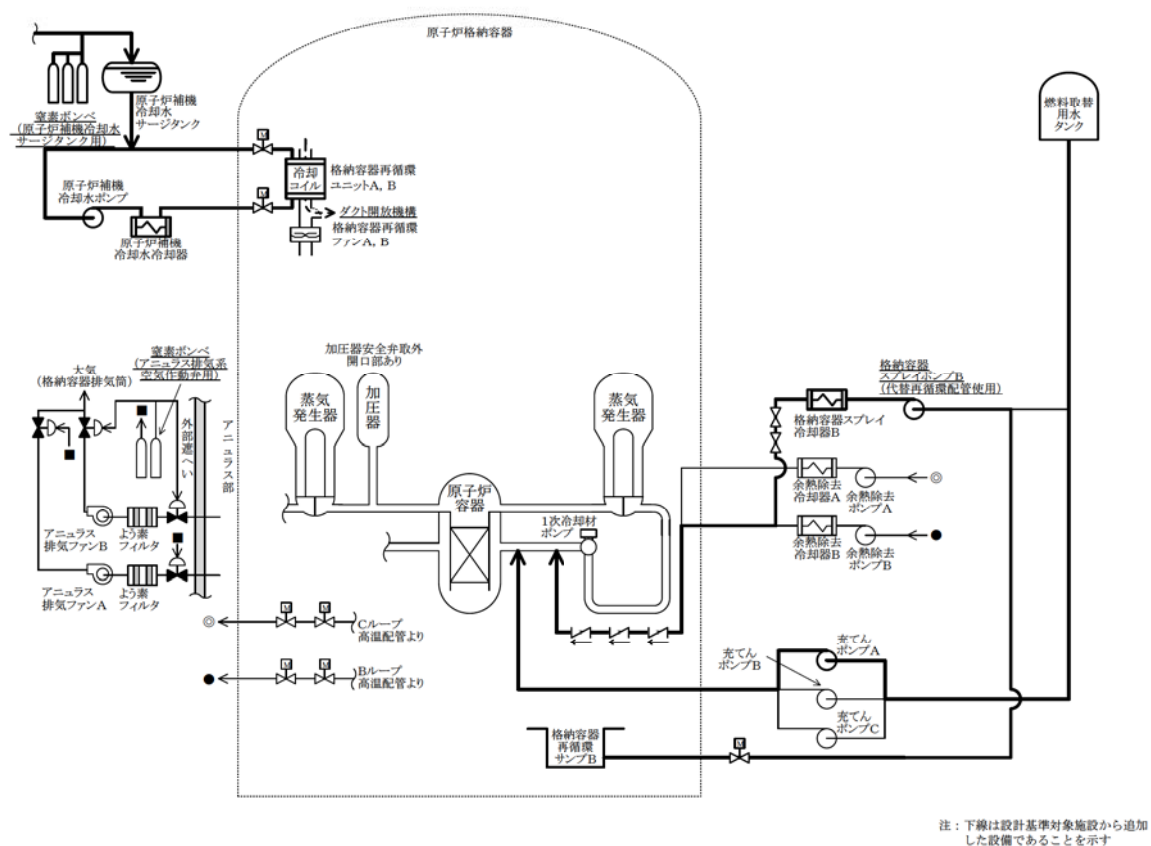
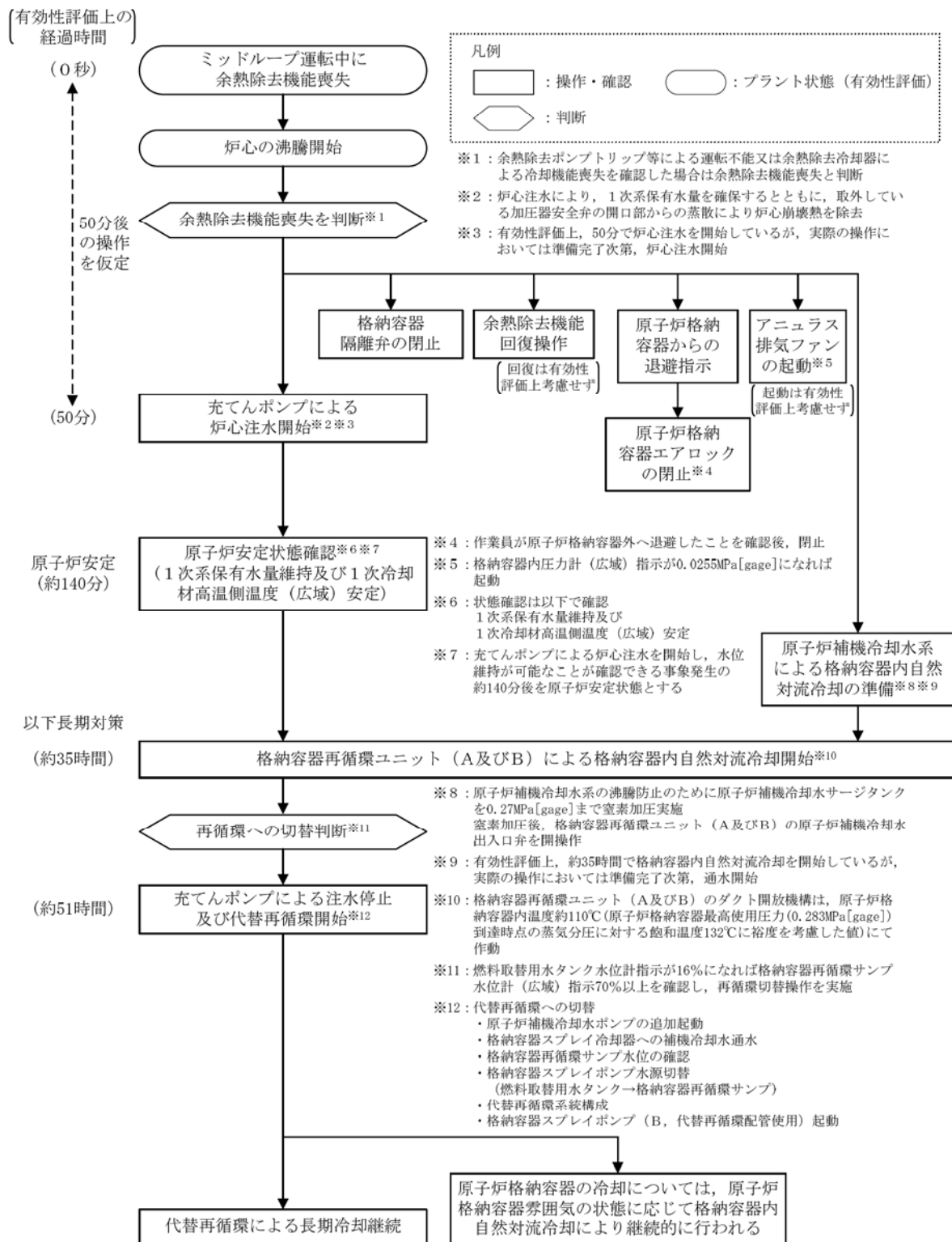




第 7.4.1.1 図 「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の重大事故等対策の概略系統図



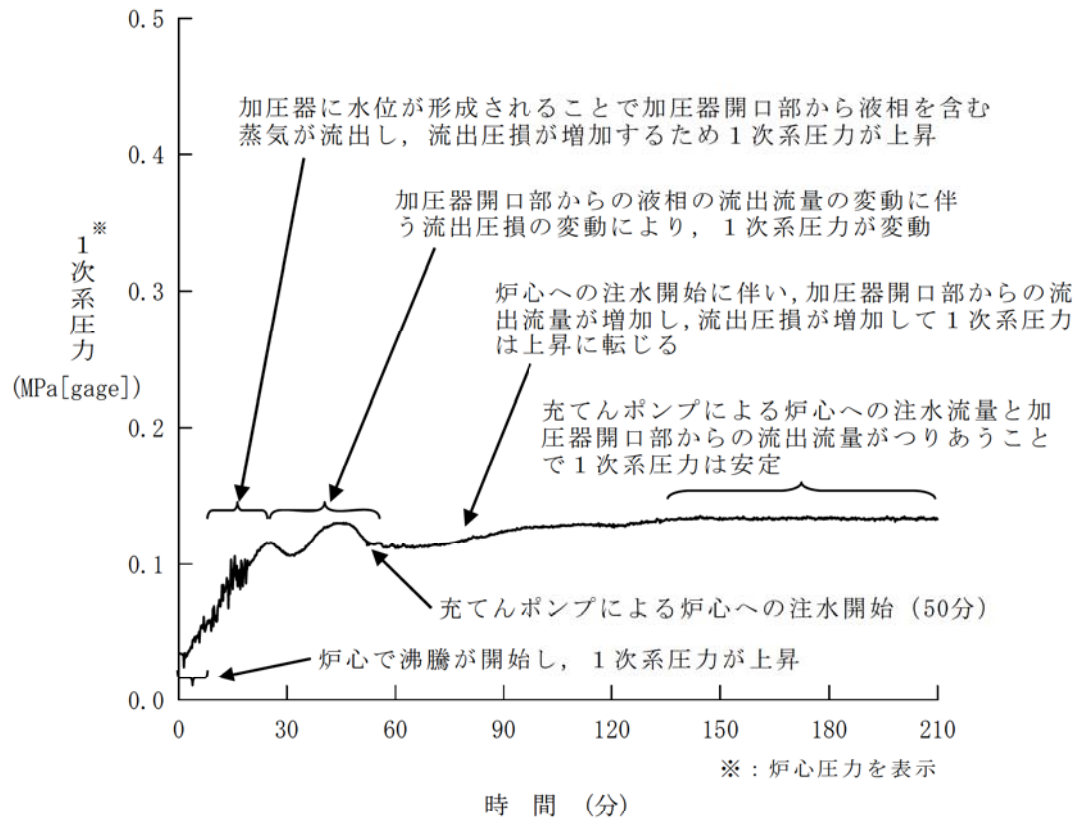
第 7.4.1.2 図 「崩壊熱除去機能喪失(余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)」の対応手順の概要
(「燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故」の事象進展)

必要な要員と作業項目			経過時間(分)																経過時間(時間)					備考				
手順の概要	要員(名) (作業に必要な要員数)	手順の内容 (下線は有効性評価上考慮する作業内容)	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	140	150	160	30	35	40	45		50			
			01020304050607080901001101201301401501603035404550																									
			事象発生 約1分炉心の沸騰開始 プラント状況判断 50分充てんポンプによる炉心注水 約140分原子炉安定状態到達 約35時間格納容器内自然対流冷却開始 約50時間格納容器スプレイポンプ(B,代替再循環配管使用)による代替再循環																									
状況判断	当直長	1	●方針決定・外部との連絡・プラント全体監視他																									
	副当直長	1	●当直長補佐・操作指示・プラント監視他																									
原子炉格納容器隔離	運転員	—	●余熱除去機能遮断判断 (中央制御室確認)																									
	運転員A	1	●格納容器隔離主閉止操作 (中央制御室操作)																									
原子炉格納容器エアロック閉止	運転員C, D	2	●現場移動/原子炉格納容器からの退避指示 原子炉格納容器エアロック閉止操作 (現場操作)																									
	運転員B	1	●余熱除去機能回復操作 (中央制御室操作)																									
余熱除去機能回復	運転員E	1	●現場移動/余熱除去機能回復操作 (現場操作)																									
	運転員B	1	●充てんポンプ起動操作 ●充てんライン流量調整操作 ●充てんポンプ停止操作 (中央制御室操作)																									
格納容器内自然対流冷却	運転員C, D	2	●現場移動/原子炉補機冷却水系加圧操作 (現場操作)																									
	運転員C, D	2	●現場移動/格納容器再循環ユニット(A及びB) 冷却水通水操作 (現場操作)																									
	運転員C, D	2	●現場移動/可搬型温度計測定装置(格納容器再循環ユニット入口/出口用)取付操作 (現場操作)																									
	運転員A	1	●原子炉補機冷却水系加圧操作 ●格納容器再循環ユニット(A及びB)冷却水通水操作 (中央制御室操作)																									
	運転員A	1	●代替再循環系統構成操作 (中央制御室操作)																									
格納容器スプレイポンプ(B, 代替再循環配管使用)による代替再循環	運転員C, D	2	●現場移動/代替再循環系統構成操作 (現場操作)																									
	運転員A	1	●格納容器スプレイポンプ(B, 代替再循環配管使用)起動操作 (中央制御室操作)																									
	運転員A	1	●アンユラス排気ファン起動操作 (中央制御室操作)																									
アンユラス排気ファン起動	運転員A	1	●アンユラス排気ファン起動操作 (中央制御室操作)																									
			●1 格納容器内圧力計(圧力検出器)の動作確認(必要)による確認 起動は有効性評価上考慮せず																									

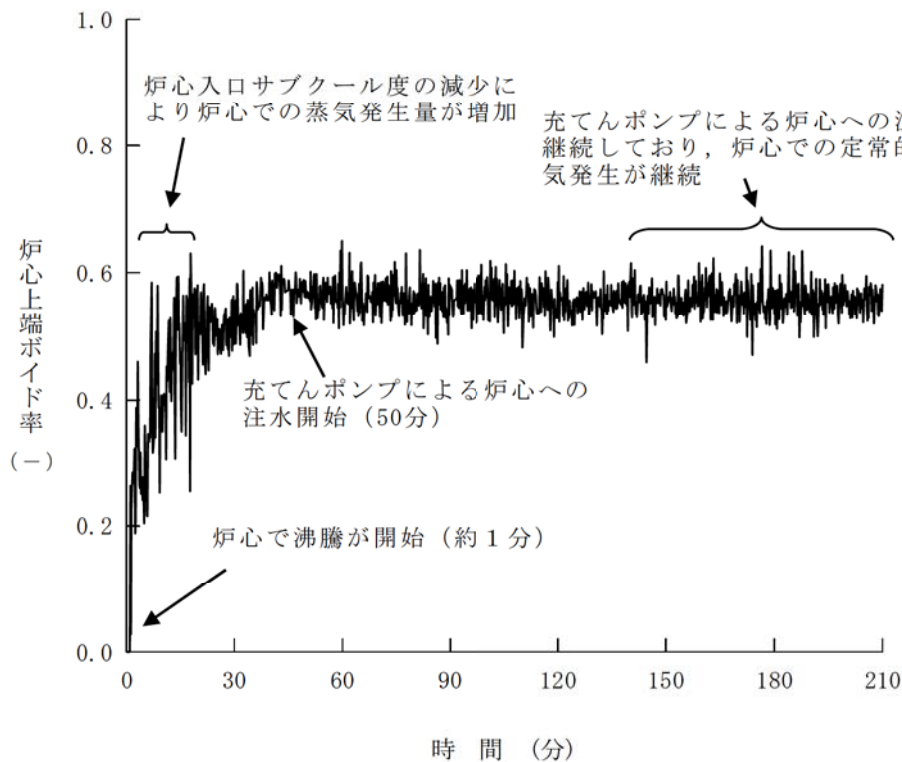
※上記要員数は、４時間までの作業の最大要員数である。その他、関係各所へ連絡を行う連絡責任者等４名を確保する。
※各操作及び作業における所要時間は、現場への移動時間、作業環境、作業時間等を考慮した想定時間として記載する。

☐ : 有効性評価上考慮する作業 ☐ : 有効性評価上考慮しない作業

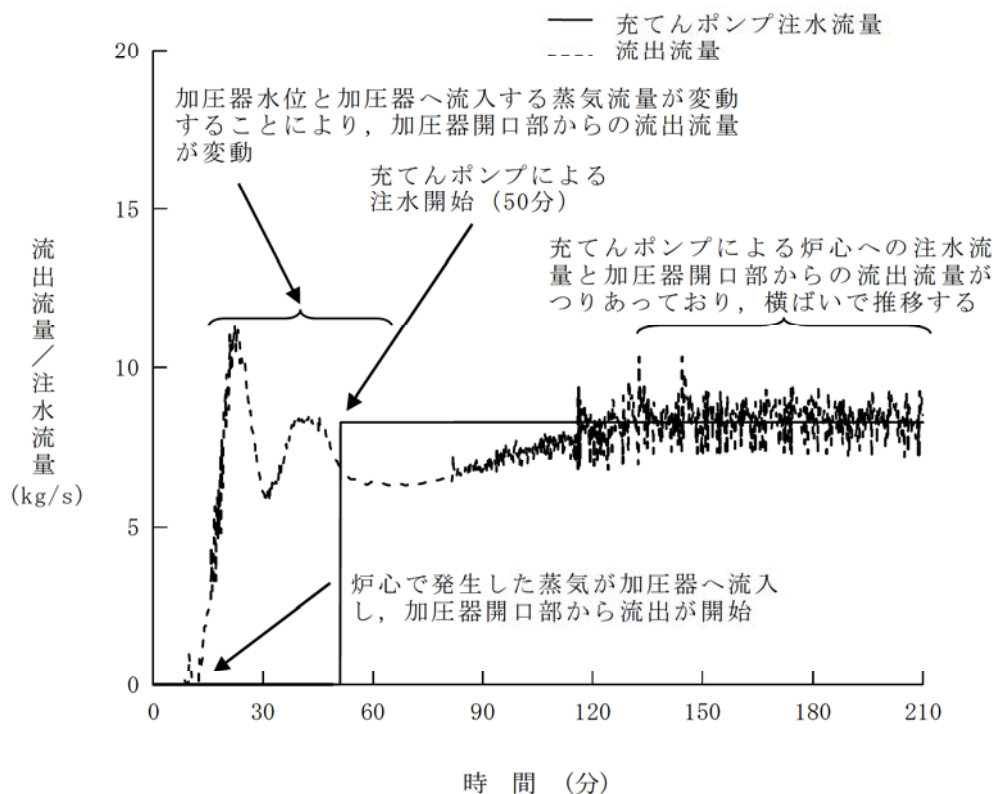
第 7.4.1.3 図 「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の作業と所要時間
（燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故）



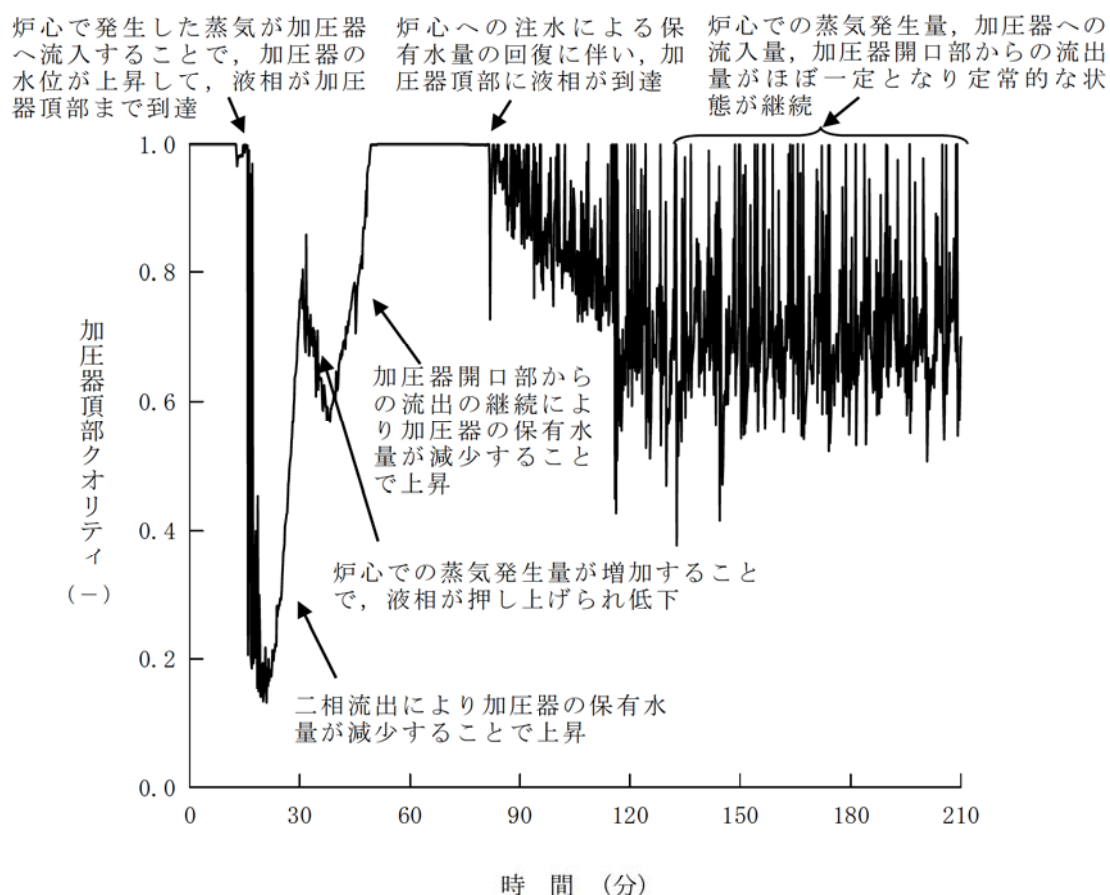
第 7. 4. 1. 4 図 1 次系圧力の推移



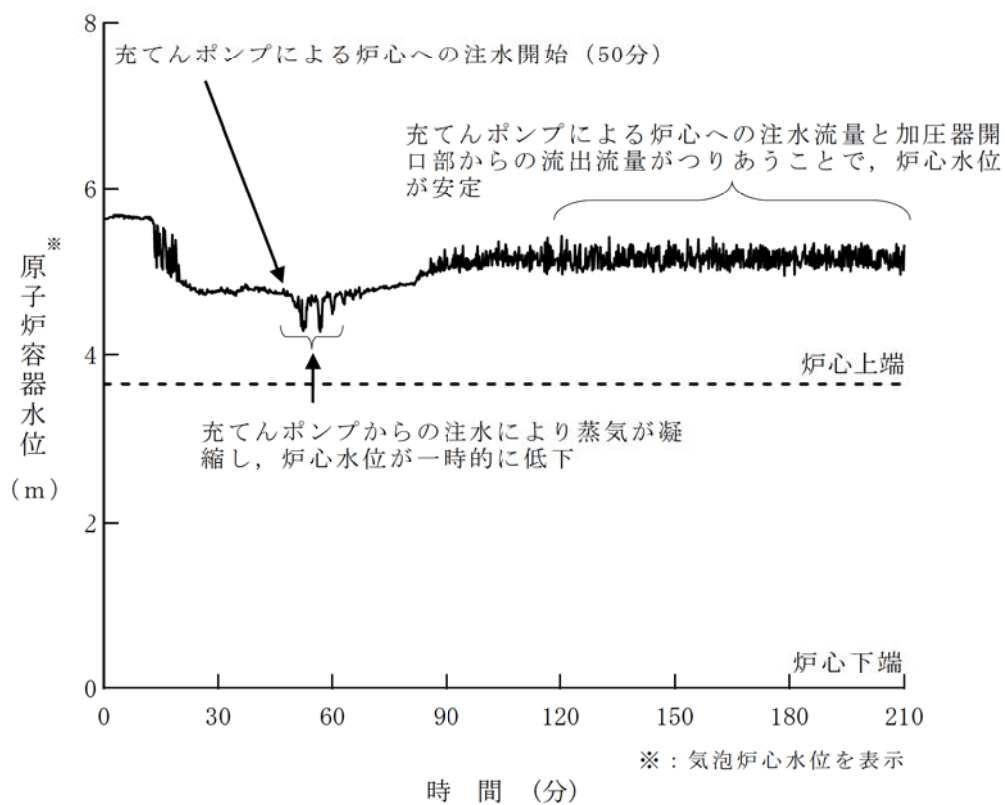
第 7. 4. 1. 5 図 炉心上端ボイド率の推移



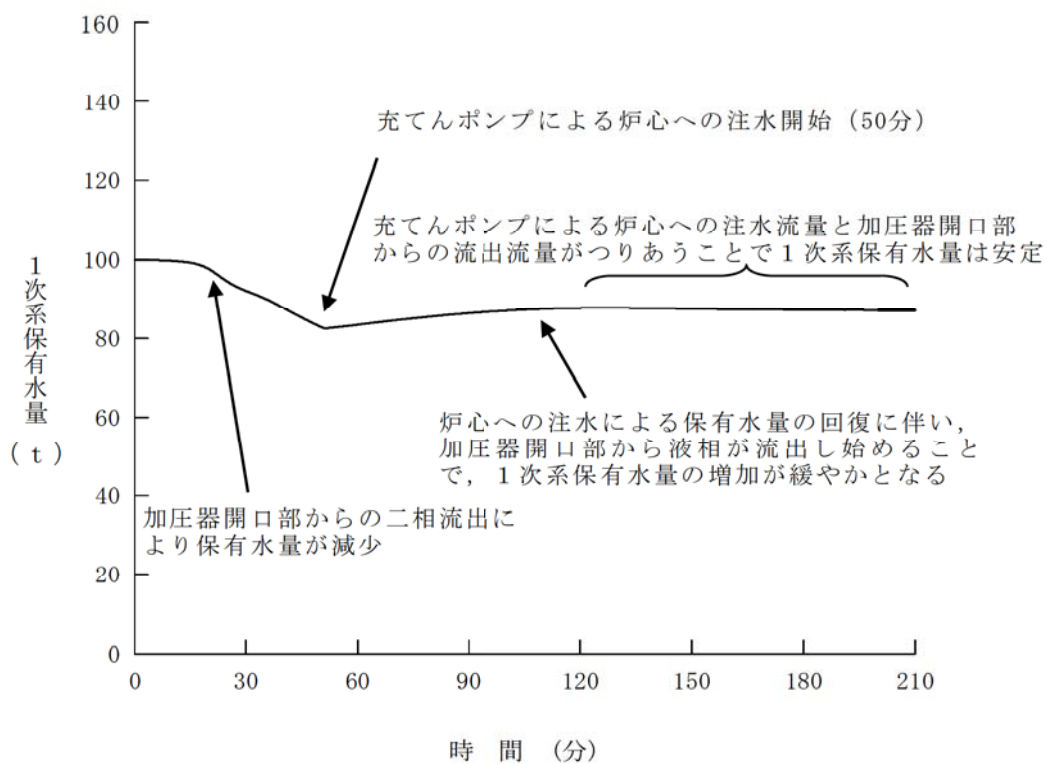
第 7.4.1.6 図 開口部からの流出流量と注水流量の推移



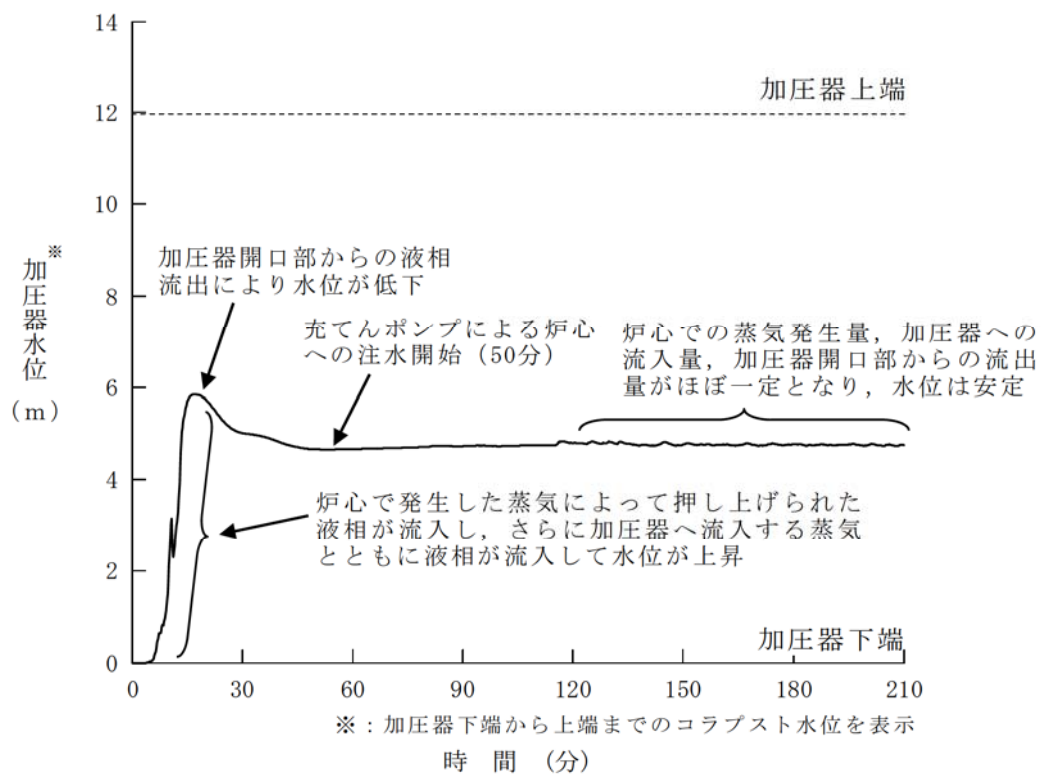
第 7.4.1.7 図 加圧器頂部クオリティの推移



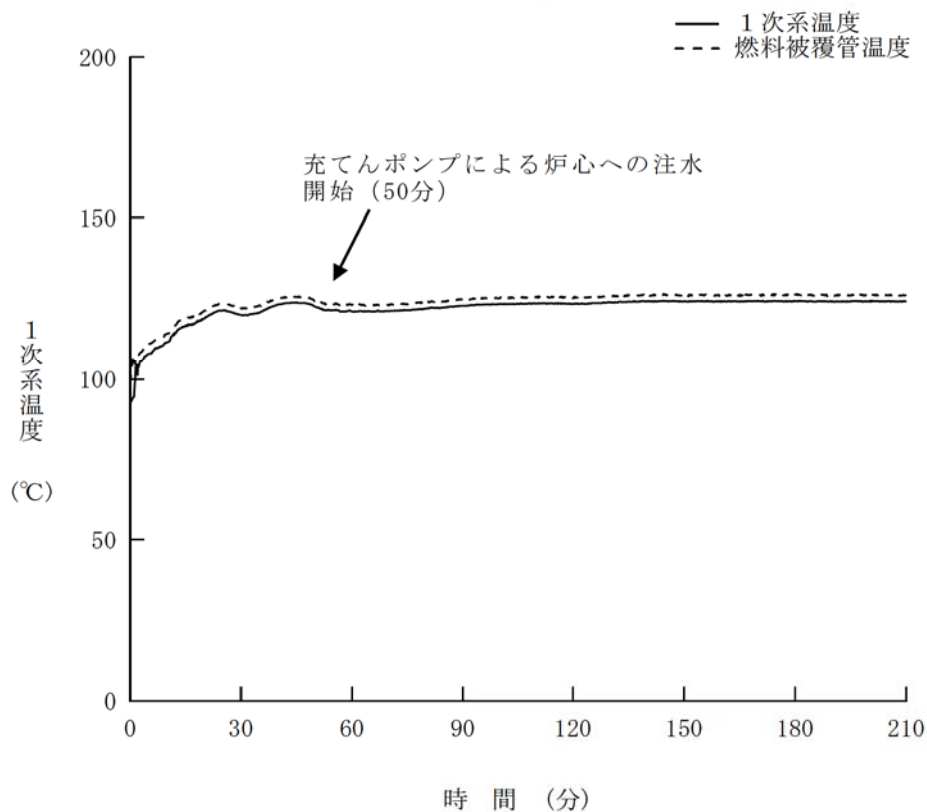
第 7. 4. 1. 8 図 原子炉容器水位の推移



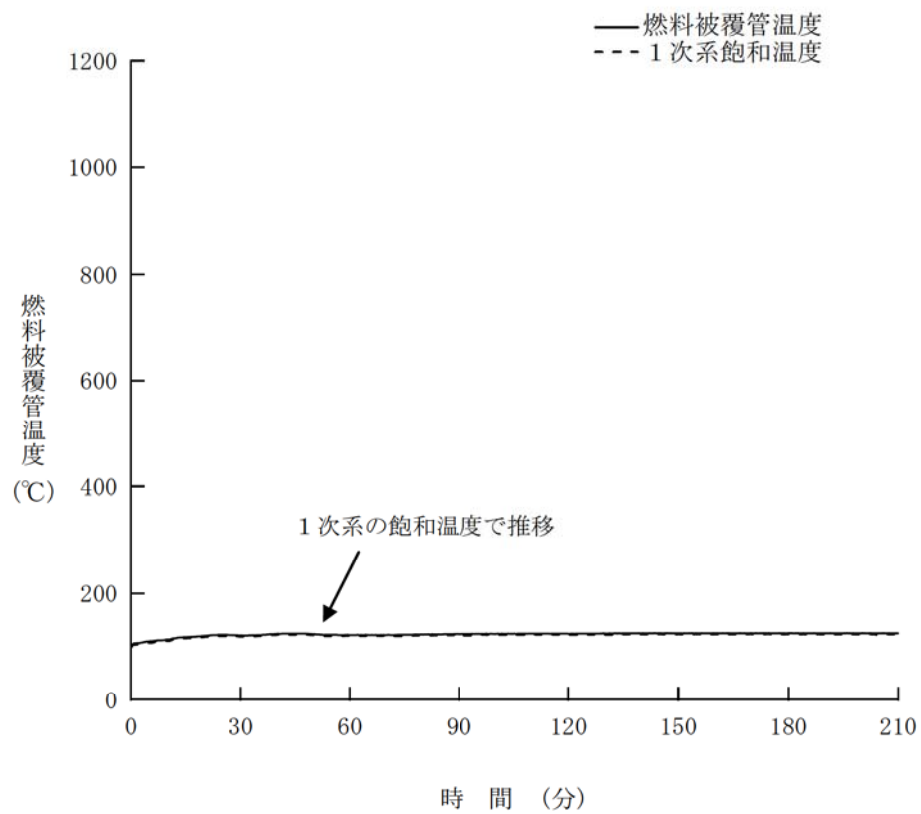
第 7. 4. 1. 9 図 1次系保有水量の推移



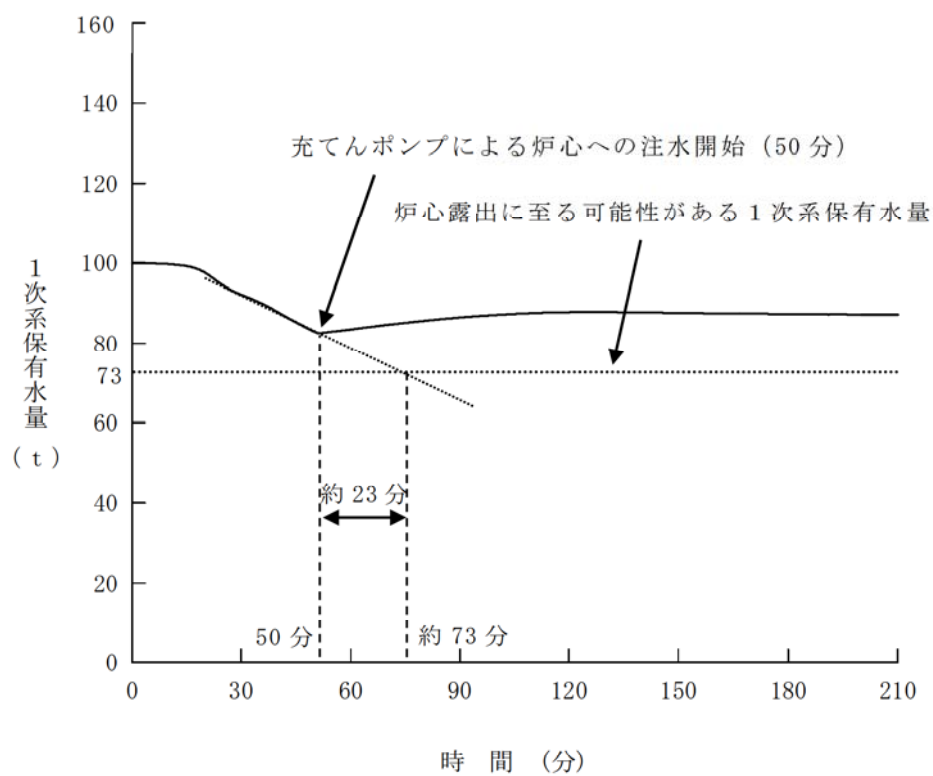
第 7.4.1.10 図 加圧器水位の推移



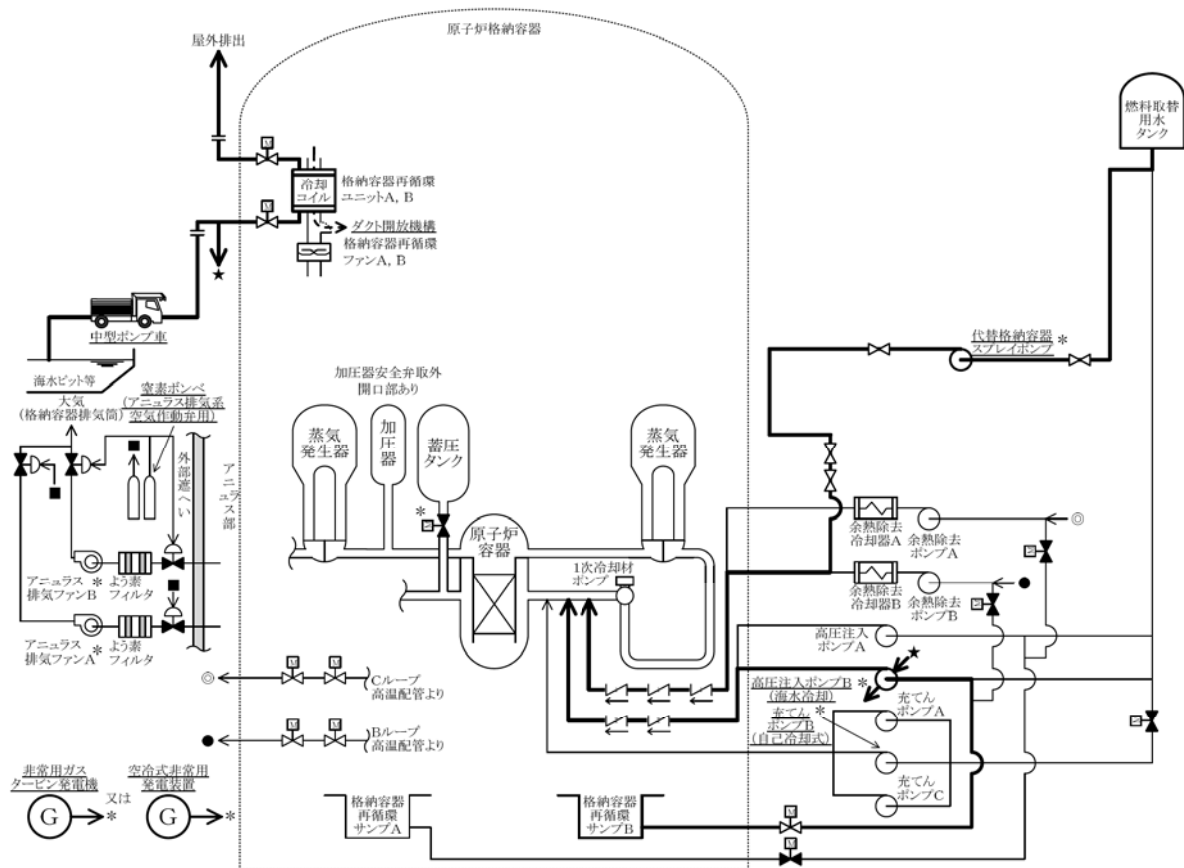
第 7.4.1.11 図 1 次系温度の推移



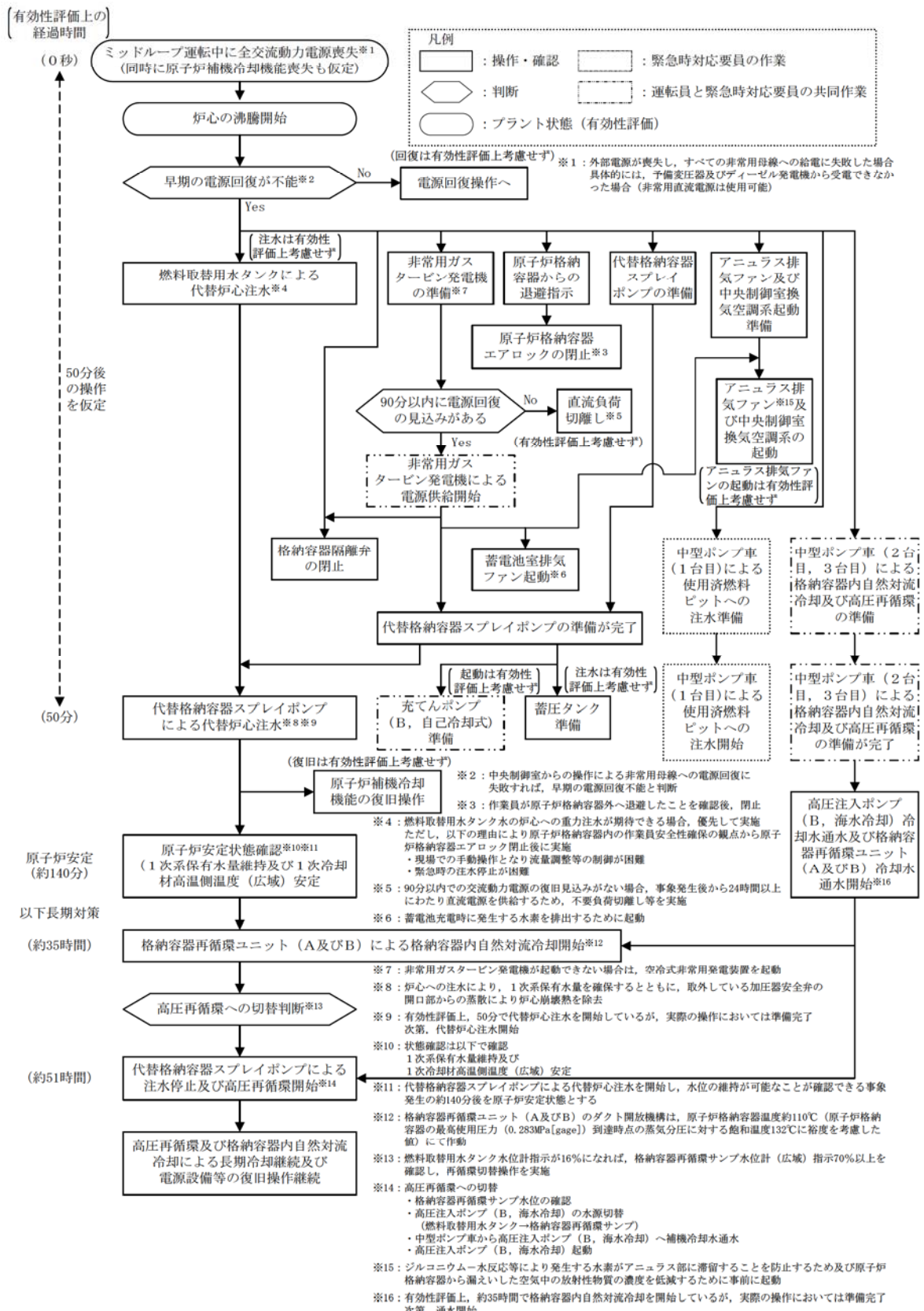
第 7. 4. 1. 12 図 燃料被覆管温度の推移



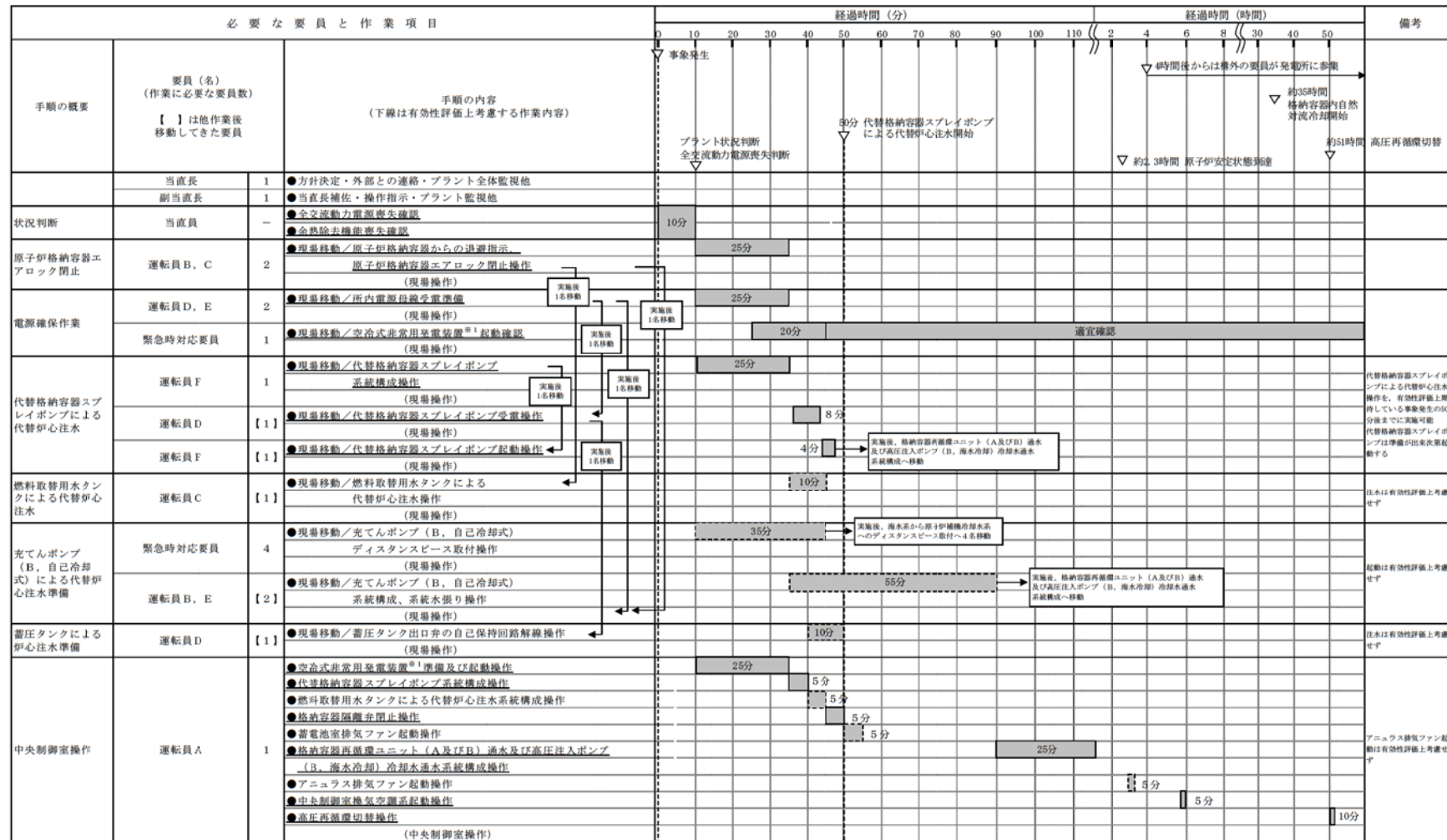
第 7. 4. 1. 13 図 1 次系保有水量の推移 (炉心注水操作時間余裕確認)



第 7.4.2.1 図 「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策の概略系統図

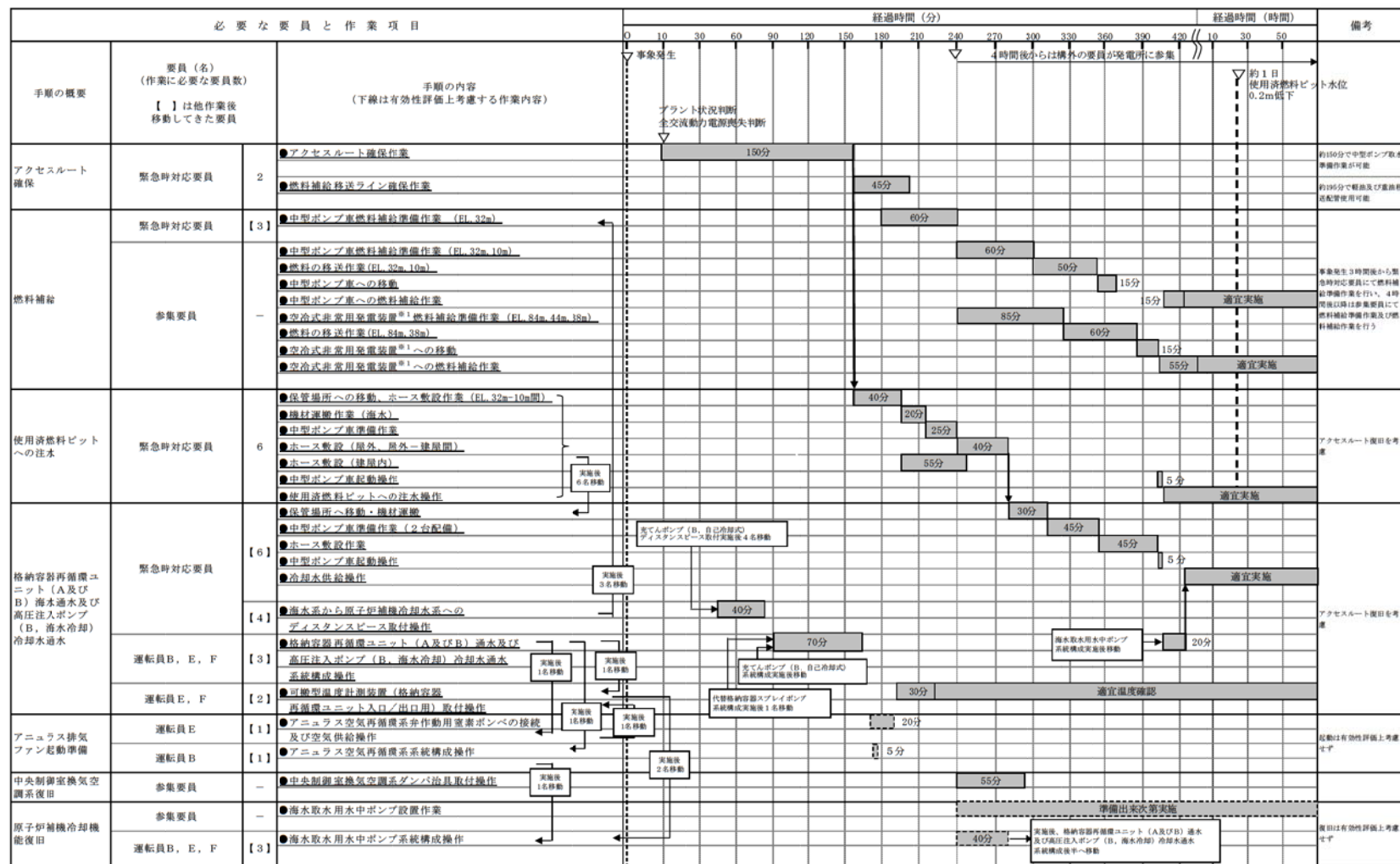


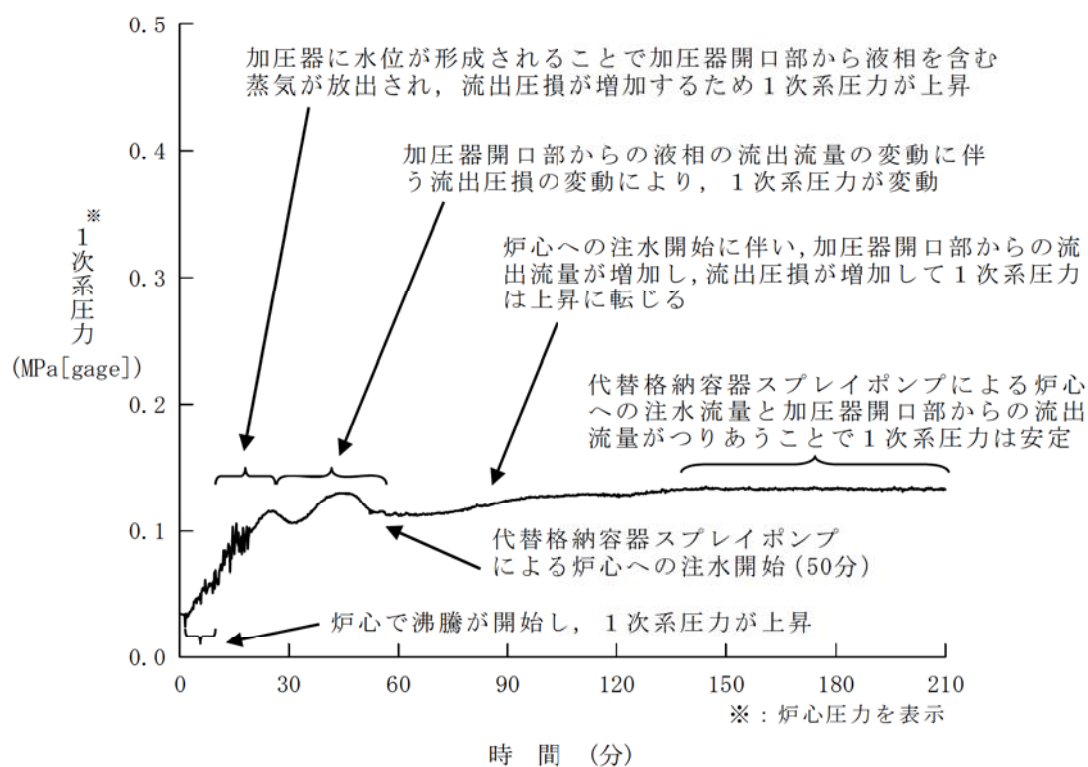
第 7. 4. 2. 2 図 「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要
(「燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに
非常用所内交流動力電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する
事故」の事象進展)



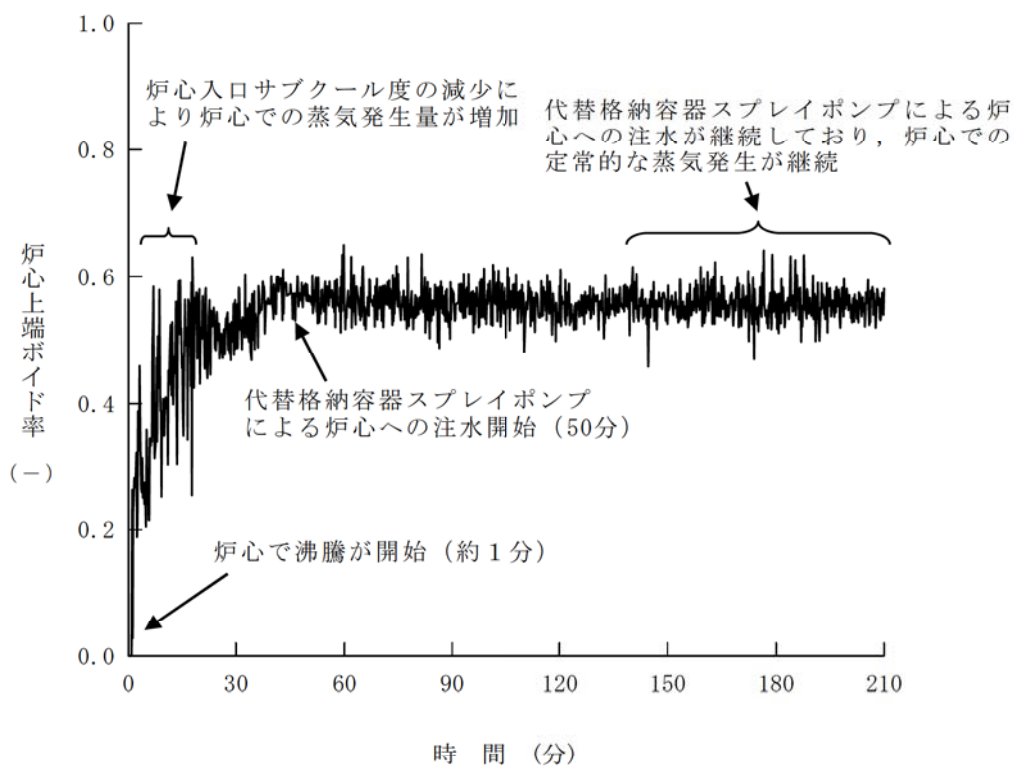
第7.4.2.3 図 「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間

(燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流動力電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故) (1 / 2)

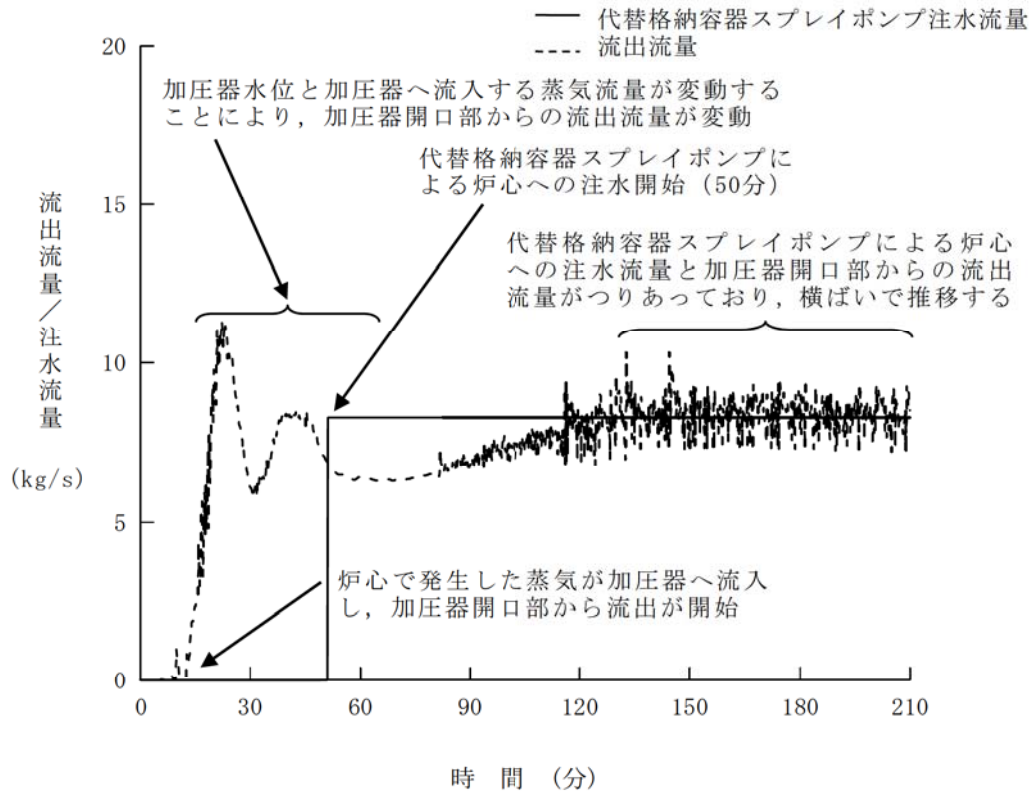




第 7. 4. 2. 4 図 1 次系圧力の推移

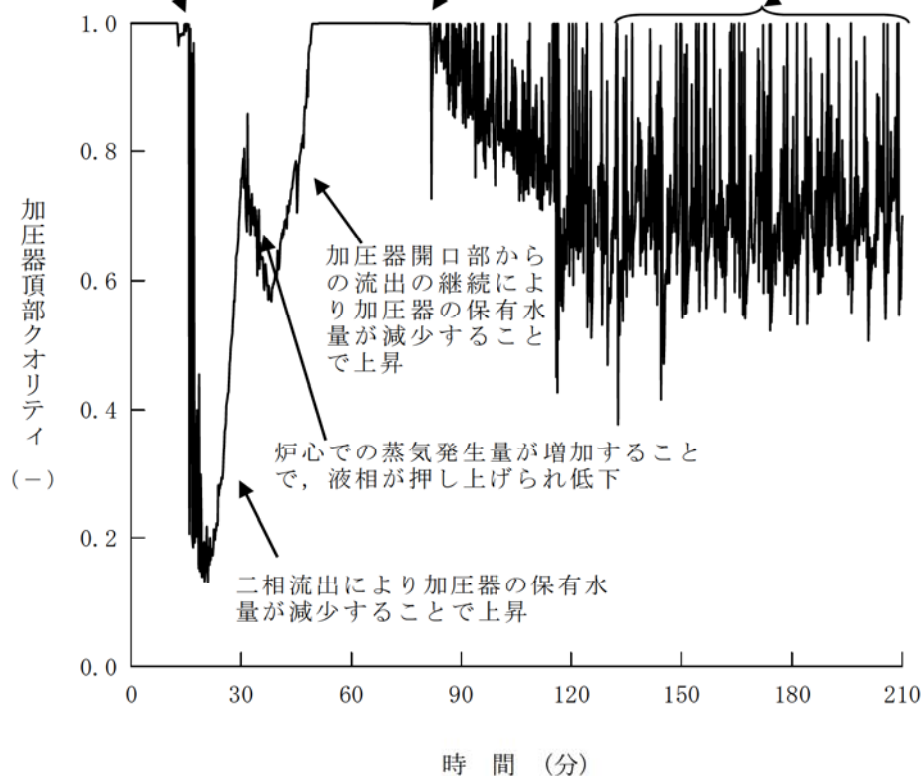


第 7. 4. 2. 5 図 炉心上端ボイド率の推移

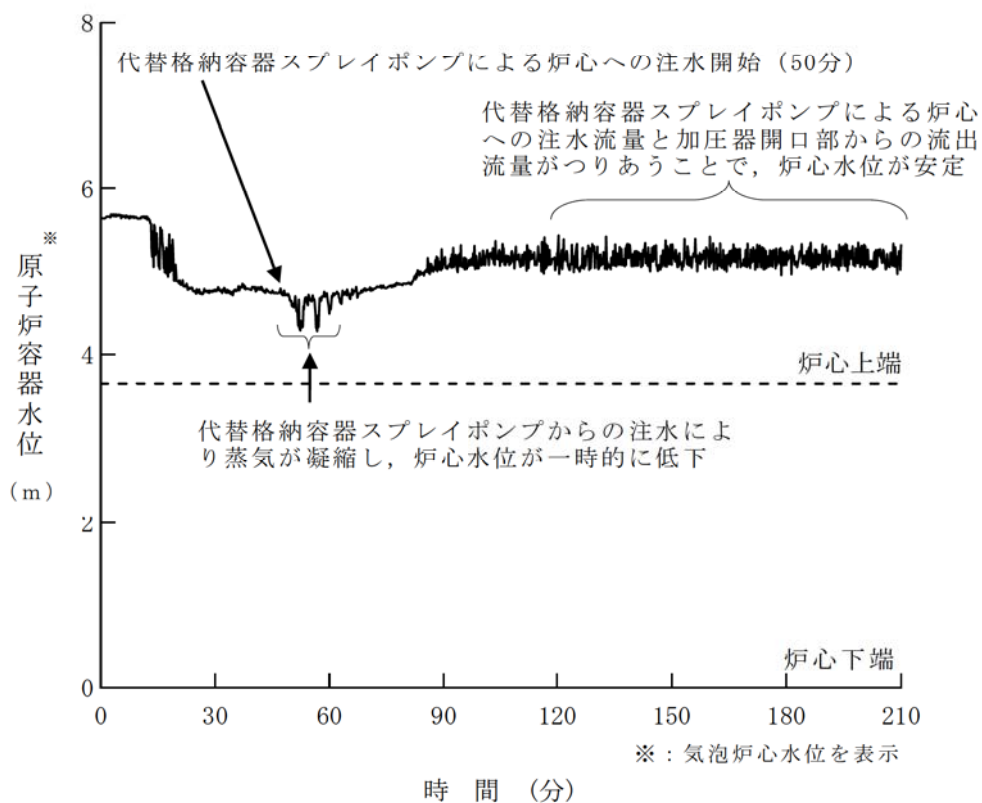


第 7.4.2.6 図 開口部からの流出流量と注水流量の推移

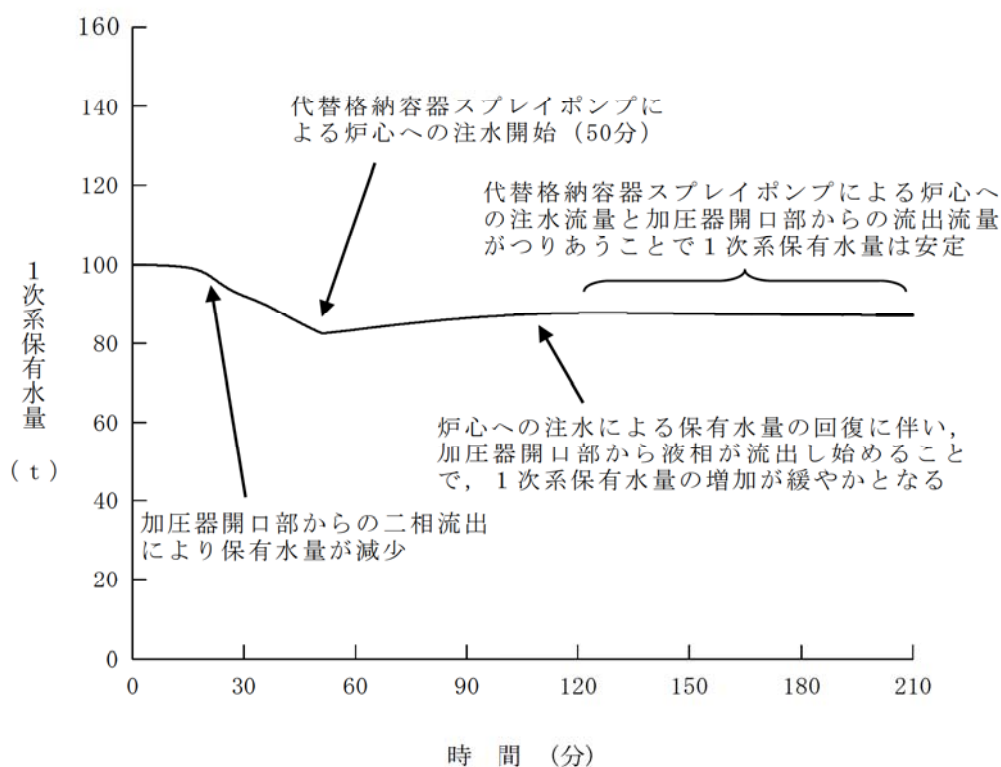
炉心で発生した蒸気が加圧器へ流入することで、加圧器の水位が上昇して、液相が加圧器頂部まで到達
 炉心への注水による保有水量の回復に伴い、加圧器頂部に液相が到達
 炉心での蒸気発生量、加圧器への流入量、加圧器開口部からの流出量がほぼ一定となり定常的な状態が継続



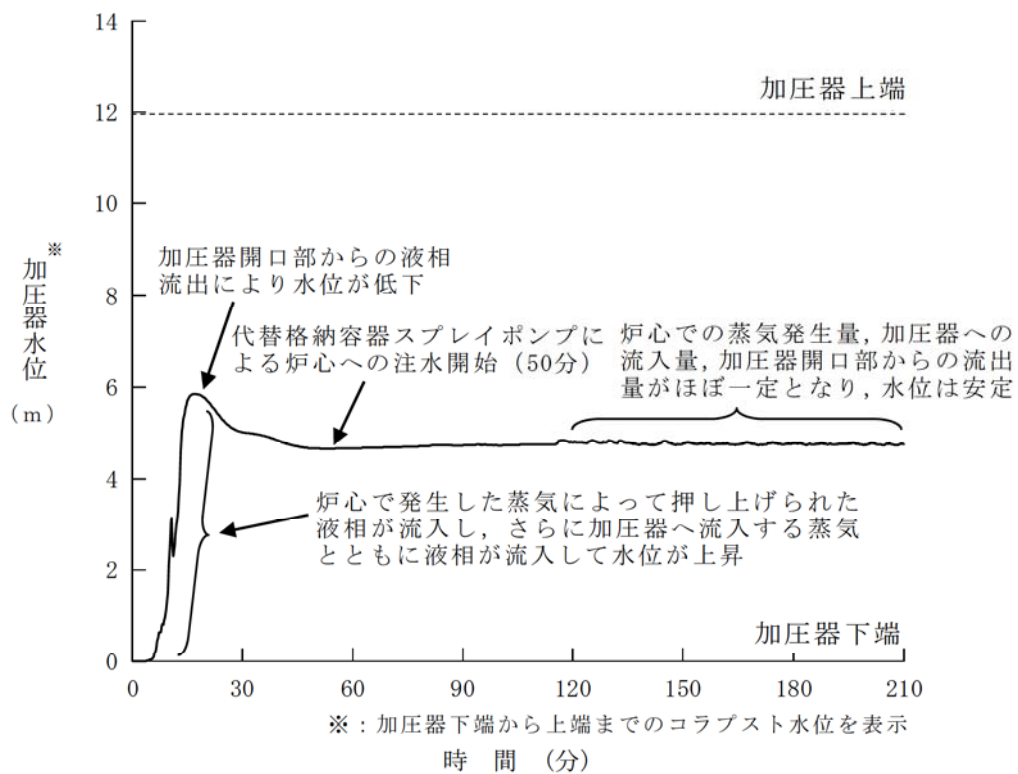
第 7.4.2.7 図 加圧器頂部クオリティの推移



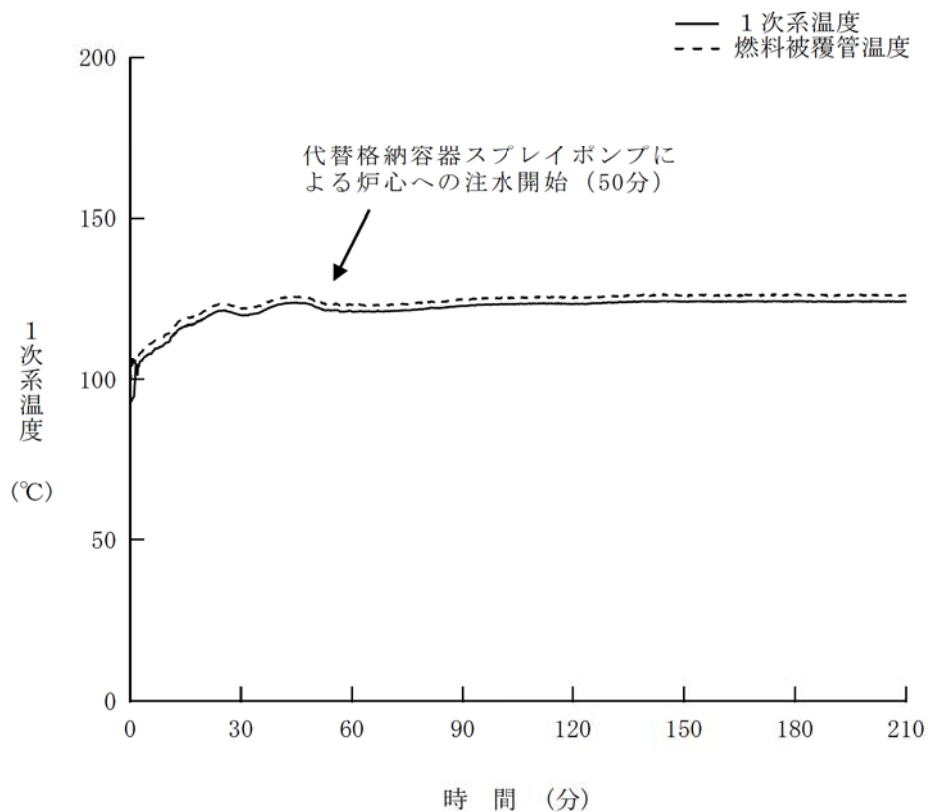
第 7. 4. 2. 8 図 原子炉容器水位の推移



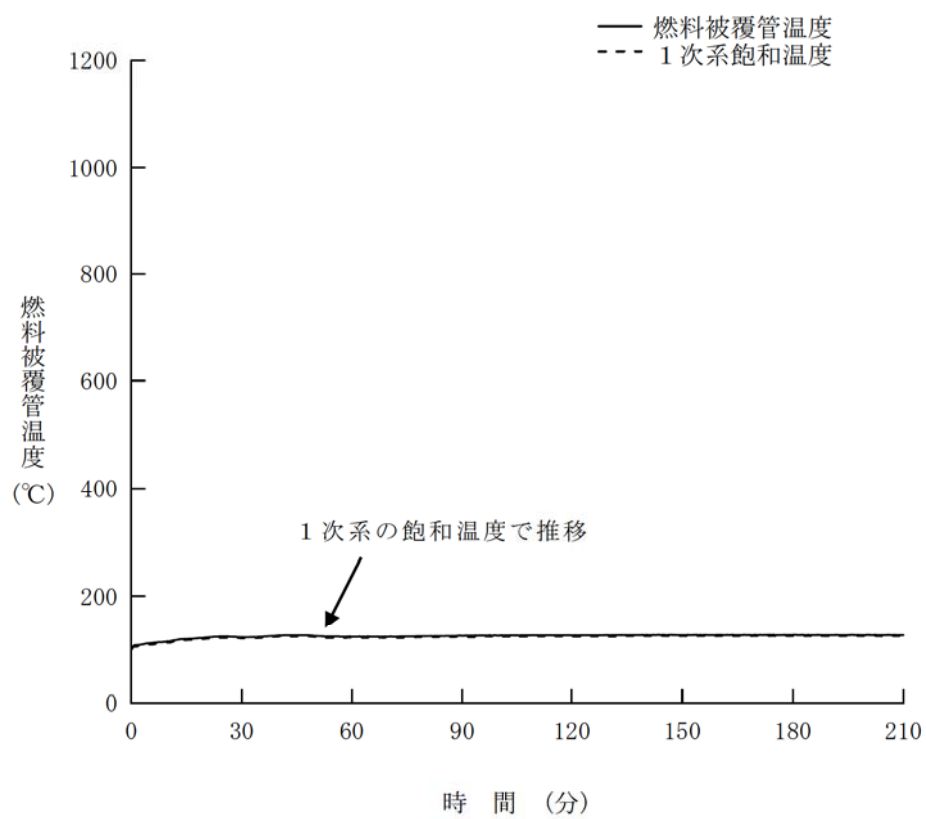
第 7. 4. 2. 9 図 1次系保有水量の推移



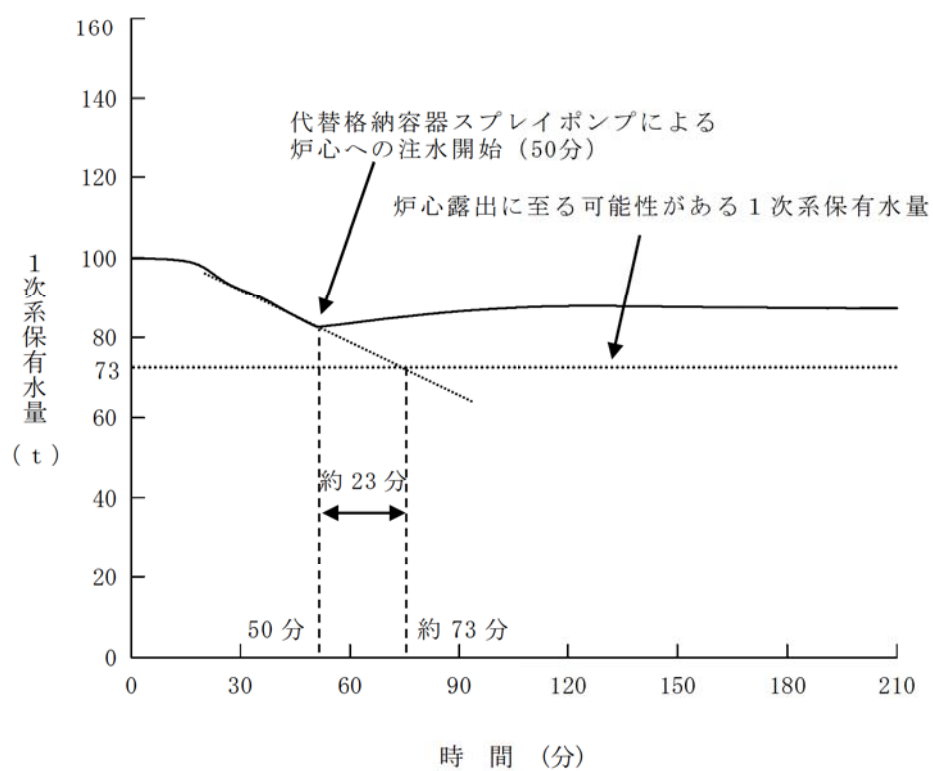
第 7. 4. 2. 10 図 加圧器水位の推移



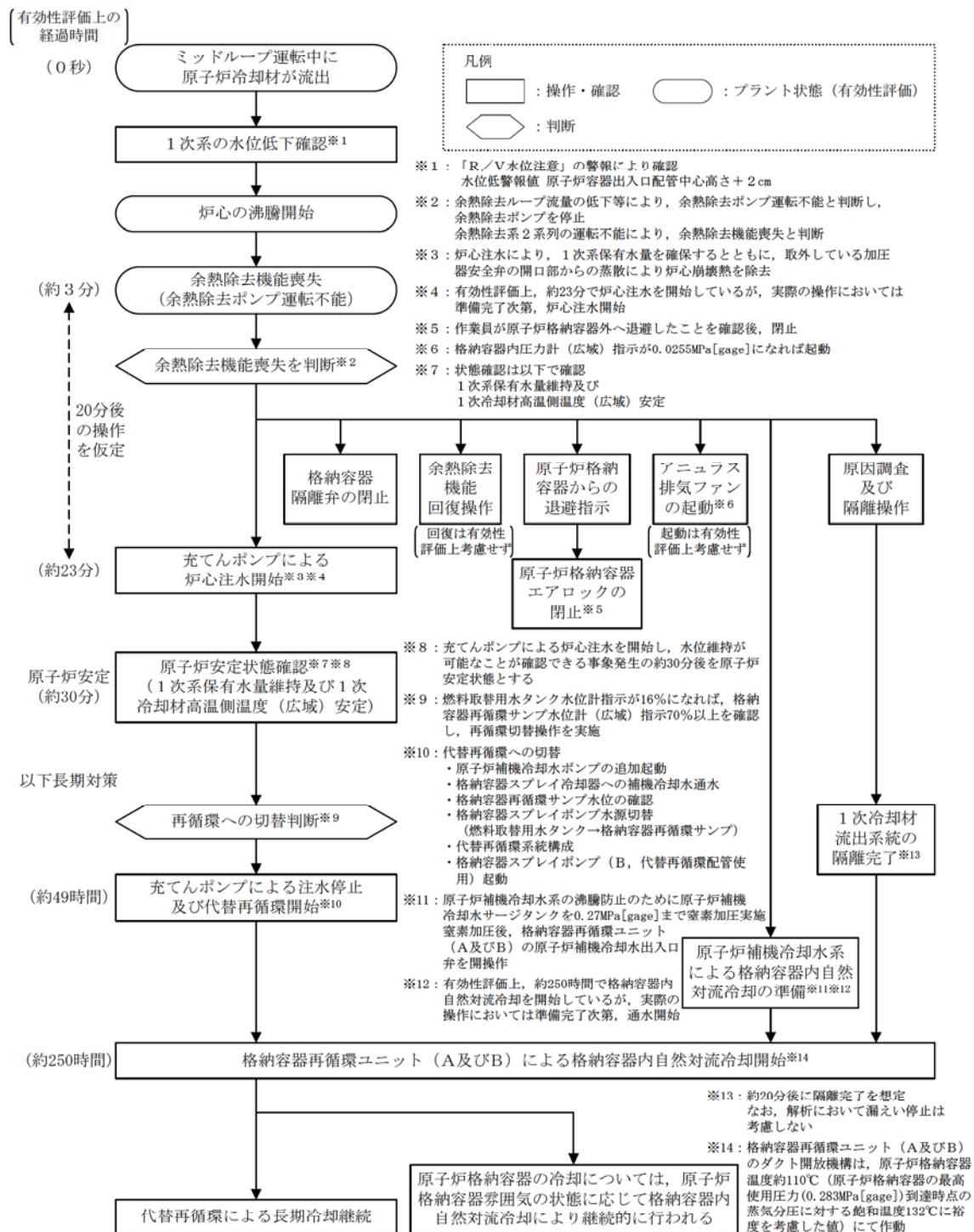
第 7. 4. 2. 11 図 1 次系温度の推移



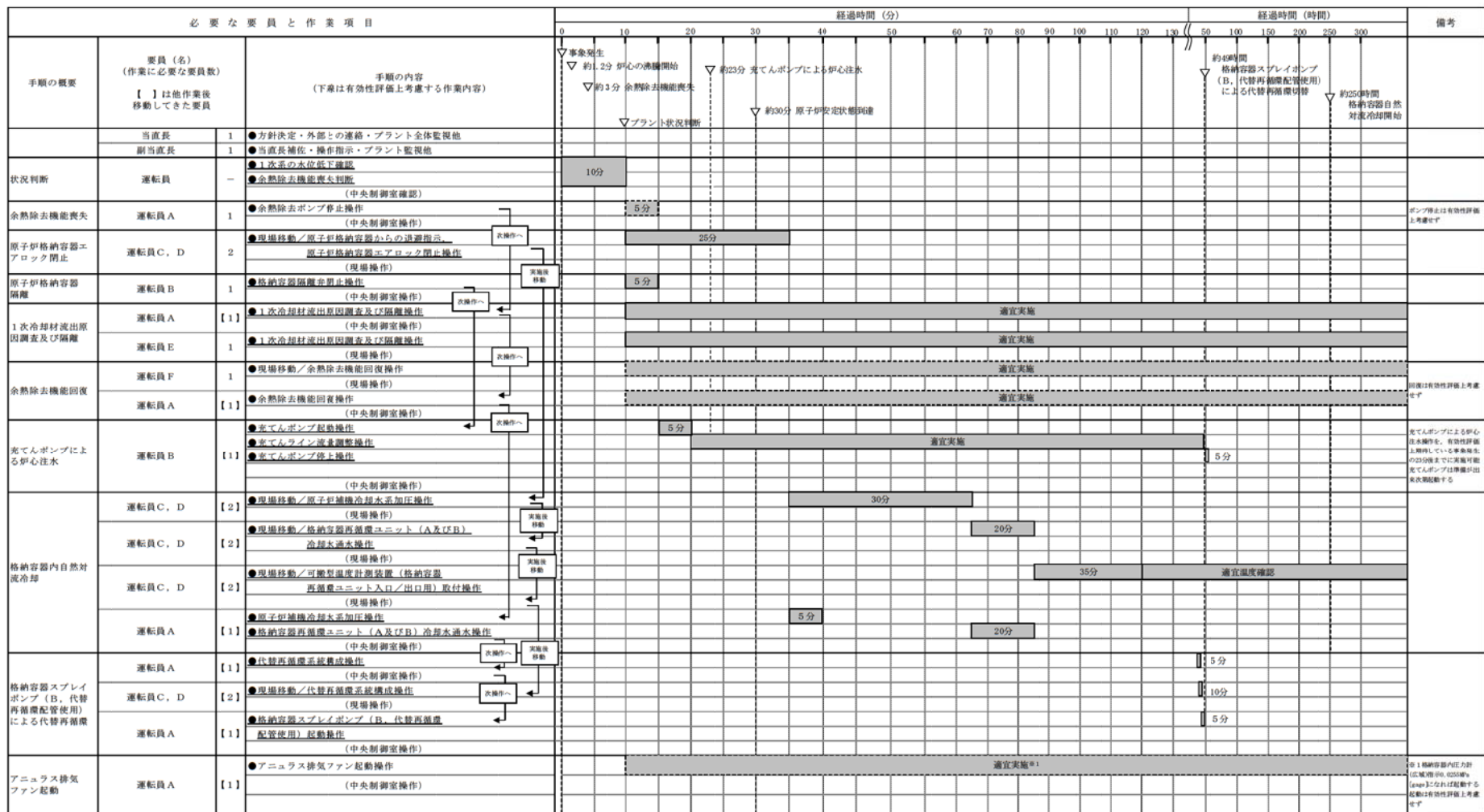
第 7. 4. 2. 12 図 燃料被覆管温度の推移



第 7.4.2.13 図 1 次系保有水量の推移（代替炉心注水操作時間余裕確認）



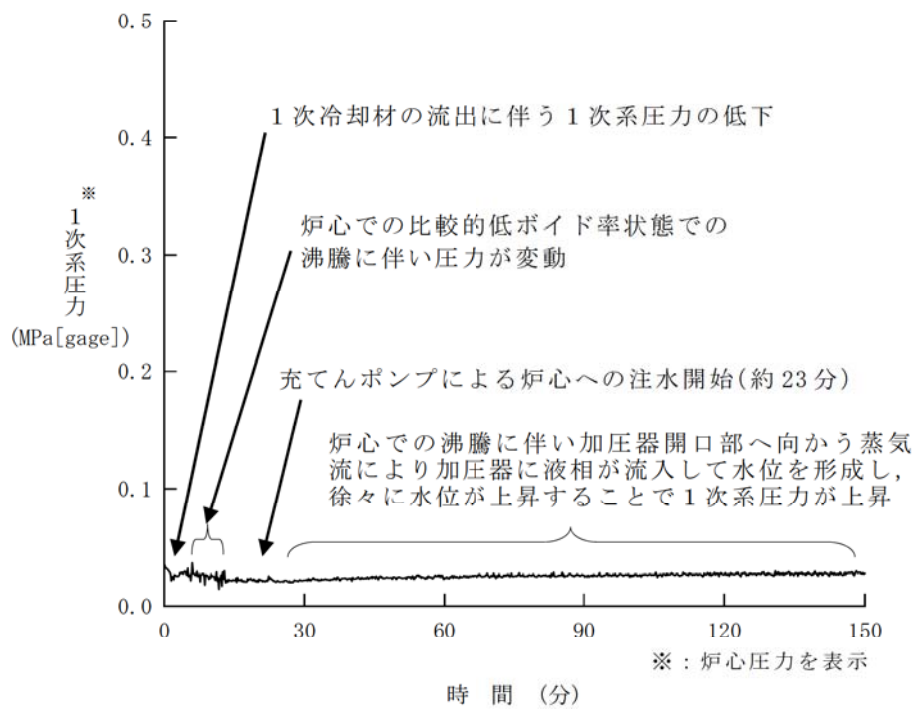
第 7.4.3.2 図 「原子炉冷却材の流出」の対応手順の概要
(「燃料取出前のミッドループ運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリ機能が喪失する事故」の事象進展)



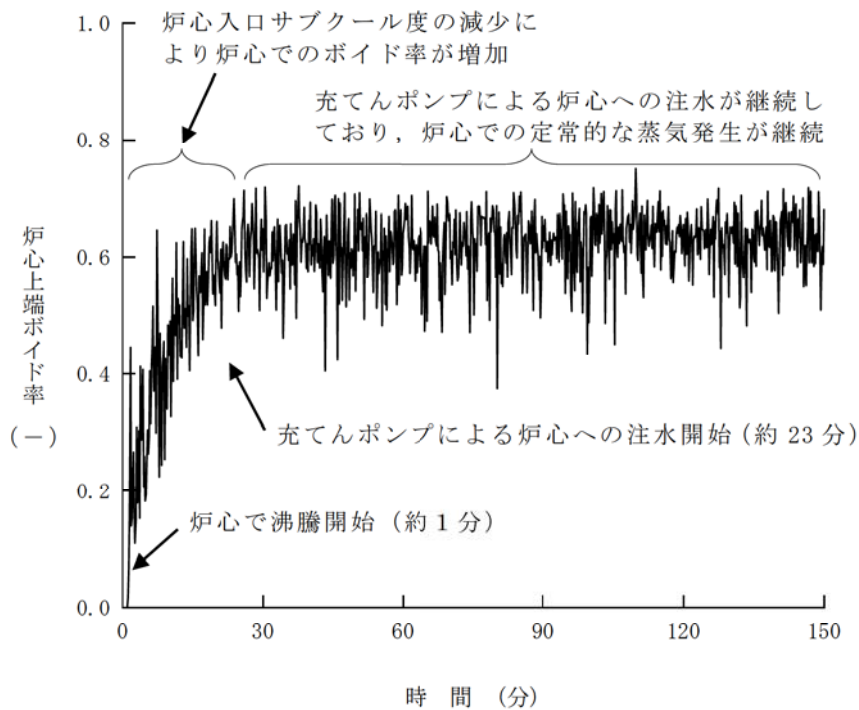
※上記要員数は、4時間までの作業の最大要員数である。その他、関係各所へ連絡を行う連絡責任者等4名を確保する。

※各操作及び作業における所要時間は、現場への移動時間、作業環境、作業時間等を考慮した想定時間として記載する。

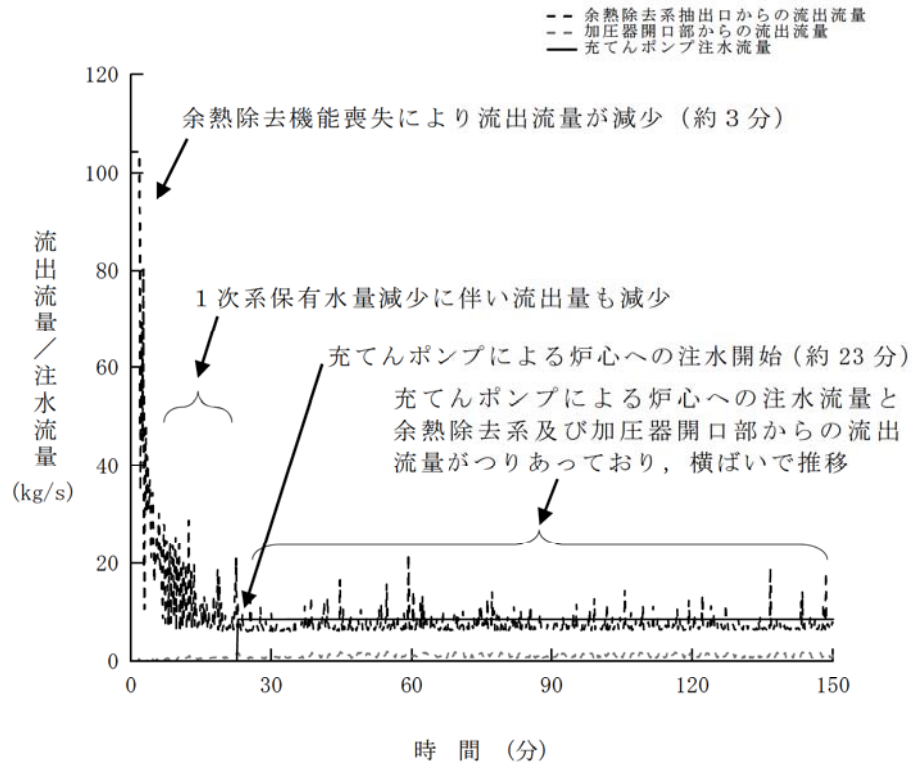
第 7.4.3.3 図 「原子炉冷却材の流出」の作業と所要時間
(燃料取出前のミッドループ運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリ機能が喪失する事故)



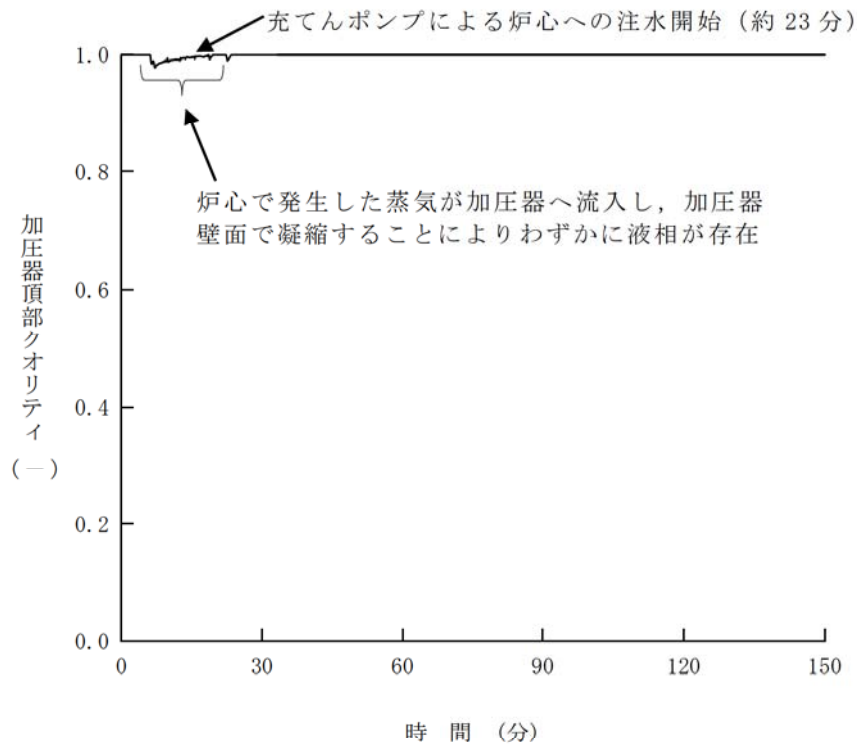
第 7. 4. 3. 4 図 1 次系圧力の推移



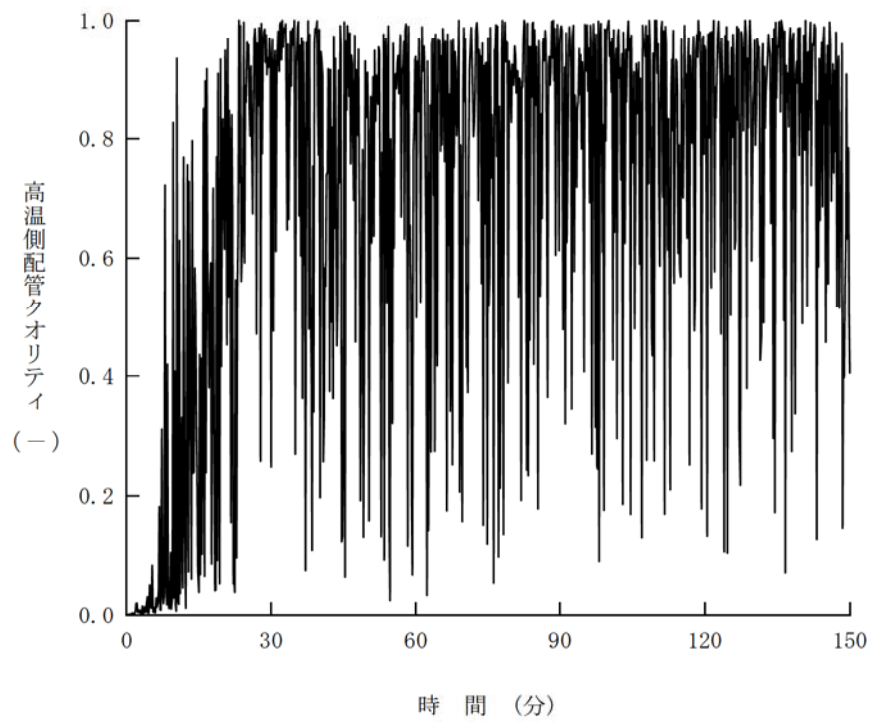
第 7. 4. 3. 5 図 炉心上端ボイド率の推移



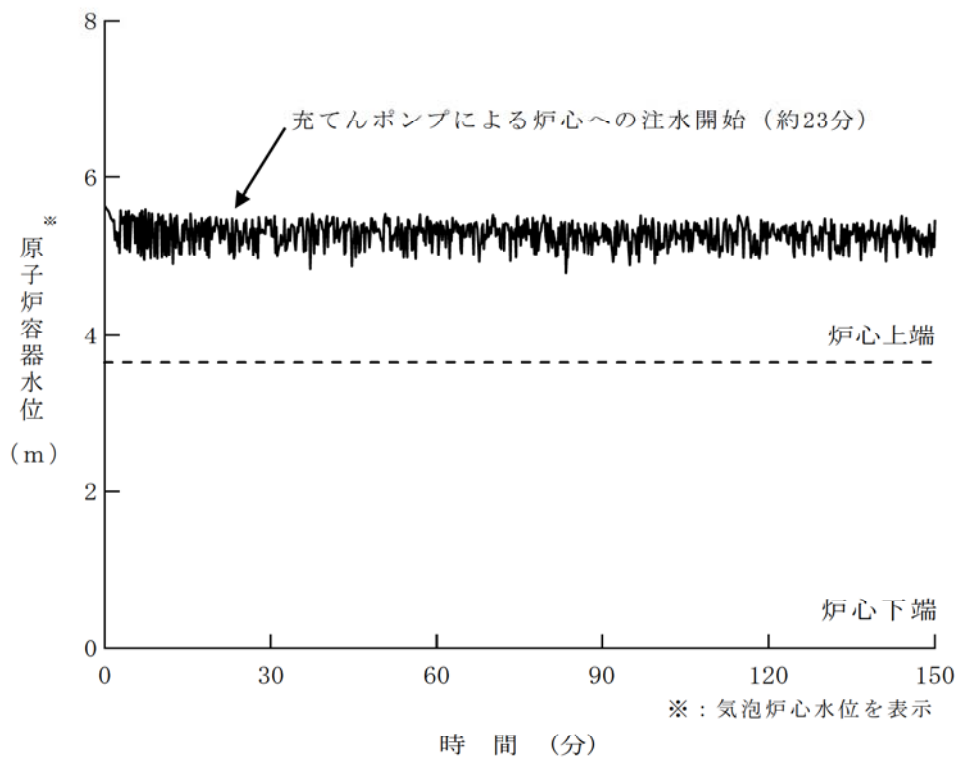
第 7.4.3.6 図 開口部からの流出流量と注水流量の推移



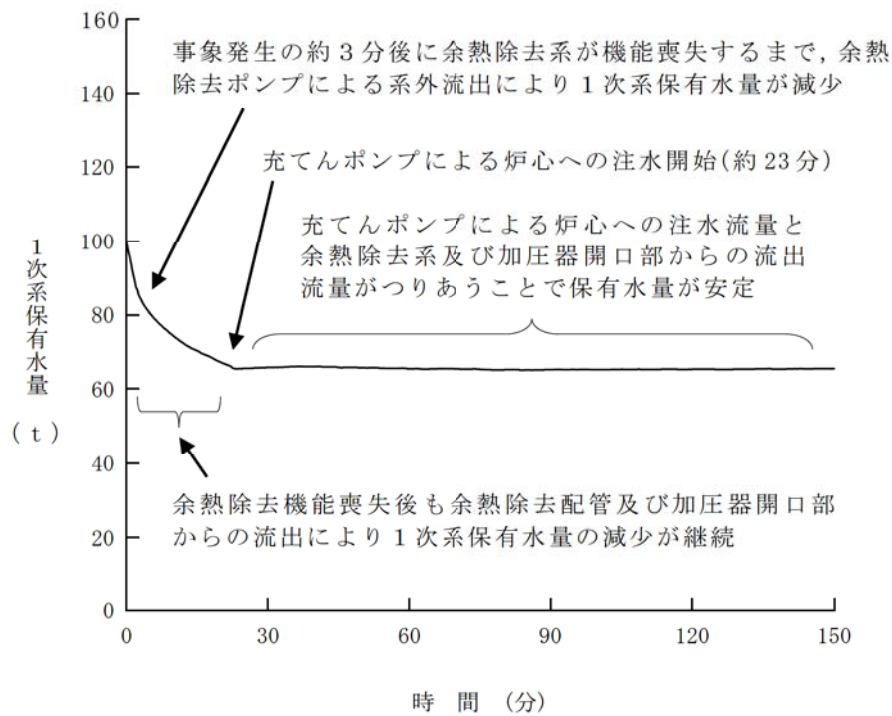
第 7.4.3.7 図 加圧器頂部クオリティの推移



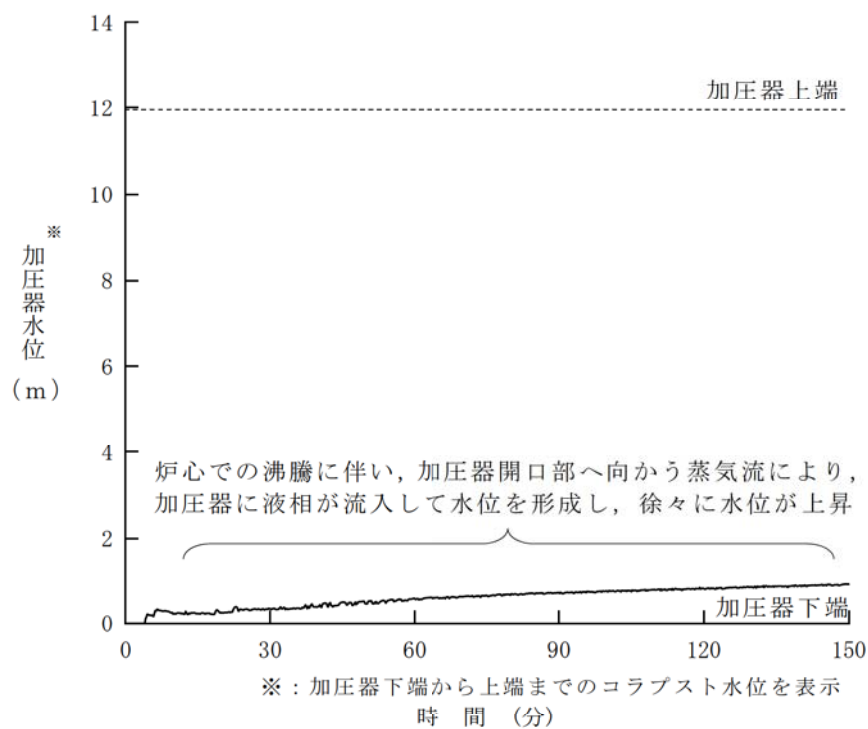
第 7.4.3.8 図 高温側配管クオリティ（余熱除去系抽出口）の推移



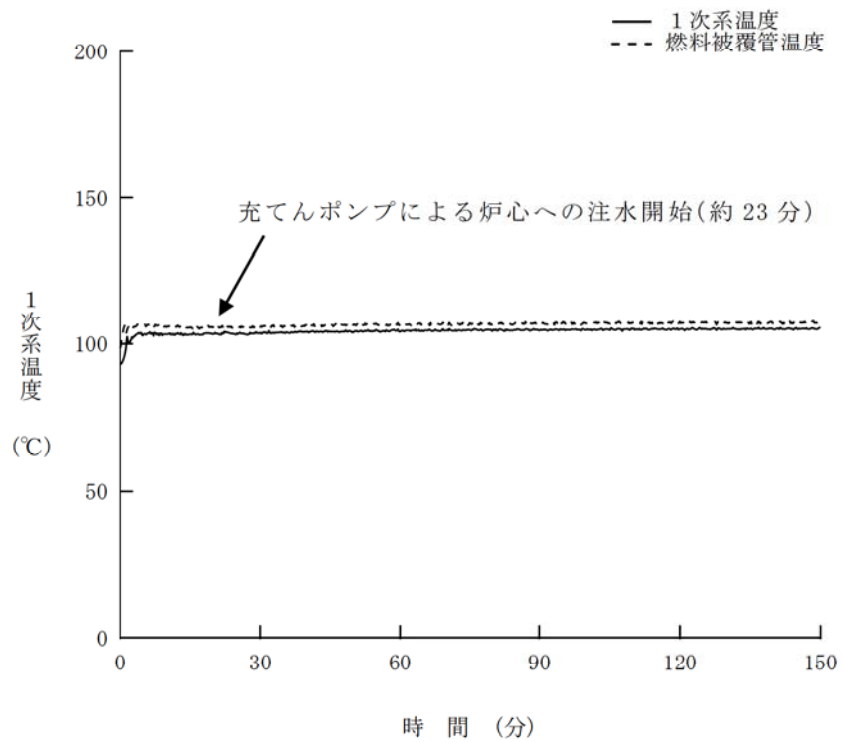
第 7.4.3.9 図 原子炉容器水位の推移



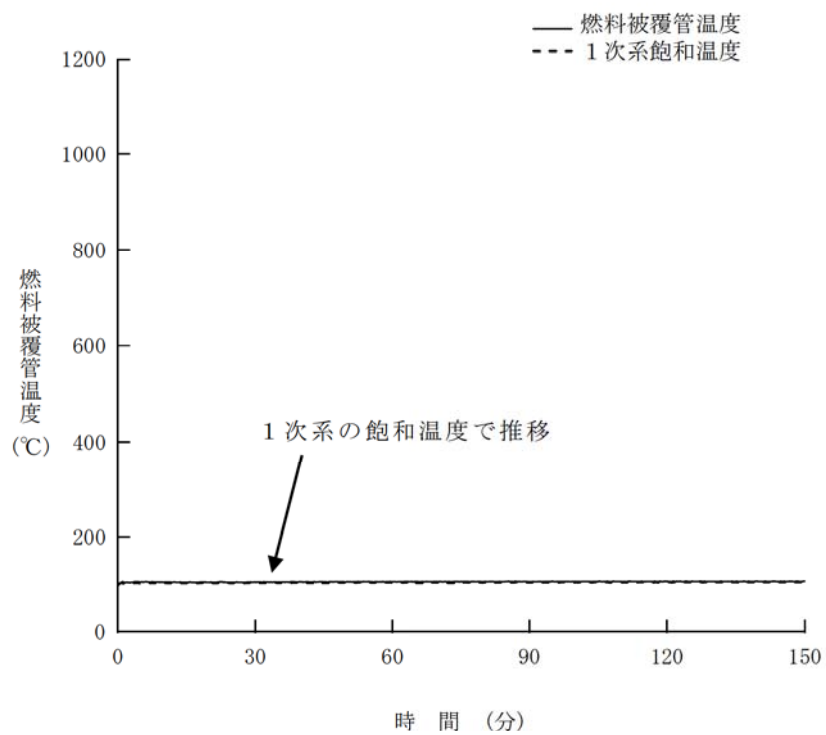
第 7. 4. 3. 10 図 1 次系保有水量の推移



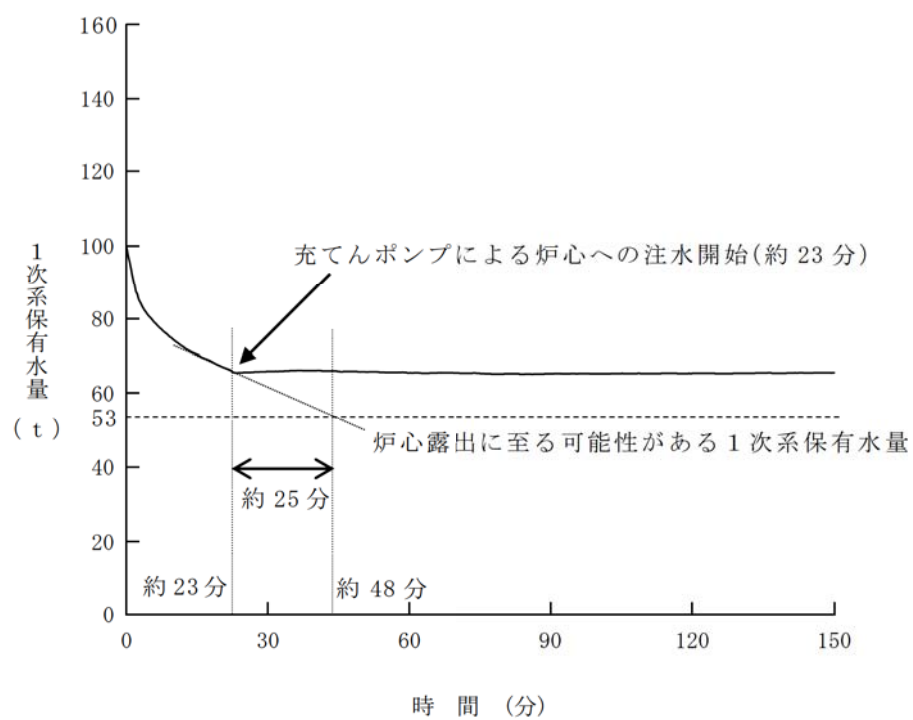
第 7. 4. 3. 11 図 加圧器水位の推移



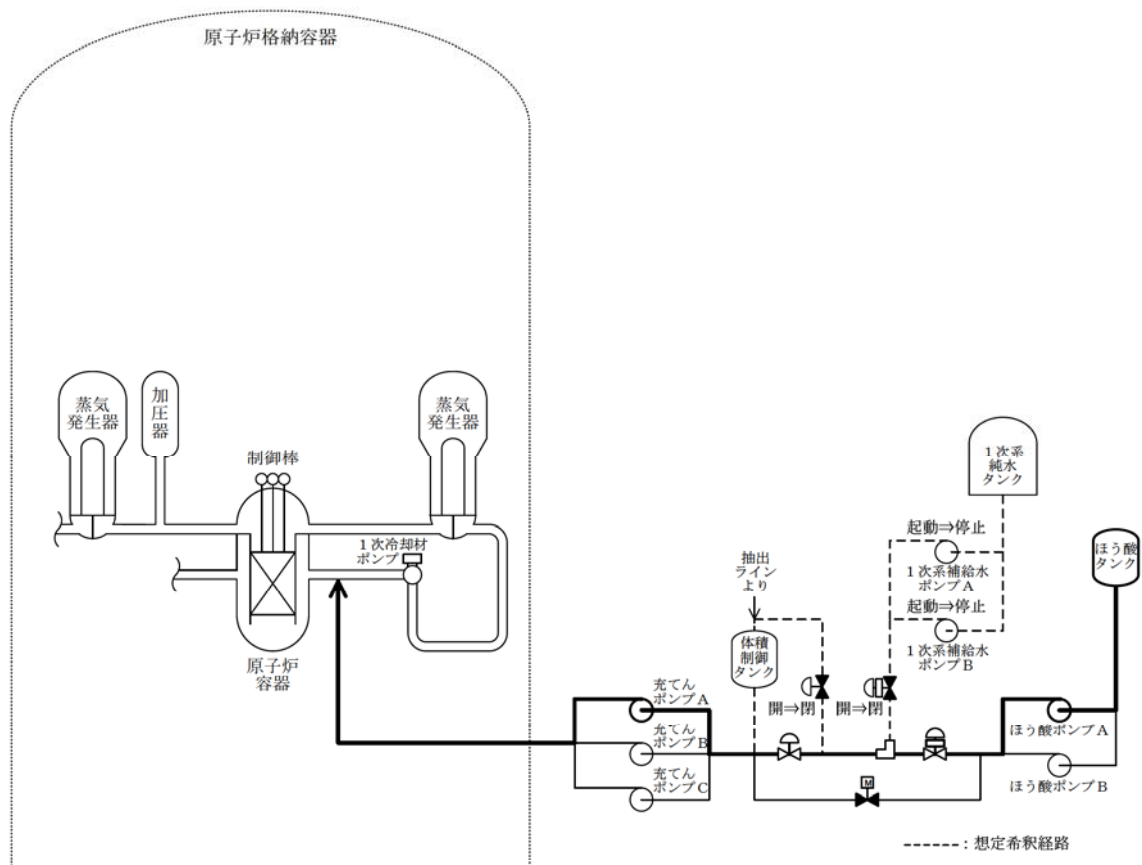
第 7. 4. 3. 12 図 1 次系温度の推移



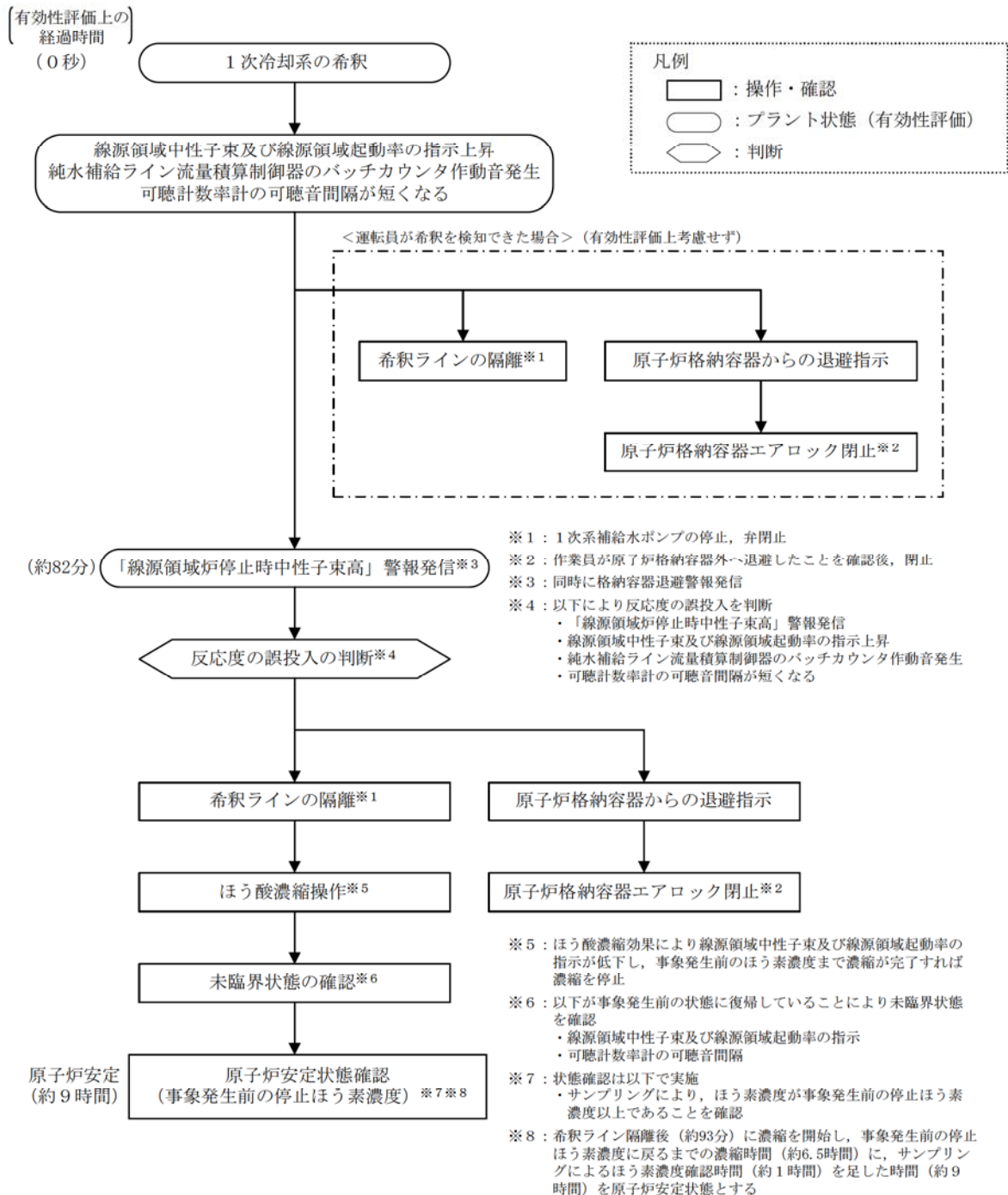
第 7. 4. 3. 13 図 燃料被覆管温度の推移



第 7. 4. 3. 14 図 1 次系保有水量の推移（炉心注水操作時間余裕確認）



第 7.4.4.1 図 「反応度の誤投入」の重大事故等対策の概略系統図



第7.4.4.2図 「反応度の誤投入」の対応手順の概要
 (「原子炉起動時に化学体積制御系の弁の誤作動等により
 原子炉へ純水が流入する事故」の事象進展)



※上記要員数は、4時間までの作業の最大要員数である。その他、関係各所へ連絡を行う連絡責任者等4名を確保する。
 ※各操作及び作業における所要時間は、現場への移動時間、作業環境、作業時間等を考慮した想定時間として記載する。

第 7. 4. 4. 3 図 「反応度の誤投入」の作業と所要時間
 (原子炉起動時に化学体積制御系の弁の誤作動等により原子炉へ純水が流入する事故)

初期ほう素濃度 C_{B0} からほう素濃度 C に至るまでの時間

$$t = \frac{V}{Q} \cdot \ln \frac{C_{B0}}{C}$$

{

t

:

希釈にかかる時間 (h)

{

V

:

1 次冷却材の有効体積 (m³)

{

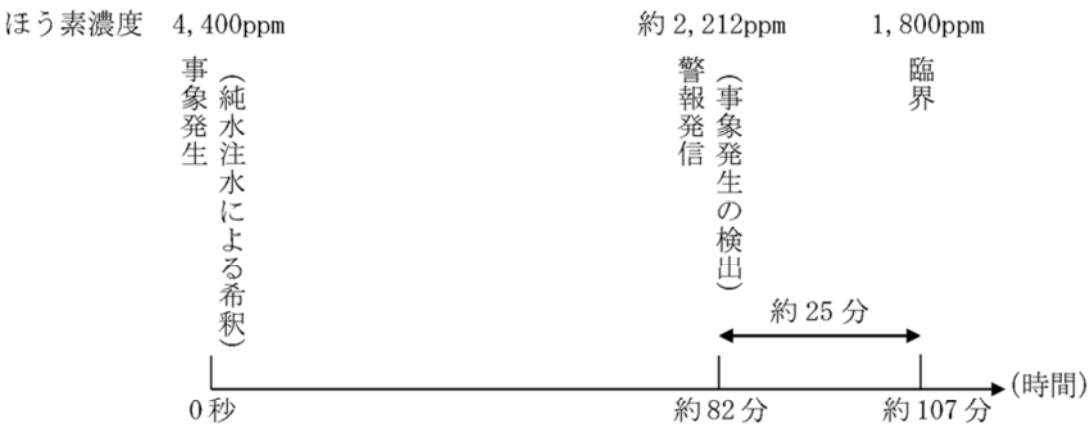
Q

:

希釈流量 (m³/h)

}

事象	時間
「線源領域炉停止時中性子束高」 警報発信	事象発生後，約 82 分
臨界	警報発信後，約 25 分



第 7. 4. 4. 4 図 反応度の誤投入時の臨界到達時間評価結果

7.5 必要な要員及び資源の評価

7.5.1 必要な要員及び資源の評価条件

(1) 要員の評価条件

- a. 重大事故等発生時に対応する要員については、3号炉において重大事故等が発生した場合に対応可能であるか評価を行う。
- b. 各事故シーケンスグループ等において実施する作業に対して、以下の(a)から(c)の条件を考慮して必要な運転員及び緊急時対応要員の評価を行い、必要な作業対応が可能であることを評価する。また、発電所外から招集される参集要員については、参集に4時間を要するものとして、事象発生後4時間以降の作業において考慮する。なお、必要な要員数を休日・夜間においても確保する。
 - (a) 運転中においては、初動対応として運転員10名及び緊急時対応要員22名の合計32名にて対応を行う。
 - (b) 運転停止中においては、初動対応として運転員8名及び緊急時対応要員22名の合計30名にて対応を行う。
 - (c) 使用済燃料ピットに燃料体を取り出している期間においては、初動対応として運転員5名及び緊急時対応要員22名の合計27名にて対応を行う。
- c. 屋外作業に係る要員の評価においては、有効性評価で考慮する屋外作業である、海を水源とする中型ポンプ車を用いた補助給水タンクへの補給及び使用済燃料ピットへの注水並びに中型ポンプ車を用いた格納容器再循環ユニット(A及びB)への海水通水による格納容器内自然対流冷却に必要なアクセ

スルート復旧時間として 142 分，ミニローリーを用いた空冷式非常用発電装置及び中型ポンプ車への燃料補給に必要なアクセスルート復旧時間として 178 分を考慮する。なお，復旧作業時間は，検証結果等を考慮して設定しており，アクセスルート復旧の他，保管場所までの徒歩での移動に必要な時間も含める。

(2) 資源の評価条件

a. 共 通

(a) 各事故シーケンスグループ等において，重大事故等対策を 7 日間継続するために必要な水源，燃料及び電源に関する評価を行う。

(b) 各重要事故シーケンス等において，有効性評価で想定した事故条件等の解析条件を考慮する。

(c) 水源，燃料及び電源については，3 号炉において重大事故等が発生した場合を想定して評価を行う。

b. 水 源

(a) 炉心への注水が必要な L O C A 事象等の事故シーケンスについては，水源となる燃料取替用水タンクの保有水量が必要水量を上回る事又は水源を格納容器再循環サンプに切替えるまでの間，注水継続が可能であることを評価する。燃料取替用水タンクの保有水量は，高圧又は低圧再循環を考慮した場合の燃料取替用水タンク定常水位以下の有効水量である約 $1,530\text{m}^3$ とする。

(b) 蒸気発生器への注水が必要な全交流動力電源喪失等の事

故シーケンスについては、水源となる補助給水タンクの保有水量が必要水量を上回ること又は海を水源とする中型ポンプ車による補助給水タンクへの補給準備ができるまでの間、注水継続が可能であることを評価する。補助給水タンクの保有水量は、補助給水タンク定常水位以下の有効水量である約 662m^3 とする。

(c) 運転中の原子炉における重大事故が発生した場合の原子炉格納容器への注水については、海を水源とする中型ポンプ車による補助給水タンクへの補給準備及び燃料取替用水タンクと補助給水タンクの接続ができるまでの間、燃料取替用水タンクからの注水が可能であることを評価する。なお、燃料取替用水タンクの保有水量は、燃料取替用水タンク定常水位以下の有効水量である約 $1,780\text{m}^3$ とする。

(d) 使用済燃料ピットへの注水が必要な事故シーケンスについては海を水源とする。

(e) 水源の評価については、事象進展が速い重要事故シーケンス等が水源（必要水量）として厳しい評価となることから、重要事故シーケンス等の評価し成立性を確認することで事故シーケンスグループ等も包絡されることを確認する。

c. 燃 料

(a) 重 油

i. 全交流動力電源喪失の発生又は重畳を想定している事故シーケンスについては、非常用ガスタービン発電機燃料油貯油槽に備蓄している重油量により、非常用ガスタービン発電機 1 台を 7 日間運転継続できること及び重油

タンクに備蓄している重油量により，空冷式非常用発電装置 2 台を 7 日間運転継続できることを評価する。非常用ガスタービン発電機燃料油貯油槽 2 基分の備蓄量は約 364kL，重油タンク 3 基分の備蓄量は約 258kL とする。

ii．外部電源の喪失を想定している事故シーケンスについては，燃料油貯油槽及び重油タンクにて備蓄している重油量により，ディーゼル発電機 2 台を 7 日間運転継続できることを評価する。また，外部電源があることを想定している事故シーケンスについても，保守的に外部電源が喪失するものとして評価を行う。重油タンク 3 基分の備蓄量は約 258kL，燃料油貯油槽 2 基分の備蓄量は約 258 kL とし，合計約 516kL とする。

iii．各事故シーケンスにおける対策に必要な補機類は，重要事故シーケンス等の対策補機類に包絡されるが，非常用ガスタービン発電機，空冷式非常用発電装置及びディーゼル発電機の燃料消費については，保守的に事象発生と同時に運転を開始するとともに，定格負荷にて運転を行うことを考慮する。

(b) 軽 油

i．全交流動力電源喪失等，中型ポンプ車を用いた海水通水による格納容器内自然対流冷却，補助給水タンクへの補給及び使用済燃料ピットへの注水が必要な事故シーケンスにおける燃料消費については，軽油タンクに備蓄している軽油量により 7 日間の運転継続が可能であることを評価する。また，緊急時対策所用発電機の燃料消費に

については、外部電源の有無に関わらず、資源の評価上厳しくなるようすべての重要事故シーケンス等において考慮する。軽油タンクの備蓄量は約 55kL とする。

ii. 中型ポンプ車の燃料消費については、保守的に事象発生と同時に運転を開始するとともに、定格負荷にて運転を行うことを考慮する。

iii. 緊急時対策所用発電機の燃料消費については、保守的に事象発生と同時に運転を開始し、想定負荷に余裕を考慮した負荷で運転を行うことを考慮する。

d. 電 源

(a) 全交流動力電源喪失の発生又は重畳を想定する事故シーケンスにおいて、有効性評価上考慮する補機類に電源供給を行い、その最大負荷が非常用ガスタービン発電機又は空冷式非常用発電装置の給電容量未満となることを評価する。非常用ガスタービン発電機 1 台の給電容量は、約 4,800kW とし、空冷式非常用発電装置 2 台の給電容量は、約 2,920kW とする。

(b) 外部電源の喪失を想定している事故シーケンスにおいては、ディーゼル発電機からの給電を考慮する。また、外部電源があることを想定している事故シーケンスにおいても保守的に外部電源が喪失するものとして評価を行う。

(c) 各事故シーケンスにおける対策に必要な補機類は、重要事故シーケンス等の対策補機類に包絡されるため、重要事故シーケンス等の評価し成立性を確認する事で事故シーケンスグループ等も包絡されることを確認する。

7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果

(1) 必要な要員の評価結果

各事故シーケンスグループ等において、必要な作業項目、要員数及び移動時間を含めた所要時間について評価を実施した。

運転中において必要な要員数が最も多い事故シーケンスグループ等は「7.2.1.2 格納容器過温破損」及び「7.2.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」であり、全交流動力電源喪失の重畳を考慮していることから使用済燃料ピットへの注水対応を合わせて実施しても、必要な要員数は合計 28 名であり、初動対応として運転員及び緊急時対応要員の合計 32 名で対処可能である。

運転停止中において必要な要員数が最も多い運転停止中事故シーケンスグループは「7.4.2 全交流動力電源喪失」（停止時）であり、全交流動力電源喪失等の重畳を考慮していることから使用済燃料ピットへの注水対応を合わせて実施しても、必要な要員数は合計 25 名であり、初動対応として運転員及び緊急時対応要員の合計 30 名で対処可能である。

使用済燃料ピットに燃料体を取り出している期間中において必要な要員数が最も多い想定事故は「7.3.2 想定事故 2」であり、必要な要員数は合計 21 名となる。このため、初動対応として運転員及び緊急時対応要員の合計 27 名で対処可能である。

7.5.3 重大事故等対策時の 7 日間の実施に必要な水源、燃料及び電源の評価結果

各事故シーケンスグループ等において、外部からの支援を考慮

しない場合でも、重大事故等対策を7日間継続して実施するために必要な水源、燃料及び電源について評価を実施した。

(1) 水源の評価結果

a. 炉心注水

炉心注水について、評価上最も厳しくなる事故シーケンスグループ等は「7.4.2 全交流動力電源喪失」（停止時）である。

代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水については、燃料取替用水タンクを水源とし、高圧再循環を考慮した場合の燃料取替用水タンクの有効水量である、定常水位以下の水量約 $1,530\text{m}^3$ が使用可能であり、事象発生から約 51 時間の注水継続が可能である。以降は、格納容器再循環サンプを水源とした高圧再循環の継続により、7 日間の炉心注水の継続が可能である。

b. 蒸気発生器注水

蒸気発生器注水について、評価上最も厳しくなる事故シーケンスグループ等は「7.1.2 全交流動力電源喪失」及び「7.1.3 原子炉補機冷却機能喪失」である。

補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水については、補助給水タンクを水源とし、補助給水タンク枯渇までに炉心崩壊熱の除去等が可能な水量約 662m^3 が使用可能であり、事象発生から約 11 時間の注水継続が可能である。以降は、海を水源とした中型ポンプ車による補助給水タンクへの補給を行うことにより、7 日間の蒸気発生器への注水継続が可能である。

c. 格納容器注水

格納容器注水について、評価上最も厳しくなる事故シーケンスグループ等は「7.2.1.1 格納容器過圧破損」，「7.2.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」及び「7.2.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」である。

代替格納容器スプレイポンプによる代替格納容器スプレイについては、燃料取替用水タンクを水源とし、燃料取替用水タンクの有効水量である、定常水位以下の水量約 1,780m³が使用可能であり、事象発生から約 12 時間の注水が可能である。また、燃料取替用水タンク枯渇までに、海を水源とする中型ポンプ車による補助給水タンクへの海水の補給準備及び燃料取替用水タンクと補助給水タンクの連絡操作を行うことにより、格納容器内自然対流冷却開始まで代替格納容器スプレイの継続が可能である。以降は、格納容器内自然対流冷却の継続により 7 日間の原子炉格納容器の冷却継続が可能である。

(2) 燃料の評価結果

a. 重油

全交流動力電源喪失の発生又は重畳を考慮しない場合に評価上最も厳しくなる事故シーケンスグループ等は、「7.1.1 2 次冷却系からの除熱機能喪失」，「7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失」，「7.1.5 原子炉停止機能喪失」，「7.1.6 E C C S 注水機能喪失」，「7.1.7 E C C S 再循環機能喪失」，「7.1.8 格納容器バイパス」，「7.2.4 水素燃焼」，「7.3.1 想定事故 1」，「7.3.2 想定事故 2」，「7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」，

「7.4.3 原子炉冷却材の流出」及び「7.4.4 反応度の誤投入」である。ディーゼル発電機による電源供給については、事象発生直後から全負荷での運転を2台で7日間継続した場合、約516kLの重油が必要となるが、燃料油貯油槽及び重油タンクにて備蓄している重油量約516kLにて供給可能である。なお、現実的には不要となる補機を順次停止することにより定格負荷未満となることから、実際の燃料消費量は少なくなる。

全交流動力電源喪失の発生又は重畳を考慮する場合に評価上最も厳しくなる事故シーケンスグループ等は、「7.1.2 全交流動力電源喪失」，「7.1.3 原子炉補機冷却機能喪失」，「7.2.1.1 格納容器過圧破損」，「7.2.1.2 格納容器過温破損」，「7.2.2 高圧熔融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」，「7.2.3 原子炉圧力容器外の熔融燃料－冷却材相互作用」，「7.2.5 熔融炉心・コンクリート相互作用」及び「7.4.2 全交流動力電源喪失」（停止時）である。非常用ガスタービン発電機による電源供給は、事象発生直後から全負荷での運転を1台で7日間継続した場合、約364kLの重油が必要となるが、非常用ガスタービン発電機燃料油貯油槽にて備蓄する重油量約364kLにて供給可能である。また、空冷式非常用発電装置による電源供給は、事象発生直後から全負荷での運転を2台で7日間継続した場合、約134kLの重油が必要となるが、重油タンクにて備蓄している重油量約258kLにて供給可能である。

b. 軽油

評価上最も厳しくなる事故シーケンスグループ等は、「7.

1.2 全交流動力電源喪失」，「7.1.3 原子炉補機冷却機能喪失」，「7.2.1.1 格納容器過圧破損」，「7.2.1.2 格納容器過温破損」，「7.2.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」，「7.2.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」，「7.2.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」及び「7.4.2 全交流動力電源喪失」（停止時）である。中型ポンプ車を用いた海水通水による格納容器内自然対流冷却，補助給水タンクへの補給及び使用済燃料ピットへの注水については，事象発生直後から定格負荷での運転を3台で7日間継続した場合，約22kLの軽油が必要となる。さらに，緊急時対策所用発電機による電源供給については，事象発生直後から想定負荷での運転を7日間継続した場合，約5kLの軽油が必要となる。7日間の運転継続に必要な軽油は，これらを合計して約27kLとなるが，軽油タンクに備蓄している軽油量約55kLにて供給可能である。

(3) 電源の評価結果

全交流動力電源喪失の発生又は重畳を考慮しない場合に評価上最も厳しくなる事故シーケンスグループ等は，「7.1.1 2次冷却系からの除熱機能喪失」，「7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失」，「7.1.5 原子炉停止機能喪失」，「7.1.6 ECCS注水機能喪失」，「7.1.7 ECCS再循環機能喪失」，「7.1.8 格納容器バイパス」，「7.2.4 水素燃焼」，「7.3.1 想定事故1」，「7.3.2 想定事故2」，「7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」，「7.4.3 原子

炉冷却材の流出」及び「7.4.4 反応度の誤投入」である。ディーゼル発電機の電源負荷について、工学的安全施設作動信号発信時に自動起動される負荷約 5,869kW は、重大事故等対策時に必要な負荷を上回っていることから、ディーゼル発電機の給電容量約 6,200kW にて供給可能である。

全交流動力電源喪失の発生又は重畳を考慮する場合に評価上最も厳しくなる事故シーケンスグループ等は、「7.1.2 全交流動力電源喪失」、「7.1.3 原子炉補機冷却機能喪失」及び「7.4.2 全交流動力電源喪失」（停止時）である。非常用ガスタービン発電機又は空冷式非常用発電装置の電源負荷については、重大事故等対策時に必要な負荷及びその他負荷として約 1,309kW の負荷が必要となるが、非常用ガスタービン発電機の給電容量約 4,800kW 又は空冷式非常用発電装置の給電容量約 2,920kW にて供給可能である。

なお、直流電源についてはディーゼル発電機、非常用ガスタービン発電機又は空冷式非常用発電装置にて供給可能であるが、事故シーケンスグループ「7.1.2 全交流動力電源喪失」では、交流電源が 24 時間復旧しない場合を想定しており、この場合でも、不要直流負荷の切り離し等により 24 時間の直流電源供給が可能である。