

Forschungsinstitut der Forschungsgemeinschaft für  
Hochspannungs- und Hochstromtechnik e.V.

Name der Forschungsstelle(n)

11054 N / III

AiF-Vorhaben-Nr. / GAG

1.1.1997 bis 31.12.1998

Bewilligungszeitraum

**Schlußbericht für den Zeitraum : 1.1.1997 bis 30.12.1998**

Forschungsthema :

**Probabilistische zeitsequentielle Ausfallsimulationsrechnung**

Mannheim, 3. Mai 1998

Ort, Datum



Unterschrift des/des Projektleiter(s)



<b>1</b>	<b>Einleitung</b> .....	<b>1</b>
1.1	<i>Allgemeines</i> .....	1
1.2	<i>Ziele des Forschungsprojektes</i> .....	1
<b>2</b>	<b>Beschreibung der Planungskriterien</b> .....	<b>3</b>
2.1	<i>Allgemeines</i> .....	3
2.2	<i>(n-x)-Kriterium</i> .....	5
2.3	<i>NORDEL-Planungskriterien</i> .....	7
2.4	<i>Zollenkopf-Kriterium</i> .....	8
2.5	<i>Grenzwerte für probabilistische Größen</i> .....	9
2.6	<i>Monetäre Bewertung</i> .....	11
2.7	<i>Prozent-Reserve</i> .....	12
<b>3</b>	<b>Berechnungsverfahren</b> .....	<b>12</b>
3.1	<i>Verfahren zur Zuverlässigkeitsberechnung</i> .....	12
3.2	<i>Analyse des Netzzustandes</i> .....	13
3.2.1	<i>Übersicht</i> .....	13
3.2.2	<i>AC-Lastfluß</i> .....	14
3.2.2.1	<i>Allgemeines</i> .....	14
3.2.2.2	<i>Konvergenz des AC-Lastfluß-Algorithmus</i> .....	15
3.2.2.3	<i>Kraftwerkseinsatz im Störfall</i> .....	22
3.2.2.4	<i>Entkoppelte Lastflußberechnung (fast-decoupled-ac-power-flow)</i> .....	26
3.2.3	<i>Behandlung von Betriebsgrenzverletzungen</i> .....	27
3.2.3.1	<i>Allgemeines</i> .....	27
3.2.4	<i>Berechnungsbeispiel für verschiedene Netzzustandsanalyseverfahren</i> .....	29
<b>4</b>	<b>Modelle</b> .....	<b>32</b>
4.1	<i>Variable Komponentenabgrenzung</i> .....	32
4.2	<i>Generierung der zu untersuchenden Ausfallzustände</i> .....	34
4.2.1	<i>Erweiterte Ausfallmodelle</i> .....	34
4.2.1.1	<i>Allgemeines</i> .....	34
4.2.1.2	<i>Beschreibung der Ausfallmodelle</i> .....	35
4.2.1.3	<i>Zuordnung der Ausfallmodelle</i> .....	39
4.2.2	<i>Das Kraftwerksmodell</i> .....	40
4.3	<i>Leistungszuteilung</i> .....	43
4.4	<i>Wiederversorgung</i> .....	45
4.4.1	<i>Allgemeines</i> .....	45
4.4.2	<i>Korrektive Schalthandlungen</i> .....	45
4.4.2.1	<i>Allgemeines</i> .....	45
4.4.2.2	<i>Graphentheoretischer Ansatz</i> .....	47
4.5	<i>Nachbildung des Schutzverhaltens</i> .....	48
<b>5</b>	<b>Auswertungen entsprechend spezieller Planungskriterien</b> .....	<b>49</b>

<b>6</b>	<b>Berechnung der System-Zuverlässigkeitskenngrößen .....</b>	<b>52</b>
<b>7</b>	<b>Untersuchung von Planungskriterien.....</b>	<b>52</b>
7.1	<i>Allgemeines .....</i>	52
7.1.1	Netzdaten.....	52
7.1.2	Randbedingungen der Simulation.....	53
7.1.3	Signifikanztest.....	54
7.1.4	Interpretation von Planungskriterien .....	55
7.2	<i>Grundvariante des 110-kV-Netzes mit Erdschlußkompensation.....</i>	57
7.2.1	Ausfallorientierte Planungskriterien.....	57
7.2.2	Gefährdeter Zustand .....	59
7.2.3	Kundenorientierte Planungskriterien.....	60
7.2.4	Interpretation von Zuverlässigkeitskenngrößen.....	63
7.3	<i>Grundvariante 110-kV-Netz mit niederohmiger Sternpunkterdung .....</i>	66
7.3.1	Ausfallorientierte Planungskriterien.....	66
7.3.2	Gefährdeter Zustand .....	67
7.3.3	Kundenorientierte Planungskriterien .....	68
7.4	<i>Grundvariante Mittelspannungsnetz ländlich.....</i>	68
7.4.1	Ausfallorientierte Planungskriterien.....	68
7.4.2	Gefährdeter Zustand .....	70
7.4.3	Kundenorientierte Planungskriterien .....	71
7.4.4	Monetäre Bewertung .....	73
7.5	<i>Grundvariante Mittelspannungsnetz städtisch.....</i>	74
7.6	<i>Grundvariante Verbundnetz.....</i>	74
7.6.1	Ausfallorientierte Planungskriterien.....	74
7.6.2	Gefährdeter Zustand .....	75
7.6.3	Kundenorientierte Planungskriterien.....	76
7.7	<i>Variantevergleich.....</i>	77
7.7.1	Variante 110-kV-Netz mit Erdschlußkompensation.....	77
7.7.2	Variante 110-kV-Netz mit niederohmiger Sternpunkterdung.....	81
7.7.3	Variante Mittelspannungsnetz städtisch .....	83
7.7.4	Variante Verbundnetz.....	84
<b>8</b>	<b>Zusammenfassung und Ausblick.....</b>	<b>87</b>
8.1	<i>Zusammenfassung .....</i>	87
8.2	<i>Ausblick.....</i>	89
<b>9</b>	<b>Literaturverzeichnis.....</b>	<b>91</b>
<b>10</b>	<b>Anhang .....</b>	<b>96</b>
10.1	<i>Formelzeichen und Nebenzeichen.....</i>	96
10.1.1	Formelzeichen .....	96
10.1.2	Nebenzeichen rechts unten vom Hauptzeichen (Indizes) .....	97
10.1.3	Nebenzeichen rechts oben vom Hauptzeichen .....	98

10.2 Herleitungen.....	98
10.2.1 Herleitung zu (Gl. 3.31) .....	98
10.3 Flußdiagramme .....	100
10.4 Zuverlässigkeitskennndaten.....	105
10.5 Netzpläne.....	108
10.6 Untersuchungsergebnisse.....	113
10.6.1 Grundvariante 110-kV-Netz mit niederohmiger Sternpunktterdung .....	113
10.6.2 Grundvariante Mittelspannung städtisch .....	114
10.6.3 Variante 110-kV-Netz mit niederohmiger Sternpunktterdung.....	117
10.6.4 Variante Mittelspannung städtisch .....	117



## 1 Einleitung

### 1.1 Allgemeines

In der Vergangenheit wurden in der Praxis die Barwerte von Investitions- und Betriebskosten innerhalb eines vorgegebenen Planungszeitraumes unter Wahrung des (n-1)-Kriteriums minimiert /Haß 1981/. Die Versorgungszuverlässigkeit wird so nur indirekt als quantitativ nicht faßbare Restriktion in der Netzplanung berücksichtigt. Durch die Deregulierung des Energiemarktes steigt der Effizienz- und Kostendruck und damit auch die Bedeutung der Versorgungszuverlässigkeit in der Netzplanung. Damit rückt die probabilistische Zuverlässigkeitsberechnung, mit welcher auch quantitative Aussagen möglich sind, immer mehr in den Mittelpunkt des Interesses der Netzplanung.

### 1.2 Ziele des Forschungsprojektes

Die Anwendung der Zuverlässigkeitsberechnung kann bestimmte Schwierigkeiten beinhalten:

- Zuverlässigkeitskenngrößen sind hochaggregierte Größen, in die Informationen aus sehr vielen unterschiedlichen Netzzuständen eingehen. Sie sind daher vergleichsweise schwer zu interpretieren und es gelingt i.a. nicht, rückwärts von der Zuverlässigkeitskenngröße auf ihr Zustandekommen, also auf den oder die verursachenden Netzzustände zu schließen.
- Die Bewertung der durch Zuverlässigkeitskenngrößen quantifizierten Versorgungszuverlässigkeit im Vergleich zu konkurrierenden Planungszielen, z.B. der Wirtschaftlichkeit der Energieversorgung, ist ein ungelöstes Problem.
- Die Zuverlässigkeitskenngrößen sind mit zum Teil erheblichen Unschärfen behaftet. Dies erschwert den Vergleich von Planungsvarianten untereinander, die Definition eines Grenzwertes, wenn die Zuverlässigkeit als Restriktion im Planungsprozeß berücksichtigt werden soll, und insbesondere die Verifikation der Berechnungsergebnisse.
- Programmsysteme zur Zuverlässigkeitsberechnung können das tatsächliche Systemverhalten in der Regel nur näherungsweise nachbilden. Die dadurch verursachten Fehler in den Berechnungsergebnissen sind i.a. nur näherungsweise bekannt.

Das vorliegende Forschungsvorhaben soll einen Beitrag zur Überwindung dieser Hindernisse liefern. Dazu sollen folgende Fragestellungen bearbeitet werden:

- Welche Planungskriterien eignen sich zur Erzielung eines nach dem Energiewirtschaftsgesetz (/EnWG 1998/) geforderten Optimums?
- Welche Berechnungsergebnisse müssen Analyseprogramme bereitstellen?
- Wie können die Berechnungsergebnisse in konkrete Planungsentscheidungen umgesetzt werden?

Um Antworten auf diese Fragestellungen zu finden müssen verschiedene Planungsszenarien unterschiedlicher Netzebenen mittels eines geeigneten Analysehilfsmittels untersucht werden. Das Forschungsvorhaben verfolgt zur Bearbeitung der Fragestellungen daher zwei Zielsetzungen:

- Schaffung eines universell einsetzbaren Instrumentariums zur Zuverlässigkeitsüberprüfung.
- Untersuchung der Aussagefähigkeit der aus der Literatur bekannten Planungskriterien.

Zur Beurteilung der Aussagefähigkeit der Kriterien sind vom untersuchten Kriterium abhängig folgende Fragestellungen zu bearbeiten:

- Werden alle kritischen Ausfallzustände untersucht und bewertet?
- Werden die Netzsituationen sinnvoll gewichtet bzw. bewertet?
- Sind die Ergebnisse für den Planer interpretierbar?
- Bieten die Ergebnisse Hinweise auf Abhilfemaßnahmen, d.h., ist die zugrundeliegende Netzsituation erkennbar?
- Bieten die Kriterien Möglichkeiten zur wirtschaftlichen Bewertung?
- Welche Unterschiede ergeben sich im Vergleich zur gängigen Planungspraxis?

Um den Aufwand für die Erstellung der notwendigen Hilfsmittel zu begrenzen und das Vorhaben innerhalb der begrenzten Laufzeit abschließen zu können, wurde auf das bei der FGH vorhandenen Programmsystem ZuBer zur Zuverlässigkeitsberechnung sowie auf das FGH-Lastflußprogrammsystem unter der Benutzeroberfläche INTEGRAL zurückgegriffen. Dazu wurde das FGH-Lastflußprogramm in das Zuverlässigkeitsprogramm ZuBer integriert sowie eine Reihe weiterer Ergänzungen vorgenommen, die für die Untersuchung der Planungskriterien erforderlich sind. Die in diesem Zusammenhang durchgeführten Arbeiten und die Untersuchung der Planungskriterien selbst, werden in den folgenden Kapiteln erläutert.

## 2 Beschreibung der Planungskriterien

### 2.1 Allgemeines

In der Literatur gibt es verschieden Vorschläge von Kriterien die zur Planung elektrischer Energieversorgungsnetze Berücksichtigung finden können. Tabelle 2.1 gibt einen Überblick. Die Planungskriterien unterteilen sich in Kriterien für das Netz und das Kraftwerks- bzw. Gesamtsystem, in ausfall- und kundenorientierte, sowie heuristische und probabilistische Planungskriterien.

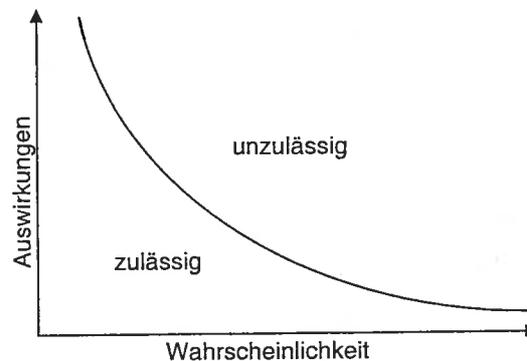
**Tabelle 2.1: Planungskriterien**

Systembereich	Typ	Heuristisch	Probabilistisch
Netz	Ausfallorientiert	n-1 n-x NORDEL	Zollenkopf-Kurve $H_{U A} \leq H_{U \text{ grenz } A}$ $Q_{U A} \leq Q_{U \text{ grenz } A}$ $E_{U A} \leq E_{U \text{ grenz } A}$
	Kundenorientiert		$H_{U \text{ kund}} \leq H_{U \text{ grenz kund}}$ $Q_{U \text{ kund}} \leq Q_{U \text{ grenz kund}}$ $E_{U \text{ kund}} \leq E_{U \text{ grenz kund}}$ Monetäre Bewertung
Kraftwerke bzw. Gesamtsystem	Ausfallorientiert	n-größter Block	
	Kundenorientiert	% Reserve (9...35 %)	$LOLE \leq 0,1...2,5 \text{ d/a}$ $E_U \leq 10^{-5} \text{ p.u./a}$ Monetäre Bewertung

Formelzeichen:  $H_U$  = Unterbrechungshäufigkeit  
 $Q_U$  = Unterbrechungswahrscheinlichkeit  
 $E_U$  = nicht zeitgerecht gelieferte Energie  
 LOLE = loss of load expectation: Anzahl der Tage pro Jahr, an denen die Systemlast nicht gedeckt werden kann

Indices: U: Versorgungsunterbrechung  
 A: ausfallorientiert  
 kund: kundenorientiert  
 grenz: Grenzwert

Generell ist allen Kriterien gemeinsam, daß die nach dem Kriterium noch zulässigen Störungsauswirkungen mit steigender Wahrscheinlichkeit, das heißt mit steigender Störungshäufigkeit oder -dauer, sinken. Bild 2.1 zeigt einen solchen qualitativen Verlauf.



**Bild 2.1** Qualitativer Verlauf nach Planungskriterien nach zulässiger Störungs-  
auswirkungen

Die Wahrscheinlichkeit wird bei heuristischen Kriterien allerdings nur indirekt berücksichtigt. Beim (n-1)-Kriterium z.B. durch die Annahme, daß die mit größerer Wahrscheinlichkeit auftretenden Einfachausfälle keine unzulässigen Auswirkungen wie Versorgungsunterbrechungen zur Folge haben dürfen, während unwahrscheinlichere Mehrfachausfälle keine Berücksichtigung finden.

Ausfallorientierte Planungskriterien unterteilen die Menge aller Ausfälle in drei Kategorien /Boffo 1994/:

- Kategorie 1: Systemzustände, bei denen keine Versorgungsunterbrechungen oder sonstige unzulässige Betriebsbedingungen auftreten.
- Kategorie 2: Systemzustände, bei denen Versorgungsunterbrechungen oder sonstige unzulässige Betriebsbedingungen auftreten, die vom Standpunkt des Betreibers des Energieversorgungssystems oder vom Standpunkt des Kunden nicht akzeptiert werden können, weil z.B. die Auswirkungen zu schwerwiegend oder die Eintrittshäufigkeit zu groß ist.
- Kategorie 3: Systemzustände, bei denen Versorgungsunterbrechungen oder sonstige unzulässige Betriebsbedingungen auftreten, die jedoch aus wirtschaftlichen Gründen hingenommen werden müssen.

Die Grenze zwischen Kategorie 2 und 3 wird durch das Planungskriterium definiert. Ein Zuverlässigkeitsberechnungsprogramm, das zur Überprüfung von Planungskriterien eingesetzt werden soll, hat folglich die Aufgabe, die Ausfallzustände herauszufiltern, die in Kategorie 2 fallen. Die Aufgabe des Planers ist es, dafür Sorge zu tragen, daß diese Zustände nicht auftreten.

Obwohl alle Ausfallzustände das jeweilige ausfallorientierte Planungskriterien erfüllen, kann es vorkommen, daß die Summe der Auswirkungen aller Ausfallzustände auf einen Kunden nicht zumutbar ist. Da kundenorientierte Planungskriterien die Summe der Auswirkungen aller Ausfallzustände für den Kunden betrachten sind sie den ausfallorientierten Kriterien theoretisch vorzuziehen. Sie haben jedoch den Nachteil, daß sie sich auf System-Zuverlässigkeitskenngrößen abstützen müssen. System-Zuverlässigkeitskenngrößen sind hoch aggregierte Größen, in die eine große Zahl von Netzzuständen eingeht, wodurch sie vergleichsweise schwer interpretierbar sind und i.a. auf die verursachenden Netzzustände nur schwer rückzuschließen ist.

## 2.2 (n-x)-Kriterium

Das (n-1)-Kriterium (z.B. /DVG 1998/, /Gerch 1998/, /Gerch 1996/, /Haß 1981/, /Nippert 1997/) als Sonderfall des (n-x)-Kriteriums ist das am weitesten in der Praxis verbreitete Kriterium zur Planung von Mittel- Hoch- und Höchstspannungsnetzen.

Es kann wie folgt definiert werden /Haß 1981/:

„Ein Netz erfüllt die Anforderungen des (n-1)-Kriteriums, wenn es für eine beliebige, technisch mögliche und betrieblich sinnvolle Ausgangssituation den Ausfall eines Betriebsmittels ohne unzulässige Einschränkung seiner Funktion übersteht. Danach dürfen die im Betrieb verbleibenden Betriebsmittel nicht über die als zulässig festgelegten Grenzen hinaus beansprucht werden, und es darf zu keiner Störungsausweitung kommen.“

Als Betriebsmittel können definiert werden:

- Stromkreis,
- Sammelschiene,
- Transformator,
- Kraftwerksblock,
- Kompensationseinrichtung.

Kabel haben naturgemäß lange Aus-Dauern und werden nach /Haß 1981/ nicht unmittelbar in die (n-1)-Überprüfung einbezogen. Der Ausfallzustand von Betriebsmitteln mit hohen Aus-Dauern (z.B. Kabel, Transformatoren) bzw. großen Nichtverfügbarkeiten (z.B. Kraftwerke) kann als Ausgangssituation vor dem (n-1)-Ausfall Berücksichtigung finden.

Ein neuerer weiter gefaßter Ansatz enthält für die Netzausbauplanung folgende Definition /Gerch 1998/:

„Ein Netz ist (n-1)-sicher geplant, wenn es bei einer prognostizierten maximalen Übertragungs- und Versorgungsaufgabe bei bestimmten durch ein Ereignis ausgelösten Störungen und betrieblichen Abschaltungen seine Netzfunktionen unter Inkaufnahme tolerierbarer Funktionseinschränkungen noch erfüllen kann.“

Kurzfristige Versorgungsunterbrechungen werden dabei als tolerierbar gewertet, wenn diese durch Schaltmaßnahmen beseitigt werden können.

Ein Ermessenspielraum besteht hier in der Auswahl der Ausfälle, da nach dieser Definition z.B. auch Common-Mode-Ausfälle berücksichtigt werden können, und der tolerierbaren Funktionseinschränkung. Nichttolerierbare Funktionseinschränkungen für Übertragungsnetze sind Netzauftrennung und Netzzusammenbruch und für Verteilungsnetze länger dauernde Versorgungsunterbrechungen. Auch für die Festlegung der zulässigen technischen Grenzen hat der Anwender gewisse Freiheiten. Z.B. ist eine vorübergehende oder dauerhaft erhöhte Auslastung von Betriebsmitteln je nach Umgebungstemperatur, thermischer Zeitkonstante und Vorbelastung zulässig.

Der Grid-Code der DVG /DVG 1998/ gibt ebenfalls eine Definition zum (n-1)-Kriterium. Danach wird für ausgedehnte 380-, 220-, 110-kV-Übertragungsnetze das Kriterium verletzt, wenn bei Einfachausfällen von Stromkreisen oder Transformatoren Versorgungsunterbrechungen trotz *momentan* verfügbarer Redundanzen und für 110-kV-Netzgruppen mit Übertragungsfunktion Versorgungsunterbrechungen trotz *momentan* bzw. *schaltbar* verfügbarer Redundanzen entstehen. Für ausgedehnte Netze kann die großräumige Übertragungsfunktion bei Sammelschienen- und Common-Mode-Ausfällen durch Nutzung von Redundanzen in benachbarten Übertragungsnetzen aufrechterhalten werden.

Die Erfüllung des (n-1)-Kriteriums und damit auch das Zuverlässigkeitsniveau ist somit von seiner Definition und vom Interpretationsspielraum des Planers stark abhängig. Die Definitionen können sich unterscheiden ob z.B. Sammelschienenausfälle berücksichtigt werden oder welche Zeiten für Versorgungsunterbrechungen maximal zulässig sind. Sind die Randbedingungen für das (n-1)-Kriterium festgelegt, liegen die Vorteile des Kriteriums in der einfachen Anwendbar- und Überprüfbarkeit. Nachteilig ist, daß das Kriterium nur eine qualitative (Ja/Nein) Aussage liefert und somit keine quantitative Unterscheidung von mehreren (n-1)-geplanten Netzvarianten möglich ist.

## 2.3 NORDEL-Planungskriterien

Die NORDEL-Planungskriterien (z.B. /Østrup 1998/, /Østrup 1991/, /Holmberg 1996/) sind die Kriterien, die bei der Planung des nordischen Verbundnetzes Anwendung finden. Sie basieren auf einem Regelwerk, das alle Ausfälle in fünf sogenannte Fehlergruppen und die Betriebszustände vor dem Eintritt des Fehlers in fünf sog. Pre-fault-Zustände einteilt. Je nach Fehlergruppe und Pre-fault-Zustand darf der Ausfall zu keinen größeren Konsequenzen führen, als in Tabelle 2.2 festgelegt sind. Die zulässigen Konsequenzen werden in vier Klassen A-D eingeteilt.

Die Fehlergruppen, Pre-fault-Zustände und zulässigen Konsequenzen werden dabei folgendermaßen festgelegt:

- Fehlergruppe 1: Häufigere Einfachausfälle von Quersweigen (z.B. Kraftwerksblock, Last).
  - Fehlergruppe 2: Häufigere Einfachausfälle von Längselementen (z.B. Übertragungsleitung, Transformatoren) und Sammelschienen.
  - Fehlergruppe 3: Weniger häufige Einfachausfälle und spezielle Kombinationen von Doppelfehlern mit gemeinsamer Ursache (z.B. thermisches Kraftwerk und Übertragungsleitung).
  - Fehlergruppe 4: Andere Kombinationen von Doppelfehlern mit gemeinsamer Ursache (z.B. Mehrfachleitungsausfall, Leistungsschaltversager, Sammelschienenkupplungsfehler).
  - Fehlergruppe 5: Andere Mehrfachfehler.
- 
- Pre-fault-Zustand 1: Intaktes Netz. Alle Komponenten, die für die Untersuchung von Bedeutung sind, sind eingeschaltet.
  - Pre-fault-Zustand 2: Geplante Wartung. Ein Längs- oder Quersweig ist außer Betrieb genommen. Die zugehörig passende Betriebssituation (z.B. niedrige Übertragungsleistung) wird angenommen.
  - Pre-fault-Zustand 3: Ausfallzustand von einem Quersweig. Der Netzbetrieb ist an diesen Zustand angepaßt, bevor der nächste Fehler auftritt.
  - Pre-fault-Zustand 4: Ausfallzustand von einem Längszweig. Der Netzbetrieb ist an diesen Zustand angepaßt, bevor der nächste Fehler auftritt.
  - Pre-fault-Zustand 5: Mehr als eine Komponente ist außer Betrieb, oder der Netzbetrieb kann bei Ausfall einer Komponente nicht angepaßt werden, bevor der nächste Fehler auftritt.

- zulässige Konsequenz A: Stabiler Betrieb ohne Versorgungsunterbrechungen und Erzeugungsausfall, ausgenommen *lokale* Auswirkungen oder Ausschaltungen, die zur Elimination des Fehlers dienen.
- zulässige Konsequenz B: Kontrollierter Betrieb, *regionale* Auswirkungen. Kontrolliertes Ausschalten von Erzeugungseinheiten, sowie kleinere Netzzusammenbrüche und Netzauftrennungen sind zulässig, sollten aber in der „Region“, in der der Fehler auftritt, stattfinden.
- zulässige Konsequenz C: Instabilität und größere Auswirkungen werden akzeptiert. Ziel ist es die Auswirkungen des Fehlers zu begrenzen um nach dem Fehler eine schnelle Wiederaufnahme der Versorgung bzw. einen zügigen Netzwiederaufbau zu ermöglichen.
- zulässige Konsequenz D: Keine Anforderungen an die Auswirkungen. Dieser Fall wird in der Planung normalerweise nicht betrachtet.

Tabelle 2.2: Fehlerarten und zulässige Konsequenzen für das NORDEL-Kriterium

Fehlergruppe	Pre-fault-Zustand				
	1	2	3	4	5
1					D
2	A			A/B	
3				B	
4	B				
5	C				

Es wird angenommen, daß der Netzschutz ordnungsgemäß funktioniert, so daß Schutzversager nicht berücksichtigt werden. Die NORDEL-Planungskriterien sind auf das nordische Verbundnetz mit großen Erzeugungsschwerpunkten im Norden, großen Lastschwerpunkten im Süden und langen Übertragungsleitungen zugeschnitten. Dennoch ist eine Anwendung auch für andere Netzstrukturen (siehe Beispiel COMELEC /Østrup 1998/ mit Algerien, Libyen, Marokko und Tunesien) bei einer anderen Festlegung von zulässigen Konsequenzen nach Tabelle 2.2 denkbar.

## 2.4 Zollenkopf-Kriterium

1968 veröffentlichte Zollenkopf /Zollenkopf 1968/ eine Grenzkurve der zumutbaren Unterbrechungsdauer für Ausfallkombinationen in Abhängigkeit der unterbrochenen Leistung  $P_U$ . Dabei wird eine zulässige Unterbrechungsdauer von  $T_{U\text{ grenz}} = 1$  min bei  $P_U = 100$  MW und

$T_{U \text{ grenz}} = 24 \text{ h}$  bei  $P_U = 10 \text{ kW}$  angenommen. Zwischen diesen beiden Punkten wird in doppeltlogarithmischem Maßstab linear interpoliert:

$$T_{U \text{ grenz}} / \text{min} \leq (P_U / 100 \text{ MW})^{-0,79} \quad (\text{Gl. 2.1})$$

Nachteilig bei diesem Kriterium ist, daß die Häufigkeit der jeweiligen Ausfallsituation bzw. Versorgungsunterbrechung nicht eingeht. Deshalb wurde der Ansatz um die Ausfallhäufigkeit erweitert /Boffo 1994/:

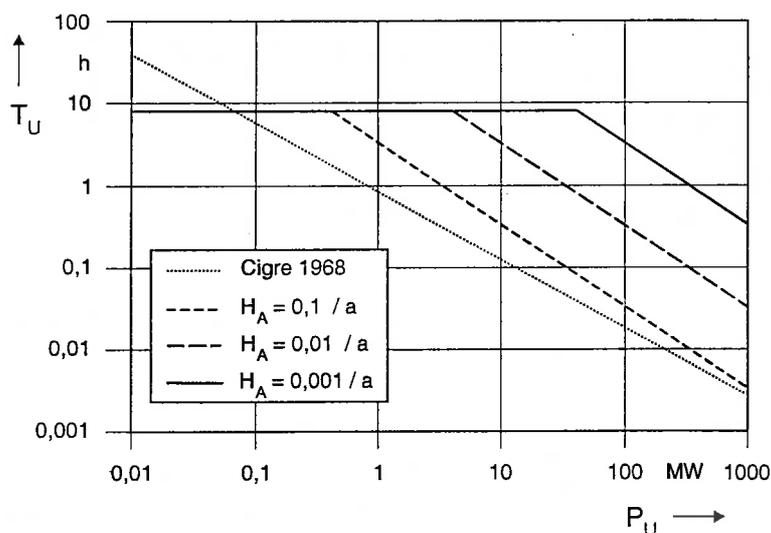
$$T_{U \text{ grenz}} / \text{min} \leq 480 = (8 \text{ h} / \text{min}) \quad (\text{Gl. 2.2})$$

$$T_{U \text{ grenz}} / \text{min} \leq (100 \text{ MW} / P_U) (1/5 \text{ a} / H_A) \quad (\text{Gl. 2.3})$$

Mit Gl. 2.3 ergibt sich die zulässige nicht zeitgerecht gelieferte Energie pro Ausfallkombination zu:

$$E_{U \text{ grenz}} = T_{U \text{ grenz}} P_U H_A = 1 \text{ min} \cdot 100 \text{ MW} (1/5 \text{ a}) = 1/3 \text{ MWh/a} \quad (\text{Gl. 2.3})$$

Die Ansätze nach Gl. 2.1 - Gl. 2.3 sind in Bild 2.2 dargestellt.



**Bild 2.2:** Zumutbare Unterbrechungsdauer bei einzelnen Ausfällen /Zollenkopf 1968/, /Boffo 1994/

## 2.5 Grenzwerte für probabilistische Größen

Probabilistische Grenzwerte sind für ausfall- und kundenorientierte probabilistische Größen entsprechend Tabelle 2.1 denkbar. Nachteilig bei der Definition von kundenorientierten Grenzwerten ist, daß sie auf der Verwendung probabilistischer Größen basieren, die Verteilungen mit großen Streuungen gehorchen.

Deshalb finden sich in der Literatur auch nur einige wenige konkrete Vorschläge zur Verwendung dieser Größen (z.B. /Nippert 1997/, /EdF 1997/).

Die EdF verpflichtet sich, jährliche Grenzwerte nach Tabelle 2.3 (außer bei Arbeiten am Netz), ausgedrückt in sog. „Unterbrechungs-Äquivalenten“ nicht zu überschreiten.

Die zulässigen Grenzwerte im Mittelspannungsbereich sind dabei abhängig von der Zone in der der Kunde seinen Anschluß besitzt.

Folgende Zonen sind festgelegt:

1. Geschlossene Ortschaften mit weniger als 10 000 Einwohnern.
2. Geschlossene Ortschaften mit zwischen 10 000 und 100 000 Einwohnern.
3. Geschlossene Ortschaften mit mehr als 100 000 Einwohnern außer Gemeinden mit mehr als 100 000 Einwohnern und Pariser Vororte.
4. Gemeinden mit mehr als 100 000 Einwohnern und Pariser Vororte.

**Tabelle 2.3 Jährlich zulässige Grenzwerte, ausgedrückt in Unterbrechungsäquivalenten (/EdF 1997/)**

Kunde	Unterbrechungsdauer $T_U$	Zone	Grenzwerte
Mittelspannungskunden, die an mehrere Versorgungsnetze angeschlossen sind, mit automatischer Kippumschaltung	$\geq 1$ s	1	36
		2	13
		3	6
		4	4
Übrige Mittelspannungskunden	$T_u \geq 3$ min	1	6
		2	3
		3	3
		4	2
	1 s - 3 min	1	30
		2	10
		3	3
		4	2
Hochspannungskunden	$\geq 3$ min	-	1
	1 s - 3 min	-	5

Für die Versorgungsunterbrechungen gilt:

Versorgungsunterbrechung mit  $T_u < 1$  h = 1 Unterbrechungsäquivalent und

Versorgungsunterbrechung mit  $T_u \geq 1$  h = 2 Unterbrechungsäquivalente

Der Ansatz von /Nippert 1997/ geht von einem kombinierten ausfall- und kundenorientierten probabilistischen Kriterium aus. Dabei werden Grenzwerte für die nicht zeitgerecht gelieferte Energie festgelegt, die aber im Einzelfall als sogenanntes „Soft-Kriterium“ um bis zu 25% überschritten werden dürfen. Die Grenzwerte betragen:

$$E_{U \text{ grenz A}} = 400 \text{ kVAh/a} \quad (\text{Gl. 2.4})$$

$$E_{U \text{ grenz kund}} = 500 \text{ kVAh/a} \quad (\text{Gl. 2.5})$$

Die Grenzwerte ergeben sich aus einer Fehlerstatistik, und typischen Fehlersituationen, wie dem Ausfall eines offen betriebenen 10-kV-Ringkabels durchschnittlicher Länge.

## 2.6 Monetäre Bewertung

Die Ermittlung von Unterbrechungskosten beruht i.d.R. auf der Berechnung von Zuverlässigkeitskenngrößen. Nachteilig ist, daß diese große Unschärfen aufweisen. Schwierig ist auch die Ermittlung der spezifischen Unterbrechungskosten, die in Realität, je nach Kunde vom Zeitpunkt des Störungseintritts abhängen.

In der Literatur finden sich einige Ansätze, Versorgungsunterbrechungen monetär zu bewerten (z.B. /Kaufmann 1974/, /Freund 1991/, /Nick 1992/). Diese Ansätze verwenden meist leistungs- und arbeitsspezifische Unterbrechungskosten nach Gl. 2.6. Tabelle 2.4 zeigt eine mögliche Wahl der spezifischen Unterbrechungskosten.

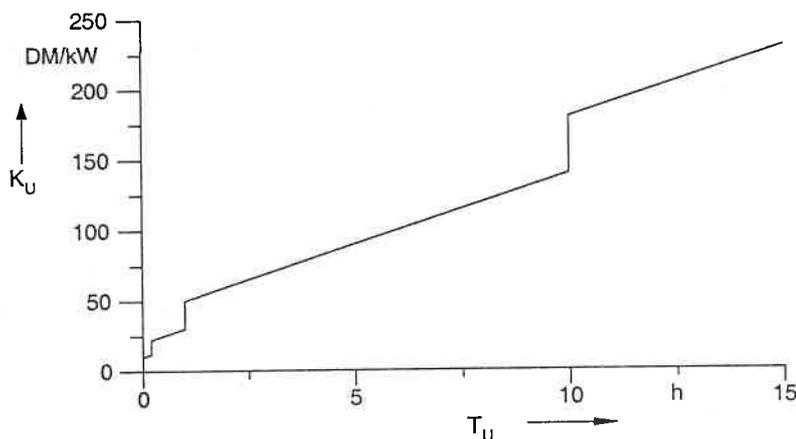
$$K_U = (k_P(T_U) + k_W(T_U) T_U) P_U \quad (\text{Gl. 2.6})$$

mit  $K_U =$  Unterbrechungskosten  
 $T_U =$  Unterbrechungsdauer  
 $k_P, k_W =$  leistungs- / arbeitsspezifische Unterbrechungskosten  
 $P_U =$  unterbrochene Leistung

**Tabelle 2.4: Mögliche Wahl für die spezifischen Unterbrechungskosten /Nick 1992/**

$T_U$ in h	$k_P$ in DM/kW	$k_W$ in DM/kWh
0-0,2	10	10
0,2-1	20	10
1-10	40	10
>10	80	10

Damit ergibt sich folgender Verlauf für die Unterbrechungskosten in Abhängigkeit der Unterbrechungsdauer:



**Bild 2.3: Illustration der Werte aus Tabelle 2.4**

Bei dem Ansatz werden für das EVU externe Unterbrechungskosten der Kunden internen Kosten (Investitionskosten, Verluste, Kosten für Wartung und Instandhaltung u.s.w.) gegenübergestellt.

## 2.7 Prozent-Reserve

Für den störungsbedingten Eintritt von Leistungsmangel im Netz ist Kraftwerksreserveleistung vorzuhalten. Die erforderliche Leistungsreserve eines System ergibt sich aus der zulässigen Wahrscheinlichkeit einer Leistungsunterdeckung. Mit einer zulässigen Wahrscheinlichkeit von  $p = 3 \%$  beträgt nach /Brumshagen 1993/ die erforderliche Reserveleistung für deutsche Verhältnisse  $P = 20 \%$ . In Deutschland wird die installierte Kraftwerksreserve in der Praxis daraufhin bemessen, daß jedes Unternehmen mit einer Wahrscheinlichkeit von bisher  $97 \%$  und neuerdings  $95 \%$  seine Leistungsanforderung eigenständig erfüllen kann /Landeck 1995/.

## 3 Berechnungsverfahren

### 3.1 Verfahren zur Zuverlässigkeitsberechnung

Man unterscheidet in der Zuverlässigkeitsberechnung grundsätzlich zwischen dem Ansatz der Enumerationsverfahren, auch analytische Verfahren genannt, und Simulationsverfahren auf Basis der Monte-Carlo-Methode.

Enumerationsverfahren erzeugen die zu untersuchenden Ausfallsituationen eine nach der anderen mit Hilfe geeigneter Algorithmen und betrachten die einzelnen Ausfälle und ihre Auswirkungen auf das Netz und die Versorgungssituation unabhängig voneinander. Die Generierung der Ausfallsituationen erfolgt dabei unter Berücksichtigung einer vorgebbaren maximalen Ordnung von gleichzeitig ausfallenden Komponenten oder einer minimalen Grenzwahrscheinlichkeit. Die Vorteile der analytischen Verfahren liegen bei meist kürzeren Rechenzeiten, der Transparenz des Rechenweges und damit der Reproduzierbarkeit der Ergebnisse. Nachteilig bei dem analytischen Ansatz ist, daß die Modellierung zeitlicher Abläufe wie z.B. Lastganglinien, oder Kraftwerkseinsatzpläne aufgrund der damit verbundenen sehr hohen Anzahl von zu betrachtenden Zuständen nur vereinfacht dargestellt werden können.

Monte-Carlo-Simulationsverfahren lassen sich in die Unterverfahren „Nicht sequentielle Simulation“ und „Zeitsequentielle Simulation“ einteilen. Bei dem Verfahren der nicht sequentiellen Simulation werden zu einem festen Zeitpunkt die ausgefallenen Komponenten anhand von Zufallszahlen entsprechend ihrer individuellen Wahrscheinlichkeit des ausgefallenen Zustandes ermittelt. Das Verfahren der zeitsequentiellen Simulation simuliert das betriebliche Verhalten eines Energieversorgungssystems über der Zeit, indem, beginnend mit einem Ausgangszustand, aus den Verteilungen der Betriebsdauern und der Dauern des störungsbedingten Nichtbetriebs der Komponenten die Ausfallzeitpunkte und die Wiederinbetriebnahmezeitpunkte der einzelnen Systemkomponenten mit Hilfe von Zufallszahlen ermittelt werden.

Der Vorteil des simulativen Ansatzes liegt darin, daß für die Zuverlässigkeitskennndaten der Komponenten beliebige Verteilungsfunktionen berücksichtigt und weiterhin zusätzlich zu den Erwartungswerten auch die stochastischen Verteilungen der Zuverlässigkeitskenngrößen bestimmt werden können. Die Vorteile speziell der zeitsequentiellen Simulation liegen in der einfachen Nachbildungsmöglichkeit detaillierter zeitlicher Abläufe, wie z.B. Lastganglinien, Kraftwerkseinsatz- und Wartungspläne, die Berücksichtigung von Alterungs- und Wettereinflüssen usw. Nachteilig bei den simulativen Verfahren ist der erhöhte Rechenzeitbedarf. Ein weiteres Problem der simulativen Ansatzes ist die Bestimmung des Fehlers, mit dem die Berechnungsergebnisse stets behaftet sind.

## 3.2 Analyse des Netzzustandes

### 3.2.1 Übersicht

Zur Bestimmung des Netzzustandes und des Versorgungsgrades der Verbraucher wird in Zuverlässigkeitsberechnungs-Programmen für den Grundzustand des Netzes und für jede Abweichung von diesem, d.h. nach Ausfällen von Betriebsmitteln, nach der Durchführung von

Schaltmaßnahmen und nach Änderungen des Kraftwerkseinsatzes, eine Netzzustandsanalyse durchgeführt. Folgende Algorithmen werden dazu üblicherweise verwendet:

- Verbindungskontrolle /Gebler 1981/, /Wellßow 1986/
- Maximalflußalgorithmus /Ford 1962/, /Gebler 1981/, /Wellßow 1986/
- DC-Lastflußberechnungsalgorithmus /Wellßow 1986/
- AC-Lastflußberechnungsalgorithmus /Kumar 1987/
- Optimal power flow Algorithmus /Granville 1995/, /Meio 1997/

Bei den Verfahren Verbindungskontrolle, Maximalfluß- und DC-Lastflußberechnungsalgorithmus handelt es sich um einfache, wenig Rechenzeit benötigende Verfahren. Sie liefern immer eine Lösung. Diesen Algorithmen liegt aber eine genäherte Modellbildung zugrunde, weshalb die Ergebnisse auf der unsicheren Seite liegen können. Ansatzbedingt können mit diesen Algorithmen keine Spannungsprobleme analysiert werden.

Für übliche Lastflußberechnungen, z.B. zu Planungszwecken, können Betriebsgrenzverletzungen und Kraftwerkseinsatzplanung geeignet mit einem Optimal power flow-Algorithmus behandelt werden. Der Einsatz dieses Verfahrens in Zuverlässigkeitsberechnungs-Programmen hat allerdings den Nachteil eines hohen Rechenzeitbedarfs. Der hier beschriebene um einige Besonderheiten ergänzte AC-Lastflußberechnungsalgorithmus stellt einen guten Kompromiß zwischen Rechenaufwand und Realitätsnähe der Ergebnisse dar.

### 3.2.2 AC-Lastfluß

#### 3.2.2.1 Allgemeines

Bei dem verwendeten Lastflußalgorithmus handelt es sich um einen Newton-Raphson-Algorithmus, der neben den üblichen Funktionen wie automatischer Stufung von Längs-, Schräg-, und Quer-Regel-Transformatoren /FGH 1994/, einige zum Einsatz in Zuverlässigkeitsberechnungsprogrammen notwendige Besonderheiten enthält. Eine Besonderheit ist die Behandlung von Nichtkonvergenzen. Nichtkonvergenzen bei der Lastflußrechnung treten auch bei üblichen Planungsrechnungen auf. Bei der Zuverlässigkeitsberechnung ist das Problem jedoch dadurch verschärft, daß hier gerade schwer gestörte Netzzustände untersucht werden, von denen ein höherer Prozentsatz Nichtkonvergenzen aufweisen kann. Zudem muß das Lastflußprogramm in der Lage sein, ohne Eingriff des Anwenders eine dem tatsächlichen Netzgeschehen entsprechende Lösung zu liefern.

Der eingesetzte Algorithmus verwendet ein Testschrittverfahren um in jedem Fall eine Lösung zu finden. Liefert das Testschrittverfahren eine Näherungslösung verbleiben Leistungs-

abweichungen. Die Näherungslösung stellt folglich keine physikalische Lösung dar und die Kirchhoffschen Gesetze sind nicht erfüllt. Die Lösung kann weit von einer physikalischen Lösung entfernt liegen und daher lediglich als Ausgangspunkt für weitere Aktionen herangezogen werden. Um eine physikalische Lösung zu erhalten wird im folgenden Schritt ein Lastabwurfverfahren durchgeführt. Die physikalische Lösung dient dann als Basis für weitere mögliche Aktionen wie z.B. Überlast- oder Unterspannungs-Schutzauslösungen und die Behandlung von Betriebsgrenzverletzungen.

Der AC-Lastflußberechnungs-Algorithmus kann somit in die folgenden Schritte unterteilt werden, die in den folgenden Abschnitten näher erläutert werden:

1. Lastfluß-Testschrittverfahren mit Primär- und Sekundär-Regelung
2. Lastabwurf zum Erreichen einer physikalischen Lösung
3. Behandlung von Betriebsgrenzverletzungen.

### **3.2.2.2 Konvergenz des AC-Lastfluß-Algorithmus**

#### *3.2.2.2.1 Allgemeines*

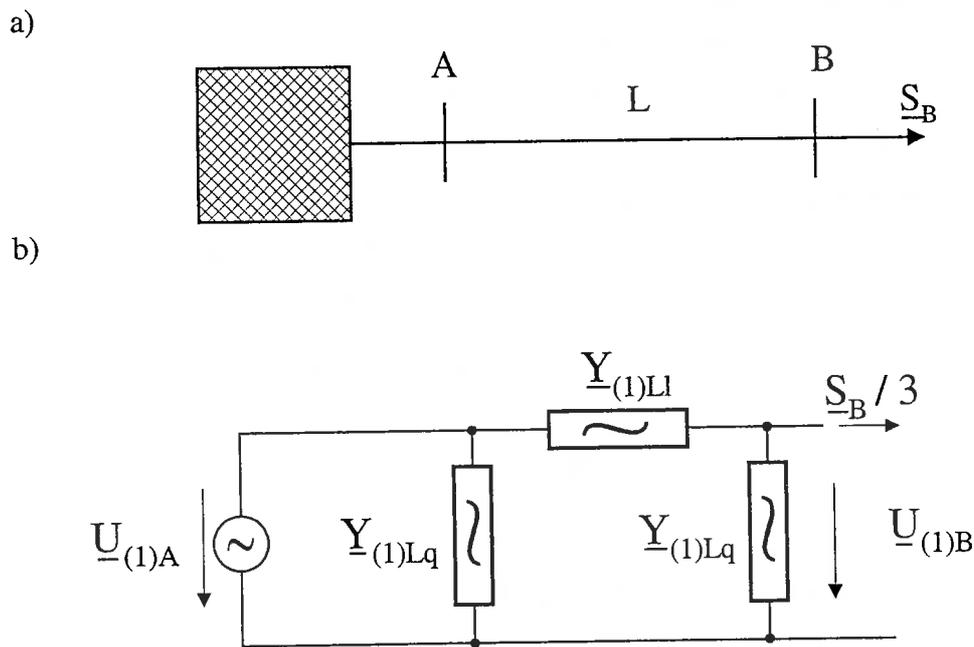
Die Nichtkonvergenz des Newton-Raphson-Algorithmus kann verschiedene Ursachen haben:

- Eine physikalische Lösung des Lastflußproblems existiert zwar, der Algorithmus findet sie aber nicht. Häufigste Ursache hierfür ist eine ungeschickte Wahl der Startspannungen.
- Es existiert keine physikalische Lösung für das gestellte Lastflußproblem.

Im erstgenannten Fall ist die Nichtkonvergenz häufig zu verhindern, indem man die Startspannungen so wählt, daß sich zu Iterationsbeginn keine zu großen Flüsse, insbesondere über Netzelemente mit kleiner Längsimpedanz, ergeben. Eine geschickte Wahl der Startspannungen führt außerdem zu einer geringeren Anzahl von Iterationsschritten und damit zu geringerem Rechenzeitbedarf.

Das Problem der Nichtkonvergenz im zweiten Fall wird stark vom verwendeten Lastmodell bestimmt, welches üblicherweise spannungsunabhängige Lasten voraussetzt. Ein genaueres Modell mit spannungsabhängigen Lasten kann zwar benutzt werden (z.B. /Aschmoneit 1989/), jedoch sind in der Praxis die Lastparameter meistens unbekannt. Damit stellen spannungsunabhängige Lasten eine Näherung dar, die den Leistungsbedarf in pessimistischer Weise modellieren. Fälle in denen das Lastflußproblem keine physikalische Lösung besitzt können in Realität zu Spannungszusammenbruch, Überlastungen, Schutzauslösungen o.ä.

führen. Das Problem der Nichtkonvergenz für das Modell konstanter Lasten soll im folgenden an einem einfachen Zwei-Knoten-Netz (siehe Bild 3.1) näher erläutert werden.



**Bild 3.1** Zwei-Knotennetz zur Erläuterung der Nichtkonvergenz des Lastflußproblems  
 a) Blockschaltbild  
 b) Ersatzschaltplan im Mitsystem

Bei vorgegebenen Admittanzen der Leitung  $L \underline{Y}_{(1)Ll}$  und  $\underline{Y}_{(1)Lq}$ , eingprägter Spannung  $\underline{U}_{(1)A}$  und einer konstanten Leistungsabnahme  $\underline{S}_B$  ergibt sich der Spannungsbetrag  $U_{(1)B}$  am Vierpolende nach Gl. 3.1 /Kessel 1986/ zu:

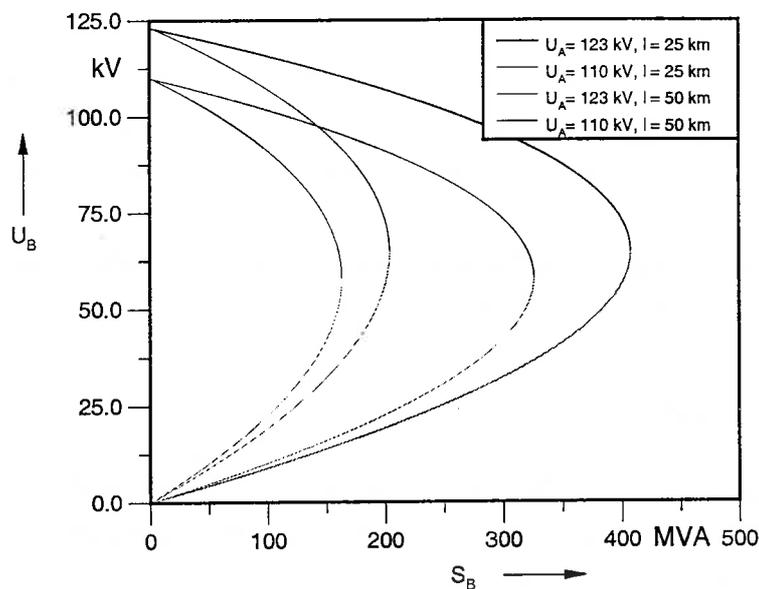
$$U_{(1)B} = \sqrt{a + \frac{U^2}{2} \pm \sqrt{\frac{U^4}{4} + aU^2 - b^2}} \tag{Gl. 3.1}$$

$$\text{mit } \underline{c} = a + jb = \frac{-\underline{S}_B^*}{3(\underline{Y}_{(1)Ll} + \underline{Y}_{(1)Lq})} \tag{Gl. 3.2}$$

$$\text{und } U = \left| \frac{\underline{Y}_{(1)Ll}}{\underline{Y}_{(1)Ll} + \underline{Y}_{(1)Lq}} \underline{U}_{(1)A} \right| \tag{Gl. 3.3}$$

Bei konstantem Leistungsfaktor  $\cos\varphi = 0,8$  ist die Abhängigkeit der Spannung  $U_B$  vom Scheinleistungsbetrag  $S_B$  nach Gl. 3.1 quadratisch. Diese Abhängigkeit ist in Bild 3.2 beispielhaft für verschiedene Parameter dargestellt.

Die Leitungslängen betragen für das Beispiel  $l = 25$  km bzw.  $l = 50$  km, die Spannungen  $U_A = 110$  kV bzw.  $U_A = 123$  kV, die Vierpollängsimpedanz  $Z_{(1)L} = 1 / Y_{(1)L} = (0,12 \Omega/\text{km} + j 0,39 \Omega/\text{km}) \cdot l$  und die Queradmittanz  $Y_{(1)Lq} = (0 + j \omega C') \cdot l / 2$  mit  $C' = 9,5$  nF/km.

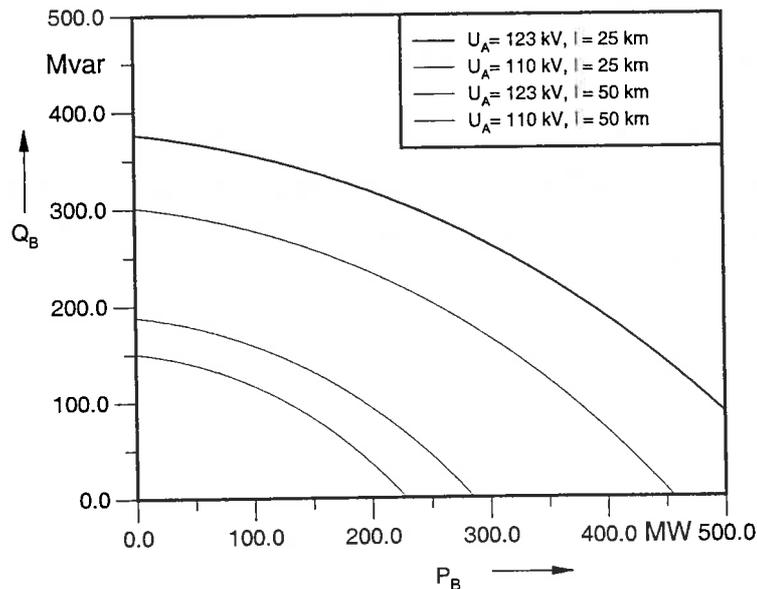


**Bild 3.2** Spannungsbeitrags-Lastkurven am Beispiel eines Zwei-Knotennetzes

Der untere Teil der Parabeln (in Bild 3.2 grau dargestellt) entspricht keiner physikalischen Lösung des Lastflußproblems. Eine solche Lösung kann der Newton-Raphson-Algorithmus bei ungeeignet gewählten Startspannungen ermitteln. Keine physikalische Lösung ergibt sich außerdem, wenn der Radikant  $r = \frac{U^4}{4} + aU^2 - b^2$  nach Gl. 3.1 negativ ist. Die Spannung  $U_{(1)B}$  für den Grenzfall  $r = 0$ , also für den Parabelscheitelpunkt, bezeichnet man nach /Graf 1986/ als "kritische Spannung".

Bei vorgegebenen Leitungsadmittanzen und fest eingprägter Spannung  $U_A$  ergeben sich somit Grenzwerte für die Last  $S_B$ . Solche Grenzlastkurven sind für obiges Beispiel in Bild 3.3 dargestellt.

Es ergeben sich höhere Grenzwerte mit steigender Einspeisespannung  $U_A$ , einer kleiner werdenden Leitungslänge  $l$  und steigendem Leistungsfaktor  $\cos\varphi$  im Belastungsfall.



**Bild 3.3** Scheinleistungs-Grenzkurven für Nichtkonvergenz am Beispiel eines Zwei-Knotennetzes

#### 3.2.2.2.2 Lastfluß-Testschrittverfahren

Existiert für das gestellte Lastflußproblem keine physikalische Lösung, so liefert das im folgenden beschriebene Lastfluß-Testschrittverfahren eine Näherungslösung. Der beschriebene Algorithmus ist ein erweitertes Verfahren von /Hartkopf 1978/ der auf einer Minimierung der mittleren Leistungsabweichung basiert. Der Programmablaufplan für diesen Algorithmus ist in Bild 10.1 im Anhang dargestellt.

Im Gegensatz zum herkömmlichen Newton-Raphson-Verfahren werden mit den Spannungs-korrekturvektoren  $\Delta U$  und  $\Delta \Theta$  Testspannungsvektoren  $U_T$  und  $\Theta_T$  berechnet. Ist die mit den Testspannungsvektoren berechnete mittlere Test-Leistungsabweichung  $m_T$  größer als die mittlere Leistungsabweichung  $m_0$  der vorhergehenden Iteration werden die Testspannungen so berechnet, daß sich die mittlere Test-Leistungsabweichung verringert. Dazu werden die Korrekturvektoren  $\Delta U$  und  $\Delta \Theta$  mit einem Schrittweitenfaktor  $\alpha$  multipliziert. Die mittlere Leistungsabweichung wird folgendermaßen definiert:

$$m = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (\Delta P_i^2 + \Delta Q_i^2)}{n}} \quad \text{mit } n = \text{Anzahl der Knoten} \quad (\text{Gl. 3.4})$$

Der Verlauf der mittleren Leistungsabweichung  $m$  als Funktion des Schrittweitenfaktors  $\alpha$  kann mit einer Parabel-Funktion angenähert werden. Der Schrittweitenfaktor wird dann aus der mittleren Test-Leistungsabweichung  $m_T$  und der vorhergehenden mittleren Leistungsabweichung  $m_0$  so berechnet, daß sich der Minimalpunkt der Parabel  $m_{\min P}$  einstellt. Die Berechnung der Schrittweite zum Minimalpunkt der Parabel  $\alpha_{\min P}$  wird für  $m_T = m_1$  durch die Gleichungen 3.5-3.11 erläutert.

Ausgangsgleichungen:

$$m_p(\alpha) = d\alpha^2 + e\alpha + f \quad (\text{Gl. 3.5})$$

$$\frac{\partial}{\partial \alpha} m_p(\alpha) = 2d\alpha + e \quad (\text{Gl. 3.6})$$

Bestimmung der Koeffizienten:

$$m_p(0) = m_0 = f \quad (\text{Gl. 3.7})$$

$$m_p(1) = m_1 = d + e + f \quad (\text{Gl. 3.8})$$

$$\frac{\partial}{\partial \alpha} m_p(0) = -m_0 = e \quad (\text{Gl. 3.9})$$

Bestimmung des Minimums:

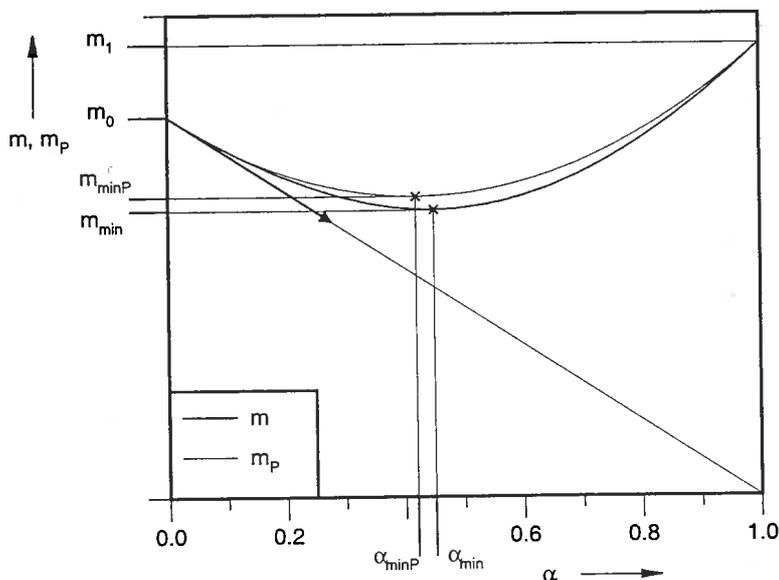
$$\text{Min}(m_p(\alpha_{\min P})) = m_{\min P} \quad (\text{Gl. 3.10})$$

$$\frac{\partial}{\partial \alpha} m_p(\alpha_{\min P}) = 0 \Rightarrow \alpha_{\min P} = -\frac{e}{2d} = \frac{m_0}{2m_1} \quad (\text{Gl. 3.11})$$

Formelzeichen:     $\alpha$     = Schrittweite  
                           $m$     = mittlere Leistungsabweichung  
                           $a, e, f$  = Koeffizienten

Indizes:             $P$     = Parabelnäherung  
                           $\min$  = Minimum  
                           $0$     = Anfangswert ( $\alpha = 0$ )  
                           $1$     = Testschrittweite ( $\alpha = 1$ )

In Bild 3.4 ist beispielhaft der Verlauf der mittleren Leistungsabweichung  $m$  im Vergleich zur mittleren Leistungsabweichung  $m_p$  der Parabelnäherung in Abhängigkeit des Schrittweitenfaktors  $\alpha$  dargestellt.



**Bild 3.4** Beispiel für den Verlauf der mittleren Leistungsabweichung in Abhängigkeit der Schrittweite  $\alpha$

Das Bild zeigt eine gute Übereinstimmung des realen Kurvenverlaufs mit der Parabelnäherung und damit des Schrittweitenfaktors  $\alpha_{\min P}$  zum Minimum der Parabel  $m_{\min P}$  und des Schrittweitenfaktors  $\alpha_{\min}$  zum realen Minimum der mittleren Leistungsabweichung  $m_{\min}$ .

Die mittlere Leistungsabweichung  $m$  und der Schrittweitenfaktor  $\alpha_{\min P}$  für einen vollständigen Lauf des Lastfluß-Testschrittalgorithmusses ist in Tabelle 3.1 zu sehen.

**Tabelle 3.1:** Mittlere Leistungsabweichung  $m$  in MVA während des Testschrittverfahrens für ein Beispielnetz und einen Common-Mode-Ausfall der Leitungen A und B (siehe Bild 10.6 im Anhang)

Iterations-Nr.	Mittlere Leistungsabweichung $m$	Schrittweitenfaktor $\alpha_{\min P}$
0	298,87260	
1	44,74786	1,000000
2	17,56583	1,000000
3	14,26119	0,405709
4	14,18681	0,053686
5	14,16806	0,004228
6	14,16806	0,000000

Abschließend ist festzuhalten, daß der eingesetzte Testschritt-Algorithmus nicht nur eine Näherungslösung im Falle von Nichtkonvergenzen findet, sondern auch gut dazu geeignet ist die physikalische Lösung unter schwierigen Konvergenzbedingungen zu finden.

### 3.2.2.2.3 Lastabwurf bis zur Konvergenz

Nichtkonvergenz bei der Zuverlässigkeitsberechnung resultiert in der Regel aus Betriebsmittelausfällen, wodurch die maximale Übertragungsfähigkeit des Netzes vermindert wird. Eine physikalische Lösung zu erhalten, ist folglich durch eine Entlastung des Netzes, also durch Lastabwurf möglich. Problematisch ist die Frage, an welchen Knoten im Netz wieviel Last abzuwerfen ist, um eine möglichst nahe an der Konvergenzgrenze liegende Lösung zu erhalten. In der Literatur werden dazu mehrere Verfahren beschrieben (z.B. /Granville 1995/, /Alvarado 1994/, /Overbye 1994/).

Zunächst soll untersucht werden, an welchen Knoten im Netz es am effektivsten erscheint, den Lastabwurf durchzuführen. Zur Erkennung solch kritischer Spannungszustände im Netz wird die Berechnung sogenannter "kritischen Spannungen" /Kessel 1986/, /Graf 1986/ vorgeschlagen. Bei der Berechnung der kritischen Spannung eines Knotens in vermaschten Netzen muß im Gegensatz zum Zwei-Knotennetz nach Gl. 3.1 auch der Einfluß der Belastung der Nachbarknoten eingehen. Dieser Einfluß ist nach dem Berechnungsverfahren von /Kessel 1986/ aber abhängig von den aktuellen Spannungen an den Knoten. Im Falle der Nichtkonvergenz der Lastflußberechnung sind diese Spannungen in ihrer korrekten Größe nicht bekannt. Während bei Konvergenz der Lastflußberechnung ein Spannungszusammenbruch kritische Netzbereiche mit Hilfe der kritischen Spannungen sehr gut erkannt werden kann, gilt dies nicht unbedingt bei Vorliegen einer Näherungslösung.

Aus diesem Grund wird versucht, direkt aus der Näherungslösung des oben beschriebenen Lastfluß-Testschrittverfahrens die Orte für den effektivsten Lastabwurf zu ermitteln. Es hat sich gezeigt, daß dafür die Lastknoten am geeignetsten sind, an denen die bestehenden Abweichungen zu den Sollwerten vergleichsweise am größten sind.

Tabelle 3.2 zeigt für ein Beispielnetz die verbleibenden Abweichungen  $\Delta S_i$  an den Lastknoten nach einer Näherungs-Lastflußlösung. Die verbleibende Abweichung an Knoten 1 ist besonders hoch und läßt damit auf den Ort der Konvergenzprobleme schließen. Deshalb wird in diesem Fall an Knoten 1 mit dem Lastabwurf begonnen. Generell erfolgt der Lastabwurf an den Lastknoten, an denen die verbleibende Leistungsabweichung höher ist als der Mittelwert  $S_m$  der Leistungsabweichungen. Die Ermittlung der Konvergenzgrenze erfolgt iterativ (siehe Bild 10.2 im Anhang).

**Tabelle 3.2: Verbleibende Leistungsabweichung  $\Delta S_i$  in MVA nach einer Näherungslösung des Lastfluß-Testschrittverfahrens für ein Beispielnetz (siehe Bild 10.6 im Anhang)**

Lastknoten	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$\Delta S_i$	124,7	0,03	2,99	0,26	0,10	0,06	0,05	0,02	0,02	0,03

Die abzuwerfende Last ist die verbleibende Leistungsabweichung an den Knoten nach einer Näherungslösung des Testschrittverfahrens. Die Iteration erfolgt solange bis zum ersten Mal eine physikalische Lösung gefunden ist. Diese Lösung kann jedoch für manche Knoten noch relativ weit von der Konvergenzgrenze entfernt sein. Aus diesem Grund erfolgt ein Rücklastabwurf mit der Hälfte der zuvor abgeworfenen Last. Abhängig davon ob eine konvergente oder nichtkonvergente Lösung gefunden wird setzt sich die Iteration mit dem Rücklastabwurf/Lastabwurf mit der halben abgeworfenen Last (im Fall von Rücklastabwurf) bzw. mit der aktuellen verbleibenden Leistungsabweichung (im Fall von Lastabwurf) fort, bis die rückabzuwerfende Last kleiner einer Iterationsgrenze  $\epsilon_{\text{conv}}$  ist.

### 3.2.2.3 Kraftwerkseinsatz im Störfall

#### 3.2.2.3.1 Allgemeines

In den folgenden beiden Abschnitten werden Verfahren zur Modellierung des Kraftwerkseinsatzes nach den Regeln der UCPT (UCPTE 1995/, /Wellßow 1997/) beschrieben. Auf der Basis eines Kraftwerkseinsatzplanes vor dem Fehler berücksichtigt das Verfahren eine automatische Primär- und Sekundärregelung innerhalb der Newton-Raphson-Iteration. Manuelle, in der Regel später eingreifende Wiederversorgungsmodelle der Netzbetriebsführung werden separat modelliert.

#### 3.2.2.3.2 Primärregelung

Die Primärregelung dient dazu ein Wirkleistungsungleichgewicht, bzw. Absinken oder Ansteigen der Netzfrequenz zu vermeiden. An der Primärregelung beteiligen sich alle Generatoren, die eine Wirkleistungsreserve in kurzer Zeit zur Verfügung stellen können. Bild 3.5 zeigt qualitativ die Primärregelungseigenschaften eines Generators mit der geplanten Wirkleistungseinspeisung  $P_{G0}$  bei Netznennfrequenz  $f_n$ , und dem Einspeisungspunkt  $P_{G0} + \Delta P$  bei einer Frequenzabweichung von  $f_s$ , sowie die Wirkleistungsgrenzen des Generators  $P_{G\text{min}}$  und  $P_{G\text{max}}$ .

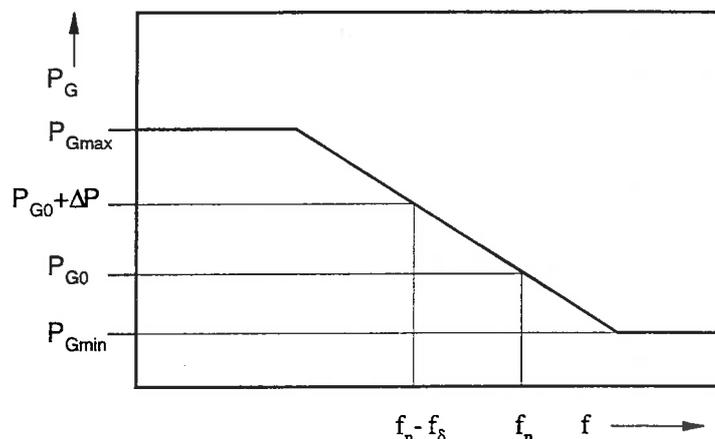


Bild 3.5: Primärregelungscharakteristik eines Generators

Das Verhältnis

$$K_r = -\frac{\Delta P}{f_\delta} \quad (\text{Gl. 3.12})$$

bezeichnet man als Leistungszahl  $K_r$  eines Generators.

Bei der Lastflußberechnung geht man von einer konstanten Frequenz  $f = f_n$  aus. Deshalb wird die Leistungsabweichung  $P_{\text{mis}}$  auf die Generatoren anteilig nach der Größe ihrer Leistungszahl  $K_{ri}$  aufgeteilt:

$$P_{Gi} = P_{G0i} + \frac{K_{ri}}{\sum_{l=1}^n K_{rl}} P_{\text{mis}} \quad \text{mit } n = \text{Anzahl der Generatoren mit Primärregelung.} \quad (\text{Gl. 3.13})$$

Bei der Berechnung der Wirkleistungseinspeisungen der Generatoren nach Gl. 3.13 werden die Wirkleistungsgrenzen der Generatoren berücksichtigt. Erreicht ein Generator seine Grenze wird die verbleibende Leistungsabweichung auf die übrigen Generatoren, deren Grenze noch nicht erreicht ist, analog Gl. 3.13 aufgeteilt. Haben alle Generatoren ihre obere Grenze der Wirkleistungseinspeisung erreicht, erfolgt ein Lastabwurf nach benutzerdefinierten Prioritäten. Haben alle Generatoren ihre untere Grenze erreicht erfolgt eine Ausschaltung von Einspeisungen.

Der Slack-Knoten hat damit keine herausgehobene Funktion mehr, mit der Ausnahme, daß der komplexe Winkel der Spannung an diesem Knoten festgelegt ist.

Die Primärregelung wird direkt im Lastfluß-Testschrittverfahren berücksichtigt. Die Jacobi-Matrix erhält dazu eine zusätzliche Zeile und Spalte (sl). Die zusätzlichen Matrixelemente sind in Gl. 3.14-3.17 dargestellt:

$$H_{slsl} = \frac{\partial P_{sl}}{\partial f_{\delta}} = K_{rsl} \quad (\text{Gl. 3.14})$$

$$H_{ksl} = \frac{\partial P_k}{\partial f_{\delta}} = K_{rk} \quad (\text{Gl. 3.15})$$

$$H_{slk} = \frac{\partial P_{sl}}{\partial \theta_k} \quad (\text{wie üblich}) \quad (\text{Gl. 3.16})$$

$$N_{slk} = \frac{\partial P_{sl}}{\partial U_k} \quad (\text{wie üblich}) \quad (\text{Gl. 3.17})$$

mit sl = Nr. Der zusätzlichen Zeile, bzw. Spalte.

Die rechte Seite des Gleichungssystems für die Zeile sl ist wie üblich die Leistungsabweichung  $\Delta P$  und auf der zugehörigen Position des Korrekturvektors befindet sich für jede Iteration die Korrektur  $\Delta f_{\delta}$  der Frequenz  $f_{\delta}$ .

Die Berechnung der Wirkleistung der primäreregelten Einspeiseknoten erfolgt wie üblich zuzüglich der Ergänzung der primäreregelten Leistung (letzter Term in Gl. 3.18):

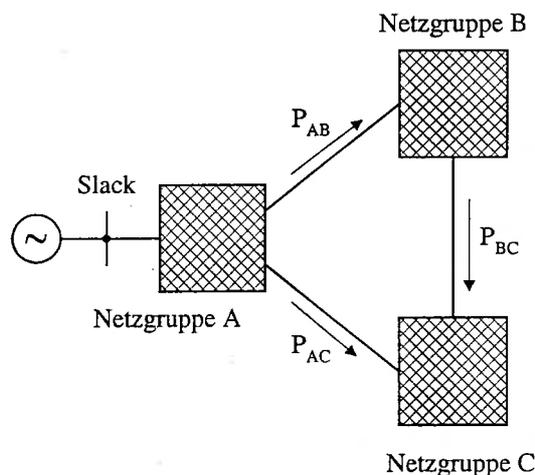
$$P_{gi} = 3 \operatorname{Re} \left\{ \underline{U}_i \sum_{k=1}^n \left( \underline{Y}_{ik}^* \underline{U}_k \right) \right\} + K_{ri} f_{\delta} \quad (\text{Gl. 3.18})$$

Die Anteile an der Primärregelung der Generatorknoten geht nicht in die Berechnung der Leistungsabweichungen in der Lastflußiteration ein. Die Leistungsabweichung errechnet sich damit zu:

$$\Delta P_{Gi} = P_{Gi0} - P_{Gi} + K_{ri} f_{\delta} \quad (\text{Gl. 3.19})$$

### 3.2.2.3.3 Sekundärregelung

Die Sekundärregelung ist zusätzlich zur Primärregelung aktiv. Der Sekundärregelung liegt die Idee zugrunde, daß in einem Verbundnetz, das aus mehreren Netzgruppen besteht, Leistungsungleichgewichte in den Netzgruppen ausgeglichen werden, in denen sie entstehen. Damit sind feste Soll-Austauschleistungen vorgebar. Bild 3.6 zeigt ein Beispiel für ein Verbundnetz, bestehend aus den drei Netzgruppen A, B und C:



**Bild 3.6: Beispiel für ein aus drei Netzgruppen bestehendes Verbundnetz**

Für jede Netzgruppe, mit Ausnahme einer (in Bild 3.6 Netzgruppe A welche den Slack enthält) kann eine Soll-Austauschleistung vorgegeben werden, z.B.:

$$\text{Netzgruppe B: } P_{\text{Export,B}} = P_{\text{BC}} - P_{\text{AB}} \quad (\text{Gl. 3.20})$$

$$\text{Netzgruppe C: } P_{\text{Export,C}} = -P_{\text{BC}} - P_{\text{AC}} \quad (\text{Gl. 3.21})$$

Damit ist die Austauschleistung für Netzgruppe A festgelegt:

$$\text{Netzgruppe A: } P_{\text{Export,A}} = -P_{\text{Export,B}} - P_{\text{Export,C}} \quad (\text{Gl. 3.22})$$

Damit ist es nicht möglich die Austauschleistung auf einer bestimmten Verbundleistung zu regeln, sondern die gesamte Austauschleistung einer Netzgruppe.

Ausgegangen wird bei der Generatorregelung wieder von der geplanten Einspeiseleistung  $P_{G0}$ . Die Generatoren einer Netzgruppe werden so geregelt, daß sich die Soll-Austauschleistung der Netzgruppe einstellt. Dazu beteiligt sich jeder Generator an dem Ausgleich des Leistungsungleichgewichtes seiner Netzgruppe entsprechend seiner Leistungszahl analog Gl. 3.13. Erreichen alle Generatoren einer Netzgruppe ihre Einspeiseleistungsgrenze, so haben alle Generatoren des Verbundnetzes den Ausgleich des Leistungsungleichgewichtes zu erfüllen. In diesem Fall wird die Soll-Austauschleistung nicht eingehalten.

Wie die Primärregelung wird auch die Sekundärregelung direkt in der Lastfluß-Iteration bestimmt. Die Jacobi-Matrix erhält dazu eine zusätzliche Zeile und Spalte  $x$  für jede Netzgruppe, mit Ausnahme der Slack-Netzgruppe. Die zusätzlichen Zeilenelemente der Jacobi-Matrix werden aus den Ableitungen des Wirkleistungsflusses über die Verbindungsleitungen der Netzgruppen nach Gl. 3.23-3.26 bestimmt:

$$P_{ik} = 3 \operatorname{Re} \left\{ \underline{U}_i \underline{Y}_{ik}^* (\underline{U}_i - \underline{U}_k)^* \right\} \quad (\text{Gl. 3.23})$$

$$P_{\text{Export}m} = \sum_{l=1}^n P_{ikl} \quad (\text{Gl. 3.24})$$

$$H_{xj} = \frac{\partial P_{\text{Export}m}}{\partial \theta_j} \quad (\text{Gl. 3.25})$$

$$N_{xj} = \frac{\partial P_{\text{Export}m}}{\partial U_j} \quad (\text{Gl. 3.26})$$

- mit:  $m$  = Index der Netzgruppe,  
 $i, k$  = Anschlußknoten der Verbindungsleitung  $l$   
 $n$  = Anzahl der Verbindungsleitungen der Netzgruppe  $m$   
 $j \in (i, k)$  aller Anschlußknoten der Verbindungsleitungen der Netzgruppe  $m$

Die zusätzlichen Elemente der Spalten (x) werden an den Positionen der zugehörigen Generatorknoten mit den Elementen entsprechend Gl. 3.27 aufgefüllt:

$$H_{kx} = K_{rk} \quad (\text{Gl. 3.27})$$

Das Hauptdiagonalelement  $H_{xx}$  ist null.

### 3.2.2.4 Entkoppelte Lastflußberechnung (fast-decoupled-ac-power-flow)

Als Alternative zum Newton-Raphson-Algorithmus nach Abschnitt wurde das Verfahren der entkoppelten Lastflußberechnung nach /Stott 1974/ realisiert. Dieses Verfahren ist eine Modifizierung des Newton-Raphson-Verfahrens, das bei geringerem Rechenzeitbedarf zu demselben Ergebnis führt, sofern das entkoppelte Verfahren konvergiert.

Der Algorithmus beruht auf den Näherungen, das in Hochspannungsnetzen nur Impedanzen mit kleinem R/X-Verhältnis vorkommen und die Winkel der komplexen Knotenspannungen klein sind. Unter diesen Voraussetzungen sind die partiellen Ableitungen der Wirkleistung nach dem Spannungsbetrag und der Blindleistung nach dem Spannungswinkel vernachlässigbar:

$$\frac{\partial P_i}{\partial U_i} \approx 0 \quad (\text{Gl. 3.28})$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \theta_i} \approx 0 \quad (\text{Gl. 3.29})$$

Damit ergibt sich eine Aufteilung der Funktionalmatrix in zwei Teilmatrizen. Die Berechnung der Korrekturen der Spannungsbeträge  $\Delta U$  kann dadurch unabhängig von den Wirkleistungs-Residuen  $\Delta P$  und die Korrekturen der Spannungsbeträge  $\Delta \theta$  unabhängig von den Blindleistungs-Residuen  $\Delta Q$  in sogenannten Halbiterationen erfolgen.

Durch die weitere Annahme, daß sich die Knotenspannungen betragsmäßig nur geringfügig unterscheiden, werden die beiden Teilmatrizen durch geschicktes Ausklammern der Spannung konstant und müssen nur einmal berechnet und faktorisiert werden.

Mit diesen Voraussetzungen erreicht man kürzere Rechenzeiten für zwei Halbiterationen als für einen Iterationsschritt des Newton-Raphson-Algorithmus. Insgesamt sind die Konvergenzeigenschaften der entkoppelten Lastflußberechnung durch die Näherungen aber schlechter als die des Newton-Raphson-Verfahrens. In Testrechnungen benötigte das Verfahren der entkoppelten Lastflußberechnung, je nach Netzart etwa 1,5 - 4 mal so viele Volliterationsschritte wie der Newton-Raphson-Algorithmus, wobei eine Volliteration aus zwei Halbiterationen besteht. Durch die kürzeren Rechenzeiten für die Iterationen verkürzen sich die Rechenzeiten aber um bis zu 30 %.

Bei Konvergenzproblemen der entkoppelten Lastflußberechnung, wird die Berechnung mit dem Testschrittverfahren nach Abschnitt 3.2.2.2.2 durchgeführt.

Die Realisierung des Verfahrens zeigt Bild 10.4 im Anhang.

### **3.2.3 Behandlung von Betriebsgrenzverletzungen**

#### **3.2.3.1 Allgemeines**

Ausfälle von Betriebsmitteln in elektrischen Energieversorgungsnetzen können zu Betriebsgrenzverletzungen wie z.B. thermisch unzulässigen Belastungen von Betriebsmitteln und zur Verletzung des zulässigen Spannungsbandes führen. Die Behebung dieser Grenzverletzungen sowie die Ermittlung des Versorgungszustandes der Lasten ist Inhalt dieses Abschnitts.

In ZuBer stehen zwei Möglichkeiten zur Eingabe der Zeitabhängigkeit der Lasthöhe von Verbrauchern zur Verfügung:

- Eingabe als geordnete Jahresdauerlinie (siehe Bild 4.4 Abschnitt 4.3)
- Eingabe als Lastganglinie

Die Verwendung von Lastganglinien ist nur im Simulationsteil, die Verwendung der geordneten Jahresdauerlinie sowohl im Simulationsteil, als auch im Enumerationsteil möglich.

Bei Verwendung der Jahresdauerlinie wird die Netzzustandsanalyse stets für Höchstlast  $P_{\max}$  aller Verbraucher durchgeführt. Das Ergebnis dieser Zustandsanalyse wird auf Betriebsgrenzverletzungen hin überprüft. Ist dies der Fall, so muß der niedrigere Lastbedarf  $P$  bestimmt werden, bei dem die Grenzverletzung verschwindet. Im folgenden wird das Verhältnis

$$V = P / P_{\max} \quad (\text{Gl. 3.30})$$

als Versorgungsgrad  $V$  bezeichnet. Mit dem Versorgungsgrad  $V$  und der geordneten Jahresdauerlinie kann der zeitliche Anteil  $t_A$  des Jahres bestimmt werden, bei dem für die jeweilige Situation eine Grenzverletzung bzw. Versorgungsunterbrechung vorliegt (siehe Bild 4.4 Abschnitt 4.3).

Liegt bei der Netzzustandsanalyse nach dem Ausfall von Betriebsmitteln eine Betriebsmittelüberlastung bzw. Spannungsbandverletzung vor, so wird der Versorgungsgrad der Verbraucher folgendermaßen bestimmt: Sämtliche Netzlasten werden mit einem Reduktionsfaktor  $f$  zunächst soweit reduziert, bis keine Grenzverletzung mehr vorliegt. Der Versorgungsgrad  $V_e$  der Kunden wird gespeichert. Danach wird vom ursprünglichen Zustand ohne reduzierte Lasten ausgegangen, der am stärksten überlastete Zweig zu Spitzenlastzeiten bzw. der Verbraucher mit der schwerwiegendsten Unterspannung ausgeschaltet und eine erneute Lastflußberechnung durchgeführt. Aus dieser Berechnung resultiert ein neuer Versorgungsgrad  $V_n$ . Als endgültiger Versorgungsgrad  $V_e$  wird das Maximum von altem Versorgungsgrades  $V_e$  und neuem Versorgungsgrades  $V_n$  genommen. Mit diesem Verfahren erhalten diejenigen Verbraucherknotten kleine Versorgungsgrade, die für die Grenzverletzung verantwortlich sind. Die Berechnung des Versorgungsgrades  $V_e$  ist ein iterativer Prozeß der für das AC-Lastflußberechnungsverfahren in Bild 10.3 im Anhang zu sehen ist.

Der Reduktionsfaktor  $f = f_0$  im Falle von Betriebsmittelüberlastung bestimmt sich aus dem maximal zulässigen Strom  $I_{k\max}$ , dem aktuellen Strom  $I_k$  des Betriebsmittels  $k$  mit der höchsten Überlast und Elementen der inversen Jacobi-Matrix:

$$f_0 = 1 - \frac{I_k - I_{k\max}}{\sum_{i=0}^n \frac{\partial I_k}{\partial P_i} P_i + \frac{\partial I_k}{\partial Q_i} Q_i} \quad \text{mit } n = \text{Anzahl der Knoten} \quad (\text{Gl. 3.31})$$

Der Reduktionsfaktor  $f = f_u$  für Unterspannung am Knoten  $k$  wird analog aus der aktuellen Spannung  $U_k$ , der minimal zulässigen Spannung  $U_{kmin}$  und Elementen der inversen Jacobi-Matrix bestimmt:

$$f_u = 1 - \frac{U_k - U_{kmin}}{\sum_{i=0}^n \frac{\partial U_k}{\partial P_i} P_i + \frac{\partial U_k}{\partial Q_i} Q_i} \quad \text{mit } n = \text{Anzahl der Knoten} \quad (\text{Gl. 3.32})$$

Wird zur Netzzustandsanalyse der DC-Lastflußalgorithmus verwendet, können Spannungsbandverletzungen nicht behandelt werden. Die Behandlung von Betriebsmittelüberlastungen erfolgt analog dem Verfahren für den AC-Algorithmus, mit dem Unterschied, daß zur Bestimmung des aktuellen Versorgungsgrades  $V_n$  keine Iteration notwendig ist. Für das lineare DC-Modell entsprechen die berechneten Scheinflüsse den Stromflüssen und der Versorgungsgrad  $V_n$  kann durch einfache Multiplikation der Lasten mit dem Faktor  $f_o$  nach Gl. 3.33 bestimmt werden:

$$f_o = \frac{S_{kmax}}{S_k} = \frac{I_{kmax}}{I_k} \quad (\text{Gl. 3.33})$$

### 3.2.4 Berechnungsbeispiel für verschiedene Netzzustandsanalyseverfahren

In diesem Abschnitt wird eine Zuverlässigkeitsanalyse für ein Beispielnetz (siehe Bild 10.6 im Anhang) der Verbundebene (/DVG 1996/, /Mondovic 1997/) für verschiedene Netzzustandsanalyseverfahren durchgeführt. Die Ergebnisse werden für die Analysealgorithmen Verbindungskontrolle, Maximalflußalgorithmus, DC- und AC-Lastfluß verglichen. Die Zuverlässigkeitskenndaten der Betriebsmittel sind in Abschnitt 10.4 im Anhang aufgeführt.

Das Testnetz besteht aus 126 Knoten, 169 Längs- und 69 Querelementen (die Ersatzzweige des umgebenden reduzierten Netzes sind in Bild 10.6 nicht dargestellt).

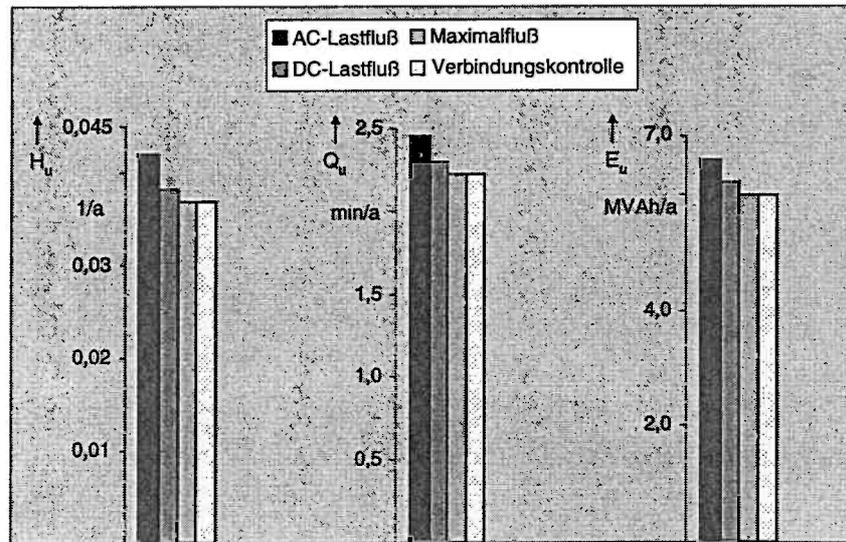
In der Vergleichsanalyse wurden 24559 Ausfallkombinationen von Betriebsmitteln enumerativ bei einer Grenzwahrscheinlichkeit von  $p = 10^{-9}$  untersucht. Die benötigten Rechenzeiten für die Zuverlässigkeitsanalyse auf einem 200 MHz Pentium PC unter dem Betriebssystem Windows NT 4.0 sind in Tabelle 3.3 zu sehen:

**Tabelle 3.3: Rechenzeitbedarf für verschiedene Netzzustandsanalyseverfahren für das 380-/220-kV-Testnetz**

Netzzustandsanalyseverfahren	Rechenzeit
Verbindungskontrolle	1 h 09 min
Maximalflußalgorithmus	1 h 29 min
DC-Algorithmus	2 h 31 min
AC-Algorithmus	4 h 24 min

Generell kann festgestellt werden, daß die Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen der Verbraucher hauptsächlich von unabhängigen Einfachausfällen der Sammelschienen an denen sie angeschlossen sind und den dazugehörigen Sammelschienenfeldern abhängt. Damit erhalten die Verbraucher erhöhte Unterbrechungshäufigkeiten, die an Sammelschienen mit einer großen Anzahl von Schaltfeldern angeschlossen sind. Die mittlere Dauer von Versorgungsunterbrechungen wird folglich hauptsächlich von der Dauer ( $d_{SSW} = 1 \text{ h}$ ) eines möglichen Sammelschienenwechsels bestimmt.

Die Berechnungsergebnisse sind gleich bei Verwendung des Maximalflußalgorithmus oder der Verbindungskontrolle. Dies trifft auch bis auf eine Ausnahme für den Vergleich der Ergebnisse zu, die man bei Verwendung des DC-Lastflußalgorithmus erhält. Der Verbraucher an Knoten 1 (siehe Bild 10.6 im Anhang) erhält eine höhere Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen bedingt durch Ausfälle von Betriebsmitteln (z.B. Sammelschienenkupplung C in Bild 10.6), die zu Überlastungen anderer Betriebsmittel führen, die bei Verwendung des Maximalflußalgorithmus oder der Verbindungskontrolle nicht erkannt werden können. Bei Verwendung des AC-Algorithmus erhält man ebenfalls für Knoten 1 unterschiedliche Zuverlässigkeitskenngrößen. Die höhere Unterbrechungshäufigkeit an diesem Knoten wird durch Ausfallkombinationen von Betriebsmitteln bewirkt (z.B. Ausfall der Leitungen A und B siehe Tabelle 3.2), die bei Einsatz des AC-Verfahrens zu größeren Konsequenzen wie Spannungseinbruch und Nichtkonvergenz führen. Speziell an Knoten 1 wirft der Algorithmus zum Erreichen einer physikalischen Lösung Last ab. Nach diesem Lastabwurf liegt der Spannungsbetrag des 380-kV-Knotens 1 unter  $U = 300 \text{ kV}$ . Wird eines der anderen beschriebenen Netzzustandsanalyse-Verfahren eingesetzt werden keine Grenzverletzungen erkannt, da diese nichtiterativen Verfahren Spannungsbandverletzungen nicht berücksichtigen können.



**Bild 3.7:** Zuverlässigkeitskenngrößen des Verbrauchers 1 (siehe Bild 10.6 im Anhang) für verschiedene Netzzustandsanalyse-Algorithmen

Durch die höhere Unterbrechungshäufigkeit ergeben sich ebenfalls höhere Werte für die Nichtverfügbarkeit und die nicht zeitgerecht gelieferte Energie bei Verwendung des DC- bzw. AC-Algorithmus.

Tabelle 3.4 zeigt eine Statistik mit der Anzahl von Lastfluß- Betriebsgrenzverletzungs- und Nichtkonvergenz-Situationen innerhalb der 24559 betrachteten Ausfallkombinationen.

**Tabelle 3.4:** AC-Lastflußstatistik

Situation	Anzahl der Situationen
AC-Lastfluß-Berechnungen	27848
Betriebsgrenzverletzungen	5143
Nicht konvergente Situationen	794

Es bleibt festzuhalten, daß in den meisten Fällen gleiche Ergebnisse der Näherungs- und des AC-Lastflußverfahrens erhalten werden. In einigen Fällen können die Ergebnisse der Näherungsalgorithmen signifikante Unterschiede zu denen des AC-Algorithmus aufweisen, die zudem noch auf der „unsicheren“ Seite liegen. Deshalb sollte trotz eines erhöhten Rechenzeitbedarfs stets eine AC-Lastflußmodellierung erfolgen.

## 4 Modelle

### 4.1 Variable Komponentenabgrenzung

In der Zuverlässigkeitsberechnung werden Ausfallmodelle und Daten zur Generierung von Ausfallsituationen bisher kleinsten, nicht mehr unterteilbaren Zuverlässigkeitselementen oder -komponenten zugeordnet. Dabei werden im wesentlichen zwei Methoden zur Abgrenzung dieser Elemente benutzt. Dies sind:

- Die ausfallorientierte Elementabgrenzung.
- Die freischaltorientierte Elementabgrenzung.

Ein wesentlicher Unterschied besteht darin, daß bei der freischaltorientierten Komponentenabgrenzung das Schaltfeld als eigenständiges Element definiert wird, während Ausfälle des Schaltfeldes bei der ausfallorientierten Elementabgrenzung anteilig der Sammelschiene bzw. dem abgangsseitigen Betriebsmittel zugeordnet werden.

Die ausfallorientierte Elementabgrenzung bildet die Situation unmittelbar nach dem Schutzeingriff korrekt nach, während sich durch die freischaltorientierte Elementabgrenzung die Wiederversorgungsmaßnahmen realitätsnäher nachbilden lassen. Beide Arten der Elementabgrenzung haben Schwächen bei der Nachbildung der jeweils anderen Situation.

Daher wird die bisher übliche Zuordnung von Betriebsmitteln zu Zuverlässigkeitskomponenten aufgegeben. Entsprechend den tatsächlichen Gegebenheiten werden die Ausfallmodelle und die zugehörigen Daten direkt

- den einzelnen Betriebsmitteln,
- den Schutzrelais bzw. Schutzsystemen,
- den einzelnen Schaltgeräten

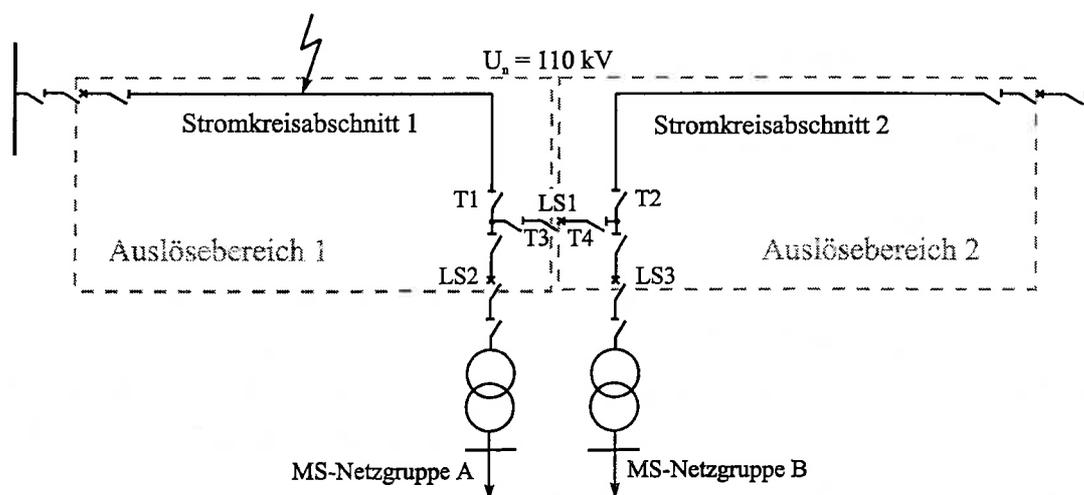
zugeordnet.

Weiter wird zwischen Ausfallsituation und Wiedereinschaltungen nach Störungseintritt unterschieden. Ausfallsituationen können durch drei unterschiedliche Vorgänge entstehen:

- 1) Durch Betriebsmittelfehler. Die Ursache kann z. B. ein Kurzschluß auf einem Betriebsmittel sein. Entsprechend dem Schutzkonzept wird eine Gruppe von Betriebsmitteln ausgeschaltet.

- 2) Durch fehlerhafte Schalthandlungen. Z. B. kann es durch Versagen eines Leistungsschalters bei einem Betriebsmittelfehler nach 1) zu einer Störungsausweitung kommen. Weiterhin kann durch eine fehlerhafte Schalthandlung (z. B. eine versehentliche Schalteröffnung) eine Störung ohne vorangegangenen Ausfall entstehen.
- 3) Durch Schutzfehlfunktionen. Z. B. führt das Versagen eines Sammelschienen-Differential-schutzes bei einem Sammelschienenkurzschluß nach 1) zu einer Störungsausweitung. Andererseits treten auch unabhängige Schutzüberfunktionen ohne vorangegangenen Ausfall auf.

Im Rahmen der Wiedereinschaltungen nach Störungseintritt werden alle ausgeschalteten Freischaltbereiche wieder in Betrieb genommen, die nicht das fehlerbehaftete Betriebsmittel enthalten. Dies schließt die Korrektur von Störungsausweitungen infolge fehlerhafter Schalthandlungen oder Schutzfehlfunktionen ein.



**Bild 4.1** Schematische Darstellung einer H-Schaltung

Bild 4.1 zeigt als Beispiel eine H-Schaltung (siehe auch /Böse 1998/). Bei einem Kurzschluß auf Stromkreisabschnitt 1 kommt es konzeptgemäß zur Ausschaltung des Auslösebereichs 1 und zu einer Versorgungsunterbrechung der MS-Netzgruppe A, sofern keine alternative Versorgungsmöglichkeit besteht. Nach Öffnen von Trenner T1 und Wiedereinschalten der Leistungsschalter LS1 und LS2 kann die Versorgung der MS-Netzgruppe A wieder hergestellt werden. Allerdings kann die Eingrenzung der Störung durch einen Schalterversager verhindert werden, z. B. wenn sich der Trenner T1 nicht öffnen läßt.

Versagt zusätzlich der Leistungsschalter LS1 oder der zugehörige Schutz, so kommt es zu einer Störungsausweitung und zur Versorgungsunterbrechung der MS-Netzgruppe B. In diesem Fall könnte nach Öffnen von T4 zumindest die MS-Netzgruppe B wiederversorgt werden.

Wäre der Kurzschluß im Bereich des Trenners T1, würde zunächst ebenfalls der Auslösebereich 1 ausgeschaltet werden. Die Eingrenzung der Störung wäre aber nicht möglich. Im Gegensatz zu der bisher benutzten Komponentendefinition ist der Kurzschlußort durch die Zuordnung der Kenngrößen zu den Betriebsmitteln bekannt, so daß die Wiedereinschaltungen nach Störungseintritt realitätsgerecht modelliert werden können.

Diese Wiedereinschaltungen nach Störungseintritt sind nicht zu verwechseln mit weitergehenden Wiederversorgungsmaßnahmen für unterversorgte Lasten wie korrekatives Schalten, Änderung von Transformatorstufenstellungen, Änderungen des Kraftwerkseinsatzes etc..

## 4.2 Generierung der zu untersuchenden Ausfallzustände

### 4.2.1 Erweiterte Ausfallmodelle

#### 4.2.1.1 Allgemeines

Zur Beschreibung von Störungen in elektrischen Energieversorgungsnetzen ist in der Vergangenheit eine Vielzahl von Ausfallmodellen entwickelt worden, z.B. /Bitzer 1981/, /Niehage 1986/, /Endrenyi 1991/, mit denen es gelungen ist, die große Mehrzahl der aufgetretenen Störungsabläufe zu klassifizieren und insoweit hinreichend genau zu modellieren, daß Zuverlässigkeitsanalysen vertrauenswürdige Ergebnisse liefern.

Im Zuge der weiteren Verfeinerung der Berechnungsverfahren bezüglich der Ausfallmodellierung und der Modellierung der Strategien zur Störungseingrenzung sind jedoch Beschränkungen erkennbar geworden, die Verbesserungen erforderlich machen. Dabei sind folgende Gesichtspunkte zu berücksichtigen:

- Die bisherigen Ausfallmodelle stellen u.a. einen Kompromiß in bezug auf den Rechenaufwand in Zuverlässigkeitsanalysen dar. Vor dem Hintergrund der Leistungssteigerung der Rechner ist dieser Kompromiß zu überdenken.

- Die weitere Verfeinerung der Ausfallmodelle macht nur Sinn, wenn die dafür benötigten Kenndaten wie Ausfallhäufigkeiten, Aus-Dauern und bedingte Wahrscheinlichkeiten aus dem Netzbetrieb gewonnen werden können. Die neue VDEW Störungs- und Schadensstatistik stellt einen gelungenen Kompromiß zwischen Erfassungsaufwand und Modellgenauigkeit dar /VDEW 1993/. Sie dient daher als Basis für die im folgenden erläuterten Vorschläge.

#### 4.2.1.2 Beschreibung der Ausfallmodelle

Die Zuordnung von Ereignissen zu den einzelnen Betriebsmitteln und die Unterscheidung von Ausfallsituationen und Wiedereinschaltungen nach Störungseintritt sind die wesentlichen Merkmale der verbesserten Ausfallmodelle. Diese lehnen sich stark an die VDEW Störungs- und Schadensstatistik an, so daß eine umfangreiche Datenbasis zur Verfügung steht. Daten, die die Statistik nicht enthält, z. B. Häufigkeit und Dauer von Wartungsarbeiten, sind den EVU in der Regel bekannt. Aus Platzgründen erfolgt im folgenden nur eine verbale Beschreibung der Ausfallmodelle.

##### 4.2.1.2.1 Aktiver Betriebsmittelfehler

Dieses Modell setzt die Ausschaltung eines Auslösebereichs durch Schutzeingriff als Folge eines Kurzschlusses voraus. Aufgrund der stark unterschiedlichen Aus-Dauern werden innerhalb dieses Modells zwei Teilmodelle unterschieden:

- Sofortige Wiedereinschaltung möglich

Dieses Teilmodell umfaßt aktive Betriebsmittelfehler, bei denen eine sofortige Wiedereinschaltung des Betriebsmittels möglich ist /CIGRE 1987/, /RELNET 1982/. Das Betriebsmittel wurde nicht beschädigt. Die Dauer bis zur Wiedereinschaltung ist von der leittechnischen Ausstattung des Netzbereichs abhängig. Prinzipiell können damit auch erfolgreiche Kurzunterbrechungen berücksichtigt werden.

- Sofortige Wiedereinschaltung nicht möglich

Dieses Teilmodell beinhaltet Ausfälle, bei denen eine Reparatur, der Ersatz des Betriebsmittels oder zumindest eine Kontrolle erforderlich ist /CIGRE 1987/, /RELNET 1982/.

#### 4.2.1.2.2 *Passiver Betriebsmittelfehler*

Passive Betriebsmittelfehler haben keine Schutzauslösung zur Folge /RELNET 1982/ wie z. B. Kontaktunterbrechungen durch Leitungsbruch ohne Kurzschluß.

#### 4.2.1.2.3 *Common-Mode-Ausfall*

Das Ausfallmodell beinhaltet den gleichzeitigen Ausfall mehrerer Betriebsmittel aufgrund derselben Ursache /VDEW 1993/. Dabei wird von einer konzeptgemäßen Ausschaltung aller betroffenen Auslösebereiche ausgegangen. Prinzipiell können Common-Mode (CM)-Ausfälle zwischen allen Betriebsmittelarten auftreten. Aufgrund der kleinen Zahl von Ereignissen steht jedoch außer für den CM-Ausfall Stromkreis/Stromkreis keine gesicherte Datenbasis zur Verfügung.

Bei der Nachbildung von CM-Ausfällen von Freileitungen muß die Spannungsebene berücksichtigt werden. Bei Mehrfachleitungen, die nur aus Stromkreisen mit  $U_n \leq 110$  kV bestehen, kommt es zu CM-Ausfällen im wesentlichen aufgrund von rückwärtigen Überschlägen nach Blitzeinschlag in das Erdseil oder in den Mast. Hier wird also ein CM-Ausfall nachgebildet, bei dem alle auf einem Mast befindlichen Stromkreise gleichzeitig ausfallen. Bei Stromkreisen mit  $U_n > 110$  kV treten CM-Ausfälle im wesentlichen durch Seilschwingungen mit wesentlich geringerer Häufigkeit auf. Bei Mehrfachleitungen mit mehr als zwei Stromkreisen werden daher Doppelausfälle zwischen jeweils benachbarten Stromkreisen auf dem Mast nachgebildet. Dazu ist die Kenntnis der Mastgeometrie und der Anordnung der Stromkreise notwendig. Die Häufigkeit für einen Mehrfachausfall mit zwei Stromkreisen ergibt sich zu

$$E(H_{\text{CMbenach.Stromkreise}}) = \frac{E(H_{\text{CMFreileitung}})}{n} \quad (\text{Gl. 4.1})$$

mit

n Anzahl der Paare benachbarter Stromkreise.

Bei Freileitungen mit Systemen für  $U_n > 110$  kV und  $U_n \leq 110$  kV auf einem Mast müssen ein CM-Ausfall für die Stromkreise mit  $U_n \leq 110$  kV und zusätzlich CM-Ausfälle entsprechend der geometrischen Anordnung mit den zugehörigen Häufigkeiten nachgebildet werden.

#### 4.2.1.2.4 Erdschluß

Dieses Ausfallmodell beschreibt die determinierte Ausschaltung eines stehenden Erdschlusses in mit Erdschlußkompensation betriebenen Netzen. Ein stehender Erdschluß muß ähnlich der „Verzögerten Handausschaltung“ durch Ausschaltung des betroffenen Betriebsmittels beseitigt werden. Die Reparatur kann längere Zeit in Anspruch nehmen, so daß es mit einer gewissen Wahrscheinlichkeit zu einer Überlappung mit anderen Ausfällen kommen kann.

#### 4.2.1.2.5 Mehrfacherdschluß mit Mehrfachausfall

Ausgangspunkt für dieses Modell ist ein stehender Erdschluß entsprechend dem Modell Erdschluß auf einem Betriebsmittel. Kommt es aufgrund der erhöhten Spannungsbeanspruchung zu einem weiteren einpoligen Fehler in einem anderen Leiter auf einem anderen Betriebsmittel, so geht der stehende Erdschluß in einen Doppelerdkurzschluß über, der zu einem Schutz-eingriff führt. In 90% der Fälle /Bitzer 1981/ werden beide vom Fehler betroffenen Auslösebereiche ausgeschaltet. In den übrigen Fällen wird nur einer der betroffenen Auslösebereiche durch den Netzschutz ausgeschaltet, während der andere von Hand ausgeschaltet werden muß. Dadurch kann mitunter eine Versorgungsunterbrechung vermieden werden.

Es muß beachtet werden, daß die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten eines zweiten Erdschlusses aufgrund der Spannungsanhebung der nicht vom Erdschluß betroffenen Leiter wesentlich größer ist, als die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten eines ersten Fußpunktes.

#### 4.2.1.2.6 Verzögerte Handausschaltung

Dieses Modell berücksichtigt Fälle, bei denen die Ausschaltung eines Betriebsmittels zwar mit einem gewissen Zeitverzug erfolgen kann, aber unbedingt notwendig ist. Beispiele sind Drachen in Freileitungen, langsamer Druckverlust in SF<sub>6</sub>-isolierten Anlagen oder Gasdruck-Kabeln /VDEW 1993/.

#### 4.2.1.2.7 Geplante Ausschaltung

Das Modell beschreibt geplante Ausschaltungen zur Durchführung von Instandhaltungsarbeiten /Niehage 1986/, /Dib 1983/. Aus Sicht der Zuverlässigkeitsanalyse sind sie aufgrund der Möglichkeit zeitlich überlappender stochastischer Ausfälle von Bedeutung. Die Wartungspläne müssen vorgegeben werden, wobei zu berücksichtigen ist, daß geplante Ausschaltungen verschoben oder vorzeitig abgebrochen werden können, wenn die Betriebssituation dies erfordert.

#### *4.2.1.2.8 Unabhängige Schutzüberfunktion*

Dieses Ausfallmodell berücksichtigt spontane Schutzüberfunktionen, d.h. Auslösungen des Schutzsystems ohne vorherigen Kurzschluß /Niehage 1986/, /Dib 1983/. Es handelt sich also nicht um Folgeausfälle sondern um primäre Ereignisse.

#### *4.2.1.2.9 Schutzüberfunktion*

Anregungen von Schutzrelais durch Teilkurzschlußströme können zu nicht konzeptgemäßen Ausschaltungen von Leistungsschaltern führen /Bitzer 1981/. Das Ausfallmodell „Schutzüberfunktion“ unterscheidet sich vom Ausfallmodell „Unabhängige Schutzüberfunktion“ dadurch, daß es nur als Folgeausfall auftreten kann und zu einer Störungsausweitung führt.

#### *4.2.1.2.10 Schutzunterfunktion*

Ein Ausfall mehrerer Betriebsmittel durch Schutzunterfunktion wird eingeleitet durch einen Ausfall, der den Eingriff des Schutzsystem erfordert. Unterbleibt die selektive Ausschaltung, z. B. durch Wandler- oder Schutzgerätefehler, so werden weitere Betriebsmittel durch den Reserveschutz ausgeschaltet /Bitzer 1981/.

Im Gegensatz zum Ausfallmodell Schalterversager fallen bei Differential-, Signalvergleichs- oder Phasenvergleichsschutz alle angrenzenden Schutzbereiche aus. Im Fall des gestaffelten Distanzschutzes ergibt sich kein topologischer Unterschied. Lediglich die Aus-Dauer kann variieren.

#### *4.2.1.2.11 Versehentliche Schalterbetätigung*

Dieses Modell bildet das versehentliche Ein- oder Ausschalten eines Schalters durch menschlichen Irrtum nach /RELNETH 1982/, z. B. eine versehentliche Wiedereinschaltung eines ausgeschalteten Betriebsmittels. Hier ist eine Differenzierung zwischen Ein- und Ausschalten durch unterschiedliche Zuverlässigkeitskenndaten möglich.

#### *4.2.1.2.12 Versehentliche Ausschaltung des Reservebetriebsmittels während geplanter Ausschaltung*

Im Rahmen von geplanten Ausschaltungen eines Betriebsmittels kommt es wesentlich häufiger zu einer versehentlichen Ausschaltung des Reservebetriebsmittels, als dies unter der Annahme der Fall wäre, daß beide Vorgänge voneinander unabhängig sind. Die Ursache ist die

räumliche Nähe des ausgeschalteten Betriebsmittels und des Reservebetriebsmittels /Bitzer 1981/.

#### 4.2.1.2.13 Schalterversager

Dieses Ausfallmodell beschreibt den Fall, daß eine angeforderte Aus- oder Einschaltung aufgrund eines Schalterdefekts nicht ausgeführt werden kann. Es ist damit auch für Wiederversorgungsmaßnahmen interessant, da eine korrektive Schalthandlung eventuell nicht durchgeführt werden kann. In der VDEW Störungs- und Schadensstatistik wird allerdings weder nach Schalterarten noch nach Schalthandlungen differenziert. Unterschieden werden können lediglich Leistungsschalterversager /Böse 1997/ bei Ausschaltung eines Kurzschlusses von Schalterversagern im Normalbetrieb.

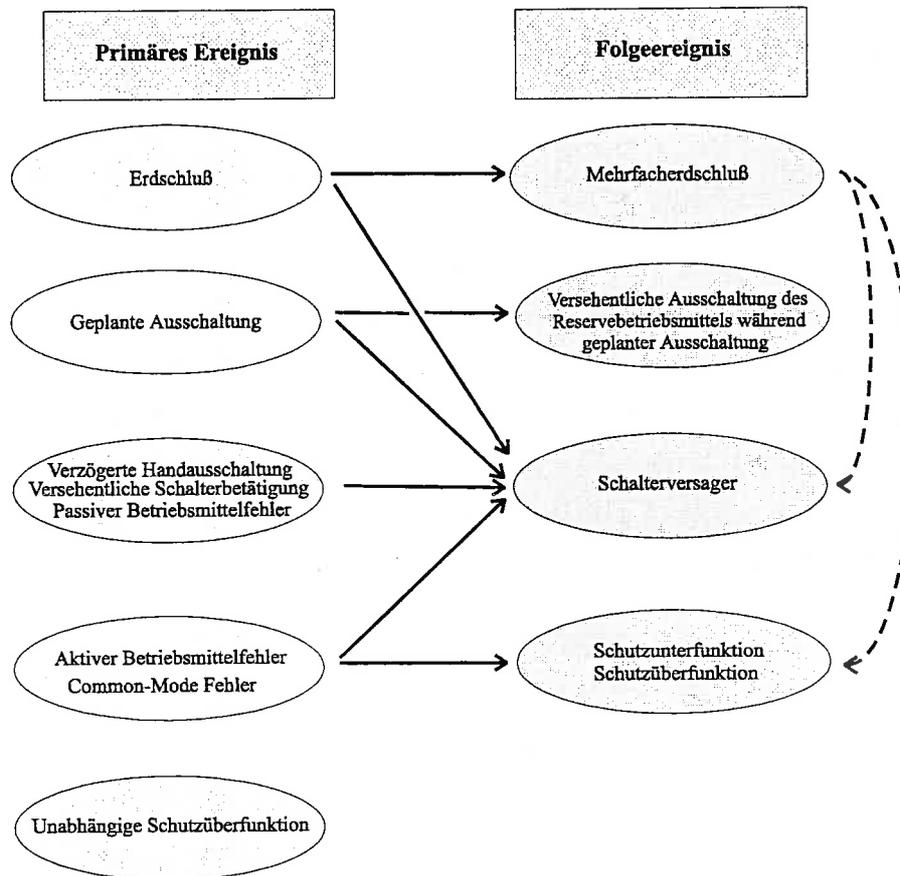
#### 4.2.1.3 Zuordnung der Ausfallmodelle

Die Ausfallmodelle und die zugehörigen Zuverlässigkeitskennndaten lassen sich entsprechend Tabelle 4.1 den Betriebsmitteln, Schaltgeräten sowie Schutzeinrichtungen bzw. Schutzsystemen zuordnen.

**Tabelle 4.1: Zuordnung der einzelnen Ausfallmodelle**

Betriebsmittel	Schaltgeräte	Schutzeinrichtung/ Schutzsystem
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Aktiver Betriebsmittelfehler</li> <li>• Passiver Betriebsmittelfehler</li> <li>• Common-Mode Ausfall</li> <li>• Erdschluß</li> <li>• Mehrfacherdschluß mit Mehrfachausfall</li> <li>• Verzögerte Handausschaltung</li> <li>• Geplante Ausschaltung</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Versehentliche Schalterbetätigung</li> <li>• Versehentliche Ausschaltung des Reservebetriebsmittels während geplanter Ausschaltung</li> <li>• Schalterversager</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Unabhängige Schutzüberfunktion</li> <li>• Schutzüberfunktion</li> <li>• Schutzunterfunktion</li> </ul>

Bild 4.2 zeigt die Beziehungen zwischen den Ausfallmodellen. Man unterscheidet zwischen Ausfallmodellen, die primäre Ereignisse beschreiben und solchen, die Folgeereignisse beschreiben, die zur Ausweitung von Störungen führen. Die gestrichelten Verbindungen zeigen an, daß es auf der Basis eines primären Ereignisses zu mehreren Folgeausfällen kommen kann.



**Bild 4.2: Verknüpfung der verschiedenen Ausfallmodelle**

#### 4.2.2 Das Kraftwerksmodell

Das Programmsystem ZuBer wurde ursprünglich zur Berechnung der Zuverlässigkeit von 110-kV-Verteilungsnetzen konzipiert. Daher konnte bisher nur die Zuverlässigkeit des Netzes ohne Berücksichtigung des Erzeugungssystems berechnet werden. Dies ist im allgemeinen für die Analyse von Verteilungsnetzen ausreichend, da das in Westeuropa vorhandene sehr leistungsfähige, zuverlässige und im Normalbetrieb verhältnismäßig niedrig ausgelastete Übertragungsnetz eine zuverlässigkeitstechnische Entkopplung zwischen Verteilungs- und Erzeugungssystem bewirkt /Koglin 1991/.

Es gibt jedoch Netzformen, z. B. Inselnetze oder Industrienetze, bei denen für die Berechnung der Versorgungszuverlässigkeit der Verbraucher die Netzzuverlässigkeit nicht mehr unabhängig von der Zuverlässigkeit des Erzeugungssystems betrachtet werden kann. Aber auch bei Zuverlässigkeitsbetrachtungen der Verbundnetzebene, wo weniger die Versorgungszuverlässigkeit von Endkunden eine Rolle spielt als beispielsweise die Frage, wie häufig und für wel-

chen Zeitraum ein Bezug aus dem Fremdnetz erforderlich ist, kann die Netzzuverlässigkeit nicht mehr getrennt von der Zuverlässigkeit des Erzeugungssystems betrachtet werden.

Als Kraftwerksmodell sind das 2-Zustandsmodell, das 4-Zustandsmodell /Billinton 1996/ sowie das 6-Zustandsmodell /Danda 1982/ denkbar. Da die Kraftwerksnachbildung mit jedem zusätzlichen Zustand der Realität näher kommt, wurde das 6-Zustandsmodell gewählt (siehe Bild 4.3).

Das 6-Zustandsmodell für Kraftwerke bildet zusätzlich zum Ausfallverhalten auch den Kraftwerksbedarf nach. Hier wird zwischen Zuständen, in denen ein Bedarf für das Kraftwerk vorliegt und solchen, in denen das Kraftwerk nicht zur Deckung des Bedarfs an elektrischer Energie benötigt wird (z. B. in Schwachlastzeiten) unterschieden. Diese Erweiterung des Modells ist besonders bei der Nachbildung von Mittel- und Spitzenlastkraftwerken (ca. 4000 bzw. ca. 300 Betriebsstunden pro Jahr) unabdingbar. Die mittlere Bedarfsdauer ist durch

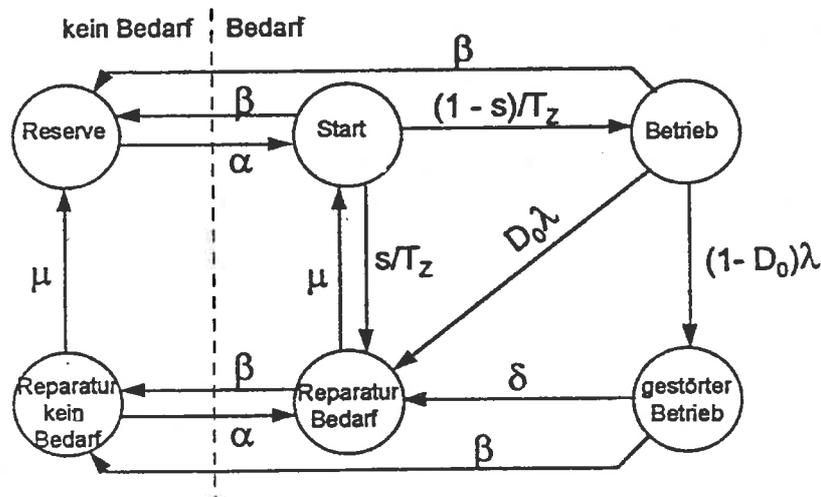
$$T_{\text{Bedarf}} = \frac{1}{\beta} \quad (\text{Gl. 4.2})$$

und die mittlere Dauer für die für das Kraftwerk kein Einsatzbedarf besteht durch

$$T_{\text{kein Bedarf}} = \frac{1}{\alpha} \quad (\text{Gl. 4.3})$$

gegeben.

Desweiteren wird im 6-Zustandsmodell für Kraftwerke die Möglichkeit eines Startversagers berücksichtigt. Dies ist vor allem bei der Nachbildung von Spitzenlastkraftwerken von Bedeutung (siehe Tabelle 10.6 im Anhang).



Zeichenerklärung:

$\lambda$ : Freigaberate,  $\mu$ : Instandsetzungsrate,  $\delta$ : Abschalttrate im gestörten Betrieb,  $s$ : Startversagerwahrscheinlichkeit,  $T_z$ : Anfahrzeit,  $D_0$ : Wahrscheinlichkeit für Sofortabschaltung,  $\alpha$ : Anforderungsrate „Bedarf“,  $\beta$ : Anforderungsrate „kein Bedarf“

**Bild 4.3:** Das 6-Zustandsmodell für Kraftwerke

Der Zustand "Start" weist dabei eine geringe Eintrittswahrscheinlichkeit auf. Bei Grundlastkraftwerken dauert er zwar bis zu mehreren Stunden an, wird dafür aber nur selten erreicht. Bei Spitzenlastkraftwerken dagegen wird er häufig erreicht, dauert aber nur wenige Minuten an. Wegen seiner geringen Wahrscheinlichkeit ist der Zustand "Start" für die Systemzuverlässigkeit des gesamten Energieversorgungsnetzes inklusive Kraftwerkspark daher von untergeordneter Bedeutung.

Der Zustand "Gestörter Betrieb" ist dagegen von weitaus größerer Bedeutung. Durch die Einführung dieses Zustandes ergeben sich für den Übergang vom Zustand "Betrieb" in den Zustand "Reparatur, Bedarf" zwei Möglichkeiten, deren Eintrittshäufigkeit durch die Wahrscheinlichkeit für eine Sofortabschaltung  $D_0$  gegeben ist. Zum einen kann ein Kraftwerk durch eine fehlerhafte Komponente direkt, also verzögerungsfrei in den Zustand "Reparatur, Bedarf" übergehen. Ein Beispiel für einen solchen Übergang wäre ein geplatztes Kesselrohr. Es gibt aber auch Komponentenfänger, wie zum Beispiel der Ausfall der Entstickungsanlage, bei denen vor dem Zustand "Reparatur, Bedarf" der Zustand "Gestörter Betrieb" durchlaufen wird. In diesem Zustand muß der Kraftwerksblock zwar unbedingt abgeschaltet werden, dies kann aber mit einer gewissen Verzögerung geschehen. Für diese Dauer steht dann noch die gesamte Leistung des Kraftwerksblocks zur Verfügung. Bei Mittelastkraftwerken sind das im Mittel immerhin 16 Stunden. In dieser Zeit können im Netz Umschaltungen erfolgen, Verbindungen zu benachbarten Netzen hergestellt oder auch Reservekraftwerke angefahren werden, so daß in den meisten Fällen eine Versorgungsunterbrechung oder ein Fremdnetzbezug ver-

mieden werden kann. Bedenkt man weiterhin, daß die Wahrscheinlichkeit für eine Sofortabschaltung bei Grundlastkraftwerken 59 % und bei Spitzenlastkraftwerken lediglich 10 % beträgt, so erkennt man, daß bei einer Vielzahl von Kraftwerksstörungen noch Zeit verbleibt um durch präventive Maßnahmen die Folgen des Kraftwerksausfalls zu begrenzen.

### 4.3 Leistungszuteilung

Zur Berechnung der lastknotenspezifischen Zuverlässigkeitskenngrößen müssen die Folgen von Ausfällen für die Versorgung der Lastknoten bestimmt werden. Benötigt wird demnach ein Leistungszuteilungsmodell, das es gestattet, Betriebsmittelüberlastungen oder Verletzungen des zulässigen Spannungsbandes in nicht bereitgestellte Leistung an den Lastknoten umzusetzen, bzw. den Lasten die zur Verfügung stehende Leistung zuzuteilen.

Der Einfluß der Leistungszuteilungsmodelle auf die Zuverlässigkeitskenngrößen "Unterbrochene Leistung" und "Nicht zeitgerecht gelieferte Energie" ist erheblich, so daß ihnen ebensolche Aufmerksamkeit gewidmet werden muß.

Die Leistungszuteilungsmodelle sind abhängig von den im Netz vorhandenen Möglichkeiten zum Lastabwurf und von den Möglichkeiten, die das Berechnungsverfahren bietet. Zunächst sind natürlich im Netz vorgesehene Lastabwurfstrategien zu berücksichtigen. Falls derartige Strategien nicht vorhanden sind oder die Maßnahmen nicht den gewünschten Erfolg zeigen, sind folgende Modelle denkbar:

- Leistungszuteilungsmodell 1

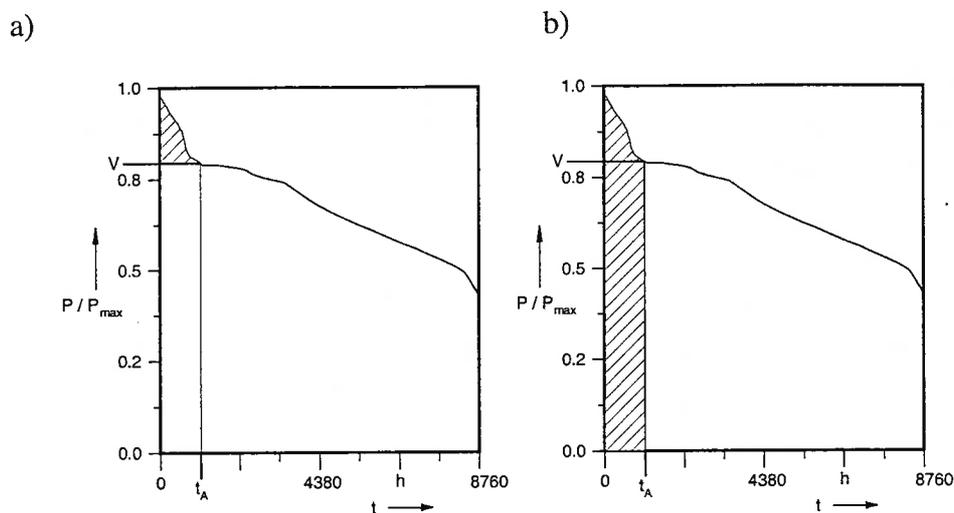
Dieses sehr einfache Modell geht davon aus, daß ein beliebig fein abstufbarer Lastabwurf möglich ist. Den Lastknoten wird dann genau die Leistung zugeteilt, die das Netz gerade noch ohne Überschreitung der Belastbarkeit der Betriebsmittel oder sonstiger Grenzwertverletzungen liefern kann. In einem unterversorgten Netzbereich kann ein prozentualer Ausgleich und damit eine Aufteilung des Defizits auf alle betroffenen Kunden erfolgen. Für den Fall, daß ein kontinuierlicher Lastabwurf in der Realität nicht möglich ist, können teilversorgte Lasten auch als vollständig unversorgt betrachtet werden.

- Leistungszuteilungsmodell 2

Dieses Modell geht davon aus, daß im gestörten Betrieb Betriebsmittelüberlastungen bis zu einer Höhe in Kauf genommen werden, die eine sofortige Ausschaltung entweder von Hand oder durch den Netzschutz erforderlich machen. Diese Annahme erscheint insofern realistisch, als der Netzbetriebsführung Maßnahmen zur Verbesserung des Lastflusses zur Verfügung

stehen, die im Rahmen von Zuverlässigkeitsanalysen oft nicht nachgebildet werden (z.B. Änderung des Kraftwerkseinsatzes zur Entlastung von Betriebsmitteln). Übersteigt die Auslastung jedoch die Grenze, an der der Netzschutz das Betriebsmittel auslöst, hat die Netzbetriebsführung keine Möglichkeit mehr einzugreifen. Eine Lastabwurfstrategie ist bei diesem Modell nicht erforderlich. Versorgungsunterbrechungen werden durch das Abtrennen des Lastknotens vom Netz hervorgerufen, wobei die Abtrennung entweder durch den stochastischen Ausfall eines Elementes oder durch den Folgeausfall durch Überlastung verursacht wird.

Die beiden unterschiedlichen Leistungszuteilungsmodelle werden in Bild 4.4 gegenübergestellt.



**Bild 4.4: Versorgungssituationen bei verschiedenen Leistungszuteilungsmodellen  
(Schraffur = unterbrochene Leistung)**

- a) Leistungszuteilungsmodell 1
- b) Leistungszuteilungsmodell 2

Welches Leistungszuteilungsmodell verwendet wird, hängt auch von der Sensibilität der Verbraucher gegenüber Teilversorgungen ab.

## 4.4 Wiederversorgung

### 4.4.1 Allgemeines

Der Betriebsführung stehen im Störfall eine Reihe von Maßnahmen zur Verfügung, um die Auswirkungen von Ausfällen zu vermindern oder zu beseitigen, bevor die Reparatur der ausgefallenen Elemente abgeschlossen ist und diese wieder in Betrieb gehen können.

Die Maßnahmen lassen sich unterteilen in quasi-stetig und diskret variierbare Parameter. Unter quasi-stetigen Parametern versteht man u. a. die Steuerung des Lastflusses durch Transformatorstufenschalter (Längs- und Querregelung) sowie Blind- und Wirkleistungseinspeisungsänderungen der Kraftwerke z.B. zur Verringerung oder Beseitigung von Überlastungen als Folge von Ausfällen. Unter diskreten Parametern werden Schaltmaßnahmen verstanden. Schaltmaßnahmen übersteigen meistens die Wirkungen quasi-stetiger Maßnahmen.

Die Realisierung von Betriebsführungsstrategien in Programmen zur Zuverlässigkeitsanalyse ist aufwendig, da die Algorithmen selbständig die am besten geeignete Maßnahme auswählen, durchführen und ihren Erfolg oder Mißerfolg in Bezug auf den Versorgungszustand der Kunden und die Vermeidung bzw. die Minderung von Betriebsgrenzverletzungen überprüfen müssen /Wellßow 1986/. Dies alles vor dem Hintergrund, daß aufgrund der großen Anzahl der zu untersuchenden Fehlerzustände nur eine sehr beschränkte Rechenzeit zur Verfügung steht. Wiederversorgungsmöglichkeiten und korrektive Maßnahmen sind zur Zeit ein aktuelles Thema des Fachforums „Zuverlässigkeitsberechnung“ der Deutschen Verbundgesellschaft e.V. (DVG). In diesem Fachforum wird unter der Mitwirkung von Netzbetreibern und Programmentwicklern versucht allgemein akzeptierte Standards zu erstellen /DVG 1997/.

### 4.4.2 Korrektive Schalthandlungen

#### 4.4.2.1 Allgemeines

Dieses Wiederversorgungsmodell umfaßt eine Fülle von möglichen Schaltmaßnahmen, die die Schaltleitung im Störfall ergreifen kann, um die Auswirkungen von Ausfällen zu begrenzen, zu mindern oder zu beseitigen. Um sie in einem Programm zur Zuverlässigkeitsanalyse nachzubilden, müßte theoretisch die gesamte Erfahrung und Intelligenz der Schaltleitung in Modelle oder Algorithmen abgebildet werden oder die Verfolgung aller denkbaren Schaltkombinationen durchgeführt werden, um eine möglichst optimale Störungsbehebungs-

strategie zu finden. Lösungsansätze hierzu finden sich z.B. in /Müller 1981/, /Medeiros 1987/, /Rumpel 1992/ /Yerima 1996/ und /Sorg 1999/.

Die optimale Störungsbehebungsstrategie zu definieren ist in vielen Fällen wegen einer Vielzahl von Freiheitsgraden und einer häufig nicht eindeutigen Wichtung von widersprüchlichen Zielen nicht möglich. Wichtig bei der Störungsbehebung ist die Wiedererlangung bzw. Erhaltung der Systemfunktion. Für Verteilnetze ist die Systemfunktion die Versorgung aller Kunden. Daraus folgt, daß in diesem Fall nicht die exakte Topologie nach Abschluß der Wiederversorgungsmaßnahmen, sondern der erreichte Versorgungszustand Ziel der Nachbildung in Zuverlässigkeitsanalysen ist.

Allgemein übliche Wiederversorgungsstrategien sollten von Zuverlässigkeitsberechnungsprogrammen beherrscht und ohne Zutun des Benutzers umgesetzt werden. Folgende Standardmaßnahmen sind in Programmen zur Zuverlässigkeitsberechnung zu berücksichtigen:

- Freischalten fehlerbetroffener Elemente,
- Wiederinbetriebnahme von intakten Teilen ausgefallener Auslösebereiche bei nicht selektiver Schutzabgrenzung,
- Einschaltung von betriebsmäßig ausgeschalteten Betriebsmitteln,
- Sammelschienenwechsel,
- Kupplung von betriebsmäßig getrennt betriebenen Mehrfachsammelschienen,
- Wiederversorgung durch Maßnahmen im nicht betrachteten Netz (In der Praxis handelt es sich hierbei häufig um die Aktivierung von Reserven im unterlagerten Netz, z.B. bei nur mit einem Stromkreis eingebundenen 110-kV-Umspann-Anlagen.),
- Einschaltung nach abgebrochener Wartung,
- Wiederkehr der Netzeinspeisung,
- Kupplung zu Nachbarnetzgruppen,
- Schließen oder Verlagern von Trennstellen in Ringen und Strängen,
- Notbetrieb über Umgehungsschienen,
- Zuschalten von Einspeisungen.

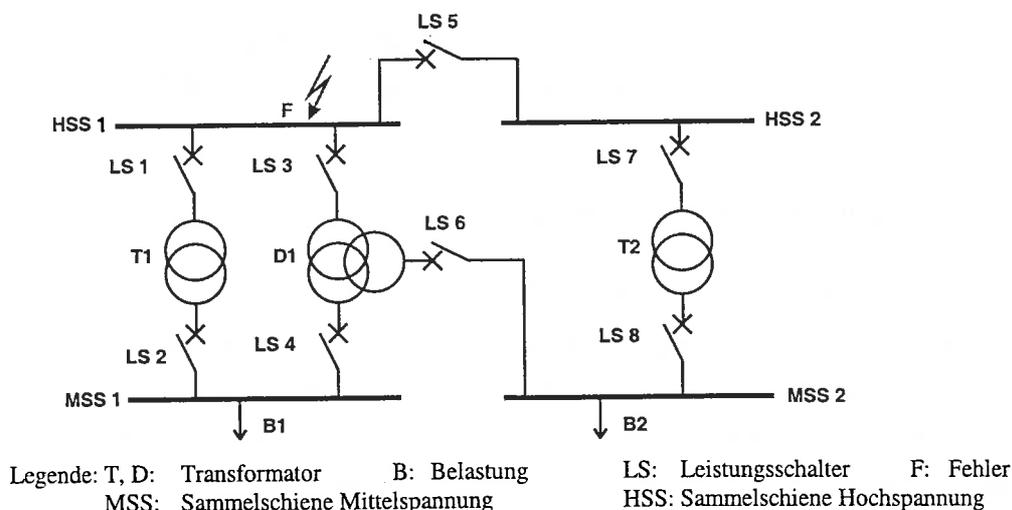
Bei anderen speziellen Schaltmaßnahmen wie z.B. Ausschaltungen von Betriebsmitteln, die zur Entlastung anderer Betriebsmitteln führen, handelt es sich um eher ungewöhnliche Strategien, die durch Algorithmen nur schwer und unter hohem Rechenaufwand nachbildbar sind.

Da solche Maßnahmen aber auch von dem jeweiligen Betriebsführungspersonal abhängig sein können, sollte zumindest eine benutzerdefinierte Definition von Maßnahmen möglich sein.

#### 4.4.2.2 Graphentheoretischer Ansatz

Beschrieben wird das Verfahren zur Suche nach geeigneten Einschaltmaßnahmen von Betriebsmitteln. Wiederversorgungsmaßnahmen wie Sammelschienenwechsel, Freischalten fehlerbetroffener Betriebsmittel und Wiederinbetriebnahme von intakten Teilen ausgefallener Auslösebereiche werden gesondert behandelt. Bei dem Verfahren handelt es sich um ein relativ einfaches, aber nicht zu unterschätzendes robustes Verfahren, das in chronologischer Reihenfolge vorgeht. Zunächst wird für den Störfall der Versorgungsgrad aller Lastknoten mittels der Netzzustandsanalyse nach Abschnitt 3.2 bestimmt. Alle Knoten erhalten je nach Netz-Topologie eine Teilnetzbezeichnung. Knoten an denen keine Last angeschlossen ist, erhalten den niedrigsten Versorgungsgrad der Lastknoten ihres jeweiligen Teilnetzes. Der Algorithmus sucht nun nach der am kürzesten dauernden Einschaltmaßnahme. Die Bedingung für die Einschaltung ist ein unterschiedlicher Versorgungsgrad der Anschluß-Knoten des einzuschaltenden Betriebsmittels. Nach jeder Schaltmaßnahme erfolgt eine neue Netzzustandsanalyse mit der Bestimmung von Versorgungsgraden und Teilnetzbezeichnungen. Bei Verschlechterung des Gesamtversorgungszustandes der Kunden wird die jeweils durchgeführte Schaltmaßnahme zurückgenommen. Die Suche und Durchführung von Schaltmaßnahmen erfolgt so lange, bis alle Kunden vollständig wiederversorgt sind, keine Schaltmaßnahmen mehr gefunden werden, oder die Aus-Dauer  $T_A$  der ausgefallenen Betriebsmittel erreicht ist. Das vorgestellte Verfahren ist in Bild 10.5 im Anhang zu sehen.

Ein Beispiel zu dem Algorithmus ist in Bild 4.5 und Tabelle 4.2 zu sehen. Dabei handelt es sich um zwei Mittelspannungsnetze unterschiedlicher Spannungsebene, die sich durch den Dreiwicklungstransformator  $D_1$  gegenseitig Reserve stellen. Zur übersichtlicheren Darstellung sind in Bild 4.5 keine Trennschalter dargestellt. Die Zustands-Änderungen der Topologie und des Versorgungsgrades  $V$  sind in Tabelle 4.2 fett dargestellt.



**Bild 4.5:** Beispiel zur Auffindung geeigneter Schaltmöglichkeiten zur Wiederversorgung

**Tabelle 4.2:** Ablauf von Schaltmaßnahmen zur Wiederversorgung

a) Schalterstellungen

Schalter	Schalterstellung Grundfall	Schalterstellung Ausfallzustand	Schalterstellung nach erster Schaltmaßnahme	Schalterstellung nach zweiter Schaltmaßnahme
LS1	Ein	<b>Aus</b>	Aus	Aus
LS2	Ein	Ein	Ein	Ein
LS3	Ein	<b>Aus</b>	Aus	Aus
LS4	Aus	Aus	Aus	<b>Ein</b>
LS5	Aus	Aus	Aus	Aus
LS6	Ein	Ein	Ein	Ein
LS7	Aus	Aus	<b>Ein</b>	Ein
LS8	Aus	Aus	<b>Ein</b>	Ein

b) Versorgungsgrade

Sammelschiene	Versorgungsgrad Grundfall	Versorgungsgrad Ausfallzustand	Versorgungsgrad nach erster Schaltmaßnahme	Versorgungsgrad nach zweiter Schaltmaßnahme
HSS1	1	<b>0</b>	0	0
HSS2	1	1	1	1
MSS1	1	<b>0</b>	0	<b>1</b>
MSS2	1	0	1	1

4.5 Nachbildung des Schutzverhaltens

In ZuBer erfolgt die Abgrenzung der Schutzauslösbereiche durch Schutzrelais, die für jeden Abgang eines Betriebsmittels eingegeben werden können. Dadurch können Schutzbereiche, die mehrere Betriebsmittel beinhalten, flexibel modelliert werden. Nachgebildet werden Distanz-, Überstrom- und Differentialschutzrelais. Bei den Distanzschutzrelais wird die Rich-

tung des Schutzes berücksichtigt. Bei Differentialschutzsystemen von Sammelschienen kann nachgebildet werden, ob der Differentialschutz für den Leitungsschutz Reserve stellt. Die Reservefunktion ist zur korrekten Nachbildung der Ausfallmodelle „Schutzversager“ und „Schaltversager“ von Bedeutung.

## 5 Auswertungen entsprechend spezieller Planungskriterien

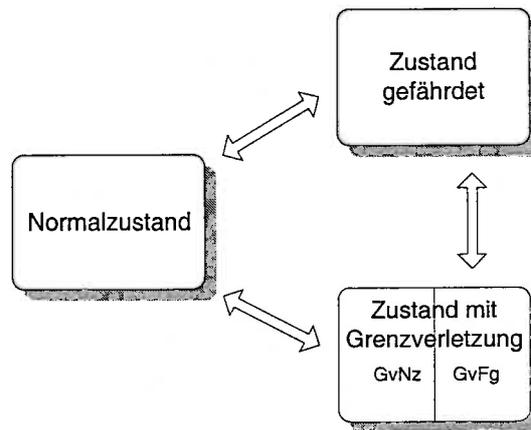
Der Ablauf der Berechnung der Zuverlässigkeitskenngrößen erfolgt in zwei getrennten Schritten.

Im ersten Schritt werden Ausfallkombinationen von Betriebsmitteln erzeugt, die Versorgungsgrade von Verbrauchern ermittelt und evtl. Wiederversorgungsmaßnahmen nachgebildet. Der Ablauf jeder Ausfallkombination wird in einer Datenbank abgelegt. Daraufhin kann das in der Datenbank protokollierte Ausfallgeschehen in einem zweiten Schritt rekonstruiert und differenziert ausgewertet werden, ohne erneute Berechnungen durchführen zu müssen. Beispielsweise können die Daten sämtlicher Ausfallkombinationen nach unterschiedlichen Kriterien gefiltert und sortiert, sowie zu netz- und verbraucherbezogenen Zuverlässigkeitskenngrößen akkumuliert werden.

Die Untersuchung von Planungskriterien geschieht mittels probabilistischer Ausfallsimulationsrechnung. Nach /Billinton 1994/ können mit diesem Verfahren auch deterministische ausfallorientierte Planungskriterien mittels sogenannter „well-being indices“ probabilistisch bewertet werden. Well-being Indices sind Zuverlässigkeitskenngrößen die z.B. die Wahrscheinlichkeiten (bzw. Häufigkeiten und Dauern) angeben, das sich ein Netz in einem bestimmten Zustand befindet. Die möglichen Netzzustände werden dazu je nach Erfüllung eines Planungskriteriums in verschiedene Zustandsklassen eingeteilt. Für die Untersuchung wurde dieses Modell auf die spezielle Problemstellung angepaßt. Bild 5.1 zeigt die verwendete Einteilung in Zustandsklassen.

Im „Normalzustand“ erfüllt das Netz das jeweilige Planungskriterium. Der Zustand „gefährdet“ ist durch Störungszustände gekennzeichnet, die das Planungskriterium noch abdeckt, das heißt bei dem noch keine Verletzung auftritt, bei denen aber ein weiteres Ereignis zur Verletzung des Planungskriteriums führen kann. Die Zustandsklasse „Grenzverletzung“ kann nur Störungszustände beinhalten, welche die Grenzen eines zu untersuchenden Planungskriteriums verletzen. Die Zustände der Zustandsklasse Grenzverletzung lassen sich unterteilen in Zustände die aus Zustandsübergängen ausgehend vom Normalzustand (GvNz) und als Folge

eines gefährdeten Zustandes (GvFg) entstehen. Für das (n-1)-Kriterium ergeben sich die Kenngrößen für Planungskriteriums-Nichterfüllung definitionsgemäß aus den Zuständen GvNz (unabhängige Einfachausfälle), für die übrigen Planungskriterien aus den Zuständen GvNz und GvFg. Die Kenngrößen der Zustandsklasse gefährdet werden aus den Ausfällen mit möglichen Folgezuständen GvFg ermittelt. Dabei hat der Zustandsklassenübergang vom Zustand gefährdet nach GvFg für das (n-1)-Kriterium ebenfalls durch einen unabhängigen Einfachausfall zu erfolgen.



Legende:

GvNz: Folgezustand des Normalzustandes,

GvFg: Folgezustand des gefährdeten Zustandes,

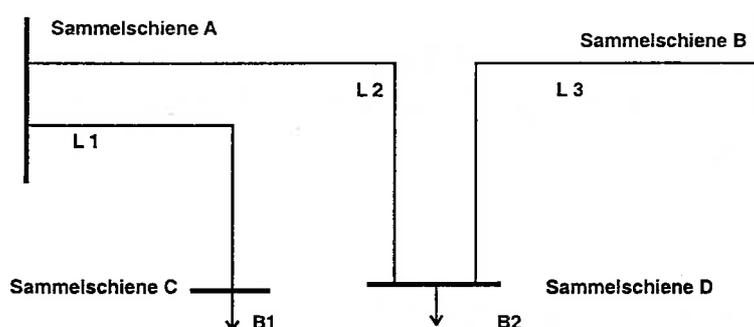
### Bild 5.1: Netz-Zustandsklassen für ausfallorientierte Planungskriterien

Ein Beispiel für den gefährdeten Zustand eines Planungskriteriums kann ein Erdschluß bei kompensiert betriebenen Netzen sein, wenn als Folgeereignis ein Mehrfacherdschluß auftreten kann, der eine Nichterfüllung des Kriteriums zur Folge hat. Weitere Beispiele für den Zustand gefährdet sind Ausfälle ohne Grenzverletzung mit dem möglichen Folgezustand eines weiteren Ausfalls mit daraus folgender Grenzverletzung, sowie der gestörte Kraftwerksbetrieb, der als Folge einen Ausfall des Kraftwerks mit Verletzung des Planungskriteriums hat.

Der Zustand Grenzverletzung nach den Ausfallarten Common-Mode, Schutz- bzw. Leistungsschaltversager oder Schutzüberfunktion, ergibt sich direkt aus dem „Normalzustand“ (GvNz), da für diese Ausfallarten kein länger andauernder gefährdeter Ausgangszustand vorliegen kann. Für diese Ausfallarten entfällt also die Berechnung des Zustandes gefährdet. Ausfälle nach den genannten Ausfallarten ohne Grenzverletzung können prinzipiell aber selbst als gefährdeter Zustand auftreten, wenn ein Folgeereignis von diesen Zuständen ausgehend zur Grenzverletzung führt.

Der Vorteil der Einführung eines Zustandes gefährdet liegt insbesondere in der Möglichkeit Netze probabilistisch quantitativ zu bewerten, für die keine Verletzung des zu untersuchenden Planungskriteriums (z.B. (n-1)-Kriterium) oder eine Verletzung erst bei höheren Ausfallordnungen vorliegt. Für die Untersuchung wird definiert, daß das zu untersuchende Netz sich im Grundzustand im Normalzustand und nicht im gefährdeten Betrieb befindet. Das Gegenteil kann beispielsweise dann der Fall sein, wenn ein unabhängiger Einfachausfall eines Betriebsmittels (z.B. Stickleitung) zur Nichterfüllung eines Planungskriteriums führt. Diese Ausfälle finden keine Berücksichtigung in der Berechnung des gefährdeten Zustandes.

Bild 5.2 zeigt eine kleine Netzanordnung als Beispiel. Untersucht man diese Anordnung auf die Erfüllung des (n-1)-Kriteriums und berücksichtigt nur unabhängige Leitungsausfälle bis zur zweiten Ordnung, so führt der Einfachausfall der Leitung L1 zu einer Versorgungsunterbrechung der Last B1 und damit zur Nichterfüllung des Kriteriums. Der Einfachausfall der Leitung L2 bzw. L3 führt dagegen zum gefährdeten Zustand für das (n-1)-Kriterium, da von diesem Zustand ausgehend ein weiterer unabhängig überlappender Einfachausfall von L3 bzw. L2 zur Versorgungsunterbrechung von B2 führen kann. Die überlappenden Ausfälle L1/L2 und L1/L3 lassen sich für das Kriterium der Zustandsklasse Grenzverletzung zuordnen. Der Zustand der zeitlichen Überlappung wird aber nicht den Kenngrößen für Nichterfüllung des (n-1)-Kriteriums (Ausfall nur eines Betriebsmittels) und wegen der Grenzverletzung auch nicht den Kenngrößen für gefährdeten Zustand zugeteilt.



**Bild 5.2:** Beispielnetz zur Einteilung von Netz-Zustandsklassen für ausfallorientierte Planungskriterien

## 6 Berechnung der System-Zuverlässigkeitskenngrößen

Als quantitatives Maß für die Zuverlässigkeit eines Netz bestimmt das Programmsystem ZuBer die folgenden sechs Zuverlässigkeitskenngrößen:

- Unterbrechungshäufigkeit  $H_U$ , angegeben in  $1/a$
- Unterbrechungsdauer  $T_U$ , angegeben in h
- Nichtverfügbarkeit  $Q_U$ , angegeben in h/a oder min/a
- Unterbrochene Leistung  $L_U$ , angegeben in MVA/a
- Nicht zeitgerecht gelieferte Energie  $E_U$ , angegeben in MVAh/a
- Unterbrechungskosten  $K_U$ , angegeben in DM/a

Diese Kenngrößen können dabei sowohl für einzelne Lasten als auch für das gesamte zu untersuchende Netz ermittelt werden. Dabei können sie noch nach verursachenden Betriebsmitteln und Ausfallmodellen differenziert ausgegeben werden.

Während im Enumerationsteil von ZuBer lediglich der Erwartungswert und die Streuung der Zuverlässigkeitskenngrößen ermittelt werden kann, liefert der Simulationsteil auch die stochastischen Verteilungen der Zuverlässigkeitskenngrößen. Dies ist sinnvoll, da es sich bei den Verteilungen der Zuverlässigkeitskenngrößen um extrem schiefe Verteilungen handelt. Ein Vergleich von Zuverlässigkeitskenngrößen allein durch den Vergleich von Erwartungswerten kann unzureichend sein.

Analog den oben beschriebenen Zuverlässigkeitskenngrößen können ebenfalls die Well-Being-Indices und ihre Verteilungen für die Nichterfüllung ausfallorientierter Planungskriterien bestimmt werden.

## 7 Untersuchung von Planungskriterien

### 7.1 Allgemeines

#### 7.1.1 Netzdaten

Untersucht wurden fünf Netze verschiedener Spannungsebenen. Eine Netzstatistik zeigt Tabelle 7.1.

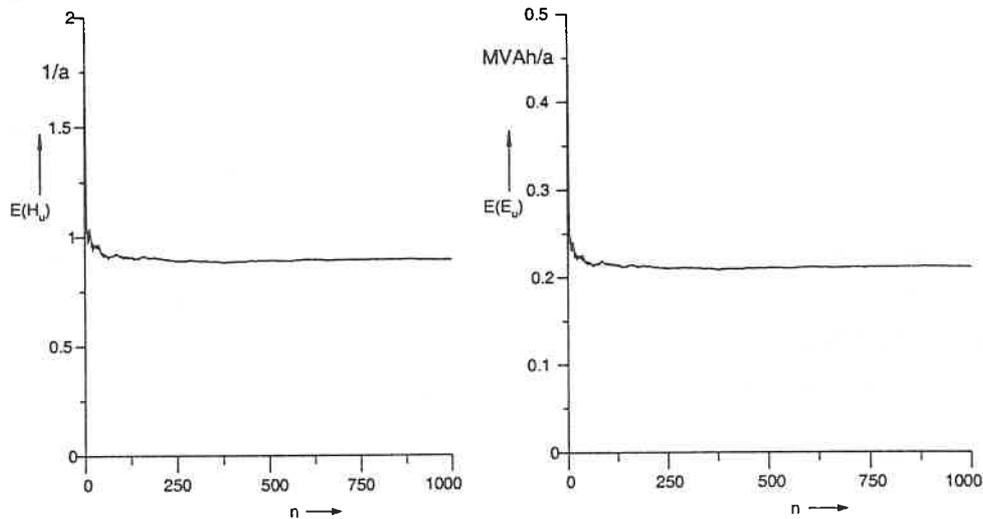
**Tabelle 7.1 Netzdaten der Untersuchung**

Netz	Stromkreislänge in km	Knoten- anzahl	Spitzenlast P in MW	Spitzenlast Q in Mvar
Ländliches 110-kV-Netz / Erdschlußkompensation	1204,1	150	1239,8	403,5
Städtisches 110-kV-Netz / niederohmige Sternpunktterdung	443,3	77	858,8	312,5
Städtisches Mittelspannungsnetz	55,8	125	97,7	51,7
Ländliches Mittelspannungsnetz	166,2	165	33,7	16,3
380-/220-kV-Verbundnetz	2062,3	126	3569,0	472,0

Bei den durchgeführten Untersuchungen wurden die Systemgrenzen für alle Netze einheitlich gewählt. Die Systemgrenzen für unterlagerte Netze wurden einheitlich auf der Oberspannungsseite der in unterlagerte Netze einspeisenden Transformatoren gewählt. Mit dieser Nachbildung werden die Einspeisungen unterlagerter Netze als Lasten nachgebildet und für diese Zuverlässigkeitskenngrößen ermittelt. Deshalb wird im folgenden für die Lasten der Hoch- und Höchstspannungsnetze im Gegensatz zu den Lasten der Mittelspannungsnetze nicht der Begriff Kunde gebraucht. Die Redundanz unterlagerter Netze wird mit der beschriebenen Modellierung nicht berücksichtigt. Überlagerte Netze werden ausfallbehafet modelliert, wobei nur einige direkt angrenzende Betriebsmittel nachgebildet werden (siehe Netzpläne in Bild 10.6 - Bild 10.10). Die nicht direkt nachgebildeten Betriebsmittel werden durch Ersatzzweige modelliert, die sich aus einer Lastfluß- und Kurzschlußstrom-Reduktion ergeben.

### 7.1.2 Randbedingungen der Simulation

Die Berechnungen erfolgten mittels Monte-Carlo-Simulation mit  $n = 1000$  Simulationsspielen und einem Betrachtungszeitraum von  $T = 20a$ . Bild 7.1 zeigt als Beispiel den Verlauf der Erwartungswerte von Unterbrechungshäufigkeit und nicht zeitgerecht gelieferter Energie des Lastknoten Nr.6 des ländlichen Mittelspannungsnetzes in Abhängigkeit der Spielanzahl  $n$ . Man erkennt, daß die Anzahl der Simulationsspiele für dieses Beispiel ausreichend ist.

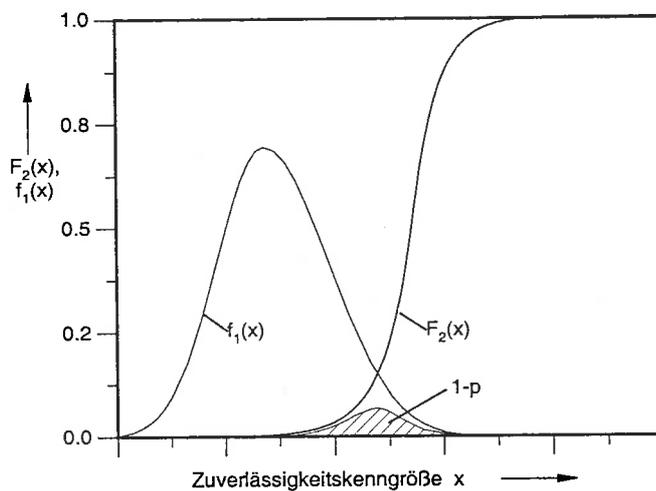


**Bild 7.1: Erwartungswertverlauf von Unterbrechungshäufigkeit und nicht zeitgerecht gelieferter Energie in Abhängigkeit der Anzahl von Simulationsspielen**

**7.1.3 Signifikanztest**

Für den Vergleich von Zuverlässigkeitskenngrößen wird ein Signifikanztest durchgeführt. Das heißt, es wird aus den Verteilungsfunktionen  $f_1$  und  $f_2$  die Wahrscheinlichkeit  $p$  nach Gl. 7.1 errechnet, daß beispielsweise wie in Bild 7.2, dargestellt, die Realisation  $x_2$  einer Zufallsvariablen größer gleich der Realisation der Zufallsvariablen  $x_1$  ist [Wellßow 1986/]. Für identische Verteilungsfunktionen ergibt sich eine Wahrscheinlichkeit von  $p = 50\%$ .

$$p(x_2 \geq x_1) = 1 - \int_0^{\infty} f_1(x) F_2(x) dx \tag{Gl. 7.1}$$



**Bild 7.2 Dichtefunktionen von zwei Zuverlässigkeitskenngrößen**

Für den Signifikanztest werden Signifikanzklassen gebildet, indem die Wahrscheinlichkeit  $p$  nach Gl. 7.1 in Intervalle eingeteilt wird. Zur Darstellung werden Pfeilsymbole eingeführt, die auf das jeweils strengere Kriterium zeigen und deren Anzahl anzeigt, wie signifikant unterschiedlich die Kriterien sind:

•:	kein signifikanter Unterschied	$(p < 70 \%)$
↑:	niedriges Signifikanzniveau	$(70 \% < p < 85 \%)$
↑↑:	mittleres Signifikanzniveau	$(85 \% < p < 95 \%)$
↑↑↑:	hohes Signifikanzniveau	$(95 \% < p)$

#### 7.1.4 Interpretation von Planungskriterien

In Kapitel 2 wird darauf hingewiesen, daß Planungskriterien durchaus unterschiedlichen Interpretationsspielraum aufweisen. Beispielsweise wird für das (n-1)-Kriterium je nach Spannungsebenen unterschieden, ob Sammelschienenanfälligkeiten oder schaltbare Redundanz Berücksichtigung finden. Diese Unterscheidungen werden auch hier getroffen, wobei die Kombination Berücksichtigung von Sammelschienenanfälligkeiten und keine Berücksichtigung von Schaltmaßnahmen nicht betrachtet wird, da ein Lastknoten immer bei dem Ausfall der speisenden Sammelschiene eine Versorgungsunterbrechung erhält. Analog zum (n-1)-Kriterium erfolgt auch für das original und das erweiterte Zollenkopf-Kriterium eine Unterscheidung bei der Berücksichtigung von Sammelschienenanfälligkeiten. Für die Hoch- und Höchstspannungsnetze wurden folgende Modifikationen ausfallorientierter Kriterien untersucht:

- n-1a: (n-1)-Kriterium, mit Berücksichtigung von Sammelschienenanfälligkeiten, mit Berücksichtigung schaltbarer Redundanz
- n-1b: (n-1)-Kriterium, ohne Berücksichtigung von Sammelschienenanfälligkeiten, mit Berücksichtigung schaltbarer Redundanz
- n-1c: (n-1)-Kriterium, ohne Berücksichtigung von Sammelschienenanfälligkeiten, ohne Berücksichtigung schaltbarer Redundanz
- Za: Original Zollenkopf-Kriterium, mit Berücksichtigung von Sammelschienenanfälligkeiten
- Zb: Original Zollenkopf-Kriterium, ohne Berücksichtigung von Sammelschienenanfälligkeiten
- Zc: Erweitertes Zollenkopf-Kriterium, mit Berücksichtigung von Sammelschienenanfälligkeiten
- Zd: Erweitertes Zollenkopf-Kriterium, ohne Berücksichtigung von Sammelschienenanfälligkeiten
- P: Ausfallorientierter probabilistischer Grenzwert von  $E_{U \text{ grenz A}} = 400 \text{ kVAh/a}$
- n-BI: n-größter Block
- N: NORDEL-Planungskriterien (Untersuchung nur für Höchstspannungsnetz)

Starker Interpretationsspielraum besteht auch bei den Planungskriterien der NORDEL. Beispielsweise wird hier zwischen lokalen und regionalen Auswirkungen unterschieden. Eine Definition für mitteleuropäische Verbundnetze ist dabei aber ungleich schwerer als für das nordische Verbundnetz mit deutlichen Lastschwerpunkten in der Mitte und im Süden und Einspeisungsschwerpunkten vorwiegend im Norden und Westen /Holmberg 1996/. Für die Untersuchung wurde der Radius, von Auswirkungen die noch als lokal gewertet werden, zu 50 km und der regionale Radius zu 100 km gewählt. Eine Nachbildungsschwierigkeit besteht weiterhin in der Berücksichtigung der transienten Stabilität, die sowohl für Spannung als auch Frequenz in die NORDEL-Planungskriterien eingeht.

Ähnlich wie für die Hoch- und Höchstspannungsnetze wurden für die Mittelspannungsnetze ebenfalls verschiedene Modifikationen der Planungskriterien untersucht:

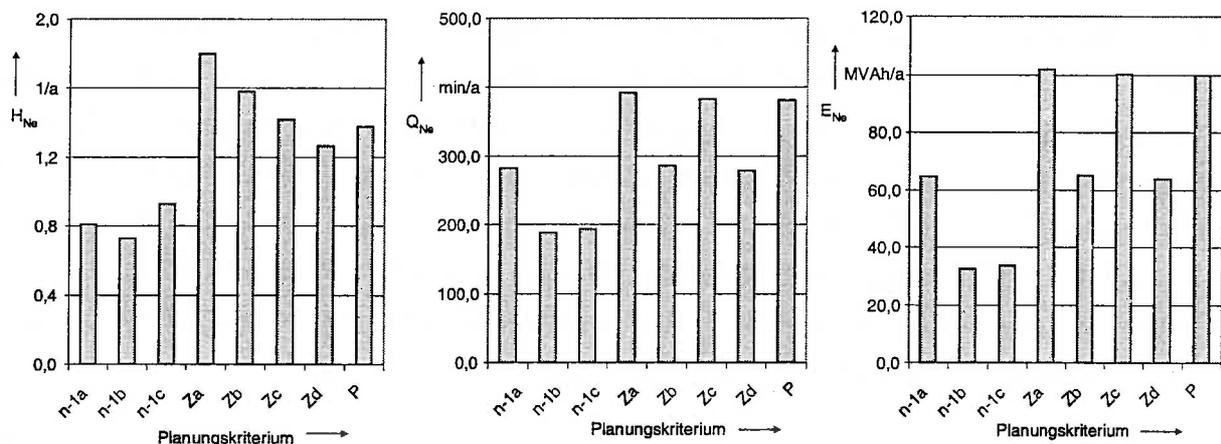
- n-1a: (n-1)-Kriterium, mit Berücksichtigung von Ortsnetzstationsausfällen, max. zulässige Dauer von Versorgungsunterbrechungen = 1 h städtisch bzw. 1,5 h ländlich.
- n-1b: (n-1)-Kriterium, ohne Berücksichtigung von Ortsnetzstationsausfällen, max. zulässige Dauer von Versorgungsunterbrechungen = 1 h städtisch bzw. 1,5 h ländlich
- n-1c: (n-1)-Kriterium mit Berücksichtigung von Ortsnetzstationsausfällen, max. zulässige Dauer von Versorgungsunterbrechungen = 2 h städtisch bzw. 2,5 h ländlich
- n-1d: (n-1)-Kriterium ohne Berücksichtigung von Ortsnetzstationsausfällen, max. zulässige Dauer von Versorgungsunterbrechungen = 2 h städtisch bzw. 2,5 h ländlich
- Za: Original Zollenkopf-Kriterium mit Berücksichtigung von Ortsnetzstationsausfällen
- Zb: Original Zollenkopf-Kriterium ohne Berücksichtigung von Ortsnetzstationsausfällen
- Zc: Erweitertes Zollenkopf-Kriterium mit Berücksichtigung von Ortsnetzstationsausfällen
- Zd: Erweitertes Zollenkopf-Kriterium ohne Berücksichtigung von Ortsnetzstationsausfällen
- P: Ausfallorientierter probabilistischer Grenzwert von  $E_{U \text{ grenz A}} = 400 \text{ kVAh/a}$

Die Werte für die Zeitbegrenzungen für die Modifikationen des (n-1)-Kriteriums beziehen sich auf mittlere Dauern zur Durchführung von Schaltmaßnahmen (1 h städtisch bzw. 1,5 h ländlich) und zur provisorischen Wiederversorgung (2 h städtisch bzw. 2,5 h ländlich).

## 7.2 Grundvariante des 110-kV-Netzes mit Erdschlußkompensation

### 7.2.1 Ausfallorientierte Planungskriterien

Bild 7.3 zeigt die kumulierte Häufigkeit, die Wahrscheinlichkeit und die nicht zeitgerecht gelieferte Energie für alle Ausfälle mit Nichterfüllung ausfallorientierter Planungskriterien des 110-kV-Netzes mit Erdschlußkompensation. Da das Netz nur sehr wenige kleine Kraftwerkeinspeisungen enthält, wird das Kriterium n-größter Block nicht verletzt. Die dann folgenden nächst größeren Werte für die Häufigkeiten der Nichterfüllung der Planungskriterien ergeben sich, unabhängig davon, ob Sammelschienausfälle und schaltbare Redundanz mit in die Betrachtung bezogen werden, für das (n-1)-Kriterium und die größten Werte für das original Zollenkopf-Kriterium. Die Wahrscheinlichkeit und Energie für die Nichterfüllung der Planungskriterien wird aufgrund relativ langer Aus-Dauern von Sammelschienen (Einfach-sammelschienen ausfälle) wesentlich davon beeinflusst, ob Sammelschienen ausfälle mit in die Betrachtung einbezogen werden.



**Bild 7.3: Ergebnisse ausfallorientierter Planungskriterien**

Die Werte für die Modifikationen des (n-1)-Kriteriums mit Schalthandlungen (n-1a, n-1b) ergeben sich vorwiegend aus unabhängigen Einfachausfällen von Stickleitungen und Ausfällen von Einfachsammelschienen bei Berücksichtigung von Sammelschienen ausfällen (Modifikation n-1a). Werden für das (n-1)-Kriterium Schaltmaßnahmen nicht berücksichtigt (n-1c) ergibt sich eine höhere Häufigkeit der Nichterfüllung des Kriteriums gegenüber den beiden übrigen Modifikationen des (n-1)-Kriteriums. Die höhere Häufigkeit wird durch Einfachausfälle von Betriebsmitteln begründet, die zu einer Versorgungsunterbrechung führen welche nach der Durchführung von Schalthandlungen zur Wiederversorgung (z.B. Leitungsausfall einer H-Schaltung mit offener Kupplung /Böse 1998/) behoben ist. Die Wahrscheinlichkeit

und die Energie der Ausfallkombinationen mit Nichterfüllung des Kriteriums n-1c sind durch relativ kurze Dauern der Maßnahmen nur geringfügig höher als beim Kriterium n-1b.

Die Unterschiede zwischen den probabilistischen Kriterien und den Modifikationen des (n-1)-Kriteriums ergeben sich zu einem großen Teil dadurch, daß bei der Untersuchung des (n-1)-Kriteriums nur unabhängige Einfachausfälle Berücksichtigung finden, während für die übrigen Planungskriterien auch Ausfälle anderer Ausfallmodelle (z.B. Common-Mode, Schutzversager, Mehrfacherdschluß) und überlappende unabhängige Einfachausfälle eine Rolle spielen. Aber auch unabhängige Einfachausfälle können insbesondere für das original Zollenkopf-Kriterium zur Nichterfüllung führen, da die Durchführung mancher Schaltmaßnahmen verglichen mit der unterbrochenen Leistung zur Erfüllung des Kriteriums zuviel Zeit beanspruchen. Da die Grenzkurve des original Zollenkopf-Kriteriums weitgehend unter der Grenzkurve des erweiterten Zollenkopf-Kriteriums liegt (vgl. Bild 2.2), weist das erweiterte Zollenkopf-Kriterium gegenüber dem original Zollenkopf-Kriterium eine geringere Häufigkeit auf. Die Werte für die Wahrscheinlichkeit und die Energie des erweiterten Kriteriums liegen nur geringfügig unter dem original Zollenkopf-Kriterium, da der Hauptanteil dieser Werte aus Ausfällen (z.B. Common-Mode-Ausfälle) resultiert, die bei beiden Kriterien zur Nichterfüllung führen. Die Nichterfüllung des probabilistischen Kriteriums P ist vergleichbar mit dem erweiterten Zollenkopf-Kriterium Zc. Da der Grenzwert der Energie des Kriteriums P mit  $E_{U \text{ grenz}} = 400 \text{ kVAh/a}$  über dem Grenzwert des erweiterten Zollenkopf-Kriteriums mit  $E_{U \text{ grenz}} = 333 \text{ kVAh/a}$  liegt und zusätzlich für das erweiterte Zollenkopf-Kriterium eine Grenze  $T_{U \text{ grenz}} = 8 \text{ h}$  gilt, liegen die Werte für Nichterfüllung des probabilistischen Kriteriums P etwas unter den Werten für das erweiterte Zollenkopf-Kriterium Zc.

Tabelle 7.2 zeigt die Ergebnisse des nach Gl. 7.1 durchgeführten Signifikanztests, der für die unterschiedlichen Planungskriterien für die beiden Kenngrößen Häufigkeit und nicht zeitgerecht gelieferte Energie der Ausfälle mit Nichterfüllung der Planungskriterien durchgeführt wurde. Die obere Dreiecksmatrix der Tabelle verwendet dabei die Häufigkeit und die untere Dreiecksmatrix die nicht zeitgerecht gelieferte Energie als entscheidende Kenngröße für den Signifikanztest.

**Tabelle 7.2: Vergleich der ausfallorientierten Planungskriterien in bezug auf signifikante Unterschiede**

$E_{Ne} \setminus H_{Ne}$	n-1a	n-1b	n-1c	Za	Zb	Zc	Zd	P
n-1a		•	•	↑↑↑	↑↑↑	↑↑	↑↑	↑↑↑
n-1b	↑		↑	↑↑↑	↑↑↑	↑↑↑	↑↑	↑↑↑
n-1c	↑	•		↑↑↑	↑↑↑	↑↑	↑	↑↑
Za	←	←←←	←←←		•	←	←←	←←
Zb	•	←←	←←	↑		←	←	←
Zc	←	←←←	←←←	•	←		•	•
Zd	•	←←	←←	↑	•	↑		•
P	←	←←←	←←←	•	←	•	←	

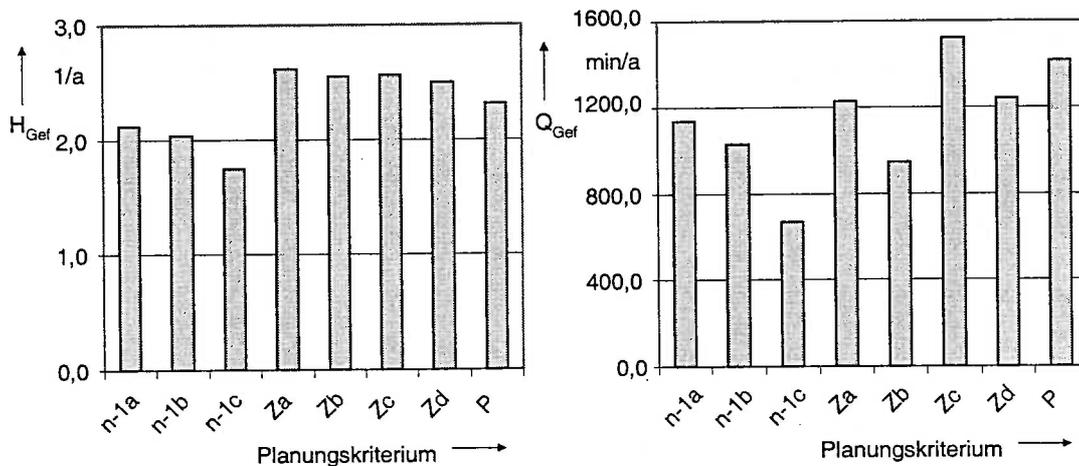
Legende: Die Pfeilsymbole zeigen auf das strengere Kriterium mit p nach (Gl. 7.1):

- : kein signifikanter Unterschied ( $p < 70 \%$ )
- ↑: niedriges Signifikanzniveau ( $70 \% < p < 85 \%$ )
- ↑↑: mittleres Signifikanzniveau ( $85 \% < p < 95 \%$ )
- ↑↑↑: hohes Signifikanzniveau ( $95 \% < p$ )

Der Signifikanztest spiegelt die Aussagen von Bild 7.3 wieder. Es zeigt sich, daß der Signifikanztest, der für die Kenngröße nicht zeitgerecht gelieferte Energie durchgeführt wird, meist dieselben Tendenzen aufweist, wie der Signifikanztest für die Kenngröße Häufigkeit. Die Unterschiede sind aber teilweise mehr, teilweise weniger signifikant als für die Häufigkeit. Für den Vergleich Zb/Zc bzw. Zb/P ergeben sich sogar unterschiedliche Ergebnisse des Signifikanztest. Aus diesem Grund ist vom jeweiligen Planer zu entscheiden, welche Kenngröße bedeutender bei der Bewertung ist.

## 7.2.2 Gefährdeter Zustand

Bild 7.4 zeigt die Häufigkeit und Wahrscheinlichkeit dafür, daß sich das 110-kV-Netz mit Erdschlußkompensation, in einem für die Erfüllung von Planungskriterien gefährdeten Zustand befindet. Man erkennt für den gefährdeten Zustand ähnliche Tendenzen, wie für die Nichterfüllung der Planungskriterien. Ein Teil der Netzzustände gilt für die Erfüllung aller untersuchten Planungskriterien als gefährdet, da eine Folge des jeweiligen Zustandes zu einer Grenzverletzung aller Kriterien führen kann. Ein Beispiel dafür kann ein unabhängiger Ausfall einer Leitung eines nur über zwei Leitungen eingebundenen Lastknotens sein, die alleine noch nicht zu einer Versorgungsunterbrechung und somit hier auch zu keiner Verletzung eines Planungskriteriums führt, während der unabhängige überlappende Ausfall beider Leitungen bei allen Kriterien eine Grenzverletzung zur Folge hat. Die Wahrscheinlichkeit für den Zustand gefährdet ist durch relativ lange Aus-Dauern von Sammelschienen stärker als die Häufigkeit davon abhängig, ob Sammelschienenausfälle für das jeweilige Kriterium Berücksichtigung finden.



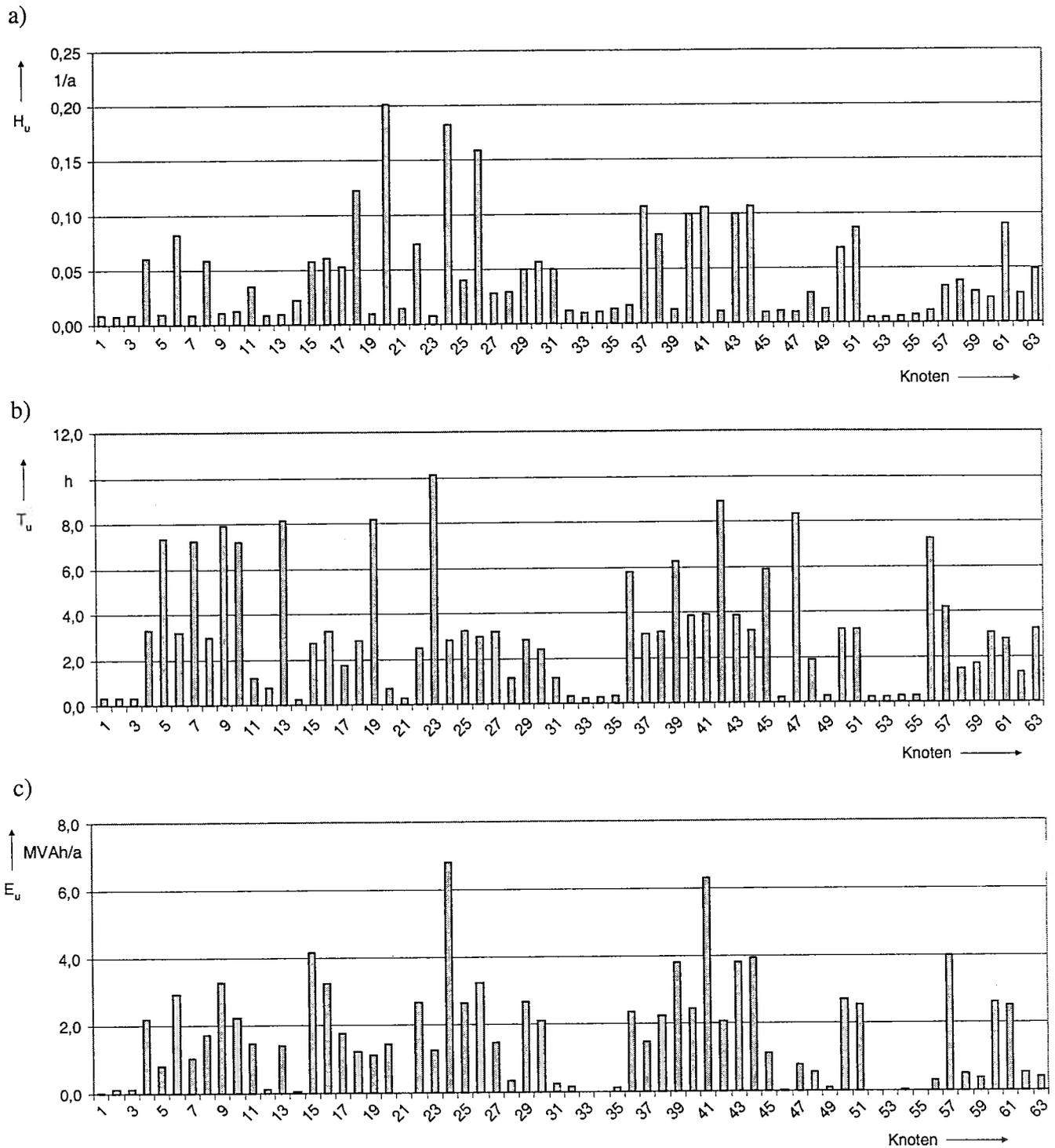
**Bild 7.4: Kenngrößen gefährdeter Zustand für ausfallorientierte Planungskriterien**

Große Anteile der Kenngrößen für die Variationen der probabilistischen Kriterien (Za-Zd, P) ergeben sich aus Erdschlüssen, die bei einem folgenden Mehrfacherdschluß Grenzverletzungen der Kriterien zur Folge haben. Die Erdschlüsse mit folgendem Mehrfacherdschluß findet definitionsgemäß für die Betrachtung des (n-1)-Kriteriums keine Berücksichtigung. Dennoch sind die Werte des gefährdeten Zustandes für die Variationen des (n-1)-Kriteriums im Vergleich zu den anderen Planungskriterien recht hoch. Dies resultiert hier aus der Tatsache, daß von einem Ausfallzustand ausgehend ein Folgeausfall, der einem (n-1)-Ausfall entspricht, eher zu einer Grenzverletzung des (n-1)-Kriteriums als eines probabilistischen Kriteriums führt. Weiterhin führen einige unabhängige Einfachausfälle schon zur Nichterfüllung der probabilistischen Kriterien, die bei dem (n-1)-Kriterium und Berücksichtigung schaltbarer Redundanz noch keine Grenzverletzung bewirken. Dies kann dazu führen, das diese Zustände für das (n-1)-Kriterium der Zustandsklasse gefährdet, und für ein probabilistisches Kriterium der Zustandsklasse Grenzverletzung zugeordnet werden. Damit erklären sich auch die kleineren Werte des gefährdeten Zustandes n-1c gegenüber n-1b, da die Werte für Nichterfüllung für n-1c größer sind als für n-1b (vgl. Bild 7.3).

### 7.2.3 Kundenorientierte Planungskriterien

Kundenorientierte Planungskriterien stützen sich auf die Verwendung probabilistischer Zuverlässigkeitskenngrößen für den einzelnen Kunden. Bild 7.5 zeigt für das betrachtete Energieversorgungsnetz die prognostizierten Erwartungswerte für Unterbrechungshäufigkeit, mittlere Unterbrechungsdauer und nicht zeitgerecht gelieferte Energie. Die Kenngrößen spiegeln vorwiegend die Einbindungsart der Lasten wie z.B. Stickleitung, H-Schaltung, Mehrfach sammelschienen usw. wieder. Beispielsweise erkennt man für die Lasten Nr. 1-3, die an Doppelsammelschienen angeschlossen sind recht niedrige Werte für Unterbrechungshäufig-

keit und mittlere Unterbrechungsdauer. Für Lasten mit Anschluß an Einfachsammelschienen (z.B. Nr. 10, 39) oder über Einschleifungen (z.B. Nr. 5, 7, 9) ergeben sich ebenfalls niedrige Unterbrechungshäufigkeiten und größere Werte für die mittlere Unterbrechungsdauer. Hohe Werte für die Unterbrechungshäufigkeit und die mittlere Unterbrechungsdauer erhalten Lasten mit Stichtanbindung (z.B. Nr. 4, 6, 8), wogegen Lasten an H-Schaltungen mit offener Kuppelung (z.B. 20) einen niedrigen Wert für die mittlere Dauer von Versorgungsunterbrechungen bei recht großen Häufigkeiten von Versorgungsunterbrechungen aufweisen.



**Bild 7.5: Kundenspezifische Zuverlässigkeitskenngrößen**

- a) Unterbrechungshäufigkeit
- b) Mittlere Unterbrechungsdauer
- c) Nicht zeitgerecht gelieferte Energie

Die Kenngrößen Unterbrechungshäufigkeit und mittlere Dauer von Versorgungsunterbrechungen spiegeln sich neben der unterbrochenen Leistung in der nicht zeitgerecht gelieferten Energie wieder. Z.B. ergeben sich für die Lastknoten mit Stichanbindungen, die häufig lang andauernde Versorgungsunterbrechungen (z.B. 24, 41) erhalten, hohe Werte der nicht zeitgerecht gelieferten Energie. Die Werte der nicht zeitgerecht gelieferten Energie von Lastknoten mit niedrigen Werten für Unterbrechungshäufigkeit und mittlere Unterbrechungsdauer sind bei vergleichweisem Leistungsbedarf größenordnungsmäßig kleiner und in Bild 7.5 teilweise nicht mehr zu erkennen (z.B. 21, 33, 34).

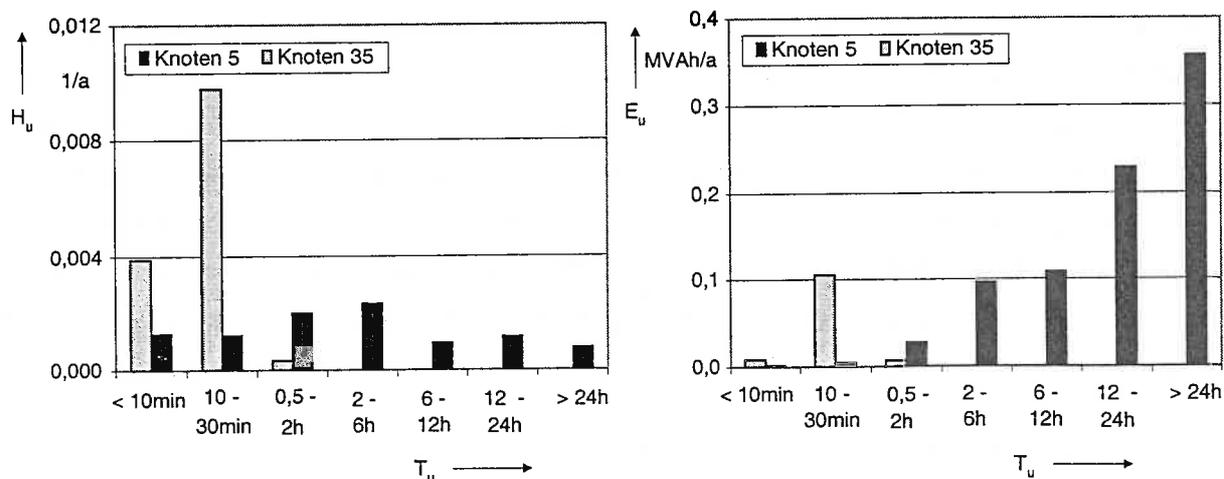
Da sich diese Werte aber vorwiegend durch die Anbindungsart des Knoten stark unterscheiden, ist eine Definition eines generellen Grenzwertes für eine Zuverlässigkeitskenngröße schwierig. Legt man den recht niedrigen kundenorientierten Grenzwert nach Abschnitt 2.5 für die nicht zeitgerecht gelieferte Energie von  $E_{U_{\text{grenz}}} = 500 \text{ kVAh/a}$ , zugrunde, so liegt schon der Erwartungswert der nicht zeitgerecht gelieferten Energie von 42 Lastknoten über dem Grenzwert.

#### 7.2.4 Interpretation von Zuverlässigkeitskenngrößen

Wie schon beschrieben, sind Zuverlässigkeitskenngrößen vergleichsweise schwer interpretierbar, da in sie eine große Zahl von Netzzuständen eingeht. Ihre Interpretierbarkeit läßt sich jedoch durch verschiedene Differenzierungsmöglichkeiten wesentlich verbessern, wodurch dann auch auf die hauptsächlich verursachenden Netzzustände rückzuschließen ist.

Im folgenden werden die Differenzierungsmöglichkeiten nach Unterbrechungsdauer, Ausfallmodell und betroffenen Komponenten an Beispielen beschrieben.

Bild 7.6 zeigt für Knoten 5, der über eine Einschleifung in das Netz eingebunden ist, und für Knoten 35, der an eine Mehrfachsammelelektrode angeschlossen ist, eine Differenzierungsmöglichkeit nach der Unterbrechungsdauer für die Kenngrößen Unterbrechungshäufigkeit und nicht zeitgerecht gelieferte Energie.

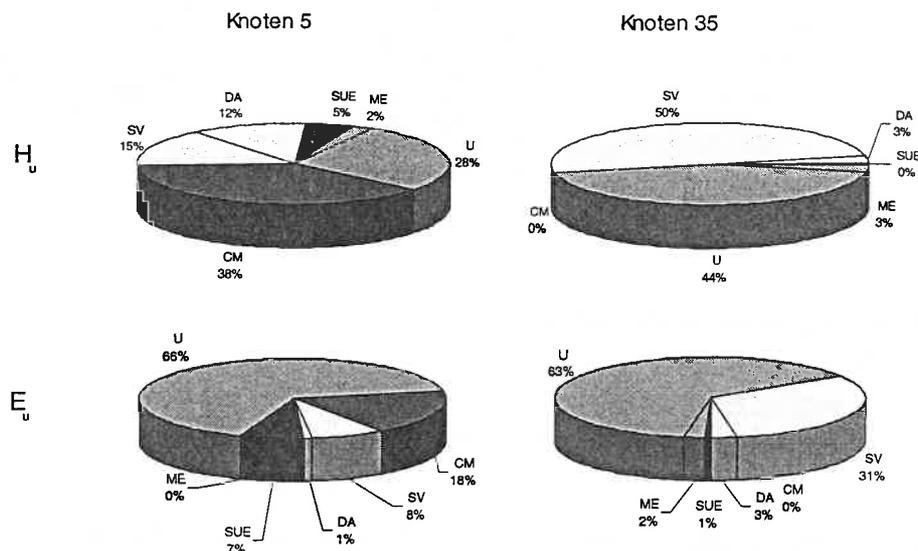


**Bild 7.6: Differenzierung der Unterbrechungshäufigkeit und nicht zeitgerecht gelieferten Energie nach der Unterbrechungsdauer für ausgewählte Lastknoten**

In dem Bild ist deutlich der Einfluß von Wiederversorgungsmöglichkeiten zu erkennen, die bei Lastknoten 35 z.B. bei Sammelschienausfall durch Sammelschienechsel vorhanden sind, während häufig auftretende Ausfälle, bei denen Knoten 5 eine Versorgungsunterbrechung erfährt, erst nach Ende der Aus-Dauer der beteiligten Betriebsmittel (z.B. Freileitungen bei Common-Mode-Ausfall, Sammelschiene bei unabhängigem Einfachausfall) zur Wiederversorgung führen. Deutlich ist auch zu erkennen, daß der größte Teil der nicht zeitgerecht gelieferten Energie von Ausfällen mit großen Unterbrechungsdauern resultiert. Mit dieser Differenzierungsart ist es möglich auch probabilistische Grenzwerte in Abhängigkeit von der Unterbrechungsdauer analog den Kriterien der /EdF 1997/ (siehe Abschnitt 2.5) zu berücksichtigen.

In Bild 7.7 ist für die ausgewählten Lastknoten die Differenzierungsmöglichkeit nach Ausfallmodellen dargestellt. Vergleicht man die Unterbrechungshäufigkeiten der beiden Lasten, so erkennt man, daß durch die Einbindungsart bedingt ein wesentlicher Teil für Knoten 5 von Common-Mode-Ausfällen bestimmt wird, während Knoten 35 keine Versorgungsunterbrechungen durch diese Ausfallart erfährt. Für Knoten 35 spielen im wesentlichen Schutzversager und unabhängige Ausfälle die entscheidende Rolle. Unabhängige Ausfälle, die hier zu Versorgungsunterbrechungen führen, sind dabei hauptsächlich Ausfälle der speisenden Sammelschiene. Da der Lastknoten insgesamt eine niedrige Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen aufweist und dieser Knoten über mehrere Leitungen stark in das Netz eingebunden ist, wirkt sich hier das Ausfallmodell Schutzversager so stark aus.

Betrachtet man die nicht zeitgerecht gelieferte Energie, so erkennt man, daß diese Kenngröße durch relativ lange Betriebsmittel-Aus-Dauern von unabhängigen Ausfällen, verglichen mit den anderen Ausfallmodellen, bestimmt wird.

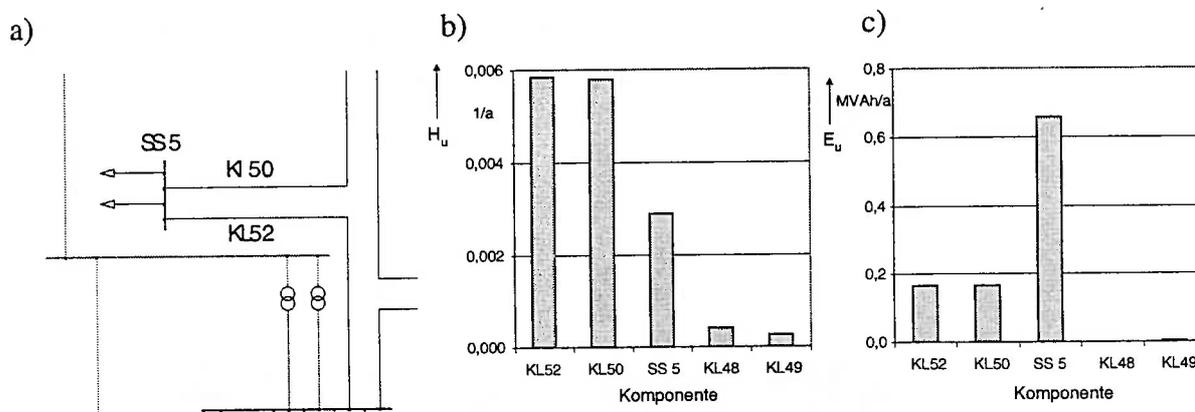


Legende:

U: Unabhängiger Einfachausfall, CM: Common-Mode, ME: Mehrfacherdschluß SUE: Schutzüberfunktion, SV: Schutzversager, DA: Ausfall während determinierter Ausschaltung des Reserveelements

**Bild 7.7: Differenzierung der Unterbrechungshäufigkeit und nicht zeitgerecht gelieferten Energie nach Ausfallmodellen für ausgewählte Lastknoten**

Bild 7.8 zeigt die Einbindung von Knoten 5 in das Netz und die Aufschlüsselung der Zuverlässigkeitskenngrößen Unterbrechungshäufigkeit und nicht zeitgerecht gelieferte Energie nach Komponenten. Man erkennt, daß an Ausfällen mit Versorgungsunterbrechungen insbesondere für die Unterbrechungshäufigkeit vorwiegend die direkt angeschlossenen Betriebsmittel beteiligt sind. Der Anteil anderer Betriebsmittel, die sich wie KL48, KL49 in Nachbarschaft befinden, durch z.B. Schutzversager ist vergleichsweise gering.



**Bild 7.8: Differenzierung nach Komponenten**

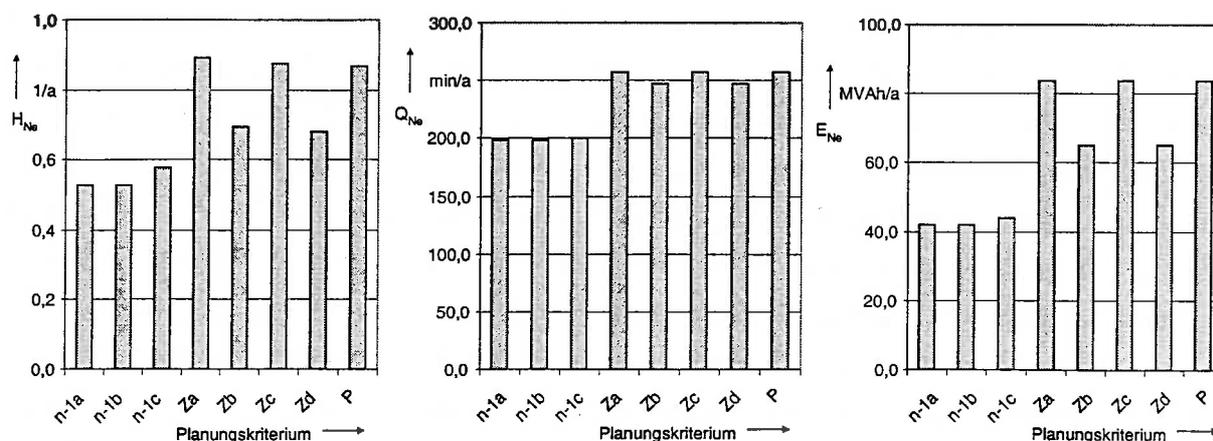
- Netzausschnitt
- Unterbrechungshäufigkeit
- Nicht zeitgerecht gelieferte Energie

Besteht weiterer Bedarf das Ausfallgeschehen transparenter aufzubereiten, ist es möglich, einzelne Abläufe von Ausfallkombinationen vom Ausfall bis zur vollständigen Wiederversorgung mit Lastflußergebnissen darzustellen.

## 7.3 Grundvariante 110-kV-Netz mit niederohmiger Sternpunktterdung

### 7.3.1 Ausfallorientierte Planungskriterien

Für das 110-kV-Netz mit niederohmiger Sternpunktterdung ergeben sich ähnliche Ergebnisse wie für das 110-kV-Netz mit Erdschlußkompensation (siehe Bild 7.9). Bei den probabilistischen Kriterien  $Z_a$ ,  $Z_c$ ,  $P$  sowie  $Z_b$ ,  $Z_d$  bestehen fast keine Unterschiede in den Kenngrößen für Nichterfüllung. Die Unterschiede zwischen dem (n-1)- und den übrigen Kriterien ergeben sich wieder zu einem großen Teil durch Ausfälle, die bei den (n-1)-Kriterien nicht betrachtet werden, wie z.B. Schutzversager oder Common-Mode-Ausfälle. Diese Ausfälle treten teilweise zwar mit einer geringeren Häufigkeit als unabhängige Ausfälle auf, haben aber oft größere Auswirkungen (erhöhte Werte der nicht zeitgerecht gelieferten Energie).



**Bild 7.9 Ergebnisse ausfallorientierter Planungskriterien**

Da das Netz keine Einfachsammlerschienen enthält, ergeben sich keine Unterschiede zwischen n-1a und n-1b. Ausfälle von Sammelschienenabschnitten von Doppelsammelschienenanlagen führen bei den übrigen Kriterien zu Grenzverletzungen. Der Signifikanztest spiegelt die dargestellten Ergebnisse wieder und ist im Anhang (Tabelle 10.8) aufgeführt. Die signifikantesten Unterschiede ergeben sich für die Kenngröße Häufigkeit. Für die nicht zeitgerecht gelieferte Energie ergeben sich gleiche Tendenzen nur mit geringerer Signifikanz. Für die Wahrscheinlichkeit  $Q_{Ne}$  ergibt der Signifikanztest keine signifikanten Unterschiede der Planungskriterien, das heißt die Werte für die Signifikanzwahrscheinlichkeit liegen im Bereich  $p=30-70\%$ .

### 7.3.2 Gefährdeter Zustand

Der gefährdete Zustand für die Erfüllung aller Planungskriterien für das 110-kV-Netz mit niederohmiger Sternpunktbehandlung ist größenordnungsmäßig nicht so wahrscheinlich, wie für das 110-kV-Netz mit Erdschlußkompensation (vgl. Bild 10.11). Dies liegt an der höheren Vermaschung des Netzes und der stärkeren Anbindung der Lastknoten (vorwiegend Doppelsammelschienen statt H-Schaltungen, Einschleifungen usw.). Ein weiterer Grund ist die Sternpunktbehandlung, da im Netz mit niederohmiger Sternpunktbehandlung kein Erdschluß als gefährdeter Zustand auftreten kann. Gefährdete Zustände entstehen hier vorwiegend durch unabhängige Einfachausfälle von Betriebsmitteln, die bei Überlappung mit anderen Betriebsmittelausfällen zu Versorgungsunterbrechungen und zu Überlastungen in Spitzenlastzeiten führen. Unterschiede in den Kenngrößen des gefährdeten Zustandes bestehen für die Variationen des (n-1)-Kriteriums. Für das Kriterium n-1c und die übrigen Kriterien sind die Zustände, die als gefährdet gewertet werden, und damit auch die Kenngrößen gleich. Für das Kriterium n-1a ergibt sich eine größere Häufigkeit des gefährdeten Zustandes bedingt durch Sammelschienenenausfälle von Doppelsammelschienenanlagen. Hier führt der Einfachausfall

einer Sammelschiene zum gefährdeten Zustand, da bei einem überlappenden Ausfall beider Sammelschienen der Anlage eine angeschlossene Last nicht durch Schaltmaßnahmen wie z.B. Sammelschienenwechsel wiederversorgt werden kann. Im Vergleich zu n-1b fallen diese Ausfälle weg, wodurch sich eine geringere Häufigkeit für den gefährdeten Zustand ergibt. Diese Häufigkeit ist auch geringer, als die Häufigkeit der Kriterien n-1c, Za-Zd und P, da für diese Kriterien Zustände eine Grenzverletzung erhalten welche bei Berücksichtigung schaltbarer Redundanz keine Grenzverletzung erfahren. Liegt für einen Zustand keine Grenzverletzung vor, kann es für diesen Zustand auch keinen gefährdeten Zustand geben. Die hohe Wahrscheinlichkeit für den gefährdeten Zustand der Modifikation n-1b wird durch Zustände hervorgerufen, die für das Kriterium noch als gefährdet gewertet werden, während für die übrigen Kriterien schon Grenzverletzungen vorliegen. Vorausgesetzt wird, daß die Dauer des gefährdeten Zustands der Aus-Dauer der Betriebsmittel, die an der Ausfallkombination beteiligt sind, entspricht.

### 7.3.3 Kundenorientierte Planungskriterien

Die kundenspezifischen Zuverlässigkeitskenngrößen ergeben sich für das 110-kV-Netz mit niederohmiger Sternpunktterdung ebenfalls vorwiegend aus den Stationsanbindungen. Die Unterbrechungshäufigkeit, die mittlere Unterbrechungsdauer und die nicht zeitgerecht gelieferte Energie sind in Bild 10.12 im Anhang aufgetragen. Auch für dieses Netz liegt der kundenorientierte Grenzwert der nicht zeitgerecht gelieferte Energie von  $E_{U \text{ grenz}} = 500 \text{ kVAh/a}$  niedriger als der Erwartungswert der meisten Lastknoten (insgesamt 17 von 21 Knoten).

## 7.4 Grundvariante Mittelspannungsnetz ländlich

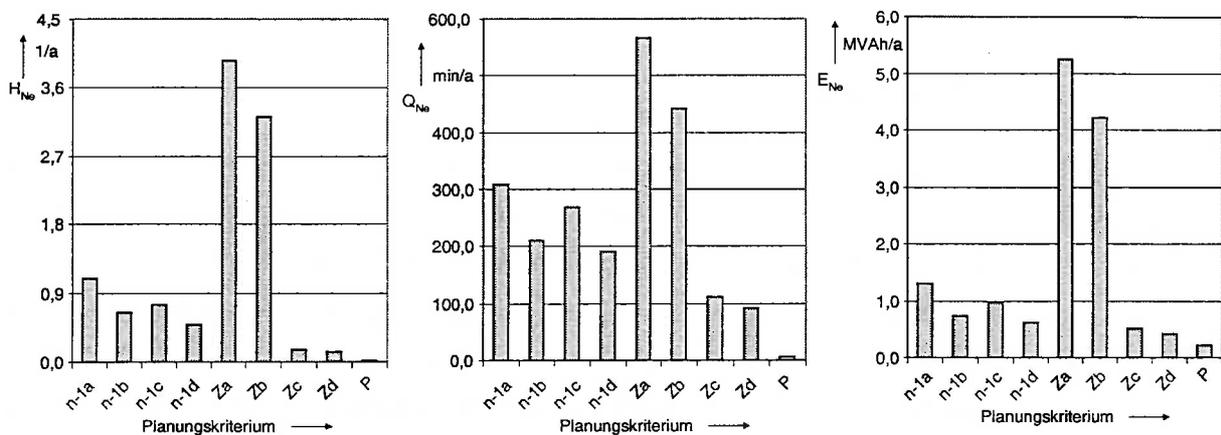
### 7.4.1 Ausfallorientierte Planungskriterien

Für das ländliche Mittelspannungsnetz ergeben sich Kenngrößen für die Nichterfüllung ausfallorientierter Planungskriterien nach Bild 7.10. Man erkennt, daß die Kenngrößen für Nichterfüllung des original Zollenkopf-Kriteriums (Za, Zb) die Kenngrößen für Nichterfüllung der anderen Kriterien, selbst wenn Ausfälle von Ortsnetzstationen nicht in Betracht gezogen werden (Zb), übertrifft. In Mittelspannungsnetzen erhalten durch die nichtselektive Schutzabgrenzung bei Ausfall einzelner Leitungen oder Ortsnetzstationen die Kunden des ganzen Stranges eine Versorgungsunterbrechung, auch wenn sie nicht direkt vom Fehler betroffen sind. Die Versorgungsunterbrechung kann dann erst nach Freischaltung des fehlerbetroffenen Betriebsmittels und Wiedereinschalten der intakten Betriebsmittel behoben werden. Die hohen Werte der Nichterfüllungs-Kenngrößen des original Zollenkopf-Kriteriums resultieren daraus, daß bei Ausfällen der meisten Stränge die unterbrochene Leistung zu groß für die

Wiederversorgungsdauer zur Erfüllung des Kriteriums ist. Die Werte der Nichterfüllungskenngrößen für die Modifikationen des (n-1)-Kriteriums resultieren vorwiegend aus Ausfällen von Stickleitungen und Ortsnetzstationen. Die Unterschiede der Kenngrößen ergeben sich dabei durch folgende Ausfälle:

- Unterschied n-1a / n-1b: Ausfälle von Ortsnetzstationen mit  $T_U > 1,5h$
- Unterschied n-1c / n-1d: Ausfälle von Ortsnetzstationen mit  $T_U > 2,5h$
- Unterschied n-1b / n-1d: Ausfälle von Leitungen mit  $1,5h > T_U > 2,5h$
- Unterschied n-1a / n-1c: Ausfälle von Leitungen und/oder Ortsnetzstationen mit  $1,5h > T_U > 2,5h$

Die Unterschiede der Dauern von Versorgungsunterbrechungen ergeben sich durch verschiedene Wiederversorgungsmöglichkeiten, sowie den Dauern zur Ergreifung provisorischer Maßnahmen, die hier als logarithmisch normalverteilt mit einer Streuung von 100% nachgebildet wurden.



**Bild 7.10 Ergebnisse ausfallorientierter Planungskriterien**

Verletzungen des erweiterten Zollenkopf-Kriteriums ( $Z_c$ ,  $Z_d$ ), sowie des Kriteriums des probabilistischen Grenzwertes ( $P$ ) treten gegenüber den übrigen ausfallorientierten Kriterien selten auf. Dies sind für  $P$  z.B. Ausfälle mit Schutzversagern, und für  $Z_c$  und  $Z_d$  zusätzlich Ausfälle mit Versorgungsunterbrechungen, die länger als acht Stunden andauern. Die nicht zeitgerecht gelieferte Energie solcher Ausfälle ist vergleichsweise hoch.

**Tabelle 7.3: Vergleich der ausfallorientierten Planungskriterien in Bezug auf signifikante Unterschiede**

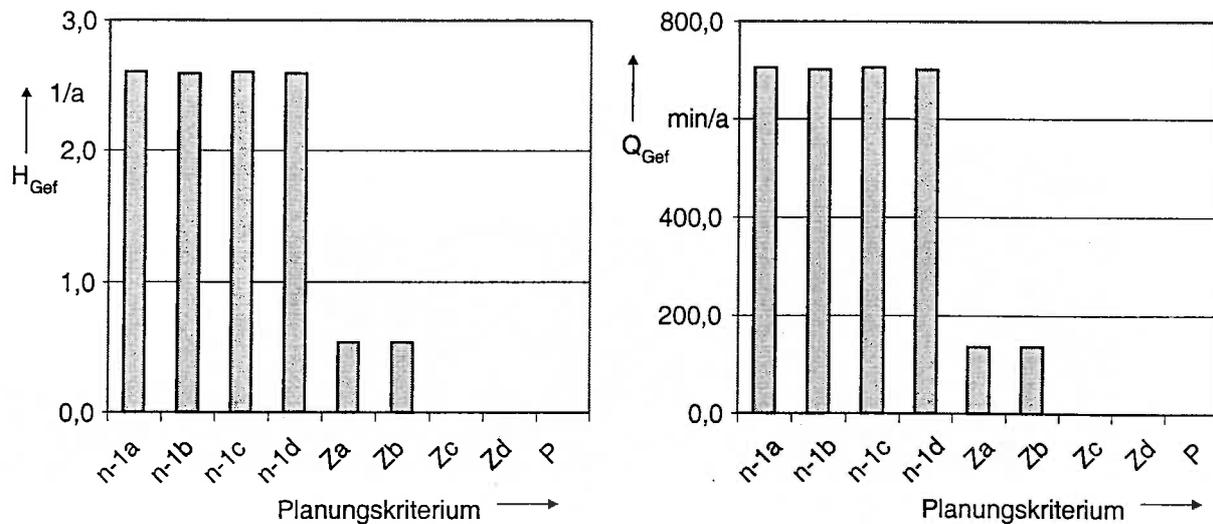
$E_{Ne} \setminus H_{Ne}$	n-1a	n-1b	n-1c	n-1d	Za	Zb	Zc	Zd	P
n-1a		←←	←←	←←←	↑↑↑	↑↑↑	←←←	←←←	←←←
n-1b	↑↑		•	←	↑↑↑	↑↑↑	←←←	←←←	←←←
n-1c	↑	•		←←	↑↑↑	↑↑↑	←←←	←←←	←←←
n-1d	↑↑↑	•	↑		↑↑↑	↑↑↑	←←←	←←←	←←←
Za	←←←	←←←	←←←	←←←		←←	←←←	←←←	←←←
Zb	←←←	←←←	←←←	←←←	↑		←←←	←←←	←←←
Zc	↑↑	↑	↑↑	↑	↑↑↑	↑↑↑		•	←←←
Zd	↑↑	↑	↑↑	↑	↑↑↑	↑↑↑	•		←←
P	↑↑↑	↑↑	↑↑	↑	↑↑↑	↑↑↑	↑	•	

Legende siehe Tabelle 7.2

Die Ergebnisse des Signifikanztestes für die Kenngröße nicht zeitgerecht gelieferte Energie zeigen dieselben Tendenzen bei jedoch meist niedrigerem Signifikanzniveau, wie die Ergebnisse für die Häufigkeit als Testkenngröße.

#### 7.4.2 Gefährdeter Zustand

Die Kenngrößen für gefährdeten Zustand sind in Bild 7.11 zu sehen. Der gefährdete Zustand wird für die (n-1)-Kriterien bei nahezu jedem Leitungsausfall erreicht, da ein weiterer Leitungsausfall in dem Leitungsstrang zu einer Grenzverletzung führen kann, die nicht durch Schaltmaßnahmen im Netz behoben werden kann. Für das original Zollenkopf-Kriterium ist nur ein Teil dieser Ausfälle als gefährdet einzustufen, da viele dieser Einfachausfälle das Kriterium schon verletzen. Für das erweiterte Zollenkopf-Kriterium und das Kriterium des probabilistischen Grenzwertes existiert kein gefährdeter Zustand, da sich die Grenzverletzungen (z.B. durch Schutzversager) bei diesen Kriterien direkt aus dem Grundzustand ergeben.

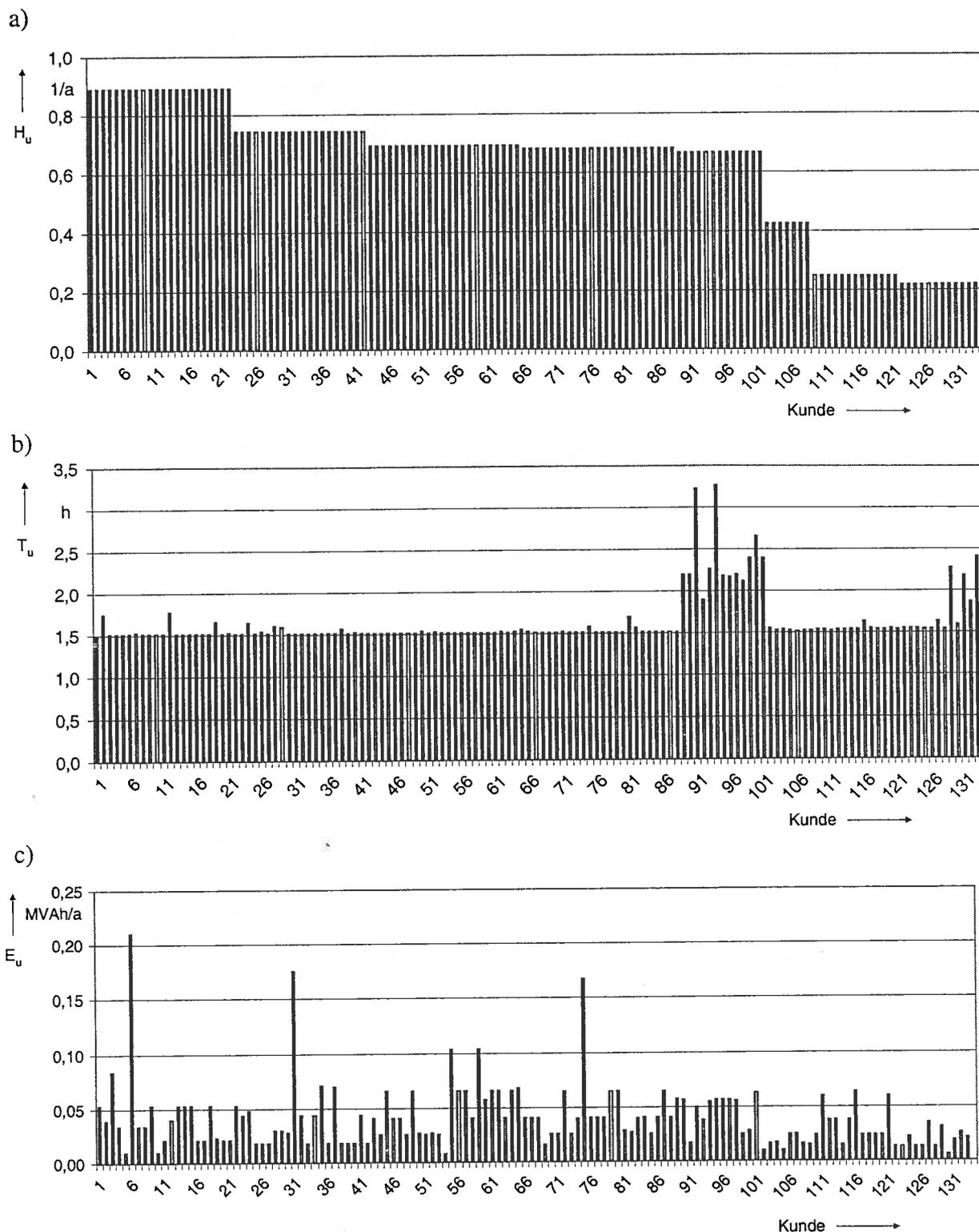


**Bild 7.11: Kenngrößen gefährdeter Zustand für ausfallorientierte Planungskriterien**

### 7.4.3 Kundenorientierte Planungskriterien

Wie oben beschrieben erhalten durch die nichtselektive Schutzabgrenzung in Mittelspannungsnetzen mehrere Kunden eines Stranges bei Ausfällen gemeinsam Versorgungsunterbrechungen und dadurch auch gleich große Werte für die Unterbrechungshäufigkeit (siehe Bild 7.12).

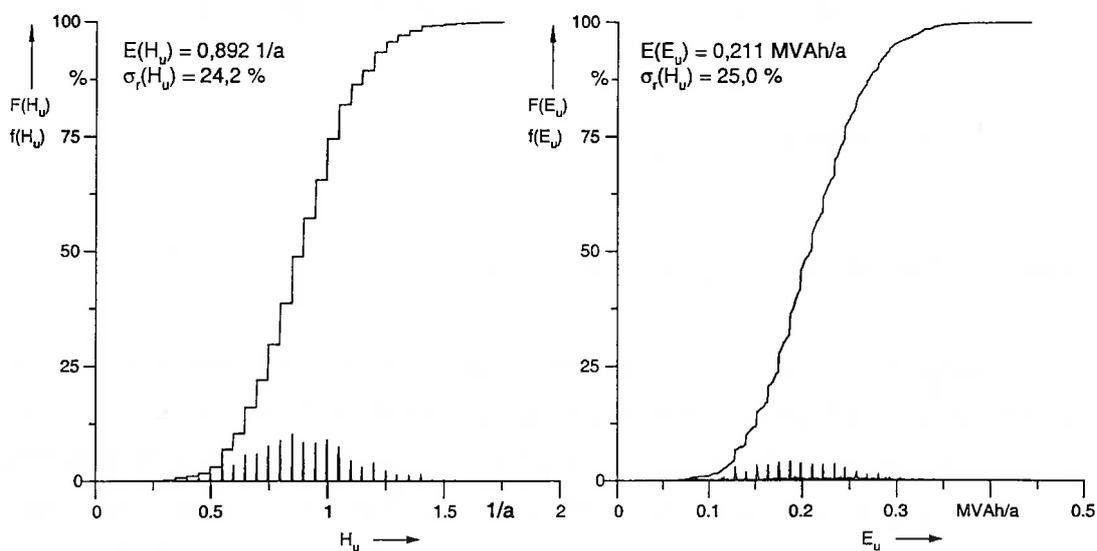
Die mittlere Unterbrechungsdauer der meisten Kunden wird wesentlich von den Dauern ( $T=1,5\text{h}$ ), die zum Freischalten fehlerbetroffener und zum Wiedereinschalten intakter Betriebsmittel benötigt wird, bestimmt. Kunden die nicht in offen betriebenen Ringen (z.B. Kunden an Stichleitungen) angeschlossen sind, erhalten erhöhte Werte der mittleren Dauer von Versorgungsunterbrechungen. Beispiele dafür sind Kunden Nr.89-101, 130-133.



**Bild 7.12: Kundenspezifische Zuverlässigkeitskenngrößen**

- a) Unterbrechungshäufigkeit
- b) Mittlere Unterbrechungsdauer
- c) Nicht zeitgerecht gelieferte Energie

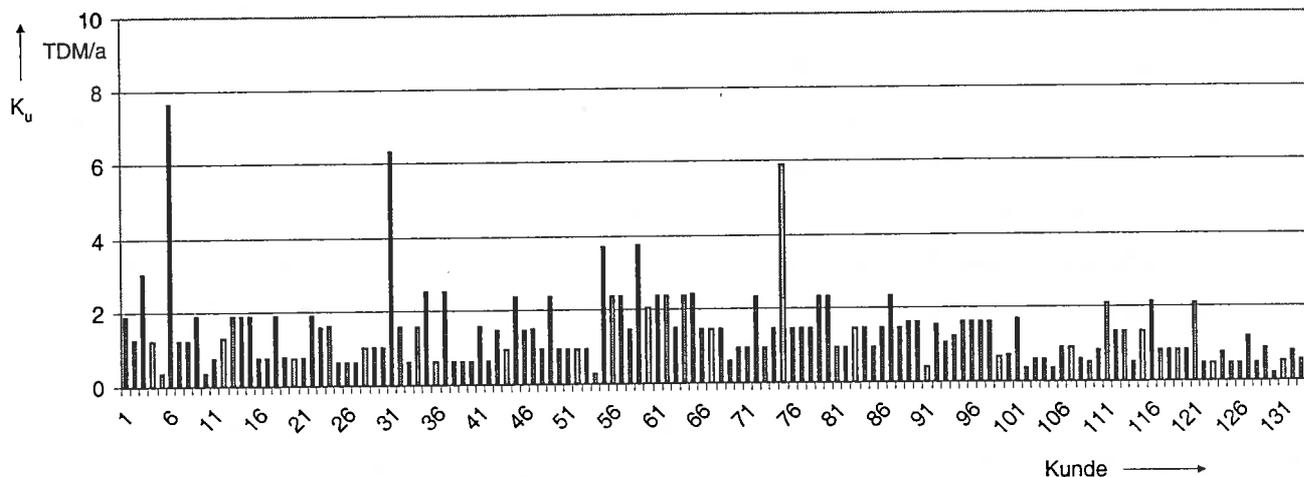
Der Erwartungswert der nicht zeitgerecht gelieferten Energie liegt für alle Kunden unter dem probabilistischen Grenzwert von  $E_{U \text{ grenz}} = 500 \text{ kVAh/a}$ . Dies zeigt auch Bild 7.13, in dem für den Kunden mit dem größten Erwartungswert für die nicht zeitgerecht gelieferten Energie beispielhaft die Verteilungsfunktionen der Kenngrößen Unterbrechungshäufigkeit und nicht zeitgerecht gelieferten Energie dargestellt sind. Man erkennt, daß für den Kunden der Erwartungswert des probabilistischen kundenorientierten Grenzwertes nicht überschritten wird, das heißt, daß die Wahrscheinlichkeit für eine Überschreitung des Grenzwertes null ist.



**Bild 7.13: Verteilungsfunktionen für Unterbrechungshäufigkeit und nicht zeitgerecht gelieferte Energie des Kunden 6**

#### 7.4.4 Monetäre Bewertung

Die monetäre Bewertung erfolgt aufgrund der Systemgrenzen in der Untersuchung nicht für die Hoch- und Höchstspannungsnetze, da die Redundanz unterlagerter Netze nicht berücksichtigt wird. Berechnet wird in diesen Fällen die Zuverlässigkeit der Einspeisungen in die unterlagerten Netze. Die Berechnung von Unterbrechungskosten erscheint für diese imaginären Kunden nicht sinnvoll. In Mittelspannungsnetzen dagegen sind tatsächlich existierende Kunden vom Ausfallgeschehen betroffen. Verwendet man für die Berechnung die spezifischen Unterbrechungskosten nach Tabelle 2.4 so ergeben sich Werte der kumulierten Unterbrechungskosten nach Bild 7.14.



**Bild 7.14: Unterbrechungskosten**

## 7.5 Grundvariante Mittelspannungsnetz städtisch

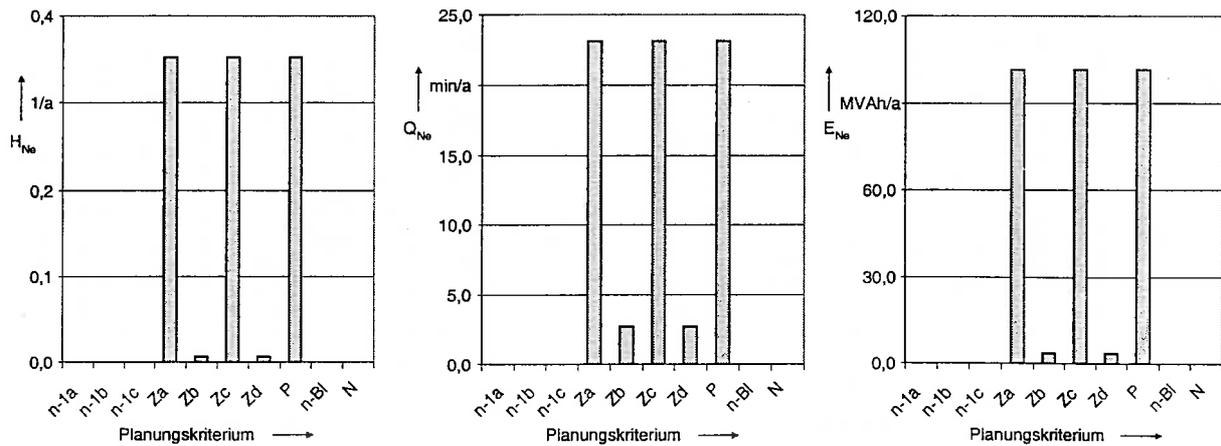
Für das städtische Mittelspannungsnetz ergeben sich tendenziell gleiche Ergebnisse, wie für das ländliche Netz. Durch die kleinere Stromkreislänge des Netze (vgl. Tabelle 7.1), der größeren Redundanz des Netzes (z.B. weniger Stichleitungen), sowie der um 0,5h kürzeren Dauern zur Durchführung von Schaltmaßnahmen liegen die Werte für Nichterfüllung von Planungskriterien und die Kenngrößen für Versorgungsunterbrechungen niedriger, als für das ländliche Mittelspannungsnetz. Die Ergebnisse sind in Abschnitt 10.6.2 im Anhang aufgeführt.

## 7.6 Grundvariante Verbundnetz

### 7.6.1 Ausfallorientierte Planungskriterien

Für das untersuchte Verbundnetz treten nur Grenzverletzungen für die Zollenkopf-Kriterien und das Kriterium des probabilistischen ausfallorientierten Grenzwertes auf (siehe Bild 7.15). Die Verletzungen resultieren dabei vorwiegend aus Sammelschienausfällen wie man im Vergleich der Kriterien  $Z_a/Z_b$ ,  $Z_c/Z_d$  erkennt. Die Zeit, die für Sammelschienenwechsel benötigt wird, ist im Vergleich zur unterbrochenen Leistung zu hoch für die Erfüllung der probabilistischen Kriterien. Vernachlässigt man Sammelschienausfälle, so werden diese Kriterien nur noch von Ausfällen mit größeren Auswirkungen wie Schutzversager oder Common-Mode-Ausfällen (z.B. für Lastknoten 8) nicht erfüllt. Für die übrigen ausfallorientierten Planungskriterien ergeben sich keine Grenzverletzungen.

Insgesamt sind die Kenngrößen entweder gleich groß oder signifikant unterschiedlich.



**Bild 7.15 Ergebnisse ausfallorientierter Planungskriterien**

## 7.6.2 Gefährdeter Zustand

Für die Kriterien n-größter Block und NORDEL wurden für das Verbundnetz keine gefährdeten Zustände ermittelt. Für die übrigen ausfallorientierten Kriterien ergibt sich der gefährdete Zustand überwiegend aus unabhängigen Einfachausfällen von Betriebsmitteln die für sich noch keine, überlappend mit anderen aber eine Grenzverletzung des Kriteriums bewirken (siehe Bild 7.16). Beispiele hierfür sind bei über zwei Leitungen in das Versorgungsnetz eingebundene Lastknoten der Ausfall jeweils einer Leitung. Für die Variationen des (n-1)-Kriteriums ergeben sich gegenüber den restlichen Kriterien niedrigere Kenngrößen für den gefährdeten Zustand, da für das Kriterium weniger Zustände mit Grenzverletzungen bestehen. Unterschiede ergeben sich auch für die Varianten mit und ohne Berücksichtigung von Sammelschienausfällen. Als gefährdet werden dabei unter Berücksichtigung von Sammelschienausfällen in der Regel unabhängige Einfachausfälle von Sammelschieneabschnitten von Doppelsammelschieneanlagen eingeordnet. Die höheren Kenngrößen des Kriteriums n-1c gegenüber n-1b ergeben sich aus dem Bestehen von Ausfällen, die für n-1c zu Grenzverletzungen führen und für n-1b durch schaltbare Redundanz keine Grenzverletzungen bewirken.

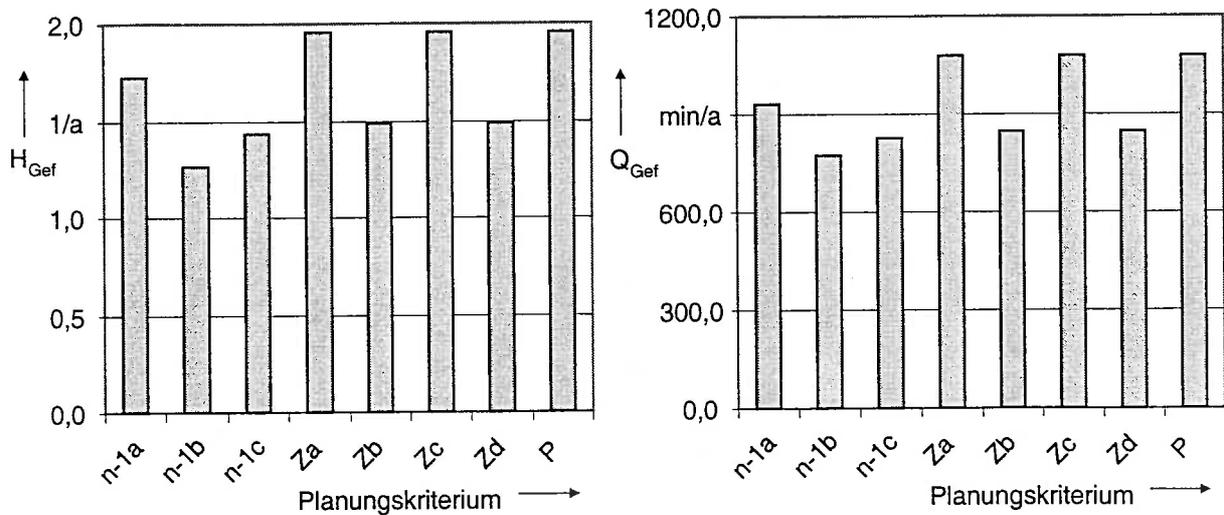


Bild 7.16: Kenngrößen gefährdeter Zustand für ausfallorientierte Planungskriterien

### 7.6.3 Kundenorientierte Planungskriterien

Die kumulierten Kenngrößen der einzelnen Lastknoten des Verbundnetzes sind in Bild 7.17 zu sehen. Versorgungsunterbrechungen ergeben sich für alle Lastknoten vorwiegend aus Sammelschienausfällen. Daher ergeben sich auch erhöhte Werte für die 380-kV-Lastknoten (Nr. 1-3), da der Wert für den sammelschienseitigen Schaltfeldausfall etwas größer als für 220-kV-Schaltfelder angenommen wurde, und darüber hinaus die 380-kV-Sammelschienen meist mehr Schaltfelder besitzen. Gegenüber den übrigen Lastknoten ist lediglich Lastknoten 8 durch die Einbindung nur über eine Doppelleitung in das Netz auch von Common-Mode-Ausfällen betroffen. Dadurch ergeben sich für alle Knoten bis auf Lastknoten 8 mittlere Unterbrechungsdauern, die im wesentlichen von den Dauern für Sammelschienenwechsel bestimmt werden. Die mittlere Unterbrechungsdauer von Lastknoten 8 liegt dagegen durch die Common-Mode-Ausfälle höher.

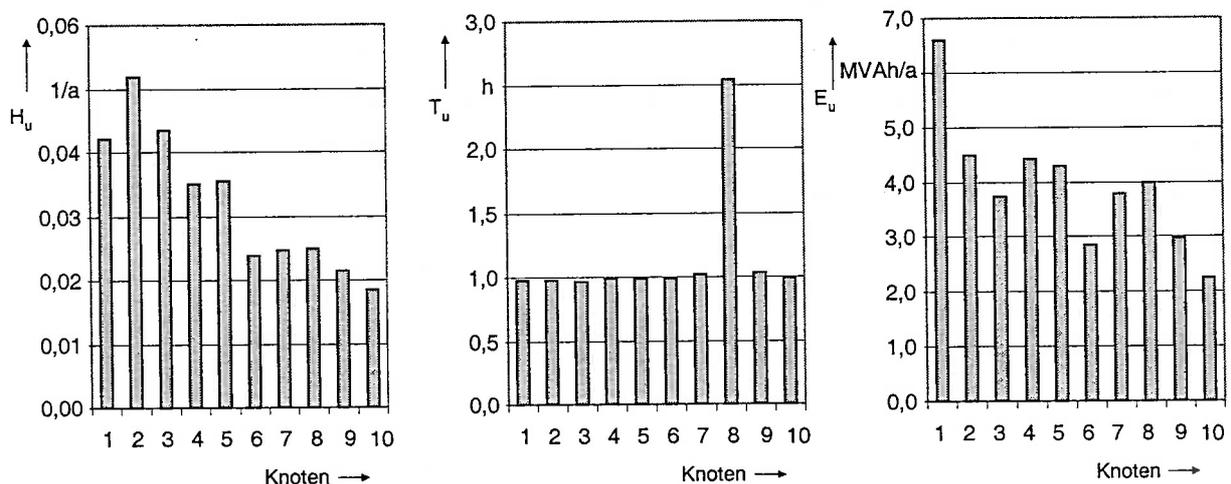


Bild 7.17: Kundenspezifische Zuverlässigkeitskenngrößen

## 7.7 Variantenvergleich

### 7.7.1 Variante 110-kV-Netz mit Erdschlußkompensation

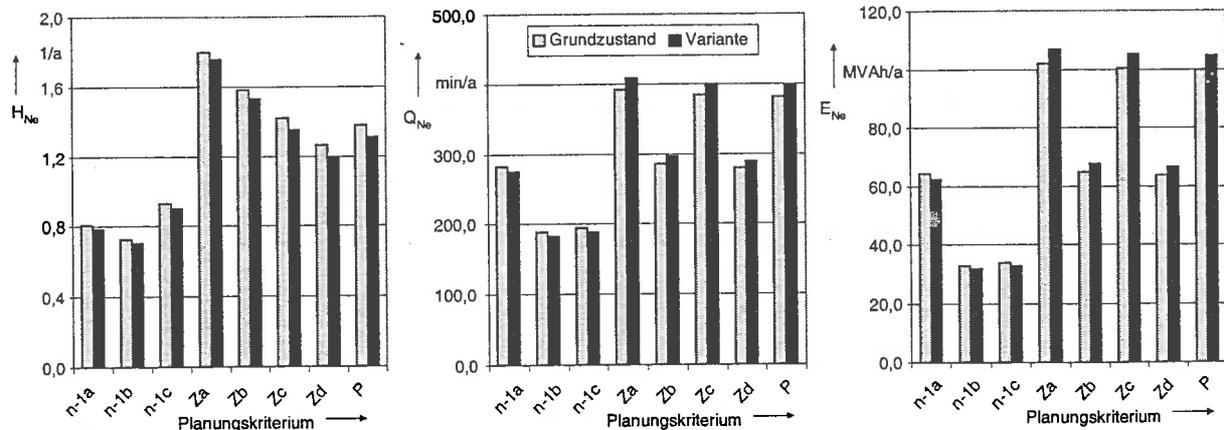
Bei der hier untersuchten Variante wurden im Vergleich zur Grundvariante einige Freileitungen durch Kabel ersetzt. Im Netzplan (Bild 10.8) sind diese Leitungsverläufe gestrichelt dargestellt.

Die Kenngrößen für Versorgungsunterbrechungen für das Netz sind in Tabelle 7.4 zu sehen. Die Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen und die unterbrochene Leistung für das Gesamtnetz sind für die Variante gegenüber dem Grundzustand durch den Wegfall einiger Common-Mode-Ausfälle geringer. Common-Mode-Ausfälle entstehen in 110-kV-Netzen vorwiegend durch rückwärtige Überschläge bei Freileitungen. Common-Mode-Ausfälle entstehen in 110-kV-Netzen vorwiegend durch rückwärtige Überschläge bei Freileitungen. Common-Mode-Ausfälle für 110-kV-Kabel existieren statistisch praktisch nicht. Für die Häufigkeit des unabhängigen Einfachausfalls von Kabeln ergeben sich für 110-kV-Netze mit Erdschlußkompensation aus der Statistik größere Werte, als für Freileitungen, was daraus resultiert, daß es sich bei diesen Netzen größtenteils um gemischte Netze mit Freileitungen und Kabeln handelt. Mit der größeren Häufigkeit für unabhängige Ausfälle der Kabel ergibt sich auch eine höhere Häufigkeit von Ausfällen mit weitreichenderen Auswirkungen, wie z.B. Ausfälle mit Schutzversagern, Schutzüberfunktionen usw..

**Tabelle 7.4: Netzkenngößen**

	$H_U$ in 1/a	$Q_U$ In min/a	$T_U$ in h	$L_U$ In MVA/a	$E_U$ in MVAh/a
Grundzustand	1,822	392,26	3,59	35,13	101,84
Variante	1,782	409,22	3,83	34,49	106,80

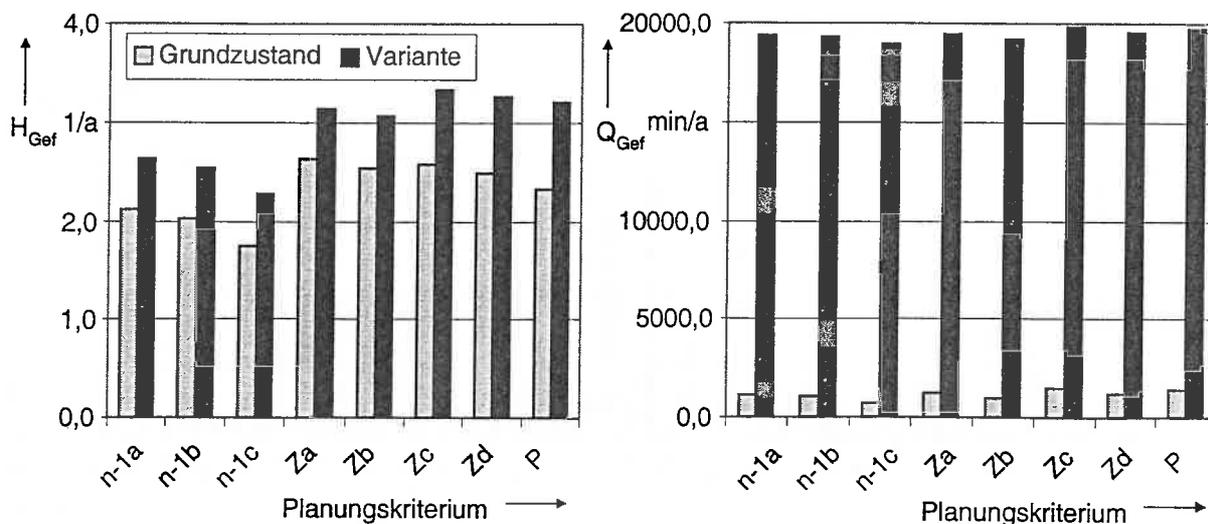
Die Kenngrößen für Nichterfüllung der ausfallorientierten Planungskriterien sind in Bild 7.18 zu sehen.



**Bild 7.18 Ergebnisse ausfallorientierter Planungskriterien**

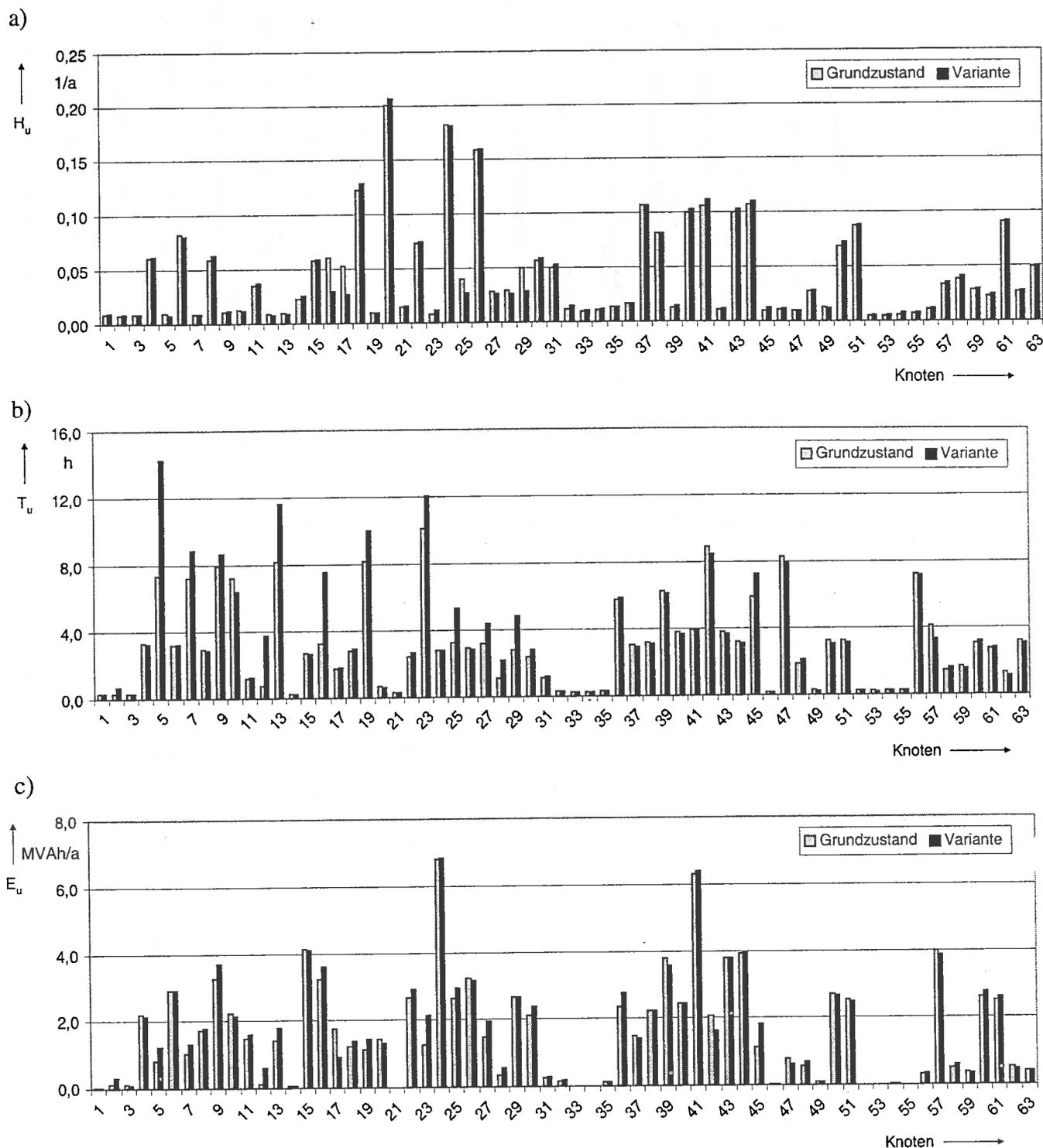
Es ergeben sich für die Variante geringere Häufigkeiten der Nichterfüllung für alle Planungskriterien. Für die Variationen des (n-1)-Kriteriums werden nur unabhängige Einfachausfälle betrachtet. Für die Variante wurden keine Freileitungen, deren unabhängiger Einfachausfall zu einer Grenzverletzung für das (n-1)-Kriterium führt, durch Kabel ersetzt. Da Kabel eine größere Nichtverfügbarkeit besitzen (vgl. Tabelle 10.3) ist die Wahrscheinlichkeit überlappender Ausfälle größer, wodurch sich die Wahrscheinlichkeit für unabhängige Einfachausfälle, und damit die Kenngrößen für Nichterfüllung des (n-1)-Kriteriums reduziert. Für die übrigen Kriterien verringert sich die Häufigkeit der Nichterfüllung vorwiegend durch die Verringerung von Common-Mode-Ausfällen. Die Wahrscheinlichkeit und die nicht zeitgerecht gelieferte Energie für Ausfälle mit Nichterfüllung der probabilistischen Kriterien steigen analog den Netzkenngößen an.

Die Zuverlässigkeitskenngrößen für den gefährdeten Betrieb des Grundzustandes und die Variante zeigt Bild 7.19. Man erkennt erhöhte Werte für die Häufigkeit und stark erhöhte Werte der Wahrscheinlichkeit für den gefährdeten Betrieb der Variante gegenüber dem Netz im Grundzustand. Die Ergebnisse sind durch die erhöhte Ausfallhäufigkeit und eine wesentlich höhere Aus-Dauer von Kabeln gegenüber Freileitungen erklärbar.



**Bild 7.19: Kenngrößen gefährdeter Zustand für ausfallorientierte Planungskriterien**

Für die Unterbrechungshäufigkeit von Kunden ergeben sich für die Variante insbesondere für die Knoten (siehe Bild 7.20) Unterschiede gegenüber dem Grundnetz, die bisher durch Common-Mode-Freileitungsausfälle Versorgungsunterbrechungen erhielten, welche jetzt durch die Kabelanbindung entfallen (z.B. Knoten-Nr. 5, 7, 12, 13, 16, 17, 25, 29). Zusätzlich erhalten diese Knoten aber durch die Kabelanbindung häufiger Versorgungsunterbrechungen durch andere Ausfallmodelle wie z.B. Mehrfacherdschluß, Schutzversager, unabhängige überlappende Ausfälle usw. Für die nicht zeitgerecht gelieferte Energie und die mittlere Unterbrechungsdauer ergeben sich für diese Knoten daher, bedingt durch die langen Aus-Dauern der Kabel, erhöhte Werte. Von diesen Ausfällen sind dann zum Teil auch andere Knoten betroffen, die so eine leicht erhöhte Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen erhalten. Da diese Ereignisse aber relativ selten auftreten, ist für diese Knoten der Unterschied gegenüber dem Fehler, der durch die Unschärfe der simulativen Rechnung entsteht, nicht signifikant.



**Bild 7.20: Kundenspezifische Zuverlässigkeitskenngrößen**

- a) Unterbrechungshäufigkeit
- b) Mittlere Unterbrechungsdauer
- c) Nicht zeitgerecht gelieferte Energie

### 7.7.2 Variante 110-kV-Netz mit niederohmiger Sternpunktterdung

Für die Variante des 110-kV-Netzes mit niederohmiger Sternpunktterdung wurden gegenüber dem Grundzustand des Netzes einige Doppelsammelschienenanlagen (z.B. Knoten-Nr 2/3, 4/5 21) in Einfach sammelschienen verwandelt. Die Lasten an den Sammelschienen wurden dazu entsprechend neu angeschlossen. Die betroffenen Sammelschienen sind in Bild 10.7 gestrichelt dargestellt. Durch die Umwandlung ergeben sich die Kenngrößen für Versorgungsunterbrechungen für das Netz nach Tabelle 7.4 und für die Kunden nach Bild 10.16 im Anhang.

Die Netzunterbrechungshäufigkeit und die unterbrochene Leistung sind für die Variante geringer, da weniger Betriebsmittelausfälle zur Versorgungsunterbrechung führen können bzw. durch den Neuanschluß der Lasten weniger Lastknoten zu den Gesamtkenngrößen beitragen. Die Nichtverfügbarkeit, die mittlere Dauer von Versorgungsunterbrechungen und die nicht zeitgerecht gelieferte Energie steigen dagegen durch den Wegfall möglicher Sammelschienenwechsel zur Wiederversorgung für die Netzkenngößen an, wobei der Unterschied für die nicht zeitgerecht gelieferte Energie besonders groß ist, da es sich bei den betroffenen Lastknoten um Knoten mit im Vergleich zu den anderen Knoten relativ hohem Leistungsbedarf handelt.

**Tabelle 7.4: Netzkenngößen**

	$H_U$ in 1/a	$Q_U$ In min/a	$T_U$ in h	$L_U$ In MVA/a	$E_U$ in MVAh/a
Grundzustand	0,896	257,53	4,79	66,11	83,80
Variante	0,883	261,43	4,94	64,16	99,12

Gravierender als die Netzkenngößen ändern sich die Zuverlässigkeitskenngößen der umgewandelten Lastknoten. Für die Unterbrechungshäufigkeit der Knoten ergeben sich keine signifikanten Änderungen, wogegen sich für die mittlere Unterbrechungsdauer und die nicht zeitgerecht gelieferte Energie erhöhte Werte ergeben.

Die Ergebnisse für ausfallorientierte Planungskriterien zeigt Bild 7.21. Für das Planungskriterium n-1a ergibt sich eine Erhöhung der Häufigkeit durch den Wegfall von Doppelsammelschienen. Die Ausfälle der Einfach sammelschienen führen für dieses Kriterium zur Grenzverletzung. Für die Kriterien Za, Zc und P führen Ausfälle von Sammelschienenabschnitten der Doppelsammelschienenanlagen schon zur Nichterfüllung der Kriterien. Durch die Umwandlung in Einfach sammelschienen ergeben sich für diese Kriterien damit niedrigere Werte

der Häufigkeit. Die Wahrscheinlichkeit und die nicht zeitgerecht gelieferte Energie steigen dagegen an.

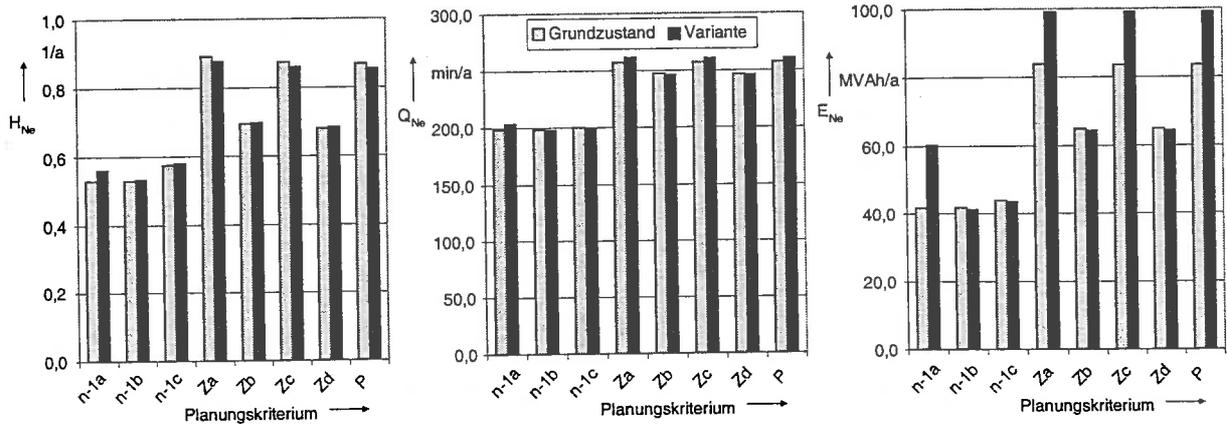


Bild 7.21 Ergebnisse ausfallorientierter Planungskriterien

Für den gefährdeten Betrieb (siehe Bild 7.22) ergeben sich für die Variante gegenüber dem Grundnetz lediglich Unterschiede für das Kriterium n-1a. Hier verringern sich die Kenngrößen für die Variante um die Einfachausfälle der Sammelschienenabschnitte der umgewandelten Doppelsammelschienen. Diese führen für das Kriterium alleine noch zu keiner, überlappend aber mit anderen Betriebsmittelausfällen zu Grenzverletzungen.

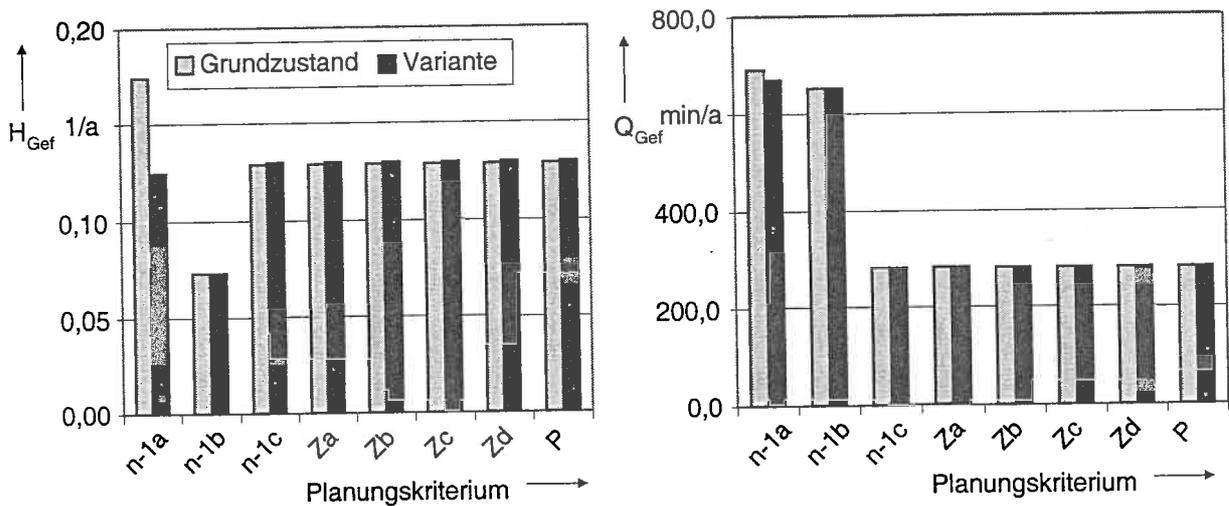


Bild 7.22: Kenngrößen gefährdeter Zustand für ausfallorientierte Planungskriterien

### 7.7.3 Variante Mittelspannungsnetz städtisch

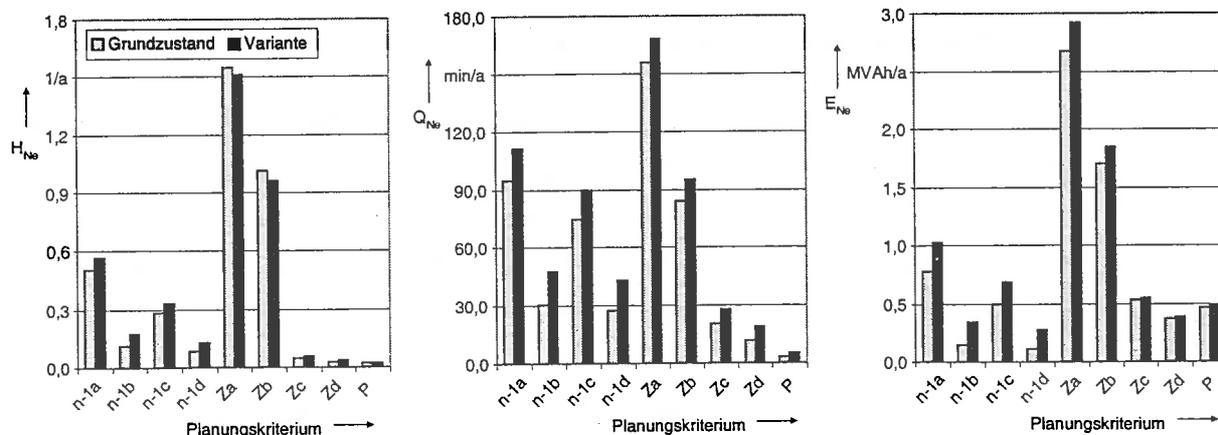
Für diese Variante wurden aus dem Mittelspannungsnetz einige Kabel (10,4 km Stromkreislänge von 55,8 km) entfernt (siehe Bild 10.9). Dadurch geht die Anbindung einiger Lastknoten (z.B. 3, 9, 11, 17) vom Strang zur kurzen Stichtabbindungen über, wodurch sich für diese Knoten im Besonderen größere Werte für Unterbrechungsdauer und nicht zeitgerecht gelieferte Energie ergeben. Weiterhin verändert sich der Schaltzustand und die Zugehörigkeit zu einzelnen Strängen von Lastknoten (z.B. 17, 49, 85-87, 99, 100). Beispielsweise erhalten die Kunden 85-87, 99, 100 für die Variante Anschluß in einem erheblich längeren Strang, als im Grundzustand des Netzes, wodurch sich die Unterbrechungshäufigkeit dieser Kunden stark erhöht.

Die Zuverlässigkeitskenngrößen für das Netz sind in Tabelle 7.5 gegeben. Lediglich die Kenngröße der Unterbrechungshäufigkeit wird geringer, da im Netz der Variante weniger Kabel vorhanden sind, deren Ausfall zu Versorgungsunterbrechungen führt. Die übrigen Kenngrößen erhöhen sich durch die Verringerung der Redundanzen im Netz.

**Tabelle 7.5: Netzkenngrößen**

	$H_U$ in 1/a	$Q_U$ In min/a	$T_U$ in h	$L_U$ In MVA/a	$E_U$ in MVAh/a	$K_U$ in TDM/a
Grundzustand	2,003	186,03	1,54	2,66	2,88	86,54
Variante	1,882	191,47	1,69	2,80	3,09	91,86

Während für das original Zollenkopf-Kriterium die Häufigkeit für Nichterfüllung durch weniger Betriebsmittelausfälle für die Variante sinkt, ergeben sich für die übrigen ausfallorientierten Kriterien durch die fehlende Redundanz (z.B. mehr Stichtleitungen) erhöhte Werte (siehe Bild 7.23). Für die Wahrscheinlichkeit und die nicht zeitgerecht gelieferte Energie der Ausfälle mit Nichterfüllung ergeben sich für alle Kriterien für die Variante erhöhte Werte.



**Bild 7.23 Ergebnisse ausfallorientierter Planungskriterien**

Für den gefährdeten Zustand der Variante ergeben sich keine neuen Erkenntnisse. Die Zuverlässigkeitskenngrößen der Kunden werden in Bild 10.17 im Anhang aufgetragen. Eine Verletzung des kundenorientierten probabilistischen Grenzwertes von  $E_{U \text{ grenz}} = 500 \text{ kVAh/a}$  ergibt sich ebenfalls für die betrachtete Variante für keinen der Kunden.

#### 7.7.4 Variante Verbundnetz

Für die Variante des Verbundnetzes wurde ein Rückbau der 220-kV-Ebene durchgeführt. Dazu wurden die Lasten der 220-kV-Ebene dem Lastfluß entsprechend auf die Sammelschienen 2, 11 und 12 (siehe Bild 10.6) verteilt. Weiterhin wird für die Variante die Einspeisung, die bisher an Sammelschiene 4 angeschlossen war, an Sammelschiene 3 angeschlossen. Angenommen wird dabei, daß ein solcher Umbau des Netzes auch für die unterlagerten Verteilnetze möglich ist.

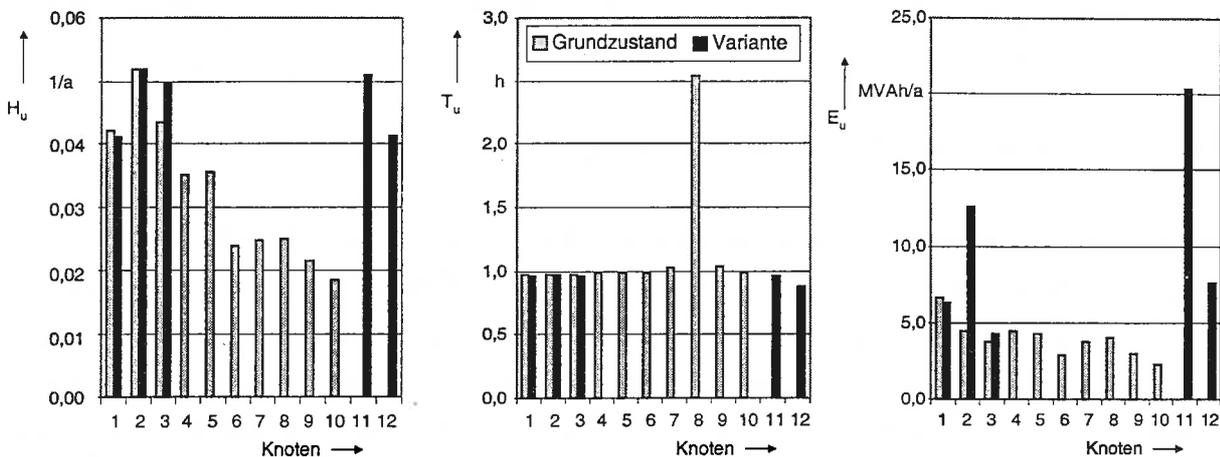
Für die Variante ergeben sich insgesamt niedrigere Werte für die Unterbrechungshäufigkeit und die Nichtverfügbarkeit (siehe Tabelle 7.6), da Ausfälle von Betriebsmitteln des 220-kV-Netzes nicht mehr zu Versorgungsunterbrechungen führen. Dagegen führen durch die Umverteilung der Lasten Ausfälle im 380-kV-Netz der Variante zu Versorgungsunterbrechungen, die im Grundzustand keine Versorgungsunterbrechung bewirken. Die umgelagerten Lasten erhalten höhere Werte für die Unterbrechungshäufigkeit, verglichen mit der Unterbrechungshäufigkeit der 220-kV-Lasten des Grundnetzes, da sie an 380-kV-Sammelschienen angeschlossen sind, die meist eine höhere Schaltfeldanzahl verbunden mit einer ebenfalls höheren Ausfallhäufigkeit besitzen als 220-kV-Sammelschienen. Dadurch ergeben sich insgesamt erhöhte Werte für die unterbrochene Leistung und die nicht zeitgerecht gelieferte Energie. Da für die Variante nicht mehr so viele Lastknoten an den Gesamtnetzkenngößen teilhaben, der

Energiebedarf des Netzes jedoch gleich geblieben ist, ist die nicht zeitgerecht gelieferte Energie die für den Vergleich hier maßgebliche Kenngröße.

**Tabelle 7.6: Netzkenngößen**

	$H_U$ in 1/a	$Q_U$ in min/a	$T_U$ in h	$L_U$ in MVA/a	$E_U$ in MVAh/a
Grundzustand	0,322	21,41	1,11	37,28	39,43
Variante	0,235	13,27	0,941	53,08	51,10

Die kundenspezifischen Zuverlässigkeitskenngrößen für den Grundzustand im Vergleich mit der Variante zeigt Bild 7.24.

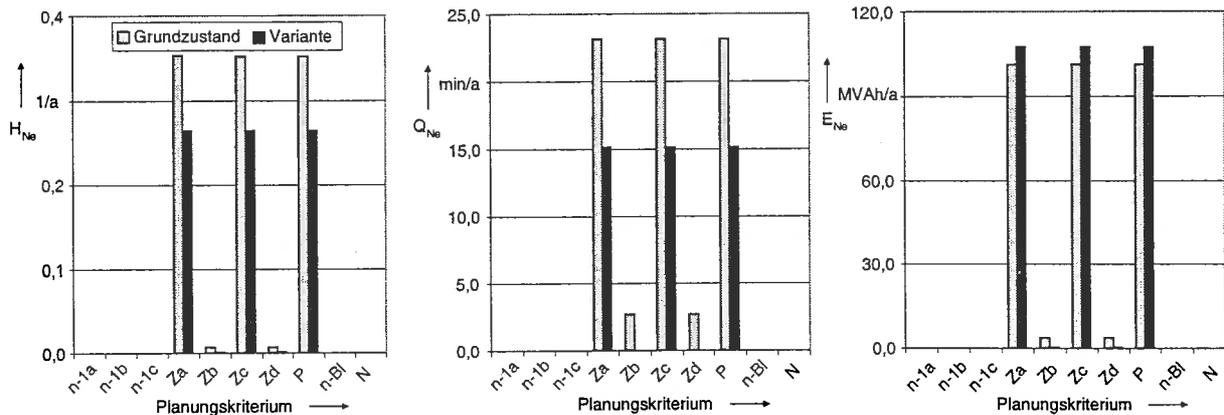


**Bild 7.24: Kundenspezifische Zuverlässigkeitskenngrößen**

Für die Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen ergeben sich für die Variante gegenüber dem Grundzustand die größten Unterschiede für Knoten 3. Der Knoten erhält höhere Werte der Zuverlässigkeitskenngrößen durch das Umklemmen der Einspeisung von Knoten 4 nach Knoten 3 und der damit verbundenen Erweiterung der Sammelschiene um ein Schaltfeld. Knoten 2 erhält durch die Erhöhung der Last an dem Knoten erhöhte Werte der nicht zeitgerecht gelieferten Energie.

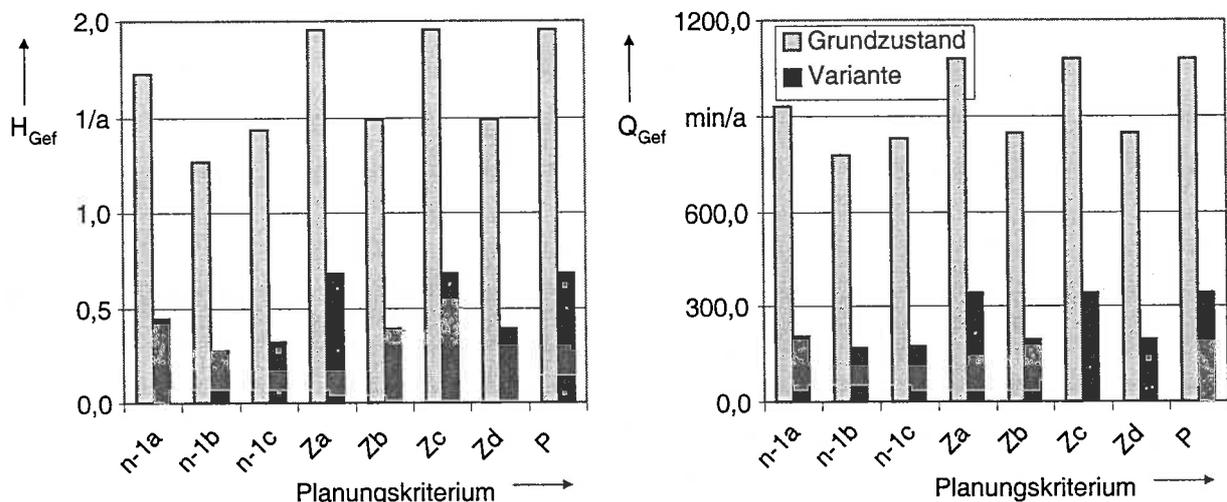
Für die Kenngrößen der ausfallorientierten Planungskriterien ergeben sich Unterschiede für die probabilistischen Kriterien und insbesondere für diejenigen, die Sammelschienenanfälligkeiten berücksichtigen ( $Z_a$ ,  $Z_c$ ,  $P$ ). Die Kenngrößen verhalten sich entsprechend den kundenspezifischen Zuverlässigkeitskenngrößen für das gesamte Netz (vgl. Tabelle 7.6), das heißt es ergeben sich für die Variante niedrigere Werte für Häufigkeit und Nichtverfügbarkeit der Nichterfüllung der Kriterien und erhöhte Werte für die nicht zeitgerecht gelieferte Energie. Weiterhin fallen für die Variante Common-Mode-Ausfälle im 220-kV-Netz weg, die zur Ver-

sorgungsunterbrechung der Last an Knoten 8 und damit zur Nichterfüllung der probabilistischen Kriterien führen. Dies erkennt man besonders an den Kenngrößen für Nichterfüllung der Kriterien Zb und Zd.



**Bild 7.25 Ergebnisse ausfallorientierter Planungskriterien**

Wie in Bild 7.26 zu sehen, ergeben sich für die Kenngrößen des gefährdeten Zustands der Variante durch den Wegfall der 220-kV-Betriebsmittel ebenfalls geringere Werte. Der Unterschied zwischen den Kriterien mit und ohne Berücksichtigung von Sammelschienausfällen ist für die Modifikationen des (n-1)-Kriteriums (n-1a/n-1b) geringer als für die Zollenkopf-Kriterien (Za/Zb bzw. Zc/Zd). Dies liegt daran, daß für die Zollenkopf-Kriterien (Za, Zc) im Gegensatz zum (n-1)-Kriterium n-1a auch Grenzverletzungen für Ausfallkombinationen von Sammelschienen mit anderen Betriebsmitteln bestehen. Für diese Betriebsmittel fällt der gefährdete Zustand dann weg, wenn Sammelschienausfälle keine Berücksichtigung mehr finden.



**Bild 7.26: Kenngrößen gefährdeter Zustand für ausfallorientierte Planungskriterien**

## 8 Zusammenfassung und Ausblick

### 8.1 Zusammenfassung

Das vorgestellte Forschungsvorhaben verfolgt die Schaffung eines universell einsetzbaren Instrumentariums zur Zuverlässigkeitsberechnung elektrischer Energieversorgungsnetze, womit im zweiten Schritt Untersuchungen der Aussagefähigkeit der aus der Literatur bekannten Planungskriterien möglich sind.

Das verwendete Berechnungsverfahren, sowie die zugrundeliegenden Modelle sind Inhalt des ersten Teils der Arbeit. Besondere Aufmerksamkeit wird dabei der Netzzustandsanalyse, den Ausfallmodellen, dem Kraftwerksmodell, der Nachbildung der Wiederversorgung und dem Schutzverhalten gewidmet.

Für die Untersuchung der Planungskriterien werden fünf verschiedene Netze und abweichende Varianten von diesen untersucht. Dabei wird festgestellt, daß für die Nichterfüllung ausfallorientierter Planungskriterien sich qualitativ ähnliche Ergebnisse für das ländliche und das städtische Mittelspannungsnetz, sowie für die 110-kV-Netze mit Erdschlußkompensation und niederohmige Sternpunktbehandlung ergeben. Die Kenngrößen für Nichterfüllung des (n-1)-Kriteriums sind für alle untersuchten Netze geringer, als die des original Zollenkopf-Kriteriums. Für die Hoch- und Höchstspannungsnetze sind die Kenngrößen für Nichterfüllung des (n-1)-Kriteriums kleiner, für die Mittelspannungsnetze größer, als die des erweiterten Zollenkopf-Kriteriums und des ausfallorientierten probabilistischen Grenzwertes  $E_{U\text{ grenz}} = 400 \text{ kVAh/a}$ . Für die Kenngrößen des gefährdeten Zustandes können keine solchen generellen Aussagen getroffen werden.

Ein kundenorientierter probabilistischer Grenzwert von  $E_{U\text{ grenz}} = 500 \text{ kVAh/a}$  ist lediglich für Mittelspannungsnetze geeignet. Für Hoch- und Höchstspannungsnetze ist der Wert aber unter Berücksichtigung der getroffenen Systemgrenzen meist zu niedrig.

Abhängig vom untersuchten Kriterien sollen für das Projekt bestimmte Fragestellungen untersucht werden.

- Werden alle kritischen Ausfallzustände untersucht und bewertet?

Welche Ausfallzustände als kritisch zu bewerten sind ist schwierig zu beurteilen, da manche Kriterien einen gewissen Interpretationsspielraum aufweisen. Der Vergleich ausfallorientierter Kriterien zeigt aber, daß sich für das (n-1)-Kriterium hier Schwächen ergeben, in dem nur unabhängige Einfachausfälle berücksichtigt werden. Die übrigen Kriterien berücksichtigen ebenfalls Ausfälle anderer Ausfallmodelle (z.B. Common-Mode, Mehrfacherdschluß), die

durchaus vergleichbare Eintrittswahrscheinlichkeiten wie die unabhängigen Einfachausfälle besitzen, deren Auswirkungen aber ungleich höher sein können. Ähnliches gilt für das original Zollenkopf-Kriterium, welches nicht die Häufigkeit von Zuständen berücksichtigt. So lassen sich für jedes Netz, wenn auch sehr unwahrscheinliche Zustände konstruieren, die dieses Kriterium verletzen. Probabilistische und hier speziell kundenorientierte Kriterien haben den Vorteil, daß die Bewertung der Ausfallzustände quantitativ erfolgt. Sie zeichnen sich so durch eine höhere Flexibilität aus, was allerdings auch die Definition von Grenzwerten bestimmter Zuverlässigkeitskenngrößen erschwert.

- Werden die Netzsituationen sinnvoll gewichtet bzw. bewertet?

Die Wichtung von Netzsituationen ist nur durch Verwendung probabilistischer Kenngrößen sinnvoll möglich. Wie gezeigt wird, kann dies aber auch für heuristische Kriterien durch die zusätzliche Verwendung probabilistischer Kenngrößen für Nichterfüllung und Gefährdung der Kriterien erfolgen. Eine Ja/Nein-Aussage der Erfüllung von Kriterien bzw. eine Nein-Aussage und die Ausgabe der Zustände mit Grenzverletzung sind zur Beurteilung von Planungskriterien alleine nicht ausreichend.

Eine Wichtung bei Benutzung probabilistischer Kenngrößen ist durch die Entscheidung für bestimmte zur Entscheidungsfindung zu verwendende Kenngrößen möglich. Die Definition, welche Kenngröße dazu benutzt wird, ist aber schwierig.

- Sind die Ergebnisse für den Planer interpretierbar und bieten die Ergebnisse Hinweise auf Abhilfemaßnahmen, d.h., ist die zugrundeliegende Netzsituation erkennbar?

Die Interpretierbarkeit ausfallorientierter Planungskriterien sind bei Analyse von Netzzuständen mit Nichterfüllung von Planungskriterien einfach, da sofort die zugrundeliegende Netzsituation und dadurch auch Abhilfemaßnahmen ersichtlich sind.

Zuverlässigkeitskenngrößen sind hochaggregierte Kenngrößen, wodurch ihre Interpretation schwierig ist. Es wird jedoch gezeigt, daß ihr Zustandekommen anhand verschiedener Differenzierungsmöglichkeiten plausibel wird.

Die Zuverlässigkeitskenngrößen sind allerdings auch mit zum Teil erheblichen Unschärfen behaftet. Dies erschwert den Vergleich von Planungsvarianten untereinander, die Definition eines Grenzwertes, wenn die Zuverlässigkeit als Restriktion im Planungsprozeß berücksichtigt werden soll, und insbesondere die Verifikation der Berechnungsergebnisse. Mittels Monte-Carlo-Simulationsverfahren lassen sich die Verteilungsfunktionen von

Zuverlässigkeitskenngrößen ermitteln. Ein Vergleich der Kenngrößen ist dann mittels Durchführung von Signifikanztestes möglich..

- Bieten die Kriterien Möglichkeiten zur wirtschaftlichen Bewertung?

Möglichkeiten zur wirtschaftlichen Bewertung bieten nur kundenorientierte probabilistische Kriterien, wobei hier jedoch für das Energieversorgungsunternehmen interne Investitionskosten externe Schadenskosten des Kunden gegenüberstehen. Die Schadenskosten der Kunden sind meist jedoch unbekannt und gehorchen dazu noch großen statistischen Streuungen. Auf diese Problematik wird im Ausblick noch näher eingegangen.

- Welche Unterschiede ergeben sich im Vergleich zur gängigen Planungspraxis?

Zur Zeit beinhaltet die gängige Planungspraxis in Deutschland noch im Wesentlichen die Verwendung des (n-1)-Kriteriums in verschiedenen Variationen. Die probabilistische Zuverlässigkeitsberechnung findet im Ausland schon längere Zeit und in neuerer Zeit auch zunehmend in Deutschland Eingang in die Netzplanung. Im Unterschied zur gängigen Planungspraxis müssen im Unternehmen für die probabilistische Zuverlässigkeitsbewertung von Netzen das Ausfallverhalten von Betriebsmitteln und Wiederversorgungskonzepte modelliert werden. Dazu ist die Erfassung von Betriebsmittelzuverlässigkeitskennwerten, wie dies in der VDEW-Störungs und Schadensstatistik geschieht (/VDEW 1993/), die Modellierung des Netzschutzes und der Wiederversorgung notwendig. Die Sammlung betriebsinterener Störungsdaten ist für Energieversorgungsunternehmen insbesondere auch für Mittelspannungsbetriebsmittel sinnvoll, da hierfür die VDEW-Statistik zur Zeit noch keine Daten zum Störungsablauf enthält. Dies und die Berechnung der Zuverlässigkeitskenngrößen, sowie ihre Auswertung und Analyse erfordert Einarbeitung des Netzplaners in ein neues Themengebiet.

Das Forschungsziel wurde erreicht.

Das AiF-Forschungsvorhaben Nr. 11045 N wurde aus Haushaltsmitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft über die Arbeitsgemeinschaft industrieller Forschungsvereinigungen "Otto von Guericke" e.V. (AiF) gefördert.

## 8.2 Ausblick

Im Rahmen der Liberalisierung des europäischen Elektrizitätsmarktes wurde die EU-Richtlinie Elektrizität vom 19. Dezember 1997 (in Kraft getreten am 19. Februar 1997) /Richtlinie EG 1996/ in nationales Recht umgesetzt.

Der Netzbetreiber, der über ein natürliches Monopol für die Durchleitung der elektrischen Energie verfügt, erhält bisher Durchleitungen nur pauschal vergütet /VDEW 1998/ und somit keinen finanziellen Anreiz, die Zuverlässigkeit durch Investitionen oder Instandhaltungsmaßnahmen langfristig zu sichern. Es kann daher vermutet werden, daß aus wirtschaftlichen Gründen längerfristig ein Absinken des Zuverlässigkeitsniveaus der Netze zu erwarten ist, sofern keine allgemein bindenden Vereinbarungen dahingehend entwickelt werden, daß entsprechende Aufwendungen für die Einhaltung des für erforderlich angesehenen Niveaus honoriert werden.

Wie dies geschehen kann, ist bisher weitgehend unklar. Folgende Fragestellungen sind zu klären:

- Wie ist die Zuverlässigkeit von Durchleitungen zu bewerten?
- Wie sensibel sind die verschiedenen Kunden gegenüber Durchleitungsstörungen in den verschiedenen Spannungsebenen, und wie können die Kunden auf die Zuverlässigkeit der Durchleitung Einfluß nehmen?
- Welche Möglichkeiten bestehen, um zukünftig durch zusätzliche Vereinbarungen das dem Kunden angebotene Zuverlässigkeitsniveau zu honorieren, und was sind die jeweiligen Vor- und Nachteile dieser Regelungen aus der Sicht des Kunden und aus der Sicht des Netzbetreibers?

Einen weiteren Aspekt in diesem Zusammenhang stellen neue Bewertungsansätze der Zuverlässigkeit dar, wie beispielsweise das in /Backes 1998/ erstmals vorgeschlagene Versicherungsmodell. Das Modell bietet Abnehmern elektrischer Energie eine Möglichkeit, sich gegen Versorgungsunterbrechungen zu versichern. Vorteilhaft bei diesem Modell ist, daß die unterschiedliche Sensibilität der Kunden gegenüber Versorgungsunterbrechungen durch unterschiedliche Versicherungstarife berücksichtigt werden kann und der Netzbetreiber Aufwendungen für die Zuverlässigkeit der Durchleitung über die Versicherungsprämien vergütet erhält.

Untersuchungen zu den neu aufgetretenen Problemstellungen und Lösungsansätzen werden derzeit in einem Folgeprojekt der hier beschriebenen Untersuchungen durchgeführt.

## 9 Literaturverzeichnis

- Alvarado, F.; Dobson, I.; Hu, Y.:  
Computation of closest bifurcation in power systems. IEEE Transactions on Power Systems Vol. PWRS-9, (1994), S. 918-924
- Aschmoneit, F.; Hartmann, M.; Metz, D.:  
Newton-Lastflußrechnung mit spannungsabhängigen Lasten. Elektrizitätswirtschaft 88 (1989), S.678-682
- Backes, J.:  
Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit. Dissertation Universität des Saarlandes, Saarbrücken 1998
- Billinton, R.; Allan, R. N.:  
Reliability Evaluation of Power Systems. Plenum Press, New York (1996)
- Billinton, R.; Fotuhi-Firuzabad, M.:  
A basic framework for generating system operating health analysis. IEEE Transactions on Power Systems Vol. PWRS-9, (1994), S. 1610-1617
- Bitzer, B.:  
Störungsanalyse und Modellbildung zur Berechnung der Versorgungszuverlässigkeit von 110-kV-Netzen. Dissertation TH Darmstadt (1981)
- Boffo, W.; Koglin, H. J.; Wellßow, W. H.:  
Zuverlässigkeitsberechnungen mit Daten aus der VDEW-Störungsstatistik. Elektrizitätswirtschaft, 93 (1994), S.278-286
- Böse, C.; Sorg, A.; Wellßow, W. H.; Zdrallek, M.:  
Reliability of Different H-type Substation Configurations. 11th International Conference on Power System Protection (PSP 98). Bled, Slowenien, Proceedings page 95 -100
- Böse, C.; Hügel, R.; Weber, Th.; Wellßow, W. H.:  
Auswertung der VDEW-Störungsstatistik für Zuverlässigkeitsanalysen, Elektrik 51 (1997) S. 130-139
- Brumshagen, H.:  
Berücksichtigung von Zuverlässigkeitskenngrößen als Nebenbedingung bei der Ausbauplanung elektrischer Verbundnetze. 1. Russisch-Deutsches Zuverlässigkeitsseminar, Teil 1, Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Band 10, Verlag der Augustinus Buchhandlung, Aachen (1993)
- CIGRE WG 03 1987:  
Power systems reliability analysis. Application guide. CIGRE WG 03 of SC 38 (Power system analysis and techniques) (1987)
- Danda, R.:  
Zuverlässigkeitsuntersuchungen für die Jahreskraftwerksbetriebsplanung. Dissertation RWTH Aachen (1982)

- Dib, R.:  
Einfluß der Sternpunktbehandlung und der dreipoligen Kurzunterbrechung auf die Übertragungszuverlässigkeit von 110-kV-Netzen. Dissertation RWTH Aachen (1983)
- DVG:  
Der Grid-Code- Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Deutsche Verbundgesellschaft e. V. Heidelberg, (1998)
- DVG:  
Empfehlungen zur Konzeption von Programmen zur Zuverlässigkeitsberechnung. Deutsche Verbundgesellschaft e. V. Heidelberg (1997)
- DVG:  
Deutsche Verbundgesellschaft, Pflichtenheft: Durchführung einer Netz Zuverlässigkeitsuntersuchung an einem gegebenen DVG-Testnetz. Deutsche Verbundgesellschaft e. V. Heidelberg, (1996), (unveröffentlicht)
- EdF:  
Contrat Emeraude (Smaragd-Vertrag) der Electricité de France, Übersetzung aus dem Französischen. VDEW (1997)
- EnWG:  
Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz) BGBI. I (Fassung vom 24. April 1998)
- Endrenyi J.; Wang L.:  
Reliability techniques in large electric power systems. Ontario Hydro Research Division, Toronto, Canada (1991)
- FGH:  
Lastflußmanual. Forschungsgemeinschaft für Hochspannungs- und Hochstromtechnik e. V., Mannheim (1994)
- Ford, L. R.; Fulkerson, D. R.:  
Flows in networks. Princeton University Press, Princeton (1962)
- Freund, H.:  
Versorgungsqualität und ihre Kosten. Elektrizitätswirtschaft, 90 (1991), S.913-915
- Gebler, H.:  
Berechnung von Zuverlässigkeitskenngrößen für Elektrische Energieversorgungsnetze. Dissertation TH Darmstadt (1981)
- Gerch, H.-P.; Glaunsinger, W.; Kunkel, J.; Sprenger, W.; Zimmermann, U.:  
Zuverlässigkeit im Hoch- und Höchstspannungsnetz – Praktische Anwendung des (n-1)-Kriteriums bei den deutschen Verbundunternehmen und Überlegungen zur Ergänzung durch probabilistische Verfahren. ETG 1997/1998
- Gerch, H.-P.; Nissen, J.; Schildge, P.:  
Planungsgrundsätze im Hochspannungsnetz - Beispiel RWE Energie. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 46 (1996), S.777-783

- Graf, F.-R.:  
Beitrag zur Erkennung kritischer Spannungszustände in stark belasteten Übertragungsnetzen, etz-Archiv 8 (1986), S. 123-127
- Granville, S.; Meio, A. C. G.; Mello, J. C. O.:  
Application of interior point methods to power flow unsolvability. . IEEE Transactions on Power Systems Vol. PWRS-11, (1995), S. 1096-1103
- Hartkopf, T.:  
A modified Newton method for power flow calculation using a minimisation technique with universal convergence. Proceedings PSCC VI, Vol. 2, (1978) S. 695-698
- Haß, D.; Pels Leusden, G.; Schwarz, J.; Zimmermann, H.:  
Das (n-1)-Kriterium in der Planung von Übertragungsnetzen. Elektrizitätswirtschaft, 80 (1981), S.923-926
- Holmberg, D:  
Planungskriterien des nordischen Verbundnetzes. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 46 (1996), S.772-776
- Kaufmann, W.:  
Abnehmerorientierte Optimierung des Aufwands für die Zuverlässigkeit in der Elektrizitätsversorgung. Dissertation TH Stuttgart (1974)
- Kessel, P.; Glavitsch, H.:  
Estimating the Voltage Stability of a Power System. IEEE Transactions on Power Delivery, VOL. PWRD-1, 3 (1986), S. 346-352
- Koglin, H.-J.; Richter, H.-J.; Wellßow, W. H.:  
Composite Reliability Techniques in EHV Systems - is there a Need in Case of Highly Meshed Systems? CIGRE, Rep. 1A-02, Montreal (1991)
- Kumar, S.; Billinton, R.:  
Low bus voltage and ill-conditioned network situations in a composite system adequacy evaluation. IEEE Transactions on Power Systems Vol. PWRS-2, (1987), S. 652-659
- Landeck, E. U.:  
Zuverlässigkeitsbewertung von Leistungstransiten in Verbundsystemen, Dissertation RWTH Aachen (1995)
- Medeiros, M. F.:  
Schnelle Überlastreduktion durch korrektives Schalten. Dissertation, Technische Hochschule Darmstadt (1987)
- Meio, A. C. G.; Mello, J. C. O.; Granville S.:  
The effects of voltage collapse problems in the reliability evaluation of composite systems. IEEE Transactions on Power Systems Vol. PWRS-12, (1997), S. 480-488

- Mondovic, A.; Nippert, T.; Zimmermann, U.; Kunkel, J.:  
Comparison of reliability calculation programs for the investigation of distribution and transmission networks. Proceedings der ETG Konferenz "Quality of Power Supply", München (1997)
- Müller, H.:  
Korrektives Schalten – Eine Maßnahme zur gezielten Entlastung von Betriebsmitteln in elektrischen Energieversorgungsnetzen. Dissertation, Technische Hochschule Darmstadt (1981)
- Nick, W. R.:  
Bewertung redundant geplanter Hoch- und Mittelspannungsverteilungsnetze im Hinblick auf Zuverlässigkeit und Wirtschaftlichkeit. Dissertation RWTH Aachen (1992)
- Niehage, U.:  
Zur Frage der zuverlässigen Auslegung von städtischen 110-kV-Kabelnetzen, Dissertation RWTH Aachen (1987)
- Nippert, T.:  
Improvement of the (n-1)-criterion introducing a probabilistic failure-related reliability criterion, CIRED '97; Conference Publication No. 438, IEE, (1997)
- Østrup, T.; Holmberg, D.; Amorouayeche, M.; Invernizzi, A.:  
Reliability standards versus development of electric power industry. ELECTRA No. 177, (1998), S.95-104
- Østrup, T.; Carlsen, T.; Larsson, S.; Nordby, M.; Walve, K.; Hagman, E.; Glende, I.; Holmberg, D.:  
Revised common planning criterions for the model transmission system - reliability considerations and recommendations. Cigré Symposium on Electric Power Systems Reliability, Montreal (1991)
- Overbye, Th. J.:  
Computation of a practical method to restore power flow solvability. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. PWRS-10, (1994), S. 280-287
- RELNET-GRANT:  
Users Manual for RELNET-GRANT. Institute of Science and Technology, University of Manchester (1982)
- Richtlinie EG:  
Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19.12.1996 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt, Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften
- Roos, E.:  
Versorgungszuverlässigkeit elektrischer Hoch- und Mittelspannungsnetze bei Nutzung von Kabeln, Dissertation Uds Saarbrücken (1989)

- Rumpel, D.; Ader, T.; Schneppendahl, J.:  
Selbstadaptierender Trainingssimulator für Netzwiederaufbau.  
Elektrizitätswirtschaft 91 (1992), S. 160 – 166
- Sorg, A.; Clemens, G.:  
Verfahren zur Lastflußrechnung. FGH-Seminar "Zuverlässigkeitsanalyse für elektrische Energieversorgungssysteme", Forschungsgemeinschaft für Hochspannungs- und Hochstromtechnik e. V., Deidesheim (1999)
- Stott, B.; Alsac, O.:  
Fast Decoupled Load Flow. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, (1974), S. 859-869
- UCPTE:  
Empfehlungen zur primären und sekundären Frequenz- und Wirkleistungsregelung in der UCPTE. Deutschland (1995)
- VDEW Störungs- und Schadensstatistik:  
Anleitung zur Störungserfassung und Auswertung. Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke - VDEW e.V. , Frankfurt a. M. (1993)
- VDEW, BDI, VIK:  
Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Durchleitungsentgelten. Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke - VDEW e.V. , Frankfurt a. M., Bundesverband der Deutschen Industrie e.V., Köln, VIK Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e. V. Essen (1998)
- Wellßow, W.:  
Verfahren zur Lastflußrechnung. FGH-Seminar "Lastfluß- und Kurzschlußberechnungen in Theorie und Praxis", Forschungsgemeinschaft für Hochspannungs- und Hochstromtechnik e. V., Deidesheim (1997)
- Wellßow, W.:  
Ein Beitrag zur Zuverlässigkeitsberechnung in der Netzplanung. Dissertation TH Darmstadt (1986)
- Yerima, J.Y.:  
Wissensbasierte Bestimmung des aktuellen Versorgungszuverlässigkeitsniveaus elektrischer Energieversorgungsnetze. Dissertation, Universität des Saarlandes (1996)
- Zollenkopf, K.:  
Diskussionsbeitrag zur Cigré-Tagung 1968, Gruppe 32, ETZ Bd.89 (1968), S. 724

## 10 Anhang

### 10.1 Formelzeichen und Nebenzeichen

#### 10.1.1 Formelzeichen

Komplexe Größen sind unterstrichen, und Vektoren fett dargestellt.

a, b c, d, e, f	Hilfsgrößen
$C'$	Kapazitätsbelag
$D_0$	Wahrscheinlichkeit für Kraftwerks-Sofortabschaltung
$E$	Energie
$E()$	Erwartungswert von ( )
$F()$	Verteilungsfunktion von ( )
$f$	Frequenz
$f()$	Dichtefunktion von ( )
$f_o, f_u$ :	Reduzierungsfaktor für Überlast bzw. Unterspannung nach Abschn. 3.2.3
$f_n$	Netznennfrequenz
$f_s$	Frequenzabweichung
$\Delta f_s$	Korrektur der Frequenzabweichung nach Abschn. 3.2.2.3
$H$	Häufigkeit eines Ereignisses
$K$	Leistungszahl eines Synchrongenerators
$K$	Kosten (absolut)
$k$	Kosten (spezifisch, z.B. arbeits- bzw. leistungsbezogen)
$k$	Zählvariable für Iterationsschritte nach Abschn. 3.2.2.2.3
$l$	Leitungslänge
LOLE	Anzahl der Tage pro Jahr, an denen die Systemlast nicht gedeckt werden kann (loss of load expectation)
$m$	Mittlere Leistungsabweichung
$m_0$	Mittlere Leistungsabweichung der vorhergehenden Iteration
$n$	Anzahl z.B. von Knoten, Generatoren, Verbindungsleitungen
$P$	Wirkleistung
$p$	Wahrscheinlichkeit eines Ereignisses
$\Delta P$	Wirkleistungsabweichung
$P_{G0}$	Geplante Generatorwirkeinspeisung
$Q$	Blindleistung
$Q$	Nichtverfügbarkeit
$\Delta Q$	Blindleistungsabweichung
$R$	Resistanz (Wirkwiderstand)
$r$	Radikant einer Wurzel
$\underline{S}$	komplexe Scheinleistung
$S_C$	Gesamte abgeworfene Last nach Abschn. 3.2.2.2.3
$S_{Ck}$	Im aktuellen Iterationsschritt abgeworfene Last nach Abschn. 3.2.2.2.3
$S_m$	Mittelwert der Leistungsabweichungen nach Abschn. 3.2.2.2.3
$\Delta S$	Leistungsabweichung

s	Kraftwerks-Startversagerwahrscheinlichkeit
T	Dauer eines Ereignisses
$T_z$	Kraftwerks-Anfahrzeit
$t_A$	Zeitlicher Anteil der Leistungsdauerlinie
$\underline{U}$	komplexe Spannung
U	Spannungsbetrag
$\Delta U$	Spannungsbetrags-Korrektur
V	Versorgungsgrad
$V_e$	endgültiger Versorgungsgrad
$V_n$	Im aktuellen Iterationsschritt gültiger Versorgungsgrad
X	Reaktanz (Blindwiderstand)
$\underline{Y}$	Admittanz, komplexer Leitwert
$\underline{Z}$	Impedanz, komplexer Widerstand
$\alpha$	Schrittweitenfaktor nach Abschnitt 3.2.2.2.2
$\alpha$	Kraftwerks-Anforderungsrate „Bedarf“
$\beta$	Kraftwerks-Anforderungsrate „kein Bedarf“
$\delta$	Kraftwerks-Abschaltrate im gestörten Betrieb
$\lambda$	Kraftwerks-Freigaberate
$\mu$	Kraftwerks-Instandsetzungsrate
$\epsilon_{con}$	Iterationsgrenze für Lastabwurf
$\epsilon_{NR}$	Iterationsgrenze Newton Raphson-Iteration
$\varphi$	Phasenwinkel
$\theta$	Winkel der komplexen Spannung
$\Delta\theta$	Spannungswinkel-Korrektur
$\sigma$	Streuung

### 10.1.2 Nebenzeichen rechts unten vom Hauptzeichen (Indizes)

0	Anfangswert bzw. Wert für Schrittweite = 0
1	Wert für volle Schrittweite
(1)	Mitkomponente bzw. System
A, B, C	Ortsbezeichnungen
A	Ausfall
G	Synchrongenerator
Gef	Gefährdeter Zustand für die Erfüllung eines Planungskriteriums
grenz	Grenzwert
H	Element der Jacobi-Matrix
i, j, k	Zählvariablen z.B. von Knoten, Generatoren, Verbindungsleitungen
kund	Kundenbezogener Wert
L	Leitungsbezeichnung
l	Längsanteil der Admittanz in der Vierpoldarstellung
m	Zählvariablen Netzgruppen
max	Maximum bzw. Maximalwert
min	Minimum bzw. Minimalwert
mis	Abweichung (mismatch)

N	Element der Jacobi-Matrix
n	Nennwert (nominal value)
Ne	Nichterfüllung eines Planungskriteriums
P	Parabelnäherung
p	(Wirk-) Leistungsbezogen
q	Queranteil der Admittanz in der Vierpoldarstellung
r	Bemessungswert (rated value)
sl	Slack
soll	Sollwert einer Größe
T	Testwert (Testschrittverfahren nach Abschnitt 3.2.2.2)
U	Versorgungsunterbrechung von Verbrauchern
w	Arbeitsbezogen
x	Zeilen, bzw. Spaltenindex einer Matrix

### 10.1.3 Nebenzeichen rechts oben vom Hauptzeichen

*	konjugiert komplex
ˆ	Belag einer längenbezogenen Größe

## 10.2 Herleitungen

### 10.2.1 Herleitung zu (Gl. 3.31)

Der Strom eines Betriebsmittels ergibt sich aus den Spannungen der angeschlossenen Knoten und der Betriebsmittel-Admittanz zu:

$$I = 3 \left| \underline{Y}_{ik}^* (\underline{U}_i - \underline{U}_k)^* \right| = 3 \left| \underline{Y}_{ik} \right| \left| \underline{U}_i - \underline{U}_k \right| \quad (\text{Gl. 9.1})$$

Mit

$$\underline{U}_i = U_i \cos(\Theta_i) + j U_i \sin(\Theta_i) \quad (\text{Gl. 9.2})$$

$$\underline{U}_k = U_k \cos(\Theta_k) + j U_k \sin(\Theta_k) \quad (\text{Gl. 9.3})$$

ergibt sich:

$$I = 3 \left| \underline{Y}_{ik} \right| \left| U_i \cos(\Theta_i) + j U_i \sin(\Theta_i) - U_k \cos(\Theta_k) + j U_k \sin(\Theta_k) \right| \quad (\text{Gl. 9.4})$$

$$I = 3 \left| \underline{Y}_{ik} \right| \sqrt{U_i^2 + U_k^2 - 2 U_i U_k (\cos(\Theta_i - \Theta_k))} \quad (\text{Gl. 9.5})$$

Die Ableitung des Stromes nach der Wirkleistung am Knoten j ergibt :

$$\begin{aligned}
\frac{\partial I}{\partial P_j} = & 3|Y_{ik}| \frac{U_i \frac{\partial U_i}{\partial P_j} + U_k \frac{\partial U_k}{\partial P_j}}{\sqrt{U_i^2 + U_k^2 - 2U_i U_k (\cos(\Theta_i - \Theta_k))}} \\
& - 3|Y_{ik}| \frac{\cos(\Theta_i - \Theta_k) \left( U_k \frac{\partial U_i}{\partial P_j} + U_i \frac{\partial U_k}{\partial P_j} \right)}{\sqrt{U_i^2 + U_k^2 - 2U_i U_k (\cos(\Theta_i - \Theta_k))}} \\
& + 3|Y_{ik}| \frac{\sin(\Theta_i - \Theta_k) U_i U_k \left( \frac{\partial \Theta_i}{\partial P_j} - \frac{\partial \Theta_k}{\partial P_j} \right)}{\sqrt{U_i^2 + U_k^2 - 2U_i U_k (\cos(\Theta_i - \Theta_k))}}
\end{aligned} \tag{Gl. 9.6}$$

Die Ableitung nach der Blindleistung ist analog zu (Gl. 4.6).

Mit

$$\Delta I = \sum_{j=1}^n \left( \frac{\partial I}{\partial P_j} \Delta P_j + \frac{\partial I}{\partial Q_j} \Delta Q_j \right) \tag{Gl. 9.7}$$

$$\Delta P_j = P_j - P_{j\text{neu}} = P_j - f_o P_j \tag{Gl. 9.8}$$

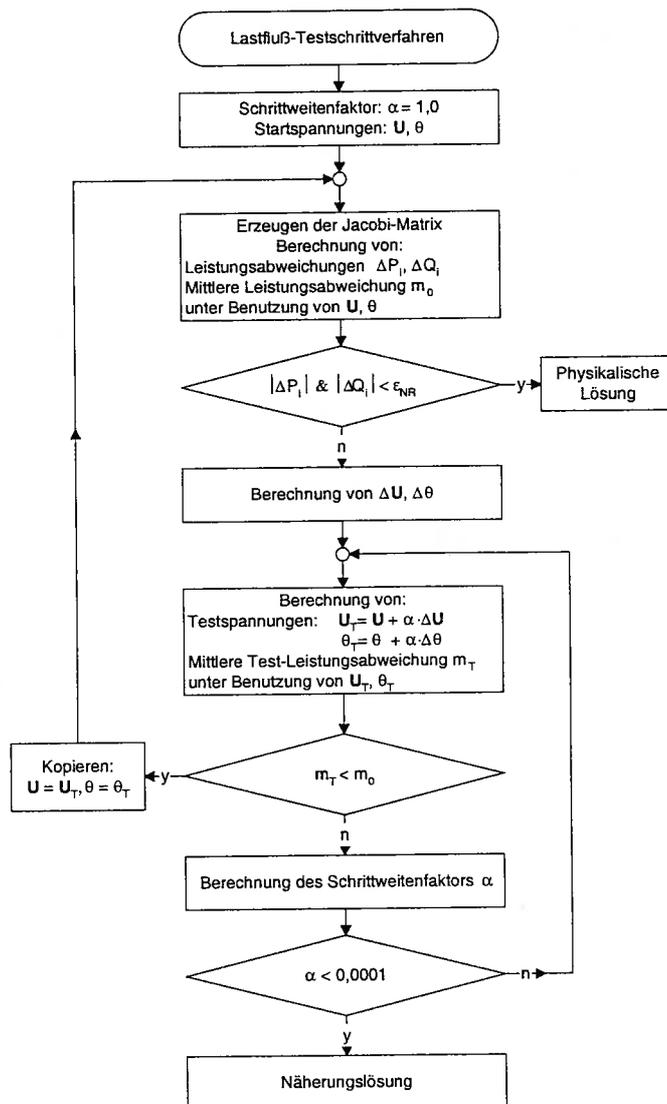
$$\Delta Q_j = Q_j - Q_{j\text{neu}} = Q_j - f_o Q_j \tag{Gl. 9.9}$$

$$\Delta I = I - I_{\text{max}} \tag{Gl. 9.10}$$

ergibt sich entsprechend (Gl. 3.31):

$$f_o = 1 - \frac{I - I_{k\text{max}}}{\sum_{j=0}^n \frac{\partial I}{\partial P_j} P_j + \frac{\partial I}{\partial Q_j} Q_j} \quad \text{mit } n = \text{Anzahl der Knoten} \tag{Gl. 9.11}$$

## 10.3 Flußdiagramme



Legende:

$\alpha$ : Schrittweitenfaktor

$\epsilon_{NR}$ : Iterationsgrenze

$U, \theta$ : Spannungsvektoren

$\Delta U, \Delta \theta$ : Spannungsvektorkorrektoren

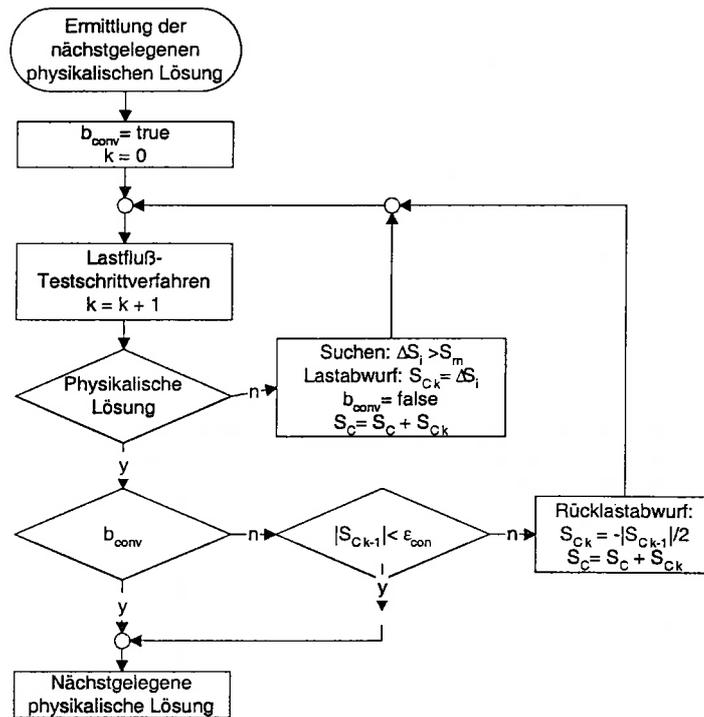
$m_0$ : Mittlere Leistungsabweichung der vorhergehenden Iteration

$m_T$ : Mittlere Test-Leistungsabweichung

$U_T, \theta_T$ : Test-Spannungsvektoren

$\Delta P_i, \Delta Q_i$ : Leistungsabweichung an Knoten  $i$

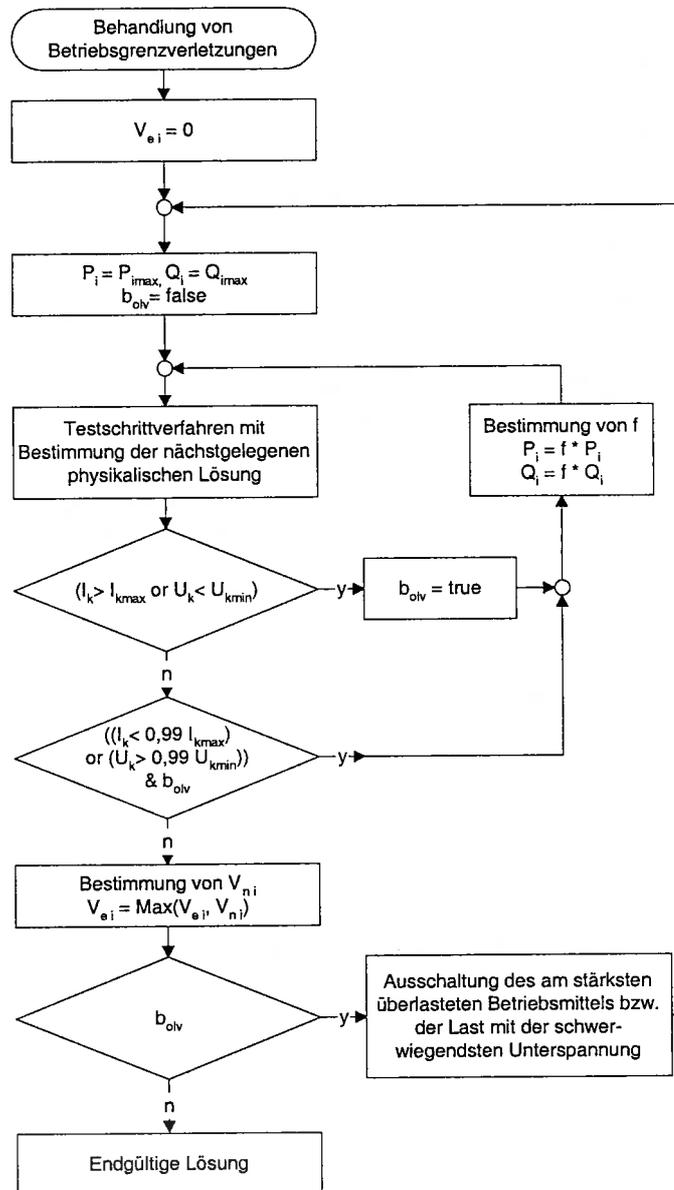
**Bild 10.1** Flußdiagramm des Lastfluß-Testschrittverfahrens



Legende:

- |                    |                                 |            |                                      |
|--------------------|---------------------------------|------------|--------------------------------------|
| $\Delta S_i$ :     | Leistungsabweichung an Knoten i | $S_{Ck}$ : | Aktuell abgeworfene Last             |
| k:                 | Nr. des Iterationsschrittes     | $S_C$ :    | Gesamt abgeworfene Last              |
| $\epsilon_{con}$ : | Iterationsgrenze für Lastabwurf | $S_m$ :    | Mittelwert der Leistungsabweichungen |

Bild 10.2: Flußdiagramm zum Verfahren der Ermittlung der Konvergenzgrenze



Legende:

- $P_i, Q_i$ : Last an Knoten  $i$
- $f = f_u, f_o$ : Reduktionsfaktor für Unterspannung bzw. Überlast
- $I_k$ : Strom des Betriebsmittels mit der höchsten Überlast
- $I_{kmax}$ : Maximal zulässiger Strom des Betriebsmittels mit der höchsten Überlast
- $U_k$ : Spannung an der Last mit der schwerwiegendsten Unterspannung
- $U_{kmin}$ : Minimal zulässige Spannung an der Last mit der schwerwiegendsten Unterspannung
- $V_n$ : Aktueller Versorgungsgrad
- $V_e$ : Endgültiger Versorgungsgrad

**Bild 10.3:** Flußdiagramm zur Behandlung von Betriebsgrenzverletzungen für den AC-Lastflußalgorithmus

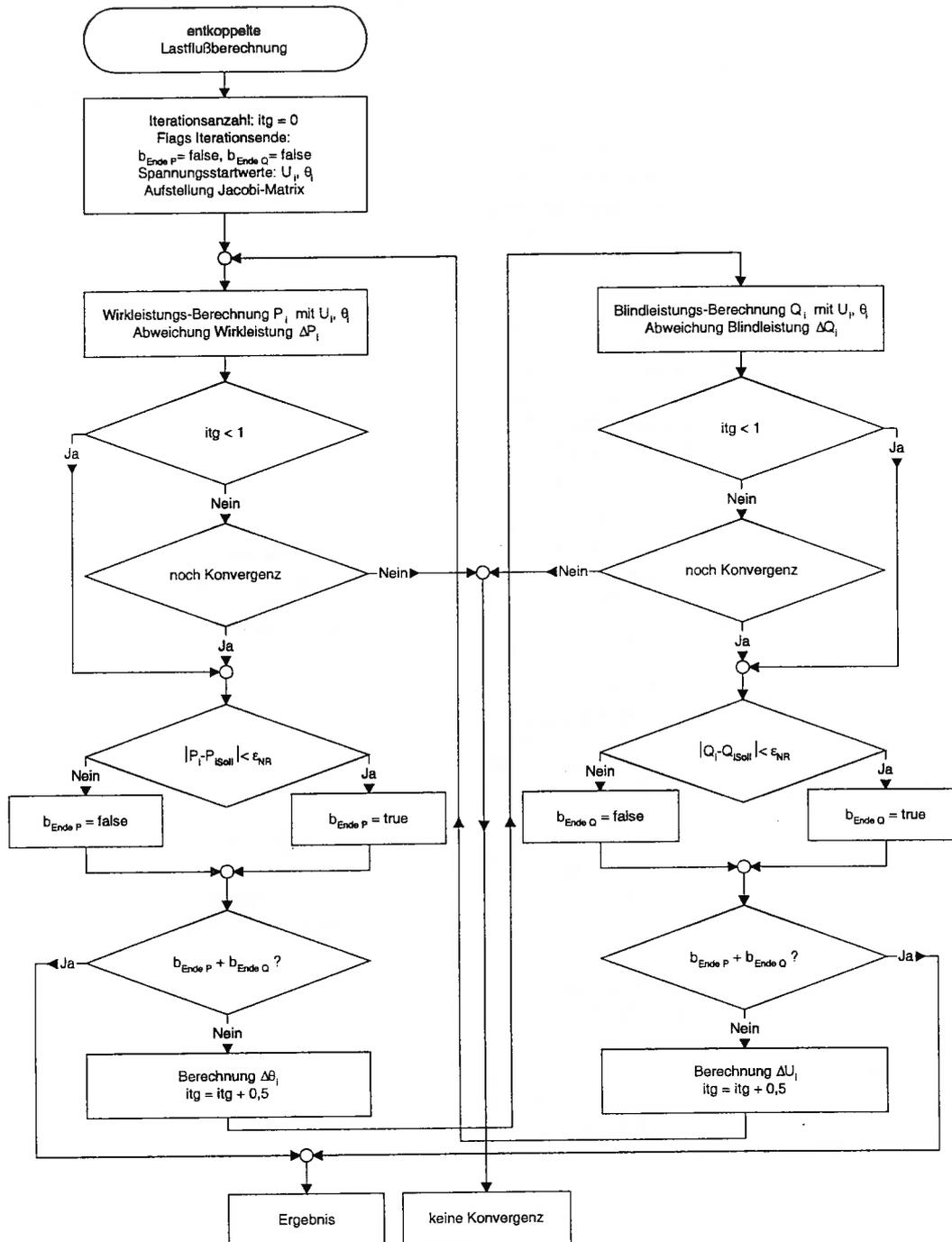
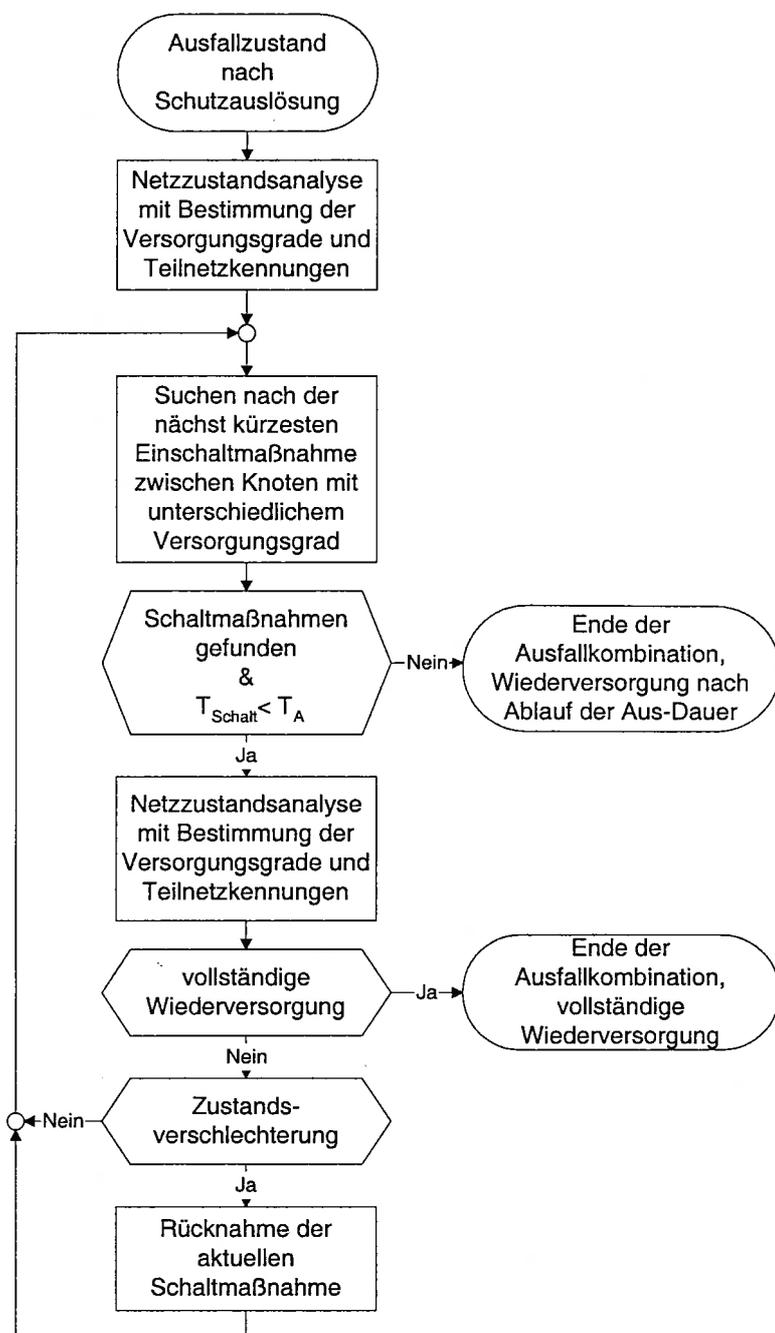


Bild 10.4: Flußdiagramm zur entkoppelten Lastflußberechnung



**Bild 10.5:** Algorithmus zur Auffindung geeigneter Einschaltmöglichkeiten zur Wiederversorgung

## 10.4 Zuverlässigkeitskenndaten

Die Daten stammen aus den folgenden Veröffentlichungen: /Böse 1997/, /Niehage 1987/, /Roos 1989/ und /Wellßow 1986/.

**Tabelle 10.1: Zuverlässigkeitskenndaten 380-kV-Betriebsmittel**

Ausfallmodell	Betriebsmittel	$E(H_A)$	$E(T_A)$	$E(p_A)$
Unabhängiger Einfachausfall	Freileitung	0,0049	8,22	-
	Transformator	0,0288	170,17	-
	Sammelschiene	0,011	0,38	-
	Feld abgangsseitig	0,0052	25,45	-
	Feld sammelschienenseitig	0,0052	6,15	-
Common-Mode	Freileitung	0,00012	8,23	-
Schutzversager	-	-	0,10	0,0027
Schutzüberfunktion	-	-	0,70	0,0035

Legende:  $E(H_A)$  Erwartungswert der Ausfallhäufigkeit in  $a^{-1}$  bzw.  $km^{-1}a^{-1}$   
 $E(T_A)$  Erwartungswert der Aus-Dauer in h;  
 $E(p_A)$  Erwartungswert der bedingten Wahrscheinlichkeit

**Tabelle 10.2: Zuverlässigkeitskenndaten 220-kV-Betriebsmittel**

Ausfallmodell	Betriebsmittel	$E(H_A)$	$E(T_A)$	$E(p_A)$
Unabhängiger Einfachausfall	Freileitung	0,0071	3,72	-
	Transformator	0,044	62,13	-
	Sammelschiene	0,008	5,55	-
	Feld abgangsseitig	0,0028	15,90	-
	Feld sammelschienenseitig	0,0038	7,02	-
Common-Mode	Freileitung	0,0005	8,23	-
Schutzversager	-	-	0,25	0,0028
Schutzüberfunktion	-	-	0,97	0,00059

Legende: (siehe Tabelle 10.1)

**Tabelle 10.3: Zuverlässigkeitskenndaten 110-kV-Betriebsmittel  
(Erdschlußkompensation)**

Ausfallmodell	Betriebsmittel	$E(H_A)$	$E(T_A)$	$E(p_A)$
Unabhängiger Einfachausfall	Freileitung	0,0028	3,97	-
	Kabel	0,0065	191,63	-
	Transformator	0,0085	97,57	-
	Sammelschiene	0,0014	46,42	-
	Feld abgangsseitig	0,0009	20,10	-
	Feld sammelschienenseitig	0,0005	3,12	-
Erdschluß	Freileitung	0,0007	5,75	-
	Kabel	0,0007	5,75	-
	Transformator	0,0016	5,75	-
	Feld abgangsseitig	0,0002	5,75	-
Mehrfacherdschluß	Freileitung	-	1,25	0,00015
	Kabel	-	150	0,00015
	Transformator	-	16,23	0,00176
	Feld abgangsseitig	-	24,85	0,00006
Common-Mode	Freileitung	0,0013	3,08	-
Determ. Ausschaltung	-	-	0,38	0,0166
Schutzversager	-	-	0,15	0,009
Schutzüberfunktion	-	-	0,35	0,0012

Legende: (siehe Tabelle 10.1)

**Tabelle 10.4: Zuverlässigkeitskenndaten 110-kV-Betriebsmittel (niederohmig  
betriebene Sternpunktbehandlung)**

Ausfallmodell	Betriebsmittel	$E(H_A)$	$E(T_A)$	$E(p_A)$
Unabhängiger Einfachausfall	Freileitung	0,00829	3,37	-
	Kabel	0,00117	39,20	-
	Transformator	0,0031	11,45	-
	Sammelschiene	0,0034	12,53	-
	Feld abgangsseitig	0,0015	68,33	-
	Feld sammelschienenseitig	0,0008	3,12	-
Common-Mode	Freileitung	0,00222	8,43	-
Determ. Ausschaltung	-	-	0,38	0,0166
Schutzversager	-	-	0,50	0,00978
Schutzüberfunktion	-	-	0,52	0,000761

Legende: (siehe Tabelle 10.1)

**Tabelle 10.5: Zuverlässigkeitskenndaten Mittelspannungs-Betriebsmittel**

Ausfallmodell	Betriebsmittel	$E(H_A)$	$E(T_A)$	$E(p_A)$
Unabhängiger Einfachausfall	Leitung	0,032	15,00	-
	Feld abgangsseitig	0,0002	3,20	-
	Feld sammelschienenseitig	0,0001	3,20	-
	Ortsnetzstation	0,006	6,50	-
Schutzversager	Ländlicher Bereich	-	1,5 h	0,009
	Städtischer Bereich	-	1,0 h	0,009

Legende: (siehe Tabelle 10.1)

Tabelle 10.6: Zuverlässigkeitskenndaten Kraftwerke

Kraftwerkstyp	$\lambda$	$1/\mu$	$\delta$	s	$T_z$	$D_0$	$1/\alpha$	$1/\beta$
Grundleistungsblock	0,0008	78,8	0,29	-	3	59	2760	6000
Mittelleistungsblock	0,00127	43,91	0,061	1,63	3	10	4760	4000
Spitzenleistungsblock z.B. Gasturbine	0,02793	91,05	0,164	7,83	0,1667	81	8460	300
Speicher-Kraftwerk	0,00094	13,57	0,242	-	0,0333	34	7760	1000

Legende:  $\lambda$ : Freigaberate in 1/h,  $\mu$ : Instandsetzungsrate in 1/h,  
 $\delta$ : Abschalttrate im gestörten Betrieb in 1/h, s: Startversagerwahrscheinlichkeit in %,  
 $T_z$ : Anfahrzeit in h,  $D_0$ : Wahrscheinlichkeit für Sofortabschaltung in %,  
 $\alpha$ : Anforderungsrate „Bedarf“ in 1/h,  $\beta$ : Anforderungsrate „kein Bedarf“ in 1/h

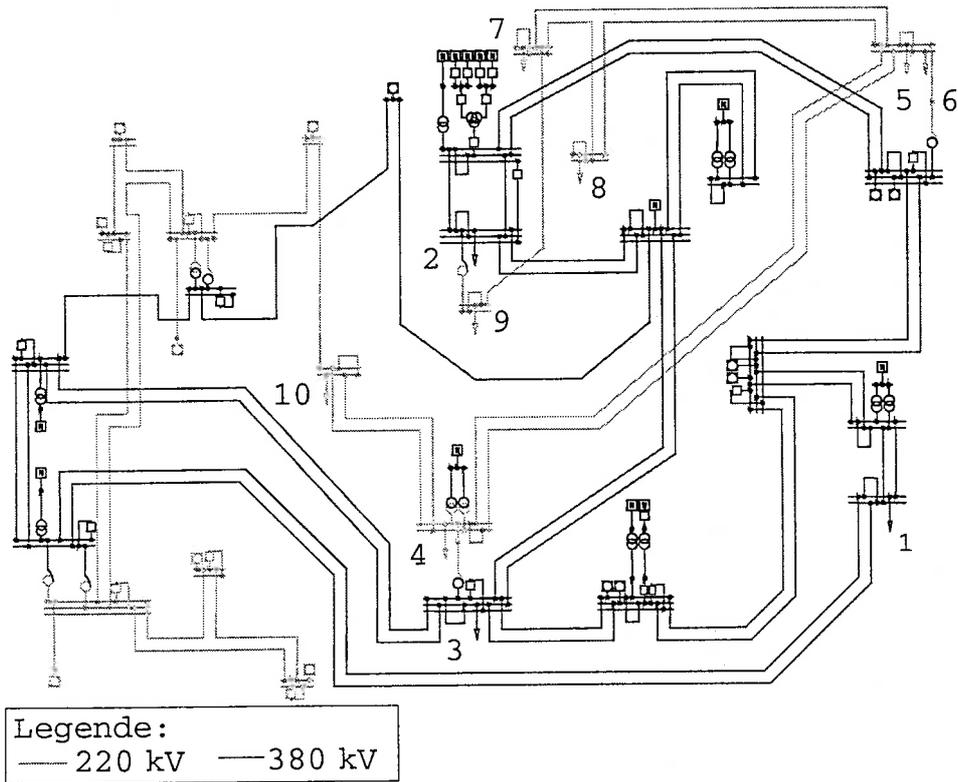
Tabelle 10.7: Daten zur Wiederversorgung

Netzebene	Maßnahme	T
380/220kV	Sammelschienenwechsel und sonst. Schaltmaßnahmen	0,3-1,0
110 kV	Sammelschienenwechsel und sonst. Schaltmaßnahmen	0,17-1,0
Mittelspannung städtisch	Frei- und Wiedereinschalten ausgefallener Betriebsmittel	1,0
	Schließen von Trennstellen	1,0
	Provisorische Wiederversorgung Ortsnetzstationen	2,0
	Provisorische Wiederversorgung isolierter Netzteile durch Ziehen einer Kabeltrasse	4,0
Mittelspannung ländlich	Frei- und Wiedereinschalten ausgefallener Betriebsmittel	1,5
	Schließen von Trennstellen	1,5
	Provisorische Wiederversorgung Ortsnetzstationen	2,5
	Provisorische Wiederversorgung isolierter Netzteile durch Ziehen einer Kabeltrasse	4,5

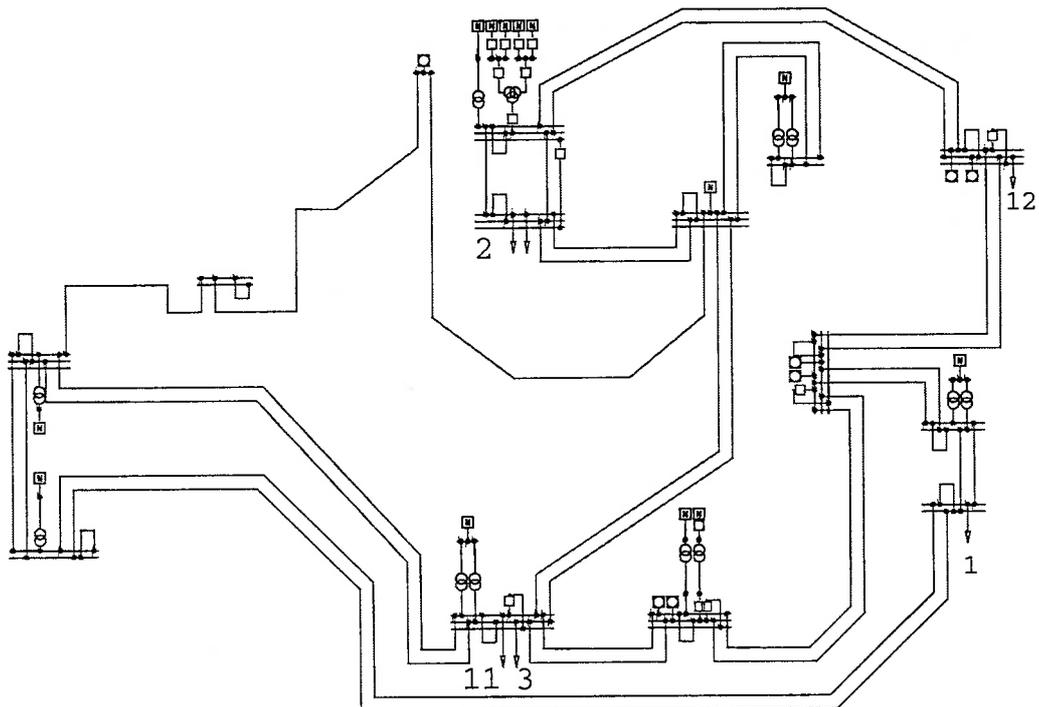
Legende: T Dauer der Maßnahme in h

### 10.5 Netzpläne

a)

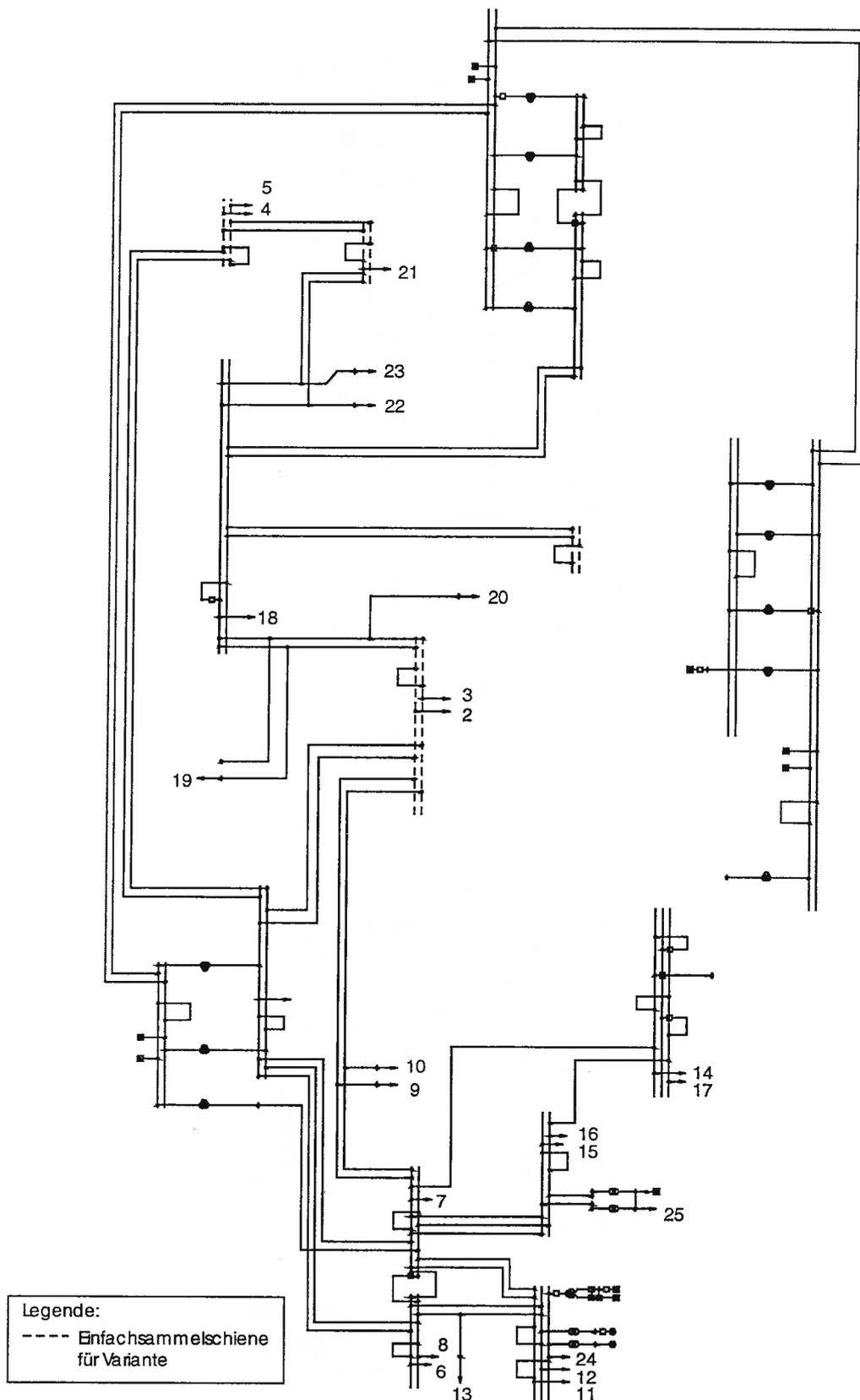


b)



**Bild 10.6: 380-/220-kV-Verbundnetz**

- a) Grundzustand
- b) Variante



**Bild 10.7: 110-kV-Netz mit niederohmiger Sternpunktterdung**

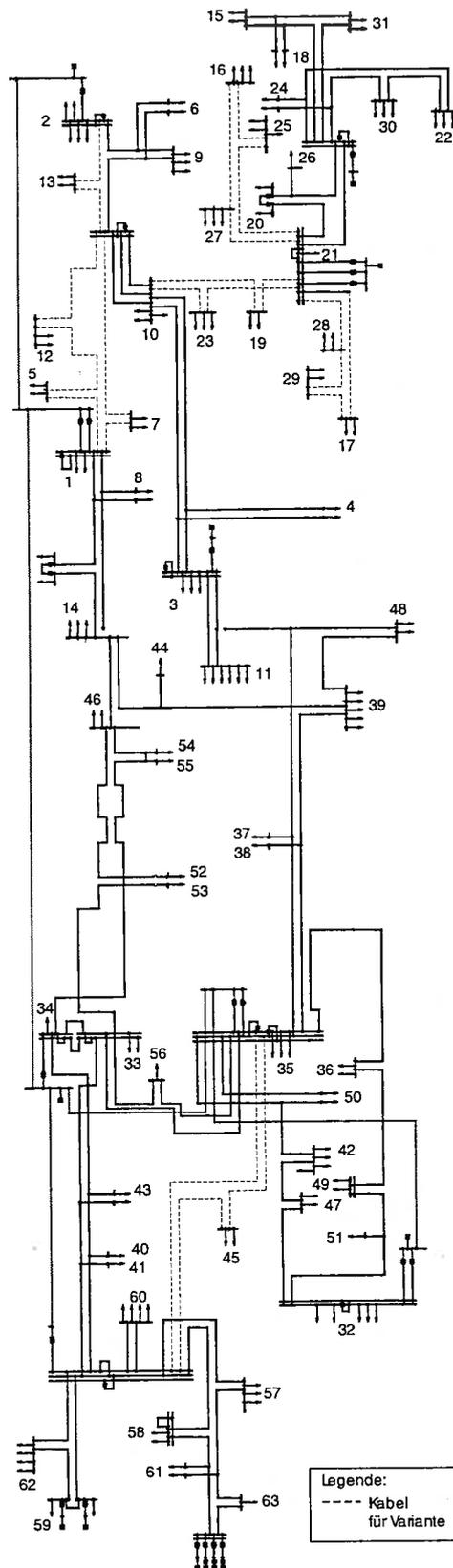
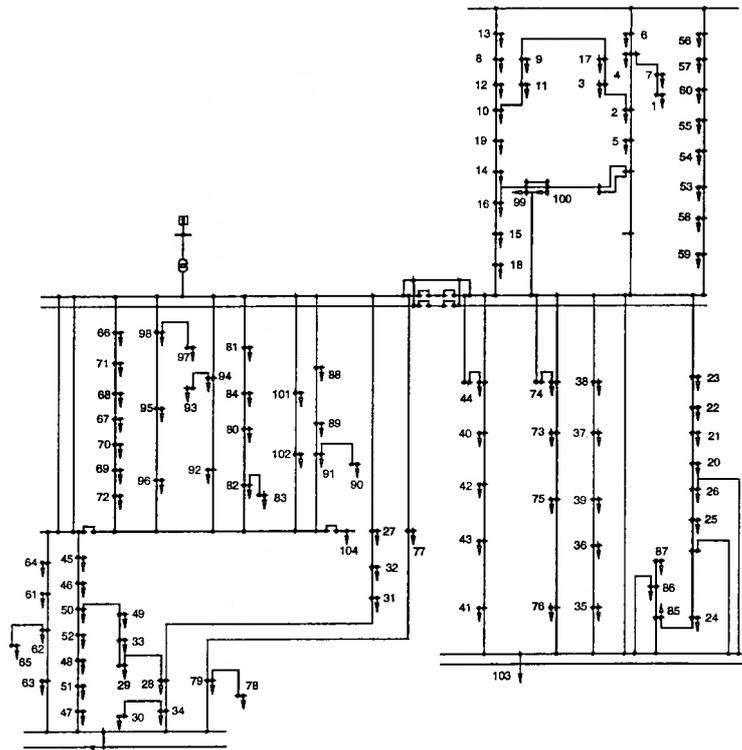
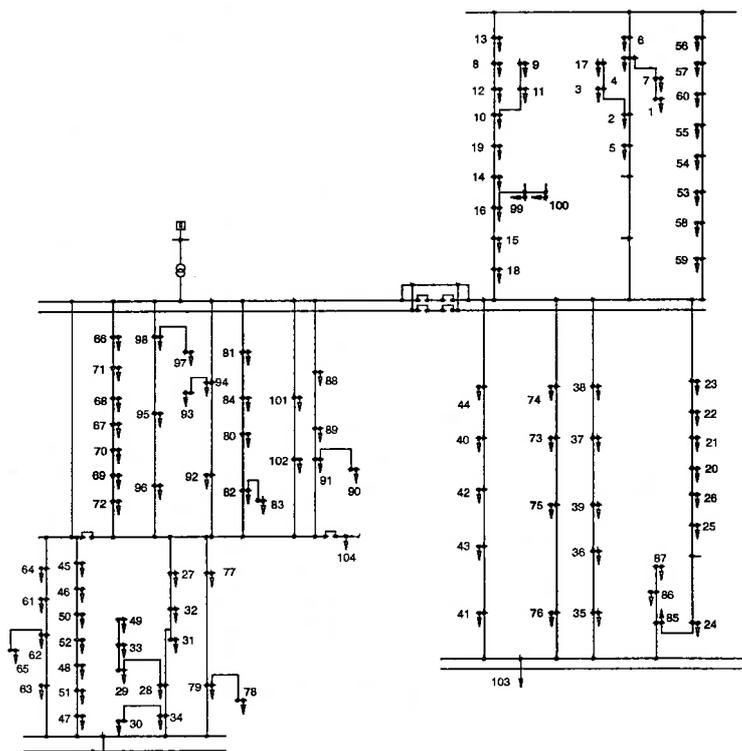


Bild 10.8: 110-kV-Netz mit Erdschlußkompensation

a)



b)



**Bild 10.9: Mittelspannungsnetz städtisch**

- a) Grundzustand
- b) Variante

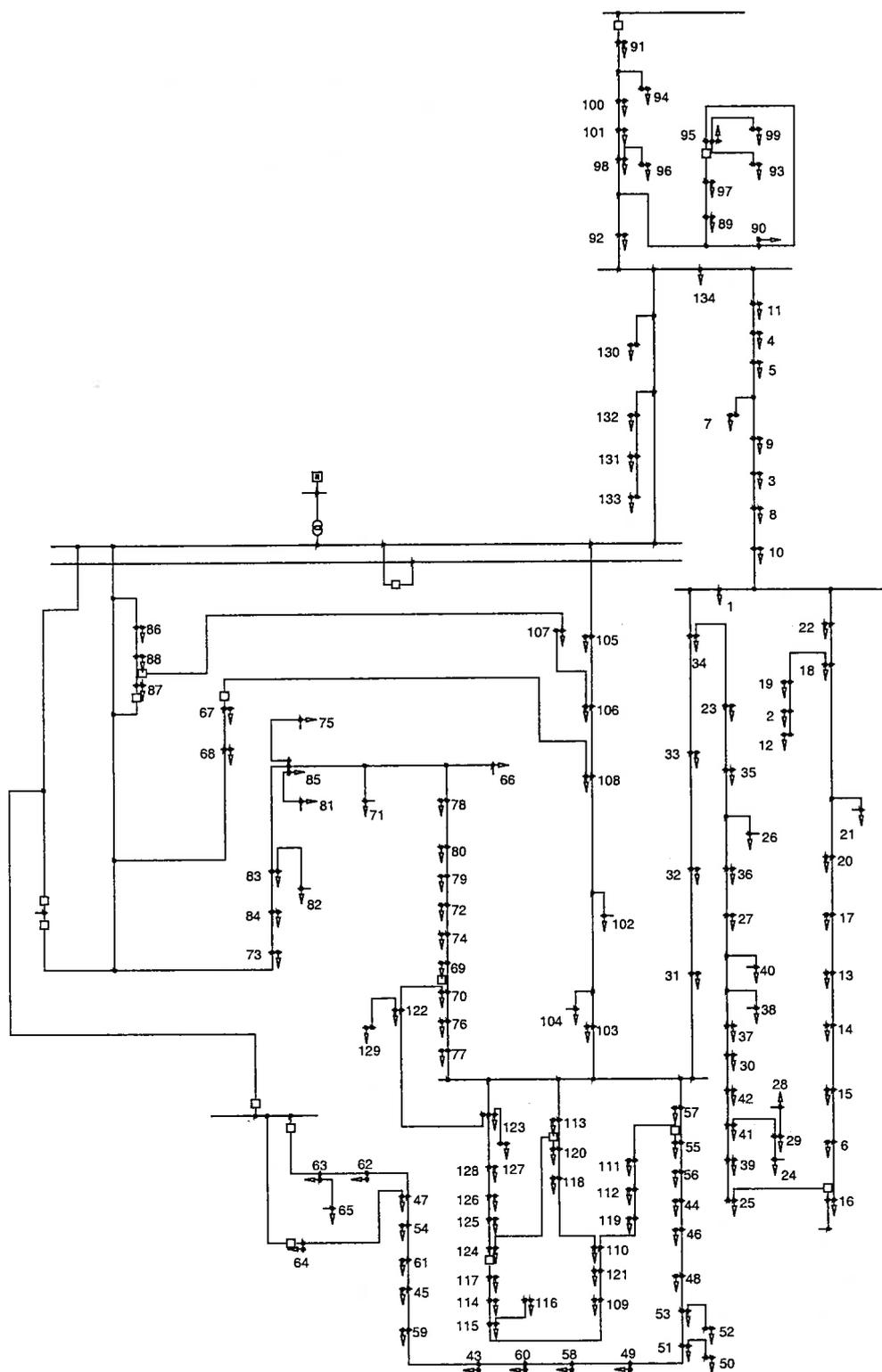


Bild 10.10: Mittelspannungsnetz ländlich

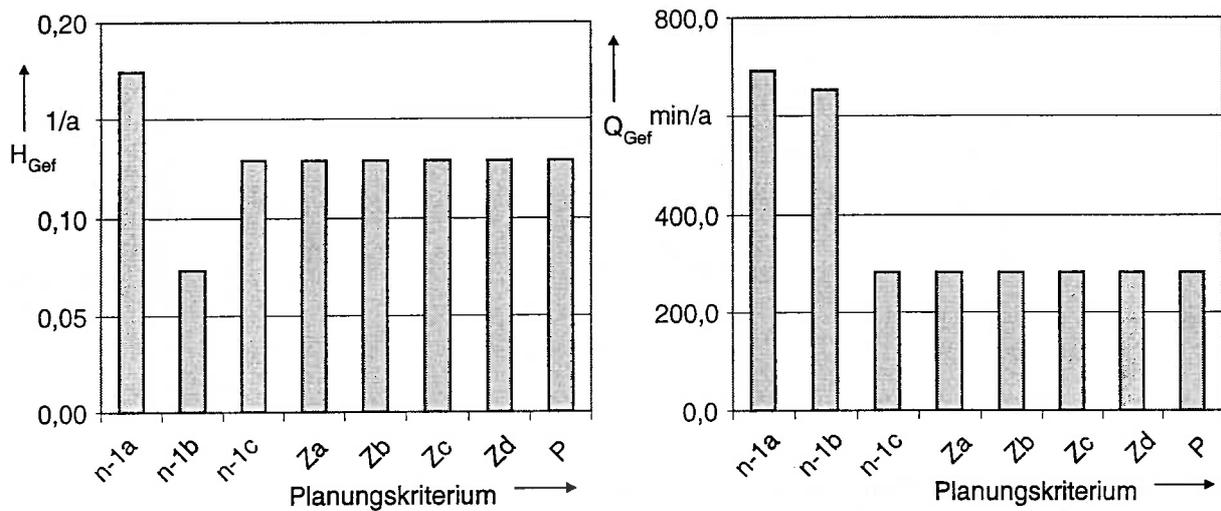
## 10.6 Untersuchungsergebnisse

### 10.6.1 Grundvariante 110-kV-Netz mit niederohmiger Sternpunktterdung

**Tabelle 10.8: Vergleich der ausfallorientierten Planungskriterien in Bezug auf signifikante Unterschiede**

$E_{Ne} \setminus H_{Ne}$	n-1a	n-1b	n-1c	Za	Zb	Zc	Zd	P
n-1a		•	•	↑↑	↑	↑↑	↑	↑↑
n-1b	•		•	↑↑	↑	↑↑	↑	↑↑
n-1c	•	•		↑↑	•	↑	•	↑
Za	←	←	←		←	•	←	•
Zb	•	•	•	↑		↑	•	↑
Zc	←	←	←	•	←		←	•
Zd	•	•	•	↑	•	↑		↑
P	←	←	←	•	←	•	←	

Legende siehe Tabelle 7.2



**Bild 10.11: Kenngrößen gefährdeter Zustand für ausfallorientierte Planungskriterien**

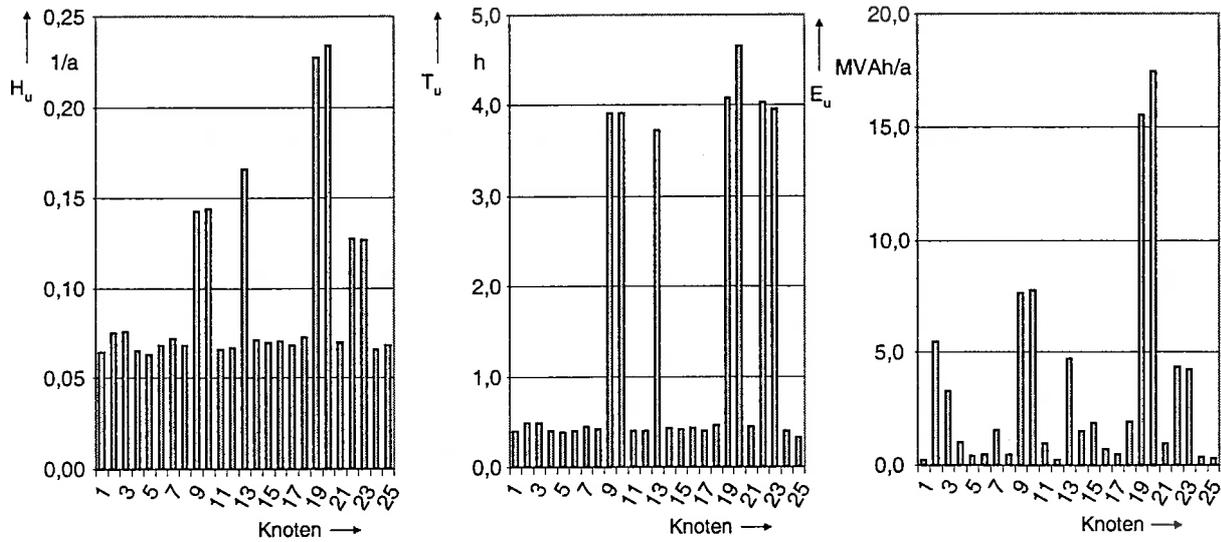


Bild 10.12: Kundenspezifische Zuverlässigkeitskenngrößen

### 10.6.2 Grundvariante Mittelspannung städtisch

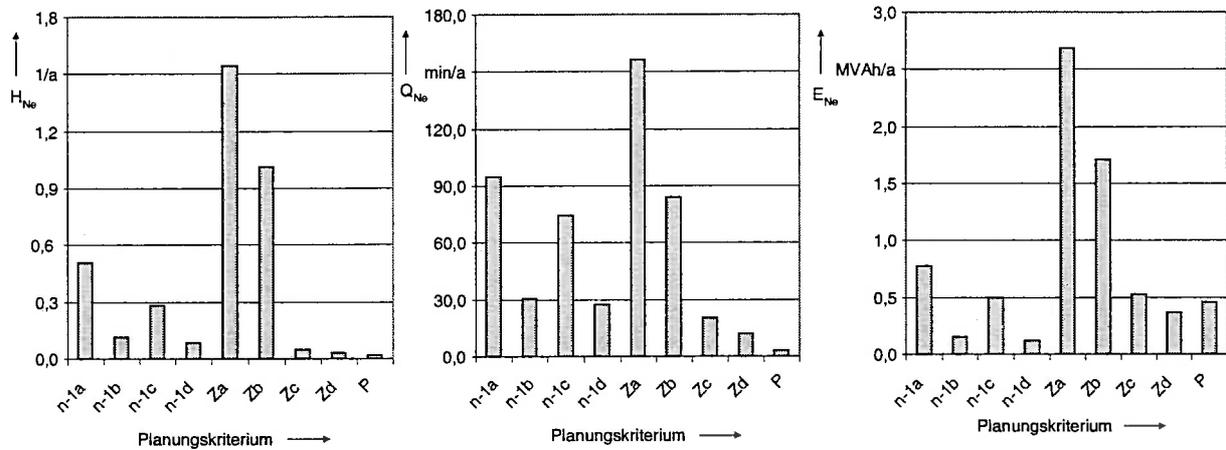
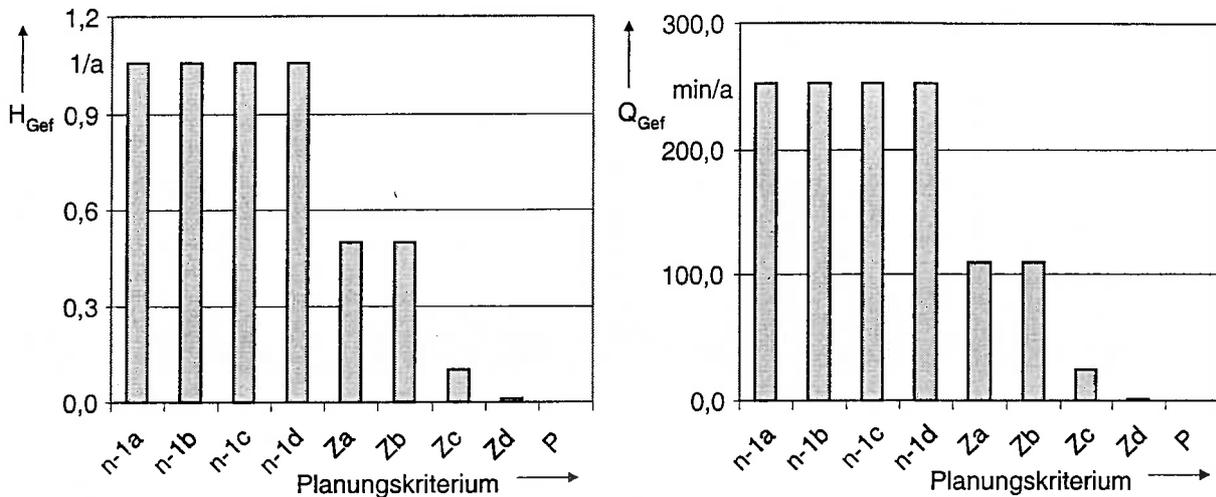


Bild 10.13 Ergebnisse ausfallorientierter Planungskriterien

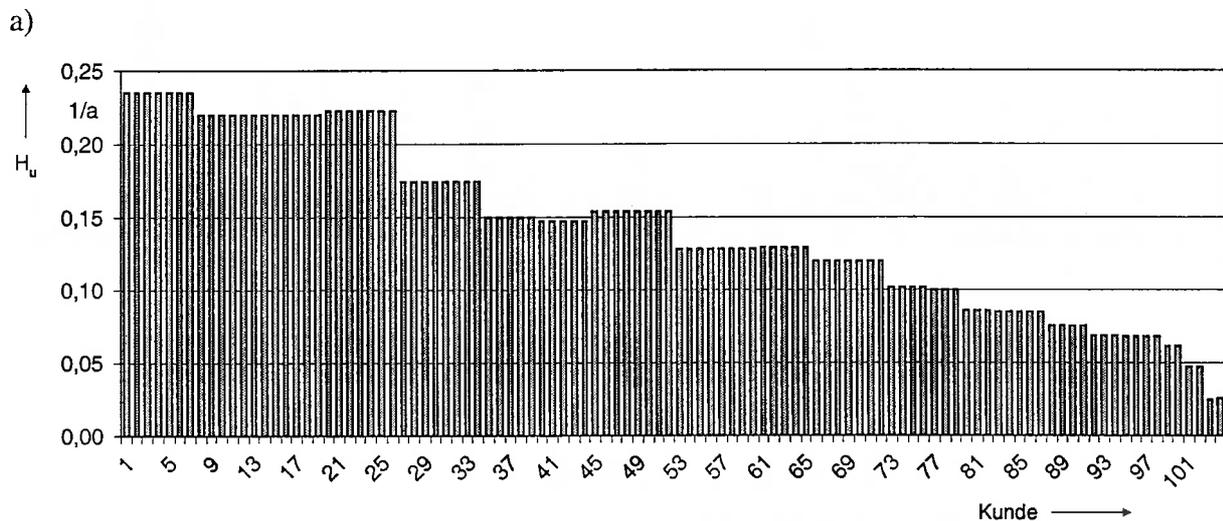
**Tabelle 10.9: Vergleich der ausfallorientierten Planungskriterien in Bezug auf signifikante Unterschiede**

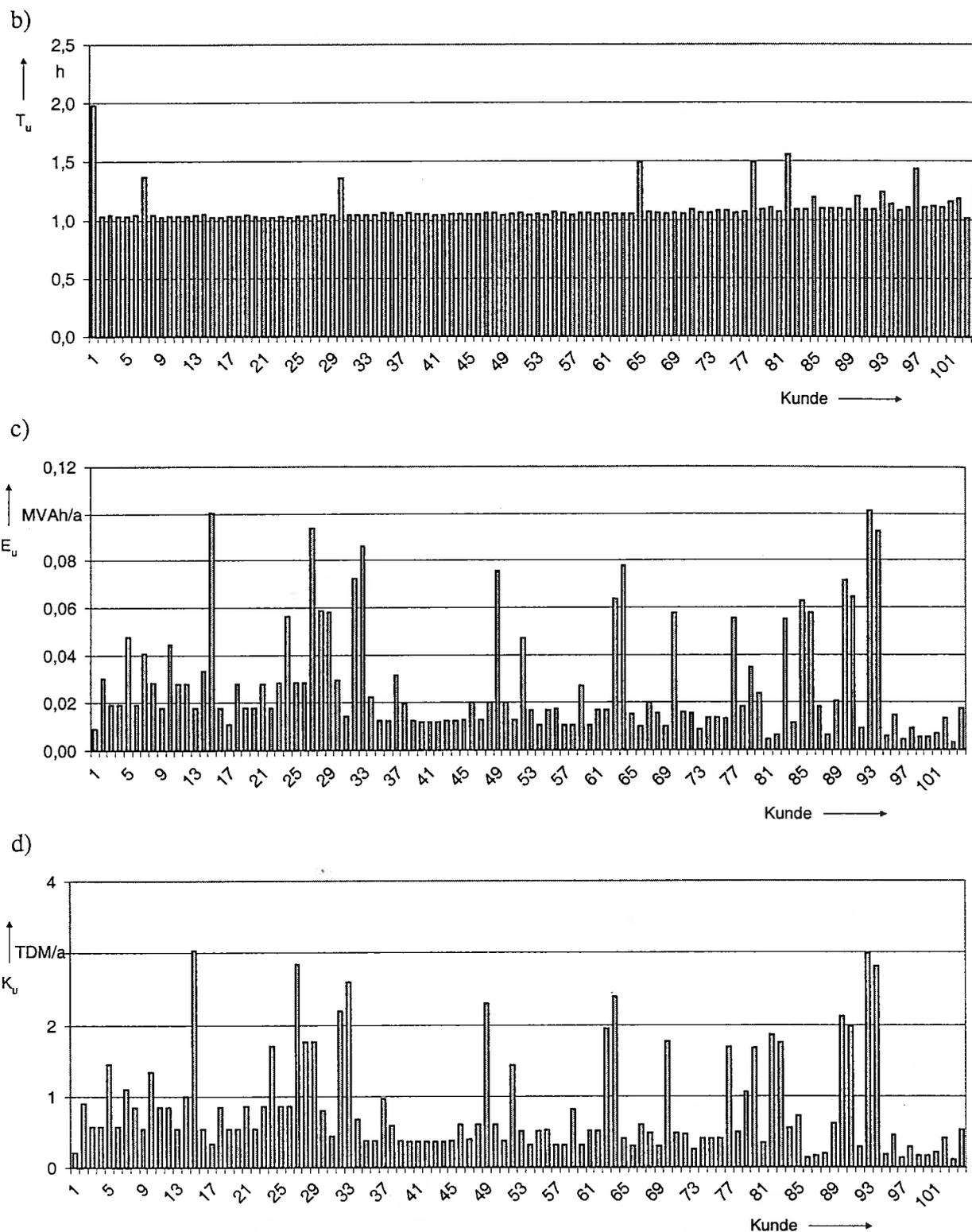
$E_{Nc} \setminus H_{Nc}$	n-1a	n-1b	n-1c	n-1d	Za	Zb	Zc	Zd	P
n-1a		←←←	←←	←←←	↑↑↑	↑↑↑	←←←	←←←	←←←
n-1b	↑↑↑		↑↑	•	↑↑↑	↑↑↑	←	←	←
n-1c	↑	←←		←←	↑↑↑	↑↑↑	←←←	←←←	←←←
n-1d	↑↑↑	•	↑↑		↑↑↑	↑↑↑	•	←	←
Za	←← ←	←←←	←←←	←←←		←←	←←←	←←←	←←←
Zb	←←	←←←	←←←	←←←	↑		←←←	←←←	←←←
Zc	↑	•	↑	•	↑↑	↑↑		•	•
Zd	↑↑	↑	↑	•	↑↑↑	↑↑	•		•
P	↑	•	↑	•	↑↑↑	↑↑	•	•	

Legende siehe Tabelle 7.2



**Bild 10.14: Kenngrößen gefährdeter Zustand für ausfallorientierte Planungskriterien**





**Bild 10.15: Kundenspezifische Zuverlässigkeitskenngrößen**

- a) Unterbrechungshäufigkeit
- b) Mittlere Unterbrechungsdauer
- c) Nicht zeitgerecht gelieferte Energie
- d) Unterbrechungskosten

### 10.6.3 Variante 110-kV-Netz mit niederohmiger Sternpunktterdung

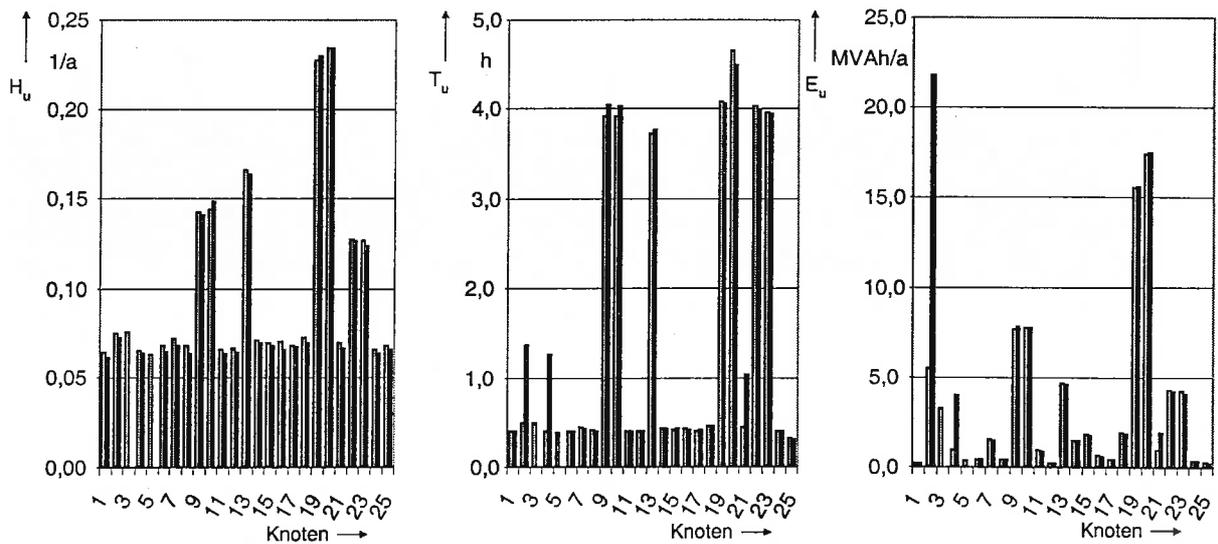
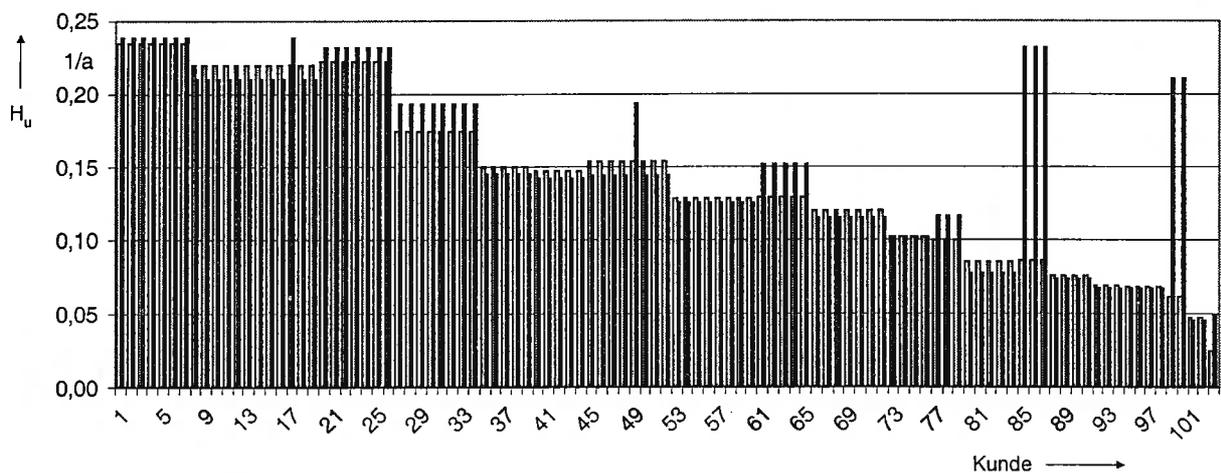
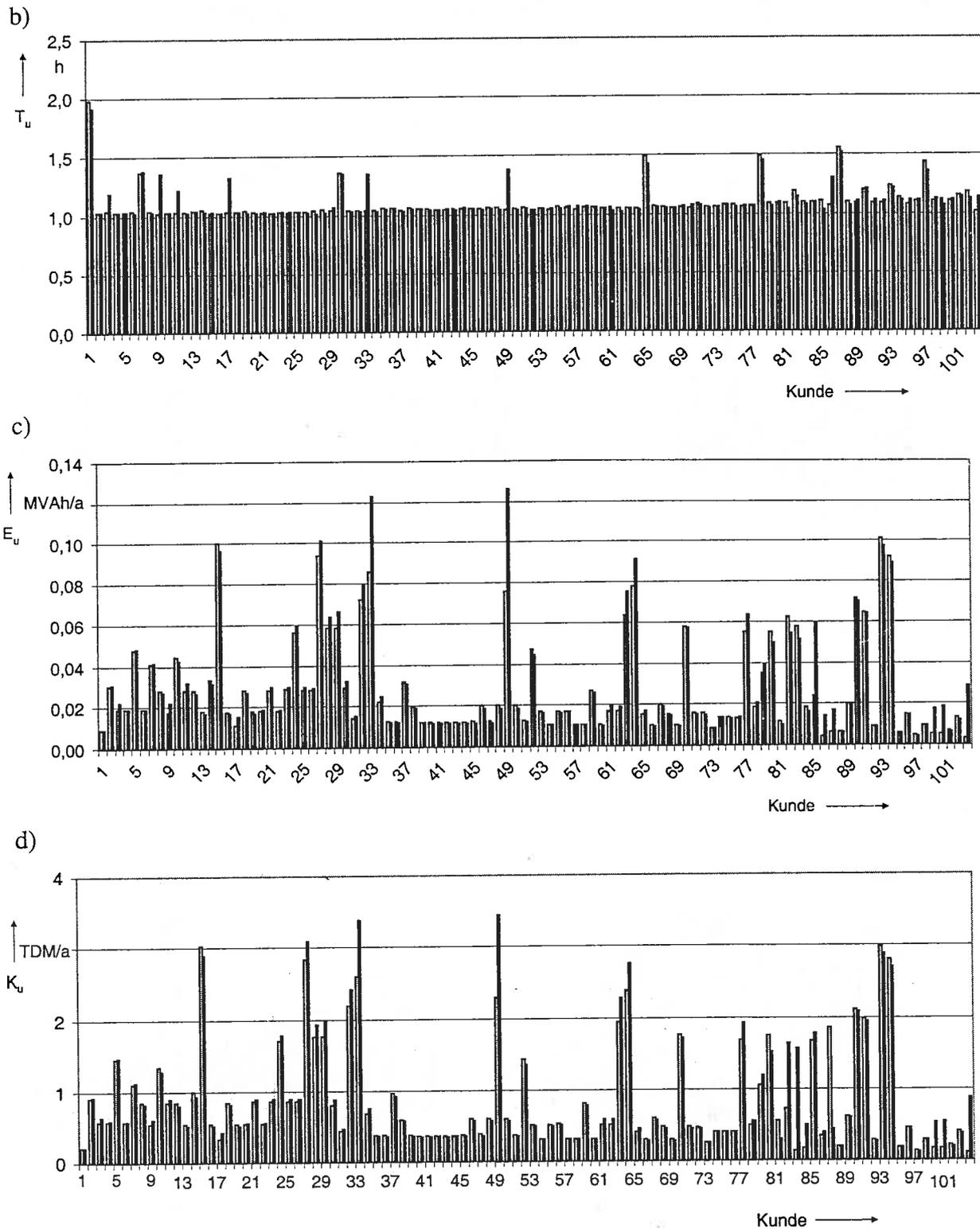


Bild 10.16: Kundenspezifische Zuverlässigkeitskenngrößen

### 10.6.4 Variante Mittelspannung städtisch

a)





**Bild 10.17: Kundenspezifische Zuverlässigkeitskenngrößen**

- a) Unterbrechungshäufigkeit
- b) Mittlere Unterbrechungsdauer
- c) Nicht zeitgerecht gelieferte Energie
- d) Unterbrechungskosten