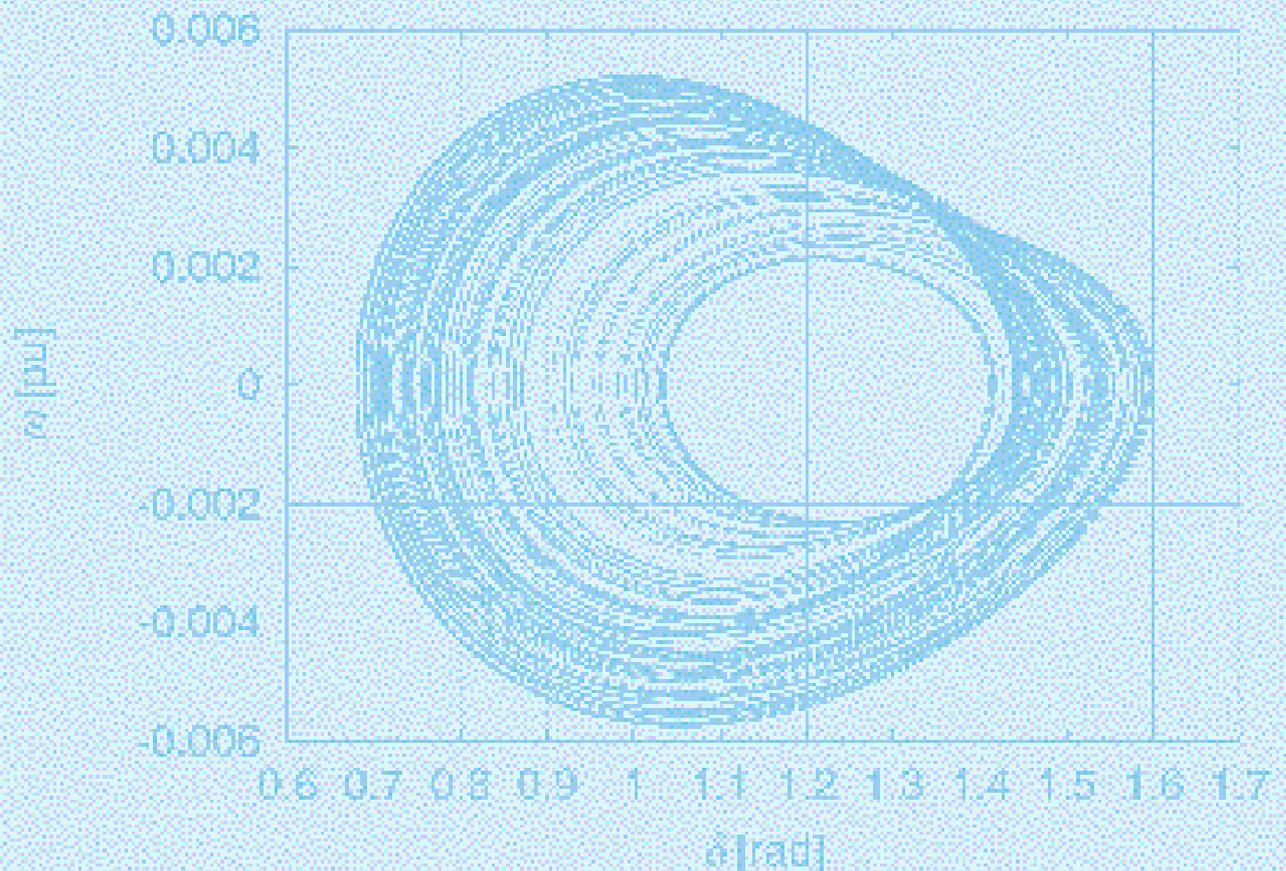


第4章

電力流通網の新しい評価手法



第4章 電力流通網の新しい評価手法 目次

狛江研究所電力システム部 上席研究員 栗原 郁夫

狛江研究所電力システム部 上席研究員 田中 和幸

4 - 1	電力系統の新しい信頼度評価手法	45
4 - 2	雷対策による電力輸送力増大効果の評価手法	53
4 - 3	コストと信頼度の調和を目指して	58

栗原 郁夫（12ページに掲載）



田中 和幸（昭和51年入所）

主に電力系統の潮流計算手法や故障計算手法、電圧安定性解析手法等に関する研究に従事してきた。現在、長時間シミュレーションプログラム開発や系統余力評価関連の解析手法等に関する研究に取り組んでいる。

第4章 電力流通網の新しい評価手法

電力系統を構成する種々の電力輸送設備は、発電所で発生される電力を需要地まで効率的かつ信頼性を保って送り届ける責務を負っている。効率的とは一言で言えば低コストでという意味である。低コストを殊更に重視すれば信頼性が危うくなるし、逆に過剰な設備で過度の信頼性を確保すれば高コストという問題が発生する。両者の間には概念的には協調の取れた適正なポイントがあるはずである。

良く知られているように今日、わが国の供給信頼度は世界でも屈指の高レベルとなっている。この背景の一つとして、経済や社会生活の高度化等に伴い電気に対する質的ニーズが大きくなってきたことがある。そのため過去長年に亘って、数々の信頼度向上対策が図られてきた。

一方、わが国における近年の電力供給コストを見る

と、国のエネルギー事情や地形利用など国情を無視した単なる国別比較では、わが国は必ずしも低位にはない。これに規制緩和・自由化論議が加わり、適正な信頼度レベルを維持しつつコストダウンをというニーズが高まっている。

こうした議論を客観分析・評価するためには信頼度レベルの定量化が不可欠である。すなわち電力供給の信頼度解析が必要となる。電力系統の信頼度解析研究自体は、とくに海外においては古くから行われており、国によってはそれなりの位置付けがなされている。しかしわが国では、信頼度解析が扱う「確率」という事象に対する受容性の低さからか、今日なお実用手法として確固たる地位を占めてはいない状況にある。

そこで本章では、電力供給信頼度を定量評価する新しい解析手法について述べる。

4-1 電力系統の新しい信頼度評価手法

4-1-1 電力系統の供給信頼度評価

電力系統における供給信頼度の概念

一般に電力供給の「信頼性」と言う場合には、広くは燃料セキュリティや社会的な不確実性についてもその意味に含めることがある。しかしながら現時点では、こうした広義の信頼性について体系的に取り扱うことは極めて困難である。これに対し、電力供給の「信頼度」と言う場合には通常、限定した意味で用いる。すなわち、この場合には社会的な不確実性については除外し、電力系統という工学的なシステムを対象として、これを構成する要素の不具合(設備の故障や停止など)によって、電力の正常な供給に問題が生じる度合いを表すものとされる。

電力系統の信頼度は供給側と需要側の2つの側面から考えられる。供給側での信頼度と需要家側での信頼度は、一般に同等ではない。需要家側にとっての信頼度は、実際には統計としての停電の有無である(ちなみに通常、需要家端での電力品質の低下は信頼度に含めない)。すなわち、顕在化したリスクである。これに対して供給側にとっての信頼度は通常、潜在的なリスクを指す。こうした意味から、供給側から見た電力系統の信頼度は、限定的に「供給信頼度」と表現されることが多い。

供給信頼度は電力系統の固有の性質から、一般に以下の2つの視点から議論される。

アデカシー(Adequacy): 系統構成要素の計画停止、ならびに生じうると考えられる事故停止を前提に、需要家の要求する電力(kW)ならびに電力量(kWh)を

供給できる電力系統の能力

セキュリティ(Security): 系統要素の稀頻度多重事故など予測困難な突発的な事象に耐えることができる系統の能力

アデカシーの定義で留意すべき点は、計画停止や事故停止を考えると、需要の合計量を供給できる能力を扱うことである。後者は、事故後に系統側で何らかの操作を短時間で行うことにより供給を確保できれば、アデカシーは保証されているということの意味する。こうしたことから、アデカシーは様々な努力を行って系統が落ち着いた状態での最大供給能力を測る尺度と考えられ、この点で「静的な供給信頼度」とも言える。

一方セキュリティは、突発的な事故に対してそれを波及させずに抑え込む能力に関係し、多くの場合、広域に及び安定度や周波数異常に起因する。このため、セキュリティは「動的な供給信頼度」とも言える。なお当然のことながら、アデカシーが確保されてもセキュリティが確保されるとは限らないし、またその逆も同様である。

以上述べたような電力系統の信頼度に係わる概念の関係を図4-1-1に示す。

電力系統における信頼度確保の考え方

電力系統における供給信頼度の確保は、計画段階と運用段階において課題となる。計画段階ではアデカシーの確保が第一の課題とされるが、セキュリティが供給能力の支配的な要因となる場合にはこれを含めることもある。計画段階で系統運用の要素をどこまで含めるかによってアデカシーとセキュリティの関係は変化

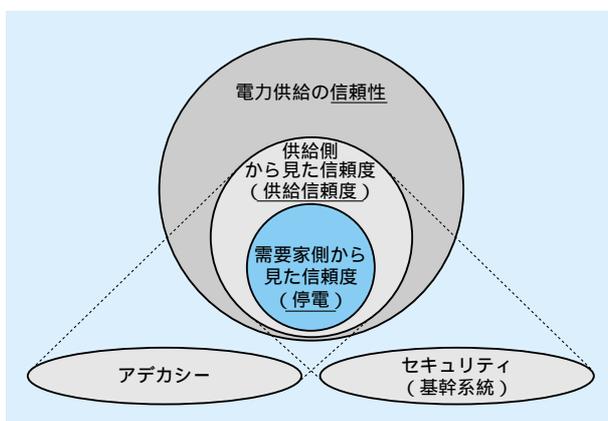


図4-1-1 電力系統の信頼度にかかわる概念の関係

する。たとえば、セキュリティを確保するために、運用によってアデカシーを犠牲にする(たとえば一部負荷の遮断)ことを計画に組み込むかどうかによって、設備増強のレベルや考え方が大きく変化する。

一方、運用段階における信頼度に関してはセキュリティの確保が特に重要となる。セキュリティに係わる事象は、過去の実例から見て大規模な停電に結びつく可能性が高い。計画で想定されなかった事故は運用面での対応が求められるため、計画者と運用者の双方での協調が重要である。

こうした供給信頼度を確保するために必要となるその評価の方法には、基本的に確定論的手法と確率論的手法とがある。現在、わが国を含めほとんどの国では確定論的手法が採用されている。

確定論的手法にもとづく信頼度の基準は、想定事故とそれに対して系統に要求される能力との関係の記述によって表現される。特に「単一の設備事故によって供給支障を生じない」という基準は、一般に(n-1)基準と呼ばれる。確定論的手法に基づく信頼度評価には下記のようなメリットがあることから、国内外で広く採用されている。

- ・計算が容易である
- ・一つの割り切りとして説得力がある
- ・安全サイドの評価が得られる
- ・これまでの経験と実績に裏打ちされている

しかしながら、こうした確定論的手法に基づく信頼度評価については以下のような問題がある。

- ・実態としての事故の発生頻度は、設備の種類や設置状態によって異なる
- ・単一事故でも、例えば母線事故と送電線の事故とでは影響が大きく異なる
- ・需要の変動が一般に考慮されていない。すなわち、通常の検討対象である年間ピーク時点はわずかな時間帯でしかなく、評価は厳しめの結果となる
- ・設備自体の信頼度向上効果が反映されていない。すなわち、設備単体の信頼度を向上させても系統計画・運用上の基準に直接的に反映されない
- ・電源部門、送電部門、配電部門での供給信頼度レベルのマッチング(部門間信頼度協調)が不明である

このような問題点に対して、確率論的手法により供

給信頼度を定量的に評価し、信頼度基準に反映させようとする動きは比較的古くからあった。実際、西欧や米国においては確率論的手法による供給信頼度評価の研究が早くから行われ、フランスやイタリアなど西欧の一部の国では既に実際の計画作業に部分的に組み込まれてもいる。

確率論的手法に基づく供給信頼度の定量的評価にも、解析技術上の問題やデータ入手など適用面での問題はあるが、上述したような従来手法の問題点に対する一つの対応としては有効である。特に今後、信頼度を確保しつつ供給コストの低減を図ることが一層強く求められる趨勢にあることから、本手法の重要性はますます高まるものと考えられる。

確率論的手法による供給信頼度の定量的評価

確率論的手法により信頼度の定量的評価を行う場合、計画業務の実態を踏まえて、電源部門、送電部門、配電部門ごとに個別に行われるのが一般的である。以下、送電部門を主体に述べる。

送電部門は、更に基幹系統と二次系統とに分けて行われる。基幹系統については電源を含めて評価されることが多い。なお、現状ではほとんどの場合アデカシーのみを対象とした評価に留まっている。

送電部門での確率論的手法による供給信頼度評価は、基本的には図4-1-2の流れに沿ってなされる。

解析に当たってはまず、系統状態の設定から始める。供給信頼度は年間のリスク期待値として得られるべきであるため、基本的には1時間ごとの時系列的な系統状態が対象である。ただ、簡単のためピーク断面のみを評価の対象とする場合や、年間をいくつかの需給断面で近似し、その加重平均を取るなどの場合もある。系統状態は基本的には需給条件と事故条件からなり、解析対象系統に応じて電源の稼働状況(補修状況や起動停止状況、出力配分状況)、需要量の分布状況、事故状況(事故設備や事故種別)などを設定する。

確率的な事故発生状態の設定方法には、大別して状態列挙法とモンテカルロシミュレーション法の2つがある。これらについては、後述する実際の開発プログラムの中で詳述する。

設定された諸条件の下で、系統の健全性チェックのための解析を実施する。アデカシーの範囲では、対象

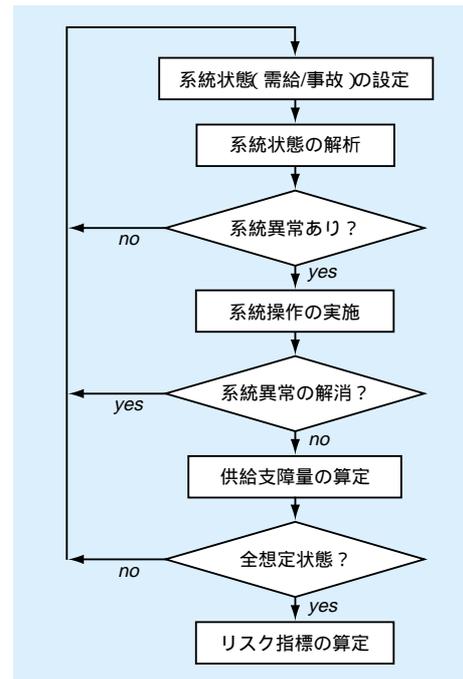


図4-1-2 供給信頼度解析の流れ

とする系統異常現象は設備の過負荷、電圧異常、周波数異常、電圧安定性、定態安定度などが主な対象である。これらに関する系統異常が認められなければ、次の状態設定に移る。

一方、系統異常が発生する場合には系統操作を行うことで異常が解消できるかをチェックする。主な系統操作には発電調整、系統切替え、調相設備開閉、変圧器タップ操作などがある。こうした系統操作の実施により系統異常が解消できれば、結果的にこの状態は問題がないと認識し、次の状態設定に移る。系統操作により系統異常が解消できない場合、部分的な負荷遮断を行う。通常、最も少ない量の負荷遮断で済む最適な箇所での負荷遮断を行う。この負荷遮断量がリスク指標を計算するために必要な供給支障量となる。

以上の計算プロセスを必要かつ十分なパターンの系統状態に対して繰り返すことにより、期待値としてのリスク指標を算定する。

4-1-2 二次系統の供給信頼度評価

開発した解析プログラムの概要

電圧階級が数万Vクラスの送電網から成るいわゆる二次系統は、電力設備数が多く、設備計画が部分系統

ごとに独立的に行われる場合が多いため、供給信頼度の定量的評価による設備投資の効率化や全系統での信頼度レベルの適正化などに対するニーズが顕著である。また基幹系統に比べ、二次系統では発生する系統異常現象が主に潮流過負荷と電圧異常に限られるため、アデカシーの範囲で十分な信頼度解析が行えるという利点もある。さらに二次系統では、事故とそれによる停電の範囲とがほぼ明確に関連付けられるという利点もある。このように二次系統は、供給信頼度評価への高いニーズと、それを現状の技術で十分に実現し得るといふ両方の特性を兼ね備えている。

このため、総合的な供給信頼度評価ツール開発の第一ステップとして、まず二次系統を対象に解析プログラム開発を行った。

表4-1-1は開発したプログラムの概要である。信頼度評価の対象となる範囲は系統変電所から配電用変電所の二次側までであり、計算結果として配電変電所ごとに以下の4つのリスク指標を算出する。これらはいずれも年間の期待値としての値である。

- ・供給支障電力(MW/年)
- ・供給支障電力量(MW分/年)
- ・供給支障時間(分/年)
- ・供給支障頻度(回/年)

信頼度指標の計算

二次系統では実態として多重事故は稀であり、様々な状態の組み合わせを考えなくて済むため、開発したプログラムでは状態列挙法を採用している。状態列挙法では一つ一つの事故条件(ここでは単一事故)を順次設定していく。

リスク指標を計算するには、各配電用変電所ごとに図4-1-3に示すような事故による供給支障の復旧過程条件が必要となる。ここで、供給支障電力は配電用変電所の停電電力、あるいは過負荷耐量を超えた過負荷を解消するために当該配電用変電所に求められる負荷遮断量である。

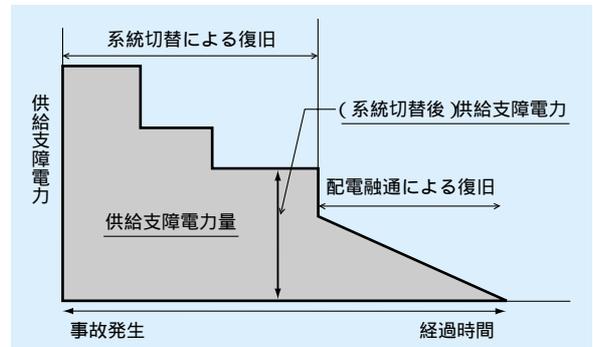


図4-1-3 供給支障の時間経過と信頼度指標

表4-1-1 二次系統の供給信頼度評価プログラムの概要

項目	内容	備考
解析対象系統	放射状系統	二次系統(配電系統も可能)
解析系統範囲	系統変電所引き込み送電線(275、154kV)～配電用変電所、特別高圧需要家変圧器2次側(6.6kV)まで	二次系統の場合
需給断面	ピーク時または年間の代表負荷断面	負荷地点毎の負荷パターンの違いの考慮が可能
信頼度指標	期待値として、 供給支障電力(MW/年) 供給支障電力量(MW分/年) 供給支障時間(分/年) 供給支障頻度(回/年)	
想定事故	・設備の単一事故(送電線、変圧器、母線、遮断器、開閉器) ・並列回線、系統変電所変圧器の多重事故	・事故頻度を設備毎に指定 ・事故範囲は遮断器の位置により特定
系統操作	・系統切替、母線切替 ・常予備受電切替 ・ローカル電源出力調整 ・配電融通	・系統操作時間の指定 ・配電融通先と可能量上限、時間を指定 ・電源の出力調整を優先
事故時復旧目標	全系統の供給支障電力の最小化	過負荷耐量を超える値を供給支障とする
目標系統決定	漸増最大フロー法とブランチ交換法の組み合わせ	・ブランチ交換のみによる高速近似計算の選択可 ・漸増最大フロー法による大域的最適解探索の効率化
復旧操作手順	負荷の重要度と切替操作数の低減を考慮した簡易手法	・負荷の重要度をサービスランクA(重要)～Dで表現
OS	Windows95/98	

事故復旧操作を求める問題は数学的には組合せ最適化問題として定式化することができるが、ここで対象としている大規模な問題に対しては最適解を求めるのが極めて困難となる。そこで開発したプログラムでは、こうした問題を軽減できる効率的なアルゴリズムを開発し適用している。これについては で述べる。

リスク指標は以下の式で計算できる。

$$RI_j = \sum_i r_{ij} \cdot f_i$$

ここで RI_j は配電用変電所 j の供給支障電力期待値などの信頼度指標であり、 r_{ij} は事故 i による配電用変電所 j の供給支障電力などに対応し、また f_i は事故 i の発生頻度を指す。

復旧操作を考慮した供給支障量の算定

供給支障電力を最小化する復旧操作を決定するために、問題を復旧目標系統の決定と復旧操作の決定に分けて求める計算手順を考案した。

前者の復旧目標系統の決定のため、図4-1-4に示すブランチ交換法と、漸増最大フロー法を組み合わせた最適化手法を開発した。こうした2段階の構成を採用した理由は、大半の事故ケースでは単純な系統操作によって完全復旧できるという系統特性を考慮したためであ

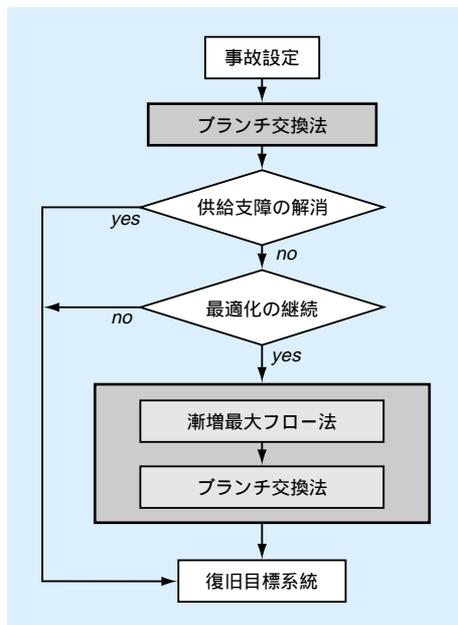


図4-1-4 復旧目標系統の決定

る。

第1段のブランチ交換法は、負荷を隣接する余裕のある系統に切り替えることで供給支障の解消を試みるもので、比較的単純な方法である。

一方、過酷な事故の場合にはより複雑な系統切り替え操作が必要で、ブランチ交換法によっては求めることができない場合も多い。これに該当するのは、たとえば遠方の系統には余裕があるのに隣接系統には無いような供給能力の空間的アンバランスが生じる場合であり、ブランチ交換法では行き詰まることが多い。このため、こうした複雑な問題に対しても供給支障解消能力の高い計算アルゴリズムとして、漸増最大フロー法を開発した。

漸増最大フロー法では、まず事故後の系統において供給力の余裕ができるだけ均一になるような放射状の系統構成を求める。これを行うために、送電線の容量を徐々に増やしながら負荷に電力を供給するという方法を採用している。こうして求めた系統構成の下で再度ブランチ交換法を適用することにより、供給支障量を最小化する復旧目標系統を求めることができる。

表4-1-2は、あるモデル系統に対して漸増最大フロー法の有効性を検証したものである。同表から、漸増最大フロー法の適用によって供給支障を低減する系統構成が求められていることが分かる。

上記の復旧目標系統を実現するための実際の操作手順は、これもまた組み合わせ最適化問題となるが、ここでは負荷の重要度と切り替え操作回数を考慮した簡易手法を採用している。

検討例

供給信頼度の定量的評価を行うことにより、配電用

表4-1-2 漸増最大フロー法による供給変電所事故時の供給支障電力最小化

事故供給変電所番号	1	6	20	28	49	61
初期供給支障電力 (MW)	463	393	245	514	632	604
ブランチ交換法による供給支障電力 (MW)	77	101	23	89	187	2
漸増最大フロー法による供給支障電力 ¹⁾ (MW)	0	54	0	59	147	0
計算時間 ²⁾ (sec)	10.5	13.5	24.6	7.1	14.8	25.9

1) ブランチ交換も含む

2) 計算時間：CPU-Pentium II 266 MHz

変電所毎の信頼度レベルの違いなど、コストと信頼度の調和に基づいた合理的な系統計画を行う上で有用となる様々な結果を得ることができる。

その一例を図4-1-5に示す。同図は、モデル系統の個々の設備事故について事故頻度と供給支障電力量との関係をプロットしたものである。図の右上が、事故頻度が高くてかつ供給支障量も大きく、信頼度面で問題のある領域である。そこでこうした問題改善のため、たとえば図の破線(事故による供給支障電力量の期待値が一定)の右側の領域にある事故ケースについて対策するなどの適用が考えられる。

4-1-3 基幹系統の静的供給信頼度評価

開発した解析プログラムの概要

基幹系統は事故による影響が大きいいため、信頼度の確保は一段と重要な課題となる。基幹系統の場合、一般にアデカシーとセキュリティの双方の視点が必要となるばかりでなく、系統異常を引き起こす電氣的現象が二次系統とは異なり多岐に及ぶことから、信頼度評価のための解析計算は大幅に複雑にならざるを得ない。このため、プログラム開発にあたっては段階的に進めるのが効果的と考え、現在までにアデカシーを対象とした静的な供給信頼度評価プログラムを開発している。

解析対象系統は電源を含む基幹系統であり、事故に伴う系統異常現象として設備過負荷、電圧異常、周波数異常、電圧安定性(静的安定性)を考慮している。確率現象の模擬には、二次系統の場合と異なり様々な事故の組み合わせが重要であることから、この種の解析に効率的なモンテカルロシミュレーション法を採用している。負荷の時間変動や系統運用の影響を評価できるように、時間的な流れを考慮した時系列モンテカルロ法を用いているのが特徴である。

信頼度指標は二次系統の場合と同様に、供給支障電力、電力量、時間、頻度の年間期待値として算定する。必要に応じて分布も算出できる。供給支障の考え方は、系統異常現象を解消するために様々な系統操作を行った上で、なお必要となる最小の負荷遮断量としている。このための最適操作の決定と最小の負荷削減量の算定には、線形計画法を採用している。

信頼度指標の算定

計算の全体的な流れは図4-1-2に示したとおりであるが、基幹系統の解析では問題の性格上、個々のブロックでの処理が複雑化するのが避けられない。本プログラムにおける主な処理はつぎのとおりである。

- 状態設定
- ・系統構成と負荷

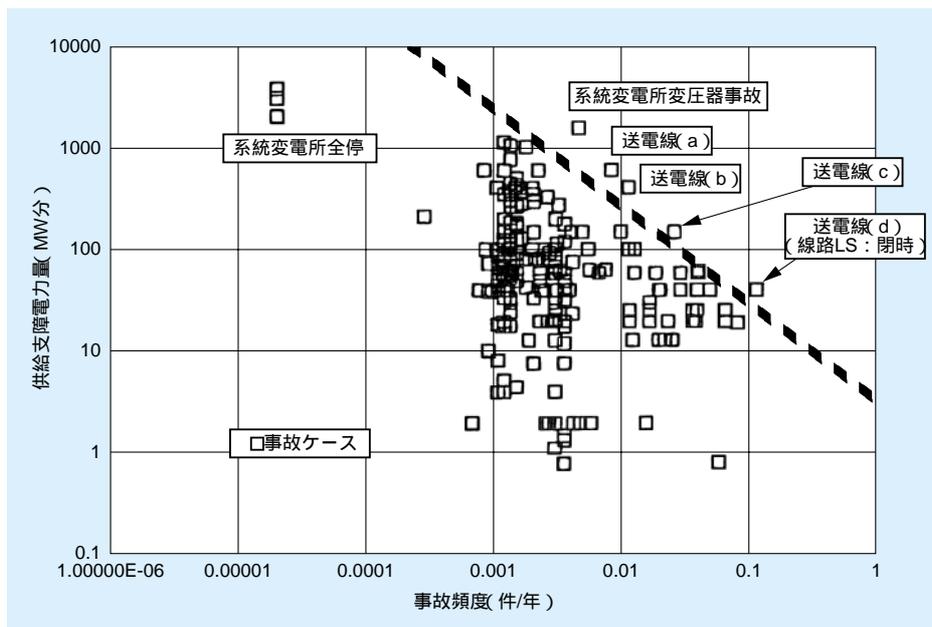


図4-1-5 設備事故頻度と供給支障電力量との関係

系統構成については母線構成や遮断器、断路器などの開閉状態を詳細に模擬する。負荷は年間8760時間分を考え、時間ステップは1時間とする。全系の負荷を与え、各地点には一定の比率で配分する。

・電源の定期補修

個々の電源ごとに補修期間を指定する場合と、補修計画を自動立案する場合とに対応できるようにしている。補修計画の自動立案では、供給予備率が年間を通してできるだけ均一になるように、対象電源の中で容量が大きく、かつ補修期間が長い電源順に割り当てていく簡易ロジックを用いている。

・電源運用

電源種別として原子力・火力・水力(自流式・貯水式・揚水式)を考え、また運用形態としてベース・ミドル・ピークを個々に指定する。起動停止は優先順位に基づくものとし、起動電源の出力配分は経済負荷配分(ELD)に基づく。なお、水力については実出力値をデータで与えることとしている。

・設備事故発生・復旧

設備の事故は、擬似乱数を用いて指定された事故率で発生するようにしている。数の多い同一の設備については、効率化のためにまず故障数を決定し、次いで設備に割り当てるという2段階の手法を採用している。復旧に要する時間は平均修理時間に基づき算定する。

系統解析と支障量の算定

系統解析には現状、ごく一般的なニュートンラフソン法潮流計算を用いている。潮流計算により系統異常が検出された場合、これを解消するための系統操作の決定、ならびに最終手段としての最小負荷遮断量の算定には逐次線形計画法を用いている。系統操作として発電調整、調相設備開閉列、変圧器タップ調整の他、二次系統の負荷切り替えや予備電源の起動を考慮できる。

信頼度指標の計算

信頼度指標は、モンテカルロ法の毎回の試行から得られる評価値 $F(x^i)$: (たとえば供給支障電力量など) を、全サンプリング数 (N) で割った期待値として算出する。すなわち

$$\tilde{F}(F) = \frac{\sum_{i=1}^N F(x^i)}{N}$$

なお、モンテカルロ法の誤差は通常、次式の相対誤差 (RU) をもって表現される。次式から、小さな値をもつリスク指標を高い精度で求めるには数多くのサンプリングが必要になることが分かる。

$$RU = \frac{\sqrt{V(F)}}{\sqrt{N}\tilde{F}(F)}$$

ここで、 $V(F)$ は求めたい指標の分散である。

検討例

図4-1-6のモデルシステムに対する信頼度解析の例を図4-1-7に示す。なお、本例では簡単のため電源の故障は省略し、一方解析精度を確保するために量的に5000年相当分の計算を行った。

図4-1-7から、ノード番号が3、8、18の負荷(変電所)の信頼度レベルが低いことが分かる。そこでいま、負荷ノード8と18の信頼度低下の原因を探ることとする。これを行うには、解析結果の一部として与えられる統計処理を参照すればよい。その結果、このケースではノード18の母線遮断器の事故が両母線停止を招くことと、ノード7の電源がほとんどの時間帯で起動しないのが主要な原因であることが分かる。

一つの対策として、母線遮断器事故時に片母線運用

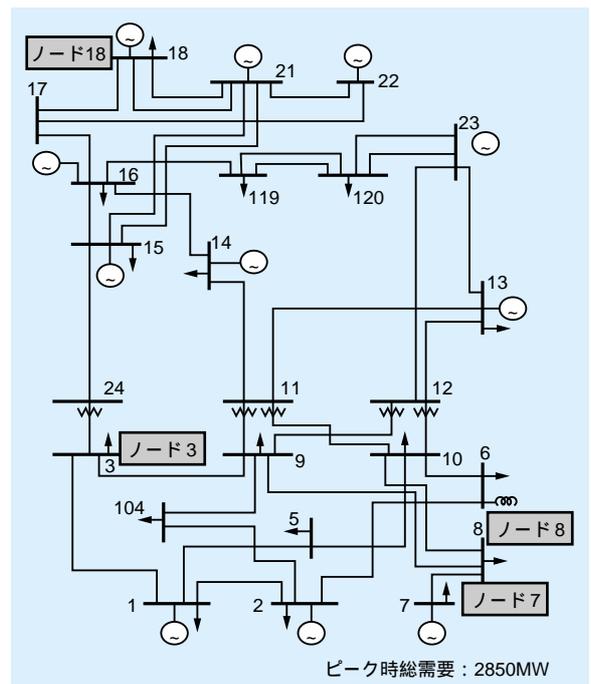


図4-1-6 モデル系統 (IEEE信頼度テスト系統)

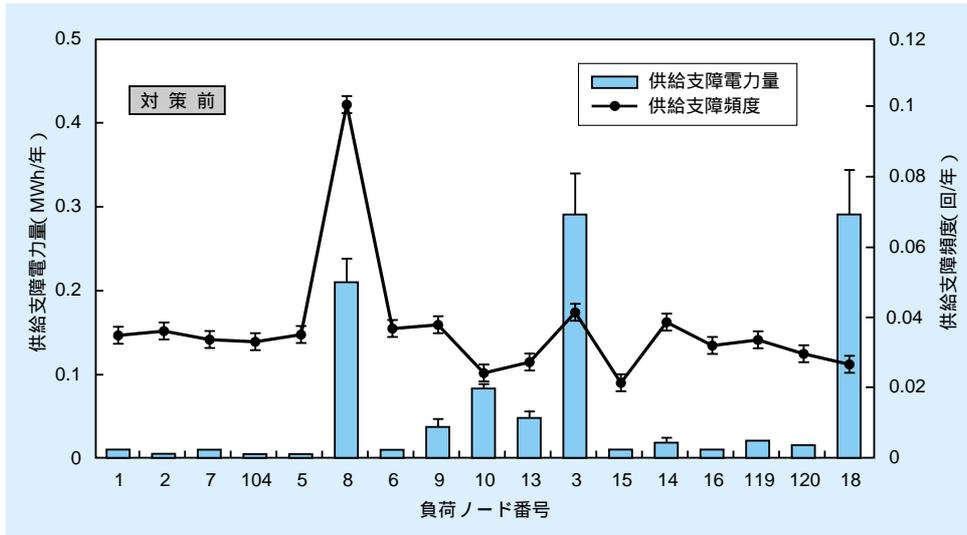


図4-1-7 負荷ノード毎の信頼度指標（対策前）

とし、ノード7の電源の起動優先順位を高めることを考える。この結果、信頼度レベルは図4-1-8のようになり、本対策により供給支障頻度は全てのノードでほぼ一定となる。

なお、供給支障電力量はノード18では対策により大きく低下したが、ノード8、3ではほとんど改善が見られない。これは、今回考えた対策はこれらのノードには効果がないことを示すもので、別途の対策が必要であることを示唆している。

以上、確率論による供給信頼度の定量的評価手法の概要について述べた。ここで紹介した信頼度評価に関

しては、より現実的な問題として電源と系統の信頼度バランスの評価、既存設備の運用変更の信頼度面への影響評価、電力自由化の信頼度への影響評価、信頼度別供給などの新しいサービスの設計・評価など、広範な分野への適用が考えられる。

また、本節で述べた基幹系統の供給信頼度評価はアデクシーのみを対象にしてきたが、わが国のように系統安定度が重要となる系統ではセキュリティの定量的評価も重要である。現時点でセキュリティの定量評価は困難であって、世界的に見ても未だ研究段階にあるが、今後はこれを含む総合的な供給信頼度評価プログラムの開発が目標となる。

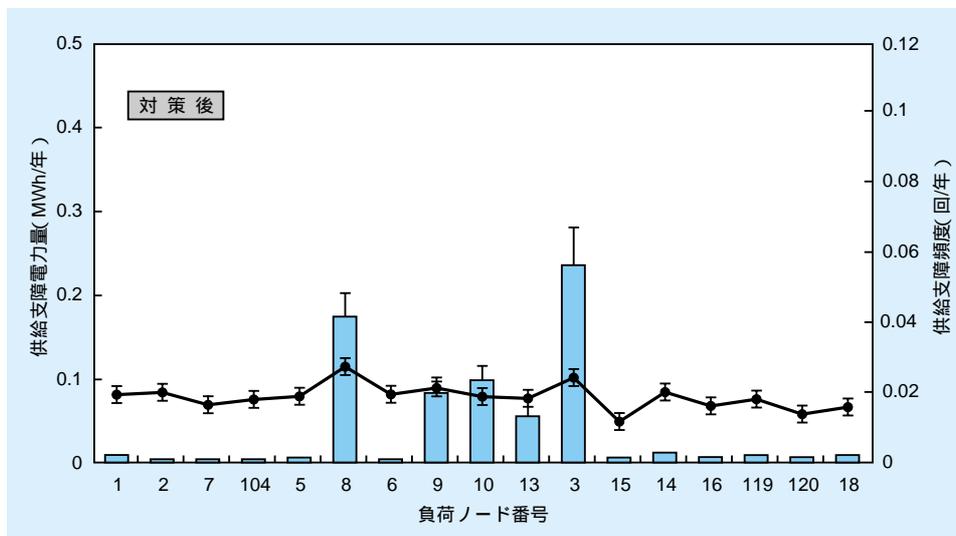


図4-1-8 対策実施後の信頼度指標（対策後）

4 - 2 雷対策による電力輸送力増大効果の評価手法

4-2-1 雷と電力輸送力

図4-2-1は、わが国の500kV、275kV系の架空2回線送電線における17ヶ年送電線雷事故統計(送電線トリップ件数の集計)である。なお、図の故障相は代表相で表記したもので、たとえばABは回線内の任意の2相事故の総和を意味する。架空送電線路への雷撃は、雷そのものが自然現象であるために事故を避けることはできない。ただ、これまで積み重ねられてきた耐雷技術により、雷事故件数自体は年々減少している。この結果、近年では他の原因での事故が急減していることもあり、結果的に雷事故は基幹系統における故障原因の多くを占めている状況にある。

雷に対して電力系統側で取るべき対策にはハード面とソフト面の2つがある。ハード面では、雷がなるべく送電線路に侵入しないよう設備面での工夫をすることと、仮に雷が侵入してきても送電線や変圧器の本来の性能に支障が生じないようにしておくことが重要である。前者の対策の代表が避雷器であり、後者では耐雷絶縁設計が該当する。

一方ソフト面では過渡安定度対策がある。わが国の送電ルートの標準的な仕様は2回線1ルート方式である。雷による事故は、こうした2回線送電線への「地

絡」現象として現れる。事故前に送電線を流れていた電力の量と、6本の送電線路のうちどの相が地絡するかにより、地絡地点に近い発電所の過渡的な安定運転継続の可能/不可能が左右される(図4-2-2)。これを過渡安定度という。発電所の安定運転継続が不可能な場合、極端な場合には大規模な停電を招く危険がある。

こうした過渡安定度の問題は、わが国の基幹送電線の電力輸送力を制約する最大の要因のひとつとなっている。そのため、耐雷技術の進歩や導入は電力供給の信頼性向上、すなわち停電の減少に大きな寄与を果たしてきた。今日、わが国における電力供給の信頼度レベルは世界的に屈指のものとなっている。

ところが近年、信頼度レベルは現状程度を維持しつつその代わりにコストダウンをという社会ニーズが大きくなりつつある。そこで、当研究所ではたとえば今後の新しい耐雷対策の効果も、信頼度レベルの向上という形ではなく、電力輸送力の増大効果の形で定量づける研究を行っている(図4-2-3)。電力輸送力の増大により、送電コストの抑制に資することができる。

雷故障の発生メカニズム

台風や豪雪など大きな被害のない通常の年においては、500kV送電線が受ける80%以上の故障は雷によるフラッシュオーバーが原因である。この雷故障には、遮へい

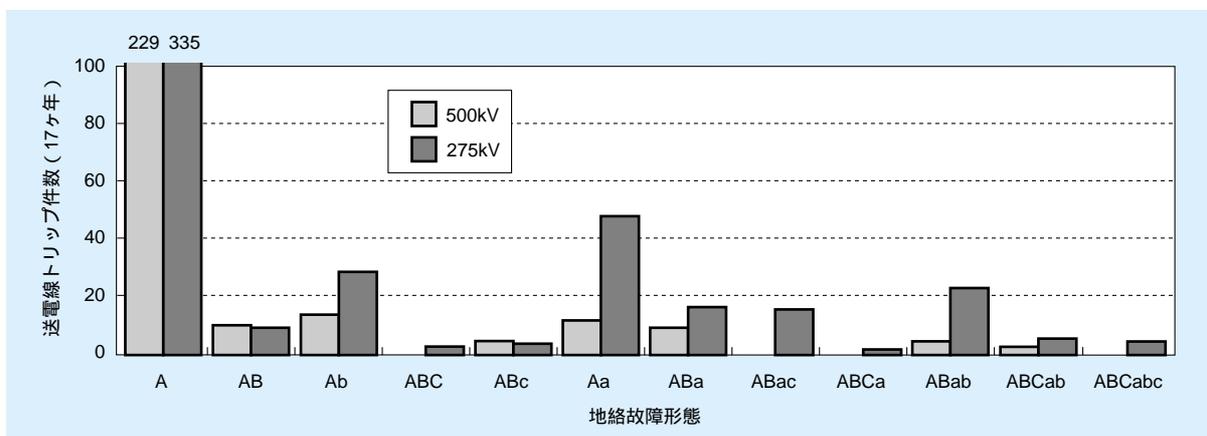


図4-2-1 架空2回線送電線の17 年(1980~1996)雷事故統計

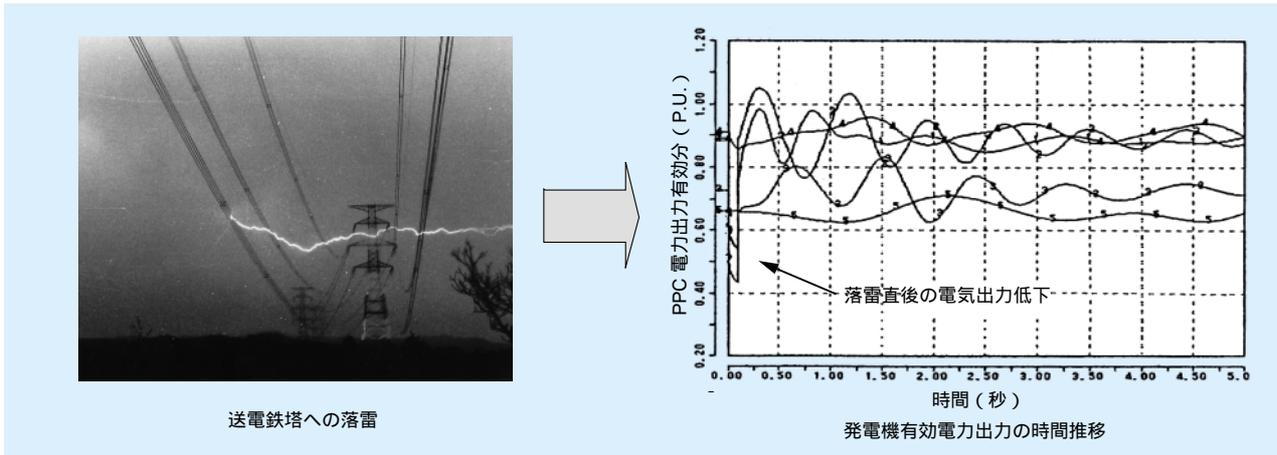


図4-2-2 落雷による電力系統の動揺現象

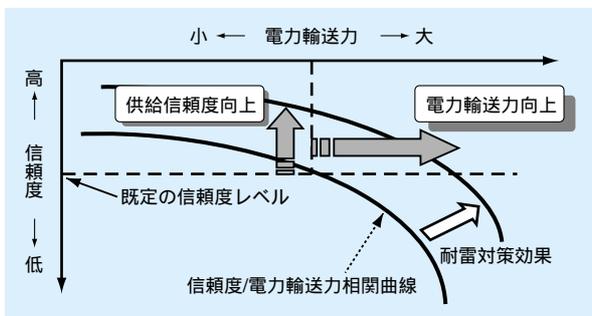


図4-2-3 耐雷対策による信頼度向上/輸送力向上の概念

失敗によるものと逆フラッシュオーバーによるものの2種がある。

遮へい失敗による故障とは、架空地線が雷撃の遮へいに失敗したために、電力線が雷の直撃を受け、その電位が上昇し、がいし間にフラッシュオーバーが発生する故障である。しかし、わが国での観測記録では、2線以上にまたがる遮へい失敗は確認されていないことから、遮へい失敗による故障はほぼ1線に限定されると考えてよい。

一方、逆フラッシュオーバーによる故障は、架空地線あるいは鉄塔が雷撃を受けたとき、瞬時的に鉄塔の電位が電力線の電位より高くなり、がいしの絶縁耐圧を超えたときにフラッシュオーバーが発生する故障である。通常の放電が電力線側から鉄塔側へ向いているの対して、この場合には逆方向に生じるため逆フラッシュオーバーと呼ばれる。

実際においては、このような故障が発生しても、直ちに線路を自動的に開放しアークを消滅させ再閉路を

行い、送電を復帰させる再閉路方式が採用されているため、ほとんどの場合送電停止には至らない。事実、図4-2-1の事故実績で、再閉路成功率は90%以上である。

想定故障

雷による送電線事故には、2回線送電ルートを構成する6本の送電線路のうち何本が、またabc相のうちどの相が事故を受けるかに依存する種々のパターンがある。現在、電力会社では基幹系統の計画段階において、送電線路の電力輸送力を決める場合、送電信頼度面からみてつぎのような方法を採用している。すなわち、ある基準となる故障条件を想定し、その故障が発生しても系統全体が安定な運転を維持できるような最大の電力を電力輸送力として定めている。基準の故障条件としては、一般に2回線送電ルートのうちの片回線3相地絡故障である。

実際には3相地絡故障(3 LG故障)は頻度が少なく、かつやや過酷な故障形態に属するが、電力供給の社会的な重要性から基幹系統の設計には安全サイドの基準をとるという観点もあって、この基準が採用されている。ちなみに先の図4-2-1の実績で、3相地絡故障より影響の軽い事故(A、AB、Ab相)の事故率(回/100km・年)は次のようである。

- ・ 500kV系では0.393で、全事故率0.435の約90%を占めている
- ・ 275kV系では0.491で、全事故率0.646の76%を占めている

想定故障の基準として3相地絡故障が採用されてき

たこの他の理由としては、故障形態がシンプルであるため、シミュレーション計算が簡単であり、大量の技術業務の処理が容易に済むことなどによる。この方法は確定論的方法であり簡便であることから、実務的な方法として世界的にも広く使用されている。

しかし近年のように、送電線路の建設に多大なコストを要したり一部の建設が遅れるようになってくると、従来どおり系統全体に対して一律にこのような単純な基準を適用することは合理的ではなく、送電信頼度と電力輸送力の定量的な関係を考慮することが必要になっている。

4-2-2 雷故障の低減対策と安定送電限界電力

架空地線3条化対策

架空地線や遮へい線などの接地線を設置すれば、雷撃電流の分流効果ならびに接地線からの誘導効果(電力線への誘導電圧の増大)の2つの作用によって、がいし間電圧の上昇を抑制することができる。当研究所では、これを1/5の縮尺のモデル鉄塔を用いて実証した。その結果、たとえば2回線送電線において2条の架空地線を3条にすれば、上線、中線、下線のがいし間電圧をそれぞれ77%、85%、84%に低減することができることを明らかにした。

さらに、雷故障の発生頻度を様々な故障形態別に算定することのできる手法を開発した。この手法を用いることによって、上記の実験で求めたがいし間電圧の

低減値から、雷害対策による故障回数の低減値を予測することができる。

なお、他の雷害対策として送電用避雷装置があるが、避雷装置は高価であるため、その適用は限定される。上述した架空地線の3条化対策費用は建設費の2%以下との試算もあり、安価であることが長所である。

開発した手法を用いて、わが国で広く採用されている500kV送電線逆相配列の2回線の送電線(図4-2-4のモデル系統)を対象に、架空地線が2条と3条の場合について逆フラッシュオーバー故障の発生頻度を試算した。その結果を図4-2-5に示す。本試算から、逆フラッシュオーバー故障の一般的な特徴として以下を明らかにした。

- 1) 一般に上線の逆フラッシュオーバー故障の回数が最も多く、中線、下線の順序で回数は減少する。これは、通常では上線から下線への順にがいし間電圧が小さくなるためである
- 2) 同回線の上線と中線、中線と下線の2線にそれぞれ同時にフラッシュオーバーが発生する頻度は、中線の隣合う2線に同時に発生する頻度よりも小さい。この理由は、中線の電力線での商用周波数電圧の位相

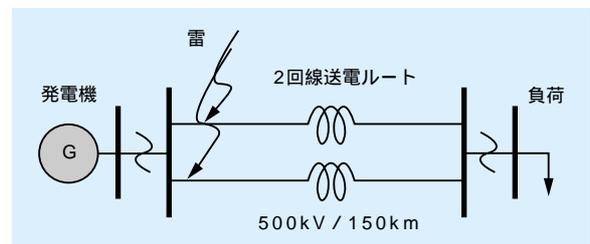


図4-2-4 単純モデル系統

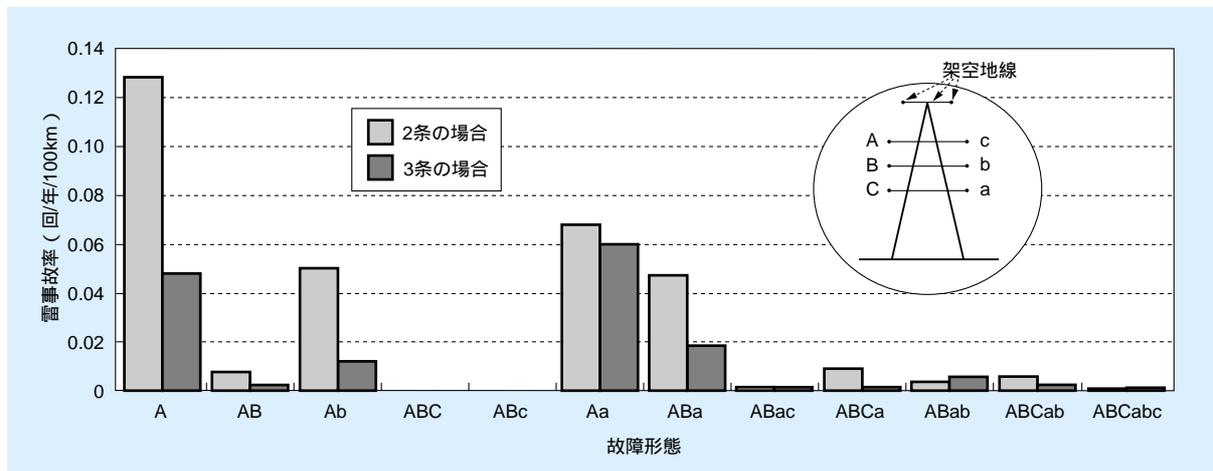


図4-2-5 故障形態と故障回数(雷事故率)

の同時性による

3) 架空地線の3条化により故障回数は半減する。とくに上線に対する効果が大きい。これは、架空地線から上線への誘導電圧がとくに増大するため、上線のがいし間電圧が小さくなるためである

また、図4-2-5の結果から以下のことが分かる。

- 1) 故障形態“A”、“Ab”、“Aa”ならびに“ABa”の4つが比較的大きな故障回数の割合を占めている。3条化対策の効果も、これらの故障形態に対する効果が大きい
- 2) 系統計画の基準として一般に採用されている故障条件“ABC”の故障回数は極めて小さい。

安定送電限界電力

一方、2回線送電線のどの相が地絡するかという各故障形態別ごとに、過渡安定度現象に依存する安定送電限界電力が存在する。ここでは、故障形態別の送電限界電力を図4-2-4のモデル系統を例に示す。

想定した故障条件は以下のとおりである。故障継続時間は0.08秒、線路再閉路を行って成功するものとし、無電圧時間は1.0秒とした。故障形態はすべて地絡故障とし、図4-2-5の左方9タイプを選定した。これらは全て、異相の2線以上が健全という再閉路の一般的な条件を満たしている故障形態である。

これら9つの故障形態について、それぞれ送電限界電力を算定した結果が図4-2-6の棒グラフである。

図4-2-6から、以下のことが分かる。

- 1) 故障線数が多いほど概して送電限界電力は小さい
- 2) 片回線故障よりも2回線にまたがる故障が厳しい

3) 同相を含む故障が異相の場合よりもかなり厳しくとくに故障“Aa”は、地絡相の数は1つだけであるにもかかわらず、かなり厳しい故障となることに注意が必要である。この理由としては、この故障形態の送電限界電力に対しては地絡時のショックよりも、無電圧時における同相欠相の状態のほうが厳しい制約を与えるためと考えられる。

なお、従来の系統計画で基準として採用されている故障条件は、片回線の3相地絡故障(再閉路は行わない)であるが、この故障に対する送電限界電力1700MWが、モデル系統の送電線路の電力輸送力に相当することになる。

4-2-3 電力輸送力増大効果の評価

送電信頼度の尺度

図4-2-6の折線グラフは、図4-2-5の故障回数を累積値として表現したものである。この図4-2-6中の2つのグラフ値を用いることにより、年間送電停止電力[MW/年]という送電信頼度の尺度を導くことができる。

これは、年間当たり送電が停止する回数[回/年]と1回当たりに停止する電力の大きさ[MW/回]の積として定義される。この送電信頼度の尺度は、いわゆる供給支障電力(LOLP: Loss of Load Probability)に相当するもので、統計学でのひとつの期待値である。年間送電停止電力は当然、その送電線路に流れる電力の大きさに依存する。

図4-2-4のモデル系統について、この年間送電停止電力を計算した。計算の考え方は次のようである。たと

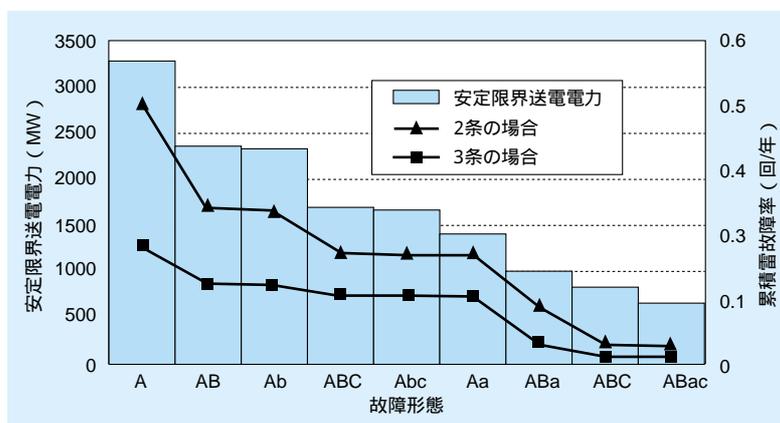


図4-2-6 安定限界送電電力と累積雷故障率

例えば送電電力が1700MWの場合は故障“ A ”～“ ABC ”のいずれの故障が起こっても送電停止にはならない。しかし故障“ ABc ”～“ ABac ”あるいはそれ以上の過酷な故障が発生すると、送電系統の安定性が失われるため、1700MWの送電が全て停止することになる(ここでは部分的な電源制限は考えない)。したがって架空地線が標準の2条の場合、この送電電力の時に送電系統が送電停止となる回数は“ ABc ”以上の累積故障回数に相当することから0.2055 [回/年] となるため、年間送電停止電力はこれに1700 [MW/回] を乗じることで349 [MW/年] と算定される。

電力輸送力の向上効果

上述のように、送電停止電力は送電線路を流れる電力の大きさに依存する。したがって、送電電力に対する年間送電停止電力の様子を示すひとつの曲線を描くことができる。この曲線をここでは送電信頼度曲線と呼ぶ。一般に送電線路を流れる電力が増すにつれて、その送電信頼度は下がる。これは、送電電力が増すほど一回の停止電力は増加し、同時に送電停止となる累積故障回数も増えるからである。

図4-2-4のモデル系統について送電信頼度曲線を具体的に描くには、図4-2-6の各数値に基づき送電電力を0MWから3300MWまで変えながら計算すればよい。結果を図4-2-7に示す。同図の送電信頼度曲線は、架空地線が2条の場合と3条の場合についてそれぞれ示している。

本モデル系統における従来の基準の故障条件に対す

る送電限界電力(電力輸送力)は、上述のように1700MWである。そして、架空地線が2条の場合にこの送電電力のときの年間送電停止電力は349 [MW/年] である。この値は従来この送電線路に対して保証されていた送電信頼度レベルに相当すると考えてよい。図4-2-7において、点Xがこの状態を指している。

この図において、送電電力1700MWを上方に延長し、3条の場合の送電信頼度曲線と交わる点Yを求めると、年間送電停止電力は218 [MW/年] となる。すなわちこの場合、架空地線の3条化による故障回数の低減効果を、従来型の送電信頼度向上(曲線が上方へ移動)の形で示したことになる。

一方、2条の送電信頼度レベル349 [MW/年] を右方へ延長し、3条の場合の送電信頼度曲線と交わる点Zを求めると、送電電力は2370MWとなる。この場合、3条化による故障低減効果は電力輸送力の向上(曲線が右方へ移動)の形で示されている。すなわち本モデル系統の場合、従来の送電信頼度レベルを維持すれば十分という考えに立てば、架空地線の3条化により

$$2370\text{MW}/1700\text{MW} = 1.4 \text{ 倍}$$

の電力輸送力の向上効果が得られることになる。

さらに図4-2-7から次のことが分かる。

- 1) 3条化による電力輸送力の向上には、故障形態“ Ab ”、“ Aa ”ならびに“ ABa ”の故障回数の減少が寄与している
- 2) この場合、故障“ A ”の故障回数の減少は電力輸送

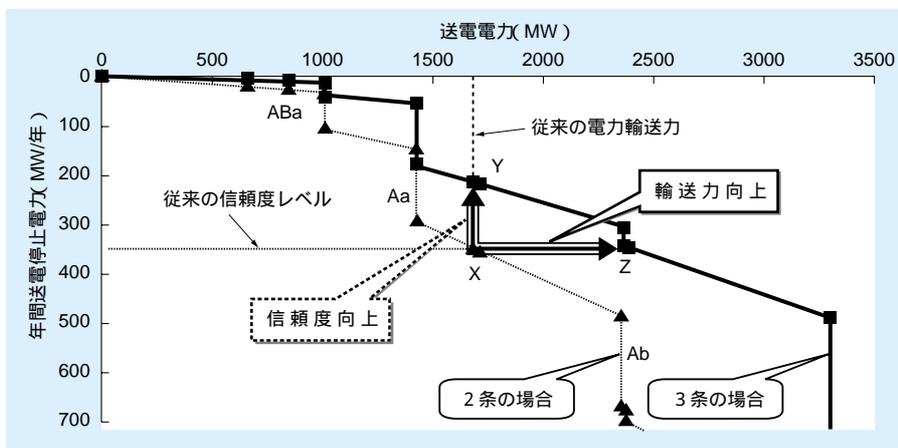


図4-2-7 送電信頼度特性曲線

力の向上には寄与していない

3) 3条化することにより想定故障の基準条件を緩和することができ、本例では“AB”を採用してもよい
なお、3条化対策は必ずしも送電ルート全区間に亘って適用する必要はない。すなわち、3条化の効果的な適用区間は次のようである。

- ・落雷が多発する区間
- ・安定度の厳しい送電端と受電端の近傍区間

以上、本節では確率論的アプローチによる定量評価手法のひとつとして、架空送電ルートの架空地線を2条から3条化する対策を例に取り、その効果の定量評価法について述べた。すなわち、3条化によって落雷による故障発生頻度は低減するが、その効果を従来と同じ送電信頼度レベルに保つという視点に立てば、送電電力を等价的に増大させることができることを示した。

本節で述べた手法は、理想的には前節の供給信頼度評価に含まれて論じられるべきである。ただ前節末尾でも触れたように、過渡安定度までを含めた信頼度評価は、主として安定度解析に要する膨大な計算時間という制約から、世界的に見ても研究途上にある。

しかし、とくにわが国では基幹系統の輸送力は多く安定度が支配的であるという状況にあることから、本節では安定度のみを取り上げた。ちなみに、ここで使用した安定度解析ツールは「過渡安定度解析プログラム(Y法:表5-5-1参照)」であり、したがって限界送電電力求解等にあって特段の計算効率は考えなかったことになる。

今後、前節の供給信頼度評価手法との融合を視野に、エネルギー関数法あるいは5.4節の並列計算手法等の適用による安定度判別の高速化を目標としている。

4-3 コストと信頼度の調和を目指して

供給信頼度の定量的評価の大きな目標の一つは、コストと信頼度の調和の実現である。コストと信頼度の概念的な関係は図4-3-1のようになる。すなわち、供給側にとっては信頼度を上げるために設備等の供給コスト負担が増え、一方で消費者側にとっては信頼度が低いと停電によって被る損失コストが増えることになる。供給コストと損失コストの和を社会コストと考えると、最適な信頼度レベルなるものが存在する。

ただ上記の考え方は多分に概念的であり、実際には各々の要素にバラツキがあるために最適なレベルは幅をもったものとなるし、また損失コストの評価や電力自由化による影響などの問題点もある。しかしながら今後、合理的な信頼度レベルの追求へのニーズが高まるのは必至であり、これに伴い信頼度レベルの定量的な評価が重要性を増すものと考えられる。

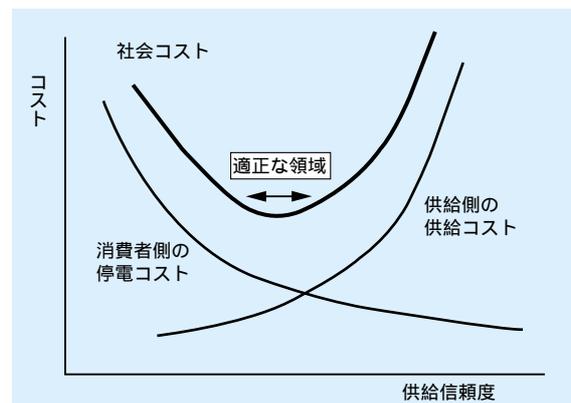


図4-3-1 最適な信頼度レベル