Asset- und Risiko-Management aus Sicht des Betreibers

C. Neumann, RWE Net, Dortmund

Deregulierung und Liberalisierung haben die Bemühungen der Netzbetreiber verstärkt, die Netze und die darin installierten Betriebsmittel in technischer und wirtschaftlicher Hinsicht optimal auszunutzen. Um dieses Ziel zu erreichen, sind Managementverfahren – Asset-Management und Risiko-Management – eingeführt worden, die bislang nur in der Vermögensverwaltung und im Versicherungswesen bekannt waren. Da der Einsatz dieser Instrumente zur Steuerung der Wirtschaftlichkeit und Zuverlässigkeit der Netze die ausgeprägte technische Komponente unbedingt berücksichtigen muss, sind entsprechende Modifikationen erforderlich. Im Folgenden sollen die grundsätzlichen Vorgehensweisen aus Sicht des Betreibers dargestellt und anhand von Beispielen erläutert werden.

2. Asset-Management

2.1 Grundsätzliche Funktionen

Das Asset Management für einen Netzbetreiber muss die Schlüsselentscheidungen vorbereiten, die den langfristigen wirtschaftlichen Erfolg und den bestmöglichen Ertrag sicherstellen. Hierzu sind Strategien zu entwickeln und Entscheidungen vorzubereiten, wie eine vorgegebene Versorgungsqualität bei minimiertem Kostenaufwand erreicht werden kann. Hierbei sind sowohl technisch orientierte als auch mehr Management orientierte Fragen zu bearbeiten [1]. Hierzu zählen:

- Instandhaltung (Strategien und Planung)
- Zustandserfassung und –bewertung
- Ausbau und Erneuerung (Strategien und Planung)
- Umweltverträglichkeit
- Neue Technologien
- Zuverlässigkeit
- Wirtschaftlichkeit
- Know-how-Erhalt und –Weiterentwicklung
- Risikomanagement

Das Asset-Management muss sich mit den vorgenannten Fragen und Aufgaben auseinander setzen mit dem Ziel, eine technische und wirtschaftliche Optimierung herbeizuführen. Dabei ist sowohl der Erhalt des bestehenden Netzes als auch der zukünftige Netzausbau zu betrachten.

2.2. Aufgaben und Werkzeuge

Zur Erledigung seiner Aufgaben stehen dem Asset-Management eine Vielzahl von Werkzeugen zur Verfügung, die im Folgenden unter technischen und wirtschaftlichen Gesichtspunkten erörtert werden.

2.2.1 Instandhaltung

Von den Netzbetreibern werden heute die folgenden Instandhaltungsstrategien verfolgt:

- ereignisorientiert
- vorbeugend
- zustandorientiert
- wichtigkeitsorientiert

Die ereignisorientierte Instandhaltungsstrategie erzeugt zwar die geringsten Kosten für die eigentlichen Instandhaltungsaktivitäten, denn nur bei einem Fehlerereignis fallen Kosten an, jedoch sind mögliche Folgekosten für Ausfall und Ersatz nur schwer abschätzbar.

Bei einer vorbeugenden Instandhaltung werden die Instandhaltungsmaßnahmen nach einem vorgegebenen Instandhaltungsplan und in vorgegebenen Intervallen durchgeführt. Die Inhalte des Instandhaltungsplanes werden auf Grund der langjährigen Erfahrungen festgelegt. Die Kosten-Nutzen-

Kontrolle und Identifizierung von Einsparpotentialen erfordert eine sorgfältige Analyse der Instandhaltungsergebnisse und des Störungs- und Schadensgeschehens. Das Feedback kann erst mit erheblicher Zeitverzögerung in einen Optimierungsprozess einfließen.

Für eine erfolgreiche zustandorientierte Instandhaltungsstrategie werden qualifizierte Zustandsinformationen benötigt. Instandhaltungsmaßnahmen kommen nur bei entsprechendem Bedarf zur Ausführung. Diese Strategie ermöglicht, die Instandhaltung durch Verringerung des Aufwandes und der Häufigkeit technisch und wirtschaftlich effizienter zu gestalten. Darüber hinaus wirkt sie sich positiv auf die Verfügbarkeit und Nutzungsdauer aus. Unvorhergesehene Ausfälle werden nur noch selten auftreten. Die Zustandsinformationen erlauben eine weitgehende Ausschöpfung der Nutzungsdauer.

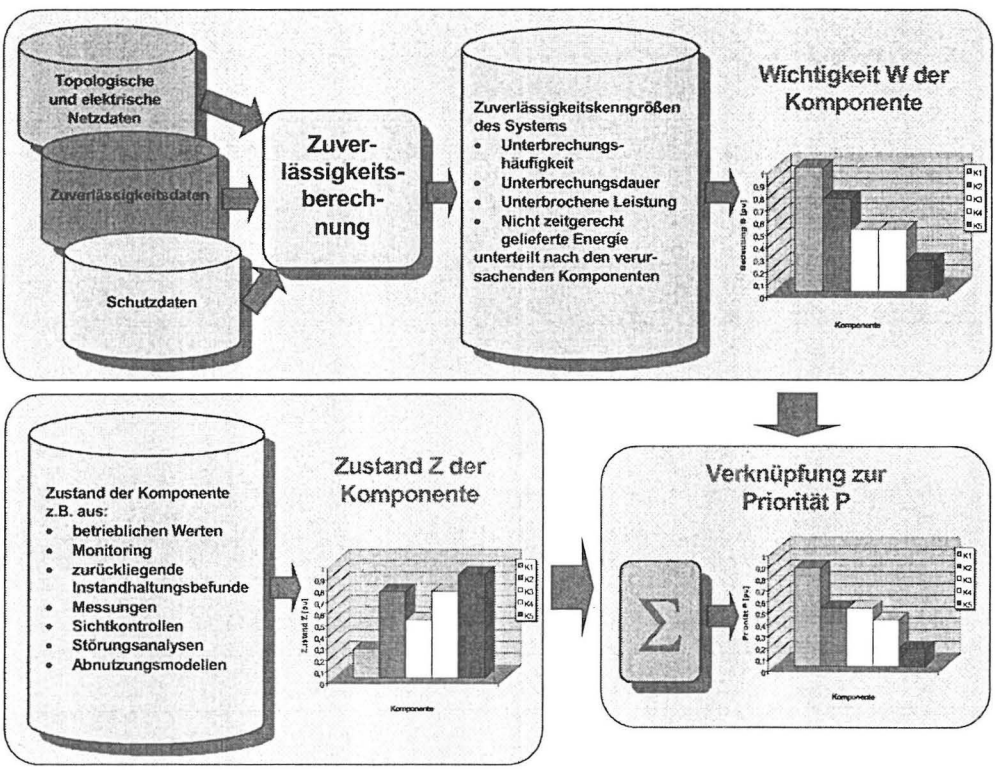

Bild 2.1: Wichtigkeitsorientierte Instandhaltungsstrategie; Verfahren einer optimierten Bestimmung einer Prioritätenliste für Sanierungs- und Instandhaltungsmaßnahmen

Die wichtigkeitsorientierte Instandhaltungsstrategie berücksichtigt neben dem Zustand der Betriebsmittel auch seine Wichtigkeit im Netz. Ziel ist es, mit dieser Strategie eine Prioritätenliste für Instandhaltungs- und Sanierungsmaßnahmen zu erarbeiten. Das prinzipielle Vorgehen ist in **Bild 2.1** dargestellt.
Die Informationen der Betriebsmittelebene, d. h. der individuelle Zustand Z von Betriebsmitteln, wird mit Informationen der Systemebene, d. h. der Wichtigkeit W der einzelnen Betriebsmittel im Netz zur Priorität P verknüpft [2,3]. Die so gewonnene Prioritätenliste kann auch helfen, begrenzte Finanzmittel technisch und wirtschaftlich sinnvoll einzusetzen.

2.2.2 Zustandserfassung und –bewertung

Aufgabe der Zustandsüberwachung ist es, mögliche Schwachstellen und Defekte rechtzeitig aufzuzeigen. Neben der Fehlererkennung kommt der Zustandsüberwachung auch die Aufgabe zu, ausreichende Daten und Informationen für eine Einschätzung des Fehlerrisikos zu liefern. Des Weiteren wird erwartet, dass sich aus den Messergebnissen und deren Interpretation Maßnahmen für das weitere Vorgehen ableiten lassen. Darüber hinaus soll mit Hilfe der Zustandsbeurteilung auch eine Abschätzung der Restlebensdauer möglich sein [4].

Welche diagnostischen Indikatoren zur Zustandserfassung und Fehlerfrüherkennung herangezogen werden können, lässt sich aus den Betriebserfahrungen d. h. aus der Analyse der Fehlerschwerpunkte und Fehlerursachen ableiten.

Die zur Zustandsüberwachung und –beurteilung erforderlichen Daten können durch

- dauernde Überwachung
- periodische Überprüfungen
- gelegentliche Überprüfungen

gewonnen werden.

Das hochwertigste, aber auch aufwendigste Verfahren zur Zustandsüberwachung und –bewertung stellt die Online-Diagnose dar, die sich auf Daten einer permanenten Überwachung stützt. Solche Systeme sind meist nur bei Betriebsmitteln mit strategischer Bedeutung oder zur möglichst weitgehenden Ausschöpfung der Restlebens- bzw. Restnutzungsdauer von Betriebsmitteln mit hohem Investitionsaufwand wirtschaftlich zu rechtfertigen. Oftmals sind aber auch Aussagen ohne Online-Diagnose mit Hilfe von periodischen Überprüfungen möglich.

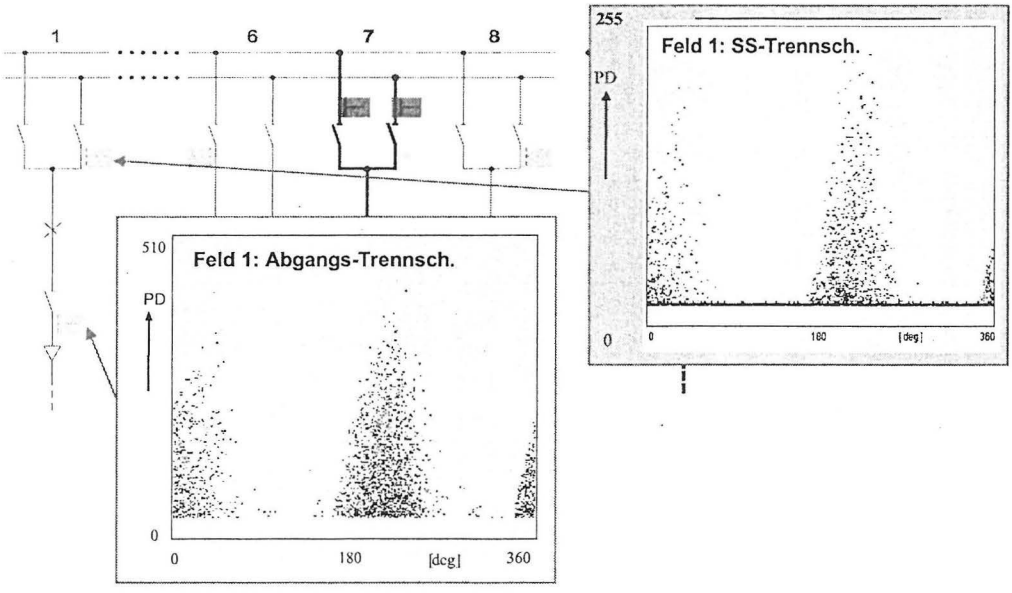

Bild 2.2: Periodische Überprüfung des Isolationszustandes einer GIS-Anlage; TE-Erfassung und Lokalisierung

Als Beispiel sei die Isolationsüberwachung einer GIS-Anlage angeführt, die z. T. aus mehr als 30 Jahre alten Feldern der ersten Generation besteht [5]. Die erforderlichen Daten werden mit Hilfe einer UHF-TE-Messung mit eingebauten oder mobilen Sensoren gewonnen. Das Ergebnis einer solchen periodischen Überprüfung zeigt **Bild 2.2**.

Die TE-Störstelle wurde zunächst mit einem Sensor in der Mitte der Sammelschiene aufgezeichnet. Zur weiteren Lokalisierung wurden dann mobile Sensoren benutzt. Aus diesen Messungen konnte ein TE-Ort in der Nähe des Abgangstrennschalters in Feld 1 abgeleitet werden. Das TE-Muster wies auf eine Fehlstelle im Feststoffmaterial hin. Durch weitere Messungen konnte als Quelle der Spannungswandler ermittelt werden. Im ersten Schritt wurde beschlossen, die TE-Entwicklung durch Überprüfung in kürzeren Zeitabschnitten sorgfältig zu beobachten. Im zweiten Schritt wurde der Austausch des Wandlers eingeleitet.

2.2.3 Lebensdauerabschätzung

Basis für eine qualifizierte Lebensdauerabschätzung ist eine zuverlässige Zustandserfassung und -beurteilung. Darüber hinaus sind Kenntnisse über die grundlegenden Alterungsvorgänge und über die wesentlichen konstruktiven Eigenschaften des jeweiligen Betriebsmittels erforderlich. Im zuvor betrachteten Beispiel wurde auf Grund der Zustandserfassung beschlossen, die TE-Entwicklung durch

Überprüfung in kürzeren Zeitabständen sorgfältig zu beobachten. Im zweiten Schritt wurde dann der Austausch des Wandlers eingeleitet. Durch dieses Vorgehen konnte die Restlebensdauer dieser Komponente weitgehend ausgeschöpft werden. Der Austausch stellt eine Lebensdauer verlängernde Maßnahme für die Gesamtanlage dar. Mit derartigen Maßnahmen lassen sich deutliche Einsparungen bei den Ersatzinvestitionen erzielen.

2.2.4 Ausbau und Erneuerung

Bei der Erarbeitung von Erneuerungsstrategien müssen immer auch die mittelfristigen Ausbauplanungen berücksichtigt werden. Dies kann eine sehr komplexe Aufgabe sein, wenn nicht nur komponentenbezogene Betrachtungen, sondern auch Systemüberlegungen anzustellen sind. Ein typisches Beispiel ist der Rückbau der 220-kV-Spannungsebene. Hier ist eine Vielzahl von Varianten zu analysieren, wobei neben dem Kostenvergleich für Erneuerung bzw. Neubau auch die Erlöse aus den Durchleitungsentgelten zu bedenken sind. Einen ersten Überblick über den Erneuerungsbedarf erhält man aus der Altersstruktur der Betriebsmittel. Das Beispiel der 245-kV-Geräte in **Bild 2.3** zeigt, dass mittelfristig über die Erneuerung von etwa 20 % des Gerätebestandes zu entscheiden ist.

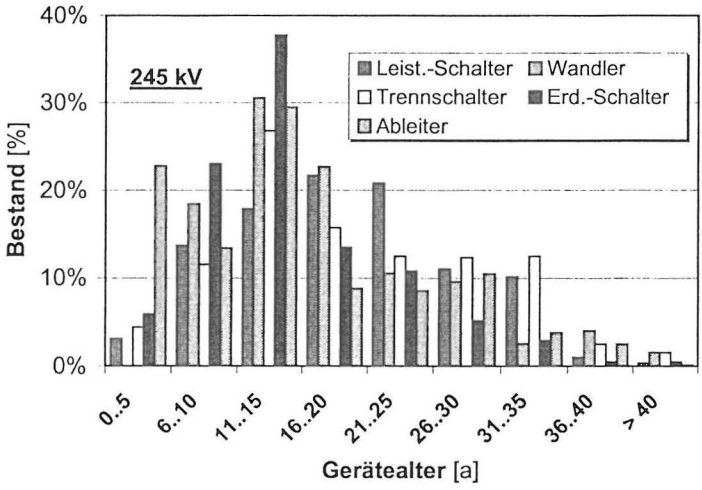

Bild 2.3: Altersstruktur von 245-kV-Betriebsmitteln

Wenn nur komponentenbezogene Erneuerungsmaßnahmen geplant sind, bietet sich an, die wichtigkeitsorientierte Strategie für den wirtschaftlichen und technisch optimalen Einsatz der zur Verfügung stehenden Finanzmittel zu verwenden. Als Beispiel sei die Erneuerung von 420-kV-Leistungsschaltern angeführt [6].

Der Zustand der Leistungsschalter wurde mittels eines EDV-gestützten Fragebogens ausgewertet. Neben der Betriebszeit werden einige allgemeine Merkmale wie Löschmedium, Antriebsmechanismus etc. sowie Betriebserfahrungen und Fehlerraten aufgenommen. Die Analyse kann auf exakten Werten, die durch Messungen und Versuchsergebnissen gewonnen wurden, basieren, aber auch auf unscharfen Werten, bei denen eine Abschätzung durch Experten erforderlich ist.
Die Wichtigkeit wird bei diesen Untersuchungen durch die Nicht-Verfügbarkeit des Betriebsmittels und durch den Verlust an Leistung durch Ausfall des betreffenden Betriebsmittels berücksichtigt. Die Nicht-Verfügbarkeit wird ermittelt aus der Ausfallzeit und der statistischen Ausfall- bzw. Fehlerrate. Der Verlust an Leistung wird aus dem tatsächlichen Lastfluss des betreffenden Schalters ermittelt. Zum Vergleich wird der Wert normiert und auf den Maximalwert im betrachteten Netzabschnitt bezogen.
Betrachtet wurden drei verschiedene Typen, ein ölarmer Leistungsschalter mit acht Unterbrechereinheiten pro Pol, der zwischen 1973 und 1978 in Betrieb genommen wurde, ein Zweidruck-SF_6-Schalter mit 4 Unterbrechereinheiten pro Pol, der zur ersten Generation der SF_6-Schalter gehört und 1972 und 1973 installiert wurde, sowie ein SF_6-Blaskolbenschalter der ersten Generation, der zwischen 1975 und 1978 in Betrieb genommen wurde.

Aus den Ergebnissen in **Bild 2.4** lässt sich eine dreistufige Erneuerungs- und Sanierungsstrategie ableiten, beginnend mit Stufe 1. Die übrigen Schalter, insbesondere die SF_6-Blaskolbenschalter haben zunächst noch keinen Sanierungsbedarf.

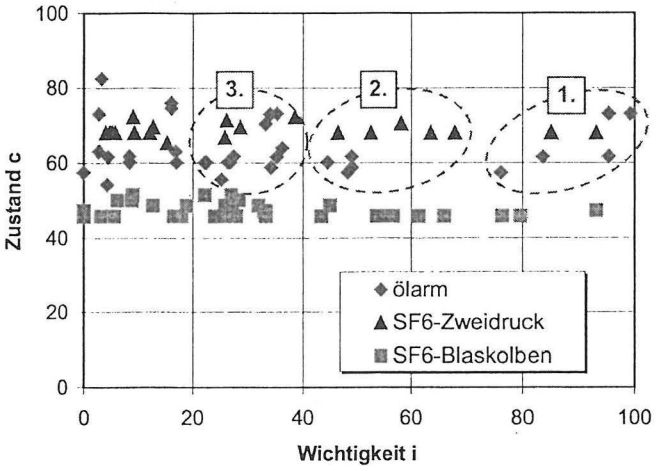

Bild 2.4:
Zustand und Wichtigkeit verschiedener 420-kV-Leistungsschalter; ölarm, SF_6-Zweidruck, SF_6- Blaskolben

2.2.5 Umweltverträglichkeit

Das gesteigerte öffentliche Umweltbewusstsein führt z. T. zu verschärften Umweltauflagen. Diese können erhebliche Betriebskosten und zusätzliche Investitionskosten verursachen. Als Beispiel sind hier SF_6-Betriebsmittel zu nennen, die durch die Klimadiskussion einer genaueren Betrachtung unter Umweltgesichtspunkten zu unterziehen sind. Um den Beitrag der SF_6-Betriebsmittel zum CO_2-Potential ermitteln zu können, und die SF_6-Emissionen auf Grund von Leckagen bzw. Handlingsverlusten in einer Bilanz festzuhalten, werden neben den installierten SF_6-Mengen die jährlichen Nachfüllmengen erfasst. Darüber hinaus kann die Umweltverträglichkeit in einer gesamtökologischen Betrachtung mit Hilfe einer Ökobilanz nachgewiesen werden, bei der neben dem Beitrag zum GWP (Global Warming Potential), auch das Versauerungspotenzial (AP), Eutrophierungspotenzial (NP) sowie Primärenergieaufwand und Flächenbeanspruchung als relevante Umweltkriterien berücksichtigt werden. Aus einer solchen Ökoblianz-Studie geht hervor, dass der Einsatz der SF_6-Technologie ökologische Vorteile gegenüber der konventionellen Schaltanlagentechnologie ohne SF_6 bietet (**Bild 2.5**). Alle ökologisch relevanten Potenziale liegen bei dieser Technik niedriger [7].

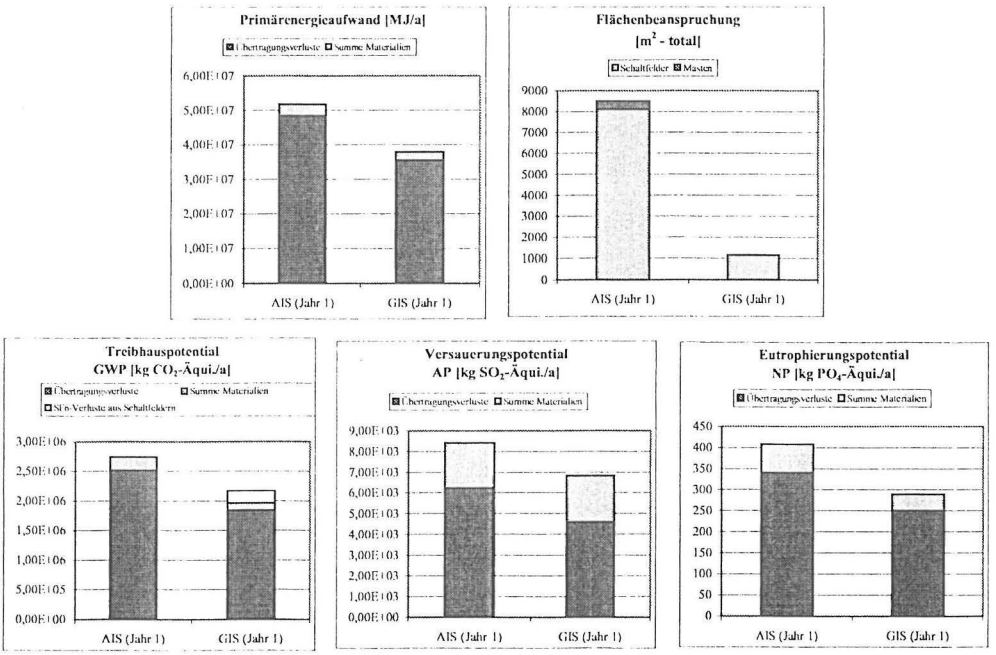

Bild 2.5: Ökobilanz für 110-kV-Netz mit Einsatz von SF_6-Schaltanlagen-Technologie

2.2.6 Neue Technologien

Beim Einsatz neuer Technologien ist oft mit höheren Erstinvestitionen zu rechnen, so dass der Nachweis der Wirtschaftlichkeit meist nur über Lebensdauerbetrachtungen (Life Cycle Costs – LCC) möglich ist. Hierbei müssen neben den Kosten für planmäßige Instandhaltung auch solche für außerplanmäßige Instandsetzungen und Reparaturen sowie Verfügbarkeit und Lebensdauererwartung berücksichtigt und bewertet werden. Daneben sind vielfach auch systemtechnische Gesichtspunkte zu bedenken.
In **Tabelle 2.1** ist beispielhaft qualitativ abgeschätzt, wie die Einführung eines Monitoringsystems sich auf die Lebensdauer eines Großtransformators (250 MVA oder 350 MVA), auswirken wird. Danach ist zu erwarten, dass sich die Lebensdauerkosten durch die Einführung eines Monitoringsystems verringern werden.

Art der Kosten	Einfluss auf LCC
Erst-Investition	+
Geplante Instandhaltung	-
Reparatur	-
Allgem. Betrieb	0
Ausfall	-
Entsorgung	0
Restlebensdauer	+
LCC	-

+	Anstieg
0	neutral
-	Verringerung

Tabelle 2.1: Einfluss eines Monitoringsystems auf Lebensdauerkosten (LCC) eines Großtransformators

2.2.7 Zuverlässigkeit

Um belastbare Aussagen über die Zuverlässigkeit des Systems Netz machen zu können, muss der Asset-Manager Informationen über die Zuverlässigkeit der einzelnen Netzkomponenten erhalten. Basis hierfür ist die Störungs- und Schadensanalyse, die Auskunft über das Fehlerverhalten der einzelnen Netzkomponenten gibt. Für die System bezogene Zuverlässigkeitsanalyse sind insbesondere die sog. Major Failures von Interesse, die einen sofortigen Ausfall des jeweiligen Betriebsmittels verursachen oder eine unmittelbare Außerbetriebnahme erfordern. Als Beispiel sind in **Bild 2.6 und 2.7** die Fehlerraten für zwei wichtige Betriebsmittel, für GIS und Transformatoren, dargestellt. Die Daten sind verschiedenen CIGRE-Umfragen entnommen [8, 9].

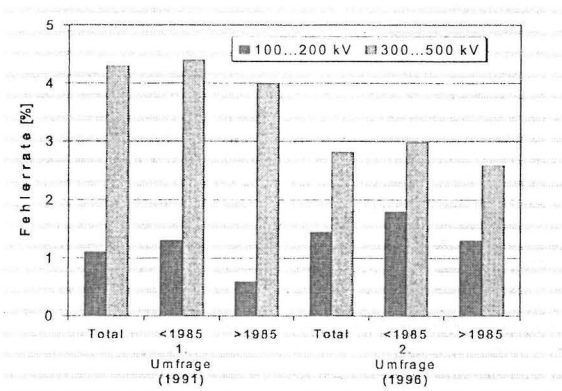

Bild 2.6 Fehlerraten (Major Failures) für GIS gem. 1. und 2. CIGRE-Umfrage

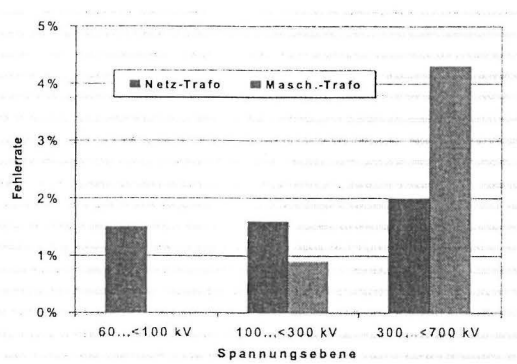

Bild 2.7 Fehlerraten für Transformatoren gem. CIGRE-Umfrage

Aus diesen Daten kann die Verfügbarkeit der einzelnen Systemkomponenten und des gesamten Systems abgeleitet werden. Darüber hinaus können diese Daten als Basis genutzt werden für die Entwicklung von

- Langzeit-Strategien für die einzelnen Betriebsmittel

  und

- Werkzeugen zur Zustandserfassung und –bewertung.

2.2.8 Wirtschaftlichkeit, Kennzahlen

Zur gesamtwirtschaftlichen Beurteilung des Assets müssen dem Asset-Management Kennzahlen zur Verfügung stehen, die in komprimierter Form einen Überblick über Aufwand und Erlöse und die sie beeinflussenden Faktoren geben. Sie sollen Auskunft geben über

- Bestandseffektivität
- Bewirtschaftungseffizienz
- Asset-Rentabilität

Darüber hinaus ermöglichen diese Zahlen den Vergleich mit anderen nationalen und internationalen Netzbetreibern. Die wichtigsten Kennzahlen und ihre Bedeutung sind in **Tabelle 2.2** zusammengestellt:

Kennziffer	*Erläuterungen*	*Erfolgsfaktoren*
Return on Asset (ROA)	**Erlöse bezogen auf Sachzeitwert**	**Rentabilität des eingesetzten Kapitals**
Asset-Kosten / Tages-neuwert (TNW)	**Kosten für Betrieb und Instandhaltung bezogen auf TNW**	**Bewirtschaftungseffizienz**
Instandhaltungs-Kosten / TNW	**Kosten für Instandhaltung bezogen auf TNW**	**Instandhaltungseffektivität**
TNW / Jahreshöchstlast	**TNW bezogen auf Übertragungsaufgabe => Jahreshöchstlast**	**Bestandseffektivität**
Substanzerhaltungsquote	**Instandhaltungskosten + Ersatzinvest. bezogen auf TNW**	**Erhalt der Netzsubstanz**
Rückbauquote	**TNW des rückgebauten Anlagenbestand bezogen auf TNW**	**Bestandsoptimierung**
Veränderungen im TNW	**TNW Vorjahr bezogen auf TNW laufendes Jahr**	**Bestandsoptimierung oder Substanzverlust**
Invest.-Quote	**Investitionen im Neubau bezogen auf TNW**	**Langfristige Wirtschaftlichkeit**

Tabelle 2.2: Kennziffern zur Steuerung der Wirtschaftlichkeit des Assets

2.2.9 Know-how-Erhalt und –Weiterentwicklung

Um die zuvor genannten Aufgaben zufrieden stellend erfüllen zu können, benötigt das Asset-Management ein ausreichendes Basis-Know-how.
Durch den Restrukturierungsprozess und Outsourcingmaßnahmen ist bei vielen Netzbetreibern Knowhow abgebaut worden bzw. verloren gegangen. Mit welchem Detaillierungsgrad dieses Know-how im eigenen Unternehmen zur Verfügung stehen muss und welcher Anteil von außen, z. B. durch Forschungseinrichtungen, Hersteller oder Service Provider, beschafft werden kann, ist eine Entscheidung, die auch von der Größe des Unternehmens und vom grundsätzlichen Geschäftsmodell abhängt. In jedem Fall muss so viel Know-how vorhanden sein, dass das Feedback der eigenen Prozesse und deren Optimierung sichergestellt ist und ausreichend technische Kompetenz für das Zusammenwirken mit externen Partnern, Herstellern, Verbänden, Behörden, etc. zur Verfügung steht. Der Erhalt und die Weiterentwicklung des Know-hows kann durch interne und externe Schulungsmaßnahmen aber auch mit Hilfe der modernen Kommunikationstechnik, z. B. webbased training, erfolgen.

3. Risiko-Management

3.1 Grundsätzliche Aufgaben

Das Risiko-Management hat Einfluss auf sämtliche strategischen Entscheidungen des Asset-Managements. Dazu zählen zum einen die mehr technisch orientierten Fragen wie Instandhaltungs-, Erneuerungs- und Ausbaustrategie sowie Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit. Zum anderen gehören dazu aber auch Fragen des Know-how-Erhalts und Know-how-Transfers, d. h. welche Fähigkeiten im Bereich des Asset-Managements vorhandene sein müssen und welche von außerhalb zugekauft werden können und welche gegebenenfalls entwickelt werden müssen. Diese Entscheidungen müssen sehr sorgfältig unter Risikogesichtspunkten analysiert werden, denn sie haben oft langfristige Auswirkungen.

3.2 Risiko-Identifizierung, -Bewertung und -Steuerung

Zu den wesentlichen Aufgaben des Risikomanagements gehört die Risiko-Identifizierung, -Bewertung und -Steuerung. Die Einschätzung des technischen, wirtschaftlichen Risikos beginnt zunächst mit der Zustandserfassung. Bis zur eigentlichen Entscheidungsfindung sind verschiedene Zwischenschritte notwendig, wie sie im **Bild 3.1** dargestellt sind.

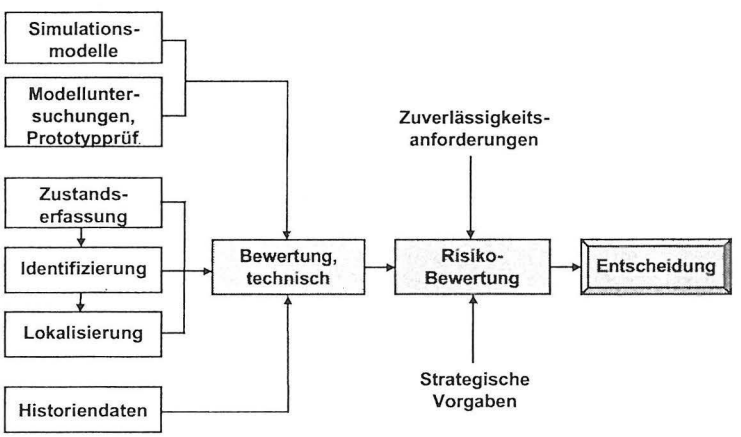

Bild 3.1:
Prinzipielle Schritte der Risiko-Identifizierung und -Bewertung

Nach der eigentlichen Zustandserfassung durch messtechnische Befunde muss eine Identifizierung und Lokalisierung der erfassten Unregelmäßigkeiten erfolgen. Mit diesen Informationen ist eine technische Analyse, Integration und Bewertung möglich. Insbesondere die Einschätzung, wie kritisch die Unregelmäßigkeit ist, erfordert Kenntnisse über die grundsätzliche Auslegung und den festigkeitsmindernden Einfluss von Unregelmäßigkeiten. Diese Kenntnisse können durch Untersuchungen an Modellen, durch Prüfungen an Prototypen oder Simulationsmodellen gewonnen werden. Diese Daten können in einer Datenbank abgespeichert und zusammen mit Historiendaten zur technischen Bewertung herangezogen werden. Bei der Risikobewertung müssen dann sowohl technische als auch wirtschaftliche Gesichtspunkte berücksichtigt werden. Hieraus und unter Berücksichtigung der Verfügbarkeits- und weiterer strategischer Anforderungen kann die abschließende Entscheidung getroffen werden. Hier sind verschiedene Stufen von möglichen Maßnahmen zu unterscheiden:

- Keine außerordentlichen Maßnahmen
- Sorgfältige Beobachtung der Entwicklung der detektierten Unregelmäßigkeit
- Austausch der betroffenen Komponente und damit Lebensdauerverlängerung des Betriebsmittels bzw. Systems
- Ersatz des Betriebsmittels bzw. gesamten Systems wegen Erreichen des Lebensdauerendes

Die Risikobewertung wird durch zwei Faktoren bestimmt, durch die Fehlerwahrscheinlichkeit und die Kosten bei Eintritt des Risikofalles. Der Faktor Fehlerwahrscheinlichkeit betrachtet im wesentlichen technische Aspekte. Diese werden hauptsächlich durch die Zustandsbewertung und Abschätzung der Kritikalität bestimmt. Der Faktor Kosten bezieht sich im Wesentlichen auf wirtschaftliche Gesichtspunkte. Hierbei sind Instandsetzungs- und Reparaturkosten, Aufwand für Provisorien ebenso wie Ausfallkosten zu berücksichtigen. Die Ausfallkosten können sich aus den Kosten für nicht gelieferte Energie und aus Pönalen zusammensetzen.

Nach Auswertung dieser beiden Faktoren kann der jeweilige Risikofall entsprechenden Risikokategorien zugeordnet werden, die dann zur Risikosteuerung und abschließenden Entscheidungsfindung benutzt werden.

4. Zusammenfassung

Das Asset-Management hat die Aufgabe, die Rentabilität des Netzes und der darin eingesetzten Betriebsmittel sicherzustellen. Zur Erledigung dieser Aufgaben stehen dem Asset-Management eine Vielzahl von Werkzeugen zur Verfügung. So kann die Instandhaltung durch Verwendung von qualifizierten Zustandsinformationen effizienter gestaltet werden. Durch zusätzliche Einführung der Wichtigkeit kann für Instandhaltungs- und Sanierungsmaßnahmen eine Prioritätenliste erarbeitet werden, die einen technisch und wirtschaftlich sinnvollen Einsatz der Finanzmittel ermöglicht. Zur Zustandserfassung und -beurteilung können Online-Monitoringsysteme eingesetzt werden, sofern es sich um Betriebsmittel mit hohem Investitionsaufwand handelt. Als kostengünstige Alternative bietet sich die Zustandserfassung durch periodische Überprüfung an. Die zuverlässige Zustandserfassung und –beurteilung ist Basis für eine qualifizierte Lebensdauerabschätzung. Erneuerungsstrategien müssen auch die mittelfristige Ausbauplanung berücksichtigen. Eine erste Aussage zur Erneuerung lässt sich anhand der Altersstruktur der Betriebsmittel machen. Für eine technisch und wirtschaftlich optimierte Lösung kann dann die wichtigkeitsorientierte Strategie herangezogen werden. Der Nachweis der Umweltverträglichkeit lässt sich in besonders komplexen Fällen durch eine Ökobilanz erbringen, in der alle umweltrelevanten Aspekte betrachtet werden. Der Einsatz von neuen Technologien muss mit Hilfe der Lebensdauerkosten bewertet werden. Hierbei sind auch systemtechnische Gesichtspunkte zu bedenken. Basis für belastbare Aussagen zur Zuverlässigkeit bildet die Analyse des Störungs- und Schadensgeschehens. Ein Überblick über die Wirtschaftlichkeit des Netzes lässt sich über Kennzahlen, z. B. Return on Asset, Substanzerhaltungsquote, Investitionsquote, Asset-Kosten bzw. Instandhaltungskosten bezogen auf Tagesneuwert etc., gewinnen. Um die Aufgaben erfüllen zu können, muss das Asset-Management ausreichend Know-how zur Verfügung haben und für dessen Erhalt und Weiterentwicklung sorgen.
Das Risiko-Management hat Einfluss auf sämtliche strategischen Entscheidungen des Asset-Management. Zu den wesentlichen Teilaufgaben gehört die Risiko-Identifizierung - Bewertung und Steuerung .

Schrifttum

[1] S. Bartlett: Asset management in a de-regulated environment. CIGRE 23-xxx, 2002 (paper accepted).

[2] Hartmann, Th.; Weber, Th.; Hügel, R.: Einsatz von Zuverlässigkeitsanalysen für die Instandhaltung, Elektrizitätswirtschaft, Jg. 99 (2000), Heft 13.

[3] Böse, C.: Hügel, R.; Weber, Th.; Wellßow W.H.: Auswertung der VDEW-Störungsstatistik für Zuverlässigkeitsanalysen, Elektrie 3-4/97, 1997.

[4] C. Neumann, B. Krampe, R. Feger, K. Feser, M. Knapp, A. Breuer, V. Rees: PD measurements on GIS of different designs by non-conventional UHF sensors. CIGRE 15-305, 2000.

[5] C. Neumann, K. Feser, C.-G. Henningsen, H. Pein, H. Röhsler, K.-H. Weck: The German practice of on-site tests and measurements on GIS, transformers and cables at commissioning and in service. CIGRE 33-305, 2002 (paper accepted).

[6] G. Balzer, M. Halfmann, C. Neumann, T. Orlowska, A. Strnad: Life cycle management of circuit-breakers by application of reliability centred maintenance. CIGRE-Report 13-107, 2000.

[7] Solvay, ABB, Siemens, Preussenelektra Netz, RWE Energie: Stromversorgung unter Einsatz der SF_6-Technologie. Ökobilanzstudie 1999.

[8] CIGRE WG 23-10: Report on the second international survey on high voltage gasinsulated substations (GIS) service experience. CIGRE 23-102, 1998.

[9] CIGRE-WG 12-05: An international survey on failures in large power transformers in service. Electra No. 88 (1983), S. 21-48.