

2.15 Reaktorschutzsystem

2.15.1 Aufgabe

Das Reaktorschutzsystem hat die Aufgabe, die für die Sicherheit der Reaktoranlage und der Umgebung wesentlichen Prozeßvariablen zur Erfassung von Störfällen zu überwachen, zu verarbeiten und Schutzaktionen automatisch auszulösen, um den Zustand der Reaktoranlage in sicheren Grenzen zu halten. Die Auswahl der überwachten Prozeßvariablen, die Bildung geeigneter Anregekriterien und die Verknüpfung zu Auslösesignalen für Schutzaktionen erfolgt auf der Grundlage der Störfallanalysen (Kap. 5).

Das Reaktorschutzsystem gehört zusammen mit den Sicherheitseinrichtungen (aktive und passive Sicherheitseinrichtungen) zum Sicherheitssystem der Reaktoranlage.

2.15.2 Auslegung

2.15.2.1 Regeln und Richtlinien

Der Auslegung des Reaktorschutzsystems liegen folgende Regeln und Richtlinien zugrunde:

- BMI-Kriterium 6.1
- RSK-Leitlinien, Abschnitt 7
- KTA-Regel 3501

2.15.2.2 Auslegungsgrundlagen

Das Reaktorschutzsystem ist so ausgelegt, daß es seine Aufgabe der Störfallbeherrschung auch bei Auftreten folgender versagensauslösender Ereignisse erfüllt:

- Versagensauslösende Ereignisse innerhalb des Reaktorschutzsystems.
Hierunter fallen Zufallsausfälle von Komponenten des Schutzsystems, wie z. B. durch Kurzschlüsse, Unterbrechungen, Erdschlüsse usw., und systematische Ausfälle, wie z. B. mehrere gleichzeitig oder kurzfristig aufeinander folgende Ausfälle in den Untersystemen des Reaktorschutzsystems, die eine gemeinsame Ursache im System selbst haben, z. B. durch Fertigungsfehler, Auslegungsfehler, Drift.
- Versagensauslösende Ereignisse innerhalb der Reaktoranlage.
Hierunter fallen versagensauslösende Ereignisse, die im Rahmen des Einzelfehlerkonzeptes in Betracht zu ziehen sind.
- Versagensauslösende Ereignisse außerhalb der Reaktoranlage.
Hierunter fallen z. B. Ereignisse wie Überflutung, Blitz und Sturm.

Bei den versagensauslösenden Ereignissen werden folgende Ausfälle betrachtet:

- Zufallsausfall
- Systematischer Ausfall

- Folgeausfälle
- Reparaturfall

Das Reaktorschutzsystem läßt einen Geräteausfall und einen Reparaturfall zu, ohne daß die sicherheitstechnische Funktion unzulässig beeinträchtigt wird.

Aus diesen Auslegungsgrundlagen ergibt sich der Aufbau des Reaktorschutzsystems, der im folgenden Abschnitt beschrieben wird.

2.15.3 Aufbau

2.15.3.1 Diversität

Die Erfassung eines Störfalls erfolgt grundsätzlich über verschiedenartige Prozeßvariable, um Unsicherheiten der Störfallanalyse und Ausfälle mit gemeinsamer Ursache in der Meßwerterfassung zu beherrschen. Ist diese Auslegung nicht erfüllbar, so werden bei der Meßwerterfassung unterschiedliche Meßverfahren, unterschiedliche Meßgeräte, verkürzte Prüfzyklen oder gleichwertige Maßnahmen vorgesehen.

2.15.3.2 Redundanz und Unabhängigkeit

Zur Beherrschung versagensauslösender Ereignisse innerhalb des Reaktorschutzsystems ist ein redundanter Aufbau vorgesehen. Die zueinander redundanten Einrichtungen sind voneinander so unabhängig, daß bei Ausfall von Redundanzgruppen durch ein versagensauslösendes Ereignis die übrigen Redundanzgruppen zur Störfallbeherrschung ausreichen. An Verbindungsstellen zwischen mehreren Redundanzgruppen des Reaktorschutzsystems, wie sie z. B. an Wertungsschaltungen auftreten, ist die Unabhängigkeit der verschiedenen Redundanzgruppen durch Entkopplung gewährleistet. Die Entkopplungsglieder grenzen die Redundanzgruppen gegeneinander rückwirkungsfrei ab.

Zum Schutz gegen versagensauslösende Ereignisse innerhalb des Reaktorschutzsystems und innerhalb der Reaktoranlage sind zueinander redundante Komponenten grundsätzlich räumlich getrennt angeordnet. Diese räumliche Trennung wird nicht durchgeführt, wenn die versagensauslösenden Ereignisse die Auslösung von Schutzaktionen nicht verhindern können bzw. nur zur Auslösung eindeutig sicherheitsgerichteter Schutzaktionen führen. Werden Signale des Reaktorschutzsystems für die Meßwertverarbeitung außerhalb des Reaktorschutzsystems benutzt, z. B. Signale zu Schreibern oder Anzeigegeräten, so werden diese Signale rückwirkungsfrei ausgekoppelt.

Die Ansteuerung von aktiven Sicherheitseinrichtungen durch das Reaktorschutzsystem ist so ausgelegt, daß das Signal für die Auslösung der Schutzaktionen Vorrang vor betrieblichen Steuersignalen hat.

Der Aufbau der Sicherheitsgefahrenmeldungen mit optischer und akustischer Meldeeinrichtung erfolgt prüfbar und 2fach redundant. Soweit Signale aus dem Reaktorschutzsystem ausgeblendet werden, kann auch ein höherer Redundanzgrad an der Anregeebebene zur Anwendung kommen.

2.15.3.3 Einwirkung von außen

Zum Schutz gegen Einwirkung von außen ist das Reaktorschutzsystem zum größten Teil in einem gegen seltene Einwirkung von außen, wie Flugzeugabsturz und Explosionsdruckwelle, gesicherten Bereich (Notspeisegebäude) untergebracht. Im nicht gegen diese Einwirkung von außen gesicherten Bereich (Schaltanlagegebäude) ist lediglich der Teil des Reaktorschutzsystems untergebracht, der bei Reaktivitätsstörungen oder Ausfall von Kühlmittelpumpen die eindeutig sicherheitsgerichteten Signale für die Reaktorschnellabschaltung bildet.

Im gesicherten Bereich ist eine Notsteuerstelle vorhanden, die bei Zerstörung des Schaltanlagegebäudes einen Überblick über die automatisch vom Reaktorschutzsystem eingeleiteten Störfallmaßnahmen gibt. Anzeiger, Schreiber und Steuertischfelder ermöglichen die Einleitung von Störfall-Handmaßnahmen.

2.15.3.4 Reaktorschutztafel

Die zentrale Stelle für Meldungen bzw. Prüfungen des Reaktorschutzsystems (sowohl für den gegen seltene EVA ungesicherten als auch gesicherten Teil) ist die Reaktorschutztafel.

Sie dient zur Darstellung des Zustandes des Reaktorschutzsystems bei bestimmungsgemäßen Betrieb und bei Störfällen sowie zur Durchführung von regelmäßig wiederkehrenden Prüfungen.

Sie enthält im wesentlichen Analoganzeigen zur Darstellung von Prozeßvariablen, Meldungen von Anregezuständen von Meßkanalgruppen, Auslösemeldungen des Reaktorschutzsystems und Rückmeldungen angesteuerter Komponenten. Daneben sind hier die Bedienelemente für wiederkehrende Prüfungen angeordnet.

Außerdem werden die Sicherheitsgefahrenmeldungen (Kl. S) hier angeordnet.

2.15.3.5 Stromversorgung

Im gegen seltene EVA gesicherten und ungesicherten Teil der Anlage sind jeweils viersträngig Batterieanlagen installiert (s. Abschnitt 2.13.5). Die Elektronikschränke jeder Redundanzgruppe werden aus jeweils zwei dieser Batterieanlagen mit Spannung versorgt. Die erste Einspeisung erfolgt aus der Batterieanlage der gleichen Redundanz, die zweite aus einer benachbarten Redundanz.

2.15.3.6 Schutzüberbrückungen

Bei bestimmten Betriebs- oder auch Störfallsituationen sind Schutzüberbrückungen in Abhängigkeit vom Anlagenzustand notwendig.

Diese Schutzüberbrückungen werden von Hand vorgenommen. Voraussetzung ist das Vorhandensein entsprechender Freigabebedingungen.

Verschwinden diese Freigabebedingungen, wird die Schutzüberbrückung automatisch aufgehoben.

Schutzüberbrückungen sind z. B.:

- **Anfahrerschutzüberbrückung**
Diese Überbrückung muß beim Anfahren des Reaktors vorgenommen werden, um nicht unkontrolliert in den Leistungsbereich zu fahren.
- **Schutzüberbrückung „Druckhalterwasserstand kleiner min“**
Dient zur Verhinderung des Ansprechens der Notkühlung beim BE-Wechsel.

2.15.4 Schaltung

(Tab. 2.15.4/1, Abb. 2.15.4/1 u. 2)

Im Aufbau der Schaltung des Reaktorschutzsystems sind drei Teile zu unterscheiden:

- **Anregeebene**
Analoge Meßwerterfassung der nuklearen und nicht nuklearen Meßstellen (Analogteil)
- **Logikebene**
Grenzsignalbildung, logische Wertung und Verknüpfung der Grenzsignale zu Auslösesignalen
- **Steuerebene**
Verarbeitung der Auslösesignale der Logikebene zur Steuerung von Sicherheitseinrichtungen

2.15.4.1 Anregeebene

Die Anregeebene des Reaktorschutzsystems umfaßt die Meßwerterfassung (vgl. Abschn. 2.14.2) von den Meßfühlern bis zu den Grenzsignalgebern.

Für die vom Reaktorschutzsystem zu beherrschenden Störfälle werden verschiedenartige Prozeßvariable herangezogen und hieraus die Sicherheitsvariablen der Anregekriterien gebildet.

Diese sind grundsätzlich in zwei-von-drei-Wertungsschaltung ausgeführt. Die Prozeßvariablen werden je Anregekanalgruppe 3fach erfaßt (Abb. 2.15.4/1) und in zwei-von-drei-Wertungsschaltungen verknüpft.

Eine Ausnahme bilden ein-von-zwei-Wertungsschaltungen für den Impulsbereich der Neutronenflußinstrumentierung (der Impulsbereich wird beim An- und Abfahren nur kurzzeitig aufgeschaltet; dies erlaubt bei gleicher Abschaltsicherheit einen einfacheren Aufbau) und zwei-von-vier-Wertungsschaltungen aufgrund

räumlicher Gegebenheiten für die Meßkanäle des Leistungsbereiches der Neutronenflußinstrumentierung.

Die Meßsignale werden nahe dem Geber in einem begehbaren Raum in analoge Stromsignale umgewandelt. Eine Ausnahme bildet die Neutronenflußinstrumentierung: Hier werden die Stromsignale für den Analogteil des Reaktorschutzes erst in den Meßschränken im Schaltanlagegebäude gebildet.

Der Analogteil besteht aus vier redundanten und räumlich getrennten Schrankgruppen, so daß die Unabhängigkeit der einzelnen Meßkanäle gewährleistet bleibt. In diesen Schränken werden die von den Meßumformern kommenden Stromsignale in Spannungssignale zwischen 0 und 10 V umgewandelt und zum Teil in analogen Rechenschaltungen verarbeitet. Die Spannungssignale werden direkt auf die Grenzsinalgeber geführt, die aufgrund ihrer dynamischen Arbeitsweise in den den Logikteil aufnehmenden Reaktorschutzschränken angeordnet sind. Werden die Meßsignale einzelner Meßwertgeber für mehrere Grenzsinalgeber benötigt, so wird die Vervielfachung des Meßsignals über rückwirkungsfreie Impedanzwandler hergestellt.

Die für das Reaktorschutzsystem gemessenen physikalischen Größen sind in Tabelle 2.15.4/1 aufgeführt.

Rechenschaltungen als Bestandteil der Anregeebene des Reaktorschutzsystems bestehen für die Bildung der folgenden Sicherheitsvariablen:

- thermische Reaktorleistung
- mittlere Kühlmitteltemperatur im Reaktorkühlsystem
- DNB-Verhältnis zur Sicherstellung des Abstandes von der kritischen Heizflächenbelastung der Brennstabhüllrohre (Sicherheit gegen Filmsieden)
- Rechenschaltungen für Druckabfall und Druckvergleich im Frischdampf- und Notspeisesystem
- Temperaturkorrektur vom Neutronenfluß-Mittelbereich

Die Anregekanäle werden kontinuierlich durch Meßwertvergleicher auf Fehler überwacht. Diese Vergleicher sind in den Reaktorschutzschränken des Logikteils angeordnet, um auch Fehler der Signalübertragung zu erfassen.

2.15.4.2 Logikebene

Die Verarbeitung der in der Anregeebene gebildeten Sicherheitsvariablen wird in der Logikebene durchgeführt.

In der Logikebene erfolgt die Bildung der Grenzsignale der Anregekriterien. Zur Logikebene gehören die logische Bewertung der redundanten Anregekanalgruppen, die logische Verknüpfung der Wertungsschaltungen in redundanten Schaltkanälen sowie die Bildung weiterer Funktionen (Speicher-, Zeitfunktionen) und die Bildung der Auslösesignale, die zur Ansteuerung von Vorrangbausteinen in der 24-V-Steuerebene dienen und die Schutzaktionen bewirken.

Abb. 2.15.4/2 zeigt den Aufbau der Logikebene. Die Grenzsignalgeber eines Anregekanals wirken gleichzeitig auf die drei oder vier parallelen Schaltkanäle, wobei in jedem Schaltkanal je nach Anzahl der Grenzsignalgeber eine zwei-von-vier-, zwei-von-drei- oder eins-von-zwei-Auswahl vorgenommen wird (logische Wertung). Die Schaltkanalgruppe kann entweder durch eine beispielsweise zwei-von-drei-Auswahl seiner Auslösesignale (wie für Reaktorschnellabschaltung, RE-SA) zu einer Auslösung zusammengefaßt werden, oder die Schaltkanäle einer Gruppe können jede für sich eine Schutzteilaktion auslösen. Dieses Prinzip wird auf Schutzaktionen angewendet, bei denen die zugehörigen Sicherheitseinrichtungen aus redundanten Teilsystemen (Stränge) bestehen, so daß die maschinentechnische Redundanz bei der Ansteuerung durch das Reaktorschutzsystem erhalten bleibt.

Schaltkanalgruppen mit eindeutig sicherheitsgerichteter Schutzaktion sind in einer gemeinsamen Schrankgruppe, Schaltkanalgruppen mit nicht eindeutig sicherheitsgerichteter Schutzaktion in vier getrennten Schrankgruppen untergebracht.

Jeder Schaltkanal besteht aus einer Folge von Kettengliedern für logische Wertung und anderen Logikbaugruppen (UND-, Speicher-, Umkehr-, Zeitfunktionen). Jedes Kettenglied ist im Normalfall mit den drei Grenzsignalgebern einer Anregekanalgruppe verknüpft.

Jedem Schaltkanal ist ein Taktgeber zugeordnet. Der Taktgeber beaufschlagt auch die jeweiligen Grenzsignalgeber aller Anregekanäle. Der Taktgeber gibt zwei gegeneinander phasenverschobene Impulsfolgen ab. Die erste Impulsfolge

steuert die angeschlossenen Grenzsinalgeber an (Einstellimpulse), die zweite Impulsfolge steuert die Kettenglieder des Schaltkanals selbst an (Auslöseimpuls).

Die Grenzsinalgeber schalten in nicht angesprochenem Zustand die Einstellimpulse auf die Kettenglieder der Schaltkanäle durch, die je nach Schaltung eine 1v2-, 2v3- oder 2v4-Auswahl der entsprechenden Anregekanalgruppe ausführen.

Auf diese Weise durchlaufen im ungestörten Betrieb die Auslöseimpulse der Taktgeber den Schaltkanal bis zum Ende, wobei, soweit erforderlich, UND-, Speicher-, Umkehr- oder Zeitfunktionen gebildet werden.

Das am Ende des Schaltkanals liegende Abschlußglied wandelt das dynamische Signal in ein statisches Auslösesignal um.

Die Zuverlässigkeit des dynamischen Magnetkern-Systems ist dadurch, daß Störungen in der Impulsfolge auslösegerichtet und selbstmeldend sind, wesentlich größer als bei statisch arbeitenden Systemen.

2.15.4.3 Steuerebene

Die Auslösesignale des Reaktorschutzsystems werden für folgende Aktionen benötigt:

- zur Auslösung der Reaktorschnellabschaltung
- zur Steuerung von aktiven Komponenten in Sicherheitseinrichtungen

Bei der Reaktorschnellabschaltung fallen durch Stromunterbrechung des elektromagnetischen Antriebes der Steuerelemente diese durch Schwerkraft in den Reaktorkern ein und bewirken eine Abschaltung. Dies wird sowohl durch Abschalten der Steuerelementspulen von der Steuerelementeschiene als auch durch Trennung der Steuerelementeschiene von den Gleichrichtern und von der Batterie der Steuerelementstromversorgung erreicht. Zusätzlich werden die RESA-Signale in einer 2v4-Wertungsschaltung verknüpft und lösen über die elektronische Steuerelementbetätigung eine RESA aus.

Zur Auslösung weiterer Reaktorschutzaktionen, wie Sicherheitseinspeisung in das Reaktorkühlsystem und Notspeisung der Dampferzeuger, werden aktive Kompo-

nennten wie Pumpen und Armaturen benötigt. Diese erhalten, ebenso wie alle übrigen nur für betriebliche Aufgaben vorhandenen Komponenten, Betätigungs- und Rückmeldefelder in der Warte. In einem Vorrangbaustein wird die Priorität der Signale des Reaktorschutzsystems vor betrieblichen Signalen sichergestellt.

Für die zugehörigen Sicherheitseinrichtungen ist eine Prüfung der aktiven Komponenten von Hand vorgesehen. Hierzu wird das Reaktorschutzauslösesignal durch Aufschaltung eines Prüfsignales auf die Abschlußglieder des dynamischen Systems simuliert.

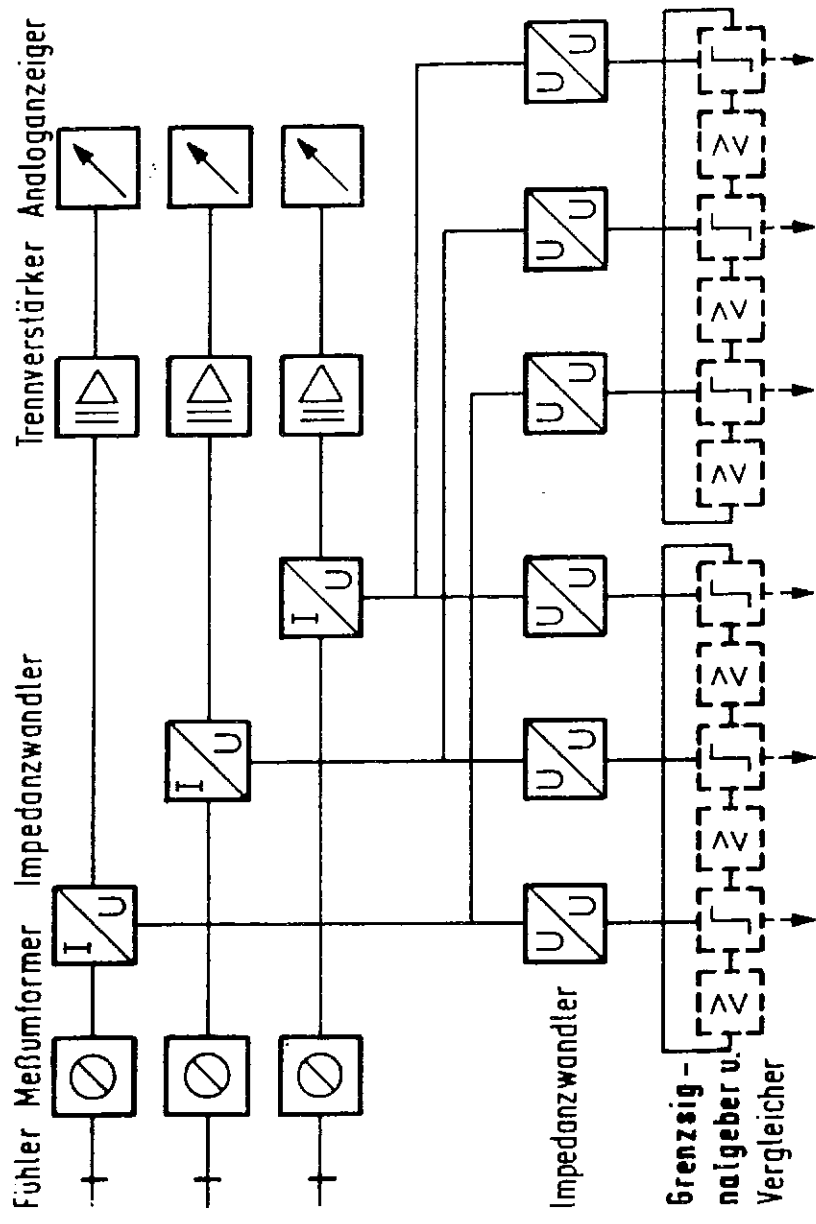
Bei der Prüfung der Reaktorschutzsignale werden im Gegensatz zur Auslösung im Störfall alle im normalen Betriebsfall notwendigen Freigabebedingungen und Aggregateschutzbedingungen wirksam, damit die Aggregate nicht defekt gefahren werden können.

Die Prüfung der Auslösesignale kann größtenteils auch während des Betriebes durchgeführt werden, teilweise bei Teillast bzw. abgefahrener Anlage. Die Prüfung wird regelmäßig (zyklisch) in festgelegten Zeitabständen durchgeführt. Durch diese Prüfung wird gleichzeitig die einwandfreie Funktion der Vorrangfunktion nachgewiesen.

Tabelle 2.15.4/1Reaktorschutzsystem - Prozeßvariable

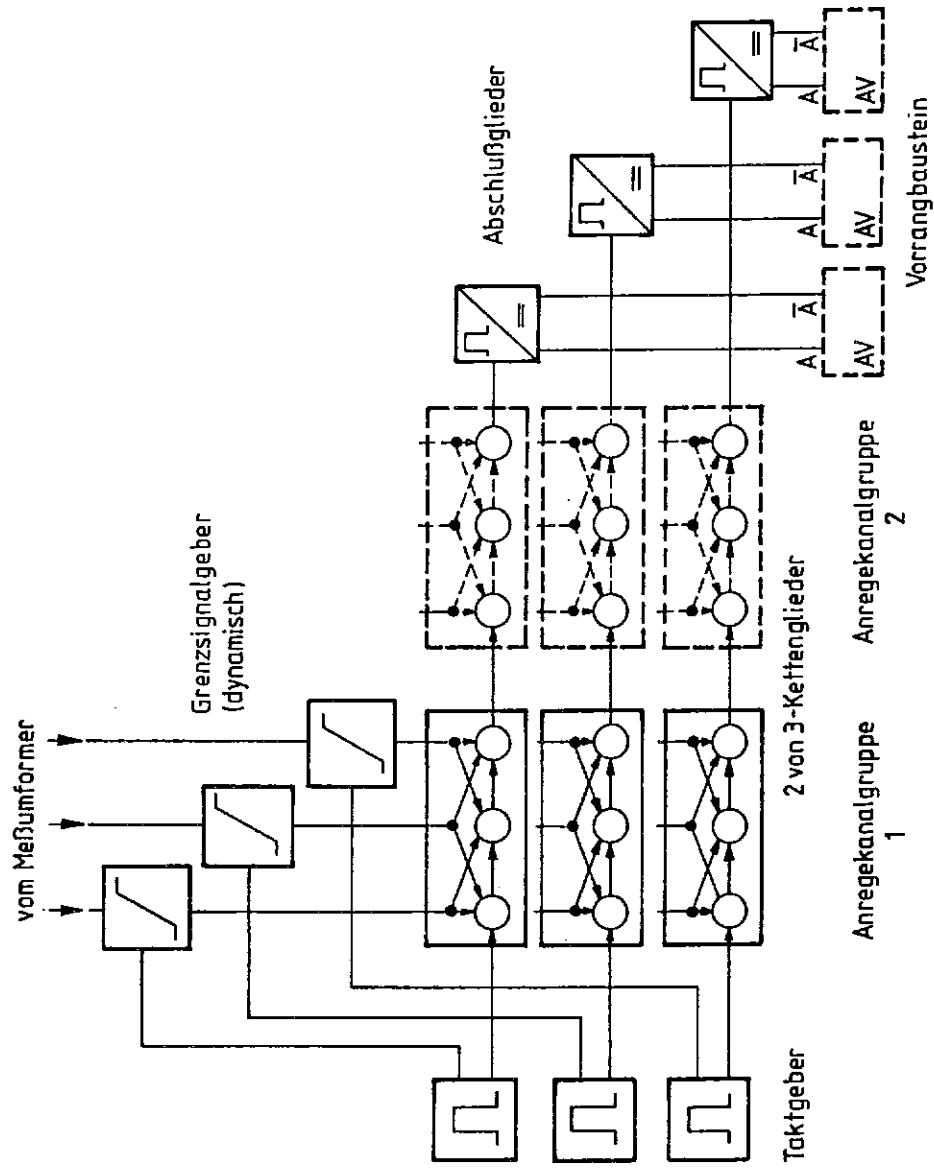
Nr.	Prozeßvariable	Meßbereich (Circa-Werte)		Meßort	Benötigt für Störfälle
0	1	2		3	4
1	Neutronenfluß-Impulsbereich, Zählrate	10^{-1} bis 10^6	s^{-1}	RDB-außerhalb	Reaktivitätsstörungen im Anfahrbetrieb
2	Neutronenfluß-Mittelbereich	3×10^{-11} bis 2×10^{-6}	A	RDB-außerhalb	Reaktivitätsstörungen im Anfahrbetrieb
3	Neutronenfluß-Lstg.-bereich - oben - unten	0 bis 3×10^{-5} 0 bis 3×10^{-5}	A A	RDB-außerhalb RDB-außerhalb	Reaktivitätsstörungen im Anfahr- und Leistungsbetrieb, Symmetrieüberwachung
4	Temperatur	0 bis 400	°C	Reaktorkühlsystem Reaktor-Eintritt	Reaktivitätsstörungen im Anfahrbetrieb
5	Temperatur	275 bis 325	°C	Reaktorkühlsystem Reaktor-Eintritt	Reaktivitätsstörungen im Leistungsbetrieb
6	Temperatur	0 bis 40	K	Aufwärmspanne Reaktorkühlsystem	Reaktivitätsstörungen im Leistungsbetrieb, Symmetrieüberwachung
7	Drehzahl	0 bis 27,5	s^{-1}	Kühlmittelpumpen	Ausfall KP
8	Druck	130 bis 180	bar	Reaktorkühlsystem	Reaktivitätsstörungen im Leistungsbetrieb
9	Druck	0 bis 180	bar	Reaktorkühlsystem	Leck im RKS
10	Füllstand	0,7 bis 2,4	m	Druckspeicher	Leck im RKS
11	Druck	0 bis 100	bar	Frischdampf-Ltg.	Leck im Speisewasserdampfkreislauf und EVA

Nr.	Prozeßvariable	Meßbereich (Circa-Werte)		Meßort	Benötigt für Störfälle
12	Druck	0 bis 100	bar	Dampferzeuger	Leck im Speisewasser- dampfkreislauf und EVA
13	Differenz-Druck	-40 bis + 40	mbar	Anlagenraum	Leck im RKS
14	Differenz-Druck	-40 bis + 40	mbar	Betriebsraum	Leck im RKS
15	Wasserstand	1,75 bis 11,45	m	Druckhalter	Leck im RKS
16	Wasserstand	0 bis 12	m	Flutbecken	Leck im RKS
17	Wasserstand	0 bis 0,15	m	Ringraum	Leck im RKS
18	Wasserstand	4,30 bis 15,80	m	Dampferzeuger	Leck im Speisewasser- dampfkreislauf und EVA
19	Spannung	0 bis 250	V	Steuerstabschie- ne	Spannungsausfall auf der Steuerstabschie- ne
20	Spannung	0 bis 10	kV	Notstromvertei- lung Notstromnetz 1	Notstrom (Notstrom- netz 1)
21	Spannung	0 bis 380	V	Notstromvertei- lung Notstromnetz 2	Notstrom (Notstrom- netz 2)
22	Aktivität in FD-Ltg. (GM-Zähler)	0,01 bis 10 ³	Imp/s	Frischdampf- Leitg.	DE-Heizrohrbruch
23	Aktivität in FD-Ltg. (Szintillationszäh- ler)	0,1 bis 10 ⁴	Imp/s	Frischdampf- Leitg.	DE-Heizrohrbruch
24	Stellungsmessung	0 ... 100	%	Frischdampf- Sicherheitsventil	DE-Heizrohrbruch
25	Frequenzmessung	0 bis 50	Hz	Notstromvertei- lung Notstromnetz 1	Notstrom Notstromnetz 1
26	Frequenzmessung	0 bis 50	Hz	Notstromvertei- lung Notstromnetz 2	Notstrom Notstromnetz 2



Signale zu den Verknüpfungsgliedern des dynamischen Logikteils

Kernkraftwerk Stendal C/D	
Rektorschutzsystem	
Analoge Meßwertfassung	
SIEMENS Energieerzeugung KWU	
Abb.: 2.15.4/1	DWR 1300 08.90



Kernkraftwerk Stendal C/D	
Reaktorschutzsystem Auslösesignalbildung	
SIEMENS Energieerzeugung KWU	
Abb.: 2.15.4/2	DWR 1300 08.90

2.15.5 Anregekriterien und Sicherheitsaktionen

(Abb. 2.15.5/1 u. 2)

Anhand der nachfolgend aufgeführten Störfallgruppen wird beschrieben, welche typischen Anregekriterien zur Auslösung der Reaktorschutzmaßnahmen verarbeitet werden. Die detaillierten Störfallabläufe sind im Abschn. 5.2 dargestellt.

Störfallgruppen

- Reaktivitätsstörungen und Ausfall von Kühlmittelpumpen
- Kühlmittelverluststörfälle
- Heizrohrschaden
- Leckstörfälle im Speisewasser-Dampfkreislauf
- Verlust der Hauptwärmesenke (z. B. Notstromfall)

In Abb. 2.15.5/1 sind diese Störfallgruppen zusammen mit den zu erwartenden Auslösekriterien für die Reaktorschnellabschaltung dargestellt. Daraus geht hervor, daß in allen Fällen eine ausreichende Anzahl von unabhängigen Anregekriterien zur Einleitung der Reaktorschnellabschaltung (RESA) bzw. Turbinenschnellabschaltung (TUSA) vorgesehen ist.

Während für die erste Störfallgruppe

- Reaktivitätsstörungen und Ausfall von Kühlmittelpumpen -

die RESA zusammen mit der TUSA die einzigen Reaktorschutzmaßnahmen sind, müssen zur Beherrschung der anderen Störfallgruppen weitere, störfallspezifische Reaktorschutzmaßnahmen eingeleitet werden, wie sie in Abb. 2.15.5/2 dargestellt sind.

2.15.5.1 Reaktivitätsstörungen und Ausfall von Kühlmittelpumpen

Bei dieser Störfallgruppe ist als einzige Reaktorschutzmaßnahme - wenn keine weitere Störung vorliegt - die Schnellabschaltung des Reaktors und der Turbine

vorgesehen. Das wesentliche Ziel ist es, den Reaktorkern vor zu hohen Temperaturen zu schützen.

2.15.5.2 Kühlmittelverluststörfälle

Bei einem Leck im Reaktorkühlsystem werden RESA und TUSA ausgelöst; zusätzlich sind weitere Maßnahmen erforderlich, um die Nachwärmeabfuhr aus dem Kern sicherzustellen.

Als wesentliche störfallspezifische Anregekriterien werden

- abfallender Druck im RKS
- abfallender Druckhalterwasserstand
- ansteigender Druck im Sicherheitsbehälter

für eindeutig sicherheitsgerichtete Maßnahmen wie z. B.:

- das Zuschalten der HD-Sicherheitseinspeisepumpen
- das Einleiten des Gebäudeabschlusses und
- das Zuschalten der Nachwärmeabfuhrsysteme

so verarbeitet, daß die notwendigen Ausgangssignale ausgelöst werden, wenn zwei der drei Kriterien erreicht werden.

Das automatische Abfahren über die Sekundärseite zur Beherrschung von kleinen Leckstörfällen wird eingeleitet, wenn die Kriterien, ...

- Druck im RKS kleiner min. und
- Druck im SB größer max. anstehen.

Für nicht eindeutig sicherheitsgerichtete Schutzaktionen, wie z. B. das Umschalten von Flut- auf Sumpfbetrieb, werden strangbezogene Maßnahmen bei Erreichen des Kriteriums:

- Flutbecken kleiner min.

vorgesehen.

Auch die Komponenten, die schon in der erforderlichen Bereitschaftsstellung stehen, erhalten einen vorrangigen Kontrollbefehl.

2.15.5.3 DE-Heizrohrversagen

Dieser Störfall wird im wesentlichen durch das Kriterium

- Aktivität in der FD-Leitung größer max.

erkannt. Davon werden automatisch Lastreduktion (20 %/min) durch Abfahren der Anlage sowie Druckhaltersprühen eingeleitet. Nach ca. 4 Minuten kommt es dadurch über die Kriterien „Druck < 131 bar“ mit „Leistung > 12 %“ zur RESA und TUSA. Unabhängig davon würde etwas später durch das Kriterium „Aktivität in der FD-Leitung größer max.“ Reaktorschnellabschaltung verbunden mit Turbinienschnellschluß ausgelöst. Der betroffene Dampferzeuger wird von Hand frischdampf- und speisewasserseitig abgesperrt.

2.15.5.4 Leckstörfälle im Speisewasser-Dampfkreislauf

Diese Störfälle beeinflussen die Wärmeabfuhr über die Sekundärseite der DE im wesentlichen

- durch eine unkontrollierte FD-Druckabsenkung oder
- durch eine Unterbrechung bzw. Reduzierung der betrieblichen Dampferzeugerbespeisung.

Als störfallspezifisches Anregekriterium wird deshalb der Druckabfall in der FD-Leitung erfaßt. Davon werden RESA und TUSA ausgelöst und die Frischdampfarmaturen geschlossen.

Bei Erreichen eines Grenzwertes:

- FD-Druck größer max.

werden die Abblasestationen geregelt aufgeföhren und der Druck auf 75 bar abgesenkt.

Die Wärmeabfuhr kann dann bei einem definierten Druckniveau über die sicherheitsventile bzw. die Abblasestationen erfolgen.

Um bei Ausfall der betrieblichen Bespeisung eine ausreichende Bespeisung des Dampferzeugers sicherzustellen, wird bei Ansprechen des Kriteriums

- DE-Wasserstand kleiner min.

das Notspeisesystem gestartet.

Das fehlerhafte Offenbleiben eines FD-Sicherheitsventils wird über dampferzeugerzugeordnete Kriterien wie z. B.

- Stellung der Sicherheitsventile
- FD-Druckvergleich größer max.
- Druckabfall größer max.

erfaßt. Als Gegenmaßnahme wird das Absperrventil vor dem Sicherheitsventil zugefahren.

2.15.5.5 Verlust der Hauptwärmesenke (z. B. Notstromfall)

Unabhängig von der Störfallursache kann in diesen Fällen die Wärmeabfuhr nicht mehr durch Abblasen des Frischdampfes in den Kondensator erfolgen, so daß der FD-Druck ansteigt. Bei Erreichen des Kriteriums

- FD-Druck größer max.

erfolgen RESA und TUSA.

Zusätzlich werden die FD-Abblasestationen geregelt aufgeföhren und der Druck automatisch auf 75 bar abgesenkt.

Liegt als Störfallursache der Ausfall der Eigenbedarfsversorgung vor, so werden zur Sicherstellung der Stromversorgung durch die Kriterien

- Spannung an den Notstromschienen kleiner min.
- Frequenz an den Notstromschienen kleiner min.

die Notstromaggregate gestartet und die entsprechenden Verbraucher auf die Notstromschienen aufgeschaltet.

Betriebsstörungen und Störfälle		Unkontrolliertes Ausfahren von Steuerlementen im Zustand Nulllast	Unkontrolliertes Ausfahren von Steuerlementen im Leistungsbetrieb	Unkontrollierter Borentzug aus dem RKS	Ausfall aller Kühlmittelpumpen	Kleines oder mittleres Leck im Reaktorkühlsystem	Großes Leck im Reaktorkühlsystem	DC-Heizrohrversagen	Bruch in der FD-Leitung hinter der FD-Abschluß-Armatur	Bruch der Speiswasserleitung zwischen Hauptspeisepumpen-Druckschieber und erster Absperrramatur außerhalb des RSB	Notstromfall	Ausfall der Hauptwärmesenke	Fenstschließen einer FD-Abschluß-Armatur
Grenzwerte	Impulsbereich kein \emptyset												
	Impulsbereich \emptyset zu hoch												
	Mittelbereich kein \emptyset												
	Mittelbereich \emptyset zu hoch	<input type="radio"/>											
	Periode zu klein	<input checked="" type="radio"/>											
	Reaktoreintrittstemperatur $TE \leq \min$												
	Reaktorkühlmitteldruck $\leq \min$					<input type="radio"/>							
	Neutronenfluß $\emptyset \leq \min$												
	Thermische Reaktorleistung $> \max$	<input type="radio"/>											
	Kurzzeit-korrig. therm. Reaktorleistung $> \max$	<input type="radio"/>											
	Gleitender Leistungsgrenzwert ist $> \text{soll}$	<input type="radio"/>											
	ÜNB-verhalten $\leq \min$	<input type="radio"/>											
	Brenzanzl Kühlmittelpumpen $\leq \min 1$												
	Brenzanzl Kühlmittelpumpen $\leq \min 2$												
	Mittlere Kühlmitteltemperatur $> \max$	<input type="radio"/>											
	Differenzdruck Anlagenraum-Atmosphäre $> \max$												
	Differenzdruck Betriebsraum-Atmosphäre $> \max$												
	Druckhalterwasserstand $> \max$	<input type="radio"/>											
	Druckhalterwasserstand $\leq \min$												
	Druck Reaktorkühlsystem $> \max$	<input type="radio"/>											
Aktivität DE $> \max$													
Druckabfall - $\emptyset / \Delta t$ FD-Leitung $> \max$													
Druckabfall - $\emptyset / \Delta t$ Dampfzweiger $> \max$													
Druck FD-Leitung $> \max$	<input type="radio"/>												
DE-Wasserstand $\leq \min$													

- RKS Reaktorkühlsystem
- RSB Reaktorsicherheitsbehälter
- Direkt auslösender Grenzwert
- "UND"-verknüpfter Grenzwert
- Zuerst auslösende Grenzwerte

Kernkraftwerk Stendal C/D

Grenzwerte für die Auslösung der Reaktorschnellabschaltung bei verschiedenen Störfällen

SIEMENS Energieerzeugung KWU

Abb.: 2.15.5/1 DWR 1300 08.90

Betriebsstörungen und Störfälle	Reaktivitätsstörungen											
	Reaktivitätsstörungen	Ausfall von Kuhlmittelpumpen	Kleines Leck im RKS	Hilfres Leck im RKS	Großes Leck im RKS	Heizrohrversagen im DE	Druck der Fd-Leitung nach der Fd-Abschluß-Armatur	Druck der Speiswasserleitung zwischen Hauptspeisepumpen-Druckschieber und erster Absperrarmatur außerhalb des KSB	Nichtschließen eines Fd-Sicherheitsventils nach dem Ansprechen	Notstromfall	Ausfall der Hauptwärmenke	Festschließen einer Fd-Abschluß-Armatur
RESA	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
TUSA	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Geb.-Abschluß			X	X	X	X ²						
Werkstoffvorfederleitung			X	X	X	X ²						
Fußbetrieb			X	X	X	X ²						
Stumpfbetrieb				X	X							
HD-Einspeisung			X	X	X	X ²						
ND-Einspeisung				X	X							
Zusatzoorientiersystem EIN			X	X	X	X ²						
Primärkreisausbruch			X	X	X	X ²						
Kühlmittelpumpen AUS			X	X	X	X ²						
Speisewasserpumpen AUS				X	X							
DH-Sprühen						X		X				
Sekundärkreisausbruch					X			X				
Ablassstation ZU								X				
Notpeisese-Notstromlöse: EIN			X	X ¹	X ¹			X ¹	X ¹	X ¹		
Notpeisese-Notstromlöse: EIN			X	X ¹	X ¹			X ¹	X ¹	X ¹		
Abfahren 100 °C/h			X	X	X							
Tellabfahren auf 75 oar										X	X	X
Notstromlöse: EIN										X		
Sicherheitsventillaosperrentzill ZU									X			
Druckspeicherabspernung			X									

- RESA Reaktorschneidiabschnaltung
- TUSA Turbinenschneidiabschnaltung
- GBA Gebäudeabschluß
- ABS Abschalttsignal/woberrtsignal
- ZUS Zuschalttsignal
- RKS Reaktorkühlsystem
- RSD Reaktorsicherheitsbenaliler
- PE/PJ gesichertes Neben- und Zwischenkühlsystem

- 1 Wenn An- und Abfahrpumpen nicht verfügbar
- 2 bei Erreichen der Notkriterien

Kernkraftwerk Stendal C/D	
Reaktorschutz-Maßnahmen bei verschiedenen Störfällen	
SIEMENS Energieerzeugung KWU	
Abb.: 2.15.5/2	DWR 1300 08.90

2.16 Warte, Notsteuerstelle, örtliche Leitstände

2.16.1 Vorwort

Die Aufgaben zur Betriebsführung, insbesondere die der Prozeßführung werden von einer Warte aus durchgeführt.

Von hier aus wird der verfahrenstechnische Prozeßablauf überwacht und geführt sowie die Kommunikation mit dem Personal der Anlage und mit externen Stellen sichergestellt.

Bei Nichtverfügbarkeit der Warte kann die Anlage über eine Notsteuerstelle beherrscht werden (s. Abb. 2.16/1).

Neben der zentralen Warte und der Notsteuerstelle gibt es örtliche Leitstände und Steuerstellen für Aufgaben, die aus betrieblicher oder sicherheitsrelevanter Sicht vor Ort oder unabhängig von der Warte bzw. der Notsteuerstelle aus durchgeführt werden müssen.

Im folgenden werden für diese Arbeitsplätze im Kernkraftwerk die jeweiligen Aufgabenstellungen, Auslegungsgrundlagen, technische Ausführungen und ergonomische Gestaltungsaspekte beschrieben.

2.16.2 Warte

2.16.2.1 Aufgabenstellung

Die Warte dient zur zentralen Steuerung des Kraftwerkbetriebes.

Sie nimmt die Bedienungs- und Informationseinrichtungen für die Führung und Überwachung des Blockes auf; von hier aus erfolgt, soweit erforderlich, die manuelle Steuerung, Sollwertvorgabe und Überwachung der nuklearen Dampferzeugungsanlage, der Reaktorhilfsanlagen, des Speisewasser-Dampfkreislaufes, der Turbine, des Generators und der Eigenbedarfsanlagen.

Zusätzliche Informationseinrichtungen für die Feuermeldeanlage, Raumüberwachung sowie beispielsweise für die Überwachung von Aufzügen und Schleusen sind dem Wartebereich zugeordnet.

Ferner werden in der Warte die erforderlichen Bedienungseinrichtungen für Kommunikationsmittel gemäß KTA 3901 angeordnet (s. Abschn. 2.13.10)

Außerdem befinden sich im Wartebereich Einrichtungen zur Messung und Registrierung, die bei und nach Störfällen und bei unvorhersehbaren Ereignisabläufen

- ausreichende Informationen über den Zustand der Anlage liefern, um die erforderlichen Schutzmaßnahmen für Personal und Anlage ergreifen zu können
- Hinweis auf den Verlauf geben und dessen Dokumentation ermöglichen
- eine Abschätzung der Auswirkungen auf die Umgebung gestatten.

2.16.2.2 Auslegungsgrundlagen

Auslegungsanforderungen bezüglich versagenauslösender Ereignisse und Einwirkungen von außen (EVA)

Die Warte wird baulich gegen Erdbebenbelastung (gemäß KTA 2201) und gegen Auswirkungen aus Störfällen innerhalb der Kernkraftwerksanlage ausgelegt. Desweiteren wird sie baulich auch gegen Überflutung, Blitz und Sturm ausgelegt.

Die sicherheitstechnisch relevanten Einrichtungen werden so ausgelegt, daß die sicherheitstechnisch relevanten Funktionen für den jeweiligen Anforderungsfall auch bei Auftreten der o.g. Ereignisse, erhalten bleiben.

Die übrigen Einrichtungen der Warte werden so ausgelegt, daß sie sicherheitstechnisch relevante Einrichtungen in ihrer Funktion nicht beeinträchtigen.

Die Warte wird so gestaltet, daß das Personal auch bei Eintritt o.g. Ereignisse sie betreten, sich darin aufhalten und sie verlassen kann.

Die Warte wird so ausgelegt, daß durch Brand sicherheitstechnisch relevante Funktionen in der Warte nicht gleichzeitig mit denen in der Notsteuerstelle ausfallen können.

Leittechnische Grundlagen

Bei der Auslegung der Warte mit technischen Einrichtungen wurde vorausgesetzt, daß ein Kernkraftwerk mit umfangreichen automatisch arbeitenden leittechnischen Einrichtungen ausgestattet ist. Diese Einrichtungen sind erforderlich, um die Anforderungen bezüglich Sicherheit und Verfügbarkeit zu erfüllen. Gleichzeitig entlasten sie das Personal ganz erheblich von den Routinetätigkeiten des eigentlichen "Fahrbetriebes" und von der Notwendigkeit, sicherheitsrelevante Aktionen vor Ablauf von 30 Minuten nach Störfalleintritt einleiten zu müssen. Zeitlich frühere Eingriffe, z.B. zur Reduktion von Komponentenstreß, im Verlauf der Störfalltransienten sind hiervon nicht berührt.

Integration von Betriebsführungsaufgaben

Ein weiterer Gesichtspunkt bei der Wartenauslegung ist die funktionelle Integration sämtlicher Betriebsführungsaufgaben, nämlich

- Prozeßführung
- Kommunikation
- Objektschutz
- vorbeugende Instandhaltung
(inkl. Freischalten, wiederkehrende Prüfung)

sowie deren Aufteilung auf Arbeitsbereiche innerhalb der Warte (s. Abb. 2.16/2).

Der Hauptleitbereich dient der leistungsabhängigen Prozeßführung, dem An- und Abfahren der Anlage, der leistungsunabhängigen Betriebsführung technischer Hilfs- und Nebensysteme (in Phasen konstanten Reaktorbetriebes) sowie der übergeordneten Überwachung der Anlage.

Der Sicherheitsleitbereich dient im Normalbetrieb der Durchführung der wiederkehrenden Prüfungen der Sicherheitssysteme, bei Störfällen mit Ausfall der betrieblichen Leittechnik dem sicheren Abfahren der Anlage in den Zustand kalt und unterkritisch.

Der Nebenleitbereich dient der Überwachung und Bedienung von Ver- und Entsorgungssystemen (in instationären Betriebsphasen) und für Service-Maßnahmen, wie der Einleitung von operativen Maßnahmen im Rahmen der vorbeugenden Instandhaltung (z.B. Freischaltung).

Der Schichtführungs-/Kommunikationsbereich dient den Aufgaben der Schichtführung und der Kommunikation zwischen dem Personal in der Warte und dem Personal in der Anlage sowie mit zuständigen öffentlichen Dienststellen.

Aufgaben des Objektschutzes (z.B. Brandmeldung, Zugangskontrolle), dispositive Aufgaben des Freischaltwesens und Aufgaben der Dokumentation werden im Bereich außerhalb der Warte, aber in unmittelbarer Nähe hierzu angeordnet.

Ergonomische Grundlagen

Die Arbeitsplätze und Arbeitsabläufe im Kernkraftwerk werden unter Berücksichtigung ergonomischer Gesichtspunkte so gestaltet, daß sie die Voraussetzungen für ein sicherheitstechnisch optimales Verhalten der Beschäftigten bieten.

Dazu werden die Erkenntnisse ergonomischer Grundlagenforschung sowie die Festlegungen in entsprechenden Regelwerken (z. B. DIN 33 414) unter Berücksichtigung der kernkraftwerkspezifischen Anforderungen auf die Belange der Arbeitsplatzgestaltung im Kernkraftwerk übertragen.

2.16.2.3 Technische Ausführung

Hauptleitbereich

Der Hauptleitbereich wird technisch durch einen Hauptleitstand mit drei voneinander unabhängigen Arbeitsplätzen realisiert.

Er wird als Bedienpult mit dahinter angeordnetem Informationsleitstand ausgeführt und ermöglicht mit seinen Einrichtungen die Bedienung der Gesamtanlage.

Im Pultteil jedes Arbeitsplatzes sind die Einrichtungen zur Bedienung der verfahrenstechnischen und leittechnischen Systeme und zur Bedienung der zugehörigen Informationsmonitore untergebracht und zwar in der Pultplatte. Diese Einrichtungen bestehen aus Plasmadisplay mit touch-sensitiver Oberfläche (s. Abb. 2.16/3), und, soweit erforderlich, konventionellen Bedien- und Beobacht-Elementen. Der Pultaufsatz enthält die zu einem Arbeitsplatz zugehörigen Monitore, auf denen relevante Prozeßvariable, -zustände und -trends dargestellt werden.

Die für die Kommunikation und für die Bedienung des Videosystems (Überwachung von Anlagenteilen) notwendigen Geräte sind ebenfalls im Bedienpult angeordnet.

Der Informationsleitstand ist Teil einer in Blickrichtung hinter dem Hauptleitstand angeordneten Tafel ohne Pultvorbau und enthält Informationsmonitore sowie konventionelle Anzeiger und Melder zur multifunktionalen bzw. monofunktionalen Darstellung ungestörter und gestörter Prozeß- und Betriebsvariable.

Sicherheitsleitbereich

Der Sicherheitsleitstand ist ebenfalls Bestandteil der vorstehend genannten Tafel ohne Pultvorbau. Er ist bestückt mit konventionellen Bedien- und Informationseinrichtungen (z.B. Steuer-/Meldestelle, Anzeiger), die der Führung der Sicherheitssysteme und zur Durchführung wiederkehrender Prüfungen dienen. Für diese Aufgaben wird der konventionell instrumentierte Teil des Informationsleitstandes mitbenutzt.

Weiterhin gehören zum Sicherheitsleitbereich die Reaktorschutztafel und die Anzeigen der Strahlungsüberwachung. Der registrierende Teil der Strahlungsüberwachung wird auf Tafeln ohne Pultvorbau außerhalb des eigentlichen Warterraumes, aber in unmittelbarer Nähe zum Schichtführer, angeordnet.

Nebenleitbereich

Der Nebenleitbereich enthält ein Bedienpult mit den Bedien- und Informationseinrichtungen für einen Arbeitsplatz zur Überwachung und Beeinflussung von Ver- und Entsorgungssystemen während instationärer Betriebsphasen sowie zur Durchführung von Serviceaufgaben (z.B. Inspektion, Wartung von Systemen).

Weiterhin gehören Informationsmonitore zum Nebenleitbereich. Sie sind links und rechts außen in vorstehend genannter Tafel untergebracht und dienen ebenfalls der Durchführung von Serviceaufgaben.

Schichtführungs-/Kommunikationsbereich

Die Kommunikationseinrichtungen werden überwiegend auf einer Kommunikationskonsole angeordnet. Diese Konsole ist Bestandteil des Schichtführertisches.

Zu den Einrichtungen gehören, gemäß KTA 3901, Fernsprecheinrichtungen sowie Alarmierungs- und Personensucheinrichtungen mit den zugehörigen Stellteilen, Meldungen und Anzeigen.

Bereich Objektschutz

Die Einrichtungen für die Aufgaben des Objektschutzes werden auf Pulten angeordnet. Die Pulte werden so aufgestellt, daß Sichtkontakt zum Personal in der Warte und zum Zugang der Warte besteht.

Freischaltbereich

Die Einrichtungen des Freischaltbereiches ermöglichen die Abwicklung dispositiver Aufgaben. Ihre Anordnung erfolgt so, daß bei der Durchführung der Aufgaben zwar direkter Kontakt zur Schichtleitung und zum Dokumentationsbereich besteht, der eigentliche Wartenbetrieb aber, z.B. durch Personenverkehr, nicht beeinträchtigt wird.

2.16.2.4 Ergonomische Gestaltung

Im vorstehenden Abschnitt wurde der grundsätzliche Aufbau der Warte bereits erläutert. Deshalb werden hier nur wichtige ergonomische Details, die die Wartengestaltung betreffen, zusammengefaßt dargestellt.

Arbeitsplatzgestaltung

Bei der Gestaltung der Arbeitsplätze in der Warte ist zwischen dem dauernd besetzten (Hauptleitstand) und den nur im aufgabenbezogenen Fall besetzten zu unterscheiden. Entsprechend den sich daraus ergebenden unterschiedlichen Anforderungen werden die zu beachtenden ergonomischen Kriterien gewertet.

Bei der Belegung der Bedienpulte (Ausführung als Sitzpult) werden die häufig zu bedienende Bedieneinrichtung innerhalb des Greifraumes angeordnet, wobei davon ausgegangen wird, daß sich das zugehörige Personal mittels Bürorollstuhl parallel zur Längsrichtung des Pultes bewegt.

Außerhalb des Greifraumes werden die Bedieneinrichtungen angeordnet, deren Betätigung außerhalb der Normaltätigkeit liegt (z.B. Not-Aus-Taster), die also selten betätigt werden.

Die Informationsmonitore werden, senkrecht zur Sehachse stehend (bei normaler Arbeitshaltung), in den Pultaufsatz eingebaut. Die Höhe des Pults gewährleistet eine freie Sicht auf alle Leitstände in der Warte, von denen her Information aufgenommen werden muß.

Die Anordnung der Bedieneinrichtungen in den Tafeln erfolgt nach funktioneller Zusammengehörigkeit, innerhalb der Greif- und Sehbereiche für stehende Tätigkeit.

Die Anordnung der Informationseinrichtungen in den Tafeln erfolgt nach funktioneller Zusammengehörigkeit bzw. nach ihrer Bedeutung für die Prozeßführung, innerhalb der aufgabenrelevanten Sehbereiche.

Arbeitsmittel

Die benutzten Arbeitsmittel lassen sich in folgende Kategorien gliedern:

- für Information (Anzeiger, Schreiber, Melder, Sichtgeräte)
- für Aktion (Taster, Schalter)
- für Information und Aktion (Plasmascreens mit touch-sensitiver Oberfläche, konventionelle Steuerstellen für Regelung und Steuerung).

Entsprechend den damit zu erfüllenden Aufgaben erfolgt die an menschlichen Eigenschaften und Fähigkeiten angepaßte Gestaltung; d.h.

- Gestaltung der Bedien- und Informationsoberfläche nach anthropometrischen und physiologischen Gesichtspunkten (z.B. Greif-, Bewegungsräume, Schriftgröße, Farbkontraste)
- Gestaltung von Information derart, daß - aufgabenbezogen - das Erfassen von Prozeßgrößen, -trends und -zusammenhängen möglich ist, z.B.
 - Kennzeichnung der Elemente mit dem Kraftwerk-Kennzeichnungssystem (KKS) und Klartext
 - Kodierung mit Farben und Blinkfrequenzen (DIN 19 235), akustischen Signalen (KTA 3901) sowie mit Form und Lage
- Verhinderung der Auswirkung von Fehlbetätigungen durch schaltungstechnische Maßnahmen, wie z.B. Schutzverriegelungen oder getrennte Befehlsfreigabe
- Klassifizierung von Alarmen nach sicherheits- und verfügbarkeitstechnischen Gesichtspunkten (z.B. gemäß KTA 3501).

Arbeitsumgebung

Die physikalischen Faktoren der Arbeitsumgebung umfassen:

- Beleuchtung
- Klima
- Akustik

Bei der Gestaltung dieser Faktoren wird davon ausgegangen, daß die Warte ein dauernd besetzter Arbeitsplatz im Kernkraftwerk ist.

Folgende Daten werden eingehalten (s. KTA 3904):

Beleuchtung

- Beleuchtungsstärke E: 450 . . . 750 lx (einstellbar, ausfallsicher: 200 lx)
- Gesichtsfeldhelligkeit L_{mittel} : 100 cd/m²
- Deckenhelligkeit L_{45° : ≤ 500 cd/m²
- Farbwiedergabestufe 1.

Klima

Die Warte ist klimatisiert

- Umgebungstemperatur: 22 . . . 26° C
- relative Luftfeuchtigkeit: 45 . . . 65 %
- Luftgeschwindigkeit: 0,2 . . . 0,3 m/s.

Akustik

- Beurteilungspegel von Geräuschen: ≤ 55 dB (A)
- maximaler Geräuschpegel (kurzfristig): ≤ 70 dB (A)
- Nachhallzeit ($0,1 \leq f \leq 3$ kHz): 0,5 . . . 1 s
- Schalldruckpegel akust. Gefahrensignale 10 . . . 20 dB über dem Pegel der Betriebsgeräusche.

2.16.3 Notsteuerstelle

2.16.3.1 Aufgabenstellung

Die Notsteuerstelle dient zur Beherrschung des Kraftwerkes bei Funktionsausfall der Warte. Sie wird so ausgerüstet, daß von ihr, bei intaktem Primärkreis

- der Reaktor vom Leistungsbetrieb bis einschließlich kaltem, drucklosen Zustand überwacht,
- der Reaktor in den kalten, drucklosen Zustand abgefahren und darin gehalten und
- die Nachwärme der im BE-Becken gelagerten, abgebrannten Brennelemente abgeführt

werden kann.

Aus diesen Bedingungen ergibt sich, daß die Notsteuerstelle autark gegenüber der Warte sein muß.

Zusätzlich werden von hier aus wiederkehrende Prüfungen der Teile von Sicherheitssystemen, die bei Prüfungen von der Warte aus nicht erfaßt werden, durchgeführt.

2.16.3.2 Auslegungsgrundlagen

Auslegungsanforderungen bezüglich versagenauslösender Ereignisse und Einwirkungen von außen

Die Notsteuerstelle wird, auf der Basis von KTA 3904, gegen Überflutung, Blitz und Sturm sowie gegen Flugzeugabsturz, Explosionsdruckwelle und Einwirkung von gefährlichen Stoffen ausgelegt.

Die sicherheitstechnisch relevanten Einrichtungen der Notsteuerstelle werden so ausgelegt, daß bei Eintritt o. g. Ereignisse ihre sicherheitstechnisch relevanten Funktionen erhalten bleiben. Die übrigen Einrichtungen der Notsteuerstelle werden so ausgelegt, daß sie sicherheitstechnisch relevante Einrichtungen in ihre Funktion nicht beeinträchtigen.

Die Notsteuerstelle wird so gestaltet, daß das Personal auch bei Eintritt o.g. Ereignisse sie betreten, sich darin aufhalten und sie verlassen kann.

Die Notsteuerstelle wird so ausgelegt, daß durch Brand sicherheitstechnisch relevante Funktionen in der Notsteuerstelle nicht gleichzeitig mit denen in der Warte ausfallen können.

Leittechnische Grundlagen

Hier gelten die gleichen Aussagen wie im Abschnitt 2.16.2.2.

Durch manuelle und schaltungstechnische Maßnahmen wird dafür Sorge getragen, daß die Funktionen der Notsteuerstelle im Anforderungsfall nicht durch Signale von der Warte aus beeinträchtigt werden können.

Integration von Betriebsführungsaufgaben

Die funktionelle Integration der Betriebsführungsaufgaben, die sich aus der Aufgabenstellung für die Notsteuerstelle ergeben, nämlich

- Prozeßführung
- Kommunikation
- vorbeugende Instandhaltung

zu einem Arbeitsbereich, ist eine weitere Auslegungsgrundlage.

Ergonomische Grundlagen

Hier gelten die gleichen Aussagen wie in Kapitel 2.16.2.2.

2.16.3.3 Technische Ausführung

Die Leitstände werden als Bedienpult und als Tafeln mit und ohne Pultvorbau ausgeführt.

Die Belegung der Leitstände mit Bedien-, Informations- und Kommunikationseinrichtungen entspricht prinzipiell der im Abschnitt 2.16.2.3 beschriebenen.

Steuerung und Überwachung, die in der Warte für den normalen Betrieb benötigt werden, erhalten dort eine zweite rückwirkungsfreie Betätigung bzw. Anzeige. Hierdurch wirkt sich eine Störung im Wartebereich nicht auf die Notsteuerstelle aus. Die Entkopplung erfolgt im gesicherten Bereich.

Zur rechtzeitigen Erkennung von Störungen im Notspeisesystem bzw. bei der Prüfung der gegen EVA gesicherten Anlagenteile werden die erforderlichen Meldungen zur Warte übertragen.

2.16.3.4 Ergonomische Gestaltung

Hier gelten die gleichen Aussagen wie in Abschnitt 2.6.2.4 beschrieben. Einzige Ausnahme ist, daß die Notsteuerstelle nicht klimatisiert, sondern nur be- und entlüftet wird.

2.16.4 Örtliche Leitstände

2.16.4.1 Aufgabenstellung

Von örtlichen Leitständen aus werden im bestimmungsgemäßen Betrieb und, soweit erforderlich, bei Störfällen die zugehörigen Systeme betrieben und überwacht.

Ein örtlicher Leitstand wird eingerichtet, wenn mindestens eine der folgenden Bedingungen erfüllt ist:

- Aufgrund der sicherheitstechnischen Aufgabenstellung für Anlagenteile, die im Anforderungsfall durch den Reaktorschutz automatisch gestartet werden (z.B. Notstrom-Diesel, Nukleare Lüftung) oder dauernd in Betrieb sind (Lüftung des Schaltanlagegebäudes), werden örtliche Leitstände vorgesehen, um eine gemeinsame Beeinflussbarkeit der jeweiligen Redundanzen von der Warte oder der Notsteuerstelle sicher auszuschließen.
- Bei der Bedienung des Anlagenteils ist ein Sicht- oder Hörkontakt zum Prozeß erforderlich.
- Der Anlagenteil arbeitet unabhängig von den Betriebssystemen und wird nach der Inbetriebsetzung nicht mehr bzw. nur in großen Zeitabständen angesteuert oder neu eingestellt.
- Der Anlagenteil arbeitet unabhängig von den Betriebssystemen und wird vollautomatisch gefahren.

2.16.4.2 Auslegungsgrundlagen

Auslegungsanforderungen bezüglich versagenauslösender Ereignisse und Einwirkungen von außen

Die örtlichen Leitstände, deren Funktionsfähigkeit auch bei versagenauslösender Ereignissen und bei EVA erforderlich ist, werden so ausgelegt, wie die Systeme, die von diesen örtlichen Leitständen aus geführt werden.

Die übrigen Einrichtungen der örtlichen Leitstände werden sicherheitstechnisch relevante Einrichtungen nicht unzulässig beeinträchtigen.

Leittechnische Grundlagen

Bei einigen Systemen ist aus sicherheitstechnischen Gründen eine dezentralisierte, in sich autarke Prozeßführung erforderlich (z.B. Umluft für das Schaltanlagengebäude, aufgeteilt auf 4 Scheiben).

Außerdem gibt es komponentengebundene Automatisierungseinrichtungen und Steuerungen, die auch Bedienungseinrichtungen enthalten können.

Auf Grund dieser unterschiedlichen Aufgabenstellung wird es unterschiedliche Typen für örtliche Leitstände geben:

- Örtliche Leitstände auf der Basis von Abschnitt 2.16.2.2
- Örtliche Leitstände in konventioneller, komponentenspezifischer Ausführung (z.B. 220 V - Steuerungstechnik).

Ergonomische Grundlagen

Es gelten sinngemäß die gleichen Aussagen wie in Abschnitt 2.16.2.2.

2.16.4.3 Technische Ausführung

Die örtlichen Leitstände umfassen die Bedienungs- und Überwachungseinrichtungen, die nicht im Wartebereich, sondern bei den zugehörigen Systemkomponenten vor Ort angeordnet sind.

Es wird in örtliche Leitstände für

- kraftwerkseinheitliche Technik und für
- Lieferanten Elektrotechnik (LET)

unterschieden, deren technische Ausführung der jeweiligen Aufgabe angepaßt ist.

Informationen aus Anlagenteilen, die zentral zur Beurteilung der Systeme oder der Gesamtanlage notwendig sind, werden rückwirkungsfrei in der Warte bzw. der Notsteuerstelle dargestellt.

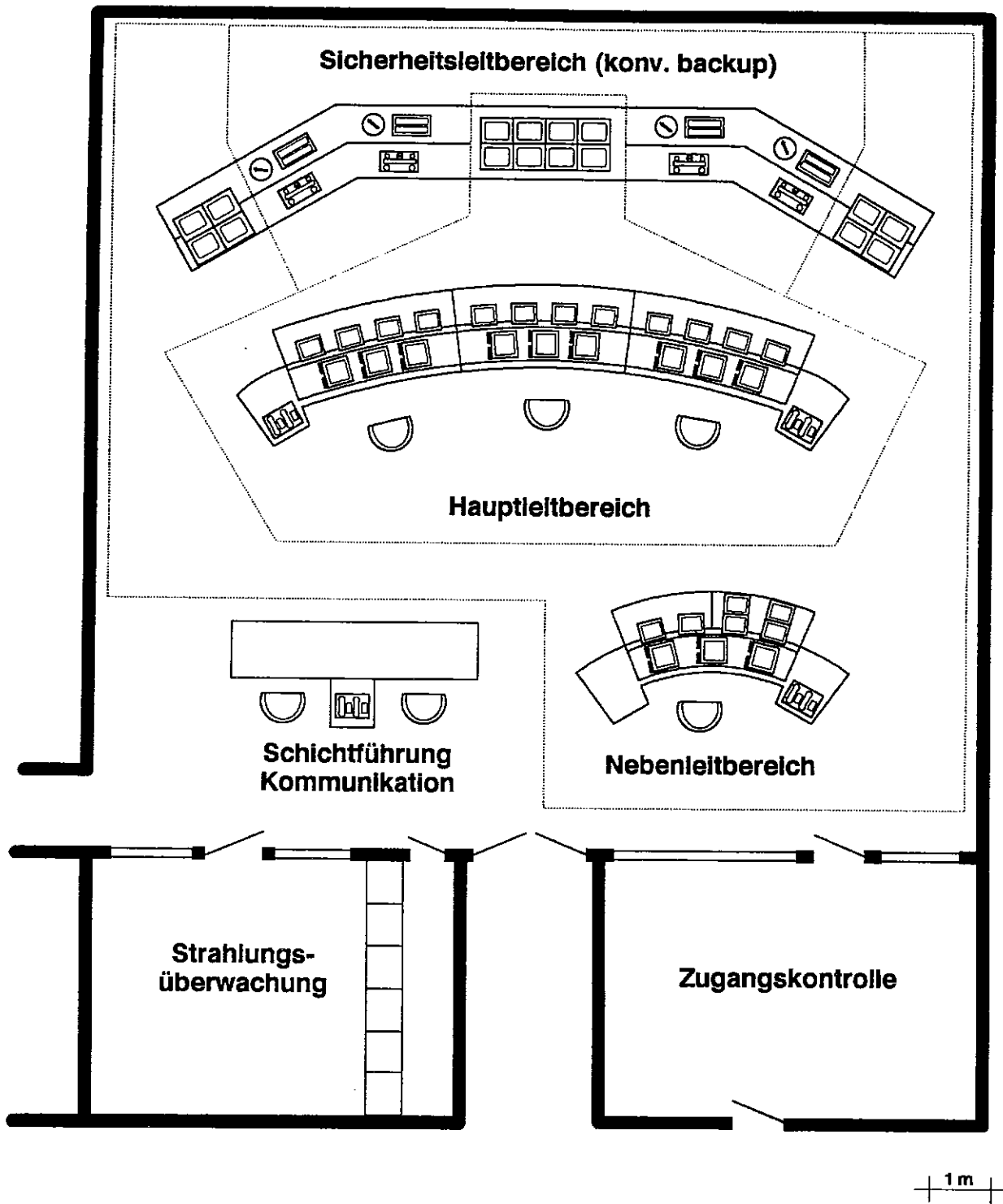
Desweiteren enthalten die örtlichen Leitstände die zur Führung der Systeme erforderlichen Betriebsvorschriften und die für die Kommunikation zwischen örtl. Leitstand und Warte erforderlichen Kommunikationsmittel, gemäß KTA 3901.

2.16.4.4 Ergonomische Gestaltung

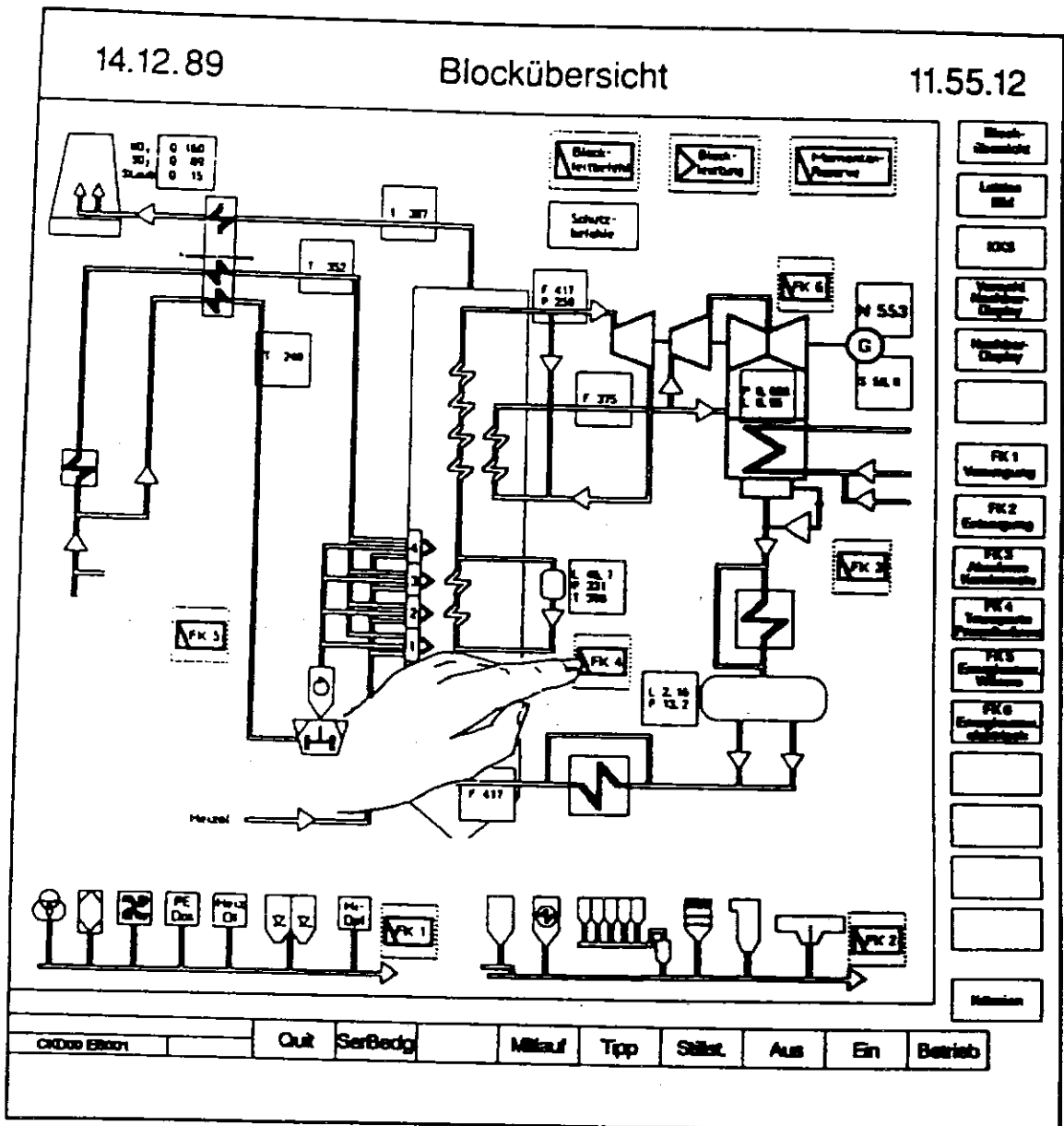
Die ergonomische Gestaltung der örtlichen Leitstände erfolgt unter Beachtung der lokalen Randbedingungen am jeweiligen Aufstellungsort. Weiterhin ist zu berücksichtigen, daß es sich bei örtl. Leitständen grundsätzlich um nicht dauernd besetzte Arbeitsplätze handelt.

Anlagen- zustand	Warte			Notsteuerstelle
	Hauptleitstand		Sicherheits- leitstand	Sicherheits- leitstand
	Betätigungs- Prozessor	PRISCA		
Normalbetrieb, große Transienten	Handsteuerung, Detailinformation aus System	Übersicht- und Hintergrund- information	Wiederkehrende Prüfungen an Komponenten in Sicherheitssystem.	(Wieder- kehrende Prüfungen)
Störfälle	Handsteuerung, Detailinformation aus System	Übersicht- und Hintergrund- information		
Nichtverfügbarkeit von			<i>Information, Handsteuerung</i>	
- betriebl. Leit- technik			Sicheres Ab- fahren, Halten auf "unterkritisch, kalt"	
- Warte und betriebl. Leit- technik				Sicheres Ab- fahren, Halten auf "unterkritisch, kalt"

Kernkraftwerk Stendal C/D	
Aufgabenorganisation für Bedien- und Informationsbereiche	
SIEMENS Energieerzeugung KWU	
Abb.: 2.16/1	DWR 1300 08.90



Kernkraftwerk Stendal C/D	
Warte Prinzipdarstellung	
SIEMENS Energieerzeugung KWU	
Abb.: 2.16/2	DWR 1300 08.90



Kernkraftwerk Stendal C/D	
Bedienoberfläche Plasmadisplay	
SIEMENS Energieerzeugung KWU	
Abb.: 2.16/3	DWR 1300 08.90

2.17 Einrichtungen zum Schutz vor Brand, Explosion und Schadstoffen

2.17.1 Brandschutz

Im folgenden werden die Anlagen zur Branderkennung und -bekämpfung beschrieben. Die bautechnischen und passiven anlagentechnischen sowie die betrieblichen Brandschutzmaßnahmen sind in Abschnitt 2.2.3.8 dargestellt.

2.17.1.1 Meldeeinrichtungen

Zur Früherkennung von Bränden wird für alle Bereiche mit brennbaren Gütern eine Brandmeldeanlage installiert. Dazu wird eine Brandmeldezentrale mit Einzelmeldeerkennung vorgesehen.

Die Meldeanlage entspricht den Bestimmungen für Errichtung und Betrieb von brandmeldeanlagen nach VDE 0800, Klasse C, VDE 0853 sowie DIN 14675.

Alle eintreffenden Meldungen werden optisch und akustisch in der Brandmeldezentrale angezeigt. Außerdem lösen Störungen in der Meldeanlage ein optisches und akustisches Störungssignal in der Brandmeldezentrale aus. Hierzu werden die Primärleitungen der Brandmeldeanlage mit Ruhestrom auf Drahtbruch und Kurzschluß überwacht.

Optische und akustische Sammel-, Alarm- und Störungsmeldungen erfolgen auch auf der Warte des jeweiligen Blockes. Weiterhin werden im Wartebereich den Meldebereichen zugeordnete Informationen über die gemeldeten Bereiche und die zugehörigen Verhaltensmaßnahmen für das Schichtpersonal bereit gehalten.

Darüber hinaus wird der Alarm zur Feuerwehr-Alarmzentrale übertragen und dort auf einer übergeordneten Brandmeldezentrale zur Anzeige gebracht.

Die vorgeschriebenen regelmäßigen Prüfungen können an der Brandmeldeanlage auf einfache Weise durchgeführt werden.

Zur Stromversorgung der Brandmeldezentrale dient eine 24 V-Batterie, die über einen Gleichrichter aus dem Notstromnetz 1 in Ladeerhaltung betrieben wird.

Automatische Brandmeldeeinrichtungen

Zur Früherkennung von Bränden werden automatische Brandmelder eingesetzt.

Grundsätzlich werden Rauchgasmelder verwendet, die als Einzelmelder die Lage des gemeldeten Bereichs leicht und sofort erkennen lassen. Das Ansprechen des automatischen Melders ist auch vor Ort erkennbar.

Bei der Festlegung von Art, Anzahl und Anordnung der automatischen Brandmelder werden berücksichtigt:

- Brandlast und Brandverhalten der brennbaren Stoffe
- Wahrscheinlichkeit einer Brandentstehung
- Personenschutz
- Gefährdungsmöglichkeiten sicherheitstechnisch wesentlicher Anlagenteile
- Aktivitätsfreisetzungsmöglichkeiten
- Luftführung im Raum bei natürlicher und künstlicher Belüftung
- besondere Einflüsse auf die Melder (z. B. Dampf- und Staubbildung, Strahlung)
- Auslösekriterien für Brandschutzeinrichtungen.

Insbesondere werden folgende Räume und Objekte mit automatischen Brandmeldern überwacht:

- Wartenbereiche, Leitstände, E- und Leittechnikbereiche
- Diesel- und Ölversorgungsbereiche
- Kabelmassierungen
- sonstige Bereiche mit Anhäufungen brennbarer Stoffe (z. B. Lager)

Nichtautomatische Brandmeldeeinrichtungen

Zusätzlich zu den automatischen Brandmeldern werden Druckknopfmelder an allen Ausgängen ins Freie und innerhalb der Gebäude installiert. Die örtliche Brandgefährdung und das Vorhandensein von Kommunikationsmitteln (z. B. Telefon) sind dabei berücksichtigt worden.

Bildung von Primärleitungen und Meldegruppen

Die automatischen Brandmelder werden so zu Primärleitungen und Meldegruppen zusammengefaßt, daß

- alle an eine Primärleitung angeschlossenen Brandmelder innerhalb desselben Brandabschnittes bzw. derselben Gebäudescheibe (z. B. Schaltanlagegebäude) angeordnet sind
- eine Meldergruppe sich grundsätzlich nur über ein Geschöß erstreckt. Ausgenommen hiervon sind z. B. Treppenträume, Lüftungs- und Aufzugsschächte, Kabelsteigschächte sowie Räume, die sich über mehrere Geschosse erstrecken
- Meldergruppen nicht gleichzeitig innerhalb und außerhalb des Kontrollbereichs angeordnet sind.

Nichtautomatische Melder werden zu eigenen Meldegruppen zusammengefaßt.

2.17.1.2 Einrichtungen zur Brandbekämpfung

Löschwassersystem (SG)

(Abb. 2.17.1/1)

Auslegung

Das Löschwassersystem fördert Trink- bzw. Kühlwasser. Das Trinkwasser ist Füll- und Bereitschaftsmedium. Bei längerfristiger Brandbekämpfung (> 1 Stunde) wird Kühlwasser aus den Kühlturmtassen der Blöcke C/D eingesetzt. Eine

Löschwasser-Momentanreserve wird in der Feuerlöschpumpenstation gespeichert. Die Löschwasserreserve befindet sich in zwei Behältern je 500 m³.

Die Löschwasserversorgung ist so ausgelegt, daß ein C-Rohr an der höchsten Entnahmestelle bei einem Fließdruck von 3,5 bar, zwei C-Rohre an beliebigen anderen Entnahmestellen, die größte Sprühwasser-Löschanlage für einen ausreichenden Zeitraum sowie ein B-Rohr an einer ebenerdigen Entnahmestelle gleichzeitig versorgt werden können.

Das System besteht aus mehreren Löschwasserpumpen, die über getrennte Rohrleitungen in die Ringleitung des Löschwassernetzes einspeisen. Ein Teil der Ringleitung kann im Schadensfall abgesperrt werden, und jede Löschwasserpumpe kann in den noch intakten Teil der Ringleitung fördern.

Durch die Verbindung mit der Feuerlöschpumpstation 1 über die Ringleitung der Blöcke A und B besteht eine gegenseitige Reserve der beiden Feuerlöschpumpstationen am Standort.

Das System wird ständig unter Druck gehalten. Die Druckhaltung erfolgt über Druckbehälter, auf die eine Druckhaltepumpe und ein Verdichter arbeiten.

Das Löschwassersystem wird in ständiger Betriebsbereitschaft gehalten. Daher werden sowohl die Löschwasserpumpen als auch die Druckhaltepumpe bei Ausfall der Eigenbedarfsversorgung vom Notstromnetz 1 versorgt.

Löschwasserentnahmestellen

Zur Löschwasserentnahme aus dem Ringleitungsnetz des Löschwassersystems stehen im Freigelände Hydranten und in den Gebäuden Wandhydranten nach DIN 14 461 zur Verfügung.

Im Freien werden Hydranten ohne Fallmantel im Abstand von ca. 75 m installiert.

Die Versorgung der Wandhydranten innerhalb der Gebäude erfolgt über Steigleitungen.

Als Löschanlagen werden je nach Anwendungsfall Sprühwasser-Löschanlagen, Sprinkleranlagen, CO₂-Löschanlagen oder Schaumlöschanlagen eingesetzt.

Die Wasserversorgung der Sprühwasser-Löschanlagen, Sprinkleranlagen und Schaumlöschanlagen erfolgt von zwei Teilsträngen des Löschwassersystems. Damit ist bei Ausfall eines Teilstranges die Löschwasserversorgung noch gewährleistet.

Die Ventilstationen der Löschanlagen befinden sich außerhalb des jeweiligen Löschbereiches.

Die Sprühwasser-Löschanlagen der Transformatoren werden automatisch über den Trafo-Schutz ausgelöst. Für die übrigen Sprühwasser- und Schaumlöschanlagen ist eine Betätigung von Hand vor Ort sowie eine Fernbetätigung von der Warte vorgesehen.

CO₂-Löschanlagen werden grundsätzlich automatisch ausgelöst.

Das Löschwasser wird über das jeweilige Entwässerungssystem oder über mobile Einrichtungen abgeleitet.

Feuerlöscher (mobile Kleinlöschgeräte)

Zur Bekämpfung von Entstehungsbränden sind Feuerlöscher vorgesehen. Sie werden schwerpunktmäßig an den jeweiligen Zugängen in der Nähe der Wandhydranten installiert.

Die Gebäude werden gemäß Arbeitsstättenrichtlinie ASR 13 mit Handfeuerlöschern ausgerüstet.

2.17.1.3 Maßnahmen zur Rauch- und Wärmeabfuhr

Zur Rauch- und Wärmeabfuhr aus den einzelnen Gebäuden oder Gebäudeabschnitten werden fallweise

- die vorhandenen Lüftungstechnischen Anlagen
- spezielle Rauchgasventilatoren
- Rauch- und Wärmeabzugsanlagen
- mobile Entrauchungsgeräte

eingesetzt.

Aus dem Kontrollbereich heraus wird aus Gründen des radiologischen Umgebungsschutzes grundsätzlich keine Entqualmung vorgesehen.

Die gesicherten Rettungswege gemäß Kapitel 2.4.1.4 werden durch Naturkonvektion oder durch eine der o. g. Entqualmungsmaßnahmen rauchfrei gehalten, um ausreichende Atemluft und Sicht zur Orientierung bei anlageninternen Bränden sicherzustellen.

Die Zu- und Abluftleitungen für die Rauchfreihaltung der gesicherten Rettungswege werden grundsätzlich feuerbeständig F90 nach DIN 4102 ausgeführt.

2.17.2 Schutz vor Explosion und Schadstoffen

Im Kapitel 8.1.2 „Einwirkungen gefährlicher Stoffe“ werden die Schutzziele, Meßeinrichtungen und Schutzmaßnahmen vor Explosionen und Schadstoffen beschrieben.

Die passiven Maßnahmen zur Verhinderung von anlageninternen Explosionen sind in Kapitel 2.2.3.7 „Explosionen“ dargestellt.