長距離くし形系統における内部共振の物理的原因

正員 垣本直人 (京都大)

学生員 水口天平 (京都大)

正員 杉原弘章 (中国電力)

Physical Cause of Autoparametric Resonance in Longitudinal Power System

Naoto Kakimoto, Member, Tenpei Mizuguchi, Student Member (Kyoto University), Hiroaki Sugihara, Member (Cyugoku Electric Power Co.)

There is a possibility that a low-frequency oscillation gets unstable due to autoparametric resonance in a longitudinal power system. This paper clarifies that the physical cause of the resonance is load. First, we superimpose two oscillation modes, and examine changes in voltage and consumed power at load buses. The changes in consumed power almost directly lead to changes in generator output, and change the force applied to the low-frequency oscillation. Next, we show through simulations and the Mathieu diagram that the strength of the resonance conspicuously changes with quantity of load. Furthermore, the quantity of allowable load is inversely proportional to the length of system, and does not depend on the number of generators. Namely, the length of system automatically determines the quantity of allowable load. The length of system is essentially an electrical distance related with reactance of transmission line. Lastly, we show that construction of a new system with same capacity as existing one is equivalent to electrically halving its length. On the other hand, if we divide a system into two short subsystems, then each subsystem can carry double load, and the system can carry quadruple load in all.

キーワード：長距離くし形系統，長周期動揺，内部共振，負荷，系統強化

1. ま え が き

我が国の電力需要は年々増加しており，1994年7月における最大電力は電力9社で，16400万kWである⁽¹⁾。年間の伸び率を3.5%と予想すれば，20年後には現在の2倍に達する。将来の需要増加に対応するためには，電源や送電線を新設し，電力系統を拡充していく必要がある⁽²⁾。系統の拡充計画においては，系統の安定性，短絡容量，経済性などが重要な検討項目となる。安定性としては従来より過渡，動態，電圧，周波数安定性などが知られているが，新たに餘利野，田村らにより内部共振の可能性が指摘されている^{(3)~(8)}。

内部共振とは系統事故などある程度の大きさをもつ擾乱に対し，動揺方程式に含まれる非線形性のために，動揺モード間に相互作用が生じ，ある動揺モードが他のモードにより励振されて振幅が増大し不安定になる現象である。ただ，発電機の制動によりすぐに減衰するものと考えられていたが⁽⁷⁾⁽⁸⁾，最近，60 Hz 中西系統のような長距離くし形系統では，内部共振が自然なかたちで起こりうる事が示された⁽⁹⁾。共振は，最も周期の長い動揺モードと次のモー

ドとの間で生ずる。系統規模が大きくなるほど共振は強くなり，たとえ制動があってもある時点で長周期動揺が発散するようになる。現在，中西系統の最大電力は全体の56%にあたる約9200万kWであり，今後の需要増加に伴い，内部共振が顕在化する可能性がある。従って，系統拡充にあたっては，需要電力と内部共振の関係を明らかにしておく必要がある。

内部共振は，前述のように二つのモード間の相互作用によるものである。しかし，この相互作用がなぜ生じるかについてはまだ明らかになっていない。餘利野らは軽負荷時と重負荷時におけるシミュレーションから内部共振の強さを調べている⁽⁷⁾。重負荷時に強い共振がみられることから，内部共振が負荷と密接に結び付いていることは明らかである。本論文では，負荷と内部共振のかかわりを明らかにするため，まず二つのモードを重畳したときの負荷母線の電圧と消費電力を調べる。次に，消費電力の変化がほぼそのまま発電機出力の変化となって表れ，長周期動揺に作用する力を変えること，すなわち相互作用の直接的原因となることを示す。更に，負荷量を変えてシミュレーションを行い，負荷量により共振の強さが大きく変わることを

確認するとともに、マッシュー線図上の位置から共振の強さを把握する⁽¹⁰⁾。また、その位置が事故により励起されるモードの振幅と相互作用の強さにどの程度依存するかを調べる。次に、系統が供給しうる負荷量は系統の長さにはほぼ反比例することを示す。また、その特性は系統につながる発電機数によらず同じであり、くし形系統では系統の長さが決まれば供給可能な負荷量が自動的に決まることを示す。系統の長さは500 kV 送電線を基準としたものであり、本質的には送電線のリアクタンスにより決まる電氣的距離が重要である。よって、回線数を増したり、直列コンデンサを挿入すれば、系統の長さを等価的に短くすることが可能である⁽²⁾。一方、系統を二つに分割して短くすれば、各部分系統は2倍の負荷量に耐え、全体では4倍の負荷量に耐えることができる。系統間の電力融通には直流による連系が必要となるが^{(11)~(13)}、これらの点についても考察を行う。

以下、第2章では対象系統の説明を行い、系統にみられる内部共振について概要を説明する。第3章では、モード間の相互作用がなぜ生ずるかについて考察を行う。続いて第4章では系統容量と系統の長さの関係を明らかにするとともに、系統の構成について考察する。また、輸送能力についても検討する。

2. 現象の概要⁽⁹⁾

〈2・1〉 対象系統 図1に対象とするくし形系統を示す。基幹は長さ l の500 kV 連系線からなり、これに発電機が変圧器と連絡線(100 km)を介して接続されている。発電機はすべて同じ容量とし、定格出力 G で運転する。発電機の出力は変圧器高圧側で負荷に消費させる。定常状態における母線電圧はすべて500 kV である。発電機、変圧器、送電線の定数は表1のように与える。発電機の数

図1 くし形系統

Fig. 1. Longitudinal power system.

表1 系統の定数(1,000 MVA ベース)

Table 1. System parameters(1,000MVA base).

項目	値(pu)
発電機定格出力	G
d 軸同期リアクタンス x_d	$1.70/G$
q 軸同期リアクタンス x_q	$1.70/G$
d 軸過渡リアクタンス x_d'	$0.35/G$
慣性定数 M	$7s \times G$
変圧器リアクタンス x_t	$0.14/G$
送電線リアクタンス x_l	$0.134/\text{cct}/100 \text{ km}$
送電線サセプタンス y_c	$0.110/\text{cct}/100 \text{ km}$

m とすれば、系統の長さ L と総発電(負荷)量 S は次式により表される。

$$L=(m-1)l, \quad S=mG \quad \dots\dots\dots (1)$$

〈2・2〉 系統表現 発電機は同期機であり、その動きは次式により記述される。

$$m_i \frac{d^2 \delta_i}{dt^2} + d_i \frac{d \delta_i}{dt} + P_{ei} = P_{mi} \quad \dots\dots\dots (2)$$

$$v_{di} = x_{qi} i_{qi} \quad \dots\dots\dots (3)$$

$$v_{qi} = E'_{qi} - x'_{di} i_{di} \quad \dots\dots\dots (4)$$

$$P_{ei} = v_{di} i_{di} + v_{qi} i_{qi} \quad \dots\dots\dots (5)$$

($i=1, \dots, m$)

ただし、各発電機 i について、 m_i : 慣性定数、 δ_i : 回転子角、 d_i : 制動係数、 P_{ei} : 電氣的出力、 P_{mi} : 機械的入力、 E'_{qi} : q 軸内部電圧、 i_{di} , i_{qi} : d , q 軸電機子電流、 v_{di} , v_{qi} : d , q 軸端子電圧、 x_{di} , x'_{di} : d 軸同期、過渡リアクタンス

内部電圧 E'_{qi} は電機子反作用、自動電圧調整器(AVR)、系統安定化装置(PSS)により変化し、内部共振の強さに影響を及ぼす⁽⁹⁾。しかし、ここでは系統の負荷や長さや内部共振の関係を明らかにするため、 E'_{qi} を一定として解析する。また、制動係数 d_i も同じ理由から0とし、調速機や回転子の制動巻線は考慮しない。負荷は定アドミタンスとして扱い、回路アドミタンスに組み込む。また、送電線の抵抗は無視する。

〈2・3〉 内部共振 図1の系統には発電機と同数の固有動揺モードが存在する。周期の長いモードから順にモード1, モード2, ... と呼ぶことにする。ただし、固有値 $\lambda = 0 + j0$ に対応する系全体の平行移動はモード m とする。図2は18機系統におけるモード1と2の固有ベクトル ξ_1 , ξ_2 を発電機 i ごとに示したものである。つまり、

$$\xi_i = (a_{ij}) \quad (i=1, \dots, m) \quad \dots\dots\dots (6)$$

ただし、 $G=1 \text{ pu}$, $l=100 \text{ km}$ とし、固有ベクトルは最大の絶対値をもつ要素が1となるよう規格化してある。モード1, 2の角周波数 ω_1 , ω_2 はそれぞれ3.699, 6.297 rad/s である。モード1では、系統は左右に分かれて動揺し、モード2では中央と両端が逆方向に動揺する。

図2 モードの形
Fig. 2. Mode shape.

各モードの動きは次のモード方程式により記述される。

$$\frac{d^2 x}{dt^2} = -f(x) \quad \dots\dots\dots (7)$$

上式は、動揺方程式(2)に正規座標変換

$$x = U^{-1} \Delta \delta \quad \dots\dots\dots (8)$$

を施すことにより得られる。ただし、 U は固有ベクトルからなるモード行列 $U = (\xi_1, \xi_2, \dots, \xi_m)$ であり、 Δ は定常状態からの変化量である。また

$$\begin{aligned} x &= (x_i), \delta = (\delta_i) \\ f &= (f_i) \equiv U^{-1} M^{-1} (P_e - P_m) \\ M &= \text{diag}(m_i) \\ P_e &= (P_{ei}), P_m = (P_{mi}) \end{aligned}$$

図3にモード1に作用する力 f_1 の形を示す。ただし、 x_2 をパラメータとする。定常状態では $P_e = P_m$ であり、 $f(0) = 0$ が成り立つ。原点で f を線形化すると、(7)式は

$$\frac{d^2 x_i}{dt^2} = -\bar{\omega}_i^2 x_i \quad (i=1, \dots, m) \quad \dots\dots\dots (9)$$

となる。 $\bar{\omega}_i^2$ は f_i の原点における傾きであり、 $\bar{\omega}_i$ はモード i の角周波数になる。すなわち、

$$x_i = r_i \cos(\bar{\omega}_i t + \theta_i) \quad \dots\dots\dots (10)$$

ただし、 r_i : モードの振幅、 θ_i : 初期位相

しかし、図3から明らかなように f_1 は x_1 の非線形な関数

図3 関数 f の形
Fig. 3. Shape of function f .

図4 内部共振
Fig. 4. Autoparametric resonance.

であり、かつ f_1 の傾きは x_2 により変化する。そのため、モードの振幅は一定とはならず時間とともに変化する。すなわち、モード1と2の間には相互作用が存在しており、内部共振はこの相互作用によって生ずる。

図4に、18機系統の母線2に三相短絡故障が生じ、0.13秒後に故障を除去したときのモード1と2の振幅の時間変化を示す。ただし、除去後は故障前の系統状態に戻すものとする。モード1の振幅は故障除去時(0.13秒)には0.733 puである。発電機の制動係数 d_i を0としているため、除去後はそのまま一定となるはずであるが、モード間の相互作用によりモード1,2とも増減を繰り返す。0.14秒で除去すると振幅は更に大きくなり、故障発生後11秒あたりでいくつかの発電機が脱調する。以上が内部共振といわれる現象である。なお、内部共振は母線2の故障において最も顕著にみられる。これは故障により励起されるモード1および2の振幅が大きいためである。

3. 負荷と内部共振の関係

〈3・1〉 内部共振の物理的原因 図3の相互作用が内部共振の発生にどのように関わっているかは既に明らかになっている⁽⁹⁾。しかし、モード1,2間になぜそのような相互作用が存在するかはまだ不明である。本節ではこの点を明らかにする。

正規座標 $x = (x_i)$ が与えられると、各発電機の回転子角 δ_i は次式により表される。

$$\delta_i = \delta_i^0 + \sum_{j=1}^m x_j a_{ij} \quad (x=1, \dots, m) \quad \dots\dots\dots (11)$$

ただし、 δ_i^0 : 定常状態における回転子角の値

定常状態では、前述のようにすべての母線電圧は1.0 puである。そこで、モード1,2の下における負荷母線1,3,5,...,34の電圧を調べる。このとき、

$$\delta_i = \delta_i^0 + x_1 a_{i1} + x_2 a_{i2} \quad (i=1, \dots, m) \quad \dots\dots\dots (12)$$

ただし、 $x_1 = 1, x_2 = -0.2, 0, 0.2$

まず、モード1のみのとき($x_2 = 0$)は、図5(a)に実線で示すように、系統のほぼ中央で電圧が最も下がり、左右の比較では左のほうが若干下がりぎみになる。次に(12)式によりモード2を重ねると、 $x_2 = 0.2$ では左が上がり、右が下がる。逆に、 $x_2 = -0.2$ では、左が下がり、右が上がる結果となる。このような電圧変化が生ずる理由は、モード1にモード2($x_2 = 0.2$)を重ねると、図2に破線で示すように、系統の左では発電機間の位相の開きが小さく、右では逆に大きくなるためである。

本論文では、負荷をアドミタンスとして表現しているため、電圧の変化は負荷における消費電力の変化となって表れる。図5(b)に負荷母線における消費電力を示す。ただし、 $x_1 = 1, x_2 = -0.2, 0, 0.2$ 。比較のため、負荷を発電機定格出力の50%にしたときの結果も示す。モード1のみ(実線)のときは、いずれの母線でも消費電力が定常状態より下がるため、系統内の発電機は全体的に加速される。次に $x_2 = 0.2$ とすると、系統中央より左の母線では負

(a) 母線電圧

(b) 消費電力

(c) 発電機出力

図 5 内部共振の物理的原因

Fig. 5. Physical cause of autoparametric resonance.

荷の消費電力が増し、右の母線では減る。 $x_2 = -0.2$ とすれば、全く逆の結果になる。一方、図1の系統では、発電機と負荷は一対一に対応しており、上記のような消費電力の変化はそのまま発電機の出力に反映されると考えられる。

そこで発電機の出力を調べると、図5(c)のような結果が得られる。ただし、出力のうち、モード1とモード m 以外のモードに関する成分は除く。図から、負荷の消費電力の変化にほぼ対応するかたちで、発電機の出力が変化していることがわかる。すなわち、 $x_2 = 0.2$ では消費電力と

図 6 負荷量と内部共振の関係

Fig. 6. Relation between quantity of load and autoparametric resonance.

同様、系統の左側で出力が増し、右側で出力が減少している。モード1の形と出力の変化から、より強い力がモード1に作用することは明らかである。すなわち、 $x_2 = 0.2$ とすれば、図3における関数 f_1 の傾きは大きくなる。一方、 $x_2 = -0.2$ では、出力は逆の変化を示し、 f_1 の傾きは小さくなる。

以上により、モード1,2間の相互作用は、電圧変化による負荷の消費電力の変化によって生ずることが明らかとなった。なお、負荷の量を50%に減らすと、 x_2 による消費電力および発電機出力の変化は小さくなる。そのため、モード1,2間の相互作用は小さくなる。

〈3・2〉 負荷量と内部共振の関係 前節の検討より、負荷の量が内部共振の強さに影響を及ぼすであろうことが予想される。図6は、図4とおなじ18機系統の母線2における三相短絡故障時のモード1の変化である。故障除去時間は0.13秒とする。負荷量をパラメータとしており、すべての負荷を一律に変化させる。発電機の出力も負荷量に応じて変える。負荷量が1puのときを基準にすると、負荷量が小さくなるにつれて共振は急速に弱くなっていく。負荷量50%では、モード1の振幅はほぼ一定に保たれる。逆に、負荷量を110%にするとモード1は発散する。これより、内部共振の強さは負荷量に大きく依存することがわかる。

共振の強さはマシュ線図上の位置から判断することができる。図3の f_1 を原点において直線で近似すると、その傾きは x_2 により変化する。すなわち、

$$f_1 = (\tilde{\omega}_1^2 + b_1 x_2) x_1 \quad \cdots \cdots \cdots (13)$$

となる。ただし、 b_1 は x_2 による傾きの変化の割合を示す係数である。いま、 x_2 が(10)式のように振幅 r_2 、角周波数 $\tilde{\omega}_2$ で振動するとする。ただし、 $\theta_2 = 0$ 。このとき(7)式から、 x_1 の時間変化は次式により記述される。

$$\frac{d^2 x_1}{dt^2} + (\tilde{\omega}_1^2 + b_1 r_2 \cos \tilde{\omega}_2 t) x_1 = 0 \quad \cdots \cdots \cdots (14)$$

上式はマシュ方程式と呼ばれ、その解は係数により安定解と不安定解に分かれる。図7のマシュ線図に安定な領域

域と不安定領域を示す。ただし、

$$\delta = \left(\frac{\tilde{\omega}_1}{\tilde{\omega}_2} \right)^2, \quad \varepsilon = \frac{b_1 r_2}{\tilde{\omega}_2^2} \quad \dots\dots\dots (15)$$

である。図の作成方法については文献(10)を参照されたい。図中の点は、図6のケースと対応している。負荷量の変化により、 (δ, ε) の位置は連続的に移動していく。負荷量が100%以下では安定な領域にある。しかし、110%以上では不安定領域にあり、図6のように解は発散する。負荷量が小さくなると、 ε は急速に小さくなっていく。負荷量0 puでは $\varepsilon=0$ であり、共振は全く生じない。負荷量10~30%で ε の値が負になるが、符号はあまり意味がない。位置の移動が滑らかになるよう、モード2の位相を180°ずらしたためである。

以上のように、負荷量を小さくすると (δ, ε) はマシュー線図上の安定な地点へと移動する。この中で、 ε は共振の強さを表す量であるが、その値は(15)式から $b_1, r_2, \tilde{\omega}_2$ によって決まる。次に、これらの量が ε の変化にどのように関わっているかを調べる。図8に負荷量による $b_1, r_2, \tilde{\omega}_2$ の変化を示す。負荷量が100%と50%のときを比較する。まず、 ε の比は0.096である。これに対し、 $b_1, r_2, \tilde{\omega}_2$ の比はそれぞれ0.17, 0.54, 0.99であり、 b_1 の変化が最も顕著である。 b_1 はモード1と2の相互作用の強さを表す係数であるが、 ε の変化に大きく寄与している。な

図7 マシュー線図
Fig. 7. Mathieu diagram.

図8 $b_1, r_2, \tilde{\omega}_2$ の変化
Fig. 8. Variation of $b_1, r_2, \tilde{\omega}_2$.

お、負荷量0%で b_1 の値が0となるのは、負荷がなければ電圧による消費電力の変化が起きないことから当然の結果である。

4. 内部共振に対する系統強化

前章の考察により、内部共振の物理的原因は負荷であり、負荷量とともに共振が強くなることが明らかとなった。本章では、将来の需要増加に対する系統強化という観点から、系統の長さや内部共振の関係について検討を行う。

4・1> 系統の長さや内部共振

図4から明らかなように、故障の除去が遅れると内部共振によって動揺が大きくなり、ある時点でいくつかの発電機が脱調する。図9に、18機系統における連系線の長さ l と臨界故障除去時間の関係を示す。 $l=100$ kmを基準とすると、故障は母線2の三相短絡故障である。送電線が長くなると急速に臨界除去時間は短くなり、 $l=125$ kmあたりで遮断器の動作時間0.07秒に達する。これ以上、送電線が長くなると、系統は不安定となる。逆に、送電線を短くすると臨界除去時間は長くなり、系統はより安定になっていく。系統の総負荷量は18 puであるが、送電線を短くすればより多くの負荷に対して系統を安定にすることが可能と考えられる。なお、故障除去を遅らせると、除去時の動揺が大きくなり、第一波で発電機が脱調するようになる。図には、比較のために、第一波脱調に対する臨界遮断時間も示している。当然のことながら内部共振のほうが厳しい結果を与える。

そこで、系統の総負荷量 S を変えたとき、内部共振に対して安定な系統の長さ L を求めた結果を図10に示す。故障は母線2における三相短絡、遮断時間は0.07秒とする。 S および L の定義は(1)式により、 $S=mG$ 、 $L=(m-1)l$ とする。 S は発電機の実出力 G により、 L は連系線の長さ l により変える。発電機の台数 m はパラメータとする。例えば、 $m=10$ のとき、 $G=1$ puとすれば、総負荷量 S は10 pu、すなわち、1000万kWである。この

図9 送電線の長さや内部共振の関係
Fig. 9. Relation between length of transmission line and autoparametric resonance.

図 10 システムの長さとの関係

Fig. 10. Relation between length of system and quantity of load.

とき、許容するシステムの長さ L は約 3,640 km となる。発電機数が異なると、例えば $m=20$ では、同じ総負荷量に対する G は 0.5 pu で $1/2$ になる。しかし、図には $m=10, 15, 20$ の 3 通りの結果を実線で示しているが、総負荷量と同じならば、許容するシステムの長さはほとんど変わらない。すなわち、図 1 のシステム構成では、総負荷量が決まれば安定なシステムの長さは発電機数にかかわらず決まってしまうことがわかる。逆にいえば、システムの長さが決まれば、そのシステムが供給する総負荷量が決まることになる。

更に、システムの長さは総負荷量にほぼ反比例して小さくなっている。図中の破線は、連系線だけでなくすべての送電線の長さを一律に変化させて求めた結果である。ただし、発電機の台数 m を変えても結果はほとんど同じであるため、 $m=10$ とした。このとき、総負荷量と長さはほぼ完全に反比例している。すなわち、

$$L = \frac{C}{S} \dots\dots\dots (16)$$

ただし、 C は定数であり、図より求めると $C=4.266 \times 10^4$ となる。連系線の長さのみを変えたときは、わずかに変化がゆるやかであるが、ほぼ上式に従うものと考えて差し支えない。従って、総負荷量に反比例してシステムを短くしなければならない。現在の中西システムに相当する 9200 万 kW を供給するには、システムの長さは約 500 km でなければならない。この値は実際よりも短くなっているが、一方、内部共振には発電機の AVR や制動の影響が大きいことが知られている。それらを考慮すれば、もう少し長いシステムでも安定になると考えられる⁽⁹⁾。しかし、それらの影響を定性的および定量的に理解するためには更に検討を重ねる必要がある、その報告は別の機会に譲る。

図 11 は、システムの左端から右端へ電力を輸送しているときの、総負荷量 S と安定なシステムの長さ L の関係を示す。ただし、 $m=10$ 。輸送量は 1, 2, 3 pu とした。輸送は、発電機 G_1 の負荷を輸送量だけ減らし、発電機 G_m の負荷を同量増すことにより行う。総負荷量が少なければ長距離のシステムでも安定であるが、輸送量が増すにつれて距離を急

図 11 システムの長さとの関係

Fig. 11. Relation between length of system and quantity of transport.

(a) システムの新設

(b) システムの分割

図 12 システムの強化

Fig. 12. Enhancement of system.

速に短くしなければならない。例えば、総負荷量 40 pu のシステムで 3 pu を輸送するには、システムの長さを 1,000 km から 700 km にしなければならない。これに対し、総負荷量が大いくなると、輸送量 0 pu におけるシステムの長さそのものは短くしなければならないが、輸送量による長さの変化も小さくなる。以上より、長距離のシステムは総負荷量および輸送量の両面で不利といえる。

〈4・2〉 システムの強化について 図 10 により、システムの長さとの供給する総負荷量がほぼ反比例の関係にあることが明らかになった。本節では、この関係を基にして、需要増加に伴うシステムの強化について考察を行う。

例えば、総負荷量が 2 倍になるとする。ただし、現在の総負荷量はシステムの長さに対して限界に達しているとする。このとき、負荷の増加に対応する最も単純な方法は、図 12(a) のように現在あるシステムと同じものを新設することである。既存のシステムと合わせれば、供給可能な負荷量は 2 倍になる。そこで、両者を重ね合せ（並行し）て一つのシステムとみなすと、送電線や変圧器のリアクタンスは半分になり、発電機の容量は 2 倍になる。リアクタンスを半分にすることは送電線の長さを半分にする 것과等価である。つまり、新規にシステムを作ることは、システムの長さを半分にすることによって供給可能な負荷量を 2 倍にすることと等価で

あり、図10の示すところと一致する。基幹系統の2重化、UHV送電の導入、直列コンデンサの挿入などは、系統を等価的に短くする方法である。

もう一つの方法は、図12(b)のように系統を二つに分割することである。このようにすれば、各系統の長さは物理的に半分になり、供給可能な負荷量はそれぞれ2倍になる。全体としては、4倍の負荷に供給することが可能になる。従って、系統がある程度大きくなった時点で系統を二つに分割することも一つの有力な方法ではないかと思われる。この方法では、基幹送電線を新設する必要はない。ただし、系統間の電力融通には直流による連系が必要である⁽¹³⁾。しかし、415 kmの500 kV送電線新設と250万kWのBTB直流連系がほぼ経済的にバランスすることから、415 kmを超えるくし形系統の分割は経済的に有利であると考えられる⁽¹¹⁾。

5. ま と め

本論文では、長距離くし形系統の内部共振における負荷の役割を解明するとともに、系統の長さや負荷量の関係、および負荷増加に対する系統の強化方法について検討した。以下に得られた結果をまとめる。

(1) 内部共振はモード1と2の相互作用によって生ずるが、電圧変化による負荷の消費電力の変化が相互作用の直接の原因であることを明らかにした。

(3) 次に、負荷量により内部共振の強度が大きく変化することを示し、マシユー線図上の位置で確認するとともに、負荷量による相互作用の変化がその主たる原因であることを示した。

(3) 更に、負荷量により許容しうる系統の長さが決まり、互いに反比例の関係にあること、および発電機数にはよらないことを明らかにした。

(4) 最後に、将来の負荷増加に伴う系統の強化について考察し、系統の新設のほかに、系統を分割することも有効な手段であることを示した。

なお、本論文では発電機のAVRや制動は考慮しなかったが、系統の強化とともに内部共振に対して有効であると考えられる。今後、それらの効果について検討していく予定である。

(平成7年4月3日受付、同7年8月21日再受付)

文 献

- (1) 電気評論, 79, 82(平6-9)
- (2) 関根・林:「広域・大電力送電のための“連系強化技術開発”

—プロジェクトの概要とこれまでの成果—, 電学論 B, 114, 955(平6-10)

- (3) 餘利野・森・田村:「電力系統安定度とパラメータ共振の関係について」, 同上 B, 105, 15(昭60-1)
- (4) 餘利野, 他:「電力系統におけるパラメータ共振について」, 同上 B, 105, 805(昭60-10)
- (5) 餘利野・田村:「電力系統におけるパラメータ共振の分類と特徴抽出」, 同上 B, 106, 503(昭61-6)
- (6) 佐竹・田村・餘利野:「電力系統におけるパラメータ共振の実験的確認」, 同上 B, 108, 81(昭63-2)
- (7) 餘利野・田村・佐々木:「電力系統における内部形パラメータ共振とその解析手法について」, 同上 B, 108, 321(昭63-7)
- (8) 富山・中西・田村:「アナログ型電力系統シミュレータによる内部型パラメータ共振の発生確認および計測技術の検討」, 同上 B, 113, 1274(平5-11)
- (9) 垣本, 他:「長距離くし形系統の内部共振による長周期動揺不安定性」, 同上 B, 115, 219(平7-3)
- (10) D. E. Newland:「機械振動の解析と計算(平4)オーム社
- (11) 吉田・町田・上之菌:「直流系による交流系統の分割効果」, 電中研報告, 176008(昭51-9)
- (12) 電中研 UHV 送電特別委員会報告:「UHV 直流送電に関する研究」, Z 85802, 109(昭60)
- (13) 直流送電適用技術調査専門委員会:「直流送電の現況と適用技術」, 電気学会技報(II部), No. 346(平2)

垣 本 直 人 (正員) 1952年7月26日生。1980年3月京都大学大学院工学研究科電気工学専攻博士課程修了。同年4月広島大学工学部助手。1986年4月京都大学工学部講師, 現在に至る。主として, 電力系統の安定性に関する研究に従事。工学博士。IEEE 会員。

水 口 天 平 (学生員) 1970年7月25日生。1994年3月京都大学工学部電気工学科卒業。同年4月同大学大学院工学研究科電気工学専攻修士課程進学, 現在に至る。電力系統の安定性に関する研究に従事。

杉 原 弘 章 (正員) 1957年1月9日生。1981年3月京都大学工学部電気工学科卒業。同年4月中国電力(株)入社。同社技術研究センター所属。電力系統関係の研究業務に従事。