

**Indien: Dampfturbinen mit Abhitzeesseln Kraftwerk Uran  
Rehabilitierung 4x108 MW Gasturbinenkraftwerk Uran**

**Schlussprüfung**

<b>OECD-Förderbereich</b>	23062 – Gasfeuerungskraftwerke	
<b>BMZ-Projektnummern</b>	(a) 1988 65 446 (b) 1994 66 509	
<b>Projektträger</b>	Maharashtra State Electricity Board, Mumbai	
<b>Consultant</b>	(a) Lahmeyer (b) VEAG Power Consult (früher IFK Vetschau)	
<b>Jahr der Schlussprüfung</b>	<b>2005</b>	
	<b>Projektprüfung (Plan)</b>	<b>Schlussprüfung (Ist)</b>
<b>Durchführungsbeginn</b>	(a) 04/1988 (b) 04/1995	(a) 12/1990 (b) 05/1996
<b>Durchführungszeitraum</b>	(a) 36 Monate (b) 54 Monate	(a) 50 Monate (b) 46 Monate
<b>Investitionskosten</b>	(a) 162,08 Mio. EUR (b) 40,12 Mio. EUR	(a) 279,29 Mio. EUR (b) 40,81 Mio. EUR
<b>Eigenbeitrag</b>	(a) 60,84 Mio. EUR (b) 8,93 Mio. EUR	(a) 121,39 Mio. EUR (b) 27,75 Mio. EUR
<b>Finanzierung, davon FZ-Mittel</b>	(a) 101,24 Mio. EUR (b) 31,19 Mio. EUR	(a) 157,90 Mio. EUR (b) 13,06 Mio. EUR
<b>Andere beteiligte Institutionen/Geber</b>	entfällt	entfällt
<b>Erfolgseinstufung</b>	3	
<b>• Signifikanz/Relevanz</b>	3	
<b>• Effektivität</b>	3	
<b>• Effizienz</b>	4	

**Kurzbeschreibung, Oberziel und Projektziele mit Indikatoren**

Die beiden FZ-Vorhaben richteten sich auf ein vom Maharashtra State Electricity Board (MSEB) betriebenes Gasturbinenkraftwerk nahe der Stadt Uran ca. 70 km südlich von Mumbai. Das Vorhaben „Dampfturbinen mit Abhitzeesseln Uran“ bestand aus der Lieferung und Montage von vier Abhitzeesseln und zwei 120-MW-Dampfturbinen zur Ausnutzung der Abwärme der bereits vorhandenen vier 108-MW-Gasturbinen. Der Umbau führte zur Ausrüstung des Kraftwerks mit zwei kombinierten Gas-und-Dampfturbinensätzen von je 336 MW. Das Anschlussvorhaben „Rehabilitierung 4x108-MW-Gasturbinenkraftwerk Uran“ umfasste die Lieferung von Ersatzteilen zur Rehabilitierung der vier Gasturbinen der Kombianlage sowie Consultingleistungen zur Behebung von Schwächen in der Betriebsführung des MSEB. Das mit den Vorhaben „Dampfturbinen mit Abhitzeesseln“ verfolgte Oberziel waren Verbesserungen in den Voraussetzungen zur volkswirtschaftlichen Entwicklung der Westregion. Erreicht werden sollte dies durch einen Beitrag zur Verringerung des regionalen elektrischen Energiedefizits (Projektziel). Das Oberziel des Anschlussvorhabens sah vor, einen

Beitrag zur gesamtwirtschaftlich effizienten Versorgung mit elektrischer Energie zu leisten. Projektziele waren eine dauerhafte Verbesserung der Zeitverfügbarkeit und der Ausnutzung des Kraftwerks Uran (mit Abhitzenutzung).

Für das Oberziel des Vorhabens „Dampfturbinen mit Abhitzekeesseln“ wurden keine Indikatoren definiert. Die Indikatoren für das Oberziel des Anschlussvorhabens waren: (i) Kostendeckungsgrad von mindestens 65 %; (ii) Konsumstromanteil am Nachfragezuwachs von nicht mehr als 40 %. Hinsichtlich des Projektziels für das Vorhaben „Dampfturbinen mit Abhitzekeesseln“ lauteten die Indikatoren: (a) Gesamtwirkungsgrad der Kombianlage von mindestens 43 % (48 %) nach Inbetriebnahme; (b) Jährliche Stromabgabe von mindestens 1.950 GWh (2.000 GWh) je Kombisatz nach Inbetriebnahme; (c) Anteil der produktiven Stromnutzung in der Region bei etwa 70 % zwei Jahre nach Inbetriebnahme, bei einer Gesamtverbrauchsentwicklung von 8-10 % pro Jahr. Der Indikator für das Projektziel des Anschlussvorhabens war: (d) Zeitverfügbarkeit des Kraftwerks von mindestens 75 % nach Beendigung der Rehabilitierung.

### **Konzeption des Vorhabens / Wesentliche Abweichungen von der ursprünglichen Projektplanung und deren Hauptursachen**

Das Kraftwerk Uran wurde zwischen 1980 und 1986 für den Spitzen- und Mittellastbetrieb gebaut und bestand zunächst aus 3 x 60-MW-Gasturbinen sowie 4 x 180-MW-Gasturbinen. Drei der damals installierten 180-MW-Gasturbinen wurden aus FZ-Mitteln finanziert. Das Kraftwerk war so ausgelegt worden, dass sich eine Nachrüstung hin zu einer integrierten Gas-und-Dampfturbinenanlage für den Grundlastbetrieb vornehmen ließ. Eine vermehrte Energieableitung war durch den Ausbau der 220-kV-Schaltanlage und entsprechender Freileitungen gesichert. Parallel dazu wurde das Verbundnetz der Westregion mit Hilfe von Weltbank-Mitteln ausgebaut. Als 1987 von der indischen Regierung Gaslieferungen von insgesamt 3 Mio. Kubikmetern pro Tag (MMCMD) zugesagt wurden, fasste das MSEB den Entschluss, die 4 x 180-MW-Gasturbinen mit Abhitzekeesseln und mit zwei Turbogeneratoren für die Dampfnutzung zu kombinieren. Daraus entwickelte sich 1988 das FZ-Vorhaben „Dampfturbinen mit Abhitzekeesseln“. Da sich die Restlebensdauer der Gasturbinen infolge von Betriebs- und Wartungsproblemen schneller als erwartet verkürzte, war es im Jahr 1994 dringend geboten, die Lebensdauer der Gasturbinen durch Erneuerungsmaßnahmen um weitere 100.000 äquivalente Betriebsstunden zu verlängern. Die Umsetzung dieser Maßnahmen erfolgte durch das Anschlussvorhaben „Rehabilitierung 4 x 180-MW-Gasturbinen“.

Das Vorhaben „Dampfturbinen mit Abhitzekeesseln“ umfasste die schlüsselfertige Lieferung, Montage und Inbetriebsetzung von vier Abhitzekeesseln für die vorhandenen 4 x 180-MW-Gasturbinen und zwei neuen 120-MW-Dampfturbinen mit Generator, einschließlich Hilfssysteme, Luftkondensatoranlagen, Wasseraufbereitungsanlage, erforderlicher Elektronik, Transformatoren, Leittechnik samt Warte, Gebäude für Verwaltung und Werkstatt sowie Consultingleistungen. Das Projekt wurde - wie bei Projektprüfung geplant - in der Auslegung optimiert: Alle Anpassungen in der Auslegung wie zum Beispiel der Verzicht auf eine alternative Brennstoffversorgung mit Heizöl waren zweckmäßig und haben sich bewährt. Das Ergebnis des Vorhabens ist eine funktionsfähige, aus zwei 336-MW-Sätzen bestehende Kombianlage mit einem maximalen Gesamtwirkungsgrad von 47,5 %.

Das Vorhaben „Rehabilitierung 4 x 180 MW Gasturbinen“ bestand aus der Beschaffung von Materialpaketen zur Rehabilitierung von vier 180-MW-Gasturbinen und Consultantleistungen. Die zusätzliche Lieferung von zwei Mischkammern wurde mit Restmitteln aus dem vorangegangenen Vorhaben „Dampfturbinen mit Abhitzekeesseln“ finanziert. Gegenüber den bei Projektprüfung vorgeschlagenen Renovierungsmaßnahmen gab es im Verlauf der Umsetzung des Vorhabens zahlreiche Änderungen, die dem tatsächlichen Zustand der Turbinen bzw. dem vorgefundenen Schadensumfang Rechnung trugen, die Ersatzteilwünsche des Projektträgers berücksichtigten oder durch Genehmigungsprobleme hervorgerufen wurden. Trotz der Änderungen bei den Materialpaketen hatte das Vorhaben zum Ergebnis, dass alle für die Verlängerung der Turbinenlebensdauer erforderlichen Maßnahmen ergriffen, für die Verfügbarkeit der Anlage wichtige Ersatzteile beschafft und die Wartungsfähigkeiten des Projektträgers verbessert wurden.

Die als Teilmaßnahme des Rehabilitierungsvorhabens geplante Beratung des MSEB zur Verbesserung der Betriebsführung des Kraftwerks Uran kam nicht zustande. Der 1998 zwischen MSEB und Siemens abgeschlossene Vertrag über die Einführung eines modernen Computer gestützten Betriebsführungssystems wurde von Siemens im beidseitigen Einvernehmen gekündigt, nachdem es im Vorfeld der Umsetzung zu unüberbrückbaren Schwierigkeiten zwischen beiden Vertragsparteien gekommen war. Der mit der VEAG Power Consult abgeschlossene Vertrag über die

Durchführung von Risikountersuchungen und „Sicherheits-Audits“ zur Analyse und Behebung von Störfällen im Kraftwerk wurde hingegen planmäßig abgewickelt. Die fünf durchgeführten „Sicherheits-Audits“ bestätigten die positive Wirkung der Rehabilitierungsmaßnahmen auf die Lebensdauer und Verfügbarkeit der Turbinen und erlaubten die Entwicklung von Handlungsempfehlungen zur Vermeidung von künftigen Störfällen.

Die bei der Projektprüfung des Vorhabens „Dampfturbinen mit Abhitzeesseln“ vorläufig festgelegten Projektzielindikatoren wurden während der Projektdurchführung hinsichtlich des Gesamtwirkungsgrads von 43 % auf 48 % und hinsichtlich der jährlichen Stromabgabe von 1.950 GWh auf 2.000 GWh erhöht. Diese Anpassung sollte der durch eine optimierte Auslegung erzielten Wirkungsgradverbesserung der Anlage Rechnung tragen.

Als Durchführungsconsultant für das Vorhaben „Dampfturbinen mit Abhitzeesseln“ wurde Anfang 1989 Lahmeyer International von MSEB nach einer auf Deutschland beschränkten Ausschreibung unter Vertrag genommen. Die Überarbeitung der Projektplanung durch Lahmeyer hatte teilweise erhebliche Änderungen der von MSEB und Central Electricity Authority (CEA) geplanten Auslegung der Anlage zur Folge. Nach der im Juni 1989 vorgenommenen, auf Deutschland beschränkten Ausschreibung für das Kraftwerk stellte sich heraus, dass die früheren Schätzungen der Projektkosten (aufgrund des Umfangs der tatsächlich erforderlichen Auslegungsänderungen) deutlich zu niedrig lagen. Trotz weiterer Änderungen im Anlagenkonzept zum Zwecke der Kosteneinsparung mussten die zugesagten Mittel Ende 1990 zur Finanzierung des unvermeidbaren Mehraufwands um 57,3 Mio. EUR aufgestockt werden. Der Auftrag für schlüsselfertige Lieferung und Montage der Anlagenteile erging im Oktober 1990 an die Siemens AG, die 29 indische und deutsche Unternehmen im Unterauftrag an dem Vorhaben beteiligte. Die Arbeiten wurden Anfang 1991 aufgenommen und mit der Inbetriebnahme des zweiten Kombisatzes im Januar 1995 abgeschlossen. Die Durchführungszeit des Vorhabens betrug 50 Monate und überschritt damit die bei Projektprüfung geschätzte Gesamtlaufzeit um 14 Monate. Für den Verzug verantwortlich waren lange Genehmigungs- und Entzollungszeiten, Lieferengpässe bei indischen Unternehmen, Unruhen und Streiks, finanzielle Schwierigkeiten von Unterauftragsnehmern sowie Störfälle im Kraftwerk selbst.

Die Rehabilitierungsmaßnahmen des Anschlussvorhabens wurden wie geplant von dem MSEB weitgehend selbständig umgesetzt. Trotz einer unvorhersehbaren, durch Auslegungsänderungen verursachten einjährigen Verzögerung beim Vertragsabschluss wurde das Vorhaben dann schneller als bei Projektprüfung geplant abgewickelt. Die Inbetriebnahme der letzten Turbine erfolgte im März 2000. Die Gesamtlaufzeit des Vorhabens betrug 46 Monate und war damit um 8 Monate kürzer, als bei der Projektprüfung angenommen wurde. Allerdings wurde der mit Siemens vereinbarte Servicevertrag über die Einführung eines rechnergestützten Betriebsführungssystems nicht wirksam. Wegen dieser Schwierigkeiten zog sich die Durchführung von „Sicherheitsaudits“, mit der VEAG Power Consult beauftragt worden war, länger hin als erwartet. Der letzte der fünf „Sicherheitsaudits“ wurde erst Ende 2002 vorgenommen.

### **Wesentliche Ergebnisse der Wirkungsanalyse und Erfolgsbewertung**

Insgesamt lässt sich festhalten, dass die beiden FZ-Vorhaben einen wichtigen Beitrag zur Stabilisierung der Stromversorgung in der Projektregion geleistet haben. Zwar stellen Stromversorgungsempässe, wie zu den Zeitpunkten der Prüfungen der beiden Vorhaben, weiterhin ein wesentliches Hemmnis für die wirtschaftliche Entwicklung der Region dar. Fest steht jedoch, dass ohne die Durchführung der FZ-Vorhaben die Versorgungslücken noch wesentlich größer ausgefallen wären mit allen entsprechenden negativen Konsequenzen für die wirtschaftliche Entwicklung der Region.

Auch aus einzelwirtschaftlicher Sicht stellten sich beide Vorhaben als eine äußerst vorteilhafte Investitionsalternative heraus. Vor dem Hintergrund der hohen Netzverluste, die bei Projektprüfung in der Form nicht bekannt waren, wären aus heutiger Sicht jedoch flankierend zum Ausbau der Erzeugungskapazitäten Maßnahmen zur Reduzierung der Netzverluste empfehlenswert gewesen.

Durch die Vorhaben konnten sowohl direkte als auch indirekte Beschäftigungseffekte erzielt werden. Die direkten beschränken sich auf den kurzzeitigen Einsatz einheimischer Baukräfte und zusätzlich eingestelltes Kraftwerkspersonal. Indirekt haben die Vorhaben zur Sicherung von Arbeitsplätzen in Industrie und Landwirtschaft beigetragen, die bei einem größeren Stromversorgungsdefizit gefährdet gewesen wären.

Die Vorhaben fördern eine energieeffiziente Technologie (Nutzung der Abwärme zur Stromerzeugung) und die Nutzung eines vergleichsweise sauberen Brennstoffs (Gas).

In einer zusammenfassenden Bewertung aller vorstehenden Wirkungen und Risiken kommen wir zu folgender Bewertung der entwicklungspolitischen Wirksamkeit der Vorhaben:

#### Effektivität

Projektziel des Vorhabens „Dampfturbinen mit Abhitzeessel“ war es, einen Beitrag zur Verringerung des elektrischen Energiedefizits in der Westregion zu leisten, wobei als Nebenziel eine verbesserte Nutzung heimischer Ressourcen (Erdgas) verfolgt wurde. Für das Anschlussvorhaben „Rehabilitierung 4 x 108-MW-Gasturbinen“ bestanden die Projektziele in der dauerhaften Verbesserung der Zeitverfügbarkeit und der Ausnutzung des Kraftwerks Uran (mit Abhitzenutzung). Gemessen an den Indikatoren wurden die Projektziele ausreichend erreicht: Der Gesamtwirkungsgrad der Kombianlage blieb aufgrund von Engpässen in der Gasversorgung mit einem durchschnittlichen Wert von 43 % unter dem maximal erreichbaren Indikatorwert von 47,5 %. Eine bessere Ausnutzung bei gleichzeitig höherem Wirkungsgrad wäre nur möglich gewesen, wenn der Gasversorger die für einen Volllastbetrieb erforderlichen Gasmengen kontinuierlich geliefert hätte. Beide Kombisätze zusammen lagen im Durchschnitt der letzten 11 Jahre bei einem Ausnutzungsgrad von 68 % und damit über dem projektbezogenen Referenzwert von 66 % (1.950 GWh). Der Anteil der produktiven Verbraucher am Gesamtverbrauch lag mit 82 % im Versorgungsgebiet des MSEB und in der Region deutlich über dem Indikatorwert in Höhe von 70 %. Der für das Anschlussvorhaben „Rehabilitierung 4 x 180-MW-Gasturbinen“ definierte Projektzielindikator (Zeitverfügbarkeit mindestens 75 %) wurde gut erreicht. Ab dem Jahre 1996 lag die Verfügbarkeit der Kombianlage deutlich über 75 %. Insgesamt beurteilen wir die Effektivität der beiden Vorhaben als ausreichend (Teilbewertung: Stufe 3).

#### Relevanz/Signifikanz

Oberziel des Vorhabens „Dampfturbinen mit Abhitzeessel“ war eine Verbesserung der Voraussetzungen zur volkswirtschaftlichen Entwicklung der Region. Für das Anschlussvorhaben „Rehabilitierung 4 x 108-MW-Gasturbinen“ bestand das Oberziel in einem Beitrag zur gesamtwirtschaftlich effizienten Versorgung mit elektrischer Energie. Für das Oberziel des Vorhabens „Dampfturbinen mit Abhitzeesseln“ wurden keine Indikatoren definiert. Die Indikatoren für das Oberziel des Anschlussvorhabens waren: (i) Kostendeckungsgrad von mindestens 65 %; (ii) Konsumstromanteil am Nachfragezuwachs von nicht mehr als 40 %. Beide Oberzielindikatoren wurden ausreichend erfüllt: Der Konsumstromanteil am Verbrauchszuwachs betrug 28,3 % im Zeitraum 1985/86 – 2003/4; der gesamtwirtschaftlichen Kostendeckungsgrad war größer als 65 %. Die beiden Vorhaben haben als einzel- und gesamtwirtschaftlich vorteilhafte Investitionsvorhaben substantielle Beiträge zum kostenminimalen Ausbau des Kraftwerksparks des MSEB beigetragen. Getrübt werden diese Beiträge zu einer volkswirtschaftlich effizienten Stromversorgung durch die hohen technischen und nicht-technischen Systemverluste (rd. 36 %), deren tatsächliches Ausmaß erst von der Regulierungsbehörde MERC aufgedeckt wurde. Aus heutiger Sicht wären flankierend zum Ausbau der Erzeugungskapazitäten zwingend Maßnahmen zur Reduzierung der technischen und nichttechnischen Netzverluste erforderlich gewesen. Positiv bewerten wir die Tätigkeit der Regulierungsbehörde MERC, die im Jahr 1999 ihre Tätigkeit aufgenommen hat. Diese hat durch diverse Maßnahmen die Transparenz des Elektrizitätssektors in Maharashtra substantiell erhöht (u. a. Aufdeckung der tatsächlichen Höhe der Systemverluste) und wesentliche Maßnahmen zur wirtschaftlichen Gesundung des Sektors vollzogen, u.a. die Anpassungen in der Tarifstruktur, Maßnahmen zur Reduzierung der Systemverluste, Entflechtung des MSEB usw. Insgesamt beurteilen wir die Relevanz/Signifikanz der beiden Vorhaben als ausreichend (Teilbewertung: Stufe 3).

#### Effizienz

Die spezifischen Kosten beider Vorhaben belaufen sich aufgrund der erheblichen Kostensteigerungen auf 476 EUR/kW installierte Leistung. Dies beurteilen wir vor dem Hintergrund der erwarteten Restlebensdauer der Kombianlage von 15 Jahren als vertretbar. Die einzelwirtschaftlichen dynamischen Gestehungskosten in Höhe von 22,08 EUR/MWh, entsprechend 1,21 INR/kWh (Diskontfaktor 10 %), beurteilen wir im lokalen Kontext als günstig. Aus heutiger Sicht wären jedoch konsequente Maßnahmen zur Reduzierung der sehr hohen technischen und nicht technischen Verluste notwendiger Bestandteil einer kosteneffizienten Ausbaustrategie des Elektrizitätssektors gewesen. Vor diesem Hintergrund beurteilen wir die Produktionseffizienz als nicht mehr ausreichend. Die Allokationseffizienz beurteilen wir vor dem Hintergrund des einzelwirtschaftlichen Kostendeckungsgrades von nahezu 100 % und einer Hebeeineffizienz von rd. 90 % als ausreichend. Insgesamt beurteilen wir die Effizienz als nicht mehr ausreichend (Teilbewertung Stufe 4).

Insgesamt beurteilen wir unter Abwägung der o.g. Teilkriterien die entwicklungspolitische Wirksamkeit des Vorhabens als noch **ausreichend (Stufe 3)**. Ausschlaggebend bei der Bewertung waren trotz der Verletzung der operationalen Prüfkriterien für den Energiesektor (Netzverluste in Höhe von 36 %) die positiven Sektorreformen und die konsequenten Fortschritte, die die Regulierungsbehörde MERC in den letzten 6 Jahren dabei erzielt hat, die Wirtschaftlichkeit, Effizienz und Transparenz des Elektrizitätssektors im Bundesstaat Maharashtra zu erhöhen.

### Projektübergreifende Schlussfolgerungen

Investitionsvorhaben im Elektrizitätssektor sollten unter ungünstigen sektoralen Rahmenbedingungen nur dann durch die Finanzielle Zusammenarbeit gefördert werden, wenn sich das Partnerland konsequent und glaubwürdig zur Umsetzung von Reformen zur Verbesserung der Sektorperformance (Operationale Prüfkriterien als Benchmark) verpflichtet hat.

Die Förderung von Elektrizitätsvorhaben im Rahmen der Finanziellen Zusammenarbeit sollte sich streng an den Operationalen Prüfkriterien für den Energiesektor orientieren.

### Legende

Entwicklungspolitisch erfolgreich: Stufen 1 bis 3	
Stufe 1	Sehr gute oder gute entwicklungspolitische Wirksamkeit
Stufe 2	Zufriedenstellende entwicklungspolitische Wirksamkeit
Stufe 3	Insgesamt ausreichende entwicklungspolitische Wirksamkeit
Entwicklungspolitisch nicht erfolgreich: Stufen 4 bis 6	
Stufe 4	Insgesamt nicht mehr ausreichende entwicklungspolitische Wirksamkeit
Stufe 5	Eindeutig unzureichende entwicklungspolitische Wirksamkeit
Stufe 6	Das Vorhaben ist völlig gescheitert

### Kriterien der Erfolgsbeurteilung

Bei der Bewertung der "entwicklungspolitischen Wirksamkeit" und Einordnung eines Vorhabens in die verschiedenen, oben genannten Erfolgsstufen im Rahmen der Schlussprüfung stehen folgende Grundfragen im Mittelpunkt:

- Werden die mit dem Vorhaben angestrebten **Projektziele** in ausreichendem Umfang erreicht (Frage der **Effektivität** des Projekts) ?
- Werden mit dem Vorhaben in ausreichendem Maße **entwicklungspolitisch wichtige Wirkungen** erreicht (Frage der **Relevanz** und **Signifikanz** des Projekts; gemessen an der Erreichung des vorab festgelegten entwicklungspolitischen Oberziels und den Wirkungen im politischen, institutionellen, sozio-ökonomischen und –kulturellen sowie ökologischen Bereich) ?
- Wurden und werden die Ziele mit einem **angemessenen Mitteleinsatz/Aufwand** erreicht und wie ist der einzel- und gesamtwirtschaftliche Beitrag zu bemessen (Frage der **Effizienz** der Projektkonzeption) ?
- Soweit unerwünschte (**Neben-)Wirkungen** auftreten, sind diese hinnehmbar?

Der für die Einschätzung eines Projekts ganz zentrale Aspekt der **Nachhaltigkeit** wird von uns nicht als separate Bewertungskategorie behandelt sondern als Querschnittsthema bei allen vier Grundfragen des Projekterfolgs. Ein Vorhaben ist dann nachhaltig, wenn der Projektträger und/oder die Zielgruppe in der Lage sind, nach Beendigung der finanziellen, organisatorischen und/oder technischen Unterstützung die geschaffenen Projektanlagen über eine insgesamt wirtschaftlich angemessene Nutzungsdauer weiter zu nutzen bzw. die Projektaktivitäten eigenständig mit positiven Ergebnissen weiter zu führen.