

電力系統の電圧無効電力制御に関する基礎研究(学位論文)

メタデータ	言語: jpn 出版者: 明治大学工学部 公開日: 2011-04-11 キーワード (Ja): キーワード (En): 作成者: 西山, 栄枝 メールアドレス: 所属:
URL	http://hdl.handle.net/10291/10049

II-88 電力系統の電圧無効電力制御に関する基礎研究

西 山 栄 枝

Foundamental Research for Voltage and Reactive Power Control of Power System

Sakae NISHIYAMA

Synopsis

In this paper, the writer deals fully with the voltage and reactive power control with which he has had the closest connection, of automatic control of power system operation, touched upon constantly since he joined the Central Research Institute of Electric Power Industry, in april, the 34th of Showa Era. Especially the emphasis of which is laid on the computer control of voltage and reactive power of power system that he has proposed eagerly.

The first chapter is devoted to the automatic frequency control of power system and the automation of economic power system operation which are now in force ; and also to necessity of the full automation and voltage-reactive power control of power system operation, observing the voltage and reactive power control from the view points of security of service quality toward their users of rationality of the power system operation. Besides he introduces the trend of voltage and reactive power control both in Japan and other countries and its control modes of every kind and refers that these methods are the first step to the voltage and reactive power control which he has advocated so far.

In the second chapter he gives full account of the analytical methods of voltage and reactive power control and the results of actual survey, in order to examine the permissible limits of voltage-reactive power variation of power system and the characteristics of controller which can be decided by means of the view point how to secure service quality to consumers and how to rationalize power system operation. As to the analytical results, compared the voltage change of the primary substation and that of the distributing substation, it has come to light that the former is about a half of the latter, in degree ; the time zones of large voltage changes are, in both cases, the same as the great load change of lighting hour in the morning and daytime. Accordingly, if a good control is made, paying attention to this points, voltage changes will diminish a good deal.

In the third chapter he comes to form a clear definition of voltage and reactive power control which plays an important part concerning the theory of voltage and reactive power control and the control of voltage and reactive power, and touches further the basic characteristics of voltage and reactive power. Above all, concentrating the subject upon the problems of two machine system, he is examining a physical importance and error which may derive from basic characteristics and approximate quality of voltage and reactive power and then tries in a simple form as possible to express the relation, between voltage and reactive power, which takes place in case of voltage and reactive power. Besides he suggests this is possible to be applied to the case of polynomial machine system, referring to the comparison between the checking of model system and the result of actual survey.

In the fourth chapter there is an explanation of methods of calculation concerning voltage and reactive power control. By using the system characteristic constants whose definition is in the 3rd chapter, one can induce a basic equation, but because this equation becomes not only inequalities with absolute values, it has but also such a particularity as needs always an integral solution in the app-

aratus of regulation, it has proved very difficult to get a desired solution by the usual method as before. After overcoming all difficulties, he has finally succeeded in developing new various kind of calculation, by inducing a decision function which can be expressed as the function of control deviation of voltage and reactive power and its permissible limits. At the same time, he mentions those instances in which the methods of calculation are applied with excellent results to the model system.

Thus satisfactorily clarified are the basic problems, concerning computer control of voltage and reactive power of power system. It will give the writer the greatest pleasure as well as the highest honor, when this careful new study, though not complete, be some service or other as a clue to the solution of special problems concerning any kind of computer control and Linear Programming with which each electric power company faces at present.

目 次	
はしがき	(4.6.2) 目的関数を考慮しない場合,
第1章 序論	(4.6.3) 目的関数を考慮した場合,
(1.1) 系統運用の自動化と電圧無効電力制御の必要性	(4.7) 各種計算方法の比較
(1.2) 国内に於ける電圧無効電力制御の動向	第5章 結言
(1.3) 国外に於ける電圧無効電力制御の動向	附録1. 繰返し座標変換法による試算例
第2章 電圧無効電力の変動特性	附録2. 整定条件を満足する解と送電損失
(2.1) 電圧無効電力変動特性の解析方法	附録3. 目的関数を含んだ判定関数を使用する場合のハンチング現象について
(2.2) 一次変電所の電圧変動特性	附録4. 負荷時電圧調整器の適正タップ間隔について
(2.3) 配電用変電所の電圧無効電力変動特性	附録5. 系統特性定数を制御実績から逐次求める方法
(2.4) 電圧変動特性の要約	参考文献
第3章 電圧無効電力の基礎特性	はしがき
(3.1) 送電線路の数式表現	国内における電力系統運用の第1の自動化である周波数自動制御(A. F. C)は、昭和27年四国電力津賀発電所の試験を最初に研究が進められ、第2の自動化といわれる経済運用の自動化については、昭和33年に開催された経済運用委員会を中心に研究が進められてきた。周波数自動制御については、周波数変動特性、所要調整容量および制御方式に関する研究が行なわれ、現在各電力会社とも周波数自動制御装置を設置し、定格周波数に対して、ほぼ±0.1サイクル以内に維持されている。一方経済運用については、各種解析手法の開発および装置の実用化に関する研究が行なわれ、大半の電力会社が経済運用装置を設置し、周波数自動制御と結合した協調制御を実施しようという段階にある。
(3.2) 2機系統に於ける電圧無効電力特性	周波数自動制御および経済運用の自動化につぐ、系統運用の第3の自動化としての注目されるようになったのが電圧無効電力制御の自動化である。無効電力を適切に配分し、系統の損失を軽減しようという試みは、周波数自動制御の研究が始められた昭和27年頃から行なわれ、その代表的な動きとして送配電系統の無
(3.3) 多機系統に於ける電圧無効電力特性	
(3.4) モデル系統に於ける系統特性定数の試算例と実測例	
第4章 電圧無効電力の計算機制御に関する基礎理論	
(4.1) 電圧無効電力の計算機制御	
(4.2) 電圧無効電力制御の基本方程式	
(4.2.1) 整定条件	
(4.2.2) 制御変数の制限条件	
(4.2.3) 目的関数	
(4.3) 電圧無効電力制御の特異性	
(4.4) 目的関数を考慮しない場合の解法	
(4.4.1) 繰返し座標変換法	
(4.4.2) 判定関数 $E(x_j)$ を使用する方法	
(4.5) 目的関数を考慮した場合の解法	
(4.5.1) 目的関数を含んだ判定関数を使用する方法	
(4.5.2) LP的手法を使用する方法	
(4.6) モデル系統による各種計算方法の試算例	
(4.6.1) モデル系統と諸条件	

効電力配分合理化委員会がある。しかし年々増加の一途をたどる需要の増加に対し、電力系統も複雑になり、日間では潮流方向が逆になるような場合もある。このような状態でも常に需用家に対するサービスコオリティを確保した上で、系統運用の合理化を計るには、従来の発電所単位の電圧無効電力調整に対して、各電気所間で協調のとれた集中制御を実施することが必要である。

本論文は電圧無効電力の集中制御にデジタル型電子計算機を使用する“電圧無効電力の計算機制御”を提案し、筆者の関係した電圧無効電力制御に関する試験研究をもとに、電圧無効電力の変動特性および電圧と無効電力の関係などを明らかにし、電圧無効電力の制御方法について述べたものである。

なかでも、電圧無効電力制御のための、基本方程式の誘導と、その方程式の解法の開発に力を注ぎ、各種の解析手法を開発し、電圧無効電力制御の総合的自動化に対する指針を与えることができた。

第1章 序 論

(1.1) 系統運用の自動化と電圧無効電力制御の必要性

第2の産業革命といわれるほど急速に発達した電子技術は電力系統の自動化にも採用され、水火力発電所および変電所などの記録装置、保護装置および各種制御装置など、従来の機械式のものに代り、その技術が巧みに利用されるようになった。電力系統運用の面からみれば、負荷周波数自動制御(A.F.C.)装置、経済負荷配分装置(E.L.D.)など電子技術を従横に駆使した装置が採用され、これまでの熟達した系統運用の技術者にとって代りつつある。

このように、電力系統に各種の自動化が採用される理由は、電力会社の需用家に対するサービスコオリティの確保と電力系統運用の合理化にある。サービスコオリティの確保という面からみれば、電力会社は需用家に対して常に良質の電気を供給しなければならないという使命があり、一定した周波数で、安定した電圧の電力を供給しなければならない。したがって、系統運用の自動化を計る場合、需用家に対するサービスコオリティの改善に重きを置くか、系統運用の合理化に重きを置くかにより自動化の効果をはかる尺度が変り、自動化によるメリットを一律に算出することは非常に困難である。ここでは系統運用の自動化によるメリットを一律に考えるよりも、これまでの系統運用の自動化と電圧無効電力の自動制御とを需要家に対するサービスコオリティの確保と系統運用の合理化という

面から考察することにする。

電力系統運用の第1の自動化といわれる周波数自動制御をまず需用家に対するサービスコオリティの面から考察すると、

(i) 周波数自動制御を実施することにより、周波数変動のために製品にむらの生ずる製紙、繊維関係の品質の向上。

(ii) 回転機器の安全確保、例えば鉱山関係の揚水ポンプ等が、周波数が極度に低下すると回転しなくなる。

(iii) その他、生産会社、研究所および学校などに設置された精密機械、アナログ計算機などの電源確保、例えば鉄共振を利用した定電圧装置は周波数変化により一定電圧を保持し得なくなる。

などの需用家の要求を充し、サービス向上が計られている。

一方電力会社自体から考察すれば、常に良質の電気を供給する使命は当然のこととして、負荷周波数自動制御によって得られる効果は、

(i) 発電所特に火力発電所の安全運転の確保。

(ii) 電圧変動の減少。

(iii) 電力会社内の連絡線負荷制御への協調

などがある。このように周波数自動制御は、需用家に対するサービスコオリティの確保と系統運用合理化の両面を持っている。

周波数自動制御につぐ電力系統運用の第2の自動化である経済運用を、需用家に対するサービスコオリティの確保と系統運用の合理化という面から考察すると、需用家の必要とする電力を供給した上で、発電機の分担電力、停止すべき発電機および貯水池の合理的な使用などを決めることであるから、経済運用の自動化は系統運用の合理化のために実施されるものである。したがって、周波数自動制御のメリットを算出する場合よりも、容易に経済性を算出することができる。

つぎに、電圧無効電力制御について述べる前に、周波数自動制御と経済運用の実用化の過程をふりかえってみよう。我が国における電力系統運用の第1、第2の自動化である周波数自動制御、経済運用は、前者が昭和27年7月四国電力津賀発電所におけるA.F.C.試験を最初に各種の試験が実施された。その後各電力会社にA.F.C.セットが設置され、現在良好な制御が実施されており、各電力会社とも周波数変動は基準値に対し、ほぼ ± 0.1 サイクル以内に維持されている。後者は昭和33年3月、系統の経済運用調査懇談会が開催され、同年10月系統運用委員会が設けられ、我が国の

系統を主にした理論的研究と実用化に関する研究が進められ、33年8月には九州電力に経済運用の計算機が設置された。昭和35年3月には中部電力の経済運用計算機が、A.F.C. と結合され、オンラインで動作を開始している。その後各電力会社とも実用化についての研究を進め、現在では大半の電力会社が A.F.C. と経済運用装置の協調制御を実施している。

このような研究過程をへて実用化された周波数自動制御、経済運用の自動化のつぎに、系統運用の第3の自動化として注目されてきたのが、系統の電圧無効電力制御の自動化である。電圧と無効電力の間には、周波数自動制御の、負荷と周波数のように密接な関係が存在するけれども、電圧変動は各電気所でその趣を異にし、周波数変動のように系統のどこかで検出してもよいというような自由度がなく、電圧変動を許容範囲に調整する装置も、各電気所の負荷時電圧調整器、静止形調相設備および発電機などがあり複雑多岐に亘る。これが周波数自動制御および経済運用の自動化に対し、たち遅れた理由であると考えられるけれども、需用家に対するサービスコオリテイの確保と系統運用の合理化という面から、電圧無効制御をみると、

(i) 適正な系統の運転電圧を確保することにより需用家に対するサービスコオリテイの確保、特に特高需用家に対する供給電圧の維持、末端電圧調整を容易ならしめることにより、需用家の電源設備の軽減ならびに過大な電圧上昇が抑制できる。

(ii) 送電線の無効電力潮流の適正化を計ることにより、無効電力潮流による送電損失の軽減を計ることができ、送変電設備の利用率の向上が期待できる。

(iii) 調相設備の適正化を計り、系統を総合的に制御することにより、所要調相設備が軽減でき、また負荷時電圧調整器のタップ間隔を適切に選択し、調相設備と適切な協調制御を実施することにより、負荷時電圧調整器および調相設備の不要な動作を避けることができる。

(iv) 連系系統における連絡線の潮流制御と同様、無効電力潮流の適正化を計ることにより、連系系統の不当な無効電力潮流を抑制することができる。

など、電圧無効電力制御を系統台で実施することにより多くのメリットが期待できる。しかし従来発電所の運転電圧は、過去の実績から得られた負荷曲線をもとに、時間的スケジュールが与えられ、この目標電圧を維持するために、各電気所に設置された調整設備は、各電気所単位に手動調整されていた。したがって、上述した電圧無効電力制御によるメリットが必ずしも満足し得る状態ではなかった。

これが最近になり、負荷時電圧調整器 (L.R.C.) の信頼度および動作寿命回数の向上と共に、各電力会社で主要変電所に積極的に L.R.C. が採用されるようになり、その操作も自動化されてきた。また系統の運転電圧も、これまでの定電圧運転方式から高能率送電方式に改められつつある。これに伴って、運転電圧の制御も、これまでの自動電圧調整器 (A.V.R.) による定電圧運転から線絡の電力変動を検出して、常に送電損失を最小にする自動無効電力制御 (A.Q.R.) 運転とか L.D.C. 運転が積極的に採用されるようになってきた。

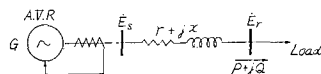
A.Q.R. 運転、L.D.C. 運転も系統規模が比較的小規模な場合には、幹線の電圧無効電力制御を実施するという局所的な自動化でも、そのメリットを期待することができる。しかし現在のように急速な需要の増大に伴い、系統規模が増大し、発電所および需用家の結合に多くのループ網が構成されたりして、系統が複雑多岐に亘るようになると、系統全体からみた電圧無効電力制御を実施しなければ、上記の電圧無効電力制御によるメリットは期待し得ない。したがって必然的に電圧無効電力の総合自動制御が必要になる。

前述の周波数自動制御、経済運用および電圧無効電力制御の自動化は将来総合的系統運用の自動化と言う名のもとに結合されるものと考えられるものと考えられる。したがって各々の自動化で、系統運用の合理化という面からのみ考察を進めると、経済的メリットが少なくなったりして系統運用の自動化の方向を誤るおそれがあり注意が必要である。

(1.2) 国内における電圧無効電力制御の動向

(1.2.1) 電圧無効電力変動の諸関係について

電力系統で電圧の変動する原因は需用家の負荷変動によるものであるが、国内における電圧無効電力制御の動向について述べる前に、第 1.1 図の如き簡単な系統で負荷の電力および無効電力がそれぞれ $\Delta P, \Delta Q$ だけ変化した場合の電圧変動量を求めてみよう。



第1.1図 モデルシステム

但し、発電機は A.V.R. 運転され、 E_s は一定電圧に維持されているものとする。

モデルシステムの電圧降下を $\dot{\epsilon}$ とすれば、

$$\dot{\epsilon} = \frac{(P-jQ)(r+jx)}{\dot{E}_r} = \frac{Pr+Qx+j(Px-Qr)}{\dot{E}_r} \dots\dots\dots(1-1)$$

したがって、送電端電圧 \dot{E}_s は

$$\dot{E}_s = \dot{E}_r + \frac{(Pr+Qx)+j(Px-Qr)}{\dot{E}_r} \dots\dots\dots(1-2)$$

受電端電圧を基準ベクトルにとれば、

$$E_s = \sqrt{\left(E_r + \frac{Pr + Qx}{E_r}\right)^2 + \left(\frac{Px - Qr}{E_r}\right)^2}$$

$$= E_r \sqrt{1 + \frac{2(Pr + Qx)}{E_r^2} + \frac{(P^2 + Q^2)(r^2 + x^2)}{E_r^4}}$$

.....(1-3)

ここで、

$$2(Pr + Qx)/E_r^2 + (P^2 + Q^2)(r^2 + x^2)/E_r^4 \ll 1$$

ならば(1-3)式は次のように展開できる。

$$E_s \doteq E_r + (Pr + Qx)/E_r + \frac{(P^2 + Q^2)(r^2 + x^2)}{2E_r^3} \dots\dots\dots(1-4)$$

したがって受電端電圧の変化分を v とすれば

$$v = (Pr + Qx)/E_r + (P^2 + Q^2)(r^2 + x^2)/2E_r^3$$

.....(1-5)

で表わされるから、負荷の電力および無効電力がそれぞれ ΔP , ΔQ だけ変化したときの電圧変化分 ΔE_r は次式で表わされる。

$$\Delta E_r = \frac{\partial v}{\partial P} \Delta P + \frac{\partial v}{\partial Q} \Delta Q \dots\dots\dots(1-6)$$

(1-5), (1-6)式より、電圧の変化分 ΔE_r は

$$\Delta E_r = \frac{(r\Delta P + x\Delta Q)}{E_r} + \frac{(r^2 + x^2)(P\Delta P + Q\Delta Q)}{E_r^3}$$

.....(1-7)

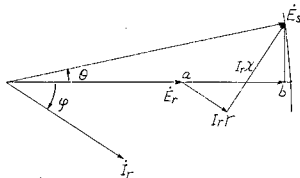
実系統においては、次の関係が成立する。

$$\frac{r\Delta P + x\Delta Q}{E_r} \gg \frac{(r^2 + x^2)(P\Delta P + Q\Delta Q)}{E_r^3}$$

したがって、モデルシステムで ΔP , ΔQ による電圧の変化分 ΔE_r は(1-7)式で第2項を省略してもよいから

$$\Delta E_r \doteq \frac{r\Delta P + x\Delta Q}{E_r} \dots\dots\dots(1-8)$$

この式は第1.2図に示すベクトル図で、電圧の変化分 ΔE_r を求めるのに E_r の同相分をとって計算した場合に相当し、電圧変動を概算するのに有用な関係式である。



第1.2図 モデルシステムのベクトル図

一方この場合の送電損失 P_l は

$$P_l = \frac{(P^2 + Q^2)}{E_r^2} r \dots\dots\dots(1-9)$$

で表わされるから、受電端の電力および無効電力がそれぞれ ΔP , ΔQ だけ変化したときの、送電損失の変化分 ΔP_l は、

$$\Delta P_l = 2r(P\Delta P + Q\Delta Q)/E_r^2 \dots\dots\dots(1-10)$$

したがって、電圧無効電力制御は無効電力潮流を適正に制御し電圧変動を少なくすることであり、送電損失は(1-9)式より解るように Q^2r の項を少なくすることにより軽減できる。

(1.2.2) 無効電力の合理的配分について

(1-8)式, (1-9)式に示した電圧および送電損失については、高効率送電の観点に立ち、古くから研究されていたが、戦後電力系統の整備と電力不足に悩まされていた当時は、電力を供給することに主力がおかれ、電圧変動を現在のように少なくすることは多難なことであった。また調整機器の信頼度が比較的低かったことも電圧調整を難しくしていた一要因であった。

これが電力事情の好転と共に、昭和27年頃から電力系統の電圧を適正に維持し、送電損失を軽減するために設置される電力用コンデンサ、同機調相機を適切に配置し、電力系統を合理的に運用することが検討された。昭和28年4月には各電力会社、電気試験所、早大および電力中研の関係者によって構成された“無効電力合理化配分委員会”が開催された。無効電力合理化配分委員会の主たる問題は、山側の水力発電所から配電用変電所までの送電損失の軽減であり、無効電力の供給源である発電機、S.C. および R.C. などの調整費用と損失電力の回収分について、年経費の面から検討が加えられた。同時に各電力会社の実系統をモデル系統にした場合の調相設備の投入量を決めるには次のような方式があることが明らかにされた。いま、

コンデンサを投入しないときの損失 = L_0 ,

コンデンサを Q_c だけ投入したときの損失 = L

回収電力 $L_r = L_0 - L$

とすれば、年間回収電力 W_r は

$$W_r = \int_0^T L_r dt = \int_0^T L_0 dt - \int_0^T L dt = W_0 - W$$

.....(1-11)

ここで、電気料金、コンデンサ年経費率、設備費および年経費をそれぞれ次のようにすると

電気料金; F 円/KWH,

コンデンサ年経費率; S (p.u),

コンデンサ設備費; G 円/KVA,

コンデンサ年経費; K_c 円/KVA = $S \cdot G$ 円/KVA,

コンデンサ投入によって得られる経費の利得 M は

$$M = W_r F - K_c Q_c \dots\dots\dots(1-12)$$

但し、 Q_c ; コンデンサ投入量 (K.V.A)

したがって、コンデンサ投入による年経費と回収電

力が等しくなるまでは、コンデンサの投入によって利益が得られる。これに対し、コンデンサ投入による利益が最大になるまでコンデンサを投入する方法があり、

$$F\partial W_r/\partial Q_c = K_c \dots \dots \dots (1-13)$$

なる関係が成立するまでコンデンサを投入する。この式によって求められる投入量より、投入量を増せば利益は得られるけれども、それほど利益の増加が期待できないことから、(1-13)式で求められるコンデンサを投入するのが実用的方法とされている。

この他、総年経費を最小にする方法とか、送電線を通して送る無効電力の増分経費とコンデンサにより供給すべき無効電力の増分経費を等しくする方法などがあるが、これは、いずれも(1-13)式によって求められるコンデンサの投入量と一致する。また KWH 損失ばかりでなく、KW 損失を考慮してコンデンサの投入量を決める方法があるが、これは(1-12)式または(1-13)式による方法の修正方法と見做すことができ、どの方法を使用するかは実際に即して決めればよいことなどが明らかにされた。それと同時に多くのモデル系統についても試算が行なわれた。

これらの結果は、送電系統の損失電力の減少となり、無効電力調整の効果が再認識されたと言ってもよい。

送電系統の無効電力合理化配分委員会の研究がおわり、その結果が実施される頃には、送電系統同様配電系統の無効電力も合理的に配分することが痛感され、“配電線無効電力合理化委員会”が各電力会社、電気事業連合会、大学および電力中研の関係者により、昭和33年1月より昭和34年11月まで約2年に亘り

- (i) 無効電力合理的配分の基準
- (ii) 変圧器タップと電圧調整器の検討
- (iii) ケーブル系統の無効電力対策

などが検討された。

これらの研究と経済運用の研究の実用化により昭和28、29年頃には約20パーセントであった送電損失は、昭和37年には、ほぼ10パーセントに減少している。

これらの研究結果配置された調相設備も、負荷の増加と共に系統が複雑化し、設備の合理的な運用という面からみると各電気所単位の自動調整では、系統全体からみた場合に、むだな調整を行なう場合がある。このため、系統全体からみた電圧、無効電力制御が考えられ、その第一段階として主要変電所の電圧制御や幹線の無効電力制御が実施されるようになってきた。

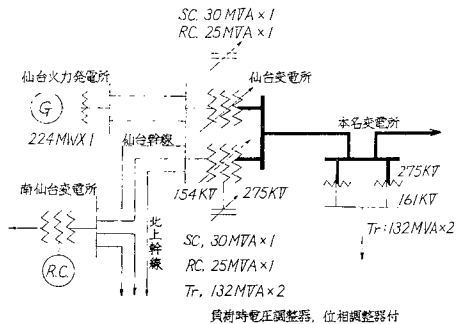
(1.2.3) 東北電力における電圧無効電力の自動制御

系統規模の拡大と共に、系統の合理的運用を行なうという立場から、無効電力制御を行なう目的を、

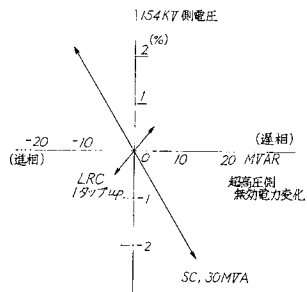
- (i) 無効電力潮流による送電損失の軽減
- (ii) 無効電圧潮流並に供給設備の合理化
- (iii) 系統運用の合理化

などにおき、昭和35年5月仙台変電所に、昭和37年2月新潟変電所に電圧無効電力自動制御装置を設置し、営業運転に使用されている。これは電圧無効電力自動化の第一段階として、前例のないものであり、今後の電圧無効電力制御の方向を示すものとして、関係者より深い感心が示された。

仙台変電所に電圧無効電力の自動制御装置が設置された当時の近傍系統図を示したのが第1.3図であり、調相設備は132 MVA の変圧器2群に対し、SC 30 MVA×2、SR 25MVA×2である。また仙台変電所より約20km離れた地点にある火力発電所のLDC付AVR運転をこの制御に協力させる機構になっている。



第1.3図 仙台変電所電圧無効電力制御実施時(35年5月)の近傍系統図



第1.4図 仙台変電所の系統特性

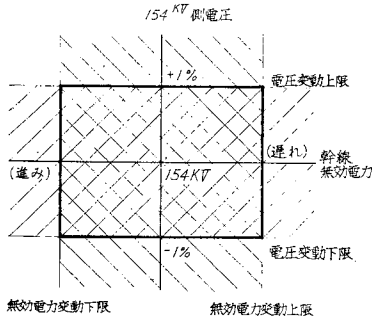
変電所のタップおよびSCを調整したときの電圧無効電力の変化量については、電圧無効電力の基礎特性のところでも詳細に述べるけれども、仙台変電所でタップおよびSCを調整したときの電圧無効電力の変化状態のみを示すと、第1.4図のようになる。

この図から解るように30MVAのSC.1バンクを投入することにより、仙台変電所の154KV側の電圧は

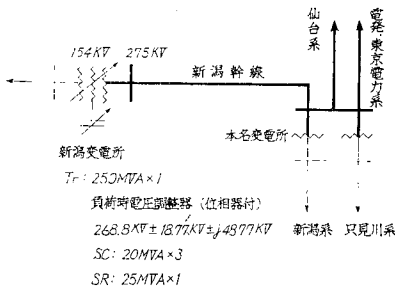
2.2% 上昇し、幹線の無効電力潮流は 13MVAR 減少する。また L.R.C. のタップを 1 タップ上昇すれば電圧は 0.5% 低下し、無効電力潮流は 4MVAR 減少する。この系統特性を利用して、電圧と無効電力の変動を第 1.5 図の上下限内に維持するようにしたのが、仙台変電所における電圧無効電力の自動制御方式であり、近傍発電所も積極的にこの操作に協力させ、L.R.C. および SC の段階的調整を或る程度補っている。

この電圧無効電力自動制御実施上の問題点は、電圧を上下限内に維持するための信号と幹線無効電力の制御信号とが交互に制御装置に入り、ハンチングを生ずる可能性のあることである。この点はリレー回路によるハンチング防止回路方式の開発により解決し、現在電圧無効電力の整定値は 154KV±1%, 45MVAR であり、自動制御実施前、154KV 側の電圧変動巾が 6KV であったのに対し、電圧変動巾は 2KV に改善されている。一方無効電力は自動制御実施前 820MVA RH 受電に対し、受電 160MVARH、送電 60MVARH と大巾に軽減されており、送電損失の減少と調相設備の軽減になっていることが解る。なほ、この場合の調整機器の動作状況は、L.R.C. が一日数回～十数回で、SC および SR の開閉はほとんどないと報告されている。

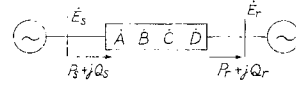
次に新潟変電所に昭和37年2月に設置された電圧無効電力の自動制御装置については、制御方式が仙台変電所に設置されたものと同方式であるので、近傍変電所の系統図を第 1.6 図に示すだけにとどめる。



第1.5図 電圧無効電力の許容変動範囲



第1.6図 新潟変電所近傍系統図



第1.7図 モデル系統

(1.2.4) 中国電力における電圧無効電力制御

(i) 自動無効電力調整器 (A.Q.R)

第 1.7 図に示すような2機のモデル系統において、受電端電圧 E_r が一定に維持されていると仮定すると、送電損失を最小にする条件は次式から求められる。

$$\left. \begin{aligned} P_s &= lE_r^2 + m(P_r^2 + Q_r^2)/E_r^2 + tP_r - u'Q_r \\ Q_s &= l'E_r^2 + m'(P_r^2 + Q_r^2)/E_r^2 + t'P_r + uQ_r \\ E_s^2 &= A^2E_r^2 + B^2(P_r^2 + Q_r^2)/E_r^2 + 2kP_r - 2k'Q_r \end{aligned} \right\} \dots\dots\dots(1-14)$$

但し、 $\dot{A} = a + ja'$
 $\dot{B} = b + jb'$
 $\dot{C} = c + jc'$
 $\dot{D} = d + jd'$
 $k = ab + a'b', k' = ab' - a'b$
 $l = ac + a'c', l' = ac' - a'c$
 $m = bd + b'd', m' = bd' - b'd$
 $t = ad + a'd' + bc + b'c'$
 $t' = ad' - a'd + bc' - b'c$
 $u = ad + a'd' - bc - b'c'$
 $u' = ad' - a'd - bc' + b'c$

(1-14) 式から解るように送電損失 P_l は次の式で表わされる。

$$\begin{aligned} P_l &= P_s - P_r \\ &= lE_r^2 + m(P_r^2 + Q_r^2)/E_r^2 + (t-1)P_r - u'Q_r \end{aligned} \dots\dots\dots(1-15)$$

この式で受電端電圧 E_r は一定に維持され、負荷の必要とする電力を送り、送電損失を最小にするためには、(1-15) 式から解るように無効電力 Q_r を調整する以外に方法がない。したがって送電損失を最小にする条件は (1-15) 式を Q_r で偏微分することによって求められる。

$$\frac{\partial P_l}{\partial Q_r} = \frac{2m}{E_r^2} Q_r - u' = 0$$

この式より、送電損失を最小にする受電端無効電力 Q_r は

$$Q_r = \frac{u'}{2m} E_r^2 \dots\dots\dots(1-16)$$

この式を (1-14) 式の P_s, Q_s に代入して、整理すれば次の2式が得られる。

$$\begin{aligned} P_s &= (l - u'^2/4m)E_r^2 + tP_r + mP_r^2/E_r^2 \\ Q_s &= (l' + uu'/2m + m'u'^2/4m^2)E_r^2 \\ &\quad + t'P_r + m'P_r^2/E_r^2 \dots\dots\dots(1-17) \end{aligned}$$

したがって発電機の無効電力を(1-17)式で表わされるように調整すれば、送電損失を最小にする運転ができる。上式により発電機の無効電力を制御するには、受電端電力を検出することが必要である。いま P_s と Q_s の両式より P_r を消去すれば発電機の無効電力 Q_s は次式で表わすことができる。

$$Q_s = K_0 E_r^2 + K_1 P_s - K_2 E_r^2 (K_3 + K_4 P_s / E_r^2)^{1/2} \dots\dots\dots(1-18)$$

但し、

$$K_0 = l'(ul' - tt') / 2m + m'(u'^2 + t'^2 - 2ml) / 2m^2$$

$$K_1 = m' / m$$

$$K_2 = (m't - mt') / 2m^2$$

$$K_3 = t^2 - 4lm - u'^2$$

$$K_4 = 4m$$

上式で表わされる無効電力 Q_s は、受電端電圧 E_r 、送電端電力 P_s および線路定数によって定まる K_0, K_1, K_2, K_3, K_4 によって表わされる。受電端電圧 E_r は一定であり、送電端に設置する制御装置には、一定の設定値を与えればよいから、無効電力は送電端電力のみの関数として表わされることになる。したがって、送電端の有効電力 P_s を検出し、(1-18) 式を満足するように発電機の無効電力を制御すれば送電損失最小の運転を行なうことができる。

これが中国電力において開発された自動無効電力調整装置 (A.Q.R.) の基本式であるが、実系統の場合送電端電力 P_s と受電端電力 P_r とに大差がなければ(1-17) 式で $P_s \doteq P_r$ とおくことができ、

$$Q_s = a + bP_s + cP_s^2 \dots\dots\dots(1-19)$$

$$\text{但し、 } a = (l' + ul' / 2m + m'u'^2 / 4m^2) / E_r^2$$

$$b = t'$$

$$c = m' / E_r^2$$

一般に線路定数によって決まる a, b, c の中で、 b は a, c に比較して小さいから第2項を省略することができる。したがって発電機の無効電力 Q_s は

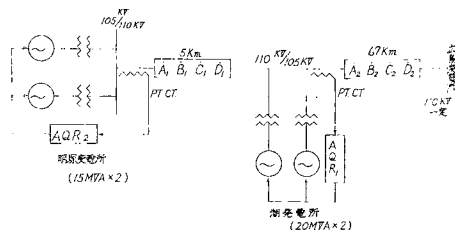
$$Q_s = a + cP_s^2 \dots\dots\dots(1-20)$$

となり、近似的に定数項と有効電力の2乗の和として表現することができる。この式が実際の自動無効電力調整器に使用されている基本式であり、近距離送電線の場合には、近接変電所の調相設備として発電機の無効電力を有効に利用することもできる。この場合発電機の無効電力 Q_s は(1-20) 式の第2項が第1項に比較して小さいから、電圧および電力に関係なく一定に制御されることになる。このことは、第3章に示すように送電線を π 回路によって表現すれば容易に理解できる。

このように発電機に A.Q.R. 装置を設置すると、発

電機の電圧には無関係に、発電機出力または線路の有効電力の関数として発電機の無効電力が制御され、発電機自身では電圧を確立することができない。したがって、電圧に関しては従属の発電所となるから、系統には必ず1個所は電圧を検出して適正な電圧に制御する発電所または変電所が必要である。実際には系統の負荷中心に近い変電所の電圧を一定に維持し、親母線の役割をもたせている。また負荷時電圧調整器が設置され、母線の役割をはたす発電所の数は数十個所に及ぶ場合が多く、発電機で A.Q.R. 運転を実施するといっても、各種の運転条件によって定まる発電機運転電圧の上下限があり、この範囲内で A.Q.R. 運転を行ない、電圧が上下限に達した場合には従来の運転同様発電機は A.V.R. 運転となる。

これまでのことから解るように、A.Q.R. 運転の基本式は2機系統における送電損失最小の条件より、これを拡張したものであり、多機系統に適用する場合には(1-19) 式の定数 a, b, c を計算または交流計算盤などにより実系統に適するように定数を選ぶことが必要である。中国電力において A.Q.R. 運転が行なわれている江川系の系統図を第1.8図に示す。この結果、A.Q.R. 運転時の電圧無効電力の変化巾は安全な範囲にあり、現在良好な制御が行なわれていると発表されている。



第1.8図 中国電力江川系 AQR 運転系統図

(ii) 系統の電圧無効電力制御 (主として変電所と火力発電所の協調制御)

本制御方式は A.Q.R. 運転同様中国電力において実用化された制御方式であり、系統の主要変電所における二次側電圧と変圧器通過無効電力を制御するもので、変電所の L.R.C. と調相設備の調整に火力発電所の無効電力制御を協調させた方法である。したがってこの電圧無効電力制御方式も東北電力における電圧無効電力制御の目的と同じであるけれども、将来各変電所内の協調制御も可能なるよう考慮されている、このため筆者の提案する電圧無効電力制御方式が適用でき、密接な関係がある制御方式であり、電圧無効電力の計算機制御への1ステップと見做すこともできる。

この制御系の概要を示したのが第1.9図であり制御

量としては

- (a) 変圧器二次側電圧
- (b) 変圧器通過無効電力（無効電力制御は電圧変動が許容変動範囲に維持されている範囲で制御する）
- (c) 他社との連絡線無効電力潮流を予定値に維持する、

があり、制御機器としては変電所の L.R.C., SC, SR および発電機の無効電力がある、これらの相互動作によるハンチングを防止するため、次の如き制御動作が定められている。

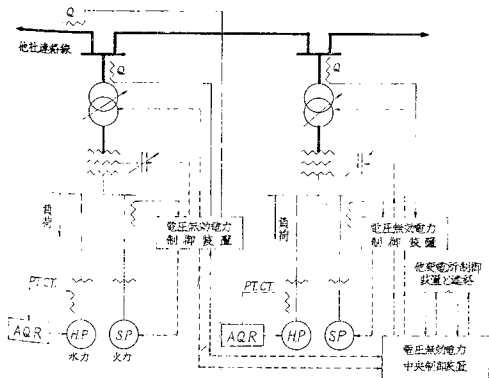
- (a) 変電所二次側電圧の制御は、火力発電所の発電機励磁電流を制御することによって調整する。
- (b) 発電機の励磁電流を制御することにより、指定された制御範囲を逸達した場合には変電所の調相設備の開閉により調整を行なう。
- (c) 電圧無効電力の制御が (a), (b) によっては調整不能になった場合、L.R.C. を操作する。

実際の運転では制御系を安定に動作させるために、調相設備または L.R.C. を操作するときには、発電機の制御回路をロックしたり、電圧無効電力の検出回路にフィルタを設けて平均値制御を実施し、発電機には適切な演算装置を設置して、制御を実施するなどの考慮がはらわれている。

中国電力の岡山系統に本方式を使用した制御装置が昭和37年3月より営業運転に使用されており、その制御実績の概要は次のとおりである。

制御装置の設定条件が

- (a) 水島火力無効電力制御巾；25~60Mvar
制御速度；1 Mvar/Min
- (b) 岡山変電所 T_1 , バンク 220KV 側無効電力目標値；20Mvar
- (c) 岡山変電所 110KV 側電圧許容変動巾；



第1.9図 電圧無効電力制御系の概要

※印；将来構想

±1 KV

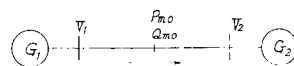
とされており、その制御結果は、無効電力が目標値 ±15Mvar, 電圧が ±1KV の変動範囲に維持され良好な制御が行なわれている。

(1.3) 国外における電圧無効電力制御の動向・ 連絡線の電圧無効電力制御

ここで述べる電圧無効電力の制御方式は、ハンス・グランネル氏(Hans Graner 氏と Hans Peter Kuhn)等により発表されたもので、電圧無効電力の自動制御に、周波数自動制御の考え方をとり入れることにより開発されたものである。したがって、この制御方式の目的は周波数自動制御と同様、連絡線無効電力の変動を契約変動範囲内に維持し、両系統の電圧を適切に維持することであるから、自社内の無効電力変動は、自社内の調整機器によって制御することを前提としている。

上述の前提のもとに制御方式を研究し最初の問題になる点は、周波数自動制御と電圧無効電力制御との対応関係である。周波数自動制御の周波数に対応する電圧は、検出点によって異った値をとるため、電圧と無効電力との間に、周波数と負荷とのように、一意的な関係が存在しない点である。連絡線の電圧無効電力を制御しようとする場合、電圧は各系統の連系変電所の電圧を採用するとしても、無効電力の検出点が問題になる。ハンス・グランネル代りは、いずれの地点を無効電力の測定点とすべきかについて検討した結果、次の理由から連絡線の中央で無効電力を検出するのが望ましいとしている。

- (i) 連絡線の中央より送受電端みたときの対称性
- (ii) 無効電力の検出点として中央を選んだ場合、有効電力無効電力に関する式が最も簡単になる。
- (iii) 損失のない線路では、連絡線中央で測定される融通無効電力は有効電力に無関係になる。このことは一般の線路でも電圧が高くなるに従いこの関係が成立するようになる。
- (iv) 連絡線の中央で無効電力を検出し、所定の電圧条件のもとで、無効電力が零の場合送電効率が最大になる。これに対し、損失のある線路で中央点以外で測定した場合は送電効率が多少最高値に近づくという期待が持たれるだけである。



第1.10図 2機の連系系統

これらのことを考慮し、第1.10図に示す系統の電力方程式を求めれば次の式で表わされる。

$$\left. \begin{aligned} P_m &= e \frac{(V_1^2 - V_2^2)}{2Z} + d \frac{V_1 V_2}{Z} \sin \theta \\ Q_m &= d \frac{(V_1^2 - V_2^2)}{2Z} - e \frac{V_1 V_2}{Z} \cos \theta \end{aligned} \right\} \dots \dots (1-21)$$

但し、 e, d, Z (サージインピーダンス) は線路定数によって定る定数

θ は V_1 より V_2 の遅れている角度を正にとっている。

この式より送受電端電力の相差角 θ を消去すれば、連絡線の電力、無効電力および両端の電圧の関係を表わす式が求められる。すなわち、

$$Q_m = \left(\frac{d^2 + e^2}{d} \cdot \frac{V_1^2 - V_2^2}{2Z} \right) - \left(\frac{e}{d} \right) P_m \dots (1-22)$$

損失のない線路の場合には、常数 e が常に零になり、 d と Z はそれぞれ d_0, Z_0 とる。この場合の電力および無効電力をそれぞれ P_{m0}, Q_{m0} とすれば、

$$\left. \begin{aligned} P_{m0} &= d_0 \frac{V_1 V_2}{Z_0} \sin \theta \\ Q_{m0} &= d_0 \frac{V_1^2 - V_2^2}{Z_0} \end{aligned} \right\} \dots \dots (1-23)$$

となる。この式は線路に損失のない場合の融通電力、無効電力および電圧の関係を示すもので、(1-22) 式によって表わされる無効電力と(1-23)式によって表わされる無効電力を比較することは、この研究を進めるために非常に有用である。それは線路の電圧が高くなるに従い、線路の x/r は大きくなり、線路の特性は損失のない場合に非常に近くなるから実用的に重要である。

損失のある線路で考えた場合の無効電力 Q_m は、(1-22) 式から送受電端電圧 V_1, V_2 が一定に維持されている場合でも融通電力によって変化することは明らかである。しかし逆のみかたをすれば、電圧 V_1, V_2 を調整することができれば、融通電力 P_m が変化しても無効電力を一定に維持することができる。

いま送受電端の電圧 V_1, V_2 の平均値を V_m とし、送電端電圧 V_1 と V_m とのレギュレーションと、 V_m と V_2 のレギュレーションを等しくすれば、送受電端電圧 V_1, V_2 が変化しても、 V_m を一定に維持することができる。(1-22) 式に、

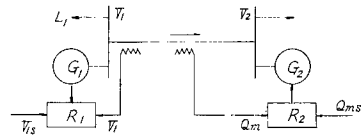
$V_m = (V_1 + V_2)/2$ の関係式を使用し V_2 を消去すれば、

$$V_1 = \left[1 + \frac{dZ}{2V_m^2(d^2 + e^2)} \left(Q_m + \frac{e}{d} P_m \right) \right] V_m \dots \dots (1-24)$$

となる。この式から連絡線の無効電力 Q_m は、送電線

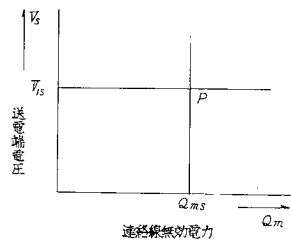
の融通電力および送受両端の電圧が変動しても一定に維持し得ることが明らかである。これがハンス・グランネル氏らの電圧無効電力制御の基本式であり、周波数自動制御に対応する3種類の制御方式を提案している。その第1は一系統で定電圧制御 F.V.C. (Flat Voltage Control) を行ない、他系統で定連絡線電力制御 F.T.C. (Flat Tie Line Control) を行なう方式であり、周波数自動制御で、一系統が定周波数制御 F.F.C. (Flat Frequency Control) 他方が定連絡線負荷制御 F.T.C. (Flat Tie Line Control) を行なう場合と対応する。第2の方法は一方が F.V.C. 他方が電圧偏倚連絡線無効電力制御 T.B.C. (Tie Line Bias Control) を行なう場合であり、周波数自動制御で F.F.C. と T.B.C. (周波数偏倚連絡線負荷制御) を行なう場合に当る。第3の方法は連系されている両系統で T.B.C. を行なう場合であり、A.F.C. で T.B.C.-T.B.C. 制御を行なう場合に相当する。

このような、電圧無効電力制御を行なう場合の制御機器としては、変電所の負荷時電圧調整器 (L.R.C.) 調相設備 (SC, SR) と近傍火力発電所が考えられるが、ハンス・グランネル氏は、L.R.C. および SC によって制御すれば、制御量としての電圧無効電力の変化が段階的になるということから、近傍の火力発電所

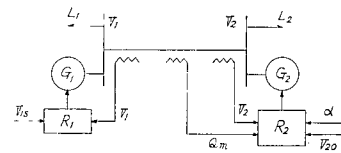


第1.11図 一系統で FVC, 他系統で FTC を行なう場合の系統図

但し、 R_1, R_2 は電圧無効電力制御装置



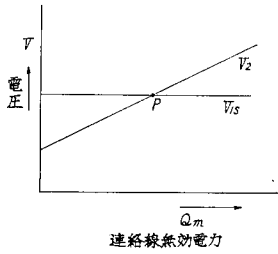
第1.12図 一系統で FVC, 他系統で FTC を行なつた場合の特性曲線



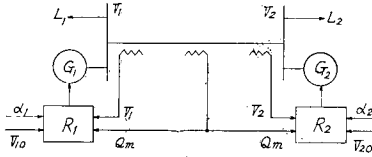
第1.13図 一系統で FVC, 他系統で TBC を行なう場合の系統図

但し、 R_1 ; 電圧無効電力制御装置

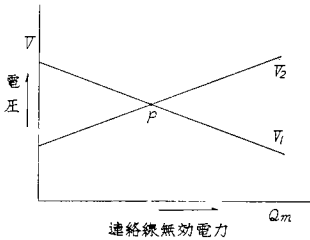
R_2 ; 電圧無効電力制御装置



第1.14図 一系統でFVC,他系統でTBCを行なう場合の特性曲線



第1.15図 両系統でTBCを行なう場合の系統図但し、 R_1, R_2 電圧無効電力制御装置



第1.16図 両系統でTBCを行なう場合の特性曲線

で制御することを考えている。この考えのもとに三種類の制御系とその特性曲線を示したのが第1.11~1.16図である。

この三種類の制御方式について簡単にその動作を説明すれば、一系統でF.V.C. 他系統でF.F.C.を行なう場合の系統図が第1.11図であり、そのときの特性曲線が第1.12図である。送電端の電圧 V_1 は電圧調整器 R_1 により V_{1s} に制御され、無効電力 Q_m は Q_{ms} になるよう無効電力調整器 R_2 によって制御されるからこの連系系統の電圧 V_1 と無効電力 Q_m は特性曲線上の P 点に維持される。この場合問題になるのは、制御されていない受電端電圧 V_2 であり、(1-24) 式の V_1 に $V_1 = V_{1s}$ を代入すれば、このときの受電端電圧 V_2 が求められる。

$$V_2 = \left[1 - \left(\frac{2e}{d^2 + e^2} \right) \left(\frac{P_m Z}{V_{1s}^2} \right) - \left(\frac{2d}{d^2 + e^2} \right) \left(\frac{Q_m Z}{V_{1s}^2} \right) \right]^{1/2} \cdot V_{1s} \dots (1-25)$$

したがって、連絡線の電力、無効電力および送電端電圧がそれぞれ一定に制御されている場合に受電端電圧は(1-25)式で容易に計算でき、適切な値になっているかどうかは容易に解り、あらかじめ V_{1s}, Q_{ms} を

選ぶとき V_2 が適切な範囲になるように選定すれば実際上問題はない。

第2の制御方式、即ち、一方でF.V.C. 他系統でF.B.C.を行なう場合の系統図が第1.13図であり、そのときの特性曲線は第1.14図ようになる。送電端の電圧は電圧調整器 R_1 によって、

$$V_1 = V_{1s} \dots (1-26)$$

が満足するように制御され、受電端電圧は無効電力調整器 R_2 によって決まる V_2 と(1-25)式を満足しなければならない。したがって V_2 は、

$$V_2 = V_{20} + \alpha Q_m \dots (1-27)$$

で表わされる。即ち、受電端電圧 V_2 と線路の無効電力 Q_m は、融通電力 P_m と電圧無効電力調整器 R_2 の設定値 α と V_{20} によって決まるものであり、実際の運用の場合には α および V_{20} を変更することにより融通電力 P_m に対する V_2 および Q_m を希望値にすることができる。

両系統でT.B.C.を行なう場合の特性方程式は(1-27)式と同様に、

$$\left. \begin{aligned} V_1 &= V_{1s} + \alpha_1 Q_m \\ V_2 &= V_{2s} + \alpha_2 Q_m \end{aligned} \right\} \dots (1-28)$$

とし、 V_m を一定に制御しようとする場合には電圧無効電力制御装置の特性曲線の交点を V_m とし、その特性曲線の傾斜を逆方向にとればよく、 $V_{1s} = V_{2s} = V_m$ $\alpha_1 = -\alpha_2 = \alpha$ となる。したがってこの関係を(1-28)式に代入し、 Q_m を求めると次の式が得られる。

$$\left. \begin{aligned} V_1 &= V_m + \alpha Q_m \\ V_2 &= V_m - \alpha Q_m \\ Q_m &= \frac{-P_m}{-\frac{d}{e} + \alpha^2 \frac{(d^2 + e^2)}{eZ} V_m} \end{aligned} \right\} \dots (1-29)$$

但し、前述の電圧無効電力の関係式に使用される定数は次の式から求められる。

$$\tan \epsilon = \frac{r}{x}$$

$$\tan \delta = \frac{g}{y}$$

$$\begin{aligned} Z &= Ze^{-j\eta}, \quad Z = \sqrt{x/y} \cdot \sqrt{\cos \delta / \cos \epsilon} \\ \eta &= (\epsilon - \delta) / 2 \end{aligned}$$

線路の減衰定数

$$\alpha = \sqrt{\frac{V_{xy}}{\cos \epsilon \cdot \cos \delta}} \sin \left(\frac{\epsilon + \delta}{2} \right)$$

線路の位相定数

$$\beta = \sqrt{\frac{V_{xy}}{\cos \epsilon \cdot \cos \delta}} \cos \left(\frac{\epsilon + \delta}{2} \right)$$

長さ l の線路で、

$a = \alpha l$ 線路の減衰量

$b = \beta l$ 線路の位相量

$$d = \frac{\cos \eta \cdot \sin b - \sin \eta \cdot \sinh a}{\sinh^2 a + \sin^2 b}$$

$$e = \frac{\cos \eta \cdot \sinh a + \sin \eta \cdot \sin b}{\sinh^2 a + \sin^2 b}$$

国外における電圧無効電力制御に関するものとしては、ここに述べた連絡線の電圧無効電力制御の外、筆者の調べた範囲では文献が少なく、エヌ・アール・バース (H. A. Eaccソ連) 氏らの論文がみられる程度である。この文献からソ連に於ける電圧無効電力制御の状況を推察し、我が国の電力会社で考えられている電力系統の合理的運用の一環としたものより相当遅れているように感じられる。しかし変電所で電圧調整のために調相設備を投入すべきか、L.R.Cの調整によるべきか等の順序が決められており、変電所の無人化のため、現在最も経済的電圧調整法として、L.R.C.の自動化が検討されている。エヌ・アール・バース氏らの開発した L.R.C. 自動化の方法は負荷電流をバイアスにとり、それによって、変電所の電圧を調整する方法である。これが一次二次変電所で考えられているならば、中国電力に於ける A.Q.R. 運転の一種と見做されるけれども、この文献の場合には、配電用変電所を対象としており、国内の電力会社に於いては数年前から配電用変電所では実用化されている方法である。しかし興味ある点はエヌ・アール・バース氏らが電圧の自動制御を考える場合、問題点の一つとして現在の自動電圧調整器はメーカーが動作本位に製作しているから、あまり役立たないとしている点である。この点は国内に於ける装置でも考えられることであり、系統運用の関係者は、系統の合理的運用の観点から充分検討することが必要であろう。

第2章 電圧無効電力の変動特性

電圧無効電力を適切に制御し、系統運用の合理化と需用家に対するサービスの向上を計るためには、まず電圧無効電力の変動特性について調査研究を行なうことが必要である。筆者は東京電力の系統運用関係者の協力を得て、電圧変動特性の研究のために、特に試作したデジタル型交流電圧計により系統の電圧変動を実測し、その変動特性の概要を知ることができた。ここではその変動特性と解析法について述べる。

(2.1) 電圧無効電力変動特性の解析方法

変動特性を解析する目的は、その変動の大きさ、変動周期などを調査検討し、適切な制御を実施するため

の各種の資料を得ることである。この目的のためには時々刻々変動する電圧無効電力の時系列的変動からその標準偏差とスペクトル密度を算出することによって、その変動特性を知ることができる。

(2.1.1) 変動特性を表わす諸量とその諸関係

(i) 標準偏差 σ

電圧無効電力変動の大きさを表わす尺度として標準偏差が使用され、その変動量が $y(t)$ なる連続量として与えられる場合には (2-1) 式、離散型の場合には (2-2) 式を使用して標準偏差が求められる。

$$\sigma_y = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T y(t)^2 dt} \dots\dots\dots(2-1)$$

但し、 $y(t)$; 基準値からの変動成分
 $0 \leq t \leq T$

$$\sigma_y = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N y_i^2} \dots\dots\dots(2-2)$$

但し、 y_i ; 基準値からの変動成分
 N ; データの総数

(ii) 自己相関関数

時系列的変動のスペクトル密度を求める計算の一過程として、自己相関関数が使用される。いま変動量が連続関数 $y(t)$ で表わされるとすれば自己相関関数 $R(\tau)$ は、

$$R(\tau) = \lim_{T \rightarrow \infty} \frac{1}{2T} \int_{-T}^T y(t) \cdot y(t+\tau) dt \dots\dots(2-3)$$

で表わされ、変動量が離散型の場合には、

$$R(\tau) = \lim_{N \rightarrow \infty} \frac{1}{2N+1} \sum_{i=-N}^N y_i \cdot y_{i+\tau} \dots\dots(2-4)$$

となる。しかし実際問題として、電圧無効電力の変動として得られるデータの数は有限個である。このため変動特性の解析手段として使用される自己相関関数には、一般に次の式が使用される。

$$R(\tau) \doteq \frac{1}{N-\tau} \sum_{i=1}^{N-\tau} y_i \cdot y_{i+\tau} \dots\dots\dots(2-5)$$

この式を使用して自己相関関数を求める場合には、その精度を維持するため $\tau \leq N/5$ の範囲で計算することが望ましい。なお、

$$\rho(\tau) = R(\tau)/R(0) \dots\dots\dots(2-6)$$

を正規化した自己相関関数という。

(iii) スペクトル密度

スペクトル密度を $S(f)$ とすれば、

$$S(f) = 4 \int_0^{\infty} R(\tau) \cos(2\pi f\tau) d\tau \dots\dots\dots(2-7)$$

で表わされる。正規化した自己相関関数 $\rho(\tau)$ が離散の場合には、(2-7)式は次のようになる。

$$S(f) = 4\Delta \left\{ \rho(0)/2 + \sum_{\tau=1}^{\infty} \rho(\tau) \cos(2\pi f\tau\Delta) \right\} R(0) \quad \dots\dots\dots(2-8)$$

スペクトル密度の計算も実際には、自己相関関数の場合と同様データ数は有限個であり、自己相関関数が零に収斂しない場合には、次式に示すように強制的に収斂させて解析する場合が多い。

$$S(f) = 4\Delta \left\{ \rho(0)/2 + \sum_{\tau=1}^M \left(1 - \frac{\Delta\tau}{T_M} \right) \rho(\tau) \cos(2\pi f\tau\Delta) \right\} R(0) \quad \dots\dots\dots(2-9)$$

但し、 Δ ；データ間隔、
 T_M ； $= M \cdot \Delta$

(iv) 移動平均法について

電圧無効電力の変動特性を検討する場合、標準偏差自己相関関数およびスペクトル密度の関係式は(2-1)~(2-9)式で表わされる。しかし実際に種々の変動特性を解析する場合には、特定範囲の周期成分について知りたいということが多し。このためフィルタが必要になる。フィルタを通した成分について(2-1)~(2-9)式を使用すれば所要の変動特性を知ることができる。

対象とする変動成分が離散型のとき、最も多く使用されているのは算術移動平均法であり、変動成分を Y_n とし移動平均を \bar{y}_i とすれば

$$\bar{y}_i = \sum_{n=i-\frac{m-1}{2}}^{i+\frac{m-1}{2}} (Y_n/m) \quad \dots\dots\dots(2-10)$$

但し、 $t_m = (m-1)\Delta$ ；算術移動平均時間
 Δ ；データ間隔

で表わされる。この式から解るように算術移動平均を行なうことにより原データの数より、両端で $(m-1)/2$ 個のデータが少なくなる。したがって、全体では

$(m-1)$ 個のデータが少なくなる。

原データの算術移動平均よりの偏差を y_i とすれば、
 $y_i = Y_i - \bar{y}_i \quad \dots\dots\dots(2-11)$

この結果原データ Y_i は \bar{y}_i と y_i に分けられ第2.1図に示したように \bar{y}_i には主として、移動平均の時間よりも長周期の変動成分が含まれ、 y_i には移動平均の時間よりも短い周期変動成分が含まれる。

この結果を使用し変動成分の標準偏差、スペクトル密度を検討すれば、その変動特性を明らかにすることができる。しかし時系列的な変動成分を算術移動平均により検討すると、この数値フィルタの特性からスペクトル密度に固有のピークを生ずるおそれがある。このため現在ではデータが離散的な場合、理想的移動平均法が使用されている。

いま変動成分の原データを Y_n とすれば、移動平均値 \bar{y}_n は次の式で表わされる。

$$\bar{y}_n = \sum_{i=-I}^I a_i Y_{n+i} \quad \dots\dots\dots(2-12)$$

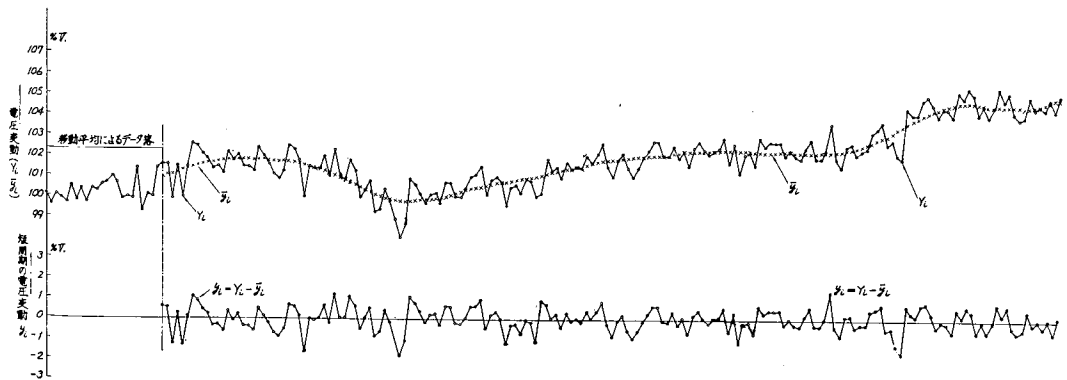
但し、 Y_n ； $Y_1 \sim Y_M$
 \bar{y}_n ； $\bar{y}_1 \sim \bar{y}_n$
 M ；データ総数
 n ； $1 \sim (M-2I)$

(2-12) 式の移動平均係数 a_i は、理論的には次式により求められる。

$$a_i' = a_{-i}' = \int \frac{\omega_c}{\omega_o} \left(\frac{\sin \omega_c t}{\omega_c t} \right) dt \quad \dots\dots\dots(2-13)$$

但し、 $\omega_o = \pi/T$
 $\omega_c = 2\pi/T_c$
 T ；サンプリング周期（データ間隔）
 T_c ；カットオフ周期

しかし、(2-13) 式によって求めた有限個のデータを



第2.1図 電圧変動の実測例、移動平均値および短周期変動成分

但し、移動平均時間；1時間（理想的移動平均法使用） $I=23$ 、 Y_i ；電圧変動の実測値 y_i ；移動平均値 y_i ；短周期変動成分データ間隔=2分

(2-12) 式の移動平均係数 a_i に使用すると誤差の原因になるので、(2-14) 式で有限個のデータから得られる a_i' を補正して使用する必要がある。

$$a_i = a_{-i} = a_i' / \left\{ \frac{\sum_{i=-I}^I a_i' = a_i' / (a_0' + 2\sum_{i=1}^I a_i') \right\}$$

$$\left| 1 - \frac{\sum_{i=-I}^I a_i'}{a_0' + 2\sum_{i=1}^I a_i'} \right| \leq 0.01$$

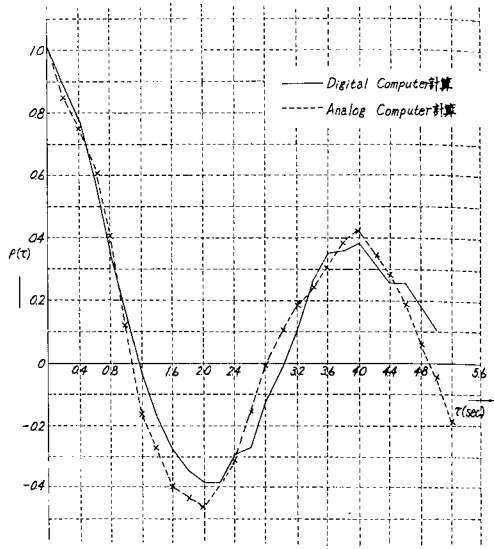
.....(2-14)

即ち a_i' を(2-13)式より求め、(2-14)式より(2-12)式の移動平均係数 a_i とそのデータ数 $2I+1$ が求められる。

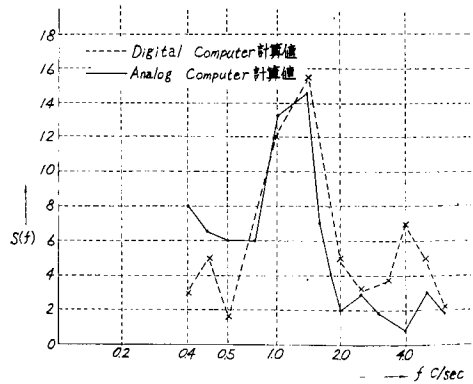
(2.1.2) 標準偏差，自己相関関数およびスペクトル密度の計算法

標準偏差，自己相関関数およびスペクトル密度の関係は前節に述べたが，実際に電圧無効電力の計算で，測定結果が連続関数として取扱うことができる場合にはアナログ計算機による方法が，データが離散的な場合にはデジタル計算機による方法が使用される。

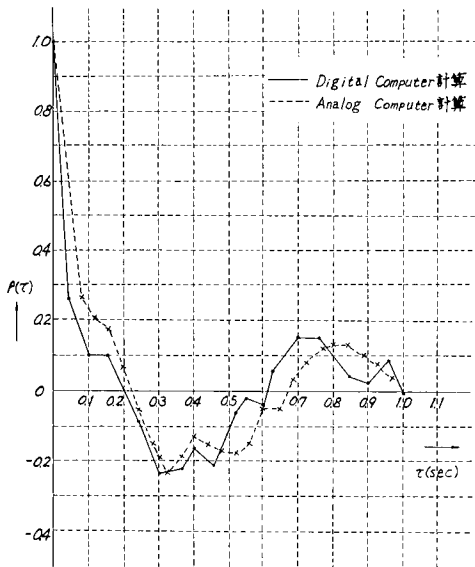
汎用のアナログ計算機を使用して，標準偏差，自己相関関数およびスペクトル密度の一連の計算を行なう場合問題になる点は，変動成分の入力装置である。性能のよいテープを使用し，専用のアナログ計算機を使用すれば能率的に解析を進めることができる。筆者が汎用のアナログ計算機に，入力装置としてランダム波形発生装置を使用し，フリッカ対策の検討のため解析した計算例とデジタル計算機の結果を第2.2~2.4図に示す。第2.2, 2.3図は離散型のデータを連続関数と見做し計算した自己相関関数を示したものである。第



第2.3図 フリッカー長期成分の自己相関関数



第2.4図 スペクトル密度計算値



第2.2図 フリッカー短期成分の自己相関関数

2.4 図はアナログ計算機によって得られた自己相関関数を使用して計算したスペクトル密度を示したものである。

このように適切な入力装置を使用すれば，アナログ型の装置を使用しても，変動特性の解析を行なうことができる。しかし現在のようにデジタル計算機が容易に使用できることを考えれば，デジタル計算機によって各種の変動特性を解析することが実際的であると考えられる。

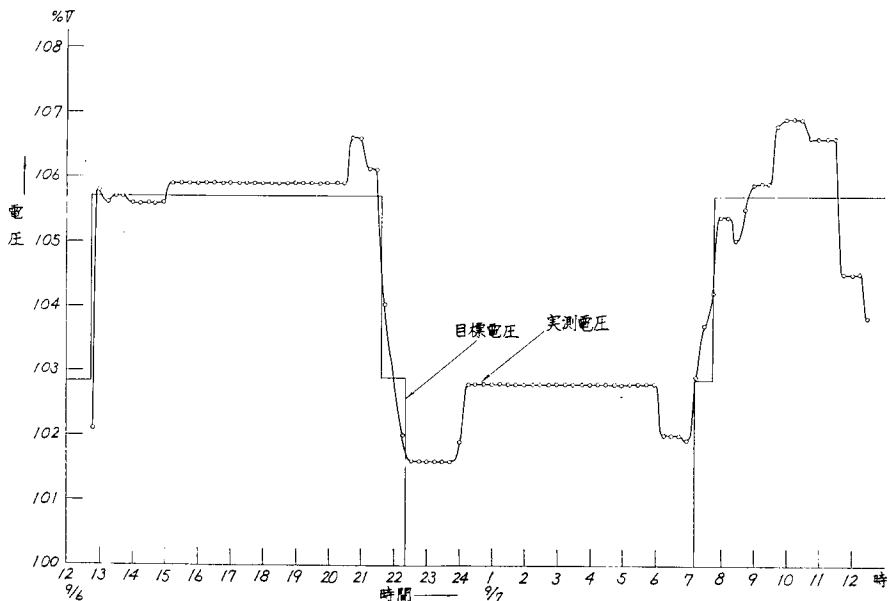
(2.2) 一次変電所の電圧変動特性

東京電力の系統における“電圧無効電力制御に関する研究”の一環として京浜二次系統をモデル系統に選び，その変動特性を実測した。この結果を長周期の変動成分と短周期（1時間以内の周期成分）の変動成分に分けて検討を行なった。

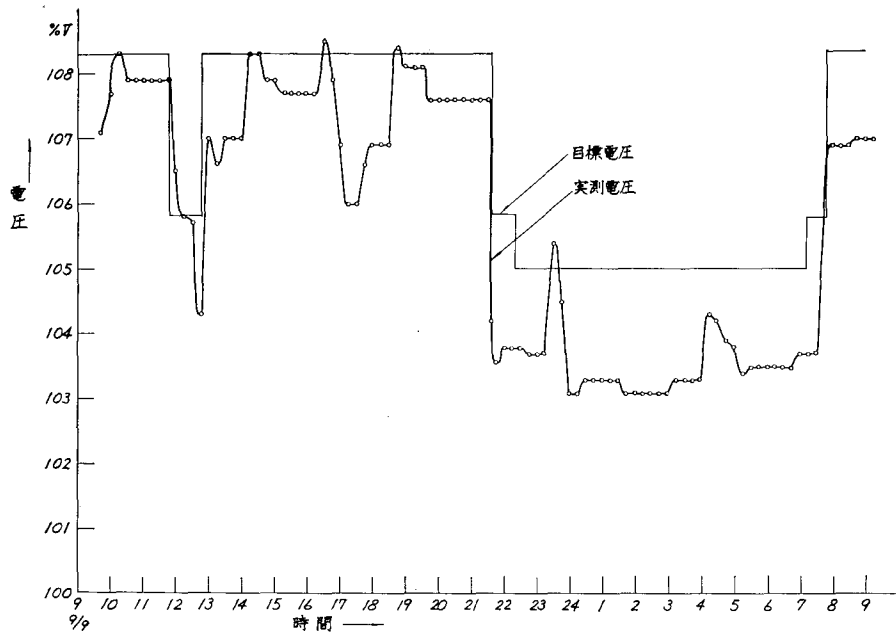
第2.1表 電圧変動測定箇所と測定電圧

	測定発電所名	測定電圧	測定期日
超高圧変電所	京浜変電所	140KV 母線電圧	(38.9/ 2) 11時～(9/ 3) 11時
一次変電所	橋本変電所(1)	60KV 母線電圧	(9/ 3) 15時～(9/ 4) 15時
	旭変電所(2)	〃	(9/ 4) 18時～(9/ 5) 18時
	駿河変電所(3)	〃	(9/ 6) 13時～(9/ 7) 13時
火力発電所	横浜火力(4)	140KV 母線電圧	(9/ 9) 9時～(9/10) 9時
	鶴見火力(5)	60KV 母線電圧	(9/11) 9時～(9/12) 9時
水力発電所	早川第三(6)	140KV 母線電圧	(9/12) 17時～(9/13) 17時
	霞沢(7)	6KV 母線電圧	(9/15) 18時～(9/17) 12時

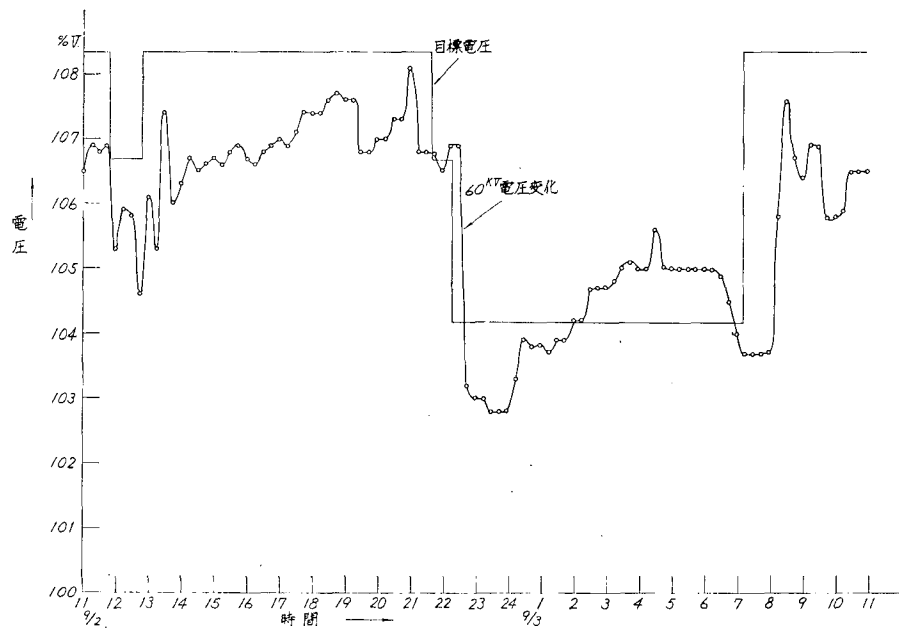
- 備考 (1) 2次系にやや大規模な水力発電所(約150MW)を有する地方変電所(LRC, SC設置)
 (2) 2次系に60KV火力(75MW)を有する都市変電所(RC, SC設置)。
 (3) 2次系電源の少ない, やや負荷曲線が平坦な地方変電所(SC設置)
 (4) 140KV系火力, 175MW×3
 (5) 60KV系火力, 75MW×1
 (6) 140KV系火力, 215MW(自励式), 74MW
 (7) 140KV系水力, 145MW×3(AEG)



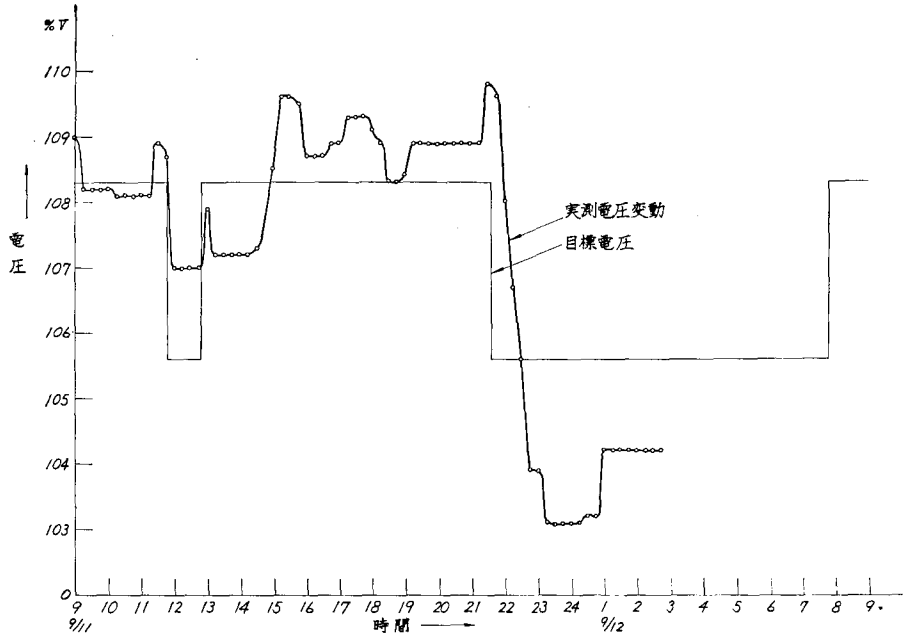
第2.5図 京浜変電所 140kV 側電圧変化 (測定時間9月6日午後12時49分より 140kV=100%V)



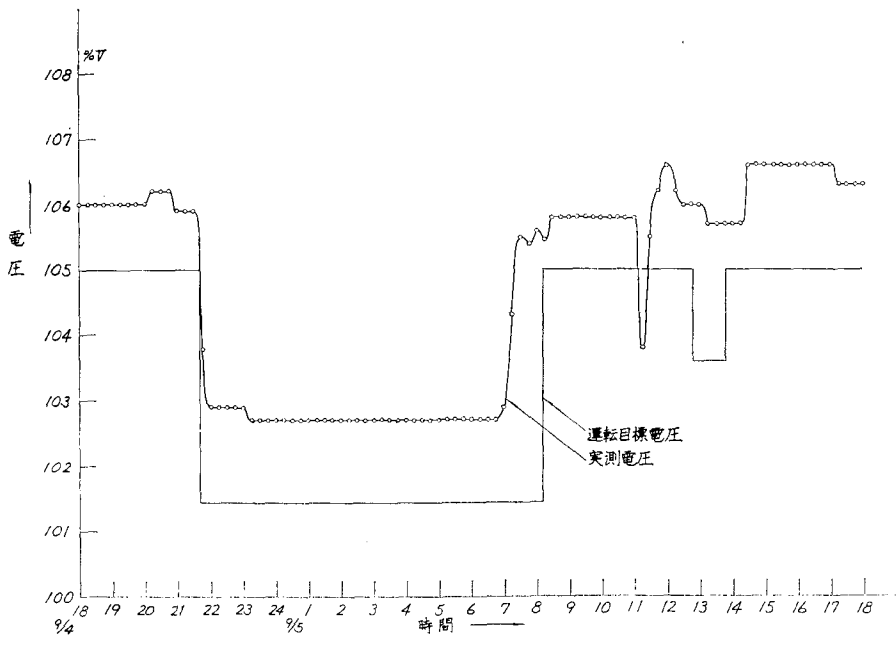
第2.6図 橋本変電所 60kV 側電圧変化 (60kV=100%V 測期実日38年9月9日~10日)



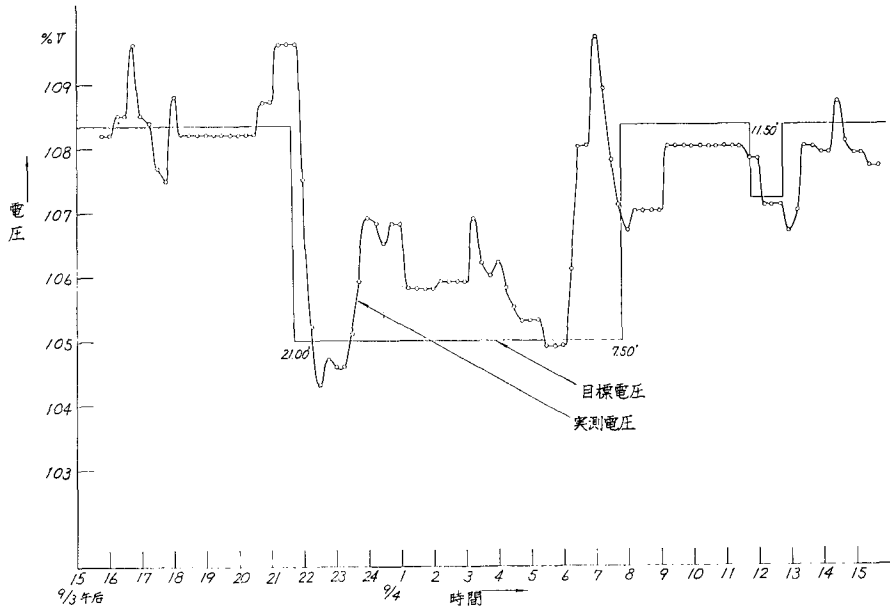
第2.7図 旭変電所 60kV 側電圧変化 (60kV=100%V)



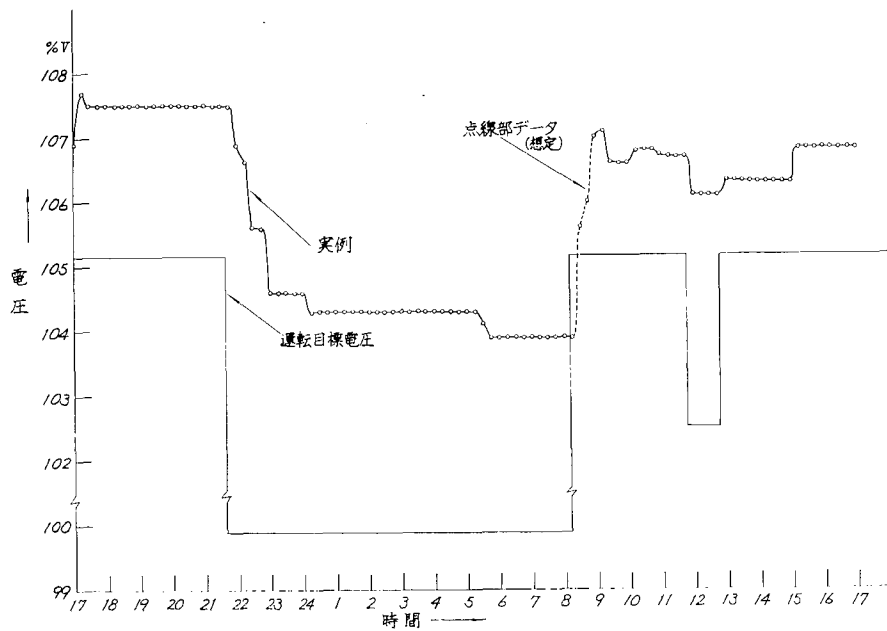
第2.8図 駿河変電所 60kV 側電圧変化 (60kV=100%V)



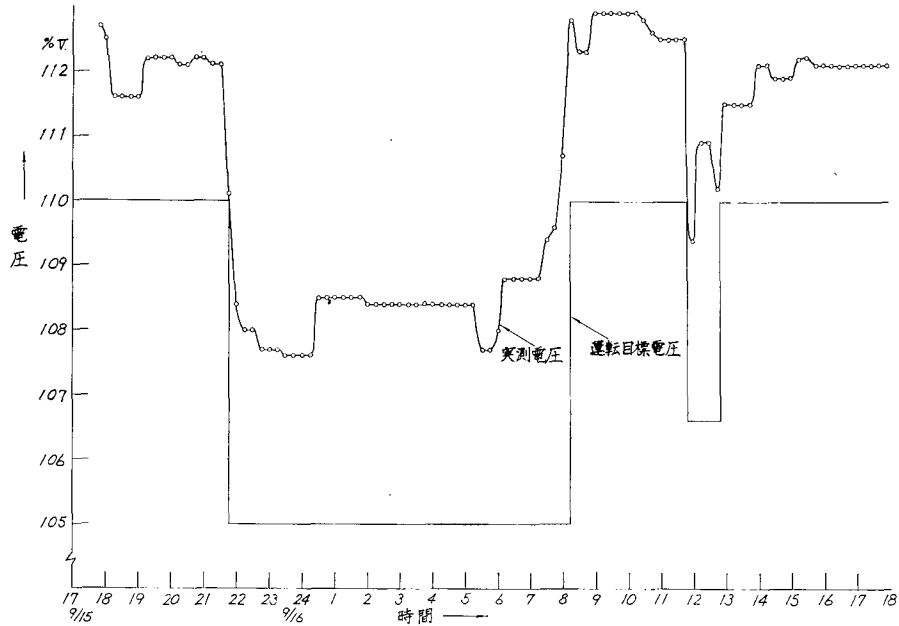
第2.9図 横浜火力発電所電圧変化 (140kV=100%V)



第2.10図 鶴見火力発電所第5号電圧変化 (60kV = 100%V)



第2.11図 早川第3発電所 140kV 側電圧変化 (140kV = 100%V)



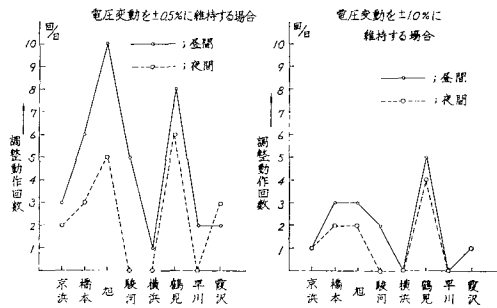
第2.12図 霞沢発電所電圧変化 (6 kV = 100%V)

(2.2.1) 長周期の電圧変動特性について

電圧変動の実測は第 2.1 表に示す如く、東京電力京浜二次系統の発電所のうち、供給地域、調整設備などから代表的と考えられる 8ヶ所の電気所を選び昭和 38年 9月 2日より 9月 17日に亘り実測を実施した。

長周期の電圧変動を考察する第一段階として、デジタル型交流電圧計により、30秒おきに測定したデータから、15分毎にデータを読みとり、各発電所の日間運転目標電圧と比較することにした。この結果を第 2.5~2.12 図に示す。

この結果から解るように発電所および超高圧変電所の電圧変動は鶴見火力発電所を除き、電圧変動は少ない。これに対し 140KV 変電所の電圧変動は旭、橋本および駿河変電所とも短周期の変動が含まれている。また、発電所の日間運転目標電圧と実測値には相当の差が認められるけれども、電圧変動の大きい時間は各電気所の運転目標電圧を変更する時間帯であり、長周期の変動特性を検討するには、この時間帯を除いて検討することが必要である。データの検討方法として、昼間には 8~11時と 13~21時までの 2時間帯をとり、夜間には 23~7時までの時間帯をとり、運転目標電圧に対して ± 0.5 パーセントに維持するために必要な調整機器の動作回数を求めると第 2.13 図が得られる。この結果から、この時間帯における電圧変動の値と調整機器の動作回数を知ることができる。



第2.13図 電圧変動の許容範囲と動作回数

これらの結果から、一次変電所の長周期の電圧変動については次のことが解る。

(i) 電圧変動の大きさ

発電所および超高圧変電所における母線電圧の長周期変動は、鶴見発電所を除きその変動は少ない。鶴見発電所だけが、旭、橋本両変電所に類似した電圧変動を示している。これは鶴見火力発電所 60KV 側と旭変電所を結ぶ線路のインピーダンスが他の線路に比して小さいことと鶴見火力発電所が近傍変電所の電圧制御に手動調整によって協力しているためと思われる。

(ii) 目標電圧からの偏差

発電所の運転目標電圧を変更する時間帯を除いた電圧変動(実測値の目標値からの偏差)による調整設備の動作回数を第2.13図に示した。また第 2.5~2.12 図から解るように電圧変動の実測値は、発電所および超

高圧変電所では高め、一次変電所では稍低めであり、実際には一次送電線の電圧レギュレーションが稍大きいことを示している。したがって今回の実測結果は、系統全体の立場から十分各電気所間の協調を考慮して、運転目標電圧を再検討する必要があることを示唆している。

(2.2.2) 短周期の電圧変動特性について

短周期(変動周期1時間以内のもの)の電圧変動特性について検討するためには、まず前節で述べた移動平均法を使用し、実測結果から対象とする短周期の電圧変動成分をとりだすことが必要である。

最初に、移動平均の時間を1時間とし、(2-12)式に示した理想的移動平均の係数 a_i を(2-13)、(2-14)式より求め、これを図示すれば第2.14図が得られる。この移動平均係数 a_i を使用し旭、橋本両変電所の短周期変動を計算すると第2.15、16図が得られる。

この結果から、短周期変動成分の標準偏差は(2-2)式によって計算できるが、ここでは各時間帯の標準偏差も検討するため、次式によって計算することにする。

$$\sigma_j^2 = \frac{1}{30} \sum_{n=(j-1)+1}^{30j} y_n \dots\dots\dots(2-15)$$

但し、 $y_n = Y_{n+1} - \bar{y}_n$
 $j=1 \sim K$, データ間隔2分,

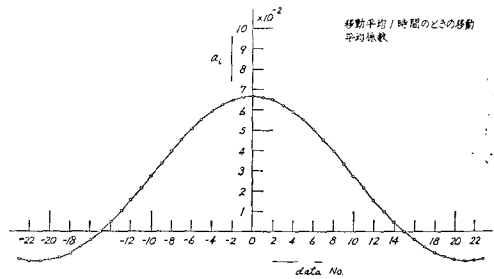
$$\sigma_n = \sqrt{\sum_{j=1}^n \sigma_j^2 / n} \dots\dots\dots(2-16)$$

この式より計算される標準偏差 σ_j は、各時間帯の1時間毎の値であり、 σ_n は計算を始めた時間より、1時間目の値、次は最初から2時間目までの値、次は最初から3時間目までの値を示すことになり、 σ_{23} は日間を通しての短周期変動成分の標準偏差となる。

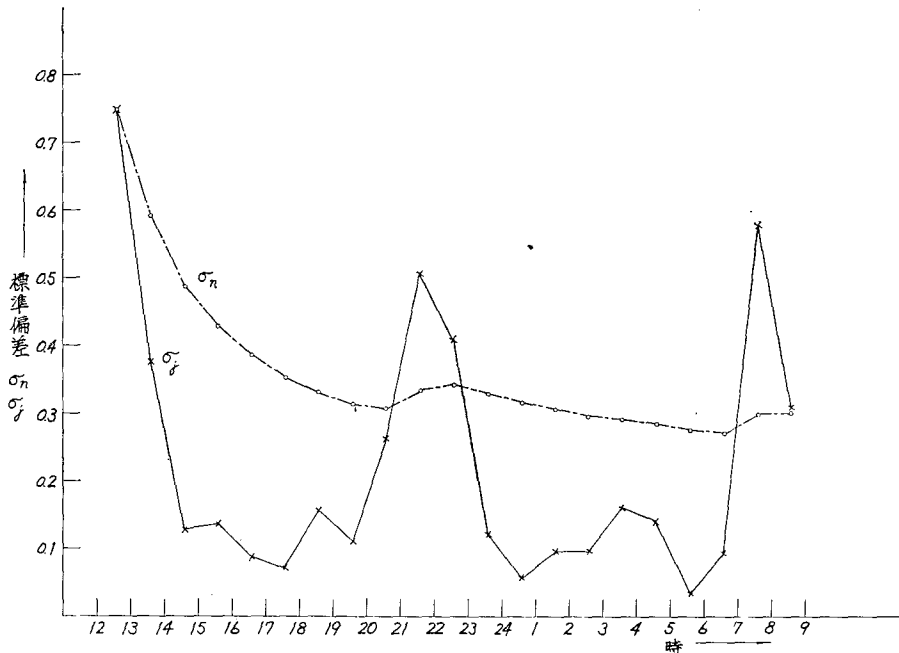
旭、橋本および駿河変電所の短周期の変動成分について解析した標準偏差を第2.17~2.19図に示す。また(2-5)式によって計算した自己相関関数を第2.20~2.22図に、(2-9)式によって計算したスペクトル密度を第2.23図に示す。これらの結果から一次変電所における短周期の電圧変動については次のことが解る。

(i) 電圧変動の標準偏差

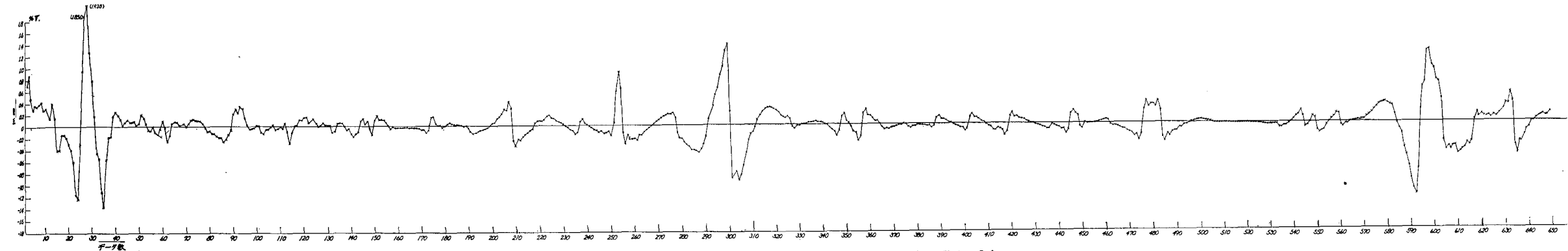
短周期の電圧変動は第2.17~2.19図から解るように旭、橋本両変電所の場合は日間で0.3パーセントであり、駿河変電所では0.24パーセント程度である。時間帯別にみると各変電所とも11時30分~13時、20時~22



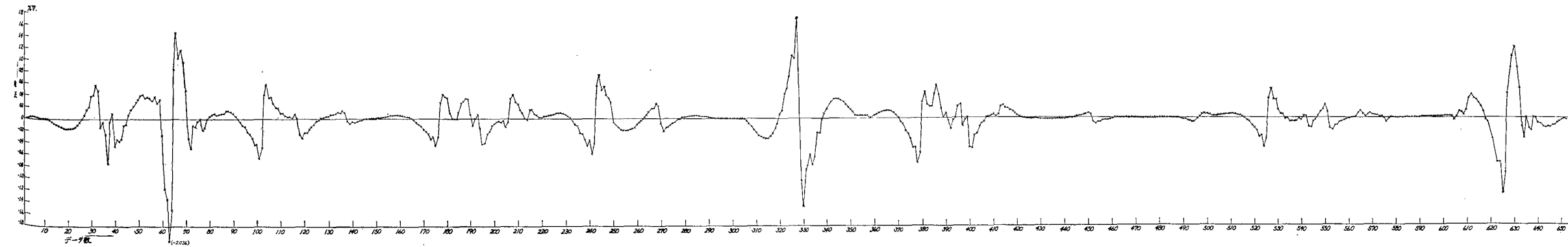
第2.14図 移動平均1時間のときの移動平均係数
 注：データ間隔2分



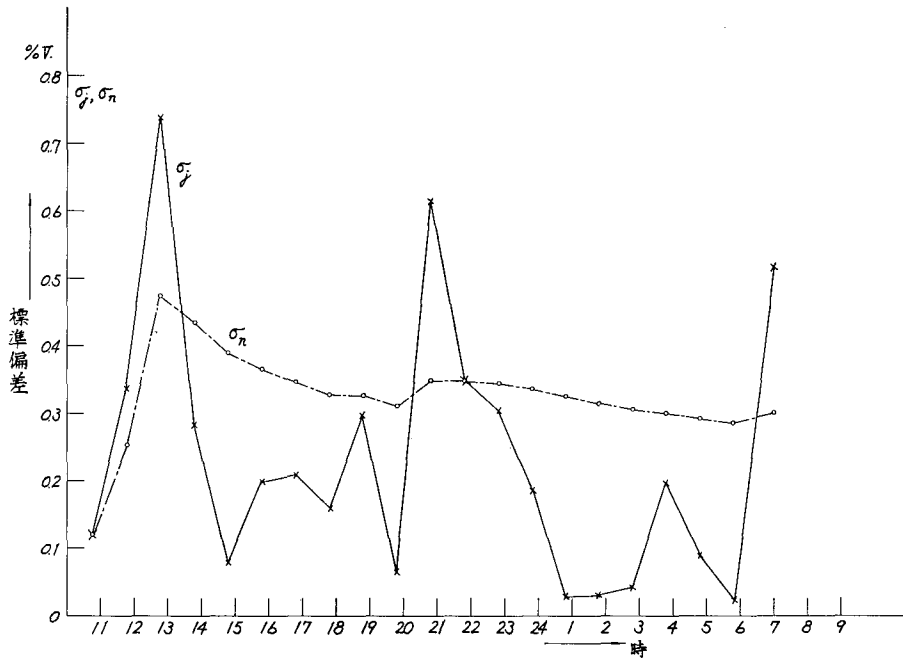
第2.17図 旭変電所短周期変動成分の標準偏差(移動平均時間1時間)



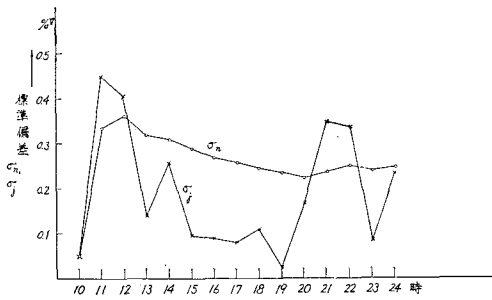
第2.16図 橋本変電所の短周期変動成分 移動平均時間：1時間 データ間隔：2分



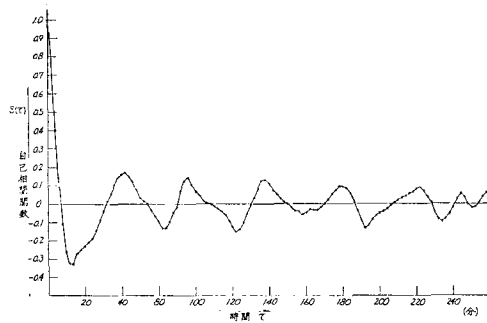
第2.15図 旭変電所の短周期変動成分 移動平均時間：1時間 データ間隔：2分



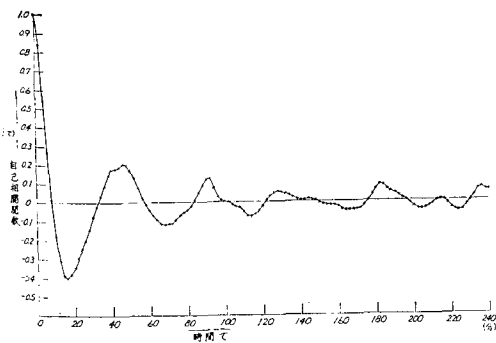
第2.18図 橋本変電所短周期変動成分の標準偏差 (移動平均時間1時間)



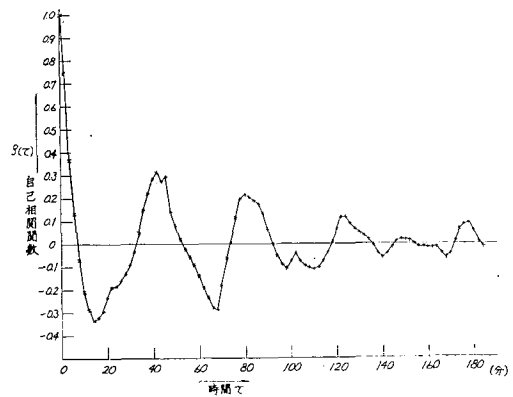
第2.19図 駿河変電所短周期変動成分の標準偏差 (移動平均時間1時間)



第2.21図 橋本変電所短周期変動成分の自己相関関数



第2.20図 旭変電所短周期変動の自己相関関数



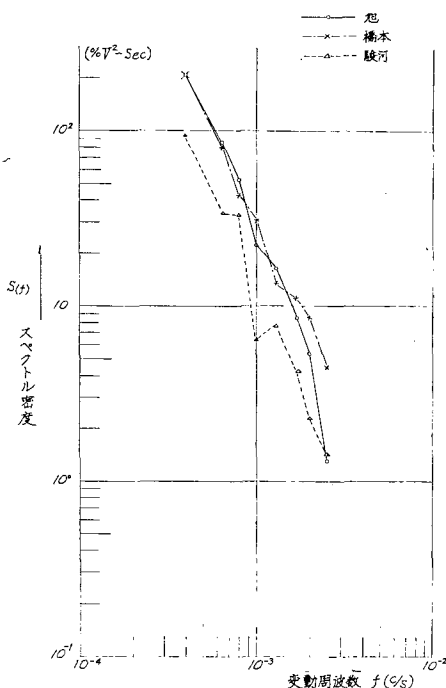
第2.22図 駿河変電所短周期変動の自己相関関数

時および7時～8時の間に電圧変動が大きくなっている。この時間は丁度負荷変化の急変時（長周期変動特性の処で述べたように、発電所の運転目標電圧の変更時間）に当たっている。

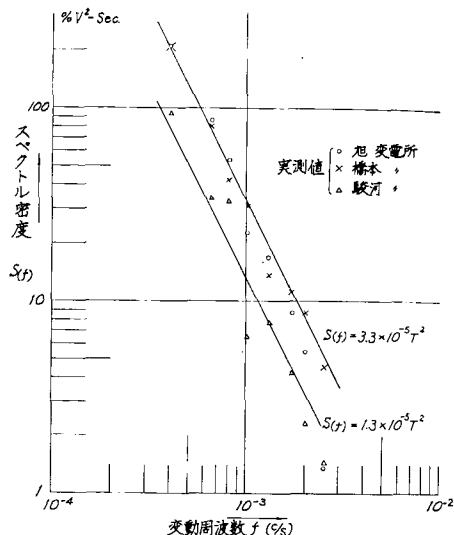
旭変電所の場合には、この3時間帯を除けば、標準偏差で $\pm 2\sigma$ をとって電圧変動を0.3パーセント以内に維持できるし、橋本および駿河変電所の場合にも0.5パーセント以内に維持し得ることが解る。したがって、上記の負荷急変時に主体において適切な電圧調整方法を採用すれば、電圧変動を非常に少なくできることが明らかである。

(ii) 電圧変動のスペクトル密度

電圧変動のスペクトル密度は第2.23図に示したように旭、橋本変電所の場合各変動周期でほとんど同じ値を示しており、駿河変電所の場合は幾分低めの値になっているが同様の傾向を示している。これらの変電所で共通している点は第2.24図から解るように、そのスペクトル密度が変動周期の2乗に比例し、特定の卓越した変動周期がないことである。これは周波数変動のスペクトル密度が、ほぼ変動周期の2乗に比例するという事に類似しており非常に興味ある結果である。電圧変動のスペクトル密度の近似式は第2.24図に示すように、橋本変電所の場合が $S(f) = 3.3 \times 10^{-5} / f^2$ によく一致し、旭変電所の場合は短周期の場合近似式より多少小さくなっているが、この近似式に比較的よく



第2.23図 短周期変動成分のスペクトル密度



第2.24図 スペクトル密度の近似式と実測値

一致している。駿河変電所の場合、日間の標準偏差が前2者より小さい値となっているので、スペクトル密度も小さくなるが、その近似式は $S(f) = 1.3 \times 10^{-5} / f^2$ で表わされる。

(2.3) 配電用変電所の電圧無効電力の変動特性について

電圧無効電力変動特性に対する第2段階として、一次変電所の場合と同様系統の中より代表的配電用変電所を選択し、実測を行なった。東京電力系統の配電用変電所は、二次側電圧を負荷の値により自動的に調整し、その変動を $\pm 2\%$ に調整している。このため配電用変電所の二次側電圧を実測するよりも、一次側で生の変動特性を実測した方が、その変動特性を検討する上で適切であると考えられる。この考えのもとに、第2.2表に示す変電所の電圧無効電力の変動を実測した。この場合無効電力の変動は電圧変動を実測したバンク通過無効電力と代表的負荷の無効電力を測定対象とした。

(2.3.1) 長周期の電圧無効電力の変動特性について

各配電用変電所の日間の電圧変動状況と時間帯別の変動特性を検討するため、一次変電所の場合と同様長周期成分と短周期成分に分けて検討を行なった。

(i) 長周期の電圧変動特性

長周期の電圧変動を考察するために、デジタルボルトメータの実測結果を10分間隔で読みとり、各変電所の電圧変動状況を示したのが第2.25～2.30図である。第2.31図はこれらの変動と需用家末端（電力中研）の電圧変動を比較するために示したものである。これら

のグラフから日間の最高電圧と最低電圧をみると、第2.3表が得られ、需用家末端の電圧変動を別にすれば、末広町変電所、大仁変電所の電圧変動が比較的大きいことが解る。この2変電所で、日間の電圧変動の大きくなる原因を同時に測定した調整設備の動作状況からみると、調整設備であるL.R.C.が上限又は下限に達する場合である。また大仁変電所の場合は他の配電用変電所と比較し、その系統構成上趣を異にし、変電所の二次側電圧を運転目標電圧に対し±2%に維持するばかりでなく、連絡線の電圧維持という働きを分担しているためである。

これらの長周期の電圧変動をみると、朝昼および点灯時、即ち負荷の急変時に電圧変動の大きいことを示している。この時間帯における変電所L.R.C.の動作回数と日間の動作回数を表にすると第2.4表に示すようになり、L.R.C.動作の大半は第2.32図に示す上位系統変電所で目標電圧を変更する時間に動作していることが解る。したがって、この時間帯の電圧調整を上位系統と適切な協調のもとに行なうことができれば、電圧変動は相当減少できるものと思われる。

(ii) 無効電力の変動特性について

無効電力の測定に使用した計器は、超高压変電所から配電用変電所のいずれの場合にも使用できるよう、特にパーセント目盛になっている。このため第2.2表に示した配電用変電所の無効電力は第2.5表の換算係数を使用し実際の無効電力を知ることができる。この電子管式無効電力記録計により実測した結果を30分毎に読みとり図示したのが第2.33～2.38図である。

無効電力の変動状況から解るように、都心変電所として選んだ神田、日比谷の両変電所は深夜時に進み力率になっており、都周辺および地方都市の工場地帯として選んだ末広町変電所、入山瀬変電所は、工場負荷が落ちると思われる夕方より朝方まで進み力率になっている。これに対し、都周辺の住宅地である保土谷変電所や、地方変電所の無効電力変動は日間を通して遅れ力率であり、力率の最も低い時間は夕方の点灯時である。このように各変電所ともそれぞれ固有の変動を示している。

(2.3.2) 短周期の電圧変動特性について

(i) 標準偏差

変動周期1時間以内の各時間帯別標準偏差 σ_j と n 時間に亘る標準偏差 σ_n を計算すると第2.39～2.45図が得られる。この結果と第2.32図を比較すれば解るように、短周期の電圧変動の大きい時間は、長周期の電圧変動特性の場合と同様、第2.6表に示すように上位系統で運転目標電圧を変更する時間である。したがっ

て上位系統と適切な協調のもとに調整を行なうことができれば短周期の電圧変動も相当減少できるものと思われる。

(ii) スペクトル密度について

短周期変動成分のスペクトル密度を(2-9)式により計算すると第2.46、2.47図が得られる。この結果は長周期の変動成分の方が短周期の変動成分よりも一般に多いことを示している。しかし一次変電所の場合のように、スペクトル密度が変動周期の乗に比例していると見做されるのは入山瀬変電所のみであり、一様な傾向はみられない。しかし周期10分以上の変動成分についてみると、ほぼ変動周期の2乗に比例するが10分以下についてはこの関係が成立せず、全体的にみて短周期の変動成分が相当多く含まれている。

(2.4) 電圧変動特性の要約

以上東京電力の系統で実測した電圧無効電力の変動について述べたが、この結果明らかになった点を列記すれば次の通りである。

(i) 負荷近傍の火力発電所を除き、一般に発電所超高压変電所の電圧変動は一次変電所、配電用変電所に比して少ない。したがって電圧無効電力制御の資料としてのデータを得るためには、今後主として一次変電所以下について実測すれば充分であろう。

(ii) 発変電所で変圧変動の大きい時間は、朝昼点灯時の負荷変動の激しい時間帯である。したがってこの時間帯に着目して適切な制御を実施すれば電圧変動を相当少なくできる。この場合次の点に充分注意することが必要である。電圧変動の大きい時間は系統負荷変動の激しい時間帯ではあるが、上位系統で運転目標電圧を変更するように、系統の負荷変動は段階的ではない。このため、上位系統で運転目標電圧を時間的に変更することは、系統内の変圧変動を大きくする一因になっている。このことは、これまで送電系統と配電系統で、それぞれ単独に行なわれがちであった電圧調整対策には、上下位系統で協調のとれた制御の必要性を示すものである。

(iii) 短周期変動の標準偏差をみると、日間では配電用変電所が一次変電所のほぼ2倍の値を示し、負荷変動の比較的少ない時間帯では2～3倍の値を示した。しかし上位系統で運転目標電圧を変更する時間帯では、多少配電用変電所の電圧変動が大きい値を示しただけでほとんど一次変電所の電圧変動と同じであった。これは上位系統の運転目標電圧の変更が系統の電圧変動の一因になっていることを示すものであり(ii)の結論を裏付けるものである。

(iv) 電圧変動のスペクトル密度は、一次変電所の

場合、変動周期の2乗に比例する傾向を示した。これに対し配電用変電所の場合も変動周期15分以上では、ほぼ変動周期の2乗に比例すると見做すことができるが、15分以下の短周期成分は、15分以上の近似式で表わされる値よりも相当大きな値を示すことが明らかとなった。しかし配電用変電所の場合も、15分以下の変動成分に対し、変動周期1時間程度の成分は5～10倍の値を示している。したがって電圧変動を減少するには比較的長周期の変動を制御すればよく、周波数自動制御装置を設計する場合のように、特定の変動周期を考慮する必要はない。

(v) 電圧変動を実測した一次変電所および配電用変動所は、需用家の構成および供給地域などにより選で代表的電気所であるが、一次変電所間または配電用変動所間に有為的な差は認められなかった。

(vi) 電圧変動の分布は、実測結果を長周期変動成分と短周期成分に分けるような統計的処理とか、フイ

ルタ回路を通した値が正規分布に近づくことはよく知られていることであり、電圧変動の場合も同様の傾向を示した。一方実測した電圧変動の分布は、短周期変動成分と同様ほとんど正規分布に近い、配電用変電所の場合の分布を正規確率紙に示すと第2.48図のようになる。

これらの結果から解るように、長周期、短周期の変動とも、上位系統で運転目標電圧を変更する時間帯で、その変動が大きくなっている。この時間帯は負荷変動の激しい時間であり、その負荷変動によって生ずる電圧変動に対処するための電圧調整が、逆に電圧変動を大きくする原因になっている。したがって、一次変電所と配電用変電所で、需用家に対するサービスコオリティの確保と系統運用の合理化という観点から協調のとれた調整を行なうことができれば、現在より調整機器の動作回数を少なくしても電圧変動は相当少なくできると考えられる。

第2.2表 電圧無効電力変動の測定箇所と測定量

地 域	変 電 所 名	測定電圧	測定無効電力
都 心 (商店街)	神 田 変 電 所	20KV	美土代町線
” (ビル街)	日 比 谷 ”	”	第1ホテル線
都 周 辺 (住 宅)	保 土 谷 ”	60KV	三 春 線
” (工 場)	末 広 町 ”	20KV	川 端 線
地 方 (都 市)	入 山 瀬 ”	60KV	江 川 線
” (農 村)	大 仁 ”	”	鷹 岡 線

第2.3表 日間の電圧変動

変 電 所 名	日間最高電圧	日間最低電圧	電 圧 変 化 巾
神 田 変 電 所	111.4 (%V)	105.3 (%V)	6.1 (%V)
日 比 谷 変 電 所	115.0 ”	107.8 ”	7.2 ”
保 土 谷 変 電 所	110.2 ”	103.4 ”	6.8 ”
末 広 町 変 電 所	117.6 ”	110.0 ”	7.6 ”
入 山 瀬 変 電 所	108.4 ”	103.0 ”	5.4 ”
大 仁 変 電 所	105.7 ”	96.0 ”	9.7 ”
需 用 家 末 端 ※	108.0 ”	99.7 ”	8.3 ”

※ 需用家末端の電圧は、トランスの出力側で測定しているので実際の配電末端電圧より高めになっている。

第2.4表 各変電所の LRC 動作回数

変電所名	LRC 動作回数	
	一 昼 夜	上位系統電圧変更時
神 田 変 電 所	31	21
日 比 谷 変 電 所	35	21
保 土 谷 変 電 所	18	6
末 広 町 変 電 所	5※	0
入 山 瀬 変 電 所	45	27
大 仁 変 電 所	68	23

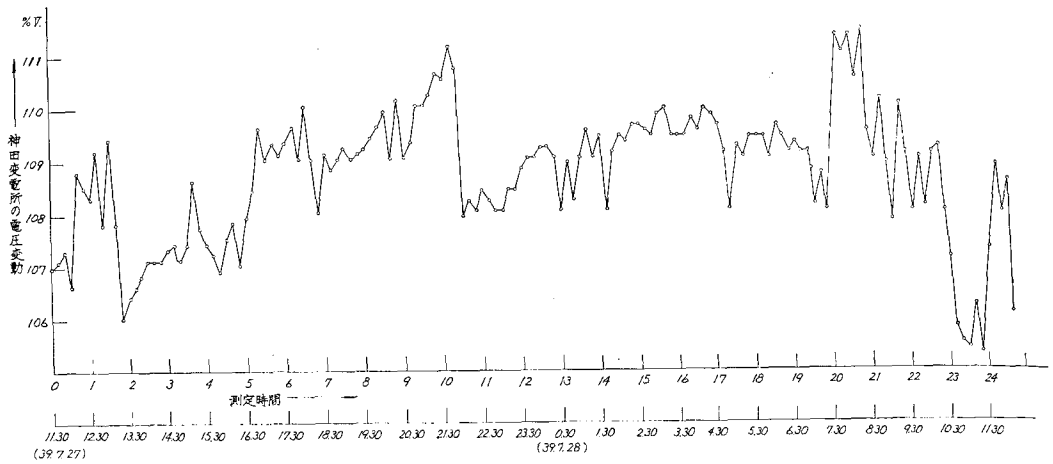
※ 末広町変電所の動作回数は実測時は5回（タップはほとんど下限にあった）であったが常時は日間30回程度である。

第2.5表 無効電力換算表

変電所名	無効電力計指示	無効電力	負荷無効電力
神 田 変 電 所	100 (%)	$\sqrt{3} \times 3.3 \times 2,000 \text{KVAR}$	$3 \times 3.3 \times 300 \text{KVAR}$
日 比 谷 変 電 所	"	" "	$3 \times 3.3 \times 400$ "
保 土 谷 変 電 所	"	" "	$3 \times 3.3 \times 300$ "
末 広 町 変 電 所	"	" "	$3 \times 3.3 \times 400$ "
大 仁 変 電 所	"	$\sqrt{3} \times 6.6 \times 1,200$ "	$3 \times 6.6 \times 200$ "
入 山 瀬 変 電 所	"	$\sqrt{3} \times 6.6 \times 1,000$ "	" "

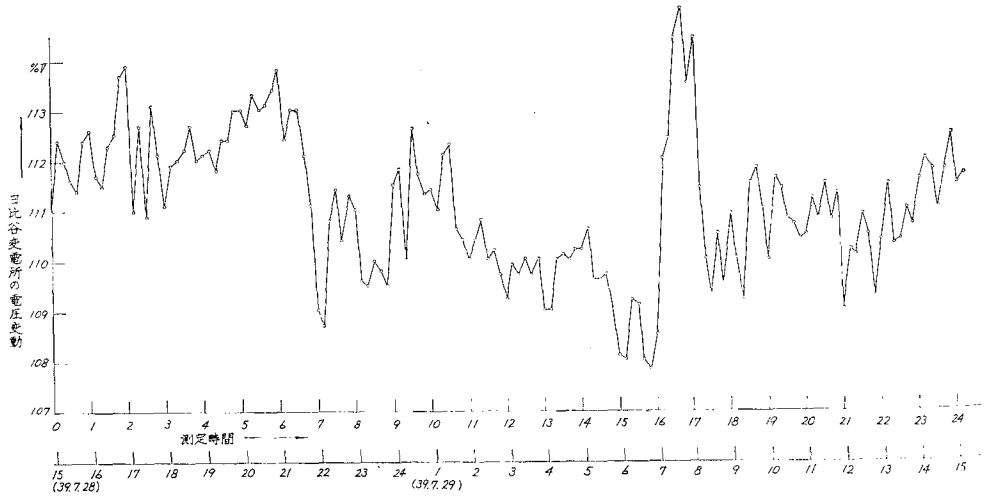
第2.6表 最大標準偏差と日間標準偏差

変電所名	時間帯別標準偏差 σ_j		日間標準偏差
	max σ_j (Time)	Next max σ_j (Time)	σ_k
神 田 変 電 所	0.88 (9時)	0.64 (22時)	0.45
日 比 谷 変 電 所	2.0 (22時)	0.78 (8時15分)	0.71
保 土 谷 変 電 所	0.98 (12時)	0.77 (22時)	0.46
末 広 町 変 電 所	1.32 (21時45分)	0.75 (12時45分)	0.53
入 山 瀬 変 電 所	0.75 (12時)	0.73 (7時)	0.73
大 仁 変 電 所	1.0 (12時半)	0.91 (0時30分)	0.58
需 用 家 末 端	1.24 (8時15分)	0.94 (0時15分)	0.53

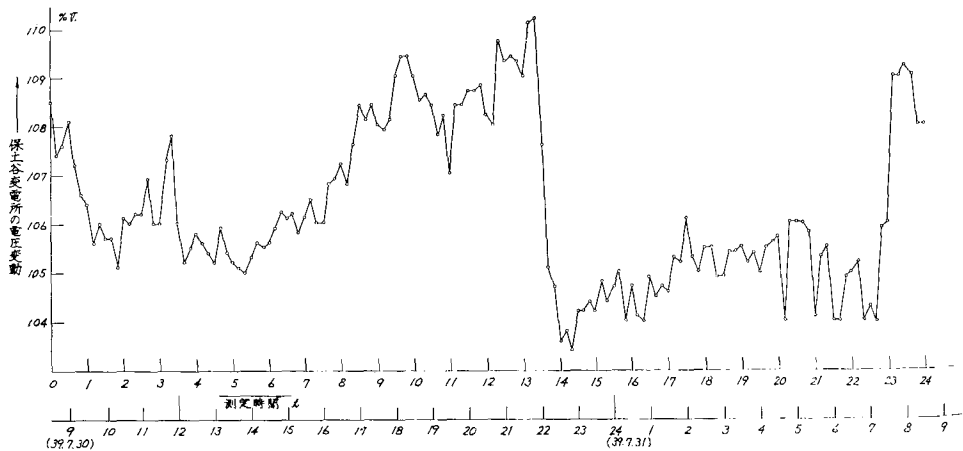


第2.25図 神田変電所 20kV 側電圧変化

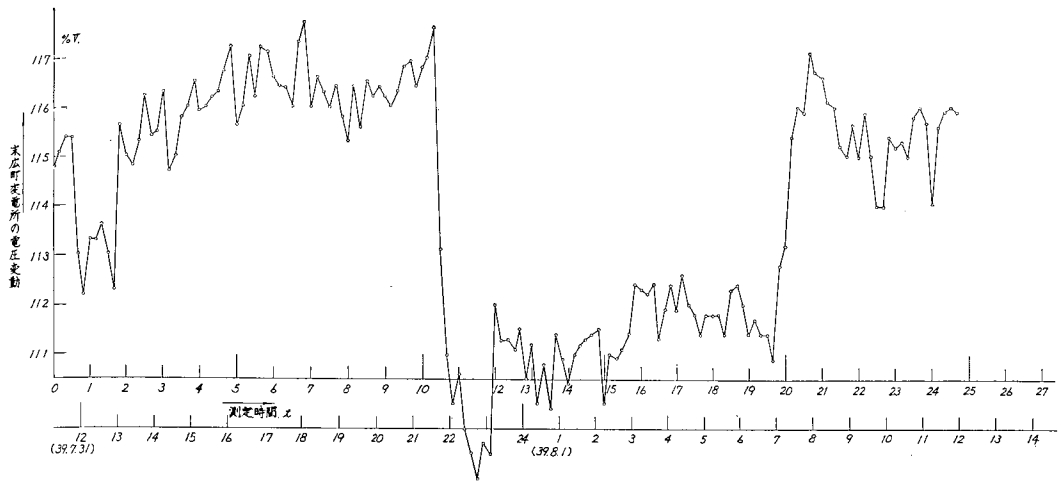
- (i) 測定開始時間39.7月27日11時30分
- (ii) 20kV = 100%V



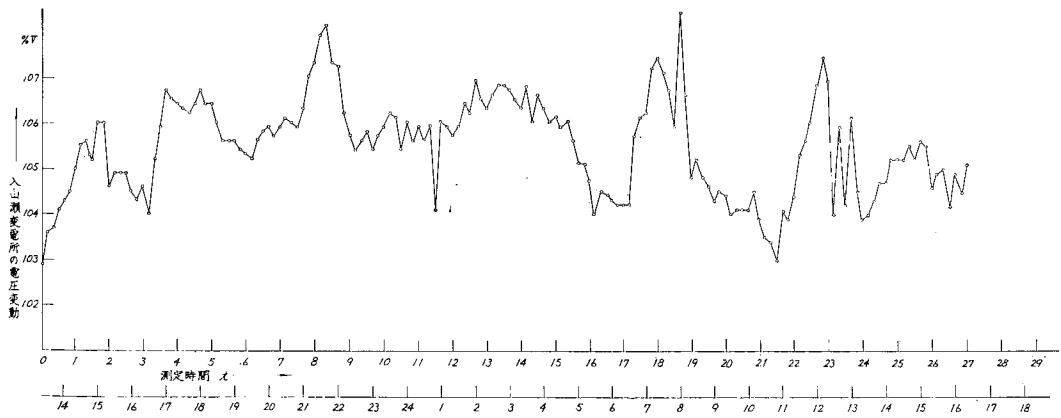
第2.26図 日比谷変電所 20kV 側電圧変化 (i) 測定開始時間39.7.28日14時55分 (ii) 20kV = 100%V



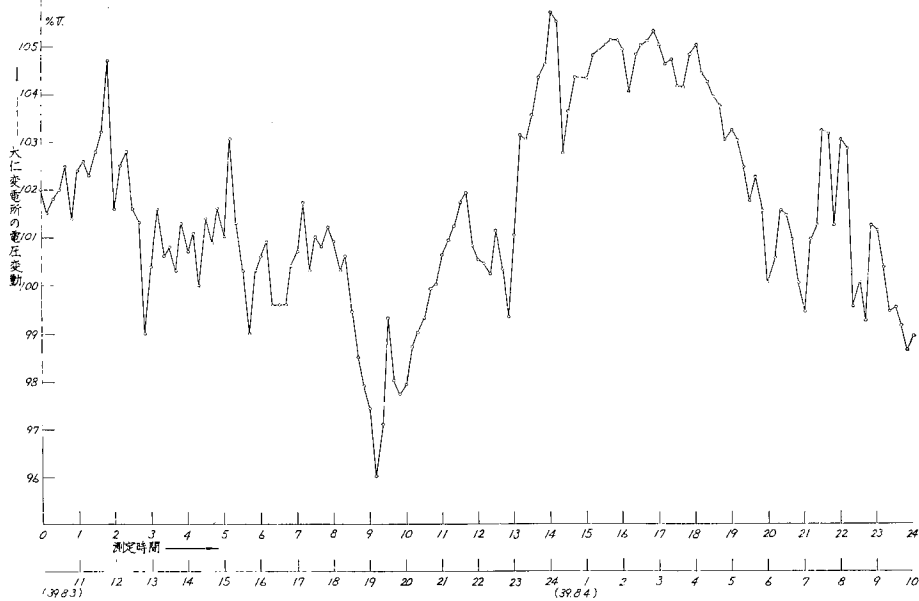
第2.27図 保土谷変電所 60kV 側電圧変化 (i) 測定開始時間39.7.30日8時30分 (ii) 60kV = 100%V



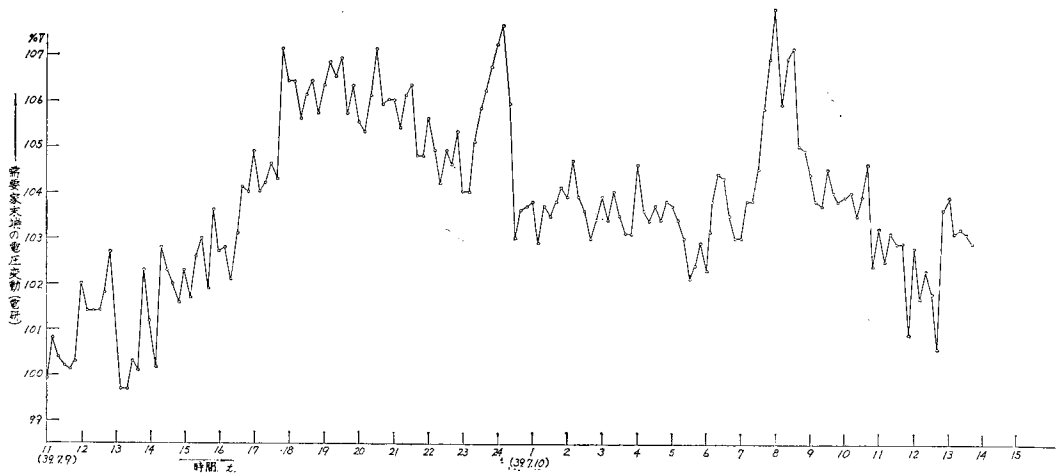
第2.28図 末広町変電所 20kV 側電圧変化 (i) 測定開始時間39.7月31日11時15分 (ii) 20kV=100%V



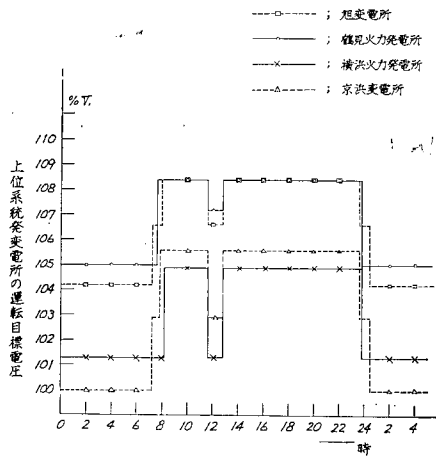
第2.29図 入山瀬変電所 60kV 側電圧変化 (i) 測定開始時間39.8月4日13時20分 (ii) 60kV=100%V



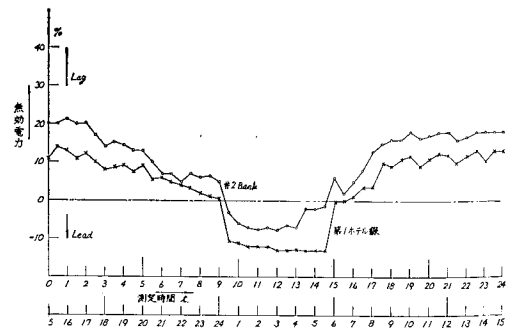
第2.30図 大仁変電所 60kV 側電圧変化 (i) 測定開始時間39.8月3日10時 (ii) 60kV=100%V



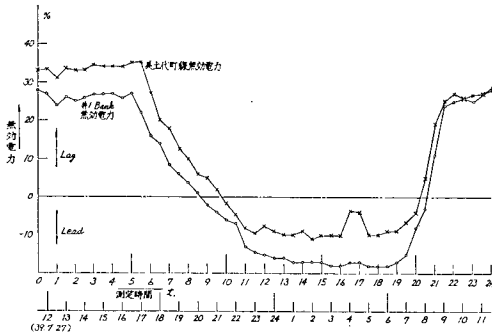
第2.31図 需要家末端の電圧変動(電研) (i) 測定開始時間39.7.9日11時 (ii) 100V=100%V



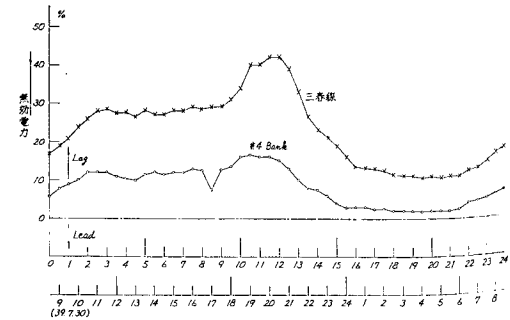
第2.32図 上位系統の発電所運転目標電圧



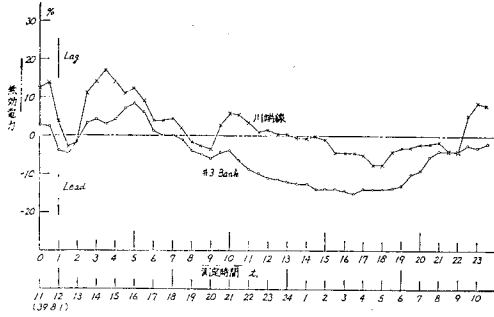
第2.34図 日比谷変電所の無効電力変化状況
 # 2 Bank $100\% = \sqrt{3} \times 3.3 \times 2,000\text{kVar} \approx 11,430\text{kVar}$
 第1 ホテル $100\% = \sqrt{3} \times 3.3 \times 400\text{kVar} \approx 2,286\text{kVar}$



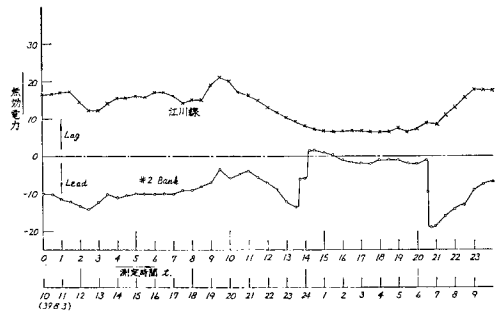
第2.33図 神田変電所の無効電力変化状況



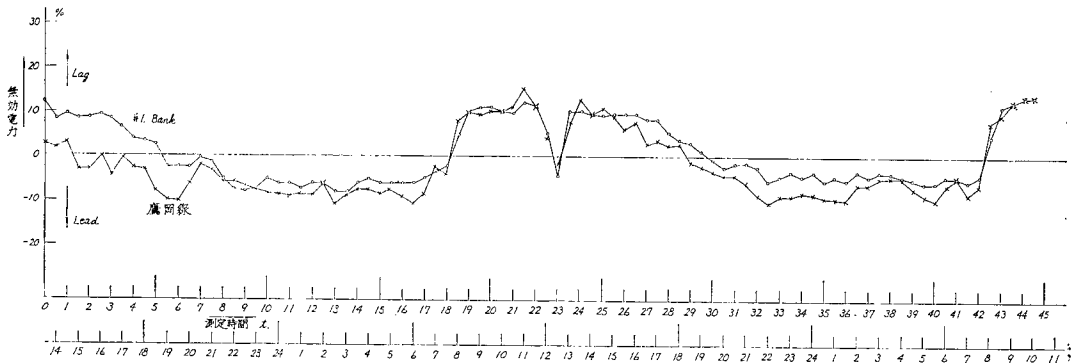
第2.35図 保土谷変電所の無効電力変化状況
 # 3 Bank $100\% = \sqrt{3} \times 3.3 \times 2,000\text{kVar} \approx 11,430\text{kVar}$
 三春線 $100\% = \sqrt{3} \times 3.3 \times 300\text{kVar} \approx 1,715\text{kVar}$



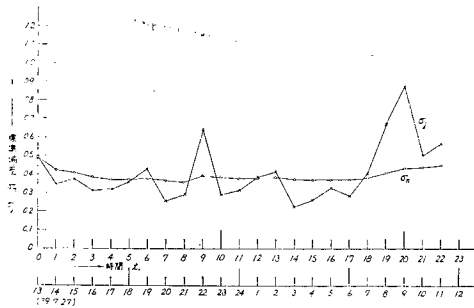
第2.36図 未広町変電所の無効電力変化状況
 # 3 Bank 100% = $\sqrt{3} \times 3.3 \times 2,000\text{kVar} \doteq 11,430\text{kVar}$
 川端線 100% = $\sqrt{3} \times 3.3 \times 400\text{kVar} \doteq 3,286\text{kVar}$



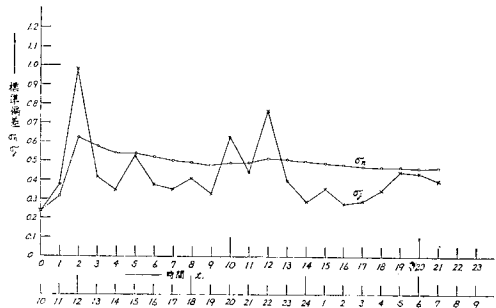
第2.37図 大仁変電所の無効電力変化状況
 # 2 Bank 100% = $\sqrt{3} \times 6.6 \times 1,200\text{kVar} \doteq 13,720\text{kVar}$
 江川線 100% = $\sqrt{3} \times 6.6 \times 200\text{kVar} \doteq 3,286\text{kVar}$



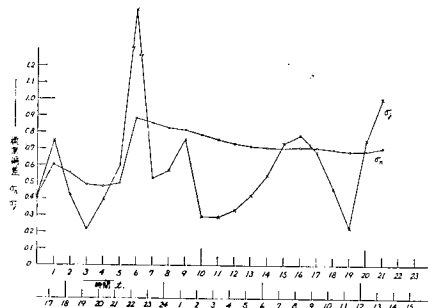
第2.38図 入山瀬変電所の無効電力変化状況
 # 1 Bank 100% = $\sqrt{3} \times 6.6 \times 1,000\text{kVar} \doteq 11,430\text{kVar}$
 鷹岡線 100% = $\sqrt{3} \times 6.6 \times 200\text{kVar} \doteq 3,286\text{kVar}$



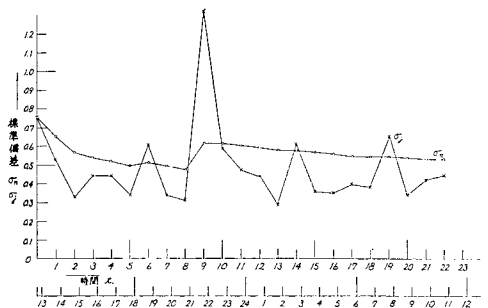
第2.39図 神田変電所電圧変動の標準偏差



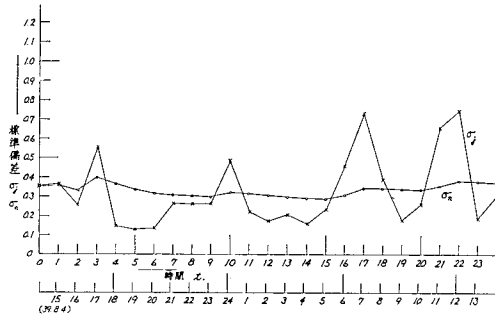
第2.41図 保土谷変電所電圧変動の標準偏差



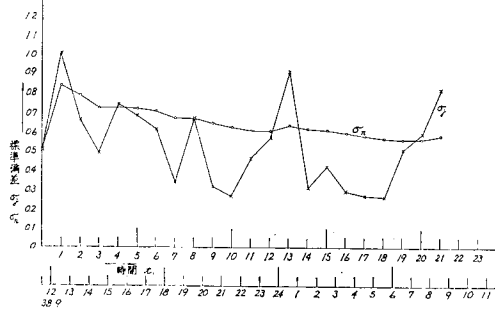
第2.40図 日比谷変電所電圧変動標準偏差



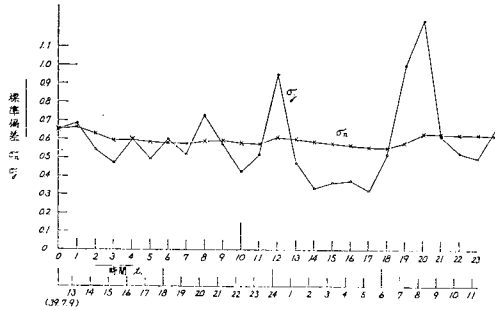
第2.42図 未広町変電所電圧変動の標準偏差



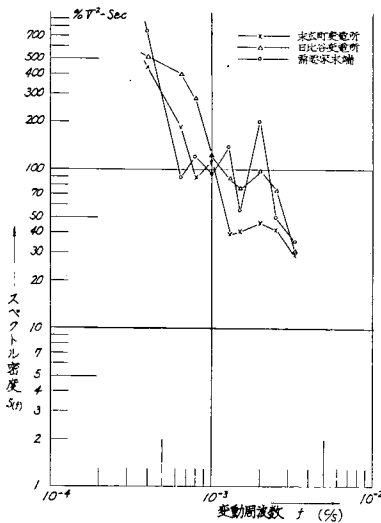
第2.43図 入山瀬変電所電圧変動の標準偏差



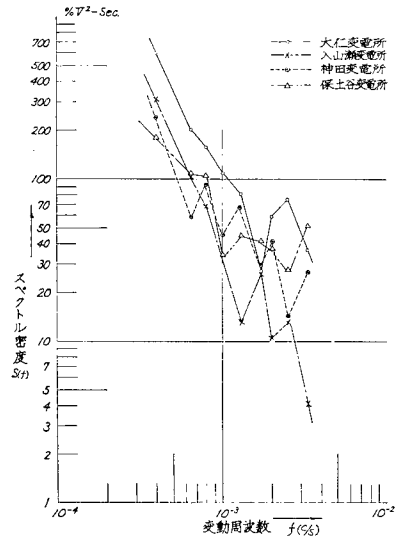
第2.44図 大仁変電所電圧変動の標準偏差



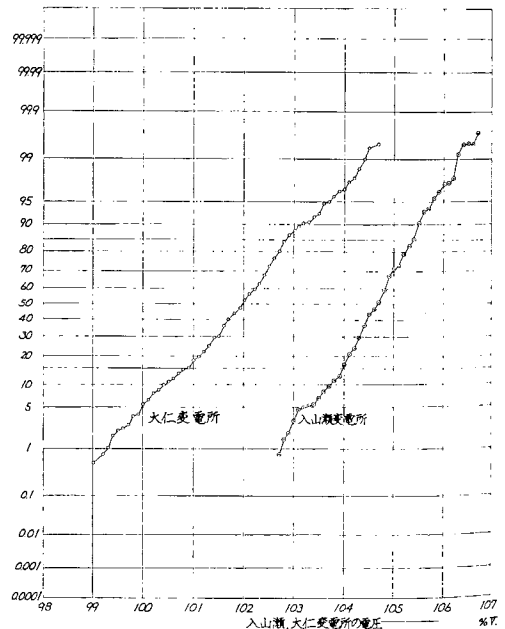
第2.45図 需要家末端電圧変動の標準偏差



第2.46図 短周期変動のスペクトル密度



第2.47図 短周期変動のスペクトル密度



第2.48図 入山瀬, 大仁変電所電圧変動の分布

第3章 電圧無効電力の基礎特性

(3.1) 送電線路の数式表現

送電特性を知るためには、まず送電線路を分布定数回路または等価回路として表現することが必要である。一般に短距離送電線の場合は第3.1図の等価回路、中距離送電線の場合には第3.2図の等価回路(π 回路)、長距離送電線の場合は分布定数回路として取扱うべきであるとされている。しかし実系統で潮流問題を検討

する場合、送電線路を分布定数回路として取扱うことは、数式的取扱が困難なためと、物理的意味を把握することが難しいため、ほとんどの場合、 π 型の等価回路として取り扱われるのが普通である。したがって長距離電線を π 型の等価回路として取扱う場合にはその誤差について検討しておくことが必要である。

分布定数回路の四端子定数を $\dot{A}, \dot{B}, \dot{C}$ および \dot{D} とすれば、四端子定数は次式で表わされる。

$$\begin{bmatrix} \dot{A} & \dot{B} \\ \dot{C} & \dot{D} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cosh \dot{\gamma} l & \dot{Z}_0 \sinh \dot{\gamma} l \\ \dot{Y}_0 \sinh \dot{\gamma} l & \cosh \dot{\gamma} l \end{bmatrix} \dots\dots\dots(3-1)$$

$$\text{但し, } \dot{\gamma} = \sqrt{\dot{Y}\dot{Z}}, \dot{Z}_0 = \sqrt{\dot{Z}/\dot{Y}}, \dot{Y}_0 = 1/\dot{Z}_0$$

これに対し第3.2図の如き π 型等価回路で表わしたときの四端子定数は、

$$\begin{aligned} \begin{bmatrix} \dot{A} & \dot{B} \\ \dot{C} & \dot{D} \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ \dot{Y}l/2 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & \dot{Z}l \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ \dot{Y}l/2 & 1 \end{bmatrix} \\ &= \begin{bmatrix} 1 + \dot{Y}\dot{Z}l^2/2 & \dot{Z}l \\ \dot{Y}l/2(2 + \dot{Y}\dot{Z}l^2/2) & 1 + \dot{Y}\dot{Z}l^2/2 \end{bmatrix} \end{aligned} \dots\dots\dots(3-2)$$

(3-1), (3-2)式から、分布定数回路を π 型等価回路で表わしたときの誤差を検査することができる。いま、(3-1)式のように双曲線関数で表わされる分布定数回路の四端子定数を級数展開すれば、 $\dot{A}, \dot{B}, \dot{C}, \dot{D}$ は次のようになる。

$$\left. \begin{aligned} \dot{A} &= 1 + \dot{Y}\dot{Z}l^2/2! + (\dot{Y}\dot{Z})^2l^4/4! + (\dot{Y}\dot{Z})^3l^6/6! + \dots \\ \dot{B} &= \dot{Z}l + \dot{Y}\dot{Z}^2l^3/3! + \dot{Y}^2\dot{Z}^3l^5/5! + \dots \\ \dot{C} &= \dot{Y}l + \dot{Y}^2\dot{Z}l^3/3! + \dot{Y}^3\dot{Z}^2l^5/5! + \dots \\ \dot{D} &= 1 + \dot{Y}\dot{Z}l^2/2! + (\dot{Y}\dot{Z})^2l^4/4! + (\dot{Y}\dot{Z})^3l^6/6! + \dots \end{aligned} \right\} \dots\dots\dots(3-3)$$

この式をさらに整理すれば、

$$\left. \begin{aligned} \dot{A} &= \sum_{n=1}^{\infty} (\dot{Y}\dot{Z})^{n-1} l^{2(n-1)} / 2(n-1)! = \cosh \dot{\gamma} l \\ \dot{B} &= \sum_{n=1}^{\infty} \dot{Y}^{n-1} \dot{Z}^n l^{(2n-1)} / (2n-1)! = \dot{Z}_0 \sinh \dot{\gamma} l \\ \dot{C} &= \sum_{n=1}^{\infty} \dot{Y}^n \dot{Z}^{n-1} l^{(2n-1)} / (2n-1)! = \dot{Y}_0 \sinh \dot{\gamma} l \\ \dot{D} &= \dot{A} = \cosh \dot{\gamma} l \end{aligned} \right\} \dots\dots\dots(3-4)$$

(3-2)式と(3-3)式を比較すれば明らかのように、送電線を π 型回路として取扱うことは、分布定数回路で表わされた四端子定数を級数展開したときの第一項または第二項までをとって近似したことになる。したがって、 π 型の等価回路によって線路を取扱う場合の誤差は、(3-3)式の第2項または第3項を考えれば十分である。

π 回路で表わした場合の誤差を $\dot{\epsilon}_a, \dot{\epsilon}_b, \dot{\epsilon}_c, \dot{\epsilon}_d$ (%)

とすれば、

$$\begin{aligned} \dot{\epsilon}_a &\doteq [(\dot{Y}\dot{Z})^2l^4/4!] \times 100 / [1 + \dot{Y}\dot{Z}l^2/2] \\ \dot{\epsilon}_b &\doteq [\dot{Y}\dot{Z}^2l^3/3!] \times 100 \\ \dot{\epsilon}_c &\doteq [\dot{Y}^2\dot{Z}l^3/4 - \dot{Y}\dot{Z}l^2/3!] \times 100 = [\dot{Y}\dot{Z}l^2/12] \times 100 \\ \dot{\epsilon}_d &= \dot{\epsilon}_a \end{aligned} \dots\dots\dots(3-5)$$

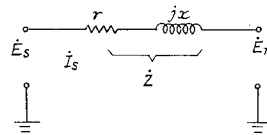
実際の送電線では $|\dot{Y}\dot{Z}| \ll 1$ であり、 $\dot{\epsilon}_a \sim \dot{\epsilon}_d$ の中で、送電特性に大きく影響するのは $\dot{\epsilon}_b$ である。したがって、送電特性に対する影響の程度は $\dot{\epsilon}_b$ がどの程度に

第3.1表 四端子定数の誤差

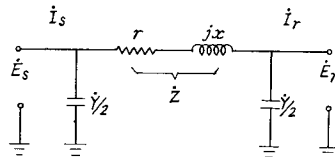
線路電圧 (KV)	ϵ_b (%)	ϵ_c (%)
275	0.193	0.0965
154	0.194	0.0970
110	0.199	0.0995
66	0.213	0.1065

但し、線路互長 100Km

なるかを検討すればよい。送電線互長が 100km の場合、各電圧階級に対する ϵ_b, ϵ_c を計算すると第3.1表が得られる。この表から解るように、100km のときの誤差 ϵ_b は 0.2% であり、200km でも第3.3図から解るように 1% 以下である。したがって線路互長が短い場合は π 型回路として取扱うことができ、取扱ふ問題により π 回路として取扱う線路互長を決めればよいことが解る。



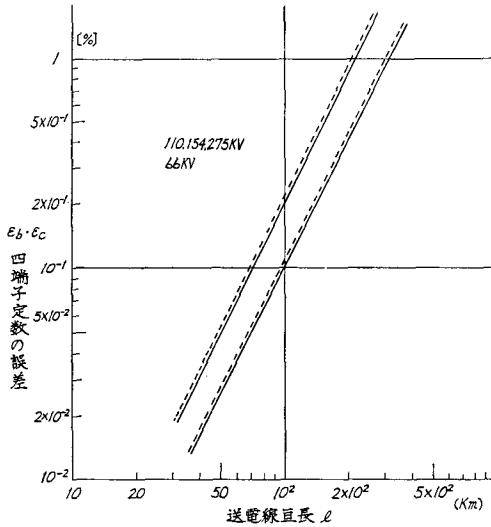
第3.1図 短距離送電線の等価回路



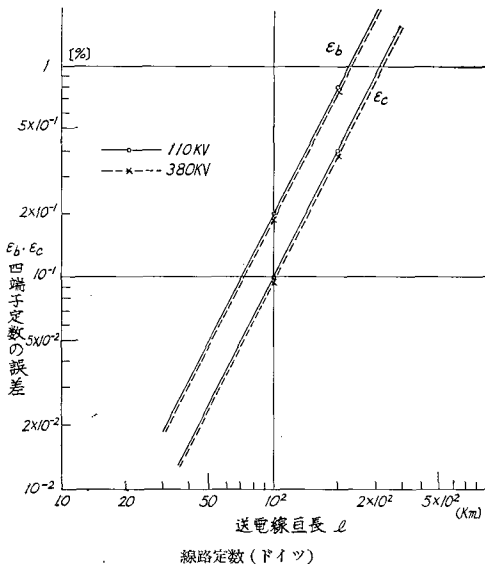
第3.2図 中距離送電線の等価路 (π 回路)

線路定数 (日本)

	66kV	110kV	154kV	275kV
r (Ω /km)	0.24	0.145	0.095	0.0688
ωl (Ω /km)	0.392	0.399	0.403	0.406
ωc ($\mu\bar{u}$ /km)	2.801	2.809	2.825	2.82

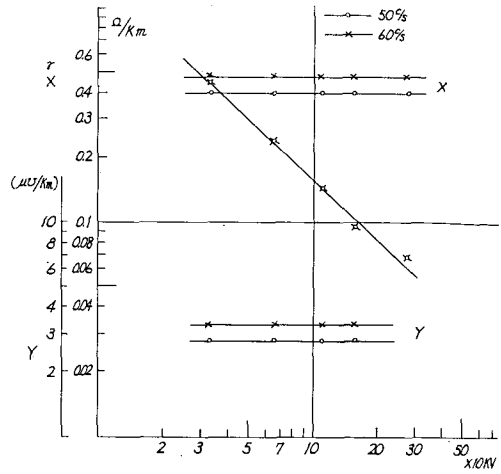


第3.3図 線路直長と四端子定数の誤差



	110kV	380kV
$r(\Omega/\text{km})$	0.156	0.0316
$\omega l(\Omega/\text{km})$	0.397	0.260
$g(\mu\text{S}/\text{km})$	0.10	0.02
$vc(\mu\text{S}/\text{km})$	2.89	4.52

第3.4図 線路直長と四端子定数の誤差

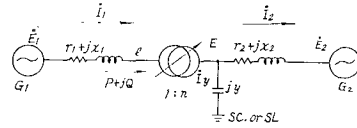


第3.5図 送電電圧と線路定数

(3.2) 2機系統における電圧無効電力特性について

(3.2.1) 系統特性定数

前節の検討結果、比較的長距離送電線の場合でも、送電線を π 回路によって表現できることが明らかになった。いま短距離送電線と中距離送電線が接続されている場合、線路端の充電容量を発電機に含めて考え、中間の充電容量は調相設備と併せて考えれば、系統は第3.6図によって表わすことができる。



第3.6図 モデル系統

但し、 G_1, G_2 は AVR 運転を実施しているものとす。

この図で \dot{e} を基準ベクトルにとれば、線路一次側を流れる電流 \dot{I}_1 は次式で表わされる。

$$\dot{I}_1 = (P - jQ) / \dot{e} \quad (3-6)$$

したがって、二次側電圧および線路の二次側を流れる電流は、

$$\left. \begin{aligned} \dot{E} &= n\dot{e} \\ \dot{I}_2 &= \dot{I}_1 / n - jy\dot{E} \end{aligned} \right\} \quad (3-7)$$

電流 \dot{I}_1 および \dot{I}_2 によって、発電機の端子電圧 \dot{E}_1, \dot{E}_2 を表わせば次式が得られる。

$$\left. \begin{aligned} \dot{E}_1 &= \dot{e} + (r_1 + jx_1)\dot{I}_1 \\ \dot{E}_2 &= \dot{E} - (r_2 + jx_2)\dot{I}_2 \end{aligned} \right\} \quad (3-8)$$

送電線の場合、電圧階級が高くなる程、線路の抵抗分に対してリアクタンス分が大きくなる。即ち、 x_i/r_i が非常に大きくなるから、上式で抵抗分を省略しても実用上問題がない。したがって(3-8)式は次の近似式で表わすことができる。

$$\left. \begin{aligned} \dot{E}_1 &\doteq \dot{e} + jx_1 \dot{I}_1 \\ \dot{E}_2 &\doteq \dot{E} - jx_2 \dot{I}_2 \end{aligned} \right\} \dots\dots\dots(3-9)$$

この式に(3-6)式(3-7)式を代入し整理すれば

$$\left. \begin{aligned} E_1^2 &= (E/n + nx_1 Q/E)^2 + (nx_1 P/E)^2 \\ E_2^2 &= [E(1-yx_2) - x_2 Q/E]^2 + (x_2 P/E)^2 \end{aligned} \right\} \dots\dots\dots(3-10)$$

発電機は A.V.R. 運転で端子電圧は一定に維持されているから、 E, P, Q, n および y を変数とすれば(3-10)式は次のように表わすことができる。

$$\left. \begin{aligned} f_1(E, P, Q, n, y, c) &= 0 \\ f_2(E, P, Q, n, y, c) &= 0 \end{aligned} \right\} \dots\dots\dots(3-11)$$

但し、 c は発電機電圧、電路リアクタンスなどの定数を表わすものとする。

ここで E, P, Q, n および y がそれぞれ、 $\Delta E, \Delta P, \Delta Q, \Delta n, \Delta y$ だけ変化したときの関係式を求めれば、次の2式が得られる。

$$\left. \begin{aligned} \frac{\partial f_1}{\partial E} \Delta E + \frac{\partial f_1}{\partial P} \Delta P + \frac{\partial f_1}{\partial Q} \Delta Q + \frac{\partial f_1}{\partial n} \Delta n + \frac{\partial f_1}{\partial y} \Delta y &= 0 \\ \frac{\partial f_2}{\partial E} \Delta E + \frac{\partial f_2}{\partial P} \Delta P + \frac{\partial f_2}{\partial Q} \Delta Q + \frac{\partial f_2}{\partial n} \Delta n + \frac{\partial f_2}{\partial y} \Delta y &= 0 \end{aligned} \right\} \dots\dots\dots(3-12)$$

(3-10)式より、(3-12)式の偏微分値を求めると、

$$\frac{\partial f_1}{\partial E} = \frac{2E}{n^2} - \frac{2n^2 x_1^2 (P^2 + Q^2)}{E^3} \dots\dots\dots(3-13)$$

$$\frac{\partial f_1}{\partial P} = \frac{2n^2 P}{E^2} x_1^2 \dots\dots\dots(3-14)$$

$$\frac{\partial f_1}{\partial Q} = 2x_1 + \frac{2n^2 x_1^2}{E^2} Q \dots\dots\dots(3-15)$$

$$\frac{\partial f_1}{\partial n} = \frac{2n^2 x_1^2}{E^2} (P^2 + Q^2) - \frac{2E^2}{n^3} \dots\dots\dots(3-16)$$

$$\frac{\partial f_1}{\partial y} = 0 \dots\dots\dots(3-17)$$

$$\frac{\partial f_2}{\partial E} = 2E(1-yx_2)^2 - \frac{2x_2^2 (P^2 + Q^2)}{E^3} \dots\dots\dots(3-18)$$

$$\frac{\partial f_2}{\partial P} = \frac{2x_2^2}{E^2} P \dots\dots\dots(3-19)$$

$$\frac{\partial f_2}{\partial Q} = \frac{2x_2^2}{E^2} Q - 2(1-yx_2)x_2 \dots\dots\dots(3-20)$$

$$\frac{\partial f_2}{\partial n} = 0 \dots\dots\dots(3-21)$$

$$\frac{\partial f_2}{\partial y} = 2x_2^2 Q - 2Ex_2(1-yx_2) \dots\dots\dots(3-22)$$

(3-13)~(3-22)式を(3-12)式に代入して整理すれば、

$$\left. \begin{aligned} a_1 \Delta E + b_1 \Delta Q &= c_1 \Delta P + d_1 \Delta n + g_1 \Delta y \\ a_2 \Delta E + b_2 \Delta Q &= c_2 \Delta P + d_2 \Delta n + g_2 \Delta y \end{aligned} \right\} \dots\dots\dots(3-23)$$

但し、

$$a_1 = \frac{\partial f_1}{\partial E} = E/n^2 - n^2 x_1^2 (P^2 + Q^2)/E^3$$

$$b_1 = \frac{\partial f_1}{\partial Q} = x_1 + n^2 x_1^2 Q/E^2$$

$$c_1 = -\frac{\partial f_1}{\partial P} = -n^2 x_1^2 P/E^2$$

$$d_1 = -\frac{\partial f_1}{\partial n} = E^2/n^3 - nx_1^2 (P^2 + Q^2)/E^2$$

$$g_1 = -\frac{\partial f_1}{\partial y} = 0$$

$$a_2 = \frac{\partial f_2}{\partial E} = E(1-yx_2)^2 - x_2^2 (P^2 + Q^2)/E^3$$

$$b_2 = \frac{\partial f_2}{\partial Q} = x_2^2 Q/E^2 - (1-yx_2)x_2$$

$$c_2 = -\frac{\partial f_2}{\partial P} = -x_2^2 P/E^2$$

$$d_2 = -\frac{\partial f_2}{\partial n} = 0$$

$$g_2 = -\frac{\partial f_2}{\partial y} = Ex_2(1-yx_2) - x_2^2 Q$$

この式で $\Delta P=0$ 、即ち発電機が定出力運転を行なっているとすれば(近似式の処で述べるように $\Delta P=0$ としても実用的には問題がない)、 $g_1=d_2=0$ であるから、

$$\left. \begin{aligned} a_1 \Delta E + b_1 \Delta Q &= d_1 \Delta n \\ a_2 \Delta E + b_2 \Delta Q &= g_2 \Delta y \end{aligned} \right\} \dots\dots\dots(3-24)$$

上式より $\Delta E, \Delta Q$ を求めれば、

$$\left. \begin{aligned} \Delta E &= A_n \Delta n + A_y \Delta y \\ \Delta Q &= B_n \Delta n + B_y \Delta y \end{aligned} \right\} \dots\dots\dots(3-25)$$

$$\left. \begin{aligned} \text{但し、} A_n &= d_1 b_2 / (a_1 b_2 - a_2 b_1) \\ A_y &= -d_1 g_2 / (a_1 b_2 - a_2 b_1) \\ B_n &= -a_2 d_1 / (a_1 b_2 - a_2 b_1) \\ B_y &= a_1 g_2 / (a_1 b_2 - a_2 b_1) \end{aligned} \right\}$$

したがって、第3.6図のモデル系統で、負荷時電圧調整器(L.R.C)および調相設備(SC, SR)をそれぞれ $\Delta n, \Delta y$ だけ変化させたとき、電圧無効電力の変化分は A_n, A_y, B_n および B_y (系統特性定数)によって表わすことができる。この系統特性定数が既知であれば、無効電力を変化させずに電圧のみを調整しようとするような場合、操作すべきL.R.Cの値および調相設備の投入量は直ちに計算することができ、電圧無

効電力制御を行なう場合に重要な定数である。

(3.2.2) 近似式による系統特性定数と誤差

電圧無効電力の関係は、系統特性定数 A_n, A_y, B_n および B_y を使用して表わされることを示した。実際の系統で、発電所の電圧や無効電力の変動する原因は需用家の負荷が時々刻々変動するためである。電力会社は時々刻々変動する負荷に対し、一定周波数で需用家の必要とする電力を供給するために周周波数自動制御を実施している。このため変電所に設置されている負荷時電圧調整器または調相設備を調整したことによって生ずる線路の電力変化は瞬時的なもので、直ちに負荷の必要とする電力が発電機から供給されると考えられる。したがって、電圧無効電力制御を考える場合には(3-24)式の処でふれたように $\Delta P=0$ としても実用的には問題がない。

周波数自動制御の場合、周波数は系統のどこで検出しても同じであり、周波数偏差 Δf が零になるように調整用発電所の出力を調整すればよい。これに対し、電圧無効電力の変化は各電気所によって異なり、系統中の多数の調整機器と線路にのる電力の関数となる。これが周波数自動制御と異なる点であるが、系統特性定数の中に電力 P の項が含まれることは、電圧無効電力制御の物理的意味を把握するのに非常に不便である。電圧無効電力制御の基本式の中から ΔP ばかりでなく、 P 成分をも省略しても、充分物理的意味を把握できかつ、実用上問題がなければ、電圧無効電力の変化分を簡単に算出でき実用的に非常に便利である。実系統で筆者の提案する計算機制御を実施する場合は、系統特性定数に対する P 成分も考慮して、時々刻々電圧無効電力が制御されるから、系統特定多数の中に P 成分が入っても制御上問題はない。しかし、系統の電圧無効電力制御に関する研究を進める第一段階としては、系統特性定数の物理的意味を明確にし、次章に述べる計算方法についての関連からも系統特性定数の簡略化を試みる必要がある。この結果系統特性定数の誤差が比較的少なければ、簡易方式の電圧無効電力制御とか変電所単位の局所的電圧制御には非常に有用であろう。

いま、(3-25)式で表わされる系統特性定数から電力 P を省略した場合の誤差を検討するため、負荷時電圧調整器の2次側電圧、タップ値および調相設備の動作点として、実際の運転状態に近い値をとり、 $E=100$ (%)、 $n=100$ (%)、 $y=Q=0$ (%)とすれば、系統特性定数は(3-25)式より、

$$\left. \begin{aligned} A_n &= \frac{x_2}{x_1+x_2} \cdot \frac{(1-x_1^2 P^2)}{(1-x_1 x_2 P^2)} \\ A_y &= \frac{x_1 x_2}{x_1+x_2} \cdot \frac{1}{(1-x_1 x_2 P^2)} \\ B_n &= \frac{1}{x_1+x_2} \cdot \frac{(1-x_1^2 P^2)(1-x_2^2 P^2)}{(1-x_1 x_2 P^2)} \\ B_y &= \frac{-x_2}{x_1+x_2} \cdot \frac{(1-x_1^2 P^2)}{(1-x_1 x_2 P^2)} \end{aligned} \right\} (3-26)$$

したがって、系統特性定数より電力 P を省略した場合の誤差は次式で表わされる。

$$\left. \begin{aligned} \varepsilon_{an} &= \left[1 - \frac{(1-x_1^2 P^2)}{(1-x_1 x_2 P^2)} \right] \times 100(\%) \\ \varepsilon_{ay} &= \left[1 - \frac{1}{(1-x_1 x_2 P^2)} \right] \times 100(\%) \\ \varepsilon_{bn} &= \left[1 - \frac{(1-x_1^2 P^2)(1-x_2^2 P^2)}{(1-x_1 x_2 P^2)} \right] \times 100(\%) \\ \varepsilon_{by} &= \left[1 - \frac{(1-x_1^2 P^2)}{(1-x_1 x_2 P^2)} \right] \times 100(\%) \end{aligned} \right\} \dots\dots\dots(3-27)$$

但し、 P を省略した場合の系統特性定数を基準値とする。

この式から明らかのように、系統特性定数の誤差は x_1, x_2 および電力 P の関数であるから P をパラメータにとれば、 x_1, x_2 の関数となる。したがって、当然のことながら送電線の電力 P が少なければ少ない程、 $P=0$ の時の系統特性定数に近くなる。 P をパラメータにとり、系統特性定数の誤差範囲が指定されたときの、 x_1, x_2 のとり得る値を求める式を(3-27)式より求めると、次の3式が得られる。

$$\left. \begin{aligned} KP &= \sqrt{\frac{\varepsilon_{an}}{\alpha(1-\alpha+\varepsilon_{an})}} \cdot (1+\alpha) \quad \alpha \leq 1 \\ KP &= \sqrt{\frac{\varepsilon_{an}}{\alpha(\alpha-1)+\varepsilon_{an}}} \cdot (1+\alpha) \quad \alpha \geq 1 \end{aligned} \right\} \dots\dots\dots(3-28)$$

$$KP = \sqrt{\frac{\varepsilon_{ay}}{(1+\varepsilon_{ay})\alpha}} \cdot (1+\alpha) \dots\dots\dots(3-29)$$

$$\left. \begin{aligned} KP &= \left(\frac{1+\alpha}{\sqrt{2\alpha}} \right) \left[1 + \alpha(\varepsilon_{bn}-1) + \alpha^2 \right. \\ &\quad \left. - \sqrt{1 + \alpha(\varepsilon_{bn}-1) + \alpha^2(1-\varepsilon_{bn})} \right]^{1/2} \end{aligned} \right\} \dots\dots\dots(3-30)$$

但し、 $K=x_1+x_2$ 、 $\alpha=x_1/x_2$

この3式で P をパラメータにし、系統特性定数として許容し得る誤差 ε を代入すれば、線路のリアクタンス x_1, x_2 が求められる。いま電力 P の値として、100(%)と50(%)をとり、誤差を5(%)および10(%)

以内になる線路のリアクタンスを求め、 α を横軸に K を縦軸にとると第3.7~3.9図が得られる。この結果横軸 α と誤差曲線で囲まれる範囲が、誤差5(%)および10(%)の範囲を示すことになる。

系統特性定数の許容誤差範囲として、5(%)または10(%)程度ならば、 $P=0$ として取り扱うことのできる範囲は相当広いことが解る。いま送電線の各電圧階級に対する標準の線路定数を示したのが第3.2表であり、これから、500KV、275KV および 140KV に対する送電線の線路互長とリアクタンスの概算値を求めると第3.3表が得られる。いま第3.6図のモデル系統で負荷時電圧調整器の設置されている場所が500KVと275KVの線路が連系されている地点であると考えれば、線路互長が200km以下の場合には変圧器のインピーダンスを考慮しても、線路の全リアクタンスは100%以下であり、系統特性定数で電力 P の成分を省略して取扱ってもよいことが解る。また500KVの線路に140KVまたは60KVの線路が連系され、二次側の線路リアクタンスが比較的大きくなる場合には、単に第3.3表のインピーダンスの比ではなく、実際に

送電し得る電力は、低圧側によって抑制され、線路にのる電力は少なくなり、送電重力を増すためには、回線数を増すか重圧階級を上げることが必要になる。このようなことから、第3.7~3.9図に示した系統特性定数の誤差が10%に入る線路のリアクタンス x_1, x_2 のとり得る範囲は割合広くなる。系統の例からみると $x_1 \ll x_2$ となるような場合は、一次送電線として考えるよりも、発電機の一部、即ち電源側として考え、負荷時電圧調整器の調整は、二次側電圧のみ調整されると考えればよく、 P 成分を省略することによる系統特性定数の誤差が比較的大きくなったとしても、電圧無効電力制御の物理的意味を把握し、各種調整機器の調整に対する電圧無効電力の変化の程度を考察するには充分である。また次章に述べる計算機制御で、計算機をオンラインで使用する場合には、附録-5に示したように制御実績によって系統特性定数を求めることを考えている。したがって電圧無効電力制御の研究を進めてゆく過程では系統特性定数を近似式で取扱っても問題がない。

第3.2表 送電線標準線路定数

50c/s 1,000MVA Base

電 圧 階 級	線 路 種 別		線 路 impedance		線 路 admittance	
			impedance	% impedance	admittance	% admittance
(KV)	mm ² 導体数		(Ω /Km/cct)	(%/Km/cct)	(μS /Km/cct)	(%/Km/cct)
500	410	4	0.019 + j 0.352	0.0076 + j 0.14	j 3.28	j 0.082
275	410	4	0.0189 + j 0.264	0.025 + j 0.349	j 4.17	j 0.032
	330	2	0.0479 + j 0.324	0.0634 + j 0.414	j 3.65	j 0.0276
	240	2	0.0648 + j 0.312	0.0857 + j 0.412	j 3.6	j 0.0272
	610	1	0.0512 + j 0.405	0.0677 + j 0.536	j 2.78	j 0.021
140	610	1	0.0474 + j 0.4	0.22 + j 1.85	j 2.8	j 0.0061
	330	1	0.0888 + j 0.4	0.41 + j 1.85	j 2.8	j 0.0061
275※	1,200	単心	0.0195 + j 0.163	0.0258 + j 0.216	j 100.5	j 0.76
140※	800	〃	0.0224 + j 0.11	0.104 + j 0.51	j 142	j 0.303
	600	〃	0.0299 + j 0.11	0.138 + j 0.463	j 124	j 0.268

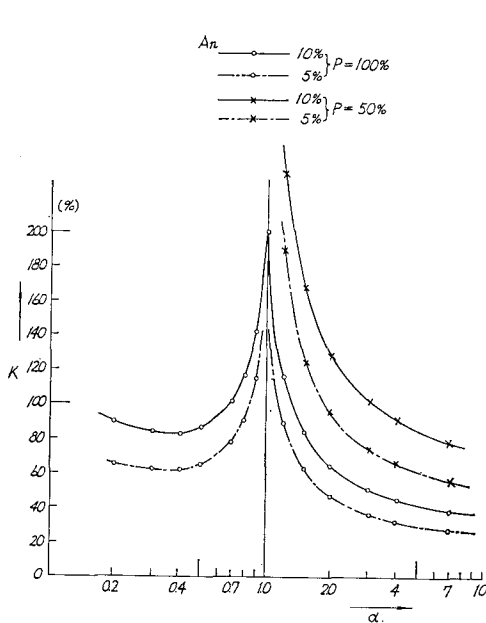
注 ※ ; Cable を示す

(i) ; % impedance および % admittance 算定に使用した基準電圧は 500KV, 275KV, 147KV である。

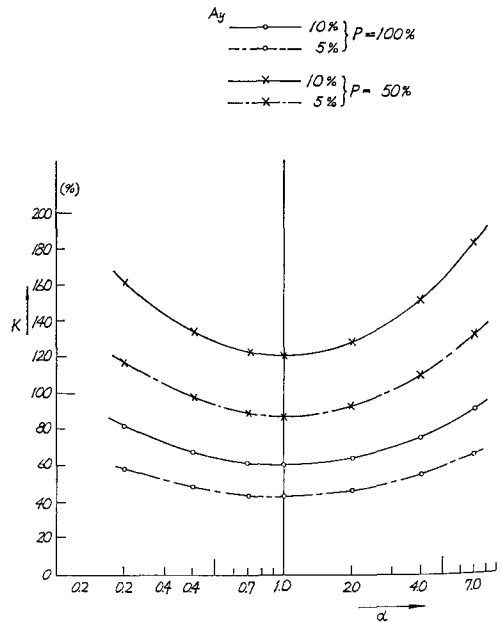
第3.3表 線路亘長とリアクタンスの概算値

電圧階級	線路亘長	電線の種類	リアクタンスの概算値/2cct
500KV	300Km	410mm ² ×4	21 (%)
	200	" "	14 "
	100	" "	7.0 "
275KV	300	300mm ² ×2	60 "
	200	" "	40 "
	100	" "	20 "
	50	" "	10 "
140KV	200	610mm ² ×1	185 "
	100	" "	92.5 "
	50	" "	46.2 "
	25	" "	23.1 "

但し, 50c/s, 1000MVA, Base



第3.7図 線路のリアクタンスと系統特性定数 A_n の誤差範囲



第3.8図 線路のリアクタンスと系統特性定数 A_y の誤差範囲

(3.3) 多機系統における電圧無効電力特性について

実系統で電圧無効電力制御方式を採用する場合の系統特性定数には, 系統運用上の要求と運用方式とから, 系統の電力潮流 (P 成分) を考慮した値が使用される。このことは制御実績から系統特性定数を求める方法の処で述べるが, ここでは多機系統における電圧無効電力制御の物理的意味と各種調整機器の動作および電圧無効電力の変化の程度を知るため, 前節同様近似式によって考慮を進めることにする。

(i) 3機系統における電圧無効電力特性

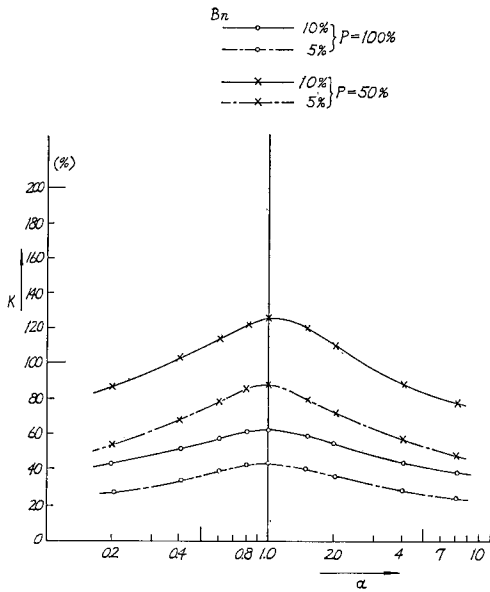
いま3機系のモデル系統として, 第3.10図の如き系

統を考え, 系統特性定数を近似式によって検討する場合にはこの系統を第3.11図の系統に置き換えることができる。第3.10図で電力 P 成分を考慮した場合の系統特性定数は, 2機系統の場合と同様電圧条件の式より,

$$\left. \begin{aligned} f_1(E, P_1, P_2, Q_1, Q_2, n, y, c) &= 0 \\ f_2(E, P_1, P_2, Q_1, Q_2, n, y, c) &= 0 \\ f_3(E, P_1, P_2, Q_1, Q_2, n, y, c) &= 0 \end{aligned} \right\} \dots\dots\dots (3-31)$$

但し, c は線路定数および発電機端子電圧によって定まる定数,

の3式を求め, 連絡地点の受電端無効電力および二次側電圧に対する負荷時電圧調整器, 調相設備との関係

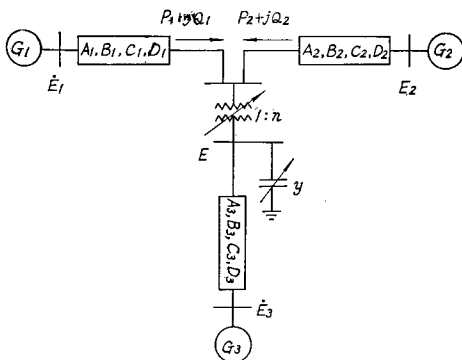


第3.9図 線路のリアクタンス系統特性定数 B_n の誤差範囲

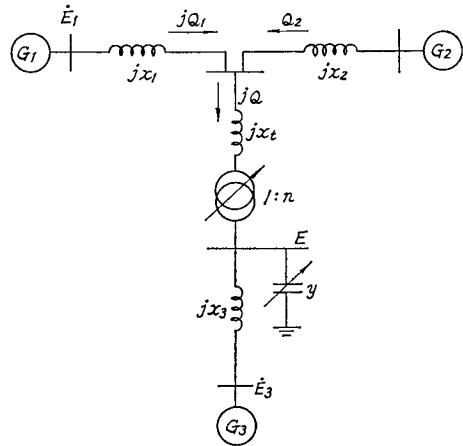
式を求めることができる。これに対し、近似式によって系統特性定数を取扱う場合には、このような数式的取扱をしなくとも、(3-26) 式で $P=0$ としたときの関係から系統特性定数は容易に求められる。第3.11図の系統特性定数を A_n, A_y, B_n, B_y とすれば、次式が得られる。

$$\begin{bmatrix} A_n & A_y \\ B_n & B_y \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{x_3(x_1+x_2)}{x_1x_2+x_2x_3+x_3x_1} & \frac{x_1x_2x_3}{x_1x_2+x_2x_3+x_3x_1} \\ \frac{(x_1+x_2)}{x_1x_2+x_2x_3+x_3x_1} & \frac{-x_3(x_1+x_2)}{x_1x_2+x_2x_3+x_3x_1} \end{bmatrix} \quad \dots\dots\dots(3-32)$$

但し、 $x_i=0$ とした場合



第3.10図 3機系のモデル系統図
但し、発電機は AVR 運転しているものとする



第3.11図 簡略化したモデル

(ii) 多機系統における電圧無効電力特性

多機系統における電圧無効電力特性を示す系統特性定数は、2機系統および3機系統の場合と同様調整設備を設置した点からみたインピーダンスの計算を行なうことによって算出することができる。いま電圧調整地点が N_1 、無効電力を調整する線路が N_2 箇所あり、負荷時電圧調整器が M_1 、調相設備が M_2 個あったとすれば、調整機器の操作による電圧無効電力の変化分は次式で表わされる。

$$\Delta E_i = \sum_{j=1}^{M_1} A_{n,i,j} \Delta n_j + \sum_{j=1}^{M_2} A_{y,i,j} \Delta y_j \quad \dots\dots\dots(3-33)$$

$$\Delta Q_i = \sum_{j=1}^{M_1} B_{n,i,j} \Delta n_j + \sum_{j=1}^{M_2} B_{y,i,j} \Delta y_j \quad \dots\dots\dots(3-34)$$

但し、 ΔE_i の場合、 $i=1 \sim N_1$

ΔQ_i の場合、 $i=1 \sim N_2$

(3.4) モデル系統における系統特性定数の試算例と実測例

前述した系統特性定数のことから明らかのように、系統特性定数の算出方法には、大きく分けて次に示す4種類の方法が考えられる。

- (a) 交流計算盤による方法
- (b) デジタル計算機による方法
- (c) 筆算による方法
- (d) 実測による方法

これらの方法のうち交流計算盤による方法とデジタル計算機による方法は、数式的には全く同じであり、潮流成分を考慮した場合、近似式による場合のいずれの場合にも容易に計算できる。しかし交流計算盤で潮流 (P 成分) を考慮して計算する場合、交流計算盤で測定される電圧無効電力の変化分が、比較的小さいときは、計器の読みとり誤差が相当大きくなる場合があ

るので注意が必要である。筆算による場合は、潮流を考慮して計算することが非常に難しく、近似式によって求めることになるが、系統が大きい場合には、時間的にみて交流計算盤かデジタル計算機による方法をとるのが実際のであろう。(a)～(c)3種類の方法のいずれかにより、系統特性定数は求められるが、実際に電圧無効電力制御を実施する場合、実系統で系統特性定数を求めることも必要である。したがって電圧無効電力制御の研究を始める初期の段階では(a)～(c)のいずれかの方法によって系統特性定数を求め、モデル系統の代表的地点で系統特性定数を求める程度で充分であると考えられる。

(i) 小規模系統の系統特性定数について

第3.12図に示すモデル系統は、中部電力の系統よりその一部を抜萃したものであり、筆算によって系統特性定数を求めるため、線路のリアクタンスと変圧器のリアクタンスのみを示した。

この系統の負荷時電圧調整のタップ間隔および調相設備を単位量だけ調整し、系統特性定数を求めると

$$[a_{ij}] = \begin{pmatrix} 0.457-0.407-0.093 & 0.550 & 0.200 & 0.300 \\ 0.162 & 0.211 & 0.033 & 0.200 & 0.380 & 0.110 \\ 0.362-0.322 & 0.719 & 0.430 & 0.160 & 0.900 \\ 0.369 & 0.278 & 0.097-0.375-0.131 & 0.312 \\ \dots\dots\dots \end{pmatrix} \quad (3-35)$$

$$[a_{kj}] = \begin{pmatrix} 0.339 & 0.440-0.106 & 0.406-0.208 & 0.338 \\ 0.113-0.100 & 0.225 & 0.136 & 0.048-0.719 \\ 0.452 & 0.339 & 0.119-0.458-0.160-0.381 \\ 0.339 & 0.440-0.106 & 0.406 & 0.792 & 0.338 \\ \dots\dots\dots \end{pmatrix} \quad (3-36)$$

但し、*i* は制御地点または無効電力を制御する線路を、*j* は制御変数を、*k* は線路を示すものとする。

このモデル系統では、需用家の負荷が接続されている変電所の電圧、即ち超高圧変電所の二次側電圧(*f*₁)、154kV 変電所の二次側電圧(*f*₂, *f*₂)と他社との連絡線無効電力を許容範囲に制御するという目的のために、(3-35)、(3-36)式の系統特性定数を算出した。ここでは連絡線の無効電力を一定値に維持したいということや系統運転上特定送電線の無効電力を一定に維持したいという要求などに対処するために会社間の連絡線無効電力を一定に維持するものと考えた。

(ii) 東京電力京浜二次系統における系統特性定数の試算例

ここでは、第2章の電圧変動特性を実測した東京電力京浜二次系統を選び、実測と交流計算盤による系統特性定数との検討方法および結果について述べる。この系統で、系統特性定数を実測したときの潮流状況を

第3.13図に示し、操作対象機器としては第3.4表に示す京浜、旭、橋本および西相模変電所を選び第3.5表に示した主要地点の電圧無効電力の変化分を検出した。この場合各変電所の電圧無効電力は時々刻々変化するもので、電圧無効電力の測定時間を同一にするため、調整機器の操作信号と測定時間を一斉に指令して、電圧無効電力の変化分を検出した。このときの指令は第3.6表に示すように非常に簡単なものであり、系統特性定数の試験表は第3.7表に示す。

このようにして電圧無効電力の変化分を実測した結果、調整機器を操作する10秒前と操作10秒後の値によって変化分を知ることができ、京浜変電所の負荷時電圧調整器を操作した場合の電圧無効電力の変化状況を第3.14～3.16図に示す。この図から解るように、電圧無効電力の変化分は測定時間が異なるために不連続になり、負荷時電圧調整器および調相設備操作に対する変化分は平均値として求められる。したがって、実系統において系統特性定数を求める場合、負荷時電圧調整器のように調整範囲が広ければ、相当正確に系統特性定数を把握できるが、調相設備の操作のように、バンク数の少ないときには正確な値を求めることが困難な場合もある。このため調相設備の操作によって得られた値により多少不正確な点も含まれると考えられるが、交流計算盤の結果と比較するため、負荷時電圧調整器を1タップ、調相設備を10MVA 操作したときの電圧無効電力の変化分を第3.8表に示す。

系統特性定数を実測したときと同様の系統条件で交流計算盤の解析を行なった。この結果得られた基本潮流図は第3.18図であり、実測時の場合と同様主要変電所の調整機器を操作したときの変化が求められる。この場合の電圧無効電力の変化分を第3.10、3.11表に示す。また計算盤による結果と実測で得られた結果を第3.12表に示す。

第3.12表から解るように、実測結果と交流計算盤による結果とでは、前者の方が後者の場合より傾向として若干大きめである。この原因として考えられる点は実測に使用した計器が携帯用電圧計であったことや配電盤計器によったことと、交流計算盤の誤差も相当あると思われるが、電圧の変化分から見ると、交流計算盤の場合京浜変電所の超高圧側の発電機インピーダンスのとり方が適切でなかったためと思われる。

このモデル系統における系統特性定数の試算結果、調整機器の操作によって生ずる変化分が非常に小さい点は別として、実測による値と交流計算盤による値は実用上はほぼ一致していることが明らかになった。したがって、これから系統特性定数を求める場合、交流計

算盤によって検討すれば充分である。ただ、実測により数個所の検討ができれば、より信頼度の高い系統特性定数が得られるので実測することが好ましい。ま

た、これまで発電所間の系統特性定数的相互関係が不明であったが、今回の検討結果、諸関係が明らかにされ実際の給電運用面に利用されることになった。

第3.4表 操作対象負荷時電圧調整器と調相設備

変電所名	負荷時電圧調整器 (LRC)	静止形調相設備	備考
京 浜 旭	LRC tap 数 13 1タップ巾1.25% —	25 MVA×1バンク 15 " × 3 "	— SC. 15MVA×3, RC=(+)50MVA~(-)36MVA
橋 本 西 相 模	LRC tap 数 13 1タップ巾1.25% —	15 " × 1 " 15 " × 3 "	— —

第3.5表 測定箇所および項目

測定箇所	電 圧	無 効 電 力	備 考
京浜変電所	140KV	(i) 東 京 南 線 (ii) 東 京 西 線 (iii) 田 代 幹 線 (iv) 甲 南 線 (v) 浜 島 線 (vi) 戸 塚 線	測 定 量 電 圧 1 個所 無効電力 6 個所
旭 変 電 所	60KV 60KV 60KV 60KV	(i) 甲 信 幹 線 (ii) 浜 島 線 (iii) 横 浜 火 力 線 (iv) 寺 尾 線	測 定 量 電 圧 1 個所 無効電力 4 個所
橋本変電所	60KV	甲 信 幹 線	
西相模変電所	60KV	西 相 模 線	
戸塚変電所	60KV	—	京浜変電所 LRC. SC 操作時のみ
駿河変電所	60KV	—	" "
中東京変電所	275KV	—	" "
横須賀火力	発電機電圧	—	" "
横浜火力	"	—	" "
鶴見火力	"	—	京浜, 旭 LRC. SC 挿作時のみ
八沢水力	"	—	橋本 LRC. SC 操作時のみ

第3.6表 測定指令時間

順 序	測 定 指 令 時 間 と 内 容
1	試験30秒前, 試験番号, 操作準備指令
2	試験10秒前, 電圧, 無効電力の測定指令
3	LRC, SC 操作 " "
4	操作後10秒 " "
5	" 20秒 " "
6	" 30秒 " "
7	" 60秒 " " 終 了

第 3.7 表 系統特性定数試験表 (測定日昭和38年 6月17日)

試験時間	試験番号	操 作 機 器	備 考
13時30分～54分	No. 1～13	京浜変電所 LRC tap 操作	1回の操作量は 2tap
14時 0分～ 6分	No. 14～17	京浜変電所 SC on. off 操作	1回の調整容量 25MVA
14時10分～34分	No. 18～30	橋本変電所 LRC tap 操作	1回の操作量は 2tap
14時40分～42分	No. 31～32	橋本変電所 SC on off 操作	1回の調整容量 15MVA
14時50分～15時	No. 33～38	西相模変電所 SC on. off 操作	” ”
15時40分～50分	No. 39～44	旭 変 電 所 SC on. off 操作	” ”

第 3.8 表 系統特性定数試験結果

Tap ; 1 Tap
S.C ; 10MVA

測 定 対 象		京 浜		橋 本		西 相 模		旭	
		L. R. C	S. C	L. R. C	S. C	S. C	S. C		
京 浜	電圧	140KV	0.45	0.24	-0.175	0	0.13	0.13	
	無効電力	東京南線	5.75	-2.0	1.25	0	-1.2	(-1.0)	
		東京西線	10.38	-2.0	(0)	-2.0	-1.0	(-1.0)	
		田代幹線	3.0	1.0	-0.625	0	-4.4	0.4	
		甲南線	6.75	3.0	1.25	-1.7	-1.2	-1.6	
		浜島線	5.75	2.4	0.50	0	1.0	-2.0	
戸塚線	0.625	1.0	0.	0	0	0			
旭	電圧	60KV	0.188	0.12	-0.15	0	0.1	0.4	
	無効電力	甲信幹線	4.0	2.2	-2.38	2.7	1.8	(-2.3)	
		浜島線	5.88	2.4	(-2.2)	0	1.4	(-2.7)	
		横浜火力2号線	-1.88	-0.8	1.0	0	-0.6	-0.7	
		横浜火力3号線	-6.0	-2.7	3.5	0	-1.4	-2.0	
寺尾線	1.50	0.8	-	0	-	3.0			
橋本	電圧	60KV	0.188	0.1	0.45	0.6	0	-	
	無効電力	甲信山側線	-0.625	-0.3	0.85	-1.0	0.7	0.7	
		甲信里側線	2.63	1.4	5.0	-6.0	0	1.0	
西相模	電圧	60KV	0.263	0.15	0	0	1.07	0	
	無効電力	西相模	0.75	0.25	0	0	-6.0	0	
戸塚	電圧	60KV	0.40	(0.1)	-	-	-	-	
駿河	電圧	60KV	0.22	(0.02)	-	-	-	-	

- 備考 (i) 系統特性定数の符号は第3.17図に示した矢印を正とする。
(ii) 電圧の基準値は 275KV, 154KV, 66KV を 100% とした。
(iii) 上表の () 内の数値は推定値を示す。
(iv) LRC, SC 変化に対する電圧変化は%で無効電力の変化は M Var

第 3.9 表 系統インピーダンス (100MVA Base) 定数

G	01		03	$j 6.0$	25	$0.134 + j 0.688$
	02		04	$j 8.0$	26	$j 3.72$
	03		05	$3.4 + j 5.62$	27	$j 3.38$
	04		06	$j 36.0$	28	$j 2.78$
	05		07	$j 4.3$	29	$0.0885 + j 0.464$
	06		08	$j 6.0$	40	$0.0133 + j 0.580$
	07		09	$j 43.7$	41	$0.228 + j 1.465$
	08		20	$j 2.97$	42	$0.329 + j 0.212$
	09		21	$j 2.73$	43	$9.635 + j 2.84$
Z	00		22		44	$j 5.19$
	01	$j 2.0$	23	$0.266 + j 1.71$	45	$j 3.32$
	02	$j 6.0$	24	$0.4156 + j 1.82$	46	
	47		C _s 41		03	旭 (95.5%)
	48	$0.336 + j 1.50$	42		04	西相模(95.5%)
	49	$0.12 + j 0.26$	43		05	駿河(95.5%)
	60	$1.43 + j 6.4$	44		06	戸塚(95.5%)
	61	$j 23.5$	45		07	山梨(95.5%)
	62	$0.54 + j 2.43$	46		08	
	63	$0.053 + j 0.228$	47		09	
	64	$1.43 + j 6.4$	48		MT 00	
	65	$1.47 + j 4.8$	49		01	
	66	$1.47 + j 4.78$	C _z 00		02	
	67	$1.81 + j 7.88$	01		03	
	68	$1.01 + j 3.12$	02		04	
Z	69	$0.278 + j 0.875$	03		05	
Z'	00		04		G 10	
	01		05		11	
	02		C _L 01	京浜変電所	12	
	03		02	旭変電所	13	
	04		03	橋本変電所	14	
	05		04	山梨変電所	15	
	06		05	西相模変電所	16	
	07		06	駿河変電所	17	
	20		07	戸塚変電所	18	
	21		08		Z 10	$j 41.3$
	22		09		11	$j 6.0$
	23		C _L 06		12	$j 5.4$
	24		07		13	
	25		08		14	
	26		09		15	
	27		L 00		16	
G _s	00	$- j 4.88$	01		17	
	01	$- j 30.42$	02		18	
	02	$- j 0.243$	03		19	
	03	$- j 2.64$	04		30	$j 1.352$
	04	$- j 2.23$	05		31	$j 1.54$
	05	$- j 29.04$	06		32	
	06	$- j 2.765$	07		33	
	07	$- j 2.385$	08		34	

08	-j4.237	09		35	
09	-j4.53	20		36	
20	-j4.65	21		37	
21	-j4.87	22		38	
22	-j4.28	23		39	
23	-j0.12	24		50	
24	-j6.634	25		51	
25	-j6.137	26		52	
26	-j4.862	27		53	
27	-j3.18	28		54	
28	-j3.542	29		55	
29	-j0.706	AT 01	京 浜 (変数)	56	
40	-j0.243	02	橋 本 (変数)	57	0.156 + j0.985
Z 58		11		36	
59		12		37	
70	0.156 + j0.985	13		C _s 10	
71	j4.74	14		11	
72	j3.04	15		12	
73		16		13	
74	1.39 + j4.39	17		14	
75	2.06 + j5.94	30		15	
76	j5.0	31		16	
77	j2.5	32		17	
78		33		18	
79	0.0885 + j0.4	34			
Z' 10		35			

第3.10表 計算盤による電圧変化分

		京 浜		橋 本		旭	西相模
		LRC	S C	LRC	S C	S C	S C
山梨変電所 60KV 側		0.1	0.08	-0.12	0.08	0.02	0.04
橋本変電所 60KV 側		0.12	0.09	0.55	0.53	0.14	0.1
西相模変電所 60KV 側		0.23	0.1	0	(0.1)	0.04	0.83
駿河変電所 60KV 側		0.22	0.08	0	(0)	0.02	0.28
戸塚変電所 60KV 側		0.33	0.20	-0.07	0.20	0.13	0.14
旭 変 電 所 60KV 側		0.16	0.12	-0.005	0.07	0.27	0.06
横浜火力 140KV 側		—	—	-0.07	—	—	—
京浜変電所 140KV 側		0.33	0.20	-0.07	0.20	0.133	0.14

注 (i) LRC は1タップ操作 (ii) SC は10 MVA 操作 (iii) ()内は推定値

第3.11表 計算盤による無効電力変化分

		京 浜		橋 本		旭	西相模
		(1tap) LRC	(10MVA) S C	LRC	S C	S C	S C
京	Z 22 (バ ン ク)	12.5	6.6	0.92	-0.85	-1.17	-2.17
	Z 79 (戸 塚 線)	0	0	0	0	0	0
	Z 74 (田 代 幹 線)	2.3	1.3	-0.6	0.75	0.80	-4.7
	Z 41 (甲 南 線)	5.6	2.7	1.24	-1.0	-1.0	1.0
浜	Z 23 (浜 島 線)	4.8	2.9	0.42	-0.33	-1.1	1.6

旭	Z 24 (横浜火力線#2L)	-1.8	-1.1	0.84	-0.50	-0.9	-0.4
	Z 25 (横浜火力線#3L)	-5.5	-2.4	1.75	-1.3	-2.1	-0.9
	Z 26 (寺尾線)	0.4	0.8	-0.2	0.2	-6.0	0.27
	Z 42 (甲信幹線)	3.0	1.2	-3.1	23.3	-2.2	0.1
橋本	Z 43 (甲信里側)	2.6	1.6	4.2	-3.0	1.2	0.83
	Z 44 (橋本)	1.3	0.7	5.8	-4.0	0.6	0.50
	Z 48 (甲信山側)	-1.4	-0.7	1.3	-1.33	-0.6	-0.33
山梨	Z 60 (甲信山側)	-1.3	-0.6	1.2	-0.9	-0.5	-0.33
	Z 62 (")	-1.1	-0.5	1.1	-0.7	-0.5	-0.33
	Z 64 (塩尻)	-1.0	(-0.41)	0.95	-0.7	-0.4	-0.33
甲信中部	Z 65 (塩松線)	-0.66	(0.882)	0.3	(-0.18)	-0.11	0.65
	Z 66 (天龍東幹線)	-0.8	-0.5	0.1	(-0.084)	-0.18	-1.63
	Z 67 (")	-0.8	-0.5	0.1	(-0.084)	-0.18	-1.63
	Z 68 (田代幹線)	1.1	0.6	-0.4	(0.108)	0.22	1.53
	Z 69 (")	-1.9	-1.2	0.5	-0.2	-0.40	-3.5
田西相代模	Z 70 (西相模)	0.3	0.2	-0.1	0.5	0.4	-8.0
	Z 75 (田代幹線)	-0.4	(0.48)	0.2	(-0.086)	-0.2	-1.4
	Z 76 (駿河)	0.3	-	-	-	-	-

注 (i) LRC・1tap 操作時 (ii) SC・10MVA 操作 (iii) ()内の数字は推定値

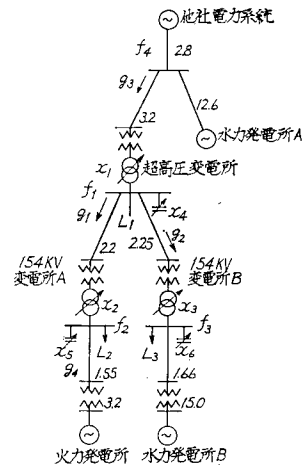
第3.12表 実測結果と計算盤の結果

(Tap ; 1tap 操作, SC ; 10MVA 操作)

操作対象 変電所及び線路名		京浜変電所		橋本変電所		旭変電所	西相模変電所
		L R C	S C	L R C	S C	S C	S C
電 圧 無 効 電 力	京浜変電所 140KV	0.45 0.33	0.24 0.2	-0.175 -0.07	0 0.20	0.13 0.133	0.13 0.14
	旭変電所 60KV	0.188 0.16	0.12 0.12	-0.15 -0.005	0 0.07	0.40 0.27	0.10 0.06
	橋本変電所 60KV	0.188 0.12	0.10 0.09	0.45 0.55	0.60 0.53	- 0.14	0 0.1
	西相模変電所 60KV	0.263 0.23	0.15 0.1	0 0	0 (0.11)	0 0.04	1.07 0.83
	駿河変電所 60KV	0.22 0.22	(0.02) 0.08	- 0	- (0)	- 0.02	- 0.28
	戸塚変電所 60KV	0.40 0.33	(0.10) 0.20	- -0.07	- 0.20	- 0.13	- 0.14
	東京南線	5.75 -	-2.0 -	1.25 -	0 -	(-1.0) -	(-1.2) -
	東京西線	10.38 -	-2.0 -	(0) -	-2.0 -	0.4 0.80	(-1.0) -
	京浜側田代幹線	3.0 2.3	1.0 1.3	-0.625 -0.6	0 0.7	-1.6 -1.0	-4.4 -4.7
	甲南線	67.5 5.6	3.0 2.7	1.25 1.24	-1.7 -1.0	-2.0 -1.1	-1.2 1.0
京浜側浜島線	5.75 4.8	2.4 2.9	0.50 0.42	0 -0.33	-0.7 -0.9	1.0 1.6	

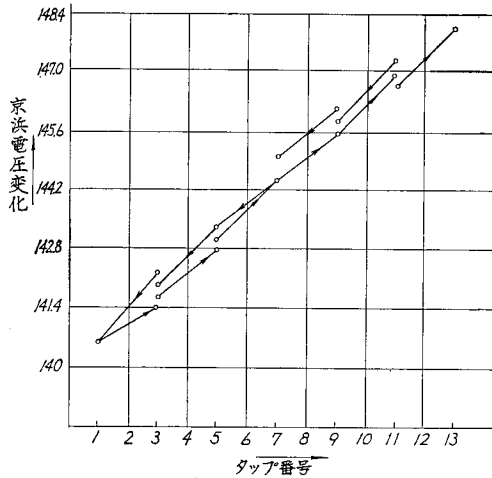
横浜火力#2号	-1.88 -1.8	-0.8 -1.1	1.0 0.84	0 -0.50	-2.0 -2.1	-0.6 -0.4
横浜火力#3, 4号	-6.0 -5.5	-2.7 -2.4	3.5 1.75	0 -1.3	(-2.3) -2.2	-1.4 -0.9
旭側甲信幹線	4.0 3.0	2.2 1.2	-2.38 -3.1	2.7 2.33	0 0.4	(1.8) 0.1
西相模	0.75 0.30	0.25 0.2	0 -0.1	0 0.5		-6.0 -8.0

- 注 (1) LRC 1tap, SC 10MVA 操作に対する電圧変化は%, 無効電力潮流の変化分は MVar.
 (2) 上段の数値は実測値, 下段の数値は交流計算盤の結果を示す。
 (3) ()内の数字は推定値を示す。

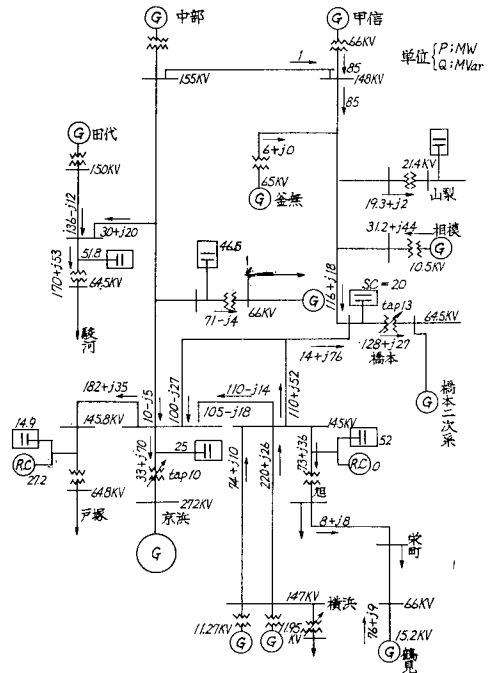


第3.12図 小規模モデル系統

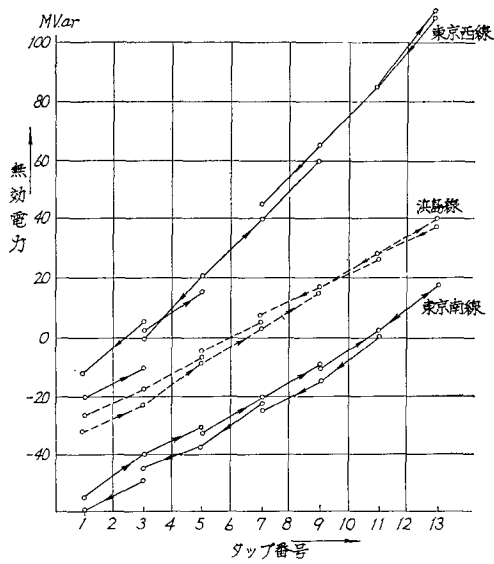
(图中の数値は 100MVA ベースのパーセントリアクタンス)



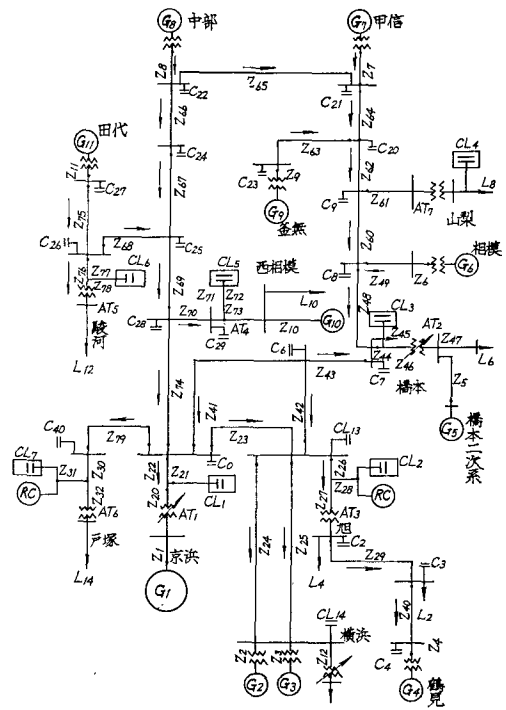
第3.14図 京浜変電所 140kV 側母線電圧
(京浜変電所 LRC 操作時)



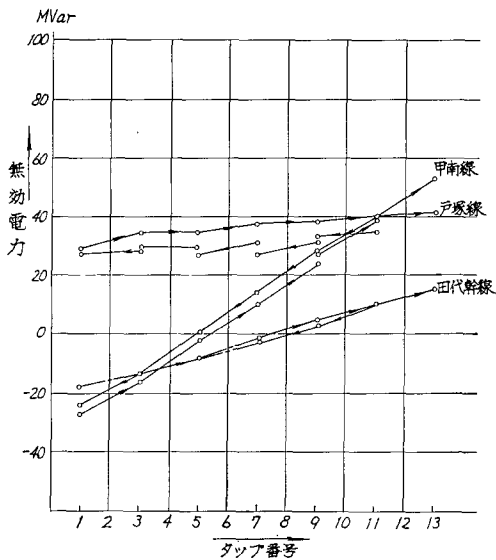
第3.13図 京浜二次系, 系統特性定数試験時
潮流 (昭和38年6月17日午後2時)



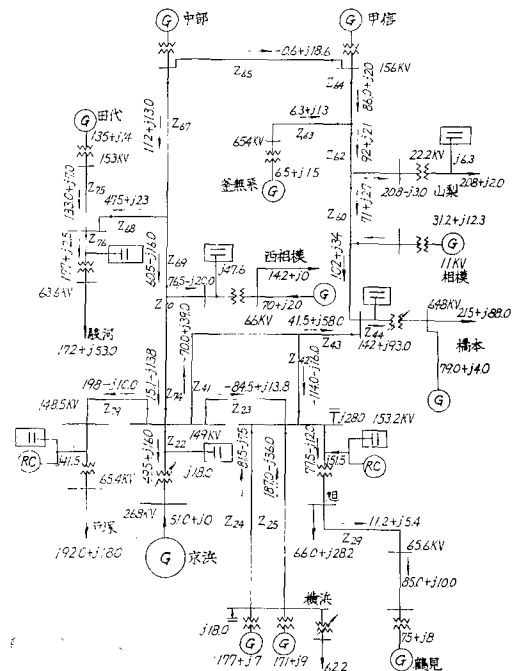
第3.15図 京浜変電所における送電線無効電力 (京浜 LRC 操作時)



第3.17図 京浜二次系交流計算 set up map および潮流方向



第3.16図 京浜変電所における送電線無効電力 (京浜 LRC 操作時)



第3.18図 重負荷時基本潮流