

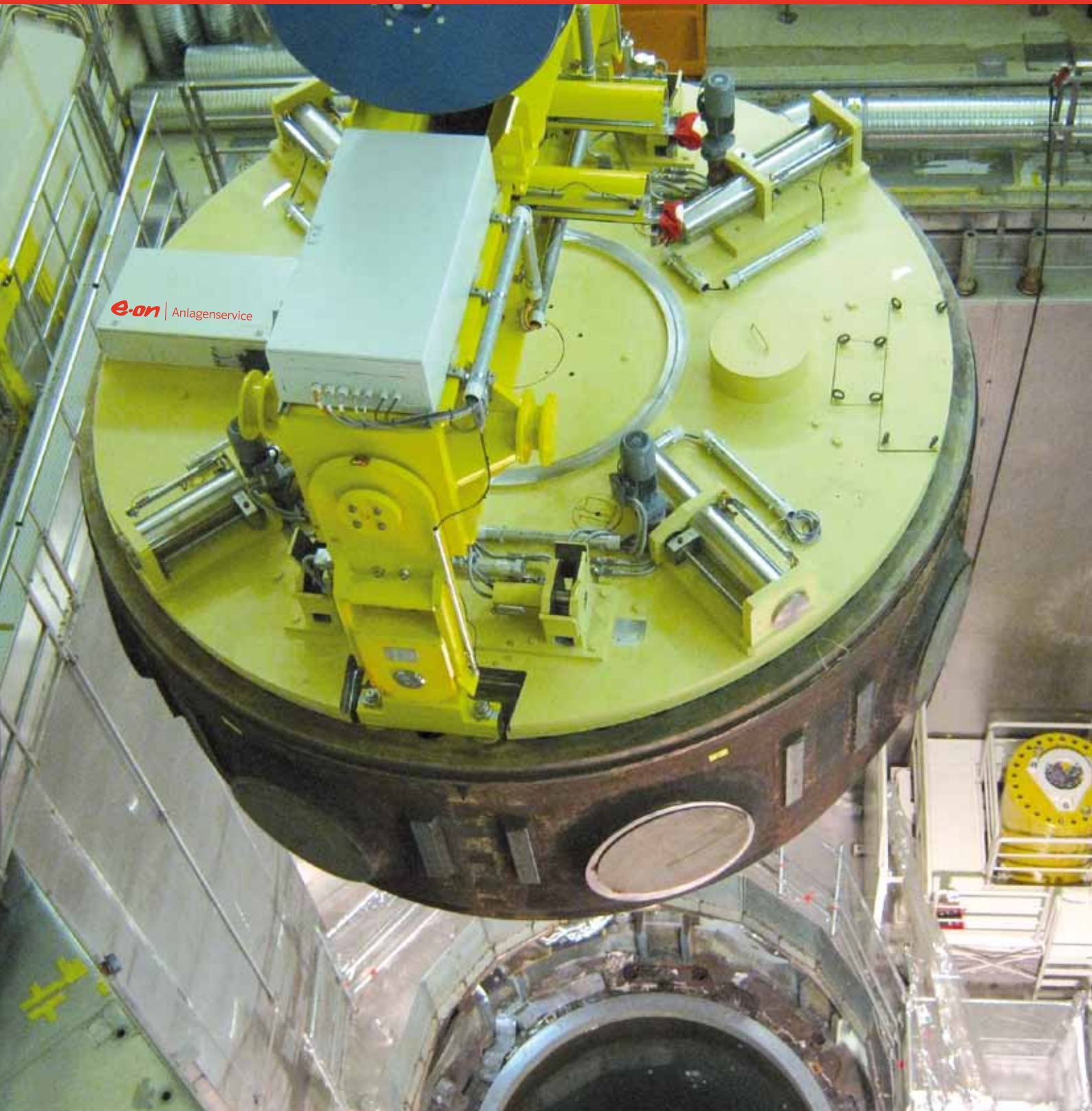
September 2011

e-on | Anlagenservice

Journal

Kundenmagazin/Customer Magazine

Ausgabe/Issue 17



Eine neue Ära beginnt



Jetzt ist es amtlich, was vor gut einem halben Jahr noch in Erwägung gezogen wurde: Der Ausstieg aus der Kernenergie ist beschlossene Sache.

Bereits in der Vergangenheit hatte sich die Energieerzeugungsbranche mit teils kontroversen politischen Entscheidungen und Forderungen auseinander zu setzen. Nun kommt die Energiewende in Deutschland hinzu und die Energieversorger müssen zusehen, wie sie damit fertig werden. Die gesamte Branche steht vor grundlegenden Veränderungen, die nicht von heute auf morgen zu realisieren sind.

Diese Veränderungen machen auch vor der EAS nicht halt. Wir müssen uns den sich ändernden Bedingungen anpassen und uns auf neue Geschäftsfelder ausrichten.

Die ersten Schritte in Richtung der Erneuerbaren Energie sind bereits mit der Einbindung des Geschäftsbereiches Hydrotechnik im vergangenen Jahr erfolgt. Wir haben unser Vorhaben umgesetzt, die Kompetenz für Gasturbinen zu integrieren und werden die Leistungen für Windkraftanlagen erweitern.

Für das voranschreitende Auslandsgeschäft bauen wir unsere Kapazitäten aus. Es ist geplant, Instandhaltungsleistungen in E.ON-Kraftwerken für die Global Unit Generation zu erbringen und zusätzlich weitere Kunden an den jeweiligen Standorten in Europa zu akquirieren.

Bei allen Aktivitäten steht für uns eine konsequente Ausrichtung auf den Bedarf unserer Kunden an erster Stelle. Ganz gleich um welche Art der Energieerzeugung es geht, für jedes Projekt setzen wir unser gesamtes fachliches Know-how und wegweisende Erkenntnisse ein, um einen nachhaltigen Nutzen zum Vorteil des Betreibers zu erzielen.

Dawn of a new era

It was still under consideration about half a year ago, but now it's official: Germany will phase out nuclear power.

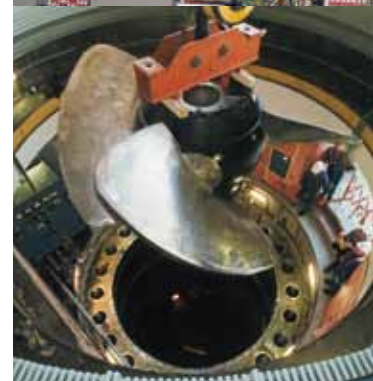
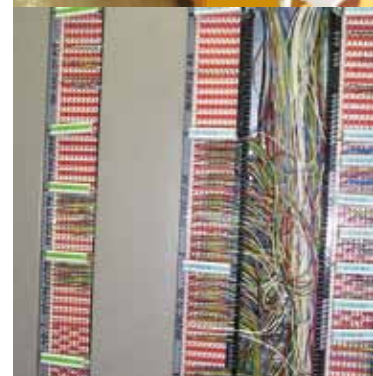
In the past, the energy industry has already had to come to terms with a number of controversial political decisions and demands. The energy turnaround is a fact of life now for German energy suppliers, and they will have to find ways of dealing with its consequences. The whole industry is facing fundamental change, but the transformation cannot happen overnight.

This change will also affect EAS. We need to respond to the transforming energy landscape and turn our attention to new areas of business. The first steps in the direction of renewables were already taken last year when we established our new Hydro Technology Division. We have also managed to build our gas turbine competence by integrating the right capabilities, and we plan to expand our services for wind farm operators.

At the same time, we are also developing our resources for our growing business abroad. There are plans to provide maintenance services to E.ON power plants belonging to the Global Unit Generation and to gain new customers in those parts of Europe where we are already present.

The guiding principle of all our activities is a consistent alignment to the needs of our customers. Regardless of the type of generation facility, we always use all of our specialist know-how and leading-edge expertise to deliver sustainable solutions for the benefit of the plant operator.

Jürgen Kaulitz
Head of Marketing
and Public Relations



Auf einen Blick

E.ON Anlagenservice Führungsspitze neu formiert Unternehmenswachstum im Fokus	Seite 04
Power-Gen 2011 Auftritt mit neuer Performance Kompetenz für den individuellen Bedarf	Seite 05
E.ON Anlagenservice Zertifiziert nach OHSAS 18001 (BS) Arbeitsschutzmanagement optimiert	Seite 06
Geschäftsbereich Apparatechnik Leistung mit Sicherheit Mehr als 2.000 Arbeitstage unfallfrei	Seite 08
Kernkraftwerk Stade Rückbauphase III - Reaktordruckbehälter Fernbediente Zerlegung und Verpackung Geschäftsbereich Apparatechnik Nukleartechnik	Seite 10
Geschäftsbereich Apparatechnik Armaturen und Komponenten im Wasser-/Dampfkreislauf Innovative Werkstoffe und neue Verfahren Geschäftsbereich Apparatechnik Spezialarmaturen	Seite 14
Geschäftsbereich Hydrotechnik Dichtflächenbearbeitung von Kaplanlaufschaufeln im eingebauten Zustand Patentierte Vorgehensweise reduziert Kosten Geschäftsbereich Hydrotechnik Maschinentechnik	Seite 18
RWE Power Neuberohrung des Turbinenkondensators Experten-Know-how und Spezialgeräte sichern einwandfreie Projektabwicklung Geschäftsbereich Apparatechnik Apparate und Behälter	Seite 22
Kraftwerke Mainz-Wiesbaden Generatorrevision Kraftwerk 3 Von der Organisation bis zum erfolgreichen Abschluss Geschäftsbereich Maschinentechnik Elektrische Maschinen und Generatoren	Seite 26
Schwingungsdiagnostik Schwingungsniveau als Parameter der Zustandsüberwachung Geschäftsbereich Maschinentechnik BERAN Instruments Ltd.	Seite 30

Titelfoto: Reaktordruckbehälter/Kernkraftwerk Stade
Fernbedienter Transport - Oberteil mit Traverse und Abschirmplatte

At one glance

E.ON Anlagenservice Change in Board of Management Focus on business growth	Page 04
Power-Gen 2011 New conference and exhibition concept Expertise for specific needs	Page 05
E.ON Anlagenservice Certified to OHSAS 18001 (BS) Improved SHE management system	Page 07
Process Equipment Technology Division Delivering safe services More than 2,000 accident-free working days	Page 09
Stade Nuclear Power Plant Dismantling Phase III - The reactor pressure vessel Remote-controlled dismantling and packaging Process Equipment Technology Division Nuclear Technology	Page 11
Process Equipment Technology Division Valves and components in water and steam piping Innovative materials and new processes Process Equipment Technology Division Special Valves	Page 15
Hydro Technology Division In-situ repair of Kaplan blade seal faces Patented process reduces costs Hydro Technology Division Mechanical Engineering	Page 19
RWE Power New tubes for turbine condenser Expert know-how and special tools ensure smooth project completion Process Equipment Technology Division Process Equipment/Vessels	Page 23
Kraftwerke Mainz-Wiesbaden Generator overhaul at power plant 3 From project organisation through to successful completion Mechanical Engineering Division Electrical Machines and Generators	Page 27
Vibration Diagnostics Vibration as a condition monitoring parameter Mechanical Engineering Division BERAN Instruments Ltd.	Page 31

Cover picture: Reactor pressure vessel/Stade Nuclear Power Plant
Remote-controlled transfer of top part with lifting beam and shielding plate

E.ON Anlagenservice

Führungsspitze neu formiert

Seit Juni 2011 gehört Roel van der Stok zur Geschäftsführung der EAS. Gemeinsam mit Stephan Frense setzt er auf eine nachhaltige Positionierung der Gesellschaft auch im internationalen Geschäft.



Nach einem Maschinenbau- und einem internationalen Management-Studium (Master of Business Administration) konzentrierte sich Roel van der Stok in verschiedenen Unternehmen auf das Thema Anlagenservice, bevor er 2003 zum E.ON-Konzern kam.

Seine langjährigen Erfahrungen im operativen Geschäft und der tiefe Einblick, den er im Laufe der Zeit in wirksame Instandhaltungsleistungen gewonnen hat, prädestinieren ihn geradezu für seine neue Aufgabe.

Ein weiterer Pluspunkt ist, dass er die EAS während seiner bisherigen Tätigkeiten in mehreren Projekten bereits kennen gelernt hat und daher schon im Vorfeld aus Sicht des Kunden beurteilen konnte.

Die beeindruckende Entwicklung der EAS war für Roel van der Stok mit ein Grund, eine neue Herausforderung anzunehmen und als Geschäftsführer am weiteren Wachstum der Gesellschaft mitzuwirken.

Roel van der Stok: „Ich stehe für Qualität und Innovation. Der Erfolgsfaktor der EAS ist das fachliche Know-how und die Bereitschaft, gemeinsam mit den Kunden zu denken und ihnen Vorteile aufzuzeigen. Hier werden technisch innovative Leistungen zum Nutzen der Kunden innerhalb und außerhalb des E.ON-Konzerns erbracht. Darauf müssen wir uns weiter fokussieren und diese Fähigkeiten künftig auch international etablieren.“

E.ON Anlagenservice

Change in Board of Management

In June 2011, Roel van der Stok joined the EAS Board of Management. Working with Stephan Frense, he is looking to sustainably position EAS in the international market.

Having studied mechanical engineering and also gaining an MBA, Roel van der Stok worked for various companies specialising in plant servicing before joining the E.ON Group in 2003.

His long-standing experience in the operational side of the business and his in-depth knowledge of effective maintenance strategies gained over the years made him the ideal candidate for this post.

Another plus is that he already knew EAS from a series of projects in his previous positions and was therefore able to judge the company from the customer perspective.

The impressive development EAS has made was one of the reasons why Roel van der Stok decided to accept the new challenge and help continue the company's growth as a Managing Director.

Roel van der Stok: "I stand for quality and innovation. The key success factor for EAS is its technical know-how and the willingness to take the customer's perspective and explain the benefits that can be achieved. EAS develops innovative technical solutions for customers within and outside the E.ON Group. We need to continue this focus while also establishing our capabilities in an international arena."

Power-Gen Europe 2011

Auftritt mit neuer Performance

Der Startschuss erfolgte im Juni auf der größten Technologiemesse für die europäische Energieversorgung in Mailand. Best Practice bei jedem Projekt stand im Mittelpunkt der Präsentation.

Auf Messen und Ausstellungen finden Besucher künftig für ihre individuellen Belange einen fachlich kompetenten Ansprechpartner.

Darüber hinaus wurde ein Vortragsprogramm am Stand installiert, das über innovative Entwicklungen, den Einsatz neuer Werkstoffe, moderne Diagnosetechnik, effiziente Instandhaltungsmaßnahmen und wirkungsvolle Optimierungen informierte.

Empfehlenswerte oder aber auch dringend erforderliche Anpassungen bei Veränderungen von Kraftwerksprozessen wurden in diesem Rahmen eingehend erläutert und in anschließenden Diskussionen vertieft.

Die Vorstellung zeigte auf, wie moderne Instandhaltung - präzise abgestimmt auf die Anforderungen in den jeweiligen Anlagen und die Erwartungen der Betreiber - zu sicherer und wirtschaftlicher Energieerzeugung beitragen kann.

Drei Vorträge in der Konferenz rundeten den Auftritt ab.



Conference papers

Online-monitoring of stator end-winding vibrations

Mechanical Engineering Division
Vibration Diagnostics
Dr.-Ing. Matthias Humer

Risk-based power plant maintenance management: Probabilistic approach to the life assessment of in-service exposed power plant equipment

Mechanical Engineering Division
Computational Engineering
Dr.-Ing. Albert Bagaviev

System solutions in valve component maintenance and redesign

Process Equipment Technology Division
Special Valves
Dipl.-Ing. Meik Brinkmann

Power-Gen Europe 2011

New conference and exhibition concept

In June this year, EAS launched its new presentation concept at Europe's leading energy technology fair in Milan. The focus was on delivering best practice in every project undertaken.

Visitors to trade fairs and exhibitions will in future be able to put their questions directly to an EAS specialist. The stand in Milan also featured a series of presentations on innovative developments, the use of new materials, modern diagnostics, efficient maintenance and effective optimisation.

Advisable or urgently required changes following modifications to power plant processes were explained in detail and elaborated in subsequent discussions.

The presentations showed how modern maintenance designed to meet the needs of the relevant plant - and the operator's expectations - can contribute to making energy generation safer and more efficient.

The EAS presence in Milan was rounded off by three conference papers.

Zertifiziert nach OHSAS 18001 (BS)

Die konsequente Optimierung des Arbeitsschutz-Managements steht bei der EAS grundsätzlich an erster Stelle. Bereits in 2002 wurde sie als erste deutsche E.ON Gesellschaft nach SCC (Safety-Certificat-Contractoren) zertifiziert. Im Mai 2011 kam die Zertifizierung der Gesamtorganisation nach OHSAS 18001 (Occupational Health and Safety Assessment Series/British Standard) hinzu. Damit nimmt die EAS auch in der Global Unit Generation eine Vorreiterrolle ein.

SCC kommt ursprünglich aus der chemischen Industrie. Das SCC-Regelwerk beinhaltet eine Checkliste, anhand derer von den Auditoren die Strukturen zu Arbeitssicherheit und Gesundheitsschutz geprüft werden. Werden die Anforderungen erfüllt, erfolgt eine positive Beurteilung und die Erteilung des Zertifikates.

OHSAS 18001 (BS) ist ein eher formelles Verfahren und ähnelt der Struktur des Qualitätsmanagements nach ISO 9000. Dies hat einen höheren Anspruch, denn die Anforderungen aus OHSAS müssen für den Betrieb spezifisch geregelt werden. Die Prozesse müssen den Anforderungen der Norm standhalten und nachweisbar sein. Die Herausforderung bestand darin, diese Prozesse im Betrieb zu installieren.

Die Auditierung wiederholt sich jährlich für jedes Managementsystem. In zwei aufeinander folgenden Jahren erfolgt jeweils ein Überwachungsaudit und in jedem dritten Jahre eine Rezertifizierung.

Im Mai 2011 standen bei der EAS die Rezertifizierungen nach SCC und DIN EN ISO 9001:2008 an. Die Einführung von OHSAS sollte (lt. Safety Improvement Plan 2011) erst zum Ende des Jahres erfolgen, da die Umsetzung aller Anforderungen, schon im Vorfeld einer Erstzertifizierung, mit einem hohen Arbeitsaufwand verbunden sind. Dennoch setzten sich alle Beteiligten dafür ein, den geplanten Termin vorzuziehen.

Diverse Abläufe und Prozesse im Unternehmen wurden angepasst oder neu gestaltet. Anschließend musste natürlich auch das Organisations-Handbuch aktualisiert werden. Hierzu wurden Regelungen in Form von Geschäfts- und Arbeitsanweisungen getroffen, Managementprozesse festgelegt sowie Nachweisdokumente und Formulare erstellt.

Der größte Teil der Formulare, die jetzt benutzt werden, wurden selbst entwickelt. Besonders hervorzuheben ist dabei eine Gefährdungsbeurteilung, die in diesem Zusammenhang ebenfalls neu aufgesetzt wurde, und die von den Projektierern bei jedem neuen Projekt/Auftrag in der Planungsphase vorgenommen werden muss. Anhand der Abfragen und Angaben können mögliche Gefahren im Vorfeld ermittelt werden. Das heißt, wenn Gefährdungen erkannt werden, muss bereits in der Planungsphase überlegt werden, wie diese auf ein vertretbares Maß zu minimieren sind, welche Maßnahmen bereits vor dem Eintreffen der Monteure am Arbeitsort einzuleiten sind und welches Equipment dann zur Verfügung stehen soll. Dies alles ist schriftlich festzuhalten und zu dokumentieren.

Zum Thema Inspektionen wurde beispielsweise ein Tool für die Begehungen der Baustellen geschaffen. Für das oberste Management sind jährlich mindestens fünf und für das mittlere Management (Montage- oder Bereichsleiter) in der Regel zehn Begehungen im Jahr angesetzt. Bauleiter und Führungskräfte auf den Baustellen sind verpflichtet, regelmäßige Begehungen vorzunehmen.

Daraus ergibt sich eine Fülle an Informationen, aus denen natürlich Erkenntnisse gezogen werden müssen. So wurde ein Tool programmiert, mit dem Beinahe-Unfälle in verschiedenen Kategorien erfasst und ausgewertet werden können. Daraus ergibt sich die Chance, kritische Situationen im Vorfeld zu erkennen und mit entsprechenden Aktionen zielgerichtet zu reagieren.

Vom 23. bis zum 27. Mai 2011 überprüften drei Auditoren des TÜV Nord die Umsetzung aller Anforderungen in der Zentrale in Gelsenkirchen und bei laufenden Projekten auf den Baustellen der einzelnen Geschäftsbereiche. Zum Ende des letzten Tages lagen die Ergebnisse vor:

- Erstzertifizierung nach OHSAS 18001 (BS)
- Rezertifizierung nach SCC und
- Rezertifizierung DIN EN ISO 9001:2008 erfolgreich abgeschlossen!



Audit auf der Baustelle/on site

„Es war unser eigenes wirtschaftliches Ziel, die drei Zertifizierungen zusammen zu legen“, so Christian Pajk/Leiter Arbeitssicherheit und Umweltschutz, „denn die Zertifizierung nach OHSAS 18001 bringt uns im Arbeitsschutz weiter nach vorn. Zusätzlich zum SCC bedeutet das eine konsequente Weiterentwicklung für uns. Deshalb haben wir uns auch bemüht, das so schnell zu stemmen - immerhin ein halbes Jahr vor dem geplanten Termin. Wir haben jetzt zwei verschiedene, nebeneinander harmonisch laufende aber eigenständige Systeme mit unterschiedlichen Schwerpunkten.“

E.ON Anlagenservice

Certified to OHSAS 18001 (BS)

Consistent optimisation of health and safety management always takes first place at EAS. Back in 2002, EAS was the first German company in the E.ON Group to receive SCC (Safety Certificate Contractors) certification. In May 2011 this was followed by the certification of its overall organisation to OHSAS 18001 (Occupational Health and Safety Assessment Series/British Standard). EAS is thus taking a pioneering role also in E.ON's Global Unit Generation.

SCC was originally developed for the chemical industry. The SCC rules include a checklist used by independent experts to audit occupational health and safety structures. Where the specified requirements are met, the certificate is awarded.

OHSAS 18001 (BS) is more of a formal process similar in its structure to quality management according to ISO 9000. Standards are higher because the OHSAS requirements have to be described in detail for day-to-day operations. The processes have to comply with the requirements of the standard and be verifiable. The challenge was to integrate these processes into the daily operation routines.

Auditing is repeated annually for each management system. In two successive years there are monitoring audits, followed by recertification in the third year.

In May 2011, health and safety management at EAS was up for recertification to SCC and DIN EN ISO 2001: 2008 for the first time. The introduction of OHSAS was originally scheduled for the end of the year (as per the 2011 Safety Improvement Plan) because implementing the requirements at the time of initial certification involves a huge effort. Nevertheless, all sides involved in the process agreed to bring the date forward.

This meant that a number of processes and procedures in the company had to be adapted or redesigned. In a next step, the Organisational Manual, of course, also had to be revised. This included drafting instructions and documented procedures, defining management processes and drawing up evidence documents and forms.

Most of the forms used now were developed in-house. Particularly worth mentioning is a hazard assessment which was also newly developed as part of this work and now has to be performed by design engineers for each new project or contract. The questions and details to be provided allow possible hazards to be identified at an early stage. This means that whenever risks or hazards are found, it is important to establish as part of the design work how they can be reduced to an acceptable level, what steps have to be taken before the personnel arrive on site and which equipment must then be available. All of this is to be recorded and documented in writing.

In the area of inspections, for example, a tool was developed for site visits. Senior management has to visit a site at least five times a year, while the middle management (construction managers or heads of department) usually have to go to site ten times a year. Senior construction personnel and engineers on site have to tour the premises regularly. These tours provide a host of information which must be used for appropriate conclusions. As part of this process, a tool was programmed to record and analyse near-misses for different categories. This allows critical situations to be identified in advance and appropriate countermeasures to be taken.

Following the completion of what were very extensive preparations, three auditors from TÜV Nord examined compliance with the requirements at the EAS head office in Gelsenkirchen and one site for the projects undertaken by the various Divisions from 23 to 27 May 2011. At the end of the last day of the audit it was 'mission accomplished': EAS was certified to OHSAS 18001 (BS) for the first time and recertified to SCC and DIN EN ISO 9001:2008.



"It was our own objective to combine the three certification processes," said Christian Pajk/Head of Occupational Safety and Environmental Protection, "because certification to OHSAS 18001 significantly improves our health & safety standards. In addition to SCC, this certification means that we are consistently improving our safety management. That's why we did all we could to complete this processes quickly as possible - after all, half a year ahead of schedule. We now have two different, harmonious but independent systems, each with a different focus and emphasis."

Geschäftsbereich Apparatetechnik

Leistung mit Sicherheit

Ein steigendes Auftragsvolumen, komplexe Anforderungen, Zeitdruck – das alles birgt ein erhöhtes Gefahrenpotenzial. Doch Unfälle können vermieden werden, wenn alle Bestimmungen für sicheres Arbeiten konsequent umgesetzt werden. Den Beweis liefert der EAS-Geschäftsbereich Apparatetechnik mit inzwischen mehr als 2.000 unfallfreien Arbeitstagen.

Stichtag 23. April 2011

Der Geschäftsbereich Apparatetechnik arbeitet 2.000 Tage unfallfrei. Hier bedeutet das rd. 4,1 Millionen Arbeitsstunden und diese Zahlen sprechen für sich: Sie spiegeln eine enorme Arbeitsleistung und ein überaus hohes Sicherheitsniveau wider.

2003 Erstmals konnte die Mannschaft von Geschäftsbereichsleiter Norbert Dahlmann 1.000 unfallfreie Arbeitstage melden. Damals wurde dieses Ergebnis mit 273.646 Arbeitsstunden erreicht.

2008 Das Zwischenergebnis für den jetzigen Erfolg lautete: 1.000 Tage unfallfrei, verbunden mit rund 1,2 Millionen Arbeitsstunden.

2011 Weitere 1.000 Tage, jedoch mit einer Arbeitsleistung, die sich in diesem Zeitraum weit mehr als verdoppelt hat.

Dazu zählen komplexe Umbau- und Neubaumaßnahmen, diverse Großrevisionen, umfangreiche Serviceleistungen, die oft genug mit einem äußerst knappen Zeitrahmen verbunden sind und natürlich auch kurzfristige Einsätze bei Schäden in den Anlagen der Kunden. Das Handling großformatiger und schwergewichtiger Bauteile gehört ebenso zum Leistungsumfang wie die Arbeit auf Gerüsten und der Umgang mit Werkzeugen und Geräten.

Hinzu kommt der Einsatz von Fremdpersonal, das durch eingehende Arbeitsschutzunterweisungen dem hohen Sicherheitsniveau der EAS angepasst und ständig sicherheitstechnisch überwacht und kontrolliert werden muss. Darüber hinaus führt der EAS-Geschäftsbereich Apparatetechnik in nicht unerheblichem Maße Aufträge in Kernkraftwerken – Instandhaltung und Rückbau – aus und hat in diesem Part ganz spezielle Sicherheitsmaßnahmen zu berücksichtigen.

In den letzten Jahren hat das Auftragsvolumen enorm zugenommen. Wenn dann noch fest eingeplante Termine verschoben werden müssen – der Neubau Block 4/Kraftwerk Datteln ist das beste Beispiel dafür, hier stand schon Ende 2009 der größte Teil der rd. 3.000 Tonnen HD-Rohrleitungen, Halterungen und Armaturen

bereit für den Einbau – kann es zu Überschneidungen mit weiteren Projekten kommen. Dann sind Führungskräfte, Personaldisponenten und Sicherheitsbeauftragte besonders gefordert.

Der EAS-Geschäftsbereich Apparatetechnik hatte auch diese Problematik eindeutig im Griff. Nach dem erfolgreichen und natürlich unfallfreien Abschluss des Projekts Datteln 4, mit der Montage der Rohrleitungen und Elektrofilter sowie einer Vielzahl weiterer anspruchsvoller Projekte, beginnen jetzt unter anderem die Arbeiten im Neubau MPP 3 (Maasvlakte Power Plant 3) für E.ON Benelux in Rotterdam mit einem ähnlichen Auftragsvolumen wie Datteln 4.

„Arbeitssicherheit ist für uns ein absolutes Muss“, stellt Geschäftsbereichsleiter Norbert Dahlmann fest. „Wir tragen die Verantwortung für unsere Mannschaft und das eingesetzte Fremdpersonal. Ständige Unterweisungen sowie die intensive Arbeit unserer Führungskräfte und die Betreuung durch den Bereich der Arbeitssicherheit haben dazu geführt, das Thema Arbeitssicherheit in den Köpfen der Mitarbeiter zu verankern und sie für mögliche Gefahren zu sensibilisieren. Unfallfreie Arbeit ist für uns ein Qualitätsanspruch bei jedem Projekt. Wir bedanken uns bei unseren Mitarbeitern für ihr umsichtiges Verhalten in jeder Arbeitssituation.“

Sicherheit bei der Arbeit hat oberste Priorität. Das gilt auch dann, wenn Aufträge unter hohem Zeitdruck abgewickelt werden müssen. Regelmäßige Schulungen der operativ tätigen Mitarbeiter, eindeutige Anweisungen und ständige, auch außerplanmäßige Kontrollen durch die Führungskräfte tragen dazu bei, Risiken frühzeitig zu erkennen und abzuwenden. Bei der Arbeitssicherheit gibt es keine Kompromisse.

Es reicht nicht, die Vorschriften zu kennen, sie müssen exakt umgesetzt werden, um die Gesundheit zu schützen, jeglichen Gefahren entgegenzuwirken und jedes Risiko zu vermeiden. Der beste Garant dafür sind aufmerksam auf Gefahrensituationen reagierende Mitarbeiter mit einem hohen Verantwortungsbewusstsein für die eigene Sicherheit und die der Kollegen.



Process Equipment Division

Delivering safe services

Increasing workloads, complex requirements, time pressure – all of this carries a greater risk potential. But accidents can be prevented if existing rules and regulations for safe working are implemented consistently. Evidence of this was furnished by the Process Equipment Division of EAS, which has now completed over 2.000 working days without any accident.

23 April 2011

The Process Equipment Division of EAS has not recorded any accident for 2,000 days, which equates to some 4.1 million working hours. These numbers speak for themselves. They reflect a huge achievement as well as very high safety standards.

2003 For the first time, division manager Norbert Dahlmann's team was able to report 1,000 accident free-working days. At the time, this result was achieved with 273,646 working hours.

2008 The milestone on the way to today's success: 1,000 accident-free days, the equivalent of some 1.2 million working hours.

2011 Another 1,000 days without an accident but with an output that has more than doubled during this time.

This includes complex modification and new build projects, major overhauls and extensive services, which often have to be completed within a short space of time and, of course, short-term activities in response to failures or damage to the customers' plant. The scope of services offered includes handling large heavy components, working on scaffolding, and the use of tools and equipment.

The Process Equipment Division also uses contractor personnel who attend comprehensive SHE briefings to comply with the company's high safety standards. They have their work monitored and checked continuously to ensure safe working conditions.

The Process Equipment Division is also involved in maintenance and dismantling projects at nuclear power plants where special safety requirements have to be met.

Over the last few years, the workload has increased substantially. If, under these circumstances jobs have to be postponed, there can be overlaps with other projects. Construction of unit 4 at the Datteln power plant, where most of the 3.000 tonnes of HP piping, supports

and valves were already on site for installation back in late 2009, is a prime example. These overlaps place a great responsibility on the management, work scheduling officials and safety officers.

The Process Equipment Division also had this problem fully under control. Following the successful and, of course, accident-free completion of the unit 4 project at Datteln (installation of the piping end electrostatic precipitators) as well as a number of other ambitious projects, work has now started on MPP 3 (Maasvlakte Power Plant 3) a new build project for E.ON Benelux in Rotterdam, which is a contract similar in value to Datteln 4.

"Occupational safety is an absolute must for us," says Norbert Dahlmann. "We are responsible for our own team and for our contractors. Regular safety briefings, intensive efforts by our senior management and support from our safety specialists have helped to firmly plant this subject in the minds of all staff and raise their awareness of possible dangers. Accident-free work is a quality we strive for on every project. Our thanks go to every member of the Division for their circumspect behaviour in every work situation."

Safety has absolute priority. This applies even where contracts have to be completed within a short space of time. Regular training of the people working on site, clear instructions and scheduled as well as unscheduled inspections by the management help to identify and avert risks early. There are no compromises when it comes to health & safety.

It's not enough to just know the rules, they have to be adhered to in every detail to protect the health of the employees, counteract any hazards and avoid risks. This can best be guaranteed by attentive personal responding to possible hazards with a high sense of responsibility for their own and their colleagues' safety.



Kernkraftwerk Stade

Rückbauphase III - Reaktordruckbehälter

Der Rückbau kerntechnischer Anlagen ist eines der Spezialgebiete des EAS-Geschäftsbereiches Apparatetechnik/Nukleartechnik. Diese Leistungen wurden in den letzten Jahren unter anderem im Kernkraftwerk Stade erbracht. Auch Phase III – Rückbau des Reaktordruckbehälters (RDB) – wurde termingerecht abgeschlossen.

Das Kernkraftwerk Stade wurde nach mehr als 30 Jahren Betrieb im November 2003 endgültig vom Netz genommen und ging zunächst in die Nachbetriebsphase. In diesem Zeitraum erfolgte die Entsorgung der bestrahlten Brennelemente. Seit September 2005 befindet sich die Anlage im Restbetrieb. Das bedeutet: Es werden solche Systeme und Komponenten weiterbetrieben, die zur Gewährleistung des Strahlenschutzes und des Aktivitätseinschlusses sowie der nicht-nuklearen Sicherheit während der Stilllegung und des Rückbaus von Anlagenteilen erforderlich sind.

Die Dampferzeuger und die Materialschleuse im KKW Stade wurden bereits in Vorlaufprojekten von der Nukleartechnik (ATN) im EAS-Geschäftsbereich Apparatetechnik erfolgreich rückgebaut bzw. umgebaut. Hierbei erfolgte die gesamte Projektabwicklung von der Planung über die Fertigung bis hin zur Montage/Demontage durch ATN.

Phase III

In der Rückbauphase III wurde der RDB demontiert, zerlegt und endlagergerecht in 37 Konrad-Container und 60 Mosaikbehälter verpackt.

Das Projekt „Rückbau RDB“ wurde im Konsortium mit der NIS Ingenieurgesellschaft mbH abgewickelt. E.ON Anlagenservice/ATN hat, neben der Planung und Lieferung zahlreicher Gewerke, sowohl die Bauleitung als auch das Montagepersonal gestellt.

Der Umgang mit aktivierten und kontaminierten Teilen verlangt besondere Sicherheitsmaßnahmen sowie speziell ausgebildetes Montagepersonal. Auf diesen Grundlagen erfolgte die gesamte Planung und Durchführung des Projektes. Zu jedem Zeitpunkt - von der Planung bis zur Durchführung - hatte die Sicherheit des Montagepersonals, insbesondere aus radiologischer Sicht, stets oberste Priorität. Daher wurden die Zerlege- und Verpackungstätigkeiten überwiegend fernbedient, mit videotechnischer Überwachung ausgeführt.

Die Planungsleistung im Projekt „Rückbau RDB“ umfasste gewerkbezogen im Wesentlichen die Erstellung der folgenden Dokumente:

- Technische Durchführungs-konzepte
- Strahlenschutzkonzepte
- Verpackungskonzepte
- Terminpläne
- Manngelände
- Fertigungszeichnungen
- Stücklisten
- Werkstofflisten
- Schweißpläne
- Statische Berechnungen
- Systemschaltbilder
- Abnahmeprüfpläne
- Gefährdungsanalysen
- Montageablaufpläne
- Bedienungsanleitungen
- Prüfprogramme für Kalterprobungen
- Enddokumentationen



Kenndaten

Masse	280 Mg
Durchmesser	4,7 m
Höhe	10 m
Wandstärke	420 mm

Technical data

Mass	280 Mg
Diameter	4.7 m
Height	10 m
Wall thickness	420 mm

Reaktordruckbehälter
Reactor Pressure Vessel



Fernbedientes Trennen des RDB in Ober- und Unterteil
Remote-controlled flame-cutting of reactor pressure vessel into top and bottom parts



Fernbediente Nachzerlegung auf Verpackungsmaß
Remote-controlled cutting to final size

Stade Nuclear Power Plant

Dismantling Phase III – Reactor Pressure Vessel

The dismantling of nuclear facilities is one of the fields of expertise of the Nuclear Technology (ATN) group of the EAS Process Equipment Division. Over the last few years the company's nuclear specialists have worked on a number of sites including the Stade nuclear power plant. Like ATN's other projects, Phase III – the dismantling of the reactor pressure vessel – was completed on schedule.

After more than 30 years of operation, the Stade nuclear power plant was finally shut down in November 2003. In the post-operational phase, the radiated fuel elements were disposed of. Since September 2005 only the plant's radiation protection and activity-retaining components and the non-nuclear safety systems required during the shutdown and dismantling on site have continued in operation.

The steam generator and the material lock at Stade had already been successfully dismantled and modified by the Process Equipment Division's nuclear specialists as part of earlier projects, with ATN managing the entire process from early project planning through to assembly/disassembly.

The planning work for Phase III essentially included preparing the following documents for the various disciplines involved:

- Technical implementation concepts
- Radiation protection concepts
- Packaging concepts
- Time schedules
- Manpower schedules
- Fabrication drawings
- Parts lists
- Material lists
- Welding plans
- Static calculations
- System diagrams
- Acceptance test plans
- Risk analyses
- Installation schedules
- Operating instructions
- Test schedules for cold trials
- Final documentation

Phase III

As part of Phase III the reactor pressure vessel was stripped down, cut up and placed into 37 Konrad containers und 60 Mosaik casks ready for final storage.

The project was executed in a consortium with NIS Ingenieursgesellschaft mbH. E.ON Anlagenservice/ATN was in charge of project planning and deliveries for numerous disciplines, and also provided the site manager and the site personnel.

Handling activated and contaminated parts requires special safety precautions and highly skilled personnel. These requirements provided the basis for all project planning and execution activities. Throughout the project – from the planning stage through to the actual work on site – personnel safety, especially radiation safety, was always the prime concern. For this reason, the dismantling and packaging work was carried out mostly by remote control using video monitoring equipment.

The ATN project team designed, fabricated and assembled the following systems and components:

- Shielding plate with several hoisting mechanism (remote-controlled)
- Flame-cutting equipment for vertical and horizontal cuts (remote-controlled)
- Drilling machine to drill starting holes (remote-controlled)
- Lifting beams and slings (remote-controlled)
- Packaging station (remote-controlled)
- Lifting equipment (remote-controlled)
- Reactor pit cover
- Sorting station
- Other aids (shielding walls, etc.)



Steuerstand für den fernbedienten Rückbau/
Control room for remote-controlled dismantling activities

Durch das ATN-Planungsteam wurden die nachfolgend aufgeführten Baugruppen geplant, gefertigt und montiert:

- Abschirmplatte mit diversen Anschlagbolzen (fernbedient)
- Brenmmaschine für Vertikal- und Horizontalschnitte (fernbedient)
- Startlochbohrmaschine (fernbedient)
- Traversen inkl. Hebelaschen (fernbedient)
- Verpackungsstation (fernbedient)
- Hubeinrichtung (fernbedient)
- Reaktorgrubendeckel
- Sortierstation
- Sonstige Hilfsmittel (Abschirmwände etc.)

Ein ständiger Begleiter von Rückbauprojekten ist die Unterstellung einer Intervention. Hierbei werden diverse partielle Systemausfälle unterstellt, so dass es im Vorfeld für die unterschiedlichsten Vorgänge jeweils einen „Plan B“ geben muss. Es ist anzumerken, dass in diesem Projekt zu keinem Zeitpunkt eine Intervention erforderlich war.

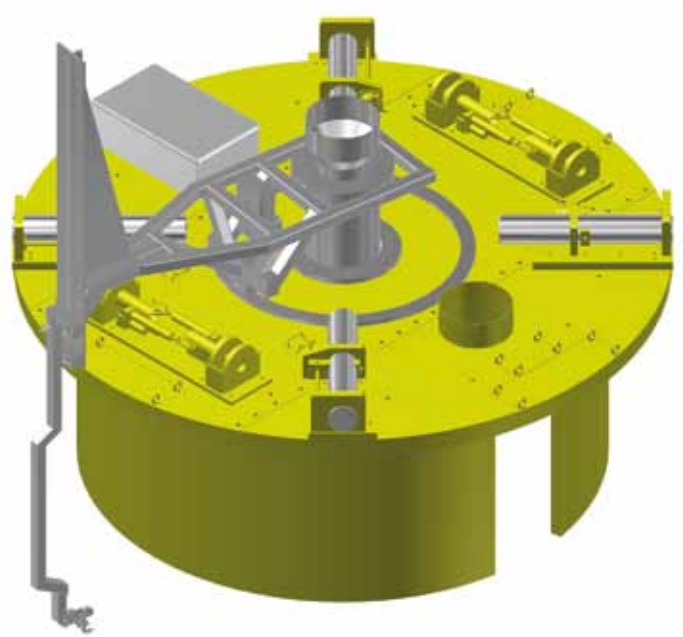
Im Rahmen des Projektes kamen diverse Trennverfahren zum Einsatz:

- Autogen-Brennschneiden (Propan-Sauerstoff)
- Plasma-Brennschneiden
- Abkreisen
- Bohren
- Fräsen
- Seilsägen
- Knabbern
- Trennschleifen



Getrennter RDB/Ober- und Unterteil
Top and bottom parts of the cut reactor pressure vessel

Durch eine Auftragsweiterung, die zusätzlich die Zerlegung des RDB-Deckels beinhaltet, wurden insgesamt 329 Mg Stahl inkl. sonstiger Nebeneinrichtungen demontiert. Unter Berücksichtigung aller zu entfernenden Materialien und Störkanten, wie z. B. Blei und Beton, summierte sich das Gesamtgewicht im Laufe des Projektes auf 358 Mg.



Abschirmplatte mit Brenmmaschine
Shielding plate with flame-cutting machine



Fernbedientes Anschlagen des Verpackungstückes mittels Greifer
Remote-controlled handling of cut piece for packaging

Eine Besonderheit im Rückbau von Kernkraftwerken ist, dass die meisten Maschinen, Vorrichtungen und Hilfsmittel, die speziell für diese Anwendungen, unter Berücksichtigung der entsprechenden Normen und Qualitätsanforderungen geplant und gefertigt wurden, nach vollendetem Einsatz verschrottet und entsorgt werden müssen. Dies ist mit deren Kontamination und der kraftwerksspezifischen Ausführung der Gewerke zu begründen.

Der Rückbau des RDB im KKW Stade wurde, gut zweieinhalb Jahre nach Auftragserteilung, zur vollen Zufriedenheit des Kunden termingerecht abgeschlossen.

In any dismantling project there is always the possibility of having to intervene at any time. These situations are assumed to involve partial system failures, which is why there always has to be a 'Plan B' for each stage of the project. Throughout this project there was no need to intervene in any of the activities.

The cutting processes used as part of this project included:

- Oxyacetylene cutting (propane/oxygen)
- Plasma cutting
- Orbital cutting
- Drilling
- Milling
- Wire sawing
- Nibbling
- Abrasive friction cutting

During the course of the project, the contract scope was extended to include cutting up the reactor vessel closure head (RVCH), which meant that a total of 329 Mg of steel incl. ancillary systems had to be dismantled. Together with the other materials and interfering edges to be removed (lead, concrete etc.) the total weight handled as part of the project added up to 358 Mg.



Fernbedienter Transport - Oberteil mit Traverse und Abschirmplatte
Remote-controlled transfer of top part with lifting beam and shielding plate



Ferngesteuertes Verpacken mit Hilfe der Verpackungsstation
Remote-controlled packaging at packaging station

What is special about dismantling nuclear power plants is that most of the machines, devices and aids have to be designed and built especially for these projects in accordance with the applicable standards and quality requirements and have to be scrapped and disposed of after their use because of contamination and their site-specific design.

Approx. two-and-a-half years after ordering, dismantling of the reactor pressure vessel at the Stade nuclear power plant was completed on schedule to the customer's perfect satisfaction.



Verpackungsstation
v. l.: Transport-, Verdeckelungs-
und Beladebereich

Packaging station
with transfer, sealing and
loading areas (from left to right)

Geschäftsbereich Apparatetechnik/Spezialarmaturen

Armaturen und Komponenten im Wasser-/Dampfkreislauf

Die fortschreitende Entwicklung in der Kraftwerkstechnik betrifft nicht ausschließlich den Neubau. Auch Bestandsanlagen unterliegen über ihre gesamte Laufzeit hinweg einem Optimierungsprozess. Eine Veränderung von Leistung, Temperatur oder Druck bleibt jedoch nicht ohne Folgen für Armaturen und Komponenten im Wasser-/Dampfkreislauf.

Viele der ursprünglich optimal ausgelegten Bauteile halten den aktuellen Einsatzbedingungen nicht mehr stand und reagieren mit erhöhtem Verschleiß. Ein Austausch kommt dann nur als vorübergehende Lösung in Frage. Damit ist das Problem jedoch nicht behoben. Hinzu kommen die Schwierigkeiten in der Ersatzteilbeschaffung, denn einzelne Bauteile aus dem Bereich der Nieder- und Hochdruckarmaturen sind selten als Ersatzteile eingelagert.

Um eine Selbsthemmung des Korrosionsvorganges in Kesselanlagen und Armaturen zu bewirken, wurde in den letzten Jahren in vielen Anlagen die Kombifahrweise eingeführt. Das Speisewasser muss bestimmte Anforderungen erfüllen, damit ein sicherer Betrieb dieser Anlagen gewährleistet ist. Bei der Konditionierung unterscheidet man, in Abhängigkeit von den eingesetzten Mitteln, im Wesentlichen drei Arten der Wasseraufbereitung:

1. Konditionierung mit Alkalisierungsmitteln (alkalische Fahrweise)

Betrieb mit Speisewasser und Kesselwasser, dessen pH-Wert durch Alkalisierungsmittel angehoben wird.

2. Konditionierung mit Oxidationsmitteln (neutrale Fahrweise)

Betrieb mit neutralem salzfreiem Speisewasser, dem als Oxidationsmittel Sauerstoff oder Wasserstoffperoxid zugegeben wird.

3. Konditionierung mit Alkalisierungs- und Oxidationsmitteln (Kombifahrweise)

In der Kombifahrweise erfolgt der Betrieb mit salzfreiem Speisewasser, dessen pH-Wert mit Ammoniak angehoben und dem zusätzlich Sauerstoff zugeführt wird.

Mit fallendem pH-Wert, steigendem O₂-Gehalt und zunehmender Durchflussgeschwindigkeit des Mediums zwischen Ventilsitz und Spindel, führen Korrosions- bzw. Erosionseffekte an Nickel- und Kobalt-legierten sowie plattierten Werkstoffen schon sehr kurzfristig zu starken Abnutzungen (Bild 1).

Daher sind Werkstoffe wie Stellite, 1.4057, X17CrNi16-2 (ungehärtet), 1.4571, X6CrNiMoTi17-12-2 (hartboriert), 1.4550, X6CrNiNb18-10 oder Alloy N6 für Spindeln oder Ventilsitze nicht geeignet.

Der EAS-Geschäftsbereich Apparatetechnik/Spezialarmaturen (ATS) ist auf kurzfristige Reparaturen und die Anfertigung von Komponenten spezialisiert. Selbst wenn alte Konstruktions- und Fertigungsunterlagen nicht mehr verfügbar sind, kann das Bauteil oder die komplette Armatur - auch ohne die Einbindung des OEM - neu vermessen, einem Retroengineering unterzogen oder neu ausgelegt werden.

Durch den Einsatz innovativer Werkstoffe wird eine deutliche Verbesserung der Verschleißseigenschaften und eine Verlängerung der Lebensdauer erzielt.



Fig. 1

Valves and components in water and steam piping

Advances in power plant engineering are not just limited to the new build sector. Existing facilities, too, are continually optimised throughout their life cycle. However, changes in capacity, temperature or pressure also tend to have an impact on valves and components in the water and steam piping.

Many of the components designed for the original operating conditions are unable to cope with the new conditions, which results in increased levels of wear. Replacing the component can then often only be a temporary solution which doesn't solve the root problem. Moreover, there are issues with spare parts procurement because parts needed for low and high-pressure valves are rarely kept in stock.

In recent years a number of power plants have introduced a combined mode of operation to promote corrosion inhibition inside boiler systems and valves. This means that the feed water has to meet certain requirements to allow safe plant operation. There are essentially three water treatment processes which differ by the type of agent used:

1. Treatment with alkalisng agents (alkaline mode of operation)

In this mode, the pH of the feed water and boiler water is increased by adding alkalisng agents.

2. Treatment with oxidants (neutral mode of operation)

For this mode the operator uses a neutral, demineralised feed water to which either oxygen or hydrogen peroxide is added as an oxidant.

3. Treatment with alkalisng agents and oxidants (combined mode of operation)

This mode of operation relies on demineralised feed water whose pH has been raised by adding ammonia and which is mixed with additional oxygen.

With decreasing pH values, rising O₂ levels and increasing flow velocities between the valve seat and the spindle, parts made of nickel and cobalt-based alloys and plated materials suffer corrosion

and erosion, resulting in severe wear within a short period of time (Fig. 1). For this reason, materials such as stellite, 1.4057, X17CrNi16-2 (unhardened), 1.4571, X6CrNiMoTi17-12-2 (hardened by boriding), 1.4550, X6CrNiNb18-10 and alloy N6 are unsuitable for valves, spindles and seats.

The Special Valves (ATS) group of the Process Equipment Division at EAS specialises in component repair and manufacture at short notice.

A damaged part or the whole valve can have its dimensions re-checked and then be retro-engineered or designed from scratch - without OEM involvement - even if the original design and fabrication drawings are no longer available.

The use of innovative materials allows significant improvements to wear characteristics and longer service lives. Where necessary, additional surface treatment can be applied or changes to the design of the entire component be made.

RN15X® steels

High temperatures, pressures and flow velocities make water and steam piping systems a very tough environment.

Components such as valve spindles and seats can today be made from a newly developed Cr-Mo-Nb-based tool steel. The high levels of chromium, carbon and niobium make it extremely resistant to corrosion, heat and wear and provide a high compressive strength (Fig. 2).

Subsequent hardening and tempering ensures minimum wear even where the component is exposed to high temperatures (Fig. 3).

Special Steel		DE - Brand: RN15X®					
		C	Cr	Mo	Nb		
Chemical composition: (Typical analysis in %)		1,40	15,00	2,00	4,50		
Steel properties:		Stainless martensitic alloy, very high resistance against abrasive and adhesive wear due to a high volume of hard carbides. Dimensionally stable, compressive strength, secondary hardenable and therefore suitable for nitriding or coating (CVD/PVD). Higher achievable hardness than AISI 420/420 ESR.					

Fig. 2

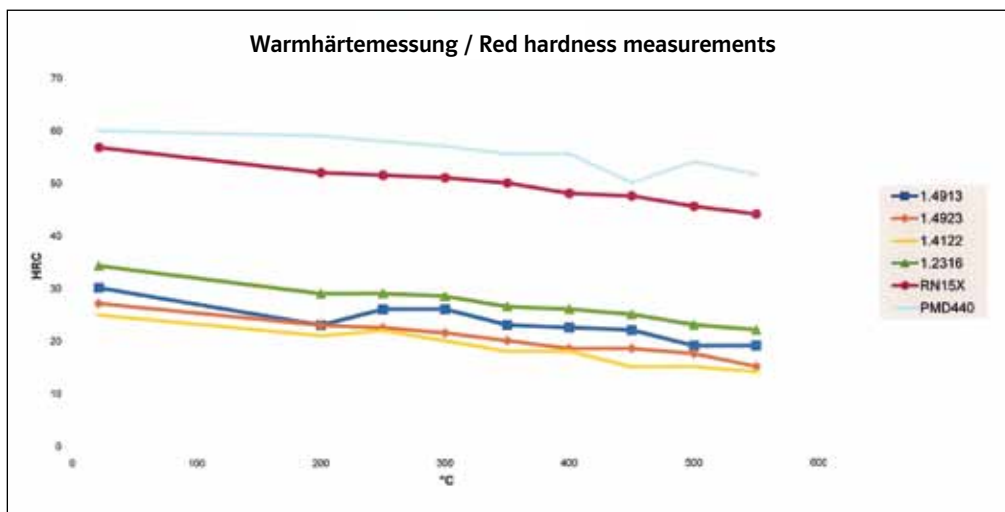


Fig. 3

Gegebenenfalls kann eine zusätzliche Oberflächenbehandlung oder aber eine konstruktive Veränderung des kompletten Bauteils vorgenommen werden.

Stahl mit der Bezeichnung RN15X®

Komponenten im Wasser-/Dampfkreislauf werden durch hohe Temperaturen, Drücke und Strömungsgeschwindigkeiten generell stark beansprucht.

Für die Neuanfertigung von Bauteilen, z. B. Spindeln und Ventilsitze, bietet sich hier ein neu entwickelter Cr-Mo-Nb legierter, hochwarmfester Werkzeugstahl an, der durch hohe Anteile an Chrom, Kohlenstoff und Niob äußerst korrosionsbeständig, warm- und verschleißfest ist und darüber hinaus über eine hohe Druckfestigkeit verfügt (Bild 2).

Durch nachträgliches Vergüten der Bauteile wird die Verschleißfestigkeit auch bei hohen Temperaturen gewährleistet (Bild 3).

PVD Beschichtung

Eine weitere Option, die Verschleißfestigkeit noch weiter zu steigern, ist die PVD Oberflächenbeschichtung. Der Schichtwerkstoff besteht aus Aluminiumtitannitrid (Mono- oder Multilayer) und wird mit einer Temperatur von ca. 450 °C aufgebracht. Die Beschichtung (2-4 µm) weist eine Mikrohärtigkeit von ca. 3.200 HV (Härte nach Vickers) auf (Bild 4).

Zum Vergleich: Ein Diamant besitzt 10.060 HV, gehärteter Stahl, zum Beispiel ein gutes Messer, ca. 800 HV.

Bei entsprechender Erstwärmebehandlung entstehen keine Maß- bzw. Formänderungen. Es wird eine hohe Härte und ein niedriger Reibungskoeffizient erreicht. Die Beschichtung von Bauteilen im Wasser-/Dampfkreislauf zur Vermeidung von abrasivem und adhäsivem Verschleiß führt zu einer deutlich höheren Lebensdauer und trägt damit zur Reduzierung von Stillstandszeiten bei.

Dieses bestätigen parallel gelaufene Test des VGB in Zusammenarbeit mit der MPA Stuttgart.

Der neue Stahl RN15X, zusammen mit einer Oberflächenbeschichtung nach dem PVD Verfahren, wurde bereits mehrfach an diversen Armaturenbauteilen wie Spindeln und Ventilsitzen in diversen Armaturentypen und unter verschiedensten Einsatzbedingungen getestet.

Die daraus gewonnenen Erkenntnisse sind beeindruckend. Die hohe Korrosionsbeständigkeit durch den Chromanteil und die PVD Beschichtung wie auch die Zunderbeständigkeit bis ca. 700 °C hat sich in vollem Umfang bestätigt.

Ein Verschleiß durch zu hohe (überkritische) Strömungsgeschwindigkeiten kann vernachlässigt werden und Abnutzungen durch falsch berechnete Druckabbaustufen bei Regelarmaturen, $\Delta p > 40$ bar (Kavitation) werden minimiert oder treten gar nicht mehr auf.

Schweißen und bearbeiten

Ventilsitze aus ungehärteten Chrom-/Nickellegierungen oder auch warmfeste Grundwerkstoffe, die im Sitzbereich mit Stellite gepanzert sind, zeigen aufgrund der Erosionskorrosion schon nach wenigen Einsatzstunden starke Beschädigungen (Bild 5).

In den Fällen, bei denen ein Ventilsitz in ein Gehäuse eingeschweißt werden muss, ergibt sich aus schweißtechnischer Sicht eine Vielzahl von Problemen.

- Hochlegierte Chrom-/Nickelstähle wie der Werkstoff 1.4122 oder 1.4057 lassen sich wegen des hohen Kohlenstoffanteils nur bedingt verschweißen.
- Gehärtete Ventilsitze lassen sich wegen der Rissbildung in dem Mischnahtgefüge sowie im Übergangsbereich zu härteren Werkstoff nicht verschweißen.
- Artgleiche, dem Werkstoff des Gehäuses angepasste Ventilsitzwerkstoffe müssen gegen Verschleiß mit Stellite gepanzert werden. Durch nachträgliches Spannungsfrei-Glühen werden die Grundhärten aus dem Ventilsitz genommen.
- Martensitische Chromstahlgehäuse wie die Werkstoffe 1.4922, 1.4903 etc. sind nur begrenzt oft schweißbar.

Als Lösung für die vorgenannten Probleme hat sich folgende Vorgehensweise herausgestellt:

Verschleiß-, korrosionsbeständige und härtbare Ventilsitzwerkstoffe wie 1.4122, 1.4057 oder auch RN15X erhalten in den Bereichen, in denen später einmal die Verbindungsschweißnaht zum Gehäuse liegt, eine großflächige Auftragsschweißung mit einem Nickelbasis-Werkstoff sowie eine nachfolgende Wärmebehandlung. Der spätere Ventilsitz wird vorgedreht, gehärtet und anschließend mit geeigneten Werkzeugen endbearbeitet. Je nach Werkstoff lassen sich Härten bis 63 ± 3 HRC (Härte nach Rockwell) erzielen.

Der Einsatz innovativer Werkstoffe und neuer Verfahren, kombiniert mit aktuellsten technischen Lösungen, hat sich bereits in diversen Projekten als zuverlässig und wirtschaftlich für den Betreiber gezeigt. Eine reduzierte Reparaturanfälligkeit und möglicherweise verbesserte Anlagenleistung führt langfristig zu Kosteneinsparungen und im Endeffekt zum Gewinn.

PVD coating

Another option for improving wear resistance is PVD surface coating. The coating material consists of aluminium titanium nitride (mono or multi-layer) which is applied at a temperature of around 450 °C. The coating (2-4 µm) has a micro hardness of about 3,200 HV (Vickers hardness) (Fig. 4). For comparison, a diamond has a hardness of 10,060 HV, hardened steel (e.g. a good knife) has a hardness of around 800 HV.

If properly heat-treated at the initial stage, the product has good dimensional stability, and a high hardness and low coefficient of friction can be achieved. Applying a coating to water and steam piping components to reduce abrasive and adhesive wear substantially increases the service life of these systems, which helps to reduce downtime. This has been confirmed by tests conducted by VGB in cooperation with MPA Stuttgart.

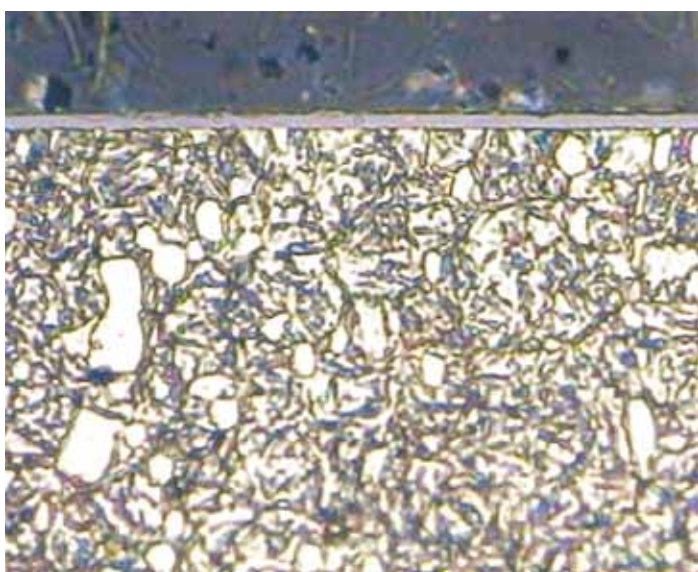


Fig. 4

The new RN15X steel has already been tested several times in combination with PVD surface hardening on various valve components including spindles and seats of different valve types and under a wide range of operating conditions.

The findings made in these tests are impressive. The high corrosion resistance which is due to the chromium content and the PVD coating, and the scaling resistance up to approx. 700 °C were fully confirmed. Wear caused by excessive (supra-critical) flow velocities is negligible, while wear due to incorrectly calculated pressure reductions at control valves with a Δp in excess of 40 bar (cavitation) is minimised or even fully prevented.

Welding and machining

Valve seats made from unhardened chromium-nickel alloys and heat-resistant base materials armoured with stellite in the seat area tend to show severe damage caused by erosion-corrosion after only a few hours (Fig. 5).



Fig. 5

In cases where a valve seat needs to be welded into a housing, there are a number of welding problems.

- High-alloy chrome-nickel steels such as the materials 14122 or 1.4057 are difficult to weld because of their high carbon content.
- Hardened valve seats cannot be welded because of fracturing in the mixed weld micro-structure and in the transition area to harder materials.
- Valve seat materials adapted to the material of the housing have to be armoured using stellite to prevent wear. Subsequent stress relieving takes the basic hardness back out of the valve seat.
- Housings made of martensitic chromium-based steels including materials such as 1.4922, 1.4903 etc. are often weldable only to a limited extent.

The following procedure has proven to be the solution to the above problems: Wear and corrosion-resistant valve seat materials that can be hardened, including 1.4122, 1.4057 and RN15X, have a nickel-based material applied by deposition welding in areas in where the connecting weld to the housing will be made. Deposition welding is followed by heat treatment.

The area that will be the valve seat is pre-machined, hardened and then undergoes final finishing with appropriate tools. Depending on the material, a hardness of up 63±3 HRC (Rockwell hardness) can be achieved.

The use of innovative materials and novel processes in combination with the latest technical solutions has already proven reliable and cost-effective for operators in a number of projects. Reduced susceptibility to wear and a potentially improved plant output will in the long run lead to cost savings and ultimately increase the operator's bottom line.

Geschäftsbereich Hydrotechnik

Dichtflächenbearbeitung von Kaplanlaufschaufeln im eingebauten Zustand

Eine kostengünstige Möglichkeit der Sanierung von Laufschaufel-Dichtflächen bietet der EAS-Geschäftsbereich Hydrotechnik den Betreibern von Kaplanturbinen

EAS-Hydrotechnik hat das exklusive Nutzungsrecht für ein Patent zur Reparatur von Laufschaufeldichtflächen im eingebauten Zustand. Hierdurch können, im Vergleich zur konventionellen Vorgehensweise, die durch die komplette Demontage der Maschine gekennzeichnet ist, große Einsparungen erzielt werden.

Ausgangssituation

Bewegliche Teile von Kaplanlaufrädern sind in der Regel in Öl gelagert. Eine einwandfreie Abdichtung gegen das Flusswasser ist zur Vermeidung von Verschmutzungen der Umwelt unbedingt erforderlich.

Korrosion und Abnutzung durch Flusswasserbestandteile und Schaufelbewegungen führen im Laufe der Zeit zu Schäden an den Dichtflächen mit dem Risiko von Ölleckagen.

(Bild 1 – Korrodierte Dichtfläche)

Der überwiegende Teil der älteren Kaplanlaufräder wurde aus Normalstahl gefertigt, der anfälliger für Korrosion und Abnutzung als Edelstahl ist.

Vorgehensweise bisher

Zur Reparatur der Dichtflächen musste das Laufrad in die Werkstatt eines Turbinenherstellers. Deshalb war eine komplette Demontage von Turbine, Welle und Generator erforderlich. Komponentenausbau und Remontage, Transporte und Werkstattbearbeitung waren arbeits-, zeit- und kostenintensiv.

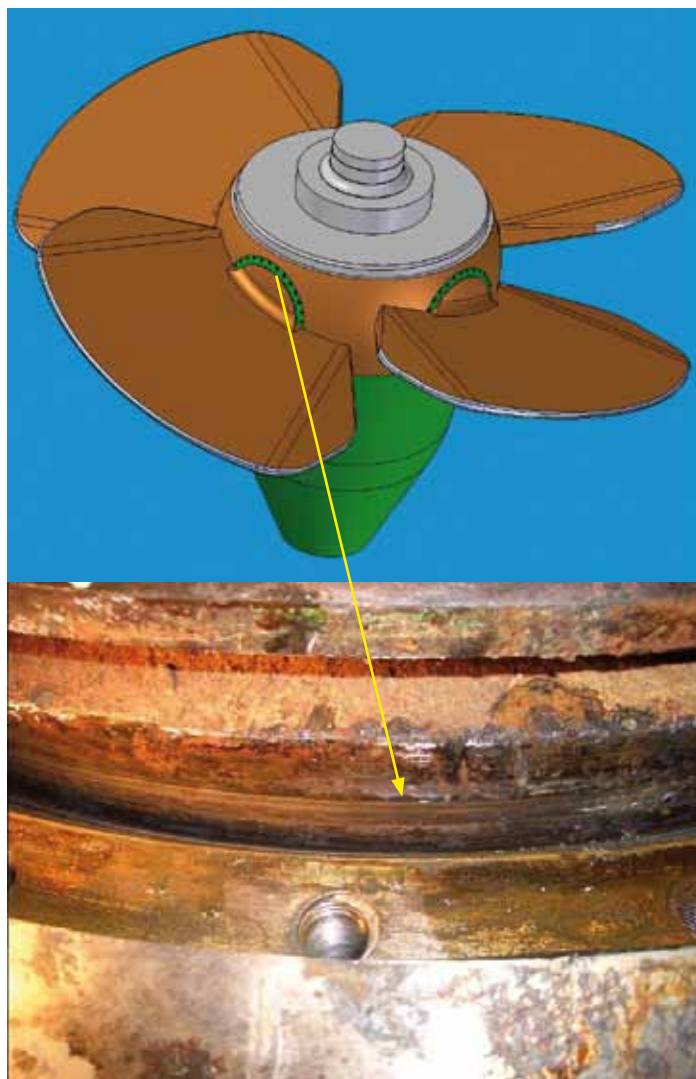


Fig. 1

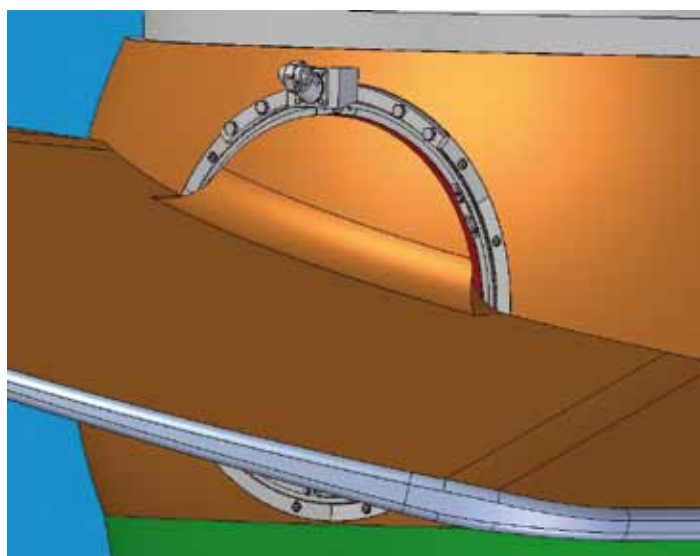


Fig. 2

Vorgehensweise Hydrotechnik

Das von EAS genutzte Patent kann bei Kaplanlaufrädern mit Flügelzapfen-Durchmessern ab etwa 600 mm angewendet werden.

Nach dem Ausbau der Flügeldichtung wird die speziell für den vorhandenen Dichtungsraum angefertigte Bearbeitungseinrichtung eingepasst. Diese besteht u. a. aus einem Metallring mit Zahnkranz und Werkzeughalter.

(Bild 2 – Bearbeitungsprinzip)

Der Metallring wird über den Zahnkranz von außen angetrieben, so dass der Drehmeißel die korrodierte Oberfläche abtragen kann. Dies geschieht über einen automatischen axialen Vorschub.

(Bild 3 – Details zum Bearbeitungsprinzip)

Die radiale Bearbeitung erfolgt in mehreren Teilschritten bis zur Herstellung der gewünschten Güte der Dichtfläche.

Anschließend werden neue Dichtungsbänder und Abdecksegmente eingebaut.

In-situ repair of Kaplan blade seal faces

The Hydro Technology Business Division of EAS offers Kaplan turbine operators an inexpensive repair method for blade seal faces.

Hydro Technology is the holder of an exclusive licence under a patent to repair seal faces of turbine blades. The method provides huge savings compared with conventional repair processes that require the turbine to be completely dismantled.

The situation

Moving parts of Kaplan runners usually have oil-lubricated bearings. A tight seal is critical to prevent contamination of the river water which would lead to serious environmental pollution.

Corrosion and wear caused by material entrained in the water as well as blade movements tend to damage the seal over time, resulting in the risk of oil leaks.

(Fig. 1 - Corroded seal face)

Most of the older Kaplan turbine runners are made of normal steel, which is more susceptible to corrosion and wear than stainless steel.

Repair procedure up to now

To repair the seal faces, the runners had to be shipped to the turbine manufacturer's workshop. This required the turbine, its shaft and the generator to be completely dismantled. Component removal and re-installation, transportation and repair at the workshop were very costly and time-consuming.

Hydro Technology procedure

The patent utilised by EAS can be used for Kaplan runners with blade trunnion diameters of about 600 mm or above.

After removal of the blade seal, the custom-built machining device, which has been made to fit the seal area, is moved into place. The device has a metal ring with a ring gear and a tool carrier (Fig. 2 - Machining principle). The metal ring is driven from outside via the gear, allowing the turning tool to remove the corroded surface. Axial advance is automatic (Fig. 3 - Machining principle details).

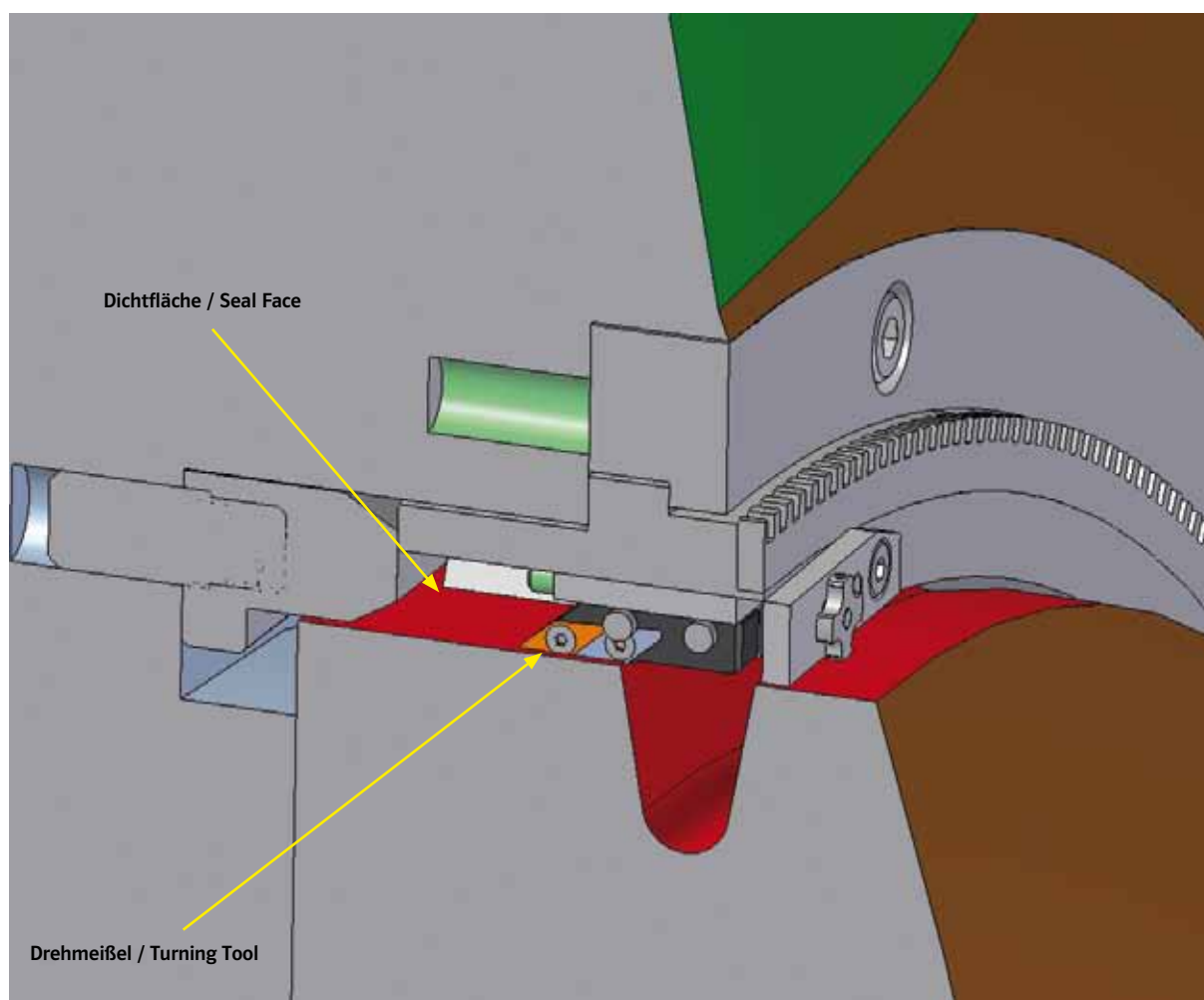


Fig. 3

Durch die erreichbare hohe Qualität der Dichtflächen kann von Standzeiten der Dichtungen zwischen 30 und 40 Jahren ausgegangen werden. Damit wird das Risiko von Ölleckagen sicher ausgeschlossen und den Anforderungen des Wasserhaushaltsgesetzes entsprochen.

Durch die Vermeidung der kompletten De- und Remontage des Maschinensatzes können signifikante Einsparungen erzielt werden.

Diese liegen bei entsprechender Maschinenleistung in der Größenordnung von etwa EUR 500.000. Die erheblich kürzeren Stillstandszeiten vermindern außerdem das Risiko von unplanmäßigen Erzeugungsverlusten.

Die neue Bearbeitungsmethode wurde schon mehrfach erfolgreich eingesetzt.

Referenzen (Stand 1. Juni 2011)

Betreiber	Kraftwerk	Turbinentyp	Leistung / Maschine	Zapfen-Durchmesser	Ausführung	Anzahl
E.ON	Ingolstadt	Kaplan	ca. 9 MW	700 mm	2008 / 2009	3
RWE	Lehmen	Rohrturbine	ca. 5 MW	650 mm	2008	1
E.ON	Bergheim	Kaplan	ca. 9 MW	700 mm	2009 / 2010	3
RWE	Müden	Rohrturbine	ca. 4 MW	650 mm	2009 - 2011	3
E.ON	Bertoldsheim	Kaplan	ca. 9 MW	700 mm	2011	1

Radial machining is carried out in several steps until the seal face has the desired quality. After machining, new sealing strips and cover segments are installed.

Given the high seal face quality achieved, the seals can be expected to have a life time of 30 to 40 years. Oil leakages can be safely prevented and compliance with the German Water Resources Act ensured.

Avoiding the dismantling and rebuilding of the whole runner assembly allows significant savings which, depending on the turbine size, can be as high as EUR 500,000. Moreover, the much shorter downtimes also avoid the risk of unscheduled generation losses.

The new machining method has already been used successfully on a number of occasions.

References (last revised 1 June 2011)

Operator	Power plant	Turbine type	Capacity	Trunnion diameter	Year	Number
E.ON	Ingolstadt	Kaplan turbine	approx. 9 MW	700 mm	2008/2009	3
RWE	Lehmen	Bulb turbine	approx. 5 MW	650 mm	2008	1
E.ON	Bergheim	Kaplan turbine	approx. 9 MW	700 mm	2009/2010	3
RWE	Müden	Bulb turbine	approx. 4 MW	650 mm	2009 - 2011	3
E.ON	Bertoldsheim	Kaplan turbine	approx. 9 MW	700 mm	2011	1

RWE Power

Neuberohrung des Turbinenkondensators

Der Kondensator im Kraftwerk Gersteinwerk, Block K, besteht aus vier Fluten mit je 10.428 Messingrohren mit einem Durchmesser von 23 mm, einer Wandstärke von 1 mm und einer Länge von 10,2 m. In einer dieser Kondensatorfluten sollten die Rohre komplett und in den drei weiteren überprüft und bei Bedarf ausgetauscht werden. Den Auftrag dazu erhielt der EAS-Geschäftsbereich Apparatetechnik/Apparate und Behälter.

Der Auftrag beinhaltete folgende Leistungen:

- Entfernen der Plastacor-Beschichtungen (Epoxidharz-Korrosionsschutz) an den Rohrböden der ersten generatorseitigen Flut mittels Wasserstrahl-Höchstdruck
- Demontage der alten und Montage der neuen Rohre
- Aufbringen der neuen Beschichtungen nach der Neuberohrung
- Reinigen von ca. 31.000 Rohren und den jeweiligen Wasserkammern in den übrigen drei Fluten mittels Hochdruck-Wasserstrahl
- Wirbelstromprüfung an ca. 31.000 Rohren
- Austausch von weiteren 4.000 Rohren entsprechend den Wirbelstrombefunden
- Planung und Organisation des Gesamtprojektes.

Projekttablauf

Vor dem Entrohren der komplett neu zu bestückenden Kondensatorflut musste zunächst die ca. 4 bis 6 mm starke Plastacor-Beschichtung mit einem Wasser-Höchstdruck von rd. 2.000 bar entfernt werden. Dazu beauftragte der EAS-Geschäftsbereich Apparatetechnik/Apparate und Behälter (ATB) ein auf diese Leistungen spezialisiertes Unternehmen. Anschließend konnte ATB die 3,3 x 5,8 Meter großen Wasserkammern aufschrauben, aufklappen und mit dem Ausbau der Alt-Berohrung beginnen.

Demontage der Alt-Berohrung

Auf der hinteren Seite des Kondensators wurden die Rohre mit speziellen Rohr-Innenschneidern hinter dem 40 mm dicken Rohrboden abgetrennt.

Die im Rohrboden eingewalzten Rohrstummel wurden mit hydraulischen Spreizbacken-Rohrausziehgeräten herausgezogen (Bild 1). Das Herausziehen eines einzelnen Rohres erfordert eine Zugkraft von bis zu elf Tonnen und ist daher mit einem hohen Bedarf an speziellen Verschleißteilen der EAS-eigenen Rohrausziehgeräte verbunden.

Auf der vorderen Seite des Kondensators wurden die Rohre (Restlänge ca. 10,1 m), ebenfalls mit Hydraulik-Rohrausziehanlagen, etwa 160 mm aus den Einwalmungen gezogen (Bild 2). Danach konnten die Rohre, mit einem von ATB speziell hierfür angefertigten „Knickblech“ und dem Einsatz eines Gabelstaplers, aus dem Kondensator gezogen werden. Jeweils bis zu zehn Rohre wurden dabei gleichzeitig durch die Rohrbodenbohrungen aus dem Dampfraum gezogen (Bild 3).

Die alten Rohre wurden dann mit Trennscheiben zur besseren Handhabung halbiert und, mit einem ebenfalls durch ATB speziell angefertigten Transportwagen, in den bereitgestellten Schrottcontainer verbracht.

Montage der neuen Messingrohre

Zur Vorbereitung für die Neu-Berohrung mussten rd. 21.000 Bohrungen im Rohrboden mit Rohrbürsten und Bohrmaschinen sowie der Dampfraum des Kondensators gereinigt werden.

Die neuen Rohre wurden mit Transportwagen zum Kondensator befördert und einzeln von Hand eingeschoben. Im oberen Bereich des Kondensators geschah dies über eine Hebebühne oder aber einen Laufsteg, der kurzfristig durch einen von ATB eingesetzten Gerüstbauer realisiert wurde (Bild 4).



Fig. 1

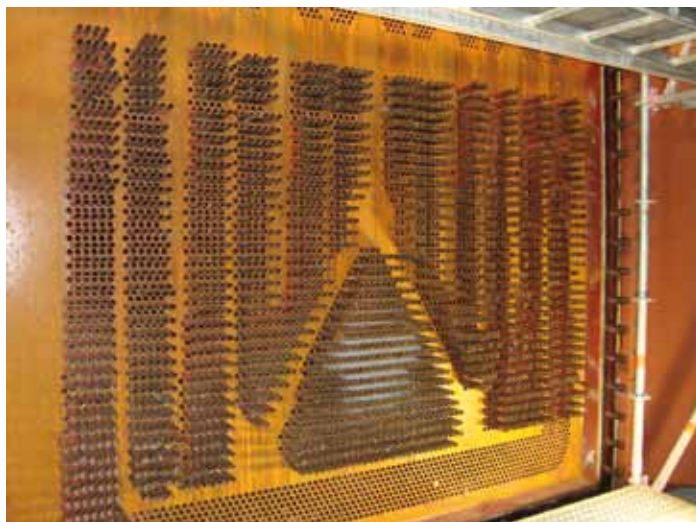


Fig. 2

RWE Power

New tubes for turbine condenser

The condenser of unit K at the Gersteinwerk power plant has four flow channels each fitted with 10,428 brass tubes with a diameter of 23 mm, a wall thickness of 1 mm and a length of 10.2 m. All of the tubes of one of these channels had to be replaced, while the other three underwent inspection and subsequent replacement where required. The contract was awarded to the Process Equipment and Vessels (ATB) group of the EAS Process Equipment Division.

The scope of services included:

- Removal of the Plastacor coating (epoxy corrosion protection) on the tube bends of the first channel on the generator side using an ultra-high-pressure water jet
- Removal of the old and installation of the new tubes
- Applying new coating after tube installation
- Cleaning approx. 31,000 tubes and the respective water chambers in the other three flow channels using high-pressure water
- Performing eddy current tests on some 31,000 tubes
- Replacing another 4,000 tubes as per the results of the eddy current tests.
- Planning and organising entire project

Work sequence

Prior to removal of the tubes from the flow channel to be completely rebuilt, the 4-6 mm Plastacor coating had to be removed using water at a pressure of approx. 2,000 bar. For this work, the Process Equipment and Vessels (ATB) team hired a specialist contractor. After the coating had been removed, ATB were able to undo the bolts on the 3.3 x 5.8 water chambers, open the chambers and start pulling out the old tubes.

Tube removal

On the rear side of the condenser, special internal tube cutters were used to cut off the tubes behind the 40 mm tube sheet.

The tube ends rolled into the tube sheet were pulled out using hydraulic expanding jaw devices (Fig. 1). Pulling a single tube requires a force of up to 11 tonnes, which always places a heavy demand on the company's purpose-built tube pulling equipment with its special wear parts.

On the front side of the condenser, the tubes - which had a residual length of some 10.1 m - were pulled out by about 160 mm from where they had been rolled into the tube sheet (Fig. 2). This was again done using the hydraulic devices. In a next step, ATB then pulled the tubes right out of the condenser using a custom-made "kink plate" and a forklift truck. This way, up to 10 tubes were pulled from the steam chamber through the tube sheet at a time (Fig. 3).

The old tubes were cut into smaller sections for easier handling and then transferred into a scrap metal container using a purpose-built trolley.

Installation of the new brass tubes

In preparation for the new tubes, the some 21,000 holes in the tube sheet had to be cleaned using drills with special tube brushes. The steam chamber was also cleaned.

The new tubes were transferred to the condenser using the trolley and then inserted manually one by one. For the upper part of the condenser, this was done from a lifting platform or scaffold installed at short notice by a scaffolding contractor retained by ATB (Fig. 4).



Fig. 3



Fig. 4

Anschließend wurden die Rohre mit Einwalzkontrollern in den Rohrboden eingewalzt. Das bewirkt, dass die Messingrohre mechanisch an die Bohrungen im Rohrboden angedrückt und bleibend verformt werden (Bild 5). Die Verbindungen von Rohren und Rohrboden sind mit diesem Verfahren absolut dicht und es kann im Anlagenbetrieb kein Kühlwasser aus den Kondensatorrohren in den Dampfkreislauf des Kraftwerks eindringen.

Die Rohre hatten nach dem Einwalzen in den Rohrboden einen Überstand von ca. 2,5 mm. Dieser Überstand wurde aufgetulpt. Das ist erforderlich für die spätere Beschichtung des Rohrbodens mit einem Korrosionsschutz aus Epoxidharz. Die Neubeschichtung nahm ebenfalls ein spezialisiertes Unternehmen im Auftrag von ATB vor (Bild 6).



Fig. 5

Kontrolle und Austausch

In den übrigen drei Kondensatorfluten wurden alle Rohre mittels Wirbelstromprüfung auf ihren Zustand hin überprüft (Bilder 7 und 8). Dabei konnte festgestellt werden, inwieweit die Rohre für den weiteren Betrieb geeignet sind.

Nach der Befundung tauschte ATB in zwei Kondensatorfluten weitere 4.000 Rohre nach dem vorab beschriebenen Verfahren aus. Anschließend erfolgte auch hier eine Plastacor-Beschichtung. Dann konnten die großen Wasserkammern wieder verschraubt werden.

Der EAS-Geschäftsbereich Apparatetechnik/Apparate und Behälter (ATB) hat seit dem vergangenen Jahr bereits zehn Kondensatoren in diversen Kraftwerken komplett oder teilweise neu berohrt und ist mit allen erforderlichen Spezialgeräten ausgerüstet.



Fig. 6

Die Abwicklung des Projekts durch EAS wurde termingerecht und in gewohnt professioneller Weise zu unserer vollsten Zufriedenheit durchgeführt.

*Dr. Christoph Engel
RWE Power Aktiengesellschaft
Kraftwerk Gersteinwerk
Werne*

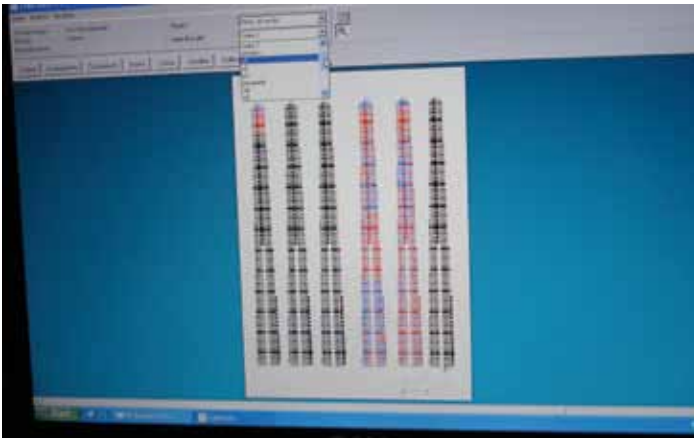


Fig. 7

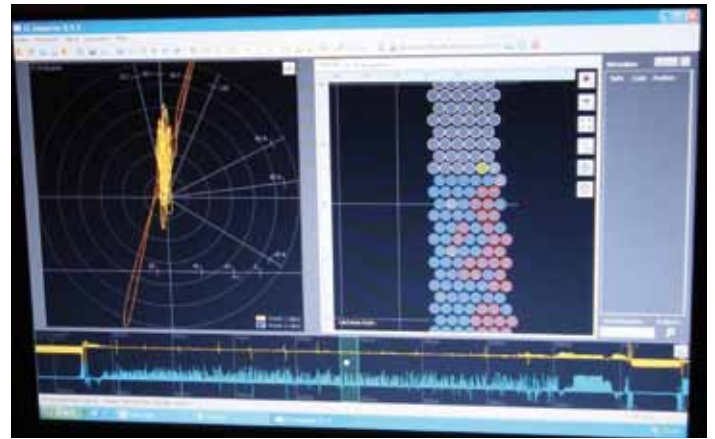


Fig. 8

Next, the brass tubes were rolled into the tube sheet using special rolling-in machines (Fig. 5) to secure them in place by permanent deformation and ensure a tight seal between the tubes and the inside of the holes in the tube sheet. This way cooling water is prevented from escaping into the steam system during plant operation.

After the tubes had been rolled in, they protruded by approx. 2.5 mm from the tube sheet. These ends were flared to allow coating of the tube sheet with an epoxy for corrosion protection. For the coating work ATB again commissioned a specialist contractor (Fig. 6).

Inspection and replacement

The other three condenser channels were all checked by eddy current testing (Figs. 7 and 8) to see if the tubes were still suitable for further operation.

Based on the results of these tests, ATB replaced another 4,000 tubes in two of the condenser channels using the procedure described above, including Plastocor coating. After coating, the large water chambers were closed and bolted.

Since last year EAS/ATB has replaced either part or all of the tubes of ten condensers at different power plants. The company has all the tools and equipment needed for these critical projects.

EAS completed the project on time and in the usual professional manner to our full and entire satisfaction.

*Dr. Christoph Engel
RWE Power Aktiengesellschaft
Kraftwerk Gersteinwerk
Werne*

Kraftwerke Mainz-Wiesbaden

Generatorrevision Kraftwerk 3

Die langjährige bewährte Zusammenarbeit zwischen der Kraftwerke Mainz-Wiesbaden AG und E.ON Anlagenservice setzt sich fort. In diesem Jahr erhielt der EAS-Geschäftsbereich Maschinentechnik/Elektrische Maschinen und Generatoren den Auftrag für die Generatorrevision im Kraftwerk 3.

Der Kraftwerkspark der Kraftwerke Mainz-Wiesbaden AG (KMW) besteht aus einem Gas-Kombi-, einem GuD- und einem Müllheizkraftwerk. Mit der Erzeugung, Bereitstellung und Verteilung von Energie leistet die KMW AG einen bedeutenden Beitrag zur Versorgungssicherheit der Region.

Kraftwerk 3

Die 2001 in Betrieb genommene GuD-Anlage (Gas-und-Dampf-Kombikraftwerk) mit einer installierten Leistung von 406 MW und einem Netto-Wirkungsgrad von 58,4 % gehört weltweit zu den modernsten Anlagen dieser Art.

Der Wasserstoff-gekühlte Turbogenerator (THRI 108/44) mit einer Scheinleistung von 331 MVA und einer Wirkleistung von 265 MW steht auf einem erhöhten Fundament. Der Mittelpunkt der Läuferwelle befindet sich auf einer Höhe von ca. vier Metern über dem Hallenboden.



Fig. 1

SIEMENS		
Generator	M127875	1999
THRI 108/44	50 s ⁻¹	right
3~	YY	U ₁ V ₁ W ₁
15750V ± 5%	12134 A	S1
331 000 kVA	cos φ = 0,8	
Stat. Erreger	335 V	2801 A
Isolierstoffklasse: F	IM 1105	IP 64
H ₂ -Kühlung: Pe = 3 bar	Kaltgastemp.: 25°C	
Transportgewicht Ständer: 222 Mg	VDE 0530 / IEC34	
Transportgewicht Läufer: 44,3 Mg		

Revision 2011

Anfang Mai nahm der EAS-Geschäftsbereich Maschinentechnik (MTE) die Revisionsarbeiten auf. Durch die Lage des Generators war schon das Ziehen des Läufers mit erheblichem Aufwand verbunden.

Zunächst musste die gesamte Erregerinrichtung sowie die Arbeitsplattform demontiert und mit einem Teleskopkran vom Fundament gehoben werden.

Um den Läufer aus dem Stator ziehen zu können, wurde eine eigens dafür konstruierte Ausfahrbühne aufgebaut (Bilder 1 und 2). Das Gerüst musste bis vor das Maschinenhaus gebaut werden, da hier kein Kran zur Verfügung stand, der in der Lage war, den 44,3 Tonnen schweren Läufer zu heben.



Fig. 2

Schon diese gesamte Organisation im Vorfeld der eigentlichen Revision verlief termingerecht. Wie geplant, wurde der Läufer am Freitag, den 13. Mai mit einem 400-Tonnen-Teleskopkran auf das Transportgestell verladen (Bilder 3 und 4) und in das Reparaturwerk eines EAS-Kooperationspartners transportiert, der über die erforderliche Ausrüstung (z. B. Wuchtbunker) für derartige Revisionsarbeiten verfügt.

Dort wurden die Läuferkappen abgeschumpft und der Wickelkopf sowie der Schrumpfsitz befundet (Bild 5).

Kraftwerke Mainz-Wiesbaden

Generator overhaul at power plant 3

Kraftwerke Mainz-Wiesbaden AG and E.ON Anlagenservice are continuing their long-standing close cooperation. This year, the Electrical Machines and Generators group of the Mechanical Engineering Division was awarded a contract for the overhaul of the generator at power plant 3.

The fleet operated by Kraftwerke Mainz-Wiesbaden AG (KMW) includes a gas-fired power plant, a combined cycle gas turbine (CCGT) plant and a waste incineration plant. By generating, providing and distributing energy, KMW is making an important contribution to security of supply in the region.

Power plant 3

The combined cycle power plant (CCGT) commissioned in 2001 has an installed capacity of 406 MW and a net efficiency of 58.4 %, making it one of the most modern plants of its kind worldwide.

The hydrogen-cooled turbogenerator (THRI 108/44) with an apparent power of 331 MVA and an effective power of 265 MW rests on a raised foundation.

The centre of the rotor shaft is about 4 meters above the shop floor.

2011 overhaul

The Mechanical Engineering Division (MTE) of EAS began their work in May. With the generator positioned so high up, removing the rotor involved considerable effort.

First, the whole excitation system and the working platform had to be dismantled and lifted from the foundation using a telescopic crane.

To be able to pull the rotor from the stator, a purpose-built removal platform was installed (Figures 1 and 2). It had to be built right up to and into the building because there was no crane capable of lifting the 44.3 tonne rotor.



Fig. 4

All of these preparations in the run-up to the overhaul itself went according to schedule. As planned, the rotor was transferred onto the transportation skid on 13 May using a 400 tonne telescopic crane (Figures 3 and 4) and shipped to the repair workshop of a partner company that has the necessary equipment and facilities (balancing bunker, etc.) for these kind of inspections.

At the workshop, the caps were shrunk off the rotor, and the winding end and the shrink fit inspected (Fig. 5).

In the meantime, another EAS team continued the overhaul work on site.

During the as-is inspection of the stator, the contact patterns of the end shield bearings and labyrinth ring retainers were accidentally touched, which meant that the contact surfaces of the bearings and labyrinth rings had to be completely reworked.



Fig. 3

Ein weiteres Team von EAS setzte im Kraftwerk 3 am Standort Mainz die Arbeit fort.

Bei der Befundaufnahme des Stators wurden die Tragbilder von Schildlagern und Kammringhaltern tuschiert. Die Auflageflächen der Schildlager und Kammringe mussten komplett überarbeitet werden.

Die visuelle Befundaufnahme des Wickelkopfes ergab leichte Öl-Verschmutzungen. Eine Teilentladungsmessung bestätigte den Verdacht: Es zeigten sich erhöhte Oberflächen-Teilentladungen (Bild 6). Daraufhin wurde der Wickelkopf gesäubert und die inneren Kammringhalter durch zusätzliche Bohrungen modifiziert, um das Eindringen von Öl in den Generator zu vermeiden.

Rücktransport

Der Läufer wurde nach Remontage der Kappen gewuchtet und anschließend zurück zum Kraftwerk transportiert.

Mit der Ankunft des Läufers in Mainz begann die Remontage des Induktors in umgekehrter Reihenfolge. Über das Ausfahrgerüst wurde der Läufer wieder eingefahren, die komplette Erregereinrichtung per Teleskopkran auf das Fundament aufgesetzt und die erforderlichen Anschlussarbeiten vorgenommen.

Inbetriebnahme

Nach erfolgter Inbetriebnahme lag das Laufverhalten des Turbogenerators in Zone A!

Die gesamte Revision wurde innerhalb des vereinbarten Zeitrahmens abgeschlossen und endete mit der Abgabe der Dokumentation.



Fig. 5

Die ausgesprochen gute Zusammenarbeit aller Projektbeteiligten - Kraftwerke Mainz Wiesbaden AG/Kraftwerksinstandhaltungs GmbH, Siemens Gasturbinenwerk Berlin und E.ON Anlagenservice/ Geschäftsbereich Maschinentechnik - hat wesentlich zu einer erfolgreichen und reibungslosen Durchführung der Revision beigetragen.

Vielen Dank an das Team vom E.ON Anlagenservice für die kooperative und angenehme Zusammenarbeit, professionelle Vorbereitung, Durchführung der Revision und erfolgreiche Inbetriebnahme unserer Generatorenanlage.

*Jens Voigt
Kraftwerke Mainz Wiesbaden AG*

The visual inspection of the end winding showed slight oil contamination. A partial discharge test confirmed the suspicion: increased surface discharge (Fig. 6). The end winding was therefore cleaned and the inside labyrinth ring retainers modified by providing additional holes to prevent the ingress of oil into the generator.

Shipment back to site

After reinstallation of the caps, the rotor was balanced and then shipped back to site.

Arrival at the power plant marked the start of the reassembly of the inductor in the opposite sequence. Using the purpose-built platform, the rotor was reinstalled and the entire excitation system then placed onto the foundation using the telescopic crane and then reconnected.

Commissioning

Following commissioning, the turbogenerator's running behaviour was shown to be in zone A.

The whole overhaul was completed within the agreed timescale and ended with the handover of the documentation.

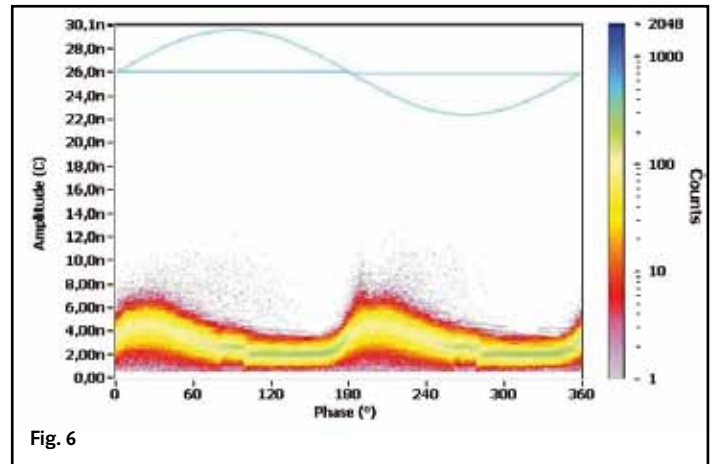


Fig. 6

Excellent collaboration between all sides involved in the project, i.e. Kraftwerk Mainz Wiesbaden AG/Kraftwerksinstandhaltungs GmbH, Siemens Gasturbinenwerk Berlin and E.ON Anlagenservice/ Mechanical Engineering Division – was key to the successful and smooth delivery of the project.

Many thanks to the EAS team for the excellent and pleasant cooperation, the professional preparation and execution of the overhaul and the successful restart of our generator plant.

*Jens Voigt
Kraftwerke Mainz Wiesbaden AG*

Schwingungsdiagnostik

Schwingungsniveau als Parameter der Zustandsüberwachung

Die Steigerung der Stromerzeugungsleistung von Turbogeneratoren ist im heutigen wettbewerbsintensiven Erzeugungsmarkt von wachsender Bedeutung. Erreichbar ist dies u. a. durch eine Umrüstung der Anlage auf modernste Beschaukelungstechnik und/oder die Verlängerung der jeweiligen Maschinenlaufzeit zwischen zwei Wartungsintervallen.

Von vorbeugender auf zustandsorientierte Wartung bzw. Instandhaltung umzusteigen, kann sich als wirksames Mittel zur Erhaltung der Betriebsfähigkeit der Anlage erweisen und gleichzeitig erhebliche finanzielle Mittel einsparen.

Um diese Strategie umsetzen zu können, muss man den Zustand der Anlage jedoch kostengünstig und ohne größere Eingriffe ermitteln können. Hierzu bieten sich mehrere Möglichkeiten an. Die Schwingungsanalyse ist für Anlagen mit rotierenden Maschinen allerdings mit am besten geeignet.

Schwingungsüberwachung

Je nachdem, welche Einrichtungen zur Diagnostik erforderlich sind, gibt es bei der Schwingungsüberwachung im Wesentlichen zwei Philosophien.

Philosophie Nr. 1 besteht in der Überwachung des Gesamtniveaus. Hierbei handelt es sich um eine Messung, die in Stationsleitwarten eher als üblicher Mindeststandard vorgesehen ist und von einem Diagrammschreiber aufgezeichnet wird.

Philosophie Nr. 2 besteht in der Überwachung der Einzelkomponenten und Phasen, die das Gesamtschwingungsniveau ausmachen, also quasi der "Entschlüsselung" des Gesamtniveaus (vgl. Abbildung 1).

Jede sich wiederholende und kontinuierliche Wellenform lässt sich in eine Reihe von Sinuswellen zerlegen, die ihre jeweils ganz eigene Amplitude, Frequenz und Phase aufweisen. Diesen individuellen Komponenten lassen sich aussagekräftige Zustandsinformationen entnehmen.

Die „Beran PlantProtech™“-Schwingungsüberwachungseinrichtungen bieten genau diese Möglichkeit der Entschlüsselung und Zerlegung des Gesamtsignals in seine jeweiligen Teilkomponenten. Von jeder Maschineneinheit werden diese Teilkomponenten hierbei in regelmäßigen Abständen erfasst und gespeichert, neben Gleichstromsignalen wie MW, Blindleistung (MVARs), Temperaturen, Drücken, usw.

Zur korrekten Bestimmung des Maschinenzustands sind die Gleichstromsignale hierbei von entscheidender Bedeutung, da das Schwingungsniveau häufig mit einem Prozessparameter zusammenhängt.

So ändert sich das Schwingungsniveau beispielsweise völlig legitim bei einer Laständerung, kann aber auch mit einer Temperatur oder einer Sockelausdehnung in Zusammenhang gebracht werden. Die gleichzeitige Verfügbarkeit von Schwingungs- und Prozessparametern in kleinteiligen Zeit- oder Drehzahlschritten stellt hierbei sicher, dass eine sinnvolle Korrelation hergestellt werden kann.

Häufige Schwingungsursachen

In der nachstehenden Tabelle (Abbildung 2) sind einige typische Schwingungsursachen aufgeführt. Es ist zu erkennen, dass sich ein Großteil der Zustandsinformationen hierbei aus den entschlüsselten Signalkomponenten des Gesamtschwingungsniveaus ableiten lässt.

Frequenz	Mögliche Ursache
U/min x 1	Unwucht
U/min x 1	Anstreifen der Schaufeln/Abrieb - Phasenänderung möglich je nach Art des Anstreifens/Abriebs
RPM x 1	Rotorkrümmung
RPM x 2	Lockere Verbindung, ungenaue Ausrichtung (Versatz)
RPM x 2	Wellenriss (wird meist bei Betrieb mit variabler Drehzahl festgestellt)
RPM x Anzahl Zähne	Zahnradverschleiß/Getriebschaden
RPM x 30-50%	"Oil Whirl" (selbsterregte Schwingungen), d. h. leicht belastete Lager

Fig. 2

Wie bereits angemerkt ist es für diagnostische Zwecke wichtig, Schwingungsniveaus zusammen mit anderen Prozessparametern sowie ggf. auch sonstigen Schwingungsparametern zu berücksichtigen. So ist zum Beispiel eine Änderung des Drehzahl-niveaus X1 zusammen mit einer Phasenänderung und einem Temperaturanstieg im Bereich des Lagergehäuses wahrscheinlich auf Lagerabrieb zurückzuführen.

Bei Auftreten einer Störung ist es daher besonders wichtig, dass Schwingungs- und Prozessparameter im Vorfeld der Störung in zeitlich kleinteiligen Schritten erfasst wurden. Moderne Diagnostiksysteme speichern automatisch die Daten aus der Stunde vor dem Auftreten einer Störung. Die Erfassung und kontinuierliche Aktualisierung der Daten erfolgt hierbei alle zehn Sekunden, wobei der in der Stunde zuvor erfasste Datensatz bei Erfassen eines neuen Satzes jeweils verworfen wird.

Die Datei wird jedoch normalerweise erst gespeichert, wenn tatsächlich eine Störung auftritt. So liegen dem Fachingenieur sofort alle Informationen vor, die zu der betreffenden Betriebsstörung geführt haben, was für die Ursachenforschung und Fehlerbehebung von unschätzbarem Wert ist.

Vibration as a condition monitoring parameter

Generating more power from turbo-alternators is of increasing importance in today's competitive generation market. Some of the ways this can be achieved are by plant modifications such as latest blading techniques, etc., and/or enabling each unit to generate for longer periods between maintenance.

Plant maintenance based on need, rather than preventative maintenance can prove effective at keeping the plant operational, whilst saving significant sums of money. In order to adopt this strategy, it is necessary to be able to determine the condition of the plant in a cost-effective and non-invasive manner. There are a number of ways of doing this, but one of the most effective for rotating plant is vibration analysis.

Vibration Monitoring

Vibration monitoring can be carried out using two main philosophies, depending upon the degree of diagnostic facilities required.

The first is monitoring of overall level, which tends to be a measurement normally monitored as a minimum in Station control rooms via a chart recorder.

The second is monitoring the individual components and phase that make up the overall level, i.e. "decoding" the overall level (see Figure 1)

Any repetitive and continuous waveform can be broken down into a number of sine waves, each uniquely defined by its amplitude, frequency and phase. It is from these individual components, that significant condition information can be extracted.

Beran PlantProtech™ vibration monitoring equipment provides the facility to decode the overall signal into the component parts. These component parts are periodically acquired and stored, along with DC signals such as MW, MVARs, temperatures, pressures, etc., from each machine.

The DC signals are vital if the machine condition is to be correctly established as, often, a vibration level is linked to a process parameter. For example, vibration will legitimately change with load, or can

be related to a temperature or a pedestal expansion. Having the vibration and process parameters simultaneously available in time or RPM increments, ensures that meaningful correlation can occur.

Common Causes of Vibration

The table in Figure 2 below details some common causes of vibration. As can be seen, a significant amount of condition information can be established from the decoded components of the overall vibration signal.

Frequency	Possible Causee
RPM x 1	Imbalance
RPM x 1	Rubbing - phase change possible dependant on type of rub
RPM x 1	Rotor bend
RPM x 2	Looseness, Misalignment
RPM x 2	Shaft crack - predominantly detected during variable speed conditions
RPM x Teeth	Worn/Damaged Gears
RPM x 30-50%	Oil Whirl i.e. lightly loaded bearings

Fig. 2

As previously stated, for diagnostic purposes it is important to consider vibration levels along with other process parameters, and in some cases, other vibration parameters.

For example, a change in the RPM X 1 level, with a phase change and temperature increase on the bearing house, is likely to be due to a rubbing in that bearing.

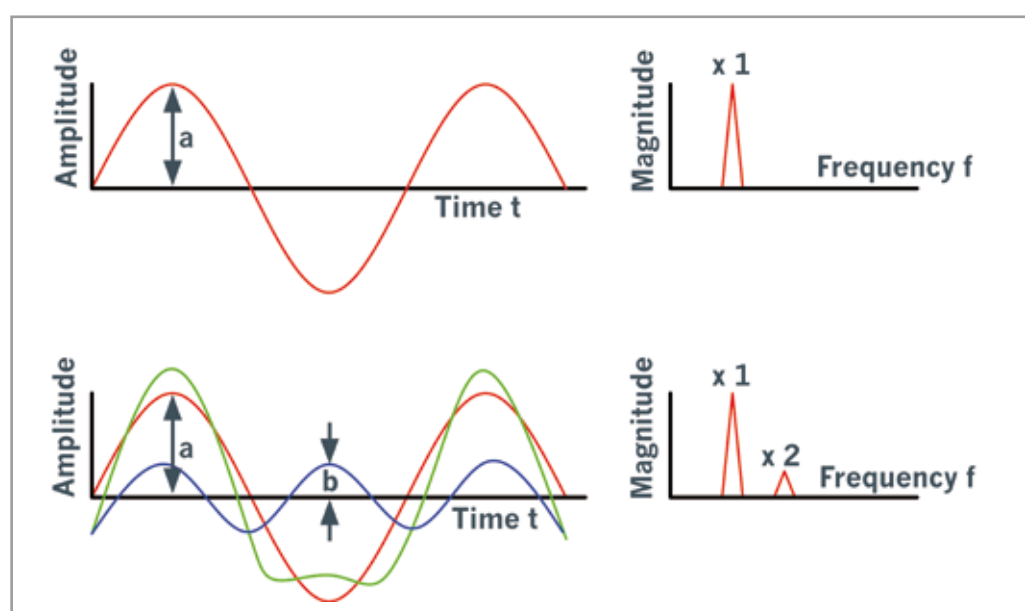


Fig. 1

Vorausschauende Instandhaltung

Außer zu Fehlerdiagnosezwecken können Schwingungsparameter auch bei Planung und Vorhersage des Zeitpunkts für erforderliche Wartungsarbeiten dienlich sein. Sobald die Erfassung von Daten über eine bestimmte Zeitdauer erfolgt ist, lässt sich aus diesen Informationen die Änderungsrate bestimmen. Hieraus können wiederum sinnvolle Prognosen bezüglich des Zeitpunkts erstellt werden, zu dem das Schwingungsniveau so hoch sein wird, dass Wartungsmaßnahmen durchgeführt werden müssen. Außerdem ist es hierdurch möglich, Prozessparameter so einzustellen, dass sich der Anstieg des Schwingungsniveaus verlangsamt und sich somit die Lebensdauer der Anlage verlängert.

Da Dank der verbesserten Datenlage vielfach der Nachweis für den ordnungsgemäßen Zustand einer Anlage erbracht werden kann, haben inzwischen viele britische Kraftwerksbetreiber ihre Wartungsintervalle verlängert. Dadurch ist auch das Vertrauen gewachsen, die Betriebslaufzeiten über die vor einigen Jahren noch üblichen periodischen Zeiträume hinaus zu verlängern.

Fallbeispiele

Die beiden nachstehenden Fallbeispiele zeigen, wie die Verfügbarkeit in zwei Kraftwerken durch den Einsatz von Schwingungsüberwachungssystemen erhöht werden konnte.

Fallbeispiel 1

Im ersten Fall bemerkte das Betriebspersonal einen allmählichen Anstieg der Schwingungen an den HD- und MD-Zylindern in einem der 500-MW-Blöcke des Kraftwerks. Die RPM X 1-Messung der fest eingebauten Zustandsüberwachung deutete auf den Verlust einer Schaufel im HD- oder MD-Teil hin, wobei die genaue Stelle nicht näher eingegrenzt werden konnte. Daher wurde die Fachgruppe Erzeugung um Unterstützung gebeten.

Dank eines modemgestützten Echtzeit-Systems konnten die Fachleute die Schwingungsdaten aus der Ferne einsehen und dem Betriebspersonal vor Ort entsprechende Anweisungen geben. Da sich der Vorfall im November ereignete und die Anlage zur Grundlastversorgung betrieben wurde, musste der Block unter allen Umständen am Netz bleiben. Bei Verlust einer Schaufel war es wahrscheinlich, dass es zu weiteren Beschädigungen durch Verkratzen oder Absplitterungen an anderen Schaufeln kommen würde. Daher wurde der Kraftwerksblock von den Fachleuten genau überwacht.

Obwohl die Zustandsüberwachungsanlage nicht allein dafür ausschlaggebend war, dass der Kraftwerksblock weitere 27 Tage betrieben werden konnte, so trug sie doch wesentlich dazu bei. Besonders die Tatsache, dass die Fachingenieure wechselnde Schwingungszustände per Fernüberwachung beobachten konnten, stärkte das Vertrauen des Personals vor Ort in den Weiterbetrieb des Blockes, da sie wussten, dass die Fachleute die Anlage regelmäßig überwachten und bei weiteren Zustandsänderungen schnell Hilfe leisten konnten.

Fallbeispiel 2

Fallbeispiel 2 – Das Betriebspersonal stellte Veränderungen im Betriebsverhalten eines Kraftwerksblocks fest, der für eine Überholung vorgesehen war. Der Anlagenbetreiber wollte insbesondere wissen, ob der HD-Zylinder zwecks Inspektion ausgebaut werden müsste. Die Zustandsüberwachung zeichnete sowohl Schwingungsdaten als auch einige weitere, leicht zu bestimmende Parameter auf. Die Daten wurden für eine Reihe von An- und Abfahrvorgänge sowie im Lastbetrieb erfasst.

Ein Vergleich mit zwei Jahre alten Daten zeigte, dass sich die Werte beim Abfahren im Verlauf der zwei Jahre nur unwesentlich verändert hatten. Die Daten bei Betrieb unter Last hatten sich dagegen sehr wohl verändert. Insbesondere schien das Schwingungsniveau zuzunehmen, bevor die Anlage die Last verringerte, um dann bei verminderter Last wieder zu fallen. Es schien fast so, als ob die Schwingungen den erst etwa 30 Minuten später eintretenden Lastabfall bereits erwarteten.

Zur Unterstützung der Diagnose wurden zusätzliche Parameter überwacht, wie beispielsweise Ausdehnung und Neigung des HD-Sockels. Die Daten wurden zur Weiterverarbeitung per Remoteverbindung in die Labore der Fachgruppe Erzeugung übertragen, wo u. a. der Ausdehnungsunterschied zwischen linkem und rechtem Sockel (an Klaue) ermittelt wurde.

Beim Vergleich der Schwingungsdaten mit Klaue und Neigung war klar, dass beide Messungen mit zunehmender Schwingung Änderungen anzeigten. Das Verdrehen und Neigen des Sockels verändert die Position des Rotors im Gehäuse, wodurch es zu Reibung und damit zu Schwingungen kommt. Ursache für diese Änderung im Verhalten des Sockels vor dem Lastabfall war eine Verringerung des Dampfdrucks vor Reduzierung der Last. Diese Temperaturabsenkung führte dazu, dass sich der HD-Sockel zusammenzog – allerdings ungleichmäßig.

So konnte nachgewiesen werden, dass Dehnungsprobleme am HD-Sockel und nicht Probleme am HD-Rotor/Zylinder für das verschlechterte Betriebsverhalten ursächlich waren. Es bestand keine Notwendigkeit den HD-Zylinder im Rahmen der Überholung zu öffnen, jedoch wurden die Gleitelemente des Sockels einer gründlichen Überprüfung unterzogen.

Schlussfolgerungen

Die Berücksichtigung von Schwingungen als Parameter bei der Zustandsüberwachung kann dazu beitragen, die Verfügbarkeit eines Kraftwerksblocks zu erhöhen. Die beiden Fallbeispiele zeigen, dass ein besseres Verständnis der Schwingungscharakteristika das Betriebspersonal darin bestärken kann, den Block nach einem Vorfall weiter zu betreiben.

Darüber hinaus ist eine genauere Fehlerermittlung möglich, wobei unnötige, zeitaufwändige Untersuchungen entfallen. Ein 500-MW-Kraftwerksblock erwirtschaftet täglich ca. 750.000 US-Dollar. Da ist es naheliegend, dass eine bessere Verfügbarkeit auch von wirtschaftlicher Bedeutung ist.

Im ersten Beispiel half die Schwingungsdiagnostik sowohl bei der Verlängerung der Betriebsdauer des Kraftwerksblocks als auch der Fehlerlokalisierung.

Beispiel 2 zeigte, dass das System (gemeinsam mit den Prozessparametern) dazu beitragen kann, die hohen Kosten einer unnötigen Demontage des HD-Zylinders zu vermeiden. In beiden Fällen wurde die Effizienz dank Ferndiagnose maximiert, da die Fachleute nicht extra anreisen mussten.

Leider konnte das Fallbeispiel eines Kraftwerks, bei dem das System zur Verlängerung der planmäßigen Wartungsintervalle eingesetzt wird, aufgrund des starken Wettbewerbs im britischen Strommarkt nicht genehmigt werden. Dem Verfasser sind jedoch einige Kraftwerke bekannt, bei denen dieses System erfolgreich zum Einsatz kommt. In Großbritannien verfügen mehr als 85 % aller normalerweise laufenden Generatoren mit einer Leistung von mehr als 250 MW über eine Schwingungsdiagnostik. Dies ist nicht nur auf die sinkenden Investitionskosten für die Technik, sondern auch auf den wachsenden Markt zurückzuführen, da sich diese Möglichkeit der Kostenoptimierung schnell unter Betreibern herumspricht.

Of particular importance when a fault occurs, is to have acquired vibration and process parameters at small time increments prior to the fault. Modern systems have the ability to automatically store the previous one hour of information when a fault occurs. The information in this file is acquired once every ten seconds and continually refreshed i.e. as a set of new readings is acquired, the set acquired one hour previously is discarded. Normally, this file is not stored unless a machine fault occurs. Thus, the specialist engineer has all the information leading up to the machine fault, which is invaluable in diagnosing the cause and the corrective action.

Predictive Maintenance

In addition to aiding in fault diagnosis, vibration parameters can aid in planning and prediction of maintenance requirements. Once information has been acquired over a period of time, the rate-of-change can be determined. From this rate-of-change, sensible predictions can be made about when the vibration will reach levels where maintenance should be carried out. Further to this, it is possible to adjust process parameters to slow the rate of increase to prolong plant life.

Many UK power stations have now extended the time between maintenance operations as a result of the increased information about the internal health of their plant. This information in turn leads to increased confidence to continue running past the normal periodic periods of a few years ago.

Case studies

The following two case studies show how the use of Vibration Condition Monitoring equipment has increased availability in the two stations concerned.

Case Study Number 1

Case study number 1 - Operations staff noticed a step-change increase in vibration on HP and IP cylinders on one of the station's 500MW units. Using the RPM X 1 facility on the permanently installed Condition Monitoring equipment, the station staff suspected blade loss in either HP or IP cylinder, but were unsure which. Specialist help was sought from the company's generation support staff, not based at the station.

Using a modern based system with real-time capability, the specialists were able to view the vibration information at the remote location and advise the station as to which action to take.

As the incident occurred during November during base loading, the priority at the station was to keep the unit running. Blade loss increased the chance of further faults occurring, due to the lost blades scoring or chipping other blades, therefore the unit was closely monitored by the remotely based specialists.

Whilst the Condition Monitoring equipment was not the sole reason for the station continuing to run the unit for a further 27 days, it provided a significant contribution to this.

In particular, the fact that specialist engineers could monitor changing vibration conditions remotely, gave the station staff increased confidence to run, knowing the specialists were both periodically monitoring the unit and were there to provide rapid advice in the event of any further changes.

Case Study Number 2

Case study number 2 - A unit at a station was due for an outage for overhaul and the station noticed changes in the machine behaviour.

In particular, the station wished to ascertain if the HP cylinder needed to be removed for inspection. Condition Monitoring equipment logged the vibration data and some easily obtainable process parameters. The data was recorded for a number of run-ups /run-downs and periods of on-load running. The data was compared with previous data from two years ago.

It was soon apparent that there was little change between rundowns over the two years, but changes in the on-load levels had occurred. In particular, the vibration level appeared to increase before the machine reduced load and then reduced with load. It almost seemed as if the vibration was anticipating the drop in load by about 30 minutes.

In order to assist in diagnosis, additional parameters were monitored, including expansion and tilt of the HP pedestal. The data was transferred via a remote link to the generation support laboratories where further processing was carried out, including the difference between the left and right pedestal expansions (pedestal crab).

When the vibration data was compared with both the pedestal crab and tilt, it was clear that both of these measurements were indicating change when the vibration increased. This skewing and tilting of the pedestal alters the position of the rotor within the casing, causing rub and subsequent vibrational behaviour. The reason for this change in the pedestal behaviour, prior to the load drop, was found to be due to the steam pressure being reduced before dropping the load. This reduction in temperature caused the HP pedestal to contract, but in a non-uniform manner.

It had been shown that the deterioration was caused by expansion problems on the HP pedestal and not by deterioration in the HP rotor/cylinder. There was no need to open the HP cylinder during the overhaul, but a thorough inspection of the pedestal sliding elements was required.

Conclusions

As shown, Vibration as a Condition Monitoring parameter can be used as an aid to assist with increasing unit availability. The two case studies show how increased knowledge of a turbine's vibration characteristic, increases the station's confidence to continue to generate after an incident.

It also provides the ability for more precise fault finding, avoiding unnecessary timely investigations. With a 500MW unit typically generating \$750,000 per day, it can be seen that increased availability is certainly financially significant.

In case study 1, the Vibration Condition Monitoring equipment assisted in both extended generation and fault location. Case study number 2 showed how the equipment (in conjunction with the process parameters) assisted in avoiding a costly HP cylinder strip down. Both case studies made use of a remote link to maximise the efficiency of specialist staff, by removing the need to always travel to the station to provide assistance.

Unfortunately, a case study of a station using the equipment to extend the time between scheduled maintenance periods could not be authorised, due to the competitive nature of the UK power industry. The author is aware of a number of stations successfully achieving this.

It is worth noting that in excess of 85% of all normally running UK generators above 250MW have Vibration Condition Monitoring fitted. This is due, not only to the falling cost of equipment, but also to the resulting widening market, due to cost reductions achieved being communicated by users to other stations.

An dieser Ausgabe wirkten mit:



Christian Pajk
Arbeitssicherheit und
Umweltschutz

Occupational Safety and
Environmental Protection

T +49 2 09-6 01-83 13
M +49 1 72-2 83 87 73



Andreas Reinkensmeier
Full Service

Geschäftsbereich Apparatetechnik
Process Equipment Technology Division

T +49 2 09-6 01-54 32
M +49 1 77-2 15 79 77



Marcel Lindner
Nukleartechnik
Nuclear Technology

Geschäftsbereich Apparatetechnik
Process Equipment Technology Division

T +49 2 09-6 01-56 90
M +49 1 60-90 55 58 23



Meik Brinkmann
Spezialarmaturen
Special Valves

Geschäftsbereich Apparatetechnik
Process Equipment Technology Division

T +49 2 09-6 01-85 86
M +49 1 71-4 15 54 41



Dr. Josef Ciesiolka
Geschäftsbereich Hydrotechnik
Hydro Technology Division

T +49 8 71-6 94-41 31
M +49 1 71-5 67 00 10



Martin Proll
Geschäftsbereich Hydrotechnik
Hydro Technology Division

T +49 8 71-6 94-41 31
+49 84 57-75-12 34
M +49 1 74-1 66 17 71

Contributing authors:



Friedhelm Brümmer
 Apparate und Behälter
 Process Equipment and Vessels

Geschäftsbereich Apparatetechnik
 Process Equipment Technology Division

T +49 2 09-6 01-83 36
 M +49 1 51-1 74 31 32



Michael Figge
 Elektrische Maschinen und Generatoren
 Electrical Machines and Generators

Geschäftsbereich Maschinentechnik
 Mechanical Engineering Division

T +49 2 09-6 01-59 44
 M +49 1 73-6 01 50 86



Norbert Thiesmeier
 Elektrische Maschinen und Generatoren
 Electrical Machines and Generators

Geschäftsbereich Maschinentechnik
 Mechanical Engineering Division

M +49 1 73-6 01-47 02



Dr.-Ing. Matthias Humer
 Schwingungsdiagnostik
 Vibration Diagnostics

Geschäftsbereich Maschinentechnik
 Mechanical Engineering Division

T +49 2 09-6 01-59 40
 M +49 1 60-96 98 86 51



Peter Morrish
 Schwingungsdiagnostik
 Vibration Diagnostics

Beran Instruments Ltd.

T +44 18 05-62 43 04

Imprint

Published by:

E.ON Anlagenservice GmbH[®]
Bergmannsglückstraße 41-43
45896 Gelsenkirchen
Germany

Edited by:

Jürgen Kaulitz

Editorial processing by:

Doris Geisbusch - DMG

Photographs:

Archive

Composition and print:

druck + graphik manumedia gmbh