

In den letzten Jahren hat sich die Komplexität der Systemführung von großräumigen elektrischen Übertragungsnetzen aufgrund mehrerer paralleler Entwicklungen stark erhöht. Die zentralen Herausforderungen stellen die Integration der erneuerbaren Energien - insbesondere Wind und Photovoltaik - sowie der Handel großer Energiemengen dar. Es kommt immer häufiger zu wechselnden sowie unbekanntem Netzsituationen mit grenzwertig hohen Belastungen des Übertragungsnetzes.

Von den Schaltungingenieuren der Netzleitstelle müssen bei der Überwachung und Identifikation des globalen Systemzustandes wesentlich mehr Informationen berücksichtigt und bewertet werden. Daraus ergeben sich neue Anforderungen an die Visualisierung unter Berücksichtigung kognitiver Aspekte. Es stellt sich die Frage, wie die steigende Komplexität aufbereitet und die Situationserfassung in der Systemführung durch eine geeignete Visualisierung unterstützt werden kann.

Daher wird in dieser Arbeit die Situationserfassung in großräumigen elektrischen Übertragungsnetzen analysiert und eine Visualisierung des globalen Systemzustandes entwickelt. Um erste Erfahrungen im Betrieb in die Arbeit einfließen lassen zu können, sind neue Visualisierungsentwürfe ins zentrale Leitsystem eines deutschen Übertragungsnetzbetreibers mit weiteren nationalen und internationalen Aufgaben für das deutsche und europäische Übertragungsnetz implementiert worden.

Zur Vermeidung einer Datenüberflutung wird das Visualisierungskonzept auf Basis einer hierarchischen Informationsdarbietung aufgegriffen. Die höchste Ebene - die Visualisierung des globalen Systemzustandes - stellt den Fokus der Entwicklungen dar. Dem Schaltungingenieur wird über ein Kreisdiagramm angezeigt, ob sich das Gesamtsystem im gewünschten Zustand befindet und falls nicht, präsentieren die einzelnen Kreissegmente den Grad der Abweichung der jeweiligen Systemzustandsinformation. Die Darstellung erfolgt so, dass der Systemzustand im Echtzeitbetrieb intuitiv nach geringer Betrachtungszeit gedeutet werden kann. Dabei liegt die Hauptaufgabe der Systemzustandsanzeige darin, die Aufmerksamkeit des Schaltungingenieurs im Falle einer Abweichung zu erzielen und somit die Situationserfassung zu unterstützen.

Die gewonnenen Erkenntnisse im Rahmen der Untersuchungen der Gebrauchstauglichkeit in der Netzleitstelle zeigen, dass die angebotene Visualisierung den Schaltungingenieuren erlaubt, den globalen Systemzustand auf einen Blick zu erkennen. Zusätzlich fördern die angebotenen Darstellungen der mittleren Visualisierungsebene die Situationserfassung durch die Unterstützung der visuellen Wahrnehmung, wie zum Beispiel der Mustererkennung. Durch die parallele Anzeige der Systemzustandsanzeige für die verschiedenen Aufgabenbereiche in der Systemführung wird eine gemeinsame, aufgabenübergreifende und geteilte Situationserfassung aller Schaltungingenieure der verschiedenen Arbeitsplätze in der Netzleitstelle gefördert.

Christoph Schneiders
Visualisierung des Systemzustandes und Situationserfassung in großräumigen elektrischen Übertragungsnetzen



Christoph Schneiders

Visualisierung des Systemzustandes und Situationserfassung in großräumigen elektrischen Übertragungsnetzen

ISBN 3-86130-727-8



9 783861 307273

m verlag
mainz

Wissenschaftsverlag Aachen

Visualisierung des Systemzustandes und Situationserfassung in großräumigen elektrischen Übertragungsnetzen

Vom Fachbereich Elektrotechnik, Informationstechnik, Medientechnik
der Bergischen Universität Wuppertal
zur Erlangung des akademischen Grades eines

Doktor - Ingenieurs

genehmigte Dissertation

von

Dipl.-Ing. Christoph Schneiders

aus Mönchengladbach

Referent:	Univ.-Prof. Dr.-Ing. J. Verstege
Korreferent:	Univ.-Prof. Dr.-Ing. M. Zdrallek
Tag der mündlichen Prüfung:	31. Januar 2014

Schneiders, Christoph:
Visualisierung des Systemzustandes
und Situationserfassung in großräumigen elektrischen Übertragungsnetzen

© Copyright 2014 Christoph Schneiders
ISBN: 3-86130-727-8
1. Auflage 2014

Verlagshaus Mainz GmbH Aachen
Süsterfeldstr. 83
52072 Aachen
Tel. 0241 / 87 34 34
Fax 0241 / 87 55 77
www.Verlag-Mainz.de

Bibliografische Information der Deutschen Bibliothek

Die Deutsche Bibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über <http://dnb.ddb.de> abrufbar.

Das Werk einschließlich seiner Teile ist urheberrechtlich geschützt. Jede Verwendung ist ohne die Zustimmung des Herausgebers außerhalb der engen Grenzen des Urhebergesetzes unzulässig und strafbar. Das gilt insbesondere für Vervielfältigungen, Übersetzungen, Mikroverfilmungen und die Einspeicherung und Verarbeitung in elektronischen Systemen.

Foto Cover: Amprion GmbH

Vorwort

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Tätigkeit bei der Amprion GmbH, Systemführung Netze Brauweiler.

Mein ganz besonderer Dank richtet sich an meinen „Doktorvater“, Herrn Prof. Dr.-Ing. Johannes Verstege für seine Anregungen, die zahlreichen Diskussionen und Ratschläge im Laufe dieser Arbeit, die zur Entstehung entscheidend beigetragen haben. Hierfür, aber vor allem für seine freundliche Unterstützung, sein von Beginn an bestehendes Vertrauen in meine Person und die Ermöglichung meines Promotionsvorhabens danke ich ihm sehr herzlich.

Ebenso danke ich Herrn Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek für die freundliche Übernahme des Korreferates und den engagierten Austausch über meine Arbeit.

Für die fortwährende Unterstützung und die in der Systemführung Netze Brauweiler gebotenen Entfaltungsmöglichkeiten danke ich Herrn Dr.-Ing. Klaus Kleinekorte und Herrn Dipl.-Ing. Joachim Vanzetta. Der Amprion GmbH danke ich für die wohlwollende Unterstützung.

Für die konstruktive Zusammenarbeit, den intensiven Austausch und die vielen praxisnahen Anregungen gilt mein ausgesprochener Dank allen Schaltungstechnikern der Hauptschaltleitung Brauweiler. Sie haben als Experten der Systemführung wichtige Beiträge bei der Aufgabenanalyse und Untersuchung der Gebrauchstauglichkeit geliefert.

Den Mitarbeitern des Bereiches Prozesstechnik, Systemführung Netze Brauweiler sowie der PSI AG, Aschaffenburg danke ich für die Unterstützung im Rahmen der Umsetzung und Integration in das Leitsystem.

Weiterhin bedanke ich mich bei Herrn Dr.-Ing. Karl Friedrich Schäfer vom Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik, Bergische Universität Wuppertal sowie meinem Bruder, Herrn Dipl.-Wirt.-Ing. Thorsten Schneiders für ihr Interesse, Anregungen und Unterstützung.

Sehr dankbar bin ich für die Zeit mit meiner gesamten Familie, aus der ich immer wieder Kraft und Energie schöpfen konnte. Ganz besonders danke ich meinen Eltern. Sie haben mir meine Ausbildung ermöglicht und mich stets ermutigt. Meiner Frau danke ich von Herzen für den notwendigen Ausgleich zum wissenschaftlichen Arbeiten sowie Ihr großes Verständnis während meiner Dissertation.

Die Dissertation kann wie folgt zitiert werden:

urn:nbn:de:hbz:468-20140513-130022-0

[<http://nbn-resolving.de/urn/resolver.pl?urn=urn%3Anbn%3Ade%3Ahbz%3A468-20140513-130022-0>]

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
1.1	Steigende Komplexität in der Systemführung	1
1.2	Situationserfassung und Visualisierung des Systemzustandes	4
1.3	Ziel und Aufbau der Arbeit	7
2	Grundlagen und Stand der Technik	9
2.1	Aufbau des Elektrizitätsversorgungssystems	9
2.1.1	Struktur der Elektrizitätsversorgungsnetze	9
2.1.2	Das europäische Übertragungsnetz	11
2.2	Aufgaben der Systemführung	13
2.2.1	Einführung	13
2.2.2	Operative Systemführung	13
2.2.3	Netz- und Systemsicherheit	16
2.2.4	Netzüberwachungsfunktionen und Optimierungsverfahren	17
2.2.5	Leistungs-Frequenzregelung und Regelenergieeinsatz	21
2.2.6	Fahrplanmanagement	22
2.2.7	EEG-Bewirtschaftung	22
2.3	Prozessvisualisierung für die Systemführung	23
2.3.1	Stand der Technik heutiger Netzleitsysteme	23
2.3.2	Bestehende Visualisierungsansätze	25
2.4	Visuelle Wahrnehmung und Situationserfassung	29
2.4.1	Allgemeines	29
2.4.2	Gedächtnis	29
2.4.3	Situationserfassung	30
2.4.4	Visuelle Wahrnehmung	32
2.5	Anforderungen an die Visualisierung	36

3	Analyse der relevanten Systemzustandsinformationen	38
3.1	Aufgabenanalyse	38
3.2	Relevante Systemzustandsinformationen	40
3.2.1	Gruppierung der relevanten Informationen	40
3.2.2	Netzzustand	41
3.2.3	Zustand Systembilanz	45
3.2.4	Indirekte und externe Kriterien	51
3.3	Priorität der Systemzustandsinformationen	55
4	Visualisierungskonzept	56
4.1	Hierarchische Informationsdarbietung	56
4.1.1	Visualisierungsebenen	56
4.1.2	Verfahren der Datenreduktion	57
4.2	Darstellung des globalen Systemzustandes	58
4.2.1	Darstellungsvarianten Systemzustandsanzeige	58
4.2.2	Kreisdiagramm als Systemzustandsanzeige	60
4.3	Darstellung von Übersichtsanzeigen	64
4.3.1	Kiviatgraph	64
4.3.2	Darstellung der zeitlichen Entwicklung	65
4.3.3	Balkendiagramme als Indikatoren für die Netzauslastung	67
4.4	Vereinfachte Netzdarstellung überregionaler Übertragungsnetze	68
5	Reduktion und Abbildung der Daten	70
5.1	Datenreduktion bei der Systemzustandsanzeige	70
5.1.1	Codierung der Systemzustandsinformationen	70
5.1.2	Berechnung der relevanten Systemzustandsinformationen	73
5.2	Datenreduktion in der mittleren Visualisierungsebene	81
6	Umsetzung und Validierung in der Praxis	85
6.1	Betrachtetes System	85
6.2	Realisierung und Untersuchung der Gebrauchstauglichkeit	86
6.2.1	Phasen der Realisierung	86

6.2.2	Offline-Testsystem mittels Rapid-Prototyping	88
6.2.3	Integration in das Leitsystem	88
6.3	Untersuchung und Diskussion der Visualisierung im Testsystem	89
6.3.1	Darstellungsvarianten des globalen Systemzustandes	89
6.3.2	Darstellungen der zeitlichen Entwicklung	95
6.3.3	Darstellungen der mittleren Visualisierungsebene	96
6.3.4	Vereinfachte Netzdarstellung	100
6.4	Realisierung in der Netzleitstelle	103
6.4.1	Validierung der Visualisierung in der Netzleitstelle	103
6.4.2	Großbildanzeige mit Systemzustandsanzeige in der Netzleitstelle	108
7	Zusammenfassung und Ausblick	110
8	Literaturverzeichnis	114

Vereinbarungen

Allgemeines

()	Gleichung
[]	Literaturverweis
Δ	Änderung, Differenz, Abweichung
Σ	Summe
E{ }	Erwartungswert

Abkürzungen

ACE	Area Control Error
DACF	Day Ahead Congestion Forecast
DSO	Distribution System Operator
EE	Erneuerbare Energiequellen
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
GBA	Großbildanzeige
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
HILF	High Impact Low Frequency
IDCF	Intraday Congestion Forecast
INA	Integrale Netzzustandsanzeige
MMS	Mensch-Maschine-Schnittstelle
MRL	Minutenreserveleistung
NRV	Netzregelverbund
PV	Photovoltaik
RAAS	Real-time Awareness and Alarm System
RG CE	Regional Group Continental Europe
RB	Regelblock
RZ	Regelzone
SA	Situation Awareness
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
TSO	Transmission System Operator
UCTE	Union pour la Coordination du Transport de l'Electricité
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber

Lateinische Formelzeichen

d	Auslastung
f	Netzfrequenz
G	globale Regelabweichung
I	Strom
I_A	Ausschaltwechselstrom
I_k''	Anfangskurzschlusswechselstrom
J	Zielfunktionswert der State Estimation
K	Abbildung der Systemzustandsinformation auf den Radius
K_N	Netzkennzahl
ΔK	Differenz Alarm- zu Warnwert der Abbildung auf den Radius
n	Anzahl der Betriebsmittel im Grundfall
N	Anzahl
P	Wirkleistung
Q	Blindleistung
r	Kreisradius
T	Zeitpunkt
t	fortlaufende Zeit
U	Spannung
U_n	Nennspannung
Δu	normierte Spannungsabweichung
x	Eingangsgröße
\mathbf{x}	Vektor der Schätzwerte der Zustandsvariablen

Griechische Formelzeichen

ε	Sprungfunktion
φ	Spannungsphasenwinkel
μ	Abklingfaktor
τ	Zeit

Indizes

ACE	Systemzustandsinformation: „Regelabweichung“
Δf	Systemzustandsinformation: „Frequenzabweichung“
$\Delta f_{i,j}$	Systemzustandsinformation: „Frequenzabweichung zwischen Regelzonen“
ΔFP	Systemzustandsinformation: „Diskrepanzen bei Austauschprogrammen / Fahrplananmeldungen“
HILF	Systemzustandsinformation: „Extremereignisse“
KURE	Systemzustandsinformation: „Verletzung Kurzschlussstrom“
n-0, I	Systemzustandsinformation: „Verletzung der Stromgrenzwerte im Grundfall“

n-0, U	Systemzustandsinformation: „Verletzung Spannungsgrenzen im Grundfall“
n-1, $\Delta\varphi$	Systemzustandsinformation: „Verletzung Spannungswinkeldifferenz Ausfallsimulation“
n-1, I	Systemzustandsinformation: „Verletzung der Stromgrenzwerte Ausfallsimulation“
n-1, U	Systemzustandsinformation: „Verletzung Spannungsgrenzen Ausfallsimulation“
n-1, ΔU	Systemzustandsinformation: „Verletzung Spannungsbetragsdifferenz Ausfallsimulation“
OPTI, ΔU	Systemzustandsinformation: „Ergebnis Spannungs-Blindleistungsoptimierung“
P_{EE}	Systemzustandsinformation: „Höhe der EE-Einspeisung“
P_L	Systemzustandsinformation: „Höhe der Netzlast“
P_{soll}	Systemzustandsinformation: „Austauschprogramme Höhe und Richtung“
P_{Wind}	Systemzustandsinformation: „Höhe der Windenergieeinspeisung“
ΔP_{EEG}	Systemzustandsinformation: „Höhe der EEG-Prognoseabweichung“
ΔP_{ext}	Systemzustandsinformation: „Übergabeleistungsabweichung“
ΔP_L	Systemzustandsinformation: „Güte der Bilanzkreisprognosen“
ΔP_{RL}	Systemzustandsinformation: „Abweichung bei Regelleistungserbringung“
ΣP_G	Systemzustandsinformation: „Höhe der regionalen Einspeiseleistung“
ΣP_{frei}	Systemzustandsinformation: „Höhe der regionalen frei verfügbaren Kraftwerksleistung“
$RL_{\%}$	Systemzustandsinformation: „Auslastung der Regelleistung“
STES	Systemzustandsinformation: „State Estimation Güte / Diskrepanz“

Laufindizes

b	Bilanzkreis
c	Kuppelleitung
g	Generator
i, j	Regelzone
k, m, n	Knoten
l	Leistungsschalter
s	Schaltanlage
v	Ausfallvariante
z	Netzzweig

Tiefgestellte Indizes

abw	Abweichung
akt	aktueller Wert
Alarm	Alarmzustand
AV	Ausfallvariante
BK	Bilanzkreis
DE	Deutschland
EEG	EEG-Bewirtschaftung
ext	externe Übergabe
frei	frei verfügbar
G	konventionelle Kraftwerkseinspeisung
ges	gesamt
install	installierte Leistung
ist	Ist-Wert
KL	Kuppelleitung
KN	Knoten
L	Last
LS	Leistungsschalter
min	Minimum
max	Maximum
mess	Messung
neg	negativ
Norm	Normalzustand
norm	Normalwert
OG1	erster Schwellwert der Obergrenze, Warnwert
OG2	zweiter Schwellwert der Obergrenze, Alarmwert
pos	positiv
prog	Prognose
ref	Referenzwert
RL	Regelleistung
RZ	Regelzone
SA	Schaltanlage
soll	Sollwert
stes	Wert der State Estimation
UG1	Erster Schwellwert der Untergrenze, Warnwert
UG2	Zweiter Schwellwert der Untergrenze, Alarmwert
verf	verfügbar
Warn	Warnzustand
Wind	Windenergie
zus	Zustandsvariable
ZW	Zweig

1 Einleitung

1.1 Steigende Komplexität in der Systemführung

In den letzten Jahren hat sich die Komplexität der Systemführung von großräumigen elektrischen Übertragungsnetzen aufgrund mehrerer paralleler Entwicklungen stark erhöht. Die zentralen Herausforderungen stellen die Integration der erneuerbaren Energiequellen (EE) - insbesondere Wind und Photovoltaik - sowie der Handel großer Energiemengen dar.

So hat die Förderung von erneuerbaren Energien durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) [1] in Deutschland zu einem starken Ausbau von Windenergie und Photovoltaik (jeweils über 30 GW [2, 3]) geführt. In der Systemführung kommt es durch den steigenden Anteil dargebotsabhängiger, volatiler Einspeisung zu einer wachsenden Unsicherheit und häufig wechselnden sowie neuen Netzsituationen.

Die hohe Konzentration von Windenergieanlagen in Regionen mit geringem Strombedarf in Nord- und Ostdeutschland führt infolge der Vorrang einspeisung bereits heute zu Leistungsüberschüssen in diesen Gebieten, wodurch hohe Nord-Süd-Transite auftreten. Dieser Effekt wird aufgrund der Stilllegung der deutschen Kernkraftwerke, die sich zumeist im süddeutschen Raum befinden, sowie durch die Errichtung von Offshore Windparks in der Nord- und Ostsee, nochmals verschärft [4, 5].

Zusammen resultieren hohe Windenergieeinspeisung sowie der weiträumige europäische Handel großer Energiemengen in häufig veränderliche Leistungssituationen und grenzwertig hohe Belastungen im Übertragungsnetz. Das Gesamtsystem wird immer öfter an seine Sicherheitsgrenzen geführt [5, 6].

Die hohe Korrelation zwischen Windenergieerzeugung in Deutschland und den Energieaustauschprogrammen ist in Bild 1.1 dargestellt. Das Diagramm zeigt, wie in Zeiten hoher Windenergieeinspeisung große Energieaustauschprogramme auftreten, was zu grenzwertigen physikalischen Leistungsflüssen im Übertragungsnetz führt [6].

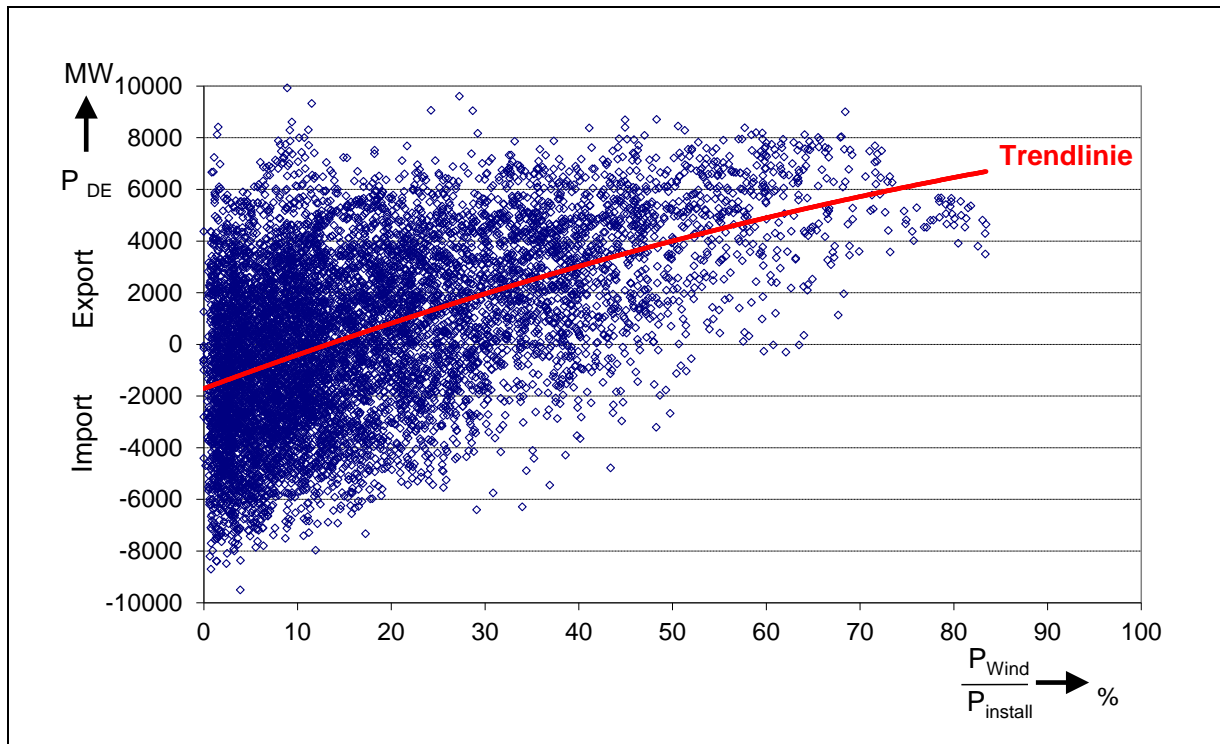


Bild 1.1: Korrelation Windeinspeisung vs. Energieaustausch DE (h-Werte für 2011) [6, eigene Darstellung]

Ein wesentliches Ziel des synchron betriebenen kontinentaleuropäischen Übertragungsnetzes ist, den Austausch der Energie zwischen den verschiedenen Netzgebieten unter Einhaltung der Versorgungssicherheit zu ermöglichen [7] und so die Entwicklung des europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes zu fördern [8]. Insgesamt ist zu erkennen, dass die Interdependenzen zwischen den Übertragungsnetzbetreibern innerhalb eines Synchrongebietes immens zugenommen haben und die Interoperabilität zwischen den verschiedenen Synchrongebieten eine immer wichtigere Rolle spielt [9, 10]. Aufgrund der zentralen Lage des deutschen Übertragungsnetzes (Bild 1.2) ist die Berücksichtigung von Interdependenzen im europäischen Übertragungsnetz von enormer Bedeutung. In der Systemführung müssen zunehmend externe Informationen berücksichtigt werden. Eine enge Kooperation aller betroffenen ÜNB ist unerlässlich.

Die Echtzeit-Systemführung elektrischer Übertragungsnetze erfolgt aus einer zentralen Netzleitstelle von sogenannten Schaltungingenieuren. Im Zuge der Liberalisierung des Strommarktes [11] und der Entwicklung der Energiemärkte sind in der Systemführung eine Vielzahl neuer und wechselnder Tätigkeiten und damit eine wachsende Anzahl von Schnittstellen entstanden, die der Schaltungingenieur in der Netzleitstelle bewältigen muss - in Echtzeit und häufig mit kurzer Reaktionszeit. Durch die Entwicklung und zunehmende Liquidität des untertägigen Energiehandels, der sogenannte „Intraday-Handel“, kann sich die Leistungsflusssituation häufig ändern. Es ist daher wichtig, die Leistungsflusssituation und die Belastung der

Betriebsmittel permanent zu überwachen, um frühzeitig drohende Überlastungen und Netzengpässe zu erkennen. Nur so können rechtzeitig Gegenmaßnahmen ergriffen werden [7].

Nach den weitreichenden Netzstörungen im Jahre 2003 in den USA sowie 2006 in Kontinentaleuropa [9, 12], wurde weltweit die Koordination der Übertragungsnetzbetreiber stark intensiviert. Die Ereignisse zeigen, dass die Wechselwirkungen zwischen den Verbundpartnern immer mehr zunehmen und der Beobachtungsbereich daher weit über das eigene Netz hinausgehen muss. Für die Bewertung der Netzsicherheit wurden neue Ansätze wie die „Wide Area View“ [13] beziehungsweise „Observability Area“ [14] eingeführt. Zudem wurden verschiedene regionale Sicherheitsinitiativen geformt [15, 16].

Bild 1.2 stellt den Beobachtungsbereich eines zentraleuropäischen Übertragungsnetzbetreibers dar, der zur Bewertung der Netzsicherheit im Vergleich zu seinem eigenen Netzgebiet betrachtet werden muss. Dies verdeutlicht, dass sich das zu beobachtende Netz signifikant vergrößert und damit die zu verarbeitende Informationsmenge massiv ansteigt [15-17].

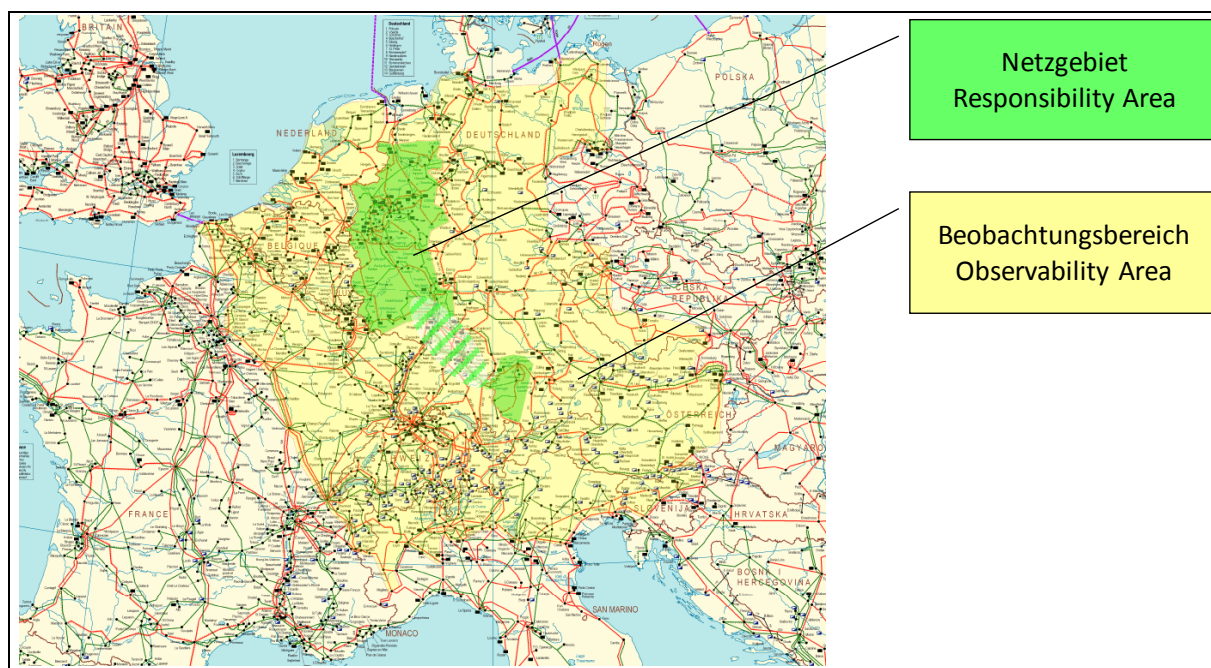


Bild 1.2: Observability Area: Netzgebiet vs. Beobachtungsbereich [15-17]

Zusätzlich zu den dargestellten betrieblichen Anforderungen hat die technologische Entwicklung im Bereich der Informationsverarbeitung und Funktionalität von Prozessleitsystemen beziehungsweise SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition)-Systemen zu einer intensiven Zunahme der dem Schaltungenieur bereitgestellten On- und Offline-Daten geführt.

Insgesamt lässt sich feststellen, dass die von den Schaltungingenieuren in der Systemführung zu verarbeitende Informationsmenge stark ansteigt. Für die Beurteilung der Netzsicherheit müssen deutlich mehr Informationen als nur die des eigenen Netzes in Betracht gezogen und bewertet werden. Zudem kommt es zu häufig wechselnden unbekanntem Netzsituationen. So wurde bei jüngsten größeren Übertragungsnetzstörungen als eine der Hauptursachen eine inadäquate Situationserfassung festgestellt und die verbesserte Überwachung und Einschätzung des Systemzustandes als Empfehlung formuliert [9, 12, 15].

1.2 Situationserfassung und Visualisierung des Systemzustandes

Eine zentrale Bedeutung bei der Systemführung kommt der kontinuierlichen Überwachung und Identifikation des globalen, das heißt des gesamtumfassenden Systemzustandes im Übertragungsnetz zu. Dabei müssen die Schaltungingenieure nicht nur die notwendigen Informationen zur Erfassung des Systemzustandes auswählen, sondern auch daraus resultierend die richtigen Entscheidungen fällen und deren Konsequenzen abschätzen.

Wie zuvor beschrieben, ist die Menge der Informationen und Daten, die in der Netzführung für diese Aufgabe erfasst werden müssen, um ein Vielfaches gestiegen. Gleichzeitig stehen technisch immer mehr Daten zur Verfügung, die bei geeigneter Aufbereitung und Nutzung verbesserte Möglichkeiten bei der Überwachung des Systemzustandes ermöglichen.

Eine Analyse bestehender Visualisierungsansätze zeigt, dass es sich in den meisten Fällen um Stand-Alone-Systeme, separiert vom zentralen Leitsystem, handelt. Außerdem neigen die Darstellungsarten vielmehr dazu, Analyse Zwecken zu dienen als operativen Echtzeit-Erfordernissen zu entsprechen. So werden beispielsweise häufig kognitive Grundlagen vernachlässigt.

Für den Schaltungingenieur ist eine Umgebung entstanden, in der die Belastung mit Informationen zu einer hohen Beanspruchung der kognitiven Ressourcen führt. Es ist unerlässlich, den Schaltungingenieur bei der komplexen Dauerüberwachungstätigkeit kognitiv zu entlasten.

Bild 1.3 stellt die Informationsverarbeitung vieler Daten ohne und mit geeigneter Visualisierung dar.

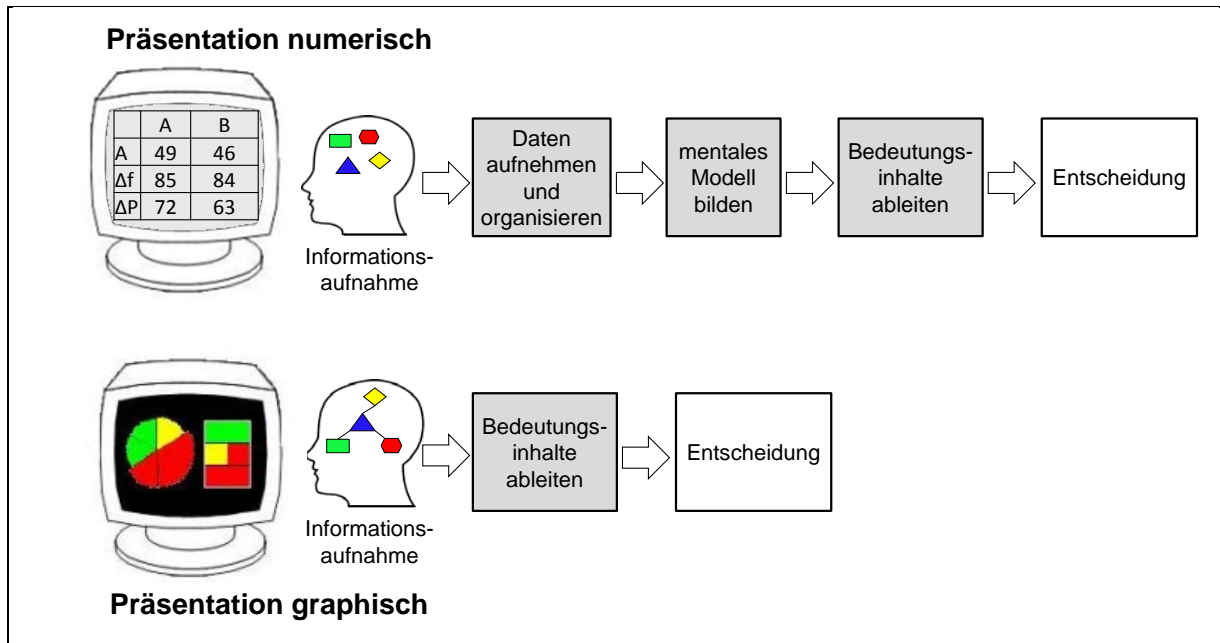


Bild 1.3: Informationsverarbeitung ohne und mit geeigneter Visualisierung
[18, 19, eigene Darstellung]

Bei einer rein numerischen Präsentation der Daten (vgl. Bild 1.3, oben) - ohne geeignete graphische Aufbereitung - müssen diese zunächst aufgenommen und mental organisiert werden. Es ist ein geeignetes mentales Modell zu bilden und zu interpretieren, bevor auf die Informationen reagiert werden kann. Werden die Daten dagegen geeignet graphisch aufbereitet (vgl. Bild 1.3, unten), wird eine verkürzte Wahrnehmungskette ausgeführt. Eine geeignete Visualisierung führt also zu einer mentalen Entlastung des Schaltungingenieurs. Eine entscheidende Frage ist daher, wie die steigende Komplexität in der Systemführung geeignet aufbereitet und dadurch die Situationserfassung unterstützt werden kann.

In einem ersten Schritt ist eine Datenaufbereitung sowie Reduktion der Rohdaten nach bestimmten Kriterien durchzuführen (Bild 1.4). In der Visualisierung wird dieser Schritt als Filtering bezeichnet [20]. Zur Unterstützung der Situationserfassung ist entscheidend, nicht nur Einzelinformationen darzustellen, vielmehr muss der globale Systemzustand geeignet aufbereitet und visualisiert werden, um die Situationserfassung durch passende Darstellungen zu unterstützen. Es genügt demnach nicht, die Informationen lediglich anzuzeigen, sondern sie sind für den Benutzer in eine leicht erkennbare und verständliche Form zu überführen [21]. Mittels einer solchen Visualisierung kann der Schaltungingenieur entsprechend entlastet werden.

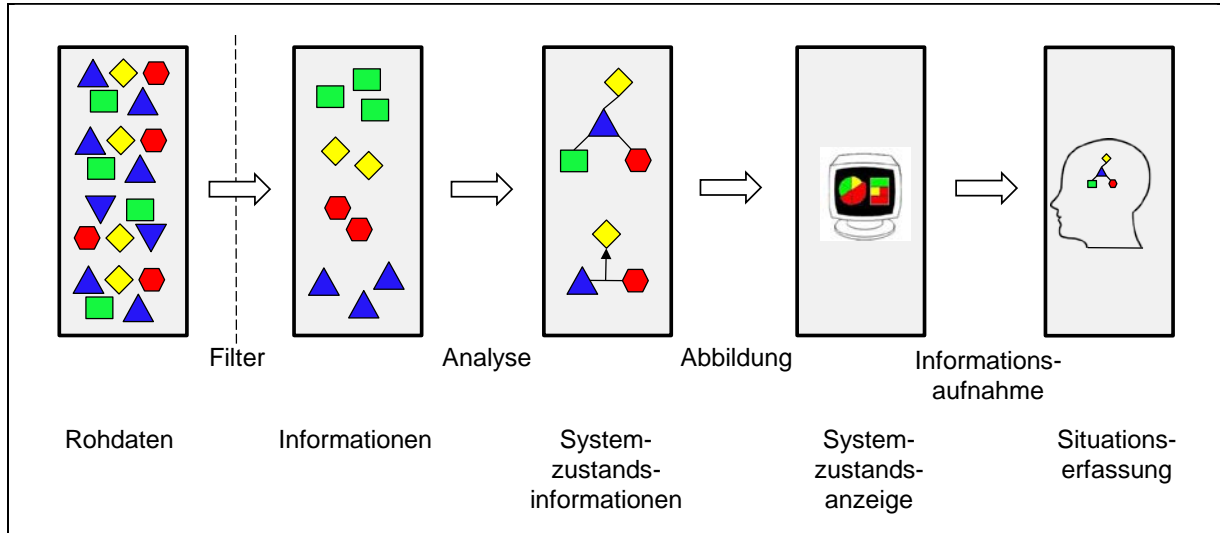


Bild 1.4: Stufen der Visualisierungspipeline und Informationsverarbeitung [20, eigene Darstellung]

Dazu werden im Rahmen dieser Arbeit die identifizierten und relevanten Einzelinformationen zu einer integrierten Anzeige zusammengeführt. Basierend auf den Entwicklungen in [19] wird dieser Ansatz aufgegriffen und entsprechend der heutigen Anforderungen angepasst sowie erweitert. In einem ersten Schritt werden die im Rahmen der Erfassung des Systemzustandes wichtigen Informationen identifiziert. Anschließend erfolgt die Bildung von Systemzustandsinformationen. Diese werden in eine geeignete Darstellung eingebettet, wodurch das Erkennen von Trends sowie Mustern unterstützt wird - entscheidende Faktoren zur Erhöhung der Situationserfassung. Insgesamt werden dadurch die Wahrnehmbarkeit, Beobachtung und Identifizierung von kritischen Zuständen verbessert und mittels Darstellung der Abweichung vom Sollzustand Hinweise auf die Dringlichkeit notwendiger Maßnahmen gegeben [21].

Eine zentrale Frage dabei ist, wie der Abstraktionsgrad der Systemzustandsanzeige zu wählen ist, also in wieweit die verschiedenen Systemzustandsinformationen in einer Anzeige aggregiert werden können.

1.3 Ziel und Aufbau der Arbeit

Das Ziel dieser Arbeit liegt in der Entwicklung einer Visualisierung des globalen Systemzustandes sowie einer Analyse und Steigerung der Situationserfassung in großräumigen elektrischen Übertragungsnetzen. Bestandteil der Arbeit ist die Implementierung erster neuer Visualisierungsentwürfe in das zentrale Leitsystem eines deutschen Übertragungsnetzbetreibers, um eine praxisnahe Untersuchung der Gebrauchstauglichkeit durchführen zu können.

Zur Vermeidung einer Datenüberflutung stützt das Visualisierungskonzept auf einer hierarchischen Informationsdarbietung, basierend auf den in [19, 22] dargestellten Entwicklungen. Das Prinzip der hierarchischen Informationsdarbietung wird in Bild 1.5 verdeutlicht.

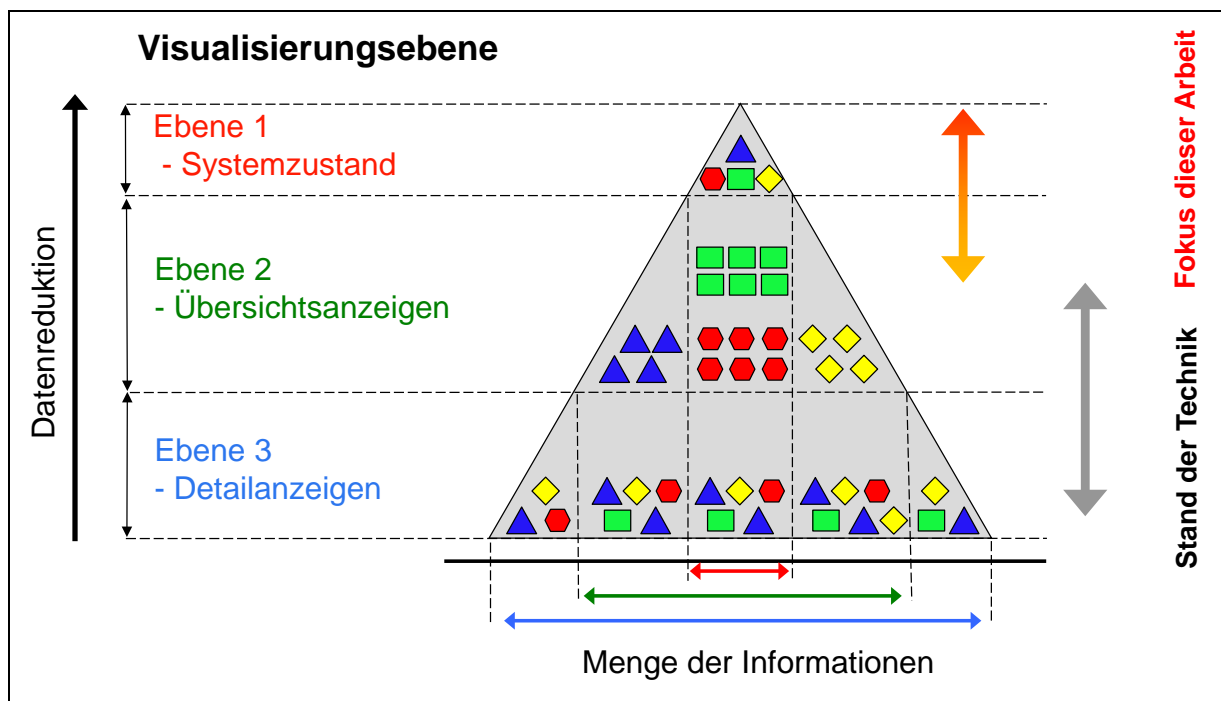


Bild 1.5: Hierarchische Informationsdarbietung [19, erweitert]

Den Fokus dieser Arbeit stellt die höchste Visualisierungsebene mit der Entwicklung einer globalen Systemzustandsanzeige dar (Bild 1.5, Ebene 1). Dem Schaltingenieur wird angezeigt, ob sich das Gesamtsystem im gewünschten Zustand befindet und falls nicht, präsentiert die Anzeige den Grad der Abweichung. Die Darstellung hat so zu erfolgen, dass der Systemzustand intuitiv und im Echtzeitbetrieb nach geringer Betrachtungszeit gedeutet werden kann.

Liegen Abweichungen vom Sollzustand oder Verletzungen von Grenzwerten bei einer Systemzustandsinformation vor, muss der Schaltingenieur weitere Informationen erhalten. Dazu dient die mittlere Visualisierungsebene

(Bild 1.5, Ebene 2). Hier werden Übersichtsinformationen zu bestimmten Bereichen dargestellt.

Neben diesen Übersichtsanzeigen benötigt der Schaltungenieur auf der untersten Ebene zusätzlich Detailinformationen. Ein Beispiel ist die klassische Netzdarstellung in Form von Leitungsdiagrammen, beispielsweise für Steuerungsaufgaben (Bild 1.5, Ebene 3).

Dabei sollen nicht die vorhandenen Anzeigen ersetzt werden. Vielmehr ist es das Ziel, neue ergänzende Anzeigen in der oberen und mittleren Visualisierungsebene anzubieten und so die Situationserfassung durch die Schaltungenieure zu unterstützen.

Im Anschluss an die Einleitung werden in Kapitel 2 nach einer kurzen Einführung in die Struktur der Elektrizitätsversorgung unter besonderer Beachtung des europäischen Übertragungsnetzes die aktuellen Herausforderungen der Systemführung aufgezeigt. Als Grundlage für die Entwicklung von neuen Darstellungen ist ein umfassendes Verständnis der visuellen Wahrnehmung und Informationsverarbeitung beim Menschen von Bedeutung. Weiterhin erfolgt eine Analyse des Standes der Technik im Gebiet der Visualisierung für die Netzführung. Resümierend werden die Anforderungen an die neue Visualisierung aufgezeigt.

In Kapitel 3 werden im Rahmen einer Aufgabenanalyse die relevanten Informationen zur Einschätzung des Systemzustandes identifiziert. Das Resultat dient als Basis für die Visualisierung des globalen Systemzustandes, dessen grafische Visualisierungsmethode in Kapitel 4 vorgestellt wird. Neben der Darstellung des globalen Systemzustandes werden auch neue Visualisierungsmöglichkeiten für Übersichtsanzeigen entwickelt.

Nachdem die zur Situationserfassung relevanten Informationen ermittelt und beschrieben wurden, behandelt Kapitel 5 die entsprechende mathematische Aufbereitung zur Visualisierung der in Kapitel 3 identifizierten Systemzustandsinformationen.

Anschließend erfolgt in Kapitel 6 die Validierung des Visualisierungskonzeptes. Dazu werden exemplarisch Visualisierungsentwürfe prototypisch in einer Testumgebung realisiert. In einem zweiten Schritt erfolgen Gebrauchstauglichkeitsuntersuchungen durch Umsetzung von ausgewählten Darstellungen im Leitsystem und eine Bewertung in der Echtzeit-Systemführung.

Zusammenfassend werden die im Rahmen dieser Arbeit erarbeiteten Ergebnisse gebündelt sowie ein Ausblick auf den identifizierten weiteren Forschungsbedarf gegeben.

2 Grundlagen und Stand der Technik

2.1 Aufbau des Elektrizitätsversorgungssystems

2.1.1 Struktur der Elektrizitätsversorgungsnetze

Der Aufbau des Elektrizitätsversorgungssystems ist hierarchisch gegliedert. Es besteht in Deutschland, wie in den meisten europäischen Systemen, aus vier Ebenen [23]:

- Höchstspannungsebene $U_n = 380 \text{ kV}$ und 220 kV ,
- Hochspannungsebene $U_n = 110 \text{ kV}$,
- Mittelspannungsebene $U_n = 10 \text{ kV} - 35 \text{ kV}$,
- Niederspannungsebene $U_n = 0,4 \text{ kV}$.

Bild 2.1 zeigt den prinzipiellen Aufbau der verschiedenen Spannungsebenen. Gemäß ihrer Aufgabe wird in Übertragungs- und Verteilnetze unterschieden.

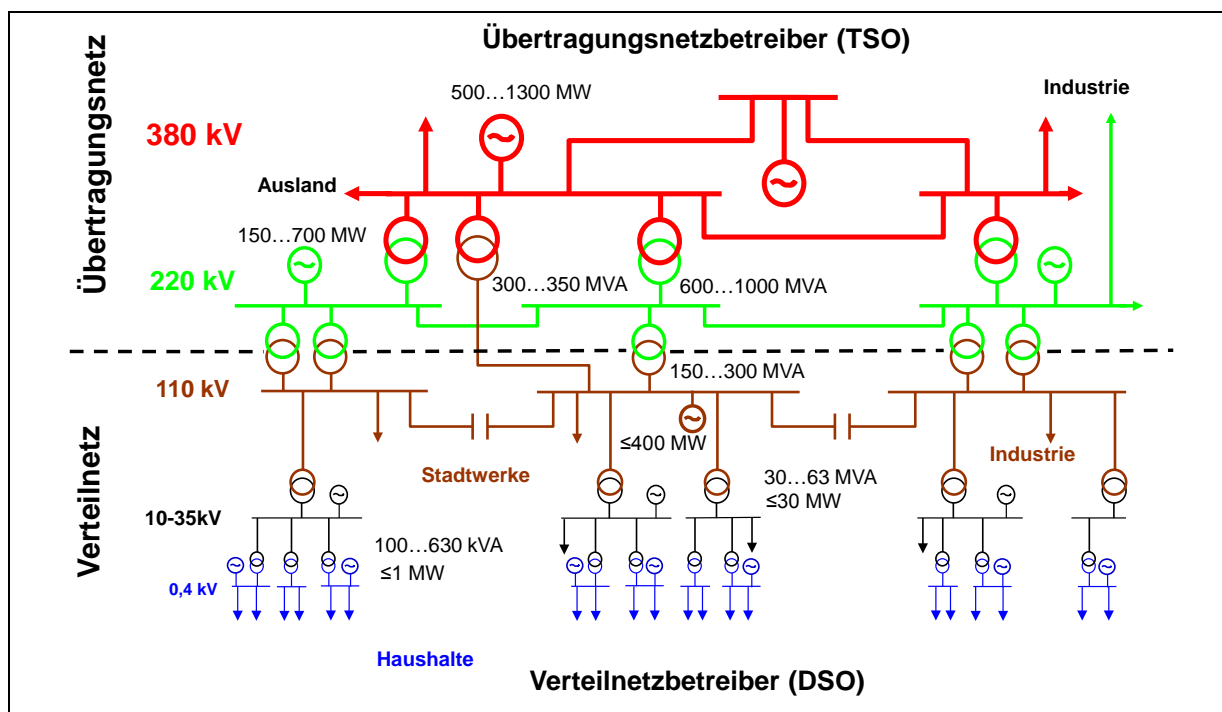


Bild 2.1: Struktur der Elektrizitätsversorgungsnetze in Deutschland

Das 380- und 220-kV-Höchstspannungsnetz dient Übertragungszwecken. Es ermöglicht den geografisch weiträumigen Transport der Leistung von Erzeugungsschwerpunkten wie Großkraftwerken zu großen industriellen Verbrauchern und regionalen Lastschwerpunkten. Über Transformatoren sind die verschiedenen Spannungsebenen miteinander verbunden.

Das Höchstspannungsnetz wird vermascht betrieben, um eine hohe Versorgungssicherheit zu ermöglichen. Bei Ausfall einer Leitung kann der Strom über die verbleibenden Leitungen zum Verbraucher fließen.

Neben der großräumigen Übertragung elektrischer Energie mittels Übertragungsnetz erfordert die elektrische Energieversorgung die Verteilung der Energie zum Kunden. Im Verteilungsnetz unterscheidet man nach Spannungsebene in Hochspannung (110 kV), Mittelspannung (in der Regel 20 kV und 10 kV) sowie Niederspannung (0,4 kV) [24]. Die 110-kV-Hochspannungsnetze dienen der regionalen Stromübertragung und werden über Schaltanlagen aus dem Höchstspannungsnetz versorgt, aber auch Kraftwerke sowie größere Windparks speisen in diese Spannungsebene ein. Aus Eigentumsgründen und zur Begrenzung der Kurzschlussleistung sind die Verteilnetze in galvanisch getrennte Netzgruppen (siehe Bild 2.1) unterteilt [23]. An Umspannstationen wird die Hochspannung auf Mittelspannung (20 kV oder 10 kV) transformiert. Sie dienen der Verteilung innerhalb von Stadtbezirken. Zudem sind hier Kunden wie mittelständische Industrieunternehmen angeschlossen. Schließlich wird in Ortsnetzstationen auf die Niederspannung transformiert. Hier sind Haushalte und auch kleinere Gewerbegebiete angeschlossen.

Lag traditionell in der Mittel- und Niederspannung keine bedeutende Kraftwerkseinspeisung vor, findet dort derzeit ein nennenswerter Zuwachs von Kapazitäten dezentraler Erzeugungsanlagen statt. Dabei handelt es sich insbesondere um Windenergieanlagen in der Mittelspannungs- und Photovoltaikanlagen in der Niederspannungsebene. Dabei war die Leistungsflussrichtung in der Vergangenheit von der Übertragungsnetzebene in Richtung Verteilnetzebene klar definiert. Heute kann sich die Leistungsflussrichtung hingegen abhängig von der dargebotsabhängigen Erzeugung auch zeitweise umkehren.

Während in den Netzleitstellen der Übertragungsnetzbetreiber alle notwendigen Daten aus dem Übertragungsnetz über Fernwirktechnik vorliegen, ist bereits heute zur Wahrung der Systemverantwortung eine verbesserte Datenlage aus dem Verteilnetz unerlässlich [25, 26, 27]. Analog zum horizontalen Beobachtungsbereich (siehe Bild 1.2) ist eine Art „vertikale Observability Area“ notwendig, um den gestiegenen Wechselwirkungen zwischen Verteil- und Übertragungsnetz gerecht zu werden.

2.1.2 Das europäische Übertragungsnetz

Für die Überwachung und Führung des elektrischen Übertragungsnetzes sind in Deutschland vier Übertragungsnetzbetreiber verantwortlich. Deren Netze sind über nationale Kuppelleitungen miteinander zum deutschen Übertragungsnetz zusammengeschlossen. Die nationalen Netze sind über internationale Kuppelleitungen mit dem benachbarten Ausland (siehe Bild 2.1) im kontinental-europäischen Übertragungsnetz (ENTSO-E Region Continental Europe, ehemals UCTE) synchron verbunden. Diese Zusammenschaltung bietet zahlreiche technische wie wirtschaftliche Vorteile. So werden der internationale, grenzüberschreitende Energieaustausch und die großräumige Störungshilfe ermöglicht [7, 28, 29]. Gleichzeitig steigen die Wechselwirkungen zwischen den verschiedenen Netzgebieten.

Um den Stromaustausch auch im stark vermaschten europäischen Übertragungsnetz gezielt zu regeln, wird jede Regelzone mittels Leistungs-Frequenz-Regelung auf den Sollwert der Austauschleistung eingestellt und so das Leistungsgleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch gesichert (siehe Kapitel 2.2.5). Die Kooperation innerhalb des kontinentaleuropäischen Übertragungsnetzes ist hierarchisch gegliedert [14]. So besteht der Synchronverbund aus Regelblöcken, die wiederum eine oder mehrere Regelzonen enthalten können. Dabei besteht in Deutschland die Besonderheit, dass die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber mit Teilen Luxemburgs und Dänemarks zusammen den deutschen Regelblock bilden. Der Austausch elektrischer Energie gegenüber dem Ausland wird dabei über den Leistungs-Frequenz-Regler des deutschen Regelblockes eingestellt. [7]

Zur Koordinierung des Austausches elektrischer Energie zwischen den europäischen Regelblöcken gibt es zwei Koordinationszentren. Zum einen für das nördliche (RG CE Nord) und zum anderen für das südliche kontinentaleuropäische Übertragungsnetz (RG CE SÜD) (siehe Bild 2.2). Die hierarchische Struktur des kontinentaleuropäischen Übertragungsnetzes von Koordinationszentren, Regelblöcken und Regelzonen ist in Bild 2.2 dargestellt.

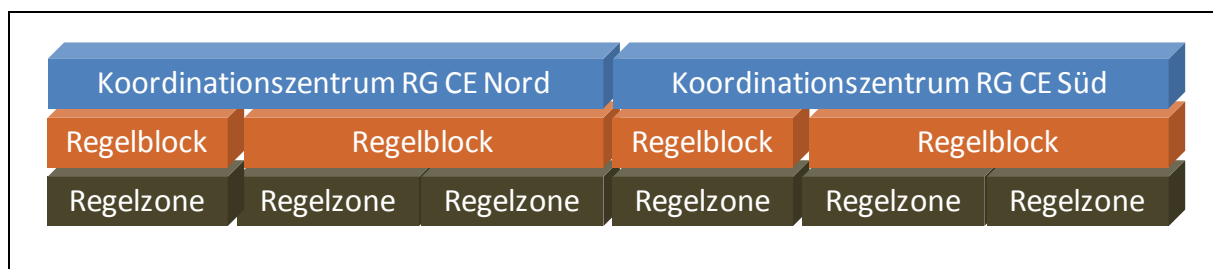


Bild 2.2: Hierarchische Struktur des kontinentaleuropäischen Übertragungsnetzes [14, eigene Darstellung]

In Europa existieren neben dem kontinentaleuropäischen Übertragungsnetz weitere Synchrongebiete. Diese zueinander asynchron betriebenen Gebiete sind über Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) miteinander verbunden (siehe Bild 2.3). In den vergangenen Jahren ist die Konnektivität zwischen den verschiedenen Synchrongebieten gestiegen.

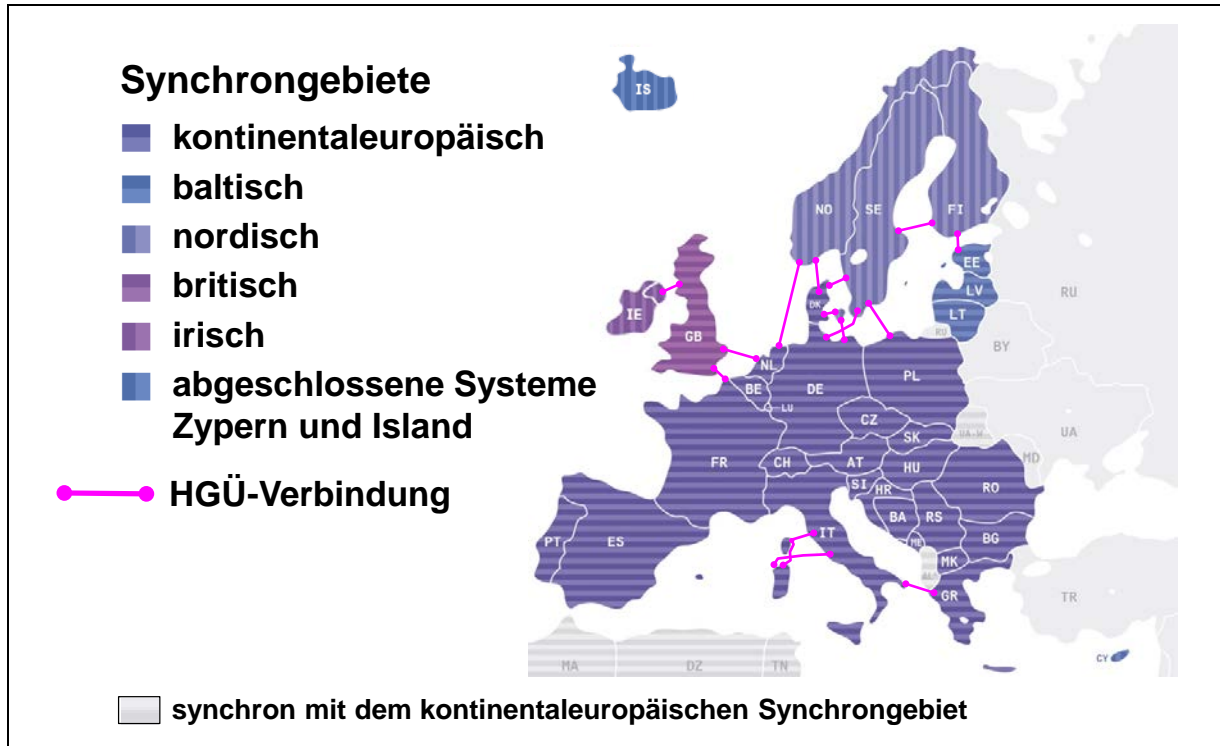


Bild 2.3: Europäische Übertragungsnetze [30, ergänzte Darstellung]

In dieser Arbeit wird ein deutscher Übertragungsnetzbetreiber mit weiteren nationalen und internationalen Aufgaben für den deutschen und europäischen Stromverbund betrachtet. Wegen der zentralen Lage in Europa (siehe Bild 2.3) und des massiven Ausbaus der erneuerbaren Energien unterliegt die Systemführung in Deutschland einem besonderen Wandel. Es ist nicht ausreichend, lediglich sein eigenes Netzgebiet zu betrachten. Vielmehr müssen zum einen die sich durch den europäischen Verbundbetrieb ergebenden horizontalen Interdependenzen und zum anderen die aufgrund des steigenden Anteils dezentraler Einspeisung in unterlagerten Netzen vertikalen Wechselwirkungen mit berücksichtigt werden.

2.2 Aufgaben der Systemführung

2.2.1 Einführung

Gemäß Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) [11] haben Übertragungsnetzbetreiber die Energieübertragung unter Berücksichtigung des Energieaustauschs mit den anderen Verbundpartnern zu verantworten und müssen eine sichere Versorgung ihrer Regelzone garantieren.

Die Aufgaben der Systemführung lassen sich in die folgenden Zeitbereiche gliedern [7, 25, 29, 31]:

- „heute für morgen“, was die operative Systemplanung umfasst,
- „heute für heute“, was der Echtzeit-Systemführung entspricht sowie
- „heute für gestern“, was die Systemanalyse beschreibt.

Der Fokus dieser Arbeit liegt in der Verbesserung der Situationserfassung in der Echtzeit-Systemführung innerhalb der Netzleitstelle des Übertragungsnetzes im normalen und gefährdeten Betrieb [25]. Dazu ist ein detailliertes Verständnis der Aufgaben der Systemführung erforderlich.

2.2.2 Operative Systemführung

Im Folgenden werden die Aufgabenbereiche der Systemführung beschrieben. Diese basieren auf den Betriebsregeln des kontinentaleuropäischen Übertragungsnetzes [14] sowie den Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber [25]. Die rechtlichen Rahmenbedingungen sind im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) [11] sowie dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) [1] manifestiert.

Die Systemführung überwacht, führt und steuert das Übertragungsnetz mit dem Ziel, die Sicherheit des Gesamtsystems zu bewahren [25]. Sie umfasst heute die Aufgaben der Netzführung und der Wahrung der Systembilanz (siehe Bild 2.4) [32].

Zur Ermöglichung dieser Aufgabe werden Informationen wie Schalterstellungen, Messwerte und Warn- beziehungsweise Störmeldungen von den Schaltanlagen in eine zentrale Netzleitstelle übertragen [29]. Aufgrund der räumlichen Dimension des Netzgebietes sind dieser teilweise regionale Schaltleitungen zur Durchführung von Schalthandlungen hierarchisch untergeordnet [24]. Mit der Liberalisierung und den damit verbundenen Forderungen nach einem effizienten Betrieb sowie den fortschreitenden Möglichkeiten der Kommunikationstechnik und damit informationstechnischen Anbindungen der Schaltanlagen an die Netzleitstelle, ist heute im Übertragungsnetzbereich eine Fernsteuerung der Betriebsmittel möglich.

Während die Informationen aus dem Höchst- und Hochspannungsnetz über Fernwirktechnik direkt in die jeweilige Netzleitstelle übertragen werden - und so zur Beurteilung des Systemzustandes herangezogen werden können - ist die Informationsbereitstellung in den unterlagerten Ebenen deutlich geringer [24]. Mit zunehmender dezentraler Einspeisung ergibt sich jedoch auch für den ÜNB eine gesteigerte Informationsanforderung aus unterlagerten Spannungsebenen [25, 26, 27]. Im Rahmen der Systemführung genügt es nicht, allein einzelne Betriebsmittel zu überwachen, vielmehr ist ein komplexes Gesamtsystem zu betrachten.

Die neuen Anforderungen an die Aufgabe der Netzführung liegen vor allem in der Beherrschung häufig veränderlicher und unbekannter Leistungsflüsse (siehe Bild 2.4, blauer Bereich) sowie dem Umgang mit kritischen Netzsituationen, da das System immer häufiger an seine Sicherheitsgrenzen geführt wird. Für den Schaltungingenieur in der Netzleitstelle ist es von zentraler Bedeutung, den aktuellen Zustand bezüglich der Sicherheitsgrenzen zu kennen. Dagegen bestehen die neuen Herausforderungen des Aufgabenbereichs „Systembilanz“ in einem sehr diversifizierten, heterogenen Aufgabenspektrum mit vielen verschiedenen Schnittstellen (siehe Bild 2.4, gelber Bereich). Es handelt sich hierbei um eine typische Mehraufgabensituation [33]. Einhergehend mit den beschriebenen Entwicklungen des Elektrizitätsmarktes, insbesondere den Einflüssen des Stromhandels sowie der erneuerbaren Energien, ist das Aufgabenspektrum zudem einem ständigen Wandel unterworfen.

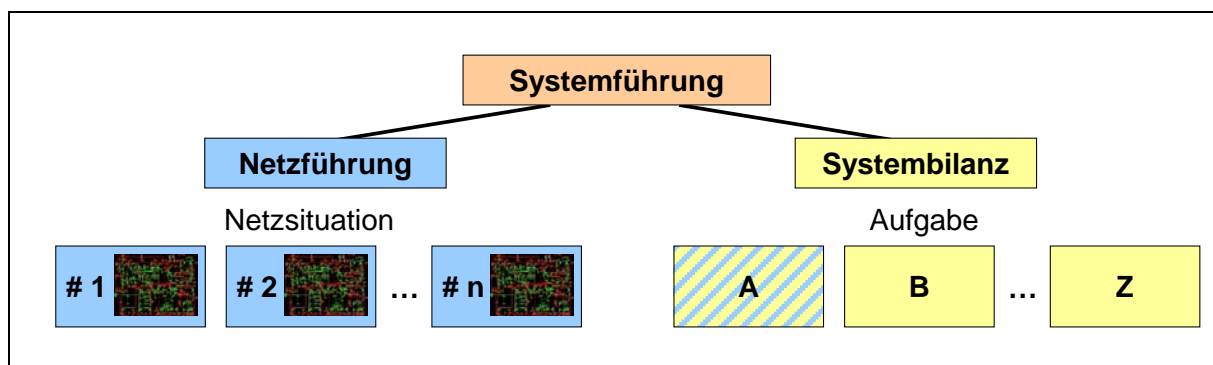


Bild 2.4: Systemführung im liberalisierten Strommarkt [32, eigene Darstellung]

Die Hauptaufgaben der Systemführung lassen sich, wie in Tabelle 2.1 dargestellt, aufteilen [25, 32]. Wobei in der Realität nicht alle Aufgaben der Funktionen „Netzführung“ und „Systembilanz“ scharf getrennt werden können (siehe Bild 2.4, schraffierter Bereich). Ein Beispiel ist das Engpassmanagement in Form von Redispatch [25]. Während die Aufgabe der Netzführung darin besteht, die notwendigen Redispatchmaßnahmen zu analysieren, besteht die Aufgabe des Bereiches Systembilanz darin, die Kraftwerke in den entsprechenden Arbeitspunkt zu weisen. Eine enge Abstimmung und gute Kommunikation der verschiedenen

Arbeitsplätze in der Netzleitstelle sind zwingend erforderlich. An dieser Stelle spielt das gemeinsame Verständnis der Situation eine entscheidende Rolle.

Tabelle 2.1: Aufgaben der Systemführung [25, 32]

Systemführung	
Netzführung	Systembilanz
Echtzeit-Überwachung und Analyse des Übertragungsnetzes	Leistungs-Frequenzregelung und Regelenergieeinsatz
Überprüfung der Netzsicherheit	Fahrplanmanagement
Spannungs-Blindleistungsoptimierung	EEG-Bewirtschaftung
Engpassmanagement - Topologiemassnahmen	Engpassmanagement - marktbezogene Maßnahmen
Koordination bzw. Durchführung von Schaltungsmaßnahmen	
Entstörungsmanagement	
Koordination und Durchführung des Netzwiederaufbaus	

Neben den ÜNB-spezifischen Aufgaben für die eigene Regelzone werden von dem betrachteten Netzbetreiber zudem nationale Aufgaben für den Regelblock sowie internationale Aufgaben für das kontinentaleuropäische Übertragungsnetz durchgeführt (siehe Bild 2.2).

Diese Aufgaben umfassen unter anderem [14]:

- Abstimmung der Energieaustauschprogramme mit den ausländischen Regelblöcken im europäischen Übertragungsnetz
- Leistungs-Frequenzregelung und Überwachung des nationalen Regelblockes
- Internationale Abstimmung der Energieaustauschprogramme der beiden Koordinationszentren ENTSO-E RG CE Nord / Süd

2.2.3 Netz- und Systemsicherheit

Um die Netzsicherheit zu gewährleisten, müssen die Belastungen der Betriebsmittel sowohl im Normalbetrieb als auch bei einem angenommenen Fehlerfall fortlaufend analysiert werden.

Die Netzsicherheit ist gewährleistet, wenn [25]:

- im Normalbetrieb die zulässigen betrieblichen Grenzwerte für Strom und Spannung eingehalten werden sowie
- die (n-1)-Sicherheit gewährleistet ist (siehe Kapitel 2.2.4).

Dabei trägt der Übertragungsnetzbetreiber die Verantwortung für die Wahrung der Netzsicherheit in seinem eigenen Netzgebiet. Zudem muss er gemäß [14] die Auswirkung von Ereignissen in benachbarten Netzgebieten auf sein eigenes Netzgebiet berücksichtigen (siehe Kapitel 2.2.4).

Neben der Überwachung der Netzsicherheit ist der ÜNB für die Aufrechterhaltung der Systembilanz seiner Regelzone verantwortlich. Dazu ist:

- das Leistungsgleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch unter Berücksichtigung des Austauschs mit anderen Regelzonen zu gewährleisten [25].

Unter Systemsicherheit wird verstanden, dass sowohl die Netzsicherheit als auch eine ausgeglichene Systembilanz gewährleistet sind [25].

Die Einschätzung des Zustandes der Systemsicherheit betrifft sowohl den aktuellen Zeitpunkt als auch die Vorschau im Rahmen des untertägigen Betrachtungszeitraums.

Im Rahmen dieser Arbeit wird der „normale“ und der „gefährdete“ Systemzustand betrachtet [25].

Im „normalen“ Systemzustand werden die betrieblichen Grenzwerte eingehalten:

- Die Systembilanz, das Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch, ist ausgeglichen. Dies erfordert heute aufgrund der volatilen Einspeisung von Windenergie und PV-Anlagen ein besonderes Augenmerk.
- Die Einhaltung der betrieblichen Grenzwerte Spannung und Strom ist gegeben. Es stehen genügend Reserven zur Verfügung, um die (n-1)-Sicherheit zu gewährleisten.

- Ebenso erfolgt die Einhaltung der zulässigen beziehungsweise vereinbarten Netzkurzschlussleistungen.
- Die Funktion aller Informationssysteme und damit die Beobachtbarkeit des Netzgebietes ist gewährleistet.

Neben der Systemsicherheit steht die wirtschaftliche Optimierung im Vordergrund, beispielsweise in Form der Spannungs-Blindleistungsoptimierung.

Auch im „gefährdeten“ Systemzustand sind alle Abnehmer weiterhin versorgt. Es besteht jedoch eine Gefahr für den sicheren Betrieb des Übertragungsnetzes, zum Beispiel:

- Die $(n-1)$ -Sicherheit ist nicht mehr gewährleistet.
- Es treten signifikante Abweichungen bei der Systembilanz auf.
- Der Ausfall von Hilfseinrichtungen, wie Informationssystemen, schränkt die Beobachtbarkeit des Netzgebietes ein.
- Extremszenarien, wie beispielsweise außergewöhnliche Wetterbedingungen, Naturkatastrophen oder Terrorattacken, beeinflussen die Systemsicherheit.

Es werden umgehend Maßnahmen zur möglichst schnellen Wiederherstellung des Normalzustandes eingeleitet [14, 25].

2.2.4 Netzüberwachungsfunktionen und Optimierungsverfahren

State Estimation

Um aus den an die zentrale Netzleitstelle übertragenen Messwerten einen konsistenten Datensatz zu ermitteln, wird der Zustand des Netzes durch die sogenannte State Estimation geschätzt. Aufgrund der vorhandenen Messwertredundanz kann das Verfahren dazu genutzt werden, Messwertfehler oder fehlende Messwerte zu korrigieren beziehungsweise zu ersetzen. Der im Rahmen der State Estimation ermittelte konsistente Datensatz wird in regelmäßigen Zeitabständen in Form einer Momentanaufnahme, dem sogenannten Snapshot, erhoben. Dieser dient als Grundlage für weitere Netzüberwachungsfunktionen [23] wie der Ausfallsimulationsrechnung und der Kurzschlussstromberechnung sowie Optimierungsverfahren, wie der Spannungs-Blindleistungs-Optimierung.

Sicherheitsrechnung im Grundfall

Im Rahmen der Netzsicherheitsanalyse wird in einem ersten Schritt die aktuelle Belastungssituation der Betriebsmittel im Grundfall auf Grenzwertverletzungen der Betriebsparameter Strom und Spannung überprüft [29]. Die Ergebnisse im Grundfall ergeben sich direkt aus der State Estimation, es wird keine weitere Leistungsflussberechnung benötigt.

Für alle Knoten k des gesamten Netzgebietes sind die minimalen sowie maximalen Spannungsgrenzen einzuhalten [14, 25, 34]:

$$U_{\min, k} \leq U_k \leq U_{\max, k} \quad k = 1, \dots, N_{KN} \quad (2.1)$$

Tabelle 2.2 beinhaltet die üblicherweise gültigen Betriebsspannungsbänder.

Tabelle 2.2: Spannungsbänder [25, 35]

U_{\min}	Nennspannung	U_{\max}
380 kV	380 kV	420 kV
210 kV	220 kV	245 kV

Für alle Zweige z wie Freileitungs- sowie Kabelstromkreise, Sammelschienenkupplungen sowie Netztransformatoren des gesamten Netzgebietes sind die individuell zulässigen Stromgrenzwerte einzuhalten [25, 34]:

$$I_z < I_{\max, z} \quad z = 1, \dots, N_{ZW} \quad (2.2)$$

$I_{\max, z}$ bildet sich aus dem Minimum von thermischem Grenzstrom und den Schutzeinstellungen, wobei in der Regel der thermische Grenzstrom limitierend ist.

Ausfallsimulationsrechnung und (n-1)-Kriterium

Mit der Ausfallsimulationsrechnung wird zyklisch der Netzzustand im möglichen Fehlerfall simuliert. Dazu werden in Form von Ausfallvarianten die Auswirkungen störungsbedingter Ausfälle einzelner Betriebsmittel (Kraftwerke, Leitungen, Transformatoren) analysiert und die verbleibenden Betriebsmittel, analog zur Analyse im Grundfall, auf Überlastungen der Betriebsparameter Strom und Spannung untersucht. Kann ein beliebiges Element ausfallen, ohne dass es zu Folgeauslösungen mit der Gefahr der Störungsausweitung beziehungsweise dauerhafter Grenzwertverletzungen kommt, ist das sogenannte (n-1)-Kriterium eingehalten [25]. Die Bezeichnung „n-1“ beschreibt also, im Vergleich zum Grundfall „n-0“, die Netztopologie unter der Annahme, dass ein Betriebsmittel ausfällt [34].

Für alle Ausfallvarianten v sind die aufgeführten Ungleichungen für Strom- und Spannungsgrenzen einzuhalten:

$$U_{\min, k, v} \leq U_{k, v} \leq U_{\max, k, v} \quad \begin{array}{l} k = 1, 2, \dots, N_{KN} \\ v = 1, 2, \dots, N_{AV} \end{array} \quad (2.3)$$

$$I_{z, v} < I_{\max, z, v} \quad \begin{array}{l} z = 1, 2, \dots, N_{ZW} \\ v = 1, 2, \dots, N_{AV} \end{array} \quad (2.4)$$

Ereignisse wie die kontinentaleuropäische Netzstörung vom 4. November 2006 [9] zeigen, dass die Wechselwirkungen zwischen den Übertragungsnetzen stark zunehmen und der Beobachtungsbereich daher weit über das eigene Netzgebiet hinausgehen muss. Daher wurde als Maßnahme dieser Netzstörung ein neuer, regionaler Ansatz der (n-1)-Netzsicherheitsbetrachtung eingeführt, die sogenannte „Observability Area“ [14] (siehe Bild 1.2). Netzelemente benachbarter Übertragungsnetzbetreiber mit einem signifikanten Einfluss auf das eigene Netzgebiet müssen in den Beobachtungsbereich integriert und als Ausfallvariante betrachtet werden.

Engpassvorschau

Für eine vorausschauende Systemführung und die Möglichkeit, eine Systemgefährdung bereits präventiv abzuwenden, wurden in den vergangenen

Jahren Werkzeuge - wie die vortägige Engpassvorschau „Day Ahead Congestion Forecast“ (DACF) - entwickelt [14, 36]. Aufgrund der beschriebenen Herausforderungen, wie der Entwicklung des kurzfristigen Energiehandels (Intraday) sowie des Einflusses der volatilen Einspeisung erneuerbarer Energien, wird die vortägige Engpassprognose (DACF) untertäglich fortlaufend aktualisiert „Intraday Congestion Forecast“ (IDCF) [36].

Kurzschlussstromberechnung

Als weiteres Verfahren der Netzsicherheitsrechnung werden mittels Kurzschlussstromberechnung zulässige Schaltzustände bewertet. Im Rahmen der Analyse der Kurzschlussicherheit werden die 3-poligen Anfangskurzschlusswechselströme im Netz gemäß [37] ermittelt und auf Grenzwertverletzungen bei Sammelschienen beziehungsweise Leistungsschaltern überprüft. Dabei darf der maximale Kurzschlusswechselstrom der Leistungsschalter nicht überschritten werden:

$$\mu I_{k_l}'' \leq I_{A_{\max,l}} \quad l = 1, \dots, N_{LS} \quad (2.5)$$

Wobei hier ein generatorferner Kurzschluss betrachtet und damit ein Abklingfaktor μ von 1 angenommen wird. [32, 34, 37]

Spannungs-Blindleistungs-Optimierung

Neben den Verfahren der Netzsicherheitsrechnung wird das Personal in der Systemführung durch weitere mathematische Verfahren unterstützt. So kann mittels rechnergestützter Spannungs-Blindleistungs-Optimierung durch eine Verbesserung der Blindleistungsflüsse und Spannungsprofile eine deutliche Reduktion der Netzverluste sowie eine höhere Übertragungsfähigkeit erzielt werden [29, 38]. Dabei werden unter Einhaltung der technischen Randbedingungen Einstellungsempfehlungen für Blindleistungseinspeisung von Generatoren sowie Transformatorstufungen ermittelt. Dieser Sollzustand wird anschließend unter Einbeziehung von Erfahrungswerten vom Schaltungingenieur in der Netzleitstelle umgesetzt [38]. Ziel ist es, ein möglichst gleichmäßiges und hohes Spannungsniveau im gesamten Netzgebiet zu erreichen [23].

2.2.5 Leistungs-Frequenzregelung und Regelenergieeinsatz

Eine physikalische Besonderheit bei der Versorgung mit elektrischer Energie ist, dass diese nicht in großem Umfang speicherbar ist. Daher müssen sich Erzeugung und Verbrauch jederzeit im Gleichgewicht befinden. Dieses Leistungsgleichgewicht wird durch verschiedene Einflussfaktoren gestört. Auf der Lastseite sind dies beispielsweise Prognoseabweichungen der Marktteilnehmer, Lastrauschen sowie - jedoch eher selten - der Ausfall von Last. Auf der Erzeugerseite stören Ausfälle von Erzeugungseinheiten sowie Schwankungen der dargebotsabhängigen Einspeisung erneuerbarer Energien wie Windenergie- und PV-Einspeisung das Gleichgewicht. Ein Ungleichgewicht führt im gesamten synchron verbundenen kontinental-europäischen Übertragungsnetz zu einer Abweichung von der Sollfrequenz von 50 Hz. Die Netzfrequenz ist somit ein leicht messbarer Indikator für die Leistungsbilanz des gesamten Synchrongebietes [23].

Die Netzfrequenz f des Synchrongebietes ist in einer engen Bandbreite zu halten [14]:

$$f_{\min} \leq f \leq f_{\max} \quad (2.6)$$

Zur Wiederherstellung des Leistungsgleichgewichtes zwischen Erzeugung und Verbrauch setzt der ÜNB Regelleistung ein. Dabei werden die drei Regelarten

- Primärregelleistung,
- Sekundärregelleistung und
- Minutenreserve

unterschieden [14, 25].

Primärregelleistung wird direkt in den zur Erbringung eingeteilten Kraftwerken aktiviert. So erfolgt über den Drehzahlregler des Kraftwerks eine zur Frequenzabweichung proportionale Leistungsanpassung [23].

Zur Ablösung der Primärregelleistung wird im gesamten kontinentaleuropäischen Übertragungsnetz Sekundärregelleistung eingesetzt. Dies geschieht über die Leistungs-Frequenzregelung. Dazu werden die tatsächlichen Leistungsflüsse über alle Kuppelleitungen durch Echtzeitmessungen, das Randintegral, sowie die aktuelle Netzfrequenz mit den entsprechenden Sollwerten verglichen und so eine kombinierte

Frequenz- und Übergabeleistungsabweichung, die sogenannte globale Regelabweichung der Regelzone (englisch: Area Control Error (ACE)) ermittelt [14, 25].

Zur Wiederherstellung eines ausreichenden Regelleistungsbandes wird die Sekundärregelleistung durch die Tertiärregelleistung, auch Minutenreserveleistung (MRL) genannt, abgelöst.

Konzeptgemäß gleichen Regelzonen nach dem Verursacherprinzip das Leistungsdefizit aus [7, 14]. Daraus kann resultieren, dass zeitgleich Regelzonen überdeckt sind, während andere unterdeckt sind und somit gegenläufig Regelleistung eingesetzt wird [39]. Die deutschen ÜNB haben mit dem Netzregelverbund (NRV) ein Regelkonzept entwickelt mit dem Hauptziel, den gegenläufigen Einsatz der Regelleistung durch Saldierung der einzelnen Regelzonenbedarfe zu verhindern [40]. Dadurch kommt der Überwachung des deutschen Randintegrals durch den Regelblockführer eine noch bedeutendere Aufgabe zu.

2.2.6 Fahrplanmanagement

In den vergangenen Jahren hat sich der untertägige Energiehandel, der sogenannte Intraday-Markt, rasant entwickelt und immer mehr an Bedeutung gewonnen. Alle Marktteilnehmer, Bilanzkreise genannt, müssen ihre Energiegeschäfte in Form von Fahrplänen anmelden. Die Systemführung überprüft die vorliegenden kommerziellen Austauschprogramme der Marktteilnehmer auf Plausibilität und Konformität und führt die Abstimmung und Validierung in Kooperation mit den Verbundpartnern durch. Dazu werden alle regelzonenüberschreitenden Handelsgeschäfte aggregiert. Diese Validierung der Austauschprogramme erfolgt entsprechend der in Kapitel 2.1.2, Bild 2.2 vorgestellten Hierarchie für die Instanzen Regelzone, Regelblock sowie Koordinationszentren Nord und Süd. Die Summe der Austauschprogramme mit dem Ausland bildet den Sollwert für den Leistungs-Frequenzregler (Kapitel 2.2.5). Aus Gründen der Systemsicherheit muss im gesamten kontinentaleuropäischen Übertragungsnetz diese Summe jederzeit ausgeglichen sein [7, 29].

2.2.7 EEG-Bewirtschaftung

Eine spezielle Herausforderung stellt die Integration der Einspeisung aus erneuerbaren Energien dar. Aufgrund der dargebotsabhängigen Erzeugung haben sowohl Volatilität als auch Unsicherheiten stark zugenommen. Die zu erwartende Einspeisung erneuerbarer Energien muss möglichst genau prognostiziert werden.

Die Einspeiseprognosen dienen dabei zwei Zielen, und zwar:

- Einer zuverlässigen EEG-Bewirtschaftung gemäß [1, 41] zur Wahrung der Systembilanz sowie

- der Netzführung als Information über die zu erwartende Netzbelastung und Leistungsflusssituation.

Die ÜNB benutzen dazu spezielle Prognosesysteme, die Photovoltaik- und Windenergieerzeugung basierend auf Wetterprognosen vorhersagen. Als Eingangsgröße dienen dabei die PV- respektive Windleistungsprognosen mehrerer Anbieter, die sowohl das eigene Netzgebiet als auch das gesamte Bundesgebiet umfassen. Um den Prognosefehler zu reduzieren, kombiniert ein Expertensystem die verschiedenen Vorhersagen zu einer bestmöglichen Prognose [42, 43].

Zur Wahrung der Systembilanz sind die Abweichungen zwischen untertägiger Prognose der EEG-Einspeisung und der vortägigen EEG-Bewirtschaftung durch die Systemführung zu kompensieren. Weicht die Ist-Einspeisung signifikant von der Einspeiseprognose ab, kann der Schaltungenieur bei seiner Entscheidungsfindung auch die Einzelprognosen des Expertensystems heranziehen.

2.3 Prozessvisualisierung für die Systemführung

2.3.1 Stand der Technik heutiger Netzleitsysteme

Wie in Bild 1.2 dargestellt, müssen zur Gewährleistung der Netzsicherheit in der Systemführung immer größere Netzgebiete beobachtet werden. Gleichzeitig sind mit der Liberalisierung des Strommarktes und dem Ausbau der erneuerbaren Energien die Anzahl der Schnittstellen und Aufgaben in der Netzleitstelle stark gestiegen. Damit stellt sich die Frage, wie diese immer größeren Netzgebiete im Leitsystem geeignet dargestellt werden können und wie mit der signifikant ansteigenden Menge an Informationen umgegangen wird. Seit der europäischen Systemstörung 2006 [9] nehmen der Informationsaustausch mit benachbarten Übertragungsnetzbetreibern und die Informationen über verteilte Energieerzeugungsanlagen immer mehr zu. Die Entwicklung der Computertechnik ermöglicht es heute, mittels vollgrafischer Systeme neue Mensch-Maschine-Schnittstellen zu entwickeln.

Die Mensch-Maschine-Schnittstelle heutiger Netzleitsysteme basiert häufig auf einem sogenannten Weltbild (siehe Bild 2.5) [19, 32, 44, 45]. Dabei wird die gesamte Netzdarstellung in diesem Bild vorgehalten. In Abhängigkeit von der Zoomstufe wird mittels „Cluttering“ beziehungsweise „Decluttering“ der Informationsgehalt angepasst. Der Schaltungenieur kann den Auswahlbereich verschieben („Panning“) und so das Netzgebiet sichten („abscannen“). Dabei wird vom Schaltungenieur beispielsweise das Überschreiten bestimmter Schwellwerte beobachtet [33].

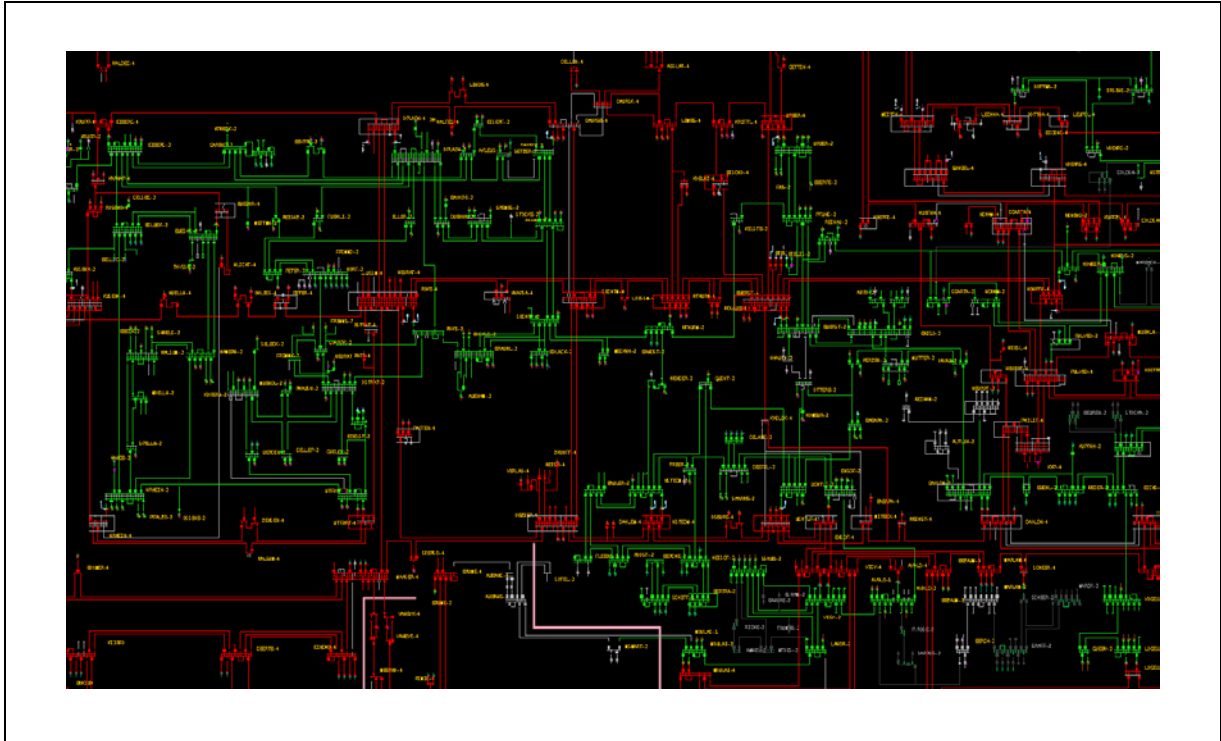


Bild 2.5: Netzdarstellung Weltbild

Aufgrund der Notwendigkeit, die Datenflut zu verringern, wird in den meisten Ansätzen ein Konzept mit verschiedenen Darstellungsebenen mit unterschiedlichem Detaillierungsgrad analog zu Bild 1.5 verwendet [19, 46]. Neben der Darstellung mittels Weltbild werden Übersichtsbilder oder separate Anlagenbilder bereitgestellt [45], die in der Regel direkt anwählbar sind und beispielsweise zusammengefasste Informationen beinhalten.

Anstelle der früheren Mosaikwände zur Darstellung des Netzgebietes werden heute häufig Großbild-Projektionswände, ergänzend zu den Bildschirmarbeitsplätzen, eingesetzt. Solche Großbildanzeigen (GBA) bieten den Vorteil, die aktuelle Netzsituation mit mehreren Personen analysieren zu können [33, 47, 48]. Sehr große Netzgebiete können mit einer hohen Auflösung übersichtlich präsentiert werden [49], zum Beispiel die Darstellung spannungsfreier Netzelemente oder Teilnetze im Falle einer Störung mittels Verwendung von dynamischer Topologieeinfärbung [45]. Erst eine gemeinsam genutzte Großbildanzeige ermöglicht die Verwendung von gemeinsamen Anzeigen, sogenannten Shared-Displays, und damit einer gemeinsamen Situationserfassung mehrerer Arbeitsplätze in der Netzleitstelle [50]. Wird die Darstellung der Rückprojektion aufgeteilt, können Übersichtsbilder mit wichtigen Informationen für die Schaltungensteurengerneure ständig sichtbar dauerhaft aufgeschaltet werden [33].

Vor-Ort-Besichtigungen bei europäischen Übertragungsnetzbetreibern zeigen, dass sich heutige Netzdarstellungen häufig an alten Gestaltungen orientieren. So erfolgt die Netzbeschreibung auch heute zumeist in Form von schematischen Netzplänen,

angelehnt an die Darstellung früherer Mosaikwände (siehe Bild 2.5). Einige analoge, ergonomisch sinnvolle Gestaltungen sind gar mit der Einführung der vollgrafischen Systeme weggefallen. So zeigt eine Analyse heutiger Netzleitstellen, dass beispielsweise die Frequenz vermehrt numerisch aufgezeigt wird und intuitiv wahrnehmbare, analoge Frequenzzeiger häufig nicht mehr vorhanden sind.

Ein Hauptproblem für eine adäquate Situationserfassung in Netzleitstellen liegt in der Datenflut. Durch die stetig zunehmende Aufgabenentwicklung werden, zusätzlich zur direkten Darstellung von Informationen im Leitsystem, eine Vielzahl von Stand-Alone Systemen mit verschiedenen Farb- und Bedienkonzepten verwendet, die auf weiteren separaten Monitoren aufgeschaltet sind. Insgesamt ist die Anzahl von Monitoren pro Arbeitsplatz enorm gestiegen. Die Schaltungingenieure müssen fortlaufend eine Vielzahl verschiedener Displays beobachten und im Rahmen der Entscheidungsfindung Informationen aus verschiedenen Systemen abfragen und diese mental aggregieren. Diese Datenflut sowie die fehlende Datenintegration führen zu einer hohen kognitiven Belastung der Schaltungingenieure und münden häufig in einen Verlust der Situationserfassung und damit in fehlerhafte Entscheidungen in der Systemführung [51, 52].

2.3.2 Bestehende Visualisierungsansätze

Bei der Analyse der aktuellen Forschungsarbeiten im Feld der Visualisierung interessieren an dieser Stelle insbesondere die Ansätze zur Darstellung großräumiger Netzgebiete wie auch des globalen Systemzustandes. Eine Übersicht sowie Empfehlungen zur Gestaltung von Mensch-Maschine-Schnittstellen (MMS) zur Unterstützung der Netzführung erfolgt in [44].

Bei der Darstellung von großräumigen Netzgebieten werden vornehmlich zwei Ansätze verfolgt. Sowohl die Reduktion auf die in der aktuellen Situation relevanten Zweige durch Ausblendung der übrigen Netzelemente [53, 54] als auch durch die Hervorhebung von bestimmten Netzelementen. So wird beispielsweise versucht, die Aufmerksamkeit auf stark ausgelastete Netzelemente zu lenken, indem bei der Leitungsdarstellung die Liniendicke in Abhängigkeit der Auslastung angepasst wird. Eine andere Möglichkeit ist die Einfärbung des Hintergrunds, sogenannter Isoflächen beziehungsweise im englischsprachigen „Contourplots“ (siehe Bild 2.6). Neben der physikalischen Strombelastung der Leitungen wird diese Technik häufig zur Darstellung des Spannungsniveaus verwendet. Vorteil dieser Darstellung ist die gute Aufmerksamkeitssteuerung. So können auch bei sehr großen Netzgebieten kritische Regionen schnell erfasst werden. Dabei ist jedoch zu beachten, dass die Darstellung nur qualitativen Charakter hat, da beispielsweise Spannungswerte interpoliert und demnach nicht realitätsgetreu abgebildet werden. Bei der Systemführung ist jedoch zu beachten, dass im Rahmen der Entscheidungsfindung gerade eindeutige, exakte Informationen notwendig sind. Bei der Interpolation ist zudem zu beachten, dass die

elektrische Nähe korrekt berücksichtigt wird und nicht lediglich die Spannung in Abhängigkeit der geografischen oder schematischen Netzdarstellung berechnet wird.

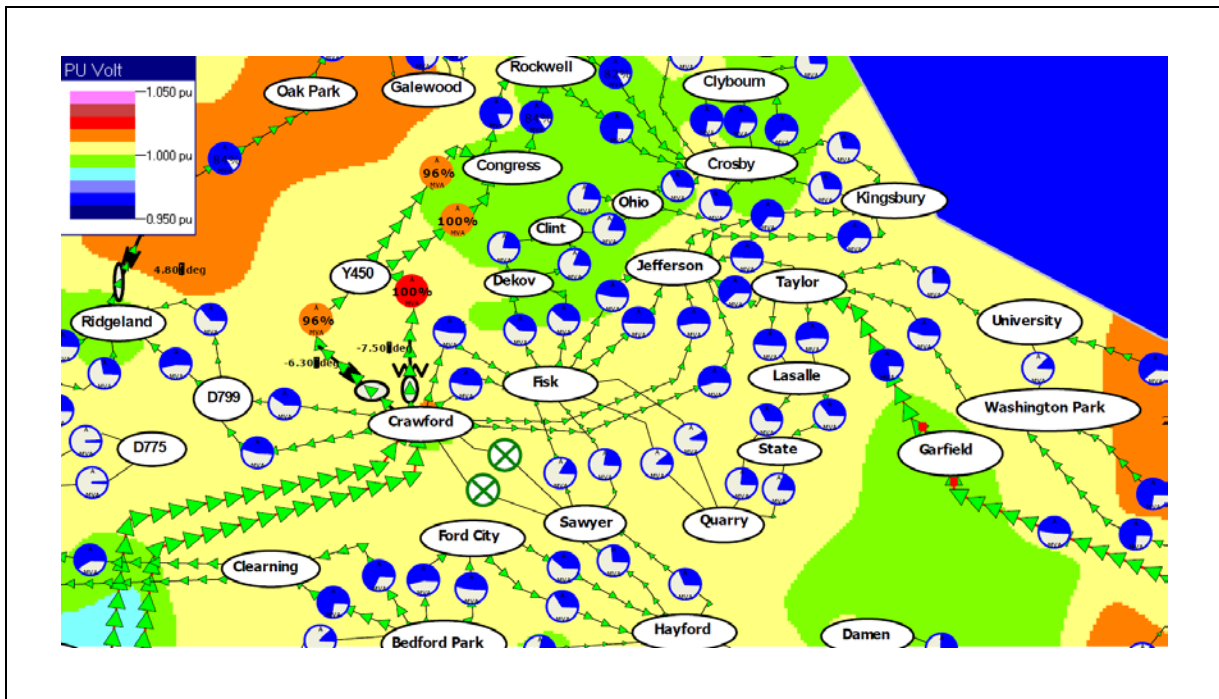


Bild 2.6: Netzdarstellung mit Hintergrund-einfärbung und Animation [53]

Um gleichzeitig Spannungsniveau und Leistungsfluss anzuzeigen, wird in [53] die Kontur gemäß Spannungsprofil eingefärbt und die Auslastung der Leitungen simultan mittels prozentual gefüllter Kreise codiert (siehe Bild 2.6). Zusätzlich wird die Richtung des Leistungsflusses mittels sich entlang der Leitungen bewegendere Pfeile visualisiert. Damit können mehrere Informationen im Netzabbild gleichzeitig dargestellt werden. Insgesamt ergibt sich jedoch eine unruhige, häufig wechselnde Darstellung, die weniger für den Echtzeit-Betrieb sondern eher für Analyse- und Studienzwecke geeignet erscheint [45]. Auch werden bei der Verwendung von Contourplots häufig die in Kapitel 2.4.4 beschriebenen Grundprinzipien bei der Verwendung von Farbskalen missachtet. Daher werden in dieser Arbeit in Kapitel 2.4 einige Empfehlungen für eine entsprechende Darstellung unter Beachtung der kognitiven Aspekte gegeben.

Mit der zunehmenden Rechenleistung werden teilweise dreidimensionale Netzdarstellungen vorgeschlagen (Bild 2.7) [55]. Wie in [45] erörtert, handelt es sich dabei zumeist eher um $2\frac{1}{2}$ D-Graphiken ohne eigentlichen Informationsgewinn gegenüber zweidimensionalen Darstellungen. Solche Darstellungen sind eher zu Vorführungszwecken geeignet, da sie teilweise realitätsnäher wirken [45]. Ein weiterer Nachteil dreidimensionaler Darstellungen ist der auftretende Verdeckungseffekt. Da auch die Navigation in der Netzleittechnik für zweidimensionale Darstellungen ausgelegt ist, bleibt die Handhabung zudem sehr gewöhnungsbedürftig. [44].

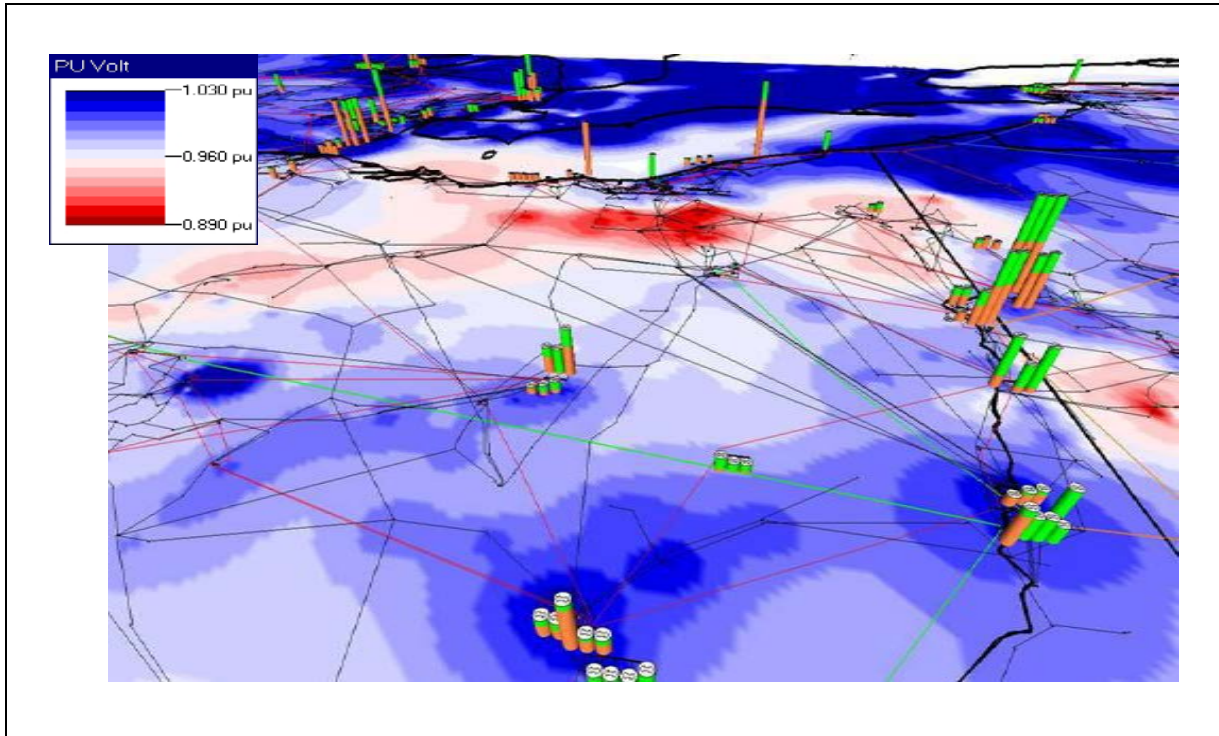


Bild 2.7: Dreidimensionale Darstellung [55]

Als Folge der jüngsten größeren Netzstörungen [9, 12] wurde der Datenaustausch zwischen den Übertragungsnetzbetreibern intensiviert [15] und Systeme zur Situationserfassung, beispielsweise bei großräumigen Störungen, gefordert [9, 12]. Daraufhin wurden regional Systemmonitore aufgebaut [15, 36, 56, 57]. Ziel ist die globale Ansicht des Systemzustandes über eine Art Ampel und die gegenseitige Bereitstellung wichtiger Systemkenngrößen wie Frequenz und Leistungsaustausch (siehe Bild 2.8). Der gegenseitige Austausch von Informationen hilft, einen Überblick über die Situation des gesamten europäischen Übertragungsnetzes zu erhalten. Im Falle einer Störung steht eine gemeinsame Informationsplattform und Diskussionsgrundlage für die beteiligten Netzleitstellen zur Verfügung. Die Transferleistung, die dargestellten Informationen auf sein eigenes Netzgebiet zu beziehen und zu deuten, bleibt dem jeweiligen Schaltengenieur selbst überlassen. Solche Darstellungen orientieren sich zumeist an Unternehmensgrenzen, ohne Berücksichtigung von netztechnischen Zusammenhängen. Darstellungen für den gestörten Betrieb, wie bei einer Netztrennung, unter Berücksichtigung von netztechnischen Zusammenhängen werden beispielsweise in [58, 59] entwickelt.

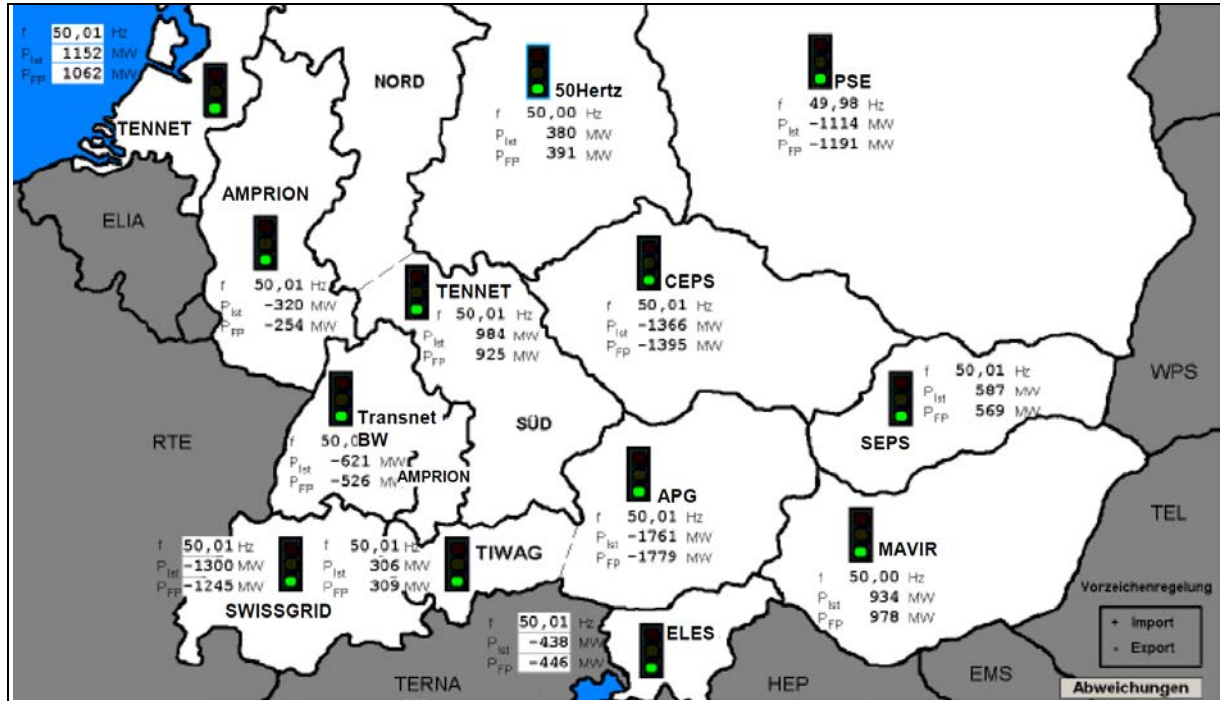


Bild 2.8: Echtzeit-Informationssystem „Real-time Awareness and Alarm System“ (RAAS) [57]

Ein Versuch, den Systemzustand des eigenen Netzes darzustellen, erfolgte in [19, 22]. Bei dem als „Integrale Netzzustandsanzeige“ (INA) bezeichneten System wird der Systemzustand nicht über eine einfache Ampel gezeigt, sondern die verschiedenen Kenngrößen gemeinsam in einem Kreisdiagramm angeordnet. Da bei der Gestaltung der Form- und Farbcodierung ergonomische Aspekte berücksichtigt wurden, können Abweichungen vom Sollzustand intuitiv gedeutet werden. Ergänzend zur übergeordneten Anzeige werden geeignete Darstellungsarten für die verschiedenen Kenngrößen, wie beispielsweise Kiviatdiagramme, vorgeschlagen. Derzeit ist das System in keiner Netzleitstelle implementiert. Mit der Liberalisierung des Elektrizitätsmarktes und dem zunehmenden Einfluss der Einspeisung aus erneuerbaren Energien, ist ein solcher Ansatz an die heutigen veränderten Bedingungen anzupassen und zu erweitern. Vor allen Dingen die Frage nach der Art und Anzahl der dargestellten Informationen zur Bildung der übergeordneten Systemzustandsanzeige ist zu untersuchen.

Zu Planungs- und Analysezwecken werden in [60] großräumige Leistungsflüsse dargestellt. Diese Visualisierungsansätze scheinen in einer angepassten Form auch für den Echtzeit-Betrieb einen Mehrwert darzustellen. Daher wird in dieser Arbeit untersucht, wie diese Ansätze gemäß den Anforderungen an den Echtzeit-Betrieb, wie beispielsweise kognitive Gestaltungsaspekte, angepasst und erweitert werden können.

2.4 Visuelle Wahrnehmung und Situationserfassung

2.4.1 Allgemeines

Zur Überwachung und Führung des Übertragungsnetzes wird in der Netzleitstelle ein Netzleitsystem eingesetzt (siehe Kapitel 2.3). Hauptanliegen dieser Arbeit ist es, die Schaltungen in der Systemführung durch eine geeignete Visualisierung im Netzleitsystem zu entlasten. Bei der Gestaltung der Mensch-Maschine-Schnittstelle sind kognitive Aspekte zu beachten. Dazu ist ein Verständnis der Grundlagen der visuellen Wahrnehmung und Informationsverarbeitung beim Menschen erforderlich, um daraus Anforderungen an die zu entwickelnden Darstellungen abzuleiten. Der Schaltungsingenieur wird im Rahmen dieser Arbeit nicht als Bediener, sondern in erster Linie als Überwacher verstanden. Dies erfordert besondere Anforderungen an die Visualisierung, vor allem die Beachtung der kognitiven Fähigkeiten des Menschen [21]. Neben den Erläuterungen der wesentlichen Aspekte im Rahmen dieser Arbeit sei darüber hinaus auf die detaillierte Literatur zu diesem Thema verwiesen [33, 61, 62].

2.4.2 Gedächtnis

Die Gedächtnisfunktionen bilden die Basis des mentalen Entscheidungsverhaltens und des Problemlösens.

Die Informationsverarbeitung basiert auf drei unterschiedlichen Speichern, dem sensorischen Kurzzeitgedächtnis, dem Arbeitsgedächtnis und dem Langzeitgedächtnis. Dabei können die Gedächtnistypen nach ihrer Kapazität und Speicherzeitkonstante sowie der Art der Informationscodierung unterschieden werden. Während beim Kurz- und Arbeitsgedächtnis die Informationen zunächst in visueller oder akustischer Form vorliegen, werden die Informationen im Langzeitgedächtnis in semantische Form umcodiert [63].

Die Kapazität des Arbeitsgedächtnisses ist mit fünf bis neun Wissensseinheiten, sogenannten Chunks, nur gering. Zudem gehen bei einer Speicherzeitkonstante von weniger als 70 Sekunden die Informationen bereits nach kurzer Zeit verloren. Durch nachhaltiges Üben geht das Wissen jedoch in das Langzeitgedächtnis über. Für die in dieser Arbeit behandelte Aufgabenstellung der Visualisierung ist von besonderem Interesse, dass sich die Kapazität des Arbeitsgedächtnisses zwar prinzipiell nicht steigern lässt, jedoch durch eine verbesserte Technik der Chunkbildung besser genutzt werden kann. Dabei leisten Techniken der Gruppierung sowie die Verbundcodierung, beispielsweise nach Form und Farbe, einen Beitrag zur Gedächtnisverbesserung [63].

Im Gegensatz zum Arbeitsgedächtnis sind die Kapazität und Speicherzeitkonstante des Langzeitgedächtnisses prinzipiell unendlich. Dabei werden die Attribute eines Objektes in form- und farbspezifischen Cortexarealen abgespeichert, mit dem Vorteil, dass die entsprechenden Gedächtnismodule unabhängig voneinander arbeiten [63].

Das Langzeit- und Arbeitsgedächtnis enthalten explizite Informationen sowie implizites Wissen. Das explizite Faktenwissen ist im Gehirn beispielsweise in sogenannten semantischen Netzen gespeichert. Die Situationserfassung durch einen erfahrenen Schaltungingenieur erfolgt mittels Vergleich von gespeicherten stereotypischen Mustern. Fehlinterpretationen können Folge einer fehlerhaften Vorbesetzung sowie schlechter Strukturierung von semantischen Netzen sein [63]. Neben semantischen Netzen liegen explizite Informationen in Form von Wenn-Dann-Regeln und Skripten vor. Eingübte Fertigkeiten dagegen entsprechen implizitem Wissen. So kann die Zuordnung von Bildern zu Prototypen (Schemata) ohne Nachdenken erfolgen. Dies zeigt, dass durch eine geeignete Visualisierung die kognitive Belastung der Schaltungingenieure deutlich reduziert werden kann [63].

2.4.3 Situationserfassung

Von besonderer Bedeutung ist es, den Prozess der Situationserfassung eines Schaltungingenieurs in der Netzleitstelle zu analysieren und zu verstehen, um daraus entsprechende Anforderungen an die Visualisierung ableiten zu können. Während dieses Themengebiet im Bereich der Systemführung elektrischer Übertragungsnetze noch relativ jung ist, können interdisziplinäre Erfahrungen aus den Bereichen der Flugüberwachung, Militärführung und Luftfahrt herangezogen werden [51].

Eine der gebräuchlichsten Definitionen der Situationserfassung, im Anglistischen als Situation Awareness bezeichnet, stammt von Endsley [64]. Darunter werden die Wahrnehmung von Objekten in der Umgebung in einem bestimmten Raum- und Zeitbereich, das Verständnis ihrer Bedeutung sowie die Projektion des Zustandes in die nahe Zukunft verstanden [50, 51, 64].

Die Situationserfassung umfasst demgemäß die folgenden drei Stufen:

- Wahrnehmung der Objekte der aktuellen Situation,
- Verständnis der aktuellen Situation und
- Projektion in die Zukunft.

Das Modell nach Endsley ist in Bild 2.9 dargestellt.

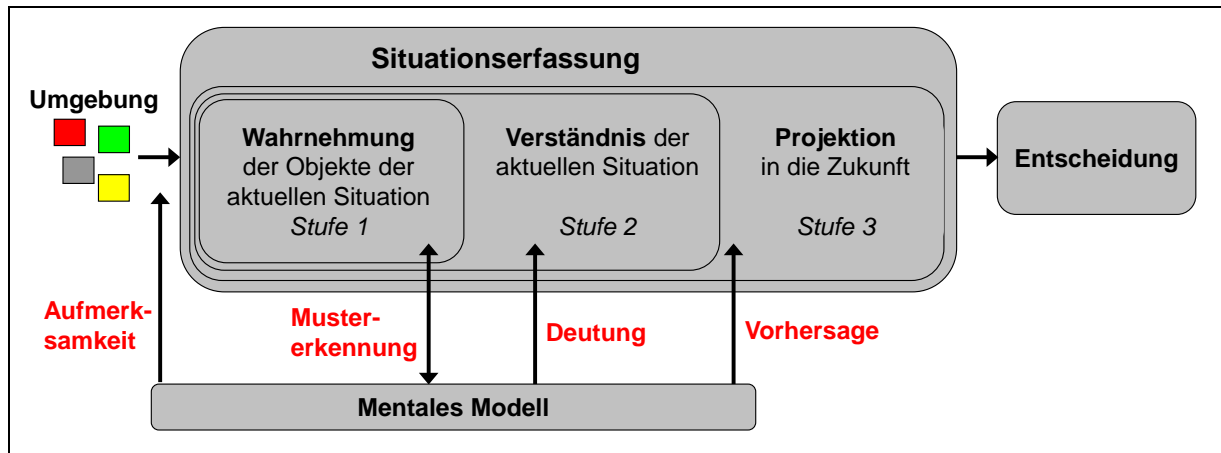


Bild 2.9: Prozess der Situationserfassung nach [50, 51, 64]

Die erste Stufe (Bild 2.9, Stufe 1) umfasst die Wahrnehmung von signifikanten Objekten der aktuellen Umgebung. Die Aufmerksamkeitsgewinnung durch die Wahrnehmung von Triggersignalen kann durch Verwendung bestimmter Farben und Formen in der Visualisierung unterstützt werden. Dies bedeutet, dass relevante Displays für den Schaltungingenieur - beispielsweise auf einer Großbildanzeige - sichtbar oder alternativ akustische Warnsignale hörbar sein müssen [51].

Die Situationserfassung geht jedoch weit über die Erfassung von Informationen hinaus. So spielt das umfassende Verständnis und die Bedeutung der Informationen in Bezug auf die Ziele eine wichtige Rolle, um daraus ein Gesamtbild der Situation zu erstellen (Bild 2.9, Stufe 2). Ein gutes Verständnis der aktuellen Situation gemäß Stufe zwei hilft dem Schaltungingenieur zum Beispiel, die direkte Auswirkung einer Leitungsabschaltung auf das Gesamtsystem abzuleiten oder Spannungsbandverletzungen zu erkennen [51].

Die dritte Stufe stellt die Projektion des Wahrgenommenen in die Zukunft dar (Bild 2.9, Stufe 3). Hier kombiniert der Schaltungingenieur die wahrgenommenen Informationen mit seinen eigenen mentalen Modellen und bildet diese auf die Zukunft ab. Damit können zukünftige Auswirkungen auf das Gesamtsystem abgeleitet werden.

Die Anforderung an diese Arbeit ist es, die Schaltungingenieure durch die zu entwickelnden Visualisierungsansätze bei der Überwachung, Vorhersage, Antizipation und Verhütung potentieller Probleme, die zu Störungen führen könnten, zu unterstützen [51]. Hier kommt der Förderung und Erhaltung der Situationserfassung eine zentrale Bedeutung zu. Häufig werden die Möglichkeiten der Informationsverarbeitung durch den Menschen beim Systemdesign falsch eingeschätzt. In [50] werden die sogenannten „Feinde“ der Situationserfassung beschrieben:

- Eingeeugte Aufmerksamkeit - dies erfordert Systeme, die gleichzeitiges Ausführen mehrerer Tätigkeiten und Aufgaben unterstützen.
- Gedächtnisfalle - Systeme sollten die Schaltungingenieure davon entlasten, Informationen im Gedächtnis behalten zu müssen.
- Arbeitsbelastung, Vigilanz und andere Stressfaktoren – Psychologische sowie physiologische Stressfaktoren vermindern die Gedächtnisleistung und stören die Informationsaufnahme.
- Datenflut - Die Datenmenge sowie Änderungsrate kann zu Überlastungen führen. Eine entsprechende Aufbereitung, Organisation und Präsentation der Daten ist erforderlich.
- Falsch gesetzte Hervorhebungen - Übermäßiger Gebrauch markanter visueller Trigger, wie leuchtende Farben oder Blinken, überfluten und fehlleiten die Aufmerksamkeit des Schaltungingenieurs.
- Komplexität - Je komplexer das System ist, desto schwerer fällt dem Schaltungingenieur das Situationsverständnis sowie die Projektion in die Zukunft (Bild 2.9, Stufe 2 und 3).
- Fehlerhafte mentale Modelle - Ohne genaues Systemverständnis können Daten leicht fehlinterpretiert werden.
- „Out-of-the-loop“-Syndrom - Hochautomatisierte Systeme können zu einem Verlust der Situationserfassung führen.

2.4.4 Visuelle Wahrnehmung

2.4.4.1 Gestaltwahrnehmung

Bei der Interpretation des Geschehenen folgt das Gehirn unterbewusst den Gesetzen der Gestaltwahrnehmung [63].

Die wichtigsten Gestaltprinzipien sind

- das Gesetz der Nähe,
- das Gesetz der Ähnlichkeit,
- das Gesetz der guten oder stetigen Fortsetzung,
- das Gesetz der Konvexität bzw. Geschlossenheit und
- das Gesetz des gemeinsamen Schicksals.

Das Gesetz der Nähe besagt, dass Elemente, die räumlich oder zeitlich näher beieinander sind, als zusammengehörige Gruppe wahrgenommen werden [63]. Auch ähnliche Elemente werden als Gruppe gesehen (Gesetz der Ähnlichkeit). Farbe gruppiert dabei stärker als Form (vgl. Bild 2.10, (a) - (c)) [20].

Das Gesetz der guten Fortsetzung beschreibt, dass ein stetiger Übergang als wahrscheinlicher angenommen wird als ein sprunghafter (vgl. Bild 2.10, (c)).

Mit dem Gesetz der Geschlossenheit lassen sich fehlende Elemente mental ersetzen. Um eine Kontur geschlossen erscheinen zu lassen, genügen bereits einige Ankerreize (vgl. Bild 2.10, (d) - (e)) [63].

Das Gesetz des gemeinsamen Schicksals schließlich besagt, dass sich gemeinsam bewegendende Objekte als Einheit gesehen werden.

Die Trennung von Figur und Hintergrund (vgl. Bild 2.10, (e)) ist ein weiteres wichtiges Element der Gestaltwahrnehmung. So sollte der Hintergrund die Aufmerksamkeitssignale der Elemente im Vordergrund nicht überdecken. Gleichzeitig können verschiedene Hintergründe eingesetzt werden, um graphische Elemente voneinander zu segmentieren. Dabei wird als geeignete Hintergrundfarbe ein Grauton empfohlen [53].

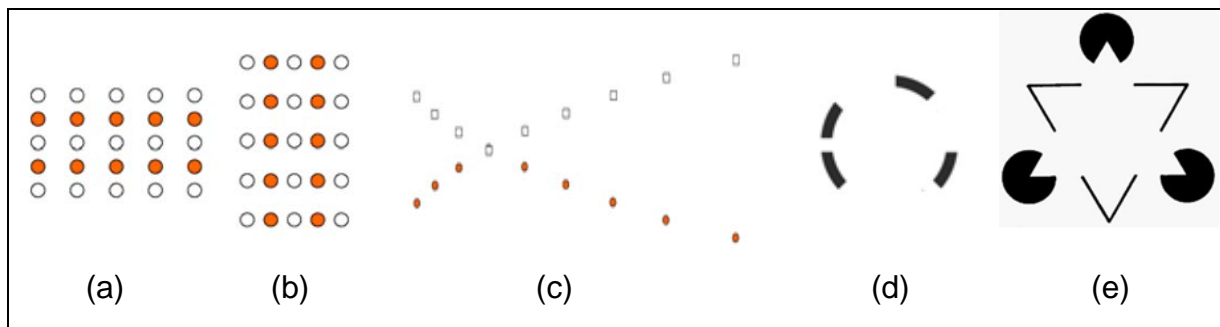


Bild 2.10: Gesetze der Gestaltwahrnehmung [63]

Das grundlegende Organisationsprinzip der menschlichen Wahrnehmung liegt im Gruppierungsprinzip, wodurch elementare Empfindungen zusammengefasst und strukturiert werden [20].

Zusammenfassend lassen sich die Gestaltregeln als das Prinzip der Prägnanz bezeichnen [20]. Dies besagt, dass die mit den verfügbaren Informationen zu vereinbarende, mental einfachste Form bevorzugt wahrgenommen wird. Einfache und symmetrische Muster können von einem Menschen schneller verglichen, besser behalten und klarer beschrieben werden als andere Formen [65]. Daher stellt in dieser Arbeit die effektive Komposition der darzustellenden Informationen, unter Berücksichtigung der Gestaltgesetze, eine entscheidende Grundlage bei der Entwicklung der Visualisierungsansätze dar. So werden die verschiedenen

Gestaltgesetze im Rahmen der Visualisierung eingesetzt, um beispielsweise Zusammenhänge und Beziehungen zwischen Informationselementen anzuzeigen [66]. Dabei wird die Mustererkennungsfähigkeit des Menschen unterstützt und die Erkennung von Kausalitäten ermöglicht. Das Gesetz des gemeinsamen Schicksals kann bei der Erstellung von Trendanzeigen effektiv eingesetzt werden. [33]

2.4.4.2 Farbwahrnehmung

Im Folgenden werden für die Arbeit relevante Gestaltungsprinzipien für den Einsatz von Farbe bei visuellen Anzeigen beschrieben. Die Erkenntnisse basieren größtenteils auf Forschungen und Entwicklungen aus der Luftraumüberwachung. Sie können auf die Darstellungen in Netzleitstellen von Elektrizitätsübertragungsnetzen transferiert werden [53]. Weitere Erläuterungen kann man beispielsweise [19, 67 - 69] entnehmen.

Einführend ist das sogenannte Prinzip der Redundanzgewinnung zu erwähnen. Dieses besagt, dass bei der Darstellung von kritischen Informationen zu beachten ist, diese Informationen nicht allein durch Farbe zu codieren, sondern zusätzlich durch die Form oder Position des Signals. Zum einen lassen sich Suchzeiten reduzieren, da bei einer redundanten Farb- und Formcodierung zwei Reize zur Aufmerksamkeitsgewinnung genutzt werden [19, 67]. Zum anderen gewährleistet eine zusätzliche Codierung durch Form oder Position die Erkennung von Zuständen bei Farbfehlsichtigkeit.

Für die visuelle Suche liefert die Farbcodierung bessere Ergebnisse als die Formcodierung, da das Aufmerksamkeitsfeld für Farben größer als das der Form ist. Gleichzeitig erfolgt die Auswertung bereits in einer frühen Phase der visuellen Wahrnehmung und führt damit zu einer geringen kognitiven Belastung [20]. Farbcodierte Anzeigeelemente erwecken auch im peripheren Blickfeld schneller Aufmerksamkeit als formcodierte Objekte. Die kürzesten Adaptionszeiten lassen sich bei Zielentdeckungsaufgaben mit rotem Licht erzielen, durch kurzwelliges Licht (blau) wird der Adaptionsvorgang dagegen gestört [63].

Zur einfachen Wiedererkennung des verwendeten Farbschemas und zur Unterstützung der Mustererkennung sollte die Anzahl der zu identifizierenden Farben auf maximal sechs begrenzt sein. Dient die Anzeige lediglich dazu, Differenzen anzuzeigen, können auch mehrere Farben gleichzeitig verwendet werden. [53, 68, 69]

Bestimmte Farben werden direkt mit bestimmten Bedeutungen in Zusammenhang gebracht: Grün indiziert einen Normalstatus, Gelb wird als Warnung und Rot als Alarm oder Gefahr interpretiert [53, 68, 69]. Bei der farblichen Codierung von Systemzuständen sind diese Farbwirkungen zu beachten. Sie ermöglichen eine

intuitive Einschätzung des Zustandes. Von diesem Effekt wird bei der Visualisierung von Systemzuständen profitiert. Farben mit kleineren Wellenlängen wie Blau werden eher als kühl empfunden, im Gegensatz zu Farben mit größeren Wellenlängen wie Rot [70]. Dies kann beispielsweise dazu verwendet werden, bei Netzdarstellungen ein „Quelle-Senke-Empfinden“ zu bewirken.

Mit der Entwicklung der Displaytechnologie werden, gerade bei geografischen Übersichtsbildern, vermehrt Farbskalen zur Abbildung der Informationen verwendet. Auch hier sind grundlegende Prinzipien zu beachten, die im Folgenden beschrieben werden.

In der Annahme, dass sie eine intuitive Ordnung darstellt, wird die an das Lichtspektrum angelehnte Regenbogen-Farbskala am häufigsten verwendet. Entgegen weit verbreiteter Annahmen ist diese Farbsequenz jedoch nicht intuitiv zu deuten. Es gibt keine eindeutige Ordnung des gesamten Spektrums. Dies ist nur bei Ausschnitten der Farbskala möglich. Beispielsweise bei den Abschnitten Rot bis Gelb, Gelb bis Grün, Grün bis Blau, die jeweils monoton auf dem Rot-Grün- sowie Blau-Gelb-Kanal variieren. Bei einer Regenbogenskala muss immer eine Legende mit angegeben werden [20, 70]. Sehr wohl zu verwenden ist die Regenbogen-Farbskala dagegen zur Abbildung von nominalskalierten Merkmalen in entsprechende Kategorien oder Klassen ohne numerische Ordnung. Über die Farbwahrnehmung erfolgt eine Segmentierung in rote, gelbe, grüne und blaue Regionen. Dabei ist die zuvor beschriebene Farbwirkung zu beachten.

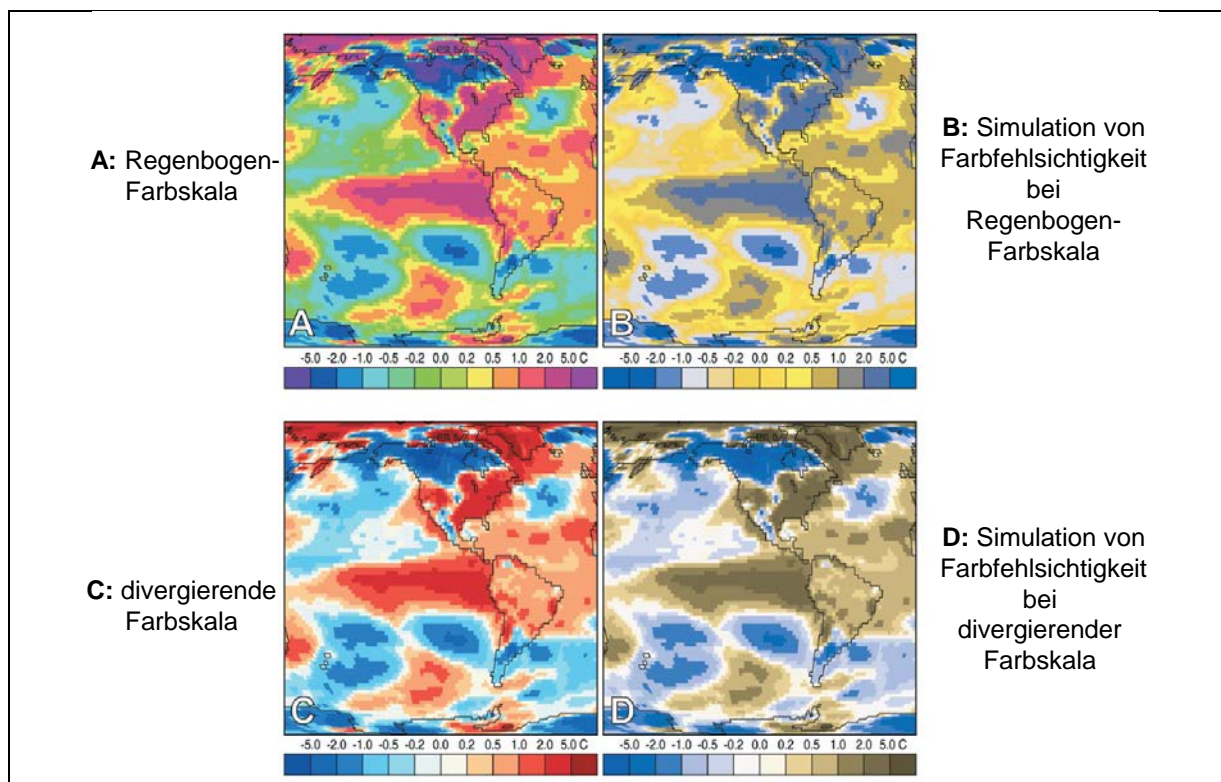


Bild 2.11: Regenbogen-Farbskala (oben) vs. divergierende Farbskala (unten) [71]

Soll dagegen eine intuitive Ordnung und Erkennung von Differenzen der abgebildeten Informationen möglich sein, sind divergierende Farbpaletten (siehe Bild 2.11) mit verschiedenen Paaren von Farbtönen wie Rot-Blau oder Rot-Grün zu verwenden [70]. Die Darstellung mittels divergierender Farbpaletten bietet zudem den Vorteil, dass Muster auch von Personen mit Farbfehlsichtigkeit erkannt werden können (siehe Bild 2.11, rechts). Dies ist bei einer Verwendung einer Regenbogen-Skala nicht der Fall [71].

2.5 Anforderungen an die Visualisierung

Ziel der Visualisierung ist die Unterstützung des Echtzeit-Betriebs in der Netzleitstelle. Im Fokus stehen dabei die Anforderungen an die Visualisierung hinsichtlich des Informationsbedarfs und nicht in Bezug auf die Bedienung der Anzeigen. In Kapitel 2.3.1 wurde beschrieben, dass der Schaltungingenieur in Echtzeit eine Vielzahl verschiedener Systeme kontinuierlich „abscannen“ und die einzelnen Informationen hieraus mental aggregieren muss, um ein Gesamtbild vom aktuellen Systemzustand zu erhalten. Diese diffizile Suche und mühevoll Deutung der verschiedenen, vielfach digitalen Anzeigen stellt eine unnötig hohe mentale Belastung dar. Eine Reduktion der Datenflut führt zu einer besseren Konzentration des Schaltungingenieurs auf seine Hauptaufgaben [33, 72].

Es ist ein schnelles Verständnis des globalen Systemzustandes sowie der komplexen Zusammenhänge zu erzielen. Dabei ist zu beachten, dass der Schaltungingenieur nur eine begrenzte Menge an Informationen verarbeiten kann (siehe Kapitel 2.4.2). Zur Unterstützung der Situationserfassung ist jedoch nicht alleine die korrekte Auswahl und Darstellung von Einzelinformationen ausreichend, vielmehr sind diese in eine für den Benutzer leicht erkennbare und verständliche Form zu überführen. Zentrale Forderung an die Gestaltung der neuen Darstellungen ist dabei die Beachtung der in Kapitel 2.4 beschriebenen Grundlagen der visuellen Wahrnehmung und menschlichen Informationsverarbeitung, um den Schaltungingenieur kognitiv zu entlasten.

Der Betrieb näher an der Sicherheitsgrenze verlangt von der Abbildung der Informationen, dass der Grad der Abweichung vom Sollzustand oder drohende Gefährdungen schnell und intuitiv erkannt werden. Um eine pro-aktive Entscheidungsfindung, beispielsweise bei Maßnahmen zum Engpassmanagement, zu unterstützen, ist in den Überlegungen die Zeit als weitere Größe einzubeziehen.

Ein Hauptaugenmerk liegt in der Gewährleistung der Bedienerakzeptanz. Um mögliche Akzeptanzprobleme der neuen Visualisierung zu vermeiden, sind die Schaltungingenieure aus der Netzleitstelle in die Überlegungen und Konzeption

frühzeitig einzubeziehen. Das Vertrauen in die Anzeige ist entscheidend, um die Schaltungingenieure bei der Situationserfassung zu unterstützen.

Aus den vorhergehenden Abschnitten ergeben sich die wichtigsten Anforderungen an die zu entwickelnde Visualisierung wie folgt:

- Datenreduktion und Identifikation der relevanten Systemzustandsinformationen,
- Gruppierung der Informationen zur Unterstützung von Mustererkennung und Erkennung von Kausalitäten,
- Intuitive Erkennung von Abweichungen,
- Frühzeitige Erkennung von Trendentwicklungen,
- Gemeinsame Situationserfassung bei mehreren diversen Arbeitsplätzen in der Netzleitstelle,
- Beachtung der Anwenderakzeptanz,
- Sicherstellung einer fundierten Entscheidungsfindung.

3 Analyse der relevanten Systemzustandsinformationen

3.1 Aufgabenanalyse

Mit den beschriebenen veränderten Rahmenbedingungen (vgl. Kapitel 1.1 und 2.2) hat in der Systemführung ein Wandel vom „Betrieb vieler Schaltanlagen“ hin zu einem „Systembetrieb“ stattgefunden. Grundlage für eine solche „Systemsicht“ ist die Ermittlung und Bereitstellung von sogenannten Systemzustandsinformationen, die einzeln oder miteinander verknüpft Rückschlüsse auf den globalen Systemzustand erlauben [48]. Eine Aufführung von Zustandsgrößen erfolgt beispielsweise in [14, 19, 48].

Zur Ermittlung der für die Bewertung des globalen Systemzustandes relevanten Informationen wird der Ansatz der zielgerichteten Aufgabenanalyse verfolgt [50, 51]. Die Zusammenstellung des Informationsbedürfnisses stellt eine Grundlage des Visualisierungskonzeptes dar. Dabei sollen die Anforderungen an die Darstellungsweise von den Aufgaben abhängen und nicht etwa durch technologische Möglichkeiten bestimmt sein [46].

Basierend auf den vom Schaltungingenieur nachzugehenden Zielen und zur Zielerreichung notwendigen Entscheidungen werden die dafür wichtigen übergeordneten Informationen identifiziert. Diese sind in der Visualisierung anzuzeigen. Es werden jedoch nicht lediglich die notwendigen Einzelgrößen identifiziert, sondern auch Hinweise darauf gegeben, wie diese zu integrieren und kombinieren sind, um die Situationserfassung auf allen drei beschriebenen Ebenen zu unterstützen (siehe Bild 2.9, Kapitel 2.4.3) [50, 51].

Es ist das Ziel, die ausgewählten übergeordneten Informationen in ihrer Summe in ein Gesamtbild des Systemzustandes zu überführen [48].

Eine grundsätzliche Frage im Rahmen dieser Analyse ist, welche Informationen der Schaltungingenieur erhalten muss, um die Situation richtig einzuschätzen. Dabei geht es nicht alleine um die bereits heute technisch vorhandenen Informationen. Die notwendige Überlegung lautet vielmehr, was die Schaltungingenieure idealerweise für ihre Situationserfassung wissen müssen - auch wenn dies nach heutigem Stand nicht gegeben ist [50].

Zusammenfassend lassen sich die relevanten Punkte im Rahmen der Aufgabenanalyse folgendermaßen beschreiben [50]:

- Analyse, was der Schaltungingenieur idealerweise benötigt, um seine Ziele zu erreichen:
 - Welche Informationen benötigt der Schaltungingenieur?
 - Wie integriert und kombiniert der Schaltungingenieur diese Informationen zur Entscheidungsfindung?
- Mit dem gesuchten Ergebnis:
 - Auswahl der relevanten Informationen, sogenannte „critical cues“ [50] sowie
 - Hinweise auf eine sinnvolle Organisation der Informationen.

Das Verfahren der im Rahmen dieser Arbeit durchgeführten Aufgabenanalyse beinhaltet:

- Eine Analyse der gültigen Betriebsregeln [14, 25],
- die Beobachtung der Schaltungingenieure bei der Echtzeit-Systemführung in der Netzleitstelle und
- eine Befragung der Schaltungingenieure in Form von Interviews sowie Fragebögen [52, 72].

Auch die Analyse kritischer Netzsituationen sowie Empfehlungen aufgrund jüngster großräumiger Netzstörungen [9] werden bei der Identifikation sinnvoller Systemzustandsinformationen berücksichtigt.

3.2 Relevante Systemzustandsinformationen

3.2.1 Gruppierung der relevanten Informationen

Im Rahmen der Aufgabenanalyse werden die für den Schaltungingenieur während der Situationserfassung relevanten Informationen zur Einschätzung sowie Ableitung des Systemzustandes identifiziert. Diese scannt der Schaltungingenieur fortlaufend einzeln ab und verknüpft sie zu einem Gesamtbild. Die identifizierten Informationen lassen sich in die folgenden drei Bereiche gemäß Bild 3.1 gruppieren:

- Netzzustand,
- Zustand Systembilanz sowie weitere
- indirekte und externe Kriterien.

Dabei liegt der Anspruch nicht darin, alle in der Netzleitstelle vorliegenden Informationen zu beschreiben, sondern vielmehr die relevanten Systemzustandsinformationen zur Unterstützung der Situationserfassung zu identifizieren. Das Hauptaugenmerk liegt dabei auf dem normalen und dem gefährdeten Betrieb.

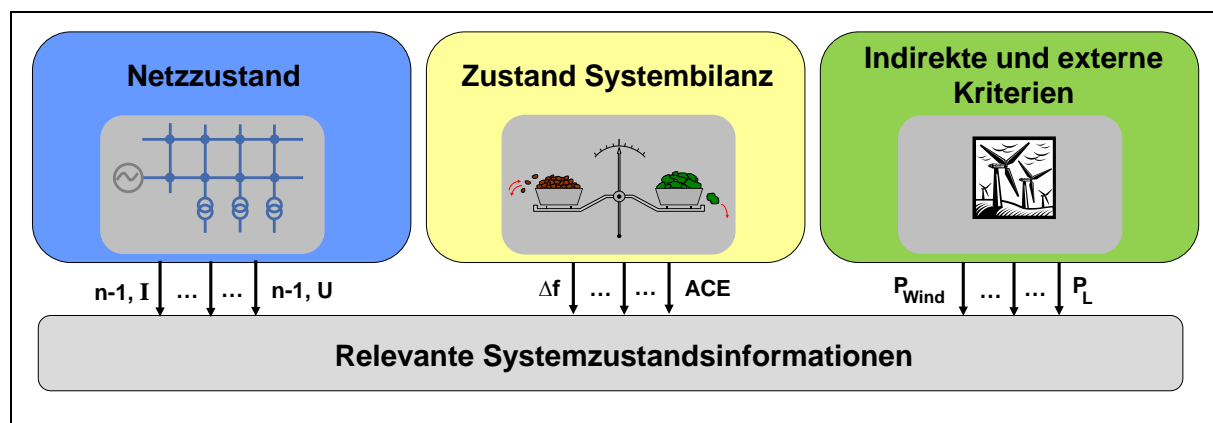


Bild 3.1: Gruppierung der relevanten Informationen

3.2.2 Netzzustand

In Tabelle 3.1 wird eine Übersicht der relevanten Informationen zur Einschätzung des Netzzustandes gegeben.

Tabelle 3.1: Relevante Informationen: Netzzustand

Bereich	Information	
Leistungsfluss, I	<ul style="list-style-type: none"> Verletzung der Stromgrenzwerte im Grundfall 	n-0, I
	<ul style="list-style-type: none"> Verletzung der Stromgrenzwerte bei Ausfallsimulation 	n-1, I
Spannung, U	<ul style="list-style-type: none"> Verletzung Spannungsgrenzen im Grundfall 	n-0, U
	<ul style="list-style-type: none"> Verletzung Spannungsgrenzen bei Ausfallsimulation 	n-1, U
Netzzustandsoptimierung	<ul style="list-style-type: none"> Ergebnis Spannungs-Blindleistungsoptimierung 	OPTI, ΔU
Parallelschaltbedingung	<ul style="list-style-type: none"> Verletzung Spannungswinkeldifferenz Ausfallsimulation 	n-1, Δφ
	<ul style="list-style-type: none"> Verletzung Spannungsbetragsdifferenz Ausfallsimulation 	n-1, ΔU
Kurzschlussanalyse	<ul style="list-style-type: none"> Verletzung Kurzschlussstrom 	KURE
State Estimation	<ul style="list-style-type: none"> State Estimation Güte / Diskrepanz 	STES

Leistungsfluss, I

- **n-0, I:** Verletzung der Stromgrenzwerte im Grundfall
- **n-1, I:** Verletzung der Stromgrenzwerte bei Ausfallsimulation

Wichtigste Informationen bei der Überwachung des Leistungsflusses sind die Ergebnisse der Leistungsfluss- sowie (n-1)-Ausfallsimulationsrechnung mit Grenzwertverletzungen gemäß den Gleichungen (2.2) beziehungsweise (2.4) (siehe Kapitel 2.2.4). Bei den Systemzustandsinformationen wird nach Verletzungen im Grundfall und in der Ausfallsimulation unterschieden.

Die (n-1)-Betrachtung dient zum einen dazu, Folgeauslösungen (Kaskadeneffekte) bei Verletzungen des Schutzgrenzwertes zu vermeiden, stellt zum anderen jedoch auch einen wichtigen frühzeitigen Indikator für entstehende Netzengpässe dar.

Spannung, U

- **n-0, U** : Verletzung Spannungsgrenzen im Grundfall
- **n-1, U** : Verletzung Spannungsgrenzen bei Ausfallsimulation

Im Rahmen der Spannungshaltung werden die Verletzungen der minimal und maximal zulässigen Spannungsgrenzen gemäß den Gleichungen (2.1) beziehungsweise (2.3) überprüft. Auch hier wird nach Verletzungen im Grundfall und in der Ausfallsimulation unterschieden.

Netzzustandsoptimierung

- **OPTI, ΔU** : Ergebnis der Spannungs-Blindleistungs-Optimierung, Sollwertabweichung der Knotenspannung

Im Zuge der Netzzustandsoptimierung erfolgt, abgeleitet von den Ergebnissen der Spannungs-Blindleistungs-Optimierung, der Blindleistungseinsatz mit dem Ziel, die Wirkleistungsverluste des Übertragungsnetzes sowie der Abspanntransformatoren zu minimieren. Das Optimierungsergebnis gibt Auskunft, ob die Stellgrößen, wie beispielsweise die Blindleistungseinspeisung der Kraftwerke, verändert werden müssen. Ziel ist es, ein möglichst gleichmäßiges und hohes Spannungsniveau im gesamten Netzgebiet zu erreichen [23]. Hier sind vom Schaltengenieur also nicht alleine einzelne Betriebsmittel zu überwachen, sondern vielmehr das Spannungsprofil des Gesamtsystems.

Bei der zuvor vorgestellten Systemzustandsinformation „**n-1, U** “ beziehungsweise „**n-0, U** “ werden gemäß den Gleichungen (2.1) sowie (2.3) die absoluten Verletzungen der oberen oder unteren Spannungsgrenzen betrachtet. Zur Netzzustandsoptimierung hingegen werden die Abweichungen der Knotenspannungen U_k vom, im Rahmen der Spannungs-Blindleistungs-Optimierung, ermittelten Sollwert $U_{\text{soll}, k}$ herangezogen. Vom Schaltengenieur werden Abweichungen vom Sollwert betrachtet:

$$\Delta U_{\text{soll}, k} = |U_k - U_{\text{soll}, k}| \leq \Delta U_{\text{soll}, \text{max}} \quad k = 1, \dots, N_{\text{KN}} \quad (3.1)$$

Parallelschaltbedingung

- **n-1, $\Delta\phi$** : Verletzung Spannungswinkeldifferenz Ausfallsimulation
- **n-1, ΔU** : Verletzung Spannungsbetragsdifferenz Ausfallsimulation

Beim Synchronisieren von Generatoren oder Netzteilen, zum Beispiel beim Einschalten einer Leitung, überprüft ein Parallelschaltgerät die Synchronisationsbeziehungswise Parallelschaltbedingung, abhängig von den Parametern Frequenzdifferenz, Spannungsdifferenz sowie Spannungswinkeldifferenz. Exemplarisch werden hier die Parameter Winkel- sowie Spannungsdifferenz betrachtet. Eine Analyse der Parallelschaltbedingung im Rahmen der (n-1)-Ausfallsimulationsrechnung überprüft, ob im Fall einer potentiellen Leitungsauslösung oder Netztrennung ein Wiedereinschalten möglich wäre.

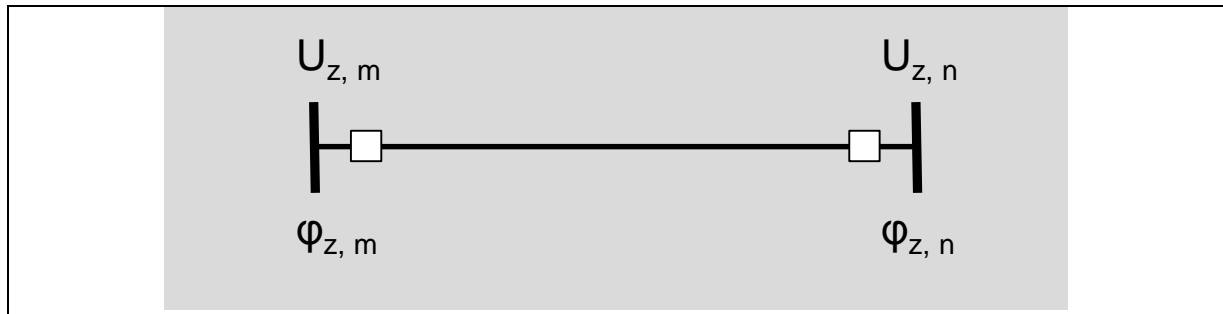


Bild 3.1: Parallelschaltbedingung offener Netzzeig [34, eigene Darstellung]

Die Spannungsbetragsdifferenz ist für alle offenen Zweige einzuhalten:

$$\Delta U_{z,mn,v} = |U_{z,m,v} - U_{z,n,v}| \leq \Delta U_{\max,z} \quad \begin{array}{l} m, n \in \{1, 2, \dots, N_{KN}\} \\ z = 1, 2, \dots, N_{ZW} \\ v = 1, 2, \dots, N_{AV} \end{array} \quad (3.2)$$

Während das Parallelschaltgerät die Spannungsbetragsdifferenz direkt am Leistungsschalter misst, wird im Rahmen der Simulation die Spannungsbetragsdifferenz durch die Differenz der Knotenspannungen am Anfang und am Ende der Leitung gebildet. Die aufgrund des Ferranti-Effektes auftretende Spannungserhöhung am Ende der offenen Leitung wird vereinfachend bei den maximal zulässigen Spannungsbetragsdifferenzen berücksichtigt [34].

Analog muss für die Spannungswinkeldifferenz gelten:

$$\Delta \varphi_{z,mn,v} = |\varphi_{z,m,v} - \varphi_{z,n,v}| \leq \Delta \varphi_{\max,z} \quad \begin{array}{l} m, n \in \{1, 2, \dots, N_{KN}\} \\ z = 1, 2, \dots, N_{ZW} \\ v = 1, 2, \dots, N_{AV} \end{array} \quad (3.3)$$

Da die Spannungswinkeldifferenz am Anfang und Ende einer offenen Leitung gleich Null ist, können bei der Abschätzung der Winkeldifferenz für den Leistungsschalter die Werte der Spannungswinkel am Anfang und Ende der Leitung verwendet werden.

Kurzschlussanalyse

- **KURE:** Ergebnis der Kurzschlussstromberechnung mit Überschreitung des zulässigen Kurzschlussstroms

Bei der Kurzschlussstromberechnung wird überprüft, ob der maximal zulässige Kurzschlussstrom eines Leistungsschalters überschritten wird. Dabei werden Grenzwertverletzungen gemäß Gleichung (2.5) betrachtet.

Güte der State Estimation

- **STES:** Güte der State Estimation / hohe Diskrepanzen

Die State Estimation dient als Grundlage für weitere Netzüberwachungsfunktionen und Optimierungsverfahren. Durch Mess- und Topologiefehler kann es zu fehlerhaften Ergebnissen kommen.

In [19] wurde die Güte der State Estimation über die Abweichung des Zielfunktionswertes $J(\mathbf{x})$ von dessen Erwartungswert $E\{J(\mathbf{x})\}$ beschrieben. Dabei entspricht \mathbf{x} dem Vektor der Schätzwerte der komplexen Knotenspannungen nach Betrag und Phase [19]. Der Erwartungswert wird als Differenz der Anzahl der Messwerte N_{mess} und der Anzahl der Zustandsvariablen N_{zus} ausgedrückt. Bei der Überwachung der Güte der State Estimation darf die Abweichung zwischen Zielfunktionswert und Erwartungswert einen gewissen prozentualen Anteil nicht überschreiten [19].

In Ergänzung zum Ansatz aus [19] werden im Folgenden hohe Diskrepanzen als zusätzlicher Indikator verwendet:

Treten große Diskrepanzen oder Widersprüche zwischen Messwerten und Ergebnissen der Schätzung auf, lässt dies beispielsweise auf Topologiefehler in diesem Netzbereich schließen [23]. Der Schaltungingenieur überwacht, ob die Differenzen zwischen Estimationsergebnissen und Messungen einen gewissen Toleranzwert nicht überschreiten.

Bei den Leistungsflussmessungen [23] gilt für die Differenz von Wirkleistungs- $P_{z, mn}$ sowie Blindleistungsfluss $Q_{z, mn}$ für Zweig z von Knoten m zu Knoten n :

$$\Delta P_{\text{stes}, z, mn} = \left| P_{\text{mess}, z, mn} - P_{\text{stes}, z, mn} \right| \leq \Delta P_{\text{stes}, \text{max}} \quad \begin{array}{l} m, n \in \{1, 2, \dots, N_{\text{KN}}\} \\ z = 1, 2, \dots, N_{\text{ZW}} \end{array} \quad (3.4)$$

$$\Delta Q_{\text{stes}, z, mn} = \left| Q_{\text{mess}, z, mn} - Q_{\text{stes}, z, mn} \right| \leq \Delta Q_{\text{stes}, \text{max}} \quad \begin{array}{l} m, n \in \{1, 2, \dots, N_{\text{KN}}\} \\ z = 1, 2, \dots, N_{\text{ZW}} \end{array} \quad (3.5)$$

Außerdem wird die Differenz von Messungen zu Estimationsergebnissen der Knotenspannungen betrachtet:

$$\Delta U_{\text{stes}, k} = \left| U_{\text{mess}, k} - U_{\text{stes}, k} \right| \leq \Delta U_{\text{stes}, \text{max}} \quad k = 1, \dots, N_{\text{KN}} \quad (3.6)$$

3.2.3 Zustand Systembilanz

In Tabelle 3.2 wird eine Übersicht der relevanten Informationen zur Einschätzung des Zustandes der Systembilanz gegeben.

Tabelle 3.2: Relevante Informationen: Zustand Systembilanz

Bereich	Information	
Systembilanz	• Frequenzabweichung	Δf
	• Frequenzabweichung zwischen Regelzonen	$\Delta f_{i, j}$
	• Regelabweichung / Area Control Error	ACE
	• Übergabeleistungsabweichung	ΔP_{ext}
Fahrplanmanagement	• Diskrepanzen bei Austauschprogrammen / Fahrplanmeldungen	ΔFP
Regelleistung	• Regelfähigkeit / Auslastung der Regelleistung	RL%
	• Abweichung bei Regelleistungserbringung	ΔP_{RL}

Die für die Einschätzung des Zustandes der Systembilanz nennenswerten Systemzustandsinformationen werden im Folgenden näher erläutert.

Systembilanz

- Δf : Frequenzabweichung

Die Frequenz dient als wichtigste Systemzustandsinformation für die Systembilanz des gesamten Synchrongebietes.

Zur kognitiven Entlastung der Schaltungingenieure, wird die berechnete Frequenzabweichung Δf direkt als relevante Einzelinformation genutzt und nicht die aktuelle Frequenz f_{ist} betrachtet:

$$\Delta f = f_{\text{ist}} - f_{\text{soll}} \quad (3.7)$$

Abweichungen von der Sollfrequenz dürfen sich gemäß Gleichung (2.6) nur in einer bestimmten Bandbreite bewegen, da es ansonsten zu einer Gefährdung des Gesamtsystems kommt (siehe Kapitel 2.2.5):

$$\Delta f_{\min} \leq \Delta f \leq \Delta f_{\max} \quad (3.8)$$

Frequenzsprünge weisen auf Ausfälle großer Kraftwerksleistung sowie gestörte Messwerte der Kuppelleitungen des Randintegrals hin.

- $\Delta f_{i,j}$: Frequenzabweichung zwischen Regelzonen

Als Indikator für eine Netztrennung oder für Netzpendelungen [73] im Synchrongebiet wird die Frequenzdifferenz zwischen verschiedenen Regelzonen i und j oder Netzgebieten betrachtet:

Die maximale absolute Frequenzabweichung zwischen allen Regelzonen i und j des gesamten Synchrongebietes beträgt:

$$\Delta f_{\text{ist},ij} = \max |f_{\text{ist},i} - f_{\text{ist},j}| \quad i, j = 1, 2, \dots, N_{\text{RZ}} \quad (3.9)$$

Hier ist zur Aufmerksamkeitsgewinnung im Fall einer Netztrennung die maximale absolute Abweichung von Interesse.

- **ACE:** Regelabweichung

Die Regelabweichung, auch Area Control Error (ACE) genannt, dient im kontinentaleuropäischen Übertragungsnetz als Regelgröße im Rahmen der Leistungs-Frequenzregelung (siehe Kapitel 2.2.5) und ist damit eine wichtige Systemzustandsinformation im Bereich „Systembilanz“.

Für die globale Regelabweichung G_i der Regelzone i gilt [14]:

$$G_i = \Delta P_{\text{ext},i} + K_{N,i} * \Delta f \quad (3.10)$$

Diese ist auszugleichen und sollte sich in einer vordefinierten Bandbreite befinden [14]:

$$G_{\text{min},i} \leq G_i \leq G_{\text{max},i} \quad (3.11)$$

Im Fall von großen oder langanhaltenden Frequenzabweichungen, ist für den betrachteten ÜNB mit koordinierenden Aufgaben für das europäische Übertragungsnetz (siehe Bild 2.2) die schnelle Lokalisierung der verursachenden Regelzone wichtig, um koordinierend eingreifen zu können.

Haben ACE und Frequenzabweichung Δf die gleichen Vorzeichen ($G_i * \Delta f > 0$), ist die entsprechende Regelzone - respektive Regelblock - Mitverursacher des Leistungsungleichgewichtes im Synchrongebiet. Bei entgegengesetztem Vorzeichen ($G_i * \Delta f < 0$) wird zur Wiederherstellung des Leistungsgleichgewichtes beigetragen.

Daher fördert eine gemeinsame Betrachtung von ACE und Δf die Situations- erfassung im kontinentaleuropäischen Übertragungsnetz.

- ΔP_{ext} : Übergabeleistungsabweichung

Anhand der Übergabeleistungsabweichung ΔP_{ext} können ereignisbasierte Abwei- chungen im Synchrongebiet, wie beispielsweise der Ausfall einer Erzeugungseinheit, schnell lokalisiert werden.

Während sich das Sollaustauschprogramm $P_{\text{ext, soll, } i}$ der Regelzone i als Summe der grenzüberschreitenden Fahrplananmeldungen der Bilanzkreise ergibt (siehe Kapitel 2.2.6), entspricht der Ist-Austausch dem Randintegral in Form der Summe aller Wirkleistungsmessungen der Kuppelleitungen c der Regelzone i :

$$P_{\text{ext, ist, } i} = \sum_c P_{\text{ist, } i, c} \quad c = 1, 2, \dots, N_{\text{KL}} \quad (3.12)$$

Damit ergibt sich die Übergabeleistungsabweichung der Regelzone i zu:

$$\Delta P_{\text{ext, } i} = P_{\text{ext, ist, } i} - P_{\text{ext, soll, } i} \quad (3.13)$$

Da Leistungsüberschuss und Defizit gegebenenfalls unterschiedlich zu gewichten sind, wird nicht lediglich der Betrag der Abweichung betrachtet, sondern separate Ober- und Untergrenzen eingeführt. Hierdurch wird zwischen Über- und Untereinspeisung von Wirkleistung unterschieden:

$$\Delta P_{\text{ext, min, } i} \leq \Delta P_{\text{ext, } i} \leq \Delta P_{\text{ext, max, } i} \quad (3.14)$$

Fahrplanmanagement

- ΔFP : Diskrepanzen bei Austauschprogrammen bzw. Fahrplananmeldungen

Die Fahrplananmeldungen und daraus hervorgehenden Austauschprogramme bilden die Eingangsdaten für die Leistungs-Frequenzregelung. Im Rahmen der Validierung werden die Fahrplananmeldungen der Marktteilnehmer (Bilanzkreise) und die Austauschprogramme zwischen den Regelzonen überprüft.

Zum aktuellen Zeitpunkt T_{akt} müssen alle zwischen den Regelzonen i und j wechselseitig angemeldeten Energieaustauschprogramme innerhalb eines Betrachtungszeitraumes t_{ges} übereinstimmen. Informationen über auftretende Diskrepanzen oder einer Unterschreitung der einzuhaltenden Vorlaufzeit dienen dem Schaltengenieur als Grundlage, um rechtzeitig koordinierend eingreifen zu können.

Regelleistung

- $RL_{\%}$: Auslastung der Regelleistung

Der Schaltengenieur beobachtet die Auslastung der Sekundärregelleistung und überwacht diese. Für ihn ist insbesondere von Interesse, ob genügend freie Regelleistung vorhanden ist, um die Regelfähigkeit im Falle eines Ereignisses, wie dem Ausfall einer Erzeugungseinheit, sicherstellen zu können. Bei einer langanhaltenden hohen Auslastung von Sekundärregelleistung wird über die Aktivierung von Minutenreserve entschieden.

Diese Einsatzentscheidung erfolgt durch den Schaltengenieur der Netzleitstelle und wird durch den manuellen Einsatz als Fahrplanlieferung aktiviert. Dabei hängt der Einsatz von Minutenreserve nicht nur von der Höhe des aktuellen Sekundärregelleistungseinsatzes ab, der Schaltengenieur muss vielmehr analysieren, ob von einer länger andauernden Notwendigkeit der bereits eingesetzten Regelleistung auszugehen ist. Der Bedarf ist also kontinuierlich zu prüfen und anzupassen. Bei der Entscheidungsfindung müssen sowohl die Ex-post-Entwicklung des Regelleistungseinsatzes beobachtet als auch zusammen mit weiteren Einflussgrößen der zukünftige Bedarf antizipiert werden, um Minutenreserve proaktiv einsetzen zu können. Zu solchen Faktoren zählen beispielsweise Fahrplansprünge, wie bevorstehende große Änderungen von Austauschprogrammen im europäischen Übertragungsnetz beziehungsweise Stundensprünge von Bilanzkreisen [74, 75].

Die Auslastung entspricht dem aktuellen Sekundärregelleistungsbedarf $P_{RL, soll, i}$ der Regelzone i , bezogen auf die kontrahierte Menge $P_{RL, pos/neg, i}$. Da das Sekundär-

regelleistungsband nicht symmetrisch dimensioniert ist, unterscheidet man bei der Bestimmung der Auslastung d_{RL} zwischen positivem und negativem Bedarf:

$$d_{RL,i} = \begin{cases} \frac{P_{RL,soll,i}}{|P_{RL,neg,i}|}, & P_{RL,soll,i} < 0 \rightarrow \text{ggf. Aktivierung MRL negativ} \\ \frac{P_{RL,soll,i}}{P_{RL,pos,i}}, & P_{RL,soll,i} \geq 0 \rightarrow \text{ggf. Aktivierung MRL positiv} \end{cases} \quad (3.15)$$

Erreicht die Auslastung einen Schwellwert, dient dies dem Schaltungingenieur als Aufmerksamkeitsindikator:

$$d_{RL,min} \leq d_{RL,i} \leq d_{RL,max} \quad (3.16)$$

Mit Einführung des Netzregelverbundes (siehe Kapitel 2.2.5) genügt es nicht mehr, sich allein an der Auslastung einer einzelnen Regelzone zu orientieren. Vielmehr ist die Gesamtauslastung des NRV [40] beziehungsweise des Regelblockes von Bedeutung und mit den Informationen über die Auslastungen der einzelnen Regelzonen zu kombinieren.

- ΔP_{RL} : Abweichung bei der Regelleistungserbringung

Der Schaltungingenieur überwacht die physikalische Erbringung der Sekundärregelleistung $P_{RL,ist}$ und vergleicht diese mit dem Sollwert der Sekundärregelleistung $P_{RL,soll}$. Um den Schaltungingenieur bei diesem Vergleich mental zu entlasten, wird die Differenz zwischen Ist- und Sollwert betrachtet:

$$\Delta P_{RL} = P_{RL,ist} - P_{RL,soll} \quad (3.17)$$

Dabei ist zu beachten, dass den Erzeugungsanlagen für die vollständige Erbringung der Sekundärregelleistung eine angemessene Zeitspanne von beispielsweise fünf Minuten einzuräumen ist.

3.2.4 Indirekte und externe Kriterien

Während die beiden Kategorien „Netzzustand“ sowie „Zustand der Systembilanz“, Informationen mit harten Grenzwerten beinhalten - im Folgenden „direkte Kriterien“ genannt - umfasst der folgende Bereich sogenannte „indirekte Kriterien“. Indirekte Kriterien umfassen Informationen, für die nicht zwingend harte numerische Grenzwerte definierbar sind [76, 77], die jedoch für den Schaltungingenieur bei der Situationserfassung mit hinzugezogen werden. Die Informationen werden zudem als „externe Kriterien“ bezeichnet, da diese durch den Netzbetreiber im Normalbetrieb nicht beeinflussbar sind.

Einige der relevanten indirekten und externen Informationen sind in der folgenden Übersicht aufgeführt.

Tabelle 3.3: Relevante Informationen: Indirekte und externe Kriterien

Bereich	Information	
Erneuerbare Energien	• Höhe der EE-Einspeisung, insbesondere Wind und PV	P_{EE}
	• Höhe der Windenergieeinspeisung	P_{Wind}
	• Höhe der Prognoseabweichung	ΔP_{EEG}
Regionale Einspeisung	• Höhe der regionalen Einspeiseleistung	$\sum P_G$
	• Höhe der regionalen frei verfügbaren Kraftwerksleistung	$\sum P_{frei}$
Stromhandel	• Austauschprogramme Höhe und Richtung	P_{soll}
Netzlaster	• Höhe der Netzlast (Vertikale / Nachfrage in der Regelzone)	P_L
	• Güte der Bilanzkreisprognosen	ΔP_L
Extremereignisse	• Außergewöhnliche Wetterbedingungen, Naturkatastrophen, Terrorattacken	HILF

Erneuerbare Energien

- P_{EE} : Höhe der EE-Einspeisung
- P_{Wind} : Höhe der Windenergieeinspeisung

Die Höhe der Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen (EE), insbesondere dargebotsabhängige, volatile Windenergie- und PV-Einspeisung, dient als Hinweis

einer erhöhten Unsicherheit. Neben der Einspeisung aus EE in Summe wird zusätzlich nach Energiearten wie Wind und PV unterschieden. Eine hohe Windenergieeinspeisung wird als Indikator für hohe Leistungsflusssituationen herangezogen (siehe Bild 1.1). Die volatile Einspeisung sorgt zudem für sich häufig ändernde Leistungsflusssituationen. Große Schwankungen bei der Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen dienen somit als Indikator für eine sich ändernde Leistungsflusssituation.

- ΔP_{EEG} : Höhe der Prognoseabweichung EEG-Bewirtschaftung

Neben der absoluten Einspeisung wird auch die Höhe der EEG-Prognoseabweichung überwacht. Die Abweichung der physikalischen Erzeugung von der Vortagesprognose muss vom Schalteningenieur kompensiert werden (siehe Kapitel 2.2.7). Die final verbleibende Abweichung wird durch Regelleistung ausgeglichen. Zudem dient die Information über die Höhe der Prognoseabweichung als Hinweis darauf, dass die Engpassvorschau mit einer erhöhten Unsicherheit behaftet sein kann.

Die EEG-Prognoseabweichung ΔP_{EEG} ergibt sich zu:

$$\Delta P_{\text{EEG}} = P_{\text{EEG, ist}} - P_{\text{EEG, prog}} \quad (3.18)$$

Regionale Einspeiseleistung

- $\sum P_{\text{G}}$: Höhe der regionalen Einspeiseleistung

Die Einspeiseleistung in bestimmten, vordefinierten Regionen wird beobachtet, um typische Erzeugungsmuster zu erkennen, die Rückschlüsse auf eine potentiell angespannte Leistungsflusssituation zulassen [6].

Die Höhe der Einspeisung in der definierten Netzregion entspricht der Summe über alle Generatoren g in Regelzone oder Netzregion i :

$$P_{\text{G}, i} = \sum_g P_{\text{ist}, g, i} \quad g = 1, 2, \dots, N_{\text{G}} \quad (3.19)$$

- $\sum P_{\text{frei}}$: Höhe der regionalen, frei verfügbaren Leistung

Neben der potentiell engpassverursachenden Einspeisung ist für die Problemlösung im Fall von Engpässen wichtig, ob in bestimmten Regionen freie Leistung für Redispatchmaßnahmen zur Verfügung steht.

Die Höhe der thermischen und hydraulischen verfügbaren Kapazitäten in der definierten Netzregion entspricht der Summe der verfügbaren Leistung aller entsprechenden Generatoren g in Regelzone oder Netzregion i :

$$P_{\text{verf}, i} = \sum_g P_{\text{verf}, g, i} \quad g = 1, 2, \dots, N_G \quad (3.20)$$

Damit ergibt sich die Höhe der regionalen, frei verfügbaren thermischen und hydraulischen Kapazitäten zu:

$$P_{\text{frei}, i} = P_{\text{verf}, i} - P_{G, i} \quad (3.21)$$

Stromhandel

- P_{soll} : Austauschprogramme Höhe und Richtung

Die Höhe der Regelprogramme beziehungsweise Austauschprogramme pro Grenze dienen als relevante Information über die Leistungsflusssituation. Des Weiteren werden große Änderungen der Austauschprogramme beobachtet. Zum einen als Hinweis für sich ändernde Leistungsflusssituationen, zum anderen, um pro-aktiv Minutenreserve einsetzen zu können (siehe Kapitel 2.2.5) [74, 75].

Typische Leistungsflusssituationen können einfacher erkannt werden, indem nicht einzelne Grenzen separat betrachtet werden, sondern mehrere Grenzen zu einem technischen Profil integriert werden [78].

Netzlast

- P_L : Höhe der Netzlast (Vertikale Netzlast / Nachfrage in der Regelzone)

Die Höhe der Netzlast dient als Indikator für die Netzauslastung beziehungsweise für eine angespannte Leistungsflusssituation [6]. Die Entwicklung der Netzlast wird bei der Spannungshaltung als zusätzliche indirekte Information berücksichtigt.

- ΔP_L : Güte der Bilanzkreisprognosen

Als Anhaltspunkt für einen hohen Regelleistungsbedarf durch Prognoseabweichungen von Marktteilnehmern (Bilanzkreisen) dient ein Vergleich der Lastprognosen der Bilanzkreise mit der Lastprognose des ÜNB.

Dazu wird die Abweichung der „Top-Down“-Prognose beziehungsweise Hochrechnung der ÜNB P_L mit der Summe der „Bottom-Up“-Prognosen $P_{BK, b}$ aller Bilanzkreise b ermittelt:

$$\Delta P_L = \left| P_L - \sum_b P_{BK, b} \right| \quad b = 1, 2, \dots, N_{BK} \quad (3.22)$$

Extremereignisse

- **HILF**: Außergewöhnliche Wetterbedingungen, Naturkatastrophen, Terrorattacken

Extremereignisse, sogenannte „High Impact Low Frequency (HILF) Events“, wie beispielsweise außergewöhnliche Wetterbedingungen, Naturkatastrophen oder Terrorattacken, beeinflussen die Systemsicherheit [14, 79].

Bei kritischen Wettersituationen ist eine Untersuchung außergewöhnlicher Fehlereignisse, sogenannter „Exceptional Contingencies“ [14], erforderlich. So werden im Rahmen der Netzsicherheitsanalyse beispielsweise zusätzliche Ausfälle wie Common-Mode-Fehler untersucht. Hierzu werden vom Schaltungingenieur Meldungen wie Unwetterwarnungen und Informationen des Blitzortungssystems herangezogen.

3.3 Priorität der Systemzustandsinformationen

Die durchgeführte Aufgabenanalyse zeigt, dass es Unterschiede in der Priorität der identifizierten Systemzustandsinformationen gibt. Dabei ist die Bewertung der Relevanz, erfasst in Form von Interviews sowie Fragebögen, konsistent unter den Schaltungingenieuren.

Darüber hinaus belegen Simulationsrechnungen, dass hohe Windenergieeinspeisung sowie hohe Regel- beziehungsweise Austauschprogramme zu hohen Leistungsflüssen im Übertragungsnetz führen und damit Extremsituationen darstellen. Insgesamt haben die Erfahrungen bei kritischen Netzsituationen gezeigt, dass die folgenden sechs identifizierten Systemzustandsinformationen bei der Einschätzung des Systemzustandes als höchst prior einzustufen sind.

Die identifizierten Systemzustandsinformationen mit höchster Priorität lauten:

- **n-1, I:** Verletzung der Stromgrenzwerte bei Ausfallsimulation,
- **n-1, U:** Verletzung der Spannungsgrenzen bei Ausfallsimulation,
- Δf : Frequenzabweichung,
- **ACE:** Regelabweichung,
- **P_{Wind}:** Höhe der Windenergieeinspeisung,
- **P_{soll}:** Höhe des Regel- beziehungsweise Austauschprogramms.

Die Priorisierung wird am Beispiel der Systemzustandsinformation „**n-1, I**“ erläutert: Bei der Netzüberwachung hat die Darstellung der Resultate der (n-1)-Ausfallsimulationsrechnung (**n-1, I**) eine höhere Priorität als die Präsentation der Ergebnisse der Leistungsflussberechnung im Grundfall (**n-0, I**), da diese normalerweise eher auftreten und damit einen Frühwarncharakter für den Schaltungingenieur darstellen.

Die große Anzahl und Diversität der Einzelinformationen zeigt die Komplexität der Überwachungsaufgabe in der Systemführung. Wie beschrieben, können bei der Informationswahrnehmung maximal fünf bis neun Informationseinheiten gleichzeitig erfasst werden (siehe Kapitel 2.4.2). Folglich ist eine Reduktion der Einzelinformationen notwendig. Eine entscheidende Frage hierbei ist, inwieweit diese reduziert werden dürfen, um die Situationserfassung zu unterstützen, ohne jedoch dem Schaltungingenieur wichtige Informationen zu entziehen.

4 Visualisierungskonzept

4.1 Hierarchische Informationsdarbietung

4.1.1 Visualisierungsebenen

Im Rahmen des Visualisierungskonzeptes wird zur Vermeidung einer Datenüberflutung eine hierarchische Informationsdarbietung, basierend auf den in [19, 22] dargestellten Entwicklungen, verwendet (siehe Bild 1.5). Das Visualisierungskonzept wird nochmals in Bild 4.1 verdeutlicht.

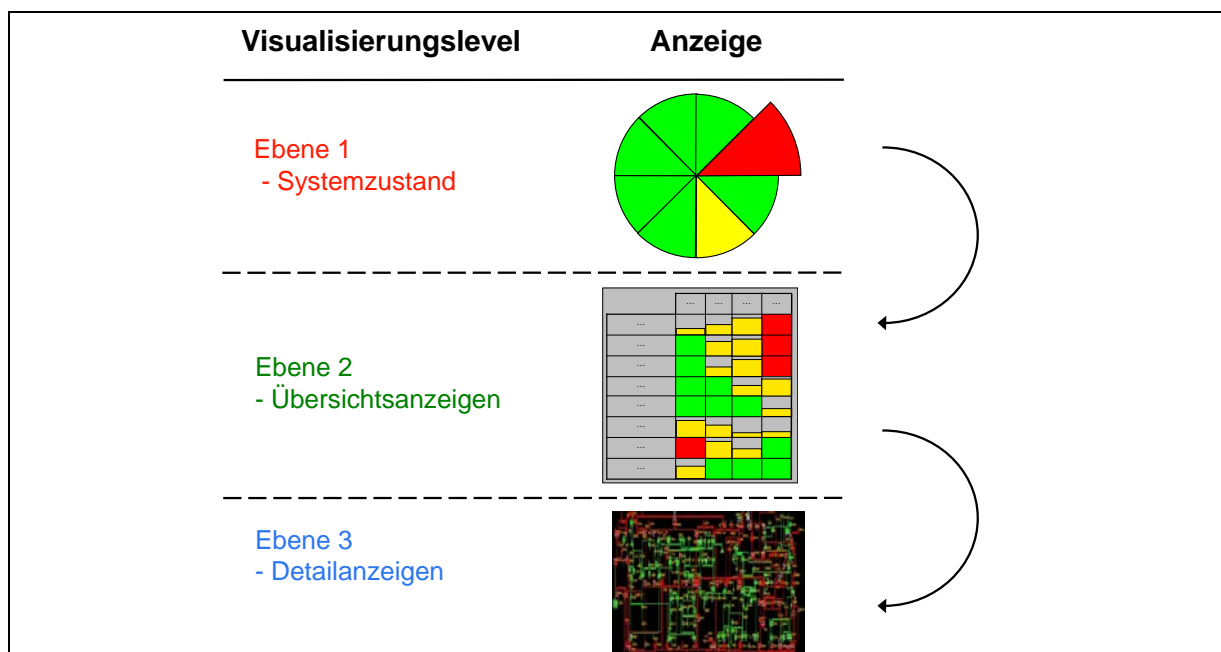


Bild 4.1: Visualisierungskonzept [19, erweitert]

Dieser Ansatz ermöglicht es, Anzeigenebenen mit einem unterschiedlichen Informationsgrad zu generieren. Es werden drei Ebenen der Informationsvermittlung unterschieden [20, 80]. Während die unterste Ebene die Information in direkter Form darstellt, werden mit jeder Ebene die Informationen weiter abstrahiert. Die Anforderungen an die Visualisierung gehen jedoch über eine einfache Informationsreduktion hinaus.

Die höchste Ebene (Bild 4.1, Ebene 1), der Fokus dieser Arbeit, stellt den globalen Systemzustand dar. Dem Schaltungeningenieur wird angezeigt, ob sich das Gesamtsystem im gewünschten Zustand befindet und falls nicht, präsentiert die

Anzeige den Grad der Abweichung. Die Darstellung muss so erfolgen, dass der Systemzustand intuitiv und im Echtzeitbetrieb nach geringer Betrachtungszeit gedeutet werden kann. Die Hauptaufgabe der höchsten Visualisierungsebene liegt darin, die Aufmerksamkeit im Falle einer Abweichung zu erzielen, also die erste Stufe der Situationserfassung zu unterstützen (vgl. Kapitel 2.4.3, Bild 2.9).

Gemäß dem Konzept der hierarchischen Informationsdarbietung aus Bild 1.5 und Bild 4.1 werden in der mittleren Visualisierungsebene weitere Übersichtsbilder als Ergänzung zur globalen Systemzustandsanzeige entwickelt.

Wurden in der ersten Visualisierungsebene mittels der globalen Systemzustandsanzeige Abweichungen oder Verletzungen vom Sollzustand entdeckt, dienen die Darstellungen der mittleren Visualisierungsebene (Bild 4.1, Ebene 2) dazu, weitere Übersichten zur entsprechenden Systemzustandsinformation anzuzeigen. Hier erfolgt insbesondere eine Unterstützung der Stufen zwei und drei der Situationserfassung (vgl. Kapitel 2.4.3), indem die Ursache der Abweichung und die Wirkung (Bild 2.9, Stufe 2) erkennbar werden. Ähnlich wie in der obersten Darstellungsebene sollen auch hier möglichst visuell intuitiv wahrnehmbare Darstellungsmethoden verwendet werden.

Für die vollständige Situationserfassung sind alle Visualisierungsebenen - neben der Darstellung des Systemzustandes sowie den Übersichtsanzeigen auch Detailanzeigen - erforderlich. Diese werden in der untersten Ebene bereitgestellt. Ein Beispiel ist die klassische Netzdarstellung in Form von Leitungsdiagrammen für Steuerungsaufgaben (Bild 4.1, Ebene 3).

4.1.2 Verfahren der Datenreduktion

Gemäß dem Konzept der hierarchischen Informationsdarbietung (siehe Bild 1.5 und Bild 4.1) ist die Anzahl der gleichzeitig dargestellten Informationen zu reduzieren. Bei den Reduktionsverfahren ist zu beachten, dass die Verständlichkeit der angewandten Verfahren sowie die Deutung der dargestellten reduzierten Informationen für den Schaltungingenieur gewährleistet sein müssen [81]. Anderenfalls käme es zu dem gegenteiligen Effekt - der Behinderung der Situationserfassung (vgl. Kapitel 2.4.3). Des Weiteren sieht die Forderung der Umkehrbarkeit vor, dass der Schaltungingenieur bei Abweichungen der Systemzustandsinformationen unmittelbar auf die verursachende Größe schließen können sollte [81]. Hieraus ergibt sich ein zu lösender Zielkonflikt, da sowohl eine Datenflut, als auch Verdeckungseffekte zu vermeiden sind. Verdeckungseffekte treten auf, falls Informationen im Rahmen der Datenreduktion nicht in der übergeordneten Anzeige dargestellt werden oder diese aufgrund numerischer Datenaggregation nicht mehr nachvollziehbar oder direkt erkennbar sind.

Aus Gründen der Eindeutigkeit sowie Umkehrbarkeit der dargestellten Informationen werden im Rahmen dieser Arbeit zur Datenreduktion die folgenden zwei Verfahren der Selektion ausgewählt (siehe Bild 4.2).

Eine Form der Datenselektion ist das Weglassen irrelevanter Informationen für die jeweilige Anzeige [81]. Wie in Kapitel 3.3 analysiert, werden die Systemzustandsinformationen in ihrer Relevanz unterschieden. Als eine Möglichkeit der Datenreduktion durch Selektion wird daher die Auswahl und Anzeige der höchst prioren Informationen betrachtet (siehe Bild 4.2, links).

Des Weiteren können innerhalb der jeweiligen Darstellung selbst wiederum hierarchische Techniken [20] verwendet werden. Bei der Maximalwert-Methode (siehe Bild 4.2, rechts) werden zur Aufmerksamkeitsgewinnung und Erkennung von Trends lediglich die größten Abweichungen dargestellt. Die vollständigen Informationen können in unterlagerten Ebenen aufgerufen werden. Diese Methode wird sowohl bei der Reduktion der Anzahl gleichzeitig dargestellter Systemzustandsinformationen (siehe Kapitel 4.2.2) als auch bei Darstellungen der mittleren Visualisierungsebene (siehe Kapitel 4.3.1) angewandt.

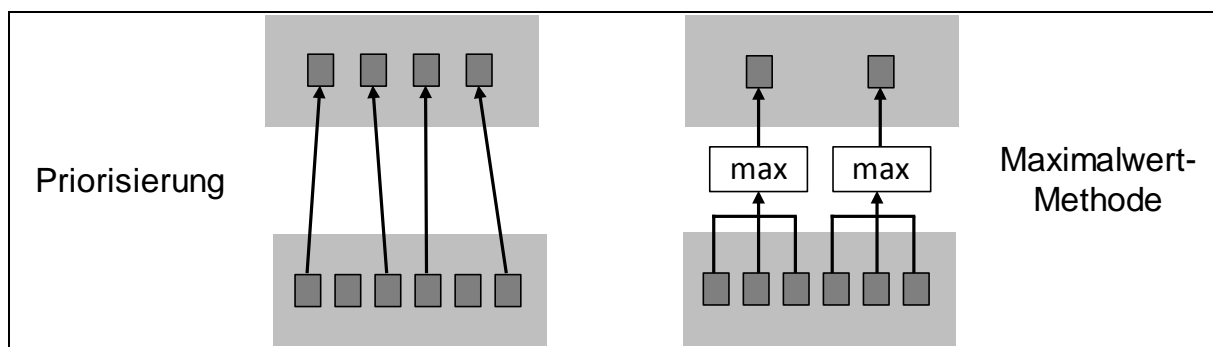


Bild 4.2: Datenselektion mittels Priorisierung bzw. Maximalwert-Methode

4.2 Darstellung des globalen Systemzustandes

4.2.1 Darstellungsvarianten Systemzustandsanzeige

Den Fokus dieser Arbeit bildet die höchste Visualisierungsebene zur Darstellung des globalen Systemzustandes. Das Ziel hierbei besteht in der Gestaltung einer Anzeige, welcher intuitiv entnommen werden kann, ob sich das System im gewünschten Sollzustand befindet. Ist dies nicht der Fall, soll der Grad der Abweichung angezeigt werden. Neben der Erzeugung von Aufmerksamkeit wird mit der Darstellung der Abweichung das Δ -Denken des Schaltungingenieurs unterstützt, bei dem hauptsächlich Änderungen des Zustandes beachtet werden [19].

Wie in Kapitel 3 analysiert, muss der Schaltungingenieur eine Vielzahl von Informationen beobachten, um den Gesamtzustand bewerten zu können. Bei den Einzelinforma-

tionen handelt es sich inhaltlich, sowie von der zeitlichen Auflösung her, um unterschiedliche Daten, Multiparameterdaten genannt. Die Zusammenhänge zwischen den einzelnen Daten sind häufig schwer beziehungsweise nur mit hohem kognitivem Aufwand zu erkennen [20].

Als Möglichkeit der graphischen Datenintegration können glyphenbasierte Techniken eingesetzt werden. Dabei werden die Werte auf geometrische oder farbliche Darstellungsattribute projiziert [20]. In Bild 4.3 werden verschiedene Darstellungsvarianten für Systemzustandsanzeigen beispielhaft vorgestellt.

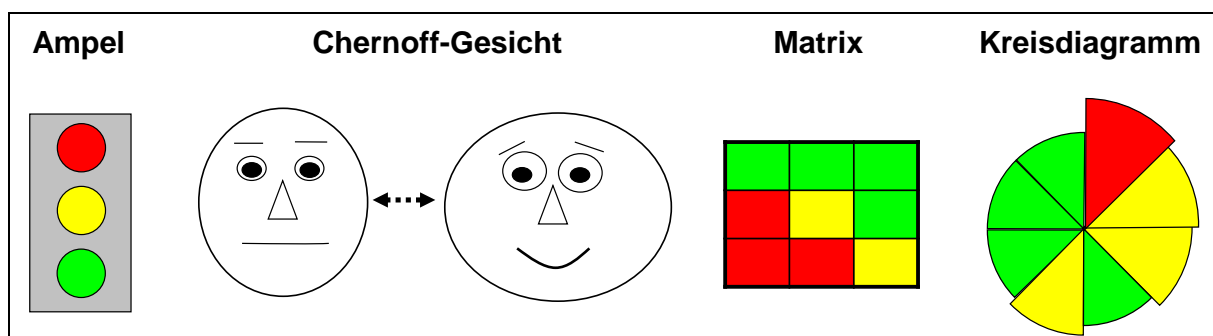


Bild 4.3: Darstellungsvarianten Systemzustandsanzeige

Als einfachste Form einer solchen Anzeige ist hier die Ampeldarstellung aufgeführt. Dies entspricht der höchsten Verdichtung an Einzelinformationen (vgl. Bild 1.5, Spitze der Pyramide). Hierbei werden die Systemzustandsinformationen in eine einzige Variable verdichtet und farbcodiert (grün/gelb/rot). Befindet sich das System im Soll- oder Normalzustand, ist die Ampel grün, der Warnzustand wird gelb und der Alarmzustand rot codiert. Dabei können sowohl Ampeln unter Verwendung eines einzigen Farbfeldes als auch unter Verwendung unterschiedlicher Felder, wie in Bild 4.3, dargestellt werden. Der Vorteil der zweiten Variante besteht darin, dass über die Position des aktivierten Farbfeldes auch Menschen mit Rot-Grün-Sehschwäche den Ampelzustand erkennen können. Diskussionen mit den Schaltungstechnikern im Rahmen der Gebrauchstauglichkeitsuntersuchungen (Kapitel 6) zeigen, dass eine Abbildung des Systemzustands mittels Ampel bei Anwendungen im europäischen Übertragungsnetz, wie beispielsweise in [82], brauchbar sein können, jedoch zur Veranschaulichung des eigenen Systemzustands eine zu hohe Verdichtung der Informationen aufweisen. Insbesondere das geforderte Erkennen von Zusammenhängen zwischen den verschiedenen Systemzustandsinformationen ist mit einer solchen Darstellung nicht möglich. Auch der Grad der Abweichung ist nicht erkennbar.

Eine weitere Darstellungsvariante von Multiparameter-Daten kann mittels Chernoff-Ikonen erfolgen [20, 33]. Bei dieser Anzeige können mehrere Eingangsgrößen auf Form und Größe der verschiedenen Gesichtselemente abgebildet und kombiniert werden. Diese Repräsentation gilt zwar als intuitiv wahrnehmbar, ein Nachteil ist

jedoch, dass auch hier Zusammenhänge nicht eindeutig erkennbar sind. Weitere Kritikpunkte können den Ausführungen in [19] entnommen werden. Analysen im Rahmen der Gebrauchstauglichkeitsuntersuchungen bestätigen die Annahme, dass diese Variante zu Akzeptanzproblemen in der Systemführung führt (vgl. Kapitel 6). Daher wird diese Art der Anzeige nicht weiter betrachtet.

In der Matrixdarstellung (Bild 4.3, dritte Darstellungsvariante) können über sogenanntes Shape Coding [20] mehrere Informationen gleichzeitig dargestellt werden. Die verschiedenen Größen werden jeweils einer Zelle zugeordnet und analog zur Ampeldarstellung farblich codiert. So können hier mehrere Systemzustandsinformationen aus Kapitel 3.2 parallel angezeigt werden. Die geeignete Anordnung mittels logischer, inhaltlicher Gruppierung ermöglicht es, kausale Zusammenhänge der einzelnen Systemzustandsinformationen aufzuzeigen. Damit werden zwei zentrale Forderungen an die Visualisierung, die Unterstützung bei der Erkennung von Korrelationen und die Mustererkennung von typischen Netzsituationen, erfüllt.

Die Darstellung in Form eines Kreisdiagramms (Bild 4.3, rechts) entspricht einer Erweiterung der in [19, 22] entwickelten „integralen Netzzustandsanzeige“ (INA). Die Systemzustandsinformationen werden jeweils einem Kreissegment zugeordnet. Analog zur Matrixdarstellung werden die Mustererkennung und die Erkennung von Korrelationen zwischen verschiedenen Größen unterstützt. Da die Zustände der einzelnen Informationen neben farb- auch formcodiert werden, ist darüber hinaus auch der Grad der jeweiligen Abweichung direkt erkennbar. Daher wird diese Darstellungsvariante zur Visualisierung des globalen Systemzustandes im Folgenden näher betrachtet.

4.2.2 Kreisdiagramm als Systemzustandsanzeige

4.2.2.1 Prinzip des Kreisdiagramms

Um den globalen Systemzustand grafisch zu repräsentieren, werden die unterschiedlichen Systemzustandsinformationen aus Kapitel 3.2 in einem integralen Kreisdiagramm zusammengeführt. Dabei steht jedes Kreissegment für eine einzelne Systemzustandsinformation.

In Bild 4.4 ist zur Erläuterung des Prinzips des Kreisdiagramms die zeitliche Entwicklung über drei Zeitschritte dargestellt. Das Farbschema entspricht der zuvor beschriebenen Farbcodierung der Ampeldarstellung. Sind alle Systemzustandsinformationen im Normal- oder Sollzustand, wird das Kreisdiagramm als symmetrischer, grüner Kreis dargestellt. Abweichungen vom Sollzustand oder Grenzwertverletzungen werden mittels Radius und Farbe des jeweiligen Kreissegmentes codiert. So werden diese intuitiv erfasst, da die menschliche

Wahrnehmung, wie in Kapitel 2.4 erläutert, auf Asymmetrien reagiert. Die genaue mathematische Abbildung der Systemzustandsinformationen auf den Radius wird in Kapitel 5 erläutert.

Zusätzlich zur Anzeige des aktuellen Zustandes wird das Kreisdiagramm um Ex-ante- und Ex-post-Anzeigen zur Darstellung von Trend und Historie ergänzt. Der Trend oder falls verfügbar der zukünftige Wert - beispielsweise in Form eines Fahrplanwertes - wird über die Farbe und Form eines Pfeils codiert. Die Farbe kennzeichnet den für den nächsten Zeitpunkt angenommenen Zustand (grün, gelb, rot). Neben dieser Farbcodierung wird gleichzeitig über die Richtung des Pfeils angezeigt, ob der entsprechende Wert zu- oder abnimmt. Zur Vervollständigung der Darstellung der zeitlichen Entwicklung wird über eine gestrichelte Linie der vorherige Wert dargestellt. Wie in Kapitel 2.4.3 gezeigt, ist die Visualisierung der zeitlichen Entwicklung entscheidend, um den Schaltungenieur bei der Projektion des zukünftigen Systemzustandes zu unterstützen (Situationserfassung, Stufe 3).

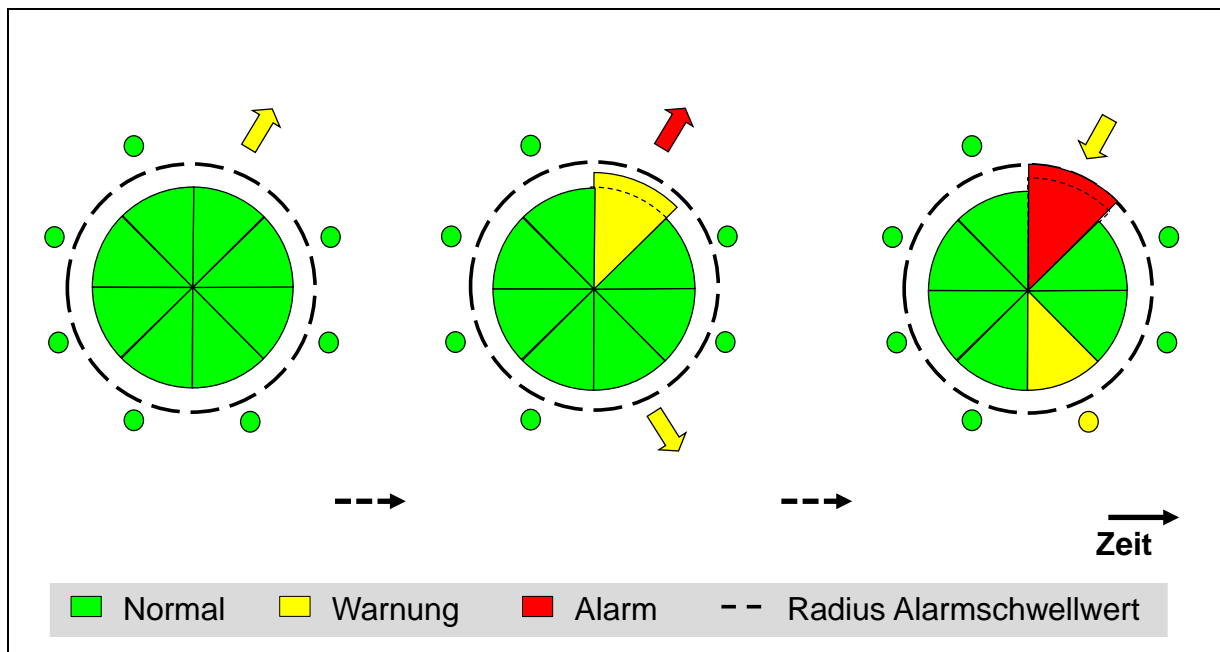


Bild 4.4: Prinzip des Kreisdiagramms mit Trendanzeigen - zeitliche Entwicklung

Neben der Abbildung von Abweichungen auf den Radius und die Farbe kann die Relevanz der jeweiligen Systemzustandsinformation über den Winkel des Kreissegmentes codiert werden. So können höher priore Systemzustandsinformationen über Kreissegmente mit größerem Winkel abgebildet werden. Entsprechende exemplarische Darstellungen werden in Kapitel 6 präsentiert.

Wie bereits erläutert, können nicht alle in Kapitel 3.2 identifizierten Systemzustandsinformationen zusammen dargestellt werden. So sind gemäß Kapitel 2.4.2 vorzugsweise lediglich 5-9 Informationseinheiten (sogenannte „chunks“) gleichzeitig anzuzeigen. Zugleich stellt sich die Frage, inwieweit die Informationen

reduziert werden dürfen, denn Zusammenhänge zwischen den einzelnen Größen sollen in der globalen Systemzustandsanzeige möglichst erfassbar sein, um beispielsweise die Wahrnehmung von Kausalitäten und Mustererkennung zu unterstützen. Es stellt sich die Frage, wie breit gefächert der Bereich der globalen Systemzustandsanzeige sein sollte (siehe Bild 1.5, Ebene 1).

Im Folgenden werden zwei Methoden der Datenreduktion durch Selektion der Systemzustandsinformationen vorgestellt.

4.2.2.2 Priorisierung

Die erste Form der Datenreduktion innerhalb der Systemzustandsanzeige erfolgt mittels Selektion der höchst prioren Systemzustandsinformationen (vgl. Kapitel 3.3 sowie Bild 4.2, links). In Bild 4.5 ist das Kreisdiagramm mit den identifizierten höchst prioren Größen schematisch dargestellt. Dabei sind die Informationen nicht zufällig angeordnet, sondern systematisch gruppiert, um die Mustererkennung und Detektion von Kausalitäten zwischen Einflussgrößen zu unterstützen. Die Erkennung von Korrelationen und kausalen Zusammenhängen von Ursache und Wirkung wird durch die gleichzeitige Darstellung von direkten (z.B. (n-1)-Verletzung, „n-1, I“) und erstmalig auch indirekten Informationen (z.B. Höhe der Windenergieeinspeisung, „P_{Wind}“) in einem Diagramm unterstützt. So kann der Schaltungenieur prototypische Situationen, wie etwa „hohe Windenergieeinspeisung führt zu hohen physikalischen Leistungsflüssen im Netz mit einhergehender (n-1)-Verletzung“, wie in Bild 4.5 dargestellt, intuitiv erfassen.

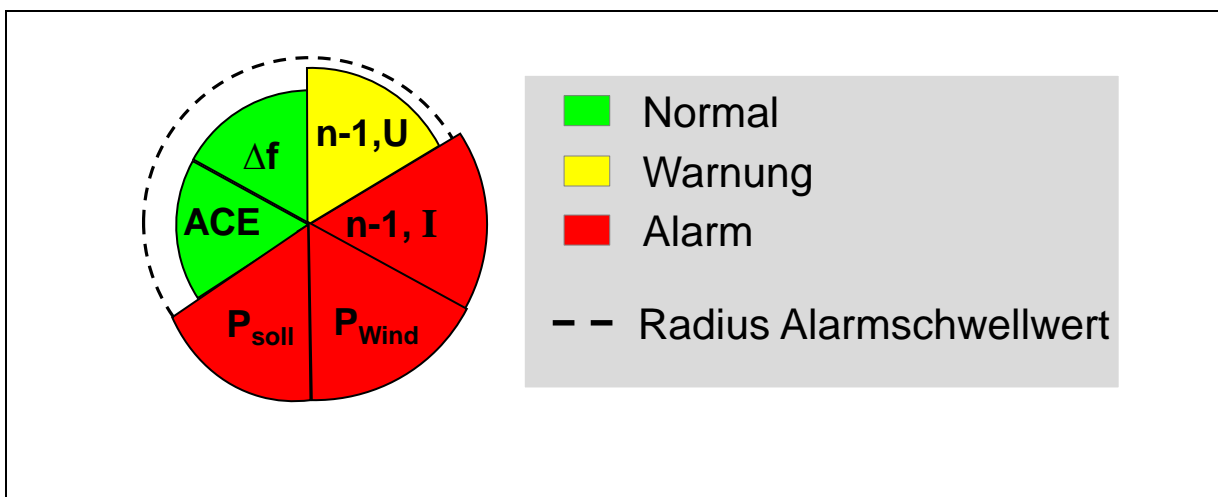


Bild 4.5: Visualisierung der höchst prioren Systemzustandsinformationen

4.2.2.3 Kreisdiagramm als hierarchische Mehrfachanzeige

Zur Reduktion der in der höchsten Ebene der Systemzustandsanzeige dargestellten Informationen wird das Kreisdiagramm zu einer hierarchischen Mehrfachanzeige

(englisch „Multiple Display“) erweitert. Dabei werden gemäß den Grundprinzipien der Situationserfassung [51] die in Kapitel 3.2 identifizierten Systemzustandsinformationen entsprechend den betrachteten Teilbereichen „Netzzustand“, „Systembilanz“ sowie „indirekte und externe Kriterien“ angeordnet und gruppiert.

In der höchsten Ebene zeigt die globale Anzeige mittels Maximalwert-Methode die maximale Abweichung für jedes Gebiet (Bild 4.6, Ebene 1.1, dunkelgrau hinterlegt). Alle weiteren Systemzustandsinformationen der drei Bereiche werden in einer zweiten Ebene der globalen Systemzustandsanzeige dargestellt (Bild 4.6, Ebene 1.2, hellgrau hinterlegt). Für eine intuitive Zuordnung ist die Anordnung an der Ausrichtung des entsprechenden übergeordneten Kreissegmentes orientiert. Sobald eine Abweichung vom Sollzustand auftritt, wird diese zweite Ebene dem Schaltungingenieur automatisch eingeblendet.

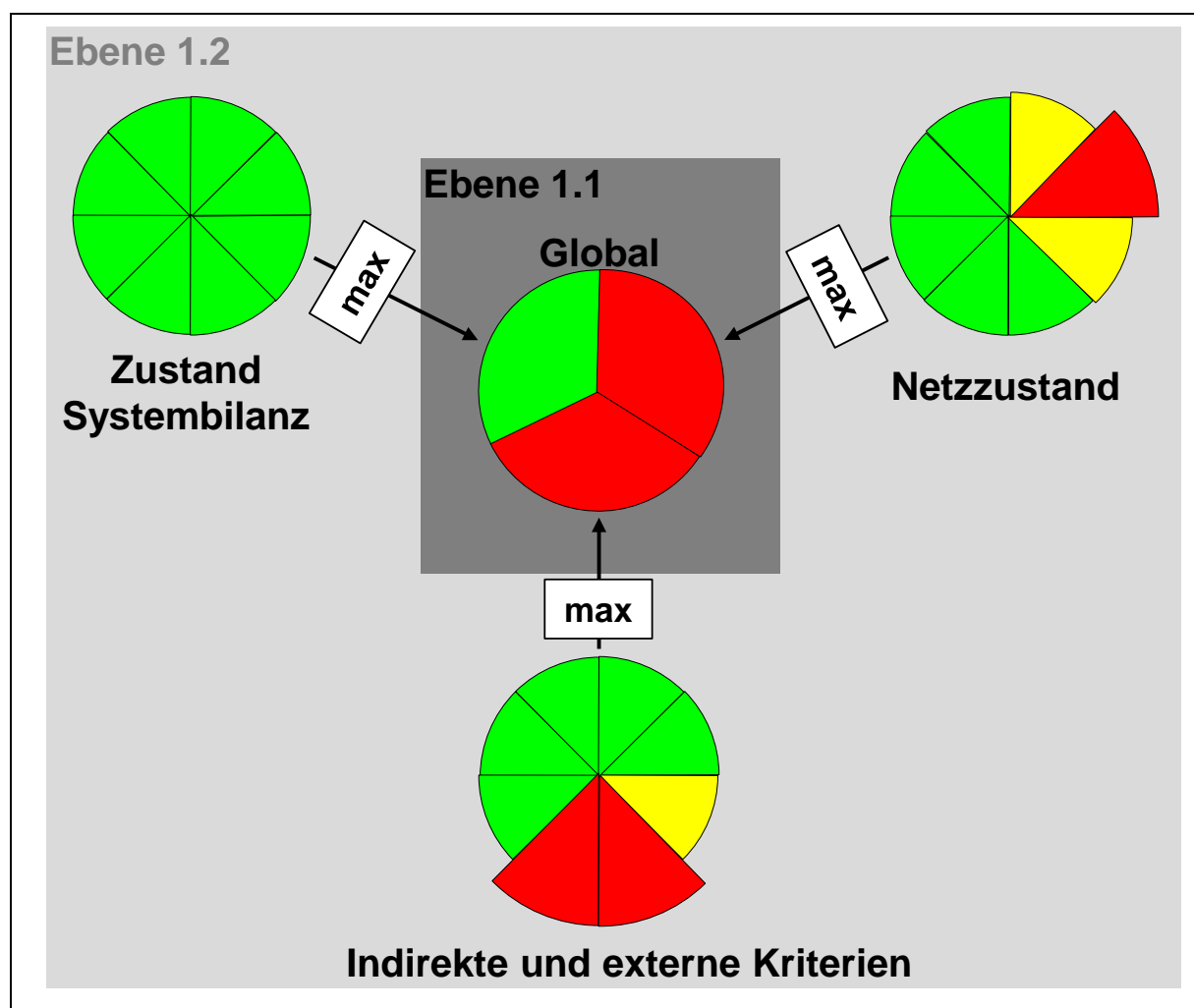


Bild 4.6: Hierarchische Mehrfachanzeige des globalen Systemzustandes

Im Rahmen der Untersuchungen der Gebrauchstauglichkeit in Kapitel 6 wird analysiert, ob die Datenverdichtung mittels Maximalwert-Methode gegebenenfalls einen zu hohen Verdeckungseffekt in der höchsten Ebene aufweist oder zu häufiges

Umschalten zwischen den beiden Ebenen notwendig ist. Als Alternative wird daher die permanente Darstellung beider Ebenen untersucht.

Die parallele Anzeige der verschiedenen Aufgabenbereiche führt zu einer von den verschiedenen Arbeitsplätzen geteilten Situationserfassung (englisch „shared SA“) und unterstützt so die Entscheidungsfindung der Schaltungingenieure [50].

4.2.2.4 Kombiniertes Kreisdiagramm

Um die Verdeckung von Informationen, die bei der hierarchischen Mehrfachanzeige lediglich in der zweiten Ebene beziehungsweise bei der Selektion der höchst prioren Informationen gar nicht gezeigt werden, möglichst zu reduzieren, werden die beiden beschriebenen Ansätze in Bild 4.7 zu einer erweiterten globalen Systemzustandsanzeige kombiniert. Dazu werden die Farbindikatorsegmente des globalen Kreisdiagramms der hierarchischen Anzeige der Darstellung der höchst prioren Informationen hinzugefügt. Die inneren Farbsegmente indizieren die maximalen Abweichungen der nicht direkt dargestellten, weniger wichtigen Systemzustandsinformationen der drei Teilbereiche („Netzzustand“, „Zustand Systembilanz“, „indirekte und externe Kriterien“).

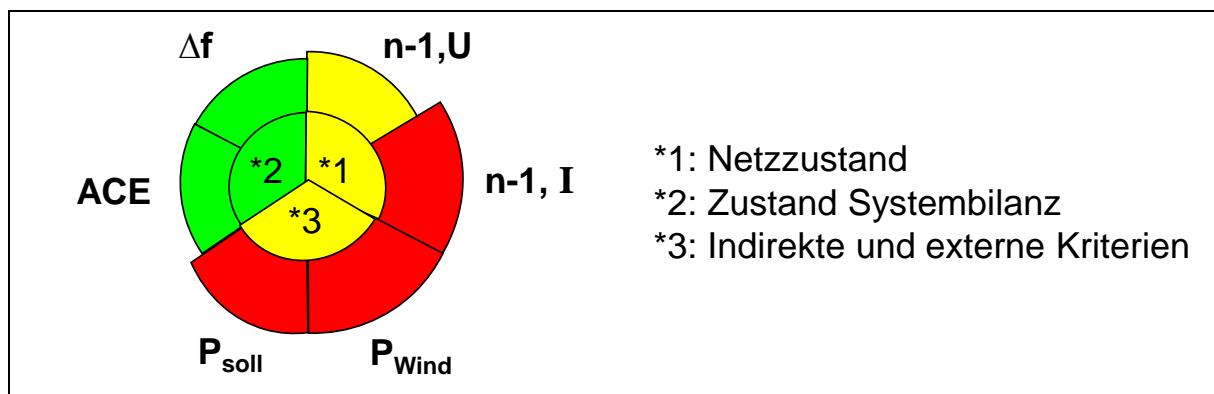


Bild 4.7: Kombiniertes Kreisdiagramm

Die angebotene Lösung reduziert den Verdeckungseffekt und erlaubt den Schaltungingenieuren, den globalen Systemzustand auf einen Blick zu erkennen. Dies ermöglicht eine intuitive Situationserfassung durch die Unterstützung der visuellen Wahrnehmung, wie die Mustererkennung.

4.3 Darstellung von Übersichtsanzeigen

4.3.1 Kiviatgraph

Eine intuitive Darstellungsform für Übersichtsanzeigen ist die Verwendung eines Kiviatgraphs - auch Wolff-, Stern- beziehungsweise Polardiagramm genannt

[20, 33, 83]. Diese Darstellungsform stellt ferner den Ursprung des zuvor vorgestellten Kreisdiagramms dar [19, 22]. Während beim beschriebenen Kreisdiagramm in der höchsten Visualisierungsebene pro Kreissegment unterschiedliche Systemzustandsinformationen dargestellt werden, wird das Diagramm in der mittleren Ebene dazu verwendet, eine Vielzahl von gleichartigen Werten anzuzeigen. Dazu werden die Daten geeignet normiert, abhängig von ihrem Wert strahlenförmig aufgetragen und über einen Streckenzug miteinander verbunden (siehe Bild 4.8). Wie bei der Kreisdarstellung der globalen Systemzustandsanzeige macht man sich auch hier die intuitive visuelle Wahrnehmung zu Nutze. Sind alle Werte im Sollzustand, wird ein symmetrischer Kreis dargestellt [33].

Kiviatgraphen eignen sich besonders, um Informationen mit geographischem Bezug über Polarkoordinaten, abhängig von der Himmelsrichtung, aufzutragen [83]. Dies wird im Rahmen dieser Arbeit beispielhaft für die Anzeige von Spannungs- und Frequenzwerten durchgeführt. Es stellt sich insbesondere die Frage, ob die direkte Anzeige der Werte bei einer sehr großen Anzahl von Messwerten oder einer hohen geographischen Anlagendichte möglich ist. Auch hier kann eine hierarchische Datenreduktion erfolgen. Dabei repräsentieren die unterlagerten Abbildungen nur eine Teilmenge der Daten, indem beispielsweise verschiedene Diagramme je Netzregion sowie ein übergeordnetes Top-Level-Diagramm zur Darstellung der Extremwerte, wie Minima und Maxima je Region, verwendet werden.

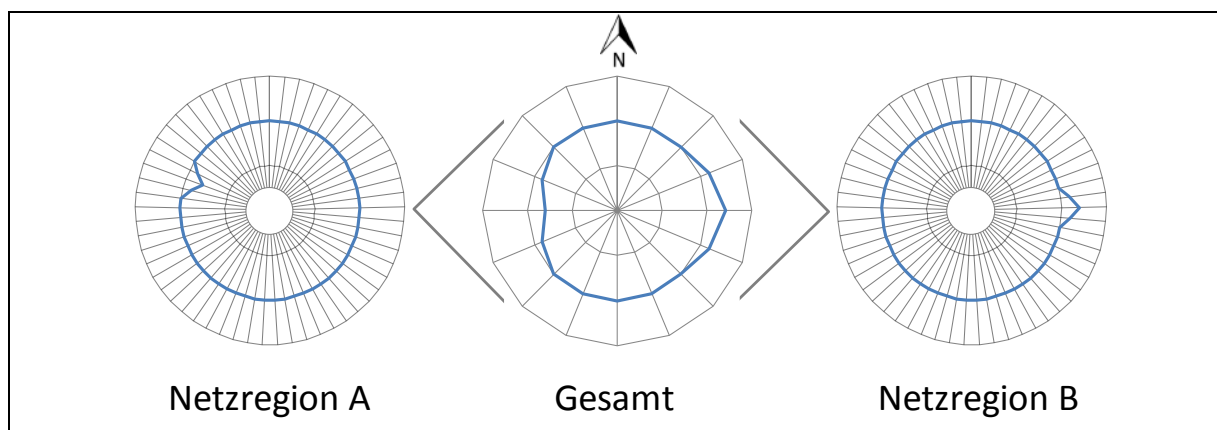


Bild 4.8: Kiviatgraph – Hierarchisch

4.3.2 Darstellung der zeitlichen Entwicklung

Neben der Darstellung des aktuellen Systemzustandes ist gemäß Kapitel 2.4.3 in der höchsten Ebene der Situationserfassung (Bild 2.9, Stufe 3) die Projektion des zukünftigen Systemzustandes erforderlich. Dazu werden neue Darstellungen der zeitlichen Entwicklung sowie Trenddarstellungen verwendet, um so eine pro-aktive Entscheidungsfindung zu unterstützen.

In der zuvor vorgestellten Kreisdiagramm-Darstellung wird lediglich der aktuelle Zustand angezeigt. Deshalb wird eine abgewandelte Form der Matrixdarstellung entwickelt, welche die zeitliche Entwicklung der Systemzustandsinformationen beinhaltet (siehe Bild 4.9). Neben dem aktuellen Zeitpunkt (T_{akt}) werden gleichzeitig die Ex-post- ($T_{akt} - 1 \cdot \Delta T$, $T_{akt} - 2 \cdot \Delta T$, etc.) und Ex-ante-Werte ($T_{akt} + 1 \cdot \Delta T$, etc.) dargestellt. Bei einigen betrachteten Systemzustandsinformationen stehen die Ex-ante-Werte in Form von Prognose- (z.B. Windenergieeinspeisung, Engpassvorschau) oder Fahrplanwerten (Austauschprogramme) zur Verfügung. Von anderen Werten (z.B. Δf , ACE, etc.) liegen dagegen keine Ex-ante-Werte vor. Vereinfachend wird für $T_{akt} - 1 \cdot \Delta T$, $T_{akt} - 2 \cdot \Delta T$, etc. die verkürzte Schreibweise „T-1“, „T-2“, etc. beziehungsweise für $T_{akt} + 1 \cdot \Delta T$, etc. „T+1“, etc. verwendet.

	Zeit →				
	T-3	T-2	T-1	T _{akt}	T+1
Systemzustandsinformation 1					
Systemzustandsinformation 2					
Systemzustandsinformation 3					
...					
...					
Systemzustandsinformation N					

Bild 4.9: Systemzustandsmatrix - zeitlicher Verlauf

Als weitere Darstellung der zeitlichen Entwicklung wird eine Zeitscheibe zur Repräsentation von Historie und Zukunftswerten der einzelnen Systemzustandsinformationen entworfen. Dazu werden die Zeitschritte, angelehnt an den zeitlichen Verlauf einer Uhr, auf die verschiedenen Richtungen eines Polardiagramms abgebildet [83]. In Bild 4.10 ist die zeitliche Entwicklung der Information (**n-1, I**) mittels Zeitscheibe für drei aufeinanderfolgende Zeitschritte zu entnehmen. Für die Prognosewerte, welche in Bild 4.10 grau hinterlegt sind, können die Ergebnisse der vortägigen beziehungsweise untertägigen Engpassvorschau (DACF beziehungsweise IDCF) herangezogen werden (siehe Kapitel 2.2.4). In analoger Weise kann die zeitliche Entwicklung der weiteren Systemzustandsinformationen wie Windenergieeinspeisung (Hochrechnung der Ist-Einspeisung und Prognosewerte), Energieaustauschprogramme, etc. aufbereitet werden.

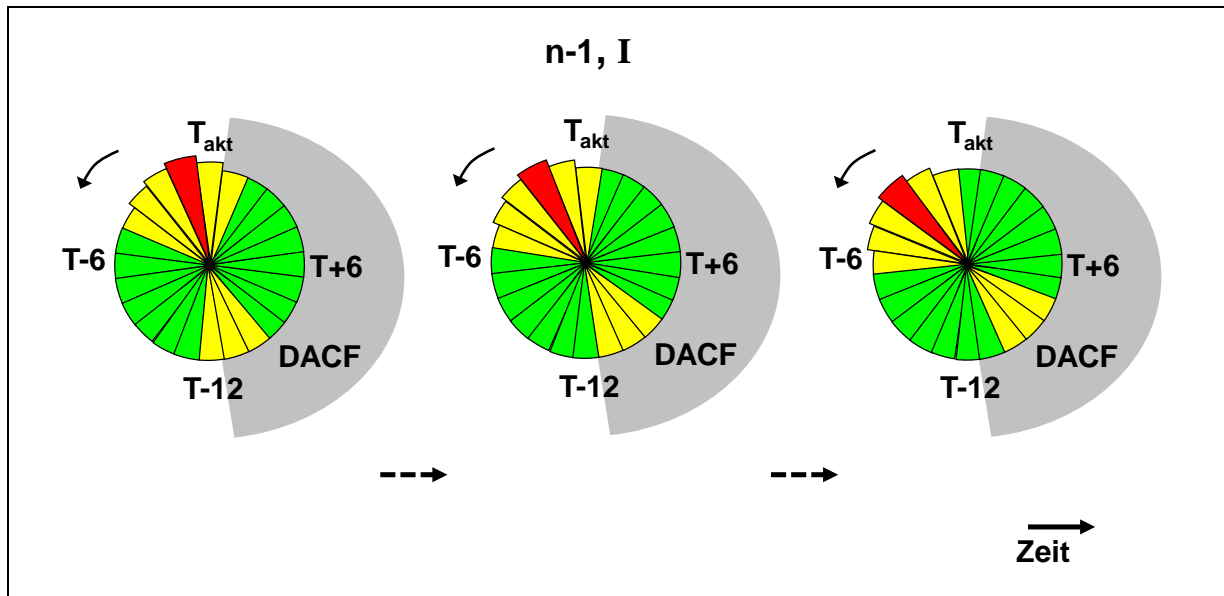


Bild 4.10: Zeitscheibe - Darstellung der zeitlichen Entwicklung über drei Zeitschritte

4.3.3 Balkendiagramme als Indikatoren für die Netzauslastung

Zur Darstellung der Netzauslastung bei überregionalen Netzgebieten werden neue grafische Glyphen zur intuitiven Erfassung der Netzauslastung vorgeschlagen.

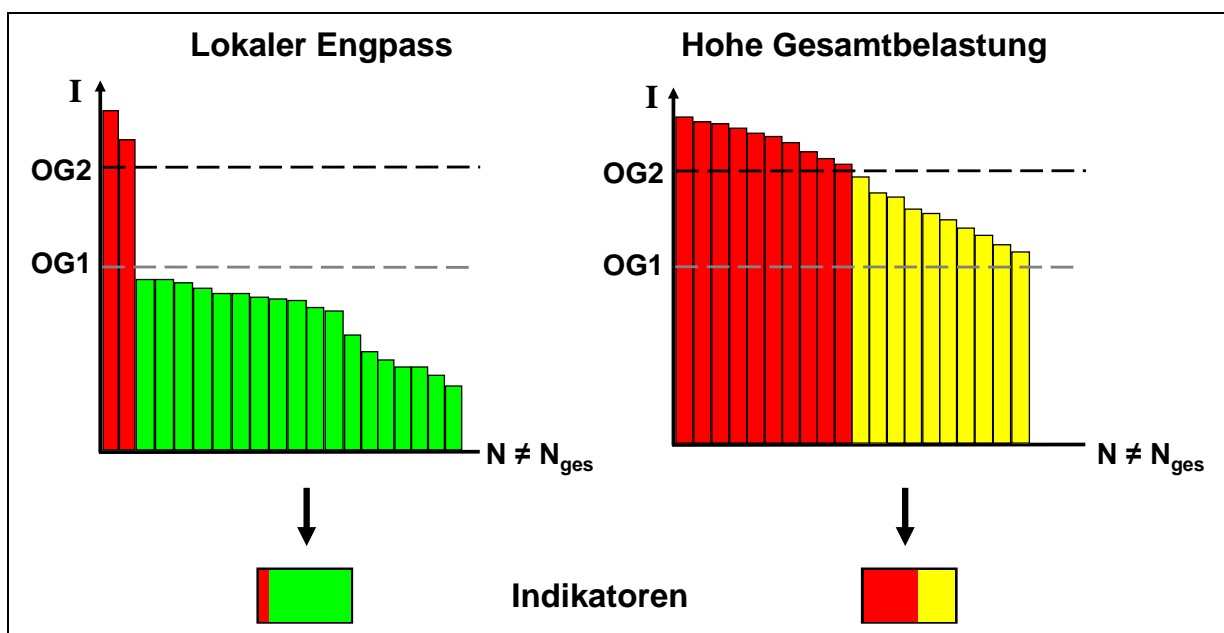


Bild 4.11: Indikatoren Netzauslastung

Hierzu werden Balkendiagramme der N höchst ausgelasteten Netzelemente miniaturisiert und können so als Indikatoren in die Darstellung großräumiger Netzgebiete, in verschiedenen Regionen verteilt, eingebunden werden. Die

Netzauslastung ist über den visuellen Gesamteindruck direkt erkennbar. In Bild 4.11, links ist beispielhaft ein lokaler Engpass dargestellt. Von der Gesamtzahl der dargestellten Netzelemente ist lediglich eine geringe Anzahl hoch ausgelastet. In der rechten Darstellung dagegen ist die hohe Gesamtbelastung direkt erkennbar.

4.4 Vereinfachte Netzdarstellung überregionaler Übertragungsnetze

Wie in Kapitel 1.1 beschrieben, ist zur Einschätzung des Systemzustandes die Betrachtung eines großräumigen Netzgebietes erforderlich. Der Beobachtungsbereich geht weit über den eigenen Verantwortungsbereich hinaus. Dies verlangt neue Ansätze bei der Netzvisualisierung in der Echtzeit-Systemführung, um die weiträumige Übertragungsaufgabe hervorzuheben. Genau das kann beispielsweise durch Betonung der überregionalen Hauptübertragungskorridore erfolgen.

Entsprechend der Analysen aus Kapitel 2.3, werden dazu bei detaillierten Netzdarstellungen (Bild 4.12, A) Verfahren wie Contour- beziehungsweise Isoflächenplots, Farbverlaufbalken (Liniendicke) [19] oder die Ausblendung von weniger relevanten Betriebsmitteln (englisch „Blending“) [53, 54] eingesetzt. Neben den Techniken auf Basis der detaillierten Netzdarstellung werden außerdem reduzierte Abbildungen in Form von Zonen- respektive Blockdarstellungen verwendet (siehe Bild 4.12, C), welche in der Regel auf Länder- beziehungsweise Regelzonengrenzen und nicht auf netztechnischen Grundlagen basieren.

In dieser Arbeit wird eine vereinfachte Netzdarstellung unter Berücksichtigung der netztechnischen Zusammenhänge gemäß Bild 4.12-B näher betrachtet. Dies kann als eine Variante zwischen der detaillierten Netzdarstellung sowie der Blockdarstellung angesehen werden. Dabei wird die Darstellung von Netzregionen gemäß einem Regionenmodell [60] aufgegriffen und im Rahmen von Kapitel 6 die Eignung für den Echtzeitbetrieb untersucht. Zusätzlich werden Empfehlungen für die Darstellung im Leitsystem unter Berücksichtigung von kognitiven Aspekten gegeben.

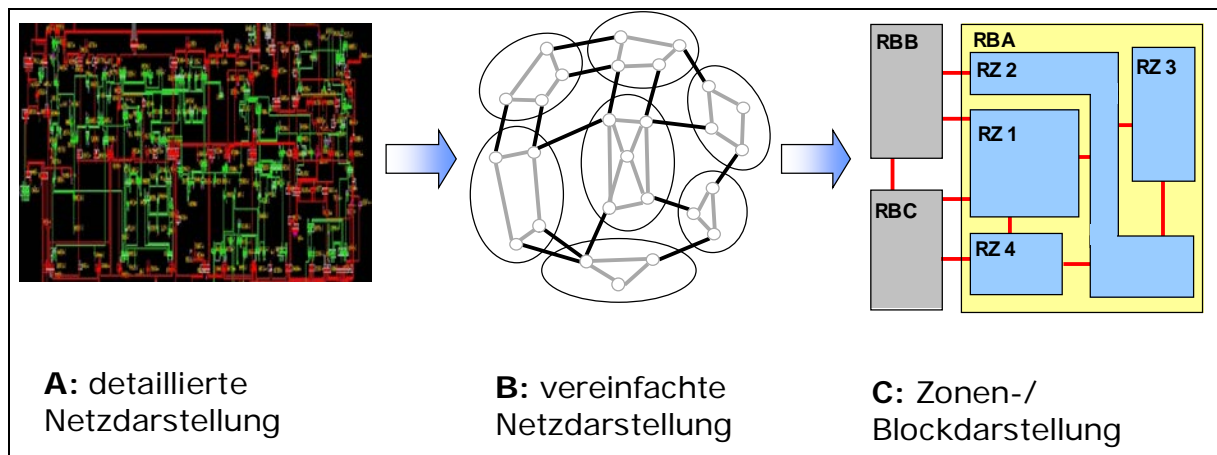


Bild 4.12: Darstellung von großräumigen Netzgebieten: Vereinfachte Netzdarstellung

Bei der vereinfachten Netzdarstellung werden Netzregionen mit Erzeugungs- und Lastschwerpunkten gebildet. Außerdem werden die Schnitte zwischen den Regionen so gewählt, dass kritische Zweige [84] enthalten sind. Dies sind alle Kuppelleitungen zwischen den Regelzonen und darüber hinaus Zweige mit Engpasstendenz sowie überregionaler Transportaufgabe (Bild 4.12-B, schwarze Zweige).

5 Reduktion und Abbildung der Daten

5.1 Datenreduktion bei der Systemzustandsanzeige

5.1.1 Codierung der Systemzustandsinformationen

Die verschiedenen Systemzustandsinformationen werden, wie in Kapitel 4.2.2 erläutert, auf die Segmente des Kreisdiagramms abgebildet (siehe Bild 4.5). Hierbei handelt es sich um eine multivariate Datenmenge. Aus diesem Grund ist eine Normierung erforderlich, welche die darzustellenden Größen auf eine einheitliche Skala - den Radius des Kreisdiagramms - überträgt.

Entsprechend der in Kapitel 4 beschriebenen grafischen Datenreduktion, sind bei der mathematischen Verdichtung der Daten die Grundsätze der Verständlichkeit und Interpretierbarkeit für den Schaltungingenieur im Echtzeit-Betrieb zu gewährleisten [81]. Das Vertrauen in die angezeigte Information ist entscheidend, um die Situationserfassung zu unterstützen [50] (siehe Kapitel 2.4.3). Eine Grundvoraussetzung hierfür ist eine transparente Codierung der Systemzustandsinformationen und Abbildung auf die Anzeige [33].

Bei der mathematischen Modellierung der Systemzustandsinformationen auf die Anzeige werden die folgenden Fälle unterschieden:

- Rampenfunktion mit Ober- und Untergrenzen sowie
- Rampenfunktion mit Ober- oder Untergrenzen.

Rampenfunktion mit Ober- und Untergrenzen

Die Systemzustandsinformationen, bei denen Ober- und Untergrenzen zu berücksichtigen sind, werden mit einer Rampenfunktion gemäß Bild 5.1 modelliert und entsprechend auf die Systemzustandsanzeige projiziert.

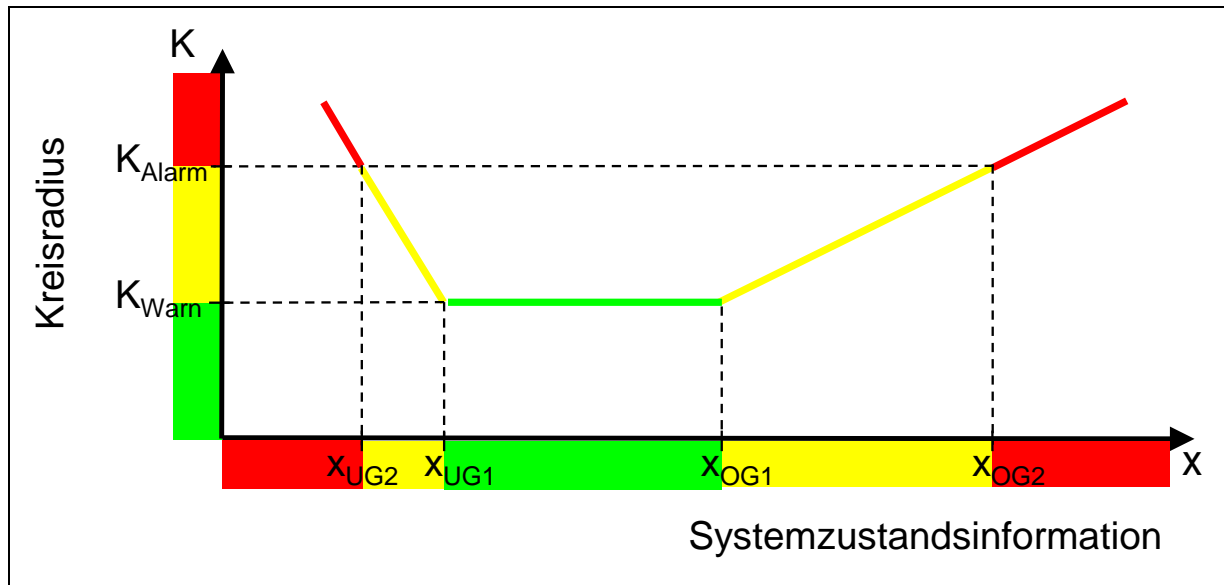


Bild 5.1: Rampenfunktion mit Ober- und Untergrenzen

Zu jeder Systemzustandsinformation werden Schwellwerte in Form von Warn- $x_{OG1/UG1}$ und Alarmwerten $x_{OG2/UG2}$ definiert. Abweichungen vom Normal- oder Sollzustand werden über den Radius sowie die Farbe des jeweiligen Kreissegmentes codiert.

Liegen keine gravierenden Abweichungen vor - die Eingangsgröße x liegt also im Intervall zwischen den beiden Warnwerten $[x_{UG1}, x_{OG1}]$ - bildet die Anzeige einen grünen symmetrischen Kreis. Dabei wird der Kreisradius auf den Wert K_{Warn} fixiert. Eine Veränderung des Radius im Normalbereich würde auf den Schaltungingenieur eher ablenkend wirken. Der Systemzustand wird gemäß der menschlichen visuellen Farb- sowie Gestaltwahrnehmung (vgl. Kapitel 2.4.4) intuitiv als „gut“ bewertet.

Der Warnbereich dient der frühzeitigen Aufmerksamkeitsgewinnung sowie der Erkennung von Abweichungen zum Sollwert. Hierdurch kann der Schaltungingenieur pro-aktiv Gegenmaßnahmen ergreifen. Überschreitet die Eingangsgröße x den ersten unteren (x_{UG1}) oder oberen (x_{OG1}) Schwellwert, ändert sich der Radius des Kreissegmentes proportional zur Abweichung. Zusätzlich findet ein Farbübergang von Grün zu Gelb statt.

Ist der zweite Schwellwert, der Alarmschwellwert, überschritten, wechselt die Farbe von Gelb zu Rot, um den Schaltungingenieur zu alarmieren. Bei Erreichen dieses zweiten Schwellwertes wird die Systemzustandsinformation auf den Wert K_{Alarm} projiziert.

Die beiden Variablen K_{Warn} und K_{Alarm} dienen als Stützstellen zur Skalierung der Systemzustandsanzeige. Hierüber kann beim Kreisdiagramm das Radiusintervall für den Normal-, Warn-, und Alarmbereich geeignet skaliert werden.

Die mathematische Abbildung der Eingangsgröße x auf die globale Systemzustandsanzeige in Form des Kreisdiagramms wird, gemäß Rampenfunktion mit Ober- und Untergrenzen, wie folgt formuliert:

$$\begin{aligned}
 K &= K_{\text{Warn}} \\
 &+ \Delta K * \frac{1 + \text{sgn}(x - x_{\text{OG1}})}{2} * \frac{x - x_{\text{OG1}}}{x_{\text{OG2}} - x_{\text{OG1}}} \\
 &+ \Delta K * \frac{\text{sgn}(x - x_{\text{UG1}}) - 1}{2} * \frac{x_{\text{UG1}} - x}{x_{\text{UG2}} - x_{\text{UG1}}}
 \end{aligned} \tag{5.1}$$

Mit:

$$\Delta K = K_{\text{Alarm}} - K_{\text{Warn}} \tag{5.2}$$

Wie in Bild 5.1 dargestellt, können über die Wahl der Schwellwerte unterschiedliche Gradienten für die Ober- und Untergrenzen parametrisiert werden. Bei Bedarf kann so eine unterschiedliche Priorität bei Verletzung der jeweiligen Grenzen abgebildet werden.

Rampenfunktion mit Ober- oder Untergrenzen

Neben den Systemzustandsinformationen mit beidseitigen Grenzwerten sind teilweise nur Ober- respektive Untergrenzen zu berücksichtigen. Diese werden mit einer vereinfachten Rampenfunktion, gemäß den Graphen aus Bild 5.2, abgebildet.

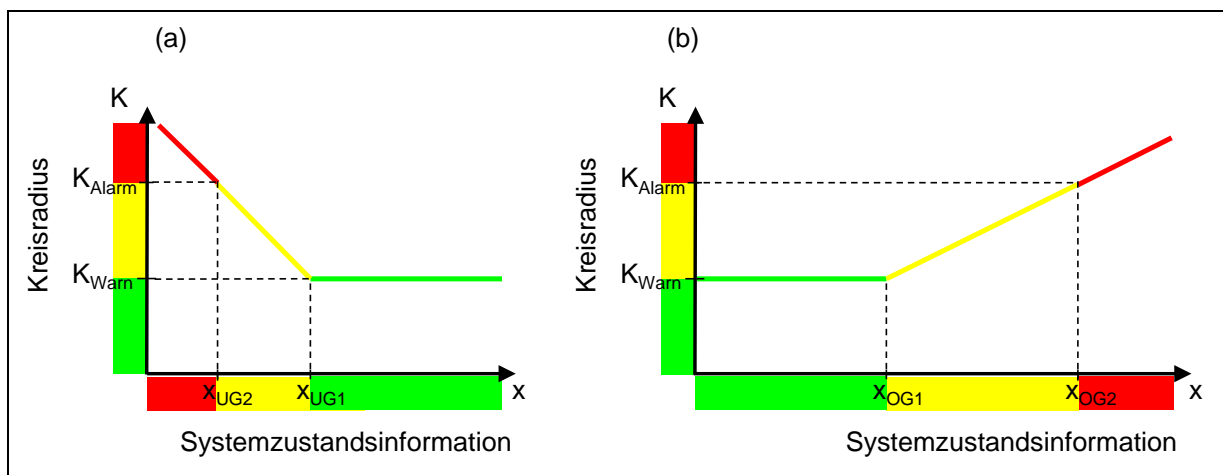


Bild 5.2: Rampenfunktion mit Untergrenzen (a) respektive Obergrenzen (b)

Die mathematische Abbildung der Eingangsgröße x auf die globale Systemzustandsanzeige wird, gemäß Rampenfunktion mit Obergrenzen in Form von Warn- (x_{OG1}) und Alarmschwellwerten (x_{OG2}), durch Reduktion von Gleichung (5.1) wie folgt formuliert:

$$K = K_{\text{Warn}} + \Delta K * \frac{1 + \text{sgn}(x - x_{OG1})}{2} * \frac{x - x_{OG1}}{x_{OG2} - x_{OG1}} \quad (5.3)$$

Mit:

$$\Delta K = K_{\text{Alarm}} - K_{\text{Warn}} \quad (5.4)$$

Analog reduziert sich Gleichung (5.1) bei Projektion der Information mit Unter- statt Obergrenzen zu:

$$K = K_{\text{Warn}} + \Delta K * \frac{\text{sgn}(x - x_{UG1}) - 1}{2} * \frac{x_{UG1} - x}{x_{UG2} - x_{UG1}} \quad (5.5)$$

Die Berechnungsvorschriften werden exemplarisch für ausgewählte Systemzustandsinformationen beschrieben.

5.1.2 Berechnung der relevanten Systemzustandsinformationen

5.1.2.1 Netzzustand

Gemäß Kapitel 3.2.2 basieren die für die Einschätzung des Netzzustandes relevanten Systemzustandsinformationen auf den Ergebnissen der mathematischen Werkzeuge wie der State Estimation, Ausfallsimulationsrechnung, Kurzschlussstromberechnung sowie Spannungs-Blindleistungs-Optimierung (vgl. Kapitel 2.2.4).

Bei der Reduktion auf eine skalare Größe wie den Kreisradius ist zu beachten, dass bei den Systemzustandsinformationen im Bereich „Netzzustand“ gleichzeitig Grenzwertverletzungen bei mehreren Netzelementen auftreten können. Bei den

anderen Bereichen basiert die jeweilige Systemzustandsinformation dagegen eher auf einer einzigen Größe, die bezüglich ihrer Abweichung bewertet wird.

In [19] wurde ein Potenzsummenansatz verfolgt, um mehrere Abweichungen auf eine einzige skalare Kenngröße abzubilden. Betriebliche Erfahrungen zeigen jedoch, dass dies für die operative Verwendung im Echtzeit-Betrieb nicht zielführend ist. So kommt es durch die Summation zu Verdeckungseffekten. Dabei können beispielsweise zwei leichte Grenzwertverletzungen im Warnbereich in Summe eine ähnliche Größe ergeben wie eine einzelne gravierende Grenzwertverletzung. Die geforderten Prämissen der Eindeutigkeit sowie Umkehrbarkeit der dargestellten Informationen sind nicht gegeben. Dadurch kann es zu Fehlinterpretationen der Anzeige kommen. Im Folgenden wird daher eine eindeutige Codierung der Systemzustandsinformationen betrachtet.

n-1, I: Verletzung der Stromgrenzwerte bei Ausfallsimulation

Die Bildung der Größe „ $K_{n-1,I}$ “ erfolgt als Berechnung der gravierendsten Grenzwertverletzung aller (n-1)-Ausfallvarianten v. Dazu wird die Strombelastung $I_{z,v}$ aller Zweige z des betrachteten Netzgebietes über alle Ausfallvarianten v betrachtet.

Bei der Betrachtung von Strombefunden liegen keine Untergrenzen vor (vgl. Gleichung (2.4)). Somit erfolgt die Abbildung durch eine Rampenfunktion mit Obergrenze gemäß Kapitel 5.1.1. Bei Erreichen der maximal zulässigen Stromauslastung eines Zweiges z wird der Schaltungingenieur in Form eines Alarmwertes $I_{z,v,OG2}$ alarmiert. Zusätzlich wird als erster Schwellwert ein vorgelagerter Warnwert $I_{z,v,OG1}$ verwendet, um pro-aktiv Gegenmaßnahmen ergreifen zu können. Ergänzend wird eine Übersicht aller Grenzwertverletzungen in der mittleren Visualisierungsebene (siehe Kapitel 6) präsentiert.

Die maximale Stromauslastung lässt sich gemäß Gleichung (5.3) wie folgt auf den Kreisradius der Systemzustandsanzeige abbilden:

$$K_{z,v} = K_{\text{Warn}} + \Delta K * \frac{1 + \text{sgn}(I_{z,v} - I_{z,v,OG1})}{2} * \frac{I_{z,v} - I_{z,v,OG1}}{I_{z,v,OG2} - I_{z,v,OG1}} \quad (5.6)$$

$$K_{n-1,I} = \max(K_{z,v}) \quad \begin{array}{l} z = 1, 2, \dots, N_{ZW} \\ v = 1, 2, \dots, N_{AV} \end{array} \quad (5.7)$$

Bei der Größe „ $K_{n-0, I}$ “ ist die maximale Abweichung entsprechend für den Grundfall zu ermitteln.

Die Größen zur Abbildung der Systemzustandsinformation „ $n-1, \Delta\varphi$ “, „ $n-1, \Delta U$ “, „**OPTI**, ΔU “, „**KURE**“ sowie „**STES**“ (siehe Kapitel 3.2.2) auf den Kreisradius werden analog gemäß Gleichung (5.3) gebildet.

n-1, U: Verletzung der Spannungsgrenzen bei Ausfallsimulation

Bei der Spannungshaltung sind gemäß Gleichung (2.3) sowohl Ober- als auch Untergrenzen zu beachten. Aus diesem Grund wird zur Abbildung die erweiterte Rampenfunktion gemäß Gleichung (5.1) verwendet.

Auch hier können mehrere Grenzwertverletzungen vorliegen. Als Aufmerksamkeitsindikator wird die gravierendste Abweichung ermittelt und auf den Kreisradius der Anzeige abgebildet.

Für alle Knoten k wird die potentielle Verletzung des oberen- $U_{k, OG1}$ beziehungsweise unteren $U_{k, UG1}$ Warnschwelles betrachtet. Gegebenenfalls können knotenspezifische Grenzwerte vorliegen. Befinden sich die Spannungswerte zwischen den beiden Warnschwellen, liegt keine Grenzwertverletzung vor. Auftretende Abweichungen werden auf das Intervall des jeweils gültigen Warnbereiches $[U_{k, UG2}, U_{k, UG1}]$ beziehungsweise $[U_{k, OG1}, U_{k, OG2}]$ bezogen:

$$\begin{aligned}
 K_{k, v} &= K_{\text{Warn}} \\
 &+ \Delta K * \frac{1 + \text{sgn}(U_{k, v} - U_{k, OG1})}{2} * \frac{U_{k, v} - U_{k, OG1}}{U_{k, OG2} - U_{k, OG1}} \\
 &+ \Delta K * \frac{\text{sgn}(U_{k, v} - U_{k, UG1}) - 1}{2} * \frac{U_{k, UG1} - U_{k, v}}{U_{k, UG2} - U_{k, UG1}}
 \end{aligned} \tag{5.8}$$

Entsprechend erfolgt die Berechnung der gravierendsten Grenzwertverletzung der oberen oder unteren Spannungsgrenzen über alle Knoten k für alle Ausfallvarianten v der $(n-1)$ -Ausfallsimulationsrechnung. Damit gilt für die Abbildung der Systemzustandsinformation „**n-1, U**“ auf den Kreisradius der Anzeige:

$$K_{n-1,U} = \max(K_{k,v}) \quad \begin{array}{l} k = 1, 2, \dots, N_{KN} \\ v = 1, 2, \dots, N_{AV} \end{array} \quad (5.9)$$

Analog wird die Größe der Systemzustandsinformation „**n-0, U**“ für den Grundfall gebildet.

5.1.2.2 Zustand Systembilanz

Δf: Frequenzabweichung

Die Frequenz dient als wichtigste Systemzustandsinformation der Systembilanz. Abweichungen von der Sollfrequenz dürfen sich gemäß Gleichung (3.8) nur in einer bestimmten Bandbreite zwischen einem unteren und oberen Grenzwert befinden. Der erste Schwellwert und damit Warnwert Δf_{UG1} beziehungsweise Δf_{OG1} entspricht der maximal zulässigen stationären Frequenzabweichung.

Da für positive und negative Abweichungen gegebenenfalls unterschiedliche Grenzwerte sowie Warnintervalle verwendet werden, erfolgt die Abbildung gemäß Rampenfunktion mit Ober- und Untergrenze.

Damit ergibt sich die mathematische Beschreibung der Abbildung der Systemzustandsinformation Frequenzabweichung auf den Kreisradius gemäß Gleichung (5.1) zu:

$$K_{\Delta f} = K_{Warn} + \Delta K * \frac{1 + \operatorname{sgn}(\Delta f - \Delta f_{OG1})}{2} * \frac{\Delta f - \Delta f_{OG1}}{\Delta f_{OG2} - \Delta f_{OG1}} + \Delta K * \frac{\operatorname{sgn}(\Delta f - \Delta f_{UG1}) - 1}{2} * \frac{\Delta f_{UG1} - \Delta f}{\Delta f_{UG2} - \Delta f_{UG1}} \quad (5.10)$$

Die Abbildung der Systemzustandsinformationen „**ACE**“, „**ΔP_{ext}**“ sowie „**RL%**“ auf den Kreisradius werden analog zur Größe „**Δf**“ gebildet. Ebenso werden die Informationen zur EEG-Prognoseabweichung „**ΔP_{EEG}**“ sowie zur Höhe der Regelprogramme „**P_{soil}**“ aus dem Bereich „Indirekte und externe Kriterien“ entsprechend Gleichung (5.1) gebildet.

Δ FP: Diskrepanzen bei Austauschprogrammen bzw. Fahrplananmeldungen

Bei der Systemzustandsinformation zum Fahrplanmanagement werden auftretende Diskrepanzen bei den wechselseitig angemeldeten Energieaustauschprogrammen analysiert. Ab dem aktuellen Zeitpunkt T_{akt} wird für alle diskreten Zeitpunkte innerhalb eines Betrachtungszeitraumes $t_{ges} = N \cdot \Delta T$ überprüft, ob Sollaustauschprogramm- respektive Fahrplandifferenzen zwischen den Regelzonen i und j auftreten (siehe Kapitel 3.2.3).

Für alle Diskrepanzen wird der minimale Zeitraum $\Delta t_{abw, min}$ bis zum frühesten Abweichungszeitpunkt ermittelt:

$$\Delta t_{abw, min} = \min \left(\text{sgn} \left(\left| P_{soll, ij}(T_{akt} + t) + P_{soll, ji}(T_{akt} + t) \right| \right) * t \right) \quad \begin{array}{l} i, j = 1, 2, \dots, N_{RZ} \\ t = 0, \Delta T, 2\Delta T, \dots, N\Delta T \end{array} \quad (5.11)$$

Liegt der minimale Zeitraum bis zu einer Diskrepanz innerhalb der Dauer Δt_{UG1} ist der erste Schwell- und damit Warnwert erreicht. Handelt es sich sogar um eine zeitkritische Abweichung mit Verletzung der zulässigen minimalen Vorlaufzeit, so ist der zweite Schwellwert Δt_{UG2} unterschritten. Es wird ein Alarm erzeugt, da sich nicht abgestimmte Fahrpläne direkt auf die Leistungs-Frequenzregelung auswirken.

Damit ergibt sich für Diskrepanzen bei der Fahrplananmeldung durch die Anwendung der einfachen Rampenfunktion mit Untergrenze gemäß Gleichung (5.5) folgende Berechnungsformel:

$$K_{\Delta FP} = K_{Warn} + \Delta K * \frac{\text{sgn}(\Delta t_{abw, min} - \Delta t_{UG1}) - 1}{2} * \frac{\Delta t_{UG1} - \Delta t_{abw, min}}{\Delta t_{UG2} - \Delta t_{UG1}} \quad (5.12)$$

Gemäß hierarchischer Abstimmungspyramide erfolgt die Abstimmung und Überwachung der Austauschprogramme für die verschiedenen Instanzen Koordinationszentrum, Regelblock und Regelzone (siehe Bild 2.2) [14]. Entsprechend können bei Bedarf in der Systemzustandsanzeige verschiedene Kreissegmente für die jeweilige Instanz parallel dargestellt werden.

ΔP_{RL} : Abweichung bei der Regelleistungserbringung

Zur vollständigen Erbringung der angeforderten Regelleistung steht den Regelleistungsanbietern eine gewisse Zeitspanne zur Verfügung. Daher kann bei der Bildung des Indikators nicht allein die Leistungsabweichung ΔP_{RL} gemäß Gleichung (3.17) betrachtet werden. Vielmehr erfolgt eine Analyse, ob eine Leistungsabweichung bei der Regelleistungserbringung dauerhaft über einen Zeitraum ΔT erfolgt. Der im Folgenden definierte Indikator unterstützt die Schaltungingenieure, um mittels Warnwert auf eine Differenz im Rahmen der Regelleistungserbringung frühzeitig aufmerksam zu werden. Bei sehr großen Abweichungen wird in Form eines zweiten Schwellwertes $\Delta P_{RL, OG2}$ alarmiert. Die Dauer einer Leistungsabweichung größer dem oberen oder unteren ersten Schwell- beziehungsweise Warnwert $\Delta P_{RL, UG1/OG1}$ innerhalb des Zeitintervalls $[T_{akt} - \Delta T; T_{akt}]$ ergibt sich mittels Sprungfunktion ε zu:

$$\Delta t_{abw, neg} = \int_{T_{akt} - \Delta T}^{T_{akt}} \varepsilon\left((-1) * (\Delta P_{RL}(\tau) - \Delta P_{RL, UG1})\right) d\tau \quad (5.13)$$

$$\Delta t_{abw, pos} = \int_{T_{akt} - \Delta T}^{T_{akt}} \varepsilon\left(\Delta P_{RL}(\tau) - \Delta P_{RL, OG1}\right) d\tau \quad (5.14)$$

Wobei die Sprungfunktion ε hier wie folgt definiert ist [85]:

$$\varepsilon(x) = \begin{cases} 1 & \text{für } x \geq 0 \\ 0 & \text{für } x < 0 \end{cases} \quad (5.15)$$

Da die Abweichung während des Betrachtungszeitraums sowohl negativ als auch positiv sein kann, wird bei der Bestimmung der maximalen Abweichungsdauern differenziert und das Maximum betrachtet:

$$\Delta t_{abw, max} = \max\left(\Delta t_{abw, neg}, \Delta t_{abw, pos}\right) \quad (5.16)$$

Ist die Zeitbedingung nicht erfüllt, nimmt der Indikator auch bei einer Differenz den normierten Wert K_{Warn} , jedoch mit grüner Farbcodierung ein. Sobald die Abweichung zum Zeitpunkt T_{akt} länger als die definierte Zeitspanne ΔT besteht und den oberen oder unteren Warnwert überschreitet, wird diese proportional zur Leistungsabweichung auf den Kreisradius abgebildet und es findet ein Farbumschlag statt.

Damit ergibt sich die mathematische Beschreibung der Abbildung dieser Systemzustandsinformation auf den Kreisradius gemäß Gleichung (5.1) zu:

$$K_{\Delta P_{\text{RL}}} = K_{\text{Warn}} + \varepsilon(\Delta t_{\text{abw, max}} - \Delta T) * \Delta K * \left[\frac{1 + \text{sgn}(\Delta P_{\text{RL}} - \Delta P_{\text{RL, OG1}})}{2} * \frac{\Delta P_{\text{RL}} - \Delta P_{\text{RL, OG1}}}{\Delta P_{\text{RL, OG2}} - \Delta P_{\text{RL, OG1}}} + \frac{\text{sgn}(\Delta P_{\text{RL}} - \Delta P_{\text{RL, UG1}}) - 1}{2} * \frac{\Delta P_{\text{RL, UG1}} - \Delta P_{\text{RL}}}{\Delta P_{\text{RL, UG2}} - \Delta P_{\text{RL, UG1}}} \right] \quad (5.17)$$

5.1.2.3 Indirekte und externe Kriterien

Die Schwellwerte im Bereich „indirekte und externe Kriterien“ basieren auf Simulationsrechnungen kritischer Netzsituationen [78]. Außerdem werden diese durch Befragung der Schaltungenenieurere mit Erfahrungen kritischer Netzsituationen heuristisch verifiziert. Diese Schwellwerte sind im operativen Betrieb kontinuierlich zu validieren und bei sich ändernden Rahmenbedingungen - wie beispielsweise steigender installierter Leistung - anzupassen.

P_{Wind} : Höhe der Windenergieeinspeisung

Exemplarisch für die Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen (EE) sei hier die Höhe der Windenergieeinspeisung „ P_{Wind} “ betrachtet. Diese Information zählt gemäß Kapitel 3.3 zu den höchst prioren Größen in der Systemzustandsanzeige.

Basierend auf Simulationsrechnungen kritischer Netzsituationen werden, in Anlehnung an die Windstufen in [78], zur Aufmerksamkeitsgewinnung bei hoher Windenergieeinspeisung Schwellwerte eingeführt. Neben einem Alarmwert bei sehr hoher Windenergieeinspeisung $P_{\text{Wind, OG2}}$ wird ein vorgelagerter erster Schwell- und Warnwert $P_{\text{Wind, OG1}}$ verwendet. So lässt sich, abhängig von der Windsituation, die Einspeisung in niedrige, mittlere bis hohe und sehr hohe Stufen clustern.

Gemäß Gleichung (5.3) ergibt sich für die mathematische Abbildung der Systemzustandsinformation „Höhe der Windenergieeinspeisung“ auf den Kreisradius der Systemzustandsanzeige:

$$K_{P_{\text{Wind}}} = K_{\text{Warn}} + \Delta K * \frac{1 + \text{sgn}(P_{\text{Wind}} - P_{\text{Wind,OG1}})}{2} * \frac{P_{\text{Wind}} - P_{\text{Wind,OG1}}}{P_{\text{Wind,OG2}} - P_{\text{Wind,OG1}}} \quad (5.18)$$

Analog erfolgt die Abbildung der Systemzustandsinformationen „ P_{EE} “, „ $\sum P_G$ “, „ P_L “ und „ ΔP_L “ aus dem Bereich „indirekte und externe Kriterien“ sowie „ $\Delta f_{i,j}$ “ aus dem Bereich „Systembilanz“ gemäß Gleichung (5.3).

Bei der Systemzustandsinformation „ $\sum P_{\text{frei}}$ “ ist zu beachten, dass die Untergrenzen relevant sind. Somit ergibt sich die mathematische Abbildung gemäß Rampenfunktion mit Untergrenzen (vgl. Gleichung (5.5)) zu:

$$K_{\sum P_{\text{frei}}} = K_{\text{Warn}} + \Delta K * \frac{\text{sgn}(P_{\text{frei},i} - P_{\text{frei},i,UG1}) - 1}{2} * \frac{P_{\text{frei},i,UG1} - P_{\text{frei},i}}{P_{\text{frei},i,UG2} - P_{\text{frei},i,UG1}} \quad (5.19)$$

Bei der Codierung der Systemzustandsinformation „**HILF**“ erfolgt keine mathematische Abbildung auf den Radius. Bei auftretenden Ereignissen erfolgt hier eine Warnung in Form einer gelben Farbcodierung gemäß [14].

5.2 Datenreduktion in der mittleren Visualisierungsebene

Wie in Kapitel 4.3.1 beschrieben, werden in der mittleren Visualisierungsebene Kiviatgraphen verwendet, um eine große Anzahl von Daten mit geographischem Bezug über Polarkoordinaten, abhängig der geographischen Lage, aufzutragen [83].

Beim Kiviatgraphen wird bei der Abbildung der Eingangsgröße Δx_k auf den Radius r_k zwischen positiven und negativen Abweichungen unterschieden. Liegt keine Abweichung vor, wird der Wert auf den Normalradius r_{norm} fixiert. Negative Abweichungen werden im Graphen durch Vertiefungen dargestellt und auf das Radiusintervall $[r_{\text{min}}, r_{\text{norm}}]$ projiziert. Positive Abweichungen treten durch Abbildung auf das Intervall $[r_{\text{norm}}, r_{\text{max}}]$ hervor. Überschreiten Werte die minimalen beziehungsweise maximalen Grenzwerte wird der Radius gemäß Gleichung (5.20) auf r_{min} respektive r_{max} fixiert.

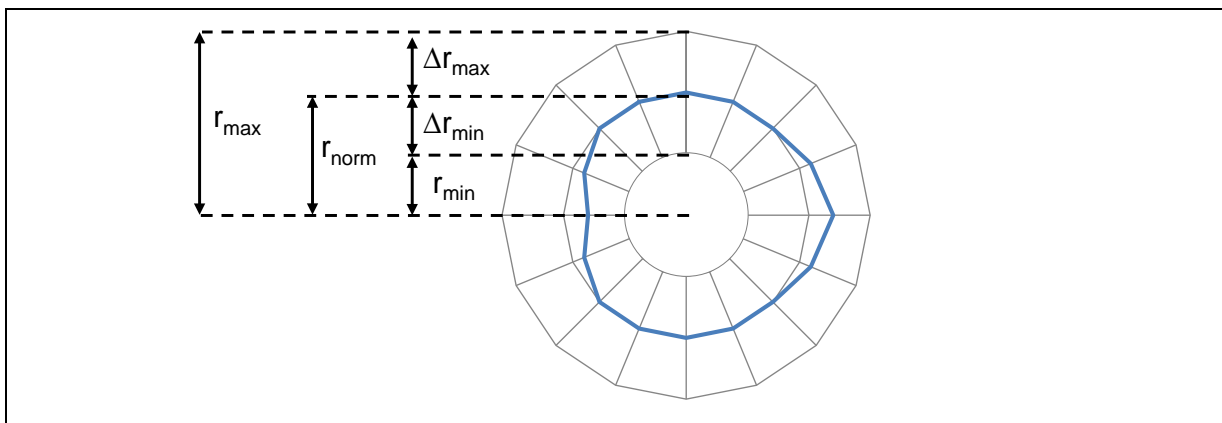


Bild 5.3: Kiviatgraph Parametrierung

Für die mathematische Beschreibung des jeweiligen Datenpunktes k des Kiviatgraphen gilt:

$$r_k = \begin{cases} r_{\text{max}} & ; \Delta x_k \geq 1 \\ r_{\text{norm}} + \Delta r_{\text{max}} * \Delta x_k & ; 0 \leq \Delta x_k < 1 \\ r_{\text{norm}} + \Delta r_{\text{min}} * \Delta x_k & ; 0 > \Delta x_k > -1 \\ r_{\text{min}} & ; \Delta x_k \leq -1 \end{cases} \quad (5.20)$$

Mit:

$$\Delta r_{\text{max}} = r_{\text{max}} - r_{\text{norm}} \quad (5.21)$$

$$\Delta r_{\text{min}} = r_{\text{norm}} - r_{\text{min}} \quad (5.22)$$

Bei der Darstellung des Spannungsprofils werden zwei Varianten unterschieden. In der ersten Variante werden analog zu [19] die normierten Abweichungen der Knotenspannungen, bezogen auf den knotenspezifischen Sollwert $U_{\text{soll},k}$, als Ergebnis der Spannungs-Blindleistungs-Optimierung gezeigt. Liegen alle Knotenspannungen auf ihrem ermittelten Sollwert, wird der Kiviatgraph als symmetrischer Kreis dargestellt. Die Abweichungen werden so auf den Radius projiziert, dass bei Erreichen der minimalen beziehungsweise maximalen Grenzwerte $U_{\text{min}}/U_{\text{max}}$ gemäß Gleichung (5.20) die Werte r_{min} respektive r_{max} eingenommen werden.

Für die normierte Abweichung gilt [19]:

$$\Delta x_k = \Delta u_{\text{soll},k} = \begin{cases} \frac{U_k - U_{\text{soll},k}}{U_{\text{soll},k} - U_{\text{min},k}}; U_k \leq U_{\text{soll},k} \\ \frac{U_k - U_{\text{soll},k}}{U_{\text{max},k} - U_{\text{soll},k}}; \text{sonst} \end{cases} \quad k \in \{1, 2, \dots, N_{\text{KN}}\} \quad (5.23)$$

Die zweite Variante stellt die absoluten Knotenspannungen, bezogen auf einen festen Referenzwert, beispielsweise die Betriebsspannung, dar. So kann das aktuelle Spannungsprofil direkt anhand der Form des Kiviatgraphen-Linienzuges abgelesen werden. Damit kann der Schaltungingenieur Aussagen über die Ausgeglichenheit des Spannungsprofils sowie die Lage des Spannungsniveaus innerhalb des Spannungsbandes treffen. Diese Darstellung hilft, typische Netzsituationen zu erfassen, indem die Mustererkennung unterstützt wird.

Für die Abweichung der Knotenspannung U_k vom Referenzwert U_{ref} gilt:

$$\Delta x_k = \Delta u_k = \begin{cases} \frac{U_k - U_{\text{ref}}}{U_{\text{ref}} - U_{\text{min}}}; U_k \leq U_{\text{ref}} \\ \frac{U_k - U_{\text{ref}}}{U_{\text{max}} - U_{\text{ref}}}; \text{sonst} \end{cases} \quad k \in \{1, 2, \dots, N_{\text{KN}}\} \quad (5.24)$$

Die Datenpunkte werden topologisch sortiert in äquidistanten Winkelabständen über den Kreis des Kiviatgraphen verteilt. Die Sortierung erfolgt, angelehnt an den Winkeln ihrer Ortsvektoren, in einem Koordinatensystem, mit dem Zentrum des

Netzplans als Mittelpunkt [19]. Dies führt zu einer intuitiven Zuordnung der Werte im Kiviatgraphen zu den entsprechenden Schaltanlagen im Netzplan. Somit ist eine Projektion von der mittleren auf die unterste Visualisierungsebene möglich (siehe Bild 1.5 und 4.1).

Bei der Darstellung von Informationen mit topologischer Zuordnung im Kiviatgraphen stellt sich insbesondere die Frage, ob die direkte Anzeige der Werte bei einer sehr großen Anzahl von Messwerten oder einer hohen geographischen Anlagendichte möglich ist. Auch hier kann eine hierarchische Datenreduktion erfolgen. Dabei repräsentieren die unterlagerten Abbildungen nur eine Teilmenge der Daten, indem beispielsweise verschiedene Diagramme je Netzregion sowie ein übergeordnetes Top-Level-Diagramm zur Darstellung der Extremwerte, wie Minima und Maxima je Region, verwendet werden.

Im Folgenden wird eine Reduktion der Datenpunkte durchgeführt, indem für jede Schaltanlage s die maximale Abweichung aller Spannungen der Knoten k ermittelt wird. Im Kiviatgraphen wird nur die maximale Abweichung je Schaltanlage s abgebildet.

$$\Delta u_{\max, s} = \begin{cases} \min(\Delta u_{s, k}) & ; |\min(\Delta u_{s, k})| > |\max(\Delta u_{s, k})| \\ \max(\Delta u_{s, k}) & ; \text{sonst} \end{cases} \quad (5.25)$$

$$k \in \{1, 2, \dots, N_{KN}\}$$

$$s = 1, 2, \dots, N_{SA}$$

Im Rahmen der Gebrauchstauglichkeitsuntersuchungen (Kapitel 6) wird analysiert, ob beim betrachteten Netzgebiet eine Datenreduktion erforderlich ist sowie erörtert, welche Art der Datenreduktion im Arbeitsprozess von den Schaltungstechnikern befürwortet wird.

Analog zum Kiviatgraphen zur Darstellung des Spannungsprofils wird ein weiterer Graph für die Frequenzmessungen gebildet. Dazu wird die Abweichung der jeweiligen Frequenzmessung $f_{\text{ist}, i}$ vom Sollwert f_{soll} gebildet und zur Abbildung auf den Kiviatgraphen wie folgt normiert:

$$\Delta x_i = \Delta f_i = \begin{cases} \frac{f_{\text{ist},i} - f_{\text{soll}}}{f_{\text{soll}} - f_{\text{min}}}; & f_{\text{ist},i} < f_{\text{soll}} \rightarrow \text{Unterfrequenz Frequenzmessung } i \\ \frac{f_{\text{ist},i} - f_{\text{soll}}}{f_{\text{max}} - f_{\text{soll}}}; & f_{\text{ist},i} \geq f_{\text{soll}} \rightarrow \text{Überfrequenz Frequenzmessung } i \end{cases} \quad (5.26)$$

Mit:

$$i \in \{1, 2, \dots, N_{\text{RZ}}\}$$

Durch die geographisch orientierte Anordnung der Datenpunkte kann eine Netztrennung intuitiv abgelesen werden.

6 Umsetzung und Validierung in der Praxis

6.1 Betrachtetes System

Die in dieser Arbeit entwickelte Visualisierung wird auf einen deutschen Übertragungsnetzbetreiber mit nationalen und internationalen Aufgaben für das deutsche und europäische Übertragungsnetz angewendet. Über Kuppelleitungen ist das 380- und 220-kV-Netz dieses Übertragungsnetzbetreibers zentral in das deutsche sowie europäische Übertragungsnetz eingebunden (siehe Bild 1.2).

In den Tabellen 6.1 und 6.2 sind einige grundlegende Kenngrößen zum Netzgebiet und zur Regelzone des betrachteten Übertragungsnetzbetreibers aufgeführt. Des Weiteren ist das für die Darstellung der „Observability Area“ notwendige, derzeit im Leitsystem zusätzlich implementierte Mengengerüst angegeben.

Tabelle 6.1: Kenngrößen des Netzgebietes

Kenngrößen	Netzgebiet ÜNB	Observability Area (zusätzlich)
Anzahl Schaltanlagen gesamt	226	241
Anzahl Schaltanlagen 380 kV	94	162
Anzahl Schaltanlagen 220 kV	132	79
Anzahl Knoten	931	929
Anzahl Zweige	1034	877

Tabelle 6.2: Kenngrößen der Regelzone des betrachteten ÜNB [86]

Installierte elektrische Leistung (GW)	Jahreshöchstlast (GW)	Transportierte Energie / Jahr (TWh)	Aktive Stromhändler
45	32	194	350

6.2 Realisierung und Untersuchung der Gebrauchstauglichkeit

6.2.1 Phasen der Realisierung

Ein wesentlicher Bestandteil dieser Arbeit ist die Implementierung der Darstellungsentwürfe in das Leitsystem eines deutschen Übertragungsnetzbetreibers. Im Rahmen der Untersuchungen werden die verschiedenen Darstellungsvarianten von den Schaltungingenieuren des betrachteten Übertragungsnetzbetreibers mit unterschiedlichem Erfahrungsgrad bewertet.

Bei der ergonomischen Bewertung von Mensch-Maschine-Schnittstellen kommen im Allgemeinen zwei verschiedene Verfahren zum Einsatz:

- Befragungen zur Ermittlung der Beanspruchung und Benutzerakzeptanz sowie
- Beanspruchungsmessungen der Anwender durch indirekte Befragungen oder Messungen physiologischer Größen [63].

Die Messung physiologischer Größen erfolgt zumeist in Usability-Laboren oder unter Verwendung aufwendiger Messeinrichtungen, beispielsweise in Form von Erfassung der Blickbewegungen (englisch „Eyetracking“). Da das Verhalten der Schaltungingenieure im Echtzeit-Betrieb analysiert wird, sind diese Untersuchungen im Rahmen dieser Arbeit nicht möglich. Die Durchführung von Befragungen und Diskussionen mit den Schaltungingenieuren werden für eine Bewertung der Visualisierungsentwürfe als ausreichend angesehen [33].

Die verschiedenen Phasen der Umsetzung im Rahmen dieser Arbeit sind in Bild 6.1 illustriert.

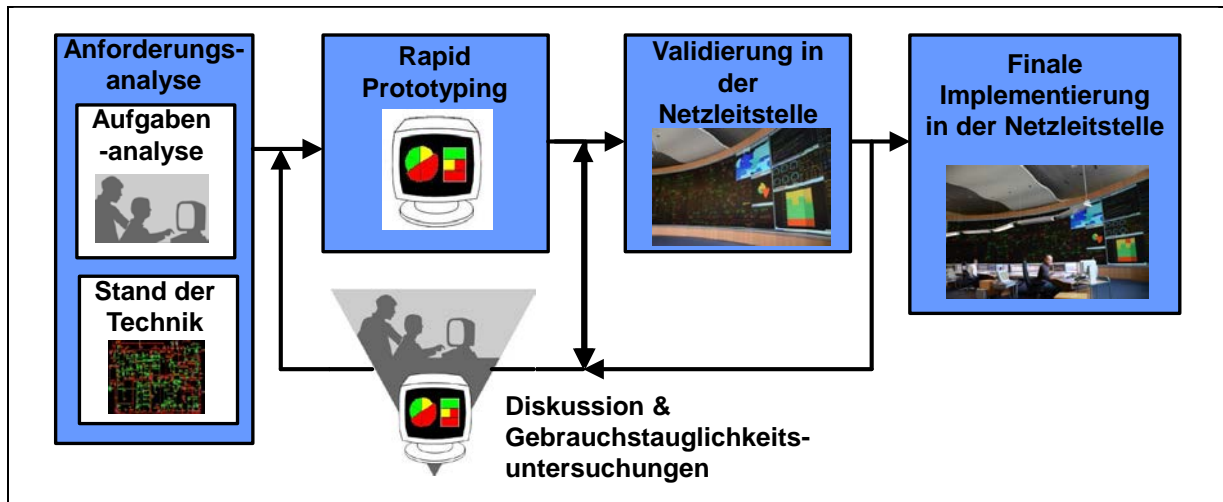


Bild 6.1: Umsetzung und Untersuchungen der Gebrauchstauglichkeit

Im ersten Schritt des Designprozesses wird eine Anforderungsanalyse durchgeführt. Die beiden Elemente dieser Phase stellen die Analyse des Standes der Technik gemäß Kapitel 2.3 sowie die Aufgabenanalyse aus Kapitel 3 dar. Zentrale Bestandteile sind Experteninterviews und Beobachtungen vor Ort in der Netzleitstelle (siehe Kapitel 3.1) [52, 72].

Bevor die neuen Visualisierungen in der Netzleitstelle eingeführt werden, erfolgt eine schnelle Prototypenentwicklung (englisch „Rapid Prototyping“) [33] zur Durchführung von ersten Pilotversuchen. Damit können bereits in einer sehr frühen Umsetzungsphase erste Visualisierungsbeispiele mit Hilfe eines Offline-Testsystems erprobt werden. Die verschiedenen Darstellungsvarianten werden den Anwendern periodisch vorgestellt, um die Resonanz der Endanwender in adaptierte Entwürfe einfließen lassen zu können (Bild 6.1, 1. Schleife). Es handelt sich hierbei um einen iterativen Verbesserungsprozess. Damit sind die Schaltungingenieure in die Entwicklung und Bewertung der neuen Visualisierungsansätze frühzeitig involviert. Dies stellt einen wichtigen Grundsatz bei der Entwicklung von Mensch-Maschine-Schnittstellen dar [33, 72].

Im nächsten Schritt werden im Rahmen dieser Arbeit verschiedene Darstellungsvarianten in der Netzleitstelle implementiert, um das Konzept im Betrieb unter Echtzeitbedingungen zu testen. Dazu werden erste Anwendungen in das Online-Leitsystem integriert. Die von den Schaltungingenieuren im Echtzeit-Betrieb gewonnenen Erfahrungen werden genutzt, um das Visualisierungskonzept anzupassen und fortlaufend zu verbessern (Bild 6.1, 2. Schleife).

Abschließend werden die verifizierten Visualisierungsentwürfe zum Betrieb in der Netzleitstelle implementiert. Im laufenden Betrieb sind die ausgewählten Systemzustandsinformationen sowie die Parameter der Anzeigen - wie beispielsweise die

Warn- und Alarmschwellwerte - kontinuierlich zu überprüfen und gegebenenfalls anzupassen.

6.2.2 Offline-Testsystem mittels Rapid-Prototyping

Im Rahmen des Rapid-Prototyping sind Visualisierungsentwürfe in einem Offline-Testsystem programmiert worden (Bild 6.2, Programm „Visualisierung“). Ein Vorteil eines solchen Offline-Testsystems ist die schnelle und vom Betrieb des Leitsystems in der Netzleitstelle unabhängige Erstellung und Diskussion verschiedener Visualisierungsentwürfe. Als Eingangsdaten dienen Offline-Datensätze, sodass keine direkte Prozessankopplung notwendig ist. Dabei kann die zeitliche Entwicklung der Anzeigen bei sich verändernden Netzsituationen durch das sequentielle Einlesen verschiedener Datensätze simuliert werden. Zur Diskussion verschiedener Varianten mit den Anwendern können die Parameter für die Darstellung über eine Konfigurationsdatei angepasst werden. Des Weiteren besteht über die MMS des Testsystems die Möglichkeit der direkten Parametrierung der Anzeigen in Echtzeit.

Der prinzipielle Aufbau des Offline-Testsystems ist in Bild 6.2 dargestellt.

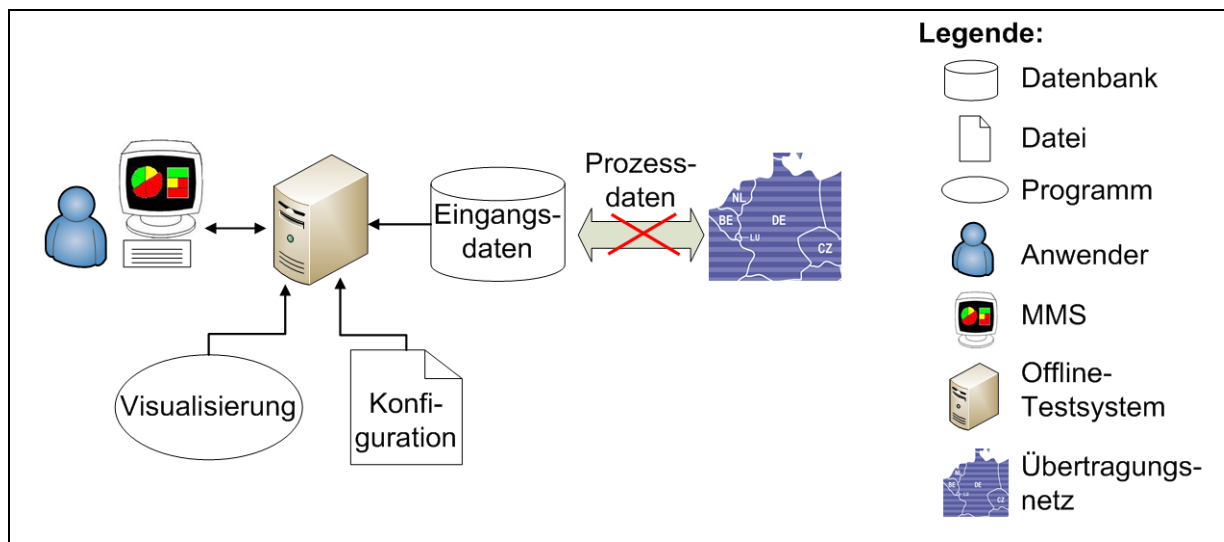


Bild 6.2: Aufbau des Offline-Testsystems

6.2.3 Integration in das Leitsystem

Zur Validierung im Echtzeit-Betrieb sind ausgewählte Visualisierungsentwürfe in das bestehende Leitsystem integriert worden. Ausgehend vom Offline-Testsystem wird das Visualisierungsmodul (Bild 6.3, Programm „Visualisierung“) bei der Integration in das Online-Leitsystem übernommen. Lediglich die Datenversorgung wird hier adaptiert. Zur Ankopplung der Prozessdaten und Einbindung in die MMS des bestehenden Leitsystems wird eine SCADA-Schnittstelle ergänzt. So können die

Visualisierungsentwürfe direkt mit den aktuellen Prozessdaten in Echtzeit gespeist werden. Hierbei ist im Gegensatz zu einem Stand-Alone-System durch die Integration eine Bedienung über die gewohnte MMS möglich. Die bestehenden Darstellungen der unterlagerten Visualisierungsebene (siehe Bild 1.5 und Bild 4.1, Ebene 2 und 3) können direkt aus der übergeordneten Systemzustandsanzeige aufgerufen werden.

Neben der Integration des Visualisierungsmoduls ist im Leitsystem eine erweiterte Datenaufbereitung notwendig, da höhere Systemzustandsinformationen gemäß Kapitel 3.2 - soweit noch nicht vorhanden - neu zu bilden sind. Auch die Ermittlung und Bereitstellung von Historie und Trendwerten der anzuzeigenden Informationen (siehe Bild 6.4) werden im Leitsystem ergänzt.

In Bild 6.3 ist die Integration der neuen Visualisierung in das bestehende Leitsystem abgebildet. Die Integration ist so erfolgt, dass die Visualisierungsentwürfe in Netzbilder eingebettet und auch auf der Großbildanzeige dargestellt werden können.

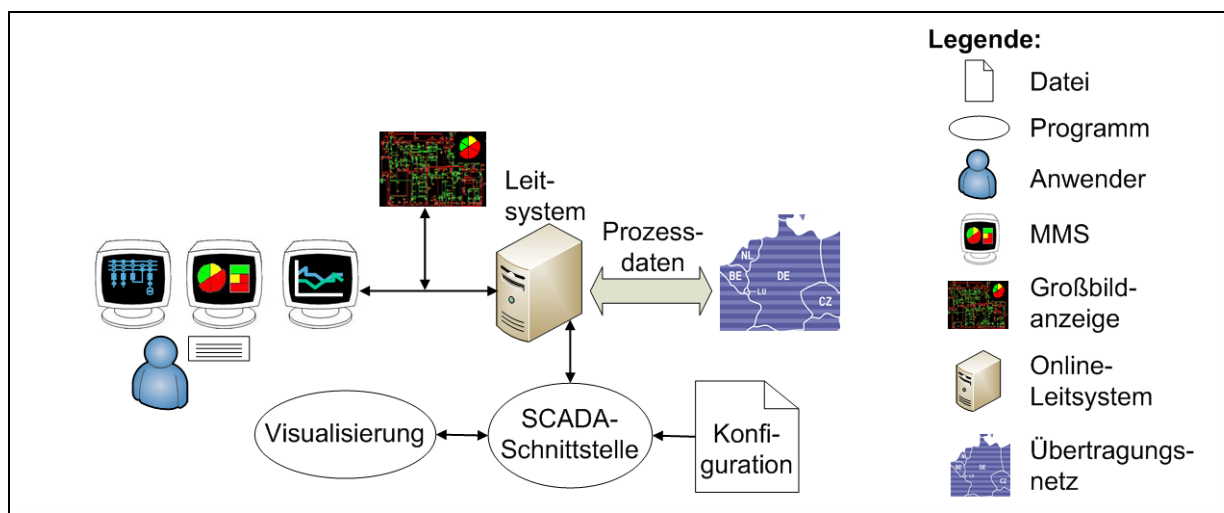


Bild 6.3: Integration der Visualisierung in das Online-Leitsystem

6.3 Untersuchung und Diskussion der Visualisierung im Testsystem

6.3.1 Darstellungsvarianten des globalen Systemzustandes

6.3.1.1 Kreisdiagramm zur Darstellung des globalen Systemzustandes

Im Rahmen der Gebrauchstauglichkeitsuntersuchung sind die drei Varianten des Kreisdiagramms (siehe Kapitel 4.2.2) im Offline-Testsystem umgesetzt sowie

getestet und mit den Anwendern diskutiert worden. Das Offline-Testsystem ist am grauen Hintergrund zu erkennen - im Gegensatz zum Online-Leitsystem.

Die Implementierung des einfachen Kreisdiagramms zur Visualisierung des globalen Systemzustandes ist in Bild 6.4 dargestellt. Entsprechend dem Konzept gemäß Kapitel 4.2.2.2 werden beispielhaft die höchst prioren Systemzustandsinformationen selektiert und visualisiert (vgl. Bild 4.5).

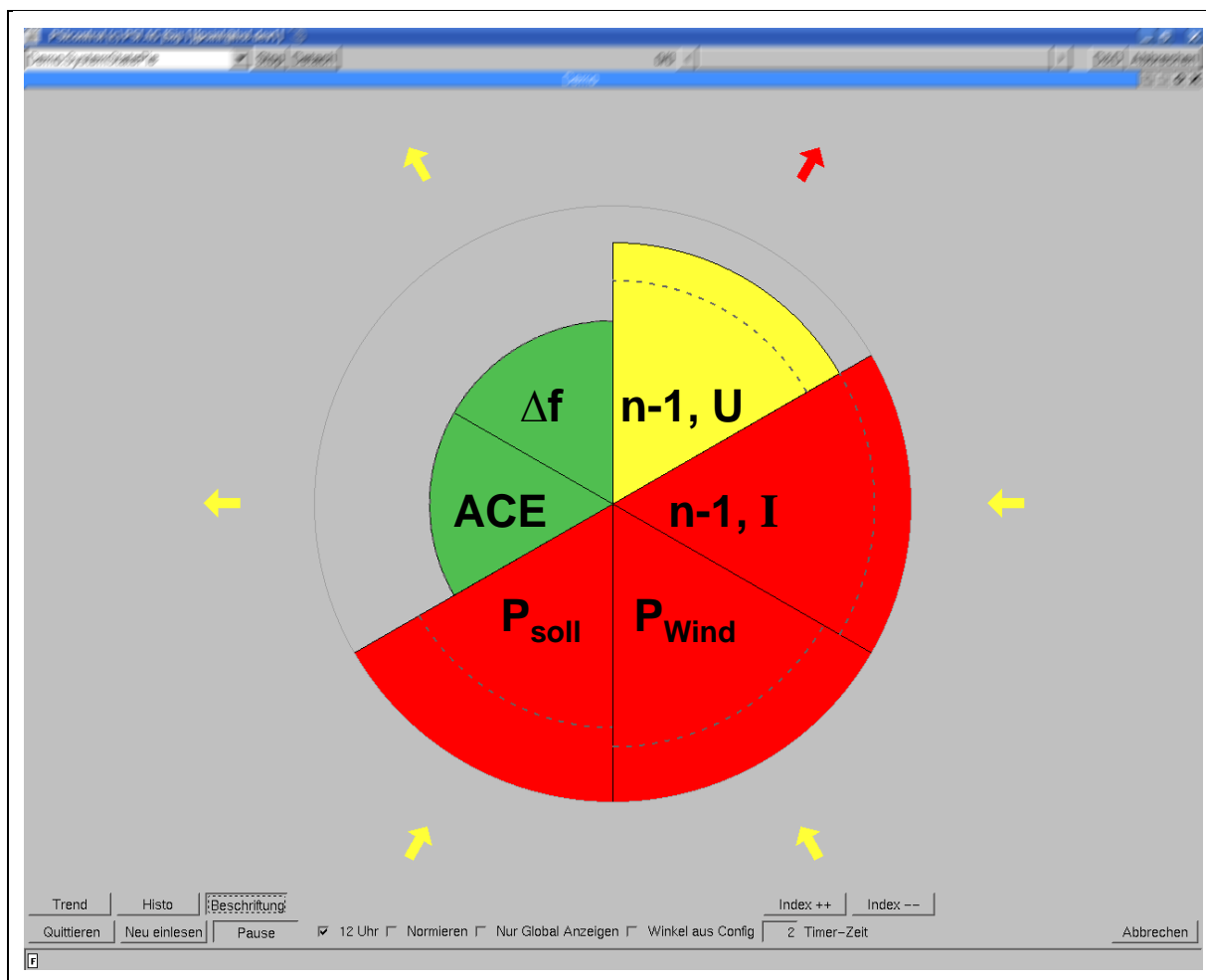


Bild 6.4: Kreisdiagramm im Offline-Testsystem mit Ex-ante- und Ex-post-Anzeigen

Gemäß Kapitel 4.2.2 ist jedem Kreissegment eine Systemzustandsinformation zugeordnet. Die Abweichung der jeweiligen Systemzustandsinformation wird nach den Berechnungsvorschriften aus Kapitel 5 auf den Radius des entsprechenden Kreissegmentes abgebildet. Die äußere durchgezogene Linie stellt den Übergang zwischen Warn- und Alarmbereich dar. So kann die Marge bis zur Überschreitung des Alarmschwellwertes vom Schaltengenieur direkt abgelesen werden. Die Aufmerksamkeitsgewinnung im Fall von Alarmwerten wird durch Blinken der roten Kreissegmente unterstützt. Dieser Effekt kann nach Wahrnehmung durch den Schaltengenieur über eine entsprechende Taste quittiert werden.

Zusätzlich zur Anzeige des aktuellen Zustandes wird das Kreisdiagramm um Ex-ante- und Ex-post-Anzeigen zur Darstellung von Trend und Historie ergänzt. Der Trend oder falls verfügbar der zukünftige Wert - beispielsweise in Form eines Fahrplanwertes - wird über die Farbe und Form eines Pfeils codiert. Die Farbe kennzeichnet den für den nächsten Zeitpunkt angenommenen Zustand (grün, gelb, rot). Neben dieser Farbcodierung wird gleichzeitig über die Richtung des Pfeils angezeigt, ob der entsprechende Wert zu- oder abnimmt. Zur Vervollständigung der Darstellung der zeitlichen Entwicklung wird über eine gestrichelte Linie der vorherige Wert dargestellt.

Das Prinzip des Kreisdiagramms als Systemzustandsanzeige mit den höchst prioren Informationen lässt sich anhand von Bild 6.5 mit einer Sequenz von vier Zeitschritten (von links oben nach rechts unten) validieren.

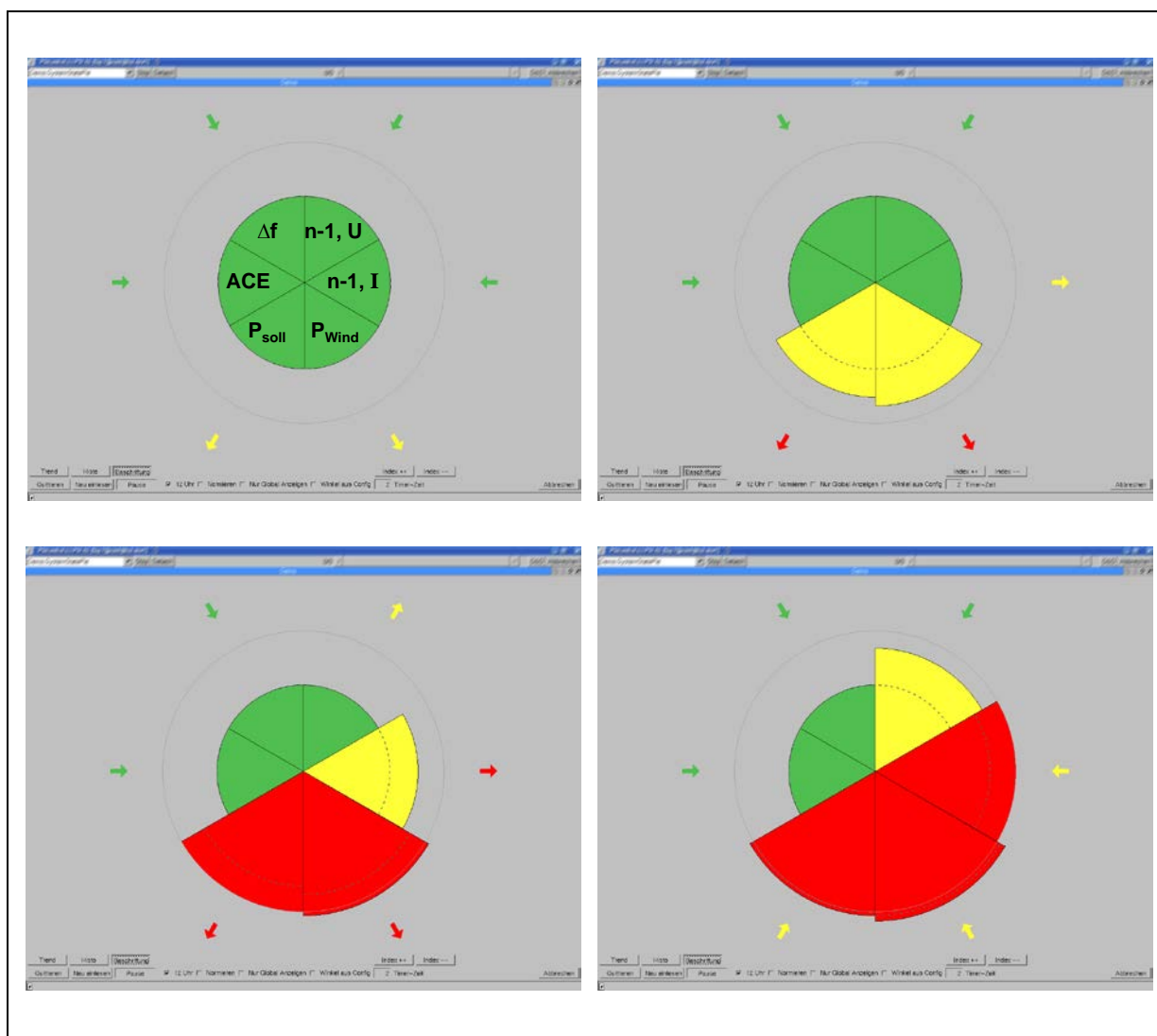


Bild 6.5: Kreisdiagramm der höchst prioren Systemzustandsinformationen - vier Zeitschritte (von links oben nach rechts unten)

Im ersten Schritt wird der Schaltungenieur durch die Trendpfeile bereits auf einen erwarteten Anstieg der Informationen „ P_{Wind} “ und „ P_{Soll} “ hingewiesen. Im nächsten Zeitschritt befinden sich diese beiden Systemzustandsinformationen im Warnbereich - codiert über Radius und Farbe. Der Wert dieser beiden Systemzustandsinformationen nimmt weiter zu und erreicht den Alarmbereich. Gleichzeitig treten bei der (n-1)-Ausfallsimulationsrechnung erste Verletzungen der Stromgrenzwerte im Warnbereich auf, indiziert durch das Kreissegment „ $n-1, I$ “. Diese nehmen in der Folge weiter zu, überschreiten den zweiten Schwellwert und erreichen den Alarmbereich. Zusätzlich tritt im Rahmen der (n-1)-Ausfallsimulationsrechnung eine Verletzung der Spannungsgrenzwerte im Warnbereich auf (Kreissegment „ $n-1, U$ “). Aufgrund der Gruppierung der Systemzustandsinformationen sind die Korrelationen vom Schaltungenieur intuitiv erkennbar, die Mustererkennung wird unterstützt: „hohe Windenergieeinspeisung führt zu hohen physikalischen Leistungsflüssen im Netz mit einhergehender (n-1)-Verletzung“.

Die verschiedenen Darstellungsvarianten können direkt im Offline-Testsystem über entsprechende Anwahltasten parametriert und getestet werden (siehe Bild 6.6).

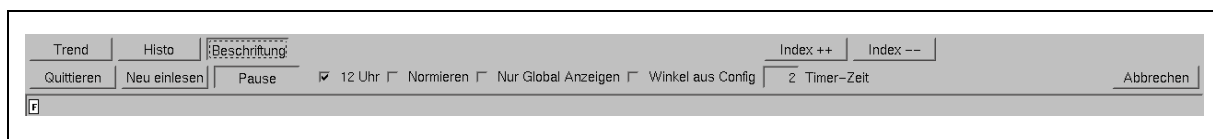


Bild 6.6: Direkte Parametrierung von Darstellungsvarianten im Offline-Testsystem

So können beispielsweise die Trendpfeile und Anzeige der Historie über das Menü ein- und ausgeblendet werden. Die Gebrauchstauglichkeitsuntersuchungen zeigen, dass die Trendpfeile bei paralleler Darstellung mehrerer Kreisdiagramme zu einer überladenen Anzeige führen. Daher wird empfohlen, diese nur optional beziehungsweise bei Trendänderungen einzublenden.

Um die Untersuchungen möglichst realitätsnah zu gestalten, kann die Aktualisierungsrate der Anzeige über einen Timer variiert werden (siehe Bild 6.6, „Timer-Zeit“). Hierüber kann der Effekt von zeitkontinuierlichen Werten mit einer Aktualisierungsrate im Sekundenbereich - wie beispielsweise bei den Daten im Bereich „Systembilanz“ - im Vergleich zu den übrigen Informationen mit geringer Aktualisierungsrate im Viertelstundenzklus - wie im Bereich „Netzzustand“ - simuliert werden. Dabei zeigt sich, dass häufige Änderungen im Normalbereich zu unruhigen und eher ablenkenden Anzeigen führen. Diese Erfahrungen wurden in den Berechnungsformeln aus Kapitel 5 berücksichtigt. Daher wird der Kreisradius im Normalbereich entsprechend den Gleichungen (5.1) sowie (5.3) beziehungsweise (5.5) auf den Warnradius fixiert (siehe Kapitel 5.1.1). Die Werte werden zeitlich nicht weiter verdichtet, damit Abweichungen durch den Schaltungenieur direkt erkennbar sind.

6.3.1.2 Kreisdiagramm als hierarchische Mehrfachanzeige

Ausgehend vom einfachen Kreisdiagramm zur Anzeige der höchst prioren Systemzustandsinformationen sind die komplexeren Systemzustandsanzeigen implementiert worden: die hierarchische Mehrfachanzeige sowie das kombinierte Kreisdiagramm (siehe Kapitel 4.2.2). Bild 6.7 demonstriert beispielhaft den Visualisierungsentwurf und die Funktionsweise der hierarchischen Mehrfachanzeige im Testsystem.

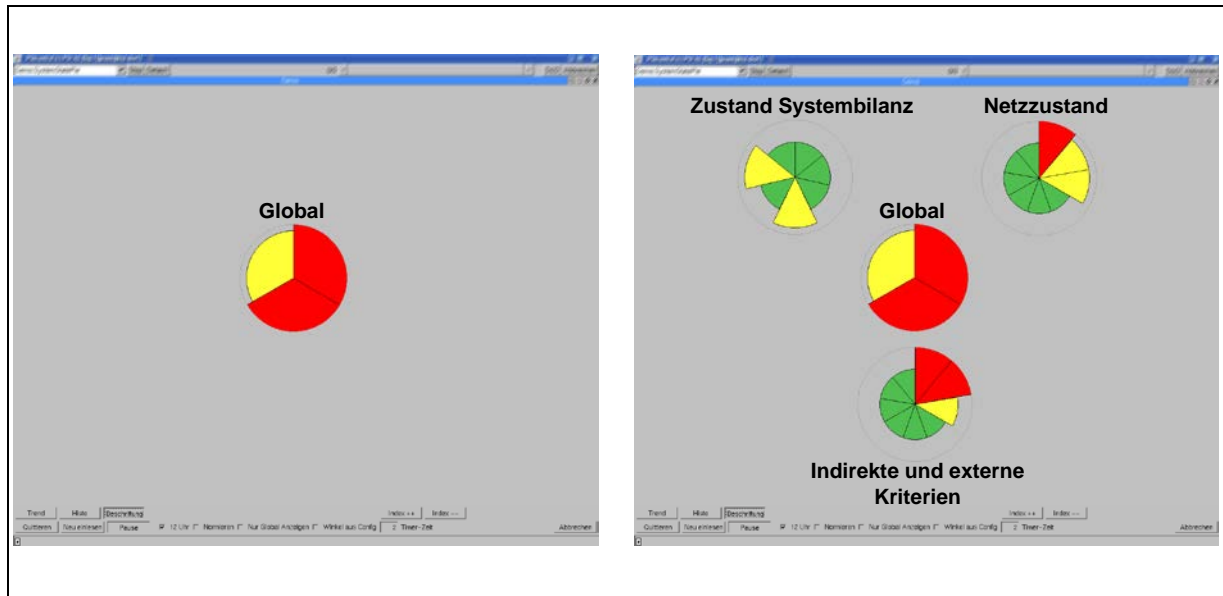


Bild 6.7: Hierarchische Mehrfachanzeige im Testsystem

In der linken Anzeige werden im Kreisdiagramm „Global“ lediglich die maximalen Abweichungen der drei Teilbereiche aus Kapitel 3.2 „Netzzustand“, „Zustand Systembilanz“ sowie „indirekte und externe Kriterien“ dargestellt. In der rechten Anzeige sind in den drei äußeren Kreisdiagrammen alle Systemzustandsinformationen gemäß den Tabellen 3.1 - 3.3 dargestellt. Um eine Datenüberflutung zu vermeiden, sind die Beschriftungen der Kreissegmente ausgeblendet. Diese lassen sich optional über das Menü (siehe Bild 6.6) oder per Mauszeiger über eine „Bubble Help“ einblenden. Im Testsystem können die äußeren, detaillierten Kreisdiagramme der drei Teilbereiche mit allen Systemzustandsinformationen über einen entsprechenden Schalter zusätzlich zum Kreisdiagramm „Global“ parallel weg- und aufgeschaltet werden (siehe Bild 6.6). Diese Funktion eignet sich zur Untersuchung, wie weit die Systemzustandsinformationen in der globalen Anzeige verdichtet werden dürfen.

Die Darstellung in Bild 6.7 erfolgt für den gleichen Zeitpunkt wie in Bild 6.5, Zeitschritt 4. Ein Vergleich der beiden Varianten zeigt, dass im Kreisdiagramm mit den höchst prioren Informationen, die Korrelationen zwischen den dargestellten Systemzustandsinformationen sehr gut zu erkennen sind (siehe Bild 6.4), jedoch

nicht alle Abweichungen der Teilbereiche dargestellt werden. So sind beispielsweise die beiden Warnmeldungen im Bereich „Systembilanz“ (siehe Bild 6.7) nicht sichtbar, da diese Systemzustandsinformationen nicht zu den höchst prioren zählen. Durch die Selektion kommt es also zu Verdeckungseffekten. Dagegen sind in Bild 6.7 rechts alle Abweichungen sichtbar.

6.3.1.3 Kombiniertes Kreisdiagramm

Als dritte Variante ist als Resultat der Diskussion mit den Anwendern ein kombiniertes Kreisdiagramm entwickelt und im Testsystem implementiert worden (vgl. Kapitel 4.2.2.4, Bild 4.7). Dies entspricht einer Kombination des erstgenannten Diagramms mit den höchst prioren Informationen und der globalen Anzeige der hierarchischen Mehrfachanzeige. Bild 6.8 stellt das kombinierte Kreisdiagramm für die identische Situation dar. Während die sechs äußeren Kreissegmente analog zu Bild 6.4 die höchst prioren Systemzustandsinformationen aufzeigen, weisen die inneren Indikatoren auf nicht dargestellte weitere Abweichungen im Warn- oder Alarmbereich in den drei Teilbereichen hin. Somit lassen sich Verdeckungseffekte verringern mit der Möglichkeit, weiterhin Korrelationen zwischen den verschiedenen Größen durch geeignete Gruppierung darstellen zu können.

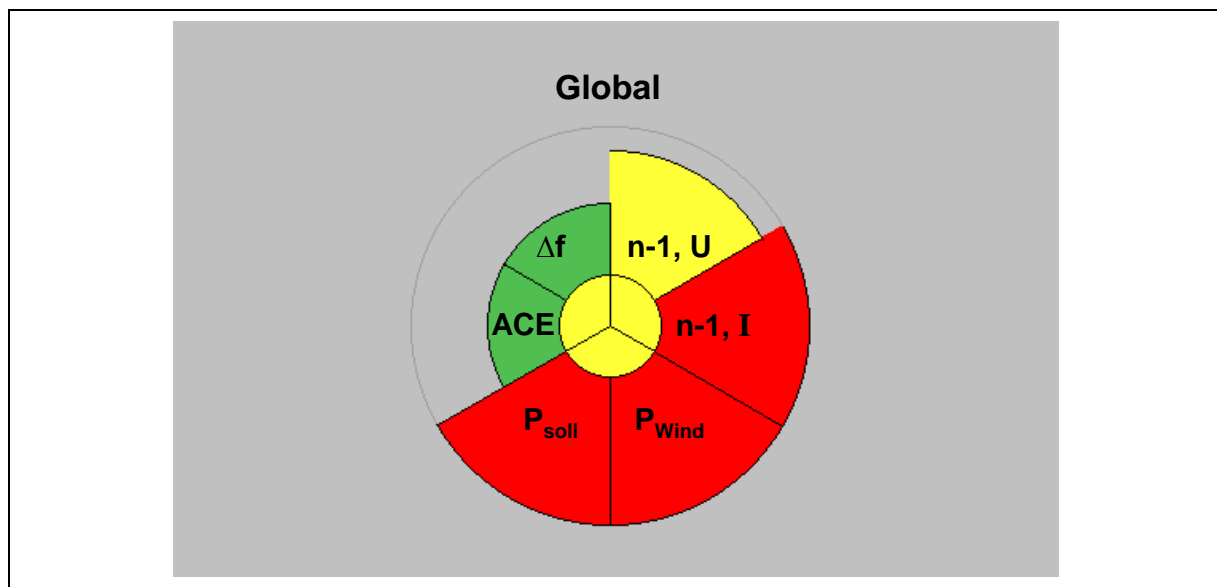


Bild 6.8: Kombiniertes Kreisdiagramm im Testsystem

Insgesamt lässt sich im Rahmen der Tests und Diskussionen mit den Anwendern feststellen, dass die wichtigste Prämisse das Vertrauen in die Darstellung der Anzeige ist. Daher sind insbesondere Verdeckungseffekte zu minimieren. Die Häufigkeit des Aufschaltens der drei detaillierten Kreisdiagramme der Teilbereiche wird von den Schaltungstechnikern als relativ hoch bewertet, wenn lediglich die „Global“-Anzeige der hierarchischen Mehrfachanzeige (Bild 6.7, links) oder des kombinierten Kreisdiagramms (Bild 6.8) standardmäßig dargestellt wird. Daher wird die

Gruppierung der Systemzustandsinformationen zu den Teilbereichen und ein ständiges paralleles Aufschalten aller drei Kreisdiagramme wie in Bild 6.7 rechts präferiert. Bei den Diagrammen der drei einzelnen Teilbereiche ist der Grundsatz der maximalen Anzahl von fünf bis neun Informationseinheiten (siehe Kapitel 2.4.2), die gleichzeitig erfasst werden können, gewährleistet.

6.3.2 Darstellungen der zeitlichen Entwicklung

Als Ergänzung zum Kreisdiagramm für den globalen Systemzustand ist im Offline-Testsystem die Systemzustandsmatrix zur Darstellung der zeitlichen Entwicklung implementiert worden (vgl. Kapitel 4.3.2). Neben dem aktuellen Zustand (T_{akt}) aller Systemzustandsinformationen ist die Historie ($T-1$, $T-2$, etc.) und eine Vorschau ($T+1$) abgebildet. Bei der Historie werden beispielsweise die Werte der letzten Viertelstunden angezeigt. Im Fall von zeitkontinuierlichen Größen werden bei der Historie die maximalen Werte im jeweiligen Zeitintervall gebildet und dargestellt. In Bild 6.9 sind die Veränderungen der Systemzustandsinformationen über die vier Zeitschritte gemäß Bild 6.5 auf einen Blick erkennbar.

	T-4	T-3	T-2	T-1	T _{akt}	T+1
n-1, I	Green	Green	Green	Yellow	Red	Yellow
n-1, U	Green	Green	Green	Green	Yellow	Green
P _{Wind}	Green	Green	Yellow	Red	Red	Yellow
P _{soll}	Green	Green	Yellow	Red	Red	Yellow
Δf	Green	Green	Green	Green	Yellow	Green
ACE	Green	Green	Green	Green	Green	Green

Buttons:

Bild 6.9: Systemzustandsmatrix im Testsystem

Neben der gemeinsamen Darstellung für alle Systemzustandsinformationen ist eine Zeitscheibe mit der Ex-post- und Ex-ante-Entwicklung einer dezidierten Größe entsprechend der Beschreibung aus Kapitel 4.3.2 entwickelt worden. In Bild 6.10 ist die Zeitscheibe für eine Systemzustandsinformation für drei Zeitpunkte dargestellt. Zentriert oben ist der aktuelle Zeitpunkt T_{akt} abgebildet. Die linke Hälfte beinhaltet die Ex-post- und die rechte, grau hinterlegte Hälfte die Ex-ante-Werte. Der Schaltungenieur erkennt intuitiv, wie eine Situation mit höherer Netzbelastung zeitlich naht. Die Tests und Diskussionen mit den Anwendern zeigen, dass diese Darstellung nur bedingt für eine Systemzustandsanzeige geeignet ist. Ein Mehrwert lässt sich jedoch erkennen, wenn die Zeitscheiben ergänzend in die bestehenden Darstellungen der mittleren oder unteren Visualisierungsebene der entsprechenden Information eingebettet werden.

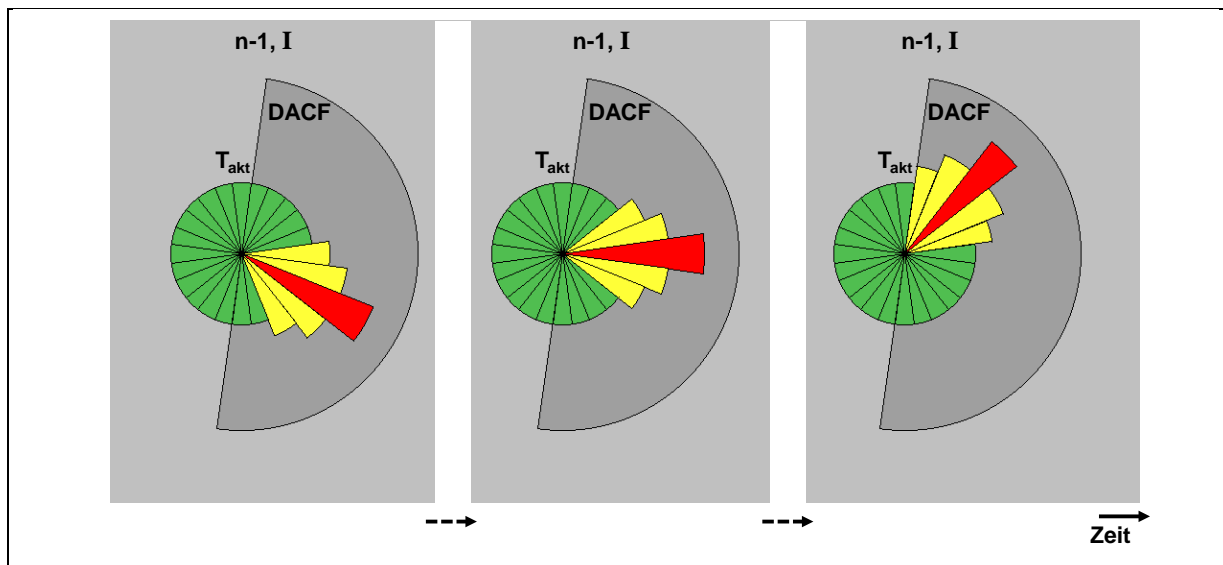


Bild 6.10: Zeitscheibe im Testsystem - Darstellung der zeitlichen Entwicklung über drei Zeitschritte

6.3.3 Darstellungen der mittleren Visualisierungsebene

6.3.3.1 Neue Darstellung der Ergebnisse der Netzsicherheitsrechnung

Die Systemzustandsanzeige mit der Darstellung der Indikatoren wie „**n-1, I**“ und „**n-1, U**“, wird in der mittleren Visualisierungsebene durch eine neuartige Darstellung der Ergebnisse der Netzsicherheitsrechnung - beispielsweise der Ergebnisse der (n-1)-Ausfallsimulationsrechnung - komplementiert. Dabei werden die Ergebnisse sowohl nach Schweregrad des Befundes sortiert als auch die Entwicklung über die Zeit dargestellt (Bild 6.11). Als Erweiterung zur Systemzustandsmatrix wird die Höhe der Abweichung im Warnbereich - analog zum Radius beim Kreisdiagramm - über den Füllgrad der Matrixelemente farblich codiert. Neben der Darstellung der historischen Entwicklung kann die Anzeige um Ex-ante-Werte der Engpassvorschau

(beispielsweise DACF/IDCF) ergänzt werden (Spalte T+1). Somit wird auch hier wiederum die Situationserfassung (Bild 2.9, Stufe 2) unterstützt, indem Ursache (Bild 6.11, „Ausfallvariante“) und Wirkung (Bild 6.11, „Befund“) gemeinsam dargestellt werden. Die Präsentation der zeitlichen Entwicklung fördert zusätzlich die dritte Stufe der Situationserfassung (Bild 2.9, Stufe 3).

Systemzustand	Leistungsfluss	Frequenz	Netzsicherheit	Übersicht	
Zeit →					
	T-3	T-2	T-1	T _{akt}	Ausfallvarianten
Befund 1					bei Ausfall von...
Befund 2					...
Befund 3					...
Befund 4					...
Befund 5					...
...					...
...					...
...					...

Bild 6.11: Ergebnisse der Netzsicherheitsrechnung - Schweregrad und zeitliche Entwicklung

6.3.3.2 Kiviatgraph im Testsystem

Eine weitere intuitive Darstellungsform der mittleren Visualisierungsebene ist die Verwendung von Kiviatgraphen. Wie in Kapitel 4.3.1 beschrieben, eignen sich Kiviatgraphen besonders, um eine große Anzahl von Datenpunkten zu repräsentieren, beispielsweise zur Darstellung des Spannungsprofils. Dabei werden die Datenpunkte geografisch angeordnet. Das betrachtete Netzgebiet umfasst 141 Spannungsmessungen im 380-kV und 263 Spannungsmessungen im 220-kV-Netz. Über eine Reduktion der im Kiviatgraphen darzustellenden Werte gemäß Gleichung (5.25) lässt sich das Mengengerüst in der 380-kV um ca. 60 % und in der 220-kV-Ebene um ca. 50 % reduzieren. Hierbei werden lediglich die maximale Spannungsabweichung pro Schaltanlage und Spannungsebene dargestellt.

Bild 6.12 (links) stellt exemplarisch den im Testsystem implementierten Kiviatgraphen mit dem Spannungsprofil für 100 Datenpunkte der 380-kV-Ebene dar.

Die Farbcodierung erfolgt analog zum Kreisdiagramm. Deutlich ist in zwei Netzregionen die Überhöhung von Werten im Warn- und Alarmbereich zu erkennen. Zum Vergleich ist in Bild 6.12 rechts eine gemäß Gleichung (5.25) reduzierte Variante dargestellt. Auch in der reduzierten Form bleiben das Spannungsprofil sowie die Extrema erkennbar.

Bei der Überführung in das produktive Leitsystem der Netzleitstelle sind die Diagramme so zu integrieren, dass direkt aus dem Kiviatgraphen heraus die korrespondierende Schaltanlage im Netzabbild aufschaltbar ist.

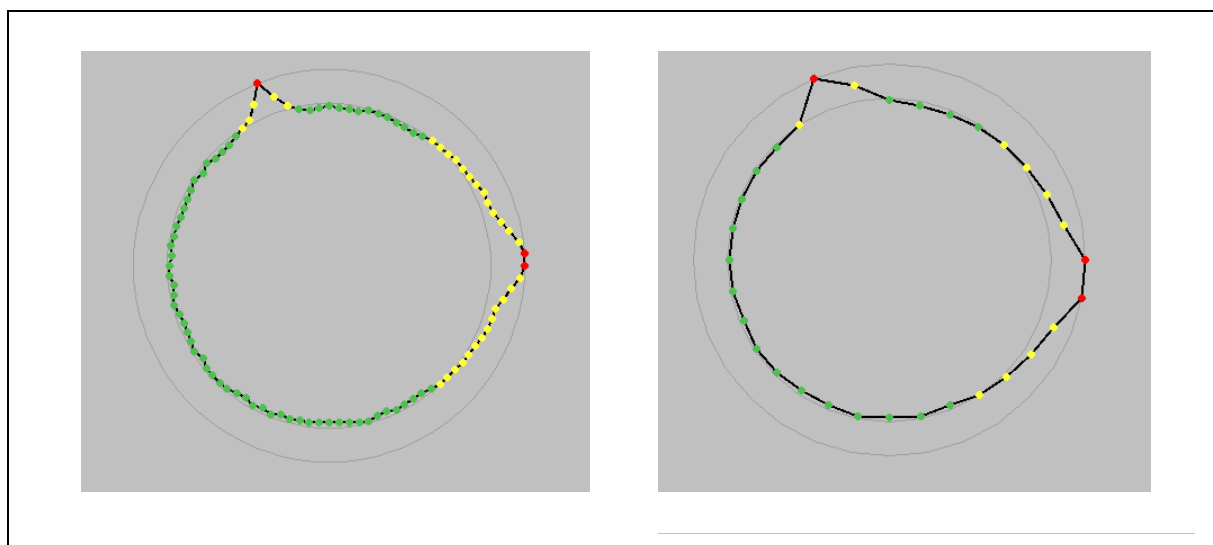


Bild 6.12: Kiviatgraph Spannungsprofil - links: große Anzahl von Datenpunkten, rechts: reduzierte Darstellung

Wie intuitiv sich die visuelle Wahrnehmung beim Kiviatgraphen gestaltet, lässt sich unverkennbar anhand der Darstellung der Frequenzabweichung präsentieren.

Bild 6.13 zeigt als Beispiel die Frequenzabweichung in Zentraleuropa für die Systemstörung von 2006 [9]. Die Ausrichtung der Achsen für die Frequenzmessungen ist geographisch orientiert, sodass diese Darstellung eine intuitive Erfassung der Aufteilung in zwei Frequenzgebiete in Zentraleuropa ermöglicht. Die Berechnungsvorschrift kann Kapitel 5.2, Gleichung (5.26) entnommen werden. Hier wird bei der Farbcodierung die divergierende Rot-Blau-Farbskala gemäß Kapitel 2.4.4.2 verwendet, um Wertedifferenzen intuitiv erkennen zu können.

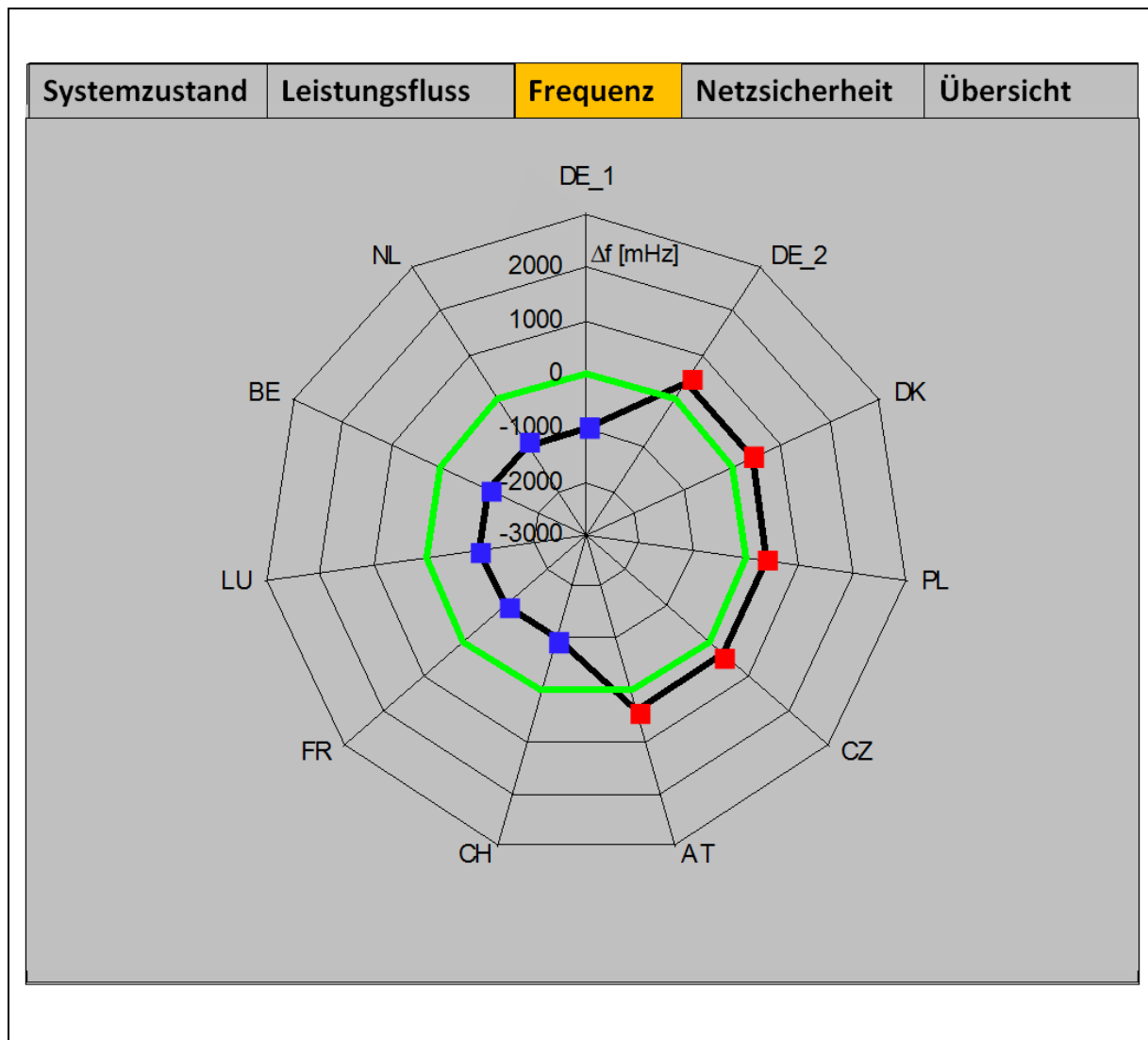


Bild 6.13: Kiviagramm - Darstellung der Frequenzabweichung

In Bild 6.14 wird die Darstellung mittels Kiviagrammen verwendet, um den Leistungsaustausch zu den benachbarten Regelzonen darzustellen. Leistungsimporte werden als negative Werte in blauer Farbe und Leistungsexporte als positive Werte rot dargestellt. Durch die geographische Orientierung der Datenpunkte lässt sich die Leistungsflussrichtung von Ost nach West intuitiv erkennen - die Mustererkennung wird unterstützt. Durch Hinzufügen weiterer Linienzüge können beispielsweise Soll-Austauschprogramme und Ist-Leistungsfluss oder Werte der Engpassvorschau parallel angezeigt und leicht verglichen werden.

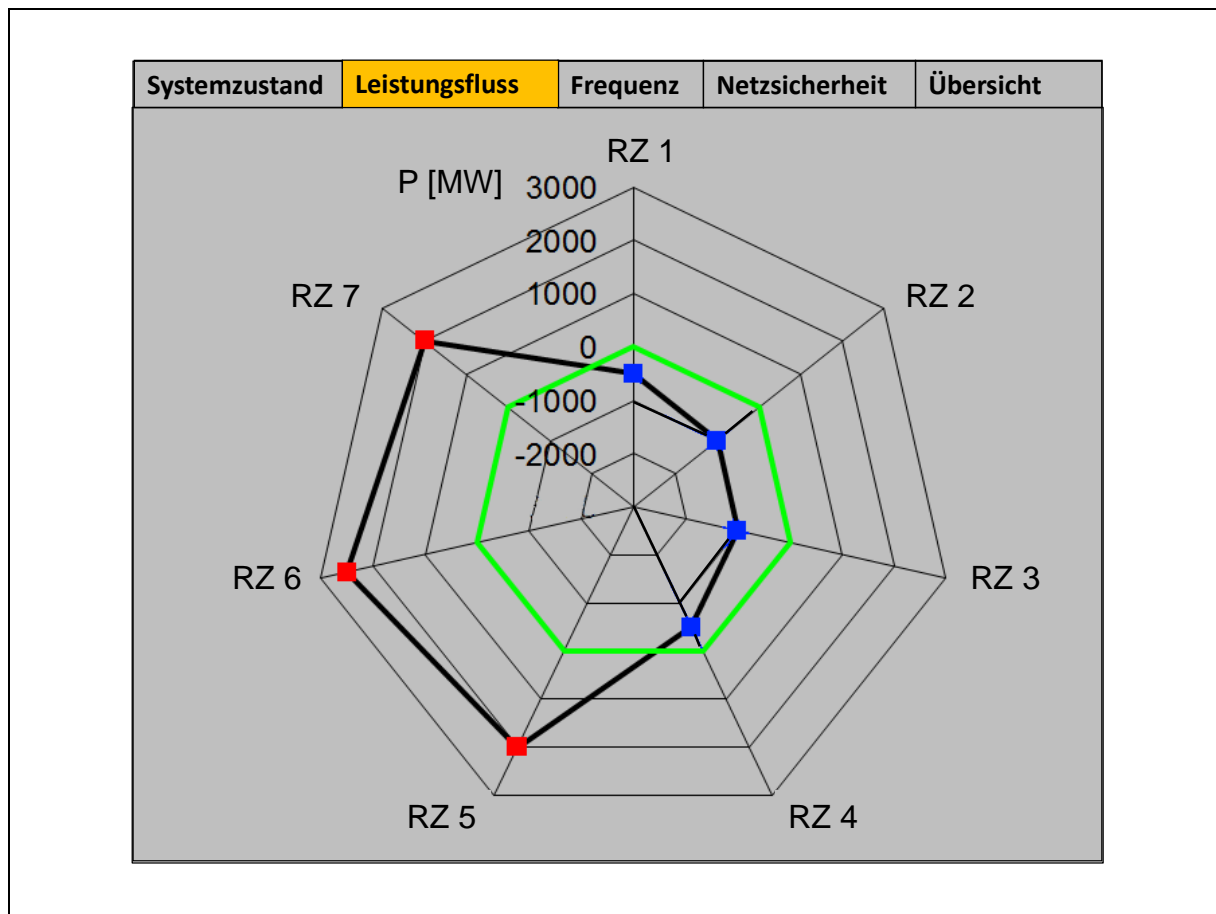


Bild 6.14: Kiviagraph - Darstellung Leistungsaustausch

6.3.4 Vereinfachte Netzdarstellung

Nachfolgend werden die für die Verwendung im Leitsystem entwickelten Darstellungen gemäß Kapitel 4.4 aufgezeigt. Die Anzeigen dienen der Hervorhebung der weiträumigen Übertragungsaufgabe und bieten die Möglichkeit der parallelen Anzeige von diversen Einflussfaktoren, wie beispielsweise:

- Leistungsfluss: Höhe, Richtung, Änderungen, Ringflüsse
- Marktsituation: Kommerzielle Austauschprogramme
- Indikatoren zur Anzeige der Netzbelastung
- Darstellung der Leistungsbilanz (P_{soll} , ACE, etc.)
- Einspeisesituation (konventionelle Kraftwerke, Windeinspeisung)
- Darstellung von Frequenzinseln bei Netzstörungen (nicht Fokus dieser Arbeit).

In Bild 6.15 ist die vereinfachte Netzdarstellung exemplarisch abgebildet. Diese zeigt die überregionale Leistungsflusssituation gemeinsam mit der aktuellen regionalen Einspeise- und Lastsituation. Die Form- und Farbcodierung der Pfeile erfolgt in Abhängigkeit von Schwellwerten der Leistungsflussindikatoren (Bild 6.15, „OG1“, „OG2“) [72]. Diese erlauben eine intuitive Identifikation der weiträumigen Leistungsflussrichtung und unterstützen somit die Mustererkennung, wie beispielsweise „Hoher Leistungsfluss in Nord-Süd-Richtung“. Zusätzlich wird die Leistungsbilanz der Netzregionen in Form von Import-, Export- und neutraler Leistungsbilanz mittels divergierender Rot-Blau-Farbskala gemäß Kapitel 2.4.4.2 dargestellt. Bei einer ausgeglichenen Bilanz werden Transite zusätzlich hervorgehoben. Mit dieser Farbdarstellung wird ein visuell intuitiver Quelle-Senke Effekt erzeugt. Diese Netzregionendarstellung kann als neue Visualisierungsebene zwischen der Regelzonenansicht, wie beispielsweise in [59, 82] und der detaillierten Darstellungsform aus [58] betrachtet werden.

Um auch die Netzbelastung oder Engpässe innerhalb der Regionen hervorzuheben, werden zusätzlich die in Kapitel 4.3.3 beschriebenen Indikatoren der Netzauslastung in die Netzdarstellung verteilt eingebettet. Die hohe Gesamtbelastung der Netzelemente ist in Region C - im Gegensatz zu Region D - über den visuellen Eindruck direkt erkennbar (siehe Bild 6.15).

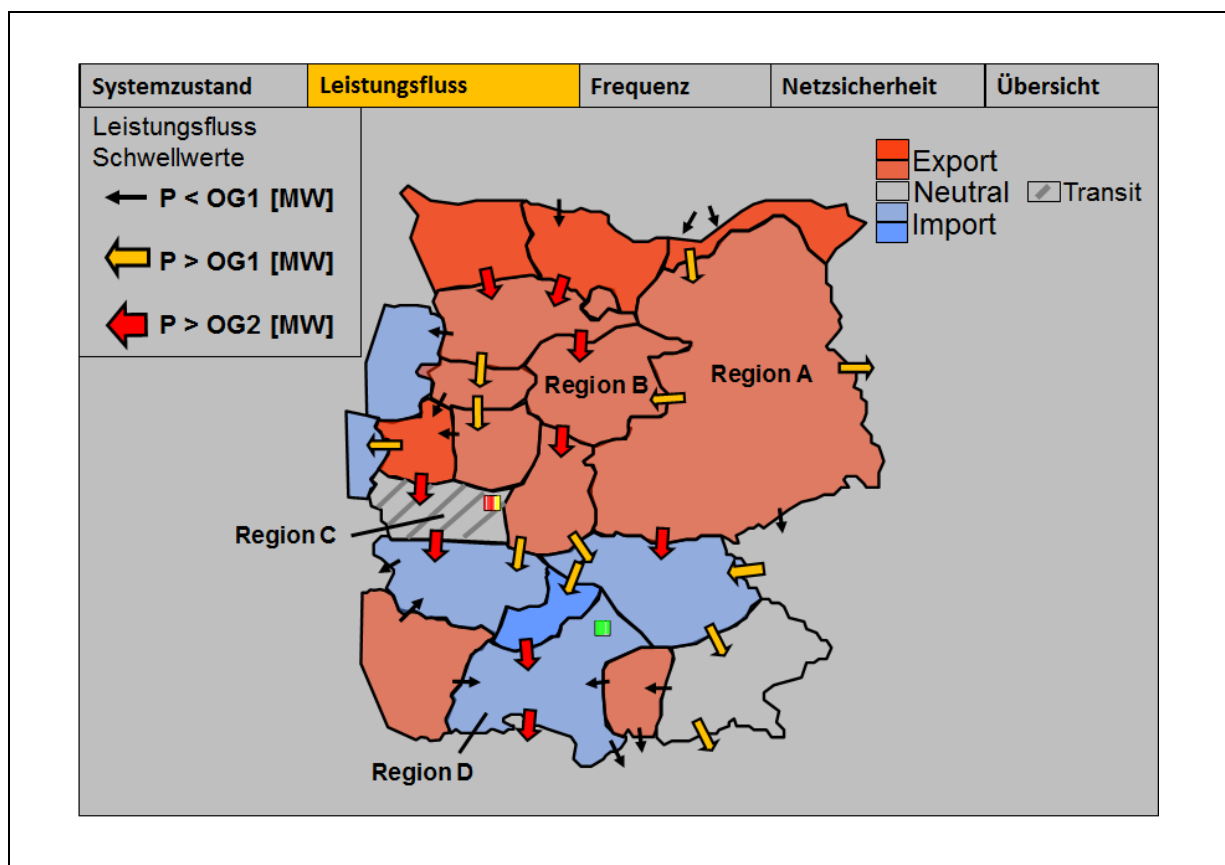


Bild 6.15: Vereinfachte Netzdarstellung überregionaler Übertragungsnetze für mehrere Regelzonen

In Bild 6.16 wird das beschriebene Farbschema auf die vereinfachte Netzdarstellung des kontinentaleuropäischen Übertragungsnetzes (ehemals UCTE) angewandt. Diese Ansicht erhält der Schaltungenieur durch Herauszoomen aus Bild 6.15. Gemäß der in Kapitel 4.4 beschriebenen Methode können die verschiedenen Regelblöcke wiederum in Netzregionen - analog zu Bild 6.15 - unterteilt werden. Die Verwendung einer schematischen, pseudo-geographischen Karte gemäß Bild 6.16 ermöglicht die Integration von Informationen wie Leistungsflussindikatoren in Gebieten mit hoher Regelblockdichte, wie beispielsweise im Gebiet Süd-Ost Europa.

Ergänzend können für jede Region Kreisdiagramme zur Anzeige des Systemzustandes eingebettet werden. Dadurch wird eine gemeinsame und überregionale Situationserfassung zwischen den verschiedenen Übertragungsnetzbetreibern ermöglicht (englisch „shared SA“) [50]. In Bild 6.16 ist dies exemplarisch für die Regelblöcke Deutschland, Frankreich und Polen dargestellt. Hier können parallel wichtige Systemzustandsinformationen des europäischen Übertragungsnetzes wie „ Δf “, „ACE“, „n-1, I“ und „n-1, U“, etc. angezeigt werden. Die einheitliche Zuordnung der Informationen zu den Kreissegmenten ermöglicht beispielweise im Fall von großen oder langanhaltenden Frequenzabweichungen die schnelle Lokalisierung der verursachenden Regelzone (vgl. Kapitel 3.2.3).

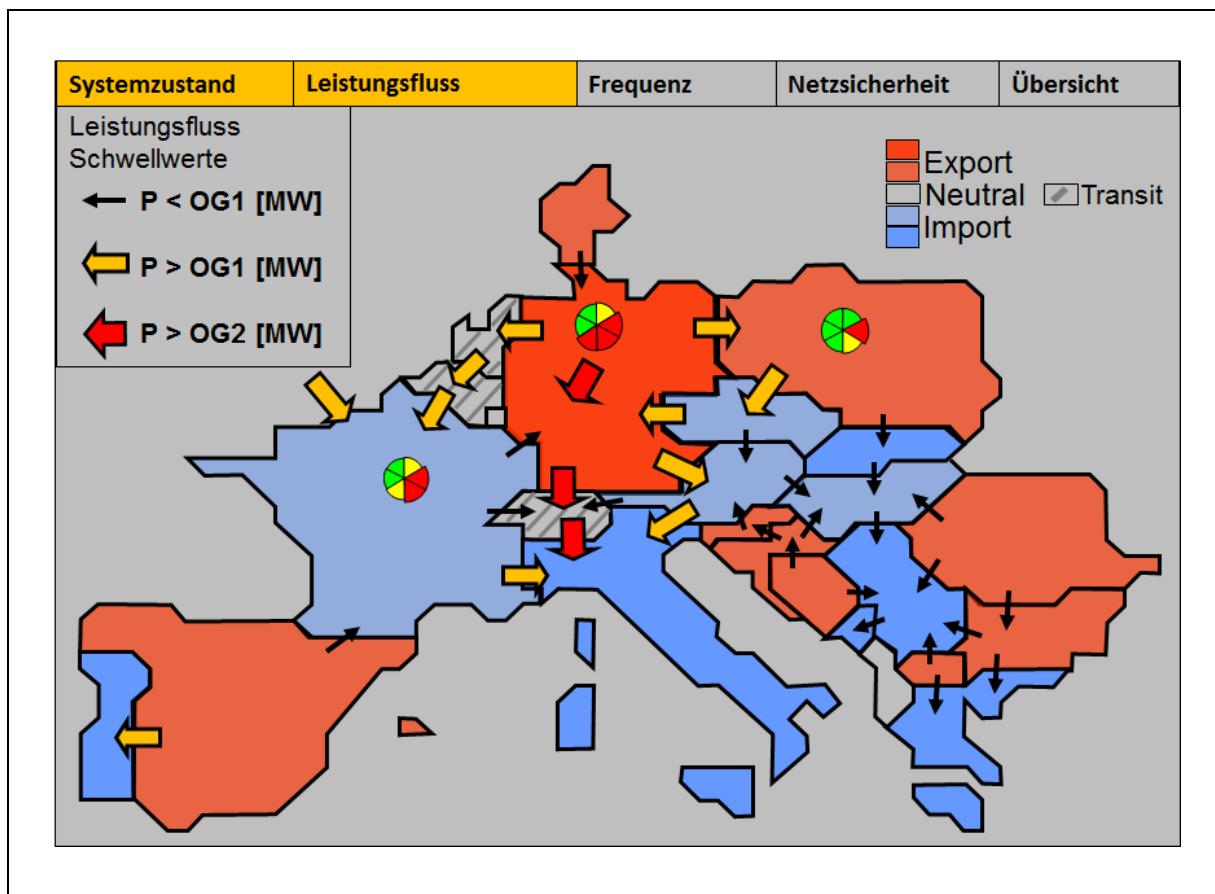


Bild 6.16: Vereinfachte Netzdarstellung des kontinentaleuropäischen Übertragungsnetzes

Diese Art der Darstellung macht die weiträumige Gesamtsituation direkt erfassbar und schafft einen intuitiven und globalen Überblick. Die beschriebenen Prinzipien für das Farbschema sind beispielsweise in Ergebnisse der in [82] dargestellten Entwicklungen eingeflossen.

6.4 Realisierung in der Netzleitstelle

6.4.1 Validierung der Visualisierung in der Netzleitstelle

Im Folgenden werden ausgewählte im Online-Leitsystem der Netzleitstelle umgesetzte Darstellungen - erkennbar am schwarzen Hintergrund - diskutiert und erste Erfahrungen im Betrieb der Netzleitstelle beschrieben.

Dazu werden im Online-Leitsystem verschiedene Varianten der Diagramme zur Verfügung gestellt und mit Echtzeit-Prozessdaten gespeist, um deren Wirkung und Gebrauchstauglichkeit zu untersuchen.

Die unterschiedliche Wirkungsweise in Abhängigkeit der Gewichtung und Anordnung der Kreissegmente kann anhand Bild 6.17 verglichen werden. Dargestellt ist die Systemzustandsinformation mit der Auslastung der Regelleistung „RL%“. Da der betrachtete ÜNB sowohl Regelzonen- als auch Regelblockführer ist, wird die Möglichkeit der Gewichtung der Kreissegmente untersucht und die Informationen für die eigene Regelzone und den Regelblock höher gewichtet dargestellt. Für den Einsatz von MRL sind jedoch auch die anderen Regelzonen zu betrachten (siehe Kapitel 2.2.5). Daher werden die Systemzustandsinformationen „RL%“ (siehe Kapitel 3.2.3) für die vier deutschen Regelzonen sowie für den gesamten Regelblock Deutschland dargestellt. Das Diagramm kann als hierarchisch unterlagert zum Kreisdiagramm „Zustand Systembilanz“ betrachtet werden.

In der linken Darstellung sind die Einzelgrößen gleichgewichtet. Die Gesamtauslastung für den deutschen Regelblock ist zentriert dargestellt und die vier Regelzonen sind geographisch orientiert angeordnet. In der rechten Darstellung dagegen werden die für den betrachteten ÜNB höher priorisierten Informationen - die Auslastung der eigenen Regelzone (Bild 6.17, „RZ1“) sowie des Regelblockes (Bild 6.17, „RB DE“) - höher gewichtet als die übrigen Informationen und nehmen gemeinsam die obere Hälfte des Kreisdiagramms ein. Die Gegenüberstellung der beiden Darstellungen sowie die Diskussion mit den Schaltungingenieuren im Betrieb zeigen, dass die Kreissegmente mit größerem Winkel intuitiv als höher prior wahrgenommen werden. Der Schaltungingenieur erkennt intuitiv, sobald die Auslastung der eigenen Regelzone und gleichzeitig des Regelblocks einen gewissen

Schwellwert im Warnbereich überschritten haben und wird bei der Entscheidung, Minutenreserve einzusetzen, unterstützt.

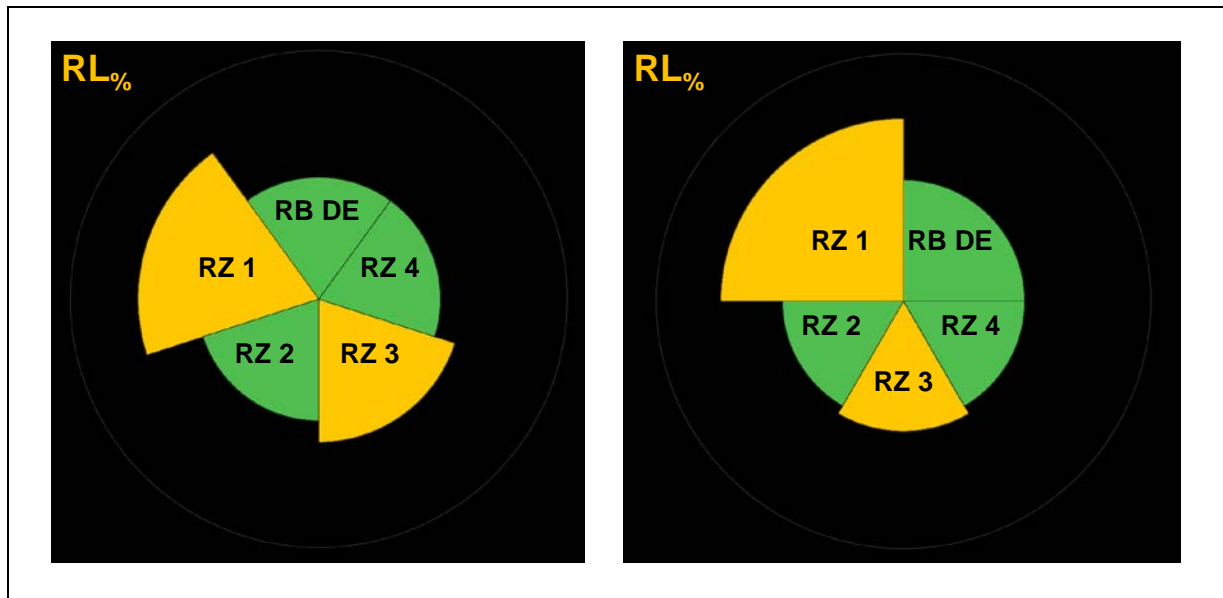


Bild 6.17: Systemzustandsanzeige Kreisdiagramm - Umsetzung im Leitsystem:
(a) gleiche Gewichtung, (b) unterschiedliche Gewichtung

Diese Anzeige der Systemzustandsinformation „RL%“ eignet sich zudem, um die Wirkung des Kreisdiagramms bei zeitkontinuierlichen Sekundenwerten zu testen. Die Erfahrungen im Betrieb zeigen, dass gerade bei zeitkontinuierlichen Größen eine zusätzliche Betrachtung der Werte über einen längeren Zeitraum im Liniengraphen notwendig ist. Auch wirkt die Anzeige bei Schwankungen um die Schwellwerte bei den zeitkontinuierlichen Sekundenwerten teilweise etwas unruhig.

Als weitere Variante werden den Schaltungstechnikern Kreisdiagramme mit unterschiedlichem Radiusverhältnis K_{Alarm} zu K_{Warn} (siehe Kapitel 5.1.1) zur Verfügung gestellt. In Bild 6.18 oben ist ein Verhältnis von K_{Alarm} zu K_{Warn} von 2:1 gewählt, während in der unten dargestellten Variante das Verhältnis 4:3 beträgt.

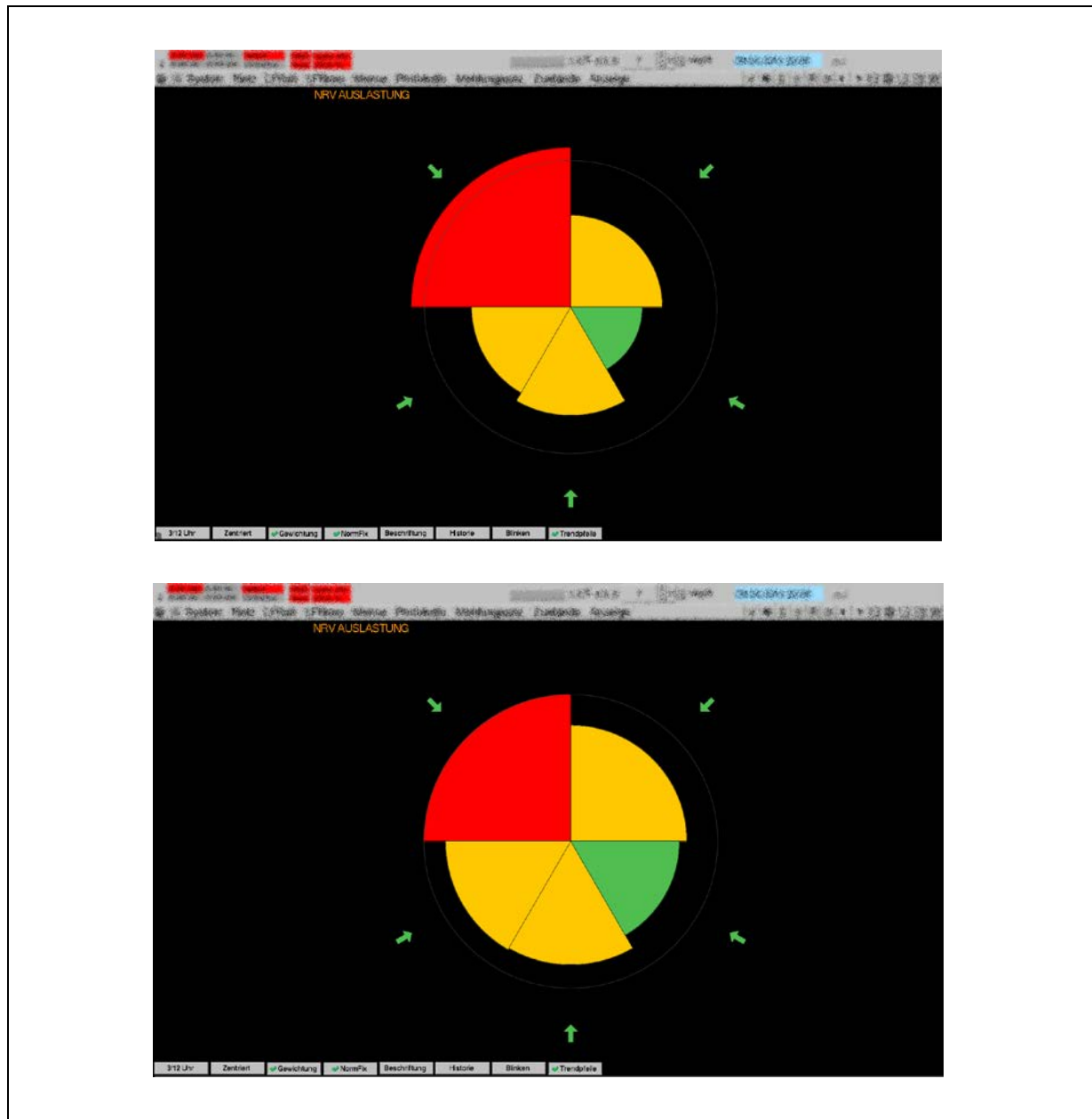


Bild 6.18: Systemzustandsanzeige Kreisdiagramm - Umsetzung im Leitsystem: (a) Radiusintervall Warnbereich groß, (b) Radiusintervall klein

Die Erfahrungen im Betrieb haben gezeigt, dass das genaue Ablesen des Radius insbesondere im Warnbereich relevant ist. Während im Normal- und Alarmbereich vornehmlich wichtig ist, ob sich der Zustand im jeweiligen Bereich befindet, sind im Warnbereich auch der Grad der Abweichung und der Abstand zum Alarmbereich von Interesse. Während des Probetriebs hat sich ein Verhältnis von K_{Alarm} zu K_{Warn} von 2:1 als sinnvoll erwiesen. Die Umsetzung ist so erfolgt, dass das Verhältnis jederzeit über die Konfigurationsdatei (siehe Kapitel 6.2.3) angepasst werden kann.

Neben der grafischen Darstellung der Abweichungen der Systemzustandsinformationen sind ergänzend die expliziten numerischen Zahlenwerte zur Verfügung

zu stellen. Die entsprechende Beschriftung kann über eine Schaltfläche ein- und ausgeblendet werden. Zusätzlich wird eine „Bubble Help“ mit den aktuellen Werten sowie entsprechenden Schwellwerten eingeblendet. Die im Betrieb gewonnenen Erkenntnisse zeigen, dass sich die Zuordnung bei einer geringen Anzahl von sechs bis neun Kreissegmenten gut einprägt. Daher ist die Beschriftung für die erste Phase sinnvoll, kann aber im späteren regulären Betrieb ausgeblendet und optional über das Menü eingeblendet werden. Dies trägt dazu bei, eine Überladung mit Informationen zu vermeiden.

In Bild 6.19 ist beispielhaft die Implementierung des Kreisdiagramms für den Teilbereich „Netzzustand“ mit den Systemzustandsinformationen „n-1, I“, „n-1, U“, „n-0, I“, „n-0, U“ und „KURE“ (siehe Kapitel 3.2.2) im Leitsystem dargestellt. Die Ausschnitte zeigen die zeitliche Entwicklung des Kreisdiagramms bei einer zunehmenden Belastungssituation über drei Zeitpunkte. Dabei sind die höher prioren Informationen „n-1, I“ und „n-1, U“ (siehe Kapitel 3.3) mittels entsprechender Gewichtung der Kreissegmente hervorgehoben. Im ersten Zeitschritt sind alle Systemzustandsinformationen des Teilbereichs „Netzzustand“ im Normalbereich grün. Die gelben Trendpfeile für die Größen „n-1, I“ und „n-1, U“ weisen jedoch bereits darauf hin, dass sich die Situation verschlechtert. In der mittleren Anzeige erreichen die beiden Systemzustandsinformationen den Warnbereich. Der Schaltungingenieur kann den Schweregrad der gravierendsten Grenzwertverletzung überwachen und direkt ablesen, sobald die Abweichung zunimmt. Im letzten dargestellten Zeitschritt überschreitet die maximale Grenzwertverletzung aller (n-1)-Ausfallvarianten „n-1, I“ sogar den zweiten Grenzwert in Form des Alarmschwellwertes. Die sich zuspitzende Netzsituation ist für den Schaltungingenieur intuitiv erfassbar.



Bild 6.19: Kreisdiagramm für den Netzzustand - Umsetzung im Leitsystem - Zeitverlauf einer sich zuspitzenden Netzsituation (grün, gelb, rot)

Gemäß den Berechnungsvorschriften aus Kapitel 5.1.2 wird lediglich die gravierendste Grenzwertverletzung über den Radius codiert. Im Betrieb sind darüber

hinaus zusätzliche Informationen über weitere Grenzwertverletzungen erforderlich. Die Diskussionen mit den Schaltungstechnikern im Rahmen der betrieblichen Umsetzung zeigen, dass hier beispielsweise über Blinken des Kreissegmentes die Aufmerksamkeit auf neue Meldungen gelenkt werden kann, die nicht direkt über den Radius codiert werden. Somit wird eine Verdeckung von nicht angezeigten Befunden vermieden. Über das Aufschalten der mittleren Visualisierungsebene (Bild 6.11) direkt aus dem Kreisdiagramm heraus erhält der Schaltungstechniker alle weiteren notwendigen Detailinformationen.

Das Vertrauen in die Information ist von elementarer Bedeutung für die Situationserfassung [50] (siehe Kapitel 2.4.3). Ist die Datenverbindung gestört oder sind Datenwerte mit einer erhöhten Unsicherheit behaftet, wird dies farblich codiert. In Bild 6.20 ist dies beispielhaft für das Kreisdiagramm „Netzzustand“ dargestellt. Aufgrund geringer Güte der State Estimation (siehe Kapitel 3.2.2) sind die Ergebnisse der Netzsicherheitsrechnung mit Unsicherheiten behaftet. Die Farbe der Kreissegmente wechselt zu „grau“, der Radius bleibt jedoch als Referenz entsprechend dem zuletzt gültigen Wert erhalten.

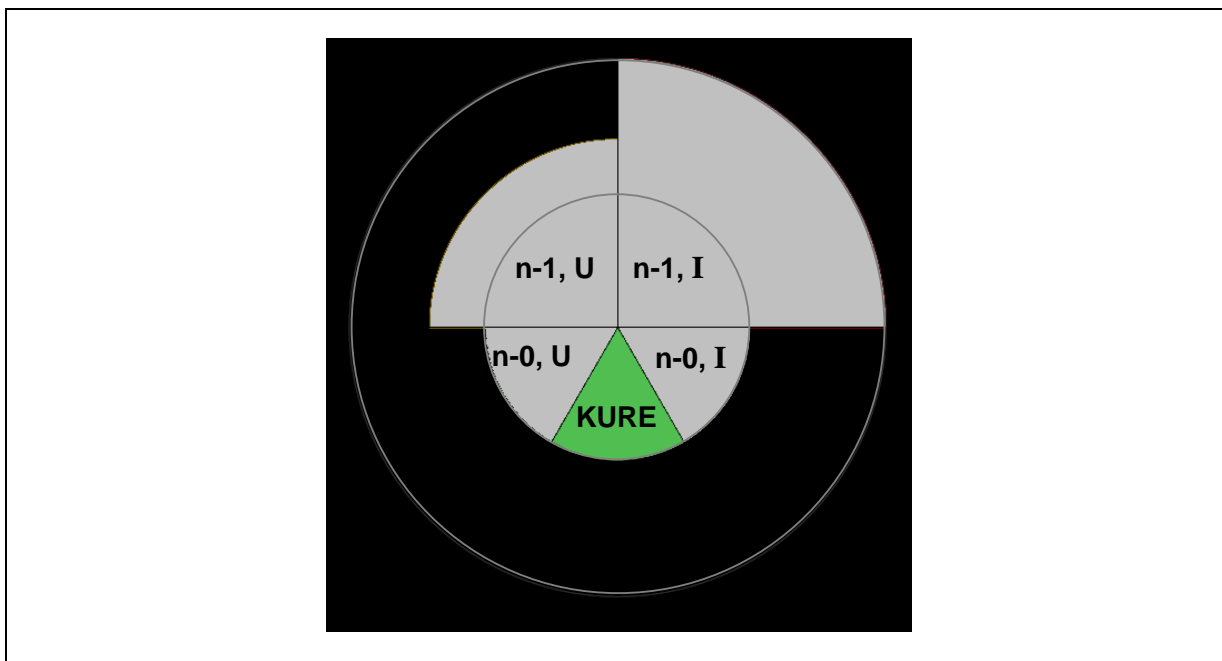


Bild 6.20: Systemzustandsanzeige Kreisdiagramm - Umsetzung im Leitsystem - Darstellung fehlerhafter Daten

Die Darstellung des aktuellen Zustandes (T_{akt}) aller Systemzustandsinformationen erfolgt mit der schnellsten Aktualisierungsrate der jeweiligen Daten. Dies kann von Information zu Information verschieden sein, ist jedoch erforderlich, damit Werte im Warn- oder Alarmbereich für den Schaltungstechniker direkt erkennbar sind. Im Bereich „Systembilanz“ liegt die Aktualisierungsrate im Sekundenbereich. Die Daten im Bereich „Netzzustand“ beziehungsweise „indirekte und externe Kriterien“ unterliegen dagegen in der Regel einem Viertelstundenzklus.

Bei der Historie werden die Werte der letzten Viertelstunden angezeigt. Im Fall von zeitkontinuierlichen Größen werden bei der Historie die maximalen Werte im jeweiligen Zeitintervall gebildet und dargestellt.

Der durch das Kreisdiagramm dargestellte Systemzustand wird um den zeitlichen Verlauf der Systemzustandsinformationen mittels Systemzustandsmatrix (siehe Bild 6.21 und Bild 6.22) im Online-Leitsystem erweitert. Der Einsatz im Betrieb zeigt, dass diese Darstellung besser geeignet ist, um den zeitlichen Verlauf der Systemzustandsinformationen wiederzugeben. Während im Kreisdiagramm lediglich ein Zeitschritt der Historie wiedergegeben werden kann, ist es bei der Systemzustandsmatrix möglich, die Entwicklung über einen längeren Zeitraum abzubilden. Der Vorteil des Kreisdiagramms jedoch liegt darin, dass die Zusammenhänge zwischen verschiedenen Größen und der Grad der Abweichungen direkt und intuitiver zu erkennen sind.

6.4.2 Großbildanzeige mit Systemzustandsanzeige in der Netzleitstelle

Auf der Großbildanzeige der Netzleitstelle des betrachteten europäischen Übertragungsnetzbetreibers sind in dieser Arbeit umgesetzte Visualisierungen im Leitsystem, das Kreisdiagramm und die Systemzustandsmatrix, im Betrieb dargestellt (Bild 6.21 und Bild 6.22).



Bild 6.21: Großbildanzeige mit Systemzustandsanzeige in der Netzleitstelle

Die Großbildanzeige ermöglicht es, den Systemzustand an einer zentralen Position, für alle Schaltungstechniker in der Netzleitstelle klar erkennbar, aufzuzeigen [33, 47, 48]. Bild 6.21 zeigt die parallele Darstellung von drei Kreisdiagrammen und zusätzlich der Systemzustandsmatrix zur Visualisierung der zeitlichen Entwicklung. Parallel wird eine vereinfachte Netzdarstellung aus der mittleren Visualisierungsebene auf der Großbildanzeige dargestellt. Deutlich zu erkennen ist, wie zwei der drei Kreisdiagramme Abweichungen im Warn- und Alarmbereich aufweisen. Der Schaltungstechniker erkennt sofort, welche Bereiche betroffen sind. Der globale Systemzustand ist auf einen Blick erfassbar.

Durch die parallele Anzeige der Systemzustandsanzeige für die verschiedenen Aufgabenbereiche wird eine gemeinsame, aufgabenübergreifende und geteilte Situationserfassung (englisch „shared SA“) aller Schaltungstechniker der verschiedenen Arbeitsplätze in der Netzleitstelle gefördert. Die geteilte Situationserfassung unterstützt so die Entscheidungsfindung der Schaltungstechniker [50].

Bild 6.22 zeigt, wie - neben der Darstellung der Systemzustandsanzeige - parallel die mittlere sowie dritte Visualisierungsebene - in Form des detaillierten Netzabbildes - auf der Großbildanzeige zur Verfügung stehen. Dabei erlaubt die Integration der neuen Visualisierungen in das Leitsystem den Schaltungstechnikern eine einheitliche Bedienung der Anzeigen.

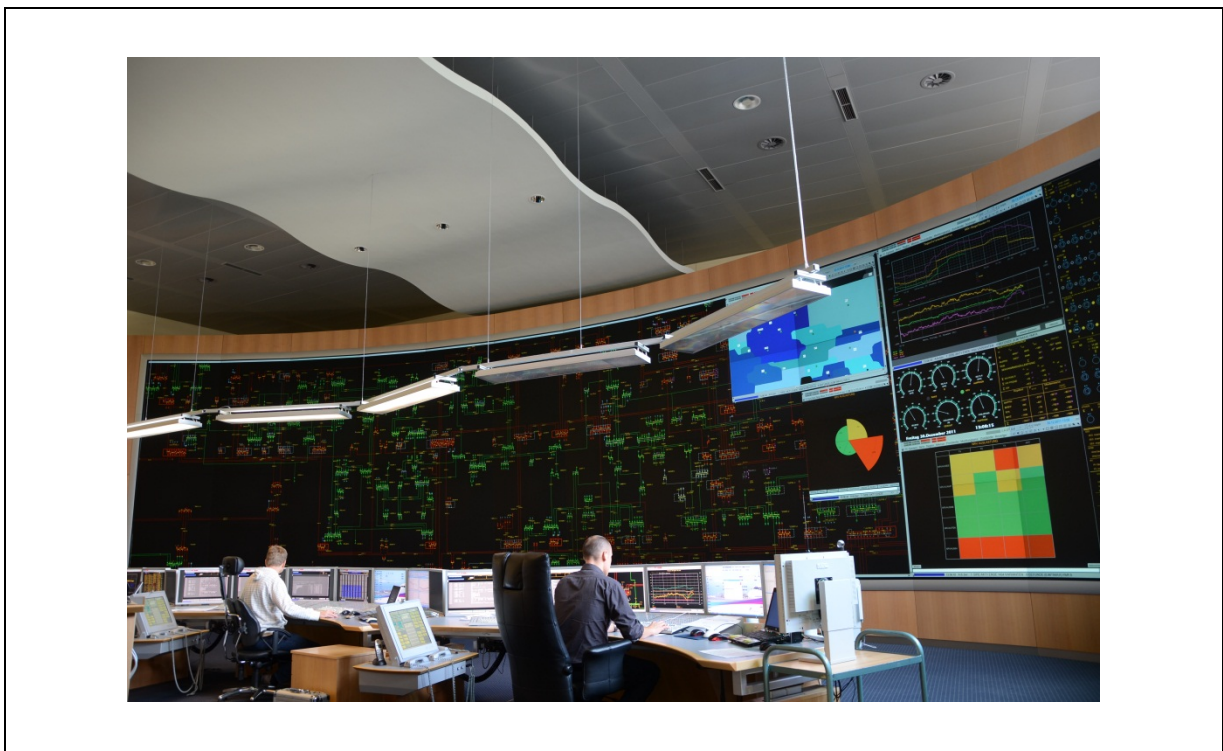


Bild 6.22: Gemeinsame Situationserfassung mehrerer Arbeitsplätze in der Netzleitstelle mittels Systemzustandsanzeige

7 Zusammenfassung und Ausblick

Die Systemführung elektrischer Übertragungsnetze hat in den letzten Jahren eine deutliche Komplexitätssteigerung erfahren. Dabei stellen die Integration der erneuerbaren Energien - insbesondere Wind und Photovoltaik - sowie der weiträumige Handel großer Energiemengen die Hauptherausforderungen dar. Es kommt immer häufiger zu wechselnden sowie unbekanntenen Netzsituationen mit grenzwertig hohen Belastungen des Übertragungsnetzes.

Von den Schaltungengeuren der Netzleitstelle müssen bei der Überwachung und Identifikation des globalen Systemzustandes erheblich mehr Informationen berücksichtigt und bewertet werden. Daraus ergeben sich neue Anforderungen an die Visualisierung unter Berücksichtigung kognitiver Aspekte. Es stellt sich die Frage, wie die steigende Komplexität aufbereitet und die Situationserfassung in der Systemführung durch eine geeignete Visualisierung unterstützt werden kann.

In der vorliegenden Arbeit wird der Stand der Technik der Prozessvisualisierung in der Netzleitstelle analysiert. Bei den heute verfügbaren Ansätzen handelt es sich zumeist um Stand-Alone-Systeme, entkoppelt vom eigentlichen Leitsystem. Während sich viele Visualisierungsansätze mit möglichen Netzdarstellungen beschäftigen, fehlt derzeit eine integrierte Anzeige, die den gesamten Systemzustand beschreibt.

Daher wird in dieser Arbeit die Situationserfassung in großräumigen elektrischen Übertragungsnetzen analysiert und eine Visualisierung des globalen Systemzustandes entwickelt. Um erste Erfahrungen im Betrieb in die Arbeit einfließen lassen zu können, sind neue Visualisierungsentwürfe ins zentrale Leitsystem eines deutschen Übertragungsnetzbetreibers mit weiteren Aufgaben für das deutsche und europäische Übertragungsnetz implementiert und vorgestellt worden.

Im Rahmen einer Aufgabenanalyse werden die relevanten Systemzustandsinformationen zur Bewertung des globalen Systemzustandes ermittelt. Das Resultat zeigt, dass vom Schaltungengeur eine Vielzahl inhomogener Einzelinformationen kontinuierlich bewertet und zueinander in Beziehung gesetzt werden müssen. Dabei lassen sich die identifizierten Informationen in die drei Teilbereiche „Netzzustand“, „Zustand Systembilanz“ sowie „indirekte und externe Kriterien“ gruppieren.

Zur Vermeidung einer Datenüberflutung wird das Visualisierungskonzept auf Basis einer hierarchischen Informationsdarbietung aufgegriffen. Die höchste Ebene - die Visualisierung des globalen Systemzustandes - stellt den Fokus der Entwicklungen dar. Dem Schaltungingenieur wird über ein Kreisdiagramm angezeigt, ob sich das Gesamtsystem im gewünschten Zustand befindet und falls nicht, präsentieren die einzelnen Kreissegmente den Grad der Abweichung der jeweiligen Systemzustandsinformation. Die Darstellung erfolgt so, dass der Systemzustand im Echtzeitbetrieb intuitiv nach geringer Betrachtungszeit gedeutet werden kann. Dabei liegt die Hauptaufgabe der Systemzustandsanzeige darin, die Aufmerksamkeit des Schaltungingenieurs im Falle einer Abweichung zu erzielen und somit die Situationserfassung zu unterstützen.

Eine zentrale Untersuchung zeigt, wie weit die Systemzustandsinformationen in der globalen Anzeige verdichtet werden dürfen. Dazu sind im Rahmen der Untersuchung der Gebrauchstauglichkeit drei Varianten des Kreisdiagramms implementiert, getestet und entsprechend den Diskussionsergebnissen mit den Anwendern verbessert worden.

Insgesamt lässt sich feststellen, dass die wichtigste Prämisse dem Vertrauen in die Darstellung der Anzeige gilt. Dies bedeutet insbesondere, dass Verdeckungseffekte zu minimieren sind. Daher werden die Gruppierung der Systemzustandsinformationen zu den identifizierten Teilbereichen und ein ständiges paralleles Aufschalten aller drei unterlagerten Kreisdiagramme von den Anwendern präferiert. Der Grundsatz der gleichzeitig maximal erfassbaren fünf bis neun Informationseinheiten ist dabei für jede Einzelanzeige der Teilbereiche gewährleistet.

Die Erfahrungen im Betrieb zeigen, dass mittels Kreisdiagramm als Systemzustandsanzeige, die Zusammenhänge zwischen verschiedenen Größen und der Grad der Abweichungen direkt und intuitiv zu erkennen sind. Als Ergänzung wird eine Systemzustandsmatrix entwickelt, die es ermöglicht, die zeitliche Entwicklung der Systemzustandsinformationen über einen längeren Zeitraum wiederzugeben. Die Anzeige der zeitlichen Entwicklung inklusive Trends ist eine entscheidende Hilfe, um den Schaltungingenieur bei der Projektion des Systemzustandes in die Zukunft zu unterstützen. So werden frühzeitige, deutliche Signale zur Erkennung einer Netzsituation sowie eine Trendaussage ermöglicht. Hierdurch wird die Aufmerksamkeit auf Ereignisse gelenkt, die zu einer Gefahr für die Systemsicherheit werden können.

Neben der Darstellung des globalen Systemzustandes werden außerdem neue Visualisierungsmöglichkeiten für Übersichtsanzeigen aufgezeigt. So muss der Schaltungingenieur weitere Informationen erhalten, falls bei einer Systemzustandsinformation Abweichungen vom Sollzustand oder Verletzungen von Grenzwerten vorliegen. Hier werden Übersichtsinformationen zu bestimmten Bereichen, wie

beispielsweise den Ergebnissen der Netzsicherheitsrechnung, entwickelt und dargestellt. Vereinfachte Netzdarstellungen zur Verwendung im Leitsystem ermöglichen die visuelle Hervorhebung der weiträumigen Übertragungsaufgabe und bieten die Möglichkeit der parallelen Anzeige von diversen Einflussfaktoren auf die Leistungsflusssituation.

Eine weitere intuitive Methode zur Darstellung der mittleren Visualisierungsebene ist der Kiviatgraph. Am Beispiel des Spannungsprofils wird gezeigt, dass diese Form der Darstellung für die große Datenmenge optimal geeignet ist. Außerdem werden Möglichkeiten der Datenreduktion beim Kiviatgraphen im Rahmen der Implementierung validiert. Anhand neuer Darstellungen der Frequenzabweichung und des Leistungsaustauschs wird gezeigt, wie intuitiv sich die visuelle Wahrnehmung beim Kiviatgraphen gestaltet.

Die im Rahmen der Gebrauchstauglichkeitsuntersuchungen in der Netzleitstelle gewonnenen Erkenntnisse zeigen, dass die angebotene Visualisierung den Schaltungsingenieuren erlaubt, den globalen Systemzustand auf einen Blick zu erkennen. Zusätzlich fördern die angebotenen Darstellungen der mittleren Visualisierungsebene die Situationserfassung durch die Unterstützung der visuellen Wahrnehmung, wie zum Beispiel der Mustererkennung. Durch die parallele Anzeige der Systemzustandsanzeige für die verschiedenen Aufgabenbereiche in der Systemführung wird eine gemeinsame, aufgabenübergreifende und geteilte Situationserfassung aller Schaltungsingenieure der verschiedenen Arbeitsplätze in der Netzleitstelle gefördert.

Neben dem Einsatz in der Echtzeit-Systemführung sind die entwickelten Darstellungen auch für den Gebrauch im Rahmen der operativen Netz- und Systemplanung, beispielsweise im Rahmen der Engpassvorschau, geeignet. Die Verwendung der Anzeigen im Trainingssimulator kann dazu beitragen, dass sich Darstellungen für bestimmte Netzsituationen schneller einprägen und so die Mustererkennung unterstützt wird.

Im weiteren Betrieb sind die identifizierten Systemzustandsinformationen sowie Schwellwerte kontinuierlich zu überprüfen und gegebenenfalls anzupassen. Da häufig wechselnde sowie neue Netzsituationen immer frequenter werden, könnten ergänzende Kreisdiagramme vom Schaltungsingenieur situationsabhängig zusammengestellt werden.

Einige Systemzustandsinformationen, die derzeit speziell für den betrachteten Übertragungsnetzbetreiber von Interesse sind, können auch für andere Netzbetreiber bei zukünftigen Herausforderungen relevant werden, insbesondere im Hinblick auf die weltweite Entwicklung erneuerbarer Energien. Hatte die PV-Einspeisung während der durchgeführten Analysen für die Übertragungsebene

noch eine geringere Bedeutung, ist deren Einfluss zukünftig verstärkt zu berücksichtigen.

Perspektivisch können aus dem parallelen Betrieb von HGÜ-Übertragungsstrecken [87] und dem bestehenden Drehstrom-Übertragungsnetz neue Anforderungen an die Visualisierung resultieren.

Der Einsatz der entwickelten Visualisierung im gemeinsamen Echtzeit-Informationssystem europäischer Übertragungsnetzbetreiber [17, 82], kann einen maßgeblichen Beitrag zur Unterstützung der Systemsicherheit leisten.

8 Literaturverzeichnis

- [1] Deutscher Bundestag (Hrsg.):
Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich und zur Änderung damit zusammenhängender Vorschriften.
Bundesgesetzblatt Jahrgang 2008, Teil I, Nr. 49, Bonn, 2008
- [2] Das Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik - IWES (Hrsg.):
Windmonitor.
Kassel, <http://windmonitor.iwes.fraunhofer.de> [Stand 01.09.2013]
- [3] Bundesnetzagentur (Hrsg.):
Photovoltaikanlagen: Datenmeldungen sowie EEG-Vergütungssätze.
Bonn, <http://www.bundesnetzagentur.de> [Stand 01.09.2013]
- [4] Bundesnetzagentur (Hrsg.):
Auswirkung des Kernkraftwerk-Moratoriums auf die Übertragungsnetze und die Versorgungssicherheit.
Bonn, 2011, <http://www.bundesnetzagentur.de> [Stand 01.11.2011]
- [5] Bundesnetzagentur (Hrsg.):
Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2011/12.
Bonn, 2012, <http://www.bundesnetzagentur.de> [Stand 31.05.2012]
- [6] Kleinekorte, K.; Vanzetta, J.; Schneiders, C.:
Wird die Systemführung zum Krisenmanagement? Kritische Netzsituationen im Winter.
ew - Magazin für die Energiewirtschaft, Jahrgang 111, Heft 23/2012, 2012, S. 50-56
- [7] Vanzetta, J.:
Der europäische Strommarkt.
BWK, Heft 11, 2006, S. 6-8

- [8] Europäisches Parlament (Hrsg.):
Verordnung (EG) Nr. 714/2009 des Europäischen Parlamentes und des Rates vom 13. Juli 2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel.
Amtsblatt der Europäischen Union Nr. L211/15, August, 2009
- [9] UCTE (Hrsg.):
Final Report System Disturbance on 4 November 2006.
Brüssel, 2007, <https://www.entsoe.eu> [Stand 01.10.2009]
- [10] ACER (Hrsg.):
Framework Guidelines on System Operation.
2011, <http://www.acer.europa.eu> [Stand 31.07.2011]
- [11] Deutscher Bundestag (Hrsg.):
Zweites Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG).
Bundesgesetzblatt Jahrgang 2005, Teil I, Nr. 42, Bonn, 2005
- [12] U.S.-Canada Power System Outage Task Force (Hrsg.):
Final Report on the August 14, 2003 Blackout in the United States and Canada: Causes and Recommendations.
2004, <http://www.nerc.com> [Stand 01.10.2009]
- [13] NERC (Hrsg.):
Reliability Standards.
<http://www.nerc.com> [Stand 01.10.2009]
- [14] ENTSO-E (Hrsg.):
Operation Handbook.
<https://www.entsoe.eu> [Stand 01.10.2009]
- [15] Vanzetta, J.:
CIGRE Presentation in Workshop "Large Disturbances".
CIGRE Session, Paris, 2010, <http://www.cigre.org> [Stand 31.08.2010]
- [16] Vanzetta, J.; Schneiders, C.:
Current and imminent challenges for the Transmission System Operator in Germany.
IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies (ISGT) Europe, Manchester, UK, 2011

- [17] Schneiders, C.; Vanzetta, J.; Verstege, J.F.:
Enhancement of Situation Awareness in Wide Area Transmission Systems for Electricity and Visualization of the Global System State.
IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies (ISGT) Europe, Berlin, 2012,
Paper 2012ISGTEU-061
- [18] Schäfer, K.F.:
Theorie der Netzberechnung.
Unterlagen zur Vorlesung, Bergische Universität Wuppertal, Wuppertal, 2010
- [19] Hauser, A.:
Integrale Netzzustandsanzeige zur Unterstützung der Betriebsführung elektrischer Energieversorgungssysteme.
Dissertation, Bergische Universität Wuppertal, Wuppertal, 2000
- [20] Schumann, H.; Müller, W.:
Visualisierung: Grundlagen und allgemeine Methoden.
Springer-Verlag, Berlin/Heidelberg, 2000
- [21] Schmidt, L.; Schlick, C.M.; Grosche, J. (Hrsg.):
Ergonomie und Mensch-Maschine-Systeme.
Springer-Verlag, Berlin/Heidelberg, 2008
- [22] Hauser, A.J.; Verstege, J.F.:
Compact and Task Oriented Visualization Techniques Displaying Global Power System Operating States.
CIGRE Symposium "Working Plant and Systems Harder", London, UK, 1999,
Paper 330-01
- [23] Moser, A.:
Optimierung und Betrieb von Energieversorgungssystemen.
Skriptum zur Vorlesung, RWTH Aachen, Klinkenberg Verlag, Aachen, 2010
- [24] Tietze, E. G.; Cichowski, R. R.:
Netzleittechnik Teil 1: Grundlagen, Anlagentechnik für elektrische Verteilungsnetze.
Band 20, 2. Auflage, VDE-Verlag, Berlin, 2006
- [25] VDN (Hrsg.):
Transmission Code 2007: Netz und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber.
VDN, 2007

- [26] CONSENTEC und Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft (FGH) e. V. (Hrsg.):
Notwendige Daten und Informationen zur Wahrnehmung der Systemverantwortung in der Regelzone von 50Hertz Transmission.
Kurzgutachten im Auftrag der 50Hertz Transmission GmbH,
Berlin, 2010, <http://www.50hertz.com> [Stand 20.12.2012]
- [27] 50Hertz Transmission; Amprion; TenneT TSO; TransnetBW (Hrsg.):
Nach §12(4) EnWG notwendige Daten und Informationen zur operativen Wahrnehmung der Systemverantwortung durch die deutschen Übertragungsnetzbetreiber.
2011, <http://www.50hertz.com> [Stand 20.12.2012]
- [28] Haubrich, H.-J.:
Elektrische Energieversorgungssysteme
Technische und Wirtschaftliche Zusammenhänge.
Skriptum zur Vorlesung Elektrische Anlagen I, RWTH Aachen, Verlag Mainz, Wissenschaftsverlag, Aachen, 2001
- [29] Horstmann, T.; Kleinekorte, K. (Hrsg.):
Strom für Europa, 75 Jahre RWE-Hauptschaltleitung Brauweiler 1928-2003.
Klartext-Verlag, Essen, 2003
- [30] ENTSO-E (Hrsg.):
Factsheet 2011.
<https://www.entsoe.eu> [Stand 29.07.2011]
- [31] Vanzetta, J.; Schneiders, C.; Brown, K.; Carolin, T.; Cukalevski, N.; Gjerde, O.; Jones, H.; Li, B.; Papazoglou, T.; Power, M.; Singh, N.; Spanel, U.:
Annual report SC C2 - System Operation and Control.
CIGRE, Electra, No. 257, Paris, 2011, pp. 32-41
- [32] Schwab, A.J. (Hrsg.):
Elektroenergiesysteme: Erzeugung, Transport, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie.
2. Auflage, Springer-Verlag, Berlin/Heidelberg, 2009
- [33] Johannsen, G.:
Mensch-Maschine Systeme.
Springer-Verlag, Berlin/Heidelberg, 1993

- [34] Kaptue Kamga, A.F.:
Regelzonenübergreifendes Netzengpassmanagement mit optimalen Topologiemassnahmen.
Dissertation, Bergische Universität Wuppertal, Wuppertal, 2009
- [35] 50Hertz Transmission; Amprion; TenneT TSO; TransnetBW (Hrsg.):
Grundsätze für die Planung des deutschen Übertragungsnetzes.
2012, <http://www.50hertz.com> [Stand 20.12.2012]
- [36] Baumann, R.; Eggenberger, K.; Klaar, D.; Obert, O.; Paprocki, R.; Türkucar, T.; Vanzetta, J.:
TSC: Increase security of supply by an intensified regional cooperation based on a cooperation platform and common remedial actions.
CIGRE Symposium "Assessing and Improving Power System Security, Reliability and Performance in Light of Changing Energy Sources", Recife, Brasilien, 2011, Paper 32
- [37] DKE (Hrsg.):
DIN VDE 0102: Berechnung von Kurzschlußströmen in Drehstromnetzen.
VDE-Verlag, Berlin, 1990
- [38] Stobrawe, M.:
Minimierung von Verlust- und Blindleistungsbezugskosten der Hoch- und Höchstspannungsnetzbetreiber.
Dissertation, RWTH Aachen, Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Band 85, Klinkenberg Verlag, Aachen, 2002
- [39] Zolotarev, P.; Treuer, M.; Weißbach, T.; Gökeler, M.:
Netzregelverbund - Koordinierter Einsatz von Sekundärregelleistung.
VDI-Berichte 2080; VDI-Verlag, Düsseldorf, 2009
- [40] Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft, TU Dortmund; E-Bridge Consulting (Hrsg.):
Optimierung der Ausregelung von Leistungsungleichgewichten.
Wissenschaftliches Gutachten für die Bundesnetzagentur, Dortmund, 2009,
<http://www.bundesnetzagentur.de> [Stand 19.03.2010]
- [41] Deutscher Bundestag (Hrsg.):
Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus (Ausgleichsmechanismusverordnung - AusglMechV).
Bundesgesetzblatt Jahrgang 2009, Teil I, Nr. 44, Bonn, 2009

- [42] Vanzetta, J.; Schneiders, C.:
Current challenges for the European Interconnected System and Situation Awareness in Transmission System Operation.
CIGRE Canada Conference "Technology and Innovation for the Evolving Power Grid", Calgary, Kanada, 2012, Paper 153
- [43] Vanzetta, J.; Schneiders, C.:
Das europäische Übertragungsnetz - Anforderungen an den Betrieb einer kritischen Infrastruktur.
In: Jahrbuch der Sicherheitswirtschaft 2012, Stober, R. (Hrsg.), Schriften aus dem Forschungsinstitut für Compliance, Sicherheitswirtschaft und Unternehmenssicherheit (FORSI), Band 13, S. 27-35, Verlag Dr. Kovač, Hamburg, 2013
- [44] Krost, G.; Papazoglou, T.; Malek, Z.; Linders, M.:
Working Group 39.03: Facilitating the Operation of Large Interconnected Systems by Means of Innovative Approaches in Human-Machine Interaction.
CIGRE Symposium "Development and Operation of Interconnections in a Restructuring Context", Ljubljana, Slowenien, 2004, Paper 440-05
- [45] Linders, M.:
Aufgabenorientierte Visualisierungen in den Bedienoberflächen zur Führung von elektrischen Energieversorgungsnetzen.
Dissertation, Universität Duisburg-Essen, Shaker Verlag, Aachen, 2004
- [46] DVG (Hrsg.):
Konzeption künftiger Informationssysteme für die Lastverteilung/Schaltleitungen - Empfehlungen zur Mensch-Maschine Kommunikation in Leitstellen der Verbundebene.
Deutsche Verbundgesellschaft e.V., Heidelberg, 1993
- [47] Müller, D.; Linden, F.-W.; Stelzner, P.:
Möglichkeiten zur Nutzung einer Großbildprojektion in Leitstellen der Verbundebene.
Elektrizitätswirtschaft, Jahrgang 97, Heft 6, 1998, S. 48-51
- [48] DVG (Hrsg.):
Konzeption künftiger Informationssysteme für die Lastverteilung/Schaltleitungen - Möglichkeiten zur Nutzung einer Großbildprojektion in Leitstellen der Verbundebene.
Deutsche Verbundgesellschaft e.V., Heidelberg, 1997

- [49] Schröppel, W.:
Kommunikation zwischen Mensch und Maschine in der Leittechnik.
etz, Jahrgang 113, Heft 5, 1992, S. 258-259
- [50] Endsley, M.R.; Bolté, B.; Jones, D.G.:
Designing for Situation Awareness: An Approach to User-Centered Design.
Taylor & Francis, London/New York, 2003
- [51] Endsley, M.R.; Connors, E.S.:
Situation Awareness: State of the Art.
IEEE PES General Meeting "Conversion and Delivery of Electrical Energy in
the 21st Century", Pittsburgh, USA, 2008
- [52] Connors, E.S.; Endsley, M.R.; Jones, L.:
Situation Awareness in the Power Transmission and Distribution Industry.
Proceedings of the Human Factors and Ergonomics Society 51st Annual
Meeting, Baltimore, USA, 2007, pp. 215-219
- [53] Overbye, T.J.; Rantanen, E.; Meliopoulos, S.; Cokkinides, G.J.:
Effective power system control center visualization.
PSERC, Project S-25 Final Report, No. 08-12, 2008,
<http://www.pserc.wisc.edu> [Stand 18.05.2009]
- [54] Overbye, T.J.; Meliopoulos, A.P.; Wiegmann, D.A.; Cokkinides, G.J.:
Visualization of Power Systems and Components.
PSERC, Publication 05-65, 2005,
<http://www.pserc.wisc.edu> [Stand 12.03.2008]
- [55] Overbye, T.J.; Meliopoulos, S.; Wiegmann, D.; Rantanen, E.:
Visualization of Power Systems and Components (S-18).
PSERC, Tele-Seminar, 2006, www.pserc.wisc.edu [Stand 12.03.2008]
- [56] Norlander, C.; Auguy, D.; Nilsson, F.; Nystad, A.K.; Siltala, J.; Hansen, S.R.:
NOIS (Nordic Operational Information System) - A successful joint Nordic
project in close co-operation.
CIGRE Session, Paris, 2010, Paper C2-206
- [57] TSC Transmission System Operator Security Cooperation (Hrsg.):
TSC Presentation.
21.03.2012, <http://www.tso-security-cooperation.net> [Stand 20.12.2012]

- [58] Hoffmann, R.; Krost, G.; Rohner, M.:
Displaying operational information to yield situation awareness in case of system splits of large interconnected grids.
CIGRE Symposium "The electric power system of the future", Bologna, Italien, 2011, Paper 277
- [59] Hoffmann, R.; Promel, F.; Capitanescu, F.; Krost, G.; Wehenkel, L.:
Situation Adapted Display of Information for Operating Very Large Interconnected Grids.
IEEE PowerTech "The Power of Technology for a Sustainable Society", Trondheim, Norwegen, 2011, Paper 447
- [60] Amprion GmbH; EnBW Transportnetze AG; transpower stromübertragungs GmbH; Vattenfall Europe Transmission GmbH (Hrsg.):
Übersicht über die installierte Kraftwerksleistung und die Leistungsflüsse in den Netzgebieten der deutschen Übertragungsnetzbetreiber (Regionenmodell „Stromtransport 2009“).
2009, <http://www.amprion.net> [Stand 18.10.2009]
- [61] Anderson, J.R.:
Kognitive Psychologie.
6. Auflage, Spektrum Akademischer Verlag, Heidelberg, 2007
- [62] Goldstein, E.B.:
Wahrnehmungspsychologie.
2. Auflage, Spektrum Akademischer Verlag, Heidelberg, 2002
- [63] Kraiss, K.-F.:
Mensch-Maschine Systeme I.
Skript zur Vorlesung, RWTH Aachen, Aachen, 2004
- [64] Endsley, M.R.:
Towards a theory of situation awareness in dynamic systems.
Human Factors, Vol. 37, No. 1, 1995, pp. 32-64
- [65] Rock, I.; Palmer, S.:
Das Vermächtnis der Gestaltpsychologie.
Spektrum der Wissenschaft, 1991, S. 68-75
- [66] Balzert, H.:
Lehrbuch der Software-Technik.
Spektrum Akademischer Verlag, Heidelberg, 1996

- [67] Charwat, H.J.:
Farbkonzept für die Prozeßführung mit Bildschirmen.
Drei Teile, atp - Automatisierungstechnische Praxis, Jahrgang 38, 1996, Heft 5,
S. 50-53; Heft 6, S. 58-63; Heft 7, S. 62-65
- [68] Cardosi, K.; Hannon, D.:
Guidelines for the use of color in ATC displays (DOT/FAA/AR-99/52).
Office of Aviation Research, Washington DC, 1999
- [69] Xing, J.:
Color and visual factors in ATC displays (DOT/FAA/AM-06/15).
Office of Aerospace Medicine, Washington DC, 2006
- [70] Ware, C.:
Information Visualization: Perception for Design.
Morgan Kaufmann, San Francisco, 2004
- [71] Light, A.; Bartlein, P.J.:
The End of the Rainbow? Color Schemes for Improved Data Graphics.
Eos, Vol. 85, No. 40, 2004, pp. 385-391
- [72] Anft, M.:
Usability-Labor - eine Möglichkeit zur Verbesserung der Benutzeroberfläche.
In: AKTR-Forum „Visualisierung komplexer Prozesse“, Arnsberg,
Forschungsgemeinschaft für Hochspannungs- und Hochstromtechnik e.V.
(Hrsg.), Mannheim, 1997
- [73] Sattinger, W.; Grebe, E.; Jahnke, C.:
Wide Area Monitoring im UCTE-Netz - Überwachung der Netzdynamik im
europäischen Verbundnetz.
9. ETG/GMA Fachtagung „Netzregelung und Systemführung“, ETG-
Fachbericht, Band 109, VDE Verlag, Berlin, 2008
- [74] Haubrich, H.J.; CONSENTEC (Hrsg.):
Gutachten zur Höhe des Regelenergiebedarfs.
Gutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur, Bonn, 2008,
<http://www.consentec.de> [Stand 16.10.2009]
- [75] CONSENTEC (Hrsg.):
Gutachten zur Dimensionierung des Regelleistungsbedarfs unter dem NRV.
Untersuchung im Auftrag der Bundesnetzagentur, Bonn, 2010,
<http://www.consentec.de> [Stand 03.07.2012]

- [76] Zöllner, M.:
Berwertung und Verbesserung der Netzsicherheit elektrischer
Versorgungssysteme mit wissensbasierten Methoden.
Dissertation, Bergische Universität Wuppertal, 1996
- [77] Schellstede, G.; Sprenger, W.; Stelzner, P.; Schäfer, K.F.; Verstege, J.:
Compact and Operation Oriented Visualization of Complex System States.
CIGRE Session, Paris, Frankreich, 1996, Paper 39-107
- [78] Amprion (Hrsg.):
Berechnung von regelblocküberschreitenden Übertragungskapazitäten zu
internationalen Partnernetzen.
2012, www.amprion.net [Stand 01.09.2013]
- [79] ENTSO-E (Hrsg.):
ENTSO-E Work Program 2011-2012.
2011, <https://www.entsoe.eu> [Stand 01.03.2012]
- [80] Bertin, J.:
Graphische Darstellungen und die graphische Weiterverarbeitung der
Information.
de Gruyter, Berlin/New York, 1982
- [81] Neupert, D.:
Mensch-Prozeß-Kommunikation und der Beitrag der Datenreduktion:
Untersuchungen am Beispiel des Kraftwerkprozesses.
Dissertation, RWTH Aachen, Verlag Mainz, Aachen, 1997
- [82] Albrecht, J.; Lamy, L.; Norlander, C.; Fijalkowski, J.; Gutierrez Pedraza, A.;
Chrapek, R.; Smieja, T.; Effenberger, E.; Speakman, H.:
Development and Setup of the first European-wide real-time Awareness
System (EAS) for the Transmission System Operators of ENTSO-E.
CIGRE Session, Paris, Frankreich, 2012, Paper C2-206
- [83] Charwat, H.J.:
Lexikon der Mensch-Maschine-Kommunikation.
Oldenbourg-Verlag, München/Wien, 1992
- [84] N.N.:
Orientation Study: A progress report for the MoU signatories on the design of
the flow based market coupling in the Central West European region, by the
CWE MC Project.
2008, <http://www.energy-regulators.eu> [Stand 20.12.2012]

- [85] Bronstein, I.N.; Semendjajew, K.A.; Musiol, G.:
Taschenbuch der Mathematik.
6. Auflage, Verlag Harri Deutsch, Frankfurt a.M., 2005
- [86] Amprion (Hrsg.):
Daten und Fakten/Netzkennzahlen.
www.amprion.net [Stand 29.06.2013]
- [87] 50Hertz Transmission; Amprion; TenneT TSO; TransnetBW (Hrsg.):
Netzentwicklungsplan Strom 2012.
2. Entwurf, 2012, <http://www.netzentwicklungsplan.de> [Stand 15.08.2012]

Liste der eigenen Veröffentlichungen:

Vanzetta, J.; Schneiders, C.; Brown, K.; Carolin, T.; Cukalevski, N.; Gjerde, O.; Jones, H.; Li, B.; Papazoglou, T.; Power, M.; Singh, N.; Spanel, U.:
Annual report SC C2 - System Operation and Control.
CIGRE, Electra, No. 257, Paris, 2011, pp. 32-41

Vanzetta, J.; Schneiders, C.:
Current and imminent challenges for the Transmission System Operator in Germany.
IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies (ISGT) Europe, Manchester, UK, 2011

Schneiders, C.; Vanzetta, J.; Verstege, J.F.:
Visualization of the System State and Situation Awareness in Wide Area Transmission Systems for Electricity.
CIGRE Session, Paris, Frankreich, 2012, Paper C2-205

Schneiders, C.; Vanzetta, J.; Amantegui, J.; Southwell, P.; Bell, K.; Li, B.; Brown, K.; Nucci, C.A.; Pourbeik, P.; Hatzigiorgiou, N.; Samitier, C.:
CIGRE's activities in the field of "Large Disturbances".
CIGRE, Electra, No. 263, Paris, 2012, pp. 42-50

Schneiders, C.; Vanzetta, J.; Verstege, J.F.:
Enhancement of Situation Awareness in Wide Area Transmission Systems for Electricity and Visualization of the Global System State.
IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies (ISGT) Europe, Berlin, 2012, Paper 2012ISGTEU-061

Vanzetta, J.; Lösing, M.; Jahnke, C.; Schneiders, C.:
Netzentwicklung Transportnetz im Kontext zur Energiewende -
Blindleistungsbereitstellung durch den Phasenschieber Biblis A.
VDE ETG Mitgliederinformation, Heft 2/2012, 2012, S. 11-13

Kleinekorte, K.; Vanzetta, J.; Schneiders, C.:
Wird die Systemführung zum Krisenmanagement? Kritische Netzsituationen im Winter.
ew - Magazin für die Energiewirtschaft, Jahrgang 111, Heft 23/2012, 2012, S. 50-56

Vanzetta, J.; Schneiders, C.:

Current challenges for the European Interconnected System and Situation Awareness in Transmission System Operation.

CIGRE Canada Conference "Technology and Innovation for the Evolving Power Grid", Calgary, Kanada, 2012, Paper 153

Wellssow, W. H.; Acker, H.; Epp, R.; Jacobs, J.; Schneiders, C.; Vanzetta, J.:
Feasibility Check of the PV-Analysis for Voltage Stability Assessment in a Control Center Environment.

CIGRE Symposium "Smarts Grids: Next Generation Grids for New Energy Trends", Lisbon, Portugal, 2013, Paper 255

Vanzetta, J.; Schneiders, C.:

Das europäische Übertragungsnetz - Anforderungen an den Betrieb einer kritischen Infrastruktur.

In: Jahrbuch der Sicherheitswirtschaft 2012, Stober, R. (Hrsg.), Schriften aus dem Forschungsinstitut für Compliance, Sicherheitswirtschaft und Unternehmenssicherheit (FORSI), Band 13, S. 27-35, Verlag Dr. Kovač, Hamburg, 2013