

7 Verifikation des generischen Netzwiederaufbau-Systems

Prinzipiell kann das generische Netzwiederaufbau-System eingesetzt werden

- a) gekoppelt mit einem **realen Netzleitsystem** für die direkte Unterstützung beim Netzwiederaufbau nach Störungen;
- b) gekoppelt mit einem **Trainingssimulator** für Netzbetrieb quasi in der Rolle eines Instructors/Trainers beim präventiven Netzwiederaufbau-Training.

Die Integration in ein Netzleitsystem stellt sicherlich einen herausfordernden und innovativen Einsatz dar, setzt allerdings voraus, daß den Entscheidungen des Expertensystems auch vertraut wird, denn ein Test ist hier nicht ohne erheblichen Aufwand möglich [VAL-97].

Andererseits ermöglicht die Kopplung mit einem Trainingssimulator die Verifikation des Systems mit verschiedenen auf diesen repräsentierten **Netzen** und einer beliebigen Varietät von angenommenen **Störungs-Szenarien**; bei einem Einsatz z.B. in der Betriebsführer-Schulung kann auch entscheidend von den Erklärungsmöglichkeiten des Expertensystems über die vorgeschlagene Vorgehensweise profitiert werden.

Letztere Überlegungen führten im Zusammenhang mit der Tatsache, daß am Fachgebiet "Elektrische Anlagen und Netze" der Gerhard-Mercator-Universität in Duisburg ohnehin ein Trainingssimulator für Netzbetrieb zur Verfügung stand, zur Realisierung der Variante *b*. Dieser am Fachgebiet entwickelte Simulator [KEM-97] repräsentiert Energieversorgungsnetze der Transmissions- und Subtransmissionsebene sowie städtische Netze einschließlich ihrer Kraftwerke, der Sekundär- und zum größeren Teil auch der Netzleittechnik bis hin zur Bedienoberfläche in großem betrieblichem Detail und stellt somit eine sehr realitätsnahe Plattform [OMM-94] [RUM-96] [SPA-00] für die Einbettung des generischen Netzwiederaufbau-Systems dar, indem er den "Netzleitprozeß" mit seinen "Prozeßdaten" repräsentiert. Es soll hier darauf verzichtet werden, Aufbau und Funktionsweise des Simulators näher zu beschreiben; ein Überblick wird in [KEM-97] gegeben; dort wird auch auf weitere Veröffentlichungen darüber verwiesen. Einzelheiten über die Art der Kopplung mit dem Netzwiederaufbausystem können aus Kap. 6.1 ,[KRO-90] und [KRO-99d] entnommen werden.

In der praktischen Anwendung des generischen Netzwiederaufbau-Systems wird auf ein in den Simulator initial eingegebenes **Störungs-Szenario** reagiert, indem **schrittweise** an der jeweils aktuellen Netzsituation orientierte Vorschläge für

Handlungen zur Wiederversorgung erarbeitet werden. Diese können auf dem Simulator ausgeführt werden, wobei die Reaktionen des Netzes direkt ersichtlich sind, oder abgelehnt werden, wodurch das Netzwiederaufbau-System veranlaßt wird, nach Alternativen zu suchen. Parallel können jeweils die zuvor beschriebenen **Erklärungsmöglichkeiten** über die Hintergründe der Vorgehensweise genutzt werden.

Die Verifikation des Netzwiederaufbau-Systems und der Nachweis seiner Verwendungsfähigkeit für beliebige Netze konnte an Hand verschiedener auf diesem Simulator replizierter realer Netze¹ mit unterschiedlichen angenommenen Störungs-Szenarien erfolgen [KRO-99c]. Einige ausgewählte Beispiele werden im folgenden zusammengefaßt wiedergegeben.

7.1 Kommunales Netz

Auf das Netz des kommunalen EVU wurde zuerst zurückgegriffen (Beispiel-Szenarien 1-4), da auf genau dieses Netz das vorherige netzspezifische Expertensystem [KÖN-95] zugeschnitten war, so daß unmittelbare **Vergleiche** gezogen werden konnten. Dieses kommunale Netz und seine Komponenten sind in [KÖN-95] ausführlich beschrieben und in allem betrieblichen Detail auf dem Simulator repräsentiert:

- 110/25 kV-Netz.
- fünf Kraftwerkseinheiten.
- zwei Kupplungen zum Verbundnetz.
- 10 kV-Verteilungen mit an deren Abgängen angeschlossenen konzentrierten Lasten.

Alle in der Realität vorkommenden Meßwerte und Meldungen sind in die Modellierung einbezogen. Alle Schaltgeräte auf 110 kV sowie die Leistungsschalter auf 25 kV und 10 kV sind fernsteuerbar bis auf diejenigen in einer der Warte direkt benachbarten Anlage. Damit hat das Netzwiederaufbau-System mit einem **realistischen Datenumfang** umzugehen.

Bild 7.1 zeigt die Übersichtsdarstellung des Netzes auf der Bedienoberfläche des Trainingssimulators, bei der für drei Unterstationen die sogenannte "Knotenpunkt-Darstellung" geöffnet ist [RUM-00].

¹ Die verwendeten Netzdaten wurden freundlicherweise von der Stadtwerke Duisburg AG bzw. der VEW Energie AG in den Jahren 1991 bzw. 1995 zur Verfügung gestellt; sie geben daher nicht den aktuellen Zustand der Netze wieder.

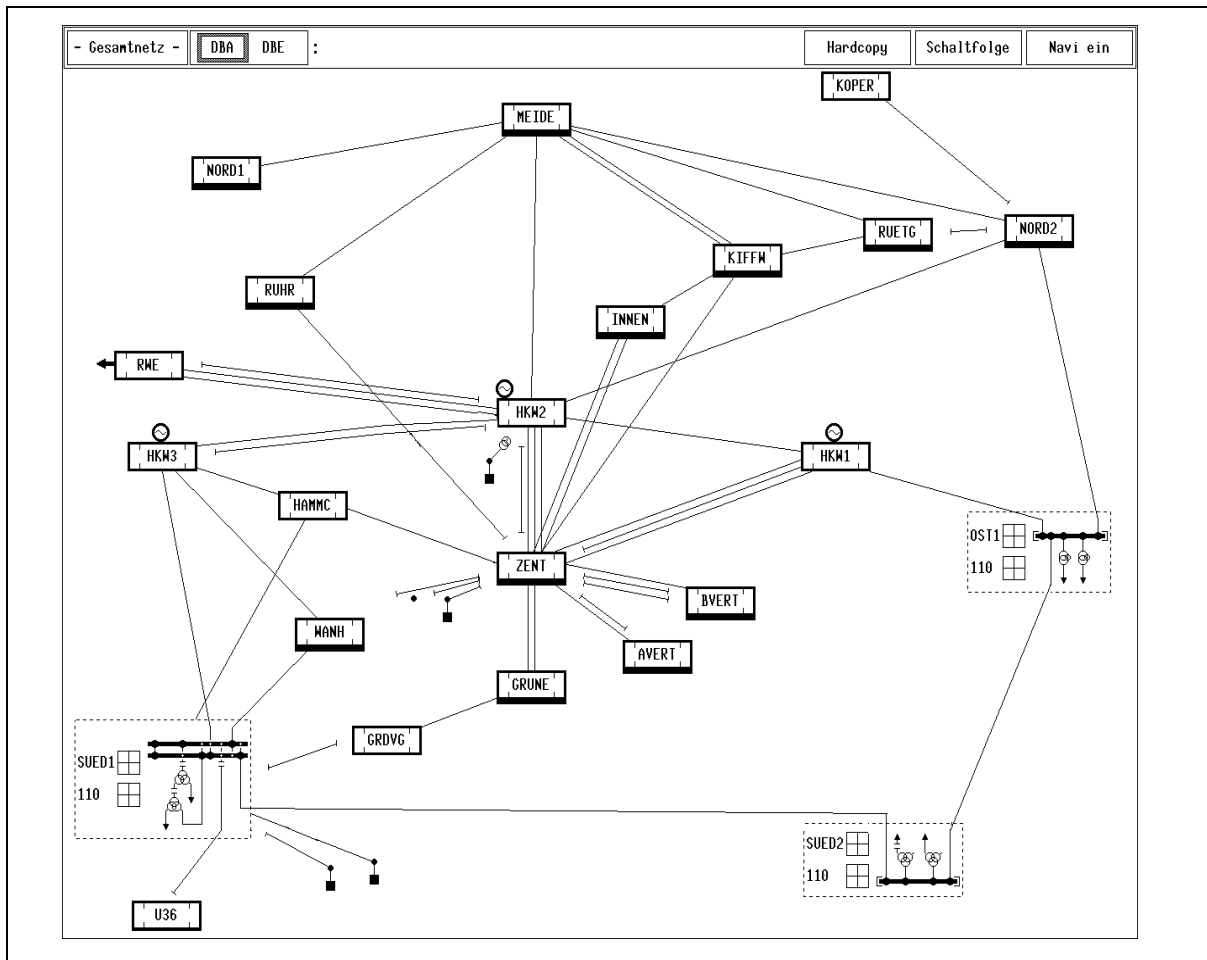


Bild 7.1: Übersichtsdarstellung des kommunalen Beispielnetzes auf dem Trainingssimulator

7.1.1 Szenario 1: Völliger Netzzusammenbruch mit Wiederaufbau ohne initial verfügbare eigene Einspeisungen

Bei der Überprüfung des Netzzustandes erkannte das Expertensystem, daß interne Einspeisungen **nicht** verfügbar sind; im Dialog wurde ermittelt, daß durch Absprache mit der Leitstelle des externen Netzes (RWE) über die Kuppelstellen Leistung bereitgestellt werden kann. Somit muß der Netzwiederaufbau allein über das Externetz erfolgen; wegen dessen großer Schwungmasse sind keine Frequenzprobleme zu erwarten, was die erforderlichen Maßnahmen vor Wiederzuschalten der Verbrauchergruppen reduziert. Bild 7.2 zeigt die schrittweise Zunahme der Last in den ersten 50 Minuten. Vergleichshalber ist der Moment der ersten Last-Wiederzuschaltung durch das auf das gleiche Szenario angesetzte frühere netzspezifische Expertensystem [KÖN-95] eingetragen. Bei diesem werden etwa 40 Minuten durch die dort implementierte, den speziellen Vorgaben des Unternehmens entsprechende Vorbereitung des Netzwiederaufbaus durch Öffnen aller Leistungsschalter im Netz vergeudet (ca. 150 Schalthandlungen); dazu kommt ggf. das unnötige "Ausbluten" der Hilfsenergie.

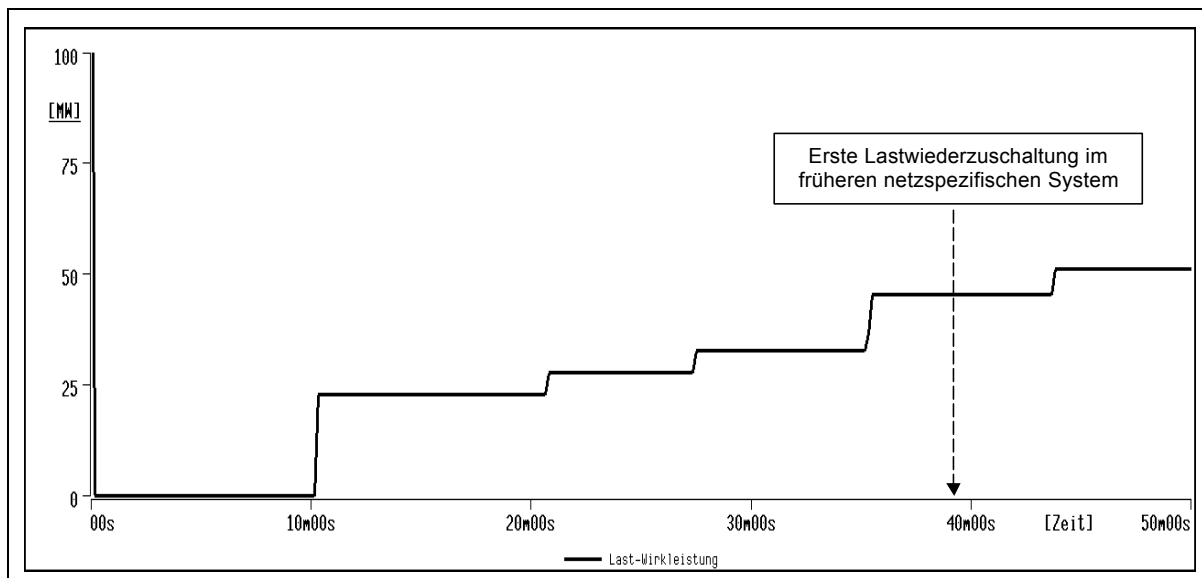


Bild 7.2: Last-Wiederzuschaltungen (Szenario 1)

Die Vorgabe zum Öffnen aller Leistungsschalter im früheren spezifischen System könnte allerdings nicht einfach durch Beseitigen der entsprechenden Regeln bzw. Anweisungen entfernt werden, da dessen gesamte **fortfolgende Strategie** darauf basiert.

Das **generische Netzwiederaufbau-System** beginnt hingegen unmittelbar nach der Überprüfung der aktuellen Situation im Netz mit der Auswahl der einzelnen zuzuschaltenden Stationen und deren **gezielter** Abtrennung von Restnetz; anschließend erfolgt gleich die Durchschaltung der ersten Last, so daß diese bereits nach 10 Minuten wiederversorgt ist. Als weitere Verbesserungen des generischen gegenüber dem spezifischen System zeigten sich:

- Die Auswahl der als nächste wiederzuversorgenden Lasten ist beim früheren spezifischen System festgelegt, während diese beim generischen System beliebig durch Intervention durch den Betriebsführer oder automatisch anhand interner Kriterien variiert werden können. Dadurch werden die Wiederzuschaltungen **flexibel** an den aktuellen Netzzustand angepaßt und der Wiederaufbau beschleunigt.
- Die **Verfügbarkeit** der einzelnen Betriebsmittel wurde im früheren System wegen der umfangreichen kombinatorischen Fallunterscheidung nur in Einzelfällen überprüft, und im Falle fehlender fest vorgegebener Alternativen konnte der Wiederaufbau scheitern, während beim generischen System diese Überprüfung in jedem Falle erfolgt und, wenn notwendig, individuell und flexibel selbsttätig und entsprechend der aktuellen Situation nach Alternativen gesucht wird.

- Wegen der vor jeder Aktion **prospektiv** durchgeführten Überprüfung auf mögliche Grenzwertverletzungen werden diese im generischen System von vornherein vermieden bzw. die Vorgehensweise entsprechend angepaßt, während die rein heuristische Abschätzung in den Regeln des früheren Systems keine solche Flexibilität zuließ.
- Ablehnung von Vorschlägen des früheren spezifischen Expertensystems durch das Schaltpersonal und Durchführung individuell vorgenommener Maßnahmen konnten die gesamte **fest** in der Wissensbasis als einzelne Schalthandlungen verankerte Strategie durcheinanderbringen, während die zyklische Vorgehensweise des generischen Systems flexibel auf jedes Verhalten des Betriebsführers und auch auf jede nicht vorausgeplante Änderung der Netzsituation (z.B. durch Schutzauslösungen) reagiert und durch ständige Momentaufnahme die jeweils aktuelle Netzsituation berücksichtigt.

7.1.2 Szenario 2: Völliger Netzzusammenbruch mit nur einem im Eigenbedarf verbliebenen Kraftwerks-Block, aber ohne verfügbare Externkuppelung

In diesem Fall muß der Wiederaufbau-Beginn vorsichtig – vor allem unter ständiger Berücksichtigung der Systemgrenzen – mit **nur** einem Kraftwerks-Block erfolgen und die möglichst frühzeitige Wieder-Inbetriebnahme und Synchronisation weiterer Blöcke **prioritäres Ziel** sein. Vorsichtige Leistungs-Frequenz-Balance ist in diesem Fall entscheidend. Bild 7.3 zeigt im Meßwert-Fenster des Trainingssimulators, daß auch in dieser Situation die durch das generische Netzwiederaufbau-System veranlaßten Maßnahmen direkt beginnen mit ersten Last-Wiederzuschaltungen auf den im Eigenbedarf betriebenen Block.

Da das Expertensystem den **gesamten Leistungsbedarf** nach Wiederschaltung aller Lasten (in diesem Fall also die volle Netzlast einschließlich Wiederschalt-Sicherheit) prospektiv abgeschätzt hat, wird der Eigenbedarf weiterer Blöcke prioritär wiederversorgt (markiert in Bild 7.3), um deren frühest-mögliche Verfügbarkeit zur Synchronisation zu erreichen. Entsprechend der heuristisch abgeschätzten aktuell verfügbaren Leistung sowie dem **prospektiv** abgeschätzten "Unterschwingen" der Frequenz nach erfolgter Wiederschaltung [KRO-97b] werden nach Herstellen der topologischen Verbindung und Ausschluß von Grenzwertverletzungen durch Vorausrechnung weitere Lasten zugeschaltet.

Ein Ausschnitt des Frequenzverlaufes nach solchen Zuschaltungen in dem noch sehr schwachen Netz ist mit größerer Zeitauflösung in Bild 7.3 eingeblendet.

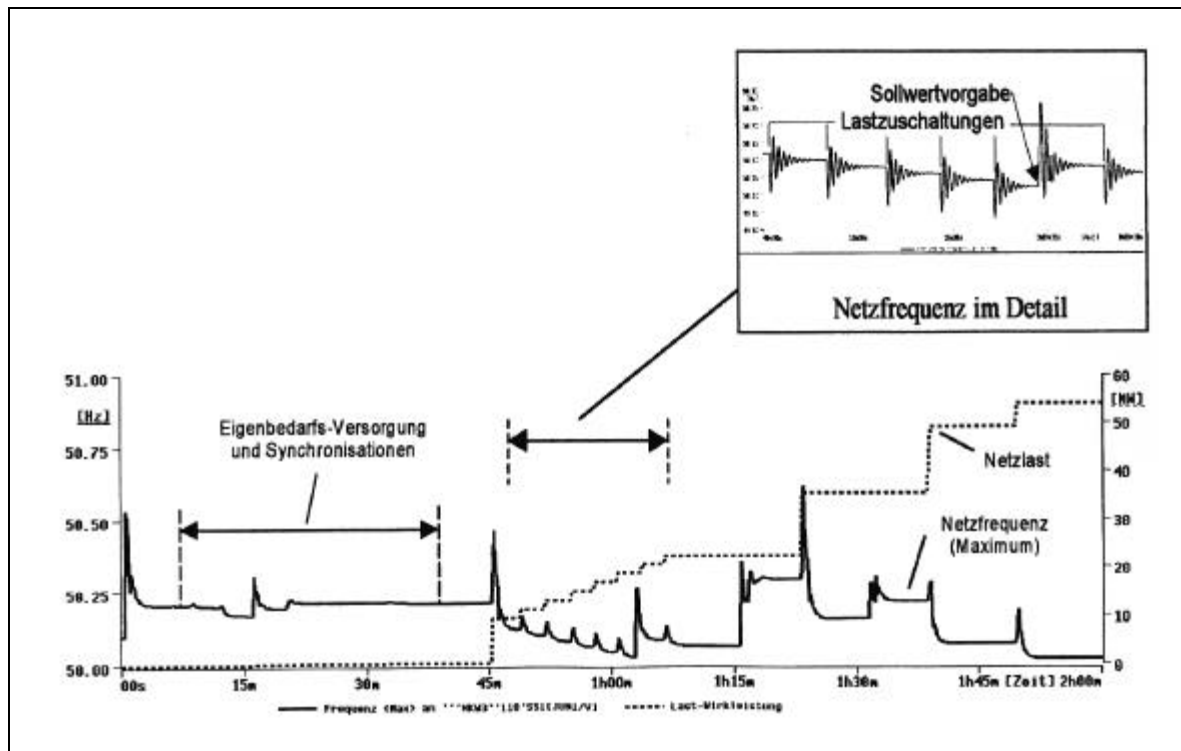


Bild 7.3: Wiederzuschaltungen und Frequenzverhalten im Beispielnetz (Szenario 2)
(Hardcopy eines Meßwertfensters des Trainingssimulators)

Es ist ersichtlich, daß kritische **Frequenz-Unterschwinger** – die zu Unterfrequenz-Auslösungen führen könnten – vermieden werden und daß außerdem die Frequenz wieder in die Nähe der Nennfrequenz gebracht wird; das Expertensystem übernimmt in diesem Fall also auch die Aufgabe der Sekundärregelung [HAN-84], die bei derartigen großen Störungen abgeschaltet ist.

7.1.3 Szenario 3: Schutzauslösung eines 10 kV-Sammelschienen-Abschnittes

Im Gegensatz zu den Großstörungen der zuvor diskutierten Szenarien auf der 110 kV-Subtransmissionsebene (Kap. 7.1.2) kann das generische Expertensystem aber auch kleinere **lokale Störungen** auf der Verteilebene (Bild 7.4) beheben, wobei es die gleiche generische Strategie (Kap. 2.1) anwendet. Die wesentlichen Wiederaufbauschritte sind im hier angenommenen Störfall, einer Schutzauslösung des linken Abschnittes von Sammelschiene 1 (SS 1 in Bild 7.4):

- Suche nach alternativer Sammelschiene (bzw. Abschnitt)
- Abtrennen des betroffenen Abschnittes
- Untersuchung der Topologie und Überprüfung der verfügbaren Leistung für die Wiederversorgung von alternativer Schiene (Abschnitt)
- Sammelschienenwechsel (SS2) und Wiederzuschaltung Abgang für Abgang

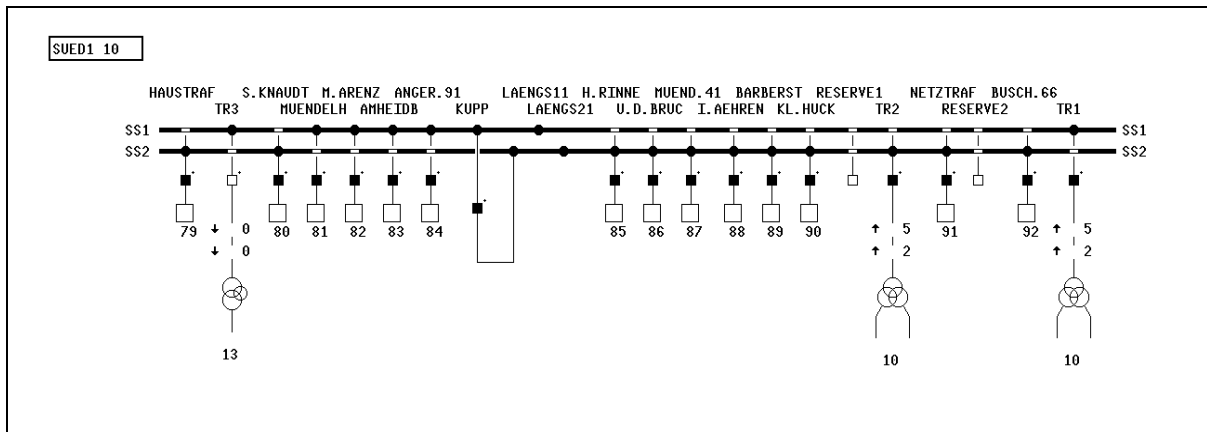


Bild 7.4: 10 kV-Anlagenbild auf dem Trainingssimulator (Szenario 3)

Trotz des hohen Detailgrades bedarf es auch in diesem Fall **keiner spezifischen Regeln**. Die einzelnen erforderlichen Schalthandlungen werden unter Berücksichtigung der Verriegelungsbedingungen vorgeschlagen.

7.1.4 Szenario 4: Mehrfacher lokaler Fehler auf 110 kV

Auch **multiple Fehler** werden vom generischen Netzwiederaufbau-System beherrscht: Bei der hier angenommenen Störungssituation, einem Kurzschluß auf Kabel "OST"- "SUED2" mit Schutzversager in "SUED2" und gleichzeitig einem blockierten Sammelschientrenner in "SUED2", Abgang "OST" – siehe Netzübersicht Bild 7.1 – haben die Leistungsschalter in Stationen "OST" und "SUED1" (Reserveschutz) ausgelöst und damit die Station "SUED2" isoliert, was den Verlust aller dort auf 10 kV versorgten Lasten bedeutet (10 kV-Anlagenkonfiguration ähnlich wie im Kap. 7.1.3).

Die interaktiv vorgeschlagenen Aktionen des generischen Netzwiederaufbau-Systems betreffen in diesem Fall:

- Abtrennen des fehlerhaften 110 kV-Kabels "OST"- "SUED2"; wegen des als blockiert angenommenen Sammelschientrenners im Feld "OST" muß der Sammelschienen-Längstrenner in "SUED2" geöffnet werden;
- Wiedereinschaltung des linken Sammelschienen-Abschnittes in "SUED2" von "SUED1" aus, Wiederversorgung eines Teils der Lasten;
- Erkennen, daß der zweite Transformator in "SUED2" 110 kV-seitig nicht versorgt werden kann, daher auf 10 kV ähnliches Vorgehen wie im Szenario 3 (Kap. 7.1.3) beschrieben.

7.2 Transmissionsnetz

Beim zweiten hier betrachteten Beispielnetz handelt es sich um das ebenfalls auf dem Simulator repräsentierte Hochspannungsnetz 400/230 kV eines Verbundunternehmens mit insgesamt 24 Kraftwerks-Blöcken und 12 Kuppelleitungen, siehe auch Bild 7.5. Die Lasten mit in dem hier angenommenen Szenario insgesamt etwa 2 GW sind konzentriert an den Abgängen der 110 kV-Anlagen angenommen. Alle Schaltgeräte sind fernsteuerbar.

7.2.1 Szenario 1: Völliger Netzzusammenbruch ohne verfügbare Externkupplung

Als Szenario wurde hier ein völliger Netzzusammenbruch angenommen, bei welchem sich insgesamt fünf Kraftwerks-Blöcke im Eigenbedarf gefangen haben und alle Leistungsschalter nach Anweisung des Betriebsführers geöffnet sind.

Als erste Einspeisung wird der im Eigenbedarf befindliche Block "KWE" in der Station "LIP" herangezogen, um den Eigenbedarf weiterer Kraftwerkseinheiten wiederzuversorgen, da das generische Netzwiederaufbau-System ermittelt hat, daß für die volle Wiederversorgung des Netzes die im Eigenbedarf befindlichen Einheiten bei weitem nicht ausreichen.

Auf dem Wege dazu wird erkannt, daß **weitere** im Eigenbedarf befindliche Blöcke **synchronisiert** werden können und dazu als erstes wegen seiner hohen Leistung und Zustand ("Synchronisierbereitschaft") der Block in "BKAM" ausgewählt.

Bei dem Versuch, die entsprechende topologische Verbindung zu schalten, erkennt das System allerdings, daß dies aufgrund von **Grenzwertverletzungen** (Überspannungen, da der Verbindungspfad von einer Insel bestehend aus nur einem Kraftwerks-Block und dem zugehörigen Sammelschienen-Abschnitt auf 230 kV über die 400 kV-Ebene erfolgen würde) nicht zulässig ist. Daher wird zunächst der Eigenbedarf von vier stehenden Blöcken über die Unterstation "HAN" wiederversorgt, die von "LIP" aus über 230 kV erreicht wird. Sodann wird der Eigenbedarf eines weiteren Blockes in "GER" über die dortige 110 kV-Anlage ebenfalls wiederversorgt.

Das generische Netzwiederaufbau-System erkennt jedoch, daß dazu im Vorgriff eine **Sollwerterhöhung** für den noch einzigen einspeisenden Block in "LIP" erforderlich ist, die selbsttätig veranlaßt wird, bevor der Eigenbedarf in "GER" zugeschaltet wird. In Bild 7.6 ist diese Sollwerterhöhung als Überschwingen der Frequenz zu erkennen.

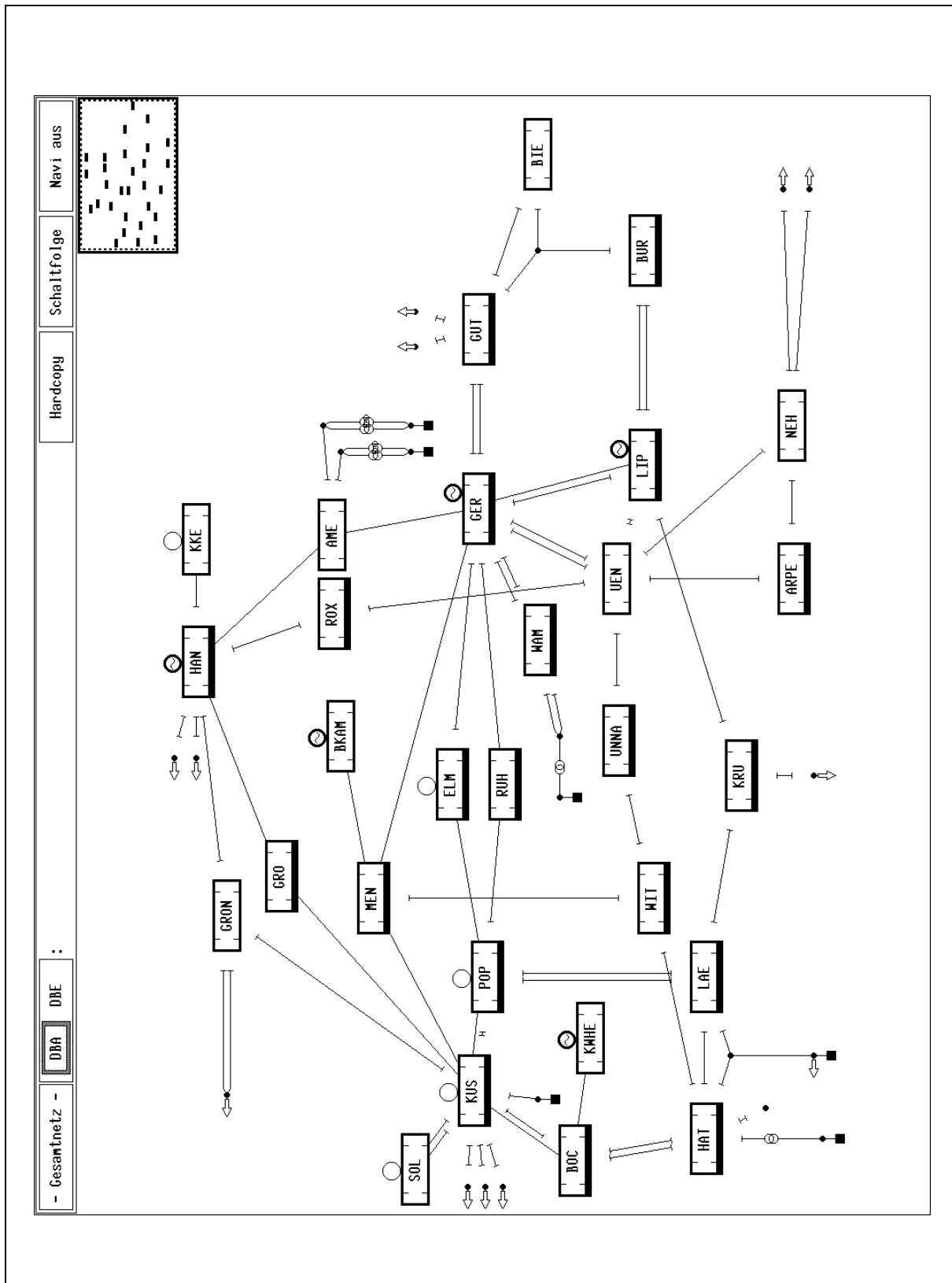


Bild 7.5: Netzzustand im Transmissionsnetz ca. 2 Stunden nach Wiederaufbau-Beginn (Hardcopy des Trainingssimulator-Übersichtsbildes)

In "GER" befindet sich auch eine Verbraucherlast, bei deren prospektiver Überprüfung auf Zuschaltmöglichkeit jedoch festgestellt wird, daß diese **zu groß** ist, so daß zunächst als weiterer im Eigenbedarf befindlicher Kraftwerks-Block durch weiteres Durchschalten der bereits bestehenden 230 kV-Verbindung "LIP"- "HAN" der Block in "KWHE" synchronisiert werden kann (siehe Bilder 7.5 und 7.6). Durch die Spannungsregelung dieser zweiten Einspeisung gelingt nun auch das Synchronisieren des in der Nähe gelegenen Blockes in "BKAM" über seinen 400 kV-Anschluß. Da auch die 230 kV-Schiene in "KUS" im Rahmen der vorherigen Maßnahmen unter Spannung gesetzt wurde, können der **Eigenbedarf** eines dort befindlichen Blockes sowie eine erste Verbraucherlast nach etwa einer Stunde wiederversorgt werden, markiert in Bild 7.6.

In der Folge werden bei ähnlicher Vorgehensweise der Eigenbedarf **aller** stehenden Kraftwerks-Blöcke sowie dazwischenliegende Lasten versorgt, was mit entsprechenden **Sollwerterhöhungen** verbunden ist (Bild 7.6), und alle im Eigenbedarf laufenden Kraftwerke synchronisiert, so daß sich nach etwa 2 Stunden der in Bild 7.5 dargestellte Netzzustand einstellt: es wurde ein **Basisnetz** zusammengesaltet, über das im wesentlichen nach der Störung im Eigenbedarf verbliebene Kraftwerke wieder miteinander verbunden sind und die Eigenbedarfs-Anschlüsse weiterer Blöcke versorgt sind.

Im folgenden Abschnitt wird versucht, weitere Stationen, in denen sich Verbraucherlasten befinden, unter Spannung zu setzen und die **Lasten** entsprechend dem Leistungsangebot der synchronisierten Kraftwerke wieder zuzuschalten, wobei die notwendigen Sollwertvorgaben autonom ermittelt werden und wegen der Kraftwerksdynamik ggf. Wartezeiten in Kauf genommen werden müssen, indem jeweils die Zuschaltbarkeit periodisch überprüft wird.

Zwischendurch werden entsprechend dem wachsenden Leistungsbedarf durch die Lastzuschaltungen auch **Anfahrbefehle** an Kraftwerks-Blöcke, deren Eigenbedarfsversorgung vorher wiederhergestellt worden war, erteilt, so daß diese nach entsprechender Hochlaufzeit ebenfalls synchronisiert werden können; die Last-Zuschaltungen können wegen des damit wachsenden Leistungsangebotes zunehmend rascher erfolgen, Bild 7.6.

Nach etwa 7 Stunden (Bild 7.6) sind **alle** Stationen mit Last-Abgängen wieder unter Spannung, so daß alle bis dahin noch nicht wiederzugeschalteten Lasten nun ebenfalls einzeln unter Berücksichtigung der verfügbaren Einspeiseleistung und entsprechenden Sollwertvorgaben zugeschaltet werden können.

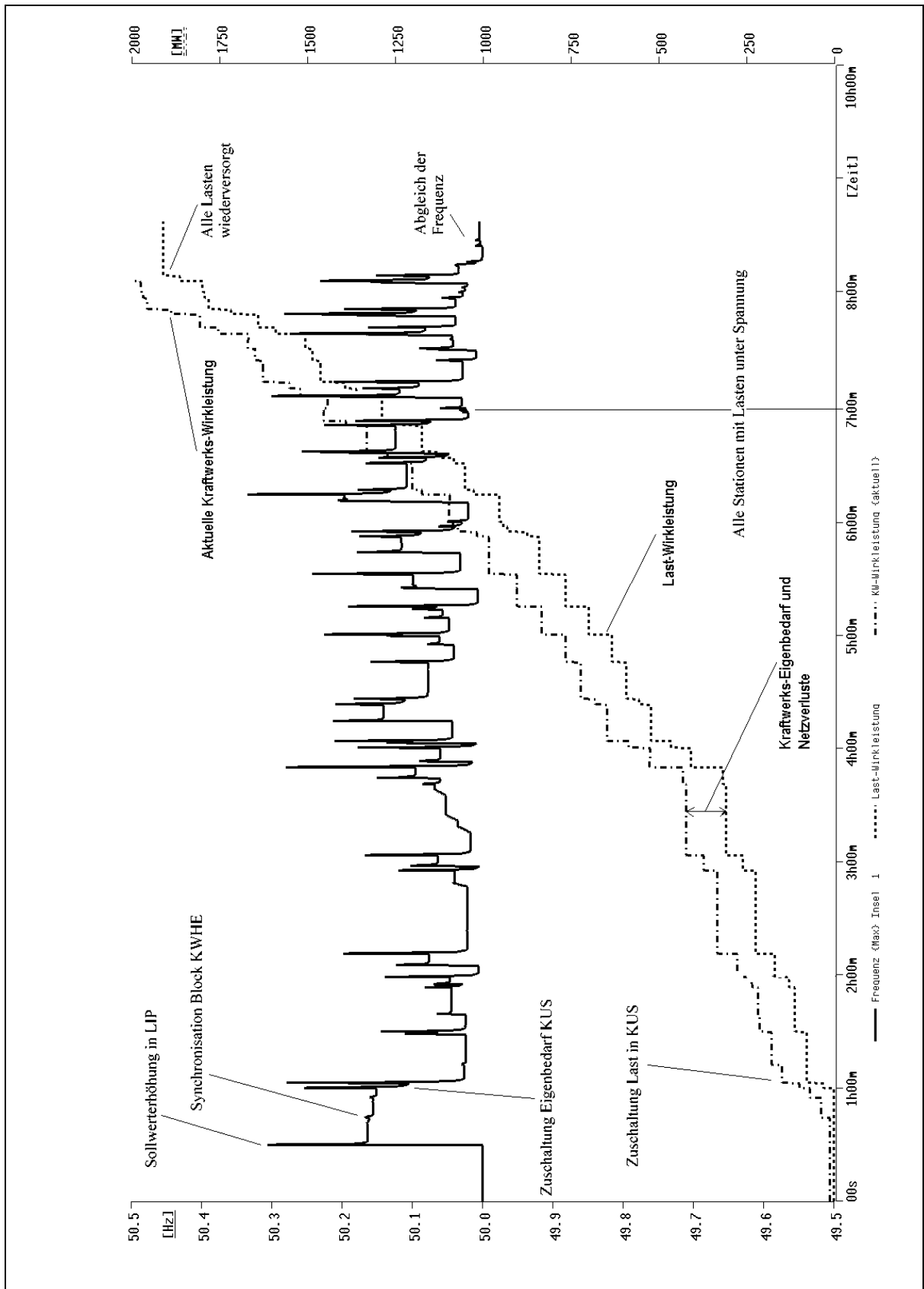


Bild 7.6: Netzfrequenz und Netzlast während des Netzwiederaufbaus (Hardcopy eines Meßwertfensters des Trainingssimulators)

Zum Schluß wird die **Netzfrequenz**, die wegen der vorschüssigen Sollwerterhöhungen vor den Lastzuschaltungen überwiegend oberhalb des Nennwertes lag, durch Anpassen der Sollwerte an die aktuell abgegebenen Leistungen auf 50 Hz gebracht, so daß nach gut 8 Stunden das vorgegebene Ziel des Netzwiederaufbau-Systems – die volle Wiederversorgung unter Einhaltung der Systemgrenzen – erfolgreich erreicht wurde.

Der erhebliche **Zeitbedarf** begründet sich zum einen in der Tatsache, daß bei diesem Szenario die gesamte Leistung aus eigenen Kraftwerken aufzubringen war, bei welchen in der Mehrzahl entsprechend ihrem aktuellen Zustand bei Wiederaufbau-Beginn die notwendigen Zeiten für deren Eigenbedarfsversorgung, Anfahrvorgang und Synchronisation mit eingingen. Andererseits wurde etwa die Hälfte der Zeit für die Vielzahl der durch das Netzwiederaufbau-System angestellten prospektiven Untersuchungen (wie z.B. Lastflußrechnungen vor Schaltungen) verbraucht; der Übergang von den verwendeten betagten Workstations auf eine leistungsfähigere Rechner-Plattform ließe hierbei eine Zeitreduktion mindestens um den Faktor 10 erwarten.

7.2.2 Szenario 2: Großstörung mit eingeschränkt verfügbarer externer Einspeiseleistung

In diesem Fallbeispiel wurde angenommen, daß der größte Teil des Netzes in Folge einer Großstörung unversorgt ist, aber zusammengeschaltet geblieben ist mit Ausnahme einiger weniger Stationen, die eine Insel gebildet haben (siehe Stationen "GUT", "GER", "LIP" und "BUR" in Bild 7.7). Es wurde weiter angenommen, daß in dieser Insel zwei eigene Kraftwerke (in den Stationen "GER" und "LIP") synchron geblieben sind und daß außerdem über zwei Kuppelstellen (siehe Bild 7.7, Station "GUT") aus dem Verbundnetz eine eingeschränkte Leistung von maximal 500 MW bezogen werden kann.

In diesem Szenario 2 soll das Vorgehen des Netzwiederaufbau-Systems beim **Aktivieren weiterer Einspeisungen** in den Vordergrund der Betrachtungen gestellt werden (und deshalb weniger auf die bereits im Kap. 7.2.1 genauer behandelten Änderungen der Netz-Topologie durch Schaltungen eingegangen werden). Prinzipiell werden vorrangig die Eigenbedarfs-Anschlüsse der im unversorgten Netzbereich befindlichen Kraftwerks-Blöcke und auf diesem Weg auch einzelne Lasten wiederversorgt; im Weiteren werden dann gezielt die Last-Sammelschienen und zuletzt einzelne noch unversorgt verbliebene Lasten an das Netz genommen.

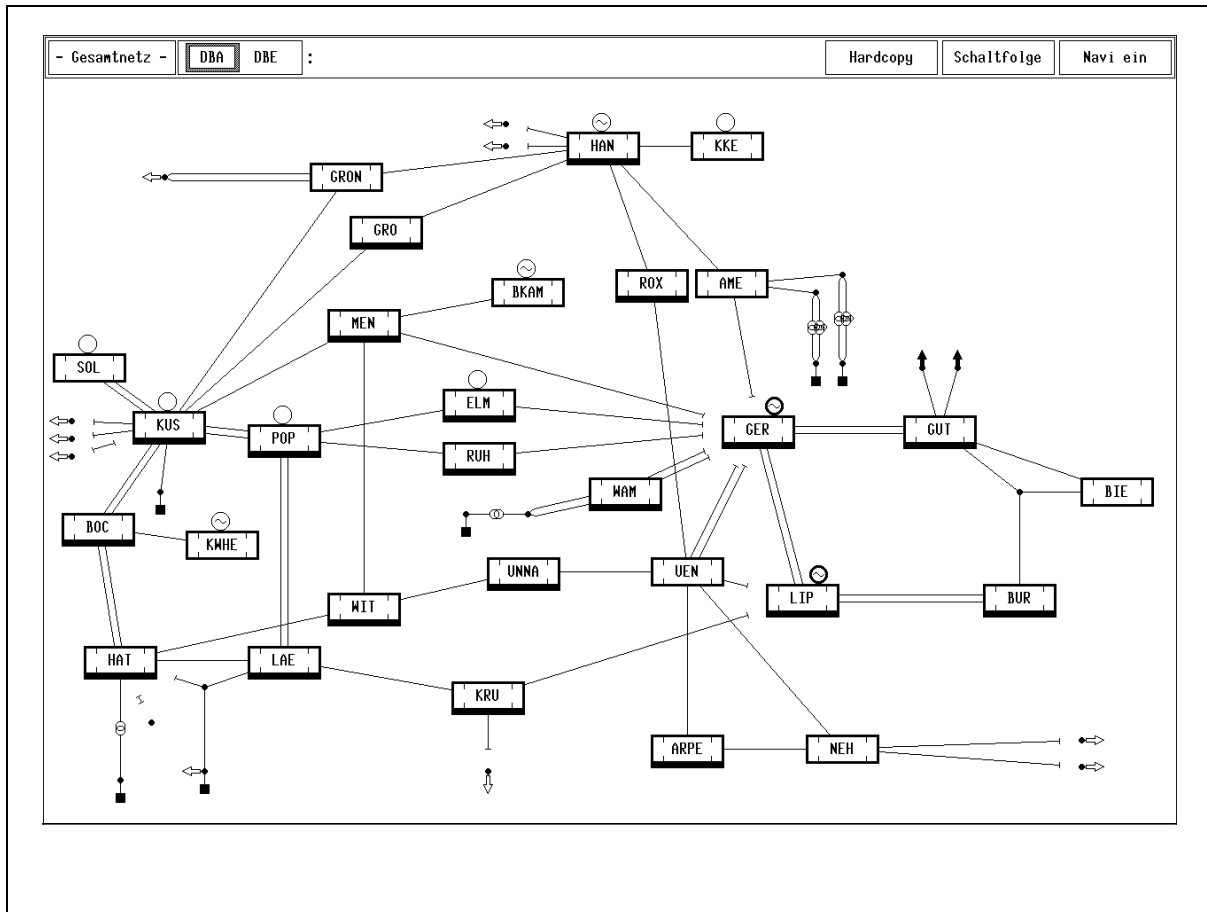


Bild 7.7: Großstörung und Netzzinsel mit wenigen Stationen (siehe Kap. 7.2.2)

Dabei wird durch ständige Betrachtung der Einspeise-Situation im Netz und Vergleich mit den noch wiederzuversorgenden Lasten versucht, soweit wie möglich erforderliche **weitere** Kraftwerks-Blöcke zu synchronisieren bzw. diese durch rechtzeitige Zustandsänderung (Befehle zum Anfahren, Einschalten der Pumpen usw.) darauf vorzubereiten. Wegen der **ingeschränkten** Verfügbarkeit externer Einspeiseleistung aus dem Verbundnetz werden außerdem vorbereitende Maßnahmen getroffen, um diese mittelfristig durch Leistung aus eigenen Kraftwerks-Blöcken zu ersetzen. Damit ergibt sich am **Ende des Netzwiederaufbaus** – d.h. nach Wiederversorgung aller Verbraucher – eine große Zahl vorhandener Kraftwerks-Blöcke, die entweder bereits auf das Netz synchronisiert sind oder bei welchen die – je nach Ausgangszustand z.T. langwierige – Vorbereitung dazu angelaufen ist bzw. stattfindet, wie aus der Kraftwerks-Bedienoberfläche des Trainingssimulators in Bild 7.8 zu ersehen ist; dabei zeigt sich auch, daß die zugesagte Leistung aus dem Verbundnetz bereits nicht mehr voll in Anspruch genommen wird. Die weiteren Maßnahmen im Hinblick auf einen Übergang zum normalen Betrieb können aus diesem Zustand heraus ohne Hilfe des Netzwiederaufbau-Systems fortgesetzt werden.

Block	Pnen[MM]	Psoll[MM]	Pakt[MM]	Insel
SOL	B	385.0	synchr. bereit	
SOL	E	385.0	Pumpen ein	
MARL	1	65.0	warm	
KHER	1	550.0	331.0	331.0 1
RX	N	150.0	warm	
KNEP	C	345.0	warm	
GKM	M7	350.0	warm	
KGM	K2	655.0	394.0	394.0 1
KGM	F2	365.0	Pumpen ein	
KGM	G2	365.0	Pumpen ein	
KGM	H2	365.0	warm	
KGM	I2	365.0	warm	
KGM	K1	110.0	67.0	67.0 1
KGM	F1	55.0	34.0	34.0 1
KGM	G1	55.0	34.0	34.0 1
KGM	H1	55.0	34.0	34.0 1
KGM	I1	55.0	34.0	34.0 1
BKAM	A	747.0	449.0	449.0 1
KWE	C	290.0	233.0	233.0 1
KEM	B2	365.0	warm	
KEM	C2	365.0	220.0	220.0 1
KEM	B1	55.0	34.0	34.0 1
KEM	C1	55.0	34.0	34.0 1
KKE	1	1350.0	Pumpen bereit	
Übergabestelle		Psoll[MM]	Pakt[MM]	Insel
RWE	380	KUS	nicht synchronisiert	
RWE	380	HAN	nicht synchronisiert	
RWE	220	KUS1	nicht synchronisiert	
RWE	220	KUS2	nicht synchronisiert	
RWE	220	HAN	nicht synchronisiert	
RWE	220	GUT	239.4	239.4 1
RWE	220	KRU	nicht synchronisiert	
PEA	380	NEH1	nicht synchronisiert	
PEA	380	NEH2	nicht synchronisiert	
PEA	220	GUT	239.4	239.4 1
SCHW	110	LIN	nicht synchronisiert	
SEP	380	GRON	nicht synchronisiert	
Summenwerte		Psoll[MM]	Pakt[MM]	
Insel	1	2376.7	2376.7	

- Gesamtnetz -	
***KGM**K2	
anfahren	
Pumpen ein	
synchronisieren	
Insel eröffnen	
Psoll [MM]: 393.98	
Usoll [Z]: 100.00	
Statik [Z]: 5.00	
<input type="checkbox"/> Normalfahrweise	
<input checked="" type="checkbox"/> Störfallfahrweise	
DE-Soll [Z]: 100.00	
<input type="checkbox"/> Gleitdruck	
<input checked="" type="checkbox"/> Festdruck	
Druck [bar]: 194.00	
<input checked="" type="checkbox"/> Freilast-Rechner ein	
<input type="checkbox"/> Freilast-Rechner aus	
<input type="checkbox"/> sekundär geregelt	
<input checked="" type="checkbox"/> nicht sekundär geregelt	
Grundlast [MM]: 655.00	
abschalten	

Bild 7.8: Zustand der Kraftwerke nach dem Netzwiederaufbau
(Hardcopy der Kraftwerks-Bedienoberfläche des Trainingssimulators)

In Bild 7.9 ist der Schaltzustand nach der Beendigung der Netzwiederaufbaus wiedergegeben. Hierbei ist zu entnehmen, daß die für die Wiederversorgung aller Lasten im Netz notwendige topologische **Netzstruktur** zustande gekommen ist; für einen Übergang zum normalen Betrieb sind allerdings weitere Schalthandlungen im Netz – z.B. Schließen von Maschen zur Erhöhung der Sicherheit und Ausgleich von Leistungsflüssen – erforderlich, die aus diesem Zustand heraus ohne Zeitdruck und ohne weitere Unterstützung durch das Netzwiederaufbau-System erfolgen können.

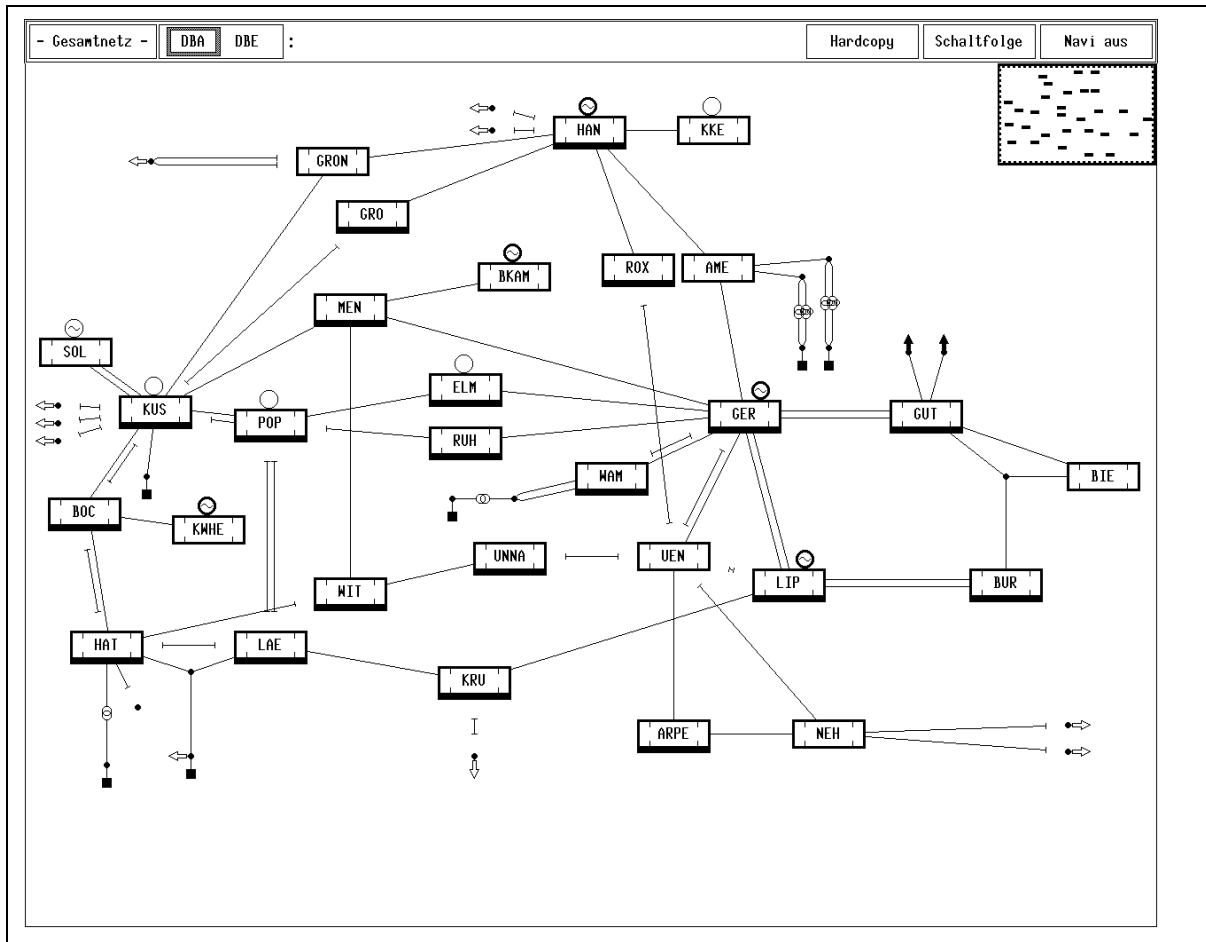


Bild 7.9: Netztopologie nach der Wiederversorgung aller Lasten

Als nächstes soll noch der Frage nachgegangen werden, wie zuverlässig, sicher und auch zeitlich angemessen die **Leistungs-Bereitstellung** und **-Entnahme** während des Netzwiederaufbaus im betrachteten Szenario erfolgte. Hierzu bietet der Trainingssimulator den Zugang und damit auch die Möglichkeit zur Darstellung der oberen und unteren Kraftwerks-Leistungsgrenzen, welche durch Thermodynamik, Feuerungstechnik, Stellgeschwindigkeiten (Freilastrechner) usw. der einzelnen Blöcke bedingt sind und die in der Kraftwerksmodellierung des Simulators berücksichtigt werden [DIC-86]. Diese Werte sind in Netzleitstellen üblicherweise nicht verfügbar, sondern werden vom Betriebsführer heuristisch abgeschätzt. Es sei daher ausdrücklich betont, daß diese in den nachfolgenden Bildern 7.10 und 7.11 dargestellten und diskutierten Wirk- und Blindleistungsgrenzen **nicht** als Eingangs-Informationen des Netzwiederaufbau-Systems Verwendung finden, sondern daß dieses – wie in den vorangegangenen Kapiteln beschrieben – auf den in Leitstellen üblicherweise vorliegenden Informationen und Heuristiken basiert.

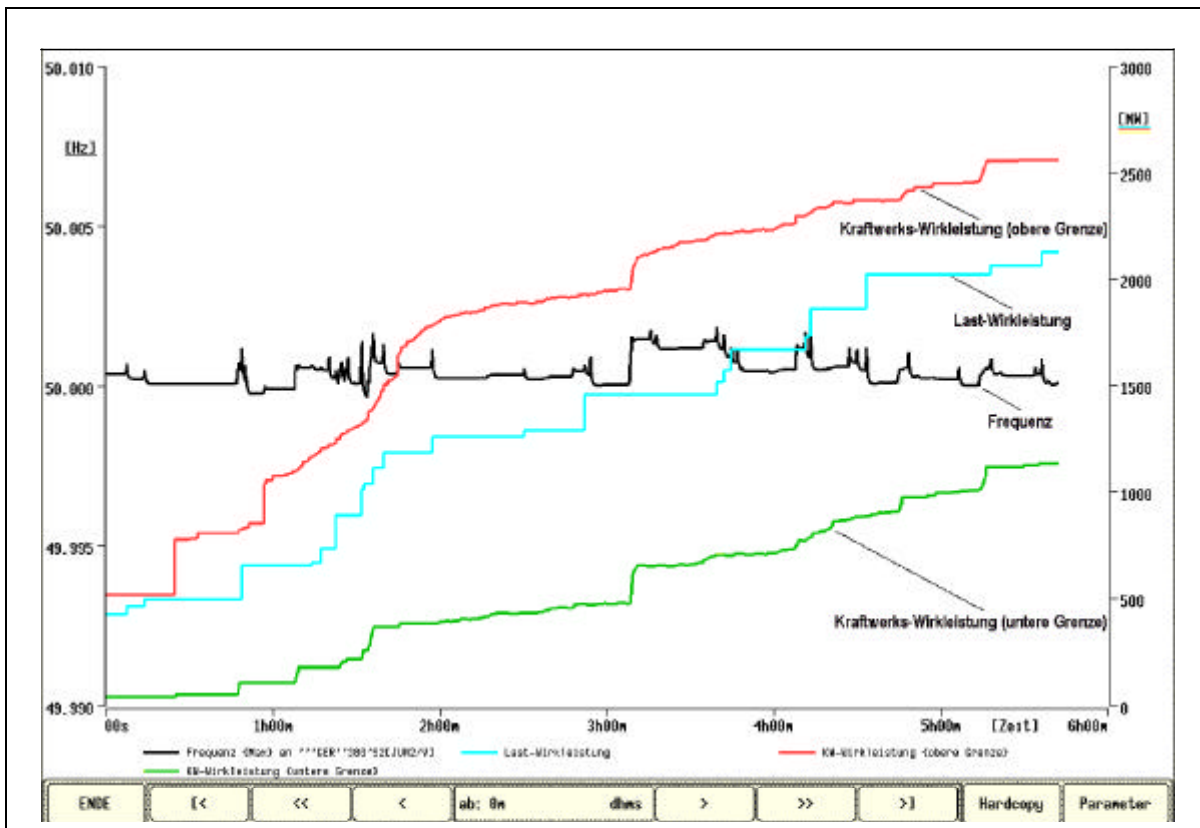


Bild 7.10: Wiederversorgung der Lasten im Vergleich zu Wirkleistungs-Grenzwerten

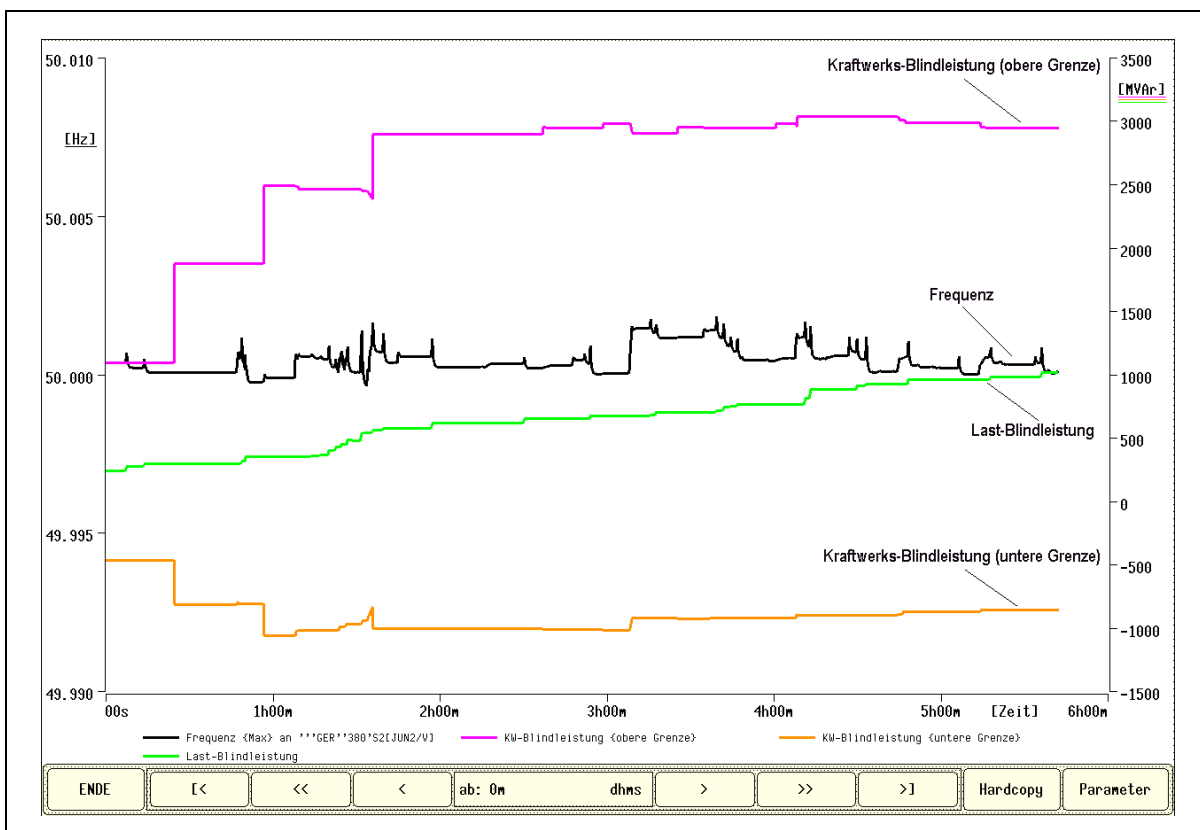


Bild 7.11: Blindleistungs-Verhältnisse im Netz während des Netzwiederaufbaus

Aus den Bildern 7.10 und 7.11 ist folgendes zu entnehmen:

- Die Zuschaltung der Verbraucher ist unter Einhaltung der **Grenzwerte** der Einspeisungen bezüglich Wirk- und Blindleistung veranlaßt worden.
- Das jeweils vorliegende Leistungspotential wurde mit einem **sicheren** Abstand zu diesen Grenzwerten in Anspruch genommen.
- Der sichere Abstand zur oberen Wirkleistungsgrenze wird durch die heuristischen **präventiven** Sollwert-Vorgaben vor dem Zuschalten der Lasten in Verbindung mit dem eingeführten Sicherheits-Zuschlag gewährleistet.
- Die parallel zur Wiederversorgung der Lasten vorgenommenen frühzeitigen Zustandsänderungen der eigenen Kraftwerks-Blöcke als Vorbereitung zu deren Synchronisation begünstigt den Leistungs-Spielraum beim Netzwiederaufbau.
- Durch diese frühzeitige Rekrutierung einer möglichst großen Anzahl eigener Kraftwerks-Blöcke wurde außerdem eine Leistungsreserve geschaffen, durch welche der Bezug externer Leistung über die Kuppelstellen baldmöglichst minimiert und damit die Rückkehr in den Normalbetrieb vorbereitet wird.
- Die Frequenzgrenzen werden durch prospektive Erhöhung der Sollwerte **vor** Last-Zuschaltungen eingehalten (siehe Bilder 7.10 und 7.11), und am Ende des Netzwiederaufbaus wird schließlich der nominale Wert der Frequenz erreicht.

Auch in diesem Szenario führt die strategische Vorgehensweise also erfolgreich zum erwünschten **Ziel** des Netzwiederaufbaus – der Wiederversorgung aller Verbraucher – unter Einhaltung der Systemgrenzen und bei gleichzeitiger Ausnutzung der vorhandenen Leistungsreserven. Gleichzeitig haben sich die im Rahmen der Arbeit vorgenommenen Änderungen an der ursprünglichen Wissensbasis – im Hinblick die oben mehrfach angesprochene sehr frühzeitige Rekrutierung einer möglichst großen Anzahl von vorhandenen Kraftwerksreserven – als sinnvoll erwiesen.

7.3 Bewertung der Performanz

Alle Beispiel-Szenarien haben gezeigt, daß das generische Netzwiederaufbau-System in der Lage ist, interaktiv sinnvolle Wiederaufbau-Vorschläge bei unterschiedlichsten Störungs-Situationen in nach Größe und Struktur sehr verschiedenen Netzen herzuleiten und, wenn nötig, die Aktionen auf alle Spannungsebenen

auszudehnen, die im Bereich der jeweiligen Leitstelle liegen bzw. auf dem Trainingssimulator repräsentiert sind. Das **Ziel des Forschungsprojektes** wurde damit vollständig erreicht. Die Einbettung in die Betriebsoberfläche des Trainingssimulators stellt ein Beispiel für die mögliche Integration des Systems als Anwenderfunktion in ein Netzleitsystem dar.

Bei allen als Beispiele gezeigten Szenarien kamen **ausschließlich generische** Regeln zur Anwendung, die, wie in Kap. 4 gezeigt, die physikalischen Verhältnisse im Netz berücksichtigen. Optional ließe sich das Vorgehen des Netzwiederaufbau-Systems durch Vorgabe zusätzlicher spezifischer Regeln in der Wissensbasis selbstverständlich beliebig modifizieren und damit z.B. an bestimmte Betriebsvorschriften eines EVU anpassen, vgl. Kap. 5.

Die nachfolgende Tabelle 7.1 stellt für drei der in Kap. 7.1 und 7.2 betrachteten Netzwiederaufbau-Szenarien nach Großstörungen einige charakteristische Daten vergleichend gegenüber:

Szenario	Kommunales Netz (Szenario 2)	Transm.-Netz (Szenario 1)	Transm.-Netz (Szenario 2)
Anzahl durchgeführter Schalthandlungen insgesamt	159	187	123
Anzahl nicht ferngesteuert ausführbarer Schalthandlungen	12	0	0
Anzahl der Befehlssätze zur Zustands-Änderung von Kraftwerksblöcken	8	17	26
Sollwertvorgaben an Kraftwerksblöcke	34	58	33
Anzahl der ausgewählten Verbindungsrouten	25	23	20
Netzwiederaufbau-Zeitdauer insgesamt	4 h 50 min.	8 h 28 min.	5 h 41 min.
Warte-Zeiten für die Leistungsbereitstellung der Kraftwerke nach Sollwertvorgabe	29,5 min.	57,5 min.	15,5 min.
Anzahl der durch die zentrale Steuerungskomponente veranlaßten Datenaktualisierungen	1820	3464	2292
Anzahl der überprüften Regelbedingungen	1349	2049	1336

Tabelle 7.1: Vergleichende Übersicht dreier Netzwiederaufbau-Szenarien

Es ist ersichtlich, daß die insgesamt für den Netzwiederaufbau benötigte **Zeit** im Bereich mehrerer Stunden liegt und insgesamt wesentlich beeinflußt wird durch

- die (hier nach Vorschlag des Netzwiederaufbau-Systems durch den Betriebsführer veranlaßte und meist ferngesteuert ausgeführte) Durchführung der Schalthandlungen;
- die (ebenfalls durch das Netzwiederaufbau-System vorgeschlagene) Vorgabe von Befehlen an Kraftwerks-Blöcke;
- Wartezeiten auf die Leistungsbereitstellung der Kraftwerke nach solchen Vorgaben;
- den internen Zeittakt des Trainingssimulators (10 sec.) [KEM-97].

Ein weiterer, nicht unerheblicher Zeitbedarf wird auch verursacht durch

- die Bearbeitung der strategischen Regeln des Expertensystems;
- die interne Programm-Kommunikation der Komponenten des Netzwiederaufbau-Systems untereinander;
- die Menge der vorgenommenen Überprüfungen und den Datenaustausch, die bei jeder Entscheidung zur Grunde liegen.

Dieser zuletzt genannte Zeitbedarf ließe sich jedoch noch deutlich senken, wenn an Stelle der hier verwendeten betagten Workstations zeitgemäße schnelle Rechner verwendet würden; entsprechende Arbeiten zur Portierung des Systems auf PC wurden bereits begonnen.

Die Anzahl der überprüften Regel-Bedingungen gibt u.a. einen groben Hinweis auf die Vielzahl der **Vorüberlegungen**, die auf der übergeordneten strategischen Entscheidungsebene zu tätigen sind (und normalerweise durch den Betriebsführer erfolgen). Erheblich größer ist noch die Menge der **Daten-Aktualisierungen**, die von der zentralen Steuerungskomponente (Kap. 4) zur taktischen Anpassung der Strategie an die jeweils vorliegende Situation auszuführen sind, und damit auch die Menge von einzelnen darauf basierenden Detail-Entscheidungen.

Beim vielfältigen praktischen Einsatz des Trainingssimulators **ohne** das Netzwiederaufbau-System zum Training von Betriebspersonal (z.B. [HOO-98]) wurden für vergleichbare Szenarien ähnliche Zeitdauern für den Netzwiederaufbau nach Netzzusammenbrüchen registriert. Hierbei war aber auch festzustellen, daß in einigen Fällen durch das Betriebspersonal vorgenommene Maßnahmen das

Gesamtnetz während des Netzwiederaufbaus in einen sehr kritischen Zustand versetzt bzw. zu einem nochmaligen Netzzusammenbruch geführt haben; beim generischen Netzwiederaufbau-System werden solche Situationen durch präventive Vorausschau **vor** der Durchführung der einzelnen Maßnahmen vermieden und wurden dementsprechend während der Verifikation niemals festgestellt.

Die mit der Zyklizität des Systems verbundene ständige Datenaktualisierung ermöglicht außerdem ein flexibles Verhalten im Falle **unerwarteter Ereignisse** im Netz (z.B. spontane Änderung des vereinbarten Leistungsbezuges über Kuppelleitungen, Schutzauslösungen durch zusätzlichen Fehler im Netz usw.). Auch willkürliche konstruktive oder obstruktive **Eingriffe des Betriebsführers**, die nicht mit der Vorgehensweise des Netzwiederaufbau-Systems in Zusammenhang stehen, werden durch die ständige Aktualisierung jeweils in die weitere Vorgehensweise mit einbezogen; damit hat sich das System als sehr stabil erwiesen.

7.4 Automatischer Netzwiederaufbau – eine Vision?

Die positiven Erfahrungen mit der Ableitung sinnfälliger Vorgehensweisen für die Behebung verschiedenartiger Störungen in unterschiedlichen Netzen durch das generische Netzwiederaufbau-System legt natürlich die Frage nahe, inwieweit ein solches System in der Lage wäre, die vorgeschlagenen Aktionen jeweils auch **selbst** zur Ausführung zu bringen [KRO-96] [KRO-98]. Selbstverständlich würde dies in der Realität die Existenz entsprechender Nachrichtenkanäle und Kopplungen sowie die Fernsteuerbarkeit aller betroffenen Komponenten voraussetzen; andererseits bietet der Trainingssimulator eine hervorragende Möglichkeit, all dieses zu antizipieren, da dort alle in der Realität verteilt ablaufenden Prozesse (Netz, Kraftwerke) an **einem** Ort modelliert werden und der Informationsaustausch somit kein Problem darstellt.

Bei der Implementation des generischen Netzwiederaufbau-Systems wurde die mögliche autonome Ausführung der von ihm situationsabhängig hergeleiteten Vorschläge bereits als vorwählbare Option mitberücksichtigt (vgl. Kap. 4), und zwar bei

- a) der Auswahl der nächsten zu versorgenden Verbrauchergruppe (Lasten und Eigenbedarfs-Anschlüsse);
- b) der Auswahl der nächsten Kraftwerks-Blöcke für die Leistungsbereitstellung;
- c) der Auswahl der Verbindungsrouten;

- d) der Betätigung der einzelnen Schaltgeräte für die Änderung der Netztopologie;
- e) der Zustands-Änderung von Kraftwerks-Blöcken (z.B. Sollwertvorgaben, Änderung der Fahrweise, Befehle zum Anfahren, zur Synchronisation usw.).

Bei den normalerweise vom Betriebsführer zu treffenden Auswahl-Entscheidungen (siehe Punkt *a – c*) liefert das Netzwiederaufbau-System eine geordnete Liste (vgl. Kap. 3), so daß die dort priorisierten Vorschläge unmittelbar zur autonomen Ausführung gebracht werden können.

In vielen Netzen insbesondere der Hochspannungsebene sind die Schaltgeräte von der Leitstelle aus **fernsteuerbar**, so daß in diesen Fällen eine autonome Durchführung der einzelnen durch das Netzwiederaufbau-System vorgeschlagenen Schalt-Sequenzen (siehe Punkt *d*) prinzipiell möglich ist.

Kraftwerke werden üblicherweise von eigenen Leitstellen aus gefahren, eine Datenkopplung zur Interaktion von der Netzleitstelle aus besteht in aller Regel nicht (Ausnahme: kleinere Wasser- oder Gasturbinenkraftwerke). Hier ist also in der Realität ein **telefonischer Kontakt** zwischen den Betriebsführern von Netz und Kraftwerk erforderlich, wenn Zustandsänderungen (siehe Punkt *e*) vorgenommen werden sollen, so daß eine autonome Handlungsweise des Netzwiederaufbau-Systems an dieser Stelle noch ein erheblicher Vorausgriff in die Zukunft ist. Dennoch wurde am Trainingssimulator die autonome Handlungsweise des Netzwiederaufbau-Systems an einigen Beispiel-Szenarien untersucht. Dabei zeigte sich, daß

- die unmittelbare Ausführung der (bereits auf Durchführbarkeit überprüften) Vorschläge des Systems eine nicht unerhebliche **Zeitersparnis** mit sich bringt;
- als nicht fernsteuerbar in der Prozeßdatenbank geführte Schaltgeräte (wie in einer Anlage des kommunalen Beispielnetzes aus Kap. 7.1 vorhanden) erkannt werden, so daß das Netzwiederaufbau-System nur in diesen Fällen **selbsttätig** in den Dialog-Modus wechselt und zum Schalten auffordert;
- parallel zur autonomen Vorgehensweise durchgeführte willkürliche **Eingriffe** in den Netz- oder Kraftwerkszustand mit berücksichtigt werden; damit kann der Betriebsführer z.B. das Vorgehen des Netzwiederaufbau-Systems konstruktiv unterstützen, indem er Schaltungen innerhalb von gerade durch dieses ausgeführten Schalt-Sequenzen "vorwegnimmt".

Selbst wenn ein automatischer Netzbetrieb insbesondere auf der Hochspannungsebene derzeit noch nicht im unmittelbaren Interesse der Praxis liegt [KRO-99e], ermöglicht es das generische Netzwiederaufbau-System in Verbindung mit dem Trainingssimulator also auch, bereits erste Perspektiven und Konsequenzen dazu aufzuzeigen.