

Zeitschrift: Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins
Herausgeber: Schweizerischer Elektrotechnischer Verein ; Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke
Band: 62 (1971)
Heft: 2

Artikel: Optimale Netzregelung mit Prozessrechnern
Autor: Bühler, H.
DOI: <https://doi.org/10.5169/seals-915798>

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften auf E-Periodica. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen sowie auf Social Media-Kanälen oder Webseiten ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. [Mehr erfahren](#)

Conditions d'utilisation

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. La reproduction d'images dans des publications imprimées ou en ligne ainsi que sur des canaux de médias sociaux ou des sites web n'est autorisée qu'avec l'accord préalable des détenteurs des droits. [En savoir plus](#)

Terms of use

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. Publishing images in print and online publications, as well as on social media channels or websites, is only permitted with the prior consent of the rights holders. [Find out more](#)

Download PDF: 03.04.2026

ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, <https://www.e-periodica.ch>

Optimale Netzregelung mit Prozessrechnern ¹⁾

Von H. Bühler, Ciona di Carona

621.398 : 621.316

Für den optimalen Betrieb von hydraulischen und thermischen Kraftwerken wird die Kurzzeit-Optimierung und die Netzregelung betrachtet. Bei der Kurzzeit-Optimierung werden die Produktionskosten, Nebenbedingungen und Begrenzungen besprochen und anschliessend eine geeignete Lösungsmöglichkeit gezeigt, bei der eine Aufteilung in Netzberechnung, Blind- und Wirkleistungs-Optimierung erfolgt. Schliesslich wird eine Näherungsmethode erläutert, welche gestattet, die optimale Leistungsverteilung mit der Netzregelung durch Prozessrechner im On-line-Betrieb sicherzustellen.

On examine l'optimisation temporaire et le réglage du réseau indispensables au service optimal des centrales hydrauliques et thermiques. Dans l'optimisation temporaire, on discute les frais de production, les conditions accessoires et les limitations, en présentant ensuite une solution appropriée qui implique une détermination séparée du calcul du réseau et de l'optimisation de la puissance réactive et effective. On explique ensuite une méthode d'approche, permettant d'assurer à l'aide d'une calculatrice de processus en service on-line une répartition optimale de la puissance par réglage du réseau.

1. Einleitung

Die modernen Methoden der Automatik, insbesondere die verschiedenen Optimierungsverfahren finden immer mehr Anwendung in der Praxis. Diese Entwicklung wird dadurch ermöglicht, dass einerseits die neuen Verfahren auf einen Stand gebracht werden, dass sie einer praktischen Anwendung zugänglich sind, und dass andererseits im Prozessrechner ein Hilfsmittel zur Verfügung steht, mit dem die umfangreichen numerischen Rechnungen in kurzer Zeit und falls notwendig prozessgekuppelt durchgeführt werden können.

Ein interessantes Anwendungsgebiet für die Optimierungsverfahren stellt der Betrieb von grossen elektrischen Verbundnetzen dar. Hier geht es darum, die Energieproduktion in den einzelnen Kraftwerken so zu steuern, dass die Kosten für die Energieproduktion minimal werden. Nachstehend soll die dabei auftretende Problemstellung dargelegt und die Lösungsmöglichkeiten aufgezeigt werden. Dabei wird absichtlich der notwendige umfangreiche mathematische Formelapparat weggelassen, indem versucht wird, auf möglichst anschauliche Weise das Problem darzustellen, so dass vor allem der Praktiker, der mit dem Betrieb von elektrischen Verbundnetzen betraut ist, einen Einblick in diese neuen Möglichkeiten bekommen soll.

Beim Betrieb von hydraulischen und thermischen Kraftwerken kann man mehrere Optimierungsstufen unterscheiden, die sich hierarchisch aufbauen, wie dies in Fig. 1 schematisch dargestellt ist.

Die Langzeit-Optimierung erstreckt sich über ein Jahr. Hier wird die zur Verfügung stehende Wassermenge so eingeteilt bzw. ausgenützt, dass die zusätzlich in den thermischen Kraftwerken zu erzeugende Energie mit möglichst geringen Kosten erzeugt werden kann. Da aber weder die Belastung noch die zur Verfügung stehende Wassermenge für ein ganzes Jahr im voraus bekannt ist, so kann diese erste Optimierungsstufe nur Erwartungswerte liefern. Die Streuung wird um so grösser sein, je weiter die Werte in die Zukunft extrapoliert werden müssen.

Die Mittelzeit-Optimierung umfasst einen Zeitraum von einer Woche bis einen Monat. Hier werden die Resultate der Langzeit-Optimierung verbessert und vor allem bestimmt, welche Kraftwerke bzw. Maschinengruppen zu welchen Zeitpunkt

in Betrieb zu nehmen sind. Bei den thermischen Kraftwerken werden die Anlaufkosten berücksichtigt. Neben reinen Kostenüberlegungen muss aber auch dafür gesorgt werden, dass in jeder Netzregion genügend rotierende Reserve vorhanden ist, um auch bei Störungen den Betrieb sicherstellen zu können.

Die Kurzzeit-Optimierung erstreckt sich über einen Tag. Hier wird das Betriebsprogramm für den folgenden Tag festgelegt, wobei die voraussichtliche Last so auf die einzelnen Kraftwerke verteilt wird, dass die Produktionskosten minimal werden.

Bei der Momentan-Optimierung wird schliesslich dafür gesorgt, dass die Produktionskosten in jedem Moment minimal sind.

Die Momentan-Optimierung als Netzregelung ist im On-line-Betrieb, also prozessgekuppelt durchzuführen, wozu ein Prozessrechner notwendig ist. Die übrigen Optimierungen können Off-line, also unabhängig vom Prozess berechnet werden. Diese Rechnungen können ebenfalls im Prozessrechner durchgeführt werden, und zwar in den Pausen, in denen er nicht für die Netzregelung benötigt wird.

Nachstehend werden die Kurzzeit-Optimierung sowie die Momentan-Optimierung, d. h. Netzregelung, näher betrachtet.

2. Kurzzeit-Optimierung

2.1 Problemstellung

In Fig. 2 ist ein einfaches Verbundnetz mit vier Knotenpunkten und entsprechendem Übertragungsnetz dargestellt, das alles Wesentliche zur Erläuterung der Problemstellung für die Kurzzeit-Optimierung enthält.

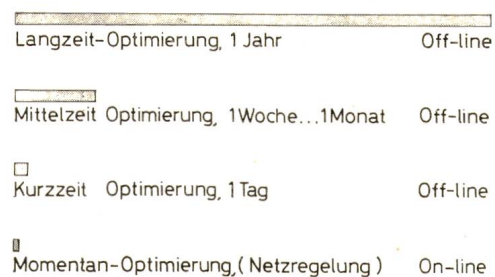


Fig. 1

Optimaler Betrieb von hydraulischen und thermischen Kraftwerken
Hierarchisch überlagerte Optimierungsstufen

¹⁾ Vortrag, gehalten im Rahmen des Kolloquiums für Forschungsprobleme der Energietechnik an der ETH-Zürich, am 12. Mai 1970.

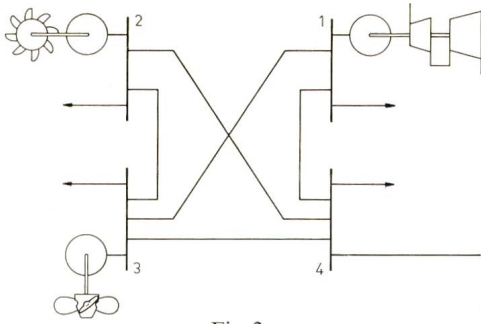


Fig. 2

Einfaches Verbundnetz mit thermischem Kraftwerk (1), Hochdruck-Speicherwerk (2), Niederdruck-Laufwerk (3) und Knotenpunkt (4) mit Übertragungsleitung zum Nachbarnetz

In den Knotenpunkt 1 speist ein thermisches Kraftwerk ein. Im Knotenpunkt 2 befindet sich ein Hochdruck-Speicherwerk und im Knotenpunkt 3 ein Niederdruck-Laufwerk. Knotenpunkt 4 ist mit einer weiteren Übertragungsleitung zu einem Nachbarnetz verbunden, über die eine bestimmte Austauschleistung zu übertragen ist. An jedem Knotenpunkt sind Verbraucher angeschlossen. Für jeden Verbraucher ist das Belastungsdiagramm für den folgenden Tag gegeben, und zwar sowohl für die Wirklast P_D , wie auch für die Blindlast Q_D (Fig. 3a). Diese Belastungsdiagramme lassen sich aufgrund von statistischen Untersuchungen mit guter Näherung voraussagen. Die notwendige Wirk- und Blindleistung ist nun so auf die einzelnen Kraftwerke aufzuteilen, dass die Produktionskosten minimal werden. Dabei ist zusätzlich zu berücksichtigen, dass in den hydraulischen Kraftwerken die durch die Mittelzeit-Optimierung vorgeschriebene Wassermenge pro Tag verbraucht wird, um den Wasserhaushalt nicht zu stören.

Damit das Problem mit vernünftigem Rechenaufwand gelöst werden kann, ist es notwendig, die Zeit zu diskretisieren, indem die Zeitspanne von einem Tag in z. B. 24 Teile von je einer Stunde aufgeteilt wird. Somit wird die stetige Belastungskurve durch ein treppenförmiges Diagramm ersetzt (Fig. 3b).

2.2 Zielfunktion, Nebenbedingungen und Begrenzungen

2.2.1 Allgemeines

Bei jedem Optimierungsproblem wird eine sog. Zielfunktion definiert, deren Wert optimal gemacht werden soll. Die Zielfunktion hängt von den beeinflussbaren Variablen ab. Diese können normalerweise nicht beliebig verändert werden, sondern es sind eine Reihe von Nebenbedingungen und Begrenzungen zu beachten.

Im vorliegenden Fall wird die Zielfunktion durch die totalen Produktionskosten im Verbundnetz gebildet. Die beeinfluss-

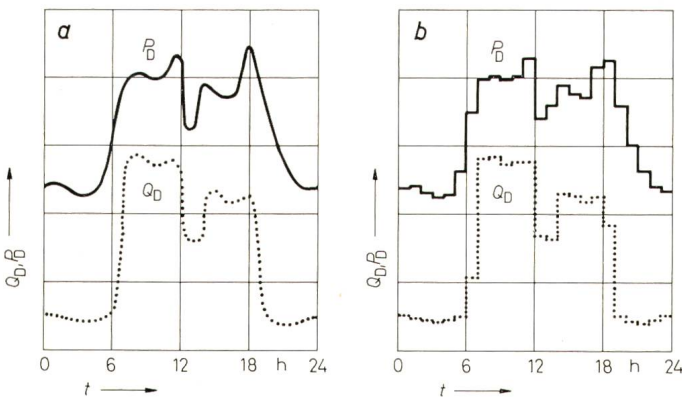


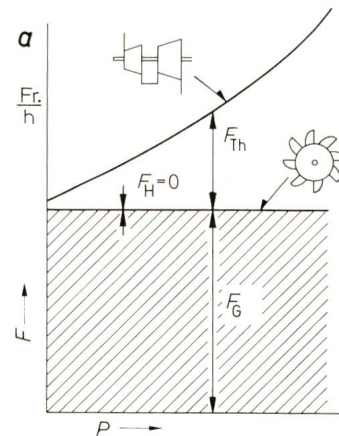
Fig. 3

Belastungsdiagramm der einzelnen Verbraucher für Wirklast P_D und Blindlast Q_D in Abhängigkeit der Tageszeit t
a stetiges Diagramm; b treppenförmiges Diagramm

baren Variablen sind die in den einzelnen Kraftwerken erzeugten Wirk- und Blindleistungen. Nebenbedingungen und Begrenzungen ergeben sich durch Wasserhaushalt, Leistungsfluss im Übertragungsnetz und begrenzte Maschinenleistungen. Nachstehend seien die Einzelheiten näher betrachtet.

2.2.2 Produktionskosten

Die stündlichen Produktionskosten F setzen sich aus einem Grundanteil F_G und einem leistungsabhängigen Anteil zusammen (Fig. 4). Die Grundkosten sind bedingt durch Aufwendungen für Amortisierung, Zinsen, Personalkosten usw. und laufen unabhängig von der jeweiligen Produktion auf. Bei thermischen Kraftwerken steigen die Kosten mehr als linear mit der erzeugten Leistung an, bedingt durch den Verbrauch von Kohle, Öl oder nuklearen Brennstoffen, was mit entsprechenden Kosten verbunden ist. Bei hydraulischen Kraftwerken



b

$$F = \sum_{Th} F_{Th}(P_{Th})$$

$$F_T = \sum_t F \cdot \Delta t$$

$$\sum_t \sum_{Th} F_{Th}(P_{Th}) = \min$$

Fig. 4

Produktionskosten (Zielfunktion)

F stündliche Produktionskosten; F_{Th} leistungsabhängiger Anteil der stündlichen Produktionskosten bei thermischen Kraftwerken; F_H leistungsabhängiger Anteil der stündlichen Produktionskosten bei hydraulischen Kraftwerken; F_T totale Produktionskosten im Verbundnetz pro Tag; P Leistung

steht das Wasser praktisch kostenfrei zur Verfügung, so dass die gesamten Kosten praktisch konstant, d. h. unabhängig von der produzierten Leistung sind.

Im folgenden sollen unter Produktionskosten nur die leistungsabhängigen Kosten verstanden werden, die somit bei hydraulischen Kraftwerken gleich Null sind ($F_H=0$) und bei thermischen Kraftwerken etwas mehr als linear mit der Leistung ansteigen (F_{Th}).

Die gesamten stündlichen Produktionskosten im Verbundnetz F ergeben sich somit durch Summierung über alle thermischen Kraftwerke, was eine Funktion der einzelnen Leistungen in den thermischen Kraftwerken P_{Th} ist. Um die totalen Produktionskosten für den ganzen Tag F_T zu erhalten, ist eine Summierung über sämtliche Zeitabschnitte Δt durchzuführen (Fig. 4b).

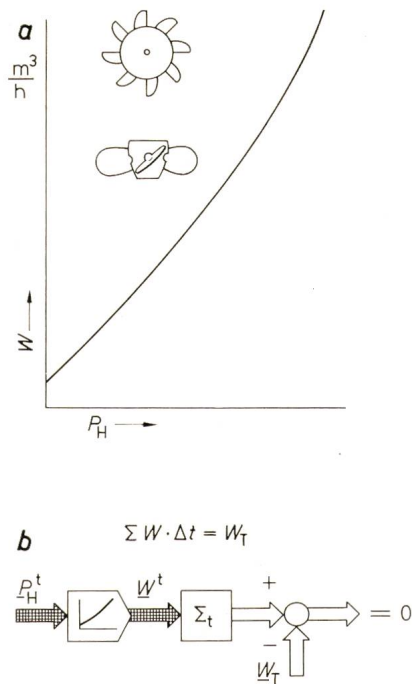


Fig. 5

Verarbeitete Wassermenge

W Wassermenge pro Stunde; W_T totale Wassermenge pro Tag;
 P_H Leistung im hydraulischen Kraftwerk

Werden alle Zeitabschnitte Δt gleich gewählt, so kann man als Zielfunktion die Doppelsumme über Zeit und alle thermischen Kraftwerke der stündlichen Produktionskosten

$$\sum_{Th} \sum_t F_{Th}(P_{Th})$$

ansetzen. Diese Zielfunktion muss minimalisiert werden.

Dieser Zusammenhang kann schematisch dargestellt werden (Fig. 4b). Die in den einzelnen thermischen Kraftwerken zu den einzelnen Zeitabschnitten erzeugten Wirkleistungen werden zu einem Vektor P_{Th}^t zusammengefasst. Dass der Vektor alle Zeitabschnitte umfasst, soll durch den hochgestellten Index t zum Ausdruck kommen und am Pfeil durch die Karrierung angedeutet werden. Mit einer nichtlinearen Funktion (der Kostenfunktion) entsteht der Vektor der stündlichen Betriebskosten F_{Th}^t . Eine erste Summation über die Zeit t reduziert die Dimension des Vektors (der Pfeil ist nicht mehr kariert). Durch eine weitere Summation über die thermischen Kraftwerke Th entsteht ein Skalar, eben die gesuchte Zielfunktion, die minimal gemacht werden soll.

Es sei noch kurz darauf hingewiesen, dass die Dimension des Vektors P_{Th}^t recht beträchtlich sein kann. Befinden sich z. B. in einem Verbundnetz 10 thermische Kraftwerke, so ergibt sich bei 24 Zeitabschnitten eine Dimension von 240!

2.2.3 Verarbeitete Wassermenge

Eine erste Reihe von Nebenbedingungen ist bei den hydraulischen Kraftwerken zu beachten. Die Summe der stündlich verbrauchten Wassermenge W muss für jedes Kraftwerk gleich der Wassermenge W_T pro Tag sein. Diese wird von der Mittelzeit-Optimierung vorgegeben. Damit ist gewährleistet, dass der vorgesehene Wasserhaushalt eingehalten wird. Die stündlich verbrauchte Wassermenge ist von der erzeugten Leistung abhängig und steigt mit ihr etwas mehr als linear an (Fig. 5a).

Diese Nebenbedingung ist in Fig. 5b schematisch dargestellt. Die in allen hydraulischen Kraftwerken erzeugten Leistungen zu allen Zeitabschnitten werden zu einem Vektor P_H^t

zusammengefasst. Die nichtlineare Funktion des Wasserverbrauchs liefert den Vektor der stündlich verbrauchten Wassermenge W^t . Eine Summierung über die Zeit reduziert auch hier die Ordnung des Vektors. Davon wird die vorgeschriebene Wassermenge pro Tag W_T subtrahiert. Der resultierende Vektor, der sich über alle hydraulischen Kraftwerke erstreckt, muss dann gleich Null sein.

Die Verteilung der verarbeiteten Wassermenge über die einzelnen Zeitabschnitte bedarf noch näherer Betrachtungen, wie anhand von Fig. 6 gezeigt werden soll. In Fig. 6a ist die stündlich verbrauchte Wassermenge W dargestellt, während aus Fig. 6b der über die Zeitabschnitte kumulierte Verlauf $\sum W \cdot \Delta t$ hervorgeht.

Bei Kraftwerken mit Jahresspeichern (1 in Fig. 6) kann die Wassermenge praktisch beliebig über den Tag verteilt werden. Insbesondere kann der Wasserverbrauch in einzelnen Zeitabschnitten gleich Null sein. Bei Laufkraftwerken ohne Speichermöglichkeit (3 in Fig. 6) muss die verarbeitete Wassermenge (konstanten Zufluss vorausgesetzt) konstant sein. Bei Kraftwerken mit Tagesspeichern (2 in Fig. 6) können Variationen zugelassen werden, jedoch ist dafür zu sorgen, dass der kumulierte Verlauf der Wassermenge nicht allzu stark vom Mittelwert abweicht, und zwar gerade so, dass der minimal bzw. maximal zulässige Wasserspiegel nicht unter- bzw. überschritten wird. Nachfolgend sollen diese Feinheiten der Tagesspeicher der Einfachheit halber nicht weiter berücksichtigt werden.

2.2.4 Leistungsbilanz und Begrenzungen der Leistungen

(Nebenbedingungen und Begrenzungen sind in Fig. 7 dargestellt.)

Gemäss der Leistungsbilanz muss die Energieproduktion minus Verbrauch minus Verluste gleich Null sein, und zwar gilt dies sowohl für die Wirkleistung P , wie auch für die Blindleistung Q . Die Wirk- und Blindleistungsverluste P_L bzw. Q_L entstehen je nach der Leistungsübertragung in den einzelnen Leitungen. Darauf wird in Abschnitt 2.2.5 näher eingegangen.

Im weiteren sind die Wirk- und Blindleistungen, die in den Kraftwerken erzeugt werden können, begrenzt (Fig. 7b). Die Wirkleistung ist nach oben durch die Leistungsfähigkeit der

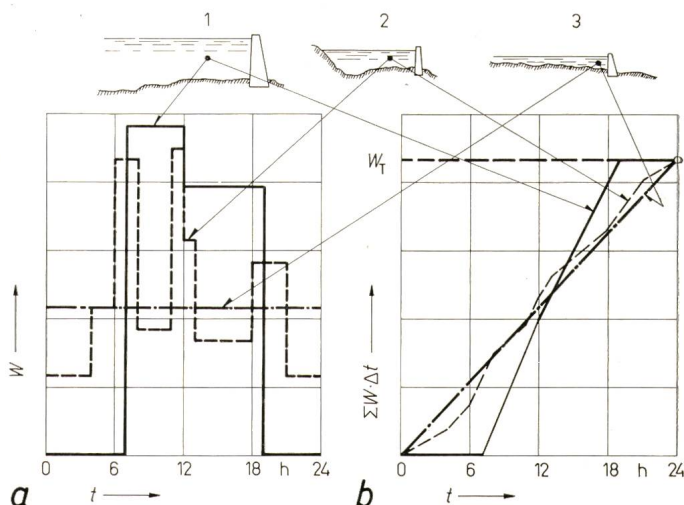


Fig. 6

Verteilung der verarbeiteten Wassermenge

a stündlich verarbeitete Wassermenge W in Abhängigkeit der Tageszeit t ; b kumulierter Verlauf $\Sigma W \Delta t$ der verarbeiteten Wassermenge in Abhängigkeit der Tageszeit t ; W_T totale Wassermenge pro Tag; 1 Jahresspeicher; 2 Tagesspeicher; 3 Laufkraftwerk ohne wesentliche Speichermöglichkeit

$$a \left\{ \begin{array}{l} \Sigma P_{Th} + \Sigma P_H - \Sigma P_D - P_L = 0 \\ \text{Produktion} - \text{Verbrauch} - \text{Verluste} = 0 \\ \Sigma Q_{Th} + \Sigma Q_H - \Sigma Q_D - Q_L = 0 \end{array} \right.$$

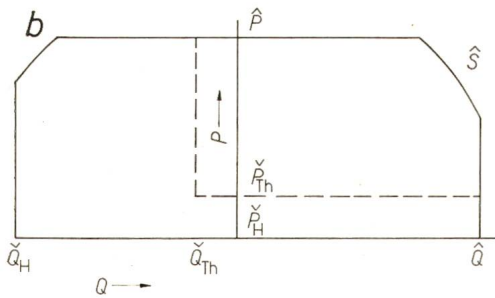


Fig. 7

Leistungsbilanz (a) und Begrenzungen der Leistungen (b)

P Wirkleistung; Q Blindleistung; S Scheinleistung;
Indizes: Th thermisches Kraftwerk; H hydraulisches Kraftwerk;
D Verbraucher; L Verluste
Erklärungen siehe im Text

Turbine begrenzt (\hat{P}). Die untere Wirkleistungsgrenze \check{P} ist bei hydraulischen Kraftwerken praktisch gleich Null (\check{P}_H). Bei thermischen Kraftwerken ist die Kesselmindestlast zu beachten, unter der ein Normalbetrieb nicht durchgeführt werden soll (\check{P}_{Th}).

Ein prinzipieller Unterschied besteht ebenfalls zwischen hydraulischen und thermischen Kraftwerken hinsichtlich der Grenze der Blindleistung in negativer Richtung (\check{Q}_H , bzw. \check{Q}_{Th}), d. h. bei untererregten Generatoren. Hydraulische Kraftwerke besitzen Synchrongeneratoren mit ausgeprägten Polen. Hier kann die Erregung bis etwa auf Null reduziert werden, ohne die Stabilität des Parallelbetriebes zu gefährden. Bei den Vollpolgeneratoren der thermischen Kraftwerke dagegen darf die Erregung nur etwa bis zur halben Leerlauferregung reduziert werden. Da Turbogeneratoren überdies wesentlich höhere Synchronreaktanzen aufweisen, so ist bei thermischen Kraftwerken, bei gleicher Nennleistung die untere Grenze der Blindleistung stark reduziert.

Schliesslich entsteht noch eine weitere Begrenzung durch die maximal zulässige Scheinleistung \hat{S} .

Der Bereich, in dem der Betriebspunkt eines Kraftwerkes liegen darf, ist somit begrenzt.

2.2.5 Wirk- und Blindleistungsverluste im Übertragungsnetz

Zur Berechnung der Wirk- und Blindleistungsverluste im Übertragungsnetz eignet sich die Einspeisungsmethode, auch «méthode des injections» genannt, sehr gut. Dieses Verfahren wurde vor allem in Frankreich entwickelt. Die Methode soll kurz anhand der Fig. 8 besprochen werden.

An jedem Netzknotenpunkt wird eine Wirk- und Blindleistung I , bzw. K ins Netz eingespeist (Fig. 8a). Das Symbol I darf hier nicht mit dem Strom verwechselt werden, sondern soll an «Injection» erinnern. Die Einspeisungen müssen mit den im betreffenden Knotenpunkt erzeugten und verbrauchten Wirk- und Blindleistungen im Gleichgewicht sein.

Zur Erläuterung der Einspeisungen betrachte man das Beispiel einer einzigen Übertragungsleitung, die durch ein Längsglied bestehend aus Ohmschem Widerstand R und Reaktanz X besteht (Fig. 8b). Die Wirk- und Blindleistungen, die sich am Leitungsanfang einspeisen lassen, hängen vom Betrag der Spannungen am Anfang und Ende der Leitung ab sowie von

der Differenz der Phasenwinkel der Spannungszeiger. Die einspeisbare Wirkleistung I verläuft annähernd linear mit der Winkeldifferenz $\theta_1 - \theta_2$, wobei der Einfluss der Spannung U relativ gering ist. Wesentlich ausgeprägter ist der Einfluss der Spannungen auf die einspeisbare Blindleistung K . Dabei ist zu beachten, dass auch hier die Phasenwinkeldifferenz $\theta_1 - \theta_2$ einen merkbaren Einfluss ausübt (Fig. 8c).

Die Wirk- und Blindleistungsverluste in der Übertragungsleitung P_L bzw. Q_L verlaufen parabelähnlich mit der Differenz der Phasenwinkel $\theta_1 - \theta_2$. Der Betrag der Spannungen U übt einen relativ kleinen Einfluss aus (Fig. 8d).

Gehen von einem Knotenpunkt mehrere Leitungen weg, so ergibt sich die totale Einspeisung aus der Überlagerung der in die einzelnen Leitungen eingespeisten Leistungen. Sind die in den einzelnen Knotenpunkten erzeugten und verbrauchten Wirk- und Blindleistungen gegeben, so müssen Betrag und Phasenwinkel der einzelnen Knotenpunktspannungen so angepasst werden, dass in allen Knotenpunkten die Einspeisungsbedingungen für Wirk- und Blindleistung erfüllt sind (Fig. 8e).

Auch hier sind noch eine Anzahl Begrenzungen zu beachten (Fig. 8f). Die zulässige Phasenwinkeldifferenz über jeder Übertragungsleitung ist begrenzt und zwar vor allem mit Rücksicht auf die Wirkverluste, die ja praktisch eine Funktion der Phasendifferenz $\theta_1 - \theta_2$ sind, und die eine entsprechende Erwärmung der Leitung zur Folge haben. Andererseits sind auch die Beträge der einzelnen Spannungen nach oben und unten begrenzt, mit Rücksicht auf eine befriedigende Spannungshaltung im Netz.

Werden diese Begrenzungen nicht eingehalten, so muss entweder eine andere Verteilung der erzeugten Wirk- und Blindleistungen gewählt werden, oder es ist, falls möglich, das Netz durch Zuschalten von weiteren Übertragungsleitungen zu verstärken.

2.3 Lösung des Optimierungsproblems

2.3.1 Allgemeines

Die Lösung des vorliegenden Optimierungsproblems unter Berücksichtigung der besprochenen Nebenbedingungen und Begrenzungen ist sehr mühsam und umfangreich, vor allem

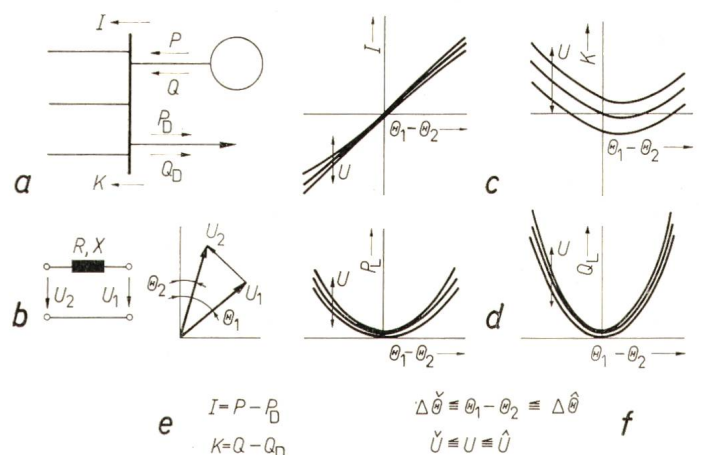


Fig. 8

Netzberechnung nach der Einspeisungsmethode

a Netzknotenpunkt; b einfache Übertragungsleitung; c Wirk- und Blindleistungseinspeisung in eine Übertragungsleitung; d Wirk- und Blindleistungsverluste in einer Übertragungsleitung; e Einspeisungsbedingungen; f Begrenzungen;

I Wirkleistungseinspeisung; K Blindleistungseinspeisung; P erzeugte Wirkleistung; Q erzeugte Blindleistung; P_D Wirklast; Q_D Blindlast; U Spannungsbetrag; θ Phasenwinkel der Spannung; R Ohmscher Widerstand; X Reaktanz; P_L Wirkleistungsverluste; Q_L Blindleistungsverluste; $\hat{\quad}$ oberer Grenzwert; $\check{\quad}$ unterer Grenzwert

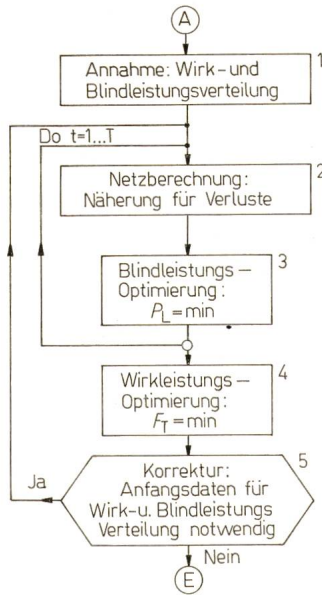


Fig. 9

Generelles Strukturdiagramm für die Kurzzeit-Optimierung

Do $t = 1..T$ über alle Zeitabschnitte eines Tages zu berechnen;
 P_L Wirkleistungsverluste im Netz; F_T totale Produktionskosten pro Tag

wegen der hohen Dimension der abhängigen und unabhängigen Vektoren, deren Elemente sich nicht nur über die einzelnen Kraftwerke bzw. Knotenpunkte erstrecken, sondern auch über alle Zeitabschnitte. Es ist daher angebracht, die Rechnung in einzelne Schritte aufzuteilen, wodurch die Übersicht verbessert und vor allem die Programmierung vereinfacht wird. Ein generelles Strukturdiagramm ist in Fig. 9 dargestellt.

Vorerst wird eine geeignete Annahme über die Verteilung der erzeugten Wirk- und Blindleistung getroffen (1). Die nächsten zwei Rechenschritte werden für jeden einzelnen Zeitabschnitt des Tages getrennt durchgeführt. Damit ist eine wesentliche Reduktion der Dimension der einzelnen Vektoren möglich. Zuerst wird die Netzberechnung durchgeführt (2), wobei eine Näherung für die Verluste aufgestellt wird, wie später noch gezeigt werden wird. Anschliessend folgt eine Blindleistungs-Optimierung (3). Dabei werden die erzeugten Blindleistungen derart verändert, dass die Wirkleistungsverluste P_L im Netz minimal werden. Nachdem diese Rechnungen für alle Zeitabschnitte durchgeführt wurden, folgt die Wirkleistungs-Optimierung, bei der die erzeugten Wirkleistungen derart verändert werden, dass die totalen Produktionskosten F_T pro Tag minimal werden (4). Erst bei diesem Schritt sind sämtliche Zeitabschnitte gleichzeitig zu beachten. Da aber Netzberechnung und Blindleistungs-Optimierung schon vorweg erledigt wurden, so reduziert sich der Rechenaufwand bei diesem Schritt beträchtlich.

Schliesslich wird kontrolliert, ob das gefundene Optimum stark von den Anfangsdaten für Wirk- und Blindleistungsverteilung abweicht (5). Wenn ja, so sind die Nahrungsbeziehungen für die Verluste ungenau. Die Anfangsdaten werden dann korrigiert, d.h. gleich den zuletzt gefundenen optimalen Werten gesetzt und die Rechnung erneut durchgeführt.

Nachfolgend sollen Netzberechnung, Blindleistungs-Optimierung und Wirkleistungs-Optimierung in schematischer Form näher betrachtet werden.

2.3.2 Netzberechnung

Vorerst soll die Netzberechnung besprochen werden, die wie bereits dargelegt wurde, auf der Einspeisungsmethode

beruht (siehe Abschnitt 2.2.5). Der Rechnungsgang ist in Fig. 10 schematisch dargestellt.

Da die Wirk- und Blindleistungseinspeisungen nur von der Differenz der Phasenwinkel der Spannungszeiger abhängen, so muss ein Knotenpunkt des Netzes als Bezugspunkt festgelegt werden. Es sei hierzu der Knotenpunkt 1 gewählt, wobei der Phasenwinkel $\theta_1 = 0$ gesetzt wird. Die übrigen Phasenwinkel werden zu einem Vektor Θ' zusammengefasst. Dass darin der Knotenpunkt 1 fehlt, soll durch einen Strich gekennzeichnet werden. Von den Phasenwinkeln werden die Differenzen gebildet und entsprechend begrenzt. Andererseits werden die Beträge der Spannungen in allen Knotenpunkten zu einem Vektor U zusammengefasst, wobei ebenfalls die Begrenzungen zu beachten sind.

Durch nichtlineare Beziehungen ergeben sich die Wirkleistungseinspeisung I_1 im Knotenpunkt 1 und in den übrigen Knotenpunkten I' , die wiederum zu einem Vektor zusammengefasst werden, sowie die Blindleistungseinspeisungen in allen Knotenpunkten K . Werden davon die produzierten Leistungen P' bzw. Q subtrahiert und die verbrauchten Leistungen P_D' bzw. Q_D addiert, so ergibt sich je ein Vektor, der gemäss den Gleichgewichtsbedingungen für die Einspeisungen gleich Null sein muss.

Um dies zu erreichen, wird eine Quadrierung und Summierung über alle Knotenpunkte K durchgeführt. Durch Zusammenfassung ergibt sich ein Skalar, der minimal gemacht werden soll. Man erkennt leicht, dass infolge der quadratischen Bewertungsfunktion das Minimum identisch mit der Lösung Null ist.

Damit ist die Netzberechnung auf ein nichtlineares Optimierungsproblem zurückgeführt. Mit Hilfe der nichtlinearen Programmierung (NLP) werden nun die unabhängigen Vektoren Θ' und U derart verändert, dass das Minimum erreicht wird. Es sind hier ausser den Begrenzungen keine weiteren Nebenbedingungen vorhanden.

Einen Hinweis bedarf noch die im Knotenpunkt 1 erzeugte Wirkleistung P_1 . Diese ist überbestimmt und kann somit nicht vorgegeben werden. Sie ergibt sich vielmehr aus der Wirkleistungseinspeisung I_1 und der in diesem Knotenpunkt verbrauchten Leistung P_{D1} , und ist gerade so gross, dass die Wirkleistungsbilanz erfüllt ist.

2.3.3 Blindleistungs-Optimierung

Als nächstes sei die Blindleistungs-Optimierung betrachtet (Fig. 11). Die in allen Knotenpunkten erzeugten Blindleistungen werden zu einem Vektor Q zusammengefasst, wobei die Begrenzungen zu berücksichtigen sind.

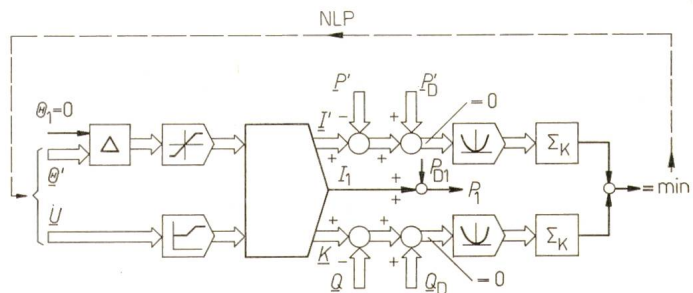


Fig. 10

Schematische Darstellung der Netzberechnung

NLP nichtlineare Programmierung; U Spannungsbetrag; Θ Phasenwinkel der Spannung; I Wirkleistungseinspeisung; K Blindleistungseinspeisung; P erzeugte Wirkleistung; Q erzeugte Blindleistung; P_D Wirklast; Q_D Blindlast

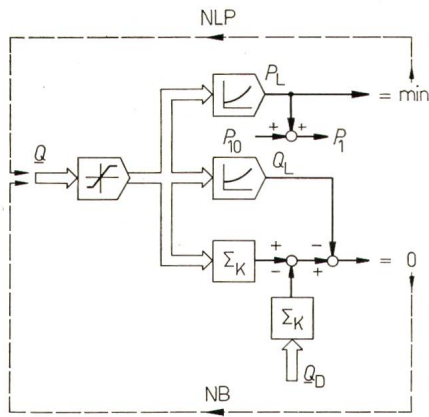


Fig. 11

Schematische Darstellung der Blindleistungs-Optimierung

NLP nichtlineare Programmierung; NB Nebenbedingungen; Q erzeugte Blindleistung; Q_D Blindlast; P_L Wirkleistungsverluste im Netz; Q_L Blindleistungsverluste im Netz; P_1 im Knotenpunkt 1 erzeugte Wirkleistung

Aufgrund der Netzberechnung lässt sich für die Wirkleistungsverluste P_L eine quadratische Näherungsbeziehung in Abhängigkeit von den erzeugten Blindleistungen Q angeben. Im vorliegenden Fall bilden die Wirkleistungsverluste P_L die Zielfunktion, die minimalisiert werden muss, wozu wiederum die nichtlineare Programmierung herbeigezogen wird (NLP).

Im vorliegenden Fall muss jedoch noch eine Nebenbedingung beachtet werden, nämlich die Blindleistungsbilanz, die fordert, dass Produktion ($\sum_K Q$) minus Verbrauch ($\sum_K Q_D$) minus Verluste Q_L gleich Null sein muss. Die Blindleistungsverluste Q_L werden ebenfalls durch einen quadratischen Näherungsausdruck in Abhängigkeit der erzeugten Blindleistungen Q ausgedrückt.

Ein Hinweis ist auch hier auf die im Knotenpunkt 1 produzierte Wirkleistung P_1 erforderlich. Bei einer Änderung der Wirkleistungsverluste muss sich auch die im Knotenpunkt 1 erzeugte Wirkleistung ändern, damit die Wirkleistungsbilanz erfüllt ist.

2.3.4 Wirkleistungs-Optimierung

Schliesslich muss man noch die Wirkleistungs-Optimierung betrachten (Fig. 12). Wie bereits erwähnt, sind hier alle variablen Vektoren auch über alle Zeitabschnitte zu erstrecken, was in Fig. 12 durch Karrierung bzw. Schraffierung der Pfeile zum Ausdruck gebracht wird.

Die Zielfunktion ergibt sich aus der in den thermischen Kraftwerken erzeugten Wirkleistung P_{Th}^t unter Berücksichtigung der Begrenzungen und der nichtlinearen Kostenfunktion sowie der Summierung über die Zeit t und über alle thermischen Kraftwerke Th. Diese wird mit der nichtlinearen Programmierung (NLP) minimalisiert, wozu die in den thermischen Kraftwerken erzeugte Wirkleistung P_{Th}^t zu beeinflussen ist.

Im vorliegenden Fall sind eine Reihe von Nebenbedingungen zu beachten. Die in den hydraulischen Kraftwerken verbrauchte Wassermenge W^t summiert über die Zeit t minus die vorgeschriebene pro Tag zu verbrauchende Wassermenge W_T muss gleich Null sein. Es ergeben sich so viele Nebenbedingungen wie hydraulische Kraftwerke vorhanden sind. Diese Nebenbedingungen haben eine Rückwirkung auf die in den hydraulischen Kraftwerken erzeugte Wirkleistung P_H^t zur Folge.

Eine weitere Serie von Nebenbedingungen entsteht durch die Wirkleistungsbilanz. Die Summe aller erzeugten Wirkleistungen ($\sum_K P$), minus Verbrauch ($\sum_K P_D$), minus Verluste P_L

muss gleich Null sein. Die Verluste P_L werden auch hier durch einen quadratischen Ausdruck angenähert. Die Anzahl dieser Nebenbedingungen ist gleich der Anzahl der Zeitabschnitte. Hier ergibt sich eine Rückwirkung auf die in den thermischen und hydraulischen Kraftwerken erzeugten Wirkleistungen P_{Th}^t und P_H^t , womit sich eine Kopplung der beiden Kraftwerkarten ergibt.

2.3.5 Nichtlineare Programmierung, Gradientenverfahren

In allen drei Rechenschritten, Netzberechnung, Blindleistungs- und Wirkleistungs-Optimierung wird die nichtlineare Programmierung benötigt. Die Mathematiker haben hiezu eine ganze Reihe von Methoden bereitgestellt. Davon soll anhand von Fig. 13 kurz ein wichtiges Verfahren, nämlich das Gradientenverfahren skizziert werden.

Eine Zielfunktion von zwei Variablen X_1 und X_2 soll z.B. ellipsenförmige Kurven bilden. Zur Bestimmung des Minimums geht man von einem beliebig gewählten Punkt P_0 aus (Fig. 13a). Hier wird der Gradient gebildet und in dieser Richtung ein Strahl gelegt, auf dem man so weit fortschreitet, bis darauf das Minimum erreicht ist. Damit hat man das mehrdimensionale Problem in ein eindimensionales umgeformt. Im neuen Punkt P_1 bildet man erneut den Gradienten und geht längs dem neuen Strahl so weit, bis darauf wiederum das Minimum erreicht ist. Das Verfahren wird solange fortgesetzt, bis das Minimum der Zielfunktion P_{min} erreicht ist.

Ist eine Nebenbedingung NB vorgegeben, so müssen sämtliche Lösungen auf der durch die Nebenbedingungen vorgeschriebene Kurve liegen (Fig. 13b). Der Ausgangspunkt P_0 muss selbstverständlich die Nebenbedingungen erfüllen. Man bildet hier den reduzierten Gradienten, der im Falle des zweidimensionalen Problems in Richtung der Tangente fällt. Längs diesem Strahl geht man so weit bis ein Minimum erreicht ist. Dieser Punkt P_1 weicht aber im nichtlinearen Fall von der Nebenbedingung ab, wozu vorerst eine Korrektur vorzunehmen ist (P_1'). Hier wird das Verfahren fortgesetzt, bis das Minimum auf der Nebenbedingung P'_{min} erreicht ist. Dieses Minimum weicht vom absoluten Minimum P_{min} der Zielfunktion ab.

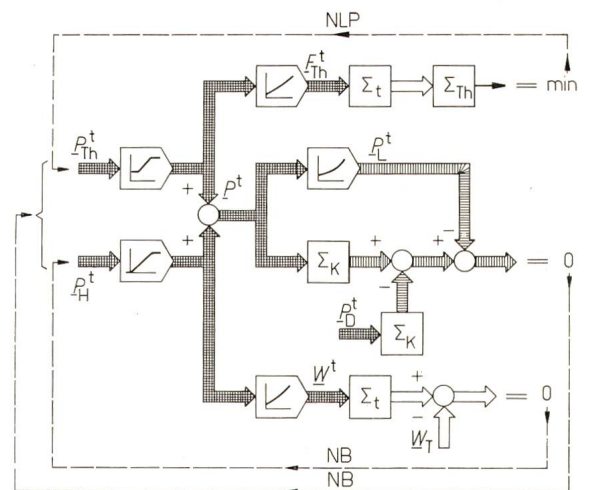


Fig. 12

Schematische Darstellung der Wirkleistungs-Optimierung

P_{Th}^t in thermischen Kraftwerken erzeugte Wirkleistung; P_H^t in hydraulischen Kraftwerken erzeugte Wirkleistung; P erzeugte Wirkleistung; F_{Th}^t stündliche Produktionskosten in thermischen Kraftwerken; P_D^t Wirklast; P_L Wirkleistungsverluste im Netz; W stündlich verbrauchte Wassermenge; W_T totale Wassermenge pro Tag

Weitere Bezeichnungen siehe Fig. 11

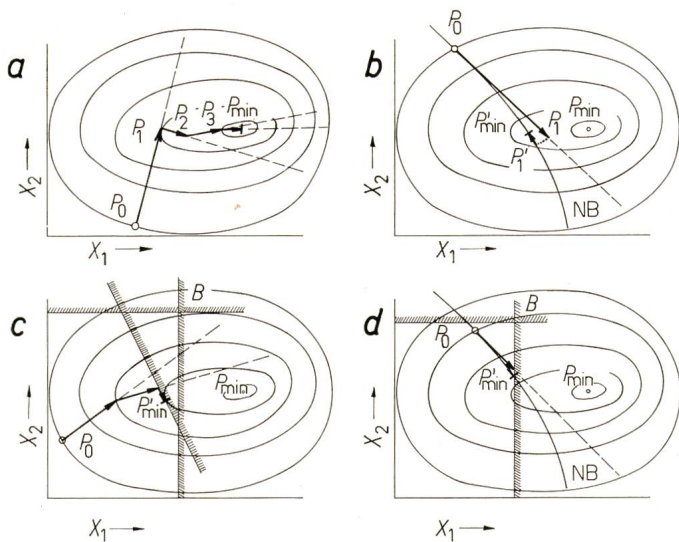


Fig. 13

Gradientenverfahren der nichtlinearen Programmierung

a ohne Nebenbedingungen (NB) und Begrenzungen (B); b mit Nebenbedingungen; c mit Begrenzungen; d mit Nebenbedingungen und Begrenzungen; X_1, X_2 unabhängige Variablen

Liegen Begrenzungen B vor, die den zulässigen Bereich eingrenzen, so darf längs des Gradientenstrahls nur solange fortgeschritten werden, als keine Begrenzung verletzt wird (Fig. 13c). Das Minimum P'_{min} kann hier längs einer Begrenzung auftreten.

Sind sowohl Begrenzung B wie Nebenbedingungen NB vorhanden, so darf der reduzierte Gradient nur höchstens bis an die Begrenzung fortgesetzt werden (Fig. 13d). Auch hier kann das Minimum P'_{min} an einer Begrenzung liegen.

Man erkennt deutlich, dass das jeweilige Minimum sehr stark von den Nebenbedingungen und Begrenzungen beeinflusst wird, ein Umstand, der bei allen Optimierungsproblemen zu beachten ist.

3. Netzregelung

3.1 Problemstellung

Es sollen nun die Probleme betrachtet werden, die bei der Momentan-Optimierung, d.h. bei der optimalen Netzregelung auftreten.

Bei der Kurzzeit-Optimierung wurde ein treppenförmiges Belastungsdiagramm vorausgesetzt (Fig. 3b). Der wirkliche Belastungsverlauf weicht von dieser Treppenform ab, erstens weil die Belastung stetig und nicht treppenförmig verläuft, zweitens weil zwischen der vorausgesetzten und der tatsächlichen

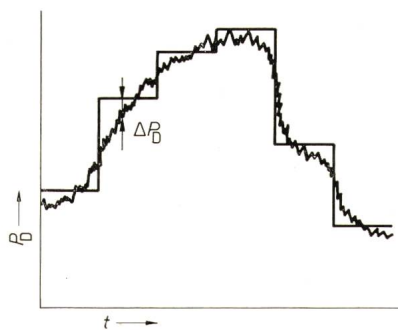


Fig. 14

Abweichungen vom Belastungsdiagramm

P_D Wirklast; ΔP_D Abweichung der Wirklast vom treppenförmigen Diagramm; t Zeit

chen Belastung ein Unterschied auftreten kann und schliesslich drittens weil immer mehr oder weniger grosse stochastische Änderungen überlagert sind (Fig. 14).

Trotz dieser Abweichungen ΔP_D der Belastung muss die zu erzeugende Leistung so auf die einzelnen Kraftwerke aufgeteilt werden, dass der Betrieb in jedem Zeitpunkt optimal ist. Diese Aufgabe muss durch die Netzregelung übernommen werden; und zwar sowohl für die Wirkleistung, wie auch für die Blindleistung.

Es könnte das in Abschnitt 2 beschriebene Optimierungsverfahren angewendet werden, wobei diese Rechnung auf einen Zeitabschnitt beschränkt, in kurz aufeinanderfolgenden Zeitpunkten zu wiederholen ist. Diese Rechnungen sind in einem Prozessrechner im «On-line»-Betrieb durchzuführen. Der Rechenaufwand wird somit jedoch ganz beträchtlich sein. Da es sich jedoch um mehr oder weniger kleine Abweichungen von einem bereits berechneten optimalen Betriebspunkt handelt, ist es angebracht, ein Näherungsverfahren anzuwenden, das mit wenig Rechenaufwand die notwendigen Korrekturen zu bestimmen gestattet.

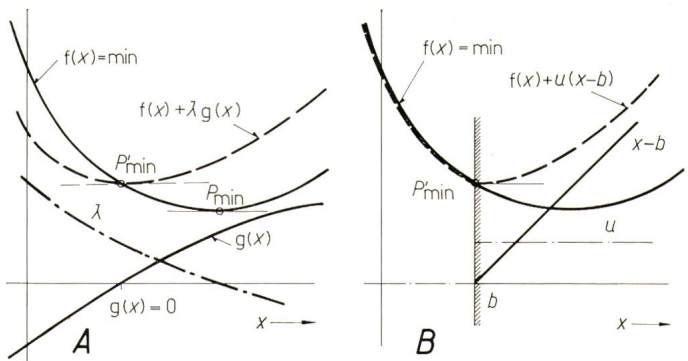


Fig. 15

Zur Erläuterung des Kuhn-Tucker-Theorems

A Optimierungsproblem mit Nebenbedingung; B Optimierungsproblem mit Begrenzung; $f(x)$ Zielfunktion; $g(x)$ Funktion der Nebenbedingung; λ Lagrangescher Multiplikator; b Begrenzung $x \leq b$; u duale Variable

3.2 Kuhn-Tucker-Theorem

Zur Ableitung eines geeigneten Näherungs-Verfahrens wird in Fig. 15 kurz ein zweites Verfahren der nichtlinearen Programmierung besprochen, nämlich das Kuhn-Tucker-Theorem. Dazu wird der sehr anschauliche aber triviale eindimensionale Fall verwendet.

Gegeben sei die Zielfunktion $f(x)$, die minimal zu machen ist. Ohne weitere Nebenbedingungen befindet sich das Minimum im Punkt P_{min} (Fig. 15A), der sich dadurch auszeichnet, dass hier die Tangente horizontal verläuft, d.h. dass hier die erste Ableitung der Zielfunktion $f(x)$ nach der unabhängigen Variablen gleich Null ist.

Nun soll eine zweite Funktion $g(x)$ gegeben sein, die als Nebenbedingung $g(x) = 0$ fordert. Man bildet nun eine Funktion, die sich aus der Zielfunktion $f(x)$ und der Funktion der Nebenbedingung $g(x)$ zusammensetzt, wobei die letztere mit einem Faktor λ multipliziert wird. Dieser Faktor ist gleich dem bekannten Lagrangeschen Multiplikator. Je nach dem Wert von λ verschiebt sich der Punkt, bei dem die Funktion eine horizontale Tangente aufweist. Das Minimum unter Berücksichtigung der Nebenbedingung liegt nun bei dem Wert von x , bei dem die Ableitung der Funktion gleich Null ist und bei dem gleichzeitig die Nebenbedingung $g(x) = 0$ erfüllt ist (Punkt P'_{min}).

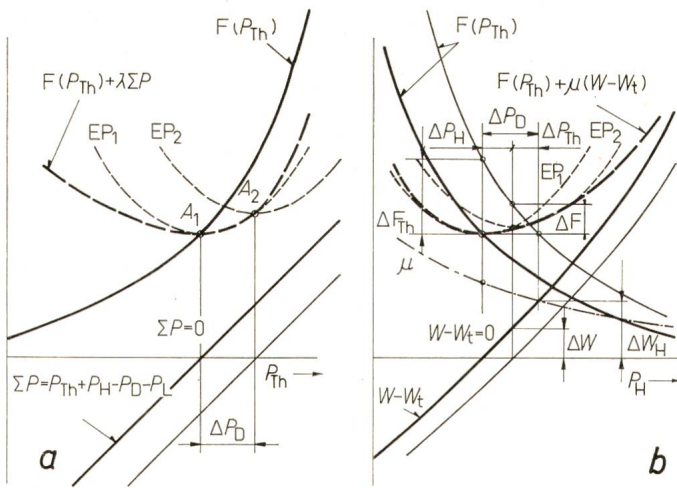


Fig. 16

Optimierung von kleinen Abweichungen der Wirklast

a Auswirkung bei thermischem Kraftwerk; b Auswirkung bei hydraulischem Kraftwerk; P Wirkleistung; F Produktionskosten; ΣP Wirkleistungsbilanz; W stündlicher Wasserverbrauch; W_t von Kurzzeit-Optimierung vorgeschriebener stündlicher Wasserverbrauch; λ, μ Lagrange-Multiplikatoren;

Indizes: Th thermisches Kraftwerk; H hydraulisches Kraftwerk; D Last; L Verluste

Liegt an Stelle einer Nebenbedingung eine Begrenzung vor, so ist das Verfahren etwas zu modifizieren. In Fig. 15B ist ein Fall dargestellt, bei dem der zulässige Bereich von x auf $x \leq b$ eingeschränkt wird. Die Zielfunktion $f(x)$ sei gleich wie in Fig. 15A. Es wird auch hier eine Funktion gebildet, die sich jetzt aus der Zielfunktion $f(x)$ und aus der Differenz $x - b$ zusammensetzt, wobei der letztere Ausdruck mit einer dualen Variablen u multipliziert wird. Im zulässigen Bereich ist die duale Variable u gleich Null, so dass sich die Funktion nicht von der Zielfunktion unterscheidet. Im unzulässigen Bereich ist u von Null verschieden und zwar muss dieser Wert gerade so gewählt werden, dass die Ableitung der Funktion an der Begrenzung gleich Null wird.

Im mehrdimensionalen Fall können gleichzeitig Nebenbedingungen und Begrenzungen auftreten. In diesem Fall setzt sich die Funktion zusammen aus der Zielfunktion, den Nebenbedingungen, mit den Lagrangeschen Faktoren multipliziert und den Abweichungen von den Begrenzungen, die mit den dualen Faktoren u zu multiplizieren sind. Das Minimum ist dort erreicht, wo die Ableitungen der Funktion nach allen Variablen Null sind, die Nebenbedingungen erfüllt sind und die Begrenzungen nicht verletzt werden.

Dieses Theorem eignet sich vorzüglich zur Ableitung eines Näherungsverfahrens, wie im nächsten Abschnitt gezeigt werden soll. Dabei werden der Einfachheit halber die Begrenzungen ausser acht gelassen. In Wirklichkeit lassen sich die Begrenzungen dank dem soeben beschriebenen Kuhn-Tucker-Theorem ohne weiteres berücksichtigen.

3.3 Optimierung von kleinen Abweichungen

Zur Ableitung des Näherungsverfahrens für die Optimierung von kleinen Abweichungen wird ein einfaches Verbundnetz betrachtet, das ein thermisches und ein hydraulisches Kraftwerk aufweisen soll.

Die Produktionskosten $F(P_{Th})$ in Abhängigkeit der im thermischen Kraftwerk erzeugten Leistung P_{Th} ist in Fig. 16a dargestellt. Die Krümmung wurde dabei absichtlich übertrieben, um die Verhältnisse deutlicher darstellen zu können. Als

Nebenbedingung ist die Wirkleistungsbilanz zu berücksichtigen, die fordert, dass $\Sigma P = 0$ sein soll.

Vorerst sollen die Verhältnisse im thermischen Kraftwerk untersucht werden, wenn die produzierte Leistung im hydraulischen Kraftwerk konstant bleibt. Es ist hier eine Funktion aus den Produktionskosten $F(P_{Th})$ und ΣP zu bilden, wobei letztere mit dem Lagrangeschen Multiplikator λ multipliziert werden. Wird als Bezugspunkt derjenige Punkt zugrunde gelegt, der als optimaler Punkt für den betreffenden Zeitabschnitt der Kurzzeit-Optimierung gefunden wurde, so sind in der Funktion alle Werte ausser dem Lagrangeschen Multiplikator bekannt. Dieser lässt sich aber leicht berechnen, gemäss der Bedingung, dass im optimalen Punkt die Ableitung der Funktion gleich Null sein soll.

In diesem Bezugspunkt A_1 wird eine Ersatzparabel EP_1 an die Funktionskurve gelegt. Diese Ersatzparabel wird nun als neue Zielfunktion betrachtet, der, wie gesagt, der optimale Punkt der Kurzzeit-Optimierung zugrunde liegt. Abweichungen, die im Betrieb auftreten, werden auf diesen Punkt bezogen. Verändert sich die Wirklast um ΔP_D , so verschiebt sich entsprechend die Nebenbedingung.

Es wird nun eine neue Funktion aus der Ersatzparabel EP_1 und der verschobenen Nebenbedingung gebildet, wobei letztere mit einem neuen Lagrangeschen Multiplikator zu multiplizieren ist. Das Minimum der Produktionskosten ergibt sich dann aus der Bedingung, dass die Ableitung der Funktion gleich Null sein, und gleichzeitig die verschobene Nebenbedingung erfüllt sein muss. Im eindimensionalen Fall ist diese Bedingung trivial. Sind im Netz mehrere thermische Kraftwerke vorhanden, so liefert diese Bedingung die notwendigen Beziehungen, um die Wirklastabweichung optimal auf die einzelnen Kraftwerke aufzuteilen. Dank der Ersatzparabeln geben die Ableitungen ein lineares Gleichungssystem, das sich relativ einfach lösen lässt.

Nun sollen die Verhältnisse beim hydraulischen Kraftwerk betrachtet werden (Fig. 16b). Die Produktionskosten $F(P_{Th})$ zeigen unter Berücksichtigung der Wirkleistungsbilanz einen abfallenden Verlauf. Je mehr Leistung P_H das hydraulische Kraftwerk übernimmt, um so weniger ist im thermischen Kraftwerk zu produzieren, womit die Kosten um so kleiner werden. Aus der Kurzzeit-Optimierung ergibt sich die vom hydraulischen Kraftwerk zu übernehmende Leistung unter Berücksichtigung der zu verarbeitenden Wassermenge. Ändert sich nun der Verbrauch um ΔP_D , so verschiebt sich die Kurve der Kostenfunktion. Lässt man die im hydraulischen Kraftwerk produzierte Leistung konstant, so steigen die Produktionskosten um ΔF_{Th} sehr stark an.

Wird die Laständerung vom hydraulischen Kraftwerk allein übernommen, so bleiben die Produktionskosten zwar konstant, dafür ändert sich aber der Wasserverbrauch um ΔW_H und der Wasserhaushalt wird stark gestört. Beide Fälle sind nicht erwünscht, wobei allerdings der erste Fall, d.h. konstante hydraulische Leistung, bei einem Laufkraftwerk vorauszusetzen ist, da hier die anfallende Wassermenge verarbeitet werden muss. Normalerweise wird aber danach getrachtet, die Laständerung auf die thermischen und hydraulischen Kraftwerke zu verteilen. Nachstehend wird gezeigt, wie eine geeignete Zielfunktion gebildet werden kann, welche eine optimale Leistungsverteilung zu bestimmen gestattet.

Es wird eine Funktion gebildet, die aus der Kostenfunktion $F(P_{Th})$ besteht und der mit dem Lagrangeschen Faktor μ be-

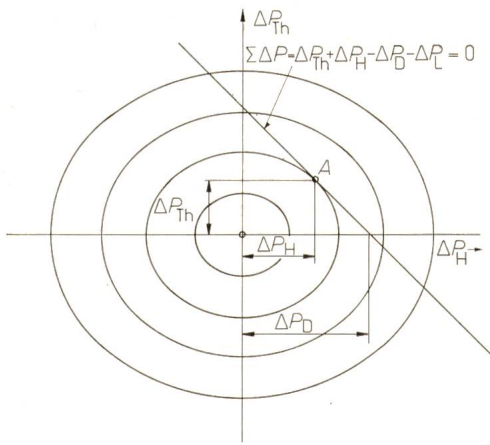


Fig. 17

Ersatzzielfunktion zur optimalen Aufteilung einer Laständerung
 P Wirkleistung

Indizes: Th thermisches Kraftwerk; H hydraulisches Kraftwerk;
 D Last; L Verluste

werteten Abweichung $W - W_i$ des stündlichen Wasserverbrauchs (Fig. 16b). Dabei ist W_i die von der Kurzzeit-Optimierung vorgeschriebene zu verarbeitende stündliche Wassermenge. Der Lagrangesche Multiplikator μ wird so gewählt, dass die Funktion für den optimalen Punkt der Kurzzeit-Optimierung eine horizontale Tangente bildet. Der Multiplikator μ stellt dann eine Kostenbewertung der Abweichung der Wassermenge von der vorgeschriebenen Wassermenge dar. Dieser Faktor μ lässt sich wiederum aufgrund der Daten der Kurzzeit-Optimierung berechnen. Durch den optimalen Punkt B_1 der Kurzzeit-Optimierung wird wiederum an die Funktion eine Ersatzparabel EP_1 gelegt. Abweichungen im Betrieb sind auf diesen Bezugspunkt zu beziehen.

Die beiden Ersatzparabeln EP_1 in Abhängigkeit der Leistungsänderung im thermischen Kraftwerk (Fig. 16a), bzw. im hydraulischen Kraftwerk (Fig. 16b), die als neue Zielfunktionen eingeführt wurden, bilden in der $\Delta P_H - \Delta P_{Th}$ -Ebene Ellipsen (Fig. 17). Das Minimum liegt im Ursprung. Als Nebenbedingung tritt die Wirkleistungsbilanz auf, die mit guter Näherung als Gerade mit 45° Neigung vorausgesetzt werden kann. Ihre Lage verschiebt sich je nach der Laständerung ΔP_D . Die Aufteilung einer Laständerung auf das thermische und auf das hydraulische Kraftwerk muss auf dieser Geraden liegen. Die optimale Aufteilung liegt dann vor, wenn gleichzeitig das Minimum der Zielfunktion erreicht ist, was im Punkt A der Fall ist.

Wie sich die Aufteilung der Laständerung auf die Produktionskosten und auf den Wasserverbrauch auswirken, geht aus Fig. 16b hervor. Der durch das thermische Kraftwerk übernommenen Leistungsänderung ΔP_{Th} entspricht eine Änderung der Produktionskosten um den Betrag ΔF . Infolge der vom hydraulischen Kraftwerk übernommenen Leistungsänderung ΔP_H ändert sich der Wasserverbrauch um ΔW .

Dank der neu eingeführten quadratischen Zielfunktion und der linearisierten Nebenbedingung kann das Optimum mit der quadratischen Optimierung bestimmt werden, wozu sich das in Abschnitt 3.2 angeführte Kuhn-Tucker-Theorem vorzüglich eignet. Damit lassen sich insbesondere auch die hier vernachlässigten Begrenzungen berücksichtigen. Zur Lösung bestehen einige relativ leicht programmierbare Algorithmen. Die optimale Verteilung ist dann eine Funktion der Lastabweichung ΔP_D .

Fig. 18a zeigt den prinzipiellen Verlauf für eine optimale Verteilung der Wirklaständerung ΔP_D auf ein thermisches Kraftwerk ΔP_{Th} und ein hydraulisches Kraftwerk ΔP_{HS} mit Jahresspeicher. Ein Laufkraftwerk nimmt an der Ausregelung nicht teil, d.h. es ist $\Delta P_{HL} = 0$, da die anfallende Wassermenge zu verarbeiten ist. Die Knicke in den Geradenzügen treten dann auf, wenn irgend eine Begrenzung erreicht wird.

Analoge Überlegungen wie für die Wirkleistung lassen sich auch für die Blindleistung durchführen. Auch hier erhält man einen Kurvenverlauf für die Änderung der Blindleistungserzeugung, der sich aus mehreren Geradenstücken zusammensetzt (Fig. 18b). Die Blindlastabweichung wird dabei auf die Blindleistungserzeuger so verteilt, dass die Wirkleistungsverluste im Netz minimal bleiben.

Schliesslich soll noch gezeigt werden, wie die Wirk- und Blindlastabweichungen ΔP_D bzw. ΔQ_D bestimmt werden können.

Anstatt sämtliche Verbraucherleistungen zu messen und daraus die Abweichung vom vorausgesetzten Lastzustand zu berechnen, ist es zweckmässiger, die Wirk- und Blindlaständerung indirekt zu ermitteln.

Die Wirklaständerung lässt sich aus der Frequenzänderung Δf bestimmen, die mit dem Faktor K_f multipliziert wird. Dazu wird die Abweichung von der programmierten Austauschleistung mit dem Nachbarnetz ΔP_A hinzugefügt (Fig. 18c). Die Summe über die Zeit integriert ergibt eine Ersatzgrösse für die Lastabweichung ΔP_D . Mit diesem Verfahren werden gleichzeitig auch die Wirklastverluste im Netz berücksichtigt. Die Lastabweichung ΔP_D ist also gleich derjenigen Grösse, die bei der Frequenz-Leistungs-Regelung gebildet wird.

Analog wird die Blindlaständerung aus der Spannungsänderung ΔU_N in einem Netzpunkt bestimmt, welche mit dem Faktor K_u multipliziert und anschliessend über die Zeit integriert wird (Fig. 18d). Anstatt nur die Spannungsabweichung in einem Netzpunkt zu nehmen, ist es zweckmässig, eine gewisse Mittelwertbildung über mehrere Netzpunkte zu verwenden.

Die Kenndaten der Geradenzüge für die Wirk- und Blindleistungsänderungen in Fig. 18a und b können für jeden Zeitabschnitt der Kurzzeitoptimierung im voraus berechnet wer-

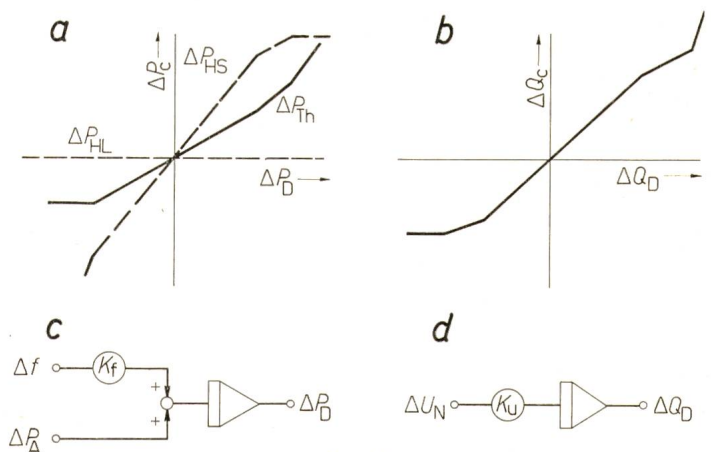


Fig. 18

Optimale Sollwertänderung für Wirk- und Blindleistung

a Aufteilung der Wirklaständerung; b Aufteilung der Blindlaständerung; c Bildung der Ersatzgrösse für die Wirklaständerung; d Bildung der Ersatzgrösse für die Blindlaständerung; ΔP Wirkleistungsänderung; ΔQ Blindleistungsänderung; Δf Frequenzänderung; ΔU_N Netzspannungsänderung

Indizes: Th thermisches Kraftwerk; HS hydraulisches Kraftwerk mit Jahresspeicher; D Last; A Austauschleistung; C Sollwert

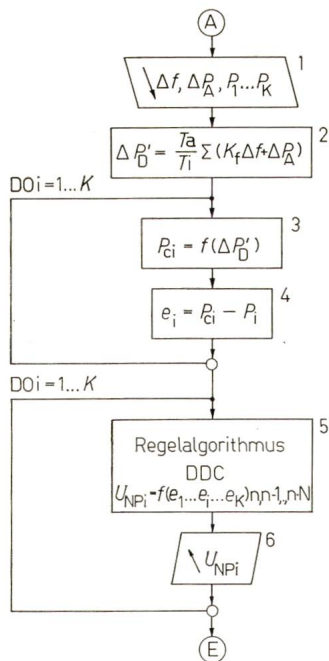


Fig. 19
Generelles Strukturdiagramm für die Netzregelung
 (Programm für die Wirkleistung)
 Bezeichnungen siehe im Text

den. Die Berechnung der Leistungsänderungen für eine bestimmte Lastabweichung erfordert dann nur einen sehr geringen Rechenaufwand, der leicht «On-line» durchgeführt werden kann. Die berechneten Änderungen bilden dann die Sollwertänderungen ΔP_e bzw. ΔQ_e , wobei die Netzregelung dafür zu sorgen hat, dass die erzeugten Wirk- und Blindleistungen den Sollwerten angepasst werden.

3.4 Netzregelung mit Prozessrechner

3.4.1 Programm für die Netzregelung

Fig. 19 zeigt ein stark vereinfachtes Strukturdiagramm für das Rechenprogramm der Netzregelung auf dem Prozessrechner. Dieses Programm gilt für die Wirkleistung, ein analoges Programm kann auch für die Blindleistung aufgestellt werden.

Vorerst werden die notwendigen Daten eingelesen (1), und zwar Frequenzabweichung Δf , Abweichung von der programmierten Austauschleistung ΔP_A , sowie die in allen Kraftwerken erzeugten Wirkleistungen $P_1 \dots P_K$. Als nächstes wird der Ersatzwert $\Delta P_D'$ für die Lastabweichung berechnet (2), wobei die Integration durch eine Summation ersetzt wird. T_a ist die Abtastperiode zwischen zwei aufeinanderfolgenden Rechenschritten und T_i die Integrationszeitkonstante.

Die nächsten zwei Rechenschritte werden nacheinander für alle Kraftwerke $1..K$ durchgerechnet, und zwar Bestimmung des Sollwertes P_{ei} für die Wirkleistung im Kraftwerk i (3). Diese ergibt sich aus dem Wert der Kurzzeit-Optimierung, korrigiert um die notwendige Abweichung infolge einer Laständerung. Hier werden die in Fig. 18a angegebenen Geradenzüge verwertet. Schliesslich wird noch die Regelabweichung $e_i = P_{ei} - P_i$ für jedes Kraftwerk bestimmt (4). Nachdem diese beiden Rechnungen für alle Kraftwerke durchgeführt wurden, wird eine zweite Serie von Rechnungen ebenfalls für alle Kraftwerke durchgerechnet.

In (5) wird der Regelalgorithmus für die direkte digitale Regelung (direct digital control, DDC) verarbeitet, d.h. die Stellgrösse U_{NPi} für die Netzregelung der Wirkleistung im Kraftwerk i gebildet. Diese ist eine Funktion der Regelabweichung

e_i in allen Kraftwerken, und zwar nicht nur im gegenwärtigen Abtastzeitpunkt n , sondern auch in N zurückliegenden Abtastzeitpunkten $n-1, \dots, n-N$. Je mehr Abtastzeitpunkte hinzugenommen werden, um so besser wird im Prinzip die Regelgüte, um so grösser wird aber der Rechenaufwand. Man wird daher normalerweise etwa drei Abtastzeitpunkte berücksichtigen. Abschliessend werden die neu berechneten Stellgrössen U_{NPi} ausgegeben (6).

Das Regelverhalten kann verbessert werden, indem bei der Bildung der Lastabweichung $\Delta P_D'$ nicht nur die Summe berücksichtigt wird, welche im Prinzip einem Integralanteil entspricht, sondern dass auch ein proportionaler Anteil des Summanden berücksichtigt wird. Überdies ist es angebracht, die Eingangsgrössen, denen stochastische Änderungen überlagert sind, vorerst zu glätten, was in digitaler Form auch auf dem Prozessrechner durchgeführt werden kann.

Anschliessend an die besprochene Rechnung wird ein analoger Rechnungsgang für die Blindleistungsregelung durchgerechnet. Diese Rechnungen werden dann in periodischen Abständen, dem Abtastintervall, von etwa 5...30 s wiederholt, so dass der Prozessrechner das Netz praktisch dauernd überwacht und die notwendigen Änderungen so vorgibt, dass immer eine optimale Leistungsverteilung vorhanden ist.

3.4.2 Gerätetechnische Anordnung des Prozessrechners

Abschliessend soll noch kurz in Fig. 20 die gerätetechnische Anordnung des Prozessrechners gezeigt werden.

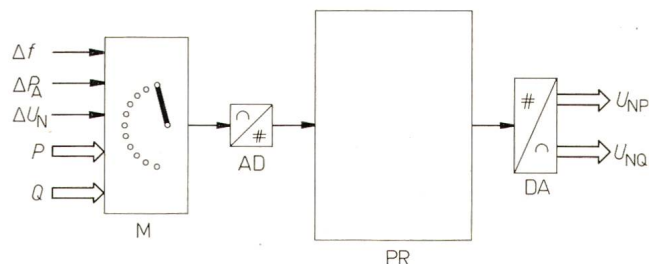


Fig. 20
Gerätetechnische Anordnung des Prozessrechners für die Netzregelung
 M Multiplexer; AD Analog-Digital-Wandler; PR Prozessrechner;
 DA Digital-Analog-Wandler

Sämtliche benötigte Grössen, wie Frequenzabweichung Δf , Abweichung der Austauschleistung ΔP_A , und Abweichung der Netzspannung ΔU_N sowie alle erzeugten Wirk- und Blindleistungen P , bzw. Q werden mittels Fernübertragung an einen zentralen Lastverteiler übertragen. Dort tastet ein Multiplexer M alle Grössen in periodischen Abständen ab. Ein Analog-Digital-Wandler AD sorgt für eine Umwandlung der analogen Grössen in digitale Form, mit denen der Prozessrechner PR arbeiten kann. Dieser verarbeitet das in Abschnitt 3.4.1 besprochene Programm und gibt die Stellgrössen aus, die in einem Digital-Analog-Wandler DA in analoge Grössen umgewandelt werden. Die Stellgrössen U_{NP} , bzw. U_{NQ} werden dann mittels Fernübertragung an die einzelnen Kraftwerke übertragen. Dort greifen die Stellgrössen im Prinzip in den Drehzahl- bzw. Spannungseinsteller der Turbinen-, bzw. Generatorregelung ein, und beeinflussen dann in gewünschter Art und Weise die Wirk- und Blindleistungen.

Adresse des Autors:
 H. Bühler, Mitarbeiter der Elektro-Watt, Ingenieurunternehmung AG,
 Postfach, 8022 Zürich.