

添付書類 10

変更後における原子炉の操作上の過失，機械又は装置の故障，地震，火災等があった場合に発生すると想定される原子炉の事故の種類，程度，影響等に関する説明書

目 次

1. 序	10-1-(1)
2. 運転時の異常な過渡変化	10-2-(1)
2.1 再循環系の過渡変化	10-2-(1)
2.1.1 M-G装置および再循環ポンプの故障	10-2-(1)
2.1.2 再循環流量制御器の誤動作	10-2-(1)
2.1.3 再循環冷水ループの誤起動	10-2-(2)
2.2 給水系の過渡変化	10-2-(3)
2.2.1 給水制御器故障	10-2-(3)
2.2.2 給水加熱喪失	10-2-(3)
2.2.3 全給水流量の喪失	10-2-(4)
2.3 主蒸気系の過渡変化	10-2-(4)
2.3.1 発電機トリップ(タービン加減弁急速閉鎖)	10-2-(4)
2.3.2 タービントリップ(タービン主蒸気止め弁急速閉鎖)	10-2-(5)
2.3.3 主蒸気隔離弁の閉鎖	10-2-(6)
2.3.4 初圧調整装置の故障	10-2-(7)
2.3.5 圧力逃がし弁の開放	10-2-(7)
2.4 制御棒系の過渡変化	10-2-(7)
2.4.1 未臨界状態からの制御棒引抜	10-2-(7)
2.4.2 出力運転中の制御棒引抜	10-2-(8)
2.5 その他の過渡変化	10-2-(8)
2.5.1 補助電源の喪失	10-2-(8)
3. 事故解析	10-3-(1)
3.1 序	10-3-(1)
3.2 制御棒落下事故	10-3-(1)
3.2.1 原因	10-3-(1)
3.2.2 防止対策	10-3-(1)
3.2.3 事故解析	10-3-(2)
3.3 制御棒逸出事故	10-3-(3)

3.3.1	原因	10-3-(3)
3.3.2	防止対策	10-3-(4)
3.4	燃料取扱事故	10-3-(4)
3.4.1	原因と防止対策	10-3-(4)
3.4.2	事故経過	10-3-(5)
3.5	冷却材喪失事故	10-3-(6)
3.5.1	原因	10-3-(6)
3.5.2	事故経過および対策	10-3-(6)
3.5.3	事故解析	10-3-(8)
3.6	主蒸気管破断事故	10-3-(11)
3.6.1	原因	10-3-(11)
3.6.2	事故経過および対策	10-3-(11)
3.6.3	事故解析	10-3-(11)
4.	安全評価	10-4-(1)
4.1	序	10-4-(1)
4.2	立地条件	10-4-(1)
4.3	安全解析	10-4-(1)
4.3.1	冷却材喪失事故	10-4-(1)
4.3.2	主蒸気管破断事故	10-4-(4)
4.3.3	ガス減衰タンク破損事故	10-4-(6)

1. 序

福島原子力発電所5号炉の運転中に起る異常な過渡変化時の安全性および事故時の安全性について評価する。

ここで異常な過渡変化とは、原子炉の各運転モードで、合理的に考えられるある単一機器の故障、あるいは、単一の運転員誤操作により引き起される過渡変化と定義する。ただし、「2. 運転時の異常な過渡変化」で述べる解析の中には単一故障の定義からはずれるものもあるが、これらについては機器の設計の妥当性を評価する意味で解析している。

また、ここで云う事故とは二つ以上の機器の故障、二つ以上の運転員の誤操作、機器の故障と運転員の誤操作の組み合わせ、あるいは原子炉一次系配管その他の破断、破損によって引き起される現象で、その結果放射能が発電所敷地周辺へ放出される可能性があるものと定義する。

異常な過渡変化時および事故時の安全基準は次のとおりである。

(1) 異常な過渡変化時の安全基準

(a) 原子力発電プラントに異常な過渡変化が起っても、炉心燃料が破損限界を越えないこと。

追加→(b) 同上の条件下で、原子炉冷却材圧力バウンダリが設計条件を越えないこと。

(2) 事故時の安全基準

(a) 事故時の発電所敷地周辺の一般公衆に対する放射線の影響は、わが国の法規・指針（原子炉立地審査指針など）に定められた基準値を越えないこと。

(b) 事故時に起因する何らかの力によって、原子炉冷却材圧力バウンダリの破損を起さないこと。

また、原子炉冷却材圧力バウンダリの破損を想定した事故にあたっては、さらに他の破損あるいは他の隔壁の破損を引き起すことのないこと。

2. 運転時の異常な過渡変化

原子炉の異常な過渡変化は再循環系、給水系、主蒸気系、制御棒系等の機器の故障、および、その他の故障あるいは誤操作により引き起される。以下にこれらの過渡変化について評価する。

2.1 再循環系の過渡変化

炉心流量の増大、あるいは減少を引き起す再循環系の異常な過渡変化の原因は次のように大別される。

M-G装置および再循環ポンプの故障

再循環系制御器の誤動作

再循環冷水ループの誤起動

以下各々の最も重要な過渡変化について評価する。

2.1.1 M-G装置および再循環ポンプの故障

(1) 再循環ポンプ2台の停止

再循環ポンプ系のM-G装置のモータはそれぞれ別の所内母線に接続されており、すべての所内母線の電源が喪失しない限り、2台の再循環ポンプが停止することはないが、ここでは再循環ポンプ系の慣性を評価する意味で、再循環ポンプの2台停止を仮定する。原子炉が定格出力で運転中に再循環ポンプが2台停止した場合の過渡変化を第2.1-1図に示す。

この図に示すように熱余裕は約2.8秒後に最も悪い状態となるが、MCHFRは約1.5に減少するにとどまり、スクラムも生じない。この場合原子炉は最終的に、自然循環流量時の出力に落ちつく。

(2) 再循環ポンプ1台ポンプ軸固着

この故障は、1台の再循環ポンプモータの軸が何らかの原因で停止する場合で、実際にはポンプが瞬時に停止することはないと考えられるが、この解析ではポンプは瞬時に止まるものとする。第2.1-2図に解析結果を示す。この図に示すとおり、回転体の停止によって大きな水力抵抗が発生し、再循環流量は急速に低下する。炉心流量とMCHFRは約1.05秒でその最小値に達し、MCHFRは約1.1となるが、ごく短時間のうちに回復し、またスクラムも生じない。

2.1.2 再循環流量制御器の誤動作

再循環流量変化率は2つの点で制限されるよう設計されている。

すなわち、その第1は速度要求誤差制限器であり、これにより再循環流量の最大変化率は4.3%/secに制限される。これは熱出力の変化率2.9%/secに相当する。

制限の第2は、スクープ・チューブ操作速度制限器であり、これは再循環流量変化率が定格流量の6.3%/secに相当する速度変化率以下になるよう設定されている。いずれの場合であっても、再循環ポンプ1台トリップ時の流量減少率よりも、はるかに小さい流量減少率である。

したがって、再循環流量制御系の誤動作が起こったとしても、原子炉に重大な影響をおよぼさない。

2.1.3 再循環冷水ループの誤起動

停止中の再循環ループの駆動水を予熱なしに起動したときの過渡変化を第2.1-3図に示す。この解析に仮定した初期条件は以下の通りである。

- a. 停止中の再循環冷水ループは38℃の冷水で満されている。
- b. 炉心流量は定格の40%とし、正常ループの流量の一部は停止ループを逆方向に流れている。
- c. 原子炉は、定格出力の60%とする。
- d. 正常な再循環ポンプは定格時の96%のジェットポンプディフューザ流量を生じさせる速度で運転中である。
- e. 停止中のループの吸込み弁およびバイパス弁は開であり、ポンプ吐出弁は閉じている。
- f. 停止中のポンプの流体継手は起動後の発電機速度が定格のほぼ50%に近くように設定されている。

この冷水ループは次のように起動されるものとする。

- a. 時間0で再循環ポンプM-G装置しゃ断器閉とする。
- b. 電動機はただちにほぼその同期速度に到達し、発電機は約5秒で定格の約80%の速度に達する。
- c. つづいて発電機界磁しゃ断器を閉じ電力を発生させ、ポンプ電動機に起動トルクを与える。停止中のポンプのロータが回転しようとするにつれ、発電機速度は減少する。ポンプは約6秒で定格の50%の速度に達し、40秒後には定

格の20%に減速される。

- d. ポンプ吐出弁は、駆動電動機しゃ断器とのインターロックが切れると直ちに開き始め、約30秒で全開となる。

ポンプが始動し始めるとすぐに、停止中のループのジェットポンプのディフューザ内で流量が急増し、このため炉心流量が急激な立上りで増加し始める。この立上りのため、きわめて短時間の間中性子束が増加し、約91%にまで達する。しかしながら表面熱流束は、燃料の熱容量によりゆるやかな応答をし、MCHFRは約2.0にとどまる。

2.2 給水系の過渡変化

給水系で生じる異常な過渡変化の原因としては二通りが考えられる。一つは原子炉水の温度の減少をきたすもので、これには給水流量の増加によるサブクーリングの増加と、給水加熱器の喪失による原子炉給水温度の低下がある。もう一つは原子炉压力容器冷却材の減少をきたすもので、これは給水流量の喪失によっておこる。

2.2.1 給水制御器故障

給水流量制御器の故障により給水流量が増加すると、炉心入口サブクーリングが増加し、この結果ボイドが減少し負のボイド係数の効果により出力が増加する。

第2.2-1図に給水制御器の誤動作により、定格流量の110%の最大給水流量が要求されたときのプラントの過渡応答を示す。この解析では給水制御器故障前の出力を約65%、炉心流量を約45%としている。

この図に示すように、水位は初め増加し続け、高水位タービン・トリップ点にまで達し、約8秒でタービンがトリップされ、タービンへの過渡のキャリーオーバーが防げる。タービントリップと同時に主蒸気止め弁位置検出スイッチによりスクラムが起り、中性子束の増加および熱出力の増加が制限される。このためMCHFRは2.0以上を維持し、燃料に損傷は生じない。

また、タービン・トリップによる原子炉系の圧力上昇は、バイパス弁および逃がし弁の動作により抑制される。過渡最大圧力は約76.5 Kg/cm²gで安全弁の作動にはいらない。

2.2.2 給水加熱喪失

給水加熱の喪失には少なくとも次の二つの過程が考えられる。一つは給水加熱器への抽気蒸気の喪失、すなわち加熱器への加熱源の喪失であり、もう一つは給水流

量がバイパス管を通して給水加熱器を通過しない場合である。いずれの場合も、原子炉への冷給水の注入となり、炉心入口サブクーリングが増し、負のボイド係数により原子炉出力の上昇をきたす。

第 2.2-2 図に、抽気弁のトリップあるいは加熱器のバイパスにより、給水温度が 55 °C 下がったときの過渡変化を示す。この解析では給水加熱器と給水スパーチャ間の約 2.5 秒の時間遅れは無視する。給水加熱喪失の結果炉心入口サブクーリングが増し、原子炉出力は上昇する。このとき再循環流量制御系は出力上昇を抑え、炉心入口流量を減少させるように応答し、原子炉圧力容器からタービンへ流出する蒸気は一定量を維持する。中性子束は入口サブクーリングの増大により増加するが、炉心流量は定格の約 86% に減少するため、スクラムにはいたらない。

また、MCHFR は炉心流量の低下により減少するが約 1.4 に減少するにとどまる。

2.2.3 全給水流量の喪失

給水制御系の故障、あるいは給水ポンプのトリップにより部分的な給水流量の減少、あるいは全給水流量の喪失が起ることが考えられる。この場合、原子炉圧力容器を流出する蒸気流量が原子炉に流入する冷却水量より大となり、この結果原子炉圧力容器内の冷却材の減少をきたす。

定格出力運転時に全給水流量が喪失したときの過渡応答を第 2.2-3 図に示す。この解析では、給水流量が完全に停止するまで 4 秒かかると仮定する。給水流量の停止による流入量と原子炉圧力容器からの流出蒸気量との不整合により、原子炉水位は急速に低下する。このため原子炉は低水位スクラムにより約 11 秒でスクラムされる。再循環ポンプは再循環流量制御系からのインタロックにより、給水流量が 20% 以下となったときキャビテーションを防止するため 20% 速度に降下される。

再循環ポンプの 20% 速度への降下による流量の降下は、再循環ポンプ 2 台トリップ時よりもゆるやかなため、全給水流量喪失時の燃料熱余裕は再循環ポンプ 2 台トリップ時よりも大きい値を維持する。

2.3 主蒸気系の過渡変化

主蒸気系で生じる異常な過渡変化は原子炉圧力容器からタービン発電機への蒸気流量のしゃ断あるいは擾乱によって引き起される。

2.3.1 発電機トリップ(タービン加減弁急速閉鎖)

発電機の高出力運転状態での電気負荷の喪失は、次のような過渡変化を生じさせる。

- a. タービン発電機加速保護装置がタービン加減弁の急速閉鎖（閉鎖時間約 0.2 秒）を開始させる。
- b. タービン加減弁急速閉鎖は原子炉保護系により検出され原子炉はスクラムする。
- c. タービン・バイパス弁は加減弁が閉鎖するにつれて開放する。
- d. 原子炉圧力は逃がし弁設定圧まで上昇し、一時逃がし弁は開放する。

この場合、スクラムが開始されるまで圧力上昇によるボイドの消失のため中性子束が上昇する等の過渡現象が発生するが、タービントリップの過渡現象と比べるとより穏やかな結果となる。すなわちタービントリップによる主蒸気止め弁の閉鎖速度（約 0.1 秒）は、発電機トリップによる加減弁の閉鎖速度より早く一層厳しいものとなる。

2.3.2 タービントリップ（タービン主蒸気止め弁急速閉鎖）

タービン系の振動あるいは原子炉系の誤動作などによりタービントリップが起ることが考えられる。タービントリップが始まると、タービン主蒸気止め弁は約 0.1 秒以内に全閉となる。

運転出力レベルあるいはタービンバイパス系の状態の仮定に応じて、種々のタービントリップが考えられるが、以下に各々について説明する。

(1) 高出力運転時のタービントリップ、バイパス弁動作

この場合の過渡現象は発電機トリップで述べたものと同様となる。すなわちタービン主蒸気止め弁の位置検出スイッチにより弁の閉鎖が検出されスクラムが開始されるとともに、バイパス弁が開放する。この結果生ずる圧力の上昇は、逃がし弁が一時自動的に開くことで抑制される。

急激なタービン主蒸気止め弁の閉鎖により生じる急激な圧力上昇によりボイドが消失し中性子束が上昇する。

第 2.3-1 図にこの時の過渡変化を示すが、中性子束のピークは約 0.4 秒後に約 120 % にまで達する。しかしながら熱流束は定格の 100 % 以下であり、MCHFR は十分な余裕を維持する。

タービン主蒸気止め弁の閉鎖後直ちにバイパス弁が動作し、圧力上昇を約 7.8 Kg/cm²g に押えるため、安全弁が作動することはない。

(2) 高出力運転時のタービントリップ、バイパス弁不動作

この場合におこる原子炉系の圧力上昇は沸騰水炉で考えられる最も厳しいものである。これは復水器真空度の急速な喪失あるいはタービントリップ時バイパス弁の信号伝達あるいは駆動機構の故障によっておこるもので、バイパス系の作動は阻止され、したがってバイパス弁による圧力抑制効果は期待できない。第2.3-2図にタービントリップ・バイパス弁不動作時のプラントの応答を示す。スクラムはタービン主蒸気止め弁の位置検出スイッチにより開始される。中性子束はトリップ後約0.4秒で約125%に達するが、熱流束は100%をこえない。したがってこの場合でもMCHFRは十分な余裕を維持する。

主蒸気の完全シャ断により、一次系の圧力は急上昇し約0.7秒で圧力逃がし弁の最小設定圧75.9Kg/cm²gに達し、逐次逃がし弁が開く。しかし、最大圧力は約81Kg/cm²gであり、安全弁の作動にはいたらない。

(3) 低出力運転時のタービントリップ・バイパス弁不動作

低出力運転時の不必要なスクラムを避けるため、主蒸気止め弁位置による原子炉の直接スクラム(予知スクラム)は、定格出力の約30%までバイパスする。したがってこの出力での運転中主復水器に事故があり、真空度の急速悪化があれば、タービントリップ・バイパス弁不動作が起るが、予知スクラムは生じない。

第2.3-3図に出力30%、炉心流量が定格の30%で運転中にタービントリップが生じた場合の過渡変化を示す。原子炉は約1.3秒で高中性子束スクラムによりスクラムされるが、逃がし弁は1時的に作動する。

この場合、最大熱流束は定格の40%にとどまり、MCHFRは全過渡状態を通じて2.0以上を維持する。また過渡最大圧力は約81kg/cm²gで安全弁の作動にはいたらない。

2.3.3 主蒸気隔離弁の閉鎖

自動的にあるいは運転員の操作により、主蒸気隔離弁が閉鎖した場合について述べる。

主蒸気隔離弁の閉鎖時間は3~4.5秒に設定されるが、ここでは3秒で全隔離弁がとじるものとする。原子炉は位置検出スイッチにより、弁のストロークが10%閉じるとスクラムされる。原子炉が定格出力運転中に全隔離弁が同時に閉じたときの過渡変化を第2.3-4図に示す。閉鎖開始後の10%弁ストロークの移動は流路断面積をほとんど減少させないため、スクラム開始以前にさほど流量の減少は起さ

ず、この結果問題となるような中性子束のピーク、および表面熱流束の上昇は生じない。またMCHFRRの減少もほとんど起らない。隔離弁閉鎖後約3.6秒で過渡圧力の上昇により逃がし弁が開き、蓄積されたエネルギーを放出するが、圧力の降下につれて弁は閉鎖する。ここで過渡最大圧力は約77.3 kg/cm² g Kにとどまり、安全弁の作動にはいたらない。

2.3.4 初圧調整装置の故障

初圧調整装置が故障すれば、タービン制御弁およびバイパス弁が開くか、または、閉じることになる。タービン制御弁とバイパス弁の急激な閉鎖の場合の過渡変化は、タービントリップ・バイパス弁不動作の場合よりもゆるやかである。タービン制御弁とバイパス弁を同時に開くような初圧調整装置の故障が生じた場合でもタービン制御弁とバイパス弁の最大開度合計は、タービンの流量制限装置によって制限されているので、多量の蒸気が流れることはない。

以上の理由により初圧調整装置の故障によって原子炉に重大な支障を与えることはない。

2.3.5 圧力逃がし弁の開放

何らかの原因により圧力逃がし弁が故障し、開放することが考えられる。この場合突然の圧力容器からの蒸気量流出の増加により、容器内に蓄えられた冷却材の減少をきたし、同時に圧力はゆっくり低下する。第2.3-5図に逃がし弁が1個吹き出したときの過渡変化を示す。なお、逃がし弁1個の容量は定格原子炉系蒸気流量の約8%に設定されている。

初圧調整装置は原子炉系の圧力の減少を検出し、一定の原子炉圧力を維持するよう加減弁を絞る。原子炉出力は再循環流量制御系によりほぼその初期出力に落ち着く。この場合MCHFRRの減少は起きない。また、最大温度降下率は約6 C/minになるが、このような過渡変化はきわめて短時間のものであり、かつ、圧力容器の寿命期間中まれにしか起らないものであるので許容できる。

2.4 制御棒系の過渡変化

2.4.1 未臨界状態からの制御棒引抜

原子炉の起動時における制御棒引抜の誤操作にもとづく過渡変化は、未臨界の状態から制御棒価値ミニマイザで許容される最大反応度価値の制御棒を連続的に引抜く場合が最悪となる。予備的な計算によれば、かかる制御棒の最大反応度価値は

0.01 ΔK となるが、本解析では、引抜かれる制御棒は制御棒価値ミニマイザの設計基準に相当する 0.025 ΔK の価値を持つと仮定する。制御棒引抜前の原子炉は臨界直前の状態にあり、出力は定格値の 10^{-8} で、燃料および減速材の初期の温度は 20 °C とする。

この状態から制御棒を引き抜いた場合、中間領域計装の最初のレンジで中性子束上限のスクラム信号が発生するが、この解析では、保守的にこれを見逃し、平均出力計装より的高中性子束スクラム信号によりスクラムが生ずると仮定する。制御棒引抜きによる出力ピーキングは、保守的な仮定のもとに炉内中性子束空間分布を計算して求める。この場合、ピーク炉心平均出力は定格の 262 % に達するが、最高燃料棒中心温度は 1490 °C、燃料被覆温度は 534 °C にとどまる。また UO_2 最高エンタルピは約 100 cal/g になるのみで、3.2 制御棒落下事故で燃料の破損限界として仮定している 170 cal/g には達しない。

2.4.2 出力運転中の制御棒引抜

出力運転中に最大反応度価値を持った制御棒を中性子束と熱流束の平衡が保たれる程度の非常に遅い速度で連続的に引き抜くと云う運転員の誤操作を仮定する。この場合炉出力の異常上昇を制御棒引抜監視装置が検出し、制御棒の引抜き動作を阻止する（設定値の約 108 %）。

この場合の解析結果を第 2.4-1 図に示す。制御棒の完全そう入位置から全長の約 38 % 引抜いたとき、制御棒の引抜が阻止され MCHFR は約 1.3 にまで低下するにとどまる。

なお、この解析では上に述べたように引抜かれている制御棒のそれぞれの位置で、定常状態を仮定しているために、中性子束と熱流束は、時間遅れなしに変化している。運転員の誤操作で連続的に引抜かれる場合は、実際には、中性子束は熱流束よりも早く上昇し、制御棒引抜きはより早く阻止される。さらに、熱流束増加の遅れによって、熱的条件はよりよくなり、最少限界熱流束比の低下は、本解析の結果より高い値のところにとどまることになる。

2.5 その他の過渡変化

2.5.1 補助電源の喪失

常用所内電源がすべて喪失した場合には、原子炉保護系のための電源がなくなり、原子炉はスクラムされる。スクラム機能はアキュムレータにあらかじめたくわえられて

いた水圧エネルギーおよび原子炉圧力によって確保できる。スクラム後の原子炉は原子炉隔離時冷却系によって冷却される。

原子炉関係計装、炉心スプレイ系ポンプ、残留熱除去系ポンプ、原子炉建家非常用ガス処理系などの安全上重要な機器を操作するために必要な非常用電源は、非常用ディーゼル発電機および所内バッテリー系から供給することができる。

したがって、常用所内電源はもちろん、外部電源がかりにすべて喪失したとしても、発電所の安全性をそこなうことはあり得ない。

3. 事故解析

3.1 序

沸騰水形原子炉で想定される事故で、発電所敷地周辺へ放射能を放出する可能性のある代表的なものとして、次の事故が考えられる。

- (1) 制御棒落下事故
- (2) 制御棒逸出事故
- (3) 燃料取扱事故
- (4) 冷却材喪失事故
- (5) 主蒸気管破断事故

これらの事故の原因、防止対策、過渡的経過およびその解析結果について以下に記述する。

3.2 制御棒落下事故

3.2.1 原因

原子炉が臨界もしくは近臨界にあるさいに、原子炉制御系機器の故障と運転員の誤操作とが原因となって、制御棒駆動軸から分離して、炉心内にとどまっていた制御棒ブレードが急激に落下すると、原子炉出力は急上昇し、燃料温度も上昇することとなる。

3.2.2 防止対策

このような事故の原因となる事態を防止し、また、かりに事故が発生するようなことがあっても、その範囲を局限するために、次のような設計上、運転手順上の防止対策がなされている。

- a 制御棒ブレードが駆動軸から分離した場合でも、ブレードが炉心内にとどまり得ないように設計されている。すなわち、制御棒ブレードと燃料チャンネルとの間には十分なクリアランスが設けられており、かつ、ブレードにはローラがとりつけられているので、ブレードと燃料チャンネルとが直接接触することはなく、その上下動はきわめてなめらかである。
- b 制御棒ブレードと駆動軸とは必要時以外に分離することがないよう、その接続部の設計が考慮されている。この接続部は最も念入りに改良の加えられてきた部分の一つであり、数多くの試験を受けてきている。

- c 原子炉が臨界もしくは近臨界にあるときは、核計装の応答によって制御棒ブレードの移動が確認できるようになっている。
- d 原子炉の起動中には前項の方法による確認は不可能であるので、その場合には全引抜きを行なったそれぞれの制御棒ブレードを正常の引抜き位置から、少し超過した位置（オーバー・トラベル・ポジション）まで引抜くことによって、制御棒ブレードと駆動軸が分離していないことを確認することができる。
- e 原子炉起動時および制御棒を大きく駆動するときには、その制御棒が確実に動いていることを確認するような運転手順が定められている。
- f 制御棒引抜きシーケンスは、運転手順で定められており、この運転手順にしたがうかぎり、落下しうる制御棒の価値が、 $0.025 \Delta K$ 以上になることはない。
- g この運転手順をバックアップするために制御棒価値ミニマイザが設備されており、落下しうる制御棒の価値が $0.025 \Delta K$ をこえないようインターロックされている。
- h 制御棒落下速度リミッタによって、たとえ制御棒ブレードが駆動軸から分離したとしても、その自由落下速度が 1.52 m/sec を越えることがないよう設計されている。
- i かりに事故が発生したとしても、蒸気中の放射能レベルが高くなれば、主蒸気隔離弁が自動閉鎖し、所外への放出量を最小限にするように設計されている。また、空気抽出器排ガスの高放射能検出によって、空気抽出器排ガス隔離弁が自動閉鎖するように設計されている。
- j 高中性子束、主蒸気管放射能高などによって原子炉はスクラムされるように設計されている。

3.2.3 事故解析

前項に述べたような各種の防止対策があるにもかかわらず、原子炉施設の安全性を確認するために、次のような前提条件を仮定して事故解析を行なう。

- a 事故の結果が苛酷なものとなるように、原子炉は高温待機状態（すなわち、炉心は臨界で定格出力の 10^{-6} 、燃料温度は 286°C ）にあるとする。
- b $0.025 \Delta K$ の制御棒 1 本が制御棒落下速度リミッタによって制限される 1.52 m/sec の速さで落下する。
- c 高中性子束スクラムは定格出力の 120% で作動する。その作動遅れは 0.2 秒と

する。

- d 事故に伴う炉出力の急上昇は、ドブドラ効果のみでおさえられるとし、温度効果とボイド効果とは考慮しない。

以上の前提条件にもとづく解析結果は、次のとおりである。

- a 最短炉周期 8.4 ミリ秒
- b 出力上昇に伴う発生エネルギーは 4,000 MW・sec (1.7 全出力秒に相当) である。
- c 燃料被覆材ジルコニウム-水反応によって発生した水素は蒸気と混合して、復水器に運ばれ真空ポンプによって排気筒から放出されるが、この間、燃焼を起こすほどの濃度になるようなことはない。
- d 発生エネルギーによって、落下制御棒の近傍にある燃料棒 330 本が 170 cal/gr 以上のエンタルピを持つに至る。
この解析では、燃料棒に 170 cal/gr 以上のエンタルピに達する部分があれば、その燃料棒の被覆は破損すると仮定する。
- e UO_2 の最大エンタルピは、220 cal/gr を越えることはない。この値は UO_2 の溶融領域と考えられている 220～280 cal/gr を下回っており、燃料溶融は生じない。
- f このような経過によって発生する熱量のうち、冷却材に瞬間的に伝達される分は約 3 % にすぎず、残りのエネルギーは 8～9 秒の時定数で遅れて伝達されるので、生成される蒸気はタービン・バイパス系 (定格容量の 25 % がバイパスできる) で十分処理可能であり、圧力逃がし弁や安全弁が作動するほどの圧力上昇にはならない。
- g 燃料被覆が破損した場合、原子炉水中に放散される核分裂生成物は蒸気管を通してタービン復水器に入ることになる。しかし、このさい蒸気管の高放射能が検出され、蒸気管の主蒸気隔離弁が自動閉鎖するので、発電所外にほとんど放出されない。

3.3 制御棒逸出事故

3.3.1 原因

原子炉運転中、なんらかの原因によって、制御棒駆動機構のフランジあるいはシムプルが完全に破損すると仮定した場合には、そこにある制御棒は炉心外に急激に逸出する可能性があり、そのため反応度が追加されて原子炉出力が急上昇すること

となる。

3.3.2 防 止 対 策

制御棒駆動機構のフランジあるいはシンプルが破損するおそれのないことは、次に示す諸点によって立証される。

- a 浸透試験、超音波試験、X線試験などによる溶接部の健全性および信頼性の実証。
- b 現場試験による駆動機構を含めた原子炉容器の耐圧性の立証。
- c 駆動機構を含めた原子炉容器に対する過圧保護の設置。

以上のような設計上の配慮を払っているので、制御棒駆動機構シンプルやフランジが完全に破損することは本質的に起こり得ないようになっている。かりに、シンプルやフランジが一部損傷し、原子炉容器からドライウエル内に蒸気が漏出したとしても、ドライウエル・サンプの水位上昇、ドライウエル温度および圧力の上昇などによって漏えいを直ちに検出することができ、必要があれば、手動で原子炉をスクラムさせることができる。

また、漏えいが大きく、ドライウエル内への蒸気漏出が多くなるとドライウエル圧力高で原子炉はスクラムされる。

しかし、原子炉の安全性をさらに確保するために、制御棒駆動機構シンプルの下側には支持構造物を設けており、これによって、たとえ駆動機構シンプルが完全に破損したとしても、制御棒の移動距離を非常に小さくおさえることができるので、原子炉に大きな反応度を加えることにはならない。

3.4 燃料取扱事故

3.4.1 原因と防止対策

燃料取替作業中、燃料つかみ器によって使用済燃料集合体を運搬しているさいに、つかみ器が故障して、その燃料集合体が落下し、未装荷のチャンネルに装入されて、炉が臨界となるような反応度事故は以下に述べるような理由で起こり得ないと考えられるので、ここでは落下した集合体が炉心内の燃料集合体上部に激突して機械的破損を生じるような事故について考えることとする。燃料集合体の落下によって反応度事故が生じるためには、次のような事故原因が5つも重なることが必要である。

- a 原子炉内の隣接した2本の制御棒が完全に引き抜かれていて、その周囲の2×4の燃料集合体配置のうち中央の1位置が未装荷の状態で臨界直前になっている。

- b 一切のインタロックが不動作
- c 作業員および運転員が保安規定および燃料取替手順を無視する。
- d 燃料取替機器の破損あるいは誤動作により、燃料を高所から取りおとす。
- e 落下した燃料集合体が水中を自由落下し、aで述べた唯一の未装荷位置にびったり装入される。

また上記のような事態を未然に防止するために、原子炉は、もともと反応度価値の大きい1本の制御棒が引き抜かれていても未臨界となるような設計になっており、さらに次のような防止対策がとられている。

まず保安規定を定め、これにもとづき原子炉運転手順および燃料取替手順が以下のように規定される。

- a 燃料取替作業員は、燃料取替作業中にすべての制御棒が炉心にそう入されていることを確認することとなっている。完全に炉心にそう入されている制御棒の頂部は、燃料取替作業床からしゃへい水を通して、明瞭に確認できる。
- b 原子炉中央制御室には、燃料取替作業中運転員が常駐し、制御棒位置指示計の監視を行ない、つねに燃料取替作業員と連絡を保つことになっており、あらゆる異常事態を直ちに燃料取替作業員に通報することができる。
- c また運転員は燃料が炉心に装荷されるたびに1本の制御棒の引抜き・そう入を行ない、炉心がつねに十分臨界以下であることを確認することになっている。
- d また、これらの保安対策のほか、燃料取替作業中には各種保護装置が働いて原子炉に制御棒が完全にそう入されていないかぎり、インタロックが働いて、燃料取替クレーンは燃料プールから燃料を原子炉へ運搬することはできない。
- e 燃料取替クレーンが原子炉側へ移動してきているときには、インタロックが働いて炉心から制御棒を引抜くことができなくなる。
- f 燃料取替クレーンが燃料プール側にあるときは、インタロックが一部解けて制御棒を1本引き抜くことができる。しかし、そのまま続けて他の制御棒を引抜くことはインタロックによりできない。
- g さらに、これらの保護装置のほか、燃料取替機器の設計にも安全性が考慮されており、燃料取替クレーンのホイスト、同燃料つかみ器、あるいは燃料集合体のハンドルなどは、燃料集合体の総重量約300kgをはるかに上回る強度に設計されている。

いる。

h 燃料つかみ器は、空気圧で駆動されるが、空気圧喪失時にはつかみ方向に作動するようになっている。したがって、燃料集合体の移動中、昇降中に燃料集合体はずれて落下することは考えられない。

i 燃料取替ビットには十分な水中照明がある。

j 燃料取替ビットのシャヘい水は、たえず浄化用フィルタでろ過されており、十分な透明度が保たれている。

などの燃料取替の作業条件は非常に良好である。

以上のように、多くの事故防止対策が講じられているのでこのような反応度事故が起こることは考えられない。

3.4.2 事故経過

燃料取替作業中の燃料落下防止対策として、燃料つかみ器、クレーンなどの耐震設計に留意する一方、燃料つかみ器は空気作動式であり、かつ、空気圧が供給されていなければ燃料集合体はずせないというフェイル・セーフ設計になっている。このような設計上の配慮によって、燃料取替中に使用済燃料集合体が脱落、落下する可能性はほとんどありえないと考えられる。

しかし、ここであえて燃料取替中に使用済燃料集合体1個が脱落、落下し、集合体の全燃料棒49本の被覆が完全に破損するという場合を仮定してみても、放出される核分裂生成物は原子炉停止後にながりの崩壊をしていることを考えれば非常にわずかなものであり、とりわけ放射性ヨウ素は燃料取替ビット水にトラップされ、さらに、非常用ガス処理系によって除去されるので、敷地外における被ばく量はきわめて低いと考えられる。

3.5 冷却材喪失事故

3.5.1 原因

ほとんど考えられないが、なんらかの原因により原子炉容器に接続されている各種配管中の1本が原子炉運転中に破損すると仮定した場合には、原子炉容器から冷却材が漏出、ないしは喪失する。この場合冷却水が十分補給できないと、炉心の冷却が行なえなくなり、最悪の事態では崩壊熱による燃料の温度上昇がおこる。

3.5.2 事故経過および対策

配管破損時の破断面積は小さなものから、再循環回路配管の完全破断の場合のよう

に大きなものである。原子炉からの冷却材の流出は、原子炉水位を低下させると同時に、原子炉圧力を下げる効果があり、一方、燃料の崩壊熱は原子炉圧力を上げる効果を有しているため、原子炉水位および原子炉圧力の低下の状況は、破断面積によって著しく異なり、したがって、事故の様相も相当違ったものとなってくる。

原子炉の水位が異常低下水位に達した場合、原子炉水位異常低下信号によって主蒸気隔離弁は閉鎖するので、給水系タービンへの蒸気供給が停止し、給水系による給水は停止する。

以下、給水系による給水がないことを前提に事故を小破断、中破断、大破断事故に分け、それぞれの事故の様相および対策について述べる。

(1) 小破断の場合

小破断により冷却材が少量漏出する場合は、ドライウエル温度および圧力の上昇、ドライウエル・サンプ水位の上昇によって検出できる。漏出した冷却材によって与えられた熱がドライウエル内空気冷却器の容量以上の場合は、ドライウエル内の圧力が上昇するので、ドライウエル圧力高信号によって自動的にスクラムが行なわれる。また、漏出した冷却材の熱がドライウエル内空気冷却器の容量以下の場合でも、ドライウエル・サンプ水位上昇によって漏出を検出し、手動でスクラムすることができる。

冷却材の漏出が始まると水位は低下し、原子炉水位低信号で、原子炉隔離時冷却系が、原子炉水位異常低下信号で高圧注水系が作動し、原子炉への注水を開始する。

漏出量は、原子炉圧力の低下とともに減少し、水位があるところまで下ったところで、漏出量と注水量がつり合い、以後水位は上昇し始め、燃料被覆が溶融温度に達する前に、炉心水位が回復して十分な冷却が行なわれるようになる。

高圧注水系単独で燃料被覆の溶融を防止できる破断面積は液相破断の場合約 0.008 m^2 まで、蒸気相破断の場合約 0.14 m^2 までである。なお、高圧注水系のバックアップとして、自動逃がし弁系がある。この系は、蒸気をサブプレッション・プールへ放出することにより、原子炉の圧力を急速に低下させ、炉心スプレイ系が早期に作動しうるようにするためのものである。

(2) 中破断の場合

破断がさらに大きくなると、高圧注水系単独では炉水位が維持できなくなるか、またかりにできたとしても時間的な遅れによって燃料被覆の溶融を防止できなくなる。しかし、この場合には高圧注水系あるいは自動逃がし弁系により原子炉圧力の減少が

促進されるので、炉心スプレイ系あるいは低圧注水系による注水が可能となり、燃料被覆温度が融融点に達するのを防止することができる。この範囲ではもし高圧注水系による注水あるいは自動逃がし弁系の作動がなければ原子炉水位の低下の割には、原子炉圧力の低下が期待できず炉心スプレイ系あるいは低圧注水系の導入が遅延し、燃料被覆の溶融を防止し得ない。そういう意味で、この破断領域は、高圧注水系あるいは自動逃がし弁系と炉心スプレイ系あるいは低圧注水系が連携して燃料被覆の溶融を防止する範囲であると言うことができる。

高圧注水系と炉心スプレイ系あるいは低圧注水系との連携によって、燃料被覆の溶融を防止できる断面積は液相破断の場合約 0.008 m^2 から約 0.011 m^2 (炉心スプレイ系) および約 0.015 m^2 (低圧注水系) までである。

(3) 大破断の場合

破断がさらに大きくなると、原子炉水位の低下速度および原子炉圧力の減圧速度が増し、原子炉の冷却が不十分になってから、炉心スプレイ系あるいは低圧注水系によって注水が行なわれるまでの時間が短縮され、炉心スプレイ系あるいは低圧注水系単独で燃料被覆が融融点に達するのを防止することができる。炉心スプレイ系あるいは低圧注水系単独で、燃料被覆の溶融を防止できる最小破断面積は液相破断の場合、約 0.011 m^2 (炉心スプレイ系) および約 0.015 m^2 (低圧注水系)、蒸気相破断の場合約 0.009 m^2 (炉心スプレイ系) および約 0.011 m^2 (低圧注水系) である。

3.5.3 事故解析

上記一連の破断状況に対する冷却材喪失事故の解析の結果、どのような破断面積に対しても、燃料被覆の溶融は起こらないことが判明した。第3.5-1図に上記非常用炉心冷却系全体の機能を示す。完全な帯の部分は各系がそれぞれ単独で、帯が半分になっている部分は他系統との連携によって燃料被覆の溶融を防止する範囲である。

以下、冷却材喪失事故に対する安全防護施設の機能の確認のため、再循環配管の完全破断(配管が完全に破断し、冷却材がその両側から流出する)をとりあげ、事故の解析を行なう。

(1) 原子炉圧力、冷却材量の変化および炉心の温度上昇

再循環回路配管が完全に破断すると、再循環回路の原子炉出口側ではその破断口で臨界流が生じ、入口側では破断口に至る回路のうち合計断面積の一番小さい10個のジェット・ポンプのノズルにおいて臨界流が生じる。このため、炉内の冷却材は急激

に減少するが、冷却材流出量にくらべて残留熱による蒸気発生の効果が大きく圧力はあまり下らない。炉水位が破断口の位置まで下がると流出流は二相流に変わり、このため炉圧は急激に下り、下部プレナムのフラッシングが生じる。この場合の炉圧と冷却材残留量の変化を第 3.5-2 図に示す。この図からわかるとおり事故後約 30 秒で冷却材は完全に喪失する。

冷却材ブローダウン時の炉心流量の変化をみると事故と同時に常用電源が喪失したとしても、健全なループの再循環系の慣性によってかなりの炉心流量が得られる。また、破断口からの流出が二相流から蒸気流になると、急激な減圧効果によって下部プレナムにフラッシングが生じ、炉心流量が増加する。

このように事故後の炉心流量の存在により第 3.5-3 図にみるように、最初の 14 秒間は最小限界熱流束比が 1.0 を割らないので、この間は燃料棒の被覆温度は上昇しない。14 秒以後は、解析では燃料は蒸気でつつまれると仮定し、燃料棒は炉心スプレイ系あるいは低圧注水系が作動するまでの間断熱されるものとする。

炉心スプレイ系は事故発生後 30 秒で注水を開始して炉心を冷却する。また低圧注水系は事故発生後 43 秒以内に注水を始める。

破断時に炉心スプレイ系 1 系統と低圧注水系ポンプ 2 台が作動した場合には約 128 秒で、炉心スプレイ系 1 系統が作動した場合には約 410 秒で、また低圧注水系ポンプ 2 台が作動した場合には約 157 秒で炉心の 1/2 高さまで再冠水することができる。

炉心はその 1/3 以上を冷却材に浸されると、崩壊熱によって沸騰した水が、二相流となって上に流れ、水につかっている炉心を冷却し、燃料被覆の温度上昇を抑える。

非常用炉心冷却系作動後の燃料棒温度の時間的変化は実験データにもとづいた熱伝達係数値を用いて計算する。

第 3.5-4 図は、炉心スプレイ系 1 系統および低圧注水系ポンプ 2 台が作動した場合の、第 3.5-5 図は炉心スプレイ系 1 系統が作動した場合の、また第 3.5-6 図は低圧注水系ポンプ 2 台が作動した場合の燃料被覆温度、パーフォレーション割合および水 - ジルコニウム反応割合の時間的変化を示したものである。これらの図からわかるとおり、燃料被覆材がパーフォレーションを起す割合は炉心スプレイ系 1 系統と低圧注水系ポンプ 2 台が作動した場合は 7.5 %、炉心スプレイ系 1 系統が作動した場合は 13.5 %、低圧注水系ポンプ 2 台が作動した場合は 13.5 %である。また、水 - ジルコニウム反応の割合は各々の場合 0.014 %、0.13 %、0.084 %である。

(2) 格納容器の圧力変化

原子炉から冷却材の急速な流出によって、ドライウエル圧力は事故後、約9秒で最高圧力の約 $2.6 \text{ kg/cm}^2\text{g}$ に達するが、この値は格納容器系の最大使用圧力 $4.35 \text{ kg/cm}^2\text{g}$ よりも十分低い値である。

事故後約30秒で冷却材の流出がほぼ終ると格納容器系の圧力は約 $2 \text{ kg/cm}^2\text{g}$ に落ち着く。ドライウエル中の気体の大部分は冷却材流出によりサブプレッション・プールに追い出されるが、流出完了後は蒸気凝縮の結果、ドライウエル圧力が減少し、バキュームブレーカによってドライウエルおよびサブプレッション・プールに再分配される。

炉心スプレイ系および低圧注水系の作動により炉心がジェットポンプのノズルの高さまで再冠水した後は、余剰の水は破断口を通過してドライウエルへ流出し、ドライウエル中の蒸気を冷却して凝縮させドライウエルの圧力を減少させると共に炉心での発生熱をサブプレッション・プールに移行させる。

残留熱除去系は最初低圧注水系として使用されるが少なくとも2～3分で炉心は再冠水するので、その後は炉心内の水位を保つために1台のポンプを残し他は格納容器冷却系として使用される。

格納容器冷却系の使用開始によりサブプレッション・プールからの除熱が始まり炉心からの発熱と冷却系による除熱が等しくなった時以後はサブプレッション・プールの温度は下り始める。

除熱によりドライウエルとサブプレッション・プールの温度は下り、これに従って圧力も降下する。事故後のドライウエルおよびサブプレッション・プールの圧力変化の解析結果を、炉心スプレイ系1系統と残留熱除去系ポンプ2台作動時と炉心スプレイ系1系統作動時（残留熱除去系は格納容器冷却系としてのみ作動）の各々の場合について、第3.5-7図と、第3.5-8図に示す。

これらの図からわかるとおり、格納容器内圧は事故後約33日で大気圧にもどって、格納容器からの漏えいは終了する。

(3) 水 - ジルコニウム反応

燃料棒の被覆材あるいは集合体のチャンネルとして使用されているジルコニウムが蒸気雰囲気中で約 $1,000^\circ\text{C}$ 以上に熱せられると急速な化学反応が起り酸化ジルコニウムと水素になる。この反応は発熱反応でジルコニウム1kgあたり $1,560 \text{ kcal}$ のエネルギーを放出する。このエネルギーはサブプレッション・プール水温度を上昇させ生成し

た水素と共にドライウェルの圧力を上昇させる。

格納容器で許容し得る水 — ジルコニウム反応割合を評価すると第 3.5—9 図のよ
うな格納容器特性曲線が得られる。

事故時に実際に起る可能性のある水 — ジルコニウム反応の割合は(1)で述べたとお
り、いずれの場合も 0.13 %以下であり、格納容器の健全性が損われることはない。

3.6 主蒸気管破断事故

3.6.1 原因

原子炉の運転中なんらかの原因により、ドライウェル外のトンネル内で主蒸気管が
破断した場合には、破断口から冷却材の流出が起り、核分裂生成物がドライウェルを
通らずに直接発電所敷地周辺へ放出される可能性がある。

3.6.2 事故経過および対策

事故時の冷却材の流出量を制限するため、主蒸気管の蒸気流量を主蒸気管のドライ
ウェル貫通部上流側に設けられている流出制限器によって、定格流量の 200 %以内に
抑えるように設計されている。

また、主蒸気管のドライウェル貫通部の両側に 1 個ずつ設けられている主蒸気隔離
弁は、十分短かい時間内に閉鎖するよう設計されている。事故後主蒸気隔離弁は、流
出制限器での圧力損失増加信号によって閉鎖を開始するが、原子炉は隔離弁が 10 %
閉鎖するとスクラムされる。

3.6.3 事故解析

主蒸気管が完全破断すると、破断口からの冷却材流出量は、主蒸気隔離弁の上流に
ある流出制限器により定格流量の 200 %に制限される。

したがって破断口からの蒸気流出量は、事故直前の流量の 1,260 kg/秒 から、流量
制限器での臨界流に相当する 2,520 kg/秒 に増加する。この値は炉心での蒸気発生率
を上まわり圧力容器は、4.5 kg/cm²/秒の割合で減圧する。

減圧によるボイドの発生は水位を急速に上昇させる。水位上昇速度は約 1.8 m/秒
となり、水面は約 2.7 秒で主蒸気管ノズルに達し、これより以後は二相流流出となる。

主蒸気隔離弁は 0.5 秒の作動遅れを含み事故後最大 5 秒で閉鎖するが、隔離弁が 10
%閉じると原子炉のスクラムが開始される。隔離弁が閉じるに従って破断口からの二
相流流出量は減少する。第 3.6—1 図に事故時の冷却材流出量の時間的変化を示す。

隔離弁が閉じるまでに破断口を通して流出する蒸気および水は次の値となる。

蒸 気 9,250 kg

水 8,210 kg

しかしながら、炉心が露出するためには75,400 kgの水が流出しなければならないので、事故時に炉心が露出することはない。また、最小限界熱流束比は、第3.6-2図に示すとおり事故期間を通じて1より大きく、燃料損傷は生じない。主蒸気隔離弁閉鎖後は炉心は原子炉隔離時冷却系により冷却される。

4. 安全評価

4.1 序

原子力委員会の「原子炉立地審査指針」にもとづき、重大事故と仮想事故を仮定して、万一の事故のさいの公衆への影響を評価する。

4.2 立地条件

添付書類6で述べたように、当社の所有する福島原子力発電所の敷地は、太平洋に面する山林原野の台地であり、5号原子炉設置予定地点の周辺半径約900m以内に人家は存在しない。敷地の境界は、海岸線に長軸をもつ半長円状になっているが、敷地周辺の集落および人家のある方向における敷地の境界は、5号炉から北方約1,300m、西方約1,900m、西南西および南南西方向約1,400～1,600mとなっている。

同地点を中心とする半径3km以内には、北方約2.4kmに郡山（人口約550人）、西方約1.8kmに細谷（人口約260人）、また西南西から南南西方向に半径約2kmの円弧形の帯状となった夫沢（人口約1,050人）の集落がある。学校、病院などの公共施設としては、熊町夫沢分校（生徒数約10人）が同地点より南西方向約2kmの所にあるのみで、その他の施設はない。

4.3 安全解析

福島原子力発電所の敷地周辺の気象、原子炉の特徴、安全防護施設などを考慮し「3.事故解析」において想定した各種事故のうちから、放射能の外部放散が最大になる可能性をもつ事故として、冷却材再循環回路の配管1本の完全破断にともなう冷却材喪失およびドライウェル外での主蒸気管破断をとりあげ、これらを重大事故および仮想事故として考察することとする。

4.3.1 冷却材喪失事故

(1) 重大事故および仮想事故の選定

3.5.3で述べた事故解析のうち、非常用炉心冷却系として、炉心スプレイ系1系統が作動する場合を重大事故とする。仮想事故としては非常用炉心冷却系の効果を見做すという過酷な場合を仮想する。この場合には燃料棒の過熱によって被覆材ジルコニウムが水および蒸気と反応することが考えられるが、この反応量としては、ここではアルゴンヌ研究所などで行なわれた実験データにもとづいて、炉心内ジルコニウムの約27.5%が反応するものと仮定する。

しかし、事故時の公衆への影響を評価する際には、重大事故の場合には100%パーフォレーションに相当する核分裂生成物の放出があり、これが格納容器から漏えい率0.5%/日で33日間漏えいするものとする。また仮想事故の場合には、全燃料棒が溶融したと考えた場合に相当する核分裂生成物の放出があり、これが格納容器から漏えい率0.5%/日で無限時間漏えいするものとする。

(2) 核分裂生成物の放出量

原子炉圧力容器より格納容器への核分裂生成物の放出量は次の様を仮定にもとづき計算する。

- a. 事故発生直前まで原子炉は定格出力で1年間連続運転していたものとする。この仮定は燃料内の核分裂生成物の蓄積量がほぼ平衡に達していることを意味する。
- b. (1)で述べた仮定にもとづき燃料棒より放出される核分裂生成物の量は全蓄積量に対し次の様を割合とする。

	重大事故	仮想事故
希ガス	2%	100%
ハロゲン	1%	50%

ただし、固体状核分裂生成物については放出量が少くかつ放射能の影響もわずかであることから安全評価ではその存在を無視する。

- c. 燃料から放出された核分裂生成物のうち希ガスおよび有機ハロゲンはすべてが、また無機ハロゲンについては50%が格納容器に移行するものとする。
- d. 希ガスについては、自然崩壊と原子炉建家への漏えいのみを考える。すなわち、希ガスはサブプレッション・プール水には溶解せず、またフォールアウトやプレートアウトも起らないものとする。
- e. ドライウェル中へ放出された無機ハロゲンは格納容器スプレイ水等によって可成りの量が取り除かれる。ハロゲンの水に対する溶解の割合は分配係数で示して $10^3 \sim 10^5$ と云われているが、本解析では 10^2 を使用する。
- f. 単体のハロゲンが放出されると上記の効果では通常あまり除去されない有機ハロゲンが生成される可能性がある。種々の実験結果によれば有機ハロゲン生成の割合は0.01%から3.0%の間にあると云われているが、本解析では10%と仮定する。また水に対する分配係数も有機ハロゲンでは4~5程度は期待出来ると云われているが、解析では有機ハロゲンは希ガスと同様の取扱いをする。

正常運転時に作動している原子炉建家ガス処理系は原子炉水位低、ドライウェル圧力高、あるいは原子炉建家放射能高の信号により非常用ガス処理系（換気率100%/日）に切換えられる。原子炉建家におけるフォールアウト、プレートアウトの除去効果は無視し、自然崩壊のみを考える。

周辺への核分裂生成物の放出量は原子炉建家内の核分裂生成物の量、格納容器の漏えい終了時間、非常用ガス処理系の換気率および除去効率に依存する。

(1)で述べたとおり、格納容器からの希ガスおよびハロゲンの漏えいは重大事故の場合、漏えい率0.5%/日で33日間続くものとし、仮想事故の場合には同じ漏えい率で無限時間続くものとする。敷地周辺への放出量の計算は次の仮定にもとづき行なう。

- a. フィルタの効率はハロゲンに対し90%とし、希ガスは除去されないものとする。
- b. 非常用ガス処理系の換気率は100%/日とする。

以上の仮定により計算された核分裂生成物の放出量は次の値となる。

	重大事故	仮想事故
希ガス（ γ 線実効エネルギー0.5MeV換算値）	約 1.63×10^4 Ci	約 8.58×10^4 Ci
ヨウ素（I-131等価量）	約 355 Ci	約 1.81×10^4 Ci

(3) 被ばく線量の評価

冷却材喪失事故の結果、敷地周辺へ放出される核分裂生成物による被ばく量は次の気象条件を仮定して計算する。

- a. 重大事故の場合、事故後1日間は地上100m（排気筒出口）のところに逆転層の境界が存在してヒューミゲーションが発生しており、他の期間は英国気象庁方式大気安定度B形が出現しているものとする。
- b. 仮想事故の場合も、事故後1日間は地上100m（排気筒出口）のところに逆転層の境界が存在してヒューミゲーションが発生しているものとし、他の期間における風下0.65km、2km、5kmの各地点の評価は各々大気安定度B形、C形、D形が出現しているものとして行なう。
- c. 国民線量の計算には大気安定度F形を仮定する。
- d. いずれの場合も風速は1.5m/秒とし、水平方向の拡がり角は 30° とする。

以上に述べた気象条件を仮定して評価した被ばく線量は次のとおりである。

a. 重大事故（原子炉を中心として半径約 650 m の地点での被ばく線量）

小児甲状腺被ばく線量 約 6.0 レム

全身被ばく線量 r 線 約 26 ミリレム（ β 線約 42 ミリレム）

b. 仮想事故

	0.65 km	2 km	5 km
成人甲状腺被ばく線量	約 85 レム	約 33 レム	約 13 レム
全身被ばく線量 r 線	約 1.4 レム	約 0.73 レム	約 0.49 レム
	(β 線 約 2.9 レム	約 1.1 レム	約 0.44 レム)

c. 最も人口密度の高い方向について評価した国民遺伝線量は約 12 万人レムである。

上記の線量は、原子力委員会の「原子炉立地審査指針」に記載されているめやすとしての線量を十分下まわるものである。

4.3.2 主蒸気管破断事故

(1) 重大事故および仮想事故の選定

3.6.3 で述べた事故解析のうち、主蒸気隔離弁閉鎖後核分裂生成物が隔離弁から漏えい率 60%/日 で 1 日間漏洩する場合を重大事故とし、60%/日の漏洩率で無限時間漏洩する場合を仮想事故とする。

(2) 核分裂生成物の放出量

原子炉系より敷地周辺へ放出される放射性物質の量は次の仮定にもとづき計算する。

a. 隔離弁閉鎖前に流出する水および蒸気の量は 3.6.3 において得られた値を使用する。

b. 液相として放出される冷却材中に含まれる放射性ハロゲンの濃度は、原子炉の運転上許容される最大濃度である $64 \mu\text{Ci}/\text{ml}$ とする。

この場合、蒸気中に含まれるハロゲンは、その濃度が液相の 10^{-3} 以下であるので無視出来る。

c. 原子炉を停止したときにピンホールを有する破損燃料棒から炉圧の低下に伴い、炉水中へ放出される核分裂生成物の最大量は I-131 で 20,000 Ci であるが、本解析では余裕をみて、その値の 2 倍の 40,000 Ci に相当する量が炉水中へ放出されるものとする。この量は全放射性ヨウ素約 75,000 Ci（I-131 等価量）、ヨウ素以外のハロゲン約 $1.06 \times 10^5 \text{ Ci}$ （ r 線実効エネルギー 0.5 MeV 換算値）、希ガ

ス約 8.99×10^5 Ci (γ 線実効エネルギー 0.5 MeV 換算値) である。

- d. 隔離弁閉鎖前の 5 秒間にピンホールを有する破損燃料棒から追加放出された核分裂生成物がピンホールを出てから隔離弁に達するのは隔離弁閉鎖後であるので、これらの核分裂生成物が破断口から放出されることはないと考えられるが、本解析では隔離弁閉鎖前に炉水中へ放出された核分裂生成物のうち 1 % が破断口から放出されるものとする。この場合、隔離弁閉鎖前に炉水中へ放出される核分裂生成物の割合は、放出に時間遅れがあるのでわずかであると考えられるが、本解析では隔離弁閉鎖前の炉圧の低下割合に比例するという安全側の考えで行なり。
- e. 隔離弁閉鎖後の破損燃料棒からの核分裂生成物の追加放出に関しては、重大事故ではプレナム中に残っていたものが、炉圧の低下に伴い徐々に炉水中へ放出されるものとする。仮想事故では、隔離弁閉鎖直後にこれらのすべての核分裂生成物が炉水中へ放出されるという過酷な仮定を行なり。
- f. 4 本の主蒸気管に設けられている 8 個の主蒸気隔離弁のうち 1 個は閉じないものとし、閉鎖した 7 個の隔離弁からは蒸気が漏洩するものとする。各隔離弁の漏洩率は定期検査時に事故条件換算で原子炉圧力容器内の蒸気相体積に対して 10 %/日以下に制限されるが、劣化等を考慮して 2 倍の余裕をとり、更に 4 回路で 7 個閉鎖という条件に換算して保守的に全体で 60 %/日の漏洩率とする。
- g. 隔離弁閉鎖後、炉圧は圧力逃がし弁、原子炉隔離時冷却系、残留熱除去系により 1 日以内に大気圧まで減圧されるが、重大事故では 1 日後に大気圧まで減圧されるものとし、この期間中、60 %/日一定の漏洩率で隔離弁から核分裂生成物が漏洩するものとする。一方、仮想事故では 60 %/日一定の漏洩率で無限時間漏洩するものとする。

この場合、重大事故、仮想事故とも残留熱除去系あるいは圧力逃がし弁を通して安全側にみて崩壊熱相当の蒸気がサブプレッション・プールへ移行するものとし、この蒸気に含まれる核分裂生成物は被ばくには寄与しないものとする。

- h. 破損燃料棒から追加放出される核分裂生成物のうち希ガスはすべて気相部へ移行するものとする。放出された元素のうち有機元素の存在率は安全側にみて、10 % と考えるが、圧力容器中で加水分解等により 1/10 程度に減少するので、気相部へは 1 % の有機元素が移行するものとする。他方、放出された 90 % の無機元素および元素以外のハロゲン元素は安全側にみて液相-気相間に分配係数 100 で

分配されるものとする。

- i. 破断口からタービン建家へ放出されたより素のうち、無機より素は床、壁等にその50%がフォール・アウト、プレート・アウトするものとする。

以上の仮定により計算された核分裂生成物の放出量は次の値となる。

	重大事故	仮想事故
希ガス (γ 線実効エネルギー0.5 MeV 換算値)	約 3.02×10^8 Ci	約 5.04×10^8 Ci
ハロゲン (γ 線実効エネルギー0.5 MeV 換算値)	約 2.08×10^8 Ci	約 2.62×10^8 Ci
より素 (I-131 等価量)	約 121 Ci	約 193 Ci

(3) 被ばく線量の評価

主蒸気管破断事故の結果、敷地周辺へ放出された核分裂生成物による被ばく線量の評価は次の仮定にもとづいて行なう。

- 隔離弁閉鎖前に放出された核分裂生成物を含む冷却材は、気温 33 °C、相対湿度 40% の高温乾燥状態の外気中に完全蒸発し、飽和空気雲を形成するものとする。
- その半球状の飽和空気雲は短時間放射を考慮して風下方向に 1 m/秒 の速度で移動するものとする。
- 隔離弁閉鎖後弁を通して大気へ放出された核分裂生成物は、地上放散で英国気象庁方式大気安定度 F 形、水平方向の拡がり角 30 °C で拡散するものとする。風速としては重大事故では比較的短時間放散であるので、1 m/秒 を仮定するが、仮想事故では長時間放散であるので 1.5 m/秒 を仮定する。

以上の仮定にもとづき評価した被ばく線量は次のとおりである。

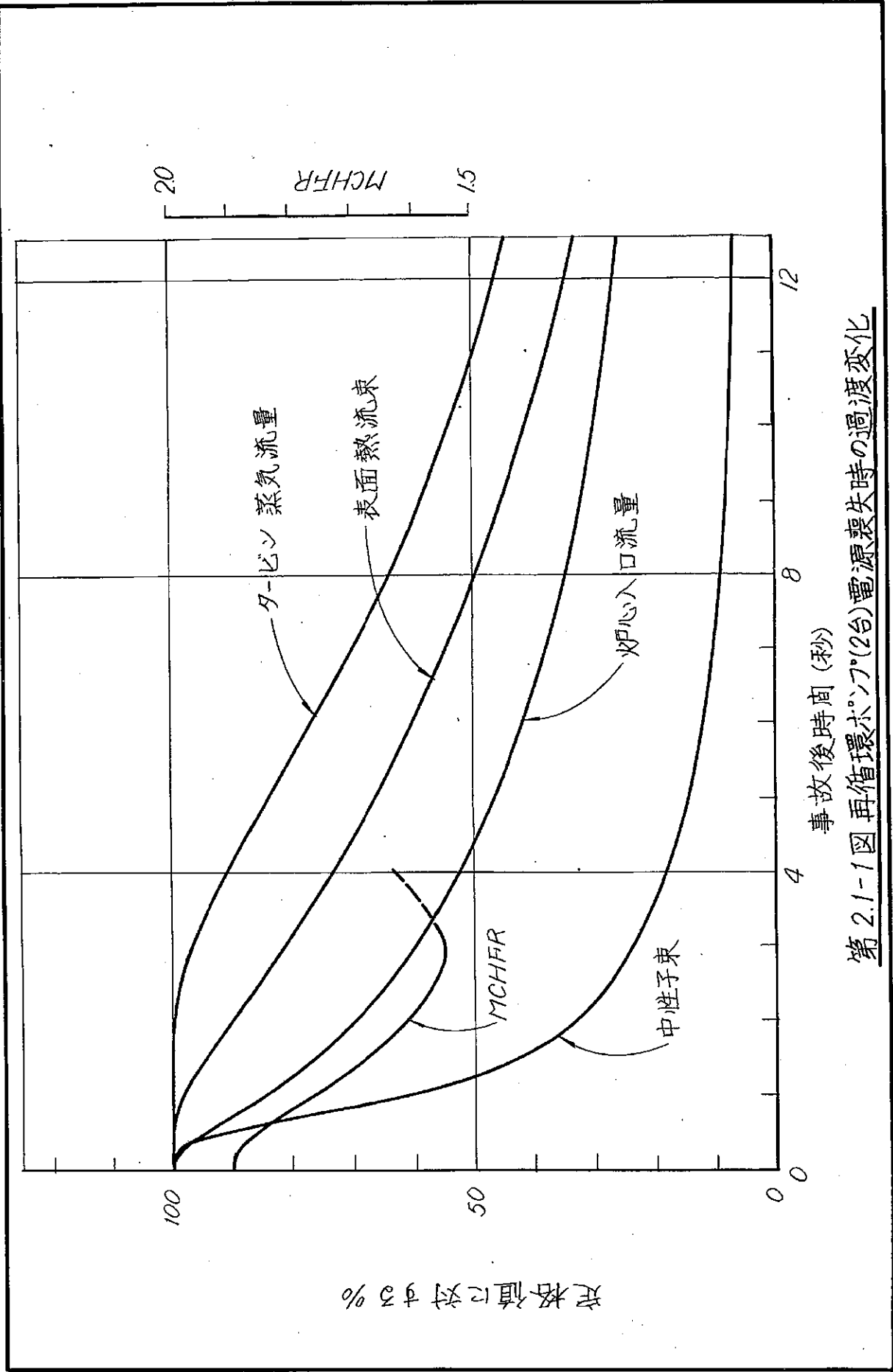
- a. 重大事故 (原子炉を中心として半径約 650 m 地点の被ばく線量)

小児甲状腺被ばく線量	約 45	レム
全身被ばく線量	γ 線 約 46	ミリレム
	(β 線 約 75	ミリレム)

- b. 仮想事故

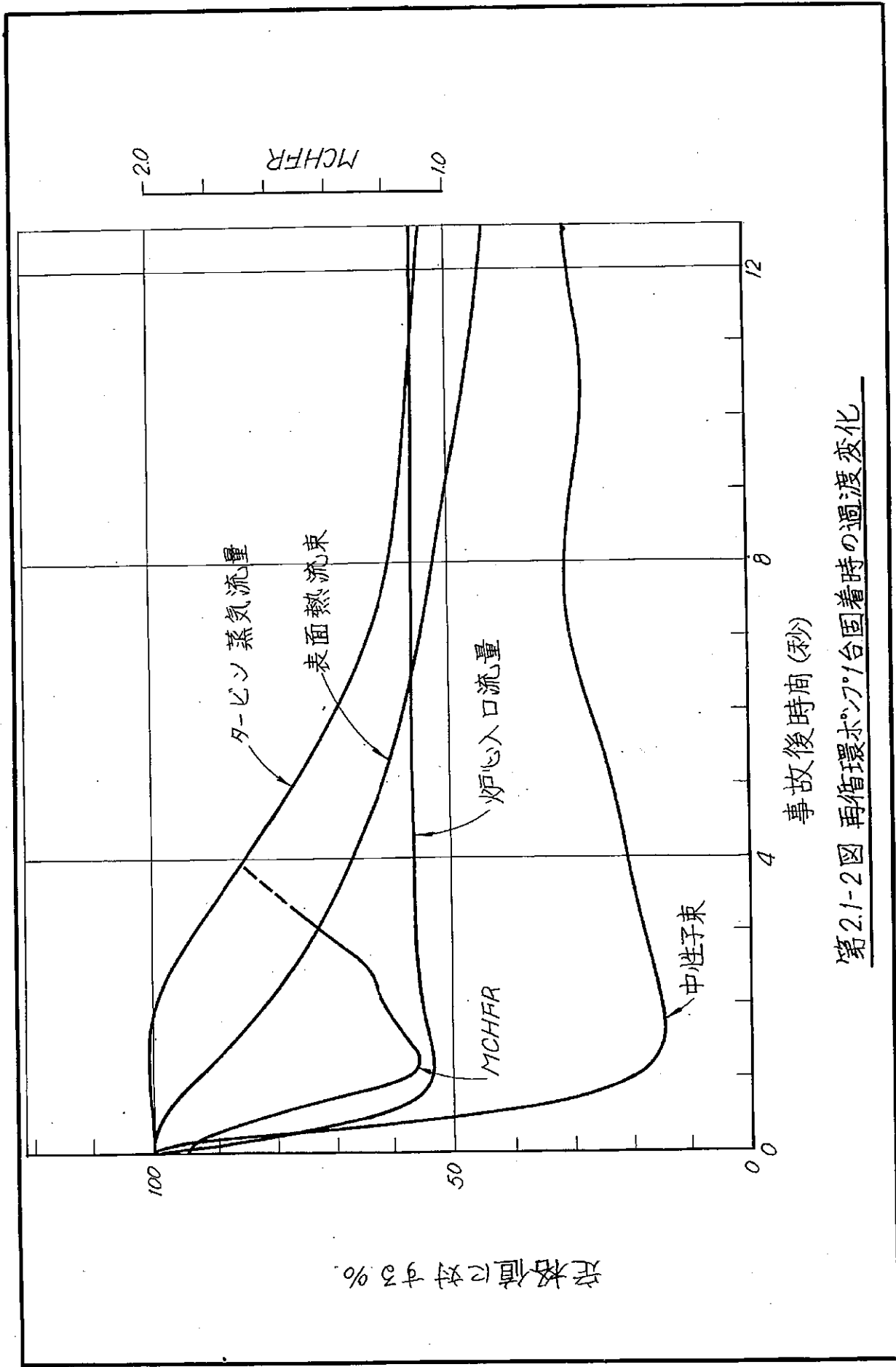
	0.65 km	2 km	5 km
成人甲状腺被ばく線量	約 15	約 7.8	約 6.8
全身被ばく線量	γ 線 約 67	約 35	約 24
	(β 線 約 103	約 40	約 32
	ミリレム	ミリレム	ミリレム)

上記の線量は、原子力委員会の「原子炉立地審査指針」に記載されているめやすとしての線量を十分下まわるものである。

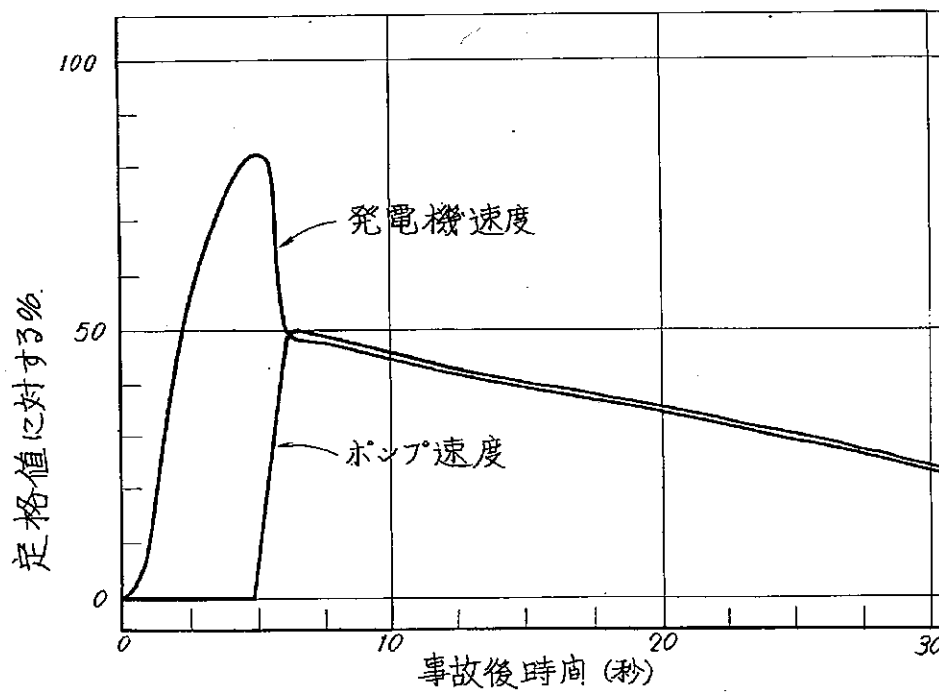
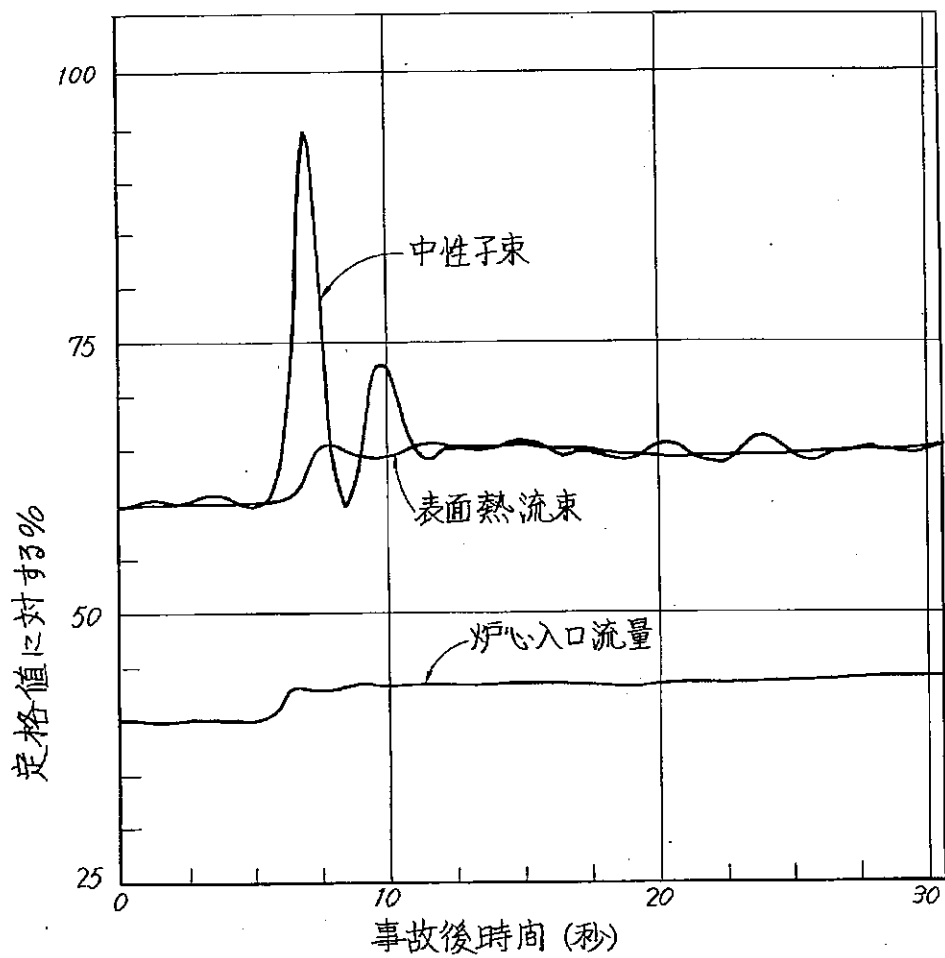


事故後時間 (秒)

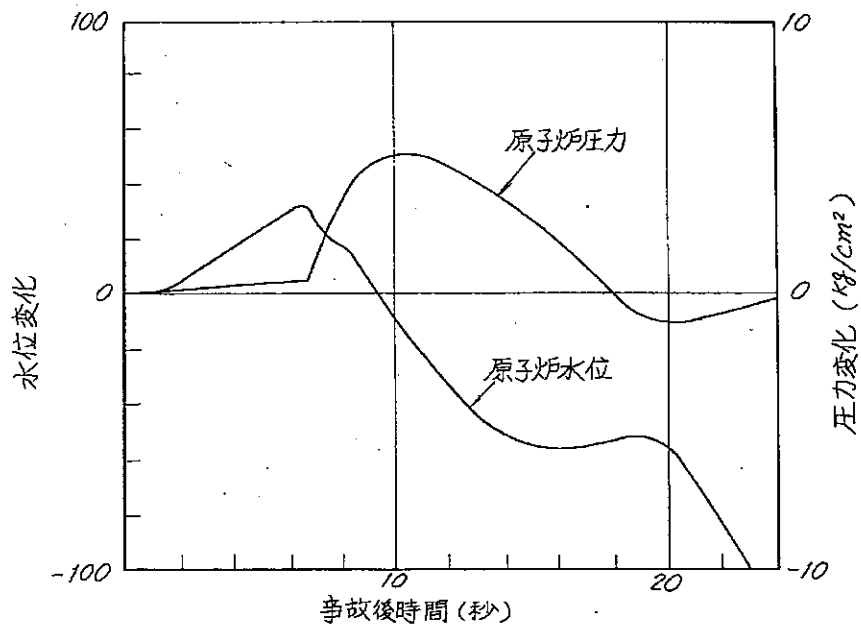
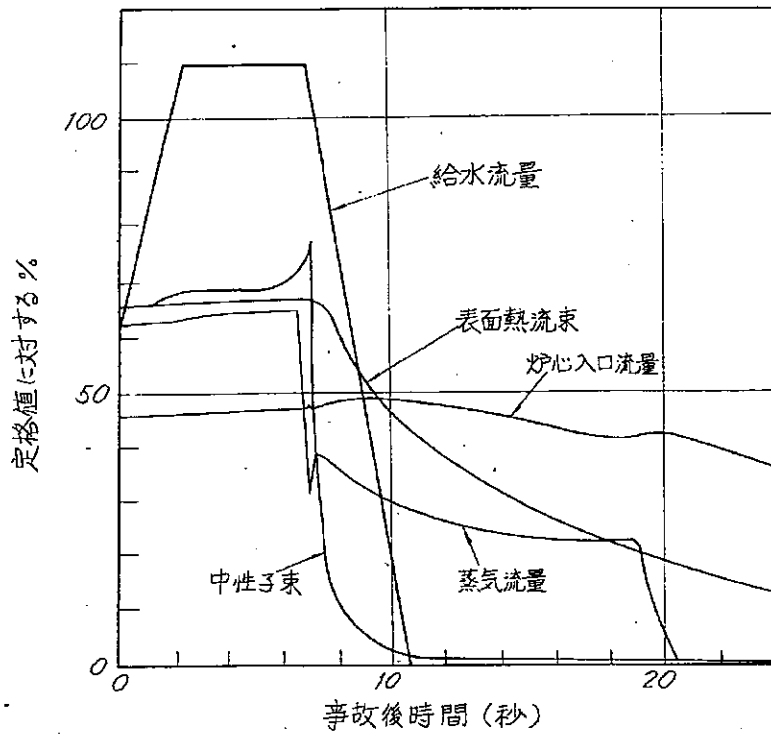
第 2.1-1 図 再循環ポンプ(2台)電源喪失時の過渡変化



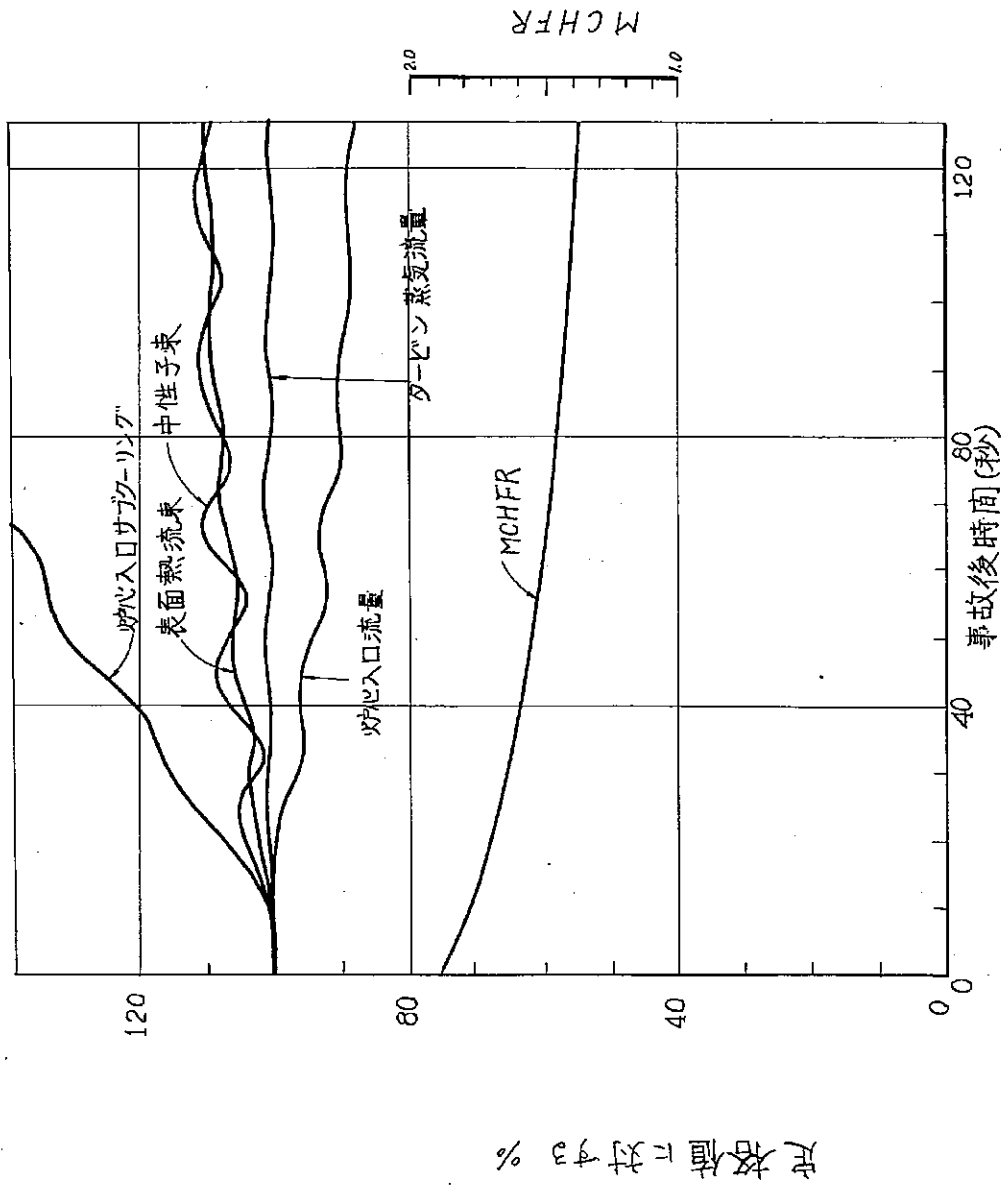
第2.1-2図 再循環ポンプ1台固着時の過渡変化



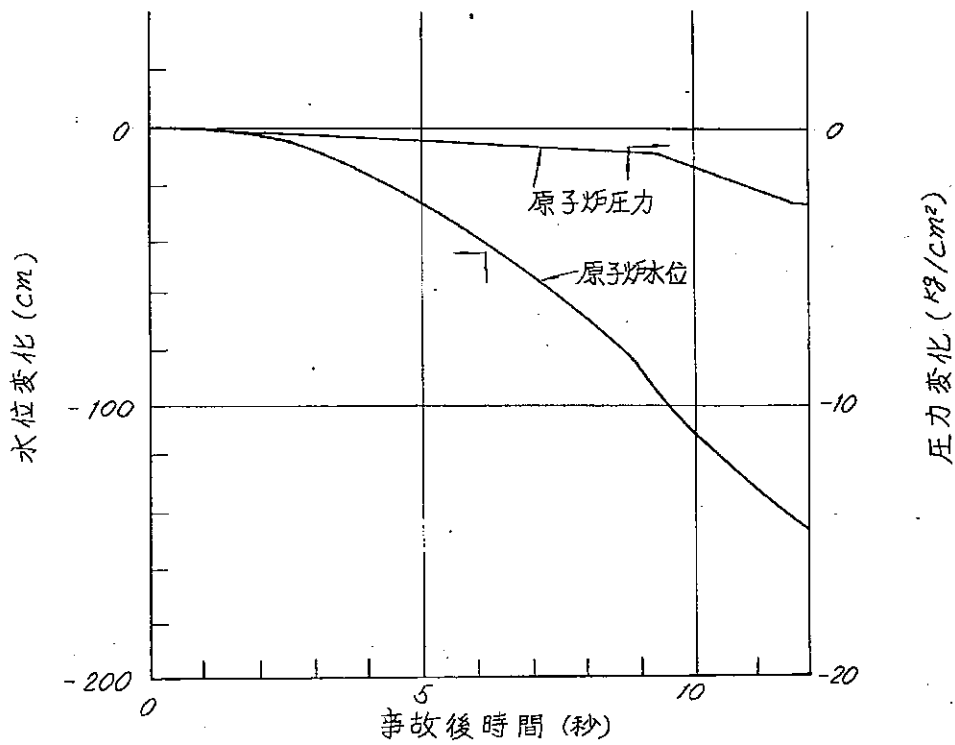
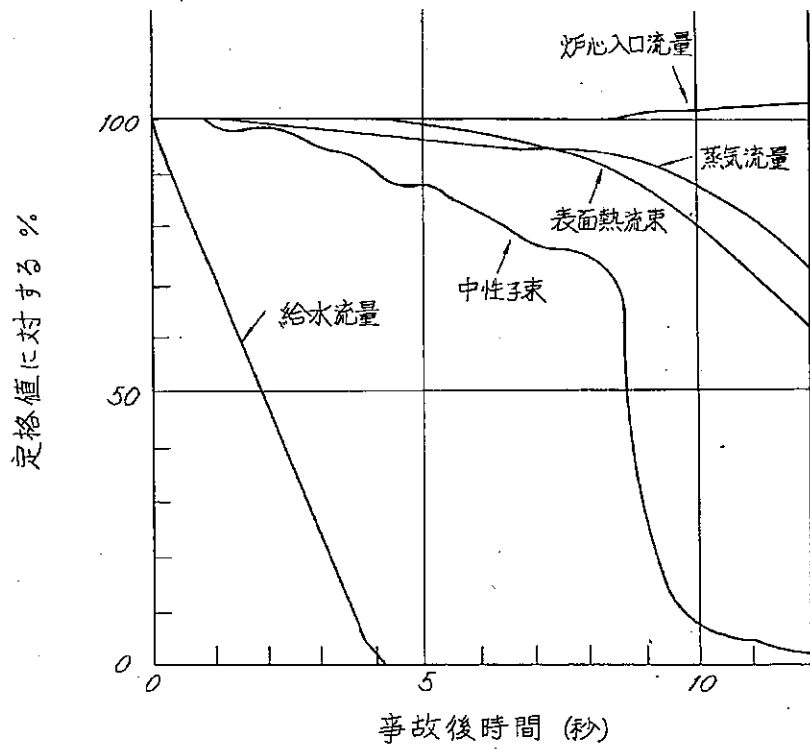
第2.1-3図 再循環冷水ループ誤起動時の過渡変化



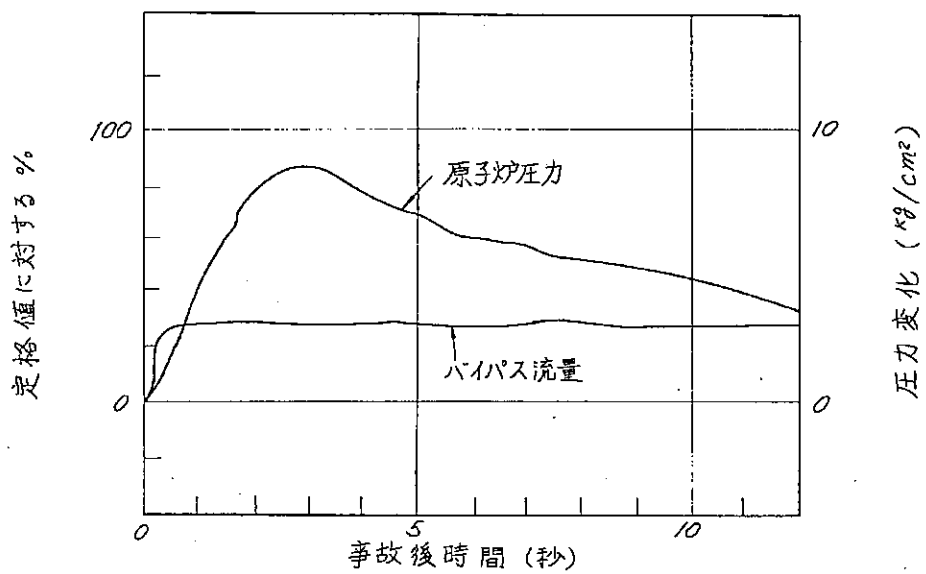
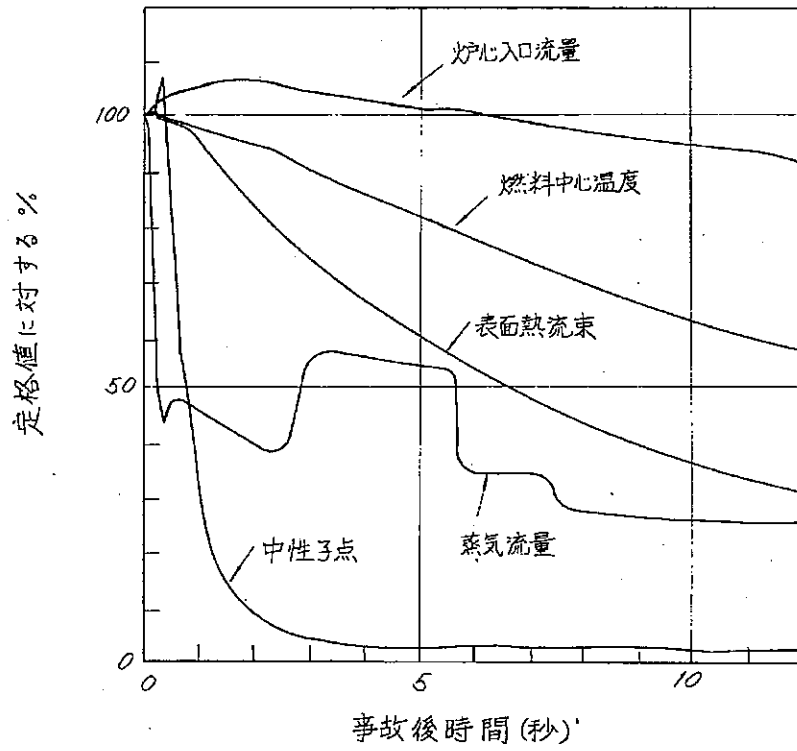
第2.2-1図 給水流量制御系誤動作時の過渡変化(流量増加要求)



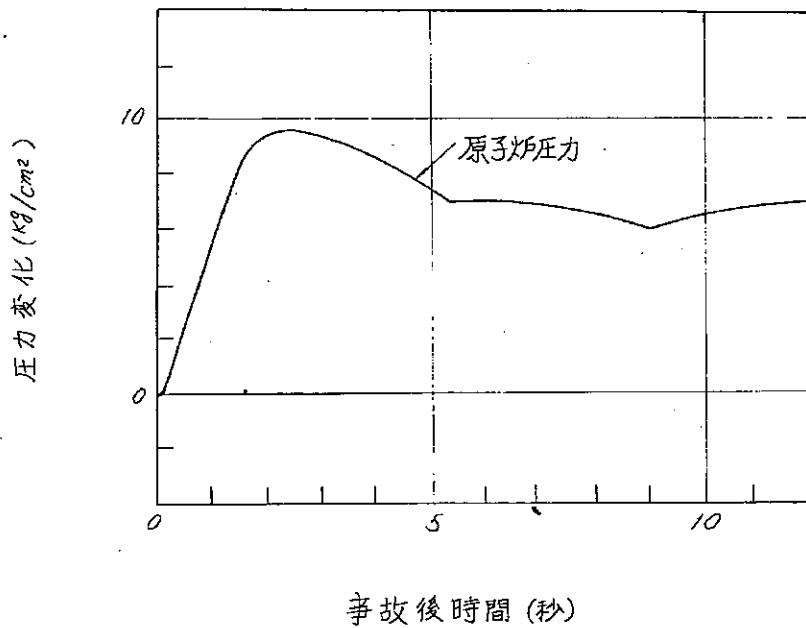
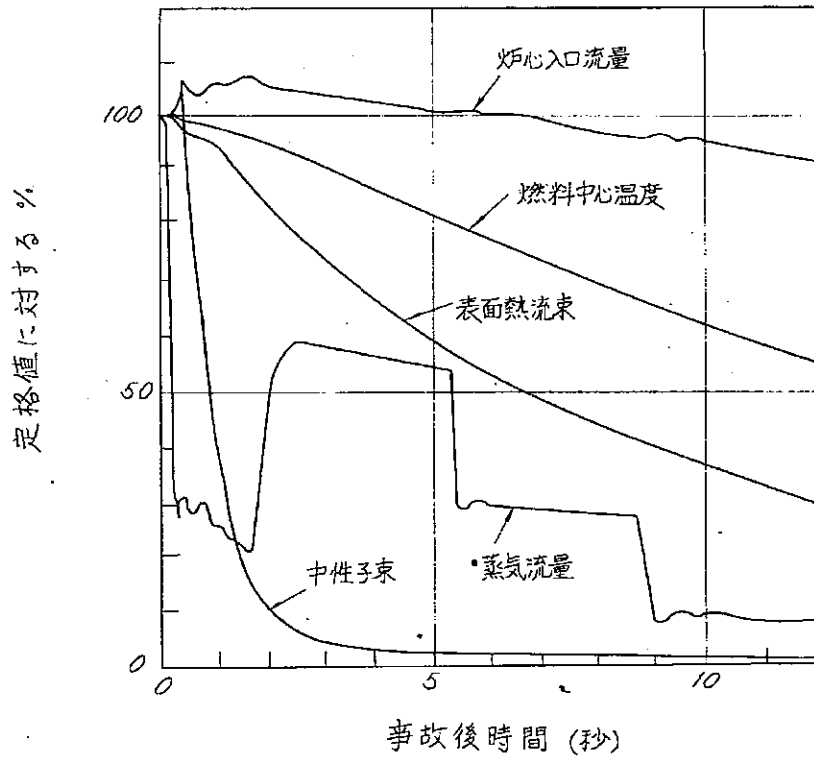
第2.2-2 図 給水加熱喪失時の過渡変化



第22-3図 全給水流速喪失時の過渡変化

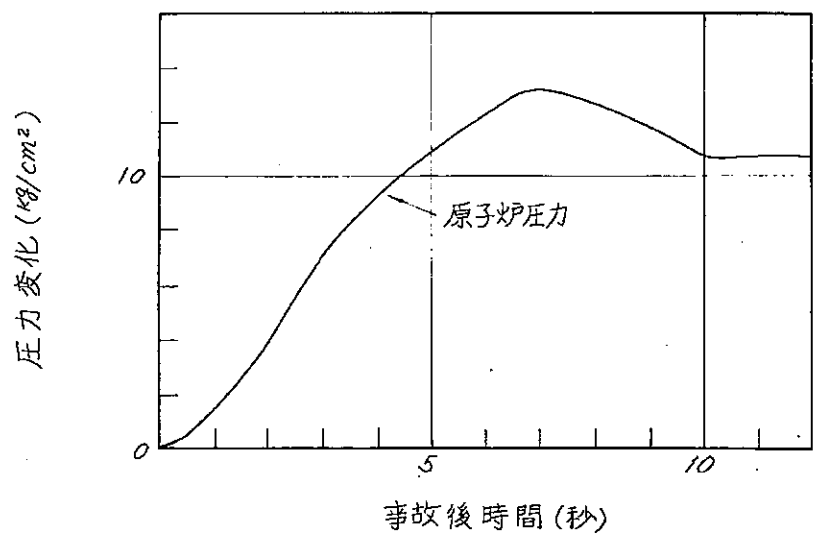
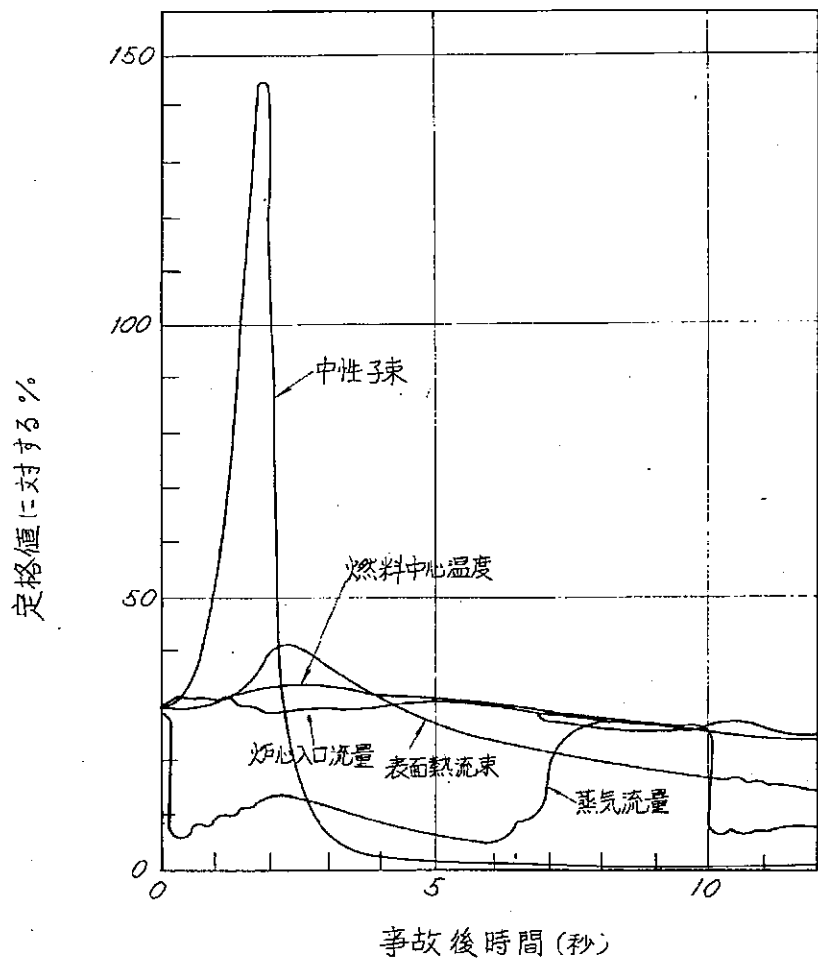


第2.3-1 図 タービンリップバイパス動作時の過渡変化
(高出力運転)

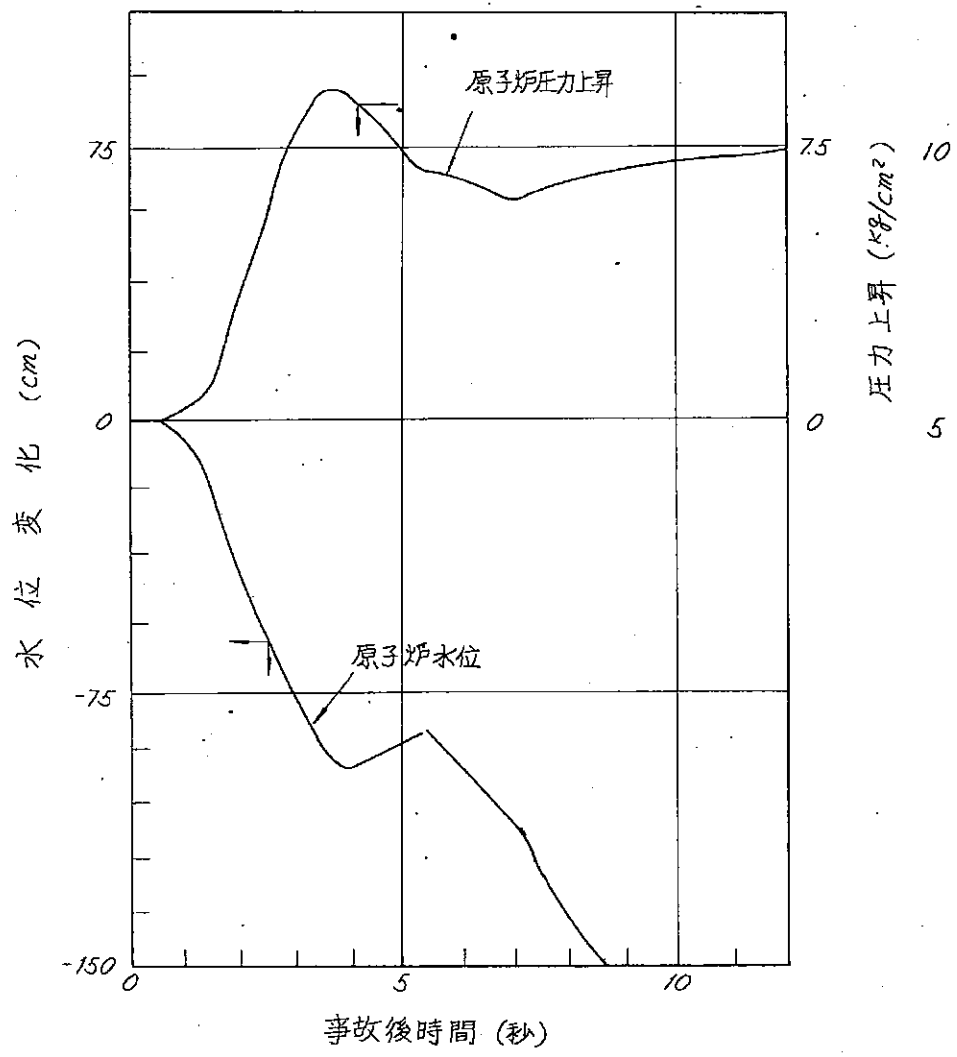
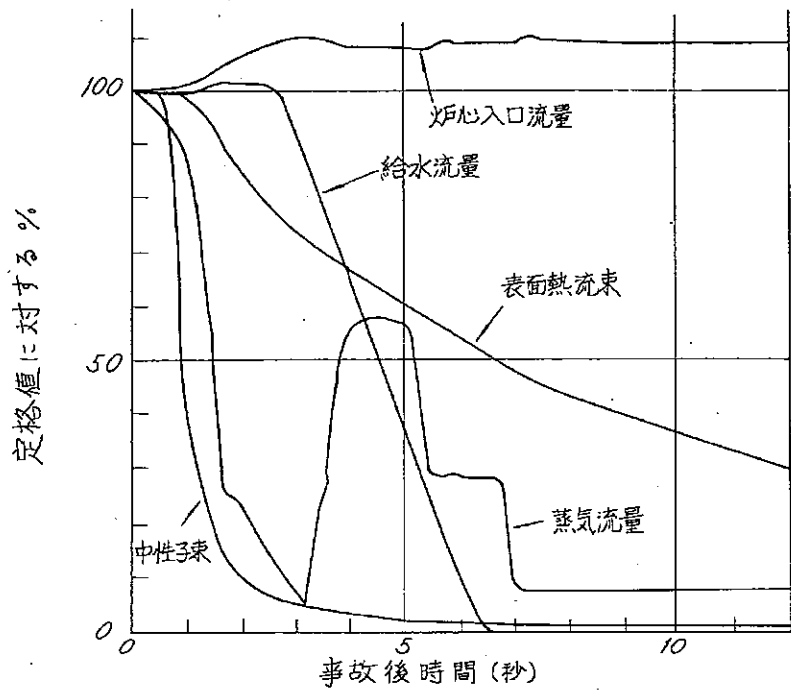


第2.3-2図 タービントリップ・バイパス不動作時の過渡変化
(高出力運転)

8-01

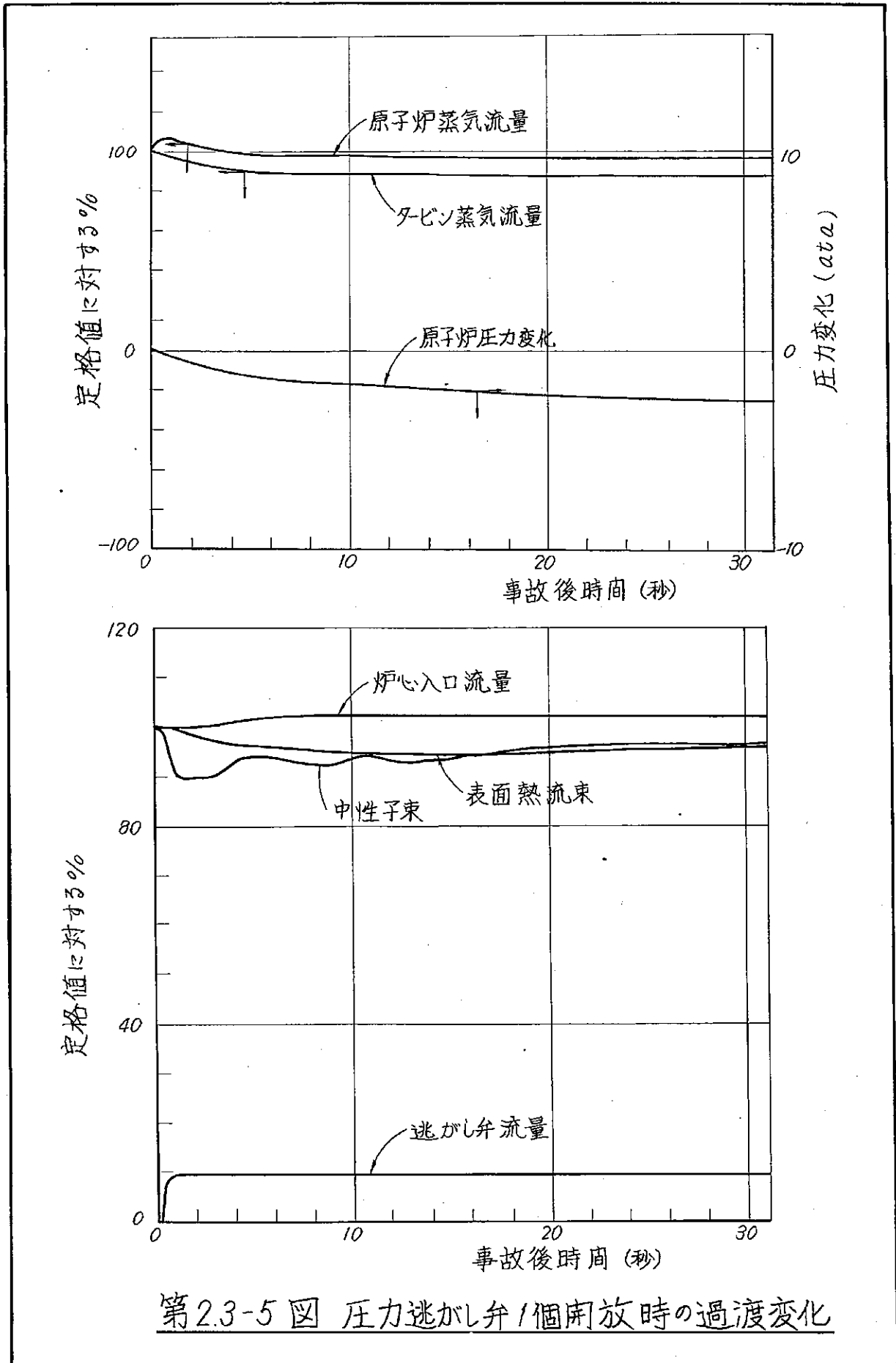


第2.3-3図 タービントリップ・バイパス不動作時の過渡変化
(低出力運転)



第2.3-4図 主蒸気隔離弁閉鎖時の過渡変化

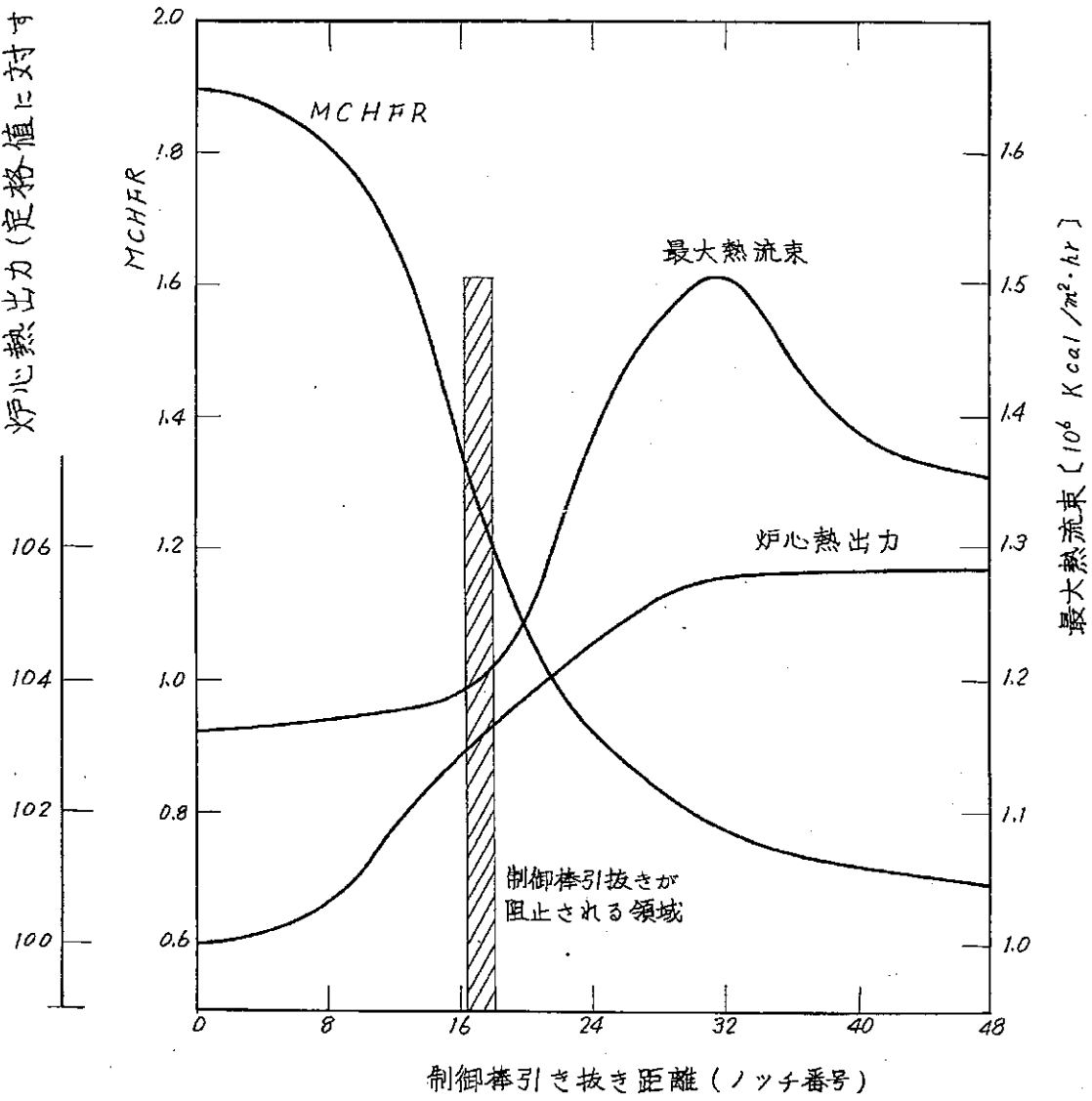
01-01



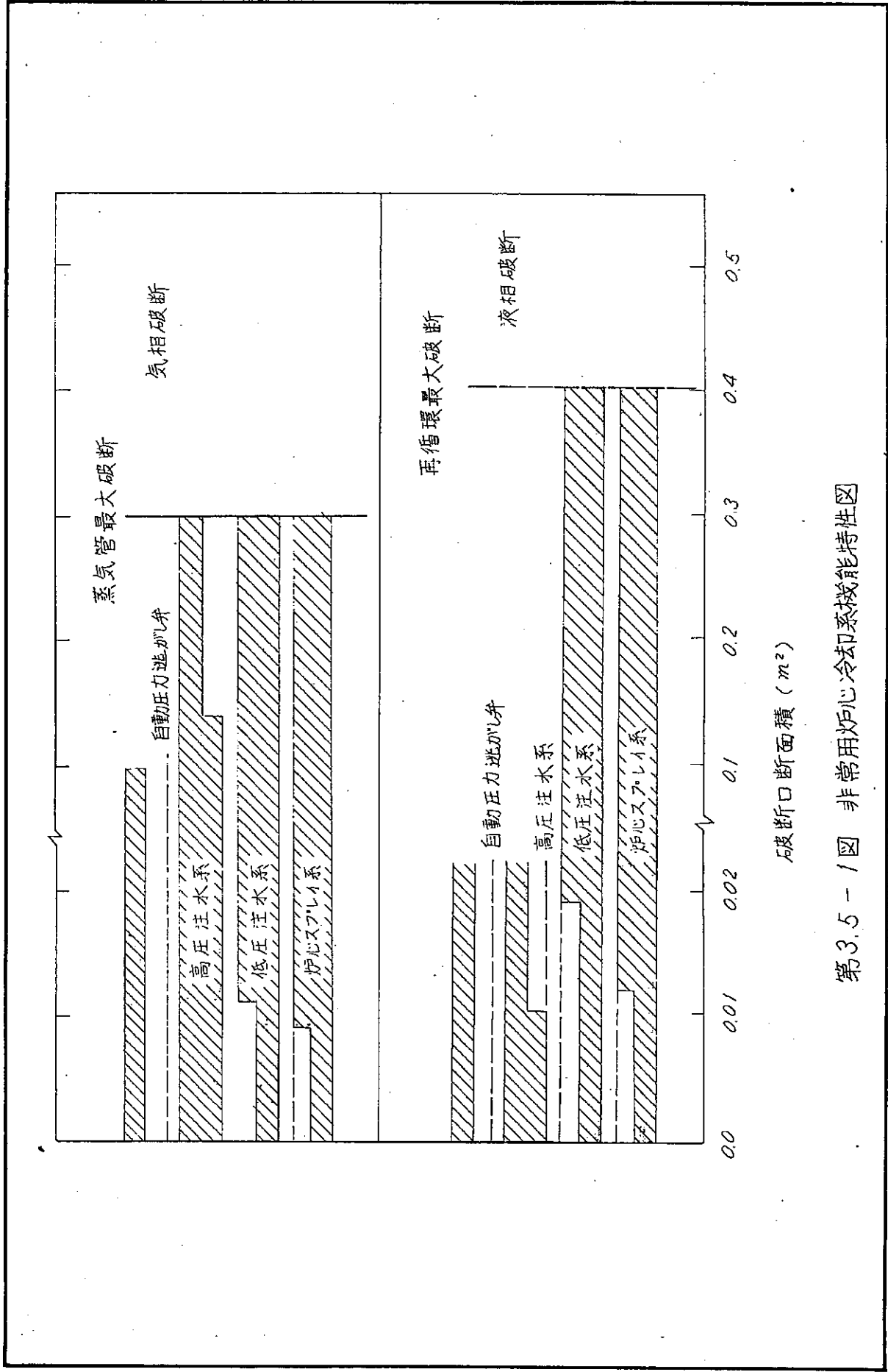
第2.3-5 図 圧力逃がし弁1個開放時の過渡変化

6-01

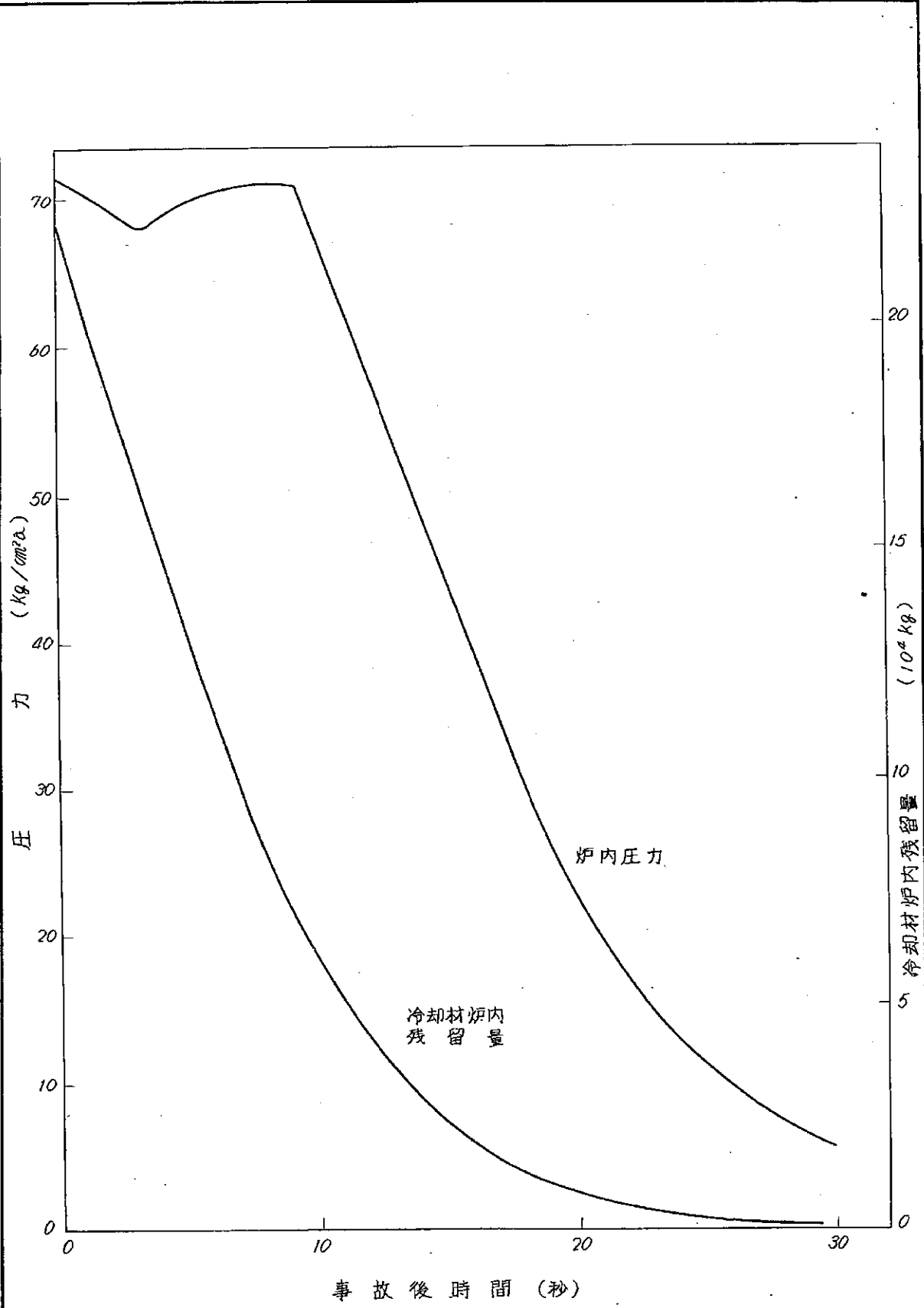
炉心熱出力(定格値に対する%)



第 2.4 - 1 図 出力運転中制御棒引き抜き時の応答

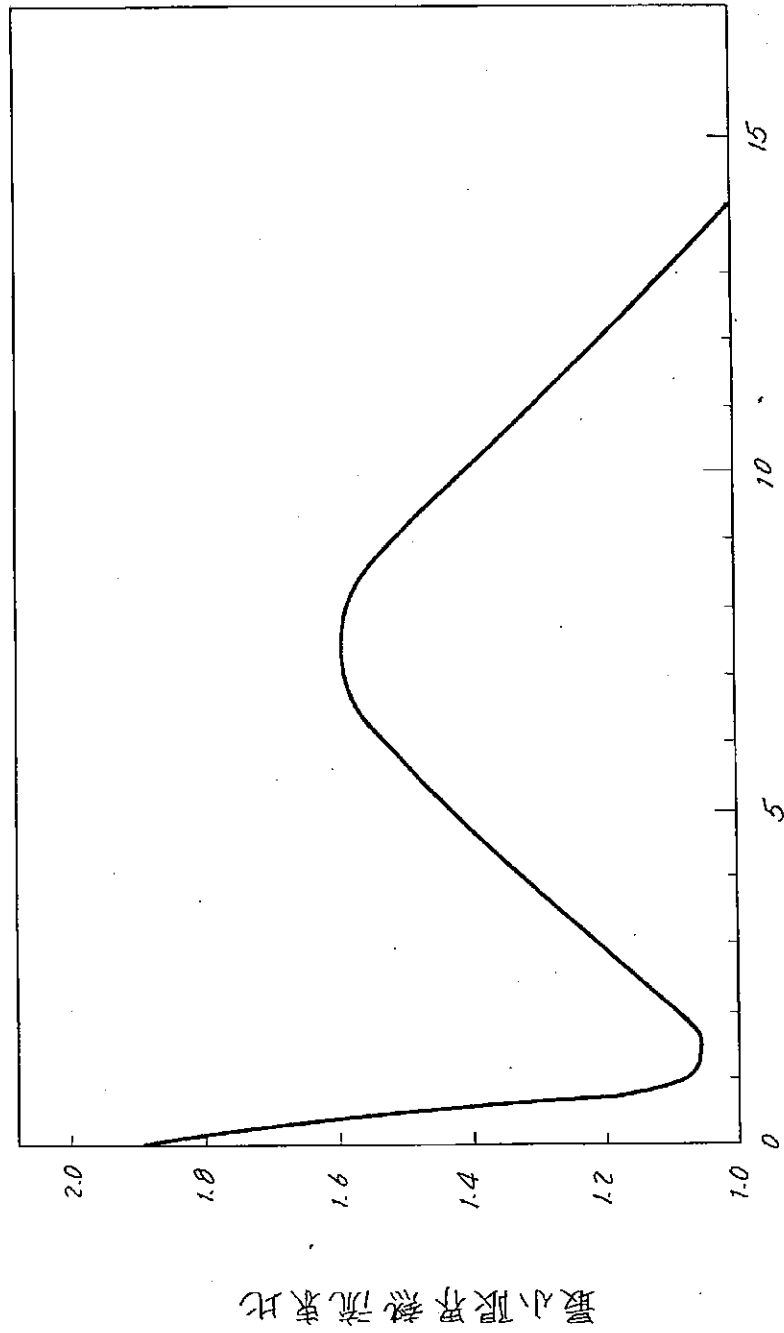


第3.5-1図 非常用炉心冷却系機能特性図



第3.5-2図 再循環回路配管最大破断における炉内圧力および冷却材残留量の変化

31-07



事故後時間(秒)

3.3.5-3 図 冷却材喪失事故時の最小限熱流率比の変化

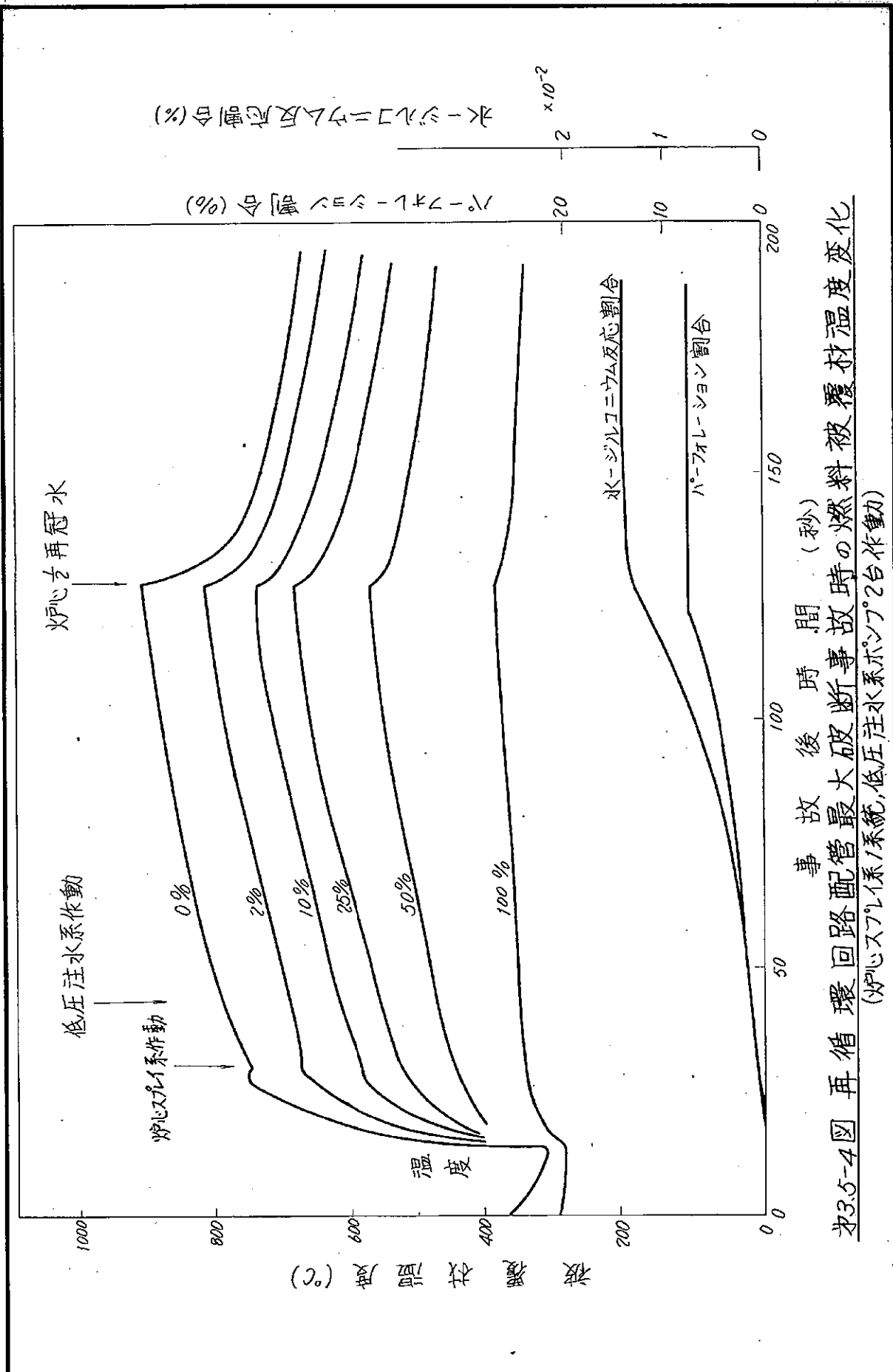


表3.5-4 再循環回路配管最大破断事故時の燃料被覆材温度変化
 (炉心スプレイ系/系統, 低圧注水系ポンプ2台作動)

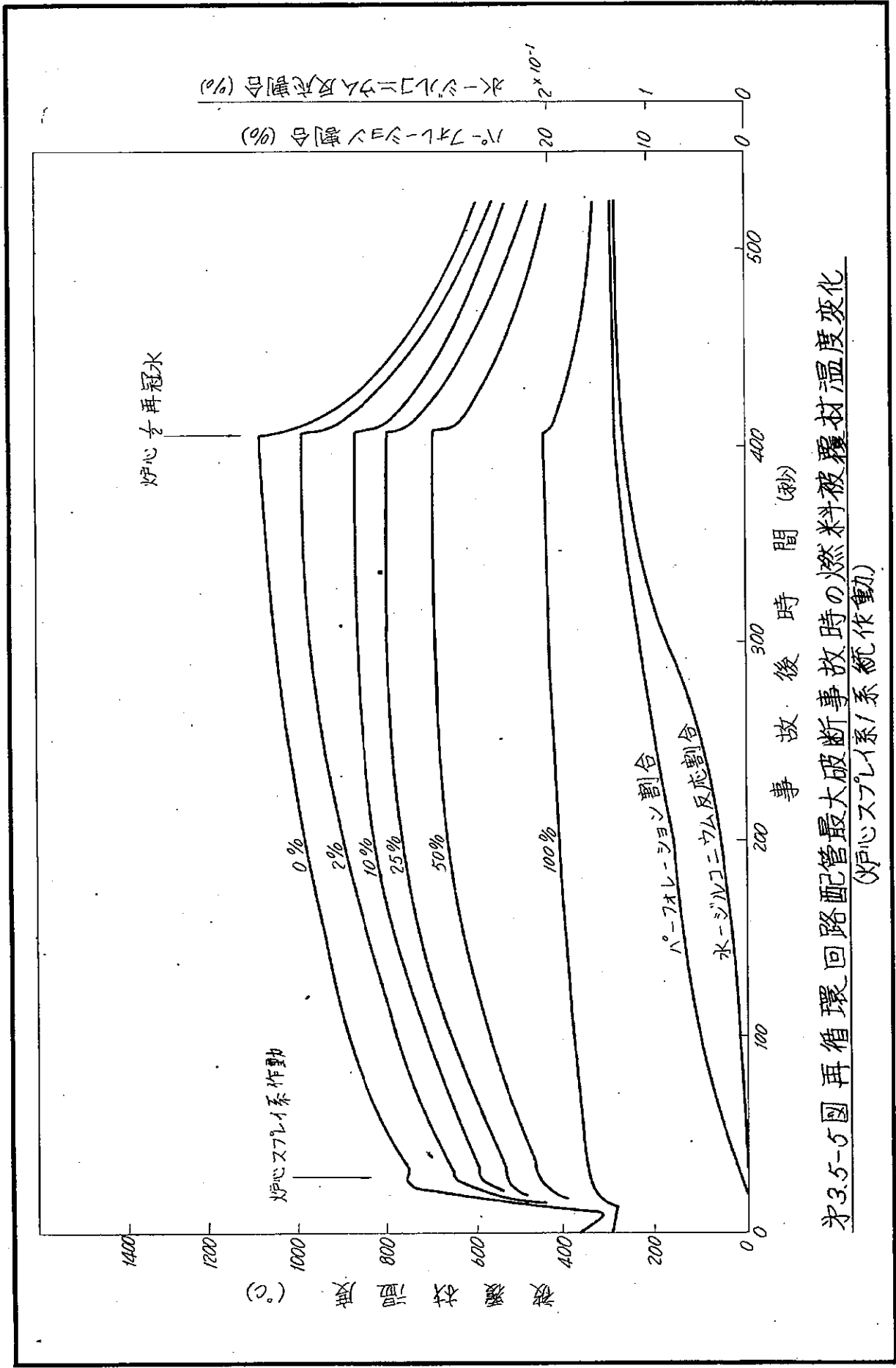
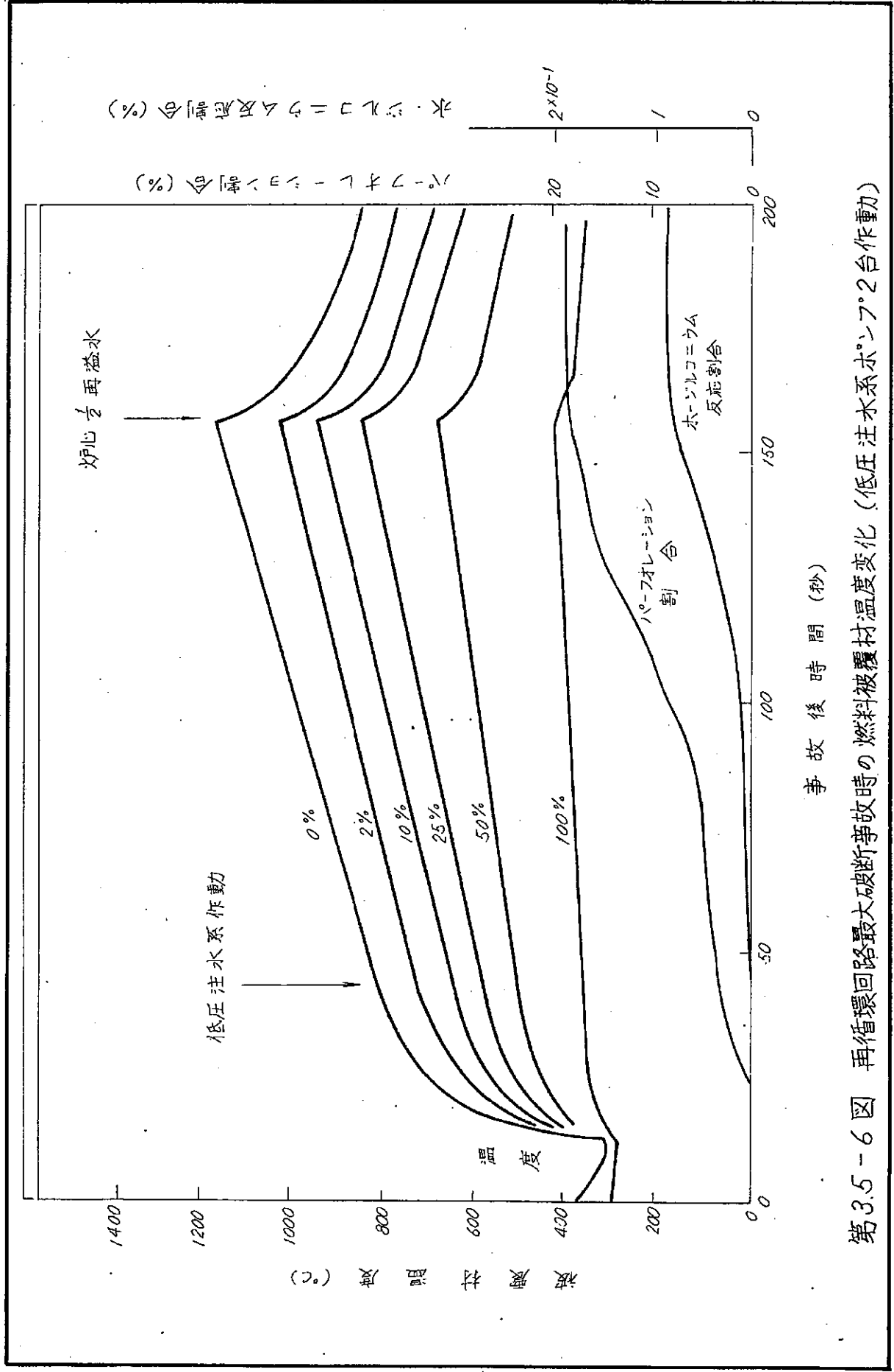


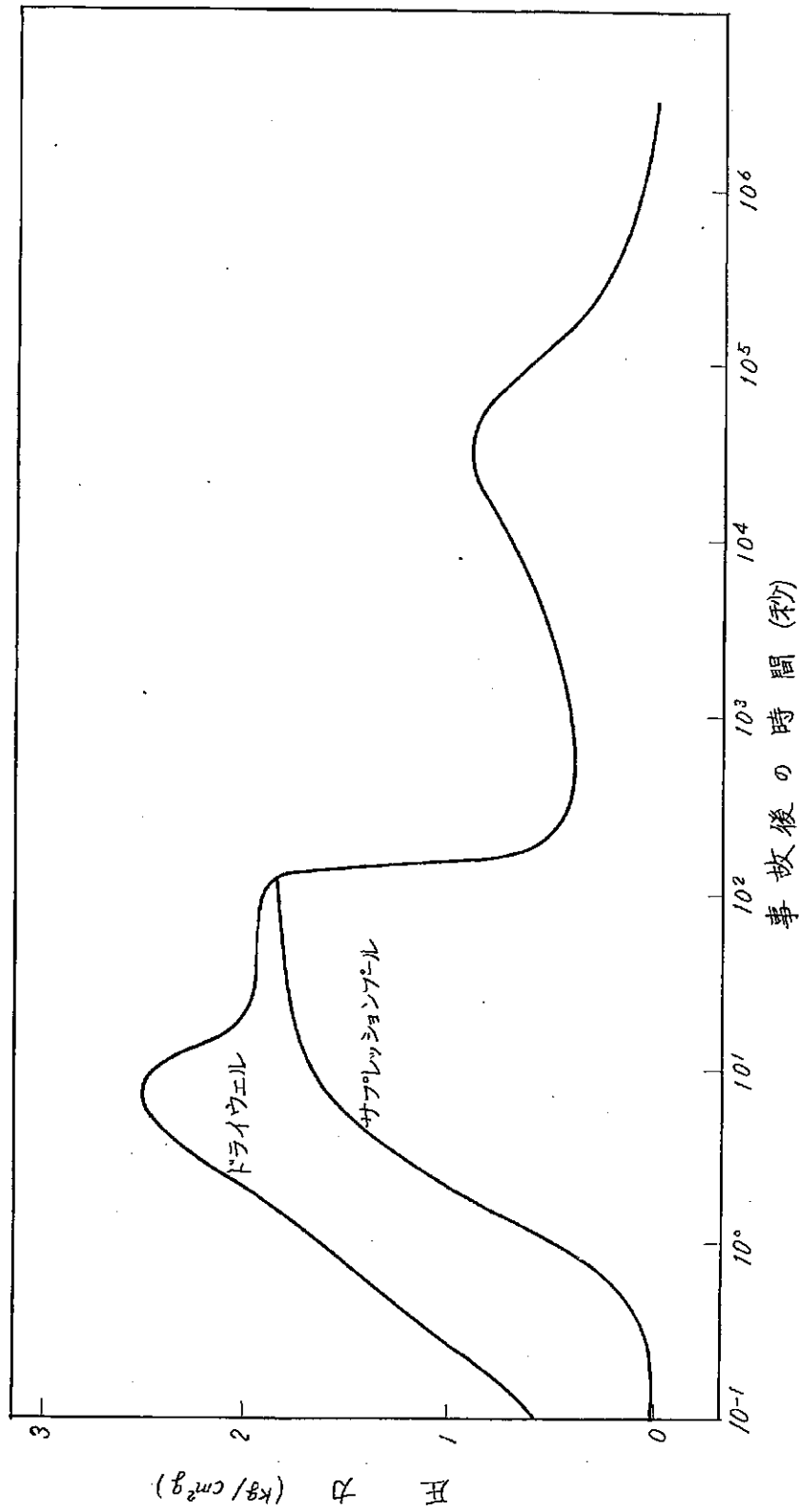
図3.5-5 再循環回路配管最大破断事故時の燃料被覆材温度変化
(炉心スプレイズ系/系統作動)



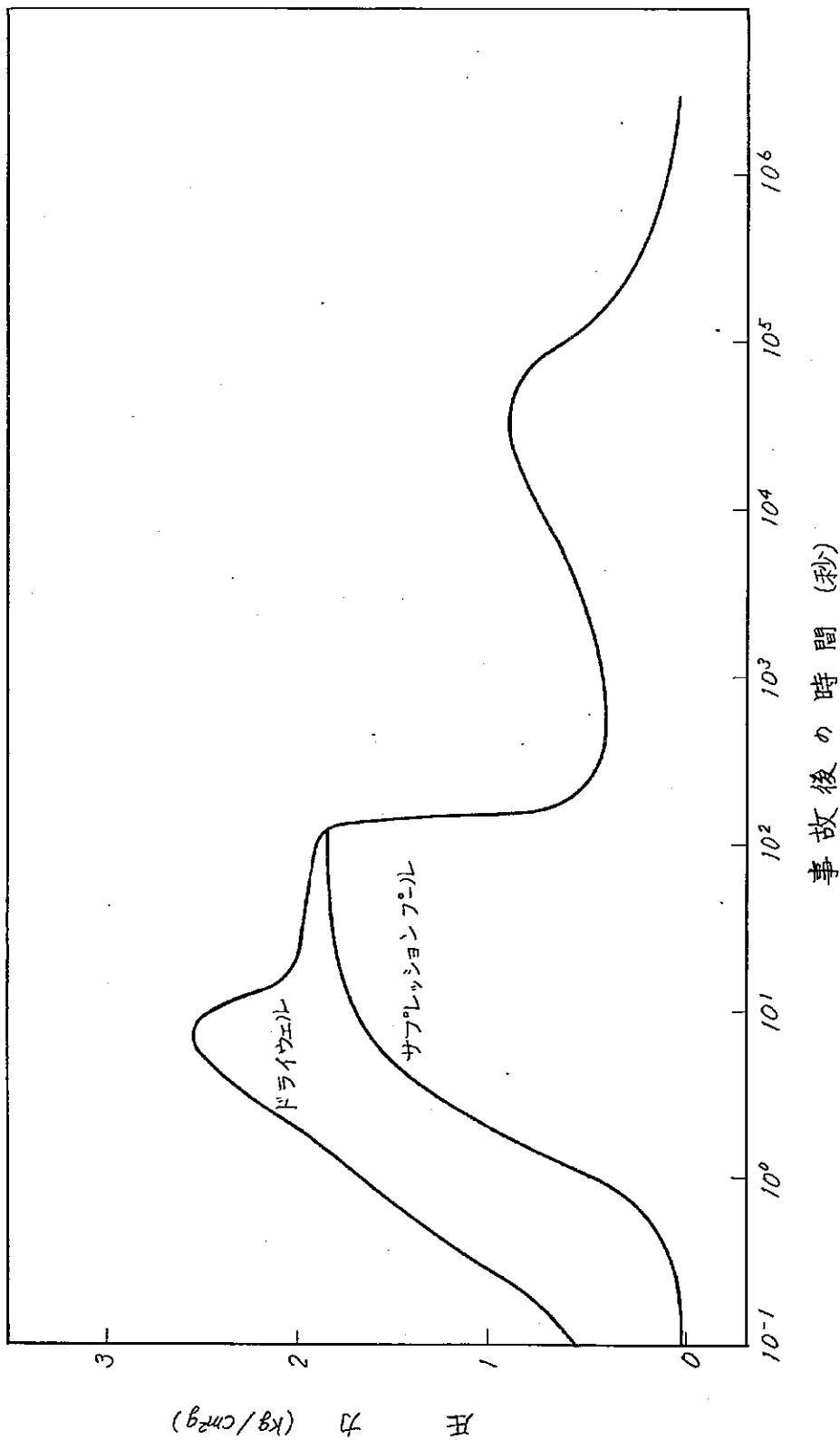
第3.5-6図 再循環回路最大破断事故時の燃料被覆材温度変化 (低圧注水系ポンプ2台作動)

事故後時間 (秒)

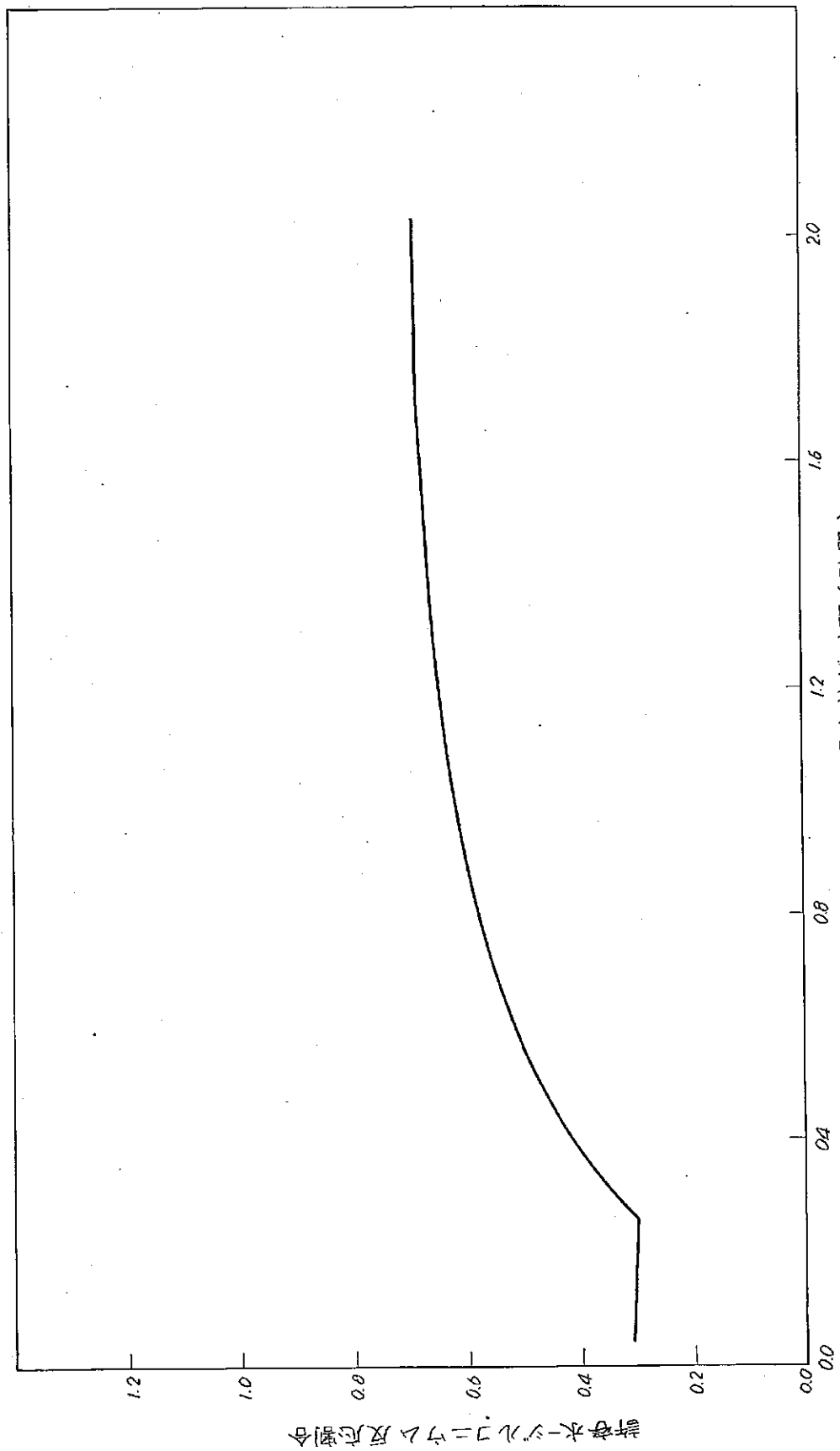
61-01



第3.5-7 図 ドライウエルおよびサブレーションサンプルの圧力変化(炉心スプレッドポンプ台残留熱除去系ポンプ2台作動)



第3.5-8図 ドライウエルトおよびサブレーションプールの圧力変化 (炉心スプレッドシステム、格納容器冷却系1システム作動)



水-シリカニウム反応持続時間(時間)

第3.5-9図 格納容器特性曲線

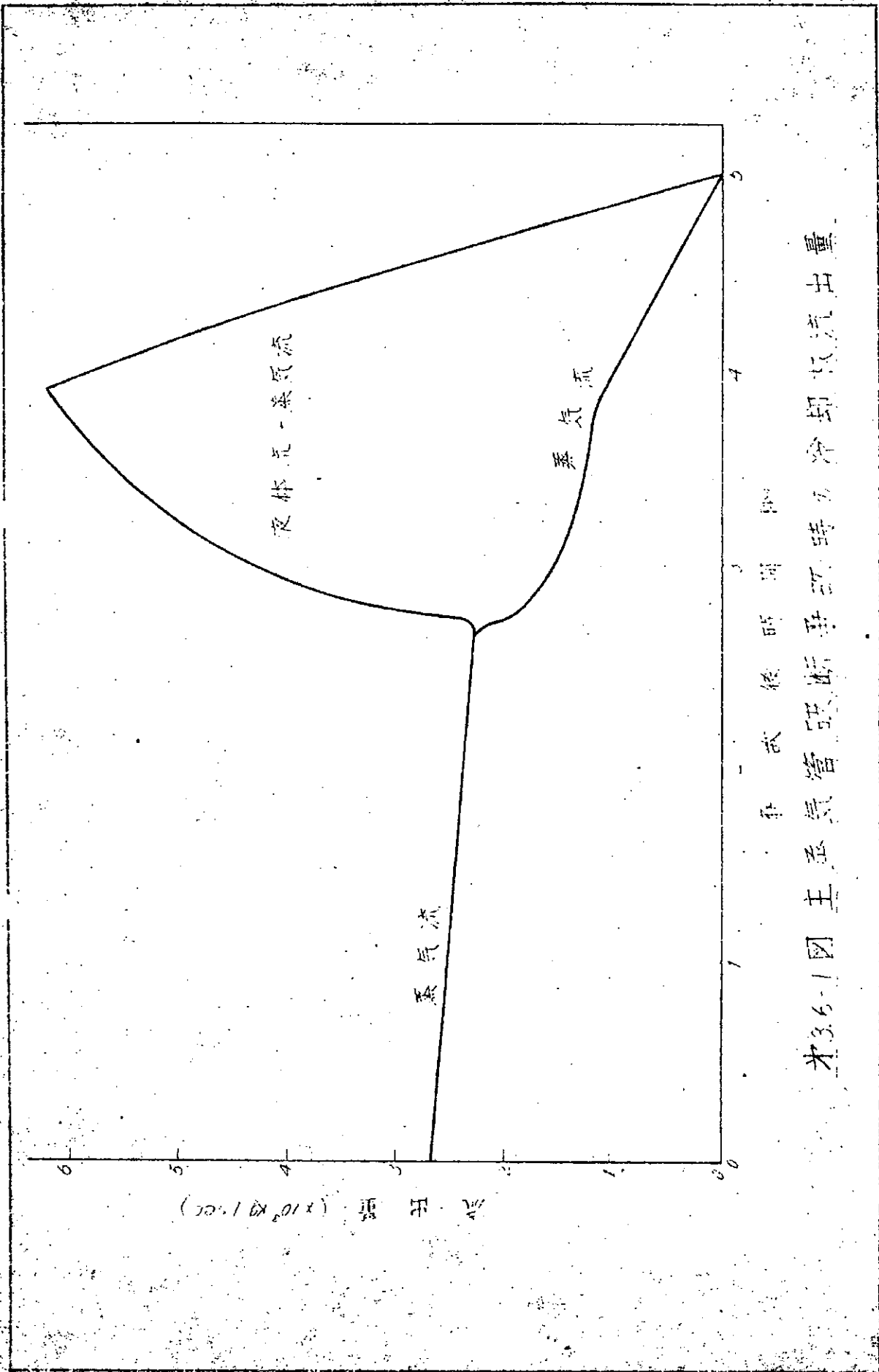


图 3.6-1 主蒸汽管断管时冷却汽流量

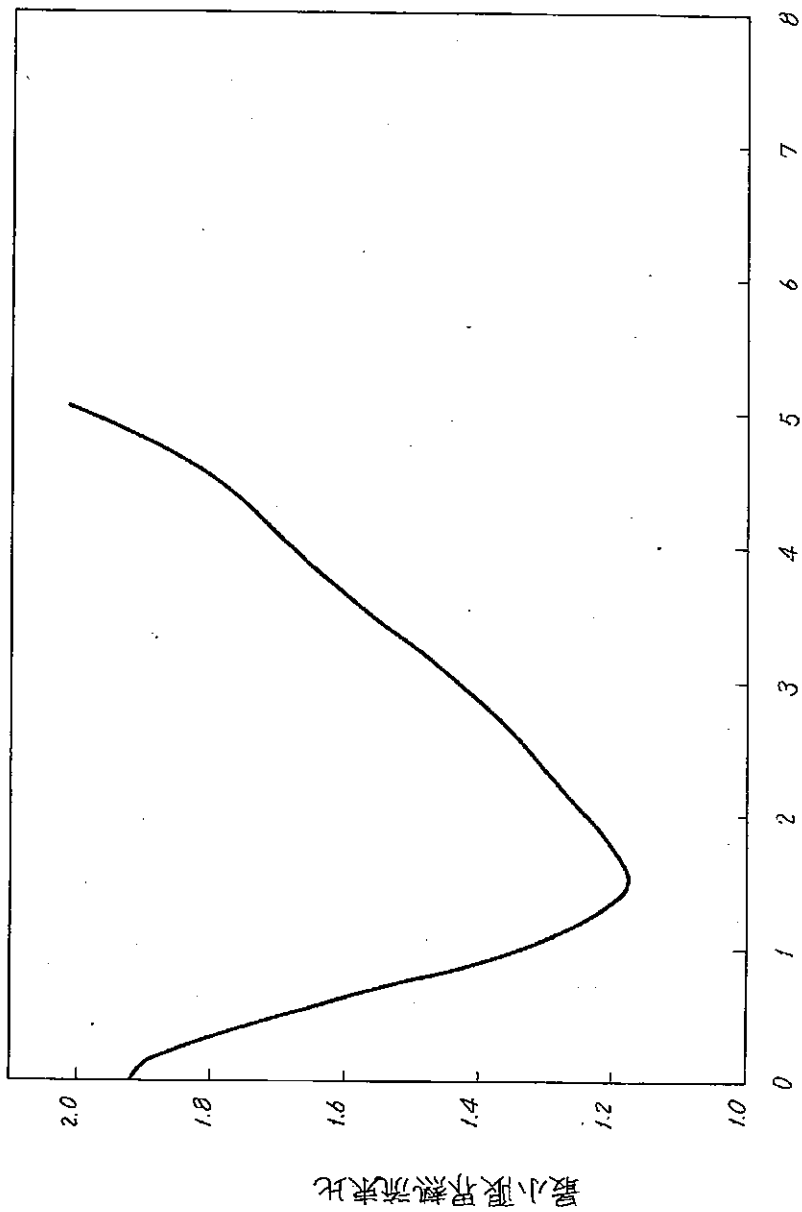


表3.6-2 図 主蒸気管破断事故時の最小限界熱流束比の変化