．

層流の発達したヌセルト数は，レイノルズ数やプラントル数によらず，流路形状や加熱条件のみによって決まる定数となる．他の形状については，脚注(197)や脚注(198)の文献に詳しい．

b. 助走区間における熱伝達率（heat transfer coefficient in entrance region of laminar flow）　加熱開始点から下流にむかっては，温度境界層が次第に発達する領域があり，これを温度助走区間（thermal entrance region）と呼ぶ．この領域では温度境界層がまだ薄いため，熱伝達率は発達した値より高く

表71　発達した管内層流の熱伝達率と摩擦係数[197][198]



ケース			$r^*=0$	0.25	0.5	1.0
1〜4		C_fR_e	16.0	20.6	21.9	24.0
1	$T_i = T_o$	N_{ui}	∞	6.47	4.89	4.00
		N_{uo}	2.67	3.27	3.52	4.00
	$T_i - T_o$	N_{ui}	∞	12.6	9.64	7.54
		N_{uo}	3.66	5.70	6.40	7.54
2i		N_{ui}	∞	7.37	5.74	4.86
2o		N_{uo}	3.66	4.23	4.43	4.86

ケース			$r^*=0$	0.25	0.5	1.0
3i	N_{uii}		∞	7.75	6.18	5.38
3o	N_{uoo}		4.36	4.90	5.04	5.38
4	N_{ui}(*)	β_i	—	0.793	0.529	0.346
	N_{uo}	β_o	0	0.125	0.215	0.346

(*) $N_{ui} = N_{uii}/\{1 - \beta_i(q_o/q_i)\}$　式(543)
$N_{uo} = N_{uoo}/\{1 - \beta_o(q_i/q_o)\}$　式(544)
注意：$q_i/q_o = \beta_i$ では $T_i = T_o$，$q_o/q_i = \beta_o$ では $T_o = T_i$ となる．

(196) Rubesin, M. W. and Inouye, M. (ed. by Rohsenow, W. M. and Hartnett, J. P.) *Handbook of Heat Transfer*, 8-64 (1973), McGraw-Hill.　(197) Shah, R. K. and London, A. L., *Laminar Flow Forced Convection in Ducts*, *Adv. Heat Transfer*, Suppl. 1 (1978), Academic Press.　(198) Lundberg, R. E., ほか2名, *Int. J. Heat Mass Transfer*, 6-6 (1963), 495.　(199) 日本機械学会編 [illegible]

2.　実験的確認

名古屋大学により，円管内の自然対流速度の実験的及び解析的検討が報告されている[1]。

図 16-別-添４-１に試験装置の概略を示すが，加熱領域が設置された垂直円管体系で，加熱管径及び加熱位置を変化させた場合の自然対流速度が計測されている。ここでは，燃料体の等価直径に近い円管 1.1cm の測定結果に対して，保存式（質量，運動量，エネルギー保存式）を計算機により解いた結果を比較している。図 16-別-添４-２に実験データ及び解析結果の比較が示されているが，出入口温度差が約 200℃の場合で実験データ及び解析により 30cm/s 程度の自然対流が発生することが示されている。

また，管径がより大きい 2.4 cmの円管を用いた試験でも，図 16-別-添４-３のとおり出入口温度差が約 200℃の場合で，20cm/s 程度

大飯発電所３／４号炉

2．実験的確認

名古屋大学により、円管内の自然対流速度の実験的及び解析的検討が報告されている[1]。

図１に試験装置の概略を示すが、加熱領域が設置された垂直円管体系で、加熱管径及び加熱位置を変化させた場合の自然対流速度が計測されている。ここでは、燃料体の等価直径に近い円管 1.1cm の測定結果に対して、保存式（質量、運動量、エネルギー保存式）を計算機により解いた結果を比較している。図２に実験データ及び解析結果の比較が示されているが、出入口温度差が約 200℃の場合で実験データ及び解析により 30cm/s 程度の自然対流が発生することが示されている。

管径がより大きい 2.4cm の円管を用いた実験でも、図３のとおり出入口温度差が約 200℃の場合で、20cm/s 程度の自然対流が発生す

泊発電所３号炉

機械工学便覧の抜粋

第5章 伝 熱　A6−111

される場合のヌセルト数で，式(539)によって評価することができる．

以上は流体の物性値が一定の場合であるが，実際には物性値変化が無視できるほど温度差 $(T_w - T_m)$ が小さくない場合がある．流体が気体の場合には，物性値を膜温度 $T_f = (T_w + T_m)/2$ で評価し，液体の場合には平板面温度 T_w で諸物性値を評価する方法が使用されている．後者の場合には，上記の方法を採用しても (μ_m/μ_w) なる粘性係数の比になお若干の依存性があるとされている[195]．

5・7・2　管内流（内部流）の強制対流層流熱伝達

管内（内部）流の熱伝達率を定義するにあたっては，本項では流体の代表温度として，着目する管断面内の流体の混合平均温度 T_b（① mixed mean temperature，② bulk temperature）を用いる．T_b は，たとえば内部に温度と速度の分布のある水流を容器に受けてよくかくはんしたときの平均温度である．入口温度 T_{in} (K)，流量 W (kg/s) の流れに対し，入口からある位置 x までに Q (W) の熱量が与えられるとき，x における混合平均温度は，

$$T_b(x) = T_{in} + Q/(c_p W) \quad (541)$$

となる．c_p は流体の定圧比熱 [J/(kg·K)] である．

直径 d の円管を例とし，断面内の温度分布 $T(r)$ と速度分布 $u(r)$ が半径 r の関数であるとき，混合平均温度は，

$$T_b = \frac{\int_0^{d/2} T(r)u(r)rdr}{\int_0^{d/2} u(r)rdr} \quad (542)$$

と元来は定義されるものであるが，上述のように熱収支のみからも求められるので，管内流の代表温度として用いられることが多い．

a. 発達した領域における層流熱伝達　前項の平板に沿う流れの場合とは異なり，管内流においては，入口から十分後方では発達した流れが形成される（5・6・2・b参照）．このとき，加熱（または冷却）開始点からも十分後方であれば，熱伝達率は流れ方向に一定値となり，これを発達した領域における熱伝達率（heat transfer coefficient of fully developed region）という．ただし，加熱条件などが流れ方向に変化したり，流体の物性値の温度依存性が無視できない場合には，完全な一定値とはなり得ない．

表71には，層流における発達した熱伝達率（heat transfer coefficient of fully developed laminar flow）と管摩擦係数（friction coefficient of fully developed laminar flow）を，円管と二重円管に対して，壁温一定と熱流束一定の加熱条件について示す．ヌセルト数 (N_u) と管摩擦係数 (C_f) は，次のように定義される．

$$N_u = \alpha d_e/\lambda \quad (545)$$

$$C_f = |dP/dx| \cdot (d_e/2)/(\rho u_m^2) \quad (546)$$

ここに，α は熱伝達率 [W/(m²·K)]，dP/dx は圧力損失 (Pa/m)，u_m は管断面内の平均流速 (m/s)，ρ と λ は流体の密度 (kg/m³) と熱伝導率 [W/(m·K)] である．d_e は水力等価直径 (hydraulic diameter) (m) で，

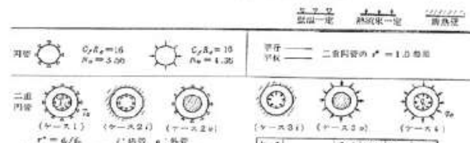
$$d_e = 4 \times (\text{流路断面積})/(\text{ぬれぶち長さ}) \quad (547)$$

と定義され，円管に対しては $d_e = d$ となる．

層流の発達したヌセルト数は，レイノルズ数やプラントル数によらず，流路形状や加熱条件のみによって決まる定数となる．他の形状については，脚注(197)や脚注(198)の文献に詳しい．

b. 助走区間における熱伝達率（heat transfer coefficient in entrance region of laminar flow）　加熱開始点から下流にむかっては，温度境界層が次第に発達する領域があり，これを温度助走区間（thermal entrance region）と呼ぶ．この領域では温度境界層がまだ薄いため，熱伝達率は発達した値より高く

表71　発達した管内層流の熱伝達率と摩擦係数[197][198]



ケース			$r^*=0$	0.25	0.5	1.0
1〜4		C_fR_e	16.0	20.6	21.9	24.0
1	$T_i = T_o$	N_{ui}	∞	6.47	4.89	4.00
		N_{uo}	2.67	3.27	3.52	4.00
	$T_i - T_o$	N_{ui}	∞	12.6	9.64	7.54
		N_{uo}	3.66	5.70	6.40	7.54
2i		N_{ui}	∞	7.37	5.74	4.86
2o		N_{uo}	3.66	4.23	4.43	4.86

ケース			$r^*=0$	0.25	0.5	1.0
3i	N_{uii}		∞	7.75	6.18	5.38
3o	N_{uoo}		4.36	4.90	5.04	5.38
4	N_{ui}(*)	β_i	—	0.793	0.529	0.346
	N_{uo}	β_o	0	0.125	0.215	0.346

(*) $N_{ui} = N_{uii}/\{1 - \beta_i(q_o/q_i)\}$　式(543)
$N_{uo} = N_{uoo}/\{1 - \beta_o(q_i/q_o)\}$　式(544)
注意：$q_i/q_o = \beta_i$ では $T_i = T_o$，$q_o/q_i = \beta_o$ では $T_o = T_i$ となる．

(196) Rubesin, M. W. and Inouye, M. (ed. by Rohsenow, W. M. and Hartnett, J. P.) *Handbook of Heat Transfer*, 8-64 (1973), McGraw-Hill.　(197) Shah, R. K. and London, A. L., *Laminar Flow Forced Convection in Ducts*, *Adv. Heat Transfer*, Suppl. 1 (1978), Academic Press.　(198) Lundberg, R. E., ほか2名, *Int. J. Heat Mass Transfer*, 6-6 (1963), 495.　(199) 日本機械学会編 [illegible]

2.　実験的確認

名古屋大学により，円管内の自然対流速度の実験的及び解析的検討が報告されている[1]。

図２に試験装置の概略を示すが，加熱領域が設置された垂直円管体系で，加熱管径及び加熱位置を変化させた場合の自然対流速度が計測されている。ここでは，燃料体の等価直径に近い円管 1.1cm の測定結果に対して，保存式（質量，運動量，エネルギー保存式）を計算機により解いた結果を比較している。図３に実験データ及び解析結果の比較が示されているが，出入口温度差が約 200℃の場合で実験データ及び解析により 30cm/s 程度の自然対流が発生することが示されている。

管径がより大きい 2.4cm の円管を用いた実験でも，図４のとおり出入口温度差が約 200℃の場合で，20cm/s 程度の自然対流が発生す

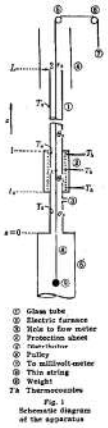
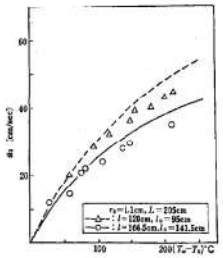
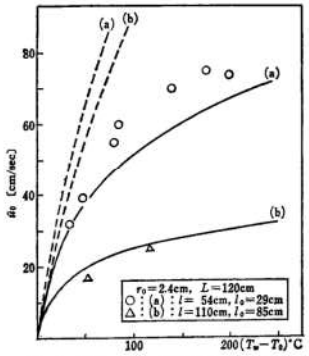
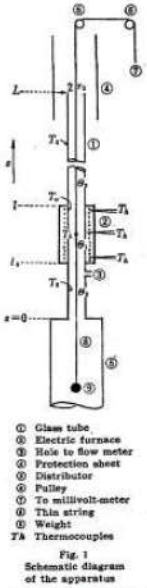
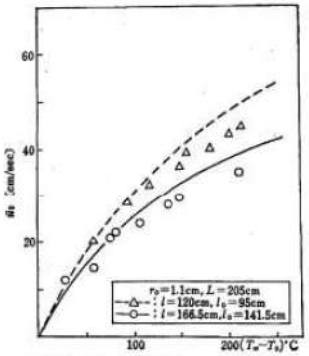
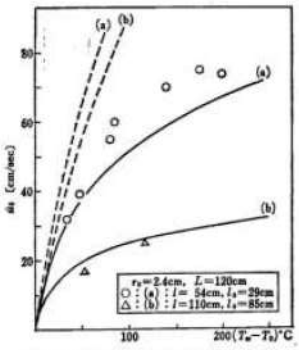
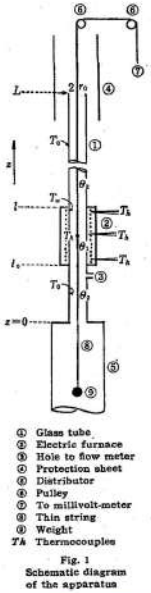
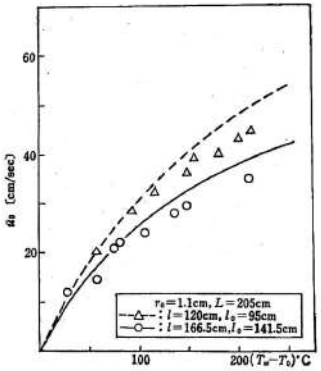
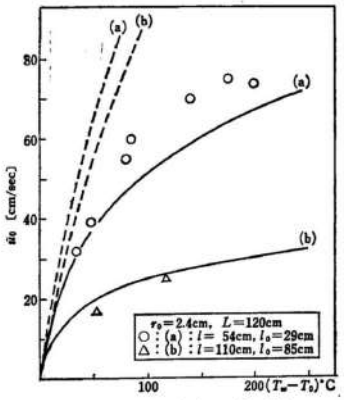
相違理由

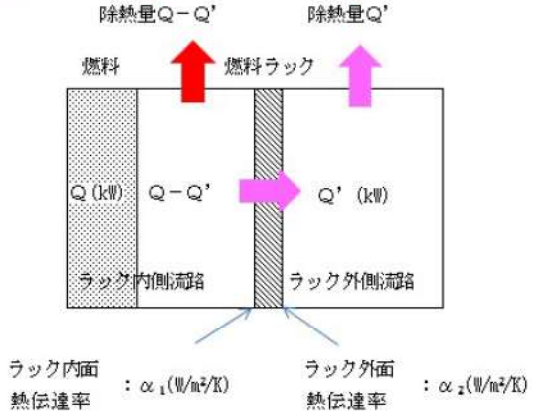
【伊方・大飯】
記載表現の相違

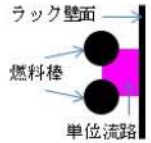
伊方発電所３号炉	大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由
の自然対流が発生することが示されており，これらの結果より理論的検討結果が妥当であると判断することができる。	ることが示されている。これらの結果より、前節の理論的検討の結果が妥当なものであると判断することができる。	ることが示されている。したがって，出入口温度差が 300℃の場合はより速度の大きな自然対流が発生すると考えられ，これらの結果より，資料１で評価した自然対流速度が妥当なものであると判断することができる。	【伊方・大飯】 記載内容の相違 ・伊方，大飯では設定した自然対流速度の妥当性を理論的検討と実験的確認によって確認しているが，泊では理論的検討による自然対流速度を評価の入力値としており，その妥当性の確認として実験的確認を参照しているため記載が異なる
3. まとめ 自然対流速度について，理論的検討を行うとともに実験的確認を行い，実機体系を想定した自然対流速度は約 15～30cm/s 程度が見込まれることがわかった。 以上より，本概略評価では，空気の自然対流速度として 15cm/s とする。	3．まとめ 自然対流速度について、理論的検討を行うとともに実験的確認を行い、実機体系を想定した自然対流速度は約 15～30cm/s 程度が見込まれることがわかった。 以上より、本概略評価では、空気の自然対流速度を 15cm/s とする。	3.　まとめ 自然対流速度について，理論的検討を行うとともに実験的確認を行い，実機体系を想定した理論的検討による自然対流速度が妥当であることがわかった。 以上より，本概略評価では，空気の自然対流速度を 22.2cm/s とする。	【伊方・大飯】 記載内容の相違 ・相違理由は前述通り (同頁参照) 【大飯】 評価結果の相違
[1] 清水 賢，森田 徳義，垂直円管内における空気の自然対流速度，化学工業，第 26 巻，第 6 号（1962）	[1] 清水 賢、森田 徳義，垂直円管内における空気の自然対流速度，化学工業，第 26 巻，第 6 号(1962)	[1] 清水 賢，森田 徳義，垂直円管内における空気の自然対流速度，化学工業，第 26 巻，第 6 号(1962)	

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

泊発電所３号炉　技術的能力　比較表

伊方発電所３号炉	大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由
 図 16-別-添４-１　名古屋大学試験装置  図 16-別-添４-２　名古屋大学自然対流速度結果（円管 1.1cm）  図 16-別-添４-３　名古屋大学自然対流速度結果（円管 2.4cm） 【掲載終了】	 図１　名古屋大学試験装置  図２　名古屋大学自然対流速度結果（円管 1.1cm）  図３　名古屋大学自然対流速度結果（円管 2.4cm） 【掲載終了】	 図２　名古屋大学試験装置  図３　名古屋大学自然対流速度結果（円管1.1cm）  図４　名古屋大学自然対流速度結果（円管 2.4cm）	

伊方発電所３号炉	大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由
		添付４ 燃料ラック（キャン型）からラック外側への伝熱量の評価について 燃料崩壊熱量の高い泊２号炉を対象に，空気の自然循環による冷却を燃料ラック（キャン型）の内外において考慮し，燃料ラックの内外面の表面熱伝達を求めてラック外側への伝熱量を評価する。 なお，燃料ラックの内外面の熱伝達率と比較すると，ラック本体（材質：ステンレス鋼，板厚：[redacted]mm ）の熱抵抗は十分小さいことから，燃料ラックの内外面の温度は同じとみなす[1]。 以降，添え字「１」はラック内側を，「２」はラック外側を表す。  ① 燃料ラック内側の熱伝達率（α_1） 燃料ラック内部は，燃料被覆管の表面熱伝達に考慮しているNu数4.36[2]を用い，壁面近傍の流路形状を反映して評価する。 表面熱伝達率α_1は以下の(1)式で表せられる。 $\alpha_1 = Nu \times (\lambda_1 \div De)$　…(1) ただし，α_1：ラック内面熱伝達率(W/m²/K) λ_1：ラック内空気熱伝導率(W/m/K) De：燃料棒-ラック壁面間流路の等価直径(m) λ_1の参照温度Tr_1は，出入口の平均温度にて設定する。なお，後述する繰り返し計算により算出する値である。 [redacted] 枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。 [1] ℓ：板厚，λsus：ラックの熱伝導率＝16.5(W/m/K)@400Kとすると，ラック本体の熱抵抗 ℓ/λsus は 10^{-4} のオーダである。 [2] 燃料ラック内側壁面近傍の流れはラック及び燃料棒に囲まれた管内流れと考えられることから，発達した管内層流の熱伝達率を求める。	【伊方・大飯】 記載方針の相違 ・泊はキャン型ラックのため，ラック外部との熱交換を計算で考慮している。したがって，添付４にてラック外側への伝熱量の評価について記載

伊方発電所３号炉	大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由
		$Tr_1=0.5\times(Tin+Tout_1)$　…(2) ただし，$Tout_1$：ラック内側出口温度(℃) Tin：ラック内側入口温度(℃)　(＝155℃) 等価直径Deは以下の(3)式で表せられる。単位流路面積Aは燃料棒ピッチ14.1(mm)，燃料棒直径10.72(mm)及び燃料棒中心-壁面間距離[redacted](mm)より算出できる。  $De=4A\div L$　…(3) ただし，A：単位流路面積(m^2) L：濡れぶち長さ(m) 以上，(1)式～(3)式からラック内面熱伝達率α_1を得る。 ②　燃料ラック外側の熱伝達率（α_2） 燃料ラック外部は，壁面からの熱流束を一定とした場合[3]の自然対流を考慮して評価する。 鉛直平板周りの自然対流熱伝達特性を表すNu数[4]は，空気の場合，伝熱工学資料より以下の(4)式で表せられる。 $Nu=0.0185\times Ra^{0.4}$　…(4) ただし，Ra：レイリー数(-) $Ra=Gr\times Pr$　…(5) ただし，Gr：グラスホフ数(-) Pr：プラントル数(-)　(0.71) $Gr=g\times\beta\times(Tout_2-Tin)\times Heff^3\div\nu_2^2$　…(6) ただし，g：重力加速度(m/s^2) β：空気の体積膨張率(1/K)　(Tin＝155℃時) Heff：有効伝熱面高さ(m) (＝[redacted](m)：サポートプレート間距離の半分) ν_2：動粘性係数(m^2/s) [redacted] 枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。 [3] 本評価では，ラック外側への総通過熱量を導出するために平均的な熱伝達率を考える。ただし，考慮する出力は燃料１体あたりの崩壊熱が最も高い場合を考える。 [4] ラック外側（キャン外面近傍）の空気流れはラック内側からの入熱による温度上昇によって自然対流となり，その伝熱特性に基づきラック外側へ放熱される。このような体系における伝熱特性は鉛直平板周りの自然対流伝熱特性に相当し，その相関式が適用できる。	

伊方発電所３号炉	大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由
		ここで，(6)式において，ラック外側の自然対流における空気の流れがサポートプレートにより制限を受け，有効伝熱高さ全体がラック内外の熱伝達において十分に寄与しない可能性を考慮し，有効伝熱面高さHeffを保守的にサポートプレート間距離の半分とした。 ν_2の参照温度Tr_2は，(6)式の通り出入口の平均温度にて設定する。$Tout_2$は後述する繰り返し計算により算出する値である。 $Tr_2=0.5\times(Tin+Tout_2)$　…(7) ここでRa数を導出すると，1×10^{10}以上で乱流領域にあり，(4)式の適用範囲にあることが確認できる。 ラック外面熱伝達率α_2は以下の(8)式で表せられる。 $\alpha_2=Nu\times(\lambda_2\div Heff)$　…(8) ただし，α_2：ラック外面熱伝達率(W/m²/K) λ_2：ラック外空気熱伝導率(W/m/K) 以上，(4)式～(8)式からラック外面熱伝達率α_2を得る。 なお，α_2はラック外側の自然対流を前提としているため，その成立性については添付６にて確認している。 ③　燃料ラック内外の熱収支 燃料ラック内面から外面への熱通過率K(W/m²/K)は，(1)式及び(8)式より以下の(9)式のとおり設定される。 $K=1\div(1\div\alpha_1+1\div\alpha_2)$　…(9) これを用い，燃料ラックの内側から外側への伝熱量Q’(W)は以下の(10)式により表せられる。 $Q'=K\times A_1\times(Tm-Ta)$　…(10) ただし，A_1：ラック熱伝達面積(m²) Tm：ラック内代表温度(℃) Ta：ラック外代表温度(℃) ラック熱伝達面積A_1はラック外幅[redacted]m)及び有効伝熱面高さHeffより算出される。ラック内代表温度Tm及びラック外代表温度Taは以下の(11)式，(12)式より設定される。 [redacted]枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。 $Tm=Tout_1-0.50\times(Tout_1-Tin)=318.6$(℃)　…(11) $Ta=Tout_2-0.50\times(Tout_2-Tin)=180.0$(℃)　…(12)	

伊方発電所３号炉	大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由

(9)式～(12)式よりQ’が定まれば，資料１表２に示したラック内の空気の温度上昇ΔTgを求めることができる。

$\Delta Tg = Tout_1 - Tin = (Q - Q') \div (G \times Cp)$　…(13)

ただし，Q ：燃料の崩壊熱（W）（＝1,520W）

G ：自然循環流量(kg/s)（＝[redacted] kg/s）

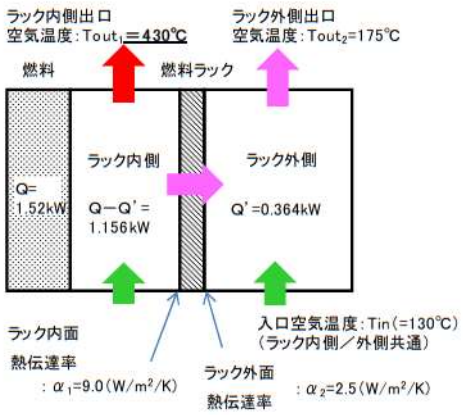
Cp：ラック内空気の比熱（J/kg/K）

（温度Tr_1における空気の比熱）

以上の（1）式から(13)式まで（ただし，(3)式を除く）の計算をラック内外の熱収支が大よそ釣り合うまで繰り返し行う。その結果，表１に示す値となる。

表１　各項目の繰り返し計算結果

項目	単位	計算結果
ラック内側出口温度 $Tout_1$	℃	430
ラック内側物性参照温度 Tr_1	℃	278
ラック内面熱伝達率 α_1	$W/m^2/K$	9.0
ラック外側出口温度 $Tout_2$	℃	175
ラック外側物性参照温度 Tr_2	℃	151
ラック外面熱伝達率 α_2	$W/m^2/K$	2.5
ラック内面から外面への熱通過率K	$W/m^2/K$	1.957
ラック内側代表温度Tm	℃	278.3
ラック外側代表温度Ta	℃	152.5
ラック内側から外側への放熱量Q’	W	364
ラック内の空気の温度上昇ΔTg	℃	300



[redacted] 枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

伊方発電所３号炉	大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由
		伝熱工学資料の抜粋 2・3　自然対流熱伝達 記　号 C_1：プラントル数の関数 $\left[=\frac{3}{4}\left(\frac{Pr}{0.4+0.8\sqrt{Pr}+2Pr}\right)^{1/4}\right]$ C_2：プラントル数の関数 $\left[=\left(\frac{Pr}{4+9\sqrt{Pr}+10Pr}\right)^{1/4}\right]$ d：球あるいは円柱の直径　[m] Gr：グラスホフ数 $[=gd^3(T_w-T_\infty)\beta/\nu^2,\ gd^3(T_w-T_\infty)d^3/\nu^2]$ Gr_l：局所グラスホフ数 $(=gl^3(T_w-T_\infty)\beta/\nu^2)$ Gr_l^*：局所修正グラスホフ数 $(=Gr_l\cdot Nu_l)$ h_l：局所熱伝達率 $[=q_l/(T_w-T_\infty)$ あるいは $q_l/(T_{lw}-T_\infty)]$ [W/(m²·K)] $\bar{h}$：平均熱伝達率 $[=q/(T_w-T_\infty)]$ [W/(m²·K)] l：平板あるいは円柱の高さ　[m] $\overline{Nu}_l$：平均ヌセルト数 $(=\bar{h}l/\lambda)$ $\overline{Nu}_d$：平均ヌセルト数 $(=\bar{h}d/\lambda)$ Nu_l：局所ヌセルト数 $(=h_ll/\lambda)$ q：熱流束　[W/m²] Ra：レーレー数 $(=Gr\cdot Pr)$ Ra_l^*：局所修正レーレー数 $(=Gr_l^*Pr)$ r_0：円柱半径　[m] Sc：シュミット数 T：温度　[K] T_m：膜温度 $[=\frac{1}{2}(T_w+T_\infty)]$　[K] x：鉛直平板あるいは鉛直円柱の下端からの距離　[m] β：体膨張係数 $=\frac{(\rho_l-\rho_g)}{\rho_g(T_s-T_l)}$（液体），$=\frac{1}{T_m}$（理想気体）　[1/K] β'：鉛直からの傾斜角 φ：水平からの傾斜角 添　字 c：円柱 d：円柱外表面 p：平板 x：高さ x における局所値 w：壁面 ∞：周囲流体 r：代表値 cri：遷移点 m：膜温度 T_m における値 Ⅱ．熱伝達率　管周熱伝達の特性は次式で与えられる[10]．一様伝熱面温度の場合 （局所）$Nu_\theta=C_1(\omega_l/\omega_w)^{0.25}Ra_\theta^{0.25}$； $10^4\leq Ra_\theta\leq(1\sim3)\times10^{9}$　(2) （平均）$\overline{Nu}_l=\frac{4}{3}(Nu_\theta)_{\theta=\pi}$　(3) ただし，空気の場合は $(\omega_l/\omega_w)=1$ とする（以下同様）．一様伝熱面熱流束の場合 $Nu_\theta=C_2(\omega_l/\omega_w)^{0.25}Ra_\theta^{0.25}$ $10^4\leq Ra_\theta\leq(1\sim2)\times10^{9}\sim3\times10^{9}$　(4) 式(4)は熱流束を与えて，局所の伝熱面温度を求めるものであることに注意． 乱流熱伝達率は実験者によって±30％程度の差異がある．また，Ra に対する Nu の依存性も，流体によって異なる．従って，熱伝達率を算出するには図1～図3を利用することを推奨する．なお，種々の実験式の例が文献(2)にまとめてある．平均熱伝達率は遷移開始の Ra_x の値によって大きく影響されるが，概略値は次式によって与えられる． $(\overline{Nu}_l)_m=(0.0135\pm0.0003)(\omega_m/\omega_w)^{0.25}(Ra_l)_m^{0.4}$ $(Ra_l)_m\geq10^{9}$　(5) 1・2　定常熱伝導 定常熱伝導は，熱伝導基礎方程式 1・1 式(2)，(3)，(4) などにおいて $\partial T/\partial\tau=0$，温度分布が時間によって変化が認められない状態の熱伝導である． 基礎方程式は　$\nabla^2T=0$　(1) 内部発熱のある場合は　$\nabla^2T+Q/\lambda=0$　(2) 簡単な一次元定常熱伝導 a．平板の場合 （1）1枚の平板の定常熱伝導．$\omega=0$，$T=T_w$，$\omega=l$，$T=T_0$，伝熱面積 A m² 温度分布　$\frac{T-T_0}{T_l-T_0}=\frac{x}{l}$　(3) 伝熱熱量　$q=\lambda A(T_l-T_0)/l$　(4) （2）両面で熱伝達のある平板（熱通過）図1 熱通過量　$q=kA(T_{f1}-T_{f2})$　(5) 熱通過率　$k=\frac{1}{1/\bar{h}_1+l/\lambda+1/\bar{h}_2}$　(6) 図1　平板の両面で熱伝達のある定常熱伝導（熱通過）		

泊発電所３号炉　技術的能力　比較表

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

伊方発電所３号炉

添付３

空気の物性値（伝熱工学資料）

物質	T	ρ	c_p	η	ν	λ	a	Pr
	K	kg/m³	kJ/(kg·K)	μPa·s	mm²/s	mW/(m·K)	mm²/s	—
空気 Air	100	3.610 9	1.072	7.1(E5)	1.97	9.22(E5)	2.38	0.826
	150	2.366 1	1.018	10.4(E5)	4.40	13.75(E5)	5.71	0.770
	200	1.767 9	1.009	13.4(E5)	7.58	18.10(E5)	10.15	0.747
	240	1.471 5	1.007	15.5(E5)	10.5	21.45(E5)	14.48	0.728
	260	1.357 8	1.007	16.6(E5)	12.2	23.05(E5)	16.86	0.725
	280	1.260 6	1.007	17.6(E5)	14.0	24.61(E5)	19.39	0.720
	300	1.176 3	1.007	18.62	15.83	26.14	22.07	0.717
	320	1.102 6	1.008	19.69	17.86	27.59	24.82	0.719
	340	1.037 6	1.009	20.63	19.88	29.00	27.70	0.718
	360	0.979 9	1.011	21.54	21.98	30.39	30.68	0.717
	380	0.928 2	1.012	22.42	24.15	31.73	33.78	0.715
	400	0.881 8	1.015	23.27	26.39	33.05	36.93	0.715
	420	0.839 8	1.017	24.10	28.70	34.37	40.24	0.713
	440	0.801 6	1.020	24.90	31.06	35.68	43.64	0.712
	460	0.766 7	1.023	25.69	33.51	36.97	47.14	0.711
	480	0.734 7	1.027	26.46	36.01	38.25	50.69	0.710
	500	0.705 3	1.031	27.21	38.58	39.51	54.33	0.710
	550	0.641 2	1.041	29.03	45.27	42.6	63.8	0.709
	600	0.587 8	1.052	30.78	52.36	45.6	73.7	0.710
	650	0.542 5	1.064	32.47	59.9	48.4	83.9	0.714
	700	0.503 8	1.076	34.10	67.7	51.3	94.6	0.715
	800	0.440 8	1.099	37.23	84.5	56.9	117	0.719
	900	0.391 8	1.122	40.22	102.7	62.5	142	0.722
	1000	0.352 7	1.142	43.08	122.1	67.2	167	0.732
	1100	0.320 6	1.160	45.84	143.0	71.7	193	0.742
	1200	0.293 9	1.175	48.52	165.1	75.9	220	0.751
	1500	0.235 1	1.212	56.11	238.7	87.0	305	0.782

ヌセルト数（伝熱工学資料）

第2章　対流熱伝達　51

b．強制対流層流熱伝達

i．発達した領域における層流熱伝達率　発達した領域における層流のヌセルト数（Nu）と管摩擦係数（f）を，各種の流路形状について，表1に示す．表中［T］，［HT］，［H］は加熱条件を示す記号である．すなわち，

［T］：壁温が流れ方向にも断面内周方向にも一定．

［H］：熱流束が流れ方向にも断面内周方向にも一定．（接続していない面間では，熱流束の異なる場合を含む．形状によっては，周方向の壁温分布は一定とはならない．）

表1　発達した管内層流の熱伝達率と摩擦係数

形状	境界条件		
C	—	$f \cdot Re$	16
	［T］	Nu	3.66
	［HT］［H］		4.36

(C)

——— 伝熱壁（［T］，［HT］，［H］）

//////// 断熱壁

大飯発電所３／４号炉

添付３

空気の物性値（伝熱工学資料）

物質	T	ρ	c_p	η	ν	λ	a	Pr
	K	kg/m³	kJ/(kg·K)	μPa·s	mm²/s	mW/(m·K)	mm²/s	—
空気 Air	100	3.610 9	1.072	7.1(E5)	1.97	9.22(E5)	2.38	0.826
	150	2.356 1	1.018	10.4(E5)	4.40	13.75(E5)	5.71	0.770
	200	1.767 9	1.009	13.4(E5)	7.58	18.10(E5)	10.15	0.747
	240	1.471 5	1.007	15.5(E5)	10.5	21.45(E5)	14.48	0.728
	260	1.357 8	1.007	16.6(E5)	12.2	23.05(E5)	16.86	0.725
	280	1.260 6	1.007	17.6(E5)	14.0	24.61(E5)	19.39	0.720
	300	1.176 3	1.007	18.62	15.83	26.14	22.07	0.717
	320	1.102 6	1.008	19.69	17.86	27.59	24.82	0.719
	340	1.037 6	1.009	20.63	19.88	29.00	27.70	0.718
	360	0.979 9	1.011	21.54	21.98	30.39	30.68	0.717
	380	0.928 2	1.012	22.42	24.15	31.73	33.78	0.715
	400	0.881 8	1.015	23.27	26.39	33.05	36.93	0.715
	420	0.839 8	1.017	24.10	28.70	34.37	40.24	0.713
	440	0.801 6	1.020	24.90	31.06	35.68	43.64	0.712
	460	0.766 7	1.023	25.69	33.51	36.97	47.14	0.711
	480	0.734 7	1.027	26.46	36.01	38.25	50.69	0.710
	500	0.705 3	1.031	27.21	38.58	39.51	54.33	0.710
	550	0.641 2	1.041	29.03	45.27	42.6	63.8	0.709
	600	0.587 8	1.052	30.78	52.36	45.6	73.7	0.710
	650	0.542 5	1.064	32.47	59.9	48.4	83.9	0.714
	700	0.503 8	1.076	34.10	67.7	51.3	94.6	0.715
	800	0.440 8	1.099	37.23	84.5	56.9	117	0.719
	900	0.391 8	1.122	40.22	102.7	62.5	142	0.722
	1000	0.352 7	1.142	43.08	122.1	67.2	167	0.732
	1100	0.320 6	1.160	45.84	143.0	71.7	193	0.742
	1200	0.293 9	1.175	48.52	165.1	75.9	220	0.751
	1500	0.235 1	1.212	56.11	238.7	87.0	305	0.782

ヌセルト数（伝熱工学資料）

第2章　対流熱伝達　51

b．強制対流層流熱伝達

i．発達した領域における層流熱伝達率　発達した領域における層流のヌセルト数（Nu）と管摩擦係数（f）を，各種の流路形状について，表1に示す．表中［T］，［HT］，［H］は加熱条件を示す記号である．すなわち，

［T］：壁温が流れ方向にも断面内周方向にも一定．

［H］：熱流束が流れ方向にも断面内周方向にも一定．（接続していない面間では，熱流束の異なる場合を含む．形状によっては，周方向の壁温分布は一定とはならない．）

表1　発達した管内層流の熱伝達率と摩擦係数

形状	境界条件		
C	—	$f \cdot Re$	16
	［T］	Nu	3.66
	［HT］［H］		4.36

(C)

——— 伝熱壁（［T］，［HT］，［H］）

//////// 断熱壁

泊発電所３号炉

添付５

空気の物性値（伝熱工学資料）

物質	T	ρ	c_p	η	ν	λ	a	Pr
	K	kg/m³	kJ/(kg·K)	μPa·s	mm²/s	mW/(m·K)	mm²/s	—
空気 Air	100	3.610 9	1.072	7.1(E5)	1.97	9.22(E5)	2.38	0.826
	150	2.366 1	1.018	10.4(E5)	4.40	13.75(E5)	5.71	0.770
	200	1.767 9	1.009	13.4(E5)	7.58	18.10(E5)	10.15	0.747
	240	1.471 5	1.007	15.5(E5)	10.5	21.45(E5)	14.48	0.728
	260	1.357 8	1.007	16.6(E5)	12.2	23.05(E5)	16.86	0.725
	280	1.260 6	1.007	17.6(E5)	14.0	24.61(E5)	19.39	0.720
	300	1.176 3	1.007	18.62	15.83	26.14	22.07	0.717
	320	1.102 6	1.008	19.69	17.86	27.59	24.82	0.719
	340	1.037 6	1.009	20.63	19.88	29.00	27.70	0.718
	360	0.979 9	1.011	21.54	21.98	30.39	30.68	0.717
	380	0.928 2	1.012	22.42	24.15	31.73	33.78	0.715
	400	0.881 8	1.015	23.27	26.39	33.05	36.93	0.715
	420	0.839 8	1.017	24.10	28.70	34.37	40.24	0.713
	440	0.801 6	1.020	24.90	31.06	35.68	43.64	0.712
	460	0.766 7	1.023	25.69	33.51	36.97	47.14	0.711
	480	0.734 7	1.027	26.46	36.01	38.25	50.69	0.710
	500	0.705 3	1.031	27.21	38.58	39.51	54.33	0.710
	550	0.641 2	1.041	29.03	45.27	42.6	63.8	0.709
	600	0.587 8	1.052	30.78	52.36	45.6	73.7	0.710
	650	0.542 5	1.064	32.47	59.9	48.4	83.9	0.714
	700	0.503 8	1.076	34.10	67.7	51.3	94.6	0.715
	800	0.440 8	1.099	37.23	84.5	56.9	117	0.719
	900	0.391 8	1.122	40.22	102.7	62.5	142	0.722
	1000	0.352 7	1.142	43.08	122.1	67.2	167	0.732
	1100	0.320 6	1.160	45.84	143.0	71.7	193	0.742
	1200	0.293 9	1.175	48.52	165.1	75.9	220	0.751
	1500	0.235 1	1.212	56.11	238.7	87.0	305	0.782

約319℃（592K）の空気の物性値

・ρ：0.5985(kg/m³)

・Cp：1.052(kJ/K/kg)

・λ：45.0E-3(W/m/K)

ヌセルト数（伝熱工学資料））

第2章　対流熱伝達　51

b．強制対流層流熱伝達

i．発達した領域における層流熱伝達率　発達した領域における層流のヌセルト数（Nu）と管摩擦係数（f）を，各種の流路形状について，表1に示す．表中［T］，［HT］，［H］は加熱条件を示す記号である．すなわち，

［T］：壁温が流れ方向にも断面内周方向にも一定．

［H］：熱流束が流れ方向にも断面内周方向にも一定．（接続していない面間では，熱流束の異なる場合を含む．形状によっては，周方向の壁温分布は一定とはならない．）

表1　発達した管内層流の熱伝達率と摩擦係数

形状	境界条件		
C	—	$f \cdot Re$	16
	［T］	Nu	3.66
	［HT］［H］		4.36

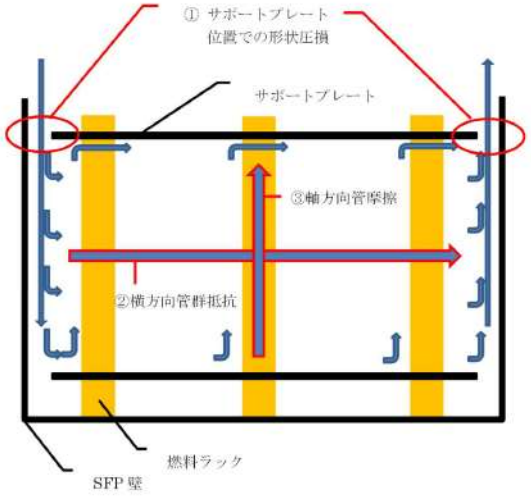
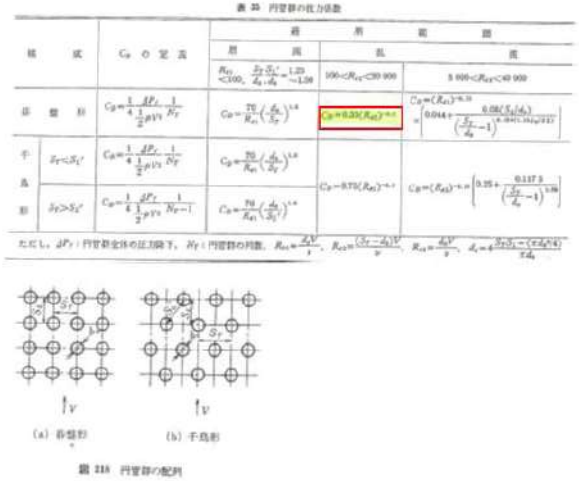
(C)

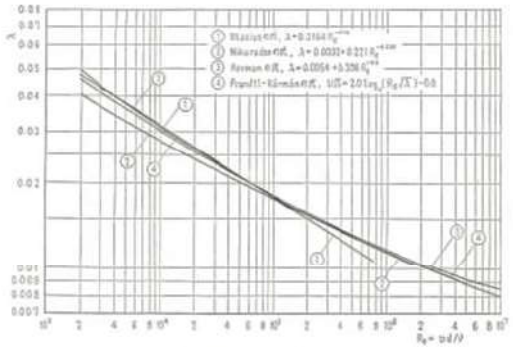
——— 伝熱壁（［T］，［HT］，［H］）

//////// 断熱壁

相違理由

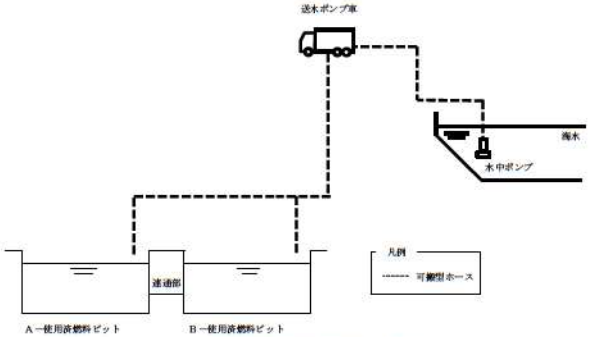
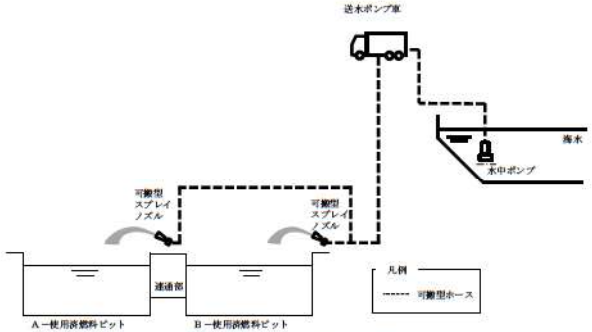
伊方発電所３号炉	大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由
		添付６ ラック外側の流動抵抗の評価について ラック外側流れの密度差駆動力と流動抵抗による圧力損失（流れ図は図１参照）を以下のように求めた[1]。 ① サポートプレート部の形状圧損をサポートプレート開口部とラック部位の開口部の面積を考慮した縮拡流より導出。 ② 自然対流で前提とした軸流速がすべて横流速として振る舞うと仮定し，ラックを円管に見立てた円管群の抗力係数を導出。 ③ ラック外部の出入口温度差による駆動力に考慮する高さには，伝熱面積を約半分とした有効伝熱面高さを適用して導出。 ラック外部の出入口温度差による駆動力に考慮する高さには，サポートプレート間距離を適用して導出する。 サポートプレート開口部面積をAs，ラック部位の開口部面積をArと置いた時，開口比はAs/Arと定義される。この開口比と，自然対流で前提とした軸流速から導出されるRe数の組み合わせから，縮拡流による形状圧損係数を求める。なお，この圧損係数は，流れの流入部と流出部のそれぞれに考慮する。 次に円管群の抗力係数は$CD=0.33\cdot Re^{-0.2}$より算出し，また，円管摩擦はブラジウスの式[2]より算出する。これより，円管群の抗力係数と円管摩擦を足してラック部の圧損係数を求める。 その結果，流動抵抗ζは15（５刻み切り上げ：ラック外側代表流速基準）となり，これを以下の式に代入して圧力損失を算出した。 $$\Delta P=\zeta\cdot\frac{1}{2}\rho v^2$$ 流動抵抗による圧力損失は約0.15Paである。一方，密度差駆動力は有効伝熱面高さHeffを用いて以下の式により算出した。 $$\Delta P(\rho)=\frac{\rho_{out}-\rho_{in}}{2}\cdot g\cdot H_{eff}$$ その結果，密度差駆動力は約0.67Paとなった。 以上より，密度差駆動力（約0.67Pa）が流動抵抗による圧力損失（約0.15Pa）を上回ることが分かり，ラック外側の自然対流が機能することが確認された。 [1] ラック外側のフローパターンには不確定性があるが，図１に示すようにラック外周から流入した空気の流路の長さが長くなるよう，キャンとキャンの間を横方向及び軸方向に流れ，流入した場所の反対側から流出することを仮定し，その分の圧力損失を大きめ（保守的）に評価する。 [2] 層流条件よりも圧損係数が大きくなる乱流条件を考える。また，ラック外側の流れのRe数に基づき円管の摩擦係数評価式はブラジウスの式を適用する。	【伊方・大飯】 記載方針の相違 ・泊はキャン型ラックのため，ラック外部での自然対流冷却による熱交換の妥当性を確認した （第 385 回の審査会合で説明済）

伊方発電所３号炉	大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由
		 図１　ラック外側で想定する流れ図 円管群の抗力係数（機械工学便覧）  表 35　円管群の抗力係数 構成 / C_D の定義 / 縦所前面 / 思周 / $R_{e1}<100$, $\frac{S_T S_L'}{d_1 \cdot d_0}=1.25\sim1.30$ / 乱流 / $100<R_{e1}<30\,000$ / $C_D=0.28(R_{e1})^{-0.3}$ / 乱流 / $5\,000<R_{e1}<40\,000$ / $C_D=(R_{e1})^{-0.15}=\left[0.044+\frac{0.08(S_L/d_0)}{\left(\frac{S_T}{d_0}-1\right)^{0.34(1.54\log S_T/d_0)}}\right]$ 千鳥形 / $S_T<S_L'$ / $C_D=\frac{1}{4}\frac{\Delta P_1}{\frac{1}{2}\rho V^2}\frac{1}{N_T}$ / $C_D=\frac{70}{R_{e1}}\left(\frac{d_0}{S_T}\right)^{1.6}$ / $C_D=0.75(R_{e1})^{-0.1}$ / $C_D=(R_{e1})^{-0.15}=\left[0.25+\frac{0.137\,5}{\left(\frac{S_T}{d_0}-1\right)^{1.36}}\right]$ 千鳥形 / $S_T>S_L'$ / $C_D=\frac{1}{4}\frac{\Delta P_1}{\frac{1}{2}\rho V^2}\frac{1}{N_T-1}$ / $C_D=\frac{70}{R_{e1}}\left(\frac{d_0}{S_L'}\right)^{1.6}$ ただし，ΔP_1：円管群全体の圧力降下，N_T：円管群の列数，$R_{e1}=\frac{d_0 V}{\nu}$，$R_{e2}=\frac{(S_T-d_0)V}{\nu}$，$R_{e3}=\frac{d_0 V}{\nu}$，$d_1=4\frac{S_T S_L-(\pi d_0^2/4)}{\pi d_0}$ (a) 碁盤形　(b) 千鳥形 図 216　円管群の配列	

伊方発電所３号炉	大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由
		ブラジウスの式（伝熱工学資料） ii. 圧力損失　$2000<R_e<10^5$ に対してブラジウスの式[18] $\lambda=\frac{0.316\,4}{R_e^{1/4}}$　(3・27) $R_e>10^5$ に対してニクラッチェ（Nikuradse）の式[19] $\lambda=0.003\,2+0.221\,R_e^{-0.237}$　(3・28) $R_e=8\times10^5$ までブラジウスの式とよく一致し，工業的によく利用される範囲 $R_e<1.5\times10^5$ に対して成立するHermann の式[21] $\lambda=0.005\,4+0.396\,R_e^{-0.3}$　(3・29) $10^5<R_e<10^7$ に対して十分正確な値を与えるプラントル・カルマン（Prandtl-Kármán）の式[20] $\frac{1}{\sqrt{\lambda}}=2.0\log_{10}(R_e\sqrt{\lambda})-0.8=2.0\log_{10}\left(\frac{R_e\sqrt{\lambda}}{2.52}\right)$　(3・30) などがある．これらの式の値は，すべて図3・12に示してある．  図3・12　管摩擦係数 λ とレイノルズ数 R_e との関係	

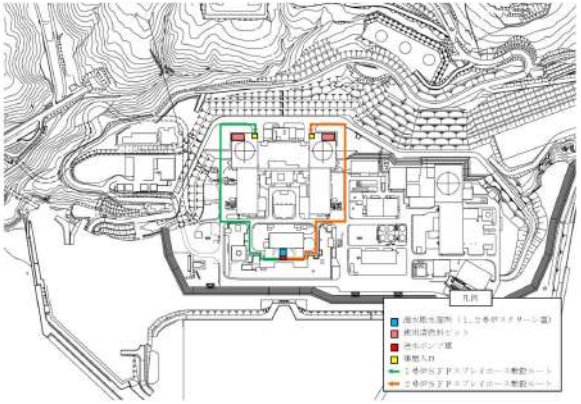
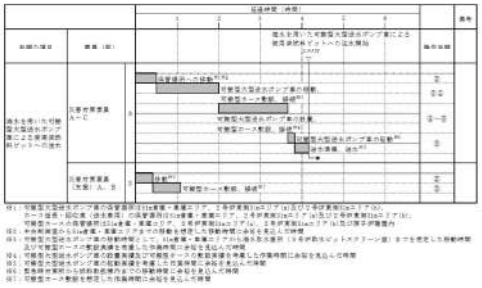
伊方発電所３号炉	大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由
		添付７ 泊１号及び２号炉のSFPへの補給又はスプレイを行う体制等について 1.　参集体制について 泊１号及び２号炉のSFP発災後の状況判断については泊１号及び２号炉中央制御室にいる運転員により判断可能であり，泊１号及び２号炉のSFPへの補給又はスプレイ操作については，泊３号炉の災害対策要員等とは別に，事象発生12時間以降の発電所外からの参集要員にて対応可能である。 なお，発電所に近接した社員の居住地域（共和町宮丘地区）から発電所への参集に要する時間は約３時間と想定している。 2.　泊１号及び２号炉のSFPへの補給又はスプレイ操作について 泊１号及び２号炉のSFPが発災した場合には，海水を用いた送水ポンプ車によるSFPへの補給又はスプレイを行うため，送水ポンプ車の設置，海水取水箇所への水中ポンプの設置，可搬型ホースの敷設等を行う。(SFPへのスプレイには可搬型スプレイノズルの設置も行う。) 泊１号及び２号炉の使用済燃料ピットへの補給又はスプレイに係る系統概要及びホース敷設ルート図を図１～３に示す。 泊３号炉におけるSFPへの補給（注水）は，要員５名により作業を実施し，所要時間は約４時間10分と想定している。泊１号及び２号炉におけるSFP発災に対し，要員の参集に要する時間を数時間，SFPへの補給又はスプレイ作業に要する時間を各号炉それぞれ数時間と想定しても，事象発生の10数時間後までには泊１号及び２号炉SFPへの補給又はスプレイを実施できる。	【伊方・大飯】 記載方針の相違 ・泊は，停止号炉である１号及び２号炉の SFP への補給又はスプレイを行う体制について，添付７に整理した。 ・大飯は，添付資料1.0.16の4.項に停止号炉である１号及び２号炉の SFP への給水ついて記載している。

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

伊方発電所３号炉	大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由
		 図１　海水を用いた送水ポンプ車による 泊１号及び２号炉 SFP への補給　系統概要  図２　海水を用いた送水ポンプ車及び可搬型スプレイノズル による泊１号及び２号炉 SFP へのスプレイ　系統概要	

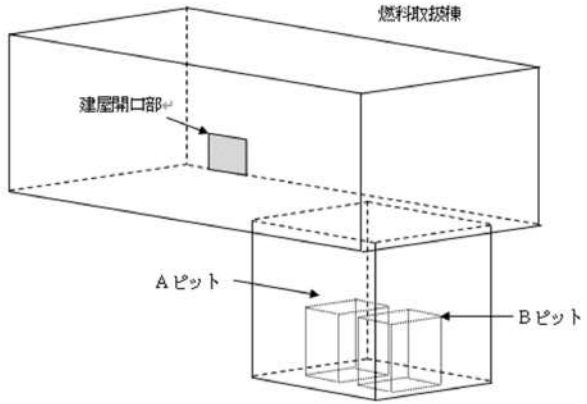
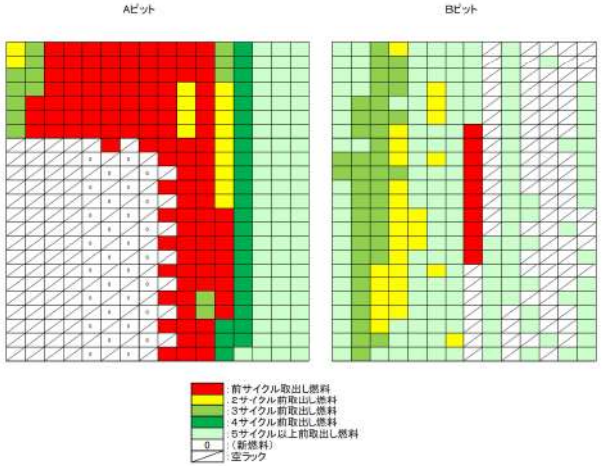
泊発電所３号炉　技術的能力　比較表

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

伊方発電所３号炉	大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由
		 図３　海水を用いた送水ポンプ車による泊１号及び２号炉使用済燃料ピットへの補給又はスプレイホース敷設ルート図 【参考】 泊３号炉における海水を用いた可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水　タイムチャート 	

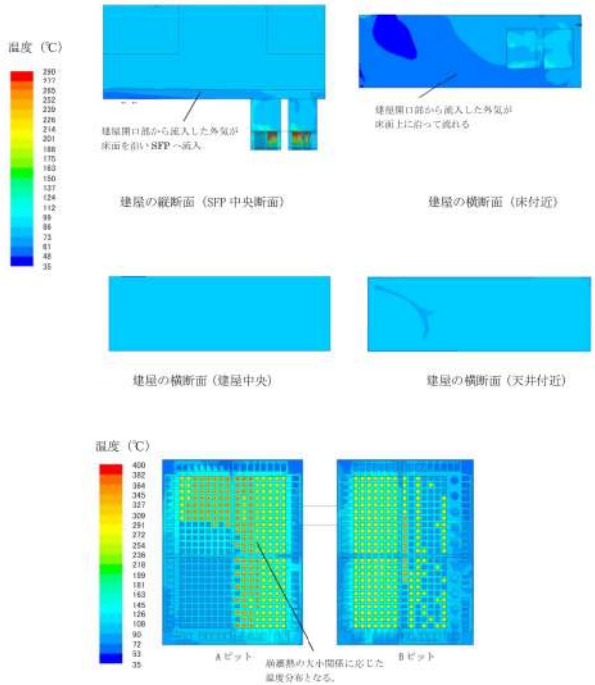
伊方発電所３号炉	大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由
		添付８ CFD解析による泊２号炉SFP発災時のSFP内空気温度について 泊２号炉SFPの冷却水がすべて喪失した場合を想定し，燃料集合体及び燃料ラック周囲の空気の自然循環による除熱を模擬したCFD解析により，SFP内の空気温度を評価した。 1.　評価条件 ➢図１に示すとおり泊２号炉のSFP及びSFPを内包する建屋（燃料取扱棟）全体を３次元でモデル化し，SFP内とSFP上部空間での空気の自然循環及び建屋開口部における外気の流入を考慮する。 ➢SFP内では，図２に示す泊２号炉SFPの実燃料配置を模擬し，燃料の冷却期間に応じた発熱量を考慮する。 ➢建屋開口部からの空気の流出入は自然流出入条件（建屋外側は大気圧条件）とする。 ➢建屋の主要な放熱面は，天井及び側壁（建屋床面から高さ2.2mまで）とする。 ➢輻射伝熱は考慮しない。 ➢外気の温度は，35℃とする[1]。 ➢解析コードは汎用熱流動解析コードFluent ver.14.5を使用する。 2.　評価結果 上記条件で建屋内の温度分布を評価した結果を図３に示す。燃料ラック出入口での空気温度上昇は約320℃となった。 建屋内の空気の流況については，建屋開口部から流入した外気は建屋の床付近を流れSFPへ流入し，SFP底部に到達した時点の空気温度Tinは約80℃であった。この空気が燃料により温度上昇し，燃料ラック頂部における空気の最高温度は約400℃となる。 CFDの評価では上記の結果となったが，建屋開口部から流入する空気とSFP内で温度上昇した空気の混合状況によりTinは不確かさが大きいパラメータであることから，簡易評価においては建屋床面におけるSFP周辺部の雰囲気温度の最高値（約120℃）に保守性を持たせTinを130℃に設定した。 また，燃料ラック内外の空気の流況，ラック壁の内側から外側への熱の伝達状況等についても，簡易評価のモデルが概ね妥当であることを示すものであった。 [1] 泊発電所最寄の気象観測所（寿都）の日最高気温34.0℃より設定	【伊方・大飯】 記載方針の相違 ・泊は空気の燃料入口温度評価（簡易計算）の妥当性確認のためにCFD解析を実施 （第385回の審査会合で説明済）

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

伊方発電所３号炉	大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由
		 図１　評価モデルの概要図  図２　泊２号炉 SFP の燃料貯蔵状況（H28.1.1 時点）	

泊発電所３号炉　技術的能力　比較表

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

伊方発電所３号炉	大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由
		 図３　CFD解析による建屋内空気温度の評価結果	

泊発電所３号炉審査資料	
資料番号	SAT101-9　r.8.0
提出年月日	令和5年7月31日

泊発電所３号炉

「実用発電用原子炉に係る発電用原子炉設置者の重大事故の発生及び拡大の防止に必要な措置を実施するために必要な技術的能力に係る審査基準」に係る適合状況説明資料
比較表

1.1　緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

令和５年７月

北海道電力株式会社

枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由

比較結果等をとりまとめた資料

１．先行審査実績等を踏まえた泊３号炉まとめ資料の変更状況(2017 年 3 月以降)

1-1）設計方針・運用・体制等を変更し，まとめ資料を修正した箇所と理由

a. 大飯３／４号炉まとめ資料と比較した結果，変更したもの　：下記１件

・ほう酸水を注入する設備として，化学体積制御設備を用いる手段に加え，非常用炉心冷却設備のうち高圧注入系を用いる手段があるが，高圧注入系を用いる手段は１次冷却材圧力が高圧注入ポンプ注入圧力未満である場合にほう酸水注入が可能な手段であり，大飯３／４号炉と同様，自主対策設備と位置付けることが適切であると判断し，重大事故対処設備から自主対策設備に変更した。

b. 他社審査会合の指摘事項等を確認した結果，変更したもの　：なし

c. 当社が自主的に変更したもの　：なし

1-2）設計方針・運用・体制を変更するものではないが，まとめ資料の記載の充実を行った箇所と理由

a. 大飯３／４号炉まとめ資料と比較した結果，変更したもの　：なし

b. 女川２号炉まとめ資料と比較した結果，変更したもの　：下記１件

・資料構成は，炉型が同じである大飯３／４号炉の対応手段及び操作手順の参照を基本とした上で，配管・弁の流路等を含めた設備の選定方針，文章構成や表現については，女川２号炉の審査実績を反映している。また，各図面においても，女川２号炉の審査実績を踏まえた資料構成や記載の充実化等の見直しを行っている。

c. 他社審査会合の指摘事項等を確認した結果，変更したもの　：なし

d. 当社が自主的に変更したもの　：なし

1-3）バックフィット関連事項

なし

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由

２．大飯３／４号炉まとめ資料との比較結果の概要

2-1）設備の相違（以下については，相違理由欄に No.を記載する）

No.	大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由
①	— （泊３号炉との比較対象なし）	【ほう酸水注入に使用する設備】 ・ほう酸注入タンク	【設計方針の相違（重大事故等対処設備）】（例：比較表ｐ 1.1-9） ・泊３号炉は，高圧注入ポンプの出口ラインにほう酸注入タンクを設置しており，非常用炉心冷却設備作動信号にて隔離弁が開となり，高圧注入ポンプによりほう酸注入タンクを経由して発電用原子炉へほう酸水を注入する。泊３号炉と同様に，ほう酸注入タンクを設置しており，ほう酸注入タンクを経由して発電用原子炉へほう酸水を注入しているプラントは，川内1/2 号炉，高浜 1/2 号炉，高浜 3/4 号炉，美浜３号炉である。 ・大飯 3/4 号炉，伊方３号炉，玄海 3/4 号炉は，ほう酸注入タンク非設置。
②	【原子炉トリップ時の制御棒炉底位置の確認】 ・「制御棒炉底位置<u>表示灯</u>」により確認する。	【原子炉トリップ時の制御棒炉底位置の確認】 ・「制御棒炉底位置<u>表示</u>」により確認する。	【設計方針の相違】（例：比較表ｐ 1.1-14） ・大飯 3/4 号炉は，制御棒の炉底位置を中央制御盤の表示灯により確認する。 ・泊３号炉は，制御棒の炉底位置を中央制御盤の画面表示にて確認する。なお，制御棒の炉底位置は大型表示盤でも確認可能である。（高浜 1/2 号炉，美浜３号炉同様） ・アナログ型の中央制御盤である大飯 3/4 号炉と総合デジタルシステムの新型中央制御盤である泊３号炉の設備構成の相違によるものであり，原子炉トリップ時に制御棒が炉底位置にあることを確認する手順に相違なし。

※　相違点を強調する箇所を下線部にて示す。

灰色：女川２号炉の記載のうち，BWR固有の設備や対応手段であり，泊３号炉と比較対象とならない記載内容

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

1.1　緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由

2-2）記載方針の相違（以下については，相違理由欄に No.を記載する）

No.	大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由
①	【「1.1.1（2）ｂ．手順等」の記載】 これらの手順は、発電所対策本部長※２当直課長、運転員等※３及び緊急安全対策要員※４の対応として原子炉出力を手動で抑制する手順等に定める（第1.1.1表）。 ※２　発電所対策本部長：重大事故等発生時における発電所原子力防災管理者及び代行者をいう。 ※３　運転員等：運転員及び重大事故等対策要員のうち当直課長の指示に基づき運転対応を実施する要員をいう。 ※４　緊急安全対策要員：重大事故等対策要員のうち発電所対策本部長の指示に基づき対応する運転員等以外の要員をいう。	【「1.1.1（2）ｂ．手順等」の記載】 これらの手順は，発電課長（当直）及び運転員による一連の対応として発電用原子炉の未臨界を維持する手順に定める（第1.1.1表）。	・大飯3/4号炉は，技術的能力1.0にて整理する要員の名称以外に「運転員等」という名称を使用していることから，要員名称の定義を記載している。（例：比較表ｐ1.1-13） ・泊３号炉は，技術的能力1.0にて整理する要員の名称を記載している場合，改めて要員名称の定義は記載しないこととしている。（伊方３号炉同様）
②	— （泊３号炉との比較対象なし）	【概要図】 ・第1.1.2図「手動による原子炉緊急停止（1/2）」 ・第1.1.2図「手動による原子炉緊急停止（2/2）」	・泊３号炉は，手動による原子炉緊急停止における操作手順の動作状態を示す系統概要を確認できるように概要図を示している。（伊方３号炉，玄海3/4号炉同様）なお，大飯3/4号炉と泊３号炉で対応手段に相違なし。（例：比較表ｐ1.1-14）
③	— （泊３号炉との比較対象なし）	【概要図】 ・第1.1.8図「手動によるタービントリップ」	・泊３号炉は，原子炉出力抑制（手動）におけるタービント手動トリップ操作によりタービン主要弁の閉止状態を示す系統概要を確認できるように概要図を示している。なお，大飯3/4号炉と泊３号炉で対応手段に相違なし。（例：比較表ｐ1.1-17）

※　相違点を強調する箇所を下線部にて示す。

2-3）記載表現，設備名称等の相違（以下については，相違理由を省略する）

大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由
・原子炉安全保護計装盤	・原子炉安全保護盤	・設備名称の相違（例：比較表ｐ1.1-5）
・安全保護系プロセス計装	・安全保護系のプロセス計装	・設備名称の相違（例：比較表ｐ1.1-5）
・原子炉核計装	・炉外核計装	・設備名称の相違（例：比較表ｐ1.1-4）
・原子炉トリップしゃ断器	・原子炉トリップ遮断器	・記載表現の相違（例：比較表ｐ1.1-5）
・ＭＧセット電源（常用母線440Vしゃ断器スイッチ）	・制御棒駆動装置用電源（常用母線440V遮断器操作器）	・設備名称の相違（例：比較表ｐ1.1-6）
・制御棒操作レバー	・制御棒操作スイッチ	・設備名称の相違（例：比較表ｐ1.1-6）
・ＭＧセット電源（ＭＧセット出力しゃ断器スイッチ）	・制御棒駆動装置用電源（制御棒駆動装置用電源出力遮断器スイッチ）	・設備名称の相違（例：比較表ｐ1.1-6）
・原子炉トリップしゃ断器スイッチ	・原子炉トリップ遮断器スイッチ	・記載表現の相違（例：比較表ｐ1.1-6）
・ＡＴＷＳ緩和設備	・共通要因故障対策盤（自動制御盤）（ATWS緩和設備）	・設備名称の相違（例：比較表ｐ1.1-7）
・復水ピット	・補助給水ピット	・設備名称の相違（例：比較表ｐ1.1-7）

灰色：女川２号炉の記載のうち，BWR固有の設備や対応手段であり，泊３号炉と比較対象とならない記載内容	赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違） 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違） 緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

1.1　緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由

2-3）記載表現，設備名称等の相違（以下については，相違理由を省略する）

大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由
・緊急ほう酸注入ライン補給弁	・緊急ほう酸注入弁	・設備名称の相違（例：比較表ｐ 1.1-7）
・主蒸気隔離弁バイパス弁	・主蒸気バイパス隔離弁	・設備名称の相違（例：比較表ｐ 1.1-17）
・緊急ほう酸水補給流量	・緊急ほう酸注入ライン流量	・設備名称の相違（監視計器）（例：比較表ｐ 1.1-18）
・原子炉出力を手動で抑制する手順等	・発電用原子炉の未臨界を維持する手順	・手順名称の相違（例：比較表ｐ 1.1-13）
・「安全保護アナログ盤作動」警報	・「CMF 自動作動」警報	・警報名称の相違（例：比較表ｐ 1.1-15）
・しゃ断器の開操作	・遮断器の開放操作	・記載表現の相違（例：比較表ｐ 1.1-14）

※　相違点を強調する箇所を下線部にて示す。

2-4）相違識別の省略（以下については，各対応手順の共通の相違理由のため，本文中の相違識別と相違理由は省略する）

大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由
【「操作手順」の対応要員】 ・当直課長 ・運転員等	【「操作手順」の対応要員】 ・発電課長（当直） ・運転員	・要員名称の相違（例：比較表ｐ 1.1-14） ・泊３号炉の本審査項目で整理する操作手順は，発電課長（当直）が手順着手を判断し，発電課長（当直）の指示により運転員が対応する。 ・大飯 3/4 号炉の要員名称の定義については「記載方針の相違①」にて整理する。 ・大飯 3/4 号炉の本審査項目で整理する操作手順は，当直課長が手順着手を判断し，当直課長の指示により運転員等が対応する。 ・操作手順の比較において，これら要員の名称の相違，作業開始指示及び完了報告に関する事項の相違識別は省略する。
【「操作の成立性」の対応要員と所要時間】 「上記の対応は中央制御室にて１ユニット当たり運転員等○名、現場にて１ユニット当たり運転員等○名により作業を実施し、所要時間は約○分と想定する。」	【「操作の成立性」の対応要員と所要時間】 「上記の操作は，運転員（中央制御室）○名，運転員（現場）○名にて作業を実施した場合，作業開始を判断してから・・・開始まで○分以内で可能である。」	・泊３号炉は複数号炉の審査ではないため，「１ユニット当たり」の記載は必要ない。（例：比較表ｐ 1.1-15） ・操作対象機器の配置場所等の相違により，各対応手段の所要時間は相違することから，所要時間の相違識別は省略する。（例：比較表ｐ 1.1-15） ・なお，「第 1.1.1 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」の「設備分類ｂ（37 条に適合する重大事故等対処設備）」に該当する対応手段については，重大事故対策の有効性評価における各事故シーケンスにおいて，重大事故等対策の成立性を確認しており，各対応手段が要求される時間までに実施可能であることに相違はない。

※　相違点を強調する箇所を下線部にて示す。

泊発電所３号炉　技術的能力　比較表

灰色：女川２号炉の記載のうち，BWR固有の設備や対応手段であり，泊３号炉と比較対象とならない記載内容

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
1.1　緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等	1.1　緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等	1.1　緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等	
＜目　　次＞	＜目次＞	＜目次＞	
1.1.1 対応手段と設備の選定 (1) 対応手段と設備の選定の考え方 (2) 対応手段と設備の選定の結果 a. フロントライン系機能喪失時の対応手段及び設備	1.1.1 対応手段と設備の選定 (1) 対応手段と設備の選定の考え方 (2) 対応手段と設備の選定の結果 a.フロントライン系故障時の対応手段及び設備	1.1.1 対応手段と設備の選定 (1) 対応手段と設備の選定の考え方 (2) 対応手段と設備の選定の結果 a．フロントライン系故障時の対応手段及び設備	【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）
	(a) 原子炉緊急停止 (b) 原子炉再循環ポンプ停止による原子炉出力抑制 (c) ATWS 緩和設備（自動減圧系作動阻止機能）による原子炉出力急上昇防止 (d) ほう酸水注入 (e) 制御棒挿入 (f) 原子炉圧力容器内の水位低下操作による原子炉出力抑制 (g) 重大事故等対処設備と自主対策設備	(a) 手動による原子炉緊急停止 (b) 原子炉出力抑制（自動） (c) 原子炉出力抑制（手動） (d) ほう酸水注入 (e) 重大事故等対処設備と自主対策設備	【大飯】 目次構成の相違（女川審査実績の反映） ・各対応手段名称を記載する。 【女川】 炉型の相違による対応手段の相違
b. 手順等	b.手順等	b．手順等	
1.1.2 重大事故等時の手順等 1.1.2.1 フロントライン系機能喪失時の手順等 (1) 手動による原子炉緊急停止 (2) 原子炉出力抑制（自動） (3) 原子炉出力抑制（手動） (4) ほう酸水注入	1.1.2 重大事故等時の手順 1.1.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (1) 非常時操作手順書（徴候ベース）「スクラム」（原子炉出力） (2) 非常時操作手順書（徴候ベース）「反応度制御」	1.1.2 重大事故等時の手順 1.1.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (1) 手動による原子炉緊急停止 (2) 原子炉出力抑制（自動） (3) 原子炉出力抑制（手動） (4) ほう酸水注入	【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）
(5) その他の手順項目にて考慮する手順			【大飯】 記載箇所の相違（女川審査実績の反映） ・泊の比較対象は 1.1.2.2
(6) 優先順位	(3) 重大事故等時の対応手段の選択	(5) 重大事故等時の対応手段の選択	【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）
	1.1.2.2 その他の手順項目について考慮する手順	1.1.2.2 その他の手順項目について考慮する手順	【大飯】 記載箇所の相違（女川審査実績の反映） ・大飯の比較対象は 1.1.2.1(5)
	添付資料 1.1.1 審査基準，基準規則と対処設備との対応表	添付資料 1.1.1 審査基準，基準規則と対処設備との対応表	【大飯】

灰色：女川２号炉の記載のうち，BWR固有の設備や対応手段であり，泊３号炉と比較対象とならない記載内容

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

1.1　緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
			記載箇所の相違（女川審査実績の反映） ・大飯の比較対象は添付資料 1.1.2
添付資料 1.1.1 重大事故等対処設備の電源構成図	添付資料 1.1.2 対応手段として選定した設備の電源構成図	添付資料 1.1.2 対応手段として選定した設備の電源構成図	【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）
添付資料 1.1.2 重大事故等対処設備及び多様性拡張設備整理表			【大飯】 記載箇所の相違（女川審査実績の反映） ・泊の比較対象は添付資料 1.1.1
添付資料 1.1.3 多様性拡張設備仕様		添付資料 1.1.3 自主対策設備仕様	【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）
添付資料 1.1.4 原子炉トリップ設定値リスト 添付資料 1.1.5 ＭＧセット出力しゃ断器開放 添付資料 1.1.6 原子炉トリップしゃ断器現場開放 添付資料 1.1.7 原子炉出力抑制（手動）の成立性 添付資料 1.1.8 主給水流量喪失時に原子炉トリップに失敗した場合の対応について	添付資料 1.1.3 原子炉自動スクラム設定値リスト 添付資料 1.1.4　重大事故等対策の成立性 1.非常時操作手順書（徴候ベース）「反応度制御」 (1) スクラムパイロット弁用制御空気の排気操作	添付資料 1.1.4 原子炉トリップ設定値リスト 添付資料 1.1.5 制御棒駆動装置用電源出力遮断器現場開放 添付資料 1.1.6 原子炉トリップ遮断器現場開放 添付資料 1.1.7 原子炉出力抑制（手動）の成立性 添付資料 1.1.8 主給水流量喪失時に原子炉トリップに失敗した場合の対応について	
	添付資料 1.1.5 解釈一覧 1.操作手順の解釈一覧 2.弁番号及び弁名称一覧	添付資料 1.1.9 解釈一覧 1.判断基準の解釈一覧 2.操作手順の解釈一覧 3.弁番号及び弁名称一覧	【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映）

灰色：女川２号炉の記載のうち，BWR固有の設備や対応手段であり，泊３号炉と比較対象とならない記載内容

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

1.1　緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
1.1　緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等 ＜要求事項＞ 発電用原子炉設置者において、運転時の異常な過渡変化時において発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象が発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリ及び原子炉格納容器の健全性を維持するとともに、発電用原子炉を未臨界に移行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。 【解釈】 1「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象のおそれがある場合」とは、発電用原子炉を緊急停止していなければならない状況にもかかわらず、原子炉出力又は原子炉圧力等のパラメータの変化から緊急停止していないことが推定される場合のことをいう。 2「発電用原子炉を未臨界に移行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。 (1) 沸騰水型原子炉（BWR）及び加圧水型原子炉（PWR）共通 a) 上記１の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象のおそれがある場合」に、手動による原子炉の緊急停止操作を実施すること。 (2) BWR a) 上記１の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象のおそれがある場合」に、原子炉出力を制御するため、原子炉冷却材再循環ポンプが自動停止しない場合は、手動で停止操作を実施すること。 b) 十分な反応度制御能力を有するほう酸水注入設備（SLCS）を起動する判断基準を明確に定めること。 c) 発電用原子炉を緊急停止することができない事象の発生時に不安定な出力振動が検知された場合には、ほう酸水注入設備（SLCS）を作動させること。 (3) PWR a) 上記１の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象のおそれがある場合」に、原子炉出力を抑制するため、補助給水系ポンプが自動起動しない場合又はタービンが自動停止しない場合は、手動操作により実施すること。	1.1　緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等 【要求事項】 発電用原子炉設置者において、運転時の異常な過渡変化時において発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象が発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリ及び原子炉格納容器の健全性を維持するとともに、発電用原子炉を未臨界に移行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。 【解釈】 1「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象のおそれがある場合」とは、発電用原子炉を緊急停止していなければならない状況にもかかわらず、原子炉出力又は原子炉圧力等のパラメータの変化から緊急停止していないことが推定される場合のことをいう。 2「発電用原子炉を未臨界に移行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。 (1) 沸騰水型原子炉（BWR）及び加圧水型原子炉（PWR）共通 a) 上記１の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象のおそれがある場合」に、手動による原子炉の緊急停止操作を実施すること。 (2) BWR a) 上記１の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象のおそれがある場合」に、原子炉出力を制御するため、原子炉冷却材再循環ポンプが自動停止しない場合は、手動で停止操作を実施すること。 b) 十分な反応度制御能力を有するほう酸水注入設備（SLCS）を起動する判断基準を明確に定めること。 c) 発電用原子炉を緊急停止することができない事象の発生時に不安定な出力振動が検知された場合には、ほう酸水注入設備（SLCS）を作動させること。 (3) PWR a) 上記１の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象のおそれがある場合」に、原子炉出力を抑制するため、補助給水系ポンプが自動起動しない場合又はタービンが自動停止しない場合は、手動操作により実施すること。	1.1　緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等 【要求事項】 発電用原子炉設置者において、運転時の異常な過渡変化時において発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象が発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリ及び原子炉格納容器の健全性を維持するとともに、発電用原子炉を未臨界に移行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。 【解釈】 1「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象のおそれがある場合」とは、発電用原子炉を緊急停止していなければならない状況にもかかわらず、原子炉出力又は原子炉圧力等のパラメータの変化から緊急停止していないことが推定される場合のことをいう。 2「発電用原子炉を未臨界に移行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。 (1) 沸騰水型原子炉（BWR）及び加圧水型原子炉（PWR）共通 a) 上記１の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象のおそれがある場合」に、手動による原子炉の緊急停止操作を実施すること。 (2) BWR a) 上記１の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象のおそれがある場合」に、原子炉出力を制御するため、原子炉冷却材再循環ポンプが自動停止しない場合は、手動で停止操作を実施すること。 b) 十分な反応度制御能力を有するほう酸水注入設備（SLCS）を起動する判断基準を明確に定めること。 c) 発電用原子炉を緊急停止することができない事象の発生時に不安定な出力振動が検知された場合には、ほう酸水注入設備（SLCS）を作動させること。 (3) PWR a) 上記１の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象のおそれがある場合」に、原子炉出力を抑制するため、補助給水系ポンプが自動起動しない場合又はタービンが自動停止しない場合は、手動操作により実施すること。	

灰色：女川２号炉の記載のうち，BWR固有の設備や対応手段であり，泊３号炉と比較対象とならない記載内容

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

1.1　緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
b)上記１の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象のおそれがある場合」に、化学体積制御設備又は非常用炉心冷却設備による十分な量のほう酸水注入を実施すること。	b)上記１の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象のおそれがある場合」に、化学体積制御設備又は非常用炉心冷却設備による十分な量のほう酸水注入を実施すること。	b)上記１の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象のおそれがある場合」に、化学体積制御設備又は非常用炉心冷却設備による十分な量のほう酸水注入を実施すること。	
運転時の異常な過渡変化時において発電用原子炉（以下「原子炉」という。）を停止させるための設計基準事故対処設備は、原子炉核計装、安全保護系のプロセス計装等である。	運転時の異常な過渡変化時において発電用原子炉を停止させるための設計基準事故対処設備は，原子炉保護系である。	運転時の異常な過渡変化時において発電用原子炉を停止させるための設計基準事故対処設備は，炉外核計装，安全保護系のプロセス計装等である。	【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映） ・泊は「発電用原子炉」を読替えしない ・以降，同様の相違は，相違理由の記載を省略する。 【女川】設備名称の相違
これらの設備が機能喪失した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリ及び原子炉格納容器（以下「格納容器」という。）の健全性を維持するとともに、原子炉を未臨界に移行する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。	この設備が機能喪失した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため，原子炉冷却材圧力バウンダリ及び原子炉格納容器の健全性を維持するとともに，発電用原子炉を未臨界に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。	これらの設備が機能喪失した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため，原子炉冷却材圧力バウンダリ及び原子炉格納容器の健全性を維持するとともに，発電用原子炉を未臨界に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。	【女川】記載表現の相違 ・PWR は複数の機能があるため「これら」と記載している。 【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映） ・泊は「原子炉格納容器」を読替えしない ・以降，同様の相違は，相違理由の記載を省略する。

灰色：女川２号炉の記載のうち，BWR固有の設備や対応手段であり，泊３号炉と比較対象とならない記載内容

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

1.1　緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
1.1.1 対応手段と設備の選定 (1) 対応手段と設備の選定の考え方 運転時の異常な過渡変化により原子炉トリップが必要な状況における設計基準事故対処設備として、原子炉安全保護計装盤、安全保護系プロセス計装、原子炉核計装、制御棒クラスタ及び原子炉トリップしゃ断器を設置している。	1.1.1　対応手段と設備の選定 (1) 対応手段と設備の選定の考え方 運転時の異常な過渡変化により発電用原子炉の緊急停止が必要な状況における設計基準事故対処設備として，原子炉保護系を設置している。	1.1.1 対応手段と設備の選定 (1) 対応手段と設備の選定の考え方 運転時の異常な過渡変化により発電用原子炉の緊急停止が必要な状況における設計基準事故対処設備として，原子炉安全保護盤，安全保護系のプロセス計装，炉外核計装，制御棒クラスタ及び原子炉トリップ遮断器を設置している。	【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映） 【女川】設備名称の相違
これらの設計基準事故対処設備が健全であれば重大事故等の対処に用いるが、設計基準事故対処設備の機能喪失を想定し、その機能を代替するために、各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上で、想定する機能喪失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 1.1.1 図）（以下「機能喪失原因対策分析」という。）。	この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 1.1-1 図）。	これらの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 1.1.1 図）。	【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映） 【女川】 記載表現の相違 ・PWR は複数の機能があるため「これら」と記載している。
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及び多様性拡張設備※1を選定する。	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及び自主対策設備※を選定する。	重大事故等対処設備の他に，柔軟な事故対応を行うための対応手段及び自主対策設備※を選定する。	【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）
※1　多様性拡張設備：技術基準上のすべての要求事項を満たすことやすべての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。	※自主対策設備：技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全ての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。	※自主対策設備：技術基準上のすべての要求事項を満たすことやすべての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。	【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映） 【女川】記載表現の相違
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四十四条及び技術基準規則第五十九条（以下「基準規則」という。）の要求機能が網羅されていることを確認するとともに、多様性拡張設備との関係を明確にする。 （添付資料 1.1.1、1.1.2、1.1.3）	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」第四十四条及び「技術基準規則」第五十九条（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。	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」第四十四条及び「技術基準規則」第五十九条（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。 （添付資料 1.1.1，1.1.2，1.1.3）	【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）
(2) 対応手段と設備の選定の結果 機能喪失原因対策分析の結果、運転時の異常な過渡変化時にフロントライン系機能喪失として、原子炉安全保護計装盤、安全保護系プロセス計装、原子炉核計装、制御棒クラスタ及び原子炉トリップしゃ断器の機能喪失を想定する。	(2) 対応手段と設備の選定の結果 機能喪失原因対策分析の結果，運転時の異常な過渡変化時にフロントライン系故障として，原子炉保護系の故障を想定する。	(2) 対応手段と設備の選定の結果 機能喪失原因対策分析の結果，運転時の異常な過渡変化時にフロントライン系故障として，原子炉安全保護盤，安全保護系のプロセス計装，炉外核計装，制御棒クラスタ及び原子炉トリップ遮断器の故障を想定する。	【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）
電源喪失（サポート系機能喪失）は、制御棒駆動装置の電源が喪失することにより制御棒が挿入されることから想定しない。	サポート系故障（電源喪失又は計装用圧縮空気喪失）は，原子炉保護系の電源又はスクラム弁の制御に用いる計装用圧縮空気が喪失することにより制御棒が挿入されることから想定しない。	サポート系故障（電源喪失）は，制御棒駆動装置の電源が喪失することにより制御棒が挿入されることから想定しない。	【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）
設計基準事故対処設備に要求される機能の喪失原因と対策手段の検討、審査基準及び基準規則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と	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	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	【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）

灰色：女川２号炉の記載のうち，BWR固有の設備や対応手段であり，泊３号炉と比較対象とならない記載内容

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

1.1　緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
多様性拡張設備を以下に示す。 なお、機能喪失を想定する設計基準事故対処設備、重大事故等対処設備、多様性拡張設備及び整備する手順についての関係を第1.1.1表に示す。	事故等対処設備及び自主対策設備を以下に示す。 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1.1-1表に整理する。	事故等対処設備及び自主対策設備を以下に示す。 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1.1.1表に整理する。	
a．フロントライン系機能喪失時の対応手段及び設備	a.フロントライン系故障時の対応手段及び設備	a．フロントライン系故障時の対応手段及び設備	【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）
(a) 対応手段	(a) 原子炉緊急停止	(a) 手動による原子炉緊急停止	【大飯】 記載内容の相違（女川審査実績の反映） ・各対応手段名称を記載する。 【女川】 炉型の相違による対応手段の相違
運転時の異常な過渡変化時において原子炉の運転を緊急に停止することができない事象（以下「ATWS」という。）が発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合、手動による原子炉緊急停止を行う手段がある。	運転時の異常な過渡変化時において，発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象（以下「ATWS」という。）が発生するおそれがある場合又はATWSが発生した場合に，原子炉手動スクラム又はATWS緩和設備（代替制御棒挿入機能）による制御棒の緊急挿入により，発電用原子炉を緊急停止する手段がある。 ⅰ.原子炉手動スクラム 中央制御室からの原子炉手動スクラム操作により発電用原子炉を緊急停止する。	運転時の異常な過渡変化時において，発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象（以下「ATWS」という。）が発生するおそれがある場合又はATWSが発生した場合に，手動による原子炉緊急停止により，発電用原子炉を緊急停止する手段がある。	【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）
手動による原子炉緊急停止に使用する設備は以下のとおり。 ・原子炉トリップスイッチ（中央盤手動操作） ・ＭＧセット電源（常用母線440Vしゃ断器スイッチ）（中央盤手動操作） ・制御棒操作レバー（中央盤手動操作） ・ＭＧセット電源（ＭＧセット出力しゃ断器スイッチ）（現場手動操作） ・原子炉トリップしゃ断器スイッチ（現場手動操作）	原子炉手動スクラム操作により発電用原子炉を緊急停止する設備は以下のとおり。 ・原子炉手動スクラムボタン ・原子炉モードスイッチ ・制御棒 ・制御棒駆動機構 ・制御棒駆動水圧系配管 ・制御棒駆動水圧系水圧制御ユニット ⅱ.ATWS 緩和設備（代替制御棒挿入機能）による制御棒緊急挿入 ATWS緩和設備（代替制御棒挿入機能）は，原子炉圧力高又は原子炉水位低（レベル2）の信号により作動し，自動で制御棒を緊急挿入する。 また，上記「ⅰ.原子炉手動スクラム」の対応手段を実施しても全制御棒全挿入が確認できない場合は，中央制御室から手動操作によりATWS緩和設備（代替制御棒挿入機能）を作動させて制御棒を緊急挿入する。 ATWS緩和設備（代替制御棒挿入機能）により制御棒を緊急挿入する設備は以下のとおり。	手動による原子炉緊急停止により発電用原子炉を緊急停止する設備は以下のとおり。 ・原子炉トリップスイッチ ・制御棒クラスタ ・原子炉トリップ遮断器 ・制御棒駆動装置用電源（常用母線440V遮断器操作器） ・制御棒操作スイッチ ・制御棒駆動装置用電源（制御棒駆動装置用電源出力遮断器スイッチ） ・原子炉トリップ遮断器スイッチ	【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映） 【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映） ・緊急停止に使用する設備の追加(SA44 条との整合)

灰色：女川２号炉の記載のうち，BWR固有の設備や対応手段であり，泊３号炉と比較対象とならない記載内容

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
	・ATWS緩和設備（代替制御棒挿入機能） ・制御棒 ・制御棒駆動機構 ・制御棒駆動水圧系　配管 ・制御棒駆動水圧系水圧制御ユニット ・非常用交流電源設備		
ＡＴＷＳが発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合に、ＡＴＷＳ緩和設備の自動作動により原子炉出力を抑制するとともに、原子炉冷却材圧力バウンダリ及び格納容器の健全性を維持する手段がある。	(b) 原子炉再循環ポンプ停止による原子炉出力抑制 ATWSが発生した場合に，ATWS緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）又は原子炉再循環ポンプの手動停止操作により，原子炉出力を抑制する手段がある。 ATWS緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）は，原子炉圧力高又は原子炉水位低（レベル2）の信号により原子炉再循環ポンプを自動で停止させて原子炉出力を抑制する。原子炉再循環ポンプが自動で停止しない場合は，中央制御室からの手動操作により原子炉再循環ポンプを停止し，原子炉出力を抑制する。	(b) 原子炉出力抑制（自動） ATWSが発生するおそれがある場合又はATWSが発生した場合に，共通要因故障対策盤（自動制御盤）（ATWS緩和設備）の自動作動により原子炉出力を抑制するとともに，原子炉冷却材圧力バウンダリ及び原子炉格納容器の健全性を維持する手段がある。	【大飯】 記載内容の相違（女川審査実績の反映） ・各対応手段名称を記載する。 【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）
原子炉出力抑制（自動）に使用する設備は以下のとおり。 ・ＡＴＷＳ緩和設備 ・主蒸気隔離弁 ・電動補助給水ポンプ ・タービン動補助給水ポンプ ・復水ピット ・蒸気発生器 ・主蒸気逃がし弁 ・主蒸気安全弁 ・加圧器逃がし弁 ・加圧器安全弁 ・ほう酸タンク ・ほう酸ポンプ ・緊急ほう酸注入ライン補給弁 ・充てんポンプ	原子炉再循環ポンプ停止により原子炉出力を抑制する設備は以下のとおり。 ・ATWS緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能） ・非常用交流電源設備	原子炉出力抑制（自動）により原子炉出力を抑制する設備は以下のとおり。 ・共通要因故障対策盤（自動制御盤）（ATWS緩和設備） ・主蒸気隔離弁 ・電動補助給水ポンプ ・タービン動補助給水ポンプ ・補助給水ピット ・蒸気発生器 ・主蒸気逃がし弁 ・主蒸気安全弁 ・加圧器逃がし弁 ・加圧器安全弁 ・ほう酸タンク ・ほう酸ポンプ ・緊急ほう酸注入弁 ・充てんポンプ ・２次冷却設備（主蒸気設備）配管・弁 ・２次冷却設備（給水設備）配管 ・２次冷却設備（補助給水設備）配管・弁 ・１次冷却設備 ・ほう酸フィルタ ・再生熱交換器 ・化学体積制御設備　配管・弁 ・非常用炉心冷却設備（高圧注入系）弁 ・原子炉補機冷却設備 ・非常用取水設備	【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映） 【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映） ・流路と給電に使用する設備の記載

灰色：女川２号炉の記載のうち，BWR固有の設備や対応手段であり，泊３号炉と比較対象とならない記載内容

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

1.1　緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
		・非常用交流電源設備 ・所内常設蓄電式直流電源設備	
	(c) ATWS緩和設備（自動減圧系作動阻止機能）による原子炉出力急上昇防止	(c) 原子炉出力抑制（手動）	【大飯】 記載内容の相違（女川審査実績の反映） ・各対応手段名称を記載する。
手動による原子炉緊急停止ができない場合かつＡＴＷＳ緩和設備が自動作動しない場合は、中央制御室からの手動操作により、タービン手動トリップ、電動補助給水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプ（以下「補助給水ポンプ」という。）の手動起動を実施することで原子炉出力を抑制するとともに、原子炉冷却材圧力バウンダリ及び格納容器の健全性を維持する手段がある。	ATWSが発生した場合に，ATWS緩和設備（自動減圧系作動阻止機能）の手動操作又は中性子束高及び原子炉水位低（レベル2）の信号による自動作動により，自動減圧系及び代替自動減圧回路（代替自動減圧機能）による自動減圧を阻止し，発電用原子炉の自動減圧による原子炉圧力容器への冷水注水量の増加に伴う原子炉出力の急上昇を防止する手段がある。	手動による原子炉緊急停止ができない場合かつ共通要因故障対策盤（自動制御盤）（ATWS緩和設備）が自動作動しない場合は，中央制御室からの手動操作により，タービン手動トリップ，電動補助給水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプ（以下「補助給水ポンプ」という。）の手動起動を実施することで原子炉出力を抑制するとともに，原子炉冷却材圧力バウンダリ及び原子炉格納容器の健全性を維持する手段がある。	
	【比較のため，比較表 p1.1-7 より再掲】 原子炉再循環ポンプ停止により原子炉出力を抑制する設備は以下のとおり。		
原子炉出力抑制（手動）に使用する設備は以下のとおり。 ・タービントリップスイッチ（中央盤手動操作） ・主蒸気隔離弁（中央盤手動操作） ・電動補助給水ポンプ（中央盤手動操作） ・タービン動補助給水ポンプ（中央盤手動操作） ・復水ピット ・蒸気発生器 ・主蒸気逃がし弁 ・主蒸気安全弁 ・加圧器逃がし弁 ・加圧器安全弁 ・ほう酸タンク ・ほう酸ポンプ ・緊急ほう酸注入ライン補給弁 ・充てんポンプ	ATWS緩和設備（自動減圧系作動阻止機能）により原子炉出力の急上昇を防止する設備は以下のとおり。 ・ATWS 緩和設備（自動減圧系作動阻止機能） ・非常用交流電源設備	原子炉出力抑制（手動）により原子炉出力を抑制する設備は以下のとおり。 ・タービントリップスイッチ ・主蒸気隔離弁 ・電動補助給水ポンプ ・タービン動補助給水ポンプ ・補助給水ピット ・蒸気発生器 ・主蒸気逃がし弁 ・主蒸気安全弁 ・加圧器逃がし弁 ・加圧器安全弁 ・ほう酸タンク ・ほう酸ポンプ ・緊急ほう酸注入弁 ・充てんポンプ ・２次冷却設備（蒸気タービン設備）配管・弁 ・２次冷却設備（主蒸気設備）配管・弁 ・２次冷却設備（給水設備）配管 ・２次冷却設備（補助給水設備）配管・弁 ・１次冷却設備 ・ほう酸フィルタ ・再生熱交換器 ・化学体積制御設備　配管・弁 ・非常用炉心冷却設備（高圧注入系）弁 ・原子炉補機冷却設備 ・非常用取水設備 ・非常用交流電源設備 ・所内常設蓄電式直流電源設備	【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映） 【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映） ・流路と給電に使用する設備の記載

灰色：女川２号炉の記載のうち，BWR固有の設備や対応手段であり，泊３号炉と比較対象とならない記載内容

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

1.1　緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
ＡＴＷＳが発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合に、原子炉の出力抑制を図った後、原子炉を未臨界状態とするために、化学体積制御設備又は非常用炉心冷却設備によりほう酸水注入を行う手段がある。	(d) ほう酸水注入 ATWSが発生した場合に，ほう酸水を注入することにより発電用原子炉を未臨界状態にする手段がある。 上記「(b) 原子炉再循環ポンプ停止による原子炉出力抑制」の対応手段により原子炉出力を抑制した後，中央制御室からの手動操作により十分な反応度制御能力を有するほう酸水注入系を起動し，ほう酸水を注入することで発電用原子炉を未臨界にする。 ほう酸水注入系を起動させる判断基準は，ATWS発生直後に行う原子炉再循環ポンプの停止操作及びATWS緩和設備（自動減圧系作動阻止機能）による原子炉出力急上昇防止操作の実施後とする。これにより，ATWS発生時は，不安定な出力振動の発生の有無にかかわらずほう酸水注入系を起動させることとしている。	(d) ほう酸水注入 ATWSが発生するおそれがある場合又はATWSが発生した場合に，発電用原子炉の出力抑制を図った後，発電用原子炉を未臨界状態とするために，化学体積制御設備又は非常用炉心冷却設備によりほう酸水注入を行う手段がある。	【大飯】 記載内容の相違（女川審査実績の反映） ・各対応手段名称を記載する。 【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映） 【女川】 記載内容の相違 ・要求事項の相違により PWR は ATWS が発生するおそれがある場合もほう酸水注入をする。
ほう酸水注入に使用する設備は以下のとおり。 ・ほう酸タンク ・ほう酸ポンプ ・緊急ほう酸注入ライン補給弁 ・充てんポンプ ・燃料取替用水ピット ・高圧注入ポンプ	ほう酸水注入系により発電用原子炉を未臨界にする設備は以下のとおり。 ・ほう酸水注入系ポンプ ・ほう酸水注入系貯蔵タンク ・ほう酸水注入系　配管・弁 ・原子炉圧力容器 ・非常用交流電源設備 (e) 制御棒挿入 ATWSが発生した場合に，上記「(a) 原子炉緊急停止」の対応手段を実施しても全制御棒全挿入が確認できない場合は，手動操作により制御棒を挿入する手段がある。 ｉ．選択制御棒挿入機構による原子炉出力抑制 ATWSが発生した場合に，選択制御棒挿入機構により選択された制御棒を挿入し原子炉出力を抑制する。	ほう酸水注入により発電用原子炉を未臨界にする設備は以下のとおり。 ・ほう酸タンク ・ほう酸ポンプ ・緊急ほう酸注入弁 ・充てんポンプ ・燃料取替用水ピット ・ほう酸注入タンク ・高圧注入ポンプ ・ほう酸フィルタ ・再生熱交換器 ・化学体積制御設備　配管・弁 ・非常用炉心冷却設備　配管・弁 ・非常用炉心冷却設備（高圧注入系）弁 ・１次冷却設備 ・原子炉容器 ・原子炉補機冷却設備 ・非常用取水設備 ・非常用交流電源設備 ・所内常設蓄電式直流電源設備	【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映） 【大飯】設備の相違（相違理由①） 【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映） ・流路と給電に使用する設備の記載

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
	選択制御棒挿入機構により原子炉出力を抑制する設備は以下のとおり。 ・選択制御棒挿入機構 ・制御棒 ・制御棒駆動機構 ・制御棒駆動水圧系　配管 ・制御棒駆動水圧系水圧制御ユニット ・非常用交流電源設備 ii. 制御棒手動挿入 中央制御室でのスクラムテストスイッチ及びスクラムソレノイドヒューズ引抜き操作，中央制御室からの手動操作による制御棒挿入，現場でのスクラムパイロット弁用制御空気の排気操作により制御棒を手動挿入する。 制御棒を手動で挿入する設備は以下のとおり。 ・スクラムテストスイッチ ・スクラムソレノイドヒューズ ・原子炉手動制御系 ・スクラムパイロット弁用制御空気　配管・弁 ・制御棒 ・制御棒駆動機構 ・制御棒駆動水圧系　配管 ・制御棒駆動水圧系水圧制御ユニット ・非常用交流電源設備 (f) 原子炉圧力容器内の水位低下操作による原子炉出力抑制 ATWSが発生した場合に，原子炉圧力容器内の水位を低下させることにより原子炉出力を抑制する手段がある。 上記「(b) 原子炉再循環ポンプ停止による原子炉出力抑制」の対応手段を実施しても，原子炉出力が高い場合，又は発電用原子炉が隔離状態である場合は，中央制御室からの手動操作にて原子炉圧力容器内の水位（原子炉冷却材の自然循環に必要な水頭圧）を低下させることにより，原子炉冷却材の自然循環量を減少させ，発電用原子炉内のボイド率を上昇させて原子炉出力を抑制する。 原子炉圧力容器内の水位低下操作により原子炉出力を抑制する設備は以下のとおり。 ・給水制御系 ・給水系（タービン駆動原子炉給水ポンプ及び電動機駆動原子炉給水ポンプ） ・原子炉隔離時冷却系 ・高圧炉心スプレイ系		
(b) 重大事故等対処設備と多様性拡張設備	(g) 重大事故等対処設備と自主対策設備	(e) 重大事故等対処設備と自主対策設備	【大飯】

灰色：女川２号炉の記載のうち，BWR固有の設備や対応手段であり，泊３号炉と比較対象とならない記載内容

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

1.1　緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
			記載表現の相違（女川審査実績の反映）
機能喪失原因対策分析の結果により選定した、手動による原子炉緊急停止に使用する設備のうち、原子炉トリップスイッチ（中央盤手動操作）は重大事故等対処設備と位置づける。	原子炉緊急停止で使用する設備のうち，ATWS緩和設備（代替制御棒挿入機能），制御棒，制御棒駆動機構，制御棒駆動水圧系配管及び制御棒駆動水圧系水圧制御ユニットは重大事故等対処設備として位置付ける。 また，非常用交流電源設備は，重大事故等対処設備（設計基準拡張）として位置付ける。	手動による原子炉緊急停止で使用する設備のうち，原子炉トリップスイッチ，制御棒クラスタ及び原子炉トリップ遮断器は重大事故等対処設備として位置付ける。	【女川】 炉型の相違による対応手段の相違
原子炉出力抑制（自動）に使用する設備のうち、ＡＴＷＳ緩和設備、主蒸気隔離弁、電動補助給水ポンプ、タービン動補助給水ポンプ、復水ピット、蒸気発生器、主蒸気逃がし弁、主蒸気安全弁、加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁は、いずれも重大事故等対処設備と位置づける。	原子炉再循環ポンプ停止による原子炉出力抑制で使用する設備のうち，ATWS緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）は重大事故等対処設備として位置付ける。	原子炉出力抑制（自動）で使用する設備のうち，共通要因故障対策盤（自動制御盤）（ATWS緩和設備），主蒸気隔離弁，電動補助給水ポンプ，タービン動補助給水ポンプ，補助給水ピット，蒸気発生器，主蒸気逃がし弁，主蒸気安全弁，加圧器逃がし弁，加圧器安全弁，ほう酸タンク，ほう酸ポンプ，緊急ほう酸注入弁，充てんポンプ，２次冷却設備（主蒸気設備）配管・弁，２次冷却設備（給水設備）配管，２次冷却設備（補助給水設備）配管・弁，１次冷却設備，ほう酸フィルタ，再生熱交換器，化学体積制御設備配管・弁，非常用炉心冷却設備（高圧注入系）弁及び所内常設蓄電式直流電源設備は重大事故等対処設備として位置付ける。	【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映） 【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映） ・流路と給電に使用する設備の記載
	また，非常用交流電源設備は，重大事故等対処設備（設計基準拡張）として位置付ける。	また，原子炉補機冷却設備，非常用取水設備及び非常用交流電源設備は重大事故等対処設備（設計基準拡張）として位置付ける。	【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映） ・流路と給電に使用する設備の記載
原子炉出力抑制（手動）に使用する設備のうち、主蒸気隔離弁（中央盤手動操作）、電動補助給水ポンプ（中央盤手動操作）、タービン動補助給水ポンプ（中央盤手動操作）、復水ピット、蒸気発生器、主蒸気逃がし弁、主蒸気安全弁、加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁は、いずれも重大事故等対処設備と位置づける。	ATWS緩和設備（自動減圧系作動阻止機能）による原子炉出力急上昇防止で使用する設備のうち，ATWS緩和設備（自動減圧系作動阻止機能）は重大事故等対処設備として位置付ける。	原子炉出力抑制（手動）で使用する設備のうち，主蒸気隔離弁，電動補助給水ポンプ，タービン動補助給水ポンプ，補助給水ピット，蒸気発生器，主蒸気逃がし弁，主蒸気安全弁，加圧器逃がし弁，加圧器安全弁，ほう酸タンク，ほう酸ポンプ，緊急ほう酸注入弁，充てんポンプ，２次冷却設備（主蒸気設備）配管・弁，２次冷却設備（給水設備）配管，２次冷却設備（補助給水設備）配管・弁，１次冷却設備，ほう酸フィルタ，再生熱交換器，化学体積制御設備配管・弁，非常用炉心冷却設備（高圧注入系）弁及び所内常設蓄電式直流電源設備は重大事故等対処設備として位置付ける。	【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映） 【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映） ・流路と給電に使用する設備の記載
	また，非常用交流電源設備は，重大事故等対処設備（設計基準拡張）として位置付ける。	また，原子炉補機冷却設備，非常用取水設備及び非常用交流電源設備は重大事故等対処設備（設計基準拡張）として位置付ける。	【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映） ・流路と給電に使用する設備の記載
ほう酸水注入に使用する設備のうち、ほう酸タンク、ほう酸ポンプ、緊急ほう酸注入ライン補給弁、充てんポンプ及び燃料取替用水ピットは、いずれも重大事故等対処設備と位置づける。	ほう酸水注入で使用する設備のうち，ほう酸水注入系ポンプ，ほう酸水注入系貯蔵タンク，ほう酸水注入系配管・弁及び原子炉圧力容器は重大事故等対処設備として位置付ける。	ほう酸水注入で使用する設備のうち，ほう酸タンク，ほう酸ポンプ，緊急ほう酸注入弁，充てんポンプ，燃料取替用水ピット，ほう酸フィルタ，再生熱交換器，化学体積制御設備配管・弁，非常用炉心冷却設備配管・弁，非常用炉心冷却設備（高圧注入系）弁，１次冷却設備，原子炉容器及び所内常設蓄電式直流電源設備は重大事故等対処設備として位置付ける。	【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映） 【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映） ・流路と給電に使用する設備の記載
	また，非常用交流電源設備は，重大事故等対処設備（設計基準拡張）として位置付ける。	また，原子炉補機冷却設備，非常用取水設備及び非常用交流電源設備は重大事故等対処設備（設計基準拡張）として位置付ける。	【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映） ・流路と給電に使用する設備の記載

灰色：女川２号炉の記載のうち，BWR固有の設備や対応手段であり，泊３号炉と比較対象とならない記載内容

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
	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全て網羅されている。 （添付資料 1.1.1）	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すべて網羅されている。 （添付資料 1.1.1）	【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映） 【女川】記載表現の相違 【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映） ・大飯の記載箇所は比較表 P1.1-5 参照
これらの重大事故等対処設備により、原子炉を緊急に停止できない場合においても、原子炉出力を抑制し原子炉を未臨界に移行させることができる。 また、以下の設備はそれぞれに示す理由から多様性拡張設備と位置づける。	以上の重大事故等対処設備により，発電用原子炉を緊急に停止できない場合においても原子炉出力を抑制し，発電用原子炉を未臨界にすることができる。 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。	以上の重大事故等対処設備により，発電用原子炉を緊急に停止できない場合においても，原子炉出力を抑制し発電用原子炉を未臨界にすることができる。 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。	【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）
・ＭＧセット電源（常用母線 440V しゃ断器スイッチ）（中央盤手動操作）、ＭＧセット電源（ＭＧセット出力しゃ断器スイッチ）（現場手動操作）、原子炉トリップしゃ断器スイッチ（現場手動操作） 耐震性がないものの、サポート系である電源を遮断することにより制御棒を全挿入できることから、原子炉を緊急停止する代替手段として有効である。	・原子炉手動スクラムボタン，原子炉モードスイッチ 運転時の異常な過渡変化時において発電用原子炉が自動で緊急停止しなかった場合に，原子炉手動スクラムボタンの操作及び原子炉モードスイッチを「停止」位置に切り替える操作により制御棒の緊急挿入を可能とするための設計基準事故対処設備であり，主スクラム回路を共有しているものの，制御棒を挿入する手段として有効である。	・制御棒駆動装置用電源（常用母線440V遮断器操作器），制御棒駆動装置用電源（制御棒駆動装置用電源出力遮断器スイッチ），原子炉トリップ遮断器スイッチ 耐震性がないものの，サポート系である電源を遮断することにより制御棒を全挿入できることから，発電用原子炉を緊急停止する代替手段として有効である。	【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）
・制御棒操作レバー（中央盤手動操作） 制御棒全挿入完了までは時間を要するものの、上記の電源遮断操作完了までの間又は実施できない場合に原子炉を停止する手段として有効である。	・選択制御棒挿入機構 あらかじめ選択された制御棒を自動的に挿入する機能であり，ATWS発生時の状況によっては発電用原子炉の未臨界の達成又は維持は困難であるが，原子炉出力を抑制する手段として有効である。	・制御棒操作スイッチ 制御棒全挿入完了までは時間を要するものの，上記の電源遮断操作完了までの間又は実施できない場合に発電用原子炉を停止する手段として有効である。	【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）
・タービントリップスイッチ（中央盤手動操作） 耐震性がないものの、機能が健全であれば中央制御室にて速やかな操作が可能であるため、原子炉出力を抑制する代替手段として有効である。	・スクラムテストスイッチ 全制御棒全挿入が完了するまでに時間を要するものの，当該スイッチを操作することで制御棒の緊急挿入が可能であることから，制御棒を挿入する手段として有効である。	・タービントリップスイッチ 耐震性がないものの，機能が健全であれば中央制御室にて速やかな操作が可能であるため，原子炉出力を抑制する代替手段として有効である。	【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）
・高圧注入ポンプ、燃料取替用水ピット １次冷却材圧力が高圧注入ポンプ注入圧力未満であれば、高圧注入ポンプを使用してほう酸水を注入することが可能であり、原子炉出力を抑制する代替手段として有効である。	・スクラムソレノイドヒューズ 全制御棒全挿入が完了するまでに時間を要するものの，スクラムソレノイドヒューズを引抜きスクラムパイロット弁電磁コイルの電源を遮断することで，制御棒の緊急挿入が可能であることから，制御棒を挿入する手段として有効である。 ・原子炉手動制御系 全制御棒全挿入が完了するまでに時間を要するものの，スクラムテストスイッチ若しくはスクラムソレノイドヒューズの操作により制御棒を水圧駆動で挿入完了するまでの間又はこれらの操作が実施できな	・高圧注入ポンプ，燃料取替用水ピット，ほう酸注入タンク １次冷却材圧力が高圧注入ポンプ注入圧力未満であれば，高圧注入ポンプを使用してほう酸水を注入することが可能であり，原子炉出力を抑制する代替手段として有効である。	【大飯】設備の相違（相違理由①）

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
	い場合に，原子炉出力を抑制する手段として有効である。 ・スクラムパイロット弁用制御空気配管・弁 全制御棒全挿入が完了するまでに時間を要するものの，現場に設置してあるスクラムパイロット弁用制御空気配管内の計装用圧縮空気を排出することで制御棒のスクラム動作が可能であることから，制御棒を挿入する手段として有効である。 ・原子炉圧力容器内の水位低下操作で使用する設備（給水制御系，給水系等） 耐震性がないものの，常用電源が健全であれば給水系（タービン駆動原子炉給水ポンプ及び電動機駆動原子炉給水ポンプ）による原子炉圧力容器への給水量の調整により原子炉圧力容器内の水位を低下できることから，原子炉出力を抑制する手段として有効である。 なお，原子炉隔離時冷却系又は高圧炉心スプレイ系による原子炉圧力容器への注水が行われている場合は，これらによる原子炉圧力容器内の水位制御を優先する。		
b.　手順等 上記の a. により選定した対応手段に係る手順を整備する。また、事故時に監視が必要となる計器及び給電が必要となる設備を整備する（第 1.1.2 表、第 1.1.3 表）。 これらの手順は、発電所対策本部長※2 当直課長、運転員等※3及び緊急安全対策要員※4の対応として原子炉出力を手動で抑制する手順等に定める（第 1.1.1 表）。 ※ 2　発電所対策本部長：重大事故等発生時における発電所原子力防災管理者及び代行者をいう。 ※ 3　運転員等：運転員及び重大事故等対策要員のうち当直課長の指示に基づき運転対応を実施する要員をいう。 ※ 4　緊急安全対策要員：重大事故等対策要員のうち発電所対策本部長の指示に基づき対応する運転員等以外の要員をいう。	b. 手順等 上記「a．フロントライン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。 これらの手順は，ATWS時における運転員による一連の対応として非常時操作手順書（徴候ベース）及び非常時操作手順書（設備別）に定める（第1.1-1表）。	b．手順等 上記「a．フロントライン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。 これらの手順は，ATWS時における発電課長（当直）及び運転員による一連の対応として発電用原子炉の未臨界を維持する手順書等に定める（第1.1.1表）。	【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映） 【大飯】 記載箇所の相違（女川審査実績の反映） ・大飯と泊の比較は，後段の泊の記載箇所にて実施 【大飯】記載方針の相違(相違理由①) 【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）

灰色：女川２号炉の記載のうち，BWR固有の設備や対応手段であり，泊３号炉と比較対象とならない記載内容

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

1.1　緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
【比較のため，上段より再掲】 また、事故時に監視が必要となる計器及び給電が必要となる設備を整備する（第1.1.2表、第1.1.3表）。	また，重大事故等時に監視が必要となる計器についても整理する（第1.1-2表）。	また，重大事故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1.1.2表，第1.1.3表）。	【女川】 記載内容の相違 ・サポート系故障（電源喪失）を想定していないことについては女川と同様であるが，給電が必要となる設備について確認できるように整理する。（先行 PWR 同様）。 【大飯】 記載箇所の相違（女川審査実績の反映）

灰色：女川２号炉の記載のうち，BWR固有の設備や対応手段であり，泊３号炉と比較対象とならない記載内容

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

1.1　緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
1.1.2 重大事故等時の手順等 1.1.2.1 フロントライン系機能喪失時の手順等	1.1.2　重大事故等時の手順 1.1.2.1 フロントライン系故障時の対応手順	1.1.2 重大事故等時の手順 1.1.2.1 フロントライン系故障時の対応手順	【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）
(1) 手動による原子炉緊急停止	(1) 非常時操作手順書（徴候ベース）「スクラム」（原子炉出力）	(1) 手動による原子炉緊急停止	
ＡＴＷＳが発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合、中央制御室から手動にて原子炉を緊急停止する手順を整備する。 （添付資料 1.1.4）	運転時の異常な過渡変化時において，原子炉自動スクラム信号が発信した場合，又は原子炉手動スクラム操作を実施した場合は，原子炉スクラムの成否を確認するとともに，原子炉モードスイッチを「停止」位置に切り替えることにより原子炉スクラムを確実にする。	ATWS が発生するおそれがある場合又は ATWS が発生した場合，中央制御室から手動にて発電用原子炉を緊急停止する。 （添付資料 1.1.4）	【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）
a.　手順着手の判断基準 原子炉トリップ設定値に到達し、原子炉トリップしゃ断器の状態、制御棒炉底位置表示灯等により、原子炉自動トリップ失敗を確認した場合に、原子炉出力が 5%以上又は中間領域起動率が正となった場合。	a. 手順着手の判断基準 原子炉自動スクラム信号が発信した場合，又は原子炉手動スクラム操作をした場合。	a．手順着手の判断基準 原子炉トリップ設定値に到達し，原子炉トリップ遮断器の状態，制御棒炉底位置表示等により，原子炉自動トリップ失敗を確認した場合に，原子炉出力が５％以上又は中間領域起動率が正となった場合。	【大飯】設備の相違（相違理由②）
b.　操作手順 原子炉手動トリップ操作の手順の概要は以下のとおり。	b. 操作手順 非常時操作手順書（徴候ベース）「スクラム」（原子炉出力）における操作手順の概要は以下のとおり。	b．操作手順 手動による原子炉緊急停止における操作手順の概要は以下のとおり。	【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映） ・対応手順名称を記載する。
各手順の成功は、制御棒炉底位置表示灯点灯及び原子炉出力の低下により確認する。タイムチャートを第 1.1.3 図に示す。	各手順の成功は，全制御棒全挿入ランプの点灯及び原子炉出力の低下により確認する。手順の対応フローを第 1.1-2 図に，タイムチャートを第 1.1-3 図に示す。	各手順の成功は，制御棒炉底位置表示及び原子炉出力の低下により確認する。概要図を第 1.1.2 図に，タイムチャートを第 1.1.6 図に示す。	【大飯】設備の相違（相違理由②） 【大飯】記載方針の相違（相違理由②）
①　当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に原子炉手動トリップ操作を指示する。	①発電課長は，手順着手の判断基準に基づき，運転員に原子炉スクラム状況の確認を指示する。原子炉スクラムが成功していない場合は，原子炉手動スクラム操作及び手動による ATWS 緩和設備（代替制御棒挿入機能）を作動させるように指示する。	①　発電課長（当直）は，手順着手の判断基準に基づき，運転員に原子炉手動トリップ操作を指示する。	
②　運転員等は、中央制御室で原子炉トリップスイッチ（中央盤手動操作）により、原子炉トリップ操作を行う。	②運転員（中央制御室）Ａは，スクラム警報の発生の有無，制御棒の挿入状態及び原子炉出力の低下の状況を状態表示にて確認する。	②　運転員（中央制御室）Ａは，中央制御室で原子炉トリップスイッチにより，原子炉トリップ操作を行い，発電課長（当直）に報告する。	【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映） ・泊は運転員の要員名称に「(中央制御室)」又は「(現場)」と記載し，アルファベットにより識別。 ・以降同様の相違は，相違理由の記載を省略する。
③　運転員等は、②の操作に失敗した場合、中央制御室で常用母線 440V しゃ断器２台の開操作により、MG セット２台の電源を遮断する。	③運転員（中央制御室）Ａは，原子炉スクラムが成功していない場合は，原子炉手動スクラム操作を実施する。	③　運転員（中央制御室）Ａは，②の操作に失敗した場合，中央制御室で常用母線 440V 遮断器２台の開放操作により，制御棒駆動装置用電源２台の電源を遮断し，発電課長（当直）に報告する。	
④　運転員等は、③の操作に失敗した場合、中央制御室で制御棒手動操作により、制御棒を原子炉へ挿入する。	④運転員（中央制御室）Ａは，原子炉モードスイッチを「停止」位置に切り替える。	④　運転員（中央制御室）Ａは，③の操作に失敗した場合，中央制御室で制御棒手動操作により，制御棒を発電用原子炉へ挿入し，発電課長（当直）に報告する。	【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映） 【大飯】記載内容の相違 ・運転員から発電課長（当直）への報告について記載 ・以降同様の相違は，相違理由の記載を省略する。
⑤　運転員等は、④の操作と並行して、現場でMGセット制御盤の発電機出力しゃ断器２台の開操作を行う。	⑤運転員（中央制御室）Ａは，上記の操作を実施しても全制御棒全挿入の確認ができない場合は，ATWS 緩和設備（代替制御棒挿入機能）を手動で作動させる。	⑤　運転員（現場）Ｂは，④の操作と並行して，現場で制御棒駆動装置用電源出力遮断器２台の開放操作を行い，発電課長（当直）に報告する。	
⑥　運転員等は、⑤の操作に失敗した場合、現場で原子炉トリップしゃ断器８台の開操作を行う。	⑥発電課長は，上記⑤の操作を実施しても全制御棒全挿入とならず，未挿入の制御棒が１本よりも多い場合は，ATWS と判断し，運転員に非常時操作手順書（徴候ベー	⑥　運転員（現場）Ｂは，⑤の操作に失敗した場合，現場で原子炉トリップ遮断器８台の開放操作を行い，発電課長（当直）に報告する。	

灰色：女川２号炉の記載のうち，BWR固有の設備や対応手段であり，泊３号炉と比較対象とならない記載内容

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
	ス）「反応度制御」への移行を指示する。		
c．操作の成立性 上記の対応は中央制御室にて１ユニット当たり運転員等２名、現場にて１ユニット当たり運転員等１名により行う。②及び③の中央制御室操作の所要時間は約３分と想定し、⑤及び⑥の現場での原子炉トリップしゃ断器等の開操作を含めた所要時間は約 13 分と想定する。円滑に操作ができるように移動経路を確保し、可搬型照明、通信設備等を整備する。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。 （添付資料 1.1.5、1.1.6）	c.操作の成立性 上記の操作は，運転員（中央制御室）１名にて作業を実施した場合，作業開始を判断してから非常時操作手順書（徴候ベース）「反応度制御」への移行まで２分以内で可能である。 【比較のため，比較表p1.1-22より再掲】 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。	c．操作の成立性 上記の操作は，運転員（中央制御室）１名及び運転員（現場）１名にて作業を実施した場合，作業開始を判断してから②及び③の中央制御室での常用母線 440V 遮断器２台の開放操作まで６分以内で可能であり，⑤及び⑥の現場での原子炉トリップ遮断器開放操作まで 24 分以内で可能である。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。 （添付資料 1.1.5，1.1.6）	【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映） 【大飯】記載内容の相違 ・中央制御室の対応操作を１名にて実施することは伊方，川内，玄海と同様である。また，想定時間について伊方と同等である。
(2) 原子炉出力抑制（自動） ＡＴＷＳが発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合、重大事故等対処設備であるＡＴＷＳ緩和設備の作動により原子炉出力を抑制するとともに、原子炉冷却材圧力バウンダリ及び格納容器の健全性を維持する手順を整備する。		(2) 原子炉出力抑制（自動） ATWS が発生するおそれがある場合又は ATWS が発生した場合，重大事故等対処設備である共通要因故障対策盤（自動制御盤）（ATWS 緩和設備）の作動により原子炉出力を抑制するとともに，原子炉冷却材圧力バウンダリ及び原子炉格納容器の健全性を維持する。	【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）
a．手順着手の判断基準 原子炉トリップ設定値に到達したにもかかわらず、原子炉トリップしゃ断器等の機能喪失による原子炉自動トリップに失敗したことを検知した場合に作動する「安全保護アナログ盤作動」警報が発信した場合。		a．手順着手の判断基準 原子炉トリップ設定値に到達したにもかかわらず，原子炉トリップ遮断器等の機能喪失による原子炉自動トリップに失敗したことを検知した場合に作動する「CMF 自動作動」警報が発信した場合。	
b．操作手順 ＡＴＷＳ緩和設備の作動の確認手順の概要は以下のとおり。概略系統を第 1.1.2 図に、タイムチャートを第 1.1.3 図に示す。 ① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等にＡＴＷＳ緩和設備の作動状況の確認を指示する。 ② 運転員等は、中央制御室での監視によりタービントリップの作動、主蒸気隔離弁の閉を確認するとともに、すべての補助給水ポンプが自動起動し補助給水流量が確立していることを確認する。その後、蒸気発生器水位を無負荷時水位に維持する。 ③ 運転員等は、中央制御室での監視により１次冷却材温度が上昇していることを確認するとともに、減速材温度係数の負の反応度帰還効果により、原子炉出力が低下していることを確認する。	【比較のため，比較表p1.1-14より再掲】 b.操作手順 非常時操作手順書（徴候ベース）「スクラム」（原子炉出力）における操作手順の概要は以下のとおり。	b．操作手順 原子炉出力抑制（自動）における操作手順の概要は以下のとおり。概要図を第 1.1.3 図に，タイムチャートを第 1.1.6 図に示す。 ① 発電課長（当直）は，手順着手の判断基準に基づき，運転員に共通要因故障対策盤（自動制御盤）（ATWS 緩和設備）の作動状況の確認を指示する。 ② 運転員（中央制御室）Ａは，中央制御室での監視によりタービントリップの作動，主蒸気隔離弁の閉を確認するとともに，すべての補助給水ポンプが自動起動し補助給水流量が確立していることを確認する。その後，蒸気発生器水位を無負荷時水位に維持し，発電課長（当直）に報告する。 ③ 運転員（中央制御室）Ａは，中央制御室での監視により１次冷却材温度が上昇していることを確認するとともに，減速材温度係数の負の反応度帰還効果により，原子炉出力が低下していることを確認し，発電課長（当直）に報告する。	【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映） ・対応手順名称を記載する。

灰色：女川２号炉の記載のうち，BWR固有の設備や対応手段であり，泊３号炉と比較対象とならない記載内容

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
④　運転員等は、中央制御室で加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁の動作により１次冷却材圧力が所定の圧力以上に上昇していないことを確認するとともに、格納容器圧力及び温度の上昇がないこと、又は格納容器圧力及び温度の上昇がわずかであることを確認する。 また、補助給水ポンプ、主蒸気逃がし弁及び主蒸気安全弁の動作により１次冷却材温度が所定の温度以上に上昇していないことを確認する。		④　運転員（中央制御室）Ａは，中央制御室で加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁の動作により１次冷却材圧力が所定の圧力以上に上昇していないことを確認するとともに，原子炉格納容器圧力及び温度の上昇がないこと，又は原子炉格納容器圧力及び温度の上昇がわずかであることを確認する。 また，補助給水ポンプ，主蒸気逃がし弁及び主蒸気安全弁の動作により１次冷却材温度が所定の温度以上に上昇していないことを確認し，発電課長（当直）に報告する。	
		⑤　発電課長（当直）は，運転員に緊急ほう酸濃縮操作を指示する。	【大飯】記載内容の相違 ・発電課長（当直）から運転員への指示について記載 ・以降同様の相違は，相違理由の記載を省略する。
⑤　運転員等は、中央制御室で緊急ほう酸濃縮を実施する。緊急ほう酸濃縮は後述の(4)に示すほう酸水注入の手順と同様。		⑥　運転員（中央制御室）Ａは，中央制御室で緊急ほう酸濃縮を実施し，発電課長（当直）に報告する。緊急ほう酸濃縮は後述の（４）に示すほう酸水注入の手順と同様。	
	【比較のため，比較表 p1.1-15 より再掲】 c.操作の成立性 上記の操作は，運転員（中央制御室）１名にて作業を実施した場合，作業開始を判断してから非常時操作手順書（徴候ベース）「反応度制御」への移行まで２分以内で可能である。		
c．操作の成立性 上記の対応は中央制御室にて１ユニット当たり運転員等１名により実施する。		c．操作の成立性 上記の操作は，運転員（中央制御室）１名にて作業を実施した場合，作業開始を判断してから共通要因故障対策盤（自動制御盤）（ATWS 緩和設備）の作動状況の確認まで 10 分以内で可能である。	【大飯】記載表現の相違 ・泊は第 1.1.9 図で示すタイムチャートの所要時間を記載している。大飯も本対応のタイムチャートを第 1.1.3 図で示していることから実質的な相違なし。
「安全保護アナログ盤作動」警報の発信により原子炉トリップ失敗を踏まえて、ＡＴＷＳ緩和設備の作動を予測し速やかにＡＴＷＳ緩和設備の作動を確認する。		「CMF 自動作動」警報の発信により原子炉トリップ失敗を踏まえて，共通要因故障対策盤（自動制御盤）（ATWS 緩和設備）の作動を予測し速やかに共通要因故障対策盤（自動制御盤）（ATWS 緩和設備）の作動を確認する。	
なお、加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁の動作により加圧器逃がしタンクから格納容器内に漏えいした１次冷却材による格納容器圧力及び温度の上昇はわずかであり、格納容器が健全であることを確認する。		なお，加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁の動作により加圧器逃がしタンクから原子炉格納容器内に漏えいした１次冷却材による原子炉格納容器圧力及び温度の上昇はわずかであり，原子炉格納容器が健全であることを確認する。	
ＡＴＷＳ緩和設備が作動しない場合の処置については、後述の(3)原子炉出力抑制（手動）の処置による。		共通要因故障対策盤（自動制御盤）（ATWS 緩和設備）が作動しない場合の処置については，後述の（３）原子炉出力抑制（手動）の処置による。	
(3) 原子炉出力抑制（手動） ＡＴＷＳ緩和設備の自動信号が発信するものの、原子炉を未臨界に移行するために必要な機器等が自動作動しなかった場合、中央制御室からの手動によりタービントリップ、主蒸気隔離弁の閉操作及び補助給水ポンプの起動を行うことで原子炉出力を抑制するとともに、原子炉冷却材圧力バウンダリ及び格納容器の健全性を維持する手順を整備する。		(3) 原子炉出力抑制（手動） 共通要因故障対策盤（自動制御盤）（ATWS 緩和設備）の自動信号が発信するものの，発電用原子炉を未臨界に移行するために必要な機器等が自動作動しなかった場合，中央制御室からの手動によりタービントリップ，主蒸気隔離弁の閉操作及び補助給水ポンプの起動を行うことで原子炉出力を抑制するとともに，原子炉冷却材圧力バウンダリ及び原子炉格納容器の健全性を維持する。	【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）

灰色：女川２号炉の記載のうち，BWR固有の設備や対応手段であり，泊３号炉と比較対象とならない記載内容

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

1.1　緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
a.　手順着手の判断基準 ＡＴＷＳ緩和設備が自動作動しない場合で、かつ中央制御室から原子炉トリップスイッチ（中央盤手動操作）による原子炉緊急停止ができない場合。		a．手順着手の判断基準 共通要因故障対策盤（自動制御盤）（ATWS緩和設備）が自動作動しない場合で，かつ中央制御室から原子炉トリップスイッチによる原子炉緊急停止ができない場合。	【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）
b.　操作手順 タービン手動トリップ及び補助給水流量確保の手順は以下のとおり。概略系統を第1.1.2図に、タイムチャートを第1.1.3図に示す。 ①　当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等にタービン手動トリップ、主蒸気隔離弁の閉操作及び補助給水流量の確保を指示する。 ②　運転員等は、中央制御室でタービン手動トリップ操作を行い、タービン主要弁（ＭＳＶ、ＧＶ、ＩＣＶ、ＲＳＶ）の閉によりタービントリップを確認する。 ③　運転員等は、② によるタービントリップに失敗した場合、中央制御室で主蒸気隔離弁を手動にて閉操作するとともに、主蒸気隔離弁バイパス弁の閉を確認する。 ④　運転員等は、中央制御室で補助給水ポンプを手動起動し、補助給水流量が確立したことを確認する。その後、蒸気発生器水位を無負荷時水位に維持する。 ⑤　運転員等は、中央制御室での監視により、１次冷却材温度が上昇していることを確認するとともに減速材温度係数の負の反応度帰還効果により、原子炉出力が低下していることを確認する。 ⑥　運転員等は、中央制御室で加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁の動作により１次冷却材圧力が所定の圧力以上に上昇していないことを確認するとともに、格納容器圧力及び温度の上昇がないこと、又は格納容器圧力及び温度の上昇がわずかであることを確認する。 また、補助給水ポンプ、主蒸気逃がし弁及び主蒸気安全弁の動作により１次冷却材温度が所定の温度以上に上昇していないことを確認する。 ⑦　運転員等は、中央制御室で緊急ほう酸濃縮を実施する。緊急ほう酸濃縮は後述の(4)に示すほう酸水注入の手順と同様。	【比較のため，比較表p1.1-14より再掲】 b.操作手順 非常時操作手順書（徴候ベース）「スクラム」（原子炉出力）における操作手順の概要は以下のとおり。	b．操作手順 原子炉出力抑制（手動）における操作手順の概要は以下のとおり。概要図を第1.1.4図，第1.1.5図に，タイムチャートを第1.1.6図に示す。 ①　発電課長（当直）は，手順着手の判断基準に基づき運転員にタービン手動トリップ，主蒸気隔離弁の閉操作及び補助給水流量の確保を指示する。 ②　運転員（中央制御室）Ａは，中央制御室でタービン手動トリップ操作を行い，タービン主要弁（MSV，GV，ICV，RSV）の閉によりタービントリップを確認し，発電課長（当直）に報告する。 ③　運転員（中央制御室）Ａは，②によるタービントリップに失敗した場合は，中央制御室で主蒸気隔離弁を手動にて閉操作するとともに主蒸気バイパス隔離弁の閉を確認し，発電課長（当直）に報告する。 ④　運転員（中央制御室）Ａは，中央制御室で補助給水ポンプを手動起動し，補助給水流量が確立したことを確認する。その後，蒸気発生器水位を無負荷時水位に維持し，発電課長（当直）に報告する。 ⑤　運転員（中央制御室）Ａは，中央制御室での監視により，１次冷却材温度が上昇していることを確認するとともに減速材温度係数の負の反応度帰還効果により，原子炉出力が低下していることを確認し，発電課長（当直）に報告する。 ⑥　運転員（中央制御室）Ａは，中央制御室で加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁の動作により１次冷却材圧力が所定の圧力以上に上昇していないことを確認するとともに，原子炉格納容器圧力及び温度の上昇がないこと，又は原子炉格納容器圧力及び温度の上昇がわずかであることを確認する。 また，補助給水ポンプ，主蒸気逃がし弁及び主蒸気安全弁の動作により１次冷却材温度が所定の温度以上に上昇していないことを確認し，発電課長（当直）に報告する。 ⑦　発電課長（当直）は，運転員に緊急ほう酸濃縮操作を指示する。 ⑧　運転員（中央制御室）Ａは，中央制御室で緊急ほう酸濃縮を実施し，発電課長（当直）に報告する。緊急ほう酸濃縮は後述の（４）に示すほう酸水注入の手順と同様。	【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映） ・対応手順名称を記載する。 【大飯】記載方針の相違（相違理由③）

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
c．操作の成立性 上記の対応は中央制御室にて 1 ユニット当たり運転員等 2 名により作業を実施し、所要時間は約 4 分と想定する。 （添付資料 1.1.7）	【比較のため，比較表 p1.1-15 より再掲】 c.操作の成立性 上記の操作は，運転員（中央制御室）1 名にて作業を実施した場合，作業開始を判断してから非常時操作手順書（徴候ベース）「反応度制御」への移行まで 2 分以内で可能である。	c．操作の成立性 上記の操作は，運転員（中央制御室）1 名にて作業を実施した場合，作業開始を判断してから補助給水ポンプを手動起動するまで 10 分以内で可能である。 （添付資料 1.1.7）	【大飯】記載内容の相違 ・中央制御室の対応操作を 1 名にて実施することは伊方，川内，玄海と同様である。
(4) ほう酸水注入 ＡＴＷＳが発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合、原子炉の出力抑制を図った後、原子炉を未臨界状態とするために化学体積制御設備又は非常用炉心冷却設備によりほう酸水の注入を行い負の反応度を添加するとともに、希釈による反応度添加の可能性を除去するためにほう酸希釈ラインを隔離する手順を整備する。		(4) ほう酸水注入 ATWS が発生するおそれがある場合又は ATWS が発生した場合，発電用原子炉の出力抑制を図った後，発電用原子炉を未臨界状態とするために化学体積制御設備又は非常用炉心冷却設備によりほう酸水の注入を行い負の反応度を添加するとともに，希釈による反応度添加の可能性を除去するためにほう酸希釈ラインを隔離する。	【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）
a．手順着手の判断基準 手動による原子炉緊急停止の失敗を原子炉トリップしゃ断器の状態、制御棒炉底位置表示灯等により確認し、原子炉出力が 5%以上又は中間領域起動率が正であり、ほう酸タンク等の水位が確保されている場合。		a．手順着手の判断基準 手動による原子炉緊急停止の失敗を原子炉トリップ遮断器の状態，制御棒炉底位置表示等により確認し，原子炉出力が５％以上又は中間領域起動率が正であり，ほう酸タンク等の水位が確保されている場合。	【大飯】 設備の相違（相違理由②）
b．操作手順 ほう酸水注入の操作手順の概要は以下のとおり。概略系統を第1.1.4図～第1.1.6図に、タイムチャートを第1.1.3図に示す。 ① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等にほう酸タンクを用いた緊急ほう酸濃縮の準備と系統構成を指示する。 ② 運転員等は、中央制御室で充てんポンプの起動を確認し、緊急ほう酸濃縮のための系統構成を実施する。 ③ 運転員等は、中央制御室でほう酸ポンプを起動し、緊急ほう酸注入ライン補給弁を開操作し、緊急ほう酸水補給流量により原子炉へほう酸水注入が行われていることを確認する。その後、出力領域中性子束により原子炉出力が低下すること及び中間領域起動率等により未臨界状態へ移行していることを確認する。 ④ 運転員等は、中央制御室でほう酸ポンプの故障等により緊急ほう酸注入ラインが使用できない場合は、代替手段として、充てんポンプの入口ラインを体積制御タンクから燃料取替用水ピットに切り替え、燃料取替用	【比較のため，比較表 p1.1-14 より再掲】 b.操作手順 非常時操作手順書（徴候ベース）「スクラム」（原子炉出力）における操作手順の概要は以下のとおり。	b．操作手順 ほう酸水注入における操作手順の概要は以下のとおり。概要図を第 1.1.7 図～第 1.1.9 図に，タイムチャートを第 1.1.6 図に示す。 ① 発電課長（当直）は，手順着手の判断基準に基づき，運転員にほう酸タンクを用いた緊急ほう酸濃縮の準備と系統構成を指示する。 ② 運転員（中央制御室）Ａは，中央制御室で充てんポンプの起動を確認する。その後，緊急ほう酸濃縮のための系統構成を実施し，発電課長（当直）に報告する。 ③ 発電課長（当直）は，運転員に緊急ほう酸濃縮操作及びほう酸希釈ライン隔離操作を指示する。 ④ 運転員（中央制御室）Ａは，中央制御室でほう酸ポンプを起動し，緊急ほう酸注入弁を開操作し，緊急ほう酸注入ライン流量により原子炉容器へほう酸水注入が行われていることを確認する。その後，出力領域中性子束により原子炉出力が低下すること及び中間領域起動率等により未臨界状態へ移行していることを確認し，発電課長（当直）に報告する。 ⑤ 運転員（中央制御室）Ａは，中央制御室でほう酸ポンプの故障等により緊急ほう酸注入ラインが使用できない場合は，代替手段として，充てんポンプの入口ラインを体積制御タンクから燃料取替用水ピットに切り替	【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映） ・対応手順名称を記載する。 【大飯】記載表現の相違 【大飯】記載表現の相違（女川審査実績の反映）

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
水ピットのほう酸水を原子炉へ注入する。 また、充てんポンプの故障等により充てんラインが使用できない場合、１次冷却材圧力が高圧注入ポンプ注入圧力未満であれば、高圧注入ポンプを使用して燃料取替用水ピットのほう酸水を原子炉へ注入する。 ⑤　運転員等は、中央制御室でほう酸希釈ラインを隔離する。 ⑥　運転員等は、中央制御室でほう酸タンク等の水位より、ほう酸水注入量及び１次冷却材のほう素濃度を計算し、燃料取替ほう素濃度になるまでほう酸水注入を継続する。なお、緊急ほう酸濃縮を行っている間に制御棒の全挿入に成功した場合は、プラントを高温停止に維持し、引き続いて低温停止に移行させるために必要となるほう素濃度を目標にほう酸水注入を継続する。 ⑦　運転員等は、サンプリングの結果により、１次冷却材のほう素濃度が⑥で目標としたほう素濃度より高い値になっていることを確認する。		え，燃料取替用水ピットのほう酸水を原子炉容器へ注入し，発電課長（当直）に報告する。 また，充てんポンプの故障等により充てんラインが使用できない場合，１次冷却材圧力が高圧注入ポンプ注入圧力未満であれば，高圧注入ポンプによりほう酸注入タンクを経由して燃料取替用水ピットのほう酸水を原子炉容器へ注入し，発電課長（当直）に報告する。 ⑥　運転員（中央制御室）Ａは，中央制御室でほう酸希釈ラインを隔離し，発電課長（当直）に報告する。 ⑦　運転員（中央制御室）Ａは，中央制御室でほう酸タンク等の水位より，ほう酸注入量及び１次冷却材のほう素濃度を計算し，燃料取替ほう素濃度になるまでほう酸水注入を継続する。なお，緊急ほう酸濃縮を行っている間に制御棒の全挿入に成功した場合は，プラントを高温停止に維持し，引き続いて低温停止に移行させるために必要となるほう素濃度を目標にほう酸水注入を継続する。 ⑧　運転員（中央制御室）Ａは，サンプリングの結果により，１次冷却材のほう素濃度が⑥で目標としたほう素濃度より高い値になっていることを確認し，発電課長（当直）に報告する。	【大飯】記載表現の相違（女川審査実績の反映） 【大飯】記載表現の相違 ・記載表現は高浜 3/4 号炉，川内と同様 【大飯】設備の相違（相違理由①） 【大飯】記載表現の相違（女川審査実績の反映）
c．操作の成立性 上記の対応は中央制御室にて１ユニット当たり運転員等１名により実施し、ほう酸水注入開始までの所要時間は約５分と想定する。（所要時間は作業の開始が必ずしも事象発生後の操作でないことから事象判別の 10 分は含まない。以降の条文も同様とする。）交流動力電源喪失により、正確なサンプリング結果が得られないと想定される場合は、電源復旧後にサンプリングを実施し、結果を確認する。 原子炉の出力抑制後は、１次冷却材のほう素濃度を確認し、主蒸気逃がし弁及び加圧器スプレイ弁により１次冷却系の降温、降圧を行い、１次冷却材圧力 2.7MPa〔gage〕以下及び１次冷却材温度 177℃以下となれば、余熱除去系に切り替え、炉心冷却を継続的に行う。 （添付資料 1.1.8）	【比較のため，比較表 p1.1-15 より再掲】 c.操作の成立性 上記の操作は，運転員（中央制御室）１名にて作業を実施した場合，作業開始を判断してから非常時操作手順書（徴候ベース）「反応度制御」への移行まで２分以内で可能である。 (2) 非常時操作手順書（徴候ベース）「反応度制御」 ATWS 発生時に，発電用原子炉を安全に停止させる。 a.手順着手の判断基準 非常時操作手順書（徴候ベース）「スクラム」（原子炉出力）の操作を実施しても，未挿入の制御棒が１本よりも多い場合。 なお，制御棒位置指示系の故障により，制御棒の位置が	c．操作の成立性 上記の操作は，運転員（中央制御室）１名にて作業を実施した場合，作業開始を判断してからほう酸水注入開始まで５分以内で可能である。（所要時間は作業の開始が必ずしも事象発生後の操作ではないことから事象判別の 10 分は含まない。以降の条文も同様とする。）交流動力電源喪失により，正確なサンプリング結果が得られないと想定される場合は，電源復旧後にサンプリングを実施し，結果を確認する。 発電用原子炉の出力抑制後は，１次冷却材のほう素濃度を確認し，主蒸気逃がし弁及び加圧器スプレイ弁により１次冷却系の降温，降圧を行い，１次冷却材圧力 2.7MPa[gage]以下及び１次冷却材温度 177℃未満となれば，余熱除去系に切り替え，炉心冷却を継続的に行う。 （添付資料 1.1.8）	【大飯】記載表現の相違 ・泊は保安規定で定める原子炉の運転モード４の「177℃未満」と同じ記載表現としており，玄海と同様。

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
	確認できない場合もATWSと判断する。 b.操作手順 非常時操作手順書（徴候ベース）「反応度制御」における操作手順の概要は以下のとおり。各手順の成功は，全制御棒全挿入ランプの点灯及び原子炉出力の低下により確認する。手順の対応フローを第1.1-4図及び第1.1-5図に，概要図を第1.1-6図に，タイムチャートを第1.1-7図に示す。 ①発電課長は，手順着手の判断基準に基づき，運転員に原子炉再循環ポンプ停止による原子炉出力の抑制操作並びにATWS緩和設備（自動減圧系作動阻止機能）による自動減圧系及び代替自動減圧回路（代替自動減圧機能）の自動起動阻止操作を指示する。 ②運転員（中央制御室）Bは，ATWS緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）による原子炉再循環ポンプの自動停止状況を状態表示にて確認する。ATWS緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）が作動していない場合は，手動操作により原子炉再循環ポンプを停止する。 ③運転員（中央制御室）Bは，ATWS緩和設備（自動減圧系作動阻止機能）による自動減圧系及び代替自動減圧回路（代替自動減圧機能）の自動起動阻止操作を実施する。 ④発電課長は，原子炉再循環ポンプ停止による原子炉出力の抑制操作並びにATWS緩和設備（自動減圧系作動阻止機能）による自動減圧系及び代替自動減圧回路（代替自動減圧機能）の自動起動阻止操作が完了したことを確認し，運転員にほう酸水注入系の起動操作，原子炉圧力容器内の水位低下操作及び制御棒の挿入操作を同時に行うことを指示する。同時に行うことが不可能な場合は，ほう酸水注入系の起動操作，原子炉圧力容器内の水位低下操作，制御棒の挿入操作の順で優先させる。 ⑤運転員（中央制御室）Bは，ほう酸水注入系ポンプ(A)又は(B)の起動操作（ほう酸水注入系起動スイッチを「ポンプA」位置（B系を起動する場合は「ポンプB」位置）にすることでSLCタンク出口弁及びSLC注入電動弁が全開となり，ほう酸水注入系ポンプが起動し，原子炉圧力容器へのほう酸水注入が開始される。）を実施し，併せて，ほう酸水注入系貯蔵タンク水位指示値の低下，平均出力領域モニタ指示値及び起動領域モニタ指示値の低下を確認する。 ⑥運転員（中央制御室）A及びBは，原子炉出力が40%以上の場合，又は発電用原子炉が隔離状態の場合は，給		

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
	水系（タービン駆動原子炉給水ポンプ及び電動機駆動原子炉給水ポンプ），原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉圧力容器への注水量を減少させ，原子炉圧力容器内の水位を低下させることで原子炉出力を 3%以下に維持する。 原子炉出力を 3%以下に維持できない場合は，原子炉圧力容器内の水位を原子炉水位低（レベル 1）+1000mm 以上に維持するよう原子炉圧力容器内の水位低下操作を実施する。 ⑦運転員（中央制御室）A 及び B 並びに運転員（現場）D 及び E は，中央制御室又は原子炉建屋原子炉棟内にて，以下の操作により制御棒を挿入する。 ・手動操作による ATWS 緩和設備（代替制御棒挿入機能）の作動 ・手動操作による選択制御棒挿入機構の作動 ・スクラムソレノイドヒューズ引抜き操作 ・スクラムテストスイッチによるシングルロッドスクラム操作 ・スクラムパイロット弁用制御空気の排気操作 ・原子炉スクラムリセット後の原子炉手動スクラムボタンによる原子炉手動スクラム操作 ・原子炉スクラムリセット後の手動操作による ATWS 緩和設備（代替制御棒挿入機能）の作動 ・原子炉スクラムリセット後のスクラムテストスイッチによるシングルロッドスクラム操作 ・制御棒手動挿入操作 ⑧発電課長は，主蒸気逃がし安全弁からの蒸気流入によるサプレッションプール水温度の上昇を抑制するため，残留熱除去系（サプレッションプール水冷却モード）の起動を指示する。 ⑨運転員（中央制御室）C は，残留熱除去系（サプレッションプール水冷却モード）を起動する。 ⑩発電課長は，上記⑦の操作を実施中に未挿入制御棒を 1 本以下まで全挿入完了した場合は，運転員にほう酸水注入系の停止を指示する。 制御棒を挿入できなかった場合は，ほう酸水の全量注入完了を確認し，運転員にほう酸水注入系の停止を指示する。 c.操作の成立性 上記の操作は，運転員（中央制御室）3 名にて作業を実施した場合，作業開始を判断してからの各操作の所要時間は以下のとおり。 ・原子炉再循環ポンプ手動停止操作完了：1 分以内で可能 ・自動減圧系及び代替自動減圧回路（代替自動減圧機		

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
	能）の自動起動阻止操作完了：1分以内で可能 ・ほう酸水注入系の起動操作完了：5分以内で可能 ・残留熱除去系（サプレッションプール水冷却モード）操作完了：20分以内で可能 ・原子炉圧力容器内の水位低下操作開始：1分以内で可能 ・ATWS緩和設備（代替制御棒挿入機能）による制御棒緊急挿入操作完了：1分以内で可能 ・選択制御棒挿入機構による原子炉出力抑制操作完了：1分以内で可能 ・スクラムソレノイドヒューズ引抜き操作完了：10分以内で可能 ・スクラムテストスイッチによるシングルロッドスクラム操作完了：20分以内で可能 ・原子炉スクラムリセット後の原子炉手動スクラム操作完了：15分以内で可能 ・原子炉スクラムリセット後のATWS緩和設備（代替制御棒挿入機能）による制御棒緊急挿入操作完了：25分以内で可能 ・原子炉スクラムリセット後のスクラムテストスイッチによるシングルロッドスクラム操作完了：45分以内で可能 ・制御棒手動挿入操作開始：1分以内で可能 現場対応を運転員（現場）2名にて作業を実施した場合，作業開始を判断してからの操作の所要時間は以下のとおり。 ・スクラムパイロット弁用制御空気の排気操作完了：50分以内で可能 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。 （添付資料1.1.4）		
(5) その他の手順項目にて考慮する手順 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」のうち、1.15.2「重大事故等時の手順等」にて整備する。			【大飯】 記載箇所の相違（女川審査実績の反映） ・泊の比較対象は 1.1.2.2 その他の手順項目について考慮する手順
(6) 優先順位	(3) 重大事故等時の対応手段の選択 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1.1-8図に示す。	(5) 重大事故等時の対応手段の選択 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1.1.10図に示す。	【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）
ＡＴＷＳが発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合（ＡＴＷＳ緩和設備の作動状況確認を含む。）	運転時の異常な過渡変化時において，発電用原子炉の運転を緊急に停止すべき状況にもかかわらず，全制御棒が発	ATWSが発生するおそれがある場合又はATWSが発生した場合（共通要因故障対策盤（自動制御盤）（ATWS緩和設備）	【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
は、中央制御室から速やかな操作が可能である原子炉トリップスイッチ（中央盤手動操作）（制御棒駆動装置電源遮断及び制御棒手動挿入操作を含む。）により手動にて原子炉の緊急停止を行う。蒸気発生器水位低信号によるＡＴＷＳ緩和設備が作動した場合においても、中央制御室から原子炉トリップスイッチ（中央盤手動操作）（制御棒駆動装置電源遮断及び制御棒手動挿入操作を含む。）により手動にて原子炉の緊急停止を行い、その後、ＡＴＷＳ緩和設備の作動状況の確認を行う。 中央制御室から原子炉トリップスイッチ（中央盤手動操作）による原子炉緊急停止ができない場合で、かつＡＴＷＳ緩和設備が作動しない場合は、手動による原子炉出力抑制を行う。 原子炉トリップに失敗し、原子炉の出力抑制を図った後は、原子炉を未臨界状態とするために化学体積制御設備又は非常用炉心冷却設備によりほう酸水注入を行う。 ただし、原子炉の出力抑制を図った後でも、原子炉トリップに成功した場合は、早急なほう酸水注入は必要ない。 以上の対応手順のフローチャートを第 1.1.7 図に示す。 （添付資料 1.1.7）	電用原子炉へ全挿入されない場合，非常時操作手順書（徴候ベース）「スクラム」（原子炉出力）に従い，中央制御室から速やかに操作が可能である原子炉手動スクラムボタンの操作，原子炉モードスイッチの「停止」位置への切替操作及び手動による代替制御棒挿入操作により，発電用原子炉を緊急停止させる。 原子炉手動スクラムボタンの操作，原子炉モードスイッチの「停止」位置への切替操作及び手動による代替制御棒挿入操作を実施しても発電用原子炉の緊急停止ができない場合は，原子炉停止機能喪失と判断する。非常時操作手順書（徴候ベース）「反応度制御」に従い，原子炉再循環ポンプ停止による原子炉出力の抑制操作並びに自動減圧系及び代替自動減圧回路（代替自動減圧機能）の自動起動阻止操作を行うとともに，発電用原子炉を未臨界に移行させるため，ほう酸水注入系を速やかに起動させる。 また，原子炉出力を抑制するため，原子炉圧力容器内の水位低下操作を行う。 さらに，制御棒挿入により発電用原子炉を未臨界にするため，スクラム弁の開閉状態に合わせた操作により全制御棒挿入操作を行う。	の作動状況確認を含む。）は，中央制御室から速やかな操作が可能である原子炉トリップスイッチ（制御棒駆動装置電源遮断及び制御棒手動挿入操作を含む。）により手動にて発電用原子炉の緊急停止を行う。蒸気発生器水位低信号による共通要因故障対策盤（自動制御盤）（ATWS 緩和設備）が作動した場合においても，中央制御室から原子炉トリップスイッチ（制御棒駆動装置電源遮断及び制御棒手動挿入操作を含む。）により手動にて発電用原子炉の緊急停止を行い，その後，共通要因故障対策盤（自動制御盤）（ATWS 緩和設備）の作動状況の確認を行う。 中央制御室から原子炉トリップスイッチによる原子炉緊急停止ができない場合で，かつ共通要因故障対策盤（自動制御盤）（ATWS 緩和設備）が作動しない場合は，手動による原子炉出力抑制を行う。 原子炉トリップに失敗し，発電用原子炉の出力抑制を図った後は，発電用原子炉を未臨界状態とするために化学体積制御設備又は非常用炉心冷却設備によりほう酸水注入を行う。 ただし，発電用原子炉の出力抑制を図った後でも，原子炉トリップに成功した場合は，早急なほう酸水注入は必要ない。 （添付資料 1.1.7）	【大飯】 記載箇所の相違（女川審査実績の反映）
比較のため，比較表 p1.1-22 より再掲】 (5) その他の手順項目にて考慮する手順 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」のうち、1.15.2「重大事故等時の手順等」にて整備する。	1.1.2.2 その他の手順項目について考慮する手順 残留熱除去系（サプレッションプール水冷却モード）によるサプレッションプールの除熱手順は，「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。 操作の判断，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。	1.1.2.2 その他の手順項目について考慮する手順 操作の判断，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」のうち，1.15.2「重大事故等時の手順等」にて整備する。	【大飯】 記載箇所の相違（女川審査実績の反映） 【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）

大飯発電所３／４号炉

第1.1.1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（１／２）

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	対応設備		設備分類※3	整備する手順書	手順の分類
フロントライン系機能喪失時	原子炉安全保護計装盤 又は 安全保護系プロセス計装 又は 原子炉核計装	手動による原子炉緊急停止	原子炉トリップスイッチ（中央盤手動操作）	重大事故等対処設備	a	手動により原子炉を緊急停止する手順	炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器破損を防止する運転手順書
			MGセット電源※1（常用母線440Vしゃ断器スイッチ）（中央盤手動操作）	多様性拡張設備			
			制御棒操作レバー（中央盤手動操作）※1				
			MGセット電源※1（MGセット出力しゃ断器スイッチ）（現場手動操作）				
			原子炉トリップしゃ断器スイッチ（現場手動操作）				
	制御棒クラスタ 又は 原子炉トリップしゃ断器 又は 原子炉安全保護計装盤 又は 安全保護系プロセス計装 又は 原子炉核計装	原子炉出力抑制（自動）	ATWS緩和設備※1 （蒸気発生器水位低による ・タービントリップ ・主蒸気隔離 ・電動補助給水ポンプ ・タービン動補助給水ポンプ）	重大事故等対処設備	a,b	ATWS緩和設備の作動を確認する手順	
			主蒸気隔離弁				
			電動補助給水ポンプ※2				
			タービン動補助給水ポンプ				
			復水ピット				
			蒸気発生器				
			主蒸気逃がし弁				
			主蒸気安全弁				
			加圧器逃がし弁				
			加圧器安全弁				
			緊急ほう酸濃縮（中央盤手動操作）（※2）				

※1　：原子炉トリップしゃ断器機能喪失時にも有効に機能する。
※2　：ディーゼル発電機等により給電する。
※3　：重大事故等対策において用いる設備の分類
　a：当該条文に適合する重大事故等対処設備　b：37条に適合する重大事故等対処設備　c：自主的対策として整備する重大事故等対処設備

女川原子力発電所２号炉

第1.1－1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（1/3）
（フロントフイン系故障時）

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	原子炉保護系	原子炉手動スクラム	原子炉手動スクラムボタン　※1 原子炉モードスイッチ　※1 制御棒 制御棒駆動機構 制御棒駆動水圧系　配管 制御棒駆動水圧系水圧制御ユニット	自主対策設備	非常時操作手順書（徴候ベース）「スクラム」（原子炉出力）「反応度制御」 非常時操作手順書（設備別）「原子炉手動スクラム」
		ATWS緩和設備（代替制御棒挿入機能）による制御棒緊急挿入	ATWS緩和設備（代替制御棒挿入機能）※2 制御棒 制御棒駆動機構 制御棒駆動水圧系　配管 制御棒駆動水圧系水圧制御ユニット	重大事故等対処設備	非常時操作手順書（徴候ベース）「スクラム」（原子炉出力）「反応度制御」
			非常用交流電源設備	重大事故等対処設備（設計基準拡張）	
		原子炉再循環ポンプ停止による原子炉出力抑制	ATWS緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）　※2	重大事故等対処設備	非常時操作手順書（徴候ベース）「反応度制御」
			非常用交流電源設備	重大事故等対処設備（設計基準拡張）	
		ATWS緩和設備（自動減圧系作動阻止機能）による原子炉出力急上昇防止	ATWS緩和設備（自動減圧系作動阻止機能）※2	重大事故等対処設備	非常時操作手順書（徴候ベース）「反応度制御」
			非常用交流電源設備	重大事故等対処設備（設計基準拡張）	

※1：発電用原子炉が自動スクラムしなかった場合に，原子炉手動スクラムボタン及び原子炉モードスイッチを操作することで制御棒のスクラム動作を可能とするための設計基準事故対処設備であり，重大事故等対処設備とは位置付けない。
※2：自動で作動させる機能及び中央制御室の操作スイッチにより手動で作動させる機能がある。

泊発電所３号炉

第1.1.1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（1/2）
（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		設備分類※2	整備する手順書	手順書の分類
フロントライン系故障時	原子炉安全保護盤 又は 安全保護系のプロセス計装 又は 炉外核計装	手動による原子炉緊急停止	原子炉トリップスイッチ 制御棒クラスタ 原子炉トリップ遮断器	重大事故等対処設備	a	発電用原子炉の未臨界を維持する手順書	炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器破損を防止する運転手順書
			制御棒駆動装置用電源（常用母線440V遮断器操作器）＊1 制御棒操作スイッチ＊1 制御棒駆動装置用電源（制御棒駆動装置用電源出力遮断器スイッチ）＊1 原子炉トリップ遮断器スイッチ	自主対策設備			
	制御棒クラスタ 又は 原子炉トリップ遮断器 又は 原子炉安全保護盤 又は 安全保護系のプロセス計装 又は 炉外核計装	原子炉出力抑制（自動）	多様化自動作動盤（ATWS緩和設備）＊1 主蒸気隔離弁 電動補助給水ポンプ タービン動補助給水ポンプ 補助給水ピット 蒸気発生器 主蒸気逃がし弁 主蒸気安全弁 加圧器逃がし弁 加圧器安全弁 ほう酸タンク ほう酸ポンプ 緊急ほう酸注入弁 充てんポンプ 2次系冷却設備（主蒸気設備）配管・弁 2次系冷却設備（給水設備）配管 2次系冷却設備（補助給水設備）配管・弁 1次系冷却設備 ほう酸フィルタ 再生熱交換器 化学体積制御設備　配管・弁 非常用炉心冷却設備（高圧注入系）弁 所内常設蓄電式直流電源設備	重大事故等対処設備	a，b	発電用原子炉の未臨界を維持する手順書	炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器破損を防止する運転手順書
			原子炉補機冷却設備 非常用取水設備 非常用交流電源設備	重大事故等対処設備（設計基準拡張）			

＊1：原子炉トリップ遮断器故障時にも有効に機能する。
＊2：重大事故等対策において用いる設備の分類
　a：当該条文に適合する重大事故等対処設備　b：37条に適合する重大事故等対処設備　c：自主的対策として整備する重大事故等対処設備

相違理由

【大飯】
記載方針の相違（女川審査実績の反映）
・泊は流路及び給電に使用する設備を記載

【女川】
設備の相違（BWR固有の対応手段）

1.1　緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

大飯発電所３／４号炉

第1.1.1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（２／２）

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	対応設備		設備分類※2	整備する手順書	手順の分類
フロントライン系機能喪失時	制御棒クラスタ 又は 原子炉トリップしゃ断器 又は 原子炉安全保護計装盤 又は 安全保護系プロセス計装 又は 原子炉核計装	原子炉出力抑制（手動）	タービントリップスイッチ（中央盤手動操作）	多様性拡張設備	－	原子炉出力を手動で抑制する手順	炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器破損を防止する運転手順書
			主蒸気隔離弁（中央盤手動操作）	重大事故等対処設備	a		
			電動補助給水ポンプ（中央盤手動操作）※1				
			タービン動補助給水ポンプ（中央盤手動操作）				
			復水ピット				
			蒸気発生器				
			主蒸気逃がし弁				
			主蒸気安全弁				
			加圧器逃がし弁				
			加圧器安全弁				
			緊急ほう酸濃縮（中央盤手動操作）（⑥）				
		ほう酸水注入	ほう酸タンク ほう酸ポンプ※1 緊急ほう酸注入ライン補給弁※1 充てんポンプ※1 ⑥（緊急ほう酸濃縮）	重大事故等対処設備	a,b	緊急ほう酸濃縮により原子炉出力を抑制する手順	
			燃料取替用水ピット				
			高圧注入ポンプ※1	多様性拡張設備	－		
			燃料取替用水ピット				

※1 ：ディーゼル発電機等により給電する。
※2 ：重大事故等対策において用いる設備の分類
a：当該条文に適合する重大事故等対処設備　b：37条に適合する重大事故等対処設備　c：自主的対策として整備する重大事故等対処設備

女川原子力発電所２号炉

対応手段，対処設備，手順書一覧（2/3）
（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	原子炉保護系	ほう酸水注入	ほう酸水注入系ポンプ ほう酸水注入系貯蔵タンク ほう酸水注入系　配管・弁 原子炉圧力容器	重大事故等対処設備	非常時操作手順書（徴候ベース）「反応度制御」 非常時操作手順書（設備別）「ほう酸水注入系ポンプによるほう酸水注入」
			非常用交流電源設備	重大事故等対処設備（設計基準拡張）	
		制御棒挿入（選択制御棒挿入機構による原子炉出力抑制）	選択制御棒挿入機構 制御棒 制御棒駆動機構 制御棒駆動水圧系　配管 制御棒駆動水圧系水圧制御ユニット	自主対策設備	非常時操作手順書（徴候ベース）「反応度制御」
			非常用交流電源設備	重大事故等対処設備（設計基準拡張）	
		制御棒挿入（スクラムテストスイッチの操作）	スクラムテストスイッチ 制御棒 制御棒駆動機構 制御棒駆動水圧系　配管 制御棒駆動水圧系水圧制御ユニット	自主対策設備	非常時操作手順書（徴候ベース）「反応度制御」
		制御棒挿入（スクラムソレノイドヒューズ引抜き操作）	スクラムソレノイドヒューズ 制御棒 制御棒駆動機構 制御棒駆動水圧系　配管 制御棒駆動水圧系水圧制御ユニット	自主対策設備	非常時操作手順書（徴候ベース）「反応度制御」

※1：発電用原子炉が自動スクラムしなかった場合に，原子炉手動スクラムボタン及び原子炉モードスイッチを操作することで制御棒のスクラム動作を可能とするための設計基準事故対処設備であり，重大事故等対処設備とは位置付けない。
※2：自動で作動させる機能及び中央制御室の操作スイッチにより手動で作動させる機能がある。

泊発電所３号炉

対応手段，対処設備，手順書一覧（2/2）
（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		設備分類※1	整備する手順書	手順書の分類
フロントライン系故障時	制御棒クラスタ 又は 原子炉トリップ遮断器 又は 原子炉安全保護盤 又は 安全保護系のプロセス計装 又は 炉外核計装	原子炉出力抑制（手動）	タービントリップスイッチ 2次冷却設備（蒸気タービン設備）配管・弁	自主対策設備	－	発電用原子炉の未臨界を維持する手順書	炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器破損を防止する運転手順書
			主蒸気隔離弁 電動補助給水ポンプ タービン動補助給水ポンプ 補助給水ピット 蒸気発生器 主蒸気逃がし弁 主蒸気安全弁 加圧器逃がし弁 加圧器安全弁 ほう酸タンク ほう酸ポンプ 緊急ほう酸注入弁 充てんポンプ 2次冷却設備（主蒸気設備）配管・弁 2次冷却設備（給水設備）配管 2次冷却設備（補助給水設備）配管・弁 1次冷却設備 ほう酸フィルタ 再生熱交換器 化学体積制御設備　配管・弁 非常用炉心冷却設備（高圧注入系）弁 所内常設蓄電式直流電源設備	重大事故等対処設備	a		
			原子炉補機冷却設備 非常用取水設備 非常用交流電源設備	重大事故等対処設備（設計基準拡張）			
		ほう酸水注入	ほう酸タンク ほう酸ポンプ 緊急ほう酸注入弁 充てんポンプ ほう酸フィルタ 再生熱交換器 化学体積制御設備　配管・弁 非常用炉心冷却設備（高圧注入系）弁 1次冷却設備 原子炉容器 所内常設蓄電式直流電源設備	重大事故等対処設備	a，b	発電用原子炉停止時における緊急ほう酸濃縮により原子炉出力を抑制する手順書 発電用原子炉の未臨界を維持する手順書	故障及び設計基準事故に対処する運転手順書 炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器破損を防止する運転手順書
			原子炉補機冷却設備 非常用取水設備 非常用交流電源設備	重大事故等対処設備（設計基準拡張）			
			充てんポンプ 燃料取替用水ピット 再生熱交換器 化学体積制御設備　配管・弁 非常用炉心冷却設備　配管・弁 1次冷却設備 原子炉容器	重大事故等対処設備	a		
			原子炉補機冷却設備 非常用取水設備 非常用交流電源設備	重大事故等対処設備（設計基準拡張）			
			高圧注入ポンプ ほう酸注入タンク 燃料取替用水ピット 非常用炉心冷却設備　配管・弁 非常用炉心冷却設備（高圧注入系）配管・弁 1次冷却設備 原子炉容器 原子炉補機冷却設備 非常用取水設備 非常用交流電源設備 所内常設蓄電式直流電源設備	自主対策設備	－		

※1：重大事故等対策において用いる設備の分類
a：当該条文に適合する重大事故等対処設備　b：37条に適合する重大事故等対処設備　c：自主的対策として整備する重大事故等対処設備

相違理由

【大飯】
記載方針の相違（女川審査実績の反映）
・泊は流路及び給電に使用する設備を記載

【女川】
設備の相違（BWR固有の対応手段）

灰色：女川２号炉の記載のうち，BWR固有の設備や対応手段であり，泊３号炉と比較対象とならない記載内容	赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違） 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違） 緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

1.1　緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
	対応手段，対処設備，手順書一覧（3/3） （フロントライン系故障時） 分類：フロントライン系故障時 機能喪失を想定する設計基準事故対処設備：原子炉保護系 対応手段：制御棒挿入（手動操作による制御棒挿入） 対処設備：原子炉手動制御系 制御棒 制御棒駆動機構 制御棒駆動水圧系　配管 制御棒駆動水圧系水圧制御ユニット （自主対策設備） 手順書：非常時操作手順書（徴候ベース）「反応度制御」 非常時操作手順書（設備別）「常駆動による制御棒手動挿入」 対応手段：制御棒挿入（制御空気の排気操作）（スクラムパイロット弁用） 対処設備：制御棒 制御棒駆動機構 スクラムパイロット弁用制御空気 配管・弁 制御棒駆動水圧系　配管 制御棒駆動水圧系水圧制御ユニット （自主対策設備） 手順書：非常時操作手順書（徴候ベース）「反応度制御」 対応手段：原子炉圧力容器内の水位低下操作による原子炉出力抑制 対処設備：給水制御系 給水系（タービン駆動原子炉給水ポンプ及び電動機駆動原子炉給水ポンプ） 原子炉隔離時冷却系 高圧炉心スプレイ系 （自主対策設備） 手順書：非常時操作手順書（徴候ベース）「反応度制御」 対処設備：非常用交流電源設備 （重大事故等対処設備（設計基準拡張）） 手順書：非常時操作手順書（設備別）「常駆動による制御棒手動挿入」 ※1：発電用原子炉が自動スクラムしなかった場合に，原子炉手動スクラムボタン及び原子炉モードスイッチを操作することで制御棒のスクラム動作を可能とするための設計基準事故対処設備であり，重大事故等対処設備とは位置付けない。 ※2：自動で作動させる機能及び中央制御室の操作スイッチにより手動で作動させる機能がある。		【女川】 設備の相違（BWR固有の対応手段）

泊発電所３号炉　技術的能力　比較表

灰色：女川２号炉の記載のうち，BWR固有の設備や対応手段であり，泊３号炉と比較対象とならない記載内容

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所３／４号炉

第1.1.2表　重大事故等対処に係る監視計器

1.1　緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

監視計器一覧（1／4）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.1.2.1　フロントライン系機能喪失時の手順等			
(1) 手動による原子炉緊急停止	判断基準	未臨界の維持又は監視	・原子炉トリップしゃ断器表示灯
			・制御棒炉底位置表示灯
			・出力領域中性子束計
			・中間領域中性子束計
			・中間領域起動率計
	操作	未臨界の維持又は監視	・原子炉トリップしゃ断器表示灯
			・制御棒炉底位置表示灯
			・出力領域中性子束計
			・中間領域中性子束計
			・中性子源領域中性子束計
			・中間領域起動率計
			・中性子源領域起動率計
		電源	・３－３（４）Ｃ１、Ｄ１母線電圧計

女川原子力発電所２号炉

第１.１－２表　重大事故等対処に係る監視計器

監視計器一覧（1/3）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視パラメータ（計器）
1.1.2.1　フロントライン系故障時の対応手順 (1)非常時操作手順書（徴候ベース）「スクラム」（原子炉出力）			
非常時操作手順書（徴候ベース）「スクラム」（原子炉出力） 原子炉手動スクラム	判断基準	スクラム発生の有無	スクラム警報
		スクラム要素	原子炉自動スクラムに至るパラメータの変化※
		プラント停止状態	全制御棒全挿入ランプ 制御棒位置指示系
		原子炉出力	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
非常時操作手順書（徴候ベース）「スクラム」（原子炉出力） ATWS 緩和設備（代替制御棒挿入機能）による制御棒緊急挿入（手動）	操作	プラント停止状態	全制御棒全挿入ランプ 制御棒位置指示系
		原子炉出力	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ

※:原子炉自動スクラム信号の設定値については，添付資料１.１.３参照。

泊発電所３号炉

第１.１.２表　重大事故等対処に係る監視計器

監視計器一覧（1/4）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.1.2.1　フロントライン系故障時の対応手順			
(1) 手動による原子炉緊急停止	判断基準	未臨界の維持又は監視	・原子炉トリップ遮断器表示
			・制御棒炉底位置表示
			・出力領域中性子束
			・中間領域中性子束
			・中間領域起動率
	操作	未臨界の維持又は監視	・原子炉トリップ遮断器表示
			・制御棒炉底位置表示
			・出力領域中性子束
			・中間領域中性子束
			・中性子源領域中性子束
			・中間領域起動率
			・中性子源領域起動率
		電源	・４－Ｃ１，Ｄ１母線電圧

相違理由

【女川】
設備の相違（BWR固有の対応手段である。以下，監視計器一覧について同様）

灰色：女川２号炉の記載のうち，BWR固有の設備や対応手段であり，泊３号炉と比較対象とならない記載内容

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

1.1　緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

大飯発電所３／４号炉

監視計器一覧（２／４）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.1.2.1　フロントライン系機能喪失時の手順等			
(2) 原子炉出力抑制（自動）	判断基準	未臨界の維持又は監視	・原子炉トリップしゃ断器表示灯
			・制御棒炉底位置表示灯
			・出力領域中性子束計
			・中間領域中性子束計
			・中性子源領域中性子束計
			・中間領域起動率計
			・中性子源領域起動率計
		信号	・安全保護アナログ盤作動警報
	操作	未臨界の維持又は監視	・非常遮断油圧計
			・弁表示灯（ＥＨ）
			・出力領域中性子束計
			・中間領域中性子束計
			・中性子源領域中性子束計
			・中間領域起動率計
			・中性子源領域起動率計
		原子炉圧力容器内の温度	・１次冷却材高温側温度計（広域）
			・１次冷却材低温側温度計（広域）
		原子炉圧力容器内の圧力	・１次冷却材圧力計
		原子炉格納容器内の温度	・格納容器内温度計
		原子炉格納容器内の圧力	・格納容器圧力計（広域）
			・AM用格納容器圧力計
		最終ヒートシンクの確保	・主蒸気圧力計
			・蒸気発生器水位計（狭域）
			・蒸気発生器補助給水流量計
		補機監視機能	・加圧器逃がし弁表示灯
			・加圧器安全弁表示灯
			・主蒸気逃がし弁表示灯
			・主蒸気安全弁表示灯

女川原子力発電所２号炉

監視計器一覧（2/3）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視パラメータ（計器）
1.1.2.1　フロントライン系故障時の対応手順 (2)非常時操作手順書（徴候ベース）「反応度制御」			
非常時操作手順書（徴候ベース）「反応度制御」 原子炉再循環ポンプ停止による原子炉出力抑制（手動）	判断基準	プラント停止状態	全制御棒全挿入ランプ 制御棒位置指示系
	操作	代替原子炉再循環ポンプトリップ遮断器開放状態	代替原子炉再循環ポンプトリップ遮断器表示灯
		原子炉再循環ポンプ運転状態	静止型原子炉再循環ポンプ電源装置表示灯
		原子炉出力	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
非常時操作手順書（徴候ベース）「反応度制御」 ATWS 緩和設備（自動減圧系作動阻止機能）による原子炉出力急上昇防止	判断基準	プラント停止状態	全制御棒全挿入ランプ 制御棒位置指示系
	操作	自動減圧系及び代替自動減圧回路（代替自動減圧機能）の自動起動阻止状態	自動減圧系及び代替自動減圧回路（代替自動減圧機能）作動阻止警報
非常時操作手順書（徴候ベース）「反応度制御」 ほう酸水注入	操作	未臨界の維持又は監視	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ ほう酸水注入系ポンプ出口圧力 ほう酸水注入系貯蔵タンク水位
		原子炉冷却材浄化系運転状態	原子炉冷却材浄化系隔離弁表示灯

※:原子炉自動スクラム信号の設定値については，添付資料 1.1.3 参照。

泊発電所３号炉

監視計器一覧（2/4）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.1.2.1　フロントライン系故障時の対応手順			
(2) 原子炉出力抑制（自動）	判断基準	未臨界の維持又は監視	・原子炉トリップ遮断器表示
			・制御棒炉底位置表示
			・出力領域中性子束
			・中間領域中性子束
			・中性子源領域中性子束
			・中間領域起動率
			・中性子源領域起動率
		信号	・CMF自動作動警報
	操作	未臨界の維持又は監視	・タービン非常遮断油圧
			・弁表示（EH）
			・出力領域中性子束
			・中間領域中性子束
			・中性子源領域中性子束
			・中間領域起動率
			・中性子源領域起動率
		原子炉圧力容器内の温度	・１次冷却材温度（広域－高温側）
			・１次冷却材温度（広域－低温側）
		原子炉圧力容器内の圧力	・１次冷却材圧力（広域）
		原子炉格納容器内の温度	・格納容器内温度
		原子炉格納容器内の圧力	・原子炉格納容器圧力
			・格納容器圧力（AM用）
		最終ヒートシンクの確保	・主蒸気ライン圧力
			・蒸気発生器水位（狭域）
			・補助給水流量
		補機監視機能	・加圧器逃がし弁表示
			・加圧器安全弁表示
			・主蒸気逃がし弁表示
			・主蒸気安全弁表示

相違理由

灰色：女川２号炉の記載のうち，BWR固有の設備や対応手段であり，泊３号炉と比較対象とならない記載内容	赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違） 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違） 緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

1.1　緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

大飯発電所３／４号炉

監視計器一覧（３／４）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.1.2.1　フロントライン系機能喪失時の手順等			
(3) 原子炉出力抑制（手動）	判断基準	未臨界の維持又は監視	・原子炉トリップしゃ断器表示灯
			・制御棒炉底位置表示灯
			・非常遮断油圧計
			・弁表示灯（ＥＨ）
			・出力領域中性子束計
			・中間領域中性子束計
			・中性子源領域中性子束計
			・中間領域起動率計
			・中性子源領域起動率計
		最終ヒートシンクの確保	・主蒸気圧力計
			・蒸気発生器水位計（狭域）
			・蒸気発生器補助給水流量計
		信号	・安全保護アナログ盤作動警報
	操作	未臨界の維持又は監視	・非常遮断油圧計
			・弁表示灯（ＥＨ）
			・出力領域中性子束計
			・中間領域中性子束計
			・中性子源領域中性子束計
			・中間領域起動率計
			・中性子源領域起動率計
		原子炉圧力容器内の温度	・１次冷却材高温側温度計（広域）
			・１次冷却材低温側温度計（広域）
		原子炉圧力容器内の圧力	・１次冷却材圧力計
		原子炉格納容器内の温度	・格納容器内温度計
		原子炉格納容器内の圧力	・格納容器圧力計（広域）
			・ＡＭ用格納容器圧力計
		最終ヒートシンクの確保	・主蒸気圧力計
			・蒸気発生器水位計（狭域）
			・蒸気発生器補助給水流量計
		補機監視機能	・加圧器逃がし弁表示灯
			・加圧器安全弁表示灯
			・主蒸気逃がし弁表示灯
			・主蒸気安全弁表示灯

女川原子力発電所２号炉

監視計器一覧（3/3）

対応手段	重大事故等の対応に必要となる監視項目		監視パラメータ（計器）
1.1.2.1　フロントライン系故障時の対応手順 (2)非常時操作手順書（徴候ベース）「反応度制御」			
非常時操作手順書（徴候ベース）「反応度制御」 原子炉圧力容器内の水位低下操作による原子炉出力抑制	操作	原子炉出力	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
		原子炉隔離状態の有無	主蒸気隔離弁閉鎖表示灯
		原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位（狭帯域） 原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 原子炉水位（SA広帯域） 原子炉水位（SA燃料域）
		原子炉圧力容器への注水量	給水流量 原子炉隔離時冷却系ポンプ出口流量 高圧炉心スプレイ系ポンプ出口流量
		補機監視機能	原子炉給水ポンプ出口ヘッダ圧力 原子炉隔離時冷却系ポンプ出口圧力 原子炉隔離時冷却系ポンプ駆動用タービン入口蒸気圧力 原子炉隔離時冷却系タービン排気圧力 原子炉隔離時冷却系タービン回転数 高圧炉心スプレイ系ポンプ出口圧力
非常時操作手順書（徴候ベース）「反応度制御」 ATWS 緩和設備（代替制御棒挿入機能）による制御棒緊急挿入（手動）	操作	プラント停止状態	全制御棒全挿入ランプ 制御棒位置指示系
		原子炉出力	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
非常時操作手順書（徴候ベース）「反応度制御」 選択制御棒挿入機構による原子炉出力抑制（手動）	操作	プラント停止状態	全制御棒全挿入ランプ 制御棒位置指示系
		原子炉出力	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
非常時操作手順書（徴候ベース）「反応度制御」 制御棒手動挿入	操作	プラント停止状態	スクラム弁開閉表示 全制御棒全挿入ランプ 制御棒位置指示系
		原子炉出力	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
		補機監視機能	制御棒駆動水原子炉間差圧

※:原子炉自動スクラム信号の設定値については，添付資料1.1.3参照。

泊発電所３号炉

監視計器一覧（3/4）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.1.2.1　フロントライン系故障時の対応手順			
(3) 原子炉出力抑制（手動）	判断基準	未臨界の維持又は監視	・原子炉トリップ遮断器表示
			・制御棒炉底位置表示
			・タービン非常遮断油圧
			・弁表示（EH）
			・出力領域中性子束
			・中間領域中性子束
			・中性子源領域中性子束
			・中間領域起動率
			・中性子源領域起動率
		最終ヒートシンクの確保	・主蒸気ライン圧力
			・蒸気発生器水位（狭域）
			・補助給水流量
		信号	・CMF自動作動警報
	操作	未臨界の維持又は監視	・タービン非常遮断油圧
			・弁表示（EH）
			・出力領域中性子束
			・中間領域中性子束
			・中性子源領域中性子束
			・中間領域起動率
			・中性子源領域起動率
		原子炉圧力容器内の温度	・１次冷却材温度（広域－高温側）
			・１次冷却材温度（広域－低温側）
		原子炉圧力容器内の圧力	・１次冷却材圧力（広域）
		原子炉格納容器内の温度	・格納容器内温度
		原子炉格納容器内の圧力	・原子炉格納容器圧力
			・格納容器圧力（AM用）
		最終ヒートシンクの確保	・主蒸気ライン圧力
			・蒸気発生器水位（狭域）
			・補助給水流量
		補機監視機能	・加圧器逃がし弁表示
			・加圧器安全弁表示
			・主蒸気逃がし弁表示
			・主蒸気安全弁表示

相違理由

灰色：女川２号炉の記載のうち，BWR固有の設備や対応手段であり，泊３号炉と比較対象とならない記載内容

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

1.1　緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

大飯発電所３／４号炉

監視計器一覧（４／４）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.1.2.1　フロントライン系機能喪失時の手順等			
(4) ほう酸水注入	判断基準	未臨界の維持又は監視	・原子炉トリップしゃ断器表示灯
			・制御棒炉底位置表示灯
			・出力領域中性子束計
			・中間領域中性子束計
			・中間領域起動率計
		水源の確保	・ほう酸タンク水位計
	操作	未臨界の維持又は監視	・出力領域中性子束計
			・中間領域中性子束計
			・中性子源領域中性子束計
			・中間領域起動率計
			・中性子源領域起動率計
			・可聴計数率計（可聴音）
			・緊急ほう酸水補給流量計
			・原子炉補給水補給流量積算制御器積算カウンタ
		原子炉圧力容器内の圧力	・１次冷却材圧力計
		原子炉圧力容器内への注水量	・充てん水流量計
			・高圧注入流量計
		水源の確保	・燃料取替用水ピット水位計
			・ほう酸タンク水位計
		－	・ほう素濃度（手分析値）

女川原子力発電所２号炉

泊発電所３号炉

監視計器一覧（4/4）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.1.2.1　フロントライン系故障時の対応手順			
(4) ほう酸水注入	判断基準	未臨界の維持又は監視	・原子炉トリップ遮断器表示
			・制御棒炉底位置表示
			・出力領域中性子束
			・中間領域中性子束
			・中間領域起動率
		水源の確保	・ほう酸タンク水位
	操作	未臨界の維持又は監視	・出力領域中性子束
			・中間領域中性子束
			・中性子源領域中性子束
			・中間領域起動率
			・中性子源領域起動率
			・可聴計数率（可聴音）
			・緊急ほう酸注入ライン流量
			・１次系純水補給ライン流量積算制御
		原子炉圧力容器内の圧力	・１次冷却材圧力（広域）
		原子炉圧力容器への注水量	・充てん流量
			・高圧注入流量
		水源の確保	・燃料取替用水ピット水位
			・ほう酸タンク水位
		－	・ほう素濃度（手分析値）

相違理由

灰色：女川２号炉の記載のうち，BWR固有の設備や対応手段であり，泊３号炉と比較対象とならない記載内容

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所３／４号炉

第1.1.3表　審査基準における要求事項ごとの給電対象設備

対象条文	供給対象設備	給電元
【1.1】 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等	Ａ充てんポンプ	４－３（４）Ａ 非常用高圧母線
	Ｂ充てんポンプ	４－３（４）Ｂ 非常用高圧母線
	Ｃ充てんポンプ	３－３（４）Ａ２ 又は ３－３（４）Ｂ２ 非常用低圧母線
	Ａ電動補助給水ポンプ	４－３（４）Ａ 非常用高圧母線
	Ｂ電動補助給水ポンプ	４－３（４）Ｂ 非常用高圧母線
	Ａほう酸ポンプ	A1原子炉コントロールセンタ
	Ｂほう酸ポンプ	B1原子炉コントロールセンタ
	Ａ主蒸気逃がし弁	Ａ１ソレノイド分電盤
	Ｂ主蒸気逃がし弁	
	Ｃ主蒸気逃がし弁	Ｂ１ソレノイド分電盤
	Ｄ主蒸気逃がし弁	
	Ａ主蒸気隔離弁	Ａ１ソレノイド分電盤
		Ｂ１ソレノイド分電盤
	Ｂ主蒸気隔離弁	Ａ１ソレノイド分電盤
		Ｂ１ソレノイド分電盤
	Ｃ主蒸気隔離弁	Ａ１ソレノイド分電盤
		Ｂ１ソレノイド分電盤
	Ｄ主蒸気隔離弁	Ａ１ソレノイド分電盤
		Ｂ１ソレノイド分電盤
	Ａ加圧器逃がし弁	Ａ２ソレノイド分電盤
	Ｂ加圧器逃がし弁	Ｂ２ソレノイド分電盤
	緊急ほう酸注入ライン補給弁	B1原子炉コントロールセンタ

女川原子力発電所２号炉

泊３号炉との比較対象なし

泊発電所３号炉

第 1.1.3 表　「審査基準」における要求事項ごとの給電対象設備

対象条文	供給対象設備	給電元	
		設備	母線
【1.1】 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等	1 次冷却設備弁	所内常設蓄電式直流電源設備	Ａ－直流母線
			Ｂ－直流母線
	化学体積制御設備ポンプ・弁	非常用 交流電源設備	Ｇ－Ａ非常用高圧母線
			Ｇ－Ｂ非常用高圧母線
			Ａ１－原子炉コントロールセンタ
			Ｂ１－原子炉コントロールセンタ
			Ａ２－原子炉コントロールセンタ
			Ｂ２－原子炉コントロールセンタ
	非常用炉心冷却設備（高圧注入系）弁	所内常設蓄電式直流電源設備	Ａ－直流母線
	2 次冷却設備（主蒸気設備）弁	所内常設蓄電式直流電源設備	Ａ－直流母線
			Ｂ－直流母線
	2 次冷却設備（補助給水設備）ポンプ・弁	非常用 交流電源設備	Ｇ－Ａ非常用高圧母線
			Ｇ－Ｂ非常用高圧母線
		所内常設蓄電式直流電源設備	Ａ－直流母線
			Ｂ－直流母線
	計装用電源※	非常用 交流電源設備 所内常設蓄電式直流電源設備	Ａ１－計装用交流分電盤
			Ａ２－計装用交流分電盤
			Ｂ１－計装用交流分電盤
			Ｂ２－計装用交流分電盤
			Ｃ１－計装用交流分電盤
			Ｃ２－計装用交流分電盤
			Ｄ１－計装用交流分電盤
			Ｄ２－計装用交流分電盤
			Ａ－M設備直流電源分電盤
			Ｂ－M設備直流電源分電盤

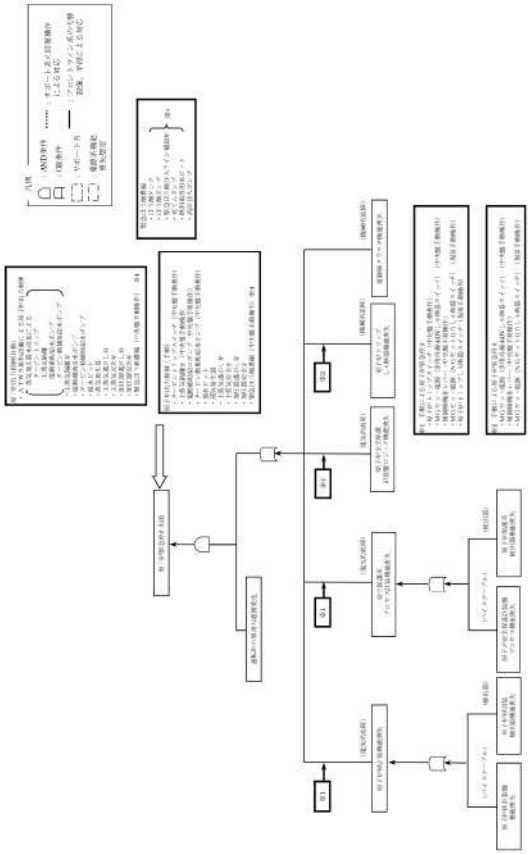
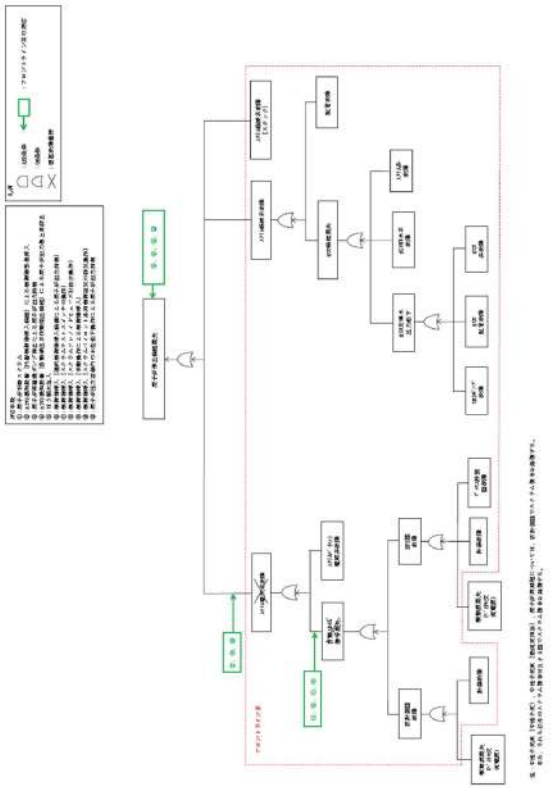
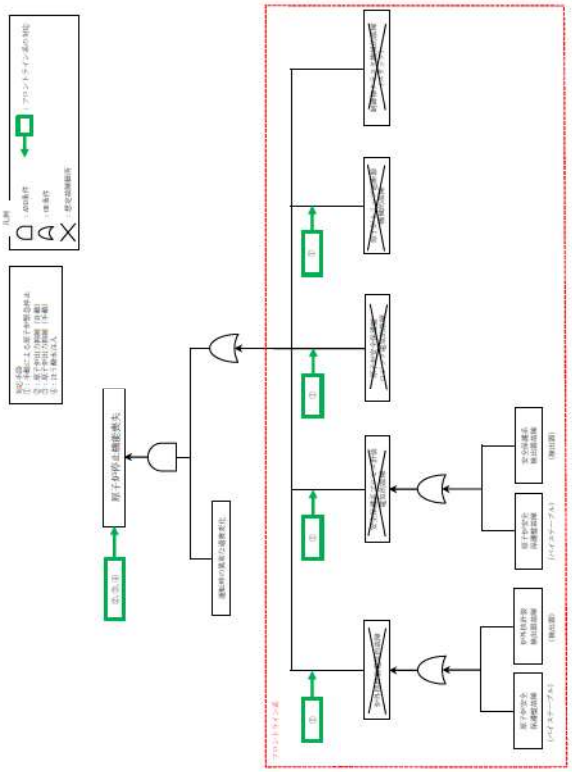
※：供給負荷は監視計器

相違理由

【大飯】
記載方針の相違（女川審査実績の反映）
・ポンプ，弁単体の名称ではなく対象設備を含む系統名称を記載。
・流路に使用する弁の電源を記載
・計装用電源を記載。

泊発電所３号炉　技術的能力　比較表

灰色：女川２号炉の記載のうち，BWR固有の設備や対応手段であり，泊３号炉と比較対象とならない記載内容	赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違） 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違） 緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
 第1.1.1図　機能喪失原因対策分析	 第1.1-1図　機能喪失原因対策分析	 第1.1.1図　機能喪失原因対策分析	【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映） ・フロントライン系の故障を赤点線で枠囲い。 ・対応手段を緑枠（実線）とした。 ・故障想定箇所を×印で記載。

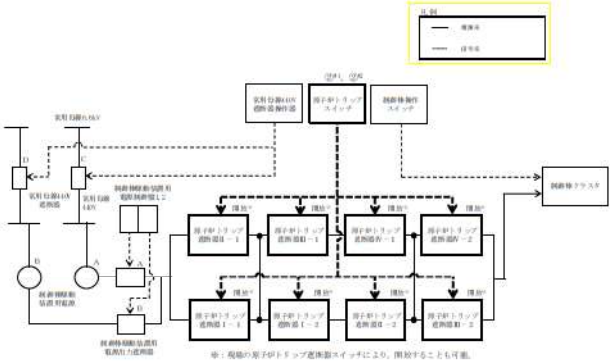
泊発電所３号炉　技術的能力　比較表

灰色：女川２号炉の記載のうち，BWR固有の設備や対応手段であり，泊３号炉と比較対象とならない記載内容

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
	第1.1－2図　非常時操作手順書（徴候ベース）「スクラム」（原子炉出力）における発電用原子炉の緊急停止対応フロー 枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。	女川２号炉との比較対象なし	【女川】 記載方針の相違 ・泊の対応手順フローは重大事故等時の対応手段選択フローチャートにて示す。（大飯と同様）

灰色：女川２号炉の記載のうち，BWR固有の設備や対応手段であり，泊３号炉と比較対象とならない記載内容	赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違） 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違） 緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
泊３号炉との比較対象なし	泊３号炉との比較対象なし	 ※：現場の原子炉トリップ遮断器スイッチにより，開放することも可能。 操作手順 ／ 操作対象機器 ／ 状態の変化 ②#1 ／ 原子炉トリップ（１） ／ 中立→トリップ ②#2 ／ 原子炉トリップ（２） ／ 中立→トリップ #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機器があることを示す。 第 1.1.2 図　手動による原子炉緊急停止　概要図（1/2）	【大飯】 記載方針の相違 （相違理由②）

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
	第1.1-4図　非常時操作手順書（徴候ベース）「反応度制御」における発電用原子炉の緊急停止対応フロー 枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。	女川２号炉との比較対象なし	【女川】 記載方針の相違 ・泊の対応手順フローは重大事故等時の対応手段選択フローチャートにて示す。（大飯と同様）

灰色：女川２号炉の記載のうち，BWR固有の設備や対応手段であり，泊３号炉と比較対象とならない記載内容

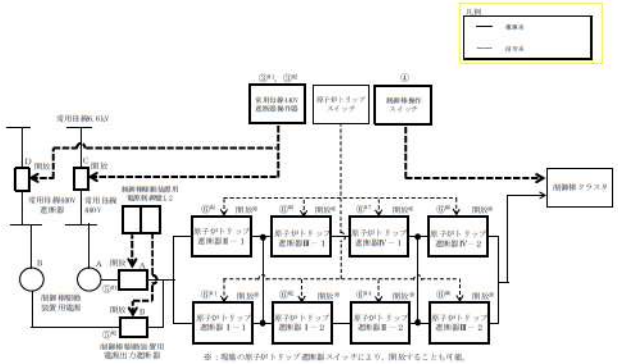
赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

1.1　緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
	第1.1－5図　非常時操作手順書（徴候ベース）「S/P温度制御」における対応フロー 枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。	女川２号炉との比較対象なし	【女川】 記載方針の相違 ・泊の対応手順フローは重大事故等時の対応手段選択フローチャートにて示す。（大飯と同様）

泊発電所３号炉　技術的能力　比較表

灰色：女川２号炉の記載のうち，BWR固有の設備や対応手段であり，泊３号炉と比較対象とならない記載内容	赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違） 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違） 緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

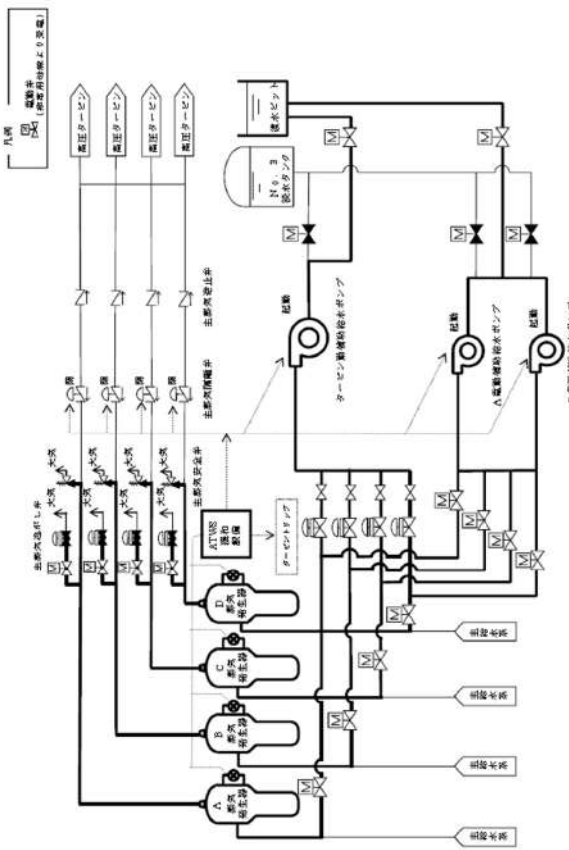
大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
泊３号炉との比較対象なし	泊３号炉との比較対象なし	 ※：現場の原子炉トリップ遮断器スイッチにより，開放することも可能。 ＃1～：同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する機器があることを示す。 第 1.1.2 図　手動による原子炉緊急停止　概要図（2/2）	【大飯】 記載方針の相違 （相違理由②）

操作手順	操作対象機器	状態の変化
③#1	常用母線440V遮断器	入→切
③#2	常用母線440V遮断器	入→切
①	制御棒操作スイッチ	挿入
⑤#1	A－制御棒駆動電源装置用出力遮断器	投入→開放
⑤#2	B－制御棒駆動電源装置用出力遮断器	投入→開放
⑥#1	原子炉トリップ遮断器	投入→開放
⑥#2	原子炉トリップ遮断器	投入→開放
⑥#3	原子炉トリップ遮断器	投入→開放
⑥#4	原子炉トリップ遮断器	投入→開放
⑥#5	原子炉トリップ遮断器	投入→開放
⑥#6	原子炉トリップ遮断器	投入→開放
⑥#7	原子炉トリップ遮断器	投入→開放
⑥#8	原子炉トリップ遮断器	投入→開放

灰色：女川２号炉の記載のうち，BWR固有の設備や対応手段であり，泊３号炉と比較対象とならない記載内容	赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違） 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違） 緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

1.1　緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

大飯発電所３／４号炉

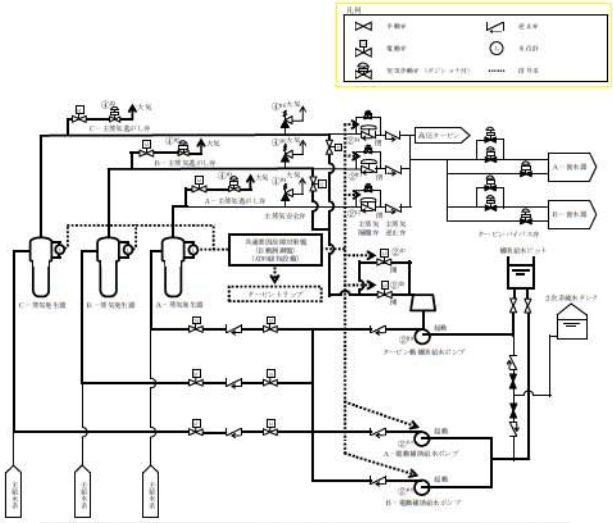


第 1.1.2 図　原子炉出力抑制（自動）（手動）　概略系統（1／2）

女川原子力発電所２号炉

泊３号炉との比較対象なし

泊発電所３号炉



操作手順	操作対象機器	状態の変化
②#1	タービントリップ	作動
②#2	A－主蒸気隔離弁	全開→全閉
②#2	B－主蒸気隔離弁	全開→全閉
②#2	C－主蒸気隔離弁	全開→全閉
②#3	A－電動補助給水ポンプ	停止→起動
②#3	B－電動補助給水ポンプ	停止→起動
②#1	タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気入口弁A	全開→全閉
②#3	タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気入口弁B	全開→全閉
②#3	タービン動補助給水ポンプ	停止→起動
④#1	A－主蒸気逃がし弁	全開→全閉
④#2	B－主蒸気逃がし弁	全開→全閉
④#2	C－主蒸気逃がし弁	全開→全閉
④#1	A－主蒸気安全弁	全開→全閉
④#2	B－主蒸気安全弁	全開→全閉
④#2	C－主蒸気安全弁	全閉→全閉

＃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機器があることを示す。

第 1.1.3 図　原子炉出力抑制（自動）　概要図（1/2）

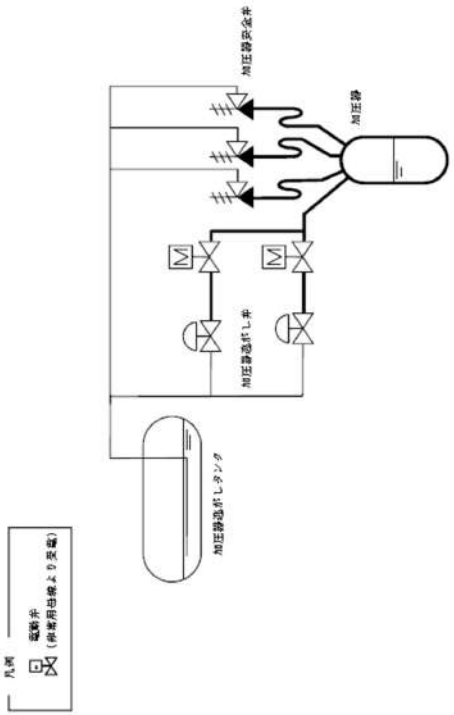
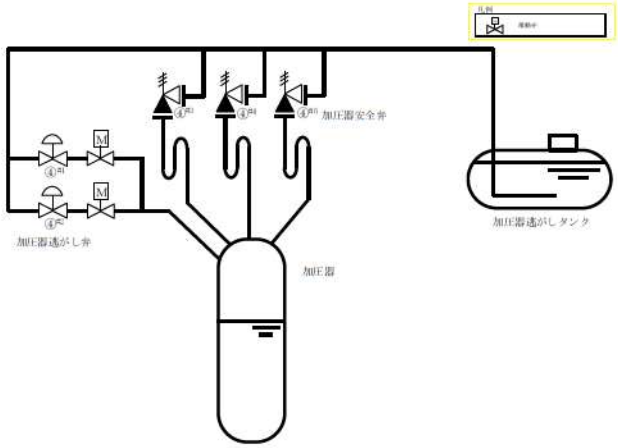
相違理由

【大飯】
記載方針の相違（女川審査実績の反映）
・凡例の記載方法見直し。
・操作手順，操作対象機器及び状態の変化を記載。
・原子炉出力抑制は，自動と手動で操作手順が違うため，（自動）と（手動）に分けて概要図を示す。

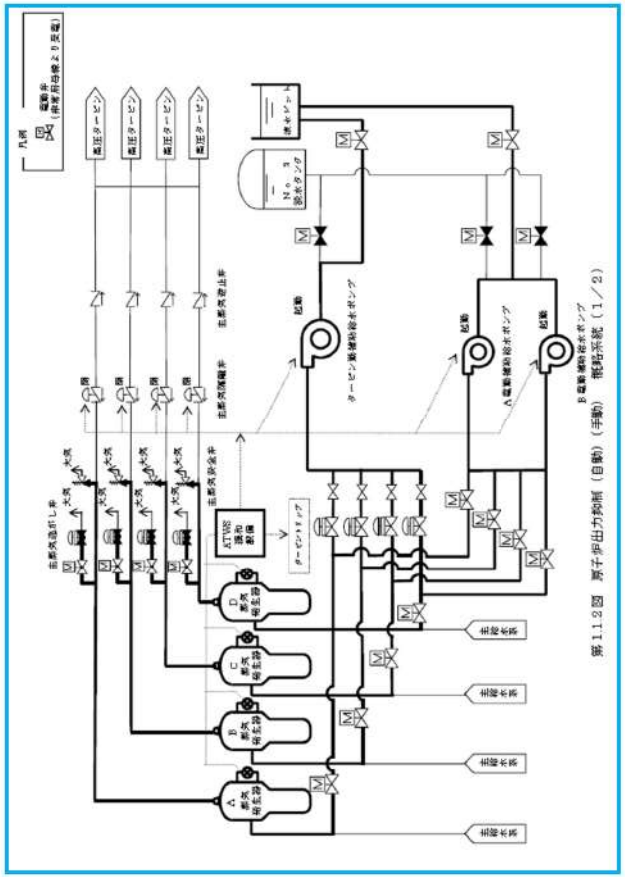
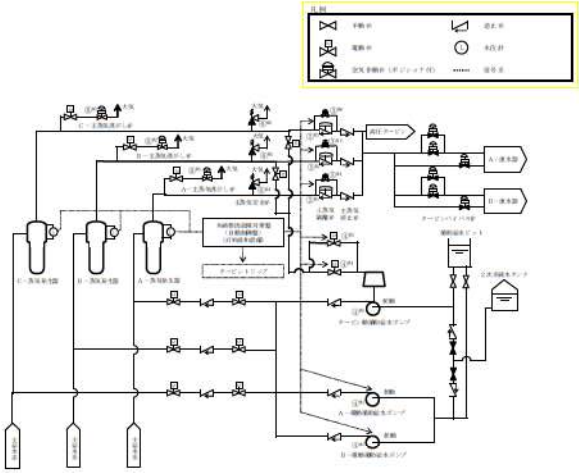
泊発電所３号炉　技術的能力　比較表

灰色：女川２号炉の記載のうち，BWR固有の設備や対応手段であり，泊３号炉と比較対象とならない記載内容

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
 第1.1.2図　原子炉出力抑制（自動）（手動）　概要系統（２／２）	泊３号炉との比較対象なし	 操作手順 / 操作対象機器 / 状態の変化 ①B1 / A－加圧器逃がし弁 / 全閉→全開 ①B2 / B－加圧器逃がし弁 / 全閉→全開 ④B3 / A－加圧器安全弁 / 全閉→全開 ④B4 / B－加圧器安全弁 / 全閉→全開 ④B5 / C－加圧器安全弁 / 全閉→全開 ※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機器があることを示す。 第1.1.3図　原子炉出力抑制（自動）　概要図（2/2）	【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映） ・凡例の記載方法見直し。 ・操作手順，操作対象機器及び状態の変化を記載。 ・原子炉出力抑制は，自動と手動で操作手順が違うため，（自動）と（手動）に分けて概要図を示す。

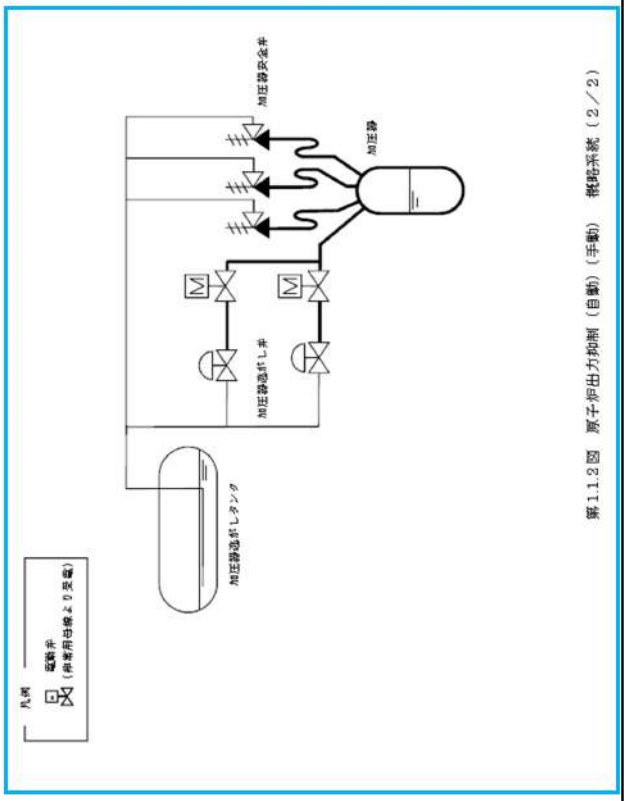
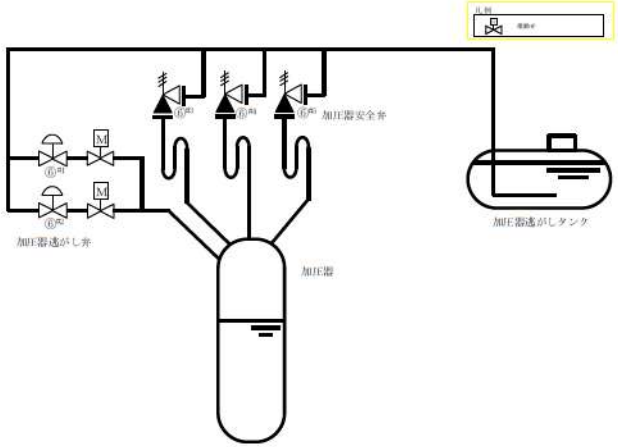
灰色：女川２号炉の記載のうち，BWR固有の設備や対応手段であり，泊３号炉と比較対象とならない記載内容	赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違） 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違） 緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
【比較のため比較表 P1.1-38 より再掲】  第1.1.2図　原子炉出力抑制（自動）（手動）　概要図（1／2）	泊３号炉との比較対象なし	 第1.1.4図　原子炉出力抑制（手動）　概要図（1/2） 操作手順 ／ 操作対象機器 ／ 状態の変化 ③#1 A－主蒸気隔離弁 ／ 全閉→全開 ③#2 B－主蒸気隔離弁 ／ 全閉→全開 ③#3 C－主蒸気隔離弁 ／ 全閉→全開 ③#1 A－主蒸気バイパス隔離弁 ／ 全閉確認 ③#2 B－主蒸気バイパス隔離弁 ／ 全閉確認 ③#3 C－主蒸気バイパス隔離弁 ／ 全閉確認 ④#1 A－電動補助給水ポンプ ／ 停止→起動 ④#2 B－電動補助給水ポンプ ／ 停止→起動 ④#2 タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気入口弁A ／ 全閉→全開 ④#1 タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気入口弁B ／ 全閉→全開 ④#3 タービン動補助給水ポンプ ／ 停止→起動 ⑥#1 A－主蒸気逃がし弁 ／ 全閉→全開 ⑥#2 B－主蒸気逃がし弁 ／ 全閉→全開 ⑥#3 C－主蒸気逃がし弁 ／ 全閉→全開 ⑥#1 A－主蒸気安全弁 ／ 全閉→全開 ⑥#2 B－主蒸気安全弁 ／ 全閉→全開 ⑥#3 C－主蒸気安全弁 ／ 全閉→全開 #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機器があることを示す。	【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映） ・凡例の記載方法見直し。 ・操作手順，操作対象機器及び状態の変化を記載。 ・原子炉出力抑制は，自動と手動で操作手順が違うため，（自動）と（手動）に分けて概要図を示す。

灰色：女川２号炉の記載のうち，BWR固有の設備や対応手段であり，泊３号炉と比較対象とならない記載内容

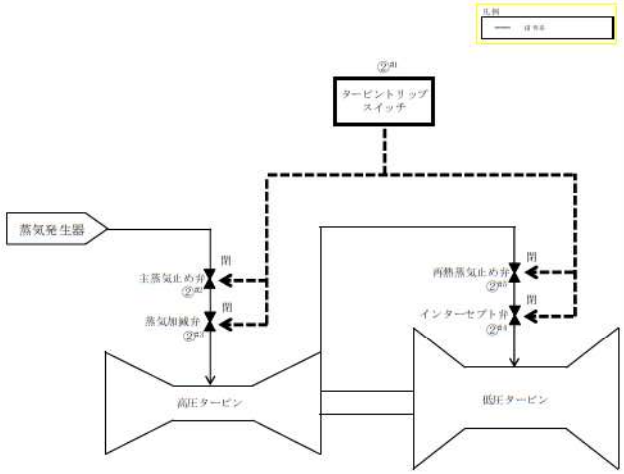
赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

1.1　緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
【比較のため比較表P1.1-39より再掲】  第1.1.2図　原子炉出力抑制（自動）（手動）　概略系統（２／２）	泊３号炉との比較対象なし	 操作手順 / 操作対象機器 / 状態の変化 ⑥#1 / A－加圧器逃がし弁 / 全閉→全開 ⑥#2 / B－加圧器逃がし弁 / 全閉→全開 ⑥#3 / A－加圧器安全弁 / 全閉→全開 ⑥#4 / B－加圧器安全弁 / 全閉→全開 ⑥#5 / C－加圧器安全弁 / 全閉→全開 #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機器があることを示す。 第1.1.4図　原子炉出力抑制（手動）　概要図（2/2）	【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映） ・凡例の記載方法見直し。 ・操作手順，操作対象機器及び状態の変化を記載。 ・原子炉出力抑制は，自動と手動で操作手順が違うため，（自動）と（手動）に分けて概要図を示す。

灰色：女川２号炉の記載のうち，BWR固有の設備や対応手段であり，泊３号炉と比較対象とならない記載内容

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
泊３号炉との比較対象なし	泊３号炉との比較対象なし	 操作手順 / 操作対象機器 / 状態の変化 ②[#1] / タービントリップ / 中立→作動 ②[#2] / 主蒸気止め弁 / 全開→全閉 ②[#3] / 蒸気加減弁 / 全開→全閉 ②[#4] / インターセプト弁 / 全開→全閉 ②[#5] / 再熱蒸気止め弁 / 全開→全閉 #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機器があることを示す。 第1.1.5図　手動によるタービントリップ　概要図	【大飯】 記載方針の相違 （相違理由③）

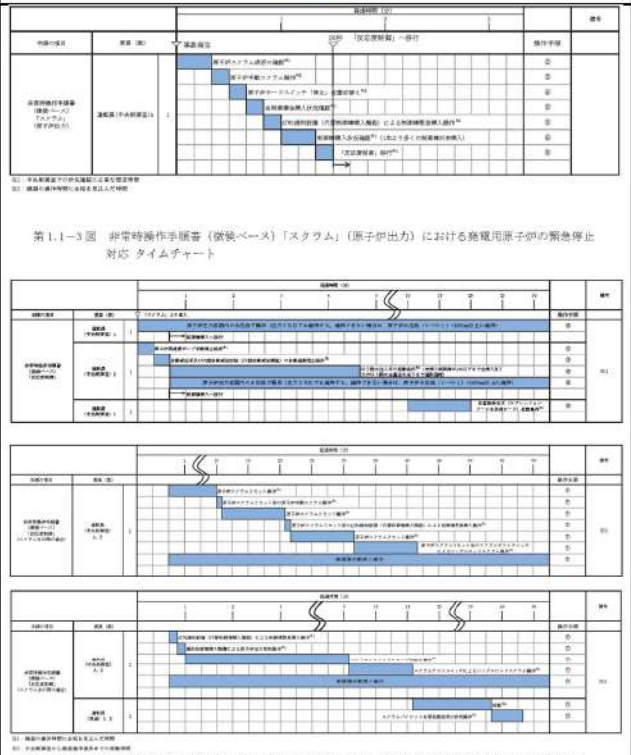
灰色：女川２号炉の記載のうち，BWR固有の設備や対応手段であり，泊３号炉と比較対象とならない記載内容	赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違） 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違） 緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

1.1　緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

大飯発電所３／４号炉

第1.1.3図　原子炉停止機能喪失時の操作手順　タイムチャート

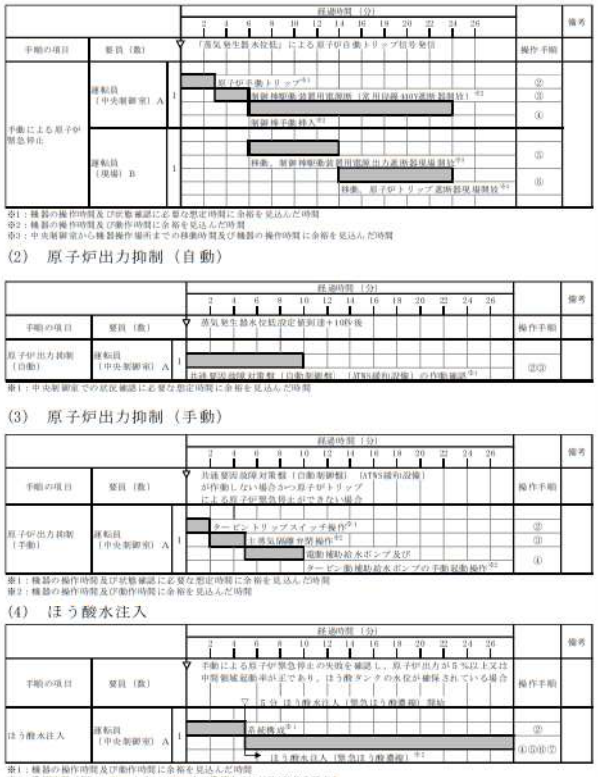
女川原子力発電所２号炉



第1.1−3図　非常時操作手順書（徴候ベース）「スクラム」（原子炉出力）における発電用原子炉の緊急停止対応 タイムチャート

第1.1−7図　非常時操作手順書（徴候ベース）「反応度制御」における発電用原子炉の緊急停止対応タイムチャート

泊発電所３号炉



第 1.1.6 図　原子炉停止機能喪失時の操作手順　タイムチャート

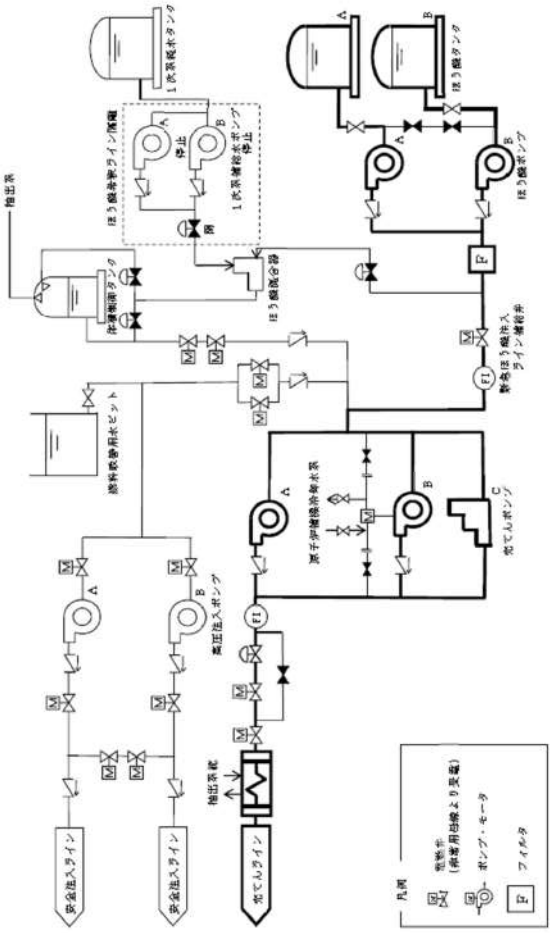
相違理由

【大飯】
記載方針の相違（女川審査実績の反映）
・操作手順と紐づけした。
・各作業，操作の時間に余裕を見込んでいることを注記（※）として記載。
・備考枠を追加。
・(4) ほう酸注入※2 について，泊は最も濃縮に時間を要する燃料取替ほう素濃度 3,200ppm までの濃縮時間を記載する。(有効性評価 7.1.5 と整合)

泊発電所３号炉　技術的能力　比較表

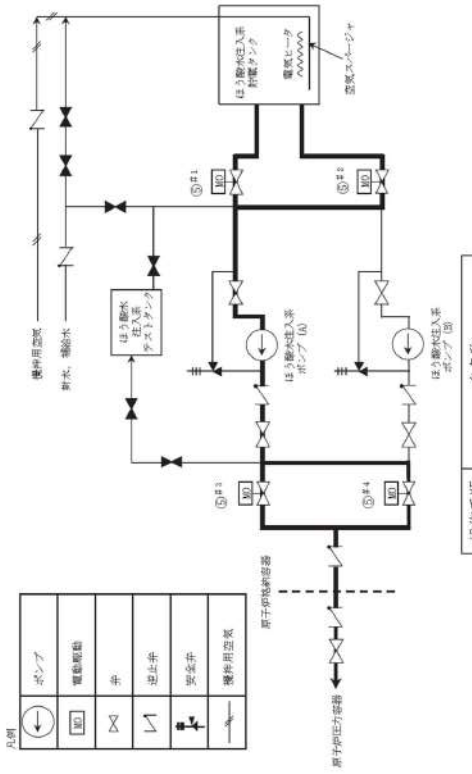
灰色：女川２号炉の記載のうち，BWR固有の設備や対応手段であり，泊３号炉と比較対象とならない記載内容	赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違） 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違） 緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所３／４号炉



第 1.1.4 図　ほう酸水注入（緊急ほう酸濃縮ライン）　概略系統

女川原子力発電所２号炉

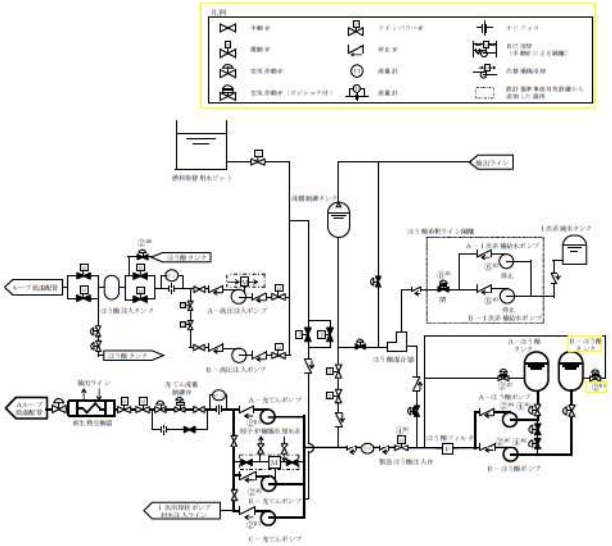


操作手順	弁名称
⑤#1，⑤#2	SLC タンク出口弁(A)/(B)
⑤#3，⑤#4	SLC 注入電動弁(A)/(B)

#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弁があることを示す。

第 1.1－6 図　ほう酸水注入系ポンプによるほう酸水注入　概要図

泊発電所３号炉



操作手順	操作対象機器	状態の変化
②#1	A－充てんポンプ	起動確認
②#2	B－充てんポンプ	起動確認
②#3	C－充てんポンプ	起動確認
③#1	A－ほう酸ポンプ	起動→停止
③#2	B－ほう酸ポンプ	起動→停止
③#3	ほう酸注入タンク循環ライン入口止め弁	全開→全閉
③#4	A－ほう酸タンク循環ライン流量調節弁	全開→調整開
③#5	B－ほう酸タンク循環ライン流量調節弁	全開→調整開
④#1	A－ほう酸ポンプ	停止→起動
④#2	B－ほう酸ポンプ	停止→起動
④#3	緊急ほう酸注入弁	全開→全閉
⑥#1	1次系純水補給ライン流量調節弁	全開確認
⑥#2	A－1次系補給水ポンプ	起動→停止
⑥#3	B－1次系補給水ポンプ	起動→停止

#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機器があることを示す。

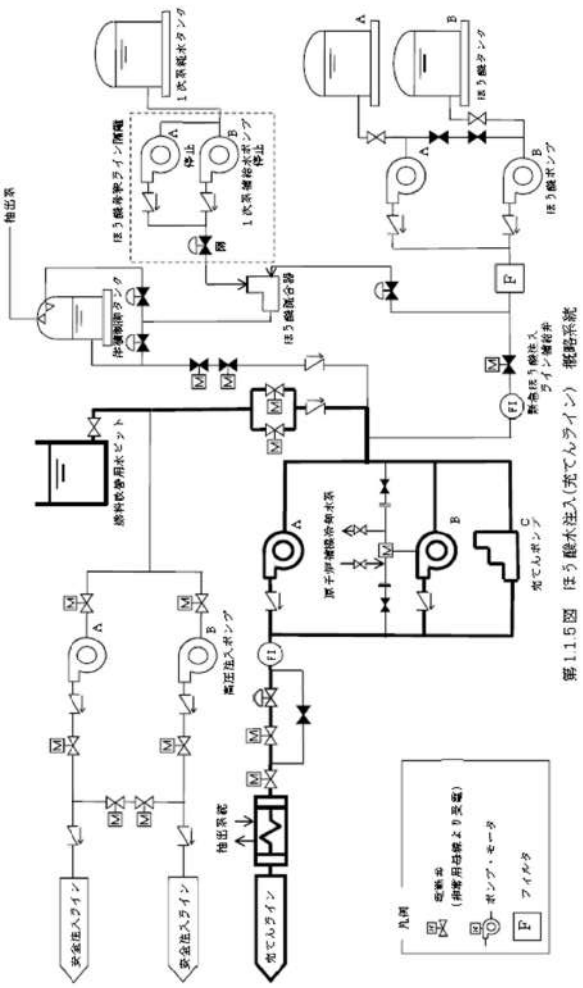
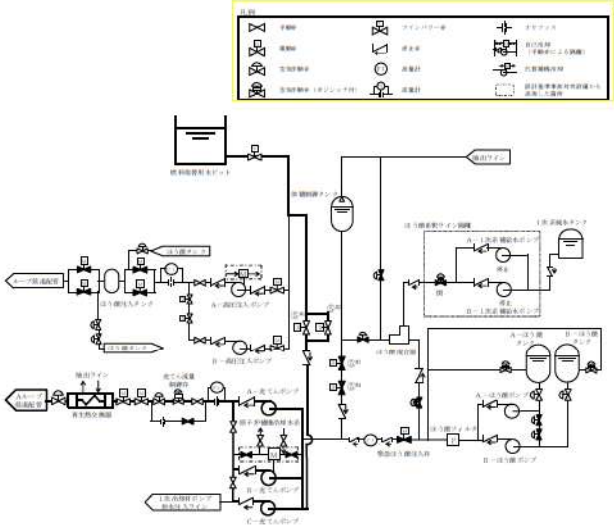
第 1.1.7 図　ほう酸水注入（緊急ほう酸濃縮ライン）　概要図

相違理由

【大飯】
記載方針の相違（女川審査実績の反映）
・凡例の記載方法見直し。
・操作手順，操作対象機器及び状態の変化を記載。

泊発電所３号炉　技術的能力　比較表

灰色：女川２号炉の記載のうち，BWR固有の設備や対応手段であり，泊３号炉と比較対象とならない記載内容	赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違） 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違） 緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

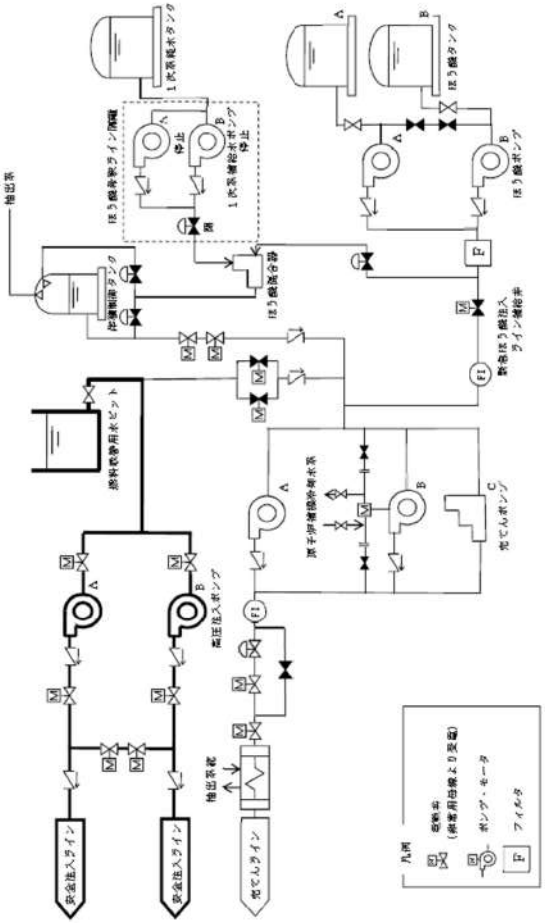
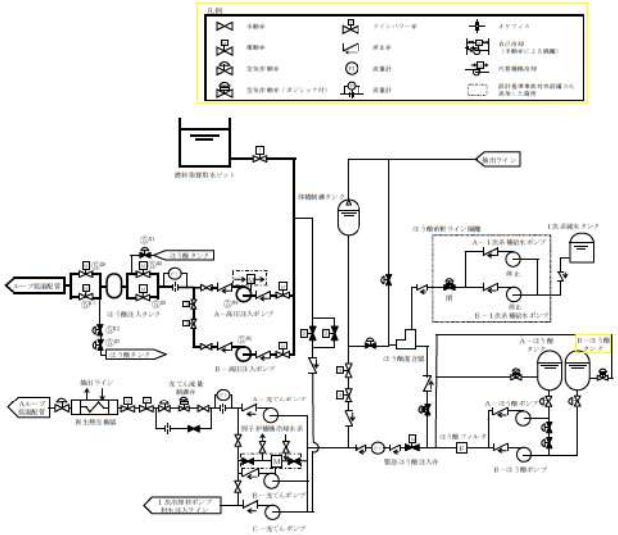
大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
 第1.1.5図　ほう酸水注入（充てんライン）　概略系統	泊３号炉との比較対象なし	 第1.1.8図　ほう酸水注入（充てんライン）　概要図	【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映） ・凡例の記載方法見直し。 ・操作手順，操作対象機器及び状態の変化を記載。

操作手順番号	操作対象機器	状態の変化
⑤#1	充てんポンプ入口燃料取替用水ピット側入口弁Ａ	全閉→全開
⑤#2	充てんポンプ入口燃料取替用水ピット側入口弁Ｂ	全閉→全開
⑤#3	体積制御タンク出口第１止め弁	全開→全閉
⑤#4	体積制御タンク出口第２止め弁	全開→全閉

＃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機器があることを示す。

泊発電所３号炉　技術的能力　比較表

灰色：女川２号炉の記載のうち，BWR固有の設備や対応手段であり，泊３号炉と比較対象とならない記載内容	赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違） 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違） 緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

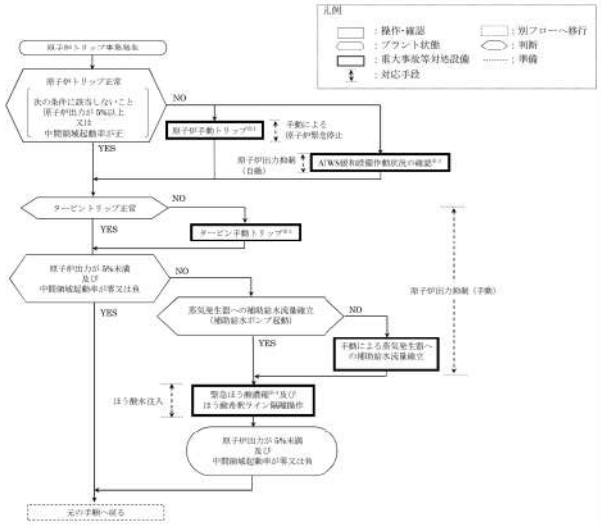
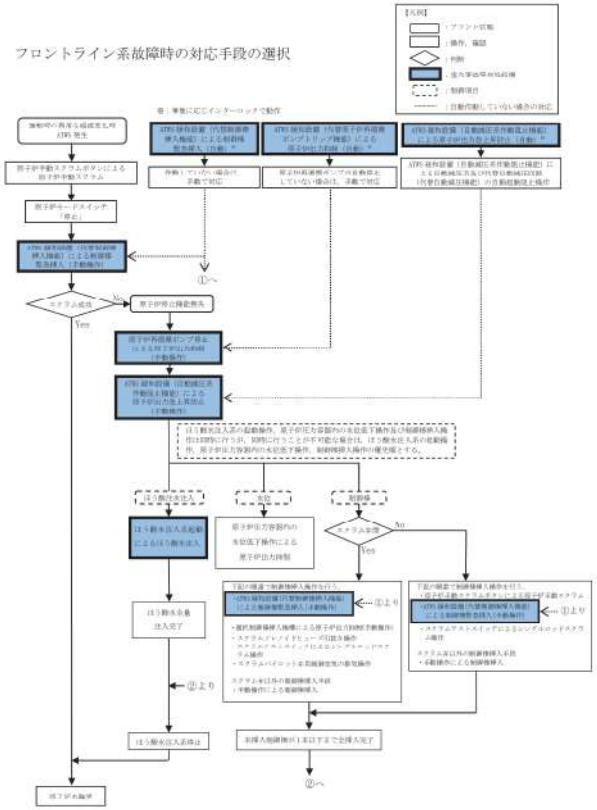
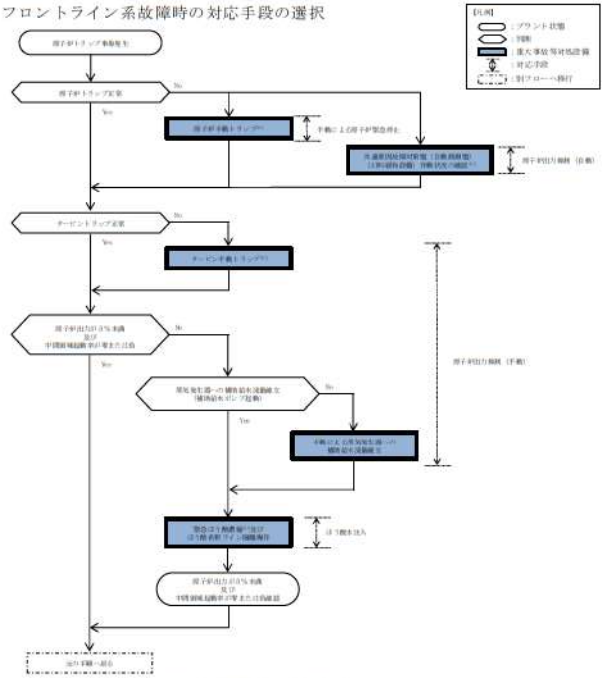
大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
 第 1.1.6 図　ほう酸水注入（安全注入ライン）　概略系統	泊３号炉との比較対象なし	 第 1.1.9 図　ほう酸水注入（安全注入ライン）　概要図	【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映） ・凡例の記載方法見直し。 ・操作手順，操作対象機器及び状態の変化を記載。

操作手順	操作対象機器	状態の変化
③E1	ほう酸注入タンク循環ライン入口止め弁	全閉→全開
③E2	ほう酸注入タンク循環ライン出口第１止め弁	全閉→全開
③E3	ほう酸注入タンク循環ライン出口第２止め弁	全閉→全開
③E4	A－高圧注入ポンプ	停止→起動
③E5	B－高圧注入ポンプ	停止→起動
③E6	ほう酸注入タンク出口C/V外側隔離弁A	全開→全開
③E7	ほう酸注入タンク出口C/V外側隔離弁B	全開→全開
③E8	ほう酸注入タンク入口弁A	全開→全開
③E9	ほう酸注入タンク入口弁B	全開→全開

#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機器があることを示す。

灰色：女川２号炉の記載のうち，BWR固有の設備や対応手段であり，泊３号炉と比較対象とならない記載内容	赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違） 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違） 緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

1.1　緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
 ※1：手動による原子炉トリップが不可能な場合は，制御棒を手動挿入する。 ①MG セット電源（常用母線 440V しゃ断器スイッチ）（中央盤手動操作）開放 ②制御棒挿入（中央盤手動操作） ③MG セット電源（MG セット出力しゃ断器スイッチ）（現場手動操作）開放 ④原子炉トリップしゃ断器スイッチ（現場手動操作）開放 ※2：手動によるタービントリップ不能な場合は，主蒸気隔離弁を手動にて閉操作し，主蒸気隔離弁バイパス弁の閉を確認する。 ※3：設定値（蒸気発生器水位低　9%＋10 秒） ①タービントリップ ②主蒸気隔離 ③補助給水ポンプ起動 ※4：制御棒の挿入に失敗した場合は，制御棒価値を補完するため，燃料取替ほう素濃度までほう酸水注入を継続する。 なお，緊急ほう酸濃縮を行っている間に制御棒の全挿入に成功した場合は，プラントを高温停止に維持し，引き続いて低温停止に移行させるために必要となるほう素濃度を目標にほう酸水注入を継続する。 燃料取替ほう素濃度 ・2800ppm 以上のほう素濃度 停止ほう素濃度 ・高温停止：停止余裕　1.6%Δｋ／ｋ以上を確保できるほう素濃度 ・低温停止：停止余裕　1.0%Δｋ／ｋ以上を確保できるほう素濃度 第 1.1.7図　原子炉トリップ失敗時の対応手順（フロントライン系機能喪失）	フロントライン系故障時の対応手段の選択  第 1.1－8 図　重大事故等時の対応手段選択フローチャート	フロントライン系故障時の対応手段の選択  第 1.1.10 図　重大事故等時の対応手段選択フローチャート	【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映） 【女川】 設備の相違（BWR 固有の対応手段）

灰色：女川２号炉の記載のうち，BWR固有の設備や対応手段であり，泊３号炉と比較対象とならない記載内容

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

1.1　緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

大飯発電所３／４号炉

【比較のため女川の添付資料1.1.1を掲載】

添付資料1.1.1

審査基準，基準規則と対処設備との対応表（1/4）

技術的能力審査基準（1.1）	番号	設置許可基準規則（44条）	技術基準規則（59条）	番号
【本文】 発電用原子炉設置者において、運転時の異常な過渡変化時において発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象が発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリ及び原子炉格納容器の健全性を維持するとともに、発電用原子炉を未臨界に移行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、運転時の異常な過渡変化時において発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象が発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリ及び原子炉格納容器の健全性を維持するとともに、発電用原子炉を未臨界に移行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、運転時の異常な過渡変化時において発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象が発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリ及び原子炉格納容器の健全性を維持するとともに、発電用原子炉を未臨界に移行するために必要な設備を施設しなければならない。	⑥
【解釈】 １　「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象のおそれがある場合」とは、発電用原子炉を緊急停止していなければならない状況にもかかわらず、原子炉出力又は原子炉圧力等のパラメータの変化から緊急停止していないことが推定される場合のことをいう。 ２　「発電用原子炉を未臨界に移行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４４条に規定する「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象が発生するおそれがある場合」とは、発電用原子炉が緊急停止していなければならない状況にもかかわらず、原子炉出力又は原子炉圧力等のパラメータの変化から緊急停止していないことが推定される場合のことをいう。 ２　第４４条に規定する「発電用原子炉を未臨界に移行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５９条に規定する「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象が発生するおそれがある場合」とは、発電用原子炉が緊急停止していなければならない状況にもかかわらず、原子炉出力又は原子炉圧力等のパラメータの変化から緊急停止していないことが推定される場合のことをいう。 ２　第５９条に規定する「発電用原子炉を未臨界に移行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：発電用原子炉が自動スクラムしなかった場合に，原子炉手動スクラムボタン及び原子炉モードスイッチを操作することで制御棒のスクラム動作を可能とするための設計基準事故対処設備であり，重大事故等対処設備とは位置付けない。

※2：自動で作動させる機能及び中央制御室の操作スイッチにより手動で作動させる機能がある。

泊発電所３号炉

添付資料1.1.1

審査基準，基準規則と対処設備との対応表（1/4）

技術的能力審査基準（1.1）	番号	設置許可基準規則（四十四条）	技術基準規則（五十九条）	番号
【本文】 発電用原子炉設置者において、運転時の異常な過渡変化時において発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象が発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリ及び原子炉格納容器の健全性を維持するとともに、発電用原子炉を未臨界に移行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、運転時の異常な過渡変化時において発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象が発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリ及び原子炉格納容器の健全性を維持するとともに、発電用原子炉を未臨界に移行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、運転時の異常な過渡変化時において発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象が発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリ及び原子炉格納容器の健全性を維持するとともに、発電用原子炉を未臨界に移行するために必要な設備を施設しなければならない。	⑤
【解釈】 １　「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象のおそれがある場合」とは、発電用原子炉を緊急停止していなければならない状況にもかかわらず、原子炉出力又は原子炉圧力等のパラメータの変化から緊急停止していないことが推定される場合のことをいう。 ２　「発電用原子炉を未臨界に移行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４４条に規定する「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象が発生するおそれがある場合」とは、発電用原子炉が緊急停止していなければならない状況にもかかわらず、原子炉出力又は原子炉圧力等のパラメータの変化から緊急停止していないことが推定される場合のことをいう。 ２　第４４条に規定する「発電用原子炉を未臨界に移行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５９条に規定する「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象が発生するおそれがある場合」とは、発電用原子炉が緊急停止していなければならない状況にもかかわらず、原子炉出力又は原子炉圧力等のパラメータの変化から緊急停止していないことが推定される場合のことをいう。 ２　第５９条に規定する「発電用原子炉を未臨界に移行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。	—

相違理由

【女川】
PWR と BWR に対する要求事項相違による附番の相違

【大飯】
記載方針の相違（女川審査実績の反映）
・大飯の比較対象となる添付資料1.1.2は後段に掲載している。
・泊は女川の審査実績を踏まえた構成としているため，本資料の比較対象は女川としている。

灰色：女川２号炉の記載のうち，BWR固有の設備や対応手段であり，泊３号炉と比較対象とならない記載内容

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

1.1　緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

大飯発電所３／４号炉

【比較のため女川の添付資料1.1.1を掲載】

審査基準，基準規則と対処設備との対応表(2/4)

技術的能力審査基準（1.1）	番号	設置許可基準規則（44条）	技術基準規則（59条）	番号
（1）沸騰水型原子炉(BWR)及び加圧水型原子炉(PWR)共通 a）上記1の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象のおそれがある場合」に、手動による原子炉の緊急停止操作を実施すること。	②	（1）BWR a）センサー出力から最終的な作動装置の入力までの原子炉スクラム系統から独立した代替反応度制御棒挿入回路（ARI）を整備すること。	（1）BWR a）センサー出力から最終的な作動装置の入力までの原子炉スクラム系統から独立した代替反応度制御棒挿入回路（ARI）を整備すること。	⑦
（2）BWR a）上記1の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象のおそれがある場合」に、原子炉出力を制御するため、原子炉冷却材再循環ポンプが自動停止しない場合は、手動で停止操作を実施すること。	③	b）上記1の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象が発生するおそれがある場合」に、原子炉出力を制御するため、原子炉冷却材再循環ポンプを自動で停止させる装置を整備すること。	b）上記1の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象が発生するおそれがある場合」に、原子炉出力を制御するため、原子炉冷却材再循環ポンプを自動で停止させる装置を整備すること。	⑧
b）十分な反応度制御能力を有するほう酸水注入設備（SLCS）を起動する判断基準を明確に定めること。	④	c）十分な反応度制御能力を有するほう酸水注入設備（SLCS）を整備すること。	c）十分な反応度制御能力を有するほう酸水注入設備（SLCS）を整備すること。	⑨
c）発電用原子炉を緊急停止することができない事象の発生時に不安定な出力振動が検知された場合には、ほう酸水注入設備(SLCS)を作動させること。	⑤	（2）PWR a）上記1の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象が発生するおそれがある場合」に、原子炉出力を抑制するため、補助給水系ポンプを自動的に起動させる設備及び蒸気タービンを自動で停止させる設備を整備すること。	（2）PWR a）上記1の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象が発生するおそれがある場合」に、原子炉出力を抑制するため、補助給水系ポンプを自動的に起動させる設備及び蒸気タービンを自動で停止させる設備を整備すること。	-
（3）PWR a）上記1の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象のおそれがある場合」に、原子炉出力を抑制するため、補助給水系ポンプが自動起動しない場合又はタービンが自動停止しない場合は，手動操作により実施すること。	-			
b）上記1の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象のおそれがある場合」に、化学体積制御設備又は非常用炉心冷却設備による十分な量のほう酸水注入を実施すること。	-	b）上記1の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象が発生するおそれがある場合」には、化学体積制御設備又は非常用炉心冷却設備による十分な量のほう酸水注入を実施する設備を整備すること。	b）上記1の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象が発生するおそれがある場合」には、化学体積制御設備又は非常用炉心冷却設備による十分な量のほう酸水注入を実施する設備を整備すること。	-

※1：発電用原子炉が自動スクラムしなかった場合に，原子炉手動スクラムボタン及び原子炉モードスイッチを操作することで制御棒のスクラム動作を可能とするための設計基準事故対処設備であり，重大事故等対処設備とは位置付けない。

※2：自動で作動させる機能及び中央制御室の操作スイッチにより手動で作動させる機能がある。

泊発電所３号炉

審査基準，基準規則と対処設備との対応表（2/4）

技術的能力審査基準（1.1）	番号	設置許可基準規則（四十四条）	技術基準規則（五十九条）	番号
（1）沸騰水型原子炉(BWR)及び加圧水型原子炉(PWR)共通 a）上記1の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象のおそれがある場合」に、手動による原子炉の緊急停止操作を実施すること。	②	（1）BWR a）センサー出力から最終的な作動装置の入力までの原子炉スクラム系統から独立した代替反応度制御棒挿入回路（ARI）を整備すること。	（1）BWR a）センサー出力から最終的な作動装置の入力までの原子炉スクラム系統から独立した代替反応度制御棒挿入回路（ARI）を整備すること。	—
（2）BWR a）上記1の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象のおそれがある場合」に、原子炉出力を制御するため、原子炉冷却材再循環ポンプが自動停止しない場合は、手動で停止操作を実施すること。	—	b）上記1の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象が発生するおそれがある場合」に、原子炉出力を制御するため、原子炉冷却材再循環ポンプを自動で停止させる装置を整備すること。	b）上記1の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象が発生するおそれがある場合」に、原子炉出力を制御するため、原子炉冷却材再循環ポンプを自動で停止させる装置を整備すること。	—
b）十分な反応度制御能力を有するほう酸水注入設備（SLCS）を起動する判断基準を明確に定めること。	—	c）十分な反応度制御能力を有するほう酸水注入設備（SLCS）を整備すること。	c）十分な反応度制御能力を有するほう酸水注入設備（SLCS）を整備すること。	—
c）発電用原子炉を緊急停止することができない事象の発生時に不安定な出力振動が検知された場合には、ほう酸水注入設備（SLCS）を作動させること。	—			
（3）PWR a）上記1の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象のおそれがある場合」に、原子炉出力を抑制するため、補助給水系ポンプが自動起動しない場合又はタービンが自動停止しない場合は、手動操作により実施すること。	③	（2）PWR a）上記1の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象が発生するおそれがある場合」に、原子炉出力を抑制するため、補助給水系ポンプを自動的に起動させる設備及び蒸気タービンを自動で停止させる設備を整備すること。	（2）PWR a）上記1の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象が発生するおそれがある場合」に、原子炉出力を抑制するため、補助給水系ポンプを自動的に起動させる設備及び蒸気タービンを自動で停止させる設備を整備すること。	⑥
b）上記1の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象のおそれがある場合」に、化学体積制御設備又は非常用炉心冷却設備による十分な量のほう酸水注入を実施すること。	④	b）上記1の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象が発生するおそれがある場合」には、化学体積制御設備又は非常用炉心冷却設備による十分な量のほう酸水注入を実施する設備を整備すること。	b）上記1の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象が発生するおそれがある場合」には、化学体積制御設備又は非常用炉心冷却設備による十分な量のほう酸水注入を実施する設備を整備すること。	⑦

相違理由

【女川】
PWR と BWR に対する要求事項相違による附番の相違

【大飯】
記載方針の相違（女川審査実績の反映）
・大飯の比較対象となる添付資料1.1.2は後段に掲載している。
・泊は女川の審査実績を踏まえた構成としているため，本資料の比較対象は女川としている。

泊発電所３号炉　技術的能力　比較表

灰色：女川２号炉の記載のうち，BWR固有の設備や対応手段であり，泊３号炉と比較対象とならない記載内容	赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違） 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違） 緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所３／４号炉

【比較のため女川の添付資料1.1.1を掲載】

審査基準，基準規則と対処設備との対応表(3/4)

：重大事故等対処設備　：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

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					
対応手段	機器名称	既設新設	解釈対応番号	対応手段	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
ATWS緩和設備（代替制御棒挿入機能）による制御棒緊急挿入	ATWS緩和設備（代替制御棒挿入機能）※2	新設	① ② ⑥ ⑦	原子炉手動スクラム	原子炉手動スクラムボタン　※1	常設	2分	1名	自主対策とする理由は本文参照
	制御棒	既設			原子炉モードスイッチ　※1	常設			
	制御棒駆動機構	既設			制御棒	常設			
	制御棒駆動水圧系配管	既設			制御棒駆動機構	常設			
	制御棒駆動水圧系 水圧制御ユニット	既設			制御棒駆動水圧系配管	常設			
					制御棒駆動水圧系 水圧制御ユニット	常設			
	非常用交流電源設備	既設		制御棒挿入	選択制御棒挿入機構	常設	1分	1名	自主対策とする理由は本文参照
	－	－	－		制御棒	常設			
					制御棒駆動機構	常設			
					制御棒駆動水圧系配管	常設			
					制御棒駆動水圧系 水圧制御ユニット	常設			
					非常用交流電源設備	常設			
－	－	－	－		スクラムテストスイッチ	常設	2分	1名	自主対策とする理由は本文参照
					制御棒	常設			
					制御棒駆動機構	常設			
					制御棒駆動水圧系配管	常設			
					制御棒駆動水圧系 水圧制御ユニット	常設			
					スクラムソレノイドヒューズ	常設	3分	1名	自主対策とする理由は本文参照
					制御棒	常設			
					制御棒駆動機構	常設			
					制御棒駆動水圧系配管	常設			
					制御棒駆動水圧系 水圧制御ユニット	常設			
					原子炉手動制御系	常設	－	1名	自主対策とする理由は本文参照
					制御棒	常設	(1 分以内に開始し，継続)		
					制御棒駆動機構	常設			
					制御棒駆動水圧系配管	常設			
					制御棒駆動水圧系 水圧制御ユニット	常設			
					非常用交流電源設備	常設			
					制御棒	常設	50分	2名	自主対策とする理由は本文参照
					制御棒駆動機構	常設			
					スクラムパイロット弁用 制御空気　配管・弁	常設			
					制御棒駆動水圧系配管	常設			
					制御棒駆動水圧系 水圧制御ユニット	常設			

※1：発電用原子炉が自動スクラムしなかった場合に，原子炉手動スクラムボタン及び原子炉モードスイッチを操作することで制御棒のスクラム動作を可能とするための設計基準事故対処設備であり，重大事故等対処設備とは位置付けない。

※2：自動で作動させる機能及び中央制御室の操作スイッチにより手動で作動させる機能がある。

泊発電所３号炉

審査基準，基準規則と対処設備との対応表（3/4）

：重大事故等対処設備　：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

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					
対応手段	機器名称	既設新設	解釈対応番号	対応手段	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
原子炉手動緊急停止	原子炉トリップスイッチ	既設	① ② ⑥	原子炉手動緊急停止	制御棒駆動装置用電源（常用母線440V遮断器操作器）	常設	6分	1名	自主対策とする理由は本文参照
	制御棒クラスタ	既設			制御棒操作スイッチ	常設	8分	1名	
	原子炉トリップ遮断器	既設			制御棒駆動装置用電源（制御棒駆動装置用電源出力遮断器スイッチ）	常設	14分	1名	
	－	－			原子炉トリップ遮断器スイッチ	常設	24分	1名	
原子炉出力抑制（自動）	共通要因故障対策盤（自動制御盤）（ATWS緩和設備）	新設	① ④ ⑤ ⑥ ⑦	－	－	－	－	－	－
	主蒸気隔離弁	既設							
	電動補助給水ポンプ	既設							
	タービン動補助給水ポンプ	既設							
	補助給水ピット	既設							
	蒸気発生器	既設							
	主蒸気逃がし弁	既設							
	主蒸気安全弁	既設							
	2次冷却設備（主蒸気設備）配管・弁	既設							
	2次冷却設備（給水設備）配管	既設							
	2次冷却設備（補助給水設備）配管・弁	既設							
	加圧器逃がし弁	既設							
	加圧器安全弁	既設							
	充てんポンプ	既設							
	ほう酸ポンプ	既設							
	ほう酸タンク	既設							
	ほう酸フィルタ	既設							
	緊急ほう酸注入弁	既設							
	再生熱交換器	既設							
	化学体積制御設備　配管・弁	既設							
	非常用炉心冷却設備（高圧注入系）弁	既設							
	1次冷却設備	既設							
	所内常設蓄電式直流電源設備	既設 新設							
	原子炉補機冷却設備	既設							
	非常用取水設備	既設 新設							
	非常用交流電源設備	既設 新設							

相違理由

【女川】
設備の相違による対応手段の相違

【大飯】
記載方針の相違（女川審査実績の反映）
・大飯の比較対象となる添付資料1.1.2は後段に掲載している。
・泊は女川の審査実績を踏まえた構成としているため，本資料の比較対象は女川としている。

灰色：女川２号炉の記載のうち，BWR固有の設備や対応手段であり，泊３号炉と比較対象とならない記載内容	赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違） 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違） 緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

1.1　緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

大飯発電所３／４号炉

【比較のため女川の添付資料1.1.1を掲載】

審査基準，基準規則と対処設備との対応表(4/4)

：重大事故等対処設備　：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

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					
対応手段	機器名称	既設 新設	解釈対応番号	対応手段	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
原子炉再循環ポンプ停止による原子炉出力抑制	ATWS緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）※2	新設 既設	① ③ ⑥ ⑧	原子炉圧力容器内の水位低下操作による原子炉出力抑制	給水制御系	常設	－ （1分以内に開始し，継続）	1名	自主対策とする理由は本文参照
					給水系（タービン駆動原子炉給水ポンプ及び電動機駆動原子炉給水ポンプ）	常設			
	非常用交流電源設備	既設			原子炉隔離時冷却系	常設			
	－	－			高圧炉心スプレイ系	常設			
					－	－			
ATWS緩和設備（自動減圧系作動阻止機能）による原子炉出力急上昇防止	ATWS緩和設備（自動減圧系作動阻止機能）※2	新設	① ⑥	－	－	－	－	－	－
	非常用交流電源設備	既設							
	－	－							
ほう酸水注入	ほう酸水注入系ポンプ	既設	① ④ ⑤ ⑥ ⑨	－	－	－	－	－	－
	ほう酸水注入系貯蔵タンク	既設							
	ほう酸水注入系配管・弁	既設							
	原子炉圧力容器	既設							
	非常用交流電源設備	既設							

※1：発電用原子炉が自動スクラムしなかった場合に，原子炉手動スクラムボタン及び原子炉モードスイッチを操作することで制御棒のスクラム動作を可能とするための設計基準事故対処設備であり，重大事故等対処設備とは位置付けない。

※2：自動で作動させる機能及び中央制御室の操作スイッチにより手動で作動させる機能がある。

泊発電所３号炉

審査基準，基準規則と対処設備との対応表（4/4）

：重大事故等対処設備　：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

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					
対応手段	機器名称	既設 新設	解釈対応番号	対応手段	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
原子炉出力抑制（手動）	主蒸気隔離弁	既設	① ③ ④ ⑤ ⑦	原子炉出力抑制（手動）	タービントリップスイッチ	常設	2分	1名	自主対策とする理由は本文参照
	電動補助給水ポンプ	既設			2次冷却設備（蒸気タービン設備）配管・弁				
	タービン動補助給水ポンプ	既設			－	－	－	－	－
	補助給水ピット	既設							
	蒸気発生器	既設							
	主蒸気逃がし弁	既設							
	主蒸気安全弁	既設							
	2次冷却設備（主蒸気設備）配管・弁	既設							
	2次冷却設備（給水設備）配管	既設							
	2次冷却設備（補助給水設備）配管・弁	既設							
	加圧器逃がし弁	既設							
	加圧器安全弁	既設							
	充てんポンプ	既設							
	ほう酸ポンプ	既設							
	ほう酸タンク	既設							
	ほう酸フィルタ	既設							
	緊急ほう酸注入弁	既設							
	再生熱交換器	既設							
	化学体積制御設備　配管・弁	既設							
	非常用炉心冷却設備（高圧注入系）弁	既設							
	1次冷却設備	既設							
	所内常設蓄電式直流電源設備	既設 新設							
	原子炉補機冷却設備	既設							
	非常用取水設備	既設 新設							
	非常用交流電源設備	既設 新設							
ほう酸水注入	充てんポンプ	既設	① ④ ⑤ ⑦	ほう酸水注入	高圧注入ポンプ	常設	－	1名	自主対策とする理由は本文参照
	ほう酸ポンプ	既設			ほう酸注入タンク	常設			
	ほう酸タンク	既設			燃料取替用水ピット	常設			
	緊急ほう酸注入弁	既設			非常用炉心冷却設備　配管・弁	常設			
	ほう酸フィルタ	既設			非常用炉心冷却設備（高圧注入系）配管・弁	常設			
	再生熱交換器	既設			1次冷却設備	常設			
	化学体積制御設備　配管・弁	既設			原子炉容器	常設			
	非常用炉心冷却設備（高圧注入系）弁	既設			原子炉補機冷却設備	常設			
	1次冷却設備	既設			非常用取水設備	常設			
	原子炉容器	既設			非常用交流電源設備	常設			
	所内常設蓄電式直流電源設備	既設 新設			所内常設蓄電式直流電源設備	常設			
	燃料取替用水ピット	既設			－	－	－	－	－
	非常用炉心冷却設備　配管・弁	既設							
	原子炉補機冷却設備	既設							
	非常用取水設備	既設 新設							
	非常用交流電源設備	既設 新設							

相違理由

【女川】
設備の相違による対応手段の相違

【大飯】
記載方針の相違（女川審査実績の反映）
・大飯の比較対象となる添付資料1.1.2は後段に掲載している。
・泊は女川の審査実績を踏まえた構成としているため，本資料の比較対象は女川としている。

灰色：女川２号炉の記載のうち，BWR固有の設備や対応手段であり，泊３号炉と比較対象とならない記載内容	赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違） 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違） 緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

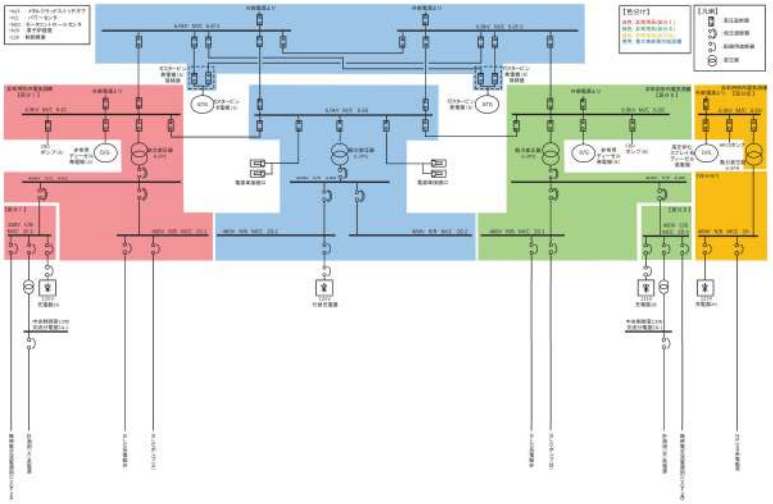
1.1　緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

大飯発電所３／４号炉

【比較のため女川の添付資料１.１.２を掲載】

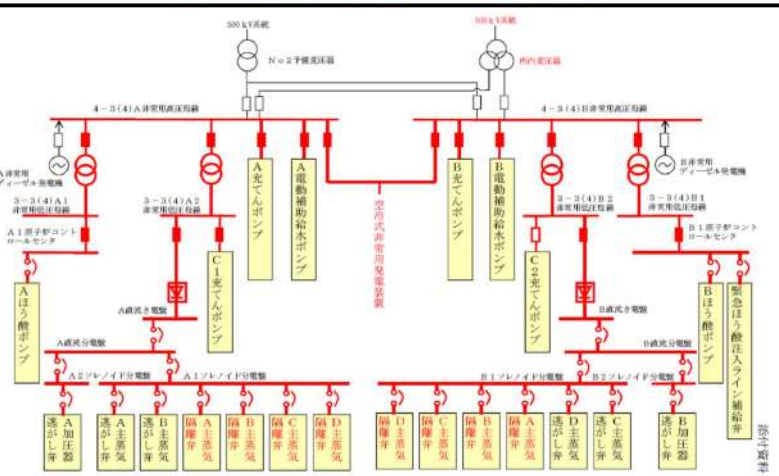
対応手段として選定した設備の電源構成図

添付資料１.１.２



第１図　電源構成図（交流電源）

【比較のため大飯の添付資料１.１.１の抜粋を掲載】

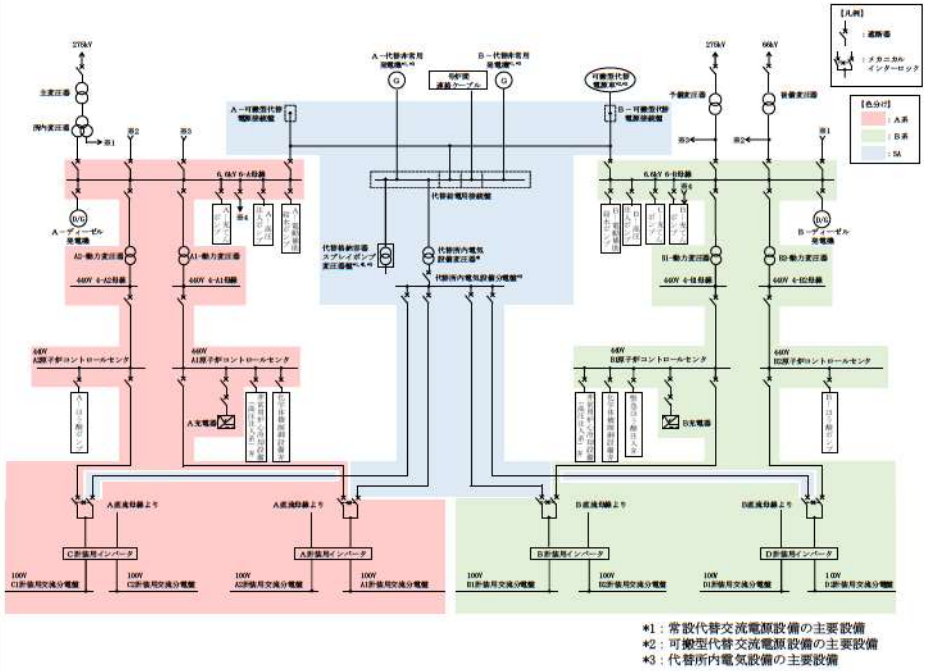


重大事故等対処設備の電源構成図

泊発電所３号炉

添付資料1.1.2

対応手段として選定した設備の電源構成図



*1：常設代替交流電源設備の主要設備
*2：可搬型代替交流電源設備の主要設備
*3：代替所内電気設備の主要設備

第１図　電源構成図（交流電源）

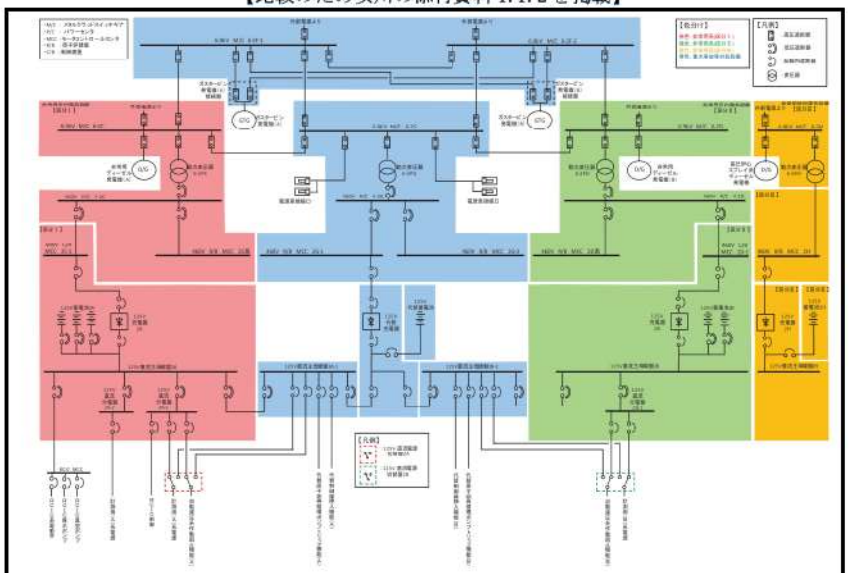
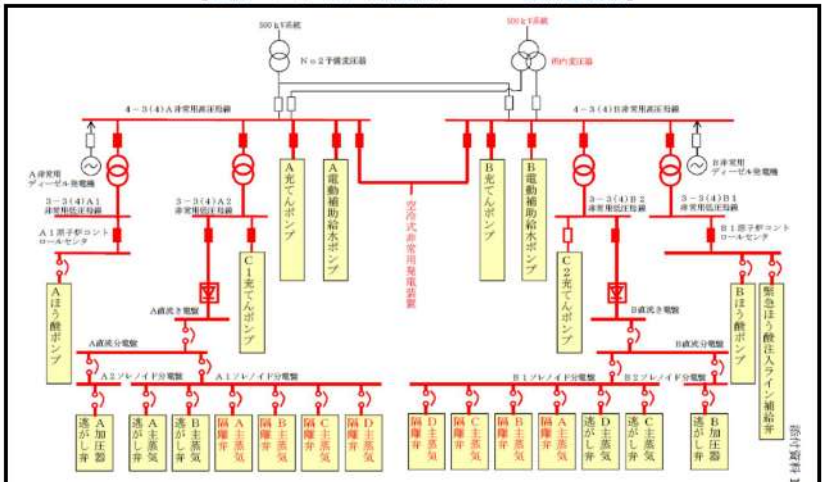
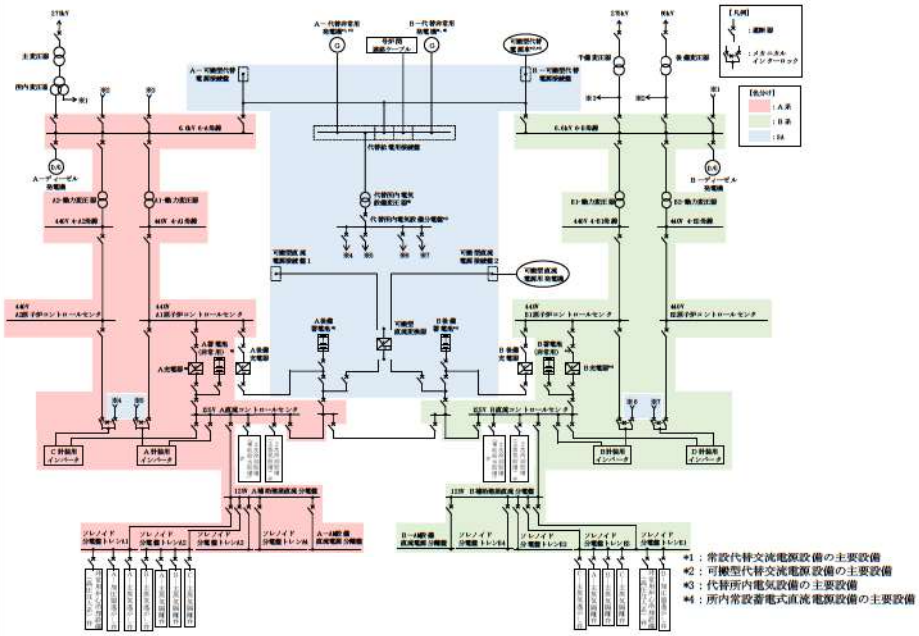
相違理由

【女川】
設備の相違による電源構成の相違

【大飯】
記載方針の相違（女川審査実績の反映）
・泊は交流と直流で分割
・泊は流路及び給電に使用する設備を記載

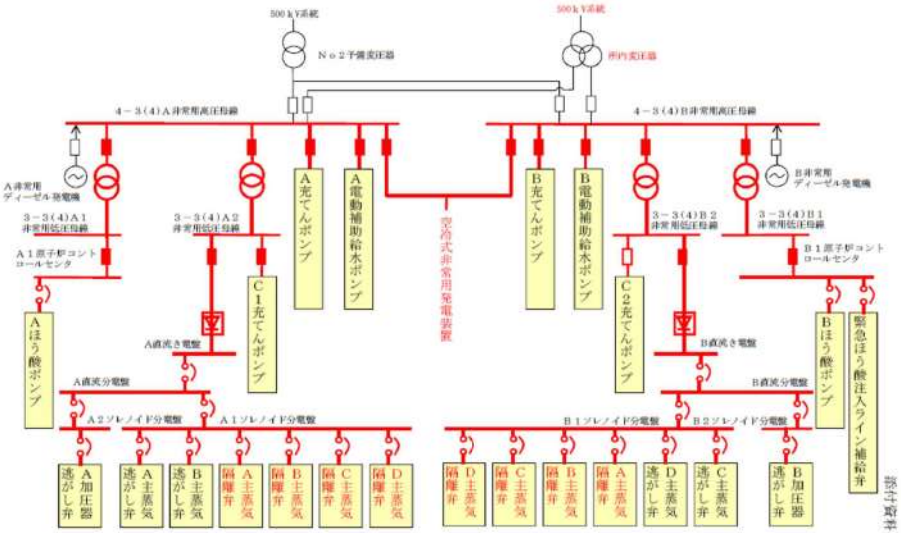
泊発電所３号炉　技術的能力　比較表

灰色：女川２号炉の記載のうち，BWR固有の設備や対応手段であり，泊３号炉と比較対象とならない記載内容	赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違） 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違） 緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由
【比較のため女川の添付資料1.1.2を掲載】  第２図　電源構成図（直流電源） 【比較のため大飯の添付資料1.1.1の抜粋を掲載】  重大事故等対処設備の電源構成図	 第２図　電源構成図（直流電源）	【女川】 設備の相違による電源構成の相違 【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映） ・泊は交流と直流で分割 ・泊は流路及び給電に使用する設備を記載

灰色：女川２号炉の記載のうち，BWR固有の設備や対応手段であり，泊３号炉と比較対象とならない記載内容	赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違） 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違） 緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

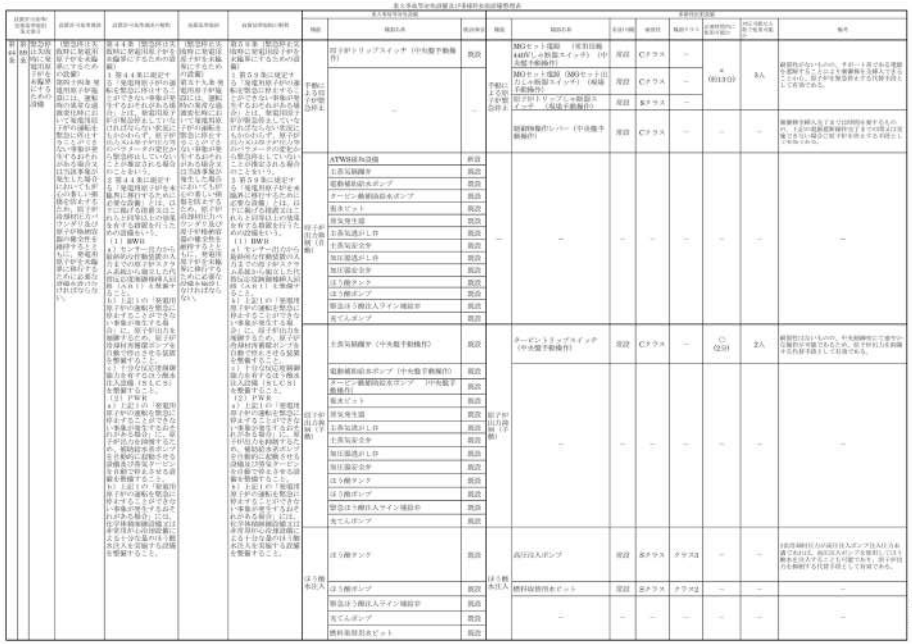
1.1　緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由
 重大事故等対処設備の電源構成図	比較表ｐ1.1.52からｐ1.1.53にて比較	

灰色：女川２号炉の記載のうち，BWR固有の設備や対応手段であり，泊３号炉と比較対象とならない記載内容

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

1.1　緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由
	比較対象は泊３号炉の添付資料1.1.1参照	記載方針の相違（女川審査実績の反映） ・大飯の比較対象となる泊の添付資料1.1.1 は前段で整理している。 ・泊は女川の審査実績を踏まえた構成としているため，本資料の比較対象は女川としている。

大飯発電所３／４号炉

多様性拡張設備仕様

機器名称	常設／可搬	耐震性	容量	揚程	台数
ＭＧセット電源 （常用母線440Vしゃ断器スイッチ） （中央盤手動操作）	常設	Ｃクラス	約 1,600A※	－	２台
制御棒操作レバー　（中央盤手動操作）	常設	Ｃクラス	－	－	１個
ＭＧセット電源 （ＭＧセット出力しゃ断器スイッチ） （現場手動操作）	常設	Ｃクラス	約 1,600A※	－	２台
原子炉トリップしゃ断器スイッチ （現場手動操作）	常設	Ｓクラス	約 1,600A※	－	８台
タービントリップスイッチ （中央盤手動操作）	常設	Ｃクラス	－	－	１個
高圧注入ポンプ	常設	Ｓクラス	約 320m³/h	約 960m	２台
燃料取替用水ピット	常設	Ｓクラス	３号炉　約 2,900m³ （４号炉　約 2,100m³）	－	１基

※しゃ断器本体の容量

添付資料 1.1.3

泊発電所３号炉

添付資料1.1.3

自主対策設備仕様

機器名称	常設／可搬	耐震性	容量	揚程	台数
制御棒駆動装置用電源 （常用母線440V遮断器操作器）	常設	Ｃクラス	約1,600A※	－	２台
制御棒操作スイッチ	常設	Ｓクラス	－	－	１個
制御棒駆動装置用電源 （制御棒駆動装置用電源出力遮断器スイッチ）	常設	Ｃクラス	約1,600A※	－	２台
原子炉トリップ遮断器スイッチ	常設	Ｓクラス	約1,600A※	－	８個
タービントリップスイッチ	常設	Ｃクラス	－	－	１個
高圧注入ポンプ	常設	Ｓクラス	約280m³/h	950m	２台
燃料取替用水ピット	常設	Ｓクラス	約2,000m³	－	１基
ほう酸注入タンク	常設	Ｓクラス	約6.0m³	－	１基

※遮断器本体の容量

相違理由

記載表現の相違（女川審査実績の反映）
・多様性拡張設備から自主対策設備に変更。
・設備名称のため中央及び現場手動操作の記載を削除

設備の相違（相違理由①）

大飯発電所３／４号炉

添付資料 1.1.4

原子炉トリップ設定値リスト

原因	設定値	確認する計器
SG 水位低	13 %	蒸気発生器水位計（狭域）
過大温度ΔT 高	自動計算値	ΔT・過大出力ΔT 設定値・過大温度ΔT 設定値記録計
過大出力ΔT 高	自動計算値	同上
２ループ冷却材流量低	定格流量の 90 %	１次冷却材流量計
１ループ冷却材流量低	定格流量の 90 %	１次冷却材流量計
加圧器圧力高	16.45 MPa	加圧器圧力計
加圧器圧力低	12.87 MPa	加圧器圧力計
加圧器水位高	92 %	加圧器水位計
水平地震大	上部(E/B　E.L.＋26m) 390 gal 下部(E/B　E.L.＋3.5m) 145 gal	－※
鉛直地震大	72 gal	－※
安全注入作動	－	－※
PR 高設定中性子束高	109 %	中性子束記録計※
PR 中性子束急増	＋10 %	同上※
PR 中性子束急減	－７ %	同上※
RCP 回転数低	1141.2 rpm	発電機周波数計（間接）※
タービントリップ	－	－※
SR 中性子束高	1×10^5 cps	中性子束記録計※
IR 中性子束高	25 %相当電流値	同上※
PR 低設定中性子束高	25 %	同上※
原子炉手動トリップ	－	－※

※対象計器なし（警報発信のみ）

泊発電所３号炉

添付資料1.1.4

原子炉トリップ設定値リスト

原因	設定値	確認する計器
蒸気発生器水位低	13%	蒸気発生器水位（狭域）
過大温度ΔT高	自動計算値	・ΔT ・過大出力ΔT設定値 ・過大温度ΔT設定値
過大出力ΔT高	自動計算値	同上
２ループ冷却材流量低	定格流量の90%	１次冷却材流量
１ループ冷却材流量低	定格流量の90%	１次冷却材流量
原子炉圧力高	16.45MPa[gage]	加圧器圧力
原子炉圧力低	12.87MPa[gage]	同上
加圧器水位高	92%	加圧器水位
水平方向加速度大	上部（原子炉建屋T.P.33.1m） 340gal 下部（原子炉補助建屋T.P.－1.7m） 180gal	－※
鉛直方向加速度大	90gal	－※
非常用炉心冷却設備作動	－	－※
出力領域高設定中性子束高	109%	出力領域中性子束
出力領域中性子束増加率高	＋10%	同上
出力領域中性子束減少率高	－７%	同上
１次冷却材ポンプ電源電圧低	70%	６－Ｃ１，Ｃ２，Ｄ母線電圧（間接）※
１次冷却材ポンプ電源周波数低	46.5Hz	発電機周波数（間接）※
タービントリップ	－	－※
中性子源領域中性子束高	1×10^5cps	中性子源領域中性子束
中間領域中性子束高	25%相当電流値	中間領域中性子束
出力領域低設定中性子束高	25%	出力領域中性子束
原子炉手動トリップ	－	－※

※　対象計器なし（警報発信のみ）

相違理由

記載内容の相違
・泊は炉心の DNB 発生防止の観点から１次冷却材ポンプ電源周波数低及び１次冷却材ポンプ電源電圧低による原子炉トリップを設けている。（伊方，川内，玄海同様）

灰色：女川２号炉の記載のうち，BWR固有の設備や対応手段であり，泊３号炉と比較対象とならない記載内容

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由
添付資料 1.1.5-(1) MGセット出力しゃ断器開放 【手動による原子炉緊急停止】 1.操作概要 原子炉停止機能喪失時、原子炉緊急停止を現場にて実施するために必要なMGセット出力しゃ断器の開放を行う。 2.必要要員数及び操作時間 必　要　要　員　数：1名／ユニット 操作時間（想定）：6分 操作時間（模擬）：6分以内（現場移動時間を含む。） 3.操作の成立性 アクセス性：ヘッドライト、懐中電灯等を携行していることから、アクセス可能である。 作　業　環　境：事故環境下における室温は通常運転状態と同等である。また、運転員はヘッドライト、懐中電灯等を携行していることから事故環境下においても作業可能である。また、汚染の発生を仮定した場合でも、個人線量計を携帯し、全面マスク等を着用することにより作業可能である。 操　作　性：通常行うMGセット出力しゃ断器開放操作と同じであり、容易に操作可能である。 連　絡　手　段：事故環境下において通常の連絡手段が使用不可となった場合でも、携行型通話装置を使用し、確実に連絡可能である。 MGセット出力しゃ断器開放 (原子炉周辺建屋 E.L.＋17.1m)	添付資料1.1.5-(1) 制御棒駆動装置用電源出力遮断器開放 【手動による原子炉緊急停止】 1．操作概要 原子炉停止機能喪失時，原子炉緊急停止を現場にて実施するために必要な制御棒駆動装置用電源出力遮断器の開放を行う。 2．操作場所 周辺補機棟T.P.17.8m 3．必要要員数及び操作時間 必要要員数　　：１名 操作時間（想定）　：８分 操作時間（訓練実績等）：４分（現場移動時間を含む。） 4．操作の成立性 移動経路：ヘッドライト，懐中電灯等を携行していることから，建屋内照明消灯時においてもアクセス可能である。また，アクセスルート上に支障となる設備はない。 作業環境：事故環境下における室温は通常運転状態と同等である。また，運転員はヘッドライト，懐中電灯等を携行していることから事故環境下においても作業可能である。また，汚染の発生を仮定した場合でも，個人線量計を携帯し，全面マスク等を着用することにより作業可能である。 操作性：通常行う制御棒駆動装置用電源出力遮断器開放操作と同じであり，容易に操作可能である。 連絡手段：事故環境下において通常の連絡手段が使用不能となった場合でも，携行型通話装置を使用し，確実に中央制御室へ連絡することが可能である。 制御棒駆動装置用電源出力遮断器開放 (周辺補機棟 T.P.17.8m)	記載方針の相違（女川審査実績の反映） ・作業場所の追加 記載内容の相違 ・訓練実績から想定時間への時間余裕の考慮による相違。想定時間については，高浜同等である。 記載表現の相違 ・泊は「実績」又は「模擬」の操作時間を「訓練実績等」と記載。（女川同様） ・以降，同様の相違は，相違理由の記載を省略する。

大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由
添付資料 1.1.5-(2) 4. MGセット出力しゃ断器及び原子炉トリップしゃ断器の操作のための移動経路について ①中央制御室から原子炉周辺建屋E.L.＋17.1m制御棒駆動装置電源室へ移動する。 ②MGセット出力しゃ断器を開操作する。(①＋②想定時間6分)（移動距離が長い4号炉で想定） ③MGセット出力しゃ断器から原子炉トリップしゃ断器盤室へ移動する。 ④原子炉トリップしゃ断器を開操作する。(③＋④想定時間4分) ①、②が添付資料1.1.5の範囲である。 [redacted] 枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。	添付資料1.1.5-(2) 5．制御棒駆動装置用電源出力遮断器及び原子炉トリップ遮断器の操作のための移動経路について ①中央制御室から周辺補機棟T.P.17.8m制御棒駆動装置用電源制御盤室へ移動する。 ②制御棒駆動装置用電源出力遮断器を開操作する。(①＋②想定時間８分) ③制御棒駆動装置用電源出力遮断器から原子炉トリップ遮断器盤室へ移動する。 ④原子炉トリップ遮断器を開操作する。(③＋④想定時間10分) ①，②が添付資料1.1.5の範囲である。 [redacted] [redacted]枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。	建屋名称の相違 記載内容の相違 ・シングルプラントとツインプラントの違いによる相違

大飯発電所３／４号炉

添付資料 1.1.6-(1)

原子炉トリップしゃ断器現場開放

【手動による原子炉緊急停止】

1. 操作概要
原子炉停止機能喪失時、原子炉緊急停止を現場にて実施するために必要な遮断器の開放を行う。

2. 必要要員数及び操作時間
必　要　要　員　数：1名／ユニット
操作時間（想定）：4分
操作時間（模擬）：4分以内（MGセット出力しゃ断器からの移動を含む。）

3. 操作の成立性
アクセス性：ヘッドライト、懐中電灯等を携行していることから、アクセス可能である。
作 業 環 境：事故環境下における室温は通常運転状態と同等である。また、運転員はヘッドライト、懐中電灯等を携行していることから事故環境下においても作業可能である。また、汚染の発生を仮定した場合でも、個人線量計を携帯し、全面マスク等を着用することにより作業可能である。
操　作　性：通常行う遮断器操作と同じであり、容易に操作可能である。
連 絡 手 段：事故環境下において通常の連絡手段が使用不可となった場合でも、携行型通話装置を使用し、確実に連絡可能である。

原子炉トリップしゃ断器現場開放
（原子炉周辺建屋 E.L.＋17.1m）

泊発電所３号炉

添付資料1.1.6-(1)

原子炉トリップ遮断器現場開放

【手動による原子炉緊急停止】

1．操作概要
原子炉停止機能喪失時，原子炉緊急停止を現場にて実施するために必要な遮断器の開放を行う。

2．操作場所
周辺補機棟T.P.17.8m

3．必要要員数及び操作時間
必要要員数　：１名
操作時間（想定）　：10分
操作時間（訓練実績等）：３分（制御棒駆動装置用電源出力遮断器からの移動を含む。）

4．操作の成立性
移 動 経 路：ヘッドライト，懐中電灯等を携行していることから，建屋内照明消灯時においてもアクセス可能である。また，アクセスルート上に支障となる設備はない。
作 業 環 境：事故環境下における室温は通常運転状態と同等である。また，運転員はヘッドライト，懐中電灯等を携行していることから事故環境下においても作業可能である。また，汚染の発生を仮定した場合でも，個人線量計を携帯し，全面マスク等を着用することにより作業可能である。
操　作　性：通常行う遮断器操作と同じであり，容易に操作可能である。
連 絡 手 段：事故環境下において通常の連絡手段が使用不能となった場合でも，携行型通話装置を使用し，確実に中央制御室へ連絡することが可能である。

原子炉トリップ遮断器現場開放
（周辺補機棟 T.P.17.8m）

相違理由

記載方針の相違（女川審査実績の反映）
・操作場所の追加

記載内容の相違
・訓練実績から想定時間への時間余裕の考慮による相違。想定時間については，川内，玄海同様である。

大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由
添付資料 1.1.6-(2) 4. MGセット出力しゃ断器及び原子炉トリップしゃ断器の操作のための移動経路について ①中央制御室から原子炉周辺建屋E.L.＋17.1m制御棒駆動装置電源室へ移動する。 ②MGセット出力しゃ断器を開操作する。(①＋②想定時間6分)（移動距離が長い4号炉で想定） ③MGセット出力しゃ断器から原子炉トリップしゃ断器盤室へ移動する。 ④原子炉トリップしゃ断器を開操作する。(③＋④想定時間4分) ③、④が添付資料1.1.6の範囲である。 [redacted] 枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。	添付資料1.1.6-(2) 5．制御棒駆動装置用電源出力遮断器及び原子炉トリップ遮断器の操作のための移動経路について ①中央制御室から周辺補機棟T.P.17.8m制御棒駆動装置用電源制御盤室へ移動する。 ②制御棒駆動装置用電源出力遮断器を開操作する。(①＋②想定時間８分) ③制御棒駆動装置用電源出力遮断器から原子炉トリップ遮断器盤室へ移動する。 ④原子炉トリップ遮断器を開操作する。(③＋④想定時間10分) ③，④が添付資料1.1.6の範囲である。 [redacted] 枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。	建屋名称の相違 記載内容の相違 ・シングルプラントとツインプラントの違いによる相違

灰色：女川２号炉の記載のうち，BWR固有の設備や対応手段であり，泊３号炉と比較対象とならない記載内容	赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違） 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違） 緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

1.1　緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

大飯発電所３／４号炉

添付資料 1.1.7

原子炉出力抑制（手動）の成立性

1. 操作概要

ＡＴＷＳ緩和設備が自動作動しない場合で、かつ中央制御室から原子炉トリップスイッチ（中央盤手動操作）による原子炉緊急停止ができない場合、中央制御室からの手動によりタービントリップ、主蒸気隔離弁の閉止操作及び補助給水ポンプの起動を行う。

2. 必要要員数及び操作時間

必　要　要　員　数：2名／ユニット
操作時間（想定）：4分
操作時間（実績）：3分

3. 操作手順及び成立性

原子炉出力抑制（手動）の操作手順は次のとおり。

①運転員Aは、タービントリップスイッチによりタービン手動トリップ操作を実施しタービントリップを確認する。

②タービントリップに失敗した場合、運転員Bは主蒸気隔離スイッチに移動し主蒸気隔離スイッチにより主蒸気隔離弁を閉操作するとともに主蒸気隔離バイパス弁の閉を確認する。移動距離は約5mである。

③運転員Bは補助給水ポンプスイッチにより補助給水ポンプを起動し、補助給水流量が確立したことを確認する。

以上に示すとおり、２名／ユニットの運転員により想定された時間内に操作できる。

[redacted]

図１ 原子炉出力抑制（手動）時の運転員の動き

[redacted]

図２ 中央制御室

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

泊発電所３号炉

添付資料1.1.7

原子炉出力抑制（手動）の成立性

１．操作概要

共通要因故障対策盤（自動制御盤）（ATWS緩和設備）が自動作動しない場合で，かつ中央制御室から原子炉トリップスイッチによる原子炉緊急停止ができない場合，中央制御室からの手動によりタービントリップ，主蒸気隔離弁の閉止操作及び補助給水ポンプの起動を行う。

２．操作場所

中央制御室

３．必要要員数及び操作時間

必要要員数　：１名
操作時間（想定）　：10分
操作時間（訓練実績等）：６分

４．操作手順及び成立性

原子炉出力抑制（手動）の操作手順は以下のとおり。

①運転員（中央制御室）Ａは，タービントリップスイッチによりタービン手動トリップ操作を実施しタービントリップを確認する。

②タービントリップに失敗した場合，運転員（中央制御室）Ａは主蒸気ライン隔離スイッチにより主蒸気隔離弁を閉操作するとともに主蒸気バイパス隔離弁の閉を確認する。移動距離は最長で約４mである。

③運転員（中央制御室）Ａは補助給水ポンプ操作器により補助給水ポンプを起動し，補助給水流量が確立したことを確認する。

以上に示すとおり，１名の運転員により想定された時間内に操作できる。

[redacted]

図１　原子炉出力抑制（手動）時の運転員の動き

[redacted]

図２　中央制御室

[redacted] 枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

相違理由

記載方針の相違（女川審査実績の反映）
・操作場所の追加

記載内容の相違
・要員数の相違による想定及び実績時間の相違。１名操作は伊方，川内，玄海同様。

記載内容の相違
・泊はタービントリップスイッチの操作場所と主蒸気ライン隔離スイッチの操作場所が同じであるため，移動が不要である。（泊のみ）

操作名称の相違
・主蒸気ラインの記載は伊方，玄海同様。

記載表現の相違
・操作器の記載は高浜1/2号炉同様。

大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由
添付資料 1.1.8 主給水流量喪失時に原子炉トリップに失敗した場合の対応について 1. 主給水流量喪失時に原子炉トリップに失敗する事故の概要について 原子炉の出力運転中に、運転中の異常な過渡変化として主給水流量喪失が発生し、原子炉の自動停止に失敗した場合においても、蒸気発生器水位低下をATWS緩和設備が検知し、主蒸気を隔離することにより１次冷却材温度が上昇し、減速材温度係数の負の反応度フィードバック効果により原子炉出力が低下する。１次冷却材温度の上昇に伴い、１次冷却材圧力は上昇するが、加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁の動作により圧力上昇は抑制され、補助給水ポンプの自動起動による蒸気発生器への注水により１次冷却材圧力は抑制される。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最大値は約18.8MPa〔gage〕であり、最高使用圧力の1.2倍（20.59MPa〔gage〕）を下回るため、原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性は維持される。燃料被覆管温度は、炉心の冠水状態を確保していることから、燃料被覆管の酸化量も問題とならない。また、原子炉格納容器内に漏えいする１次冷却材はわずかであることから、原子炉格納容器の健全性は維持される。その後は、主蒸気逃がし弁及び補助給水系による炉心崩壊熱除去を継続し、化学体積制御系によりほう酸水を原子炉へ注入し、原子炉の未臨界を確保した後、余熱除去系により長期にわたる炉心冷却が可能である。	添付資料1.1.8 主給水流量喪失時に原子炉トリップに失敗した場合の対応について 1．主給水流量喪失時に原子炉トリップに失敗する事故の概要について 発電用原子炉の出力運転中に，運転中の異常な過渡変化として主給水流量喪失が発生し，発電用原子炉の自動停止に失敗した場合においても，蒸気発生器水位低下を共通要因故障対策盤（自動制御盤）（ATWS緩和設備）が検知し，主蒸気を隔離することにより１次冷却材温度が上昇し，減速材温度係数の負の反応度フィードバック効果により原子炉出力が低下する。１次冷却材温度の上昇に伴い，１次冷却材圧力は上昇するが，加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁の動作により圧力上昇は抑制され，補助給水ポンプの自動起動による蒸気発生器への注水により１次冷却材圧力は抑制される。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最大値は約18.6MPa[gage]であり，最高使用圧力の1.2倍（20.592MPa[gage]）を下回るため，原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性は維持される。燃料被覆管温度は，炉心の冠水状態を確保していることから，燃料被覆管の酸化量も問題とならない。また，原子炉格納容器内に漏えいする１次冷却材はわずかであることから，原子炉格納容器の健全性は維持される。その後は，主蒸気逃がし弁及び補助給水系による炉心崩壊熱除去を継続し，化学体積制御系によりほう酸水を原子炉容器へ注入し，発電用原子炉の未臨界を確保した後，余熱除去系により長期にわたる炉心冷却が可能である。	解析条件の相違 ・減速材温度係数初期値の相違によるもの（有効性評価 7.1.5 原子炉停止機能喪失） 記載方針の相違 ・泊はSI単位系で設計しており、最高使用圧力17.16MPa[gage]の1.2倍の値をそのまま記載（大飯はMKS単位系で設計しており最高使用圧力の1.2倍の値210kg/cm²GのSI単位系への換算値として記載）（有効性評価 7.1.5 原子炉停止機能喪失）
2. 主要操作 運転中の異常な過渡変化として主給水流量喪失が発生し、原子炉の自動停止に失敗した場合において、ATWS緩和設備により、主蒸気隔離弁が閉、タービントリップ、電動及びタービン動補助給水ポンプが自動起動し、プラントは原子炉出力約8％に安定する。その後、原子炉を未臨界とするために、ほう酸水注入による負の反応度添加操作を行う。	2．主要操作 運転中の異常な過渡変化として主給水流量喪失が発生し，発電用原子炉の自動停止に失敗した場合において，共通要因故障対策盤（自動制御盤）（ATWS緩和設備）により，主蒸気隔離弁が閉，タービントリップ，電動及びタービン動補助給水ポンプが自動起動し，プラントは原子炉出力約３％に安定する。その後，発電用原子炉を未臨界とするために，ほう酸水注入による負の反応度添加操作を行う。	解析結果の相違 ・泊は補助給水流量が少ないため、解析時間（600秒）では高温冷却材のパージが完了せず、出力が上昇（1次冷却材温度が低下）しない（有効性評価 7.1.5 原子炉停止機能喪失）

灰色：女川２号炉の記載のうち，BWR固有の設備や対応手段であり，泊３号炉と比較対象とならない記載内容

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

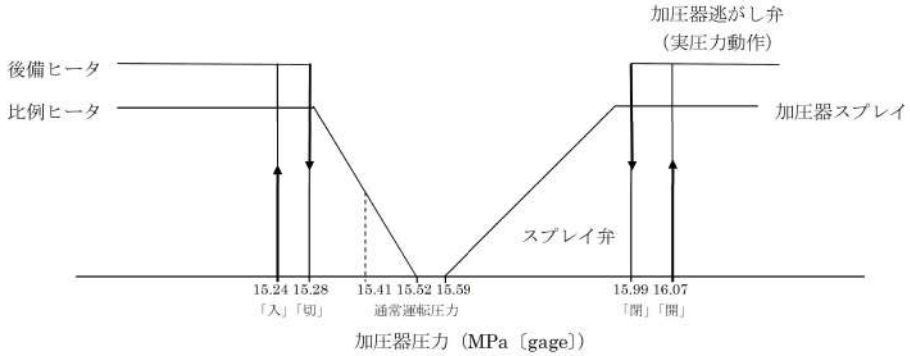
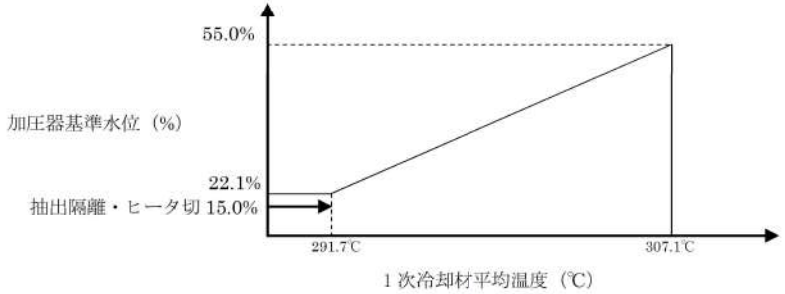
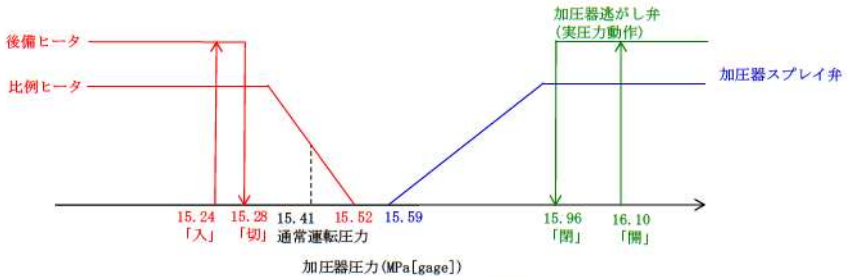
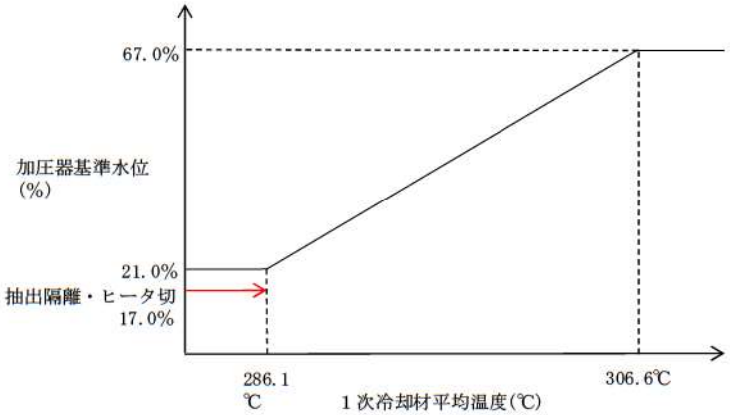
1.1　緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

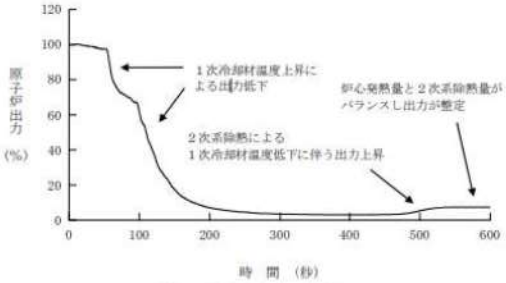
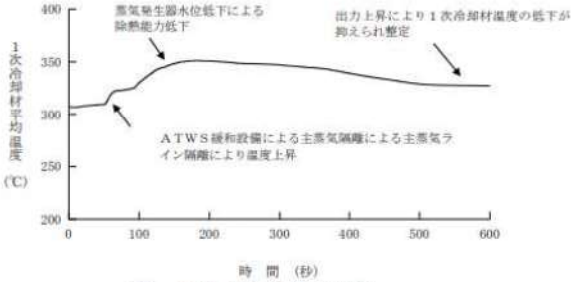
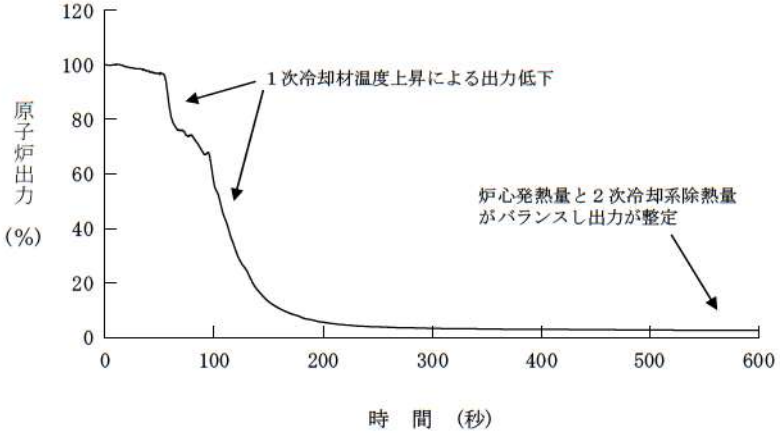
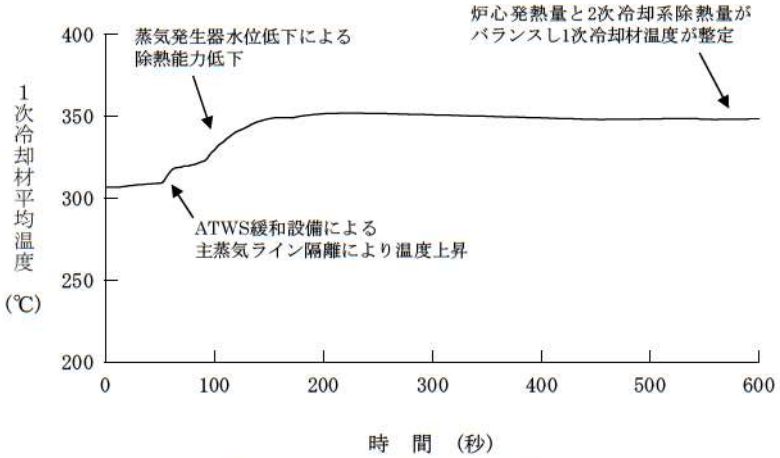
大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由
(1)事象発生からモード3（１次冷却材温度約292℃、圧力約15.4MPa〔gage〕）まで ①事象発生（運転中の異常な過渡変化として主給水流量喪失が発生し、原子炉の自動停止に失敗） ②ATWS緩和設備により以下が自動作動 ・主蒸気隔離弁が閉 ・タービントリップ ・電動及びタービン動補助給水ポンプの自動起動	(1) 事象発生からモード３（１次冷却材温度約286℃，圧力約15.4MPa[gage]）まで ①事象発生（運転中の異常な過渡変化として主給水流量喪失が発生し，発電用原子炉の自動停止に失敗） ②共通要因故障対策盤（自動制御盤）（ATWS緩和設備）により以下が自動作動 ・主蒸気隔離弁が閉 ・タービントリップ ・電動及びタービン動補助給水ポンプの自動起動	設計の相違 ・ループ数の相違による高温停止状態における温度の相違（伊方，高浜，川内同様） ・以降，同様の相違は，相違理由の記載を省略する。
ATWS緩和設備の作動により、主蒸気隔離弁が閉止することで１次冷却材温度が上昇し、１次冷却材圧力は上昇するが加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁による圧力上昇は緩和される。その後、補助給水による除熱効果により１次冷却材温度が低下するため、１次冷却材圧力が低下する。 なお、解析において、加圧器圧力制御系のうち加圧器スプレイ及び加圧器ヒータの作動は考慮していない。実際には、加圧器圧力自動制御により、加圧器圧力が上昇した場合には加圧器スプレイにより１次冷却材圧力の上昇は抑制され、１次冷却材圧力が低下した場合には加圧器ヒータの動作により１次冷却材圧力の低下は抑制されるが、これらが同時に作動することはなく、加圧器圧力制御系の作動により、実際の１次冷却材圧力は解析上の最大値を超えることはない。解析時間600秒以降は、原子炉出力約8%に整定しており、その後は、１次冷却材圧力は約15.4MPa〔gage〕となるように加圧器ヒータにて自動制御され、加圧器水位は、１次冷却材温度に見合った水位になるように充てん水流量が自動制御される。 加圧器圧力制御については図1、加圧器水位制御については図2、プラントパラメータの推移については図3、4、5、6に示す。	共通要因故障対策盤（自動制御盤）（ATWS緩和設備）の作動により，主蒸気隔離弁が閉止することで１次冷却材温度が上昇し，１次冷却材圧力は上昇するが加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁により圧力上昇は緩和される。その後，補助給水による除熱効果により１次冷却材温度が低下するため，１次冷却材圧力が低下する。 なお，解析において，加圧器圧力制御系のうち加圧器スプレイ及び加圧器ヒータの作動は考慮していない。実際には，加圧器圧力自動制御により，加圧器圧力が上昇した場合には加圧器スプレイにより１次冷却材圧力の上昇は抑制され，１次冷却材圧力が低下した場合には加圧器ヒータの動作により１次冷却材圧力の低下は抑制されるが，これらが同時に作動することはなく，加圧器圧力制御系の作動により，実際の１次冷却材圧力は解析上の最大値を超えることはない。解析時間500秒以降は，原子炉出力約３％に整定しており，その後は，１次冷却材圧力は約15.4MPa[gage]となるように加圧器ヒータにて自動制御され，加圧器水位は，１次冷却材温度に見合った水位になるように充てん流量が自動制御される。 加圧器圧力制御については図１，加圧器水位制御については図２，プラントパラメータの推移については図３，４，５，６に示す。	解析結果の相違 ・泊は補助給水流量が少ないため、解析時間（600秒）では高温冷却材のパージが完了せず、出力が上昇（1次冷却材温度が低下）しない（有効性評価 7.1.5 原子炉停止機能喪失） 計器名称の相違

灰色：女川２号炉の記載のうち，BWR固有の設備や対応手段であり，泊３号炉と比較対象とならない記載内容

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

1.1　緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由
 図１　加圧器圧力制御  図２　加圧器水位制御	 図１　加圧器圧力制御  図２　加圧器水位制御	設定値の相違 ・加圧器逃がし弁の動作圧力の相違。大飯と設定根拠については相違なし（泊は伊方，川内，玄海同様） 記載内容の相違 ・泊は各設備毎に色分けしてしているため，スプレイ弁の記載を不要とする。（伊方，川内，玄海同様） 設定値の相違 ・ループ数の相違による１次冷却材平均温度および設定値の相違。（伊方，高浜，川内同様）

大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由
 図３　原子炉出力の推移  図４　１次冷却材平均温度の推移	 図３　原子炉出力の推移  図４　１次冷却材平均温度の推移	解析結果の相違 ・泊は補助給水流量が少ないため、解析時間（600秒）では高温冷却材のパージが完了せず、出力が上昇（1次冷却材温度が低下）しない（有効性評価 7.1.5 原子炉停止機能喪失）

泊発電所３号炉　技術的能力　比較表

灰色：女川２号炉の記載のうち，BWR固有の設備や対応手段であり，泊３号炉と比較対象とならない記載内容	赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違） 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違） 緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所３／４号炉

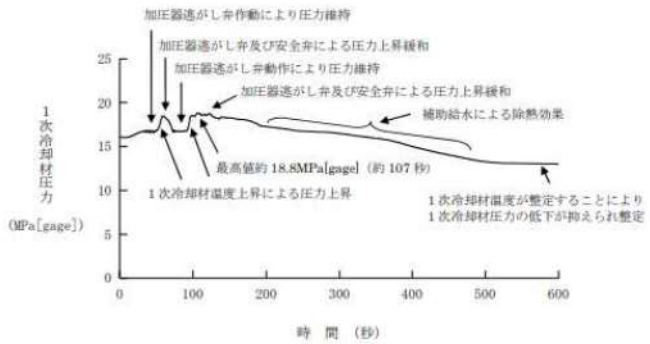


図５　１次冷却材圧力の推移

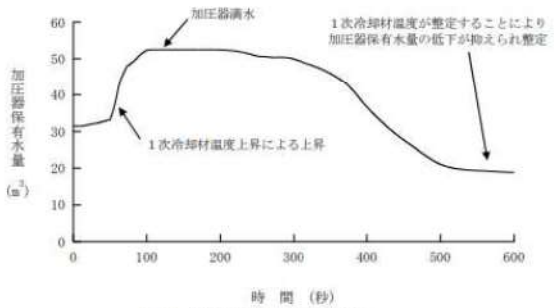


図６　加圧器保有水量の推移

泊発電所３号炉

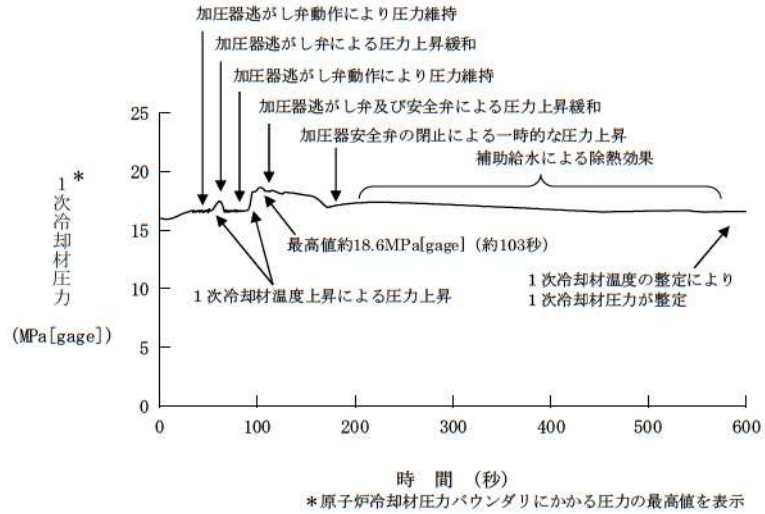


図５　１次冷却材圧力の推移

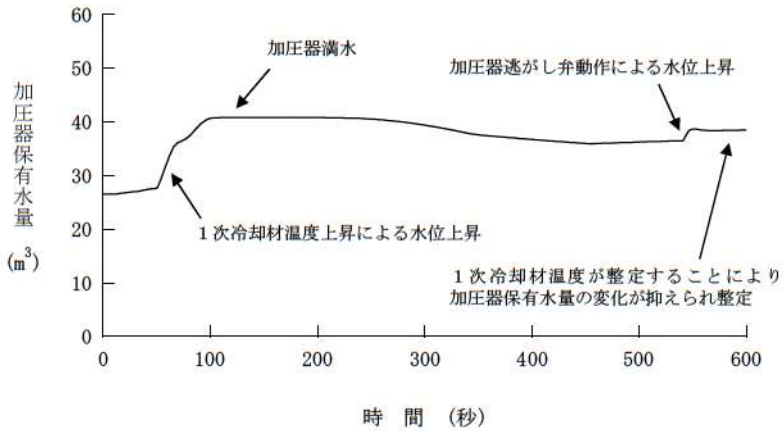


図６　加圧器保有水量の推移

相違理由

解析結果の相違
・泊は補助給水流量が少ないため，１次冷却材温度・圧力の低下が緩やかになるため，圧力上昇を抑制するための加圧器逃がし弁及び安全弁動作時間が長期化する（有効性評価 7.1.5 原子炉停止機能喪失）

大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由
③緊急ほう酸濃縮による負の反応度添加 原子炉を未臨界状態とするために、緊急ほう酸濃縮による負の反応度を添加する。出力低下に伴い、１次冷却材温度が低下するため、加圧器圧力及び水位の制御状態に注意する。以下に緊急ほう酸濃縮操作後の主なプラントパラメータの状態を示す。 a. 原子炉出力 緊急ほう酸濃縮による負の反応度添加により、原子炉出力は0%まで低下する。 b. １次冷却材温度 原子炉出力低下により１次冷却材温度が低下するため、中央制御室にて運転員等の手動操作による補助給水流量の調整及び主蒸気逃がし弁の自動制御により１次冷却材温度を約292℃に安定させる。 c. １次冷却材圧力（加圧器圧力） １次冷却材温度低下に伴う１次冷却材体積の減少で、１次冷却材圧力が低下するが、加圧器ヒータにより約15.4MPa〔gage〕となるよう自動制御される。なお、１次冷却材体積の減少により加圧器水位の低下が大きい場合は、１次冷却材圧力の低下も大きいため、加圧器水位の自動制御状態にも注意する。 d. 加圧器水位 １次冷却材温度低下に伴う１次冷却材体積の減少で、加圧器水位は、事象発生後の満水状態から低下する。加圧器水位は１次冷却材温度に見合った水位になるように充てん水流量が自動制御される。 e. 蒸気発生器水位及び圧力 運転員等により補助給水流量調整を行い、蒸気発生器水位を無負荷水位にて安定させる。また、主蒸気逃がし弁での蒸気発生器圧力制御により１次冷却材温度は約292℃に安定する。 ④モード3（１次冷却材温度約292℃、圧力約15.4MPa〔gage〕）整定 加圧器圧力の自動制御により、１次冷却材圧力が約15.4MPa〔gage〕に整定される。また、２次系からの除熱（補助給水及び主蒸気逃がし弁）により、１次系温度が約292℃に整定される。	③緊急ほう酸濃縮による負の反応度添加 発電用原子炉を未臨界状態とするために，緊急ほう酸濃縮による負の反応度を添加する。出力低下に伴い，１次冷却材温度が低下するため，加圧器圧力及び水位の制御状態に注意する。以下に緊急ほう酸濃縮操作後の主なプラントパラメータの状態を示す。 a．原子炉出力 緊急ほう酸濃縮による負の反応度添加により，原子炉出力は０％まで低下する。 b．１次冷却材温度 原子炉出力低下により１次冷却材温度が低下するため，中央制御室にて運転員の手動操作による補助給水流量の調整及び主蒸気逃がし弁の自動制御により１次冷却材温度を約286℃に安定させる。 c．１次冷却材圧力（加圧器圧力） １次冷却材温度低下に伴う１次冷却材体積の減少で，１次冷却材圧力が低下するが，加圧器ヒータにより約15.4MPa[gage]となるよう自動制御される。なお，１次冷却材体積の減少により加圧器水位の低下が大きい場合は，１次冷却材圧力の低下も大きいため，加圧器水位の自動制御状態にも注意する。 d．加圧器水位 １次冷却材温度低下に伴う１次冷却材体積の減少で，加圧器水位は，事象発生後の満水状態から低下する。加圧器水位は１次冷却材温度に見合った水位になるように充てん流量が自動制御される。 e．蒸気発生器水位及び圧力 運転員により補助給水流量調整を行い，蒸気発生器水位を無負荷水位にて安定させる。また，主蒸気逃がし弁での主蒸気ライン圧力制御により１次冷却材温度は約286℃に安定する。 ④モード３（１次冷却材温度約286℃，圧力約15.4MPa[gage]）整定 加圧器圧力の自動制御により，１次冷却材圧力が約15.4MPa[gage]に整定される。また，２次冷却設備からの除熱（補助給水及び主蒸気逃がし弁）により，１次系温度が約286℃に整定される。	計器名称の相違 計器名称の相違 記載表現の相違（女川審査実績の反映）
(2)モード3（１次冷却材温度約292℃、圧力約15.4MPa〔gage〕）以降の操作（通常停止操作） ⑤停止ほう素濃度確認 停止ほう素濃度（燃料取替ほう素濃度以上）までの濃縮が完了すれば、約1.5時間にてサンプリングにより停止ほう素濃度まで濃縮できていることを確認する。 ⑥モード3からの１次系降温・降圧操作 運転員等は中央制御室にて主蒸気逃がし弁を自動制御から手動制御に切り替えて調整開とすることで１次冷却材の降温を開始する。また、運転員等は中央制御室にて加圧器スプレイ弁を自動制御から手動制御に切り替えて調整開とすることで、１次冷却材の降圧を開始する。加圧器気相消滅の準備のため、運転員等は中央制御室にて充てん水流量制御を自動制御から手動制御に切り替えて充てん水流量を増加させ、徐々に加圧器水位を上昇させる。モード3から冷却開始後、約12時間にてモード4（１次冷却材温度177℃未満、圧力2.7MPa〔gage〕）となる。 ⑦余熱除去系による冷却操作 モード4となれば余熱除去系のウォーミングを開始し、約1時間にて余熱除去系のウォーミングが完了する。余熱除去系のウォーミングが完了すれば、中央制御室にて運転員等の手動操作により主蒸気逃がし弁の除熱から余熱除去系の除熱に切り替える。約3時間にて加圧器気相消滅操作を実施した後、中央制御室にて運転員等の手動操作により余熱除去系による１次冷却材の降温操作を開始する。 ⑧モード5整定 余熱除去系による１次冷却材の降温操作開始から、約7.1時間にてモード5（１次冷却材温度93℃以下）整定となる。	(2) モード３（１次冷却材温度約286℃，圧力約15.4MPa[gage]）以降の操作（通常停止操作） ⑤停止ほう素濃度確認 停止ほう素濃度（燃料取替ほう素濃度以上）までの濃縮が完了すれば，約１時間にてサンプリングにより停止ほう素濃度まで濃縮できていることを確認する。 ⑥モード３からの１次系降温・降圧操作 運転員は中央制御室にて主蒸気逃がし弁を自動制御から手動制御に切り替えて調整開とすることで１次冷却材の降温を開始する。また，運転員は中央制御室にて加圧器スプレイ弁を自動制御から手動制御に切り替えて調整開とすることで，１次冷却材の降圧を開始する。加圧器気相消滅の準備のため，運転員は中央制御室にて充てん流量制御を自動制御から手動制御に切り替えて充てん流量を増加させ，徐々に加圧器水位を上昇させる。モード３から冷却開始後，約9.5時間にてモード４（１次冷却材温度177℃未満，圧力2.7MPa[gage]）となる。 ⑦余熱除去系による冷却操作 モード４となれば余熱除去系のウォーミングを開始し，約２時間にて余熱除去系のウォーミングが完了する。余熱除去系のウォーミングが完了すれば，中央制御室にて運転員の手動操作により主蒸気逃がし弁の除熱から余熱除去系の除熱に切り替える。約４時間にて加圧器気相消滅操作を実施した後，中央制御室にて運転員の手動操作により余熱除去系による１次冷却材の降温操作を開始する。 ⑧モード５整定 余熱除去系による１次冷却材の降温操作開始から，約6.5時間にてモード５（１次冷却材温度93℃以下）整定となる。	記載内容の相違 ・実績時間の相違 計器名称の相違 記載内容の相違 ・実績時間の相違 記載内容の相違 ・実績時間の相違 （実績時間は玄海と同様） 記載内容の相違 ・実績時間の相違

大飯発電所３／４号炉

大飯比較対象なし

【比較のため，女川原子力発電所２号炉まとめ資料の添付資料１.１.５を掲載】

添付資料 1.1.5

解釈一覧

1. 操作手順の解釈一覧

手順			操作手順記載内容	解釈
1.1.2.1　フロントライン系故障時の対応手順	(2) 非常時操作手順書（徴候ベース）「反応度制御」	－	ほう酸水注入系貯蔵タンク水位指示値の低下	ほう酸水注入系貯蔵タンク水位指示値が容量換算で 14.9m³以下
			ほう酸水の全量注入完了	ほう酸水注入系貯蔵タンク水位指示値が容量換算で 0m³

泊発電所３号炉

添付資料1.1.9

解釈一覧

1．判断基準の解釈一覧

手順			判断基準記載内容	解釈
1.1.2.1 フロントライン系故障時の対応手順	(4) ほう酸水注入	－	ほう酸タンク等の水位が確保されている	ほう酸タンク水位２％以上

2．操作手順の解釈一覧

手順			操作手順記載内容	解釈
1.1.2.1 フロントライン系故障時の対応手順	(2) 原子炉出力抑制（自動）	－	補助給水流量が確立していることを確認	補助給水流量約150m³/h以上（蒸気発生器３基合計） ※有効性評価7.1.5「原子炉停止機能」の解析条件より引用
			蒸気発生器水位を無負荷時水位に維持	蒸気発生器水位（狭域）33％
	(3) 原子炉出力抑制（手動）	－	補助給水流量の確保	補助給水流量約150m³/h以上（運転要領）
			補助給水流量が確立	補助給水流量約150m³/h以上（蒸気発生器３基合計） ※有効性評価「1.1.5原子炉停止機能」の解析条件より引用
			蒸気発生器水位を無負荷時水位	蒸気発生器水位（狭域）33％
	(4) ほう酸水注入	－	緊急ほう酸注入ライン流量	緊急ほう酸注入ライン流量約13.6m³/h
			中間領域起動率等により未臨界状態へ移行していることを確認	出力領域中性子束指示５％未満及び中間領域起動率指示が零又は負
			１次冷却材圧力が高圧注入ポンプ注入圧力未満	１次冷却材圧力約15.7MPa[gage]未満
			高温停止	１次冷却材温度約286℃～177℃以上
			低温停止	１次冷却材温度93℃以下

相違理由

【女川】
設備の相違による対応手段の相違

記載方針の相違（女川審査実績の反映）
・大飯に比較対象の添付資料なし。

灰色：女川２号炉の記載のうち，BWR固有の設備や対応手段であり，泊３号炉と比較対象とならない記載内容

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

1.1　緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

大飯発電所３／４号炉

大飯比較対象なし

【比較のため，女川原子力発電所２号炉まとめ資料の添付資料１.１.５を掲載】

2. 弁番号及び弁名称一覧

弁番号	弁名称	操作場所
C41-MO-F001A/B	SLC タンク出口弁(A)/(B)	中央制御室
C41-MO-F006A/B	SLC 注入電動弁(A)/(B)	中央制御室

泊発電所３号炉

3．弁番号及び弁名称一覧（1/2）

弁番号	弁名称	操作場所
3V-MS-528A	Ａ－主蒸気隔離弁	中央制御室
3V-MS-528B	Ｂ－主蒸気隔離弁	中央制御室
3V-MS-528C	Ｃ－主蒸気隔離弁	中央制御室
3V-MS-582A	タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気入口弁Ａ	中央制御室
3V-MS-582B	タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気入口弁Ｂ	中央制御室
3PCV-3610	Ａ－主蒸気逃がし弁	中央制御室
3PCV-3620	Ｂ－主蒸気逃がし弁	中央制御室
3PCV-3630	Ｃ－主蒸気逃がし弁	中央制御室
3V-MS-521A	Ａ１－主蒸気安全弁	中央制御室
3V-MS-522A	Ａ２－主蒸気安全弁	中央制御室
3V-MS-523A	Ａ３－主蒸気安全弁	中央制御室
3V-MS-524A	Ａ４－主蒸気安全弁	中央制御室
3V-MS-525A	Ａ５－主蒸気安全弁	中央制御室
3V-MS-521B	Ｂ１－主蒸気安全弁	中央制御室
3V-MS-522B	Ｂ２－主蒸気安全弁	中央制御室
3V-MS-523B	Ｂ３－主蒸気安全弁	中央制御室
3V-MS-524B	Ｂ４－主蒸気安全弁	中央制御室
3V-MS-525B	Ｂ５－主蒸気安全弁	中央制御室
3V-MS-521C	Ｃ１－主蒸気安全弁	中央制御室
3V-MS-522C	Ｃ２－主蒸気安全弁	中央制御室
3V-MS-523C	Ｃ３－主蒸気安全弁	中央制御室
3V-MS-524C	Ｃ４－主蒸気安全弁	中央制御室
3V-MS-525C	Ｃ５－主蒸気安全弁	中央制御室
3PCV-452A	Ａ－加圧器逃がし弁	中央制御室
3PCV-452B	Ｂ－加圧器逃がし弁	中央制御室
3V-RC-055	Ａ－加圧器安全弁	中央制御室
3V-RC-056	Ｂ－加圧器安全弁	中央制御室
3V-RC-057	Ｃ－加圧器安全弁	中央制御室
3HCV-3616	Ａ－主蒸気バイパス隔離弁	中央制御室
3HCV-3626	Ｂ－主蒸気バイパス隔離弁	中央制御室
3HCV-3636	Ｃ－主蒸気バイパス隔離弁	中央制御室

3．弁番号及び弁名称一覧（2/2）

弁番号	弁名称	操作場所
3MSM11A	Ａ－主蒸気止め弁	中央制御室
3MSM11B	Ｂ－主蒸気止め弁	中央制御室
3MSM11C	Ｃ－主蒸気止め弁	中央制御室
3MSM11D	Ｄ－主蒸気止め弁	中央制御室
3MSM12A	Ａ－蒸気加減弁	中央制御室
3MSM12B	Ｂ－蒸気加減弁	中央制御室
3MSM12C	Ｃ－蒸気加減弁	中央制御室
3MSM12D	Ｄ－蒸気加減弁	中央制御室
3RSM02A	Ａ－インターセプト弁	中央制御室
3RSM02B	Ｂ－インターセプト弁	中央制御室
3RSM02C	Ｃ－インターセプト弁	中央制御室
3RSM02D	Ｄ－インターセプト弁	中央制御室
3RSM01A	Ａ－再熱蒸気止め弁	中央制御室
3RSM01B	Ｂ－再熱蒸気止め弁	中央制御室
3RSM01C	Ｃ－再熱蒸気止め弁	中央制御室
3RSM01D	Ｄ－再熱蒸気止め弁	中央制御室
3V-SI-141	ほう酸注入タンク循環ライン入口止め弁	中央制御室
3HCV-216	Ａ－ほう酸タンク循環ライン流量調節弁	中央制御室
3HCV-217	Ｂ－ほう酸タンク循環ライン流量調節弁	中央制御室
3V-CS-541	緊急ほう酸注入弁	中央制御室
3FCV-223A	１次系純水補給ライン流量制御弁	中央制御室
3LCV-121D	充てんポンプ入口燃料取替用水ピット側入口弁Ａ	中央制御室
3LCV-121E	充てんポンプ入口燃料取替用水ピット側入口弁Ｂ	中央制御室
3LCV-121B	体積制御タンク出口第１止め弁	中央制御室
3LCV-121C	体積制御タンク出口第２止め弁	中央制御室
3V-SI-145	ほう酸注入タンク循環ライン出口第１止め弁	中央制御室
3V-SI-146	ほう酸注入タンク循環ライン出口第２止め弁	中央制御室
3V-SI-036A	ほう酸注入タンク出口C/V外側隔離弁Ａ	中央制御室
3V-SI-036B	ほう酸注入タンク出口C/V外側隔離弁Ｂ	中央制御室
3V-SI-032A	ほう酸注入タンク入口弁Ａ	中央制御室
3V-SI-032B	ほう酸注入タンク入口弁Ｂ	中央制御室

相違理由

【女川】
設備の相違による対応手段の相違

記載方針の相違（女川審査実績の反映）
・大飯に比較対象の添付資料なし。

泊発電所３号炉審査資料	
資料番号	SAT102-9　r.9.0
提出年月日	令和5年7月31日

泊発電所３号炉

「実用発電用原子炉に係る発電用原子炉設置者の重大事故の発生及び拡大の防止に必要な措置を実施するために必要な技術的能力に係る審査基準」に係る適合状況説明資料
比較表

1.2　原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

令和５年７月

北海道電力株式会社

枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

灰色：女川２号炉の記載のうち，BWR固有の設備や対応手段であり，泊３号炉と比較対象とならない記載内容	赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違） 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違） 緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由

比較結果等をとりまとめた資料

１．先行審査実績等を踏まえた泊３号炉まとめ資料の変更状況(2017 年 3 月以降)

1-1）設計方針・運用・体制等を変更し，まとめ資料を修正した箇所と理由

a. 大飯３／４号炉まとめ資料と比較した結果，変更したもの　：なし
b. 他社審査会合の指摘事項等を確認した結果，変更したもの　：なし
c. 当社が自主的に変更したもの　：下記２件

・屋外に設置していた自主対策設備の淡水源である「代替屋外給水タンク」を溢水対策に伴い撤去し，新たに「代替給水ピット」を設置するため，関連する資料を修正した。【例：比較表ｐ 1.2-93】

・屋外に設置する自主対策設備であるろ過水タンク及び２次系純水タンクの溢水対策に伴い，タンクの耐震化，タンク容量の見直し，２次系純水タンクの設置数の見直し（４基⇒２基）等の変更を行ったため，関連する資料を修正した。【添付資料 1.2.3】

1-2）設計方針・運用・体制を変更するものではないが，まとめ資料の記載の充実を行った箇所と理由

a. 大飯３／４号炉まとめ資料と比較した結果，変更したもの　：なし
b. 女川２号炉まとめ資料と比較した結果，変更したもの　：下記１件

・資料構成は，炉型が同じである大飯３／４号炉の対応手段及び操作手順の参照を基本とした上で，配管・弁の流路等を含めた設備の選定方針，文章構成や表現については，女川２号炉の審査実績を反映している。また，各図面においても，女川２号炉の審査実績を踏まえた資料構成や記載の充実化等の見直しを行っている。

c. 他社審査会合の指摘事項等を確認した結果，変更したもの　：なし
d. 当社が自主的に変更したもの　：なし

1-3）バックフィット関連事項

なし

灰色：女川２号炉の記載のうち，BWR固有の設備や対応手段であり，泊３号炉と比較対象とならない記載内容	赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違） 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違） 緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

２．大飯３／４号炉まとめ資料との比較結果の概要

2-1）設備の相違（以下については，相違理由欄に No.を記載する）

No.	大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由
①	【蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）で使用する設備】 ・蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動） ・復水ピット	【蒸気発生器２次側からの除熱による発電用原子炉の冷却（注水）で使用する設備】 ・SG 直接給水用高圧ポンプ ・補助給水ピット ・可搬型大型送水ポンプ車 ・代替給水ピット ・原水槽 ・２次系純水タンク ・ろ過水タンク	【設計方針の相違（自主対策設備）】（例：比較表ｐ 1.2-11,12） ・大飯 3/4 号炉は，可搬型設備である蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）（吐出圧力約 3.0MPa[gage]）により復水ピットを水源として，蒸気発生器へ注水する手段がある。 ・泊 3 号炉は，補助給水ポンプと同程度の揚程，容量である SG 直接給水用高圧ポンプを常設設備として設置しており，補助給水ピットを水源として蒸気発生器へ注水する手段がある。なお，SG 直接給水用高圧ポンプは，ディーゼル発電機又は代替非常用発電機からの給電により起動できる。 －電動補助給水ポンプ　　：揚程 約 900m，容量 約 90m³/h（１台当たり） －タービン動補助給水ポンプ：揚程 約 900m，容量 約 115m³/h －SG 直接給水用高圧ポンプ　：揚程 約 900m，容量 約 90m³/h ・補助給水ポンプの代替手段として，常設のポンプにより補助給水ピット水を蒸気発生器へ注水する設計方針は伊方 3 号炉と同様である。 ・また，泊 3 号炉は，可搬型大型送水ポンプ車（吐出圧力約 1.3MPa[gage]）により海又は淡水（代替給水ピット又は原水槽）を水源として蒸気発生器へ注水する手段がある。なお，淡水である２次系純水タンク及びろ過水タンクは，原水槽への補給に使用する。 ・補助給水ポンプの代替手段として，可搬のポンプにより淡水又は海水を蒸気発生器へ注水する設計方針は玄海 3/4 号炉及び川内 1/2 号炉と同様である。
②	— （泊３号炉との比較対象なし）	【１次冷却系のフィードアンドブリードで使用する設備】 ・充てんポンプ ・燃料取替用水ピット	【設計方針の相違（自主対策設備）】（例：比較表ｐ 1.2-10） ・泊 3 号炉は，１次冷却系のフィードアンドブリード時に高圧注入ポンプの機能が喪失している場合は，充てんポンプを用いる対応手段を整備している。ただし，充てんポンプは注水流量が少なく事象を収束できない可能性があるが，崩壊熱が小さい場合においては有効であることから，自主対策設備による対応手段としている。 ・充てんポンプによる１次冷却系のフィードアンドブリードを自主対策設備による対応手段として手順を整備している点では伊方 3 号炉と同様である。

※　相違点を強調する箇所を下線部にて示す。

※　本比較結果の概要において，設備を比較する場合は，女川２号炉の審査実績により追加した配管・弁等の記載は省略している。

灰色：女川２号炉の記載のうち，BWR固有の設備や対応手段であり，泊３号炉と比較対象とならない記載内容	赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違） 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違） 緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

2-1）設備の相違（以下については，相違理由欄に No.を記載する）

No.	大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由
③	【「１次冷却系のフィードアンドブリード」の操作手順④】 「運転員等は、中央制御室で燃料取替用水ピット水位及び格納容器再循環サンプ水位を確認し、<u>再循環切替水位となれば再循環運転になったことを確認する。</u>」	【「１次冷却系のフィードアンドブリード」の操作手順④】 「運転員（中央制御室）Ａは，燃料取替用水ピット水位及び格納容器再循環サンプ水位を確認し，<u>再循環切替水位に到達すれば再循環運転に切り替える。</u>」	【設計方針の相違】（例：比較表ｐ 1.2-25） ・大飯 3/4 号炉は，燃料取替用水ピット水位低警報の発信と同時に自動で再循環運転へ切り替わる。（これを「自動方式」という。）大飯 3/4 号炉以外で自動方式を採用しているプラントは高浜 3/4 号炉。 ・泊 3 号炉は，燃料取替用水ピット水位低警報の発信及び格納容器再循環サンプ水位(広域)が 71%以上となっていることで，高圧注入ポンプ等の水源を確保していることを確認した後，運転員が中央制御室にて「切替開始」スイッチを手動操作することにより，その後の弁切替や補機の起動が自動で行われ，再循環運転に切り替わる。（これを「半自動方式」という。） ・自動方式では運転員の判断を要せずに再循環運転に切り替えることができるが，再循環運転への切替えにあたっては補機の水源となる格納容器再循環サンプ水位を確認することが望ましいこと及び補機の起動，弁等の切替えを自動化することで十分な運転員の負担軽減が図れることから，泊 3 号炉では半自動方式の再循環切替を採用している。なお，泊 3 号炉と類似した設計を採用しているプラントに敦賀 2 号機がある。 ・上記以外のプラントは，燃料取替用水ピット水位低警報の発信時に，運転員が中央制御室にて弁の切替えや補機の起動等の複数の操作を手動で行い，再循環運転に切り替える。
④	【1.2.2.1 (2)b. 「蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水」】 なお、<u>淡水又は海水</u>を蒸気発生器へ注水する場合、蒸気発生器器内水の塩分濃度及び不純物濃度が上昇するため、蒸気発生器ブローダウンラインにより排水を行う。	【1.2.2.1 (2) c．「海水を用いた可搬型大型送水ポンプ車による蒸気発生器への注水」】 なお，<u>海水</u>を蒸気発生器へ注水する場合，蒸気発生器器内水の塩分濃度及び不純物濃度が上昇するため，蒸気発生器ブローダウンラインにより排水を行う。	【設計方針の相違（自主対策設備）】（例：比較表ｐ 1.2-29, 30） ・大飯 3/4 号炉は，復水ピットを水源として，蒸気発生器へ注水する手段を示しており，技術的能力「1.13 重大事故等時に必要となる水の供給手順等」にて，海水を用いた復水ピットへの補給手順を整備しているため，「淡水又は海水」と記載されている。 ・泊 3 号炉欄で示しているのは，海水を水源として，蒸気発生器へ注水する手段についての内容であるため，「海水」と記載している。 ・なお，泊 3 号炉も，補助給水ピットを水源として，蒸気発生器へ注水する手段の場合は，技術的能力「1.13 重大事故等時に必要となる水の供給手順等」にて，海水を用いた補助給水ピットへの補給手順を整備しているため，「淡水又は海水」と記載しており，大飯 3/4 号炉と実質的な相違はない。
⑤	【主蒸気逃がし弁の機能回復で使用する設備】 ・窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁作動用）	【主蒸気逃がし弁の機能回復で使用する設備】 ・主蒸気逃がし弁操作用可搬型空気ボンベ	【設計方針の相違（自主対策設備）】（例：比較表ｐ 1.2-17） ・大飯 3/4 号炉は，主蒸気逃がし弁の代替制御用空気として窒素ボンベを使用する。 ・泊 3 号炉は，主蒸気逃がし弁の代替制御用空気として空気ボンベを使用するが，通常時に使用する制御用空気と同じ気体であることから，当該弁の動作への悪影響はない。

※　相違点を強調する箇所を下線部にて示す。

灰色：女川２号炉の記載のうち，BWR固有の設備や対応手段であり，泊３号炉と比較対象とならない記載内容	赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違） 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違） 緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

2-2）記載方針の相違（以下については，相違理由欄に No.を記載する）

No.	大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由
①	【1.2.1(2)ｄ.「手順等」の記載】 これらの手順は、発電所対策本部長※2、当直課長、運転員等※3及び緊急安全対策要員※4の対応として蒸気発生器の除熱機能を維持又は代替する手順等に定める（第1.2.1表）。 ※２　発電所対策本部長：重大事故等発生時における発電所原子力防災管理者及び代行者をいう。 ※３　運転員等:運転員及び重大事故等対策要員のうち当直課長の指示に基づき運転対応を実施する要員をいう。 ※４　緊急安全対策要員:重大事故等対策要員のうち発電所対策本部長の指示に基づき対応する運転員等以外の要員をいう。	【1.2.1(2)ｄ.「手順等」の記載】 これらの手順は，発電課長（当直），運転員及び災害対策要員の対応として蒸気発生器の除熱機能を維持又は代替する手順書等に定める（第 1.2.1 表）。	・大飯 3/4 号炉は，技術的能力 1.0 にて整理する要員の名称以外に「運転員等」という名称を使用していることから，要員名称の定義を記載している。（例：比較表ｐ 1.2-23） ・泊３号炉は，技術的能力 1.0 にて整理する要員の名称を記載している場合，改めて要員名称の定義は記載しないこととしており，記載方針は女川２号炉及び伊方３号炉と同様。
②	― （泊３号炉との比較対象なし）	【中央制御室で対応する手順の「概要図」の整理】 ・第 1.2.7 図「電動主給水ポンプによる蒸気発生器への注水」	・泊３号炉は，中央制御室操作のみで通常の運転操作に対応する手順についても，操作する系統概要を確認できるように概要図を示している。大飯 3/4 号炉と泊３号炉で対応手段に相違なし。（例：比較表ｐ 1.2-88）

※　相違点を強調する箇所を下線部にて示す。

灰色：女川２号炉の記載のうち，BWR固有の設備や対応手段であり，泊３号炉と比較対象とならない記載内容	赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違） 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違） 緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

2-2）記載方針の相違（以下については，相違理由欄に No.を記載する）

No.	大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由
③	【蒸気発生器水位の制御（監視及び制御）の操作手順】 「操作手順は、「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」のうち、1.3.2.1(3)「蒸気発生器２次側による炉心冷却（蒸気放出）」及び1.2.2.1(2)b.、1.2.2.2(1)a.にて整備する。」	【蒸気発生器水位の制御（監視及び制御）の操作手順】 「蒸気発生器水位の調整については，「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」のうち，1.3.2.2(1)b.「現場手動操作による主蒸気逃がし弁の機能回復」及び1.2.2.1(2)b.(b)⑦，1.2.2.1(2)c.(b)⑫，1.2.2.1(2)d.(b)⑪，1.2.2.1(2)e.(b)⑪，1.2.2.2(1)a.(b)⑪の操作手順と同様である。」	・泊３号炉は，他の審査項目の手順を参照させる場合の記載については，参照先で更に別な手順を参照させることがないように（参照先の２重飛び防止），手順を記載している参照先へ直接リンクできる文章としている。また，同じ審査項目のなかで操作手順を参照させる場合については，具体的な操作手順の番号までを記載し，具体的な操作内容へ直接リンクできる文章としている。なお，泊３号炉の操作手順のリンク先が多いのは，以下のとおり設備の相違(相違理由①)による対応手段の数の相違。（例：比較表ｐ1.2-52） 【大飯 3/4 号炉】 ・1.2.2.1(2)b.「蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水」 ・1.2.2.2(1)a.「タービン動補助給水ポンプ（現場手動操作）及びタービン動補助給水ポンプ起動弁（現場手動操作）によるタービン動補助給水ポンプの機能回復」 【泊３号炉】 ・1.2.2.1(2)b.「SG 直接給水用高圧ポンプによる蒸気発生器への注水」のうち，「(b)操作手順」の手順番号「⑦」 ・1.2.2.1(2)c.「海水を用いた可搬型大型送水ポンプ車による蒸気発生器への注水」のうち，「(b)操作手順」の手順番号「⑫」 ・1.2.2.1(2)d.「代替給水ピットを水源とした可搬型大型送水ポンプ車による蒸気発生器への注水」のうち，「(b) 操作手順」の手順番号「⑪」 ・1.2.2.1(2)e.「原水槽を水源とした可搬型大型送水ポンプ車による蒸気発生器への注水」のうち，「(b) 操作手順」の手順番号「⑪」 ・1.2.2.2(1)a.「現場手動操作によるタービン動補助給水ポンプの起動」のうち，「(b) 操作手順」の手順番号「⑪」

※　相違点を強調する箇所を下線部にて示す。

2-3）記載表現，設備名称等の相違（以下については，相違理由を省略する）

大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由
・発電用原子炉（以下「原子炉」という。）	・発電用原子炉	・記載表現の相違（女川審査実績の反映）（例：比較表ｐ1.2-6） ・泊３号炉は「発電用原子炉」を読替えしない
・蒸気発生器２次側による炉心冷却	・蒸気発生器２次側からの除熱による発電用原子炉の冷却	・記載表現の相違（例：比較表ｐ1.2-7）
・炉心冷却	・発電用原子炉の冷却	・記載表現の相違（女川審査実績の反映）（例：比較表ｐ1.2-8）
・多様性拡張設備	・自主対策設備	・記載表現の相違（女川審査実績の反映）（例：比較表ｐ1.2-8）
・主蒸気逃がし弁（現場手動操作）	・主蒸気逃がし弁	・設備名称の相違（例：比較表ｐ1.2-16）
・主蒸気逃がし弁（現場手動操作）による主蒸気逃がし弁の機能回復	・現場手動操作による主蒸気逃がし弁の機能回復	・記載表現の相違（女川審査実績の反映）（例：比較表ｐ1.2-43）

※　相違点を強調する箇所を下線部にて示す。

灰色：女川２号炉の記載のうち，BWR固有の設備や対応手段であり，泊３号炉と比較対象とならない記載内容

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

2-3）記載表現，設備名称等の相違（以下については，相違理由を省略する）

大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由
・タービン動補助給水ポンプ（現場手動操作）及びタービン動補助給水ポンプ起動弁（現場手動操作）によるタービン動補助給水ポンプの起動	・現場手動操作によるタービン動補助給水ポンプの起動	・記載表現の相違（女川審査実績の反映）（例：比較表ｐ 1.2-40）
・概略系統	・概要図	・記載表現の相違（女川審査実績の反映）（例：比較表ｐ 1.2-24）
・タービン動補助給水ポンプ起動弁	・タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気入口弁	・設備名称の相違（例：比較表ｐ 1.2-15）
・空冷式非常用発電装置	・代替非常用発電機	・設備名称の相違（例：比較表ｐ 1.2-44）
・大容量ポンプ	・可搬型大型送水ポンプ車	・設備名称の相違（例：比較表ｐ 1.2-18） ・ポンプ容量は異なるが，代替補機冷却水（海水）を供給する機能に相違はないため，「設備名称の相違」に分類する。 ・大飯 3/4 号炉　大容量ポンプ（容量約 1,800m³/h） ・泊３号炉　可搬型大型送水ポンプ車（容量約 300m³/h）
・Ｂ制御用空気圧縮機（海水冷却）	・Ａ－制御用空気圧縮機	・設備名称の相違（女川審査実績の反映）（例：比較表ｐ 1.2-18）
・復水ピット	・補助給水ピット	・設備名称の相違（例：比較表ｐ 1.2-7）
・タービン動補助給水ライン流量調節弁前弁	・補助給水ポンプ出口流量調節弁	・設備名称の相違（例：比較表ｐ 1.2-39）
・Ｎｏ．３淡水タンク	・２次系純水タンク	・設備名称の相違（例：比較表ｐ 1.2-39）
・タービン動補助給水ポンプ非常用油ポンプ（以下「非常用油ポンプ」という。）	・タービン動補助給水ポンプ非常用油ポンプ ・タービン動補助給水ポンプ補助油ポンプ（以下「非常用油ポンプ等」という。）	・設備名称の相違（例：比較表ｐ 1.2-39） ・大飯 3/4 号炉のタービン動補助給水ポンプ非常用油ポンプは，Ａ，Ｂ号機の２台を設置している。 ・泊３号炉も同様に２台設置しているが，Ａ系を「補助油ポンプ」，Ｂ系を「非常用油ポンプ」と異なる名称としている。このため，「設備名称の相違」に分類する。
・専用工具（油供給用）	・専用工具（タービン動補助給水ポンプ潤滑油供給器）	・名称の相違（例：比較表ｐ 1.2-39）
・恒設代替低圧注水ポンプ	・代替格納容器スプレイポンプ	・設備名称の相違（例：比較表ｐ 1.2-51）
・加圧器水位計	・加圧器水位	・設備名称の相違（監視計器）（例：比較表ｐ 1.2-20）
・蒸気発生器水位計（広域）	・蒸気発生器水位（広域）	・設備名称の相違（監視計器）（例：比較表ｐ 1.2-20）
・蒸気発生器水位計（狭域）	・蒸気発生器水位（狭域）	・設備名称の相違（監視計器）（例：比較表ｐ 1.2-20）
・蒸気発生器補助給水流量計	・補助給水流量	・設備名称の相違（監視計器）（例：比較表ｐ 1.2-20）
・復水ピット水位計	・補助給水ピット水位	・設備名称の相違（監視計器）（例：比較表ｐ 1.2-20）
・１次冷却材温度	・１次冷却材温度（広域－高温側）	・設備名称の相違（監視計器）（例：比較表ｐ 1.2-25）
・主蒸気圧力	・主蒸気ライン圧力	・設備名称の相違（監視計器）（例：比較表ｐ 1.2-29）
・補助給水ポンプの動作状況	・補助給水ポンプの作動状況	・記載表現の相違（例：比較表ｐ 1.2-50） ・泊３号炉は，本審査項目の要求事項「ＲＣＩＣ等の安全上重要な設備の作動状況を確認する手順等を整備すること」の記載表現としている。
・定期検査	・定期事業者検査	・記載表現の相違（例：比較表ｐ 1.2-27）
・線量計	・個人線量計	・名称の相違（例：比較表ｐ 1.2-43）

※　相違点を強調する箇所を下線部にて示す。

2-4）相違識別の省略（以下については，各対応手順の共通の相違理由のため，本文中の相違識別と相違理由は省略する）

大飯発電所３／４号炉	泊発電所３号炉	相違理由
【「操作手順」の対応要員】 ・当直課長 ・運転員等 ・発電所対策本部長 ・緊急安全対策要員	【「操作手順」の対応要員】 ・発電課長（当直） ・運転員 ・災害対策要員	・対応要員，要員名称の相違（例：比較表ｐ 1.2-30,31） ・泊３号炉の本審査項目で整理する操作手順は，発電課長（当直）の指示により運転員と災害対策要員にて対応するため，発電所対策本部長へ依頼する作業はない。また，可搬型設備を取り扱う災害対策要員は，運転班の要員であることから，運転員と災害対策要員は連携して対応が可能である。 ・泊３号炉のように，可搬型 SA 設備を取り扱う災害対策要員に対して発電課長（当直）の指示により対応する体制としている点では，伊方３号炉も同様であり，伊方３号炉は発電所災害対策本部の設置まで，発電所災害対策本部要員も当直長の指揮下にて初動対応を行う体制としている。 ・大飯 3/4 号炉の要員名称の定義については「記載方針の相違①」にて整理する。 ・大飯 3/4 号炉の本審査項目で整理する操作手順は，当直課長の指示により運転員等が対応するとともに，発電所対策本部長の指示により緊急安全対策要員が対応する。なお，手順着手は当直課長が判断し，運転員等と発電所対策本部長へ作業開始を指示する。 ・操作手順の比較において，これら要員名称の相違，作業開始指示及び完了報告に関する事項の相違識別は省略する。
【「操作の成立性」の対応要員と所要時間】 「上記の対応は中央制御室にて<u>１ユニット当たり</u>運転員等<u>○名</u>、現場にて<u>１ユニット当たり</u>運転員等<u>○名</u>により作業を実施し、所要時間は約<u>○分</u>と想定する。」	【「操作の成立性」の対応要員と所要時間】 「上記の操作は，運転員（中央制御室）<u>○名</u>及び運転員（現場）<u>○名</u>にて作業を実施した場合，作業開始を判断してから○○開始まで<u>○分</u>以内で可能である。」	・泊３号炉は複数号炉の審査ではないため，「１ユニット当たり」の記載は必要ない。（例：比較表ｐ 1.2-31） ・対応要員，操作対象機器の配置場所等の相違により，各対応手段の所要時間は相違することから，対応要員数と所要時間の相違識別は省略する。（例：比較表ｐ 1.2-31） ・なお，第 1.2.1 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」の「設備分類ｂ（37 条に適合する重大事故等対処設備）」に該当する対応手段については，重大事故対策の有効性評価における各事故シーケンスにおいて，重大事故等対策の成立性を確認しており，各対応手段が要求される時間までに実施可能であることに相違はない。

※　相違点を強調する箇所を下線部にて示す。

泊発電所３号炉　技術的能力　比較表

灰色：女川２号炉の記載のうち，BWR固有の設備や対応手段であり，泊３号炉と比較対象とならない記載内容

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
1.2　原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等 <目　次> 1.2.1 対応手段と設備の選定 (1) 対応手段と設備の選定の考え方 (2) 対応手段と設備の選定の結果 a．フロントライン系機能喪失時の対応手段及び設備	1.2　原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等 <目　次> 1.2.1 対応手段と設備の選定 (1) 対応手段と設備の選定の考え方 (2) 対応手段と設備の選定の結果 a．フロントライン系故障時の対応手段及び設備 (a) 高圧代替注水系による発電用原子炉の冷却 (b) 重大事故等対処設備	1.2　原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等 <目　次> 1.2.1 対応手段と設備の選定 (1) 対応手段と設備の選定の考え方 (2) 対応手段と設備の選定の結果 a．フロントライン系故障時の対応手段及び設備 (a) １次冷却系のフィードアンドブリードによる発電用原子炉の冷却 (b) 蒸気発生器２次側からの除熱による発電用原子炉の冷却（注水） (c) 蒸気発生器２次側からの除熱による発電用原子炉の冷却（蒸気放出） (d) 重大事故等対処設備と自主対策設備	【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映） 【大飯】 目次構成の相違（女川審査実績の反映）
b．サポート系機能喪失時の対応手段及び設備	b．サポート系故障時の対応手段及び設備 (a) 全交流動力電源喪失及び常設直流電源系統喪失時の発電用原子炉の冷却 (b) 復旧 (c) 重大事故等対処設備と自主対策設備	b．サポート系故障時の対応手段及び設備 (a) 全交流動力電源喪失及び常設直流電源系統喪失時の蒸気発生器２次側からの除熱による発電用原子炉の冷却 (b) 復旧 (c) 重大事故等対処設備と自主対策設備	【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映） 【大飯】 目次構成の相違（女川審査実績の反映）
c．監視及び制御の対応手段及び設備	c．監視及び制御 (a) 監視及び制御 (b) 重大事故等対処設備と自主対策設備 d．重大事故等の進展抑制時の対応手段及び設備 (a) 重大事故等の進展抑制 (b) 重大事故等対処設備と自主対策設備	c．監視及び制御の対応手段及び設備 (a) 監視及び制御 (b) 重大事故等対処設備	【女川】 記載表現の相違 ・泊は大飯と同様にa.及びb.の項目名と表現を統一。 【大飯】 目次構成の相違（女川審査実績の反映） 【女川】 泊は当該手段に対して自主対策設備を設けていないため，項目名に「自主対策設備」の記載なし。他の審査項目では女川も自主対策設備を設けていない場合の記載は泊と同じである。 【女川】 BWR固有の要求事項のため，PWRに比較対象なし
d．手順等	e．手順等	d．手順等	

灰色：女川２号炉の記載のうち，BWR固有の設備や対応手段であり，泊３号炉と比較対象とならない記載内容	赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違） 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違） 緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

1.2　原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
1.2.2 重大事故等時の手順等 1.2.2.1 フロントライン系機能喪失時の手順等	1.2.2 重大事故等時の手順 1.2.2.1 フロントライン系故障時の対応手順	1.2.2 重大事故等時の手順 1.2.2.1 フロントライン系故障時の対応手順	【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）
(1) １次冷却系のフィードアンドブリード	(1) 高圧代替注水系による原子炉圧力容器への注水 a. 中央制御室からの高圧代替注水系起動 b. 現場手動操作による高圧代替注水系起動	(1) １次冷却系のフィードアンドブリードによる発電用原子炉の冷却	【大飯】 記載表現の相違（対応手段の明確化）
(2) 蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水） a. 電動主給水ポンプによる蒸気発生器への注水 b. 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水		(2) 蒸気発生器２次側からの除熱による発電用原子炉の冷却（注水） a．電動主給水ポンプによる蒸気発生器への注水 b．SG直接給水用高圧ポンプによる蒸気発生器への注水 c．海水を用いた可搬型大型送水ポンプ車による蒸気発生器への注水 d．代替給水ピットを水源とした可搬型大型送水ポンプ車による蒸気発生器への注水 e．原水槽を水源とした可搬型大型送水ポンプ車による蒸気発生器への注水	【大飯】設備の相違（相違理由①）
(3) 蒸気発生器２次側による炉心冷却（蒸気放出） a. タービンバイパス弁による蒸気放出		(3) 蒸気発生器２次側からの除熱による発電用原子炉の冷却（蒸気放出） a．タービンバイパス弁による蒸気放出	
(4) その他の手順項目にて考慮する手順			【大飯】 記載箇所の相違（女川審査実績の反映） ・泊は1.2.2.5にて同等の内容を整理。
(5) 優先順位	(2) 重大事故等時の対応手段の選択	(4) 重大事故等時の対応手段の選択	【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映） ・各対応手段の優先順位を整理した内容に相違なし。
1.2.2.2 サポート系機能喪失時の手順等	1.2.2.2 サポート系故障時の対応手順	1.2.2.2 サポート系故障時の対応手順	【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）
(1) 補助給水ポンプの機能回復	(1) 全交流動力電源喪失及び常設直流電源系統喪失時の原子炉圧力容器への注水	(1) 全交流動力電源喪失及び常設直流電源系統喪失時の蒸気発生器２次側からの除熱による発電用原子炉の冷却	【大飯】 文章構成の相違（女川審査実績の反映）
a. タービン動補助給水ポンプ（現場手動操作）及びタービン動補助給水ポンプ起動弁（現場手動操作）によるタービン動補助給水ポンプの機能回復	a. 現場手動操作による原子炉隔離時冷却系起動	a．現場手動操作によるタービン動補助給水ポンプの起動	【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）
		b．現場手動操作による主蒸気逃がし弁の開操作	【大飯】 文章構成の相違（女川審査実績の反映） ・大飯の記載は1.2.2.2(2)参照
	(2) 復旧	(2) 復旧	【大飯】 文章構成の相違（女川審査実績の反映）
b. 空冷式非常用発電装置による電動補助給水ポンプの機能回復	a. 代替交流電源設備による原子炉隔離時冷却系への給電	a．代替交流電源設備による電動補助給水ポンプへの給電	【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）
(2) 主蒸気逃がし弁の機能回復 a. 主蒸気逃がし弁（現場手動操作）による主蒸気逃がし弁の機能回復	b. 可搬型代替直流電源設備による原子炉隔離時冷却系への給電 c. 125V代替充電器用電源車接続設備による原子炉隔離時冷却系への給電		【大飯】 文章構成の相違（女川審査実績の反映）
b. 窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁作動用）による主蒸気逃がし弁の機能回復		b．主蒸気逃がし弁操作用可搬型空気ボンベによる主蒸気逃がし弁の機能回復	【大飯】設備の相違（相違理由⑤）

灰色：女川２号炉の記載のうち，BWR固有の設備や対応手段であり，泊３号炉と比較対象とならない記載内容	赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違） 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違） 緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
c．大容量ポンプを用いたＢ制御用空気圧縮機（海水冷却）による主蒸気逃がし弁の機能回復 (3) その他の手順項目にて考慮する手順		c．可搬型大型送水ポンプ車を用いたＡ－制御用空気圧縮機による主蒸気逃がし弁の機能回復	【大飯】 記載箇所の相違（女川審査実績の反映） ・泊は1.2.2.5にて同等の内容を整理。
(4) 優先順位	(3) 重大事故等時の対応手段の選択	(3) 重大事故等時の対応手段の選択	【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映） ・各対応手段の優先順位を整理した内容に相違なし。
	1.2.2.3 重大事故等の進展抑制時の対応手順 (1) 重大事故等の進展抑制 a．ほう酸水注入系による原子炉圧力容器へのほう酸水注入及び注水 b．制御棒駆動水圧系による原子炉圧力容器への注水 (2) 重大事故等時の対応手段の選択		【女川】 BWR固有の要求事項のため，PWRに比較対象なし
1.2.2.3 復旧に係る手順等			【大飯】 記載箇所の相違（女川審査実績の反映） ・泊の記載は1.2.2.2(2)参照
1.2.2.4 監視及び制御 (1) 加圧器水位及び蒸気発生器水位の監視又は推定 (2) 補助給水ポンプの動作状況確認 (3) 加圧器水位（原子炉水位）の制御 (4) 蒸気発生器水位の制御 (5) その他の手順項目にて考慮する手順		1.2.2.3 監視及び制御 (1) 加圧器水位及び蒸気発生器水位の監視又は推定 (2) 補助給水ポンプの作動状況確認 (3) 加圧器水位（原子炉水位）の制御 (4) 蒸気発生器水位の制御	【大飯】 記載箇所の相違（女川審査実績の反映） ・泊は1.2.2.5にて同等の内容を整理。
	1.2.2.4 重大事故等対処設備（設計基準拡張）による対応手順 (1) 原子炉隔離時冷却系による原子炉圧力容器への注水 (2) 高圧炉心スプレイ系による原子炉圧力容器への注水	1.2.2.4 重大事故等対処設備（設計基準拡張）による対応手順 (1) 蒸気発生器２次側からの除熱による発電用原子炉の冷却 a．電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水 b．主蒸気逃がし弁による蒸気放出	【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映）
	1.2.2.5 その他の手順項目について考慮する手順	1.2.2.5 その他の手順項目について考慮する手順	【大飯】 記載箇所の相違（女川審査実績の反映）
	添付資料1.2.1　審査基準，基準規則と対処設備との対応表	添付資料1.2.1　審査基準，基準規則と対処設備との対応表	【大飯】 記載箇所の相違（女川審査実績の反映） ・大飯の比較対象は添付資料1.2.2
添付資料1.2.1　重大事故等対処設備の電源構成図	添付資料1.2.2　対応手段として選定した設備の電源構成図	添付資料1.2.2　対応手段として選定した設備の電源構成図	【大飯】 資料構成の相違（女川審査実績の反映）
添付資料1.2.2　重大事故等対処設備及び多様性拡張設備の整理表			【大飯】 資料構成の相違（女川審査実績の反映） ・泊の比較対象は添付資料1.2.1 ・記載方針の相違（女川審査実績の反映）

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
添付資料1.2.3　多様性拡張設備仕様 添付資料1.2.4　安全注入の停止条件 添付資料1.2.5　１次冷却系のフィードアンドブリードへの移行判断時における蒸気発生器水位計（広域）の指示について		添付資料1.2.3　自主対策設備仕様 添付資料1.2.4　安全注入の停止条件 添付資料1.2.5　１次冷却系のフィードアンドブリードへの移行判断時における蒸気発生器水位（広域）の指示について	
添付資料1.2.6　蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ(電動)による蒸気発生器への注水	添付資料1.2.3　重大事故等対策の成立性 1.現場手動操作による高圧代替注水系起動 2.現場手動操作による原子炉隔離時冷却系起動 3.ほう酸水注入系による原子炉圧力容器への注水 添付資料1.2.4　高圧炉心スプレイ系の水源切替の必要性について	添付資料1.2.6　SG直接給水用高圧ポンプによる蒸気発生器への注水 添付資料1.2.7　海水を用いた可搬型大型送水ポンプ車による蒸気発生器への注水 添付資料1.2.8　代替給水ピットを水源とした可搬型大型送水ポンプ車による蒸気発生器への注水 添付資料1.2.9　原水槽を水源とした可搬型大型送水ポンプ車による蒸気発生器への注水	【大飯】設備の相違(相違理由①)
添付資料1.2.7　全交流動力電源喪失時に補助給水系の起動に失敗した場合の処置について		添付資料1.2.10　全交流動力電源喪失時に補助給水系の起動に失敗した場合の処置について	
添付資料1.2.8　タービン動補助給水ポンプ（現場手動操作）及びタービン動補助給水ポンプ起動弁（現場手動操作）によるタービン動補助給水ポンプ現場起動		添付資料1.2.11　現場手動操作によるタービン動補助給水ポンプの起動	【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）
添付資料1.2.9　通常の運転操作手順概要一覧 添付資料1.2.10　事故時に中央制御室のみで行う運転操作一覧		添付資料1.2.12　通常の運転操作手順概要一覧 添付資料1.2.13　事故時に中央制御室のみで行う運転操作一覧	
	添付資料1.2.5 解釈一覧 1.判断基準の解釈一覧 2.操作手順の解釈一覧 3.弁番号及び弁名称一覧	添付資料1.2.14　解釈一覧 1.判断基準の解釈一覧 2.操作手順の解釈一覧 3.弁番号及び弁名称一覧	【大飯】 資料構成の相違（女川審査実績の反映）

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
1.2　原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等 <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高圧の状態であって、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。 【解釈】 1「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。 (1) 全交流動力電源喪失・常設直流電源系統喪失を想定し、原子炉隔離時冷却系（RCIC）若しくは非常用復水器（BWRの場合）又はタービン動補助給水ポンプ（PWRの場合）（以下「RCIC等」という。）により発電用原子炉を冷却するため、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整備すること。 a）可搬型重大事故防止設備 ｉ）現場での可搬型重大事故防止設備（可搬型バッテリ又は窒素ボンベ等）を用いた弁の操作により、RCIC等の起動及び十分な期間※の運転継続を行う手順等（手順及び装備等）を整備すること。ただし、下記（1）b）ｉ）の人力による措置が容易に行える場合を除く。 b）現場操作 ｉ）現場での人力による弁の操作により、RCIC等の起動及び十分な期間※の運転継続を行う手順等（手順及び装備等）を整備すること。 ※：原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧対策及び原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の冷却対策の準備が整うまでの期間のこと。 c）監視及び制御 ｉ）原子炉水位（BWR及びPWR）及び蒸気発生器水位（PWRの場合）を推定する手順等（手順、計測機器及び装備等）を整備すること。 ⅱ）RCIC等の安全上重要な設備の作動状況を確認する手順等（手順、計測機器及び装備等）を整備すること。 ⅲ）原子炉水位又は蒸気発生器水位を制御する手順等（手順及び装備等）を整備すること。 (2) 復旧 a）原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態におい	1.2　原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等 【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高圧の状態であって、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。 【解釈】 1「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。 (1) 全交流動力電源喪失・常設直流電源系統喪失を想定し、原子炉隔離時冷却系（RCIC）若しくは非常用復水器（BWRの場合）又はタービン動補助給水ポンプ（PWRの場合）（以下「RCIC等」という。）により発電用原子炉を冷却するため、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整備すること。 a）可搬型重大事故防止設備 ｉ）現場での可搬型重大事故防止設備（可搬型バッテリ又は窒素ボンベ等）を用いた弁の操作により、RCIC等の起動及び十分な期間※の運転継続を行う手順等（手順及び装備等）を整備すること。ただし、下記（1）b）ｉ）の人力による措置が容易に行える場合を除く。 b）現場操作 ｉ）現場での人力による弁の操作により、RCIC等の起動及び十分な期間※の運転継続を行う手順等（手順及び装備等）を整備すること。 ※：原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧対策及び原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の冷却対策の準備が整うまでの期間のこと。 c）監視及び制御 ｉ）原子炉水位（BWR及びPWR）及び蒸気発生器水位（PWRの場合）を推定する手順等（手順、計測機器及び装備等）を整備すること。 ⅱ）RCIC等の安全上重要な設備の作動状況を確認する手順等（手順、計測機器及び装備等）を整備すること。 ⅲ）原子炉水位又は蒸気発生器水位を制御する手順等（手順及び装備等）を整備すること。 (2) 復旧 a）原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態におい	1.2　原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等 【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高圧の状態であって、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。 【解釈】 1「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。 (1) 全交流動力電源喪失・常設直流電源系統喪失を想定し、原子炉隔離時冷却系（RCIC）若しくは非常用復水器（BWRの場合）又はタービン動補助給水ポンプ（PWRの場合）（以下「RCIC等」という。）により発電用原子炉を冷却するため、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整備すること。 a）可搬型重大事故防止設備 ｉ）現場での可搬型重大事故防止設備（可搬型バッテリ又は窒素ボンベ等）を用いた弁の操作により、RCIC等の起動及び十分な期間※の運転継続を行う手順等（手順及び装備等）を整備すること。ただし、下記（1）b）ｉ）の人力による措置が容易に行える場合を除く。 b）現場操作 ｉ）現場での人力による弁の操作により、RCIC等の起動及び十分な期間※の運転継続を行う手順等（手順及び装備等）を整備すること。 ※：原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧対策及び原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の冷却対策の準備が整うまでの期間のこと。 c）監視及び制御 ｉ）原子炉水位（BWR及びPWR）及び蒸気発生器水位（PWRの場合）を推定する手順等（手順、計測機器及び装備等）を整備すること。 ⅱ）RCIC等の安全上重要な設備の作動状況を確認する手順等（手順、計測機器及び装備等）を整備すること。 ⅲ）原子炉水位又は蒸気発生器水位を制御する手順等（手順及び装備等）を整備すること。 (2) 復旧 a）原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態におい	

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
て、注水（循環を含む。）すること及び原子炉を冷却できる設備に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。（BWRの場合） ｂ）電動補助給水ポンプに代替交流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。（PWRの場合） (3) 重大事故等の進展抑制 ａ）重大事故等の進展を抑制するため、ほう酸水注入系（SLCS）又は制御棒駆動機構（CRD）等から注水する手順等を整備すること。（BWRの場合）	て、注水（循環を含む。）すること及び原子炉を冷却できる設備に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。（BWRの場合） ｂ）電動補助給水ポンプに代替交流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。（PWRの場合） (3) 重大事故等の進展抑制 ａ）重大事故等の進展を抑制するため、ほう酸水注入系（SLCS）又は制御棒駆動機構（CRD）等から注水する手順等を整備すること。（BWRの場合）	て、注水（循環を含む。）すること及び原子炉を冷却できる設備に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。（BWRの場合） ｂ）電動補助給水ポンプに代替交流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。（PWRの場合） (3) 重大事故等の進展抑制 ａ）重大事故等の進展を抑制するため、ほう酸水注入系（SLCS）又は制御棒駆動機構（CRD）等から注水する手順等を整備すること。（BWRの場合）	
原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態において、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉（以下「原子炉」という。）の冷却機能は、蒸気発生器２次側による原子炉の冷却機能である。 この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ため、原子炉を冷却する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。	原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態において，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は，原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による冷却機能である。 この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ため，発電用原子炉を冷却する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。	原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態において，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は，２次冷却設備からの除熱による発電用原子炉の冷却機能である。 この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ため，発電用原子炉を冷却する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。	【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映） 【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
1.2.1 対応手段と設備の選定 (1) 対応手段と設備の選定の考え方 原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態において、設計基準事故対処設備が有する原子炉の冷却機能が喪失した場合に炉心の著しい損傷を防止するため、蒸気発生器２次側による原子炉の冷却機能により原子炉を冷却する必要がある。 蒸気発生器２次側による原子炉の冷却機能により原子炉を冷却するための設計基準事故対処設備として、電動補助給水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプ（以下「補助給水ポンプ」という。）、復水ピット並びに主蒸気逃がし弁を設置している。	1.2.1 対応手段と設備の選定 (1) 対応手段と設備の選定の考え方 原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態において， 発電用原子炉を冷却し炉心の著しい損傷を防止するための設計基準事故対処設備として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系を設置している。	1.2.1 対応手段と設備の選定 (1) 対応手段と設備の選定の考え方 原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態において，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炉心の著しい損傷を防止するため，蒸気発生器２次側からの除熱による発電用原子炉の冷却機能により発電用原子炉を冷却する必要がある。 蒸気発生器２次側からの除熱による発電用原子炉の冷却機能により発電用原子炉を冷却し炉心の著しい損傷を防止するための設計基準事故対処設備として電動補助給水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプ（以下「補助給水ポンプ」という。），補助給水ピット並びに主蒸気逃がし弁を設置している。	【女川】設備の相違 ・PWR固有の発電用原子炉の冷却機能
これらの設計基準事故対処設備が健全であれば重大事故等の対処に用いるが、設計基準事故対処設備の機能喪失を想定し、その機能を代替するために、各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上で、想定する機能喪失に対する対応手段及び重大事故等対処設備を選定する（第 1.2.1 図）（以下「機能喪失原因対策分析」という。）。	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，この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1.2-1図）。	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，この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1.2.1図）。	【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映） 【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）
また、原子炉を冷却するために１次冷却系及び２次冷却系の保有水を監視及び制御する対応手段と重大事故等対処設備を選定する。	また，発電用原子炉を冷却するために原子炉圧力容器内の水位を監視及び制御する対応手段及び重大事故等対処設備，重大事故等の進展を抑制するための対応手段及び重大事故等対処設備を選定する。	また，発電用原子炉を冷却するために１次冷却系及び２次冷却系の保有水を監視及び制御する対応手段及び重大事故等対処設備を選定する。	【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映） 【女川】 BWR固有の要求事項のため，PWRに比較対象なし
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及び多様性拡張設備※1を選定する。 ※ 1 多様性拡張設備：技術基準上のすべての要求事項を満たすことやすべての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。	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及び自主対策設備※を選定する。 ※自主対策設備：技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全ての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。	重大事故等対処設備の他に，柔軟な事故対応を行うための対応手段及び自主対策設備※を選定する。 ※自主対策設備：技術基準上のすべての要求事項を満たすことやすべての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。	【大飯，女川】記載表現の相違
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四十五条及び技術基準規則第六十条（以下「基準規則」という。）の要求機能が網羅されていることを確認するとともに、多様性拡張設備との関係を明確にする。 （添付資料 1.2.1、1.2.2、1.2.3）	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」第四十五条及び「技術基準規則」第六十条（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。	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」第四十五条及び「技術基準規則」第六十条（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。 （添付資料 1.2.1，1.2.2，1.2.3）	【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）
(2) 対応手段と設備の選定の結果	(2) 対応手段と設備の選定の結果 設計基準事故対処設備である原子炉隔離時冷却系又は高圧炉心スプレイ系が健全であれば重大事故等対処設備（設計基準拡張）として重大事故等の対処に用いる。 原子炉隔離時冷却系による発電用原子炉の冷却で使用	(2) 対応手段と設備の選定の結果 設計基準事故対処設備である補助給水ポンプ，補助給水ピット及び主蒸気逃がし弁が健全であれば重大事故等対処設備（設計基準拡張）として重大事故等の対処に用いる。 蒸気発生器２次側からの除熱による発電用原子炉の冷	【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映） ・設計基準拡張設備の整理

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
	する設備は以下のとおり。 ・原子炉隔離時冷却系ポンプ ・復水貯蔵タンク ・原子炉隔離時冷却系（蒸気系）配管・弁 ・主蒸気系　配管・弁 ・原子炉隔離時冷却系（注水系）配管・弁 ・補給水系　配管 ・高圧炉心スプレイ系 配管・弁 ・原子炉冷却材浄化系 配管 ・復水給水系 配管・弁・スパージャ ・原子炉圧力容器 ・所内常設蓄電式直流電源設備 また，上記所内常設蓄電式直流電源設備への継続的な給電で使用する設備は以下のとおり。 ・非常用交流電源設備 高圧炉心スプレイ系による発電用原子炉の冷却で使用する設備は以下のとおり。 ・高圧炉心スプレイ系ポンプ ・復水貯蔵タンク ・サプレッションチェンバ ・高圧炉心スプレイ系 配管・弁・ストレーナ・スパージャ ・補給水系　配管 ・原子炉圧力容器 ・高圧炉心スプレイ補機冷却水系（高圧炉心スプレイ補機冷却海水系を含む。） ・非常用取水設備 ・非常用交流電源設備	却で使用する設備は以下のとおり。 ・電動補助給水ポンプ ・タービン動補助給水ポンプ ・主蒸気逃がし弁 ・補助給水ピット ・蒸気発生器 ・２次冷却設備（給水設備）配管 ・２次冷却設備（補助給水設備）配管・弁 ・２次冷却設備（主蒸気設備）配管・弁 ・非常用交流電源設備 ・所内常設蓄電式直流電源設備	
機能喪失原因対策分析の結果、フロントライン系の機能喪失として、蒸気発生器２次側による炉心冷却に使用する設備の機能喪失を想定する。また、サポート系の機能喪失として全交流動力電源喪失又は常設直流電源系統喪失を想定する。	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，原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の故障を想定する。また，サポート系故障として，全交流動力電源及び常設直流電源系統の喪失を想定する。	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，蒸気発生器２次側からの除熱による発電用原子炉の冷却に使用する設備の故障を想定する。また，サポート系故障として，全交流動力電源及び常設直流電源系統の喪失を想定する。	【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）
設計基準事故対処設備に要求される機能の喪失原因と対応手段の検討、審査基準及び基準規則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と多様性拡張設備を以下に示す。	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。	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。	【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）
なお、機能喪失を想定する設計基準事故対処設備、重大事故等対処設備、多様性拡張設備及び整備する手順についての関係を第1.2.1表に示す。	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1.2-1表に整理する。	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1.2.1表に整理する。	【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）

灰色：女川２号炉の記載のうち，BWR固有の設備や対応手段であり，泊３号炉と比較対象とならない記載内容	赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違） 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違） 緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

1.2　原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
a．フロントライン系機能喪失時の対応手段及び設備	a．フロントライン系故障時の対応手段及び設備	a．フロントライン系故障時の対応手段及び設備	【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）
(a) 対応手段	(a) 高圧代替注水系による発電用原子炉の冷却	(a) １次冷却系のフィードアンドブリードによる発電用原子炉の冷却	【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映） ・泊は手順ごとに項目を整理
蒸気発生器２次側による原子炉の冷却機能が喪失した場合、１次冷却系のフィードアンドブリードにより原子炉を冷却する手段がある。	設計基準事故対処設備である原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の故障により発電用原子炉の冷却ができない場合は，中央制御室からの操作により高圧代替注水系を起動し発電用原子炉を冷却する手段がある。 中央制御室からの操作により高圧代替注水系を起動できない場合は，現場での人力による弁の操作により高圧代替注水系を起動し発電用原子炉を冷却する手段がある。	設計基準事故対処設備である２次冷却設備からの除熱による発電用原子炉の冷却に使用する設備の故障により蒸気発生器２次側からの除熱による発電用原子炉の冷却ができない場合は，１次冷却系のフィードアンドブリードにより発電用原子炉を冷却する手段がある。	【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）
	これらの対応手段により，原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧対策及び原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の冷却対策の準備が整うまでの期間，高圧代替注水系の運転を継続する。	この対応手段により，原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧対策及び原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の冷却対策の準備が整うまでの期間，１次冷却系のフィードアンドブリードによる発電用原子炉の冷却を継続する。 また，１次冷却系のフィードアンドブリードにおいて，高圧注入ポンプが故障等により運転できない場合に，充てんポンプを運転して燃料取替用水ピット水を発電用原子炉へ注水する手段がある。	【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映） 【大飯】設備の相違（相違理由②）
	ｉ．高圧代替注水系の中央制御室からの操作による発電用原子炉の冷却	ｉ．１次冷却系のフィードアンドブリード	【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映） ・泊は手順ごとに項目を整理
１次冷却系のフィードアンドブリードで使用する設備は以下のとおり。 ・高圧注入ポンプ ・加圧器逃がし弁 ・燃料取替用水ピット ・格納容器再循環サンプ ・格納容器再循環サンプスクリーン ・余熱除去ポンプ ・余熱除去冷却器	中央制御室からの操作により高圧代替注水系を起動し発電用原子炉を冷却する設備は以下のとおり。 ・高圧代替注水系ポンプ ・復水貯蔵タンク ・高圧代替注水系（蒸気系）配管・弁 ・主蒸気系　配管・弁 ・原子炉隔離時冷却系（蒸気系）配管・弁 ・高圧代替注水系（注水系）配管・弁 ・補給水系　配管 ・高圧炉心スプレイ系 配管・弁 ・燃料プール補給水系 弁 ・原子炉冷却材浄化系 配管 ・復水給水系 配管・弁・スパージャ ・原子炉圧力容器	１次冷却系のフィードアンドブリードにより発電用原子炉を冷却する設備は以下のとおり。 ・高圧注入ポンプ ・加圧器逃がし弁 ・燃料取替用水ピット ・格納容器再循環サンプ ・格納容器再循環サンプスクリーン ・余熱除去ポンプ ・余熱除去冷却器 ・蓄圧タンク ・蓄圧タンク出口弁 ・非常用炉心冷却設備　配管・弁 ・非常用炉心冷却設備（高圧注入系）配管・弁 ・ほう酸注入タンク ・余熱除去設備　配管・弁 ・非常用炉心冷却設備（蓄圧注入系）配管・弁 ・蒸気発生器 ・１次冷却設備　配管・弁 ・加圧器 ・原子炉容器 ・原子炉補機冷却設備	【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映） 【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映） ・流路と給電に使用する設備の記載

泊発電所３号炉　技術的能力　比較表

灰色：女川２号炉の記載のうち，BWR固有の設備や対応手段であり，泊３号炉と比較対象とならない記載内容	赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違） 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違） 緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
	・所内常設蓄電式直流電源設備 ・常設代替直流電源設備 ・可搬型代替直流電源設備	・非常用取水設備 ・非常用交流電源設備 ・所内常設蓄電式直流電源設備	
		１次冷却系のフィードアンドブリードにおいて，高圧注入ポンプが故障等により運転できない場合に，充てんポンプにより発電用原子炉への注水に使用する設備は以下のとおり。 ・充てんポンプ ・燃料取替用水ピット ・再生熱交換器 ・非常用炉心冷却設備　配管・弁 ・化学体積制御設備　配管・弁 ・１次冷却設備　配管・弁 ・加圧器 ・原子炉容器 ・非常用交流電源設備	【大飯】設備の相違（相違理由②） 【伊方】 記載方針の相違（女川審査実績の反映） ・伊方の充てんポンプによる注水で選定している設備は「充てんポンプ」と「燃料取替用水タンク」のみであり，泊は女川の審査実績を踏まえて流路等の設備を選定していることから，伊方の記載は比較対象として掲載していない。
	また，上記所内常設蓄電式直流電源設備及び常設代替直流電源設備への継続的な給電で使用する設備は以下のとおり。 ・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替交流電源設備 ⅱ．高圧代替注水系の現場操作による発電用原子炉の冷却 現場での人力による弁の操作により高圧代替注水系を起動し発電用原子炉を冷却する設備は以下のとおり。 ・高圧代替注水系ポンプ ・復水貯蔵タンク ・高圧代替注水系（蒸気系）配管・弁 ・主蒸気系　配管・弁 ・原子炉隔離時冷却系（蒸気系）配管・弁 ・高圧代替注水系（注水系）配管・弁 ・補給水系　配管 ・高圧炉心スプレイ系 配管・弁 ・燃料プール補給水系 弁 ・原子炉冷却材浄化系 配管 ・復水給水系 配管・弁・スパージャ ・原子炉圧力容器		
		(b)　蒸気発生器２次側からの除熱による発電用原子炉の冷却（注水） ⅰ．電動主給水ポンプによる蒸気発生器への注水	【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映） ・泊は手順ごとに項目を整理
蒸気発生器２次側への注水設備である補助給水ポンプが故障等により運転できない場合は、常用設備等を使用して蒸気発生器２次側へ注水する手段がある。		蒸気発生器２次側への注水設備である補助給水ポンプが故障等により運転できない場合は，常用設備である電動主給水ポンプ等を使用して蒸気発生器２次側へ注水する手段がある。	【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
蒸気発生器２次側による炉心冷却（注水）に使用する設備は以下のとおり。 ・ 電動主給水ポンプ ・ 脱気器タンク		電動主給水ポンプによる蒸気発生器への注水で使用する設備は以下のとおり。 ・電動主給水ポンプ ・脱気器タンク ・蒸気発生器 ・２次冷却設備（給水設備）配管・弁 ・常用電源設備	【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映） ・流路と給電に使用する設備の記載
		ⅱ．SG直接給水用高圧ポンプによる蒸気発生器への注水 蒸気発生器２次側への注水設備である補助給水ポンプが故障等により運転できない場合は，常設設備である SG直接給水用高圧ポンプ等を使用して蒸気発生器２次側へ注水する手段がある。	【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映） ・泊は手順ごとに項目を整理
		SG 直接給水用高圧ポンプによる蒸気発生器への注水で使用する設備は以下のとおり。 ・SG 直接給水用高圧ポンプ ・可搬型ホース ・補助給水ピット ・蒸気発生器 ・２次冷却設備（給水設備）配管 ・２次冷却設備（補助給水設備）配管・弁 ・非常用交流電源設備 ・常設代替交流電源設備	【大飯】設備の相違(相違理由①) 【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映） ・泊は流路と給電に使用する設備の記載
		ⅲ．海水を用いた可搬型大型送水ポンプ車による蒸気発生器への注水 蒸気発生器２次側への注水設備である補助給水ポンプが故障等により運転できない場合は，可搬型設備である可搬型大型送水ポンプ車等を使用して海水を蒸気発生器２次側へ注水する手段がある。	【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映） ・泊は手順ごとに項目を整理
・ 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動） ・ 復水ピット		海水を用いた可搬型大型送水ポンプ車による蒸気発生器への注水で使用する設備は以下のとおり。 ・可搬型大型送水ポンプ車 ・可搬型ホース・接続口 ・ホース延長・回収車（送水車用） ・蒸気発生器 ・２次冷却設備（給水設備）配管 ・２次冷却設備（補助給水設備）配管・弁 ・非常用取水設備 ・非常用交流電源設備 ・燃料補給設備	【大飯】設備の相違(相違理由①)
		ⅳ．代替給水ピットを水源とした可搬型大型送水ポンプ車による蒸気発生器への注水 蒸気発生器２次側への注水設備である補助給水ポンプが故障等により運転できない場合は，可搬型設備である可	【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映） ・泊は手順ごとに項目を整理

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
		搬型大型送水ポンプ車等を使用して代替給水ピットの淡水を蒸気発生器２次側へ注水する手段がある。 代替給水ピットを水源とした可搬型大型送水ポンプ車による蒸気発生器への注水で使用する設備は以下のとおり。 ・可搬型大型送水ポンプ車 ・可搬型ホース・接続口 ・ホース延長・回収車（送水車用） ・代替給水ピット ・蒸気発生器 ・２次冷却設備（給水設備）配管 ・２次冷却設備（補助給水設備）配管・弁 ・非常用交流電源設備 ・燃料補給設備	【大飯】設備の相違（相違理由①）
		ｖ．原水槽を水源とした可搬型大型送水ポンプ車による蒸気発生器への注水 蒸気発生器２次側への注水設備である補助給水ポンプが故障等により運転できない場合は，可搬型設備である可搬型大型送水ポンプ車等を使用して原水槽の淡水を蒸気発生器２次側へ注水する手段がある。 また，原水槽を水源として使用開始後，２次系純水タンク又はろ過水タンクの淡水を原水槽へ補給する手段がある。 原水槽を水源とした可搬型大型送水ポンプ車による蒸気発生器への注水で使用する設備は以下のとおり。 ・可搬型大型送水ポンプ車 ・可搬型ホース・接続口 ・ホース延長・回収車（送水車用） ・原水槽 ・２次系純水タンク ・ろ過水タンク ・蒸気発生器 ・２次冷却設備（給水設備）配管 ・２次冷却設備（補助給水設備）配管・弁 ・給水処理設備　配管・弁 ・非常用交流電源設備 ・燃料補給設備	【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映） ・泊は手順ごとに項目を整理 【大飯】設備の相違（相違理由①）
蒸気発生器２次側の蒸気放出設備である主蒸気逃がし弁の機能が喪失した場合は、常用設備を使用して蒸気発生器２次側の蒸気放出を行う手段がある。		(c)　蒸気発生器２次側からの除熱による発電用原子炉の冷却（蒸気放出） ｉ．タービンバイパス弁による蒸気放出 蒸気発生器２次側の蒸気放出設備である主蒸気逃がし弁の機能が喪失した場合は，常用設備であるタービンバイパス弁を使用して蒸気発生器２次側の蒸気放出を行う手段がある。	【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映） ・泊は手順ごとに項目を整理 【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）

泊発電所３号炉　技術的能力　比較表

灰色：女川２号炉の記載のうち，BWR固有の設備や対応手段であり，泊３号炉と比較対象とならない記載内容

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
蒸気発生器２次側による炉心冷却（蒸気放出）に使用する設備は以下のとおり。 ・タービンバイパス弁		タービンバイパス弁を使用して蒸気発生器２次側からの除熱による発電用原子炉の冷却（蒸気放出）に使用する設備は以下のとおり。 ・タービンバイパス弁 ・蒸気発生器 ・復水器 ・２次冷却設備（主蒸気設備）配管・弁 ・常用電源設備 ・所内常設蓄電式直流電源設備	【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映） 【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映） ・泊は流路と給電に使用する設備の記載
(b) 重大事故等対処設備と多様性拡張設備 機能喪失原因対策分析の結果により選定した、１次冷却系のフィードアンドブリードで使用する高圧注入ポンプ、加圧器逃がし弁、燃料取替用水ピット、格納容器再循環サンプ、格納容器再循環サンプスクリーン、余熱除去ポンプ及び余熱除去冷却器は、いずれも重大事故等対処設備と位置づける。	(b) 重大事故等対処設備 高圧代替注水系の中央制御室からの操作及び現場操作による発電用原子炉の冷却で使用する設備のうち，高圧代替注水系ポンプ，復水貯蔵タンク，高圧代替注水系（蒸気系）配管・弁，主蒸気系配管・弁，原子炉隔離時冷却系（蒸気系）配管・弁，高圧代替注水系（注水系）配管・弁，補給水系配管，高圧炉心スプレイ系配管・弁，燃料プール補給水系弁，原子炉冷却材浄化系配管，復水給水系配管・弁・スパージャ，原子炉圧力容器，所内常設蓄電式直流電源設備，常設代替直流電源設備，可搬型代替直流電源設備，常設代替交流電源設備及び可搬型代替交流電源設備は重大事故等対処設備として位置付ける。	(d) 重大事故等対処設備と自主対策設備 １次冷却系のフィードアンドブリードによる発電用原子炉の冷却で使用する設備のうち，高圧注入ポンプ，加圧器逃がし弁，燃料取替用水ピット，格納容器再循環サンプ，格納容器再循環サンプスクリーン，余熱除去ポンプ，余熱除去冷却器，蓄圧タンク，蓄圧タンク出口弁，非常用炉心冷却設備配管・弁，非常用炉心冷却設備（高圧注入系）配管・弁，ほう酸注入タンク，余熱除去設備配管・弁，非常用炉心冷却設備（蓄圧注入系）配管・弁，蒸気発生器，１次冷却設備配管・弁，加圧器，原子炉容器及び所内常設蓄電式直流電源設備は重大事故等対処設備として位置付ける。また，原子炉補機冷却設備，非常用取水設備及び非常用交流電源設備は重大事故等対処設備（設計基準拡張）として位置付ける。	【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映） 【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映） ・泊は流路と給電に使用する設備の記載
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をすべて網羅している。	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全て網羅されている。 （添付資料1.2.1）	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すべて網羅されている。 （添付資料 1.2.1）	【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映） 【大飯】 記載箇所の相違（女川審査実績の反映） ・大飯の記載箇所は比較表 P1.2-7 参照
以上の重大事故等対処設備により、蒸気発生器２次側による炉心冷却に使用するすべての設備が使用できない場合においても、原子炉を冷却できる。	以上の重大事故等対処設備により，設計基準事故対処設備である原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系が故障した場合においても，発電用原子炉を冷却することができる。 【記載表現の比較のため，比較表P1.2-19より再掲】	以上の重大事故等対処設備により，設計基準事故対処設備である２次冷却設備からの除熱による発電用原子炉の冷却に使用するすべての設備が故障した場合においても，発電用原子炉を冷却することができる。	【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）
また、以下の設備はそれぞれに示す理由から多様性拡張設備と位置づける。 【比較のため，伊方３号炉の技術的能力 1.2 より抜粋】 ・充てんポンプ 注水流量が少ないため，プラント停止直後の崩壊熱を除去することは困難であるが，温度上昇を抑制する効果や崩壊熱が少ない場合においては有効である。	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。	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。 ・充てんポンプ，燃料取替用水ピット 注水流量が少ないため，プラント停止直後の崩壊熱を除去することは困難であるが，温度上昇を抑制する効果や崩壊熱が小さい場合においては有効である。	【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映） 【大飯】設備の相違（相違理由②）

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
・ 電動主給水ポンプ、脱気器タンク 耐震性がないものの、常用母線が健全で、脱気器タンクの保有水があれば、補助給水ポンプの代替手段として有効である。		・電動主給水ポンプ，脱気器タンク 耐震性がないものの，常用母線が健全で，脱気器タンクの保有水があれば，補助給水ポンプの代替手段として有効である。	
【比較のため，伊方３号炉の技術的能力1.2より抜粋】 ・蒸気発生器代替注水ポンプ 系統構成に時間を要するため，蒸気発生器がドライアウトするまでに確実な注水を担保することは困難であるが，耐震Ｓクラスの補助給水系と耐震性の多様化のために免震構造としている。よって，補助給水ポンプが故障した場合でも，常用系設備である電動主給水ポンプ等よりも補助給水タンクを水源とした長期的な事故収束手段として期待できる。		・SG直接給水用高圧ポンプ，補助給水ピット 系統構成に時間を要し，蒸気発生器への注水開始までの所要時間が約60分となるため，蒸気発生器がドライアウトするまでに確実な注水を確保することは困難であるが，補助給水ポンプの代替手段として長期的な事故収束のための蒸気発生器への注水手段として有効である。	【大飯】設備の相違（相違理由①） 【伊方】設備名称，記載表現の相違 ・泊は比較対象の大飯の他の手段の記載表現も踏まえて文章を構成しているため，伊方と記載表現は相違するが，自主対策とする理由を「蒸気発生器ドライアウトまでの注水に間に合わない」としている点では伊方と同様。
・ 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）、復水ピット ポンプ吐出圧力が約3.0MPa［gage］であるため、１次冷却材圧力及び１次冷却材温度が低下し、蒸気発生器２次側の圧力が低下しないと使用できないが、補助給水ポンプの代替手段として長期的な事故収束のための蒸気発生器への注水手段として有効である。		・可搬型大型送水ポンプ車，代替給水ピット，原水槽，２次系純水タンク，ろ過水タンク ポンプ吐出圧力が約1.3MPa[gage]であるため，１次冷却材圧力及び１次冷却材温度が低下し，蒸気発生器２次側の圧力が低下しないと使用できないが，補助給水ポンプの代替手段として長期的な事故収束のための蒸気発生器への注水手段として有効である。	【大飯】設備の相違（相違理由①）
・ タービンバイパス弁 耐震性がないものの、常用母線及び復水器真空度が健全であれば、主蒸気逃がし弁の代替手段として有効である。		・タービンバイパス弁 耐震性がないものの，常用母線が健全で復水器の真空状態が維持できていれば，主蒸気逃がし弁の代替手段として有効である。	【大飯】 記載表現の相違（表現の明確化）
b．サポート系機能喪失時の対応手段及び設備 (a) 対応手段	b．サポート系故障時の対応手段及び設備 (a) 全交流動力電源喪失及び常設直流電源系統喪失時の発電用原子炉の冷却	b．サポート系故障時の対応手段及び設備 (a) 全交流動力電源喪失及び常設直流電源系統喪失時の蒸気発生器２次側からの除熱による発電用原子炉の冷却	【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）
蒸気発生器２次側への注水設備である補助給水ポンプの機能が喪失した場合は、タービン動補助給水ポンプの機能を回復させるため、タービン動補助給水ポンプ（現場手動操作）及びタービン動補助給水ポンプ起動弁（現場手動操作）により、タービン動補助給水ポンプの機能を回復させることで、原子炉の冷却を行う手段がある。	全交流動力電源喪失及び常設直流電源系統喪失により，設計基準事故対処設備である原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による発電用原子炉の冷却ができない場合は，「a.(a) 高圧代替注水系による発電用原子炉の冷却」の手段に加え，現場での人力による弁の操作により原子炉隔離時冷却系を起動し発電用原子炉を冷却する手段がある。	全交流動力電源喪失及び常設直流電源系統喪失により，設計基準事故対処設備である補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水ができない場合は，タービン動補助給水ポンプの機能を回復させるため，現場での人力による操作によりタービン動補助給水ポンプを起動し発電用原子炉を冷却する手段がある。	【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）
【比較のため，比較表P1.2-15より再掲】 蒸気発生器２次側の蒸気放出設備である主蒸気逃がし弁の機能が喪失した場合は、現場での手動操作、窒素ボンベ及び制御用空気により主蒸気逃がし弁の機能を回復させることで、原子炉の冷却を行う手段がある。		また，設計基準事故対処設備である主蒸気逃がし弁の作動に必要な駆動源（直流電源又は制御用空気）が喪失し，主蒸気逃がし弁による蒸気発生器からの蒸気放出ができない場合は，現場手動操作により主蒸気逃がし弁を作動し発電用原子炉を冷却する手段がある。	【大飯】 記載箇所の相違（女川審査実績の反映） 【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）

泊発電所３号炉　技術的能力　比較表

灰色：女川２号炉の記載のうち，BWR固有の設備や対応手段であり，泊３号炉と比較対象とならない記載内容	赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違） 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違） 緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
また、電動補助給水ポンプの機能を回復させるため、空冷式非常用発電装置から給電する手段がある。			【大飯】 記載箇所の相違（女川審査実績の反映） ・泊との比較は比較表P1.2-16にて実施
	この対応手段により，原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧対策及び原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の冷却対策の準備が整うまでの期間，原子炉隔離時冷却系の運転を継続する。 ⅰ．原子炉隔離時冷却系の現場操作による発電用原子炉の冷却	これらの対応手段により，原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧対策及び原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の冷却対策の準備が整うまでの期間，蒸気発生器２次側からの除熱による発電用原子炉の冷却を継続する。 ⅰ．タービン動補助給水ポンプの現場手動操作による蒸気発生器への注水	【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映） 【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映） ・泊は手順ごとに項目を整理
タービン動補助給水ポンプの機能回復に使用する設備は以下のとおり。 ・ タービン動補助給水ポンプ（現場手動操作） ・ タービン動補助給水ポンプ起動弁（現場手動操作）	現場での人力による弁の操作により原子炉隔離時冷却系を起動し発電用原子炉を冷却する設備は以下のとおり。 ・原子炉隔離時冷却系ポンプ ・復水貯蔵タンク ・原子炉隔離時冷却系（蒸気系）配管・弁 ・主蒸気系　配管・弁 ・原子炉隔離時冷却系（注水系）配管・弁 ・補給水系　配管 ・高圧炉心スプレイ系 配管・弁 ・原子炉冷却材浄化系 配管 ・復水給水系 配管・弁・スパージャ ・原子炉圧力容器 また，上記原子炉隔離時冷却系を現場での人力による弁の操作で起動したことにより発生する排水を処理する手段がある。 排水設備による排水で使用する設備は以下のとおり。 ・排水ポンプ ・排水ホース ・仮設発電機	現場での人力による操作によりタービン動補助給水ポンプを起動し蒸気発生器２次側へ注水する設備は以下のとおり。 ・タービン動補助給水ポンプ ・タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気入口弁 ・補助給水ピット ・蒸気発生器 ・２次冷却設備（給水設備）配管 ・２次冷却設備（補助給水設備）配管・弁 ・２次冷却設備（主蒸気設備）配管・弁	【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映） 【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映） 【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映） ・泊は流路に使用する設備の記載
電動補助給水ポンプの機能回復に使用する設備は以下のとおり。 ・ 空冷式非常用発電装置 ・ 燃料油貯蔵タンク ・ 重油タンク ・ タンクローリー			【大飯】 記載箇所の相違（女川審査実績の反映） ・泊との比較は比較表P1.2-16，17にて実施
		ⅱ．現場手動操作による主蒸気逃がし弁の開操作	【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映） ・泊は手順ごとに項目を整理
蒸気発生器２次側の蒸気放出設備である主蒸気逃がし弁の機能が喪失した場合は、現場での手動操作、窒素ボンベ及び制御用空気により主蒸気逃がし弁の機能を回復させることで、原子炉の冷却を行う手段がある。			【大飯】 記載箇所の相違 ・泊との比較は比較表P1.2-14にて実施

灰色：女川２号炉の記載のうち，BWR固有の設備や対応手段であり，泊３号炉と比較対象とならない記載内容	赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違） 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違） 緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
主蒸気逃がし弁の機能回復に使用する設備は以下のとおり。		現場での人力による操作により主蒸気逃がし弁を開操作し，蒸気発生器２次側からの蒸気放出に使用する設備は以下のとおり。	【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）
・主蒸気逃がし弁（現場手動操作）		・主蒸気逃がし弁 ・蒸気発生器 ・２次冷却設備（主蒸気設備）配管・弁	【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映） ・泊は流路に使用する設備の記載
・窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁作動用） ・大容量ポンプ ・Ｂ制御用空気圧縮機（海水冷却）			【大飯】 記載箇所の相違（女川審査実績の反映） ・泊との比較は比較表 P1.2-17，18 にて実施
【比較のため，比較表 P1.2-15 より再掲】 また、電動補助給水ポンプの機能を回復させるため、空冷式非常用発電装置から給電する手段がある。	(b) 復旧 全交流動力電源が喪失し，原子炉隔離時冷却系の起動又は運転継続に必要な直流電源を所内常設蓄電式直流電源設備により給電している場合は，所内常設蓄電式直流電源設備の 125V 蓄電池が枯渇する前に代替交流電源設備，可搬型代替直流電源設備及び 125V 代替充電器用電源車接続設備により原子炉隔離時冷却系の運転継続に必要な直流電源を確保する手段がある。	(b) 復旧 全交流動力電源が喪失し，電動補助給水ポンプの起動又は運転継続に必要な交流電源を常設代替交流電源設備により確保する手段がある。	【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映） 【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）
【比較のため，比較表 P1.2-15 より再掲】 蒸気発生器２次側の蒸気放出設備である主蒸気逃がし弁の機能が喪失した場合は、現場での手動操作、窒素ボンベ及び制御用空気により主蒸気逃がし弁の機能を回復させることで、原子炉の冷却を行う手段がある。		また，主蒸気逃がし弁の作動に必要な駆動源（直流電源又は制御用空気）が喪失し，主蒸気逃がし弁による蒸気発生器からの蒸気放出ができない場合は，代替駆動源の確保により主蒸気逃がし弁を作動し発電用原子炉を冷却する手段がある。	【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映） 【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）
	ｉ．代替交流電源設備による原子炉隔離時冷却系への給電	ｉ．代替交流電源設備による電動補助給水ポンプへの給電	【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映） ・泊は手順ごとに項目を整理
【比較のため，比較表 P1.2-15 より再掲】 電動補助給水ポンプの機能回復に使用する設備は以下のとおり。	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り所内常設蓄電式直流電源設備のうち 125V 充電器に給電し，原子炉隔離時冷却系の運転継続に必要な直流電源を確保して発電用原子炉を冷却する設備は以下のとおり。 ・原子炉隔離時冷却系ポンプ ・復水貯蔵タンク ・原子炉隔離時冷却系（蒸気系）配管・弁 ・主蒸気系　配管・弁 ・原子炉隔離時冷却系（注水系）配管・弁 ・補給水系　配管	常設代替交流電源設備による給電により電動補助給水ポンプの運転継続に必要な交流電源を確保して発電用原子炉を冷却する設備は以下のとおり。 ・電動補助給水ポンプ ・補助給水ピット ・蒸気発生器 ・２次冷却設備（給水設備）配管 ・２次冷却設備（補助給水設備）配管・弁	【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映） 【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映） 【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映） ・泊は給電に使用する設備に加えて給電により運転する設備及び流路を整理している。

灰色：女川２号炉の記載のうち，BWR固有の設備や対応手段であり，泊３号炉と比較対象とならない記載内容	赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違） 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違） 緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
・空冷式非常用発電装置 ・燃料油貯蔵タンク ・重油タンク ・タンクローリー	・高圧炉心スプレイ系 配管・弁 ・原子炉冷却材浄化系 配管 ・復水給水系 配管・弁・スパージャ ・原子炉圧力容器 ・所内常設蓄電式直流電源設備 ・常設代替交流電源設備 ・可搬型代替交流電源設備	・常設代替交流電源設備	【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映） ・泊は可搬型タンクローリーによる燃料補給に使用するディーゼル発電機燃料油貯油槽，燃料タンク(SA)，ディーゼル発電機燃料油移送ポンプのこれら設備を「常設代替交流電源設備」に含めて整理している。
	なお，代替交流電源設備へ燃料を補給し，復水貯蔵タンクへ水を補給することにより，原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧対策及び原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の冷却対策の準備が整うまでの期間，原子炉隔離時冷却系の運転を継続することが可能である。	なお，常設代替交流電源設備へ燃料を補給し，補助給水ピットへ水を補給することにより，原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧対策及び原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の冷却対策の準備が整うまでの期間，電動補助給水ポンプの運転を継続することが可能である。	【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映）
	ⅱ．可搬型代替直流電源設備による原子炉隔離時冷却系への給電	ⅱ．主蒸気逃がし弁操作用可搬型空気ボンベによる主蒸気逃がし弁の機能回復	【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映） ・泊は手順ごとに項目を整理
【比較のため，比較表 P1.2-16 より再掲】 主蒸気逃がし弁の機能回復に使用する設備は以下のとおり。 ・窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁作動用）	可搬型代替直流電源設備により原子炉隔離時冷却系の運転継続に必要な直流電源を確保して発電用原子炉を冷却する設備は以下のとおり。 ・原子炉隔離時冷却系ポンプ ・復水貯蔵タンク ・原子炉隔離時冷却系（蒸気系）配管・弁 ・主蒸気系　配管・弁 ・原子炉隔離時冷却系（注水系）配管・弁 ・補給水系　配管 ・高圧炉心スプレイ系 配管・弁 ・原子炉冷却材浄化系 配管 ・復水給水系 配管・弁・スパージャ ・原子炉圧力容器 ・所内常設蓄電式直流電源設備 ・可搬型代替直流電源設備	主蒸気逃がし弁操作用可搬型空気ボンベにより主蒸気逃がし弁の代替駆動源（制御用空気）を確保し，蒸気発生器からの蒸気放出に使用する設備は以下のとおり。 ・主蒸気逃がし弁 ・主蒸気逃がし弁操作用可搬型空気ボンベ ・ホース・弁 ・蒸気発生器 ・２次冷却設備（主蒸気設備）配管・弁 ・圧縮空気設備（制御用圧縮空気設備）配管・弁 ・所内常設蓄電式直流電源設備	【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映） 【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映） 【大飯】設備の相違(相違理由⑤) 記載方針の相違（女川審査実績の反映） 【大飯】 ・泊は復旧の対象である主蒸気逃がし弁を記載。 ・泊は流路と給電に使用する設備の記載
	なお，可搬型代替直流電源設備へ燃料を補給し，復水貯蔵タンクへ水を補給することにより，原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧対策及び原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の冷却対策の準備が整うまでの期間，原子炉隔離時冷却系の運転を継続することが可能である。		
	ⅲ．125V 代替充電器用電源車接続設備による原子炉隔離時冷却系への給電 125V 代替充電器用電源車接続設備により原子炉隔離時	ⅲ．可搬型大型送水ポンプ車を用いたＡ－制御用空気圧縮機による主蒸気逃がし弁の機能回復 可搬型大型送水ポンプによる代替補機冷却により制御	【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映） ・泊は手順ごとに項目を整理

灰色：女川２号炉の記載のうち，BWR固有の設備や対応手段であり，泊３号炉と比較対象とならない記載内容	赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違） 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違） 緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
【比較のため，比較表P1.2-16より再掲】 ・ 大容量ポンプ ・ B制御用空気圧縮機（海水冷却）	冷却系の運転継続に必要な直流電源を確保して発電用原子炉を冷却する設備は以下のとおり。 ・原子炉隔離時冷却系ポンプ ・復水貯蔵タンク ・原子炉隔離時冷却系（蒸気系）配管・弁 ・主蒸気系　配管・弁 ・原子炉隔離時冷却系（注水系）配管・弁 ・補給水系　配管 ・高圧炉心スプレイ系 配管・弁 ・原子炉冷却材浄化系 配管 ・復水給水系 配管・弁・スパージャ ・原子炉圧力容器 ・所内常設蓄電式直流電源設備 ・125V 代替充電器用電源車接続設備 なお，125V 代替充電器用電源車接続設備へ燃料を補給し，復水貯蔵タンクへ水を補給することにより，原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧対策及び原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の冷却対策の準備が整うまでの期間，原子炉隔離時冷却系の運転を継続することが可能である。	用空気圧縮機の機能を回復させることで主蒸気逃がし弁の代替駆動源（制御用空気）を確保し，蒸気発生器からの蒸気放出に使用する設備は以下のとおり。 ・主蒸気逃がし弁 ・可搬型大型送水ポンプ車 ・可搬型ホース・接続口 ・ホース延長・回収車（送水車用） ・Ａ－制御用空気圧縮機 ・蒸気発生器 ・２次冷却設備（主蒸気設備）配管・弁 ・原子炉補機冷却設備（原子炉補機冷却水設備）配管・弁 ・非常用取水設備 ・常設代替交流電源設備 ・所内常設蓄電式直流電源設備 ・燃料補給設備	【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映） ・泊は復旧の対象である主蒸気逃がし弁を記載。 ・泊は流路と給電に使用する設備の記載
(b) 重大事故等対処設備と多様性拡張設備 機能喪失原因対策分析の結果により選定した、タービン動補助給水ポンプの機能を回復させる手段に使用する設備のうち、タービン動補助給水ポンプ（現場手動操作）及びタービン動補助給水ポンプ起動弁（現場手動操作）は、いずれも重大事故等対処設備と位置づける。	(c) 重大事故等対処設備と自主対策設備 原子炉隔離時冷却系の現場操作による発電用原子炉の冷却で使用する設備のうち，原子炉隔離時冷却系ポンプ，復水貯蔵タンク，原子炉隔離時冷却系（蒸気系）配管・弁，主蒸気系配管・弁，原子炉隔離時冷却系（注水系）配管・弁，補給水系配管，高圧炉心スプレイ系配管・弁，原子炉冷却材浄化系配管，復水給水系配管・弁・スパージャ及び原子炉圧力容器は重大事故等対処設備（設計基準拡張）として位置付ける。	(c) 重大事故等対処設備と自主対策設備 タービン動補助給水ポンプの現場手動操作による蒸気発生器への注水する手段に使用する設備のうち，タービン動補助給水ポンプ，タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気入口弁，補助給水ピット，蒸気発生器，２次冷却設備（給水設備）配管，２次冷却設備（補助給水設備）配管・弁及び２次冷却設備（主蒸気設備）配管・弁は重大事故等対処設備（設計基準拡張）として位置付ける。	【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映） 【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映） ・泊は流路に使用する設備の記載
電動補助給水ポンプの機能を回復させる手段に使用する設備のうち、空冷式非常用発電装置、燃料油貯蔵タンク、重油タンク及びタンクローリーは、いずれも重大事故等対処設備と位置づける。			【大飯】 記載箇所の相違（女川審査実績の反映） ・泊との比較は後段で実施する
主蒸気逃がし弁の機能を回復させる手段に使用する設備のうち、主蒸気逃がし弁（現場手動操作）は機能回復のため現場において窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁作動用）を接続するのと同等以上の作業の迅速性及び駆動軸を人力で直接操作することによる操作の確実性を有するため、重大事故等対処設備と位置づける。		現場手動操作により主蒸気逃がし弁を開操作する手段に使用する設備のうち，主蒸気逃がし弁は機能回復のため現場において主蒸気逃がし弁操作用可搬型空気ボンベを接続するのと同等以上の作業の迅速性及び駆動軸を人力で直接操作することによる操作の確実性を有するため，重大事故等対処設備（設計基準拡張）として位置付ける。また，蒸気発生器及び２次冷却設備（主蒸気設備）配管・弁は重大事故等対処設備（設計基準拡張）として位置付ける。	【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映） 【大飯】設備の相違（相違理由⑤） 【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映） ・泊は流路に使用する設備の記載

泊発電所３号炉　技術的能力　比較表

灰色：女川２号炉の記載のうち，BWR固有の設備や対応手段であり，泊３号炉と比較対象とならない記載内容

赤字：設備，運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現，設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所３／４号炉	女川原子力発電所２号炉	泊発電所３号炉	相違理由
【比較のため，比較表P1.2-18より再掲】 電動補助給水ポンプの機能を回復させる手段に使用する設備のうち、空冷式非常用発電装置、燃料油貯蔵タンク、重油タンク及びタンクローリーは、いずれも重大事故等対処設備と位置づける。	復旧にて使用する設備のうち，所内常設蓄電式直流電源設備，常設代替交流電源設備，可搬型代替交流電源設備及び可搬型代替直流電源設備は重大事故等対処設備として位置付ける。また，原子炉隔離時冷却系ポンプ，復水貯蔵タンク，原子炉隔離時冷却系（蒸気系）配管・弁，主蒸気系配管・弁，原子炉隔離時冷却系（注水系）配管・弁，補給水系配管，高圧炉心スプレイ系配管・弁，原子炉冷却材浄化系配管，復水給水系配管・弁・スパージャ及び原子炉圧力容器は重大事故等対処設備（設計基準拡張）として位置付ける。	復旧にて使用する設備のうち，常設代替交流電源設備は重大事故等対処設備として位置付ける。また，電動補助給水ポンプの運転継続に必要な交流電源を確保して発電用原子炉の冷却に使用する設備のうち，電動補助給水ポンプ，補助給水ピット，蒸気発生器，２次冷却設備（給水設備）配管及び２次冷却設備（補助給水設備）配管・弁は重大事故等対処設備（設計基準拡張）として位置付ける。	【大飯】 記載方針の相違（女川審査実績の反映）
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をすべて網羅している。	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全て網羅されている。 （添付資料1.2.1）	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すべて網羅されている。 （添付資料 1.2.1）	【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映） 【大飯】 記載箇所の相違 ・大飯の記載箇所は比較表 P1.2-7 参照
以上の重大事故等対処設備により、全交流動力電源又は常設直流電源系統が喪失しても原子炉を冷却するために必要な設備の機能を回復できる。	以上の重大事故等対処設備により，全交流動力電源が喪失した場合，又は全交流動力電源の喪失に加えて常設直流電源系統が喪失した場合においても，発電用原子炉を冷却することができる。	以上の重大事故等対処設備により，全交流動力電源が喪失した場合，又は全交流動力電源の喪失に加えて常設直流電源系統が喪失した場合においても発電用原子炉を冷却することができる。	【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）
また以下の設備は、それぞれに示す理由から多様性拡張設備と位置づける。	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。	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。	
・窒素ボンベ（主蒸気逃がし弁作動用） 窒素ボンベの容量から使用時間に制限があるものの、事故発生時の初動対応である主蒸気逃がし弁（現場手動操作）に対し、中央制御室からの遠隔操作が可能となり、運転員等の負担軽減となる。また、蒸気発生器伝熱管破損又は主蒸気、主給水配管破断等により現場の環境が悪化した場合でも対応が可能である。	・排水設備 排水を行わなかった場合においても，原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧対策及び原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の冷却対策の準備が整うまでの期間，原子炉隔離時冷却系の運転を継続することができるが，排水が可能であれば原子炉隔離時冷却系の運転継続時間を延長できることから，原子炉隔離時冷却系の機能を維持する手段として有効である。	・主蒸気逃がし弁操作用可搬型空気ボンベ 主蒸気逃がし弁操作用可搬型空気ボンベの容量から使用時間に制限があるものの，事故発生時の初動対応である主蒸気逃がし弁の現場手動操作に対し，中央制御室からの遠隔操作が可能となり，運転員の負担軽減となる。また，蒸気発生器伝熱管破損又は主蒸気，主給水配管破断等により現場の環境が悪化した場合でも対応が可能である。	【大飯】設備の相違（相違理由⑤） 【大飯】記載表現の相違 ・泊は設備名称を省略した記載としない。
・大容量ポンプ、Ｂ制御用空気圧縮機（海水冷却） 全交流動力電源喪失時に、蒸気発生器２次側による炉心冷却が必要となるまでには間に合わないが、中央制御室からの遠隔操作が可能となり、運転員等の負担軽減となる。	・125V代替充電器用電源車接続設備 給電開始までに時間を要するが，給電が可能であれば原子炉隔離時冷却系の運転に必要となる直流電源を確保できることから，発電用原子炉を冷却するための直流電源を確保する手段として有効である。	・可搬型大型送水ポンプ車，Ａ－制御用空気圧縮機 準備が完了するまでに時間を要するため，全交流動力電源喪失時に，蒸気発生器２次側からの除熱による発電用原子炉の冷却が必要となるまでには間に合わないが，中央制御室からの遠隔操作が可能となり，運転員の負担軽減となる。	【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映） ・泊は女川を参考に冷却が必要となるまでに間に合わない理由を記載。
c．監視及び制御の対応手段及び設備	c.監視及び制御	c．監視及び制御の対応手段及び設備	【女川】記載表現の相違 ・泊は大飯と同様に a. 及び b. の項目名と表現を統一。
(a) 対応手段	(a) 監視及び制御	(a) 監視及び制御	【大飯】 記載表現の相違（女川審査実績の反映）