

# Methodik zur Ermittlung optimaler Instandhaltungsperioden unter der Bedingung unscharfer Ausgangsdaten

Joachim Kahlert<sup>1</sup>, Hans Joachim Krautz<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Vattenfall Europe Generation AG & Co. KG, Kraftwerk Lippendorf

<sup>2</sup> Lehrstuhl Kraftwerkstechnik

## Kurzfassung

Die Liberalisierung auf dem Strommarkt hat den Kostendruck auf die Kraftwerksbetreiber stark erhöht. Alle Stillstände der Erzeugungseinheiten sind nach Möglichkeit zu verkürzen und auf den jeweiligen Reparaturumfang zu optimieren. Die Verfügbarkeit der Anlage sollte beibehalten bzw. noch verbessert werden. Die Herangehensweise zur Beherrschung dieser komplexen Thematik erfordert neue Lösungsansätze.

## Abstract

The liberalisation of the power market dramatically increased the cost pressure on the power plant operating company. All downtimes of the generating units shall be reduced and optimised on the repair area, if possible. The availability of the plant has to be retained or improved. The approach to controlling this complex topic demands new solutions.

## 1 Problemdarstellung – Ausgangssituation

Im Zuge der Liberalisierung innerhalb der EU wurde 1998 das Energiewirtschaftsgesetz novelliert.

Zielstellung dieser Novelle war:

- freie Wahl des Energieversorgers
- freier Wettbewerb aller Energieversorger
- Senkung der Strompreise für alle Verbraucher
- Abbau von „Überkapazitäten“

Im Ergebnis ist bis heute festzustellen, dass ein immenser Kostendruck in den Energieversorgungsunternehmen ausgeübt wird, um die weg brechenden Erlöse zu kompensieren. Des Weiteren setzte ein Abbau der „Überkapazitäten“ mit massiver Personalfreisetzung ein. Der Preisverfall führte dazu, dass alle Bereiche des Unternehmens in Hinblick auf Kosten und Effektivität untersucht wurden.

Ein wesentlicher Ansatzpunkt zur Kosteneinsparung wurde und wird in der Instandhaltung gesehen. Einsparungen in der Instandhaltung

setzen kurzfristig liquide Mittel frei, können aber wegen unterlassener Instandhaltung negative Auswirkungen auf die Verfügbarkeit des Anlagenparks haben. Deshalb stellt sich für den Betreiber einer Anlage die Frage, an welchen Anlagenteilen können, ohne die Verfügbarkeit, Effektivität, Anlagensicherheit, Arbeitssicherheit, etc. zu gefährden, Kosten senkende Maßnahmen ergriffen werden.

Ein weiterer sich abzeichnender Aspekt deutet sich im Bereich der Anlagensicherheit an. Eingebunden in die Europäische Liberalisierung sieht der Gesetzgeber ein Paradigmenwechsel in der Anlagenüberwachung vor. Bis dato wurde der Anlagenbetreiber von der Überwachungsbehörde sprich der Technischen Überwachung kontrolliert und bei Einhaltung der Vorschriften und Auflagen hatte er seine Pflicht erfüllt.

Mit der Betriebssicherheitsverordnung setzt ein Umkehrprozess ein. Der Betreiber muss nachweisen, dass er alle Maßnahmen getroffen hat, Unfälle und Störungen zu beherrschen, die sich aus dem Gefährdungspotential der Anlage und deren Betrieb ergeben. Dies muss er einer behördlich zugelassenen Überwachungsstelle, die er am Markt frei wählen kann, nachweisen.

Aus den sich hier abzeichnenden Veränderungen sind Gedanken zur optimalen, rechtssicheren Erhaltungsstrategie für konventionelle Anlagen dringend geboten.

Das Spannungsfeld der rechtssicheren Nachweisführung sowie der gleichzeitigen Kostenminimierung bei unscharfem Wissen, zumindest bei Neuanlagen, über den Ausgangszustand und das Instandhaltungsverhalten, sprich Abnutzungsvorrat, setzt neue Denkweisen und Methoden voraus.

## 2 Instandhaltungsstrategie in einem Braunkohlekraftwerk

Für die Festlegung des richtigen Zeitpunktes und des richtigen Umfangs von Instandhaltungsmaßnahmen an Komponenten technischer Anlagen werden möglichst genaue Informationen über den Beanspruchungs- und Schädigungsverlauf und den zu erwartenden Ausfallzeitpunkt an diesen Objekten benötigt. Dabei sollte Kompetenz und Verantwortung für die Festlegung von Umfang und Zeitpunkt für Instandhaltungsmaßnahmen beim Anlagenbetreiber bleiben.

Das Wissen über den technischen Zustand der Anlage sowie über die Zusammenhänge Anlagenzustand – Instandhaltungs- und Ausfallfolgekosten hat einen immer höheren Stellenwert für die effektive Gestaltung der Instandhaltung erhalten. Daraus ergibt sich folgerichtig, dass für jede einzelne Komponente einer Anlage die jeweils zweckmäßige Instandhaltungsstrategie festzulegen ist. Das Zusammenführen der Komponentenstrategien zur Anlagenstrategie ist dann das eigentliche Problem – eine Optimierungsaufgabe.

Entscheidungen zur Erhaltungsstrategie sollten immer für einen größeren Zeitraum, möglichst für die gesamte Lebensdauer von Ausrüstungen und deren Komponenten erarbeitet werden. Die Unschärfe der vorgesehenen Instandhaltungsmaßnahmen mit größer werdendem zeitlichen Verlauf und den sich verändernden Entscheidungsgrundlagen (Marktsituation, Gesetzeslage, Umwelterfordernisse, ...) nimmt dabei deutlich zu.

Auf der Grundlage von [1] wurde von Prof. Beckmann und anderen in mehrjähriger Arbeit ein Rechenmodell für die Optimierung von Instandhaltungsstrategien für komplexe Produktionsanlagen erarbeitet, das in seiner aktuellen Fassung mit *INSTRA* bezeichnet wird [2].

Es wird davon ausgegangen, dass Produktionsanlagen während ihrer Nutzung einer ständigen Wertminderung ausgesetzt sind, die durch ein Absinken der Produktionseffizienz, der Produktqualität und eine ansteigende Ausfallrate der Anlage angezeigt wird. Dem Ansteigen der Ausfallrate durch zunehmende Abnutzung kann durch vorbeugende Instandhaltungsmaßnahmen begegnet werden. Die Optimierung dieses Komplexes auf der Grundlage der Gebrauchskosten ist Gegenstand des Programms *INSTRA*.

### 3 Anwendung von *INSTRA* für die Kraftwerkshauptkomponenten

Die Strukturierung der Kraftwerksanlagen in Abnutzungseinheiten ist ein wesentlicher Schritt für die Entwicklung einer Methodik zur Anlagenerhaltung. Die Komponenten dieser Anlagen sind in der Regel sehr vielfältigen betriebsbedingten Beanspruchungen ausgesetzt. Das breite Spektrum von Beanspruchungen und Beanspruchbarkeiten hat an solchen Anlagen sehr unterschiedliche Abnutzungsverläufe zur Folge, so dass mit zeitlich weit gestreuten Ausfallzeitpunkten der Komponenten gerechnet werden muss. Es hat sich bewährt, Komponenten mit etwa gleichem Abnutzungsverhalten, also mit vergleichbaren Laufzeiten, zu Abnutzungseinheiten zusammen zu fassen. So werden nur die Komponenten, die das Betriebs- und Ausfallverhalten des Kraftwerksblocks am unmittelbarsten beeinflussen, zu Abnutzungseinheiten zusammengefasst. Es sollten für eine Kraftwerksblock etwa 50 bis 70 Abnutzungseinheiten gebildet werden.

Für die Auswahl der Inhalte der Abnutzungseinheiten und die Bereitstellung der Ausgangsdaten ist der Erfahrungsschatz der Meister und Ingenieure des Kraftwerkes ausschlaggebend. Sie stellen in einer gezielten Befragung folgende Datenbasis zur Verfügung:

- Zusammenstellung der Einzelaggregate für eine Abnutzungseinheit
- Kosten und Reparaturzeit bei einem Schaden

- Kosten und Zeit einer Inspektion eines Aggregates
- Aussagen über die Wahrscheinlichkeit, bei einer Inspektion einen Schaden zu erkennen
- welchen Einfluss hat der Ausfall eines Aggregates auf den Kraftwerksblock, etc.

Geeignete Hilfsmittel zur Datenerfassung sind Herstellerangaben, Prüf- und Befundberichte, Erfahrungen anderer Anlagenbetreiber, etc.

Das Programm *INSTRA* bietet bei entsprechend gegliederter Anlage folgende Ergebnisse:

- übersichtliche Dokumentation der Ausgangsdaten
- Bildung von Abnutzungsbereichen nach wirtschaftlichen Kriterien und Nutzererfahrungen
- Zusammenfassung der Abnutzungsbereiche zu Instandhaltungsvorhaben
- Vorschläge optimaler Perioden für die Vorhaben
- Bewertung der Varianten für die Periodenwahl durch Kenngrößen
- Aussagen zu Kosten, Ereigniszahlen und Verfügbarkeiten
- übersichtliche Dokumentation der Ergebnisse

## 4 Weiterentwicklung von *INSTRA* unter Nutzung zusätzlicher Datenquellen

Die Bereitstellung von Ausgangsdaten für das Programm *INSTRA* erfolgt nach wie vor in enger Zusammenarbeit mit Meistern und Ingenieuren des Kraftwerkes.

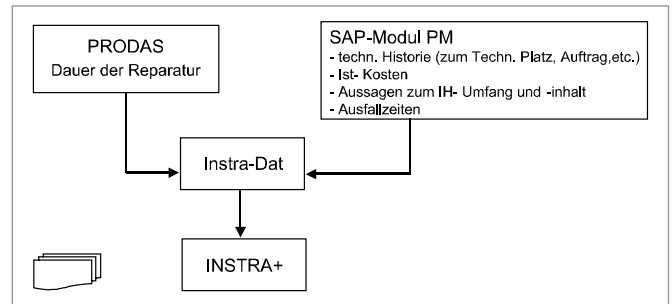
In zunehmenden Maße werden die organisatorischen Abläufe der Instandhaltung durch die unterschiedlichsten Datensysteme der Anlagenbetreiber gesteuert. Dabei wird von jedem Instandhaltungsvorgang eine große Datenmenge gespeichert, die es gilt, sinnvoll für das Programm *INSTRA* zu nutzen.

Bei Vattenfall Europe Mining and Generation werden durch *SAP* und *PRODAS* die organisatorischen Abläufe jedes Instandhaltungsvorganges gesteuert. Die in den Programmen gespeicherten Daten sind entsprechend abzurufen und auszuwerten. Es wurde ein einfacher und schneller Algorithmus gewählt, der in dem Programm *InstraDat* datentechnisch realisiert wird.

Unter welchen Gesichtspunkten werden die Daten für *InstraDat* ausgewählt?

- In den Abnutzungseinheiten wurde ein konkreter Umfang von Einzelaggregaten festgelegt, die entsprechend dem Kraftwerks Kennzeichen System (KKS) strukturiert sind. Jedes Aggregat hat einen Technischen Platz, der die Grundlage für den Datenaustausch zwischen den Systemen bildet. Somit ist es für einen Zeitraum möglich (z. B. ein Jahr), die Summe der erstellten Instandhaltungsaufträge einer Abnutzungseinheit zu ermitteln. Für das Kraftwerk Lippendorf liegt die Anzahl der Instandhaltungsaufträge im Jahr 2005 in Summe für die Blöcke R und S bei ca. 12 000 Stück.

- Die den einzelnen Abnutzungseinheiten zugeordneten Datensätze werden untersucht nach:
  - Datum der ersten Speicherung
  - Auftragsnummer
  - Kurztext der Instandhaltungsmaßnahme
  - Kennzeichen für die Instandhaltungsleistungsart (Schaden, Wartung, etc.)
  - Priorität – Kennzeichen für zeitliche Einordnung (sofort, innerhalb 3 Tage, etc.)
  - Revision – Kennzeichen für eine planmäßige Revision
  - ausgewiesene Instandhaltungskosten (GesSumme Ist)
  - Freigabedatum zur Durchführung der Instandhaltungsmaßnahme
  - Datum der Rückgabe des Formulars (Berechnung der Ausfallzeit)



**Abbildung 1:**  
Zielgerichtete Anwendung einer modifizierten Instra-Software unter dem Gesichtspunkt der Nutzung aller im Kraftwerk verfügbaren Datensysteme

In *InstraDat* werden editierbare Tabellen für alle Abnutzungseinheiten erzeugt, die von den Meistern/Ingenieuren kontrolliert werden, um fehlerhafte Datensätze zu korrigieren.

Danach werden für alle Abnutzungseinheiten Kenngrößen berechnet, die für die weiteren Bearbeitung in *INSTRA* zur Verfügung stehen. Es wird eine Datei erzeugt, die im entsprechendem Format weiterverarbeitet werden kann.

- Betrachtet man die einzelnen Abnutzungseinheiten, ist zu erkennen, dass entsprechend der Schadenshäufigkeit und der Anzahl von Einzelaggregaten qualitativ aussagekräftige Kennziffern berechnet werden. Sind keine oder wenige Schadensfälle in Abnutzungseinheiten aufgetreten, werden die Kennziffern aus den Schätzungen der Meister/Ingenieure übernommen. Voraussetzung für die Übergabe der Datei an *INSTRA* ist eine vollständig gefüllte Datei mit den berechneten Kennziffern.

K	BEZ	B	TH	WKF	ISDK		ISDM	
					Insp T€	Insp Std.	Scha T€	Scha Std.
1	BAC Generatorschalter	39664	0.7	1	15.12	7.33	0.29	2
2	BAT Maschinentransformator	12416	0.8	0.3	8.2	64	0.23	6.67
3	BBT Eigenbedarfsformatoren	47781	0.6	0.3	4.67	32	0.64	6.67
4	B** Eigenbedarfsversorgung	20544	0.8	0.1	64.68	164	0.62	10
5	C** Anlagenzentrale Leittechnik	4378	0.95	0	70.37	91.33	0.87	1.33
6	HAC Eco	100000	0.4	1	4.39	64	1	16
7	HAD Verdampfer	9894	0.3	1	4354.25	24.67	4.39	72
19	HLB Frischluftgebläse	11759	0.8	0.5	15.05	40	1.26	13.33
20	HLD Luvo	14544	0.8	0.5	172.22	66.67	2.7	32
21	HNC Saugzug	9819	0.8	0.5	143.32	308	6.03	32
22	HQA Elektrofilter	9354	0.7	0.5	120.22	212	0.8	13.33
25	HND+HNG RVS-System	3916	0.7	0	332.7	88	3.15	48
26	HTD Rauchgaswäsche	15981	0.5	0.4	258.53	152	2.84	8
27	HTF Absorptionskreisläufe	6632	0.5	0.1	51.25	301.33	0.78	16
43	LCB Hauptkondensat-Pumpen	100000	0.9	0.05	5.49	13.33	1	12
44	LCC ND-Vorwärmung	71167	0.8	0.2	23.99	160	1.33	16
45	MAA HD-Turbine+Ventile	68100	0.9	1	18.39	133.33	1	13.33
46	MAB MD-Turbine+Ventile	42149	0.9	1	19.57	66.67	0.51	13.33
54	MKA Generator	71300	0.9	1	27.52	70.67	0.5	33.33
57	PAC Kühlwasserhauptpumpen	44091	0.8	0.3	3.75	13.33	0.71	66.67
58	CT* 0*/1* Gebertechnik Temperatur	4397	0.8	0.05	13.95	33.33	0.25	2.67
59	CP* 0*/1* Gebertechnik Druck	4307	0.8	0.05	51.06	300	0.27	24
60	CF* 0*/1*/CL0*/1* Menge/Stand	4541	0.8	0.1	21.36	133.33	0.47	2.67
61	CQ* 0*/1* Geber Analysenmessung	3065	0.8	0.05	47.46	360	0.6	8
62	CE* 0*/1*/CY0*/1* Geber elektrisch	43867	0.9	0.05	5.97	33.33	0.52	2.67
63	CD* 0*/1* AggregatschlkompC (Rest)	42905	0.7	0	4.12	13.33	0.21	2.67
64	AMD MD-Armaturen	17801	0.6	0.1	7.51	93.33	0.29	5.33
65	AHD HD-Armaturen	7165	0.6	0.2	114.88	136	1.74	8
66	ASI Sicherheitsarmaturen	70000	0.8	0.2	21.18	100	0.5	8
67	AAL Armaturen allgemein	1625	0.7	0.05	306.69	437.33	0.54	26.67
68	PAL Pumpen allgemein	2739	0.75	0.05	67.46	292	1.05	26.67

**Abbildung 2:**  
Ranking der Abnutzungseinheiten

## 5 INSTRA+ als Optimierungsprogramm unter Nutzung kombinierter Datenquellen

Die Funktionalität des 1996 entwickelten Programms *INSTRA* ist unter Nutzung der neuen Datenbasis (*InstraDat*) nun entsprechend nachzurüsten. Im Folgenden werden die Module erläutert, die neue Bestandteile des *INSTRA+* darstellen:

- Die in *InstraDat* erzeugte Datei mit den ermittelten Kennziffern muss von *INSTRA+* erkannt und für die Optimierung genutzt werden.
- Die sich aus der Optimierung ergebenden Instandhaltungsschwerpunkte sind in einem Ranking zusammen zu fassen und in einer übersichtlichen Tabelle auszugeben.
- Es gibt die Möglichkeit, mehrere Lösungsansätze zu berechnen und die Vorzugsvariante zu ermitteln.

Zusammenfassend werden die wesentlichen Verbesserungen von *INSTRA+* dargestellt:

- ganzheitlicher Ansatz für die Optimierung über den gesamten Kraftwerksblock
- Zusammenstellung von Revisionsinhalten differenziert nach Inspektion, Revision bzw. Erneuerung unter Beachtung des Rankings
- Berechnung der Ausfallwahrscheinlichkeit mit Ist-Daten
- Darstellung der Abnutzungseinheiten in einem Ranking
- Einfache, eindimensionale Übersicht zur Schwerpunktermittlung für die Optimierung der Instandhaltungsmaßnahmen

Die Anwendung von *INSTRA+* wird zukünftig zeigen, mit welcher Genauigkeit die Einschätzung der Meister/Ingenieure zum Instandhaltungsverhalten der ihnen anvertrauten Anlagen und Aggregate zutreffend ist. Es sollte als Hilfsmittel zur Erstellung einer langfristigen Instandhaltungsstrategie genutzt werden, um eine optimale Kostenersparnis zu erreichen.

### Literatur

- [1] **BECKMANN G.; MARX D.:** Ableitung des Deckungsbeitrages aus der Unternehmenszielstellung und Algorithmen zu seiner Berechnung – Monetäre Bewertung von Nichtverfügbarkeiten; Cottbus 1996
- [2] **BECKMANN G.:** Kurze Beschreibung des Modells *INSTRA* zur Optimierung von Instandhaltungsstrategien; 3. überarbeitete Fassung; 1998



**Dipl.-Ing. (FH) Joachim Kahlert (53)** studierte von 1974 bis 1979 Maschinenbau/Fertigungstechnik an der Fachhochschule Hannover. Anschließend war er bis 1981 Trainee bei der RWE AG im Kraftwerk Frimmersdorf. Von 1981 bis 1984 übernahm er bei der RWE Hauptverwaltung Aufgaben im Bereich Betriebswirtschaftliche Analysen. Im selben Unternehmen war er bis 1991 Leiter Blockbetrieb, Kraftwerk Frimmersdorf. 1991 wechselte er zu den Vereinigten Energiewerken AG, VEAG, Hauptverwaltung Berlin, wo er bis 1996 Abteilungsleiter Instandhaltung und Revision war. Anschließend wechselte er bis 2001 seine Tätigkeit innerhalb der VEAG Hauptverwaltung zum Abteilungsleiter Technische Dienste. 2001 wurde er Fachbereichsleiter Technische Dienste im Kraftwerk Lippendorf. Seit 2003 ist er Kraftwerksleiter im Kraftwerk Lippendorf der Vattenfall Europe Generation AG & Co. KG.



**Prof. Dr.-Ing. H. J. Krautz (53)** studierte von 1974 bis 1978 Thermischen und hydraulischen Maschinenbau/Gas- und Dampfturbinenkonstruktion an der Technischen Universität Dresden. Von 1978 bis 1995 war er in mehreren Unternehmensbereichen des ostdeutschen Energieverbundunternehmens VEAG Vereinigte Energiewerke AG Berlin tätig. Innerhalb der VEAG Beteiligung an der Inbetriebnahme der Großkraftwerke Boxberg und Jänschwalde und mehrere Jahre Forschungs- und Entwicklungstätigkeit u. a. als Mitarbeiter, Gruppenleiter und Teilbereichsleiter im Ingenieurunternehmen für Kraftwerks-, Energie- und Umwelttechnik (VEAG/IFK) Vetschau – in dieser Zeit (1987) Promotion an der TH Zittau – und von 1991 bis 1995 Projektverantwortlicher für die Entscheidung neuer Kraftwerkskonzepte mit Druckwirbelschichtfeuerung in der Hauptverwaltung Berlin. 1996 übernahm er die Leitung des Lehrstuhls Kraftwerkstechnik an der BTU Cottbus. Die derzeitigen Lehr- und Forschungstätigkeit liegen in den Bereichen druckbeaufschlagter Prozesse der Energieumwandlung, Modellierung und Komponentenentwicklung neuer Kraftwerkstypen mit deutlich reduzierten CO<sub>2</sub>-Emissionen. Er ist Mitglied des wissenschaftlichen Beirates der VGB (seit 1998), Mitglied im Vorstand VDI-GET (seit 2003), Mitorganisator des Deutschen Flammentags (seit 2003), Mitglied im Combustion Institut Pittsburgh/PA (USA) Deutsche Sektion und Vorstandssprecher des CEBra e.V. (seit 2006).