

島根原子力発電所2号機
炉心損傷防止対策の有効性評価について
(審査会合における指摘事項の回答)

平成28年10月
中国電力株式会社

1. 炉心損傷防止対策の有効性評価

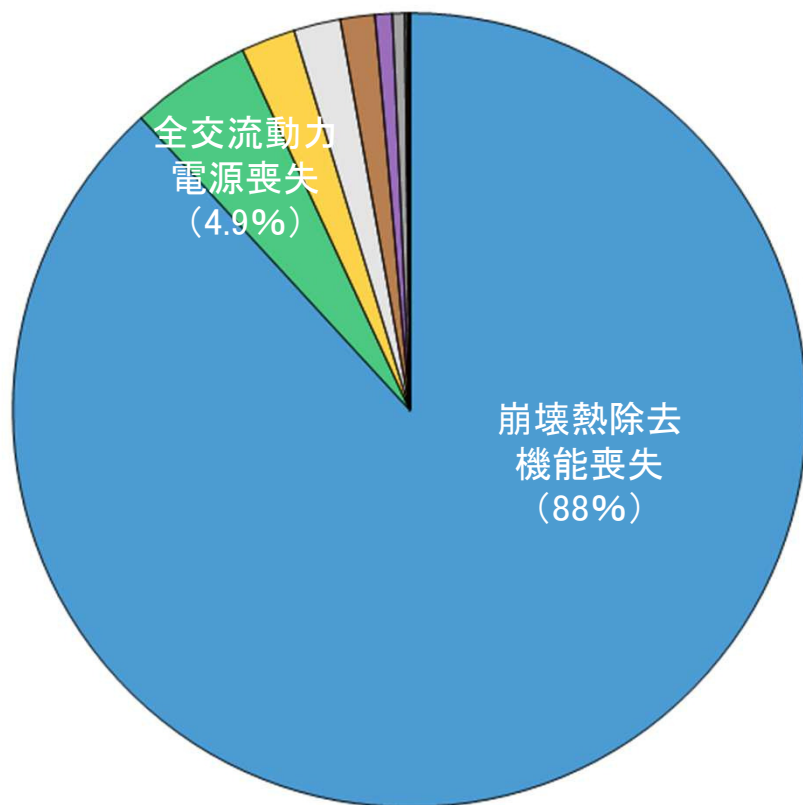
■PRA結果から得られるプラントの特徴

< PRA実施範囲 >	
・出力運転時内部事象レベル1	(炉心損傷頻度 6.2E-06/炉年)
・地震レベル1	(炉心損傷頻度 9.5E-07/炉年)
・津波レベル1	(炉心損傷頻度 4.7E-07/炉年)

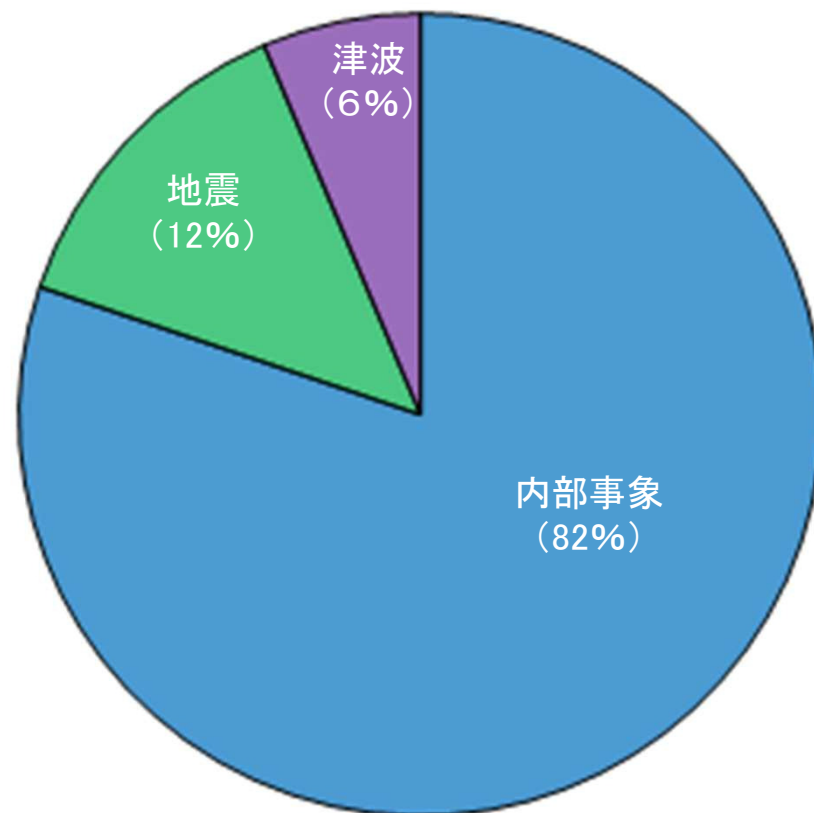
PRA	プラントの特徴(重大事故等対策未考慮)	主要な重大事故等対策
出力運転時内部事象レベル1	炉心損傷頻度は、崩壊熱除去機能喪失の割合が大きい ⇒除熱手段(残留熱除去系を用いた除熱)の喪失により炉心損傷に至るリスクが相対的に大きい	・原子炉補機代替冷却系による除熱 ・格納容器フィルタベント系による除熱 ・ガスタービン発電機による電源供給
地震レベル1	炉心損傷頻度は、全交流動力電源喪失の割合が大きい ⇒地震による全交流動力電源喪失後、原子炉隔離時冷却系が自動起動し、一定時間運転を継続するものの、その後、蓄電池の直流電源供給能力が枯渇して原子炉隔離時冷却系が機能喪失することにより炉心損傷に至るリスクが相対的に大きい	・原子炉隔離時冷却系による原子炉注水 ・低圧原子炉代替注水系(可搬型)による原子炉注水 ・格納容器フィルタベント系による除熱
津波レベル1	炉心損傷頻度は、海水ポンプエリアへの浸水により最終ヒートシンクが喪失する崩壊熱除去機能喪失の割合が大きい ⇒防波壁を越えて遡上する津波の波力により、海水ポンプエリア防水壁が損傷し、補機冷却系喪失による崩壊熱除去機能喪失に至るリスクが相対的に大きい	・原子炉補機代替冷却系による除熱 ・格納容器フィルタベント系による除熱 ・ガスタービン発電機による電源供給

■ PRA結果から得られるプラントの特徴(プラント全体のCDF比較)

全CDF: 7.7E-06/炉年



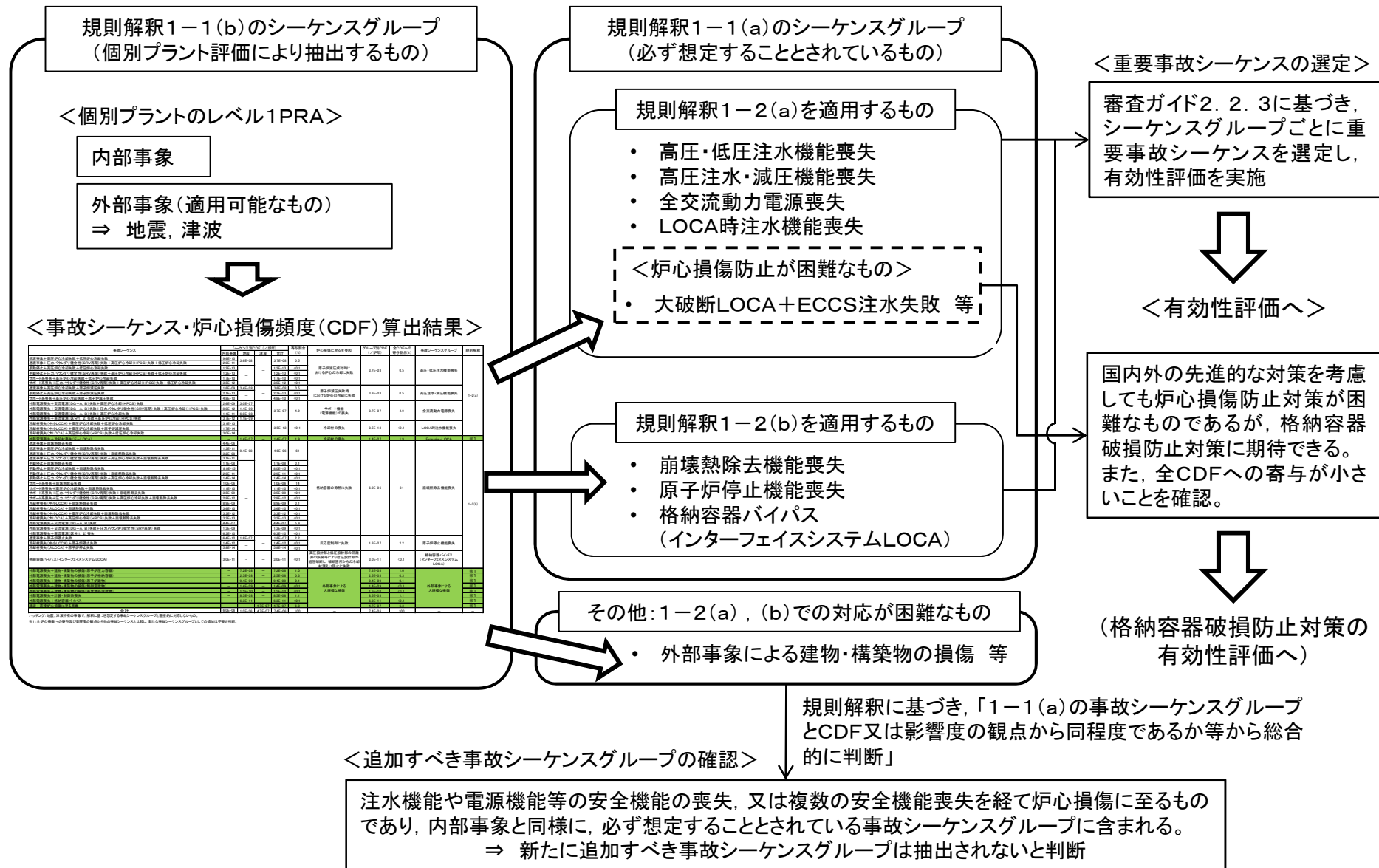
事故シーケンスグループ別



事象(内部/外部)別

炉心損傷防止対策の有効性評価(3/6)

■事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス選定プロセス



炉心損傷防止対策の有効性評価(4/6)

■事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度(内部事象, 地震, 津波)(1/2)

事故シーケンスグループ	事故シーケンス	対応する主要な炉心損傷防止対策	シーケンス別CDF (／炉年)				寄与割合(%)	グループ別CDF (／炉年)	全CDFへの寄与割合(%)	備考
			内部事象	地震	津波	合計				
高圧・低圧注水機能喪失	過渡事象+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	<ul style="list-style-type: none"> ・低圧原子炉代替注水系(常設) ・逃がし安全弁の手动操作 ・格納容器フィルタベント系 ・ガスタービン発電機 	3.0E-09	3.5E-08	-	3.8E-08	0.5	4.2E-08	0.5	
	過渡事象+圧力バウンダリ健全性(SRV再開)失敗+高圧炉心冷却(HPCS)失敗+低圧炉心冷却失敗		3.4E-11	6.8E-10		7.2E-10	<0.1			
	手動停止+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗		4.7E-13	-	2.2E-09	2.2E-09	<0.1			
	手動停止+圧力バウンダリ健全性(SRV再開)失敗+高圧炉心冷却(HPCS)失敗+低圧炉心冷却失敗		1.5E-13		1.2E-09	1.2E-09	<0.1			
	サポート系喪失+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗		2.3E-10		2.3E-10	<0.1				
	サポート系喪失+圧力バウンダリ健全性(SRV再開)失敗+高圧炉心冷却(HPCS)失敗+低圧炉心冷却失敗		4.0E-12		4.0E-12	<0.1				
高圧注水・減圧機能喪失	過渡事象+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗	<ul style="list-style-type: none"> ・代替自動減圧機能 ・低圧注水系 ・残留熱除去系(サブプレッションプール冷却) 	4.0E-09	4.6E-09	-	8.6E-09	0.1	9.7E-09	0.1	全炉心損傷頻度の約90%を炉心損傷防止対策でカバー
	手動停止+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗		5.7E-13	5.7E-13		<0.1				
	サポート系喪失+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗		1.1E-09	1.1E-09		<0.1				
全交流動力電源喪失	外部電源喪失+交流電源(DG-A, B)失敗+高圧炉心冷却(HPCS)失敗	<ul style="list-style-type: none"> ・原子炉隔離時冷却系 ・低圧原子炉代替注水系(可搬型) ・格納容器フィルタベント系 ・低圧原子炉代替注水系(常設) ・格納容器フィルタベント系 ・ガスタービン発電機 ・低圧原子炉代替注水系(常設) ・格納容器フィルタベント系 ・ガスタービン発電機 ・低圧原子炉代替注水系(常設) ・所内常設蓄電池直流電源設備 ・格納容器フィルタベント系 ・ガスタービン発電機 	2.7E-09	3.1E-07	-	3.1E-07	4.1	3.8E-07	4.9	
	外部電源喪失+交流電源(DG-A, B)失敗+圧力バウンダリ健全性(SRV再開)失敗+高圧炉心冷却(HPCS)失敗		8.2E-12	1.4E-09		1.4E-09	<0.1			
	外部電源喪失+交流電源(DG-A, B)失敗+高圧炉心冷却失敗		1.2E-11	6.2E-08		6.2E-08	0.8			
	外部電源喪失+直流電源(区分1, 2)喪失+高圧炉心冷却(HPCS)失敗		3.8E-12	1.1E-09		1.1E-09	<0.1			
LOCA時注水機能喪失	冷却材喪失(中小破断LOCA)+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	<ul style="list-style-type: none"> ・逃がし安全弁の手动操作 ・低圧代替注水系(常設) ・格納容器フィルタベント系 ・ガスタービン発電機 ※1 	3.5E-13	-	-	3.5E-13	<0.1	4.3E-13	<0.1	
	冷却材喪失(中小破断LOCA)+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗		4.5E-14			4.5E-14	<0.1			
	冷却材喪失(大破断LOCA)+高圧炉心冷却(HPCS)失敗+低圧炉心冷却失敗		3.4E-14			3.4E-14	<0.1			

ハッチング: 国内外の先進的な対策を考慮しても、炉心損傷を防止することが困難なシーケンス

※1: 中小破断LOCAのうち一定程度の破断面積のLOCAについては逃がし安全弁の手动操作及び低圧原子炉代替注水系(常設)による原子炉注水等により炉心損傷防止が可能である。

※2: 大破断LOCAについては炉心損傷防止対策は困難であるが、格納容器破損防止対策としては、低圧原子炉代替注水系(常設)、格納容器代替スプレイ系及び格納容器フィルタベント系に期待できる。

※3: 100%には、地震、津波特有の事象で、解釈に基づき想定する事故シーケンスグループと直接的に対応しない事故シーケンスの炉心損傷頻度も含む。

炉心損傷防止対策の有効性評価(5/6)

■事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度(内部事象, 地震, 津波)(2/2)

事故シーケンスグループ	事故シーケンス	対応する主要な炉心損傷防止対策	シーケンス別CDF (／炉年)				寄与割合(%)	グループ別CDF (／炉年)	全CDFへの寄与割合(%)	備考
			内部事象	地震	津波	合計				
崩壊熱除去機能喪失	過渡事象+崩壊熱除去失敗	・原子炉補機代替冷却系 ・格納容器フィルタベント系 ・ガスタービン発電機	4.5E-06	7.6E-08	-	4.6E-06	60	6.7E-06	88	全炉心損傷頻度の約90%を炉心損傷防止対策でカバー
	過渡事象+高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗		1.7E-11	2.2E-08		2.2E-08	0.3			
	過渡事象+圧力バウンダリ健全性(SRV再閉)失敗+崩壊熱除去失敗		3.3E-08	2.7E-10		3.3E-08	0.4			
	過渡事象+圧力バウンダリ健全性(SRV再閉)失敗+高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗		3.6E-11	1.9E-14	4.1E-07	3.7E-11	<0.1			
	手動停止+崩壊熱除去失敗		1.2E-08	-		4.2E-07	5.5			
	手動停止+高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗		1.1E-14			1.1E-14	<0.1			
	手動停止+圧力バウンダリ健全性(SRV再閉)失敗+崩壊熱除去失敗		3.1E-11			3.1E-11	<0.1			
	手動停止+圧力バウンダリ健全性(SRV再閉)失敗+高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗		1.7E-14			1.7E-14	<0.1			
	サポート系喪失+崩壊熱除去失敗		1.2E-06			1.2E-06	15			
	サポート系喪失+高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗		1.4E-10		1.4E-10	<0.1				
	サポート系喪失+圧力バウンダリ健全性(SRV再閉)失敗+崩壊熱除去失敗		3.8E-09	3.8E-09	<0.1					
	サポート系喪失+圧力バウンダリ健全性(SRV再閉)失敗+高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗		3.7E-12	-	3.7E-12	<0.1				
	冷却材喪失(中小破断LOCA)+崩壊熱除去失敗		8.9E-09	-	8.9E-09	0.1				
	冷却材喪失(大破断LOCA)+崩壊熱除去失敗		3.6E-10	-	3.6E-10	<0.1				
	冷却材喪失(中小破断LOCA)+高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗		3.8E-12	-	3.8E-12	<0.1				
	冷却材喪失(大破断LOCA)+高圧炉心冷却(HPCS)失敗+崩壊熱除去失敗		3.7E-13	-	3.7E-13	<0.1				
外部電源喪失+交流電源(DG-A, B)失敗	4.4E-07	-	4.4E-07	5.8						
外部電源喪失+交流電源(DG-A, B)失敗+圧力バウンダリ健全性(SRV再閉)失敗	1.3E-09	-	1.3E-09	<0.1						
外部電源喪失+直流電源(区分1, 2)失敗	6.3E-10	-	6.3E-10	<0.1						
原子炉停止機能喪失	過渡事象+原子炉停止失敗	・所内常設蓄電式直流電源設備 ・代替制御棒挿入機能 ・代替原子炉再循環ポンプトリップ機能 ・ほう酸水注入系 ・高圧炉心スプレイ系 ・原子炉隔離時冷却系 ・残留熱除去系 (サブプレッションプール冷却)	6.4E-10	9.5E-08	-	9.5E-08	1.2	1.7E-07	2.2	
	冷却材喪失(中小破断LOCA)+原子炉停止失敗		1.4E-12	1.4E-12		<0.1				
	冷却材喪失(大破断LOCA)+原子炉停止失敗		5.8E-14	-	5.8E-14	<0.1				
全交流電源喪失(外部電源喪失+交流電源+補機冷却系喪失)+原子炉停止失敗	-	-	6.9E-08	-	6.9E-08	0.9				
格納容器バイパス(インターフェイスシステムLOCA)	格納容器バイパス(インターフェイスシステムLOCA)	・漏えい箇所の隔離 ・逃がし安全弁の手動操作 ・高圧炉心スプレイ系 ・残留熱除去系 (サブプレッションプール冷却)	3.3E-09	-	-	3.3E-09	<0.1	3.3E-09	<0.1	
合計			6.2E-06	9.5E-07	4.7E-07	7.7E-06	100 ※3	7.7E-06	100 ※3	-

ハッチング: 国内外の先進的な対策を考慮しても、炉心損傷を防止することが困難なシーケンス

※1: 中小破断LOCAのうち一定程度の破断面積のLOCAについては逃がし安全弁の手動操作及び低圧原子炉代替注水系(常設)による原子炉注水等により炉心損傷防止が可能である。

※2: 大破断LOCAについては炉心損傷防止対策は困難であるが、格納容器破損防止対策としては、低圧原子炉代替注水系(常設)、格納容器代替スプレイ系及び格納容器フィルタベント系に期待できる。

※3: 100%には、地震、津波特有の事象で、解釈に基づき想定する事故シーケンスグループと直接的に対応しない事故シーケンスの炉心損傷頻度も含む。

炉心損傷防止対策の有効性評価(6/6)

■【炉心損傷防止対策】重要事故シーケンス及び重大事故等対策等

事故シーケンスグループ		重要事故シーケンス	重大事故等対策	評価結果の概要	解析コード
高圧・低圧注水機能喪失		給水流量の全喪失＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗	・低圧原子炉代替注水系(常設) ・常設代替交流電源設備 ・格納容器フィルタベント系	<ul style="list-style-type: none"> 燃料被覆管の最高温度が1,200℃以下 燃料被覆管の酸化量は、酸化反応が著しくなる前の被覆管厚さの15%以下 原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力が最高使用圧力の1.2倍の圧力を下回る 原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力が最高使用圧力又は限界圧力を下回る 原子炉格納容器バウンダリにかかる温度が最高使用温度又は限界温度を下回る 	SAFER MAAP
高圧注水・減圧機能喪失		給水流量の全喪失＋高圧注水失敗＋減圧失敗	・代替自動減圧機能		SAFER MAAP
全交流動力電源喪失(外部電源喪失＋DG失敗)＋HPCS失敗		外部電源喪失＋交流電源(DG-A, B)失敗＋高圧炉心冷却(HPCS)失敗	・低圧原子炉代替注水系(可搬型) ・格納容器フィルタベント系 ・常設代替交流電源設備 ・原子炉補機代替冷却系		SAFER MAAP
全交流動力電源喪失(外部電源喪失＋DG失敗)＋高圧炉心冷却失敗		外部電源喪失＋交流電源(DG-A, B)失敗＋高圧炉心冷却失敗	・低圧原子炉代替注水系(常設) ・常設代替交流電源設備 ・格納容器フィルタベント系		SAFER MAAP
全交流動力電源喪失(外部電源喪失＋DG失敗)＋直流電源喪失		外部電源喪失＋直流電源(区分1, 2)失敗＋高圧炉心冷却(HPCS)失敗	・所内常設蓄電式直流電源設備 ・低圧原子炉代替注水系(常設) ・常設代替交流電源設備 ・格納容器フィルタベント系		SAFER MAAP
全交流動力電源喪失(外部電源喪失＋DG失敗)＋SRV再閉失敗＋HPCS失敗		外部電源喪失＋交流電源(DG-A, B)失敗＋圧力バウンダリ健全性(SRV再閉)失敗＋高圧炉心冷却(HPCS)失敗	・低圧原子炉代替注水系(常設) ・常設代替交流電源設備 ・格納容器フィルタベント系		SAFER MAAP
崩壊熱除去機能喪失	取水機能喪失	給水流量の全喪失＋取水機能喪失(全交流動力電源喪失)	・常設代替交流電源設備 ・原子炉補機代替冷却系		SAFER MAAP
	残留熱除去系故障	給水流量の全喪失＋残留熱除去系故障	・低圧原子炉代替注水系(常設) ・常設代替交流電源設備 ・格納容器フィルタベント系		SAFER MAAP
原子炉停止機能喪失		主蒸気隔離弁誤閉止＋スクラム失敗	・代替原子炉再循環ポンプトリップ機能 ・代替制御棒挿入機能 ・ほう酸水注入系		REDY SCAT
LOCA時注水機能喪失		中小破断LOCA＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗	・低圧原子炉代替注水系(常設) ・常設代替交流電源設備 ・格納容器フィルタベント系		SAFER MAAP
格納容器バイパス(インターフェイスシステムLOCA)		格納容器バイパス(インターフェイスシステムLOCA)	—	SAFER	

2. 前回審査会合からの変更点等

前回審査会合からの変更点(1/2)

■ 前回審査会合からの変更点

島根原子力発電所2号炉の炉心損傷防止対策の有効性評価において、当社および先行プラントの審査会合での議論や安全性向上の観点等を踏まえて評価条件等を見直した。以下に、主要な変更内容を示す。

事故シーケンスグループ	項目	変更内容
高圧注水・減圧機能喪失	操作条件の変更	格納容器除熱開始を原子炉への注水と同時としていたが、原子炉水位高(レベル8)到達後に格納容器除熱を行うよう変更した。
		残留熱除去系の運転モードの切り替え操作(低圧注水モードから原子炉停止時冷却モード)を考慮した。
全交流動力電源喪失	事故シーケンスの細分化	事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」の重要事故シーケンスとしては、長期TBの1シーケンスのみの説明とし、全交流動力電源喪失時に原子炉隔離時冷却系の機能喪失が重畳する事故シーケンス(TBU, TBD, TBP)については、「高圧・低圧注水機能喪失」と同様の事象進展となる等としていたが、4シーケンスに細分化した。
崩壊熱除去機能喪失(取水機能喪失)	原子炉補機代替冷却系による負荷の追加	原子炉補機代替冷却系による負荷として、燃料プール冷却系等を追加した。
原子炉停止機能喪失	原子炉隔離時冷却系による注水の反映	原子炉注水について、給水系、高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系により行われるが、このうち、原子炉隔離時冷却系による注水が炉内の体積計算(マスバランス計算)に反映されていないことが分かったため、再解析を実施した。

前回審査会合からの変更点(2/2)

■全交流動力電源喪失における事故シーケンスの細分化

「全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)」の事故シーケンスの細分化に当たっては、以下の理由から「交流動力電源は24時間使用できないものとする」という条件を除外した。

□「全交流動力電源喪失+高圧炉心冷却失敗」:TBU

全交流動力電源喪失+HPCS, RCIC失敗

□「全交流動力電源喪失+SRV再閉失敗+HPCS失敗」:TBP

SRV1弁の開固着→原子炉圧力が低下→原子炉隔離時冷却系機能喪失

□「全交流動力電源喪失+直流電源喪失」:TBD

直流電源喪失→DG失敗, 原子炉隔離時冷却系失敗

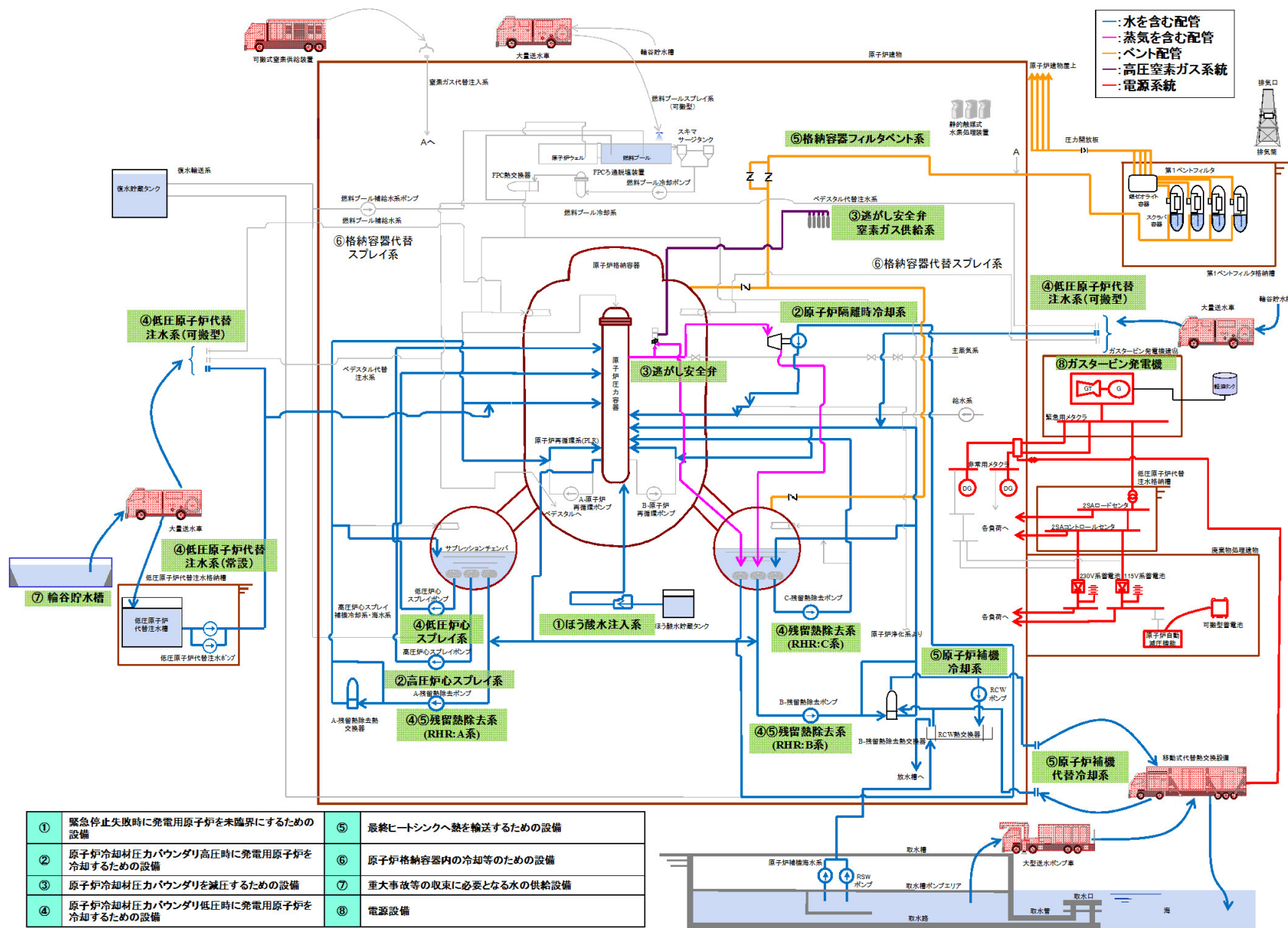
DG:非常用ディーゼル発電機, RCIC:原子炉隔離時冷却系, HPCS:高圧炉心スプレイ系, SRV:逃がし安全弁

■「実用発電用原子炉に係る炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」の主要解析条件である「交流動力電源は24時間使用できないものとする」という条件は、直流機器であるRCICの運転が可能な事故シーケンスに対して、全交流動力電源喪失という条件下において、RCIC等による原子炉注水により炉心損傷を防止する有効性を確認するための条件と考えられる。

■これらの事故シーケンスグループは、全交流動力電源喪失に加え、直流電源、機器の故障による機能喪失が重畳することによりRCICを含め、全ての原子炉への注水機能が喪失することとなるため、このような場合には、直流、交流に係わらず、速やかに原子炉への注水手段を確保することが重要であると考えられることを考慮し、また、「交流動力電源は24時間使用できないものとする」という条件の有無によって、炉心損傷防止対策の成否が変わることを踏まえ、本条件を除外し、有効性評価を実施することとした。

3. 参 考

参考(1/2) 島根原子力発電所2号炉の炉心損傷防止対策における対策設備の概要



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設備	⑤	最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備
②	原子炉冷却材圧カバウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための設備	⑥	原子炉格納容器内の冷却等のための設備
③	原子炉冷却材圧カバウンダリを減圧するための設備	⑦	重大事故等の取束に必要な水の供給設備
④	原子炉冷却材圧カバウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための設備	⑧	電源設備

参考(2/2) 有効性評価にて考慮している対策の整理

有効性評価においては、下記に示す対策設備についてその有効性を確認しており、事象進展の緩和、環境への影響低減に努めている。

機能	系統・設備	炉心損傷防止対策の有効性評価における事故シーケンスグループ										
		TQUV	TQUX	TB				TW		TC	LOCA	ISLOCA
				長期TB	TBU	TBD	TBP	取水機能喪失	RHR機能喪失			
原子炉注水	原子炉隔離時冷却系			◎			○	◎	◎	○		◎
	高圧炉心スプレイ系								○	○		◎
	低圧注水系		◎	△				○				
	低圧炉心スプレイ系		○	△				◎	○			
	低圧原子炉代替注水系(常設)	◎		△	◎	◎	◎		◎		◎	
	低圧原子炉代替注水系(可搬型)			◎								
原子炉減圧	手動減圧	○		○	○	○	○	○	○		○	◎
	代替自動減圧機能		◎									
格納容器除熱	格納容器フィルタベント系	○		○	○	○	○		○		○	
	残留熱除去系(既設)		○							○		○
	残留熱除去系+原子炉補機代替冷却系			○				◎				
交流動力電源	外部電源									○		○
	常設代替交流電源設備(ガスタービン発電機)	◎		◎	◎	◎	◎	◎	◎		◎	
	非常用ディーゼル発電機	○	○						○	○	○	○
直流電源	直流電源24時間化			○								
	常設代替直流電源設備					◎						
原子炉停止	ほう酸水注入系									◎		
	代替制御棒挿入機能									△		
	再循環ポンプトリップ機能									◎		
漏えい個所の隔離											◎	

- ◎: 事故シーケンスグループの特徴から炉心損傷防止対策として必要とされる対策設備
 ○: 事故シーケンスにおいて動作している設備/動作させることができる設備
 △: 解析上は考慮していない設備

4. 主な指摘事項への回答

(指摘事項) 直流電源喪失した場合の対応について説明すること。

■(回答)

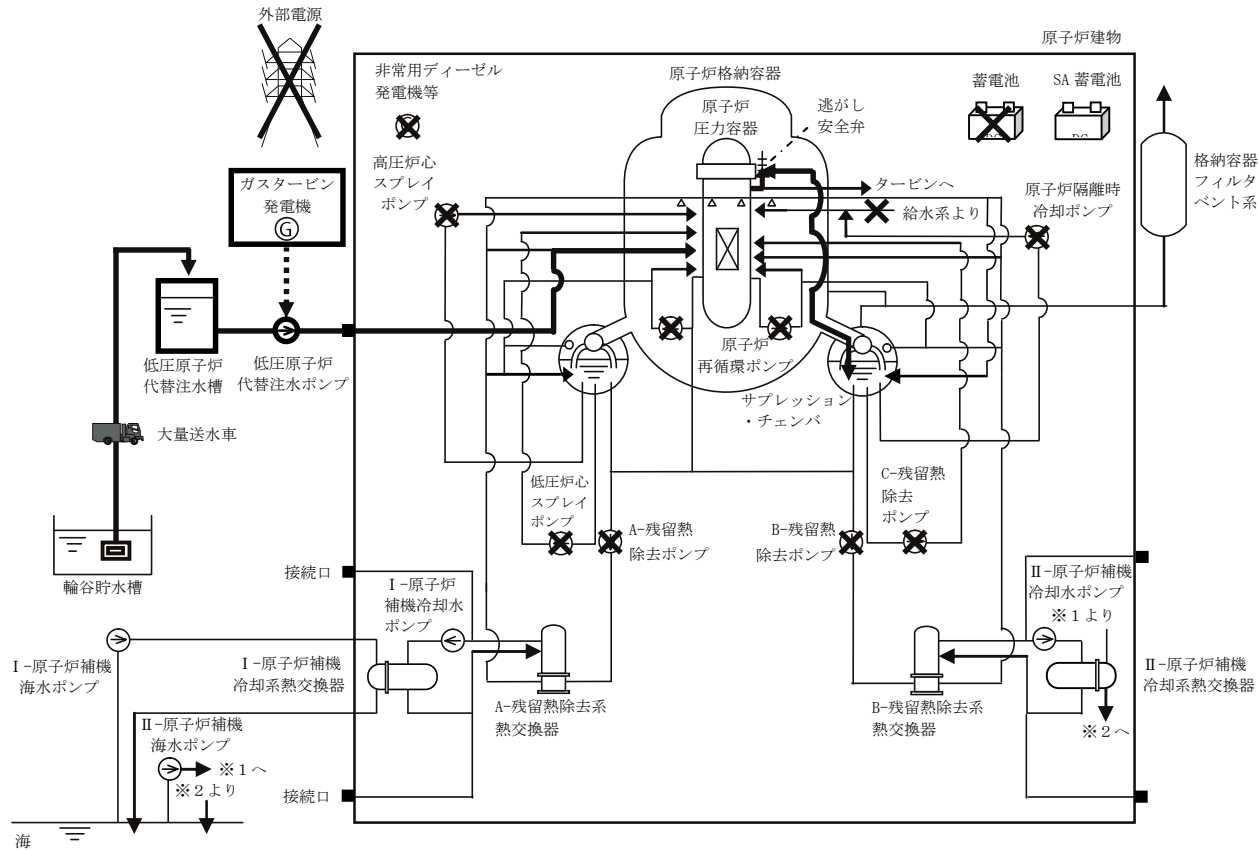
事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+直流電源喪失」では、全交流動力電源喪失と同時に直流電源が失われることを想定する。このため、直流電源喪失に伴い原子炉隔離時冷却系が機能喪失して原子炉注水ができず、逃がし安全弁による圧力制御に伴う蒸気流出により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し、原子炉水位が低下することから、緩和措置が取られない場合には原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至る。

■本事故シーケンスグループは、全交流動力電源が喪失した状態において、直流電源喪失により原子炉隔離時冷却系が機能喪失することによって炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、重大事故等対策の有効性評価には、全交流動力電源喪失時における直流電源喪失に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

■したがって、本事故シーケンスグループでは、ガスタービン発電機、所内常設蓄電式直流電源設備による給電及び低圧原子炉代替注水系(常設)により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また、格納容器フィルタベント系による格納容器除熱を実施する。

5. 主な指摘事項への回答(その1)

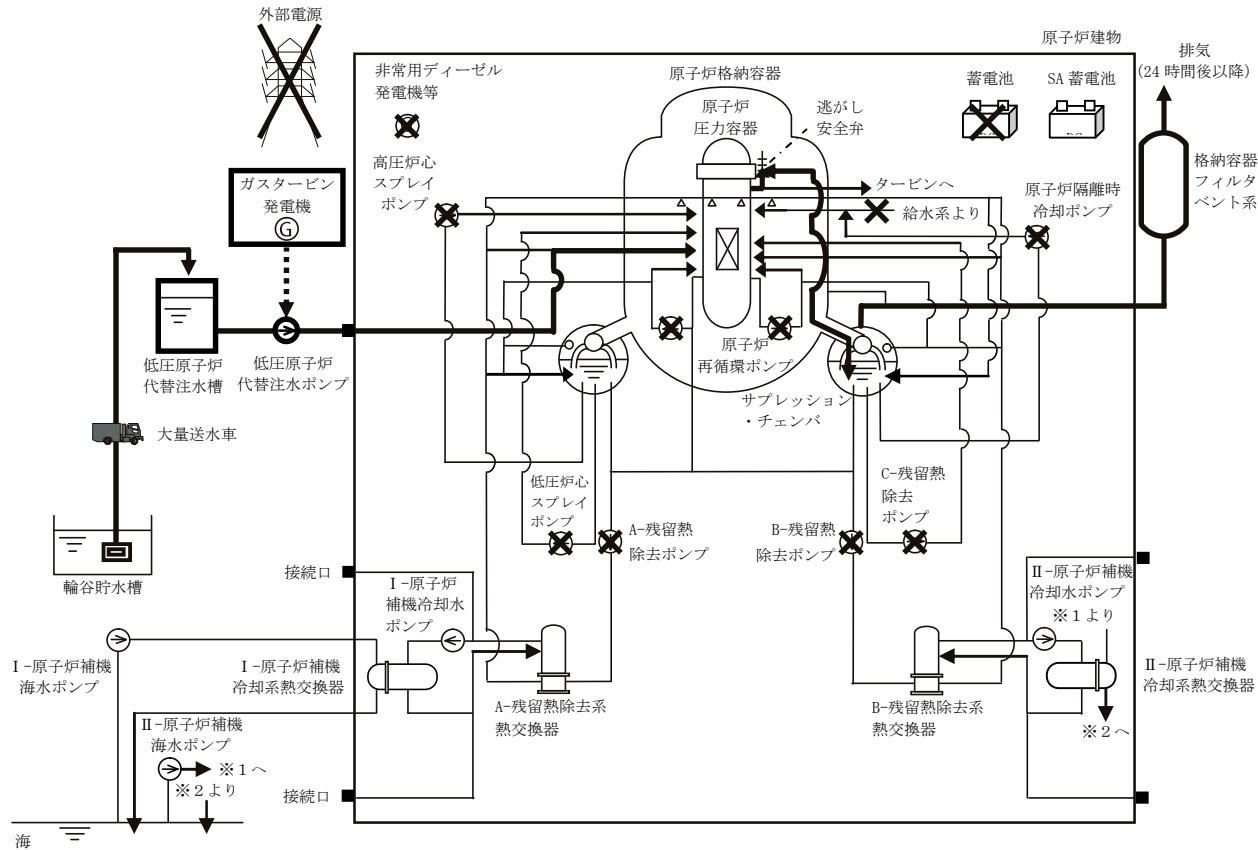
(指摘事項) 直流電源喪失した場合の対応について説明すること。
 (回答)



第2.3.3.1-1(1)図 全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+
 直流電源喪失時の重大事故等対策の概略系統図
 (原子炉急速減圧及び原子炉注水)

5. 主な指摘事項への回答(その1)

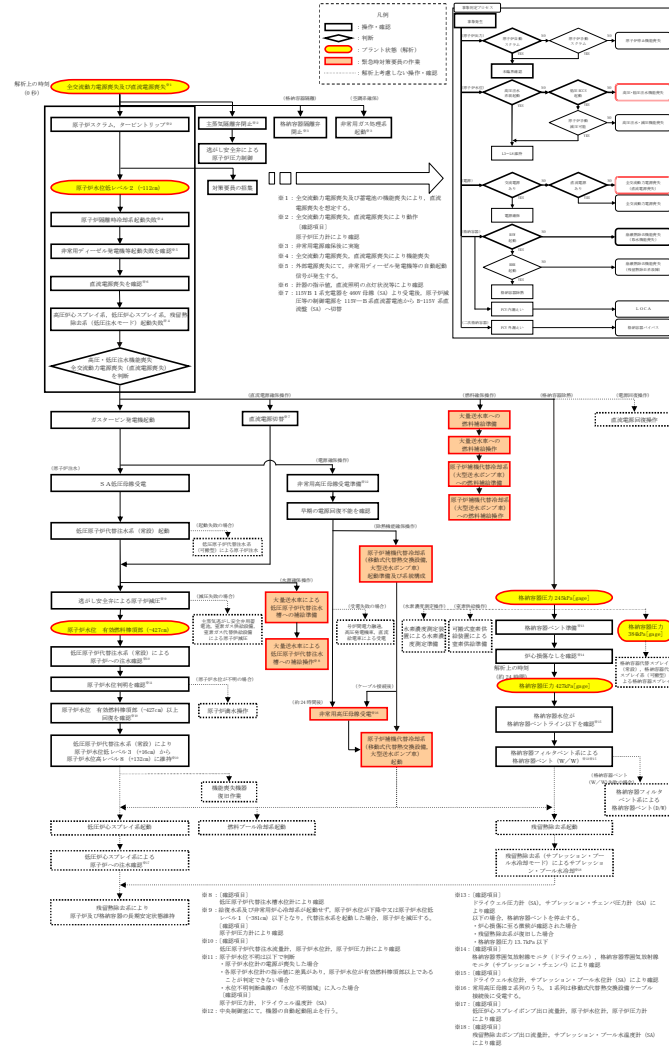
(指摘事項) 直流電源喪失した場合の対応について説明すること。
 (回答)



第2.3.3.1-1(2)図 全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+
 直流電源喪失時の重大事故等対策の概略系統図
 (原子炉注水及び格納容器除熱)

5. 主な指摘事項への回答(その1)

(指摘事項) 直流電源喪失した場合の対応について説明すること。
 (回答)



第2.3.3.1-2図 全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+直流電源喪失時の対応手順概要

5. 主な指摘事項への回答(その1)

(指摘事項) 直流電源喪失した場合の対応について説明すること。
 (回答)

第2.3.3.1-3図 全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)
 + 直流電源喪失の作業と所要時間

				経過時間(分)										経過時間(時間)																											
				10	20	30	40	50	60	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	31	32
操作項目	実施箇所・必要人員数			緊急発生 原子炉スクラム 約3分 原子炉水位低(レベル2) 約30分 原子炉保護機能 約17時間 格納容器圧力2.6MPa(表)到達 約21時間 格納容器圧力4.2MPa(表)到達																																					
	責任者	当直長	1人	中央監視 緊急時対応本部連絡																																					
	指揮者	当直副長	1人	運転員操作係																																					
	通報連絡者	緊急時対応本部副長	5人	中央制御室連絡 発電所外法連絡																																					
	運転員(中央制御室)	運転員(現場)		緊急時対策員(現場)																																					
状況判断	1人	A	-	-	10分	・ 原子炉スクラム、タービントリップ確認 ・ 急冷系統監視 ・ 主蒸気隔離弁全閉確認/遠がし安全弁による原子炉圧力制御確認 ・ 原子炉隔離時冷却系起動失敗確認 ・ 高圧炉心スプレイス系起動失敗確認 ・ 低圧炉心スプレイス系、残量維持系起動失敗確認 ・ 直流電源喪失確認 ・ 高圧・低圧注水機能喪失判断																																			
オージェビン発電機起動操作	(1A) A	-	-	-	10分	オージェビン発電機起動、受電操作																																			
非常用高圧母線受電操作	(1A) A	(2A) B,C	2人 1人(2A)	-	-	50分	非常用高圧母線受電準備・受電確認																																		
炉内用高圧電動切替操作	-	2A, B,C	-	-	-	20分	炉内用高圧電動切替操作																																		
原子炉急減速操作	(1A) A	-	-	-	-	10分	遠がし安全弁 6秒 手動開放操作																																		
低圧原子炉代替注水系統(常設)起動操作	(1A) A	-	-	-	-	10分	低圧原子炉代替注水系統(常設)起動/運転確認/系統構成																																		
低圧原子炉代替注水系統(常設)注水操作	(1A) A	-	-	-	-	低圧原子炉代替注水系統(常設)注水準備																																			
アタセムート解除作業	-	-	2人	-	-	アタセムート解除 1時間30分																																			
輸送貯水車から低圧原子炉代替注水系統への給送	-	-	12人 8人	-	-	1時間30分	・ 大量送水車による低圧原子炉代替注水系統への注水準備(大量送水車移動、ホース搬送(輸送貯水車から大量送水車、大量送水車から接続口)、ホース接続) ・ 大量送水車による低圧原子炉代替注水系統への給送																																		
原子炉隔離時冷却系準備操作	-	-	1人 1人(2A) 2人	-	-	6時間10分	適宜実施																																		
	-	-	3人 2人	-	-	1時間10分	資機材配置及びホース搬送 起動及び系統水張り																																		
	-	-	3人 2人	-	-	1時間10分	電源ケーブル接続、受電																																		
	-	(2A) B,C	-	-	-	1時間20分	原子炉隔離時冷却系 系統構成																																		
格納容器ベント準備操作	(1A) A	-	-	-	-	10分	格納容器ベント準備(格納容器ベントライン構成)																																		
	-	(2A) B,C	-	-	-	1時間30分	格納容器ベント準備(格納容器ベントライン構成)																																		
	-	-	2人	-	-	1時間30分	水車渡渡測定装置準備																																		
	-	-	2人 1人(2A)	-	-	50分	可搬式放射線計設置準備																																		
格納容器ベント操作	(1A) A	-	-	-	-	10分	格納容器ベント操作																																		
	-	(2A) B,C	-	-	-	1時間30分	格納容器ベント操作																																		
燃料給送準備	-	-	4人	-	-	2時間40分	燃料タンク、ディーゼル燃料貯蔵タンクからタンクローリーへの給送																																		
燃料給送作業	-	-	-	-	-	適宜実施																																			
使用済燃料プール冷却 再開	(1A) A	-	-	-	-	燃料プール冷却系再起動																																			
機能喪失機器復旧	作業要員等	-	-	-	-	機能喪失した機器の復旧作業																																			
必要人員数 合計	1人 1人	4人 4人 B,C,G,H	21人	-	-	適宜実施																																			

(1) 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。

5. 主な指摘事項への回答(その2)

21

(指摘事項)資料3-2別紙7-2の「ベント実施までの代替格納容器スプレイの運用について」について、炉心損傷がない場合に代替格納容器スプレイを制限する理由を詳細に説明すること。

(回答)炉心損傷前に外部水源による格納容器スプレイを行った以降、炉心損傷が発生した場合には、格納容器スプレイの実施による格納容器ベントの遅延時間が短くなることが考えられる。このため、炉心損傷前の格納容器スプレイの実施は極力控え、炉心損傷に備えて、外部水源からの格納容器への注水量を抑えることを基本とする。なお、残留熱除去系の早期復旧が見込まれる場合は、格納容器スプレイにより格納容器ベントの遅延を図り、残留熱除去系復旧後、格納容器の除熱を行うことで格納容器ベントを回避する。

第1表 格納容器スプレイ起動・停止判断基準

	炉心損傷前	炉心損傷後
起動	<ul style="list-style-type: none">格納容器圧力384kPa以上及び残留熱除去系の早期復旧見込みがある場合(最高使用圧力の0.9倍) (13.7kPa～384kPaの範囲で制御)ドライウエル温度171℃接近及び残留熱除去系の早期復旧見込みがある場合	<ul style="list-style-type: none">格納容器圧力640kPa以上 (最高使用圧力の1.5倍) (588kPa～640kPaの範囲で制御)ドライウエル温度190℃接近
停止	<ul style="list-style-type: none">サプレッション・プール水位4.9m到達 (真空破壊弁位置)	<ul style="list-style-type: none">外部水源からの総注水量4,000m³到達 (ベント管-1m)