

**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:** 67 (1976)

**Heft:** 1

**Artikel:** Netzsicherheit, Netzzuverlässigkeit und Kraftwerk-Ausbauplanung

**Autor:** Theilsiefje, K.

**DOI:** <https://doi.org/10.5169/seals-915103>

### **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:** 16.01.2026

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

# Netzicherheit, Netzzuverlässigkeit und Kraftwerk-Ausbauplanung

Von K. Theilsiefje

*Verfahren der Kraftwerkplanung haben die Aufgabe zu lösen, dass der Lastzuwachs so abgedeckt wird, dass der Abnehmer möglichst sicher und möglichst günstig versorgt werden kann. Der Autor geht auf die wichtigsten Kriterien zur Erfüllung dieser Zielsetzung ein und stellt einige Detailmethoden als Bestandteil eines globalen Planungsverfahrens vor.*

## 1. Einleitung

Der in meinem Thema erwähnte Begriff «Sicherheit» ist hier nicht im Sinne der Gefährdung von Personen oder der Bevölkerung im allgemeinen zu verstehen, sondern als Zuverlässigkeit der Energieversorgung. Erlauben Sie mir bitte einige Bemerkungen zum Begriff «Planung». Dieser ist sehr eng verbunden mit dem Begriff «Extrapolation», denn um Massnahmen, welcher Art auch immer, für die Zukunft planen zu können, erwartet man, dass sich die Entwicklungen in der Vergangenheit quasi stetig entwickelt haben und in dem betrachteten Zeitbereich der Zukunft sich weiterhin stetig entwickeln werden. Man extrapoliert also die Entwicklung der Vergangenheit in die Zukunft.

Wenn eine solche Extrapolation nicht möglich ist aufgrund von plötzlichen Trendänderungen, wird Planung zum Roulettespiel, und die Ergebnisse haben in der Aussagekraft nur noch Zufallscharakter. Wenn wir nun in diesem Zusammenhang die Entwicklungen der letzten Jahre betrachten, so besteht nicht geringer Zweifel an hinreichender Kontinuität. Auf vielen Gebieten haben die Entwicklungen beachtliche Sprünge gemacht, zum Beispiel die Netzlast, die Kapitalkosten, die Preise der Energieträger, vor allem ausgelöst durch die Ölkrise, die Hoch- und Tiefbaukosten und vieles mehr, entwickeln sich plötzlich völlig anders.

Die folgenden Ausführungen setzen nun voraus, dass es sich bei diesen Sprüngen nicht um Unstetigkeiten, sondern lediglich um Ausreisser der alten Statistik handelt, die nur die Streubreiten der Entwicklungen vergrössern, nicht aber generelle Trendverschiebungen ankündigen. Ich handle also als Optimist, der wieder an eine Rückkehr zur Stetigkeit glaubt. Es sollte aber noch einmal klar gesagt werden, dass Unsicherheit Geld kostet, und zwar unter Umständen sehr viel. Wenn zum Beispiel die Prognose der Netzlastentwicklung sehr unsicher ist, muss man proportional der Streubreite mehr investieren, als dem Erwartungswert entspricht, um ein vorgegebenes Zuverlässigkeitsmass einzuhalten. Hoffen wir also im Hinblick auf eine bessere Anwendbarkeit der Planungsverfahren auf eine baldige Stabilisierung der genannten Entwicklungen.

Der Aufwand für die Entwicklung solcher Planungsverfahren ist sehr leicht zu rechtfertigen, denn in der Energieversorgung werden jährlich Milliardeninvestitionen getätigt. Auf diesem Gebiet sind Fehlinvestitionen sehr teuer. Wenn also nur wenige Prozent gespart werden könnten, lohnt sich ein praktisch beliebig hoher Aufwand für die Entwicklung der Verfahren.

In den letzten Jahren haben sich aber weitere Schwierigkeiten bei der Realisierung der Planungsergebnisse eingestellt. Zu nennen sind hier vor allem das Wirken der Bürgerinitiativen, des Umweltschutzes, wodurch Standortsschwierig-

*La planification de la construction des centrales doit répondre à l'impératif suivant: couvrir l'accroissement des besoins, de manière à ce que le consommateur soit approvisionné en énergie de façon aussi sûre qu'économique. L'auteur se penche sur les critères les plus importants pour l'accomplissement de cette tâche et présente quelques modèles sur des points précis dans le cadre d'un processus global de planification.*

keiten entstanden, die Planungsergebnisse illusorisch werden liessen. Die Bauzeiten neuer Anlagen haben sich zum Teil um Jahre verlängert. Hierdurch treten hohe Zusatzkosten durch Bauzinsen, Zusatzaufgaben sowie durch die Beschaffung meist sehr teurer Ersatzenergien auf. Die Planungsergebnisse wurden dadurch nachträglich stark verändert. Solche Einflüsse sind kaum prognostizierbar.

## 2. Planungsverfahren

Kommen wir jetzt zu den Planungsverfahren selbst. Wir wollen hierfür unterstellen, dass die Netzhöchstlast nach der Funktion in Fig. 1 steige. Diese ist dort als Treppenkurve dargestellt, denn hier interessiert zunächst nur die Jahreshöchstlast. Der Verlauf solcher Funktionen ist meist exponentiell, wobei die Exponenten selbst stochastischen Charakter haben. Die Dichtefunktionen der Exponenten sind mehr oder weniger gut bekannt.

Verfahren der Kraftwerksausbauplanung sollen nun die Aufgabe lösen, diesen Lastzuwachs derart durch neue Kraftwerkenanlagen abzudecken, dass erstens die Versorgung der Abnehmer hinreichend gesichert wird und zweitens die damit verbundenen Investitions- und Betriebskosten als Barwertsumme minimal werden. Sie sehen also schon aus der Aufgabenstellung die enge Verbindung von Planung und Sicherheit. Um die Planungsverfahren praxisnah zu gestalten, wollen wir auch annehmen, dass die für den Ausbau vorsehbaren Kraftwerkblöcke typisiert und standardisiert seien, so dass wir mit sogenannten Normreihen rechnen können. Wir haben es dann nur mit ganz bestimmten Kraftwerktypen zu tun und in diesem Rahmen nur mit festen Blockgrössen. Die Inbetriebnahmezeitpunkte für neue Anlagen seien nur als diskrete Zeitpunkte innerhalb des Jahres zugelassen, zum Beispiel jährlich, vor Beginn des Winters oder halbjährlich.

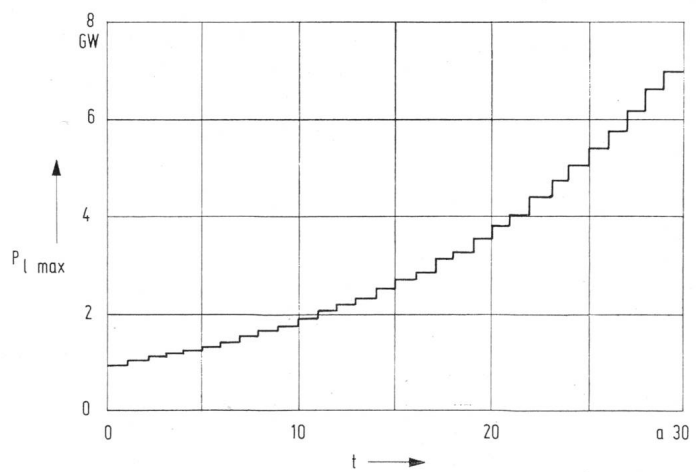


Fig. 1 Entwicklung der Netzhöchstlast in einem Versorgungsnetz

Fig. 2a zeigt nun unter der Ziffer 1 einen Ausschnitt aus der Entwicklung der Netzhöchstlast. Der Beginn des Planungszeitraums sei im Zeitpunkt 0. Die dann insgesamt verfügbare Leistung des Systems sei durch  $A$  gekennzeichnet. Die horizontale Gerade ( $AB$ ) überspannt dann gerade den Zeitraum, für den diese Leistung den Bedarf des Systems hinreichend befriedigen kann. Im Punkt  $B$  muss also spätestens neue Leistung verfügbar sein.

Es kann auch ein Zeitpunkt angegeben werden, zu dem frühestens neue Kapazität einsetzbar ist, nämlich aufgrund der erforderlichen Planungs- und Bauzeiten oder zur Zeit  $t = 0$ , wenn der Ausgangspunkt der Planung weiter in die Zukunft gelegt wurde.

Für jeden in Betracht kommenden Kraftwerktyp lässt sich eine gewisse Mindestleistung angeben, die bei Neuinstallationen nicht unterschritten werden soll und abhängig ist von der jeweiligen Netzlast. Aus Gründen der Übersichtlichkeit beschränkt sich das Beispiel in Fig. 2 auf die Berücksichtigung nur eines Kraftwerktyps. Bei diesem möge die Mindestleistung im frühestmöglichen Zeitpunkt durch den Punkt 1 gegeben sein. Bei einer späteren Erstellung möge sie etwas grösser sein, und zwar entsprechend den Punkten 3, 4 und 5. Ferner kann man für jeden Typ eine Maximalleistung angeben, die ebenfalls von der Netzlast abhängt sowie von der Bedingung, dass jede Anlage jährlich gewartet werden kann. Diese Maximalleistung möge zum frühesten Zeitpunkt durch den Punkt 14 gegeben und bis zum spätesten Zeitpunkt so gewachsen sein, dass sie dem Punkt 18 entspricht.

Durch diese vier Grössen, frühester und spätester Inbetriebnahmezeitpunkt neuer Kapazität sowie minimale und

maximale Blockleistung, wird das Gebiet begrenzt, in welchem die Leistung des Blocks jenes Typs liegen muss, wenn diesem gegenüber anderen Typen der Vorzug gegeben werden sollte. Aufgrund der Struktur mit diskreten Inbetriebnahmezeitpunkten und den beschriebenen Normreihen der Blockleistungen lässt sich ein Raster zeichnen, das über den gesamten Definitionsbereich eines Anlagentyps gelegt wird. Die Knotenpunkte dieses Rasters sind in Fig. 2a zeilenweise durchnummeriert, und zwar von 1 bis 18. Dies bedeutet, dass man hier in den 1,5 Jahren zwischen frühestem und spätestem Inbetriebnahmezeitpunkt nur 18 Möglichkeiten hat, eine Anlage dieses Typs zu realisieren. Für jeden zugelassenen Kraftwerktyp lässt sich ein entsprechender Definitionsbereich konstruieren, ein Raster hineinlegen und die Punkte durchnummerieren. Bei der Numerierung der Punkte der weiteren Anlagentypen würde man in Fig. 2a mit der Nummer 19 fortfahren. Alle Kraftwerktypen sind gleichberechtigt, und darum kann die Reihenfolge willkürlich gewählt werden.

Die Planung beginnen wir mit der Berechnung der Festkosten für jeden Rasterpunkt, die durch die neue Anlage anfallen würden. Im nächsten Schritt berechnen wir die Arbeitskosten, und zwar ausgehend vom Zeitpunkt  $t = 0$  bis zu dem Zeitpunkt, dem die Rasterpunkte 1, 2, 6, 10 und 14 zugeordnet sind, und addieren diese zu den entsprechenden Festkosten und rechnen die Summe zum Barwert um. Anschliessend setzen wir die Arbeitskostenberechnung fort, bis wir den Zeitpunkt der Rasterpunkte 3, 7, 11 und 15 erreicht haben. Hier führen wir die gleichen Kostenadditionen durch und wiederholen dann diesen Prozess so oft, bis wir bei den Punkten 5, 9, 13, 17 und 18 zum Ende des Bereichs I gekommen sind. Bei der Berücksichtigung mehrerer Anlagentypen hätten wir bei diesen die Addition der festen Kosten und Arbeitskosten in den entsprechenden Zeitpunkten in gleicher Weise durchführen müssen.

Jetzt ist es zweckmässig, sich zunächst einmal von der Leistungs-Zeit-Darstellung freizumachen und zu einer topologischen Darstellung, wie sie Fig. 2b zeigt, überzugehen. Dort stellt der einzelne Punkt 1 den Ausgangspunkt der Planung dar. Die senkrechte Zahlenfolge, die als Bereich I bezeichnet ist, stellt die Numerierung des Rasters des Definitionsbereichs I dar. Von jedem der 18 Punkte dieses Bereichs I lässt sich eine Verbindungslinie zum Ausgangspunkt der Planung zeichnen und lassen sich in der beschriebenen Art die zugehörigen Gesamtkosten angeben.

Die Fortsetzung der Rechnung erfolgt nun so, dass, ausgehend vom Definitionsbereich I in Fig. 2a, ein weiterer Definitionsbereich für die nächste zu planende Anlage konstruiert wird. Es ergibt sich hierbei wieder ein frühest- und ein spätestmöglicher Inbetriebnahmezeitpunkt des nächsten Blockes. Der frühestmögliche kann durchaus innerhalb des Definitionsbereichs I liegen, denn dies würde lediglich bedeuten, dass zwei Anlagen gleichzeitig gebaut werden können. Aus Gründen der Übersichtlichkeit wurde in Fig. 2 der früheste Zeitpunkt des Bereichs II hinter den spätesten des Bereichs I gelegt. Der Endzeitpunkt des Bereichs II ist durch den Schnittpunkt der horizontalen Geraden  $CD$ , die von Punkt 18 des Rasters I ausgeht, mit der gestrichelten Treppenkurve 2 bestimmt. Minimale und maximale Leistungen der neuen Anlagen ergeben sich wiederum nach den gleichen Gesichtspunkten wie beim Definitionsbereich I. Auf diese Art hat man den Definitionsbereich II gewonnen. Dieser

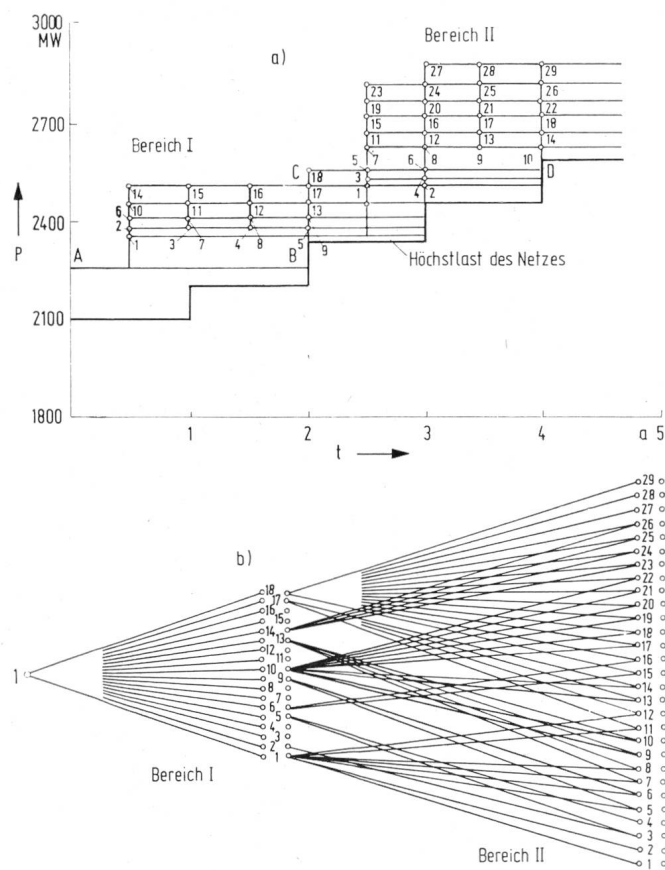


Fig. 2 Bestimmung der Ausbauplanung

- a Definitionsbereiche für zu planende neue Anlagen
- b Topologische Darstellung der Definitionsbereiche und ihre logischen Verknüpfungen

lässt sich ebenfalls durch ein Raster aufteilen, das jetzt allerdings vom Raster des Definitionsbereichs I abhängig ist, denn zu jeder Leistung im Raster I lässt sich jede Leistung im Raster II addieren. Die Rasterpunkte des Definitionsbereichs II werden wieder fortlaufend zeilenweise numeriert. In der topologischen Darstellung in Fig. 2b lässt sich entsprechend eine weitere Zahlenreihe einzeichnen, die mit Bereich II bezeichnet ist und in diesem Beispiel 29 Punkte enthält.

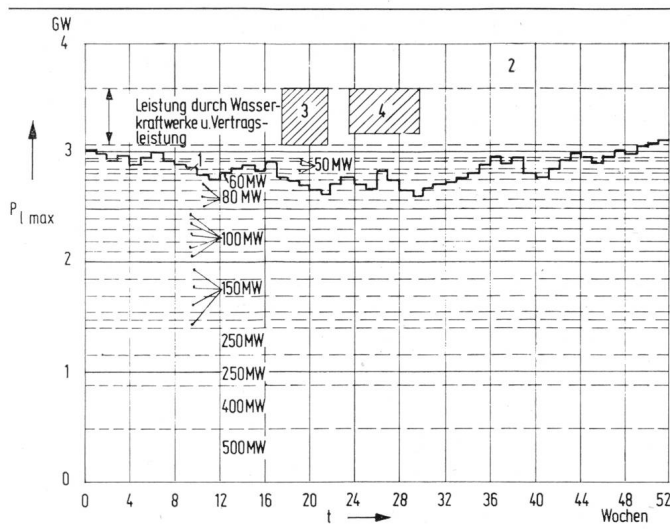
Im nächsten Schritt suchen wir, ausgehend von den Punkten des Rasters II, alle möglichen Verbindungen zu den Punkten des Rasters I heraus. Beim Betrachten der Fig. 2a stellen wir nämlich fest, dass zum Beispiel von den Punkten 27, 28 und 29 des Bereichs II nur jeweils eine Verbindung zum Raster I möglich ist, denn ausgehend vom Raster I erreicht man diese drei Punkte nur dadurch, dass man zum Punkt 18 des Rasters I die im Bereich II maximal erlaubte Leistung addiert. So gibt es von jedem Punkt des Bereichs II nur eine beschränkte Anzahl von Verbindungen zu den Punkten des Bereichs I.

In Fig. 2b sind diese Verbindungen durch die jeweiligen Grenzlinien wiedergegeben. Von allen diesen Verbindungsmöglichkeiten sucht man nun diejenigen heraus, welche bis zum jeweiligen Punkt im Bereich II die kleinste zugehörige Kostensumme liefern. Wenn man diese Minimalkostensuche für alle Punkte des Bereichs II durchgeführt hat, ist der zweite Gesamtschritt abgeschlossen.

Ausgehend vom Definitionsbereich II lässt sich ein weiterer Definitionsbereich für eine dritte zu planende Anlage nach genau den gleichen Gesichtspunkten ermitteln und die Minimalsuche fortsetzen. Wir können uns also auf diese rekursive Art beliebig weit in die Zukunft hinein vorarbeiten und erhalten dabei in der topologischen Darstellung ein sogenanntes gerichtetes Netzwerk, welches die Eigenschaft hat, dass ausgehend von jedem Punkt des jeweils letzten Bereichs eine und nur eine Verbindung zum Ausgangspunkt der Planung besteht. Da ein fester Zusammenhang zwischen der topologischen Darstellung in Fig. 2b und der Leistungs-Zeit-Darstellung in Fig. 2a besteht, stellt jeder dieser Verbindungswege zwischen jedem Punkt des jeweils letzten Bereichs und dem Ausgangspunkt der Planung eine Optimallösung des Problems dar, und zwar bezogen auf den jeweils zugeordneten Punkt des letzten Bereichs.

Uns interessiert aber meist nur eine bestimmte Lösung. Man muss also aus allen diesen Lösungen diese eine herausuchen. Hierzu müssen bestimmte Forderungen an den Zustand gestellt werden, in dem sich das System am Ende des Planungszeitraums befinden soll. Dieser Endzustand kann zum Beispiel so beschaffen sein, dass man, bezogen auf einen Endzeitpunkt, eine bestimmte Gesamtleistung fordert, die dann insgesamt verfügbar sein soll. Diese Leistung kann zum Beispiel gleich der Netzhöchstlast zusätzlich der Mindestreserve sein.

In neuerer Zeit kommen viele EVU mehr und mehr an Grenzen der Finanzierungsmöglichkeiten. Dies ist bedingt durch die explosionsartige Entwicklung der Baukosten bei der starken Kapitalintensität der Investitionen in der Elektrizitätswirtschaft. Solche Finanzierungsgrenzen müssen darum ebenfalls Bestandteil der Planungsverfahren sein. Man könnte sagen, dies sei doch einfach lösbar, indem man das jährliche Finanzvolumen einfach nach oben begrenzt. Wir



**Fig. 3 Verlauf der wöchentlichen Spitzenlast in einem Versorgungsnetz**

- 1 Netzspitzenlast
- 2 Verfügbare Leistung des Netzes
- 3 Nicht zur Verfügung stehende Leistung infolge Wartung der 500-MW-Maschine
- 4 Nicht zur Verfügung stehende Leistung infolge Wartung der 400-MW-Maschine

müssen aber beachten, dass solche Begrenzungen dynamisch wirken, das heisst, eine Fehlentscheidung im Hinblick auf diese Grenze kann sich erst viele Jahre später bemerkbar machen oder umgekehrt, eine Grenzverletzung kann ihre Ursache in einer Fehlentscheidung haben, die lange zurückliegt.

Im Rahmen der Voraussetzungen ist das erzielte Optimum für den Kraftwerksausbauplan absolut. Die Voraussetzungen bestehen im wesentlichen aus den Prognosen und in der Beschränkung auf die diskreten Rasterpunkte. Um die Fehler der Prognosen weitgehend auszuschalten, ist es sinnvoll, diese Rechnung zu wiederholen, wenn sich Abweichungen von den Vorhersagen einstellen sollten. Unter Einbeziehung solcher Wiederholungen ist das erzielte Ergebnis das bestmögliche. Das verwendete Rechenverfahren ist unter dem Namen «Dynamische Planungsrechnung» oder «Dynamic Programming» bekannt.

Im Rahmen dieser Planungsrechnung sind eine Reihe wichtiger Detailaufgaben zu lösen, von denen hier zum einen die Optimierung der Lastverteilung für die Simulation des Kraftwerksbetriebs angeführt werden soll. Eine derartige Simulation benötigen wir, um die Betriebskosten des Systems berechnen zu können. Hierfür kommen viele Verfahren in Frage, sie müssen nur einfach in der Handhabung sein und wenig Rechenzeit beanspruchen. Mein Vorredner hat hierüber ausführlich berichtet, so dass ich auf eine Beschreibung verzichten kann. Der Einfluss der Betriebskosten eines Systems auf das Planungsergebnis ist relativ zu dem der Investitionskosten gering, so dass die Betriebssimulation sehr vereinfacht erfolgen kann.

Zum anderen ist es in diesem Zusammenhang wichtig, die Wartungspläne der Blöcke zu berechnen, denn durch die Revisionen können Leistungsengpässe entstehen, aus denen Zubauteilscheidungen folgen. Bekanntlich müssen Kraftwerkenanlagen, und hier vor allem thermische Anlagen, in regelmäßigen Zeitabständen gewartet werden. Anhand von Fig. 3 soll die Aufstellung eines solchen Wartungsplans näher erläutert werden. Hier sind auf der Abszisse die 52



Wochen eines Jahres und auf der Ordinate die Netzhöchstlast sowie die verfügbare Gesamtleistung aufgetragen. Da die Wartungszeiten der Anlagen meist als ganze Vielfache einer Woche angegeben werden, ist die Netzhöchstlast als Wochenhöchstlast dargestellt. Die obere Begrenzung 2 des Diagramms entspricht der gesamten verfügbaren Leistung des Systems, und die horizontalen Linien entsprechen den Teilleistungen, aus denen sich diese Gesamtleistung zusammensetzt.

Für jede zu wartende Anlage ergibt sich ein Rechteck, und zwar aus ihrer notwendigen Wartungszeit und elektrischen Leistung. Für je einen 500-MW- und 400-MW-Block sind diese Rechtecke schraffiert eingetragen. Hierbei betrage die Wartungszeit für den 500-MW-Block vier Wochen und für den 400-MW-Block sechs Wochen. Im Rahmen des Wartungsplans müssen nun alle Rechtecke so in die Restfläche zwischen der verfügbaren Gesamtleistung 2 und der Wochenhöchstlastkurve 1 untergebracht werden, dass die Zuverlässigkeit des verbleibenden Restsystems maximal wird. Unter Restsystem ist der Anteil der Leistung zu verstehen, der nach Abzug der erwarteten Anlagenleistung noch verfügbar bleibt. Wenn hierbei eine vorgegebene Minimalzuverlässigkeit unterschritten wird, muss neue Leistungskapazität erstellt werden. Wir können also davon ausgehen, dass das Kriterium für die Notwendigkeit des Zubaus neuer Leistung mit der durch Leistungsmangel entstehenden Versorgungsunzuverlässigkeit in Verbindung steht. Damit sind also direkt die Sicherheits- bzw. Zuverlässigkeitsfragen angesprochen. Wie lässt sich nun die Zuverlässigkeit eines solchen Systems berechnen?

Leistung  $P$  der betrachteten Kraftwerksblöcke und deren Ausfallrate  $p$

Tabelle I

Nr.	gestörte Maschine	verfügbare Restleistung $P_i$ in MW	Wahrscheinlichkeit des Eintretens der Störung $W_i$	auf das Jahr bezogene kritische Zeitdauer $t_i$ in h/a	auf das Jahr bezogene bei 5% Selbstregulierung in h/a	auf das Jahr bezogene nicht gelieferte Energie
1		3 300	$0,99 \cdot 0,95 \cdot 0,93 = 0,874665$	0	0	0
2	1	2 700	$0,01 \cdot 0,95 \cdot 0,93 = 0,008835$	1000	280	80691
3	2	2 100	$0,99 \cdot 0,05 \cdot 0,93 = 0,046035$	4930	4360	2042446
4	3	1800	$0,99 \cdot 0,95 \cdot 0,07 = 0,065835$	6080	5730	3682022
5	1 2	1500	$0,01 \cdot 0,05 \cdot 0,93 = 0,000465$	8340	8160	5869292
6	1 3	1200	$0,01 \cdot 0,95 \cdot 0,07 = 0,000665$	8760	8660	8434290
7	2 3	600	$0,99 \cdot 0,05 \cdot 0,07 = 0,003465$	8760	8760	13690290
8	1 2 3	0	$0,01 \cdot 0,05 \cdot 0,07 = 0,000035$	8760	8760	18946290
			$\sum W_i = 1,000000$	646,43	620,63	393580

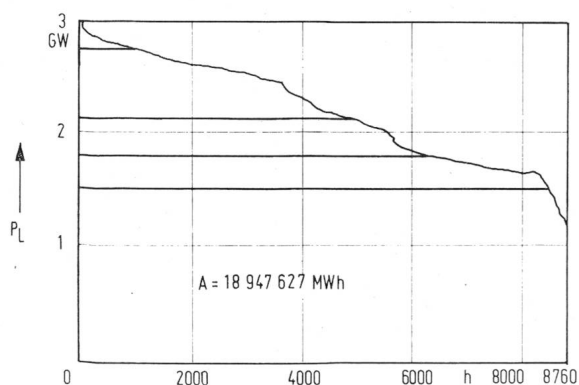


Fig. 4 Zeitliche Abhängigkeit der Spitzenbelastung  $P_L$

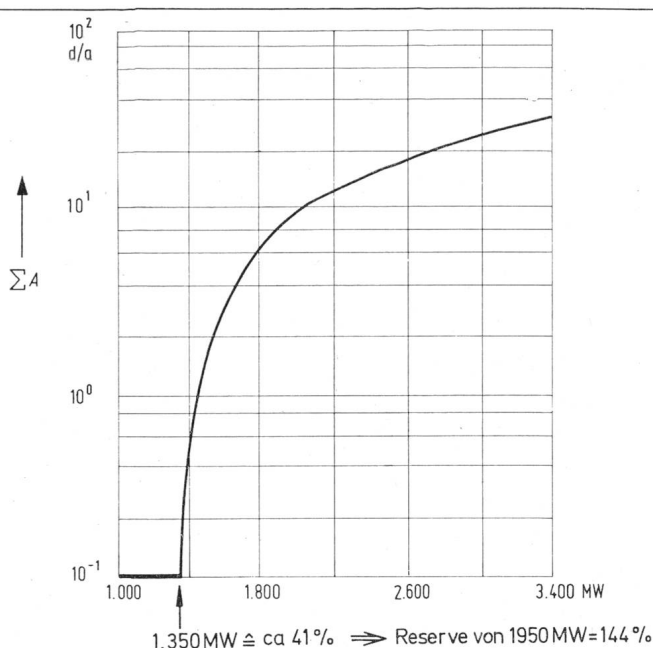


Fig. 5 Abhängigkeit der Ausfallerwartung von der Netzspitzenlast für das Beispiel von drei Maschinen

$\Sigma A$  = Ausfallerwartung

### 3. Zuverlässigkeitsmodell

Wir können annehmen, dass jedes Betriebsmittel, wie zum Beispiel Kraftwerksblock oder ein Teil davon, Leitung, Transformator, Schalter usw., mit einer gewissen Wahrscheinlichkeit  $p$  ausfallen kann.  $p$  wird zurzeit gewöhnlich als konstant angenommen, was eine exponentielle Fehlerverteilung voraussetzt, obwohl  $p$  viele deterministische Komponenten enthält, zum Beispiel aufgrund der Abhängigkeit vom Alter einer Anlage, dem zeitlichen Abstand von der letzten Wartung, der Größe, dem Typ (ob es sich zum Beispiel um ein Kernkraftwerk oder ein Wasserkraftwerk handelt), der Auslegung (Druck, Temperatur, Zwischenüberhitzungen usw.), dem Automatisierungsgrad (hand-, funktionsgruppen-, prozessrechnergesteuert usw.), der Betriebsweise (Gleitdruck, Düsengruppensteuerung, Grundlast-, Regelbetrieb usw.) und dem Betriebszustand einer Anlage (Anfahrzustand, starke Leistungsänderungsgeschwindigkeit, Auslastungszustand usw.). Aus diesem Grunde ist den absoluten Zahlen dieser Ergebnisse nur beschränkte Bedeutung beizumessen. Aber für relative Vergleiche unterschiedlicher Systemkonfigurationen sind sie ausreichend, wie anhand von Beispielen noch gezeigt wird.

Die Leistungsausfallwahrscheinlichkeit sagt aus, wie lange während eines vorgegebenen Zeitraumes die geforderte Abnehmerleistung nicht gedeckt werden kann. Um den Rechenablauf leicht verständlich zu schildern, möge die in Fig. 4 dargestellte Belastungsdauerlinie mit einer Höchstlast von 3000 MW durch drei Maschinen mit den Leistungen  $P_1 = 600$  MW,  $P_2 = 1200$  MW und  $P_3 = 1500$  MW und den Ausfallraten von  $p_1 = 0,01$ ,  $p_2 = 0,05$  und  $p_3 = 0,07$  gedeckt werden. Wenn man die Betriebszuverlässigkeit dieses Systems kennen will, muss man zunächst alle möglichen Ausfallzustände und die Wahrscheinlichkeiten ihres Eintreffens sowie die Möglichkeiten, mit dem verbleibenden, nicht ausgefallenen Systemteil den Betrieb aufrechtzuerhalten, kennen.

Die Tabelle I enthält in der Spalte 2 alle in diesem System möglichen Störungssituationen, in Spalte 3 die dann noch verfügbare Restleistung, in Spalte 4 die Wahrscheinlichkeiten ihres Eintreffens und in Spalte 5 die Zeiträume, in denen die jeweilige Störung zu einer Missbilanz der Leistung führt unter Zugrundelegung der Netzbelastungskurve nach Fig. 4. Die Leistungsausfallerwartung erhält man dann aus dem Produkt der jeweiligen Verfügbarkeiten, Ausfallraten und kritischen Zeiten und der Summierung aller Produkte (Spalte 5 unten).

Im angeführten Beispiel würde sich ein Wert von 676,43 h/a ergeben. Dieser sagt aus, dass das System während 676,43 h/a, statistisch gesehen, in Schwierigkeiten kommt. Man sieht daraus, dass trotz der vorhandenen Leistungsreserve von 10 % der Spitzenbelastung das System sehr unzuverlässig ist. Es liegt auf der Hand, dass ein solches System den heutigen Gegebenheiten der Praxis nicht gewachsen ist. Dieses krasse Beispiel soll nur zur Darstellung des Rechenverfahrens und zum Vergleich mit später behandelten realen Systemen dienen.

Wir haben so einen einzelnen Wert für die Leistungsausfallwahrscheinlichkeit erhalten. Dieser Wert bezieht sich auf die Lastkurve nach Fig. 4. Wenn wir diese Kurve nun nach einem Proportionalitätsgesetz variieren, das heisst die Leistungen verkleinern bzw. vergrössern, so erhalten wir für jeden Proportionalitätsfaktor einen weiteren Wert einer Leistungsausfallwahrscheinlichkeit. So entstand die Kurve in Fig. 5. Auch hieraus geht die grosse Unzuverlässigkeit des Dreimaschinensystems hervor, denn wenn wir, wie heute üblich, für die Leistungsausfallwahrscheinlichkeit einen Mindestwert von 0,1 Tage/Jahr fordern, müssen wir etwa 41 % der Gesamtleistung als Reserve verwenden. Wir könnten mit den drei Anlagen also nur eine Netzlast von etwa 1350 MW abdecken.

Auch die Netzlast ist nur mit beschränkter Zuverlässigkeit vorhersagbar. Gerade in den letzten Jahren hat sich dieses besonders deutlich gezeigt. Wenn wir darum annehmen, dass

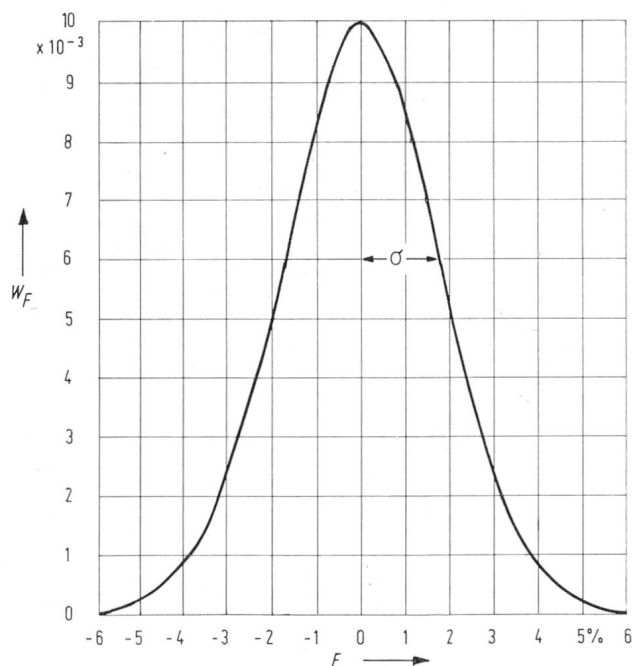


Fig. 6 Beispiel für die Fehler-Wahrscheinlichkeitsverteilung der Netzlastvorausschätzung

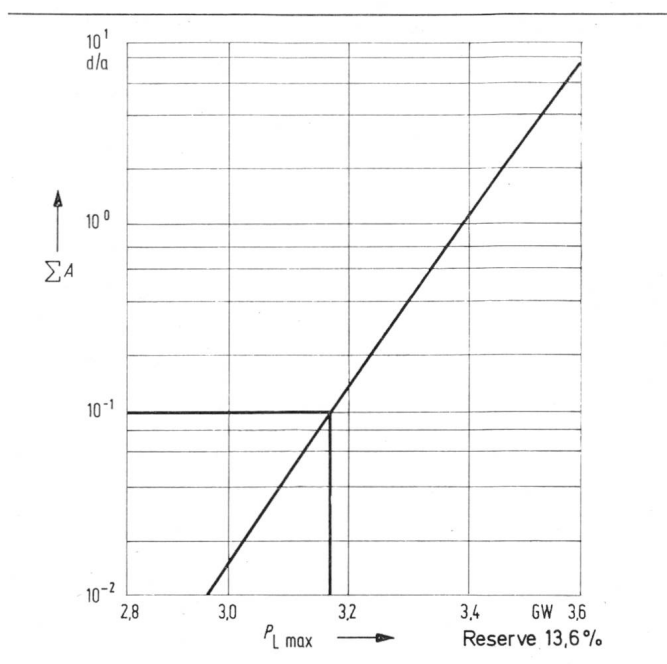


Fig. 7 Abhängigkeit der Ausfallerwartung von der Netzspitzenlast für das Beispiel mit 32 Maschinen von 50 bis 400 MW Leistung

$\sum A$  = Ausfallerwartung  
 $P_{L,max}$  = Netzspitzenlast

die Fehler mit einer Dichtefunktion, entsprechend Fig. 6, normalverteilt sind, so können wir diesen Einfluss auf die Leistungsausfallwahrscheinlichkeit mit Hilfe eines Faltungsintegrals berücksichtigen. Global kann man sagen, dass dieser Einfluss das Ergebnis um etwa 30 % verschlechtert.

Bei einem grösseren und realen System ergibt sich als Beispiel die Kurve der Leistungsausfallwahrscheinlichkeit in Fig. 7. Dieses System enthält 32 Blöcke der verschiedensten Typen und Grössen. Bei gleicher Mindestzuverlässigkeit benötigt man dort nur eine Reservevorhaltung von etwa 13,6 %, und die Kurve selbst verläuft wesentlich steiler, so dass der Verlust an Zuverlässigkeit bei vergrösserter Netzlast ebenfalls erheblich kleiner ist.

Die Leistungsausfallwahrscheinlichkeit in der beschriebenen Art sagt nicht sehr viel aus, da sie durch den sogenannten Selbststregleeffekt sehr stark beeinflusst werden kann. Wenn dieser zum Beispiel 5 % der jeweils gefahrenen Leistung beträgt, dann bedeutet dies, dass bei Leistungsausfall das Netz infolge Frequenz- und Spannungssenkung bis zu etwa 5 % Leistung weniger aufnimmt. Durch die Selbstregelung wird so eine Reserveleistung vorgetäuscht, allerdings nur in bezug auf die Leistungsausfallwahrscheinlichkeit, denn es geht dabei die zugehörige Arbeit verloren. Die im genannten Beispiel berechnete Ausfallzeit verringert sich dadurch in diesem Fall auf 620,63 h/a, also etwa um 9,17 %. In grossen Systemen ist dieser Einfluss wesentlich grösser.

Für die Berechnung der Energieausfallwahrscheinlichkeit ist es notwendig, die Arbeit zu kennen, die infolge Leistungsmangels nicht geliefert werden kann. Diese ist gegeben durch den Teil der Belastungskurve, in dem die Last grösser ist als die infolge Störung noch verbleibende Restleistung. Für das Beispiel ist diese Energie in der Tabelle I in Spalte 7 aufgeführt. Wenn man also die Wahrscheinlichkeit der verfügbaren Leistung mit den zugehörigen Fehlenergiemengen multi-

pliziert und die Produkte summiert, erhält man die gesamte Energieausfallwahrscheinlichkeit. Der Selbstregeleffekt bringt keine Verbesserung der Energielieferung, da durch die Selbstregelung die Energie ebenfalls verlorengeht.

Der eben beschriebene Rechengang muss für jedes Wartungsintervall getrennt durchgeführt werden, wobei die Summe der Ergebnisse aller Intervalle das Gesamtergebnis liefert. Unter Wartungsintervall ist zu verstehen, dass vorweg ein Wartungs- und Überholungsplan, zum Beispiel für ein Jahr, für die Anlagen aufgestellt werden muss, so dass eine Folge von Zeiträumen entsteht, innerhalb deren jeweils die gleichen Anlagen planmässig verfügbar sind. Dieser Wartungsplan kann entweder nach günstigsten Kostenverhältnissen aufgestellt werden oder in Kombination mit dem beschriebenen Zuverlässigkeitsrechenprogramm iterativ so berechnet werden, dass die Betriebszuverlässigkeit des Gesamtsystems ein Optimum erreicht. Da es sich in diesem Fall um ein Beispiel handelt und die Berücksichtigung des Wartungsplanes nichts am Prinzip ändert, sondern nur das Ergebnis quantitativ beeinflusst, wurde hier der Wartungsplan vernachlässigt.

Von grosser Bedeutung ist die Wahrscheinlichkeit von Simultanausfällen. Die Frage nach deren Wahrscheinlichkeit kann man auch anders stellen: Welchen Gleichzeitigkeitsgrad von Maschinenausfällen muss man berücksichtigen, so dass sich die Gesamtausfallwahrscheinlichkeit nicht mehr verändert? Fig. 8 soll dies verdeutlichen. Dort ist auf der Abszisse der jeweils zugelassene Gleichzeitigkeitsfaktor  $G$  aufgetragen und auf der Ordinate die zugehörige Energie- und Leistungsausfallwahrscheinlichkeit  $W_E$  bzw.  $W_L$ . Wenn man zum Beispiel einen gleichzeitigen Ausfall von maximal zwei Maschinen in der Rechnung berücksichtigt, so

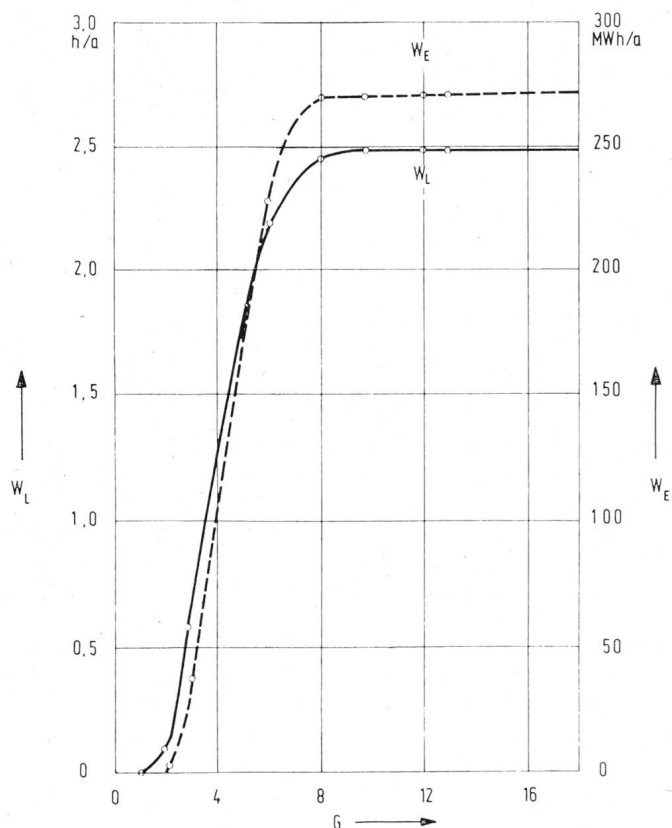


Fig. 8 Einfluss von Mehrfachfehlern auf die System-Ausfallwahrscheinlichkeit

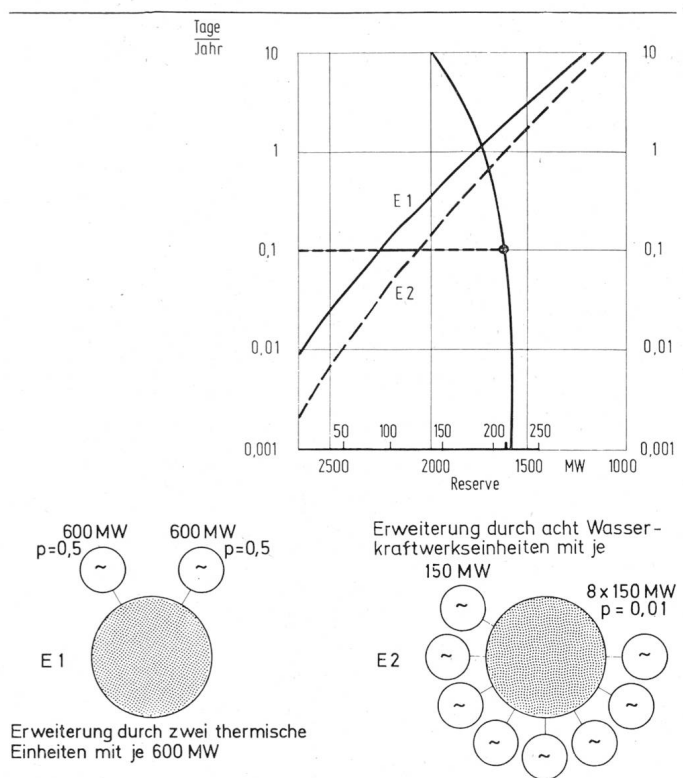


Fig. 9 Zuverlässigkeitsvergleich von Netzerweiterungen

erhält man hier zum Beispiel einen Energieausfall von nur etwa 8 MWh/a. Wenn man dagegen den Gleichzeitigkeitsfaktor  $G$  vergrössert, so steigen die beiden Ausfallwahrscheinlichkeiten sehr stark an, bis sie von etwa  $G = 10$  an praktisch konstant bleiben. Wenn man also korrekte Ergebnisse

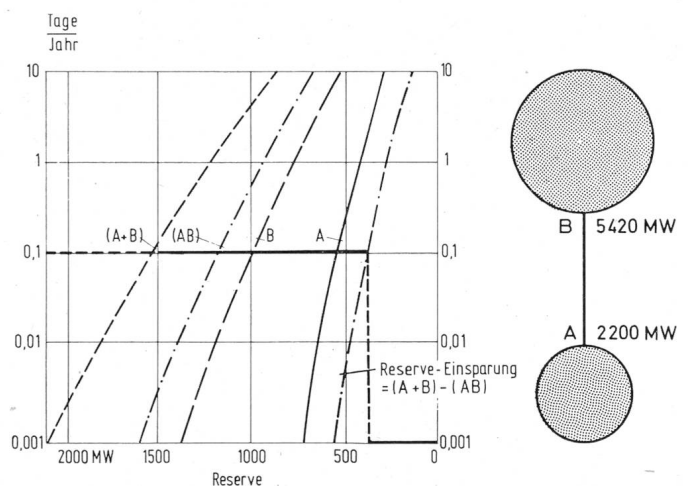


Fig. 10 Verbesserung der Versorgungszuverlässigkeit zweier Netze durch Kopplung

Ausfallrate jeder Maschine  $p = 0,05$

Netz A	Netz B
1 × 30 MW	3 × 30 MW
3 × 40 MW	5 × 40 MW
2 × 50 MW	7 × 50 MW
4 × 70 MW	7 × 70 MW
4 × 80 MW	8 × 80 MW
4 × 100 MW	8 × 100 MW
4 × 125 MW	8 × 125 MW
3 × 150 MW	6 × 150 MW
	2 × 200 MW
	1 × 250 MW
	1 × 300 MW

erhalten will, muss man bei diesen Zuverlässigkeitsrechnungen mit mindestens zehnfachen Simultanfehlern rechnen.

Der Einfluss von Simultanausfällen auf die Gesamtausfallerwartung wird meistens unterschätzt. Aus Fig. 8 sieht man nun sehr deutlich, dass der Hauptanteil des Energieausfalls durch Simultanfehler hervorgerufen wird. Dies lässt sich leicht begründen, denn der Ausfall nur einer Anlage ruft verhältnismässig selten echte Netzstörungen hervor, da das verbleibende Restsystem dann meistens betriebsfähig bleibt, während Simultanfehler wesentlich häufiger zu Systemstörungen führen.

In Verbindung mit der Energieplanung wäre es wünschenswert, etwas über die mit Ausfällen verbundenen Kosten zu wissen. Bisher ist es nicht gelungen, solche Kosten genügend genau zu erfassen bzw. zu ermitteln. Nach Aussagen von Experten schwanken sie zwischen 0,05 und etwa 5 DM/kWh. Sie sind auch nicht konstant, sondern abhängig von

1. der Ausfalldauer,
2. der Höhe der ausgefallenen Leistung,
3. der Struktur des Verbrauchs (Aluminium, Kunststoff, Elektrolyse usw.),
4. dem Zeitpunkt des Ausfalls (Tag, Nacht, Werktag, Wochenende usw.).

Wenn solche Kosten genauer bekannt wären, liessen sie sich in die Planung einbeziehen und würden die Planungsergebnisse sicher wesentlich verbessern.

In Fig. 9 wird der Fall untersucht, dass ein bestehendes Netz zusätzlich einmal durch zwei Kernkraftwerkeinheiten von je 600 MW mit Ausfallraten von je 5 % und vergleichsweise durch acht Wasserkraftwerkeinheiten von je 150 MW mit Ausfallraten von je 1 % ergänzt wird. Die Kurven 1 und 2 zeigen, wie in beiden Fällen die Ausfallerwartung  $W_L$  in Tagen je Jahr bei verschiedener Leistungsreserve  $P_R$  verläuft. Man sieht, dass die Zuverlässigkeit bei Erweiterung durch Wasserkraftwerkeinheiten (Kurve 2) deutlich grösser geworden ist als bei Kernkraftwerkeinheiten (Kurve 1). Die Kurve 3 gibt die Differenz an erforderlicher Reserveleistung wieder bei jeweils gleicher Ausfallerwartung, und zwar muss die Leistung der Kernkraftwerke je nach Ausfallerwartung zwischen rund 11 und 22 % grösser sein als diejenige beim Wasserkraftwerk. Dieser Unterschied wirkt sich auf die notwendigen Investitionen nicht unerheblich aus. In einem zweiten Beispiel (Fig. 10) sollen zwei Netze von 5420 MW und 2200 MW einmal getrennt und einmal gekoppelt betrieben werden. Auch hier wurde die Differenz an erforderlicher Reserveleistung zwischen beiden Betriebsarten berechnet. Sie liegt bei verschiedenen Ausfallerwartungen zwischen 2,2 und 7 % der Summenleistung beider Netze.

Zum Abschluss noch etwas über die Versorgungszuverlässigkeit einzelner Netzknotenpunkte. Dazu denkt man sich einen Knotenpunkt, an dem eine Einspeisung und eine Last liegen. Die Zuverlässigkeit der Einspeisung sei entweder durch die Ausfallrate der Anlage oder durch die entsprechenden Werte der Spalte 3 in der Tabelle gegeben, wenn es sich um mehrere Anlagen handelt.

Zur Erleichterung der Erklärung soll in Fig. 11 an dem Knotenpunkt A eine einzelne Anlage mit 160 MW und einer Ausfallrate  $p = 0,05$  einspeisen. Man kann dann sagen, dass an diesem Knotenpunkt die Last von zum Beispiel 50 MW mit einer Zuverlässigkeit von 0,95 versorgt werden kann.

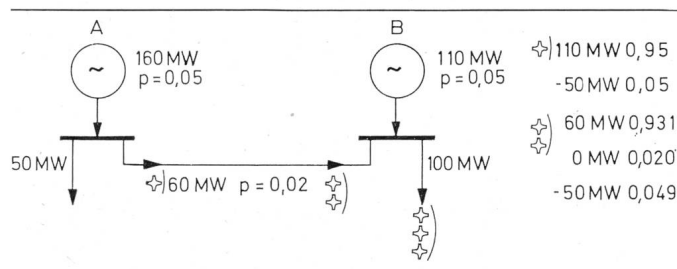


Fig. 11 Berechnung der Versorgungszuverlässigkeit einzelner Netzknotenpunkte

A	170 MW 0,88445	B	170 MW 0,88445
	160 MW 0,01900		110 MW 0,01900
	100 MW 0,04655		60 MW 0,09310
	10 MW 0,04655		0 MW 0,00100
	0 MW 0,00100		-50 MW 0,00245
	-60 MW 0,00245		
	120 MW 0,88445		70 MW 0,88445
	110 MW 0,01900		10 MW 0,01900
	50 MW 0,04655		-40 MW 0,09310
	-40 MW 0,04655		-100 MW 0,00100
	-50 MW 0,00100		-150 MW 0,00245
	-110 MW 0,00245		

Gleichzeitig steht aber hier ein Überschuss von 110 MW mit der gleichen Zuverlässigkeit oder ein Mangel von 50 MW mit einer Wahrscheinlichkeit von 0,05 an. Dieser Knotenpunkt A sei nun über eine Leitung mit einer Ausfallrate von zum Beispiel  $p = 0,02$  und einer maximalen Übertragungsfähigkeit von 60 MW mit einem zweiten Knotenpunkt B verbunden. Man kann dann berechnen, dass der Knotenpunkt A dem Knotenpunkt B mit bestimmten Wahrscheinlichkeiten Leistung zur Unterstützung zur Verfügung stellen kann, die dann die Versorgungssicherheit des Knotenpunktes B ändert. Die gleiche Rechnung kann man auch für die umgekehrte Richtung durchführen. Fig. 11 zeigt die zahlenmässige Darstellung der gegenseitigen Unterstützung der Knotenpunkte A und B. Diese Ergebnisse gelten nur für die Kopplung dieser zwei Knotenpunkte.

Wenn diese Knotenpunkte, wie in Fig. 12 gezeigt ist, zum Beispiel mit einem dritten Knotenpunkt C verbunden sind, so muss berechnet werden, welche Leistungen die Knotenpunkte A und B dem Knotenpunkt C mit welchen Wahr-

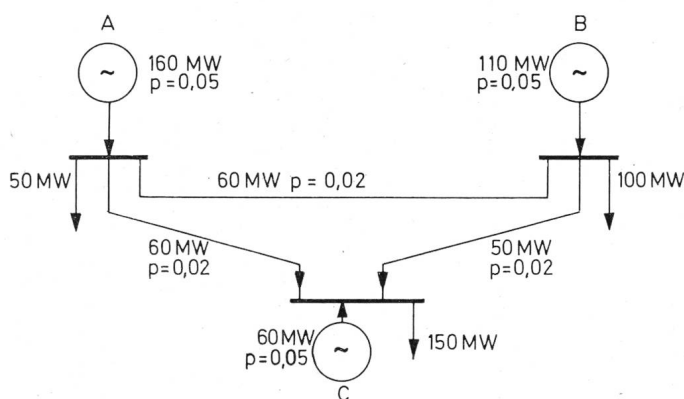


Fig. 12 Berechnung der Versorgungszuverlässigkeit einzelner Netzknotenpunkte in vermaschten Netzen

20 MW 0,729043	-90 MW 0,002261	-180 MW 0,000273
10 MW 0,037564	-100 MW 0,002889	-190 MW 0,000349
-20 MW 0,015662	-120 MW 0,000807	-200 MW 0,000015
-30 MW 0,017629	-130 MW 0,006656	-210 MW 0,000002
-40 MW 0,055706	-140 MW 0,002479	-230 MW 0,000208
-50 MW 0,001977	-150 MW 0,000116	-240 MW 0,000012
-70 MW 0,076741	-160 MW 0,000104	-250 MW 0,000011
-80 MW 0,045539	-170 MW 0,003954	-260 MW 0,000000



scheinlichkeiten zur Verfügung stellen können unter Berücksichtigung der gegenseitigen Unterstützung von *A* und *B* sowie der Übertragungsfähigkeiten und Ausfallraten der Leitungen von *A* nach *C* und *B* nach *C*. Durch den Anschluss dieses dritten Knotenpunktes hat sich aber jetzt die Versorgungszuverlässigkeit der Knotenpunkte *A* und *B* verändert. Durch eine analoge Betrachtung der Unterstützung des Knotenpunktes *A* durch *B* und *C* sowie von *B* durch *A* und *C* kann diese jeweils für *A* und *B* neu berechnet werden. Auf diese Art hat man eine Vermaschungsregel gewonnen, mit deren Hilfe man komplizierte vermaschte Netzwerke behandeln kann. Die weitere Rechnung der Ausfallerwartung in Tagen je Jahr an jedem Knotenpunkt geht nach dem Schema zur Berechnung der Leistungsausfallwahrscheinlichkeit vor sich, wie es vorgängig beschrieben ist.

#### 4. Schlussbemerkungen

Alle diese Detailmethoden müssen Bestandteil eines solchen globalen Planungsverfahrens sein. Ein solches Verfahren wird dadurch sehr rechenintensiv. In der Praxis hat man darum meist bei vielen Details Abstriche zu machen, um das Problem in vertretbaren Rechenzeiten lösen zu können. Hierdurch sind Genauigkeit und Aussagekraft der Ergebnisse sicher eingeschränkt. Die Fortschritte beim Bau von Datenverarbeitungsanlagen lassen es aber immer weiter zu, solche Modelle zu vervollständigen. Schon darum ist ein möglichst umfassendes Modell notwendig und sinnvoll.

#### Adresse des Autors

Dr. K. Theilsieffe, Vorstandsmitglied der Kraftübertragungswerke Rheinfelden, Postfach 65, 4310 Rheinfelden.

## Elektrische Viehunfälle – im Spiegel des technisch-wissenschaftlichen Schrifttums

Von G. Irresberger

*Die Arbeit befasst sich mit Tierunfällen zufolge Niederspannungs- oder Hochspannungseinwirkungen (ohne indirekte oder direkte Blitzeinwirkungen) und fasst das diesbezügliche Schrifttum für den Zeitraum von ungefähr 1912 bis heute zusammen.*

*Ce travail s'occupe d'accidents d'animaux dus à la basse et à la haute tension (sans les effets directs ou indirects de la foudre) et résume la bibliographie consacrée à ce sujet pour la période allant de 1912 environ à nos jours.*

In grossen Elektrizitätsversorgungsunternehmen spielen in einem gewissen Ausmass auch Tiere eine Rolle. Tiere treten nämlich gelegentlich als Schadenstifter in elektrischen Anlagen auf, wobei sie Erdschlüsse oder Kurzschlüsse verursachen und hiebei auch meist zugrunde gehen. In derartigen Fällen handelt es sich hauptsächlich um in Schaltanlagen hineinlaufende Hunde oder Katzen (bei offenstehenden Türen) sowie an Kabelleitungen nagende Ratten oder Mäuse (zwecks Stillung ihres Nagetriebes). Für den besonderen Fall von Termitenfrass an Kunststoffen bei Schaltgeräten, eine vorzugsweise in den Tropen beobachtete Erscheinung, haben grosse Kunststoffwerke sowie Schaltgerätefabriken einen speziellen Termitenprüfstand errichtet und durch (mit einem beachtlichen Aufwand an Zeit und Geld) geleistete Forschungsarbeit dieses Problem weitgehend in den Griff bekommen.

In einigen wenigen Fällen haben Tiere (Vögel), welche mit elektrischen Anlagen in Berührung kamen, sogar schon tödliche Unfälle beim Freileitungspersonal ausgelöst. Vögel, die sich auf geöffnete Ortsnetz-Trennschalter, bzw. Schwäne, die sich auf geöffnete Hochspannungs-Masttrennschalter (vorwiegend im Bereich von Gewässern) setzten, verursachten nämlich eine einpolige Spannungsübertragung auf ansonst ordnungsgemäss abgeschalteten Freileitungsstrecken; infolge des Umstandes, dass aber die Freileitungsmonteu-

vorschriftswidrigerweise auf eine Erdung und Kurzschliessung der Leitungstrecke verzichteten, an der gearbeitet wurde, kamen sie dadurch zu Tode.

Nicht im Zusammenhang mit der Einwirkung von Elektrizität kamen in Elektrizitätsversorgungsunternehmen allerdings gelegentlich auch Haftpflichtunfälle vor, bei denen Tiere selbst Unfälle auslösten oder erlitten; einerseits, wenn weidende Kühe (aus Salzhunger) an frisch-salzimprägnierten Holzmasten leckten und dann verendeten, andererseits, wenn diese bei Leitungsarbeiten in Wiesen liegengeliebene Drahtreste verschluckten und in der Folge notgeschlachtet werden mussten. Beim Ablesen von Messeinrichtungen (Elektrizitätszähler) sind in Abnehmeranlagen gelegentlich auch Dienstnehmer (Zählerableser oder Geldkassierer) durch Hundebisse mehr oder minder schwer verletzt worden. Auch bei Arbeiten der verschiedensten Art im Bereich von Viehweiden kommen gelegentlich Personenunfälle durch Tiere vor. Beispielsweise arbeitete ein Elektromonteur auf einer Viehweide an einer Erdleitung. Plötzlich stürmte ein wildgewordener Bulle auf ihn los und verletzte ihn dermassen, dass er ins Krankenhaus gebracht werden musste. In einem anderen Fall hatten auf einer Viehweide durchgehende Kühe einen Monteur verletzt, der gerade mit Seilzugarbeiten beschäftigt war. In einem weiteren Fall wurde ein mit Nachimprägnierungsarbeiten beschäftigter Dienstnehmer von einem zwei-