

目次

1. まえがき
2. 国外における全交流電源喪失事象(SBO)の位置付けと現状等について
 - 2.1 国外のSBOの規制上の位置付け及び取り扱いとプラント設計の現状
 - 2.2 国外の交流電源喪失事例等
 - 2.3 国外のSBO等に対する信頼性評価
3. 我が国におけるSBOの位置付けと現状等について
 - 3.1 SBOの規制上の位置付け及び取り扱い
 - 3.2 SBOに対するプラント設計の現状
 - 3.3 プラントの運転管理実施状況
 - 3.4 交流電源喪失事例等
 - 3.5 SBO等に対する信頼性評価
4. SBOに対する指針及び安全確保対策の評価
5. 結論
 - 5.1 調査結果のまとめ
 - 5.2 SBOに関する今後の課題
6. 添付図表

原子力発電所における
全交流電源喪失事象について

平成5年6月11日

原子力施設事故・故障分析評価検討会
全交流電源喪失事象検討ワーキング・グループ

1. まえがき

全交流電源喪失事象(Station Blackout,以下「SBO」という。)とは、「外部交流電源喪失と同時に所内非常用交流電源が喪失する事象」をいう。(注)

即ち、SBOは、外部電源がすべて喪失し、かつ非常用ディーゼル発電機(Emergency Diesel Generator,以下「EDG」という。)の全数起動失敗等により発生する複合事象であり、その発生頻度は非常に低いと考えられる。

この万一のSBOの発生に備えて、原子力プラントは、短時間のSBOの発生に対して、原子炉を安全に停止し、かつ、停止後の冷却を確保できるよう設計されている。しかし、仮に短時間で交流電源が復旧できずSBOが長時間に及ぶ場合には、非常用蓄電池の枯渇による運転監視・制御機能等が失われ炉心の冷却等が維持できなくなることから、炉心の損傷等の重大な結果に至る可能性が生じると考えられる。なお、近年、SBOのような発生頻度が非常に低いと考えられる事象を含む想定し得るすべての事故シナリオを対象として、炉心損傷等の可能性を定量的に分析・評価する確率論的安全評価(以下「PSA」という。)が多くの国で行われている。

本ワーキンググループでは、①海外においては、短時間(調査した範囲では最長36分)ではあるがSBO事例が報告されていること、②米国の代表的な原子力プラントのPSAの結果によるとSBOが炉心損傷の主要な寄与要因となる原子力プラントがあることが報告されていること、更に、③近年、米国内でSBOに対する規制措置がとられていること等に鑑み、SBOに関して国内外の原子力プラントについて規制上の要求事項、事故故障事例の調査等を行い、主にこれらの現状について以下のとおり取りまとめた。(本ワーキンググループの構成員等は別紙の通り)

(注)我が国の「発電用軽水型原子炉施設に関する安全設計審査指針」では、全交流動力電源喪失事象とされている。

2. 国外におけるSBOの位置付けと現状等について

2.1 国外のSBOの規制上の位置付け及び取り扱いとプラント設計の現状

2.1.1 米国

(1) 米国のSBOの規制上の位置付け及び取り扱い

1975年に発行された「原子炉安全研究(Reactor Safety Study)」でSBOが炉心損傷発生頻度に重要な寄与を示し、また、米国内における非常用交流電源の信頼性は、当初想定していたほど高いものではないことが明らかになった。このため、原子力規制委員会(NRC)は、1979年、SBOを未解決安全問題(Unresolved Safety Issue: USI) A-44に指定し、1980年7月から新たな規制上の要求を行うべきか検討を開始した。

NRCは1988年6月、外部電源喪失の発生頻度及び継続時間の評価、非常用交流電源系の信頼性評価等、SBOについての技術的評価を行ったNUREG-1082を発行した。その中で、SBOによる炉心損傷の発生頻度を 10^{-5} /炉年以下にすることが望ましく、このためには各発電所においてSBOが2~8時間程度継続した場合でも炉心損傷に至らないという耐久能力を有すべきであると結論した。これを受け、NRCは1988年7月連邦規則(Code of Federal Regulations)10CFR50.68:「全交流電源喪失」(以下「SBO規則」という。)を追加し、SBOに対する耐久能力を有するかまたは代替交流電源の設置等の対応策を必要とするかの評価を行うことを法的に要求した。また、NRCスタッフはSBOに対する耐久能力を評価する具体的な方法等を示した規制指針(Regulatory Guide)1.155(以下「RG1.155」という。)を1988年9月に発行した。

一方、米国の電気事業者と原子炉メーカーの連合組織である原子力経営人材協議会(NUMARC)は、RG1.155より詳細な評価方法等を示したNUMARC-8700をとりまとめた。NRCスタッフはNUMARC-8700をレビューし、NUMARC-8700に示された方法を受容できるものと承認した。

原子力発電所を有する米国の各電気事業者は、SBO規則に定められた1989年4月17日まで、NUMARC-8700に示された方法を用いてSBOに関する評価を行いNRCに提出した。NRCはこれらをレビューし、約半数のプラントについては、電気事業者の設備及び手順書等の変更計画を承認し、2年以内に變更するよう指示している。最終的には、1994年末を目標にこれら設備及び手順書等の変更を終了させる予定である。

(2) 米国のプラント設計の現状と運転管理の概要

米国の原子力発電所の電源構成は、プラントによって異なるが、図表2-1及び図表2-2に示す構成を基本としている。米国の多くのプラントは、2つの異なる電圧の送電線により電力系統と接続されている。通常運転状態では、所内負荷は、主発電機に接続された所内補助変圧器を介して給電されている。原子炉の起動・停止時には、起動変圧器(停止変圧器または予備補助変圧器とも呼ばれる。)を介して給電される。安全関連の系統・機器への給電は、運転員の選択で所内補助変圧器、起動変圧器、EDGの何れかから行われる。主発電機がトリップ等して所内補助変圧器からの給電が行われない場合には、安全関連の系統・機器への給電は、自動的に起動変圧器、またはEDGに切替えられる。起動変圧器、又はEDGのどちらを優先するかはプラントによって異なる。なお起動変圧器が複数設置されている

る場合は、これもバックアップとなる。全ての外部電源が喪失した場合は、EDGが自動的に起動し、安全関連の系統・機器へ給電される。

RGI.155によりSBO時の耐久能力を示せなかった場合に、SBO規則に従って設置を義務付けられている代替交流電源とは、安全関連の系統・機器へ、所内または発電所近くから給電可能な交流電源で、具体的な例をあげると次のようになる。単一設置サイトでは、所内の非常用の区分に属さないEDGまたは所の火力・水力発電所からの受電設備の設置、また複数設置サイトでは、各プラントの非常用母線間でのクロスタイの設置である。例を図表2-3及び図表2-4に示す。

米国の原子力プラントの電源系についての運転管理は、技術仕様書に規定されている。ここでは、プラントを特定しない標準技術仕様書に規定された電源系の運転管理の概要を紹介する。

1) EDGのサーベランス

①無負荷起動試験

無負荷起動試験は、手動起動信号、外部電源喪失検出信号等によりEDGを起動させ、10秒以内に規定回転数、発電機電圧、周波数が確立されることを確認するものである。

②負荷運転継続試験

起動試験に引続き負荷を取る試験で、60秒以内に、同期及び規定電圧が確保され、60分間以上運転を継続することができることを確認するものである。

③EDGの試験頻度

EDGの無負荷起動試験及び負荷運転継続試験の試験頻度は、当該プラントのそれまでの試験の成績を基に、次のように規定されている。最近の100回の試験中に発生した故障回数が、0または1回の場合は31日間に少なくとも1回の試験、2回の場合は2週間に少なくとも1回の試験、3回の場合は1週間に少なくとも1回の試験、4回以上の場合は3日間に少なくとも1回の試験を行う。

④原子炉停止中のEDGの試験

上記無負荷起動試験及び負荷運転継続試験の他に、18ヵ月に少なくとも1回原子炉停止中において行う試験が規定されている。その主なものは、24時間負荷を取ったまま運転継続できることを確認するための試験、負荷遮断時の能力を確認するための負荷遮断試験、外部電源喪失時の負荷切り離しと負荷シナセーションによる接続を確認するための自動投入試験等である。さらに10年間に少なくとも1回、2台のEDGの分離・独立性を確認するための同時起動試験を行うこととなっている。

2) 蓄電池等直流電源の点検

250/125Vの蓄電池、充電器等については、次のような頻度で各点検項目を行うこととなっている。

①1週間に少なくとも1回行う点検

蓄電池の代表セルの電解液の液面チェック、電圧点検、比重測定

②92日間に少なくとも1回行う点検

蓄電池の各セルの電解液の液面チェック、電圧点検、比重測定、6つのセルの電解液の平均温度、蓄電池全体としての端子電圧点検、浮動充電時の電流点検

③18ヵ月に少なくとも1回行う点検

蓄電池の各セル、端子板、ラック等の外観点検、セル間の接続線の抵抗点検・外観点検、8時間の充電点検

④18ヵ月に少なくとも1回原子炉停止中に行う試験

蓄電池の電力供給能力を確認するため、8時間実際の負荷に接続する試験

⑤60ヵ月に少なくとも1回原子炉停止中に行う点検

蓄電池の放電能力を確認するための試験

2.1.2 ドイツ

SBOは、その発生頻度が低いと考えられることから設計基準事故とはならない。また、SBOに対する規制上の明確な要求は明示されていない。但し、電源設備に対する設計要件として、原子力技術委員会(KTA)の定めた安全技術規則には、プラントの安全系の電力供給に關し、最低限、①主発電機からの所内補助電源、②2つの所外補助電源、③所内の独立した非常用電源、が利用可能であることを規定している。

ドイツの原子力発電所では、安全系の系統・機器は、通常運転時には所内の主発電機から電力の供給を受けているが、異常時には外部電源と接続され、電力の供給を受ける。図表2-5の電源設備概念図に示すように、電力系統とは少なくとも2系統(主送電線(380kV)と予備送電線(110kV))での接続が可能となっている。外部電源から電力の供給を受けられない場合は、各50%容量のEDG基(各5MW)から構成される非常用電源設備1が起動され電力を供給する。最新のプラントでは、さらにEDG基(各1MW)から構成される非常用電源設備2も追加されている。万一SBOとなった場合は、所内周辺の地下に埋設された電気ケーブルから電力の供給を受けられることとなっている。また、SBO時には蓄電池は少なくとも2時間必要な負荷に電力供給できる容量を有している。

外部電源喪失時のPWRの炉心冷却機能としては、非常用電源設備1から電力供給される起動・停止時給水設備によって蒸気発生器(SG)への給水が確保される。この設備が機能しない場合は、4系統から構成される非常用給水設備によってSGへの給水が確保される。非常用給水設備の電力供給は、非常用電源設備1または2から行われる。この他、アクシデントマネージメントとして、二次系及び一次系でのフィード・アンド・ブリード・モードにより炉心損傷を回避することとしている。BWRでも、アクシデントマネージメントとして、原子炉容器内に給水タンクからの受動的注水、消火ポンプによる給水タンクからの注水等も行えるようになっている。

が盛り込まれた。今後新たに設置されるプラントは、この指針に基づいて設計される。

イギリスのサイズウェル原子力発電所（GCR及びPWRが1基ずつ設置されている）を例に電源設備の概要を示す。電源設備は図表2-7に示すように、2系統（各々2重回路であり、計4回路）の送電線により電力系統と接続されている。このうち、2回路は所内変圧器を介し、残る2回路は主変圧器/ユニット変圧器を介して、所内母線に給電されているようにしている。所内変圧器を介して所内母線に給電する際には、切換え操作は不要なものに対し、主変圧器/ユニット変圧器を介して給電する際には、原子炉トリップ時主発電機を切り離すために発電機遮断器を開ける必要がある。これら外部電源との接続の他に、発電所内の4基のEDGからも電力供給を受けられるようになっている。蓄電池の容量はSBO時に必要な負荷に単独で2時間電力供給できる容量を備えており、さらに蓄電池充電用DCによって充電が可能であり、SBO時に最低24時間原子炉の温態停止状態が維持できるようになっている。

2. 2 国外の交流電源喪失事例等

2.2.1 SBO事例

これまで国外では、短時間ながら幾つかのSBO事例が発生している。その例を記す。

①米国Susquehanna 2号炉でのSBO事例（IRS437）

1984年7月26日、Susquehanna 2号炉（BWR、出力1065MWe）は、試験運転の一環として80%出力で、負荷遮断及び外部電源喪失試験が行われた。試験は午前11:37に開始され、2号炉の主発電機遮断器及び起動変圧器から4160V非常用母線への遮断器が開かれた。この結果、タービンバイパス弁が急速閉となり、原子炉がスクラムし、13.8kV母線及び4160V非常用母線も電源喪失した。しかし、母線の喪失に応じて自動起動すべきEDGは4基共起動せず、この時点でSBOとなった。運転員は、EDGを手動で起動させたが過電圧等でトリップした。そこで外部電源を復旧させようとしたが、遮断器が閉らず失敗し、最後に隣接した100%出力運転中の1号炉から4160V非常用母線に給電することとした。午前11:48（同17分後）に最後の母線が4本ある4160V非常用母線の最初の母線が復旧し、午前11:54（同17分後）に最後の母線が復旧した。EDGが起動しなかった原因は、試験開始手順の1つである起動変圧器から4160V非常用母線への遮断器を開いた後の操作として、その遮断器の開閉制御のための直流電源スイッチも開くことになっていたが、運転員が誤って非常用安全系論理回路用の直流電源スイッチを開いたためであった。起動変圧器から4160V非常用母線への遮断器は母線の数に対応して4つあるが、運転員は全く同じ操作を繰り返したため、全てのEDGが起動しなかった。これらの操作は、経験が十分でない運転員によって行われたが、一緒に立合っていた試験運転の経験が豊富な技術者はこの過誤に気付かなかった。

②米国San Onofre 1号炉でのSBO事例（IRS588）

1985年11月20日、San Onofre 1号炉（軽水炉型3ループPWR、出力450MWe）は、復水器で発生した海水漏洩の修理のため定格の80%で運転中であつたところ、深夜に外部電源に接続されている補助変圧器Cから給電されている安全四連母線1Cの地絡警報が点灯した。原因調査

2.1.3 フランス

フランスの原子力プラントの電源設備等についての具体的な設計要件は、産業貿易省に設けられた原子力施設安全局（DSIN）（許認可手続き等の際には産業貿易省と環境省の両省の下に位置する。）が定めた安全基本規則（RFS）、及び産業貿易大臣がフランス電力公社（EdF）総裁に宛てた幾つかの指針書（以下「指針書」という。）による。

現時点までの調査によれば、以下の通りである。1977年7月の指針書において、原子力プラントの包括的な確率論的安全評価の目標が出された。これによると、「原子炉施設の設計において、許容できない結果を引き起こす全確率が 10^{-6} /炉年を超えないよう配慮すべきである。また、個々の事象について許容できない結果を引き起こす確率が 10^{-7} /炉年を超える場合も、設計で考慮すべきである。」と結論し、更に「SBOを含む幾つかの事象の発生確率とその結果について検討すること」が要求された。その後、DSINはEdFに対し、既存プラントのSBOによるリスク低減のため設計変更又は運転要領を提案するよう要求した。また、1983年10月の指針書において、1400MWeの新しいプラントに対し、設計での考慮を要求した。EdFは、これらを受けて既存プラントに対しては追加設備の利用を含むH8運転要領を作成し、DSINの承認を受けるとともに、1400MWeの新しいプラントに対しては設計段階での対応を行った。

1985年には安全基本規則が改訂され、Appendixとして1983年の指針書を引用して設計段階からSBOに対する対策を講ずることを要求した。

なお、安全基本規則においては、発電所の電源は、4つの独立した系統、すなわち、2系統の送電系統と、さらに所内にある各100%容量のEDG2基から構成されていること等が要求されている。例として90万kW級PWRの電源構成図を図表2-6に示す。

複数基設置サイトでは、隣接プラントとの母線接続も可能である。この他、100%容量の移動式ガスタービン発電機がサイトに設置され、非常用母線に給電可能となっているプラントもある。また、SBO時に必要な負荷に電力供給できる蓄電池の容量は4時間であり、さらにSGからの蒸気によって駆動される予備蒸気駆動タービン発電機から充電することが可能であり、これにより直流電源は3日間確保されることとなっている。

SBO時の炉心冷却機能としては、復水貯蔵タンクを水源としたタービン駆動ポンプを有する補助給水設備がある。さらに、長期の冷却能力を確保する観点から復水貯蔵タンクへの水の補給に、純水タンクからの重力による移送、消防用の移動式ディーゼルポンプの利用等が行えるようになっている。これらの措置により、SBO時の炉心冷却能力は3日間になっている。

2.1.4 イギリス

イギリスの原子力発電所の電源設備等についての具体的な設計要件は、原子力施設検査局（NII）が定めた原子力発電所安全評価指針（SAP）による。原子力発電所安全評価指針は、1992年末に改訂された。今回の改訂では、これまでSBOに対する規制上の要求がなかったものが、短期間のSBOに対応できるように設計すべきとの規制要件が明文化されるとともに、設計基準を超える事象に対する設備対応要件とシビアアクシデント対策への要件等

の過程で補助変圧器Cの2次側での地絡と推定されたため、母線1Cへの電力供給を、補助変圧器Cから主送電機に接続されている補助変圧機Aから給電されている通常母線1Aに切替えて運転が行われていた。(電源構成を図表2-8に示す。)

11月21日午前4:51に、補助変圧器Cでさらに過電流が検知され、保護リレーが作動し、補助変圧器Cは隔離された。この結果、補助変圧器Cから電力供給されていたもう1つの安全閥連母線2Cが電源喪失したため、母線2Cにつながるバイタル母線(120V)4が電源喪失した。運転員はバイタル母線4の喪失に対応して、手順書に従って原子炉及びタービンを手動でトリップしたため、母線1Cも含めた所内交流電源が喪失した。母線2C及び1Cの喪失に伴い、EDG2及び1が自動起動した。安全閥連母線への電力復旧は全自動ではなく、運転員が手動で遮断器を閉にする手順となったため、この時点でSBOとなった。ここで運転員は、外部からの電源の復旧を優先することになったので遮断器の閉操作を行った。しかし、電源の回復に失敗したり、リセットボタンを押し忘れたりしたため、4度失敗した。全交流電源が喪失して約4分後の午前4:55頃、5度目の操作で遮断器を閉にすることができ、外部電源から補助変圧器A及びBを介して所内電源が復旧された。

この間、母線2Cの喪失に伴って東側主給水ポンプの停止の際、吐出側の逆止弁が閉止しなかったため、運転を継続していた西側主給水ポンプからの給水が逆止弁を通して東側の給水加熱器から復水器へ至る配管を加圧した。この結果東側第5段給水加熱器の伝熱管数本及び副側が破損した。また、タービントリップにより母線1Cに接続する西側主給水ポンプが約20秒遅れて停止した際、吐出側の逆止弁等が閉止しなかったため、主給水管内で逆流が生じ、水平配管内に空腔が生じたところへ、電源復旧後低温の補助給水が流れ込み、ウオータハンマが生じ、給水管の支持構造を破損させた。これらの破損により、給水が漏洩したためSG-Bがドラライアウトしたが、結果としては約6時間後には冷態停止状態とすることができた。

③米国Vostle 1号炉での原子炉停止中におけるSBO事例 (IRS1088)

Vostle 1号炉 (WR型4ループPWR、出力1079MWe)は、1990年2月28日以来、燃料交換のため原子炉を停止し、SGの補修作業のため原子炉水位を下げてミッドループ運転が行われていた。この間余熱除去系Aトレンによって炉心の崩壊熱除去が行われていた。またこのとき、EDG1基及び補助変圧器も点検等のために供用から外され、工学的安全設備等の安全関連の系統・機器への電力は予備変圧器を介して外部電源から供給されていた。3月20日、午前9:20に閉所付近で燃料油運搬用トラックが予備変圧器に給電していた230kV送電線の支柱に衝突したため、碍子が破損し送電線が地絡した。この結果、予備変圧器を介して給電されていた非常用母線1Aが電圧低下となり、70秒後に再トリップし、3度目の起動に成功し非常用母線1Aへの電源が復旧したのは、電源喪失後38分たった午前9:56であった。この間、崩壊熱除去が行われなかったために一次冷却材温度は約32°Cから約60°Cまで上昇した。本事例に対して設置者は、「サイト緊急事態」を宣言した。なお、EDG1Aのトリップの原因は、冷却系の温度センサーの不具合と推定されている。

2.2.2 外部電源喪失事例

国外で発生した外部電源喪失事象の中から注目すべき事例を記す。

①スウェーデン南部地域電力系統の広範囲な喪失

スウェーデン南部地域への電力供給は6回線の送電線網から構成され、北部地域及びノルウェーとも接続されている。1983年12月27日、電力供給が逼迫している折から、欠陥のある断路器が発見されたため、切替を行ったところ、6回線の送電線の内2回線が隔離されました。この結果、残る4回線の送電線では送電容量不足となり、大きな電圧変動が発生した。このような時には、地域別に電給バランスをとり部分的な停電とすることになっていったがうまくいかず、約1分後スウェーデン南部全域で停電状態となった(12:57)。スウェーデンでは外部電源が喪失した場合、原子炉は送電線から切り離され、所内負荷に給電するための低出力での所内単独運転が認められている。この地域には合計9基の原子炉(Oskarshamn-1、-2、Barsebaeck-1、-2、Ringhals-1、-2、-8、Forsmark-1、-2)があるが、1基(Forsmark-1)を除き低出力運転への移行に失敗しトリップした。1つのプラントで1基のガスタービンの起動失敗を含め、幾つかの不具合はあったものの、所内非常用電源は確保され、いずれのプラントも27日から28日にかけて送電を再開した。

②米国

米国で多くの外部電源喪失事例が発生しているが、その継続時間1時間以上のもの、1時間未満であっても同時にEDGの起動失敗等電源系に関するトラブルが起こっている事例の概要を図表2-9にまとめる。

2.2.3 EDGの故障事例

EDGは、外部電源喪失時原子炉を安全に停止するのに必要な系統・機器に電力を供給するために設置されている。EDGは、ディーゼル機関によって発電するが、このようなEDG本体以外にも次のような補助系統から構成されている。

(1) 起動用空気系統

ディーゼル機関を起動させるために空気溜めめに圧縮空気を蓄える。

(2) 潤滑油系統

機械的な可動部に潤滑油を供給する。

(3) 冷却水

EDGが待機中には、ディーゼル機関に温水を供給し、起動がスムーズに行なわれるようにするとともに、ディーゼル機関が運転されると加熱しないように冷却水を供給する。

(4) 燃料系統

ディーゼル機関に燃料を供給する。

(5) 制御系統

EDGの起動・停止、出力制御、負荷への給電の制御等を行なう。

(6) その他の補助系統

EDG室の室温維持のための換気空調系、潤滑油系・冷却水系の冷却器を冷やす補機
冷却系、制御回路用電源等がある。

このように複雑な構成となっているEDGの故障事例は、実起動要求時だけでなく、定期試験中のものも含めて数多く報告されている。図表2-10に米国のEDGの故障例から、共通原因故障の側面を持つものを中心にとまとめる。

2.2.4 直流電源系の蓄電池、充電器等の故障事例

直流電源系の蓄電池、充電器等の故障を、IRSに報告されているものを例として、図表2-11に示す。

2.3 国外のSBO等に対する信頼性評価

2.3.1 外部電源の信頼性

米国の原子力発電所で発生した外部電源喪失事象については、NRC(NUREG-1082)及び米国電力研究所(EPR1、NSAC-144、-147)で分析が行われている。NRCの分析は、SBO規則の基礎となつたもので1988年～1985年のデータをもとに、外部電源喪失事象の発生原因別に分類してその頻度を示している(図表2-12参照)。17年間に合計64件の外部電源喪失事例があり、その発生頻度は約0.114/サイト・年となっている。また、NUREG-1082において米国の最も高い信頼性を持つグループに分類される原子力プラントの外部電源喪失後30分間の復旧失敗確率は約0.5である。

EPR1の分析は、1975年～1988年のデータをもとに、外部電源喪失の継続時間別で分類している(図表2-13参照)。15年間に、合計49件の事例があり、発生頻度は約0.059/サイト・年であり、外部電源喪失の継続時間(外部電源復旧時間)は中央値で約30分となっている。外部電源喪失の継続時間が長いものは、悪天候を原因としたものが多くなる傾向を示している。なお、外部電源喪失の継続時間が最長なのは約19時間であった。なお、1992年にはハリケーンにより約4.5日間にわたって外部電源が喪失した(EDGは外部電源復旧後も外部電源の信頼性が十分でなかったため更に約2日間運転を継続した)事例も発生している。

2.3.2 EDGの信頼性

国外のEDGの信頼性データから主要なもののうち、起動失敗を図表2-14(1)に、また運転継続失敗を図表2-14(2)にまとめる。なお、NUREG-1082においては、EDGの起動失敗確率データを米國平均で約 $2 \times 10^{-2}/d$ と評価されている。

2.3.3 非常用蓄電池の信頼性等

米國においては、非常用蓄電池の故障事例、直流電源系の故障事例等が報告されている。また、非常用蓄電池の容量は、NUREG-1150によると例えばSurryにおいて、負荷切り離しを行わない場合には2時間、負荷の一部切り離しを行った場合には4時間と評価されている。

2.3.4 PSAの結果

PSAでは、起因事象として外部電源喪失を想定してイベントツリーを作成し、その中で非常用電源系が起動失敗又は運転継続失敗し、さらに外部電源も復旧しない結果としてSBOとなる場合について炉心損傷に至るものをモデル化するのが通例である。なお、SBOによる炉心損傷発生頻度は、外部電源の復旧及び運転手順番をどこまで考慮するかで大きく変わり得る。PSAにおいて、これらをどう考慮するかはプラント設計や評価者の判断等により異なっているため注意が必要である。以下、国外のPSAの結果を、内的起因事象に限定し、評価された炉心損傷発生頻度を紹介する。

①米國

NRCは1990年に5基の原子炉に対するPSAの最終報告書NUREG-1150を発行した。NUREG-1150では、3基のPWR(Surry(WR型)3ループ、負圧格納容器、出力788MW)、Sequoyah(WR型4ループ、アイスコンデンサ型格納容器、出力1148MW)、Zion(WR型4ループ、乾式格納容器、出力1100MW)及び2基のBWR(Peach Bottom(GE、BWR-4、Mark-I型格納容器、出力1250MW)、Grand Gulf(GE、BWR-6、Mark-III型格納容器、出力1250MW)を対象にPSAを行った。ここでは、起因事象発生頻度や機器故障率について一般データを示すとともに、プラント個別の解析ではプラントの運転経験を一般的なデータに反映したプラント固有データを用いて定量化している。一般データでは外部電源喪失発生頻度を約0.1/炉年としている。5基の原子炉の外部電源喪失発生頻度と炉心損傷発生頻度を図表2-15にまとめる。

②ドイツ

ドイツの原子炉安全協会(GRS)は、Biblis Bプラント(ドイツ型PWR、出力124万kW)を対象に、2期に分けてドイツリスク研究を行い、1978年に第1期研究を終了し、1989年に第2期研究を終了した。

第2期研究では、外部電源喪失を含めた運転時の異常な過渡変化の発生頻度をBiblis Bプラントの運転経験から評価している。外部電源喪失発生頻度は、約0.13/年と評価され、この時の炉心損傷発生頻度は約 2.2×10^{-6} と評価されており、内的事象による全炉心損傷発生頻度約 2.6×10^{-5} に対する寄与は約8.5%となっている。第1期研究での外部電源喪失による全炉心損傷発生頻度への寄与は約15%であり、この値は第1期研究終了後行われた設計変更によるものである。外部電源喪失発生頻度と炉心損傷発生頻度を図表2-16にまとめる。

③フランス

フランスでは、原子炉の標準化が進んでおり、2つの標準炉型である90万kW級及び130万kW級PWRのPSAが行われている。これらのPSAでは、通常対象とされる出力運転中に発生する起因事象の他に原子炉の停止時も含めた評価が行われているのが特徴である。ここでは、フランス原子力庁(CEA)原子力安全防護研究所(IPSN)が、1990年に90万kW級PWRに対して行ったPSAの結果を、他との比較のために出力運転中に限って紹介する。

3. 我が国におけるSBOの位置付けと現状等について

3.1 SBOの規制上の位置付け及び取り扱い

(1) 規制上の要求

我が国の原子力発電所の電源系統は「安全機能を有する構築物、系統及び機器」と位置付けられ、安全設計に関して種々の規制を受ける。

電気系統の安全設計に関する規制上の要求は、「発電用軽水型原子炉施設に関する安全設計審査指針」（以下「安全設計審査指針」という。）の「指針48. 電気系統」に定められている。その内容は、図表3-1に示すように、外部電源系統は2回線以上の送電線により電力系統に接続すること、並びに多重性又は多様性及び独立性を有したた非常用所内電源系統を設備することに集約される。

また、非常用所内電源系統は、「発電用軽水型原子炉施設の安全機能の重要度分類に関する審査指針」（以下「重要度分類指針」という。）により、クラスー1（MS-1）の機器に分類され、その設計において「合理的に達成し得る最高度の信頼性を確保し、かつ維持すること」の基本的目標の達成が要求されている。

さらに、「安全設計審査指針」では、図表3-1に示す如く「指針27. 電源喪失に対する設計上の考慮」において、外部電源喪失と複数系統の非常用所内電源設備が同時に不動作となる短時間全交流電源喪失について、原子炉の停止とその後の冷却ができるよう設計上考慮することが要求されている。なお、指針27の解説によると長時間にわたる全交流電源喪失は、送電線の復旧又は非常用交流電源設備の修復が期待できるので考慮する必要はないとされている。また、非常用交流電源設備の信頼度が、十分高い場合においては、設計上全交流動力電源喪失を想定しなくともよいとしている。

一方、安全評価に関する規制上の要求は、「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針」（以下「安全評価審査指針」という。）に定められ、「外部電源喪失」について「運転時の異常な過渡変化」として評価が要求されている。全交流電源喪失事象については、「安全評価審査指針」での評価項目となっていない。

(2) 関係指針の要求に対する設計の現状

我が国の原子力発電所の電源系統の設計は、「安全設計審査指針」の指針48の要求を受けて、

- 重要度の特に高い安全機能を有する構築物、系統及び機器は、外部電源又は非常用所内電源のいずれからも電力の供給を受けられる設計
- 外部電源系統は、2回線以上の送電線により電力系統と接続する設計
- 非常用所内電源系統は、多重性又は多様性及び独立性を有し、その系統を構成する機器の単一故障を仮定しても、所要の安全機能を確保できる容量及び機能を有する設計
- 重要度の高い安全機能に関連する電気系統は、系統の重要な部分の適切な定期試験及び検査が可能なる設計

となっており、外部電源系統及び非常用所内電源系統が所要の安全機能を十分確保できる設計方針がとられている。

さらに、プラントは、「安全設計審査指針」の指針27の要求を受けて、約30分の

SBOに至る過程として、主送電線(400kV)のみが喪失した場合(発生頻度、約0.3/炉年)、主送電線及び補助送電線(225kV)の同時喪失(発生頻度、約 2.9×10^{-2} /炉年)と、さらにEDG1台も故障する場合(発生頻度、約 6.85×10^{-4} /炉年)を評価している。しかし、これらだけでは直接炉心損傷に至らず、さらに所内のEDG2台も故障して全交流電源が喪失(発生頻度、約 1.81×10^{-5} /炉年)した時、炉心損傷に至り、その発生頻度を約 1.80×10^{-7} と評価している。また、このような外部電源の喪失を起因とする以外に、所内の非常用母線の短絡から全交流電源が喪失(発生頻度、約 8.47×10^{-5} /炉年)した時の炉心損傷発生頻度を約 1.35×10^{-7} と評価している。この評価から内的事象による全炉心損傷発生頻度約 3.4×10^{-5} に対する寄与は極く小さなものとなっている。外部電源喪失発生頻度と炉心損傷発生頻度を図表2-17にまとめる。

全交流電源喪失が発生した場合でも、原子炉を安全に停止し、停止後の冷却が確保できる設計方針がとられ、このことは、後述するように十分確保されている。

3. 2 SBOに対するプラント設計の現状

(1) 電源構成及びプラント設計

原子力発電所では、通常運転中の主発電機からの発電電力は主変圧器を通し電力系統に送るとともに、所内の常用負荷等に電力を供給するため、発電電力の一部を所内変圧器を通じて常用母線等に供給している。また、プラント停止中でも所内への電力供給ができるよう、起動変圧器が設けられ、所内の常用、非常用母線へ電力供給が可能となるように設計されている。これらの電源構成はプラント毎に様々なるものがあるが、我が国の原子力発電所では、安全設計審査指針の要求により原子炉施設の外部電源系は少なくとも2回線の送電線により電力系統と接続され、電力系統から非常用母線等への給電が可能となっている。また、この他にも独立した外部電源系統から予備電源変圧器を介して給電可能なプラントもある。

このように外部電源からの電力供給ができない場合でも、非常用所内電源系が設置され、工学的原子力発電所では、安全設計審査指針の要求により、非常用所内電源系には多重性及び独立性を有していることが要求されている。このため全てのプラントは2系統以上の独立した非常用所内電源系を有しており、各系統にはEDGを備えている。ただし、BWRの一部のプラントでは、EDG2系統中の1系統を2プラントで共用している例がある。また、非常用所内電源系には蓄電池、充電器等からなる直流電源設備があり、タービン駆動のポンプ（PWRのタービン動補助ポンプ、BWRのRCIC（原子炉隔離時冷却系）等）の制御、原子炉状態の監視、非常用照明、等の負荷に給電できるものとなっている。

一方、隣接プラントを有するプラントにおいては、その隣接プラントからの電力の融通が可能であるものがある。

なお、地震により原子炉施設の安全性を損なうことがないよう、「発電用原子炉施設に関する耐震設計審査指針（昭和56年7月20日決定）」等に基づき、非常用所内電源系は耐震Asクラスで、タービン発電機は耐震BまたはCクラスで設計されることとなっている。また、開閉所設備は、日本電気協会の「発電所等における電気設備の耐震対策指針（昭和55年5月）」に基づき設計されることとなっている。

更に、火災により原子炉施設の安全性を損なうことのないよう、「発電用軽水型原子炉施設の火災防護に関する審査指針（昭和55年11月6日決定、平成2年8月30日一部改訂）」に基づき、①火災発生防止（実用上可能な限り不燃性、難燃性材料を用いる設計とする等）、②火災検知及び消火（適切な火災感知器、消火装置の設置。消火装置の駆動等により安全上重要な系統、機器の安全機能を失わないような設計とする等）、③火災の影響の軽減（安全上重要な系統、機器を設置する区域は、隣接区域の火災による影響を軽減する対策を講じる設計とする等）の三方策を適正に組み合わせる等の設計がされることとなっている。

我が国の原子力発電所の電源構成を図表3-2(1)～(4)にまとめる。図表3-3(1)及び(2)に電源設備構成概念図の例を示す。また、我が国の原子力発電所の非常用電源設備の耐震クラスを図表3-3'(1)及び(2)にまとめる。

(2) SBOに対する設計の現状及びプラントの耐久能力

① BWR

SBOが発生した場合、原子炉保護系の電源が喪失する等の理由により、原子炉は自動的にスクラムする。スクラム後、炉心崩壊熱により原子炉圧力が上昇し、この結果、S/R弁（逃がし安全弁）から原子炉蒸気をサブプレッションプールへ排出するがため、原子炉水位は一旦低下する。炉心冷却を確保するため、原子炉水位の維持が必要となる。交流電源に依存しない炉心冷却機能として、BWR-3ではIC（隔離時復水器系）及びHPCI（高圧注水系）、BWR-4ではRCIC（原子炉隔離時冷却系）及びHPCI（以下「RCIC等」という。）、またBWR-5ではRCICの利用が可能であり、崩壊熱による原子炉水位の低下を緩和または回復するためには最小限ICまたはRCIC等の動作が必要である。

これらICまたはRCIC等の運転継続は、RCIC等の駆動源である蒸気を供給する「主蒸気供給圧力」、制御するための直流電源の「蓄電池容量」、炉内へ注水するための「水源容量」に制約される。ここでICによる原子炉の冷却維持時間は、ICの縮小能力すなわちICの隔離時復水器の容量で決定され、主蒸気供給圧力は制約とはならない。さらに、交流電源の喪失による換気空調系の停止に伴い「RCIC室温度」、「HPCI室温度」及び「中央制御室温度」が上昇するので、これらも運転継続の制約となり得る。

原子炉水位が確保された後は、炉心の崩壊熱による原子炉蒸気はS/R弁が開閉を繰り返すことによりサブプレッションプールに排出されるので、サブプレッションプール水温が上昇する。この原子炉蒸気の排出に伴い放射性物質が放出される恐れがあることから、これらを環境に放出させないようにするために格納容器の健全性維持が必要である。このためには、原子炉蒸気の排出に伴い上昇する「サブプレッションプール水温」や、交流電源の喪失によるドライウェル冷却系の停止に伴う「ドライウェル雰囲気温度」の上昇が制約となる。BWRのSBO時の事象シーケンスを図表3-4にまとめる。

これらの制約因子に対するプラントの耐久能力を、各炉型の代表プラントについて評価した。

i) 炉心冷却の維持

a) 主蒸気供給圧力

BWR-4/5では、原子炉水位は一旦低下するが、RCIC等の動作により回復し、炉心は蒸気維持され、RCIC等が動作している限り水位は維持される（図表3-5）。一方、原子炉圧力は逃がし安全弁設定圧に維持されることから、RCICタービン（及びHPCIタービン）への蒸気供給は、SBO中十分に維持できると評価される。なお、BWR-3では、前述のようにICを有しているので、主蒸気供給圧力は制約因子とされない。図表3-6にICの系統概要図、図表3-7にRCIC及びHPCIの系統概要図を示す。

b) 蓄電池容量

BWR-3では蓄電池容量は、1時間後迄に交流無停電電源装置等の不要な負荷を停止または切離すことによりICの運転及び原子炉炉状態監視を約10時間維

統可能な容量を有する。

BWR-4/5では、1時間後迄に交流無停電電源装置等の不要な負荷を停止または切り離すことにより(「3.3(4)J」)、RRCIC等の運転及び原子炉状態監視を約8時間継続可能な容量(BWR-4ではRRCICとHPCIを4時間ずつ運転可能な容量)を有する。なお、原子炉状態監視(原子炉水位、圧力)のためには一部のプラントでは交流無停電電源装置を一時的にインサービス(但し、不要負荷切り離し)することが必要とされる。

なお、BWR-3/4/5については不要な負荷の切り離しを行わない場合の給電可能時間は概略約2~4時間である。

c) 水源容量

BWR-3では、隔離時復水器を水源としてICで6時間冷却できる他、ろ過水タンクから消火系により補給することにより、更に約10時間ICで冷却可能な容量を有する。

BWR-4/5では、CST(復水貯蔵タンク)を水源としたRRCIC等への補給水で約8時間給水可能な容量を有する。この容量はCST最低水量であり、通常運転中は一般にこれ以上の容量を有する。

d) RRCIC室温度(またはHPCI室温度)
BWR-4/5では、ポンプ、配管からの放熱、壁及び床の熱容量を考慮したモデルで解析した結果、換気空調系停止後のRRCIC(またはHPCI)室温の上昇は緩やかであり、ハードウェア設計用の環境温度100℃に到達するのは8時間以降である。

なお、BWR-3では、ICを有していることで室温上昇は制約因子とならない。
e) 中央制御室室温度

BWR-3/4/5とも、熱負荷としてバイタル電源・直流電源等を考慮し、室内器本体、壁及び床等の熱容量を考慮したモデルで解析した結果、換気空調系停止後の中央制御室の室温上昇は緩やかであり、制御盤の環境条件最高設計温度40℃に到達するのは8時間以降(但しBWR-3は10時間以降)である。

ii) 格納容器の健全性維持

a) ドライウェル雰囲気温度

原子炉圧力容器からの放熱、ドライウェル外壁からの熱放出、構造材及び駆体の熱吸収を考慮したモデルで解析した結果、SBOが8時間継続すると仮定した場合もドライウェル雰囲気室温度は設計温度より低い。

b) サプレッションプール水温度

サプレッションプール水温がサプレッションチェンバ設計温度(Mark-I: 138℃、Mark-II: 104℃)に到達するのは、8時間以降である。

なお、BWR-3では、ICを運転することにより、原子炉圧力は低下する。サプレッションプール水温が上昇する要因はない。ICの水源である隔離時復水器の側側の設計温度は121℃であるが、副側の水は、管内の原子炉蒸気のもつエネルギーを奪って沸騰し、蒸発した蒸気はベント管を通して大気に放出されるので、水を保有している限り設計温度を上回ることはない。このICは約10時間運転可能な水源容量を有している。

代表BWRの評価結果を図表3-8にまとめる。

② PWR

PWRプラントにおいてSBOが生じると、原子炉トリップ信号により原子炉とタービンは直ちに自動停止する。その後、タービン動補給水ポンプによる給水及び主蒸気安全弁による蒸気放出により蒸気発生器を介して自然循環により1次冷却系を冷却し、炉心の崩壊熱除去を行う設計としている。

1次冷却ポンプが停止するため1次冷却材流量は低下していき、自然循環状態に移行する。また主給水ポンプも停止するため、主給水流量が失われる。このため、事象発生後初期には1次冷却系の除熱能力の低下により、1次冷却系の温度上昇が生じる(図表3-9)。この温度上昇により原子炉炉圧力も上昇するが、加圧器安全弁が作動することにより炉圧力上昇は抑えられる。

タービン動補給水ポンプの起動による蒸気発生器への給水と主蒸気安全弁作動により、蒸気発生器による1次冷却系の冷却は継続するが、炉心での崩壊熱より蒸気発生器での除熱能力が上回った時点で1次冷却系の温度上昇は止まり、その後1次冷却系は冷却され温度・圧力は減少し始める。

以上のプラント挙動が示すとおり、SBO時にも1次冷却材の自然循環及びタービン動補給水ポンプによる蒸気発生器への補給水が確立されることにより、炉心は冷却され、1次冷却系は沸騰することなく、十分なサブクール状態が維持できる(図表3-9)。PWRのSBO時の事故シナリオを図表3-10にまとめる。

この時の炉心冷却を維持するための制約因子としては「蓄電池容量」、「2次系水源の容量」、「安全系機器の耐環境性」がある。これらの制約因子に対するプラントの耐久能力を、各炉型の代表プラントについて評価した。なお、タービン動補給水ポンプへの駆動蒸気の供給は少なくとも10時間以上確保される。

a) 蓄電池容量

全交流電源喪失後30分間の時点で、必要なタービン動補給水ポンプの運転、原子炉の冷却状態の監視等の負荷を除いた不要な負荷を一部切離す(「3.3(4)J」)ことで約5時間の給電能力を有する。

なお、不要な負荷の切り離しを行わない場合の給電可能時間は約2時間である。

b) 2次系水源

タービン動補給水ポンプにより蒸気発生器へ給水する水源は復水タンクを使用する。図表3-11にタービン動補給水ポンプの系統概要図を示す。

設計保有水量は高温停止状態維持2時間と、その後4時間で余熱除去系の運転が可能な状態まで冷却するだけの崩壊熱除去能力を有するが、全交流電源喪失時はプラントを高温停止状態に維持するので耐久時間はさらに長くなる。その枯渇時間は2ループで約10時間、3ループで約13時間、4ループで約15時間である。

c) 安全系機器の耐環境性

イ) タービン動補給水ポンプ室温度

ポンプ、配管の熱負荷を考慮し、床、壁等を通して室外への熱移動を考慮したモデルで解析した結果、室温が上昇しタービン動補給水ポンプの機能維持のためめの許容温度約80℃に到達するのは、2、3、4ループとも8時間以降である。

めた対策を採っている。

(4) 全交流電源喪失に対する手順書

我が国のプラントでは、全交流電源喪失に対する手順書の整備及び教育がなされている。全交流電源喪失事象は、その事象の同定が容易であることから事象ベースの手順書として整備されている。この手順は基本的には、全交流電源喪失発生後の炉心冷却の確保、電源の復旧操作、復旧が長びく場合には直流電源負荷の一部切り離し、電源復旧後の回復操作といった内容になっている。

この中で電源の復旧操作は①EDGの起動、②外部電源の復旧、③他ユニット(発電機またはEDG)からの受電操作といった内容が含まれている。

手順書はこれら復旧操作を行う上でEDGの手動起動操作、各遮断器の投入及び開放の操作、また、通常の運用方法と異なる操作もあつたためインタロックを解除するための操作が詳細に記載されたものとなっている。

(5) 送電線路等の点検

送電線路、所内開閉所、変圧器、遮断機等については保安規程等にもとづき、定期的あるいは必要に応じて点検を実施している。

3.4 交流電源喪失事例等

(1) 全交流電源喪失

我が国の原子力発電所では、後述するように外部電源喪失の事例はあるが、外部電源と同時に更に複数台あるEDGがいずれも不動作となる全交流電源喪失事象の事例は生じていない。

(2) 外部電源喪失

① 外部電源喪失の定義等

「外部電源喪失」とは「何らかの原因で、非常用母線への給電が喪失し、安全設備への給電のための手段がEDG以外にはない事象」と定義する。なお、外部電源系において主送電系統の他に予備送電系統からの予備電源が設けられる場合で、主送電線喪失時に所内電源を予備電源への切替よりもEDG起動を優先運用としているプラントについては、予備電源が生きている場合、EDGが起動して負荷をとっていても「外部電源喪失」とはしてはいない。この定義は米国における外部電源の信頼性の調査に使用されている定義と同一である。

「外部電源喪失」に至る原因としては、外部の故障(電力系統の故障)又は内部の故障(タービントリップ、所内変圧器の故障等)を起因とし、更に、起動変圧器又は予備変圧器への切替による給電にも失敗し最終的に非常用母線への給電が喪失する事象等が考えられる。「外部電源喪失」事象に至る原因及びシナリオはプラント内の電源設備の構成に応じて変わるものである。

② 外部電源喪失の事例

我が国の原子力発電所の所内電源喪失事例の調査の結果、運転開始から1988年3月末迄に上記定義に該当する「外部電源喪失」事象はPWRで1件、BWR

ロ) 中央制御室温度

電気盤の熱負荷を考慮し、床、壁等を通して室外への熱移動を考慮したモデルで解析した結果、換気空調系停止後の中央制御室の温度上昇により中央制御盤計器の許容温度約50℃で到達するのは、2、3、4ループとも8時間以降である。

ハ) インバーター室温度、リレー室温度

電気盤の熱負荷を考慮し、床、壁等を通して室外への熱移動を考慮したモデルで解析した結果、換気空調系停止後の温度上昇によりインバーターあるいは、ラック計器の許容温度約50℃で到達するのは3ループにおいて約8時間、2、4ループにおいて8時間以降である。

代表PWRの評価結果を図表3-1.2にまとめる。

3.3 プラントの運転管理実施状況

(1) EDGのサーベランス
EDGのサーベランステストは自動起動試験と手動起動試験に分けられる。

・自動起動試験

自動起動試験は定期検査毎に外部電源喪失等の模擬信号を与えてEDGを自動起動させ負荷をとる試験であり、発電機定格電圧確立時間、発電機電圧、周波数、EDGの運転状態の確認を実施している。

・手動起動試験

手動起動試験は起動操作スイッチによりEDGを起動させた後、非常用所内電源系に併入し、EDGの負荷を取る試験であり、1月に1回実施している。確認事項としては、発電機定格電圧確立時間、EDGの運転状態があり、数十分程度所定の負荷をとる異常のないことを確認している。

なお、PWRプラントでは、慣例的に上記の負荷をとる手動起動試験の他、EDGを手動起動させ、負荷をとらずに発電機定格電圧確立時間、EDGの運転状態を確認する無負荷試験もプラントによって1回/週、2回/月または1回/月の頻度で実施している。

(2) 非常用蓄電池等の点検

蓄電池の点検は基本的には電圧の点検、比重測定、液面調整、均等充電、外観点検といった内容を定められた頻度で実施している。

また、充電器に関しても、電圧及び電流の確認を実施している。

(3) トラブルの運転管理等への反映

我が国のプラントでは、他プラントで生じた故障等については、原因調査及び対策の検討の結果を踏まえ、各プラントの定期検査の際に該当機器の点検を行い、同様のトラブルの再発防止に努めている。

点検内容は、類似のトラブルが発生するかどうかの確認検査と機能試験による健全性確認であり、一方、類似のトラブルが発生する恐れのある場合は設計改善も含

Rで3件の発生が見られた。(ただし、BWRのうちの1件は、当該プラントの設計上の特徴により発生したものであり、その後の設計変更により今後同様の事象は発生し得ないと考えられる。)(図表3-1-3参照)

これらの外部電源喪失事例は、台風、雷の原因による電力系統の喪失が起因となっているが、EDGによる給電に成功しており、更に、30分以内に外部電源も復旧している。

また、この他に外部電源系の部分喪失によりEDGが起動して負荷をもった事例がPWRで3件、ガス炉で3件の発生が見られた。これら6件の事例は、いずれも予備電源が生きており(運用上EDG起動を優先としている)、上記の「外部電源喪失」の定義には該当しない。

③ 外部電源の復旧

前記の外部電源喪失事例に基づけば、外部電源の復旧は30分以内であり、2.3(1)で示されている諸外国の外部電源の復旧事例と比較すれば、我が国の原子力発電所の外部電源の復旧性能は非常に良好なものとなっていると考える。

しかし、原子力発電所における「外部電源喪失」の実績データが少ないことを考慮して、ここでは原子力発電所に係る事例に限定せずに、広く我が国の2回線送電線路の復旧性能について評価を行い、原子力発電所における外部電源復旧性能の推定を行う。

なお、送電線2回線事故データに基づき、原子力発電所の復旧性能を推定する場合、次の点を考慮した。

a) 「外部電源喪失」は原因別に、所内の原因、外部送電網の原因及び奇酷気象の原因に分類される。外部送電網の原因とは、積雪、台風等の奇酷気象に起因するものであり、また、奇酷気象の原因とは、積雪、台風等の奇酷気象に起因した所内の不具合又は送電線事故によるものである。従って、外部送電網の原因及び奇酷気象の原因による「外部電源喪失」の復旧性能は、送電線2回線事故の復旧性能に密接に関係しているといえる。

b) 送電線2回線事故で長期喪失となった事例については、事故の状況を調査し、その結果、当該地域での供給支障を生じていない事例については評価から除外した。これは、供給支障を生じていない場合は、復旧活動を早急に行なう必要性に乏しく、また、実際に行っていない事例もあり、これらを考慮することは適切な評価としないためである。

c) 2回線送電線路の事故確率は、その運転開始より1961年頃を境として低減傾向を示しており、データ自体が1961年以前とそれ以降の近年とで2回線送電線路の信頼性に因する変化(信頼性向上の傾向)を示しているものと考えられる。

従って、復旧性能の評価を行う上では、我が国の原子力発電所の運転開始年度も考慮し、1962年度以降のデータを使用することが適当と考えられる。

上記の前提に基づき、原子力発電所の外部電源復旧性能の推定を行った結果を以下に示す。

(a) 2回線送電線路の事故件数(評価期間中の累積数)及び復旧失敗確率を算定した結果を図表3-1-4(1)及び(2)に示す。この表によると30分以上の復旧失敗確率は約0.05であり、事故のほとんどは30分以内に復旧している。

(b) さらに長期に亘る復旧性能を評価する場合、2回線送電線事故データにバラキがあるため、ワイプアルフイティンクして復旧性能を評価した。我が国の原子力発電所の運転開始年度も考慮し、供給支障のなかった長期外部電源喪失事例を除外し、かつ1962年度以降の2回線送電線事故データを用いた場合、例えば継続時間8時間での復旧失敗確率は約0.001となり、非常に良好な復旧性能を示している。なお、参考データとして供給支障のなかった長期外部電源喪失事例を除外し、送電線路運転開始以降の全ての送電線2回線事故データをを用いた場合でも継続時間8時間での復旧失敗確率は、約0.03と評価される。

以上のように、我が国の原子力発電所の外部電源の復旧性能は、実際の外部電源喪失事例では全て30分以内に復旧しており、送電線2回線事故データに基づいて評価を行った結果でも、2章で示された米国の外部電源喪失事例と比較して、十分良好なものとなっている。

(3) EDGの故障事例

データソースとして、実用発電用原子炉施設(1970年度から1989年度末までの運用プラント37基)のEDG(HPCS専用EDG含む)を対象として1970年度から1989年度までを調査対象期間として調査した結果、

- ・ 延べ起動回数28,012(回)
- ・ 起動失敗回数が 30(回)となった。

これらについて、起動失敗回数のサブシステム毎の内訳を表3-1-5に示す。起動失敗のサブシステム毎の内訳を見ると、特に特徴的に大きな原因となっているサブシステムは見当らない。

なお、1980年度から1989年度について見ると、19,889回の起動回数に対する起動失敗回数が11回と上記の調査対象期間に比べて最近は起動失敗の回数が減ってきている。

(4) 非常用蓄電池等直流電源の故障事例

原子力発電所の非常用蓄電池等直流電源については、現在まで、故障発生事例はない。

(5) 故障事例からの反映すべき状況

EDGの起動失敗事例は、前述したように1970年度から1979年度までのデータに比べて、1980年度から1989年度までのデータは向上してきている。

これは、国内プラントは過去のEDG故障事例に対して水平展開が実施され、必要不再発防止措置が講じられてきた結果と考えられる。

3. 5 SBO等に対する信頼性評価

(1) 全交流電源喪失に対する信頼性

我が国においては、これまでにSBO事例は生じていない。なお、SBOによる炉心損傷のPSA結果は(3)のとおりである。

(2) 外部電源、EDG等に対する信頼性

我が国の代表プラントのPSAでは、3. 4「我が国の故障事例等について」に示す我が国の原子力発電所の外部電源喪失の事例、EDGの故障事例等の国内実績に基づき、外部電源、EDG等の信頼性を以下のように評価している。

a) 外部電源の信頼性

①外部電源喪失頻度

外部電源喪失は、BWRプラントで3件、PWRプラントで1件の発生事例がある。このうちBWRプラントの1件については、当該プラントの設計上の特徴により発生したものであったが、その後、設計変更措置が採られ今後同様の事象は我が国において発生しえないと考えられることから、現状の外部電源喪失の発生頻度を算出する上では調査対象外としてよいと解釈される。従って我が国の代表プラントのPSAでは、BWRプラント2件、PWRプラント1件の発生があったとの実績に基づき以下のように外部電源喪失の発生頻度を求めている。

i) BWR: 153.8/炉年で2件の発生、約 1.4×10^{-2} /炉年

エラーファクターを3と仮定すると中央値は約 1.1×10^{-2} /炉年、95%上限値は約 3.3×10^{-2} /炉年、5%下限値は約 3.7×10^{-3} /炉年となる。

ii) PWR: 136.7/炉年で1件の発生、約 7.3×10^{-3} /炉年

エラーファクターを3と仮定すると中央値は約 5.8×10^{-3} /炉年、95%上限値は約 1.7×10^{-2} /炉年、5%下限値は約 1.9×10^{-3} /炉年となる。

②外部電源復旧性能

外部電源復旧性能については、「3. 4」に示すように、国内実績によると1962年4月以降の2回線事故データを用いた場合、事故継続時間30分間での復旧失敗率は約0.05、事故継続時間8時間での復旧失敗率は約0.001となり、米国の値と比べ良好な復旧特性を示している。即ち、米国ではNUR E G-1032において、外部電源喪失の発生頻度と継続時間の関係を、外部電源系の設計、送電系統の特性、苛酷気象及び非常に苛酷な気象の観点から分類（クラスト別）して評価しているが、参考までに、この評価結果を我が国プラントに対する現実的な評価の復旧性能と比較すると、最も外部電源の信頼性の高いクラストに属するプラントの場合でも、事故継続時間30分間での復旧失敗率は約0.5、事故継続時間8時間での復旧失敗率は 10^{-2} 程度であり、我が国プラントに対する現実的な評価の復旧性能よりも1桁程度悪い結果となっている。我が国の代表プラントのPSAではこれらのデータを保守的に評価し、事故継続時間8時間での復旧失敗率が 10^{-2} 以上となるようなデータを使用している。

b) EDGの信頼性

①EDGの起動失敗確率

3. 5 (3) で述べるPSA評価で使用しているEDGの起動失敗確率は、1970年4月から1983年3月末までの起動実績から以下のように求めている。

• 起動回数 : 14,878回

• 起動失敗回数 : 18回

• 起動失敗確率 : $\frac{18}{14,878} = 1.2 \times 10^{-3} / \text{demand}$ (以下「d」と示す)

エラーファクターを3と仮定すると中央値は約 $3.6 \times 10^{-4} / d$ 、95%上限値は約 $2.9 \times 10^{-3} / d$ 、5%下限値は約 $3.2 \times 10^{-4} / d$ となる。

なお、「3. 4」に示したように、最近の実績ではより値は小さく、1970年4月から1990年3月末までの運転実績によると、

• 起動失敗確率 : $\frac{30}{28,012} = 1.07 \times 10^{-3} / d$

エラーファクターを3と仮定すると中央値は約 $8.6 \times 10^{-4} / d$ 、95%上限値は約 $2.6 \times 10^{-3} / d$ 、5%下限値は約 $2.9 \times 10^{-4} / d$ となる。

であり、さらに1980年4月から1990年3月末の実績によると、約 $5.5 \times 10^{-4} / d$ と向上している。

エラーファクターを3と仮定すると中央値は約 $4.4 \times 10^{-4} / d$ 、95%上限値は約 $1.3 \times 10^{-3} / d$ 、5%下限値は約 $1.5 \times 10^{-4} / d$ となる。

②EDGの運転継続失敗確率

EDGの運転継続失敗確率については我が国に整備されたデータがなく、PSAでは米国のデータを基に起動失敗確率の米国データとの比率で補正して評価した値を採用している。

今後EDGの運転継続失敗確率に関する国内データの整備を進めていく必要がある。

c) 非常用蓄電池等直流電源の信頼性

非常用蓄電池等直流電源に関しては、前述したとおり故障事例はなく、その信頼性は高いと考えるが、PSA評価では後述のように米国のデータを用いている。

(3) 確率論的安全評価から見たSBO

国内の代表プラントに対して実施されたPSA結果からSBOを考察してみる。ここでは、産業界が実施したPSAを用いて考察を行う。このPSAにおいてはトランジェントの発生頻度は我が国プラントの運転実績を用いているが、機器の故障率データ、共通要因故障データについては米国のものを用いている。但し、EDGの故障率データは我が国のデータが整理され利用可能なためこれを用いている。我が国の代表プラントに対して実施されたPSA結果では、全炉心損傷頻度はいずれもIAEAが基本安全原則の中で示している新設炉に対する安全目標値 $10^{-5} /$

炉年を下回る低い結果となっている。

国内の代表BWR-3/4/5プラントに対する評価結果の各事故シケケンスの全炉心損傷頻度への寄与割合を図表3-16に示す。

代表BWR-3と比較して高く評価されているが、SBOの寄与はBWR-3と比較して高くなっている。BWR-3プラントではICを2系統保有していることにより、本来外部電源喪失に対しては比較的強い設計となっているためSBOはドミニナントとはならない。いずれのプラントにおいてもSBOシケケンスの炉心損傷頻度それ自体は高いものではない。(SBO(TBシケケンス)による炉心損傷発生頻度、及び全炉心損傷発生頻度に対する寄与率は、各々、BWR-3で約 1.6×10^{-9} /炉年及び約2%、BWR-4で約 1.9×10^{-7} /炉年及び約24%、BWR-5で約 7.2×10^{-9} /炉年及び約22%である。)

なお、安全解析所の評価結果でも産業界評価と同様、SBOシケケンスの炉心損傷頻度は小さい。(我が国の代表的な110万kW級BWRについて行ったPSAの結果では、SBO(TBシケケンス)による炉心損傷発生頻度、及び全炉心損傷発生頻度に対する寄与率は、各々、約 2.4×10^{-9} /炉年及び約1%である。)

国内の代表PWRプラント(ドライ型4ループプラント、アイスコンデンサ型4ループプラント)に対する評価結果の起因事象別全炉心損傷頻度への寄与割合を図表3-17に示す。

ドライ型、アイスコンデンサ型ともに外部電源喪失に起因するシケケンスの寄与は低い。アイスコンデンサ型4ループプラントはタービン動補給水ポンプが2台(ドライ型4ループプラントは1台)設置されているため、外部電源喪失に起因するシケケンスの寄与はさらに小さくなっている。(SBO(TBシケケンス)による炉心損傷発生頻度、及び全炉心損傷発生頻度に対する寄与率は、ドライ型4ループプラントで約 1.1×10^{-9} /炉年及び約0.2%、アイスコンデンサ型4ループプラントで約 2.1×10^{-10} /炉年及び約0.01%である。)

安全解析所の評価結果でも産業界評価と同様、外部電源喪失に起因するシケケンスの炉心損傷頻度は小さい。(我が国の代表的な110万kW級PWRについて行ったPSAの結果PWRでは、外部電源喪失による炉心損傷発生頻度は約 6.6×10^{-9} /炉年であり、全炉心損傷発生頻度に対する寄与率は約4%である。)

我が国において実施したPSAと諸外国において実施したPSAでは評価手法の詳細や使用するデータ等の前提において全て同一の考え方の下に実施されたものではないため、一概に比較するのは適当でないが、ここではNUREG-1150の評価結果を参考として見てみることにする。図表3-18にその評価結果を示す。NUREG-1150の評価においては、Surry, Grand Gulf 炉のSBOが突出した事故シケケンスとなっている。

4. SBOに対する指針及び安全確保対策の評価

(1) 安全設計審査指針に関して

我が国の原子力プラントの電源設備は、安全設計審査指針に基づき高い信頼性と冗長性及び短時間の全交流電源喪失に対する原子炉の安全性確保等が求められている。一方、我が国の原子力プラントの運転実績は約300炉年に達しており、この間、電源設備が十分に高い信頼性を達成してきているかどうかを評価することは有用であり、このため各電源系統の信頼性、電源設備で発生した障害とそのプラントへの影響及び全交流電源が喪失した場合の原子炉の耐久能力を評価した。

①我が国の原子力発電所においては、これまでにSBOの事例は生じていない。なお、国外において発生した主なSBO事例として、米国の軽水炉において発生した3件の事例について調査した。これらの事例からの我が国の原子力発電所への反映事項としては、設計や運転管理の状況が必ずしも同じでないことから直接的に比較して検討することは困難であるが、一般的な教訓事項として、①ヒューマンエラー対策(運転員の教育訓練等)の重要性、及び②電源設備を含めた原子炉施設の安全を確保するための施設に対する原子炉停止時の適切な点検及び保守計画の重要性等について再認識すべきであると考えられる。

②外部電源喪失頻度について、我が国の実績は約0.01/炉年で、米国の実績約0.1/炉年に比べ1桁程度低い。我が国の実績は、全て発電所外の送電線路に原因するもので、この送電線路の原因による発生率は米国のほぼ同じであるが、米国では発電所内の原因による発生事例が多いため低い信頼性となっている。

③外部電源喪失時の復旧性能について、我が国の原子力プラントの外部電源喪失の実績データが少くないことを考慮し、ここでは原子力プラントに係わる事例に限定せず広く我が国の2回線送電線路の復旧性能を評価し、米国の原子力プラントの実績に基づく評価値と参考までに比較した。その結果、我が国の復旧性能は全般的に良好であり、例えば復旧性能の指標としての8時間復旧失敗確率は我が国では約 10^{-2} で、米国の最も信頼性の高いクラスタの場合の 10^{-2} に比べても信頼性は高い。この比較は、概括的な比較であって相違理由についての正確な評価は困難であるが、我が国の良好な実績は、恐らく送電線路の構成等の相違によるものと推測される。なお、我が国の原子力プラントの実績では、すべて30分以内に復旧しているが、米国では復旧に最大19時間(1989年までの統計)を要した事例がある。

④EDGの起動の失敗確率について、我が国の最近10年間の実績は、約 5.5×10^{-4} /demandで、これは米国の実績約 2×10^{-2} /demandに比べて信頼性が高く、各種信頼性向上対策の結果と評価される。今後は、EDGの起動時の信頼性と起動後の運転継続信頼性についてのデータをそれぞれ分離しつつ収集・整理し、故障の分析やPSAに反映していくことが望まれる。

⑤非常用直流電源(非常用蓄電池等)は万一のSBO時に特に重要であり、我が国の原子

力プラントにおいて非常用蓄電池の容量は5時間以上(負荷の一部切り離しベース)である。非常用直流電源設備の信頼性については、我が国ではこれまでのところ蓄電池性能の劣化も含め機能の喪失事例は経験していない。従って、非常用直流電源設備の信頼性は高く維持されると考えられるが、引続き国外の事例等を収集・整理し、これらから得られる教訓を基に信頼性の確保に努めることが望まれる。なお、米国においては非常用直流電源系の非常用蓄電池等の故障事例が報告されている。また、非常用蓄電池の容量は、例えばSurreyにおいて、負荷の一部切り離しを行った場合には4時間と評価されている。

⑥このように我が国の外部電源系統、EDG及び非常用直流電源設備の信頼性は良好であるが、更に万一のSBOを仮定した場合の原子炉の耐久能力を評価した。即ち、原子炉の耐久能力は既に手順化されている対応操作により、蓄電池負荷の一部の切り離しを行う等により、5時間以上と評価される。試みに、米国の RGL155に基づいて我が国のプラントの米国の新しい規制に対する適合性を評価した場合、EDGの信頼性及び発電所周圍の気象条件について我が国におけるそれらの特性を勘案すると耐久能力の時間は全プラントで4時間となり、これに対し我が国の代表的なプラントのSBOに対する原子炉の耐久能力は、既に手順化されている蓄電池負荷の一部の切り離しを行う等の対応操作により、約5時間以上と評価されることから、米国NRCのSBO規則に対する条件を満たしている。これらのことから、我が国のプラントのSBOに対する耐久能力は良好であると言える。

⑦我が国の代表的プラントについて行ったPSA結果(内的事象のみを起因事象とした。)によれば、全炉心損傷頻度は小さく、SBOによる炉心損傷頻度自体も小さい。なおPWR及びBWR-3では、SBOは炉心損傷に寄与する主要因ではなく、一方BWR-4/5では、PWR及びBWR-3に比べその寄与割合は高いものの、SBOによる炉心損傷頻度それ自体は小さい。

⑧主要諸外国においては、外部電源及び非常用内電源の設置等について我が国とほぼ同様な規制上の要求となっている。また、主要諸外国におけるSBOに対する規制上の要求については、米国及び仏国がSBO(長時間のSBOを含む)に対して規制上の要求を行っている。英国及び独国は、我が国とほぼ同様な規制上の要求となっている。

(2) 安全評価審査指針に関して

上記「4.(1)」のように、我が国のプラントの電源系統の信頼性は現状において高く、また信頼性の維持・向上に努力が払われている。SBOの発生確率は小さい。また、万一のSBOに対しても短時間で外部電源等の復旧が期待できるので原子炉が重大な事象に至る可能性は低いと考えられる。

(3) 安全性の一層の向上に関して

①我が国のプラントのSBOに対する安全性の現状は、良好な運転・保守管理等に基づくものであり、これを継続していく努力が必要である。さらに、安全性を向上していくためには、運転員が手順書に習熟していくことはもちろんのこととして、今後新たな知見が得られた場合には、これを適切に設計・運転・保守管理、手順書等に反映していく努力が必要である。

②国内の代表的プラントのPSAの結果によれば、SBOによる炉心損傷頻度は特段高くはなっていないが、原子力安全委員会としてはシビアアクシデント対策としてのアクシデントマネージメントの奨励を決定しているところであり、個別プラントのPSAによりSBOによる炉心損傷頻度の検討を行うとともに、より一層効果的なアクシデントマネージメント等の整備に向けて、その検討に努めていくことが重要である。

③近年、海外のプラントにおいて原子炉停止時に非常用内交流電源が喪失した事例も生じていること及び定期点検時の機器の分解点検等により安全系等の系統・機器の冗長性が失われる可能性があることから、原子炉停止時の運転管理等については、十分に注意を払うことが肝要である。なお原子炉停止時のPSAについて、今後その検討が望まれる。

5. 結論

5. 1 調査結果のまとめ

全交流電源喪失事象について、これまでの我が国の原子力プラントの運転実績等に基づき、また国外の報告等を参考とし、調査した結果は以下のとおりである。

- ①我が国の原子力プラントにおいては、これまでにSBOの事例は生じていない。なお、国外において発生した主なSBO事例として、米国の軽水炉において発生した3件の事例について調査した。これらの事例からの我が国の原子力プラントへの反映事項としては、設計や運転管理の状況が必ずしも同じでないことから直接的に比較して検討することは困難であるが、一般的な教訓事項として、①ヒューマンエラー対策（運転員の教育訓練等）の重要性、及び②電源設備を含めた原子炉施設の安全を確保するための施設に対する原子炉停止時の適切な点検及び保守の計画の重要性等について再認識すべきであると考えられる。
- ②我が国の外部電源喪失頻度は約0.01/炉年と低く、また外部電源復旧時間もこれまでの原子力プラントにおける事例はすべて30分以内である。これは米国の外部電源喪失頻度が約0.1/炉年、及び外部電源復旧時間が中央値で約30分、最長で約18時間(1989年までの統計)であるのと比べ信頼性は高い。
- ③EDGの起動失敗確率について、我が国の最近10年間の実績は、約 6×10^{-4} /demandであり、米国の実績約 2×10^{-2} /demandに比べ、我が国のEDGの信頼性は高い。
- ④直流電源（非常用蓄電池等）は万一のSBO時に特に重要である。我が国の原子力プラントにおいて非常用蓄電池の容量は5時間以上（負荷の一部切り離しベース）である。また、これまでのところ非常用直流電源系の非常用蓄電池等の故障事例はなく、信頼性は高く維持されていると考えられる。なお、米国においては非常用直流電源系の非常用蓄電池等の故障事例が報告されている。また、非常用蓄電池の容量は、例えばSurryにおいて、負荷の一部切り離しを行った場合には4時間と評価されている。
- ⑤このように我が国の外部電源系統、EDG及び非常用直流電源系の非常用蓄電池等の信頼性は良好でありSBOの発生は起こりにくいと考えられる。なお、万一に備え指針で要求されている2回線の送電線と独立した送電系統から非常用電源系に電力供給可能な設計や隣接の原子力プラントからの電力供給可能な設計がされている原子力プラントもある。
- ⑥SBO時の耐久能力については、試みに米国のRG1.155に基づいて我が国の原子力プラントを評価した場合、耐久能力の要求時間は4時間となり、これに対し我が国の代表的な原子力プラントのSBOに対する原子炉の耐久能力は、既に手順化されている蓄電池負荷の一部の切り離し等の対応操作により、5時間以上と評価されることから、米国民CのSBO規則に対する条件を満たしている。
- ⑦我が国の代表的な原子力プラントについて行った内的事象のみを起因事象としたPSA結果によれば、SBOによる炉心損傷発生頻度は低く、参考として米国民RCがNUREG-

1082の中で示している 10^{-5} /炉年以下の目標値と比較しても低い。また、これを含めた全炉心損傷発生頻度も低い。

⑧主要諸外国におけるSBOに対する規制上の要求については、米国及び仏国がSBO（長時間のSBOを含む）に対して規制上の要求を行っている。英国及び独国は、我が国とほぼ同様な規制上の要求となっている。

5. 2 SBOに関する今後の課題

現在の良好な運転管理、保守管理及び余裕をもった設計等を継続することに加えて、安全性のより一層の向上のため、次のような措置を講ずることが望まれる。

- ①我が国の原子力プラントのSBOに対する安全性を更に向上していくためには、運転員が手順書に十分習熟した状態を維持していくことはもちろんのこととして、今後新たな知見が得られた場合には、これを適切に設計・運転・保守管理、手順書等に反映していく努力が必要である。
- ②国内の代表的な原子力プラントのPSAの結果からはSBOによる炉心損傷頻度は、特段高くはなっていないが、個別プラントのPSAによりSBOによる炉心損傷頻度の検討等を行うとともに、より一層効果的なアクシデントマネジメント等の整備に向けて、その検討に努めていくことが重要である。
- ③現状の我が国の原子力プラントの良好な運転・保守管理等を維持し、更にPSAの際には我が国の原子力プラントに対する各種データを収集することが重要なことに鑑み、今後は、EDGの起動時の信頼性及び起動後の運転継続信頼性等についてのデータを収集・整理し、故障率の分析やPSAへの反映・検討が行われることが望まれる。

【検討の経緯】

原子力施設事故・故障分析検討会は、平成3年4月23日に開催された第7回検討会において、全交流電源喪失事象に関して国内外の原子力プラントについて規制上の取扱い、事故故障事例等の調査を行うため、下記の構成員からなる、全交流電源喪失事象検討ワーキング・グループを設置した。

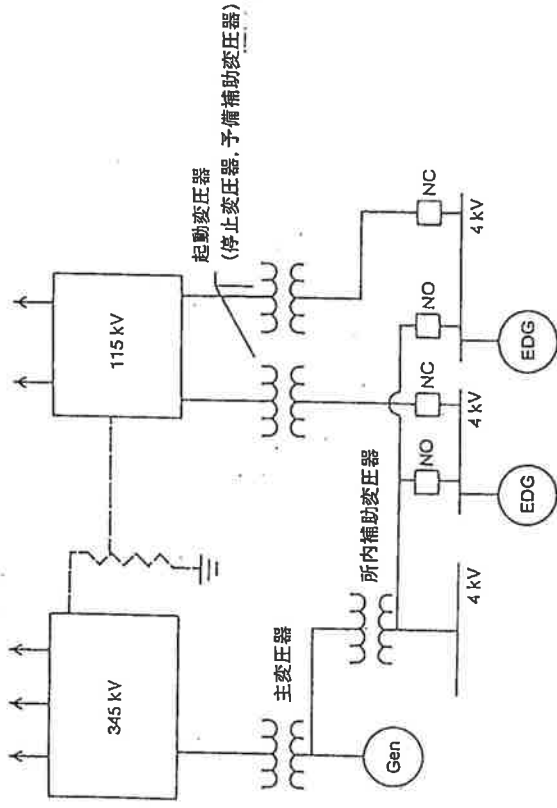
本ワーキング・グループは、平成3年10月22日に第1回ワーキング・グループを開催し、調査を行ってきた結果、平成5年6月11日の第12回ワーキング・グループにおいて結論を得た。

ワーキング・グループの構成員

- (専門委員)
- 竹越 尹 (主査) 前電力中央研究所
 - 相沢 清人 動力炉・核燃料開発事業団
 - 川崎 稔 (財)放射線照射振興協会 (平成3年当時、日本原子力研究所)
 - 竹村 敏男 東京商船大学名誉教授
 - 生田目 健 日本原子力研究所

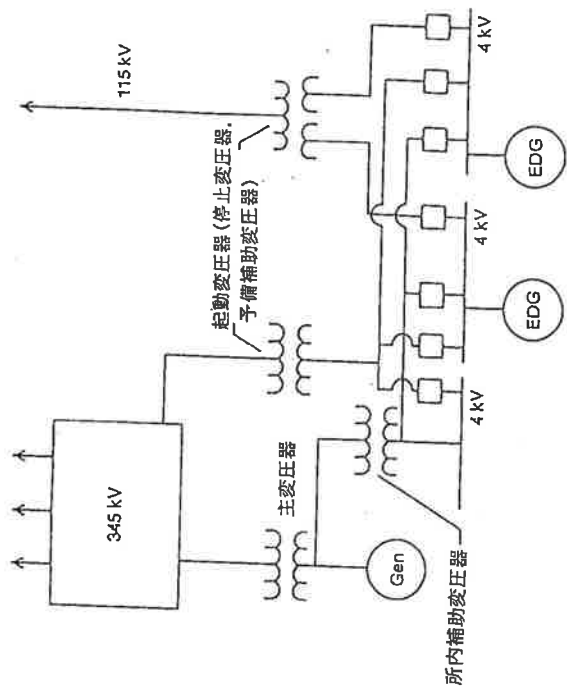
(部外協力者)

- 及川 哲邦 日本原子力研究所
- 東京電力㈱
- 関西電力㈱ (平成4年6月まで)
- 関西電力㈱ (平成4年7月より)



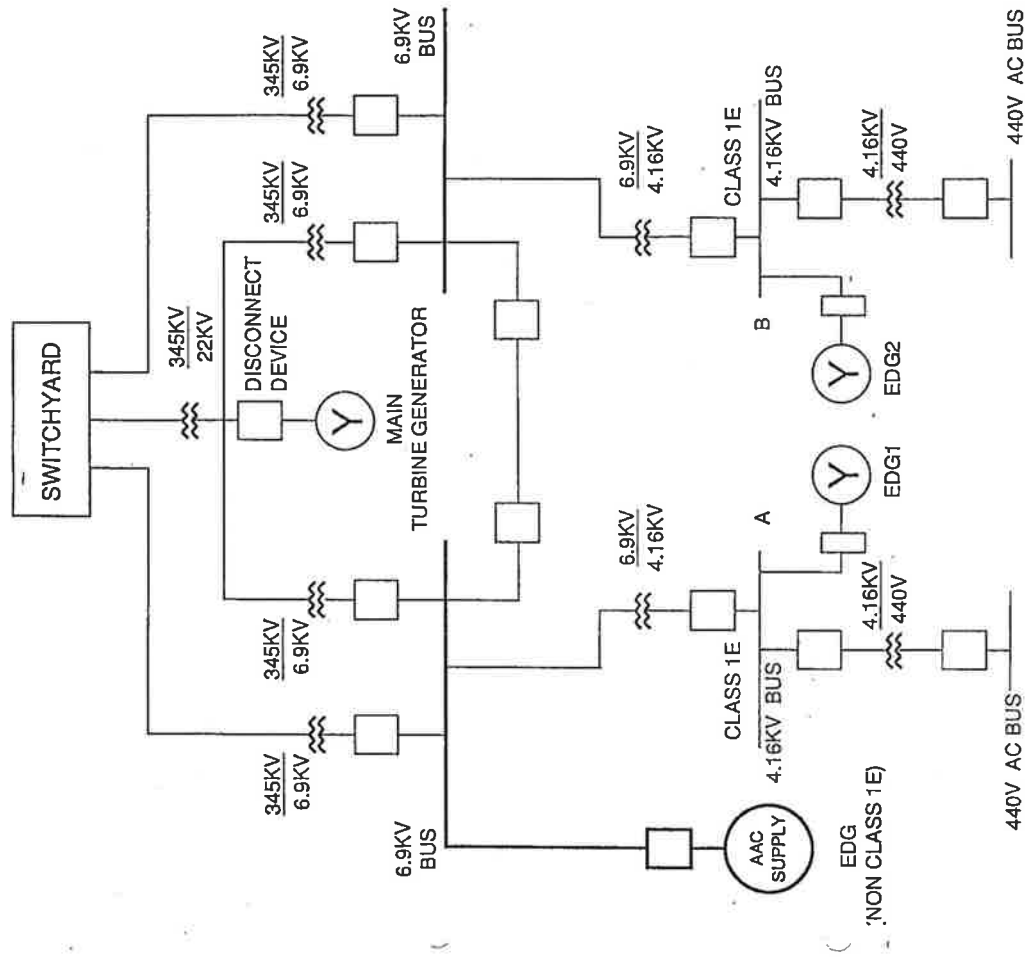
図表2-1 米国の原子力発電所の電源構成の例 (その-1)

(Nuclear plant one-line diagram-example 1, EPR1/NSAC-144)

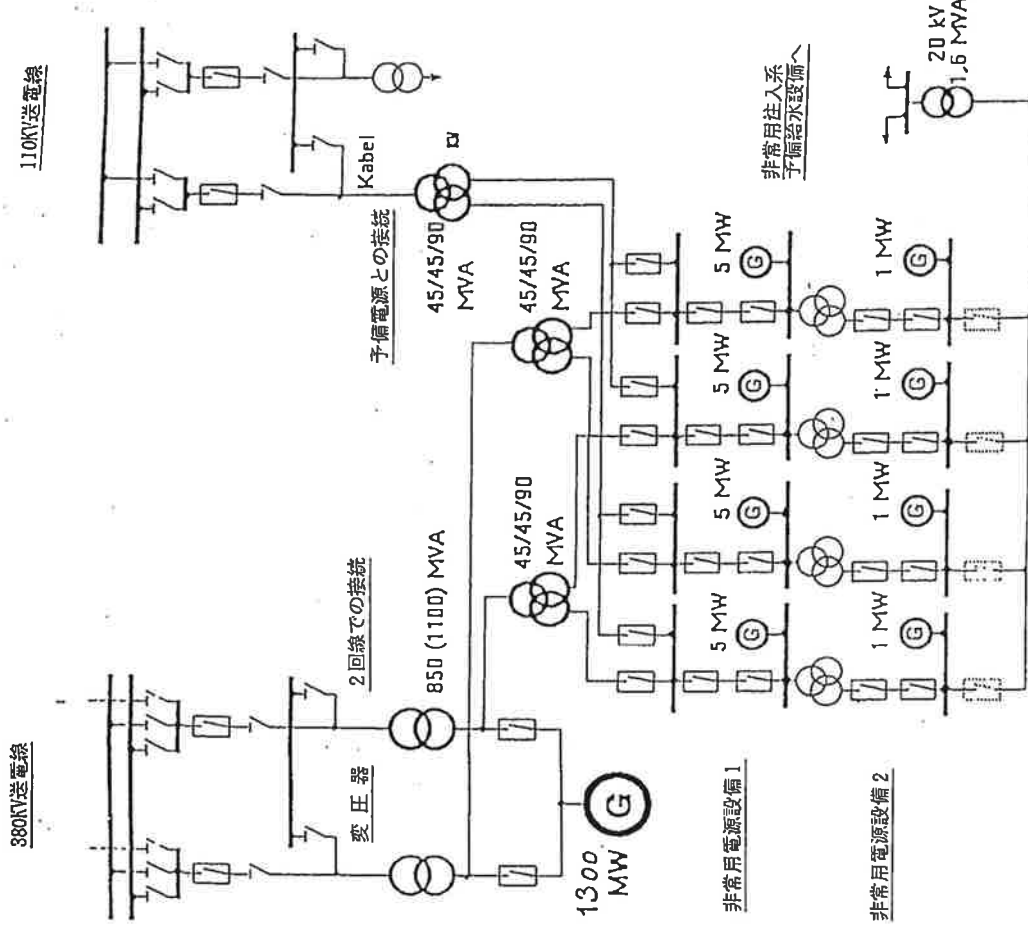


図表 2 - 2 米国の原子力発電所の電源構成の例 (その 2)

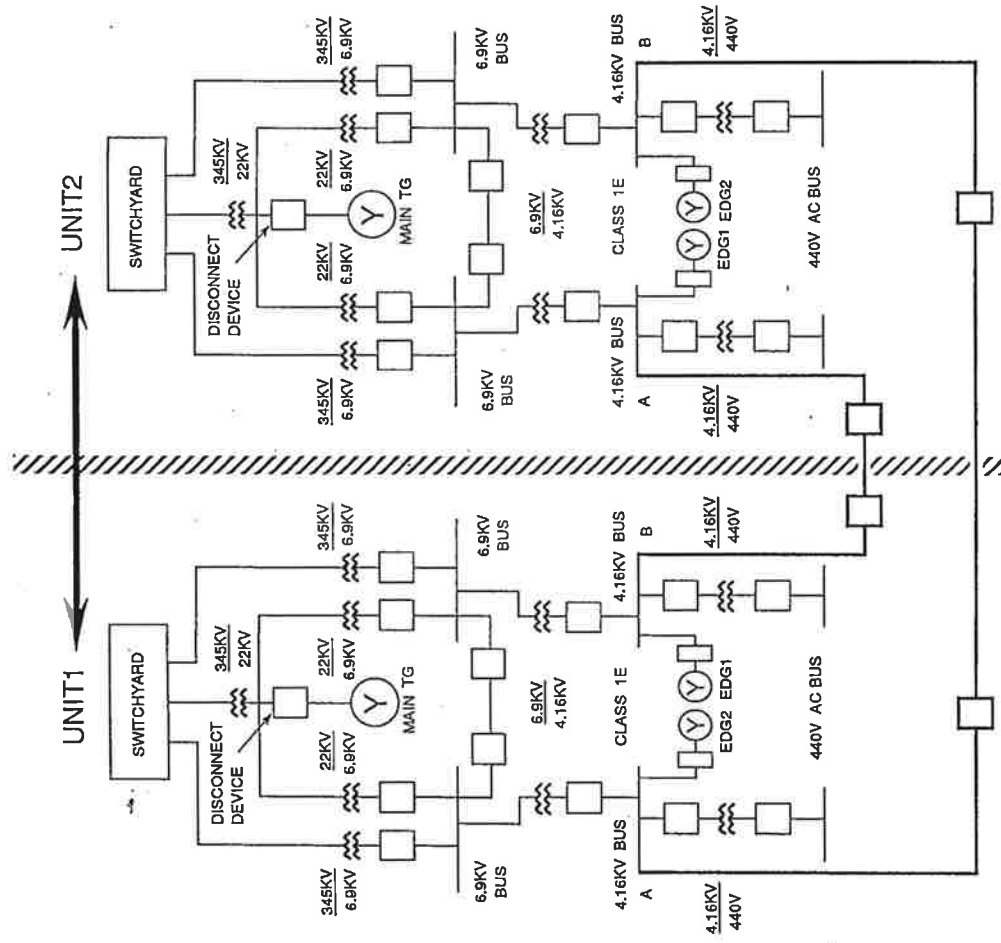
(Nuclear plant one-line diagram-example 2, EPR1/NSAC-144)



図表 2 - 3 米国の代替交流電源サイトの例
(単一基設置サイト、NUMARC-8700)

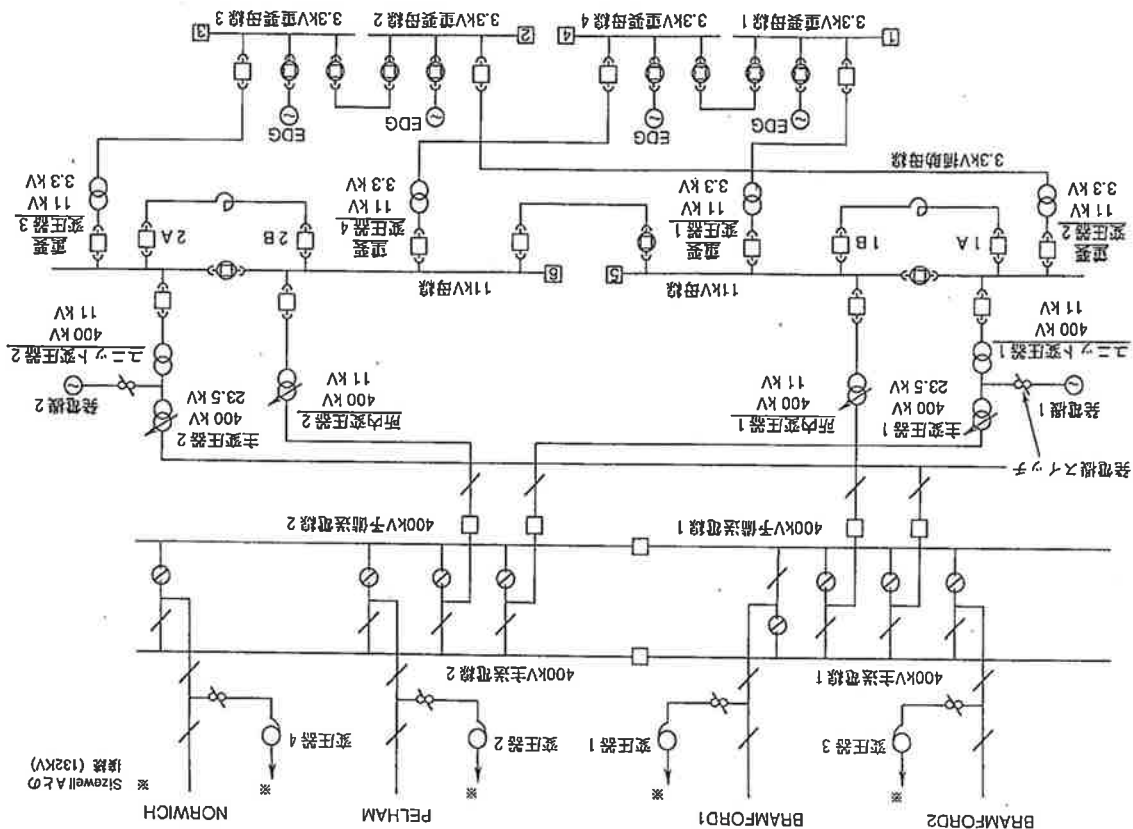


図表 2-5 ドイツの原子力発電所の電源設置概念図の例

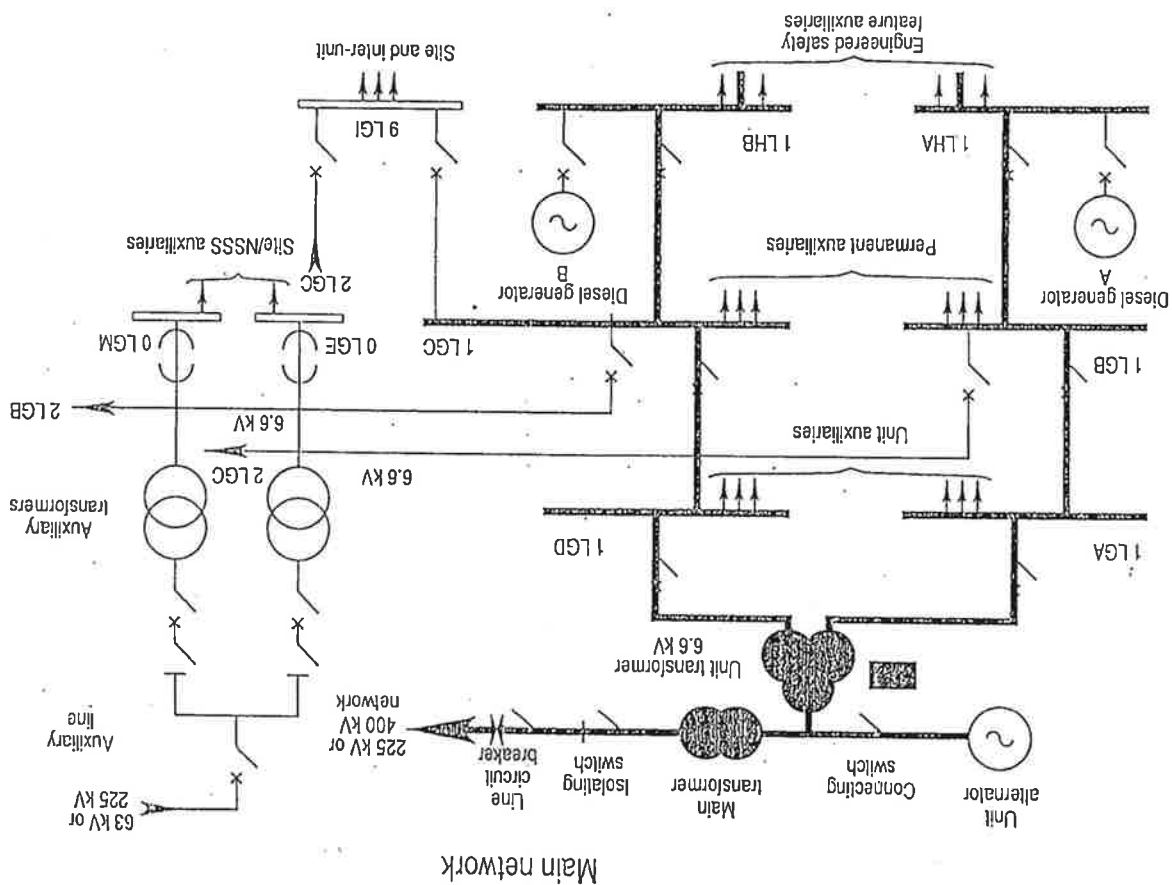


図表 2-4 米国の代替交流電源の例 (複数設置サイト、NUMARC-8700)

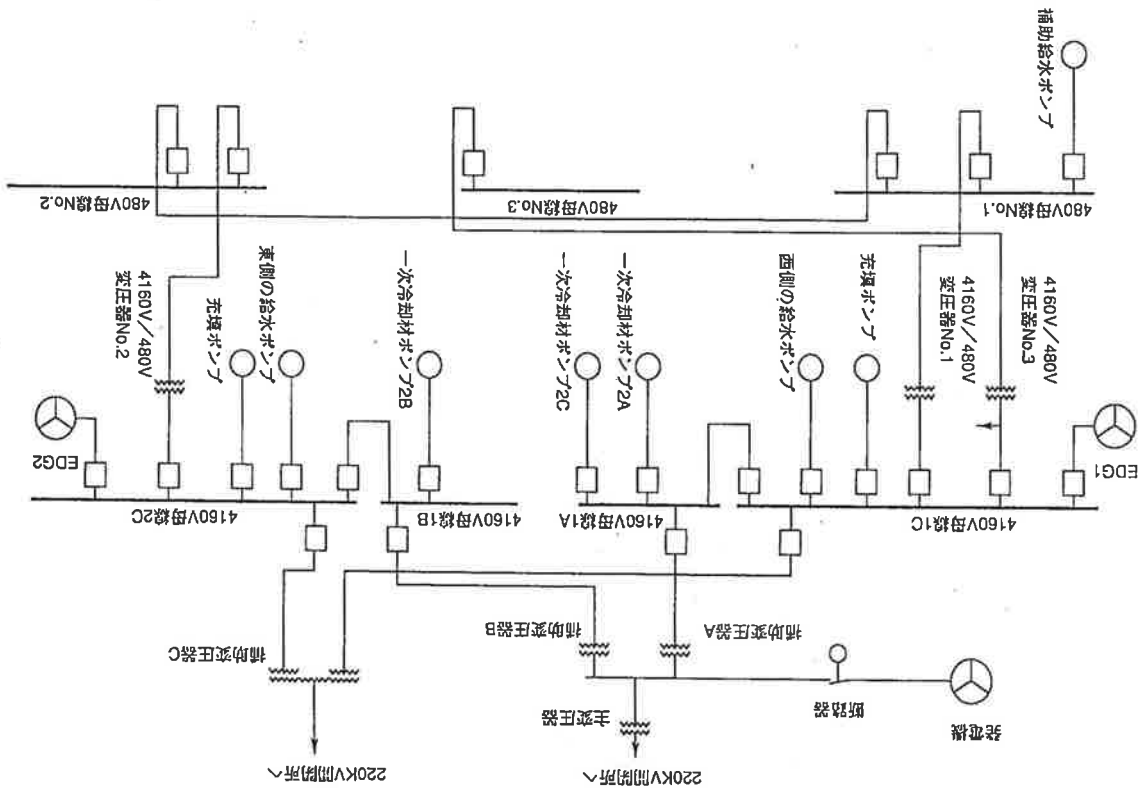
図表 2-7 英国サイクスエール発電所Bの電源構成の概要



図表 2-6 フランスの90万kw級PWRの電源構成の例 (EDS 900)



図表 2-8 米国 San Onofre 1 号炉の電源構成の概要 (NUREG-1190)



(喪失時間が1時間以上継続したもの、または喪失時間が短くてもEDGの起動失敗等を含むもの)

図 2-9 (1) 米国の主な外部電源喪失事

発生日	発電所名 (炉型/ベンダー)	出力 (%)	概要	喪失時間 (分)	原因	LDR No.
65. 11. 12	Presden-1 (BWR/GE) (100)	(100)	電巻のために5本の送電線を含む送電設備の機能が全て喪失した。EDGが自動起動し、所内負荷への給電は確保された。138kV送電線の内の1本は、1号機のトリップの約4時間後に回復した。	240	悪天候 (電巻)	NSAC-144 N/CR-3992
76. 08. 10	Millstone-1 (BWR/GE) (45)	(45)	ハリケーンによる風と塩害のために開閉所及びその周辺で数多くの電気障害が発生し、1、2号機が共にトリップした。5時間の間に総時間2時間15分の外部電源の全喪失を断続的に6度経験した。予備の外部電源は、それ以前に起きた配電箱の故障のため使用不能であった。	300	悪天候 (ハリケーン)	76-049 NSAC-144 N/CR-3992
77. 05. 10	Pilgrim (BWR/GE) (65)	(65)	風雪を伴う嵐のために345kV送電線の上に空電線が落下した。その結果、送電線が断線し原子炉がトリップすると共に、もう一方の345kV送電線もトリップした。345kV開閉所への送電を意図的に9時間40分停止させた。23kV送電線への送電も2時間40分停止した。	160	悪天候 (嵐)	77-021 NSAC-144 N/CR-3992
77. 07. 13	Indian Point-2 (PWR/WH) (0)	(0)	2度の落雷により送電機が停止した。EDGが起動し2系列ある安全母線への給電は確保された。1975年以来、同サイトの後部外部電源として近くの発電所に設置された3台のガスターレ送電機からも電力供給を受けられるようになっていたが、その内の2台は補修中で、残り1台は電圧調整器の故障により起動に失敗した。	388	悪天候 (落雷)	NSAC-144 N/CR-3992 NUREG-1410
77. 05. 16	St. Lucie-1 (PWR/CE) (不明)	(不明)	送電線での擾乱により原子炉がトリップし、その結果、電圧低により外部電源が喪失した。20分後に電圧は正常な値に戻ったが、1時間後に外部電源が再度喪失した。約15分前に送電線の状態が不安定であったためアラームは既に手動でトリップされていた。	170	設計ミス	77-026 NSAC-144 N/CR-3992
77. 05. 16	Turkey Point-3, 4 (PWR/WH) (99, 0)	(99, 0)	出力運転中の3号機がスクラムし、その後、送電線での電気障害により南フロリダ地区が停電となり外部電源が全て喪失した。化石燃料アラーム2送もトリップした。外部電源は1時間2分後に回復したが、その37分後に送電設備が故障し、再度外部電源が喪失した。2度目の外部電源喪失に対しては、2時間以内に復旧できた。	62 < 120	設計ミス	NSAC-144 N/CR-3992 NUREG-1410

発生日 (何型/ベンダー) (出力(%))	発電所名	概要	喪失時間 (分)	原因	文献 LBR No.
78.02.06 (BR/CE) (24)	Pierlim	風を伴う嵐のために445kVの母子に氷と嵐が付着し、断続的な電気降電 が発生した。母子に付着した氷と嵐を洗い落とすまでの間、345kVの外部 電源が喪失した。345kV開閉所の送電を意図的に18時間34分停止した。 23kV送電線も8時間54分間喪失した。	534	悪天候 (風雪) NSAC-144 N/CR-3992	78-003
78.04.13 (PRR/CE) (100, 100)	Calvert Cliffs-1, 2	路が存在していたことが原因で500kV開閉所の保護リレーが作動し、遮断 器が開いたため、原子炉はトリップした。運転員は開いた遮断器を復旧さ せようとして他の遮断器を操作したため、両機間の安全母線のそれぞれ1系 列の電源が喪失した。このため、2号機の給水ポンプの電源が喪失したた め、原子炉を手動でトリップさせた。EDGの1台は起動に失敗した。外 部電源は常時利用可能であった。	—	設計ミス NSAC-144 N/CR-3992	78-020
78.07.28 (PRR/MI) (100)	Beaver Valley-1	主変圧器が故障し発電機がトリップした。発電機のコーストダウン中に、 リレーの故障により345kV送電線の全ての遮断器と138kV送電線の3個の遮 断器が開き外部電源が全て喪失した。本事故中、1台のEDGが起動に失 敗した。	17	機器故障 NSAC-144 N/CR-3992	78-043
78.09.16 (PRR/CE) (0)	ANO-2	出力運転中の1号機がトリップしたため、1号機補機への給電が起動変圧 器に切り換わったが、過負荷によりトリップした。負荷切り離しせず、 2つのユニットの負荷に給電する容量を持たない予備変圧器に切り換えた ため、2号機の母線が不足電圧状態に陥り外部電源が全て喪失した。	89	設計ミス NSAC-144 N/CR-3992	NSAC-144
80.06.03 (PRR/MI) (100)	Indian Point-2	嵐の際中に、鉄塔に落雷し変電所へ送電している138kV給電線がトリップ し、シールド線が破損した。垂れ下がったシールド線が下を横切っている 345kV送電線に接触し、激しい電流が流れた。このため2本目のシ ールド線が破損し、138kV給電線へ落下し138kV送電線が全て喪失した。2 号機は手動で停止され、近くの発電所のガスタービン発電機は1度は起動 したものの138kV送電線が全喪失したためトリップし、2号機の外部電源 は全て喪失したが、所内のEDGによって電力は確保された。	< 105	悪天候 (落雷) NSAC-144 N/CR-3992	80-006

1 (2) 米国の主な外部電源喪失事象、

発生日 (何型/ベンダー) (出力(%))	発電所名	概要	喪失時間 (分)	原因	文献 LBR No.
80.07.15 (PRR/MI) (0, 100)	Frairie Island-1, 2	激しい雷雨のために2号機がスクラムし、8分後に345kV送電線による送 電が完全に停止した。EDGが起動に成功し補機への給電は確保された。 予備の161kV送電線は無事であったが、1時間2分の間電圧が129kVに低下 していたため利用できなかった。	62	悪天候 (雷雨) NSAC-144 N/CR-3992	80-020
81.01.02 (PRR/CE) (100)	Millstone-2	運転員が直流電源装置のスイッチングを誤ったため原子炉がトリップする と共に、遮断器の制御不能となったため外部電源からの給電も行えなくな ると共に1台のEDGの機能喪失に至った。さらに1台のEDGが別の原 因でトリップした。なお、直流電源の喪失であったため主送電機の遮断器 はトリップしなかった。	—	人為ミス 設計ミス N/CR-3992	N/CR-3992
83.05.17 (HTGR/GA) (0)	Pl. St. Vrain	2ヶ月間冷温停止状態に置かれていたとき、雪と嵐のために外部電源設備 で、トラブルが発生した。EDG1台が起動し、外部電源と並列した480V 母線に接続された。この時、EDG1Aは保守中であった。外部電源の喪 失により1Bが過負荷状態に陥りトリップし全交流電源喪失となった。25 分後に1Bは再起動された。	105	悪天候 (風雪) NSAC-144 N/CR-3992	83-018
83.10.08 (PRR/MI) (0)	Farley-2	燃料交換停止中に230kV開閉所の遮断器が故障した。故障した遮断器を開 離するため、その前後の遮断器も開いたため、起動変圧器と予備変圧器へ の給電が停止し、外部電源が喪失した。2台のEDGが起動に成功し、安 全母線への給電は確保された。片方の変圧器は2時間45分に、もう一方は 3時間17分後に復旧した。	165	機器故障 NSAC-144 N/CR-3992	N/CR-3992
84.01.08 (PRR/CE) (0)	Palisades	故障した遮断器を隔離するため、外部電源からの給電を停止することとし たが、このときEDGの1台は保守中であり、また稼働可能なEDGのサ ービスポンプも保守中であった。外部電源からの給電を停止する前に冷却 水の供給なしでEDGが起動され、50分後に過熱したため手動で停止し た。外部電源は3分後に復旧された。	—	人為ミス NSAC-144 N/CR-3992	84-001

1 (3) 米国の主な外部電源喪失事象、

図 9 (4) 米国の主な外部電源喪失事象 (1)

発生日 (炉型/ベクター) (出力(%))	発電所名	概要	喪失時間 (分)	原因	文献 No.
84.06.05 (PWR/WH) (0)	Salem-1	1号機は、燃料交換機停止中に大規模なアラート全体の保守を行っていた。3号機あるBWR母線1台は3組ある蓄電池の1台はBWR外とされてきた。また、BWR母線1Aの自動切り換えリレーは、2号機での使用のため取り外されていた。このような状況のもとで、BWR母線1Aの遮断器を試験のため開けたところ、全停電リレーが作動し、残るBWR母線1Cへの給電も停止した。2号のEDGが起動したが、1CのEDGは蓄電池がBWR外であったため、遮断器が閉じず給電できなかった。	-	機器故障	NSAC-144 NURRG-1410
84.08.24 (PWR/WH) (0)	Connecticut Yankee	2本の115kV線の1本と2本の所内変圧器の1台への給電が保守のため遮断された。分断点撤した循環水ポンプの起動中に、送電リレーが作動し、残りの所内変圧器が開放され、外部電源が全て喪失した。2台のEDGが起動したが、その内の1台は母線との接続に失敗した。	-	機器故障	NSAC-144 NURRG-1410
85.05.17 (PWR/WH) (0, 100)	Turkey Point-3, 4	発電所の近くで火災が発生し、500kV送電線による送電が停止した。この発電所からの送電停止により外部電源が喪失した。31分後に起動変圧器を再始動した。外部電源からの給電が再開したものの電圧が安定せず、所内に給電されたのは2時間5分後であった。	125	その他 (火災)	NSAC-144 NURRG-1410
85.09.27 (PWR/CE) (0, 0)	Millstone-1, 2	ハリケーンに耐えるため1, 2号機を停止した。その40分後にハリケーンのために外部電源が全て喪失した。EDGによって電源は確保された。1号機への外部電源は、3時間31分後に回復したが、2号機には、1号機の廃外母線を経由するようにならなため、インベクターをバイパスするのみに手取りり、27kV送電線からの給電は電源喪失後5時間30分後に可能となった。	330	悪天候 (ハリケーン)	NSAC-144
86.01.28 (PWR/WH) (80)	Robinson-2	不足電圧リレーのロケアウトが切れ、安全母線E-2への給電が喪失した。EDGのBは修理中であったためE-2への給電が行なえず、各種計装系への給電が喪失したことにより原子炉がトリップした。起動変圧器に切り換わった1秒後に115kV送電線がロケアウトしたため、全ての外部電源が喪失した。EDGが自動起動し、給電された。	100	機器故障	NSAC-144

図 9 (5) 米国の主な外部電源喪失事象 (2)

発生日 (炉型/ベクター) (出力(%))	発電所名	概要	喪失時間 (分)	原因	文献 No.
87.07.14 (PWR/CE) (77)	Palisades	保守作業中に放水装置が作動し、放水によりタービンが発生し、起動変圧器の端子が破損した。その結果、起動変圧器へ給電している母線が隔離された。母線の隔離によりタービンへの給電がストップし、原子炉が停止したため、所内変圧器からの給電もストップしたが、2台のEDGによって電源は確保された。	446	機器故障	NSAC-144
87.07.23 (PWR/CE) (100, 100)	Calvert Cliffs-1, 2	同サイトは2本の500kV線を経由し、電力系統網に接続されている。本日の接触により1系統が使用不能となり、かつもう一方の送電線の回路遮断器が論理回路カードの故障により閉き、外部電源が全て喪失した。3台のEDGが起動に成功し、非常用母線への給電は確保された。	118	機器故障	NSAC-144
87.10.16 (PWR/BWR) (0)	Crystal River-3	起動変圧器近くの作業中に、作業員が金属製のポールを吊り上げたところ、誤ってポールが230kVの高圧線に触れたため作業員2名が重傷(一人はその後死亡)を負うと共に外部電源が喪失した。1台のEDGは保修中であつたが残る1台は自動起動した。	-	人為ミス	NSAC-144 NURRG-1410
87.11.12 Pillar (BWR/CE) (0)	Pillar	風雪を伴う真冬の嵐が原因で外部電源が全て喪失した。強風による送電線の揺れや短絡が生じ、さらに雪が閉鎖所の高圧用端子を覆いつくし送電線の短絡や接地が生じ、閉鎖所の341kV遮断器が開きアラートへの給電が停止した。復旧に要した外部電源は、21時間後に回復した。	660	悪天候 (風雪)	NSAC-144 NURRG-1410
89.01.03 (PWR/CE) (100)	Palo Verde-2	終電のために安全母線へ給電している2台の工学的な施設用変圧器のトリップが同時に破損し、安全母線への給電が停止した。EDG 2台が自動起動し、安全母線への給電は確保された。トリップの交換が完了し、工学的な施設用変圧器からの給電が回復するのに18時間58分かかった。	138	悪天候 (落雷)	NSAC-147
89.04.06 Surv-1 (PWR/WH) (0)	Surv-1	閉鎖所での電気設備が原因で500kVの車載変圧器が故障し同変圧器がロケアウトされた。これにより非常用母線1本と非常用母線1本への給電が遮断された。制御スタッフが自動の位置になっていなかったため、EDGが起動しなかった。27分後にEDGを手動で起動した。	-	人為ミス	NSAC-144 NURRG-1410

発生日 (昇型/ベンダー) (出力(%))	発電所名 (BWR/GE) (76)	概要	喪失時間 (分)	原因	LCR No. 文献
89.06.17	Brunswick-2 (BWR/GE)	4kV電源設備の地絡地点を特定するための作業中に起動変圧器がトリップし、起動変圧器を介して給電されていた一次冷却材ポンプの電源が喪失し、ため手動スクラムした。これにより主発電機による発電も停止したため所内変圧器を介して給電も停止した。EDGが起動し安全母線への給電は確保された。なお、1号機の起動変圧器を稼働させた給電は可能であった。	90	人為ミス	89-009 NSAC-147
89.07.11	Summer (PWR/WH) (100)	保守作業中に誤って主発電機の計器用配線を短絡させ、タービン及び原子炉がトリップした。20秒後に近隣の3基の発電所もトリップした。これにより送電網の電圧が11%低下し、EDGが起動し安全母線への給電を開始した。別の発電機が併入され2時間10分後に電圧が正常な値に回復した。	130	人為ミス	89-012 NSAC-147
90.01.16	Dresden-2 (BWR/GE) (100)	復水/ターボポンプのトリップを発端とし原子炉がスクラムした。所内変圧器がトリップし、常用交流母線への給電が喪失した。その後、所内変圧器を稼働させた所内負荷への給電喪失を予期し、EDGを手動にて起動した。	720	機器故障	90-002

図 9 (6) 米国の主な外部電源喪失事象

故障の発生 位置等	発生年月日	発電所名	概要	出典 (IRS番号)
制御系	81/01/02	Millstone-2	運転員が、125V直流電源系の主遮断器を不用意に開いたため、2系統ある非常用電源系の1系統の喪失となり、原子炉はトリップした。タービンは直流電源系が喪失していたため自動トリップしなかった。30秒後に手動でトリップした。タービンと1系統の直流電源系の喪失により2つある交流電源系の1つが外部電源の復旧に伴う誤信号によって、もう1台については排熱冷却系の漏水がトリップした。EDGにありかかり、ガバナ制御が不調となったため、ともにトリップした。	40-2
冷却水系	81/11/19	Dresden-3	運転中の他のユニットの停止準備のために、1台のEDGを運転していたところ、EDG冷却水の温度が高くなったので調査のため停止した。冷却水ポンプの出口の止弁のチェックがずれ、配管を閉塞していた。他のEDGも点検したところ、同様な劣化が認められた。	153-02
冷却水系	81/10/23	Dresden-3	EDG冷却水ポンプ系にある逆止弁が故障し、サーベランス試験時にエンジン温度高発生している。3つあるうちの2つの逆止弁で、チェックが破損し、残る1つについて、弁のチェックが壊れていた。分離したチェックの1つは、ほぼ冷却水の全流量をさききるよう吐出側につかえていた。さらに、1つのポンプでは、度重なるチェックによってエアリロックに過度の摩擦が生じていた。	199-G3

図表2-10(1) 米国におけるEDGの主な故障例

故障の発生 位置等	発生年月日	発電所名	出典 (IRS番号)
故障の発生 位置等	83/08/12	Shoreham	459
燃料交換のための停止中、2号機1基のEDGが運転不能であった。運転手順書では2基のEDGが運転可能でなければならないのに当直長は切り離しを行うことを決定した。EDGが運転可能でなければならないのに当直長は切り離しを行うことを決定した。さらに運転員は、加機冷却系ポンプが1台も運転されいないことを認識していなかった。(これらのポンプは運転中のEDGから電力供給されEDG等を冷却する。)従って、1基のEDGのみが起動され外部電源が切り離され、EDGを冷却水なしで50分運転したところで、過熱したため手動で停止した。	84/01/08	Palisades	460
燃料交換のための停止中、2号機1基のEDGが運転不能であった。運転手順書では2基のEDGが運転可能でなければならないのに当直長は切り離しを行うことを決定した。EDGが運転可能でなければならないのに当直長は切り離しを行うことを決定した。さらに運転員は、加機冷却系ポンプが1台も運転されいないことを認識していなかった。(これらのポンプは運転中のEDGから電力供給されEDG等を冷却する。)従って、1基のEDGのみが起動され外部電源が切り離され、EDGを冷却水なしで50分運転したところで、過熱したため手動で停止した。	84/10/23	Vermont Yankee	490
冷却水系、 起動空気系	84 / /	North Anna-2	541

図表2-10(3) 米図におけるEDGの主な故障例

故障の発生 位置等	発生年月日	発電所名	出典 (IRS番号)
故障の発生 位置等	82/06/02	Calvert Cliffs -2	252
冷却水系	82/01/07	Brunswick-1	253
制御系	82/06/22	Quad Cities-2	258
故障の発生 位置等	82/06/02	Calvert Cliffs -2	252
制御系	82/06/02	Calvert Cliffs -2	252
冷却水系	82/01/07	Brunswick-1	253
制御系	82/06/22	Quad Cities-2	258

図表2-10(2) 米図におけるEDGの主な故障例