

## Mensch - Maschine - Schnittstelle (englisch: HMI: Human Machine Interface)

Diese Unterlage führt ein in die Aufgaben und Arten der Schnittstellen - Einrichtungen zwischen Mensch und Maschine in Automatisierungssystemen.

Inhalt:	Seite:
<b>1 Begriffe</b>	1
<b>2 Meldungsarten</b>	2
<b>3 Prozessbedienung / - Beobachtung (OMS)</b>	3
<b>4 Prozess-Informations-Management (PIMS)</b>	
4.1 Anzeigen / Ausdrucke	7
4.2 Real Time Performance Monitoring (RTPM)	8
4.3 Datenspeicherung und -Verdichtung	9
<b>5 Anordnung</b>	10
<b>6 Diagnose</b>	11
<b>7 Engineering</b>	12

### 1. Begriffe

Unter "Kommunikation" versteht man in Automatisierungssystemen Komponenten zur Information des Menschen über den Zustand des Prozesses und der Leitanlage sowie zum Eingriff in den Prozess mit Hilfe der Leitanlage, zusammenfassend bezeichnet als "**Mensch - Maschine - Schnittstelle**". Im englischen Sprachraum sagt man: **Human - Machine - Interface (HMI)**.

Mit dem Begriff „**Kommunikation**“ wird heute nur noch der gesamte Signalaustausch zwischen den Komponenten bezeichnet, z.B. über Busse.

Es gibt Schnittstellen zwischen Mensch und Prozess für die Aufgaben:

- **Bedienen und Beobachten** (überwachen) der Anlage durch den Menschen (OMS = Operating and Monitoring System),
- **Auswerten der Prozessdaten** für Betriebsführung und Optimierung (IMS = Information Management System oder PIMS = Process Inf. Man. Syst.)

Allgemeine Bezeichnung: „**SCADA**“ : **S**upervisory **C**ontrol **A**nd **D**ata **A**cquisition, = Computersystem zur Sammlung und Analyse / Bewertung von Echtzeit – Prozessdaten mit Anzeigen und Alarmausgaben, meist als „Server / Client-System“

Und es gibt Schnittstellen zw. Mensch u. Leitanlage:

- **Planen / laden** und **in Betrieb nehmen** der Leitanlage einschließlich Konfigurierung und Parametrierung,
- **Instandhalten der Anlage**, insbesondere der Leitanlage, durch Störungsdiagnose und - Behebung.

Bild 1 zeigt die Prozess- nahen Komponenten Signalaufbereitung, -Verarbeitung und -Ausgabe sowie diejenigen Komponenten, die als Schnittstellen zum Menschen in der Betriebs- und Unternehmensebene dienen.

Weil auf allen Ebenen eine übersichtliche und im Bedarfsfall auch detaillierte Darstellung des Prozess- bzw. Leitanlagenzustands benötigt wird und dazu große Datenmengen bewältigt werden müssen, werden Mensch-Maschine-Schnittstellen bei mittleren und großen Anlagen auf Rechnern realisiert, heute auf entsprechend ausgerüsteten PCs.

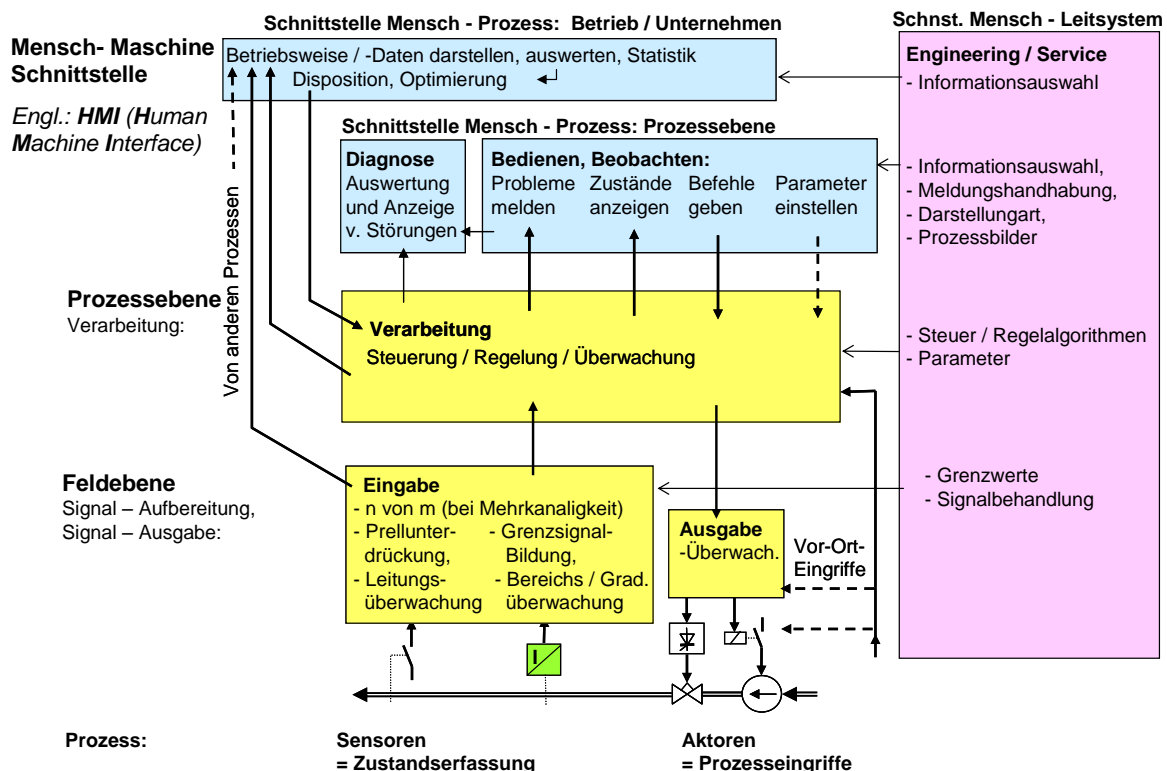


Bild 1: Prozess-nah Komponenten und Mensch-Maschine-Schnittstellen in Automatisierungssystemen

## 2. Meldungsarten

Bild 2.1 gibt mit einem Steuerungs - Beispiel aus der Verfahrenstechnik einen Überblick über Meldungsarten und - Wege. Das Bild zeigt stark vereinfacht die Steuerung einer Ölpumpe für einen Hauptantrieb, der hier nicht dargestellt ist. Sie wird über Tasten von Hand ein - und ausgeschaltet, wobei das Einschalten nur erlaubt ist wenn die "Freigabe" durch "Behälterniveau > HOCH" erfüllt ist. Die Steuerung gibt ihre Befehle an die Schaltanlage (Leistungsschutz), die die Pumpe ein / ausschaltet. Über die Messwertaufbereitung werden Behälterniveau und Öldruck erfasst, und es werden Grenzschnale gebildet. Elektronik - und Steuer - Spannung (in der Schaltanlage) werden überwacht. Rechts im Bild sind die verschiedenen Meldungsarten aufgelistet, links ihre Entstehung dargestellt. Dabei werden unter "Meldungen" Binärsignale verstanden.

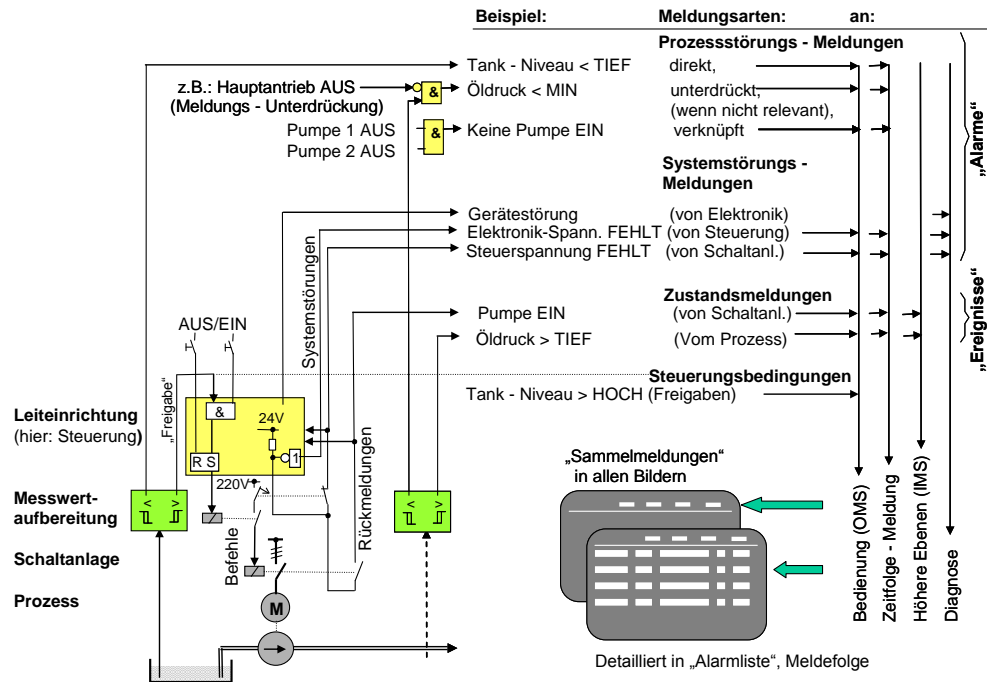


Bild 2.1: Meldungsarten und -Wege an einem Steuerungsbeispiel

**Prozessstörungsmeldungen** informieren über nicht normale bzw. gefährliche Prozesszustände. Sie werden unterschiedlich gebildet:

- direkt aus der Messwertaufbereitung, wenn der Zustand immer gemeldet werden soll,
- unterdrückbar, wenn die Meldung unter bestimmten Umständen nicht interessant ist: ("Öldruck zu tief" ist keine Gefahr, wenn der Hauptantrieb aus ist, wird daher dann gesperrt)
- verknüpft durch Logik in der Steuerung, wenn sie nicht direkt existiert (z.B. "Beide Pumpen AUS").

Sinnvoll (aber nur in komfortablen Systemen möglich) ist eine Klassifizierung der Prozessmeldungen nach ihrer Wichtigkeit für den Betrieb in zwei oder drei "Prioritäten", damit der Bediener bei Anstehen vieler Meldungen die wichtigsten erkennen kann. Das kann z.B. durch farbige Anzeige bzw. durch zusätzliche Prioritätsziffern im Ausdruck geschehen, möglichst auch zur Ausgabe - Filterung geeignet. In diesem Fall gibt man eine Warnung als "Vor - Alarm", wenn sich eine Störung anbahnt und noch Gegenmaßnahmen möglich sind.

**Systemstörungsmeldungen** sind Informationen über das Fehlverhalten eines Teils der Leiteinrichtung einschließlich der Schaltanlage. Im Beispiel sind Gerätestörung und Spannungsüberwachung gezeigt.

Prozess- und Systemstörungsmeldungen werden zusammenfassend auch „**Alarmer**“ genannt.

**Zustandsmeldungen** sind Meldungen über den aktuellen Anlagenzustand, z.B. hier dass die Pumpe EIN ist und der Öldruck vorhanden ist. Zur Information über den Betriebszustand gehören natürlich auch die Werte analoger Messungen, dargestellt als Momentanwerte oder Kurven.

Änderungen von binär gemeldeten Zuständen sind „**Ereignisse**“, haben oft eine eigene Anzeige(liste).

**Steuerungsbedingungen** sind Zustände, die zum Schalten erfüllt sein müssen (hier: Tank - Niveau), oder die einen automatischen Schutz - Eingriff bewirken (NSB = **N**icht erfüllte **S**teuerngs - **B**ed.).

Ganz rechts im Bild ist an Schienen gezeigt, welche Meldungen für welche Anzeige / Auswerteeinrichtungen verwendet werden.

- Der **Bedienung** stehen praktisch alle Meldungen zur Verfügung, bei den Systemmeldungen aber nur solche, die eine Betriebsstörung anzeigen.
- Eine besondere Anzeige (/ Ausdruck) ist die **Zeitfolge - Meldung**, die auflistet, welche Meldung wann kam, und so eine Analyse von Anlagenstörungen ermöglicht. Hier werden alle Prozess - Meldungen (außer den Steuerungsbedingungen) und den Betrieb beeinflussende Systemstörungsmeldungen erfasst.
- Für das **Informations - Management** auf höheren Ebenen (Betrieb, Unternehmen) sind nur Zustandsmeldungen interessant, natürlich auch die analogen Messwerte.
- Für die **Diagnose** von Störungen der Leitanlage sind nur Systemstörungsmeldungen wichtig, meist auf speziellen Rechnern ausgewertet. Hierher gehören Leitanlagen - interne Störungen, die nicht gleich den Betrieb gefährden, z.B. Ausfall eines Kanals einer mehrkanaligen Messung.

Grenzsignale für Meldungen werden meist mit festen Grenzwerten aus analogen Messungen erzeugt. Um für alle Betriebsarten des Prozesses zu gelten müssen diese entsprechend hoch / tief eingestellt sein, und die Meldungen kommen später als es sinnvoll wäre.

Besser sind veränderliche Grenzwerte, die von Rechenschaltungen aus Prozesswerten gebildet werden oder aus einem mathematischen Modell des Prozesses abgeleitet werden. Man spricht hier von "dynamischen" Grenzwerten und von einem "Prozess - Beobachter".

Ein sehr einfaches Beispiel zeigt Bild 2.2 mit einem Speisewassertank, dessen Mindest - Wasserstand umso größer sein soll, je höher die Leistung des zugehörigen Dampferzeugers ist.

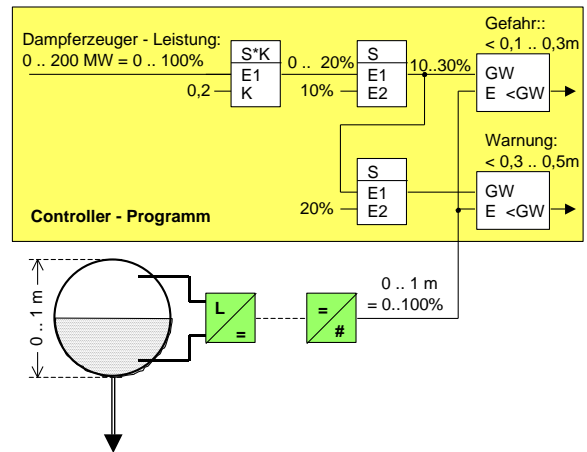


Bild 2.2: Dynamische Grenzwerte (Beispiel)

### 3 Prozess - Bedienung und -Beobachtung

Für Bedienung / Beobachtung des Prozesses sind Einrichtungen erforderlich, die den Bediener schnell und genau über den Zustand der Anlage und eventuell sich anbahnende Betriebsstörungen / Gefahren informieren.

Dies erfolgt heute meist über Bildschirm (Bild 3.1) anstelle früherer Leuchtmelder, Anzeige - Geräte und Mosaischaltbilder. Durch Bus - Verbindung zwischen Messwertaufbereitung / Steuerung / Regelung und Kommunikationseinrichtung sind mehr und besser aufbereitete Informationen verfügbar, müssen aber auch so dargestellt werden,

dass der Bediener sie schnell erfassen kann. Bedien- und Beobachtungssoftware läuft heute auf handelsüblichen Standard - PCs, SW gibt es auf dem Markt (z.B. von Intellution) oder wird vom PLS - Hersteller entwickelt. Allgemein gilt:

Die Anlage wird am Bildschirm in "Fließbildern" abgebildet, die den Medienfluss mit Leitungen und Apparaten darstellen. Bild 3.2 zeigt ein Beispiel.

Die aktuellen Messwerte und Zustände werden durch Darstellungsobjekte angezeigt, die aus einem Objekttyp der Objektbibliothek und den Anwendungs - spezifischen Daten bestehen. In Bild 3.1 ist ein Darstellungsobjekt - Typ "Kurve" in Farbe gelb zugeordnet der Messung "1P13". Über eine solche Kennzeichnung fragt der Kommunikations - PC aktuelle Daten in Messung / Steuerung / Regelung ab und präsentiert sie. Über mehr oder weniger kurze Zeit werden im Kommunikations - PC auch Wert gespeichert, so dass Kurvenanzeigen auch aus der Vergangenheit möglich sind (Lange Zeiträume: siehe "IMS").

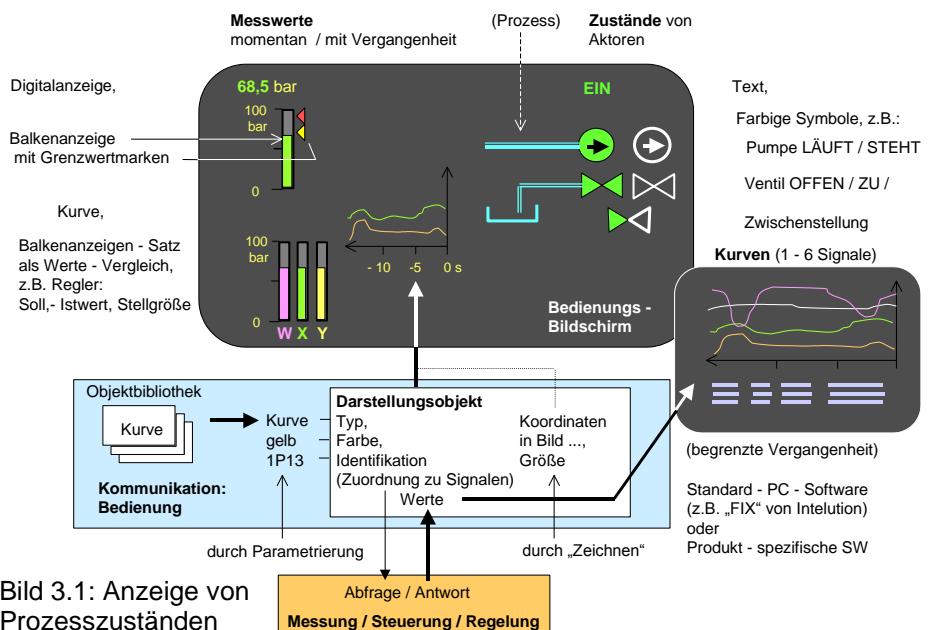


Bild 3.1: Anzeige von Prozesszuständen per Bildschirm

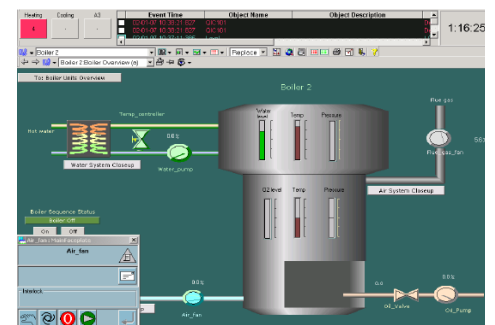


Bild 3.2: Fließbild-Beispiel

Zur Anzeige von Werten und Zuständen dienen:

- für aktuelle binäre Werte: Texte / Flächen die erscheinen oder verschwinden,
- für aktuelle analoge Werte: Ziffern, Balken ggf. mit Grenzwertmarken (Bild 3.1), X/Y - Diagramm (z.B. Arbeitspunkte), wobei Über / Unterschreitung von Grenzwerten durch Farbumschlag angezeigt werden kann,
- für Werte über Zeit: Trends (Kurven), X/Y - Diagramme mit "Schweif"
- für Zustände: versch. Symbole mit Farbumschlag.

Für **Farben und Darstellungen** gibt es Normen, die auf Grundlage ergonomischer Erkenntnisse erstellt wurden - aber oft nicht eingehalten werden. So sind z.B. in der DIN 19 235 die "Alarm - Farben" rot und gelb bei Symbolen und Werten für Gefahrmeldung und Warnung reserviert, grün und weiß für Zustände, während die Darstellung des Prozesses (Rohrleitungen usw.) in weniger auffallenden "Pastell" - Farben gehalten sein sollen.

Im Einzelnen gilt nach DIN 19 235 für **Farben**:

- rot: „Gefahr“ = Priorität 1
- (orange: „Warnung“ = Priorität 2)
- gelb: „Vorsicht“ = Priorität 3 (bzw.2 ohne or.)
- grün: „Sicherheit“, auch "EIN" / "AUF" \*
- weiß: allg. Information, auch "AUS" / "ZU" \*
- blau: spezielle Information

(\*: in der Kraftwerkstechnik)

Ebenso ist eine **Hierarchie von Bildern** sinnvoll. Hauptsächlich sollte der Bediener mit Übersichtsbildern mit nur den wichtigsten Informationen arbeiten, bei Bedarf aber leicht in untergeordnete Bilder mit Details springen können, z.B. durch anklicken entsprechender Bezeichnungen oder Symbole, und wieder sehr einfach auf die Übersichtsebene zurückkehren können (Bild 3.3)

**Meldungen** werden dargestellt (Bild 3.4):

- einzeln in Meldelisten (als kleines Zusatzfenster oder als Bildschirmseite oder Ausdruck),
- zusätzlich als Sammelmeldung im unveränderlichen Bildkopf, evtl. mit verschiedenen Symbolen für verschiedene Meldungsarten / Prioritäten. Gute Systeme erlauben durch einfaches Anklicken einen Sprung zur Meldeliste oder / und in ein Detail - Fließbild des Systems, aus dem die Meldung kommt und daher erklärt ist.

Auch die Binärwerte der Meldungen werden über ein in der Anlage eindeutiges Signal - Kennzeichen aus dem für die Anzeige zuständigen Server abgerufen.

Es wird zwischen „Alarmen“ und „Ereignissen“ unterschieden:

**Alarme** sind Störungsmeldungen aus dem Prozess oder der Leitanlage. Durch Anklicken eines Quittierbefehls kann der Bediener eingetretene Alarme zur Kenntnis nehmen, "**quittieren**", um danach neu eintreffende Alarme erkennen zu können. Bild 3.5 zeigt das "1 - Frequenz - Blinkverfahren", bei dem eine Quittiermarke in der Zeile eines kommenden Alarms blinkt. Bei Quittierung geht die Marke in Dauerlicht über (oder verschwindet), bei Wegfall ("gehen") des Alarms verschwindet die Marke (und meist die ganze Meldezeile). Geht der Alarm vor Quittierung, so verschwindet sie.

Manchmal wird Kommen und Gehen angezeigt, und manchmal verschwindet ein Alarm erst durch einen Löschbefehl.

Das Kommen eines Alarms wird außerdem oft mit einem akustischen Signal angezeigt.

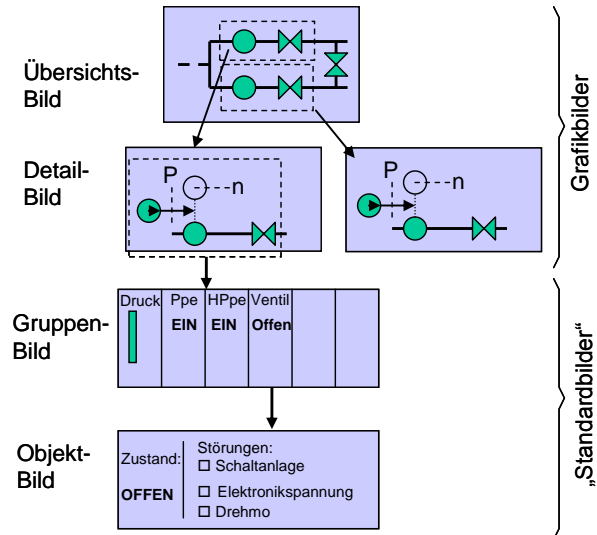


Bild 3.3: Bildhierarchie: Übersichts- und Detailbild, Gruppen- und Objektbild

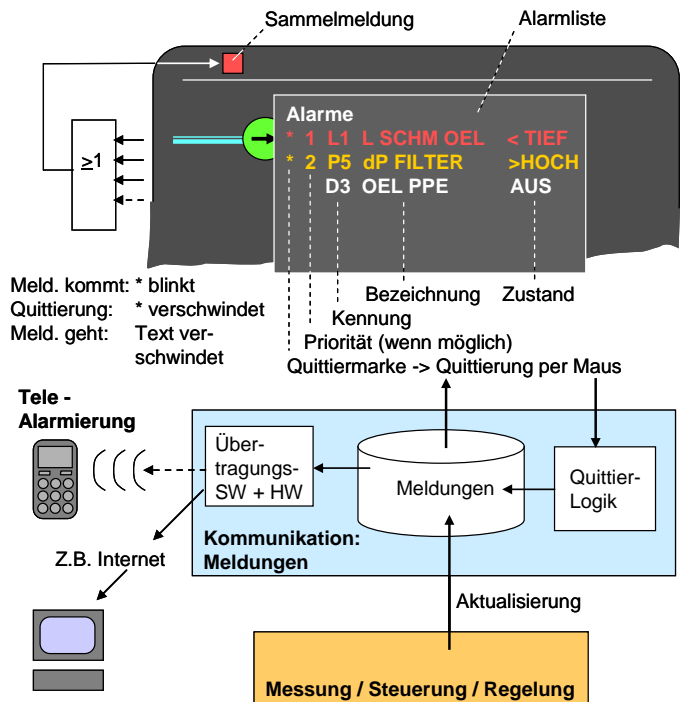


Bild 3.4: Darstellung von Meldungen

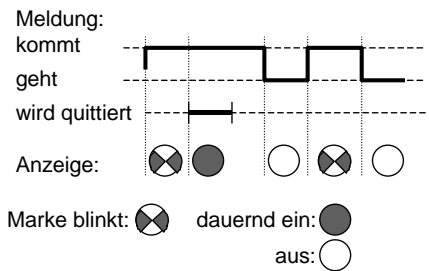


Bild 3.5: Quittierung

„**Ereignisse**“ sind sich ändernde Zustände, wenn die Änderung keine Gefahr oder Störung darstellt. Sie werden oft in getrennten Anzeigen (Listen) ohne Quittierung zeitfolgerichtig angezeigt.



Zur besseren Erkennbarkeit von wirklich wichtigen Gefahrezuständen wird z.Zt. [3] an neuen Darstellungsmethoden gearbeitet, z.B. an einem **3D- Prozessinformations- Display**.

**Anlaß:**

Bei einer Häufung von Meldungen, wie sie im Falle einer Störung auftritt, kommt das Bedienungspersonal an die Grenze seiner Erkennungsmöglichkeiten („kognitive Fähigkeiten“). Die Folge sind oft Fehlbedienungen und dadurch Ausfälle oder Schäden.

**Ansatz:**

Die Prozessvisualisierung den mentalen und kognitiven Fähigkeiten des Menschen anpassen.

**Ein Weg:**

Dreidimensionale, abstrakte Darstellung von Fehlerzuständen, getrennt von den sonstigen Bildern, die viele Details enthalten.

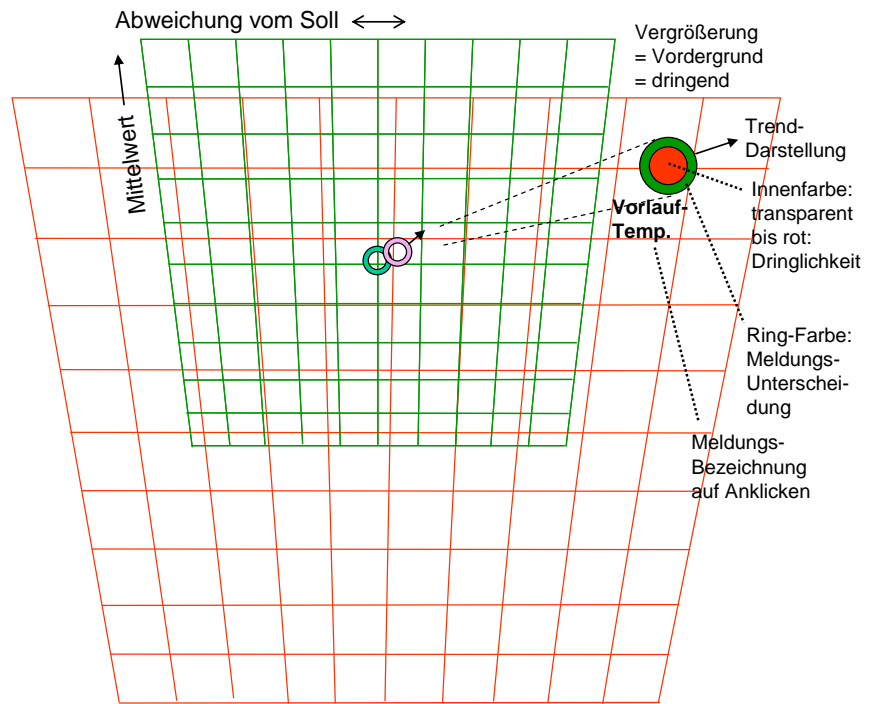


Bild 3.6: 3D-PID (Prozess- Informations- Display)

Bild 3.6 zeigt ein Beispiel. Es enthält ein grünes Koordinatensystem (0..100% in 10er- Schritten), das auf der Abszisse die Abweichung von Istwerten gegen den Sollwert und auf der Ordinate die Mittelwerte der Istwerte zeigt. Die dargestellten Größen erscheinen als Ringe, deren Farben Größen zu ihrer Unterscheidung dienen. Je nach Größe der Abweichung wird der Ring vergrößert, kommt also in den Vordergrund, den ein rotes Gitter darstellt. Die Innenfläche ändert dabei ihre Farbe von transparent nach signalrot. Ein Pfeil zeigt die Änderungsrichtung, die über verschiedene Interpolationsalgorithmen berechnet wird.

Bild 3.7 zeigt eine dem Windows- Explorer nachempfundene Kombination: links das 3D-Display, und rechts das zugehörige Prozessbild.

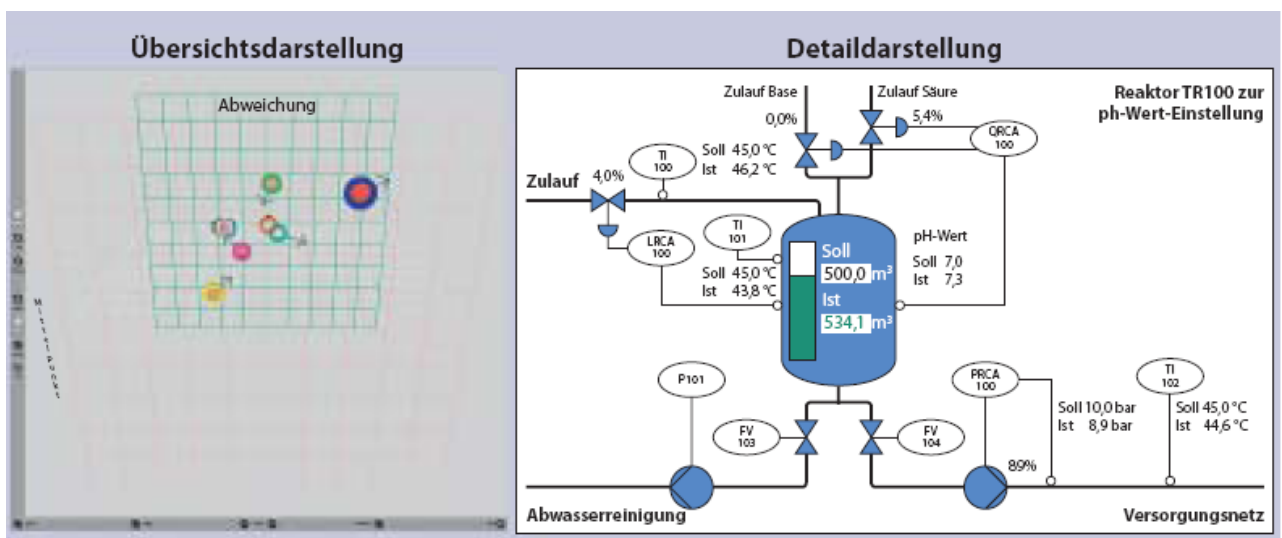


Bild 3.7: Kombination 3D- Display und Prozessfließbild.

Zur Vermeidung von Überforderungen des Bedienpersonals ist ein „**Alarmmanagement**“ sinnvoll, in manchen Anwendungen bzw. Ländern sogar vorgeschrieben. Untersuchungen von größeren Störfällen in verschiedenen Anlagen haben gezeigt, dass eine auf die Bediener hereingebrochene zu große Meldeflut mit dazu beigetragen hat, dass falsche Schlüsse gezogen wurden und dadurch die Folgen verschlimmert wurden.

Rechts sind die aktuelle Situation, wie sie sich in vielen Anlagen darstellt, sowie deren Folgen angegeben. Darunter sind die wichtigsten Forderungen des Dokuments EEMUA 191 aufgelistet. Dieses Papier ist ein De-facto-Standard.

Bild 3.8 zeigt ein Benchmarking von Alarmmanagement-Kennwerten, erstmals vorgeschlagen von Campbell Brown, British Petroleum.

Manche heutige Prozessleitsysteme verfügen über Tools zur Unterstützung eines Alarmmanagements, z.B. das PGIM (Power Generation Information Management) im ABB- System 800.

**Aktuelle Situation in der Praxis:**

- Bildschirme ständig mit Alarmen gefüllt,
  - häufige Alarme im Normalbetrieb,
  - noch mehr bei Störungen
- Alarme bleiben lange stehen (Tage, Wochen)

**Folgen:**

- Alarme werden „blind“ quittiert
  - Ursachen werden nicht wahrgenommen,
  - Gefahr von Fehlhandlungen!
- Akustische Alarme werden deaktiviert (Lärmbelastung)
  - neue Alarme fallen nicht auf

**De-facto-Standard: EEMUA 191**

(Engineering Equipment and Materials Users Association)

- **Alarmraten messen, Alarme prüfen:**
  - **Normalbetrieb:** max. 1 Alarm pro 10 Minuten
  - **Störung:** max. 10 Alarme in ersten 10 Minuten
  - **Langzeitalarme:** max. 10
  - **Prioritätsverteilung:** hoch: 5%, mittel: 15%, niedrig: 80%
- **Unnötige Alarme vermeiden:**
  - Tuning von Regelkreisen (weniger Abweichungen)
  - Grenzwerte überprüfen (evtl. zu eng?)
  - Defekte Sensoren austauschen
  - Prüfen, ob „Ereignis“- Meldung statt Alarm reicht
- **Folgealarme ausblenden** (Tool bei ABB 800xA)
  - Vermeidung von irritierender Meldungsflut

**Benchmarking von Alarm- Management- Kennwerten** (Campbell-Brown)

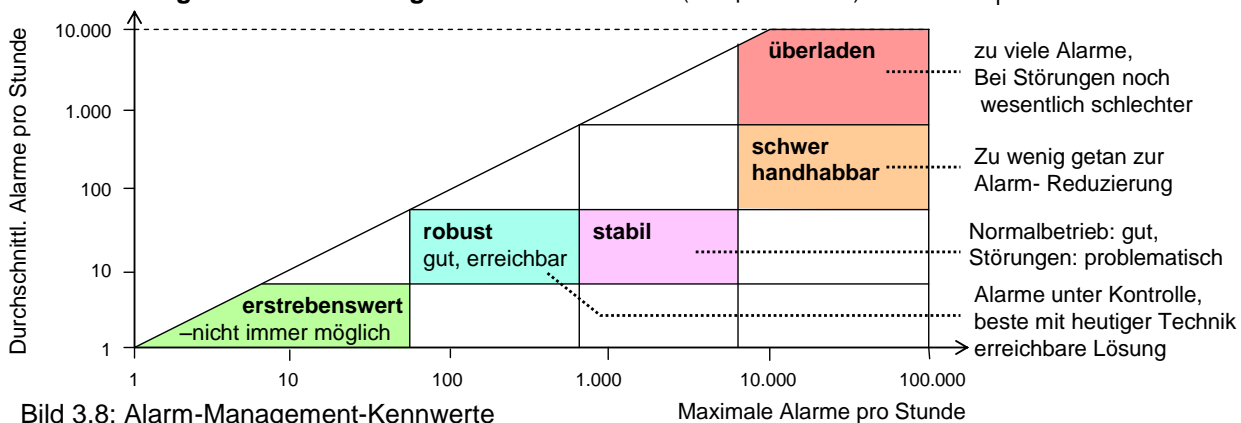


Bild 3.8: Alarm-Management-Kennwerte

In jedem Fall ist es notwendig, für eine Anlage ein in sich konsistentes, anlagenweites Alarmkonzept zu erarbeiten, das die Alarmkonfigurationsregeln wie Priorisierung usw. festlegt.

Zumindest für die jüngste Vergangenheit (z.B. die letzten 30 Minuten) ist für die Prozessbedienung eine **Kurvenanzeige** von Analogwerten hilfreich (Bild 3.9).

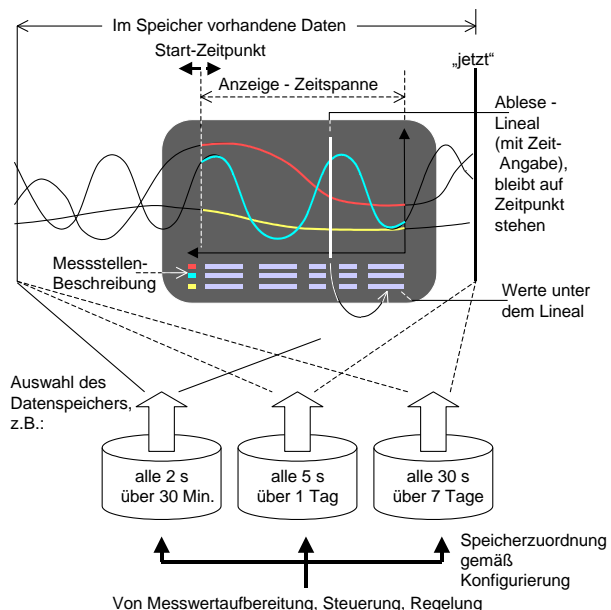


Bild 3.9: Kurvenanzeige

Eine Kurvenanzeige kann meist 1 bis 6 Signale in unterschiedlichen Farben darstellen, die darunter oder daneben mit Kennung, Bezeichnung und Messbereich erläutert sind. Üblich ist eine Auflösung von 1 oder 2 s, und es sollten einige Möglichkeiten zur Anpassung der Darstellung an aktuelle Fragen vorhanden sein:

- Wahl des **Startzeitpunktes**, d.h. Ende des sichtbaren Fensters (rechts) auf "jetzt" oder Anfang (links) auf wählbarem Zeitpunkt. Ist die aktuelle Zeit gewählt, so wandern die Werte von rechts nach links durch das Bild.
- Wahl der dargestellten **Zeitspanne** (Breite des sichtbaren Fensters) und damit der Auflösung (zwischen Darstellung jedes gespeicherten Wertes bis z.B. zur Gesamtzeit der Speicherung),
- vertikales **Ableselineal**, bleibt auf wählbarem Zeitpunkt, Auflistung der Werte unter dem Lineal, um den Vergleich zwischen ihnen zu einem bestimmten Zeitpunkt zu ermöglichen,
- **Ausblenden** oder / und Herausholen einzelner Signale,
- **"Füllen"** der Fläche unter einer Kurve, auch für mehrere gleichzeitig (leichterer Vergleich),
- **Wahl des Speichers** (siehe auch IMS). Die Werte können meist wahlweise aus Speichern mit verschiedenen zeitlichen Auflösungen abgerufen werden, wobei die feinste Auflösung aktuelle Werte enthält (z.B. alle 2s) und die gröberen Auflösungen (z.B. 30 s) Mittelwerte aus den aktuellen Werten enthalten. So könne sowohl Details als auch Übersichten dargestellt werden.

Bild 3.10 zeigt ein echtes Beispiel (ABB).

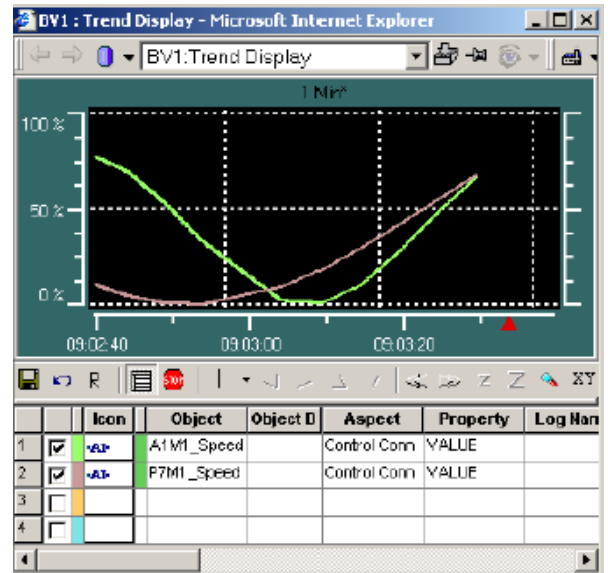


Bild 3.10: Beispiel eines Kurvenbildes (ABB)

Die **Bedienung** kann z.B. so erfolgen wie in Bild 3.11 dargestellt:

Ein zu bedienendes Objekt, hier ein Ventil, wird angeklickt und die Auswahl durch einen Rahmen, den "Anwahl - Cursor", markiert.

Dadurch erscheint am Bildschirm ein "Face Plate", ein kleines Fenster als Bedienfeld, oder Bedienfelder im Fußfeld des Bildschirms. Nun können per Mausklick **Befehle** an das Ventil gegeben werden, z.B. "ZU", "AUF", STOPP".

Die "Face Plate" - Methode hat den Vorteil, dass dann meist mehrere Bedienfelder zur gleichen Zeit aufgerufen werden können, so dass eine quasi - parallele Bedienung möglich ist (wie früher auf einem großen Bedien - Pult).

Auch hier wird das zu bedienende Objekt beim Zeichnen des Bildschirmbildes durch eine Kennung identifiziert, die dann sowohl Befehlsgebung als auch aktuelle Zustands - Anzeige ermöglicht.

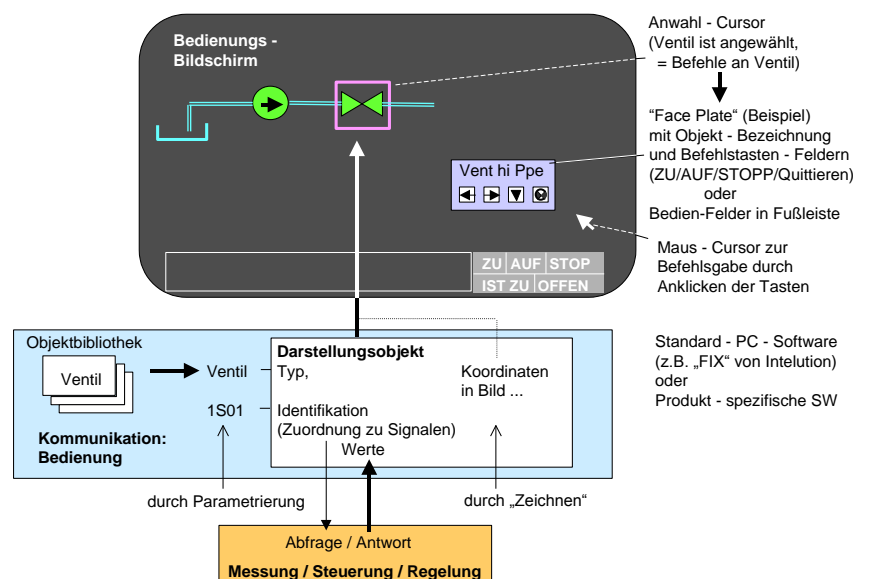


Bild 3.11: Prozessbedienung am Bildschirm

## 4 (Prozess-) Informations - Management System (P)IMS

### 4.1 Anzeigen / Ausdrücke Informations - Management (Bild 4.1) bedeutet:

- Auswertung aktueller Daten zur übersichtlichen Darstellung des Prozess - Zustands, z.B. Summen,
- Aufsummieren / zählen und Verdichten von Daten zur Betriebsbilanzierung und Wartungssteuerung,
- Langzeiterfassung und Archivierung von Daten mit der Möglichkeit variabler späterer Auswertung,
- Übermittlung von Daten an Standard - PCs zur Auswertung mit Hilfe von Standard - Office - SW.

Hierzu werden meist eigene Rechner mit viel Speicherplatz verwendet, die per Bus an die Leiteinrichtung angekoppelt sind.

Die wichtigsten üblichen Anzeigen / Ausdrücke aus dem IMS - Bereich sind:

#### **Ereignis- (Meldefolge-) Protokoll:**

listet Störungs - und Zustandsmeldungen zeitfolgerichtig auf um Störungen analysieren zu können. Dazu enthält es mindestens

- Datum und Zeit des Auftretens,
- Identifikation des Signals durch Bezeichnung und / oder Anlagenkennzeichen,
- Zustand, der die Meldung ausgelöst hat.

Ggf. kann auch eine Prioritätsangabe (Farbe) und eine Markierung über Quittierbarkeit bzw. neu aufgetretene Meldungen enthalten sein.

Die Zeit sollte auf ca. 10 ms genau das Auftreten einer Zustandsänderung angeben. Bei Bus - Übertragung ist diese Auflösung bei Zeiterfassung im IMS - Rechner normalerweise nicht möglich. Daher muss bereits die Messwertaufbereitung die Zeit erfassen und als "Zeitstempel" mitliefern, wozu alle Geräte synchronisiert werden müssen.

Zumindest die Meldefolge - Anzeige sollte auch dem Bediener als Hilfsmittel zur Verfügung stehen.

Das **Störfall - Protokoll** ist eine besondere Anwendung der Meldefolge. Hier werden (ggf. ausgewählte) Meldungen der jeweils letzten z.B. 30 Minuten in einem Umlaufpuffer gespeichert. Bei Auftreten einer für einen Störfall definierten Meldung wird 15 Minuten weiter gespeichert und dann eine Kopie erstellt, in der nun je 15 Minuten vor und nach dem Störfall festgehalten sind.

**Momentanwerte - Protokolle:** listen auf Abfrage vorbestimmte Auswahlen von aktuellen Werten auf, z.B. Kennwerte zur Schichtübergabe (analoge Messwerte und binäre Zustände).

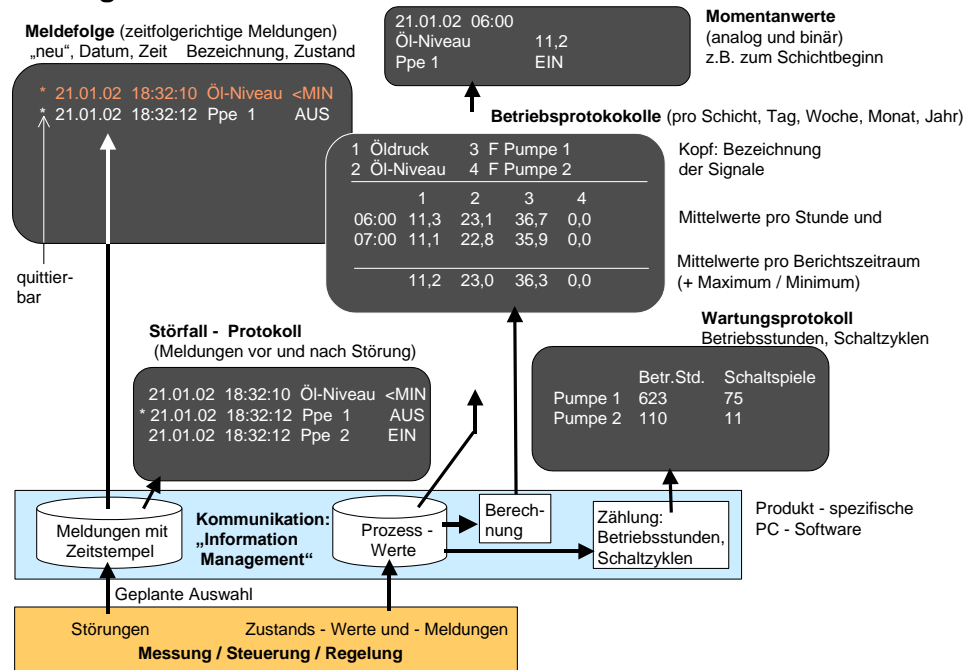


Bild 4.1: Informations - Management (IMS)

**Betriebsprotokolle:** bilden für ausgewählte Gruppen von Messungen zunächst Stunden- Mittelwerte, die dann pro Schicht oder Tag zur Verfügung stehen, mit zusätzlichen Mittel-, Maximal- und Minimalwerten pro Schicht bzw. Tag. Hieraus können dann Wochen, Monats - und Jahresprotokolle (mit Tages / Monats - Mittelwerten) erstellt werden. Für Messungen pro Zeiteinheit (z.B. m<sup>3</sup>/s) kann auch die Gesamtmenge z.B. pro Tag berechnet und dargestellt werden.

**Wartungsprotokoll:** listet für ausgewählte Aggregategruppen summiert die Betriebsstunden und gezählte Schaltspiele (EIN und AUS), möglichst mit Anzeige der Maximalwerte, bei deren Erreichen die nächste Wartung fällig ist, sowie mit Markierung von Überschreitungen als Hilfe zur rechtzeitigen Wartung. Selten gibt es den zusätzlichen Komfort von Möglichkeiten zur Protokollierung der Wartung (Datum, Zustand des Objekts) oder einen Link auf entsprechende Daten, sowie die "doppelte" Zählung für Wartungsintervall und Gesamt - Lebensdauer.

Im Bild nicht dargestellt - weil nur in komfortablen Einrichtungen vorhanden - sind:

**Analogwerte - Protokolle** aus speziellen Langzeitspeichern zur Analyse zurück liegender Betriebszeiten als Listen mit Zeiten und Werten, sowie

**Kurvenanzeigen aus Langzeitspeichern** zur übersichtlichen Darstellung zurück liegender Betriebszeiten mit allen Kurven - Handhabungs - funktionen (siehe 3.).



## 4.2 RTPM Real Time (Process Equipment) Performance Monitoring [1]

Informationen aus dem laufenden Prozessgeschehen werden zunehmend auch zur Anlagenoptimierung herangezogen. Bild 4.2.1 zeigt ausgewählte Anwendungen:

Die **Alarmanalyse** dient der Reduzierung der Meldungsflut. Sie untersucht die Häufigkeit von auftretenden Alarmen pro Tag und pro Messstelle. Für besonders häufig auftretende Alarmlisten kann dann geprüft werden, ob durch ändern der Grenzwerte oder der Umstellung auf dynamisch erzeugte (dem Prozesszustand angepasste) Grenzwerte bzw. durch

Änderung der Hysterese oder eine Auslöseverzögerung der Alarmlisten Abhilfe geschaffen werden kann.

Viele Alarmlisten müssen in bestimmten Betriebszuständen auch ganz unterdrückt werden, da sie dann keinen Sinn ergeben.

Die **Analyse der Bedieneingriffe** dient der Verbesserung der Regelgüte. Wenn häufig auf HAND umgeschaltet wird um Störungen bzw. Abweichungen auszuregulieren oder wenn der Bediener häufig korrigierend Höher / Tiefer – Befehle gibt ist die Regelgüte nicht zufrieden stellend. Hier können Fehler in Messung oder Stellglied vorliegen, oder Charakteristik bzw. Parameter des Reglers müssen an die Anforderungen angepasst werden.

Die **Reglerperformance – Analyse** (auch CLP = Control Loop Performance) untersucht das Verhalten von Reglern. Auch wenn Regler in Alarm- und Bedienung – „Hitlisten“ nicht auftauchen können Optimierungen sinnvoll sein, um

- Prozessschwankungen zu reduzieren,
- die Produktqualität mit geringem Aufwand zu erhöhen,
- Probleme mit dem Betrieb der Anlage bis hin zu Stillstandszeiten zu reduzieren, und
- Instandhaltungskosten zu verringern.

Hier gibt es verschiedene Standardmethoden, mit denen geprüft werden kann, ob eine Regelabweichung akzeptabel ist.

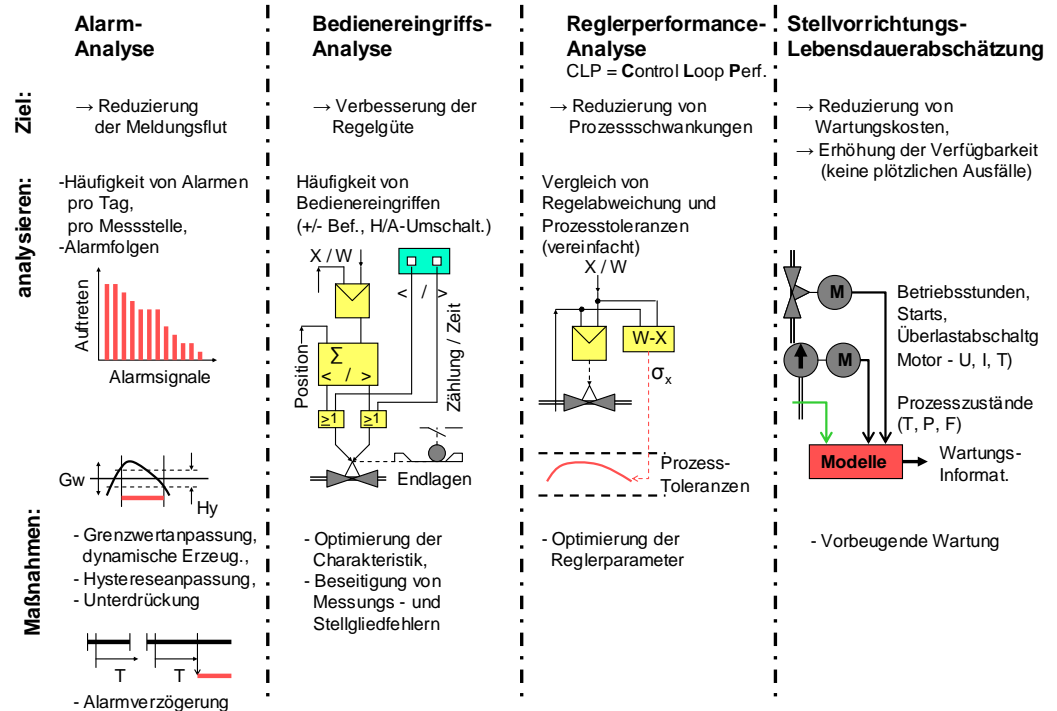


Bild 4.2.1: RTPM - Anwendungen

Im Bild 4.2.1 wird vereinfacht gezeigt, dass dazu z.B. die aktuelle Standardabweichung  $\sigma_x$  der Regelgröße mit den vom Prozess geforderten Grenzwerten der Regelgröße verglichen wird.

Die **Stellvorrichtungs-Lebensdauerabschätzung** dient der rechtzeitigen aber auch nicht zu frühen Wartung, um Kosten für die Wartungsarbeiten und für Austauschteile zu reduzieren.

Dazu werden Betriebszeiten und Schaltzyklen erfasst, aber auch Belastungen

- der Motoren durch Überlast, Temperaturverläufe,
- der Ventile, Pumpen, Gebläse durch die Prozessmedien, z.B. Beschädigung der Oberfläche durch Blasenimplosionen bei hohen Strömungsgeschwindigkeiten.

Die notwendige Erfassung der entsprechenden Größen bedeutet Aufwand, der sich jedoch bei Berücksichtigung der Einsparungen rechnet. Inzwischen gibt es integrierte Module.

„Anlagen – nahe“ Schalteinrichtungen besitzen diese Messungen bereits, „Integrierte“ Antriebe erfassen die Daten immer und führen Analysen schon teilweise selbst durch.

Für spezielle Auswerterechner gibt es geeignete Modelle zur Verschleiß - Bestimmung für Aktoren, z.B. das Arrhenius – Modell für die Alterung der Wicklungstemperaturen von Motoren.

### 4.3 Datenspeicherung und - Verdichtung

Übertragung und Speicherung vieler Werte in zeitlich hoher Auflösung (z.B. alle 2 s) ist für das Bus - System eine hohe Belastung und bezogen auf den Speicherplatz wegen der großen Datenmengen teuer. Man benutzt daher verschiedene Strategien zur Aufwands - Verringerung.

Mit einem **Übertragungs - Schwellwert** kann die Anzahl von Analogwert - Übertragungen reduziert werden. Da sich nicht alle Signale dauernd ändern, können Übertragungen gespart werden, indem ein neuer Wert nur dann übertragen wird, wenn das Produkt aus Wertdifferenz  $\Delta A$  und Zeit  $\Delta T$  einen bestimmten Wert überschreitet, z.B. 0,5 [% s] (Bild 4.3.1 unten).

Bei gleichbleibendem Wert ist das Produkt 0 und diese Werte des Signals werden nicht übertragen, ggf. nur nach Maximalzeiten aktualisiert.

Die **Speicherung** nach dem **Differenz - Verfahren** beruht auf dem gleichen Prinzip (Bild 4.3.1 Mitte links). Eine neue Speicherung erfolgt nur, wenn sich der neue Wert vom zuletzt gespeicherten unterscheidet. Hier muss zwar zu jedem Wert die Zeit mit abgespeichert werden, der Speicherplatzbedarf ist aber trotzdem wesentlich geringer als bei einer Speicherung nach festen Zeitintervallen. Für diese Abspeicherung wird mehr Rechenleistung benötigt, und ebenso für die spätere Verwendung der so gespeicherten Daten in einer Kurvendarstellung oder einem Analogwertprotokoll, da für die nicht gespeicherten Zeitpunkte Werte eingesetzt werden müssen.

Eine zeitlich begrenzte Speicherung in festen Zeitintervallen als **Kurzzeit - Speicherung**, z.B. alle 2s nur für die jeweils letzten 30 Minuten, ist eine Methode, um alle Werte dieses Zeitabschnitts für den schnellen Zugriff durch Kurvanzeigen zur Verfügung zu haben und den Platz zu begrenzen. (Bild 4.3.1 Mitte)

Für weiter zurückliegende Zeitabschnitte können parallel zur Kurzzeit - Speicherung Mittelwerte (oder wahlweise Max./Min - Werte) über **längere Intervalle** gebildet und mit weniger Platzbedarf gespeichert werden, z.B. alle 5s über einen Tag.

Die Kurvanzeige sollte auf die verschiedenen Intervalle umschaltbar sein, da sie sehr unterschiedliche Bilder liefern. In der Anzeige einer großen Zeitspanne aus kurzen Speicher - Intervallen

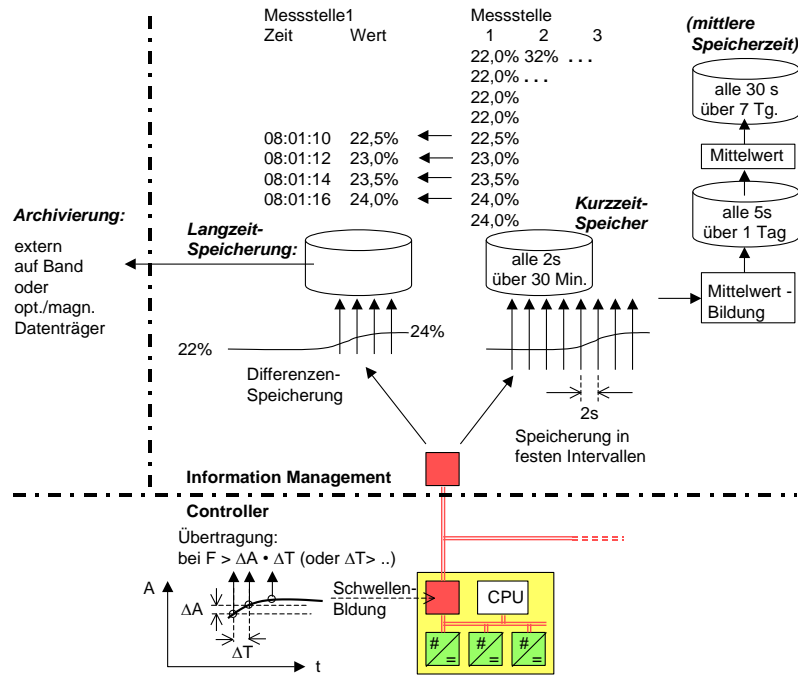


Bild 4.3.1: Analogdaten - Speicherung

erscheinen sich schnell ändernde Werte oft als Band statt als Strich.

Für eine Langzeit - Archivierung, z.B. über Jahre, ist die **Auslagerung** der Daten auf Bänder oder opto - magnetische Speichermedien sinnvoll. Hilfreich sind reservierte Speicherbereiche für das Rückladen, um die sonst on-line genutzten Darstellungsmethoden wie die Kurvanzeige auch zur Archiv - Auswertung verwenden zu können. (Bild 4.3.1 rechts).

Analyse und Archivierung sind typische IMS - Anwendungen, die praktisch immer außerhalb des Anlagenleitstandes an einem besonderen Rechner in einem Nebenraum oder über Intranet / Internet in den Büros entsprechender Mitarbeiter durchgeführt werden.

Für eine schnelle Übersicht über den Betriebsablauf sind Protokoll - Anzeigen / Ausdrucke der einzelnen Analogwerte und auch Kurven nicht geeignet, man verwendet besser die oben beschriebenen Betriebsprotokolle. Bild 4.3.2 zeigt, wie die darin enthaltenen Werte als **Verdichtung** der Information entstehen.

Grundlage sind die Mittelwerte pro Stunde, die in Tages- und Schichtprotokollen erscheinen. Zur Betriebsbeurteilung dienen zusätzlich Mittel-, Maximal- und Minimalwerte aus diesen Zeiträumen. Hieraus wiederum werden Monatsprotokolle und hieraus Jahresprotokolle erstellt, ebenfalls jeweils mit Mittel-, Maximal- und Minimalwerten für den jeweiligen Zeitraum.

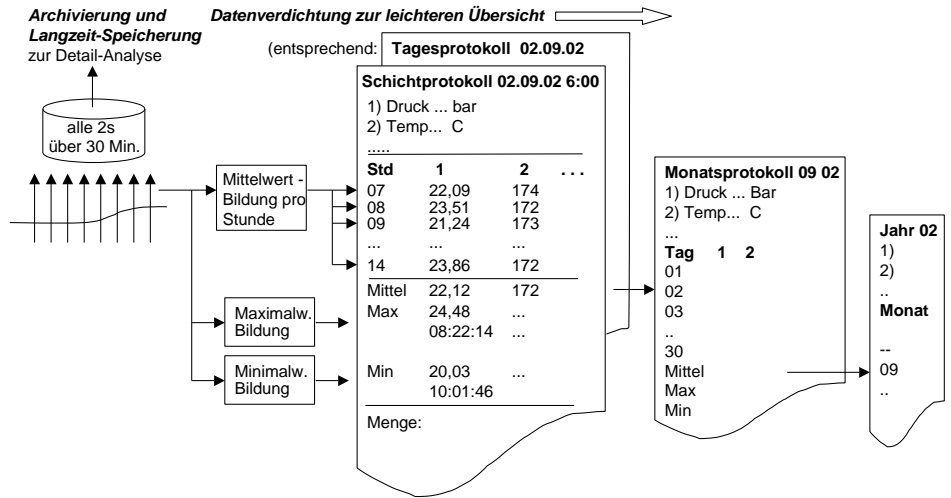


Bild 4.2.2: Daten - Verdichtung für Betriebsprotokolle

### 5 Anordnung

Je nach Ort, Häufigkeit und Dauer der Bedienung werden Bedien- und Beobachtungseinrichtungen verschieden angeordnet. Bei kleinen „Kompakt – SPS“ z.B. direkt an einer Werkzeugmaschine werden SPS mit Ein/Ausgaben sowie ein LCD - Bildschirm oder sonstige Anzeige – und Bedieneinrichtungen in einem Gehäuse untergebracht (Bild 5.1). Hier ist ein „Touch Screen“ angebracht, d.h. Befehlsgabe durch Berühren des Schirms.

Kompakt - SPS  
direkt an z.B. einer Maschine:



Beispiel: Siemens Comfort Panels



Bild 5.1: SPS und Kommunikation im gleichen Gehäuse

Für dauernd besetzte **Warten – Arbeitsplätze** sind Erkenntnisse der Ergonomie zu berücksichtigen (Zweig der Arbeitswissenschaft: Anpassung der Technik an den Menschen), z.B. wie in Bild 5.2: dargestellt:

- entspannte Bedienung durch etwa waagerechte Unterarmhaltung mit Auflegemöglichkeit (in diesem Sinne sind Touch Screens hier nicht günstig),
- leicht abwärts gerichteter Blick auf den dauernd benutzten Bildschirm,
- Vermeidung von Augen – Überanstrengung durch dunklen Bildhintergrund und Verzicht auf starke Kontraste sowie blinkende Texte (nur kleine Blinkmarken verwenden), ....

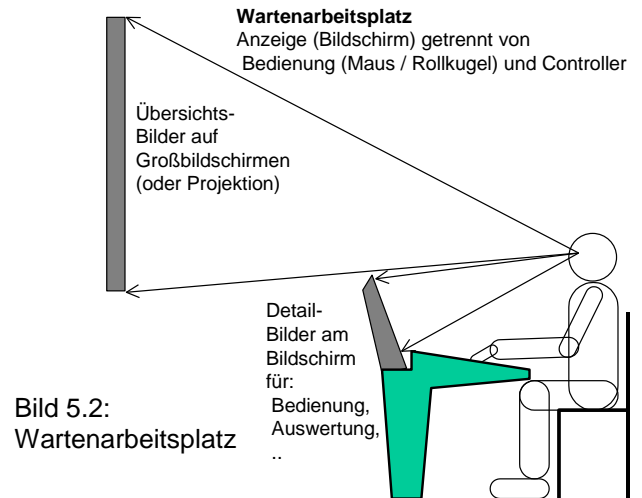


Bild 5.2: Wartenarbeitsplatz

Bewährt hat sich eine Aufteilung der Informationsdarstellung in Bedienbildschirme und an der Rückwand angeordnete Großbildschirme bzw. Projektionen für Übersichtsdarstellungen, die von mehreren nebeneinander angeordneten Arbeitsplätzen aus eingesehen werden können.

Eine weitere Hilfe ist die Verwendung von „Multi Head“ – Bildschirmen: Mehrere Bildschirme / Projektionen sind zusammengefasst, ein großes Bild wird auf sie aufgeteilt. Daneben ist jedoch auch die Aufschaltung einzelner Bilder auf die verschiedenen Bildschirme / Flächen möglich (Bild 5.3).

Zur Bedienung kann eine Maus oder Rollkugel in allen Bildern verwendet werden.

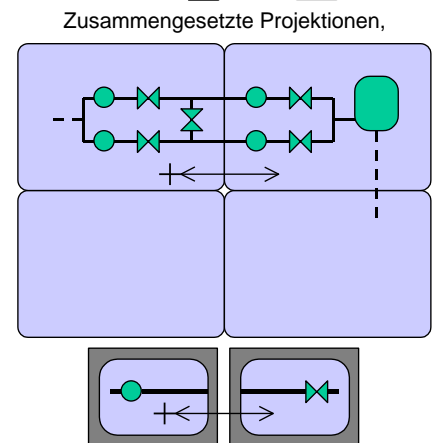


Bild 5.3: Multi Head

„Multihead“-Bildschirme:  
Bild - Aufteilung auf mehrere Schirme, Eine Maus übergreifend für alle

Bild 5.4 zeigt ein Arbeitsplatzbeispiel mit Bedienbildschirmen auf einem Pult sowie Video- und Übersichtsbildern im Hintergrund.

Die Verwendung von mindestens zwei Bedienbildschirmen erlaubt die gleichzeitige Beobachtung von z.B. aktuell zu bedienendem System sowie der Meldeliste. Den Überblick über die Gesamt – Anlage bieten die Übersichtsbilder im Hintergrund.

Typische Anwendung: auf dem linken Bildschirm ist ein Fließbild, auf dem rechten eine Meldeliste aufgeschaltet.

Bild 5.5 zeigt einen Warten – Arbeitsplatz nur mit Großbildprojektionen auf einer gewölbten Wand, so dass mehrere Bediener die gleichen Bilder benutzen können.

Bild 5.6 zeigt das „Stehpult“ von ABB /800xA), Bild 5.7 „Google Glass“: Brille mit Prisma-Bildschirm.

Inzwischen gibt es den Begriff "Use Ware" für Entwicklungen von optimalen Kommunikationsmethoden, der wohl auch für die Leittechnik interessant werden wird.



Bild 5.4  
Große Warte



Bild 5.5:  
Nur Groß-Bildschirme



Bild 5.6:  
„Steh-Pult“  
(ABB 800xA)

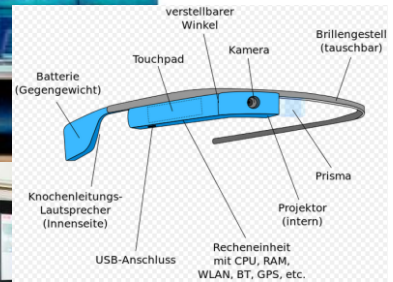


Bild 5.7  
„Google Glass“

## 6. Diagnose

PLS sowie anspruchsvolle SPS enthalten Werkzeuge für die Diagnose von Störungen der Automatisierungseinrichtung. Dies sind SW - Pakete, die auf einem Standard - PC laufen, der per Bus an die Automatisierungseinrichtung gekoppelt ist.

Zunehmend kann auch über Internet - Kopplung Hilfe von den Experten beim Hersteller angefordert werden, die dann selbst die Diagnosemeldungen abfragen können.

Zumindest sollte eine Automatisierungseinrichtung eine Erfassung mit Anzeige und / oder Ausdruck von **System – Störungsmeldungen** enthalten (Bild 6.1 rechts), vergleichbar mit der Meldeliste für die Prozessmeldungen, ggf. per Auswahl aus diesen gewonnen.

Sehr hilfreich ist für das Wartungspersonal ein **Leitanlagen - Abbild** (Bild 6.1 links), von Hand oder besser automatisch durch das Diagnosewerkzeug erstellt, das die Geräte der Automatisierungseinrichtung mit Ortsangabe zeigt und in dem aktuelle Störungsmeldungen angezeigt werden.

Links von den angezeigten Störungen zu entsprechenden Auszügen aus dem Handbuch beschleunigen die Störungsbehebung.

Noch besser ist natürlich ein angeschlossenes "Expertensystem", das selbsttätig Verbindungen

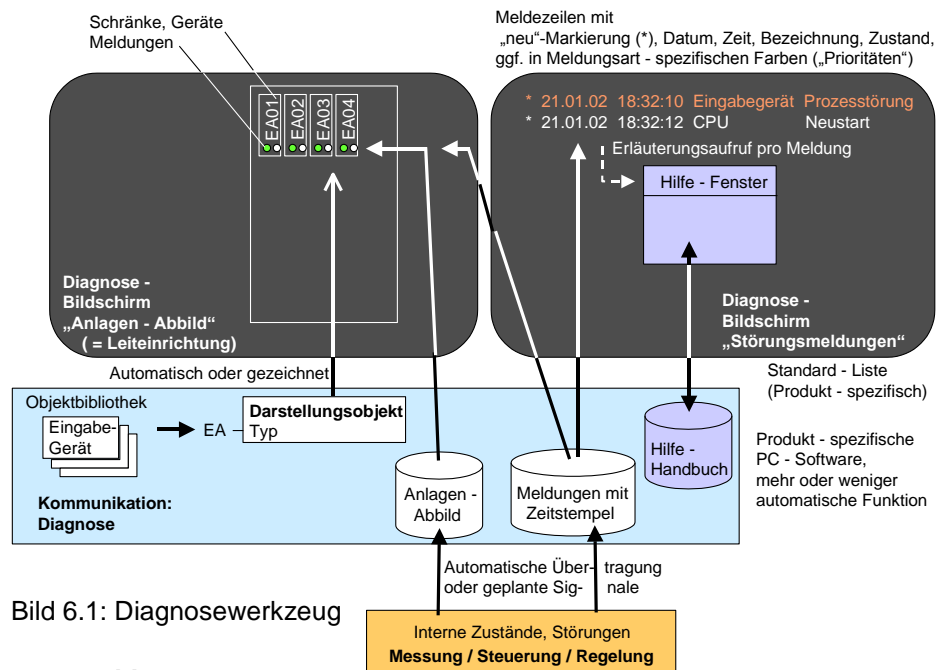


Bild 6.1: Diagnosewerkzeug

zwischen auch mehreren anstehenden Störungsmeldungen und dem Leitanlagenzustand herstellt und sehr gezielte, qualifizierte Hilfe bieten kann.

Sinnvoll - aber nur in PLS für höhere Ansprüche realisiert - sind zusätzliche Statistik - Funktionen, z.B. zur Abfrage der tatsächlichen Prozessorauslastung eines CPU - Gerätes oder der Kennwerte der Bus - Übertragung am Systembus.

Diese Werkzeuge machen das Wartungspersonal nicht überflüssig, ersetzen aber mühsames Suchen und verkürzen dadurch die Fehlerbehebungszeit, was in die Anlagenverfügbarkeit eingeht und durch geringere Produktionsausfallkosten Mehraufwand in der Anschaffung amortisiert.



Bei der Realisierung von Diagnosehilfsmitteln werden mehrere Strategien eingesetzt. Bild 6.2 zeigt die **Geräte- Eigendiagnose** bei Feldbus- Eingabegeräten, d.h. Remote IO oder Busfähigen Messumformern. Zumindest werden dabei die Erfassungselektronik auf Programmdurchführung (watch Dog) und ggf. die Datenübermittlung sowie die erzeugten Signale auf Plausibilität überwacht. Darüber hinaus kann über Schwingungsüberwachung (Prozessgeräusche) die mechanische Messanordnung überwacht werden, teilweise unter Zuhilfenahme von gemessenen Hilfsgrößen, die nur der Überwachung dienen. So kann bei einer Differenzdruckmessung eine Verengung in einer Impulsleitung z.B. durch Ablagerungen anhand der Schwingungsübermittlung durch Impulsleitungen und Messanordnung festgestellt werden. Hier sind einige Verfahren in Entwicklung.

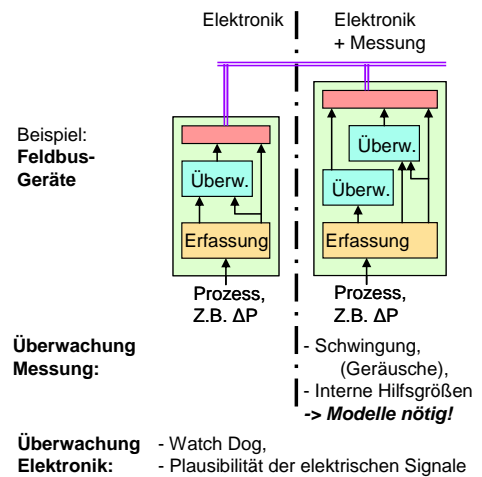


Bild 6.2: Geräte- Eigendiagnose

Bild 6.3 zeigt die **übergreifende Diagnose**, bei der verschiedene Messungen, deren Werte über Prozess- Zusammenhänge miteinander in Beziehung stehen oder zumindest mehrere Kanäle einer Messung ausgewertet werden. Bei verschiedenen Messungen ist dazu eine Art verfahrenstechnisches Model erforderlich, dessen Erstellung meist schwierig ist, wodurch diese Strategie blockiert wird.

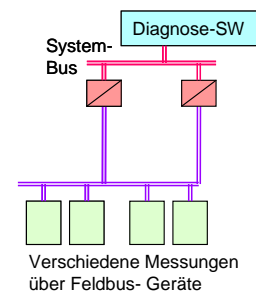


Bild 6.3: Übergreifende Diagnose, zentral

Werden von jedem Gerät alle festgestellten Fehler an eine zentrale Auswertung übertragen, so ergibt sich eine hohe zusätzliche Belastung des Systembusses und die Notwendigkeit einer Verdichtung für die Anzeige an das Personal. Hier wurden von der NAMUR in einer Empfehlung Standard-Störungsklassen für Feldbusgeräte definiert, die durch wenige Bit mit dem Messwert mitgeliefert werden können und direkt eine klassifizierende Meldung erlauben (Tab. 6.1)

Tabelle 6.1: Standard-Störungsklassen nach NAMUR

Zustand:	Bedeutung
„C“ Check	Funktionskontrolle, Signal ungültig
„M“ Maintenance	Wartungsbedarf, Signal noch gültig
„S“ Specification	außerhalb der Spezifikation!
„F“ Fault	Ausfall, Signal ungültig

In Bild 6.3 wird eine zentrale Diagnose unterstellt. Bild 6.4 zeigt eine dezentrale Diagnose, die durch „SW-Agenten“ in Teilsystemen erfolgen könnte: autarke SW-Pakete zur Diagnose pro Teilsystem. Dadurch wird die Systembusbelastung stark reduziert, indem die „Diagnose- Agenten“ eine Vorverarbeitung durchführen und der „Diagnose-manager“ zyklisch die aufbereiteten Informationen abrufen. Dadurch wird auch die SW übersichtlicher.

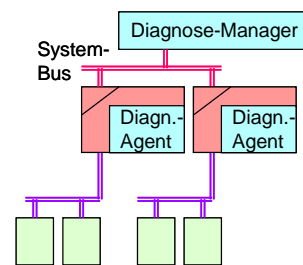


Bild 6.4: Dezentrale Diagnose mit SW-Agenten

Wenn eine Diagnoseeinrichtung sinnvollerweise außer der Sammlung von Elektronikstörungen auch den Prozess überwachen soll ist stets ein verfahrenstechnisches Modell notwendig, das von Experten erstellt werden müsste. Das ist sehr aufwendig und erfolgt nur selten. Derzeit [4] wird daran gearbeitet, lernende Neuronennetze einzusetzen, die in allen Anlagen-Betriebszuständen trainiert werden und ohne von Hand erstelltes Modell spätere Abweichungen vom Soll mit Fuzzy-Methoden feststellen können. Das ist besonders in einer dezentralen Diagnosestruktur (Bild 6.4) sinnvoll. Bild 6.5 zeigt Versuchsergebnisse.

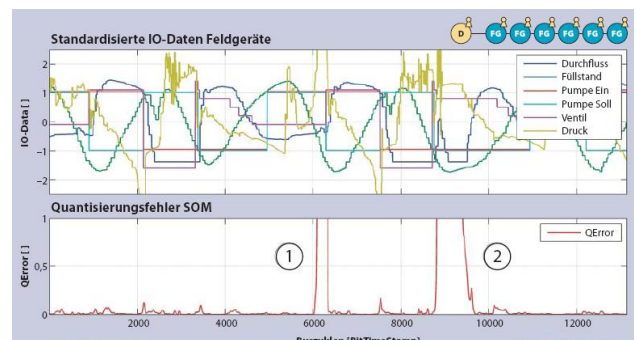


Bild 6.5: Daten und Fehler in einem SW-Agenten

## 7 Engineering

Darunter werden Planung, Inbetriebnahme und Instandhaltung einer Automatisierungseinrichtung verstanden. Gemeinsam ist diesen Tätigkeiten, dass sie das "Programm" der Speicher - programmierbaren Einrichtung bearbeiten können müssen. Da die Planung aber noch nicht auf aktuelle Prozessdaten zugreift und meist für den Entwurf der Einrichtung spezielle Tools verwendet, unterscheidet man:

- "Planungswerkzeug" und
- "Servicewerkzeug", beide können aber aus der gleichen HW und Basis - SW bestehen, heute auf Standard - PC.

Die Norm DIN EN 61131 schreibt Standard - Sprachen und Programmorganisation vor, so dass es zunehmend Produkt - unabhängige Tools geben wird, was dem Anwender entgegenkommt, damit er nicht für jedes Leitanlagen - Produkt spezielle Tools braucht. Zumindest das Service - Tool für Inbetriebnahme und Wartung ist normalerweise über den Systembus oder direkt über eine RS232 - Schnittstelle mit der CPU verbunden.

Im **Planungswerkzeug** (Bild 7.1 links) wird zumindest eine der genormten Sprachen verwendet, mehr dazu im Kapitel "Engineering" und auf der nächsten Seite. Abgesehen von sehr kleinen SPS wird heute hauptsächlich der "Funktionsplan" (FUP) eingesetzt, eine Pseudo - Grafik (weil mit einem Text - Programm darstellbar), die Signaldefinitionen und Verarbeitung enthält. Gespeichert wird ein spezieller FUP - Code, aus dem bei Bedarf die Anzeige wieder neu interpretiert wird. Hieraus wird (meist automatisch) ein Basis - Code erstellt, der über einen Compiler auch durch ein Listing editiert werden kann, was manchmal für besondere "Tricks" nötig ist.

Zum Laden des Gerätes ("Download") erstellt das Planungswerkzeug den Maschinencode für den Prozessor, der in das RAM für das Anwenderprogramm geschrieben wird. Zur Sicherung wird eine Kopie in ein EEPROM geschrieben, die bei einem neuen Einschalten der Einrichtung dann in das RAM geholt wird.

Zusätzlich kann das Planungswerkzeug noch Datenbanken für die Gesamtplanung enthalten, z.B. Messstellendaten, die aber zunehmend auch im späteren Betrieb zur Verfügung stehen sollen für ein "Asset - Management" als Hilfe für Wartung (Techn. Daten) und Betriebsorganisation (z.B. Reserveteile - Handhabung).

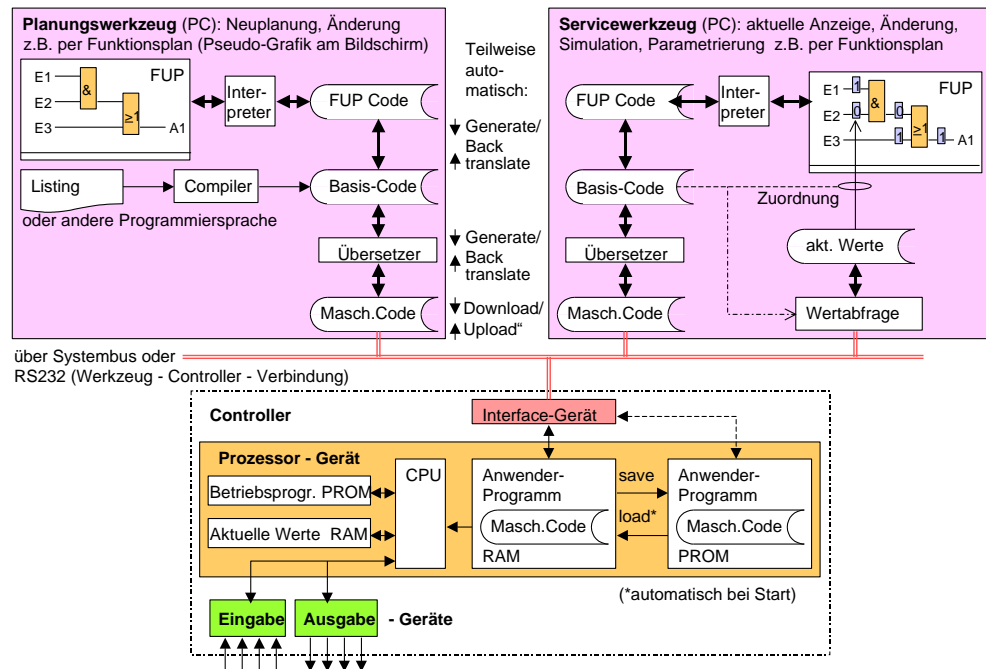


Bild 7.1: Engineering Tools

Das **Servicewerkzeug** (Bild 7.1 rechts) hat für das Anwenderprogramm die gleichen Fähigkeiten wie das Planungswerkzeug, besitzt aber zusätzlich "Online - Funktionen". Dazu gehören:

- laufend aktualisierte Abfrage von Signalzuständen aus dem Prozessorgerät und Darstellung im FUP am Bildschirm,
- schnelle Übertragung von Programmänderungen (im FUP am Bildschirm) in das Prozessorgerät, möglichst auf ein Teilprogramm beschränkt, damit die übrigen weiter arbeiten können,
- Möglichkeit der Anzeige und Änderung von Einstellwerten wie Grenzwerte und Reglerparameter,
- Möglichkeit der Simulation (en: "Forcing") von Signalzuständen im Prozessorgerät bei gestörten Sensoren oder zu Testzwecken.

Der umgekehrte Weg, das Programm von einem CPU - Gerät wieder in das Servicegerät zu holen ("Upload"), ist meist nicht möglich und sinnvoll, und auch in der Norm nicht vorgeschrieben. Daher müssen die Programme sorgfältig gesichert und verwaltet werden.

Bei Verwendung von untergeordneten Bussen für Ein / Ausgabe (z.B. "Remote - I/O, siehe System - Kommunikation) muss dasselbe oder ein spezielles Servicewerkzeug auch mit Geräten an diesem Bus Kontakt haben können. Die hierbei zur Verfügung stehenden Fähigkeiten sind Produkt - abhängig verschieden.

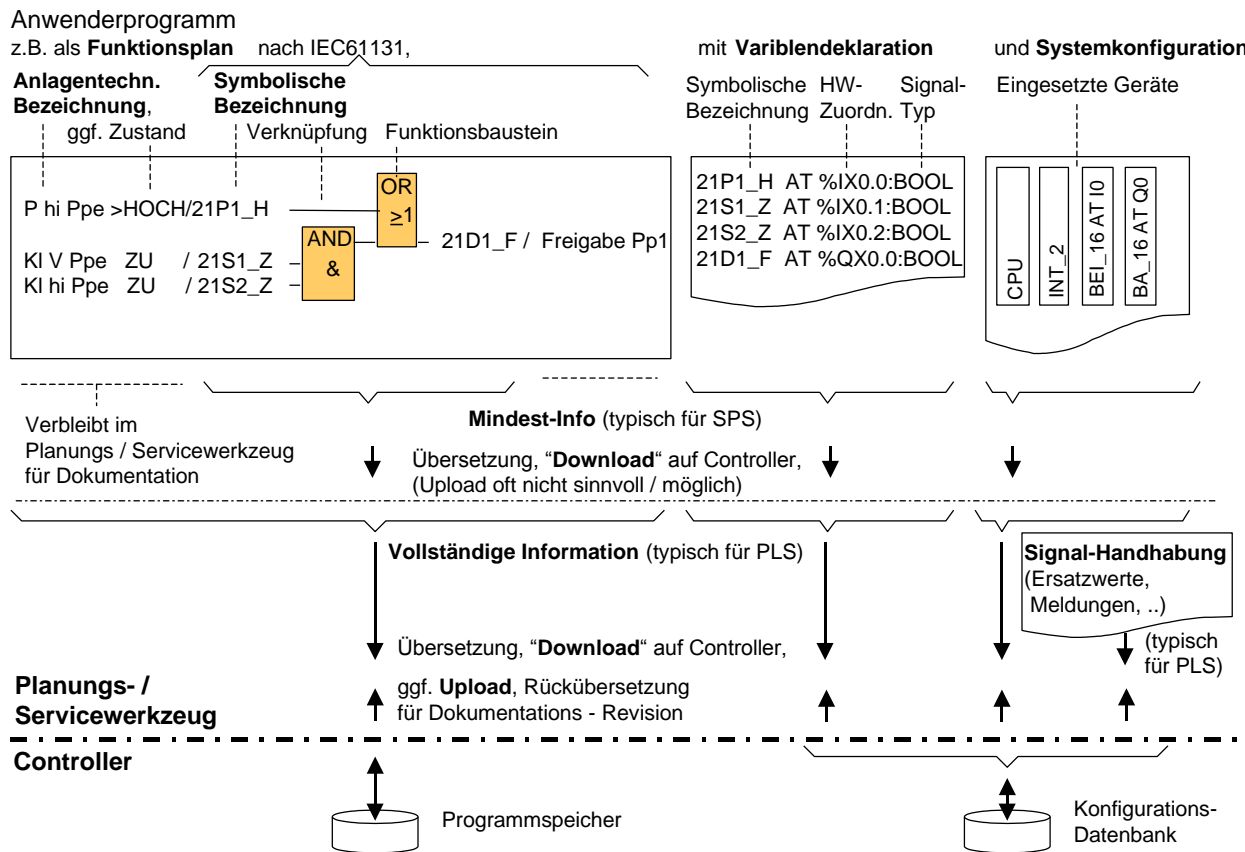


Bild 7.2: Engineering - Dateninhalte

Bild 7.2 zeigt, aus welchen Daten im Planungs- oder Servicewerkzeug das Anwenderprogramm besteht. Hier unterscheiden sich SPS und PLS meist durch den Datenumfang, der auf ein CPU - Gerät geladen werden kann.

Nach DIN EN bzw. IEC 61131 ist das Anwenderprogramm in einer der genormten Sprachen zu erstellen, z.B. als Funktionsplan (FUP). Dieser enthält zumindest die Verknüpfungen zwischen Signalen, die durch nach einer Syntax zu wählende symbolische Bezeichnungen identifiziert sind. Hier sind das die ODER und die UND - Funktion, und z.B. das Eingangssignal "21P1\_H", was bedeuten könnte: "in Anlage 21 Druck P1 HOCH"

Der Funktionsplan enthält sinnvollerweise ausgeschrieben Bezeichnung und Zustand, also hier: " P hi Ppe > HOCH"

und oft eine anlagenweit eindeutige Kennzeichnung. Bei einer SPS werden diese erweiterten Daten gar nicht gehandhabt oder zumindest nicht in das Prozessorgerät geschrieben. Daher ist ein "Upload" nicht in der Lage, wieder einen vollständigen Funktionsplan zu erzeugen und daher nicht sinnvoll. Bei PLS werden diese Daten im FUP verwendet und oft auf das Prozessorgerät geschrieben, so dass "Upload" möglich wäre. Ausserdem können diese Daten dann über Systembus von den Kommunikationseinrichtungen abgerufen werden.

Zusätzlich müssen die Signale als Variable deklariert werden, d.h. es muss der Signaltyp (z.B. BOOL für ein binäres Signal) angegeben werden, und es muss ein HW - Eingang auf einem Eingabegerät zugeordnet werden. Laut Norm ist dazu % als spezielles Vorzeichen zu verwenden, gefolgt von z.B. "I" für Input, und einer Ordnungsnummer, z.B. 0.0 für Gerät 0, Kanal 0 (zählen mit 0 begonnen).

Weiterhin ist die "Systemkonfiguration" zu deklarieren, d.h. die vorhandenen Geräte müssen angegeben werden.

Meist kann in einem PLS außerdem die Signal - Handhabung konfiguriert werden, also das, was einstellbar im Eingabegerät oder diesem zugeordnet in der CPU erfolgt, z.B. Ersatzwert bei Störung, Art der Störungsmeldungen (abhängig vom Sensortyp).

Die Mindest - Information (nach Norm) oder die vollständige werden in Programmspeicher und Konfigurations - Datenbank am Prozessorgerät geschrieben.

Für die Abwicklung einer großen Anlage in Planung und Inbetriebnahme müssen noch eine Reihe weiterer Gesichtspunkte berücksichtigt werden. Da hier mehrere Bearbeiter planen und die Inbetriebnahme successive erfolgt, oft bereits beginnt wenn die Planung weiterer Teile noch läuft, müssen Bearbeitungseinheiten gebildet werden (manchmal "Schaltungen" genannt), und es müssen Planung und Montage / Inbetriebnahme, die meist an verschiedenen Orten durchgeführt werden, Daten austauschen. Daher ist ein Netzwerk von Engineeringrechnern nötig, das von einem geeigneten übergeordneten Tool gesteuert werden muss. (Bild 7.3)

Im Prinzip geht es um folgende Aufgaben, die heute so oder ähnlich teilweise oder ganz erfüllt werden:

- Gleichzeitige Arbeit mehrerer Bearbeiter in der Planung mit Zugriffsschutz (eine Einheit darf zu einer Zeit nur von einem Bearbeiter geändert werden können),
- Datenübertragung von der Montage an die Planung über aktuelle Anordnungen / Besonderheiten,
- Konsistente Datenbank für möglichst alle Informationen,
- Änderungs - Verwaltung: Speicherung des Änderungsstandes ggf. mit Kommentar pro Einheit in Planung und Inbetriebnahme,
- Bearbeitungs - Ort - Verwaltung: Was an die Inbetriebnahme übergeben wird darf nur noch vor Ort geändert werden,
- Speicherung der Fertigstellung / Erprobung / Abnahme einer Einheit,
- Stand der Revisions - Dokumentation.

Diese Aufgaben lassen sich nur mit einem Server - Client - System lösen, wobei der Server die aktuelle Datenbank hält. Planung und Montage / Inbetriebnahme erhalten zweckmäßigerweise getrennte Server mit Datenaustausch über Datenfernverbindung.

In der Anlage erhält das Engineeringnetz Zugriff auf die Leiteinrichtungen, damit schnell "optimiert" werden kann.

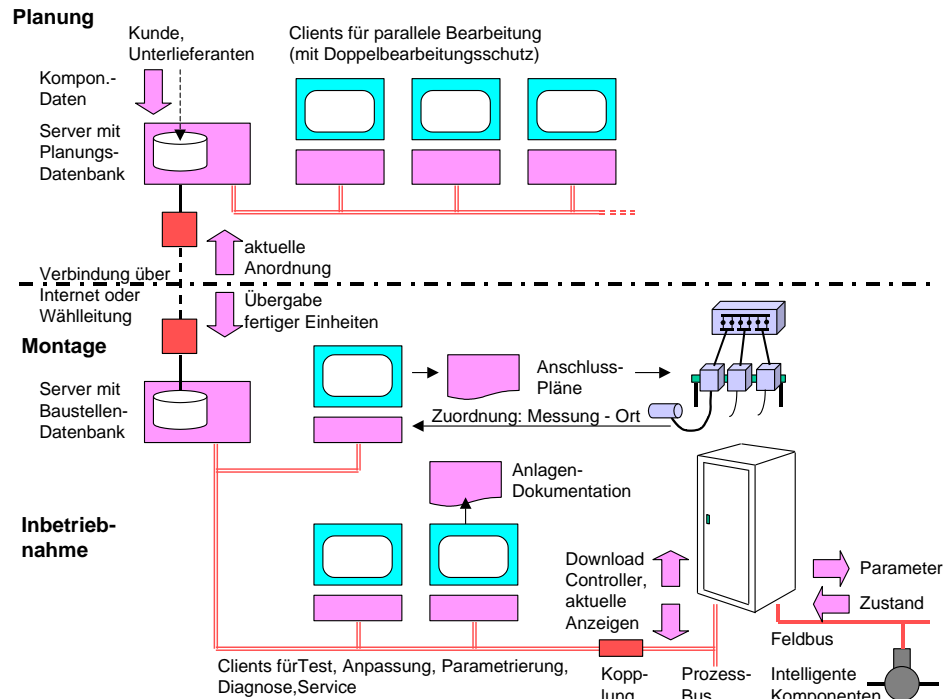


Bild 7.3: Engineering - Rechner - Netzwerk zur Abwicklung einer Großanlage

Sind "intelligente" Messumformer, Antriebe, Stellantriebe vorhanden, so werden entweder eigene Service-PCs am Anlagen - Bus oder SW - Pakete auf den Engineeringrechnern verwendet.

Für die Wartung im späteren Betrieb übernimmt der Anwender meist einen Teil des Engineeringrechner - Netzes der Baustelle und möchte es für seine zusätzlichen Aufgaben nutzen:

- Verwaltung von Reserveteilen
- Verwaltung der Anlagendokumentation vom Übersichtsplan bis zum Geräte - Datenblatt,
- Statistik und Berichtswesen der Wartung,
- Anbindung der Leitanlagen - Daten an die sonstigen Anlagendaten (Maschinentechnik, Produktion, ..)

Hierher gehört der Begriff "Asset Management".

Durch die heute zur Verfügung stehende Informations - Technologie wachsen die Aufgaben mehr und mehr zusammen, es entstehen Komplett - Lösungen der Hersteller (z.B. "Engineering Studio"). Ziel der Betreiber ist natürlich eine Standardisierung, damit angeschaffte Hilfsmittel für verschiedene Anlagen angewandt werden können.

(Mehr dazu im Kapitel "Engineering".)

[1] Aspekte des Real Time Performance Monitoring, Autorengruppe, atp 7/2004

[2] "Intelligente Alarmierung", Dr.Ing. M. Holländer (ABB), Dr. Ing. C.M. Beuthel (ABB), atp 6/2007

[3] Weiterführende Einsatzgebiete de 3D-PID, Knut Meißner und Hartmut Hensel, atp 8/2007

[4] Agentenbasierte Diagnose, Chr. W. Fey, Fraunhofer-Institut IITB, atp 8/2007