

# Mehrjährige Erfahrungen mit On-line-Lastflussberechnungen in einem Teil des Schweizer Hochspannungs-Verbundnetzes

Autor(en): **Asal, H.**

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): **68 (1977)**

Heft 4

PDF erstellt am: **22.07.2024**

Persistenter Link: <https://doi.org/10.5169/seals-914998>

## **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.

# Mehrjährige Erfahrungen mit On-line-Lastflussberechnungen in einem Teil des Schweizer Hochspannungs-Verbundnetzes

Von H. Asal

621.311.16.027.3

*Es wird über die bisherigen Erfahrungen mit einem Verfahren zur On-line-Lastflussberechnung (State Estimation) mittels Messdaten berichtet sowie über zukünftige Möglichkeiten, für die damit eine zuverlässige Grundlage geschaffen ist.*

*Rapport sur les expériences faites jusqu'ici avec un procédé de calcul du flux de charge on-line au moyen de mesures, et sur les possibilités offertes par la base fiable ainsi établie.*

## 1. Netzüberwachung im Verbundbetrieb

In einem in sich abgeschlossenen Versorgungsgebiet besteht die Aufgabe des zuständigen Elektrizitätsversorgungs-Unternehmens in der sicheren und billigen Versorgung des Verbrauchers mit elektrischer Energie. Dazu muss der Kraftwerks- und Netzbetrieb optimal an die Verbraucherlastkurve angepasst werden. Sind mehrere Versorgungsgebiete über ein vermaschtes Hochspannungsnetz zusammengeschlossen, so kann infolge der unterschiedlichen Arten von Elektrizitätserzeugung (hydraulisch oder thermisch) ein gegenseitiger Energie- und Leistungsaustausch sinnvoll werden. Die in diesen grossen Systemen zu lösenden Probleme sind entsprechend komplex. Fig. 1 zeigt die zur Lösung der Aufgaben verwendeten Hilfsmittel und deren Verknüpfungen zu einem wohlausgewogenen Netzführungssystem.

Im dargestellten Führungssystem wird mit Hilfe des Frequenzleistungsreglers gegenseitig Leistung bzw. Energie ausgetauscht. Der Energieaustausch wird dabei in periodischen Abschnitten erfasst und verrechnet [1]<sup>1)</sup>. Mit Hilfe entsprechender Methoden kann eine Optimierung der verschiedenen Energieerzeugungs- und Speichermöglichkeiten und des Netzbetriebes erfolgen.

Um ein Verbundnetz oder Teile desselben sinnvoll führen zu können, muss der momentane Betriebszustand des Netzes bekannt sein. Mit dieser Grundinformation über den Netzzustand kann auf das Netzverhalten geschlossen werden. Die Informationen über die wichtigsten Netzparameter liefert ein besonderes Verfahren, *State Estimation*, über dessen Funktion in der Praxis nachstehend berichtet wird.

## 2. On-line-Lastflussberechnungen (State Estimation)

Der Begriff *State Estimation* kann mit *Zustandsschätzung* übersetzt werden. Es handelt sich dabei um einen Algorithmus, der mit Hilfe von Messdaten und anderen Informationen den augenblicklichen Netzzustand berechnet. Ähnlich einer Last-

flussberechnung liefert er die Spannungsvektoren in jedem Knoten, sowie Wirk- und Blindleistungen der Netzelemente [2; 3]. Es soll hier nicht auf die Theorie dieser Rechenmethode eingegangen werden, sondern auf die folgenden Merkmale und Ziele der Anwendung:

### 2.1 Erhöhung der Sicherheit für Kraftwerks- und Netzbetrieb und Erleichterung der Netzführung

- Erkennen von Mess- und Modellfehlern
- grosse Anzahl von Informationen
- genaue Informationen
- sichere Informationen (Redundanz)
- Erkennen des gesamten Netzzustandes und der Netzparameter
- Möglichkeit des konzentrierten Informationsaustausches zwischen den Lastverteilern des Verbundnetzes
- Schaffung einer Zustandsbasis, auf der weitere Verarbeitungen aufgebaut werden können, z.B. Grenzwertüberwachung, Simulations- und Sicherheitsrechnungen sowie Berechnung von Abhilfemassnahmen.

### 2.2 Verbesserung der Wirtschaftlichkeit

- evtl. Einsparung von Meßstellen und Übertragungsanlagen
- Basis für Kurzzeit- und Langzeitoptimierungen
- sichere Grundlagen für Ausbauplanung (bereinigte Modell- und Zustandsdaten)

## 3. Praktische Erfahrungen mit On-line-Lastflussberechnungen

### 3.1 Kurze Beschreibung des Prozesses

Seit November 1972 ist in Laufenburg ein On-line-State Estimation-Prozess in Betrieb [4; 6]. Er umfasst einen Teil des schweizerischen Hochspannungsnetzes, einschliesslich Verbundleitungen, nämlich momentan 50 Knoten, 62 Leitungen und 2 Transformatoren.

Der Prozess läuft auf 2 Prozessrechnern ab, wobei ein peripherer Prozessrechner mit einem leistungsfähigeren zentralen Prozessrechner über einen schnellen Übertragungskanal verbunden ist (Fig. 2). Der periphere Prozessrechner liest die In-

<sup>1)</sup> Siehe Literatur am Schluss des Aufsatzes.

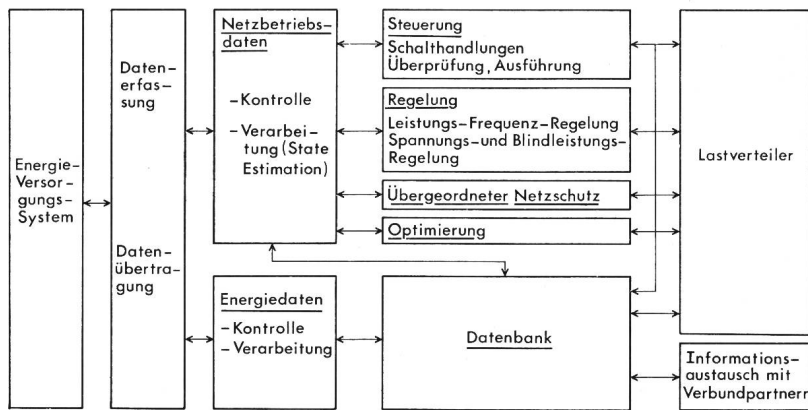
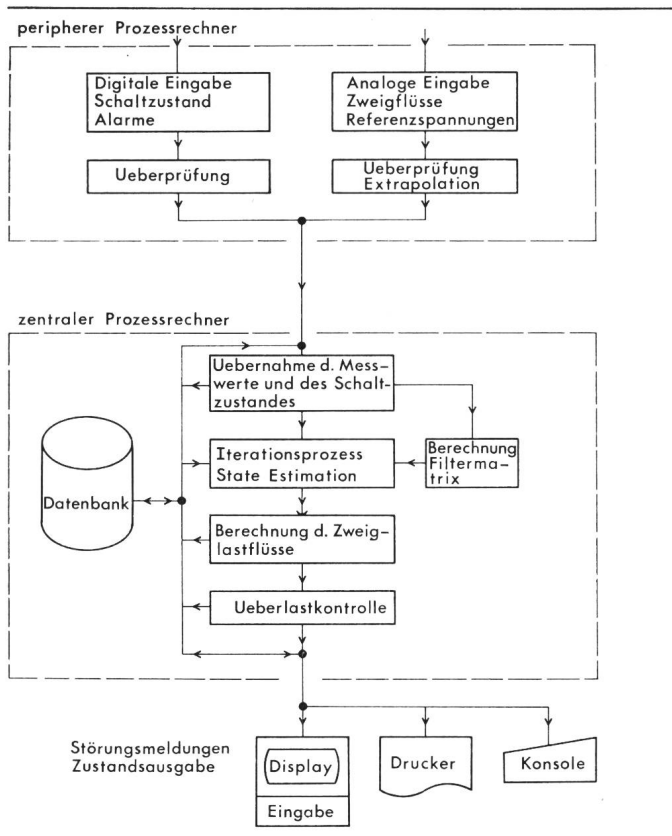


Fig. 1 Führungssystem eines Partners im Hochspannungs-Verbundnetz



**Fig. 2 Schematischer Ablauf des State-Estimation-Prozesses**  
Die Übertragung zwischen peripherem und zentralem Rechner erfolgt viertelstündlich, ferner bei Schaltzustandsänderung sowie auf Abruf.

formationen ein und stellt sie nach umfangreicher Kontrolle zur Weiterverarbeitung dem zentralen Prozessrechner zur Verfügung, wo die Estimation erfolgt.

Mit 144 Messwerten werden 354 Netzparameter berechnet. Die Redundanz liegt zwischen 1,3 und 1,5. Die On-line-Lastflussberechnung erfolgt automatisch jede Viertelstunde und zusätzlich bei Änderungen der Schalterstellungen oder bei Anwahl über die Tastatur der Sichtgeräte. Die Netzzustände der vergangenen 6 Tage sind direkt über diese Tastatur anwählbar und werden für statistische Auswertungen auf Band sicher gestellt.

### 3.2 Ergebnisse

In den Fig. 3...5 sind einige Ergebnisse der Estimation in Form von Bildschirmanzeigen dargestellt [4; 6; 7]. Fig. 3 zeigt eine Bildschirmausgabe, auf der für den Knoten Laufenburg

NR	KNOTEN	EVU	SPANNUNG	EST										
33	LAUFE38N	EGL.	391 KV	E										
NR	ZWEIGNAME	EST	MW	MVAR	MW	MVAR	EP	EQ	EP	EQ	LAST			
7	JURA	E	0	-12	0	-27	1	6	0	5	2%			
48	FRICKTAL WEST	E	-11	-50	11	38	0	1	*	*	5%			
58	MURG	E	175	154	-175	-160	2	1	*	*	29%			
60	SEELBACH	E	0	-6	0	0	0	1	*	*	0%			
63	TRAFID 18	E	-30	-10	30	10	*	*	0	0	5%			
65	WIESENTAL NORD	E	3	43	-3	-68	3	3	2	1	7%			
66	ANDELSBACH	E	-143	-108	143	85	0	0	*	*	21%			

**Fig. 3 Estimierte Lastflüsse an den beiden Enden der vom Knoten Laufenburg 380 kV abgehenden Leitungen, mit Angabe der Abweichungen gegenüber der Messung und der prozentualen Auslastung**

380 kV die abgehenden Leitungen mit den dazugehörigen Wirk- und Blindleistungen an beiden Enden angegeben sind. Zusätzlich sind die Estimationsabweichungen  $\epsilon_P$  und  $\epsilon_Q$  berechnet, sowie die Auslastungen der Leitungen in %.

In Fig. 4 ist eine einfache quasi-graphische Darstellung der Schaltanlage Laufenburg zu sehen mit Angabe der Transformatoren und abgehenden Leitungen, den zugehörigen Wirk- und Blindleistungen und der Wirkleistungsrichtung, sowie die Spannungen der Sammelschienen und Schalterstellungen. In Fig. 5 wird eine Übersicht über das berechnete Hochspannungsnetz in Form von estimierten Spannungen der wichtigsten Knoten gezeigt. Für geübte Lastverteiler stellt dieses Bild eine grosse Hilfe dar, sich schnell einen Überblick über den Netzstatus zu verschaffen.

### 3.3 Abweichungen und deren Korrektur im On-line Prozess

Als Ergebnis der State Estimation werden die Abweichungen der echten, unverfälschten Messungen von der Estimation folgendermassen festgestellt:

*Wirkleistungsabweichungen (MW)*

$$\epsilon_P = \sqrt{\sum_1^n (P_{jp}^m - P_{jp}^e)^2}$$

$P_{jp}^m$  gemessene Leistung der Leitung j im Knoten p  
 $P_{jp}^e$  estimierte Leistung der Leitung j im Knoten p  
 n Anzahl Zweige

*Blindleistungsabweichung (Mvar)*

$$\epsilon_Q = \sqrt{\sum_1^n (Q_{jp}^m - Q_{jp}^e)^2}$$

*Scheinleistungsabweichung (MVA)*

$$\epsilon_S = \sqrt{\epsilon_P^2 + \epsilon_Q^2}$$

Die spezifischen Abweichungen, bezogen auf die Leistungen aller Zweige, sind dann:

$$\epsilon_{PS} = \frac{\epsilon_P}{\sum_1^n (P_{jp}^m)}, \quad \epsilon_{QS} = \frac{\epsilon_Q}{\sum_1^n (Q_{jp}^n)}, \quad \epsilon_{SS} = \sqrt{\epsilon_{PS}^2 + \epsilon_{QS}^2}$$

Bei jeder Estimation werden diese Abweichungen automatisch berechnet und ausgegeben. Als oberste zulässige Grenze wurden 5% zugelassen. Bei Überschreiten dieser Grenze wird ein Alarm ausgelöst, der zur Überprüfung verschiedener Modell- und Messgrössen auffordert.

	228KV GE	GR 233KV	391KV
ALB SIED-----	111/ 21 -<-		-> 3/ 43 --WIESENTAL N
ALB NORD-----	111/ 21 -<-		-> 175/ 154 --MURG
HOTZENWALD-----	47/ 28 ->		-> 0/ -6 --SEELBACH
EGGERBERG-----	40/ 24 ->		-< 143/ 108 --ANDELSBACH
MUEHLEBERG-----	102/ 8 ->		--- */ * --LAEGERN SIED
SCHAFMATT OST--	25/ -22 ->		-< 11/ 50 --FRICKTAL WEST
EICHHARD-----	23/ -3 -<-		-> 0/ -12 --JURA
			-> 30/ 10 -->
ROTBURG NORD---	*/ * ---		SCHALTANLAGE LAUFENBURG
GENMI 2-----	104/ 6 ->		ESTIMATION 10. 0 UHR
FRICKTAL OST---	*/ * ---		■ = EIN   = AUS

**Fig. 4 Schaltanlage Laufenburg mit Schaltzustand sowie Wirk- und Blindlastfluss der Leitungen und Transformatoren und Spannungen der Sammelschienen**

DIFFERENZ 407 407	KUEHMOS 242 408	TIENGEN 408		
	LAUFENBURG GE GR 242 242 409	BEZNAU 242	BREITE 407	
	BICKIGEN 240	GOESGEN 242 409		
	MUEHLEBERG 240			
GEMISSIAT 241	RIDDEN R V 241 242	CHIPPIS R V 240 242	STALDEN 240	MOEREL 240
	AVISE 238	WALPELLINE 239	SPANNUNG IN KV 18 45 UHR ▶	

Fig. 5 Estimierte Spannungsverteilung in einem Teil des Hochspannungsnetzes

### 3.3.1 Modellfehler

Das im On-line-Prozess verwendete Netzmodell wies vor allem in der Anfangsphase Fehler bezüglich Impedanzen und Netzkonfiguration des Prozesses auf.

Bei der beschriebenen Anwendung werden einige *Schalterstellungen* nicht automatisch übertragen und verarbeitet. Diese Schalter bzw. Trennerstellungen müssen vorläufig noch über Bildschirmgeräte eingegeben werden. Bei Sammelschienenwechsel und bei Sammelschienenauftrennung muss der neue Netzzustand von Hand nachgeführt werden. Dasselbe gilt auch, wenn wohl der Schalter, aber nicht der Trenner automatisch gemeldet ist. Dort ist es möglich, dass bei Wartungsarbeiten an den Schaltern und geöffnetem Trenner die entsprechende Leitung fälschlicherweise als «EIN» gemeldet wird. Da in allen diesen Fällen keine Messung vorhanden ist, können diese Fehler als Modellfehler betrachtet werden.

Die Auswirkungen dieser Fehler auf die State Estimation können ziemlich schwerwiegend sein. Die Estimierungsabweichung überschritt in den meisten Fällen die zulässige Grenze von 5%, so dass ein Alarm bzw. eine entsprechende Meldung erfolgte. Der falsche Schaltzustand befand sich meistens ganz in der Nähe bzw. in der Masche der grössten Estimierungsabweichung einer Leitung. Da noch keine spezielle Überwachung und Kontrolle der Netzkonfiguration (Topologie) eingebaut ist, war dies der häufigste Fehler des Systems.

Sehr grosse *Impedanzfehler* im verwendeten Rechenmodell traten hauptsächlich zu Beginn des Prozesses auf; sie verursachten jedoch keine sehr grossen Estimierungsfehler (2 bis 3%). Kleinere Impedanzfehler fallen noch weniger ins Gewicht. Sie lassen sich hauptsächlich durch das Zu- und Abschalten von Messwerten feststellen und durch entsprechende Beobachtung über eine längere Zeitperiode bei unterschiedlichen Betriebszuständen. Eine Überprüfung der Impedanzwerte mit Hilfe von Off-line-State-Estimation-Rechnungen und mit einem Programm, das die Leitungsdaten abhängig von Mastbild, Temperatur, Querschnitt usw. berechnet, ist selbstverständlich. Am zweckmässigsten sind Messungen der fraglichen Werte, was jedoch in der Praxis recht aufwendig sein kann.

Interessanterweise befindet sich die fehlerhafte Impedanz meistens in der Masche mit der grössten Estimierungsabweichung. Dabei wird diese Abweichung auf die kürzeste Leitung (kleine Impedanz) der Masche verschoben. Die Erfahrung hat gezeigt, dass weit mehr Fehler in den Reaktanzen auftraten, als in den Resistenzen, so dass sich hauptsächlich die Blindleistungs-Estimierungsabweichungen vergrösserten.

Infolge der Verstellbarkeit der *Regeltransformatoren* können sich Impedanzen und Phasenwinkel verändern. Eine Nachführung des Transformatorenmodells ist erforderlich.

Die Entdeckung und Behebung aller dieser Modellfehler ist für Simulationsrechnungen und für Planungsrechnungen von grosser Wichtigkeit [5].

### 3.3.2 Messfehler

Während Modellfehler hauptsächlich in der ersten Phase nach der Inbetriebnahme auftreten, können Messfehler auch noch nach Jahren des erfolgreichen Betriebes entstehen. Aufgrund solcher Fehler wurden ca. 2% der installierten Messumformer ausgetauscht.

Fehlerhafte *Spannungsmessungen* haben keinen grossen Einfluss auf Wirkleistungsflüsse, lediglich die Blindleistungen zeigen entsprechende Abweichungen. Fällt die Spannungsmessung ganz aus, wird auf eine Ersatzmessung umgeschaltet. Eine State Estimation mit dem Spannungswert 1 per unit ergab immer noch vernünftige Ergebnisse mit geringen Estimierungsabweichungen.

Die häufigsten Fehler der *Wirk- und Blindleistungsmessungen* traten bei den Messumformern auf. In der Praxis ist State Estimation nun schon seit Jahren eine ausgezeichnete Hilfe, solche zum Teil schleichende Fehler rasch zu entdecken und beheben zu können. Auf diese Weise kann man auf die umständliche Methode einer Integration des Wirkleistungswertes und des anschliessenden Vergleiches mit dem Zählerwert verzichten. Fehler in der Blindleistungsmessung waren zum Teil schon jahrelang unerkannt vorhanden und konnten in der Anfangsphase erkannt und behoben werden.

Im allgemeinen befindet sich auch bei solchen Messfehlern der Estimierungsfehler immer in der Nähe des falschen Messwertes oder in derselben Masche. Beim Ausfall einzelner Messwertpaare kann je nach Redundanz und Konfiguration trotzdem eine Estimation erfolgen. Schwieriger wäre der Fall, bei dem die Informationsübertragung von einer Unterstation her vollständig gestört ist, so dass eventuell ein ganzer Netzteil ohne Messung bleibt. Dieser Fall ist vermutlich wegen der hohen Sicherheit des Übertragungssystems noch nicht aufgetreten.

Falsche *Schalterstellungsmeldungen* kamen praktisch nicht vor.

### 3.3.3 Prozessrechner-Fehler

Selbstverständlich traten während der Anfangsphase des Betriebes auch sehr viele Fehler auf, die ihre Ursache in der Programmierung, im Operating (z.B. bei der Sicherstellung der Ergebnisse), in der Hardware, in der Übertragungssoftware (Rechner-Rechner-Verbindung) und im Betriebssystem selbst hatten. Es hat sich zudem gezeigt, dass noch lange Zeit nach der Inbetriebnahme Änderungen und Verbesserungen notwendig sind, die wiederum Fehler verursachen können. Bei derartigen Entwicklungsprojekten ist es deshalb besonders vorteilhaft, den Prozess modular aufzubauen und den mathematischen Teil in einer höheren Programmiersprache zu schreiben.

### 3.3.4 Konvergenz-Schwierigkeiten

Bei der anfänglichen Verwendung des Algorithmus ohne Gewichtung der Meßstellen ergaben sich sogenannte Verschmierungseffekte (Konvergenzprobleme), vor allem in Maschinen mit sehr unterschiedlich grossen Impedanzen. Durch Abändern der Messkonfiguration konnte zunächst Abhilfe geschaffen werden. Seit der Einführung der Gewichtung gab es von der Methode her keine Schwierigkeiten mehr.

### 3.4 Erkennung und Behebung von Fehlern

Wie erwähnt, wird nach jeder Estimation der Estimierungsfehler berechnet. Überschreitet dieser die 5-%-Grenze, so muss die Ursache des Fehlers gesucht werden. Erscheint keine Meldung über irgendeinen Messwertausfall, so wird als erstes die Netzkonfiguration in dem Gebiet überprüft, in dem der grösste Leitungsestimierungsfehler auftritt. In ca. 70 % aller Fälle wird der Fehler durch die Kontrolle der Leistungsbilanz in den entsprechenden Knoten oder durch Vergleich der Leistungsflüsse einzelner Leitungen gefunden, die auf falsche Schalterstellungen hinweisen. Eine Anfrage in der betreffenden Station führt ebenfalls oft zum Ziel.

Führt diese Überprüfung nicht zum Erfolg, so wird der Fehler während einiger Zeit beobachtet, die verdächtigen Messwerte werden mit Messwerten der anderen Leitungsenden verglichen oder nachgemessen. Eine Herausschaltung der verdächtigen Messwerte zeigt sofort die Fehlerstelle.

Wird der Fehler auch mit dieser Methode noch nicht entdeckt, so handelt es sich eventuell um Modellfehler, die durch längere Beobachtung festgestellt werden können.

Die meisten der aufgetretenen Fehler wären ohne State Estimation gar nicht bemerkt worden. State Estimation bietet also dem Mess- und Übertragungsspezialisten ein ausgezeichnetes Hilfsmittel zur Feststellung von Fehlern in der Informationsübertragung und zu deren Korrektur.

In der Literatur wird öfters eine automatische Erkennung schlechter bzw. falscher Informationen diskutiert (bad data analysis) und empfohlen. Aufgrund unserer Erfahrungen mit dem State-Estimation-Betrieb halten wir es aus folgenden Gründen vorläufig *nicht* für erforderlich, einen solchen Algorithmus praktisch zu benutzen:

- Mehr als  $\frac{2}{3}$  aller State-Estimation-Fehler hatten ihren Ursprung in einer nicht dem tatsächlichen Netzzustand entsprechenden Netzkonfiguration des Prozessabbildes. Mit Hilfe eines guten Topologieprogrammes lässt sich diese Fehlerquelle beseitigen.

- Die meisten anderen Fehler könnten von den vorgeschlagenen Methoden auch nicht erkannt werden (z.B. Programmierfehler, Hardwarefehler, Fehler im Operating, Übertragungsfehler, Konvergenzschwierigkeiten usw.).

- Der Lastverteiler ist schon seit Jahrzehnten daran gewöhnt, dass ein oder mehrere Messwerte falsch sein können. Er hatte bisher kaum die Möglichkeit, gewisse Fehler überhaupt nur festzustellen. Diese Möglichkeit hat er nun mit Hilfe von State Estimation. Er wird allerdings die auftretenden Fehler nicht selbst suchen, sondern das dem Mess- bzw. State-Estimation-Spezialisten überlassen, der diese beheben kann.

- Die Häufigkeit von State-Estimation-Fehlern liegt nach der Anfangsphase in der Grössenordnung der Häufigkeit von Messfehlern.

- Die vorgeschlagenen Algorithmen sind noch zu unständig und aufwendig.

### 3.5 Vorteile des Gebrauches von State Estimation für den Lastverteiler-Betrieb

Ursprünglich war die Entwicklung von State Estimation dazu vorgesehen, für künftige Netzsicherheitsrechnungen eine Ausgangsbasis zu schaffen. Nach der Implementierung hat sich jedoch in der Praxis gezeigt, dass die Ergebnisse der State Estimation selbst schon sehr wertvolle Informationen für eine

Netzleitstelle liefern. Einige wichtige Vorteile seien im folgenden aufgezählt:

**Übersichtlichkeit:** Die Ergebnisse von State Estimation erlauben eine konzentrierte und richtige Darstellung der jeweiligen Netzparameter bzw. des Netzzustandes auf Bildschirmen und Protokolliergeräten. Die Ausgabe von Spannungswerten der wichtigsten Knoten ermöglicht dem geübten Operator eine schnelle Übersicht über den Zustand des Gesamtnetzes. Teilinformationen können in Listen und graphischen Darstellungen ausgegeben werden.

**Sichere, genaue und zahlreiche Informationen:** Durch den dauernden Vergleich der gemessenen mit den estimierten Werten und die Beobachtung der Differenzen, durch die Möglichkeit der Erkennung und Behebung von Fehlern sind die Netzinformationen über die Zeit gesehen wesentlich sicherer bei Verwendung von State Estimation. Je nach Meßstellenkonfiguration kann die Anzahl der zusätzlichen Informationen beträchtlich sein. Über die estimierten Spannungen zweier Knoten kann z. B. auch ein an beiden Leitungsenden nicht gemessener Lastfluss gerechnet werden. Bei Verbundleitungen kennt man Betrag und Phasenwinkel der Knotenspannung im Fremdnetz.

**Schnellere Reaktion:** Bei der Verwendung von State Estimation ergibt sich eine wesentliche Verkürzung der Aktionszeit bei einem plötzlich erforderlichen Eingriff in das Netzgeschehen. Das kommt in erster Linie von dem vollständigen Informationssatz des Netzes, d. h., der Lastverteiler kann teilweise auf Telefonanrufe bei Unterstationen oder Verbundpartnern verzichten. Er hat mehr Zeit zum Durchdenken seiner Abhilfemassnahme und kann trotzdem noch schneller handeln. Das gilt vor allem auch bei recht komplizierten Situationen, die durch die zunehmende Vermaschung und gegenseitige Abhängigkeit in grossen Verbundnetzen hervorgerufen werden können.

**Anomale Netzzustände:** Anomale Netzzustände können schnell und sicher erkannt werden. Zu tiefe und zu hohe Spannungen oder Überlastungen von Netzelementen werden sofort gemeldet. Die Bereichsgrenze ist beliebig einstellbar.

**Statistik:** State Estimation ermöglicht eine genaue, richtige und vollständige Statistik des Netzzustandes, die den Lastverteiler von allen Schreibaufgaben entlastet. Aufgrund dieser Statistik bekommt er das gesamte Netzgeschehen besser in den Griff. Eine nachträgliche Betrachtung und Untersuchung vergangener, interessanter Netzzustände ist möglich.

**Erkennung von Messfehlern.** Fehler im Mess- oder Estimierungssystem können im Lastverteiler sofort erkannt werden.

**Netzverluste.** Die State-Estimation-Methode vermittelt jederzeit die Kenntnis der Leitungsverluste des Netzes. Die Verluste können vor allem bei grossen Transiten eine gewisse Rolle spielen.

## 4. Verfügbarkeit des Prozesses und Genauigkeit der Ergebnisse

Fig. 6 zeigt die Verfügbarkeit des On-line-State-Estimation-Prozesses einschliesslich Datensicherstellung während eines Jahres. Die durchschnittliche Ausfallrate betrug dabei 3,6 %. In Fig. 7 sind Estimationsabweichungen zweier typischer Monate dargestellt. Bei über 98 % der On-line-Lastflussberechnungen waren diese Abweichungen, d. h. die Differenzen zwischen gerechneten und gemessenen Werten, kleiner als 2 %. Die Ergebnisse dieser Darstellung veranschaulichen die Qualität und Sicherheit des Datenerfassungs- und Übertragungssystems.



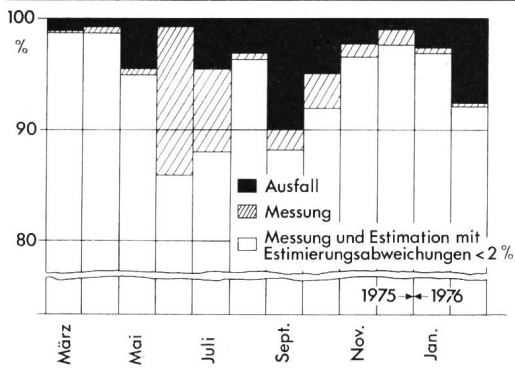


Fig. 6 Verfügbarkeit des on-line State Estimation Prozesses einschliesslich Datensicherstellung

### 5. Ausblick

Die praktischen Erfahrungen zeigen deutlich, dass der Betreiber komplexer Hochspannungsübertragungsnetze durch neuartige Methoden und Mittel in die Lage versetzt wird, ein derartiges System immer besser zu beherrschen. Die relativ einfache Methode des State Estimation dient nicht nur der Erhöhung der Versorgungssicherheit, sondern liefert ausserdem noch die richtige und konzentrierte Grundlage für jegliche Art der Weiterverarbeitung der Systemdaten. Sie ist gewissermassen die Schnittstelle zwischen dem richtigen Systemdatensatz und allen prozessgebundenen und ungebundenen Weiterverarbeitungen und Anwendungen. Solche Anwendungen sind z. B. Grenzwertüberwachung, Sicherheitsanalyse, vorbeugende Massnahmen zur Erhöhung der Sicherheit sowie Abhilfemassnahmen bei anomalen Netzzuständen.

Für andere Anwendungen, die nicht unbedingt in den Bereich der Sicherheit gehören, bieten sich die Ergebnisse von State Estimation ebenfalls an. Es wäre denkbar, dass die Daten für die Frequenz-Leistungsregelung oder Optimierung ebenfalls zuerst dieses Filter durchlaufen.

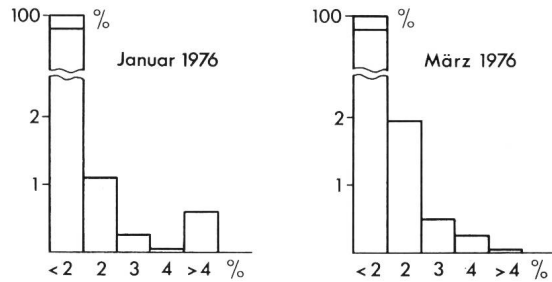


Fig. 7 Prozentuale Abweichungen der State-Estimation-Ergebnisse von den Messwerten

### Literatur

- [1] H. P. Asal, G. Liebetrau und R. Wenk: Prozessrechner im Verbundbetrieb. Bull. SEV 62(1971)11, S. 533...540.
- [2] K. Reichert u. a.: On-Line-Lastflussberechnung (State Estimation) in elektrischen Energieversorgungssystemen, Grundlagen. ETZ-A 95(1974)2, S. 86...91.
- [3] J. F. Dopazo a. o.: State calculation of power systems from line flow measurements. Trans. IEEE PAS 89(1970)7, p. 1698...1708.
- [4] H. P. Asal, J. Caneel et K. Reichert: Surveillance d'une partie du réseau à haute-tension de la Suisse par la méthode d'estimation d'état, structure du système et expérience pratique acquise. Rapport CIGRE 32-11, 1974.
- [5] H. Luder und H. P. Asal: Optimalplanung im Verbundbetrieb. Neue Technik 15(1973)1, S. 10...17.
- [6] K. Reichert u. a.: Die Überwachung eines Teils des schweizerischen Hochspannungsnetzes mit State Estimation, Prozessaufbau und praktische Erfahrungen. In: Einsatz von Prozessrechnern in Kraftwerken und Übertragungsnetzen. Informationstagung 20./21. 9. 1973, Lausanne. Zürich, SEV 1973; S. 141...166.
- [7] H. P. Asal: Three years' experience with an on-line state-estimation system in a section of the Swiss c.h.v. grid. In: On-line operation and optimisation of transmission and distribution system. IEE Conference Publication N° 140, London, 1976.

### Adresse des Autors

Dr. H. P. Asal, Elektrizitäts-Gesellschaft Laufenburg AG, 4335 Laufenburg.