

東海第二発電所 審査資料	
資料番号	PS-C-2 改9
提出年月日	平成29年5月29日

東海第二発電所

重大事故等対策の有効性評価

補足説明資料

平成29年5月
日本原子力発電株式会社

本資料のうち、は商業機密又は核物質防護上の観点から公開できません。

目 次

1. 設備概要
 - 1.1 代替制御棒挿入機能
 - 1.2 代替原子炉再循環ポンプトリップ機能
 - 1.3 過渡時自動減圧機能
 - 1.4 低圧代替注水系（常設，可搬型）
 - 1.5 緊急用海水系
 - 1.6 耐圧強化ベント系
 - 1.7 格納容器圧力逃がし装置
 - 1.8 代替循環冷却系
 - 1.9 常設代替交流電源設備，可搬型代替交流電源設備
 - 1.10 常設代替直流電源設備，可搬型代替直流電源設備
2. 可搬型設備保管場所及びアクセスルートについて
3. 現場操作機器配置図（建屋内）
4. 重大事故等対策の有効性評価における作業毎の成立性確認について
5. 重要事故シーケンス等の選定
6. 判断に用いるグラフ
7. 原子炉水位及びインターロックの概要
8. 炉心損傷前の原子炉の減圧操作について
9. 運転操作手順書における重大事故等への対応について
10. 重要事故シーケンスの起因とする過渡事象の選定について
11. 原子炉停止機能喪失時の運転点について
12. 原子炉停止機能喪失時の運転員の事故対応について

13. 内部事象 P R Aにおける主要なカットセットと F V重要度に照らした重大事故等防止対策の有効性について
14. 地震 P R A及び津波 P R Aから抽出される事故シーケンスと対策の有効性について
15. 事象発生時の状況判断について
16. 安定状態の考え方について
17. サプレッション・プール等水位上昇時の計装設備への影響について
18. 原子炉隔離時冷却系の運転継続及び原子炉減圧の判断について
19. 原子炉冷却材再循環ポンプからのリークについて
20. 非常用ガス処理系による系外放出を考慮した被ばく評価について
21. 有効性評価における解析条件の変更等について
22. 平均出力燃料集合体での燃料被覆管最高温度の代表性について
23. サプレッション・プールの水位上昇に係る構造的な耐性について
24. 非常用ディーゼル発電機が起動した場合の影響について（崩壊熱除去能喪失（取水機能が喪失した場合））
25. 原子炉満水操作の概要について
26. 外部水源温度の条件設定の根拠について
27. 格納容器ベント操作について
28. ほう酸水注入系のほう酸濃度，貯蔵量， ^{10}B の比率等の初期条件
29. ほう酸水注入系起動後の炉心状態（冷却材保有量等）について
30. 中性子束振動の判断について
31. 給水ポンプトリップ条件を復水器ホットウェル枯渇とした場合の評価結果への影響
32. 原子炉停止機能喪失時の原子炉低温低圧状態まで導く手順概要について

33. 全制御棒挿入失敗の想定が部分制御棒挿入失敗により出力に偏りが生じた場合を包含しているかについて
34. A D S 自動起動阻止操作失敗による評価結果への影響
35. 給水流量をランアウト流量（68％）で評価することの妥当性
36. 評価におけるブローアウトパネルの位置付けについて
37. インターフェイスシステム L O C A 発生時の低圧配管破断検知について
38. 非常用炉心冷却系等における系統圧力上昇時の対応操作について
39. 不確かさの影響評価の考え方について
40. 常設重大事故等対処設備を可搬型設備に置き換えた場合の成立性
41. 逃がし安全弁出口温度による炉心損傷の検知性について
42. サプレッション・チェンバのスクラビングによるエアロゾル捕集効果
43. 重大事故等対策における深層防護の考え方について
44. 逃がし安全弁の耐環境性能の確認実績について
45. 米国等の知見に照らした原子炉停止機能喪失事象の解析条件の妥当性
46. 原子炉停止機能喪失時における給水流量低下操作の考え方と給水ランバックの自動化を今後の課題とする理由
47. 同時被災時における必要な要員及び資源について
48. T B U の対応手順について
49. 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）における取水機能喪失の想定内容について
50. G 値について
51. 格納容器内における気体のミキシングについて
52. 水素の燃焼条件について
53. 原子炉圧力容器高圧破損防止のための原子炉手動減圧について
54. ペデスタル（ドライウェル部）注水手順及び注水確認手段について

55. 格納容器頂部注水について
56. 放射線防護具類着用の判断について
57. 放射線環境下における作業の成立性
58. ペDESTAL（ドライウエル部）に落下する溶融デブリ評価条件と落下後の蓄積に関する考慮
59. 「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱（DCH）」、「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用（FCI）」、「溶融炉心・コンクリート相互作用（MCCI）」と「高圧・低圧注水機能喪失（TQUV）」との対応及び要員数の比較
60. 炉心損傷後及び原子炉圧力容器破損後の注水及び除熱の考え方
61. 希ガス保持による減衰効果について
62. エントレインメントの影響について
63. 常設低圧代替注水系ポンプの機能確保の妥当性について
64. デブリが炉外へ放出される場合と炉内に留まる場合の格納容器内の気体組成と水素燃焼リスクへの影響について
65. 原子炉水位不明時の対応について
66. 有効性評価「水素燃焼」における、ドライウエル及びサブプレッション・チェンバの気体組成の推移について
67. 事故後長期にわたる格納容器の健全性について
68. 原子炉冷却材バウンダリを減圧するための代替設備
69. 格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視設備について
70. 格納容器 pH調整の効果について
71. 原子炉停止機能喪失の300秒以降の燃料被覆管温度挙動について
72. 燃料被覆管の破裂により格納容器雰囲気放射線モニタ線量率にて炉心損傷と判断する場合の被ばく評価について

73. 使用済燃料プール監視設備の仕様等について
74. 使用済燃料プールの監視について
75. 使用済燃料プール（SFP）ゲートについて
76. 想定事故2においてサイフォン現象を想定している理由について
77. 反応度誤投入における炉心状態の不確かさの感度解析について
78. 重大事故等発生時における使用済燃料乾式貯蔵設備の影響について
79. 敷地境界外での実効線量評価に対する指針との対比について
80. サプレッション・プール初期水位について
81. 燃料被覆管の酸化量の評価について
82. 有効性評価における運転員等の操作余裕時間の仮定について
83. 運転員等操作の判断基準について
84. プラント仕様の違いが解析コードの妥当性確認に与える影響について
85. 原子炉停止機能喪失の解析条件設定の考え方
86. 外圧支配事象における燃料被覆管の健全性について
87. I S L O C A時の格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度に対する設計基準事故の代表性について
88. 使用済燃料プール水温の管理について
89. 「L O C A時注水機能喪失」と「インターフェイスシステムL O C A」の敷地境界外線量評価の条件の違いについて
90. 必要な要員及び資源の評価方針
91. 有効性評価の想定時間のある可搬型設備を用いた作業のうち、T B Pシナリオの場合の成立性評価結果
92. 全交流動力電源喪失時の屋内アクセスルート及び操作場所について

5. 重要事故シーケンス等の選定

5.1 炉心損傷防止対策における事故シーケンスの抽出及び重要事故シーケンスの選定※

事故シーケンスグループ	事故シーケンス	対応する主要な炉心損傷防止対策	着視点との関係と重要事故シーケンスの選定の考え方				選定した重要事故シーケンスと選定理由		
			a	b	c	d			
高圧・低圧注水機能喪失	◎ ①過渡事象+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	<ul style="list-style-type: none"> 低圧代替注水系（常設） 手動減圧 代替格納容器スプレイ冷却系（常設） 格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベント 常設代替高圧電源装置 常設代替直流電源設備 	低	高	高	高	<p>a. サポート系喪失を起因とする事故シーケンスは、系統間機能依存性によって同区分の複数の設備が機能喪失することから「中」とした。</p> <p>b. 原子炉が自動停止する過渡事象及びサポート系喪失（自動停止）を起因としている事故シーケンスについては事象進展が早いことから「高」とした。原子炉を通常停止させる手動停止/サポート系喪失（手動停止）については「低」とした。</p> <p>c. 事象進展が早く余裕時間が短い場合、崩壊熱が高く必要な設備容量が大きくなることから、着視点b.と同様に、過渡事象及びサポート系喪失（自動停止）を起因としている事故シーケンスを「高」、手動停止/サポート系喪失（手動停止）を起因としている事故シーケンスを「低」とした。</p> <p>d. 事故シーケンスグループの中で最もCDFの高いドミナントシーケンスを「高」、事故シーケンスグループ別CDFに対して1%以上の事故シーケンスを「中」、1%未満の事故シーケンスを「低」とした。</p>	<p>a.の着視点について、③～⑥はサポート系1区分の喪失を起因としているが、他の区分は健全であるため、対応手段が著しく制限される状態ではない。</p> <p>b.c.両着視点について「高」と考えた事故シーケンスとして①、②、⑤、⑥を抽出</p> <p>d.頻度の観点では①が支配的となった。</p> <p>以上より、①を重要事故シーケンスとして選定。</p> <p>なお、有効と考えられる主な対策に差異がないため、起因事象発生後の事象進展が早いと考えられる過渡事象を起因とした①の事故シーケンスは、②～⑥の事故シーケンスに対して包絡性を有しているものとする。</p>	
	— ②過渡事象+逃がし安全弁再閉鎖失敗+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗		低	高	高	低			
	— ③手動停止/サポート系喪失（手動停止）+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗		中	低	低	低			
	— ④手動停止/サポート系喪失（手動停止）+逃がし安全弁再閉鎖失敗+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗		中	低	低	低			
	— ⑤サポート系喪失（自動停止）+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗		中	高	高	低			
	— ⑥サポート系喪失（自動停止）+逃がし安全弁再閉鎖失敗+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗		中	高	高	低			
高圧注水・減圧機能喪失	◎ ①過渡事象+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗	<ul style="list-style-type: none"> 低圧炉心スプレイ系 過渡時自動減圧機能 残留熱除去系 	低	高	高	高	<p>a. サポート系喪失を起因とする事故シーケンスは、系統間機能依存性によって当該区分の複数の設備が機能喪失することから「中」とした。</p> <p>b. 原子炉が自動停止する過渡事象及びサポート系喪失（自動停止）を起因としている事故シーケンスについては事象進展が早いことから「高」とし、原子炉を通常停止させる手動停止/サポート系喪失（自動停止）を起因としている事故シーケンスについては「低」とした。</p> <p>c. 事象進展が早く余裕時間が短い場合、崩壊熱が高く必要な設備容量が大きくなることから、着視点b.と同様に、過渡事象及びサポート系喪失（自動停止）を起因としている事故シーケンスを「高」、手動停止/サポート系喪失（手動停止）を起因としている事故シーケンスについては「低」とした。</p> <p>d. 事故シーケンスグループの中で最もCDFの高いドミナントシーケンスを「高」、事故シーケンスグループ別CDFに対して1%以上の事故シーケンスを「中」、1%未満の事故シーケンスを「低」とした。</p>	<p>a.の着視点について、②、③はサポート系1区分の喪失を起因としているが、他の区分は健全であるため、対応手段が著しく制限される状態ではない。</p> <p>b.c.両着視点について、「高」と考えた事故シーケンスとして①、③を抽出</p> <p>d.頻度の観点では①が支配的となった。</p> <p>以上より、①を重要事故シーケンスとして選定。</p> <p>なお、有効と考えられる主な対策に差異がないため、起因事象発生後の事象進展が早いと考えられる過渡事象を起因とした①の事故シーケンスは、②～③の事故シーケンスに対して包絡性を有しているものとする。</p>	
	— ②手動停止/サポート系喪失（手動停止）+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗		中	低	低	低			
	— ③サポート系喪失（自動停止）+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗		中	高	高	低			
全交流動力電源喪失	長期T B	◎ ①外部電源喪失+DG失敗+HPCS失敗（RCIC成功）	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉隔離時冷却系 低圧代替注水系（可搬型） 手動減圧 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型） 残留熱除去系 常設代替高圧電源装置 常設代替直流電源設備 	高	低	低	高	<p>a. いずれの事故シーケンスも全交流動力電源喪失に至り、電源を必要とする多くの設備が機能喪失することから「高」とした。</p> <p>b. いずれの事故シーケンスにおいても原子炉隔離時冷却系による炉心への注水に成功していることから、事象進展が遅いため「低」とした。</p> <p>c. いずれの事故シーケンスにおいても原子炉隔離時冷却系による炉心への注水に成功しており、原子炉注水設備の必要容量は大きくないため「低」とした。</p> <p>d. 長期T Bの中で最もCDFの高いドミナントシーケンスを「高」、1%以上の事故シーケンスを「中」、1%未満の事故シーケンスを「低」とした。</p>	<p>a.b.c.の着視点について、全事故シーケンスに共通であるため、選定理由から除外した。</p> <p>d.頻度の観点では①が支配的となった。</p> <p>以上より、①を重要事故シーケンスとして選定。</p> <p>なお、有効と考えられる主な対策に差異がないため、①の事故シーケンスは、②の事故シーケンスに対して包絡性を有しているものとする。</p>
		— ②サポート系喪失（直流電源故障）+（外部電源喪失）+DG失敗+HPCS失敗（RCIC成功）		高	低	低	中		
	T B D T B U	◎ ③外部電源喪失+直流電源失敗+高圧炉心冷却失敗（T B D）	<ul style="list-style-type: none"> 高圧代替注水系 低圧代替注水系（可搬型） 手動減圧 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型） 残留熱除去系 常設代替高圧電源装置 常設代替直流電源設備 	高	高	高	高	<p>a. いずれの事故シーケンスも全交流動力電源喪失に至り、電源を必要とする多くの設備が機能喪失することから「高」とした。</p> <p>b. いずれの事故シーケンスも事象初期から原子炉への注水に失敗していることから、事象進展が早く余裕時間が短いため「高」とした。</p> <p>c. いずれの事故シーケンスも事象初期から原子炉への注水に失敗しており、崩壊熱が高く原子炉注水設備の必要設備容量が大きいため「高」とした。</p> <p>d. T B D及びT B Uの中で最もCDFの高いドミナントシーケンスを「高」、1%以上の事故シーケンスを「中」、1%未満の事故シーケンスを「低」とした。</p>	<p>a.b.c.の着視点について、全事故シーケンスに共通であるため、選定理由から除外した。</p> <p>d.頻度の観点では③が支配的となった。</p> <p>以上より、③を重要事故シーケンスとして選定。</p> <p>なお、有効と考えられる主な対策に差異はないため、③の事故シーケンスは緊急用蓄電池への直流電源の切替操作が必要となることから、④、⑤の事故シーケンスに対して包絡性を有しているものとする。</p>
		— ④外部電源喪失+DG失敗+高圧炉心冷却失敗（T B U）		高	高	高	中		
		— ⑤サポート系喪失（直流電源故障）+（外部電源喪失）+DG失敗+高圧炉心冷却失敗（T B U）		高	高	高	低		
		◎ ⑥外部電源喪失+DG失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗+HPCS失敗		高	中	中	高		
	T B P	— ⑦サポート系喪失（直流電源故障）+（外部電源喪失）+DG失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗+HPCS失敗	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉隔離時冷却系 低圧代替注水系（可搬型） 手動減圧 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型） 残留熱除去系 常設代替高圧電源装置 常設代替直流電源設備 	高	中	中	中	<p>a. いずれの事故シーケンスも全交流動力電源喪失に至り、電源を必要とする多くの設備が機能喪失することから「高」とした。</p> <p>b. いずれの事故シーケンスも原子炉圧力の低下により原子炉隔離時冷却系が使用不能となるまでの余裕時間は、初期の原子炉注水に失敗している事故シーケンスに比べて長いことから「中」とした。</p> <p>c. いずれの事故シーケンスも原子炉圧力の低下により原子炉隔離時冷却系が使用不能となるまでに崩壊熱がある程度低下することから、原子炉注水設備の必要容量は事象初期に注水に失敗する事故シーケンスに比べて小さいと考えられることから「中」とした。</p> <p>d. T B Pの中で最もCDFの高いドミナントシーケンスを「高」、1%以上の事故シーケンスを「中」、1%未満の事故シーケンスを「低」とした。</p>	<p>a.～d.の着視点について、全事故シーケンスに共通であるが、d.の頻度の観点では⑦に比べて⑥の方が支配的となった。</p> <p>以上より、⑥を重要事故シーケンスとして選定。</p> <p>なお、有効と考えられる主な対策に差異がないため、⑥の事故シーケンスは、⑦の事故シーケンスに対して包絡性を有しているものとする。</p>

◎：重要事故シーケンスとして選定したシーケンス

審査ガイドの着視点a～dに対する影響度の観点から、厳しい順に「高」、「中」、「低」とした。

※全交流動力電源喪失のT B D、T B Uの事故シーケンスグループのうち、T B Dを重要事故シーケンスとして選定した理由は別紙1を参照

事故シナリオグループ	事故シナリオ	対応する主要な炉心損傷防止対策	着重点との関係と重要事故シナリオの選定の考え方				選定した重要事故シナリオと選定理由
			a	b	c	d	
崩壊熱除去機能喪失	◎ ①過渡事象+RHR失敗		低	高	高	高	<p>a. の着重点について、⑥～⑩はサポート系1区分の喪失を起因としているが、他の区分は健全であるため、対応手段が著しく制限される状態ではない。また、③、④、⑤、⑨、⑩は電源の喪失により崩壊熱除去機能が喪失しているものの、代替電源により崩壊熱除去機能の回復が可能であることから、対応手段が著しく制限される状態ではない。b. c. の両着重点について、「高」と考えたシナリオとして①～⑤、⑧～⑩を抽出。 d. 頻度の観点では①が支配的となった。</p> <p>以上より、①を重要事故シナリオとして選定。</p> <p>なお、交流電源の喪失により崩壊熱除去機能が喪失している事故シナリオが含まれるものの、主要な炉心損傷防止対策の電源を代替電源とする場合、有効と考えられる主な対策に差異がないため、①の事故シナリオは、②～⑬の事故シナリオに対して包絡性を有しているものと考えられる。</p>
	— ②過渡事象+逃がし安全弁再閉鎖失敗+RHR失敗	[RHR故障時]	低	高	高	低	
	— ③外部電源喪失+DG失敗 (HPCS成功)	・原子炉隔離時冷却系 ・高圧心スプレイ系 ・低圧代替注水系 (常設)	高	高	高	中	
	— ④外部電源喪失+DG失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗 (HPCS成功)	・手動減圧 ・代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) ・格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベント	高	高	高	低	
	— ⑤外部電源喪失+直流電源喪失 (HPCS成功)	・常設代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) ・常設代替格納容器スプレイ冷却系 (常設)	高	高	高	低	
	— ⑥手動停止/サポート系喪失 (手動停止) + RHR失敗	・常設代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) ・常設代替格納容器スプレイ冷却系 (常設)	中	低	低	中	
	— ⑦手動停止/サポート系喪失 (手動停止) + 逃がし安全弁再閉鎖失敗+RHR失敗	・常設代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) ・常設代替格納容器スプレイ冷却系 (常設)	中	低	低	低	
	— ⑧サポート系喪失 (自動停止) + RHR失敗	[取水機能喪失時]	中	高	高	中	
	— ⑨サポート系喪失 (自動停止) + 逃がし安全弁再閉鎖失敗+RHR失敗	・原子炉隔離時冷却系 ・低圧代替注水系 (常設)	中	高	高	低	
	— ⑩サポート系喪失 (直流電源故障) + (外部電源喪失) DG失敗 (HPCS成功)	・手動減圧 ・残留熱除去系 ・緊急用海水系	高	高	高	中	
	— ⑪サポート系喪失 (直流電源故障) + (外部電源喪失) DG失敗+逃がし安全弁再閉鎖失敗 (HPCS成功)	・常設代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) ・常設代替格納容器スプレイ冷却系 (常設)	高	高	高	低	
	— ⑫中小破断LOCA+RHR失敗		低	高	高	低	
	— ⑬大破断LOCA+RHR失敗		低	高	高	低	
原子炉停止機能喪失	◎ ①過渡事象+原子炉停止失敗		低	高	高	高	<p>a. サポート系喪失を起因とする事故シナリオは、系統間機能依存性によって当該区分の複数の設備が機能喪失することから「中」とした。 b. 原子炉停止に失敗した場合、いずれの事故シナリオにおいても原子炉出力状態が維持され、事故進展が早いことから全て「高」とした。 c. 原子炉停止に失敗した場合、いずれの事故シナリオにおいても原子炉出力状態が維持されるため、原子炉を未臨界とするための必要な設備容量が大きくなることから、全て「高」とした。 d. 事故シナリオグループの中で最もCDFの高いドミナントシナリオを「高」、事故シナリオグループ別CDFに対して1%以上の事故シナリオを「中」、1%未満の事故シナリオを「低」とした。</p> <p>以上より、①を重要事故シナリオとして選定。</p> <p>なお、LOCAを起因とする場合、ほう酸水注入系が有効に機能しないことも考えられるが、代替制御棒挿入機能に期待することにより対応可能であり、そのCDFは極めて小さい。そのため、反応度制御の観点で厳しい過渡事象を起因とする①の事故シナリオは、本事務シナリオグループにおいて代表性を有しているものと考えられる。</p>
	— ②サポート系喪失 (自動停止) + 原子炉停止失敗	・代替制御棒挿入機能 ・代替原子炉再循環ポンプトリップ ・ほう酸水注入系 ・原子炉隔離時冷却系 ・高圧心スプレイ系 ・残留熱除去系	中	高	高	低	
	— ③中小破断LOCA+原子炉停止失敗		低	高	高	低	
	— ④大破断LOCA+原子炉停止失敗		低	高	高	低	
LOCA時注水機能喪失	◎ ①中小破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	・低圧代替注水系 (常設) ・手動減圧 ・代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) ・格納容器圧力逃がし装置又は耐圧強化ベント	低	高	高	高	<p>a. 中小破断LOCAを起因とする事故シナリオは、系統間機能依存性がないことから、全て「低」とした。 b. 中小破断LOCAを起因とする事故シナリオは、事故進展が早いことから全て「高」とした。 c. 中小破断LOCAを起因とする事故シナリオは、必要な設備容量が大きいため全て「高」とした。 d. 事故シナリオグループの中で最もCDFの高いドミナントシナリオを「高」、事故シナリオグループ別CDFに対して1%以上の事故シナリオを「中」、1%未満の事故シナリオを「低」とした。</p> <p>以上より、①を重要事故シナリオとして選定。</p> <p>なお、有効と考えられる主な対策に差異がないため、①の事故シナリオは、②の事故シナリオに対して包絡性を有しているものと考えられる。</p>
	— ②中小破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗	・常設代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) ・常設代替格納容器スプレイ冷却系 (常設)	低	高	高	中	
格納容器バイパス	◎ ①インターフェイスシステムLOCA	・破損系統を除く原子炉注水機能 ・手動減圧 ・破損系統の隔離 ・常設代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) ・常設代替格納容器スプレイ冷却系 (常設)	—	—	—	—	抽出されたシナリオが1つであることから着重点に照らした整理は行わず、全ての着重点について「—」とした。 ①を重要事故シナリオとして選定。
津波浸水による注水機能喪失	◎ ①原子炉建屋内浸水による複数の緩和機能喪失		高	高	高	中	<p>a. 原子炉建屋内浸水を起因とする事故シナリオでは、建屋内の多くの設備が機能喪失することから「高」とした。最終ヒートシンク喪失を起因とする事故シナリオでは、除熱を必要とする設備が機能喪失することから「中」とした。 b. 事故初期から原子炉への注水に失敗している事故シナリオについては「高」、原子炉隔離時冷却系による原子炉注水に成功している事故シナリオについては、「低」とした。逃がし安全弁再閉鎖失敗により原子炉隔離時冷却系が機能喪失する事故シナリオは、原子炉隔離時冷却系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下するまで炉心の注水が継続されるため、事故初期から注水に失敗している事故シナリオと比較して、事故進展が遅いため「中」とした。 c. 原子炉建屋内浸水を起因とするシナリオは、津波防護対策に要求される防護高さも高くなることから「高」とし、最終ヒートシンク喪失を起因とする事故シナリオは「中」とした。 d. 最もCDFの高いドミナントシナリオを「高」、事故シナリオグループ別CDFに対して1%以上の事故シナリオを「中」、1%未満の事故シナリオを「低」とした。</p> <p>a. の着重点について、「高」と考えた事故シナリオとして、津波浸水により建屋内の多くの設備が機能喪失する①を抽出。 b. の着重点について、「高」と考えた事故シナリオとして①、③を抽出。 c. の着重点について、「高」と考えた事故シナリオとして①を抽出。 d. 頻度の観点では②が支配的となった。</p> <p>以上より、①を重要事故シナリオとして選定。なお、②は頻度の観点では支配的となるが、津波防護対策に要求される防護高さは津波高さが高くなる①に包絡される。</p> <p>なお、有効と考えられる主な対策に差異がないため、①の事故シナリオは②～④の事故シナリオに対して包絡性を有しているものと考えられる。</p>
	— ②最終ヒートシンク喪失 (RCIC成功)	・津波防護対策 ・原子炉隔離時冷却系 ・低圧代替注水系 (常設) ・手動減圧 ・残留熱除去系 ・緊急用海水系 ・常設代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) ・常設代替格納容器スプレイ冷却系 (常設)	中	低	中	高	
	— ③最終ヒートシンク喪失+高圧炉心冷却失敗		中	高	中	低	
	— ④最終ヒートシンク喪失+逃がし安全弁再閉鎖失敗		中	中	中	低	

◎ : 重要事故シナリオとして選定したシナリオ

審査ガイドの着重点a～dに対する影響度の観点から、厳しい順に「高」、「中」、「低」とした。

5.2.1 格納容器破損防止対策の評価対象とするプラント損傷状態(PDS)の選定

解釈で想定する格納容器破損モード	格納容器破損頻度 (/炉年)	PDS※2	格納容器破損頻度 (/炉年)	寄与割合 (%)	評価対象となるPDSの選定の考え方	評価対象 PDS
雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧破損)	2.2E-09	TQUV	—	—	【事象進展(過圧・過温)緩和の余裕時間及び設備容量の厳しさ】 ・他のPDSと比較して、LOCAは原子炉冷却材の流出を伴うことから、水位低下が早く、事象進展が早い。 ・過圧破損については対策として格納容器の除熱が必要となる。 ・過温破損については対策として格納容器(損傷炉心)への注水が必要となる。 LOCAにECCS注水機能喪失及び全交流動力電源喪失を加えることで、電源の復旧、注水機能の確保等必要となる事故対処設備が多く、格納容器破損防止対策を講じるための対応時間が厳しくなり、格納容器への注水・除熱対策の有効性を網羅的に確認可能なシナリオとなる。なお、いずれのPDSを選定しても必要	LOCA +SBO
		TQUX	2.2E-09	100.0		
		長期TB	—	—		
		TBU	—	—		
		TBP	—	—		
		TBD	—	—		
		LOCA	—	—		
雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過温破損)	7.9E-08	TQUX	6.3E-09	8.0	【事象進展緩和(減圧)の余裕時間の厳しさ】 ・長期TBは事象初期においてRCICによる冷却が有効なPDSであり、減圧までの余裕時間の観点ではTQUX、TBD、TBUの方が厳しい。 ・高圧状態で原子炉压力容器破損に至る点ではTQUX、TBD、TBUにPDS選定上の有意な違いはない。 以上より、最も厳しいPDSから、TQUXを評価対象PDSとして選定する。なお、いずれのPDSを選定しても必要な監視機能は維持可能である。	TQUX
		長期TB	6.9E-08	86.7		
		TBU	4.2E-09	5.3		
		TBD	5.9E-12	<0.1		
		LOCA	2.1E-11	<0.1		
		TQUX	2.4E-11	0.3		
高圧溶融物/格納容器雰囲気直接加熱 (DCH)※1	8.5E-09	長期TB	8.5E-09	99.5	【事象(FCIにおける発生エネルギーの大きさ)の厳しさ】 ・溶融燃料-冷却材相互作用の発生エネルギーは、格納容器下部の水中に落下する溶融炉心の量が多く、保有エネルギーが大きくなるほど厳しくなる。この観点から、高圧状態が維持されるPDSであるTQUX、TBD、TBU、長期TBはFCIの観点で厳しい事象とはならないと考えられる。 ・LOCAは、炉内の蒸気の発生状況の差異から、酸化ジルコニウムの質量割合が他の低圧破損シーケンス(TQUV、TBP)より小さくなり、デブリの内部エネルギーが小さくなるよ考えられる※3 以上より、FCIの厳しさの観点でTQUVを評価対象PDSとして選定する。なお、いずれのPDSを選定しても必要な監視機能は維持可能である。 ※3: LOCA事象は原子炉冷却材の流出を伴い、発生蒸気によるジルコニウム酸化割合が他の低圧破損シーケンスより少ないため。	TQUX
		TBU	1.6E-11	0.2		
		TBD	2.2E-14	<0.1		
		TQUV	—	—		
原子炉压力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用 (FCI)※1	2.2E-14	TQUX	2.2E-14	100.0	【事象(MCCIに寄与する溶融炉心のエネルギーの大きさ)及び事象緩和のための対応の厳しさ】 ・MCCIの観点からは、ベDESTAL(ドライウェル部)に落下する溶融炉心の割合が多くなる原子炉压力容器が低圧で破損に至るシーケンスが厳しい。この観点で、高圧状態が維持されるPDSであるTQUX、TBD、TBU、長期TBはMCCIの観点で厳しい事象とはならないと考えられる。 ・LOCAは、原子炉压力容器破損のタイミングが過渡事象より早いので、溶融炉心の崩壊熱は過渡事象に比べて高いが、有効性評価における本格納容器破損モードに対しては、原子炉压力容器破損までの原子炉注水に期待していない評価としていること、原子炉压力容器破損までの余裕時間は事象発生から3時間以上あることから、事象緩和のための対応操作の観点で大きな差異はない。 ・FCIとMCCIは原子炉压力容器破損後に発生する一連の物理現象であることから、FCIと同じPDSを選定することにより、一連のプラント挙動を確認することができる。 以上より、MCCIへの対応の厳しさの観点でTQUVを評価対象PDSとして選定する。なお、いずれのPDSを選定しても必要な監視機能は維持可能である。	TQUV
		長期TB	—	—		
		TBU	—	—		
		TBP	—	—		
		TBD	—	—		
		LOCA	2.8E-20	<0.1		
溶融炉心・コンクリート相互作用 (MCCI)※1	2.1E-08	TQUV	3.3E-09	15.7	【有効性評価に関する審査ガイドの選定基準等との整合】 ・審査ガイドでは「PRAに基づく格納破損シーケンスの中から水素燃焼の観点から厳しいシーケンスを選定する。」と記載されているが、東海第二発電所では格納容器内を窒素で置換しているため、レベル1、5 PRAでは水素燃焼により格納容器が破損するシーケンスは考慮していない。このため、東海第二発電所において評価することが適切と考えられる評価事故シーケンスを選定するものとする。 【評価において着目するパラメータ】 ・東海第二発電所では、格納容器内が窒素置換され、初期酸素濃度が低く保たれている。また、炉心損傷に伴い、水素は容易に可燃限界を超えることから、水素燃焼防止の観点では酸素濃度が重要となる。このため、水の放射線分解に伴う酸素濃度の上昇に着目する。 【東海第二発電所において評価するシーケンス】 ・東海第二発電所において、国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷を防止できない事故シーケンスであるが、格納容器において事象進展を緩和できると考えられる事故シーケンスとして、LOCAとECCS注水機能喪失が重畳する事故シーケンスが抽出されている。このため、評価シーケンスとしては、LOCA(LOCA+ECCS注水機能喪失)を想定することが適切であると考えられる。これに加え、「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」の評価シーケンスでは、対応の厳しさの観点でSBOの重畳を想定していることを考慮し、LOCA+SBOをPDSとして選定する。	TQUV
		TQUX	7.0E-10	3.3		
		長期TB	—	—		
		TBU	1.7E-08	78.5		
		TBP	5.2E-10	2.5		
		TBD	—	—		
水素燃焼	—	LOCA	6.8E-16	<0.1	【事象(MCCIに寄与する溶融炉心のエネルギーの大きさ)及び事象緩和のための対応の厳しさ】 ・MCCIの観点からは、ベDESTAL(ドライウェル部)に落下する溶融炉心の割合が多くなる原子炉压力容器が低圧で破損に至るシーケンスが厳しい。この観点で、高圧状態が維持されるPDSであるTQUX、TBD、TBU、長期TBはMCCIの観点で厳しい事象とはならないと考えられる。 ・LOCAは、原子炉压力容器破損のタイミングが過渡事象より早いので、溶融炉心の崩壊熱は過渡事象に比べて高いが、有効性評価における本格納容器破損モードに対しては、原子炉压力容器破損までの原子炉注水に期待していない評価としていること、原子炉压力容器破損までの余裕時間は事象発生から3時間以上あることから、事象緩和のための対応操作の観点で大きな差異はない。 ・FCIとMCCIは原子炉压力容器破損後に発生する一連の物理現象であることから、FCIと同じPDSを選定することにより、一連のプラント挙動を確認することができる。 以上より、MCCIへの対応の厳しさの観点でTQUVを評価対象PDSとして選定する。なお、いずれのPDSを選定しても必要な監視機能は維持可能である。	LOCA +SBO
		TQUX	7.0E-10	3.3		
		長期TB	—	—		
		TBU	1.7E-08	78.5		
		TBP	5.2E-10	2.5		
		TBD	—	—		

※1: DCH, FCI, MCCIにおいて選定した評価事故シーケンスについては、重大事故等対処施設による対応により原子炉压力容器内での事象収束が可能だが、原子炉压力容器破損が前提となる各破損モードにおける物理現象及びその対策の有効性を確認する観点から仮想的に一部の重大事故等対処設備による対応に期待せず、原子炉压力容器破損まで事象が進展することを仮定して評価することとする。

※2: 重大事故等対処設備による対応を考慮した場合に当該格納容器破損モードが発生する可能性のあるPDS(格納容器破損頻度は“—”と記載)を含めて記載。

5.2.2 格納容器破損防止対策の評価事故シーケンスの選定

格納容器破損モード	評価対象としたPDS	該当する事故シーケンス ^{※2}	格納容器破損防止対策	評価対象事故シーケンスの選定の考え方
雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧破損)	LOCA + SBO	① 大破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗+損傷炉心冷却失敗+(デブリ冷却成功)+格納容器注水(ドライウェル)失敗 ^{※3}	<ul style="list-style-type: none"> ・ 低圧代替注水系(常設) ・ 代替格納容器スペース冷却系(常設) ・ 格納容器圧力逃がし装置 ・ 代替循環冷却系 	<p>【余裕時間の厳しき】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 中小破断LOCAと比較し、大破断LOCAは原子炉水位の低下が早いため、対応時の余裕時間の観点で厳しい。 <p>【設備容量の厳しき】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 中小破断LOCAと比較し、大破断LOCAは原子炉水位回復に必要な流量が大きいため、必要な設備容量の観点で厳しい。 <p>【代表性】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ ①、②は原子炉減圧の成否で異なるシーケンスとなっているもの、発生頻度の大きさの観点で、①が代表性を有する。 <p>以上より、①を評価事故シーケンスとして選定。</p>
		② 中小破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗+損傷炉心冷却失敗+(デブリ冷却成功)+格納容器注水(ドライウェル)失敗 ^{※3}		
		③ 中小破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗+損傷炉心冷却失敗+(デブリ冷却成功)+格納容器注水(ドライウェル)失敗 ^{※3}		
雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過温破損)	LOCA + SBO	① 大破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗+損傷炉心冷却失敗+格納容器注水(ドライウェル)失敗	<ul style="list-style-type: none"> ・ 低圧代替注水系(常設) ・ 代替格納容器スペース冷却系(常設) ・ 格納容器圧力逃がし装置 ・ 代替循環冷却系 	<p>【余裕時間の厳しき】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 中小破断LOCAと比較し、大破断LOCAは原子炉水位の低下が早いため、対応時の余裕時間の観点で厳しい。 <p>【設備容量の厳しき】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 中小破断LOCAと比較し、大破断LOCAは原子炉水位回復に必要な流量が大きいため、必要な設備容量の観点で厳しい。 <p>【代表性】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ ①、②は原子炉減圧の成否で異なるシーケンスとなっているもの、発生頻度の大きさの観点で、①が代表性を有する。 <p>以上より、①を評価事故シーケンスとして選定。</p>
		② 中小破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗+損傷炉心冷却失敗+格納容器注水(ドライウェル)失敗		
		③ 中小破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗+損傷炉心冷却失敗+格納容器注水(ドライウェル)失敗		
高圧溶融物放出/格納容器雰囲気 底層加熱 (DCH) ^{※1}	TQUX	① 過渡現象+高圧炉心冷却失敗+手動減圧失敗+炉心損傷後の手動減圧失敗+DCH	原子炉手動減圧	<p>【余裕時間の厳しき】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 原子炉が自動停止する過渡現象及びサポート系喪失(自動停止)を起因としているシーケンスは、通常停止させるシーケンスと比較して事象進展が早い。このため、対応時の余裕時間の観点で厳しい。 <p>【設備容量の厳しき】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 原子炉が自動停止する過渡現象及びサポート系喪失(自動停止)を起因としているシーケンスは、通常停止させるシーケンスと比較して事象進展が早い。このため、対応時の減圧に必要な設備容量の観点で厳しい。 <p>【代表性】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ ①~③は起因事象が異なるもの、同じ事故シーケンスとなり、各事故シーケンスの対策は同様であることから、代表性を有するものとして過渡現象を選定。 <p>以上より、①を評価事故シーケンスとして選定。</p>
		② 手動停止/サポート系喪失(手動停止)+高圧炉心冷却失敗+手動減圧失敗+炉心損傷後の手動減圧失敗+DCH		
		③ サポート系喪失(自動停止)+高圧炉心冷却失敗+手動減圧失敗+炉心損傷後の手動減圧失敗+DCH		
原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用 (FCI) ^{※2}	TQUV	① 過渡現象+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗+損傷炉心冷却失敗+FCI(ベダスタル) ^{※4}	なし (原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用が発生しても格納容器圧力がワンタリ機能喪失に至らないことを確認する)	<p>【余裕時間の厳しき】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 原子炉が自動停止する過渡現象及びサポート系喪失(自動停止)を起因としているシーケンスは、通常停止させるシーケンスと比較して事象進展が早い。このため、対応時の余裕時間の観点で厳しい。 <p>【設備容量の厳しき】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 格納容器下部注水系(常設)によるベダスタル(ドライウェル部)への事前水張は、デブリ落下前に実施するため、必要な設備容量はシーケンス間で差異がない。 <p>【代表性】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 発生頻度の大きさの観点で、逃がし安全弁再閉鎖失敗を含まない事故シーケンス(①、③、⑤)が代表性を有する。①、③、⑤は起因事象が異なるもの、同じ事故シーケンスとなり、各事故シーケンスの対策は同様であることから、代表性を有するものとして過渡現象を選定。 <p>【事象(FCI発生時)の厳しき】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ いずれのシーケンスも原子炉圧力が低圧状態で原子炉容器破損に至ることから、定性的にも各シーケンスでFCIが発生した際事象の厳しさを比較することは困難である。 <p>以上より、①を評価事故シーケンスとして選定。</p>
		② 過渡現象+逃がし安全弁再閉鎖失敗+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗+損傷炉心冷却失敗+FCI(ベダスタル) ^{※4}		
		③ 手動停止/サポート系喪失(手動停止)+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗+損傷炉心冷却失敗+FCI(ベダスタル) ^{※4}		
		④ 手動停止/サポート系喪失(手動停止)+逃がし安全弁再閉鎖失敗+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗+損傷炉心冷却失敗+FCI(ベダスタル) ^{※4}		
		⑤ サポート系喪失(自動停止)+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗+損傷炉心冷却失敗+FCI(ベダスタル) ^{※4}		
		⑥ サポート系喪失(自動停止)+逃がし安全弁再閉鎖失敗+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗+損傷炉心冷却失敗+FCI(ベダスタル) ^{※4}		
溶融炉心・コンクリート相互作用 (MCCI) ^{※2}	TQUV	① 過渡現象+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗+損傷炉心冷却失敗+デブリ冷却失敗(ベダスタル)	格納容器下部注水系(常設)	<p>【余裕時間の厳しき】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 原子炉が自動停止する過渡現象及びサポート系喪失(自動停止)を起因としているシーケンスは、通常停止させるシーケンスと比較して事象進展が早い。このため、対応時の余裕時間の観点で厳しい。 <p>【設備容量の厳しき】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 格納容器下部注水系(常設)によるベダスタル(ドライウェル部)への事前水張は、デブリ落下前に実施するため、必要な設備容量はシーケンス間で差異がない。 <p>【代表性】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 発生頻度の大きさの観点で、逃がし安全弁再閉鎖失敗を含まない事故シーケンス(①、③、⑤)が代表性を有する。①、③、⑤は起因事象が異なるもの、同じ事故シーケンスとなり、各事故シーケンスの対策は同様であることから、代表性を有するものとして過渡現象を選定。 <p>【事象(MCCI発生時)の厳しき】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ いずれのシーケンスも原子炉圧力が低圧状態で原子炉容器破損に至ることから、定性的にも各シーケンスでMCCIが発生した際事象の厳しさを比較することは困難である。 <p>以上より、①を評価事故シーケンスとして選定。</p>
		② 過渡現象+逃がし安全弁再閉鎖失敗+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗+損傷炉心冷却失敗+デブリ冷却失敗(ベダスタル)		
		③ 手動停止/サポート系喪失(手動停止)+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗+損傷炉心冷却失敗+デブリ冷却失敗(ベダスタル)		
		④ 手動停止/サポート系喪失(手動停止)+逃がし安全弁再閉鎖失敗+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗+損傷炉心冷却失敗+デブリ冷却失敗(ベダスタル)		
		⑤ サポート系喪失(自動停止)+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗+損傷炉心冷却失敗+デブリ冷却失敗(ベダスタル)		
		⑥ サポート系喪失(自動停止)+逃がし安全弁再閉鎖失敗+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗+損傷炉心冷却失敗+デブリ冷却失敗(ベダスタル)		
水素燃焼	LOCA + SBO	-	<ul style="list-style-type: none"> ・ 空室置換による格納容器雰囲気の不活性化 	<p>【事象(酸素濃度上昇)の厳しき】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ ガルコニウム・水反応による水素の過剰な発生を抑制する観点から、炉心損傷後に交流電源を復旧して原子炉注水を実施し、その後の事象進展に対応するシナリオを評価するものとする。 ・ 格納容器ベントを実施する場合、格納容器内の水素及び酸素が大気中に放出され、格納容器内の水素及び酸素濃度が大きく低下することから、格納容器ベントを実施しないシナリオを評価するものとする。 ・ 重大事象等対処設備による炉心損傷を防止できるPDSについても、事象発生後の格納容器内の気体の流れ等、酸素濃度の上昇の観点でLOCA+SBOと大きく異なるPDSについては、有効性評価において適宜の感度を確保するものとする。

※1：選定した重要事故シーケンス

※2：DCH、FCI、MCCIにおいて選定した評価事故シーケンスについては、重大事故等対処施設による対応により原子炉圧力容器内での事象収束が可能だが、原子炉圧力容器破損が前提となる各破損モードにおける物理現象及びその対策の有効性を確認する観点から仮想的に一部の重大事故等対処設備による対応に期待せず、原子炉圧力容器破損まで事象が進展することを仮定して評価することとする。

※3：各シーケンスの赤字で示した部分が炉心損傷まで、青字で示した部分が炉心損傷以降のシーケンスを示す。

※4：PDSがLOCAに該当するシーケンスでは、炉心及びベダスタル(ドライウェル部)への注水機能が喪失し、デブリ冷却に必ず失敗するため過圧破損に至るシーケンスは抽出されないが、過温破損の対策となる重大事故等対処設備による圧力容器(損傷炉心)への注水(デブリ冷却)を考慮して評価シーケンスを選定する。

※5：PDSがTQUVに該当するシーケンスでは、ベダスタル(ドライウェル部)への注水機能が喪失するためFCIが発生するシーケンスは抽出されないが、MCCI対策である事前水張りによりFCIが発生する可能性を考慮して評価シーケンスを選定する。

左記のとおり、過圧・過温の各々において損傷炉心冷却失敗までは同じ事象シーケンスとなり、各事故シーケンスの対策は損傷炉心への注水(損傷炉心冷却)の点で同じとなることから、有効性評価では過圧・過温を同じ事故シーケンスで評価している。

5.3 運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の事故シーケンスの抽出及び重要事故シーケンスの選定

事故シーケンスグループ	事故シーケンス	対応する主要な燃料損傷防止対策 (下線は有効性を確認する主な対策)		着眼点との関係と重要事故シーケンスの選定の考え方			選定した重要事故シーケンスと選定理由
		燃料損傷防止に必要な機能	燃料損傷防止対策	a	b	c	
崩壊熱除去機能喪失	①残留熱除去系の故障 (RHR喪失) + 崩壊熱除去・炉心冷却失敗	崩壊熱除去機能 ^{※1}	・緊急用海水系 (RHR喪失時)	低	低	高	a. b. の着眼点について、全シーケンスに共通であるため、選定理由から除外した。 c. 頻度の観点では、①が支配的となった。 以上より、①を重要事故シーケンスとして選定。 なお、外部電源喪失を起因とする③のシーケンスは、非常用ディーゼル発電機に期待できるため、「全交流動力電源喪失」で考慮しているシーケンスと比較して事象進展や対策が厳しくないことから選定しない。
	②残留熱除去系の故障 (RHR喪失) + 崩壊熱除去・炉心冷却失敗	原子炉への注水機能	・待機中のECCS (残留熱除去系 (低圧注水系) ^{※2}) ・低圧代替注水系 (常設) ・低圧代替注水系 (可搬型) ・消火系、補給水系 ^{※3}	低	低	中	
	③外部電源喪失 + 崩壊熱除去・炉心冷却失敗	原子炉への注水機能	・緊急用海水系	低	低	中	
全交流動力電源喪失	①外部電源喪失 + 交流電源失敗 + 崩壊熱除去・炉心冷却失敗	電源の復旧	・常設代替高圧電源装置 ・常設代替直流電源設備 ・可搬型代替直流電源設備 (DG起動に使用) (直流電源失敗時)	低	低	高	a. b. の着眼点について、全シーケンスに共通であるため、選定理由から除外した。 c. 頻度の観点では、①が支配的となった。 以上より、①を重要事故シーケンスとして選定。 なお、直流電源喪失となる②のシーケンスは、炉心傾斜角度が低く、有効性を確認する下記下線の対策により①のシーケンスと同様に燃料損傷防止が可能であり、さらに可搬型代替直流電源設備による非常用ディーゼル発電機の起動による対応にも期待できることから選定しない。
	②外部電源喪失 + 直流電源失敗 + 崩壊熱除去・炉心冷却失敗	原子炉への注水機能	・低圧代替注水系 (常設) (交流電源復旧後) ・常設代替注水系 (可搬型) ・消火系 ^{※3}	低	低	低	
原子炉冷却材の流出	①原子炉冷却材の流出 (RHR切替時のLOCA) + 崩壊熱除去・炉心冷却失敗	原子炉への注水機能	・待機中のECCS (残留熱除去系 (低圧注水系)) ・低圧代替注水系 (常設) ・低圧代替注水系 (可搬型) ・消火系、補給水系 ^{※3}	高	低	高	a. の着眼点について、「高」と考えたシーケンスとして①、②を抽出。 b. の着眼点について、③、④は流出流量が比較的多くなるが、燃料損傷防止対策である待機中のECCS・低圧代替注水系 (常設) の設備容量は、③、④における流出流量と比較して十分大きい。 c. 頻度の観点では、①が支配的となった。 以上より、①を重要事故シーケンスとして選定。 なお、流出流量の大きい③、④のシーケンスについては、CRD点検時、LPRM点検時のLOCAによる流出流量と比較して、燃料損傷防止対策となる待機中のECCS・低圧代替注水系 (常設) の設備容量 (残留熱除去系: 1,605 m ³ /h、低圧代替注水系 (常設): 378 m ³ /h) が十分大きいこと、作業・操作場所と漏えい発生個所が同一であるため、認知が容易であることから選定しない。 また、②のシーケンスについては、原子炉ウエル水位を低下させる操作であるため、原子炉ウエ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NR/Wの運転員も凝液収集タンク等の水位高を認知することができるため、認知が容易であることから選定しない。
	②原子炉冷却材の流出 (CUWブロー時のLOCA) + 崩壊熱除去・炉心冷却失敗			高	低	中	
	③原子炉冷却材の流出 (CRD点検時のLOCA) + 崩壊熱除去・炉心冷却失敗			中	高	中	
	④原子炉冷却材の流出 (LPRM点検時のLOCA) + 崩壊熱除去・炉心冷却失敗			低	中	低	
反応度の誤投入	①制御棒の誤引き抜き ^{※4}	安全保護機能	・安全保護系 (起動領域計装の原子炉出力バリエオド短 (10秒) 信号による原子炉スクラム)	—	—	—	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、臨界近接を認知できずに臨界に至る事象を想定する。

◎ : 重要事故シーケンスとして選定したシーケンス

※1 : 停止時には崩壊熱除去機能が喪失した場合であっても、原子炉注水を実施することで燃料損傷を防止できる (原子炉建屋 (原子炉開放時) 又は格納容器 (原子炉未開放時) へ崩壊熱を逃すことで燃料損傷を防止し、その後長期的な安定状態の確保のために残留熱除去系等を復旧する)
 ※2 : 停止時PRAの評価上、残留熱除去系の喪失も考えられるが、その場合の事象進展及び対策は「全交流動力電源喪失」と同様になるため、ガイド等を参照し、対策を追加
 ※3 : 重大事故等対策設備ではないが、シーケンスによって使用できる可能性のある緩和設備
 ※4 : 発生の可能性が低く、発生を仮定してもその影響が限定的であるため、リスク評価上重要性が低いと判断し、PRAの評価対象から除外したものと

T B D , T B U の事故シーケンスグループにおける
重要事故シーケンスの選定について

T B D , T B U の事故シーケンスグループにおいては、審査ガイドに記載の a. ~ c. の着眼点は全て「高」としており、d. の着眼点はシーケンスによって「高」、「中」、「低」としている。ここで、d. の着眼点は、次の観点で「高」、「中」、「低」を分類している。

①各事故シーケンスのうち発生頻度が高いもの

②各事故シーケンスのうち初期対応における操作が厳しいもの

①の観点では、T B D の発生頻度が最も高く、②の観点では、高圧代替注水系の起動に電源切替が必要であり、注水開始までの時間が長い T B D が厳しい（図 1、図 2）。このため、d. の着眼点においては、T B D が「高」、T B U が「中」及び「低」とし、全ての着眼点が「高」である T B D を重要事故シーケンスとして選定した。

交流動力電源喪失 (TBD)					経過時間 (分)											備考		
					0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	
操作項目	実施箇所・必要員数 1. 1号炉系統 停機による作業員				操作の内容	中絶発生 原子炉システム プラント状況判読 25分 高圧代替注水系による原子炉注水開始												
	交代要	実施員	1人	中絶発生 運転地内巡回														
	種別	設備電装	1人	運転操作監視等														
	所属部署	設備管理員	2人	設備多量作業準備 常備当直準備														
	運転員 (非当直型)	運転員 (当直)		重大事故等対応要員 (要員)														
検閲試験	2人 A, B	-	-	-	10分	<ul style="list-style-type: none"> ●全電源喪失の認識 ●原子炉システムの確認 ●タービン停止の確認 ●中絶発生時緊急対応及び適切な緊急措置による原子炉出力制御の確認 ●高圧代替注水トリップの確認 ●可動型機器の準備 												
高圧代替注水系の 起動操作	【1人】 A	-	-	-	4分	<ul style="list-style-type: none"> ●高圧代替注水系に必要な装置の電源別操作 												
	【1人】 B	-	-	-	6分	<ul style="list-style-type: none"> ●高圧代替注水系による原子炉注水 系統確認 												
原子炉水位の調整 操作 (高圧代替注 水系)	【1人】 A	-	-	-	原子炉水位を原子炉水位 (レベル) 設定点から原子炉水位高 (レベル) 設定点の間に維持													
交流電源の 回復操作	-	-	-	-	<ul style="list-style-type: none"> ●非常用ディーゼル発電機の巡回確認 ●非常電源の機能確認 											確認し実施しない 実施可能な要員にて実施		

第1図 全交流動力電源喪失 (TBD) の作業と所要時間 (1/2)

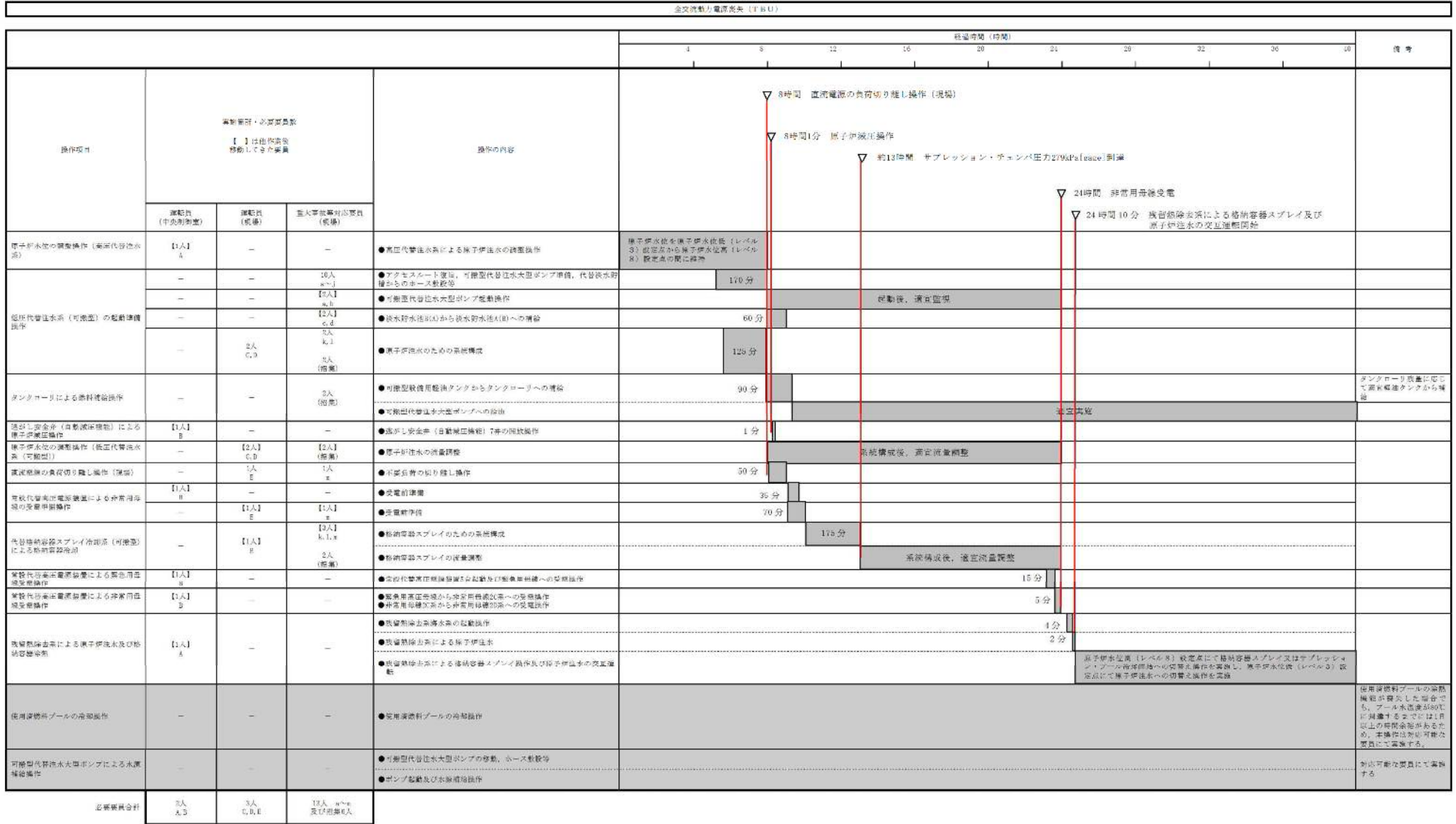
全交流動力電源喪失 (TBD)				作業時間 (時間)										備考	
				1	9	12	16	20	24	28	32	36	40		
実施項目	実施順序・必要要員数 【1】は必ず実施 確認して作業員			作業の内容											
	運転員 (2名(運転))	運転員 (乗務)	車人車統管室乗員 (設備)												
原子炉水位の調整操作 (高圧代替注水)	【1人】 A	-	-	●高圧代替注水による原子炉水位の調整操作											
原子炉水位の調整操作 (高圧代替注水)	-	-	1人 a~c	●アケモスロー上揚時、可動型代替注水大型ポンプ起動、代替注水ポンプからのホース接続等											170分
	-	-	【2人】 a,b	●可動型代替注水大型ポンプ駆動操作											60分
	-	-	【2人】 c,d	●高圧代替注水(1)から低圧代替注水(2)への切換											60分
	-	2人 c,d	2人 e,f (班長)	●原子炉水位のための調整操作											120分
ポンプコントロール室の燃料棒調整	-	-	2人 (班長)	●可動型調整用制御システムからランクローシへの操作											80分
ポンプコントロール室の燃料棒調整	-	-	【2人】 (班長)	●可動型代替注水大型ポンプへの給湯											1分
	-	-	【2人】 g,h	●燃料棒調整											1分
原子炉水位の調整操作 (高圧代替注水)	【1人】 E	-	-	●原子炉水位の調整作業											1分
原子炉水位の調整操作 (高圧代替注水)	-	【2人】 c,d	【2人】 (班長)	●系統構成後、適宜調整監視											30分
高圧代替注水設備稼働による 高圧注水の調整準備操作	【1人】 E	-	-	●高圧代替注水											20分
高圧代替注水設備稼働による 高圧注水の調整準備操作	-	【1人】 E	【2人】 h	●高圧代替注水											210分
	-	-	【2人】 i,j	●高圧代替注水											120分
低圧代替注水設備稼働による 低圧注水の調整準備操作	-	【1人】 E	【2人】 k,l,m (班長)	●低圧代替注水											180分
低圧代替注水設備稼働による 低圧注水の調整準備操作	-	-	-	●低圧代替注水											180分
低圧代替注水設備稼働による 低圧注水の調整準備操作	【1人】 E	-	-	●低圧代替注水											18分
低圧代替注水設備稼働による 低圧注水の調整準備操作	【1人】 E	-	-	●低圧代替注水											9分
高圧代替注水による原子炉水位 及び低圧代替注水	【1人】 A	-	-	●高圧代替注水による原子炉水位 及び低圧代替注水											4分
高圧代替注水による原子炉水位 及び低圧代替注水	-	-	-	●高圧代替注水による原子炉水位 及び低圧代替注水											2分
高圧代替注水による原子炉水位 及び低圧代替注水	-	-	-	●高圧代替注水による原子炉水位 及び低圧代替注水											2分
原子炉水位の調整操作	-	-	-	●原子炉水位の調整操作											2分
原子炉水位の調整操作	-	-	-	●原子炉水位の調整操作											2分
可動型代替注水大型ポンプによる 高圧注水の調整準備操作	-	-	-	●可動型代替注水大型ポンプの稼働、ホースの接続等											
可動型代替注水大型ポンプによる 高圧注水の調整準備操作	-	-	-	●ポンプ稼働及び水配管の接続											
必要要員合計	2人 A,E	3人 c,d,E	10人 a~m 及び班長3人												

第1図 全交流動力電源喪失 (TBD) の作業と所要時間 (2/2)

全交流動力電源喪失 (TBU)					所要時間 (分)												備考	
					0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	
操作員	必要箇所・必要業務数 【】は操作員数 移動して立ち回す				過半の内容	▼ 非常発生 ▼ 原子炉システム ▼ プラント状況判別 ▼ 25分 高圧代替排水系による原子炉排水開始												
	主任者	発注員	1人	中央制御室 運転操作指揮														
	指示	副発注員	1人	運転操作指揮補助														
	遠隔確認	監視対象員	2人	監視対象業務確認 発電機冷却設備														
	運転員 (中央制御室)	監視員 (監視)		重大事故等対応要員 (保護)														
試験手順	2人 1人	-	-	<ul style="list-style-type: none"> ● 原子炉システムの確認 ● 冷却回路の確認 ● 高圧代替排水系の自動起動失敗の確認 ● タービン停止の確認 ● 原子炉隔離後母線の自動起動失敗の確認 ● 主要電源喪失発生時の緊急停止による 原子炉出力制御の確認 ● 高圧代替排水系の確認 	16分													
本交流動力電源喪失の確認	【1人】			● 高圧代替排水系による原子炉排水の自動起動確認 (失敗)	1分													
	【1人】			● 高圧代替排水系による原子炉排水の自動起動確認 (失敗)	2分													
交流電源の回復操作				<ul style="list-style-type: none"> ● 高圧代替排水系の確認 ● 冷却回路の確認 													動作しなかった場合は作業員にて実施	
高圧代替排水系の確認	【1人】			● 高圧代替排水系の確認	3分													
高圧代替排水系の自動起動確認	【1人】			● 高圧代替排水系による原子炉排水の自動起動確認	6分													
高圧代替排水系による原子炉排水の調整確認	【1人】			● 高圧代替排水系による原子炉排水の調整確認		原子炉水位を原子炉水位 (レベル3) 設定点から原子炉水位 (レベル8) 設定点の間に維持												
高圧代替排水系の自動起動確認 (中央制御室)	【1人】			● 高圧代替排水系の確認	8分													

第2図 全交流動力電源喪失 (TBU) の作業と所要時間 (1/2)

全交流動力電源喪失 (TBU)



第2図 全交流動力電源喪失 (TBU) の作業と所要時間 (2/2)

補足 5-10

8. 炉心損傷前の原子炉の減圧操作について

1. 原子炉の手動減圧操作

炉心損傷前の原子炉の手動減圧操作には，原子炉圧力容器への熱応力の影響を考慮し，原子炉冷却材温度変化率 $55^{\circ}\text{C}/\text{h}$ 以下を監視しながら実施する「通常の減圧」と，事故時において逃がし安全弁 7 弁を開放することにより原子炉を急速に減圧する「急速減圧」がある。

各減圧操作は，低圧で原子炉へ注水可能な手段を確保した上で，以下のとおり判断して実施する。

1.1 通常の減圧操作

通常の減圧操作は，プラント通常起動／停止時及び事故対応中で急速減圧操作の条件が成立していない場合において適用する。

本操作は，主復水器が使用できる場合には，タービンバイパス弁を用いて原子炉の発生蒸気を復水器へ，主復水器が使用できない場合には，逃がし安全弁を間欠で用いてサプレッション・プールへ導くことで原子炉の減圧を行う。

1.2 急速減圧操作

急速減圧操作は，事故対応中において以下のような場合に，逃がし安全弁 7 弁を順次開放することにより実施する。

① 高圧注水機能喪失等により原子炉水位が低下し，低圧注水機能により原子炉への注水を速やかに行う場合

② 高圧注水機能により原子炉水位が緩やかに上昇しているが，炉

心露出（原子炉水位が燃料有効長頂部以下）の時間が最長許容
炉心露出時間を上回った場合

- ③原子炉水位不明が発生し、低圧の注水機能により原子炉压力容器を満水にする場合
- ④インターフェイスシステム L O C A が発生し、中央制御室からの遠隔隔離に失敗した場合

また、以下の場合で減圧操作に時間余裕がある場合は、減圧による格納容器への熱負荷に留意し、格納容器圧力及び温度を監視しながら逃がし安全弁 7 弁を順次開放するが、原子炉冷却材温度変化率 $55^{\circ}\text{C}/\text{h}$ 以下は適用されない。

- ⑤サプレッション・プール熱容量制限に到達した場合
- ⑥格納容器圧力を約 $245\text{kPa}[\text{gage}]$ 以下に維持できない場合
- ⑦ドライウエル温度が約 171°C に到達した場合
- ⑧サプレッション・プール水位が通常水位 + 6.270m に接近又は通常水位 - 50cm 以下となった場合

本操作は、自動減圧機能付き逃がし安全弁（以下「A D S 弁」という。）「7 弁」を順次手動開放することを第一優先とする。

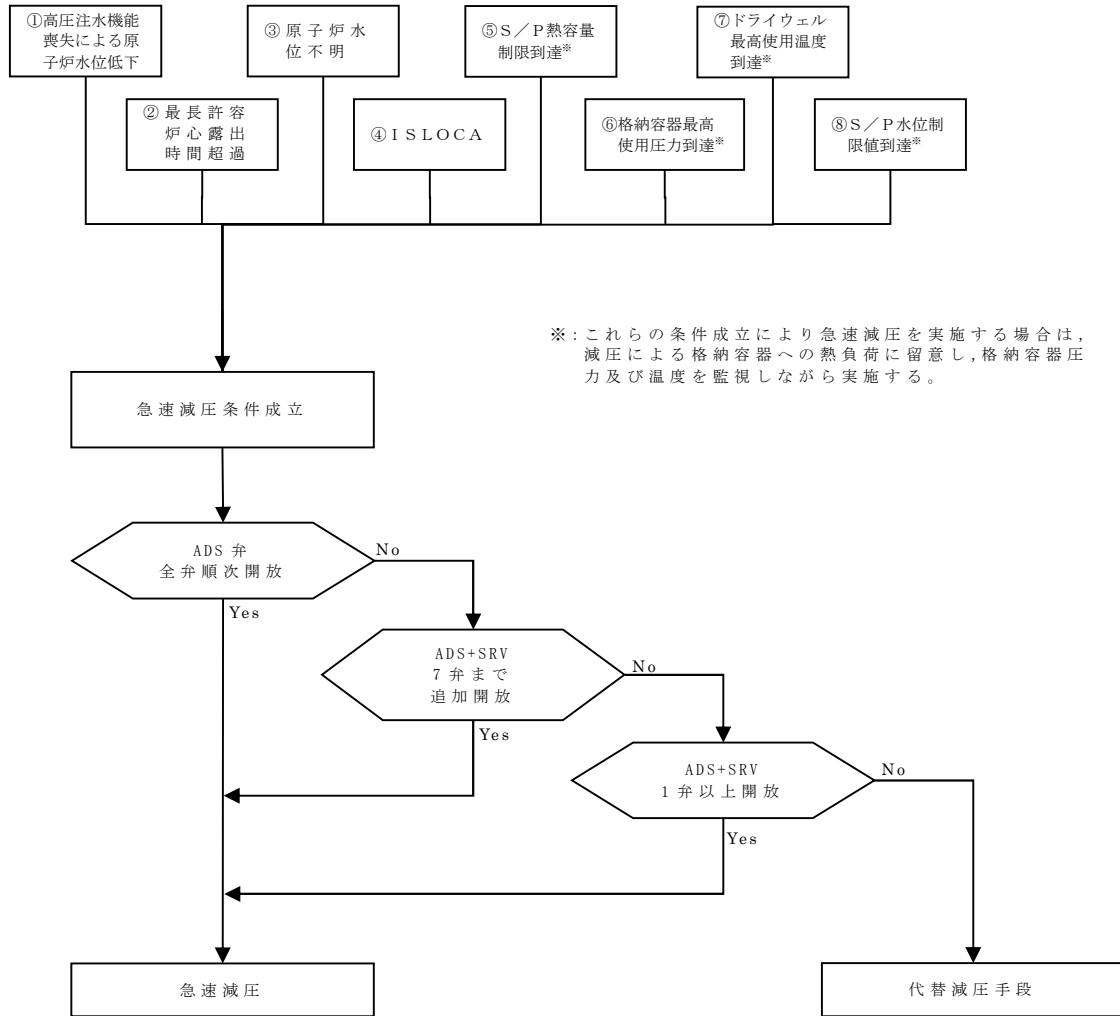
それができない場合は、A D S 弁以外の逃がし安全弁（以下「S R V」という。）を含めた「7 弁」を順次手動開放する。

さらに、それもできない場合は、急速減圧に必要な最小弁数である「1 弁」以上を手動開放することにより急速減圧する。S R V による減圧ができない場合は、代替の減圧手段を試みる。

なお、急速減圧に必要な最小弁数「1 弁」は、残留熱除去系（低圧注水系）1 台による原子炉注水を仮定した場合に燃料被覆管最高温度

が 1,200℃以下に抑えられることを条件として設定している。

急速減圧操作の概要は第 1 図のとおり。



第 1 図 急速減圧操作概要

2. 原子炉の自動減圧

1.のような運転員による手動操作がない場合でも、事象収束させるための原子炉減圧として、自動減圧系及び過渡時自動減圧回路の 2 つがある。逃がし安全弁の機能を第 1 表に整理するとともに、概要を以下に示す。

なお、原子炉停止機能喪失（A T W S）の場合は、原子炉の自動

減圧により低温の水が注水されることを防止するため、運転員の判断により自動減圧を阻止するための操作スイッチがある。

2.1 自動減圧回路（第2図）

非常用炉心冷却系の一部であり、高圧炉心スプレイ系のバックアップ設備として、ADS弁を開放し原子炉圧力を速やかに低下させ、低圧注水系の早期注水を促す。

具体的には、「原子炉水位異常低下（レベル1）」及び「格納容器圧力高」信号が120秒間継続し、低圧炉心スプレイ系又は残留熱除去系（低圧注水系）が運転中であれば、ADS弁7弁が開放する。

2.2 過渡時自動減圧回路（第2図）

非常用炉心冷却系の自動減圧機能が動作しない場合においても、炉心の著しい損傷及び格納容器の破損を防止する。

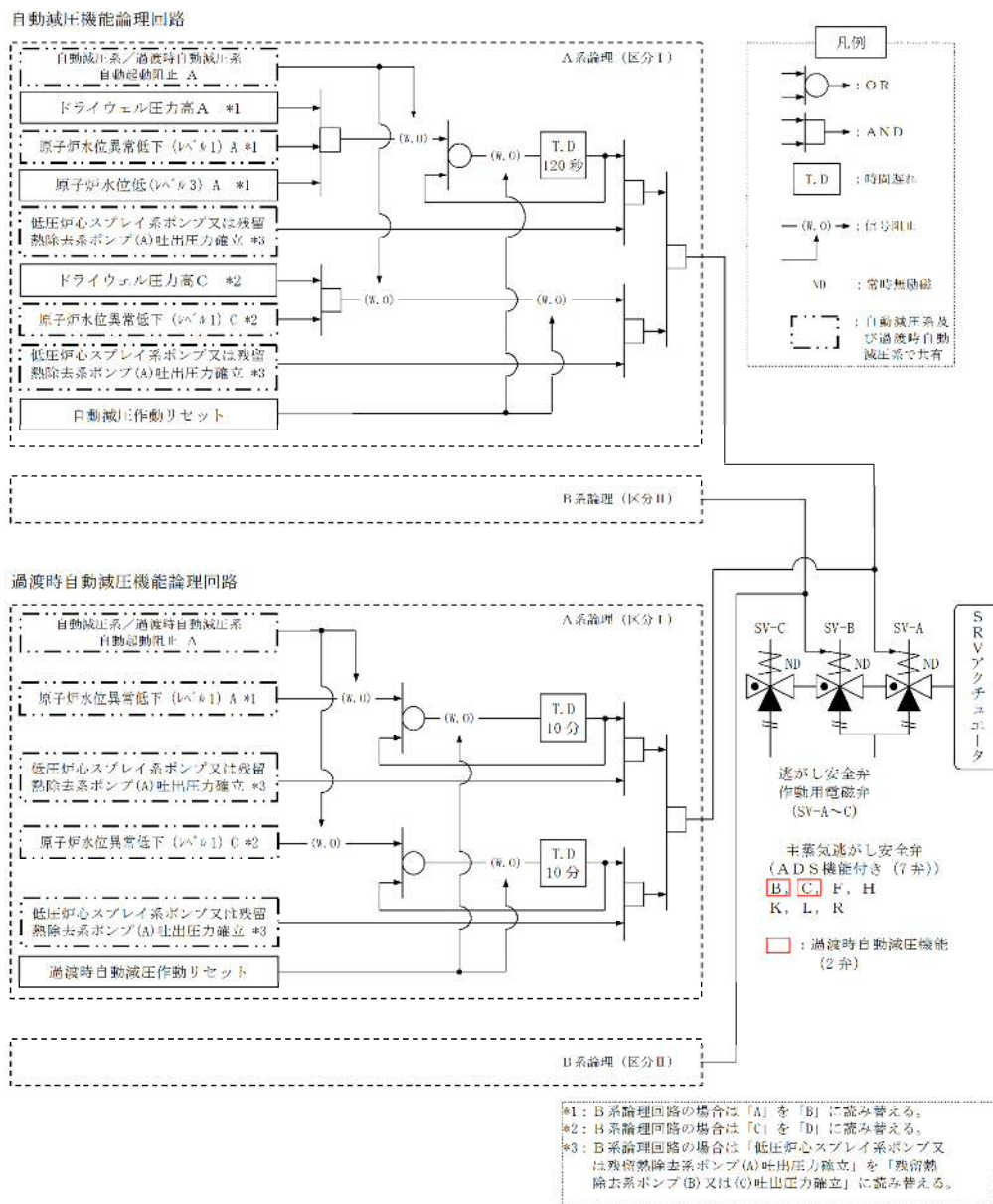
自動減圧回路の動作信号のうち、格納容器圧力高信号が成立しなくても、原子炉の水位が低い状態で一定時間経過した場合は、残留熱除去系（低圧注水系）等の起動を条件に過渡時自動減圧回路は動作する。

具体的には、原子炉水位異常低下（レベル1）信号が10分間継続し、低圧炉心スプレイ系又は残留熱除去系（低圧注水系）が運転中であれば、過渡時自動減圧機能付き逃がし安全弁2弁が開放する。

過渡時自動減圧回路は、原子炉水位異常低下（レベル1）に「10分間」の時間遅れを考慮して、炉心損傷に至らない台数を検討した結果、1弁を開放すれば炉心損傷の制限値（燃料被覆管1,200℃以下、被覆管酸化割合15%以下）を満足するため、余裕として1弁を追加して2弁と設定した。

第 1 表 逃がし安全弁機能一覧

弁番号	機 能			
	逃がし弁機能	安全弁機能	自動減圧回路	過渡時自動減圧回路
(A) (D) (E) (G) (J) (M) (N) (P) (S) (U) (V)	○	○	—	—
(F) (H) (K) (L) (R)	○	○	○	—
(B) (C)	○	○	○	○



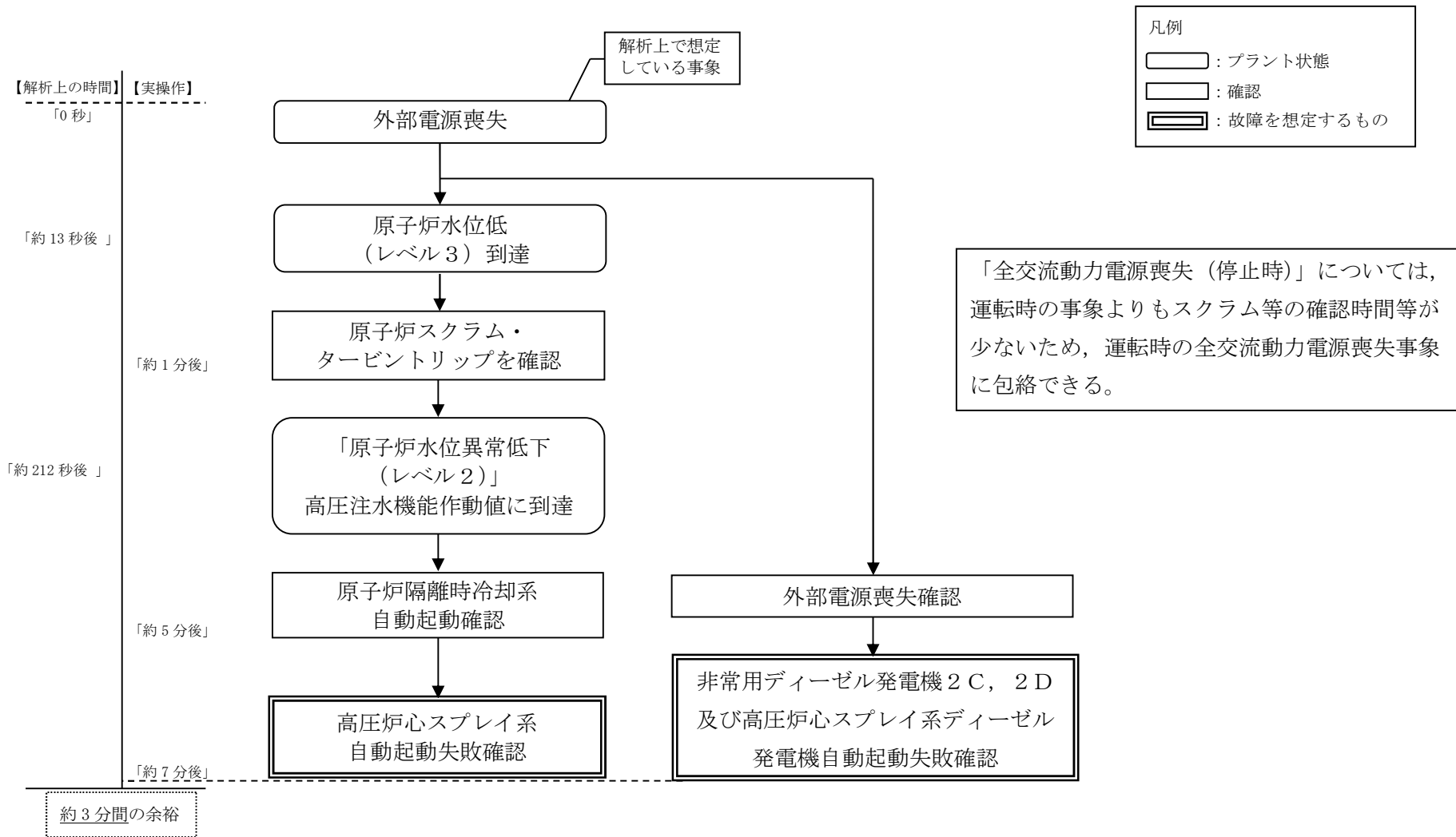
第 2 図 自動減圧機能論理回路

コメント No. 147-09 に対する回答

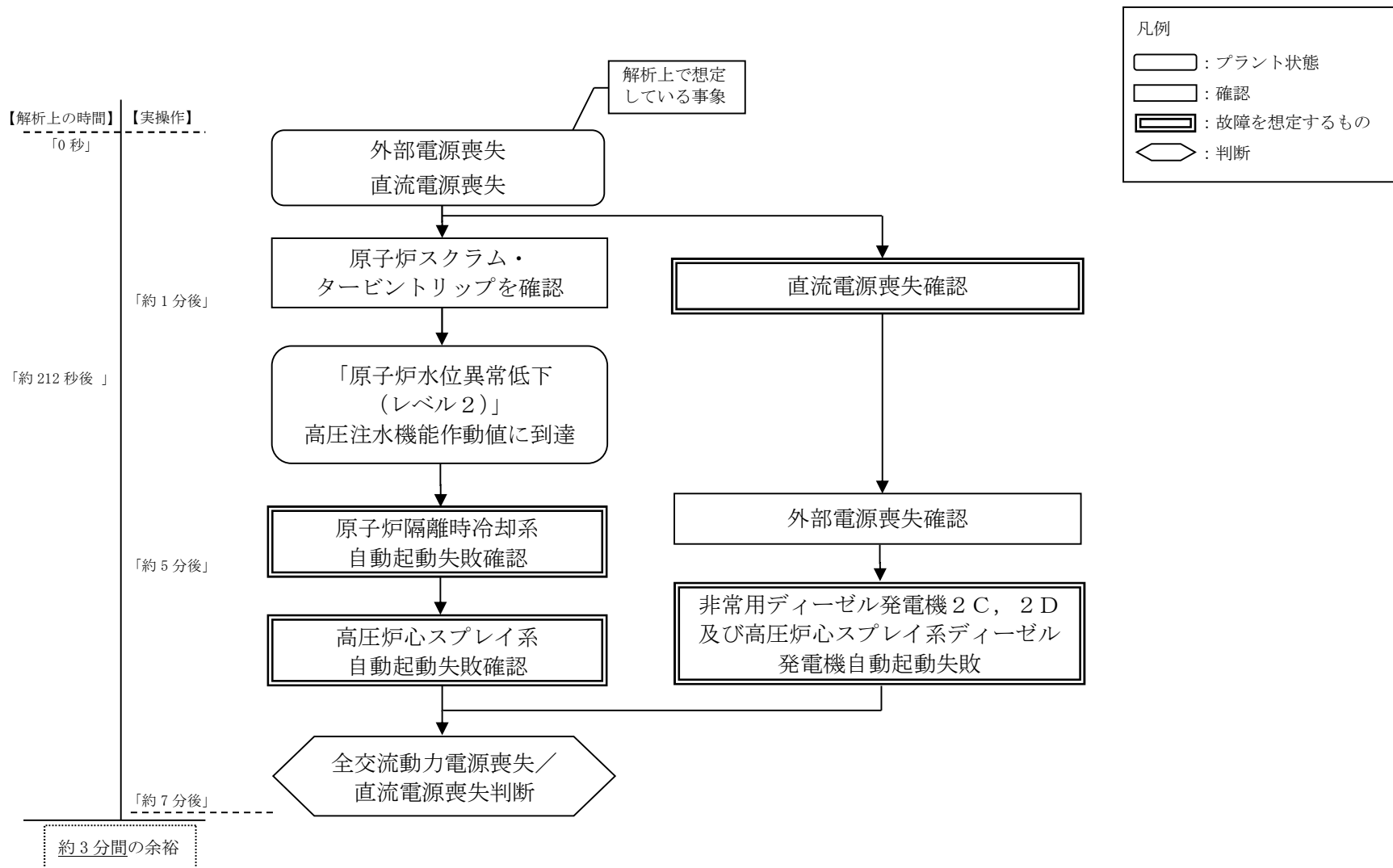
15. 事象発生時の状況判断について

有効性評価では、事象発生後はプラント状況の確認と状況判断のみを行うこととし、事故対応操作は原則「事象発生後 10 分」から開始するものとしている。具体的には、事象発生後「10 分」は、起因事象の確認、原子炉スクラム・タービントリップ確認、非常用炉心冷却設備等の自動起動状態の確認、外部電源喪失の確認等を行う。状況判断を行った「事象発生後 10 分」以降からは自動起動失敗した非常用炉心冷却設備の手動起動操作を含めた事故対応操作を開始するものとしている。ここでは第 1 図から第 14 図に示すとおり、「事象発生後 10 分」間で余裕をもって状況判断ができることを示す。なお原子炉停止機能喪失事象については、スクラムに失敗する事象であり、その場合は事象緩和のために、手動で原子炉の停止操作を行う必要があるため、スクラム失敗判断後から事故対応操作を行うこととしている。また、以下の事象については、「事象発生 10 分間」の後、連続して事故対応を行うものではないため、ここでの整理の対象外としている。

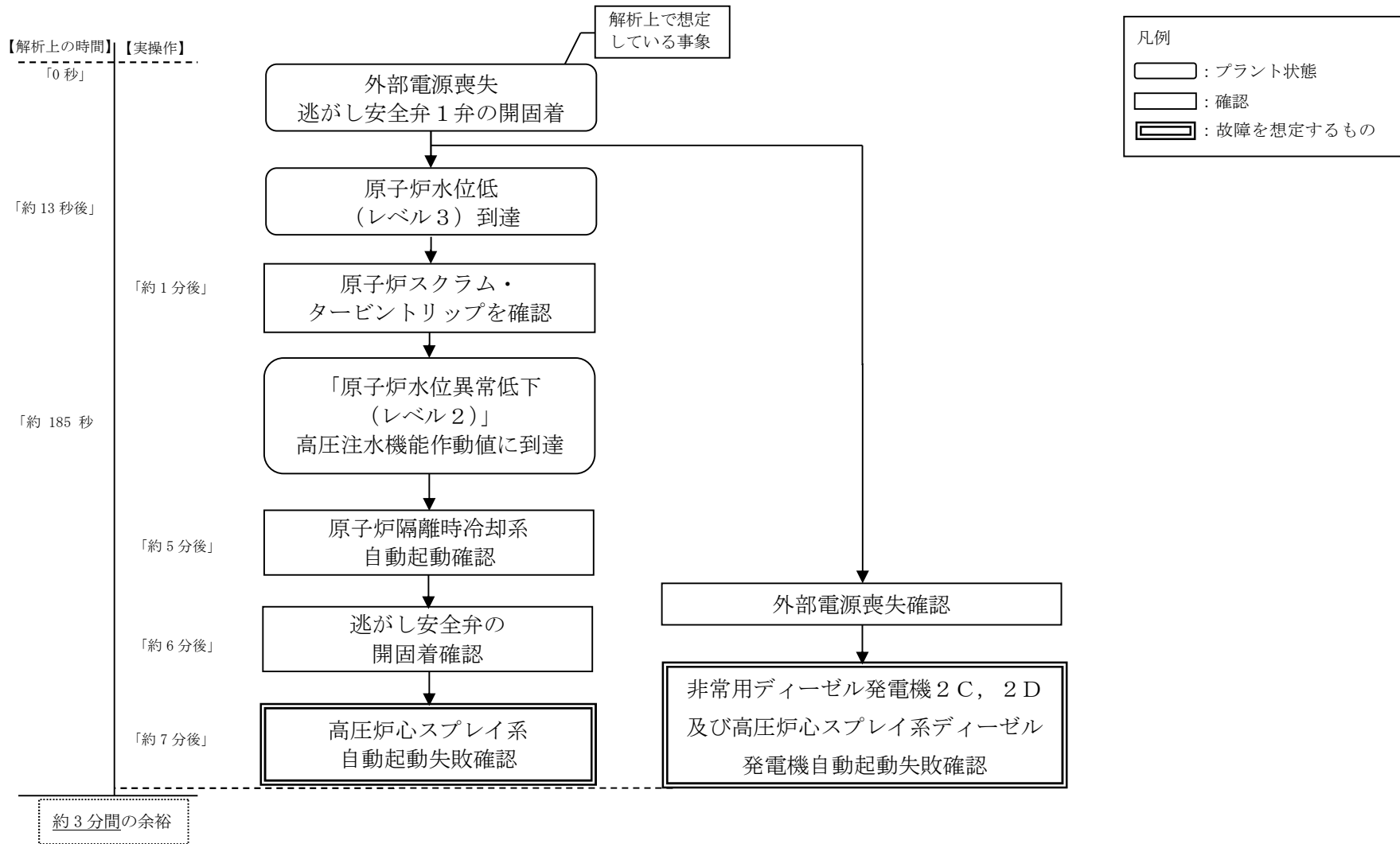
- ・ 想定事故 1
- ・ 想定事故 2
- ・ 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）
- ・ 原子炉冷却材の流出（停止時）
- ・ 反応度の誤投入（停止時）



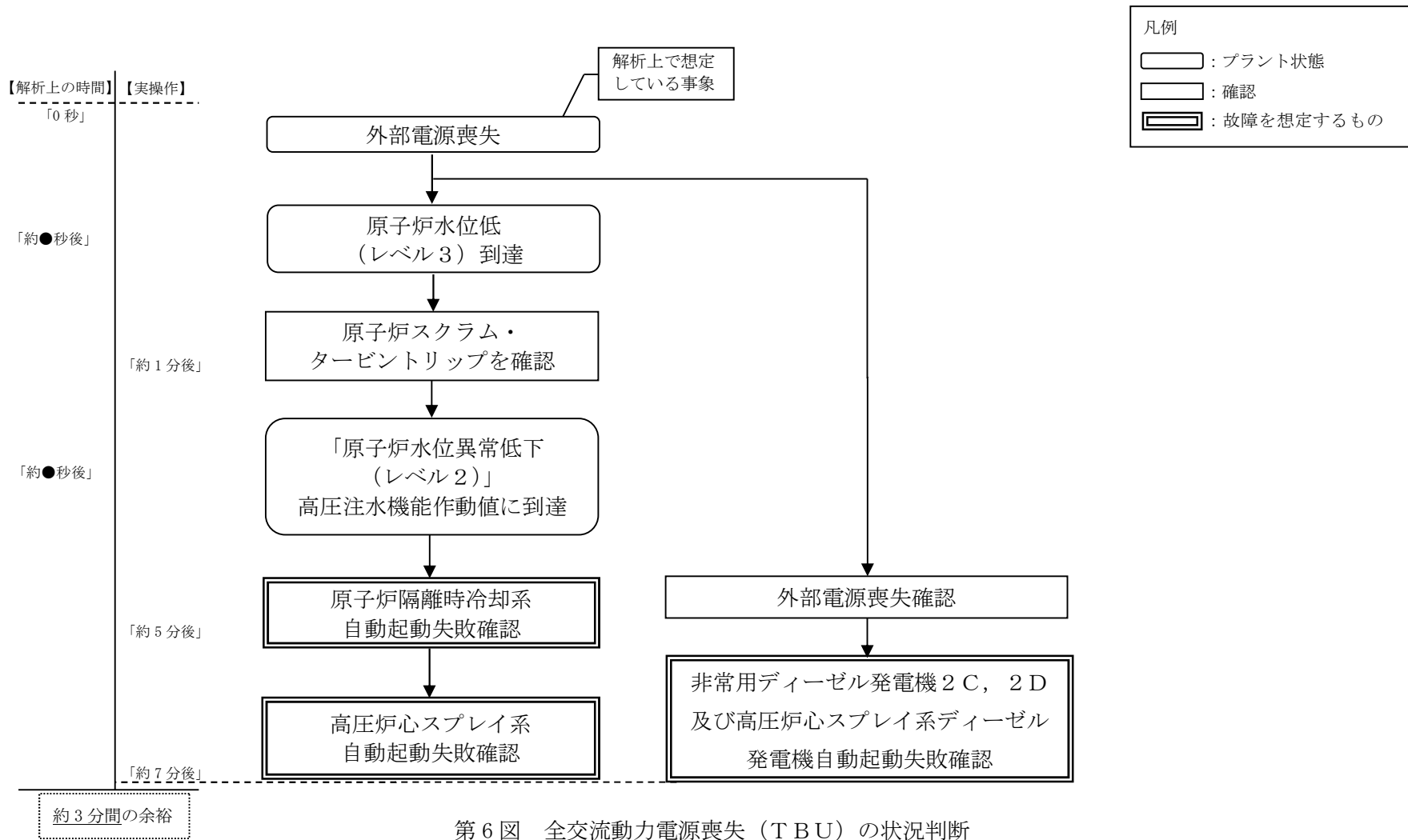
第 3 図 全交流動力電源喪失 (長期 T B), 全交流動力電源喪失 (停止時) *の状況判断



第4図 全交流動力電源喪失（TBD）の状況判断



第 5 図 全交流動力電源喪失 (T B P) の状況判断



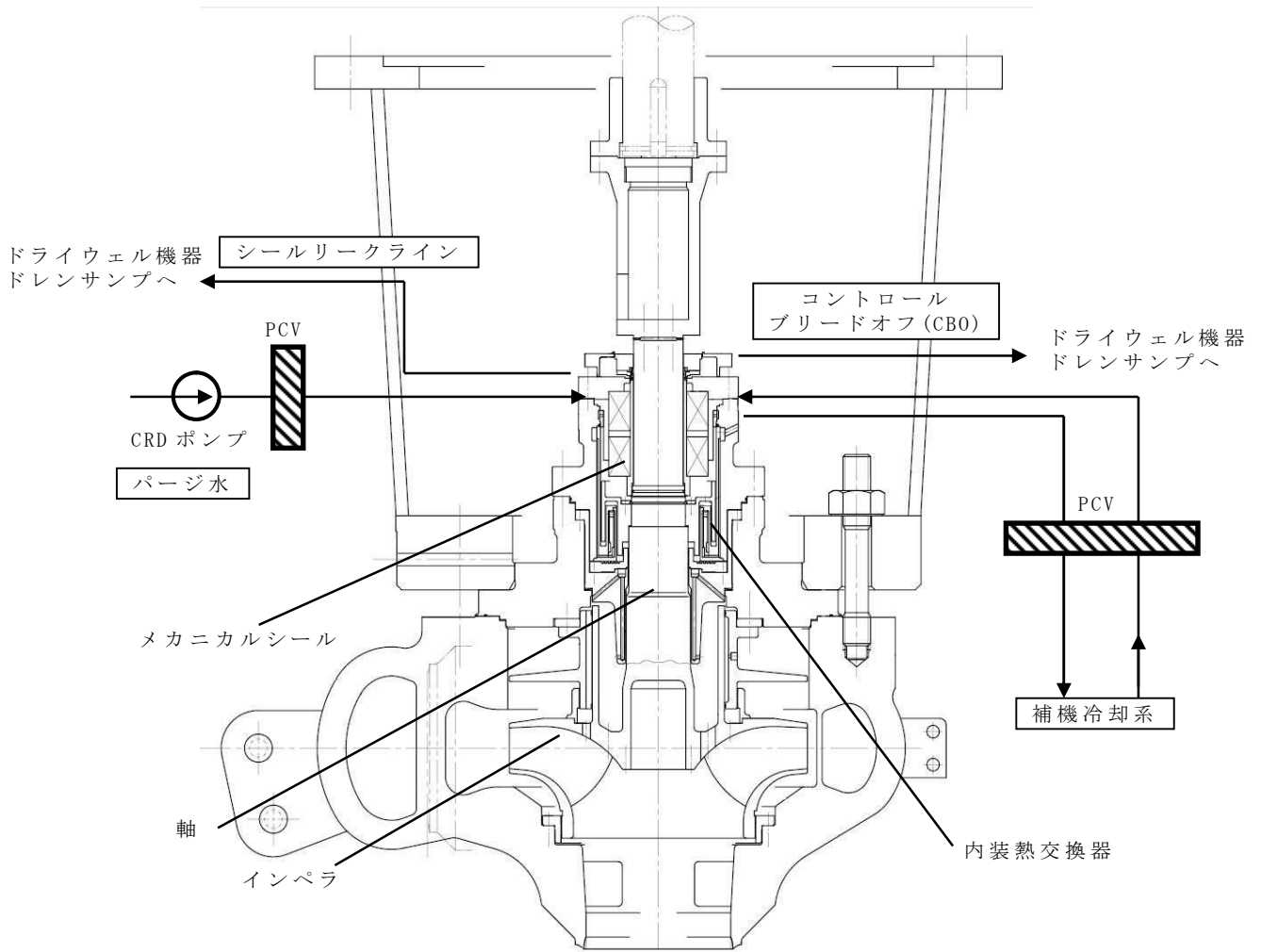
19. 原子炉再循環ポンプからのリークについて

1. はじめに

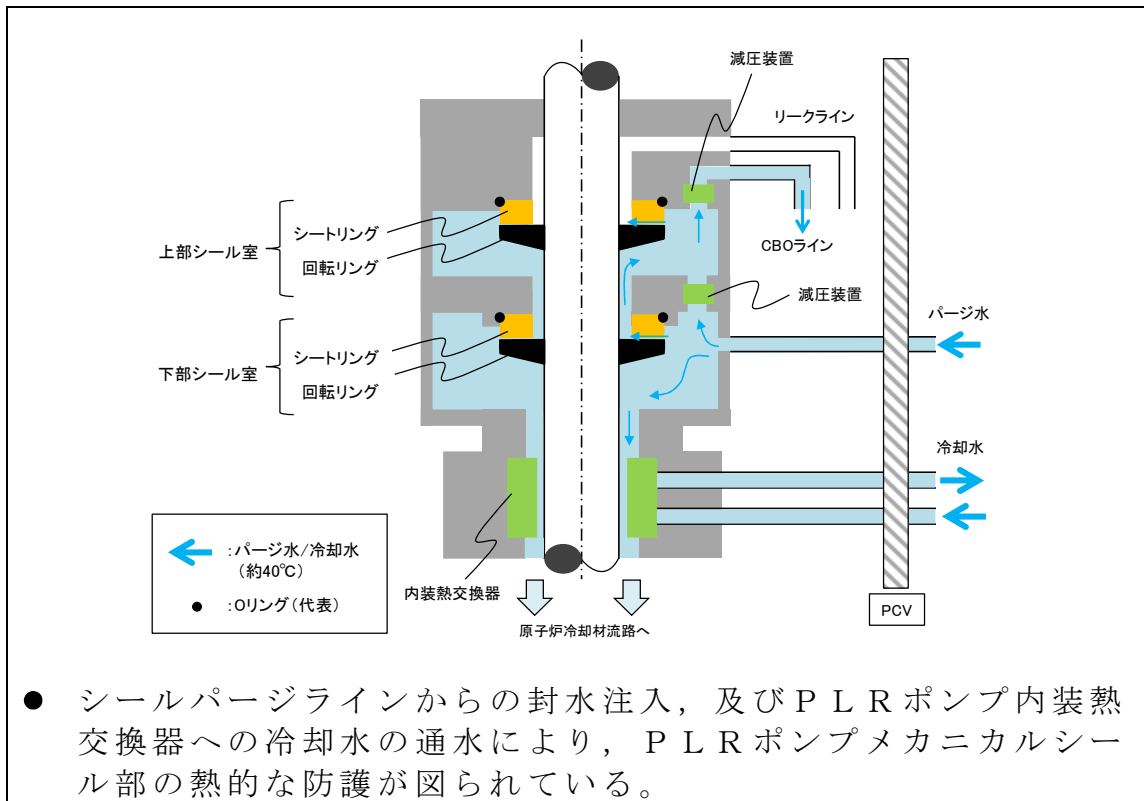
再循環ポンプ（以下「P L R ポンプ」という。）の概略図を第 1 図に示す。通常運転中，P L R ポンプメカニカルシール部は，制御棒駆動水圧系によるシールパージラインからの封水注入，及びP L R ポンプ内装熱交換器への原子炉補機冷却系による冷却水通水によって，熱的な防護が図られている（第 2 図）。

一方，全交流動力電源喪失（以下「S B O」という。）時には，制御棒駆動水圧系及び原子炉補機冷却系が停止し，シールパージラインからの封水注入，及びP L R ポンプ内装熱交換器への冷却水の通水が停止するため，メカニカルシール部は高温の原子炉冷却材にさらされて温度が徐々に上昇する。シール部の健全性が高温・高圧の原子炉冷却材により失われた場合，P L R ポンプからの原子炉冷却材の漏えいが想定される（第 3 図）。

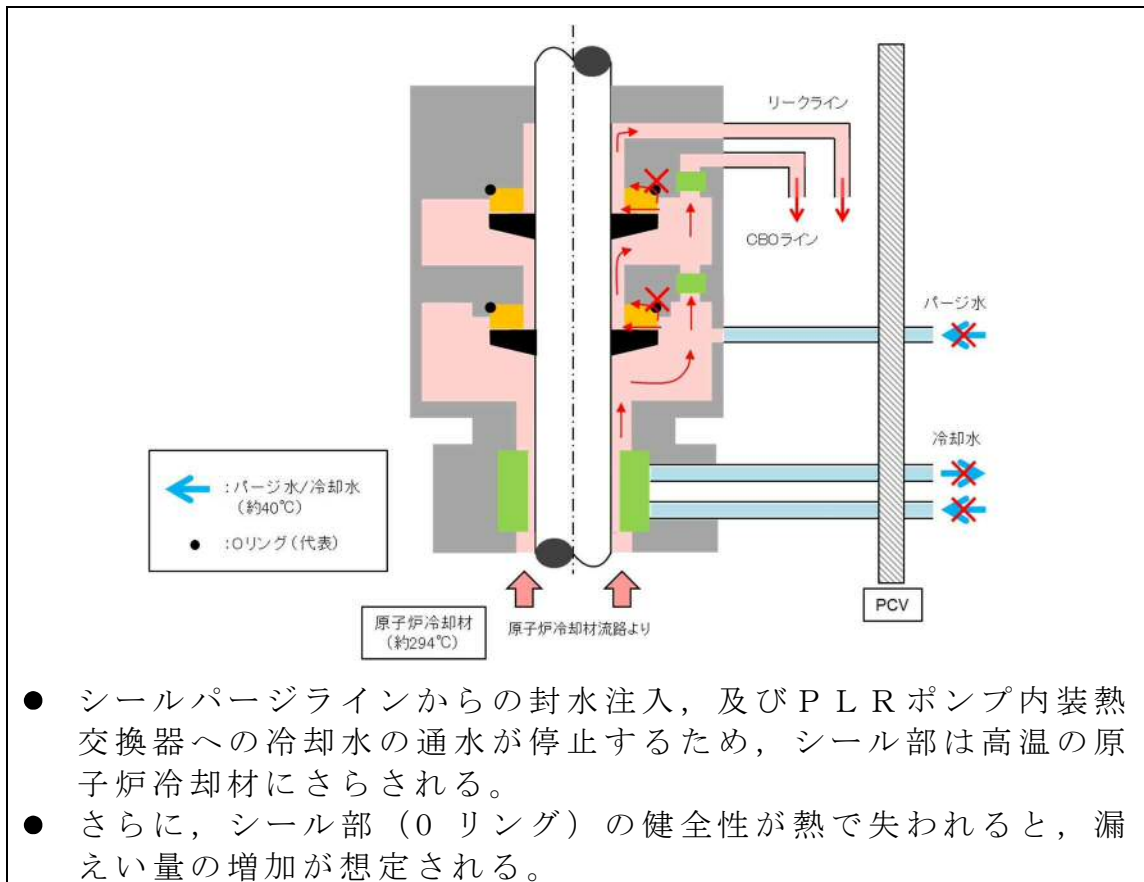
このため，S B O 時におけるP L R ポンプへの冷却水が喪失した場合のメカニカルシールからの原子炉冷却材の漏えい量を評価する実証試験を実施した。



第 1 図 P L R ポンプ 概略図



第 2 図 P L R ポンプ メカニカルシールの状況（通常運転時）



第 3 図 P L R ポンプ メカニカルシールの状況（冷却水喪失時）

2. 実証試験による評価

(1) 試験概要

P L R ポンプで使用している実機メカニカルシールを使用し、冷却水喪失時を模擬した試験条件で試験を実施した。

a. 実施場所：多目的蒸気源試験設備

b. 試験装置：P L R ポンプメカニカルシールフルスケール※実証試験設備（第 4 図）

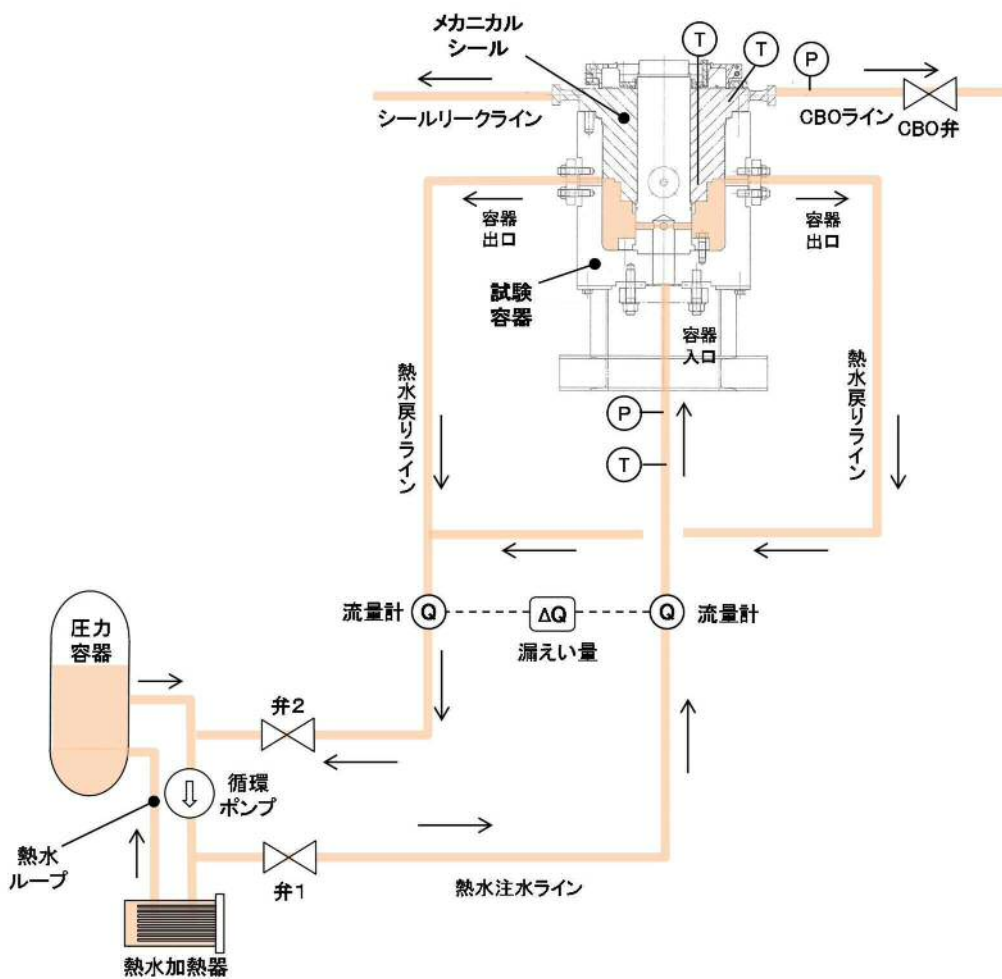
※：試験に用いたメカニカルシールは実機と同一品とし、軸径及びメカニカルシール部ギャップも実機と同一とした。B W R で使用されているメカニカルシールは全てタンデム型コンタクトシールであり、代表として N シールを使用した。

c. 系統構成：実機メカニカルシールの系統構成を模擬（第 5 図）

d. 試験方法：メカニカルシールに供給する熱水を循環させることにより、温度・圧力を制御し、実機における S B O 発生後の温度・圧力を模擬するとともに、熱水の入口流量と出口流量の差を漏えい量として計測した。なお、圧力の変化は、原子炉隔離時冷却系（R C I C）作動による原子炉圧力の減圧幅を包絡する条件とし、温度はその圧力に対応する飽和温度とした。



第 4 図 試験装置外観



第 5 図 実証試験時の系統構成

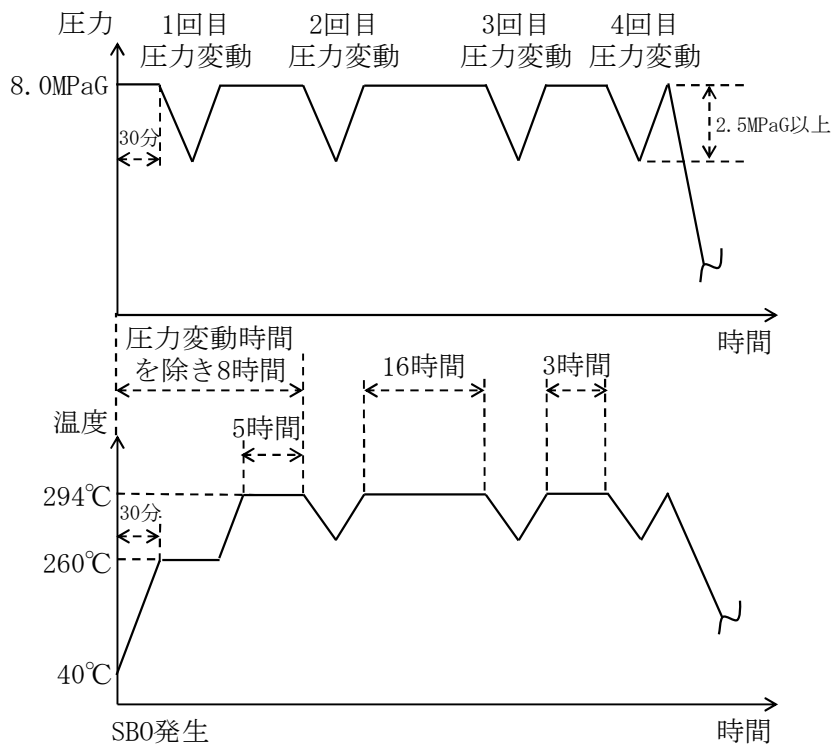
(2) 試験条件

SBO発生時の温度・圧力を包絡するよう試験を実施した。試験条件を第1表に示す。また、試験時間における温度・圧力を第6図に示す。

第1表 試験条件

	値	備考
圧力	8.0MPa[gage]	SBO発生後の炉圧を包絡する値
温度	294℃	SBO発生後の炉水温度を包絡する値
試験時間	24時間以上	SBO時の圧力・温度を包絡した状態における時間
圧力変動幅	2.5MPa以上*	SBO発生後の炉圧変動幅を包絡する値

※SBO発生後,24時間後までのRCICによる圧力変動幅をSAFE解析結果より決定した。なお、圧力変動中の温度は飽和温度とした。



第6図 試験時間における温度及び圧力条件

3. 試験結果及び漏えい量の影響について

実証試験時のメカニカルシールへの熱水注入の系統構成の概要を第 5 図に示す。SBO時のRCIC又は高圧代替注水系運転時における原子炉冷却材圧力及び温度を包絡した熱水並びに圧力変動を加えた熱水を試験容器下部からメカニカルシール室へ注水し、試験中の漏えい量を測定した。

SBO時における冷却水喪失時を模擬した実証試験を実施した結果、高温の熱水の浸入によりメカニカルシールの O リングの一部が損傷するものの、その損傷部分を通して外部に漏えいする経路により漏えい量は制限されるため、完全ではないものの、ある程度のシール機能を有し続けることで、試験時間が 24 時間以上においても、最大漏えい量は約 0.6t/h であった。

RCIC等の注水流量及び逃がし安全弁から放出される冷却材流量と比較しても十分小さい（RCICの注入流量の約 1%）ことから炉内インベントリの観点で事象進展に及ぼす影響は小さく、また、格納容器への熱負荷は小さいことから格納容器健全性に影響を与えることはない。

21. 有効性評価における解析条件の変更等について（抜粋）
2. 有効性評価における柏崎刈羽6，7号炉との主要な相違点について
- 2.1 炉心損傷防止の有効性評価における柏崎刈羽6，7号炉との主要な相違点について

(3) 全交流動力電源喪失（長期TB）

項目		東海第二	柏崎刈羽6，7号炉	理由
解析コード		SAFER/MAAP	SAFER/MAAP	相違点はない。
機器条件	逃がし安全弁(原子炉圧力制御時)	安全弁機能	逃がし弁機能	東海第二では、原子炉圧力が高めに維持され、また、原子炉減圧時に原子炉圧力が所定の圧力に到達するまでの時間が遅くなることで、評価項目に対して厳しい条件となる安全弁機能に期待している。
交流電源復旧までの原子炉注水手段		原子炉隔離時冷却系（サブプレッション・プール水源）にて原子炉注水を実施し、事象発生後の8時間1分後に原子炉を減圧し、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を実施	原子炉隔離時冷却系（復水貯蔵槽水源）にて原子炉注水を実施	東海第二においては、原子炉隔離時冷却系（サブプレッション・プール）としていることから、サブプレッション・プール水温度上昇により原子炉隔離時冷却系が機能喪失するまでに交流動力電源を必要としない可搬型の原子炉注水に切り換えることとしている。
格納容器冷却・除熱手段		サブプレッション・チェンバ圧力279kPa[gage]到達時に代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を実施し、格納容器ベントは実施せず、交流電源復旧後に残留熱除去系による格納容器除熱を実施	事象発生後の16時間後に格納容器ベントを実施し、交流電源復旧後に残留熱除去系による格納容器除熱を実施	東海第二においては、運転手順に従い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を実施することとしている。これに伴い、交流電源に期待可能な事象発生後の24時間後まで格納容器圧力が格納容器ベント実施基準（310kPa[gage]）に到達しないことから、格納容器ベントではなく、交流電源復旧後に残留熱除去系による格納容器除熱を実施することとしている。

(4) 全交流動力電源喪失 (T B D, T B U)

項目		東海第二	柏崎刈羽 6, 7号炉	理由
解析コード		SAFER/MAAP	SAFER/MAAP	相違点はない。
機器条件	逃がし安全弁(原子炉圧力制御時)	安全弁機能	逃がし弁機能	東海第二では、原子炉圧力が高めに維持され、また、原子炉減圧時に原子炉圧力が所定の圧力に到達するまでの時間が遅くなることで、評価項目に対して厳しい条件となる安全弁機能に期待している。
交流電源		24時間交流電源の復旧に期待しない	24時間交流電源の復旧に期待しない	相違点はない。
交流電源復旧までの原子炉注水手段		高圧代替注水系にて原子炉注水を実施し、事象発生後の8時間1分後に原子炉を減圧し、低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水を実施	高圧代替注水系(復水貯蔵槽水源)にて原子炉注水を実施	東海第二においては、高圧代替注水系の水源をサブプレッション・プールとすることから、サブプレッション・プール水温度上昇により高圧代替注水系が機能喪失するまでに交流動力電源を必要としない可搬型の原子炉注水に切り換えることとしている。
格納容器冷却・除熱手段		サブプレッション・チェンバ圧力279kPa[gage]到達時に代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)による格納容器冷却を実施し、格納容器ベントは実施せず、交流電源復旧後に残留熱除去系による格納容器除熱を実施	事象発生後の16時間後に格納容器ベントを実施し、交流電源復旧後に残留熱除去系による格納容器除熱を実施	東海第二においては、運転手順に従い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を実施することとしている。これに伴い、交流電源に期待可能な事象発生後の24時間後まで格納容器圧力が格納容器ベント実施基準(310kPa[gage])に到達しないことから、格納容器ベントではなく、交流電源復旧後に残留熱除去系による格納容器除熱を実施することとしている。

(5) 全交流動力電源喪失 (T B P)

項目		東海第二	柏崎刈羽 6, 7号炉	理由
解析コード		SAFER/MAAP	SAFER/MAAP	相違点はない。
機器条件	逃がし安全弁(原子炉圧力制御時)	安全弁機能	逃がし弁機能	東海第二では、原子炉圧力が高めに維持されることで、評価項目に対して厳しい条件となる安全弁機能に期待しているが、事象発生時に逃がし安全弁1弁の開固着が発生する本事故シーケンスでは実態として相違点はない。
交流電源		24時間交流電源の復旧に期待しない	24時間交流電源の復旧に期待しない	相違点はない。

解析条件の変更前後の評価結果について

1. 炉心損傷防止対策の有効性評価における解析条件の変更前後の評価結果

解析条件の変更前後における各重要事故シーケンスの評価結果を第 1 表から第 8 表に示す。なお、敷地境界外での実効線量の評価シーケンスは、全交流動力電源喪失（長期 T B）から L O C A 時注水機能喪失に変更した。

第 3 表 評価結果（全交流動力電源喪失（長期 T B））

評価項目	変更前（申請時）	変更後	評価項目
燃料被覆管最高温度	初期値	初期値	1200℃以下
燃料被覆管酸化量	被覆管厚さの 1%以下	同左	被覆管厚さの 15%以下
原子炉冷却材圧力 バウンダリにかかる圧力	約 7.67MPa[gage]	約 8.46MPa[gage]	10.34MPa[gage]以下
格納容器バウンダリ にかかる圧力	約 0.31MPa[gage]	約 0.28MPa[gage]	0.62MPa[gage]以下
格納容器バウンダリ にかかる温度	約 161℃	約 141℃	200℃以下
（格納容器ベント時間）	約 18 時間	—	—

22. 平均出力燃料集合体での燃料被覆管最高温度の代表性について

1. 燃料集合体初期出力の燃料被覆管最高温度への影響の整理

事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」及び「L O C A時注水機能喪失」において、平均出力燃料集合体で燃料被覆管最高温度が発生する理由は、以下のように整理できる。

- ・注水設備の観点からは、これらの事故シーケンスでは事象発生後、早期に低圧代替注水系（常設）を用いた原子炉注水を行うため、原子炉水位の低下により平均出力燃料集合体及び高出力燃料集合体は一部露出するものの高出力燃料集合体が過度に露出することはない。平均出力燃料集合体と高出力燃料集合体は、上下プレナム間差圧が均等になるよう集合体入口流量が分配されるため、初期の燃料集合体出力が高く、発生するボイドの割合が大きい高出力燃料集合体では、二相水位としては高めとなり、燃料被覆管温度が最大となる位置においても炉心の露出時間が長期間とならないことから、燃料被覆管温度の上昇が抑制される。
- ・崩壊熱の観点からは、設計基準事故のL O C A解析と比較して、これらの事故シーケンスは事故後時間が経過しているため崩壊熱が十分低下しており、平均出力燃料集合体と高出力燃料集合体の燃料棒1本当たりの出力の差（絶対値）は、事故直後に比べて小さくなり、温度上昇率の差が小さくなる。このため、二相水位が低いことにより炉心露出期間が長くなる平均出力燃料集合体における燃料被覆管温度が高くなる傾向となる。

2. 燃料集合体初期出力に対する燃料被覆管最高温度の感度解析

燃料集合体初期出力の燃料被覆管最高温度への影響を確認するため、第1表に示すとおり、代表的な事故シーケンスについて、高出力燃料集合体の初

期出力を変化させた場合の燃料被覆管最高温度に関する感度解析を実施した。

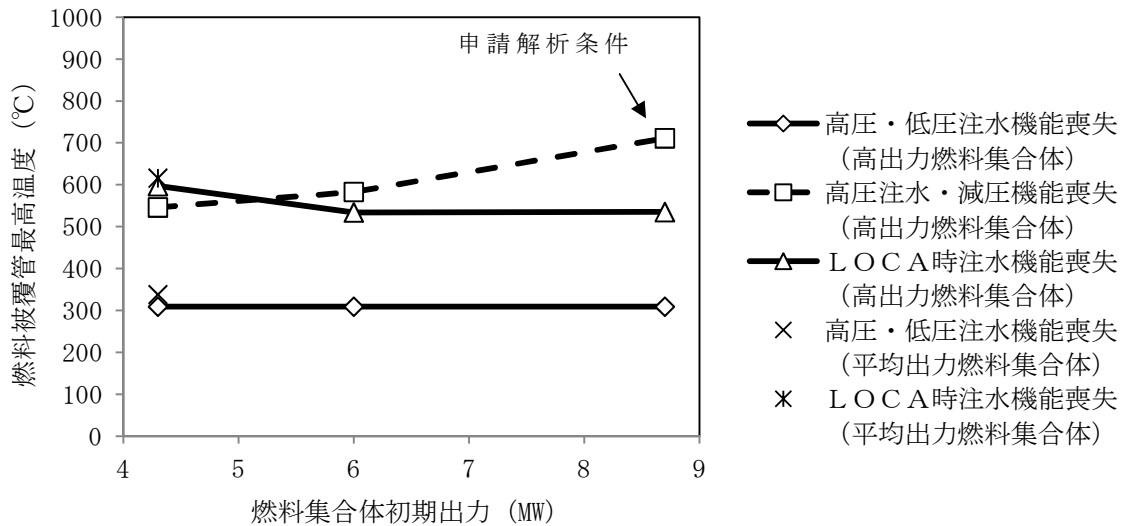
なお、燃料棒の線出力密度については、初期出力に比例して変化させている。

第1図に、燃料集合体初期出力と燃料被覆管最高温度の関係を示す。高圧注水・減圧機能喪失では、申請解析条件での高出力燃料集合体初期出力の場合において燃料被覆管最高温度が最も高くなり、高圧・低圧注水機能喪失及びL O C A時注水機能喪失では、いずれの高出力燃料集合体初期出力の場合においても、ほぼ同等の燃料被覆管最高温度となっている。

以上から、高圧・低圧注水機能喪失及びL O C A時注水機能喪失において、平均出力燃料集合体の燃料被覆管最高温度を代表としても問題とならない。

第 1 表 高出力燃料集合体初期出力と燃料被覆管最高温度の関係

事故シーケンス	高出力燃料集合体初期出力	
	高圧・低圧注水機能喪失	約 8.7MW
約 6.0MW		申請解析と平均出力燃料集合体初期出力の中間
約 4.3MW		平均出力燃料集合体初期出力と同等
高圧注水・減圧機能喪失	約 8.7MW	申請解析条件
	約 6.0MW	申請解析と平均出力燃料集合体初期出力の中間
	約 4.3MW	平均出力燃料集合体初期出力と同等
L O C A 時注水機能喪失	約 8.7MW	申請解析条件
	約 6.0MW	申請解析と平均出力燃料集合体初期出力の中間
	約 4.3MW	平均出力燃料集合体初期出力と同等



第 1 図 燃料集合体初期出力に対する燃料被覆管最高温度 (P C T) の感度解析結果

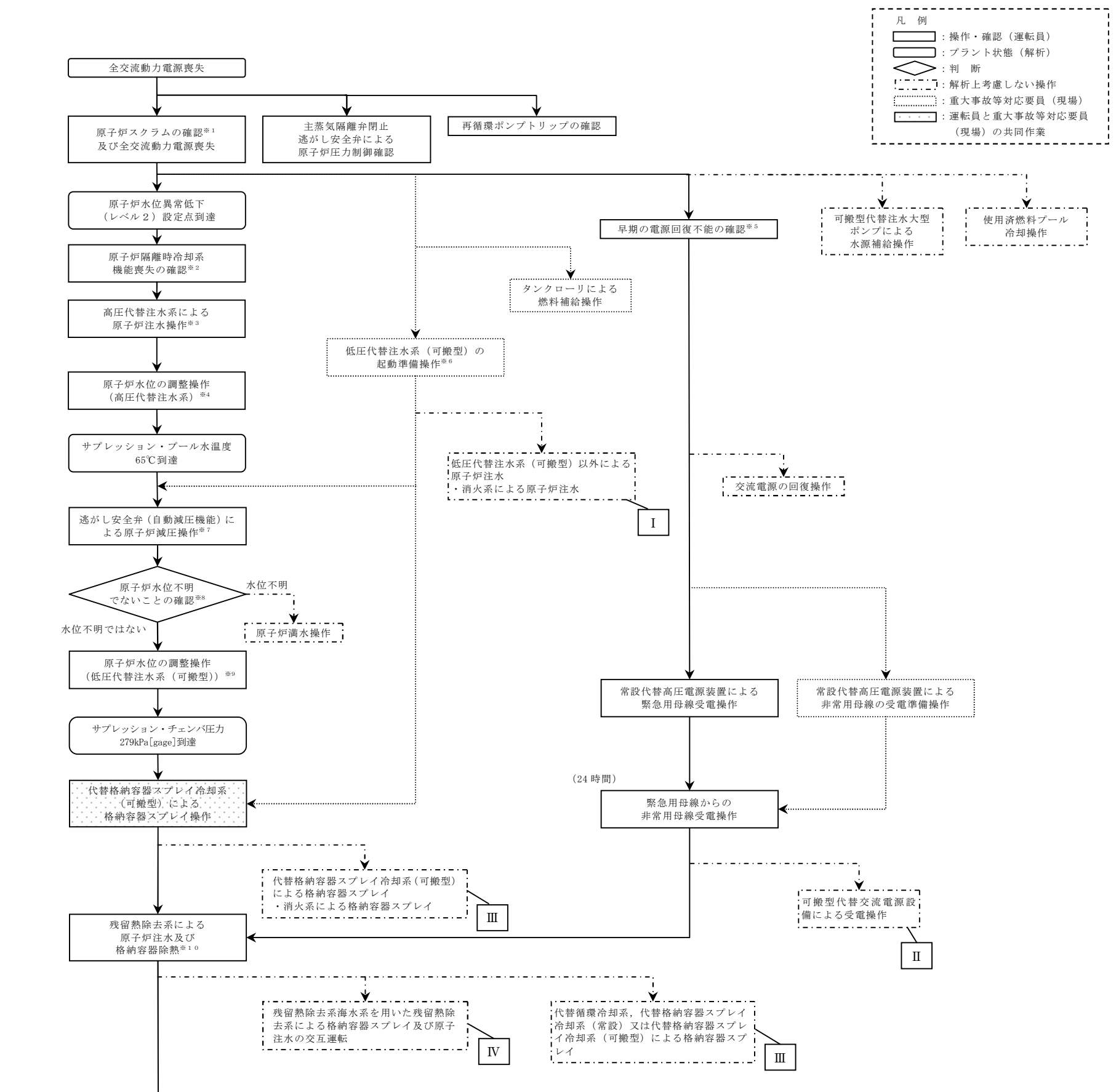
48. T B Uの対応手順について

T B Uの対応手順の概要及び作業と所要時間について第 1 図から第 2 図に示す。T B Uは、T B Dと同様に全交流動力電源喪失に加えて蒸気駆動の原子炉隔離時冷却系の機能喪失が発生することから、高圧代替注水系により原子炉注水を実施し、低圧代替注水系（可搬型）の起動準備が完了後、原子炉を減圧し低圧での原子炉注水を実施する。

T B Uは、T B Dと比較して事象初期に非常用ディーゼル発電機等や原子炉隔離時冷却系の手動起動操作（失敗）が追加されるが、直流電源喪失に伴う可搬型照明の準備、インターロックバイパス操作及び直流電源の受電切替操作が不要となることから、高圧代替注水系による原子炉注水実施までの状況判断、操作等に要する時間はほぼ同等となる（解析上は 25 分を設定）。

また、事象後期の格納容器冷却・除熱操作については、T B D及びT B Uに違いはない。

以上により、有効性評価においては、高圧代替注水系の起動操作に時間に要するT B Dを代表としている。



【有効性評価の対象としていないが他に取得手段】

I 低圧代替注水系（可搬型）と同等の流量は確保できないが、消火系（ディーゼル駆動）による原子炉注水も実施可能である。

II 電源容量により使用できる設備に限られるが、常設代替交流電源設備が使用できない場合は可搬型代替交流電源設備により受電する。

III 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と同等の流量は確保できないが、消火系（ディーゼル駆動）による格納容器スプレイも実施可能である。

IV 代替残留打熱除去系海水系を用いた残留熱除去系の使用も可能である。

V 代替循環冷却系、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び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も実施可能である。流量は少ないが、消火系及び復水補給水系による格納容器スプレイも実施可能である。

※1：原子炉スクラムは、中央制御室にて平均出力領域等により確認する。

※2：原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル2）設定点に到達しても原子炉隔離時冷却系が自動起動しない場合は、手動起動を試みる。

※3：高圧代替注水系の起動操作は原子炉隔離時冷却系の機能喪失により判断する。

※4：高圧代替注水系により、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間に維持する。

※5：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の起動ができず、非常用母線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。

※6：全交流動力電源喪失を確認した場合は、速やかに低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備を開始する。

※7：サブプレッション・プール水温度がサブプレッション・プール熱容量制限（原子炉が高圧の場合は65℃）に到達又は超過した場合は、低圧で注水可能な系統の準備完了後に原子炉減圧操作を実施する。実際の操作では、原子炉圧力が低下し低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水が開始された後に高圧代替注水系が停止するが、低圧代替注水系（可搬型）のみによる原子炉注水性能を確認する観点で、原子炉減圧開始と同時に高圧代替注水系は停止する想定としている。

※8：原子炉水位不明は、以下により判断する。
 ・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
 ・原子炉水位計の電源が喪失した場合
 ・原子炉水位計のばらつきが大きく有効燃料長頂部以上であることが判断できない場合

※9：低圧代替注水系（可搬型）により、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間に維持する。

※10：残留熱除去系は、原子炉水位低（レベル3）設定点にて原子炉注水モード運転に切り換え、原子炉水位高（レベル8）設定点にて格納容器スプレイモード運転に切り替える。

第1図 全交流動力電源喪失（TBU）の対応手順の概要

全交流動力電源喪失 (TBU)					経過時間 (分)												備考	
					0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	
操作項目	実施箇所・必要員数 【 】は他作業後移動してきた要員				操作の内容	事象発生 原子炉スクラム プラント状況判断 25分 高圧代替注水系による原子炉注水開始												
	責任者	発電長	1人	中央監視 運転操作指揮														
	補佐	副発電長	1人	運転操作指揮補佐														
	通報連絡者	災害対策要員	2人	災害対策本部連絡 発電所外部連絡														
	運転員 (中央制御室)	運転員 (現場)		重大事故等対応要員 (現場)														
状況判断	2人 A, B	-	-	-	10分													
全交流動力電源喪失の確認	【1人】 A	-	-	●高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の手動起動操作 (失敗)	1分													
	【1人】 B	-	-	●非常用ディーゼル発電機等の手動起動操作 (失敗)	2分													
交流電源の回復操作	-	-	-	●非常用ディーゼル発電機の機能回復 ●外部電源の機能回復												解析上考慮しない 対応可能な要員にて実施		
高圧注水機能喪失の判断	【1人】 A	-	-	●高圧注水機能喪失の判断	2分													
高圧代替注水系の起動操作	【1人】 A	-	-	●高圧代替注水系による原子炉注水 系統構成		6分												
原子炉水位の調整操作 (高圧代替注水系)	【1人】 A	-	-	●高圧代替注水系による原子炉注水の調整操作	原子炉水位を原子炉水位低 (レベル3) 設定点から原子炉水位高 (レベル8) 設定点の間に維持													
直流電源の負荷切り離し操作 (中央制御室)	【1人】 B	-	-	●不要負荷の切離し操作		6分												

第2図 全交流動力電源喪失 (TBU) の作業と所要時間 (1/2)

全交流動力電源喪失 (TBU)																																										
作業項目	実施箇所・必要要員数			作業の内容	経過時間 (時間)											備考																										
	運転員 (中央制御室)	運転員 (現場)	重大事故等対応要員 (現場)		4	8	12	16	20	24	28	32	36	40																												
					▽ 8時間 直流電源の負荷切り離し操作 (現場)																																					
					▽ 8時間1分 原子炉減圧操作																																					
					▽ 約13時間 サプレッション・チェンバ圧力279kPa[gage]到達																																					
					▽ 24時間 非常用母線受電																																					
					▽ 24時間10分 残留熱除去系による格納容器スプレィ及び原子炉注水の交互運転開始																																					
原子炉水位の調整操作 (高圧代替注水系)	【1人】 A	-	-	●高圧代替注水系による原子炉注水の調整操作	原子炉水位を原子炉水位低 (レベル3) 設定点から原子炉水位高 (レベル8) 設定点の間に維持																																					
				●アクセスルート復旧、可搬型代替注水大型ポンプ準備、代替淡水貯槽からのホース敷設等																																						
低圧代替注水系 (可搬型) の起動準備				●可搬型代替注水大型ポンプ起動操作																																						
				●淡水貯水池B(A)から淡水貯水池A(B)への補給																																						
		2人 C, D	2人 k, l 2人 (招集)	●原子炉注水のための系統構成																																						
タンクローリによる燃料補給操作			2人 (招集)	●可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの補給 ●可搬型代替注水大型ポンプへの給油																																		タンクローリ残量に応じて適宜軽油タンクから補給				
逃がし安全弁 (自動減圧機能) による原子炉減圧操作	【1人】 B	-	-	●逃がし安全弁 (自動減圧機能) 7弁の開放操作																																						
原子炉水位の調整操作 (低圧代替注水系 (可搬型))		【2人】 C, D	【2人】 (招集)	●原子炉注水の流量調整																																						
直流電源の負荷切り離し操作 (現場)		1人 E	1人 m	●不要負荷の切り離し操作																																						
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作	【1人】 B	-	-	●受電前準備																																						
		【1人】 E	【1人】 n	●受電前準備																																						
代替格納容器スプレィ冷却系 (可搬型) による格納容器冷却		【1人】 E	【3人】 k, l, n 2人 (招集)	●格納容器スプレィのための系統構成 ●格納容器スプレィの流量調整																																						
常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作	【1人】 B	-	-	●常設代替高圧電源装置5台起動及び緊急用母線への受電操作																																						
常設代替高圧電源装置による非常用母線受電操作	【1人】 B	-	-	●緊急用高圧母線から非常用母線2C系への受電操作 ●非常用母線2C系から非常用母線2D系への受電操作																																						
残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱	【1人】 A	-	-	●残留熱除去系海水系の起動操作 ●残留熱除去系による原子炉注水 ●残留熱除去系による格納容器スプレィ操作及び原子炉注水の交互運転																																						
使用済燃料プールの冷却操作	-	-	-	●使用済燃料プールの冷却操作																																						
可搬型代替注水大型ポンプによる水源補給操作	-	-	-	●可搬型代替注水大型ポンプの移動、ホース敷設等 ●ポンプ起動及び水源補給操作																																						
必要要員合計	2人 A, B	3人 C, D, E	13人 a~n 及び招集6人																																							

第 2 図 全交流動力電源喪失 (TBU) の作業と所要時間 (2/2)

82. 有効性評価における運転員等の操作余裕時間の仮定について

重大事故等が発生した場合の対応は運転手順書に基づいて実施するため、有効性評価では、事象進展に従って適宜運転員等が必要な操作を行うことを仮定しているが、運転員等操作の仮定に際しては、以下のとおり操作余裕時間を考慮している。

1. 運転員等の操作余裕時間に関する基本設定

有効性評価における解析で仮定した運転員等の操作余裕時間の設定については、以下のとおり、a から d の 4 つに分類できる。

- a. 事象発生直後の中央制御室では 10 分間^{※1}の状況確認を行うものとし、状況確認後に引き続いての操作については、状況確認 10 分 + 操作時間^{※2}とする。
- b. 操作開始条件に到達したことを起点とした操作については、操作開始条件到達時点から操作時間^{※2}を考慮する。
- c. ただし、パラメータ変化が緩やかで対応操作までの余裕時間が十分確保でき、評価項目に与える影響が軽微な操作については、操作開始条件に到達した時点で操作完了とする。
- d. その他、設定した時間までに余裕時間が十分ある操作については、設定時間で操作完了とする。

※1 原子炉スクラム失敗時は、スクラム成功時と異なり、未臨界へ移行する操作を行うことを優先するため、運転手順書に従い直ちに手動スクラム操作に移行する。

※2 訓練等に基づく実移動時間や、操作等に必要な時間から保守的に設定している。

なお、運転員等は運転手順書に従い、各操作条件を満たせば順次操作を実施するが、有効性評価における解析の条件設定においては、操作現場までのアクセスルート状況、操作場所の作業環境を踏まえ、実現可能と考えられる操作時間の想定に基づき上記の操作時間を設定する。

2. 重要事故シーケンス等ごとの運転員等の操作余裕時間

重要事故シーケンス及び評価事故シーケンスごとに考慮している運転員等の操作余裕時間は第1表に示すとおりである。

第1表 運転員等の操作余裕時間に対する有効性評価上の仮定 (3/17)

	運転員等操作	余裕時間	考え方
全交流動力電源 喪失（長期TB）	① 直流電源の負荷切離し操作	① 事象発生から8時間後	d 直流負荷の切り離し操作は、解析条件ではないが、解析で想定している操作の成立や継続に必要な作業であり、蓄電池が枯渇しないように設定。
	② 逃がし安全弁による原子炉減圧操作（低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作 ・低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水操作 ・原子炉減圧操作	② 事象発生+8時間1分	d 設定した時間までに余裕時間が十分あるため、設定時間で操作完了とする。
	③ 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却	③ サプレッション・チェンバ圧力279kPa [gage] 到達時	c サプレッション・チェンバ圧力は事象発生後から緩やかに上昇するものであり、本操作の至近に別操作もないため、操作開始条件到達時には操作することが可能。
	④ 残留熱除去系による格納容器除熱及び原子炉注水操作 ・残留熱除去系による格納容器除熱及び原子炉注水操作	④ 事象発生+24時間10分	d 設定した時間までに余裕時間が十分あるため、設定時間で操作完了とする。

第1表 運転員等の操作余裕時間に対する有効性評価上の仮定 (4/17)

	運転員等操作	余裕時間	考え方
全交流動力電源喪失 (TBD, TBU)	① 高圧代替注水系による原子炉注水操作	① 事象発生から25分後	a 状況判断後の操作時間を踏まえて設定。
	② 逃がし安全弁による原子炉減圧操作 (低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水操作)	② 事象発生+8時間1分	d 設定した時間までに余裕時間が十分あるため、設定時間で操作完了とする。
	③ サプレッション・チェンバ圧力279kPa [gage]到達時	③ サプレッション・チェンバ圧力279kPa [gage] 到達	c サプレッション・チェンバ圧力は事象発生後から緩やかに上昇するものであり、本操作の至近に別操作もないため、操作開始条件到達時には操作することが可能。
	④ 残留熱除去系による格納容器除熱及び原子炉注水操作 ・ 残留熱除去系による格納容器除熱及び原子炉注水操作	④ 事象発生+24時間10分	d 設定した時間までに余裕時間が十分あるため、設定時間で操作完了とする。

第1表 運転員等の操作余裕時間に対する有効性評価上の仮定 (5/17)

	運転員等操作	余裕時間	考え方
全交流動力電源喪失 (TBP)	①逃がし安全弁による原子炉減圧操作 (低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水操作 ・低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水操作 ・原子炉減圧操作	①事象発生3時間1分後	a 状況判断後の操作時間を踏まえて設定。
	②直流電源の負荷切離し操作	②事象発生から8時間後	d 直流負荷の切り離し操作は、解析条件ではないが、解析で想定している操作の成立や継続に必要な作業であり、蓄電池が枯渇しないように設定。
	③代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器冷却	③サプレッション・チェンバ圧力279kPa [gage] 到達時	c サプレッション・チェンバ圧力は事象発生後から緩やかに上昇するものであり、本操作の至近に別操作もないため、操作開始条件到達時には操作することが可能。
	④残留熱除去系による格納容器除熱及び原子炉注水操作 ・残留熱除去系による格納容器除熱及び原子炉注水操作	④事象発生+24時間10分	d 設定した時間までに余裕時間が十分あるため、設定時間で操作完了とする。

90. 必要な要員及び資源の評価方針

(1) 必要な要員の評価

重要事故シーケンス等で実施する作業に対して、「技術的能力に係る審査基準への適合状況説明資料」で整備されている体制で評価を行い、必要な作業対応が可能であることを確認する。発電所外から招集される招集要員が行う作業については、事象発生2時間後までは期待しないものとする。

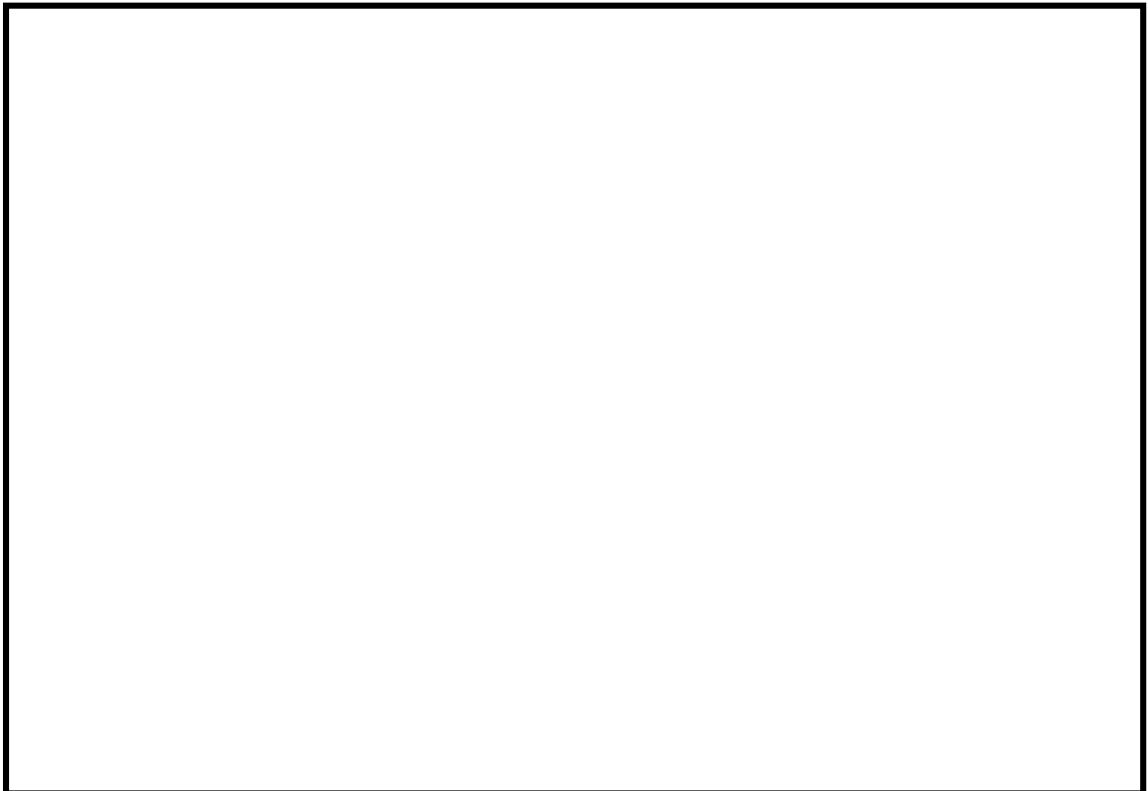
(2) 必要な資源の評価

重大事故等対策時において、必要となる水源、燃料及び電源の資源の確保の観点から、必要水量、燃料消費量及び電源負荷を確認するとともに、7日間継続してこれらの資源が供給可能であることを評価する。また、有効性評価において考慮されていない機器についても、使用した場合を想定して、各資源について7日間継続して資源の供給が可能であることを確認する。

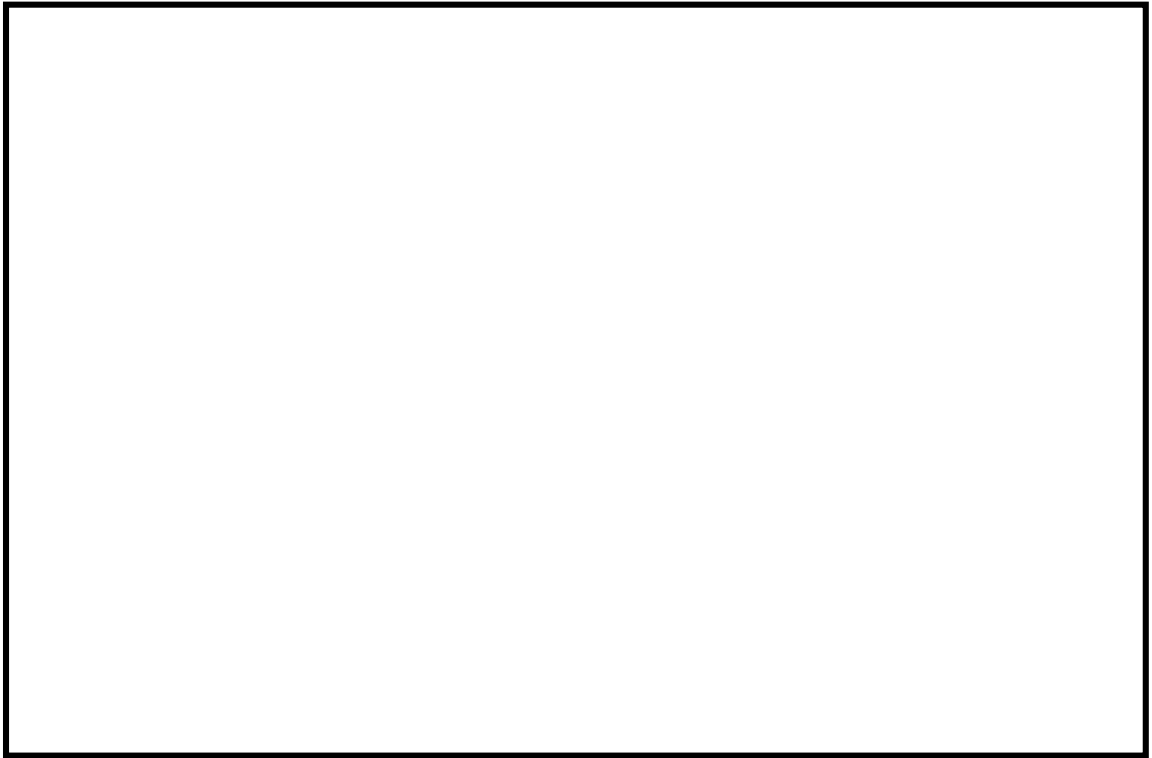
91. 有効性評価の想定時間のある可搬型設備を用いた作業のうち，T B P シナリオの場合の成立性評価結果

(1) 地震時におけるアクセスルートを選定結果

地震時に使用可能な西側及び南側保管場所のうち，要員の集合場所となる緊急時対策所から遠い南側保管場所，重大事故等発生時の取水箇所（代替淡水貯槽，淡水貯水池）を経て，各接続箇所までの選定した複数のルート（第1図，第2図）について，復旧に要する時間を評価する。



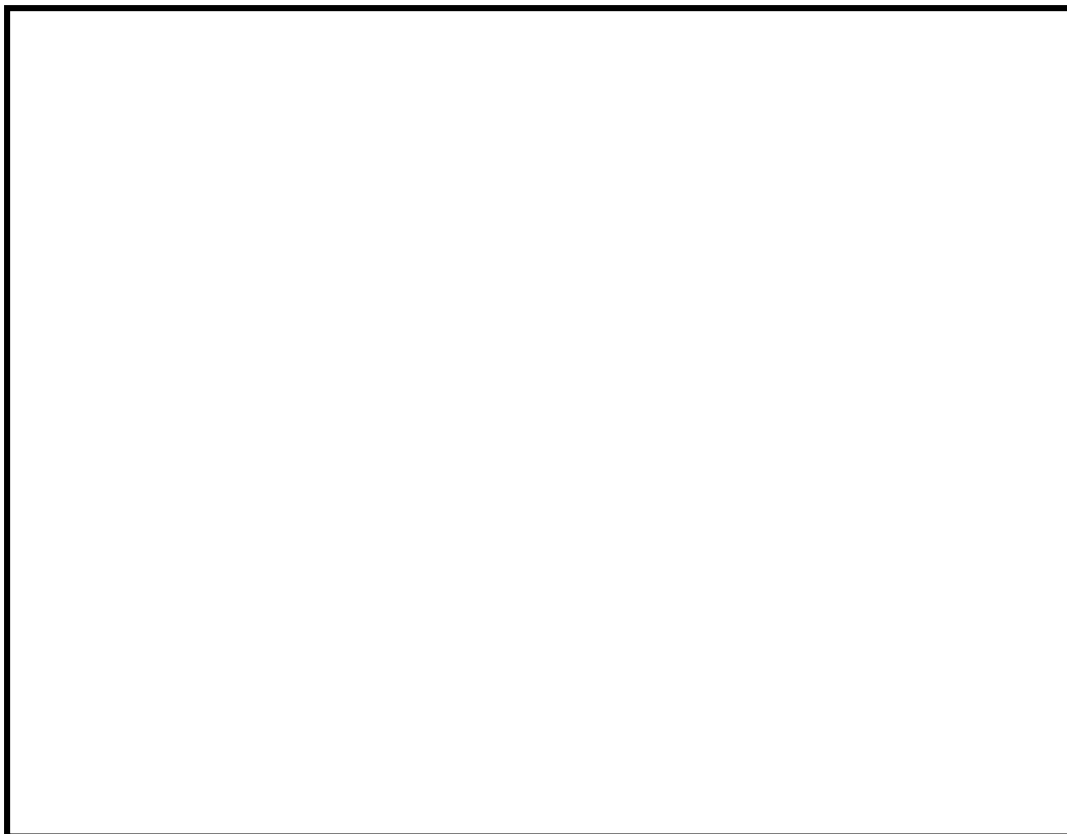
第1図 保管場所～代替淡水貯槽～東側接続口，西側接続口までのアクセスルート概要



第2図 緊急時対策所～淡水貯水池～東側接続口，西側接続口までの
アクセスルート概要

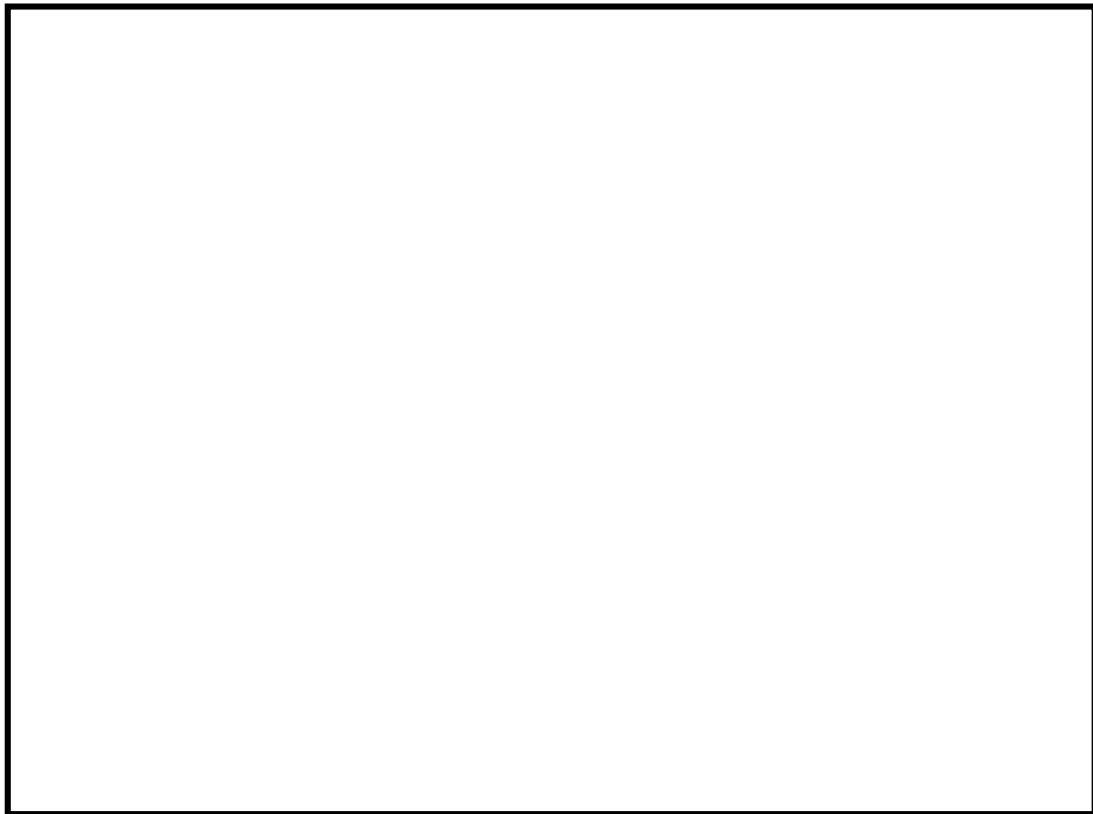
(2) 地震時におけるアクセスルートの評価

地震時におけるアクセスルートの復旧時間の詳細について第3図から第6図に示す。



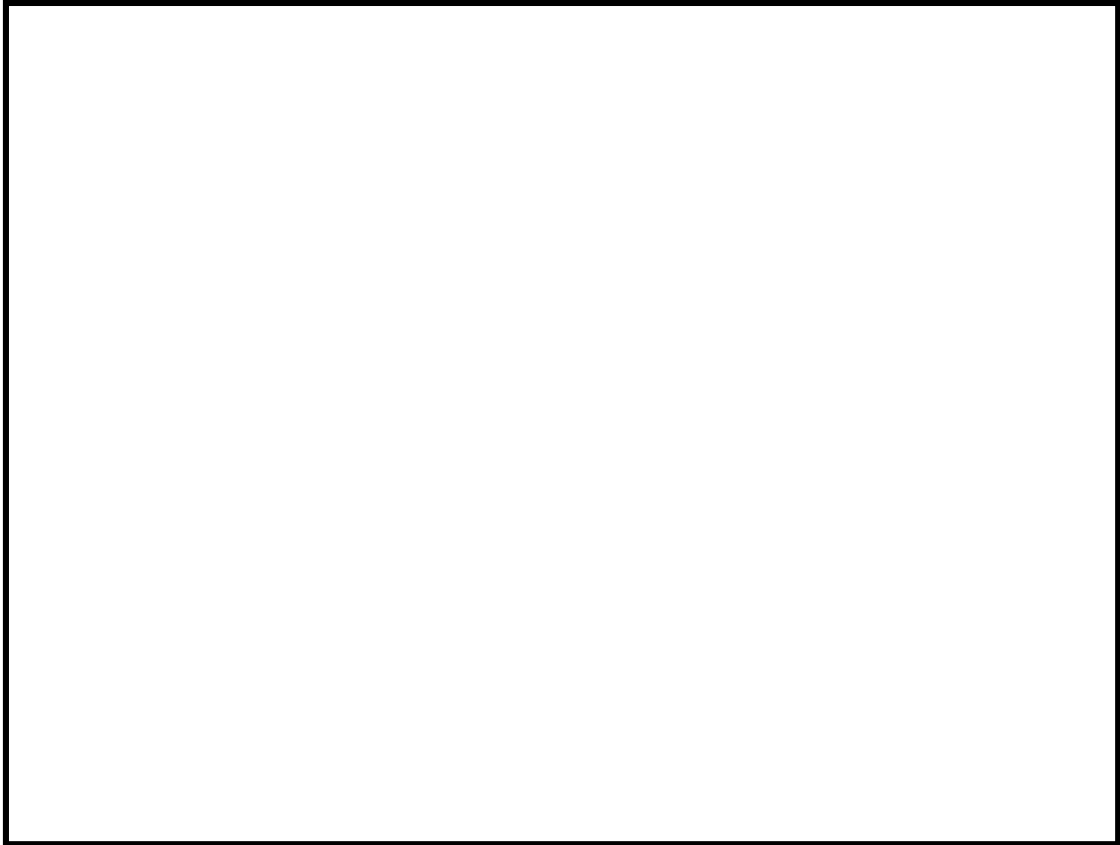
区間	項目	対象	距離 (約 m)	所要時間 (分)	累積 (分)
①→②	重機移動	南側保管場所→代替淡水貯槽	1640	9	9
	がれき撤去 (A)	資料4号倉庫		1	10
	がれき撤去 (B)	再利用物品仮置きテント No. 4		1	11
	がれき撤去 (C)	補修装置等保管倉庫		3	14
	がれき撤去 (D)	プロパンガスボンベ室		2	16
	がれき撤去 (E)	機材倉庫		3	19
	がれき撤去 (F)	屋内開閉所		4	23
	がれき撤去 (G)	S/B~C/P 歩道上屋	1	24	
②→③	重機移動	代替淡水貯槽→西側接続口	66	1	25

第3図 設定したAルート及び復旧時間



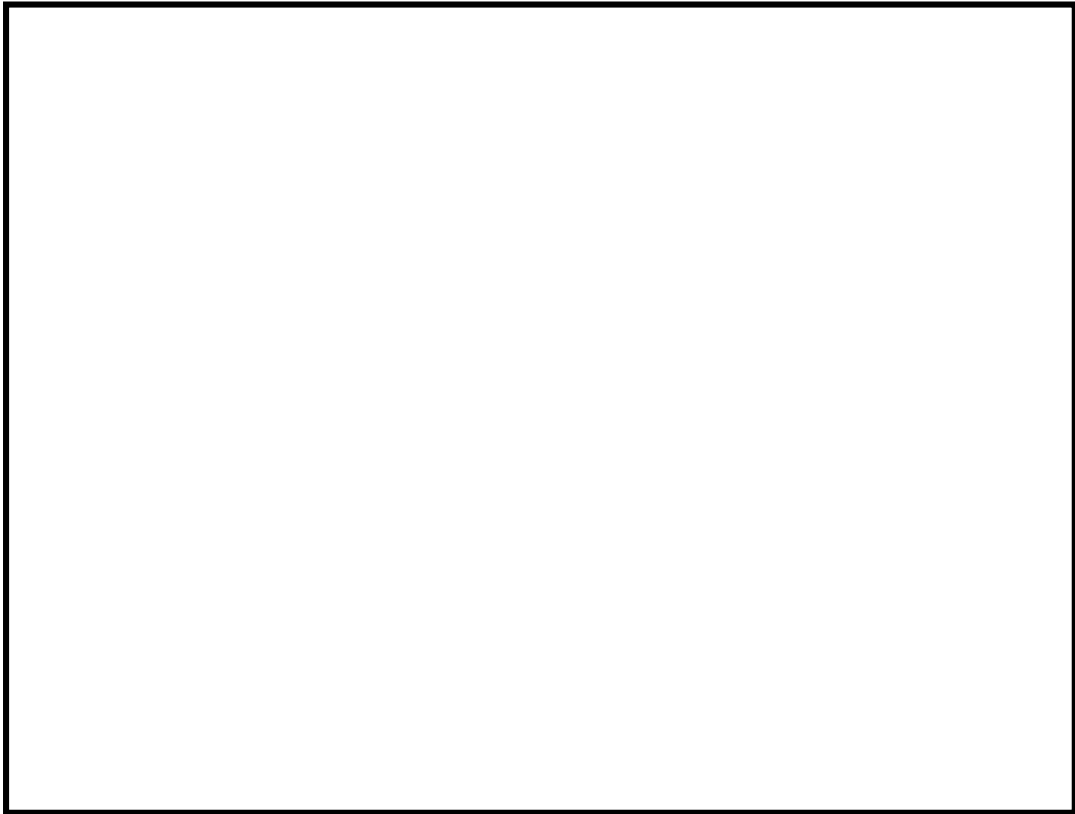
区間	項目	対象	距離 (約 m)	所要時間 (分)	累積 (分)
①→②	重機移動	南側保管場所→サービス建屋（東 I）	1677	9	9
	がれき撤去 (A)	資料 4 号倉庫		1	10
	がれき撤去 (B)	再利用物品仮置きテント No. 4		1	11
	がれき撤去 (C)	補修装置等保管倉庫		3	14
	がれき撤去 (D)	プロパンガスボンベ室		2	16
	がれき撤去 (E)	機材倉庫		3	19
	がれき撤去 (F)	屋内開閉所		4	23
	がれき撤去 (G)	S/B～C/P 歩道上屋	1	24	
②→③	重機移動	サービス建屋（東 I）→北回り反対側へ	1155	7	31
	がれき撤去 (H)	サイトバンカー建屋（東 I）		2	33
③→④	重機移動	サービス建屋（東 I）→東側接続口	531	4	37
	がれき撤去 (I)	モルタル混練建屋		1	38

第 4 図 設定した B ルート及び復旧時間



区間	項目	対象	距離 (約 m)	所要時間 (分)	累積 (分)
①→②	重機移動	南側保管場所→淡水貯水池	1230	7	7
	がれき撤去 (A)	資料 4 号倉庫		1	8
	がれき撤去 (B)	再利用物品仮置きテント No. 4		1	9
	がれき撤去 (C)	補修装置等保管倉庫		3	12
	がれき撤去 (D)	プロパンガスボンベ室		2	14
	がれき撤去 (E)	機材倉庫		3	17
②→③	重機移動	淡水貯水池→サービス建屋 (東 I)	708	4	21
	がれき撤去 (F)	サイトバンカー建屋 (東 I)		2	23
③→④	重機移動	サービス建屋 (東 I) →北回り反対側へ	1155	7	30
	がれき撤去 (G)	屋内開閉所		4	34
	がれき撤去 (H)	S/B~C/P 歩道上屋		1	35
④→⑤	重機移動	サービス建屋 (東 I) →西側接続口	103	1	36

第 5 図 設定した C ルート及び復旧時間



区間	項目	対象	距離 (約 m)	所要時間 (分)	累積 (分)
①→②	重機移動	南側保管場所→淡水貯水池	1230	7	7
	がれき撤去 (A)	資料 4 号倉庫		1	8
	がれき撤去 (B)	再利用物品仮置きテント No. 4		1	9
	がれき撤去 (C)	補修装置等保管倉庫		3	12
	がれき撤去 (D)	プロパンガスボンベ室		2	14
	がれき撤去 (E)	機材倉庫		3	17
②→③	重機移動	淡水貯水池→東側接続口	369	3	20
	がれき撤去 (F)	モルタル混練建屋		1	21

第 6 図 設定した D ルート及び復旧時間

(3) T B Pシナリオにおける屋外作業の成立性評価

T B Pシナリオにおいては、保管場所から代替淡水貯槽を経て西側接続口、保管場所から淡水貯水池を経て東側接続口に接続する2ルートを選定し、保管場所から代替淡水貯槽を経て西側接続口に接続するルートを代表ケース（第1表、第7図）として時間成立性を評価した。

また、T B Pの有効性評価想定時間は、有効性評価における他の重要事故シーケンスよりも短いため、時間評価において以下の事項を考慮し、より現実的な評価を実施している。

- ・可搬型代替注水大型ポンプの移動はアクセスルート復旧と並行して実施（作業時間として考慮せず）
- ・緊急時対策室建屋から緊急時対策所までの徒歩による移動時間（約10分）を考慮

第1表 T B Pシナリオにおける屋外作業の成立性評価結果

作業名	アクセスルート 復旧時間 ①	作業時間 ②	有効性評価 想定時間	評価結果	
				①+②	
可搬型代替注水大型ポンプの準備 (南側保管場所～代替淡水貯槽～西側接続口)	25分	135分 ^{※1}	3時間	160分 ^{※3} (170分 ^{※4})	○

※1：可搬型代替注水大型ポンプを使用する場合の作業は以下のとおり

- ・ 出動準備（防護具着用，保管場所までの移動，車両等出動前確認）
- ・ 保管場所から水源までの移動^{※2}
- ・ 水中ポンプ設置
- ・ ホース敷設及び接続

※2：可搬型代替注水大型ポンプの移動はアクセスルート復旧と並行して実施できるため作業時間に考慮しない

※3：南側保管場所から淡水貯水池を経て東側接続口に接続する場合は，160分（170分^{※4}）

※4：事務本館から緊急時対策所までの徒歩による移動時間（約10分）を考慮した場合



第7図 TBPシナリオにおける屋外作業の成立性評価ルート

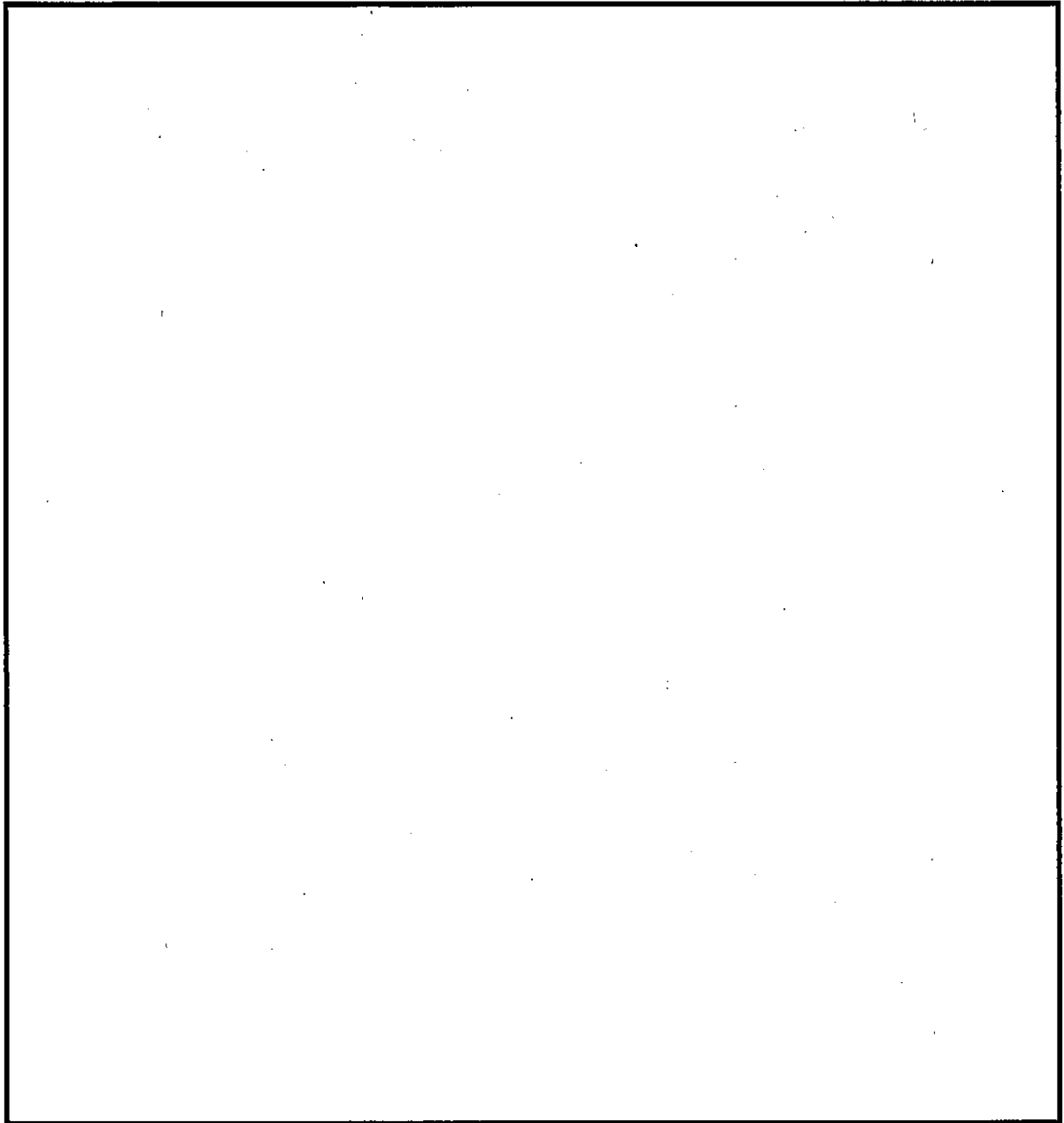
92. 全交流動力電源喪失時の屋内アクセスルート及び操作場所について

1. 全交流動力電源喪失（長期TB）

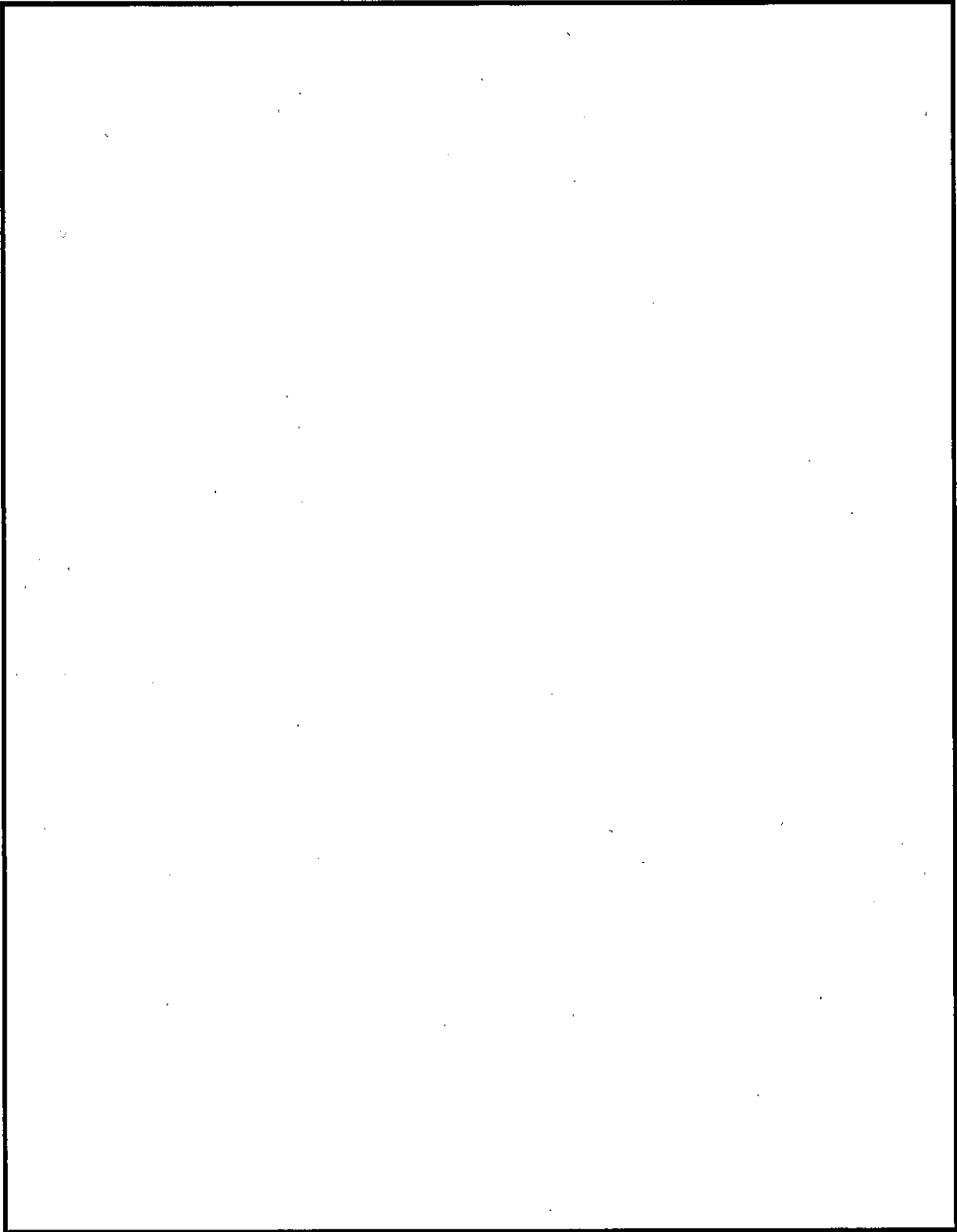
全交流動力電源喪失（長期TB）の屋内現場操作のアクセスルートについて第1表及び第1図に示す。

第1表 全交流動力電源喪失（長期TB）時の屋内操作項目及びアクセスルートについて

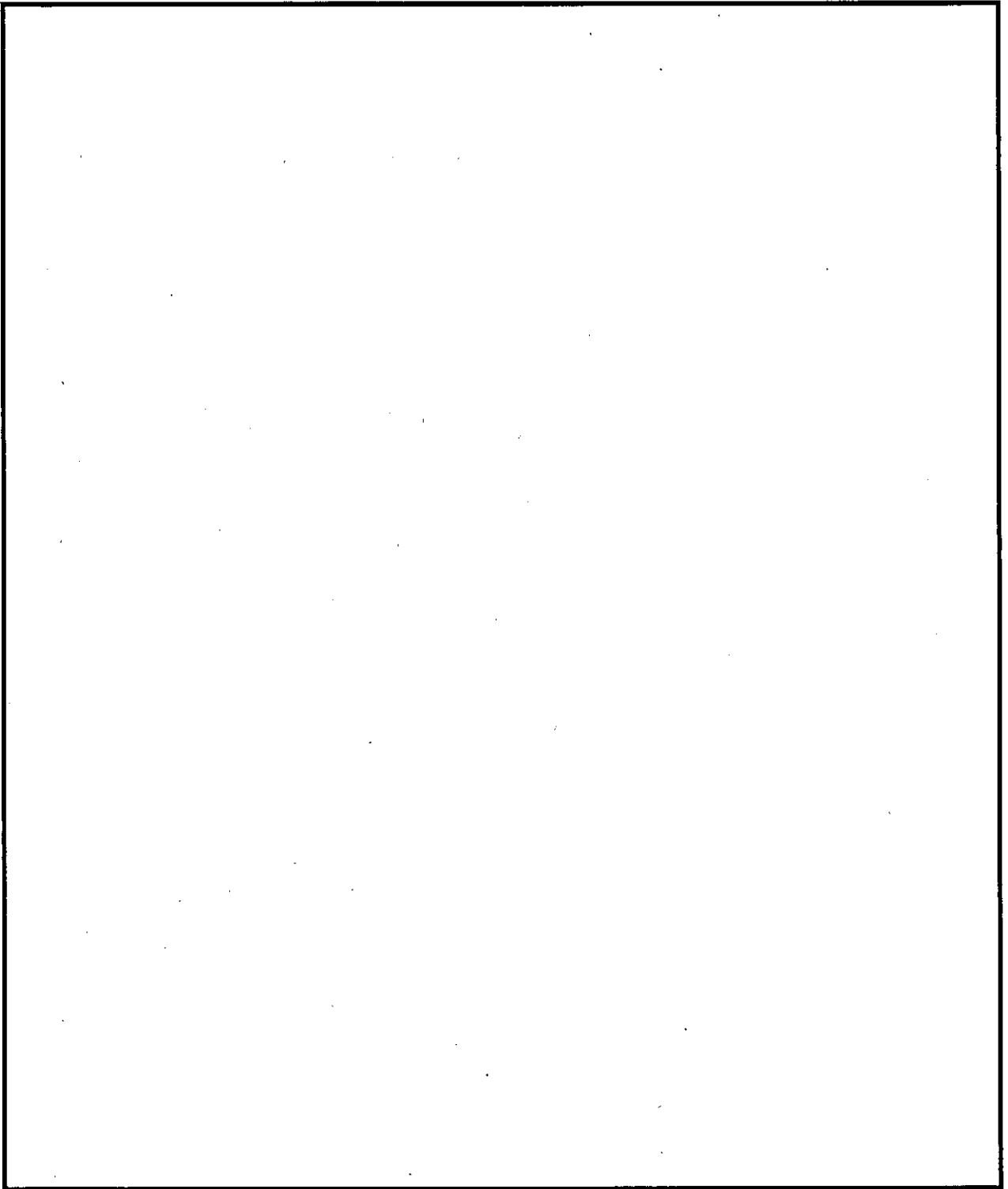
シーケンス	操作項目	アクセスルート
2.3.1 全交流動力電源喪失(長期TB)	原子炉建屋内系統構成 (原子炉注水)	【第1図(2/6) : ①原子炉建屋付属棟3FL中央制御室→②梯子B】 → 【第1図(1/6) : ②ハッチ梯子B→③ハッチ梯子C】 → 【第1図(2/6) : ③梯子C→④ハッチ梯子D】 → 【第1図(3/6) : ④梯子D→⑤階段I】 → 【第1図(4/6) : ⑤階段I→⑥階段D】 → 【第1図(3/6) : ⑥階段D→⑦階段A】 → 【第1図(2/6) : ⑦階段A→⑧MSIV保守室】 → 【第1図(2/6) : ⑧MSIV保守室→⑦階段A】 → 【第1図(1/6) : ⑦階段A→⑨北西通路】
	不要負荷の切離し操作 及び受電前準備	中央制御室から 【第1図(3/6) : ④梯子D→⑤階段I】 まで原子炉注水と同一経路 → 【第1図(4/6) : ⑤階段I→⑩C/S電気室】 → 【第1図(4/6) : ⑩C/S電気室→⑤階段I】 → 【第1図(5/6) : ⑤階段I→⑪C/S電気室】 → 【第1図(5/6) : ⑪C/S電気室→⑤階段I】 → 【第1図(6/6) : ⑤階段I→⑫C/S電気室】
	原子炉建屋内系統構成 (格納容器スプレイ)	(原子炉建屋内系統構成(原子炉注水)からの引続きの操作) → 【第1図(1/6) : ⑨北西通路→⑦階段A】 → 【第1図(3/6) : ⑦階段A→⑥階段D】 → 【第1図(4/6) : ⑥階段D→⑬南側通路】 → 【第1図(4/6) : ⑬南側通路→⑭階段B】 → 【第1図(3/6) : ⑭階段B→⑮南側通路】
		(不要負荷の切離し操作及び受電前準備からの引続きの操作) → 【第1図(6/6) : ⑫C/S電気室→⑤階段I】 → 【第1図(4/6) : ⑤階段I→⑬南側通路】 → 【第1図(4/6) : ⑬南側通路→⑭階段B】 → 【第1図(3/6) : ⑭階段B→⑮南側通路】



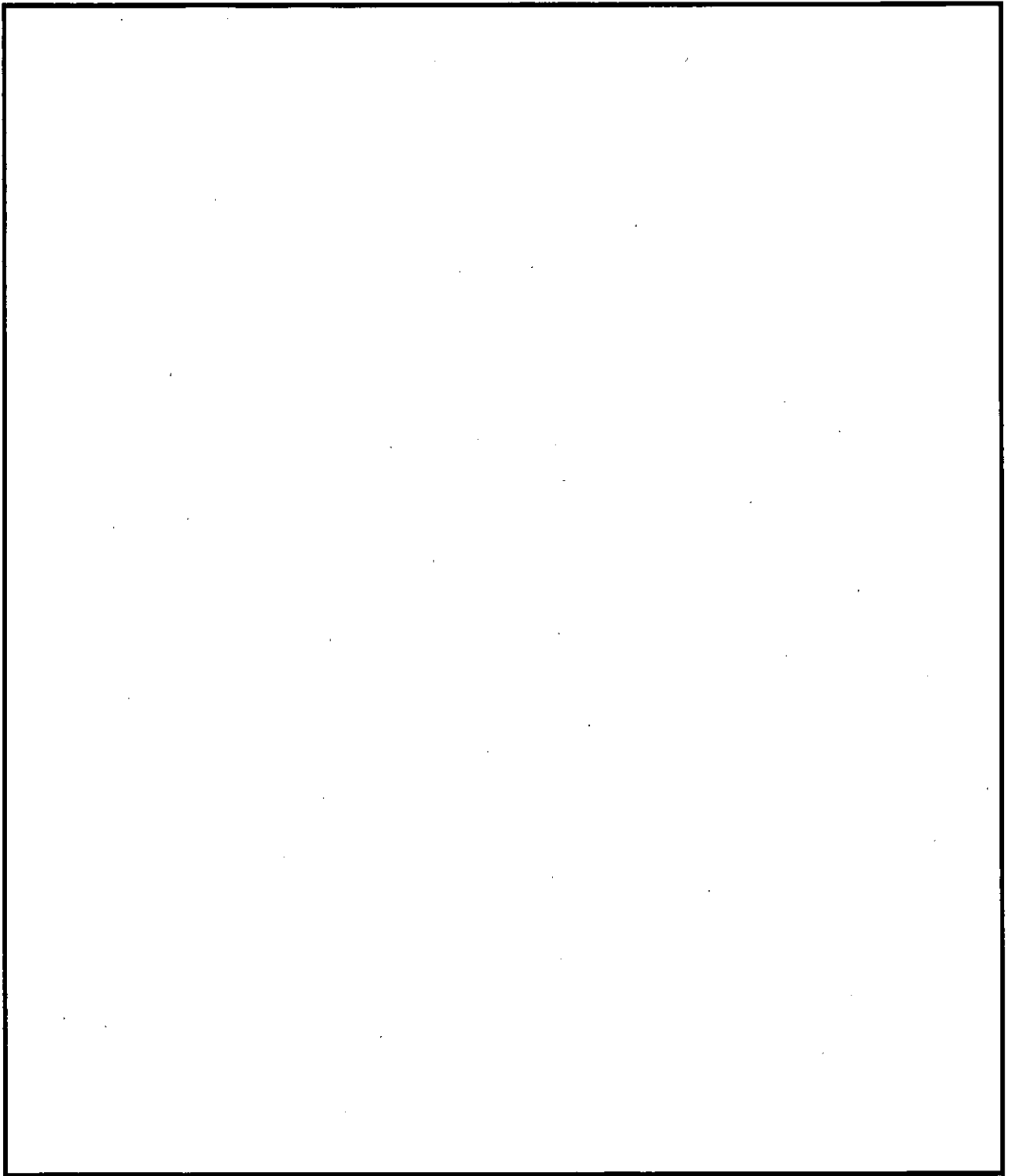
第1図 全交流動力電源喪失（長期TB）の移動経路（1/6）



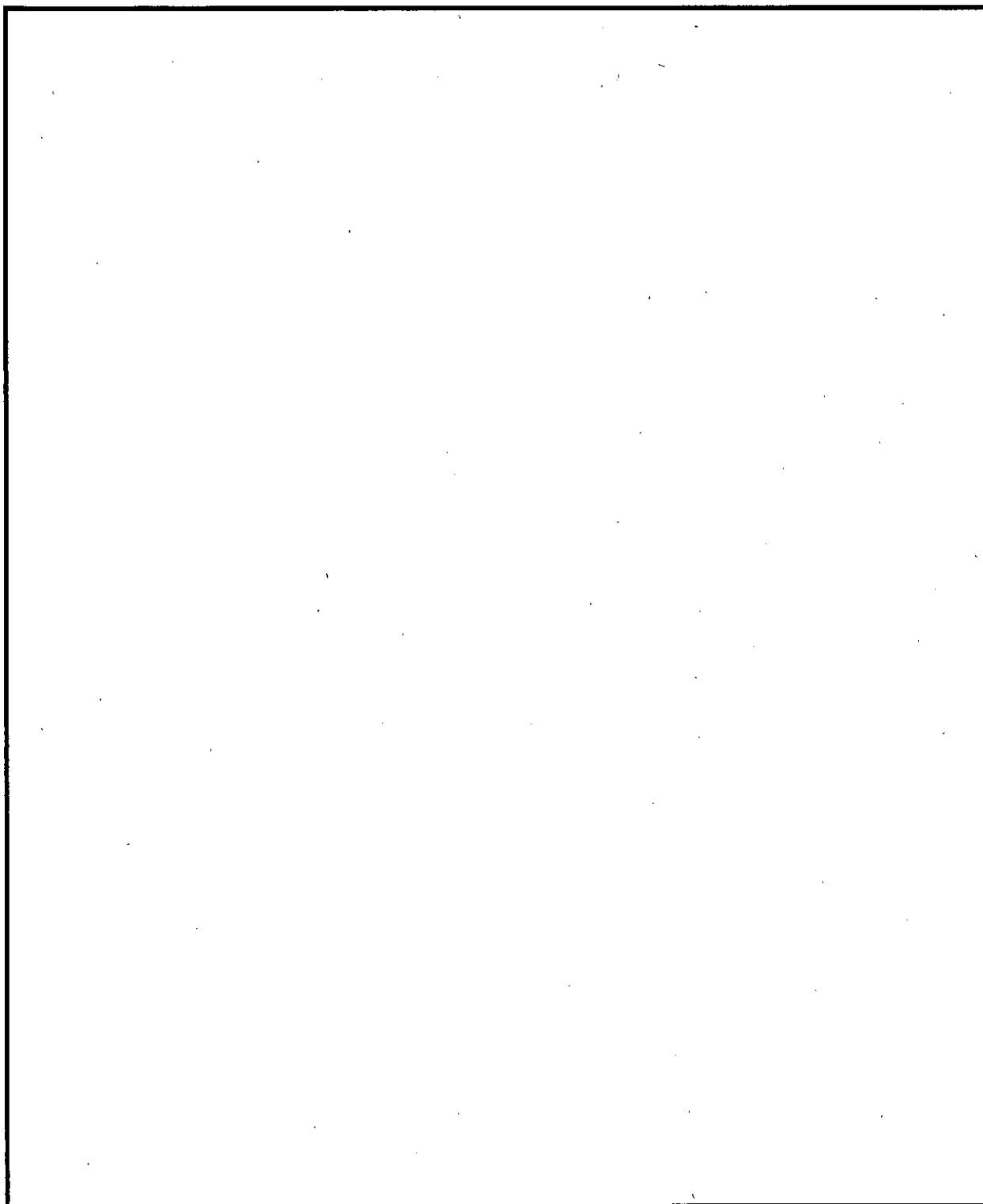
第1図 全交流動力電源喪失（長期TB）の移動経路（2/6）



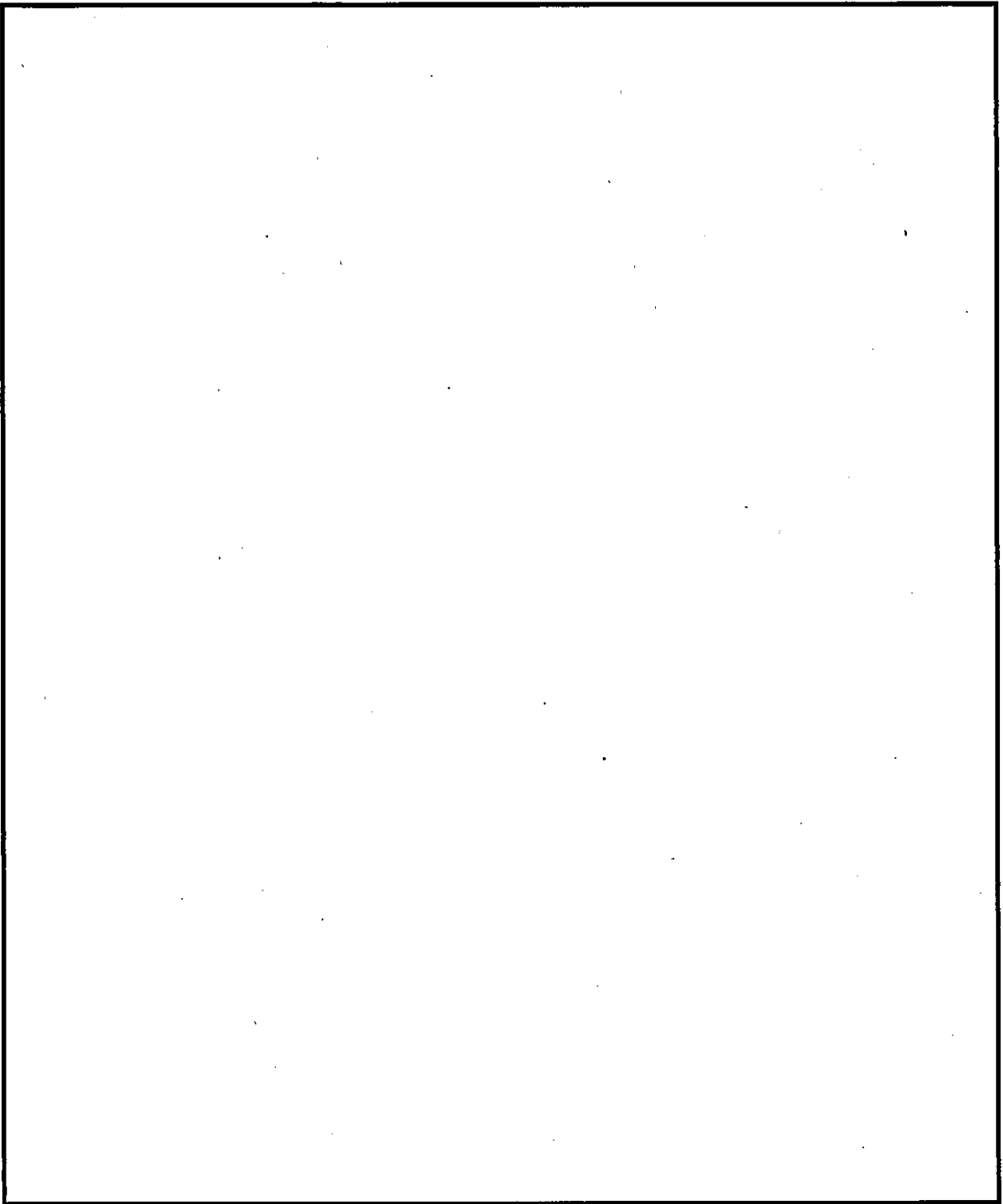
第1図 全交流動力電源喪失（長期TB）の移動経路（3/6）



第1図 全交流動力電源喪失（長期TB）の移動経路（4/6）



第1図 全交流動力電源喪失（長期TB）の移動経路（5/6）



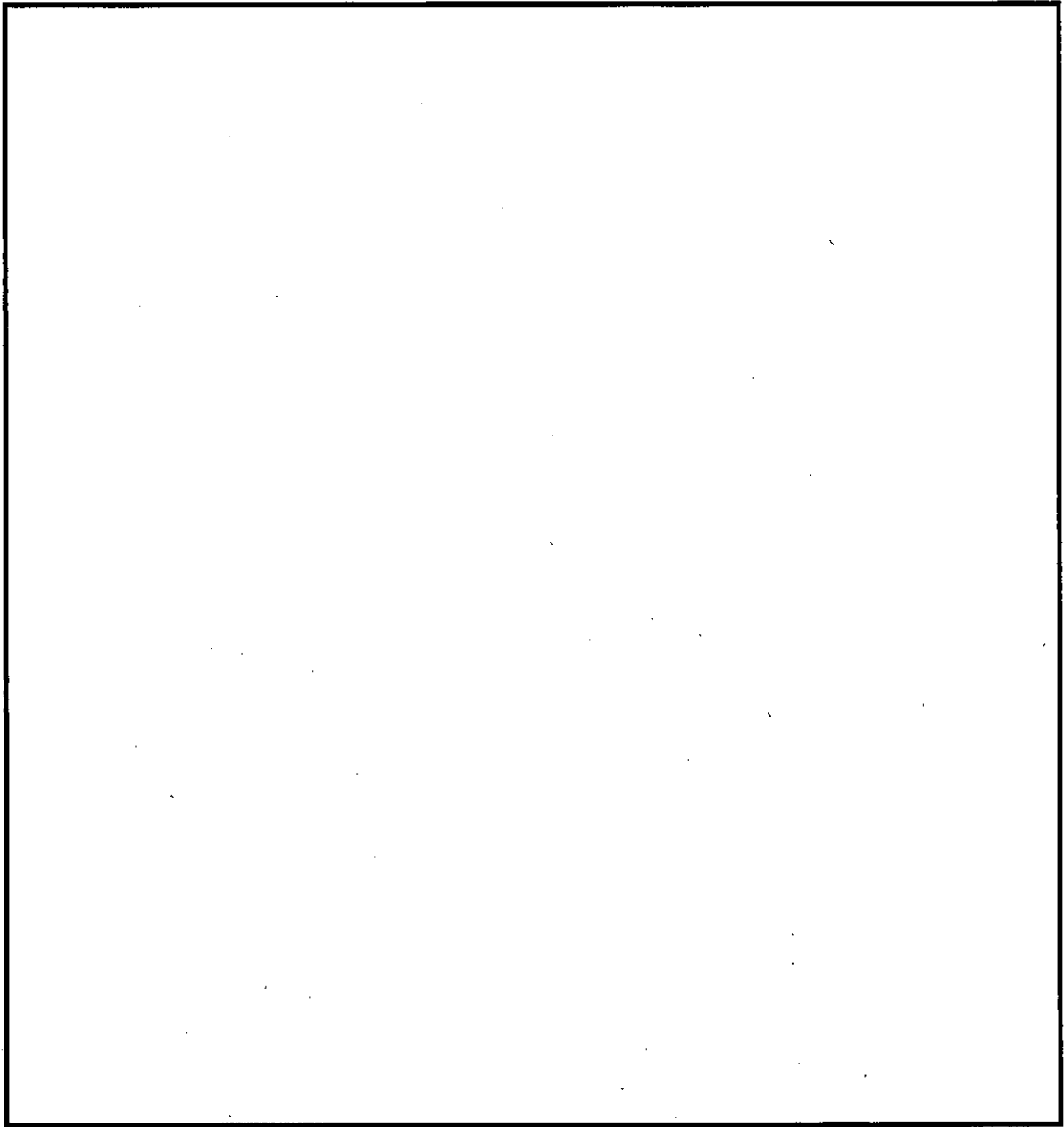
第1図 全交流動力電源喪失（長期TB）の移動経路（6/6）

2. 全交流動力電源喪失（TBD, TBU）

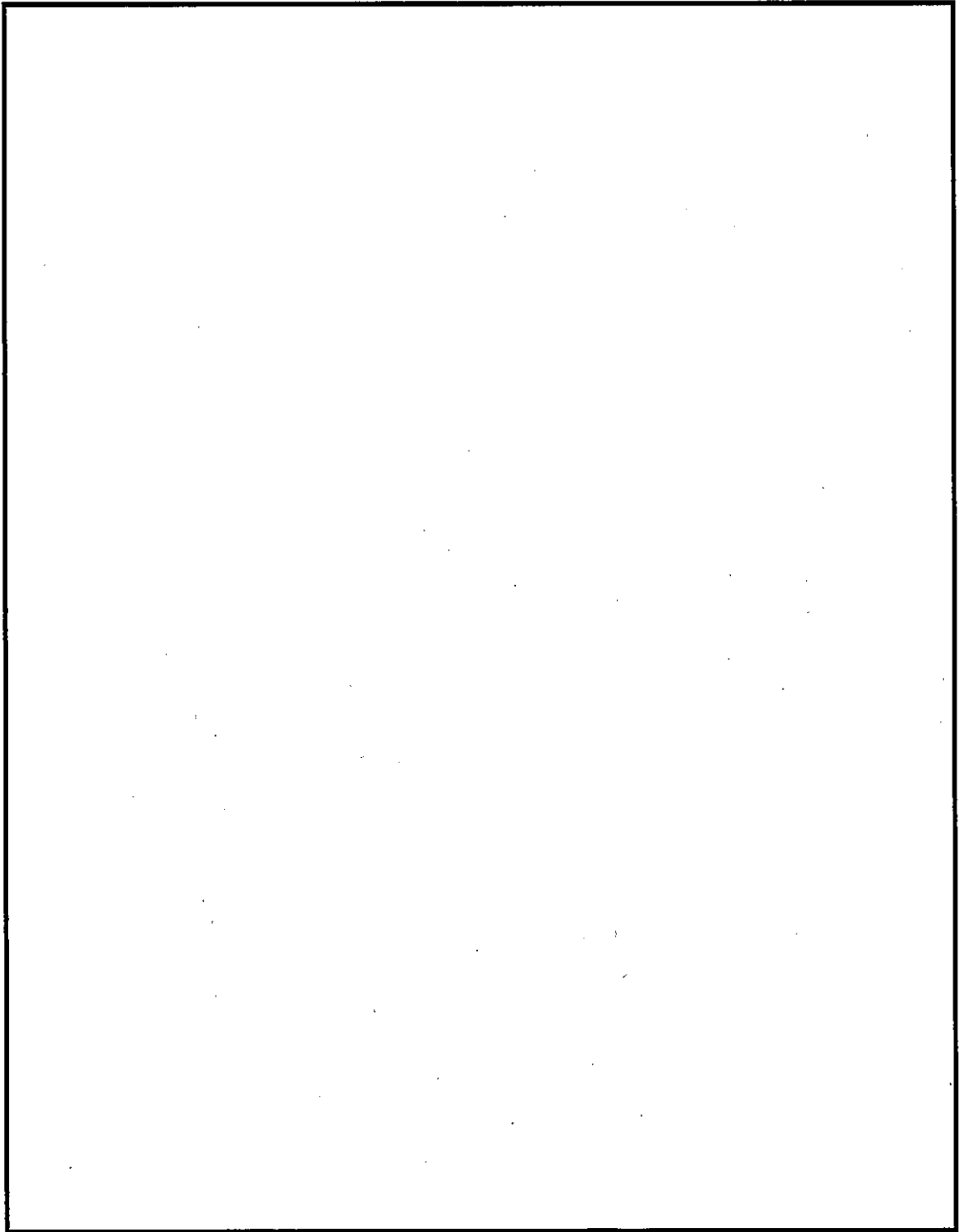
全交流動力電源喪失（TBD, TBU）の屋内現場操作のアクセスマートについて第2表及び第2図に示す。

第2表 全交流動力電源喪失（TBD, TBU）時の屋内操作項目及びアクセスマートについて

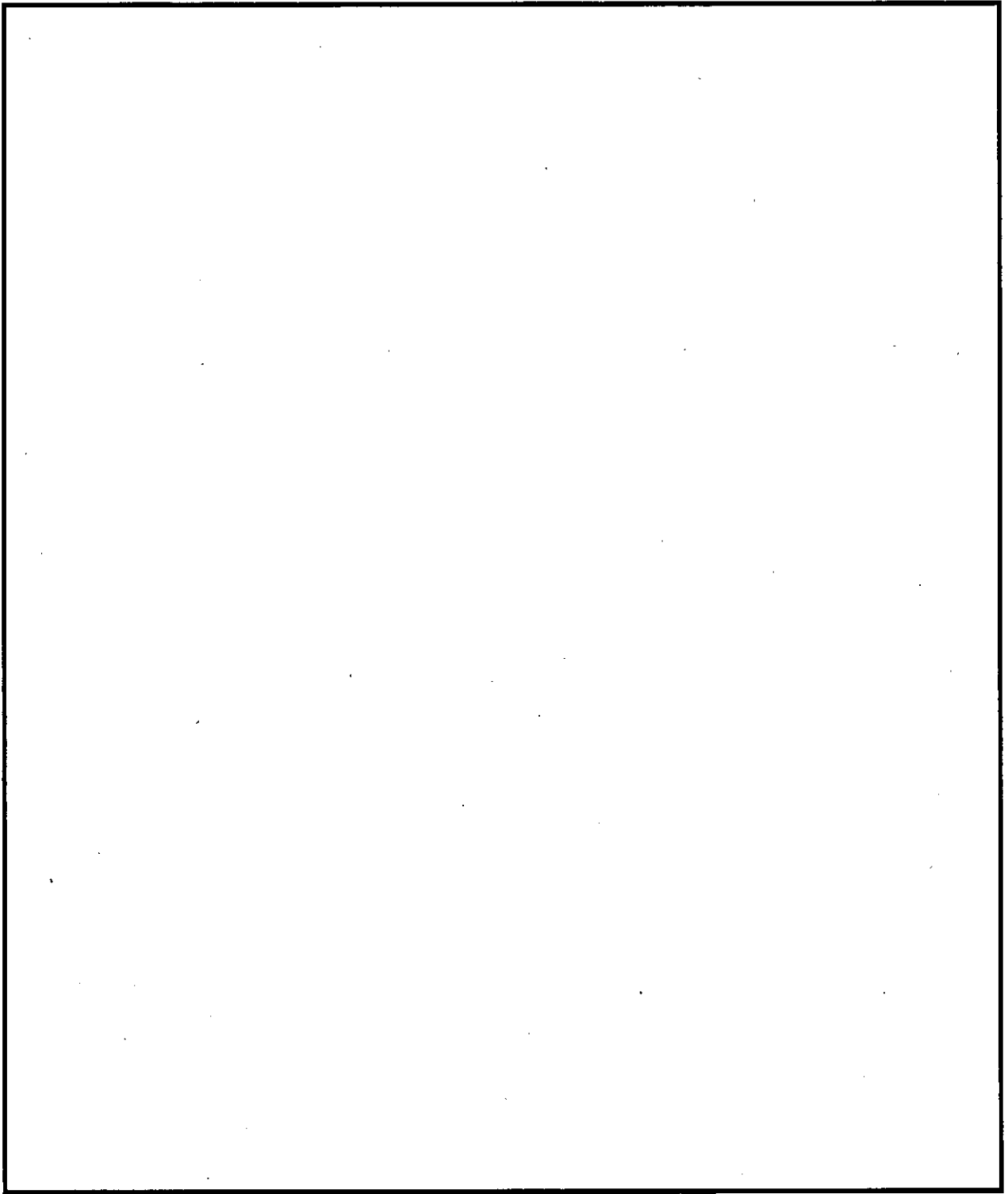
シーケンス	操作項目	アクセスマート
2.3.2 全交流動力電源喪失（TBD, TBU）	原子炉建屋内系統構成（原子炉注水）	<p>【第2図（2/6）：①原子炉建屋付属棟3FL中央制御室→②梯子B】</p> <p>→【第2図（1/6）：②ハッチ梯子B→③ハッチ梯子C】</p> <p>→【第2図（2/6）：③梯子C→④ハッチ梯子D】</p> <p>→【第2図（3/6）：④梯子D→⑤階段I】</p> <p>→【第2図（4/6）：⑤階段I→⑥階段D】</p> <p>→【第2図（3/6）：⑥階段D→⑦階段A】</p> <p>→【第2図（2/6）：⑦階段A→⑧MSIV 保守室】</p> <p>→【第2図（2/6）：⑧MSIV 保守室→⑦階段A】</p> <p>→【第2図（1/6）：⑦階段A→⑨北西通路】</p>
	受電前準備	<p>中央制御室から【第1図（3/6）：④梯子D→⑤階段I】まで原子炉注水と同一経路</p> <p>→【第2図（4/6）：⑤階段I→⑩C/S電気室】</p> <p>→【第2図（4/6）：⑩C/S電気室→⑤階段I】</p> <p>→【第2図（5/6）：⑤階段I→⑪C/S電気室】</p> <p>→【第2図（5/6）：⑪C/S電気室→⑤階段I】</p> <p>→【第2図（6/6）：⑤階段I→⑫C/S電気室】</p>
	原子炉建屋内系統構成（格納容器スプレイ）	<p>（原子炉建屋内系統構成（原子炉注水）からの引続きの操作）</p> <p>→【第2図（1/6）：⑨北西通路→⑦階段A】</p> <p>→【第2図（3/6）：⑦階段A→⑥階段D】</p> <p>→【第2図（4/6）：⑥階段D→⑬南側通路】</p> <p>→【第2図（4/6）：⑬南側通路→⑭階段B】</p> <p>→【第2図（3/6）：⑭階段B→⑮南側通路】</p> <p>（不要負荷の切離し操作及び受電前準備からの引続きの操作）</p> <p>→【第2図（6/6）：⑫C/S電気室→⑤階段I】</p> <p>→【第2図（4/6）：⑤階段I→⑬南側通路】</p> <p>→【第2図（4/6）：⑬南側通路→⑭階段B】</p> <p>→【第2図（3/6）：⑭階段B→⑮南側通路】</p>



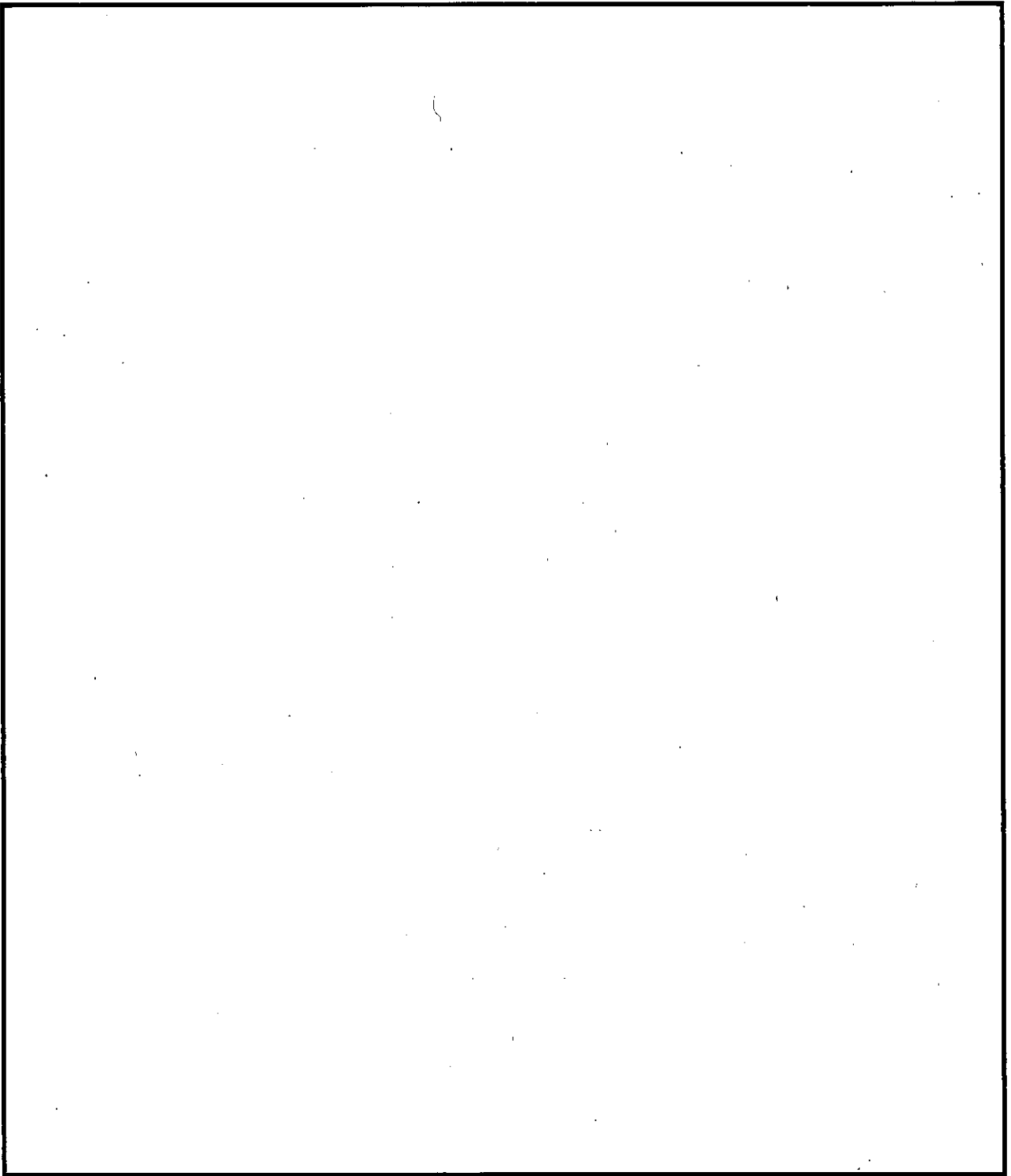
第2図 全交流動力電源喪失 (TBD, TBU) の移動経路 (1/6)



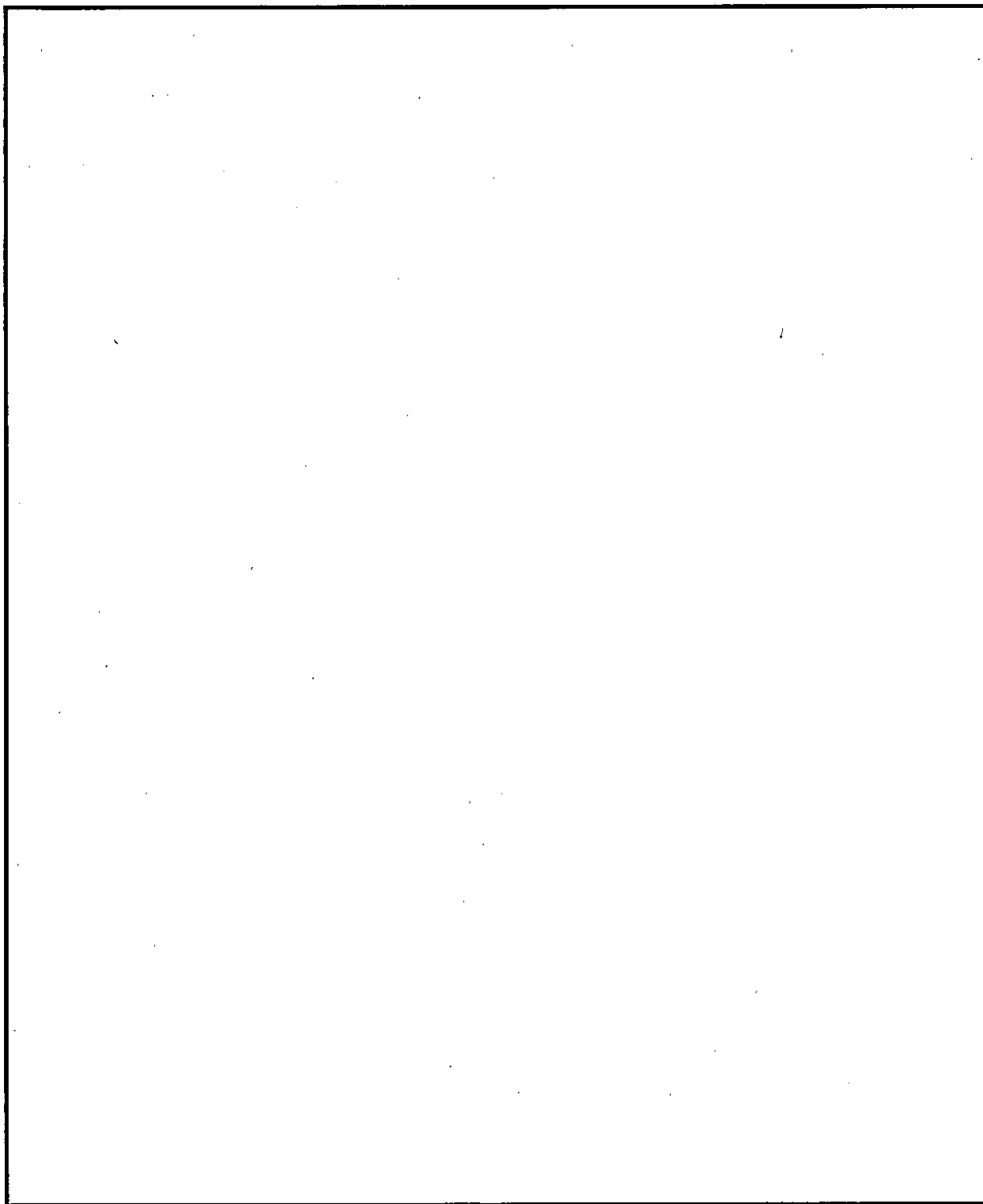
第2図 全交流動力電源喪失 (TBD, TBU) の移動経路 (2/6)



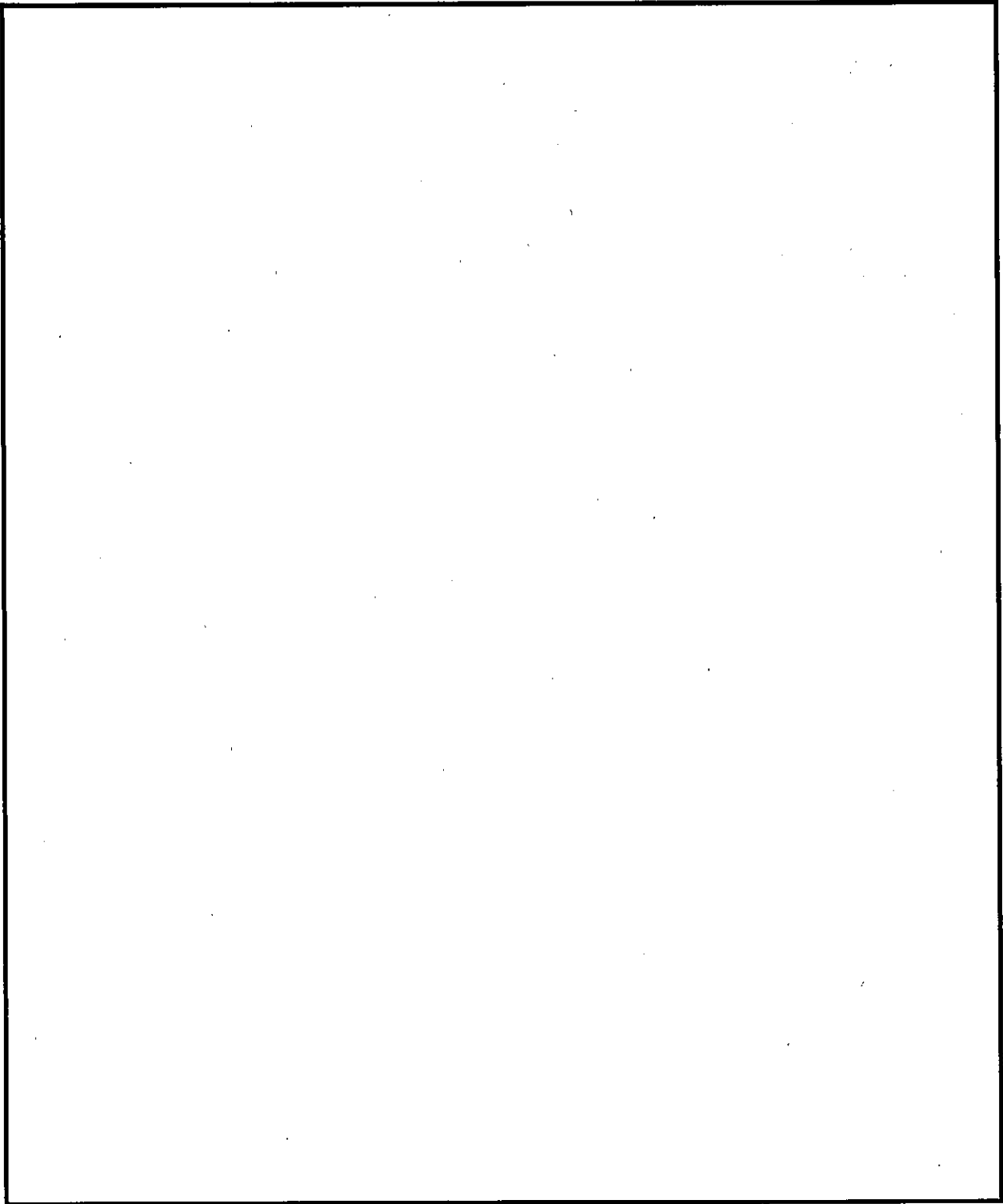
第2図 全交流動力電源喪失 (TBD, TBU) の移動経路 (3/6)



第2図 全交流動力電源喪失 (TBD, TBU) の移動経路 (4/6)



第2図 全交流動力電源喪失 (TBD, TBU) の移動経路 (5/6)



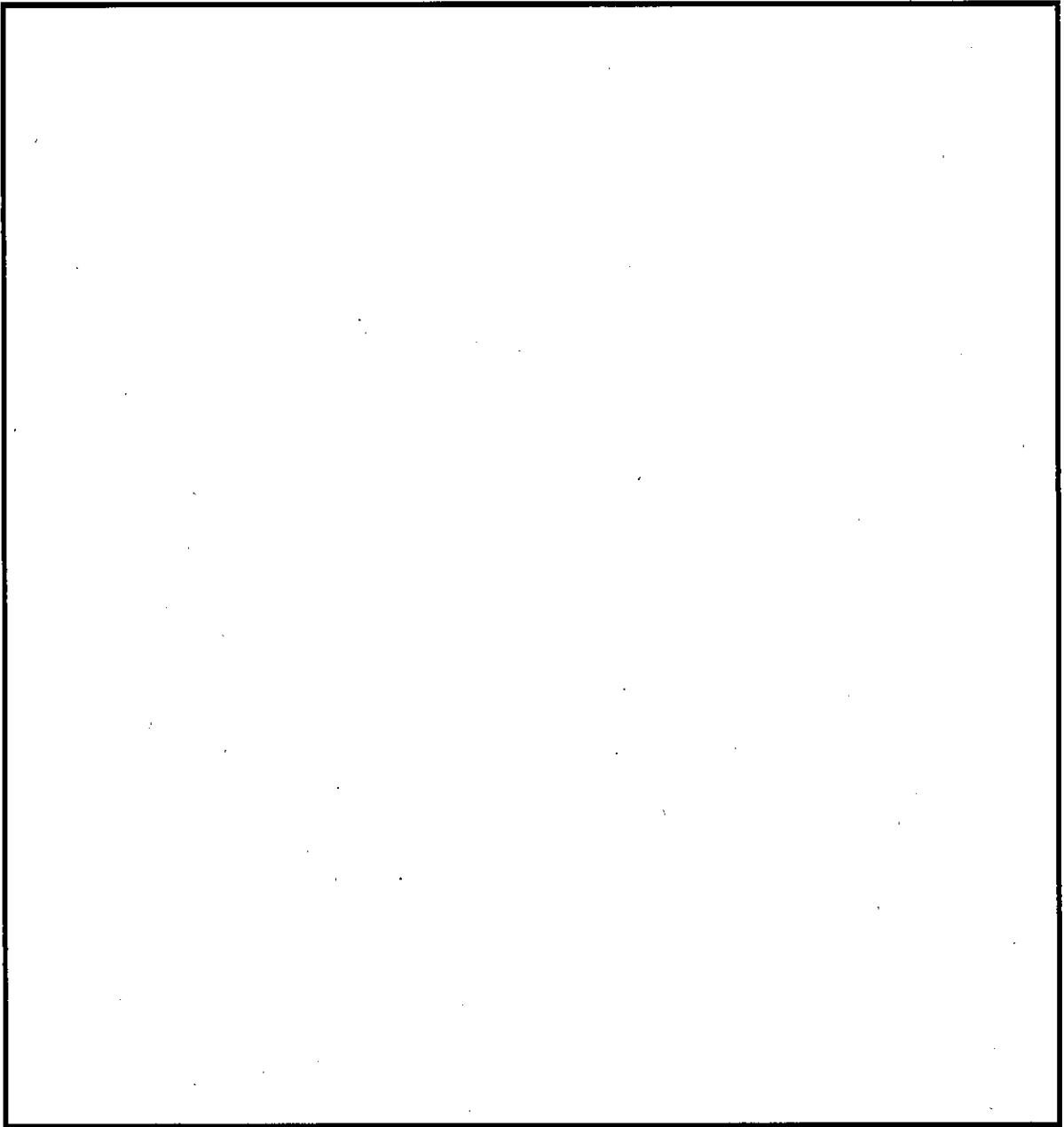
第2図 全交流動力電源喪失 (TBD, TBU) の移動経路 (6/6)

3. 全交流動力電源喪失（T B P）

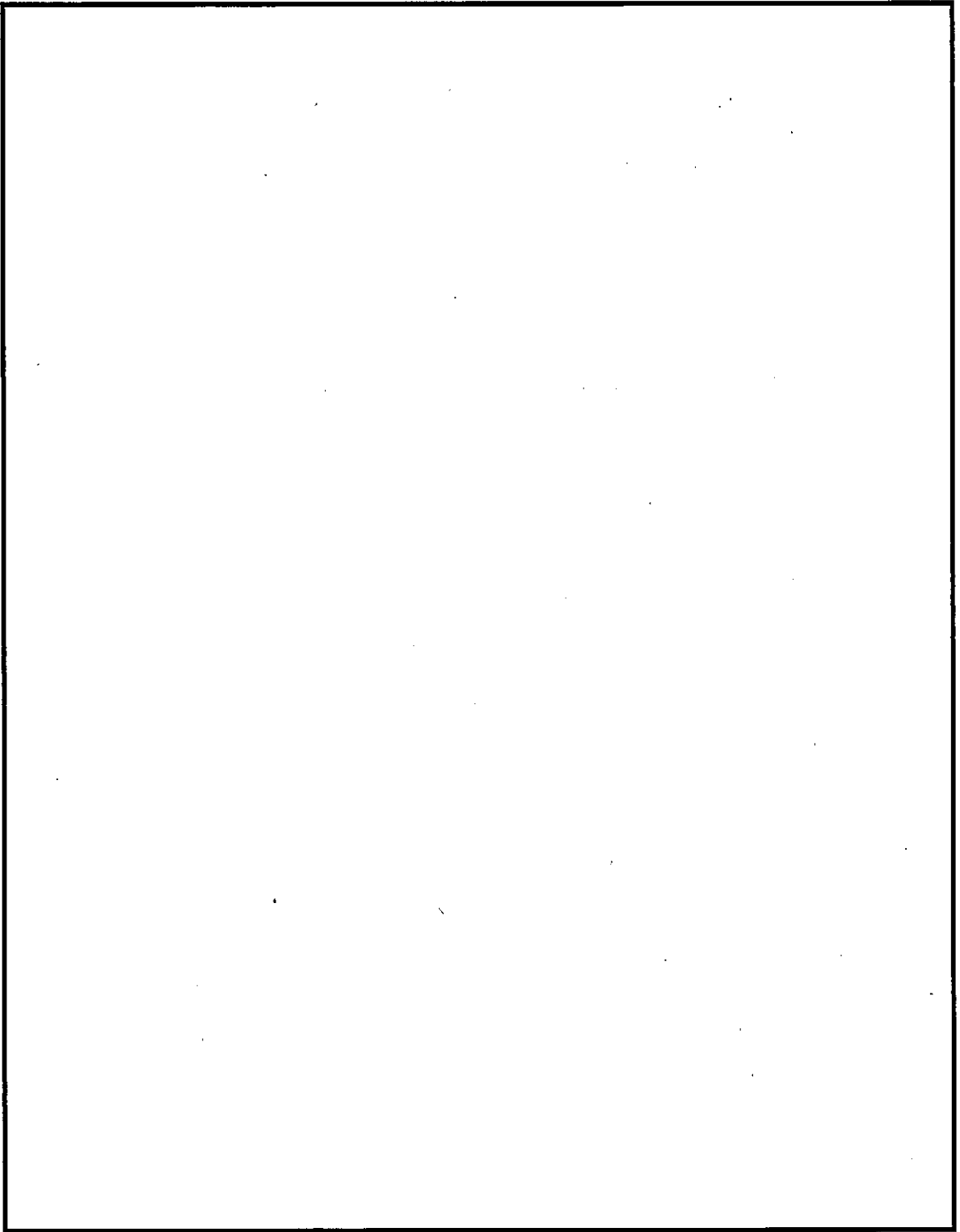
全交流動力電源喪失（T B P）の屋内現場操作のアクセスルートについて第3表及び第3図に示す。

第3表 全交流動力電源喪失（T B P）時の屋内操作項目及びアクセスルートについて

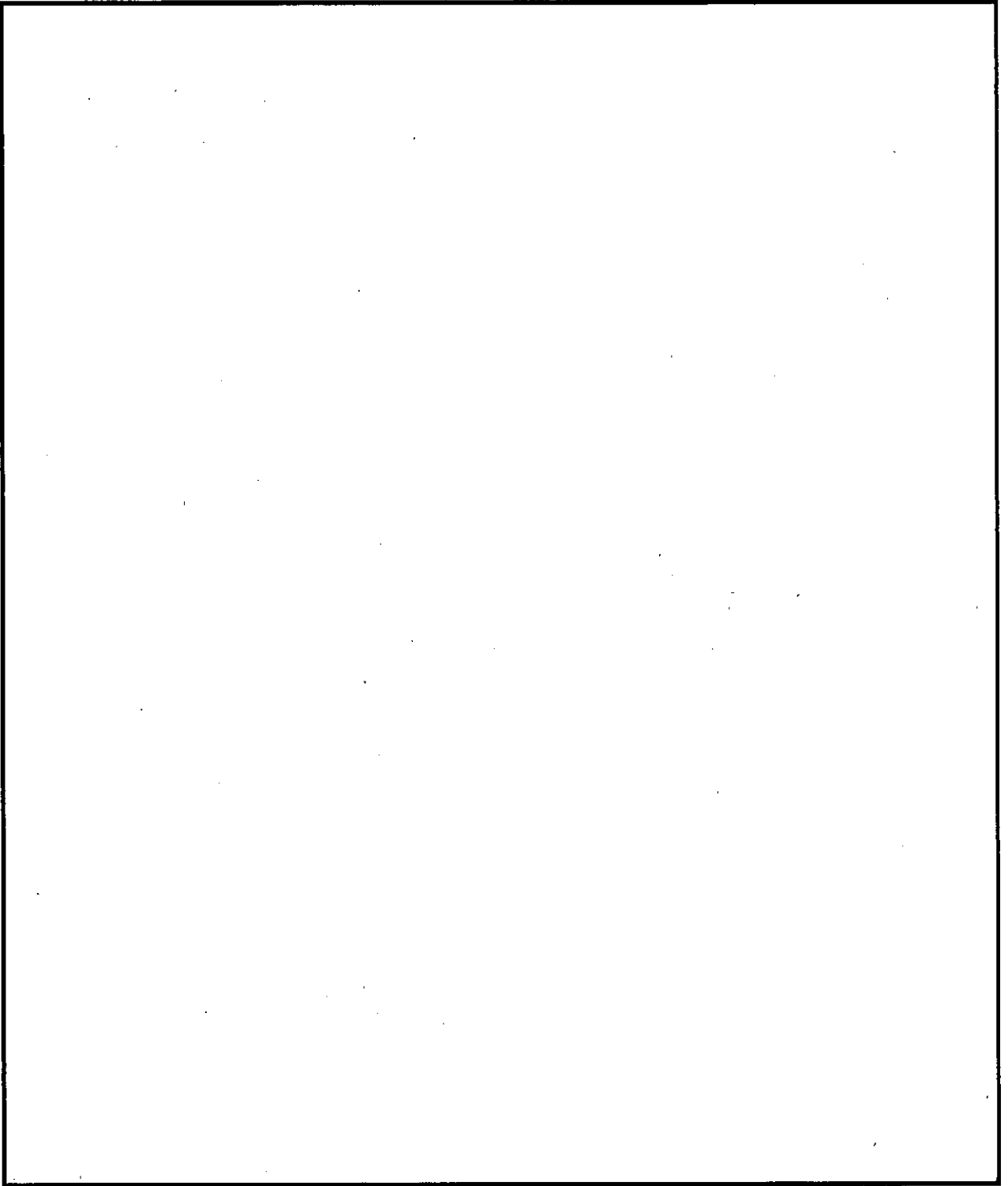
シーケンス	操作項目	アクセスルート
2.3.3 全交流動力電源喪失（T B P）	原子炉建屋内系統構成（原子炉注水）	【第3図（2/6）：①原子炉建屋付属棟3FL中央制御室→②梯子B】→ →【第3図（1/6）：②ハッチ梯子B→③ハッチ梯子C】 →【第3図（2/6）：③梯子C→④ハッチ梯子D】 →【第3図（3/6）：④梯子D→⑤階段I】 →【第3図（4/6）：⑤階段I→⑥階段D】 →【第3図（3/6）：⑥階段D→⑦階段A】 →【第3図（2/6）：⑦階段A→⑧MS I V 保修室】 →【第3図（2/6）：⑧MS I V 保修室→⑦階段A】 →【第3図（1/6）：⑦階段A→⑨北西通路】
	不要負荷の切離し操作及び受電前準備	（原子炉建屋内系統構成（原子炉注水）からの引続きの操作） →【第3図（1/6）：⑨北西通路→⑦階段A】 →【第3図（3/6）：⑦階段A→⑥階段D】 →【第3図（4/6）：⑥階段D→⑩C/S電気室】 →【第3図（4/6）：⑩C/S電気室→⑤階段I】 →【第3図（5/6）：⑤階段I→⑪C/S電気室】 →【第3図（5/6）：⑪C/S電気室→⑤階段I】 →【第3図（6/6）：⑤階段I→⑫C/S電気室】
	原子炉建屋内系統構成（格納容器スプレイ）	（原子炉建屋内系統構成（原子炉注水）からの引続きの操作） →【第3図（1/6）：⑨北西通路→⑦階段A】 →【第3図（3/6）：⑦階段A→⑥階段D】 →【第3図（4/6）：⑥階段D→⑬南側通路】 →【第3図（4/6）：⑬南側通路→⑭階段B】 →【第3図（3/6）：⑭階段B→⑮南側通路】 （不要負荷の切離し操作及び受電前準備からの引続きの操作） →【第3図（6/6）：⑫C/S電気室→⑤階段I】 →【第3図（4/6）：⑤階段I→⑬南側通路】 →【第3図（4/6）：⑬南側通路→⑭階段B】 →【第3図（3/6）：⑭階段B→⑮南側通路】



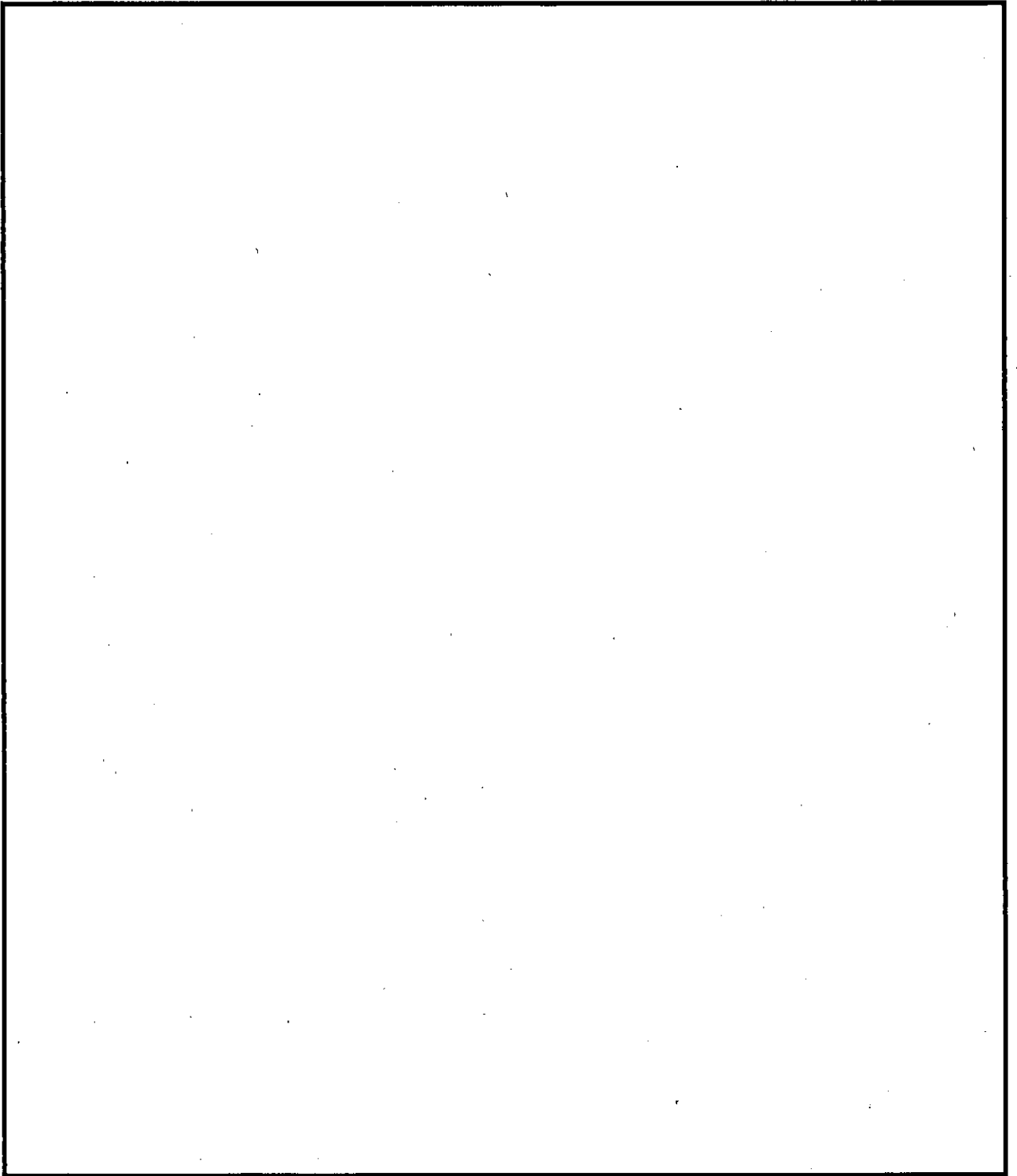
第3図 全交流動力電源喪失（TBP）の移動経路（1/6）



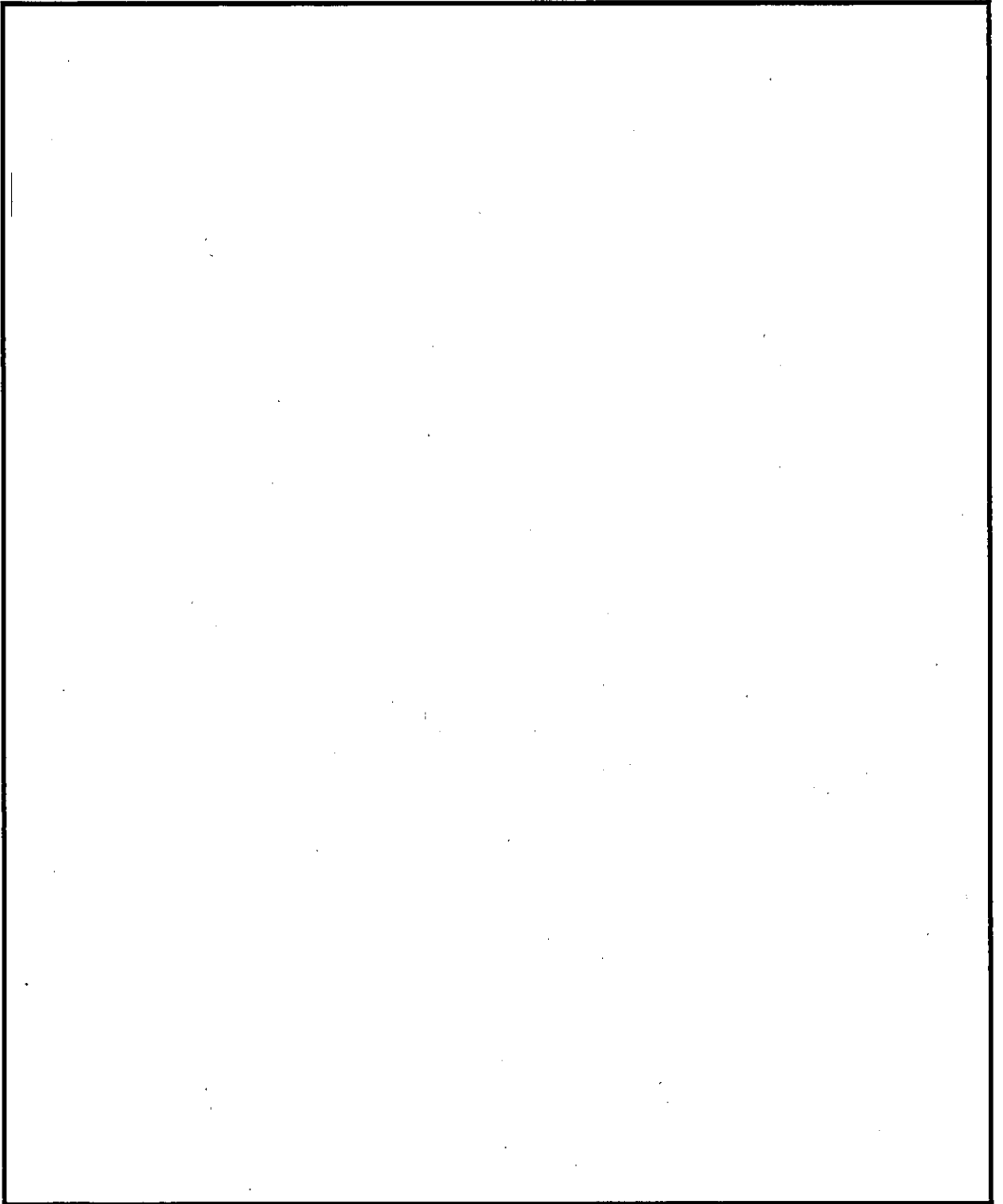
第3図 全交流動力電源喪失 (TBP) の移動経路 (2/6)



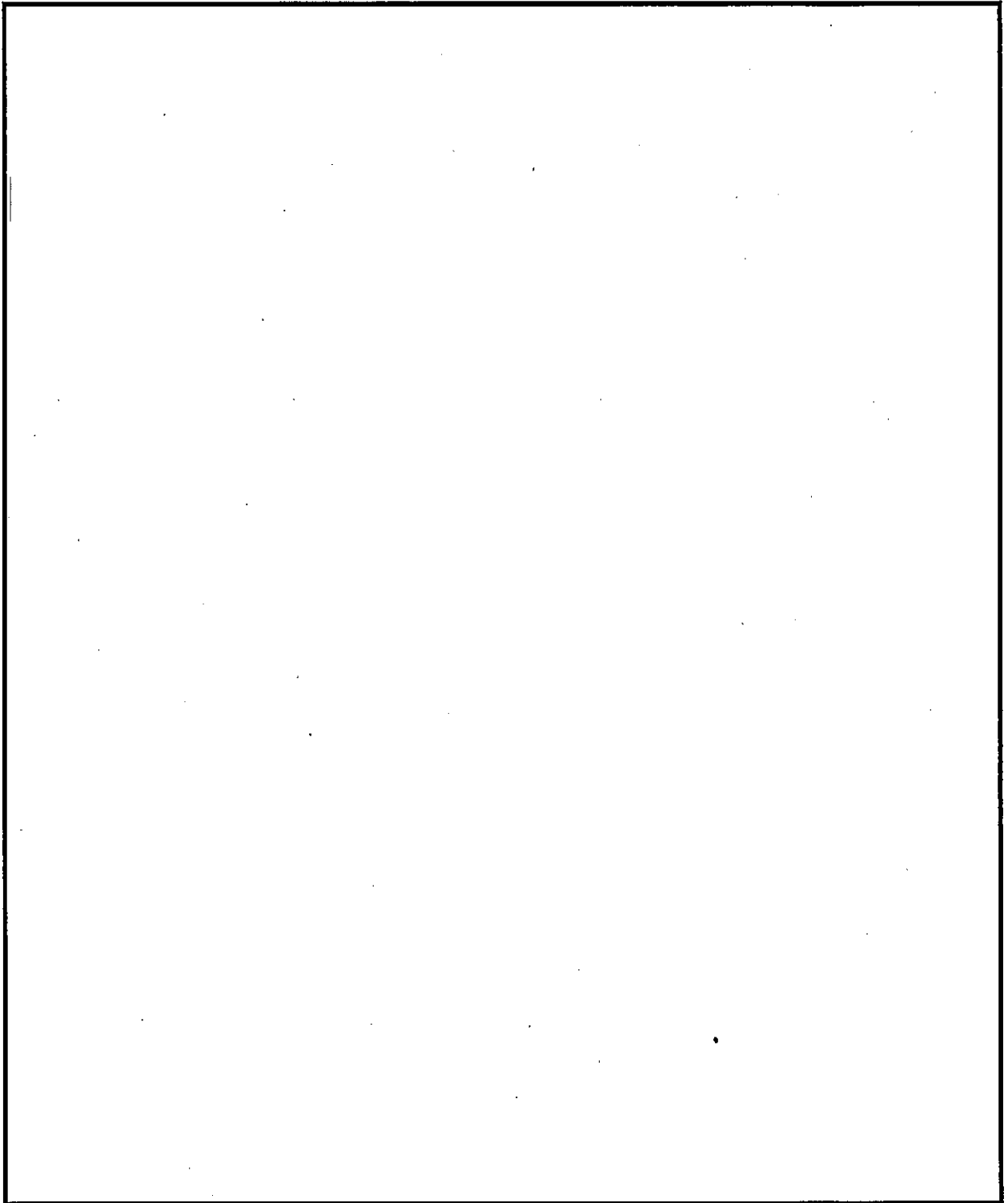
第3図 全交流動力電源喪失 (TBP) の移動経路 (3/6)



第3図 全交流動力電源喪失（TBP）の移動経路（4/6）



第3図 全交流動力電源喪失 (TBP) の移動経路 (5/6)



第3図 全交流動力電源喪失（TBP）の移動経路（6/6）