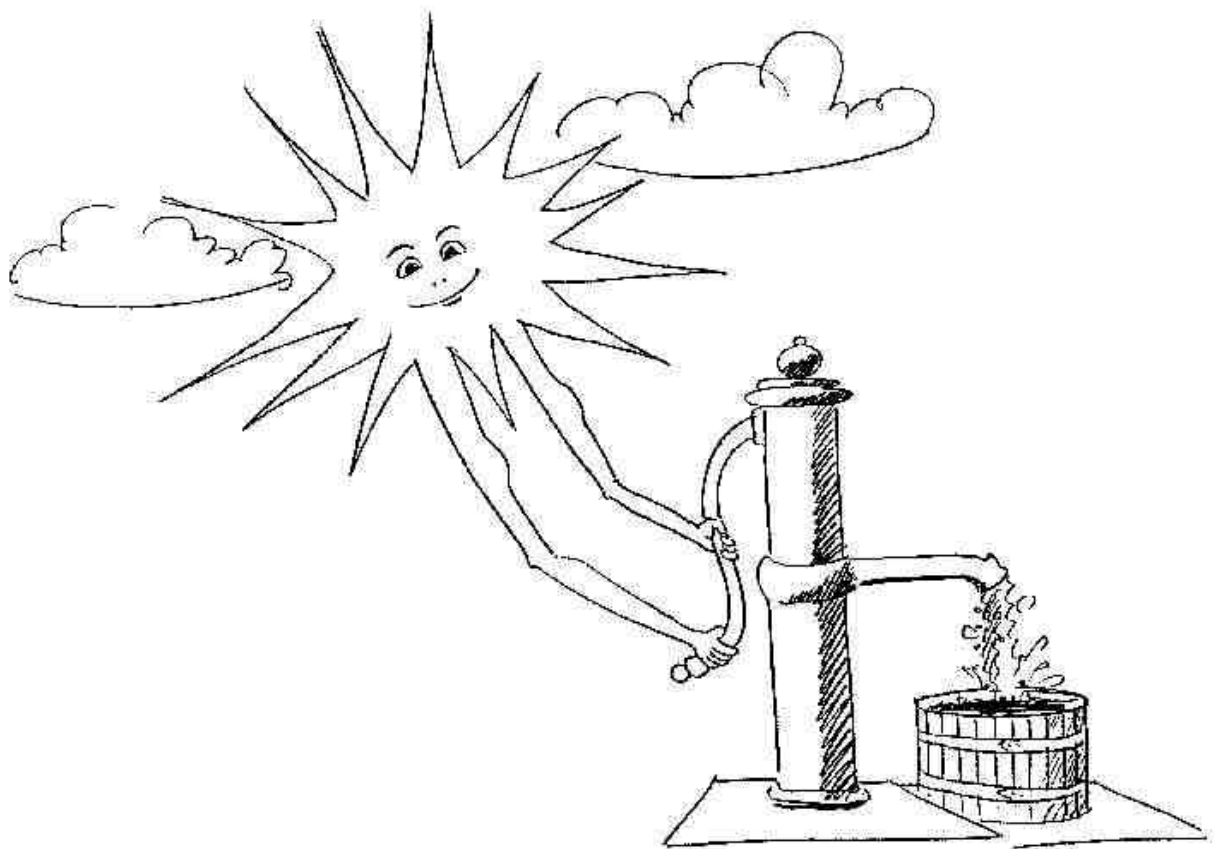




Photovoltaisch betriebene Pumpensysteme(PVPS)





Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	3
2	Situation der Energie- und Wasserversorgung in Entwicklungsländern	4
2.1	Wasserbedarf und Quellen	4
2.2	Wirtschaftlichkeit von PVPS	7
2.2.1	Wirtschaftlichkeitsanalyse von PVPS	8
2.2.2	Kostenvergleich für PVPS und Dieselpumpensysteme	9
2.2.3	Kostenstruktur und Sensitivitätsanalyse	10
2.2.4	Einsatzgebiete für PVPS	11
3	Technische Eigenschaften und Betriebsgrenzen von PVPS	12
4	Beschreibung der Komponenten eines PVPS und der Einflußfaktoren	14
4.1	Solarstrahlung	15
4.2	Solargenerator	15
4.2.1	Funktionsprinzip von Solarzellen	16
4.2.2	Aufbau eines Solargenerators	19
4.3	Anpassung von Energieangebot und Last	20
4.3.1	Funktionsprinzip eines Impedanzwandlers	20
4.3.2	Regelung eines Impedanzwandlers	21
4.3.3	DC/AC-Wechselrichter	22
4.4	Antriebsmotoren	25
4.5	Pumpen	27
4.5.1	Kreiselpumpen	27
4.5.2	Verdrängerpumpen	29
4.5.2.1	Exzentrerschneckenpumpen	29
4.5.2.2	Kolbenpumpen	31
4.5.2.3	Membranpumpen	33
4.6	Brunnen und hydraulisches System	34
4.6.1	Brunnen	34
4.6.2	Hydraulisches System	36
4.6.2.1	Strömungsverluste in der Verrohrung (kontinuierliche Verluste)	37
4.6.2.2	Verluste durch Armaturen wie Krümmer, Meßuhren, Schieber (lokale Verluste)	38
4.6.2.3	Umrechnung von lokalen Energieverlusthöhen in kontinuierliche Verluste	39
4.6.2.4	Verluste durch Rückschlagventile	39
4.7	Energiespeicher	42
4.8	Systemkonfigurationen	43
5	Auslegungsverfahren für photovoltaische Pumpensysteme	45
5.1	Abschätzung anhand von Richtwerten	45
5.2	Berechnung der Solargenerator Spitzenleistung für einen gegebenen täglichen Wasserbedarf	46
5.3	Nomogramme	46
5.4	Simulationsprogramme	47
6	Beispiele für den Einsatz photovoltaischer Pumpensysteme	49
7	Literatur	53



1 Einleitung

Die Notwendigkeit andere als die heute üblichen fossilen und nuklearen Energiequellen zur Deckung des weltweiten Primärenergieverbrauchs zu verwenden ist heute stark in den Vordergrund des allgemeinen Interesses gerückt. Die Nutzung regenerativer Energien, vor allem von Solarstrom, Solarwärme und Windenergie, wird auch unter dem Aspekt der Umweltbelastung durch die CO₂ Emissionen aus fossilen Kraftwerken immer zwingender.

Das legitime Streben nach Wohlstand in Ländern der Dritten Welt bedeutet im allgemeinen eine steigende Nachfrage nach Energie. Dies bringt die Forderung mit sich entsprechende Infrastrukturen zu schaffen, wobei angesichts des Kapitalmangels in den ärmeren Ländern häufig der Wunsch geäußert wird, entsprechende Kraftwerke und Kraftwerkstechnologie von Industriestaaten vermittelt und bezahlt zu bekommen. Die Zielsetzung aller Interessensgruppen, die Entwicklungshilfe leisten, muß dabei die Einführung von sauberen Energien sein, um Umweltprobleme, wie sie heute in den Ländern der ersten und zweiten Welt sichtbar werden von vorneherein zu vermeiden und die weitgehende Unabhängigkeit von importierten Energieträgern zu erreichen.

Der Nutzung von Solarstrom durch Photovoltaik, der Technik der direkten Umwandlung von Solarstrahlung in elektrischen Gleichstrom durch Solarzellen, kommt bei den regenerativen Energien eine herausragende Stellung zu. Strom ist eine veredelte Energie, die sich leicht transportieren läßt und sich für nahezu alle Applikationen eignet. Die Photovoltaik hat den Vorteil, ohne mechanisch bewegte Teile zu arbeiten, was eine hohe Lebensdauer bedeutet. Im Gegensatz zu Windkraftanlagen zur Stromerzeugung lassen sich Solarzellen jedoch kaum in Ländern der Dritten Welt fertigen, da das technische Know-How und die für diese Hochtechnologie erforderlichen komplexen Fertigungsanlagen nicht verfügbar sind.

Der erste Schritt zum wirtschaftlichen Aufbau in Entwicklungsländern besteht in der Verbesserung der Lebensbedingungen der Menschen. Dies bedeutet in erster Linie, Wasser als wichtige Voraussetzung für Siedlung (Trinkwasserversorgung), Ackerbau (Bewässerung) und Weidewirtschaft (Tränkwasserversorgung) zu gewinnen, zur Verfügung zu stellen und zu entsorgen. Management der Wasserressourcen in semiariden Gebieten ist oft der entscheidende Faktor für die Regionalentwicklung.



2 Situation der Energie- und Wasserversorgung in Entwicklungsländern

2.1 Wasserbedarf und Quellen

Der Energiebedarf der in den Entwicklungsländern für Bewässerungszwecke erforderlich ist (/1/ Herrmann, 1989) wird auf ca. 95.000 GWh/Jahr geschätzt. Dabei beträgt die durchschnittliche landwirtschaftliche Betriebsgröße bei 0.5 - 1 Hektar. Die benötigte Wassermenge für derartige Betriebe liegt im Bereich von 20 m³ - 120 m³ pro Hektar und Tag (Tab. 1).

Trinkwasser	Wasser für die Viehhaltung	Wasser für Bewässerung
Liter pro Person und Tag	Liter pro Stück und Tag	m ³ pro Hektar und Tag
Minimum 10	Pferde 50	Reis 100
Normale 40	Milchvieh 40	Getreide 45
dörfliche Lebensumstände	Kamele, Esel 20	Zuckerrohr 66
	Schweine 20	Baumwolle 55
	Schafe 5	
	Ziegen 5	
	Geflügel 1	

Tab. 1: Richtwerte für den täglichen Wasserbedarf in tropischen Regionen (aus /1/ Herrmann, 1989).

Bei 500 - 1500 Einwohnern pro Dorf ergibt sich eine Bereitstellungsanforderung von 20 - 60 m³ Wasser pro Tag.

Die Wasserversorgung beruht heutzutage hauptsächlich auf der Nutzung von

natürlichen, artesischen Brunnen:

Dabei tritt das Wasser durch die Eigenspannung des Aquifers an der Oberfläche zutage. Es braucht nur gefaßt zu werden.

Handpumpensystemen:

Sofern keine großen Förderhöhen überwunden werden müssen, können zur Wasserförderung handbetriebene Kolbenpumpen (Abb. 1) oder Ziehvorrichtungen (Abb. 2) eingesetzt werden. Diese Systeme bedeuten insbesondere für Frauen, die in Ländern der Dritten Welt traditionsgemäß für die Versorgung des Haushalts mit Wasser zuständig sind, zeitraubende und schwere körperliche Arbeit.



Abb. 1: Handbetriebenes Kolbenpumpensystem



Abb. 2: Ziehbrunnen in Chinguetti (Mauretanien)

Göpelumpen:

Göpelumpen werden seit langem eingesetzt als eine Art automatisierte Wasserförderung (Abb. 3). Tiere dienen oft als Arbeitskraft, um diese Art von Pumpen anzutreiben und die notwendige Wassermenge für Bewässerungszwecke zu fördern.

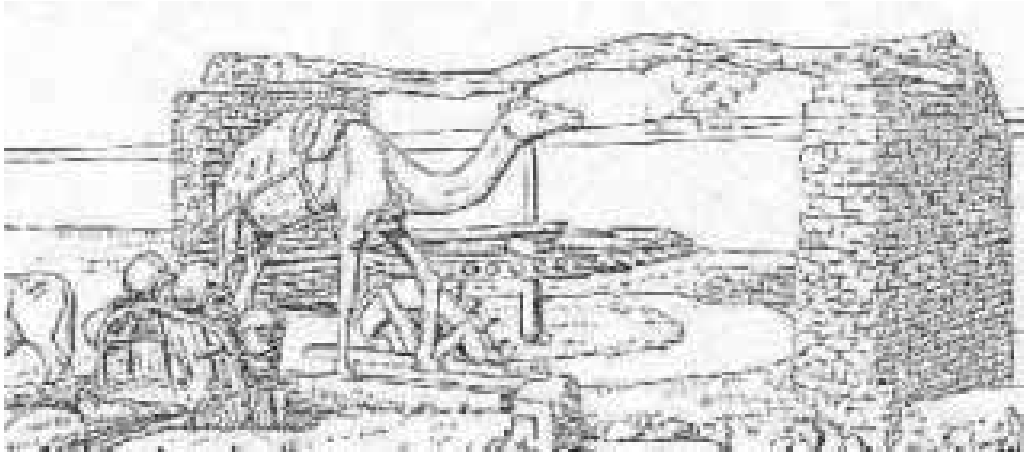


Abb. 3: Beispiel einer Göpelpumpe (Ägyptische Sakie aus /2/ Mühlbauer, 1991)

Wassertransport:

Zur Versorgung entlegenerer Gebiete muß Wasser oftmals transportiert werden. Diese Transporte bergen jedoch Gefahren, vor allem hinsichtlich ihrer Zuverlässigkeit und der hygienischen Bedingungen, unter denen sie stattfinden.

Dieselpumpen:

Dieselmotorbetriebene Pumpensysteme werden in Entwicklungsländern häufig für die Wasserförderung aus größeren Tiefen eingesetzt (Abb. 4). Deren umweltpolitische Folgen (wie: Verschmutzung des Brunnen- und Grundwassers durch Öl und andere Rückstände), Abhängigkeit von Treibstoffimporten und Wartungsbedarf schmälern die Einsatzbreite dieses Systems.

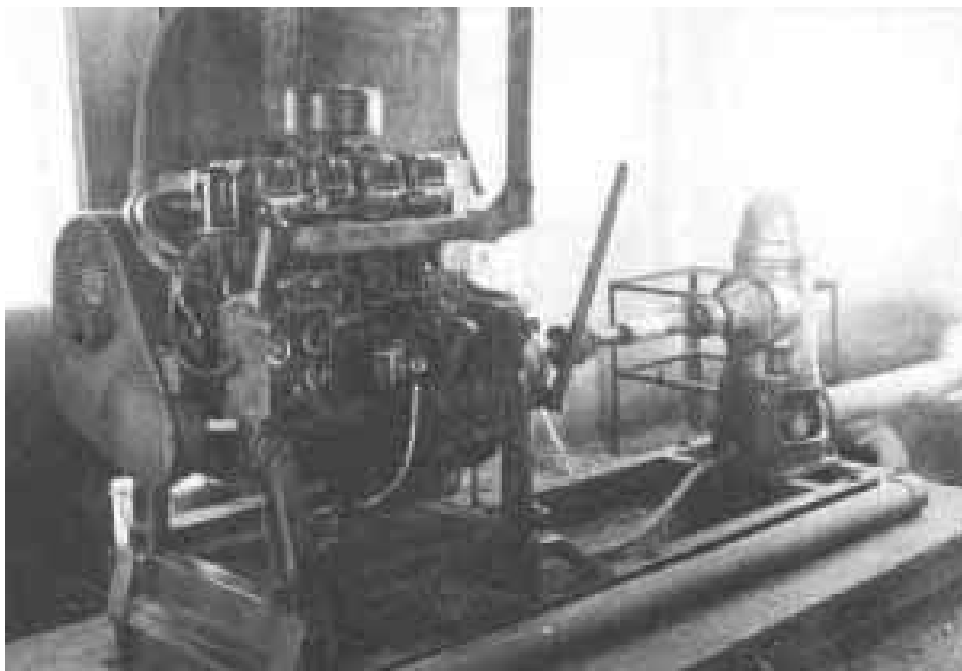


Abb. 4: Dieselpumpensystem



Photovoltaisch betriebene Pumpensysteme:

In den letzten Jahren sind zunehmend photovoltaisch betriebene Pumpensysteme in Ländern der Dritten Welt zum Einsatz gekommen (Abb. 5). Sie haben sich bezüglich ihrer Zuverlässigkeit und Lebensdauer bewährt (/3/ GTZ, 1992).

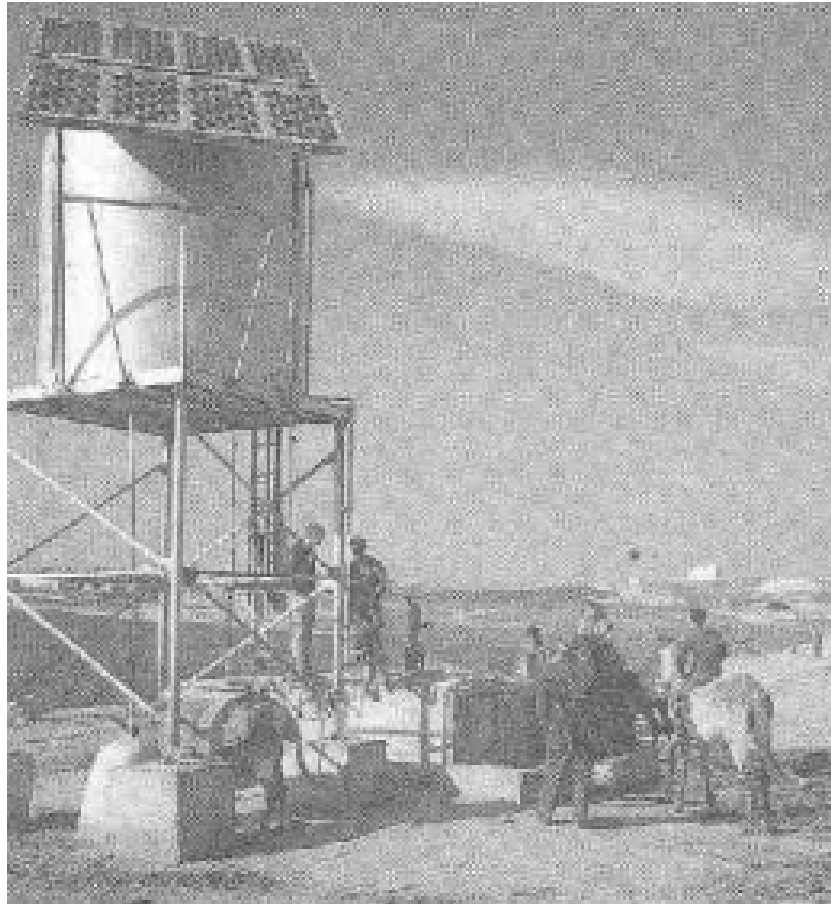


Abb. 5: Photovoltaisches Pumpensystem in Tunesien

2.2 Wirtschaftlichkeit von PVPS

Bei der Entscheidung, welches Pumpensystem für den jeweiligen Fall in Betracht kommt, sind vornehmlich wirtschaftliche Gesichtspunkte immer noch vor ökologischen Betrachtungen und sozio-technischen Problemstellungen ausschlaggebend. Der neue Einsatz eines technischen Systems oder die Ablösung eines bestehenden Systems durch ein anderes, stellt immer einen Eingriff in die traditionelle Strukturen der betreffenden Kulturen dar. Auswirkungen auf das gesellschaftliche System in Bezug auf Hygiene, Bildung, Familienstruktur, Arbeitsteilung etc. werden bei der Planung technischer Pumpensysteme im allgemeinen unzureichend berücksichtigt.

Im folgenden soll abgeschätzt werden, in welchen Bereichen sich der Einsatz von photovoltaisch betriebenen Pumpensystemen lohnt.

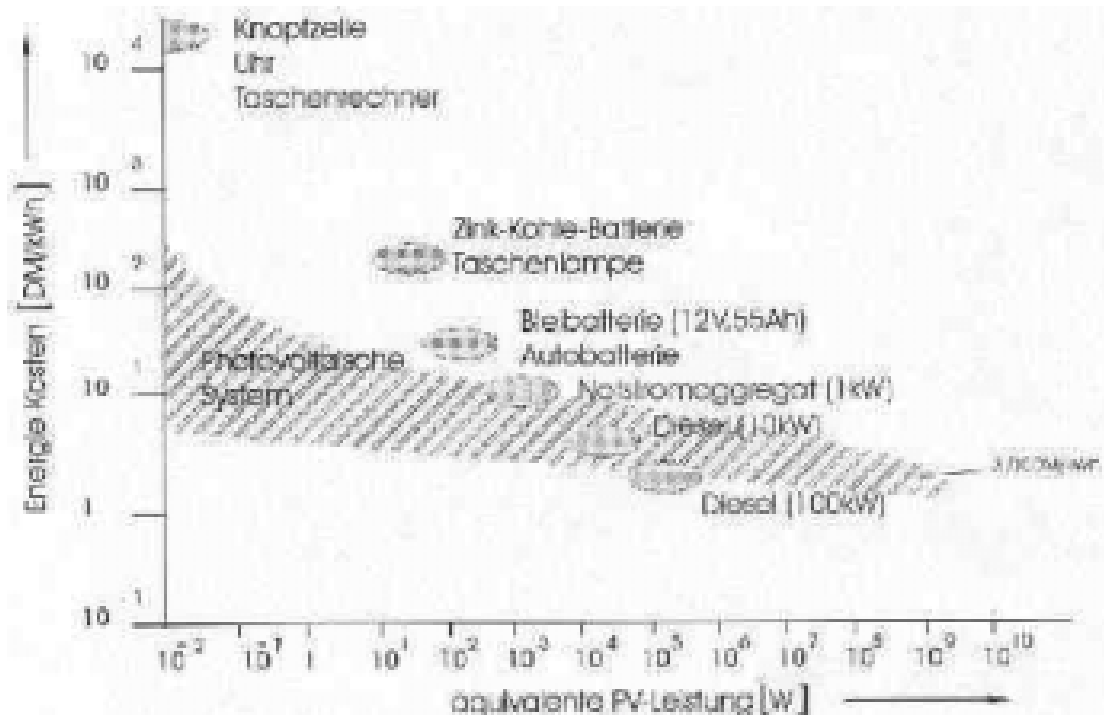


Abb. 6: Energiekosten verschiedener Energiespeicher und Energieerzeugungssysteme bezogen auf die äquivalente PV-Leistung (Fraunhofer ISE, 1987)

Abbildung 6 gibt die derzeitigen Energiekosten bezogen auf die äquivalente photovoltaik Ausgangsleistung für verschiedene Energiespeicher und -erzeugungssysteme wieder. Bis zu einer Leistung von ca. 10 kW ist die Stromerzeugung durch Photovoltaik wirtschaftlicher als durch Dieselgeneratoren wenn zusätzlich die geringeren Ausfallzeiten des PVPS mit berücksichtigt werden (/5/ Stahl, 1989).

Für PVPS hat die GTZ eine Untersuchung über deren Wirtschaftlichkeit durchgeführt (/22/ GTZ, 1994; /23/ GTZ, 1995)

2.2.1 Wirtschaftlichkeitsanalyse von PVPS

Technische Reife und Zuverlässigkeit sind Voraussetzungen für die Verbreitung von PVPS. Entscheidend sind jedoch die Kosten.

Folgende Untersuchung des Kostenaspektes konzentrierte sich auf die Trinkwasserversorgung nicht elektrifizierter Dörfer mit ungefähr konstantem Wasserbedarf. Unberücksichtigt blieben die Tränkwasserversorgung und die Be- und Entwässerung. Durch den jahreszeitlich schwankenden Bedarf sind diese Einsatzfälle für PVPS weniger geeignet.

Bei geringem Wasserbedarf und niedrigen Förderhöhen ist die Handpumpe in der Regel die kostengünstigste Pumpentechnik. Die Dauerarbeitsleistung eines Menschen liegt bei ca. 70 W, die eines Tieres bei ca. 300 W (/4/ GTZ, 1991). Nimmt man als durchschnittlichen Wirkungsgrad einer Pumpe 65 % an, so ergibt sich eine effektive,



hydraulische Förderleistung von ca. 45 W beim Menschen bzw. 195 W beim Tier. Da Arbeitskräfte in Ländern der Dritten Welt im allgemeinen wesentlich billiger sind als die Verwendung von Hochtechnologie, ist - sieht man von Ausnahmefällen ab - ein Einsatz von photovoltaischen Pumpensystemen (PVS) erst ab Leistungen über 200 W wirtschaftlich gerechtfertigt.

In den untersuchten Dörfern mit einer Größe von 500 bis 1000 Einwohnern werden hauptsächlich Dieselpumpensysteme genutzt, die in Konkurrenz zu PVPS stehen. Die Grundlage der Untersuchung war daher ein Kostenvergleich von PVPS mit kleinen Dieselpumpen. Berücksichtigt wurden PVPS mit Systemgrößen von 1, 2 oder 4 kWp inklusive Generator, Wechselrichter, Pumpsystems, hydraulische Anlage und Wassertank. Standortspezifische Komponenten wie Brunnen oder Verteilungssystem wurden nicht berücksichtigt.

Das Vergleichskriterium bildeten die spezifischen Wasserförderkosten (DM / m⁴), die im Gegensatz zu den reinen Wasserkosten (DM / m³) sowohl Investitions- als auch Betriebskosten berücksichtigen. Dies erlaubte eine objektivere Beurteilung der verschiedenen Pumptechnologien. Zur Berechnung wurde die dynamische Kostenannuitätsmethode mit inflationsbereinigten Marktzinssätzen angewendet. Volkswirtschaftliche Faktoren blieben unberücksichtigt.

Die Untersuchung basiert auf Projekterfahrungen in den Ländern Argentinien, Brasilien, Indonesien, Jordanien, Philippinen, Tunesien und Zimbabwe.

2.2.2 Kostenvergleich für PVPS und Dieselpumpensysteme

Die mittleren Investitionskosten für ein PVPS (aus Argentinien, Brasilien, Indonesien, Jordanien, Philippinen, Tunesien und Zimbabwe) sind in Tabelle 2 dargestellt.

Investment Kosten für PVPS (1000 DM)	1 kWp	2 kWp	4 kWp
PV-Generator, Inverter, Motor/Pumpe	16.2	29.0	52.8
System, Transport, Montage, Tank, Bauleistung, Wasserführung	33.1	50.6	84.0

Tab. 2: Investment Kosten für PVPS (TDM)

Vergleicht man die Investitionskosten betriebsbereiter PVPS mit denen von Dieselpumpen entsprechender Förderleistung ergibt sich das Bild aus Tabelle 3, wobei die Barwertkosten auch die Investitionskompensation über einen Zeitraum von 20 Jahren mit in Betracht ziehen.

Vergleich der Investitionskosten PVPS / Diesel (Bezug: PVPS = 100%)	1 kWp PVPS / Diesel	2 kWp PVPS / Diesel	4 kWp PVPS / Diesel
Investment Kosten	100% / 54%	100% / 42%	100% / 32%
Barwert der Kosten	114% / 82%	114% / 60%	110% / 48%

Tab. 3: Vergleich der Investmentkosten PVPS / Diesel (Bezug: PVPS = 100%)



Die Investitionskosten sind für PVPS in jedem Fall höher als für Dieselpumpen. Das heißt, Entscheidungen zur Technikauswahl, die nur nach dem Kriterium der Investitionskosten gefällt werden, schließen die PVPS Option praktisch aus.

Die laufenden Kosten für Personal, Wartung und Reparatur sind extrem länder- und betreiberabhängig, liegen aber für PVPS deutlich unter denen für Dieselpumpen.

Die spezifischen Wasserförderkosten erlauben eine Bewertung verschiedener Pumpentechniken auch für Standorte mit unterschiedlichen Förderhöhen. Sie liegen für PVPS bei rund $0,02 \text{ DM/m}^4$ (Beispiel: bei einer Förderhöhe von 20 m liegen die Wasserförderkosten bei $0,02 \text{ DM / m}^4 \cdot 20 \text{ m} = 0,40 \text{ DM / m}^3$).

Die spezifischen Wasserförderkosten von PVPS sinken mit steigender Leistung. Da dies für Dieselpumpen in noch stärkerem Maße gilt, nehmen die Kostenvorteile von PVPS bei größeren Anlagen ab.

Lokale und nationale Rahmenbedingungen (Personalkosten, Zölle, Steuern) üben einen starken Einfluß sowohl auf die Höhe der spezifischen Wasserförderkosten als auch auf den Kostenvergleich aus. Während in Argentinien PVPS in allen betrachteten Systemgrößen Vorteile aufweisen, stellen in der betrachteten indonesischen Region Dieselpumpen die betriebswirtschaftlich günstigere Lösung dar.

2.2.3 Kostenstruktur und Sensitivitätsanalyse

Bei einer 1 kWp - Anlage entfallen durchschnittlich knapp 40% der spezifischen Wasserförderkosten auf die Abschreibung für die Hardware. Nahezu denselben Anteil (36%) nehmen bei öffentlichen Betreibern die laufenden Kosten ein. Für private Betreiber beträgt der entsprechende Anteil nur 8%.

Die laufenden Kosten der Dieselpumpensysteme liegen mit 54% deutlich höher. Ursache hierfür ist der hohe Wartungs- und Reparaturaufwand. Der Anteil des Dieselmotors beträgt dagegen nur 7%. Eine Änderung der Dieselpreise beeinflusst die Ergebnisse des Kostenvergleichs daher nur unwesentlich.

Der Anteil der Bauleistungen (Wasserspeicher, Fundamente etc.) an den spezifischen Wasserförderkosten kann 11% bis 36% betragen. Sie werden allerdings in nur geringem Maße von der Pumpentechnologie beeinflusst.

Ein kritischer Parameter für PVPS sind die Personalkosten. Im Gegensatz zu Dieselpumpen erfordern PVPS kein technisch geschultes Betriebspersonal. Die Einsparung von Betriebspersonal durch öffentliche Betreiber erhöht die Vorteilhaftigkeit von PVPS gegenüber Dieselpumpen. Dennoch setzen Wasserbehörden aus sozialen Motiven oder wegen bestehender Vorschriften auch für PVPS häufig Personal ein.

Einen wesentlichen Einfluß auf die spezifischen Wasserförderkosten übt der Zinssatz aus (für PVPS und Dieselpumpen). Die Zinssätze variieren von Land zu Land. Sonderkredite mit günstigen Konditionen sind meist nur bestimmten Investoren zugänglich.



2.2.4 Einsatzgebiete für PVPS

Unter Berücksichtigung dieser Grenzen ergibt sich der in Abbildung 7 dargestellte sinnvolle Einsatzbereich für photovoltaische Pumpensysteme (/4/ GTZ 1991). Dabei liegen die Förderhöhen typischerweise zwischen 1 m - 100 m.

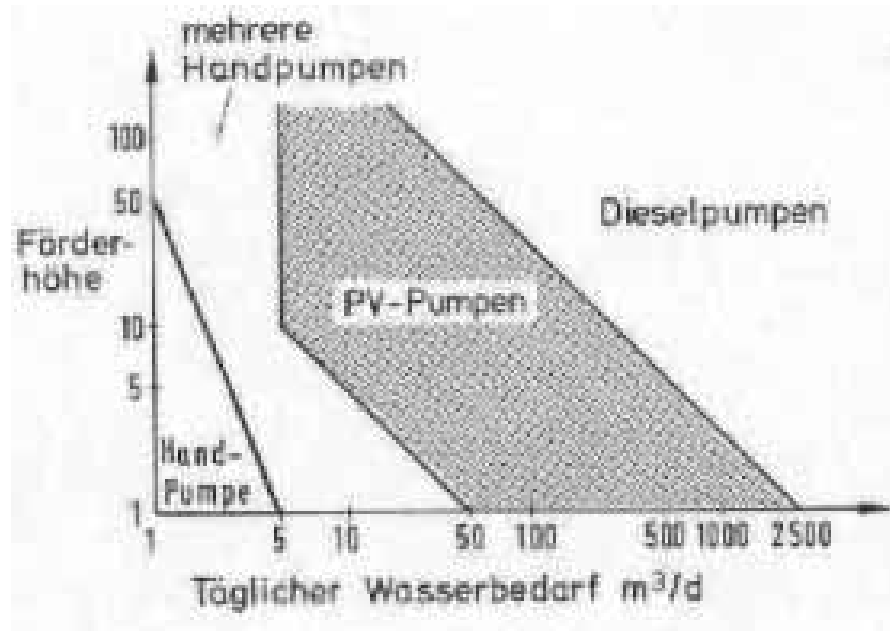


Abb. 7: Einsatzbereich für photovoltaische Pumpensysteme (/4/ GTZ, 1991)



3 Technische Eigenschaften und Betriebsgrenzen von PVPS

Die Nutzung der solaren Energie, ebenso wie die des Windes, hat gegenüber dem konventionellen Energiemanagement den entscheidenden Nachteil, daß das Energieangebot stochastisch anfällt und - sieht man von der wirtschaftlich nicht zielführenden Möglichkeit einer Überdimensionierung ab - durch den Menschen nicht direkt beeinflussbar ist. Dies stellt einen entscheidenden Unterschied zur herkömmlichen Kraftwerkstechnik dar, bei der das Energieangebot jederzeit direkt der Nachfrage angepaßt werden kann, wobei bei Nicht-Inanspruchnahme auch der Einsatz von Brennstoffen größtenteils zurückgeht.

Bei der Solartechnik muß sich die Nachfrage nach dem Angebot richten bzw. die Solarenergie in irgend einer Form zwischengespeichert werden. Diese Abhängigkeit von der solaren Einstrahlung stellt die größte Herausforderung bei der Planung solartechnischer Anlagen dar.

Obwohl die technische Entwicklung bei der Produktion von Solarzellen in den letzten Jahren große Fortschritte erzielt hat, liegt der Umwandlungswirkungsgrad von Solarstrahlung in Strom bei Solarzellen im praktischen Einsatz noch bei relativ niedrigen 9 % - 12 % (unter realen Betriebsbedingungen (/6/ Hummel, 1993)). Der Anschaffungspreis ist dagegen immer noch sehr hoch. Dadurch ist die Anwendung photovoltaischer Anlagen mit hohem finanziellem Aufwand verbunden. Zudem wird eine photovoltaische Anlage in den seltensten Fällen in ihrem optimalen Betriebspunkt arbeiten, da - wie bereits erwähnt -, das Energieangebot schwankt. Dies erklärt weshalb PV-Systeme bisher vorwiegend in Nischenmärkten Eingang gefunden haben. PV-Pumpen stellen ein solches Einsatzgebiet dar, vor allem, da sie den Verzicht auf Speicher für die elektrische Energie ermöglichen. Als Komponenten für photovoltaische Pumpensysteme werden heutzutage größtenteils Serienkomponenten der einschlägigen Industrie verwendet, da diese vom Preis her günstig sind und sich eine auf die Gegebenheiten einer photovoltaischen Anlage abgestimmte Spezialanfertigung noch nicht lohnt. Aus diesem Grund sind die Komponenten für einen festen Betriebspunkt (bei Wechselstromsystemen 50 Hz) gebaut.

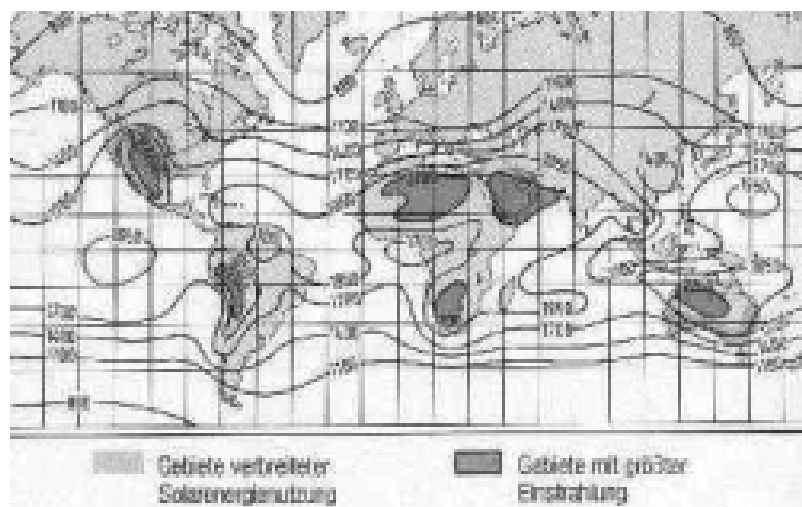


Abb 8: Mittlere jährliche Einstrahlung auf horizontale Fläche [kWh/m²a] (/7/ RWE, 1990)



Durch diese starke Optimierung für einen schmalen Betriebsbereich bzw einen Betriebspunkt, reduziert sich der Systemwirkungsgrad im Teillastbetrieb beträchtlich. Angesichts dessen erwächst PVPS eine weitere Erschwernis wenn häufige Wolkenabschattung einen Teillastbetrieb erzwingen. Günstige Standortvoraussetzungen herrschen hingegen dort, wo stabile Solarstrahlungsbedingungen vorliegen. In der Regel sind das auch jene Gebiete der Erde wo der größte Bedarf nach Wasserförderung besteht. Abbildung 8 veranschaulicht die Lage der einstrahlungsstarken Gebiete auf der Erde.

Es hat sich bei früher durchgeführten Projekten zur Installation von PVPS gezeigt, daß die Menschen in Entwicklungsländern ein anderes Verhältnis zur Technik haben als in den Industrienationen. Deshalb müssen die komplexen PVPS eine sehr hohe Ausfallsicherheit und Robustheit aufweisen zumal in den Einsatzgebieten selten qualifiziertes Personal für die Wartung und Instandhaltung der Anlagen vorhanden ist (/8/ Posorski, 1993).

Trotz der aufgezeigten Grenzen beim Einsatz photovoltaischer Pumpensysteme wird diese Technik in Zukunft stark an Bedeutung gewinnen, vor allem aufgrund ihrer Umweltfreundlichkeit, Zuverlässigkeit und Unabhängigkeit von anderen Energiequellen.



4 Beschreibung der Komponenten eines PVPS und der Einflußfaktoren

Photovoltaische Pumpensysteme eignen sich zur Wasserförderung in unterschiedlichen Konfigurationen (/9/ Bucher, 1993). Abbildung 9 zeigt schematisch die Einsatzmöglichkeiten für photovoltaische Pumpensysteme. Tiefbrunnenpumpen (25 -100 m) werden vornehmlich zur Trinkwasserversorgung, Pumpen mit mittleren Förderhöhen (10 - 30 m) zur Trinkwasserversorgung in bergigen Regionen oder für Bewässerungssysteme mit Druckrohrleitungen, und Oberflächenpumpen (0.5 - 15 m) für die Bewässerung eingesetzt.

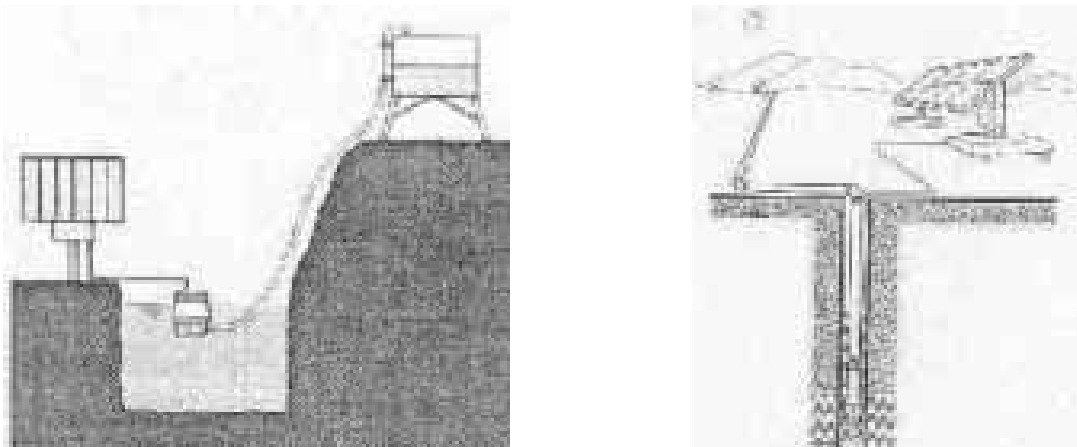


Abb. 9: PVPS als Oberflächenpumpensystem bzw. als Brunnenpumpensystem

Photovoltaische Pumpensysteme sind aus verschiedenen eigenständigen Komponenten aufgebaut. Abbildung 10 zeigt das Schema, das allen Systemen jedoch gemeinsam ist.

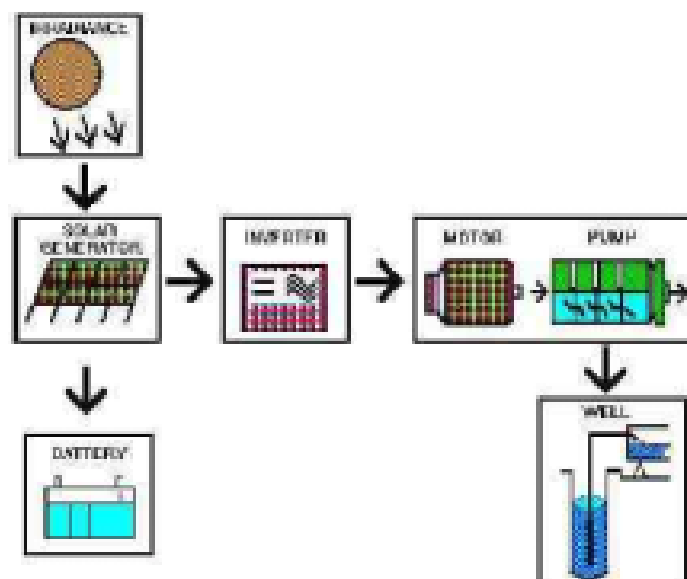


Abb. 10: Schema eines photovoltaischen Pumpensystems



Ein photovoltaisches Pumpensystem läßt sich i.a. mit Hilfe von 6 Komponenten beschreiben: Einstrahlung, Solargenerator, Generator/Last-Anpassung (Wechselrichter), Antrieb, Pumpe und Brunnen zusammen mit den Rohrleitungen. Je nach speziellen Gegebenheiten können weitere Komponenten hinzukommen, z.B. Energiespeicher in Form einer Batterie.

4.1 Solarstrahlung

Die von der Sonne kommende Energie ist Strahlungsenergie. Die eingestrahlte Energie beträgt für die gesamte Erdoberfläche pro Jahr ungefähr $1,75 \cdot 10^{18}$ kWh. Die Strahlungsleistung der Sonne, die durch Solarzellen genutzt werden kann, beträgt außerhalb der Erdatmosphäre $S_+ = 1353 \text{ W/m}^2$. Die "Air Mass" (Schichtenstärke der Atmosphäre) stellt bei der Bewertung der Strahlungsqualität und der nutzbaren Wellenlängenbereiche ein wichtiges Beurteilungskriterium dar. Abbildung 11 zeigt das Spektrum der Solarstrahlung außerhalb der Erdatmosphäre (AM 0) und wie es auf der Erde gemessen werden kann (AM 1,5). Diese Strahlungsenergie ist nicht direkt speicherbar. Sie muß in andere speicherbare Energieformen umgewandelt werden.

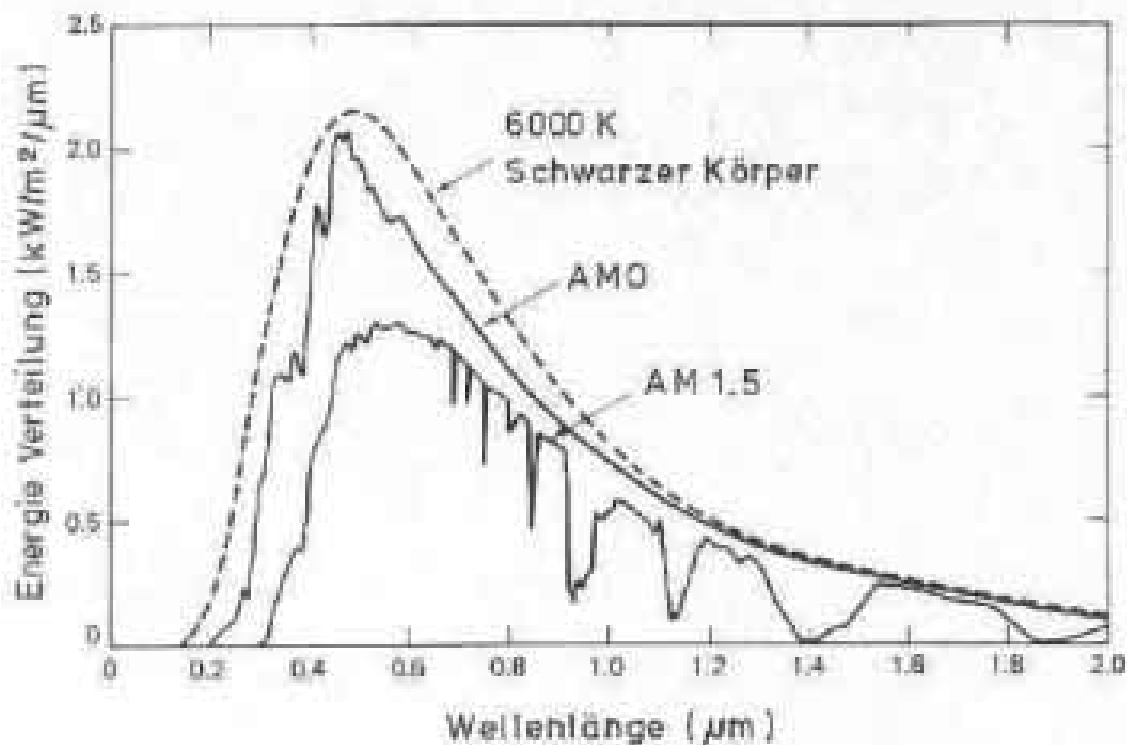


Abb. 11: Spektrum der Solarstrahlung für unterschiedliche Stärken der Luftschichten (Air Mass) bei senkrechter Einstrahlung (Kusian, 1991)

4.2 Solargenerator

Die direkte Umwandlung der Solarstrahlung in elektrischen Strom erfolgt durch den Solargenerator. Er setzt sich aus Montageeinheiten (Paneele) zusammen die wiederum durch Solarmodule aufgebaut sind. Die Module bestehen aus den Solarzellen in denen die eigentliche Stromversorgung stattfindet (Abbildung 12).

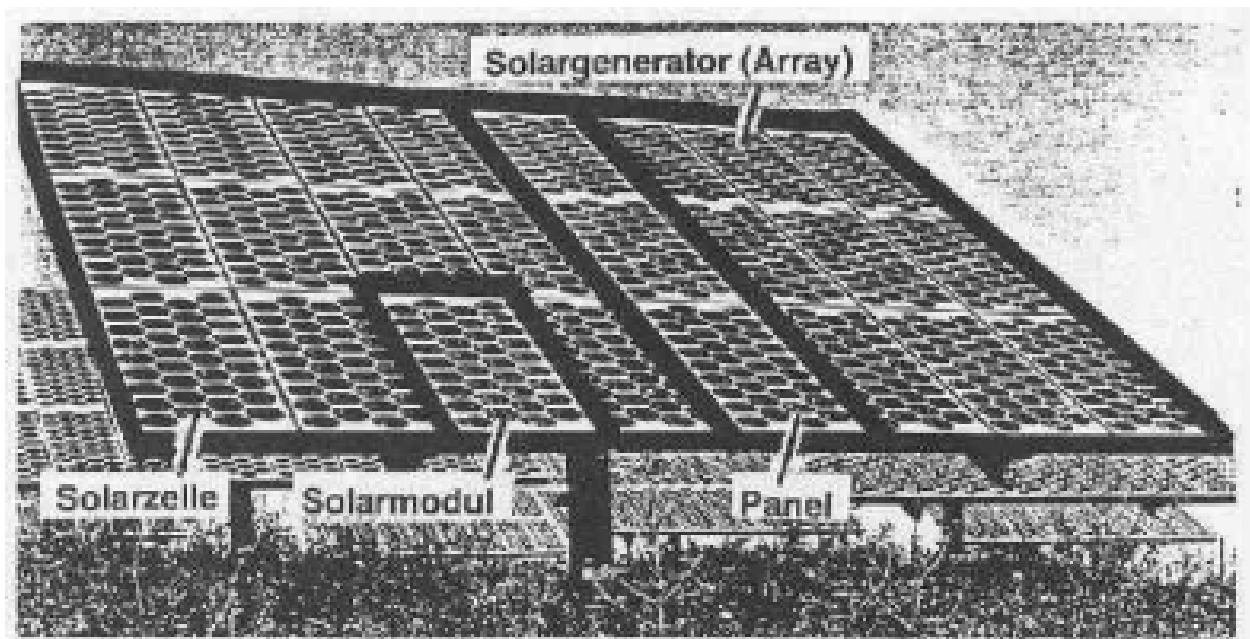


Abb. 12: Modularer Aufbau eines Solargenerators (Solarmodulfläche ~ 0,5 m²)

4.2.1 Funktionsprinzip von Solarzellen

Die Entdeckung des photovoltaischen Effekts geht auf M. E. Bequerel zurück (Bequerel, 1839). Eine technische Nutzung gelang erst, als durch geeignete flächenförmige Halbleiter eine Ladungstrennung in dünnen Schichten möglich wurde.

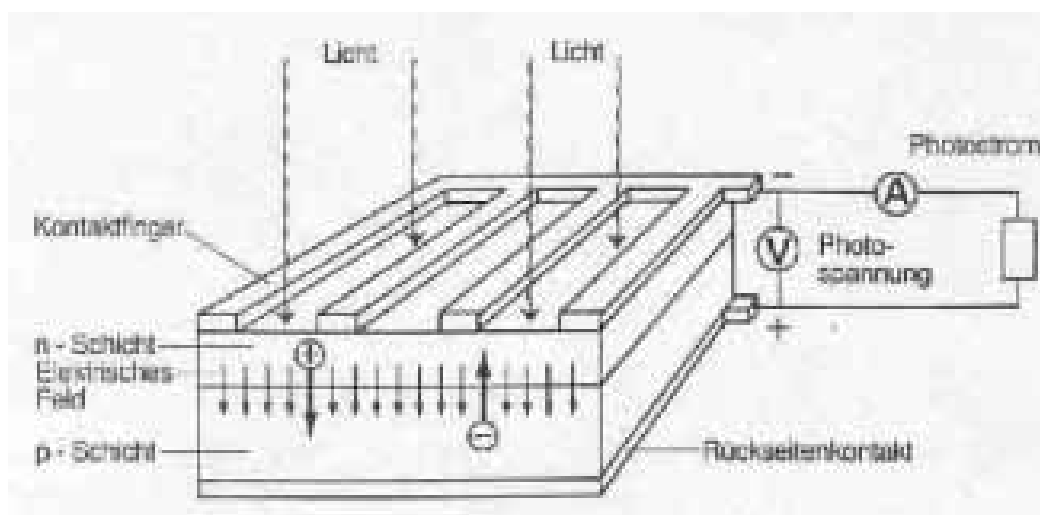


Abb. 13: Schematischer Aufbau einer Solarzelle

Als Basismaterial wird bei marktgängigen Solarzellen Silizium verwendet. Die Funktion beruht auf dem inneren photoelektrischen Effekt. Danach erzeugt Strahlung, die in das Innere einer Solarzelle eindringt freie elektrische Ladungsträger durch Veränderung des Energieniveaus in den Atomhüllen. Es entstehen Elektronen-Loch-Paare; das sind



entgegengesetzte Ladungsträger in gleicher Anzahl. Innerhalb des Siliziums muß ein elektrisches Feld als Materialeigenschaft erzeugt werden, damit diese Ladungsträger nicht unmittelbar rekombinieren, sondern einen äußeren Stromfluß liefern. Das elektrische Feld wird bei einer handelsüblichen Solarzelle durch Aneinanderfügung zweier unterschiedlich dotierter Siliziumschichten (p- und n-dotiert) erzeugt. Unter Dotierung versteht man das Legieren von hochreinem Silizium mit Fremdatomen in sehr geringer Konzentration. Bei einer p-Dotierung werden Bor-Atome in den Silizium-Atomverband eingefügt, bei der n-Dotierung Phosphor-Atome. Durch das Aneinanderfügen dieser zwei unterschiedlich dotierten Siliziumscheiben bildet sich an der Grenzschicht ein elektrisches Feld aus (Abbildung 13). Fällt Licht auf die Solarzelle, werden paarweise positive ("Löcher") und negative (Elektronen) Ladungsträger erzeugt. Gelingt es den Ladungsträgerpaaren, ohne zu rekombinieren (das heißt sich wieder zu vereinigen und damit zu neutralisieren) in den Bereich des elektrischen Feldes zu gelangen, werden die Ladungsträgerpaare getrennt. Die Elektronen bewegen sich zur Frontseite (n-dotierte Schicht), werden über die an der Oberfläche montierten metallischen Kontaktfinger gesammelt und fließen über den äußeren Stromkreis weiter zur vollflächigen metallisch beschichteten Rückseite der Zelle, wo sie mit den Löchern rekombinieren.

Solarzellenmaterial	Wirkungsgrad unter Standard Test Conditions (η_{STC})	Preis [DM/Wp]
Monocrystalline silicon	15.1 %	13.--
Polycrystalline silicon	13.5 %	12.--
Amorphous silicon	7.4 %	10.--

Tab. 4: Wirkungsgrad und Ladenpreis für verschiedene Solarzellentypen

Derzeit gibt es auf dem Markt fast ausschließlich Solarmodule, die aus Solarzellen mit p- und n-dotiertem Siliziumschichten aufgebaut sind. Es werden hauptsächlich drei Arten von Solarmodulen angeboten: Solarmodule aus monokristallinem, aus polykristallinem und amorphem Silizium. Für den Einsatz in photovoltaischen Pumpensystemen werden bis- lang nahezu ausschließlich Solarmodule aus kristallinem Silizium verwendet. Dies hängt mit der hohen Degradation, d.h. dem mit der Betriebsdauer sich verringernden Wirkungsgrad der amorphen Solarzellen zusammen. Die erreichbaren Wirkungsgrade für die verschiedenen Solarmodule sind in Tabelle 4 dargestellt. Eine Solarzelle liefert ihre Leistung als Gleichstrom. Dabei beträgt die Spannung ca. 0.5 V und der Strom ca. 20 mA/cm² (bei 1000 W/m² Einstrahlung). Um höhere Spannungsniveaus bzw. Ströme zu erreichen, werden die Zellen in Modulen seriell bzw. parallel verschaltet und zum Schutz vor Beschädigung unter Glas angeordnet.

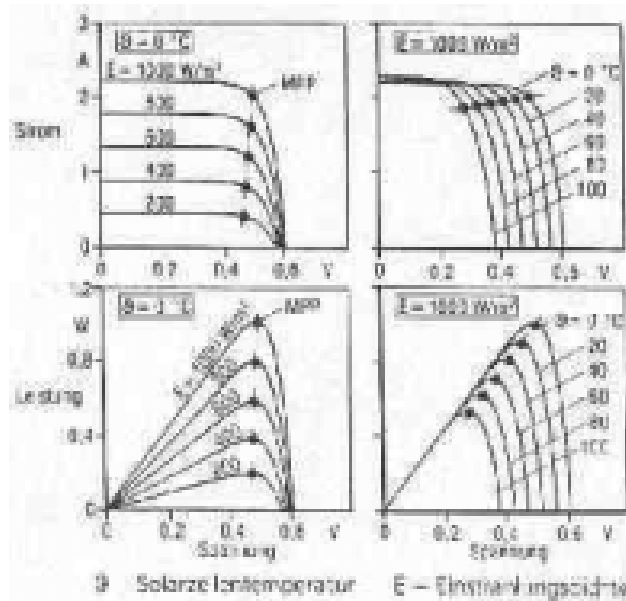


Abb. 14: Entkoppelte Kennlinien einer Solarzelle

Der Zusammenhang zwischen Strom und Spannung einer Solarzelle wird durch ihre Kennlinie beschrieben. Abbildung 14 zeigt Einstrahlungs- und Temperaturabhängigkeit der Kennlinie einer Solarzelle. Links ist die Kennlinie für verschiedene Einstrahlungen und eine feste Umgebungstemperatur, rechts die Kennlinie für eine feste Einstrahlung und unterschiedliche Zellentemperaturen ersichtlich. Beim realen Betrieb wirken diese zwei Effekte zur gleichen Zeit (Abbildung 15). Wie zu ersehen ist, gibt es einen Betriebspunkt maximal entnehmbarer Leistung (MPP = Maximum Power Point), der je nach Einstrahlungsstärke und Temperatur variiert.

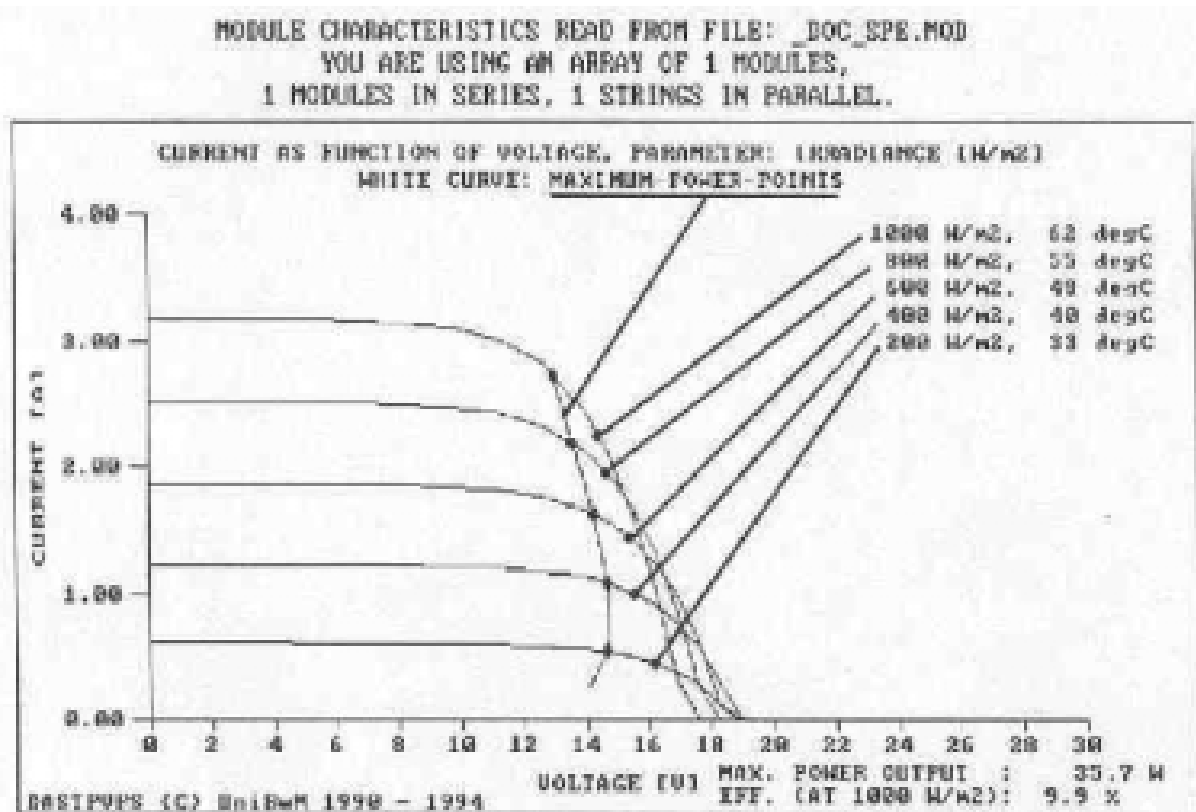


Abb. 15: Kennlinie einer realen Solarzelle

4.2.2 Aufbau eines Solargenerators

Bei der Mehrzahl der photovoltaischen Pumpensysteme werden die Solarmodule fest in einer Ebene montiert. Die Nord - Süd - Orientierung (Azimut) sowie der optimale Neigungswinkel für die Aufstellung des Generators ergeben sich aus den Standortbedingungen des zu installierenden PVPS. Soll der Generator nachgeführt werden, lassen sich folgende Fallunterscheidungen treffen (Abbildung 16):

- Diskrete Nachführung
- Kontinuierliche einachsige Nachführung
 - des Azimutwinkels
 - des Neigungswinkels
 - des Polarwinkels
- Kontinuierliche zweiachsige Nachführung

Durch die Nachführung kann eine Mehrausbeute an Energie gewonnen werden. Bei der einachsigen Nachführung des Neigungswinkels lassen sich ca. 7%, bei der Azimutnachführung ca. 22% mehr Energie gewinnen (William, 1983). Wird der Generator zweiachsig nachgeführt, können bis zu 33% mehr Leistung gegenüber einer fest eingestellten Generatöraufstellung erzielt werden (Baltes, 1986).

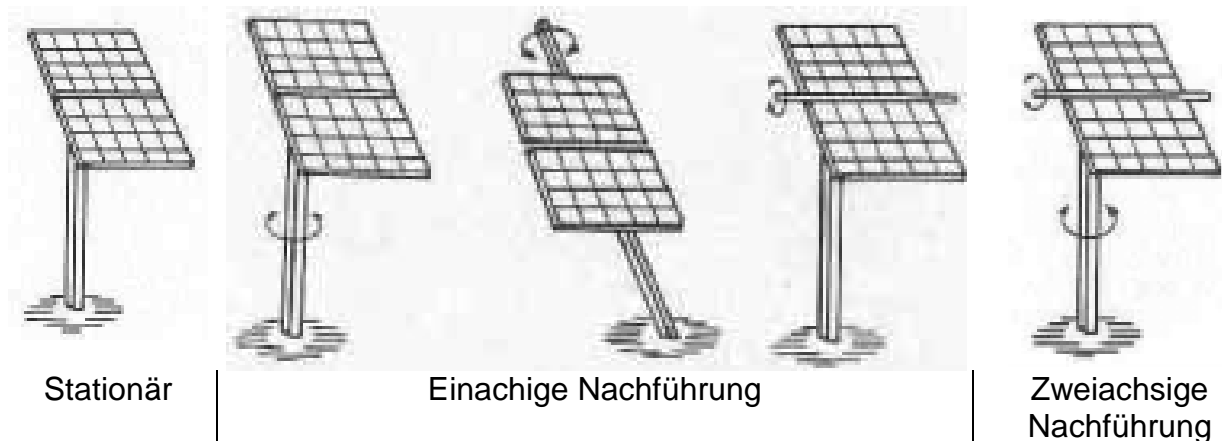


Abb. 16: Nachführungsmöglichkeiten des Solargenerators (Rouvel, 1990)

Dem Vorteil der Mehrausbeute bei der Nachführung stehen der erhöhte mechanische Aufwand solcher Einrichtungen und die damit verbundene Einbuße an Zuverlässigkeit sowie zusätzliche Kosten gegenüber. Eine Alternative hierzu wären thermohydraulische Nachführsysteme, da sie ohne die normalerweise bei Nachführungen notwendigen Sensoren, Stellmotoren und Steuereinrichtungen auskommen.

Der Vollständigkeit halber sei erwähnt, daß Photovoltaiksysteme mit Solarstrahlungskonzentration in photovoltaischen Pumpensystemen normalerweise nicht eingesetzt werden, da hierfür eine exakte Nachführung des Konzentrators Voraussetzung ist. Zusätzlich sind bei Anwendung dieser Technik die spezifischen Probleme konzentrierender Systeme zu beachten (inhomogene Ausleuchtung der Zellen, thermische Belastung, optische Langzeiteigenschaften etc.).

4.3 Anpassung von Energieangebot und Last

Je nach verwendetem Antriebsmotor für die Pumpe (Gleichstrommotor, Wechselstrommotor, elektronisch kommutierter Motor) muß eine Anpassung zwischen dem Generator, der seine Leistung in Form von Gleichstrom liefert, und Last erfolgen um das System überhaupt betreiben zu können bzw. um das Betriebsverhalten des Pumpensystems zu optimieren. Diese Anpassung kann im einfachsten Fall nur ein Verbindungskabel sein (Direktanschluß eines Gleichstrommotors an den Generator) oder je nach Motor ein DC/DC-Steller zum MPP-Tracken oder ein DC/AC-Wechselrichter für Drehstrommotoren.

4.3.1 Funktionsprinzip eines Impedanzwandlers

Die verlustarme Anpassung zwischen Last und Generator läßt sich durch Impedanzwandler realisieren. Abbildung 17 zeigt das Prinzipschaltbild eines DC/DC-Stellers. Der Impedanzwandler besteht aus einem Kondensator C_1 , der als Energiespeicher dient, einer Spule L zur Leistungsübertragung, einem Dioden-Kondensatornetzwerk zur Glättung der Ausgangsspannung (D , C_2) und einem gesteuerten Schalter S .

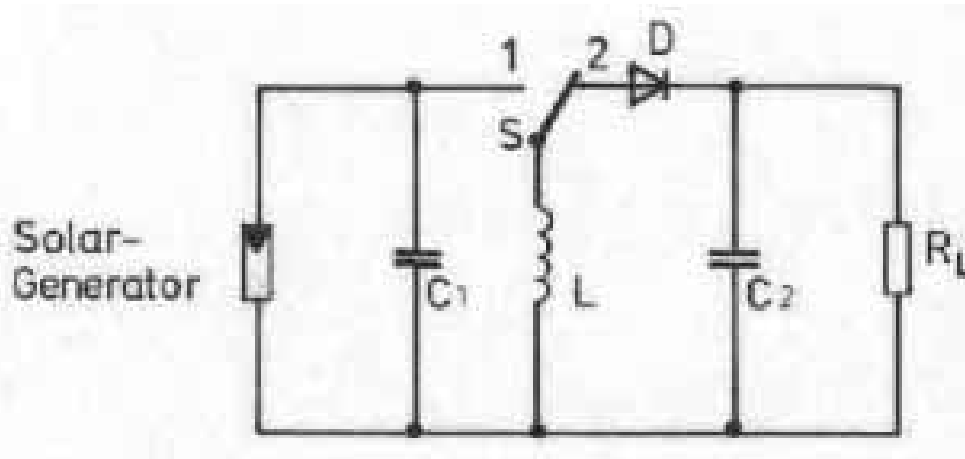


Abb. 17: Prinzipschaltbild eines DC/DC-Stellers

Ein Impedanzwandler funktioniert wie folgt: Zunächst (Schalter S in Stellung 1) übernimmt die Spule L die elektrische Energie vom Solargenerator und von der Kapazität C_1 . Danach (Schalterstellung 2) fließt die gespeicherte Energie zum Lastwiderstand R_L und C_1 wird durch den Generator wieder aufgeladen. Die Diode D verhindert den Leistungsrückfluß, die Kapazität C_2 glättet den Energiefluß und sorgt für einen praktisch kontinuierlichen Stromfluß durch den Lastwiderstand R_L .

Der Eingangswiderstand des Schaltreglers (verlustlose Übertragung der Leistung P_E vorausgesetzt) errechnet sich zu:

$$R_E = U_E^2 / P_E \quad (4-1)$$

Das Verhältnis der Spannungen U_E / U_L wird durch die Verweilzeit t_1 des Schalters S in der Stellung 1 und die Verweilzeit t_2 in der Stellung 2 bestimmt ($T = t_1 + t_2$):

$$U_1 = (T/t_1 - 1) U_2 \quad (4-2)$$

Damit folgt aus Gl. (4-1):

$$R_E = R [(1-a)^2 / a^2] \quad (4-3)$$

mit $a = t_1 / T$ (Tastverhältnis)

4.3.2 Regelung eines Impedanzwandlers

Durch Änderung des Tastverhältnisses kann R_E dem Widerstand der Zelle angepaßt werden. Der optimale Wert des Eingangswiderstands R_{Eopt} ist durch die jeweils vorhandene Strom-Spannungs-Charakteristik des Generators festgelegt und kann durch Variierung von a eingestellt werden. Da die Charakteristik der Solarzelle einstrahlungs- und temperaturabhängig ist, muß sich der Eingangswiderstand des Impedanzwandlers automatisch anpassen. Dies geschieht durch eine Regelung. Abbildung 18 verdeutlicht das Regelprinzip: R_E wird, beginnend bei einem hohen Wert ($R = U / I$), in Richtung kleinerem Widerstand variiert. Am Wandlerausgang wird ermittelt, ob die verfügbare elektrische Leistung zu- oder abnimmt. Die



Variationsrichtung von R_E wird solange beibehalten, wie die Ausgangsleistung zunimmt. Bei einsetzender Leistungsabnahme wird die Variationsrichtung von R_E umgekehrt bis der maximal mögliche Leistungswert (Maximum Power Point = MPP) wieder knapp unterschritten wird. Die Ausgangsleistung pendelt somit um den maximal möglichen Wert.

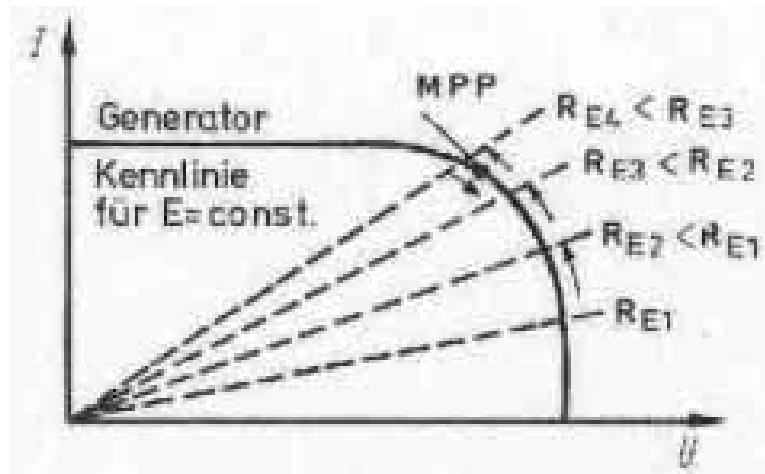


Abb. 18: Regelstrategie eines MPP-Trackers

4.3.3 DC/AC-Wechselrichter

Für den Betrieb von Drehstrommaschinen ist als spezieller Impedanzwandler ein DC/AC-Wechselrichter notwendig. Im industriellen Einsatz sind diese Wechselrichter bereits seit Jahren erprobt (z.B. CNC-Maschinen, Mehrmaschinensysteme in der Drucktechnik oder Textilindustrie). Für den Einsatz in PVPS müssen diese Standardindustriekomponenten jedoch besonders angepaßt werden (Abb. 19). Als beste Variante der unterschiedlichen Wechselrichtertypen hat sich der Umrichter mit Gleichspannungszwischenkreis für diese Anforderung herauskristallisiert (/10/ Klemt, 1993). Bei ihm kann der Solargenerator direkt an den Gleichspannungszwischenkreis angeschlossen werden. Zusätzlich ist jedoch eine Regeleinheit erforderlich, die das MPP-Tracking übernimmt.



Abb. 19: Beispiel eines DC/AC-Wechselrichters für PVPS (Grundfos)

Abbildung 20 zeigt den prinzipiellen Aufbau eines DC/AC-Wechselrichters (/11/ Yechcuron, 1990). Der Eingangskreis besteht im Wesentlichen aus einem Kondensator zur Glättung der Eingangsspannung und ist direkt mit dem Leistungsteil verbunden. Der Leistungsteil besteht aus 3 Halbbrücken an die die Last (hier ein Motor) angeschlossen ist.

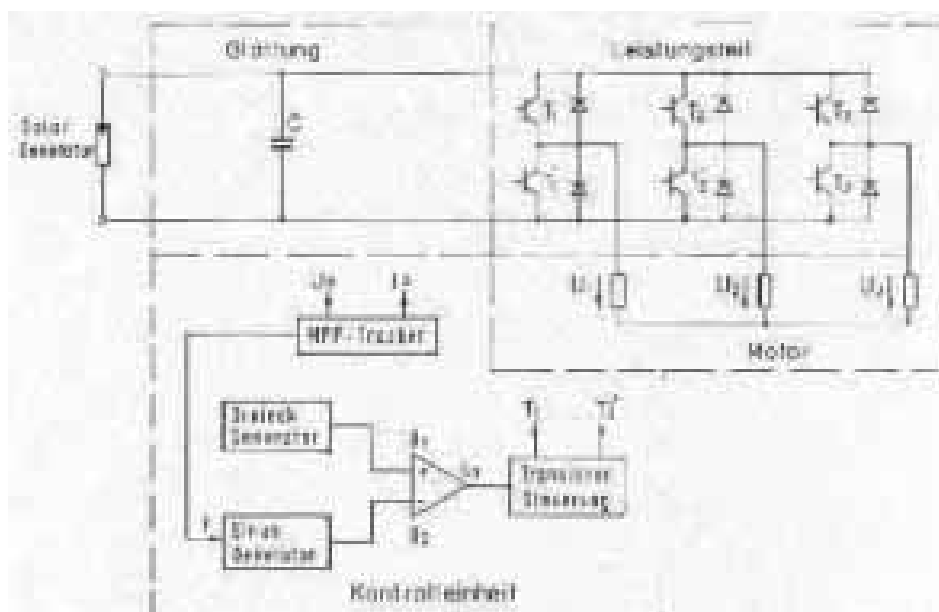


Abb. 20: Prinzipschaltbild eines DC/AC-Wechselrichters

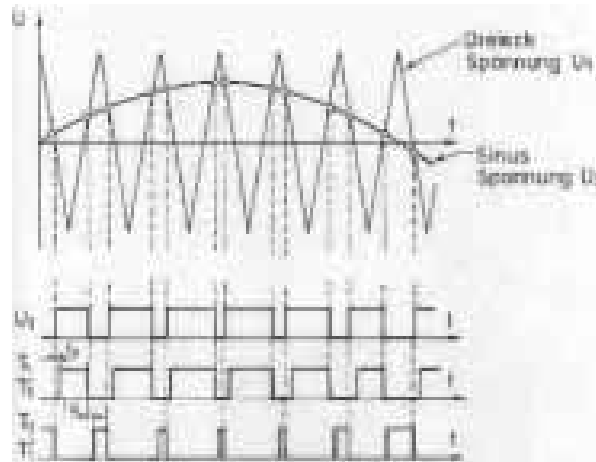


Abb. 21: Prinzip der Steuersignalerzeugung für die Leistungstransistoren am Beispiel eines Einphasen-DC/AC-Wechselrichters (t_a ist die Totzeit beim Ein-/Ausschalten der Transistoren um Kurzschlüsse zu vermeiden)

Die Steuereinheit liefert die Signale zur Ansteuerung der Leistungstransistoren (T1-T3). In ihr werden drei, um 120° phasenverschobene Soll-Sinussignale erzeugt, deren Frequenz von der verfügbaren Solargeneratorleistung abhängt. Mittels eines Komparators werden die Soll-Sinussignale mit einem hochfrequenten Dreieckssignal moduliert (Abb. 21). So steht ein pulswidenmoduliertes Rechtecksignal am Eingang der Leistungstransistoren an.

Am Motor selbst liegt ein pulswidenmoduliertes Leistungssignal an, dessen Spannung zwischen $+U_{\text{solar}}$ und $-U_{\text{solar}}$ schwankt und einen Strom einprägt, der durch die Induktivität der Motorwicklungen gelätet wird. Der Strom hat den Charakter einer Dreiecksspannung, die in einem Toleranzband um die ideale Sinuskurve schwankt (Abb. 22). Damit enthält der Strom die Grundwelle plus Oberwellenanteil. Die Sinusgrundwelle dient der Erzeugung des Drehmoments während die Oberwellenanteile im Motor als Verluste in Wärme umgesetzt werden.

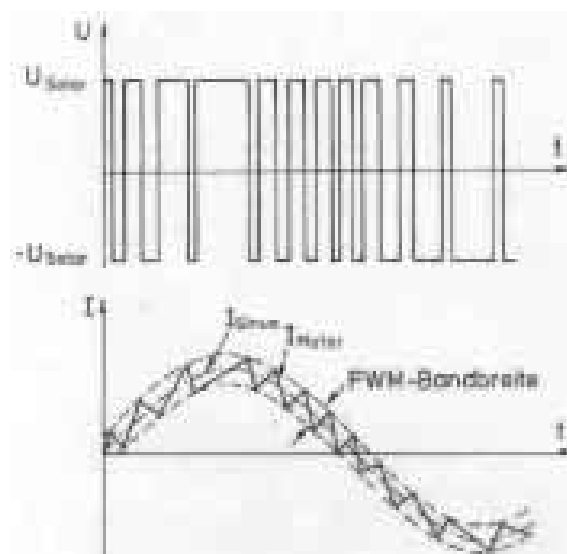


Abb. 22: Motorstrom an der Wicklung



4.4 Antriebsmotoren

In der Antriebseinheit wird elektrische in mechanische Energie umgewandelt. Da für den Betrieb von Pumpen vorzugsweise eine Drehbewegung erforderlich ist, sind Elektromotoren zu diesem Zweck besonders geeignet.

Es liegt nahe, als Antrieb von Pumpen in einem photovoltaischen Pumpensystem Gleichstrommotoren zu verwenden. Sie weisen im Leistungsbereich bis ca. 1.5 kW einen relativ hohen Wirkungsgrad auf (ca. 85 %). Nachteilig ist jedoch, daß bei handelsüblichen Gleichstrommotoren die Kommutierung über Bürsten erfolgt; damit sind die Motoren nicht wartungsfrei (Lebensdauer ca. 1000 Stunden bei Nennbetrieb). Weiterhin können damit die Gleichstrommotoren nicht direkt an eine Unterwasserpumpe gekoppelt und in einem Brunnen versenkt werden.



Abb. 23: Schwimmpumpe mit bürstenlosem Gleichstrommotor

Eine Alternative dazu ist die Verwendung von kollektorlosen Gleichstrommaschinen (elektronische Kommutierung). Diese Motoren werden von einem Wechselrichter gespeist und als Synchronmaschinen angesteuert. Bei dieser Technik ist es notwendig, immer die aktuelle Winkelstellung des Rotors zu erfassen. Bei der Verwendung dieses Motortyps in Bohrlochpumpensystemen müßten die Sensorsignale parallel zu den leistungsführenden Leitungen über eine große Strecke zur Regelelektronik geleitet werden oder die Elektronik mit dem Motor zusammen zu einer wasserdichten Einheit integriert werden. Beide Lösungen weisen Probleme auf, bei der Trennung von Elektronik und Motor kann die Leitungsinduktion zu Störungen führen, bei der Integration ist die Elektronik kaum wartbar. Daher sind diese Motoren heute für größere Leistungen noch nicht als Serienprodukt für den Unterwasserbetrieb erhältlich. Dieser Motortyp eignet sich jedoch sehr wohl für Oberflächenpumpensysteme oder kleinere Verdichteraggregate, bei denen ein einfacher Zugang zum Motor und der Steuerung



gegeben ist (Abb. 23 zeigt eine Schwimmpumpe mit elektronisch kommutiertem Gleichstrommotor).



Abb. 24: Standardasynchronmotor für Bohrlochpumpen

Bei den in photovoltaischen Pumpensystemen häufig eingesetzten Asynchronmotoren verhält es sich hingegen anders. Sie werden auch als Tauchmotoren angeboten und haben sich als Serienprodukt bestens bewährt. Da hier das Antriebsmoment durch ein Drehfeld erzeugt wird sind keine Sensoren oder Verbindungen (außer den Leistungsanschlüssen) erforderlich. Damit ist die Asynchronmaschine wartungsfrei, hat jedoch den Nachteil, eine Ansteuerung über den Wechselrichter zu benötigen. Abb. 24 zeigt einen Standardasynchronmotor in Tauchausführung für Bohrlochpumpen.



4.5 Pumpen

Die Pumpe wandelt die Drehbewegung in hydraulische Förderleistung um. Die Kreiselpumpe wird bisher am meisten eingesetzt, da sie sich in der Praxis bewährt hat. Als weiterer Pumpentyp kommen noch Verdrängerpumpen in Frage. Andere Systeme, die z.B. nach dem Reibungs-, Strahl- oder Auftriebsprinzip arbeiten, kommen aufgrund des geringeren Wirkungsgrades nicht in Betracht (/12/ Herrmann, 1989).

4.5.1 Kreiselpumpen

Strömungs- oder Kreiselpumpen (Abb. 25) bieten einige wesentliche Vorteile:

- kostengünstiges Angebot (Großserie)
- leichter Anlauf
- einfache Bauart (modular / vielstufig in gleicher Bauform)
- breites Anwendungsspektrum bezüglich Förderhöhe und -menge

Das Prinzip dieses Pumpentyps ist das einer Strömungsmaschine. Eine Förderstufe besteht aus Gehäuse und Laufrad. Das Fördermedium strömt axial dem Flügelrad zu. Die Rotation des Impellers beschleunigt das Wasser radial nach außen (Zentrifugalkraft), wodurch sich der Förderdruck aufbaut. Durch Hintereinanderschalten mehrerer Förderstufen kann der Gesamtdruck der Pumpe beliebig erhöht werden. Die Mehrstufenanordnung erhöht andererseits die mechanische Reibung entsprechend, deshalb ist bei Pumpen mit kleiner Leistung bzw. mit kleinem Durchmesser eine maximale Förderhöhe bis ca. 100 m sinnvoll.

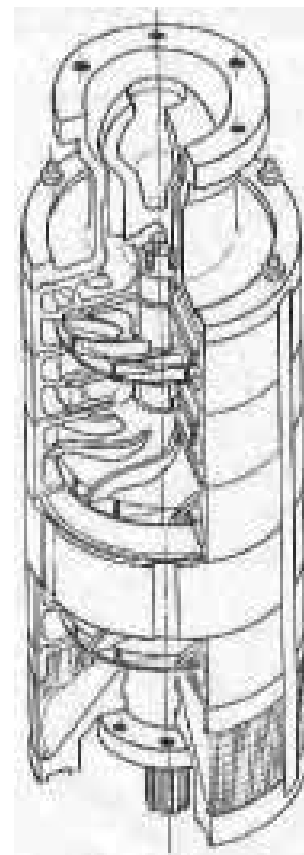


Abb. 25: Kreiselpumpe



Da der Druckaufbau über die Fliehkraft erfolgt, ist der Förderdruck quadratisch von der Drehzahl abhängig. Abbildung 26 zeigt die typische Kennlinie einer Kreiselpumpe.

Der Anlauf der Pumpe im photovoltaischen Betrieb erfolgt problemlos, da kein "Losbrechmoment" erforderlich ist. In Abbildung 27 sind einige Stromaufnahmekurven beim Anfahren einer Kreiselpumpe dargestellt. Je nach verfügbarer Leistung wird die Drehzahl der Pumpe angepaßt.

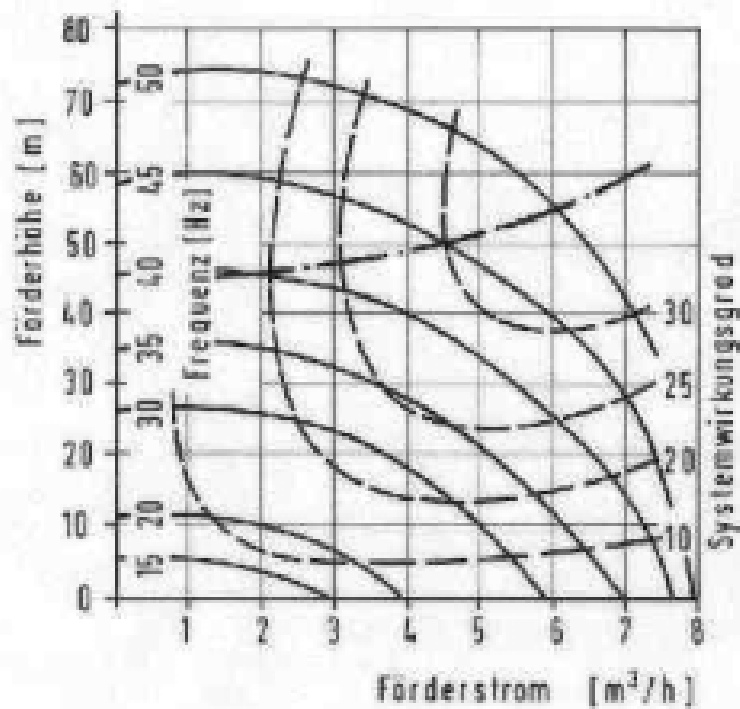


Abb. 26: Kennlinie einer Kreiselpumpe

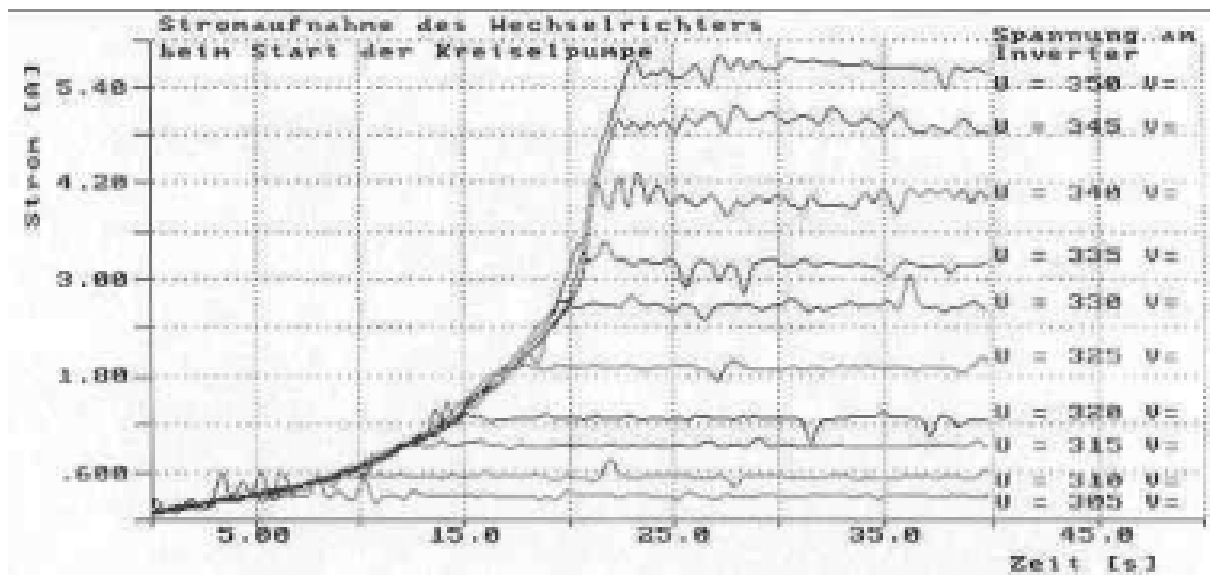


Abb. 27: Stromaufnahmekurven einer Kreiselpumpe



Für den Solarbetrieb wirkt sich die ausgeprägte Drehzahlabhängigkeit als Nachteil aus. Je größer die Förderhöhe ist, desto höher liegt jene Drehzahl der Pumpe, ab der ein Betrieb möglich ist. Bei einer geringen Einstrahlungsenergie (Bewölkung, Sonnenstand zur Solargeneratorausrichtung) und damit begrenzter Leistung, erreicht die Pumpe nur eine geringe Drehzahl, womit der notwendige Förderdruck nicht zustandekommt, d.h. die zur Verfügung stehende Generatorleistung kann nicht in Förderleistung umgesetzt werden. Demzufolge entspricht die Sonnenscheindauer nicht der Zeit für die eigentliche Wasserförderung. Dieser Nachteil kann durch den Einsatz von Verdrängerpumpen wesentlich gemildert werden.

4.5.2 Verdrängerpumpen

Im Unterschied zu Kreiselpumpen arbeiten Verdrängerpumpen bereits bei relativ geringen Drehzahlen arbeiten, womit auch bei geringerer Sonneneinstrahlung Förderleistung erbracht wird. Nachteilig ist jedoch, daß die meisten Verdrängerpumpen erst ein sogenanntes "Losbrechmoment" erfordern, d.h. zum Anfahren benötigen sie einen kurzzeitigen Leistungsimpuls.

Verdrängerpumpen können in zwei verschiedene Bauformen unterteilt werden:

- rotierende Verdränger, wie z.B. Kreiskolben-, Flügelzellen- oder Exzentrerschneckenpumpen
- oszillierende Verdränger, wie z.B. Hubkolben- oder Membranpumpen

4.5.2.1 Exzentrerschneckenpumpen

Exzentrerschneckenpumpen (Abb. 28) arbeiten nach dem volumetrischen Verdrängerprinzip. Pro Umdrehung wird ein bestimmtes Volumen zur Druckseite befördert. Die Pumpe besteht aus einem Stator, der einen Hohlkörper aus einem Elastomer bildet und dem Rotor aus Stahl, wobei die Kombination i.a. so ausgelegt ist, daß sich eine Preßpassung ergibt. Im Vergleich zur Kreiselpumpe ist die Kennlinie der Exzentrerschneckenpumpe wesentlich steiler (Abb. 29). Der Vorteil besteht in einem besseren Wirkungsgrad bei hoher Widerstandsfähigkeit gegenüber abrasivem Material im Förderwasser (/13/ Zängerl, 1993).

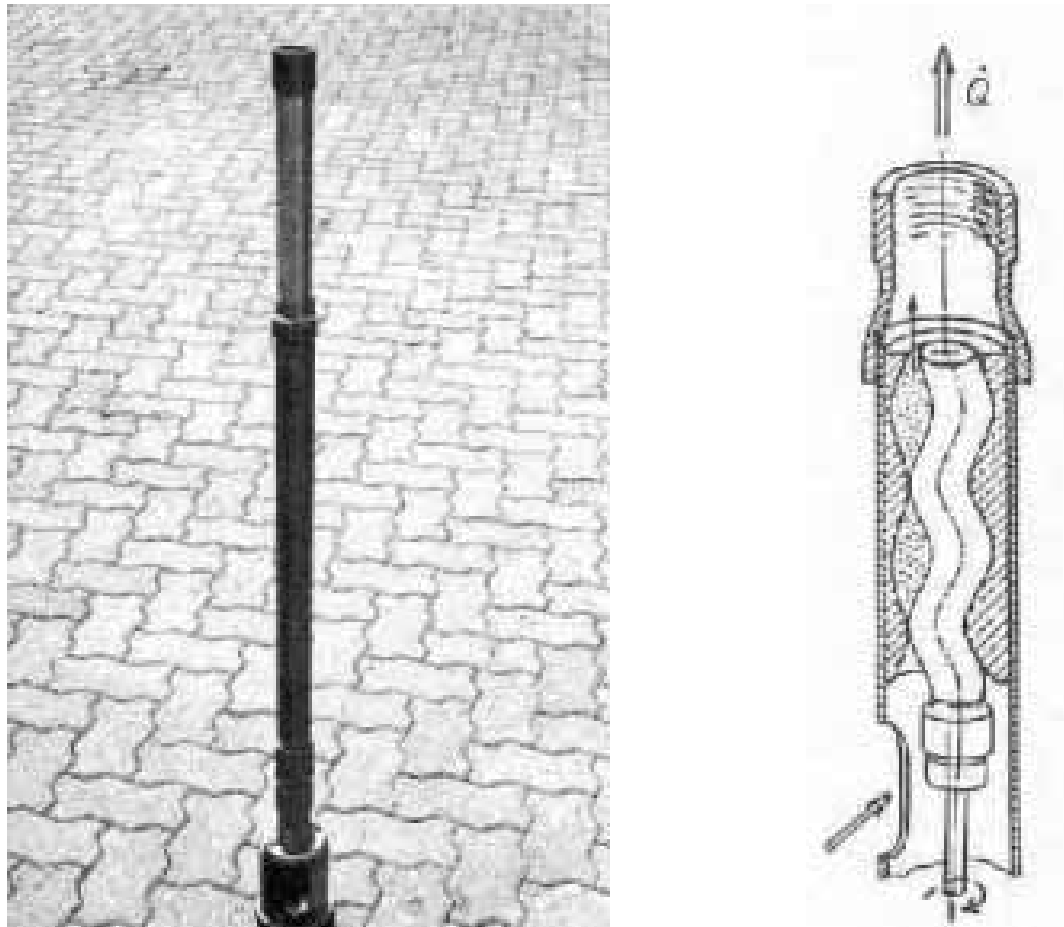


Abb. 28: Exzentrerschneckenpumpe

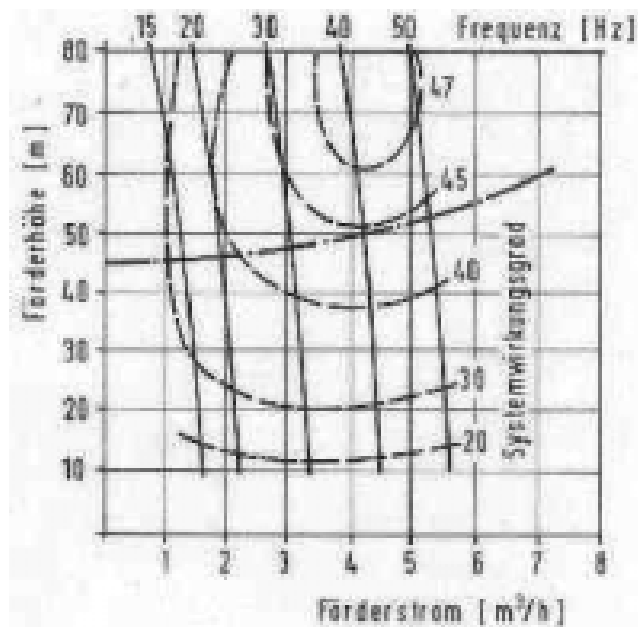


Abb. 29: Kennlinie einer Exzentrerschneckenpumpe



Das Übermaß (Stärke der Preßpassung Stator/Rotor) bestimmt im wesentlichen den Teillastwirkungsgrad, da es ein Rückstrom des Fördermediums verhindert, bringt jedoch den Nachteil des "Losbrechmoments" mit sich. Abbildung 30 zeigt die Stromaufnahmekurven beim Anfahren der Pumpe. Zur Überwindung der Haftreibung wird ein Leistungsimpuls benötigt, der von einer Photovoltaikanlage nicht ohne weiteres aufgebracht werden kann. Durch geeignete Maßnahmen muß diesem Effekt gegengesteuert werden.

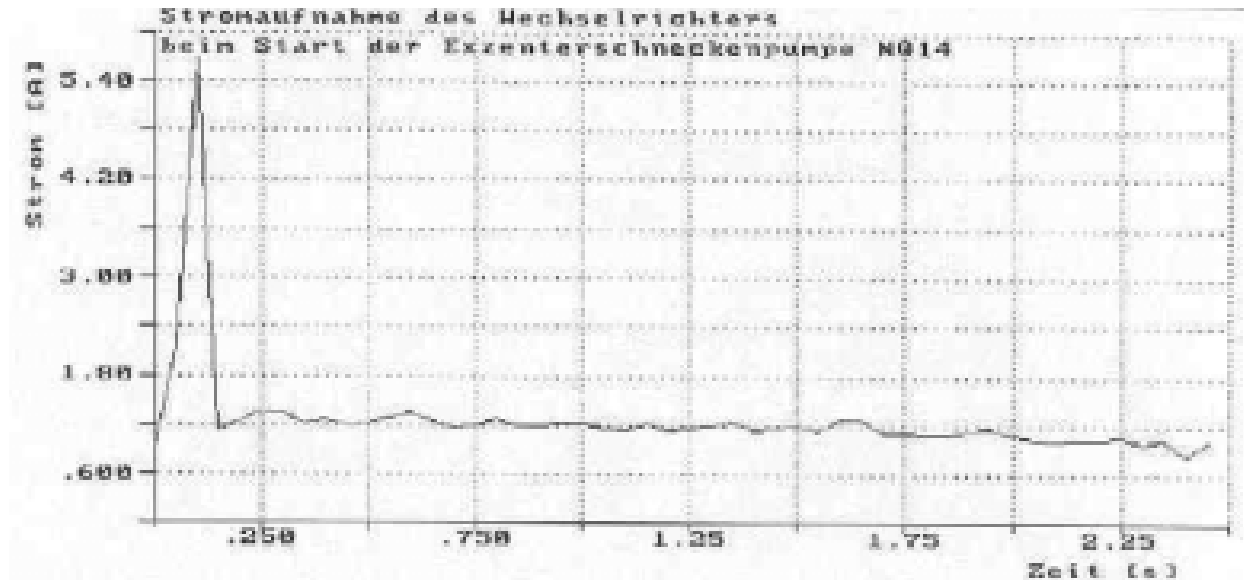


Abb. 30: Stromaufnahmekurve einer Exzentrerschneckenpumpe

4.5.2.2 Kolbenpumpen

Kolbenpumpen stellen eine weitere interessante Möglichkeit der Wasserrförderung, besonders aus großen Tiefen dar (Abb. 31). Bei ihnen ist die Förderrhöhe nahezu unabhängig von der Antriebsdrehzahl. Die Hubzahl ist dabei die bestimmende Größe für die Fördermenge (Abb. 32). Eine untere Betriebsgrenze besteht nicht, somit ist auch bei relativ geringer Einstrahlung eine Wasserrförderung möglich. Die nach dem oszillierenden Verdrängerprinzip arbeitende Hubkolbenpumpe hat wie die Exzentrerschneckenpumpe den Nachteil eines "Losbrechmomentes". Zusätzlich ist das Lastmoment der Pumpe während einer Umdrehung nicht konstant. In Abbildung 33 ist die Stromaufnahme des DC-Antriebsmotors einer Kolbenpumpe über 3 Arbeitszyklen aufgezeigt.

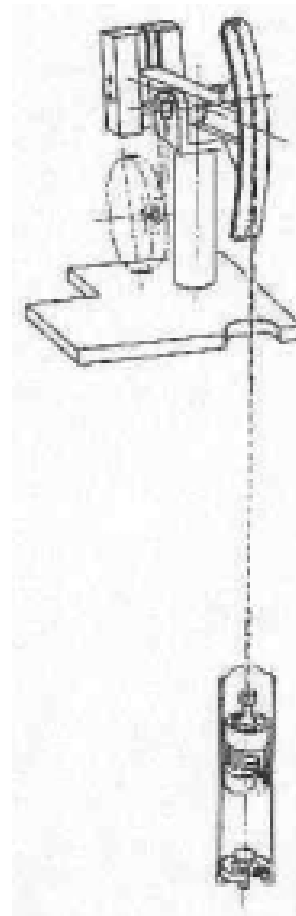
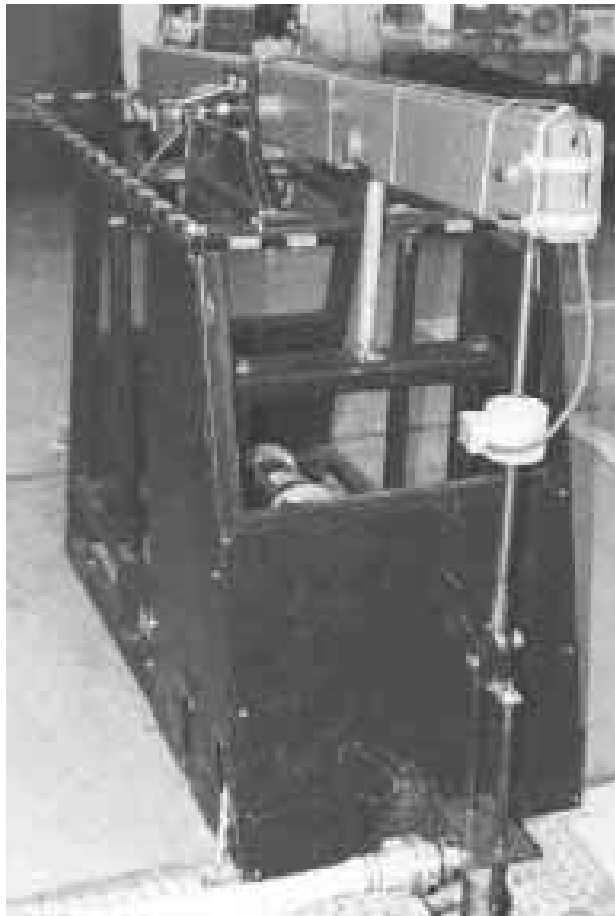


Abb. 31: Kolbenpumpe mit Gleichstrommotorantrieb

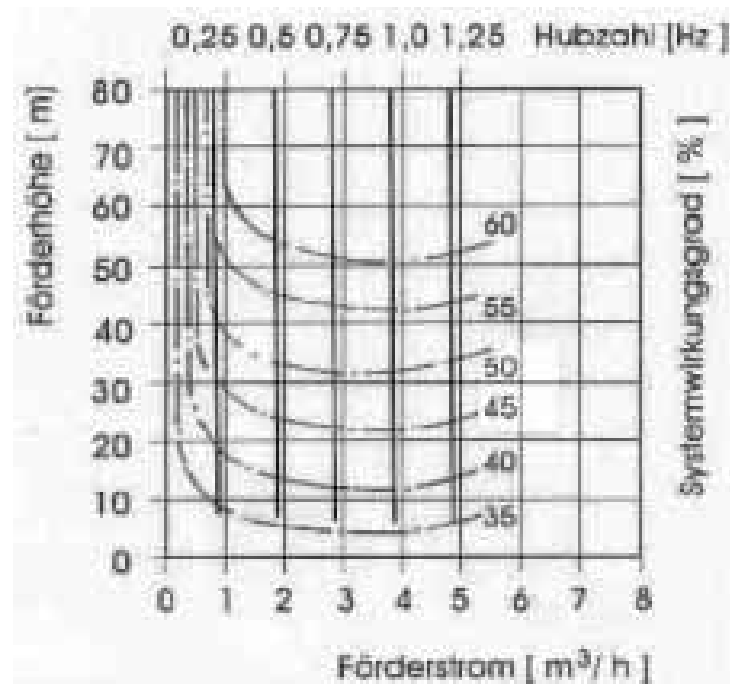


Abb 32: Kennlinie einer Kolbenpumpe

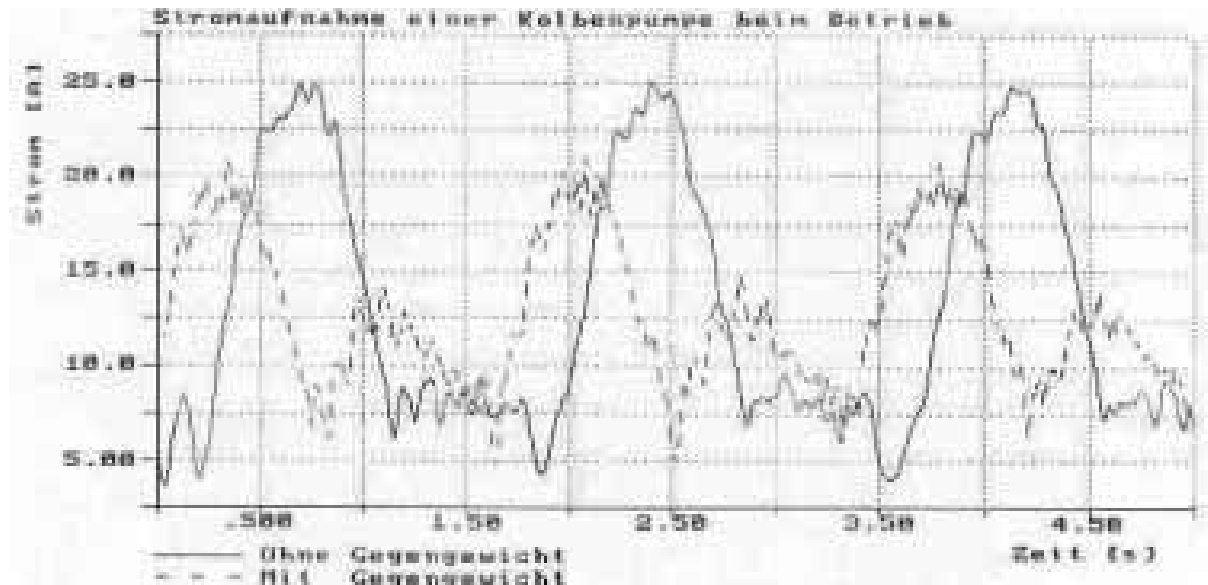


Abb. 33: Stromaufnahmekurven einer Kolbenpumpe über 3 Arbeitszyklen

Zur Verringerung des Anfahrmomentes und der Drehmomentschwankungen können an der Pumpe konstruktive Änderungen vorgenommen werden, wie zum Beispiel das Anbringen von abgestimmten Ausgleichsgewichten, eine Hebelarmanpassung und die Verwendung von mechanischen Energiespeichern und -puffern. Dies erfordert im Einzelfall eine Optimierung in Hinblick auf eine photovoltaische Nutzung.

4.5.2.3 Membranpumpen

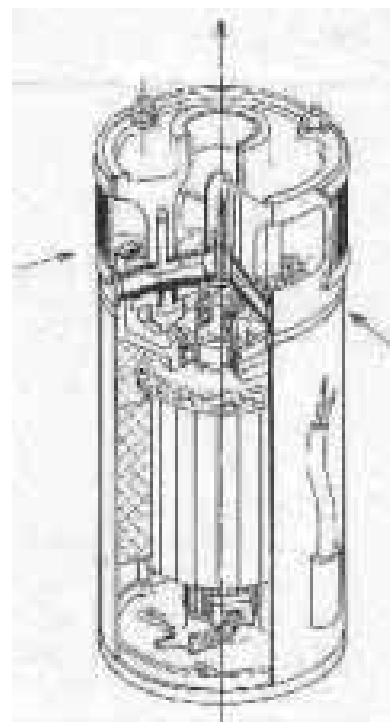


Abb. 34: Schnitt durch eine Membranpumpe



Eine Spezialform der Kolbenpumpen sind die Membranpumpen. Sie werden in PVPS vorzugweise in DC Systemen bis zu einer Leistung von 100 W eingesetzt. Bei diesem Typ Pumpen ist der Kolben durch eine Gummimembran ersetzt die über ein Taumelscheibe angetrieben wird. Der Hub und damit die Fördermenge sind relativ gering. Aus diesem Grund werden Membranpumpen in Duplex-, Triplex oder Quadroausführungen eingesetzt. Der Antrieb über eine Taumelscheibe ermöglicht zudem die weitgehende Vermeidung der Anlaufschwierigkeiten.

Membranpumpen werden meist als Komplettaggregate angeboten, d.h. Motor und Pumpe sind in einer nichttrennbaren Einheit verbunden (Abb. 34). Als Motoren kommen vor allem DC-Bürstantriebe zu Einsatz. Aufgrund der bekannten Motorcharakteristik eines Gleichstrommotors ist der Einsatz eines sogenannten Boosters zum Anpassen der Generatorkennlinie an die Motorkennlinie sinnvoll.

4.6 Brunnen und hydraulisches System

Der Brunnen und das hydraulische System bilden strömungstechnisch gesehen das System vor und hinter der Pumpe.

4.6.1 Brunnen

Als Brunnen in Ländern der Dritten Welt werden vornehmlich Bohrbrunnen und Schachtbrunnen gebaut (/14/ Thöle, 1988). Bohrbrunnen (Durchmesser 20 - 80 cm) sind vor allem für größere Grundwassertiefen geeignet. Hier werden vor allem motorbetriebene Pumpen eingesetzt. Schachtbrunnen (Durchmesser 1000 - 2000 mm) eignen sich hauptsächlich bei niedrigeren Grundwassertiefen (2 - 20 m) und werden auch heute noch in offener Weise gebaut. Sie gestatten es Wasser mit Eimern oder Leder- bzw. Gummibeuteln zu schöpfen wenn dies aufgrund einer Wartung oder beim Ausfall des Pumpensystems notwendig ist. Als Nachteil ist bei diesen offenen Brunnen die Gefahr der Wasserverschmutzung zu sehen.

Die Vorgehensweise beim Abteufen eines Brunnens ist für beide Typen prinzipiell gleich. In Abbildung 35 ist der Werdegang eines Brunnens dargestellt.

In einem ersten Schritt wird der Brunnen gebohrt (Abb. 35b). Als Methode eignen sich Trockenbohr- oder Spülverfahren.

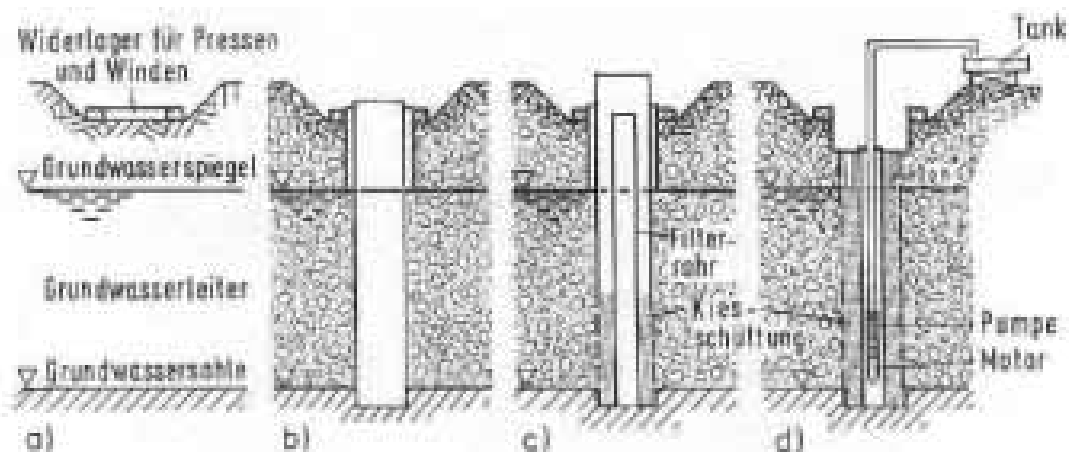


Abb. 35: Werdegang eines Brunnens



Das Trockenbohrverfahren wird vorwiegend in Lockergesteinen angewandt. Das Bohrgut wird durch den stoßenden oder drehenden Bohrvorgang gelöst. Der Bohrer arbeitet sich ein Stück vor. Anschließend wird das Bohrohr nachgepreßt (Abb. 36). Ist dies aufgrund der Mantelreibung nur noch sehr schwer möglich, so wird eine neue Rohrtour in die alte gesetzt (Teleskopbohrung). Damit wird ein möglicher Verbruch verhindert.

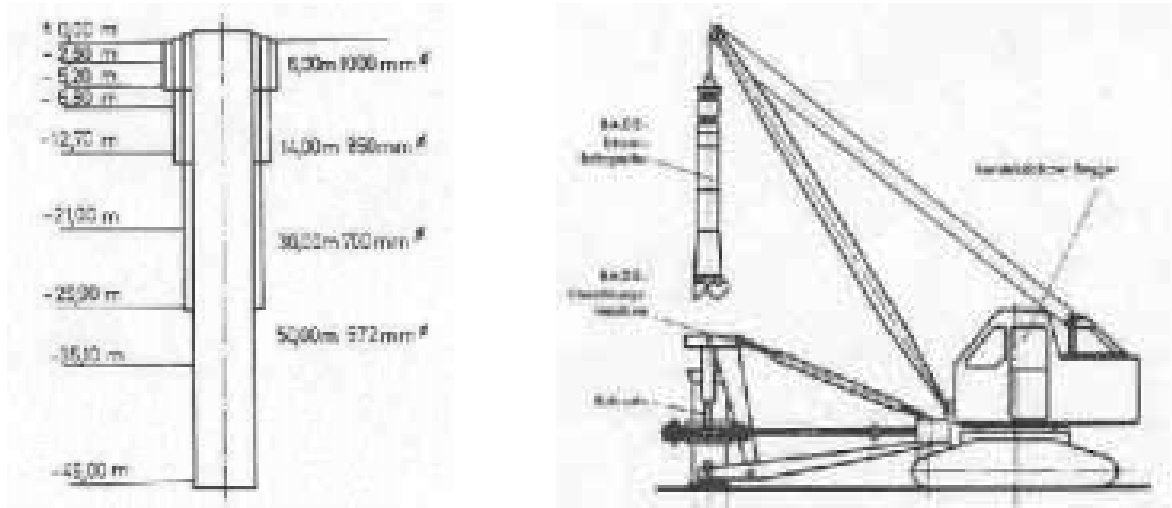


Abb. 36: Prinzip des Trockenbohrverfahrens mit Teleskopbohrung
(/15/ Bischhofsberger, 1982)

Die wichtigsten Spülverfahren sind Rotarybohren, Saugbohren und Lufthebebohren. Ihnen gemeinsam ist, daß die anstehende Bodenschicht statt durch eine Verrohrung durch eine Spülung standfest gehalten wird. Die Spülflüssigkeit füllt dabei das gesamte Bohrloch aus. Aus dem Bohrteich wird die Spülung mittels einer Pumpe durch das Bohrgestänge auf die Bohrlochsohle gedrückt und fördert auf diese Weise das zerriebene Bohrgut in den Bohrteich (Abb. 37).

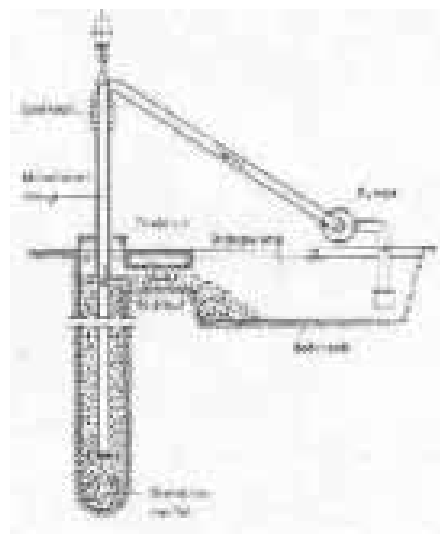


Abb. 37: Prinzip des Spülbohrverfahrens am Beispiel des Rotarybohrens
(/15/ Bischhofsberger, 1982)



Nach der Bohrung erfolgt die Einbringung des Filterrohres in den Brunnen (Abb. 35c). Zwischen Filterrohr und anstehender Bodenschicht wird eine Kiesschüttung angebracht und das Bohrröhr bzw. die Spülung entfernt.

Den Abschluß bildet die Abdichtung des Filterrohres am Brunnenkopf mit einer Tonsperre (Abb. 35d) und das Einbringen der Pumpe (Abb. 38).



Abb. 38: Einbringen der Pumpe in einen Brunnen in Ghana (/16/ Sandomeer, 1985)

4.6.2 Hydraulisches System

Die Pumpe fördert das Wasser über das hydraulische System zum Vorratstank. Das hydraulische System besteht aus der Rohrleitung, den Ventilen und Armaturen die sich zwischen Pumpe zum Tank befinden. Als Rohrleitung werden üblicherweise Standard Metallrohre (Zollrohre) verwendet die durch Muffen miteinander verbunden sind. Dieses Installationsmaterial ist günstig und in den Einsatzländern auch relativ leicht erhältlich, hat dafür aber den Nachteil, daß beim Ziehen der Pumpe zu Wartung- oder Reparaturzwecken die einzelnen Rohr demontiert und beim Wiedereinsetzen montiert werden müssen. Eine Überprüfung auf Dichtigkeit der Muffen ist dabei sehr schwierig.

Eine Alternative bieten flexible Brunnenschläuche. Hier kann die Pumpe direkt ohne steife Verrohrung in den Brunnen heruntergelassen werden.

Als Armaturen werden bei einem photovoltaischen Pumpensystem üblicherweise ein Durchflußmengenzähler (Wasseruhr) und mindestens ein Absperrventil eingesetzt. Ein Ziel bei der Systemauslegung von PVPS muß, aufgrund der Nutzung von teurerem Solarstrom, die Minimierung von Systemverlusten sein. Ein Punkt der hierbei oftmals vernachlässigt wird, sind die hydraulischen Verluste die durch die Verrohrung, Krümmer, Meßuhren, Schieber und Ventile entstehen.



4.6.2.1 Strömungsverluste in der Verrohrung (kontinuierliche Verluste)

Wasser, das durch ein Rohr strömt, erfährt infolge der Wandreibung einen Widerstand, der sich als zusätzliche, zu überwindende Verlusthöhe interpretieren läßt. Zur Ermittlung dieser kontinuierlichen Verluste infolge Wandreibung wird der Widerstandsbeiwert k des jeweilig verwendeten Rohres berechnet und damit die Energieverlusthöhe H_{vk} infolge Rohrreibung ermittelt:

$$H_{vk} = \lambda \frac{l_r}{d} \frac{8Q^2}{g\pi^2} \quad (4-4)$$

mit: H_{vk}	=	kontinuierliche Energieverlusthöhe	[m]
λ	=	Widerstandsbeiwert	[-]
l_r	=	Rohrlänge	[m]
d	=	Rohrinnendurchmesser	[m]
Q	=	Durchfluß	[m ³ /s]
g	=	Gravitationskonstante	[m/s ²]

Zur Berechnung des Widerstandsbeiwerts λ wird allgemein die Prandtl-Colebrook-White Formel verwendet. Sie ist allerdings korrekt nur mittels Iteration lösbar. Eine einfachere Lösung für die Berechnung des Widerstandsbeiwertes bietet das Berechnungsverfahren nach Zanke. Damit kann λ ohne Iteration mit einer für praktische Anwendungen genügenden Genauigkeit bestimmt werden:

$$\lambda = \frac{64}{Re} (1 - \alpha) + \alpha \left[-0.868 \cdot \ln \left[\frac{\ln(Re)^{1.2}}{Re} + \frac{k}{3.71d} \right] \right]^{-2} \quad (4-5)$$

mit: λ	=	Widerstandsbeiwert	[-]
Re	=	Reynolds-Zahl (Wasser: $4Q/\pi d\nu$) (Q =Durchfluß, d =Rohrdurchmesser, ν =kin. Viskosität)	[-]
α	=	Laminar/Turbulent-Übergangsfaktor (= $\exp[-\exp(-0.0033Re - 8.75)]$), Zanke, 1991)	[-]
k	=	Wirksame Rauheitserhebung (Stahlrohr: $k = 0,3$)	[m]

Mit den Formeln 4-4 und 4-5 läßt sich damit die kontinuierliche Energieverlusthöhe, die durch die Rohrreibung hervorgerufen wird (und zusätzlich von der Pumpe überwunden werden muß), als Funktion des Durchflusses berechnen (Rohrkennlinie, Abbildung 39).



**Kontinuierlicher Energieverlust
Stahlrohr: 50m k=0.3**

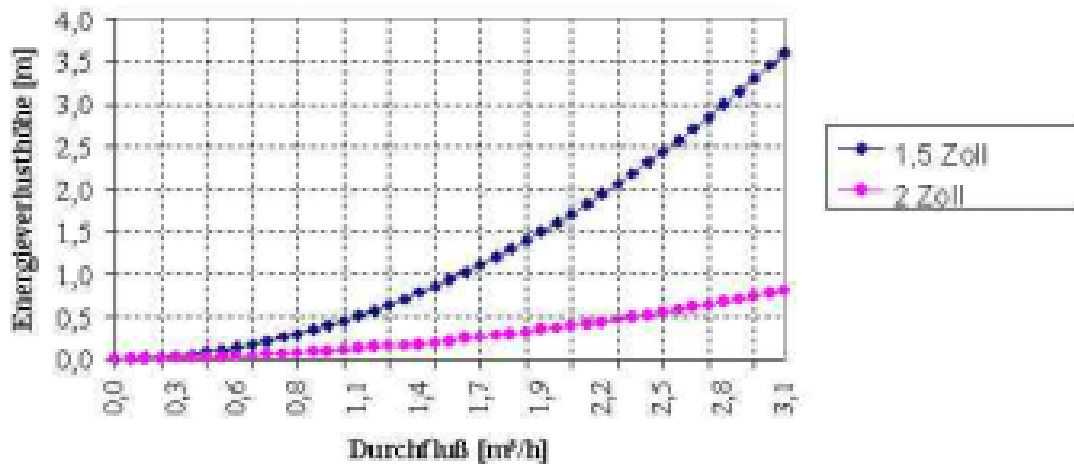


Abb. 39: Kontinuierliche Energieverluste in einem 50 m langen Stahlrohr (1,5" und 2" Durchmesser)

Einfluß von Armaturen auf die Energieverlusthöhe

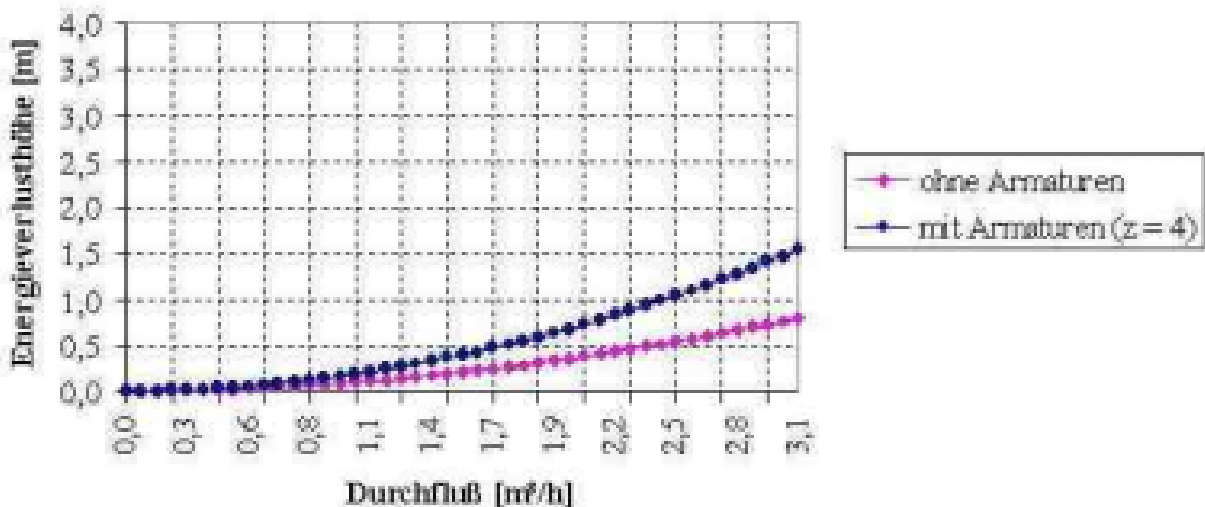


Abb. 40: Einfluß von 4 Krümmern auf die Energieverlusthöhe

4.6.2.2 Verluste durch Armaturen wie Krümmen, Meßuhren, Schieber (lokale Verluste)
Die in die Verrohrung eingebauten Formstücke und Armaturen erzeugen lokale Energieverluste. Die dadurch verursachte Energieverlusthöhe läßt sich mit Formel 4-6 berechnen:

$$H_{vl} = \frac{8Q^2}{g\pi^2 d^4} \zeta \quad (4-6)$$



mit: H_{v_l} = lokale Energieverlusthöhe [m]
 ζ = Widerstandsbeiwert des Einbauteils (Bechteler, 1992) [-]

Für jedes Einbauteil muß die entsprechende lokale Energieverlusthöhe berechnet werden. Die gesamten lokalen Verluste ergeben sich dann aus der Summe der Einzelenergieverlusthöhen. Abbildung 40 zeigt den Einfluß der lokalen Energieverluste auf ein hydraulisches System.

4.6.2.3 Umrechnung von lokalen Energieverlusthöhen in kontinuierliche Verluste

Die lokale Energieverlusthöhe H_{v_l} läßt sich auch in einen kontinuierlichen Anteil H_{v_k} umrechnen. Der Gedanke dabei ist, die äquivalente Rohrlänge ohne Einbauteile zu bestimmen, die das hydraulische System haben müßte, um dieselbe Gesamtenergieverlusthöhe zu haben wie das System mit Einbauteilen.

Durch Gleichsetzen von H_{v_k} mit H_{v_l} (Formel 4-4 und 4-6) erhält man die zusätzliche Rohrlänge l' für die Einbauteile:

$$l' = \zeta \frac{d}{\lambda} \quad (4-7)$$

mit: l' = zusätzliche Rohrlänge [m]
 ζ = Widerstandsbeiwert des Einbauteils (Bechteler, 1992) [-]

Die Berechnung der Gesamtenergieverlusthöhe H_v (kontinuierliche + lokale) erfolgt mit Formel 4-4, wobei lediglich l_r durch l ($l = l_r + l'$) ersetzt wird:

$$H_v = \lambda \frac{l}{d^5} \frac{8Q^2}{g\pi^2} \quad (4-8)$$

mit: H_v = gesamte Energieverlusthöhe [m]

Die Verluste, die durch das Rohrsystem entstehen sind damit berechenbar.

Die Verrohrungslänge sowie die Anzahl der Armaturen sind in einem PVPS durch die Brunntiefe und die örtlichen Gegebenheiten, wie z. B. Lage des Wassertanks zumeist vorgegeben. Der Rohrdurchmesser ist der entscheidende Parameter mit dem sich die Verluste reduzieren lassen können, obwohl auch hier Einschränkungen, wie zum Beispiel Verfügbarkeit von Material und Preis vor Ort (im Entwicklungsland) gegeben sind.

4.6.2.4 Verluste durch Rückschlagventile

Handelsübliche Pumpen sind mit Rückschlagventilen ausgerüstet, da sie normalerweise im Stromnetzbetrieb eingesetzt werden. In einem PVPS ist jedoch zu überlegen, ob die Vorteile eines Rückschlagventils (Rohr läuft nachts nicht leer, der Einspeisungspunkt am Wassertank kann unten liegen, was geringere Förderhöhe



bedeutet etc.) den Nachteil der dauernd beim Pumpen vorhandenen Strömungsverluste aufwiegt.

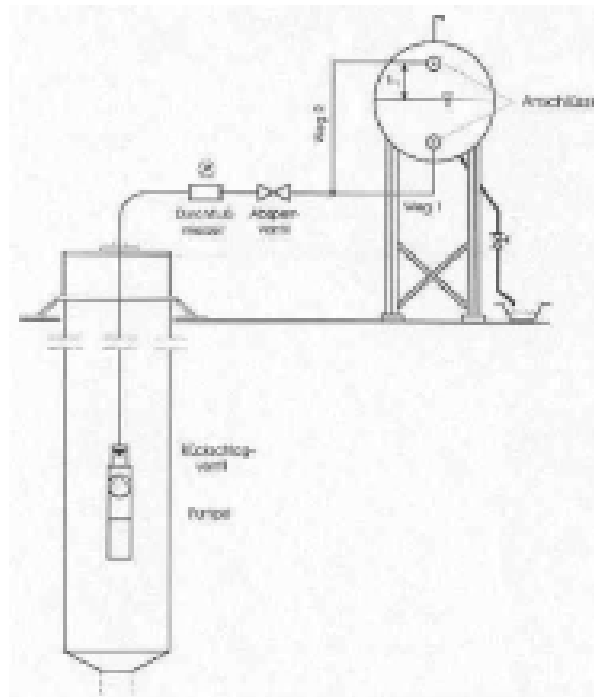


Abb. 41: Schematischer Aufbau des hydraulischen Systems eines PVPS

**Verlustkurve eines handelsüblichen
Rückschlagventils ($\zeta = 2.4$)**

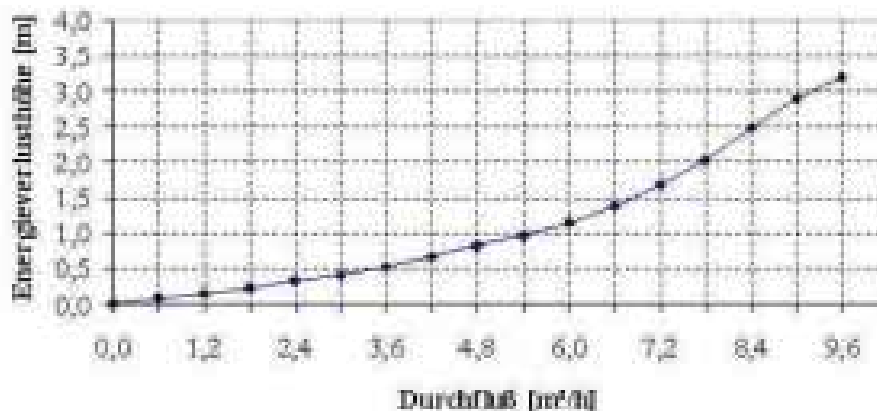


Abb 42: Verlustkurve (Energieverlusthöhe) eines handelsüblichen Rückschlagventils

Abbildung 41 zeigt den schematischen Aufbau des hydraulischen Systems eines PVPS. Bei Verwendung eines Rückschlagventils kann die Verrohrung unter dem Wasserspiegel am Tank angebracht werden (Weg 1). Dadurch läßt sich die Förderhöhe h_1 einsparen. Gerade bei Brunnen mit kleinen Wasserstandshöhen, die im allgemeinen 1 m - 2 m beträgt, kann diese Förderhöhe h_1 stark ins Gewicht fallen (10 m Förderhöhe und Höhe $h_1 = 1$ m entsprechen 10% Verluste). Zusätzlich ist die



Rohrlänge gegenüber Weg 2 kürzer und damit verringern sich die kontinuierlichen Verluste.

Auf der anderen Seite erzeugt das Rückschlagventil einen Strömungswiderstand, der abhängig vom Durchfluß ist. Abbildung 42 zeigt die typische Kurve eines solchen Rückschlagventils. Für die Entscheidung, ob ein Rückschlagventil verwendet werden soll oder nicht, wurde ein PC Programm entwickelt, mit dem in Abhängigkeit diverser Parameter (Förderhöhe, Durchfluß, Rohrdurchmesser, Verlustbeiwerte von Armaturen & Ventilen & Rohren, Höhendifferenz zwischen oberem und unterem Einspeisepunkt etc.) berechnet wird, welche Version (mit/ohne Rückschlagventil) günstiger ist (Abb. 43).

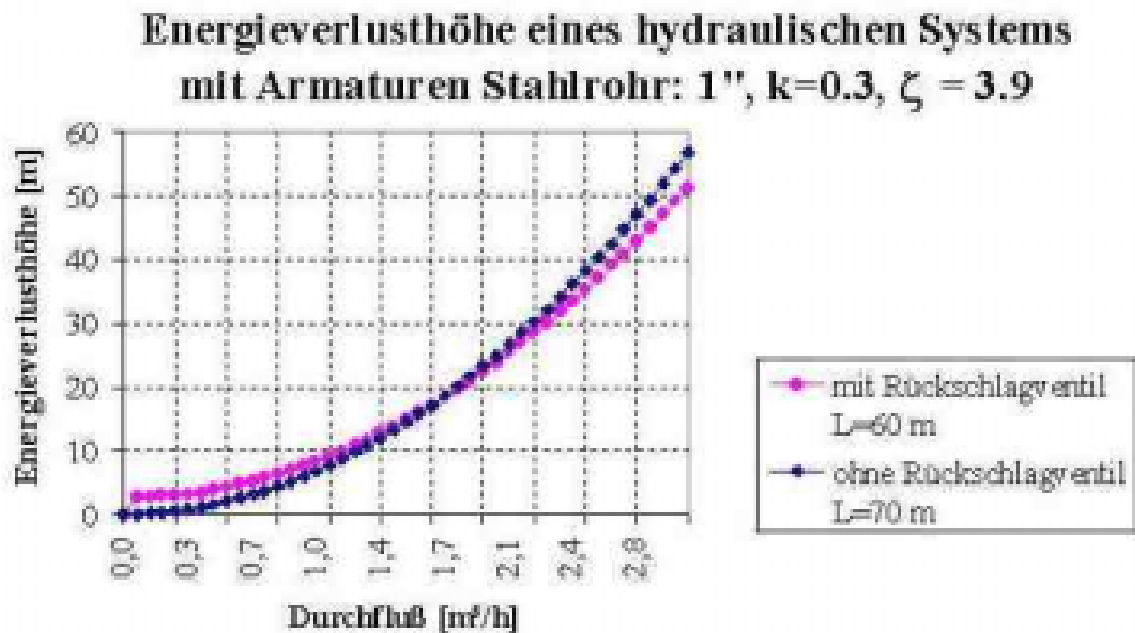


Abb. 43: Energieverlusthöhe mit und ohne Rückschlagventil

Bei der Entscheidung ein Rückschlagventil einzusetzen und den Einspeisepunkt unten am Tank anzubringen sollte allerdings bedacht werden, daß bei einer Fehlfunktion des Ventils der Tank leerläuft, kein Wasser mehr zur Verfügung steht und zur Reparatur ggf. die Pumpe gezogen werden muß.



4.7 Energiespeicher

Wasserbedarf und der Zeitpunkt der Förderung weichen im allgemeinen voneinander ab. Daher muß ein photovoltaisches Pumpensystem zur Gewährleistung einer gleichmäßigen Wasserversorgung über einen Energiespeicher verfügen. Es kommen zwei Möglichkeiten zur Energiespeicherung in Betracht:

- Speicherung der hydraulischen Energie in einem Tank oder Becken
- Speicherung der vom Solargenerator erzeugten Energie in einem Akkumulator

Bei allen Anlagen erfolgt das Auffangen und Sammeln des geförderten Wassers in einem Tank damit die Wasserversorgung auch bei Stillstand des Pumpensystems sowie bei Wartungs- oder Reparaturarbeiten gewährleistet ist.

Nur in Ausnahmefällen wird ein elektrochemischer Speicher angewandt. Als Akkumulatoren werden dabei vorzugsweise Bleibatterien eingesetzt. Die Verwendung von Akkumulatoren bringt den Vorteil, daß das PVPS in einem festen Betriebspunkt gefahren werden kann. Außerdem kann von Akkumulatoren auch Energie aufgenommen und gespeichert werden, die wegen geringer Einstrahlung vom PVPS nicht direkt genutzt werden könnte. Diesen Vorteilen stehen jedoch die Nachteile des erhöhten Wartungsaufwandes, der zusätzlichen System- und Betriebskosten (Auswechslung der Batterien alle 4 - 5 Jahre) sowie des erhöhten Raumbedarfs zur Unterbringung der Batterien (Abb. 44) gegenüber.

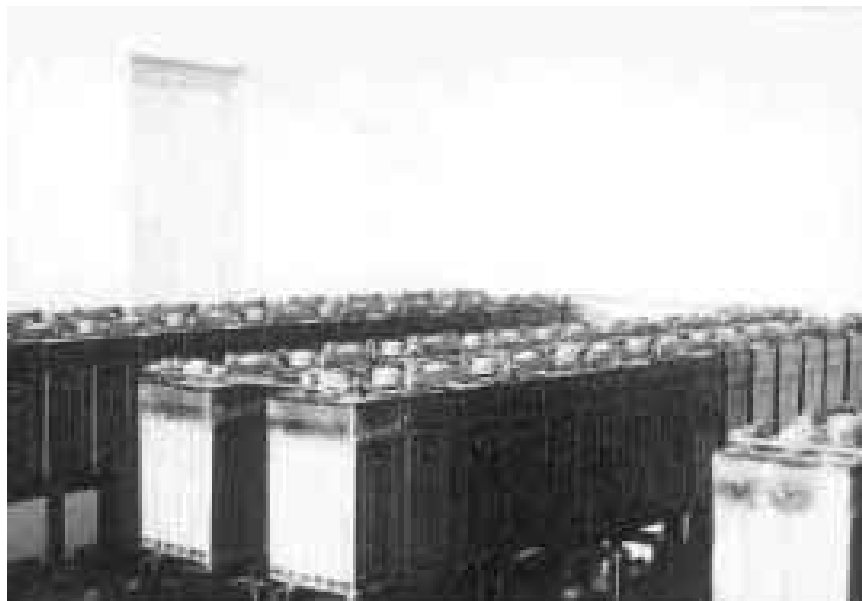


Abb. 44: Batterieraum eines photovoltaischen Pumpensystems

Eine weitere Möglichkeit des Einsatzes von Energiespeichern stellen Kondensatoren oder Schwungräder dar. Diese Komponenten sind jedoch nur zur kurzzeitigen Deckung von Spitzen im Leistungsbedarf, z.B. beim Anlauf von Exzentrerschneckenpumpen o.ä. geeignet.



4.8 Systemkonfigurationen

Aus den bisher vorgestellten Komponenten lassen sich eine Vielzahl unterschiedlicher Pumpensysteme zusammenstellen. Im folgenden werden die gebräuchlichsten aufgeführt.

- Tauchsysteme mit Motor und Pumpe im Brunnen

Dieses System ist die am häufigsten eingesetzte Variante. Der Einsatzbereich liegt bei Förderhöhen zwischen 10 m - 100 m und Fördermengen bis ca. 200 m³/d. Der hierbei hauptsächlich verwendete Asynchronmotor ist dabei direkt an die Kreiselpumpe angeflanscht (Abb. 45). Die komplette Einheit wird im Brunnen, an der Verrohrung hängend, versenkt. Als Anpassungsschaltung ist ein Wechselrichter erforderlich. Für den Einsatz in der Dritten Welt kommt als Vorteil dieser Variante hinzu, daß durch die benötigte Oberfläche des Motors und unter tropischen Bedingungen keine Kühlungsprobleme zu befürchten sind.

- Tauchpumpen mit an der Oberfläche montiertem Antrieb

Bei dieser Variante wird die Pumpe im Brunnen versenkt und über ein Gestänge von einem an der Oberfläche befindlichen Motor angetrieben (Abb. 45). Der Vorteil liegt hier in der leichten Zugänglichkeit des Motors, wodurch wieder Gleichstrommotoren verwendet werden können. Nachteilig ist die Energieübertragung durch die lange Welle. Hier entstehen Probleme besonders bei der Lagerung und Schmierung, sowie durch mögliche Resonanzerscheinungen.

- Schwimmpumpe mit Gleichstrommotor

Bei dieser Konfiguration werden Motor und Kreiselpumpe auf einem Schwimmkörper befestigt. Diese Systeme werden zur Wasserförderung aus Flüssen, Teichen oder Kanälen bei Förderhöhen bis ca. 10 m eingesetzt. Aufgrund des einfachen Zugangs zu Pumpe und Motor ist die Wartung sehr einfach. Daher verwendet man hier oftmals Gleichstrommotoren (Abb. 45).

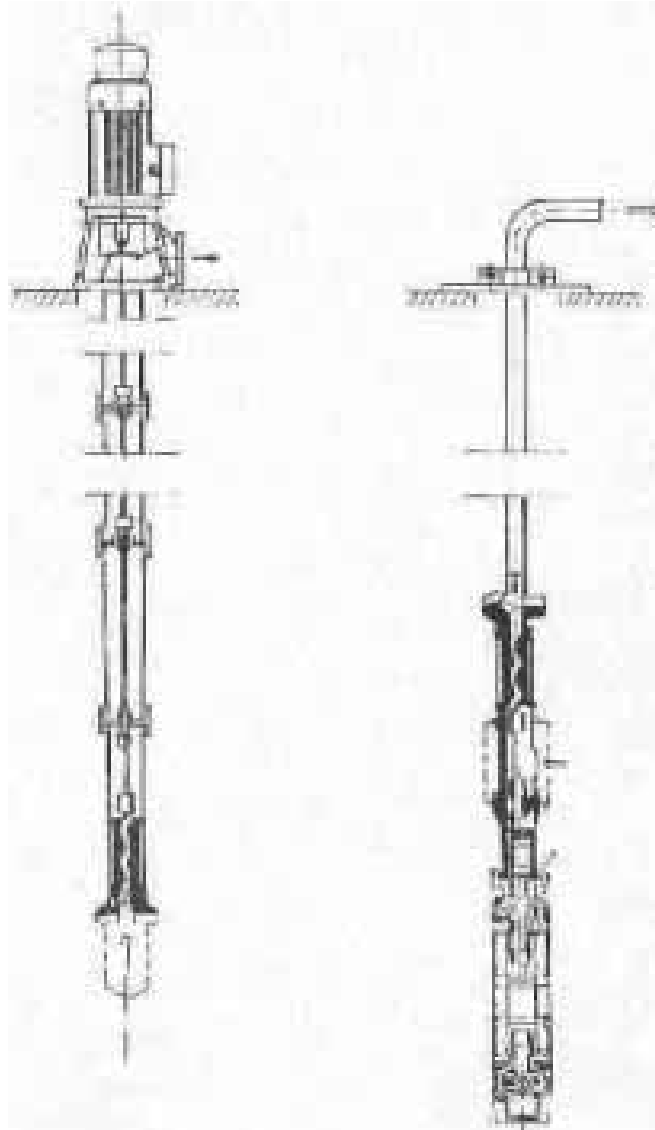


Abb. 45: Tauchpumpe, die über ein Gestänge vom Motor an der Oberfläche angetrieben wird

Zusammengeflanshtes Motor/ Pumpenaggregat im Brunnen.

Alle aufgeführten Konfigurationen sind als Systeme mit bzw. ohne Batteriespeicher machbar.



5 Auslegungsverfahren für photovoltaische Pumpensysteme

Die Auslegung eines photovoltaischen Pumpensystems ist in der Regel anspruchsvoll und aufwendig. Dies resultiert aus der Tatsache, daß ein PVPS nicht für einen festen bzw. mehrere Betriebspunkte ausgelegt werden kann, sondern für einen sehr breiten Betriebsbereich - von Anlagen mit Batteriespeicherung abgesehen. Zusätzlich besteht die Schwierigkeit, daß die zeitliche Änderung des Betriebspunktes nicht vorhersagbar ist, da er einstrahlungs- bzw. wetterabhängig ist.

Für die Auslegung photovoltaischer Pumpensysteme werden hauptsächlich drei Verfahren angewandt:

- Abschätzung anhand von Richtwerten
- Auslegung anhand von Nomogrammen
- Simulation mittels Computer

5.1 Abschätzung anhand von Richtwerten

Dieses Auslegungsverfahren ist die einfachste Methode, erste Anhaltspunkte für die Konfiguration eines PVPS zu bekommen. Sie basiert auf Erfahrungswerten, die aus dem Betrieb von installierten PVPS gewonnen wurden.

Die hydraulische Leistung die eine Pumpe aufbringt berechnet sich nach folgender Formel:

$$E_{hyd} = g \rho Q H \quad (5-1)$$

mit:	E_{hyd}	=	Hydraulische Leistung	[kW]
	g	=	Gravitationskonstante	[m/s ²]
	ρ	=	Dichte (für Wasser kann ρ praktisch = 1 gesetzt werden)	[kg/dm ³]
	Q	=	Förderstrom	[m ³ /s]
	H	=	Förderhöhe	[m]

Die elektrische Energie die notwendig ist um die hydraulische Leistung zu erbringen kann über den Anlagenwirkungsgrad abgeschätzt werden. Richtwerte sind dabei $30\% < \eta_{AW} < 55\%$ wenn das System im Nennbetrieb arbeitet (/17/ Bucher, 1990). Berücksichtigt man das während des Tages wechselnde Energieangebot und die damit verbundene Änderung des Arbeitspunktes und weiterhin Perioden in denen das Energieangebot für den Betrieb der Pumpe nicht ausreicht, so muß der Anlagenwirkungsgrad η_{AW} durch einen "energetischen Ertragsfaktor η_{PV} " ersetzt werden. Der Faktor ist, bedingt durch den auftretenden Teillastbetrieb, kleiner als der Anlagenwirkungsgrad bei Nennbetrieb. Als Anhaltswert kann für den Systemwirkungsgrad η_{PV} ein Wertebereich von $15\% < \eta_{PV} < 35\%$ angenommen werden. Auf die Solarenergie bezogen erreicht die Energieumsetzung damit Werte zwischen 1.5% und 3.5% (/18/ ipc, 1987).



Für das Beispiel eines PVPS mit einem Solargenerator von 1 kWp (Standort südlicher Mittelmeerraum) und einer Brunntiefe von 30 m ergibt sich damit bei einer Einstrahlungsleistung von 1000 W/m^2 eine abgeschätzte Förderleistung von:

$$1 \text{ kW} * 25\% / 9.81 \text{ m/s}^2 / 30 \text{ m} = 0.85 \text{ l/s} = 3.06 \text{ m}^3/\text{h} \rightarrow 3 \text{ m}^3/\text{h} \quad (5-2)$$

Für einen, einstrahlungsmäßig gesehenen, guten Tag im Mittelmeerraum ($5000 \text{ kWh/m}^2/\text{Tag}$) bei dem mit einer Betriebsdauer des PVPS von ca. 6 Stunden gerechnet werden kann liegt damit der Tagesertrag des Systems bei ca. $18 \text{ m}^3/\text{Tag}$.

5.2 Berechnung der Solargenerator Spitzenleistung für einen gegebenen täglichen Wasserbedarf

Ein anderer Weg ein PVPS auszulegen ist die Rückrechnung der Solargenerator Spitzenleistung (W_p) auf Basis einer täglich zu pumpenden Wassermenge. Die entsprechende empirische Formel wurde von der GTZ auf Grundlage vieler Feldversuche mit PVPS ermittelt.

$$P_{SG} = 11,6 \frac{H \cdot Q}{\overline{G_d}} \quad (5-3)$$

where:	P_{SG}	= Peak power of the solar generator	[kWp]
	Q	= Required flow rate	[m ³ /day]
	H	= Head	[m]
	G_d	= Mean global irradiance	[kWh/m ² /day]

Für das Beispiel folgender gegebener Daten (Förderhöhe 40 m, täglich zu fördernde Wassermenge 20 m^3 , globale Einstrahlung $6 \text{ kWh/m}^2/\text{Tag}$) kann der benötigte Solargenerator abgeschätzt werden:

$$P_{SG} = 11,6 \frac{40 \cdot 20}{6} \approx 1.5 \text{ kWp} \quad (5-4)$$

5.3 Nomogramme

Nomogramme enthalten die Kenndaten eines Pumpensystems in graphischer Form (Abb. 46). Anhand von Rechnungen und/oder Messungen werden die Diagramme von Herstellern erstellt. Daraus können die gewünschten Standarddaten für ein spezielles System anhand von typischen Eingangsparametern direkt ermittelt werden. Nachteilig ist bei Nomogrammen, daß für jede Systemkonfiguration ein eigenes Diagramm erstellt werden muß bzw. zur Verfügung stehen muß um ein System auslegen zu können. Allerdings werden heute Nomogramme nicht mehr nur auf Papier zur Verfügung gestellt, sondern sind auch als PC Programme verfügbar (z.B. CASS).

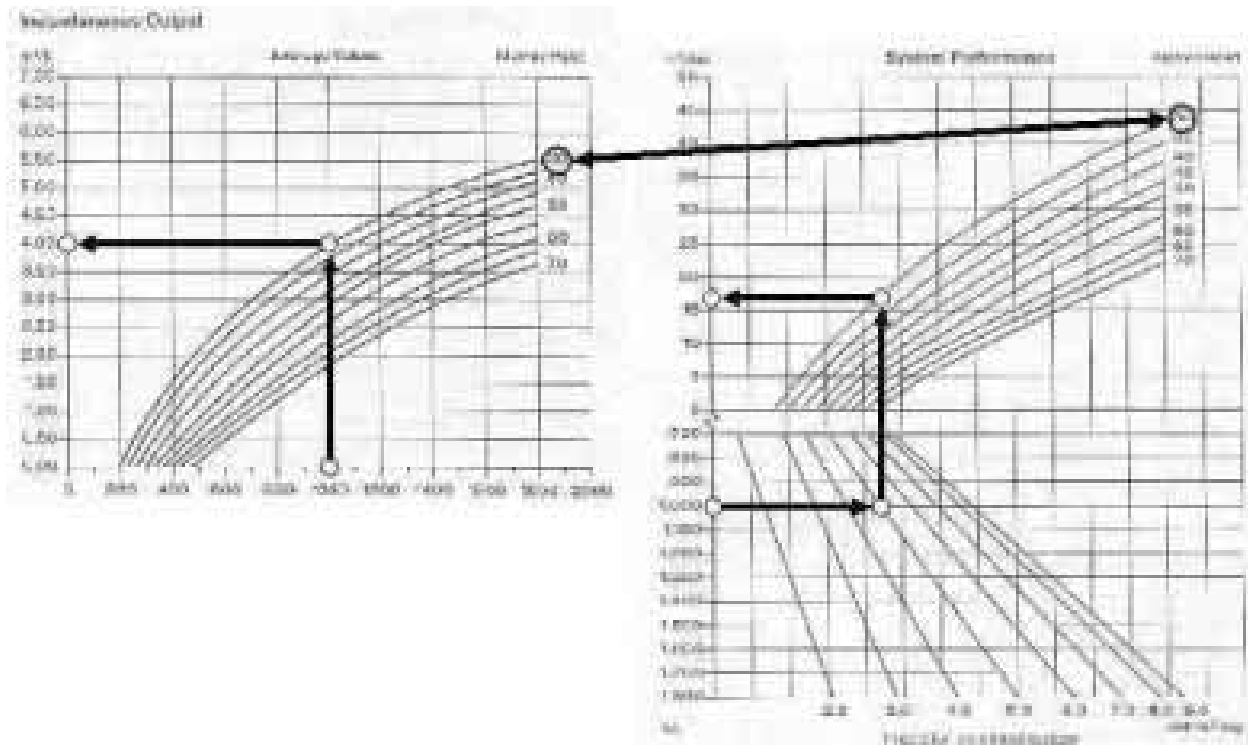


Abb. 46: Beispiel eines Nomogramms für ein Pumpensystem (Grundfos)

Für das im Abschnitt 5.1 verwendete Beispiel ergibt sich aus dem Nomogramm in Abbildung 46 ein Tagesertrag von ca. 17 m³/Tag.

5.4 Simulationsprogramme

Am exaktesten, aber auch mit dem meisten Aufwand verbunden, ist die Auslegung eines PVPS wenn der Ertrag der Systemkonfiguration mit Hilfe von Computersimulationen ermittelt wird. Bei den Simulationsprogrammen wird zwischen zwei Arten unterschieden:

- Blockschalbildorientierte Programme
- Systemorientierte Programme

Bei den blockschaltebildorientierten Programmen werden die Komponenten eines beliebigen Systems als Modul (Blackbox) mit Ein- und Ausgabeanschlüssen modelliert. Die Module werden bei der Systemzusammenstellung miteinander verbunden und anschließend wird ein Simulationslauf gestartet. Vorteilhaft bei dieser Art von Programmen ist das hohe Maß an Flexibilität, das durch die freie Gestaltung der Module gegeben ist. Es ist damit möglich, nicht nur Pumpensysteme, sondern auch andere z.B. solarthermische Systeme oder physikalische Modelle zu simulieren (z.B.: ITE-BOSS /19/ Zahir, 1993; Insel /20/ Schumacher, 1993). Als nachteilig müssen jedoch der hohe Einarbeitungsaufwand und die Vorkenntnisse, die notwendig sind, um mit dieser Art von Programmen zu arbeiten, betrachtet werden.



Bei systemorientierten Programmen ist die Handhabung und Bedienung im Regelfall einfach und schnell erlernbar, dafür ist auch nur die Simulation des im Programm implementierten Systems möglich (z.B.: DASTPVPS /21/ Mayer, 1993).

Simulationsprogramme bieten im Regelfall eine breite Möglichkeit der Daten- und Parametervariation an. Damit kann das Verhalten eines PVPS schnell für unterschiedliche Tageseinstrahlungskurven oder Solargeneratorkonfigurationen untersucht werden. Der Ergebnisbildschirm für das im Abschnitt 5.1 verwendete Beispiel ist in Abbildung 47 zu sehen. Das PVPS erreicht danach einen Tagesertrag von 16.6 m³/Tag.

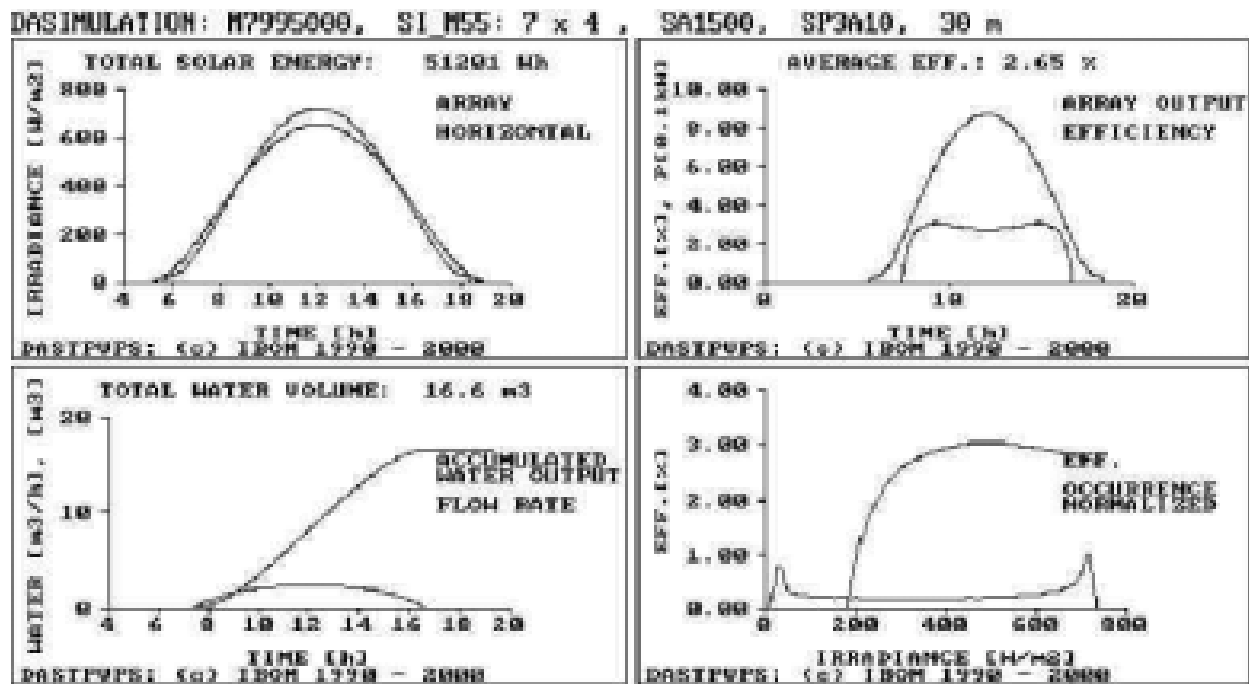


Abb. 47: Ergebnisbildschirm einer Systemberechnung mit DASTPVPS



6 Beispiele für den Einsatz photovoltaischer Pumpensysteme

Der Einsatz von PVPS erstreckt sich von der Trinkwasserversorgung für Menschen über die Tränkwasserversorgung für Tiere bis zur Versorgung von Bewässerungssystemen. Bei der Planung von solchen Anlagen darf nicht übersehen werden, daß das Pumpensystem an sich eingebettet ist in ein übergeordnetes System mit diversen Regelmechanismen. Abbildung 48 veranschaulicht die wechselseitigen Beziehungen, die bei Betrachtung des Gesamtsystems auftreten.



Abb. 48: Übergeordnete Vernetzung und Beeinflussungen bei photovoltaischen Pumpensystemen



Der verantwortungsbewußte Planer sollte sich diese Beziehungen vergegenwärtigen und durch die Berücksichtigung auch ökologischer, hydrologischer und soziologischer Zusammenhänge dafür sorgen, daß der Einsatz photovoltaischer Pumpensysteme einen auf Dauer gesehen positiven Effekt hat. Abschließend soll anhand einiger Bilder (Abb. 49 bis 53) ein Eindruck über PVPS in Länder der Dritten Welt vermittelt werden.

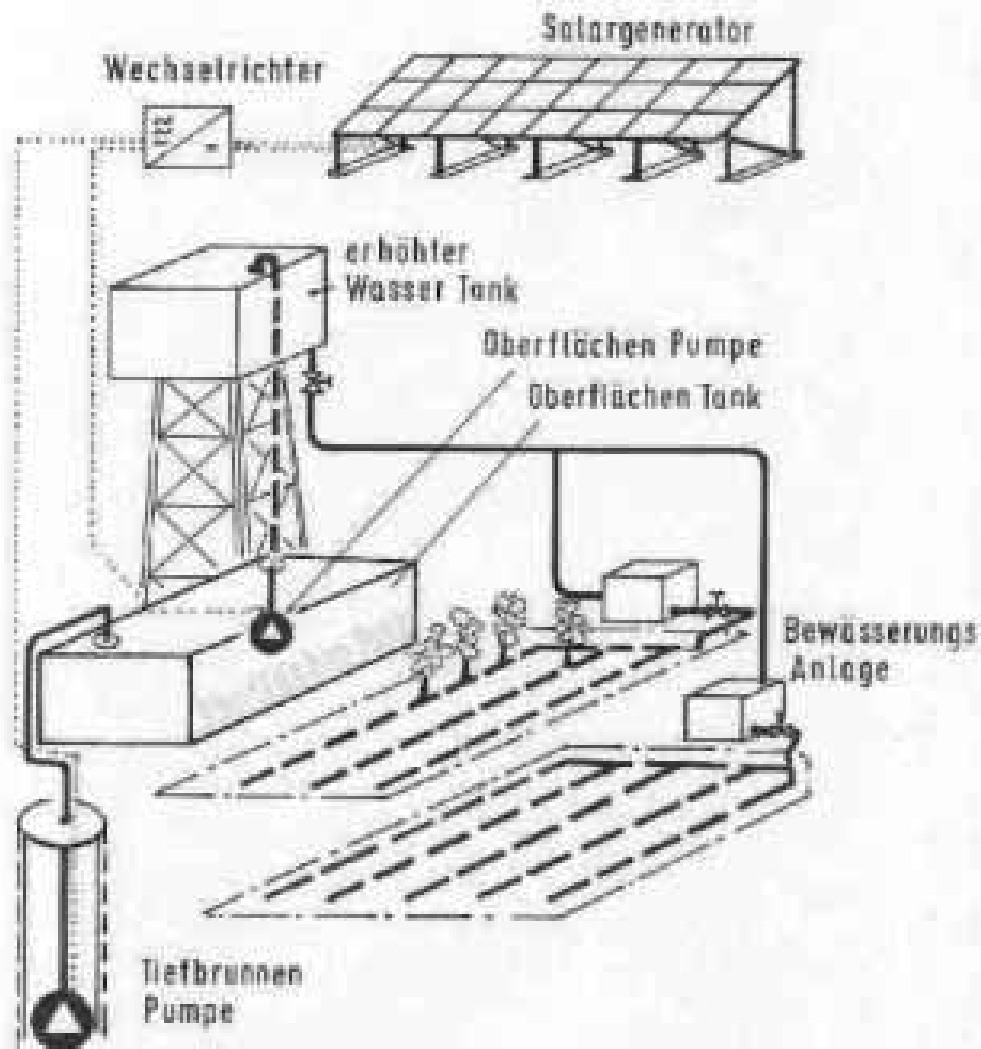


Abb. 49: Schematische Darstellung eines Zweipumpensystems für die Feldbewässerung



Abb. 50: PVPS zur Trinkwasserversorgung auf den Philippinen



Abb. 51: Viehtränke in Mauretanien



Abb. 52: PVPS mit Wassertanks in Brasilien



Abb. 53: PVPS für Bewässerung in Ägypten



7 Literatur

- /1/ B. Herrmann, *Photovoltaisch betriebene Wasserpumpensysteme*, Institut für Theorie der Elektrotechnik der Universität Stuttgart, 1989, S. 12ff
- /2/ W. Mühlbauer, *Mechanisierung der Pflanzenproduktion in den Tropen und Subtropen*, Vorlesungsskript, Universität Hohenheim, Inst. für Agrartechnik in den Tropen und Subtropen, 1991
- /3/ GTZ, *International Programme for Field Testing of Photovoltaic Water Pumps*, GTZ, Eschborn, 1992
- /4/ GTZ Report, *PV for Pumping Systems (PVP)*, GTZ Energy Division, 8/1991
- /5/ D. Stahl, *Recent Development and Prospectes of Photovoltaics*, Siemens Solar, 11/1989
- /6/ F. Hummel, *Was können Photovoltaikanlagen leisten?*, Betriebsergebnisse unterschiedlicher PV-Systeme, 8. Nationales Symposium Photovoltaische Solarenergie 1993, Tagungsband, S. 544 ff.
- /7/ RWE, *Chancen Regenerativer Energien, Lehrerinformation*, 1990
- /8/ R. Posorski u.a., *Nutzung photovoltaisch betriebener Trinkwasserpumpen in Entwicklungsländern - Projekterfahrungen des PVP-Programms und Perspektiven*, 8. Nationales Symposium Photovoltaische Solarenergie 1993, Tagungsband, S. 177 ff.
- /9/ W. Bucher u.a.: *Einsatz neuer Pumpentypen in photovoltaischen Pumpensystemen*, 8. Nationales Symposium Photovoltaische Solarenergie 1993, Tagungsband, S. 628 ff.
- /10/ M. Klemt, *Entwicklung und Aufbau eines Dreiphasen-Wechselrichters für photovoltaische Pumpensysteme*, Diplomarbeit, Lehrstuhl für Energiewirtschaft, Techn. Univ. München, Institut für Wasserwesen Prof.Bechteler, Univ. der Bundeswehr München, 1993
- /11/ C. Yechcuron, *Electronique de puissance et energie solaire*, SGA/ASSPA Precision, 2/1990
- /12/ B. Herrmann, *Photovoltaisch betriebene Wasserpumpensysteme*, Institut für Theorie der Elektrotechnik der Universität Stuttgart, 1989
- /13/ H.-P. Zängerl u.a.: *Verschleißtest an Pumpen für PV-Systeme*, 8. Nationales Symposium Photovoltaische Solarenergie 1993, Tagungsband
- /14/ W. Thöle, *Entwicklungshilfe in Westafrika im Rahmen der Internationalen Trinkwasser- und Sanitär-Dekade*, bbr: Brunnenbau - Bau von Wasserwerken - Rohrleitungsbau, Heft 8 August 1988 39. Jahrgang



- /15/ W. Bischofsberger, *Wassergütewirtschaft und Gesundheitsingenieurwesen*, Techn. Univ. München, Vorlesungsskript, 1982
- /16/ W. Sandomeer, *Mit Ghana hat es begonnen*, Prakla-Seismos Report 3 + 4, 4/85
- /17/ W. Bucher, *State-of-the-Art in PV-Pumping*, Progr. Report "Pro-Pump Project: Exper. of PV Water Pumps .." (CEC-Contr. EN 350166-D; edit.: WIP, Munich), 1990
- /18/ ipc Consult, *Angebotsanalyse; Programm zur Einführung PV-betriebener Pumpensysteme*, Studie im Auftrag von "gate", 1987
- /19/ A. Zahir, *ITE-BOSS Ein Simulationswerkzeug für photovoltaische Systeme*, 8. Nationales Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein, 1993
- /20/ J. Schumacher, *Das Simulationssystem INSEL*, 8. Nationales Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein, 1993
- /21/ O. Mayer, *DASTPVPS, ein neues PC-Software-Tool für Schulung, Auslegung und Simulation photovoltaische Pumpensysteme*, 8. Nationales Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein, 1993
- /22/ Posorski R., Haars K., *Ökonomische Querschnittsanalyse photovoltaische Pumpsysteme*, GTZ, Eschborn, 1994
- /23/ Posorski R., Haars K., *Wirtschaftlichkeit von photovoltaischen Pumpsystemen*, GTZ, Eschborn, 1995