

東海第二発電所 設置変更許可申請書 修正前後比較表

【対象項目：添付書類十 第5.1-1表 重大事故等対策における手順書の概要】

東海第二発電所 第四回補正申請（平成30年6月27日）時点		修正案		備考
第5.1-1表 重大事故等対策における手順書の概要（4/19）				
1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等				
方針目的	<p>原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態において、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おいても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するため、低圧代替注水系により発電用原子炉を冷却する手順等を整備する。</p> <p>また、炉心が溶融し、原子炉圧力容器の破損に至った場合で、溶融炉心が原子炉格納容器内に残存した場合においても原子炉格納容器の破損を防止するため、低圧代替注水系により残存溶融炉心を冷却する手順等を整備する。</p>			
	設計基準事故対処設備	<p>設計基準事故対処設備である残留熱除去系（低圧注水系）若しくは低圧炉心スプレイ系又は残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）が健全であれば、これらを重大事故等対処設備と位置付け重大事故等の対処に用いる。</p>		
対応手段等	原子炉運転中の場合 フロントライン系故障時 低圧代替注水系による発電用原子炉の冷却	<p>設計基準事故対処設備である残留熱除去系（低圧注水系）及び低圧炉心スプレイ系の故障等により発電用原子炉の冷却ができない場合は、以下の手段により原子炉圧力容器へ注水し、発電用原子炉を冷却する。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・代替淡水貯槽を水源として、低圧代替注水系（常設）により注水する。 ・低圧代替注水系（常設）により原子炉圧力容器へ注水できない場合は、西側淡水貯水設備又は代替淡水貯槽を水源として、低圧代替注水系（可搬型）等により注水する。 <p>なお、低圧代替注水系（可搬型）による注水は、海を水源として利用できる。</p>		
10-5-50				
第5.1-1表 重大事故等対策における手順書の概要（4/19）				
1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等				
方針目的	<p>原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態において、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おいても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するため、低圧代替注水系により発電用原子炉を冷却する手順等を整備する。</p> <p>また、炉心が溶融し、原子炉圧力容器の破損に至った場合で、溶融炉心が原子炉圧力容器内に残存した場合においても原子炉格納容器の破損を防止するため、低圧代替注水系により残存溶融炉心を冷却する手順等を整備する。</p>			
	設計基準事故対処設備	<p>設計基準事故対処設備である残留熱除去系（低圧注水系）若しくは低圧炉心スプレイ系又は残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）が健全であれば、これらを重大事故等対処設備と位置付け重大事故等の対処に用いる。</p>		
対応手段等	原子炉運転中の場合 フロントライン系故障時 低圧代替注水系による発電用原子炉の冷却	<p>設計基準事故対処設備である残留熱除去系（低圧注水系）及び低圧炉心スプレイ系の故障等により発電用原子炉の冷却ができない場合は、以下の手段により原子炉圧力容器へ注水し、発電用原子炉を冷却する。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・代替淡水貯槽を水源として、低圧代替注水系（常設）により注水する。 ・低圧代替注水系（常設）により原子炉圧力容器へ注水できない場合は、西側淡水貯水設備又は代替淡水貯槽を水源として、低圧代替注水系（可搬型）等により注水する。 <p>なお、低圧代替注水系（可搬型）による注水は、海を水源として利用できる。</p>		
10-5-50				
抽出リストC-80				

東海第二発電所 設置変更許可申請書 修正前後比較表

【対象項目：添付書類十 第5. 1-1表 重大事故等対策における手順書の概要】

東海第二発電所 第四回補正申請（平成30年6月27日）時点		修正案		備考
1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等				
対応手段等	炉心損傷後 サポート系故障時	<p>設計基準事故対処設備である残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）が全交流動力電源喪失等により使用できない場合は、代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器内の冷却に加え、常設代替交流電源設備等を用いて非常用所内電気設備へ給電することにより残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）を復旧し、サブプレッション・チェンバを水源として原子炉格納容器内へスプレイする。</p> <p>また、設計基準事故対処設備である残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）が全交流動力電源喪失等により使用できない場合は、常設代替交流電源設備等を用いて非常用所内電気設備へ給電することにより残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）を復旧し、サブプレッション・チェンバを水源としてサブプレッション・プール水を除熱する。</p> <p>緊急用海水系が運転できない場合、残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）及び残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）の復旧に時間を要する場合は、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）等により原子炉格納容器内へのスプレイを並行して実施する。</p>	<p>設計基準事故対処設備である残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）が全交流動力電源喪失等により使用できない場合は、代替格納容器スプレイ冷却系による原子炉格納容器内の冷却に加え、常設代替交流電源設備等を用いて非常用所内電気設備へ給電することにより残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）を復旧し、サブプレッション・チェンバを水源として原子炉格納容器内へスプレイする。</p> <p>また、設計基準事故対処設備である残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）が全交流動力電源喪失等により使用できない場合は、常設代替交流電源設備等を用いて非常用所内電気設備へ給電することにより残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）を復旧し、サブプレッション・チェンバを水源としてサブプレッション・プール水を除熱する。</p> <p>緊急用海水系が運転できない場合、残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）及び残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）の復旧に時間を要する場合は、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）等により原子炉格納容器内へのスプレイを並行して実施する。</p>	
配慮すべき事項	重大事故等時の対応手段の選択 フロントライン系故障時	<p>設計基準事故対処設備である残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）の故障等により原子炉格納容器内の冷却ができない場合において、代替格納容器冷却系（常設）に異常がなく、交流動力電源及び水源（代替淡水貯槽）が確保されている場合は、代替格納容器スプレイ系（常設）により原子炉格納容器内を冷却する。</p> <p>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）により原子炉格納容器内の冷却ができない場合において、代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）に異常がなく、燃料及び水源（西側淡水貯水設備又は代替淡水貯槽）が確保されている場合は、代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）により原子炉格納容器内を冷却する。</p>	<p>設計基準事故対処設備である残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）の故障等により原子炉格納容器内の冷却ができない場合において、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）に異常がなく、交流動力電源及び水源（代替淡水貯槽）が確保されている場合は、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）により原子炉格納容器内を冷却する。</p> <p>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）により原子炉格納容器内の冷却ができない場合において、代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）に異常がなく、燃料及び水源（西側淡水貯水設備又は代替淡水貯槽）が確保されている場合は、代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）により原子炉格納容器内を冷却する。</p>	抽出リストC-81
10-5-60		10-5-60		

東海第二発電所 設置変更許可申請書 修正前後比較表

【対象項目：添付書類十 5.2 大規模な自然災害又は故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムへの対応における事項】

東海第二発電所 第四回補正申請（平成30年6月27日）時点	修正案	備考
<p>5.2.1.1 大規模損壊発生時の手順書の整備</p> <p>(c) 「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」</p> <p>イ. 重大事故等対策に係る手順</p> <p>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減圧機能は、逃がし安全弁（自動減圧機能）による減圧機能である。</p> <p>インターフェイスシステムLOCA発生時は、原子炉冷却材圧力バウンダリの損傷箇所を隔離することで原子炉冷却材の漏えいを抑制する。なお、損傷箇所の隔離ができない場合は、逃がし安全弁による原子炉減圧で原子炉冷却材の漏えいを抑制する。</p> <p>これらの機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための対処設備及び手順を整備する。</p> <p>ロ. 大規模損壊発生時に事故緩和措置を行うための手順</p> <p>大規模損壊発生時においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を緩和するため、重大事故等対策で整備した手順を基本とし、共通要因で同時に機能喪失することのない可搬型重大事故等対処設備を用いた手順、中央制御室での監視及び制御機能が喪失した場合も対応できるよう、現場にてプラントパラメータを監視するための手順、可搬型計測器にてプラントパラメータを監視するための手順、建物や設備の状況を目視にて確認するための手順、現場にて直接機器を作動させるための手順等を整備する。</p> <p>大規模損壊発生時に原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順の例を次に示す。（第5.2-6表参照）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・常設直流電源系統喪失により逃がし安全弁の原子炉減圧機能が喪失した場合、可搬型代替直流電源設備により逃がし安全弁（自動減圧機能）の作動に必要な直流電源を確保し、逃がし安全弁（自動減圧機能）を開放して発電用原子炉を減圧する。 ・常設直流電源系統喪失により逃がし安全弁の原子炉減圧機能が喪失した場合、中央制御室にて逃がし安全弁（自動減圧機能）の作動回路に逃がし安全弁用可搬型蓄電池を接続し、逃がし安全弁（自動減圧機能）を開放して発電用原子 	<p>5.2.1.1 大規模損壊発生時の手順書の整備</p> <p>(c) 「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」</p> <p>イ. 重大事故等対策に係る手順</p> <p>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減圧機能は、逃がし安全弁（自動減圧機能）による減圧機能である。</p> <p>インターフェイスシステムLOCA発生時は、原子炉冷却材圧力バウンダリの損傷箇所を隔離することで原子炉冷却材の漏えいを抑制する。なお、損傷箇所の隔離ができない場合は、逃がし安全弁による原子炉減圧で原子炉冷却材の漏えいを抑制する。</p> <p>これらの機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための対処設備及び手順を整備する。</p> <p>ロ. 大規模損壊発生時に事故緩和措置を行うための手順</p> <p>大規模損壊発生時においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を緩和するため、重大事故等対策で整備した手順を基本とし、共通要因で同時に機能喪失することのない可搬型重大事故等対処設備を用いた手順、中央制御室での監視及び制御機能が喪失した場合も対応できるよう、現場にてプラントパラメータを監視するための手順、可搬型計測器にてプラントパラメータを監視するための手順、建物や設備の状況を目視にて確認するための手順、現場にて直接機器を作動させるための手順等を整備する。</p> <p>大規模損壊発生時に原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順の例を次に示す。（第5.2-6表参照）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・常設直流電源系統喪失により逃がし安全弁の原子炉減圧機能が喪失した場合、可搬型代替直流電源設備により逃がし安全弁（自動減圧機能）の作動に必要な直流電源を確保し、逃がし安全弁（自動減圧機能）を開放して発電用原子炉を減圧する。 ・常設直流電源系統喪失により逃がし安全弁の原子炉減圧機能が喪失した場合、中央制御室にて逃がし安全弁（自動減圧機能）の作動回路に逃がし安全弁用可搬型蓄電池を接続し、逃がし安全弁（自動減圧機能）を開放して発電用原子 	

東海第二発電所 設置変更許可申請書 修正前後比較表

【対象項目：添付書類十 5.2 大規模な自然災害又は故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムへの対応における事項】

東海第二発電所 第四回補正申請（平成30年6月27日）時点	修正案	備考
<p>炉を減圧する。</p> <ul style="list-style-type: none"> 逃がし安全弁の駆動に必要なアキュムレータの供給圧力の喪失により逃がし安全弁（自動減圧機能）が喪失した場合、非常用逃がし安全弁駆動系により逃がし安全弁（逃がし弁機能（自動減圧機能なしA, G, S及びV））の電磁弁排気ポートへ窒素を供給し、逃がし安全弁（逃がし弁機能（自動減圧機能なしA, G, S及びV））を開放して発電用原子炉を減圧する。 窒素供給系からの窒素の供給が喪失し、逃がし安全弁の作動に必要な窒素の供給圧力が低下した場合、供給源を非常用窒素供給系高圧窒素ガスポンベに切り替えることで逃がし安全弁（自動減圧機能）の機能を確保する。 	<p>炉を減圧する。</p> <ul style="list-style-type: none"> 逃がし安全弁の駆動に必要なアキュムレータの供給圧力の喪失により逃がし安全弁（自動減圧機能）が喪失した場合、非常用逃がし安全弁駆動系により逃がし安全弁（逃がし弁機能（自動減圧機能なしA, G, S及びV））の電磁弁排気ポートへ窒素を供給し、逃がし安全弁（逃がし弁機能（自動減圧機能なしA, G, S及びV））を開放して発電用原子炉を減圧する。 窒素供給系からの窒素の供給が喪失し、逃がし安全弁の作動に必要な窒素の供給圧力が低下した場合、供給源を非常用窒素供給系高圧窒素ポンベに切り替えることで逃がし安全弁（自動減圧機能）の機能を確保する。 	<p>抽出リストC-92</p>

東海第二発電所 設置変更許可申請書 修正前後比較表

【対象項目：添付書類十 5.2 大規模な自然災害又は故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムへの対応における事項】

東海第二発電所 第四回補正申請（平成30年6月27日）時点			修正案			備考
第5.2-4表 大規模損壊発生時の対応操作一覧（2/8）			第5.2-4表 大規模損壊発生時の対応操作一覧（2/8）			
対応操作	内容	技術的能力に係る審査基準（解釈）の該当項目	対応操作	内容	技術的能力に係る審査基準（解釈）の該当項目	
炉心の著しい損傷を緩和するための対策	原子炉減圧操作	原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態であって、低圧の注水機能を働かせるために、自動減圧系、原子炉減圧の自動化又は逃がし安全弁若しくはタービン・バイパス弁を使用した中央制御室からの手動操作により発電用原子炉を減圧する。	炉心の著しい損傷を緩和するための対策	原子炉減圧操作	原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態であって、低圧の注水機能を働かせるために、自動減圧系、原子炉減圧の自動化又は逃がし安全弁若しくはタービン・バイパス弁を使用した中央制御室からの手動操作により発電用原子炉を減圧する。	・第3項、4項（1.3）
	可搬型代替直流電源設備による逃がし安全弁（自動減圧機能）開放	常設直流電源系統喪失により逃がし安全弁の原子炉減圧機能が喪失した場合、可搬型代替直流電源設備により逃がし安全弁（自動減圧機能）の作動に必要な直流電源を確保し、逃がし安全弁（自動減圧機能）を開放して発電用原子炉を減圧する。		可搬型代替直流電源設備による逃がし安全弁（自動減圧機能）開放	常設直流電源系統喪失により逃がし安全弁の原子炉減圧機能が喪失した場合、可搬型代替直流電源設備により逃がし安全弁（自動減圧機能）の作動に必要な直流電源を確保し、逃がし安全弁（自動減圧機能）を開放して発電用原子炉を減圧する。	
	逃がし安全弁用可搬型蓄電池による逃がし安全弁（自動減圧機能）開放	常設直流電源系統喪失により逃がし安全弁の原子炉減圧機能が喪失した場合、中央制御室にて逃がし安全弁（自動減圧機能）の作動回路に逃がし安全弁用可搬型蓄電池を接続し、逃がし安全弁（自動減圧機能）を開放して発電用原子炉を減圧する。		逃がし安全弁用可搬型蓄電池による逃がし安全弁（自動減圧機能）開放	常設直流電源系統喪失により逃がし安全弁の原子炉減圧機能が喪失した場合、中央制御室にて逃がし安全弁（自動減圧機能）の作動回路に逃がし安全弁用可搬型蓄電池を接続し、逃がし安全弁（自動減圧機能）を開放して発電用原子炉を減圧する。	
	非常用逃がし安全弁駆動系による逃がし安全弁（逃がし弁機能）開放	逃がし安全弁の駆動に必要なアキュムレータの供給圧力の喪失により逃がし安全弁（自動減圧機能）の機能が喪失した場合、非常用逃がし安全弁駆動系により逃がし安全弁（逃がし弁機能（自動減圧機能なしA、G、S及びV））の電磁弁排気ポートに窒素を供給し、逃がし安全弁（逃がし弁機能（自動減圧機能なしA、G、S及びV））を開放して発電用原子炉を減圧する。		非常用逃がし安全弁駆動系による逃がし安全弁（逃がし弁機能）開放	逃がし安全弁の駆動に必要なアキュムレータの供給圧力の喪失により逃がし安全弁（自動減圧機能）の機能が喪失した場合、非常用逃がし安全弁駆動系により逃がし安全弁（逃がし弁機能（自動減圧機能なしA、G、S及びV））の電磁弁排気ポートに窒素を供給し、逃がし安全弁（逃がし弁機能（自動減圧機能なしA、G、S及びV））を開放して発電用原子炉を減圧する。	
	非常用窒素供給系による逃がし安全弁（自動減圧機能）駆動源確保	窒素供給系からの窒素の供給が喪失し、逃がし安全弁の作動に必要な窒素の供給圧力が低下した場合、供給源を非常用窒素供給系高圧窒素ガスポンペに切り替えることで逃がし安全弁（自動減圧機能）の機能を確保する。			非常用窒素供給系による逃がし安全弁（自動減圧機能）駆動源確保	

抽出リストC-92

東海第二発電所 設置変更許可申請書 修正前後比較表

【対象項目：添付書類十 6. 重大事故等への対処に係る措置の有効性評価の基本的な考え方】

東海第二発電所 第四回補正申請（平成30年6月27日）時点	修正案	備考
<p>6.2.4 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故</p> <p>6.2.4.1 事故シーケンスのグループ化と重要事故シーケンスの選定</p> <p>「運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故」については、復水器真空破壊から制御棒引き抜き開始までの期間を評価対象*とし、原子炉の水位、温度、圧力等のプラントパラメータの類似性、保守点検状況等に応じた緩和設備の使用可能性、起因事象及び成功基準に関する類似性に応じて、プラントの状態を適切に区分する。また、区分したプラント状態を考慮し、燃料の著しい損傷に至る可能性があるとして想定する事故シーケンスを、本発電用原子炉施設を対象としたPRAの結果を踏まえて、運転停止中事故シーケンスグループにグループ化し、運転停止中事故シーケンスグループごとに、重要事故シーケンスを選定して評価を行う。</p> <p>※ 「実用発電用原子炉に係る運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」の共通解析条件に定められている運転停止中の期間は「主発電機の解列から、原子炉起動の過程における主発電機の併列まで」となり、本評価対象と異なる。ただし、「主発電機の解列から復水器真空破壊まで」及び「制御棒引き抜き開始から原子炉起動の過程における主発電機の併列まで」における低出力運転時及びプラント停止時の期間においては、給水・復水系を含む緩和設備の待機状態が出力運転時とほぼ同程度であり、かつ、発生する起因事象もほぼ同様であることから運転時における内部事象レベル1 PRAの評価範囲と位置づけている。</p> <p>(1) 運転停止中事故シーケンスの抽出 内部事象停止時レベル1 PRAにおいては、各起因事象の発生から燃料損傷に至ることを防止するための緩和手段の組合せ等を第6.2-7図に示すイベントツリーで分析し、燃料損傷に至る事故シーケンスを抽出する。</p> <p>(2) 運転停止中事故シーケンスのグループ化 PRAの結果を踏まえて抽出した事故シーケンスについて、重大事故等に対処するための措置が基本的に同じとなるよう、燃料損傷に至る主要因の観点から事故シーケンスを以下のように分類する。なお、反応度の誤投入については、複数の人的過誤や機器故障が重畳しない限り反応度事故に至る可能性はなく、また、万一、反応度事故に至った場合でも、局所的な事象で収束し、燃料の著しい破損又は大規模な炉心損傷に至ることは考え難いことから、内部事象停止時レベル1 PRAの起因事象から除外しているが、本事故事象に対する対策の有効性を確認する観点や「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則の解釈」</p>	<p>6.2.4 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故</p> <p>6.2.4.1 事故シーケンスのグループ化と重要事故シーケンスの選定</p> <p>「運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故」については、復水器真空破壊から制御棒引き抜き開始までの期間を評価対象*とし、原子炉の水位、温度、圧力等のプラントパラメータの類似性、保守点検状況等に応じた緩和設備の使用可能性、起因事象及び成功基準に関する類似性に応じて、プラントの状態を適切に区分する。また、区分したプラント状態を考慮し、燃料の著しい損傷に至る可能性があるとして想定する事故シーケンスを、本発電用原子炉施設を対象としたPRAの結果を踏まえて、運転停止中事故シーケンスグループにグループ化し、運転停止中事故シーケンスグループごとに、重要事故シーケンスを選定して評価を行う。</p> <p>※ 「実用発電用原子炉に係る運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」の共通解析条件に定められている運転停止中の期間は「主発電機の解列から、原子炉起動の過程における主発電機の併列まで」となり、本評価対象と異なる。ただし、「主発電機の解列から復水器真空破壊まで」及び「制御棒引き抜き開始から原子炉起動の過程における主発電機の併列まで」における低出力運転時及びプラント停止時の期間においては、給水・復水系を含む緩和設備の待機状態が出力運転時とほぼ同程度であり、かつ、発生する起因事象もほぼ同様であることから運転時における内部事象レベル1 PRAの評価範囲と位置づけている。</p> <p>(1) 運転停止中事故シーケンスの抽出 内部事象停止時レベル1 PRAにおいては、各起因事象の発生から燃料損傷に至ることを防止するための緩和手段の組合せ等を第6.2-7図に示すイベントツリーで分析し、燃料損傷に至る事故シーケンスを抽出する。</p> <p>(2) 運転停止中事故シーケンスのグループ化 PRAの結果を踏まえて抽出した事故シーケンスについて、重大事故等に対処するための措置が基本的に同じとなるよう、燃料損傷に至る主要因の観点から事故シーケンスを以下のように分類する。なお、反応度の誤投入については、複数の人的過誤や機器故障が重畳しない限り反応度事故に至る可能性はなく、また、万一、反応度事故に至った場合でも、局所的な事象で収束し、燃料の著しい破損又は大規模な炉心損傷に至ることは考え難いことから、内部事象停止時レベル1 PRAの起因事象から除外しているが、本事故事象に対する対策の有効性を確認する観点や「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則の解釈」</p>	

東海第二発電所 設置変更許可申請書 修正前後比較表

【対象項目：添付書類十 6. 重大事故等への対処に係る措置の有効性評価の基本的な考え方】

東海第二発電所 第四回補正申請（平成30年6月27日）時点	修正案	備考
<p>にて挙げられる運転停止中事故シーケンスグループとの包含関係も踏まえて追加する。</p> <p>a. 崩壊熱除去機能喪失 b. 全交流動力電源喪失 c. 原子炉冷却材の流出 d. 反応度の誤投入</p> <p>(3) 重要事故シーケンスの選定</p> <p>運転停止中事故シーケンスグループごとに、有効性評価の対象とする重要事故シーケンスを選定する。同じ運転停止中事故シーケンスグループに複数の事故シーケンスが含まれる場合には、燃料損傷防止対策の実施に対する時間余裕、燃料損傷回避に必要な設備容量及び運転停止中事故シーケンスグループ内の代表性の観点で、より厳しいシーケンスを選定する。重要事故シーケンスの選定結果は以下のとおりである。</p> <p>a. 崩壊熱除去機能喪失</p> <p>本事故シーケンスグループは、運転中の残留熱除去系の故障等が発生した後、崩壊熱除去・炉心冷却に失敗し、燃料損傷に至るものである。</p> <p>本事故シーケンスグループに含まれる事故シーケンスは、余裕時間及び原子炉への注水に必要な設備容量については事故シーケンス間で差異がない。このため、代表性の観点から「残留熱除去系の故障（RHR喪失）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」を重要事故シーケンスとして選定する。</p> <p>なお、残留熱除去系海水系の喪失によって崩壊熱除去機能が喪失する場合については、事象進展が同様となる全交流動力電源喪失において、燃料損傷防止対策の有効性を確認する。</p> <p>b. 全交流動力電源喪失</p> <p>本事故シーケンスグループは、外部電源喪失の発生時に非常用交流電源の確保に失敗して全交流動力電源喪失に至り、その後、崩壊熱除去・炉心冷却の失敗によって、燃料損傷に至るものである。</p> <p>余裕時間及び原子炉への注水に必要な設備容量については事故シーケンス間で差異がない。このため、代表性の観点から「外部電源喪失＋交流電源失敗＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」を重要事故シーケンスとして選定する。</p> <p>なお、本重要事故シーケンスは、「残留熱除去系海水系の喪失」の重畳を考慮したものとなっている。</p> <p>c. 原子炉冷却材の流出</p>	<p>にて挙げられる運転停止中事故シーケンスグループとの包含関係も踏まえて追加する。</p> <p>a. 崩壊熱除去機能喪失 b. 全交流動力電源喪失 c. 原子炉冷却材の流出 d. 反応度の誤投入</p> <p>(3) 重要事故シーケンスの選定</p> <p>運転停止中事故シーケンスグループごとに、有効性評価の対象とする重要事故シーケンスを選定する。同じ運転停止中事故シーケンスグループに複数の事故シーケンスが含まれる場合には、燃料損傷防止対策の実施に対する時間余裕、燃料損傷回避に必要な設備容量及び運転停止中事故シーケンスグループ内の代表性の観点で、より厳しいシーケンスを選定する。重要事故シーケンスの選定結果は以下のとおりである。</p> <p>a. 崩壊熱除去機能喪失</p> <p>本事故シーケンスグループは、運転中の残留熱除去系の故障等が発生した後、崩壊熱除去・炉心冷却に失敗し、燃料損傷に至るものである。</p> <p>本事故シーケンスグループに含まれる事故シーケンスは、余裕時間及び原子炉への注水に必要な設備容量については事故シーケンス間で差異がない。このため、代表性の観点から「残留熱除去系の故障（RHR喪失）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」を重要事故シーケンスとして選定する。</p> <p>なお、残留熱除去系海水系の喪失によって崩壊熱除去機能が喪失する場合については、事象進展が同様となる全交流動力電源喪失において、燃料損傷防止対策の有効性を確認する。</p> <p>b. 全交流動力電源喪失</p> <p>本事故シーケンスグループは、外部電源喪失の発生時に非常用交流電源の確保に失敗して全交流動力電源喪失に至り、その後、崩壊熱除去・炉心冷却の失敗によって、燃料損傷に至るものである。</p> <p>余裕時間及び原子炉への注水に必要な設備容量については事故シーケンス間で差異がない。このため、代表性の観点から「外部電源喪失＋交流電源失敗＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」を重要事故シーケンスとして選定する。</p> <p>なお、本重要事故シーケンスは、「残留熱除去系海水系の喪失」の重畳を考慮したものとなっている。</p> <p>c. 原子炉冷却材の流出</p>	

東海第二発電所 設置変更許可申請書 修正前後比較表

【対象項目：添付書類十 6. 重大事故等への対処に係る措置の有効性評価の基本的な考え方】

東海第二発電所 第四回補正申請（平成30年6月27日）時点	修正案	備考
<p>本事故シーケンスグループは、原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統の誤操作等により原子炉冷却材が系外に流出後、崩壊熱除去・炉心冷却の失敗によって、燃料損傷に至るものである。</p> <p>燃料損傷までの時間余裕が最も短く、代表性を有する事故シーケンスとして、「原子炉冷却材の流出（RHR系統切替時のLOCA）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」を重要事故シーケンスとして選定する。</p> <p>なお、流出流量が比較的大きい、CRD点検時のLOCA及びLPRM点検時のLOCAについては、燃料損傷防止対策となる待機中のECCS・常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の設備容量が流出流量より十分大きいこと及び作業・操作場所と漏えい発生箇所が同一であり認知が容易であることを考慮し、重要事故シーケンスとしては選定しない。また、CUWブロー時のLOCAについては、原子炉ウェル水位を低下させる操作であるため、原子炉ウェル水位は適宜監視されており、中央制御室の運転員の他にR/Wの運転員も廃液収集タンク等の水位高により認知することができるため、認知が容易であることから重要事故シーケンスとしては選定しない。</p> <p>d. 反応度の誤投入</p> <p>本事故シーケンスグループは、反応度事故により、燃料損傷に至るものである。</p> <p>本事故シーケンスグループに含まれる事故シーケンスは「反応度の誤投入」のみであることから、これを重要事故シーケンスとして選定する。具体的には、代表性の観点から、「停止中に実施される試験等により、最大反応度値を有する制御棒1本が全引き抜きされている状態から、他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ、異常な反応度の投入を認知できずに燃料の損傷に至る事故」を想定する。</p> <p>各運転停止中事故シーケンスグループに含まれる事故シーケンス及び重要事故シーケンスについて整理した結果を第6.2-4表に示す。</p>	<p>本事故シーケンスグループは、原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統の誤操作等により原子炉冷却材が系外に流出後、崩壊熱除去・炉心冷却の失敗によって、燃料損傷に至るものである。</p> <p>燃料損傷までの時間余裕が最も短く、代表性を有する事故シーケンスとして、「原子炉冷却材の流出（RHR系統切替時のLOCA）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」を重要事故シーケンスとして選定する。</p> <p>なお、流出流量が比較的大きい、CRD点検時のLOCA及びLPRM点検時のLOCAについては、燃料損傷防止対策となる待機中のECCS・常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の設備容量が流出流量より十分大きいこと及び作業・操作場所と漏えい発生箇所が同一であり認知が容易であることを考慮し、重要事故シーケンスとしては選定しない。また、CUWブロー時のLOCAについては、原子炉ウェル水位を低下させる操作であるため、原子炉ウェル水位は適宜監視されており、中央制御室の運転員の他にR/Wの運転員も廃液収集タンク等の水位高により認知することができるため、認知が容易であることから重要事故シーケンスとしては選定しない。</p> <p>d. 反応度の誤投入</p> <p>本事故シーケンスグループは、反応度事故により、燃料損傷に至るものである。</p> <p>本事故シーケンスグループに含まれる事故シーケンスは「反応度の誤投入」のみであることから、これを重要事故シーケンスとして選定する。具体的には、代表性の観点から、「停止中に実施される検査等により、最大反応度値を有する制御棒1本が全引き抜きされている状態から、他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ、異常な反応度の投入を認知できずに燃料の損傷に至る事故」を想定する。</p> <p>各運転停止中事故シーケンスグループに含まれる事故シーケンス及び重要事故シーケンスについて整理した結果を第6.2-4表に示す。</p>	<p>備考</p> <p>抽出リストC-71</p> <p>抽出リストC-93</p>

東海第二発電所 設置変更許可申請書 修正前後比較表
 【対象項目：添付書類十 有効性評価 7. 1 炉心損傷防止対策】

東海第二発電所 第四回補正申請（平成30年6月27日）時点	修正案	備考
<p>東海第二発電所 第四回補正申請（平成30年6月27日）時点</p> <p>第7.1.4.1-2図 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）の対応手順の概要</p>	<p>修正案</p> <p>第7.1.4.1-2図 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）の対応手順の概要</p>	<p>備考</p> <p>抽出リストC-5</p> <p>※1 外部電源が喪失し、かつ全ての非常用ディーゼル発電機等からの受電に失敗することにより、全ての炉内減圧系統（6.9A）が使用不能となった場合。 ※2 重大事故等発生を通報連絡等により確認した後、関係職員は迅速な対応を実施する。 ※3 原子炉システムは、中央制御室にて平均出力調整等により制御する。なお、外部電源がない場合は、非常用ディーゼル発電機等が一旦自動起動するが、取水機能喪失により非常用ディーゼル発電機が起動しない場合は、インターロックにより60秒間運転を継続した後に停止する。 ※4 中央制御室にて、機器ランプ表示、警報、ポンプ吐出圧力、系統流量、原子炉水位（広帯域）、原子炉圧力等にて確認する。 ※5 原子炉隔離時冷却系より、原子炉水位を原子炉水位（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間に維持する。 ※6 中央制御室からの遠隔操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず、非常用電源の電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断する。 ※7 全炉内減圧系統に原子炉水位が低下し、高圧代管注水系統による原子炉水位の回復を要する。また、高圧代管注水系統による原子炉水位の回復が困難な場合は、速やかに可動型代管注水中型ポンプを用いた低圧代管注水（常設）による原子炉水位の回復を開始する。 ※8 サプレッション・プール水温度が32℃以上であることを確認し、サプレッション・プール冷却を実施するが、残熱除去系系水の起動操作に失敗することで取水機能喪失を判断する。 ※9 取水機能喪失の発生後、あらかじめ低圧で注水可能な系統の準備操作を実施する。 ※10 原子炉水位に必要な弁が動作可能であることを確認する。 ※11 サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール警報値（原子炉水位高の場合は65℃）以上の場合は、低圧で原子炉注水可能な系統又は高圧代管注水系統以上で注水可能な系統に注水し、原子炉水位を原子炉水位（レベル3）以上に回復させる。また、高圧代管注水系統による原子炉水位の回復が困難な場合は、速やかに可動型代管注水中型ポンプを用いた低圧代管注水（常設）による原子炉水位の回復を開始する。また、高圧代管注水系統による原子炉水位の回復が困難な場合は、速やかに可動型代管注水中型ポンプを用いた低圧代管注水（常設）による原子炉水位の回復を開始する。 ※12 原子炉減圧時には原子炉水位制御室内の原子炉冷却水の減圧操作により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため、原子炉水位不明でないことを確認する。原子炉水位不明は、以下のいずれかにより判断する。 ・原子炉水位の計測電圧が異常な値を示している場合 ・原子炉水位の指示値のばらつきが燃料有効長範囲以上であることが判断できない場合 ※13 原子炉水位不明の場合は、原子炉圧力容器を減圧し、原子炉圧力とサプレッション・チェンバ（圧力）の差圧を確認することで、原子炉水位が燃料有効長範囲以上であることを確認する。 ※14 高圧代管注水ポンプを用いた低圧代管注水（常設）により、原子炉水位を原子炉水位（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間に維持する。 ※15 取水機能喪失の発生後、緊急海水系系の起動操作を実施する。実施には緊急海水系系の起動操作が完了した時点で、サプレッション・プール水温度が32℃以上の場合は残熱除去系（サプレッション・プール冷却系）、格納容器圧力が0.27MPa [avg]以上の場合は残熱除去系（格納容器スレイ冷却系）の運転を開始するが、評定上は格納容器圧力が代管格納容器スレイ冷却系の運転を開始する想定として判断した時点で残熱除去系（格納容器スレイ冷却系）の運転を開始する想定として判断する。 ※16 残熱除去系は、原子炉水位（レベル3）にて原子炉注水運転に切り替え、原子炉水位高（レベル8）にて格納容器冷却運転に切り替える。</p>

東海第二発電所 設置変更許可申請書 修正前後比較表
 【対象項目：添付書類十 有効性評価 7. 1 炉心損傷防止対策】

東海第二発電所 第四回補正申請（平成30年6月27日）時点	修正案	備考
<p>10-7-496</p>	<p>10-7-496</p>	<p>抽出リストC-5</p>

第7.1.8-1 敷地に遡上する津波への防護対策概要

第7.1.8-1 敷地に遡上する津波への防護対策概要

東海第二発電所 設置変更許可申請書 修正前後比較表
 【対象項目：添付書類十 有効性評価 7. 2 格納容器破損防止対策】

東海第二発電所 第四回補正申請（平成30年6月27日）時点	修正案	備考
<p>凡例：安全機能の喪失を決定する設備 (X)；詳細上考慮しない設備 (○)</p> <p>2 C非常用ディーゼル発電機、2 D非常用ディーゼル発電機及び高圧圧縮スプレッドライナール発電機</p> <p>外部電源</p> <p>格納容器破損防止装置</p> <p>格納容器緊急供給ライン取組接続口</p> <p>緊急用海水ポンプ (A), (B)</p> <p>格納容器緊急供給装置</p> <p>圧力逃がし装置</p> <p>可搬型緊急供給装置</p> <p>格納容器緊急供給ライン取組接続口</p> <p>常設低圧代替注水ポンプ (A), (B)</p> <p>タービン</p> <p>原子炉圧力調整器</p> <p>ペダル</p> <p>スタル</p> <p>サブプレッション・チェンバ</p> <p>サブプレッション・チェンバ</p> <p>ドライウエル</p> <p>逃がし安全弁 (自動減圧機能)</p> <p>代替循環冷却系ポンプ (A)</p> <p>代替循環冷却系ポンプ (B)</p> <p>残留熱除去系ポンプ (A)</p> <p>残留熱除去系ポンプ (B)</p> <p>残留熱除去系ポンプ (C)</p> <p>高圧圧縮スプレッドライナール冷却系ポンプ</p> <p>海へ※2</p> <p>復水貯蔵タンク</p> <p>常設高圧代替注水ポンプ</p> <p>原子炉隔離時冷却系ポンプ</p> <p>海へ※1</p> <p>10-7-659</p> <p>タンクローリ</p> <p>可搬型設備用格納タンク</p> <p>西側淡水貯水設備</p> <p>第 7. 2. 2-1 図 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直加熱時の重大事故等対策の概略系統図 (4/5) (原子炉圧力容器破損後の代替循環冷却系による格納容器除熱、代替格納容器スプレッドライナール冷却系 (常設) による格納容器冷却段階)</p>	<p>凡例：安全機能の喪失を決定する設備 (X)；詳細上考慮しない設備 (○)</p> <p>2 C非常用ディーゼル発電機、2 D非常用ディーゼル発電機及び高圧圧縮スプレッドライナール発電機</p> <p>外部電源</p> <p>常設代替高圧電源装置</p> <p>格納容器破損防止装置</p> <p>格納容器緊急供給ライン取組接続口</p> <p>緊急用海水ポンプ (A), (B)</p> <p>格納容器緊急供給装置</p> <p>圧力逃がし装置</p> <p>可搬型緊急供給装置</p> <p>格納容器緊急供給ライン取組接続口</p> <p>常設低圧代替注水ポンプ (A), (B)</p> <p>タービン</p> <p>原子炉圧力調整器</p> <p>ペダル</p> <p>スタル</p> <p>サブプレッション・チェンバ</p> <p>サブプレッション・チェンバ</p> <p>ドライウエル</p> <p>逃がし安全弁 (自動減圧機能)</p> <p>代替循環冷却系ポンプ (A)</p> <p>代替循環冷却系ポンプ (B)</p> <p>残留熱除去系ポンプ (A)</p> <p>残留熱除去系ポンプ (B)</p> <p>残留熱除去系ポンプ (C)</p> <p>高圧圧縮スプレッドライナール冷却系ポンプ</p> <p>海へ※2</p> <p>復水貯蔵タンク</p> <p>常設高圧代替注水ポンプ</p> <p>原子炉隔離時冷却系ポンプ</p> <p>海へ※1</p> <p>10-7-659</p> <p>タンクローリ</p> <p>可搬型設備用格納タンク</p> <p>西側淡水貯水設備</p> <p>第 7. 2. 2-1 図 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直加熱時の重大事故等対策の概略系統図 (4/5) (原子炉圧力容器破損後の代替循環冷却系による格納容器除熱、代替格納容器スプレッドライナール冷却系 (常設) による格納容器冷却段階)</p>	<p>抽出リスト C-91</p>

東海第二発電所 設置変更許可申請書 修正前後比較表
 【対象項目：添付書類十 有効性評価 7. 2 格納容器破損防止対策】

東海第二発電所 第四回補正申請（平成30年6月27日）時点	修正案	備考
<p>10-7-853</p> <p>第7.4.2-1図 全交流動力電源喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (1/2) (原子炉減圧及び低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水段階)</p> <p>凡例 ×: 安全機能の喪失又は点検に伴う停機 △: 従前の使用不能となる設備 ○: 従前の使用不能となる設備</p> <p>①非常用ディーゼル発電機等の機能喪失に伴い、従前に使用不能 ②非常用ディーゼル発電機等の機能喪失に伴い、従前に使用不能 ③点検に伴う停機除外中</p>	<p>10-7-853</p> <p>第7.4.2-1図 全交流動力電源喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (1/2) (原子炉減圧及び低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水段階)</p> <p>凡例 ×: 安全機能の喪失又は点検に伴う停機 △: 従前の使用不能となる設備 ○: 従前の使用不能となる設備</p> <p>①非常用ディーゼル発電機等の機能喪失に伴い、従前に使用不能 ②非常用ディーゼル発電機等の機能喪失に伴い、従前に使用不能 ③点検に伴う停機除外中</p>	<p>抽出リストC-94</p>

東海第二発電所 設置変更許可申請書 修正前後比較表
 【対象項目：添付書類十 有効性評価 7.2 格納容器破損防止対策】

東海第二発電所 第四回補正申請（平成30年6月27日）時点	修正案	備考
7.2 運転中の原子炉における重大事故 7.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損） 7.2.1.2 代替循環冷却系を使用する場合 (i) 可搬型窒素供給装置 可搬型窒素供給装置による格納容器内窒素注入は、ガス温度30℃、純度99vol%にて200m ³ /h（窒素198m ³ /h及び酸素2m ³ /h）で格納容器内に注入するものとする。	7.2 運転中の原子炉における重大事故 7.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損） 7.2.1.2 代替循環冷却系を使用する場合 (i) 可搬型窒素供給装置 可搬型窒素供給装置による格納容器内窒素注入は、ガス温度30℃、純度99vol%にて200Nm ³ /h（窒素198Nm ³ /h及び酸素2Nm ³ /h）で格納容器内に注入するものとする。	抽出リストC-98

東海第二発電所 設置変更許可申請書 修正前後比較表
 【対象項目：添付書類十 有効性評価 7. 2 格納容器破損防止対策】

東海第二発電所 第四回補正申請（平成30年6月27日）時点			修正案	備考
<p>第7.2.1.2-2表 主要解析条件（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）（3/4）</p>				
項目	主要解析条件	条件設定の考え方		
原子炉スクラム信号	原子炉水位低（レベル3）信号	短時間であるが原子炉熱出力が維持される厳しい設定として、外部電源喪失時のタービン蒸気加減弁急閉及び原子炉保護系電源喪失による原子炉スクラムについては保守的に考慮せず、原子炉水位低（レベル3）信号にてスクラムするものとして設定		
主蒸気隔離弁	事象発生と同時に閉止	短時間であるが主蒸気が格納容器内に維持される厳しい設定として、原子炉保護系電源喪失及び原子炉水位異常低下（レベル2）信号による主蒸気隔離弁閉止については保守的に考慮せず、事象発生と同時に主蒸気隔離弁が閉止するものとして設定		
再循環系ポンプ	事象発生と同時に停止	事象進展に与える影響は軽微であることから、全交流動力電源喪失によるポンプ停止を踏まえて設定		
低圧代替注水系（常設） 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）	注水流量：230m ³ /h（一定） スプレイ流量：130m ³ /h（一定）	炉心冷却の維持に必要な流量として設定		
格納容器下部注水系（常設）	解析上考慮しない	格納容器雰囲気温度の挙動を厳しく評価するため、初期条件としてペデスタル（ドライウエル部）のプールの水を考慮していないことから、常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライウエル部）水位の確保操作についても考慮しない		
代替循環冷却系	総循環流量：250m ³ /h ・格納容器スプレイ：150m ³ /h ・原子炉注水：100m ³ /h	炉心冷却の維持に必要な流量、格納容器圧力及び雰囲気温度の抑制に必要なスプレイ流量を考慮して設定		
緊急用海水系	代替循環冷却系から緊急用海水系への伝熱容量：約14MW （サブレーション・プール水温度100℃、海水温度32℃において）	熱交換器の設計性能に基づき、代替循環冷却系の除熱性能を厳しくする観点で、過去の実績を包含する高めの海水温度を設定		
可搬型窒素供給装置	総注入流量：200m ³ /h ・窒素 198m ³ /h ・酸素 2m ³ /h ガス温度：30℃	総注入流量は格納容器内の酸素濃度上昇抑制に必要な流量として設定 酸素注入流量は純度99vol%を考慮して残り全てを酸素として設定 ガス温度は気象条件を考慮して設定		
重大事故等対策に関連する機器条件				
<p>第7.2.1.2-2表 主要解析条件（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）（3/4）</p>				
項目	主要解析条件	条件設定の考え方	修正案	備考
原子炉スクラム信号	原子炉水位低（レベル3）信号	短時間であるが原子炉熱出力が維持される厳しい設定として、外部電源喪失時のタービン蒸気加減弁急閉及び原子炉保護系電源喪失による原子炉スクラムについては保守的に考慮せず、原子炉水位低（レベル3）信号にてスクラムするものとして設定		
主蒸気隔離弁	事象発生と同時に閉止	短時間であるが主蒸気が格納容器内に維持される厳しい設定として、原子炉保護系電源喪失及び原子炉水位異常低下（レベル2）信号による主蒸気隔離弁閉止については保守的に考慮せず、事象発生と同時に主蒸気隔離弁が閉止するものとして設定		
再循環系ポンプ	事象発生と同時に停止	事象進展に与える影響は軽微であることから、全交流動力電源喪失によるポンプ停止を踏まえて設定		
低圧代替注水系（常設） 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）	注水流量：230m ³ /h（一定） スプレイ流量：130m ³ /h（一定）	炉心冷却の維持に必要な流量として設定		
格納容器下部注水系（常設）	解析上考慮しない	格納容器雰囲気温度の挙動を厳しく評価するため、初期条件としてペデスタル（ドライウエル部）のプールの水を考慮していないことから、常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライウエル部）水位の確保操作についても考慮しない		
代替循環冷却系	総循環流量：250m ³ /h ・格納容器スプレイ：150m ³ /h ・原子炉注水：100m ³ /h	炉心冷却の維持に必要な流量、格納容器圧力及び雰囲気温度の抑制に必要なスプレイ流量を考慮して設定		
緊急用海水系	代替循環冷却系から緊急用海水系への伝熱容量：約14MW （サブレーション・プール水温度100℃、海水温度32℃において）	熱交換器の設計性能に基づき、代替循環冷却系の除熱性能を厳しくする観点で、過去の実績を包含する高めの海水温度を設定		
可搬型窒素供給装置	総注入流量：200m ³ /h ・窒素 198m ³ /h ・酸素 2m ³ /h ガス温度：30℃	総注入流量は格納容器内の酸素濃度上昇抑制に必要な流量として設定 酸素注入流量は純度99vol%を考慮して残り全てを酸素として設定 ガス温度は気象条件を考慮して設定		
重大事故等対策に関連する機器条件				
抽出リスト C-98				

東海第二発電所 設置変更許可申請書 修正前後比較表
 【対象項目：添付書類十 有効性評価 7.2 格納容器破損防止対策】

東海第二発電所 第四回補正申請（平成30年6月27日）時点	修正案	備考
7.2.2 高压熔融物放出／格納容器雰囲気直接加熱 7.2.2.1 格納容器破損モードの特徴，格納容器破損防止対策 b. 重大事故等対策に関連する機器条件 (i) 可搬型窒素供給装置 可搬型窒素供給装置による格納容器内窒素注入は，ガス温度 30℃， 純度 99vol%にて 200m ³ /h（窒素 198m ³ /h 及び酸素 2m ³ /h）で格納 容器内に注入するものとする。	7.2.2 高压熔融物放出／格納容器雰囲気直接加熱 7.2.2.1 格納容器破損モードの特徴，格納容器破損防止対策 b. 重大事故等対策に関連する機器条件 (i) 可搬型窒素供給装置 可搬型窒素供給装置による格納容器内窒素注入は，ガス温度 30℃， 純度 99vol%にて 200Nm ³ /h（窒素 198Nm ³ /h 及び酸素 2Nm ³ /h）で格 納容器内に注入するものとする。	抽出リスト C-98

東海第二発電所 設置変更許可申請書 修正前後比較表
 【対象項目：添付書類十 有効性評価 7. 2 格納容器破損防止対策】

東海第二発電所 第四回補正申請（平成30年6月27日）時点			修正案	備考
第7.2.2-2表 主要解析条件（高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）（4/5）				
項目	主要解析条件	条件設定の考え方		
重大事故等対策に関連する機器条件	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）	原子炉圧力容器破損後： 300m ³ /hにて格納容器へスプレイ 格納容器圧力制御： 130m ³ /hにて格納容器へスプレイ 80m ³ /hにてベデスタル（ドライウエル部）へ注水	格納容器圧力及び雰囲気温度抑制に必要なスプレイ流量を考慮して設定 格納容器圧力及び雰囲気温度抑制に必要なスプレイ流量を考慮して設定 溶融炉心の冠水が継続可能な流量として設定	
	代替循環冷却系	原子炉圧力容器破損前： 格納容器スプレイ：250m ³ /h 原子炉圧力容器破損後： 格納容器スプレイ：150m ³ /h 格納容器スプレイ：150m ³ /h 原子炉注水：100m ³ /h	格納容器圧力及び雰囲気温度抑制に必要なスプレイ流量及び溶融炉心の冷却に必要な注水量を考慮して設定	
	緊急用海水系	代替循環冷却系から緊急用海水系への伝熱容量：約14MW (サプレッション・プール)水温度100℃、海水温度32℃において 総注入流量：200m ³ /h 窒素：198m ³ /h 酸素：2m ³ /h ガス温度：30℃	熱交換器の設計性能に基づき、過去の実績を包含する高めの海水温度を設定 総注入流量は格納容器内の酸素濃度上昇抑制に必要な流量として設定 酸素注入流量は純度99vol%を考慮して残り全てを酸素として設定 ガス温度は気象条件を考慮して設定	
	可搬型窒素供給装置			
	コリウムシールド	材料：ジルコニア耐熱材 侵食開始温度：2,100℃	材料は、コンクリートの侵食を抑制する観点から設定 侵食開始温度は、ジルコニア耐熱材の侵食試験結果に基づき設定	
第7.2.2-2表 主要解析条件（高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）（4/5）				
項目	主要解析条件	条件設定の考え方		
重大事故等対策に関連する機器条件	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）	原子炉圧力容器破損後： 300m ³ /hにて格納容器へスプレイ 格納容器圧力制御： 130m ³ /hにて格納容器へスプレイ 80m ³ /hにてベデスタル（ドライウエル部）へ注水	格納容器圧力及び雰囲気温度抑制に必要なスプレイ流量を考慮して設定 格納容器圧力及び雰囲気温度抑制に必要なスプレイ流量を考慮して設定 溶融炉心の冠水が継続可能な流量として設定	
	代替循環冷却系	原子炉圧力容器破損前： 格納容器スプレイ：250m ³ /h 原子炉圧力容器破損後： 格納容器スプレイ：150m ³ /h 格納容器スプレイ：150m ³ /h 原子炉注水：100m ³ /h	格納容器圧力及び雰囲気温度抑制に必要なスプレイ流量及び溶融炉心の冷却に必要な注水量を考慮して設定	
	緊急用海水系	代替循環冷却系から緊急用海水系への伝熱容量：約14MW (サプレッション・プール)水温度100℃、海水温度32℃において 総注入流量：200m ³ /h 窒素：198m ³ /h 酸素：2m ³ /h ガス温度：30℃	熱交換器の設計性能に基づき、過去の実績を包含する高めの海水温度を設定 総注入流量は格納容器内の酸素濃度上昇抑制に必要な流量として設定 酸素注入流量は純度99vol%を考慮して残り全てを酸素として設定 ガス温度は気象条件を考慮して設定	
	可搬型窒素供給装置			
	コリウムシールド	材料：ジルコニア耐熱材 侵食開始温度：2,100℃	材料は、コンクリートの侵食を抑制する観点から設定 侵食開始温度は、ジルコニア耐熱材の侵食試験結果に基づき設定	
抽出リストC-98				

東海第二発電所 設置変更許可申請書 修正前後比較表
 【対象項目：1.14 電源の確保に関する手順等】

東海第二発電所 第四回補正申請（平成30年6月27日）時点	修正案	備考																																																																																		
<p>第 1.14.1-2 表 重大事故等対処に係る監視計器</p> <p>監視計器一覧（1/7）</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>手順書</th> <th>重大事故等の対応に必要な監視項目</th> <th>監視パラメータ（計器）</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td colspan="3">1.14.2.1 代替電源（交流）による対応手順 (1)代替交流電源設備による給電</td> </tr> <tr> <td>非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「電源供給回復」</td> <td>判断基準 電源</td> <td>275kV東海原子力線 1 L 電圧 275kV東海原子力線 2 L 電圧 154kV原子力1号線電圧 M/C 2C電圧 M/C 2D電圧 M/C HPCS電圧</td> </tr> <tr> <td>非常時運転手順書Ⅱ （停止時徴候ベース） 「停止時電源復旧」</td> <td rowspan="2">操作</td> <td>緊急用M/C電圧 M/C 2C電圧 M/C 2D電圧</td> </tr> <tr> <td>AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領</td> <td>常設代替高圧電源装置 常設代替高圧電源装置発電機電圧 常設代替高圧電源装置発電機周波数 常設代替高圧電源装置発電機電力</td> </tr> <tr> <td>非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「電源供給回復」</td> <td>判断基準 電源</td> <td>275kV東海原子力線 1 L 電圧 275kV東海原子力線 2 L 電圧 154kV原子力1号線電圧 M/C 2C電圧 M/C 2D電圧 M/C HPCS電圧</td> </tr> <tr> <td>非常時運転手順書Ⅱ （停止時徴候ベース） 「停止時電源復旧」</td> <td rowspan="2">操作</td> <td>P/C 2C電圧 P/C 2D電圧</td> </tr> <tr> <td>AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領</td> <td>緊急時対策室建屋ガ スタービン発電機運 転監視 緊急時対策室建屋ガ スタービン発電機周波 数 緊急時対策室建屋ガ スタービン発電機電力</td> </tr> <tr> <td>非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「電源供給回復」</td> <td>判断基準 電源</td> <td>275kV東海原子力線 1 L 電圧 275kV東海原子力線 2 L 電圧 154kV原子力1号線電圧 M/C 2C電圧 M/C 2D電圧</td> </tr> <tr> <td>非常時運転手順書Ⅱ （停止時徴候ベース） 「停止時電源復旧」</td> <td rowspan="2">操作</td> <td>P/C 2C電圧 P/C 2D電圧</td> </tr> <tr> <td>AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領</td> <td>可搬型代替低圧電源 車運転監視 可搬型代替低圧電源車 発電機電圧 可搬型代替低圧電源車 発電機周波数 可搬型代替低圧電源車 発電機電力</td> </tr> <tr> <td colspan="3">1.14.2.2 代替電源（直流）による対応手順 (1)代替直流電源設備による給電</td> </tr> <tr> <td>非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「電源供給回復」</td> <td>判断基準 電源</td> <td>275kV東海原子力線 1 L 電圧 275kV東海原子力線 2 L 電圧 154kV原子力1号線電圧 M/C 2C電圧 M/C 2D電圧 M/C HPCS電圧</td> </tr> <tr> <td>非常時運転手順書Ⅱ （停止時徴候ベース） 「停止時電源復旧」</td> <td rowspan="2">操作</td> <td>直流125V主母線盤 2 A 電圧 直流125V主母線盤 2 B 電圧</td> </tr> <tr> <td>AM設備別操作手順書</td> <td>直流125V主母線盤 HPCS 電圧 直流±24V中性子モニタ用分電盤 2 A 電圧 直流±24V中性子モニタ用分電盤 2 B 電圧</td> </tr> </tbody> </table>	手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ（計器）	1.14.2.1 代替電源（交流）による対応手順 (1)代替交流電源設備による給電			非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「電源供給回復」	判断基準 電源	275kV東海原子力線 1 L 電圧 275kV東海原子力線 2 L 電圧 154kV原子力1号線電圧 M/C 2C電圧 M/C 2D電圧 M/C HPCS電圧	非常時運転手順書Ⅱ （停止時徴候ベース） 「停止時電源復旧」	操作	緊急用M/C電圧 M/C 2C電圧 M/C 2D電圧	AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領	常設代替高圧電源装置 常設代替高圧電源装置発電機電圧 常設代替高圧電源装置発電機周波数 常設代替高圧電源装置発電機電力	非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「電源供給回復」	判断基準 電源	275kV東海原子力線 1 L 電圧 275kV東海原子力線 2 L 電圧 154kV原子力1号線電圧 M/C 2C電圧 M/C 2D電圧 M/C HPCS電圧	非常時運転手順書Ⅱ （停止時徴候ベース） 「停止時電源復旧」	操作	P/C 2C電圧 P/C 2D電圧	AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領	緊急時対策室建屋ガ スタービン発電機運 転監視 緊急時対策室建屋ガ スタービン発電機周波 数 緊急時対策室建屋ガ スタービン発電機電力	非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「電源供給回復」	判断基準 電源	275kV東海原子力線 1 L 電圧 275kV東海原子力線 2 L 電圧 154kV原子力1号線電圧 M/C 2C電圧 M/C 2D電圧	非常時運転手順書Ⅱ （停止時徴候ベース） 「停止時電源復旧」	操作	P/C 2C電圧 P/C 2D電圧	AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領	可搬型代替低圧電源 車運転監視 可搬型代替低圧電源車 発電機電圧 可搬型代替低圧電源車 発電機周波数 可搬型代替低圧電源車 発電機電力	1.14.2.2 代替電源（直流）による対応手順 (1)代替直流電源設備による給電			非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「電源供給回復」	判断基準 電源	275kV東海原子力線 1 L 電圧 275kV東海原子力線 2 L 電圧 154kV原子力1号線電圧 M/C 2C電圧 M/C 2D電圧 M/C HPCS電圧	非常時運転手順書Ⅱ （停止時徴候ベース） 「停止時電源復旧」	操作	直流125V主母線盤 2 A 電圧 直流125V主母線盤 2 B 電圧	AM設備別操作手順書	直流125V主母線盤 HPCS 電圧 直流±24V中性子モニタ用分電盤 2 A 電圧 直流±24V中性子モニタ用分電盤 2 B 電圧	<p>第 1.14.1-2 表 重大事故等対処に係る監視計器</p> <p>監視計器一覧（1/7）</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>手順書</th> <th>重大事故等の対応に必要な監視項目</th> <th>監視パラメータ（計器）</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td colspan="3">1.14.2.1 代替電源（交流）による対応手順 (1)代替交流電源設備による給電</td> </tr> <tr> <td>非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「電源供給回復」</td> <td>判断基準 電源</td> <td>275kV東海原子力線 1 L 電圧 275kV東海原子力線 2 L 電圧 154kV原子力1号線電圧 M/C 2C電圧 M/C 2D電圧 M/C HPCS電圧</td> </tr> <tr> <td>非常時運転手順書Ⅱ （停止時徴候ベース） 「停止時電源復旧」</td> <td rowspan="2">操作</td> <td>緊急用M/C電圧 M/C 2C電圧 M/C 2D電圧</td> </tr> <tr> <td>AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領</td> <td>常設代替高圧電源装置 常設代替高圧電源装置発電機電圧 常設代替高圧電源装置発電機周波数 常設代替高圧電源装置発電機電力</td> </tr> <tr> <td>非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「電源供給回復」</td> <td>判断基準 電源</td> <td>275kV東海原子力線 1 L 電圧 275kV東海原子力線 2 L 電圧 154kV原子力1号線電圧 M/C 2C電圧 M/C 2D電圧 M/C HPCS電圧</td> </tr> <tr> <td>非常時運転手順書Ⅱ （停止時徴候ベース） 「停止時電源復旧」</td> <td rowspan="2">操作</td> <td>P/C 2C電圧 P/C 2D電圧</td> </tr> <tr> <td>AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領</td> <td>緊急時対策室建屋ガ スタービン発電機運 転監視 緊急時対策室建屋ガ スタービン発電機周波 数 緊急時対策室建屋ガ スタービン発電機電力</td> </tr> <tr> <td>非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「電源供給回復」</td> <td>判断基準 電源</td> <td>275kV東海原子力線 1 L 電圧 275kV東海原子力線 2 L 電圧 154kV原子力1号線電圧 M/C 2C電圧 M/C 2D電圧 M/C HPCS電圧</td> </tr> <tr> <td>非常時運転手順書Ⅱ （停止時徴候ベース） 「停止時電源復旧」</td> <td rowspan="2">操作</td> <td>P/C 2C電圧 P/C 2D電圧</td> </tr> <tr> <td>AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領</td> <td>可搬型代替低圧電源 車運転監視 可搬型代替低圧電源車 発電機電圧 可搬型代替低圧電源車 発電機周波数 可搬型代替低圧電源車 発電機電力</td> </tr> <tr> <td colspan="3">1.14.2.2 代替電源（直流）による対応手順 (1)代替直流電源設備による給電</td> </tr> <tr> <td>非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「電源供給回復」</td> <td>判断基準 電源</td> <td>275kV東海原子力線 1 L 電圧 275kV東海原子力線 2 L 電圧 154kV原子力1号線電圧 M/C 2C電圧 M/C 2D電圧 M/C HPCS電圧</td> </tr> <tr> <td>非常時運転手順書Ⅱ （停止時徴候ベース） 「停止時電源復旧」</td> <td rowspan="2">操作</td> <td>直流125V主母線盤 2 A 電圧 直流125V主母線盤 2 B 電圧</td> </tr> <tr> <td>AM設備別操作手順書</td> <td>直流125V主母線盤 2 A 電圧 直流125V主母線盤 2 B 電圧</td> </tr> </tbody> </table>	手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ（計器）	1.14.2.1 代替電源（交流）による対応手順 (1)代替交流電源設備による給電			非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「電源供給回復」	判断基準 電源	275kV東海原子力線 1 L 電圧 275kV東海原子力線 2 L 電圧 154kV原子力1号線電圧 M/C 2C電圧 M/C 2D電圧 M/C HPCS電圧	非常時運転手順書Ⅱ （停止時徴候ベース） 「停止時電源復旧」	操作	緊急用M/C電圧 M/C 2C電圧 M/C 2D電圧	AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領	常設代替高圧電源装置 常設代替高圧電源装置発電機電圧 常設代替高圧電源装置発電機周波数 常設代替高圧電源装置発電機電力	非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「電源供給回復」	判断基準 電源	275kV東海原子力線 1 L 電圧 275kV東海原子力線 2 L 電圧 154kV原子力1号線電圧 M/C 2C電圧 M/C 2D電圧 M/C HPCS電圧	非常時運転手順書Ⅱ （停止時徴候ベース） 「停止時電源復旧」	操作	P/C 2C電圧 P/C 2D電圧	AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領	緊急時対策室建屋ガ スタービン発電機運 転監視 緊急時対策室建屋ガ スタービン発電機周波 数 緊急時対策室建屋ガ スタービン発電機電力	非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「電源供給回復」	判断基準 電源	275kV東海原子力線 1 L 電圧 275kV東海原子力線 2 L 電圧 154kV原子力1号線電圧 M/C 2C電圧 M/C 2D電圧 M/C HPCS電圧	非常時運転手順書Ⅱ （停止時徴候ベース） 「停止時電源復旧」	操作	P/C 2C電圧 P/C 2D電圧	AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領	可搬型代替低圧電源 車運転監視 可搬型代替低圧電源車 発電機電圧 可搬型代替低圧電源車 発電機周波数 可搬型代替低圧電源車 発電機電力	1.14.2.2 代替電源（直流）による対応手順 (1)代替直流電源設備による給電			非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「電源供給回復」	判断基準 電源	275kV東海原子力線 1 L 電圧 275kV東海原子力線 2 L 電圧 154kV原子力1号線電圧 M/C 2C電圧 M/C 2D電圧 M/C HPCS電圧	非常時運転手順書Ⅱ （停止時徴候ベース） 「停止時電源復旧」	操作	直流125V主母線盤 2 A 電圧 直流125V主母線盤 2 B 電圧	AM設備別操作手順書	直流125V主母線盤 2 A 電圧 直流125V主母線盤 2 B 電圧	<p>抽出リストC-97</p> <p>・技術的能力のうち、判断・操作に係るパラメータが本文側との反映が不十分であったための適正化。（以下、同様の理由で変更する適正化を「①による適正化とする。」）（P1.14-24～P1.14-25 参照。）</p> <p>・①による適正化。（P1.14-44～P1.14-45 参照。）</p>
手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ（計器）																																																																																		
1.14.2.1 代替電源（交流）による対応手順 (1)代替交流電源設備による給電																																																																																				
非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「電源供給回復」	判断基準 電源	275kV東海原子力線 1 L 電圧 275kV東海原子力線 2 L 電圧 154kV原子力1号線電圧 M/C 2C電圧 M/C 2D電圧 M/C HPCS電圧																																																																																		
非常時運転手順書Ⅱ （停止時徴候ベース） 「停止時電源復旧」	操作	緊急用M/C電圧 M/C 2C電圧 M/C 2D電圧																																																																																		
AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領		常設代替高圧電源装置 常設代替高圧電源装置発電機電圧 常設代替高圧電源装置発電機周波数 常設代替高圧電源装置発電機電力																																																																																		
非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「電源供給回復」	判断基準 電源	275kV東海原子力線 1 L 電圧 275kV東海原子力線 2 L 電圧 154kV原子力1号線電圧 M/C 2C電圧 M/C 2D電圧 M/C HPCS電圧																																																																																		
非常時運転手順書Ⅱ （停止時徴候ベース） 「停止時電源復旧」	操作	P/C 2C電圧 P/C 2D電圧																																																																																		
AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領		緊急時対策室建屋ガ スタービン発電機運 転監視 緊急時対策室建屋ガ スタービン発電機周波 数 緊急時対策室建屋ガ スタービン発電機電力																																																																																		
非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「電源供給回復」	判断基準 電源	275kV東海原子力線 1 L 電圧 275kV東海原子力線 2 L 電圧 154kV原子力1号線電圧 M/C 2C電圧 M/C 2D電圧																																																																																		
非常時運転手順書Ⅱ （停止時徴候ベース） 「停止時電源復旧」	操作	P/C 2C電圧 P/C 2D電圧																																																																																		
AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領		可搬型代替低圧電源 車運転監視 可搬型代替低圧電源車 発電機電圧 可搬型代替低圧電源車 発電機周波数 可搬型代替低圧電源車 発電機電力																																																																																		
1.14.2.2 代替電源（直流）による対応手順 (1)代替直流電源設備による給電																																																																																				
非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「電源供給回復」	判断基準 電源	275kV東海原子力線 1 L 電圧 275kV東海原子力線 2 L 電圧 154kV原子力1号線電圧 M/C 2C電圧 M/C 2D電圧 M/C HPCS電圧																																																																																		
非常時運転手順書Ⅱ （停止時徴候ベース） 「停止時電源復旧」	操作	直流125V主母線盤 2 A 電圧 直流125V主母線盤 2 B 電圧																																																																																		
AM設備別操作手順書		直流125V主母線盤 HPCS 電圧 直流±24V中性子モニタ用分電盤 2 A 電圧 直流±24V中性子モニタ用分電盤 2 B 電圧																																																																																		
手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ（計器）																																																																																		
1.14.2.1 代替電源（交流）による対応手順 (1)代替交流電源設備による給電																																																																																				
非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「電源供給回復」	判断基準 電源	275kV東海原子力線 1 L 電圧 275kV東海原子力線 2 L 電圧 154kV原子力1号線電圧 M/C 2C電圧 M/C 2D電圧 M/C HPCS電圧																																																																																		
非常時運転手順書Ⅱ （停止時徴候ベース） 「停止時電源復旧」	操作	緊急用M/C電圧 M/C 2C電圧 M/C 2D電圧																																																																																		
AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領		常設代替高圧電源装置 常設代替高圧電源装置発電機電圧 常設代替高圧電源装置発電機周波数 常設代替高圧電源装置発電機電力																																																																																		
非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「電源供給回復」	判断基準 電源	275kV東海原子力線 1 L 電圧 275kV東海原子力線 2 L 電圧 154kV原子力1号線電圧 M/C 2C電圧 M/C 2D電圧 M/C HPCS電圧																																																																																		
非常時運転手順書Ⅱ （停止時徴候ベース） 「停止時電源復旧」	操作	P/C 2C電圧 P/C 2D電圧																																																																																		
AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領		緊急時対策室建屋ガ スタービン発電機運 転監視 緊急時対策室建屋ガ スタービン発電機周波 数 緊急時対策室建屋ガ スタービン発電機電力																																																																																		
非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「電源供給回復」	判断基準 電源	275kV東海原子力線 1 L 電圧 275kV東海原子力線 2 L 電圧 154kV原子力1号線電圧 M/C 2C電圧 M/C 2D電圧 M/C HPCS電圧																																																																																		
非常時運転手順書Ⅱ （停止時徴候ベース） 「停止時電源復旧」	操作	P/C 2C電圧 P/C 2D電圧																																																																																		
AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領		可搬型代替低圧電源 車運転監視 可搬型代替低圧電源車 発電機電圧 可搬型代替低圧電源車 発電機周波数 可搬型代替低圧電源車 発電機電力																																																																																		
1.14.2.2 代替電源（直流）による対応手順 (1)代替直流電源設備による給電																																																																																				
非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「電源供給回復」	判断基準 電源	275kV東海原子力線 1 L 電圧 275kV東海原子力線 2 L 電圧 154kV原子力1号線電圧 M/C 2C電圧 M/C 2D電圧 M/C HPCS電圧																																																																																		
非常時運転手順書Ⅱ （停止時徴候ベース） 「停止時電源復旧」	操作	直流125V主母線盤 2 A 電圧 直流125V主母線盤 2 B 電圧																																																																																		
AM設備別操作手順書		直流125V主母線盤 2 A 電圧 直流125V主母線盤 2 B 電圧																																																																																		

東海第二発電所 設置変更許可申請書 修正前後比較表
 【対象項目：1.14 電源の確保に関する手順等】

東海第二発電所 第四回補正申請（平成30年6月27日）時点			修正案			備考
監視計器一覧（2/7）			監視計器一覧（2/7）			抽出リストC-97
手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ（計器）	手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ（計器）	
1.14.2.2 代替電源（直流）による対応手順 (1)代替直流電源設備による給電			1.14.2.2 代替電源（直流）による対応手順 (1)代替直流電源設備による給電			①による適正化。（P1.14-46 参照。）
非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「電源供給回復」	判断基準	電源 275kV東海原子力線 1 L 電圧 275kV東海原子力線 2 L 電圧 154kV原子力1号線電圧 M/C 2 C 電圧 M/C 2 D 電圧	非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「電源供給回復」	判断基準	電源 275kV東海原子力線 1 L 電圧 275kV東海原子力線 2 L 電圧 154kV原子力1号線電圧 M/C 2 C 電圧 M/C 2 D 電圧 M/C HPCS電圧	
非常時運転手順書Ⅱ （停止時徴候ベース） 「停止時電源復旧」	操作	電源 直流125V主母線盤 2 A 電圧 直流125V主母線盤 2 B 電圧	非常時運転手順書Ⅱ （停止時徴候ベース） 「停止時電源復旧」	操作	電源 直流125V主母線盤 2 A 電圧 直流125V主母線盤 2 B 電圧	
AM設備別操作手順書		可搬型代替低圧電源車運転監視	可搬型代替低圧電源車発電機電圧 可搬型代替低圧電源車発電機電力 可搬型代替低圧電源車発電機周波数		可搬型代替低圧電源車運転監視	可搬型代替低圧電源車発電機電圧 可搬型代替低圧電源車発電機電力 可搬型代替低圧電源車発電機周波数
重大事故等対策要領		可搬型整流器運転監視	可搬型整流器電圧 可搬型整流器電流		可搬型整流器運転監視	可搬型整流器電圧 可搬型整流器電流
1.14.2.2 代替電源（直流）による対応手順 (2)常設直流電源喪失時の遮断器用制御電源確保			1.14.2.2 代替電源（直流）による対応手順 (2)常設直流電源喪失時の遮断器用制御電源確保			①による適正化。（P1.14-50 参照。）
非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「電源供給回復」	判断基準	電源 275kV東海原子力線 1 L 電圧 275kV東海原子力線 2 L 電圧 154kV原子力1号線電圧 M/C 2 C 電圧 M/C 2 D 電圧 M/C HPCS電圧	非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「電源供給回復」	判断基準	電源 275kV東海原子力線 1 L 電圧 275kV東海原子力線 2 L 電圧 154kV原子力1号線電圧 M/C 2 C 電圧 M/C 2 D 電圧 M/C HPCS電圧	
非常時運転手順書Ⅱ （停止時徴候ベース） 「停止時電源復旧」	操作	電源 緊急用M/C電圧 M/C 2 C 電圧 M/C 2 D 電圧	非常時運転手順書Ⅱ （停止時徴候ベース） 「停止時電源復旧」	操作	電源 緊急用M/C電圧 M/C 2 C 電圧 M/C 2 D 電圧	
AM設備別操作手順書		常設代替高圧電源装置運転監視	常設代替高圧電源装置発電機電圧 常設代替高圧電源装置発電機周波数 常設代替高圧電源装置発電機電力		常設代替高圧電源装置運転監視	常設代替高圧電源装置発電機電圧 常設代替高圧電源装置発電機周波数 常設代替高圧電源装置発電機電力
重大事故等対策要領		緊急時対策室建屋ガスタービン発電機運転監視	緊急時対策室建屋ガスタービン発電機電圧 緊急時対策室建屋ガスタービン発電機周波数 緊急時対策室建屋ガスタービン発電機電力		緊急時対策室建屋ガスタービン発電機運転監視	緊急時対策室建屋ガスタービン発電機電圧 緊急時対策室建屋ガスタービン発電機周波数 緊急時対策室建屋ガスタービン発電機電力
非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「電源供給回復」	判断基準	電源 275kV東海原子力線 1 L 電圧 275kV東海原子力線 2 L 電圧 154kV原子力1号線電圧 M/C 2 C 電圧 M/C 2 D 電圧 M/C HPCS電圧	非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「電源供給回復」	判断基準	電源 275kV東海原子力線 1 L 電圧 275kV東海原子力線 2 L 電圧 154kV原子力1号線電圧 M/C 2 C 電圧 M/C 2 D 電圧 M/C HPCS電圧	
非常時運転手順書Ⅱ （停止時徴候ベース） 「停止時電源復旧」	操作	電源 P/C 2 C 電圧 P/C 2 D 電圧	非常時運転手順書Ⅱ （停止時徴候ベース） 「停止時電源復旧」	操作	電源 P/C 2 C 電圧 P/C 2 D 電圧	
AM設備別操作手順書		可搬型代替低圧電源車運転監視	可搬型代替低圧電源車発電機電圧 可搬型代替低圧電源車発電機周波数 可搬型代替低圧電源車発電機電力		可搬型代替低圧電源車運転監視	可搬型代替低圧電源車発電機電圧 可搬型代替低圧電源車発電機周波数 可搬型代替低圧電源車発電機電力
重大事故等対策要領		可搬型代替低圧電源車運転監視	可搬型代替低圧電源車発電機電圧 可搬型代替低圧電源車発電機周波数 可搬型代替低圧電源車発電機電力		可搬型代替低圧電源車運転監視	可搬型代替低圧電源車発電機電圧 可搬型代替低圧電源車発電機周波数 可搬型代替低圧電源車発電機電力

東海第二発電所 設置変更許可申請書 修正前後比較表
 【対象項目：1.14 電源の確保に関する手順等】

東海第二発電所 第四回補正申請（平成30年6月27日）時点			修正案			備考
監視計器一覧（3/7）			監視計器一覧（3/7）			抽出リストC-97
手順書	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）	手順書	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）	
1.14.2.3 代替所内電気設備による対応手順 (1)代替交流電源設備による代替所内電気設備への給電			1.14.2.3 代替所内電気設備による対応手順 (1)代替交流電源設備による代替所内電気設備への給電			・①による適正化。(P1.14-54~P1.14-55参照。) ・①による適正化。(P1.14-56~P1.14-58参照。)
非常時運転手順書Ⅱ (徴候ベース) 「電源供給回復」 非常時運転手順書Ⅱ (停止時徴候ベース) 「停止時電源復旧」 AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領	判断基準 電源 操作	275kV東海原子力線1L電圧 275kV東海原子力線2L電圧 154kV原子力1号線電圧 M/C 2C電圧 M/C 2D電圧 緊急用M/C電圧 緊急用M/C電圧	非常時運転手順書Ⅱ (徴候ベース) 「電源供給回復」 非常時運転手順書Ⅱ (停止時徴候ベース) 「停止時電源復旧」 AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領	判断基準 電源 操作	275kV東海原子力線1L電圧 275kV東海原子力線2L電圧 154kV原子力1号線電圧 M/C 2C電圧 M/C 2D電圧 緊急用M/C電圧 緊急用M/C電圧 緊急用P/C電圧 緊急用P/C電圧 可搬型代替低圧電源車運転監視 可搬型代替低圧電源車発電機電圧 可搬型代替低圧電源車発電機周波数 可搬型代替低圧電源車発電機電力	
1.14.2.3 代替所内電気設備による対応手順 (2)代替直流電源設備による代替所内電気設備への給電			1.14.2.3 代替所内電気設備による対応手順 (2)代替直流電源設備による代替所内電気設備への給電			
非常時運転手順書Ⅱ (徴候ベース) 「電源供給回復」 非常時運転手順書Ⅱ (停止時徴候ベース) 「停止時電源復旧」 AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領	判断基準 電源 操作	275kV東海原子力線1L電圧 275kV東海原子力線2L電圧 154kV原子力1号線電圧 M/C 2C電圧 M/C 2D電圧 緊急用M/C電圧 緊急用P/C電圧 緊急用直流125V主母線盤電圧	非常時運転手順書Ⅱ (徴候ベース) 「電源供給回復」 非常時運転手順書Ⅱ (停止時徴候ベース) 「停止時電源復旧」 AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領	判断基準 電源 操作	275kV東海原子力線1L電圧 275kV東海原子力線2L電圧 154kV原子力1号線電圧 M/C 2C電圧 M/C 2D電圧 緊急用M/C電圧 緊急用P/C電圧 緊急用P/C電圧 緊急用直流125V主母線盤電圧	
非常時運転手順書Ⅱ (徴候ベース) 「電源供給回復」 非常時運転手順書Ⅱ (停止時徴候ベース) 「停止時電源復旧」 AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領	判断基準 電源 操作	275kV東海原子力線1L電圧 275kV東海原子力線2L電圧 154kV原子力1号線電圧 M/C 2C電圧 M/C 2D電圧 緊急用M/C電圧 緊急用P/C電圧 緊急用直流125V主母線盤電圧	非常時運転手順書Ⅱ (徴候ベース) 「電源供給回復」 非常時運転手順書Ⅱ (停止時徴候ベース) 「停止時電源復旧」 AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領	判断基準 電源 操作	275kV東海原子力線1L電圧 275kV東海原子力線2L電圧 154kV原子力1号線電圧 M/C 2C電圧 M/C 2D電圧 緊急用M/C電圧 緊急用P/C電圧 緊急用P/C電圧 緊急用直流125V主母線盤電圧	
非常時運転手順書Ⅱ (徴候ベース) 「電源供給回復」 非常時運転手順書Ⅱ (停止時徴候ベース) 「停止時電源復旧」 AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領	判断基準 電源 操作	275kV東海原子力線1L電圧 275kV東海原子力線2L電圧 154kV原子力1号線電圧 M/C 2C電圧 M/C 2D電圧 緊急用M/C電圧 緊急用P/C電圧 緊急用直流125V主母線盤電圧	非常時運転手順書Ⅱ (徴候ベース) 「電源供給回復」 非常時運転手順書Ⅱ (停止時徴候ベース) 「停止時電源復旧」 AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領	判断基準 電源 操作	275kV東海原子力線1L電圧 275kV東海原子力線2L電圧 154kV原子力1号線電圧 M/C 2C電圧 M/C 2D電圧 緊急用M/C電圧 緊急用P/C電圧 緊急用P/C電圧 緊急用直流125V主母線盤電圧	

東海第二発電所 設置変更許可申請書 修正前後比較表
 【対象項目：1.14 電源の確保に関する手順等】

東海第二発電所 第四回補正申請（平成30年6月27日）時点			修正案			備考
監視計器一覧（4/7）			監視計器一覧（4/7）			抽出リストC-97
手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ（計器）	手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ（計器）	
1.14.2.4 非常用ディーゼル発電機機能喪失時の代替電源による対応手順 (1)非常用ディーゼル発電機機能喪失時の代替交流電源による給電 a. 常設代替交流電源設備による非常用高圧母線への給電			1.14.2.4 非常用ディーゼル発電機機能喪失時の代替電源による対応手順 (1)非常用ディーゼル発電機機能喪失時の代替交流電源による給電 a. 常設代替交流電源設備による非常用高圧母線への給電			
非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「電源供給回復」	判断基準	電源	275kV東海原子力線 1 L 電圧 275kV東海原子力線 2 L 電圧 154kV原子力1号線電圧 M/C 2 C 電圧 M/C 2 D 電圧 緊急用M/C 電圧	判断基準	電源	275kV東海原子力線 1 L 電圧 275kV東海原子力線 2 L 電圧 154kV原子力1号線電圧 M/C 2 C 電圧 M/C 2 D 電圧
非常時運転手順書Ⅱ （停止時徴候ベース） 「停止時電源復旧」		電源	緊急用M/C 電圧 M/C 2 C 電圧 M/C 2 D 電圧		電源	緊急用M/C 電圧 M/C 2 C 電圧 M/C 2 D 電圧
AM設備別操作手順書	操作	常設代替高圧電源装置 運転監視	常設代替高圧電源装置発電機電圧 常設代替高圧電源装置発電機周波数 常設代替高圧電源装置発電機電力	操作	常設代替高圧電源装置 運転監視	常設代替高圧電源装置発電機電圧 常設代替高圧電源装置発電機周波数 常設代替高圧電源装置発電機電力
重大事故等対策要領						
1.14.2.4 非常用ディーゼル発電機機能喪失時の代替電源による対応手順 (1)非常用ディーゼル発電機機能喪失時の代替交流電源による給電 b. 高圧炉心スプレイスディーゼル発電機による非常用高圧母線への給電			1.14.2.4 非常用ディーゼル発電機機能喪失時の代替電源による対応手順 (1)非常用ディーゼル発電機機能喪失時の代替交流電源による給電 b. 高圧炉心スプレイスディーゼル発電機による非常用高圧母線への給電			
非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「電源供給回復」	判断基準	電源	275kV東海原子力線 1 L 電圧 275kV東海原子力線 2 L 電圧 154kV原子力1号線電圧 M/C 2 C 電圧 M/C 2 D 電圧 M/C HPCS 電圧 緊急用M/C 電圧	判断基準	電源	275kV東海原子力線 1 L 電圧 275kV東海原子力線 2 L 電圧 154kV原子力1号線電圧 M/C 2 C 電圧 M/C 2 D 電圧 緊急用M/C 電圧
非常時運転手順書Ⅱ （停止時徴候ベース） 「停止時電源復旧」		電源	M/C 2 C 電圧 M/C 2 D 電圧 M/C 2 E 電圧 M/C HPCS 電圧		電源	M/C 2 C 電圧 M/C 2 D 電圧 M/C 2 E 電圧 M/C HPCS 電圧
AM設備別操作手順書	操作	HPCS D/G 運転 監視	HPCS D/G 発電機電圧 HPCS D/G 発電機電力 HPCS D/G 発電機周波数	操作	HPCS D/G 運転 監視	HPCS D/G 発電機電圧 HPCS D/G 発電機電力 HPCS D/G 発電機周波数
重大事故等対策要領						
1.14.2.4 非常用ディーゼル発電機機能喪失時の代替電源による対応手順 (1)非常用ディーゼル発電機機能喪失時の代替交流電源による給電 c. 緊急時対策室建屋ガスタービン発電機による非常用低圧母線への給電			1.14.2.4 非常用ディーゼル発電機機能喪失時の代替電源による対応手順 (1)非常用ディーゼル発電機機能喪失時の代替交流電源による給電 c. 緊急時対策室建屋ガスタービン発電機による非常用低圧母線への給電			
非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「電源供給回復」	判断基準	電源	275kV東海原子力線 1 L 電圧 275kV東海原子力線 2 L 電圧 154kV原子力1号線電圧 M/C 2 C 電圧 M/C 2 D 電圧 M/C HPCS 電圧	判断基準	電源	275kV東海原子力線 1 L 電圧 275kV東海原子力線 2 L 電圧 154kV原子力1号線電圧 M/C 2 C 電圧 M/C 2 D 電圧 M/C HPCS 電圧 緊急用M/C 電圧
非常時運転手順書Ⅱ （停止時徴候ベース） 「停止時電源復旧」		電源	P/C 2 C 電圧 P/C 2 D 電圧		電源	P/C 2 C 電圧 P/C 2 D 電圧
AM設備別操作手順書	操作	緊急時対策室建屋ガ スタービン発電機運転監 視	緊急時対策室建屋ガスタービン発電機電圧 緊急時対策室建屋ガスタービン発電機周波数 緊急時対策室建屋ガスタービン発電機電力	操作	緊急時対策室建屋ガ スタービン発電機運転監 視	緊急時対策室建屋ガスタービン発電機電圧 緊急時対策室建屋ガスタービン発電機周波数 緊急時対策室建屋ガスタービン発電機電力
重大事故等対策要領						

削除

追加

・①による適正化。(P1.14-64 参照。)

・①による適正化。(P1.14-65 参照。)

・①による適正化。(P1.14-68 参照。)

東海第二発電所 設置変更許可申請書 修正前後比較表
 【対象項目：1.14 電源の確保に関する手順等】

東海第二発電所 第四回補正申請（平成30年6月27日）時点			修正案			備考
監視計器一覧（5/7）			監視計器一覧（5/7）			抽出リストC-97
手順書	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）	手順書	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）	
1.14.2.4 非常用ディーゼル発電機機能喪失時の代替電源による対応手順 (1)非常用ディーゼル発電機機能喪失時の代替交流電源による給電 d. 可搬型代替交流電源設備による非常用低圧母線への給電			1.14.2.4 非常用ディーゼル発電機機能喪失時の代替電源による対応手順 (1)非常用ディーゼル発電機機能喪失時の代替交流電源による給電 d. 可搬型代替交流電源設備による非常用低圧母線への給電			
非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「電源供給回復」	判断基準	電源 275kV東海原子力線1L電圧 275kV東海原子力線2L電圧 154kV原子力1号線電圧 M/C 2C電圧 M/C 2D電圧 緊急用M/C電圧 P/C 2C電圧 P/C 2D電圧	非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「電源供給回復」	判断基準	電源 275kV東海原子力線1L電圧 275kV東海原子力線2L電圧 154kV原子力1号線電圧 M/C 2C電圧 M/C 2D電圧 M/C HPCS電圧 緊急用M/C電圧	追加
非常時運転手順書Ⅱ （停止時徴候ベース） 「停止時電源復旧」	操作	電源 275kV東海原子力線1L電圧 275kV東海原子力線2L電圧 154kV原子力1号線電圧 P/C 2C電圧 P/C 2D電圧	非常時運転手順書Ⅱ （停止時徴候ベース） 「停止時電源復旧」	操作	電源 P/C 2C電圧 P/C 2D電圧	
AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領		可搬型代替低圧電源車発電機電圧 可搬型代替低圧電源車発電機周波数 可搬型代替低圧電源車発電機電力	重大事故等対策要領		可搬型代替低圧電源車運転監視 可搬型代替低圧電源車発電機電圧 可搬型代替低圧電源車発電機周波数 可搬型代替低圧電源車発電機電力	
1.14.2.4 非常用ディーゼル発電機機能喪失時の代替電源による対応手順 (2)非常用ディーゼル発電機機能喪失時の代替直流電源による給電 a. 所内常設直流電源設備による直流125V主母線盤への給電			1.14.2.4 非常用ディーゼル発電機機能喪失時の代替電源による対応手順 (2)非常用ディーゼル発電機機能喪失時の代替直流電源による給電 a. 所内常設直流電源設備による直流125V主母線盤への給電			
非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「電源供給回復」	判断基準	電源 275kV東海原子力線1L電圧 275kV東海原子力線2L電圧 154kV原子力1号線電圧 M/C 2C電圧 M/C 2D電圧 M/C HPCS電圧	非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「電源供給回復」	判断基準	電源 275kV東海原子力線1L電圧 275kV東海原子力線2L電圧 154kV原子力1号線電圧 M/C 2C電圧 M/C 2D電圧 直流125V主母線盤2A電圧 直流125V主母線盤2B電圧	
非常時運転手順書Ⅱ （停止時徴候ベース） 「停止時電源復旧」	操作	電源 直流125V主母線盤2A電圧 直流125V主母線盤2B電圧 直流125V主母線盤HPCS電圧 直流±24V中性子モニタ用分電盤2A電圧 直流±24V中性子モニタ用分電盤2B電圧	非常時運転手順書Ⅱ （停止時徴候ベース） 「停止時電源復旧」	操作	電源 直流125V主母線盤2A電圧 直流125V主母線盤2B電圧	
AM設備別操作手順書			AM設備別操作手順書			
1.14.2.4 非常用ディーゼル発電機機能喪失時の代替電源による対応手順 (2)非常用ディーゼル発電機機能喪失時の代替直流電源による給電 b. 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機による直流125V主母線盤への給電			1.14.2.4 非常用ディーゼル発電機機能喪失時の代替電源による対応手順 (2)非常用ディーゼル発電機機能喪失時の代替直流電源による給電 b. 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機による直流125V主母線盤への給電			
非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「電源供給回復」	判断基準	電源 275kV東海原子力線1L電圧 275kV東海原子力線2L電圧 154kV原子力1号線電圧 M/C 2C電圧 M/C 2D電圧 M/C HPCS電圧 P/C 2C電圧 P/C 2D電圧	非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「電源供給回復」	判断基準	電源 275kV東海原子力線1L電圧 275kV東海原子力線2L電圧 154kV原子力1号線電圧 M/C 2C電圧 M/C 2D電圧	
非常時運転手順書Ⅱ （停止時徴候ベース） 「停止時電源復旧」	操作	電源 M/C HPCS電圧	非常時運転手順書Ⅱ （停止時徴候ベース） 「停止時電源復旧」	操作	電源 M/C HPCS電圧	
AM設備別操作手順書		HPCS D/G運転監視 HPCS D/G発電機電圧 HPCS D/G発電機電力 HPCS D/G発電機周波数	AM設備別操作手順書		HPCS D/G運転監視 HPCS D/G発電機電圧 HPCS D/G発電機電力 HPCS D/G発電機周波数	

①による適正化。(P1.14-69参照。)

①による適正化。(P1.14-69～P1.14-70参照。)

①による適正化。(P1.14-71参照。)

①による適正化。(P1.14-71参照。)

①による適正化。(P1.14-72参照。)

東海第二発電所 設置変更許可申請書 修正前後比較表
 【対象項目：1.14 電源の確保に関する手順等】

東海第二発電所 第四回補正申請（平成30年6月27日）時点			修正案			備考
監視計器一覧（6/7）			監視計器一覧（6/7）			抽出リストC-97 ・①による適正化。（P1.14-74参照。）
手順書	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）	手順書	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）	
1.14.2.4 非常用ディーゼル発電機機能喪失時の代替電源による対応手順 (2)非常用ディーゼル発電機機能喪失時の代替直流電源による給電 c. 可搬型代替直流電源設備による直流125V主母線盤への給電			1.14.2.4 非常用ディーゼル発電機機能喪失時の代替電源による対応手順 (2)非常用ディーゼル発電機機能喪失時の代替直流電源による給電 c. 可搬型代替直流電源設備による直流125V主母線盤への給電			
非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「電源供給回復」	判断基準	電源	275kV東海原子力線 1 L 電圧	判断基準	電源	275kV東海原子力線 1 L 電圧
			275kV東海原子力線 2 L 電圧			
非常時運転手順書Ⅱ （停止時徴候ベース） 「停止時電源復旧」	操作	電源	154kV原子力1号線電圧	操作	電源	154kV原子力1号線電圧
			M/C 2 C 電圧			M/C 2 C 電圧
AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領	操作	可搬型代替低圧電源車運転監視	可搬型代替低圧電源車発電機電圧	可搬型代替低圧電源車運転監視	可搬型代替低圧電源車発電機電圧	可搬型代替低圧電源車発電機電力
			可搬型代替低圧電源車発電機電力			
重大事故等対策要領	操作	可搬型整流器運転監視	可搬型整流器電圧	可搬型整流器運転監視	可搬型整流器電圧	可搬型整流器電流
			可搬型整流器電流			
1.14.2.5 代替海水送水による対応手順 (1)代替海水送水による電源給電機能の復旧			1.14.2.5 代替海水送水による対応手順 (1)代替海水送水による電源給電機能の復旧			
AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領	判断基準	電源	275kV東海原子力線 1 L 電圧	判断基準	電源	275kV東海原子力線 1 L 電圧
			275kV東海原子力線 2 L 電圧			275kV東海原子力線 2 L 電圧
重大事故等対策要領	操作	電源	154kV原子力1号線電圧	操作	電源	154kV原子力1号線電圧
			M/C 2 C 電圧			M/C 2 C 電圧
重大事故等対策要領	操作	可搬型代替注水大型ポンプ運転監視	2 C 非常用ディーゼル発電機機関入口圧力	可搬型代替注水大型ポンプ運転監視	可搬型代替注水大型ポンプ運転監視	2 C 非常用ディーゼル発電機機関入口圧力
			2 D 非常用ディーゼル発電機機関入口圧力			2 D 非常用ディーゼル発電機機関入口圧力
重大事故等対策要領	操作	可搬型代替注水大型ポンプ運転監視	高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機機関入口圧力	可搬型代替注水大型ポンプ運転監視	可搬型代替注水大型ポンプ運転監視	高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機機関入口圧力
1.14.2.6 燃料の補給手順 (1)燃料給油設備による給油			1.14.2.6 燃料の補給手順 (1)燃料給油設備による給油			
重大事故等対策要領	判断基準	補機監視機能	可搬型設備用軽油タンク(1)～(8)レベル	判断基準	補機監視機能	可搬型設備用軽油タンク(1)～(8)レベル
			タンクローリレベル			タンクローリレベル
重大事故等対策要領	操作	補機監視機能	可搬型設備用軽油タンク(1)～(8)レベル	操作	補機監視機能	可搬型設備用軽油タンク(1)～(8)レベル
			タンクローリレベル			タンクローリレベル
AM設備別操作手順書	判断基準	補機監視機能	軽油貯蔵タンク(A)レベル	判断基準	補機監視機能	軽油貯蔵タンク(A)レベル
			軽油貯蔵タンク(B)レベル			軽油貯蔵タンク(B)レベル
AM設備別操作手順書	操作	補機監視機能	軽油貯蔵タンク(A)レベル	操作	補機監視機能	軽油貯蔵タンク(A)レベル
			軽油貯蔵タンク(B)レベル			軽油貯蔵タンク(B)レベル

東海第二発電所 設置変更許可申請書 修正前後比較表

【対象項目：追補1 1.15 事故時の計装に関する手順等】

東海第二発電所 第四回補正申請（平成30年6月27日）時点	修正案	備考
<p>1.15.2.2 計測に必要な電源の喪失</p> <p>(1) 全交流動力電源喪失及び直流電源喪失</p> <p>全交流動力電源喪失, 直流電源喪失等により計器電源が喪失した場合に, 代替電源（交流, 直流）から計器へ給電する手順及び可搬型計測器により, 重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータを計測又は監視する。</p> <p>a. 所内常設直流電源設備又は常設代替直流電源設備からの給電</p> <p>全交流動力電源喪失が発生した場合に, 所内常設直流電源設備である125V系蓄電池A系, B系及び中性子モニター用蓄電池A系, B系又は常設代替直流電源設備である緊急用125V系蓄電池からの給電に関する手順は, 「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。</p> <p>なお, 所内常設直流電源設備又は常設代替直流電源設備からの給電により計測可能な計器について第1.15-2表に示す。</p>	<p>1.15.2.2 計測に必要な電源の喪失</p> <p>(1) 全交流動力電源喪失及び直流電源喪失</p> <p>全交流動力電源喪失, 直流電源喪失等により計器電源が喪失した場合に, 代替電源（交流, 直流）から計器へ給電する手順及び可搬型計測器により, 重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータを計測又は監視する。</p> <p>a. 所内常設直流電源設備又は常設代替直流電源設備からの給電</p> <p>全交流動力電源喪失が発生した場合に, 所内常設直流電源設備である125V系蓄電池A系, B系又は常設代替直流電源設備である緊急用125V系蓄電池からの給電に関する手順は, 「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。</p> <p>なお, 所内常設直流電源設備又は常設代替直流電源設備からの給電により計測可能な計器について第1.15-2表に示す。</p>	<p>抽出リストB-8</p>

東海第二発電所 設置変更許可申請書 修正前後比較表
 【対象項目：追補1 1.15 事故時の計装に関する手順等】

東海第二発電所 第四回補正申請（平成30年6月27日）時点						修正案						備考																																																																																																																																																																																				
<p>第1.15-2表 重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ（重大事故等対処設備）（4/16）</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>分類</th> <th>重要監視パラメータ 重要代替監視パラメータ</th> <th>個数</th> <th>計測範囲</th> <th>設計基準</th> <th>把握能力（計測範囲の考え方）</th> <th>耐震性</th> <th>電源※14</th> <th>検出器の種類</th> <th>可搬型計測器 第1.15-3 図No.</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="4">④ 原子炉圧力容器への注水量</td> <td>代替淡水貯槽水位※1</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>「④水源の確保」を監視するパラメータと同じ。</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>西側淡水貯水設備水位※1</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>「④水源の確保」を監視するパラメータと同じ。</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>サブレーション・プール水位※1</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>「④水源の確保」を監視するパラメータと同じ。</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>原子炉水位（広帯域）※1 原子炉水位（燃料域）※1 原子炉水位（S.A.広帯域）※1 原子炉水位（S.A.燃料域）※1</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>「④原子炉圧力容器内の水位」を監視するパラメータと同じ。</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td rowspan="4">⑤ 原子炉格納容器への注水量</td> <td>低圧代替注水系統格納容器スプレイ流量（常設ライン用）</td> <td>1</td> <td>0~500m³/h</td> <td>-**</td> <td>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイ時における最大注水量(300m³/h)を監視可能。</td> <td>-</td> <td>緊急用直流電源</td> <td>差圧式流量検出器</td> <td>可</td> </tr> <tr> <td>低圧代替注水系統格納容器スプレイ流量（可搬ライン用）</td> <td>1</td> <td>0~500m³/h</td> <td>-**</td> <td>代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイ時における最大注水量(130m³/h)を監視可能。</td> <td>-</td> <td>緊急用直流電源</td> <td>差圧式流量検出器</td> <td>可</td> </tr> <tr> <td>低圧代替注水系統格納容器下部注水量</td> <td>1</td> <td>0~200m³/h</td> <td>-**</td> <td>格納容器下部注水系（常設又は可搬型）による格納容器下部注水時における最大注水量(80m³/h)を監視可能。</td> <td>-</td> <td>緊急用直流電源</td> <td>差圧式流量検出器</td> <td>可</td> </tr> <tr> <td>代替淡水貯槽水位※1 西側淡水貯水設備水位※1 サブレーション・プール水位※1 格納容器下部水位※1</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>「④水源の確保」を監視するパラメータと同じ。</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table> <p>※1 重要代替監視パラメータ、※2 重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ ※3 平均出力領域計装A~Fの6チャンネルのうち、A、Bの2チャンネルが対象。平均出力領域計装のA、C、Eチャンネルにはそれぞれ21個、B、D、Fにはそれぞれ22個の検出器がある。 ※4 設計基準事故時に想定される原子炉圧力容器の最高圧力に対する飽和温度。 ※5 基準点は蒸気駆動器スカート下端（原子炉圧力容器等レベルより1,340cm）、※6 基準点は燃料有効長頂部（原子炉圧力容器等レベルより920cm） ※7 ベデスタル底面（コリウムシールド上表面：EL.11,806mm）からの高さ。 ※8 重大事故等時に使用する設備のため、設計基準事故時は値なし、※9 基準点は通常運転水位：EL.3,030mm（サブレーション・チェンパ底部より7,030mm） ※10 炉心損傷は、原子炉停止後の経過時間における格納容器雰囲気放射線モニタの値で判断する。原子炉停止直後に炉心損傷した場合の判断値は約90Sv/h（経過時間とともに判断値は低くなる）であり、設計基準では炉心損傷しないことからこの値を下回る。 ※11 検出点2箇所、※12 検出点8箇所、※13 基準点は使用済燃料貯蔵トラック上端：EL.39,377mm（使用済燃料プール底部より4,688mm） ※14 蓄電池（所内常設直流電源設備及び非常設代替直流電源設備）からの給電により計測可能な計器は、区分Ⅰ、Ⅱ直流電源及び緊急用直流電源を電源とした計器である。</p>						分類	重要監視パラメータ 重要代替監視パラメータ	個数	計測範囲	設計基準	把握能力（計測範囲の考え方）	耐震性	電源※14	検出器の種類	可搬型計測器 第1.15-3 図No.	④ 原子炉圧力容器への注水量	代替淡水貯槽水位※1				「④水源の確保」を監視するパラメータと同じ。					西側淡水貯水設備水位※1				「④水源の確保」を監視するパラメータと同じ。					サブレーション・プール水位※1				「④水源の確保」を監視するパラメータと同じ。					原子炉水位（広帯域）※1 原子炉水位（燃料域）※1 原子炉水位（S.A.広帯域）※1 原子炉水位（S.A.燃料域）※1				「④原子炉圧力容器内の水位」を監視するパラメータと同じ。					⑤ 原子炉格納容器への注水量	低圧代替注水系統格納容器スプレイ流量（常設ライン用）	1	0~500m ³ /h	-**	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイ時における最大注水量(300m ³ /h)を監視可能。	-	緊急用直流電源	差圧式流量検出器	可	低圧代替注水系統格納容器スプレイ流量（可搬ライン用）	1	0~500m ³ /h	-**	代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイ時における最大注水量(130m ³ /h)を監視可能。	-	緊急用直流電源	差圧式流量検出器	可	低圧代替注水系統格納容器下部注水量	1	0~200m ³ /h	-**	格納容器下部注水系（常設又は可搬型）による格納容器下部注水時における最大注水量(80m ³ /h)を監視可能。	-	緊急用直流電源	差圧式流量検出器	可	代替淡水貯槽水位※1 西側淡水貯水設備水位※1 サブレーション・プール水位※1 格納容器下部水位※1					「④水源の確保」を監視するパラメータと同じ。					<p>第1.15-2表 重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ（重大事故等対処設備）（4/16）</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>分類</th> <th>重要監視パラメータ 重要代替監視パラメータ</th> <th>個数</th> <th>計測範囲</th> <th>設計基準</th> <th>把握能力（計測範囲の考え方）</th> <th>耐震性</th> <th>電源※14</th> <th>検出器の種類</th> <th>可搬型計測器 第1.15-3 図No.</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="4">④ 原子炉圧力容器への注水量</td> <td>代替淡水貯槽水位※1</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>「④水源の確保」を監視するパラメータと同じ。</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>西側淡水貯水設備水位※1</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>「④水源の確保」を監視するパラメータと同じ。</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>サブレーション・プール水位※1</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>「④水源の確保」を監視するパラメータと同じ。</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>原子炉水位（広帯域）※1 原子炉水位（燃料域）※1 原子炉水位（S.A.広帯域）※1 原子炉水位（S.A.燃料域）※1</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>「④原子炉圧力容器内の水位」を監視するパラメータと同じ。</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td rowspan="4">⑤ 原子炉格納容器への注水量</td> <td>低圧代替注水系統格納容器スプレイ流量（常設ライン用）</td> <td>1</td> <td>0~500m³/h</td> <td>-**</td> <td>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイ時における最大注水量(300m³/h)を監視可能。</td> <td>-</td> <td>緊急用直流電源</td> <td>差圧式流量検出器</td> <td>可</td> </tr> <tr> <td>低圧代替注水系統格納容器スプレイ流量（可搬ライン用）</td> <td>1</td> <td>0~500m³/h</td> <td>-**</td> <td>代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイ時における最大注水量(130m³/h)を監視可能。</td> <td>-</td> <td>緊急用直流電源</td> <td>差圧式流量検出器</td> <td>可</td> </tr> <tr> <td>代替循環冷却系格納容器スプレイ流量</td> <td>2</td> <td>0~300m³/h</td> <td>-**</td> <td>代替循環冷却系による格納容器スプレイ時における最大注水量(250m³/h)を監視可能。</td> <td>-</td> <td>緊急用直流電源</td> <td>差圧式流量検出器</td> <td>可</td> </tr> <tr> <td>低圧代替注水系統格納容器下部注水量</td> <td>1</td> <td>0~200m³/h</td> <td>-**</td> <td>格納容器下部注水系（常設又は可搬型）による格納容器下部注水時における最大注水量(80m³/h)を監視可能。</td> <td>-</td> <td>緊急用直流電源</td> <td>差圧式流量検出器</td> <td>可</td> </tr> <tr> <td></td> <td>代替淡水貯槽水位※1 西側淡水貯水設備水位※1 代替循環冷却系原子炉注水流量※1 代替循環冷却系原子炉注水流量※1 サブレーション・プール水位※1 格納容器下部水位※1</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table> <p>※1 重要代替監視パラメータ、※2 重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ ※3 平均出力領域計装A~Fの6チャンネルのうち、A、Bの2チャンネルが対象。平均出力領域計装のA、C、Eチャンネルにはそれぞれ21個、B、D、Fにはそれぞれ22個の検出器がある。 ※4 設計基準事故時に想定される原子炉圧力容器の最高圧力に対する飽和温度。 ※5 基準点は蒸気駆動器スカート下端（原子炉圧力容器等レベルより1,340cm）、※6 基準点は燃料有効長頂部（原子炉圧力容器等レベルより920cm） ※7 ベデスタル底面（コリウムシールド上表面：EL.11,806mm）からの高さ。 ※8 重大事故等時に使用する設備のため、設計基準事故時は値なし、※9 基準点は通常運転水位：EL.3,030mm（サブレーション・チェンパ底部より7,030mm） ※10 炉心損傷は、原子炉停止後の経過時間における格納容器雰囲気放射線モニタの値で判断する。原子炉停止直後に炉心損傷した場合の判断値は約90Sv/h（経過時間とともに判断値は低くなる）であり、設計基準では炉心損傷しないことからこの値を下回る。 ※11 検出点2箇所、※12 検出点8箇所、※13 基準点は使用済燃料貯蔵トラック上端：EL.39,377mm（使用済燃料プール底部より4,688mm） ※14 蓄電池（所内常設直流電源設備及び非常設代替直流電源設備）からの給電により計測可能な計器は、区分Ⅰ、Ⅱ直流電源及び緊急用直流電源を電源とした計器である。</p>						分類	重要監視パラメータ 重要代替監視パラメータ	個数	計測範囲	設計基準	把握能力（計測範囲の考え方）	耐震性	電源※14	検出器の種類	可搬型計測器 第1.15-3 図No.	④ 原子炉圧力容器への注水量	代替淡水貯槽水位※1				「④水源の確保」を監視するパラメータと同じ。					西側淡水貯水設備水位※1				「④水源の確保」を監視するパラメータと同じ。					サブレーション・プール水位※1				「④水源の確保」を監視するパラメータと同じ。					原子炉水位（広帯域）※1 原子炉水位（燃料域）※1 原子炉水位（S.A.広帯域）※1 原子炉水位（S.A.燃料域）※1				「④原子炉圧力容器内の水位」を監視するパラメータと同じ。					⑤ 原子炉格納容器への注水量	低圧代替注水系統格納容器スプレイ流量（常設ライン用）	1	0~500m ³ /h	-**	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイ時における最大注水量(300m ³ /h)を監視可能。	-	緊急用直流電源	差圧式流量検出器	可	低圧代替注水系統格納容器スプレイ流量（可搬ライン用）	1	0~500m ³ /h	-**	代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイ時における最大注水量(130m ³ /h)を監視可能。	-	緊急用直流電源	差圧式流量検出器	可	代替循環冷却系格納容器スプレイ流量	2	0~300m ³ /h	-**	代替循環冷却系による格納容器スプレイ時における最大注水量(250m ³ /h)を監視可能。	-	緊急用直流電源	差圧式流量検出器	可	低圧代替注水系統格納容器下部注水量	1	0~200m ³ /h	-**	格納容器下部注水系（常設又は可搬型）による格納容器下部注水時における最大注水量(80m ³ /h)を監視可能。	-	緊急用直流電源	差圧式流量検出器	可		代替淡水貯槽水位※1 西側淡水貯水設備水位※1 代替循環冷却系原子炉注水流量※1 代替循環冷却系原子炉注水流量※1 サブレーション・プール水位※1 格納容器下部水位※1									抽出リストB-9	
分類	重要監視パラメータ 重要代替監視パラメータ	個数	計測範囲	設計基準	把握能力（計測範囲の考え方）	耐震性	電源※14	検出器の種類	可搬型計測器 第1.15-3 図No.																																																																																																																																																																																							
④ 原子炉圧力容器への注水量	代替淡水貯槽水位※1				「④水源の確保」を監視するパラメータと同じ。																																																																																																																																																																																											
	西側淡水貯水設備水位※1				「④水源の確保」を監視するパラメータと同じ。																																																																																																																																																																																											
	サブレーション・プール水位※1				「④水源の確保」を監視するパラメータと同じ。																																																																																																																																																																																											
	原子炉水位（広帯域）※1 原子炉水位（燃料域）※1 原子炉水位（S.A.広帯域）※1 原子炉水位（S.A.燃料域）※1				「④原子炉圧力容器内の水位」を監視するパラメータと同じ。																																																																																																																																																																																											
⑤ 原子炉格納容器への注水量	低圧代替注水系統格納容器スプレイ流量（常設ライン用）	1	0~500m ³ /h	-**	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイ時における最大注水量(300m ³ /h)を監視可能。	-	緊急用直流電源	差圧式流量検出器	可																																																																																																																																																																																							
	低圧代替注水系統格納容器スプレイ流量（可搬ライン用）	1	0~500m ³ /h	-**	代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイ時における最大注水量(130m ³ /h)を監視可能。	-	緊急用直流電源	差圧式流量検出器	可																																																																																																																																																																																							
	低圧代替注水系統格納容器下部注水量	1	0~200m ³ /h	-**	格納容器下部注水系（常設又は可搬型）による格納容器下部注水時における最大注水量(80m ³ /h)を監視可能。	-	緊急用直流電源	差圧式流量検出器	可																																																																																																																																																																																							
	代替淡水貯槽水位※1 西側淡水貯水設備水位※1 サブレーション・プール水位※1 格納容器下部水位※1					「④水源の確保」を監視するパラメータと同じ。																																																																																																																																																																																										
分類	重要監視パラメータ 重要代替監視パラメータ	個数	計測範囲	設計基準	把握能力（計測範囲の考え方）	耐震性	電源※14	検出器の種類	可搬型計測器 第1.15-3 図No.																																																																																																																																																																																							
④ 原子炉圧力容器への注水量	代替淡水貯槽水位※1				「④水源の確保」を監視するパラメータと同じ。																																																																																																																																																																																											
	西側淡水貯水設備水位※1				「④水源の確保」を監視するパラメータと同じ。																																																																																																																																																																																											
	サブレーション・プール水位※1				「④水源の確保」を監視するパラメータと同じ。																																																																																																																																																																																											
	原子炉水位（広帯域）※1 原子炉水位（燃料域）※1 原子炉水位（S.A.広帯域）※1 原子炉水位（S.A.燃料域）※1				「④原子炉圧力容器内の水位」を監視するパラメータと同じ。																																																																																																																																																																																											
⑤ 原子炉格納容器への注水量	低圧代替注水系統格納容器スプレイ流量（常設ライン用）	1	0~500m ³ /h	-**	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイ時における最大注水量(300m ³ /h)を監視可能。	-	緊急用直流電源	差圧式流量検出器	可																																																																																																																																																																																							
	低圧代替注水系統格納容器スプレイ流量（可搬ライン用）	1	0~500m ³ /h	-**	代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイ時における最大注水量(130m ³ /h)を監視可能。	-	緊急用直流電源	差圧式流量検出器	可																																																																																																																																																																																							
	代替循環冷却系格納容器スプレイ流量	2	0~300m ³ /h	-**	代替循環冷却系による格納容器スプレイ時における最大注水量(250m ³ /h)を監視可能。	-	緊急用直流電源	差圧式流量検出器	可																																																																																																																																																																																							
	低圧代替注水系統格納容器下部注水量	1	0~200m ³ /h	-**	格納容器下部注水系（常設又は可搬型）による格納容器下部注水時における最大注水量(80m ³ /h)を監視可能。	-	緊急用直流電源	差圧式流量検出器	可																																																																																																																																																																																							
	代替淡水貯槽水位※1 西側淡水貯水設備水位※1 代替循環冷却系原子炉注水流量※1 代替循環冷却系原子炉注水流量※1 サブレーション・プール水位※1 格納容器下部水位※1																																																																																																																																																																																															

東海第二発電所 設置変更許可申請書 修正前後比較表
 【対象項目：追補1 1.15 事故時の計装に関する手順等】

東海第二発電所 第四回補正申請（平成30年6月27日）時点							修正案							備考
<p>第1.15-2表 重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ（重大事故等対処設備）（9/16）</p>														
分類	重要監視パラメータ 重要代替監視パラメータ	個数	計測範囲	設計基準	把握能力（計測範囲の考え方）	耐震性	電源※14	検出器の種類	可検型 計測器	第1.15-3 図No.				
	サブプレッジョン・プール水温度※2				「⑥原子炉格納容器内の温度」を監視するパラメータと同じ。									
	代替循環冷却系ポンプ入口温度	2	0～100℃	～※8	代替循環冷却時における代替循環冷却系ポンプの最高使用温度（80℃）を監視可能。	－ (Ss)	緊急用 直流電源	熱電対	可	⑩				
	代替循環冷却系格納容器スプレイ流量	2	0～300m ³ /h	～※8	代替循環冷却系による格納容器スプレイ時における最大注水量（250m ³ /h）を監視可能。	－ (Ss)	緊急用 直流電源	差圧式流量 検出器	可	⑩				
	代替循環冷却系原子炉注水流量※1				「④原子炉圧力容器への注水量」を監視するパラメータと同じ。									
	残留熱除去系熱交換器出口温度※1				「⑩最終ヒートシンクの確保（残留熱除去系）」を監視するパラメータと同じ。									
	ドライウエール雰囲気温度※1				「⑥原子炉格納容器内の温度」を監視するパラメータと同じ。									
	サブプレッジョン・チェンバ 雰囲気温度※1				「⑥原子炉格納容器内の温度」を監視するパラメータと同じ。									
	※1 重要代替監視パラメータ、※2 重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ 平均出力領域計装A～Fの6チャンネルのうち、A、Bの2チャンネルに対する飽和温度。 設計基準事故時に想定される原子炉圧力容器の最高圧力に対する飽和温度。 ※3 基準点は蒸気乾燥器スカート下端（原子炉圧力容器警レベルより1,340cm）、※6 基準点は燃料有効長頂部（原子炉圧力容器警レベルより920cm） ※4 ベダスタル底面（コリウムシールド上表面：EL.11,806mm）からの高さ。 ※5 重大事故等時に使用する設備のため、設計基準事故時は値なし。、※9 基準点は通常運転水位：EL.3,030mm（サブプレッジョン・チェンバ底部より7,030mm） 炉心損傷は、原子炉停止後の経過時間における格納容器雰囲気放射線モニタの値で判断する。原子炉停止直後に炉心損傷した場合の判断値は約90Sv/h（経過時間とともに判断値は低くなる）であり、設計基準では炉心損傷しないことからこの値を下回る。 ※10 検出点2箇所、※12 検出点8箇所、※13 基準点は使用済燃料貯蔵ラック上端：EL.39,377mm（使用済燃料プール底部より4,688mm） 蓄電池（所内常設直流電源設備及び常設代替直流電源設備）からの給電により計測可能な計器は、区分Ⅰ、Ⅱ直流電源及び緊急用直流電源を電源とした計器である。													
<p>第1.15-2表 重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ（重大事故等対処設備）（9/16）</p>														
分類	重要監視パラメータ 重要代替監視パラメータ	個数	計測範囲	設計基準	把握能力（計測範囲の考え方）	耐震性	電源※14	検出器の種類	可検型 計測器	第1.15-3 図No.				
	サブプレッジョン・プール水温度※2				「⑥原子炉格納容器内の温度」を監視するパラメータと同じ。									
	代替循環冷却系ポンプ入口温度	2	0～100℃	～※8	代替循環冷却時における代替循環冷却系ポンプの最高使用温度（80℃）を監視可能。	－ (Ss)	緊急用 直流電源	熱電対	可	⑩				
	代替循環冷却系原子炉注水流量※1				「④原子炉圧力容器への注水量」を監視するパラメータと同じ。									
	代替循環冷却系格納容器スプレイ流量※1				「⑤原子炉格納容器への注水量」を監視するパラメータと同じ。									
	残留熱除去系熱交換器出口温度※1				「⑩最終ヒートシンクの確保（残留熱除去系）」を監視するパラメータと同じ。									
	サブプレッジョン・プール水位※1				「⑧原子炉格納容器内の水位」を監視するパラメータと同じ。									
	原子炉水位（広帯域）※1				「③原子炉圧力容器内の水位」を監視するパラメータと同じ。									
	原子炉水位（燃料域）※1				「③原子炉圧力容器内の水位」を監視するパラメータと同じ。									
	原子炉水位（S.A.広帯域）※1				「③原子炉圧力容器内の水位」を監視するパラメータと同じ。									
	原子炉水位（S.A.燃料域）※1				「③原子炉圧力容器内の水位」を監視するパラメータと同じ。									
	原子炉圧力容器温度※1				「①原子炉圧力容器内の温度」を監視するパラメータと同じ。									
	代替循環冷却系ポンプ吐出圧力※1				「④水源の確保」を監視するパラメータと同じ。									
	ドライウエール雰囲気温度※1				「⑥原子炉格納容器内の温度」を監視するパラメータと同じ。									
	サブプレッジョン・チェンバ 雰囲気温度※1				「⑥原子炉格納容器内の温度」を監視するパラメータと同じ。									
	※1 重要代替監視パラメータ、※2 重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ 平均出力領域計装A～Fの6チャンネルのうち、A、Bの2チャンネルに対する飽和温度。 設計基準事故時に想定される原子炉圧力容器の最高圧力に対する飽和温度。 ※3 基準点は蒸気乾燥器スカート下端（原子炉圧力容器警レベルより1,340cm）、※6 基準点は燃料有効長頂部（原子炉圧力容器警レベルより920cm） ※4 ベダスタル底面（コリウムシールド上表面：EL.11,806mm）からの高さ。 ※5 重大事故等時に使用する設備のため、設計基準事故時は値なし。、※9 基準点は通常運転水位：EL.3,030mm（サブプレッジョン・チェンバ底部より7,030mm） 炉心損傷は、原子炉停止後の経過時間における格納容器雰囲気放射線モニタの値で判断する。原子炉停止直後に炉心損傷した場合の判断値は約90Sv/h（経過時間とともに判断値は低くなる）であり、設計基準では炉心損傷しないことからこの値を下回る。 ※10 検出点2箇所、※12 検出点8箇所、※13 基準点は使用済燃料貯蔵ラック上端：EL.39,377mm（使用済燃料プール底部より4,688mm） 蓄電池（所内常設直流電源設備及び常設代替直流電源設備）からの給電により計測可能な計器は、区分Ⅰ、Ⅱ直流電源及び緊急用直流電源を電源とした計器である。													
<p>抽出リストB-9</p>														

東海第二発電所 設置変更許可申請書 修正前後比較表
 【対象項目：追補1 1.15 事故時の計装に関する手順等】

東海第二発電所 第四回補正申請（平成30年6月27日）時点		修正案		備考														
<p>第1.15-3表 代替パラメータによる主要パラメータの推定（1/20）</p> <p>【推定ケース】</p> <ul style="list-style-type: none"> ケース1：同一物理量（温度、圧力、水位、流量、放射線量率、水素濃度及び中性子束）により推定する。 ケース2：水位を注水源若しくは注水先の水位変化又は注水量及び吐出圧力により推定する。 ケース3：流量を注水源又は注水先の水位変化を監視することにより推定する。 ケース4：除熱状態を温度、圧力、流量等の傾向監視により推定する。 ケース5：圧力又は温度を水の飽和状態の関係により推定する。 ケース6：注水量をポンプの注水特性の関係により推定する。 ケース7：原子炉格納容器内の水位をドライウエル圧力とサブプレッション・チェンバ圧力の差圧により推定する。 ケース8：未臨界状態の維持を制御棒の挿入状態により推定する。 ケース9：酸濃度を装置の作動状況により推定する。 ケース10：酸濃度をモニタの傾向監視により格納容器バイパス事象が発生したことを推定する。 ケース11：使用済燃料プールの状態を同一物理量（温度）、あらかじめ評価した水位と放射線量率の相関関係及びカメラの監視により、使用済燃料プールの水位又は必要な水蓋蔽が確保されていることを推定する。 ケース12：原子炉格納容器への空気（酸素）の流入の有無を原子炉格納容器内圧力により推定する。 ケース13：使用済燃料プールの状態を同一物理量（温度）、あらかじめ評価した水位と放射線量率の相関関係及びカメラの監視により、使用済燃料プールの水位又は必要な水蓋蔽が確保されていることを推定する。 ケース14：原子炉格納容器内の圧力（S/C）の差圧により原子炉圧力容器の満水状態を推定する。 ケース15：原子炉格納容器内の圧力（S/C）の差圧により原子炉圧力容器の満水状態を推定する。 <p>なお、代替パラメータによる推定に当たっては、代替パラメータの懸差による影響を考慮する。</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>分類</th> <th>主要パラメータ</th> <th>代替パラメータ※1</th> <th>推定ケース</th> <th>代替パラメータ推定方法</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="3">原子炉圧力容器温度</td> <td rowspan="3">①主要パラメータの他チヤンネル</td> <td>①原子炉圧力</td> <td>ケース1</td> <td rowspan="3">①原子炉圧力容器温度の1チヤンネルが故障した場合は、他チヤンネルにより推定する。 ②原子炉圧力容器温度の監視が不可能となった場合は、原子炉水位から原子炉圧力容器内が飽和状態にあると想定することで、原子炉圧力より飽和温度/圧力の関係を利用して原子炉圧力容器内の温度を推定する。 また、スクラム後、原子炉水位が燃料有効長頂部に到達するまでの経過時間より原子炉圧力容器温度を推定する。 ③残留熱除去系が運転状態であれば、残留熱除去系熱交換器入口温度により推定する。推定は、主要パラメータの他チヤンネルを優先する。</td> </tr> <tr> <td>②原子炉圧力（SA）</td> <td>ケース6</td> </tr> <tr> <td>②原子炉水位（広帯域） ②原子炉水位（燃料域） ②原子炉水位（SA広帯域） ②原子炉水位（SA燃料域）</td> <td>ケース1</td> </tr> </tbody> </table> <p>※1 代替パラメータの番号は優先順位を示す。 ※2 [] は有効監視パラメータ又は常用代替監視パラメータ（耐震性又は耐環境性等はないが、監視可能であれば発電用原子炉施設の状態を把握することが可能な計器）を示す。</p>					分類	主要パラメータ	代替パラメータ※1	推定ケース	代替パラメータ推定方法	原子炉圧力容器温度	①主要パラメータの他チヤンネル	①原子炉圧力	ケース1	①原子炉圧力容器温度の1チヤンネルが故障した場合は、他チヤンネルにより推定する。 ②原子炉圧力容器温度の監視が不可能となった場合は、原子炉水位から原子炉圧力容器内が飽和状態にあると想定することで、原子炉圧力より飽和温度/圧力の関係を利用して原子炉圧力容器内の温度を推定する。 また、スクラム後、原子炉水位が燃料有効長頂部に到達するまでの経過時間より原子炉圧力容器温度を推定する。 ③残留熱除去系が運転状態であれば、残留熱除去系熱交換器入口温度により推定する。推定は、主要パラメータの他チヤンネルを優先する。	②原子炉圧力（SA）	ケース6	②原子炉水位（広帯域） ②原子炉水位（燃料域） ②原子炉水位（SA広帯域） ②原子炉水位（SA燃料域）	ケース1
分類	主要パラメータ	代替パラメータ※1	推定ケース	代替パラメータ推定方法														
原子炉圧力容器温度	①主要パラメータの他チヤンネル	①原子炉圧力	ケース1	①原子炉圧力容器温度の1チヤンネルが故障した場合は、他チヤンネルにより推定する。 ②原子炉圧力容器温度の監視が不可能となった場合は、原子炉水位から原子炉圧力容器内が飽和状態にあると想定することで、原子炉圧力より飽和温度/圧力の関係を利用して原子炉圧力容器内の温度を推定する。 また、スクラム後、原子炉水位が燃料有効長頂部に到達するまでの経過時間より原子炉圧力容器温度を推定する。 ③残留熱除去系が運転状態であれば、残留熱除去系熱交換器入口温度により推定する。推定は、主要パラメータの他チヤンネルを優先する。														
		②原子炉圧力（SA）	ケース6															
		②原子炉水位（広帯域） ②原子炉水位（燃料域） ②原子炉水位（SA広帯域） ②原子炉水位（SA燃料域）	ケース1															
<p>第1.15-3表 代替パラメータによる主要パラメータの推定（1/21）</p> <p>【推定ケース】</p> <ul style="list-style-type: none"> ケース1：同一物理量（温度、圧力、水位、流量、放射線量率、水素濃度及び中性子束）により推定する。 ケース2：水位を注水源若しくは注水先の水位変化又は注水量及び吐出圧力により推定する。 ケース3：流量を注水源又は注水先の水位変化を監視することにより推定する。 ケース4：除熱状態を温度、圧力、流量等の傾向監視により推定する。 ケース5：原子炉圧力容器破損後にベデスタル（ドライウエル部）に落下したデブリの冠水状態を温度により推定する。 ケース6：圧力又は温度を水の飽和状態の関係により推定する。 ケース7：注水量をポンプの注水特性の関係により推定する。 ケース8：原子炉格納容器内の水位をドライウエル圧力とサブプレッション・チェンバ圧力の差圧により推定する。 ケース9：未臨界状態の維持を制御棒の挿入状態により推定する。 ケース10：酸濃度をあらかじめ評価したパラメータの相関関係により推定する。 ケース11：水素濃度を装置の作動状況により推定する。 ケース12：エリア放射線モニタの傾向監視により格納容器バイパス事象が発生したことを推定する。 ケース13：原子炉格納容器への空気（酸素）の流入の有無を原子炉格納容器内圧力により推定する。 ケース14：使用済燃料プールの状態を同一物理量（温度）、あらかじめ評価した水位と放射線量率の相関関係及びカメラの監視により、使用済燃料プールの水位又は必要な水蓋蔽が確保されていることを推定する。 ケース15：原子炉圧力容器内の圧力（S/C）の差圧により原子炉圧力容器の満水状態を推定する。 <p>なお、代替パラメータによる推定に当たっては、代替パラメータの懸差による影響を考慮する。</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>分類</th> <th>主要パラメータ</th> <th>代替パラメータ※1</th> <th>推定ケース</th> <th>代替パラメータ推定方法</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="3">原子炉圧力容器温度</td> <td rowspan="3">①主要パラメータの他チヤンネル</td> <td>①原子炉圧力</td> <td>ケース1</td> <td rowspan="3">①原子炉圧力容器温度の1チヤンネルが故障した場合は、他チヤンネルにより推定する。 ②原子炉圧力容器温度の監視が不可能となった場合は、原子炉水位から原子炉圧力容器内が飽和状態にあると想定することで、原子炉圧力より飽和温度/圧力の関係を利用して原子炉圧力容器内の温度を推定する。 また、スクラム後、原子炉水位が燃料有効長頂部に到達するまでの経過時間より原子炉圧力容器温度を推定する。 ③残留熱除去系が運転状態であれば、残留熱除去系熱交換器入口温度により推定する。推定は、主要パラメータの他チヤンネルを優先する。</td> </tr> <tr> <td>②原子炉圧力（SA）</td> <td>ケース6</td> </tr> <tr> <td>②原子炉水位（広帯域） ②原子炉水位（燃料域） ②原子炉水位（SA広帯域） ②原子炉水位（SA燃料域）</td> <td>ケース1</td> </tr> </tbody> </table> <p>※1 代替パラメータの番号は優先順位を示す。 ※2 [] は有効監視パラメータ又は常用代替監視パラメータ（耐震性又は耐環境性等はないが、監視可能であれば発電用原子炉施設の状態を把握することが可能な計器）を示す。</p>					分類	主要パラメータ	代替パラメータ※1	推定ケース	代替パラメータ推定方法	原子炉圧力容器温度	①主要パラメータの他チヤンネル	①原子炉圧力	ケース1	①原子炉圧力容器温度の1チヤンネルが故障した場合は、他チヤンネルにより推定する。 ②原子炉圧力容器温度の監視が不可能となった場合は、原子炉水位から原子炉圧力容器内が飽和状態にあると想定することで、原子炉圧力より飽和温度/圧力の関係を利用して原子炉圧力容器内の温度を推定する。 また、スクラム後、原子炉水位が燃料有効長頂部に到達するまでの経過時間より原子炉圧力容器温度を推定する。 ③残留熱除去系が運転状態であれば、残留熱除去系熱交換器入口温度により推定する。推定は、主要パラメータの他チヤンネルを優先する。	②原子炉圧力（SA）	ケース6	②原子炉水位（広帯域） ②原子炉水位（燃料域） ②原子炉水位（SA広帯域） ②原子炉水位（SA燃料域）	ケース1
分類	主要パラメータ	代替パラメータ※1	推定ケース	代替パラメータ推定方法														
原子炉圧力容器温度	①主要パラメータの他チヤンネル	①原子炉圧力	ケース1	①原子炉圧力容器温度の1チヤンネルが故障した場合は、他チヤンネルにより推定する。 ②原子炉圧力容器温度の監視が不可能となった場合は、原子炉水位から原子炉圧力容器内が飽和状態にあると想定することで、原子炉圧力より飽和温度/圧力の関係を利用して原子炉圧力容器内の温度を推定する。 また、スクラム後、原子炉水位が燃料有効長頂部に到達するまでの経過時間より原子炉圧力容器温度を推定する。 ③残留熱除去系が運転状態であれば、残留熱除去系熱交換器入口温度により推定する。推定は、主要パラメータの他チヤンネルを優先する。														
		②原子炉圧力（SA）	ケース6															
		②原子炉水位（広帯域） ②原子炉水位（燃料域） ②原子炉水位（SA広帯域） ②原子炉水位（SA燃料域）	ケース1															
<p>表頁増加</p>																		

東海第二発電所 設置変更許可申請書 修正前後比較表
 【対象項目：追補1 1.15 事故時の計装に関する手順等】

東海第二発電所 第四回補正申請（平成30年6月27日）時点				修正案	備考
第 1.15-3 表 代替パラメータによる主要パラメータの推定（2/20）					
分類	主要パラメータ	代替パラメータ※1	推定ケース	代替パラメータ推定方法	
	原子炉圧力	① 主要パラメータの他チャンネル ② 原子炉圧力 (SA) ③ 原子炉水位 (広帯域) ③ 原子炉水位 (燃料域) ③ 原子炉水位 (SA広帯域) ③ 原子炉水位 (SA燃料域) ③ 原子炉圧力容器温度	ケース1 ケース6	① 原子炉圧力の1チャンネルが故障した場合は、他チャンネルにより推定する。 ② 原子炉圧力の監視が不可能となった場合は、原子炉圧力 (SA) により推定する。 ③ 原子炉水位から原子炉圧力容器内が飽和状態にあると想定することで、原子炉圧力容器温度より飽和温度/圧力の関係を利用して原子炉圧力容器内の圧力を推定する。 推定は、主要パラメータの他チャンネルを優先する。	
原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 (SA)	① 主要パラメータの他チャンネル ② 原子炉圧力	ケース1 ケース6	① 原子炉圧力 (SA) の1チャンネルが故障した場合は、他チャンネルにより推定する。 ② 原子炉圧力 (SA) の監視が不可能となった場合は、原子炉圧力により推定する。 ③ 原子炉水位から原子炉圧力容器内が飽和状態にあると想定することで、原子炉圧力容器温度より飽和温度/圧力の関係を利用して原子炉圧力容器内の圧力を推定する。 推定は、主要パラメータの他チャンネルを優先する。	
		③ 原子炉水位 (燃料域) ③ 原子炉水位 (SA広帯域) ③ 原子炉水位 (SA燃料域) ③ 原子炉圧力容器温度			
※1 代替パラメータの番号は優先順位を示す。 ※2 [] は有効監視パラメータ又は常用代替監視パラメータ（耐震性又は耐環境性等はないが、監視可能であれば発電源原子炉施設の状態を把握することが可能な計器）を示す。					
第 1.15-3 表 代替パラメータによる主要パラメータの推定（2/21）					
分類	主要パラメータ	代替パラメータ※1	推定ケース	代替パラメータ推定方法	
	原子炉圧力	① 主要パラメータの他チャンネル ② 原子炉圧力 (SA) ③ 原子炉水位 (広帯域) ③ 原子炉水位 (燃料域) ③ 原子炉水位 (SA広帯域) ③ 原子炉水位 (SA燃料域) ③ 原子炉圧力容器温度	ケース1 ケース6	① 原子炉圧力の1チャンネルが故障した場合は、他チャンネルにより推定する。 ② 原子炉圧力の監視が不可能となった場合は、原子炉圧力 (SA) により推定する。 ③ 原子炉水位から原子炉圧力容器内が飽和状態にあると想定することで、原子炉圧力容器温度より飽和温度/圧力の関係を利用して原子炉圧力容器内の圧力を推定する。 推定は、主要パラメータの他チャンネルを優先する。	
原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 (SA)	① 主要パラメータの他チャンネル ② 原子炉圧力	ケース1 ケース6	① 原子炉圧力 (SA) の1チャンネルが故障した場合は、他チャンネルにより推定する。 ② 原子炉圧力 (SA) の監視が不可能となった場合は、原子炉圧力により推定する。 ③ 原子炉水位から原子炉圧力容器内が飽和状態にあると想定することで、原子炉圧力容器温度より飽和温度/圧力の関係を利用して原子炉圧力容器内の圧力を推定する。 推定は、主要パラメータの他チャンネルを優先する。	
		③ 原子炉水位 (燃料域) ③ 原子炉水位 (SA広帯域) ③ 原子炉水位 (SA燃料域) ③ 原子炉圧力容器温度			
※1 代替パラメータの番号は優先順位を示す。 ※2 [] は有効監視パラメータ又は常用代替監視パラメータ（耐震性又は耐環境性等はないが、監視可能であれば発電源原子炉施設の状態を把握することが可能な計器）を示す。					
					表頁増加

東海第二発電所 設置変更許可申請書 修正前後比較表
 【対象項目：追補1 1.15 事故時の計装に関する手順等】

東海第二発電所 第四回補正申請（平成30年6月27日）時点				修正案	備考
第1.15-3表 代替パラメータによる主要パラメータの推定 (3/20)					
分類	主要パラメータ	代替パラメータ※1	推定ケース	代替パラメータ推定方法	
原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域)		①主要パラメータの他チャナネル ②原子炉水位 (SA広帯域) ②原子炉水位 (SA燃料域)	ケース1	①原子炉水位 (広帯域)、原子炉水位 (燃料域) の1チャナネルが故障した場合は、他チャナネルにより推定する。 ②原子炉水位 (広帯域)、原子炉水位 (SA燃料域) により推定する。	
		③高圧代替注水系統流量 ③低圧代替注水系統流量 (常設ライン用) ③低圧代替注水系統流量 (可稼ライン狭帯域用) ③低圧代替注水系統流量 (可稼ライン用) ③低圧代替注水系統流量 (可稼ライン狭帯域用) ③原子炉隔離時冷却系系統流量 ③残留熱除去系系統流量 ③低圧炉心スプレイ系系統流量 ④原子炉圧力 ④原子炉圧力 (SA) ④サブプレッション・チェンバ圧力	ケース2	③高圧代替注水系統流量、低圧代替注水系統流量 (可稼ライン用)、低圧代替注水系統流量 (可稼ライン狭帯域用)、低圧代替注水系統流量 (可稼ライン用)、低圧代替注水系統流量 (可稼ライン狭帯域用)、高圧炉心スプレイ系系統流量、残留熱除去系系統流量、低圧炉心スプレイ系系統流量のうち機器動作状態にある流量より、崩壊熱による原子炉水位変化量を考慮し、原子炉圧力容器内の水位を推定する。 ④原子炉圧力容器への注水により主蒸気配管より上まで注水し、原子炉圧力、原子炉圧力 (SA) とサブプレッション・チェンバ圧力の差圧から原子炉圧力容器の満水を推定する。 推定は、主要パラメータの他チャナネルを優先する。	
原子炉圧力容器内の水位			ケース15		
※1 代替パラメータの番号は優先順位を示す。 ※2 [] は有効監視パラメータ又は常用代替監視パラメータ (耐震性又は耐環境性等はないが、監視可能であれば発電用原子炉施設の状態を把握することが可能な計器) を示す。					
第1.15-3表 代替パラメータによる主要パラメータの推定 (3/21)					
分類	主要パラメータ	代替パラメータ※1	推定ケース	代替パラメータ推定方法	
原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域)		①主要パラメータの他チャナネル ②原子炉水位 (SA広帯域) ②原子炉水位 (SA燃料域)	ケース1	①原子炉水位 (広帯域)、原子炉水位 (燃料域) の1チャナネルが故障した場合は、他チャナネルにより推定する。 ②原子炉水位 (広帯域)、原子炉水位 (SA燃料域) により推定する。	
		③高圧代替注水系統流量 ③低圧代替注水系統流量 (常設ライン用) ③低圧代替注水系統流量 (可稼ライン狭帯域用) ③低圧代替注水系統流量 (可稼ライン用) ③低圧代替注水系統流量 (可稼ライン狭帯域用) ③原子炉隔離時冷却系系統流量 ③残留熱除去系系統流量 ③低圧炉心スプレイ系系統流量 ④原子炉圧力 ④原子炉圧力 (SA) ④サブプレッション・チェンバ圧力	ケース2	③高圧代替注水系統流量、低圧代替注水系統流量 (可稼ライン用)、低圧代替注水系統流量 (可稼ライン狭帯域用)、低圧代替注水系統流量 (可稼ライン用)、低圧代替注水系統流量 (可稼ライン狭帯域用)、高圧炉心スプレイ系系統流量、残留熱除去系系統流量、低圧炉心スプレイ系系統流量のうち機器動作状態にある流量より、崩壊熱による原子炉水位変化量を考慮し、原子炉圧力容器内の水位を推定する。 ④原子炉圧力容器への注水により主蒸気配管より上まで注水し、原子炉圧力、原子炉圧力 (SA) とサブプレッション・チェンバ圧力の差圧から原子炉圧力容器の満水を推定する。 推定は、主要パラメータの他チャナネルを優先する。	
原子炉圧力容器内の水位			ケース15		
※1 代替パラメータの番号は優先順位を示す。 ※2 [] は有効監視パラメータ又は常用代替監視パラメータ (耐震性又は耐環境性等はないが、監視可能であれば発電用原子炉施設の状態を把握することが可能な計器) を示す。					
					表頁増加

東海第二発電所 設置変更許可申請書 修正前後比較表
 【対象項目：追補1 1.15 事故時の計装に関する手順等】

東海第二発電所 第四回補正申請（平成30年6月27日）時点				修正案	備考
分類	主要パラメータ	代替パラメータ※1	代替パラメータ推定方法	修正案	備考
		推定ケース	推定方法		
原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位（SA広帯域） 原子炉水位（SA燃料域）	①原子炉水位（広帯域） ①原子炉水位（燃料域） ②高圧代替注水系系流量 ②低圧代替注水系系流量（可搬ライン用） ②低圧代替注水系系流量（可搬ライン狭帯域用） ②低圧代替注水系系流量（可搬ライン狭帯域用） ②低圧代替注水系系流量（可搬ライン用） ②低圧代替注水系系流量（可搬ライン狭帯域用） ②代替循環冷却系系流量 ②原子炉隔離時冷却系系流量 ②残留熱除去系系流量 ②低圧炉心スプレイ系系流量	①原子炉水位（SA広帯域）、原子炉水位（SA燃料域）の監視が不可能となった場合は、原子炉水位（広帯域）、原子炉水位（燃料域）により推定する。 ②高圧代替注水系系流量、低圧代替注水系系流量（可搬ライン用）、低圧代替注水系系流量（可搬ライン狭帯域用）、低圧代替注水系系流量（可搬ライン狭帯域用）、低圧代替注水系系流量（可搬ライン用）、低圧代替注水系系流量（可搬ライン狭帯域用）、代替循環冷却系系流量、原子炉隔離時冷却系系流量、高圧炉心スプレイ系系流量、残留熱除去系系流量、低圧炉心スプレイ系系流量のうち機器動作状態にある流量より、崩壊熱による原子炉水位変化量を考慮し、原子炉圧力容器内の水位を推定する。 ③原子炉圧力容器への注水により主蒸気配管より上まで注水し、原子炉圧力、原子炉圧力（SA）とサブプレッジョン・チェンバ圧力の差圧から原子炉圧力容器の満水を推定する。 推定は、原子炉圧力容器内の水位を直接計測する原子炉水位を優先する。	修正案	表頁増加
	推定ケース1 ケース2	推定方法			
原子炉圧力容器内の水位	代替パラメータ※1	代替パラメータ推定方法	推定方法	修正案	備考
	推定ケース	推定方法			
原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位（SA広帯域） 原子炉水位（SA燃料域）	①原子炉水位（広帯域） ①原子炉水位（燃料域） ②高圧代替注水系系流量 ②低圧代替注水系系流量（可搬ライン用） ②低圧代替注水系系流量（可搬ライン狭帯域用） ②低圧代替注水系系流量（可搬ライン用） ②低圧代替注水系系流量（可搬ライン狭帯域用） ②代替循環冷却系系流量 ②原子炉隔離時冷却系系流量 ②残留熱除去系系流量 ②低圧炉心スプレイ系系流量	①原子炉水位（SA広帯域）、原子炉水位（SA燃料域）の監視が不可能となった場合は、原子炉水位（広帯域）、原子炉水位（燃料域）により推定する。 ②高圧代替注水系系流量、低圧代替注水系系流量（可搬ライン用）、低圧代替注水系系流量（可搬ライン狭帯域用）、低圧代替注水系系流量（可搬ライン狭帯域用）、低圧代替注水系系流量（可搬ライン用）、低圧代替注水系系流量（可搬ライン狭帯域用）、代替循環冷却系系流量、原子炉隔離時冷却系系流量、高圧炉心スプレイ系系流量、残留熱除去系系流量、低圧炉心スプレイ系系流量のうち機器動作状態にある流量より、崩壊熱による原子炉水位変化量を考慮し、原子炉圧力容器内の水位を推定する。 ③原子炉圧力容器への注水により主蒸気配管より上まで注水し、原子炉圧力、原子炉圧力（SA）とサブプレッジョン・チェンバ圧力の差圧から原子炉圧力容器の満水を推定する。 推定は、原子炉圧力容器内の水位を直接計測する原子炉水位を優先する。	修正案	表頁増加
	推定ケース1 ケース2	推定方法			
原子炉圧力容器内の水位	代替パラメータ※1	代替パラメータ推定方法	推定方法	修正案	備考
	推定ケース	推定方法			
原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位（SA広帯域） 原子炉水位（SA燃料域）	①原子炉水位（広帯域） ①原子炉水位（燃料域） ②高圧代替注水系系流量 ②低圧代替注水系系流量（可搬ライン用） ②低圧代替注水系系流量（可搬ライン狭帯域用） ②低圧代替注水系系流量（可搬ライン用） ②低圧代替注水系系流量（可搬ライン狭帯域用） ②代替循環冷却系系流量 ②原子炉隔離時冷却系系流量 ②残留熱除去系系流量 ②低圧炉心スプレイ系系流量	①原子炉水位（SA広帯域）、原子炉水位（SA燃料域）の監視が不可能となった場合は、原子炉水位（広帯域）、原子炉水位（燃料域）により推定する。 ②高圧代替注水系系流量、低圧代替注水系系流量（可搬ライン用）、低圧代替注水系系流量（可搬ライン狭帯域用）、低圧代替注水系系流量（可搬ライン狭帯域用）、低圧代替注水系系流量（可搬ライン用）、低圧代替注水系系流量（可搬ライン狭帯域用）、代替循環冷却系系流量、原子炉隔離時冷却系系流量、高圧炉心スプレイ系系流量、残留熱除去系系流量、低圧炉心スプレイ系系流量のうち機器動作状態にある流量より、崩壊熱による原子炉水位変化量を考慮し、原子炉圧力容器内の水位を推定する。 ③原子炉圧力容器への注水により主蒸気配管より上まで注水し、原子炉圧力、原子炉圧力（SA）とサブプレッジョン・チェンバ圧力の差圧から原子炉圧力容器の満水を推定する。 推定は、原子炉圧力容器内の水位を直接計測する原子炉水位を優先する。	修正案	表頁増加
	推定ケース1 ケース2	推定方法			
原子炉圧力容器内の水位	代替パラメータ※1	代替パラメータ推定方法	推定方法	修正案	備考
	推定ケース	推定方法			
原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位（SA広帯域） 原子炉水位（SA燃料域）	①原子炉水位（広帯域） ①原子炉水位（燃料域） ②高圧代替注水系系流量 ②低圧代替注水系系流量（可搬ライン用） ②低圧代替注水系系流量（可搬ライン狭帯域用） ②低圧代替注水系系流量（可搬ライン用） ②低圧代替注水系系流量（可搬ライン狭帯域用） ②代替循環冷却系系流量 ②原子炉隔離時冷却系系流量 ②残留熱除去系系流量 ②低圧炉心スプレイ系系流量	①原子炉水位（SA広帯域）、原子炉水位（SA燃料域）の監視が不可能となった場合は、原子炉水位（広帯域）、原子炉水位（燃料域）により推定する。 ②高圧代替注水系系流量、低圧代替注水系系流量（可搬ライン用）、低圧代替注水系系流量（可搬ライン狭帯域用）、低圧代替注水系系流量（可搬ライン狭帯域用）、低圧代替注水系系流量（可搬ライン用）、低圧代替注水系系流量（可搬ライン狭帯域用）、代替循環冷却系系流量、原子炉隔離時冷却系系流量、高圧炉心スプレイ系系流量、残留熱除去系系流量、低圧炉心スプレイ系系流量のうち機器動作状態にある流量より、崩壊熱による原子炉水位変化量を考慮し、原子炉圧力容器内の水位を推定する。 ③原子炉圧力容器への注水により主蒸気配管より上まで注水し、原子炉圧力、原子炉圧力（SA）とサブプレッジョン・チェンバ圧力の差圧から原子炉圧力容器の満水を推定する。 推定は、原子炉圧力容器内の水位を直接計測する原子炉水位を優先する。	修正案	表頁増加
	推定ケース1 ケース2	推定方法			
原子炉圧力容器内の水位	代替パラメータ※1	代替パラメータ推定方法	推定方法	修正案	備考
	推定ケース	推定方法			

※1 代替パラメータの番号は優先順位を示す。

※2 [] は有効監視パラメータ又は常用代替監視パラメータ（耐震性又は耐環境性等はないが、監視可能であれば発電用原子炉施設の状態を把握することが可能な計器）を示す。

※1 代替パラメータの番号は優先順位を示す。

※2 [] は有効監視パラメータ又は常用代替監視パラメータ（耐震性又は耐環境性等はないが、監視可能であれば発電用原子炉施設の状態を把握することが可能な計器）を示す。

東海第二発電所 設置変更許可申請書 修正前後比較表
 【対象項目：追補1 1.15 事故時の計装に関する手順等】

東海第二発電所 第四回補正申請（平成30年6月27日）時点				修正案	備考
第 1.15-3 表 代替パラメータによる主要パラメータの推定 (5/20)					
分類	主要パラメータ	代替パラメータ※1	推定ケース	代替パラメータ推定方法	
原子炉圧力容器への注水量	高圧代替注水系系統流量	①サブプレッション・プール水位 ②原子炉水位（広帯域） ②原子炉水位（燃料域） ②原子炉水位（SA広帯域） ②原子炉水位（SA燃料域） ③常設高圧代替注水系ポンプ吐出圧力	ケース3	①高圧代替注水系系統流量の監視が不可能となった場合は、水源であるサブプレッション・プール水位の変化により注水量を推定する。 ②注水先の原子炉水位の水位変化により高圧代替注水系系統流量を推定する。 ③高圧代替注水系系統流量の監視が不可能となった場合は、常設高圧代替注水系ポンプ吐出圧力から常設高圧代替注水系ポンプの注水特性を用いて、高圧代替注水系系統流量が確保されていることを推定する。	
	低圧代替注水系原子炉注水流 量（常設ライオン用） 低圧代替注水系原子炉注水流 量（常設ライオン狭帯域用） 低圧代替注水系原子炉注水流 量（可搬ライオン用） 低圧代替注水系原子炉注水流 量（可搬ライオン狭帯域用）	①代替淡水貯槽水位 ①西側淡水貯水設備水位 ②原子炉水位（広帯域） ②原子炉水位（燃料域） ②原子炉水位（SA広帯域） ②原子炉水位（SA燃料域）	ケース3	①低圧代替注水系原子炉注水流（常設ライオン用）、低圧代替注水系原子炉注水流（常設ライオン狭帯域用）、低圧代替注水系原子炉注水流（可搬ライオン用）、低圧代替注水系原子炉注水流（可搬ライオン狭帯域用）の監視が不可能となった場合は、水源である代替淡水貯槽水位又は西側淡水貯水設備水位の変化により注水量を推定する。なお、代替淡水貯槽又は西側淡水貯水設備の補給状況も考慮した上で注水量を推定する。 ②注水先の原子炉水位の水位変化により低圧代替注水系原子炉注水流を推定する。 推定は、環境悪化の影響が小さい代替淡水貯槽水位又は西側淡水貯水設備水位を優先する。	
	代替循環冷却系原子炉注水流 量	①サブプレッション・プール水位 ②原子炉水位（広帯域） ②原子炉水位（燃料域） ②原子炉水位（SA広帯域） ②原子炉水位（SA燃料域） ③代替循環冷却系ポンプ吐出圧力	ケース3	①代替循環冷却系原子炉注水流の監視が不可能となった場合は、水源であるサブプレッション・プール水位の変化により注水量を推定する。 ②注水先の原子炉水位の水位変化により代替循環冷却系原子炉注水流を推定する。 ③代替循環冷却系原子炉注水流の監視が不可能となった場合は、代替循環冷却系ポンプ吐出圧力から代替循環冷却系ポンプの注水特性を用いて、代替循環冷却系原子炉注水流が確保されていることを推定する。	
			ケース7	推定は、水源であるサブプレッション・プール水位を優先する。	
※1 代替パラメータの番号は優先順位を示す。 ※2 [] は有効監視パラメータ又は常用代替監視パラメータ（耐震性又は耐環境性等はないが、監視可能であれば発電用原子炉施設の状態を把握することが可能な計器）を示す。					
第 1.15-3 表 代替パラメータによる主要パラメータの推定 (5/21)					
分類	主要パラメータ	代替パラメータ※1	推定ケース	代替パラメータ推定方法	
原子炉圧力容器への注水量	高圧代替注水系系統流量	①サブプレッション・プール水位 ②原子炉水位（広帯域） ②原子炉水位（燃料域） ②原子炉水位（SA広帯域） ②原子炉水位（SA燃料域） ③常設高圧代替注水系ポンプ吐出圧力	ケース3	①高圧代替注水系系統流量の監視が不可能となった場合は、水源であるサブプレッション・プール水位の変化により注水量を推定する。 ②注水先の原子炉水位の水位変化により高圧代替注水系系統流量を推定する。 ③高圧代替注水系系統流量の監視が不可能となった場合は、常設高圧代替注水系ポンプ吐出圧力から常設高圧代替注水系ポンプの注水特性を用いて、高圧代替注水系系統流量が確保されていることを推定する。	
	低圧代替注水系原子炉注水流 量（常設ライオン用） 低圧代替注水系原子炉注水流 量（常設ライオン狭帯域用） 低圧代替注水系原子炉注水流 量（可搬ライオン用） 低圧代替注水系原子炉注水流 量（可搬ライオン狭帯域用）	①代替淡水貯槽水位 ①西側淡水貯水設備水位 ②原子炉水位（広帯域） ②原子炉水位（燃料域） ②原子炉水位（SA広帯域） ②原子炉水位（SA燃料域）	ケース3	①低圧代替注水系原子炉注水流（常設ライオン用）、低圧代替注水系原子炉注水流（常設ライオン狭帯域用）、低圧代替注水系原子炉注水流（可搬ライオン用）、低圧代替注水系原子炉注水流（可搬ライオン狭帯域用）の監視が不可能となった場合は、水源である代替淡水貯槽水位又は西側淡水貯水設備水位の変化により注水量を推定する。なお、代替淡水貯槽又は西側淡水貯水設備の補給状況も考慮した上で注水量を推定する。 ②注水先の原子炉水位の水位変化により低圧代替注水系原子炉注水流を推定する。 推定は、環境悪化の影響が小さい代替淡水貯槽水位又は西側淡水貯水設備水位を優先する。	
	代替循環冷却系原子炉注水流 量	①サブプレッション・プール水位 ②原子炉水位（広帯域） ②原子炉水位（燃料域） ②原子炉水位（SA広帯域） ②原子炉水位（SA燃料域） ③代替循環冷却系ポンプ吐出圧力	ケース3	①代替循環冷却系原子炉注水流の監視が不可能となった場合は、水源であるサブプレッション・プール水位の変化により注水量を推定する。 ②注水先の原子炉水位の水位変化により代替循環冷却系原子炉注水流を推定する。 ③代替循環冷却系原子炉注水流の監視が不可能となった場合は、代替循環冷却系ポンプ吐出圧力から代替循環冷却系ポンプの注水特性を用いて、代替循環冷却系原子炉注水流が確保されていることを推定する。	
			ケース7	推定は、水源であるサブプレッション・プール水位を優先する。	
※1 代替パラメータの番号は優先順位を示す。 ※2 [] は有効監視パラメータ又は常用代替監視パラメータ（耐震性又は耐環境性等はないが、監視可能であれば発電用原子炉施設の状態を把握することが可能な計器）を示す。					
					表頁増加

東海第二発電所 設置変更許可申請書 修正前後比較表
 【対象項目：追補1 1.15 事故時の計装に関する手順等】

東海第二発電所 第四回補正申請（平成30年6月27日）時点				修正案				備考																																																						
<p>第1.15-3表 代替パラメータによる主要パラメータの推定（6/20）</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>分類</th> <th>主要パラメータ</th> <th>代替パラメータ※1</th> <th>推定ケース</th> <th>代替パラメータ推定方法</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="3">原子炉圧力容器への注水量</td> <td>原子炉隔離時冷却系系統流量</td> <td>①サブプレッジョン・プール水位 ②原子炉水位（広帯域） ②原子炉水位（燃料域） ②原子炉水位（SA広帯域） ②原子炉水位（SA燃料域） ③原子炉隔離時冷却系ポンプ吐出圧力</td> <td>ケース3 ケース7</td> <td>①原子炉隔離時冷却系系統流量の監視が不可能となった場合は、水源であるサブプレッジョン・プール水位の変化により注水量を推定する。 ②注水先の原子炉水位の水位変化により原子炉隔離時冷却系系統流量を推定する。 ③原子炉隔離時冷却系系統流量の監視が不可能となった場合は、原子炉隔離時冷却系ポンプ吐出圧力から原子炉隔離時冷却系ポンプの注水特性を用いて、原子炉隔離時冷却系系統流量が確保されていることを推定する。</td> </tr> <tr> <td>高圧炉心スプレレイ系系統流量</td> <td>①サブプレッジョン・プール水位 ②原子炉水位（広帯域） ②原子炉水位（燃料域） ②原子炉水位（SA広帯域） ②原子炉水位（SA燃料域） ③高圧炉心スプレレイ系ポンプ吐出圧力</td> <td>ケース3 ケース7</td> <td>①高圧炉心スプレレイ系系統流量の監視が不可能となった場合は、水源であるサブプレッジョン・プール水位の変化により注水量を推定する。 ②注水先の原子炉水位の水位変化により高圧炉心スプレレイ系系統流量を推定する。 ③高圧炉心スプレレイ系系統流量の監視が不可能となった場合は、高圧炉心スプレレイ系ポンプ吐出圧力から高圧炉心スプレレイ系ポンプの注水特性を用いて、高圧炉心スプレレイ系系統流量が確保されていることを推定する。</td> </tr> <tr> <td>残留熱除去系系統流量</td> <td>①サブプレッジョン・プール水位 ②原子炉水位（広帯域） ②原子炉水位（燃料域） ②原子炉水位（SA広帯域） ②原子炉水位（SA燃料域） ③残留熱除去系ポンプ吐出圧力</td> <td>ケース3 ケース7</td> <td>①残留熱除去系系統流量の監視が不可能となった場合は、水源であるサブプレッジョン・プール水位の変化により注水量を推定する。 ②注水先の原子炉水位の水位変化により残留熱除去系系統流量を推定する。 ③残留熱除去系系統流量の監視が不可能となった場合は、残留熱除去系ポンプ吐出圧力から残留熱除去系ポンプの注水特性を用いて、残留熱除去系系統流量が確保されていることを推定する。</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">原子炉圧力容器への注水量</td> <td>低圧炉心スプレレイ系系統流量</td> <td>①サブプレッジョン・プール水位 ②原子炉水位（広帯域） ②原子炉水位（燃料域） ②原子炉水位（SA広帯域） ②原子炉水位（SA燃料域） ③低圧炉心スプレレイ系ポンプ吐出圧力</td> <td>ケース3 ケース7</td> <td>①低圧炉心スプレレイ系系統流量の監視が不可能となった場合は、水源であるサブプレッジョン・プール水位の変化により注水量を推定する。 ②注水先の原子炉水位の水位変化により低圧炉心スプレレイ系系統流量を推定する。 ③低圧炉心スプレレイ系系統流量の監視が不可能となった場合は、低圧炉心スプレレイ系ポンプ吐出圧力から低圧炉心スプレレイ系ポンプの注水特性を用いて、低圧炉心スプレレイ系系統流量が確保されていることを推定する。</td> </tr> </tbody> </table> <p>※1 代替パラメータの番号は優先順位を示す。 ※2 [] は有効監視パラメータ又は常用代替監視パラメータ（耐震性又は耐環境性等はないが、監視可能であれば発電用原子炉施設の状態を把握することが可能な計器）を示す。</p>								分類	主要パラメータ	代替パラメータ※1	推定ケース	代替パラメータ推定方法	原子炉圧力容器への注水量	原子炉隔離時冷却系系統流量	①サブプレッジョン・プール水位 ②原子炉水位（広帯域） ②原子炉水位（燃料域） ②原子炉水位（SA広帯域） ②原子炉水位（SA燃料域） ③原子炉隔離時冷却系ポンプ吐出圧力	ケース3 ケース7	①原子炉隔離時冷却系系統流量の監視が不可能となった場合は、水源であるサブプレッジョン・プール水位の変化により注水量を推定する。 ②注水先の原子炉水位の水位変化により原子炉隔離時冷却系系統流量を推定する。 ③原子炉隔離時冷却系系統流量の監視が不可能となった場合は、原子炉隔離時冷却系ポンプ吐出圧力から原子炉隔離時冷却系ポンプの注水特性を用いて、原子炉隔離時冷却系系統流量が確保されていることを推定する。	高圧炉心スプレレイ系系統流量	①サブプレッジョン・プール水位 ②原子炉水位（広帯域） ②原子炉水位（燃料域） ②原子炉水位（SA広帯域） ②原子炉水位（SA燃料域） ③高圧炉心スプレレイ系ポンプ吐出圧力	ケース3 ケース7	①高圧炉心スプレレイ系系統流量の監視が不可能となった場合は、水源であるサブプレッジョン・プール水位の変化により注水量を推定する。 ②注水先の原子炉水位の水位変化により高圧炉心スプレレイ系系統流量を推定する。 ③高圧炉心スプレレイ系系統流量の監視が不可能となった場合は、高圧炉心スプレレイ系ポンプ吐出圧力から高圧炉心スプレレイ系ポンプの注水特性を用いて、高圧炉心スプレレイ系系統流量が確保されていることを推定する。	残留熱除去系系統流量	①サブプレッジョン・プール水位 ②原子炉水位（広帯域） ②原子炉水位（燃料域） ②原子炉水位（SA広帯域） ②原子炉水位（SA燃料域） ③残留熱除去系ポンプ吐出圧力	ケース3 ケース7	①残留熱除去系系統流量の監視が不可能となった場合は、水源であるサブプレッジョン・プール水位の変化により注水量を推定する。 ②注水先の原子炉水位の水位変化により残留熱除去系系統流量を推定する。 ③残留熱除去系系統流量の監視が不可能となった場合は、残留熱除去系ポンプ吐出圧力から残留熱除去系ポンプの注水特性を用いて、残留熱除去系系統流量が確保されていることを推定する。	原子炉圧力容器への注水量	低圧炉心スプレレイ系系統流量	①サブプレッジョン・プール水位 ②原子炉水位（広帯域） ②原子炉水位（燃料域） ②原子炉水位（SA広帯域） ②原子炉水位（SA燃料域） ③低圧炉心スプレレイ系ポンプ吐出圧力	ケース3 ケース7	①低圧炉心スプレレイ系系統流量の監視が不可能となった場合は、水源であるサブプレッジョン・プール水位の変化により注水量を推定する。 ②注水先の原子炉水位の水位変化により低圧炉心スプレレイ系系統流量を推定する。 ③低圧炉心スプレレイ系系統流量の監視が不可能となった場合は、低圧炉心スプレレイ系ポンプ吐出圧力から低圧炉心スプレレイ系ポンプの注水特性を用いて、低圧炉心スプレレイ系系統流量が確保されていることを推定する。	<p>第1.15-3表 代替パラメータによる主要パラメータの推定（6/21）</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>分類</th> <th>主要パラメータ</th> <th>代替パラメータ※1</th> <th>推定ケース</th> <th>代替パラメータ推定方法</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="3">原子炉圧力容器への注水量</td> <td>原子炉隔離時冷却系系統流量</td> <td>①サブプレッジョン・プール水位 ②原子炉水位（広帯域） ②原子炉水位（燃料域） ②原子炉水位（SA広帯域） ②原子炉水位（SA燃料域） ③原子炉隔離時冷却系ポンプ吐出圧力</td> <td>ケース3 ケース7</td> <td>①原子炉隔離時冷却系系統流量の監視が不可能となった場合は、水源であるサブプレッジョン・プール水位の変化により注水量を推定する。 ②注水先の原子炉水位の水位変化により原子炉隔離時冷却系系統流量を推定する。 ③原子炉隔離時冷却系系統流量の監視が不可能となった場合は、原子炉隔離時冷却系ポンプ吐出圧力から原子炉隔離時冷却系ポンプの注水特性を用いて、原子炉隔離時冷却系系統流量が確保されていることを推定する。</td> </tr> <tr> <td>高圧炉心スプレレイ系系統流量</td> <td>①サブプレッジョン・プール水位 ②原子炉水位（広帯域） ②原子炉水位（燃料域） ②原子炉水位（SA広帯域） ②原子炉水位（SA燃料域） ③高圧炉心スプレレイ系ポンプ吐出圧力</td> <td>ケース3 ケース7</td> <td>①高圧炉心スプレレイ系系統流量の監視が不可能となった場合は、水源であるサブプレッジョン・プール水位の変化により注水量を推定する。 ②注水先の原子炉水位の水位変化により高圧炉心スプレレイ系系統流量を推定する。 ③高圧炉心スプレレイ系系統流量の監視が不可能となった場合は、高圧炉心スプレレイ系ポンプ吐出圧力から高圧炉心スプレレイ系ポンプの注水特性を用いて、高圧炉心スプレレイ系系統流量が確保されていることを推定する。</td> </tr> <tr> <td>残留熱除去系系統流量</td> <td>①サブプレッジョン・プール水位 ②原子炉水位（広帯域） ②原子炉水位（燃料域） ②原子炉水位（SA広帯域） ②原子炉水位（SA燃料域） ③残留熱除去系ポンプ吐出圧力</td> <td>ケース3 ケース7</td> <td>①残留熱除去系系統流量の監視が不可能となった場合は、水源であるサブプレッジョン・プール水位の変化により注水量を推定する。 ②注水先の原子炉水位の水位変化により残留熱除去系系統流量を推定する。 ③残留熱除去系系統流量の監視が不可能となった場合は、残留熱除去系ポンプ吐出圧力から残留熱除去系ポンプの注水特性を用いて、残留熱除去系系統流量が確保されていることを推定する。</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">原子炉圧力容器への注水量</td> <td>低圧炉心スプレレイ系系統流量</td> <td>①サブプレッジョン・プール水位 ②原子炉水位（広帯域） ②原子炉水位（燃料域） ②原子炉水位（SA広帯域） ②原子炉水位（SA燃料域） ③低圧炉心スプレレイ系ポンプ吐出圧力</td> <td>ケース3 ケース7</td> <td>①低圧炉心スプレレイ系系統流量の監視が不可能となった場合は、水源であるサブプレッジョン・プール水位の変化により注水量を推定する。 ②注水先の原子炉水位の水位変化により低圧炉心スプレレイ系系統流量を推定する。 ③低圧炉心スプレレイ系系統流量の監視が不可能となった場合は、低圧炉心スプレレイ系ポンプ吐出圧力から低圧炉心スプレレイ系ポンプの注水特性を用いて、低圧炉心スプレレイ系系統流量が確保されていることを推定する。</td> </tr> </tbody> </table> <p>※1 代替パラメータの番号は優先順位を示す。 ※2 [] は有効監視パラメータ又は常用代替監視パラメータ（耐震性又は耐環境性等はないが、監視可能であれば発電用原子炉施設の状態を把握することが可能な計器）を示す。</p>								分類	主要パラメータ	代替パラメータ※1	推定ケース	代替パラメータ推定方法	原子炉圧力容器への注水量	原子炉隔離時冷却系系統流量	①サブプレッジョン・プール水位 ②原子炉水位（広帯域） ②原子炉水位（燃料域） ②原子炉水位（SA広帯域） ②原子炉水位（SA燃料域） ③原子炉隔離時冷却系ポンプ吐出圧力	ケース3 ケース7	①原子炉隔離時冷却系系統流量の監視が不可能となった場合は、水源であるサブプレッジョン・プール水位の変化により注水量を推定する。 ②注水先の原子炉水位の水位変化により原子炉隔離時冷却系系統流量を推定する。 ③原子炉隔離時冷却系系統流量の監視が不可能となった場合は、原子炉隔離時冷却系ポンプ吐出圧力から原子炉隔離時冷却系ポンプの注水特性を用いて、原子炉隔離時冷却系系統流量が確保されていることを推定する。	高圧炉心スプレレイ系系統流量	①サブプレッジョン・プール水位 ②原子炉水位（広帯域） ②原子炉水位（燃料域） ②原子炉水位（SA広帯域） ②原子炉水位（SA燃料域） ③高圧炉心スプレレイ系ポンプ吐出圧力	ケース3 ケース7	①高圧炉心スプレレイ系系統流量の監視が不可能となった場合は、水源であるサブプレッジョン・プール水位の変化により注水量を推定する。 ②注水先の原子炉水位の水位変化により高圧炉心スプレレイ系系統流量を推定する。 ③高圧炉心スプレレイ系系統流量の監視が不可能となった場合は、高圧炉心スプレレイ系ポンプ吐出圧力から高圧炉心スプレレイ系ポンプの注水特性を用いて、高圧炉心スプレレイ系系統流量が確保されていることを推定する。	残留熱除去系系統流量	①サブプレッジョン・プール水位 ②原子炉水位（広帯域） ②原子炉水位（燃料域） ②原子炉水位（SA広帯域） ②原子炉水位（SA燃料域） ③残留熱除去系ポンプ吐出圧力	ケース3 ケース7	①残留熱除去系系統流量の監視が不可能となった場合は、水源であるサブプレッジョン・プール水位の変化により注水量を推定する。 ②注水先の原子炉水位の水位変化により残留熱除去系系統流量を推定する。 ③残留熱除去系系統流量の監視が不可能となった場合は、残留熱除去系ポンプ吐出圧力から残留熱除去系ポンプの注水特性を用いて、残留熱除去系系統流量が確保されていることを推定する。	原子炉圧力容器への注水量	低圧炉心スプレレイ系系統流量	①サブプレッジョン・プール水位 ②原子炉水位（広帯域） ②原子炉水位（燃料域） ②原子炉水位（SA広帯域） ②原子炉水位（SA燃料域） ③低圧炉心スプレレイ系ポンプ吐出圧力	ケース3 ケース7	①低圧炉心スプレレイ系系統流量の監視が不可能となった場合は、水源であるサブプレッジョン・プール水位の変化により注水量を推定する。 ②注水先の原子炉水位の水位変化により低圧炉心スプレレイ系系統流量を推定する。 ③低圧炉心スプレレイ系系統流量の監視が不可能となった場合は、低圧炉心スプレレイ系ポンプ吐出圧力から低圧炉心スプレレイ系ポンプの注水特性を用いて、低圧炉心スプレレイ系系統流量が確保されていることを推定する。	表頁増加
分類	主要パラメータ	代替パラメータ※1	推定ケース	代替パラメータ推定方法																																																										
原子炉圧力容器への注水量	原子炉隔離時冷却系系統流量	①サブプレッジョン・プール水位 ②原子炉水位（広帯域） ②原子炉水位（燃料域） ②原子炉水位（SA広帯域） ②原子炉水位（SA燃料域） ③原子炉隔離時冷却系ポンプ吐出圧力	ケース3 ケース7	①原子炉隔離時冷却系系統流量の監視が不可能となった場合は、水源であるサブプレッジョン・プール水位の変化により注水量を推定する。 ②注水先の原子炉水位の水位変化により原子炉隔離時冷却系系統流量を推定する。 ③原子炉隔離時冷却系系統流量の監視が不可能となった場合は、原子炉隔離時冷却系ポンプ吐出圧力から原子炉隔離時冷却系ポンプの注水特性を用いて、原子炉隔離時冷却系系統流量が確保されていることを推定する。																																																										
	高圧炉心スプレレイ系系統流量	①サブプレッジョン・プール水位 ②原子炉水位（広帯域） ②原子炉水位（燃料域） ②原子炉水位（SA広帯域） ②原子炉水位（SA燃料域） ③高圧炉心スプレレイ系ポンプ吐出圧力	ケース3 ケース7	①高圧炉心スプレレイ系系統流量の監視が不可能となった場合は、水源であるサブプレッジョン・プール水位の変化により注水量を推定する。 ②注水先の原子炉水位の水位変化により高圧炉心スプレレイ系系統流量を推定する。 ③高圧炉心スプレレイ系系統流量の監視が不可能となった場合は、高圧炉心スプレレイ系ポンプ吐出圧力から高圧炉心スプレレイ系ポンプの注水特性を用いて、高圧炉心スプレレイ系系統流量が確保されていることを推定する。																																																										
	残留熱除去系系統流量	①サブプレッジョン・プール水位 ②原子炉水位（広帯域） ②原子炉水位（燃料域） ②原子炉水位（SA広帯域） ②原子炉水位（SA燃料域） ③残留熱除去系ポンプ吐出圧力	ケース3 ケース7	①残留熱除去系系統流量の監視が不可能となった場合は、水源であるサブプレッジョン・プール水位の変化により注水量を推定する。 ②注水先の原子炉水位の水位変化により残留熱除去系系統流量を推定する。 ③残留熱除去系系統流量の監視が不可能となった場合は、残留熱除去系ポンプ吐出圧力から残留熱除去系ポンプの注水特性を用いて、残留熱除去系系統流量が確保されていることを推定する。																																																										
原子炉圧力容器への注水量	低圧炉心スプレレイ系系統流量	①サブプレッジョン・プール水位 ②原子炉水位（広帯域） ②原子炉水位（燃料域） ②原子炉水位（SA広帯域） ②原子炉水位（SA燃料域） ③低圧炉心スプレレイ系ポンプ吐出圧力	ケース3 ケース7	①低圧炉心スプレレイ系系統流量の監視が不可能となった場合は、水源であるサブプレッジョン・プール水位の変化により注水量を推定する。 ②注水先の原子炉水位の水位変化により低圧炉心スプレレイ系系統流量を推定する。 ③低圧炉心スプレレイ系系統流量の監視が不可能となった場合は、低圧炉心スプレレイ系ポンプ吐出圧力から低圧炉心スプレレイ系ポンプの注水特性を用いて、低圧炉心スプレレイ系系統流量が確保されていることを推定する。																																																										
	分類	主要パラメータ	代替パラメータ※1	推定ケース	代替パラメータ推定方法																																																									
	原子炉圧力容器への注水量	原子炉隔離時冷却系系統流量	①サブプレッジョン・プール水位 ②原子炉水位（広帯域） ②原子炉水位（燃料域） ②原子炉水位（SA広帯域） ②原子炉水位（SA燃料域） ③原子炉隔離時冷却系ポンプ吐出圧力	ケース3 ケース7	①原子炉隔離時冷却系系統流量の監視が不可能となった場合は、水源であるサブプレッジョン・プール水位の変化により注水量を推定する。 ②注水先の原子炉水位の水位変化により原子炉隔離時冷却系系統流量を推定する。 ③原子炉隔離時冷却系系統流量の監視が不可能となった場合は、原子炉隔離時冷却系ポンプ吐出圧力から原子炉隔離時冷却系ポンプの注水特性を用いて、原子炉隔離時冷却系系統流量が確保されていることを推定する。																																																									
高圧炉心スプレレイ系系統流量		①サブプレッジョン・プール水位 ②原子炉水位（広帯域） ②原子炉水位（燃料域） ②原子炉水位（SA広帯域） ②原子炉水位（SA燃料域） ③高圧炉心スプレレイ系ポンプ吐出圧力	ケース3 ケース7	①高圧炉心スプレレイ系系統流量の監視が不可能となった場合は、水源であるサブプレッジョン・プール水位の変化により注水量を推定する。 ②注水先の原子炉水位の水位変化により高圧炉心スプレレイ系系統流量を推定する。 ③高圧炉心スプレレイ系系統流量の監視が不可能となった場合は、高圧炉心スプレレイ系ポンプ吐出圧力から高圧炉心スプレレイ系ポンプの注水特性を用いて、高圧炉心スプレレイ系系統流量が確保されていることを推定する。																																																										
残留熱除去系系統流量		①サブプレッジョン・プール水位 ②原子炉水位（広帯域） ②原子炉水位（燃料域） ②原子炉水位（SA広帯域） ②原子炉水位（SA燃料域） ③残留熱除去系ポンプ吐出圧力	ケース3 ケース7	①残留熱除去系系統流量の監視が不可能となった場合は、水源であるサブプレッジョン・プール水位の変化により注水量を推定する。 ②注水先の原子炉水位の水位変化により残留熱除去系系統流量を推定する。 ③残留熱除去系系統流量の監視が不可能となった場合は、残留熱除去系ポンプ吐出圧力から残留熱除去系ポンプの注水特性を用いて、残留熱除去系系統流量が確保されていることを推定する。																																																										
原子炉圧力容器への注水量	低圧炉心スプレレイ系系統流量	①サブプレッジョン・プール水位 ②原子炉水位（広帯域） ②原子炉水位（燃料域） ②原子炉水位（SA広帯域） ②原子炉水位（SA燃料域） ③低圧炉心スプレレイ系ポンプ吐出圧力	ケース3 ケース7	①低圧炉心スプレレイ系系統流量の監視が不可能となった場合は、水源であるサブプレッジョン・プール水位の変化により注水量を推定する。 ②注水先の原子炉水位の水位変化により低圧炉心スプレレイ系系統流量を推定する。 ③低圧炉心スプレレイ系系統流量の監視が不可能となった場合は、低圧炉心スプレレイ系ポンプ吐出圧力から低圧炉心スプレレイ系ポンプの注水特性を用いて、低圧炉心スプレレイ系系統流量が確保されていることを推定する。																																																										

東海第二発電所 設置変更許可申請書 修正前後比較表
 【対象項目：追補1 1.15 事故時の計装に関する手順等】

東海第二発電所 第四回補正申請（平成30年6月27日）時点				修正案	備考
第1.15-3表 代替パラメータによる主要パラメータの推定（7/20）					
分類	主要パラメータ	代替パラメータ※1	推定ケース	代替パラメータ推定方法	
原子炉格納容器への注水量	低圧代替注水系統格納容器スプレィ流量（常設ライン用） 低圧代替注水系統格納容器スプレィ流量（可搬ライン用）	①代替淡水貯槽水位 ①西側淡水貯水設備水位 ②サブプレッジョン・プール水位	ケース3	①低圧代替注水系統格納容器スプレィ流量（常設ライン用）、低圧代替注水系統格納容器スプレィ流量（可搬ライン用）の監視が不可能となった場合は、水源である代替淡水貯槽水位又は西側淡水貯水設備水位により注水量を推定する。なお、代替淡水貯槽又は西側淡水貯水設備の補給状況も考慮した上で注水量を推定する。 ②注水先のサブプレッジョン・プール水位の変化により低圧代替注水系統格納容器スプレィ流量（常設ライン用）、低圧代替注水系統格納容器スプレィ流量（可搬ライン用）を推定する。 推定は、環境悪化の影響が小さい代替淡水貯槽水位又は西側淡水貯水設備水位を優先する。	
	低圧代替注水系統格納容器下部注水流量	①代替淡水貯槽水位 ①西側淡水貯水設備水位 ②格納容器下部水位	ケース3	①低圧代替注水系統格納容器下部注水流量の監視が不可能となった場合は、水源である代替淡水貯槽水位又は西側淡水貯水設備水位の変化により注水量を推定する。なお、代替淡水貯槽又は西側淡水貯水設備の補給状況も考慮した上で注水量を推定する。 ②注水先の格納容器下部水位の変化により低圧代替注水系統格納容器下部注水流量を推定する。 推定は、環境悪化の影響が小さい代替淡水貯槽水位又は西側淡水貯水設備水位を優先する。	
原子炉格納容器内の温度	ドライウエル雰囲気温度	①主要パラメータの他チャンネル ②ドライウエル圧力 ③サブプレッジョン・チェンバ圧力	ケース1 ケース6	①ドライウエル雰囲気温度の1 チャンネルが故障した場合は、他チャンネルにより推定する。 ②ドライウエル雰囲気温度の監視が不可能となった場合は、飽和温度/圧力の関係を利用してドライウエル圧力によりドライウエル雰囲気温度を推定する。 ③サブプレッジョン・チェンバ圧力により、上記②と同様にドライウエル雰囲気温度を推定する。 推定は、主要パラメータの他チャンネルを優先する。	
	サブプレッジョン・チェンバ雰囲気温度	①主要パラメータの他チャンネル ②サブプレッジョン・プール水温度 ③サブプレッジョン・チェンバ圧力	ケース1 ケース6	①サブプレッジョン・チェンバ雰囲気温度の1 チャンネルが故障した場合は、他チャンネルにより推定する。 ②サブプレッジョン・チェンバ雰囲気温度の監視が不可能となった場合は、サブプレッジョン・プール水温度によりサブプレッジョン・チェンバ雰囲気温度を推定する。 ③飽和温度/圧力の関係を利用してサブプレッジョン・チェンバ圧力によりサブプレッジョン・チェンバ雰囲気温度を推定する。 推定は、主要パラメータの他チャンネルを優先する。	次頁へ移行
※1 代替パラメータの番号は優先順位を示す。 ※2 [] は有効監視パラメータ又は常用代替監視パラメータ（耐震性又は耐環境性等はないが、監視可能であれば発電用原子炉施設の状態を把握することが可能な計器）を示す					
第1.15-3表 代替パラメータによる主要パラメータの推定（7/21）					
分類	主要パラメータ	代替パラメータ※1	推定ケース	代替パラメータ推定方法	
原子炉格納容器への注水量	低圧代替注水系統格納容器スプレィ流量（常設ライン用） 低圧代替注水系統格納容器スプレィ流量（可搬ライン用）	①代替淡水貯槽水位 ①西側淡水貯水設備水位 ②サブプレッジョン・プール水位	ケース3	①低圧代替注水系統格納容器スプレィ流量（常設ライン用）、低圧代替注水系統格納容器スプレィ流量（可搬ライン用）の監視が不可能となった場合は、水源である代替淡水貯槽水位又は西側淡水貯水設備水位により注水量を推定する。なお、代替淡水貯槽又は西側淡水貯水設備の補給状況も考慮した上で注水量を推定する。 ②注水先のサブプレッジョン・プール水位の変化により低圧代替注水系統格納容器スプレィ流量（常設ライン用）、低圧代替注水系統格納容器スプレィ流量（可搬ライン用）を推定する。 推定は、環境悪化の影響が小さい代替淡水貯槽水位又は西側淡水貯水設備水位を優先する。	
	低圧代替注水系統格納容器下部注水流量	①代替淡水貯槽水位 ①西側淡水貯水設備水位 ②格納容器下部水位	ケース3	①低圧代替注水系統格納容器下部注水流量の監視が不可能となった場合は、水源である代替淡水貯槽水位又は西側淡水貯水設備水位の変化により注水量を推定する。なお、代替淡水貯槽又は西側淡水貯水設備の補給状況も考慮した上で注水量を推定する。 ②注水先の格納容器下部水位の変化により低圧代替注水系統格納容器下部注水流量を推定する。 推定は、環境悪化の影響が小さい代替淡水貯槽水位又は西側淡水貯水設備水位を優先する。	
原子炉格納容器内の温度	ドライウエル雰囲気温度	①主要パラメータの他チャンネル ②ドライウエル圧力 ③サブプレッジョン・チェンバ圧力	ケース1 ケース6	①ドライウエル雰囲気温度の1 チャンネルが故障した場合は、他チャンネルにより推定する。 ②ドライウエル雰囲気温度の監視が不可能となった場合は、飽和温度/圧力の関係を利用してドライウエル圧力によりドライウエル雰囲気温度を推定する。 ③サブプレッジョン・チェンバ圧力により、上記②と同様にドライウエル雰囲気温度を推定する。 推定は、主要パラメータの他チャンネルを優先する。	
	サブプレッジョン・チェンバ雰囲気温度	①主要パラメータの他チャンネル ②サブプレッジョン・プール水温度 ③サブプレッジョン・チェンバ圧力	ケース1 ケース6	①サブプレッジョン・チェンバ雰囲気温度の1 チャンネルが故障した場合は、他チャンネルにより推定する。 ②サブプレッジョン・チェンバ雰囲気温度の監視が不可能となった場合は、サブプレッジョン・プール水温度によりサブプレッジョン・チェンバ雰囲気温度を推定する。 ③飽和温度/圧力の関係を利用してサブプレッジョン・チェンバ圧力によりサブプレッジョン・チェンバ雰囲気温度を推定する。 推定は、主要パラメータの他チャンネルを優先する。	
※1 代替パラメータの番号は優先順位を示す。 ※2 [] は有効監視パラメータ又は常用代替監視パラメータ（耐震性又は耐環境性等はないが、監視可能であれば発電用原子炉施設の状態を把握することが可能な計器）を示す					

表頁増加
抽出リストB-9

東海第二発電所 設置変更許可申請書 修正前後比較表
 【対象項目：追補1 1.15 事故時の計装に関する手順等】

東海第二発電所 第四回補正申請（平成30年6月27日）時点				修正案	備考
第 1.15-3 表 代替パラメータによる主要パラメータの推定 (8/20)					
分類	主要パラメータ	代替パラメータ※1	推定ケース	代替パラメータ推定方法	
原子炉格納容器内の温度	サブプレッション・プール水温度	①主要パラメータの他チャヤンネル ②サブプレッション・チェンバ爆囲気温度	ケース1	①サブプレッション・プール水温度の1チャヤンネルが故障した場合は、他チャヤンネルにより推定する。 ②サブプレッション・プール水温度の監視が不可能となった場合は、サブプレッション・チェンバ爆囲気温度によりサブプレッション・プール水温度を推定する。 推定は、主要パラメータの他チャヤンネルを優先する。	
	格納容器下部水温	①主要パラメータの他チャヤンネル	ケース1	①格納容器下部水温の1チャヤンネルが故障した場合は、他チャヤンネルにより推定する。 <RPV破損判断基準> ベデスタル底部に温度計を設置し、指示値の上昇又は喪失によりRPV破損検知に用いる。 デブリの落下、堆積挙動の不確かさを考慮して等間隔で計5個（予備1個含む）設置し、RPV破損の早期判断の観点から、2個以上が上昇傾向（デブリ落下による水温上昇）又はダウンスケール（温度計の溶融による短絡又は導通）となった場合に、RPV破損を判断する。 <ベデスタル満水注水判断基準> ベデスタル底面から0.2mの高さに温度計を設置し、0.2m以上のデブリ堆積有無を検知し、ベデスタル満水までの注水可否を判断する。また、指示値の上昇又は喪失により、RPV破損検知に用いる。 デブリの落下、堆積挙動の不確かさを考慮して等間隔で計5個（予備1個含む）設置し、十分な量のデブリ堆積検知の観点から、3個以上がオーバースケール（デブリの接触による温度上昇）又はダウンスケール（温度計の溶融による短絡又は導通）した場合には、ベデスタル満水までの注水を判断する。	
※1 代替パラメータの番号は優先順位を示す。 ※2 [] は有効監視パラメータ又は常用代替監視パラメータ（耐震性又は耐環境性等はないが、監視可能であれば発電用原子炉施設の状態を把握することが可能な計器）を示す。					
第 1.15-3 表 代替パラメータによる主要パラメータの推定 (8/21)					
分類	主要パラメータ	代替パラメータ※1	推定ケース	代替パラメータ推定方法	
原子炉格納容器内の温度	サブプレッション・チェンバ爆囲気温度	①主要パラメータの他チャヤンネル ②サブプレッション・プール水温度 ③サブプレッション・チェンバ圧力	ケース1 ケース6	①サブプレッション・チェンバ爆囲気温度の1チャヤンネルが故障した場合は、他チャヤンネルにより推定する。 ②サブプレッション・チェンバ爆囲気温度の監視が不可能となった場合は、サブプレッション・プール水温度によりサブプレッション・チェンバ爆囲気温度を推定する。 ③飽和温度/圧力の関係を利用してサブプレッション・チェンバ圧力によりサブプレッション・チェンバ爆囲気温度を推定する。 推定は、主要パラメータの他チャヤンネルを優先する。	前頁より移行
	格納容器下部水温	①主要パラメータの他チャヤンネル ②サブプレッション・チェンバ爆囲気温度	ケース1	①サブプレッション・プール水温度の1チャヤンネルが故障した場合は、他チャヤンネルにより推定する。 ②サブプレッション・プール水温度の監視が不可能となった場合は、サブプレッション・チェンバ爆囲気温度によりサブプレッション・プール水温度を推定する。 推定は、主要パラメータの他チャヤンネルを優先する。	
※1 代替パラメータの番号は優先順位を示す。 ※2 [] は有効監視パラメータ又は常用代替監視パラメータ（耐震性又は耐環境性等はないが、監視可能であれば発電用原子炉施設の状態を把握することが可能な計器）を示す。					
					表頁増加

東海第二発電所 設置変更許可申請書 修正前後比較表
 【対象項目：追補1 1.15 事故時の計装に関する手順等】

東海第二発電所 第四回補正申請（平成30年6月27日）時点				修正案				備考
第1.15-3表 代替パラメータによる主要パラメータの推定（9/20）								表頁増加
分類	主要パラメータ	代替パラメータ※1	推定ケース	代替パラメータ推定方法				
原子炉格納容器内の圧力	ドライウエル圧力	①サブプレッション・チェンバ圧力 ②ドライウエル雰囲気温度 ③ [ドライウエル圧力] ※2	ケース1 ケース6 ケース1	①ドライウエル圧力の監視が不可能となった場合は、サブプレッション・チェンバ圧力により推定する。 ②飽和温度/圧力の関係を利用してドライウエル雰囲気温度によりドライウエル圧力を推定する。 ③監視可能であればドライウエル圧力（常用代替監視パラメータ）により、圧力を推定する。真空破壊装置、ベント管を介して均圧されるサブプレッション・チェンバ圧力を優先する。				
	サブプレッション・チェンバ圧力	①ドライウエル圧力 ②サブプレッション・チェンバ雰囲気温度 ③ [サブプレッション・チェンバ圧力] ※2	ケース1 ケース6 ケース1	①サブプレッション・チェンバ圧力の監視が不可能となった場合は、ドライウエル圧力により推定する。 ②飽和温度/圧力の関係を利用してサブプレッション・チェンバ雰囲気温度によりサブプレッション・チェンバ圧力を推定する。 ③監視可能であればサブプレッション・チェンバ圧力（常用代替監視パラメータ）により、圧力を推定する。真空破壊装置、ベント管を介して均圧されるドライウエル圧力を優先する。				
※1 代替パラメータの番号は優先順位を示す。 ※2 [] は有効監視パラメータ又は常用代替監視パラメータ（耐震性又は耐環境性等はないが、監視可能であれば発電用原子炉施設の状態を把握することが可能な計器）を示す。								
第1.15-3表 代替パラメータによる主要パラメータの推定（9/21）								表頁増加
分類	主要パラメータ	代替パラメータ※1	推定ケース	代替パラメータ推定方法				
原子炉格納容器内の圧力	ドライウエル圧力	①サブプレッション・チェンバ圧力 ②ドライウエル雰囲気温度 ③ [ドライウエル圧力] ※2	ケース1 ケース6 ケース1	①ドライウエル圧力の監視が不可能となった場合は、サブプレッション・チェンバ圧力により推定する。 ②飽和温度/圧力の関係を利用してドライウエル雰囲気温度によりドライウエル圧力を推定する。 ③監視可能であればドライウエル圧力（常用代替監視パラメータ）により、圧力を推定する。真空破壊装置、ベント管を介して均圧されるサブプレッション・チェンバ圧力を優先する。				
	サブプレッション・チェンバ圧力	①ドライウエル圧力 ②サブプレッション・チェンバ雰囲気温度 ③ [サブプレッション・チェンバ圧力] ※2	ケース1 ケース6 ケース1	①サブプレッション・チェンバ圧力の監視が不可能となった場合は、ドライウエル圧力により推定する。 ②飽和温度/圧力の関係を利用してサブプレッション・チェンバ雰囲気温度によりサブプレッション・チェンバ圧力を推定する。 ③監視可能であればサブプレッション・チェンバ圧力（常用代替監視パラメータ）により、圧力を推定する。真空破壊装置、ベント管を介して均圧されるドライウエル圧力を優先する。				
※1 代替パラメータの番号は優先順位を示す。 ※2 [] は有効監視パラメータ又は常用代替監視パラメータ（耐震性又は耐環境性等はないが、監視可能であれば発電用原子炉施設の状態を把握することが可能な計器）を示す。								

東海第二発電所 設置変更許可申請書 修正前後比較表
 【対象項目：追補1 1.15 事故時の計装に関する手順等】

東海第二発電所 第四回補正申請（平成30年6月27日）時点			修正案	備考																										
<p>第 1.15-3 表 代替パラメータによる主要パラメータの推定（10/20）</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>分類</th> <th>主要パラメータ</th> <th>代替パラメータ※1</th> <th>推定ケース</th> <th>代替パラメータ推定方法</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="2">原子格納容器内の水位</td> <td>サブプレッション・プール水位</td> <td>①低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン用） ①低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン狭帯域用） ①低圧代替注水系原子炉注水流量（可搬ライン用） ①低圧代替注水系原子炉注水流量（可搬ライン用） ①低圧代替注水系原子炉注水流量（可搬ライン狭帯域用） ①低圧代替注水系格納容器スプレイ流量（常設ライン用） ①低圧代替注水系格納容器スプレイ流量（可搬ライン用）</td> <td>ケース 2</td> <td>①サブプレッション・プール水位の監視が不可能となった場合は、低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン用）、低圧代替注水系原子炉注水流量（可搬ライン用）、低圧代替注水系原子炉注水流量（可搬ライン狭帯域用）及び低圧代替注水系格納容器スプレイ流量（可搬ライン用）並びに低圧代替注水系格納容器下部注水流量の注水量により、サブプレッション・プール水位を推定する。 ②水源である代替淡水貯槽水位又は西側淡水貯槽水位の変化により、サブプレッション・プール水位を推定する。なお、代替淡水貯槽又は西側淡水貯槽の補給状況も考慮した上で注水量を推定する。 ＜ベント判断基準＞ サブプレッション・プール水位不明時は、上記①又は②の推定方法により、注水量及び水源の水位変化から算出した水量が全てサブプレッション・チェンバへ移行する場を想定しており、サブプレッション・プール水位の計測目的から考えると保守的な評価となり問題ないことから、推定した値からベント実施判断基準であるサブプレッション・プール通常水位+6.5m（ベントライン下端から-1.64m）の到達確認をもつて、ベントを実施する。 ③ドラワイエル圧力とサブプレッション・チェンバ圧力の差圧によりサブプレッション・プール水位を推定する。</td> </tr> <tr> <td>原子格納容器内の水位</td> <td>①低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン用） ①低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン狭帯域用） ①低圧代替注水系原子炉注水流量（可搬ライン用） ①低圧代替注水系原子炉注水流量（可搬ライン狭帯域用） ①低圧代替注水系格納容器下部注水流量 ②西側淡水貯槽水位 ③ドラワイエル圧力 ③サブプレッション・チェンバ圧力</td> <td>ケース 8</td> <td>推定は、注水先に近い低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン用）、低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン狭帯域用）、低圧代替注水系原子炉注水流量（可搬ライン用）、低圧代替注水系原子炉注水流量（可搬ライン狭帯域用）及び低圧代替注水系格納容器スプレイ流量（可搬ライン用）、並びに低圧代替注水系格納容器下部注水流量を優先する。</td> </tr> </tbody> </table> <p>※1 代替パラメータの番号は優先順位を示す。 ※2 [] は有効監視パラメータ又は常用代替監視パラメータ（耐震性又は耐環境性等はないが、監視可能であれば発電用原子炉施設の状態を把握することが可能な計器）を示す。</p>	分類	主要パラメータ	代替パラメータ※1	推定ケース	代替パラメータ推定方法	原子格納容器内の水位	サブプレッション・プール水位	①低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン用） ①低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン狭帯域用） ①低圧代替注水系原子炉注水流量（可搬ライン用） ①低圧代替注水系原子炉注水流量（可搬ライン用） ①低圧代替注水系原子炉注水流量（可搬ライン狭帯域用） ①低圧代替注水系格納容器スプレイ流量（常設ライン用） ①低圧代替注水系格納容器スプレイ流量（可搬ライン用）	ケース 2	①サブプレッション・プール水位の監視が不可能となった場合は、低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン用）、低圧代替注水系原子炉注水流量（可搬ライン用）、低圧代替注水系原子炉注水流量（可搬ライン狭帯域用）及び低圧代替注水系格納容器スプレイ流量（可搬ライン用）並びに低圧代替注水系格納容器下部注水流量の注水量により、サブプレッション・プール水位を推定する。 ②水源である代替淡水貯槽水位又は西側淡水貯槽水位の変化により、サブプレッション・プール水位を推定する。なお、代替淡水貯槽又は西側淡水貯槽の補給状況も考慮した上で注水量を推定する。 ＜ベント判断基準＞ サブプレッション・プール水位不明時は、上記①又は②の推定方法により、注水量及び水源の水位変化から算出した水量が全てサブプレッション・チェンバへ移行する場を想定しており、サブプレッション・プール水位の計測目的から考えると保守的な評価となり問題ないことから、推定した値からベント実施判断基準であるサブプレッション・プール通常水位+6.5m（ベントライン下端から-1.64m）の到達確認をもつて、ベントを実施する。 ③ドラワイエル圧力とサブプレッション・チェンバ圧力の差圧によりサブプレッション・プール水位を推定する。	原子格納容器内の水位	①低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン用） ①低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン狭帯域用） ①低圧代替注水系原子炉注水流量（可搬ライン用） ①低圧代替注水系原子炉注水流量（可搬ライン狭帯域用） ①低圧代替注水系格納容器下部注水流量 ②西側淡水貯槽水位 ③ドラワイエル圧力 ③サブプレッション・チェンバ圧力	ケース 8	推定は、注水先に近い低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン用）、低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン狭帯域用）、低圧代替注水系原子炉注水流量（可搬ライン用）、低圧代替注水系原子炉注水流量（可搬ライン狭帯域用）及び低圧代替注水系格納容器スプレイ流量（可搬ライン用）、並びに低圧代替注水系格納容器下部注水流量を優先する。	<p>第 1.15-3 表 代替パラメータによる主要パラメータの推定（10/21）</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>分類</th> <th>主要パラメータ</th> <th>代替パラメータ※1</th> <th>推定ケース</th> <th>代替パラメータ推定方法</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="2">原子格納容器内の水位</td> <td>サブプレッション・プール水位</td> <td>①低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン用） ①低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン狭帯域用） ①低圧代替注水系原子炉注水流量（可搬ライン用） ①低圧代替注水系原子炉注水流量（可搬ライン狭帯域用） ①低圧代替注水系格納容器スプレイ流量（常設ライン用） ①低圧代替注水系格納容器スプレイ流量（可搬ライン用） ②代替淡水貯槽水位 ②西側淡水貯槽水位 ③ドラワイエル圧力 ③サブプレッション・チェンバ圧力</td> <td>ケース 2</td> <td>①サブプレッション・プール水位の監視が不可能となった場合は、低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン用）、低圧代替注水系原子炉注水流量（可搬ライン用）、低圧代替注水系原子炉注水流量（可搬ライン狭帯域用）及び低圧代替注水系格納容器スプレイ流量（常設ライン用）並びに低圧代替注水系格納容器下部注水流量の注水量により、サブプレッション・プール水位を推定する。 ②水源である代替淡水貯槽水位又は西側淡水貯槽水位の変化により、サブプレッション・プール水位を推定する。なお、代替淡水貯槽又は西側淡水貯槽の補給状況も考慮した上で注水量を推定する。 ＜ベント判断基準＞ サブプレッション・プール水位不明時は、上記①又は②の推定方法により、注水量及び水源の水位変化から算出した水量が全てサブプレッション・チェンバへ移行する場を想定しており、サブプレッション・プール水位の計測目的から考えると保守的な評価となり問題ないことから、推定した値からベント実施判断基準であるサブプレッション・プール通常水位+6.5m（ベントライン下端から-1.64m）の到達確認をもつて、ベントを実施する。 ③ドラワイエル圧力とサブプレッション・チェンバ圧力の差圧によりサブプレッション・プール水位を推定する。</td> </tr> <tr> <td>原子格納容器内の水位</td> <td>①低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン用） ①低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン狭帯域用） ①低圧代替注水系原子炉注水流量（可搬ライン用） ①低圧代替注水系原子炉注水流量（可搬ライン狭帯域用） ①低圧代替注水系格納容器スプレイ流量（常設ライン用） ①低圧代替注水系格納容器スプレイ流量（可搬ライン用） ②代替淡水貯槽水位 ②西側淡水貯槽水位 ③ドラワイエル圧力 ③サブプレッション・チェンバ圧力</td> <td>ケース 8</td> <td>推定は、注水先に近い低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン用）、低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン狭帯域用）、低圧代替注水系原子炉注水流量（可搬ライン用）、低圧代替注水系原子炉注水流量（可搬ライン狭帯域用）及び低圧代替注水系格納容器スプレイ流量（可搬ライン用）、並びに低圧代替注水系格納容器下部注水流量を優先する。</td> </tr> </tbody> </table> <p>※1 代替パラメータの番号は優先順位を示す。 ※2 [] は有効監視パラメータ又は常用代替監視パラメータ（耐震性又は耐環境性等はないが、監視可能であれば発電用原子炉施設の状態を把握することが可能な計器）を示す。</p>	分類	主要パラメータ	代替パラメータ※1	推定ケース	代替パラメータ推定方法	原子格納容器内の水位	サブプレッション・プール水位	①低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン用） ①低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン狭帯域用） ①低圧代替注水系原子炉注水流量（可搬ライン用） ①低圧代替注水系原子炉注水流量（可搬ライン狭帯域用） ①低圧代替注水系格納容器スプレイ流量（常設ライン用） ①低圧代替注水系格納容器スプレイ流量（可搬ライン用） ②代替淡水貯槽水位 ②西側淡水貯槽水位 ③ドラワイエル圧力 ③サブプレッション・チェンバ圧力	ケース 2	①サブプレッション・プール水位の監視が不可能となった場合は、低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン用）、低圧代替注水系原子炉注水流量（可搬ライン用）、低圧代替注水系原子炉注水流量（可搬ライン狭帯域用）及び低圧代替注水系格納容器スプレイ流量（常設ライン用）並びに低圧代替注水系格納容器下部注水流量の注水量により、サブプレッション・プール水位を推定する。 ②水源である代替淡水貯槽水位又は西側淡水貯槽水位の変化により、サブプレッション・プール水位を推定する。なお、代替淡水貯槽又は西側淡水貯槽の補給状況も考慮した上で注水量を推定する。 ＜ベント判断基準＞ サブプレッション・プール水位不明時は、上記①又は②の推定方法により、注水量及び水源の水位変化から算出した水量が全てサブプレッション・チェンバへ移行する場を想定しており、サブプレッション・プール水位の計測目的から考えると保守的な評価となり問題ないことから、推定した値からベント実施判断基準であるサブプレッション・プール通常水位+6.5m（ベントライン下端から-1.64m）の到達確認をもつて、ベントを実施する。 ③ドラワイエル圧力とサブプレッション・チェンバ圧力の差圧によりサブプレッション・プール水位を推定する。	原子格納容器内の水位	①低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン用） ①低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン狭帯域用） ①低圧代替注水系原子炉注水流量（可搬ライン用） ①低圧代替注水系原子炉注水流量（可搬ライン狭帯域用） ①低圧代替注水系格納容器スプレイ流量（常設ライン用） ①低圧代替注水系格納容器スプレイ流量（可搬ライン用） ②代替淡水貯槽水位 ②西側淡水貯槽水位 ③ドラワイエル圧力 ③サブプレッション・チェンバ圧力	ケース 8	推定は、注水先に近い低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン用）、低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン狭帯域用）、低圧代替注水系原子炉注水流量（可搬ライン用）、低圧代替注水系原子炉注水流量（可搬ライン狭帯域用）及び低圧代替注水系格納容器スプレイ流量（可搬ライン用）、並びに低圧代替注水系格納容器下部注水流量を優先する。	表頁増加
分類	主要パラメータ	代替パラメータ※1	推定ケース	代替パラメータ推定方法																										
原子格納容器内の水位	サブプレッション・プール水位	①低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン用） ①低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン狭帯域用） ①低圧代替注水系原子炉注水流量（可搬ライン用） ①低圧代替注水系原子炉注水流量（可搬ライン用） ①低圧代替注水系原子炉注水流量（可搬ライン狭帯域用） ①低圧代替注水系格納容器スプレイ流量（常設ライン用） ①低圧代替注水系格納容器スプレイ流量（可搬ライン用）	ケース 2	①サブプレッション・プール水位の監視が不可能となった場合は、低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン用）、低圧代替注水系原子炉注水流量（可搬ライン用）、低圧代替注水系原子炉注水流量（可搬ライン狭帯域用）及び低圧代替注水系格納容器スプレイ流量（可搬ライン用）並びに低圧代替注水系格納容器下部注水流量の注水量により、サブプレッション・プール水位を推定する。 ②水源である代替淡水貯槽水位又は西側淡水貯槽水位の変化により、サブプレッション・プール水位を推定する。なお、代替淡水貯槽又は西側淡水貯槽の補給状況も考慮した上で注水量を推定する。 ＜ベント判断基準＞ サブプレッション・プール水位不明時は、上記①又は②の推定方法により、注水量及び水源の水位変化から算出した水量が全てサブプレッション・チェンバへ移行する場を想定しており、サブプレッション・プール水位の計測目的から考えると保守的な評価となり問題ないことから、推定した値からベント実施判断基準であるサブプレッション・プール通常水位+6.5m（ベントライン下端から-1.64m）の到達確認をもつて、ベントを実施する。 ③ドラワイエル圧力とサブプレッション・チェンバ圧力の差圧によりサブプレッション・プール水位を推定する。																										
	原子格納容器内の水位	①低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン用） ①低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン狭帯域用） ①低圧代替注水系原子炉注水流量（可搬ライン用） ①低圧代替注水系原子炉注水流量（可搬ライン狭帯域用） ①低圧代替注水系格納容器下部注水流量 ②西側淡水貯槽水位 ③ドラワイエル圧力 ③サブプレッション・チェンバ圧力	ケース 8	推定は、注水先に近い低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン用）、低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン狭帯域用）、低圧代替注水系原子炉注水流量（可搬ライン用）、低圧代替注水系原子炉注水流量（可搬ライン狭帯域用）及び低圧代替注水系格納容器スプレイ流量（可搬ライン用）、並びに低圧代替注水系格納容器下部注水流量を優先する。																										
分類	主要パラメータ	代替パラメータ※1	推定ケース	代替パラメータ推定方法																										
原子格納容器内の水位	サブプレッション・プール水位	①低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン用） ①低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン狭帯域用） ①低圧代替注水系原子炉注水流量（可搬ライン用） ①低圧代替注水系原子炉注水流量（可搬ライン狭帯域用） ①低圧代替注水系格納容器スプレイ流量（常設ライン用） ①低圧代替注水系格納容器スプレイ流量（可搬ライン用） ②代替淡水貯槽水位 ②西側淡水貯槽水位 ③ドラワイエル圧力 ③サブプレッション・チェンバ圧力	ケース 2	①サブプレッション・プール水位の監視が不可能となった場合は、低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン用）、低圧代替注水系原子炉注水流量（可搬ライン用）、低圧代替注水系原子炉注水流量（可搬ライン狭帯域用）及び低圧代替注水系格納容器スプレイ流量（常設ライン用）並びに低圧代替注水系格納容器下部注水流量の注水量により、サブプレッション・プール水位を推定する。 ②水源である代替淡水貯槽水位又は西側淡水貯槽水位の変化により、サブプレッション・プール水位を推定する。なお、代替淡水貯槽又は西側淡水貯槽の補給状況も考慮した上で注水量を推定する。 ＜ベント判断基準＞ サブプレッション・プール水位不明時は、上記①又は②の推定方法により、注水量及び水源の水位変化から算出した水量が全てサブプレッション・チェンバへ移行する場を想定しており、サブプレッション・プール水位の計測目的から考えると保守的な評価となり問題ないことから、推定した値からベント実施判断基準であるサブプレッション・プール通常水位+6.5m（ベントライン下端から-1.64m）の到達確認をもつて、ベントを実施する。 ③ドラワイエル圧力とサブプレッション・チェンバ圧力の差圧によりサブプレッション・プール水位を推定する。																										
	原子格納容器内の水位	①低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン用） ①低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン狭帯域用） ①低圧代替注水系原子炉注水流量（可搬ライン用） ①低圧代替注水系原子炉注水流量（可搬ライン狭帯域用） ①低圧代替注水系格納容器スプレイ流量（常設ライン用） ①低圧代替注水系格納容器スプレイ流量（可搬ライン用） ②代替淡水貯槽水位 ②西側淡水貯槽水位 ③ドラワイエル圧力 ③サブプレッション・チェンバ圧力	ケース 8	推定は、注水先に近い低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン用）、低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン狭帯域用）、低圧代替注水系原子炉注水流量（可搬ライン用）、低圧代替注水系原子炉注水流量（可搬ライン狭帯域用）及び低圧代替注水系格納容器スプレイ流量（可搬ライン用）、並びに低圧代替注水系格納容器下部注水流量を優先する。																										

東海第二発電所 設置変更許可申請書 修正前後比較表
 【対象項目：追補1 1.15 事故時の計装に関する手順等】

東海第二発電所 第四回補正申請（平成30年6月27日）時点				修正案				備考
第1.15-3表 代替パラメータによる主要パラメータの推定 (11/20)								
分類	主要パラメータ	代替パラメータ※1	推定ケース	代替パラメータ推定方法				
原子炉格納容器内の水位	格納容器下部水位	①主要パラメータの他チャンネル ②低圧代替注水系格納容器下部注水量 ③代替淡水貯槽水位 ④ [格納容器下部雰囲気温度] ※2	ケース1	①格納容器下部水位の1チャンネルが故障した場合は、他チャンネルにより推定する。				
			ケース2	②格納容器下部水位の監視が不可能となった場合は、低圧代替注水系格納容器下部注水量の注水量により、格納容器下部水位を推定する。				
原子炉格納容器内の水素濃度	格納容器内水素濃度 (SA)	①主要パラメータの他チャンネル ② [格納容器内水素濃度] ※2	ケース1	①格納容器内水素濃度 (SA) の1チャンネルが故障した場合は、他チャンネルにより推定する。				
			ケース1	②監視可能であれば格納容器内水素濃度 (常用代替監視パラメータ) により、水素濃度を推定する。				
原子炉格納容器内の放射線量率	格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W)	①主要パラメータの他チャンネル ②格納容器雰囲気放射線モニタ (S/C)	ケース1	①格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W) の1チャンネルが故障した場合は、他チャンネルにより推定する。				
			ケース1	②格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W) の監視が不可能となった場合は、格納容器雰囲気放射線モニタ (S/C) により推定する。				
原子炉格納容器内の放射線量率	格納容器雰囲気放射線モニタ (S/C)	①主要パラメータの他チャンネル ②格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W)	ケース1	①格納容器雰囲気放射線モニタ (S/C) の1チャンネルが故障した場合は、他チャンネルにより推定する。				
			ケース1	②格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W) の監視が不可能となった場合は、格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W) により推定する。				
※1 代替パラメータの番号は優先順位を示す。								
※2 [] は有効監視パラメータ又は常用代替監視パラメータ (耐震性又は耐環境性等はないが、監視可能であれば発電用原子炉施設の状態を把握することが可能な計器) を示す。								
第1.15-3表 代替パラメータによる主要パラメータの推定 (11/21)								
分類	主要パラメータ	代替パラメータ※1	推定ケース	代替パラメータ推定方法				
原子炉格納容器内の水位	格納容器下部水位	①主要パラメータの他チャンネル ②低圧代替注水系格納容器下部注水量 ③代替淡水貯槽水位 ④ [格納容器下部雰囲気温度] ※2	ケース1	①格納容器下部水位の1チャンネルが故障した場合は、他チャンネルにより推定する。				
			ケース2	②格納容器下部水位の監視が不可能となった場合は、低圧代替注水系格納容器下部注水量の注水量により、格納容器下部水位を推定する。				
原子炉格納容器内の水素濃度	格納容器内水素濃度 (SA)	①主要パラメータの他チャンネル ② [格納容器内水素濃度] ※2	ケース1	①格納容器内水素濃度 (SA) の1チャンネルが故障した場合は、他チャンネルにより推定する。				
			ケース1	②監視可能であれば格納容器内水素濃度 (常用代替監視パラメータ) により、水素濃度を推定する。				
原子炉格納容器内の放射線量率	格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W)	①主要パラメータの他チャンネル ②格納容器雰囲気放射線モニタ (S/C)	ケース1	①格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W) の1チャンネルが故障した場合は、他チャンネルにより推定する。				
			ケース1	②格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W) の監視が不可能となった場合は、格納容器雰囲気放射線モニタ (S/C) により推定する。				
※1 代替パラメータの番号は優先順位を示す。								
※2 [] は有効監視パラメータ又は常用代替監視パラメータ (耐震性又は耐環境性等はないが、監視可能であれば発電用原子炉施設の状態を把握することが可能な計器) を示す。								
				表頁増加				

東海第二発電所 設置変更許可申請書 修正前後比較表
 【対象項目：追補1 1.15 事故時の計装に関する手順等】

東海第二発電所 第四回補正申請（平成30年6月27日）時点				修正案				備考
第 1.15-3 表 代替パラメータによる主要パラメータの推定（12/20）								
分類	主要パラメータ	代替パラメータ※1	推定ケース	代替パラメータ推定方法				
未 臨 界 の 維 持 又 は 監 視	起動領域計装	①主要パラメータの他チャンネル ②平均出力領域計装 ③ [制御操作監視系] ※2	ケース1 ケース9	①起動領域計装の1チャンネルが故障した場合は、他チャンネルにより推定する。 ②起動領域計装の監視が不可能となった場合は、平均出力領域計装により推定する。 ③制御操作監視系（有効監視パラメータ）により全制御棒が挿入状態にあることが確認できる場合は、未臨界状態の維持を推定する。 推定は、主要パラメータの他チャンネルを優先する。				
	平均出力領域計装	①主要パラメータの他チャンネル ②起動領域計装 ③ [制御操作監視系] ※2	ケース1 ケース9	①平均出力領域計装の1チャンネルが故障した場合は、他チャンネルにより推定する。 ②平均出力領域計装の監視が不可能となった場合は、起動領域計装により推定する。 ③制御操作監視系（有効監視パラメータ）により全制御棒が挿入状態にあることが確認できる場合は、未臨界状態の維持を推定する。 推定は、主要パラメータの他チャンネルを優先する。				
	[制御操作監視系] ※2	①起動領域計装 ②平均出力領域計装	ケース9	①制御操作監視系（有効監視パラメータ）の監視が不可能となった場合は、起動領域計装により推定する。 ②平均出力領域計装により推定する。 推定は、低出力領域を監視する起動領域計装を優先する。				
※1 代替パラメータの番号は優先順位を示す。 ※2 [] は有効監視パラメータ又は常用代替監視パラメータ（耐震性又は耐環境性等はないが、監視可能であれば発電用原子炉施設の状態を把握することが可能な計器）を示す。								
第 1.15-3 表 代替パラメータによる主要パラメータの推定（12/21）								
分類	主要パラメータ	代替パラメータ※1	推定ケース	代替パラメータ推定方法				
未 臨 界 の 維 持 又 は 監 視	起動領域計装	①主要パラメータの他チャンネル ②平均出力領域計装 ③ [制御操作監視系] ※2	ケース1 ケース9	①起動領域計装の1チャンネルが故障した場合は、他チャンネルにより推定する。 ②起動領域計装の監視が不可能となった場合は、平均出力領域計装により推定する。 ③制御操作監視系（有効監視パラメータ）により全制御棒が挿入状態にあることが確認できる場合は、未臨界状態の維持を推定する。 推定は、主要パラメータの他チャンネルを優先する。				
	平均出力領域計装	①主要パラメータの他チャンネル ②起動領域計装 ③ [制御操作監視系] ※2	ケース1 ケース9	①平均出力領域計装の1チャンネルが故障した場合は、他チャンネルにより推定する。 ②平均出力領域計装の監視が不可能となった場合は、起動領域計装により推定する。 ③制御操作監視系（有効監視パラメータ）により全制御棒が挿入状態にあることが確認できる場合は、未臨界状態の維持を推定する。 推定は、主要パラメータの他チャンネルを優先する。				
	[制御操作監視系] ※2	①起動領域計装 ②平均出力領域計装	ケース9	①制御操作監視系（有効監視パラメータ）の監視が不可能となった場合は、起動領域計装により推定する。 ②平均出力領域計装により推定する。 推定は、低出力領域を監視する起動領域計装を優先する。				
※1 代替パラメータの番号は優先順位を示す。 ※2 [] は有効監視パラメータ又は常用代替監視パラメータ（耐震性又は耐環境性等はないが、監視可能であれば発電用原子炉施設の状態を把握することが可能な計器）を示す。								
								表頁増加

東海第二発電所 設置変更許可申請書 修正前後比較表
 【対象項目：追補1 1.15 事故時の計装に関する手順等】

東海第二発電所 第四回補正申請（平成30年6月27日）時点

第1.15-3表 代替パラメータによる主要パラメータの推定（13/20）

分類	主要パラメータ	代替パラメータ※1	推定ケース	代替パラメータ推定方法
代替循環冷却系 最終ヒートシンクの確保	サブプレッジョン・プール水温度	①主要パラメータの他チャネル ②サブプレッジョン・チェンバ等囲気温度	ケース1	①サブプレッジョン・プール水温度の監視が不可能となった場合は、他チャネルにより推定する。 ②サブプレッジョン・プール水温度の監視が不可能となった場合は、サブプレッジョン・チェンバ等囲気温度によりサブプレッジョン・プール水温度を推定する。 推定は、主要パラメータの他チャネルを優先する。
	代替循環冷却系ポンプ入口温度	①残留熱除去系熱交換器出口温度	ケース1	①代替循環冷却系ポンプ入口温度の監視が不可能となった場合は、残留熱除去系熱交換器出口温度により代替循環冷却系ポンプ入口温度を推定する。
	代替循環冷却系格納容器スプレイ流量	①代替循環冷却系原子炉注水流量 ②サブプレッジョン・プール水温度 ③ドラウワイエル等囲気温度 ④サブプレッジョン・チェンバ等囲気温度	ケース1 ケース4	①代替循環冷却系格納容器スプレイ流量の監視が不可能となった場合は、ポンプ容量と代替循環冷却系原子炉注水流量から格納容器スプレイ流量を推定する。 ②代替循環冷却系による冷却において、代替循環冷却系格納容器スプレイ流量の監視が不可能となった場合は、サブプレッジョン・プール水温度、ドラウワイエル等囲気温度、サブプレッジョン・チェンバ等囲気温度により最終ヒートシンクが確保されていることを推定する。 推定は、代替循環冷却系原子炉注水流量を優先する。
	フィルタ装置水位	①主要パラメータの他チャネル	ケース1	①フィルタ装置水位の1チャネルが故障した場合は、他チャネルにより推定する。
	フィルタ装置圧力	①ドラウワイエル圧力 ①サブプレッジョン・チェンバ圧力 ②フィルタ装置スクラビン格温度	ケース1 ケース6	①フィルタ装置圧力の監視が不可能となった場合は、ドラウワイエル圧力又はサブプレッジョン・チェンバ圧力の傾向監視により格納容器圧力逃がし装置の健全性を推定する。 ②飽和温度/圧力の関係を利用してフィルタ装置スクラビン格温度によりフィルタ装置圧力を推定する。 推定は、同じ物理量であるドラウワイエル圧力、サブプレッジョン・チェンバ圧力を優先する。
	フィルタ装置スクラビン格水温度	①フィルタ装置圧力	ケース6	①飽和温度/圧力の関係を利用してフィルタ装置圧力によりフィルタ装置スクラビン格水温度を推定する。
	フィルタ装置出口放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）	①主要パラメータ（フィルタ装置出口放射線モニタ（高レンジ））の他チャネル	ケース1	①フィルタ装置出口放射線モニタ（高レンジ）の1チャネルが故障した場合は、他チャネルにより推定する。
	フィルタ装置入口水素濃度	①主要パラメータの他チャネル ②格納容器内水素濃度（SA）	ケース1	①フィルタ装置入口水素濃度の監視が不可能となった場合は、原子炉格納容器内の水素が格納容器圧力逃がし装置の配管内を通過することから、格納容器内水素濃度（SA）により推定する。 推定は、主要パラメータの他チャネルを優先する。

次頁へ移行

※1 代替パラメータの番号は優先順位を示す。
 ※2 [] は有効監視パラメータ又は常用代替監視パラメータ（耐震性又は耐障害性等はないが、監視可能であれば発電用原子炉施設の状態を把握することが可能な計器）を示す

修正案

第1.15-3表 代替パラメータによる主要パラメータの推定（13/21）

分類	主要パラメータ	代替パラメータ※1	推定ケース	代替パラメータ推定方法
代替循環冷却系 最終ヒートシンクの確保	サブプレッジョン・プール水温度	①主要パラメータの他チャネル ②サブプレッジョン・チェンバ等囲気温度	ケース1	①サブプレッジョン・プール水温度の監視が不可能となった場合は、他チャネルにより推定する。 ②サブプレッジョン・プール水温度の監視が不可能となった場合は、サブプレッジョン・チェンバ等囲気温度によりサブプレッジョン・プール水温度を推定する。 推定は、主要パラメータの他チャネルを優先する。
	代替循環冷却系ポンプ入口温度	①残留熱除去系熱交換器出口温度	ケース1	①代替循環冷却系ポンプ入口温度の監視が不可能となった場合は、残留熱除去系熱交換器出口温度により代替循環冷却系ポンプ入口温度を推定する。
	代替循環冷却系原子炉注水流量	①サブプレッジョン・プール水位 ②原子炉水位（広帯域） ③原子炉水位（燃料域） ④原子炉水位（SA広帯域） ⑤代替循環冷却系格納容器スプレイ流量 ⑥代替循環冷却系ポンプ吐出圧力 ⑦原子炉圧力容器温度	ケース3 ケース7 ケース4	①代替循環冷却系原子炉注水流量の監視が不可能となった場合は、水源であるサブプレッジョン・プール水位の変化により注水流量を推定する。 ②注水先の原子炉水位の水位変化により代替循環冷却系原子炉注水流量を推定する。 ③代替循環冷却系ポンプ吐出圧力から代替循環冷却系ポンプの注水特性を用いて流量を推定し、この流量から代替循環冷却系格納容器スプレイ流量を差し引いて、代替循環冷却系原子炉注水流量を推定する。 ④原子炉圧力容器温度により最終ヒートシンクが確保されていることを推定する。 推定は、水源であるサブプレッジョン・プール水位を優先する。
	代替循環冷却系格納容器スプレイ流量	①代替循環冷却系原子炉注水流量 ①代替循環冷却系ポンプ吐出圧力 ②サブプレッジョン・プール水温度 ③ドラウワイエル等囲気温度 ④サブプレッジョン・チェンバ等囲気温度	ケース7 ケース4	①代替循環冷却系格納容器スプレイ流量の監視が不可能となった場合は、代替循環冷却系ポンプ吐出圧力を用いて流量を推定し、この流量から代替循環冷却系格納容器スプレイ流量を差し引いて、代替循環冷却系原子炉注水流量を推定する。 ②代替循環冷却系による冷却において、代替循環冷却系格納容器スプレイ流量の監視が不可能となった場合は、サブプレッジョン・プール水温度、ドラウワイエル等囲気温度、サブプレッジョン・チェンバ等囲気温度により最終ヒートシンクが確保されていることを推定する。 推定は、ポンプの注水特性の関係より推定する代替循環冷却系原子炉注水流量、代替循環冷却系ポンプ吐出圧力を優先する。

※1 代替パラメータの番号は優先順位を示す。
 ※2 [] は有効監視パラメータ又は常用代替監視パラメータ（耐震性又は耐障害性等はないが、監視可能であれば発電用原子炉施設の状態を把握することが可能な計器）を示す。

備考

表頁増加
 抽出リストB-9

東海第二発電所 設置変更許可申請書 修正前後比較表
 【対象項目：追補1 1.15 事故時の計装に関する手順等】

東海第二発電所 第四回補正申請（平成30年6月27日）時点	修正案	備考																											
	<p style="text-align: center;">第 1.15-3 表 代替パラメータによる主要パラメータの推定 (14/21)</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 20%;">分類</th> <th style="width: 30%;">主要パラメータ</th> <th style="width: 20%;">代替パラメータ※1</th> <th style="width: 10%;">推定ケース</th> <th style="width: 20%;">代替パラメータ推定方法</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="2">最終ヒートシンクの確保</td> <td>フィルタ装置水位</td> <td>① 主要パラメータの他チャンネル</td> <td>ケース1</td> <td>① フィルタ装置水位の1チャンネルが故障した場合は、他チャンネルにより推定する。</td> </tr> <tr> <td>フィルタ装置圧力</td> <td>① ドライウエル圧力 ① サプレッション・チェンバ圧力 ② フィルタ装置スクラビング水温度</td> <td>ケース1 ケース6</td> <td>① フィルタ装置圧力の監視が不可能となった場合は、ドライウエル圧力又はサブプレッション・チェンバ圧力の傾向監視により格納容器圧力逃がし装置の健全性を推定する。 ② 飽和温度/圧力の関係を利用してフィルタ装置スクラビング水温度によりフィルタ装置圧力を推定する。 推定は、同じ物理量であるドライウエル圧力、サブプレッション・チェンバ圧力を優先する。</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">格納容器圧力逃がし装置</td> <td>フィルタ装置スクラビング水温度</td> <td>① フィルタ装置圧力</td> <td>ケース6</td> <td>① 飽和温度/圧力の関係を利用してフィルタ装置圧力によりフィルタ装置スクラビング水温度を推定する。</td> </tr> <tr> <td>フィルタ装置出口放射線モニタ (高レンジ・低レンジ)</td> <td>① 主要パラメータ(フィルタ装置出口放射線モニタ (高レンジ)) の他チャンネル</td> <td>ケース1</td> <td>① フィルタ装置出口放射線モニタ (高レンジ) の1チャンネルが故障した場合は、他チャンネルにより推定する。</td> </tr> <tr> <td>フィルタ装置入口水素濃度</td> <td>① 主要パラメータの他チャンネル ② 格納容器内水素濃度 (SA)</td> <td>ケース1</td> <td>① フィルタ装置入口水素濃度の1チャンネルが故障した場合は、他チャンネルにより推定する。 ② フィルタ装置入口水素濃度の監視が不可能となった場合は、原子炉格納容器内の水素が格納容器圧力逃がし装置の配管内を通過することから、格納容器内水素濃度(SA)により推定する。 推定は、主要パラメータの他チャンネルを優先する。</td> </tr> </tbody> </table> <p>※1 代替パラメータの番号は優先順位を示す。 ※2 [] は有効監視パラメータ又は常用代替監視パラメータ (耐震性又は耐環境性等ではないが、監視可能であれば発電用原子炉施設の状態を把握することが可能な計器) を示す。</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; width: fit-content; margin: 10px auto;">前頁より移行</div>	分類	主要パラメータ	代替パラメータ※1	推定ケース	代替パラメータ推定方法	最終ヒートシンクの確保	フィルタ装置水位	① 主要パラメータの他チャンネル	ケース1	① フィルタ装置水位の1チャンネルが故障した場合は、他チャンネルにより推定する。	フィルタ装置圧力	① ドライウエル圧力 ① サプレッション・チェンバ圧力 ② フィルタ装置スクラビング水温度	ケース1 ケース6	① フィルタ装置圧力の監視が不可能となった場合は、ドライウエル圧力又はサブプレッション・チェンバ圧力の傾向監視により格納容器圧力逃がし装置の健全性を推定する。 ② 飽和温度/圧力の関係を利用してフィルタ装置スクラビング水温度によりフィルタ装置圧力を推定する。 推定は、同じ物理量であるドライウエル圧力、サブプレッション・チェンバ圧力を優先する。	格納容器圧力逃がし装置	フィルタ装置スクラビング水温度	① フィルタ装置圧力	ケース6	① 飽和温度/圧力の関係を利用してフィルタ装置圧力によりフィルタ装置スクラビング水温度を推定する。	フィルタ装置出口放射線モニタ (高レンジ・低レンジ)	① 主要パラメータ(フィルタ装置出口放射線モニタ (高レンジ)) の他チャンネル	ケース1	① フィルタ装置出口放射線モニタ (高レンジ) の1チャンネルが故障した場合は、他チャンネルにより推定する。	フィルタ装置入口水素濃度	① 主要パラメータの他チャンネル ② 格納容器内水素濃度 (SA)	ケース1	① フィルタ装置入口水素濃度の1チャンネルが故障した場合は、他チャンネルにより推定する。 ② フィルタ装置入口水素濃度の監視が不可能となった場合は、原子炉格納容器内の水素が格納容器圧力逃がし装置の配管内を通過することから、格納容器内水素濃度(SA)により推定する。 推定は、主要パラメータの他チャンネルを優先する。	<p>表頁増加</p>
分類	主要パラメータ	代替パラメータ※1	推定ケース	代替パラメータ推定方法																									
最終ヒートシンクの確保	フィルタ装置水位	① 主要パラメータの他チャンネル	ケース1	① フィルタ装置水位の1チャンネルが故障した場合は、他チャンネルにより推定する。																									
	フィルタ装置圧力	① ドライウエル圧力 ① サプレッション・チェンバ圧力 ② フィルタ装置スクラビング水温度	ケース1 ケース6	① フィルタ装置圧力の監視が不可能となった場合は、ドライウエル圧力又はサブプレッション・チェンバ圧力の傾向監視により格納容器圧力逃がし装置の健全性を推定する。 ② 飽和温度/圧力の関係を利用してフィルタ装置スクラビング水温度によりフィルタ装置圧力を推定する。 推定は、同じ物理量であるドライウエル圧力、サブプレッション・チェンバ圧力を優先する。																									
格納容器圧力逃がし装置	フィルタ装置スクラビング水温度	① フィルタ装置圧力	ケース6	① 飽和温度/圧力の関係を利用してフィルタ装置圧力によりフィルタ装置スクラビング水温度を推定する。																									
	フィルタ装置出口放射線モニタ (高レンジ・低レンジ)	① 主要パラメータ(フィルタ装置出口放射線モニタ (高レンジ)) の他チャンネル	ケース1	① フィルタ装置出口放射線モニタ (高レンジ) の1チャンネルが故障した場合は、他チャンネルにより推定する。																									
	フィルタ装置入口水素濃度	① 主要パラメータの他チャンネル ② 格納容器内水素濃度 (SA)	ケース1	① フィルタ装置入口水素濃度の1チャンネルが故障した場合は、他チャンネルにより推定する。 ② フィルタ装置入口水素濃度の監視が不可能となった場合は、原子炉格納容器内の水素が格納容器圧力逃がし装置の配管内を通過することから、格納容器内水素濃度(SA)により推定する。 推定は、主要パラメータの他チャンネルを優先する。																									

東海第二発電所 設置変更許可申請書 修正前後比較表

【対象項目：追補1 1.15 事故時の計装に関する手順等】

東海第二発電所 第四回補正申請（平成30年6月27日）時点				修正案				備考
第 1.15-3 表 代替パラメータによる主要パラメータの推定 (14/20)								
分類	主要パラメータ	代替パラメータ※1	推定ケース	代替パラメータ推定方法	分類	主要パラメータ	代替パラメータ※1	推定ケース
耐圧強化ベント系 最終ヒートシンクの確保	耐圧強化ベント系放射線モニタ	①主要パラメータの他チャネル	ケース1	①耐圧強化ベント系放射線モニタの1チャネルが故障した場合は、他チャネルにより推定する。	耐圧強化ベント系 最終ヒートシンクの確保	耐圧強化ベント系放射線モニタ	①主要パラメータの他チャネル	ケース1
	残留熱除去系熱交換器入口温度	①原子炉圧力容器温度 ①サブプレッション・プール水温度	ケース1	①残留熱除去系熱交換器入口温度の監視が不可能となった場合は、原子炉圧力容器温度、サブプレッション・プール水温度により最終ヒートシンクが確保されていることを推定する。		残留熱除去系熱交換器入口温度	①原子炉圧力容器温度 ①サブプレッション・プール水温度	ケース1
	残留熱除去系熱交換器出口温度	①残留熱除去系熱交換器入口温度 ②残留熱除去系海水系系統流量 ②緊急用海水系流量（残留熱除去系熱交換器） ②緊急用海水系流量（残留熱除去系補機）	ケース1 ケース4	①残留熱除去系熱交換器出口温度の監視が不可能となった場合は、残留熱除去系熱交換器の熱交換量評価から残留熱除去系熱交換器入口温度により推定する。 ②残留熱除去系海水系系統流量又は緊急用海水系流量（残留熱除去系熱交換器）、緊急用海水系流量（残留熱除去系補機）により、最終ヒートシンクが確保されていることを推定する。 推定は、残留熱除去系熱交換器入口温度を優先する。		残留熱除去系熱交換器出口温度	①残留熱除去系熱交換器入口温度 ②残留熱除去系海水系系統流量 ②緊急用海水系流量（残留熱除去系熱交換器） ②緊急用海水系流量（残留熱除去系補機）	ケース1 ケース4
	残留熱除去系系統流量	①残留熱除去系ポンプ吐出圧力	ケース4	①残留熱除去系系統流量の監視が不可能となった場合は、残留熱除去系ポンプ吐出圧力から残留熱除去系ポンプの注水特性を用いて、残留熱除去系系統流量が確保されていることを推定する。		残留熱除去系系統流量	①残留熱除去系ポンプ吐出圧力	ケース4
※1 代替パラメータの番号は優先順位を示す。 ※2 [] は有効監視パラメータ又は常用代替監視パラメータ（耐震性又は耐環境性等はないが、監視可能であれば発電用原子炉施設の状態を把握することが可能な計器）を示す。								
第 1.15-3 表 代替パラメータによる主要パラメータの推定 (15/21)								
分類	主要パラメータ	代替パラメータ※1	推定ケース	代替パラメータ推定方法	分類	主要パラメータ	代替パラメータ※1	推定ケース
耐圧強化ベント系 最終ヒートシンクの確保	耐圧強化ベント系放射線モニタ	①主要パラメータの他チャネル	ケース1	①耐圧強化ベント系放射線モニタの1チャネルが故障した場合は、他チャネルにより推定する。	耐圧強化ベント系 最終ヒートシンクの確保	耐圧強化ベント系放射線モニタ	①主要パラメータの他チャネル	ケース1
	残留熱除去系熱交換器入口温度	①原子炉圧力容器温度 ①サブプレッション・プール水温度	ケース1	①残留熱除去系熱交換器入口温度の監視が不可能となった場合は、原子炉圧力容器温度、サブプレッション・プール水温度により最終ヒートシンクが確保されていることを推定する。		残留熱除去系熱交換器入口温度	①原子炉圧力容器温度 ①サブプレッション・プール水温度	ケース1
	残留熱除去系熱交換器出口温度	①残留熱除去系熱交換器入口温度 ②残留熱除去系海水系系統流量 ②緊急用海水系流量（残留熱除去系熱交換器） ②緊急用海水系流量（残留熱除去系補機）	ケース1 ケース4	①残留熱除去系熱交換器出口温度の監視が不可能となった場合は、残留熱除去系熱交換器の熱交換量評価から残留熱除去系熱交換器入口温度により推定する。 ②残留熱除去系海水系系統流量又は緊急用海水系流量（残留熱除去系熱交換器）、緊急用海水系流量（残留熱除去系補機）により、最終ヒートシンクが確保されていることを推定する。 推定は、残留熱除去系熱交換器入口温度を優先する。		残留熱除去系熱交換器出口温度	①残留熱除去系熱交換器入口温度 ②残留熱除去系海水系系統流量 ②緊急用海水系流量（残留熱除去系熱交換器） ②緊急用海水系流量（残留熱除去系補機）	ケース1 ケース4
	残留熱除去系系統流量	①残留熱除去系ポンプ吐出圧力	ケース4	①残留熱除去系系統流量の監視が不可能となった場合は、残留熱除去系ポンプ吐出圧力から残留熱除去系ポンプの注水特性を用いて、残留熱除去系系統流量が確保されていることを推定する。		残留熱除去系系統流量	①残留熱除去系ポンプ吐出圧力	ケース4
※1 代替パラメータの番号は優先順位を示す。 ※2 [] は有効監視パラメータ又は常用代替監視パラメータ（耐震性又は耐環境性等はないが、監視可能であれば発電用原子炉施設の状態を把握することが可能な計器）を示す。								
								表頁増加

東海第二発電所 設置変更許可申請書 修正前後比較表
【対象項目：追補1 1.15 事故時の計装に関する手順等】

東海第二発電所 第四回補正申請（平成30年6月27日）時点				修正案				備考
第1.15-3表 代替パラメータによる主要パラメータの推定（15/20）								表頁増加
分類	主要パラメータ	代替パラメータ※1	推定ケース	代替パラメータ推定方法	分類	主要パラメータ	代替パラメータ推定方法	
原子炉圧力容器内の状態 格納容器バイパスの監視	原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域）	①主要パラメータの他チャンネル ②原子炉水位（SA広帯域） ②原子炉水位（SA燃料域）	ケース1	①原子炉水位（広帯域）、原子炉水位（燃料域）の1チャンネルが故障した場合は、他チャンネルにより推定する。 ②原子炉水位（広帯域）、原子炉水位（燃料域）の監視が不可能となった場合は、原子炉水位（SA広帯域）、原子炉水位（SA燃料域）により推定する。 推定は、主要パラメータの他チャンネルを優先する。	①原子炉水位（広帯域）、原子炉水位（燃料域）の1チャンネルが故障した場合は、他チャンネルにより推定する。 ②原子炉水位（広帯域）、原子炉水位（燃料域）の監視が不可能となった場合は、原子炉水位（SA）により推定する。 ③原子炉水位から原子炉圧力容器内が飽和状態にあると想定することで、原子炉圧力容器温度より飽和温度/圧力の関係を利用して原子炉圧力容器内の圧力を推定する。 推定は、主要パラメータの他チャンネルを優先する。	原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域）	①原子炉水位（広帯域）、原子炉水位（燃料域）の1チャンネルが故障した場合は、他チャンネルにより推定する。 ②原子炉水位（SA広帯域）、原子炉水位（SA燃料域）の監視が不可能となった場合は、原子炉圧力（SA）により推定する。 ③原子炉水位から原子炉圧力容器内が飽和状態にあると想定することで、原子炉圧力容器温度より飽和温度/圧力の関係を利用して原子炉圧力容器内の圧力を推定する。 推定は、主要パラメータの他チャンネルを優先する。	
	原子炉圧力	①原子炉水位（SA広帯域） ①原子炉水位（SA燃料域）	①主要パラメータの他チャンネル ②原子炉圧力（SA） ③原子炉水位（広帯域） ③原子炉水位（燃料域） ③原子炉水位（SA広帯域） ③原子炉水位（SA燃料域） ③原子炉圧力容器温度	ケース1 ケース6	①原子炉圧力の1チャンネルが故障した場合は、他チャンネルにより推定する。 ②原子炉圧力の監視が不可能となった場合は、原子炉圧力（SA）により推定する。 ③原子炉圧力から原子炉圧力容器内が飽和状態にあると想定することで、原子炉圧力容器温度より飽和温度/圧力の関係を利用して原子炉圧力容器内の圧力を推定する。 推定は、主要パラメータの他チャンネルを優先する。	①原子炉圧力の1チャンネルが故障した場合は、他チャンネルにより推定する。 ②原子炉圧力の監視が不可能となった場合は、原子炉圧力（SA）により推定する。 ③原子炉圧力から原子炉圧力容器内が飽和状態にあると想定することで、原子炉圧力容器温度より飽和温度/圧力の関係を利用して原子炉圧力容器内の圧力を推定する。 推定は、主要パラメータの他チャンネルを優先する。	原子炉圧力	①原子炉圧力の1チャンネルが故障した場合は、他チャンネルにより推定する。 ②原子炉圧力の監視が不可能となった場合は、原子炉圧力（SA）により推定する。 ③原子炉圧力から原子炉圧力容器内が飽和状態にあると想定することで、原子炉圧力容器温度より飽和温度/圧力の関係を利用して原子炉圧力容器内の圧力を推定する。 推定は、主要パラメータの他チャンネルを優先する。
※1 代替パラメータの番号は優先順位を示す。								表頁増加
※2 [] は有効監視パラメータ又は常用代替監視パラメータ（耐震性又は耐環境性等はないが、監視可能であれば発電用原子炉施設の状態を把握することが可能な計器）を示す。								
第1.15-3表 代替パラメータによる主要パラメータの推定（16/21）								表頁増加
分類	主要パラメータ	代替パラメータ※1	推定ケース	代替パラメータ推定方法	分類	主要パラメータ	代替パラメータ推定方法	
原子炉圧力容器内の状態 格納容器バイパスの監視	原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域）	①主要パラメータの他チャンネル ②原子炉水位（SA広帯域） ②原子炉水位（SA燃料域）	ケース1	①原子炉水位（広帯域）、原子炉水位（燃料域）の1チャンネルが故障した場合は、他チャンネルにより推定する。 ②原子炉水位（広帯域）、原子炉水位（燃料域）の監視が不可能となった場合は、原子炉水位（SA広帯域）、原子炉水位（SA燃料域）により推定する。 推定は、主要パラメータの他チャンネルを優先する。	①原子炉水位（広帯域）、原子炉水位（燃料域）の1チャンネルが故障した場合は、他チャンネルにより推定する。 ②原子炉水位（広帯域）、原子炉水位（燃料域）の監視が不可能となった場合は、原子炉水位（SA）により推定する。 ③原子炉水位から原子炉圧力容器内が飽和状態にあると想定することで、原子炉圧力容器温度より飽和温度/圧力の関係を利用して原子炉圧力容器内の圧力を推定する。 推定は、主要パラメータの他チャンネルを優先する。	原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域）	①原子炉水位（広帯域）、原子炉水位（燃料域）の1チャンネルが故障した場合は、他チャンネルにより推定する。 ②原子炉水位（SA広帯域）、原子炉水位（SA燃料域）の監視が不可能となった場合は、原子炉圧力（SA）により推定する。 ③原子炉水位から原子炉圧力容器内が飽和状態にあると想定することで、原子炉圧力容器温度より飽和温度/圧力の関係を利用して原子炉圧力容器内の圧力を推定する。 推定は、主要パラメータの他チャンネルを優先する。	
	原子炉圧力	①原子炉水位（SA広帯域） ①原子炉水位（SA燃料域）	①主要パラメータの他チャンネル ②原子炉圧力（SA） ③原子炉水位（広帯域） ③原子炉水位（燃料域） ③原子炉水位（SA広帯域） ③原子炉水位（SA燃料域） ③原子炉圧力容器温度	ケース1 ケース6	①原子炉圧力の1チャンネルが故障した場合は、他チャンネルにより推定する。 ②原子炉圧力の監視が不可能となった場合は、原子炉圧力（SA）により推定する。 ③原子炉圧力から原子炉圧力容器内が飽和状態にあると想定することで、原子炉圧力容器温度より飽和温度/圧力の関係を利用して原子炉圧力容器内の圧力を推定する。 推定は、主要パラメータの他チャンネルを優先する。	①原子炉圧力の1チャンネルが故障した場合は、他チャンネルにより推定する。 ②原子炉圧力の監視が不可能となった場合は、原子炉圧力（SA）により推定する。 ③原子炉圧力から原子炉圧力容器内が飽和状態にあると想定することで、原子炉圧力容器温度より飽和温度/圧力の関係を利用して原子炉圧力容器内の圧力を推定する。 推定は、主要パラメータの他チャンネルを優先する。	原子炉圧力	①原子炉圧力の1チャンネルが故障した場合は、他チャンネルにより推定する。 ②原子炉圧力の監視が不可能となった場合は、原子炉圧力（SA）により推定する。 ③原子炉圧力から原子炉圧力容器内が飽和状態にあると想定することで、原子炉圧力容器温度より飽和温度/圧力の関係を利用して原子炉圧力容器内の圧力を推定する。 推定は、主要パラメータの他チャンネルを優先する。
※1 代替パラメータの番号は優先順位を示す。								表頁増加
※2 [] は有効監視パラメータ又は常用代替監視パラメータ（耐震性又は耐環境性等はないが、監視可能であれば発電用原子炉施設の状態を把握することが可能な計器）を示す。								

東海第二発電所 設置変更許可申請書 修正前後比較表

【対象項目：追補1 1.15 事故時の計装に関する手順等】

東海第二発電所 第四回補正申請（平成30年6月27日）時点				修正案				備考
第1.15-3表 代替パラメータによる主要パラメータの推定（16/20）				第1.15-3表 代替パラメータによる主要パラメータの推定（17/21）				表頁増加
分類	主要パラメータ	代替パラメータ※1	推定ケース	代替パラメータ推定方法	分類	主要パラメータ	代替パラメータ推定方法	
原子炉格納容器内の状態	ドライウエル雰囲気温度	①主要パラメータの他チャンネル ②ドライウエル圧力	ケース1 ケース6	①ドライウエル雰囲気温度の1チャンネルが故障した場合は、他チャンネルにより推定する。 ②ドライウエル雰囲気温度の監視が不可能となった場合は、飽和温度/圧力の関係を利用してドライウエル圧力によりドライウエル雰囲気温度を推定する。 推定は、主要パラメータの他チャンネルを優先する。 ①ドライウエル圧力の監視が不可能となった場合は、サブプレッション・チェンバ圧力により推定する。 ②飽和温度/圧力の関係を利用してドライウエル雰囲気温度によりドライウエル圧力を推定する。 ③監視可能であればドライウエル圧力（常用代替監視パラメータ）により、圧力を推定する。 推定は、真空破壊装置、ベント管を介して均圧されるサブプレッション・チェンバ圧力を優先する。	原子炉格納容器バイパスの監視	ドライウエル雰囲気温度	①ドライウエル雰囲気温度の1チャンネルが故障した場合は、他チャンネルにより推定する。 ②ドライウエル雰囲気温度の監視が不可能となった場合は、飽和温度/圧力の関係を利用してドライウエル圧力によりドライウエル雰囲気温度を推定する。 推定は、主要パラメータの他チャンネルを優先する。	
	ドライウエル圧力	①サブプレッション・チェンバ圧力 ②ドライウエル雰囲気温度 ③ [ドライウエル圧力] ※2	ケース1 ケース6 ケース1	①ドライウエル圧力の監視が不可能となった場合は、サブプレッション・チェンバ圧力により推定する。 ②飽和温度/圧力の関係を利用してドライウエル雰囲気温度によりドライウエル圧力を推定する。 ③監視可能であればドライウエル圧力（常用代替監視パラメータ）により、圧力を推定する。 推定は、真空破壊装置、ベント管を介して均圧されるサブプレッション・チェンバ圧力を優先する。		ドライウエル圧力	①サブプレッション・チェンバ圧力 ②ドライウエル雰囲気温度 ③ [ドライウエル圧力] ※2	ケース1 ケース6 ケース1
原子炉建屋内の状態	高圧炉心スプレイスポンジ吐出圧力	①原子炉圧力 ①原子炉圧力 (SA) ② [エリア放射線モニタ] ※2	ケース1 ケース12	①高圧炉心スプレイスポンジ吐出圧力の監視が不可能となった場合は、原子炉圧力、原子炉圧力 (SA) の低下により格納容器バイパスの発生を推定する。 ②高圧炉心スプレイスポンジ吐出圧力の監視が不可能となった場合は、エリア放射線モニタ (有効監視パラメータ) により格納容器バイパスの発生を推定する。 推定は、原子炉圧力、原子炉圧力 (SA) を優先する。	原子炉建屋内の状態	高圧炉心スプレイスポンジ吐出圧力	①高圧炉心スプレイスポンジ吐出圧力の監視が不可能となった場合は、原子炉圧力、原子炉圧力 (SA) の低下により格納容器バイパスの発生を推定する。 ②高圧炉心スプレイスポンジ吐出圧力の監視が不可能となった場合は、エリア放射線モニタ (有効監視パラメータ) により格納容器バイパスの発生を推定する。 推定は、原子炉圧力、原子炉圧力 (SA) を優先する。	
	原子炉隔離時冷却系ポンジ吐出圧力	①原子炉圧力 ①原子炉圧力 (SA) ② [エリア放射線モニタ] ※2	ケース1 ケース12	①原子炉隔離時冷却系ポンジ吐出圧力の監視が不可能となった場合は、原子炉圧力、原子炉圧力 (SA) の低下により格納容器バイパスの発生を推定する。 ②残留熱除去系ポンジ吐出圧力の監視が不可能となった場合は、エリア放射線モニタ (有効監視パラメータ) により格納容器バイパスの発生を推定する。 推定は、原子炉圧力、原子炉圧力 (SA) を優先する。		原子炉隔離時冷却系ポンジ吐出圧力	①原子炉隔離時冷却系ポンジ吐出圧力の監視が不可能となった場合は、原子炉圧力、原子炉圧力 (SA) の低下により格納容器バイパスの発生を推定する。 ②残留熱除去系ポンジ吐出圧力の監視が不可能となった場合は、エリア放射線モニタ (有効監視パラメータ) により格納容器バイパスの発生を推定する。 推定は、原子炉圧力、原子炉圧力 (SA) を優先する。	ケース1 ケース12
格納容器バイパスの監視	低圧炉心スプレイスポンジ吐出圧力	①原子炉圧力 ①原子炉圧力 (SA) ② [エリア放射線モニタ] ※2	ケース1 ケース12	①低圧炉心スプレイスポンジ吐出圧力の監視が不可能となった場合は、原子炉圧力、原子炉圧力 (SA) の低下により格納容器バイパスの発生を推定する。 ②低圧炉心スプレイスポンジ吐出圧力の監視が不可能となった場合は、エリア放射線モニタ (有効監視パラメータ) により格納容器バイパスの発生を推定する。 推定は、原子炉圧力、原子炉圧力 (SA) を優先する。	格納容器バイパスの監視	低圧炉心スプレイスポンジ吐出圧力	①低圧炉心スプレイスポンジ吐出圧力の監視が不可能となった場合は、原子炉圧力、原子炉圧力 (SA) の低下により格納容器バイパスの発生を推定する。 ②低圧炉心スプレイスポンジ吐出圧力の監視が不可能となった場合は、エリア放射線モニタ (有効監視パラメータ) により格納容器バイパスの発生を推定する。 推定は、原子炉圧力、原子炉圧力 (SA) を優先する。	
	残留熱除去系ポンジ吐出圧力	①原子炉圧力 ①原子炉圧力 (SA) ② [エリア放射線モニタ] ※2	ケース1 ケース12	①残留熱除去系ポンジ吐出圧力の監視が不可能となった場合は、原子炉圧力、原子炉圧力 (SA) の低下により格納容器バイパスの発生を推定する。 ②残留熱除去系ポンジ吐出圧力の監視が不可能となった場合は、エリア放射線モニタ (有効監視パラメータ) により格納容器バイパスの発生を推定する。 推定は、原子炉圧力、原子炉圧力 (SA) を優先する。		残留熱除去系ポンジ吐出圧力	①残留熱除去系ポンジ吐出圧力の監視が不可能となった場合は、原子炉圧力、原子炉圧力 (SA) の低下により格納容器バイパスの発生を推定する。 ②残留熱除去系ポンジ吐出圧力の監視が不可能となった場合は、エリア放射線モニタ (有効監視パラメータ) により格納容器バイパスの発生を推定する。 推定は、原子炉圧力、原子炉圧力 (SA) を優先する。	ケース1 ケース12

※1 代替パラメータの番号は優先順位を示す。
 ※2 [] は有効監視パラメータ又は常用代替監視パラメータ（耐震性又は耐環境性等はないが、監視可能であれば発電用原子炉施設の状態を把握することが可能な計器）を示す。

※1 代替パラメータの番号は優先順位を示す。
 ※2 [] は有効監視パラメータ又は常用代替監視パラメータ（耐震性又は耐環境性等はないが、監視可能であれば発電用原子炉施設の状態を把握することが可能な計器）を示す。

東海第二発電所 設置変更許可申請書 修正前後比較表
 【対象項目：追補1 1.15 事故時の計装に関する手順等】

東海第二発電所 第四回補正申請（平成30年6月27日）時点				修正案	備考
第 1.15-3 表 代替パラメータによる主要パラメータの推定（17/20）					
分類	主要パラメータ	代替パラメータ※1	推定ケース	代替パラメータ推定方法	
	サブプレッジョン・プール水位	① 高圧代替注水系系統流量 ① 代替循環冷却系原子炉注水流量 ① 原子炉隔離時冷却系系統流量 ① 高圧炉心スプレイ系系統流量 ① 残留熱除去系系統流量 ① 低圧炉心スプレイ系系統流量 ② 常設高圧代替注水系ポンプ吐出圧力 ② 代替循環冷却系ポンプ吐出圧力 ② 原子炉隔離時冷却系ポンプ吐出圧力 ② 高圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力 ② 残留熱除去系ポンプ吐出圧力 ② 低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力	ケース2	① サブプレッジョン・プール水位の監視が不可能となった場合は、サブプレッジョン・チェンバの水位容量曲線を用いて、サブプレッジョン・プール水から原子炉圧力容器へ注水する高圧代替注水系、代替循環冷却系、原子炉隔離時冷却系、高圧炉心スプレイ系、残留熱除去系、低圧炉心スプレイ系の流量と経過時間より算出した注水量から推定する。 ② サブプレッジョン・チェンバ内のプール水を水源とする常設高圧代替注水系ポンプ、代替循環冷却系ポンプ、原子炉隔離時冷却系ポンプ、高圧炉心スプレイ系ポンプ、残留熱除去系ポンプ、低圧炉心スプレイ系ポンプの吐出圧力から各ポンプが正常に動作していることを把握することにより、水源であるサブプレッジョン・プール水位が確保されていることを推定する。 <ポンプ停止判断基準> サブプレッジョン・プール水位不明時は、上記①又は②の推定方法により、水源が確保されていることを推定する。原子炉圧力容器への注水中に、ECCS系の配管破断などによりサプレッジョン・プール水が流出し、ポンプの必要NPSHが得られず、吐出圧力の異常（圧力低下、ハンチングなど）が確認された場合に、ポンプを停止する。 推定は、サブプレッジョン・チェンバ内のプール水を水源とするポンプの注水量を優先する。	
※1 代替パラメータの番号は優先順位を示す。 ※2 [] は有効監視パラメータ又は常用代替監視パラメータ（耐震性又は耐環境性等はないが、監視可能であれば発電用原子炉施設の状態を把握することが可能な計器）を示す。					
第 1.15-3 表 代替パラメータによる主要パラメータの推定（18/21）					
分類	主要パラメータ	代替パラメータ※1	推定ケース	代替パラメータ推定方法	
	サブプレッジョン・プール水位	① 高圧代替注水系系統流量 ① 代替循環冷却系原子炉注水流量 ① 原子炉隔離時冷却系系統流量 ① 高圧炉心スプレイ系系統流量 ① 残留熱除去系系統流量 ① 低圧炉心スプレイ系系統流量 ② 常設高圧代替注水系ポンプ吐出圧力 ② 代替循環冷却系ポンプ吐出圧力 ② 原子炉隔離時冷却系ポンプ吐出圧力 ② 高圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力 ② 残留熱除去系ポンプ吐出圧力 ② 低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力	ケース2	① サブプレッジョン・プール水位の監視が不可能となった場合は、サブプレッジョン・チェンバの水位容量曲線を用いて、サブプレッジョン・プール水から原子炉圧力容器へ注水する高圧代替注水系、代替循環冷却系、原子炉隔離時冷却系、高圧炉心スプレイ系、残留熱除去系、低圧炉心スプレイ系の流量と経過時間より算出した注水量から推定する。 ② サブプレッジョン・チェンバ内のプール水を水源とする常設高圧代替注水系ポンプ、代替循環冷却系ポンプ、原子炉隔離時冷却系ポンプ、高圧炉心スプレイ系ポンプ、残留熱除去系ポンプ、低圧炉心スプレイ系ポンプの吐出圧力から各ポンプが正常に動作していることを把握することにより、水源であるサブプレッジョン・プール水位が確保されていることを推定する。 <ポンプ停止判断基準> サブプレッジョン・プール水位不明時は、上記①又は②の推定方法により、水源が確保されていることを推定する。原子炉圧力容器への注水中に、ECCS系の配管破断などによりサブプレッジョン・プール水が流出し、ポンプの必要NPSHが得られず、吐出圧力の異常（圧力低下、ハンチングなど）が確認された場合に、ポンプを停止する。 推定は、サブプレッジョン・チェンバ内のプール水を水源とするポンプの注水量を優先する。	
※1 代替パラメータの番号は優先順位を示す。 ※2 [] は有効監視パラメータ又は常用代替監視パラメータ（耐震性又は耐環境性等はないが、監視可能であれば発電用原子炉施設の状態を把握することが可能な計器）を示す。					
					表頁増加

東海第二発電所 設置変更許可申請書 修正前後比較表
 【対象項目：追補1 1.15 事故時の計装に関する手順等】

東海第二発電所 第四回補正申請（平成30年6月27日）時点			修正案	備考
分類	主要パラメータ	代替パラメータ※1	推定ケース	代替パラメータ推定方法
水源の確保	代替淡水貯槽水位	①低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン用） ①低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン狭帯域用） ①低圧代替注水系原子炉注水流量（可搬ライン用） ①低圧代替注水系原子炉注水流量（可搬ライン狭帯域用） ①低圧代替注水系格納容器スプレイ流量（常設ライン用） ①低圧代替注水系格納容器下部注水流量（可搬ライン用） ②原子炉水位（広帯域） ②原子炉水位（燃料域） ②原子炉水位（SA広帯域） ②原子炉水位（SA燃料域） ②サブプレッジョン・プール水位 ②常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力	ケース2	①代替淡水貯槽水位の監視が不可能となった場合は、代替淡水貯槽を水源とする常設低圧代替注水系ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプの注水量から、代替淡水貯槽水位を推定する。なお、代替淡水貯槽の補給状況も考慮した上で水位を推定する。 ②注水先の原子炉水位及びサブプレッジョン・プール水位の水位変化により代替淡水貯槽水位を推定する。なお、代替淡水貯槽の補給状況も考慮した上で水位を推定する。 ③代替淡水貯槽を水源とする常設低圧代替注水系ポンプの吐出圧力から常設低圧代替注水系ポンプが正常に動作していることを把握することにより、水源である代替淡水貯槽水位が確保されていることを推定する。
	西側淡水貯水設備水位	①低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン用） ①低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン狭帯域用） ①低圧代替注水系格納容器スプレイ流量（常設ライン用） ①低圧代替注水系格納容器下部注水流量（可搬ライン用） ②原子炉水位（広帯域） ②原子炉水位（燃料域） ②原子炉水位（SA広帯域） ②原子炉水位（SA燃料域） ②サブプレッジョン・プール水位	ケース2	①西側淡水貯水設備水位の監視が不可能となった場合は、西側淡水貯水設備を水源とする可搬型代替注水中型ポンプの注水量から、西側淡水貯水設備水位を推定する。なお、西側淡水貯水設備の補給状況も考慮した上で水位を推定する。 ②注水先の原子炉水位及びサブプレッジョン・プール水位の水位変化により西側淡水貯水設備水位を推定する。なお、西側淡水貯水設備の補給状況も考慮した上で水位を推定する。 推定は、西側淡水貯水設備を水源とするポンプの注水量を優先する。
※1 代替パラメータの番号は優先順位を示す。 ※2 [] は有効監視パラメータ又は常用代替監視パラメータ（耐震性又は耐環境性等はないが、監視可能であれば発電用原子炉施設の状態を把握することが可能な計器）を示す。				
分類	主要パラメータ	代替パラメータ※1	推定ケース	代替パラメータ推定方法
水源の確保	代替淡水貯槽水位	①低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン用） ①低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン狭帯域用） ①低圧代替注水系原子炉注水流量（可搬ライン用） ①低圧代替注水系原子炉注水流量（可搬ライン狭帯域用） ①低圧代替注水系格納容器スプレイ流量（常設ライン用） ①低圧代替注水系格納容器下部注水流量（可搬ライン用） ②原子炉水位（広帯域） ②原子炉水位（燃料域） ②原子炉水位（SA広帯域） ②原子炉水位（SA燃料域） ②サブプレッジョン・プール水位 ②常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力	ケース2	①代替淡水貯槽水位の監視が不可能となった場合は、代替淡水貯槽を水源とする常設低圧代替注水系ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプの注水量から、代替淡水貯槽水位を推定する。なお、代替淡水貯槽の補給状況も考慮した上で水位を推定する。 ②注水先の原子炉水位及びサブプレッジョン・プール水位の水位変化により代替淡水貯槽水位を推定する。なお、代替淡水貯槽の補給状況も考慮した上で水位を推定する。 ③代替淡水貯槽を水源とする常設低圧代替注水系ポンプの吐出圧力から常設低圧代替注水系ポンプが正常に動作していることを把握することにより、水源である代替淡水貯槽水位が確保されていることを推定する。 推定は、代替淡水貯槽を水源とするポンプの注水量を優先する。
	西側淡水貯水設備水位	①低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン用） ①低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン狭帯域用） ①低圧代替注水系格納容器スプレイ流量（常設ライン用） ①低圧代替注水系格納容器下部注水流量（可搬ライン用） ②原子炉水位（広帯域） ②原子炉水位（燃料域） ②原子炉水位（SA広帯域） ②原子炉水位（SA燃料域） ②サブプレッジョン・プール水位	ケース2	①西側淡水貯水設備水位の監視が不可能となった場合は、西側淡水貯水設備を水源とする可搬型代替注水中型ポンプの注水量から、西側淡水貯水設備水位を推定する。なお、西側淡水貯水設備の補給状況も考慮した上で水位を推定する。 ②注水先の原子炉水位及びサブプレッジョン・プール水位の水位変化により西側淡水貯水設備水位を推定する。なお、西側淡水貯水設備の補給状況も考慮した上で水位を推定する。 推定は、西側淡水貯水設備を水源とするポンプの注水量を優先する。
※1 代替パラメータの番号は優先順位を示す。 ※2 [] は有効監視パラメータ又は常用代替監視パラメータ（耐震性又は耐環境性等はないが、監視可能であれば発電用原子炉施設の状態を把握することが可能な計器）を示す。				
				表頁増加

東海第二発電所 設置変更許可申請書 修正前後比較表
 【対象項目：追補1 1.15 事故時の計装に関する手順等】

東海第二発電所 第四回補正申請（平成30年6月27日）時点				修正案				備考
第 1.15-3 表 代替パラメータによる主要パラメータの推定 (19/20)								表頁増加
分類	主要パラメータ	代替パラメータ※1	推定ケース	代替パラメータ推定方法	分類	主要パラメータ	代替パラメータ※1	
原子炉建屋水素濃度 の 水素濃度内	原子炉建屋水素濃度	①主要パラメータの他チャンネル ②静的触媒式水素再結合器動作監視装置	ケース1 ケース11	①原子炉建屋水素濃度の1チャンネルが故障した場合は、他チャンネルにより推定する。 ②原子炉建屋水素濃度の監視が不可能となった場合は、静的触媒式水素再結合器動作監視装置（静的触媒式水素再結合器入口/出口の温度差により水素濃度を推定）により推定する。 推定は、主要パラメータの他チャンネルを優先する。	①原子炉建屋水素濃度の1チャンネルが故障した場合は、他チャンネルにより推定する。 ②原子炉建屋水素濃度の監視が不可能となった場合は、静的触媒式水素再結合器動作監視装置（静的触媒式水素再結合器入口/出口の温度差により水素濃度を推定）により推定する。			
	原子炉格納容器内酸素濃度	格納容器内酸素濃度 (SA)	ケース1 ケース10 ケース13 ケース1	①格納容器内酸素濃度 (SA) の1チャンネルが故障した場合は、他チャンネルにより推定する。 ②格納容器内酸素濃度 (SA) の監視が不可能となった場合は、格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W) または格納容器雰囲気放射線モニタ (S/C) にて炉心損傷を判断した後、初期酸素濃度と保守的なG値を入力とした評価結果（解析結果）により格納容器内酸素濃度 (SA) を推定する。 ③ドライウエル圧力又はサブプレッション・チェンバンプラシヤ・チェンバンプラシヤ [格納容器内酸素濃度] ※2	①格納容器内酸素濃度 (SA) の1チャンネルが故障した場合は、他チャンネルにより推定する。 ②格納容器内酸素濃度 (SA) の監視が不可能となった場合は、格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W) または格納容器雰囲気放射線モニタ (S/C) にて炉心損傷を判断した後、初期酸素濃度と保守的なG値を入力とした評価結果（解析結果）により格納容器内酸素濃度 (SA) を推定する。 ③ドライウエル圧力又はサブプレッション・チェンバンプラシヤにより、格納容器内圧力が正圧であることを確認することで、事故後の原子炉格納容器内への空気（酸素）の流入有無を把握し、水素燃焼の可能性を推定する。 ④監視可能であれば格納容器内酸素濃度（常用代替監視パラメータ）により、酸素濃度を推定する。 推定は、主要パラメータの他チャンネルを優先する。			
※1 代替パラメータの番号は優先順位を示す。 ※2 [] は有効監視パラメータ又は常用代替監視パラメータ（耐震性又は耐環境性等はないが、監視可能であれば発電用原子炉施設の状態を把握することが可能な計器）を示す。								
第 1.15-3 表 代替パラメータによる主要パラメータの推定 (20/21)								
分類	主要パラメータ	代替パラメータ※1	推定ケース	代替パラメータ推定方法	分類	主要パラメータ	代替パラメータ※1	
原子炉建屋水素濃度 の 水素濃度内	原子炉建屋水素濃度	①主要パラメータの他チャンネル ②静的触媒式水素再結合器動作監視装置	ケース1 ケース11	①原子炉建屋水素濃度の1チャンネルが故障した場合は、他チャンネルにより推定する。 ②原子炉建屋水素濃度の監視が不可能となった場合は、静的触媒式水素再結合器動作監視装置（静的触媒式水素再結合器入口/出口の温度差により水素濃度を推定）により推定する。 推定は、主要パラメータの他チャンネルを優先する。	①原子炉建屋水素濃度の1チャンネルが故障した場合は、他チャンネルにより推定する。 ②原子炉建屋水素濃度の監視が不可能となった場合は、静的触媒式水素再結合器動作監視装置（静的触媒式水素再結合器入口/出口の温度差により水素濃度を推定）により推定する。			
	原子炉格納容器内酸素濃度	格納容器内酸素濃度 (SA)	ケース1 ケース10 ケース13 ケース1	①主要パラメータの他チャンネル ②格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W) ②格納容器雰囲気放射線モニタ (S/C) ③ドライウエル圧力 ③サブプレッション・チェンバンプラシヤ [格納容器内酸素濃度] ※2	①格納容器内酸素濃度 (SA) の1チャンネルが故障した場合は、他チャンネルにより推定する。 ②格納容器内酸素濃度 (SA) の監視が不可能となった場合は、格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W) または格納容器雰囲気放射線モニタ (S/C) にて炉心損傷を判断した後、初期酸素濃度と保守的なG値を入力とした評価結果（解析結果）により格納容器内酸素濃度 (SA) を推定する。 ③ドライウエル圧力又はサブプレッション・チェンバンプラシヤにより、格納容器内圧力が正圧であることを確認することで、事故後の原子炉格納容器内への空気（酸素）の流入有無を把握し、水素燃焼の可能性を推定する。 ④監視可能であれば格納容器内酸素濃度（常用代替監視パラメータ）により、酸素濃度を推定する。 推定は、主要パラメータの他チャンネルを優先する。			
※1 代替パラメータの番号は優先順位を示す。 ※2 [] は有効監視パラメータ又は常用代替監視パラメータ（耐震性又は耐環境性等はないが、監視可能であれば発電用原子炉施設の状態を把握することが可能な計器）を示す。								

東海第二発電所 設置変更許可申請書 修正前後比較表
 【対象項目：追補1 1.15 事故時の計装に関する手順等】

東海第二発電所 第四回補正申請（平成30年6月27日）時点				修正案				備考
第 1.15-3 表 代替パラメータによる主要パラメータの推定 (20/20)								表頁増加
分類	主要パラメータ	代替パラメータ※1	推定ケース	代替パラメータ推定方法	分類	主要パラメータ	代替パラメータ※1	
使用済燃料プールの監視	使用済燃料プール水位・温度 (S A 広域)	①使用済燃料プール水位・温度 (S A) ①使用済燃料プールエリア放射線モニタ (高レンジ・低レンジ) ②使用済燃料プール監視カメラ	ケース 14	①使用済燃料プール水位・温度 (S A 広域)の監視が不可能となった場合は、使用済燃料プール温度 (S A) により使用済燃料プールの温度を推定する。また、使用済燃料プールエリア放射線モニタ (高レンジ・低レンジ) にて、水位と放射線量率の関係から水位を推定する。 ②使用済燃料プール監視カメラにより、使用済燃料プールの状態を監視する。	使用済燃料プールの監視	使用済燃料プール水位・温度 (S A 広域)	①使用済燃料プール水位・温度 (S A) ①使用済燃料プールエリア放射線モニタ (高レンジ・低レンジ) ②使用済燃料プール監視カメラ	
	使用済燃料プール温度 (S A)	①使用済燃料プール水位・温度 (S A 広域) ②使用済燃料プールエリア放射線モニタ (高レンジ・低レンジ) ③使用済燃料プール監視カメラ	ケース 14	①使用済燃料プール温度 (S A) の監視が不可能となった場合は、使用済燃料プール水位・温度 (S A 広域) により温度を推定する。 ②使用済燃料プールエリア放射線モニタ (高レンジ・低レンジ) 及び使用済燃料プール監視カメラにより、使用済燃料プールの状態を監視する。 推定は、同じ物理量である使用済燃料プール水位・温度 (S A 広域) を優先する。		使用済燃料プール温度 (S A)	①使用済燃料プール水位・温度 (S A 広域) ②使用済燃料プール温度 (S A) ③使用済燃料プール監視カメラ	
	使用済燃料プールエリア放射線モニタ (高レンジ・低レンジ)	①使用済燃料プール水位・温度 (S A 広域) ②使用済燃料プール温度 (S A) ③使用済燃料プール監視カメラ	ケース 14	①使用済燃料プールエリア放射線モニタの監視が不可能となった場合は、使用済燃料プール水位・温度 (S A 広域) にて水位を計測した後、水位と放射線量率の関係から放射線量を推定する。 ②使用済燃料プール温度 (S A) 及び使用済燃料プール監視カメラにより、使用済燃料プールの状態を監視する。 推定は、使用済燃料プールを直接監視する使用済燃料プール水位・温度 (S A 広域) を優先する。		使用済燃料プール監視カメラ	①使用済燃料プール監視カメラの監視が不可能となった場合は、使用済燃料プール水位・温度 (S A 広域)、使用済燃料プール温度 (S A)、使用済燃料プールエリア放射線モニタ (高レンジ・低レンジ) にて、使用済燃料プールの状態を推定する。	
※1 代替パラメータの番号は優先順位を示す。 ※2 [] は有効監視パラメータ又は常用代替監視パラメータ (耐震性又は耐環境性等はないが、監視可能であれば発電用原子炉施設の状態を把握することが可能な計器) を示す。								
第 1.15-3 表 代替パラメータによる主要パラメータの推定 (21/21)								表頁増加
分類	主要パラメータ	代替パラメータ※1	推定ケース	代替パラメータ推定方法	分類	主要パラメータ	代替パラメータ※1	
使用済燃料プールの監視	使用済燃料プール水位・温度 (S A 広域)	①使用済燃料プール水位・温度 (S A) ①使用済燃料プールエリア放射線モニタ (高レンジ・低レンジ) ②使用済燃料プール監視カメラ	ケース 14	①使用済燃料プール水位・温度 (S A 広域)の監視が不可能となった場合は、使用済燃料プール温度 (S A) により使用済燃料プールの温度を推定する。また、使用済燃料プールエリア放射線モニタ (高レンジ・低レンジ) にて、水位と放射線量率の関係から水位を推定する。 ②使用済燃料プール監視カメラにより、使用済燃料プールの状態を監視する。 推定は、同じ物理量である使用済燃料プール水位・温度 (S A) を、水位の場合には使用済燃料プールを直接監視する使用済燃料プールエリア放射線モニタ (高レンジ・低レンジ) を優先する。	使用済燃料プールの監視	使用済燃料プール水位・温度 (S A 広域)	①使用済燃料プール水位・温度 (S A) ①使用済燃料プールエリア放射線モニタ (高レンジ・低レンジ) ②使用済燃料プール監視カメラ	
	使用済燃料プール温度 (S A)	①使用済燃料プール水位・温度 (S A 広域) ②使用済燃料プール温度 (S A) ③使用済燃料プール監視カメラ	ケース 14	①使用済燃料プール温度 (S A) の監視が不可能となった場合は、使用済燃料プール水位・温度 (S A 広域) により温度を推定する。 ②使用済燃料プールエリア放射線モニタ (高レンジ・低レンジ) 及び使用済燃料プール監視カメラにより、使用済燃料プールの状態を監視する。 推定は、同じ物理量である使用済燃料プール水位・温度 (S A 広域) を優先する。		使用済燃料プール温度 (S A)	①使用済燃料プール水位・温度 (S A 広域) ②使用済燃料プール温度 (S A) ③使用済燃料プール監視カメラ	
	使用済燃料プールエリア放射線モニタ (高レンジ・低レンジ)	①使用済燃料プール水位・温度 (S A 広域) ②使用済燃料プール温度 (S A) ③使用済燃料プール監視カメラ	ケース 14	①使用済燃料プールエリア放射線モニタの監視が不可能となった場合は、使用済燃料プール水位・温度 (S A 広域) にて水位を計測した後、水位と放射線量率の関係から放射線量を推定する。 ②使用済燃料プール温度 (S A) 及び使用済燃料プール監視カメラにより、使用済燃料プールの状態を監視する。 推定は、使用済燃料プールを直接監視する使用済燃料プール水位・温度 (S A 広域) を優先する。		使用済燃料プール監視カメラ	①使用済燃料プール監視カメラの監視が不可能となった場合は、使用済燃料プール水位・温度 (S A 広域)、使用済燃料プール温度 (S A)、使用済燃料プールエリア放射線モニタ (高レンジ・低レンジ) にて、使用済燃料プールの状態を推定する。	
※1 代替パラメータの番号は優先順位を示す。 ※2 [] は有効監視パラメータ又は常用代替監視パラメータ (耐震性又は耐環境性等はないが、監視可能であれば発電用原子炉施設の状態を把握することが可能な計器) を示す。								

東海第二発電所 設置変更許可申請書 修正前後比較表

【対象項目：追補 2. I 1. レベル 1 P R A】

東海第二発電所 第四回補正申請（平成 30 年 6 月 27 日）時点	修 正 案	備 考								
<p>1. レベル 1 P R A</p> <p>1.1 内部事象 P R A</p> <p>1.1.1 出力運転時 P R A</p> <p>出力運転時レベル 1 P R A は、一般社団法人日本原子力学会が発行した「原子力発電所の出力運転状態を対象とした確率論的安全評価に関する実施基準（レベル 1 P S A 編）：2008」を参考に評価を実施し、各実施項目については「P R A の説明における参照事項」（原子力規制庁 平成 25 年 9 月）の記載事項への適合性を確認した。評価フロー図を第 1.1.1-1 図に示す。</p> <p>1.1.1.1 対象プラント</p> <p>(1) 対象とするプラントの説明</p> <p>a. プラント情報の収集・分析</p> <p>東海第二発電所の内部事象出力運転時レベル 1 P R A 実施に当たり必要とされる以下の情報を収集した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ P R A 実施に当たり必要とされる基本的な情報（設計情報、運転・保守管理情報等） ・ 定量化に当たり必要とされる情報（起因事象発生に関する運転経験等） <p>レベル 1 P R A 実施のための情報収集に使用したリストを第 1.1.1.1-1 表に示す。</p> <p>b. 東海第二発電所の概要</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 出力 <table border="0" style="margin-left: 20px;"> <tr> <td style="padding-right: 20px;">熱出力</td> <td>3,293MW</td> </tr> <tr> <td>電気出力</td> <td>1,100MW</td> </tr> </table> ・ プラント型式 沸騰水型軽水炉（B W R - 5） ・ 格納容器型式 圧力抑制形（M a r k - II） <p>c. P R A において考慮する緩和設備（系統）の概要</p> <p>P R A において考慮する緩和設備（系統）を第 1.1.1.1-2 表に示す。また、東海第二発電所の系統構成の概要を第 1.1.1.1-1 図に、各系統設備概要を第 1.1.1.1-3 表に示す。</p> <p>(a) 原子炉停止機能に関する系統</p> <p>通常運転時は、原子炉再循環流量制御系とあいまって、制御棒及び制御棒駆動系からなる反応度制御系により、原子炉の出力調整を行う。原子炉の起動時・停止時にも、反応度制御系を利用する。異常時には、以下の系統により原子炉を停止する。</p> <p>i) スクラム系（第 1.1.1.1-2 図、第 1.1.1.1-3 図）</p>	熱出力	3,293MW	電気出力	1,100MW	<p>1. レベル 1 P R A</p> <p>1.1 内部事象 P R A</p> <p>1.1.1 出力運転時 P R A</p> <p>出力運転時レベル 1 P R A は、一般社団法人日本原子力学会が発行した「原子力発電所の出力運転状態を対象とした確率論的安全評価に関する実施基準（レベル 1 P S A 編）：2008」を参考に評価を実施し、各実施項目については「P R A の説明における参照事項」（原子力規制庁 平成 25 年 9 月）の記載事項への適合性を確認した。評価フロー図を第 1.1.1-1 図に示す。</p> <p>1.1.1.1 対象プラント</p> <p>(1) 対象とするプラントの説明</p> <p>a. プラント情報の収集・分析</p> <p>東海第二発電所の内部事象出力運転時レベル 1 P R A 実施に当たり必要とされる以下の情報を収集した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ P R A 実施に当たり必要とされる基本的な情報（設計情報、運転・保守管理情報等） ・ 定量化に当たり必要とされる情報（起因事象発生に関する運転経験等） <p>レベル 1 P R A 実施のための情報収集に使用したリストを第 1.1.1.1-1 表に示す。</p> <p>b. 東海第二発電所の概要</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 出力 <table border="0" style="margin-left: 20px;"> <tr> <td style="padding-right: 20px;">熱出力</td> <td>3,293MW</td> </tr> <tr> <td>電気出力</td> <td>1,100MW</td> </tr> </table> ・ プラント型式 沸騰水型軽水炉（B W R - 5） ・ 格納容器型式 圧力抑制形（M a r k - II） <p>c. P R A において考慮する緩和設備（系統）の概要</p> <p>P R A において考慮する緩和設備（系統）を第 1.1.1.1-2 表に示す。また、東海第二発電所の系統構成の概要を第 1.1.1.1-1 図に、各系統設備概要を第 1.1.1.1-3 表に示す。</p> <p>(a) 原子炉停止機能に関する系統</p> <p>通常運転時は、原子炉再循環流量制御系とあいまって、制御棒及び制御棒駆動系からなる反応度制御系により、原子炉の出力調整を行う。原子炉の起動時・停止時にも、反応度制御系を利用する。異常時には、以下の系統により原子炉を停止する。</p> <p>i) スクラム系（第 1.1.1.1-2 図、第 1.1.1.1-3 図）</p>	熱出力	3,293MW	電気出力	1,100MW	
熱出力	3,293MW									
電気出力	1,100MW									
熱出力	3,293MW									
電気出力	1,100MW									

東海第二発電所 設置変更許可申請書 修正前後比較表

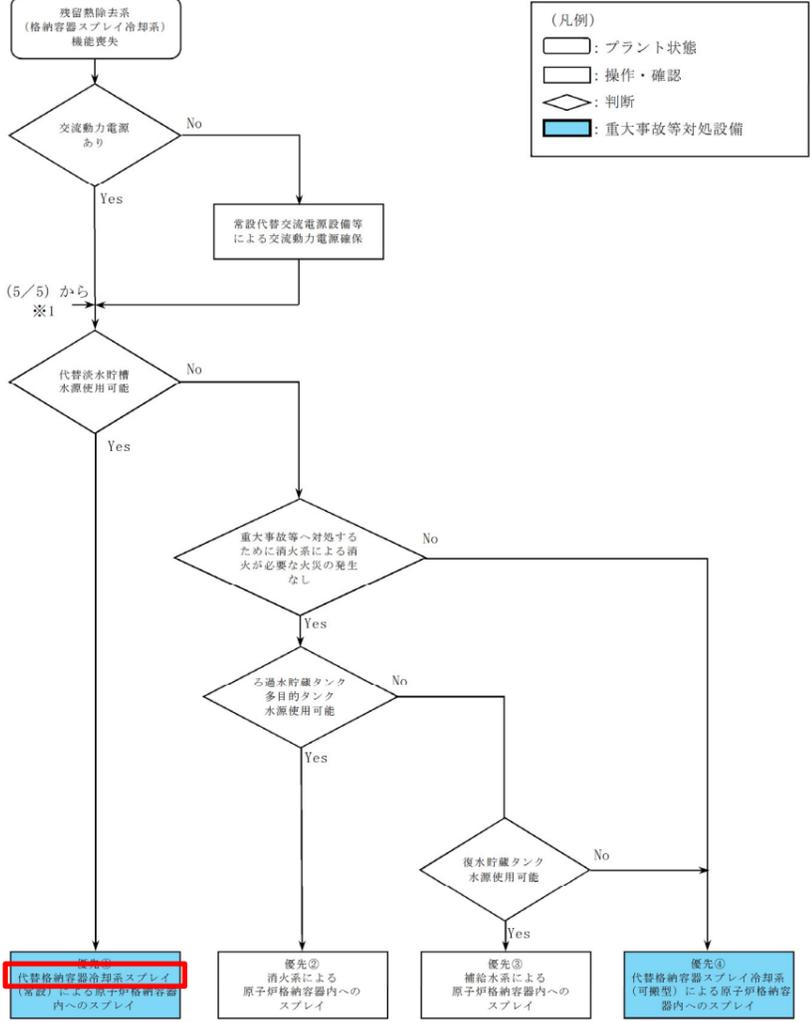
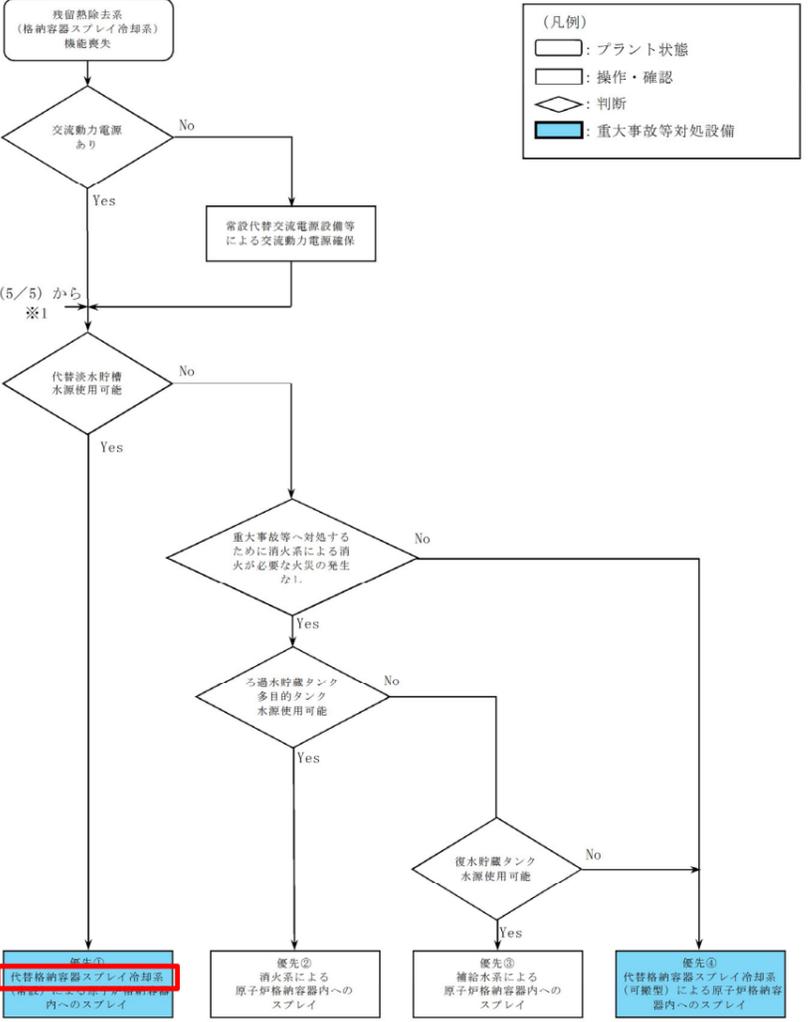
【対象項目：追補2. I 1. レベル1 PRA】

東海第二発電所 第四回補正申請（平成30年6月27日）時点	修正案	備考
<p>原子炉水位低（レベル3）等の信号により異常を検知して、急速かつ自動的に制御棒を炉心に挿入し、原子炉を停止させる。本系統は、各制御棒にスクラム信号を発する原子炉緊急停止系、スクラム排出容器及び制御棒駆動水圧系から構成される。</p> <p>(b) 炉心冷却機能に関する系統</p> <p>通常運転時は、給水系より原子炉へ冷却材を給水し、炉心で発生する蒸気を原子炉から主蒸気系を通して取り出し、タービン発電機を駆動する。タービンを出た低圧の蒸気は復水器にて凝縮され、再び復水系を経て給水系により原子炉へ冷却材として供給される。原子炉停止時には、残留熱除去系により原子炉の崩壊熱を除去する。異常時においては、以下の系統により原子炉を冷却する。</p> <p>i) 高圧炉心スプレイ系（HPCS）（第1.1.1.1-4図）</p> <p>HPCSは、原子炉水位異常低下（レベル2）又はドライウエル圧力高の信号で自動起動し、復水貯蔵タンク水（第1水源）又はサプレッション・プール（S/P）水（第2水源）を炉心上部に設けられたスパージャ・ヘッドのノズルから燃料集合体にスプレイして炉心を冷却する。</p> <p>ii) 原子炉隔離時冷却系（RCIC）（第1.1.1.1-5図）</p> <p>RCICは、原子炉水位異常低下（レベル2）の信号で自動起動し、復水貯蔵タンク水（第1水源）又はS/P水（第2水源）を原子炉圧力容器頂部ノズルより注水して炉心を冷却する。本系統は、原子炉で生じる蒸気で駆動する蒸気タービンの回転をポンプの動力源としている。また、制御用電源及び機器駆動用電源には直流電源（蓄電池含む）を用いており、全交流動力電源喪失時にも蓄電池が枯渇するまでの一定の時間は炉心を冷却することができる。</p> <p>iii) 自動減圧系（ADS）（第1.1.1.1-1図）</p> <p>ADSは、逃がし安全弁（S/R弁）18弁のうち7弁からなり、低圧炉心スプレイ系又は低圧注水系と連携して炉心を冷却する機能を持つ。本系統は、原子炉水位異常低下（レベル1）及びドライウエル圧力高の両信号を受けて作動し、原子炉圧力を低下させる。</p> <p>iv) 低圧炉心スプレイ系（LPCS）（第1.1.1.1-6図）</p> <p>LPCSは、原子炉水位異常低下（レベル1）又はドライウエル圧力高の信号で自動起動し、S/P水を炉心上部に設けられたスパージャ・ヘッドのノズルから燃料集合体にスプレイして炉心を冷却する。</p>	<p>原子炉水位低（レベル3）等の信号により異常を検知して、急速かつ自動的に制御棒を炉心に挿入し、原子炉を停止させる。本系統は、各制御棒にスクラム信号を発する原子炉緊急停止系、スクラム排出容器及び制御棒駆動水圧系から構成される。</p> <p>(b) 炉心冷却機能に関する系統</p> <p>通常運転時は、給水系より原子炉へ冷却材を給水し、炉心で発生する蒸気を原子炉から主蒸気系を通して取り出し、タービン発電機を駆動する。タービンを出た低圧の蒸気は復水器にて凝縮され、再び復水系を経て給水系により原子炉へ冷却材として供給される。原子炉停止時には、残留熱除去系により原子炉の崩壊熱を除去する。異常時においては、以下の系統により原子炉を冷却する。</p> <p>i) 高圧炉心スプレイ系（HPCS）（第1.1.1.1-4図）</p> <p>HPCSは、原子炉水位異常低下（レベル2）又はドライウエル圧力高の信号で自動起動し、復水貯蔵タンク水（第1水源）又はサプレッション・プール（S/P）水（第2水源）を炉心上部に設けられたスパージャ・ヘッドのノズルから燃料集合体にスプレイして炉心を冷却する。</p> <p>ii) 原子炉隔離時冷却系（RCIC）（第1.1.1.1-5図）</p> <p>RCICは、原子炉水位異常低下（レベル2）の信号で自動起動し、復水貯蔵タンク水（第1水源）又はS/P水（第2水源）を原子炉圧力容器頂部ノズルより注水して炉心を冷却する。本系統は、原子炉で生じる蒸気で駆動する蒸気タービンの回転をポンプの動力源としている。また、制御用電源及び機器駆動用電源には直流電源（蓄電池含む）を用いており、全交流動力電源喪失時にも蓄電池が枯渇するまでの一定の時間は炉心を冷却することができる。</p> <p>iii) 自動減圧系（ADS）（第1.1.1.1-1図）</p> <p>ADSは、逃がし安全弁（S/R弁）18弁のうち7弁からなり、低圧炉心スプレイ系又は低圧注水系と連携して炉心を冷却する機能を持つ。本系統は、原子炉水位異常低下（レベル1）及びドライウエル圧力高の両信号を受けて作動し、原子炉圧力を低下させる。</p> <p>iv) 低圧炉心スプレイ系（LPCS）（第1.1.1.1-6図）</p> <p>LPCSは、原子炉水位異常低下（レベル1）又はドライウエル圧力高の信号で自動起動し、S/P水を炉心上部に設けられたスパージャ・ヘッドのノズルから燃料集合体にスプレイして炉心を冷却する。</p>	

東海第二発電所 設置変更許可申請書 修正前後比較表

【対象項目：追補2. I 1. レベル1 PRA】

東海第二発電所 第四回補正申請（平成30年6月27日）時点	修正案	備考
<p>v) 低圧注水系（L P C I）（第1.1.1.1-7図） L P C Iは、残留熱除去系（R H R）の1つの機能であり、原子炉水位異常低下（レベル1）又はドライウエル圧力高の信号で自動起動し、S/P水を原子炉圧力容器シュラウド内へ直接注水して炉心を冷却する。本プラントでは、L P C Iを3系統設けている。</p> <p>(c) 格納容器からの除熱機能に関する系統 通常運転時は、格納容器内雰囲気は窒素により不活性化されている。また、ドライウエル内ガス冷却装置により格納容器内は循環冷却されている。異常時には、以下の系統により格納容器の機能を維持する。</p> <p>i) 格納容器（P C V）（第1.1.1.1-8図） P C Vは、円錐フラスタム形をしたドライウエルと円筒形のサブプレッション・チェンバ、及び両者を仕切るダイヤフラムフロアとこれを貫通するベント管等から構成されている。原子炉冷却材喪失時に原子炉から放出される蒸気は、このベント管を通過してS/Pに導かれて凝縮される。</p> <p>ii) 残留熱除去系（R H R）（第1.1.1.1-7図）</p> <p>① 格納容器スプレイ冷却系 格納容器スプレイ冷却系はR H Rの機能の1つであり、S/P水をR H Rの熱交換器で冷却し、ドライウエル内及びサブプレッション・チェンバ内にスプレイすることで格納容器内の温度、圧力を低減させるとともに、事故時に格納容器内に浮遊しているよう素を除去することにより、放射性物質が漏えいするのを抑制する。</p> <p>② S/P冷却系 S/P冷却系はR H Rの機能の1つであり、S/P水をR H Rの熱交換器で冷却し、再びサブプレッション・チェンバへ戻すことによりS/Pの温度を低減させる。</p>	<p>v) 低圧注水系（L P C I）（第1.1.1.1-7図） L P C Iは、残留熱除去系（R H R）の1つの機能であり、原子炉水位異常低下（レベル1）又はドライウエル圧力高の信号で自動起動し、S/P水を原子炉圧力容器シュラウド内へ直接注水して炉心を冷却する。本プラントでは、L P C Iを3系統設けている。</p> <p>(c) 格納容器からの除熱機能に関する系統 通常運転時は、格納容器内雰囲気は窒素により不活性化されている。また、ドライウエル内ガス冷却装置により格納容器内は循環冷却されている。異常時には、以下の系統により格納容器の機能を維持する。</p> <p>i) 格納容器（P C V）（第1.1.1.1-8図） P C Vは、円錐フラスタム形をしたドライウエルと円筒形のサブプレッション・チェンバ、及び両者を仕切るダイヤフラム・フロアとこれを貫通するベント管等から構成されている。原子炉冷却材喪失時に原子炉から放出される蒸気は、このベント管を通過してS/Pに導かれて凝縮される。</p> <p>ii) 残留熱除去系（R H R）（第1.1.1.1-7図）</p> <p>① 格納容器スプレイ冷却系 格納容器スプレイ冷却系はR H Rの機能の1つであり、S/P水をR H Rの熱交換器で冷却し、ドライウエル内及びサブプレッション・チェンバ内にスプレイすることで格納容器内の温度、圧力を低減させるとともに、事故時に格納容器内に浮遊しているよう素を除去することにより、放射性物質が漏えいするのを抑制する。</p> <p>② S/P冷却系 S/P冷却系はR H Rの機能の1つであり、S/P水をR H Rの熱交換器で冷却し、再びサブプレッション・チェンバへ戻すことによりS/Pの温度を低減させる。</p>	<p>抽出リストC-6</p>

東海第二発電所 第四回補正申請（平成30年6月27日）時点	修正案	備考
<p>原子炉格納容器の破損を防止するための対応手段</p> <p>(1) フロントライン系故障時の対応手段の選択 (1/2)</p>  <p>第 1.6-29 図 重大事故等時の対応手段選択フローチャート (3/5)</p> <p>1.6-126</p>	<p>原子炉格納容器の破損を防止するための対応手段</p> <p>(1) フロントライン系故障時の対応手段の選択 (1/2)</p>  <p>第 1.6-29 図 重大事故等時の対応手段選択フローチャート (3/5)</p> <p>1.6-126</p>	<p>備考</p> <p>抽出リスト C-82</p>

東海第二発電所 設置変更許可申請書 修正前後比較表
 【対象項目：追補2. I 1.2.1 地震PRA】

東海第二発電所 第四回補正申請（平成30年6月27日）時点		修正案		備考
第 1.2.1.4-7 表 起因事象別炉心損傷頻度に対する主要な事故シナリオシナリオセット				
起因事象	主要な事故シナリオ	炉心損傷頻度（/炉年） （起因事象別炉心損傷頻度（/炉年））	主要なカットセット	
外部電源喪失	外部電源喪失＋崩壊熱除去失敗	1.6E-06 (3.1E-06)	・ 開閉所設備の損傷＋RHR系ゲート弁の損傷	
直流電源喪失	直流電源喪失＋高圧炉心冷却失敗	2.1E-06 (2.2E-06)	・ ケーブルトレイの損傷	
過渡事象	過渡事象＋崩壊熱除去失敗	3.9E-06 (4.3E-06)	・ RHR系操作失敗	
交流動力電源喪失	交流動力電源喪失＋高圧炉心冷却失敗	4.3E-07 (4.4E-07)	・ 非常用ディーゼル発電機冷却時注水ポンプの損傷 ＋ 水源切替操作失敗 ・ 非常用パワーセンタの損傷＋水源切替操作失敗	
原子炉圧力容器損傷	原子炉圧力容器損傷	2.2E-07 (2.2E-07)	・ 原子炉圧力容器の損傷	
原子炉建屋損傷	原子炉建屋損傷	1.5E-07 (1.5E-07)	・ 原子炉建屋の損傷	
1.2.1-103				
第 1.2.1.4-7 表 起因事象別炉心損傷頻度に対する主要な事故シナリオシナリオセット				
起因事象	主要な事故シナリオ	炉心損傷頻度（/炉年） （起因事象別炉心損傷頻度（/炉年））	主要なカットセット	
外部電源喪失	外部電源喪失＋崩壊熱除去失敗	1.6E-06 (3.1E-06)	・ 開閉所設備の損傷＋RHR系ゲート弁の損傷	
直流電源喪失	直流電源喪失＋高圧炉心冷却失敗	2.1E-06 (2.2E-06)	・ ケーブルトレイの損傷	
過渡事象	過渡事象＋崩壊熱除去失敗	3.9E-06 (4.3E-06)	・ RHR系操作失敗	
交流動力電源喪失	交流動力電源喪失＋高圧炉心冷却失敗	4.3E-07 (4.4E-07)	・ 非常用ディーゼル発電機注水ポンプの損傷 ＋ 水源切替操作失敗 ・ 非常用パワーセンタの損傷＋水源切替操作失敗	
原子炉圧力容器損傷	原子炉圧力容器損傷	2.2E-07 (2.2E-07)	・ 原子炉圧力容器の損傷	
原子炉建屋損傷	原子炉建屋損傷	1.5E-07 (1.5E-07)	・ 原子炉建屋の損傷	
1.2.1-103				
				抽出リストC-5

東海第二発電所 設置変更許可申請書 修正前後比較表
【対象項目：追補2. I 1.2.1 地震PRA】

東海第二発電所 第四回補正申請（平成30年6月27日）時点		修正案				備考				
第 1.2.1.4-12 表 FV重要度評価結果					第 1.2.1.4-12 表 FV重要度評価結果					
建屋・機器・操作	中央値 (G)	HCLPF (G)	FV重要度	建屋・機器の損傷及び人的過誤が影響を与える主な事故シナリオ	建屋・機器・操作	中央値 (G)	HCLPF (G)	FV重要度	建屋・機器の損傷及び人的過誤が影響を与える主な事故シナリオ	
HPCS水源切替操作失敗 (CST→サブプレッショ ン・チェンバ)	-	-	5.7E-01	TQUV, TQUX, TW, TBU, TBP, TBD	HPCS水源切替操作失敗 (CST→サブプレッショ ン・チェンバ)	-	-	5.7E-01	TQUV, TQUX, TW, TBU, TBP, TBD	
RCIC水源切替操作失敗 (CST→サブプレッショ ン・チェンバ)	-	-	3.6E-01	TQUV, TQUX, TW, TBU	RCIC水源切替操作失敗 (CST→サブプレッショ ン・チェンバ)	-	-	3.6E-01	TQUV, TQUX, TW, TBU	
RHR系操作失敗	-	-	3.3E-01	TW	RHR系操作失敗	-	-	3.3E-01	TW	
ケーブルトレイ	2.01	0.91	1.7E-01	TBD	ケーブルトレイ	2.01	0.91	1.7E-01	TBD	
原子炉手動減圧失敗	-	-	8.9E-02	TQUX	原子炉手動減圧失敗	-	-	8.9E-02	TQUX	
注水不能認知失敗	-	-	3.5E-02	TQUV, TQUX	注水不能認知失敗	-	-	3.5E-02	TQUV, TQUX	
残留熱除去系ゲート弁 (サブプレッショ ン・チェンバRHRポンプ入口弁)	2.58	1.15	3.0E-02	TW	残留熱除去系ゲート弁 (サブプレッショ ン・チェンバRHRポンプ入口弁)	2.58	1.15	3.0E-02	TW	
残留熱除去系ゲート弁 (ミニフロー弁)	2.58	1.15	3.0E-02	TW	残留熱除去系ゲート弁 (ミニフロー弁)	2.58	1.15	3.0E-02	TW	
残留熱除去系ゲート弁 (インジェクション弁)	2.58	1.15	3.0E-02	TW	残留熱除去系ゲート弁 (インジェクション弁)	2.58	1.15	3.0E-02	TW	
残留熱除去系ゲート弁 (熱交換器入口弁)	2.58	1.15	3.0E-02	TW	残留熱除去系ゲート弁 (熱交換器入口弁)	2.58	1.15	3.0E-02	TW	
残留熱除去系ゲート弁 (熱交換器出口弁)	2.58	1.15	3.0E-02	TW	残留熱除去系ゲート弁 (熱交換器出口弁)	2.58	1.15	3.0E-02	TW	
ストレーナ閉塞等(海水) CCF	-	-	2.0E-02	TQUV, TW	ストレーナ閉塞等(海水) CCF	-	-	2.0E-02	TQUV, TW	
非常用パワーセンタ	2.66	1.22	1.7E-02	TBU, TBP	非常用パワーセンタ	2.66	1.22	1.7E-02	TBU, TBP	
残留熱除去系海水系配管	3.01	1.26	1.6E-02	TQUV, TW	残留熱除去系海水系配管	3.01	1.26	1.6E-02	TQUV, TW	
残留熱除去系海水系ポンプ	1.25	0.83	1.2E-02	TQUV, TW	残留熱除去系海水系ポンプ	1.25	0.83	1.2E-02	TQUV, TW	
非常用ディーゼル発電機 冷却海水ポンプ	1.25	0.83	1.1E-02	TBU, TBP	非常用ディーゼル発電機 用海水ポンプ	1.25	0.83	1.1E-02	TBU, TBP	
原子炉圧力容器	2.72	1.29	1.0E-02	原子炉圧力容器損傷	原子炉圧力容器	2.72	1.29	1.0E-02	原子炉圧力容器損傷	
開閉所設備	0.65	0.24	9.5E-03	外部電源喪失	開閉所設備	0.65	0.24	9.5E-03	外部電源喪失	
1.2.1-108					1.2.1-108					抽出リストC-5

東海第二発電所 設置変更許可申請書 修正前後比較表

【対象項目：追補 2. I 1. 2. 2 津波 P R A】

東海第二発電所 第四回補正申請（平成30年6月27日）時点	修正案	備考
<p>1. 2. 2. 1 対象プラントと事故シナリオ</p> <p>b. 事故シナリオの明確化及び起因事象の分析</p> <p>上記 a. における事故シナリオの抽出結果に基づき、津波特有の原因によって炉心損傷に至る事故シナリオを明確化するとともに、明確化した事故シナリオを対象に津波を起因として炉心損傷に至る起因事象を分析した。事故シナリオの明確化及び起因事象の分析結果を第 1. 2. 2. 1-4 表及び第 1. 2. 2. 1-4 図に示す。</p> <p>また、抽出した起因事象のスクリーニングの過程を以下に示す。</p> <p>○津波の遡上高さ：～EL. +8. 2m</p> <p>津波の敷地内浸水の影響等により海水ポンプ室への浸水が生じ、以下の事象が発生する。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 循環水ポンプの機能喪失による「①復水器真空度喪失」 ・ 非常用海水ポンプの機能喪失による「②最終ヒートシンク喪失」 ・ 補機冷却系海水ポンプの機能喪失による「⑤タービン・サポート系故障」 <p>これらの事象は、海水ポンプ室への浸水に伴い同時に発生するが、津波襲来前に原子炉は既に停止しており、津波 P R A の評価では①、⑤の事象に伴い機能喪失する給・復水系に期待していないことから、緩和設備の機能喪失の要因となる「最終ヒートシンク喪失」を想定して評価する。</p> <p>※3 残留熱除去系海水系ポンプ（R H R S ポンプ）、非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ（D G S W ポンプ）、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水ポンプ（H P C S - D G S W ポンプ）</p> <p>※4 循環水ポンプ、補機冷却系海水ポンプ</p>	<p>1. 2. 2. 1 対象プラントと事故シナリオ</p> <p>b. 事故シナリオの明確化及び起因事象の分析</p> <p>上記 a. における事故シナリオの抽出結果に基づき、津波特有の原因によって炉心損傷に至る事故シナリオを明確化するとともに、明確化した事故シナリオを対象に津波を起因として炉心損傷に至る起因事象を分析した。事故シナリオの明確化及び起因事象の分析結果を第 1. 2. 2. 1-4 表及び第 1. 2. 2. 1-4 図に示す。</p> <p>また、抽出した起因事象のスクリーニングの過程を以下に示す。</p> <p>○津波の遡上高さ：～EL. +8. 2m</p> <p>津波の敷地内浸水の影響等により海水ポンプ室への浸水が生じ、以下の事象が発生する。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 循環水ポンプの機能喪失による「①復水器真空度喪失」 ・ 非常用海水ポンプの機能喪失による「②最終ヒートシンク喪失」 ・ 補機冷却系海水系ポンプの機能喪失による「⑤タービン・サポート系故障」 <p>これらの事象は、海水ポンプ室への浸水に伴い同時に発生するが、津波襲来前に原子炉は既に停止しており、津波 P R A の評価では①、⑤の事象に伴い機能喪失する給・復水系に期待していないことから、緩和設備の機能喪失の要因となる「最終ヒートシンク喪失」を想定して評価する。</p> <p>※3 残留熱除去系海水系ポンプ（R H R S ポンプ）、非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ（D G S W ポンプ）、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水ポンプ（H P C S - D G S W ポンプ）</p> <p>※4 循環水ポンプ、補機冷却系海水系ポンプ</p>	<p>備考</p> <p>抽出リスト C - 3</p> <p>抽出リスト C - 3</p>

東海第二発電所 設置変更許可申請書 修正前後比較表
【対象項目：追補2. I 1.2.2 津波PRA】

東海第二発電所 第四回補正申請（平成30年6月27日）時点

第1.2.2.1-2表 プラントネットワークダウン結果

No.	機器名称等 ^{※1}	津波影響の確認		間接的な被害の可能性の確認	総合評価
		対象機器の図面（配置図・構造図等）との相違 ^{※2}	屋外の構築物、機器の破力に対する耐力 ^{※2}		
1	残留熱除去系海水系 ^{※3}	Y	N/A	Y	N/A ^{※6}
2	非常用ディーゼル発電機用海水系 ^{※2}	Y	N/A	Y	N/A ^{※6}
3	高圧炉心スプレイズ系 ^{※3}	Y	N/A	Y	N/A ^{※6}
4	セル発電機用海水系 ^{※3}	Y	N/A	Y	N/A ^{※6}
5	循環冷却系海水ポンプ	Y	N/A	Y	N/A ^{※6}
6	海水ポンプ室開口部・貫通部	N/A	Y	N/A	N/A ^{※7}
7	原子炉建屋外壁貫通部（原子炉建屋、タービン建屋） ^{※4}	N/A	Y	N/A	N/A ^{※7}
8	起動変圧器、予備変圧器	Y	N/A ^{※5}	N/A ^{※5}	N/A ^{※8}
9	復水貯蔵タンク	Y	N/A ^{※5}	N/A ^{※5}	N/A ^{※8}
10	燃料移送系	Y	N/A ^{※5}	N/A ^{※5}	N/A ^{※8}
11	排気筒	Y	N/A ^{※5}	N/A ^{※5}	N/A ^{※8}

【凡例】 Y：YES N：NO U：調査不可 N/A：対象外
 ※1 第1.2.2.1-2図のプラントネットワークダウン対象機器の選定フローにより抽出される新規設置設備（防潮堤、防潮扉及び放水路止水対策）は、プラントネットワークダウンの対象外とする。
 ※2 津波が、原子炉建屋1階床面高さであるEL.+8.2mに到達した時点で、原子炉建屋内浸水が生じ、建屋内の機器が浸水、被水により機能喪失すると仮定しているため、高さEL.+8.2mまでの範囲について確認した。
 ※3 地下水ポンプ及び海水ポンプ室の関連機器を含む。
 ※4 基礎が、EL.+8.2mに到達した時点で、原子炉建屋内浸水が生じ、建屋内の機器が浸水、被水により機能喪失するため調査対象外とした。
 ※5 漂流物の衝突等による間接的な被害が生じる前に、浸水により当該機器は機能喪失するため調査対象外とした。
 ※6 漂流物の衝突等による間接的な被害が生じる前に、原子炉建屋内浸水が生じ、建屋内機器の浸水、被水により機能喪失するため、調査対象外とした。
 ※7 漂流物の衝突等による間接的な被害が生じる前に、原子炉建屋内浸水が生じ、建屋内機器の浸水、被水により機能喪失するため、調査対象外とした。

1.2.2-19

修正案

第1.2.2.1-2表 プラントネットワークダウン結果

No.	機器名称等 ^{※1}	津波影響の確認		間接的な被害の可能性の確認	総合評価
		対象機器の図面（配置図・構造図等）との相違 ^{※2}	屋外の構築物、機器の破力に対する耐力 ^{※2}		
1	残留熱除去系海水系 ^{※3}	Y	N/A	Y	N/A ^{※6}
2	非常用ディーゼル発電機用海水系 ^{※2}	Y	N/A	Y	N/A ^{※6}
3	高圧炉心スプレイズ系 ^{※3}	Y	N/A	Y	N/A ^{※6}
4	セル発電機用海水系 ^{※3}	Y	N/A	Y	N/A ^{※6}
5	循環冷却系海水ポンプ	Y	N/A	Y	N/A ^{※6}
6	海水ポンプ室開口部・貫通部	N/A	Y	N/A	N/A ^{※7}
7	原子炉建屋外壁貫通部（原子炉建屋、タービン建屋） ^{※4}	N/A	Y	N/A	N/A ^{※7}
8	起動変圧器、予備変圧器	Y	N/A ^{※5}	N/A ^{※5}	N/A ^{※8}
9	復水貯蔵タンク	Y	N/A ^{※5}	N/A ^{※5}	N/A ^{※8}
10	燃料移送系	Y	N/A ^{※5}	N/A ^{※5}	N/A ^{※8}
11	排気筒	Y	N/A ^{※5}	N/A ^{※5}	N/A ^{※8}

【凡例】 Y：YES N：NO U：調査不可 N/A：対象外
 ※1 第1.2.2.1-2図のプラントネットワークダウン対象機器の選定フローにより抽出される新規設置設備（防潮堤、防潮扉及び放水路止水対策）は、プラントネットワークダウンの対象外とする。
 ※2 津波が、原子炉建屋1階床面高さであるEL.+8.2mに到達した時点で、原子炉建屋内浸水が生じ、建屋内の機器が浸水、被水により機能喪失すると仮定しているため、高さEL.+8.2mまでの範囲について確認した。
 ※3 地下水ポンプ及び海水ポンプ室の関連機器を含む。
 ※4 基礎が、EL.+8.2mに到達した時点で、原子炉建屋内浸水が生じ、建屋内の機器が浸水、被水により機能喪失するため調査対象外とした。
 ※5 漂流物の衝突等による間接的な被害が生じる前に、浸水により当該機器は機能喪失するため調査対象外とした。
 ※6 漂流物の衝突等による間接的な被害が生じる前に、原子炉建屋内浸水が生じ、建屋内機器の浸水、被水により機能喪失するため、調査対象外とした。
 ※7 漂流物の衝突等による間接的な被害が生じる前に、原子炉建屋内浸水が生じ、建屋内機器の浸水、被水により機能喪失するため、調査対象外とした。

1.2.2-19

抽出リストC-3

東海第二発電所 設置変更許可申請書 修正前後比較表
【対象項目：追補2. I 1.2.2 津波PRA】

東海第二発電所 第四回補正申請（平成30年6月27日）時点		修正案		備考	
第 1.2.2.1-3 表 津波による事故シナリオの抽出結果（1/5）					
津波の影響	直接的	影響の種類 1. 浸水による設備の没水，被	建屋・構築物，機器・配管系への影響 設備の動的機能喪失 電気設備の発電／送電機能喪失	影響を受ける可能性のある設備 (1) 循環水ポンプ (2) 補機冷却海水ポンプ (3) 非常用海水系※1 (4) 起動変圧器，予備変圧器 (5) 燃料移送ポンプ (6) タービン建屋内機器 (7) 原子炉建屋内機器 (8) 防潮堤及び防潮扉 (9) 放水路止水対策（構内排水路止水対策含む）	考えられるシナリオ ① 津波の防潮堤越流により海水ポンプ室浸水が生じ，循環水ポンプの機能喪失による復水器真空度喪失が発生する。 ① 補機冷却海水ポンプの機能喪失によるタービン・サポータ系故障が発生する。 ① 津波の防潮堤越流により海水ポンプ室浸水が生じ，非常用海水ポンプの機能喪失による最終ヒートシンク喪失が発生する。 ① 津波の防潮堤越流により敷地内浸水が生じ，起動変圧器及び予備変圧器の機能喪失による外部電源喪失が発生する。 ① 津波の防潮堤越流により敷地内浸水が生じ，燃料移送ポンプの機能喪失による燃料移送系機能喪失が発生する。 ① 津波の防潮堤越流によりタービン建屋内浸水が生じ，タービン建屋内機器の機能喪失によるタービン・サポータ系故障が発生する。 ① 津波の防潮堤越流により原子炉建屋内浸水が生じ，複数の緩和系機器の機能喪失が発生する。 ② ①により海水ポンプ室浸水，タービン建屋内浸水及び原子炉建屋内浸水が生じる。その後のシナリオは，1. 浸水による設備の没水，被水と同じ。 ③ 津波波力により防潮堤が損傷し，敷地内に多量の津波が流入すること，屋内外内の施設が広範囲にわたり浸水し機能喪失する。防潮堤損傷が発生する。 ① 津波波力により放水路止水機能が喪失する。 ② ①により海水ポンプ室浸水，敷地浸水，タービン建屋内浸水及び原子炉建屋内浸水が生じる。その後のシナリオは，1. 浸水による設備の没水，被水と同じ。
			※1 非常用海水系とは，残留熱除去系海水系ポンプ（RRRSポンプ），非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ（DGGSWPポンプ），高圧炉心スプレイスpray系ディーゼル発電機用海水ポンプ（HPPCS-DGGSWPポンプ）及び海水ポンプ室内の関連機器を含む。以下，同じ。		
第 1.2.2.1-3 表 津波による事故シナリオの抽出結果（1/5）					
津波の影響	直接的	影響の種類 1. 浸水による設備の没水，被	建屋・構築物，機器・配管系への影響 設備の動的機能喪失 電気設備の発電／送電機能喪失	影響を受ける可能性のある設備 (1) 循環水ポンプ (2) 補機冷却海水系ポンプ (3) 非常用海水系※1 (4) 起動変圧器，予備変圧器 (5) 燃料移送ポンプ (6) タービン建屋内機器 (7) 原子炉建屋内機器 (8) 防潮堤及び防潮扉 (9) 放水路止水対策（構内排水路止水対策含む）	考えられるシナリオ ① 津波の防潮堤越流により海水ポンプ室浸水が生じ，循環水ポンプの機能喪失による復水器真空度喪失が発生する。 ① 津波の防潮堤越流により海水ポンプ室浸水が生じ，補機冷却海水系ポンプの機能喪失によるタービン・サポータ系故障が発生する。 ① 津波の防潮堤越流により海水ポンプ室浸水が生じ，非常用海水ポンプの機能喪失による最終ヒートシンク喪失が発生する。 ① 津波の防潮堤越流により敷地内浸水が生じ，起動変圧器及び予備変圧器の機能喪失による外部電源喪失が発生する。 ① 津波の防潮堤越流により敷地内浸水が生じ，燃料移送ポンプの機能喪失による燃料移送系機能喪失が発生する。 ① 津波の防潮堤越流によりタービン建屋内浸水が生じ，タービン建屋内機器の機能喪失によるタービン・サポータ系故障が発生する。 ① 津波の防潮堤越流により原子炉建屋内浸水が生じ，複数の緩和系機器の機能喪失が発生する。 ① 津波波力により防潮堤及び防潮扉が損傷する。 ② ①により海水ポンプ室浸水，タービン建屋内浸水及び原子炉建屋内浸水が生じる。その後のシナリオは，1. 浸水による設備の没水，被水と同じ。 ③ 津波波力により防潮堤が損傷し，敷地内に多量の津波が流入すること，屋内外内の施設が広範囲にわたり浸水し機能喪失する。防潮堤損傷が発生する。 ① 津波波力により放水路止水機能が喪失する。 ② ①により海水ポンプ室浸水，敷地浸水，タービン建屋内浸水及び原子炉建屋内浸水が生じる。その後のシナリオは，1. 浸水による設備の没水，被水と同じ。
			※1 非常用海水系とは，残留熱除去系海水系ポンプ（RRRSポンプ），非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ（DGGSWPポンプ），高圧炉心スプレイスpray系ディーゼル発電機用海水ポンプ（HPPCS-DGGSWPポンプ）及び海水ポンプ室内の関連機器を含む。以下，同じ。		
抽出リストC-3					

東海第二発電所 設置変更許可申請書 修正前後比較表
【対象項目：追補2. I 1.2.2 津波PRA】

東海第二発電所 第四回補正申請（平成30年6月27日）時点				修正案				備考
第 1.2.2.1-3 表 津波による事故シナリオの抽出結果（3/5）				第 1.2.2.1-3 表 津波による事故シナリオの抽出結果（3/5）				
津波の影響 直接的	影響の種類 2. 津波波力、流体力、浮力（つづき）	建屋・構築物、機器・配管系への影響 建屋・構築物、機器・配管系の構造的損傷（つづき）	影響を受ける可能性のある設備 (17)排気筒	考えられるシナリオ	①津波波力により排気筒が損傷する。 ②①によりタービン建屋が損傷し、タービン建屋内浸水が生じる。その後のシナリオは、1. 浸水による設備の没水、被水の(6)タービン建屋内機器と同じ。 ③①により原子炉建屋が損傷し、原子炉建屋内浸水が生じる。その後のシナリオは、1. 浸水による設備の没水、被水の(7)原子炉建屋内機器と同じ。	①海底砂移動により海水取水機能障害が生じ、循環水ポンプの機能喪失が生じる。 ①海底砂移動により海水取水機能障害が生じ、補機冷却系海水ポンプの機能喪失が生じる。 ①海底砂移動による海水取水機能障害が生じ、非常用海水ポンプの機能喪失が生じる。 ①引き波による水位低下により海水取水機能障害が生じ、循環水ポンプの機能喪失が生じる。 ①引き波による水位低下により海水取水機能障害が生じ、補機冷却系海水ポンプの機能喪失が生じる。 ①引き波による水位低下により海水取水機能障害が生じ、非常用海水ポンプの機能喪失が生じる。		
	3. 海底砂移動※3	海水取水設備の機能喪失	(18)循環水ポンプ (19)補機冷却系海水ポンプ (20)非常用海水ポンプ	①海底砂移動により海水取水機能障害が生じ、循環水ポンプの機能喪失が生じる。 ①海底砂移動により海水取水機能障害が生じ、補機冷却系海水ポンプの機能喪失が生じる。 ①海底砂移動による海水取水機能障害が生じ、非常用海水ポンプの機能喪失が生じる。				
	4. 引き波による水位低下※4	海水取水設備の機能喪失	(21)循環水ポンプ (22)補機冷却系海水ポンプ (23)非常用海水ポンプ	①引き波による水位低下により海水取水機能障害が生じ、循環水ポンプの機能喪失が生じる。 ①引き波による水位低下により海水取水機能障害が生じ、補機冷却系海水ポンプの機能喪失が生じる。 ①引き波による水位低下により海水取水機能障害が生じ、非常用海水ポンプの機能喪失が生じる。				
※3 海底砂移動は、現時点では評価技術が十分でないため、津波PRA学会標準に従い、今回の津波PRAにおいては評価の対象外とした。 ※4 引き波による水位低下は、押し波により非常用海水ポンプ又は常用海水ポンプが損傷して発生するシナリオと同じであり、新たな事故シナリオを発生させるものではないため、対象外とした。								
1.2.2-22				1.2.2-22				
抽出リストC-3				抽出リストC-3				抽出リストC-3

東海第二発電所 設置変更許可申請書 修正前後比較表
 【対象項目：追補2. I 1.2.2 津波PRA】

東海第二発電所 第四回補正申請（平成30年6月27日）時点		修正案	備考
第 1.2.2.1-4 表 津波による影響を受ける建屋・機器及び発生する起因事象			
津波の遡上高さ	津波による影響を受ける建屋・機器	起因事象*	
～EL. + 8.2m	<ul style="list-style-type: none"> 循環水ポンプ 非常用海水ポンプ (RHR S, DGSW, HPCS - DGSW) 補機冷却系海水ポンプ 	<ul style="list-style-type: none"> ① 復水器真空度喪失) ② 最終ヒートシンク喪失 ⑤ タービン・サポータ系喪失) 	
EL. + 8.2m～	<ul style="list-style-type: none"> 起動変圧器, 予備変圧器 燃料移送系 復水貯蔵タンク タービン建屋 原子炉建屋 	<ul style="list-style-type: none"> ① 復水器真空度喪失) ② 最終ヒートシンク喪失) ⑤ タービン・サポータ系喪失) ③ 全交流動力電源喪失) (外部電源喪失+最終ヒートシンク喪失) ④ ー) (燃料移送系, 復水貯蔵タンク損傷に伴う緩和設備の機能喪失) ⑥ 原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失 (最終ヒートシンク喪失) ⑦ 防潮堤損傷 	
※ 下線の起因事象は、津波の遡上高さが高くなることにより新たに発生する起因事象となる。 また、() 内の起因事象は、同時に発生する可能性があるが、他の起因事象で発生する影響に含まれる起因事象となる。			
第 1.2.2.1-4 表 津波による影響を受ける建屋・機器及び発生する起因事象			
津波の遡上高さ	津波による影響を受ける建屋・機器	起因事象*	
～EL. + 8.2m	<ul style="list-style-type: none"> 循環水ポンプ 非常用海水ポンプ (RHR S, DGSW, HPCS - DGSW) 補機冷却系海水ポンプ 	<ul style="list-style-type: none"> ① 復水器真空度喪失) ② 最終ヒートシンク喪失 ⑤ タービン・サポータ系喪失) 	
EL. + 8.2m～	<ul style="list-style-type: none"> 起動変圧器, 予備変圧器 燃料移送系 復水貯蔵タンク タービン建屋 原子炉建屋 	<ul style="list-style-type: none"> ① 復水器真空度喪失) ② 最終ヒートシンク喪失) ⑤ タービン・サポータ系喪失) ③ 全交流動力電源喪失) (外部電源喪失+最終ヒートシンク喪失) ④ ー) (燃料移送系, 復水貯蔵タンク損傷に伴う緩和設備の機能喪失) ⑥ 原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失 (最終ヒートシンク喪失) ⑦ 防潮堤損傷 	
※ 下線の起因事象は、津波の遡上高さが高くなることにより新たに発生する起因事象となる。 また、() 内の起因事象は、同時に発生する可能性があるが、他の起因事象で発生する影響に含まれる起因事象となる。			
抽出リストC-3			

1.2.2-25

1.2.2-25

東海第二発電所 設置変更許可申請書 修正前後比較表

【対象項目：追補2. I 1.2.2 津波PRA】

東海第二発電所 第四回補正申請（平成30年6月27日）時点					修正案					備考				
第1.2.2.1-5表 建屋・機器リスト（1/2）					第1.2.2.1-5表 建屋・機器リスト（1/2）					抽出リストC-3				
区分	No.	建屋・機器（系統）名称		設置場所*1	設置場所の高さ*1 (EL.)	区分	No.	建屋・機器（系統）名称			設置場所*1	設置場所の高さ*1 (EL.)		
津波防護施設及び浸水防止設備	1	防潮堤及び防潮扉		-	屋外	-	津波防護施設及び浸水防止設備	1	防潮堤及び防潮扉		-	屋外	-	
	2	放水路止水対策（構内排水路止水対策含む）		-	屋外	-		2	放水路止水対策（構内排水路止水対策含む）		-	屋外	-	
	3	取水路止水対策（海水引込み管、緊急用海水取水管止水対策含む）		-	海水ポンプ室及び屋外	-		3	取水路止水対策（海水引込み管、緊急用海水取水管止水対策含む）		-	海水ポンプ室及び屋外	-	
	4	原子炉建屋外壁部（地下部分）止水対策（隣接する建屋境界部含む）		-	原子炉建屋及び屋外	-		4	原子炉建屋外壁部（地下部分）止水対策（隣接する建屋境界部含む）		-	原子炉建屋及び屋外	-	
起回事象を引き起こす設備	5	残留熱除去系海水系（海水ポンプ及び関連機器含む）	ポンプ	海水ポンプ室	+0.8m	起回事象を引き起こす設備	5	残留熱除去系海水系（海水ポンプ及び関連機器含む）	ポンプ		海水ポンプ室	+0.8m		
	6	非常用ディーゼル発電機用海水系（海水ポンプ及び関連機器含む）	ポンプ	海水ポンプ室	+0.8m		6	非常用ディーゼル発電機用海水系（海水ポンプ及び関連機器含む）	ポンプ		海水ポンプ室	+0.8m		
	7	高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水系（海水ポンプ及び関連機器含む）	ポンプ	海水ポンプ室	+0.8m		7	高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水系（海水ポンプ及び関連機器含む）	ポンプ		海水ポンプ室	+0.8m		
	8	循環水ポンプ	ポンプ	海水ポンプ室	+0.8m		8	循環水ポンプ	ポンプ		海水ポンプ室	+0.8m		
	9	補機冷却系海水ポンプ	ポンプ	海水ポンプ室	+0.8m		9	補機冷却系海水系ポンプ	ポンプ		海水ポンプ室	+0.8m		
	10	起動変圧器、予備変圧器	変圧器	屋外	+8.2m		10	起動変圧器、予備変圧器	変圧器		屋外	+8.2m		
	11	原子炉建屋	1階床面	-	+8.2m		11	原子炉建屋	1階床面		-	+8.2m		
	12	タービン建屋	1階床面	-	+8.2m		12	タービン建屋	1階床面		-	+8.2m		
	13	排気筒	排気筒	屋外	+8.5m		13	排気筒	排気筒		屋外	+8.5m		
起回事象を緩和する設備	フロントライン系	14	高圧炉心スプレイ系	ポンプ、電動弁、空調機	原子炉建屋（地下2階）	-4.0m	フロントライン系	14	高圧炉心スプレイ系		ポンプ、電動弁、空調機	原子炉建屋（地下2階）	-4.0m	
		15	原子炉隔離時冷却系	ポンプ、タービン、電動弁、器具、分電盤	原子炉建屋（地下2階）	-4.0m		15	原子炉隔離時冷却系		ポンプ、タービン、電動弁、器具、分電盤	原子炉建屋（地下2階）	-4.0m	
		16	低圧炉心スプレイ系	ポンプ、電動弁、空調機	原子炉建屋（地下2階）	-4.0m		16	低圧炉心スプレイ系		ポンプ、電動弁、空調機	原子炉建屋（地下2階）	-4.0m	
		17	低圧注水系（残留熱除去系）	ポンプ、電動弁、空調機	原子炉建屋（地下2階）	-4.0m		17	低圧注水系（残留熱除去系）		ポンプ、電動弁、空調機	原子炉建屋（地下2階）	-4.0m	
		18	自動減圧系	制御盤	原子炉建屋（2階）	+18.0m		18	自動減圧系		制御盤	原子炉建屋（2階）	+18.0m	
		サポート系	19	復水貯蔵タンク	タンク	屋外		+3.0m	サポート系		19	復水貯蔵タンク	タンク	屋外
	20		燃料移送系	タンク、ポンプ	屋外	+8.3m	20	燃料移送系			タンク、ポンプ	屋外	+8.3m	
	21		直流電源系	分電盤	原子炉建屋（地下2階）	-4.0m	21	直流電源系		分電盤	原子炉建屋（地下2階）	-4.0m		
	22		非常用交流電源系	ディーゼル発電設備	原子炉建屋（地下2階）	-4.0m	22	非常用交流電源系		ディーゼル発電設備	原子炉建屋（地下2階）	-4.0m		

1.2.2-26

1.2.2-26

東海第二発電所 設置変更許可申請書 修正前後比較表
 【対象項目：追補2. I 1.2.2 津波PRA】

東海第二発電所 第四回補正申請（平成30年6月27日）時点				修正案				備考
第 1.2.2.3-1 表 建屋・機器フラジリティ評価結果（4/11）								
区分	No.	設備名称	津波損傷モード		建屋・機器フラジリティ	備考		
			没水，被水	○				
起因事象を 引き起こす 設備 （つづぎ）	9	補機冷却系 海水ポンプ	没水，被水	○	防潮堤高さ T.P.+20m を超える津波の越流により，海水ポンプ室 浸水が生じ，機能喪失する。			
			波力，流体 力，浮力	—	本損傷モードの発生前に没水，被水により補機冷却系海水ポンプ は機能喪失するため，評価対象外とした。			
			洗掘	—	海水ポンプ室内であり，洗掘は生じないため，評価対象外とした。			
			漂流物	—	海水ポンプ室内であり，漂流物は衝突しないため，評価対象外と した。			
	10	起動変圧 器，予備変 压器	没水，被水	(○)	機能喪失要因となる可能性があるが，本損傷モードが発生する津 波高さで没水，被水により原子炉建屋内浸水が生じ，原子炉建屋 内機器が機能喪失する。			
			波力，流体 力，浮力	(○)	機能喪失要因となる可能性があるが，本損傷モードの発生前に没 水，被水により原子炉建屋内浸水が生じ，原子炉建屋内機器が機 能喪失する。			
			洗掘	(○)	同上			
			漂流物	(○)	同上			
第 1.2.2.3-1 表 建屋・機器フラジリティ評価結果（4/11）								
区分	No.	設備名称	津波損傷モード		建屋・機器フラジリティ	備考		
			没水，被水	○				
起因事象を 引き起こす 設備 （つづぎ）	9	補機冷却系 海水ポン プ	没水，被水	○	防潮堤高さ T.P.+20m を超える津波の越流により，海水ポンプ室 浸水が生じ，機能喪失する。			
			波力，流体 力，浮力	—	本損傷モードの発生前に没水，被水により補機冷却系海水ポン プは機能喪失するため，評価対象外とした。			
			洗掘	—	海水ポンプ室内であり，洗掘は生じないため，評価対象外とした。			
			漂流物	—	海水ポンプ室内であり，漂流物は衝突しないため，評価対象外と した。			
	10	起動変圧 器，予備変 压器	没水，被水	(○)	機能喪失要因となる可能性があるが，本損傷モードが発生する津 波高さで没水，被水により原子炉建屋内浸水が生じ，原子炉建屋 内機器が機能喪失する。			
			波力，流体 力，浮力	(○)	機能喪失要因となる可能性があるが，本損傷モードの発生前に没 水，被水により原子炉建屋内浸水が生じ，原子炉建屋内機器が機 能喪失する。			
			洗掘	(○)	同上			
			漂流物	(○)	同上			
							抽出リストC-3	

東海第二発電所 設置変更許可申請書 修正前後比較表

【対象項目：追補 2. I シーケンス選定 別紙 2】

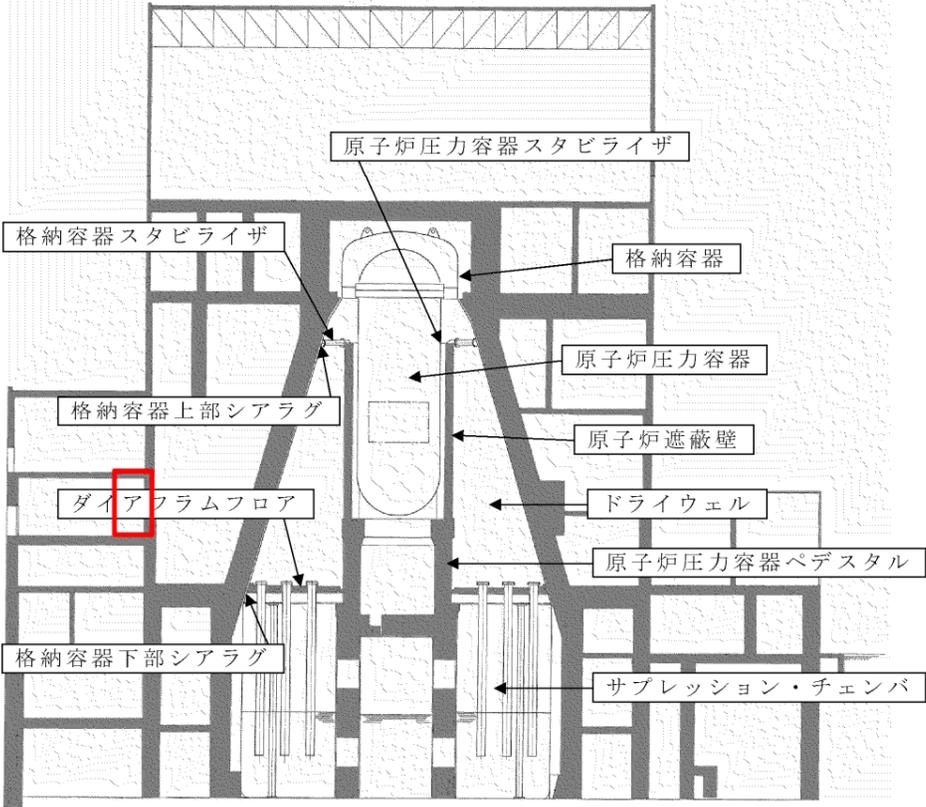
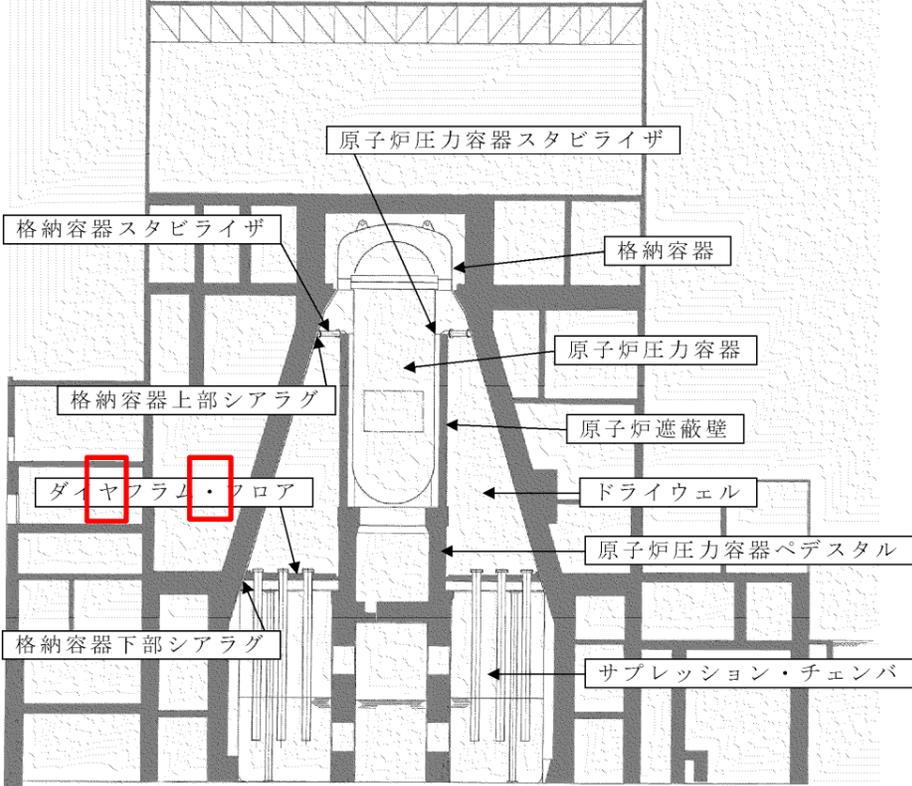
東海第二発電所 第四回補正申請（平成30年6月27日）時点	修正案	備考
<p>2.2 格納容器損傷</p> <p>(1) 想定事故シナリオ</p> <p>格納容器が損傷することで、格納容器内の原子炉圧力容器等の構造物及び機器が広範囲にわたり損傷し、原子炉注水を行った場合においても炉心損傷を回避できないことを想定した事故シーケンスである。</p> <p>実際には地震による格納容器の損傷程度により発生する事象の厳しさは以下のとおりの範囲を有している。</p> <p>＜小規模な損傷の場合＞</p> <p>地震による格納容器損傷として、一部のみの損傷を想定する場合には、原子炉冷却材圧力バウンダリが健全で大規模なLOCA（Excessive LOCA）が発生しない可能性があり、外部電源喪失等の過渡事象が発生した場合においても、原子炉注水機能等が健全な場合は炉心損傷に至ることはない。</p> <p>＜大規模な損傷の場合＞</p> <p>格納容器内の配管及びECCS注入配管が同時に構造損傷して、大規模なLOCA（Excessive LOCA）が発生すると同時に、原子炉注水機能も喪失するため、炉心損傷に至る。なお、この場合、格納容器が損傷しており、閉じ込め機能にも期待することはできない。</p> <p>このように損傷の発生程度に応じて影響程度が変化する事故シーケンスであるものの、地震による格納容器損傷状態及び機能喪失する機器を特定することは困難であることから、これらの様々な損傷の程度・組合せを含む事故シーケンス全体を炉心損傷防止が困難な事故シーケンスとして整理した。</p> <p>【炉心損傷頻度】4.1×10^{-9} / 炉年（点推定値）</p> <p>【全炉心損傷頻度への寄与割合】0.1%未満</p> <p>(2) フラジリティ評価の保守性</p> <p>a. 評価対象機器／評価部位</p> <p>格納容器の損傷により炉心損傷に至る事故シナリオに対して、支配的な機器として、格納容器スタビライザ及び格納容器下部シアラグを選定している。これらの構造物の位置関係を第1図に示す。</p> <p>格納容器スタビライザは、原子炉遮へい壁からの水平方向の地震荷重を原子炉建屋に伝達するために、原子炉遮へい壁と格納容器上部シアラグを結ぶ構造物であり、原子炉遮へい壁の最頂部にトラス状に設置されている。</p>	<p>2.2 格納容器損傷</p> <p>(1) 想定事故シナリオ</p> <p>格納容器が損傷することで、格納容器内の原子炉圧力容器等の構造物及び機器が広範囲にわたり損傷し、原子炉注水を行った場合においても炉心損傷を回避できないことを想定した事故シーケンスである。</p> <p>実際には地震による格納容器の損傷程度により発生する事象の厳しさは以下のとおりの範囲を有している。</p> <p>＜小規模な損傷の場合＞</p> <p>地震による格納容器損傷として、一部のみの損傷を想定する場合には、原子炉冷却材圧力バウンダリが健全で大規模なLOCA（Excessive LOCA）が発生しない可能性があり、外部電源喪失等の過渡事象が発生した場合においても、原子炉注水機能等が健全な場合は炉心損傷に至ることはない。</p> <p>＜大規模な損傷の場合＞</p> <p>格納容器内の配管及びECCS注入配管が同時に構造損傷して、大規模なLOCA（Excessive LOCA）が発生すると同時に、原子炉注水機能も喪失するため、炉心損傷に至る。なお、この場合、格納容器が損傷しており、閉じ込め機能にも期待することはできない。</p> <p>このように損傷の発生程度に応じて影響程度が変化する事故シーケンスであるものの、地震による格納容器損傷状態及び機能喪失する機器を特定することは困難であることから、これらの様々な損傷の程度・組合せを含む事故シーケンス全体を炉心損傷防止が困難な事故シーケンスとして整理した。</p> <p>【炉心損傷頻度】4.1×10^{-9} / 炉年（点推定値）</p> <p>【全炉心損傷頻度への寄与割合】0.1%未満</p> <p>(2) フラジリティ評価の保守性</p> <p>a. 評価対象機器／評価部位</p> <p>格納容器の損傷により炉心損傷に至る事故シナリオに対して、支配的な機器として、格納容器スタビライザ及び格納容器下部シアラグを選定している。これらの構造物の位置関係を第1図に示す。</p> <p>格納容器スタビライザは、原子炉遮へい壁からの水平方向の地震荷重を原子炉建屋に伝達するために、原子炉遮へい壁と格納容器上部シアラグを結ぶ構造物であり、原子炉遮へい壁の最頂部にトラス状に設置されている。</p>	

東海第二発電所 設置変更許可申請書 修正前後比較表

【対象項目：追補 2. I シーケンス選定 別紙 2】

東海第二発電所 第四回補正申請（平成30年6月27日）時点	修正案	備考
<p>また、格納容器下部シアラグは、格納容器円錐部下部付近に設置されており、格納容器の水平方向の地震荷重及びダイアフラムフロアを介して伝達される原子炉圧力容器ペDESTALからの水平方向の地震荷重を原子炉建屋に伝達する構造となっている。</p> <p>b. 評価方法 今回のフラジリティ評価では、決定論による耐震評価結果に基づき、耐力係数と応答係数を用いた安全係数法によりフラジリティを評価した。</p> <p>c. フラジリティ曲線の保守性等 格納容器スタビライザ及び格納容器下部シアラグの構造強度評価は、地震応答解析により算出した時刻歴荷重データのうち当該部位に負荷される最大荷重を用いて、その地震荷重（最大荷重）を交番荷重ではなく、静的に負荷され続けている状態を想定して評価を行っており、保守的な評価となっている。</p> <p>さらに、格納容器は複数の格納容器スタビライザ及び格納容器下部シアラグにより支持されているが、最大地震荷重を受けるものが損傷した時点で、格納容器損傷に至るとしている点にも保守性がある。</p> <p>(3) 有効性評価における事故シーケンスグループとしての取り扱い 本事故シーケンスの発生頻度は小規模な損傷の影響も含めた評価でも 4.1×10^{-9} / 炉年であり、全炉心損傷頻度 (7.5×10^{-5} / 炉年) に対して 0.1%未満と小さい。</p> <p>最大地震荷重を受ける格納容器スタビライザが損傷した場合でも、荷重の再配分により残りの格納容器スタビライザ及び原子炉圧力容器ペDESTALで原子炉遮へい壁の地震荷重を受けることができることから、直ちに原子炉遮へい壁が転倒するには至らず、原子炉冷却材圧力バウンダリ配管の一部損傷若しくは破損に留まるものと考えられる。この場合は既存の LOCAシナリオと同様の進展になることが想定される。</p> <p>また、最大地震荷重を受ける格納容器下部シアラグが損傷した場合でも、荷重の再配分により残りの格納容器下部シアラグ及びダイアフラムフロアで原子炉圧力容器ペDESTALの地震荷重を受けることができることから、直ちに原子炉圧力容器ペDESTALが転倒するには至らず、原子炉冷却材圧力バウンダリ配管の一部損傷若しくは破損に留まるものと考えられる。この場合は既存の LOCAシナリオと同様の進展になることが想定される。</p>	<p>また、格納容器下部シアラグは、格納容器円錐部下部付近に設置されており、格納容器の水平方向の地震荷重及びダイアフラム・フロアを介して伝達される原子炉圧力容器ペDESTALからの水平方向の地震荷重を原子炉建屋に伝達する構造となっている。</p> <p>b. 評価方法 今回のフラジリティ評価では、決定論による耐震評価結果に基づき、耐力係数と応答係数を用いた安全係数法によりフラジリティを評価した。</p> <p>c. フラジリティ曲線の保守性等 格納容器スタビライザ及び格納容器下部シアラグの構造強度評価は、地震応答解析により算出した時刻歴荷重データのうち当該部位に負荷される最大荷重を用いて、その地震荷重（最大荷重）を交番荷重ではなく、静的に負荷され続けている状態を想定して評価を行っており、保守的な評価となっている。</p> <p>さらに、格納容器は複数の格納容器スタビライザ及び格納容器下部シアラグにより支持されているが、最大地震荷重を受けるものが損傷した時点で、格納容器損傷に至るとしている点にも保守性がある。</p> <p>(3) 有効性評価における事故シーケンスグループとしての取り扱い 本事故シーケンスの発生頻度は小規模な損傷の影響も含めた評価でも 4.1×10^{-9} / 炉年であり、全炉心損傷頻度 (7.5×10^{-5} / 炉年) に対して 0.1%未満と小さい。</p> <p>最大地震荷重を受ける格納容器スタビライザが損傷した場合でも、荷重の再配分により残りの格納容器スタビライザ及び原子炉圧力容器ペDESTALで原子炉遮へい壁の地震荷重を受けることができることから、直ちに原子炉遮へい壁が転倒するには至らず、原子炉冷却材圧力バウンダリ配管の一部損傷若しくは破損に留まるものと考えられる。この場合は既存の LOCAシナリオと同様の進展になることが想定される。</p> <p>また、最大地震荷重を受ける格納容器下部シアラグが損傷した場合でも、荷重の再配分により残りの格納容器下部シアラグ及びダイアフラム・フロアで原子炉圧力容器ペDESTALの地震荷重を受けることができることから、直ちに原子炉圧力容器ペDESTALが転倒するには至らず、原子炉冷却材圧力バウンダリ配管の一部損傷若しくは破損に留まるものと考えられる。この場合は既存の LOCAシナリオと同様の進展になることが想定される。</p>	<p>抽出リスト C-6</p> <p>抽出リスト C-6</p>

東海第二発電所 設置変更許可申請書 修正前後比較表
 【対象項目：追補 2. I シーケンス選定 別紙 2】

東海第二発電所 第四回補正申請（平成30年6月27日）時点	修正案	備考
 <p>第1図 格納容器の構造物（格納容器スタビライザ，格納容器下部シアラグ）の位置関係</p> <p>別紙 2-23</p>	 <p>第1図 格納容器の構造物（格納容器スタビライザ，格納容器下部シアラグ）の位置関係</p> <p>別紙 2-23</p>	<p>抽出リストC-6</p>

東海第二発電所 設置変更許可申請書 修正前後比較表
 【対象項目：追補 2. I シーケンス選定 別紙 2】

東海第二発電所 第四回補正申請（平成30年6月27日）時点	修正案	備考
<div data-bbox="261 323 1279 993" data-label="Image"> </div> <p data-bbox="332 1010 1107 1045">図 3 東海第二発電所（M a r k - II 型）の格納容器概略図</p> <p data-bbox="507 1717 1169 1793">  は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。 別紙 9-7 </p>	<div data-bbox="1323 323 2323 947" data-label="Image"> </div> <p data-bbox="1412 968 2163 1003">図 3 東海第二発電所（M a r k - II 型）の格納容器概略図</p> <p data-bbox="1567 1633 2228 1724">  は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。 別紙 9-7 </p>	<p data-bbox="2356 611 2620 646">抽出リスト C-6</p>

東海第二発電所 設置変更許可申請書 修正前後比較表
 【対象項目：追補 2. I シーケンス選定 別紙 2】

東海第二発電所 第四回補正申請（平成30年6月27日）時点	修正案	備考
<div data-bbox="243 359 1032 1583" style="border: 1px solid black; height: 583px; width: 266px; margin: 0 auto;"></div> <div data-bbox="1169 743 1205 1213" style="text-align: center; margin-top: 10px;">第 1.1.1.1-8 図 格納容器の概要図</div> <div data-bbox="528 1709 1181 1745" style="text-align: center; margin-top: 20px;">  は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。 </div> <div data-bbox="655 1803 804 1837" style="text-align: center; margin-top: 10px;">1.1.1-100</div>	<div data-bbox="1332 348 2080 1572" style="border: 1px solid black; height: 583px; width: 252px; margin: 0 auto;"></div> <div data-bbox="2246 743 2282 1213" style="text-align: center; margin-top: 10px;">第 1.1.1.1-8 図 格納容器の概要図</div> <div data-bbox="1629 1709 2294 1745" style="text-align: center; margin-top: 20px;">  は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。 </div> <div data-bbox="1739 1803 1887 1837" style="text-align: center; margin-top: 10px;">1.1.1-100</div>	<div data-bbox="2377 436 2614 470" style="margin-top: 10px;">抽出リスト C-6</div>

東海第二発電所 設置変更許可申請書 修正前後比較表

【対象項目：追補2. I 2. レベル1. 5 P R A】

東海第二発電所 第四回補正申請（平成30年6月27日）時点	修 正 案	備 考
<p>2. レベル1. 5 P R A</p> <p>2.1 内部事象P R A</p> <p>2.1.1 出力運転時P R A</p> <p>出力運転時レベル1. 5 P R Aは、一般社団法人日本原子力学会が発行した「原子力発電所の出力運転状態を対象とした確率論的安全評価に関する実施基準（レベル2PSA編）：2008」を参考に評価を実施し、各実施項目については「P R Aの説明における参照事項」（原子力規制庁 平成25年9月）の記載事項への適合性を確認した。評価フロー図を第2.1.1-1図に示す。</p> <p>2.1.1.1 プラントの構成・特性</p> <p>(1) 対象プラントに関する説明</p> <p>a. 機器・系統の配置及び形状・設備容量</p> <p>格納容器の主要仕様を第2.1.1.1-1表に示す。</p> <p>M a r k - II格納容器は、第1.1.1.1-8図に示したように、円錐フラスタム形をしたドライウェルとその下部に配置した円筒系のサプレッション・チェンバにより構成され、ドライウェルとサプレッション・チェンバはダイヤフラムフロアにて仕切られている。また、ペDESTALは、ベースマットコンクリート上からダイヤフラムフロアを貫通して原子炉圧力容器を支持する構造となっている。</p> <p>その他の主要な機器・系統の配置及び形状・設備容量は「1. レベル1 P R A」に示すとおりである。</p>	<p>2. レベル1. 5 P R A</p> <p>2.1 内部事象P R A</p> <p>2.1.1 出力運転時P R A</p> <p>出力運転時レベル1. 5 P R Aは、一般社団法人日本原子力学会が発行した「原子力発電所の出力運転状態を対象とした確率論的安全評価に関する実施基準（レベル2PSA編）：2008」を参考に評価を実施し、各実施項目については「P R Aの説明における参照事項」（原子力規制庁 平成25年9月）の記載事項への適合性を確認した。評価フロー図を第2.1.1-1図に示す。</p> <p>2.1.1.1 プラントの構成・特性</p> <p>(1) 対象プラントに関する説明</p> <p>a. 機器・系統の配置及び形状・設備容量</p> <p>格納容器の主要仕様を第2.1.1.1-1表に示す。</p> <p>M a r k - II格納容器は、第1.1.1.1-8図に示したように、円錐フラスタム形をしたドライウェルとその下部に配置した円筒系のサプレッション・チェンバにより構成され、ドライウェルとサプレッション・チェンバはダイヤフラム・フロアにて仕切られている。また、ペDESTALは、ベースマットコンクリート上からダイヤフラム・フロアを貫通して原子炉圧力容器を支持する構造となっている。</p> <p>その他の主要な機器・系統の配置及び形状・設備容量は「1. レベル1 P R A」に示すとおりである。</p>	<p>抽出リストC-6</p>