

Zeitschrift: Schweizerische Bauzeitung
Herausgeber: Verlags-AG der akademischen technischen Vereine
Band: 84 (1966)
Heft: 10

Artikel: Erfahrungen an industriellen Gasturbinen
Autor: Strub, R.A.
DOI: <https://doi.org/10.5169/seals-68854>

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften auf E-Periodica. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen sowie auf Social Media-Kanälen oder Webseiten ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. [Mehr erfahren](#)

Conditions d'utilisation

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. La reproduction d'images dans des publications imprimées ou en ligne ainsi que sur des canaux de médias sociaux ou des sites web n'est autorisée qu'avec l'accord préalable des détenteurs des droits. [En savoir plus](#)

Terms of use

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. Publishing images in print and online publications, as well as on social media channels or websites, is only permitted with the prior consent of the rights holders. [Find out more](#)

Download PDF: 09.01.2026

ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, <https://www.e-periodica.ch>

Erfahrungen an industriellen Gasturbinen

Von R. A. Strub, dipl. Ing. EPUL, Gebrüder Sulzer AG, Winterthur *)

DK 621.438.081.21

Zusammenfassung

Dieser Beitrag beschränkt sich auf Erfahrungen, welche an industriellen Gasturbinen von Gebr. Sulzer gewonnen wurden. Diese Anlagen verbrennen Gichtgas, Schweröl oder Erdgas. In jedem Fall wurden Brennkammer und Schaufelung nach längeren Betriebsperioden genau geprüft. Wiederholte metallographische Untersuchungen und Zeitstandversuche haben gezeigt, dass die sogenannten Nimonic-Legierungen ernstlich korrodiert wurden, nachdem sie über 32 000 Stunden den Verbrennungsrückständen der Hochofengase bei 720 °C ausgesetzt waren. Indessen nahm dabei die Zeitstandfestigkeit im gesunden Teil des Metalles nicht ab. Angaben über den Leistungsverlust werden gemacht, der infolge der Ablagerungen auf den Turbinenschaufeln beim Betrieb mit Gichtgas oder Schweröl auftritt. Die bis jetzt erhaltenen sehr günstigen Ergebnisse erlauben es, einen zeitlichen Abstand von 2 bis 3 Jahren zwischen zwei Revisionen vorzusehen, entsprechend einer Betriebsdauer von etwa 20 000 Stunden.

I. Allgemeine Beschreibung der Gasturbinen

Zunächst wird ein allgemeiner Überblick über die Konstruktion der in Frage stehenden Sulzer-Gasturbinen gegeben, um dann das Problem der erworbenen betrieblichen Erfahrungen anzugehen.

Der Leistungsbereich von 6 500 bis 23 000 kW wird durch drei Typen einwälziger Gasturbinen offener Bauart überdeckt. Bild 1 zeigt die allgemeine Anordnung.

Turbinen- und Verdichterrotor sind beide je aus einem Stück geschmiedet und mit Ultraschall geprüft. Ein Kühlluftfilm schützt den ferritischen Turbinenrotor gegen die unmittelbare Einwirkung der heißen Gase. Das druckfeste, geometrisch einfache Aussengehäuse der Turbine wird seinerseits gegen die Heissgase durch ein leichtes Innengehäuse abgeschirmt. Der anschliessend zur Rotorkühlung benützte Teil der Kühlluft strömt zunächst zwischen den beiden konzentrisch angeordneten Gehäusen hindurch. Der andere Teil strömt längs der inneren Oberfläche des Leitschaufelträgers, um diesen zu kühlen. Dieser Träger wird in der Mitte durch das Aussengehäuse der Turbine gehalten. So kann die radiale Einstellung des Stators gegenüber dem Rotor genau erfolgen. Kühlluft strömt ferner durch Kanäle in den Leitschaufeln der zweiten Stufe gegen den Rotor, um dessen Oberfläche auf diese Weise bis zur dritten Stufe zu kühlen. Das austrittsseitige Radiallager wird unmittelbar vom geschweissten Austrittsgehäuse mittels radialer Rippen gehalten, die eine einwandfreie Stabilität und Zentrierung gewährleisten. Der Turbinenrotor ist starr mit

dem Axialverdichterrotor gekuppelt. Die ganze Einheit ruht auf drei Radiallagern; ein einziges Axiallager, das sich auf der Verdichterseite zwischen den beiden Maschinen befindet, fixiert die axiale Lage der Rotoren. Der Verdichter ist ähnlich aufgebaut wie die Turbine und weist dementsprechend auch einen Leitschaufelträger innerhalb des Gehäuses auf. Beide Teile bestehen aus Grauguss.

Turbinen- und Verdichteraussengehäuse werden durch je vier INVAR-Stäbe mit kugelförmigen Enden gehalten, die so durch eine Abwälzbewegung eine freie Dehnung nach allen Richtungen gestatten. Keile fixieren die Lage des Gehäuses gegenüber dem Fundament in senkrechter Richtung und in Querrichtung.

Dieser Gasturbinentyp weist eine einzige Brennkammer auf, die senkrecht steht und in der Hauptaxe der Maschinengruppe austrittsseitig angeordnet ist. Die Nennleistung ist je nach Art des Brennstoffes (Gichtgas, Erdgas, Leicht- oder Schweröl) verschieden. Mit Gichtgas oder vanadiumhaltigem Schweröl ist sie niedriger. Brenner und Brennkammer sind so gebaut, dass wahlweise Gas oder Öl oder beide gleichzeitig verbrannt werden können, ohne Umbauten vornehmen zu müssen. Die Luftverteilung kann von aussen während des Betriebes verschieden eingestellt werden. Dies ist vor allem wichtig, wenn Gichtgas verbrannt wird, um bei verminderter Gasproduktion oder niedrigerem Heizwert eingreifen zu können. Obwohl eine gemischte Verbrennung mit Erfolg verwirklicht werden kann, hat ein Kunde, der zwei Anlagen zu je 7500 kW besitzt, eine direkte Einspritzung von flüssigem oder vorverdampftem Brennstoff in die Ansaugleitung des Niederdruck-Gichtgasverdichters eingebaut.

In drei weiteren Anlagen sind bemerkenswerterweise Gichtgasverdichter mit verstellbaren Leitschaufeln, d. h. variabler Menge, in Betrieb. Damit können Heizwertschwankungen des Gichtgases in weitem Masse ausgeglichen werden.

Die verdichtete Brennluft durchströmt zunächst die Brennkammer zwischen Flammrohr und Aussengehäuse. Ein Teil dieser Luft bildet dann längs der ringförmigen Teile des Flammrohres, das ja aus einer Reihe überlappender Zylinder aus Nimonic-75 besteht, einen kühlen Film. Ein anderer Teil umströmt mit vorgegebenem Drall den Brenner, womit für eine stabile Flamme mit guter Verbrennung gesorgt wird. Ein weiterer Teil der Luft wird am unteren Brennkammerende durch hohle grosse Mischschaufeln eingeführt und erzeugt dort einen Wirbel und eine gleichmässige Temperaturverteilung.

Die Turbine von 3500 kW bildete den Gegenstand einer Veröffentlichung am CIMAC-Kongress in Kopenhagen [1]*. Es ist eine

*) Schriftumsverzeichnis am Schluss dieses Aufsatzes.

*) Vorgetragen am 7. Kongress CIMAC, London 1965, Beitrag B 12.

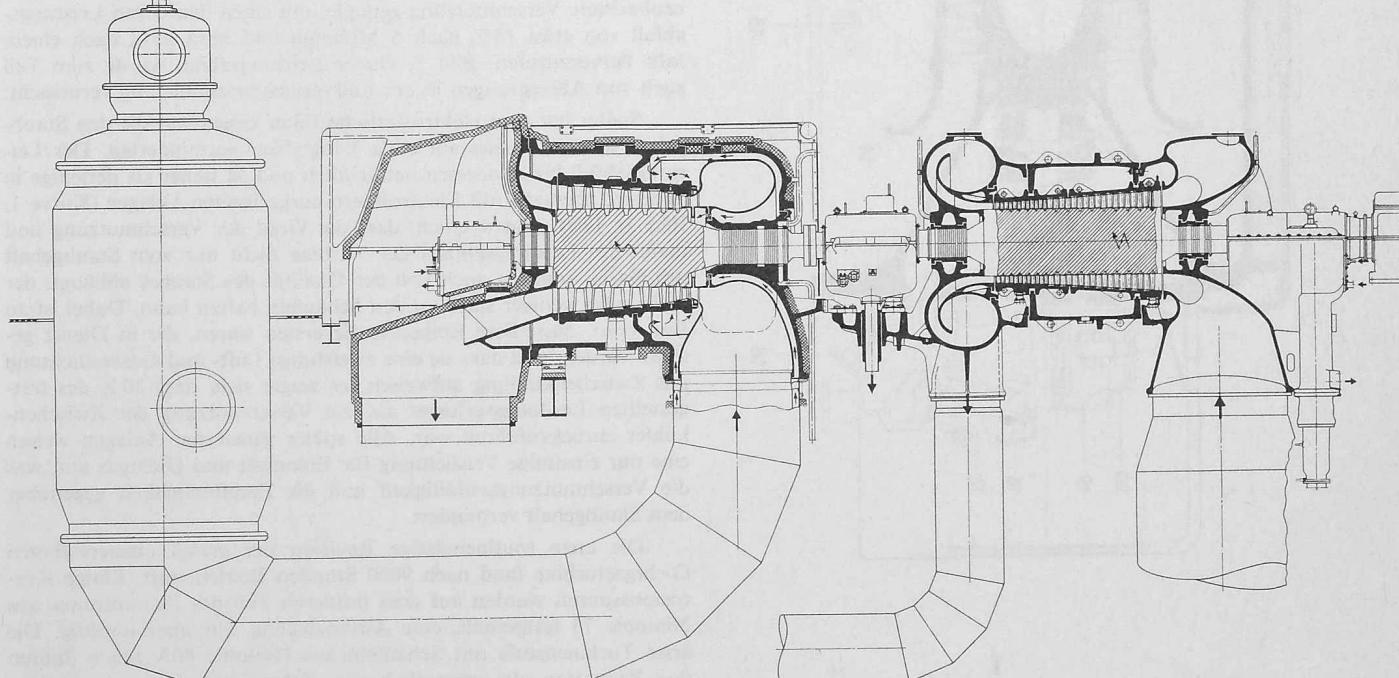


Bild 1. Längsschnitt durch eine Gasturbine grosser Leistung

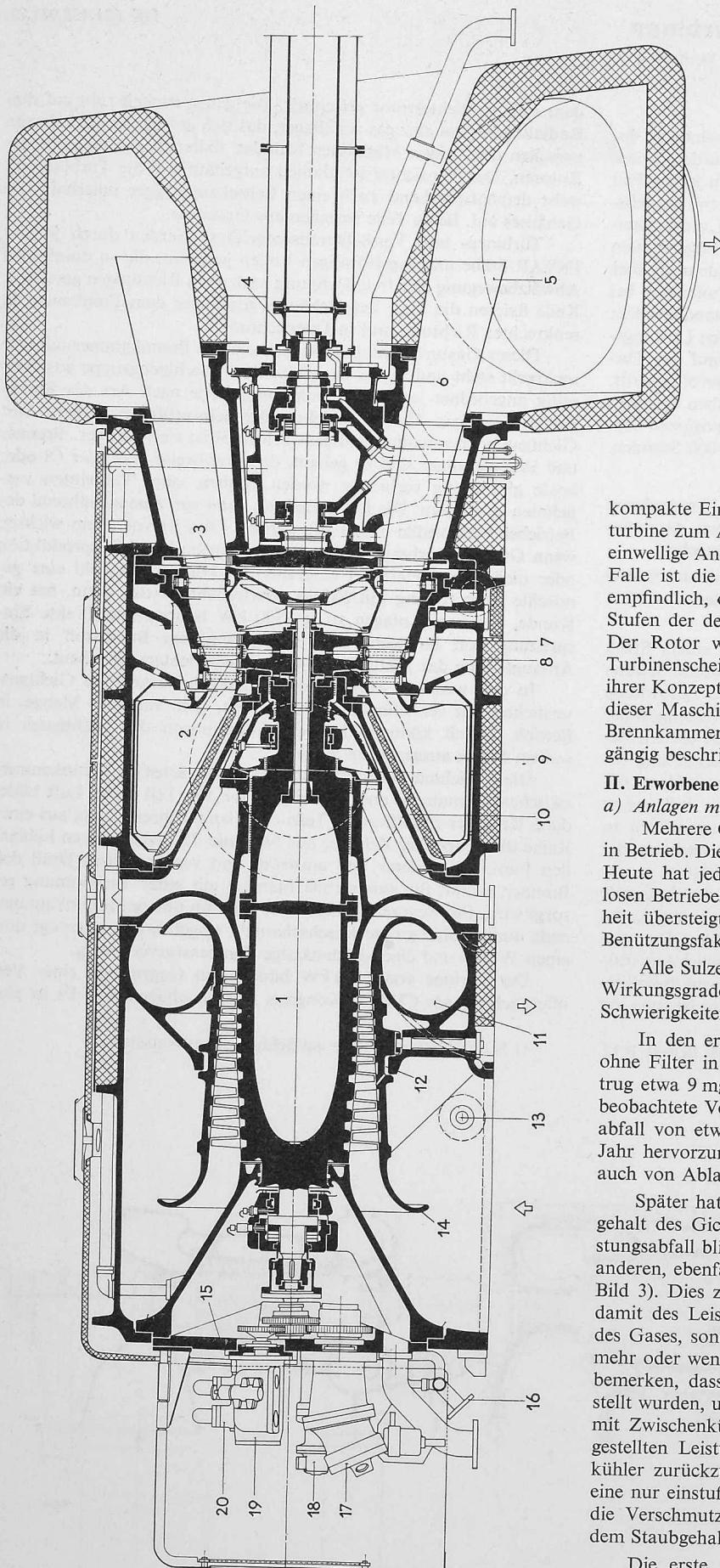


Bild 2. Längsschnitt durch eine Gasturbine von 3,5 MW Nennleistung mit getrennter Nutzleistungsturbine

- 1 Rotor der Gaserzeugungsgruppe mit zehnstufigem Kompressor
- 2 Rotor mit zweistufigem Turbinenteil
- 3 Nutzturbinotor
- 4 Zahnräupplung für Leistungsabgabe an die Arbeitsmaschine
- 5 Abgasleitung mit Abgasgehäuse an die Arbeitsmaschine
- 6 Raum für Kühler- bzw. Sperrluftzufuhr zur Nutzturbine
- 7 Raum für Station- und Turbinenscheibenkühlung
- 8 Lufteintritt für Turbinengehäusekühlung
- 9 Turbinengehäuse mit zwei seitlichen Eintrittsstutzen
- 10 Lufkanal zur Kühlung der Turbinenscheiben und des Zugankers
- 11 Druckschlitzen des Kompressors
- 12 Luftaufnahme nach der dritten Kompressorstufe
- 13 Auge für Montage
- 14 Ansaugstutzen des Kompressors
- 15 Gerätplatte
- 16 Schmierölzufuhr
- 17 Drucköl- und Anlassmotor
- 18 Drehzahl- und Ueberdrehzahlzähler
- 19 Hauptschmieröl-pumpe
- 20 Hauptregelöl-pumpe

komakte Einheit, sei es als 'split-shaft'-Anlage mit getrennter Nutzturbine zum Antrieb von Pumpen oder Verdichtern, Bild 2, sei es als einwellige Anlage zum Antrieb von Generatoren [2]. In diesem letzten Falle ist die Maschine gegenüber schroffen Lastwechseln weniger empfindlich, da die Scheibe der Nutzturbine mit den zwei vorderen Stufen der den Verdichter antreibenden Turbine starr gekuppelt ist. Der Rotor wird durch blos zwei Radiallager gehalten; die drei Turbinenscheiben sind fliegend. Gehäuse und Kühlsystem sind in ihrer Konzeption ähnlich dem der grösseren Einheiten, dagegen weist dieser Maschinentyp zwei, zu beiden Seiten der Turbine angeordnete Brennkammern auf. Auch sie sind im Aufbau ähnlich dem der vorgängig beschriebenen grösseren Einheiten.

II. Erworbene Erfahrungen

a) Anlagen mit Gichtgas

Mehrere Gasturbinen, die Gichtgas verbrennen, sind gegenwärtig in Betrieb. Die erste wurde 1955 in Dienst gestellt, die zweite 1956 [3]. Heute hat jede dieser Anlagen mehr als 60 000 Stunden anstandslosen Betriebes hinter sich, die grössste Betriebsstundenzahl einer Einheit übersteigt 70 000 Stunden. Der für 60 000 Stunden ermittelte Benützungsfaktor liegt mit 0,944 sehr hoch.

Alle Sulzer-Gichtgasanlagen sind zur Erhöhung des thermischen Wirkungsgrades mit Rekuperatoren ausgerüstet, was gar keine Schwierigkeiten mit sich brachte.

In den ersten Jahren liefen die vorstehend erwähnten Anlagen ohne Filter in der Gichtgaszuführung. Der mittlere Staubgehalt betrug etwa 9 mgr/Nm³ mit Spitzen bis zu ungefähr 20 mgr/Nm³. Die beobachtete Verschmutzung genügte, um einen deutlichen Leistungsabfall von etwa 15% nach 6 Monaten und etwa 25% nach einem Jahr hervorzurufen, Bild 3. Dieser Leistungsabfall wurde zum Teil auch von Ablagerungen in der Luftverdichterschaufelung verursacht.

Später hat man elektrostatische Filter eingebaut, die den Staubgehalt des Gichtgases auf etwa 3 mgr/Nm³ verminderten. Der Leistungsabfall blieb indessen beträchtlich und ist höher als derjenige in anderen, ebenfalls mit Elektrofiltern ausgerüsteten Anlagen (Kurve 1, Bild 3). Dies zeigt deutlich, dass der Grad der Verschmutzung und damit des Leistungsabfalls der Turbine nicht nur vom Staubgehalt des Gases, sondern auch von der Qualität des Staubes abhängt, der mehr oder weniger stark an den Schaufeln haften kann. Dabei ist zu bemerken, dass diese Einheiten die ersten waren, die in Dienst gestellt wurden, und dass sie eine zweistufige Luft- und Gasverdichtung mit Zwischenkühlung aufweisen; es zeigte sich, dass 20% des festgestellten Leistungsverlustes auf die Verschmutzung der Zwischenkühler zurückzuführen war. Alle später gelieferten Anlagen weisen eine nur einstufige Verdichtung für Brennluft und Gichtgas auf, was die Verschmutzungsanfälligkeit und die Empfindlichkeit gegenüber dem Staubgehalt vermindert.

Die erste routinemässige Revision der ersten obenerwähnten Gichtgasturbine fand nach 9000 Stunden Betrieb statt. Einige Korrosionsspuren wurden auf dem mittleren Teil des Flammrohres aus Nimonic-75 festgestellt, eine Auswechselung war aber unnötig. Die erste Turbinenstufe mit Schaufeln aus Nimonic-80A zeigte Spuren von Korrosion, die vermutlich vom Schwefelgehalt des Gases herührten. Bemerkenswerterweise war das Ausmass der Korrosion

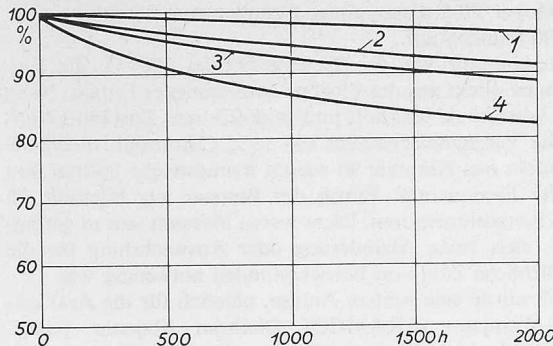


Bild 3. Prozentualer Leistungsverlust einer Gasturbine infolge Ablagerungen in Funktion der Betriebsstundenzahl bei Betrieb mit folgenden Brennstoffen:

- 1 Gichtgas mit 3 mg/Nm³ Staub bei 720 °C
- 2 Gichtgas mit 9 mg/Nm³ Staub bei 720 °C
- 3 ESSO 4 ohne Zusatz bei 620 °C
- 4 Schweröl mit «Perolin» bei 650 °C

längs dem Umfang des Kanals verschieden gross. Eine genauere Untersuchung der nach 32 800 Betriebsstunden beobachteten Korrosionen soll später näher beschrieben werden.

Eine zweite Revision wurde nach einer erneuten Betriebsperiode von 17 000 Stunden vorgenommen. Die Anlage wurde normal gereinigt, kein Teil war zu ersetzen. Die Korrosion in der Brennkammer und vor allem an den Leit- und Laufschaufeln der ersten Stufe war langsam fortgeschritten.

Auf Grund dieses ausnehmend guten Ergebnisses wurde die zweite Anlage erst nach 19 000 Betriebsstunden revidiert. Auch hier musste kein Teil der Brennkammer oder der Turbine ersetzt werden.

Dieses ausgezeichnete Verhalten wurde im übrigen durch eine andere im Jahre 1958 montierte Gichtgasturbine von 7500 kW bekräftigt, die bis heute über 55 000 Betriebsstunden aufweist [4]. Nach 30 000 Stunden zeigte die Prüfung Korrosionen an Leit- und Laufschaufeln der ersten Stufe. Diese wurden nach 38 000 Stunden ersetzt.

Der Luftverdichter wies vor allem an den Ein- und Austrittskanten der aus 13% Chromstahl bestehenden Laufschaufeln der ersten fünf Stufen einige Erosionsspuren auf. Der Metallverlust war indessen zu unerheblich, um die Maschine zu gefährden. Die Erosion der Leitschaufeln der ersten Stufe erwies sich dagegen vor allem auf der Innenseite als ausgeprägter. Auch hier war aber der Profilquerschnitt stark genug, so dass die Schaufeln nicht ersetzt zu werden

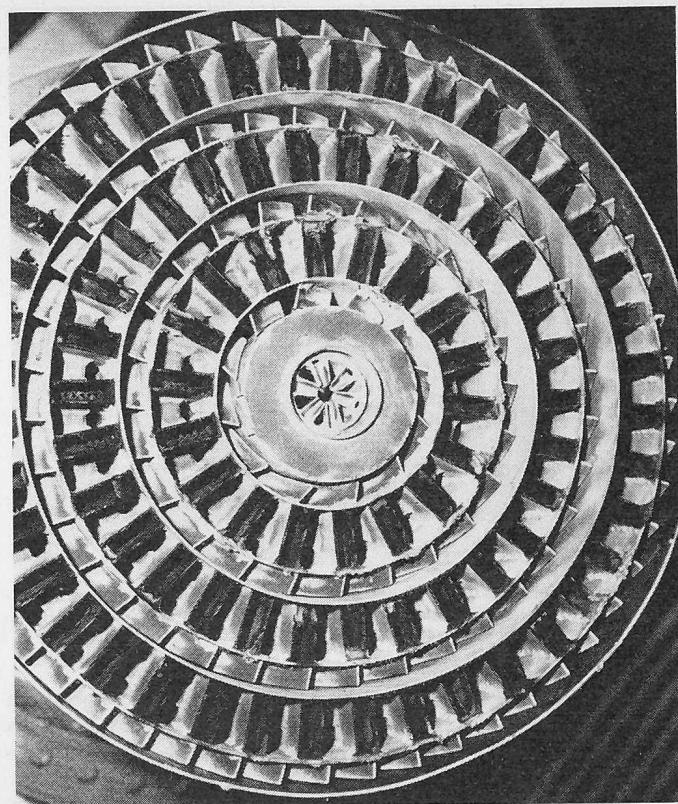


Bild 4. Ungereinigter Brenner für Erdgas nach 8500 Betriebsstunden

brauchten und wieder in Betrieb gehen konnten. Interessanterweise ist der Grad der Erosion ziemlich deutlich von der Lage der Schaufeln am Umfang abhängig. Auch an den Schaufeln des Gasverdichters werden Erosionen festgestellt, obwohl die elektrostatischen Filter in der Gasleitung den Staubgehalt auf 2 mg/Nm³ herabsetzen. Nach 38 000 Stunden Betrieb waren die Austrittskanten einiger Schaufeln so weit abgenutzt, dass drei von ihnen ersetzt werden mussten. Die anderen Schaufeln wurden überarbeitet, um die Dicke der Austrittskante wieder auf den normalen Wert zu bringen.

Die oben beschriebene Erfahrung kann indessen für auf diese Art betriebene Gasturbinen nicht als kennzeichnend gelten, da man

Tabelle 1. Gichtgasturbinen

Kunde	Inbetriebsetzung	Leistung kW	Gastemperatur °C	Betriebsst. bis Okt. 1965	Ausgewechselte Teile
Hainaut-Sambre I (Belgien)	1955	7500	710	72 000	1. Turbinenstufe (Korrosion)
Hainaut-Sambre II (Belgien)	1956	7500	710	61 000	Turbinenschaufel ²⁾
Cockerill-Ougrée, Seraing (Belgien)	1958	7500	720	55 000	1. Turbinenstufe (Korrosion)
Rouen (Frankreich)	1959	7500	710	8 000	keine
Pont-à-Mousson (Frankreich)	1959	7500	720	42 000	keine
Cockerill-Ougrée, Athus (Belgien)	1960	7500	720	39 000	keine
Altos Hornos, Bilbao I (Spanien)	1961	5000	710	19 000	Turbinenschaufel ³⁾
Altos Hornos, Bilbao II (Spanien)	1961	5000	710	18 000	keine
Cosider S.p.A., Genua;					
Italsider, Triest ¹⁾ (Italien)	1965	8500	720	3 000	keine

¹⁾ Drei Einheiten mit Gaskompressoren, die einstellbare Leitschaufeln aufweisen.

²⁾ Ermüdungsbruch durch Torsionsschwingung.

³⁾ Ermüdungsbruch durch Sehnenschwingung.

Tabelle 2. Erdgasturbinen

Kunde	Inbetriebsetzung	Anzahl Einheiten	Leistung kW	Gastemperatur °C	Max. Betriebsstd.-zahl bis Okt. 1965	Ausgewechselte Teile
Aramco (Saudi-Arabien)	1961	1	10 000	720	29 000	keine
Manpa (Venezuela)	1961	1	6 100	720	29 000	keine
Masinimport (Bukarest)	1962	9	3 000	760	24 000	keine
Calera (Argentinien)	1964	1	6 100	720	8 500	keine
Aramco (Saudi-Arabien)	1964	1	3 000	760	9 000	keine
Saras (Sardinien)	1964	2	3 000	760	5 500	keine
Tavaux (Frankreich)	1964	1	3 000	760	8 500	Teil d. Flammrohres
Aramco (Saudi-Arabien)	1965	1	19 000	760	2 000	keine

Ausserdem sind bestellt oder in Montage 13 Einheiten von 3000 kW und 9 Einheiten von 10 000 bis 20 000 kW.

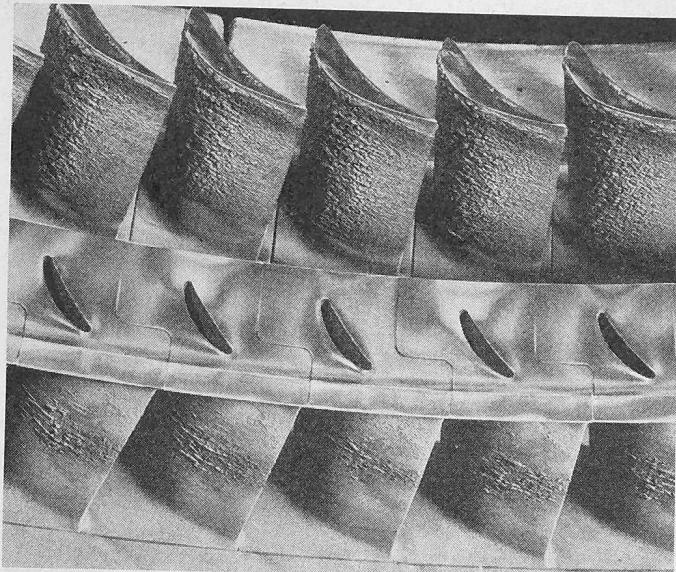


Bild 5. Ablagerungen auf den Leitschaufeln nach 1100 Betriebsstunden, Brennstoff ESSO 5a bei 620 °C mit Zusatz «Perolin». Oben: erste Stufe; unten: zweite Stufe mit hohlen Schaufeln

beobachtet hat, dass der Grad der Erosion anderer Schaufelungen von Anlage zu Anlage stark abwich. So wurde z.B. bei gewissen Gichtgasturbinen sogar nach 60 000 Stunden Betrieb keine nennenswerte Erosion festgestellt.

Es ist interessant festzuhalten, dass ein einziger Turbinenlaufschauflerbruch eingetreten ist, der auf eine Ermüdung wegen Biegung in Richtung der Profilsehne, d.h. um die Axe des grössten Trägheitsmomentes, zurückzuführen war. Eine Resonanz in der Anfahrphase der Turbine unterhalb des normalen Betriebsbereiches hatte diesen Bruch verursacht. Die Erregungsfrequenz wurde dann durch eine Änderung der Leitschaufelzahl von 28 auf 32 Stück erhöht. – Tabelle 1 gibt über die gegenwärtig in Dienst stehenden Gichtgasturbinen einige Auskunft.

Auf Grund der erhaltenen Betriebsergebnisse kann gesagt werden, dass man mit dieser Art von Anlagen 30 000 bis 40 000 Stunden fahren darf, ohne wesentliche Teile auswechseln zu müssen. Wegen der Korrosion in der ersten Stufe kann nach dieser Zeit ein Ersatz der entsprechenden Schaufeln erforderlich werden. Dasselbe gilt allenfalls auch für einen Teil des Flammrohrs der Brennkammer. Diese aussergewöhnlichen Ergebnisse gestatten es, nur noch alle zwei Jahre eine normale Überholung und Schaufelreinigung vorzunehmen, entsprechend einer Betriebszeit von etwa 16 000 Stunden. In einigen Fällen war das Vertrauen des Kunden so gross, dass man uns sogar ein Intervall von vier Jahren zwischen den Revisionen vorschlug.

b) Anlagen mit Erdgas

Neuerdings wurden neun Monoblock-Gasturbinen zu je 3000 kW in Betrieb genommen. Wie Bild 2 zeigt, weisen sie eine getrennte Nutzturbine auf, da sie zum Antrieb von Pipeline-Verdichtern dienen

Bild 6. Korrodierte Leitschaufeln nach 32 800 Betriebsstunden

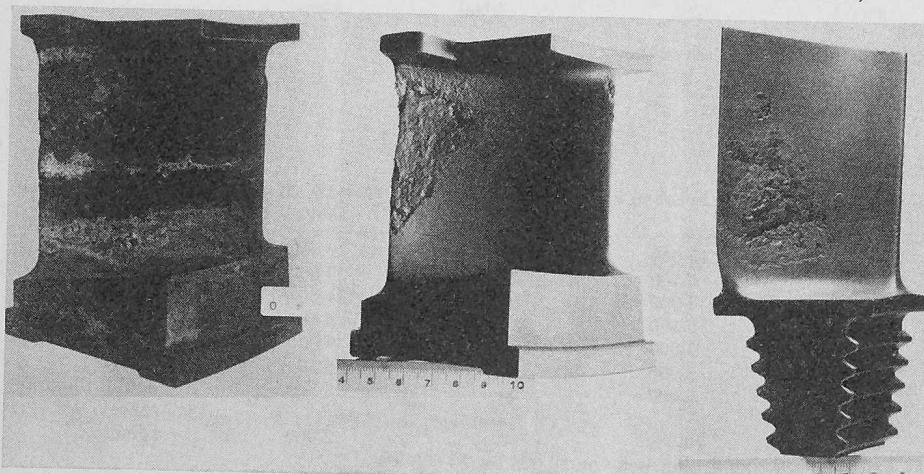


Bild 7. Leitschaufeln von Bild 6 nach Entfernung der Ablagerungen

[1], [5]. Bis Oktober 1965 wiesen einige Gruppen eine Betriebszeit von mehr als 24 000 Stunden auf.

Die Gastemperatur vor der Turbine beträgt 760 °C, die Einheiten verbrennen direkt aus der Pipeline entnommenes Erdgas. Nach 6300 Stunden wurden sie überholt und in tadellosem Zustand gefunden. Weder die Verdichterschaufeln aus 13% Chromstahl noch die Turbinenschaufeln aus Nimonic 90 wiesen irgendwelche Spuren von Korrosion oder Erosion auf. Einzig der Brenner aus Nimonic 75 zeigte örtliche Korrosionspuren. Diese waren indessen von so geringfügiger Natur, dass keine Abänderung oder Auswechslung für die kommende erhebliche Zahl von Betriebsstunden notwendig war.

Ende 1961 wurde eine weitere Anlage, nämlich für die Arabian-American Oil Company (ARAMCO), Dhahran Abquaiq, Saudi-Arabien, in Betrieb genommen. Es ist dies eine einwellige Gruppe von 10000 kW, gemäss Bild 1. Diese Turbine treibt einen Satz von drei Radialverdichtern. Die Gastemperatur beträgt am Turbineneintritt etwa 720 °C. Nach ungefähr 90 Anläufen und etwa 800 Stunden Betrieb wurde die Brennkammer nachgesehen. Es fanden sich geringe Russablagerungen auf den Brennern, die höchstwahrscheinlich auf flüssige Anteile im Gas, welche während der Anläufe mitgerissen wurden, zurückzuführen waren.

Nach 8500 Stunden Betrieb wurde die Anlage total überholt. Abgesehen von einer geringen Ablagerung auf den drei ersten Stufen war die Verdichterschaufel sehr sauber. Auch die Ablagerungen auf den Turbinenschaufeln waren unbedeutend. Auf den Leitschaufeln der ersten Stufe fanden sich begrenzte Zonen mit geringer Korrosion. Die Brennkammer war sauber. Die Einsätze wiesen weder Deformationen noch Risse auf und zeigten keinerlei Korrosion. Die schon erwähnten Spuren von Russ auf den Brennerdüsen waren noch zu sehen, Bild 4. Leicht korrodierte Randzonen wurden örtlich ausgeschliffen, worauf der Brenner wieder in Betrieb genommen werden konnte.

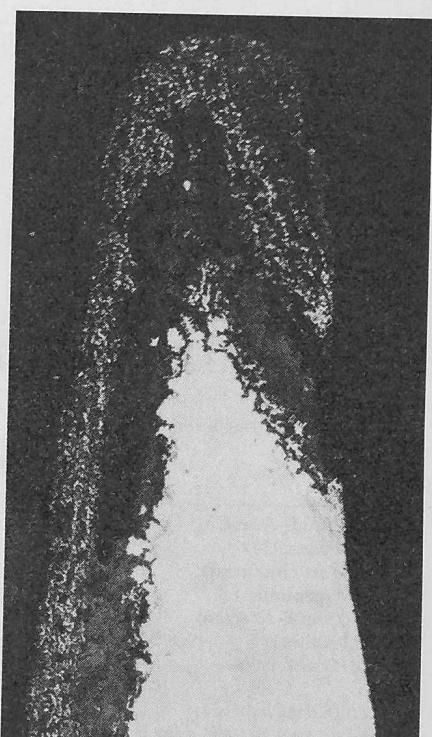
Dieses ausgezeichnete Verhalten gestattete es, die nächste Überholung erst zwei bis drei Jahre später entsprechend rund 20 000 Stunden weiterer Laufzeit anzusetzen. Im Oktober 1965 wies die Anlage etwa 29 000 Betriebsstunden auf, ohne dass irgendein Teil hätte gewechselt werden müssen.

Ähnliche Erfahrungen wurden mit einer anderen Einheit von 6100 kW gemacht, die nach 8000 Stunden Betrieb zum ersten Mal überholt wurde. Auch hier wird die nächste Revision wahrscheinlich erst nach zwei bis drei Jahren entsprechend 20 000 Stunden zusätzlicher Laufzeit stattfinden. Diese Anlage kann wahlweise Destillatöl oder Erdgas verbrennen, ohne dass hierzu eine Abänderung an der Brennkammer erforderlich wäre. Einzig die Luftzufuhr muss von aussen verstellt werden.

Alle die oben erwähnten, vorzüglichen Ergebnisse lassen sich bis heute in der Erfahrung zusammenfassen, dass die bereits in Dienst

Bild 9. Mikro-Untersuchung im Querschnitt der korrodierten Austrittskante einer Leitschaufel, Vergrößerung zehnfach

Bild 8. Korrodierte Laufschaufeln nach Entfernung der Ablagerungen (32 800 Betriebsstunden)



gestellten Anlagen sehr niedrige Unterhaltskosten und einen hohen Grad von Sicherheit aufweisen. — Tabelle 2 gibt eine Zusammenstellung der in Dienst stehenden Erdgasturbinen.

c) Anlagen mit Schweröl

Die bisherigen Erfahrungen beschränken sich auf zwei Einheiten von je 11 000 kW, die Schweröl mit einer Temperatur von 625 °C verbrennen [6]. Die Verwendung von Zusätzen wie «Perolin 602 GT» scheint eine höhere Temperatur von wenigstens 650 °C zu erlauben, ohne dass die Gefahr der Schaufelkorrosion zu gross würde. Während 1500 Stunden wurde bei 650 °C ein Schweröl verbrannt, welches 300 ppm Asche mit 90 ppm V₂O₅ und 40 ppm Na₂O enthielt. Während dieser Versuche hat man dem Brennstoff etwa 400 ppm «Perolin» zugesetzt. Dadurch wurden die Ablagerungen auf den Schaufeln teilweise wasserlöslich und waren leicht zu entfernen. Bild 3 zeigt einen Vergleich mit einem leichten Brennstoff ESSO 4, der 20 bis 80 ppm Asche mit 1 bis 5 ppm V₂O₅ und 2 bis 10 ppm Na₂O aufwies und ohne Zusatz verbrannt wurde. Die Gastemperatur betrug 620 °C.

Bild 5 zeigt die Leitschaufeln nach 1100 Stunden Laufzeit mit einem Brennstoff ESSO 5a, der seinerseits 250 bis 300 ppm Asche mit 40 ppm V₂O₅ und 50 ppm Na₂O enthielt und dem etwa 300 ppm «Perolin» zugesetzt wurden. Auch hier betrug die Gastemperatur vor der Turbine 620 °C.

Beide Gruppen haben bis jetzt etwa 8000 Stunden Betrieb hinter sich und liegen meist mit 650 °C vor der Turbine. Auf den Schaufeln der ersten Turbinenstufe sind Anzeichen von Korrosion feststellbar. Die hohlen Mischschaufeln, durch welche am Austritt der Brennkammer Luft zugeführt wird, sind örtlich korrodiert worden. Man hat sie abgeändert, um ihre eigene Kühlung zu verbessern. Obwohl nun diese Schwierigkeiten grösstenteils überwunden sind, erachtete man es als nützlich, verschiedene Materialien zu erproben, so Nimonic 75, Nimonic DS, ATS 105 (16,5 Cr, 20 Ni, 20 Co), Pyron M 16 (18 Mn, 16 Cr), Sicromal 10 (18 Cr) und rostfreien Stahl (25 Cr, 5 Ni), ferner Nimonic 75, welches an der Oberfläche mit Metalldiffusionen (z.B. Aluminium, Chrom oder Silizium) behandelt wurde (Deutsche Edelstahlwerke). Dieser Oberflächenschutz erwies sich als unwirksam. Es ist zwar möglich, dass Laboratoriumsversuche von verhältnismässig kurzer Dauer ermutigende Ergebnisse liefern, langzeitige Versuche scheinen aber negativ auszufallen, weil dabei die schützende Oberflächenschicht Veränderungen erleiden kann, die sie nach verhältnismässig kurzer Dauer wirkungslos machen.

Die anderen ausprobierten Materialien zeigten ebenfalls, verglichen mit dem Ausgangsmaterial Nimonic 75, keine sichtbare Verbesserung. Wie oben schon erwähnt, brachte dagegen eine Abänderung der Konstruktion, die eine bessere Kühlung bewirkte, eine gründliche Abhilfe. Die Versuche erstreckten sich über eine Laufzeit von 3200 Stunden, meist mit einem Schweröl von 200 bis 400 ppm Aschegehalt mit 10 bis 14 ppm V₂O₅ und 40 bis 100 ppm Na₂O. Die Gruppen wurden morgens in Betrieb gesetzt und abends abgestellt. Der Leistungsabfall infolge der Ablagerungen auf den Turbinenschaufeln betrug bei rund 2000 Stunden Laufzeit mit 650 °C etwa 7 %. Dabei wurden 400 ppm «Perolin» zugesetzt. Wie Jaumotte und Masson [7] gezeigt haben, wird die Stärke der Korrosion wesentlich vom Verhältnis der Menge an Vanadium zu denjenigen an Natrium beeinflusst. Eine Bewertung der verschiedenen Metalllegierungen auf Grund von Korrosionsversuchen ist wegen der ständigen Schwankungen in der Qualität der flüssigen Brennstoffe vielfach schwierig. Im übrigen tragen reduzierende Bedingungen vor allem während der Anfahrperiode mit Russchichten auf dem Metall stark zu einer beschleunigten Korrosion bei, dies besonders in Gegenwart von Schwefel.

III. Untersuchungen an korrodierten Turbinenschaufeln

a) Versuchsgegenstand

Während einer Betriebsdauer von 32 800 Stunden traten auf den Lauf- und Leitschaufeln einer Gichtgasturbine Korrosionen auf. Die Bedingungen, unter denen die aus Nimonic 80A hergestellten Schaufeln zu laufen hatten, waren folgende:

Laufschaufeln: Gastemperatur 660 °C, max. Spannung 700 bar

Leitschaufeln: Gastemperatur 710 °C, max. Spannung 250 bar.

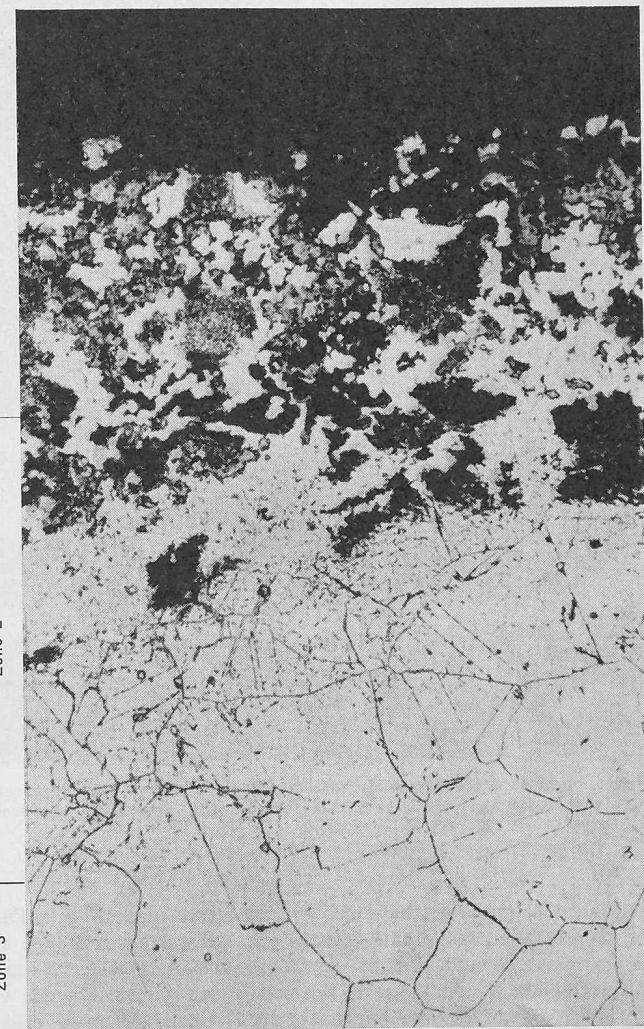


Bild 10. Mikro-Untersuchung im Querschnitt der korrodierten Schicht einer Laufschaufel, Vergrösserung hundertfach
Zone 1: Nickel- und Chromoxyde, Zone 2: Karbide und Sulfide, Zone 3: Grundmetall

Durch Laboratoriumsversuche an sechs Lauf- sowie an sechs Leitschaufeln wurden folgende Fragen geklärt: Art und Ausdehnung des korrosiven Angriffs, Ursache der Korrosion, Kriechfestigkeit des Materials und Änderungen der Mikrostruktur. Tabelle 3 enthält die Analyse des Schaufelmaterials.

b) Untersuchungsergebnisse

1. Augenschein der Schaufeln

Die Laufschaufeln waren vor allem von einer bräunlichen, schwer zu entfernenden Schicht bedeckt, wogegen die Leitschaufeln teilweise eine weisse Schicht aufwiesen, Bild 6. Die korrodierten Oberflächen waren nach Entfernung der Ablagerungen durch Schlämme mit Tonerde leicht zu erkennen. Die deutlichsten Angriffsstellen auf den Leitschaufeln befanden sich auf der unteren Hälfte an der Hohlseite, ziemlich nahe der Austrittskante, Bild 7. Bild 8 zeigt Angriffsstellen an den Laufschaufeln ebenfalls an der Hohlseite, nahe der Austrittskante auf der unteren Hälfte. Die Laufschaufeln waren im übrigen auch an der Rückenseite nahe der Austrittskante korrodiert.

2. Metallurgische Untersuchung

Das Metall zeigte nach Entfernung der Ablagerungen an der Oberfläche infolge der Oxydationsprodukte ein erheblich verändertes Aussehen (grau-grüner Zunder). An den stark angegriffenen Stellen war diese Oxydschicht über dem ursprünglichen Grundmetall leicht zu erkennen, wie eine Mikrountersuchung an einem korrodierten

Tabelle 3. Analyse des Materials der untersuchten Leitschaufeln

	C	W	Ti	Cr	Mo	Si	Mn	Fe	Co	Cu	Nb	Ni
Nimonic 80 A	0,1	—	2,4	20	—	1	1	5	—	0,5	—	Rest
ATS 105	0,06	2,0	—	16,5	3,0	—	—	Rest	20	—	1	20,0
ATS 101	0,4	2,5	—	16,5	2,0	—	—	Rest	10	—	3,0	13,0
ATS 2 wkv	0,06	—	—	16,5	1,8	—	—	Rest	—	—	1	16,5

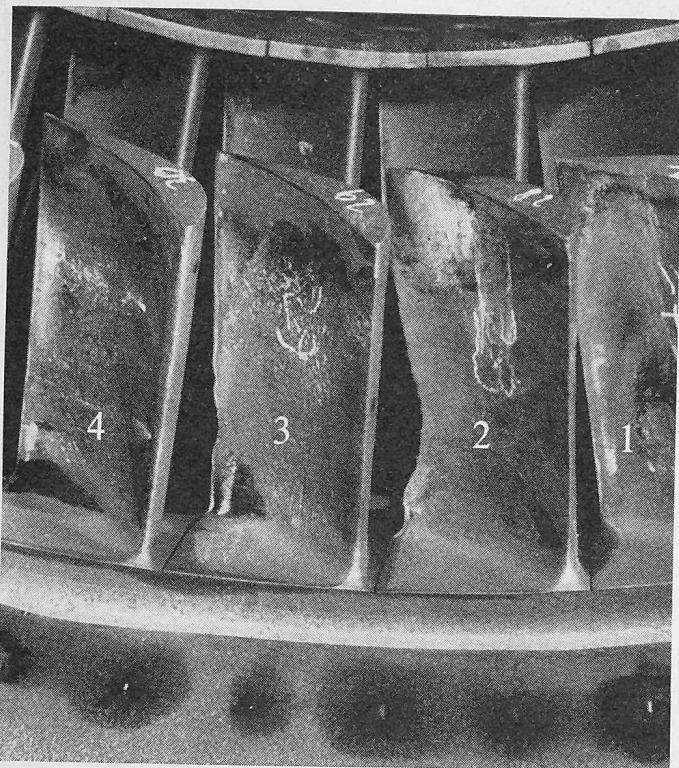


Bild 11. Ansicht der aus verschiedenen Legierungen bestehenden Leitschaufeln der ersten Stufe einer Gasturbine nach der Reinigung; 15 000 Betriebsstunden mit Gichtgas bei 720 °C
1 = Nimonic 80A, 2 = ATS 105, 3 = ATS 101, 4 = ATS wkv

Teil einer Laufschaufel nahe der Austrittskante zeigt, Bild 9. Diese Aussenschicht umfasste eine dünne Zone, die vor allem Sulfide enthielt, welche besonders längs der Korngrenzen eingelagert waren. Diese Gebiete wiesen ferner in reichem Masse Ausscheidungen von Chromkarbid auf, die auch im Innern der Kristalle vorkamen. Bild 10 gibt eine Ansicht der verschiedenen Zonen in einem Querschnitt eines mässig korrodierten Laufschaufelteiles.

3. Analysen der Ablagerungen und Korrosionsprodukte auf chemischem Wege und durch X-Strahlen

Die Analyse der auf einer Laufschaufel entnommenen Probe von den obenerwähnten bräunlichen Ablagerungen ergab folgendes:

C = 6,6%	K ₂ O = 9,2%	MnO = 0,7%
S = 7,6%	SiO ₂ = 10,9%	NiO = 8,5%
P ₂ O ₅ = 6,9%	Fe ₂ O ₃ = 12,9%	CaO = 6,8%
Na ₂ O = 3,4%	Cr ₂ O ₃ = 2,5%	

Gewichtsverlust durch Erhitzen = 20,6%.

Zwei stark an der Schaufeloberfläche haftende Zündschichtproben geben folgende Teilanalysen:

Element	Si	Cr	Ni	S	O	C
1. Stück %	1,2	9,8	48,3	2,3	9,5	—
2. Stück %	—	—	—	0,2	—	1,6

— nicht gemessen

Folgende Kombinationen von Oxydationsprodukten (grau-grüner Zunder) wurden durch die Brechung von X-Strahlen nachgewiesen:

NiO; Cr₂O₃; Ni O Cr₂O₃; Cr₂S₃.

Diese Analysen bestätigen die durch den mikroskopischen Befund erhaltenen Resultate, dass nämlich in den Zonen nahe der Schaufeloberfläche vor allem Oxyde, in den tiefer gelegenen Schichten dagegen Sulfide und Karbide auftreten.

4. Zeitstandfestigkeit

Zweiundzwanzig Versuchsstäbchen von 4,5 mm Durchmesser wurden drei Laufschaufeln entnommen, sei es im Schaufelfuss oder in der Schaufel selbst. Die Versuche wurden bei 700 °C und 750 °C mit einer gleichmässigen Spannung von 1850 bar vorgenommen. Der «Wiggin»-Katalog vom August 1961 gibt die Zeiten bis zum Bruch für folgende zwei Bedingungen an: einmal für minimale Festigkeit k_{min} , d. h. die mittlere Festigkeit abzüglich 20%, und dann für die mittlere Festigkeit k_m selbst. Diese Zeiten sind bei 700 °C für k_{min} 3500 h, für k_m 8000 h; bei 750 °C für k_{min} 350 h und für k_m 1000 h. Tabelle 4 enthält die Versuchsergebnisse.

Tabelle 4. Versuchsergebnisse von Schaufeln nach 32 800 Stunden Laufzeit

Versuchstemperatur °C	Schaufel Nr.	Ort	Zeit bis Bruch Std.	Dehnung bis Bruch %
700	1	Fuss	9 292	5,8
		Fuss	9 866	1,4
		Schaufel Eintritt	10 069	2,1
		Mitte	8 685	3,5
		Austritt	11 277	6,2
700	2	Fuss	4 943	—
		Fuss	10 343	5,3
		Schaufel	9 647	5,8
700	3	Fuss	4 545	0,6
		Schaufel Eintritt	6 464	1,7
		Mitte	10 792	5,6
750	1	Fuss	1 280	1,3
		Fuss	1 905	1,2
		Fuss	1 593	0,2
		Fuss	896	—
		Fuss	1 041	0,8
750	2	Fuss	950	1,9
		Fuss	1 015	0,7
		Fuss	1 636	1,0
		Fuss	3 145	1,1
		Fuss	2 193	0,7
750	3	Fuss	1 256	0,7

Diese Versuche zeigen, dass in der Mehrzahl der Fälle die Zeitstandfestigkeit noch über den im «Wiggin»-Katalog angegebenen mittleren Werten liegt, obwohl die Schaufeln während einer erheblichen Zeit hohen Spannungen und Temperaturen ausgesetzt waren. In keinem Falle unterschritten die Zahlen den minimalen Wert entsprechend einer um 20% unter der mittleren Festigkeit liegenden Festigkeit. Die Versuche mit den dem Fuss entnommenen Versuchsstücken, die dort nur niedrige Spannungen und Temperaturen ausgesetzt waren, können in gewissem Sinne zum Vergleich mit denjenigen am ungebrauchten Material dienen.

c) Diskussion der Versuchsergebnisse

Nach 32 800 Stunden Betrieb mit Gichtgas wiesen Lauf- und Leitschaufeln der ersten Turbinenstufe deutliche Korrosionen auf, welche von einem kombinierten Angriff während abwechselnder Zeitspannen mit reduzierender bzw. oxydierender Atmosphäre herrihren. Die Bildung von Sulfiden und Karbiden zeigt deutlich, dass an der Schaufeloberfläche zeitweilig reduzierende Bedingungen vorlagen. Es ist bekannt, dass unter diesen Umständen stark nickelhaltige Legierungen durch niedrigschmelzende Sulfide stark angegriffen werden können. Ungünstig ist ferner auch die durch Karbidbildung hervorgerufene Verarmung an Chrom im Grundmetall, was in der Tat den Abfall der Warmfestigkeit in den betroffenen Zonen erklären kann.

Der ungünstige Einfluss kurzer reduzierender Perioden kann sehr deutlich sein. Im allgemeinen liegen oxydierende Bedingungen vor, aber es kann sich beispielsweise während des Anfahrens eine Russschicht bilden, was die obenerwähnten schwerwiegenden Korrosionen herbeizuführen vermag.

Versuche über die Zeitstandfestigkeit, welche mit unbeschädigten Teilen korrodiertener Schaufeln vorgenommen wurden, haben gezeigt, dass die Warmfestigkeit praktisch unverändert, d. h. gleich der des ungebrauchten Materials war. Man kann also daraus schliessen, dass die Lebensdauer der unter den obenerwähnten Bedingungen stehenden Schaufeln nur durch die Korrosion beeinträchtigt wird und nicht durch eine Verminderung der Zeitstandfestigkeit des Materials. Eine parallel hierzu durchgeführte Untersuchung von «Wiggin Ltd.» hat die Resultate dieses Beitrages bestätigt.

Um zu entscheiden, ob der Widerstand gegen Korrosion unter den oben angegebenen Betriebsbedingungen verbessert werden könnte, hat man Versuche mit Leitschaufeln aus Nimonic 80A durchgeführt. Die Oberfläche wurde mit Silizium-, Chrom- oder Aluminium-Überzügen diffundiert. Diese verschiedenen Schaufeln sind während der Revision im August 1963 in eine Gasturbine eingesetzt worden. Darüber hinaus wurden auch die aus Cobaltlegierungen hergestellten Leitschaufeln erprobt. Die Turbine fuhr mit Gichtgas, und die Zeit, während welcher die Schaufeln der Einwirkung der Gase ausgesetzt waren, betrug 15 000 Stunden bei 710 °C.

Bild 11 zeigt die aus verschiedenen Materialien gefertigten, gereinigten Leitschaufeln der ersten Stufe, deren Analyse sich in Ta-

belle 3 findet. Nimonic 80A zeigt nur schwache Spuren von Korrosion. ATS 105 war stark angegriffen, ATS 101 ebenfalls, jedoch in etwas geringerem Masse. Dagegen war ATS 2 wkv (warmkaltverfestigt) sehr wenig korrodiert. Fluginox 130 wurde auch probiert (die Schaufel ist auf Bild 11 nicht sichtbar), und gab ähnliche Resultate wie ATS 2 wkv. Die Versuchsresultate werden gegenwärtig studiert und werden Gegenstand einer späteren Mitteilung sein.

Der Autor legt Wert darauf, Dr. Geiger von Gebr. Sulzer AG, der die Versuche an den korrodierten Schaufeln durchgeführt hat, seine Anerkennung auszudrücken.

Literaturverzeichnis

- [1] R. A. Strub und H. Canonica: Recent Development Work on a Single and Split Shaft 3000 kW-Gas Turbine. CIMAC-Kongress, Kopenhagen, 1962. Mitteilung B2.
- [2] F. Zerlauth: Zwei neue 3000 kW-Gasturbinen. «Technische Rundschau Sulzer», Forschungsheft 1961, S. 54-59.
- [3] E. Aguet und J. von Salis: Three Year's Operating Experience with 7500 kW-Gas Turbine Plants in Belgian Steel Works. ASME-Paper 60-GTP-3, 1960.

- [4] A. Frieder und A. Moser: Bemerkenswerte Inbetriebsetzungen aus dem Arbeitsgebiet der Turbomaschinen. «Technische Rundschau Sulzer» Nr. 2, 1959, S. 95-100.
- [5] F. Zerlauth und J. von Salis: Gasturbinen-Anlagen in Rumänien und Pipeline-Stationen. «Technische Rundschau Sulzer» Nr. 3, 1963, S. 149-154. SBZ 1964, H. 15, S. 263-266.
- [6] F. Dübi: Gasturbinenzentrale Weinfelden der NOK. «Technische Rundschau Sulzer» Nr. 3, 1960, S. 3-17.
- [7] A. L. Jaumotte und N. Masson: La Corrosion à Haute Température des Alliages Réfractaires par le Vanadium en Présence du Sodium. CIMAC-Kongress, Kopenhagen, 1962, Mitteilung B13.

Gasturbinen für Spitzenlast-Erzeugung

Dipl. Ing. H. R. Bolliger, Baden

I. Rückblick auf bisherige Betriebserfahrungen mit Gasturbinen konventioneller Bauart für Spitzenlasterzeugung

Die erste industrielle Gasturbinengruppe der Welt, welche Brown Boveri in den Jahren 1938/39 für das Kraftwerk «Champ-Bougin» der Services Industrielles de la Ville de Neuchâtel (Schweiz) gebaut hatte, war als Notstrom- und Spitzenlastanlage geplant. Der Einsatz dieser noch heute im Betrieb befindlichen Maschinen erfolgte dann hauptsächlich als Reserve-Einheit oder Notstrom-Spitzenlastgruppe, so dass sich in den 25 Lebensjahren nur eine geringe Betriebsstundenzahl ergab. Bis im Sommer 1965 war die Gruppe 3236 Stunden gelaufen, hat dabei 5947 MWh erzeugt und ist hierfür 984 mal gestartet worden, was einer mittleren Betriebsdauer pro Start von 3,3 Stunden, sowie einer mittleren jährlichen Betriebszeit von nur 132 Stunden entspricht.

Von den bis anfangs 1965 für die Produktion elektrischer Energie im Betrieb befindlichen rd. 130 Brown-Boveri-Gasturbinen des industriellen («Heavy-duty») Typs konventioneller Bauart mit Einheitsleistungen von 1,2 bis 30 MW war jedoch ein grosser Teil zur Erzeugung von Grundlast, sei es dauernd oder im Saison-Betrieb, eingesetzt. Diese Maschinen haben dabei, in ihrer grossen Mehrzahl in jahrelangem Dauerbetrieb stehend, mit Betriebsperioden von 12 000 bis 45 000 Betriebsstunden zwischen den Revisionen, ganz hervorragende Resultate bezüglich Betriebs-Fähigkeit und minimaler Unterhaltskosten erzielt [1], [2], [3], [4]. Sie werden in der Regel im Mittel mehrere 100 bis gegen 2000 Stunden pro Start gefahren, wobei Betriebssicherheits-Faktoren («reliability») von über 99,5% und Betriebsverfügbarkeitsgrade («availability») von über 97%, sowie spezifische mittlere Unterhaltskosten, je nach verwendetem Brennstofftyp, von 0,05 bis 0,5 Mills/kWh (1 Mill. = 1/1000 US\$) erwartet werden dürfen.

Im Gegensatz zu den erwähnten Grundlastanlagen sind, ähnlich wie die eingangs erwähnte Gruppe «Neuchâtel», eine beträchtliche Anzahl von Gasturbinen für zeitweise oder regelmässige Erzeugung von Spitzenlastenergie oder als Notstrom-Aggregate sowohl für Grundlast- als auch für Spitzenlast-Erzeugung aufgestellt worden. Sehr oft kommt auch eine Kombination dieser verschiedenen Verwendungszwecke vor. Solche Maschinen werden in der Regel im Mittel weniger als 24 Stunden pro Start betrieben. Bis Sommer 1965 liegen von 43 solcher Gasturbinenanlagen detaillierte Betriebs-Rapporte vor (siehe Tabelle 1), welche anschliessend nach verschiedenen Gesichtspunkten näher analysiert werden sollen.

1. Beurteilung nach mittlerer Betriebszeit pro Start

Unterscheidet man in dieser Gruppe, die 43 Maschinen umfasst, zwischen solchen für praktisch reinen Spitzenlastbetrieb und solchen für gemischten Spitzenlast- und Notstrombetrieb, so ergibt sich folgende Aufteilung:

a) 25 Maschinen mit weniger als 7 Betriebsstunden pro Start, wovon 12 mit weniger als 4 Stunden pro Start

Diese 25 (12) Maschinen wurden zusammen 30 393 (11 106) mal gestartet und während 175 886 (34 967) Stunden betrieben. Sie weisen also im Mittel 5,8 (3,15) Betriebsstunden pro Start auf. Durchschnittlich ist jede dieser Maschinen 1220 (925) mal gestartet und während 7000 (3150) Stunden betrieben worden. Die kurze Betriebszeit pro Start weist darauf hin, dass in erster Linie die ursprünglich geplante

DK 621.438.081.21

Funktion der reinen Spitzenlasterzeugung, sei es regelmässig über das ganze Jahr, oder aber während bestimmten Saison-Abschnitten, erfüllt wurde, während der Einsatz als Reserve-Grundlast-Einheiten nur ganz ausnahmsweise erfolgte. In einzelnen Fällen fand ein kurzer Einsatz als Notstrom-Spitzenlastgruppen statt, worunter 5 Einheiten mit weniger als 100 h/Jahr betrachtet werden müssen.

b) 18 Maschinen mit mehr als 7 und weniger als 24 Betriebsstunden pro Start

Diese 18 Maschinen wurden zusammen 19 697 mal gestartet und während 288 260 h betrieben, d. h. sie weisen im Mittel 14,6 Betriebsstunden pro Start auf. Durchschnittlich ist also jede dieser Maschinen 1090mal gestartet und während 16 000 h betrieben worden. Bei allen diesen Maschinen ist entsprechend der längeren mittleren Betriebszeit pro Start die Funktion als reine Spitzenlast-Maschine in mehr oder weniger starkem Masse durch zeitweiligen Einsatz als Notstrom- oder Saison-Grundlastmaschine ergänzt worden, sei es auf Grund von ursprünglich in dieser Richtung bestehender Pläne, oder aber infolge besonderer Verhältnisse, z. B. unvorhergesehener Ausfall anderer Generatorgruppen, Mangel an hydraulischer Energie infolge abnormaler Trockenheit usw.

Es darf auf die bemerkenswerte Tatsache hingewiesen werden, dass die konventionelle Gasturbine der Brown Boveri-Bauart in allen diesen Fällen in der Lage war, die erwähnte Doppelfunktion ohne Einschränkung der Nutzleistung und ohne wesentliche Beeinträchtigung der Revisions-Intervalle in sehr flexibler Weise zu erfüllen.

Als hervorstechende Beispiele für die unter a) aufgeführten Maschinen sei auf die zwei 30 MW-Gruppen «Edmonton I/II» mit je total 7968 bzw. 4731 Betriebsstunden und 2168 bzw. 1542 Starts hingewiesen. Diese Maschinen waren durchschnittlich nur 3,7 bzw. 3,1 Stunden pro Start im Einsatz und wurden bis Ende 1964 im Mittel während 1330 bzw. 880 Betriebsstunden pro Jahr mit einem Lastfaktor von rd. 80% hauptsächlich als Winter-Spitzenlasteinheiten betrieben.

Ferner sei auch auf die 20 MW-Maschine «El Convento» [4], [5], [6], [7] hingewiesen, welche bis im Sommer 1965 6833 Betriebsstunden bei 2155 Starts erreicht hat. Ungefähr die Hälfte der registrierten Starts wurden für den Anwurf des Generators als Phasenschieber benutzt, so dass im eigentlichen Generatorbetrieb durchschnittlich 6,3 h pro Start gefahren wurden. Normalerweise wird diese Gruppe jedoch im Spitzenlastbetrieb während 3 bis 4 h täglich und pro Start eingesetzt. Der höhere Durchschnitt von 6,3 h pro Start ergibt sich aus der gelegentlichen Notwendigkeit, die Gruppe über den ganzen Tag als Reserveeinheit einzusetzen. Die mittlere jährliche Betriebszeit betrug 1030 h, wobei die Maschine durchschnittlich 165 mal für Generatorbetrieb und etwa ebensovielmal für Phasenschieberbetrieb gestartet wurde.

Es seien ferner die beiden Schweröl-gefeuerten Maschinen des Kraftwerkes Beznau der NOK erwähnt, von denen die 13 MW-Gruppe bereits im Jahre 1948 und die 27 MW-Gruppe im Jan. 1949 in Betrieb kam. Diese Maschinen haben somit über 17 bzw. 16 Jahre in Betrieb gestanden und 27 200 bzw. 27 300 Betriebsstunden bei einem mittleren Belastungsfaktor von 86,5% bzw. 81% erreicht, wobei sie mehr als rd. 3600 bzw. 3400 mal gestartet wurden. Dies entspricht einer mittleren Betriebsdauer von rd. 7 Stunden pro Start. Die im jahrelangen Betrieb dieses Schweröl-gefeuerten Kraftwerkes ermittelten spezifischen