Zustandserfassung und Netzsicherheit bei der Führung von Energienetzen

Autor(en): **Handschin, E.**

Objekttyp: **Article**

Zeitschrift: **Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins, des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen = Bulletin de l'Association Suisse des Electriciens, de l'Association des Entreprises électriques suisses**

Band (Jahr): **66 (1975)**

Heft 20

PDF erstellt am: **29.05.2024**

Persistenter Link: https://doi.org/10.5169/seals-915315

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Inhalten der Zeitschriften. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern.
Die auf der Plattform e-periodica veröffentlichten Dokumente stehen für nicht-kommerzielle Zwecke in Lehre und Forschung sowie für die private Nutzung frei zur Verfügung. Einzelne Dateien oder Ausdrucke aus diesem Angebot können zusammen mit diesen Nutzungsbedingungen und den korrekten Herkunftsbezeichnungen weitergegeben werden.
Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Die systematische Speicherung von Teilen des elektronischen Angebots auf anderen Servern bedarf ebenfalls des schriftlichen Einverständnisses der Rechteinhaber.

Haftungsausschluss

Alle Angaben erfolgen ohne Gewähr für Vollständigkeit oder Richtigkeit. Es wird keine Haftung übernommen für Schäden durch die Verwendung von Informationen aus diesem Online-Angebot oder durch das Fehlen von Informationen. Dies gilt auch für Inhalte Dritter, die über dieses Angebot zugänglich sind.

Ein Dienst der *ETH-Bibliothek*
ETH Zürich, Rämistrasse 101, 8092 Zürich, Schweiz, www.library.ethz.ch

http://www.e-periodica.ch

Zustandserfassung und Netzsicherheit bei der Führung von Energienetzen

Von E. Handschin

681.3.01 : 621.311.1-192

Die zentrale Überwachung und Führung von elektrischen Energieversorgungsnetzen benötigt eine systematische Datenerfassung und -verarbeitung, um jederzeit einen vollständigen und zuverlässigen Überblick über den aktuellen Betriebszustand zu haben. Mit Hilfe von Estimationsverfahren ist es heute möglich, diese Forderung zu erfüllen. In der vorliegenden Arbeit wird gezeigt, wie sich eine optimale Messgeräte-Konfiguration erstellen lässt, damit auch bei Auftreten schlechter Messwerte die Datenerfassung zuverlässig durchgeführt werden kann. Eine wichtige Anwendung der mit Hilfe eines Estimationsverfahrens erstellten Datenbank ist die Überwachung der Netzsicherheit bezüglich der Versorgungskontinuität. Aufbauend auf der Datenbank kann das Betriebspersonal mit Hilfe eines interaktiven Rechnersystemes die für die Führung von Energieversorgungsnetzen notwendigen Entscheidungsgrundlagen rasch und gezielt erarbeiten.

La surveillance et la conduite centralisées de réseaux de distribution d'énergie électrique nécessitent un collationnement et un traitement systématiques des données, afin de disposer en tout temps d'un aperçu complet et sûr de l'état de service momentané. Par des procédés d'estimation, cette exigence peut maintenant être satisfaite. L'auteur montre comment il est possible d'établir une configuration optimale d'appareils de mesure pour grouper avec sûreté les valeurs de mesure, même si certaines de celles-ci sont mauvaises. Une application importante de la banque de données établie par un procédé d'estimation est la surveillance de la continuité de la distribution d'énergie par le réseau. En se basant sur ces données, le personnel d'exploitation peut prendre rapidement et intelligemment les décisions nécessaires pour la conduite de réseaux de distribution d'énergie électrique, à l'aide d'un système de calculateurs interactifs.

1. Einleitung

Die hierarchische Gliederung der Überwachungs- und Führungsaufgaben für den wirtschaftlichen und sicheren Betrieb von Energieversorgungssystemen ist dadurch gekennzeichnet, dass die Betriebsführung von einer zentralen Netzleitstelle aus erfolgt. Die grosse Anzahl von Informationen und Befehlen bedingt, dass die sehr komplexen Aufgaben in der zentralen Netzstelle in zunehmendem Masse von einem Rechnersystem übernommen werden. Dabei lassen sich fünf grosse Aufgabenbereiche unterscheiden:

1. Datenerfassung, -verarbeitung und -anzeige
2. On-line Überwachungs- und -Führungsaufgaben (z. B. wirtschaftliche Lastverteilung, Sicherheitsüberwachung)
3. Off-line Probleme (z. B. Unterhaltsplanung, Lastprognose)
4. Organisation der Datenbank
5. Eine auf die Bedürfnisse des Bedienungspersonals optimal abgestimmte Schnittstelle zwischen Mensch und Rechner

In der vorliegenden Arbeit wird zunächst die Frage untersucht, wie durch ein systematisches Datenverarbeitungsverfahren (State Estimation) die Datenbank aufgebaut werden kann. Danach wird das Problem der optimalen Messgeräteplazierung untersucht, indem abgeklärt wird, welche Grössen wo gemessen werden müssen, um eine möglichst zuverlässige und vollständige Datenbank zu erhalten. Schliesslich wird noch auf die Anwendung der Estimation bezüglich der Netzsicherheit eingegangen.

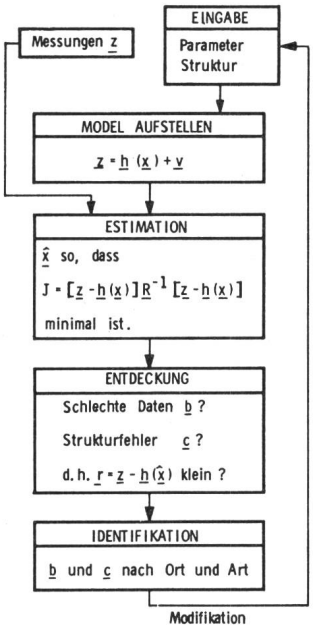

Fig. 1
Aufbau des Estimationsverfahrens

2. On-line Zustandserfassung

Zur Führung und Optimierung werden eine sehr grosse Zahl von Informationen über den Zustand des Netzes benötigt (State Estimation). Diese Daten müssen in der Leitstelle gesammelt, auf ihren Wahrheitsgehalt überprüft, und verarbeitet werden. Es ist zweckmässig, die zahlreichen Teilaufgaben, die im Zuge eines Estimationsprogrammes gelöst werden müssen, auf die vereinfachte Darstellung von Fig. 1 zu reduzieren. Darin ist das Estimationsproblem als ein 4stufiges Verfahren dargestellt [1][1]).

Ausgehend von der mathematischen Darstellung der Netzelemente (Leitungen, Transformatoren) sowie der aktuellen Netztopologie ist zunächst ein mathematisches Netzmodell zu erstellen. Generatoren werden nicht als dynamisches Modell nachgebildet, da der Estimator nicht dazu dient, transiente Netzvorgänge zu verfolgen, sondern im quasi-stationären Betrieb eingesetzt wird. Es ist üblich, den Netzzustand jede 1...10 min neu zu bestimmen. Obwohl die Formulierung des Netzmodelles zunächst trivial erscheint, erheben sich doch viele anspruchsvolle Fragen. So bietet die Nachbildung der Nachbarnetze Probleme. Externe Netze können z. B. durch äquivalente Leitungen dargestellt werden. Liegt nur ein geringer oder gar kein Datenaustausch zwischen zwei benachbarten Gesellschaften vor, so sind die Leitungsparameter durch ein Estimationsverfahren zu bestimmen.

Das Netzmodell stellt die Verbindung zwischen den Messwerten, die durch den Vektor $\boldsymbol{z}$ dargestellt werden, und dem Zustandsvektor $\boldsymbol{x}$ dar. Als Messwerte kommen vor allem Leistungseinspeisungen, Lastflüsse und Spannungen in Frage. Als Zustandsvektor wählt man das komplexe Spannungsprofil in allen Netzknoten. Wegen des nichtlinearen Zusammenhanges zwischen Spannungen und Leistungen erhält man ein nichtlineares Netzmodell der Form

$$\boldsymbol{z} = \boldsymbol{h}(\boldsymbol{x}) + \boldsymbol{v} \tag{1}$$

[1]) Siehe Literatur am Schluss des Aufsatzes.

$$
\boldsymbol{H}(m,n) = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_i}{\partial f_j} & \frac{\partial P_i}{\partial e_l} \\ \frac{\partial Q_i}{\partial f_j} & \frac{\partial Q_i}{\partial e_l} \\ \frac{\partial P_{ik}}{\partial f_j} & \frac{\partial P_{ik}}{\partial e_l} \\ \frac{\partial Q_{ik}}{\partial f_j} & \frac{\partial Q_{ik}}{\partial e_l} \\ \frac{\partial V_i}{\partial f_j} & \frac{\partial V_i}{\partial e_l} \end{bmatrix}
$$

m : Anzahl der Messungen

n : Anzahl der Unbekannten

$n = 2N-1$

N = Anzahl der Knoten

$\left.\begin{array}{l} i = 1, \ldots, N \\ k = 1, \ldots, N \end{array}\right\} i \neq k$

$j = 2, \ldots, N$

$l = 1, \ldots, N$

Fig. 2 Aufbau der Jacobischen Matrix H

e_i, f_j Real- bzw. Imaginäranteil der komplexen Knotenspannungen
V_i Betrag der komplexen Knotenspannungen
P_i, Q_i Wirk- und Blindleistungsbilanzen im Netzknoten i
P_{ik}, Q_{ik} Wirk- und Blindleistungsflüsse auf den die Knoten i und k verbindenden Leitungen

Dabei stellt $\boldsymbol{v}$ den Messfehler dar, der im Regelfall als ein vieldimensionaler nach Gauss verteilter Zufallsvektor nachgebildet wird.

$$\boldsymbol{v} \sim N(\boldsymbol{0}, \boldsymbol{R}) \tag{2}$$

Die Kovarianzmatrix $\boldsymbol{R}$ gibt die Genauigkeit derMessungen an. Sie hat die Form $\boldsymbol{R} = \text{diag}\,[\sigma_1, \sigma_2, \ldots, \sigma_m]$, wobei m die Anzahl der Messungen angibt.

Die mathematische Grundlage des Estimationsverfahrens bildet das Kriterium

$$J = [\boldsymbol{z} - \boldsymbol{h}(\boldsymbol{x})]^T \boldsymbol{R}^{-1} [\boldsymbol{z} - \boldsymbol{h}(\boldsymbol{x})] \tag{3}$$

Dadurch wird der Einfluss des Messfehlers minimal gemacht.

Für einen fest vorgegebenen Satz von Messwerten $\boldsymbol{z}$ ist das komplexe Spannungsprofil $\boldsymbol{x}$ in allen Netzknoten so zu bestimmen, dass Gl. (3) einen minimalen Wert annimmt. Das Minimum von Gl. (3) ist durch die Bedingung

$$\left.\frac{dJ}{d\boldsymbol{x}}\right|_{\boldsymbol{x} = \hat{\boldsymbol{x}}} = \boldsymbol{H}^T \boldsymbol{R}^{-1} [\boldsymbol{z} - \boldsymbol{h}(\boldsymbol{x})] \overset{!}{=} \boldsymbol{0} \tag{4}$$

gegeben. Gl. (4) stellt einen Satz von nichtlinearen Gleichungen dar. Die gesuchte Lösung $\hat{\boldsymbol{x}}$ wird durch iterative Lösung des linearisierten Gleichungssystems erhalten

$$\boldsymbol{H}^T \boldsymbol{R}^{-1} \boldsymbol{H} [\hat{\boldsymbol{x}}_{i+1} - \hat{\boldsymbol{x}}_i] = \boldsymbol{H}^T \boldsymbol{R}^{-1} [\boldsymbol{z} - \boldsymbol{h}(\hat{\boldsymbol{x}}_i)] \quad \text{für } i = 0, 1, 2, \ldots \tag{5}$$

Dabei gibt i die Anzahl Iterationen an. Das Verfahren wird abgebrochen, wenn die Differenz zwischen $\hat{\boldsymbol{x}}_{i+1}$ und $\hat{\boldsymbol{x}}_i$ kleiner als eine fest vorgegebene Schranke ist.

In einer dritten Stufe ist das Resultat $\hat{\boldsymbol{x}}$ dahin zu überprüfen, ob im Messwertsatz $\boldsymbol{z}$ schlechte Daten enthalten sind oder nicht. Dabei wird mit Hilfe der statistischen Testtheorie überprüft, ob das Messfehlermodell (Gl. 2) zutrifft oder nicht. Schlechte Daten sind dadurch gekennzeichnet, dass ihr Fehler grösser ist als z. B. 2 σ_k, wobei σ_k die Standardabweichung des normalen Messfehlers der k-ten Messung z_k ist.

Führt der statistische Test zur Feststellung, dass schlechte Messdaten oder ein Strukturfehler in der Netztopologie vorliegt, so muss in der vierten und letzten Stufe Art und Ort des Fehlers mit Hilfe eines Identifikationsverfahrens festgestellt werden. Daran anschliessend müssen die Eingabeparameter modifiziert und das Estimationsverfahren noch einmal durchlaufen werden [2]. Liegen keine schlechten Messungen vor, so können auf Grund des Zustandsvektors $\hat{\boldsymbol{x}}$ alle für den Netzbetrieb wichtigen Grössen, vor allem die Wirk- und Blindleistungsflüsse auf allen Leitungen ermittelt werden.

Die Implementierung eines Estimationsverfahrens auf einem Prozessrechner erfordert eine sorgfältige Ausnutzung der speziellen Eigenschaften der Netzgleichungen. Da der Rechner auch für zahlreiche andere Aufgaben eingesetzt wird, steht nur ein begrenzter Kernspeicherplatz zur Verfügung. Ferner muss die Anzeige des Netzzustandes in periodischen Abständen wiederholt werden. Deshalb muss die Rechenzeit auch bei grösseren Netzen minimal gehalten werden. Tatsächlich kann durch optimale Ordnung der Netzknoten, durch Ausnutzung der Schwachbesetztheit der Knoten und der Cholesky-Faktorisierung [1] die Rechenzeit im Vergleich zur direkten Matrizeninversion des Ausdruckes $(\boldsymbol{H}^T \boldsymbol{R}^{-1} \boldsymbol{H})$ in Gl. (5) wesentlich verkürzt werden.

Bevor ein Estimationsverfahren eingesetzt werden kann, ist zu untersuchen, unter welchen Voraussetzungen eine Lösung existiert. Diese Untersuchung muss auch mit jeweils einer, zwei und drei gleichzeitig fehlenden Messungen ausgeführt werden, um abzuklären, wie sich der Estimator bei schlechten Daten verhält. Der Estimierbarkeits-Test kann anhand der in Fig. 2 gezeigten Jacobischen Matrix $\boldsymbol{H}$ ausgeführt werden. Die Untermatrizen $\partial P_i/\partial e_l$ und $\partial P_{ik}/\partial e_l$ enthalten alle notwendigen Informationen, da sie alle Netzelemente beschreiben, die im Estimationsalgorithmus vorkommen. Dieser Estimierbarkeits-Test soll anhand des in Fig. 3 gezeigten kleinen Testnetzes erläutert werden.

In den genannten Untermatrizen werden alle von Null verschiedenen Elemente durch ein × gekennzeichnet. Ausgehend von Knoten eins muss es möglich sein, alle anderen Knoten via die durch × markierten Grössen zu erreichen. Natürlich werden nicht alle Knoten mit Knoten 1 verbunden sein. Des-

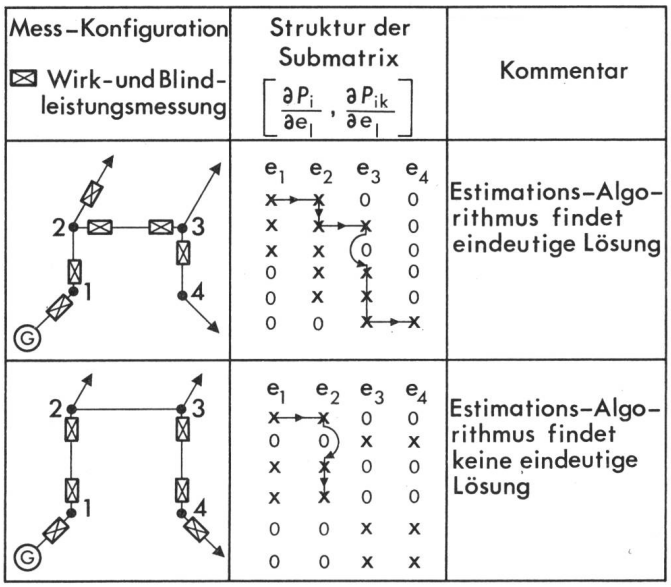

Fig. 3 Estimierbarkeitstest für zwei Messgeräte-Konfigurationen

Zuordnung der Messwerte (Fig. 6) zu den zehn Wahrscheinlichkeitskurven (Fig. 7) Tabelle I

1	P_4 ,P_6 ,P_8
2	Q_8 ,P_{4-5} ,P_{6-11} ,V_8 ,V_{10}
3	Q_4
4	P_2 ,P_{10} ,P_{13} ,Q_2 ,Q_6 ,P_{10-9} ,P_{13-14} ,Q_{4-5} ,Q_{13-14}
5	Q_{10} ,Q_{13} ,P_{4-3} ,P_{10-11} ,Q_{10-9} ,V_{13}
6	P_1 ,Q_1 ,P_{6-12} ,Q_{10-11} ,V_6
7	P_{2-3} ,P_{6-13} ,P_{13-12} ,Q_{4-3} ,Q_{6-11} ,Q_{6-12} ,V_1 ,V_2 ,V_4
8	P_{13-6} ,Q_{2-3} ,Q_{13-12}
9	P_{1-2} ,P_{2-1} ,Q_{1-2} ,Q_{2-1} ,Q_{6-13} ,Q_{13-6}
10	P_{1-5} ,P_{2-4} ,P_{2-5} ,P_{4-2} ,Q_{1-5} ,Q_{2-4} ,Q_{2-5} ,Q_{4-2}

Lokale Redundanz für die erste Messgerätekonfiguration (Fig. 6) Tabelle II

Knoten-Nr.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
η_k	3,6	3	3,33	1,67	4	1,8	1,5	0,75	1,6	1,17	2,67	3	2,25	1,5

Zuordnung der Messwerte gemäss Fig. 8 zu den zehn Wahrscheinlichkeitskurven (Fig. 7) Tabelle III

1	
2	
3	P_2 ,P_4 ,P_6 ,P_9 ,Q_4 ,Q_9
4	P_{13} ,Q_2 ,Q_6 ,Q_{13} ,P_{4-5} ,P_{9-7} ,V_8
5	P_1 ,P_{10} ,Q_{10} ,Q_{4-5} ,V_{10} ,V_{13}
6	P_8 ,Q_1 ,P_{4-3} ,P_{4-7} ,P_{6-5} ,P_{6-11} ,P_{8-7} ,P_{10-9} ,P_{10-11} ,P_{13-14} ,Q_{9-7} ,Q_{13-14}
7	P_{6-12} ,Q_{4-3} ,Q_{6-11} ,Q_{10-9} ,Q_{10-11} ,V_1 ,V_2 ,V_4 ,V_6
8	Q_8 ,P_{1-2} ,P_{2-3} ,P_{6-13} ,P_{13-12} ,Q_{1-2} ,Q_{2-3} ,Q_{6-12} ,Q_{8-7} ,Q_{13-12}
9	P_{2-5} ,Q_{4-7} ,Q_{6-5} ,Q_{6-13}
10	P_{4-2} ,Q_{2-5} ,Q_{4-2}

Lokale Redundanz für die optimale Messgerätekonfiguration (Fig. 8) Tabelle IV

Knoten-Nr.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
η_k	2,4	2,56	3,17	1,83	3,78	1,8	2,5	1,25	2,2	1,83	3	3	2,25	1,83

		Unbekannte Wirklichkeit	
		$H = H_0$	$H = H_1$
Angenommene Hypothese	$H = H_0$	Richtige Entscheidung $P = 1 - P_e$	Fehler 2. Art $P = 1 - P_d$
	$H = H_1$	Fehler 1. Art $P = P_e$	Richtige Entscheidung $P = P_d$

Fig. 4 Statistischer Test für die Entdeckung schlechter Messwerte
P_e Wahrscheinlichkeit für Fehler 1. Art
P_d Wahrscheinlichkeit für Fehler 2. Art

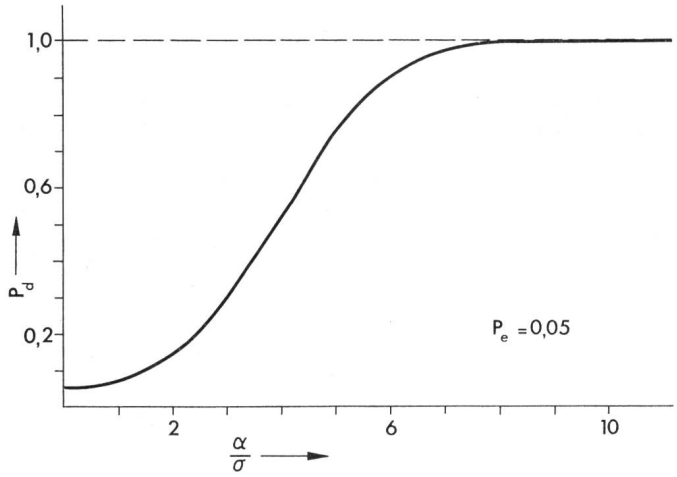

Fig. 5 Wahrscheinlichkeit P_d für die Entdeckung eines schlechten Messwertes in Abhängigkeit von dessen Grösse α bezogen auf die Standardabweichung σ des normalen Messfehlers

halb ist nach Durcharbeitung der ersten Zeile in die nächsten Zeilen überzugehen. Dabei dürfen Zeilen nur an den mit $\times$ bezeichneten Stellen verlassen oder betreten werden. Während im ersten Beispiel in Fig. 3 auf diese Weise alle Knoten erreicht werden können, ist dies im zweiten Beispiel nicht der Fall. Die Messgeräte-Konfiguration von Beispiel zwei lässt somit keine Bestimmung des Zustandsvektors $\hat{\boldsymbol{x}}$ mit Hilfe eines Estimationsverfahrens zu.

3. Optimale Messgeräteplazierung

Es genügt nicht, die Messwerte im Hinblick auf den Estimierbarkeits-Test auszuwählen. Die Forderung nach Zuverlässigkeit und Vollständigkeit der mit dem Estimator zu erstellenden Datenbank verlangt, dass für die optimale Messgeräteplazierung auch das Problem der Entdeckung schlechter Messdaten berücksichtigt wird. Deshalb soll die Frage untersucht werden, welche Messgrössen mit dem Estimator zu verarbeiten sind.

Eine erste Messgerätekonfiguration, die als Ausgangsbasis dient, ist im allgemeinen durch das bereits vorhandene Datenerfassungs- und -übertragungssystem gegeben. Vor der Installation einer zentralen Netzleitstelle ist abzuklären, ob die bisherigen Messungen ausreichen oder ob neue Messungen gemacht werden müssen. Als erstes ist stets der bereits beschriebene Estimierbarkeits-Test auszuführen, der auch für jeweils eine, zwei und drei fehlende Messungen erfüllt sein muss. Diese Forderung bedeutet, dass auch in diesen Fällen der Estimator ohne zusätzlichen Aufwand zuverlässig arbeiten muss.

Eine Messgerätekonfiguration wird dann als optimal bezeichnet, wenn es möglich ist, schlechte Daten in jeder beliebigen Messung mit ungefähr gleicher Wahrscheinlichkeit zu entdecken. Aufgrund des mathematischen Modelles des Messfehlers $\boldsymbol{v}$, wie es durch Gl. (2) beschrieben ist, ist es möglich, folgenden statistischen Test zu formulieren: Die Nullhypothese $\boldsymbol{H}_0$ beschreibt den Fall, wo der Messvektor $\boldsymbol{z}$ keine schlechten Daten enthält, während die Alternative $\boldsymbol{H}_1$ der Situation entspricht, wo schlechte Messwerte in $\boldsymbol{z}$ enthalten sind. Fig. 4 zeigt den Ablauf des Tests. Dabei ist festzuhalten, dass der Fehler 1. Art, d. h. die Wahrscheinlichkeit P_e, dass ein schlechter Messwert angezeigt wird, ohne dass ein solcher vorhanden ist, weniger wichtig ist als der Fehler 2. Art, wo ein vorhandener schlechter Messwert nicht entdeckt wird und dementsprechend zu einer falschen Datenanzeige führen kann. In Abhängigkeit der Grösse des schlechten Messfehlers ist es möglich, die Wahrscheinlichkeit P_d, dass ein schlechter Messwert als solcher erkannt wird, zu berechnen [2]. Fig. 5 zeigt den Verlauf von P_d in Abhängigkeit der Grösse des Messfehlers. Das Ziel der Messgeräteoptimierung besteht darin, die P_d-Kurven für alle Messungen möglichst nahe aneinander zu legen, damit schlechte Daten in allen Messungen mit der gleichen Wahrscheinlichkeit entdeckt und unterdrückt werden können.

Das Verfahren soll an Hand eines 14knotigen Netzes, das einen Ausschnitt des Netzes der American Electric Power (AEP) darstellt, erklärt werden. Die in Fig. 6 gezeigte erste Messgerätekonfiguration wurde aufgrund folgender Kriterien erstellt:

- Estimierbarkeits-Test bis zu drei gleichzeitig fehlenden Messungen erfüllt
- In einem Knoten werden alle verfügbaren Leistungs- und Spannungsmessungen durchgeführt, da die Messwertübertragung teurer ist als die einzelnen Messgeräte
- In den Knoten mit Kraftwerkeinspeisungen werden alle Grössen gemessen

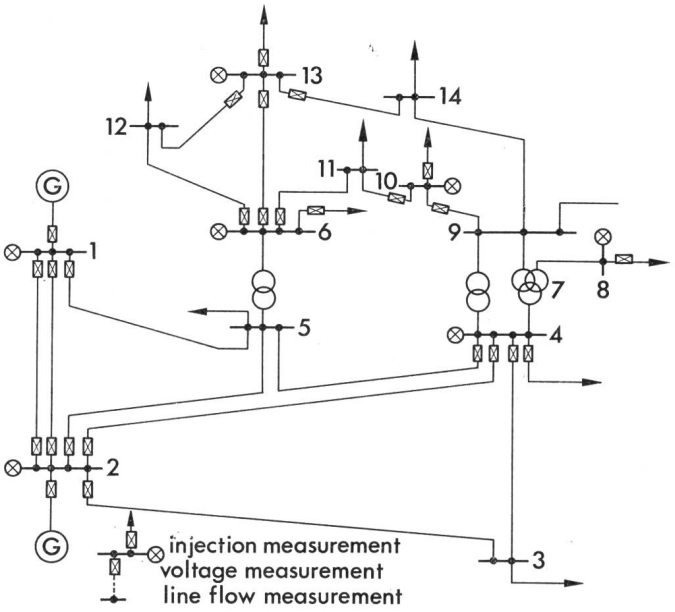

Fig. 6 Erste Messgeräte-Konfiguration für ein 14knotiges Testnetz

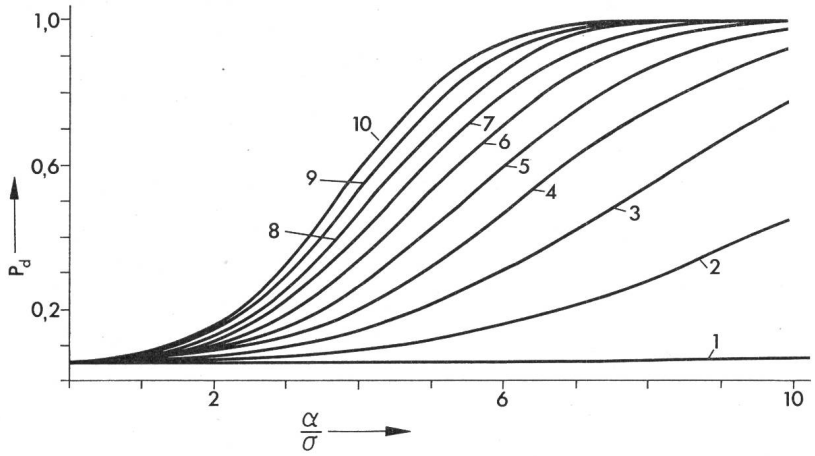

Fig. 7
Wahrscheinlichkeit P_d für die Entdeckung schlechter Messwerte in Abhängigkeit von dessen relativer Grösse für die in Fig. 6 und Fig. 8 gezeigten Messgeräteplazierungen

– Das Verhältnis der Anzahl Messungen zur Anzahl Unbekannten sei gleich 2,2 (Redundanz)

Für jede einzelne Messung wird nun der Verlauf der Entdeckungswahrscheinlichkeit P_d berechnet. Dabei werden der Übersichtlichkeit halber die in Fig. 7 gezeigten zehn Klassen gebildet, denen die Messwerte zugeordnet werden. Gehört ein Messwert zur Kurve 1 in Fig. 7, so ist es fast nicht möglich, selbst grosse Messfehler darin zu entdecken. Umgekehrt verhält es sich mit Messgrössen, die zu Kurve 10 gehören. Tabelle I zeigt die Zuordnung der Messungen zu den in Fig. 7 enthaltenen 10 Kurven. 8 Messgrössen gehören zu den Klassen 1 und 2 und weisen somit eine sehr schlechte Entdeckungswahrscheinlichkeit für schlechte Daten auf. Andererseits haben die Messungen der Klassen 9 und 10 eine sehr hohe Entdeckungswahrscheinlichkeit. Eine optimale Messgerätekonfiguration wird erhalten, wenn einige Messungen der Klassen 9 und 10 weggelassen werden und dafür zusätzliche Messungen in der Umgebung der zu den Klassen 1 und 2 gehörenden Messungen gemacht werden. Dadurch wird die Redundanz nicht verändert.

Tabelle II enthält die lokale Redundanz für jeden Knoten. Bei dieser werden nur die Grössen gezählt, die in der Umgebung des entsprechenden Knotens (maximale Entfernung ein weiterer Knoten) auftreten. Es fällt auf, dass die lokale Redundanz der ersten Messgerätekonfiguration stark schwankt und somit ebenfalls einen Hinweis dafür liefert, dass schlechte Daten in den verschiedenen Netzteilen recht unterschiedliche Auswirkungen haben.

Für das Testnetz nach Fig. 6 kann eine optimale Messgeräteplazierung erhalten werden, wenn, den oben erwähnten Regeln folgend, Messungen in den Knoten 1, 2 und 13 weggelassen und dafür zusätzliche Messungen in den Knoten 4, 6, 8 und 9 gemacht werden. Fig. 8 zeigt die optimale Messgerätekonfiguration. Entsprechend Tabelle III enthalten dabei die Klassen 1 und 2 keine Messwerte mehr. Ebenso hat die Zahl der Messungen in den Klassen 9 und 10 abgenommen, so dass insgesamt eine Konzentration aller Messwerte in der Umgebung der Klasse 5 stattgefunden hat. Die lokale Redundanz der optimalen Messgeräte-Konfiguration ist – wie Tabelle IV zeigt – recht gut ausgeglichen.

Abschliessend ist festzuhalten, dass das gezeigte Verfahren relativ einfach durchzuführen ist und gezielte Angaben darüber macht, wo in einem Energieversorgungsnetz möglicherweise Schwachstellen bezüglich der Erstellung der Datenbank vorhanden sind und wie diese behoben werden können.

4. Sicherheitsüberwachung

Eine wichtige Anwendung des Estimators besteht darin, das Betriebspersonal laufend über den aktuellen Systemzustand zu informieren. Darüber hinaus bietet die Sicherheitsüberwachung und -regelung interessante Anwendungen eines Estimationsverfahrens. Ziel der sicheren Netzbetriebsführung ist die kontinuierliche Versorgung aller Kunden mit elektrischer

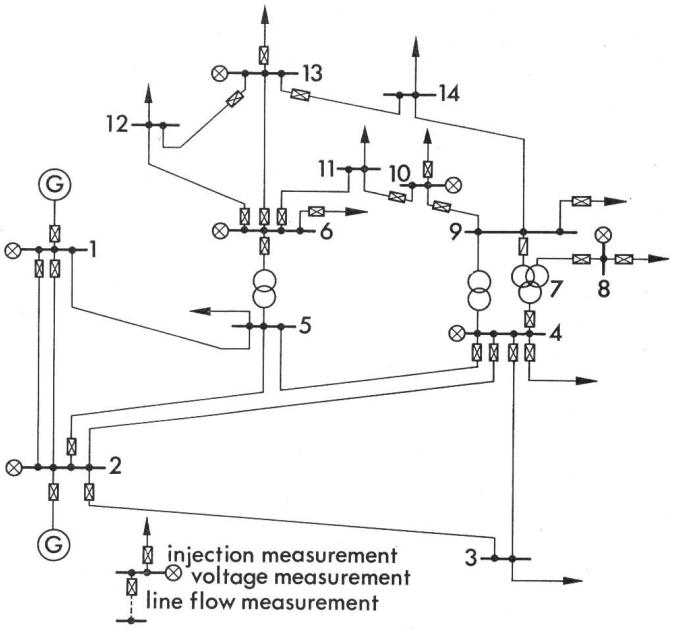

Fig. 8 Optimale Messgeräte-Konfiguration für ein 14knotiges Testnetz

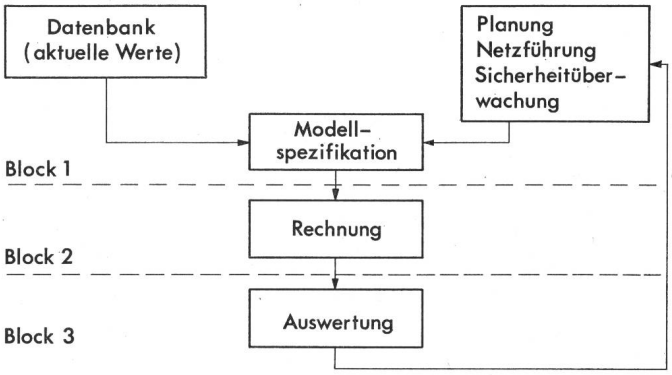

Fig. 9 Segmentierung des Lastfluss-Problems für interaktiven Rechnereinsatz

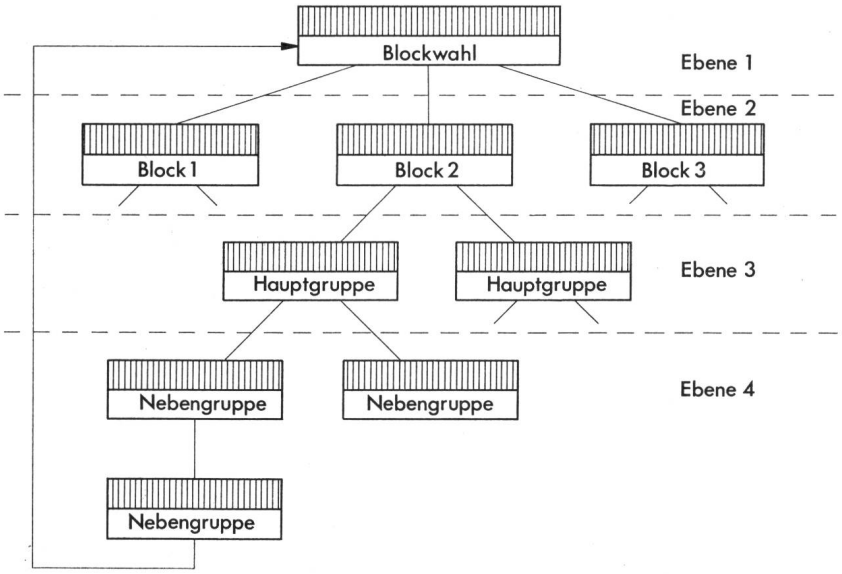

Fig. 10
Konversationelle Programm-Struktur
Der schraffierte Teil bezeichnet den problemunabhängigen Dialog, die übrige Fläche den Problem-spezifischen Teil des interaktiven Programmes.

Energie. Ausgehend von der mit Hilfe des Estimationsverfahrens erstellten Datenbank müssen laufend mögliche Störungsfälle untersucht, und geeignete Abhilfemassnahmen vorbereitet werden. Diese Aufgabe kann nicht vollautomatisch ablaufen, sondern erfordert ein interaktives Betriebssystem, das dem Bedienungspersonal erlaubt, auf einfache und gezielte Art z. B. mit Hilfe von Lastfluss-Untersuchungen die Auswirkungen von möglichen Störungen und Abhilfemassnahmen zu untersuchen.

Zur Erstellung des interaktiven Rechnersystems ist das zu lösende Problem in funktionell zusammenhängende Bereiche zu unterteilen. Fig. 9 zeigt diese Segmentierung der für die Sicherheitsüberwachung wichtigen Lastfluss-Berechnung. Unabhängig davon, ob die Simulation in der Planung oder für die Netzführung eingesetzt wird, lassen sich fünf Bereiche definieren. Mit Hilfe des Estimators werden zunächst die aktuellen Werte in die zentrale Datenbank eingetragen. Die für die Sicherheitsüberwachung notwendigen Änderungen werden vom Betriebspersonal spezifiziert. Aus diesen beiden Eingangsblöcken wird ein mathematisches Modell des entsprechenden Betriebszustandes erstellt. Daran anschliessend ist durch ein geeignetes Rechenverfahren die zugehörige Lösung zu bestimmen. Schliesslich soll durch eine gezielte Auswertung die gewünschte Information bereitgestellt werden, die die Ausgangslage für weitere Untersuchungen geben kann.

Jeder der fünf Bereiche muss durch eine konversationelle Programmstruktur beschrieben werden. Im Falle der Sicherheitsanalyse sind folgende Anforderungen zu erfüllen:

- Aufgrund der Resultatauswertung müssen neue Varianten für die Aufrechterhaltung der Energieversorgung gerechnet werden
- die mit den Änderungswünschen verbundene Datenmodifikation muss wegen der Fülle der Daten gezielt erfolgen
- die Auswertung der Resultate betrifft oft nur einen kleinen Teil aller Ausgabedaten und muss ohne Zeitverzögerung durchgeführt werden können

Da neben der Lastfluss-Simulation viele andere Aufgaben konventionell bearbeitet werden müssen, ist es zweckmässig, eine möglichst allgemein verwendbare Dialogstruktur zu benutzen [4]. Fig. 10 zeigt die Gesamtstruktur, bestehend aus einem problemunabhängigen (schraffiert) und problemspezifischen Teil. Mit der Blockwahl kann jeder beliebige Block (Fig. 9) angesteuert werden. Jeder Block besteht aus einer Reihe von Hauptgruppen. Im Fall von Block 2 stellen die Hauptgruppen die verschiedenen Rechenverfahren dar. Für die rasche Bestimmung einer geplanten Betriebszustandsänderung genügt oft eine approximative Gleichstromberechnung, während in anderen Fällen die exakte Lastflussberechnung notwendig ist [3]. Die Nebengruppen können in beliebiger Zahl an eine Hauptgruppe angehängt werden und ermöglichen die für die

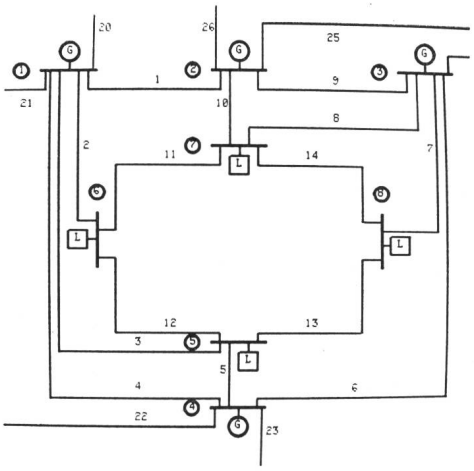

Fig. 11 **Netzausschnitt auf Bildschirm dargestellt**

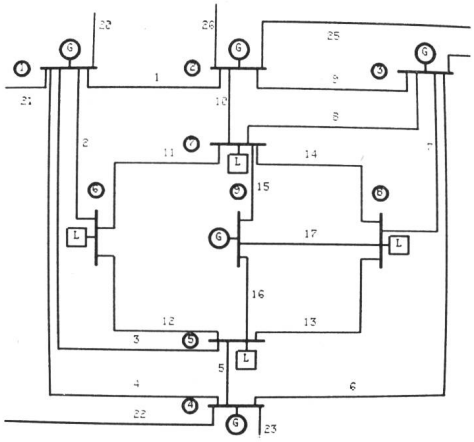

Fig. 12 **Einfügen eines neuen Netzknotens und der zugehörigen Verbindungsleitungen** (vgl. Fig. 11)

Spezifikation der in der Hauptgruppe ausgewählten Tätigkeit notwendigen Zusatzinformationen (z. B. Anzahl Rechenschritte, Genauigkeitsgrenze, optimale Ordnung der Knoten). Nach Durchlaufen der zu einer Hauptgruppe gehörenden Nebengruppen kehrt das Programm automatisch zur Blockwahl zurück.

Die Funktionsweise des interaktiven Rechensystems soll anhand eines einfachen Beispiels kurz erläutert werden. Der Rechnerdialog kann entweder über eine Schreibmaschinenkonsole oder über den Bildschirm erfolgen. In dem in Fig. 11 gezeigten Netzausschnitt soll ein zusätzliches Kraftwerk in Betrieb genommen werden. Durch eine interaktive Simulation ist für den aktuellen Betriebszustand die Auswirkung auf die Umgebung vor Ausführung der Schaltbefehle zu untersuchen. Mit dem Lichtgriffel wird zunächst auf dem Schirm die Lage des neuen Netzknotens angegeben. Durch einen weiteren Befehl wird angegeben, zu welchen Knoten Verbindungsleitungen geschaltet werden (Fig. 12). Nach Durchführung der Rechnung kann schliesslich das Spannungsprofil selektiv für die Umgebung des neuen Netzknotens angegeben werden. Der Vorteil der interaktiven Betriebsweise liegt darin, dass nicht umfangreiche Daten durchgesehen und beurteilt werden müssen, sondern die gewünschte Detailinformation ohne grossen Aufwand erhalten wird.

5. Schlussfolgerungen

Die systematische Datenverarbeitung mit Hilfe eines Estimationsverfahrens bildet die Voraussetzung für die erfolgreiche Implementierung eines on-line Rechnersystems, wie es heute in zunehmendem Masse für die sichere und wirtschaftliche Netzführung eingesetzt wird. Neben der primären Aufgabe, dem Betriebspersonal laufend den aktuellen Betriebszustand anzuzeigen, bieten Estimationsverfahren interessante Anwendungsmöglichkeiten besonders im Hinlick auf die Sicherheitsüberwachung. Da dabei sehr vielfältige und verschiedene Aufgaben zu lösen sind, muss die Möglichkeit für den interaktiven Rechnereinsatz geschaffen werden, mit dem auf einfache und gezielte Art alle möglichen Problemstellungen behandelt werden können.

Estimationsverfahren stellen heute ein von der Industrie akzeptiertes Verfahren für die Zustandserfassung dar. Eine wichtige Voraussetzung für die erfolgreiche Implementierung eines Estimators ist die Klärung der Frage, welche Grössen wo gemessen werden sollen. Mit dem hier beschriebenen Verfahren ist es möglich, eine im Hinblick auf eine zuverlässige und vollständige Datenbank optimale Messgeräteplazierung zu bestimmen.

Literatur

[1] *F. C. Schweppe* and *E. J. Handschin:* Static state estimation in electric power systems. Proc. IEEE 62(1974)7, p. 972...982.

[2] *E. Handschin* a. o.: Bad data analysis for power system state estimation. Trans IEEE PAS 94(1975)2, p. 329...337.

[3] *F. D. Galiana, F. C. Schweppe* und *H. Glavitsch:* Synthesis of security monitoring schemes in power systems. 4th IFAC/IFIP International Conference on Digital Computer Applications to Process Control. Part II. Berlin/Heidelberg/New York, Springer, 1974; p. 196...207.

[4] *P. Grafoner* und *E. Handschin:* Konversationelle Lastflußsimulation für die elektrische Energietechnik. Proceedings on the International Symposium on Simulation, Zürich, 1975, Session 14: Energy and Power Systems I, Paper 2.

Adresse des Autors:

Prof. Dr. *E. Handschin*, Lehrstuhl für elektrische Energieversorgung, Universität Dortmund, D-46 Dortmund 50.

Internationales Symposium Hochspannungstechnik 1975

Wir weisen darauf hin, dass eine beschränkte Anzahl Konferenzbände, die sämtliche Symposiumsbeiträge enthalten, zum Preise von Fr. 120.— beim administrativen Sekretariat des SEV, Postfach, 8034 Zürich, bezogen werden können.