

Zeitschrift:	Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins, des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen = Bulletin de l'Association suisse des électriciens, de l'Association des entreprises électriques suisses
Herausgeber:	Schweizerischer Elektrotechnischer Verein ; Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen
Band:	75 (1984)
Heft:	12
Artikel:	Hierarchische Netzregelung
Autor:	Stoffel, J. / Glavitsch, H.
DOI:	https://doi.org/10.5169/seals-904420

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: 27.01.2026

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

Hierarchische Netzregelung

J. Stoffel und H. Glavitsch

An der ETHZ wurde eine Studie über hierarchische Netzregelung ausgeführt, welche zum Ziel hatte, die dabei in Frage kommenden Betriebsstrategien zu analysieren. Der Aufsatz gibt einen Überblick über die Grundlagen und zeigt anhand von Modellrechnungen die Vorteile der hierarchischen Regelstruktur.

Une étude de la régulation hiérarchique des réseaux a été entreprise à l'EPFZ, dans le but d'analyser les stratégies d'exploitation entrant en considération. Un aperçu des bases et un exposé des avantages de la structure de réglage hiérarchique sont donnés au moyen de calculs de modèles.

1. Einleitung

Die Frequenz-Leistungsregelung (auch Sekundärregelung oder AGC = Automatic Generation Control genannt) ist eine der wichtigsten Echtzeitfunktionen in der Führung von Energieversorgungssystemen. Sie ist bis heute ausschliesslich nach dem klassischen Netzkennlinienverfahren [1; 2] realisiert, obwohl vielfach auf optimaler Regelung basierende Lösungen vorgeschlagen wurden [3...11]. Das Grundprinzip der Netzregelung ist also mindestens bei den Anwendern unbestritten, hingegen ergeben sich Probleme aus der zunehmenden Komplexität der Verbundsysteme. Es stellt sich die Frage nach den hierarchischen Strukturen, und zwar gleicherweise für Systembetreiber wie auch für Leistungsmittel. Die letzteren sehen sich vermehrt in der Lage, neben reiner Technologie auch Know-how zu liefern. Aus diesem Grunde wurde von der Firma Brown Boveri & Cie. ein Forschungsprojekt an der ETH Zürich finanziert, dessen Ergebnisse in [12] dargestellt sind. In diesem Aufsatz werden nun einige Punkte daraus erörtert.

Die nachfolgenden Ausführungen gehen von einem Verbundsystem aus, dessen n Überregionen (Länder), bestehend aus jeweils n_i Regionen, hierarchisch geregelt werden. Das heisst:

a. Jede Region R_{ij} verfügt über einen regionalen Netzregler NR_{ij} . Deinen Aufgabe ist die Ausregelung der Frequenz f und der regionalen Übergabeleistungen P_{ij} .

b. Der Überregion U_i ist ein überregionaler Netzregler NR_i zugeordnet. Dieser regelt die Frequenz f und die überregionale Übergabeleistung P_i .

c. Der überregionale Netzregler führt die Regionalregler in geeigneter Weise.

Ist nur Punkt a gegeben, liegt eine dezentrale Netzregelung vor; ist nur Punkt b erfüllt, so wird die Überregion zentral geregelt.

2. Interfacestrukturen

Was in der Einleitung mit «der überregionale Netzregler führt die Regionalregler in geeigneter Weise» angesprochen wird, ist die Frage, wie ein Stellbefehl des übergeordneten Reglers an die untergeordneten weitergegeben wird. Verschiedene Möglichkeiten des Dateninterfaces sind denkbar. Die sich daraus ergebenden Strukturen werden Interfacestrukturen genannt.

In Figur 1 ist die wohl naheliegendste grundsätzliche Variante zur Kopplung der beiden Regler aufgezeichnet. Sie beruht darauf, dass die Stellgrösse des übergeordneten Regelkreises den Sollwert des untergeordneten verändert. Das Ausgangssignal y_i des überregionalen Netzreglers, multipliziert mit dem Partizipationsfaktor γ_{ij} , ergibt

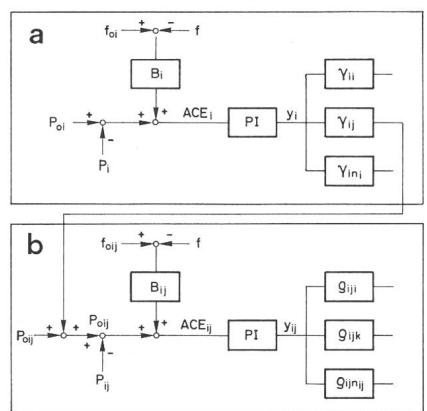


Fig. 1 Zweistufige hierarchische Netzregelung

a	Überregionaler Netzregler NR_i
b	Regionaler Netzregler NR_{ij}
$i = 1 \dots n$	Laufnummer der Überregionen
$j = 1 \dots n_i$	Laufnummer der Regionen
ACE_i, ACE_{ij}	Regelungsfehler (Area Control Error)
P_{oi}, P_{0ij}	Sollwert der Übergabeleistung
P_i, P_{ij}	Übergabeleistung
f_{oi}, f_{0ij}	Frequenzsollwert
f	Frequenzistwert
y_i, y_{ij}	Reglerstellwert
γ_{ij}	Partizipationsfaktor (Region)
θ_{ij}	Partizipationsfaktor (Kraftwerk)
PI	PI-Regler
B_i, B_{ij}	Frequenz - Bias - Wert

Adresse der Autoren

Dr. J. Stoffel, dipl. El.-Ing. ETH, Abteilung NLS-A, Brown Boveri & Cie., 5300 Turgi, und Prof. Dr. H. Glavitsch, Fachgruppe für Energieübertragungssysteme, ETH Zentrum, 8092 Zürich.

die von der Region R_{ij} zu erzeugende Mehrleistung. Um diesen Term wird der Basissollwert P_{0ij} zum effektiven Übergabeleistungssollwert P_{0ij}^* korrigiert.

$$P_{0ij}^* = P_{0ij} + \gamma_{ij} y_i \quad (1)$$

Sowohl der überlagerte Netzregler NR_i wie auch die Regionalregler NR_{ij} sind ausgelegt nach dem Prinzip der Netzkennlinienregelung. Damit berechnet sich der ACE der Überregion U_i zu

$$ACE_i = P_{oi} - P_i + B_i (f_{oi} - f) \quad (2)$$

Analog ergibt sich unter Berücksichtigung der Formel (1) für den regionalen Regelungsfehler

$$ACE_{ij} = P_{0ij} + \gamma_{ij} y_i - P_{ij} + B_{ij} (f_{0ij} - f) \quad (3)$$

Bemerkenswert bei dieser Art des Interfaces ist die Tatsache, dass die beiden Regler in Serie geschaltet sind. Der überlagerte Netzregler wirkt nicht direkt auf die Regelkraftwerke, sondern immer nur über einen regionalen Regler. Diese Serieschaltung kann schlechte Responsezeiten durch Signalverzögerung zur Folge haben, was besonders dann zu erwarten ist, wenn der Regionalregler als Ausführungsglied zu langsam reagiert.

Als Ergänzung zu der in Figur 1 dargestellten Struktur seien zwei weitere Lösungsvarianten erwähnt. Eine geht von der Idee aus, die gewünschte Produktionssteigerung $\gamma_{ij} y_i$ zum Ausgangssignal des Regionalreglers zu addieren. Damit wirken beide Regler, also auch der überregionale, direkt auf die Regelkraftwerke ein. Es kann jedoch gezeigt werden, dass die Parallelstruktur sehr leicht instabil werden kann und deshalb für eine praktische Anwendung nicht in Frage kommt.

Die dritte Variante basiert auf der Grundüberlegung, dass jede Region einen Teil ihrer Regelkraftwerke dem überregionalen Netzregler zur Verfügung stellt. Deren Ausgangsleistungen müssen in der Berechnung der Übergabeleistungen in den entsprechenden Regionen mitberücksichtigt werden, um ein gegenläufiges Arbeiten der übergeordneten und der untergeordneten Regelstufen zu verhindern. Diese Mitberücksichtigung lässt sich als Sollwertänderung interpretieren, womit diese Struktur in wesentlichen Aspekten der Struktur in Figur 1 äquivalent ist.

Tabelle I

Gleichungssystem

ACE_1	$= P_{01} - P_1 + B_1 (f_{01} - f)$
ACE_2	$= P_{02} - P_2 + B_2 (f_{02} - f)$
$...$	$...$
ACE_n	$= P_{0n} - P_n + B_n (f_{0n} - f)$
0	$= P_1 + P_2 + \dots + P_n$
ACE_{11}	$= P_{011} + \gamma_{11} Y_1 - P_{11} + B_{11} (f_{011} - f)$
ACE_{12}	$= P_{012} + \gamma_{12} Y_1 - P_{12} + B_{12} (f_{012} - f)$
$...$	$...$
ACE_{1n_1}	$= P_{01n_1} + \gamma_{1n_1} Y_1 - P_{1n_1} + B_{1n_1} (f_{01n_1} - f)$
P_1	$= P_{11} + P_{12} + \dots + P_{1n_1}$
ACE_{n1}	$= P_{0n1} + \gamma_{n1} Y_n - P_{n1} + B_{n1} (f_{0n1} - f)$
ACE_{n2}	$= P_{0n2} + \gamma_{n2} Y_n - P_{n2} + B_{n2} (f_{0n2} - f)$
$...$	$...$
ACE_{nn_n}	$= P_{0nn_n} + \gamma_{nn_n} Y_n - P_{nn_n} + B_{nn_n} (f_{0nn_n} - f)$
P_n	$= P_{n1} + P_{n2} + \dots + P_{nn_n}$

3. Frequenz und Übergabeleistungen

Die Ausregelung der Frequenz und der Übergabeleistungen ist das primäre Ziel der Netzregelung. Der mathematische Zusammenhang zwischen den vorgegebenen Sollwerten und den sich einstellenden Istwerten ist durch das Gleichungssystem der Tabelle I gegeben. Ausgangspunkt bilden die Gleichungen der ACE (2) und (3). Mitberücksichtigt werden muss ferner, dass in einem abgeschlossenen Verbundsystem die Summe aller überregionaler Übergabeleistungen verschwindet und dass die Exporte aller Regionen R_{ij} einer Überregion U_i deren Übergabeleistung ergibt. Die ersten $(n+1)$ Gleichungen in Tabelle I beschreiben die überregionalen Systemgrößen, die nachfolgenden Systeme mit je $(n_i + 1)$ Gleichungen die regionalen. Eine detaillierte Untersuchung (Struktur, Lösungsbedingungen usw.) des Gleichungssystems (Tab. I) würde den Rahmen dieser Arbeit sprengen; hier können nur die Resultate angegeben und diskutiert werden.

Von besonderem Interesse sind die Lösungen von Tabelle I für den Fall, dass alle ACE verschwinden. Dies charakterisiert einerseits den stationären Zustand, andererseits aber auch in guter Näherung den normalen, gut ausgeregelten Betriebszustand ($ACE \approx 0$). Durch die Interpretation der so gewonnenen Resultate (Tab. II) werden einige bemerkenswerte Eigenschaften ersichtlich:

a. Die Formeln zeigen direkt die Hierarchie der Netzregelung. Die Lö-

sungen für die Frequenz f und die Übergabeleistung P_i der hierarchisch oberen Stufe (Überregionalebene) sind nur abhängig von den Einstellwerten P_{oi} und f_{oi} sowie den Parametern B_i der oberen Stufe, während die beiden letzten Gleichungen der Tabelle II als Lösungen der hierarchisch untergeordneten Stufe sowohl von regionalen als auch von überregionalen Größen abhängig sind. Das heisst:

- Die Frequenz und die Übergabeleistungen der Überregionen werden alleine bestimmt durch die Sollwerte der überregionalen Netzregler.
- Regionale Fehleinstellungen werden damit kompensiert.
- Überregionale Sollwertfehler führen auch bei korrekter Einstellung der untergeordneten Netzregler zu Fehlern in den regionalen Größen.

b. Korrekte Einstellungen sowohl auf der Überregionalebene wie auch auf der Regionalebene führen dazu, dass alle Lösungswerte mit den Sollwerten übereinstimmen.

c. Werden zur Zeitkorrektur die Frequenzsollwerte f_{oi} der überregionalen Netzregler um Δf_o verstellt, nicht aber die der regionalen Regler, so verschieben sich im allgemeinen die regionalen Übergabeleistungen innerhalb einer Überregion, obwohl deren Gesamtexport mit dem Sollwert übereinstimmt. Die Verschiebungen in den regionalen Übergabeleistungen verschwinden dann, wenn die Partizipationsfaktoren γ_{ij} und die Frequenz-Bias-Werte B_{ij} im gleichen Verhältnis zueinander stehen.

d. Ein Fehler ε_k in der Summe der regionalen Übergabeleistungssollwer-

Stationärlösungen

$$f = \frac{\sum_{u=1}^n P_{0u} + \sum_{u=1}^n B_u f_{0u}}{\sum_{u=1}^n B_u}$$

$$P_i = P_{0i} - B_i \left[\frac{\sum_{u=1}^n P_{0u} + \sum_{u=1}^n B_u f_{0u}}{\sum_{u=1}^n B_u} - f_{0i} \right]$$

$$Y_i = -\frac{\sum_{v=1}^{n_i} P_{0iv} - P_i - f \sum_{v=1}^{n_i} B_{iv} + \sum_{v=1}^{n_i} B_{iv} f_{0iv}}{\sum_{v=1}^{n_i} \gamma_{iv}}$$

$$P_{ij} = P_{0ij} + \gamma_{ij} Y_i - B_{ij} (f - f_{0ij})$$

Tabelle II

zu Fehlern führen, wenn alle Regionen ihre Sollwerte richtig eingestellt haben. Als Konsequenz daraus ergibt sich die Forderung, dass bei einer Netzregelung eines Energieversorgungssystems nach dem hierarchischen Konzept eine besonders sorgfältige Koordination zwischen den überregionalen Kontrollzentren gewährleistet sein muss.

Für die bisherigen Betrachtungen wurde stillschweigend angenommen, dass die Netzregelung intakt ist, d.h. alle Regler arbeiten korrekt und es existiert in jedem Gebiet genügend Reserveleistung, um den ACE ausregeln zu können. Im Hinblick auf eine praktische Anwendung sollte jedoch auch der Störungsfall genauer betrachtet werden. Unter Störung wird verstanden, dass infolge

- technischer Defekte (Ausfall von Fernwirksystemen, fehlerhafte Reglerhardware, Rechnerausfall, Softwareprobleme)
- programmierte Schutzmassnahmen (Blockierung des Reglers beim Auftreten nicht plausibler Systemgrößen)
- nicht vorhandener Reserve (Netzregler oder Regelkraftwerke am Anschlag)

Redundanz der hierarchischen Netzregelung bei fehlerhaften Sollwerten

Tabelle III

Hierarchiestufe	Regelgröße	Alle Sollwerte in Ordnung	Fehlerhafte Sollwerte in einer regionalen Leitstelle der Überregion U_k	Zeitkorrektur durch Verstellen der überregionalen Frequenzsollwerte	Fehlerhafte Sollwerte in einer überregionalen Leitstelle
Verbund	f	i.O.	i.O.	i.O. (korrigiert)	falsch
Überregionen	P_i	i.O.	i.O.	i.O.	falsch
	P_k	i.O.	i.O.	i.O.	falsch
Regionen	P_{ij}	i.O.	i.O.	falsch	falsch
	P_{kj}	i.O.	falsch	falsch	falsch

U_k ist fehlerbehaftete Überregion

te wird innerhalb der Überregion U_k entsprechend den Partizipationsfaktoren γ_{kj} verteilt. Die Regionen R_{ij} , die nicht zur Überregion U_k gehören, werden nicht betroffen.

e. Ein Fehler ε in der Summe der überregionalen Übergabeleistungssollwerte wird über das gesamte Verbundsystem verteilt.

f. Jeder Satz von regionalen und überregionalen Sollwerten führt zu einer wohldefinierten, eindeutigen Lösung für die Frequenz und die Übergabeleistungen.

In Tabelle III sind die wesentlichsten der in diesem Abschnitt diskutier-

ten Punkte tabellarisch zusammengefasst. Als Hauptergebnis ist die durch das hierarchische Konzept erhaltene Redundanz gegenüber Falscheinstellungen zu betrachten. Falsche, d.h. unkoordinierte Sollwerte in regionalen Leitstellen werden durch den überlagerten Netzregler auf der überregionalen Ebene kompensiert. Die Frequenz und die überregionalen Übergabeleistungen sind weiterhin korrekt.

Es darf jedoch nicht verschwiegen werden, dass auf der anderen Seite falsch eingestellte Sollwerte in überregionalen Kontrollzentren als Folge der hierarchischen Dominanz auch dann

ein oder mehrere Netzregler ihre Aufgabe nicht mehr erfüllen können. Auf eine detaillierte Untersuchung sei wiederum verzichtet, hier können lediglich einige Resultate, zusammengefasst in Tabelle IV, aufgezeigt werden.

Wird eine Analogie gebildet zwischen ausgefallenen Netzreglern und fehlerhaften Sollwerten, so zeigt sich in Tabelle IV ein ähnlich hierarchisches Verhalten wie in Tabelle III. Ausgefallene regionale Netzregler werden durch den überlagerten Regelkreis kompensiert. Eines sei hier aber speziell herausgestellt: Im Unterschied zum Verhalten gegenüber falsch gewählten überregionalen Sollwerten führt ein Ausfall eines überregionalen Netzreglers nicht zwingenderweise zu Fehlern in Frequenz und Übergabeleistungen. Falls die Regionalregler der betroffenen Überregion intakt sind, sorgen sie weiterhin für korrekte Systemgrößen auf beiden Ebenen.

Daraus ergibt sich als konkrete Anforderung an die Zuverlässigkeit des überregionalen Regelkreises, dass der überregionale Netzregler keine falschen Stellwerte an die Regionen schicken darf. Weniger wichtig ist, dass er immer Stellwerte schickt, d.h. immer in Betrieb ist.

Redundanz der hierarchischen Netzregelung bei ausgefallenen Teilsystemen

Tabelle IV

Hierarchiestufe	Regelgrösse	Alle Netzregler intakt	Überregionaler Netzregler NR_k ausgefallen; alle Regionalregler NR_{kj} i.O.	Regionalregler NR_{kj} ausgefallen; überregionaler Netzregler NR_k intakt	Überregionaler Netzregler NR_k und regionaler Netzregler NR_{kj} ausgefallen
Verbund	f	i.O.	i.O.	i.O.	falsch
Überregionen	P_i	i.O.	i.O.	i.O.	falsch
	P_k	i.O.	i.O.	i.O.	falsch
Regionen	P_{ij}	i.O.	i.O.	i.O.	falsch
	P_{kj}	i.O.	i.O.	falsch	falsch

U_k ist fehlerbehaftete Überregion

4. Reservehaltung

Einer der Hauptvorteile des Verbundbetriebes liegt in der Möglichkeit einer gemeinsamen Reservehaltung. Dies spielt mit der zunehmenden Grösse neuer Kraftwerkblöcke (und deren möglichem Ausfall) eine immer wichtigere Rolle. Dabei wird unterschieden [13; 14]:

- die Momentanreserve (Sekundenreserve), welche der rotierenden Reserve der Regelkraftwerke entspricht,
- die Kurzzeitreserve (Minutenreserve), welche alle kurzfristig einsetzbaren Speicherkraftwerke, Gasturbinenanlagen und die warme kalorische Reserve umfasst,
- die Langzeitreserve (Stundenreserve), welche im wesentlichen den kalten, aber aktivierbaren Wärmekraftwerken entspricht.

Unter dem Gesichtspunkt der Netzregelung interessiert nur die von der Sekundärregelung aktivierbare Regelreserve. Wird also in der Folge von der Reserve eines Gebietes gesprochen, so ist darunter die Summe der rotierenden Reserven (Momentanreserven) aller jener Kraftwerke zu verstehen, die an der Sekundärregelung dieses Gebietes beteiligt sind.

In [14] wird behauptet, dass das von der Störung betroffene Gebiet immer dann in der Lage sei, das Leistungsdefizit mit Hilfe der Netzregelung selbst wieder auszugleichen, wenn die vorhandene Reserve grösser sei als die ausgefallene Leistung. Diese Aussage ist aber nur solange richtig, als die ganze im Gebiet bereitgestellte Reserve von der Netzregelung auch wirklich aktiviert werden kann. Eine falsche Koordination zwischen den Begrenzungen, den Partizipationsfaktoren

und den Reserven der einzelnen Regelkraftwerke auf der einen Seite und strukturelle, durch das jeweilige Konzept der Netzregelung bedingte Eigenschaften auf der anderen Seite können zu einer Verminderung des maximal möglichen Regelbandes führen. Unter diesem Gesichtspunkt erscheint folgende Definition einer optimalen Reservehaltung sinnvoll:

Die Reservehaltung eines netzgeregelten Gebietes gilt dann als optimal, wenn die gesamte in diesem Gebiet bereitgestellte Regelreserve (der Sekundärregelung) für die Ausregelung eines Leistungsdefizites (innerhalb dieses Gebietes) verfügbar ist, unabhängig davon, wo dieses Defizit auftritt.

In [12] wird die Problematik der Reservehaltung für verschiedene Konzepte der Netzregelung untersucht. Betrachtungsgebiet ist eine Überregion U_k . Angenommen wird ein Kraftwerksausfall in der Region R_{kj} . Für die Konzepte:

- zentrale Netzregelung
- dezentrale Netzregelung
- hierarchische Netzregelung

wird geklärt, inwieweit im neu erreichten stationären Zustand das aufgetretene Leistungsdefizit innerhalb der Region R_{kj} selbst, durch partnerschaftliche Hilfe innerhalb der Überregion U_k oder nur durch Fremdbezug abgedeckt werden kann. Besonders interessiert die Frage, ob das jeweilige Konzept für die Überregion als Ganzes eine optimale Reservehaltung ergibt.

Die hierarchische Netzregelung erweist sich klar als bestes Konzept. Sie erreicht eine nach obiger Definition optimale Reservehaltung für die Überregion, was mit einem dezentralen Konzept nicht erfüllt werden kann. Im Vergleich mit einem zentralen Kon-

zept, das ebenfalls eine optimale Reservehaltung ermöglicht, bietet die hierarchische Netzregelung noch den Vorteil, dass in erster Linie jede Region selbst für ihr Leistungsgleichgewicht besorgt ist (regionale Eigendekung) und die partnerschaftliche Hilfe erst dann in Anspruch nimmt, wenn dies wirklich notwendig ist (überregionale Eigendekung).

5. Dynamisches Verhalten

Beruhen die Untersuchungen im dritten Abschnitt auf der Analyse des stationären Zustandes, so sollen in diesem Abschnitt einige Aspekte aus der Untersuchung des dynamischen Verhaltens der hierarchischen Netzregelung dargestellt werden. Es sei hier ausdrücklich betont, dass bei diesen Untersuchungen die Zielsetzung in der Analyse von verschiedenen, zwischen Systembetreibern (EVU) und Leistungsstemiclienten (Industrie) diskutierten Betriebsstrategien lag, und nicht in der Optimierung irgendwelcher Systemgrössen.

Die Untersuchungen wurden mit Hilfe der digitalen Simulation an einem eigens zu diesem Zwecke entwickelten AGC-Test-System durchgeführt (Fig. 2). Dieses Testsystem, bestehend aus 13 durch ein 21-Knoten-Netz miteinander verbundenen Maschinen, gliedert sich in drei Überregionen. Die Überregionen U_1 und U_2 werden zentral netzgeregelt. Die die drei Regionen R_{31} bis R_{33} umfassende Überregion U_3 verfügt über ein hierarchisches Konzept der Netzregelung.

Um die dynamischen Untersuchungen überhaupt zu ermöglichen, wurde in einer ersten Projektphase ein umfangreiches Programm Paket entwickelt, das die Simulation eines Energiesystems auf einem Grossrechner unter dem speziellen Gesichtspunkt der Netzregelung erlaubt [15]. Das Energiesystem wird dabei durch ein gemischt zeitkontinuierlich - (Generatoren, Turbinen usw.) zeitdiskretes

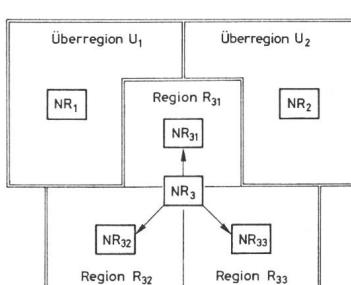


Fig. 2 Testsystem

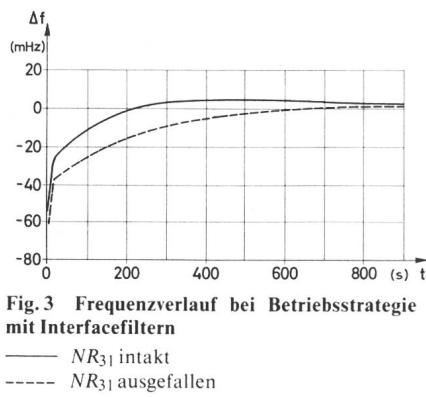


Fig. 3 Frequenzverlauf bei Betriebsstrategie 2 mit Interfacefiltern

— NR₃₁ intakt
---- NR₃₁ ausgefallen

(Fernwirksysteme, digitale Regler) Differentialgleichungssystem beschrieben. Sowohl Fragen konzeptueller Art (z.B. Regelstrategien) wie auch Detailprobleme (z.B. nichtsimultane Abtastung von Messwerten) können mit diesem Softwarepaket untersucht werden.

Es lassen sich verschiedene Betriebsstrategien formulieren. Zwei seien hier erwähnt. Das Ziel der ersten Betriebsstrategie kann wie folgt umschrieben werden:

Die Hauptverantwortung für ein gutes Regelverhalten liege bei den einzelnen Regionen selbst. Jede Region regle relativ schnell auf ihre Sollwerte, womit sich automatisch auch ein gutes Regelverhalten der gesamten Überregion ergibt. Der Einfluss des überlagerten Netzreglers auf die einzelnen Regionen sei möglichst klein, dessen Einstellung also eher konservativ. Erst wenn eine Region oder mehrere Regionen ihrer Verpflichtung nicht mehr nachkommen können, sorge die überregionale Netzregelung für die entsprechenden Korrekturen.

Das Ziel der zweiten Betriebsstrategie ist folgendermassen charakterisiert:

Wichtig ist das regeldynamische Verhalten der Überregion. Die übergeordnete Netzregelung rege unter Zuhilfenahme aller Regionen Fehler in der Frequenz und der Übergabeleistung relativ rasch aus. Abweichungen der regionalen Austauschleistungen sind jedoch nur langsam zu korrigieren, damit regionalen Lastschwankungen, die sich innerhalb der Überregion gegenseitig kompensieren, nicht unnötig rasch nachgejagt wird (Schonung der Maschinen).

Die Simulationen zeigen klar, dass sich, mit entsprechender Wahl der Regelparameter, die Betriebsstrategie 1 gut realisieren lässt, nicht aber die für die EVU wohl attraktivere Betriebsstrategie 2, bei der durch die Kaskadierung eines schnellen überregionalen und eines langsamen regionalen Reg-

lers ein dynamisch völlig ungenügendes Verhalten resultiert (Überregelung, Gefahr von Instabilität).

Eine wesentliche Verbesserung des Regelverhaltens der Betriebsstrategie 2 kann jedoch mit Hilfe dynamischer Kompensatoren erreicht werden, für deren Wahl die folgenden Überlegungen massgebend sind:

- Sie sollen möglichst einfach sein.
- Die Regelstruktur muss erhalten bleiben, d.h. neue Signalpfade, wie z.B. eine Rückführung von den Regionalreglern zum überregionalen Netzregler, sind zu vermeiden (Fernwirktechnik).

Diese Überlegungen führten zu als Filter interpretierbaren, zwischen die überregionalen Netzregler und die Regionalregler geschalteten Seriekomponenten. Das verbesserte Regelverhalten ist anhand der wichtigsten Systemgrößen (Frequenz, Übergabeleistungen, ACE) in den Figuren 3...5 aufgezeigt. Für zwei verschiedene Situationen wird ein Generatorausfall (1% der Produktion im gesamten Verbundsystem) in der Region R₃₁ simuliert.

Der erste Fall basiert auf einer intakten Netzregelung. Das angestrebte Betriebsziel (Strategie 2) wird durch

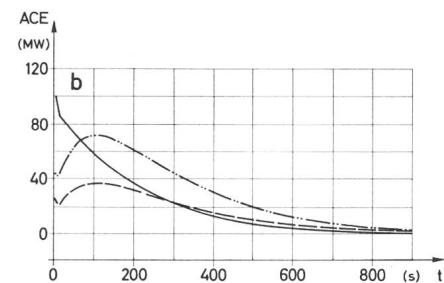
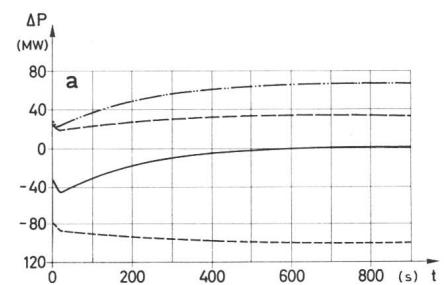


Fig. 4
a Übergabeleistungsabweichungen ΔP_3 , ΔP_{3j}
b Regelungsfehler ACE_3 , ACE_{3j}
bei Betriebsstrategie 2 mit Interfacefiltern, Regionalregler NR₃₁ intakt

— Überregion U₃ —— Region R₃₂
---- Region R₃₁ -· · · · · Region R₃₃

das hierarchische Konzept in idealer Weise realisiert. Mit der überregionalen Netzregelung werden die Frequenz (Fig. 3) und die überregionale Übergabeleistung P_3 (Fig. 4) relativ rasch, in etwa vier Minuten, unter Einbezug aller, d.h. auch der nichtgestörten Regionen R₃₂ und R₃₃ (ΔP_{32} , ΔP_{33}), ausgeregelt. Sehr viel langsamer läuft die Umverteilung innerhalb der Überregion U₃ selbst ab. Die Region R₃₁ gleicht ihr Leistungsdefizit nur allmählich aus, was aus dem flachen Abklingen des Übergabeleistungsfelchers ΔP_{31} und des regionalen Regelungsfehlers ACE_{31} deutlich zu erkennen ist.

Für den zweiten Fall wurde der regionale Netzregler NR₃₁ als ausgefallen angenommen. Auch hier vermag das regeldynamische Verhalten zu befriedigen. Die Frequenz (Fig. 3) und die überregionale Übergabeleistung (Fig. 5) werden wiederum in akzeptabler Zeit ausgeregelt. Als Folge des hierarchischen Konzeptes verharren die regionalen Übergabeleistungen auf ihren neuen stationären Werten, kann doch der ausgefallene Regionalregler NR₃₁ die Momentanhilfe der Nachbarregionen nicht rückgängig machen. Die Region R₃₁ importiert zur Dekkung ihres 100-MW-Produktionsausfalls 33,3 MW aus der Region R₃₂ und 66,7 MW aus der Region R₃₃, entspre-

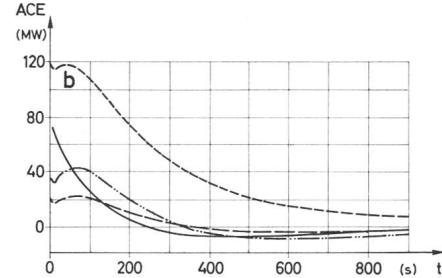
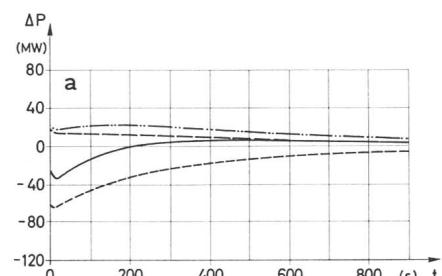


Fig. 5
a Übergabeleistungsabweichungen ΔP_3 , ΔP_{3j}
b Regelungsfehler ACE_3 , ACE_{3j}
bei Betriebsstrategie 2 mit Interfacefiltern, Regionalregler NR₃₁ ausgefallen

— Überregion U₃ —— Region R₃₂
---- Region R₃₁ -· · · · · Region R₃₃

chend dem Verhältnis der Partizipationsfaktoren $\gamma_{32}/\gamma_{33} = 0,2/0,4$.

6. Schlussfolgerungen

Die auf der Netzkennlinienregelung aufgebaute hierarchische Regelstruktur bietet eine Reihe von Vorteilen. Erstens ist eine Redundanz gegeben, die dafür sorgt, dass bei fehlerhaften Sollwerten der Regionen die geregelten Größen der Überregion eingehalten werden. Zweitens wird eine optimale Reservehaltung bei einem Kraftwerksausfall erreicht. Drittens kann ein befriedigendes dynamisches Verhalten gewährleistet werden, auch wenn ein regionaler Regler ausfällt.

Literatur

- [1] J. Osanna, H. Graner und F. Hofmann: Frequenz- und Leistungssteuerung (Netzkennliniesteuerung) von Netzverbänden. Deutsches Reichspatent Nr. 634 025, 1931.
- [2] N. Cohn: Control of generation and power flow on interconnected systems. New York, John Wiley, 1961.
- [3] O. I. Elgerd und C.E. Fosha: Optimum megawatt-frequency control of multiarea electric energy systems. IEEE Trans. PAS 89(1970)4, p. 556...563.
- [4] C.E. Fosha und O.I. Elgerd: The megawatt-frequency control problem: A new approach via optimal control theory. IEEE Trans. PAS 89(1970)4, p. 563...577.
- [5] R.K. Cavin, M. C. Budge und P. Rasmussen: An optimal linear systems approach to load-frequency control. IEEE Trans. PAS 90(1971)6, p. 2472...2482.
- [6] E.C. Tacker a.o.: Design and simulation of an optimal stochastic controller for a composite two-area power system. IEEE Conference on Decision and Control -(1971), p. 494...495.
- [7] M.S. Calović: Power system load and frequency control using an optimum linear regulator with integral feedback. Proceedings of the 5th World IFAC Congress, Paris/France, June 12...17, 1972; Part 1, Paper 7.3.
- [8] H.G. Kwatny, K.C. Kalnitsky und A. Bhatt: An optimal tracking approach to load-frequency control. IEEE Trans. PAS 94(1975)5, 1643.
- [9] J.D. Glover und F.C. Schweiß: Advanced load frequency control. IEEE Trans. PAS 91(1972)5, p. 2095...2103.
- [10] H. Glavitsch und F.D. Galiana: Load-frequency control with particular emphasis on thermal power stations. Proceedings on the second Brown Boveri Symposium on Real-Time Control of Electric Power Systems. Amsterdam, Elsevier, 1972; p. 115...145.
- [11] E.J. Davison und N.K. Tripathi: The optimal decentralized control of a large power system: Load frequency control. IEEE Trans. AC 23(1978)2, p. 312...325.
- [12] J. Stoffel: Hierarchische Netzregelung. Dissertation der ETH Zürich Nr. 7232, 1983.
- [13] Leistungsregelung im Verbundnetz. Heutiges Verhalten der Wirkleistungsregelung und zukünftige Anforderungen. Heidelberg, Deutsche Verbundgesellschaft EV, 1980.
- [14] R. Muckenhuber: Das Verhalten überregionaler Verbundnetze beim Ausfall grosser Kraftwerkseinheiten. ÖZE 30(1977)12, S. 506...518.
- [15] J. Stoffel und K. Ebert: Simulation of automatic generation control concepts. Proceedings of the CI-GRE-IFAC Symposium, Florence/Italy, September 26...28, 1983.