JAERI-M
82-060

ＢＷＲ炉心スプレー系のフォールト・ツリー解析

１９８２年６月

渡邊　憲夫

日本原子力研究所
Japan Atomic Energy Research Institute

JAERI-M レポートは，日本原子力研究所が不定期に公刊している研究報告書です。

入手の問合わせは，日本原子力研究所技術情報部情報資料課（〒319—11 茨城県那珂郡東海村）あて，お申しこしください。なお，このほかに財団法人原子力弘済会資料センター（〒319—11 茨城県那珂郡東海村日本原子力研究所内）で複写による実費頒布をおこなっております。

JAERI-M reports are issued irregularly.

Inquiries about availability of the reports should be addressed to Information Section, Division of Technical Information, Japan Atomic Energy Research Institute, Tokai-mura, Naka-gun, Ibaraki-ken 319—11, Japan.

編集兼発行　日本原子力研究所
印　　刷　日立高速印刷株式会社

JAERI-M 82-060

BWR炉心スプレー系のフォールト・ツリー解析

日本原子力研究所東海研究所安全解析部
渡邊憲夫

（1982年5月18日受理）

フォールト・ツリー解析は，原子力プラントの確率論的安全性評価に用いられている手法である。本報告書はBWR（Browns Ferry Nuclear Plant）の炉心スプレー系を対象にフォールト・ツリー解析を行ない，この解析手法の有効性を確かめたものである。

解析の結果，算出した炉スプレー系のアンアベイラビリティは，1.2×10^{-3}/demandであった。また，このシステム機能喪失に最も支配的寄与を及ぼすのは，原子炉容器内圧力検出計の「較正ミス」であることが判明した。ハードウェアの見地からは，注入用電動弁（FCV75－25及び75－53）であることが確かめられた。したがって，今回入手した情報資料の範囲内で考え得る改善案として4つの原子炉容器内圧力検出計の較正を独立に行なって各検出計間の従属性を小さくすること，及び注入用電動弁に冗長性を持たせることが挙げられる。このように本解析手法で，定性的，定量的にシステム解析を行なうことの有用性を確かめることができた。更に詳細な解析を進めるのに必要な情報資料としては，保守点検手順書，各動的機器のSI信号系制御回路に関する情報及び機器故障モードごとの故障率データが重要である。

JAERI-M 82-060

Fault Tree Analysis on BWR Core Spray System

Norio WATANABE

Division of Nuclear Safety Evaluation

Tokai Research Establishment , JAERI

(Received May 18, 1982)

Fault Trees which describe the failure modes for the Core Spray System function in the Browns Ferry Nuclear Plant (BWR 1065MWe) were developed qualitatively and quantitatively.

The unavailability for the Core Spray System was estimated to be 1.2×10^{-3} /demand.

It was found that the miscalibration of four reactor pressure sensors or the failure to open of the two inboard valves (FCV 75-25 and 75-53) could reduce system reliability significantly.

It was recommended that the pressure sensors would be calibrated independently. The introduction of the redundant inboard valves could improve the system reliability. Thus this analysis method was verified useful for system analysis. The detailed test & maintenance manual and the informations on the control logic circuits of each active component are necessary for further analysis.

Keywords: Fault Tree Analysis, BWR, Core Spray System,
Failure Rate Data

目　　次

Contents

1. はじめに

フォールト・ツリー解析（Fault Tree Analysis ；ＦＴＡ）は，確率論的安全性評価（Probablistic Risk Assessment ；ＰＲＡ）の一環として用いられている手法である。原子力プラントの有意な事故シーケンスを決定するために，イベント・ツリー（Event Tree ；ＥＴ）を展開し，各々の工学的安全施設（Engineered Safety Features ；ＥＳＦｓ）の故障確率と起因事象（例えば，ＬＯＣＡの場合の配管破断）の発生確率とを組み合せることによって，シーケンスの発生確率の評価を行なう。このような各システムの故障確率を導き出すのが，フォールト・ツリー解析である。この手法は，各機器の故障や他の事象（人的過誤，点検・保守の寄与など）を組み合せて，システム全体の安全性及び信頼性を定性的，定量的に評価するためのもので，ラスムッセン研究[1]に用いられ，関心を一挙に高めた。そもそも，この手法は，Bell Telephone 研究所で，Miniteman計画のミサイル発射の制御系信頼性解析のために導入され，その後，ＮＡＳＡ，ボーイング社などの宇宙・航空機産業を中心に信頼性工学の分野で使用されてきた。そして，基本的な機器故障及び事象の確率に，人的過誤や保守点検，定期検査によるシステム不作動の影響を考慮し，システムの全アンアベイラビリティを関連づけることができるため，原子力の分野に及んだのである。

フォールト・ツリー解析は，演繹的手法であり，システムの望ましくない事象から始められる。一般に，この望ましくない事象は，イベント・ツリーで示されるシステム不作動として定義される。それから，システムや機器を十分理解・検討した上で，機器の不作動状態を組み合せていくのである。

本解析では，ＢＷＲ（Browns Ferry Nuclear Plant Uuit 1）の炉心スプレー系を対象にフォールト・ツリー解析を行なった。入手したプラント情報からフォールト・ツリーを作成し，故障モードごとに故障率をわりあてて，システム・アンアベイラビリティを算出すると共にシステム解析を行なって解析手法の有用性を確かめた。また，本解析よりも更に詳細な解析，例えば，解析レベルを掘り下げることで本解析では現われない機器間の相互依存性の有無を調べることなどを行なうのに必要な情報及びデータを明示することを目的としている。その過程で，詳細フォールト・ツリー（Detailed Fault Tree）から縮小フォールト・ツリー（Reduced Fault Tree）を作成し，これら２つのフォールト・ツリーより，対象としたシステム，ＢＷＲ炉心スプレー系のアンアベイラビリティを求めた。なお，アンアベイラビリティの算出にはＷＡＭ－ＢＡＭ[2]コードを使用している。

まず，入手したプラント情報から詳細フォールト・ツリーを作成する。そして，このフォールト・ツリーをもとに縮小フォールト・ツリー（ツリーの煩雑さを失くし，見易くするために，システム・アンアベイラビリティへの寄与の小さい事象を消去して作る。この際，ＷＡＭ－ＣＵＴ[3]コードを用いることが多々ある。）を作り，機器の故障率データを用いて各々のツリーから，システム・アンアベイラビリティを算出する。こうして求めた２種類のアンアベイラビリティを比較して詳細フォールト・ツリーから削除されたいくつかの機器故障がシステム・ア

ンアベイラビリティに及ぼす寄与の小さいことを確かめると共に，クリティカル・コンポーネント，即ち，このシステム機能喪失に支配的寄与を及ぼす可能性をもつ機器を見い出す。更に解析結果をもとに，入手した情報の範囲内で，システムの信頼性向上をはかるための改善案を考える。そして，最後に，このシステムを例にフォールト・ツリー解析をより詳細に行なうのに必要な情報を示し，解析実施の際の問題点及び今後の課題についても言及する。

2. Browns Ferry Nuclear Plant 炉心スプレー系

フォールト・ツリー解析を行なうにあたって，もとになる情報資料は，Browns Ferry Nuclear PlantのＦＳＡＲ（Final Safety Analysis Report）[4]，運転員訓練手順書（Simulator Training Manual）である。また，これらに付け加えていくつかの仮定をたてた。各々をまとめて以下に示そう。

2.1 炉心スプレー系の概要

炉心スプレー系（Core Spray System；ＣＳＳ）の目的は，ＬＯＣＡ（Loss of Coolant Accident）時に，炉心を冷却するために，炉内に十分な冷却水を供給することである。

このシステムは，独立な２系統から成り，互いに物理的，電気的に分離されている。すなわち，単一の物理的事象によって，両系統が同時に機能喪失することがないように設計されている。（例えば，一方の系統の配管破断により生じた飛翔物質で他方の系統が直接影響を受けないように配置されている。）Fig.3[注1)]に示されるように，各系統とも圧力抑制プールから原子炉容器までの間に，２機のＡＣ電源駆動の５０％容量ポンプが並列に，そして，いくつかの電動弁，手動弁，逆止弁及び配管，それに付随した制御計装系が備え付けられている。

炉心スプレー系は，(1)原子炉容器内水位異常低（燃料上端より１７．７インチ上，即ち，蒸気吐出口より下へ143.5インチ又は，原子炉容器底部から377.7インチ），あるいは，(2)ドライウェル内圧力異常高（＋２psi）及び原子炉容器内圧力低（４５０psig）の信号を受けて自動的に起動する。(1)は，冷却水喪失により炉心が過熱されるという危険性を示し，(2)は，一次系障壁の破損へとつながる。

原子炉容器内水位異常低あるいは，ドライウェル内圧力異常高の信号を受けると，自動制御系（Automatic Control System）がスプレーポンプを起動させる。冷却水は，圧力抑制プールより汲み上げられ，ポンプ吸入側の通常時開電動弁（ＦＣＶ７５－２，７５－１１）を経て，各５０％容量のポンプ（ポンプＡ，Ｃ）へと流れる。そして，ポンプ吐出側の配管を経由して，通常時開電動弁（ＦＣＶ７５－２３）へ，さらに，原子炉内圧力低の信号を受けて開く，通常時閉電動弁（ＦＣＶ７５－２５）を通り，ドライウェル内へ入る。ドライウェル内には，水圧で開く逆止弁（ＦＣＶ７５－２６）があり，原子炉容器内のスプレースパージャーへ冷却水を送る。スパージャーに付いているスプレーノズルから，炉心に一様に散水される仕組みになっている。なお，スプレーポンプを起動させる自動制御系と通常時閉電動弁へ開信号を送る回路を総称して，起動信号発生回路（Auto Initiation Circuit）と呼び，その回路図をFig.5（付録Ａ）に示す。

しかし，このシステムが適切に作動するには，炉内が十分に減圧されていなければならない。したがって，もし，炉内が十分に減圧されていない場合には，自動減圧系（Automatic Depre-

---

注1） このFig.3の情報源，作成方法については，付録Ａに示す。

ssurization System ；ＡＤＳ）が作動して，炉心スプレー系の作動条件を満たす。

吸入側の通常時開電動弁（ＦＣＶ７５－2，７５－１１）は，炉心スプレー系に漏洩が生じた場合，圧力抑制プールからシステムを隔離するために，制御室から遠隔操作で閉じることができる。したがって，圧力抑制プールに近い場所に設置されることが望まれる。また，スプレーポンプの駆動電源は，４１６０ＶＡＣ原子炉停止用配電盤（Shutdown Board）より供給され，１機ごとに独立である。もし，定常のＡＣ電源が喪失すれば，７秒の時間遅れで，ディーゼル発電機から電源を受けて起動する。ディーゼルが１機，機能喪失すると，それに伴うスプレーポンプも自動的に停止する。吐出側の２つの電動弁は，ポンプ停止時に一次系から炉心スプレー系を隔離し，ポンプ起動後，開信号を受けて冷却水をドライウェル内へ送り込む。これらの電動弁は，ドライウェルの外側にあって，運転や保守点検を行ない易くしているが，炉内圧力（約１０００psig）にさらされる配管の長さを短くするため，ドライウェルに近い場所に据え付けられている。ドライウェルに近い方の電動弁（Inboard Valve ；ＦＣＶ７５－２５）は，通常時閉で，格納容器隔離のために，ドライウェル内の逆止弁（ＦＣＶ７５－２６）のバックアップとなっている。この電動弁（ＦＣＶ７５－２５）は，４５０psig で自動的に開く。その信号は，炉内にある４つの圧力スィッチのうち，２つがトリップすることによって発生する。圧力スイッチがトリップする圧力設定値，即ち，４５０psigは，一次系内の圧力を示しており，炉心スプレー系の低圧部，換言すれば，この電動弁よりポンプ側が過圧されない程度に低く選定されているが，炉心スプレー系の誤作動を誘発せずに，ＬＯＣＡ時に燃料を適切に冷却できる値が採用されている。炉心スプレー系低圧部の過圧防止，炉内圧力からの保護のため，圧力逃し弁が設けられている。この圧力逃し弁が吹くのは，５００psig である。逃し弁から排出された水は，ラド・ウエスト系（Radwaste System）へ送られる。もう１つの電動弁（Outboard Valve ；ＦＣＶ７５－２３）は，事故時に操作する必要のある機器を制限する意味で，通常時開となっている。この電動弁を閉じることによって，炉内を加圧しながら，ドライウェルに近い方の電動弁（ＦＣＶ７５－２５）の開閉試験を行なうことができる。これらの電動弁の駆動電源は，４８０ＶＡＣ原子炉電動弁用配電盤（Reactor MOV Board）である。各動的機器の制御電源は，各系統ごとに独立のＤＣ母線から供給される。電気系統機器は，補助計装室にあり，系統ごとに別個のキャビネットに収納されている。

スプレーポンプや電動弁には，起動信号を受ける制御回路が付いていて，制御室から手動スィッチで操作可能である。その作動状況も制御室に表示される。さらに，各配管系には，圧力指示計や流量計などが備え付けられていて，運転情報や異常報告が制御室で確認できる。

ポンプのミニマム・フロー系は，吐出側から圧力抑制プールへとつながり，吐出側の電動弁が閉状態の場合に揚水時のポンプの過熱を防ぐことが目的となっている。ポンプの吐出側に流量計（ＦＥ７５－２１）が据え付けられ，主配管流量が最小流量１２５０gpmになると，ミニマム・フロー系の電動弁（ＦＣＶ７５－９）に閉信号を送り，この配管系を遮断する。

流量試験用バイパス系は，定常運転時に，炉心スプレー系の作動試験を行なうために設けられていて，圧力抑制プールへ水を循環させる。通常時閉の試験用電動弁（ＦＣＶ７５－２２）は，制御室の遠隔スィッチによって操作され，炉心スプレー系の起動信号を受けると，閉状態でインターロックされる。この駆動電源は，主配管上の電動弁と同じである。試験用配管系にある

オリフィスや電動弁の部分開によって，炉内への注水に相当する圧力降下でスプレー水が試験用配管系に流れ込むため，冷却水がこの配管系内を流れるか，あるいは，スパージャーへ流れているかを制御室にある１つの流量指示計で表示している。

ドライウェル内の逆止弁（ＦＣＶ７５－２６）は，事故時の高温多湿の環境で作動を要求される唯一の動的機器である。それ故，炉心スプレー系の起動信号とは独立に冷却水の力だけで開く弁が選ばれている。したがって，ドライウェル内の状態によって，この炉心スプレー用機器の作動能力が影響を受けることはない。また，この弁は，空気系（Control Air System）を用いて開閉試験が可能である。さらに炉心側には，運転中施錠開の手動弁（ＨＣＶ７５－２７）があり，原子炉停止時にポンプ側の弁の保守を行なう場合，炉心スプレー系の格納容器外の部分を一次系から遮断する。

なお，炉心スプレー系起動注入後，炉心に注入された水は，一次冷却系の破損箇所からドライウェルに漏出し，更に圧力抑制管を通って圧力抑制プールへ排出される。こうして構成された閉ループは，運転員が手動操作で機器を停止するまで継続して運転される。

次に，運転員の行動及び必要条件について簡単に示そう。これらは運転員手順書に示されているものである。

(1) 定常運転時の流量試験では，水はポンプを経て圧力抑制プールへ戻る。

(2) ミニマム・フローで５分間以上ポンプの運転をしない。

(3) ドライウェル内圧力試験選択スィッチを自動の位置にしておいて，ドライウェル内圧力高でポンプが自動起動するようにしておく。

(4) 圧力抑制プールの水位を−1″から−4″の間に保ち，炉心スプレー系を使った給水が常時できるようにしておく。

(5) もし，炉心スプレー系が自動的に起動すれば

① 起動信号を確認する

② 原子炉容器内圧力減少と共に，炉内への流量が，各ループに対する設計流量６２５０gpmまで増加することを調べる。

(6) 自動起動の後，炉心スプレー系給水ポンプを止める時，次の事項に注意する。

① 起動信号が存在していれば，ポンプを止める前に当直長に相談する。

② 炉心に上部まで水位が到達したことを確認し，さらに，残留熱除去系（Residual Heat Removal ；ＲＨＲ）又は，低圧注入系（Low Pressure Coolant Injection System ；ＬＰＣＩ）及び高圧注入系（High Pressure Coolant Injection System ；ＨＰＣＩ）などの他の給水系が作動中あるいは，作動可能な状態にあり，炉心の冠水状態を維持できることを確かめる。

③ ドライウェル内圧力が２psig以下であるかどうかを調べる。

④ 起動信号を作動可能な状態に手動でリセットする。

⑤ ポンプを止め，自動起動可能な状態にする。

⑥ 吐出側の電動弁（Inboard Valve ；ＦＣＶ７５−２５及び７５−５３）を閉じる。

2.2 フォールト・ツリー作成のための仮定

前節では，Browns Ferry Nuclear PlantのＦＳＡＲ及び運転員訓練手順書から抜粋した炉心スプレー系の概要を示した。フォールト・ツリー解析を行なう上で，まず頂上事象を選定して，更にフォールト・ツリーの展開を進めていくのに必要な情報が前節だけでは不十分であるため，仮定をおいてシステム境界条件を定める必要がある。以下にその仮定を示すことにしよう。

(1) "Failure to deliver 100% flow to the reactor vessel from both CSS trains" をフォールト・ツリーの頂上事象として選定する。ポンプ１機で，必要流量の５０％を給水できる。即ち，１つの系統にあるポンプ２機が，炉内へ給水しなければ，頂上事象が発生すると仮定する。換言すれば，炉心スプレー系が要求を満たすための作動条件は，ポンプ"A"と"C"または，ポンプ"B"と"D"からの給水成功であると定義する。

(2) フォールト・ツリーを作成する上での炉心スプレー系の境界条件は，フローシート（Fig. 3及びFig. 4[注)]）に示される。また，炉心スプレー系とＡＣ及びＤＣ電源系，非常用機器冷却系（Emergeney Equipment Cooling Water System ；ＥＥＣＷ），ポンプ室冷却系（Pump Area Cooling Water System）とのインターフェースを次のように定義する。

① ＡＣ及びＤＣ電源系とのインターフェースは，原子炉停止用配電盤（Shutdown Board）あるいは，電動弁用配電盤（Reactor MOV Board）上にある。４つのスプレーポンプは，４１６０ＶＡＣ 原子炉停止用配電盤より駆動電源を取り，制御電源は２５０ＶＤＣ制御盤となっている。この制御電源とは，各ポンプに付いている制御回路系につながるもので，起動信号を受けてポンプを起動させるのに必要な電源である。電動弁は，駆動電源を４８０ＶＡＣ電動弁用配電盤から受け，１２０ＶＡＣ 制御電源は，４８０ＶＡＣより変換される。この１２０ＶＡＣ制御電源は，各電動弁に付いている制御回路系が起動信号系から受信した弁の開閉操作の信号をモータに送るために必要となる。

② 非常用機器冷却系とのインターフェースは，ポンプ冷却だけに適用し，フォールト・ツリー解析では，基本事象，即ち，これ以上展開されない事象として扱う。ポンプ室冷却も非常用機器冷却系と同様，フォールト・ツリーへの基本事象入力として扱う。しかし，非常用機器冷却系やポンプ室冷却系の解析は行なわない。

(3) 炉心スプレー系の使命時間（mission time）を，８時間と仮定する。作動要求時，炉心スプレー系は，始動後８時間連続作動しなければならない。ただし，始動後８時間以内であっても，炉心スプレー系が十分機能を果たし，炉内が安全な状態である，と運転員が判断して作動を停止させることもある。

(4) 電動弁の開閉状態は全て，制御室で監視できる。また，手動弁の開閉状態も制御室に表示される。

(5) システムの流量試験は月１回とする。

(6) 炉心スプレー系の作動信号は，ポンプを起動させ，必要な電動弁を開けるのであるが，こ

注） Fig.3から仮定を考慮して作成したのがFig.4であり，実際の解析にはFig.4を用いた。

の信号系機能喪失に関する解析は，Fig.5 及びFig.6 に基づいて行なう。解析は，炉心スプレー系が応答するプラントの状況を検知するためのセンサーまでさかのぼる。

(7) 主流配管の口径の３分の１より小さい配管であれば，影響のない漏出流路として無視する。これは，主流配管内の流量を１とすると，口径が主流配管の３分の１以下の配管内を流れる冷却水量は９分の１以下となり，ポンプ容量の安全余裕を考慮すると，口径が３分の１以下の配管が破損しても充分な水量が炉心に供給されると考えてよいからである。また，この仮定は，WASH－1400[5]でも用いられている。

(8) 水撃作用（Water Hammer）による配管破断は考えないものとする。これは，月１回行なわれるシステムの流量試験によって，配管中は通常満水に近い状態に維持されているため，この水が水撃作用を最小限にくいとめると考えられるからである。

(9) 運転員の過誤で，“やり損い（Commission Error）”は考慮しない。これは，この事象の発生確率が低く，また，極端に広範な事象が考えられるためである。しかし，“やり忘れ（Omission Error）”は考慮に入れる。即ち，操作要求に対して，それを満たさない人的過誤は考慮するのである。

(10) 静的回路，例えば，ケーブル，電極板，接続箱などのフォールトは，解析に含まない。この情報が不足しているためである。また，これらの静的機器の故障率は，一般に低いと考えられるからである。

(11) 原子炉容器と通常時閉の電動弁（FCV75－25，75－53）との間の破断は，検出できないものとする。他の部分の破断による漏出は，流量試験あるいは，キープ・フル系（Keep Full System）の漏洩によって検知される。したがって，年１回の定期点検という比較的点検頻度の低い，電動弁（FCV75－23，75－51）より炉心側にある機器の破損に対するフォールト存続期間（Fault Duration Time）を 4.4×10^{3} 時間[注)]（約半年）とする。また，フォールト存続期間が，4.4×10^{3} 時間より短い配管破断については，定量的に重要でないため，縮小フォールト・ツリーには含まれない。

(12) 原子炉容器と試験用バイパス系との間の配管閉塞は検出できない。配管破断と同様，このフォールト存続期間を 4.4×10^{3} 時間とし，他の部分の配管閉塞は，定量的に重要でないため，縮小フォールト・ツリーでは消去される。

(13) ポンプ潤滑油冷却及びポンプ室冷却は，非常用機器冷却系によって行なわれるものとする。また，４機のポンプへの冷却系は，独立であるが，１機のポンプに対して，ポンプ室冷却と潤滑油冷却は共通して，１つの冷却系で行なうものとする。したがって，フォールト・ツリー上では，ポンプへの冷却水喪失の１事象として扱う。

注） 間隔Tごとの定期試験に対して，アンアベイラビリティは，試験実施後の $q(t=0)=0$ という低い値から次の試験が行なわれる直前の $q(t=T)=1-e^{-\lambda T}\simeq\lambda T$ という高い値にまで増加する。指数関数は一次関数に近似できるので，試験間の平均のアンアベイラビリティは $\lambda T/2$ となる。したがってフォールト存続時間としてT／２が選ばれるため，年１回の試験では $T=8.8\times10^{3}$ 時間となり，フォールト存続期間は 4.4×10^{3} 時間となる。

次に定量評価を行なう際に必要な故障率の仮定を示そう。

(1) 故障率データで，脚中のないものは，WASH－1400 Appendix Ⅲ から引用している。

(2) ある1つのセンサー（例えば，圧力計や水位計）の較正が適切に行なわれなかった場合，他の同種センサーについても「較正ミス」が発生する可能性が増加するものとする。このため，単一のセンサーの「較正ミス」に対する失敗確率は，3.0×10^{-3}／較正であるが，このセンサーの較正と他の同種センサーの較正が，共に適切に行なわれない，という失敗確率は，$(3.0\times10^{-3})^2$／較正ではなく，1.5×10^{-3}／較正と仮定する。この値は，A.D.Swain の人的過誤評価のハンドブック[6]に基づいて求めたものである。以下に複数個のセンサー「較正ミス」の発生確率の求め方を簡単に示そう。

較正に関する仕事には，かなり高いレベルの従属性があるといえる。これは，1つのセンサーの較正を行なった際，その較正が適切でなかったとすると，次に他の同種センサーの較正も適切に行なわれないことが十分あり得るからである。このように，タスク間に高いレベルの従属性がある場合，もし，タスク“N”で適切に較正が行なわれず，そこに潜在する失敗確率をnとすれば，次のタスク“N＋1”でも適切な較正が行なわれず，このタスクに潜在する失敗確率は，$(1+n)/2$[注)]となる。したがって，2つのセンサーの較正過程に潜在する失敗確率は，$n\times(1+n)/2$ となる。これを具体的に示すと，2つの同種センサーの「較正ミス」に対する確率は，$(3.0\times10^{-3})\times(0.50)=1.5\times10^{-3}$／較正となり，さらに，4つの同種センサーの「較正ミス」に対しては，$(3.0\times10^{-3})\times(0.50)^3=3.8\times10^{-4}$／較正という確率が得られる。

2.3 機器の故障率及びアンアベイラビリティ

機器の故障率を大きく分けると，次の2種類になる。

(1) 作動状態，あるいは，待機状態に対する故障率（Operating or Standby Failure Rate）

作動状態に対する故障率（動作故障率）とは，機器が作動要求を課せられた期間中，その機器が適切に機能を果たせない確率を表わしている。例を挙げると，「作動要求期間中のポンプ継続運転失敗」が，これに属する。また，待機状態に対する故障率（待機故障率）とは，待機期間中に，機器に支障が生じ，適切な機能を果たせない確率を示し，この代表的な例として，「定期点検間隔あるいは，保守間隔で発生するポンプの故障」がある。

(2) 作動要求時の故障率あるいは作動失敗に関わる故障率（Demand Failure Rate）

これは，機器が順調作動を要求された場合に，適切に状態を変化させることに失敗する確率を表わしている。この種の故障率に属するものとしては，「ポンプの起動失敗」とか，「電動弁の開失敗あるいは閉失敗」などが挙げられる。

以上，2つの異なった種類の故障率から機器のアンアベイラビリティが求められる。アンア

注） 付録D参照，これはNUREG／CR－1278 の一部を抜粋したもので，タスク間の従属性について記述している。また，Table 6には従属性レベルに対する条件付確率を求める方程式をまとめている。

ベイラビリティとは，作動が要求された時に，機器が適切に機能を果たさない確率を表わしている。したがって，(1)の故障率，即ち，ある時間に機器が動作不能となる確率に，待機時間（Alert Time）や動作時間（Operating Time）[注1)]など，いわゆるフォールト存続期間を掛けたものが，その機器のアンアベイラビリティとなり，これを瞬間アンアベイラビリティ[注2)]（Intantaneous Unavailability）という。ここで，フォールト存続期間とは，機器が待機故障であれば待機時間であり，一般には故障が検知されてから回復するまでの時間（定期点検間隔及び修理時間）[注3)]となる。また，機器が動作故障であれば動作時間となる。一方，(2)の故障率は，その値自身がアンアベイラビリティであり，平均アンアベイラビリティ（Interval Unavailability, Time Unavailability）と呼ばれる。これは，動作必要時間（Required Time）に対する機器の動作不能時間（Down Time）の比率で表わされる[注4)]。

次に，炉心スプレー系の定量的評価を行なうにあたって用いた故障率データをTable 1 に示すことにしよう。前節で述べたように，このデータのほとんどは，WASH−1400, Appendix Ⅲから引用したものであるが，その他に，工学的判断に基づいたもの，さらにIREP（Interim Reliability Evaluation Program）に用いられた標準の故障率から抜粋したもの[7]がある。

WASH−1400の他には，故障率データを収集しているものとして，NPRDS（Nuclear Plant Reliability Data System）やLER（Licensee Event Report）の故障データから求めてNRC（Nuclear Regulatory Commission）へ提出された報告書[8]などがある。

また，月1回の流量試験に用いる配管系上の機器については，フォールト存続期間を 3.6×10^2 時間（約半月）として扱っている。なお，この配管系にある施錠開の手動弁の流路閉塞に対しては，通常時は静的機器と考えて，配管の流路閉塞と同様にみなしている。これは，手動弁，電動弁などの流路閉塞は，作動要求時のアンアベイラビリティ，即ち，平均アンアベイラビリティで与えられるため，定期点検間隔の相違によるアンアベイラビリティの変化が判断し難いという理由に基づくものである。

Table 1 では，(1)の故障率を λ（Failure Rate）で示し，このアンアベイラビリティは，λt（tはフォールト存続期間）で表わされる。また，(2)の故障率は，アンアベイラビリティ，q の欄に相当する。

本来，各機器の定期点検や保守によるアンアベイラビリティも考慮しなければならないのであるが，本解析では，これらに関する情報不足のため，各機器ごとではなく，ある頻度での点検体系に基づくシステム全体のアンアベイラビリティを定量評価の際に採用している。

注1) 付録E 参照。

注2) $Q=\lambda\tau$　　λ：故障率　　τ：フォールト存続期間

注3) 定期点検が行なわれる機器に対する全平均アンアベイラビリティは $q_T=\lambda T/2+\lambda T_R$ である。Tは定期点検間隔で，T_R は平均修理時間である。一般に $T\gg T_R$ なので $q_T=\lambda T/2$ となる。

注4) $Q=t_D/t_T$　　t_T：動作必要時間　　t_D：動作不能時間

Table 1 Failure Rate & Unavailability

Event Identifier	Component	Failure Mode	Failure Rate (λ ; Hr^{-1})	Fault Duration (t ; Hr)	Unavailability (q)
CPP001AF	Pipe Section P01A	Rupture	1×10^{-10}	4.4×10^{3}	
CPP001AE	Pipe Section P01A	Plug	1×10^{-10}	4.4×10^{3}	
CSP000AF	Spray Sparger "A"	Rupture	1×10^{-10}	4.4×10^{3}	
CHN000AE	Header Nozzle "A"	Plug	1×10^{-10}	4.4×10^{3}	
CVH7527F	Valve HCV 75-27	Rupture	1×10^{-8}	4.4×10^{3}	
CVH7527E	〃	Plug			1×10^{-4}
CVH7527P	〃	Erroneously Closed	1×10^{-10}	4.4×10^{3}	
CPP002AF	Pipe Section P02A	Rupture	1×10^{-10}	4.4×10^{3}	
CPP002AE	〃	Plug	1×10^{-10}	4.4×10^{3}	
CVK7526F	Check Valve 75-26	Rupture	1×10^{-8}	4.4×10^{3}	
CVK7526E	〃	Plug	1×10^{-10}	4.4×10^{3}	
CVK7526P	〃	Fails to Open			1×10^{-4}
CPP003AF	Pipe Section P03A	Rupture	1×10^{-10}	4.4×10^{3}	
CPP003AE	〃	Plug	1×10^{-10}	4.4×10^{3}	
CVM7525F	MOV 75-25	Rupture	1×10^{-8}	4.4×10^{3}	
CVM7525E	〃	Plug			1×10^{-4}
CPP004AF	Pipe Section P04A	Rupture	1×10^{-10}	4.4×10^{3}	
CPP004AE	〃	Plug	1×10^{-10}	4.4×10^{3}	
CVM7523F	MOV 75-23	Rupture	1×10^{-8}	4.4×10^{3}	
CVM7523E	〃	Plug			1×10^{-4}
CVM7523P	〃	Erroneously Closed	1×10^{-9}	4.4×10^{3}	
CPP005AF	Pipe Section P05A	Rupture	1×10^{-10}	4.4×10^{3}	
CPP005AE	〃	Plug	1×10^{-10}	4.4×10^{3}	
CPP007AF	Pipe Section P07A	Rupture	1×10^{-10}	4.4×10^{3}	
CPP007AE	〃	Plug	1×10^{-10}	4.4×10^{3}	
CPP008AF	Pipe Section P08A	Rupture	1×10^{-10}	3.6×10^{2}	
CPP008AE	〃	Plug	1×10^{-10}	3.6×10^{2}	
CPP009AF	Pipe Section P09A	Rupture	1×10^{-10}	3.6×10^{2}	
CPP009AE	〃	Plug	1×10^{-10}	3.6×10^{2}	
CPP010AF	Pipe Section P10A	Rupture	1×10^{-10}	3.6×10^{2}	
CVH7518F	Valve HCV 75-18	Rupture	1×10^{-8}	3.6×10^{2}	
CVK537CF	Check Valve 75-537C	Rupture	1×10^{-8}	3.6×10^{2}	
CVH7510F	Valve HCV 75-10	Rupture	1×10^{-8}	3.6×10^{2}	
CVH7510E	〃	Plug	1×10^{-10}	3.6×10^{2}	
CVH7510P	〃	Erroneously Closed	1×10^{-10}	3.6×10^{2}	

Table 1 つづき

Event Identifier	Component	Failure Mode	Failure Rate (λ ; Hr^{-1})	Fault Duration (t ; Hr)	Unavailability (q)
• CPP022AF	Pipe Section P22A	Rupture	1×10^{-10}	3.6×10^{2}	
• CPP022AE	〃	Plug	1×10^{-10}	3.6×10^{2}	
CVK537AF	Check Valve 75-537A	Rupture	1×10^{-8}	3.6×10^{2}	
• CVK537AE	〃	Plug	1×10^{-10}	3.6×10^{2}	
CVK537AP	〃	Fails to Open			1×10^{-4}
• CPP021AF	Pipe Section P21A	Rupture	1×10^{-10}	3.6×10^{2}	
• CPP021AE	〃	Plug	1×10^{-10}	3.6×10^{2}	
• CPP023AF	Pipe Section P23A	Rupture	1×10^{-10}	3.6×10^{2}	
CVM7522F	MOV 75-22	Rupture	1×10^{-8}	3.6×10^{2}	
CVM7522C	〃	Fails to Close			1×10^{-3}
CVM7522X	Operator	Forgets Closing MOV 75-22			1×10^{-3}
CVM22CCW	MOV 75-22 Local Control Circuit	Faults	6×10^{-7}	3.6×10^{2}	
CRMOV1AW	480VAC MOV Bd. 1A	No Power			4×10^{-5} (1)
• CPM001AF	Pump 1A	Rupture	1×10^{-10}	3.6×10^{2}	
• CPM001AE	〃	Plug	1×10^{-10}	3.6×10^{2}	
• CPP020AF	Pipe Section P20A	Rupture	1×10^{-10}	3.6×10^{2}	
• CPP020AE	〃	Plug	1×10^{-10}	3.6×10^{2}	
• CPP018AF	Pipe Section P18A	Rupture	1×10^{-10}	3.6×10^{2}	
• CPP018AE	〃	Plug	1×10^{-10}	3.6×10^{2}	
• CPP019AF	Pipe Section P19A	Rupture	1×10^{-10}	3.6×10^{2}	
CVM7502F	MOV 75-02	Rupture	1×10^{-8}	3.6×10^{2}	
• CVM7502E	〃	Plug	1×10^{-10}	3.6×10^{2}	
CVM7502P	〃	Erroneously Closed	1×10^{-8}	3.6×10^{2}	
• CPP017AF	Pipe Section P17A	Rupture	1×10^{-10}	3.6×10^{2}	
• CPP017AE	〃	Plug	1×10^{-10}	3.6×10^{2}	
• CPP024AF	Pipe Section P24A	Rupture	1×10^{-10}	3.6×10^{2}	
• CPP024AE	〃	Plug	1×10^{-10}	3.6×10^{2}	
CVH7501F	Valve HCV 75-01	Rupture	1×10^{-8}	3.6×10^{2}	
• CVH7501E	〃	Plug	1×10^{-10}	3.6×10^{2}	
• CVH7501P	〃	Erroneously Closed	1×10^{-10}	3.6×10^{2}	
• CPP025AE	Pipe Section P25A	Plug	1×10^{-10}	3.6×10^{2}	
• CPP025AF	〃	Rupture	1×10^{-10}	3.6×10^{2}	
• CSSSUPPL	Suppression Pool	Undetected Leakage			1×10^{-10}
CSTRAINE	Strainer	Plug	1×10^{-9}	3.6×10^{2}	
CVH7503F	Valve HCV 75-03	Rupture	1×10^{-8}	3.6×10^{2}	

Table 1 つづき

Event Identifier	Component	Failure Mode	Failure Rate (λ;Hr^{-1})	Fault Duration (t;Hr)	Unavailability (q)
CPM001AS	Pump 1A	Fails to run	3.0×10^{-5}	8.0	
CSB1AACW	4160VAC Bd. 1A	No Power			4×10^{-5} (1)
CCW000AW	Cooling Water to Pump 1A	Fails			1×10^{-4} (1)
CLO000AW	Lubrication Oil to Pump 1A	Fails			1×10^{-4} (1)
• CPP011AF	Pipe Section P11A	Rupture	1×10^{-10}	3.6×10^{2}	
• CPP011AE	〃	Plug	1×10^{-10}	3.6×10^{2}	
• CVH7518P	Valve HCV 75-18	Erroneously Closed	1×10^{-10}	3.6×10^{2}	
• CVH7518E	〃	Plug	1×10^{-10}	3.6×10^{2}	
CVK537CP	Check Valve 75-537C	Fails to Open			1×10^{-4}
• CVK537CE	〃	Plug	1×10^{-10}	3.6×10^{2}	
• CPP012AF	Pipe Section P12A	Rupture	1×10^{-10}	3.6×10^{2}	
• CPP012AE	〃	Plug	1×10^{-10}	3.6×10^{2}	
• CPM001CF	Pump 1C	Rupture	1×10^{-10}	3.6×10^{2}	
• CPM001CE	〃	Plug	1×10^{-10}	3.6×10^{2}	
CVH7512F	Valve HCV 75-12	Rupture	1×10^{-8}	3.6×10^{2}	
• CPP015AF	Pipe Section P15A	Rupture	1×10^{-10}	3.6×10^{2}	
• CPP015AE	〃	Plug	1×10^{-10}	3.6×10^{2}	
• CPP014AF	Pipe Section P14A	Rupture	1×10^{-10}	3.6×10^{2}	
• CPP013AF	Pipe Section P13A	Rupture	1×10^{-10}	3.6×10^{2}	
• CPP013AE	〃	Plug	1×10^{-10}	3.6×10^{2}	
CVM7511F	MOV 75-11	Rupture	1×10^{-8}	3.6×10^{2}	
• CVM7511E	〃	Plug	1×10^{-10}	3.6×10^{2}	
CVM7511P	〃	Erroneously Closed	1×10^{-8}	3.6×10^{2}	
CPM001CS	Pump 1C	Fails to run	3×10^{-5}	8.0	
CSB1BACW	4160VAC Bd. 1B	No Power			4×10^{-5} (1)
CCW000CW	Cooling Water to Pump 1C	Fails			1×10^{-4} (1)
CLO000CW	Lubrication Oil to Pump 1C	Fails			1×10^{-4} (1)
• CPP016AF	Pipe Section P16A	Rupture	1×10^{-10}	3.6×10^{2}	
• CPP016AE	〃	Plug	1×10^{-10}	3.6×10^{2}	
CPM1ACCW	Pump 1A Control Circuit	Faults	7.6×10^{-6} (2)	3.6×10^{2}	
CPM001AR	Pump 1A	Fails to Start			1×10^{-3}
CCB1ADCW	250VDC Control Bd.A	No Power			1×10^{-4} (1)
CPM1CCCW	Pump 1C Control Circuit	Faults	7.6×10^{-6} (2)	3.6×10^{2}	
CPM001CR	Pump 1C	Fails to Start			1×10^{-3}
CCB1BDCW	250VDC Control Bd.B	No Power			1×10^{-4} (1)

Table 1 つづき

Event Identifier	Component	Failure Mode	Failure Rate (λ ; Hr^{-1})	Fault Duration (t ; Hr)	Unavailability (q)
CVM7525X	MOV 75-22	Erroneously Closed	1×10^{-8}	4.4×10^{3}	
CVM7525P	〃	Fails to Open			1×10^{-3}
CCNK12AN	Contacts 14A-K12A	Fail to Close			1×10^{-4}
CCOK12AB	Coil 14A-K12A	Fails Open	1×10^{-7}	2.2×10^{3}	
CCN21A1O	Contacts 14A-K21A #1	Fail Open	1×10^{-7}	2.2×10^{3}	
CCOK21AA	Coil 14A-K21A	Shorts to Power	1×10^{-8}	2.2×10^{3}	
CCN0S5AQ	Contacts 14A-S5A	Fail Closed	1×10^{-7}	2.2×10^{3}	
CCN21A2Q	Contacts 14A-K21A #2	Fail Closed	1×10^{-7}	2.2×10^{3}	
CCNK18AN	Contacts 14A-K18A	Fail to Close			1×10^{-4}
• CCNK17AN	Contacts 14A-K17A	Fail to Close			1×10^{-4}
CCOK18AB	Coil 14A-K18A	Fails Open	1×10^{-7}	2.2×10^{3}	
• CCOK17AB	Coil 14A-K17A	Fails Open	1×10^{-7}	2.2×10^{3}	
CCN29A1N	Contacts 14A-K29A #1	Fail to Close			1×10^{-4}
• CCN30A1N	Contacts 14A-K30A #1	Fail to Close			1×10^{-4}
• CCOTD11N	Time Delay 11	Does not Time out			1×10^{-5}
• CCOTD12N	Time Delay 12	Does not Time out			1×10^{-5}
CCN31A1N	Contacts 14A-K31A #1	Fail to Close			1×10^{-4}
CCOK29AB	Coil 14A-K29A	Fails Open	1×10^{-7}	2.2×10^{3}	
• CCOK30AB	Coil 14A-K30A	Shorts to Power	1×10^{-8}	2.2×10^{3}	
• CCN32A1N	Contacts 14A-K32A #1	Fail to Close			1×10^{-4}
• CCOK32AA	Coil 14A-K32A	Shorts to Power	1×10^{-8}	2.2×10^{3}	
CDLGENPW	Diesel Gen. Power	Not Available			9.95×10^{-1}
• CCNDGVAQ	Contacts DGVA-A	Fail to Open	1×10^{-7}	2.2×10^{3}	
CCNNVAAN	Contacts NVA-A	Fail to Close			1×10^{-4}
CCOK31AB	Coil 14A-K31A	Fails Open	1×10^{-7}	2.2×10^{3}	
CCN10A1N	Contacts 14A-K10A #1	Fail to Close			1×10^{-4}
CCOK10AB	Coil 14A-K10A	Fails Open	1×10^{-7}	2.2×10^{3}	
CCNNVABN	Contacts NVA-B	Fail to Close			1×10^{-4}
• CNORAXPW	Normal Aux. Power	Not Available			5×10^{-3}
• CCNDGVBQ	Contacts DGVA-B	Fail to Open	1×10^{-7}	2.2×10^{3}	
• CCN09A2N	Contacts 14A-K9A #2	Fail to Close			1×10^{-4}
• CCN23A2N	Contacts 14A-K23A #2	Fail to Close			1×10^{-4}
CCNK37AN	Contacts 14A-K37A	Fail to Close			1×10^{-4}
CCOK37AB	Coil 14A-K37A	Fails Open	1×10^{-7}	2.2×10^{3}	
• CCOK23AB	Coil 14A-K23A	Fails Open	1×10^{-7}	2.2×10^{3}	

Table 1 つづき

Event Identifier	Component	Failure Mode	Failure Rate (λ; Hr^{-1})	Fault Duration (t; Hr)	Unavailability (q)
• CCOK09AB	Coil 14A-K9A	Fails Open	1×10^{-7}	2.2×10^{3}	
• CPS352AN	Contacts PS-2-3-52A	Fail to Close			1×10^{-4}
• CPS352AX	Pressure Sensor PS-2-3-52A	Miscalibrated			3×10^{-3}
• CPS352AP	〃	Fails			2.5×10^{-3}
• CPS352CN	Contacts PS-2-3-52C	Fail to Close			1×10^{-4}
• CPS352CX	Pressure Sensor PS-2-3-52C	Miscalibrated			3×10^{-3}
• CPS352CP	〃	Fails			2.5×10^{-3}
• CCNK08AN	Contacts 14A-K8A	Fail to Close			1×10^{-4}
• CCNK08BN	Contacts 14A-K8B	Fail to Close			1×10^{-4}
• CCOK08AB	Coil 14A-K8A	Fails Open	1×10^{-7}	2.2×10^{3}	
• CCOK08BB	Coil 14A-K8B	Fails Open	1×10^{-7}	2.2×10^{3}	
• CCNK07AN	Contacts 14A-K7A	Fail to Close			1×10^{-4}
• CCNK07BN	Contacts 14A-K7B	Fail to Close			1×10^{-4}
• CCOK07AB	Coil 14A-K7A	Fails Open	1×10^{-7}	2.2×10^{3}	
• CCOK07BB	Coil 14A-K7B	Fails Open	1×10^{-7}	2.2×10^{3}	
• CLS379BP	Level Sensor LIS 2-3-79B	Fails			2.5×10^{-3}
• CLS379BX	〃	Miscalibrated			3×10^{-3}
• CLS379BN	Contacts LIS 2-3-79B	Fail to Close			1×10^{-4}
• CLS379AN	Contacts LIS 2-3-79A	Fail to Close			1×10^{-4}
• CLS379AX	Level Sensor LIS 2-3-79A	Miscalibrated			3×10^{-3}
• CLS379AP	〃	Fails			2.5×10^{-3}
• CLS372AX	Level Sensor LIS 2-3-72A	Miscalibrated			3×10^{-3}
• CLS372AP	〃	Fails			2.5×10^{-3}
• CLS372AN	Contacts LIS 2-3-72A	Fail to Close			1×10^{-4}
• CLS372BN	Contacts LIS 2-3-72B	Fail to Close			1×10^{-4}
• CLS372BP	Level Sensor LIS 2-3-72B	Fails			2.5×10^{-3}
• CLS372BX	〃	Miscalibrated			3×10^{-3}
CCNK14AN	Contacts 14A-K14A	Fail to Close			1×10^{-4}
CCOK14AB	Coil 14A-K14A	Fails Open	1×10^{-7}	2.2×10^{3}	
CCN22A1O	Contacts 14A-K22A #1	Fail to Close	1×10^{-7}	2.2×10^{3}	
CCOK22AA	Coil 14A-K22A	Shorts to Power	1×10^{-8}	2.2×10^{3}	
CCN0S5CQ	Contacts 14A-S5C	Fail Closed	1×10^{-7}	2.2×10^{3}	
CCN22A2Q	Contacts 14A-K22A #2	Fail Closed	1×10^{-7}	2.2×10^{3}	
CCNK20AN	Contacts 14A-K20A	Fail to Close			1×10^{-4}
• CCNK19AN	Contacts 14A-K19A	Fail to Close			1×10^{-4}

Table 1 つづき

Event Identifier	Component	Failure Mode	Failure Rate (λ;Hr^{-1})	Fault Duration (t;Hr)	Unavailability (q)
CCN31A2N	Contacts 14A-K31A #2	Fail to Close			1×10^{-4}
CCN32A2N	Contacts 14A-K32A #2	Fail to Close			1×10^{-4}
• CCOK19AB	Coil 14A-K19A	Fails Open	1×10^{-7}	2.2×10^{3}	
• CCOTD01N	Time Delay 1	Does not Time out			1×10^{-5}
CCOK20AB	Coil 14A-K20A	Fails Open	1×10^{-7}	2.2×10^{3}	
• CCOTD02N	Time Delay 2	Does not Time out			1×10^{-5}
• CCN30A2N	Contacts 14A-K30A #2	Fail to Close			1×10^{-4}
CCN29A2N	Contacts 14A-K29A #2	Fail to Close			1×10^{-4}
CCN10A2N	Contacts 14A-K10A #2	Fail to Close			1×10^{-4}
CCNK36AN	Contacts 14A-K36A	Fail to Close			1×10^{-4}
CCOK36AB	Coil 14A-K36A	Fail Open	1×10^{-7}	2.2×10^{3}	
• CCNK06AN	Contacts 14A-K6A	Fail to Close			1×10^{-4}
• CCNK06BN	Contacts 14A-K6B	Fail to Close			1×10^{-4}
• CCOK06AB	Coil 14A-K6A	Fails Open	1×10^{-7}	2.2×10^{3}	
• CCOK06BB	Coil 14A-K6B	Fails Open	1×10^{-7}	2.2×10^{3}	
• CCNK05AN	Contacts 14A-K5A	Fail to Close			1×10^{-4}
• CCNK05BN	Contacts 14A-K5B	Fail to Close			1×10^{-4}
• CCOK05AB	Coil 14A-K5A	Fails Open	1×10^{-7}	2.2×10^{3}	
• CCOK05BB	Coil 14A-K5B	Fails Open	1×10^{-7}	2.2×10^{3}	
• CPS101AX	Pressure Sensor PS 2-10-101A	Miscalibrated			3.0×10^{-3}
• CPS101AP	〃	Fails			2.5×10^{-3}
• CPS101AN	Contacts PS 2-10-101A	Fail to Close			1×10^{-4}
• CPS101BN	Contacts PS 2-10-101B	Fail to Close			1×10^{-4}
• CPS101BP	Pressure Sensor PS 2-10-101B	Fails			2.5×10^{-3}
• CPS101BX	〃	Miscalibrated			3.0×10^{-3}
• CPS101CX	Pressure Sensor PS 2-10-101C	Miscalibrated			3.0×10^{-3}
• CPS101CP	〃	Fails			2.5×10^{-3}
• CPS101CN	Contacts PS 2-10-101C	Fail to Close			1×10^{-4}
• CPS101DN	Contacts PS 2-10-101D	Fail to Close			1×10^{-4}
• CPS101DP	Pressure Sensor PS 2-10-101D	Fails			2.5×10^{-3}
• CPS101DX	〃	Miscalibrated			3.0×10^{-3}
CCNK04AQ	Contacts 14A-K4A	Fail Closed	1×10^{-7}	2.2×10^{3}	
CCOK04AA	Coil 14A-K4A	Shorts to Power	1×10^{-8}	2.2×10^{3}	
CCN0S1AQ	Contacts 14A-S1A	Fail Closed	1×10^{-7}	2.2×10^{3}	
CCC13A1N	Contacts 14A-K13A	Fail to Close	1×10^{-7}	2.2×10^{3}	

Table 1 つづき

Event Identifier	Component	Failure Mode	Failure Rate (λ ; Hr^{-1})	Fault Duration (t ; Hr)	Unavailability (q)
CCOK13AB	Coil 14A-K13A	Fails Open	1×10^{-7}	2.2×10^{3}	
• CCN09A1N	Contacts 14A-K9A #1	Fail to Close			1×10^{-4}
• CCN23A1N	Contacts 14A-K23A #1	Fail to Close			1×10^{-4}
• CCNK26AN	Contacts 14A-K26A	Fail to Close			1×10^{-4}
• CCNK25AN	Contacts 14A-K25A	Fail to Close			1×10^{-4}
• CCOK26AB	Coil 14A-K26A	Fails Open	1×10^{-7}	2.2×10^{3}	
• CCOK25AB	Coil 14A-K25A	Fails Open	1×10^{-7}	2.2×10^{3}	
CVM25CCW	MOV 75-25 Local Control Circuit	Faults	6×10^{-7}	3.6×10^{2}	
CPMTESTX	Pump Flow Test	In Progress			3×10^{-3}
• CSIGMVNC	Signal to MOV 75-22	Not Come			1×10^{-5}
CVM7525P	MOV 75-25	Fails to Open			1×10^{-3}
CPS352EX	Pressure Sensor PS 2-3-52A & C	Miscalibrated			1.5×10^{-3} (3)
CLS379EX	Level Sensor LIS 2-3-79A & B	〃			1.5×10^{-3} (3)
CLS372EX	Level Sensor LIS 2-3-72A & B	〃			1.5×10^{-3} (3)
CPS101EX	Pressure Sensor PS 2-10-101A & B	〃			1.5×10^{-3} (3)
CPS101FX	Pressure Sensor PS 2-10-101C & D	〃			1.5×10^{-3} (3)

脚注 左端の・印は縮小フォールトツリーでは省去した故障モードのデータを示す。

(1) 工学的判断に基づくもの。

(2) ポンプの制御回路の故障率はBrowns Ferry IREP Study の値から引用している。

(3) 前節 (2.2) の仮定(15)に基づいている。

3. フォールト・ツリー作成

炉心スプレー系は，2つの独立，対称な系統から成っている。これら2つの系統のうち，1系統を対象にフォールト・ツリーを作成した（即ち，サブ・システム"A"についてのみフォールト・ツリーを展開した）。もう1系統も同様と考えると共に，両系統での共通要因故障を考慮して，システム全体のアンアベイラビリティを算出する。

まず，フォールト・ツリーは，望ましくない頂上事象"Failure to deliver 100% flow to reactor vessel from both trains"から始められるが，サブ・システムA，サブ・システムBが完全対称なシステムであるため，実際には，サブ・システムAの機能喪失，即ち，"Failure to deliver 100% flow to reactor vessel from train A"という事象からフォールト・ツリーの展開を行なった。フォールト・ツリーを作成する際，入手したプラント情報資料（前章の2.1，2.2で用いたＦＳＡＲ及び運転員訓練手順書）から，各機器の故障モードを考え，更にシステム境界条件を定める必要がある。そして，これらに基づいて作成した詳細フォールト・ツリーから縮小フォールト・ツリーを求めた。縮小フォールト・ツリーを作成するのは，詳細フォールト・ツリーが非常に大きくなった場合に，煩雑さを解消し，定量化に要する計算時間を短縮するためである。したがって，縮小フォールト・ツリーを用いて，頂上事象発生への寄与度が比較的大きいと思われる機器の作動要求時に対するアンアベイラビリティを適用して，システム・アンアベイラビリティを算出することが多い。しかし，本解析では，縮小フォールト・ツリー作成の過程で削除されたいくつかの事象が本当にシステム・アンアベイラビリティに影響を及ぼさないかどうかを確かめるために，詳細フォールト・ツリーからもシステム・アンアベイラビリティを算出することにした。

以下に，機器の故障モードの選定とシステム境界条件の設定，更に作成した詳細フォールト・ツリー，縮小フォールト・ツリーを示そう。

3.1 故障モードの選定

システムに影響を及ぼすような機器の故障モードは，多種多様であるが，通常用いられる故障モードは，次の3つに分類される。

(1) 一次故障；機器が設計基準内で作動している時に故障がランダム発生する場合
（例）配管破断，コイル断線あるいは短絡など

(2) 二次故障；機器の設計基準を超える環境あるいは，要因によって，機器が機能喪失する場合
（例）配管や弁の異物混入による流路閉塞など

(3) コマンド・フォールト；関連の入力機器によって，機能喪失する場合
（例）運転員の誤操作や誤信号などによるポンプ停止など

この3種を考慮して，各機器の故障モードを選定する。詳細フォールト・ツリーを作成する

上で選定した炉心スプレー系の代表的な故障モードを具体的に列挙すると次のようになる。

① 主流配管にある機器からの漏出（Rupture）
（一次故障に属する）
- 配管破断
- 電動弁，手動弁，逆止弁の破損，漏洩
- ポンプ破損，漏洩
- 圧力抑制プールからの漏洩

② 主流配管にある機器の流路閉塞（Plugging）
（二次故障に属する）
- 配管閉塞
- 電動弁・手動弁・逆止弁の閉塞
- ポンプの出入口閉塞
- 圧力抑制プール内の沪過器（ストレイナー）閉塞

③ 試験用配管系などのバイパス系への冷却水流入
- 運転中閉の試験用電動弁の誤開，閉失敗

（電動弁自体の故障による閉失敗 —— 一次故障
誤信号や運転員誤操作による閉失敗 —— コマンド・フォールト）

④ 試験用配管系などのバイパス系からの冷却水漏出
（一次故障）
- バイパス流路破損

⑤ 各動的機器（作動要求時，状態を変化する機器）の作動失敗
- 通常時閉電動弁の作動要求時開失敗，起動信号受信用制御回路（ＳＩ信号系制御回路）の機能喪失　（一次故障）
- 通常時開電動弁，施錠開手動弁の誤閉（二次故障）
- 逆止弁の開失敗　（一次故障）
- ポンプの起動失敗，継続運転失敗，起動信号受信用制御回路（ＳＩ信号系制御回路）の機能喪失（一次故障）

⑥ 起動信号発生回路の作動失敗
- リレーコイルの断線あるいは短絡（一次故障）
- リレー接点の開失敗あるいは閉失敗（一次故障）
- センサーの較正ミス（二次故障）及び測定機能喪失（一次故障）

⑦ インターフェース・システムの機能喪失（コマンド・フォールト）
- 駆動電源及び制御電源の機能喪失
- 機器冷却系機能喪失
- 給油系機能喪失

以上が，詳細フォールト・ツリー上に現われる故障モードである。これらに基づいて，シス

テム不作動について作成したフォールト・ツリーを定性・定量的評価し，クリティカル・コンポーネント及びシステム・アンアベイラビリティを算出する。

3.2 システム境界条件の設定

炉心スプレー系に関連のあるシステム（総称して，インターフェース・システムと呼ぶ）には，Fig.3に示されるように，復水供給系（Condensate Supply System），キープ・フル系（Keep Full System），それに，各機器に付随した電源系（Electric Power Supply System），計装制御回路系（Instrument Control Circuits），非常用機器冷却系（Emergency Equipment Cooling Water System），制御用空気系（Control Air System）などがある。

復水供給系は，炉心スプレー系のポンプ吸入側につながり，施錠閉の手動弁（ＨＣＶ７５－３，７５－１２など）で遮断されている。もし，これら手動弁が開いたとすると，圧力抑制プール内の圧力が復水供給系内圧力よりも高ければ，プール内の冷却水が，このシステムに流れ込むことも考えられる。この場合，復水供給系の水源である復水貯蔵タンクが健全であれば，圧力抑制プール内圧力の減少と共に炉心スプレー系が順調起動を始める。しかし，仮に，復水貯蔵タンクに漏洩があるとすれば，やがて圧力抑制プールは空となり，炉心スプレー系は起動しないという状態に発展する。こうした事象が発生するには，フォールトが多重に組み合されなければならない（例えば，圧力抑制プール内圧力が復水供給系内圧力よりも高く，施錠閉手動弁が開状態，更に復水貯蔵タンクに破損がある，というように異常事象が重なる）ので，炉心スプレー系機能喪失に大きな寄与を示すとは思われない。したがって，フォールト・ツリー上に現われてくるのは，炉心スプレー系と復水供給系上の施錠閉手動弁（ＨＣＶ７５－３，７５－１２など）までの配管及び手動弁の破損だけとなる。

電源系に関しては，前章の2.2でも述べたように，スプレーポンプの作動には，4160VAC電源が必要であり，注入用電動弁は，４８０ＶＡＣ電源から供給されている。これらの電源喪失は，動的機器の作動不履行の大きな要因となるため，詳細フォールト・ツリーはもちろん，縮小フォールト・ツリーにも現われてくる。しかし，電源系に関する詳しい情報資料の不足のため，それ以上の展開を行なっていない。

スプレーポンプには，電源系の他に２つのインターフェース・システムがある。１つは，非常用補機冷却系である。このシステムは，さらにポンプのモータオイル冷却とポンプ室冷却の２つに分けられるが，本解析では，一括して，「ポンプへの冷却水不充分」という事象に代表させている。この冷却系が停止すると，ポンプは過熱を避けるため，自動停止する。また，もう１つのインターフェース・システムは，ポンプ潤滑油供給系である。この給油系が停止すると，ポンプ内で摩耗の生じる恐れがあるため，ポンプは自動停止する。したがって，冷却系も給油系も，ポンプが順調に継続運転をするには，必要不可欠であるが，両システムとも詳細な情報が入手出来ないため，このシステム不作動をポンプの継続運転失敗への入力事象の１つとして扱っている。

キープ・フル系は，炉心スプレー系の主流配管の口径に比べて，３分の１以下の口径の配管系であるため，前章2.2の仮定により，フォールト・ツリー上には，現われない。

制御用空気系も，キープ・フル系と同様，口径の小さい配管系であるため，本解析では考慮しない。

計装制御回路系については，炉心スプレー系の起動信号発生回路系の一部がFig.5及びFig.6に示されている。この回路系によって，スプレーポンプの起動信号，注入用電動弁（ＦＣＶ７５－２５，７５－５３）の開信号が出されるため，炉心スプレー系のシステム・アンアベイラビリティに対して，極めて重要な寄与を示すことになる。本解析では，この回路系の配線図を入手したため，フォールト・ツリーを作成している。しかし，このシステム境界も電源系との接点で，それ以上の展開は行なっていない。また，ポンプや電動弁に付随する起動信号受信用の制御回路（ＳＩ信号系制御回路）に関する情報も不足しているため，それぞれの制御回路機能喪失という１事象にとどめた。

最後に，圧力抑制プールについて述べることにしよう。圧力抑制プールは，炉心スプレー系の他に，低圧注入系や一次格納容器（ドライウェル）などに対して重要な役割を果たす機器である。例えば，低圧注入系では水源となり，一次格納容器では減圧装置の役割を成している。圧力抑制プールに対しては，いくつかの故障モードあるいは，フォールト（具体的には，破損，漏洩などによるプール内低水位がある）が考えられるが，圧力抑制プールの健全性を考慮すると，これらの故障モードあるいはフォールトに対するアンアベイラビリティは極めて小さい。したがって，炉心スプレー系のシステム・アンアベイラビリティにはほとんど影響を及ぼさないと考えられる。しかし，炉心スプレー系にとっては重要な水源であるため，圧力抑制プールの故障モードを「検知されない漏洩」という１つの事象に代表させて，詳細フォールト・ツリー上に表わしている。

3.3 詳細フォールト・ツリー

入手したプラント情報及び仮定から，標準フォールト・ツリーを作成した。（付録Ｂ，Fig.7参照）

この標準フォールト・ツリーは，同一の情報資料から数人が独立に作成した詳細フォールト・ツリーをまとめて作り上げたものである。[9] 詳細フォールト・ツリーを作成するにあたって，前章2.2で述べたように，頂上事象に"Failure to deliver 100% flow to reactor vessel from both trains"を選定している。さらに，この炉心スプレー系は，全く対称な２つのサブ・システム（Train"A"とTrain"B"）から成っているため，フォールト・ツリーの二番目のレベルは，"Failure to deliver 100% flow to reactor vessel from train A"と"Failure to deliver 100% frow to reactor vessel from train B"とに展開される。これら２つの事象が，ＡＮＤゲートを介して，頂上事象へつながっている。したがって，本解析では，一方のサブ・システムだけを対象にして，フォールト・ツリーを展開し，共通要因故障（Common Cause Failure）に注意して，炉心スプレー系のシステム・アンアベイラビリティやミニマル・カットセットを求める。三番目以下のレベルは，Fig.4のフローシートを参照しながら，スプレーノズル，通常時開手動弁（ＨＣＶ７５－２７），試験可能な逆止弁（ＦＣＶ７５－２６），通常時閉電動弁（ＦＣＶ７５－２５），通常時開電動弁（ＦＣＶ７５－２３）及び各機器間

の配管をたどって，前節３－１の故障モードを考慮し，ＯＲゲートを介してフォールト・ツリーを展開していく。さらに，流量試験用配管系と主流配管系とに分岐する。主流配管系については，スプレーポンプ“Ａ”と“Ｃ”の配管系ごとに展開を続けていく。２つのスプレーポンプは，各々５０％容量であるため，ＯＲゲートを介して，サブ・システムの頂上事象へつながる。それぞれの配管系は，ポンプ，通常時開電動弁（ＦＣＶ７５－２，７５－１１）を経て，共通の吸入系から，圧力抑制プールまでさかのぼってフォールト・ツリーを展開していく。この過程でフォールト・ツリー上に現われる故障モードは，前述の3.1に基づいている。また，電動弁やポンプの駆動電源や制御電源系などのインターフェース・システムは，前節3.2に従って展開が制限される。起動信号発生回路系については，回路図（Fig.３）に基づいて，フォールト・ツリーを作成する。各動的機器（ポンプ“Ａ”，ポンプ“Ｃ”，電動弁ＦＣＶ７５－２５）の起動信号受信用制御回路から，いくつかのリレーコイル，接点を経て，原子炉容器内圧力検出器，水位計までさかのぼって展開を進める。この過程で注意しなければならないのは，スプレーポンプ“Ａ”起動信号系のリレーコイル１４Ａ－Ｋ１２Ａから接点１４Ａ－Ｋ１０Ａ＃１までのライン（スプレーポンプ“Ｃ”についても同様）に関するフォールト・ツリーの展開である。このラインは，単なる冗長系ではなく，作動している電源の種類（即ち，定常電源とディーゼル発電機）によって，電流経路が異なるため，独立に展開をしなければならない。また，原子炉容器内圧力検出器，ドライウェル内圧力検出器，水位計は，それぞれ４つずつあって，同種計器の「較正ミス」の組み合せは，共通要因故障となり得るため，定量をする際には充分注意を払わねばならない。

一般に，詳細フォールト・ツリーは，システムに存在する機器のハードウェア故障はもちろん，その他に，運転環境や操作手順による故障，設計や製造工程，据付，検査などの際の故障及び人的過誤に関するレベルまで，フォールト・ツリーを展開することが望ましい。しかし，前述したようなシステム境界条件によって，解析レベルが制限されることが多々ある。

3.4　縮小フォールト・ツリー

一般に，詳細フォールト・ツリーには，数多くの故障モードが現われていて，そのうちのいくつかは，システム・アンアベイラビリティにはほとんど寄与しない。したがって，システム不作動に関して，定量的評価を行なう前に，省略可能なフォールトを消去し，縮小フォールト・ツリーを作成する。出来上がったツリー上の各フォールトにそれぞれのアンアベイラビリティを割り当ててシステム・アンアベイラビリティを導き出す場合が多い。縮小フォールト・ツリーを作成する目的は，システム不作動に対して重要な事象を維持したまま，システム・アンアベイラビリティの計算を行ない易くすると共に，ブール代数計算によって等価なツリーに変えて煩雑さを失くすことである。

では，詳細フォールト・ツリーから縮小フォールト・ツリーを作成するための手順・基本則を以下に示すことにしよう。

(1)　静的事象（例えば，配管破断及び閉塞）のフォールト確率は，一般に，動的事象（電動弁の開失敗，ポンプ起動失敗，運転員過誤）のフォールト確率に比べてかなり小さい。具

体的に示すと，Table 1 より破管破断の発生確率が 4.4×10^{-7} であるのに対して，ポンプ起動失敗の確率は 1.0×10^{-3} である。したがって，ある静的機器のフォールトが他の静的機器あるいは動的機器のフォールトと結びつくと，頂上事象への寄与度はさらに小さくなる。共通要因故障となり得るかどうかを考慮した上で，二重故障となる静的機器のフォールトを消去する。このため，縮小フォールト・ツリー上に現われる静的機器のフォールトは，ほとんど単一事象である（二重，三重故障であっても共通要因故障は残る）。

(2) 動的事象は，単一及び二重事象が縮小フォールト・ツリー上に残る。高次の事象であっても，他の動的事象と比べて故障確率が相対的に大きい場合は消去できない。

(3) 詳細フォールト・ツリーでは，いくつかに分離して現われる事象が，縮小フォールト・ツリーでは，まとめて１事象として表わすことがある。配管破断や流路閉塞がこれに該当する。

ほとんどの場合，以上の基本則に基づいて詳細フォールト・ツリーを縮小するのであるが，その過程で注意しなければならないのは，共通要因故障の見落しであり，また，複合事象（単一故障事象の組合せ）であっても故障確率の大きいものの消去である。

本解析では，２つのサブ・システムのうちの１つについて，フォールト・ツリーを作成しているため，二重故障でツリー上に残るのは，ポンプ定期点検用配管系及び起動信号発生回路系の部分だけである。上記(1)～(3)の基本則に従って作成した縮小フォールト・ツリーをFig.8（付録Ｃ）に示し，ミニマル・カットセットをTable 2 に示す。このTable から判るように，縮小フォールト・ツリー上に現われる二重故障の大部分が，人的過誤に関係するものである。

また，本解析では，縮小フォールト・ツリーを作成する際，上述(1)～(3)の基本則の他に次のような考慮の下に行なった。

① 月１回の流量試験で用いる配管系にある静的機器のフォールトについては，故障確率が小さいため消去する。

② ２つ以上の同種計器の「較正ミス」には，従属性があるため，厳密には三重故障であるにもかかわらず，発生確率がさほど小さくないので，縮小フォールト・ツリー上に残している。

③ 圧力抑制プールのフォールト事象は，詳細フォールト・ツリーでは，１つの事象にまとめているが，発生確率が小さいため，縮小フォールト・ツリーには現われない。

一般に，詳細フォールト・ツリーが複雑あるいはツリーの構造が大きい場合に，定量評価を行ない易くするために縮小フォールト・ツリーを作成するのであるが，削除した故障事象がいくつか集まって，システム・アンアベイラビリティへ寄与することがあるかどうかを確かめる意味で，本解析では，詳細及び縮小フォールト・ツリーから別個に，システム・アンアベイラビリティを求めてみた。

Table 2 Minimal Cut Sets (Reduced Fault Tree) (Sh. 1)

BROWNS FERRY CORE SPRAY SYSTEM FAULT TREE

CUT SETS FOR GATE G001 WITH PROBABILITY .GE. 1.00E-08

1.	3.60E-06	CVM7502P
2.	3.60E-06	CVH7503F
3.	1.00E-04	CCN10A1N
4.	2.20E-04	CCN0S5AQ
5.	2.20E-04	CCN21A2Q
6.	2.20E-05	CCOK21AA
7.	2.20E-04	CCN21A1O
8.	2.20E-04	CCOK12AB
9.	1.00E-04	CCNK12AN
10.	1.00E-03	CPM001AR
11.	2.70E-03	CPM1ACCW
12.	1.00E-04	CL0000AW
13.	1.00E-04	CCW000AW
14.	4.00E-05	CSB1AACW
15.	2.40E-04	CPM001AS
16.	3.60E-06	CVK537AF
17.	1.00E-04	CVK537AP
18.	3.60E-06	CVH7510F
19.	3.60E-07	CSTRAINE
20.	3.60E-06	CVM7502F
21.	3.60E-06	CVM7511F
22.	3.60E-06	CVM7511P
23.	3.60E-06	CVH7512F
24.	1.00E-04	CCN10A2N
25.	2.20E-04	CCN0S5CQ
26.	2.20E-04	CCN22A2Q
27.	2.20E-05	CCOK22AA
28.	2.20E-04	CCN22A1O
29.	2.20E-04	CCOK14AB
30.	1.00E-04	CCNK14AN
31.	2.70E-03	CPM1CCCW
32.	1.00E-03	CPM001CR
33.	1.00E-04	CL0000CW
34.	1.00E-04	CCW000CW
35.	4.00E-05	CSB1BACW
36.	2.40E-04	CPM001CS
37.	3.60E-06	CVK537CF
38.	1.00E-04	CVK537CP
39.	3.60E-06	CVH7518F
40.	3.60E-06	CVH7501F
41.	3.60E-06	CVM7522F
42.	4.40E-07	CPP007AF
43.	4.40E-07	CPP007AE
44.	4.40E-07	CPP005AF
45.	4.40E-07	CPP005AE
46.	4.40E-07	CVM7523F
47.	1.00E-04	CVM7523E
48.	4.40E-06	CVM7523P
49.	4.40E-07	CPP004AF
50.	4.40E-07	CPP004AE
51.	2.20E-04	CCOK10AB
52.	2.20E-04	CCOK13AB
53.	1.50E-03	CPS352EX
54.	2.20E-04	CCC13A1N
55.	1.00E-04	CCB1ADCW
56.	1.00E-03	CVM7525P

(Sh.2)

57.	2.20E-04	CVM25CCW	
58.	2.20E-04	CCNK04AQ	
59.	2.20E-05	CCOK04AA	
60.	2.20E-04	CCNOS1AQ	
61.	4.00E-05	CRMOV1AW	
62.	4.40E-05	CVM7525F	
63.	1.00E-04	CVM7525E	
64.	4.40E-07	CPP003AE	
65.	4.40E-07	CPP003AF	
66.	4.40E-05	CVK7526F	
67.	4.40E-07	CVK7526E	
68.	1.00E-04	CVK7526P	
69.	4.40E-07	CPP002AE	
70.	4.40E-07	CPP002AF	
71.	1.00E-04	CVH7527E	
72.	4.40E-05	CVH7527F	
73.	4.40E-07	CVH7527P	
74.	4.40E-07	CSP000AF	
75.	4.40E-07	CPP001AE	
76.	4.40E-07	CPP001AF	
77.	4.40E-07	CHN000AE	
78.	9.95E-05	CCN31A1N	CDLGENPW
79.	2.19E-04	CCOK18AB	CDLGENPW
80.	9.95E-05	CCNK18AN	CDLGENPW
81.	9.95E-05	CCNNVAAN	CDLGENPW
82.	2.19E-04	CCOK29AB	CDLGENPW
83.	9.95E-05	CCN29A1N	CDLGENPW
84.	9.95E-05	CCNNVABN	CDLGENPW
85.	2.19E-04	CCOK31AB	CDLGENPW
86.	9.95E-05	CCN31A2N	CDLGENPW
87.	2.19E-04	CCOK20AB	CDLGENPW
88.	9.95E-05	CCNK20AN	CDLGENPW
89.	3.00E-06	CPMTESTX	CVM7522C
90.	6.60E-07	CPMTESTX	CVM22CCW
91.	2.25E-06	CLS372EX	CPS101EX (1)
92.	3.30E-07	CCOK36AB	CLS372EX (2)
93.	2.25E-06	CLS372EX	CPS101FX (1)
94.	1.50E-07	CCNK36AN	CLS372EX (2)
95.	3.30E-07	CCOK37AB	CPS101EX (2)
96.	4.84E-08	CCOK36AB	CCOK37AB
97.	3.30E-07	CCOK37AB	CPS101FX (2)
98.	2.20E-08	CCNK36AN	CCOK37AB
99.	2.25E-06	CLS379EX	CPS101EX (1)
100.	3.30E-07	CCOK36AB	CLS379EX (2)
101.	2.25E-06	CLS379EX	CPS101FX (1)
102.	1.50E-07	CCNK36AN	CLS379EX (2)
103.	1.50E-07	CCNK37AN	CPS101EX (2)
104.	2.20E-08	CCNK37AN	CCOK36AB
105.	1.50E-07	CCNK37AN	CPS101FX (2)

「定常電源が作動中」である条件付確率を示している。

CUT TOOK 0.030 SECS

4. システム解析

4.1 システム・アンアベイラビリティ

本解析では，2つのサブ・システム（Train AとTrain B）が，ハードウェアの見地からは独立かつ対称であると考えることができるので，1つのサブ・システム（Train A）についてのみフォールト・ツリー解析を行なった。

したがって，炉心スプレー系に関するハードウェア・アンアベイラビリティを2つのサブ・システムのうち，1つについてアンアベイラビリティを求めることによって算出した。ここで，注意すべき点は，両方のサブ・システムに共通のフォールトを適切に扱うことである。これに該当するのは，起動信号発生回路系の部分である。具体的に示すと，4つの炉容器内圧力検出計（PS 2－3－52A～D）の「較正ミス」である。したがって，2つの炉心スプレー系の注入用電動弁（FCV75－25，75－53）の開信号発生回路の部分が定量的に非常に重要となる。これらの「較正ミス」というフォールトに関して，両方のサブ・システムに対する共通要因故障として表わし，炉心スプレー系のハードウェア・アンアベイラビリティを求める際に，これらの事象の二重計算を避けるため，次式を用いる。

$$Q_H = (Q_A)(Q_B) - (PS\,52AC)(PS\,52BD) + (PS\,52ABCD)$$

ここで，

Q_H：炉心スプレー系のハードウェア・アンアベイラビリティ

Q_A：サブ・システムAのハードウェア・アンアベイラビリティ（計算計果より1.7×10^{-2}）

Q_B：サブ・システムBのハードウェア・アンアベイラビリティ（サブ・システムAと同値）

PS 52AC (PS52BD)：4つの圧力検出計のうち2つが「較正ミス」でフォールト状態となる確率（1.5×10^{-3}）

PS52ABCD：4つの圧力検出計全てが「較正ミス」でフォールト状態となる確率（3.8×10^{-4}）

これらに，各々のアンアベイラビリティを代入すると

$$Q_H = (1.7\times10^{-2})^2 - (1.5\times10^{-3})^2 + (3.8\times10^{-4}) = 6.6\times10^{-4}$$

となる。

参考までに述べると，Q_Aの値は詳細フォールト・ツリー及び縮小フォールト・ツリーからWAM－BAMコードを用いて算出した。詳細フォールト・ツリーから求めた値が1.678×10^{-2}であり，また，縮小フォールト・ツリーからも，1.678×10^{-2}が導かれた。縮小される過程で，詳細フォールト・ツリーから消去した事象は，頂上事象への寄与が極めて小さいことが確かめられた。したがって，システム・アンアベイラビリティを求める際には，計算の煩雑さを避ける意味からも，縮小フォールト・ツリーを用いると便利ではあるが，解析者が十分注意を払って，縮小フォールト・ツリーを作成する必要がある。

さらに，サブ・システムのハードウェア・アンアベイラビリティを以下のように細分して頂

上事象に対する寄与を考慮した。

(1) 単一故障事象（この故障が発生すると頂上事象が発生する）

ハードウェア・アンアベイラビリティという見地から，サブ・システムの頂上事象への寄与は，これらの事象が主要である。その中で特に支配的なものを Table 3 に示す。この Table 3 からもわかるように，注入用電動弁及びスプレーポンプの機械的，電気的フォールトが重要である。

単一故障事象によるアンアベイラビリティは，

$Q_{A(SF)} = 1.5 \times 10^{-2}$ となる。

Table 3 Dominant Contributors To CSS-A

単一故障	事象	アンアベイラビリティ
CPM1ACCW	Pump "A" Local Control Circuit Fault	2.7×10^{-3}
CPM1CCCW	Pump "C" Local Control Circuit Fault	2.7×10^{-3}
CPM001AR	Pump "A" Fails to Start	1.0×10^{-3}
CPM001CR	Pump "C" Fails to Start	1.0×10^{-3}
CVM7525P	MOV 75-25 Fails to Open	1.0×10^{-3}
CPM001AS	Pump "A" Fails to Run	2.4×10^{-4}
CPM001CS	Pump "C" Fails to Run	2.4×10^{-4}
CCN05SAQ	Contacts 14A-S5A Fail Closed	2.2×10^{-4}
CCN21A2Q	Contacts 14A-K21A #2 Fail Closed	2.2×10^{-4}
CCN21A1O	Contacts 14A-K21A #1 Fail Open	2.2×10^{-4}
CCOK12AB	Coil 14A-K12A Fails Open	2.2×10^{-4}
CCN05SCQ	Contacts 14A-S5C Fail Closed	2.2×10^{-4}
CCN22A2Q	Contacts 14A-K22A #2 Fail Closed	2.2×10^{-4}
CCN22A1O	Contacts 14A-K22A #1 Fail Open	2.2×10^{-4}
CCOK14AB	Coil 14A-K14A Fails Open	2.2×10^{-4}
CCOK10AB	Coil 14A-K10A Fails Open	2.2×10^{-4}
CCOK13AB	Coil 14A-K13A Fails Open	2.2×10^{-4}
CCC13A1N	Contacts 14A-K13A Fail to Close	2.2×10^{-4}
CVM25CCW	MOV 75-25 Local Control Circuit Fault	2.2×10^{-4}
CCNK04AQ	Contacts 14A-K4A Fail Closed	2.2×10^{-4}
CCN0S1AQ	Contacts 14A-S1A Fail Closed	2.2×10^{-4}
CCOK29AB	Coil 14A-K29A Fails Open	$*2.2 \times 10^{-4}$
CCOK31AB	Coil 14A-K31A Fails Open	$*2.2 \times 10^{-4}$
CCOK20AB	Coil 14A-K20A Fails Open	$*2.2 \times 10^{-4}$
CCOK18AB	Coil 14A-K18A Fails Open	$*2.2 \times 10^{-4}$

Table 3　つづき

単一故障	事象	アンアベイラビリティ
CCN10A1N	Contacts 14A-K10A #1 Fail to Close	1.0×10^{-4}
CCNK12AN	Contacts 14A-K12A Fail to Close	1.0×10^{-4}
CLO000AW	Insuf Lubrication Oil to Pump "A"	1.0×10^{-4}
CCW000AW	Insnf Cooling Water to Pump "A"	1.0×10^{-4}
CVK537AP	Check Valve 75-537A Fails to Open	1.0×10^{-4}
CCN10A2N	Contacts 14A-K10A #2 Fail to Close	1.0×10^{-4}
CCNK14AN	Contacts 14A-K14A Fail to Close	1.0×10^{-4}
CLO000CW	Insnf Lubrication Oil to Pump "C"	1.0×10^{-4}
CCW000CW	Insnf Cooling Water to Pump "C"	1.0×10^{-4}
CVM7523E	MOV 75-23 Fails Closed	1.0×10^{-4}
CCB1ADCW	No Power from 250VDC Control Board	1.0×10^{-4}
CVM7525E	MOV 75-25 Plugged	1.0×10^{-4}
CVK7526P	Check Valve 75-26 Fails to Open	1.0×10^{-4}
CVH7527E	Hand Control Valve 75-27 Plugged	1.0×10^{-4}

注）　＊印のアンアベイラビリティは「定常電源が作動中」という条件付き確率を示す。
（Table 2に示す　ミニマル・カットセットでは「ディーゼル電源が作動状態でない」という事象との組合せになっている）

＊＊　単一故障以外で頂上事象に対して支配的なのは，"CPS352EX" だけである。
"CPS352EX" は，共通要因故障で "CPS352AX" と "CPS352BX" との組合せであり，" Pressure Sensor PS2-3-52A & C Miscalibrated "　がその事象である。

(2)　二重故障事象（2つの故障が同時発生すると頂上事象が発生する）

二重故障事象によるアンアベイラビリティは，共通要因故障でなければ，主要な単一故障事象に比べて極めて小さい。例えば，「リレーコイル14A－K10A断線」の発生確率が，2.2×10^{-4}であるのに対し，「コイル14A－K36A及び14A－K37Aの断線」という二重故障事象の発生確率は，4.8×10^{-8}である。しかし，二重故障事象でも，原子炉容器内圧力検出計に関するフォールト，即ち，「較正ミス」は，前述したように1.5×10^{-3}というかなり高い発生確率を示す。これは，共通要因で発生し得る事象である。したがって，この事象によるアンアベイラビリティが頂上事象へ寄与するといえる。二重故障事象によるアンアベイラビリティは，

$Q_{A(DF)} = 1.5 \times 10^{-3}$　　となる。

原子炉容器内圧力検出計に関するフォールトとは，具体的には，「圧力検出計　PS2-3-52A & C の較正ミス[注)]」である。参考までに他の二重故障事象によるアンアベイラビリティは，

注）　Table 2参照。この表中の "CPS352EX" に対応する。

3.7×10^{-6}となり，頂上事象への寄与度は極めて小さい。

ハードウェアのアンアベイラビリティの他に，システム・アンアベイラビリティに寄与するものに，各動的機器の定期点検及び保守によるアンアベイラビリティがある。これらは次式で与えられる。

$Q_T = f \cdot t_D / 720$

$Q_M = f \cdot t_D / 720$

Q_T ： 定期点検によるアンアベイラビリティ

Q_M ： 保守によるアンアベイラビリティ

t_D ： １回の点検あるいは保守に要する平均時間

f ：１ケ月間に行なわれる点検及び保守頻度

なお，７２０という値は，１ケ月を時間単位に換算したものである。

これらに基づいて，各動的機器（ＦＣＶ７５－２５，ＦＣＶ７５－２３，ＦＣＶ７５－２２,ポンプ“A”，ポンプ“C”）について，Q_T及びQ_Mを求めると以下のようになる。

これら動的機器の点検は，システムの流量試験で実施されるため，頻度は月１回である故，f＝１となる。ポンプについては，流量試験期間中は，順調作動していると仮定できる。したがって，電動弁の開閉試験を対象にQ_Tを求めればよい。電動弁の平均試験時間は，ＷＡＳＨ－１４００より，0.８６時間を用いた。この値は，電動弁の点検に要する時間が１５分から２時間の範囲に分布（この分布型はLog－Normal 分布である）しているため，その平均をとったものである。

$Q_{T(MOV)}$＝（点検頻度）×（平均試験時間）×（作動要求時のアンアベイラビリティ）

$= (1/720) \times (0.86) \times (1 \times 10^{-3})$

$= 1.2 \times 10^{-6}$

重要な電動弁は，サブ・システム内に３つ（実際には，電動弁は４つあるが，ポンプ吸入側の電動弁は点検中開であるため考慮しない）あるため，システム全体の点検によるアンアベイラビリティは，

$Q_T = 3 \times Q_{T(MOV)} = 3.6 \times 10^{-6}$

となる。

また，動的機器の保守に関するアンアベイラビリティを以下に示す。

① 電動弁の保守

ＷＡＳＨ－１４００，Appendix Ⅲ によれば，電動弁の保守に要する平均時間は，７時間（予防保全時間が，３０分から２４時間の範囲にLog－Normal 分布しているため，その平均値を用いる）であり，また，保守頻度は0.２２回／月である。したがって，電動弁１つの保守によるアンアベイラビリティ$Q_{M(MOV)}$は

$Q_{M(MOV)} = (0.22) \times (7.0) / 720 = 2.1 \times 10^{-3}$

となる。

ここで，保守は月１回から年１回という間隔（Log－Normal 分布に従って分布）で行なわ

れているため，この平均をとると，4.5ケ月に1回ということになる。したがって，平均保守頻度は，0.22回／月という値が得られる。

② ポンプの保守

ポンプに関しても，電動弁と同様，所要時間が7時間で，保守頻度は0.22回／月であるため，ポンプ一機の保守によるアンアベイラビリティ $Q_{M(PUMP)}$ も

$$Q_{M(PUMP)} = (0.22) \times (7.0) / 720 = 2.1 \times 10^{-3}$$

である。

サブ・システム“A”にある保守対象となる動的機器は，FCV75－25，FCV75－23，FCV75－22，FCV75－2，FCV75－11，ポンプ“A”，ポンプ“C”の7つである。したがって，サブ・システム全体の保守によるアンアベイラビリティは，

$$Q_M = 5 \times Q_{M(MOV)} + 2 \times Q_{M(PUMP)}$$
$$= 7 \times 2.1 \times 10^{-3}$$
$$= 1.5 \times 10^{-2}$$

となる。

定期点検及び保守によるアンアベイラビリティは

$$Q_{A(T\&M)} = Q_T + Q_M \simeq 1.5 \times 10^{-2}$$

である。したがって，炉心スプレー系全体に対して，保守・点検によるアンアベイラビリティは，

$$Q_{T\&M} = Q_{A(T\&M)} Q_B + Q_{B(T\&M)} Q_A$$
$$= (1.5 \times 10^{-2}) \times (1.7 \times 10^{-2}) \times 2$$
$$= 5.0 \times 10^{-4}$$

Q_A，Q_Bはサブ・システムA及びBのハードウェア・アンアベイラビリティ

となる。

以上で求めたハードウェア・アンアベイラビリティと保守・点検によるアンアベイラビリティとが炉心スプレー系全体のアンアベイラビリティになるので，

$$Q = Q_H + Q_{T\&M}$$
$$= (6.6 \times 10^{-4}) + (5.0 \times 10^{-4})$$
$$= 1.2 \times 10^{-3}$$

である。

4.2 クリティカル・コンポーネント（Critical Component）

クリティカル・コンポーネント（Critical Component）とは，あるシステムが作動不能となり得る数々の要因の中で，最も重要な故障を発生し得る機器である。前節では，炉心スプレー系の1つのサブ・システムについて，システム・アンアベイラビリティへの寄与が支配的な事象をTable 3にまとめた。炉心スプレー系は，2つの独立，対称なサブ・システム（但し，4つの原子炉容器内圧力検出計は，較正の過程で相互に従属性を持っているため，完全に独立とはいえないが，少なくともハードウェアの見地からは独立ということができる）から構成される

ので，一方のサブ・システムで支配的寄与を及ぼす事象，あるいは，その事象を発生する機器が，システム全体のアンアベイラビリティに支配的となる。したがって，ここでは，サブ・システム“A”の主要機器別にアンアベイラビリティをTable 4にまとめた。このTableから判るように，サブ・システム“A”に対するクリティカル・コンポーネントとして，各スプレーポンプ（A&C），注入用の通常時閉電動弁（FCV75－25），原子炉容器内圧力検出計（PS2－3－52A及びC）及びいくつかの起動信号発生回路の機器が挙げられる。起動信号発生回路系のうちでも特に，リレーコイル14A－K10Aは，2つのスプレーポンプ及び注入用電動弁（FCV75－25）を作動させるのに必要不可欠なので，最も重要な機器といえよう。

Table 4　Unavailability for Major Components
（Train“A”）

コンポーネント	アンアベイラビリティ
スプレーポンプ	1.2×10^{-3} (3.9×10^{-3})(1)
MOV 75－25	1.1×10^{-3} (1.3×10^{-3})(1)
CHECK VALVE 75－26	1.0×10^{-4}
MOV 75－23	1.0×10^{-4}
リレー 14A－K10A	4.2×10^{-4} (2)
リレー 14A－K14A	3.2×10^{-4} (2)
リレー 14A－K12A	3.2×10^{-4} (2)
リレー 14A－K13A	3.2×10^{-4} (2)
CHECK VALVE 75－537A	1.0×10^{-4}
HAND CONTROL VALVE 75－27	1.0×10^{-4}
リレー 14A－K21A	4.6×10^{-4} (2)
リレー 14A－K22A	4.6×10^{-4} (2)
原子炉容器内圧力検出計 PS 2－3－52	1.5×10^{-3} (3.8×10^{-4})(3)

注）(1) 起動信号系制御回路を含むアンアベイラビリティ
(2) リレー接点及びコイルのアンアベイラビリティ
(3) 炉心スプレー系全体で考慮した場合のアンアベイラビリティ

しかし，サブ・システム“A”と“B”とは，互いに冗長系の関係にあるため，炉心スプレー系機能喪失に対するクリティカル・コンポーネントは，サブ・システム“A”の機能喪失に対するクリティカル・コンポーネントと，もう一方のサブ・システム“B”に対するクリティカル・コンポーネントとの組み合せとなる。4つの原子炉容器内圧力検出計の「較正ミス」は，両サブ・システムの機能喪失に唯一の従属性（いわゆる共通要因故障）を持たせていて，そのアンアベイラビリティは 3.8×10^{-4} となり，炉心スプレー系のシステム・アンアベイラビリティに最も大きい寄与を示すことになる。

したがって，炉心スプレー系全体に対するクリティカル・コンポーネントを列挙すると次のようになる。

(1) 原子炉容器内圧力検出計（4つ）
(2) スプレーポンプ （A，B，C，D）
(3) 注入用電動弁 （FCV75－25，75－53）
(4) リレーコイル （14A－K10A，14A－K10B）

以上のクリティカル・コンポーネントによって発生する故障のシステム・アンアベイラビリティに対する寄与度を小さくするために，各機器の保守点検頻度を高めたり，システムを改善する必要が生じてくる。システム改善については，次節で述べることにしよう。

4.3 システムの改良

前節で示したクリティカル・コンポーネントを中心に考慮して，システム改善案を考えてみた。

以下に，この炉心スプレー系について，改善案をいくつか掲げてみよう。

(1) 通常時閉の注入用電動弁（FCV75－25，75－53）に冗長性を持たせる（Fig.1）。これによって，サブ・システムのアンアベイラビリティに支配的に寄与する電動弁の故障事象が，二重事象となって現われ発生確率が小さくなる。格納容器隔離に対しては，通常時開の注入用電動弁（FCV75－23，75－51）を閉にすることによって，十分要求を満たすことができる。
(2) 原子炉容器内圧力検出計は，4つの検出計の共通要因故障，即ち，「較正ミス」が問題となっているため，較正方法を多重化する。例えば，数名で独立して，4つの検出計の較正を行ない，検討することによって，較正というタスク間の従属レベルを低下させる。
(3) 起動信号発生回路系については，3つの主要機器（ポンプ“A”，“C”及び電動弁FCV75－25）に共通のリレーコイル14A－K10Aに冗長性を持たせると共に，各機器の起動信号受信用制御回路系（SI信号系制御回路）の接点を閉にするリレーコイル，具体的には 14A－K12A，14A－K13A及び14A－K14A も冗長系にすることが望ましい。
(4) スプレーポンプについては，各サブ・システムの運転規準を“2out of 2 pumps operation”から，容量の大きいポンプに換えることで，“1out of 2pumps operation”にするか，あるいは，もう1つポンプを設けて，“2out of 3pumps operation”にするこ

とが考えられる。また，ポンプに付随するＳＩ信号（Safety Injection）系制御回路に冗長性を設けることで，ポンプの作動能力を高めることも１つの方法である。

(5) 各サブ・システムのポンプ吐出側を接続する。その接続系上に，通常時開電動弁を設置する（Fig.２）。この電動弁は，ドライウェル内の各サブ・システム配管流量計によって定格流量が確認されると自動閉となり，定格流量より下がると再び開く。制御室から，手動で開閉操作可能である。

これらの改善案は，炉心スプレー系のシステム・アンアベイラビリティを低減させるには，一助となると思われるが，実施する際にいくつかの問題が生じ得る場合もある。例えば，(4)及び(5)の改善案については，空間的，物理的に制約を受けて，設置不可能になることも考えられる。したがって，改善案を十分検討するには，炉心スプレー系をはじめ，その他の安全系統などの配置状況に関する情報が必要となる。また，スプレーポンプに関する限り，(4)のようにハードウェア改善の方法以外に，点検頻度を上げることによって信頼性向上を図ることも可能である。しかし点検によるアンアベイラビリティを考慮しなければならないので，最も効果的な点検頻度を求めることが重要である。

(1)の改善案は，ハードウェア的見地では，最も実施のし易い方法であろう。電動弁１つを付置するだけなのでさほど大きな空間を必要としない。一方では，格納容器漏洩との相互関係に問題が生じ得ることも考えられるが，隔離弁として機能を果たすものに，ドライウェル内の逆止弁（ＦＣＶ７５－２６，７５－５４）や通常時開注入用電動弁（ＦＣＶ７５－２３，７５－５１）があるため，隔離は十分に行なわれるものと考えることができる。また，(2)及び(3)の改善案については，ほとんど制約がないものと思われる。

したがって，上記５つの改善案のうち，実施し易いものは，(1)，(2)及び(3)となる。特に，原子炉容器内圧力検出計の「較正ミス」が，炉心スプレー系のシステム・アンアベイラビリティに最も大きな影響を及ぼすため，(2)を実施することによって，炉心スプレー系の信頼性が大きく向上するといえよう。

4.4 ＷＡＳＨ－１４００との比較

この報告書で行なったBrowns Ferry Nuclear Power Plant の炉心スプレー系とＷＡＳＨ－１４００に記載されるPeach Bottom Nuclear Power Plant の炉心スプレー系とのシステム・アンアベイラビリティを比較してみよう。Table 5，Table 5Ａ及びTable 5Ｂ[注)]に示すように，この２つのプラントは，同時期のＧＥ製ＢＷＲである。しかし，双方の炉心スプレー系に多少の相違はあると思われるが，ＦＳＡＲに掲載されているフローシートを比べた限りでは，大きな違いは見当らなかった。したがって，Table 6 に示されるように，(1)ハードウェアによるアンアベイラビリティ，及び(2)保守点検によるアンアベイラビリティに差異を生じた理由を解析上見地から述べてみると以下のようになる。

注） Table 5Ａ及び5Ｂは" Nuclear Power Experience " から引用している。

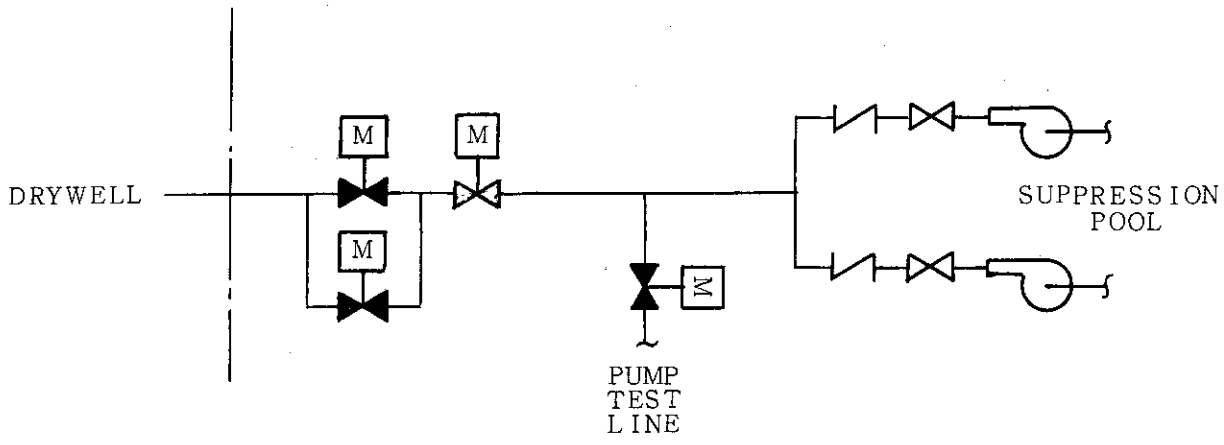


Fig. 1 Improvement 1
Reduplicating inboard valves

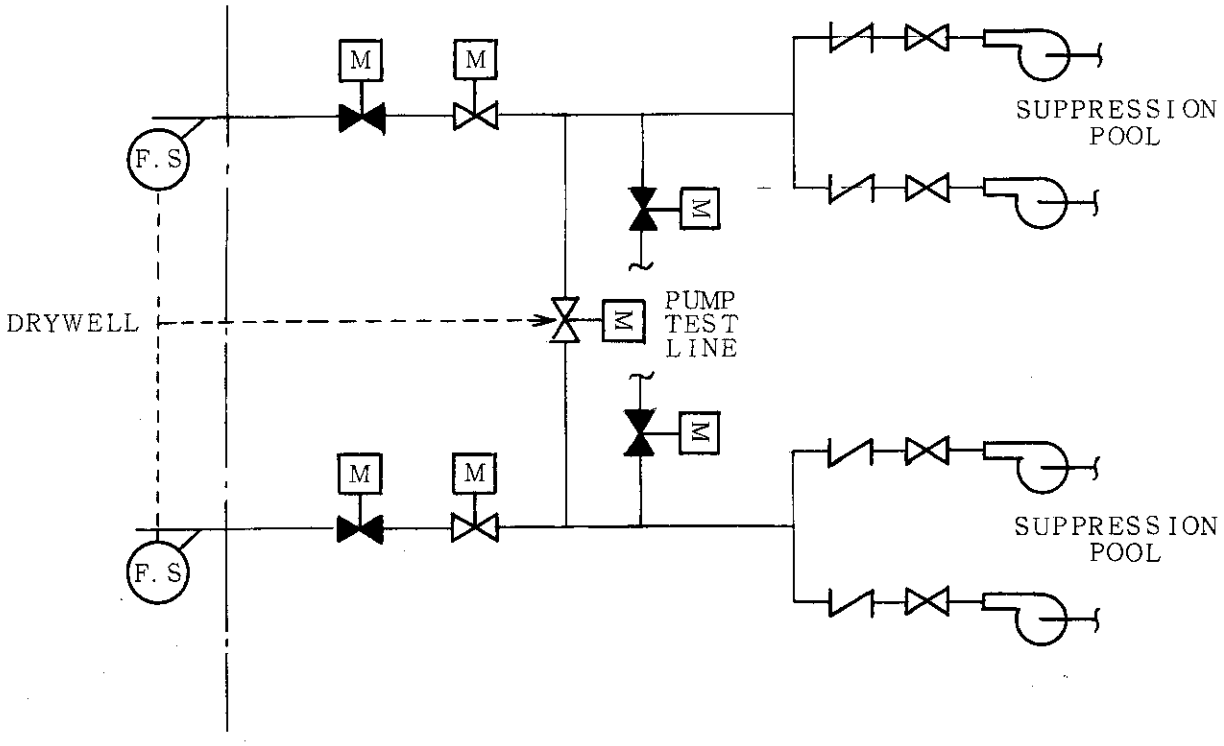


Fig. 2 Improvement 2
Connecting train "A" with train "B"

Table 5 Plant Type

Nuclear Uuit	Browns Ferry	Peach Bottom
Reactor Type	BWR	BWR
Capacity, Mw Net	1065	1065
Containment	Type 4g (Mark I)	Type 4g (Mark I)
Cooling	Combined cycle*	Towers (Mechanical helper)
Reactor Supplier	GE	GE
NRC Docket No.	50-259 (Uuit 1)	50-277 (Uuit 1)
Construction	5-10-67	1-31-68
Operating License	6-26-73	8-8-73
Critical First Time	8-17-73	9-16-73
Commercial Operation	8-1-74	7-74

* Mechanical towers and Tennessee River

Type 4g

Pressure Suppression Containment - Steel drywell & Wet well

Secondary Containment - concrete and/or steel

R

Table 5A

BROWNS FERRY DATA (per unit)

Vol. BWR - 1
Browns Ferry 1, 2 &3
A. Plant Description
p. 9

Owner/Operator: TVA

Address: P. O. Box 2000, Athens, Alabama 35601

Est. Cost (millions): $815 (for all 3 units)

Type: Direct cycle boiling, light water moderated and cooled.

NSSS Supplier: G. E.

Turbine Generator Supplier: G. E.

Arch. Engr.: TVA

Constructor: TVA

Design Output: 3293 Mwt (initial rated), 1098 Mwe (gross).

Fuel: 764 FA's; 7 x 7 array, 49 rods/FA, 37,436 fuel rods; 1.1, 1.45, 1.85, 2.15% enriched UO_2 pellets; Zirc 2 clad; 144 in. active core length; 187.1 in. equiv. core dia; 50.73 kW/liter core power density; also has gadolinia bearing rods.

Control: 185 control rods - sheathed cruciform array of B_4C filled type 304 SS rods; bottom entry; hydraulic, mechanical drive. Also has recirc flow control.

Reactor Vessel: 251 in. minimum ID; 72 ft 11 1/8 in. inside length; low alloy steel with SS internal clad; 6.3 in. thick; design pressure and temperature 1250 psig @ 575°F.

Thermal and Hydraulic: 1020 psia operating pressure; 560°F av fuel rod temp.; steam flow rate 13.331 x 10^6 lb/hr; 102.5 x 10^6 core coolant flow rate; 1.6 x 10^5 Btu/hr - ft^2 av heat flux; 2 recirc loops; 20 jet pumps; 4 steam lines.

Containment: Primary - light bulb shape-steel - 56 psig internal design pressure; 0.5%/day free volume leak rate. Secondary - controlled leakage (100%/day at 0.25 in. H_2O), reinforced concrete and structural steel frame construction.

Turbine: Tandem Compound; 1 HP and 3 LP cylinders on single shaft; 2 in. Hg exhaust; 5 FW heater stages; 25% capacity bypass.

Generator: 1152 MWe, 1800 rpm, 1280 MVa rated; 22000 V.

Table 5B

PEACH BOTTOM 2 & 3 DATA (per unit)

Vol. BWR-1
Peach Bottom 2 & 3
A. Plant Description
p. 5

Owners:	Unit 2 is owned by Public Service Electric & Gas, Atlantic City Electric, Philadelphia Electric		
Operator:	Philadelphia Electric Co.		
Address:	Slate Hill - Peach Bottom Rd. Peach Bottom Township York County, PA 17314	Est. Cost (Millions):	$230 (Unit 2) $221 (Unit 3)
Type:	Single cycle, boiling light water moderated and cooled		
NSSS Supplier:	GE	Turbine Generator Supplier:	GE
Arch. Engr:	Bechtel	Constructor: Bechtel	
Design Output:	3293 MWt (initial rated), 1098 MWe (gross), 1065 MWe (net)		
Fuel:	764 FA's; 7 x 7 array, 49 rods/FA, 37,436 fuel rods; 1.1, 1.45, 1.85, 2.15% enriched UO_2 pellets; Zirc 2 clad; 144 in. active core length; 187.1 in. equiv. core dia; 50.73 kW/liter core power desity; also has gadolinia bearing rods		
Control:	185 control rods - sheathed cruciform array of B_4C filled type 304 SS rods; bottom entry; hydraulic mechanical drive. Also has recirc flow control		
Reactor Vessel:	251 in. minimum ID; 72 ft 11 1/8 in. inside length; low alloy steel with SS internal clad; 6.3 in. thick; design pressure and temperature 1250 psig @ 575°F		
Thermal and Hydraulic:	1020 psia operating pressure; 560°F av fuel rod temp; steam flow rate 13.331 x 10^6 lb/hr; 102.5 x 10^6 core coolant flow rate; 1.6 x 10^5 Btu/hr - ft^2 av heat flux; 2 recirc loops; 20 jet pumps; 4 steam lines		
Containment:	Primary - light bulb shape-steel - 56 psig internal design pressure; 0.5%/day free volume leak rate. Secondary - controlled leakage (100%/day at 0.25 in. H_2O), reinforced concrete and structural steel frame construction		
Turbine:	Tandem Compound; 1 HP and 3 LP cylinders on single shaft; 1.5 in. Hg exhaust; 5 FW heater stages; 25% capacity bypass		
Generator:	1152 MWe, 1800 rpm, 1290 MVa rated; 22000V.		

Table 6 Comparison of Peach Bottom & Browns Ferry

	Peach Bottom	Browns Ferry
システム全体の アンアベイラビリティ	6.7×10^{-4}	1.2×10^{-3}
(1) ハードウェアによる アンアベイラビリティ (サブ・システム"A"のアンアベイラビリティ)	5.8×10^{-5} (7.4×10^{-3})	(注) 6.6×10^{-4} (1.7×10^{-2})
(2) 保守点検による アンアベイラビリティ	6.1×10^{-4}	5.0×10^{-4}

(注) CMFによるアンアベイビリティを省くと
2.8×10^{-4} (1.5×10^{-2}) である。

(1)に関して

- Peach Bottom の解析には，共通要因故障が含まれていない。（圧力計や水位計のフォールトまで解析を行なっていない）
- Peach Bottom の解析では，ポンプに関するフォールトを" Pump Failure " に代表させているため，本解析のような，受信用制御回路系機能喪失及び継続運転失敗を考慮していない。

が大きな原因であると思われる。

(2)に関して

- 明らかに，保守点検に要する時間の差によって生じている。Peach Bottom の解析では，保守点検の所要時間t_D＝１９時間を採用しているが，本解析では，t_D＝7.0 時間を用いている。

このように，システムの境界条件や解析者の判断によって，システム・アンアベイラビリティに差異が生じることが多々ある。したがって，プラントどうしを比較するのであれば，システム境界条件や故障率データを同等にして解析を行なうことが望ましい。また，数名で独立に１つのプラントを対象に，同一情報からフォールト・ツリー解析を行なうことで，各解析者の用いた工学的判断を比較検討できる。このためには，今後，Peach Bottom の安全施設系統に対して，フォールト・ツリー解析を行ない，ＷＡＳＨ－１４００の結果と比較することも１つの方法であろう。

4.5 必要な情報資料及びデータ

フォールト・ツリー解析を行なうにあたって主として必要な情報資料及びデータを以下に示そう。

- 最終安全解析書（Final Safety Analysis Report ；ＦＳＡＲ）
- システムの詳細説明書（System Description ；配管系統図や計装及び制御回路図も含む）
- 運転手順書及び保守点検手順書（Operating Procedure 及び Test & Maintenance Manual）
- プラントの配置図（Plant Layout Drawing）
- 他のプラントに対するフォールト・ツリー解析結果
- システム及び機器に対する故障モード，故障率データ

上記に示したもののうち，本解析のために入手した情報資料は，付録Ａに示すように，最終安全解析書，運転員訓練手順書，配管系統図，起動信号発生回路図及び故障率データである。これらの情報だけでは，フォールト・ツリー解析を実施する上で不十分な個処もあったので，2.2 に示すような仮定をおき，この仮定を考慮して故障モードの選定及びシステム境界条件の設定を行なった。したがって，本解析より更に詳細な解析を進めるのに必要な情報資料及びデータとして主なものを列挙しよう。ここで，更に詳細な解析とは，例えば，解析レベルを下げたり（本解析では，考慮していないケーブルなどに着目する），機器の空間的配置を考慮することで本解析では現われない機器間の相互依存性を調べたり，各機器ごとの保守点検によるシ

ステム・アンアベイラビリティの変化を検討することを加味した解析である。

(1) 各動的機器（特に，スプレーポンプ及び注入用電動弁ＦＣＶ７５－２５，７５－５３）の受信用制御回路系に関する情報

本解析では，この情報が不足しているため，受信用制御回路系（ＳＩ信号系制御回路）を１つの機器として扱い，それ以上フォールト・ツリーを展開していない。したがって，Table 3 に示すように，この回路系機能喪失がシステム・アンアベイラビリティへ最も大きな寄与となっている。しかし，この情報の入手によって，回路系内の機器，例えば，遮断器（サーキット・ブレーカー）やヒューズの部分までさかのぼって解析ができるため，システム機能喪失への寄与因子をより明確に示すことが可能となる。

(2) 保守点検手順書

保守点検の手順及び過程が不明確であるため，ある頻度での点検体系に基づいたシステム全体の保守点検によるアンアベイラビリティを算出している。即ち，各動的機器を連続的に１つずつ保守点検を行なうと仮定している。しかし，複数個の機器について保守点検を並行することも考えられる。また，ある機器の保守点検のために操作した他の機器が，作動要求時に機能を果たさないことも十分あり得る。したがって，手順書の入手で，操作する機器あるいは，実際の保守点検体系が把握でき，より信頼性の高いアンアベイラビリティが得られるであろう。

(3) 関連系統のアンアベイラビリティ

本解析で用いた関連系統のアンアベイラビリティ（例えば，電源喪失，機器冷却水喪失など）は工学的判断に依るものである（Table 1 参照）。また，圧力抑制プールのフォールトについては，格納容器の健全性を考慮して，無視できる程小さい故障率データを採用している。更に，炉内圧力高で炉心スプレー系の作動条件を満たさない場合に作動する自動減圧系（ＡＤＳ）の機能喪失に対するアンアベイラビリティも極めて小さいものとして省略している。

(4) 各機器間の空間的配置に関する情報

サブ・システム間には十分な物理的空間があり，互いに空間上の依存性はない。しかし，１つのサブ・システム内の機器については機器の空間的配置に関する情報が不足しているため，空間的依存性を考慮していない。例えば，キープ・フル系から水が漏れて主流配管上の機器（ＦＣＶ７５－２３など）を動作不能にする，という事象は考慮していない。これは，空間的見地からこういった事象が起こり得るか否かが不明瞭なためである。機器の空間的配置がわかれば，本解析には現われない共通要因故障が生じることも考えられる。

(5) 人間－機械間のインターフェース

運転員過誤のうち，“やり損い”は発生確率が小さいものとして考慮していない。しかし，運転員が操作を誤り易いか否か，また，計器の指示を見落し易いか否かは，制御室の操作盤の設計によるところが多い。例えば，スイッチＡを押すべき時に，誤って隣りのスィッチＢを押してしまったとする。この場合，スイッチを誤って操作したことに気づかずにいれば，スイッチＢを押したことで炉内の状態が変化することがある。スイッチＡから見れば，本解析のように“やり忘れ”として扱えるが，スイッチＢの観点からの考慮は全くされていない。

しかし，ＴＭＩ事故のように"思い込み（Mind Set）"が起因となって大事故へ波及することもある。したがって，少なくとも運転員が誤って操作する可能性が大きいか小さいか程度の判断をたてられるような情報（例えば制御盤上の構成図など）が要求される。

(6) 多種多様の機器故障モードごとの故障率データ

故障モードや故障率データの不足のため解析レベルが制限されることのないように数多くの機器について収集するのが望ましい。また，運転環境や操作手順による故障，フォールトに関するデータ（即ち，良質の故障率データ）を用いて，機器間に生じ得る共通要因故障の評価も可能となる。

(7) 他のプラントに対して行なわれたフォールト・ツリー解析結果

同種のシステムに関するフォールト・ツリー解析結果と比較することで，ある程度解析結果の妥当性を検証できる。様々なプラントについて解析結果が集められれば，システム設計，プラント設計に有用なデータとなり得るであろう。前節で示すように本解析結果をＷＡＳＨ－１４００の解析結果と比較している。

以上示してきた情報資料が全てではない。どの程度まで解析を行なうかという目的に応じて情報資料を収集するのであるが，現状では非常に難しい問題であって，逆に収集した情報に応じて解析を行なうのである。そこで，情報の不十分であった点を補うためには，解析者の工学的判断が重要な要素となってくる。特に，情報資料に制限がある場合は故障モードの選定及びシステム境界条件の設定に関して，解析者の工学的判断に依るところが顕著に現われる。したがって，解析を行なう際の仮定の相違によって，システム機能喪失への寄与因子が異なる場合が生じてくる。これは，故障率データに関しても同様である。そこで，まず第一に多種多様のシステムについて情報資料及びデータを数多く収集し，更に解析者の工学的判断の信頼性を向上させるために，収集したシステム情報を基にフォールト・ツリー解析を行なうことが重要となってくる。

5. ま と め

今回の解析の目的は，入手したＢＷＲ（Browns Ferry Nuclear Plant Unit 1）炉心スプレー系に関する情報資料に基づいたフォールト・ツリー解析を行ない，その有用性を確かめると共に，今後更に詳細な解析を実施するために必要となる情報資料を示すことであった。本解析のため入手した情報は，付録Ａに示すように，最終安全解析書，運転員訓練手順書，配管系統図及び起動信号発生回路図である。これらの情報に基づいて行なったBrowns Ferry Nuclear Plant 炉心スプレー系のフォールト・ツリー解析の主要な結論は，以下の通りである。

(1) このＢＷＲ炉心スプレー系のシステム・アンアベイラビリティは，点推定値で 1.2×10^{-3}/demand である。そのうち，ハードウェアに関するアンアベイラビリティが 6.6×10^{-4}/demand で，システム全体の保守によるアンアベイラビリティが 5.0×10^{-4}/demand である。

(2) このシステムに潜在するクリティカル・コンポーネント，即ち，システム・アンアベイラビリティに支配的寄与を及ぼす事象を発生し得る機器は，

① 原子炉容器内圧力検出計　4器

② 注入用の通常時閉電動弁（ＦＣＶ７５－２５，７５－５３）

③ スプレーポンプ（ＳＩ信号系制御回路を含む）

④ リレーコイル（１４Ａ－Ｋ１０Ａ及び１４Ａ－Ｋ１０Ｂ）

である。このうち，①の原子炉容器内圧力検出計４器の「較正ミス」という事象は，このシステム不作動に対して，共通要因故障（Common Cause Failure）として重要である。

(3) クリティカル・コンポーネントを充分考慮しながら，システム改善案を提示すると，注入用の通常時閉電動弁に冗長性を持たせること，及び，原子炉容器内圧力検出計の較正を数名で独立に行ない，較正というタスク間の従属性を小さくすること，の２点が重要視される。さらに，スプレーポンプ（ＳＩ信号系制御回路を含む）の点検頻度を上げることによって，信頼性を向上させることも，システム・アンアベイラビリティの低減の一助となる。

これらの結論は，あくまでも入手した情報資料に基づくものである。したがって，本解析には現われない機器間の相互依存性を調べる，など，今後更に詳細な解析を行なうのに必要となる情報は，前章4.5に示している。この中で特に本解析を行なうにあたって不十分であったのは，

① 各動的機器（スプレーポンプ，及び電動弁ＦＣＶ７５－２５，７５－５３）のＳＩ信号系制御回路系に関する詳細情報

② 保守点検及び定期点検に関する情報

③ 各機器に関する良質の故障率データ

④ 各機器間の空間的配置に関する情報

である。これらの情報資料を付加して解析することによって，システム機能喪失への寄与因子

をより詳細なレベルで明示できると共に，各機器の保守点検，定期点検における機器のアンアベイラビリティや人的過誤の導入を考慮できる。しかし，必要とする情報が全て収集できるとは限らない。したがって，入手した情報資料に基づいた解析を行ない，そして，その有用性を確かめることが本解析の目的の１つでもあった。前章4.4で示すように，ＷＡＳＨ－１４００の解析結果と比較すると，ＢＷＲ炉心スプレー系のアンアベイラビリティは，WASH－1400が6.7×10^{-4}/demandで，本解析結果が7.8×10^{-4}/demandとなり，大きな差異は見られない。また，クリティカル・コンポーネントの明示にあたっても，入手した情報に応じた範囲内で調べることができた。更に，システム・アンアベイラビリティを算出する過程において，共通要因故障を十分考慮して，詳細フォールト・ツリーを縮小することによって，ツリーの簡略化が可能となり，システム・アンアベイラビリティに殆んど影響を及ぼさないで，定量に要する計算時間の短縮及び煩雑さの解消につながることが確かめられた。一方では，本解析に用いた評価コード，ＷＡＭ－ＢＡＭ及びＷＡＭ－ＣＵＴの使用上の注意及び問題点をも明らかになった。ＷＡＭ－ＢＡＭコードについては，共通要因故障や排反事象など，事象間の従属性を扱い難い（もっとも，この点に関しては，更にＷＡＭ－ＢＡＭの内容を吟味する必要がある）という点がある。しかし，縮小フォールト・ツリーを作成する際に，詳細フォールト・ツリーに現われる複合事象や三重事象などの消去やクリティカル・コンポーネントの明示には，かなり有用であり，また，解析者が事象間従属性を考慮したフォールト・ツリーを作成することによって，システム・アンアベイラビリティを算出することができる。また，ＷＡＭ－ＣＵＴコードについては，ミニマル・カットセットを求めるのに時間がかかるという問題点を残している。したがって，一連のＷＡＭコードに，多種多様のフォールト・ツリーを適用して検討を深めることが必要であろう。

以上が今回の解析を通じて得られた主な結論である。

今後の課題としては，多種多様のシステムに関する情報及びデータを数多く収集し，フォールト・ツリー解析を行なうことである。また，本解析の定量評価に用いた故障率データは，全て点推定であるが，今後は，故障率の分布関数に応じた定量評価をすることが望ましい。更に，今回入手した情報資料を用いて，頂上事象を"Failure to deliver 100% flow to the reactor vessel from CSS both trains"から"Failure to deliver to the reactor vessel from any 2out of 4 pums"に換えた場合のフォールト・ツリー解析を行ない，今回の解析結果と比較することも安全性評価上，有用であると考えられる。これは，システムの運転規準（Operating Safety Criteria）に関して，それぞれの場合のシステム・アンアベイラビリティを比較することによって，どの運転基準が最も良いかを示す１つの目安となるからである。

謝　辞

本報告書の作成にあたって，安全解析部安全性コード開発室の飛岡利明副主任研究員から多大なる御指導をいただいた。並びに，標準フォールト・ツリー作成の際には，岡山大学の佐山隼敏教授，米国ＥＩ社のTimothy. J. Leahy氏に御協力を，また，ＷＡＭコード使用においては，安全性コード開発室の金木弘氏の御指導をいただいた。以上，四氏に心から謝意を表したい。

をより詳細なレベルで明示できると共に，各機器の保守点検，定期点検における機器のアンアベイラビリティや人的過誤の導入を考慮できる。しかし，必要とする情報が全て収集できるとは限らない。したがって，入手した情報資料に基づいた解析を行ない，そして，その有用性を確かめることが本解析の目的の１つでもあった。前章4.4で示すように，ＷＡＳＨ－１４００の解析結果と比較すると，ＢＷＲ炉心スプレー系のアンアベイラビリティは，WASH－1400が6.7×10^{-4}/demandで，本解析結果が7.8×10^{-4}/demandとなり，大きな差異は見られない。また，クリティカル・コンポーネントの明示にあたっても，入手した情報に応じた範囲内で調べることができた。更に，システム・アンアベイラビリティを算出する過程において，共通要因故障を十分考慮して，詳細フォールト・ツリーを縮小することによって，ツリーの簡略化が可能となり，システム・アンアベイラビリティに殆んど影響を及ぼさないで，定量に要する計算時間の短縮及び煩雑さの解消につながることが確かめられた。一方では，本解析に用いた評価コード，ＷＡＭ－ＢＡＭ及びＷＡＭ－ＣＵＴの使用上の注意及び問題点をも明らかになった。ＷＡＭ－ＢＡＭコードについては，共通要因故障や排反事象など，事象間の従属性を扱い難い（もっとも，この点に関しては，更にＷＡＭ－ＢＡＭの内容を吟味する必要がある）という点がある。しかし，縮小フォールト・ツリーを作成する際に，詳細フォールト・ツリーに現われる複合事象や三重事象などの消去やクリティカル・コンポーネントの明示には，かなり有用であり，また，解析者が事象間従属性を考慮したフォールト・ツリーを作成することによって，システム・アンアベイラビリティを算出することができる。また，ＷＡＭ－ＣＵＴコードについては，ミニマル・カットセットを求めるのに時間がかかるという問題点を残している。したがって，一連のＷＡＭコードに，多種多様のフォールト・ツリーを適用して検討を深めることが必要であろう。

以上が今回の解析を通じて得られた主な結論である。

今後の課題としては，多種多様のシステムに関する情報及びデータを数多く収集し，フォールト・ツリー解析を行なうことである。また，本解析の定量評価に用いた故障率データは，全て点推定であるが，今後は，故障率の分布関数に応じた定量評価をすることが望ましい。更に，今回入手した情報資料を用いて，頂上事象を"Failure to deliver 100% flow to the reactor vessel from CSS both trains"から"Failure to deliver to the reactor vessel from any 2out of 4 pums"に換えた場合のフォールト・ツリー解析を行ない，今回の解析結果と比較することも安全性評価上，有用であると考えられる。これは，システムの運転規準（Operating Safety Criteria）に関して，それぞれの場合のシステム・アンアベイラビリティを比較することによって，どの運転基準が最も良いかを示す１つの目安となるからである。

謝　辞

本報告書の作成にあたって，安全解析部安全性コード開発室の飛岡利明副主任研究員から多大なる御指導をいただいた。並びに，標準フォールト・ツリー作成の際には，岡山大学の佐山隼敏教授，米国ＥＩ社のTimothy. J. Leahy氏に御協力を，また，ＷＡＭコード使用においては，安全性コード開発室の金木弘氏の御指導をいただいた。以上，四氏に心から謝意を表したい。

参　考　文　献

〔1〕 U. S. Nuclear Regulatory Commission, "Reactor Safety Study, An Assessment of Accident Risks in U. S. Commercial Nuclear Power Plant", WASH-1400, October 1975

〔2〕 F. L. Leverenz and H. Kirch, "Users Guide for the WAM-BAM Computer Code", Science Applications Inc., EPRI 217-2-5, January 1976

〔3〕 R. C. Erdmann, F. L. Leverenz, and H. Kirch, "WAM-CUT, A Computer Code for Fault Tree Evaluation", Science Appilcations Inc., EPRI NP-803, June 1978

〔4〕 DOCKET-50259, "Browns Ferry Nuclear Plant Final Safety Analysis Report", Volume 2, Tennessee Valley Authority

〔5〕 〔1〕 WASH-1400 Appendix Ⅱ, Ⅲ

〔6〕 A. D. Swain, H. E. Guttman, "Handbook of Human Reliability Analysis with Emphasis on Nuclear Power Plant Applications", NUREG/CR-1278, October 1980

〔7〕 Enclosed in a letter from Joseph A. Murphy, Division of System and Reliability Research, Office of Nuclear Regulatory Research

〔8〕 W. H. Hubble, C. F. Miller, "Data Summeries of Licensee Event Reports of Valves at U. S. Commercial Nuclear Power Plants-January 1, 1976 to December 31, 1978", NUREG/CR-1363, EGG-EA-5125, May 1980
W. H. Sullivan, J. P. Poloski, "Data Summeries of Licensee Event Reports of Pumps at U. S. Commercial Nuclear Power Plants-January 1, 1972 to April 30, 1978" NUREG/CR-1205, EGG-EA-5044, January 1980

〔9〕 T. Leahy, "Comparative Fault Tree Evaluation", Energy Incorporated/JAERI, March 1982

付録A　入手した情報資料及び故障率データ

今回の解析にあたって，入手した情報資料一式を添付する。次頁より下記の順に示してある。

1. Browns Ferry Nuclear Plant FSAR（最終安全解析書）
2. BWR Simulator Training Manual （運転員訓練手順書）
3. Fault Tree Construction Groundrules and Assumptions
4. Failure Data
5. Core Spray System Flow Diagram －Fig. 3 及び Fig. 4
6. Simplifed Diagram CSS Auto Initiation Circuit
   — Fig. 5 及び Fig. 6

1. Browns Ferry Nuclear Plant FSAR
   （Docket 50－259 Uuit 1）

TVA（Tennessee Valley Authority）が Browns Ferry Nuclear Plant の運転許可を受けるため，米国原子力規制委員会（U.S. Nuclear Regulatory Commission ; USNRC）へ提出し，許可された最終安全解析書である。ここに掲載するのは，FSAR の Volume 6（Core Standby Cooling System）及び Volume 7（Control and Instrumentation）から抜粋したものである。

付録A　入手した情報資料及び故障率データ

今回の解析にあたって，入手した情報資料一式を添付する。次頁より下記の順に示してある。

1. Browns Ferry Nuclear Plant FSAR（最終安全解析書）
2. BWR Simulator Training Manual （運転員訓練手順書）
3. Fault Tree Construction Groundrules and Assumptions
4. Failure Data
5. Core Spray System Flow Diagram －Fig. 3 及び Fig. 4
6. Simplifed Diagram CSS Auto Initiation Circuit
   — Fig. 5 及び Fig. 6

1. Browns Ferry Nuclear Plant FSAR
   （Docket 50−259 Uuit 1）

TVA（Tennessee Valley Authority）が Browns Ferry Nuclear Plant の運転許可を受けるため，米国原子力規制委員会（U.S. Nuclear Regulatory Commission ; USNRC）へ提出し，許可された最終安全解析書である。ここに掲載するのは，FSAR の Volume 6（Core Standby Cooling System）及び Volume 7（Control and Instrumentation）から抜粋したものである。

6.4.3 Core Spray System

Two independent loops are provided as a part of the Core Spray System. Each loop consists of two 50% capacity centrifugal pumps driven by electric motors; a spray sparger in the reactor vessel above the core; piping and valves to convey water from the suppression pool to the sparger; and the associated controls and instrumentation. Figure 6.4-2 shows a schematic process diagram of the Core Spray System.

In the case of low water level in the reactor vessel or high pressure in the drywell,the Core Spray System,when reactor vessel pressure is low enough automatically sprays water onto the top of the fuel assemblies in time and at a sufficient flow rate to cool the core and limit fuel cladding temperature.(The Low Pressure Coolant Injection System starts from the same signals and operates independently to achieve the same objective by flooding the reactor vessel.)

The Core Spray System provides protection to the core for the large break in the nuclear system when the control rod drive water pumps,RCICS,and the HPCIS are unable to maintain reactor vessel water level.

The protection provided by the Core Spray System also extends to a small break (see Figure 6.3-1) in which the control rod drive water pumps,RCICS,and HPCIS are all unable to maintain the reactor vessel water level and the Automatic Depressurization System has operated to lower the reactor vessel pressure so LPCIS and the Core Spray System can provide core cooling.

The core spray pumps for each unit receives power from the plant 4160-Volt shutdown boards. Each core spray pump motor and the associated automatic motor valves for one unit receive a-c power from different buses. Similarly,control power for each loop of the Core Spray System for one unit comes from different d-c buses. This arrangement satisfies design basis 5 (see subsection 8.5,"Standby A-C Power Supply and Distribution,"and 8.6,"250 Volt D-C Power Supply and Distribution").

The core spray pumps and all automatic valves can be operated individually by manual switches in the control room. Operating information is provided in the control room with pressure indicators,flow meters and indicator lights.

The major equipment for one loop is described in the following paragraphs.

When the system is actuated,water is taken from the suppression pool. Flow then passes through a normally open motor operated valve in the suction line to each 50% pump. Each valve can be closed by a remote manual switch from the control room to isolate the sysytem from the suppression pool in case of leak from the Core Spray System. This valve which is normally open is located in the core spray pump suction line as close to the suppression pool as practical.

A local pressure gage by each pump indicates the presence of a suction head for the pump. The core spray pumps are located in the reactor building below the water level in the suppression pool to assure positive pump suction. The pumps,piping, controls,and instrumentation of each loop are separated and protected so that any single physical event,or missiles generated by rupture of any pipe in any system within the containment drywell,cannot make both core spray loops inoperable.The switchgear for each loop is in a separate cabinet for the same reason. This arrangement satisfies safety design basis 9.

A shaft seal drain line is provided from the pump casings which drains to the Radwaste System. Leakage from the drain line is measured during primary containment leakage tests.

A low flow bypass line is provided from the pump discharge to below the surface of the suppression pool. The bypass flow is required to prevent the pump from overheating when pumping against a closed discharge valve. An orifice limits the bypass flow.A manual valve normally locked open,is used to close the bypass line for maintenance.

A relief valve,set for 500 psig,protects the low pressure Core Spray System upstream of the outboard shutoff valve from reactor pressure. The relief valve discharges to the equipment drain sump and thence to the Radwaste System.

A full flow test line permits circulating water to the suppression pool for testing the system during normal plant operations. A normally closed,motor-operated valve in the line is controlled by a remote-manual switch in the control room. Partial opening of the valve and an orifice in the test line provides rated core spray flow at a pressure drop equivalent to discharging into the reactor vessel. A flow indicator in the control room signals that water is or is not flowing to the core spray sparger or test line.

Two motor-operated valves are provided to isolate the Core Spray System from the nuclear system when the core spray pumps are not running. These valves admit core spray water to the reactor when signalled to open. Both valves are installed outside the drywell to facilitate operation and maintenance,but as close as practical to the drywell to limit the length of line exposed to reactor pressure. The valve nearer the containment is normally closed to back up the inside check valve for containment purposes. The outboard valve is normally open,to limit the equipment needed to operate in an accident condition. By closing the outboard valve,the inboard valve can be operated for test with the reactor vessel pressurized. A drain line is provided between the two shutoff valves to measure leakage through the inside check valve or the inside shutoff valve. The drain line is normally closed with two valves.

A testable check valve is provided in each core spray pipeline just inside the primary containment,to prevent loss of reactor coolant outside containment in case the core spray line breaks. A normally locked-open manual valve is provided downstream of the inside check valve to shut off the Core Spray System from the reactor during shutdown conditions for maintenance of the upstream valves. The two Core Spray System pipes enter the reactor vessel through nozzles 120° apart. Each internal pipe then divides into a semicircular header with a downcomer at each end which turns through the shroud near the top. A semicircular sparger is attached to each of the four outlets to make two practically complete circles,one above the other. Short elbow nozzles are spaced around the spargers to spray the water radially onto the tops of the fuel assemblies.

Core spray piping upstream of the outboard shutoff valve is design for the lower pressure and temperature of the core spray pump discharge and is fabricated from carbon steel. The outboard valve and piping downstream are designed for reactor vessel pressure and temperature. The high pressure piping portion of the system is designed to USASI B31.3.0,1967 edition. Material for this portion of the system piping is stainless steel.

The core spray equipment,piping,and support structures are designed in accordance with Class 1 seismic criteria (see Appendix C) to resist the motion at the installed location within the supporting building from the design basis earthquake. The Core Spray System is assumed filled with water for the seismic analysis. It is concluded that safety design basis 10 is satisfied.

Upon signals of reactor low water level or drywell high pressure,the automatic controls turn on the core spray pumps and restore valves to the spray mode. When reactor pressure decreases,the core spray shutoff valves are signalled to open. Flow to the sparger begins when the pressure differetial opens the inside check valve. Subsection 7.4,"Core Standby Cooling System Controls and Instrumentation" contains further details and evaluation.

6.5.2.4 Core Spray System

The Core Spray System is designed to maintain continuity of reactor core cooling for a large spectrum of loss-of-coolant accidents. Each loop provides adequate cooling for intermidiate and large line break size up to and including the design basis double ended recirculation line break,without assistance from any other Core Standby Cooling System. The integrated performance of the Core Spray System in conjunction with other Core Standby Cooling System is given in paragraph 6.5.3.

Preformance analyses of the reactor Core Spray System are based on an analytic prediction of the reactor vessel pressure and mass inventory as a function of time following a postulated rupture of the coolant system piping. In all cases the analyses are begun with the coolant system liquid inventory at low-level scram and the reactor operating at full power for the turbine design condition. For all loss of coolant analyses the break is assumed to occur instantaneously and simultaneous with the loss of normal auxiliary power.

The results of a performance analysis of a typical break size within the range of the unassisted reactor Core Spray Systems is shown in Figure 6.5-6. For first few seconds the feedwater and recirculation pumps coast down providing makeup to the system and nearly normal recirculation flow,but no credit is taken in the analysis for these phenomena. As shown,the reactor pressure is initially held up primarily due to the action of the turbine initial pressure regulator. During this time the water level outside the shroud is decreasing rapidly because of the high critical flow rate through the break. The water level inside the shroud is initially maintained at the steam separator elevation while the stored heat is removed and the voids are swept from the core region. When the water level inside the shroud reaches the top of the jet pump inlet (2/3 core height) the rate of decrease diminishes. Further decreases in level inside the shroud are the result of flashing due to depressurization and boiloff. As the level outside the shroud drops below the suction side vessel penetration of the recirculation loop,the level is held up in the unbroken loop. As the unbroken recirculation loop is completely drained of liquid,the break flow changes to steam which causes the increase in vessel depressurization rate. When the vessel pressure decreases to below the shutoff head of the Core Spray System,core spray injection begins. For a short time the core spray flow is in equilibrium with the flashing rate and the water level inside the shroud is constant. Then as core spray flow increases due to the decreasing pressure,the water level inside the shroud increases. When the water level in the jet pumps reaches the top of the jet pumps,water spills over from inside the shroud to outside the shroud raising the water level in the unbroken loop. The water level inside the shroud remains slightly above the jet pump inlet due to the higher void fraction in the core compared to that in the jet pumps. The water level inside the shroud rises slowly due to the decreasing pressure and corresponding increase in core void fraction as the level outside the shroud is being filled.

The effective range of the Core Spray System in limiting cladding temperatures for various break sizes is shown in Figure 6.3-1. When the injection valve begins to open because reactor vessel pressure is low enough,water is injected from the sparger, although at less than rated flow until differential pressure fully opens the injection valve. The half-width portion of the bar shows the overlap with other Core Standby Cooling Systems.

There exists a break size below which the Core Spray System alone cannot protect the core (see Figure 6.3-1). This is because vessel pressure does not drop rapidly enough to allow sufficient core spray injection before the cladding hot spot reaches excessively high temperature. Below this break size either the HPCI or the Automatic Depressurization System extend the range of the Core Spray System to breaks of insignificant magnitude.

Experimental tests have shown that the quantity of flow currently being provided for core spray is greatly in excess of the minimum actually required for satisfactory core cooling. The tests showed that more than the minimum flow required is readily attained for every fuel assembly. Other tests include evaluation of the effects of updraft caused by steam flow through the core or evaporation of the water that enters the fuel assembly. The effects of updraft are minor. A series of tests were performed to obtain design data relating to distribution of core spray coolant over the top surface of the reactor core. The topical report contains a description of the test facility and plots of the significant results from the tests.

The core spray tests also provided experimental effective heat transfer coefficients, thus enabling correlation of the core heatup model with the actual test data. Data from

tests on an exact prototype at power resulted in volume percentile temperature distributions. The close correlation between the peak temperature and general trend demonstrates the adequacy of the analytical models employed.

To assure continuity of core cooling,signals to isolate the primary or secondary containments do not operate any Core Spray System valves. This arrangement satisfies safety design basis 6.

The testable check valve is the only core spray equipment in the primary containment required to actuate during a loss-of-coolant accident which requires consideration for the high temperature and humidity enviornment in the containment from the accident. The selected valve actuates on flow through the pipeline,independent of any external signal. The actuator is provided only for test. Thus,neither the normal nor accident environment in the containment affects the operability of the core spray equipment for the accident. It is concluded that safety design basis 9 is satisfied.

Taking the core spray water from the suppression pool establishes a closed loop for recirculation of the spray water escaping from the break. It is concluded that safety design basis 11 is satisfied.

The core spray apargers and piping are designed as Class 1 (see Appendix C) so that they meet design basis 8.

7.4.3.4 Core Spray System Control and Instrumentation

7.4.3.4.1 Identification and Physical Arrangement

The Core Spray System consists of two independent spray loops,as shown in Figure 7.4-4. Each loop is capable of supplying sufficient cooling water to the reactor vessel to adequately cool the core by spraying following a design basis loss-of-coolant accident. The two spray loops are physically and electrically separated so that no single physical event makes both loops inoperable. Each loop includes two a-c motor-driven 50% capacity pumps,appropriate valves,and the piping to route water from the suppression pool to the reactor vessel. The controls and instrumentation for the Core Spray System includes the sensors,relays,wiring,and valve operating mechanisms used to start,operate,and test the system. Except for the testable check valve in each spray loop,which is inside the primary containment,the sensors and valve closing mechanisms for the Core Spray System are located in the reactor building. The testable check valves are described in Section 6 ("Core Standby Cooling Systems"). Cables from the sensors are routed to the auxiliary instrument room where the control circuitry is assembled in electrical panels. The core spray pumps for each unit are powered from different a-c buses that are capable of receiving standby power. The power supply for automatic valves is the same as that used for the core spray pumps. Control power for each of the core spray loops comes from separate d-c buses. The electrical equipment in the auxiliary instrument room for one core spray loop is located in a separate cabinet from that used for the electrical equipment for the other loop.

7.4.3.4.2 Core Spray System Initiating Signals and Logic

The control scheme for the core spray system is illustrated in Figures 7.4-5a and 7.4-5b. Trip settings are given in Table 7.4-3. The overall operation of the system following the receipt of an initiating signal is as follows:

a. Test bypass valves are closed and interlocked to prevent opening.
b. If normal a-c power is available,the four core spray pumps start one at a time in order at 0,7,14,and 21 seconds.
c. If normal a-c power is not available,the four core spray pumps start seven seconds after standby power becomes available.(The LPCI pumps start as soon as standby power is available.)
d. When reactor vessel pressure drops to 500 psig,valves open in the pump discharge lines allowing water to be sprayed over the core.
e. When adequate pump discharge flow is indicated,the pump low flow bypass valves shut,directing full flow into the reactor vessel.

Two initiating functions are used for the Core Spray System:reactor vessel low water level and primary containment (drywell) high pressure. Either initiation signal can start the system.

Reactor vessel low water level indicates that the core is in danger of being overheated due to the loss of coolant. Drywell high pressure indicates that a breach of the nuclear system process barrier has occurred inside the drywell. The reactor vessel low water level and primary containment high-pressure settings and the instruments that provide the initiating signals are selected and arranged so as to assure adequate cooling for the design basis loss-of-coolant accident without inducing spurious system startups.

7.4.3.4.3 Core Spray System Pump Control

The control arrangements for the core spray pumps are shown in Figures 7.4-5a and 7.4-5b. The circuitry provides for detection of normal power availability,so that all pumps are automatically started in sequence. Each pump can be manually controlled by a control room remote switch,or the automatic control system. A pressure transducer on the discharge pipeline from each set of core spray pumps provides a signal to an indicator in the control room to indicate the successful startup of the pumps. If a core spray initiation signal is received when normal a-c power is not available,the core spray pumps start after a seven second time delay,to allow the start of the LPCI pumps,to avoid overloading the source of standby power. If one diesel generator fails, the companion core spray pump in the affected core spray loop is automatically tripped. The core spray pump motors are provided with overload and undervoltage protection. Overload relays are applied so as to maintain power as long as possible without immediate damage to the motors or emergency power system. Undervoltage trips are provided with time delays sufficient to permit power transfer from auxiliary transformers to startup transformer source without tripping the pump power supply breaker open. Undervoltage protection is locked out if an accident signal is present and the shutdown boards are being powered by the diesel generators.

Flow measuring instrumentation is provided in each of the core spray pump discharge lines. The instrumentation provides flow indication in the control room.

The Standby a-c Power System is designed such that automatic recall of the core spray pumps,after manual load shedding,is not available unless the original initiation signal is lost (see subsection 8.5).

7.4.3.4.4 Core Spray System Valve Control

Except where specified otherwise,the remainder of the description of the Core Spray System refers to one spray loop. The second core spray loop is identical. The control arrangements for the automatic valves in the Core Spray System are indicated in Figures 7.4-5a and 7.4-5b. All motor operated valves are equipped with torque and limit switches to turn off the valve motor when the valve reaches the limits of movement and provide control room indication of valve position. Each automatic valve can be operated from the control room. Valve motors are protected by overload devices.

Upon receipt of an initiation signal,the test bypass valve is interlocked shut. The core spray pump discharge valves are automatically opened when nuclear system pressure drops to a preselected value;the setting is selected low enough so that the low pressure portions of the Core Spray System are not overpressurized,yet high enough to open the valves in time to provide adequate cooling for the fuel. Four pressure switches are used to monitor nuclear system pressure. Two switches must be tripped to initiate opening the discharge valves. The full stroke operating times of the motor operated valves are selected to be rapid enough to assure proper delivery of water to the reactor vessel in a design basis accident. The full stroke operating times are as follows:

Test bypass valve	30 seconds
Pump suction valve	standard closure rate
Pump discharge valves	12 seconds

The standard closure rate is baced on isolating a 12-inch line in 60 seconds. Conversion to actual closing time can be made on this basis using the size of the line being isolated. A flow switch on the discharge of each set of pumps provides a signal to operate the minimum flow bypass line valve for each pump set. When the flow comes up to the minimum, the valves close directing all flow into the sparger.

7.4.3.4.5 Core Spray System Alarms and Indications

Core Spray System pressure between the two pump discharge valves is monitored by a pressure switch to permit detection of leakage from the nuclear system into the Core Spray System outside the primary containment.

A detection system is also provided to continuously confirm the integrity of the core spray piping between the inside of the reactor vessel and the core shroud. A differential pressure switch measures the pressure difference between the bottom of the core and the inside of the core spray sparger pipe just outside the reactor vessel. If the core spray sparger piping is sound,this pressure difference will be the pressure drop across the core. If integrity is lost,this pressure drop will include the core pressure drop and the steam separator pressure drop. An increase in the normal pressure drop initiates an alarm in the control room. Pressure in each core spray pump suction and discharge pipeline is monitored by a pressure indicator which is locally mounted to permit determination of suction head and pump performance.

7.4.3.4.6 Core Spray System Environmental Considerations

There are no control and instrumentation components for the Core Spray System that are located inside the primary containment that must operate in the environment resulting from a loss-of-coolant accident. All components of the Core Spray System that are required for system operation are outside the drywell and are selected in consideration of the normal and accident environments in which they must operate.

2. BWR Simulator Training manual

General Physics Corporation から出版された「ＢＷＲ運転員訓練手順書」の一部である。
（米国ＥＩ社から送付）

8.2 CORE SPRAY SYSTEM

I. General

The purpose of the Core Spray (CS) System is to supply sufficient cooling water to the reactor vessel to adequately cool the core by spraying, following a design basis loss-of-coolant accident.

The Core Spray System consists of two independent spray loops. The Core Spray System (both loops), in conjunction with two LPCI pumps, provides sufficient water to the reactor to adequately cool the core following a design basis loss-of-coolant accident. The two spray loops are physically and electrically separated so that no single physical event makes both loops inoperable. Each loop consists of two ac motor-driven 50% capacity pumps, valves and piping to route the water from the suppression pool to the reactor vessel.

The controls and instrumentation for the Core Spray System include the sensors, relays, wiring, and valve operating mechanisms used to start, operate and test the system. Except for the testable check valve in each spray loop, which is inside the primary containment, the sensors and valve closing mechanisms for the Core Spray System are located in the reactor building.

II. System Details

A. Operational Description

The power supply for automatic valves is the same as that used for Core Spray pumps. Control power for each of the Core Spray loops comes from separate dc buses. The electrical equipment in the auxiliary instrument room for one Core Spray loop is located in a separate cabinet from that used for the electrical equipment for the other loop.

The two initiating functions used for the Core Spray System are:

- Reactor vessel low water level 17.7 inches above Top of Active Fuel (-143.5)
- Primary containment (drywell) high pressure (+2 psi) plus low reactor vessel pressure 450 psig)

Either initiating signal can start the system.

Reactor vessel low water level indicates that the core is in danger of being overheated due to loss of coolant. Drywell high pressure plus reactor low pressure indicates that a breach of the nuclear system process barrier has occurred inside the drywell.

The reactor vessel low water level, primary containment high pressure, and low reactor vessel pressure settings, and the instruments that provide the initiating signals are selected and arranged to assure adequate cooling for the design basis loss-of-coolant accident without inducing spurious system initiations.

The control arrangements for the Core Spray pumps circuitry provides for detection of normal power availability, so that all pumps are automatically started in sequence. Each pump can be manually controlled by a control room remote switch, or the automatic control system. A pressure transducer on the discharge pipeline from each set of Core Spray pumps provides a signal to an indicator in the control room to indicate the successful startup of the pumps. If a Core Spray initiation signal is received when normal ac power is not available, the Core Spray pumps start after a 7 second time delay, to allow the start of LPCI pumps, to avoid overloading the source of standby power.

If one diesel generator fails, the companion Core Spray pump in the affected Core Spray loop is automatically tripped.

The standby ac power system is designed so that automatic recall of the Core Spray pumps, after manual load-shedding, is not available unless the original initiation signal is lost.

All motor-operated valves are equipped with torque and limit switches to turn off the valve motor when the valve reaches the limits of travel and provides control room indication of valve position. Each automatic valve can be operated from the control room.

For the Core Spray System to operate properly, the reactor must be depressurized as it is basically a high capacity, low pressure system. The ADS depressurizes the reactor, when the Core Spray or LPCI System is running to replenish the water in the reactor. The pressure switches on the pump discharges of LPCI or Core Spray will satisfy the ADS logic when the discharge pressure exceeds 100 psig for one LPCI pump or 185 psig for two Core Spray pumps, indicating that they are running to replenish the coolant in the reactor as the ADS blows down, decreasing the pressure.

As the reactor vessel pressure decreases, the Core Spray System sprays water on top of the fuel assemblies in time and at sufficient flow rate to cool the core and limit fuel cladding temperature. The CS and LPCI start from the same signals and operate independently to achieve the same objective by flooding the reactor vessel.

The Core Spray System provides protection to the core for large breaks in the nuclear system when CRD, RCIC and HPCI are unable to maintain reactor vessel water level. The CS System also extends protection to small breaks in which the CRD, RCIC and HPCI are all unable to maintain the reactor water level and the ADS has operated to lower the reactor vessel pressure so LPCI and CS System can provide core cooling.

The Core Spray System pressure is monitored between the two pump discharge valves by a pressure switch to permit detection of leakage from the nuclear system into the Core Spray System. A detection system is also provided to continuously confirm the integrity of the Core Spray piping between the inside of the reactor vessel and core shroud. A differential pressure switch measures the pressure difference between the bottom of the core and the inside of the Core Spray sparger pipe just outside the reactor vessel.

The Core Spray System break detection instrumentation is shown on Figure 8.2 (3). During static, no flow conditions, the pressure at Point 2 would be approximately 4 psi greater than the pressure at Point 3 due to the static head of water in the core. However, during normal operation, the flow through the core creates a "pilot tube" effect on the pressure sensing line at Point 2. This results in the "sensed" pressure at Point 2 being lower than the pressure at Point 3. For this reason, the break detection differential pressure detector is connected as shown on Figure 8.2 (3) with the low pressure tap connected to Point 2 and the high pressure tap connected to Point 3 via the Core Spray System piping within the vessel. With this arrangement, the differential pressure indication is approximately 3.5 psid during normal operation with the Core Spray piping intact.

Additionally, the pressure at Point 3 is approximately 7 psi higher than at Point 5 due to the pressure drop across the steam separators and dryers. If the Core Spray piping were to break between the core shroud and the vessel wall, the system would be incapable of supplying cooling water directly on top of the core, thereby rendering the system inoperable. At this time, however, the pressure sensed by the high pressure tap of the differential pressure detector would be that at Point 5 due to the CS pipe break in that area. Since Point 5 is

7 psi lower than Point 3, the differential pressure will decrease by 7 psid, causing the differential pressure indicator to be pegged low. An alarm is annunciated in the control room at 2 psid (decreasing pressure) to warn the operator of the possible loss of Core Spray piping integrity within the reactor vessel.

B. Component Description

Core Spray Pumps have the following characteristics:

- 4 each/unit, 2/loop
- Manufacturer: Bingham Pump Company
- Type: Vertical, Centrifugal
- Rated Capacity: 3125 gpm each
- Rated Head: 580 feet
- Prime Mover: 600 hp GE electric motor 4160V
- Maximum Temperatures: Suction, 210°F; Discharge, 350°F
- Each pump is designed to deliver 500 psig discharge pressure and operate over a temperature range of 32°F to 350°F.

C. Controls and Interlocks

Automatic initiation signals (Triple Low Water − 143.5 inches Drywell Pressure +2 psig plus Rx Pressure 450 psig) set the following automatic actions in motion:

- All operable diesels start.
- System test valves (FCV 75-22 and 50) close, if open.
- PSCWTS pump suction supply valves 75-57 and 58 close on a primary containment isolation signal.
- All four CS pumps start.
- At approximately 450 psig, reactor pressure inboard admission valves (75-25 and 53) open.
- All RHRSW pumps that supply the EECW system start.

If pumps are tripped manually after auto initiation, they will not automatically restart until the initiating condition is cleared and the auto initiation signal reset.

The test bypass valve is interlocked shut on an initiation signal.

The Core Spray pump discharge valves automatically open at 500 psig.

Four switches monitor nuclear system pressure. Two of these switches must be tripped to initiate opening the discharge valves.

The full stroke opening of the motor-operated valves are as follows:

- Test bypass valve: 30 seconds
- Pump suction valve: standard closure rate
- Pump discharge valve: 12 seconds

  — The standard closure rate is based on a 12-inch line isolation in 60 seconds. Conversion to actual closing time can be made on this basis using the size of the line being isolated.

A flow switch on the discharge of each set of pumps provides a signal to operate the minimum flow bypass line valve for each pump set. When flow comes up to minimum flow (1250 gpm) the valve closes, directing all flow into the CS sparger.

D. Operator Actions and Requirements

During power operations, conduct flow test to torus only.

Do not operate on minimum flow for more than 5 minutes.

Drywell pressure test selector switch must be in auto position for auto initiation on high drywell pressure.

The pressure suppression pool level will be maintained between -1" and -4" to supply adequate suction to the CS System.

If the CS System automatically initiates:

- Verify initiating signals.
- Check flow to reactor vessel increases to design flow of 6250 gpm. (FI 75-21 and 49) for each loop as reactor pressure decreases.

The following items must be checked carefully when stopping pumps after automatic initiation:

- Consult the shift engineer before stopping any pumps if the initiating signal is still present.
- Check that the vessel is flooded to above top of core level (LI 13-46 A and B) and that other sources of water supply, such as the RHR (LPCI) system and/or HPCI are available and are in operation and can maintain the core in a flooded condition.
- Check that drywell pressure is below 2 psig (PR 64-50).
- Manually reset initiating signal seal-in (XS 75-61 system I or XS 75-63 system II II).
- Stop pumps but keep them available for automatic start.
- Close inboard admission valves (FCV 75-25 and 53).

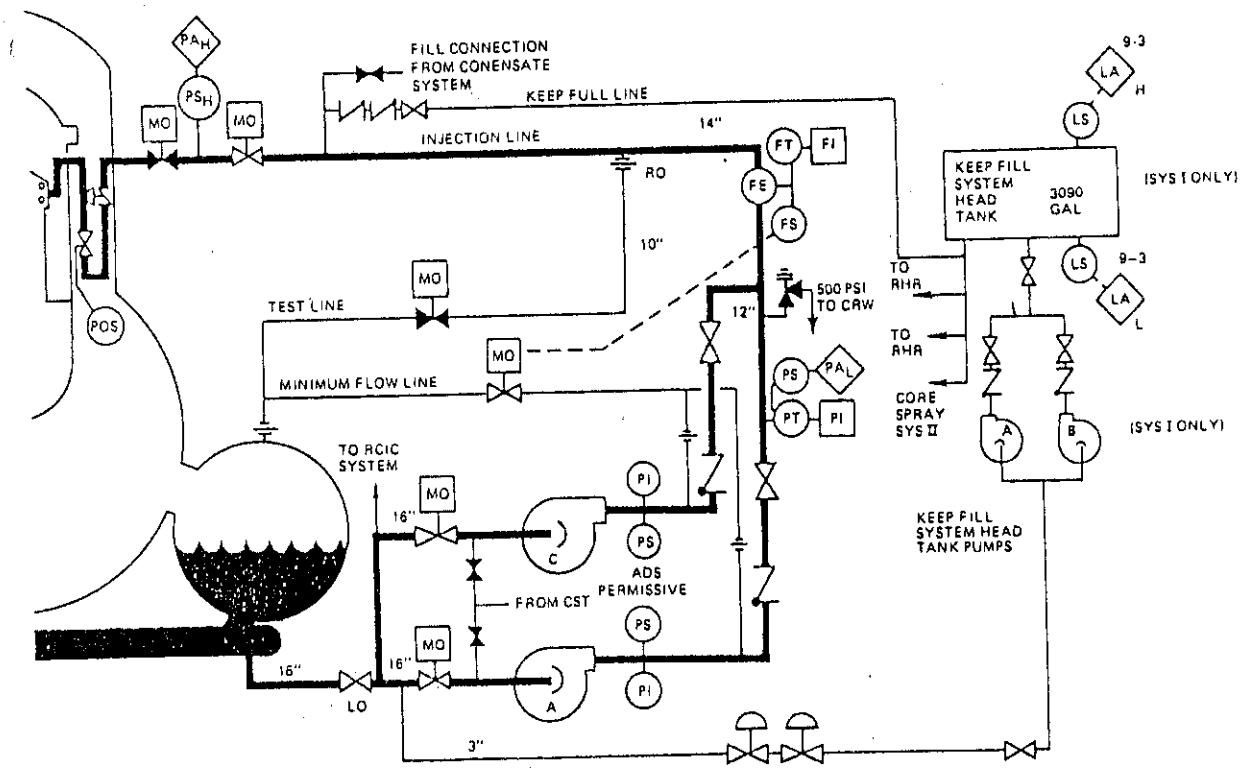


Figure 8.2 (1) Core Spray System I Process Flow Diagram (Typical of System II)

CORE SPRAY COMPONENT POWER SOURCES

Core Spray Pump 1A	4160 V Shutdown Board 1A
Core Spray Pump 1B	4160 V Shutdown Board 1C
Core Spray Pump 1C	4160 V Shutdown Board 1B
Core Spray Pump 1D	4160 V Shutdown Board 1D
MOV 75-25	480 V Reactor MOV Board 1A
MOV 75-53	480 V Reactor MOV Board 1B
MOV 75-51	480 V Reactor MOV Board 1B
MOV 75-23	480 V Reactor MOV Board 1A
MOV 75-50	480 V Reactor MOV Board 1B
MOV 75-22	480 V Reactor MOV Board 1A
MOV 75-9	480 V Reactor MOV Board 1A
MOV 75-11	480 V Reactor MOV Board 1A
MOV 75-2	480 V Reactor MOV Board 1A
MOV 75-37	480 V Reactor MOV Board 1B
MOV 75-39	480 V Reactor MOV Board 1B
MOV 75-30	480 V Reactor MOV Board 1B

NOTE: This table is provided in place of the one line power drawings which could not be reproduced in legible form.

3. Fault Tree Construction Groundrules and Assumptions

フォールト・ツリー作成のために必要となる一般則及び仮定を示している。これは，米国ＥＩ社で設定したものである。本文中の仮定及びシステム境界条件は，これをもとに本解析の際に設定したものである。

CORE SPRAY SYSTEM
FAULT TREE CONSTRUCTION GROUNDRULES AND ASSUMPTIONS

1. As the fault tree's top event, the undesired event, "Failure to deliver 100% flow to the reactor vessel from both Core Spray System (CSS) trains" was chosen. Each of the Core Spray pumps delivers 50% of the required flow. It has been assumed that both of the CSS pumps in either train must deliver fluid to the reactor vessel. Successful operation of the CSS is, thus, defined as fluid delivery from CSS pumps "A" and "C" or CSS pumps "B" and "D".

2. A definition of Core Spray System boundaries has been developed. The system boundaries are depicted in the CSS Flow Diagram (dwg. 47W814-1). The system and the equipment which comprise it are described in Section 6.4.3 of the FSAR. For the purposes of this analysis, CSS interfaces with the AC and DC power systems, the emergency equipment cooling water (EECW) system, and CSS pump area cooling were defined as follows:

   (a) CSS interfaces with AC and DC power are at the shutdown boards or reactor MOV boards associated with each component. The four CSS pumps receive motive power from 4160 VAC shutdown boards and control power from the 250 VDC control boards.

   The motor operated valves receive motive power from the 480 VAC reactor MOV boards and 120 VAC control power is transformed from the 480 VAC power to each individual valve.

   (b) The CSS interface with EECW applies to pump cooling only and is treated as a basic event in the fault tree analysis. CSS pumps area cooling, like the EECW interface is treated as a basic event input to the fault tree. No analysis of the pump area cooling or EECW systems were performed.

3. The mission time for the CSS is assumed to be eight hours. It has been assumed that when required to function, the CSS must continue to operate for up to eight hours.

4. Consistent with information in the FSAR, the position of all motor operated valves is indicated in the control room. For this analysis, it is assumed that the positions of all manually operated valves is also indicated in the control room.

5. It has been assumed that system flow testing occurs once per month.

6. Analysis of the CSS initiation signals which start the CSS pumps and open the required MOVs has been performed based on the enclosed simplified drawings. The analysis goes back to the sensors which detect plant conditions to which the CSS must respond.

7. Pipe sections which intersect the main fluid delivery paths were disregarded as potential flow diversion paths if the diameter of the intersecting line is less than one-third the diameter of the fluid delivery path.

8. For the purposes of this analysis, it was assumed that the Keep Full System is not required to protect the CSS from water hammer. Because system flow testing is performed monthly, it was assumed that fluid left in the CSS piping following test will minimize the water hammer potential.

9. Operator errors of commission were not included in this analysis owing to the low probability of occurrence of these events and the extremely wide range of possible errors of commission. Only errors of omission were considered.

10. Passive circuit faults such as those associated with cables, terminal boards, and junction boxes were not included in the analysis because detailed drawings that include this information were not available.

11. It is assumed that only ruptures between the reactor vessel and normally closed MOV 75-25 would go undetected. Ruptures elsewhere would be detected either by system flow testing or by leakage of the Keep Full System. For this reason, a fault duration time of 4.4E+03 (half a year) was chosen for ruptures downstream of FCV 75-25. Pipe ruptures with fault duration times of less than 4.4E+03 were not included on the reduced fault tree because they are not quantitatively significant.

12. It is assumed that only pipe plugs between the reactor vessel and the intersection with the testing bypass line containing FCV 75-22 would go undetected. These plugs have been assigned a fault duration time of 4.4E+03 (half a year). Other plugs were not included on the reduced fault tree because their lower fault duration times make them quantitatively insignificant.

13. For the purposes of this analysis, it is assumed that both pump lube oil cooling and pump room area cooling are performed by the EECW system. Further, it was assumed that both pumps in each train share common cooling but that the two trains are cooled independently. Thus, fault tree events representing pump "A" and "C" lube oil and area cooling are coded with the same eight digit identifier.

14. All failure rate data which has not been footnoted on the fault summary table has been taken from WASH-1400, Appendix III.

15. For purposes of quantitative evaluation, it was assumed that erroneous calibration of a sensor, such as a pressure sensor or level sensor, increases the likelihood that associated sensors will also be miscalibrated. For this reason, it has been assumed that although the probability of a single sensor being miscalibrated is 3.0E-03, the probability of two associated sensors being miscalibrated is 1.5E-03. This value is based on engineering judgement consistent with the principles set forth in NUREG/CR-1278, "Handbook of Human Reliability Analysis With Emphasis on Nuclear Power Plant Applications."

    This assumes a high level of dependence between the calibration tasks. According to NUREG/CR-1278, if Task "N" has a probability of 3.0E-03 that it will not be properly performed, Task "N+1" has a .50 probability of improper performance, assuming the high level of dependence. Thus, for the miscalibration of two sensors, the probability is (3.0E-03) (.50) = 1.5E-03. For the miscalibration of four sensors, the probability is (3.0E-03) $(.50)^3$ = 3.8E-04.

4. Failure Data

このFailure Data は，米国ＥＩ社で収集したものである。参考までにWASH－１４００で用いたFailure Data を掲載する。

8.2 Failure Data

EVENT NAME	COMPONENT	FAILURE MODE	FAILURE RATE	FAULT DURATION	COMMENT
CSP000AF	"A" spray sparger	rupture	1.0E-10	4.4E+03	
CPP001AE	pipe section P01A	plug	1.0E-10	4.4E+03	
CPP001AF	pipe section P01A	rupture	1.0E-10	4.4E+03	
CVH7527E	valve HCV 75-27	plug	1.0E-04		
CVH7527F	valve HCV 75-27	rupture	1.0E-08	4.4E+03	
CPP002AE	pipe section P02A	plug	1.0E-10	4.4E+03	
CPP002AF	pipe section P02A	rupture	1.0E-10	4.4E+03	
CVK7526P	check valve 75-26	fails closed	1.0E-04		
CVK7526F	check valve 75-26	rupture	1.0E-08	4.4E+03	
CPP003AE	pipe section P03A	plug	1.0E-10	4.4E+03	
CPP003AF	pipe section P03A	rupture	1.0E-10	4.4E+03	
CVM7525E	MOV 75-25	plug	1.0E-04		
CPP004AE	pipe section P04A	plug	1.0E-10	4.4E+03	
CVM7523E	MOV 75-23	plug	1.0E-04		
CPP005AE	pipe section P05A	plug	1.0E-10	4.4E+03	
CPP007AE	pipe section P07A	plug	1.0E-10	4.4E+03	
CVK537CP	check valve 75-37C	fails closed	1.0E-04		
CVK537AP	check valve 75-37A	fails closed	1.0E-04		
CPM001CR	pump 1C	fails to start	1.0E-03		

EVENT NAME	COMPONENT	FAILURE MODE	FAILURE RATE	FAULT DURATION	COMMENT
CSB1BACW	4160 VAC Bd. 1B	no power from board	4.0E-05(2)		
CPM1CCCW	pump 1C control circuit	circuit faults	~~4.0E-06~~(3) 7.6E-06	3.6E+02	represents sum of discrete circuit faults
CCB1BDCW	250 VDC cont. Bd. "B"	no power from board	1.0E-04(2)		
CCN22A1Ø	contacts 14A-K22A #1	fail open	1.0E-07	2.2E+03	
CCØK14AB	coil 14A-K14A	fails open	1.0E-07	2.2E+03	
CCNK14AN	contacts 14A-K14A	fail open	1.0E-04		
CCØK10AB	coil 14A-K10A	fails open	1.0E-07	2.2E+03	
CCN10A2N	contacts 14A-K10A #2	fail open	1.0E-04		
CCØK22AA	coil 14A-K22A	shorts to power	1.0E-08	2.2E+03	
CCNØS5CQ	contacts 14A-S5C	fail closed	1.0E-07	2.2E+03	
CCN22A2Q	contacts 14A-K22A #2	fail closed	1.0E-07	2.2E+03	
CCØK37AB	coil 14A-K37A	fails open	1.0E-07	2.2E+03	
CCNK37AN	contacts 14A-K37A	fail open	1.0E-04		
CLS379AX	level sensor LIS2-3-79A	miscalibrated	3.0E-03(1)		miscalibrations coupled for evaluation
CLS379BX	level sensor LIS2-3-79B	miscalibrated	3.0E-03(1)		"
CLS379CX 2AX	level sensor LIS2-3-79C 2A	miscalibrated	3.0E-03(1)		"
CLS379DX 2BX	level sensor LIS2-3-79D 2B	miscalibrated	3.0E-03(1)		"
CPS101AX	press. sensor PS2-10-101A	miscalibrated	3.0E-03(1)		"
CPS101BX	press. sensor PS2-10-101B	miscalibrated	3.0E-03(1)		"
CPS101CX	press. sensor PS2-10-101C	miscalibrated	3.0E-03(1)		"
CPS101DX	press. sensor PS2-101-101D	miscalibrated	3.0E-03(1)		"

EVENT NAME	COMPONENT	FAILURE MODE	FAILURE RATE	FAULT DURATION	COMMENT
CCØK36AB	coil 14A-K36A	fails open	1.0E-07	2.2E+03	
CCNK36AN	contacts 14A-K36A	fail open	1.0E-04		
CVM7525P	MOV 75-25	fails closed	1.0E-03		
CRMOV1AW	480 VAC RMOV Bd. 1A	no power from board	4.0E-05(2)		
CCC25CCA	"C" coil	shorts to power	1.0E-08	3.6E+02	
CCC25CØB	"O" coil	fails open	1.0E-07	3.6E+02	
CCC25BØØ	LS "BØ" contacts	fail open	1.0E-07	3.6E+02	
CCC25AØ	contacts 14A-K4A #1	fail open	1.0E-07	3.6E+02	
CCC25CNØ	contacts "C"	fail open	1.0E-07	3.6E+02	
CCC25L1Ø	contacts "OL" #1	fail open	1.0E-07	3.6E+02	
CCC25L2Ø	contacts "OL" #2	fail open	1.0E-07	3.6E+02	
CCC13A1N	contacts 14A-K13A #1	fail open	1.0E-07	2.2E+03	
CCØK13AB	coil 14A-K13A	fails open	1.0E-07	2.2E+03	
CPS352AX	press. sensor PS2-3-52A	miscalibrated	3.0E-03(1)		miscalibrations coupled for evaluation
CPS352CX	press. sensor PS2-3-52B	miscalibrated			"
CCNK37AN	contacts 14A-K37A	fail open	1.0E-04		
CCØK37AB	coil 14A-K37A	fails open	1.0E-07	2.2E+03	

EVENT NAME	COMPONENT	FAILURE MODE	FAILURE RATE	FAULT DURATION	COMMENT
CLS372AX	level sensor LIS2-3-72A	miscalibrated	3.0E-03(1)		miscalibrations coupled for evaluation
CLS372BX	level sensor LIS2-3-72B	miscalibrated	3.0E-03(1)		"
CLS372AX	level sensor LIS2-3-79A	miscalibrated	3.0E-03(1)		"
CLS379BX	level sensor LIS2-3-79B	miscalibrated	3.0E-03(1)		"
CCN291AN	contacts 14A-K29A #1	fail open	1.0E-04		
CCØK29AB	coil 14A-K29A	fails open	1.0E-07	2.2E+03	
CCNNVAAN	contacts NVA-A	fail open	1.0E-04		
CCN31A1N	contacts 14A-K31A #1	fail open	1.0E-04		
CCØK31AB	coil 14A-K31A	fails open	1.0E-04	2.2E+03	
CCNNVABN	contacts NVA-B	fail open	1.0E-04		
CPM001AR	pump 1A	fails to start	1.0E-03		
CSB1AACW	4160 VAC Bd. 1A	no power from board	4.0E-05(2)		
CPM1ACCW	pump 1A control circuit	circuit faults	7.6E-06(3)	3.6E+02	represents sum of discrete circuit faults
CCB1ADCW	250 VDC cont. Bd. "A"	no power from board	1.0E-04(2)		
CCN21A1Ø	contacts 14A-K21A #1	fail open	1.0E-07	2.2E+03	
CCØK12AB	coil 14A-K12A	fails open	1.0E-07	2.2E+03	
CCNK12AN	contacts 14A-K12A	fail open	1.0E-04		
CCN10A2N	contacts 14A-K10A #2	fail open	1.0E-04		
CCØK21AA	coil 14A-K21A	shorts to power	1.0E-08	2.2E+03	
CCNUS5AN	contacts 14A-S5A	fail closed	1.0E-07	2.2E+03	

EVENT NAME	COMPONENT	FAILURE MODE	FAILURE RATE	FAULT DURATION	COMMENT
CCN21A2Q	contacts 14A-K21A #2	fail closed	1.0E-07 ~~1.0E-08~~	2.2E+03	
CPM001CS	pump 1C	fails to run	3.0E-05	8.0E+00	
CCW000AW	cooling water to pump 1C	insufficient cooling water	1.0E-04(2)		
CCW000AW	area cooling for pump 1C	area cooling fails	1.0E-04(2)		
CPM001AS	pump 1A	fails to run	3.0E-05	8.0E+00	
CCW000AW	cooling water to pump 1A	insufficient cooling water	1.0E-04(2)		
CCW000AW	area cooling for pump 1A	area cooling fails	1.0E-04(2)		

FAULT SUMMARY TABLE FOOTNOTES

(1) Sensor miscalibrations have been assigned the standard error rate of 3.0E-03 as given in WASH-1400, Appendix III. This value represents the probability that any one sensor will not be properly calibrated, thereby failing that sensor. For purposes of quantitative evaluation, however, it was assumed that erroneous calibration of a sensor increases the likelihood that associated sensors will also be miscalibrated. This assumed coupling is reflected in the quantitative evaluation.

(2) Failure rate estimate is based on E.I.'s engineering judgement.

(3) Pump control circuit failure rate taken from the Brown's Ferry IREP study. This value represents a sum of discrete control circuit faults.

Failure data in WASH-1400

TABLE II 6-16 EVENT PROBABILITIES USED IN CSIS-A FAULT TREE EVALUATION[a]

Event[b]	Failure Rate (Hr^{-1})	Fault Exposure Time (Hr)	Unavailability q	EF[i]
ANZ001AP	1.0×10^{-10}	5.3×10^{4}[c]	5.3×10^{-6}	30
APP002AR	1.0×10^{-10}	5.3×10^{4}[c]	5.3×10^{-6}	30
APP101AR			ε[d]	
APP101AP	1.0×10^{-10}	5.3×10^{4}[c]	5.3×10^{-6}	30
AXV014AR			ε[d]	
AXV014AP			1.0×10^{-4}	3
AXV014AX			1.0×10^{-5}	3
APP102AR			ε[d]	
APP102AP	1.0×10^{-10}	5.3×10^{4}[c]	5.3×10^{-6}	30
ACV013AR			ε[d]	
ACV013AP			1.0×10^{-4}	3
APP103AR	1.0×10^{-10}	360	3.6×10^{-8}[e]	30
APP103AP	1.0×10^{-10}	5.3×10^{4}[c]	5.3×10^{-6}	30
APP104AR	1.0×10^{-10}	360	3.6×10^{-8}[e]	30
APP104AP	1.0×10^{-10}	5.3×10^{4}[c]	5.3×10^{-6}	30
AMV012AR	1.0×10^{-8}	360	3.6×10^{-6}[e]	10
AMV012AP			1.0×10^{-4}	3
AMV012AD			1.0×10^{-3}	3
APP105AR	1.0×10^{-10}	5.3×10^{4}[c]	5.3×10^{-6}	30
APP105AP	1.0×10^{-10}	5.3×10^{4}[c]	5.3×10^{-6}	30
AMV011AR	1.0×10^{-8}	360	3.6×10^{-6}[e]	10
AMV011AP			1.0×10^{-4}	3
APP106AR	1.0×10^{-10}	360	3.6×10^{-8}[e]	30
APP106AP	1.0×10^{-10}	5.3×10^{4}[c]	5.3×10^{-6}	30
AXV063AR(2)	1.0×10^{-8}	360	3.6×10^{-6}[e]	10
AXV063AP(2)			1.0×10^{-4}	3
AXV063AX(2)			1.0×10^{-5}	3
APP107AR(2)	1.0×10^{-10}	360	3.6×10^{-8}[e]	30
APP107AP(2)	1.0×10^{-10}	360	3.6×10^{-8}[e]	30
ACV010AR(2)	1.0×10^{-8}	360	3.6×10^{-6}[e]	10
ACV010AP(2)			1.0×10^{-4}	3
AOR042AR	1.0×10^{-9}	360	3.6×10^{-7}[e]	10
APP111AR	1.0×10^{-10}	360	3.6×10^{-8}[e]	30
AMV026AR	1.0×10^{-8}	360	3.6×10^{-6}[e]	10
AMV026AO			ε	
APP108AR(2)	1.0×10^{-10}	360	3.6×10^{-8}[e]	30
APP108AP(2)	1.0×10^{-10}	360	3.6×10^{-8}[e]	30
APP08A1R(2)	1.0×10^{-9}	360	3.6×10^{-7}[e]	30

TABLE II 6-16 (Continued)

Event[b]	Failure Rate (Hr^{-1})	Fault Exposure Time (Hr)	Unavailability q	EF[i]
AMV005AR(2)	1.0×10^{-8}[f]	360	3.6×10^{-6}[e]	10
APM037AR(2)	1.0×10^{-9}[f]	360	3.6×10^{-7}[e]	30
APM037AA(2)			1.0×10^{-3}	3
APP109AR(2)			ε[g]	
APP109AP(2)	1.0×10^{-10}	360	3.6×10^{-8}[e]	30
AMV007AR(2)			ε[g]	
AMV007AP(2)			1.0×10^{-4}	3
AMV007AX(2)			1.0×10^{-5}	3
APP110AR(2)			ε[g]	
APP110AP(2)	1.0×10^{-10}	360	3.6×10^{-8}[e]	30
AFL00CAP(2)	1.0×10^{-9}	360	3.6×10^{-7}[e]	30
AXV008AR(2)			ε[g]	
Q10A			1.0×10^{-4}	10
Q6C			4.0×10^{-5}	10
Q1A (2)			4.0×10^{-5}	10
ACAP12A0			1.0×10^{-4}[h]	10
ARE004AQ			3.6×10^{-6}	10
ARE013AF			1.0×10^{-4}	3
ACB0504F(2)			1.0×10^{-3}	3
ACA05040(2)			1.0×10^{-4}[h]	10
MRE86150(2)			3.6×10^{-6}[h]	10
MREBX150(2)			3.6×10^{-6}[h]	10
MRE4X150(2)			3.6×10^{-6}[h]	10
AREA001Q(2)			3.6×10^{-6}	10
AREA003Q(2)			3.6×10^{-6}	10
AREA004Q(2)			3.6×10^{-6}	10
AREA005Q(2)			3.6×10^{-6}	10
AREA006Q(2)			3.6×10^{-6}	10
ACS0504C(2)			3.6×10^{-6}	10
ACST504C(2)			3.6×10^{-6}	10
ARE012AF(2)			1.0×10^{-4}	3
ARE021AQ(2)			3.6×10^{-6}	10
ARE010AF			1.0×10^{-4}	3
AFU0F1AO			3.6×10^{-5}	10
AFU0F2AO			3.6×10^{-5}	10
AFUA0010(2)			3.6×10^{-5}	10
AFUA0020(2)			3.6×10^{-5}	10

TABLE II 6-16 FOOTNOTES

(a) The list of assessed events which follow were used in the evaluation of the CSIS-A. A list of events for CSIS-B would be similar except for one additional DC bus fault event.

(b) Numbers in brackets which follow event names indicate the number of similar components with similar names to which the tabulated data applies. The components so grouped usually differ only by the identification letter which most often appears as the seventh character in the eight character event names - the event shown being for the component with the suffix letter "A".

(c) After initial checkouts, the CSIS-A does not have a requirement for system flow tests which inject water to the reactor core through MOV-11A and the CSIS-A sparger for the life of the plant. Therefore, t is 5.2×10^4 hours, which is the geometric mean between one and forty years.

(d) Breaks in pipes between the pressure vessel and CV-13A or CV-14A are the equivalent of a LOCA. In the case being considered, this would require a double LOCA - as it has been assumed that a LOCA has occurred in recirculation loop B.

(e) Checked monthly during pump/valve operability tests.

(f) The failure rate data assigned is based on that for one pipe section multiplied by a factor of ten.

(g) A break at this location causes torus room or pump room flooding which is annunciated in the control room.

(h) The demand unavailability for an open fault in standby wiring circuits was obtained by utilizing the operational failure rate and an average fault exposure time of 360 hours. This result was multiplied by a 1.0×10^{-1} derating factor to reflect the fact that open circuits should occur less frequently in standby wires and cables than in circuitry in continuous use.

(i) Error Factor, EF, is to be used to multiply the unavailability, q, to obtain the upper availability bound and is used to divide q to obtain the lower bound.

5. Core Spray System Flow Diagram (Fig. 3, and Fig. 4)

米国ＥＩ社から送付された図面"ＢＦＮＰ／ＴＶＡ Drawing 47W814−1"をもとに Fig. 3を作成した。Browns Ferry Nuclear Plant ＦＳＡＲに掲載される図面と対応づけながらドレインラインなど，口径の非常に小さい（口径１インチ以下）の配管は本解析上無視できるため，Fig. 3 作成時に省略している。また，原図は，あまり鮮明でないので，ここでは添付しない。さらに，実際に解析を行なうにあたって，本文中で設定した仮定及びシステム境界条件を考慮して，必要最小限な情報だけを残した図面が，Fig. 4 として示されている。

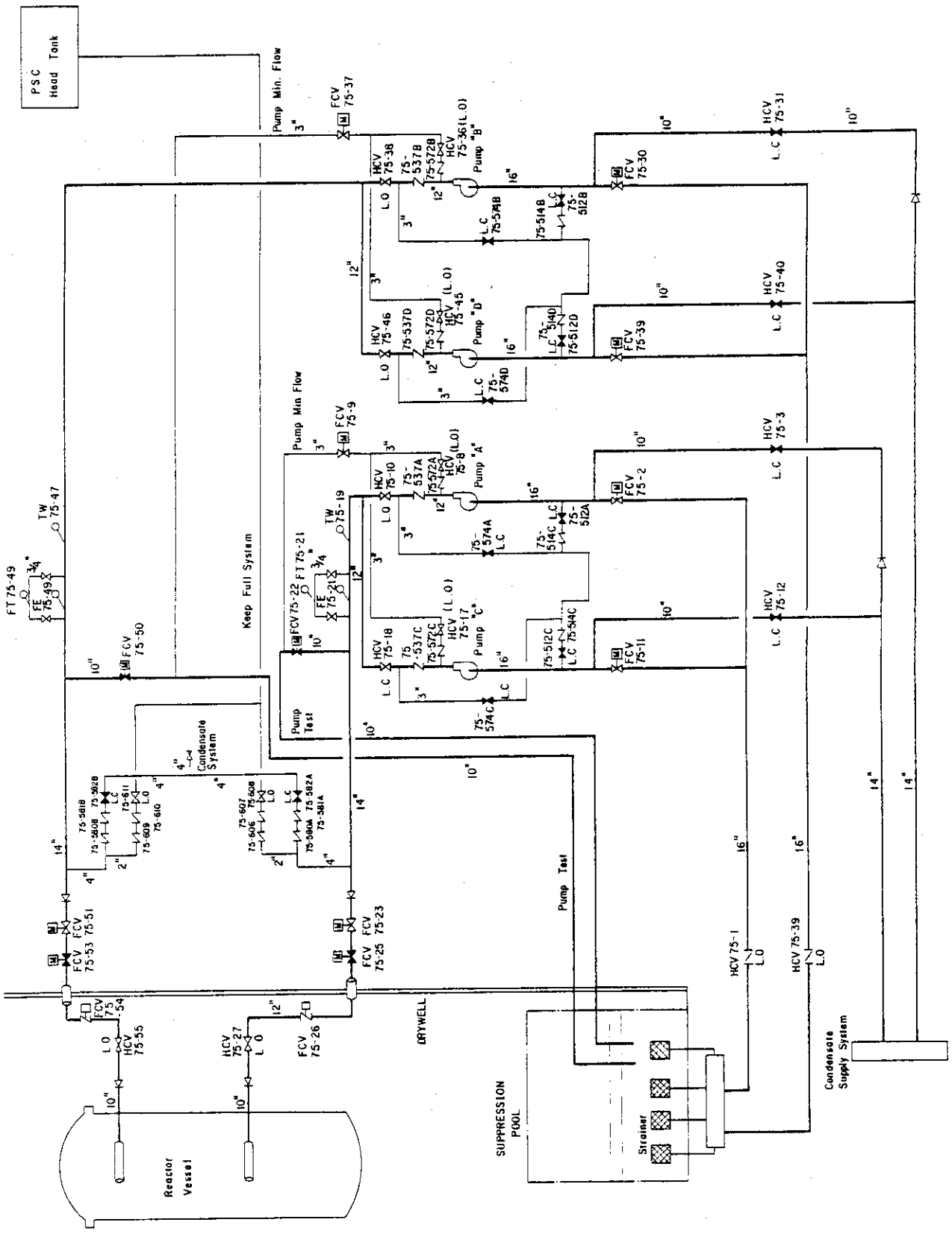


Fig. 3 Core Spray System Flow Diagram

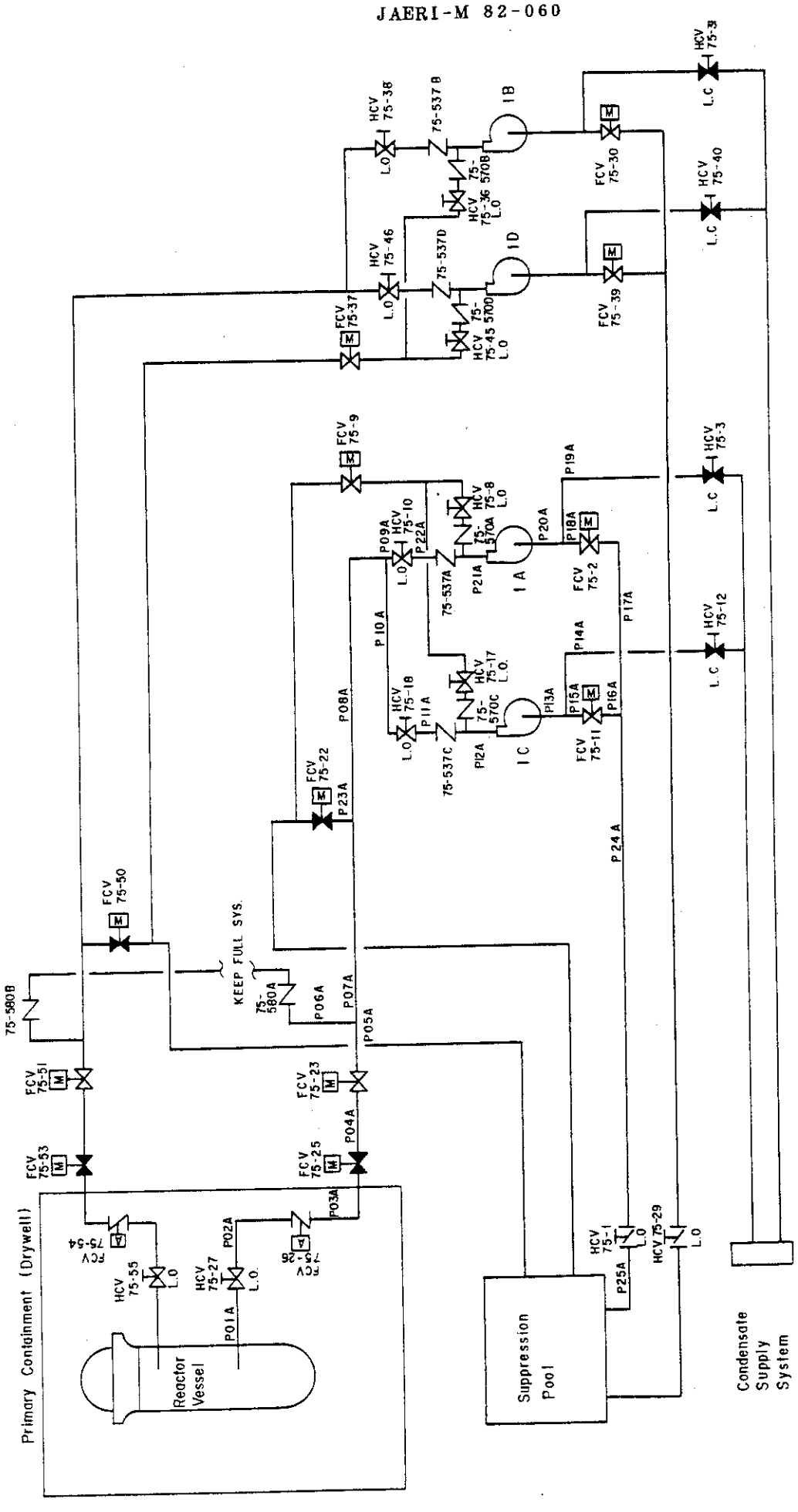


Fig. 4 Core Spray System Simplified Schematic (Drawn by EI For JAERI FTA Comparison Study)

6. Simplified Diagram CSS Auto Initiation Circuit (Fig. 5 and Fig. 6)

起動信号発生回路系と称するもので，この図面は，米国ＥＩ社から送付されたものである。

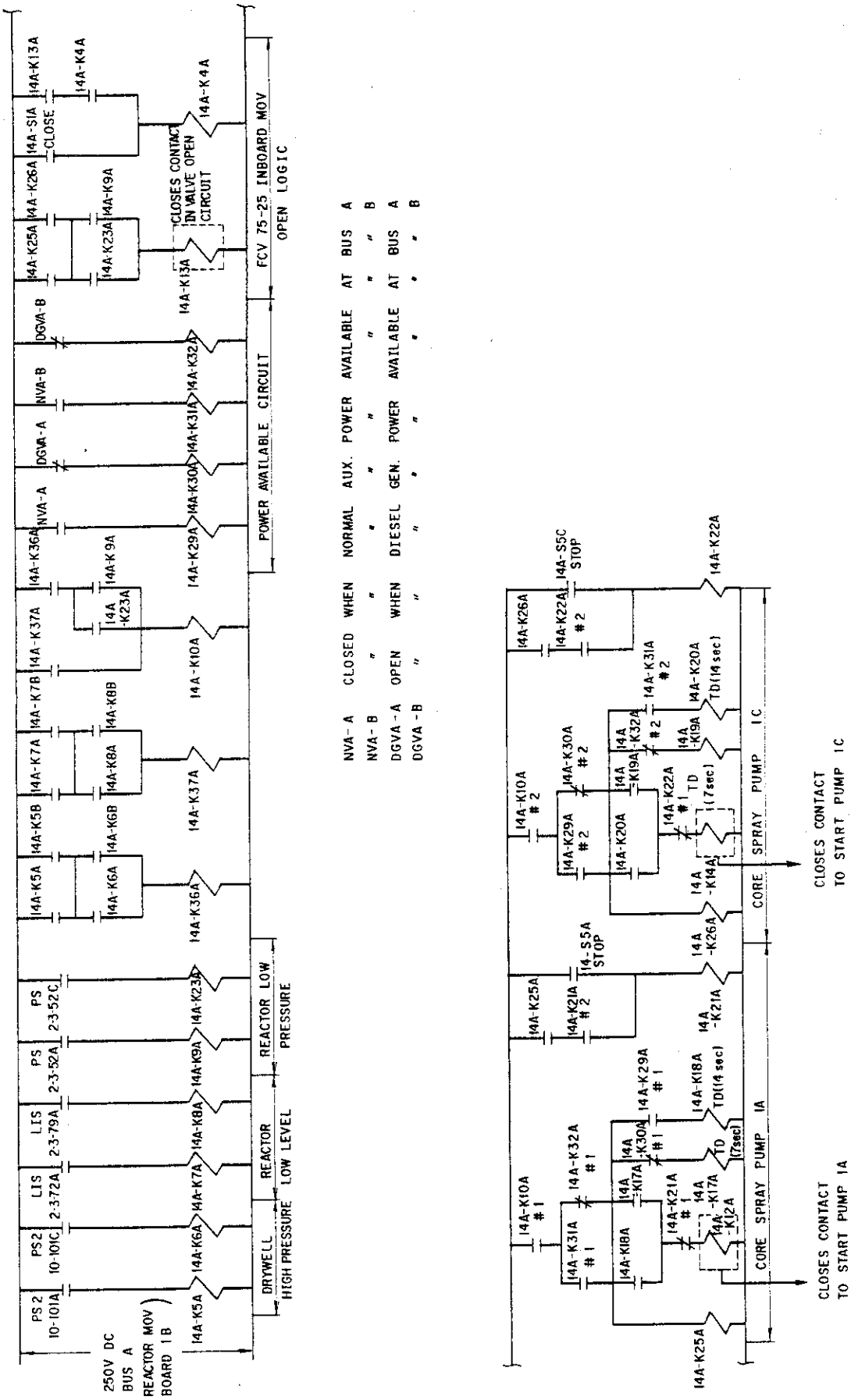


Fig. 5 Simplified Diagram CSS Auto Initiation Circuit (For Train A)

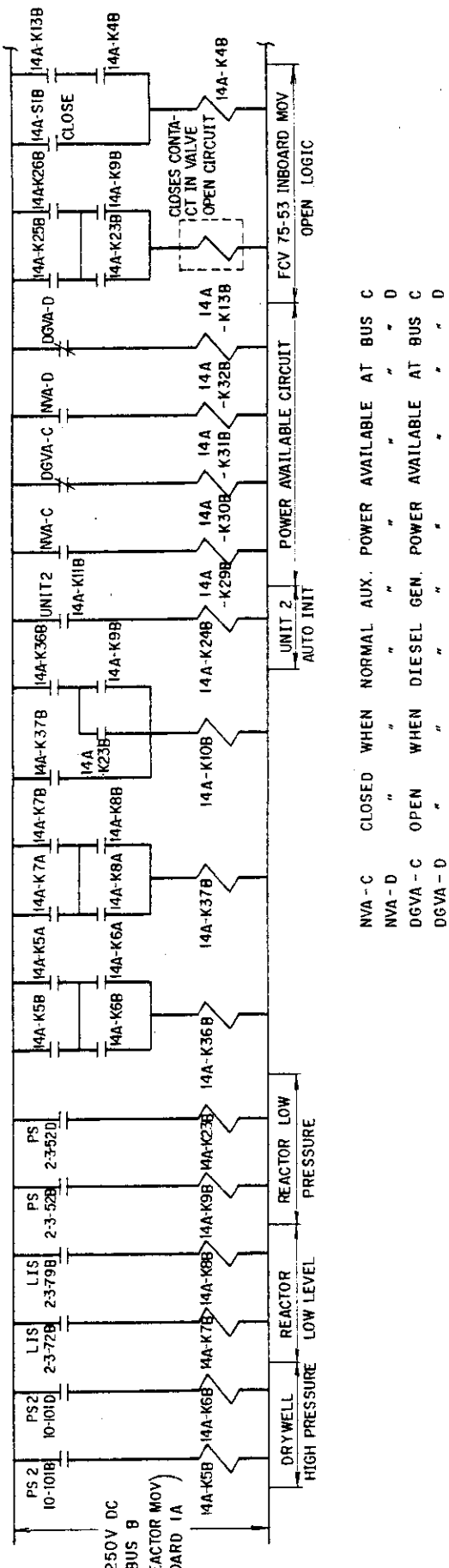


Fig. 6 Simplified Diagram CSS Auto Initiation Circuit (For Train B)

REFERENCES

1. "Browns Ferry Nuclear Plant Final Safety Analysis Report," Tennessee Valley Authority.

2. "BWR Simulator Training Manual," General Physics Corporation, 1979.

3. "Reactor Safety Study (WASH-1400)," NUREG-75/014, U.S. Nuclear Regulatory Commission, 1975.

4. "Handbook of Human Reliability Analysis With Emphasis on Nuclear Power Plant Applications (draft)," NUREG/CR-1278, Sandia National Laboratories / U.S. Nuclear Regulatory Commission, 1980.

5. "Risk Assessment For Brown's Ferry Nuclear Plant, Unit 1 (draft)," U.S. Nuclear Regulatory Commission Interim Reliability Evaluation Program (IREP), unpublished.

6. "BFNP/TVA Drawing 45N770-10 Core Spray Inboard MOV 75-25 and 75-53 Control Circuit."

7. "BFNP/TVA Drawing 45N765-7 Core Spray Pump Control Circuit."

付録B　詳細フォールト・ツリー

(Sh.1)

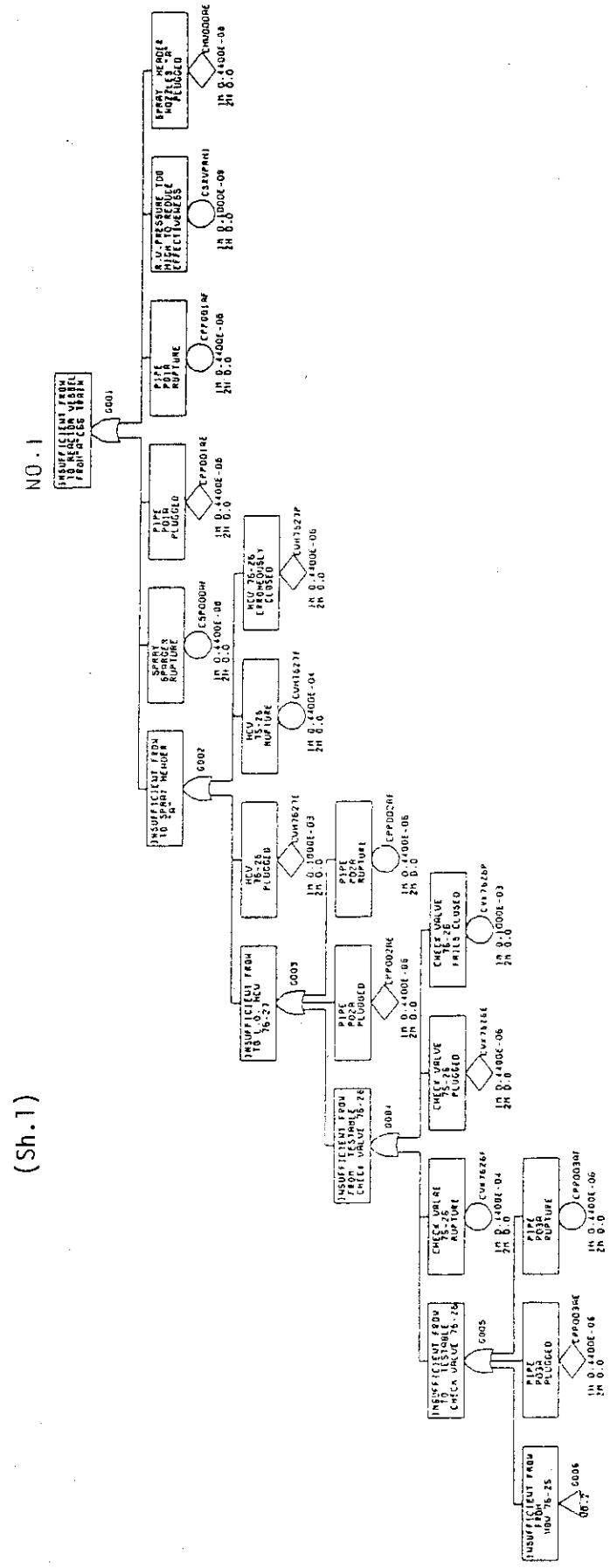
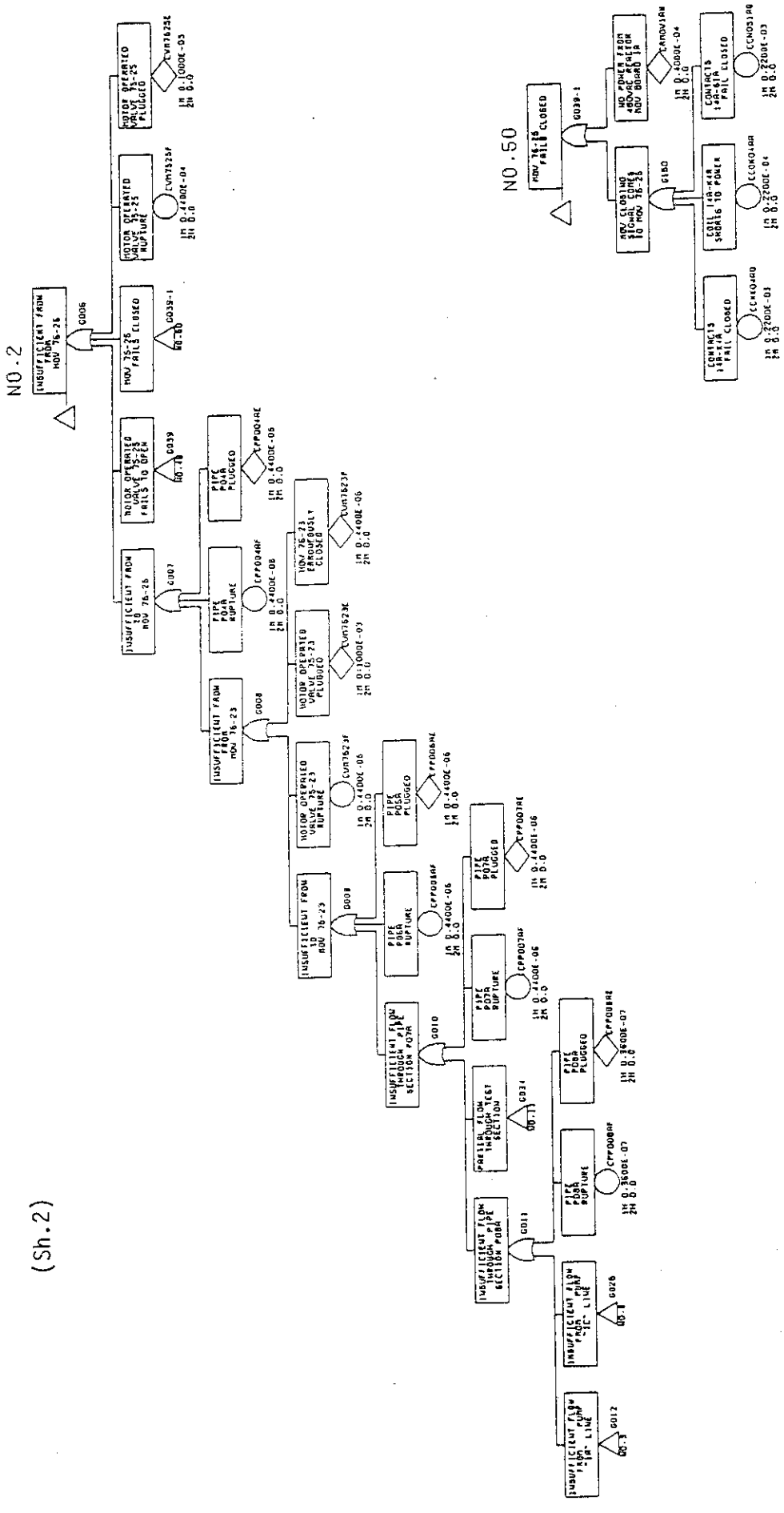
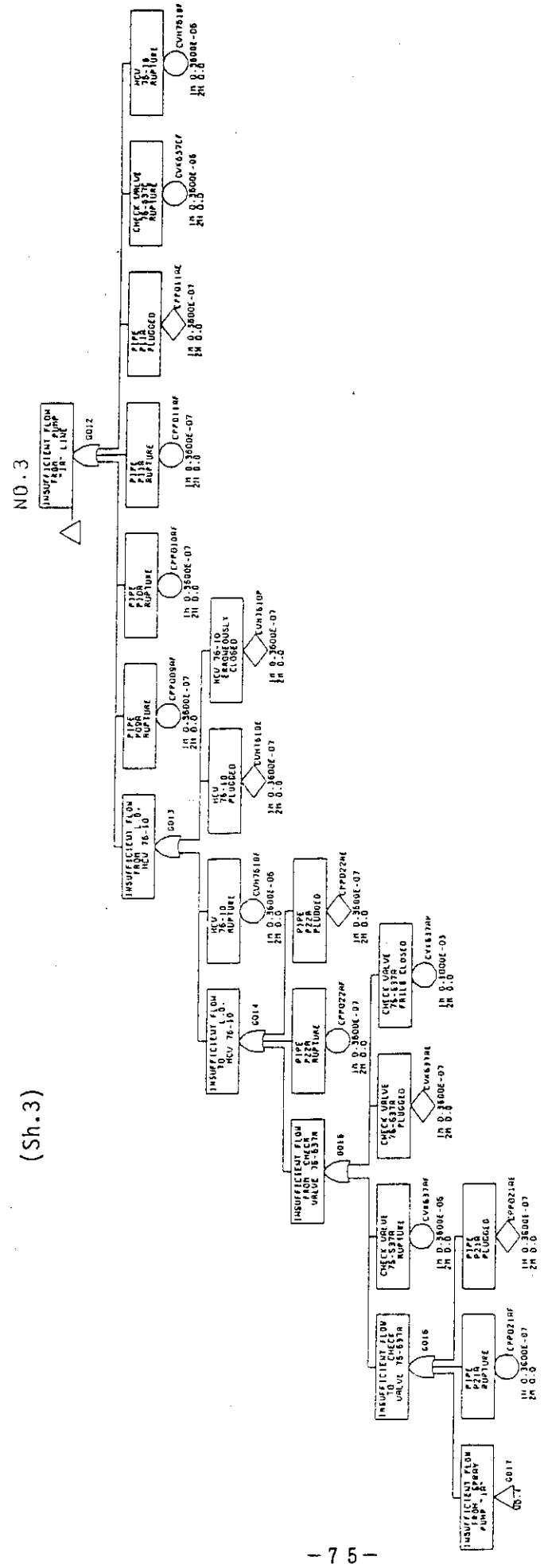


Fig. 7 Core Spray System Detailed Fault Tree (For Train "A")

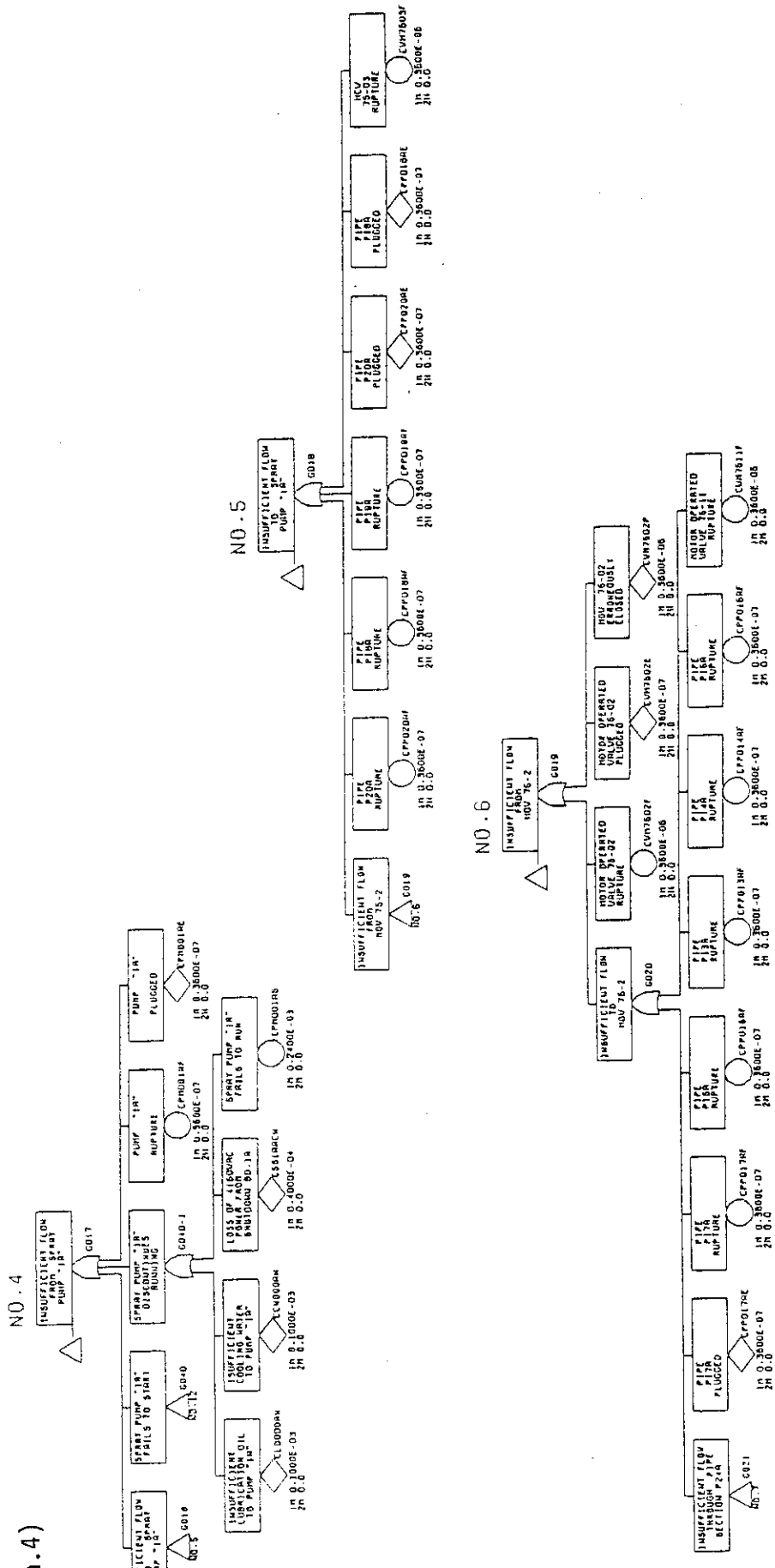

NO.2
(Sh.2)
NO.50

NO.3

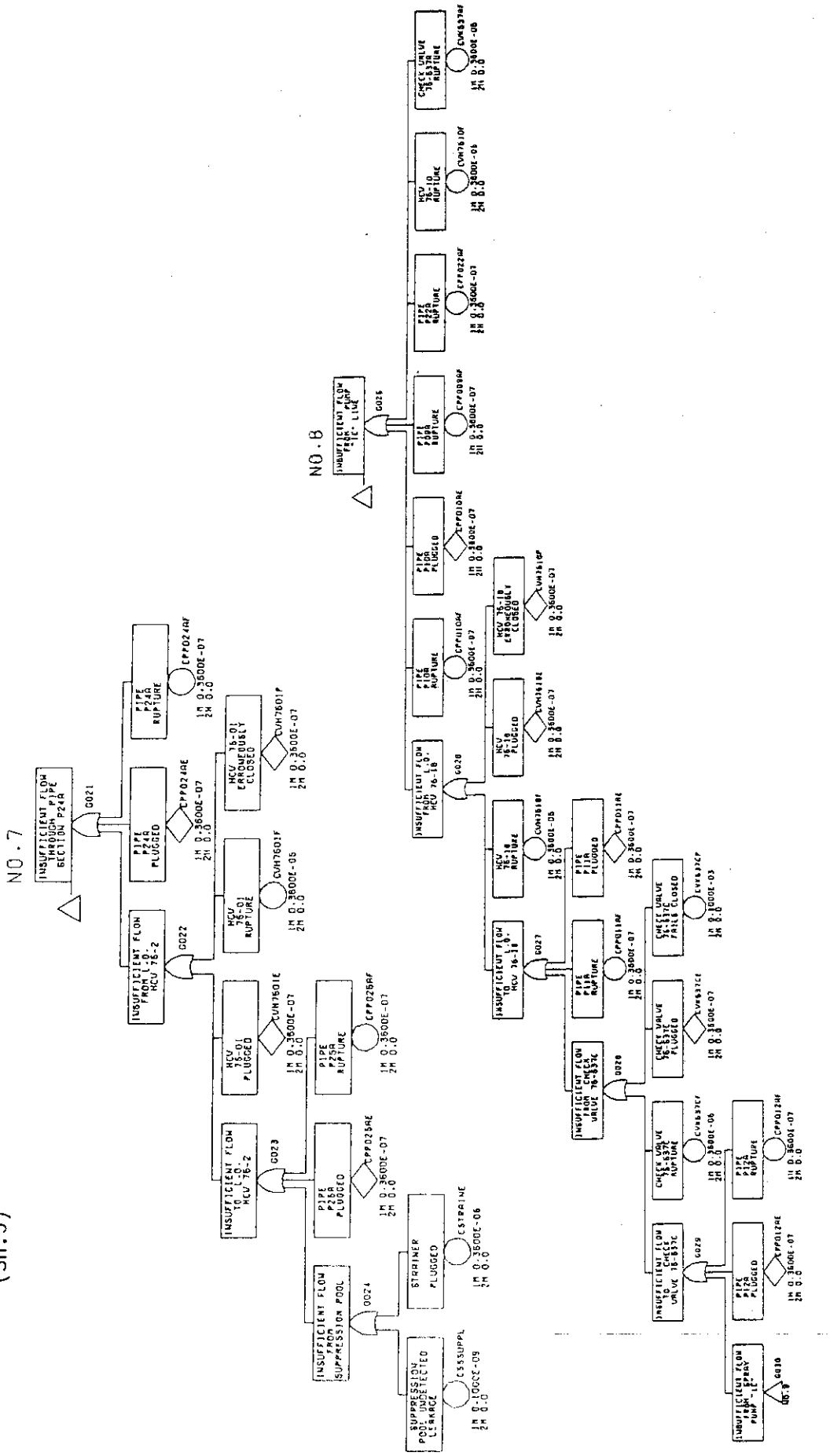
(Sh.3)

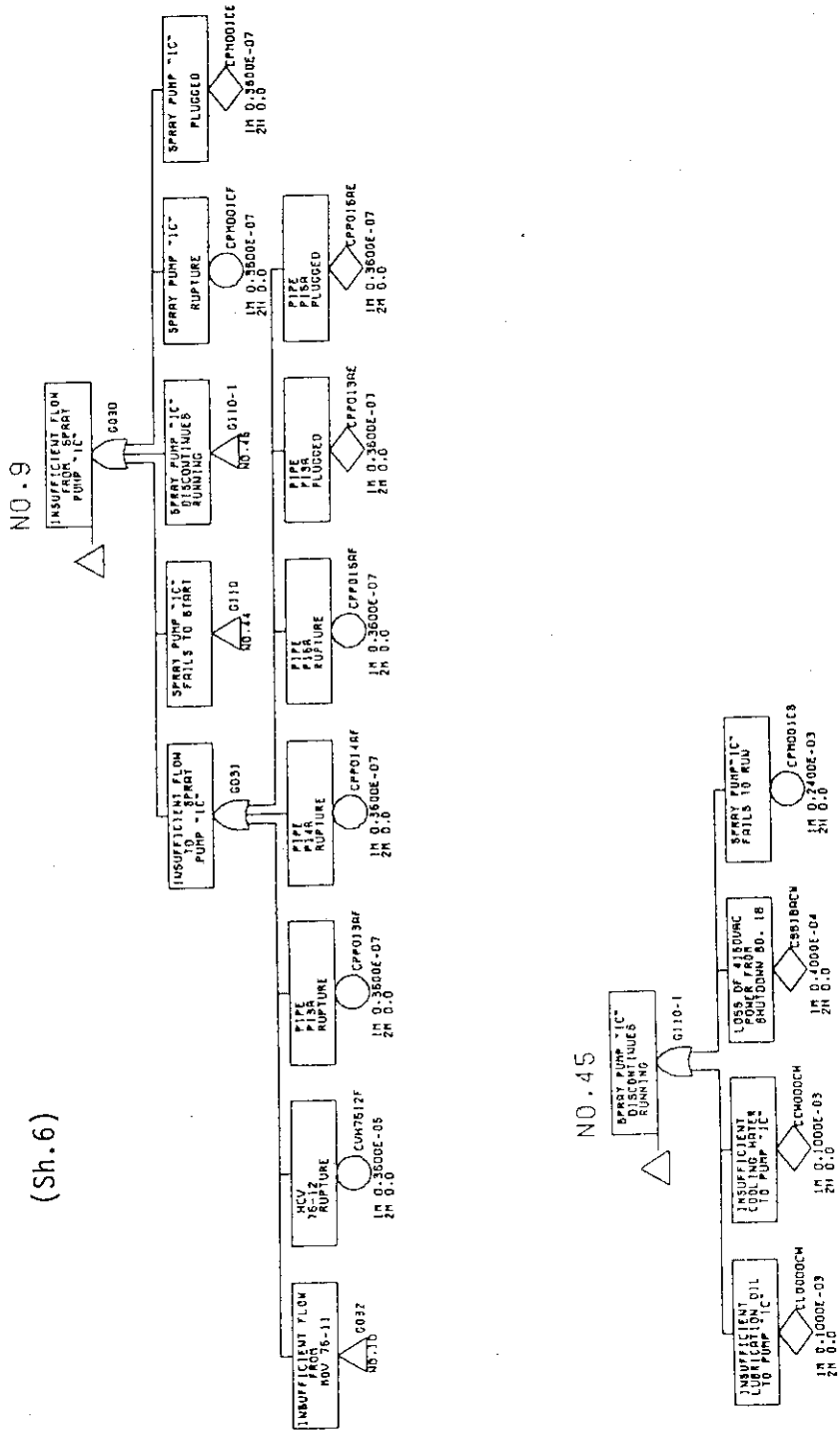


(Sh.4)



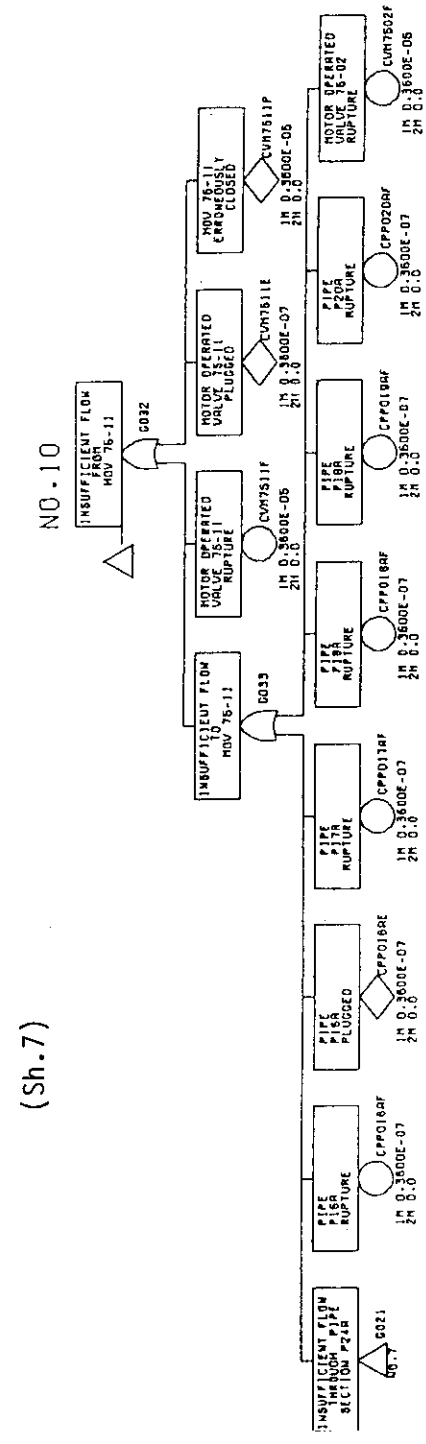
(Sh.5)

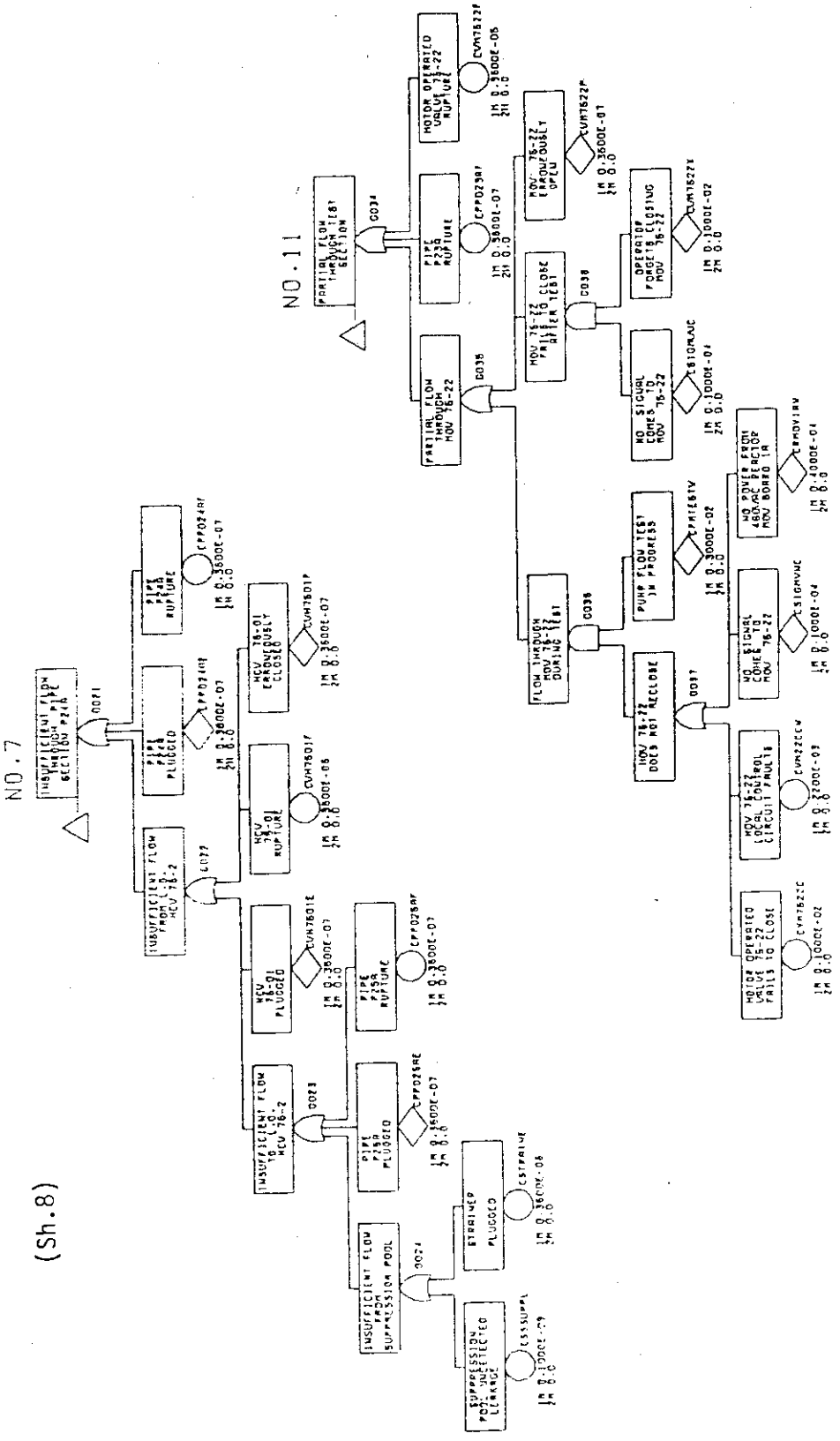

NO.7
NO.8
INSUFFICIENT FLOW THROUGH SECTION P24A
G021
INSUFFICIENT FLOW FROM MCV 76-2
G022
PIPE P24A PLUGGED
CPP024AE
1M 0.3600E-07
2M 0.0
PIPE P24A RUPTURE
CPP024AF
1M 0.3600E-07
2M 0.0
MCV 76-01 RUPTURE
CVH7601F
1M 0.3600E-05
2M 0.0
MCV 76-01 ERRONEOUSLY CLOSED
CVH7601F
1M 0.3600E-07
2M 0.0
INSUFFICIENT FLOW TO MCV 76-2
G023
MCV 76-01 PLUGGED
CVH7601E
1M 0.3600E-07
2M 0.0
PIPE P25A RUPTURE
CPP025AF
1M 0.3600E-07
2M 0.0
PIPE P25A PLUGGED
CPP025AE
1M 0.3600E-07
2M 0.0
INSUFFICIENT FLOW FROM SUPPRESSION POOL
G024
STRAINER PLUGGED
CSSTRAINE
1M 0.3600E-06
2M 0.0
SUPPRESSION POOL SIDE EJECTED LEAKAGE
CSSSUPPL
1M 0.1000E-09
2M 0.0
INSUFFICIENT FLOW FROM MCV 76-18
G028
PIPE P18A RUPTURE
CPP018AF
1M 0.3600E-07
2M 0.0
PIPE P18A PLUGGED
CPP018AE
1M 0.3600E-07
2M 0.0
INSUFFICIENT FLOW FROM RHR PUMP 1C
G025
PIPE P19A RUPTURE
CPP009AF
1M 0.3600E-07
2M 0.0
PIPE P22A RUPTURE
CPP022AF
1M 0.3600E-07
2M 0.0
MCV 76-10 RUPTURE
CVH7610F
1M 0.3600E-06
2M 0.0
CHECK VALVE 76-6337A RUPTURE
CVH6337AF
1M 0.3600E-06
2M 0.0
MCV 76-18 ERRONEOUSLY CLOSED
CVH7618F
1M 0.3600E-07
2M 0.0
MCV 76-18 PLUGGED
CVH7618E
1M 0.3600E-07
2M 0.0
MCV 76-18 RUPTURE
CVH7618F
1M 0.3600E-06
2M 0.0
INSUFFICIENT FLOW TO MCV 76-18
G027
PIPE P18A RUPTURE
CPP018AF
1M 0.3600E-07
2M 0.0
PIPE P18A PLUGGED
CPP018AE
1M 0.3600E-07
2M 0.0
INSUFFICIENT FLOW FROM CHECK VALVE 76-6337A
G026
CHECK VALVE 76-6337A FAILS CLOSED
CVH6337CF
1M 0.1000E-03
2M 0.0
CHECK VALVE 76-6337A PLUGGED
CVH6337CE
1M 0.3600E-07
2M 0.0
CHECK VALVE 76-6337A RUPTURE
CVH6337CF
1M 0.3600E-06
2M 0.0
INSUFFICIENT FLOW TO CHECK VALVE 76-6337C
G029
PIPE P12A PLUGGED
CPP012AE
1M 0.3600E-07
2M 0.0
PIPE P12A RUPTURE
CPP012AF
1M 0.3600E-07
2M 0.0
INSUFFICIENT FLOW FROM RHR PUMP 1C
G030


(Sh.6)
NO.9
INSUFFICIENT FLOW FROM SPRAY PUMP "1C"
G030
INSUFFICIENT FLOW TO SPRAY PUMP "1C"
G031
SPRAY PUMP "1C" FAILS TO START
G110
NO.44
SPRAY PUMP "1C" DISCONTINUED RUNNING
G110-1
NO.45
SPRAY PUMP "1C" RUPTURE
CPM001CF
1M 0.3600E-07
2M 0.0
SPRAY PUMP "1C" PLUGGED
CPM001CE
1M 0.3600E-07
2M 0.0
PIPE P13S PLUGGED
CPP013RE
1M 0.3600E-07
2M 0.0
PIPE P13R RUPTURE
CPP013RF
1M 0.3600E-07
2M 0.0
PIPE P16S PLUGGED
CPP016RE
1M 0.3600E-07
2M 0.0
PIPE P16R RUPTURE
CPP016RF
1M 0.3600E-07
2M 0.0
PIPE P14R RUPTURE
CPP014RF
1M 0.3600E-07
2M 0.0
HCV 76-12 RUPTURE
CVH7612F
1M 0.3600E-05
2M 0.0
INSUFFICIENT FLOW FROM MOV 76-11
G032
NO.10
INSUFFICIENT LUBRICATION OIL TO PUMP "1C"
CLO000CM
1M 0.1000E-03
2M 0.0
INSUFFICIENT COOLING WATER TO PUMP "1C"
CCW000CM
1M 0.1000E-03
2M 0.0
LOSS OF 4160VAC POWER FROM BHUTDOWN BD. 1B
CSB1BACM
1M 0.4000E-04
2M 0.0
SPRAY PUMP "1C" FAILS TO RUN
CPM001CB
1M 0.2400E-03
2M 0.0

NO.10

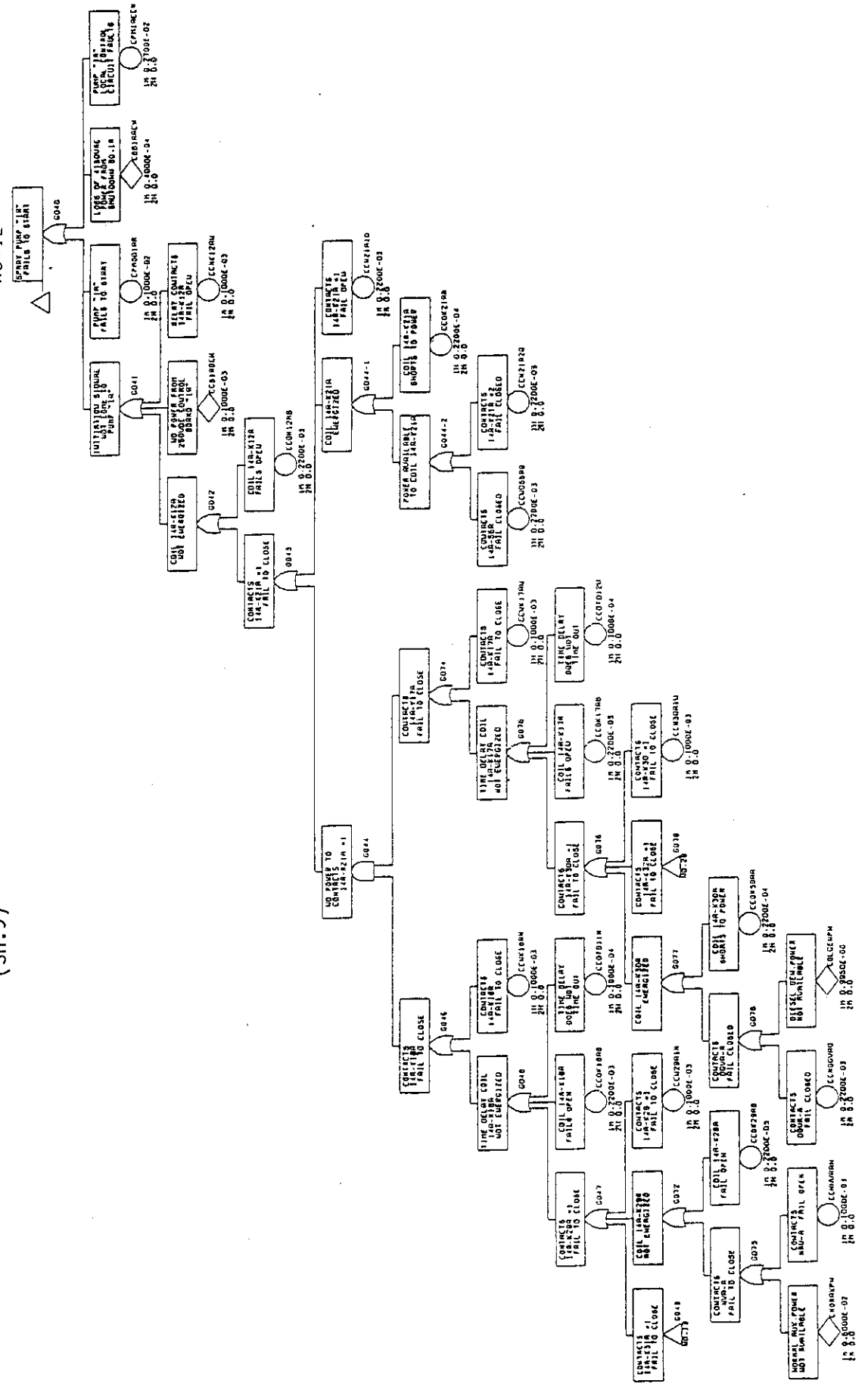
(Sh.7)


INSUFFICIENT FLOW FROM MOV 76-11
G032
MOTOR OPERATED VALVE 76-11 RUPTURE
CVM7611F
1M 0.3600E-06
2M 0.0
MOTOR OPERATED VALVE 76-11 PLUGGED
CVM7611E
1M 0.3600E-07
2M 0.0
MOV 76-11 ERRONEOUSLY CLOSED
CVM7611P
1M 0.3600E-06
2M 0.0
MOTOR OPERATED VALVE 76-02 RUPTURE
CVM7602F
1M 0.3600E-06
2M 0.0
INSUFFICIENT FLOW TO MOV 76-11
G033
PIPE P18A RUPTURE
CPP018AF
1M 0.3600E-07
2M 0.0
PIPE P18B RUPTURE
CPP018BF
1M 0.3600E-07
2M 0.0
PIPE P19A RUPTURE
CPP019AF
1M 0.3600E-07
2M 0.0
PIPE P19B RUPTURE
CPP019BF
1M 0.3600E-07
2M 0.0
PIPE P20A RUPTURE
CPP020AF
1M 0.3600E-07
2M 0.0
PIPE P15A PLUGGED
CPP015AE
1M 0.3600E-07
2M 0.0
PIPE P15A RUPTURE
CPP015AF
1M 0.3600E-07
2M 0.0
PIPE P16A RUPTURE
CPP016AF
1M 0.3600E-07
2M 0.0
INSUFFICIENT FLOW THROUGH PIPE SECTION P21A
G021

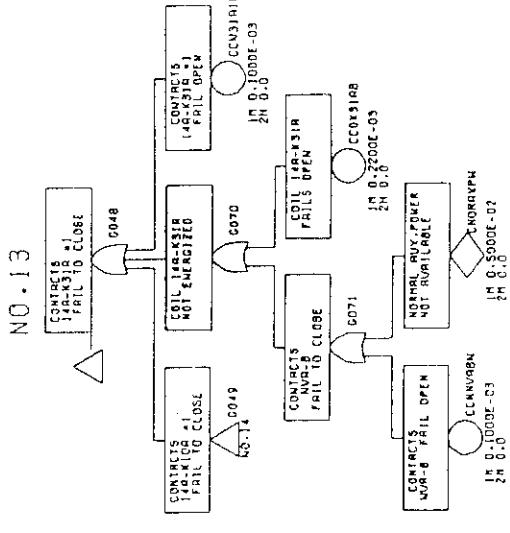

NO.7
(Sh.8)
NO.11

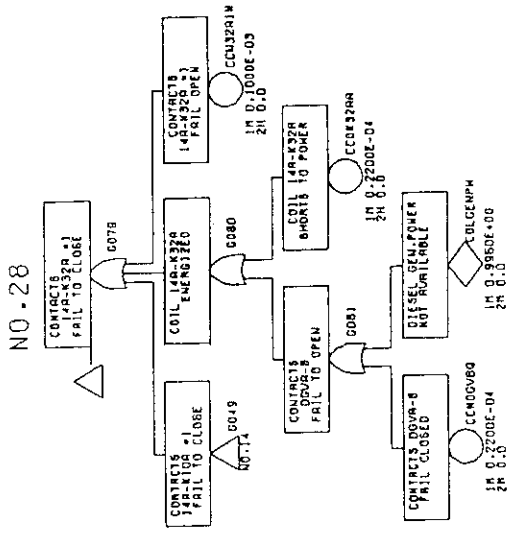
(Sh.9)

NO.12



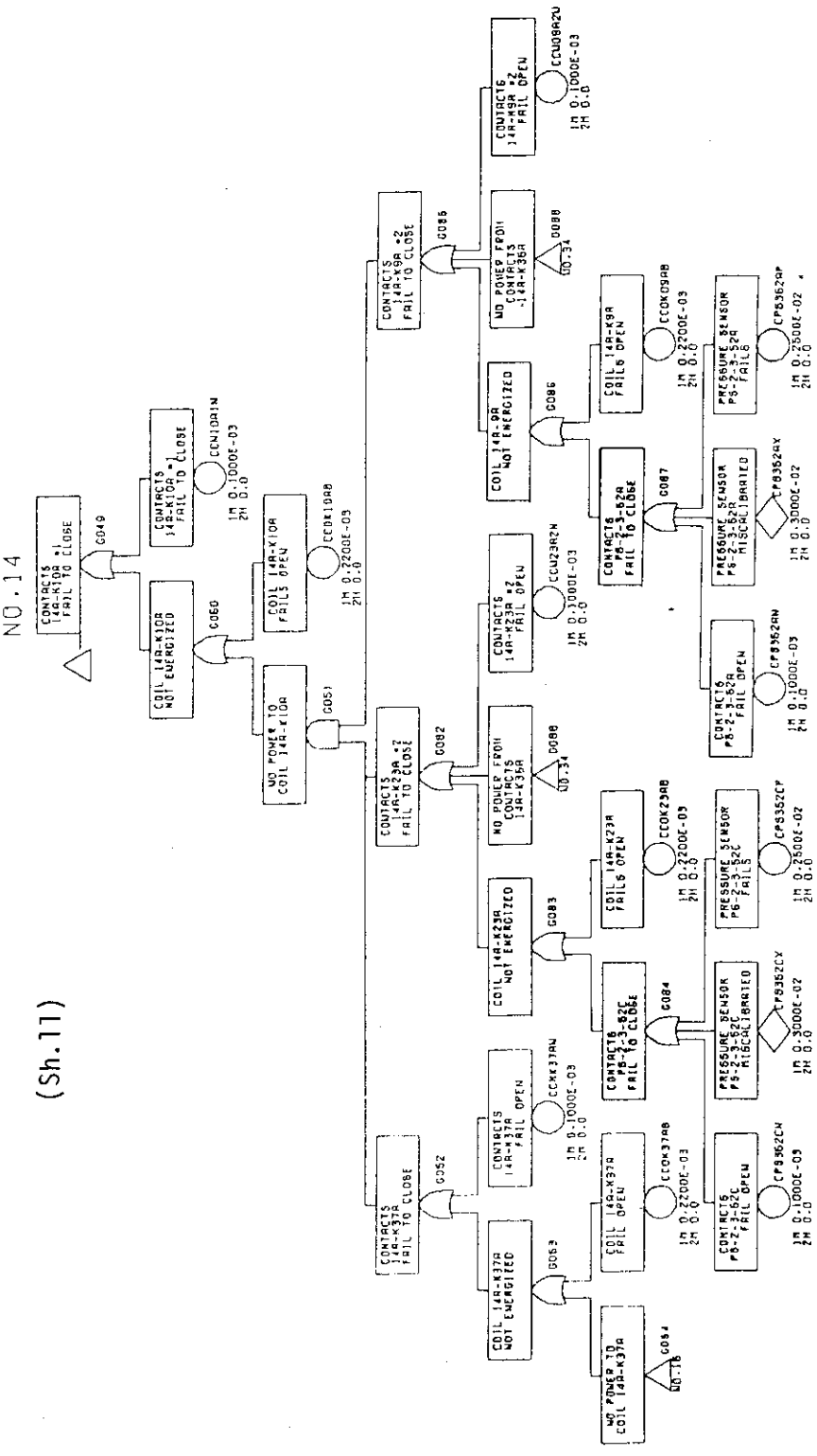
(Sh.10)

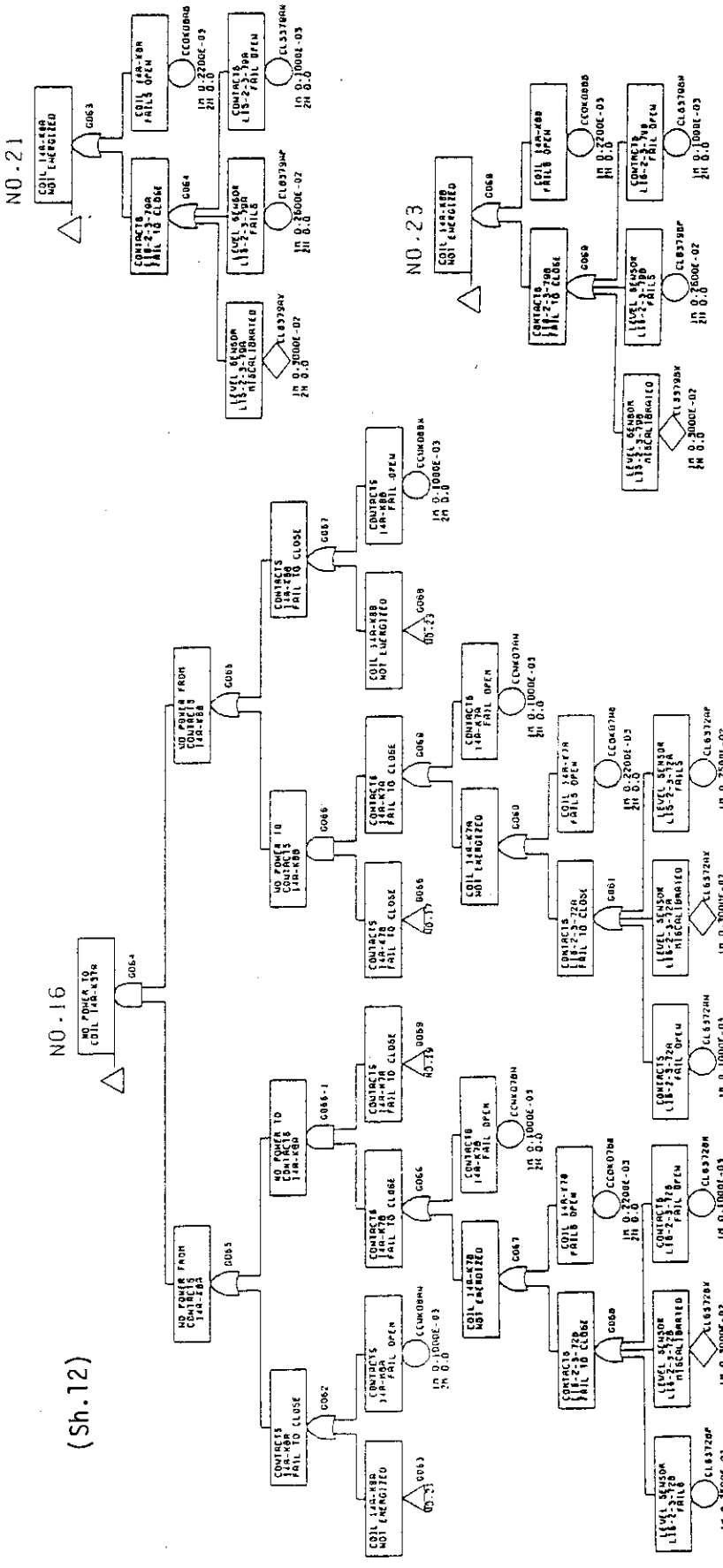

NO.13
CONTACTS 14A-K31A #1 FAIL TO CLOSE
G048
COIL 14A-K31A NOT ENERGIZED
G070
CONTACTS 14A-K31B #1 FAIL TO CLOSE
G049
NO.14
CONTACTS 14A-K32B (#1) FAIL OPEN
CCV31A1N
1M 0.1000E-03
2M 0.0
COIL 14A-K31A FAILS OPEN
CCOX31A8
1M 0.2200E-03
2M 0.0
CONTACTS NVA-B FAIL TO CLOSE
G071
NORMAL AUX.POWER NOT AVAILABLE
CNORMXPM
1M 0.5000E-02
2M 0.0
CONTACTS NVA-B FAIL OPEN
CCNNV88N
1M 0.1000E-03
2M 0.0

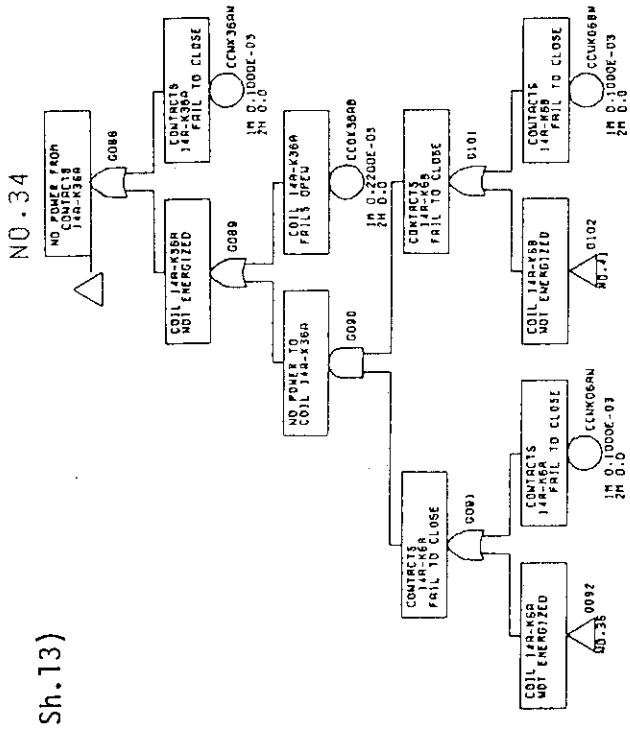

NO.28
CONTACTS 14A-K32A #1 FAIL TO CLOSE
G078
CONTACTS 14A-K32B #1 FAIL TO CLOSE
G049
NO.14
COIL 14A-K32A ENERGIZED
G080
CONTACTS 14A-K32B (#1) FAIL OPEN
CCV32A1N
1M 0.1000E-03
2M 0.0
CONTACTS DGVA-B FAIL TO OPEN
G081
COIL 14A-K32A SHORTS TO POWER
CCOX32AA
1M 0.2200E-04
2M 0.0
CONTACTS DGVA-B FAIL CLOSED
CCNDGVBQ
1M 0.2200E-04
2M 0.0
DIESEL GEN.POWER NOT AVAILABLE
CDLGENPM
1M 0.9960E+00
2M 0.0

NO.14

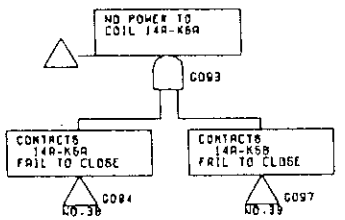
(Sh.11)


CONTACTS 14A-K10A #1 FAIL TO CLOSE
G049
COIL 14A-K10A NOT ENERGIZED
G060
CONTACTS 14A-K10A #1 FAIL TO CLOSE
CCN10A1N
1M 0.1000E-03
2M 0.0
NO POWER TO COIL 14A-K10A
G051
COIL 14A-K10A FAILS OPEN
CCB81A0B
1M 0.2200E-03
2M 0.0
CONTACTS 14A-K23A #2 FAIL TO CLOSE
G086
NO POWER FROM CONTACTS 14A-K36A
G088
0.34
CONTACTS 14A-K98A #2 FAIL OPEN
CCU98A2U
1M 0.1000E-03
2M 0.0
COIL 14A-9A NOT ENERGIZED
G096
COIL 14A-K98A FAILS OPEN
CCOK09AB
1M 0.2200E-03
2M 0.0
CONTACTS P8-2-3-62A FAIL TO CLOSE
G087
PRESSURE SENSOR P8-2-3-62A MISCALIBRATED
CP8362AX
1M 0.3000E-02
2M 0.0
PRESSURE SENSOR P8-2-3-52A FAILS
CP8362AP
1M 0.2500E-02
2M 0.0
CONTACTS P8-2-3-62A FAIL OPEN
CP8362AN
1M 0.1000E-03
2M 0.0
CONTACTS 14A-K23A #2 FAIL TO CLOSE
G082
NO POWER FROM CONTACTS 14A-K36A
G088
0.34
CONTACTS 14A-K23A #2 FAIL OPEN
CCU23A2N
1M 0.1000E-03
2M 0.0
COIL 14A-K23A NOT ENERGIZED
G083
COIL 14A-K23A FAILS OPEN
CCOK23AB
1M 0.2200E-03
2M 0.0
CONTACTS P8-2-3-62C FAIL TO CLOSE
G084
PRESSURE SENSOR P8-2-3-62C MISCALIBRATED
CP8352CX
1M 0.3000E-02
2M 0.0
PRESSURE SENSOR P8-2-3-52C FAILS
CP8352CP
1M 0.2500E-02
2M 0.0
CONTACTS P8-2-3-62C FAIL OPEN
CP8362CN
1M 0.1000E-03
2M 0.0
CONTACTS 14A-K37A FAIL TO CLOSE
G052
CONTACTS 14A-K37A FAIL OPEN
CCKK37AN
1M 0.1000E-03
2M 0.0
COIL 14A-K37A NOT ENERGIZED
G053
COIL 14A-K37A FAIL OPEN
CCOK37AB
1M 0.2200E-03
2M 0.0
NO POWER TO COIL 14A-K37A
G054
0.16
CONTACTS P8-2-3-62C FAIL OPEN
CP8362CN
1M 0.1000E-03
2M 0.0

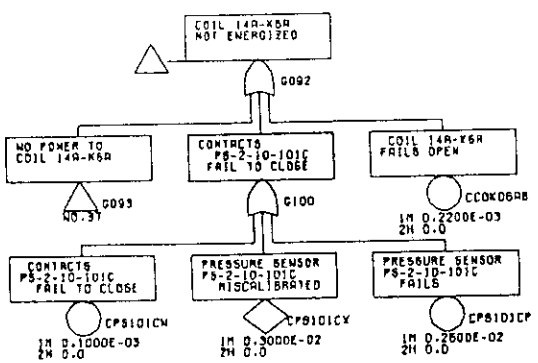

NO-16
(Sh.12)
NO-21
NO-23


NO.34
(Sh.13)
NO POWER FROM CONTACTS 14A-K36A
G086
COIL 14A-K36A NOT ENERGIZED
G089
CONTACTS 14A-K36A FAIL TO CLOSE
CCNK36AN
1M 0.1000E-03
2M 0.0
COIL 14A-K36A FAILS OPEN
CCOK36AB
1M 0.2200E-03
2M 0.0
NO POWER TO COIL 14A-K36A
G090
CONTACTS 14A-K36A FAIL TO CLOSE
G091
COIL 14A-K6A NOT ENERGIZED
NO.36
0092
CONTACTS 14A-K6A FAIL TO CLOSE
CCLNK06AN
1M 0.1000E-03
2M 0.0
CONTACTS 14A-K6A FAIL TO CLOSE
G101
COIL 14A-K6B NOT ENERGIZED
NO.71
0102
CONTACTS 14A-K6B FAIL TO CLOSE
CCLNK06BN
1M 0.1000E-03
2M 0.0

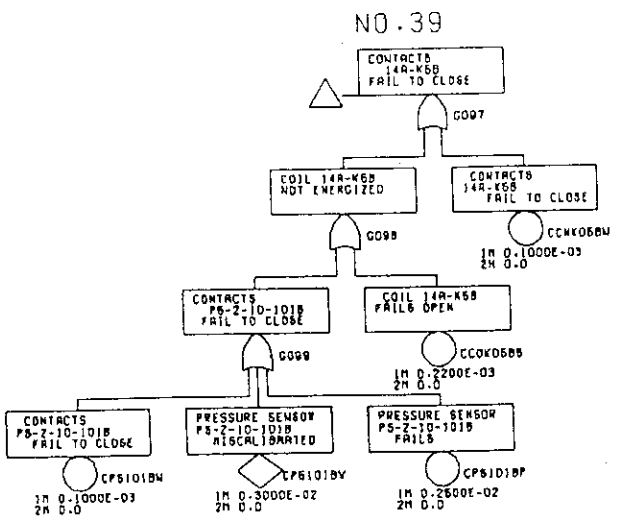
NO.37



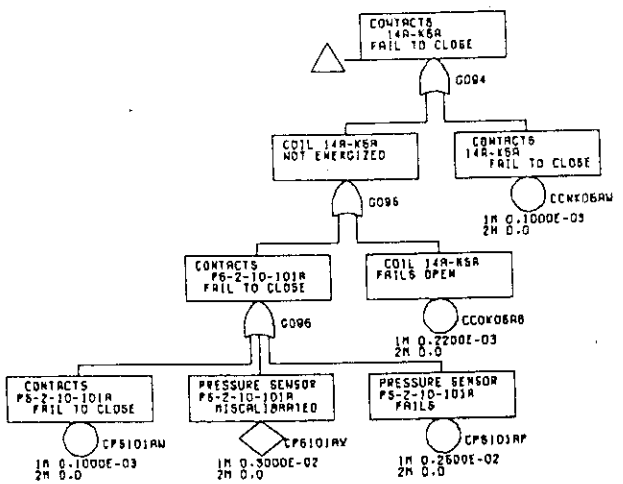
NO.36



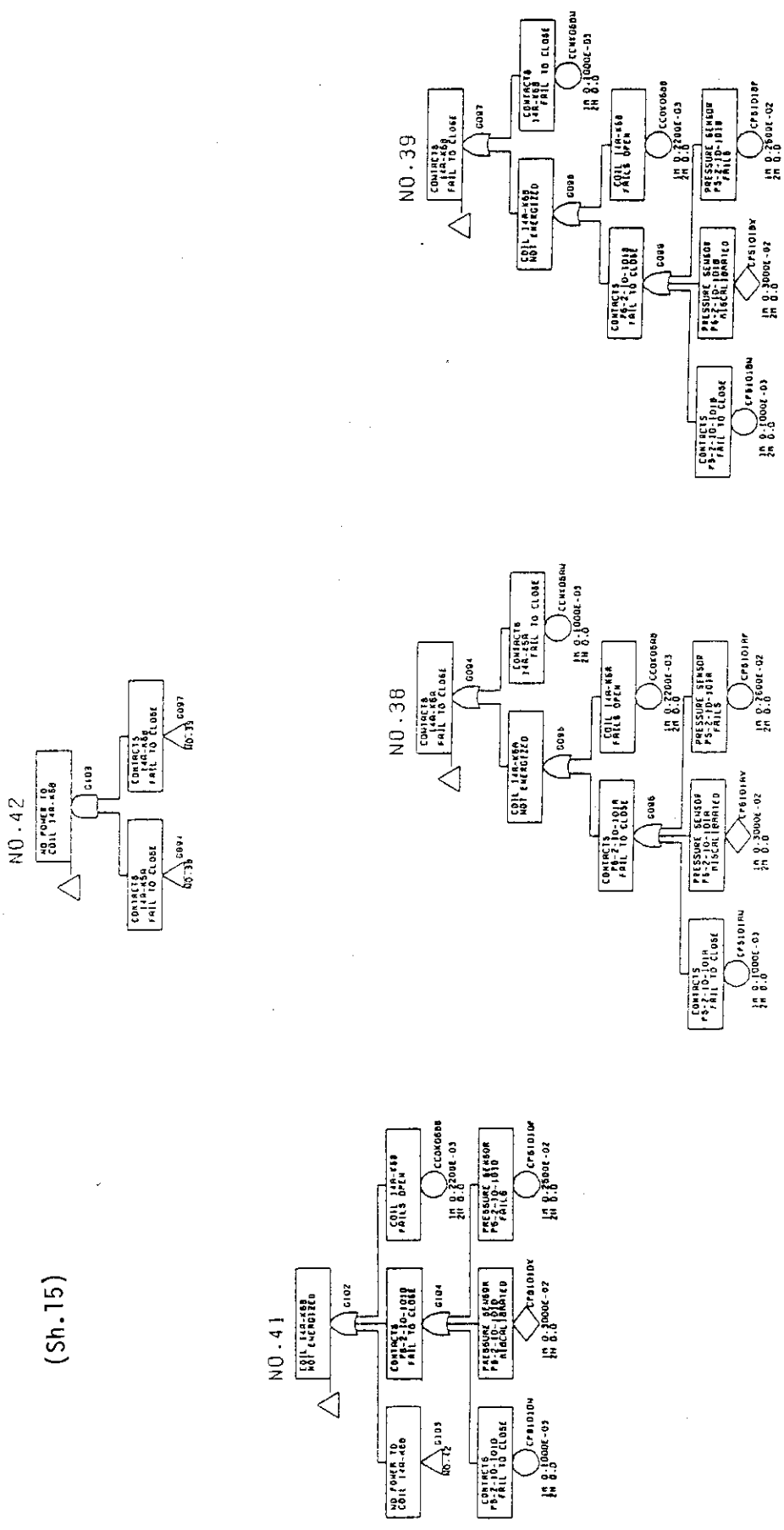
NO.39



NO.38

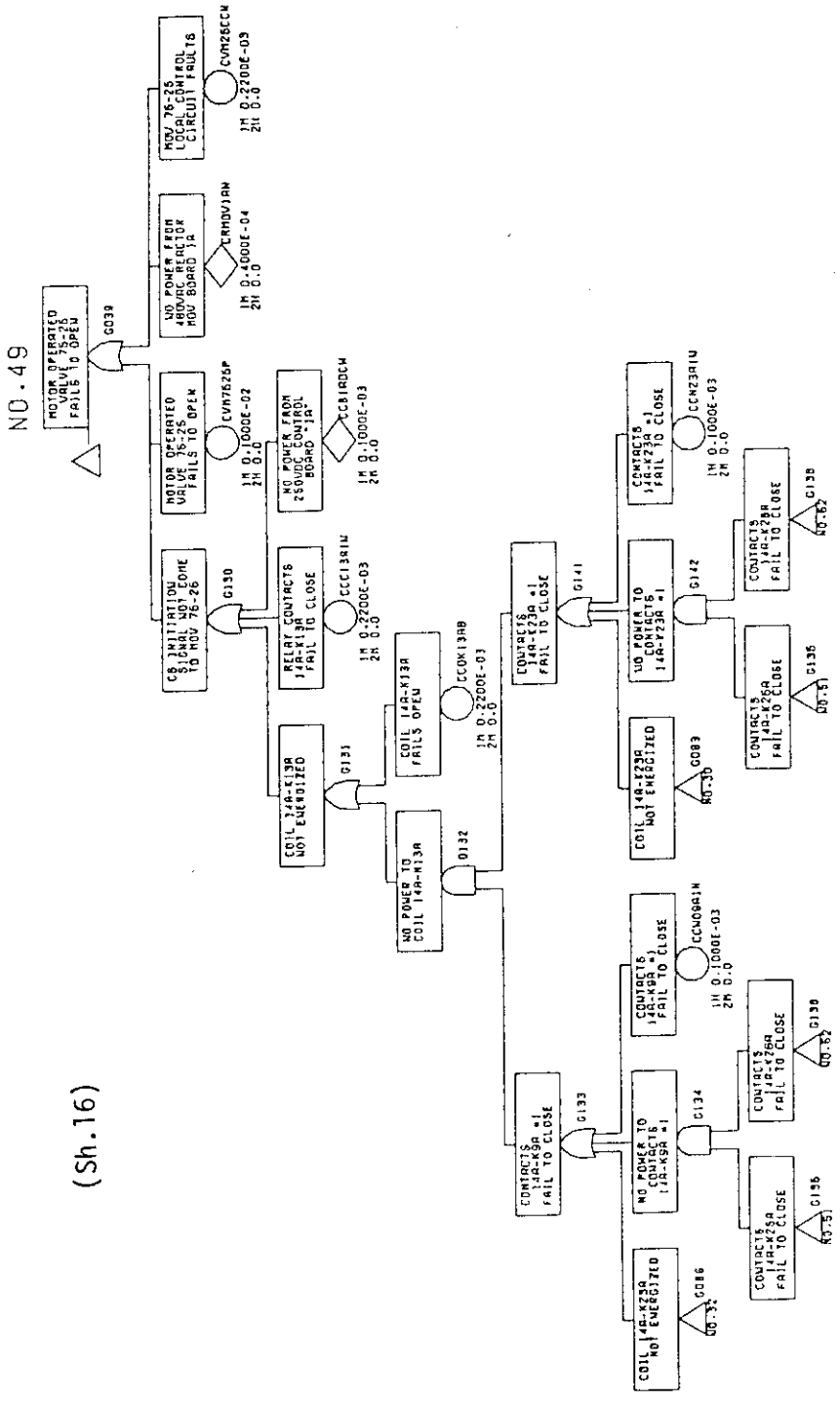


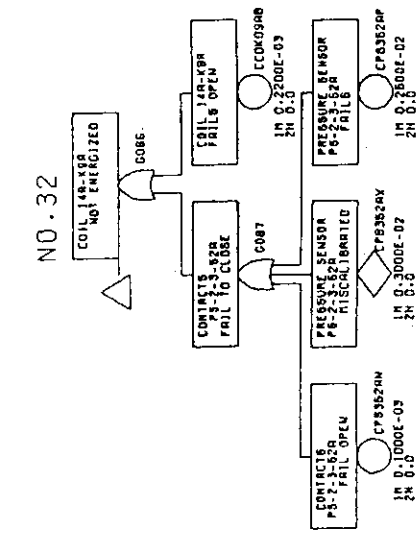
(Sh.15)


NO.42
NO POWER TO COIL 14A-K6A
G103
CONTACTS 14A-K6A FAIL TO CLOSE
G094
NO.36
CONTACTS 14A-K6B FAIL TO CLOSE
G097
NO.35
NO.39
CONTACTS 14A-K6A FAIL TO CLOSE
G097
COIL 14A-K6B NOT ENERGIZED
G098
CONTACTS 14A-K6B FAIL TO CLOSE
CCNK06DW
IN 8.1000E-03
CONTACTS PS-2-10-101B FAIL TO CLOSE
G099
COIL 14A-K6B FAILS OPEN
CCOK06B8
IN 8.2200E-03
PRESSURE SENSOR PS-2-10-101B MISCALIBRATED
CPS101BW
IN 8.3000E-02
PRESSURE SENSOR PS-2-10-101B FAILS
CPS101BF
IN 8.2600E-02
CONTACTS PS-2-10-101B FAIL TO CLOSE
CPS101BW
IN 8.1000E-03
NO.38
CONTACTS 14A-K6A FAIL TO CLOSE
G094
COIL 14A-K6B NOT ENERGIZED
G095
CONTACTS 14A-K6B FAIL TO CLOSE
CCNK06BW
IN 8.1000E-03
CONTACTS PS-2-10-101A FAIL TO CLOSE
G096
COIL 14A-K6A FAILS OPEN
CCOK06A8
IN 8.2200E-03
PRESSURE SENSOR PS-2-10-101A MISCALIBRATED
CPS101AW
IN 8.3000E-02
PRESSURE SENSOR PS-2-10-101A FAILS
CPS101AF
IN 8.2600E-02
CONTACTS PS-2-10-101A FAIL TO CLOSE
CPS101AW
IN 8.1000E-03
NO.41
COIL 14A-K6A NOT ENERGIZED
G102
NO POWER TO COIL 14A-K6A
G103
NO.32
CONTACTS PS-2-10-101B FAIL TO CLOSE
G104
COIL 14A-K6B FAILS OPEN
CCOK06B8
IN 8.2200E-03
PRESSURE SENSOR PS-2-10-101B MISCALIBRATED
CPS101BW
IN 8.3000E-02
PRESSURE SENSOR PS-2-10-101B FAILS
CPS101BF
IN 8.2600E-02
CONTACTS PS-2-10-101B FAIL TO CLOSE
CPS101BW
IN 8.1000E-03

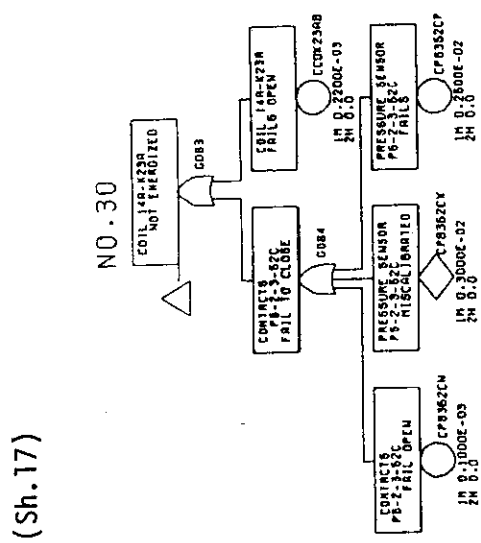
NO.49

(Sh.16)

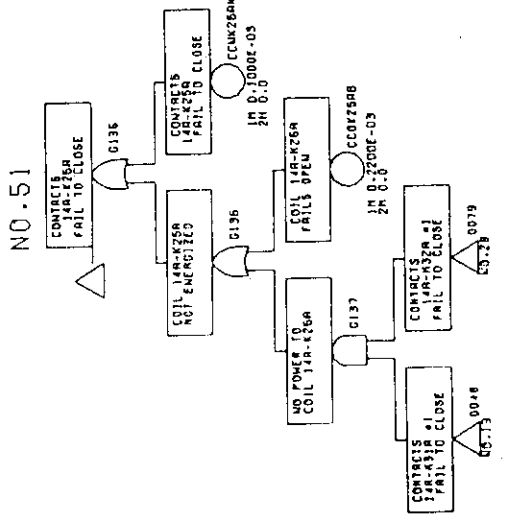

MOTOR OPERATED VALVE 75-26 FAILS TO OPEN
G039
NO POWER FROM 480VAC REACTOR MOV BOARD 1A
CRMOV1AN
1M 0.4000E-04
2M 0.0
MOV 76-25 LOCAL CONTROL CIRCUIT FAULTS
CVM26CCN
1M 0.2200E-03
2M 0.0
MOTOR OPERATED VALVE 75-25 FAILS TO OPEN
CVM7625P
1M 0.1000E-02
2M 0.0
NO POWER FROM 250VDC CONTROL BOARD 1A
CCB1RDCM
1M 0.1000E-03
2M 0.0
CB INITIATION FAILURE TO MOV 76-26
G130
RELAY CONTACTS 14A-K13A FAIL TO CLOSE
CCC13A1N
1M 0.2200E-03
2M 0.0
COIL 14A-K13A NOT ENERGIZED
G131
COIL 14A-K13A FAILS OPEN
CCOK13AB
1M 0.2200E-03
2M 0.0
NO POWER TO COIL 14A-K13A
G132
CONTACTS 14A-K23A #1 FAIL TO CLOSE
G141
CONTACTS 14A-K23A #1 FAIL TO CLOSE
CCM23A1N
1M 0.1000E-03
2M 0.0
NO POWER TO CONTACTS 14A-K23A #1
G142
COIL 14A-K23A NOT ENERGIZED
G089
NO-3D
CONTACTS 14A-K26A FAIL TO CLOSE
G135
NO-61
CONTACTS 14A-K26A FAIL TO CLOSE
G138
NO-62
CONTACTS 14A-K9A #1 FAIL TO CLOSE
G133
CONTACTS 14A-K9A #1 FAIL TO CLOSE
CCN09A1N
1M 0.1000E-03
2M 0.0
NO POWER TO CONTACTS 14A-K9A #1
G134
COIL 14A-K23A NOT ENERGIZED
G086
NO-3C
CONTACTS 14A-K26A FAIL TO CLOSE
G136
NO-51
CONTACTS 14A-K26A FAIL TO CLOSE
G139
NO-62

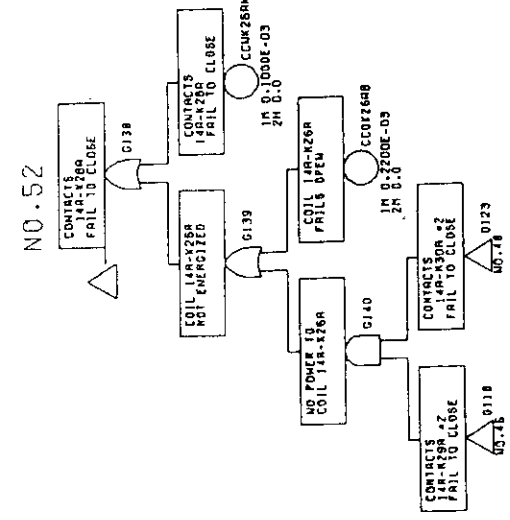

NO.32
COIL 14A-K9A NOT ENERGIZED
G086
CONTACTS P3-2-3-62A FAIL TO CLOSE
G087
COIL 14A-K9A FAIL6 OPEN
CCOK09AB
1M 0.220DE-03
2M 0.0
PRESSURE SENSOR P6-2-3-62A MISCALIBRATED
CP8362AY
1M 0.300DE-02
2M 0.0
PRESSURE SENSOR P6-2-3-62A FAIL6
CP8362AP
1M 0.260DE-02
2M 0.0
CONTACTS P3-2-3-62A FAIL OPEN
CP8362AN
1M 0.100DE-03
2M 0.0

(Sh.17)

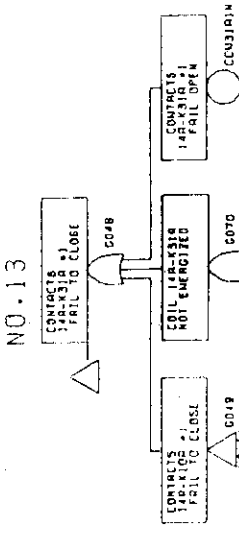

NO.30
COIL 14A-K23A NOT ENERGIZED
G083
CONTACTS P3-2-3-62C FAIL TO CLOSE
G084
COIL 14A-K23A FAIL6 OPEN
CCOK23AB
1M 0.220DE-03
2M 0.0
PRESSURE SENSOR P6-2-3-62C MISCALIBRATED
CP8362CY
1M 0.300DE-02
2M 0.0
PRESSURE SENSOR P6-2-3-62C FAIL6
CP8362CP
1M 0.260DE-02
2M 0.0
CONTACTS P3-2-3-62C FAIL OPEN
CP8362CN
1M 0.100DE-03
2M 0.0

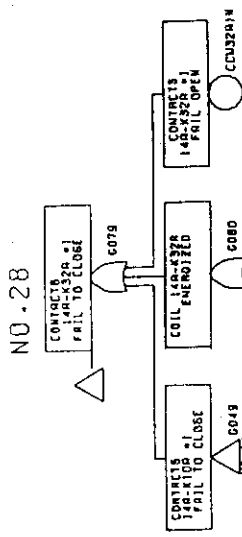
(Sh.18)


NO.51
CONTACTS 14A-K26A FAIL TO CLOSE
G136
COIL 14A-K26A NOT ENERGIZED
CONTACTS 14A-K25A FAIL TO CLOSE
CCUK25AN
1M 0.1000E-03
2M 0.0
G135
NO POWER TO COIL 14A-K26A
COIL 14A-K26A FAILS OPEN
CCOIL25AB
1M 0.2200E-03
2M 0.0
G137
CONTACTS 14A-K32A #1 FAIL TO CLOSE
0079
CONTACTS 14A-K31B #1 FAIL TO CLOSE
0048


NO.52
CONTACTS 14A-K26A FAIL TO CLOSE
G138
COIL 14A-K25A NOT ENERGIZED
CONTACTS 14A-K25A FAIL TO CLOSE
CCUK25AN
1M 0.1000E-03
2M 0.0
G139
NO POWER TO COIL 14A-K26A
COIL 14A-K26A FAILS OPEN
CCOIL25AB
1M 0.2200E-03
2M 0.0
G140
CONTACTS 14A-K30A #2 FAIL TO CLOSE
0123
CONTACTS 14A-K29B #2 FAIL TO CLOSE
0118

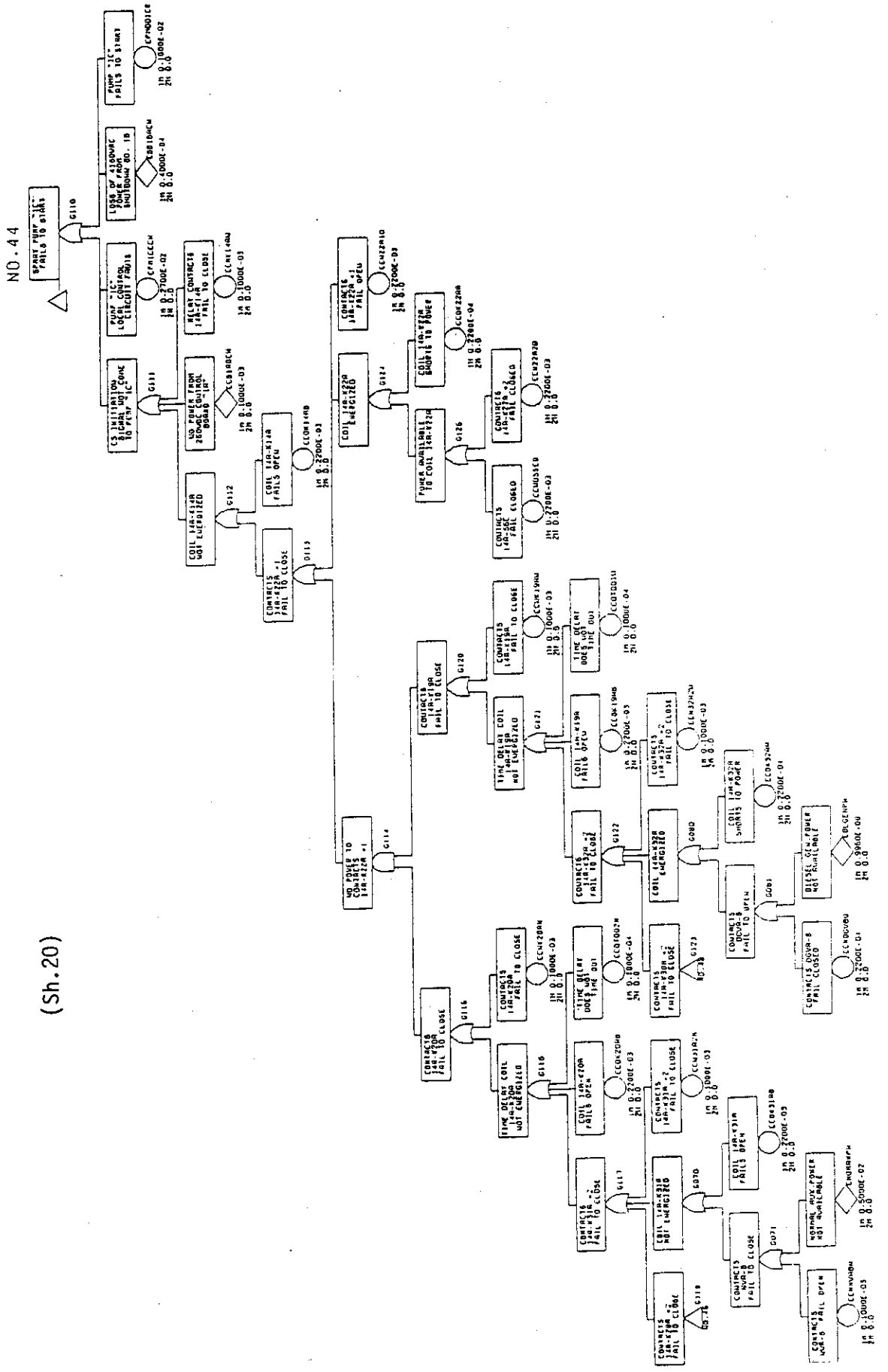
(Sh.19)


NO.13
CONTACTS 14A-K31A #1 FAIL TO CLOSE
G048
COIL 14A-K31A NOT ENERGIZED
G070
CONTACTS 14A-K31A #1 FAIL OPEN
CCU31A1N
1M 0.1000E-03
2M 0.0
CONTACTS 14A-K10A #1 FAIL TO CLOSE
G049
NO.14
CONTACTS NVA-B FAIL TO CLOSE
G071
COIL 14A-K31A FAILS OPEN
CCDF31AB
1M 0.2200E-03
2M 0.0
CONTACTS NVA-B FAIL OPEN
CCNNVABN
1M 0.1000E-03
2M 0.0
NORMAL AUX.POWER NOT AVAILABLE
NORAVPN
1M 0.5000E-02
2M 0.0

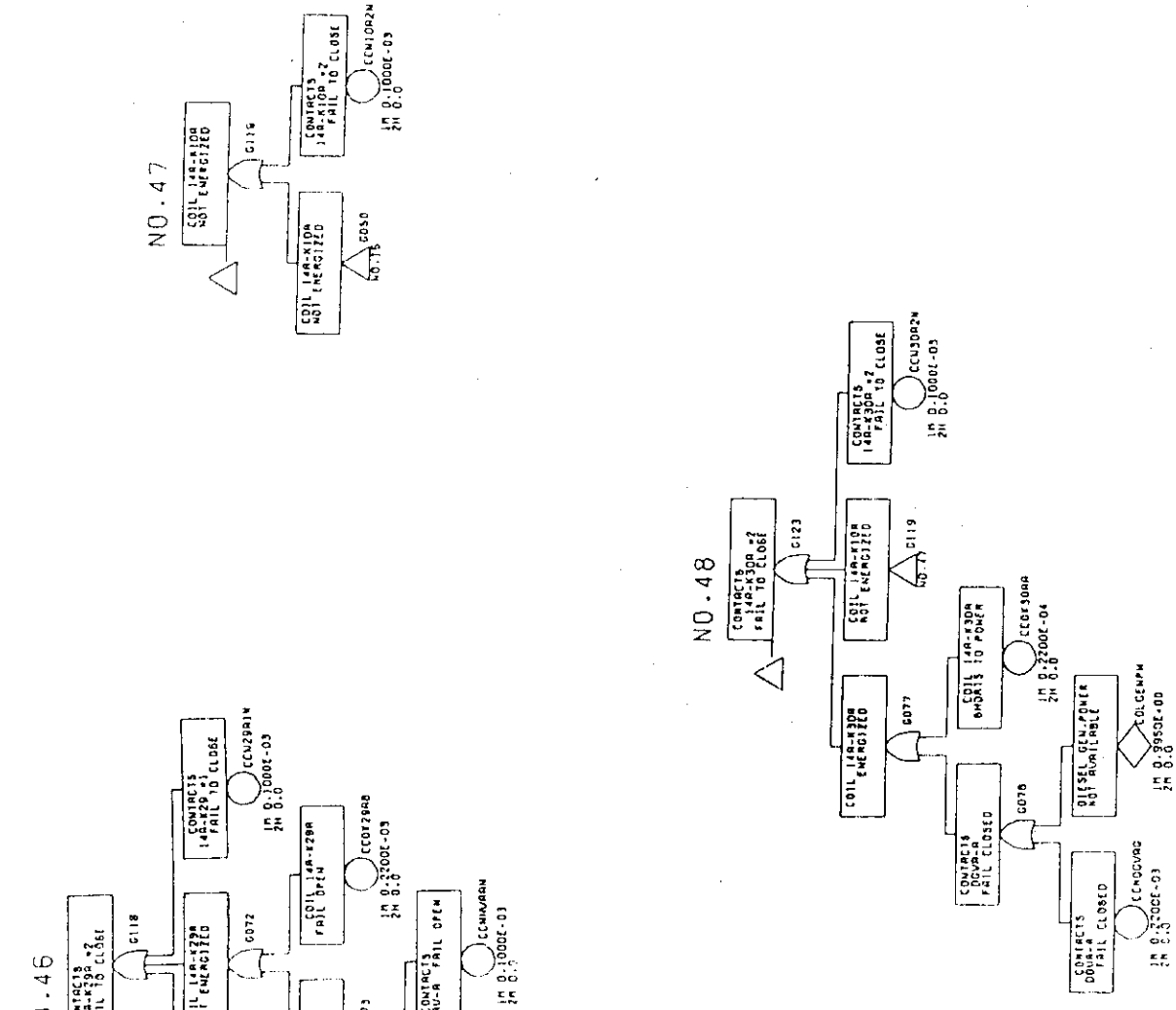

NO.28
CONTACTS 14A-K32A #1 FAIL TO CLOSE
G079
CONTACTS 14A-K10B #1 FAIL TO CLOSE
G049
NO.14
COIL 14A-K32A ENERGIZED
G080
CONTACTS 14A-K32A #1 FAIL OPEN
CCU32A1N
1M 0.1000E-03
2M 0.0
CONTACTS DGVA-B FAIL TO OPEN
G081
COIL 14A-K32A SHORTS TO POWER
CCDF32AA
1M 0.2200E-04
2M 0.0
CONTACTS DGVA-B FAIL CLOSED
CCNDGVBO
1M 0.2200E-04
2M 0.0
DIESEL GEN.POWER NOT AVAILABLE
DGLGENPW
1M 0.9060E+00
2M 0.0

NO.44

(Sh.20)

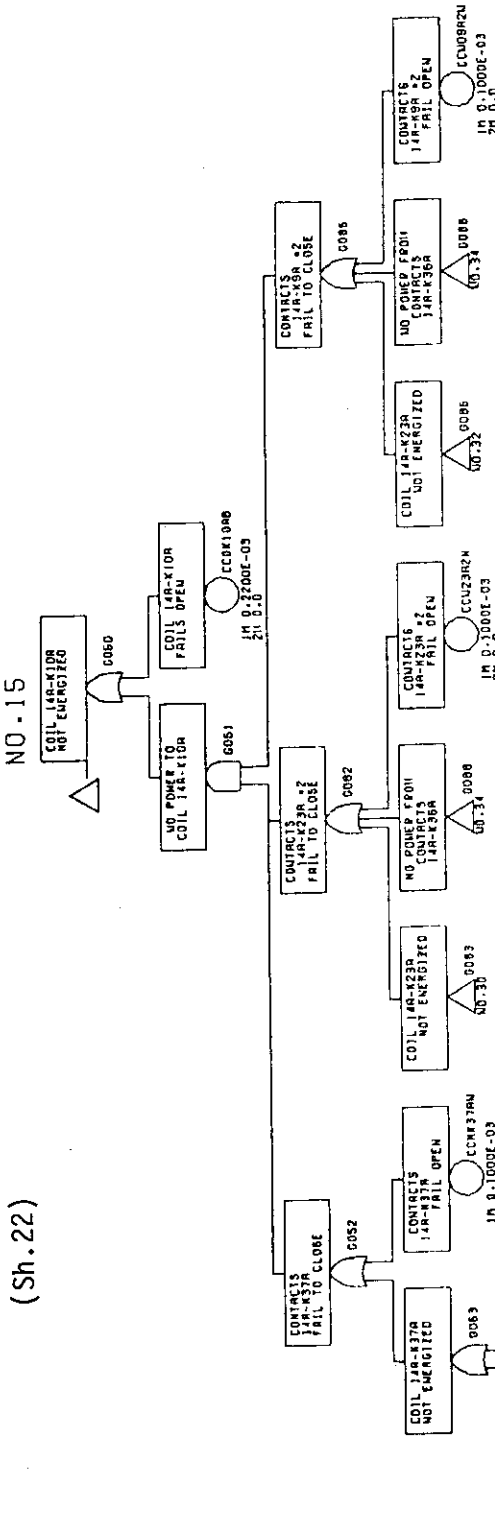


(Sh.21)


NO.46
CONTACTS 14A-K29 -2 FAIL TO CLOSE
G118
COIL 14A-K10A NOT ENERGIZED
G119
COIL 14A-K29A NOT ENERGIZED
G072
CONTACTS 14A-K29 -1 FAIL TO CLOSE
CCN29AIN
1M 0.1000E-03
2M 0.0
CONTACTS 14A-K10A FAIL TO CLOSE
G073
COIL 14A-K29A FAIL OPEN
CCD129AB
1M 0.2200E-03
2M 0.0
NORMAL PWR NOT AVAILABLE
NORSYPW
1M 0.5000E-07
2M 0.0
CONTACTS 4KV-A FAIL OPEN
CCN4VABN
1M 0.1000E-03
2M 0.0
NO.47
COIL 14A-K10A NOT ENERGIZED
G119
COIL 14A-K10A NOT ENERGIZED
G050
CONTACTS 14A-K10A -2 FAIL TO CLOSE
CCN10A2N
1M 0.1000E-03
2M 0.0
NO.48
CONTACTS 14A-K30A -2 FAIL TO CLOSE
G123
COIL 14A-K10A NOT ENERGIZED
G119
CONTACTS 14A-K30A -2 FAIL TO CLOSE
CCN30A2N
1M 0.1000E-03
2M 0.0
COIL 14A-K30A ENERGIZED
G077
COIL 14A-K30A BHDAIS TO POWER
CCDF30AA
1M 0.2200E-04
2M 0.0
CONTACTS DGUA-B FAIL CLOSED
G076
DIESEL GEN.POWER NOT AVAILABLE
CDLGENPW
1M 0.9950E-00
2M 0.0
CONTACTS DGUA-A FAIL CLOSED
CCNDGVAG
1M 0.2200E-03
2M 0.0

NO-15

(Sh.22)


COIL 14A-K10R NOT ENERGIZED
G050
NO POWER TO COIL 14A-K10R
G051
COIL 14A-K10R FAILS OPEN
CCDK10R
1M 0.220DE-03
2M 0.0
CONTACTS 14A-K23A #2 FAIL TO CLOSE
G052
CONTACTS 14A-K37A FAIL TO CLOSE
G053
COIL 14A-K37A NOT ENERGIZED
CONTACTS 14A-K37A FAIL OPEN
CCKM37AN
1M 0.100DE-03
2M 0.0
COIL 14A-K37A FAIL OPEN
CCDK37AB
1M 0.220DE-03
2M 0.0
NO POWER TO COIL 14A-K37A
G054
NO.16
CONTACTS 14A-K23A #2 FAIL TO CLOSE
G082
NO POWER FROM CONTACTS 14A-K36A
G088
NO.34
CONTACTS 14A-K23A #2 FAIL OPEN
CCU23R2N
1M 0.100DE-03
2M 0.0
COIL 14A-K23A NOT ENERGIZED
G083
NO.30
CONTACTS 14A-K9A #2 FAIL TO CLOSE
G085
NO POWER FROM CONTACTS 14A-K36A
G088
NO.34
CONTACTS 14A-K9A #2 FAIL OPEN
CCU09R2N
1M 0.100DE-03
2M 0.0
COIL 14A-K23A NOT ENERGIZED
G086
NO.32

付録C　縮小フォールト・ツリー

(Sh.1)

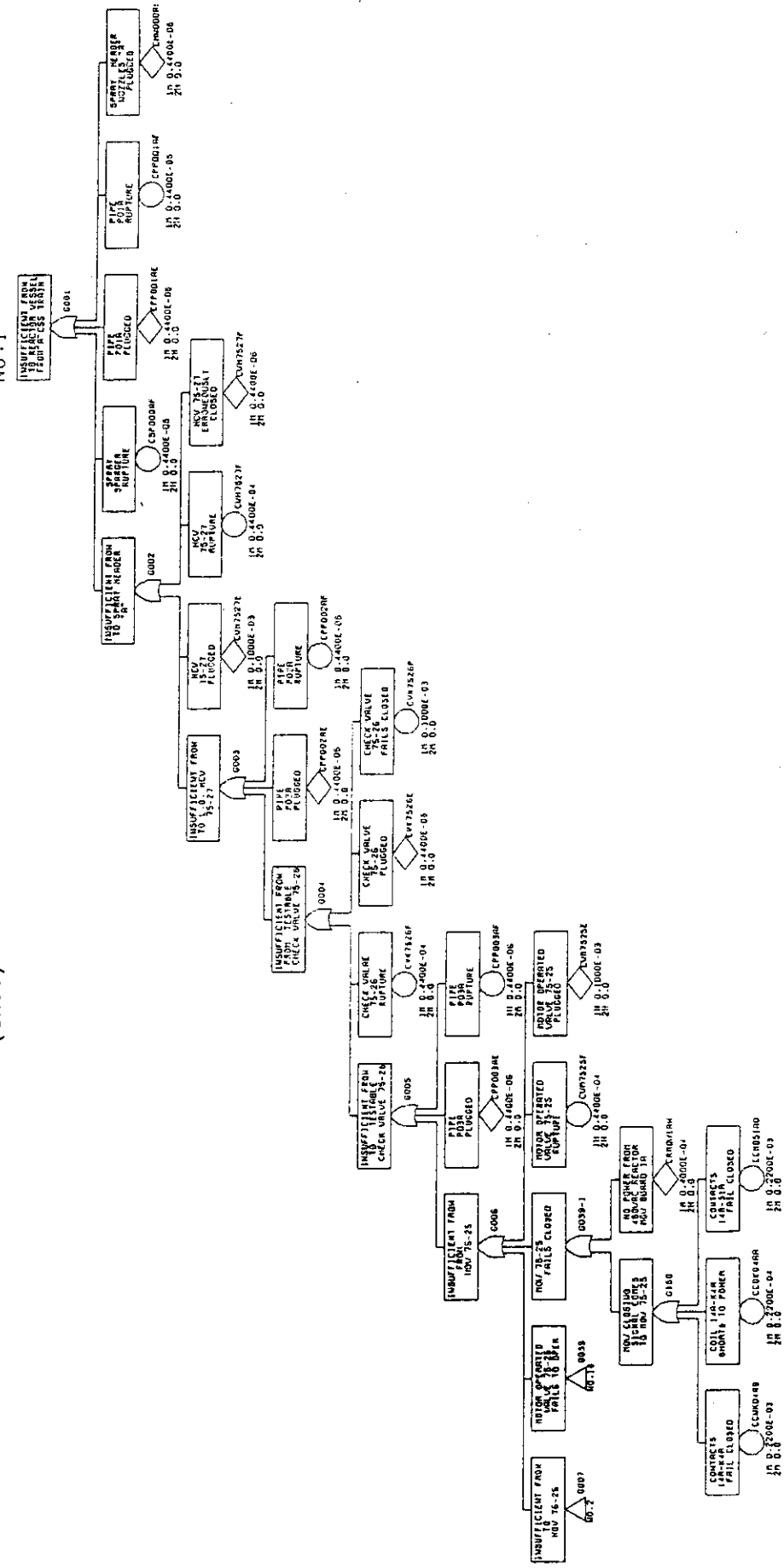
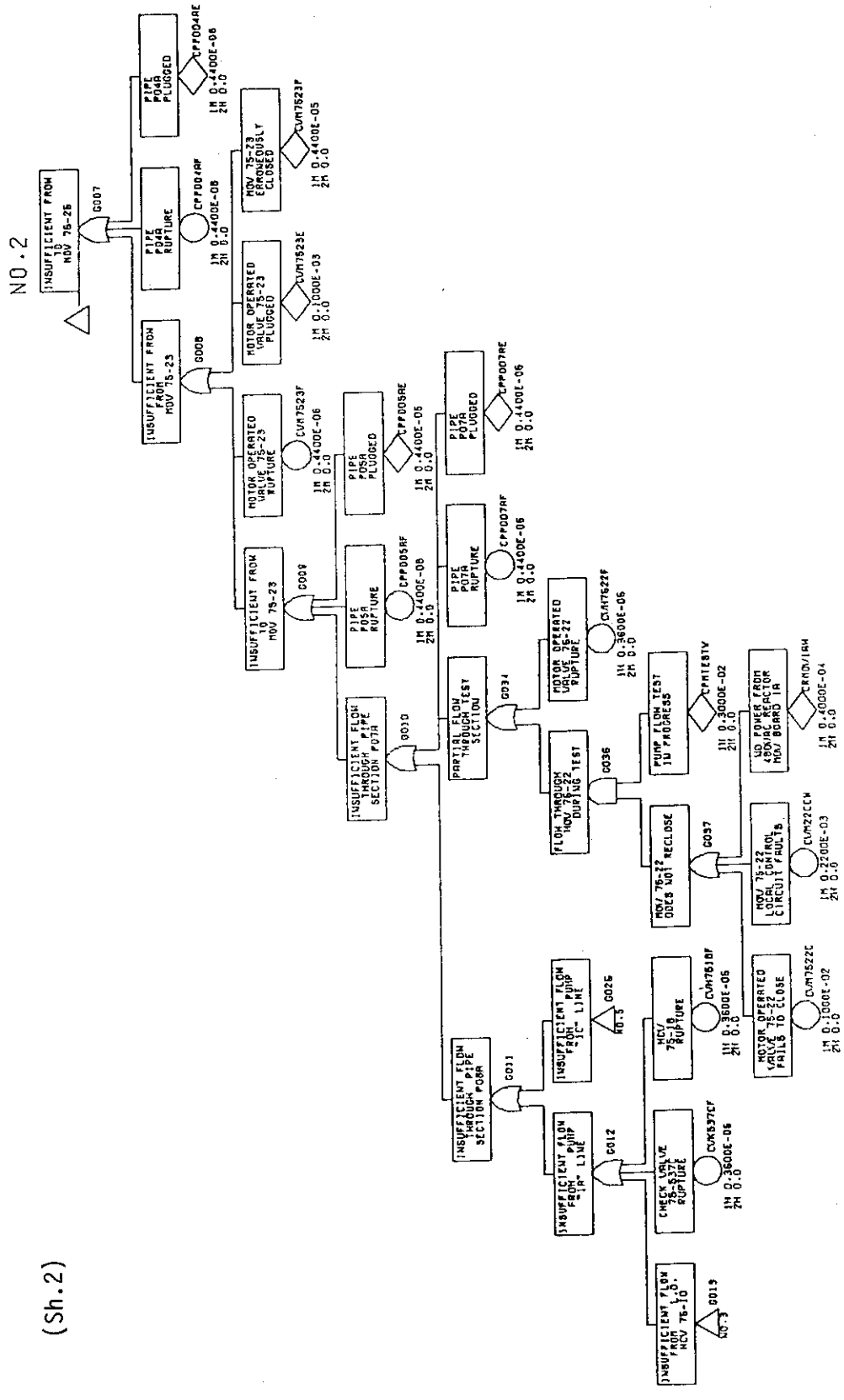
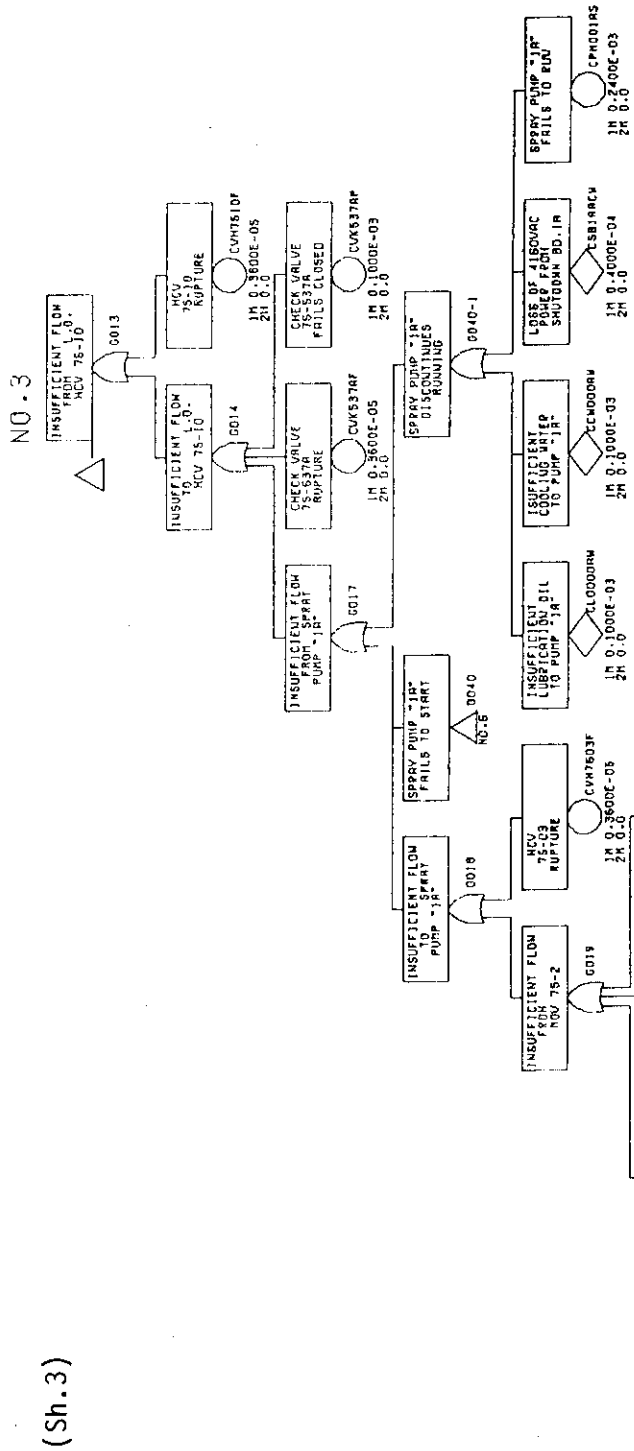


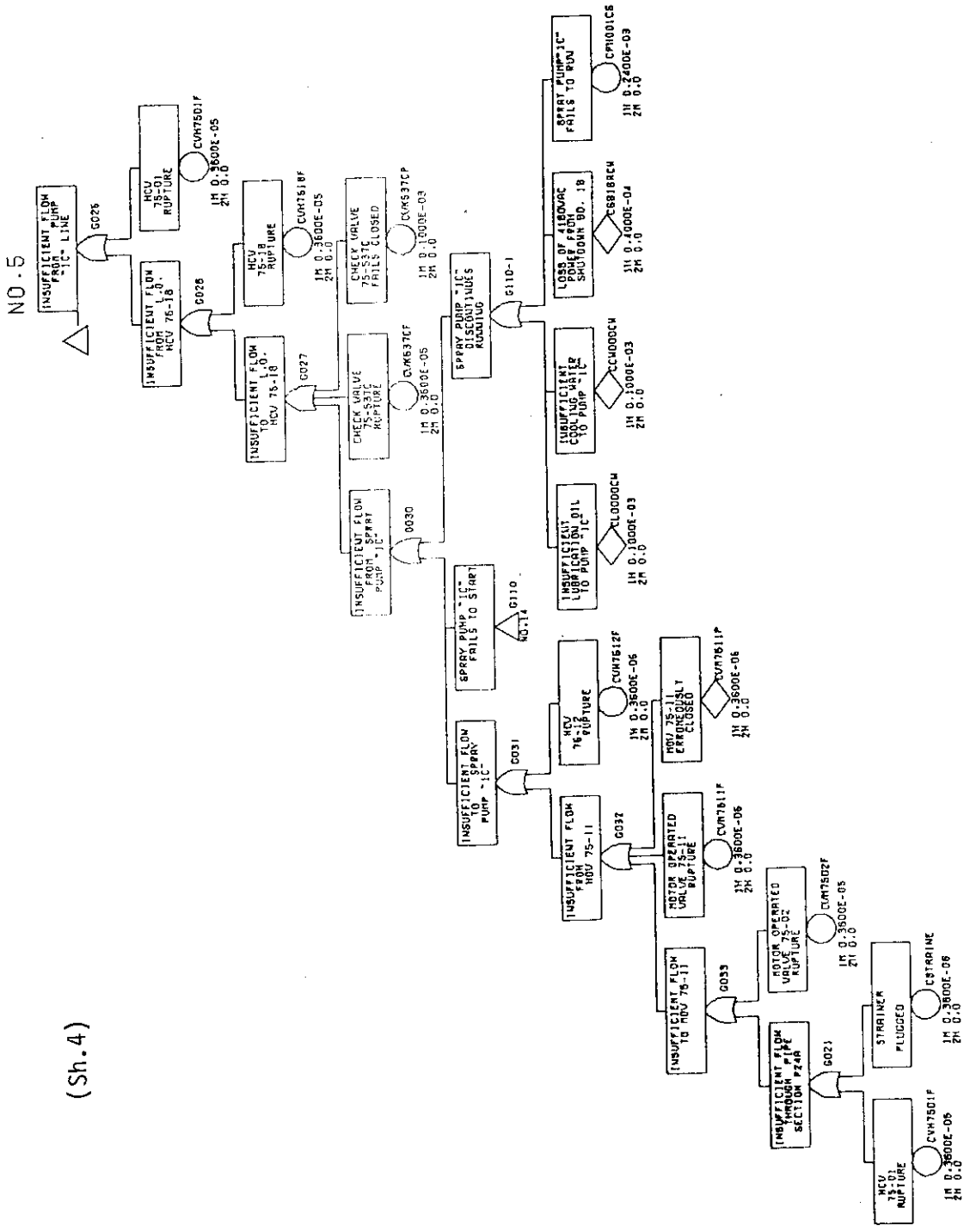
Fig. 8 Core Spray System Reduced Fault Tree

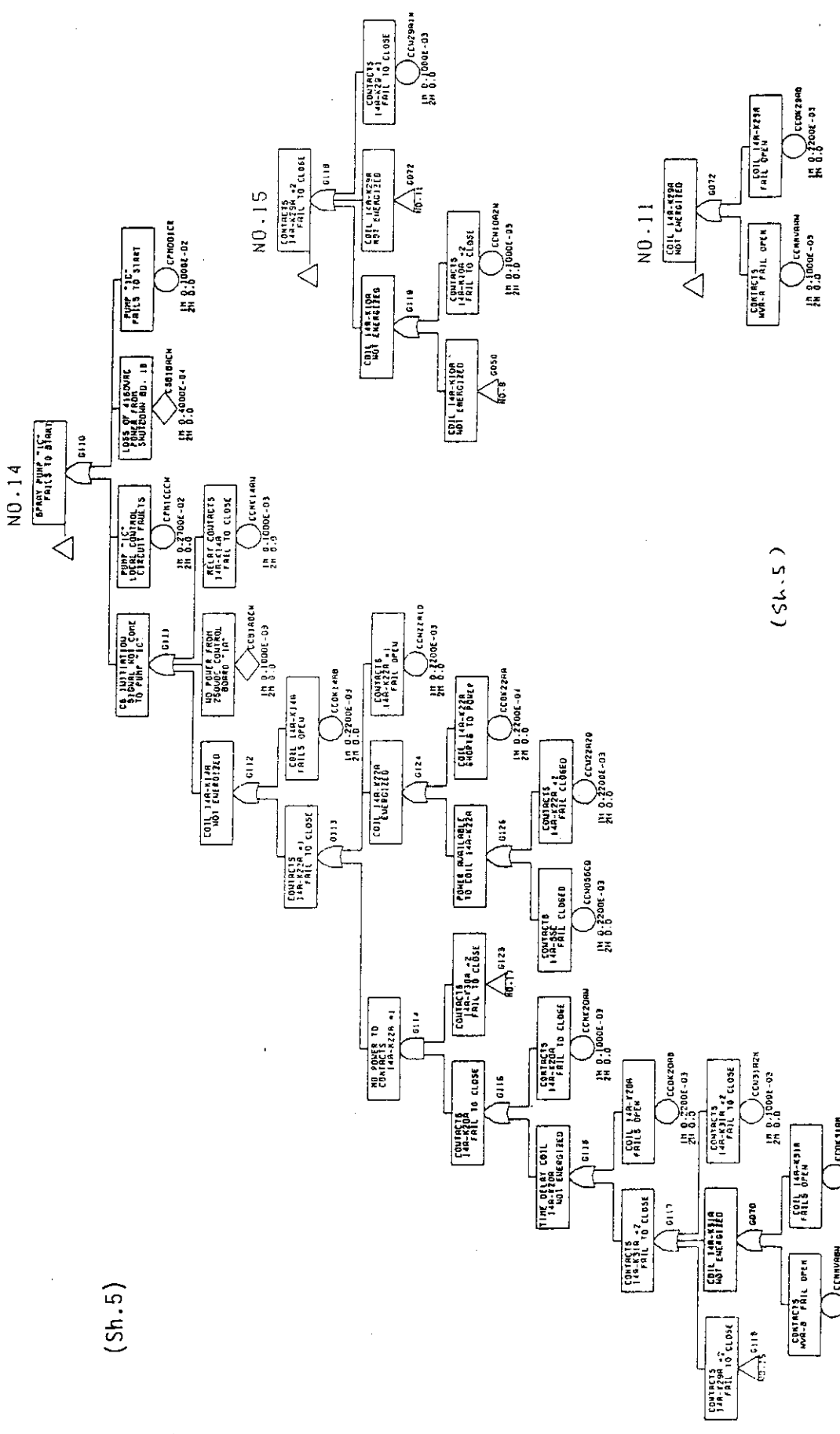
NO.2

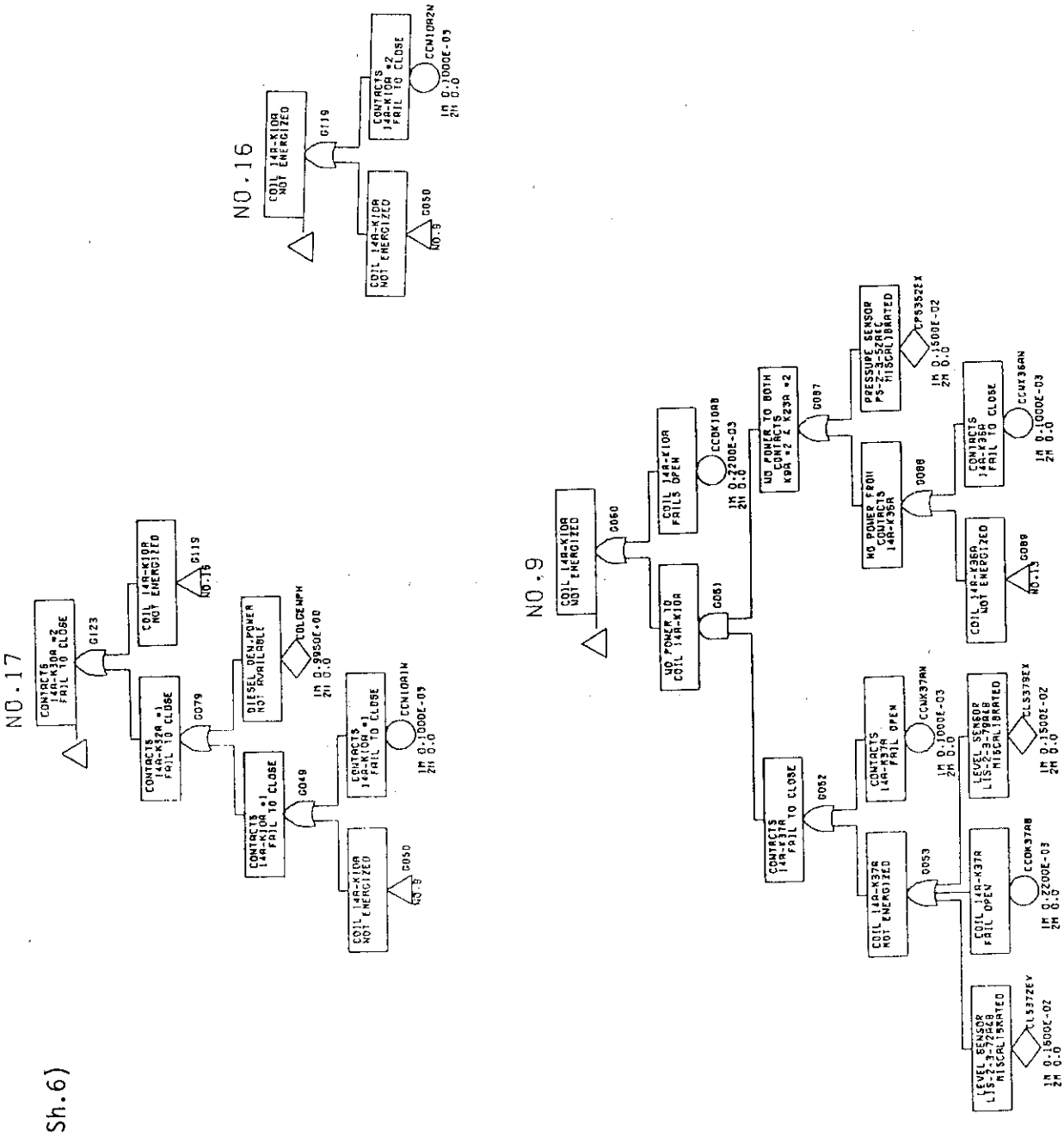

INSUFFICIENT FLOW TO MOV 75-25
G007
INSUFFICIENT FROM MOV 75-23
G008
PIPE P04A RUPTURE
CPP004F
1M 0.4400E-08
2H 0.0
PIPE P04A PLUGGED
CPP004E
1M 0.4400E-06
2H 0.0
MOTOR OPERATED VALVE 75-23 RUPTURE
CVM7523F
1M 0.4400E-06
2H 0.0
MOTOR OPERATED VALVE 75-23 PLUGGED
CVM7523E
1M 0.1000E-03
2H 0.0
MOV 75-23 FAILS TO REMAIN CLOSED
CVM7523F
1M 0.4400E-05
2H 0.0
INSUFFICIENT FLOW TO MOV 75-23
G009
PIPE P05A RUPTURE
CPP005F
1M 0.4400E-08
2H 0.0
PIPE P05A PLUGGED
CPP005E
1M 0.4400E-06
2H 0.0
INSUFFICIENT FLOW THROUGH PIPE SECTION P07A
G010
PIPE P07A RUPTURE
CPP007F
1M 0.4400E-06
2H 0.0
PIPE P07A PLUGGED
CPP007E
1M 0.4400E-06
2H 0.0
PARTIAL FLOW THROUGH TEST SECTION
G034
MOTOR OPERATED VALVE 75-22 RUPTURE
CVM7522F
1M 0.3600E-06
2H 0.0
FLOW THROUGH MOV 75-22 DURING TEST
G036
PUMP FLOW TEST IN PROGRESS
CPM1187V
1M 0.3000E-02
2H 0.0
MOV 75-22 DOES NOT RECLOSE
G037
NO POWER FROM ANY REACTOR MOV BOARD 1A
CRM0V1AM
1M 0.4000E-04
2H 0.0
MOV 75-22 CONTROL CIRCUIT FAILS
CVM22CCM
1M 0.2200E-03
2H 0.0
MOTOR OPERATED VALVE 75-22 FAILS TO CLOSE
CVM7522C
1M 0.1000E-02
2H 0.0
INSUFFICIENT FLOW THROUGH PIPE SECTION P08A
G011
INSUFFICIENT FLOW FROM 1C- LINE
G025
NO.5
MOV 75-18 RUPTURE
CVM7518F
1M 0.3600E-06
2H 0.0
INSUFFICIENT FLOW FROM 1A- LINE
G012
CHECK VALVE 75-537 RUPTURE
CVK537CF
1M 0.3600E-06
2H 0.0
INSUFFICIENT FLOW FROM MOV 75-10
G013
NO.3

(Sh.2)


NO.3
(Sh.3)
INSUFFICIENT FLOW FROM HCV 76-10
G013
INSUFFICIENT FLOW HCV 75-10
G014
HCV 75-10 RUPTURE
1M 0.3600E-05
2M 0.0
CVH7610F
CHECK VALVE 75-637A FAILS CLOSED
1M 0.1000E-03
2M 0.0
CVK637AF
CHECK VALVE 75-637A RUPTURE
1M 0.3600E-05
2M 0.0
CVK637AF
INSUFFICIENT FLOW FROM SPRAY PUMP "1A"
G017
SPRAY PUMP "1A" DISCONTINUES RUNNING
G040-1
LOSS OF 4160VAC POWER FROM SHUTDOWN BD. 1A
1M 0.4000E-04
2M 0.0
CSB14ACH
SPRAY PUMP "1A" FAILS TO RUN
1M 0.2400E-03
2M 0.0
CPM001AS
INSUFFICIENT FLOW TO SPRAY PUMP "1A"
G018
SPRAY PUMP "1A" FAILS TO START
NO.6
G040
INSUFFICIENT LUBRICATION OIL TO PUMP "1A"
1M 0.1000E-03
2M 0.0
CLOOOORW
INSUFFICIENT COOLING WATER TO PUMP "1A"
1M 0.1000E-03
2M 0.0
CEWOOORW
HCV 75-03 RUPTURE
1M 0.3600E-05
2M 0.0
CVM7603F
MOV 75-02 EPPOWER/SEX CLOSED
1M 0.3600E-05
2M 0.0
CLM7602P
INSUFFICIENT FLOW FROM MOV 75-2
G019
MOTOR OPERATED VALVE 75-02 RUPTURE
1M 0.3600E-05
2M 0.0
CLM7602F
INSUFFICIENT FLOW TO MOV 75-2
G020
MOTOR OPERATED VALVE 75-01 RUPTURE
1M 0.3600E-05
2M 0.0
CVM7511F
INSUFFICIENT FLOW THROUGH PIPE SECTION P24A
G021
STRAINER PLUGGED
1M 0.3600E-06
2M 0.0
CSTRAINE
HCV 75-01 RUPTURE
1M 0.3600E-05
2M 0.0
CVM751DF

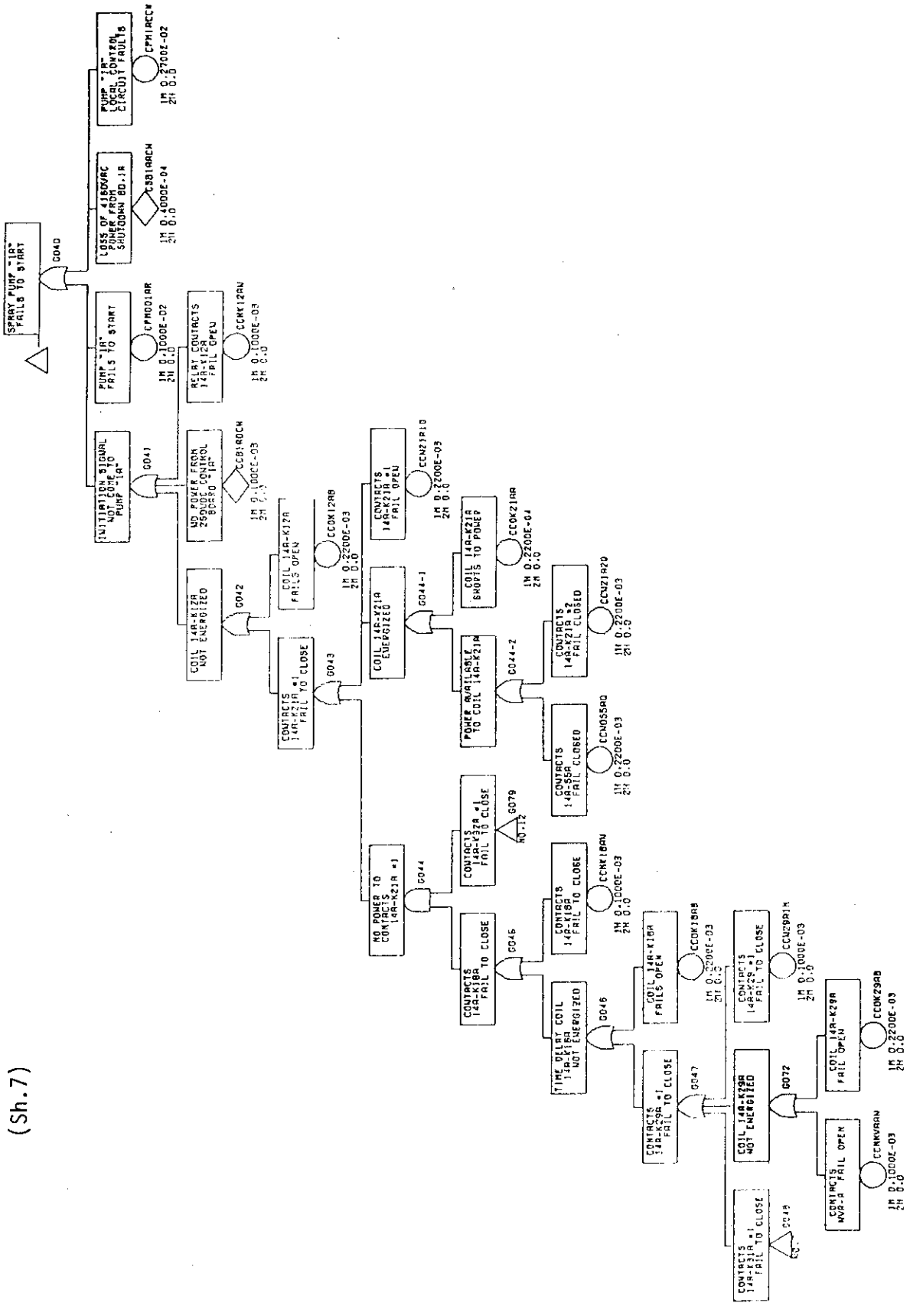

NO.5
(Sh.4)
INSUFFICIENT FLOW FROM "1C" PUMP "1C" LINE
G025
INSUFFICIENT FLOW FROM MCV 75-18
G026
MCV 75-01 RUPTURE
CVM75D1F
1M 0.3600E-05
2M 0.0
INSUFFICIENT FLOW TO MCV 75-18
G027
MCV 75-18 RUPTURE
CVM75I8F
1M 0.3600E-05
2M 0.0
CHECK VALVE 75-537C RUPTURE
CVM537CF
1M 0.3600E-05
2M 0.0
CHECK VALVE 75-537C FAILS CLOSED
CVM537CP
1M 0.1000E-03
2M 0.0
INSUFFICIENT FLOW FROM SPRAY PUMP "1C"
G030
SPRAY PUMP "1C" DISCHARGE VALVES
G110-1
SPRAY PUMP "1C" FAILS TO START
G110
G0-114
INSUFFICIENT FLOW TO SPRAY PUMP "1C"
G031
INSUFFICIENT LUBRICATION OIL TO PUMP "1C"
CLOOOOCH
1M 0.1000E-03
2M 0.0
INSUFFICIENT COOLING WATER TO PUMP "1C"
CCWOOOCH
1M 0.1000E-03
2M 0.0
LOSS OF 4160VAC POWER FROM SHUTDOWN BD. 1B
CS818CH
1M 0.4000E-04
2M 0.0
SPRAY PUMP "1C" FAILS TO RUN
CPM001CS
1M 0.2800E-03
2M 0.0
MCV 75-12 RUPTURE
CVM75I2F
1M 0.3600E-06
2M 0.0
INSUFFICIENT FLOW FROM MOV 75-11
G032
MOV 75-11 ERRONEOUSLY CLOSED
CVM7811P
1M 0.3600E-06
2M 0.0
MOTOR OPERATED VALVE 75-11 RUPTURE
CVM7811F
1M 0.3600E-06
2M 0.0
INSUFFICIENT FLOW TO MOV 75-11
G033
MOTOR OPERATED VALVE 75-02 RUPTURE
CVM7502F
1M 0.3600E-05
2M 0.0
INSUFFICIENT FLOW THROUGH PIPE SECTION P24A
G021
STRAINER PLUGGED
CSTRAINE
1M 0.3600E-06
2M 0.0
MCV 75-01 RUPTURE
CVM75D1F
1M 0.3600E-05
2M 0.0


NO.14
NO.15
NO.11
(Sh.5)
(Sh.5)

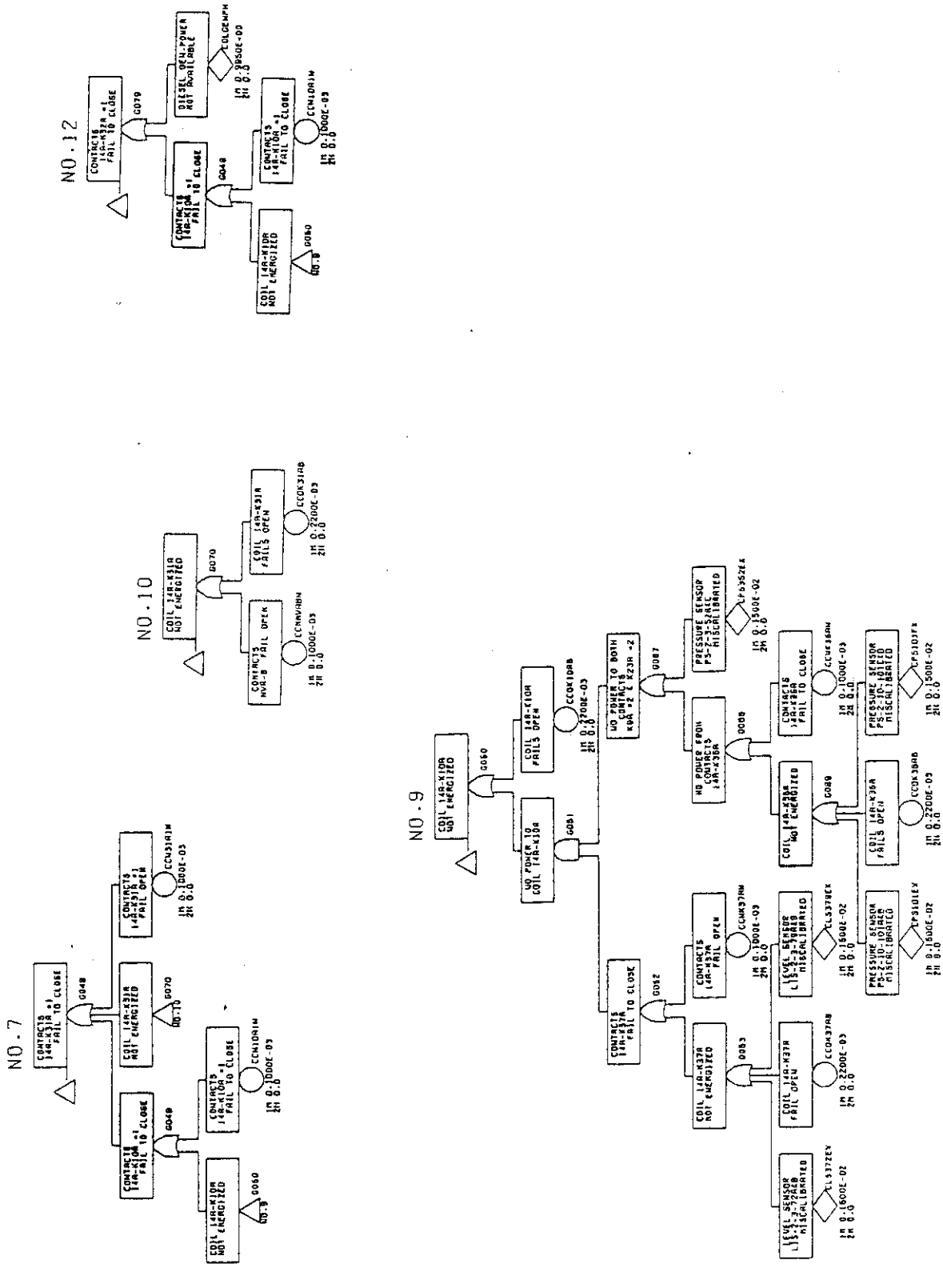

NO.17
CONTACTS 14A-K30A #2 FAIL TO CLOSE
G123
CONTACTS 14A-K30A #1 FAIL TO CLOSE
G079
COIL 14A-K10A NOT ENERGIZED
G119
NO.16
DIESEL DEN.POWER NOT AVAILABLE
COLDENPH
IM 0.99E-00
2M 0.0
CONTACTS 14A-K10A #1 FAIL TO CLOSE
G049
CONTACTS 14A-K10A #1 FAIL TO CLOSE
CCN10AIN
IM 0.10E-03
2M 0.0
COIL 14A-K10A NOT ENERGIZED
G050
NO.9
COIL 14A-K10A NOT ENERGIZED
G119
CONTACTS 14A-K10A #2 FAIL TO CLOSE
CCN10A2N
IM 0.10E-03
2M 0.0
COIL 14A-K10A NOT ENERGIZED
G050
NO.9
COIL 14A-K10A NOT ENERGIZED
G060
NO POWER TO COIL 14A-K10A
G061
COIL 14A-K10A FAILS OPEN
CCBK10AB
IM 0.22E-03
2M 0.0
NO POWER TO BOTH CONTACTS K9A #2 K23A #2
G087
PRESSURE SENSOR PS-2-3-52REC MISCALIBRATED
CP53S2EX
IM 0.15E-02
2M 0.0
NO POWER FROM CONTACTS 14A-K36A
G088
CONTACTS 14A-K36A FAIL TO CLOSE
CCNK36AN
IM 0.10E-03
2M 0.0
COIL 14A-K36A NOT ENERGIZED
G089
CONTACTS 14A-K37A FAIL TO CLOSE
G052
CONTACTS 14A-K37A FAIL OPEN
CCNK37AN
IM 0.10E-03
2M 0.0
LEVEL SENSOR LIS-2-3-79A1B MISCALIBRATED
CL537SEX
IM 0.15E-02
2M 0.0
COIL 14A-K37A NOT ENERGIZED
G053
COIL 14A-K37A FAIL OPEN
CCBK37AB
IM 0.22E-03
2M 0.0
LEVEL SENSOR LIS-2-3-79A1A MISCALIBRATED
CL537ZEY
IM 0.15E-02
2M 0.0
(Sh.6)

NO.6

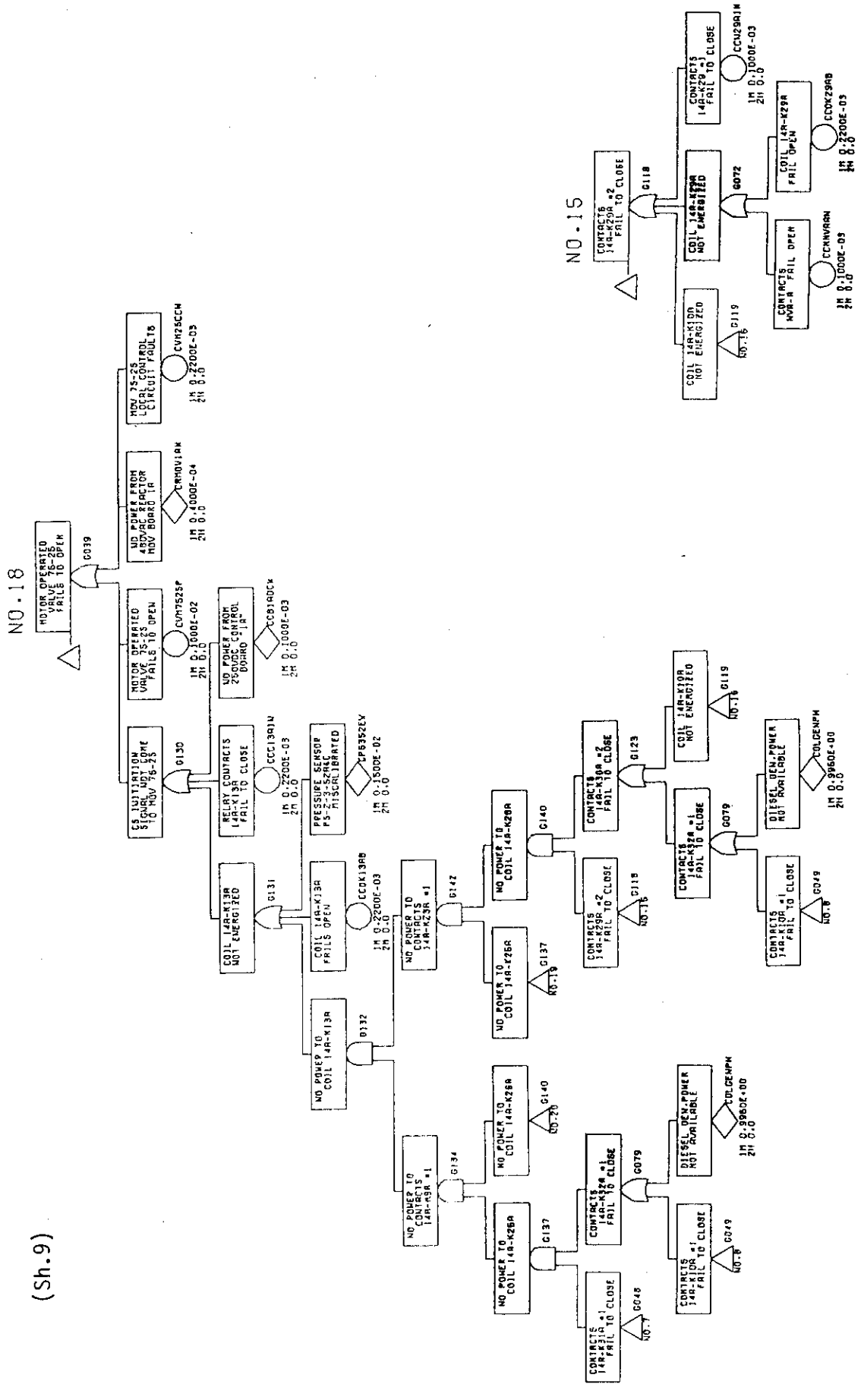
(Sh.7)


SPRAY PUMP "1A" FAILS TO START
G040
INITIATION SIGNAL NOT COME TO PUMP "1A"
PUMP "1A" FAILS TO START
LOSS OF 4160VAC POWER FROM SHUTDOWN BD.1A
PUMP "1A" LOCAL CONTROL CIRCUIT FAULTS
CPMIARCM
1M 0.2700E-02
2M 0.0
C881A0CM
1M 0.4000E-04
2M 0.0
CPMOD1AR
1M 0.1000E-02
2M 0.0
G041
NO POWER FROM 2ESSODE CONTROL BOARD "1A"
RELAY CONTACTS 14A-K12A FAIL OPEN
CCMK12AN
1M 0.1000E-03
2M 0.0
C881R0CM
1M 0.1000E-03
2M 0.0
COIL 14A-K12A NOT ENERGIZED
G042
COIL 14A-K12A FAILS OPEN
CCOK12AB
1M 0.2200E-03
2M 0.0
CONTACTS 14A-K21A #1 FAIL TO CLOSE
G043
COIL 14A-K21A ENERGIZED
CONTACTS 14A-K21A #1 FAIL OPEN
CCNK21AD
1M 0.2200E-03
2M 0.0
G044-1
COIL 14A-K21A SHORTS TO POWER
CCOK21AB
1M 0.2200E-04
2M 0.0
POWER AVAILABLE TO COIL 14A-K21A
G044-2
CONTACTS 14A-K21A #2 FAIL CLOSED
CCNK21A0
1M 0.2200E-03
2M 0.0
NO POWER TO CONTACTS 14A-K21A #1
G044
CONTACTS 14A-K13A #1 FAIL TO CLOSE
G079
NO.12
CONTACTS 14A-K55A FAIL CLOSED
CCNK55A0
1M 0.2200E-03
2M 0.0
CONTACTS 14A-K18A FAIL TO CLOSE
G045
CONTACTS 14A-K18A FAIL TO CLOSE
TIME DELAY COIL 14A-K16A NOT ENERGIZED
G046
CCNK18AN
1M 0.1000E-03
2M 0.0
COIL 14A-K16A FAILS OPEN
CCOK16AB
1M 0.2200E-03
2M 0.0
CONTACTS 14A-K29A #1 FAIL TO CLOSE
G047
COIL 14A-K29A NOT ENERGIZED
G072
CONTACTS 14A-K29A-#1 FAIL TO CLOSE
CCNK29AM
1M 0.1000E-03
2M 0.0
COIL 14A-K29A FAIL OPEN
CCOK29AB
1M 0.2200E-03
2M 0.0
CONTACTS 14A-K31A #1 FAIL TO CLOSE
G048
CONTACTS NVR-A FAIL OPEN
CCNKVA0N
1M 0.1000E-03
2M 0.0

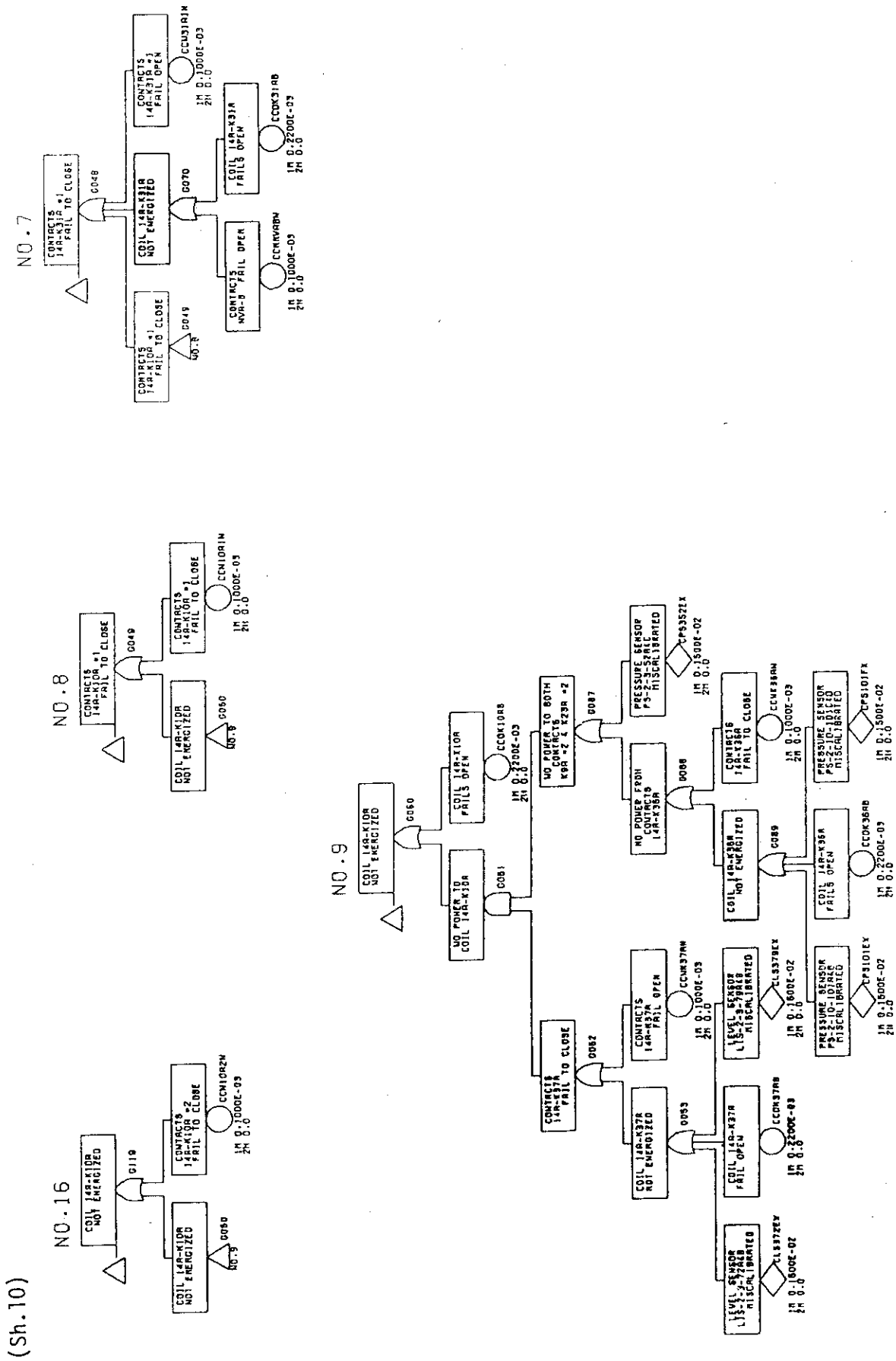
(Sh.8)



(Sh.9)


NO.18
MOTOR OPERATED VALVE 75-25 FAILS TO OPEN
G039
MOTOR OPERATED VALVE 75-25 FAILS TO OPEN
CVM7525F
1M 0.100E-02
2M 0.0
MOV 75-25 LOCAL CONTROL CIRCUIT FAULTS
CVM25CCM
1M 0.220E-03
2M 0.0
NO POWER FROM 480VAC REACTOR MOV BOARD 1A
CMMOV1AM
1M 0.400E-04
2M 0.0
CS INITIATION SIGNAL NOT COME TO MOV 75-25
G130
RELAY CONTACTS 14A-K13A FAIL TO CLOSE
CCCK13AN
1M 0.220E-03
2M 0.0
NO POWER FROM 250VDC CONTROL BOARD 1A
CCB1A0CM
1M 0.100E-03
2M 0.0
COIL 14A-K13A NOT ENERGIZED
G131
COIL 14A-K13A FAILS OPEN
CCDK13AB
1M 0.220E-03
2M 0.0
PRESSURE SENSOR PS-2-3-52A&C MISCALIBRATED
CPS352CX
1M 0.150E-02
2M 0.0
NO POWER TO COIL 14A-K13A
G132
NO POWER TO CONTACTS 14A-K29A *1
G142
NO POWER TO CONTACTS 14A-K29A *1
G134
NO POWER TO COIL 14A-K26A
G140
NO POWER TO COIL 14A-K26A
G137
NO POWER TO COIL 14A-K26A
G137
NO POWER TO COIL 14A-K26A
G140
CONTACTS 14A-K13A *1 FAIL TO CLOSE
CONTACTS 14A-K32A *1 FAIL TO CLOSE
G079
CONTACTS 14A-K29A *2 FAIL TO CLOSE
G123
CONTACTS 14A-K13A *1 FAIL TO CLOSE
G049
DIESEL GEN. POWER NOT AVAILABLE
CDLGENPM
1M 0.396E+00
2M 0.0
COIL 14A-K10A NOT ENERGIZED
G119
NO.15
CONTACTS 14A-K29A *2 FAIL TO CLOSE
G118
COIL 14A-K10A NOT ENERGIZED
G119
CONTACTS 14A-K29A FAIL TO CLOSE
CCU29AIM
1M 0.100E-03
2M 0.0
COIL 14A-K29A NOT ENERGIZED
G072
COIL 14A-K29A FAIL OPEN
CCDK29AB
1M 0.220E-03
2M 0.0
CONTACTS NVA-A FAIL OPEN
CCNVAAN
1M 0.100E-03
2M 0.0

(Sh.10)


NO.16
COIL 14R-K10A NOT ENERGIZED
G119
COIL 14R-K10A NOT ENERGIZED
G050
CONTACTS 14R-K10A #2 FAIL TO CLOSE
CCN10A2N
1M 0.10D0E-03
2M 0.0
NO.8
CONTACTS 14R-K10A #1 FAIL TO CLOSE
G049
COIL 14R-K10A NOT ENERGIZED
G050
CONTACTS 14R-K10A #1 FAIL TO CLOSE
CCN10A1N
1M 0.10D0E-03
2M 0.0
NO.7
CONTACTS 14R-K31A #1 FAIL TO CLOSE
G048
COIL 14R-K31A NOT ENERGIZED
G070
CONTACTS 14R-K31A #1 FAIL OPEN
CCN31A1N
1M 0.10D0E-03
2M 0.0
COIL 14R-K31A FAILS OPEN
CCDK31AB
1M 0.22D0E-03
2M 0.0
CONTACTS NVA-D FAIL OPEN
CCNVA0N
1M 0.10D0E-03
2M 0.0
CONTACTS 14R-K10A #1 FAIL TO CLOSE
G049
NO.8
NO.9
COIL 14R-K10A NOT ENERGIZED
G050
NO POWER TO COIL 14R-K10A
G081
COIL 14R-K10A FAILS OPEN
CCDK10AB
1M 0.22D0E-03
2M 0.0
NO POWER TO BOTH CONTACTS K9A #2 & K23A #2
G087
CONTACTS 14R-K37A FAIL TO CLOSE
G052
COIL 14R-K37A NOT ENERGIZED
G053
CONTACTS 14R-K37A FAIL OPEN
CCDK37AN
1M 0.10D0E-03
2M 0.0
LEVEL SENSOR LIS-2-37A-1(RAIS NISCAL)BRATED
CLS37B1X
1M 0.15D0E-02
2M 0.0
COIL 14R-K37A FAIL OPEN
CCDK37AB
1M 0.22D0E-03
2M 0.0
LEVEL SENSOR LIS-2-37A-1(RAIS NISCAL)BRATED
CLS37B2X
1M 0.15D0E-02
2M 0.0
NO POWER FROM CONTACTS 14R-K36A
G088
PRESSURE SENSOR PS-2-10-1(RAIS NISCAL)BRATED
CPS352IX
1M 0.15D0E-02
2M 0.0
COIL 14R-K36A NOT ENERGIZED
G089
CONTACTS 14R-K36A FAIL TO CLOSE
CCVE36AN
1M 0.10D0E-03
2M 0.0
COIL 14R-K36A FAILS OPEN
CCDK36AB
1M 0.22D0E-03
2M 0.0
PRESSURE SENSOR PS-2-10-1(RAIS NISCAL)BRATED
CPS101FX
1M 0.15D0E-02
2M 0.0
PRESSURE SENSOR PS-2-10-1(RAIS NISCAL)BRATED
CPS101EX
1M 0.15D0E-02
2M 0.0

付録D　人間の信頼性解析

"Handbook of Human Reliability Analysis With Emphasis on Nuclear Plant Applications" A.D. Swain　H.E. Guttman, NUREG／CR－1278 の一部を抜粋して次に示そう。

従属性　（Dependence）

人間の信頼性を解析するとき主題となるのは，あるタスクの失敗もしくは成功の確率が，他のタスクの失敗・成功の確率にどのように関係するかを決めることである。2つの事象（タスクAの失敗とタスクBの失敗）は一方の事象の条件付確率が，他の事象の存在にかかわらず同じとき独立である。例えば，タスクBの成功確率が，タスクAの失敗・成功に無関係ならば独立である。もし，事象が独立でなければ従属である。

従属を評価する最良の方法は，実際のデータから条件付確率を決定することである。

第2の方法は客観的データがないとき用いられるものだが，仕事及びそれら相互関係の性質から条件付確率を評価する方法である。

第3の方法は，適当な従属レベルのみで条件付確率を評価した従属モデルを使う。

従属には2つのタイプがあり，直接によるものと共通要因によるものである。直接従属（Direct Dependence）とは，あるタスクの結果が，直接次のタスクの結果に影響を与えるような場合である。もう一方は，2つ以上のタスクの遂行が共通の影響又は共通要因に関係している場合である。しかし，人間の行為を扱う場合ほとんどの従属は共通要因型であるため，共通要因型従属と，より直接的従属の区別はあまり有用でない。

従属は連続でありどんなタスク間にも適当なレベルを決めなければならない。これは困難なことであり，ある単純化を要するであろう。ここでは，連続している条件付確率を近似するために，従属を5つに区分している。

(1)　ゼロ従属（Zero Dependence ；ZD）

ゼロ従属とは，あるタスクの完遂（完遂されない場合も含む）が次の仕事の完遂に影響を与えないような場合である。１００％独立は人的事象において稀にはあるが，従属性が大変少なく解析の意味としてゼロ従属として仮定する場合は時にある。

(2)　低従属（Low Dependence ；LD）

低従属はゼロ従属より大きい従属レベルを表わすが，従属性の空間であまり離れたものではない。タスク間の従属性が明らかにゼロより大きいが，そんなに大きくないときに低従属は都合が良い。

(3)　中従属（Moderate Dependence ；MD）

中従属は，低従属と高従属間の従属レベルを表わす。中間の従属レベルではあるが，低レベルも高レベルもあまり適応できない場合にこの従属レベルを用いる。

(4)　高従属（High Dependence ；HD）

高従属はゼロ従属と完全従属のほぼ中間の従属レベルを表わす。これは2つのタスク間に完

全従属性はないが，明らかに高いレベルの従属性があるとき用いる。高従属は１つのタスクの結果が次のタスクの結果に強く影響することを意味する。

(5) 完全従属（Complete Dependence ；CD）

１つの仕事を２人でする行動間の完全従属性は，ゼロ従属ほど稀ではないが非常に少ない。１人の人間でなされた２つの行動間の完全従属がより一般的である。この一般的例として“やり忘れ”がある。もし運転員がタスクの第１段階をし忘れるとすると，そのタスクの全ステップがなされないだろう。

ゼロ従属や完全従属が適切か否かを決めるのは容易であるが，もしこの両極端でないなら従属の３つの中間レベルのうち，１つを指定しなければならない。しかし，低従属，中従属，高従属の３つの中間レベルを区別するきまった規定がないので，この判断は解析者の経験によるのである。

この報告書の中では，失敗の方程式は，低従属レベル，中従属レベル，高従属レベルに対して，人的過誤確率（Basic Human Error Probability ； ゼロ従属）と1.0（完全従属）の間のそれぞれ５％，１５％，５０％の条件付失敗確率を与えるように選択されている。Table 7にその方程式を示す。

また，較正などの作業では，２人１組となり，１人が手順書を読み他方に口頭で指示する場合がある。この場合，手順書を読むものが，点検員としての役割を果たす。しかし，この点検員の作業は受身的であるため，その人間過誤率としては，５０％という高レベルの値を仮定する。したがって，条件付失敗確率の方程式は，Table 7 の中の（7－17）を採用することになる。

Table 7 Equations for Conditional Probabilities of Success and Failure on Task "N," Given Success or Failure on Task "N-1," for Different Levels of Dependence

Success Equations	Equation No.	Failure Equations	Equation No.
$Pr[S_{"N"} \mid S_{"N-1"} \mid ZD] = n$	(7-9)	$Pr[F_{"N"} \mid F_{"N-1"} \mid ZD] = N$	(7-14)
$Pr[S_{"N"} \mid S_{"N-1"} \mid LD] = \frac{1 + 19n}{20}$	(7-10)	$Pr[F_{"N"} \mid F_{"N-1"} \mid LD] = \frac{1 + 19N}{20}$	(7-15)
$Pr[S_{"N"} \mid S_{"N-1"} \mid MD] = \frac{1 + 6n}{7}$	(7-11)	$Pr[F_{"N"} \mid F_{"N-1"} \mid MD] = \frac{1 + 6N}{7}$	(7-16)
$Pr[S_{"N"} \mid S_{"N-1"} \mid HD] = \frac{1 + n}{2}$	(7-12)	$Pr[F_{"N"} \mid F_{"N-1"} \mid HD] = \frac{1 + N}{2}$	(7-17)
$Pr[S_{"N"} \mid S_{"N-1"} \mid CD] = 1.0$	(7-13)	$Pr[F_{"N"} \mid F_{"N-1"} \mid CD] = 1.0$	(7-18)

付録E　システムの時間要素

システムの時間区分をFig.9に示す。それぞれの時間要素の説明は，Table 8に示すことにしよう。なお，これらの信頼性用語は全て「日本工業規格ＪＩＳ　Ｚ８１１５－１９８１」に基づいている。

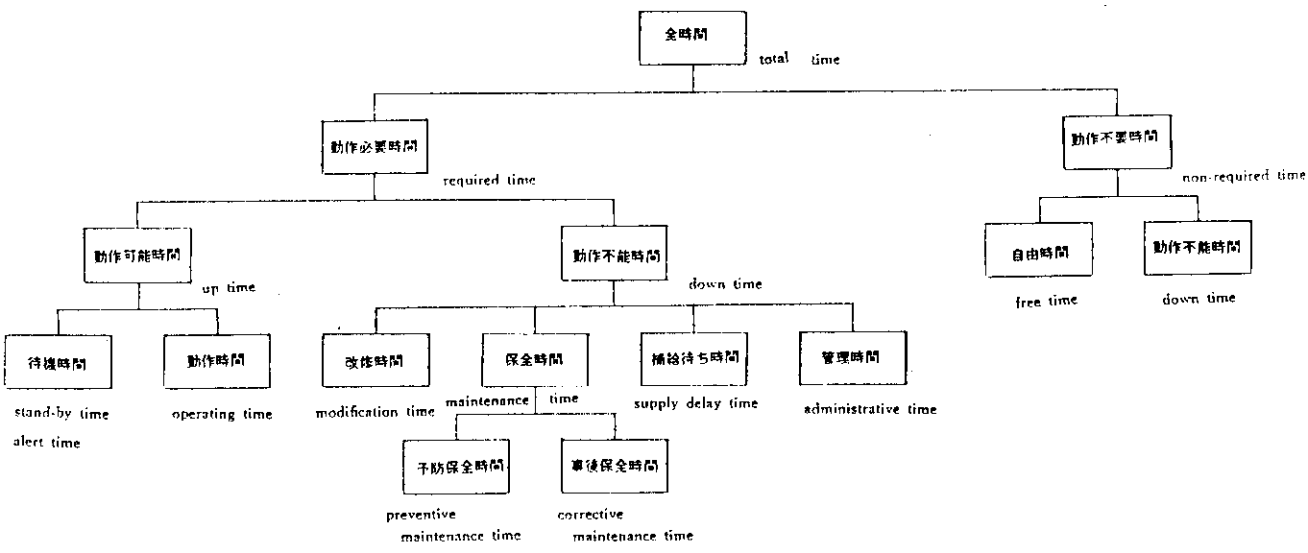


Fig. 9　Time Element

Table 8　Time Element Explanation

用　　語	意　　味
動作必要時間	アイテム[注)]が動作することを要求される時間
動作不要時間	アイテムが動作することを要求されない時間
動作可能時間	アイテムが機能を果たすことができる状態にある時間
動作不能時間	アイテムが機能を果たすことができる状態にない時間
自由時間	アイテムの動作不要時間中の動作可能時間
待機時間	動作必要時間中の動作可能時間の一部で，動作させていない時間
動作時間	アイテムが動作状態で，機能を果たしている時間 使命時間（mission time）と起動時間（reaction time）とに分けられる
保全時間	予防保全及び事後保全に要する時間
改修時間	アイテムの改修に要する時間
補給待ち時間	保全に必要な部品，材料が直ちに入手できないために保全作業が実施できない時間
管理時間	動作不能時間のうち，保全時間，改修時間，補給待ち時間を除いた時間
予防保全時間	予防保全[(1)]に要する時間
事後保全時間	事後保全[(2)]に要する時間

(1) アイテムの使用中での故障を未然に防止し，アイテムを使用可能状態に維持するために計画的に行なう保全

(2) 故障が起こった後でアイテムを運用可能状態に回復するために行なう保全

注）アイテム　：信頼性の対象となるシステム（系），サブシステム，機器，装置，部品，素子，要素などの総称又はいずれか