

費用便益分析による変電設備の耐震補強計画法

朱牟田善治¹・石田勝彦²・当麻純一³

¹正会員 工修 (財) 電力中央研究所 地盤耐震部 (〒270-11 千葉県我孫子市我孫子 1646)

²工博 (財) 電力中央研究所 (〒270-11 千葉県我孫子市我孫子 1646)

³正会員 工博 (財) 電力中央研究所 地盤耐震部 (〒270-11 千葉県我孫子市我孫子 1646)

日本においては、1980年に変電機器の耐震設計指針が改訂された一方で、最新の設計基準に準拠しない変電機器がまだまだ数多く残されている。そのような変電機器を最新の基準のもとに設計された機器に取り替えたり、耐震補強するためには莫大な費用が必要となる。上記の理由から本論では、費用便益分析に基づく変電設備の耐震補強計画法を提案する。本手法によれば、耐震補強コストと想定地震に対する企業損失コストを勘案し、耐震補強すべき機器の優先順位とその総数を決定することが可能となる。本手法の妥当性を示すため、北海道釧路地域の実在2次系統に本手法を適用し、同系統の断路器および遮断器を対象とする耐震補強計画について、費用便益の観点から考察する。

Key Words: cost benefit analysis, seismic retrofit, substation facility, electric power system, lifeline, earthquake disaster prevention

1. はじめに

従来、変電機器の耐震設計は、一般に静的設計手法が用いられており水平加速度 0.5G を静的に加え、これにより発生する応力に耐えるように設計されたものが多かった。しかし、1964年新潟地震、1978年十勝沖地震などで碍子系機器^①に多大な被害が生じたため、その対策として動的設計手法が、主に空気遮断器^②を対象に取り入れられるようになった。その後、1978年宮城県沖地震で 275kV 変圧器ブッシング^③の破損など従来経験のなかった被害が発生したことにより、変電機器の耐震対策に関して再検討がなされた。この結果、JEAG5003^④が1980年に制定され、今日、標準的な指針として広く採用されるようになった。

このように設計法が時代とともに改善されてきた一方で、JEAG5003は、170kV以上の変電機器が主な対象であるなどの理由から同指針に準拠していない変電機器がまだまだ数多く既存の電力流通設備に残されている。1993年釧路沖地震(以下、釧路沖地震)、1994年北海道東方沖地震(以下、東方沖地震)と2年以内に2度の地震に見舞われた北海道釧路支店管轄内の主要な変圧器132台、および遮断器289台のうち、製造年が1980年以前の変圧器は85台、遮断器は86台とそれぞれ全体の約64%、約30%を占めている。上記2つの地震で発生した変電機器の被害はいずれも、このような旧基準で設計された機器に集

中して発生した。1995年兵庫県南部地震においても被害の大部分は、1980年以前に建設された機器に集中して発生している。

現実に、1980年以前に製造されたすべての機器を新しい機器に取り替えたり、耐震補強したりすることは、その数の多さから莫大な費用がかかるため、おのずと限界がある。限られた費用の中でもっとも効果的な耐震対策を行うには、設備計画を策定する実務者が管理する全系統レベルでの耐震対策に対する費用便益分析を行う必要がある。図-1は、ある想定地震に対する耐震補強コストと企業損失コストとのトレードオフの関係を概念的に示している。横軸に電力系統^⑤全体の耐震性を供給支障電力で示し、縦軸にコストの次元をとっている。耐震補強費用を多くとれば、供給信頼性は高くなり、地震時の電力会社の損失コストも小さく抑えることができる。逆に、耐震対策の費用が少なければ、供給信頼性は低くなり、地震による電力会社の損失が大きくなる。このように想定される地震外力に対する耐震補強コストと損失コストのトレードオフの関係を定量的に分析できれば、設備計画者のニーズに応じた経済的な耐震補強計画を策定することができる。

しかしながら、このような費用便益分析を行うことはこれまで困難であった。これは、地震時を対象とした系統全体の機能損失評価に関する研究が十分ではなく、実用的なコスト評価モデルの構築が困難であったことが主

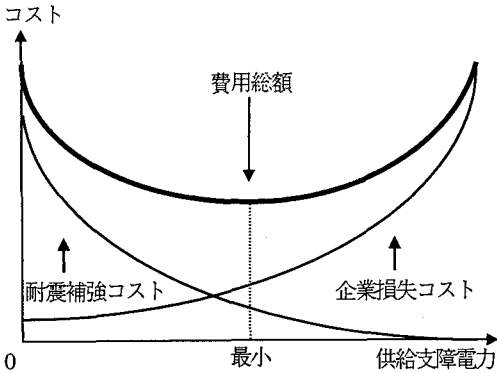


図-1 想定地震に対する耐震補強コストと企業損失コストの関係

な理由として挙げられる。たとえば、星谷ら²⁾は、事前対策費用、地震による損失および機能停止に伴う損失を考慮した期待損失費用を最小とする最適化問題に対し、確率モデルを提案して先駆的な研究を行っているものの、具体的な適用例を示していない。このような状況から、実務において費用便益分析の結果に基づいて変電設備の耐震補強を実施した例はなく、設計地震力に対して許容応力基準を満たさないと判断された個々の機器に一律に耐震対策が施されるのが通常である。

筆者らは、電力システムの耐震補強問題を検討するうえで、地震時の系統全体の機能損失量の定量評価手法を確立する必要があると考え、基幹系統^①(ループ系統)^②、二次系統^③(放射状系統)^④を対象とした信頼性評価法を提案した。本論文では、これらの成果を前提として、図-1の耐震補強コストと想定地震に対する企業損失コストの評価モデルを提案し、設備計画者のニーズに応じた経済的な耐震補強計画を定量的に検討できる手法を提案する。まず、図-1の概念ののっとり、本手法の概要について述べ、地震時の企業損失コスト、耐震補強コストの評価モデルを構築する。次に、近年連続して2度も被災した北海道釧路地域の実二次系統(66kV)に本手法を適用し、手法の有効性を検討する。最後に、同系統の断路器および遮断器を対象とする耐震補強計画について、本提案手法を用い、費用便益の観点から考察する。

2. 費用便益分析の概要

図-2は、提案する手法の解析フローを示す。本手法は3つのステップからなる。

(1) 第1ステップ

第1ステップでは、機器の脆弱性とその直下の地盤の

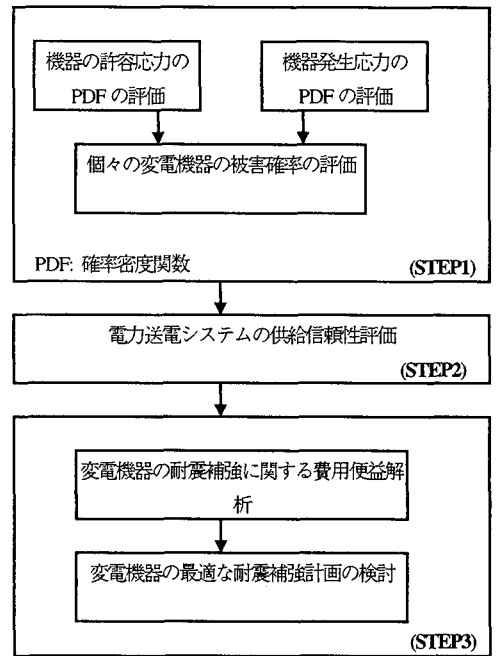


図-2 変電設備に対する耐震補強計画法の解析フロー

地震危険度に基づき、対象とする各機器の想定地震に対する被害確率を以下のように算定する：

まず、評価対象地点の周辺の地震記録、地質的特性に関する調査結果等を参照し、想定地震を定める。ここでいう評価対象地域は、過去の地震被害を勘案し、支店管轄レベル程度を想定している。

ただし、想定地震に対して生じる変電機器の破壊は、1つの機器に1つだけ発生するものと仮定する(単一の被害モードを設定する)。

次に、地震により任意の変電機器 i に発生する応力 S の確率密度関数($f_{Si}(s)$)と、ある限界状態の耐力 R の確率密度関数($f_{Ri}(r)$)を求める。求めた確率密度関数を用い、式(1)で定義した地震被害確率(P_{fi})を算定する。ただし、 S と R は独立であると仮定する。

$$P_{fi} = \int_0^{\infty} f_{Si}(s) \left\{ \int_0^s f_{Ri}(r) dr \right\} ds = \int_0^{\infty} f_{Si}(s) F_{Ri}(s) ds \quad (1)$$

ここで、 $F_{Ri}(s)$ は変電機器 i の耐力の確率分布関数である。

(2) 第2ステップ

第2ステップでは、第1ステップで求めた機器ごとの地震被害確率に基づき、系統全体での地震時の供給信頼性

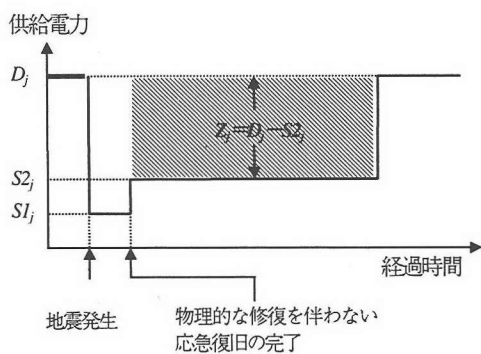


図-3 供給支障電力関数の概念

を評価する。図-3には、地震で被害を受けた電力系統の地震後の復旧過程を単純化して示す。図の横軸および縦軸は、それぞれ地震後の経過時間と各時点での系統の供給電力を示す。図-3において、地震により被害を受けた送電系統⁹⁾の供給電力は、次の2つの段階に分けられる。送電系統が地震により損傷を受けた場合、系統全体での供給電力は、いったん S_1 まで減少するが、機器の物理的な修復をせずに、系統切り替え等による系統がもつ冗長性を利用した応急復旧が完了した時点で S_2 まで回復する。本論では、系統の地震時供給信頼性を定量的に評価する尺度として供給支障電力を用いるために、地震直前の負荷 (D_j) と S_2 の差を式(2)で示される供給支障電力関数として定義する：

$$Z_j = D_j - S_2_j \quad (\geq 0) \quad (2)$$

ここで、 j は想定地震を示し、 Z_j は供給支障電力関数を示す。 D_j は、地震直前の系統の負荷電力を示し、 S_2_j は、物理的な機器の修復をせずに応急復旧が完了した時点での供給可能電力を示す。

式(2)を確率的に評価するために、送電系統⁹⁾を対象とする信頼性解析を行う。まず、変電所を構成している母線¹⁰⁾、断路器¹¹⁾、遮断器、変圧器などの変電機器をノードに、機器間を接続しているリード線¹²⁾をリンクとしてモデル化した変電所モデル(サブネットワークモデル)を構築し、各ノードに第1ステップで推定した被害確率を与える。つぎに、各ノードに独立に乱数 ($0.0 \leq R \leq 1.0$) を発生させて被害の有無を確定する。ここで発生させた乱数(R)は、機器の耐力と想定地震による発生応力の状態をモンテカルロ法の各試行ごとに確定的に与えることを意味する。確定したノードごとの被害に基づき変電所ごとに供給支障電力を計算する⁹⁾。それらの値を初期値として、変電所をノード、送電線をリンクとした系統モデル(メ

インネットワークモデル)に入力し、系統全体の供給支障電力(Z_n ; n は、モンテカルロ法の試行 n)および各リンク(l)の過負荷¹³⁾(OL_l)を求める。メインネットワークの解析には以下に示す2つの方法を用いる。

a) 地震時におけるループ系統(基幹系統)の信頼性評価法³⁾

基幹系統のように、ループ状に運用されている電力系統を対象とする場合、物理的な連結性および電気的特性(①系統周波数異常、②電圧異常、③過負荷)をチェックして、電流の調整が最も効率的に行われた状態を模擬して、系統全体での供給支障電力(Z_n)を算定する³⁾。また、リンクごとの過負荷(OL_l)を文献3)中の式(18)により求める。本手法を行うにあたり解析に必要な入力情報は、通常の潮流計算¹⁴⁾を行うためのデータ、電気的特性の基準値、評価関数で定義される重み係数、電流の調整³⁾を行うときに必要な配分係数である。

b) 地震時における放射状系統(2次系統)の信頼性評価法⁴⁾

2次系統のように放射状に運用されている電力系統を対象とする場合は、変電所をノード、送電線をリンクとする系統モデルに対し、ハイブリッドGA(遺伝的アルゴリズム)法⁴⁾を応用して系統全体の供給支障電力(Z_n)を算定する。また、文献4)の式(11)により、リンクごとの過負荷(OL_l)をもとめる。解析に必要な入力情報は、ノードとリンクのネットワーク接続情報、送電線定格容量¹⁵⁾、およびGAのパラメータとして一般に必要な収束回数、突然変異率、交差率である。

上記のことをモンテカルロ法により繰返し、系統全体の供給支障電力の期待値($E(Z)$)と各リンクの過負荷期待値($E(OL_l)$)を算定する。

(3) 第3ステップ

第3ステップでは、式(3)により定義された費用総額の期待値を、後述する考え方に従って決められる優先順位に基づいて行なった耐震補強の各レベルに応じて算定する。最終的に各補強レベルでの系統の供給信頼性(供給支障電力期待値)とその供給信頼性を有する状態の費用総額期待値などを評価することによって、費用総額期待値が最小となる補強計画を策定するなど、設備計画者の意志決定を支援する定量的なデータを提供する。

$$E(TC) = E(CL) + RC \quad (3)$$

ここで、 $E(TC)$ は費用総額期待値、 $E(CL)$ は、地震によりライフライン事業者が被る損失コストの期待値、 RC は、耐震補強コスト、をそれぞれ示す。

式(3)で示した RC および $E(CL)$ の算定モデルについて次

に示す。

3. 企業損失コストの期待値 ($E(CL)$)

式(3)で示されている $E(CL)$ を式(4)により定義する。

$$E(CL) = E(CPL) + E(RL) + E(CC) \quad (4)$$

ここで、 $E(CPL)$ は、地震により損傷した電力機器の修復総額期待値（機器の被害総額期待値）を示し、 $E(RL)$ は、地震で発生した供給支障により生じた収益減少額の期待値を示す。 $E(CC)$ は、供給支障が生じたことにより契約需要家に支払わなければならない補償額の期待値を示す。

(1) 機器の修復総額期待値 ($E(CPL)$)

機器の修復に要する総額は、式(5)により定義する。

$$E(CPL) = \sum_{i=1}^n P_{fi} \times RPC_i \quad (5)$$

ここで、 i は、対象とする変電機器、 n は、修復の対象となる変電機器数をそれぞれ示す。 P_{fi} は、電力機器 i の地震被害確率を示し、 RPC_i は、損傷した機器 i の修復費用を示す。

(2) 地震による供給支障により生じた収益減少額の期待値 ($E(RL)$)

地震により被害を受けたことによって生じた供給支障電力量から算出される被害額を式(6)により定義する。

$$E(RL) = \frac{1}{m} \sum_{n=1}^m \left\{ Z_n \times T_{Rn} \times \int_0^1 f_L(t) dt \right\} \times PC / Unit \quad (6)$$

ここで、 n はモンテカルロ法の各試行、 m は総試行回数を示す。 Z_n は、モンテカルロ法の試行 n で算定される系統全体の供給支障電力量、 T_{Rn} は応急復旧完了から供給支障が解消するまでの時間を示す。 $f_L(t)$ は、対象電力系統 L の地震後の経過時間を復旧完了時間で正規化した復旧時間経過率 (t) に対する電力供給支障率 (t における供給支障電力量を最大供給支障電力量で正規化した値) を示す。 $PC / Unit$ は、単位電力量あたりの収益コストを示す。よって、式(6)では、モンテカルロ法の各試行で求まる収益減少額を平均化して収益減少額の期待値としている。

式(6)のうち、各試行ごとの供給支障電力量は、 $Z_n \times T_{Rn} \times \int_0^1 f_L(t) dt$ の部分で示される。この値は、図-3の影の部分の面積として定義される。なお、実際の地震時には、需要家側が地震により被害を受け、負荷電力が減少したことにより収益が減少することも予想される。しかしな

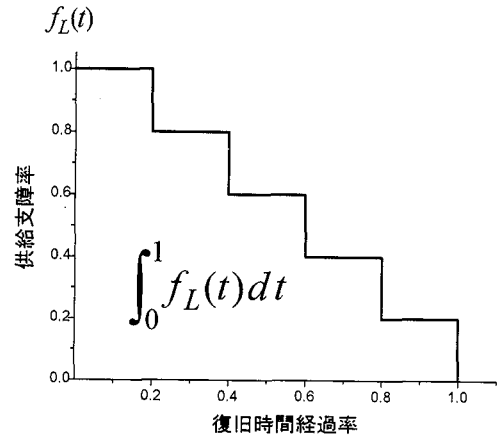


図-4 単位供給支障電力量の概念

がら、本論では、地震直前の需要家の負荷電力を基準値とし、地震後の負荷電力の変動はないものとして収益減少額を算定する。ここで、式(6)の値を具体的に算定するにあたり、 Z_n は、第2ステップから算定できるので、ここでは、 T_{Rn} 、 $f_L(t)$ を、以下の a)、b) のような仮定をおいて定義した。

a) 応急復旧完了時間 (T_{Rn})

応急復旧時間 (T_{Rn}) は、ATC-25⁹⁾ の予測式を参考にし、被害の規模を変数とする式(7)により推定できるものと仮定した。

$$T_{Rn} = e^a \cdot (DMG_n)^b \quad (7)$$

ここで、 e は自然対数を示し、 DMG_n はモンテカルロ法の試行 n で決定される損傷変電機器数を意味する。また、 a 、 b は、地域特性によって定まる回帰係数である。ATC-25によれば、 a 、 b は地域特性ごとに整理された地震時の電力復旧時間の記録をもとに、経験的に定められている。

また、本論では、物理的な修復を伴わない復旧の完了時刻から供給支障解消時刻までを応急復旧時間と定義するが、式(7)の回帰係数を決定するために既往地震で得られたデータを使う場合、物理的な修復を伴わない復旧と伴う復旧を明確に分離することは通常難しい。そこで、ここでは、物理的な修復を伴わない復旧は通常、短時間で完了することから、式(7)を用いるにあたっては第1近似としてこの時間は無視しうものとした。

b) 単位供給支障電力量 ($\int_0^1 f_L(t) dt$)

図-4 には、本論で定義する単位供給支障電力量の概念図を示す。縦軸に供給支障率を、横軸に復旧時間経過率をとり、これら縦、横軸で囲まれた図中影の部分を単

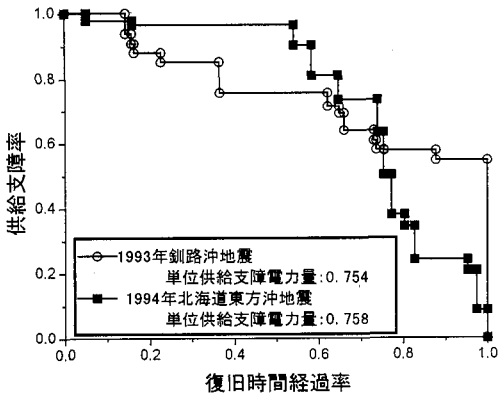


図-5 1993年釧路沖地震と1994年北海道東方沖地震で生じた単位供給支障電力量の比較

位供給支障電力量として定義する。

本論では、同一地域の系統が地震により被害を受けた場合、単位供給支障電力量は、地震規模によらずほぼ一定であるものと考えた。この考えは、従来の研究で地震時の供給支障電力量を推定するために、復旧時間をパラメータとして線形⁹⁾や指数関数¹⁰⁾などある決まった関数に回帰させることと同等である。

実際の例として図-5は、釧路沖地震と東方沖地震で被災した釧路支店管内送電系統の復旧曲線の縦軸と横軸をそれぞれ最大供給支障電力（釧路沖地震：95.6MW，東方沖地震：65.7MW），最大復旧完了時間（釧路沖地震：159分，東方沖地震：76分）で正規化し，単位供給支障電力量で比較したものである。同図のデータは分を単位として細かい（ATC-25では日を単位としている）ため，供給支障率を示す曲線に多少のばらつきがあるが，単位供給支障電力量を示す面積は，0.754と0.758とほとんど差がない。このことは，上記の考えがマクロな視点から見れば，妥当であることを示唆している。

(3) 支払われるべき補償額の期待値 $E(CC)$

$E(CC)$ は，供給支障が生じたことにより電力会社が契約需要家に支払わなければならない補償額を意味する。地震時に供給支障が生じた場合には，需要家との契約によっては，補償額を支払わなければならない場合もある。しかしながら，日本では，地震時にそのような例がほとんどないことから本論では， $E(CC)$ は，0と仮定する。

4. 耐震補強コスト (RC) の算定

RC を，式(8)により定義する。

$$RC = \sum_{i=1}^m rc_i \quad (8)$$

ここで， rc_i は，耐震補強される機器 i を， m は耐震補強される機器の数をそれぞれ示す。

また，補強する機器の順番によって補強機器数に対する供給信頼性が大きく変化する。このことは，図-1の概念図の耐震補強コスト曲線は，補強機器の優先順位の違いによって大きく変化することを意味する。本論では，耐震補強コストのを算定方法を統一するため，耐震補強の優先順位の決定に以下の方法を用いた。

(1) 耐震補強の方針

補強の優先順位を決定するにあたり以下のような方針を立てた。

系統全体の供給支障電力をもっとも効果的に減少させる，言い換えれば供給信頼性をもっとも効率的に増加させる順に補強の優先順位を決定する。

一般に，費用便益的な観点から優先順位を決定する際には，上記に加え供給信頼性を改善するための費用対効果も考慮することが最善と考えられる。しかし，本論では，個々の機器（後述する機器グループ）の補強に要すコストにそれほど大きな違いがない状態を想定している。この前提では，系統全体の供給支障電力の期待値だけを考慮した場合と供給支障を改善する際の費用対効果をも考慮した場合には，優先順位に大きな差は生じない。また，実際に実務において問題となるのは補強コストが大幅に異なる場合であって，個々の機器の補強に対する多少の費用対効果の違いは問題にならないことが多い。このため，本論では優先順位の決定の際には，供給支障電力の改善の効果だけに着目し，補強の総数を決定する際に費用便益的な検討を行った。

なお，1つ1つの機器を対象として厳密に系統全体の機器の補強の優先順位を決めることは膨大な組合せが存在し，その計算は現実には不可能に近い。たとえば，5章で示す釧路支店の系統モデルの場合には864個の変電機器がそれぞれノードとしてモデル化されており，すべての機器を対象とする補強優先順位の組合せは864にも達する。

一方，現実に変電設備の耐震補強計画を立案する場合，同じ変電所内の同一機種では，同一メーカーの同じ耐震設計基準の基に設計されていることが多く，機器耐力にほとんど差が生じない。また，同一変電所内では，かなり地盤特性の異なる地盤でないかぎり，距離減衰式などから推定される機器直下の想定地震力に大きな差は生じない。このことは，同一変電所の同一機種では被害確率

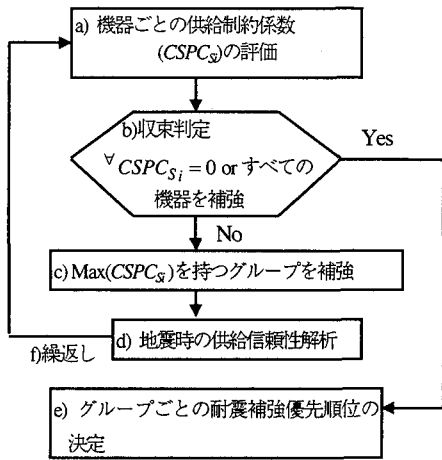


図-6 変電機器の補強優先順位決定のための解析フロー

がほとんど等しくなることを意味しており、それらの機器がシステムの供給信頼性へ与える影響にほとんど差が生じないことを意味している。

上記の理由により本論では同一変電所内の変電機器をある程度グループ化してグループごとに補強の優先順位を決定することを想定する。ただし、グループの決定は、実務者が必要に応じて経験的に決定するものとし、以下に示す方法では、グループの最小単位は1つの変電機器とした場合でも対応できるように一般化した方法を示す。

(2) 補強順位決定の方法

図-6は、耐震補強の優先順位決定のための解析フローを示している。耐震補強は、以下で定義する供給制約係数(CSPC)を評価関数として、その値の大きい順に行うものとした。以下フローに添った説明をする。

a) 供給制約係数 (CSPC) の算定

2章の第2ステップでは、任意の変電所 S から電力を供給されている需要家に生じる供給支障電力 (Z_S) を、式(9)、式(10)によりモンテカルロ法の各試行ごとに算定する。

$$Z_S = \sum_{d=1}^{ndS} DP_{Sd} + (P_S - \sum_{i=1}^{nS} RP_{Si}) \quad (9)$$

$$RP_{Si} = \begin{cases} 0 & \text{if } RP_{Si} < 0 \\ RP_{Si} & \text{if } RP_{Si} \geq 0 \end{cases} \quad (10)$$

ここで、 DP_{Sd} は、変電所 S をモデル化したサブネットワークモデルの各ノードの損傷により負荷ノード d (負荷電力 n を持つノード) から電力を供給される需要家に生じる供給支障電力、 ndS は、負荷ノード数をそれぞれ示す。 P_S は、変電所 S の初期負荷電力から式(9)の第1項 (\sum

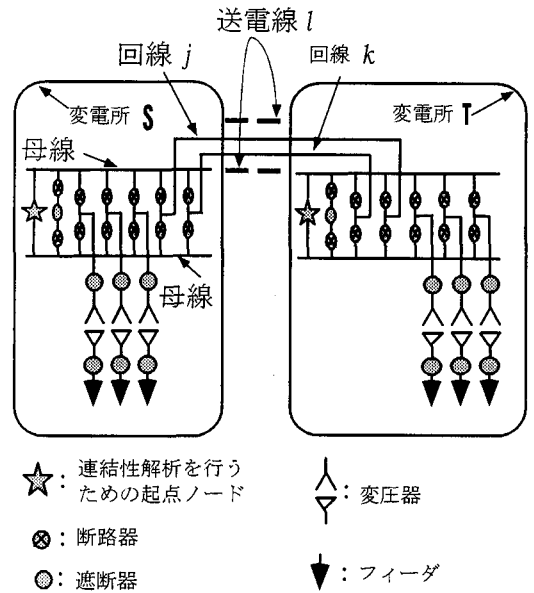


図-7 変電所モデル (サブネットワークモデル)

DP_{Sd}) を差し引いた変電所 S の需要家への供給限界電力、 RP_{Si} は、送電線 l から変電所 S に流れる電力、 nS は、変電所 S に接続している送電線数をそれぞれ示す。式(9)の第2項 ($P_S - \sum RP_{Si}$) は、変電所 S 以外の機器グループが損傷したことによる変電所 S から電力を供給されている需要家に生じる供給支障電力である。

図-7には、2つの変電所モデル (サブネットワークモデル) とそれを連結している送電線モデルを示す。ここで、サブネットワークモデルは、回線 o やフィーダ p と接続している開閉装置 q までの範囲を意味し、フィーダに接続している末端のノードを負荷ノードとして負荷電力を割り当てている。また、送電線は通常2つの回線 j, k から構成される。さらに、サブネットワーク内には、連結性解析が必要となる実際には存在しない起点ノードを1つ設置する⁹⁾。

供給制約係数を算定するために、まず、変電所 S 内の機器グループ i の損傷による回線 j への供給支障確率 ($P(S_j^i)$) を式(11)に定義する。

$$P(S_j^i) = P(S_j) - \overline{P(S_j^i)} \quad (11)$$

ここで、 $P(S_j)$ は、回線 j の変電所 S 内の機器損傷により引き起こされる供給支障確率を示し、 $\overline{P(S_j^i)}$ は、機器グループ i が被害を受けない状態で、変電所 S 内の他の機器グループの損傷により引き起こされた回線 j の供給支障確率を示す。なお、 $P(S_j)$ は、第1ステップで算定した変電所 S 内の各ノードの被害確率に従った被害箇所を、モンテカ

ルロ法の各試行ごとに仮定し、各試行ごとに文献 4)で提案した変電所の事故箇所の隔離機能を考慮した連結性解析を行い、母線と回線 j の物理的連結性を繰返しチェックすることにより求まる非連結確率を意味している。一方、 $P(S_j^i)$ は、機器グループ i に属する全機器の被害確率のみを 0.0 として $P(S_j)$ と同様の解析を行って求まる非連結確率を意味している。

つぎに、変電所 S 内の機器グループ i の損傷による送電線 l への供給制約確率 ($P(S_l^i)$) を式(12)に定義する。

$$P(S_l^i) = P(S_j^i \cup S_k^i) = P(S_j^i) + P(S_k^i) - P(S_j^i) \cdot P(S_k^i) \quad (12)$$

ここで、 $P(S_j^i)$ は、変電所 S 内の機器グループ i の損傷による回線 k への供給支障確率を示す。

さらに、送電線 l の過負荷期待値 ($E(OL_d)$) がその両端変電所内の機器の被害によってのみ生じたと仮定して、変電所 S 内の機器グループ i の被害により送電線 l に生じる過負荷期待値 ($E(OL_{ls}^i)$) を式(13)により定義する。

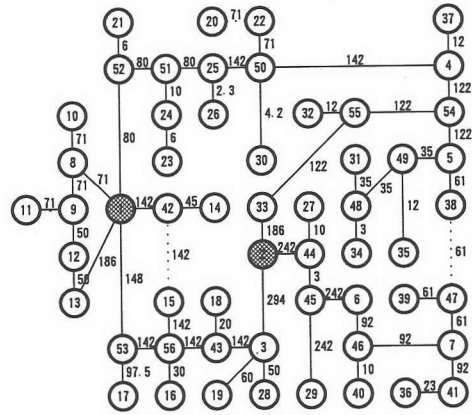
$$E(OL_{ls}^i) = P(S_l^i) / \prod_{i=1}^{nS} S_l^i \prod_{i=1}^{nT} T_l^i \cdot E(OL_l) \\ = \frac{P(S_l^i)}{1 - \prod_{i=1}^{nS} (1 - P(S_l^i)) \cdot \prod_{i=1}^{nT} (1 - P(T_l^i))} \cdot E(OL_l) \quad (13)$$

ここで、 $P(T_l^i)$ は、変電所 T 内の機器グループ i の損傷による送電線 l への供給制約確率を示す。 nS 、 nT は、それぞれ変電所 S 、 T 内の総機器グループ数を示す。式(13)の $P(S_l^i) / \prod_{i=1}^{nS} S_l^i \prod_{i=1}^{nT} T_l^i$ は、送電線 l に供給制約が生じた場合の変電所 S 内の機器グループ i による送電線 l への条件付き供給制約確率を示す。式(13)は、送電線 l の過負荷期待値 ($E(OL_l)$) を送電線 l 内の両端変電所 S 、 T 内の各機器グループに重み配分することを意味する。

同様に、変電所 S の内部の機器グループ i の損傷による、 S 内の負荷ノード d への供給支障電力期待値 ($E(DP_{sd}^i)$) を式(14)に定義する。

$$E(DP_{sd}^i) = P(S_d^i) / \prod_{i=1}^{nS} S_d^i \cdot E(DP_{sd}) \\ = \frac{P(S_d^i)}{1 - \prod_{i=1}^{nS} (1 - P(S_d^i))} \cdot E(DP_{sd}) \quad (14)$$

ここで、 $P(S_d^i)$ は、変電所 S 内の機器グループ i の損傷



○: 変電所
—: 送電線
注: それぞれの送電線の付近の数字は、それぞれの送電線の定格容量(MVA)を示す。

図-8 北海道釧路地方に存在する実在 2 次系統の系統モデル (メインネットワークモデル)

により負荷ノード d から電力を供給されている需要家 (以下、負荷ノード d の需要家と記述) に生じる供給支障確率を示す。 $E(DP_{sd}^i)$ は、変電所 S 内の機器グループの損傷により負荷ノード d に生じる供給支障電力の期待値を示し、式(9)の第 1 項で示した負荷ノードごとに算定した供給支障電力 (DP_{sd}) の期待値を意味する。式(14)の $P(S_d^i) / \prod_{i=1}^{nS} S_d^i$ は、変電所 S 内の負荷ノード d の需要家に供給支障が生じた場合の変電所 S 内の機器グループ i による負荷ノード d の需要家への条件付き供給支障確率を示す。式(14)は、負荷ノード d の過負荷期待値 ($E(DP_{sd})$) を変電所内の各機器グループに重み配分することを意味する。

式(13)、(14)の値を基に、変電所 S 内に設置した機器グループ i の損傷による系統全体での総供給支障電力期待値を、供給支障制約係数 ($CSPC_{S_i}$) として式(15)に定義する。

$$CSPC_{S_i} = \sum_{d=1}^{nSd} E(DP_{sd}^i) + \sum_{l=1}^{nSl} E(OL_{ls}^i) \quad (15)$$

式(15)で定義した供給制約係数 ($CSPC_{S_i}$) を系統内の全補強対象グループに対して求める。

b) 収束判定

すべての $CSPC_{S_i}$ が 0 または、すべての補強対象となる機器グループが補強された場合、図-6 の e) へ行く。

ただし、ここでいう補強とは、地震被害確率を補強前の値から補強後の値に入れ替えることを意味する。なお、

表-1 変電所ごとの総機器数, 補強対象断路器数 (ケース1), 補強対象遮断器数 (ケース2) および想定された地表面加速度

SN ^{a)}	NC ^{c)}	LS ^{d)}	CB ^{e)}	MA ^{a)}	SN ^{a)}	MA ^{b)}	NC ^{c)}	LS ^{d)}	CB ^{e)}	SN ^{a)}	MA ^{a)}	NC ^{c)}	LS ^{d)}	CB ^{e)}	SN ^{a)}	MA ^{a)}	NC ^{c)}	LS ^{d)}	CB ^{e)}
1	70	34	0	457	13	398	38	18	9	23	400.84	14	8	0	33	314	17	10	0
2	46	22	0	553	14	579	46	22	0	24	373.36	14	8	0	34	202	17	10	1
3	66	32	0	607	15	592	34	16	2	25	352.05	17	10	4	35	233	11	6	0
4	41	26	6	314	16	557	14	8	0	26	362.39	8	4	0	36	221	23	14	3
5	32	20	5	266	17	518	26	16	0	27	623.33	11	6	0	37	339	14	8	1
6	29	18	6	411	18	629	17	10	0	28	637.56	26	16	0	38	278	17	10	2
7	29	18	1	283	19	693	23	14	0	29	475.60	11	6	1	39	278	8	4	0
10	14	8	2	518	20	220	11	6	0	30	334.15	11	6	1	40	318	11	6	3
11	14	8	1	481	21	433	14	6	0	31	178.00	8	4	0	41	228	26	16	4
12	11	6	0	446	22	317	11	6	1	32	291.89	14	8	0					

a):変電所番号, b):変電所内の全ノード数,c):ケース1で対象となる断路器数

d):ケース2で対象となる遮断器数,e):SN^{a)}で示された変電所での最大加速度(GAL)

系統内の全機器は、初期状態として補強前の地震被害確率が入力値として与えられており、c)で選択されるグループ内の機器ごとに、順次補強後の地震被害確率に入れ替えられる。

c) CSPC_gが最大となる機器グループを補強

補強していない機器を対象として CSPC_gが最大となる機器グループに属する全機器を補強する。

d) 供給信頼性解析

c)で選択したグループに属する全機器に、補強した後の地震被害確率を与えた後、第2ステップ(2(2))により、系統全体の供給信頼性解析を実施する。

e) 耐震補強の優先順位の設定

すべての CSPC_gが0 または、すべての補強対象となる機器グループが補強された時点で計算を終了する。終了するまでに行った機器グループの補強の順番を補強の優先順位として確定する。

5. 釧路系統を用いたケーススタディ

(1) 北海道釧路地方の実2次系統のモデル化

本章では、提案した手法の適用例を示すために、文献4)と同じデータを用いて解析を行った。図-8は、北海道電力釧路支店の実在2次系統をモデル化して示している。変電所をノードに、送電線をリンクにモデル化して、総ノード数56個、総リンク数59個のメインネットワークとした。同系統の供給源となる一次変電所は、ノード1と2に相当する。また、系統の負荷電力は、1994年10月19日の負荷電力がピークとなったときの値を使用し、総負荷電力は、約661MVA (MVA≒MW)である。また、送電線の定格容量は図-8の各リンクの横に示した。

図中のそれぞれのノードは、さらに、変圧器、母線、遮断器、断路器をノードとし、機器間のリード線をリンクとしたサブネットワークを構築している。全サブネッ

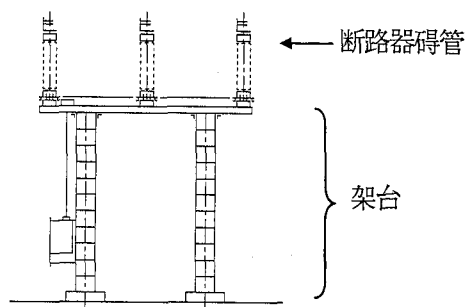


図-9 ケース1で対象となる断路器

トワークの総ノード数は864個である。表-1には、各変電所(SN)のサブネットワークのノード数(NC)と以下で示す2つの補強シナリオで対象とする断路器数(LS)、遮断器数(CB)および後述する想定地震と距離減衰式で各変電所直下の地表面に生起すると仮定された最大加速度(MA)をそれぞれ示す。ただし、図-8に示されているノードのうちノード8,9,42~56は、送電線の分岐点に設定したダミーノードのため、表-1で省略した。変電所モデルの詳細については文献4)にゆずる。

(2) 想定条件

a) 想定地震

想定地震は、震央位置北緯42度51分、東経144度23分、マグニチュード7.8、震源深さ110kmの釧路沖地震とした。

b) 被害および補強シナリオ

ここでは、断路器および遮断器を対象として以下の2つのケースの地震被害および耐震補強法を想定した。

ケース1

想定事故：地震動により発生する断路器碍管部の歪が

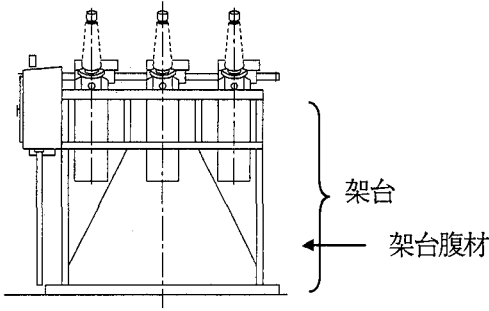


図-10 ケース2で対象となる遮断器

許容歪を上回り、破損に至る。

耐震補強法：剛性の高い架台に取り替え

補強対象断路器数：474 個（変電所ごとの補強対象断路器数は、表-1を参照）

図-9には、ケース1で対象とした断路器モデルを示す。なお、ケース1では、系統モデル内の全断路器を対象としたが、実際の断路器個々の耐力に関してはデータが入りできなかったため、ここでは、全断路器が図-9の断路器と同一であるものとして、その耐力を評価した。

ケース2

想定事故：地震動により発生する遮断器架台腹材応力が許容応力を上回り、架台破壊に至る。

耐震補強：補強材の追加により架台の剛性を強化し、腹材に作用する応力を低減させる。

補強対象遮断器数：53 個（変電所ごとの補強対象遮断器数は、表-1を参照）

図-10は、ケース2で対象とした遮断器モデルを示す。ケース2は、釧路沖地震以降、1993年から1994年にかけて、油遮断器を対象として釧路支店で行われた実際の耐震補強実施例である。北海道電力では、JEAG5003に準拠した想定地震力（水平加速度0.3G 共振正弦3波）が遮断器の架台に作用した場合に、腹材に作用する応力を以下の式(16)により算定した。

$$\sigma = \sqrt{(\sigma_c + \sigma_M)^2 + 3\sigma_s^2} \quad (16)$$

ここで、 σ ：腹材に作用する応力を示す。 σ_c 、 σ_M 、 σ_s とは、架台に作用する水平力による圧縮応力、曲げ応力、剪断応力をそれぞれ示す。

ここで算定された応力で、腹材の許容応力（2400kg/cm²）を割った値を安全率とし、その値が1.0を下回る機器を対象としてケース2のような耐震補強が実施された。この

表-2 断路器（ケース1）と遮断器（ケース2）の耐力確率分布係数

仮定された定数の項目	ケース1	ケース2
機器名	断路器 (LS)	遮断器 (CB)
安全率 (耐震補強前)	0.700	0.700
安全率 (耐震補強後)	1.440	1.400
破壊応力の平均値 (kg/cm ²)	541.500	3428.600
変動係数	0.137	0.150

とき、補強対策前後の腹材に発生する応力は、以下の式(17)に算定されている。

$$\begin{aligned} \text{対策前：} & \sigma = 3,428.6 \text{ kg/cm}^2 \\ \text{対策後：} & \sigma = 1,712.6 \text{ kg/cm}^2 \end{aligned} \quad (17)$$

c) 解析定数の設定

図-2に示すフローの解析ステップごとに必要とする解析定数を以下のように設定した。

第1ステップ（変電機器の被害確率の設定）

まず、釧路沖地震で実際に観測された最大加速度分布⁹⁾から以下の式(18)に示す距離減衰式を作成した。

$$\text{Acc}(X) = 1069 - 410.444 \times \log_{10}(X) \quad (18)$$

ここで、Acc(X)は、震央距離 X の位置にある変電所の最大加速度 (gal) を示し、X は、震央距離 (km) を示す。この距離減衰式から算定される各変電所ごとの最大加速度分布(表-1)を、各変電機器の直下に作用する地表面最大加速度とした。各機器へ作用する地震外力を推定するために、各ケースごとに以下のような仮定をおいた。

①安全率1.0の断路器に0.3Gの地表面最大加速度が作用した場合に、碍子への発生応力を200kg/cm²とする（ケース1）。上記の仮定は、JEAG5003⁹⁾で規定されている変電機器の設計地震力（0.3G 共振正弦3波）が架台下端に作用した場合、碍管の許容応力¹⁰⁾に達すると仮定したことと同等である。

②安全率1.0の遮断器に0.3Gの地表面最大加速度が作用した場合に、架台腹材の発生応力を2400kg/cm²とする（ケース2）。上記の仮定は、JEAG5003⁹⁾で規定されている変電機器の設計地震力（0.3G 共振正弦3波）が架台下端に作用した場合、腹材の許容応力値¹¹⁾に達すると仮定したことと同等である。

なお、上記安全率1.0および地表面最大加速度0.3G以外の条件に対応する碍管、架台腹材の発生応力の算定に対しては、上記の仮定に対してそれぞれ反比例、比例換算を行って推定する事とした。

表-3 断路器（ケース1）と遮断器（ケース2）の補強コスト、修復コストおよび収益コスト

仮定された定数の項目	ケース1	ケース2
機器名	断路器 (LS)	遮断器 (CB)
補強コスト (Retrofit Cost) ×10 ⁶ Yen/component	0.567	0.147
修復コスト (Repair Cost) ×10 ⁶ Yen/component	2.600	4.067
収益コスト (Profit Cost) ×Yen/KWh	16.250	16.250

次に、ケース1、2に対応する断路器および遮断器の耐力の確率密度関数 ($f_{R_i}(r)$) を、既往の文献⁹⁻¹¹⁾を参考として対数正規分布と仮定した。また、ケース1、2に対応する耐震補強前後の安全率 (=許容応力/発生応力)、破壊応力の平均値および変動係数を専門家へのインタビューや文献⁹⁻¹¹⁾を参考として各ケースごとに仮定し、表-2に示す。最終的に、想定される地震外力 (F) と各ケースごとに仮定された機器ごとの $f_{R_i}(r)$ を式(1)に代入して被害確率を決定した。また、各ケースで補強対象外の機器破損の影響を排除するために、対象外の機器の被害確率を0.0とした。

なお、式(1)で定義しているように一般的には、外力のばらつきを考慮すべきであるが、釧路地方に発生する地震外力のバラツキに対して本研究では根拠あるデータを手に入れることはできなかった。それで、釧路系統を使ったケーススタディでは現状で得られる最善のデータを用いて評価することを重視し、釧路沖地震での加速度記録からの回帰式を用い、確定的に地震外力を与えた。

第2ステップ (系統の供給信頼性解析)

釧路系統は、放射状系統であるため、放射状系統を対象とする2(2)bを実行するために開発したプログラムを用いた。解析定数として、モンテカルロ法の回数を100回、系統切り替えを最適化して最小供給支障電力を求めするために導入したハイブリッドGAの収束回数を20回、突然変異率および交差率を予備解析の結果から、ともに0.1とした。

第3ステップ (費用便益分析)

釧路沖地震および東方沖地震を対象とした被害調査およびその後の北海道電力へのインタビューの結果、以下のように解析定数を決定した。

①コスト計算に用いる定数

表-3は、費用便益分析を行うための定数を示している。表中の値は、一基あたりの耐震補強コスト、修復コストおよび釧路支店の収益コストをそれぞれ示している。ただし、収益コストの値は、平成7年度の北海道電力の電灯電力総合単価¹²⁾の平均値19.25円/kwhから送電に要すると仮定した3.00円/kwhを引いた値とした。

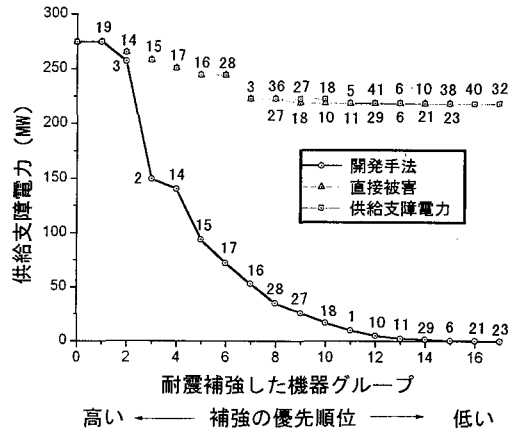


図-11 耐震補強された機器グループ数と供給支障電力期待値の関係 (図中の数字は図-8の変電所番号を示す)

②復旧時間予測関数 (TR_i)

釧路沖地震と、東方沖地震のときの送電系統における供給支障解消までの応急復旧時間は、それぞれ159分、74分であった。また、断路器、遮断器、変圧器、母線に限った損傷事故箇所数は、それぞれ9箇所と4箇所であった。この値を式(8)に代入し、 $a=-1.33, b=1.06$ とした。

③単位供給支障電力量

図-5の釧路沖地震と、東方沖地震で記録された単位供給支障電力量の平均値をとり単位供給支障電力量は、0.756と仮定した。

④復旧の優先順位

ケース1、2ともに、同一変電所内の各補強対象機器は、同一耐力、同一発生応力と仮定しているため、機器 i の $CSPC_i$ にはほとんど差が生じない。このことにより本論では、変電所内に存在する各ケースで補強対象となっている全機器を補強グループの1単位として補強する順序を決定するものとした。よって、以下に示す補強グループ名は、図-8の変電所番号と一致する。

(3) 補強の優先順位決定方法の比較

図-11は、ケース1の場合を想定して、以下で示す3つの手法により決められた補強の優先順位ごとに計算された供給支障電力期待値を示す。ここでは、同一変電所に存在するすべての断路器を、補強する機器グループの1単位とした。また、以下に示す3つの手法により決定された補強の優先順位の高い機器グループから順に補強していった。図-11中の番号は、左隣にプロットした点の状態から新たに追加補強した補強機器グループ名を示す。「直接被害」は、式(9)で定義した Z_0 のうち第1項 ($\sum DP_{ij}$) を評価関数として、評価値の高い機器グループから順に補強していった場合を示す。この方法は、星谷ら⁷⁾が

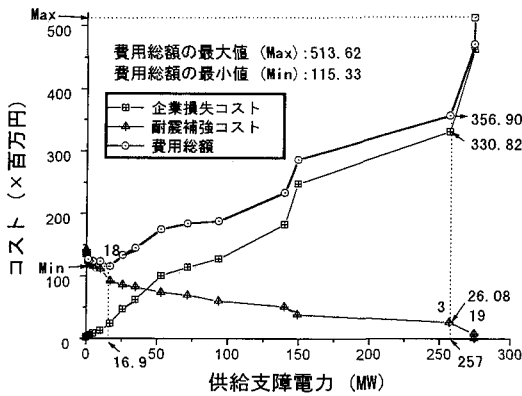


図-12 ケース1における耐震補強コストと企業損失コストの関係

変電所ごとの補強優先順位を決定する際に用いた方法と同じである。「供給支障電力」は、式(9)の変電所ごとの供給支障電力 (Z_s) を評価関数として、 Z_s の大きいノードの順に補強した場合を示す。「開発手法」は、4章に示した本論で提案した優先順位決定方法を示す。

ただし、「直接被害」および「供給支障電力」は、グループ3までが同じ優先順位となったため、図-11中の数字は1列のみの表記とし、グループ3以降の優先順位の異なる部分は、プロットした点の上側が「供給支障電力」、下側が「直接被害」からきまるグループ名を意味している。

図-11中の「直接被害」、および「供給支障電力」の場合、供給支障電力期待値が優先順位7番目にあたるグループ3を補強したあたりから約220MWで漸近してしまう。これは、式(9)の第2項 ($P_s - \Sigma RP_{sj}$) と関係がある。第2項は、前述したように、変電所 S 以外に設置されている機器グループが損傷したことにより変電所 S に生じる供給支障電力を含んでいる。このことは、系統全体の供給支障電力に注目して補強の優先順位を決めるために、逆に変電所 S 内の機器グループの損傷が、他の変電所の第2項に与える影響を評価する必要があることを示唆している。「直接被害」の評価値には、第2項の値は、全く含まれていない。「供給支障電力」の評価値では、変電所 S の機器の補強が他の変電所に生じる供給支障電力に与える影響を全く考慮できない。図-11の結果は、たとえこれら2つの手法で評価値の高い機器グループを補強したとしても系統全体の供給支障電力期待値を小さくすることにはならない場合があることを示している。これに対し、「開発手法」で示される本手法は、変電所 S の機器グループの損傷により他の変電所に生じる供給支障電力を、供給制約係数を用いることによって評価する。この違いが、「開発手法」と他の2つの手法との間に図

表-4 補強優先順位機器グループごとの供給支障電力期待値、補強コスト、企業損失コスト、費用総額、補強断路器数、およびその補強順位までに補強した総断路器数 (ケース1)

SRO ^{a)}	CG ^{b)}	EPL ^{c)}	RC ^{d)}	CL ^{e)}	TC ^{f)}	NLS ^{g)}	TNLS ^{h)}
		274.4	0	513.62	513.62	0	0
1	19	274.4	7.94	463.17	471.11	14	14
2	3	257	26.08	330.82	356.90	32	46
3	2	149.3	38.56	247.71	286.26	22	68
4	14	140.1	51.03	182.09	233.12	22	90
5	15	93.7	60.10	127.84	187.94	16	106
6	17	71.9	69.17	114.46	183.63	16	122
7	16	52.9	73.71	100.70	174.41	8	130
8	28	34.9	82.78	61.88	144.66	16	146
9	27	25.9	86.18	47.03	133.21	6	152
10	18	16.9	91.85	23.47	115.33	10	162
11	1	10.1	111.13	12.67	123.80	34	196
12	10	4.9	115.67	8.12	123.79	8	204
13	11	2.3	120.20	4.96	125.16	8	212
14	29	1.5	123.61	3.39	127.00	6	218
15	6	0.3	133.81	2.60	136.41	18	236
16	21	0.3	137.21	1.82	139.04	6	242
17	23	0	141.75	1.04	142.79	8	250

- a) 機器グループごとの耐震補強の優先順位
- b) 耐震補強した機器グループ (= 変電所番号)
- c) 供給支障電力期待値 (MW)
- d) Retrofit Cost (× 百万円)
- e) Company Loss (× 百万円)
- f) Total Cost (× 百万円)
- g) 耐震補強の対象となる機器グループ内の断路器数
- h) 耐震補強した総断路器数

図-11で示される差を生じさせたものと考えられる。このことは、従来の補強優先順位の指標となっていた「直接被害」や「供給支障電力」の方法よりも本論で提案した「開発手法」の方法のほうが、より効果的に補強順位を決定できることを示唆している。

(4) 断路器の耐震補強に関する検討

図-12は、ケース1の場合の耐震補強コストと企業損失コストとの関係を示す。横軸に系統全体の供給信頼性を示す供給支障電力の期待値をとり、縦軸に百万円を単位とする金額を示す。

表-4には、本提案手法を使って計算した機器グループ(変電所)の補強優先順位に従って、供給支障電力期待値(EPL)、耐震補強コスト(RC)、企業損失コスト(CL)、費用総額(TC)、各補強機器グループ内の総断路器数(NLS)、および各優先順位までに補強した総断路器数(TNLS)を示す。表-4は、図-12でプロットした各点の状態を示している。たとえば、図-12で耐震補強コスト上の3という数字は、補強された機器グループ名を示し、表-4中の優先順位(SRO)が2番目までの機器グループ(19,3)が補強された状態を示す。よって、その供給支障電力期

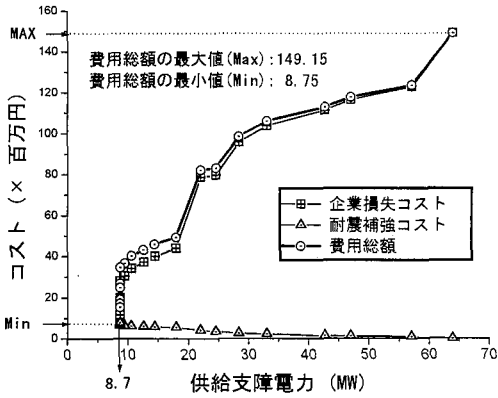


図-13 ケース2における耐震補強コストと企業損失コストの関係

待値、企業損失コスト、および費用総額は、表-4 から読みとれるようにそれぞれ 257MW、330.82 百万円、356.90 百万円となり、それらの数字が図-12 中で対応している場所に示されている。

図-12 の費用総額を最少にする状態とは、表-4 で、優先順位 10 番目の機器グループとなる変電所 18 まで補強した供給支障電力期待値が 16.90MW である状態、つまり全補強対象断路器 474 個中、162 個にあたる約 34.2%の断路器を補強した状態を示している。このことは、従来通りにすべての断路器を補強するには、約 268.77 百万円 (=474 個×0.567 百万円) の投資が必要であるのに対し、総費用を考慮してもっとも経済的に補強を行なうためには、約 91.85 百万円 (=162 個×0.567) の費用投資のみで済むことを示している。また、供給支障電力期待値が 0 となる状態を実現するためには、機器グループ 17 番目にあたる 250 個の断路器を補強すればよいことがわかる。これは、全断路器の 52.7%にあたる。言い換えれば、想定地震に対して供給支障を出さないように補強するためには、142.79 百万円 (=250 個×0.567) だけの投資でよいことを意味している。

(5) 実際の遮断器補強対策実施例の検証

ケース2について、ケース1と同様の費用便益分析を行った。ケース2は、釧路沖地震以降に油遮断器を対象として釧路支店で行われた実際の耐震補強実施例である。図-13 は、耐震補強コストと企業損失コストの関係を供給支障電力期待値 (MW) ごとに算定したものである。表-5 には、本提案手法で算定した機器グループの補強優先順位ごとに、表-4 と同じパラメータの各値を示す。図-13 では、費用総額の最小点が図-13 の左端、つまり全補強対象遮断器を復旧した状態にある。このことは、全く遮断器を補強しない状態で釧路沖地震程度の地震が再

表-5 補強優先順位機器グループごとの供給支障電力期待値、補強コスト、企業損失コスト、費用総額、補強遮断器数、およびその補強順位までに補強した総遮断器数 (ケース2)

SRO ^{a)}	CG ^{b)}	EPL ^{c)}	RC ^{d)}	CL ^{e)}	TC ^{f)}	NCB ^{g)}	TNCB ^{h)}
		63.95	0.00	149.15	149.15	0	0
1	6	57.05	0.88	122.79	123.67	6	6
2	15	46.95	1.18	116.54	117.72	2	8
3	10	42.65	1.47	111.42	112.89	2	10
4	5	33.00	2.21	103.73	105.93	5	15
5	40	28.40	2.65	95.74	98.39	3	18
6	4	24.55	3.53	79.55	83.08	6	24
7	41	22.00	4.12	78.54	82.06	4	28
8	13	18.00	5.44	43.88	49.04	9	37
9	38	14.40	5.73	40.03	45.76	2	39
10	22	12.60	5.88	37.08	42.96	1	40
11	37	10.50	6.03	34.12	40.15	1	41
12	29	9.40	6.17	30.37	36.54	1	42
13	30	8.70	6.32	28.094	34.42	1	43
14	25	8.70	6.91	19.815	26.72	4	47
15	11	8.70	7.06	17.745	24.80	1	48
16	36	8.70	7.50	11.535	19.03	3	51
17	7	8.70	7.64	9.46	17.10	1	52
18	34	8.70	7.79	7.41	15.20	1	53

i)耐震補強の対象となる機器グループ内の遮断器数
j)耐震補強した総遮断器数

来した場合、約149.15 百万円の企業損失コスト、63.95MW の供給支障電力期待値が生じてしまうのに対し、北海道電力が実際に行った 7.79 百万円 (=53 個×0.147) の補強を実行すれば、約 5.0%にあたる約 7.41 百万円の企業損失コストだけで済むことが期待できることを示している。また、図-13 は、補強の優先順位 13 番目以降の補強を実行しても供給支障電力期待値には変化がなく、0 とならないことを示している。このことは、全補強対象断路器 53 個中、約 81%にあたる 43 個の機器の補強は供給信頼性を向上させるという意味において有効であるが、それ以上の遮断器の補強は、供給信頼性の向上には大きな効果がないことを示している。

6. まとめ

本論では、地震時の変電設備を対象として、費用便益の観点から実務者の意志決定を支援するコスト評価モデルを構築し、実践的な耐震補強計画の検討例を示した。具体的には、3つの解析ステップから構成される費用便益分析手法を開発し、地震時における送電系統の供給支障電力期待値、耐震補強コストおよび企業損失コストとの関係を定量的に分析することを可能とした。その手法を北海道釧路地方に存在する実在2次系統に適用し、釧路沖地震を想定した断路器および遮断器を対象とする耐震補強計画問題についてケーススタディを行った。その

結果、以下のような検討に本手法が有効であることを示した。

(1)補強優先順位の決定：従来まで補強の優先順位を決定する際に評価指標として考えられてきた供給支障電力期待値の大きい順という方法は、対象としている変電所内の機器の損傷が他の変電所の供給支障電力の値におよぼす影響を考慮することができない。そのため、これらの方法は、効率的に供給信頼性を向上させるという意味において、必ずしも適切な方法でない。一方、本論で提案した手法では、他の変電所への影響を供給制約係数(CSPC)によって近似的に考慮することにより既存の手法よりも効率的に補強優先順位を決定できる。

(2)断路器を対象とする耐震補強計画の検討：実在システムを基に作成したシステムモデルに対し、断路器を対象とした耐震補強の費用便益分析を行った結果、全補強対象機器数(474個)に対して、約34.2%(162個)の機器を補強した状態で、耐震補強コストと企業損失コストの総和(費用総額)が最小の最適計画となる。また、全断路器数に対して、52.4%(250個)にあたる断路器を耐震補強する事によって、システム全体の供給支障電力期待値を0とすることができることを示した。

(3)遮断器を対象とする耐震補強計画の検討：実在システムの遮断器に対して、実施された耐震補強を費用便益分析により検討した結果、実施された補強により全く補強していない状態に対して企業損失コストを5.0%にまで抑えることができる。逆に、全補強対象遮断器に対して、約81%にあたる43個以上の遮断器の補強を行っても供給信頼性の向上には、結びつかないことを定量的に示した。

筆者らが本論で取り扱った耐震補強計画は、既存設備をその建設後に改訂された耐震設計基準の基に補強する問題であり、補強の要否は建設後の維持管理状況、補強コスト、地域的な設備分布、および設備被害による社会的影響まで含めた高度な判断が必要とされる。そこには、単一設備を設計する際とははるかに異なる複雑な状況が存在する。このため本論で示したような評価シナリオを明示し、設備所有者の管理思想を取り込みやすい方法論を提示することが成熟した日本社会における時代の要請と筆者らは考えている。

ただし、本論の検討は設備所有者側の費用便益的な観点からの検討であり、今後は異なる視点からの検討も必要であろう。

謝辞：本論文は、(財)電力中央研究所とNCEERの共同研究の成果を、筆者(朱牟田)が米国南カルフォルニア大学に滞在して取りまとめたものである。特に、本研究を行うにあたり、北海道電力の方々や、南カルフォルニア大学篠塚正直教授には、多大な協力を得た。ここに記して、関係各位に感謝の意を表します。

付録

本論では電力システムの専門用語が多く使われるためここに主要なものを解説する。

- a) 碍子系機器：脆性材料(磁器またはガラス)である碍子類で構成される機器。地震時にもっとも被害事例が多い。
- b) 遮断器：電流を自動的に遮断する機器。
- c) 変圧器ブッシング：変圧器の上部に設置されている主として碍管など脆性材料で構成される絶縁物。地震時に被害事例が多い。
- d) 電力系統：1つのユニットとして、一操作のもとに運転される物理的に接続される電力設備。
- e) 基幹系統：一次変電所上位の電力設備で構成され、主にループ上に運用されている系統。大電力の一括輸送や送電系統相互間の連系を目的とする。
- f) 二次系統：一次変電所から2次または配電用変電所までの電力設備で構成された、主に放射状に運用されている電力系統。電力の局地的分配を主な目的とする。
- g) 送電系統：電力系統は、大きく、送電系統と配電系統に分かれる。このうち、送電系統は配電用変電所上位の電力系統であり、基幹、2次系統の総称として用いられる。
- h) 母線：変電所内に設置されている複数の電源または機器が接続されている導体。
- i) 断路器：変電所内の回路の隔離または接続変更に用いる装置。ただし、遮断器のように電流が流れている状態で回路を隔離する事は出来ない。
- j) リード線：変電所内の変電機器をつなぐ導線。
- k) 過負荷：定格容量をこえる負荷電力が生じている状態。
- l) 潮流計算：電力系統の電氣的状態(有効電力、無効電力、電圧、電圧位相角)をパラメータとする電力方程式を数値的に解くこと。
- m) 定格容量：機器に対して製造者の保証する使用限度を容量で示したもの。
- n) 負荷電力：主に需要家の消費する電力。
- o) 回線：電力を送る送電線を構成している線路。通常送電線は2回線によって構成される。
- p) フィーダ：配電用変電所から需要地に至る配電線路。
- q) 開閉装置：遮断器や断路器など線路を分断する機能を持つ機器の総称。

参考文献

- 1) 電気技術基準調査委員会：変電所等における電気設備の耐震対策指針，JEAG 5003，社団法人 日本電気協会，1980.10.
- 2) 星谷勝，小池精一：ライフラインの地震災害における復旧予測モデル，土木学会論文報告集，第308号，1981.1.
- 3) 朱牟田善治，竹中清，桃井直美，石田勝彦：地震時における電力基幹系統の信頼性評価法，土木学会論文集 No.507/1-30，pp.243-253，1995.1.
- 4) 朱牟田善治，桃井直美，石田勝彦：地震時における電力2次

- 系統の信頼性評価法, 土木学会論文集, No.549/I-37, pp.249-260, 1996.10.
- 5) Applied Technology Council: Seismic vulnerability and impact of disruption of lifelines in the conterminous united states, ATC25, Federal Emergency Management Agency, 1991.
 - 6) Chang, S.E., Seligson, H.A. and Eguchi, R.T.: "Estimation of the Economic Impact of Multiple Lifeline Disruption: Memphis Light, Gas and Water Division Case Study", NCEER-96-0011, August 16, 1996.
 - 7) 星谷勝代表: 発電設備の寿命推定の研究, 研究報告書, 財団法人 地震予知総合研究振興会, 1990.3.
 - 8) 強震観測事業推進連絡会議: 強震速報 No.41, 平成 5 年釧路沖地震防災科学技術研究所, 1993.
 - 9) Shinozuka, M., Mizutani, M., Takeda, M. and Kai, Y.: A seismic PRA procedure in Japan and its application to a building performance safety estimation PART3 Estimation of building and equipment performance safety, 5th International Conference on structural safety and reliability, pp.637-644, ICOSSAR 1989.
 - 10) Huo, J-R., Howard and Hwang, H.M.: seismic fragility analysis of equipment and structures in a Memphis electric substation, Technical Report NCEER-95-0014, 1995.8.
 - 11) Ang, A.H.S., Pires, J., Schinzing, R., Villaverde, R. and Yoshida, J.: Seismic reliability of electric power transmission systems -applications to the 1989 Loma Prieta Earthquake, Technical report, NCEER-89-0029, 1989.
 - 12) 電気事業連合会統計委員会編; 電気事業便覧, 平成 8 年度版, 通商産業省資源エネルギー庁公益事業監修, 1996.

(1997. 3. 3 受付)

A METHOD FOR SEISMIC RETROFIT PLANNING OF SUBSTATION COMPONENTS ON THE BASIS OF THE COST BENEFIT ANALYSIS

Yoshiharu SHUMUTA, Katsuhiko ISHIDA and Junichi TOHMA

In Japan, while seismic design criteria for new substation components have been improved since 1980, many existing components have not been replaced or retrofitted because of the tremendous cost for upgrading. This paper presents a seismic retrofit method for substation components on the basis of the cost benefit analysis. The proposed method makes possible to determine an optimum number and priority of substation components to be retrofitted on the basis of the estimation for retrofit cost and company loss due to a scenario earthquake. In order to discuss practical seismic retrofit plans, the proposed method is applied to an actual secondary transmission system located in Kushiro, Hokkaido.