

Anhang 3: **Dezember 2003**

Zunahme der dezentralen Energieerzeugungsanlagen in elektrischen Verteilnetzen

Grundlagen der dezentralen Energieerzeugungsanlagen

ausgearbeitet durch

Prof. M. Höckel
Rudolf Haldi
Berner Fachhochschule HTI Biel
Quellgasse 21
2501 Biel

mitfinanziert durch

Bundesamt für Berufsbildung und Technologie, KTI; KTI P-Nr: 5840.2;
ABB Schweiz AG; Projekt- und Studienfonds der Elektrizitätswirtschaft PSEL;
AEK Energie AG; Elektrizitätswerk Davos AG; ewz Verteilnetz

Diese Arbeit ist im Auftrag des Bundesamtes für Energie entstanden. Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen ist ausschliesslich der Autor dieses Berichts verantwortlich.

Weitere Informationen über das Programm „Elektrizität“ des Bundesamts für Energie stehen auf folgender Web-Seite zur Verfügung:

www.electricity-research.ch

INHALTSVERZEICHNIS

Zusammenfassung	1
Netzanbindung	1
Netzbeeinflussung	2
Produktionscharakteristik	3
 1. Photovoltaik	 4
1.1. Anlagenbeschreibung	4
1.2. Produktionscharakteristik	5
1.3. Lage im Netz	7
1.4. Netzbeeinflussung	8
1.4.1. Generell	8
1.4.2. Oberschwingungen und Leistungsfaktor	8
1.4.3. Gleichstromeinspeisung	8
1.4.4. Spannungsschwankungen	8
1.5. Zusammenstellung der Kennzeichen von Photovoltaikanlagen	9
1.6. Netzverbundwechselrichter	9
1.6.1. Netzgeführte Wechselrichter	9
1.6.2. Selbstgeführte Wechselrichter	10
1.6.3. Wechselrichter mit HF-Zwischenkreis	12
1.7. Technische Beschreibung des Solarwechselrichters convert 4000	14
 2. Windkraftwerke	 17
2.1. Verfügbarkeit der Primärenergie	17
2.2. Stand der Technik	19
2.3. Turbinenbereich	22
2.4. Generatorbereich	25
 3. Wasserkraftwerke	 28
3.1. allgemeines	28
3.2. Turbine	30
3.3. Generator	30
3.3.1. Übersicht	30
3.3.2. Synchrongenerator	31
3.3.3. Asynchrongenerator	32
3.4. Netzverbundbetrieb	33
3.4.1. Übersicht	33
3.4.2. Regelung der Wirkleistung	33
3.4.3. Regelung der Blindleistung oder des Leistungsfaktors	35
3.4.4. Anlauf und Zuschaltung ans Netz	35
3.4.5. Schutz und Überwachung	36

4.	Wärmekraftkopplungsanlagen	38
4.1.	Überblick	38
4.2.	Motor-BHKW	42
4.3.	Gasturbinen-BHKW	43
4.4.	Charakteristiken	45
5.	Brennstoffzellenkraftwerke	46
5.1.	Funktionsprinzip	46
5.2.	Brennstoffzellentypen	48
5.2.1.	Die Alkalische-Brennstoffzelle (AFC)	48
5.2.2.	Die Polymer-Elektrolyt-Brennstoffzelle (PEM)	49
5.2.3.	Die Phosphorsäure-Brennstoffzelle (PAFC)	50
5.2.4.	Die Schmelzcarbonat-Brennstoffzelle (MCFC)	51
5.2.5.	Festoxid-Brennstoffzelle (SOFC)	52
5.3.	Einsatzgebiete / Aussichten	53
5.4.	Netzanbindung	53

ZUSAMMENFASSUNG

NETZANBINDUNG

Als dezentrale Erzeugung sind diejenigen Anlagen zu verstehen, welche aufgrund ihrer Leistung noch in das Nieder- und Mittelspannungsnetz einspeisen können. Im allgemeinen wird als Obergrenze im Mittelspannungsnetz eine Einspeiseleistung von 10 MW und im Niederspannungsnetz von 500 kW angesehen.

Abbildung 1 gibt einen Überblick über die wichtigsten DEA und ihre elektrische Anbindung.

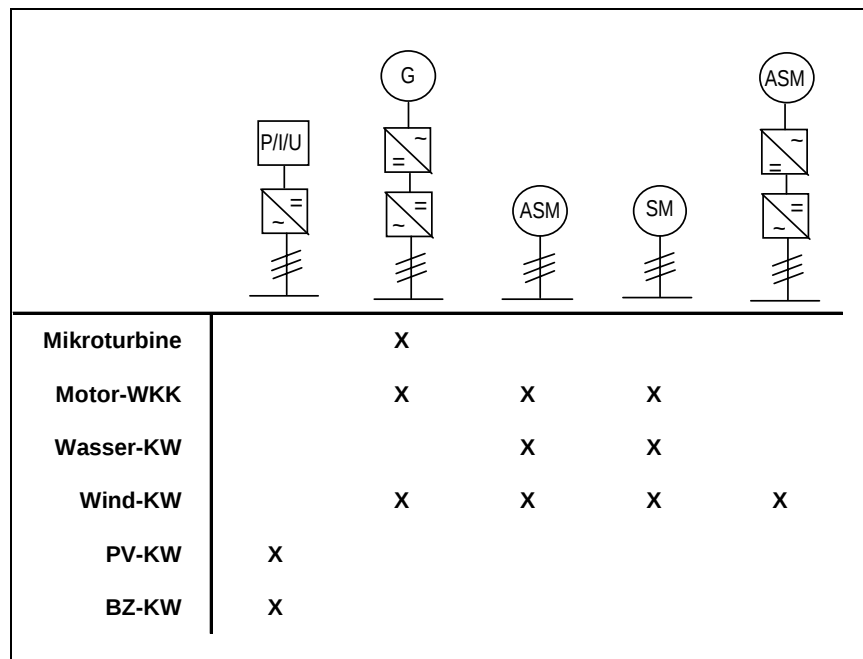


Abbildung 1: Arten von dezentralen Kraftwerken und deren elektrische Anbindung

Photovoltaikzellen (PV-KW) und Brennstoffzellen (BZ-KW) erzeugen Gleichstrom und können deshalb ausschliesslich über 1-phasige bzw. bei grösseren Leistungen (ab ca. 3 kW) über 3-phasigen Umrichter mit dem Niederspannungsnetz verbunden werden. Die Energiewandler bei den anderen Anlagentypen sind elektrische Maschinen. Bei Wasserkraftwerken werden ausschliesslich Asynchron- oder Synchronmaschinen eingesetzt. Bei grösseren Windkraftwerken werden diese rotierenden Maschinen über Frequenzumrichter mit dem Netz verbunden, da die Drehzahlvariabilität einen höheren Rotorwirkungsgrad bei wechselnden Windgeschwindigkeiten ermöglicht. Bei Motor-Wärmekraftkopplungsanlagen (Motor-WKK) werden teilweise Gleichstrommaschinen mit variabler Frequenz eingesetzt. Mikroturbinen werden im Drehzahlbereich um 100'000 U/min betrieben und ausschliesslich mit Frequenzumrichter betrieben.

NETZBEEINFLUSSUNG

Im Detail wird die Höhe der zulässigen Einspeiseleistung von der Art der Anlage und der Charakteristik des Netzes am Anschlusspunkt beeinflusst. Hierbei spielen die charakteristischen Eigenschaften der DEA eine wichtige Rolle. Je nach Anlagentyp ist die eine oder die andere Einflussart wichtig und das Zusammenspiel zwischen der DEA und dem Netz ist genauer zu analysieren. Asynchronmaschinen können beispielsweise grössere Spannungsschwankungen im Netz verursachen, während bei DEA mit Frequenzumrichter die Einspeisung von Oberwellen und deren Interaktion mit lokalen Netzelementen zu beachten sind.

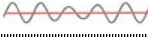
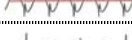
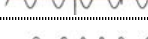
Störungsart/Einfluss	Simulationsart			Anlage		
	Momentanwert	Effektivwert	Fourieranalyse	Asynchronmaschine	Synchronmaschine	Umrichter
Oberschwingungen 	X		X	X	X	X
U-schwankungen/Flicker 		X		X	X	X
U-einbruch 		X		X	(X)	
Spannungsanhebung 		X		X	X	X
Unterbrechung 	X	X		X	X	X
Einkerbungen 	X					X
transiente Übersp. 	X			(X)	(X)	(X)
Frequenzänderungen 		X		nur im Inselbetrieb		
Resonanzerscheinungen	X					X
Unsymmetrie		X		(X)	(X)	X
Kurzschlussstrom	X	X		X	X	X
Schutzkoordination	X	X		X	X	X

Abbildung 2: Netzeinflussung durch verschiedene DEA-Typen

PRODUKTIONSCHARAKTERISTIK

Photovoltaik-Anlagen und Windkraftwerke weisen hohe Leistungsgradienten auf, da die stark schwankende Primärenergie die elektrische Leistung direkt bestimmt. Hierbei ist anzumerken, dass bei Windkraftwerken die Windgeschwindigkeit mit der dritten Potenz in die Leistungsabgabe einfließt und besonders im Bereich hoher Windgeschwindigkeiten im Windpark durch die kontrollierte Ausserbetriebnahme der Anlagen hohe Leistungsgradienten zu erwarten sind. Dadurch sind Spannungsschwankungen bzw. Flicker vor allen in denjenigen Netzen zu erwarten, bei welchen der Anschlusspunkt eine niedrige Kurzschlussleistung aufweist.

Wasserkraftwerke können im Vergleich zu PV-Anlagen und Windkraftwerken als Grundlastanlagen bezeichnet werden. Die Netzbeeinflussung kann als relativ gering bezeichnet werden.

Der Produktionsverlauf von WKK-Anlagen wird durch den Verlauf des Wärmebedarfes bestimmt. Eine kurzzeitige Entkopplung ist durch den Einsatz von Wärmespeichern möglich. Die Produktion kann als relativ gleichmässig bezeichnet werden, wobei bei An- und Abschalten der Anlagen mit stärkeren Gradienten zu rechnen ist.

Über die Einsatzmöglichkeiten und folglich den Charakteristiken von Brennstoffzellenanlagen sind heute noch keine abschliessenden Aussagen möglich. Derzeit werden Feldversuche mit Brennstoffzellen-WKK durchgeführt. Inwieweit sich diese Anlagen grossflächig im Niederspannungsnetz durchsetzen werden, hängt von der weiteren Kostenentwicklung ab. Falls sich die Kosten für BZ-Anlagen zukünftig stark reduzieren lassen, können diese aufgrund ihrer guten Skalierbarkeit zusätzlich als dezentrale Wirk- und Blindleistungskompensatoren im Niederspannungsnetz eingesetzt werden und dadurch sogar den gewollten Inselbetrieb von Teilnetzen ermöglichen.

1. PHOTOVOLTAIK

1.1. ANLAGENBESCHREIBUNG

Bei der Photovoltaik bedient man sich des sogenannten Photoeffektes, um mit Hilfe von halbleitenden Materialien das einfallende Licht direkt in Strom umzuwandeln. Dabei kann in Abhängigkeit von der Eigenschaft (Energienlücke) des halbleitenden Materials nur ein Teil des angebotenen Strahlenspektrums ausgenutzt werden. Damit liegt die grundsätzliche physikalische Grenze des Wirkungsgrades bei einer Einzelphotozelle unter 30%.

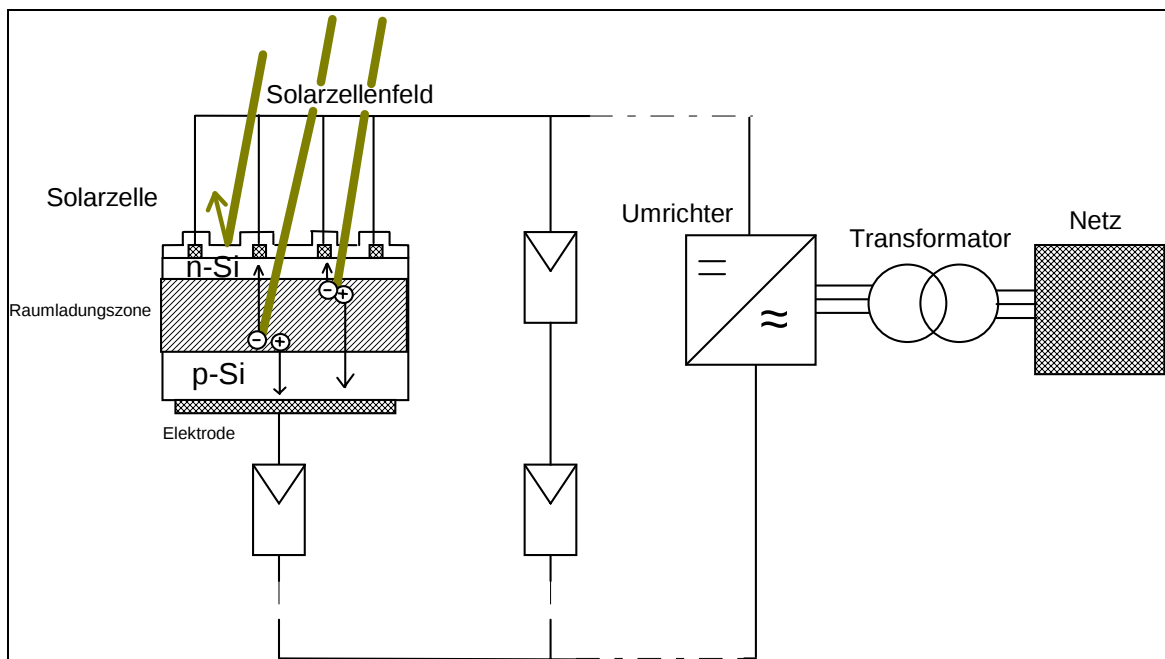


Abbildung 3: Funktionsprinzip der Solarzelle und Anbindung an das Netz

Als Basismaterial zur Herstellung von Solarzellen kommt heute fast ausschliesslich Silizium zum Einsatz. Man unterscheidet dabei monokristallines, polykristallines und amorphes Silizium. Sie unterscheiden sich im chemischen und physikalischen Aufbau, in den Herstellungskosten und den erreichbaren Umwandlungswirkungsgraden.

Typische Umwandlungswirkungsgrade von heutigen Solarmodulen η_M :
(bei einer Einstrahlung von 1000W/m^2 und einer Solarzellentemperatur von 25°C)

- Bei monokristallinen Si-Solarzellen (c-Si): $\eta_M = \text{ca. } 16 \%$
- Bei polykristallinen Si-Solarzellen: $\eta_M = \text{ca. } 13 \%$
- Bei amorphen Si-Solarzellen (a-Si): $\eta_M = \text{ca. } 7 \%$

Photovoltaische Anlagen werden modular aufgebaut, d.h. einzelne Solarmodule werden durch Reihen- und Parallelschaltung auf die gewünschte Spannungs-, Strom- und Leistungsebene zum Solargenerator verschaltet. Der erzeugte Gleichstrom kann über einen Wechselrichter in netzsynchronen Dreh- oder Wechselstrom umgewandelt werden. In letzter Zeit wurden auch einige Anlagen mit mehreren modulintegrierten, einphasigen Wechselrichtern von je $100\text{W} \dots 200\text{W}$ ausgeführt, bei welchen keine Gleichstromverkabelung mehr nötig ist.

1.2. PRODUKTIONSCHARAKTERISTIK

Im Gegensatz zur konventionellen Energieversorgung stellt die Nutzung der Solarenergie als regenerative Energiequelle eine andere Qualität der Versorgung dar. Die Solarenergie zeichnet sich durch eine ausgeprägte Fluktuation der Erzeugung, abhängig von der jeweiligen Wetterlage, aus. Die Zeitbereiche, in denen diese Fluktuationen auftreten können, reichen von saisonalen Schwankungen bis hinein in den Sekundenbereich und sind nicht vorhersehbar. Trotzdem kann prinzipiell gesagt werden, dass die Solarenergieproduktion innerhalb eines Tages um die Mittagszeit und während eines Jahres im Sommer am grössten ist.

Der Produktionsverlauf von Photovoltaik korreliert naturgemäss direkt mit der Globalstrahlung. In der nachfolgenden Abbildung ist der Produktionsverlauf einer, von der BKW betriebenen Photovoltaikanlage auf dem Dach des Wasserkraftwerkes Mühleberg während des Jahres 1993 dargestellt. Insgesamt wurden knapp 2500 kWh produziert, was einer Benutzungsdauer der Anlage von 833 Stunden entspricht. Der Winteranteil liegt, bedingt durch den niedrigen Sonnenstand im Winter, in Korrelation mit dem lokalen Horizont und aufgrund der typischen Witterungsverhältnisse im Mittelland, bei 24%, (im Vorjahr 22%). Die skizzierten Verläufe entsprechen auch den Betriebserfahrungen verschiedener anderer Anlagen.

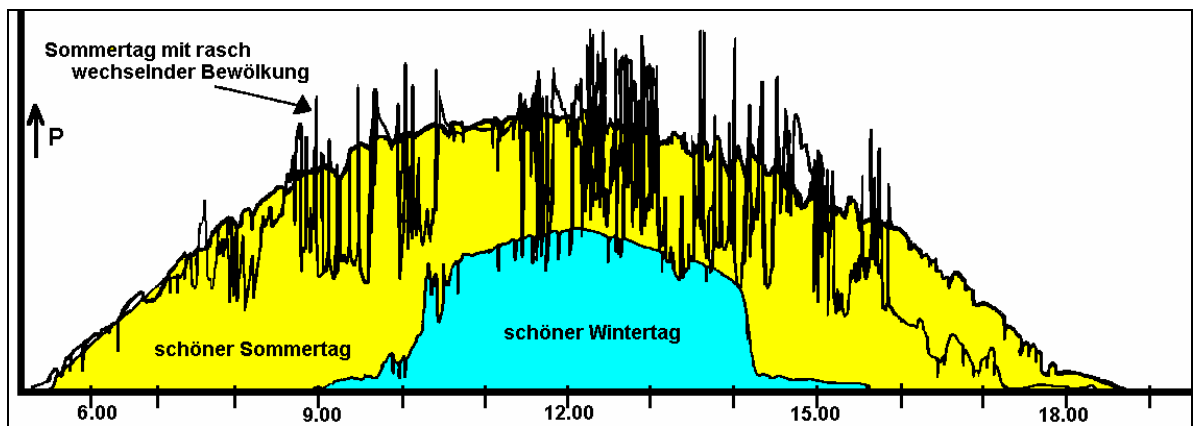


Abbildung 4: Vergleich von verschiedenen täglichen Produktionsverläufen

Die diversen Einflussfaktoren werden durch den Vergleich von Leistungskurven an verschiedenen Tagen besonders deutlich. Während an einem schönen Sommertag der Produktionsverlauf gemäss dem Lauf der Sonne annähernd sinusförmig ist, produziert die Anlage ebenfalls an einem schönen Tag im Winter nur im Zeitraum von 10.00 bis 14.00. Im Winter bleibt die Produktion unter einer Hochnebeldecke nahezu bei Null, während der Einfluss der Bewölkung zu erheblichen Leistungsschwankungen führt.

Für die Höhe der Produktion pro Quadratmeter Panelfläche ist neben der Strahlungsintensität auch der Winkel zur Strahlenebene entscheidend. Die höchste Produktion wird erreicht, wenn die Sonnenstrahlen genau im rechten Winkel auf die Zellen auftreffen. Ist die Panelfläche beispielsweise um 45° gegenüber lotrechtem Einfall geneigt, verringert sich die spezifische Produktion um fast ein Drittel. Um die optimale Ausrichtung der Panels bestimmen zu können, wurde die Abhängigkeit zwischen Produktion und Sonnenstand bei den Vorabklärungen für den Bau des Kraftwerkes Mont Soleil berechnet. Leider fallen die maximale Jahresproduktion und der maximale Winteranteil nicht in einem Auslegungspunkt zusammen. Bei einem Anstellwinkel von 40° ergibt sich, bei einem Winteranteil von 37%, die grösste Jahresenergieproduktion. Vergrössert man den Anstellwinkel auf 60° , steigt der Winteranteil auf 41%. Die Jahresproduktion wird um 5% geringer. Bei einem kleineren Anstellwinkel von

25° nimmt die Jahresproduktion um 2% ab, und der Winteranteil sinkt auf 34%. Den höchsten Jahresenergieertrag bekommt man bei einem Anstellwinkel von 47°.

Die natürliche Fluktuation der Solarenergie erschwert ihre Einspeisung in ein Verbundnetz. Wie gross der Anteil fluktuierender Leistungseinspeisung in ein Netz sein darf, ohne an technische Grenzen zu stossen, ist von der jeweiligen Netz- und Kraftwerksstruktur abhängig.

Das folgende Beispiel zeigt anhand der Verhältnisse in der Schweiz, wo die technische Grenze des Netzverbundbetriebs liegt, d.h. wie viel Solarstrom sich im bestehenden Netz speichern (einspeisen) lässt. Diese Grenze der Solarstromeinspeisung ist heute noch lange nicht erreicht und erst in vielen Jahren von Bedeutung.

Photovoltaisch erzeugte elektrische Leistung kann aufgrund ihrer Charakteristik nur die Leistung von schnell regulierbaren Kraftwerken (in der Schweiz: Speicherkraftwerken) an schönen Tagen ersetzen. Die konstante Leistung von Grundlastkraftwerken (Kernkraftwerken, konventionell-thermische Kraftwerke, Laufkraftwerke), welche Bandenergie erzeugen, kann jedoch nicht ersetzt werden, da diese nicht kurzfristig zu- und abgeschaltet werden können.

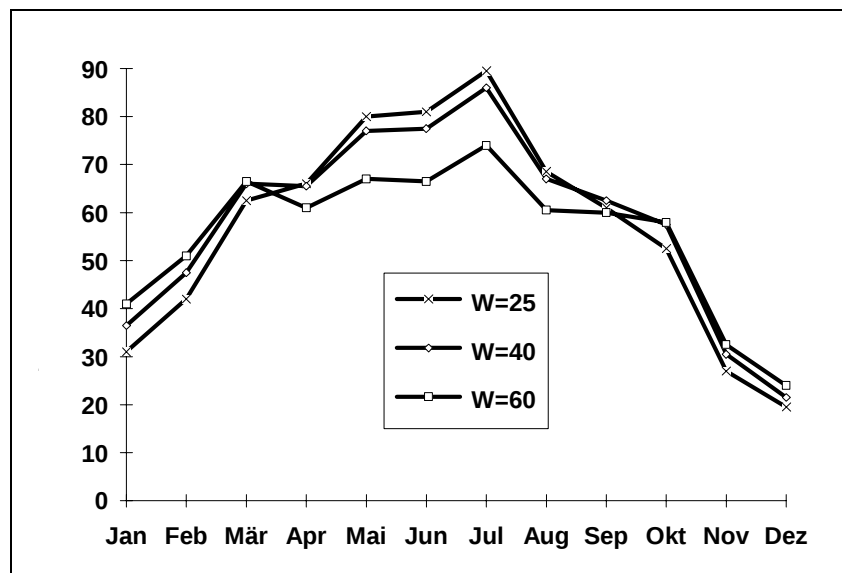


Abbildung 5: Kalkulierter Energieertrag für verschiedene Anstellwinkel (W) der Solarzellenmodule am Standort Mont-Soleil

Die beschriebenen Verläufe beziehen sich auf fest installierte Module. Neben der Fixierung der Module auf festen Tragsystemen sind Konzepte entwickelt worden, bei welchen die Pannelflächen dem Sonnenstand nachgeführt werden. Die einachsige Nachführung der Module ergibt in unseren Breiten im Jahresmittel einen Mehrertrag von 6%. Bei einer zweiachsigen Nachführung kann, gegenüber einer starren Ausrichtung gegen Süden von 45°, ein Mehrertrag von 25% erwartet werden, wobei die Mehrproduktion vor allem auf den Sommer fällt (Juni +33%). Allerdings steht dem Mehrertrag ein erheblicher Aufwand und ein grösserer Landbedarf gegenüber, so dass die Nachführung vor allem auf Gebiete mit einem hohen Anteil an Direktstrahlung beschränkt bleibt.

Untersuchungen der Korrelation zwischen Sonnenenergieangebot und Nachfrage im Netz ergaben, dass Solarkraftwerke nur unbedeutend zur Versorgungssicherheit beitragen. Damit muss die Peak-Leistung als Reserve bereitgehalten werden.

Die maximale Leistung der Speicherkraftwerke um die Mittagszeit lag im Jahre 2001 in der Schweiz bei ca. 6 GW (installierte Gesamtleistung ca. 9 GW). Da aus Gründen der Netzstabilität

tät immer ein Teil der Speicherkraftwerke als Regulierwerke betrieben werden müssen, kann nicht die volle Leistung der Speicherwerke, sondern nur etwa eine Höchstleistung von 3 GW photovoltaisch durch das bestehende schweizerische Netz aufgenommen werden. Die Nennleistung der ungefähr 1450 schweizerischen Photovoltaik-Netzverbundanlagen betrug Ende 2001 ca. 15 MWp (Modulseitig).

Im Jahre 2001 erreichte die Energieproduktion dieser Anlagen etwa 11 GWh oder etwa 0.02 % des Stromendverbrauchs der Schweiz im Jahre 2001 (53.75 TWh).

Soll ein Teil der Bandenergie durch Solarstrom substituiert werden, so muss dieser unbedingt gespeichert werden. Die mit heute bekannter und bewährter Technik machbare Lösung ist die Speicherung mit Pumpspeicherwerken. Dabei beträgt der Gesamtwirkungsgrad (Strom-Wasser-Strom) etwa 70%.

1.3. LAGE IM NETZ

Die Spannungsebene der Netzeinspeisung hängt grundsätzlich von der Höhe der erzeugten Leistung ab. Photovoltaikanlagen werden wegen ihrer geringen Leistung üblicherweise im Niederspannungsnetz (NS-Netz) angeschlossen und zwar einphasig bis zu einer Leistung von etwa 4 kWp oder dreiphasig bis ca. 12 kWp.

Bei grösseren Leistungen kann das Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) eine Anbindung über einen Transformator an das Mittelspannungsnetz verlangen.

1.4. NETZBEEINFLUSSUNG

1.4.1. Generell

Die Photovoltaikanlage ist so zu errichten, dass sie (falls vorgesehen) für den Parallelbetrieb mit dem Netz des EVU geeignet ist und störende Rückwirkungen auf das Netz oder andere Kundenanlagen mit Sicherheit ausgeschlossen werden können. Die Netzanbindung wird unter Berücksichtigung der gegebenen Netzverhältnisse, der Leistung und Betriebsweise der Photovoltaikanlage sowie der berechtigten Interessen des Betreibers vom EVU festgelegt.

Die eigentliche Netzanbindung einer Photovoltaikanlage erfolgt heute ausschliesslich über statische Wechselrichter. Der maximale Wirkungsgrad von modernen Wechselrichtern liegt über 90%.

Bei der Netzbeeinflussung sind drei Aspekte relevant

- Oberschwingungen und Leistungsfaktor
- Gleichstromeinspeisung
- Spannungsschwankungen

1.4.2. Oberschwingungen und Leistungsfaktor

Die Wechselrichter in Photovoltaikanlagen erzeugen prinzipiell, je nach Schaltung mehr oder weniger grosse Verzerrungen des Netzstromes (Stromoberschwingungen).

In Anlagen mit netzgeführten Wechselrichtern < 1 kW und selbstgeführten Wechselrichtern von 4 kW bis 30 kW sind in der Regel keine unzulässigen Verzerrungen des Netzstromes zu erwarten, denn die meisten Hersteller geben beim Klirrfaktor oder THD (Total Harmonic Distorsion) Höchstwerte von 3% an. Ausserhalb dieser Bereiche müssen die notwendigen Massnahmen (z.B. durch Einbau von Filtern) zur Reduktion der Stromoberschwingungen im Netz getroffen werden, damit im Netz nicht unzulässig hohe Oberschwingungsspannungen entstehen, die andere Verbraucher stören könnten.

1.4.3. Gleichstromeinspeisung

Die Solarmodule einer Photovoltaikanlage erzeugen einen Gleichstrom. Eine Gleichstromeinspeisung ins Netz gefährdet den normalen Netzbetrieb und kann wichtige Schutzeinrichtungen beeinträchtigen. Sie muss deshalb unbedingt vermieden werden. Die einfachste und sicherste Methode ist die galvanische Trennung durch einen Transformator innerhalb des Wechselrichters.

1.4.4. Spannungsschwankungen

Die Spannungsschwankungen in Netzen mit Photovoltaikanlagen treten vor allem beim Zu- und Abschalten der Anlagen auf. Während dem Betrieb kann durch die Variation der Sonneneinstrahlung ein höherer Flickerpegel verursacht werden. Daneben ist zu beachten, dass bei einer netzgekoppelten Photovoltaikanlage bei voller Leistung, die Spannung am Netzananschlusspunkt aufgrund der Leistungseinspeisung ohne weiteres um einige Volt ansteigen kann. Durch diesen nicht vermeidbaren Spannungsanstieg darf die Funktion des Wechselrichters nicht beeinträchtigt werden. Liegt ein Haus mit einer Photovoltaikanlage in der Nähe eines Transformators, so wird durch diesen die Spannung im Haus und besonders am Wechsel-

richter noch zusätzlich weiter angehoben. Ist das Stromnetz gerade schwach belastet und liegt die Spannung bei der Transformatorstation auch gerade in der Nähe des oberen normierten Grenzwertes ($230V + 6\%$), kann deshalb die Netzspannung in einem solchen Haus zeitweise etwas zu hohe Werte annehmen und Schäden (z.B. durch Überhitzung) an den angeschlossenen Verbrauchern verursachen.

Bei zunehmender Verbreitung von netzgekoppelten Photovoltaikanlagen in der Zukunft wird sich das Problem der Spannungsüberhöhung noch verstärken.

Sind in einem Teil des Netzes relativ viele Photovoltaikanlagen konzentriert, die zusammen eine Spitzenleistung erzeugen, die nicht mehr klein ist gegenüber der maximal auftretenden Leistung, so treten durch den Betrieb dieser Anlagen nicht nur in einzelnen Häusern sondern im ganzen Netz stärkere Spannungsschwankungen auf.

1.5. ZUSAMMENSTELLUNG DER KENNZEICHEN VON PHOTOVOLTAIKANLAGEN

Leistungsbereich	kW-Bereich
Generator	Solarmodule
Netzeinspeisung	Wechselrichter
Netzbeeinflussung	Mittel
Netzebene	Nieder-/Mittelspannungsnetz

Tabelle 1: Charakteristische Kennzeichen von Photovoltaikanlagen

1.6. NETZVERBUNDWECHSELRICHTER

1.6.1. Netzgeführte Wechselrichter

Bei den ersten grösseren netzgekoppelten Anlagen wurden netzgeführte oder auch netzkommutierte Wechselrichter eingesetzt, wobei als Schaltelemente Thyristoren verwendet wurden, welche sich durch Robustheit und Preisgünstigkeit auszeichneten.

Derartige Wechselrichter geben allerdings einen Ausgangsstrom mit starken Verzerrungen (Oberwellen) sowie einer Phasenverschiebung gegenüber der Netzspannung ab. Dies erfordert einen zusätzlichen Filter- und Kompensationsaufwand, der im kleineren Leistungsbereich andere Konzepte günstiger abschneiden lässt.

Die nachstehende Abbildung zeigt einen dreiphasigen netzgeführten Wechselrichter, bei welchem zur Reduktion der Oberschwingungen Saugkreise verwendet werden.

Die folgende Abbildung 6 zeigt einen dreiphasigen netzgeführten Wechselrichter mit

- a. Schaltung
- b. Ausgangskurvenformen bei Sechsschrittsteuerung (6-Puls)

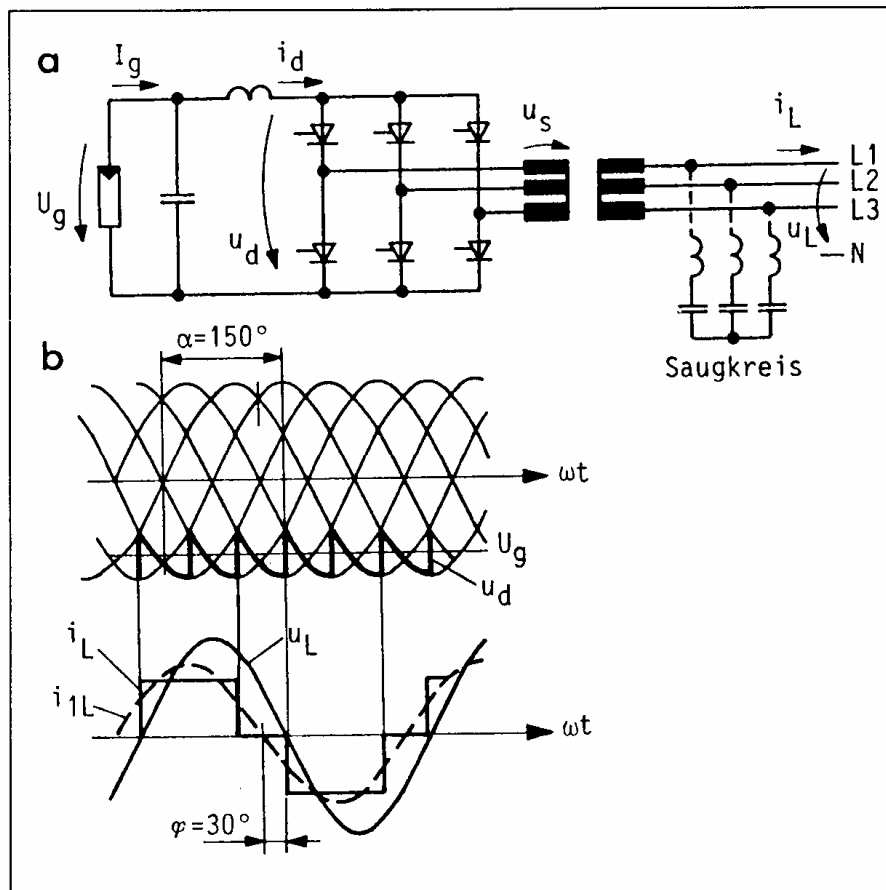


Abbildung 6: Prinzip des netzgeführten Wechselrichters

1.6.2. Selbstgeführte Wechselrichter

Bei selbstgeführten oder auch selbstkommutierten Wechselrichtern werden elektronische Schalter verwendet, die mehrmals pro Periode von einer Ansteuerschaltung ein- und ausgeschaltet werden können. Erfolgt die Ansteuerung mittels Pulsweitenmodulation (PWM) ist es möglich, dass bei n Pulsen pro Halbperiode alle Oberschwingungen bis zur n -ten Harmonischen eliminiert werden. Die restlichen Oberwellen können durch Tiefpassfilter weiter herabgesetzt werden.

Die folgende Abbildung 7 zeigt einen dreiphasigen selbstgeführten Wechselrichter mit

- a. Schaltung
- b. Ausgangskurvenformen bei Sechsschrittsteuerung (6-Puls)
- c. Ausgangskurvenformen bei Pulsweitenmodulation (PWM)

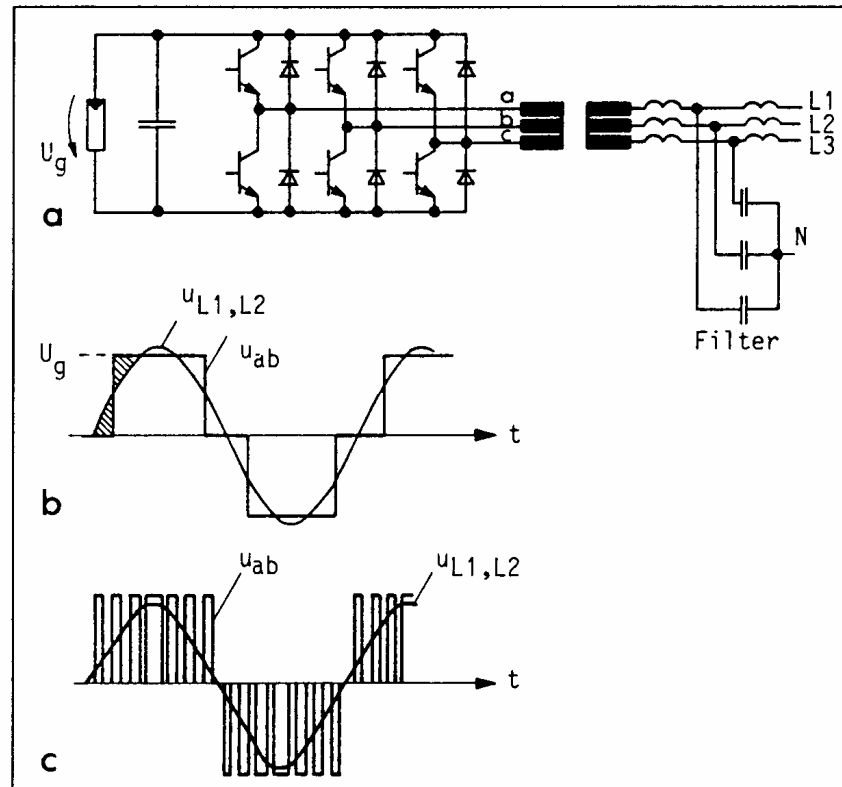


Abbildung 7: Prinzip des netzgeführten Wechselrichters

1.6.3. Wechselrichter mit HF-Zwischenkreis

Bei Anlagen im Leistungsbereich von einigen kW verwendet man meistens einen Hochfrequenz-Zwischenkreis um die Trafoverluste zu reduzieren. Der Gleichstrom des Solargenerators wird dabei zuerst mit einem selbstgeführten HF-Wechselrichter in Wechselstrom mit einer Frequenz von über 20kHz umgewandelt. Die galvanische Trennung kann deshalb mit einem wegen der hohen Frequenz sehr kleinen Trafo mit besserem Wirkungsgrad erfolgen. Meist wird der hochfrequente Wechselstrom auch noch pulsweitenmoduliert. Nach dem HF-Trafo wird der hochfrequente Wechselstrom gleichgerichtet und gefiltert, wodurch ein Ausgangsstrom in Form von gleichgerichteten Sinushalbwellen entsteht. In einer Brückenschaltung aus Thyristoren, Leistungstristoren oder Power-MOS-Fets wird dann jede zweite Halbwellen umgeklappt, so dass ein annähernd sinusförmiger Ausgangsstrom resultiert, der ins Netz eingespeist werden kann.

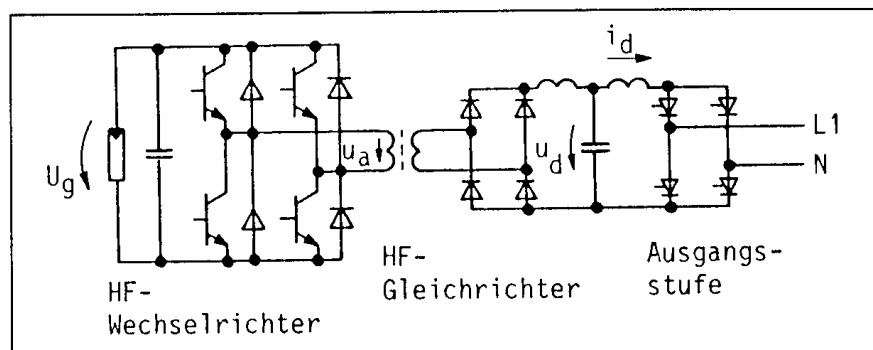


Abbildung 8: Prinzipschema eines Wechselrichters mit HF-Zwischenkreis

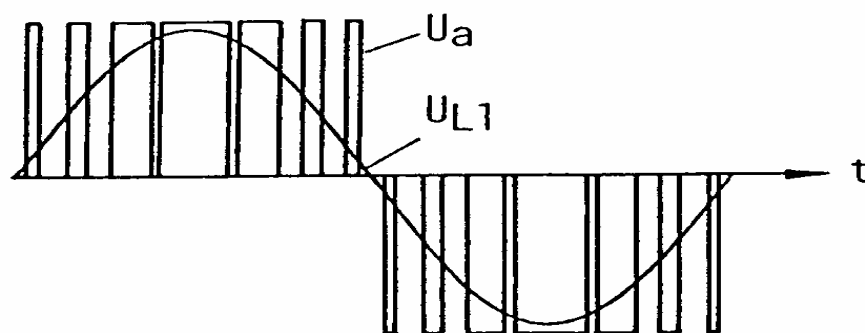
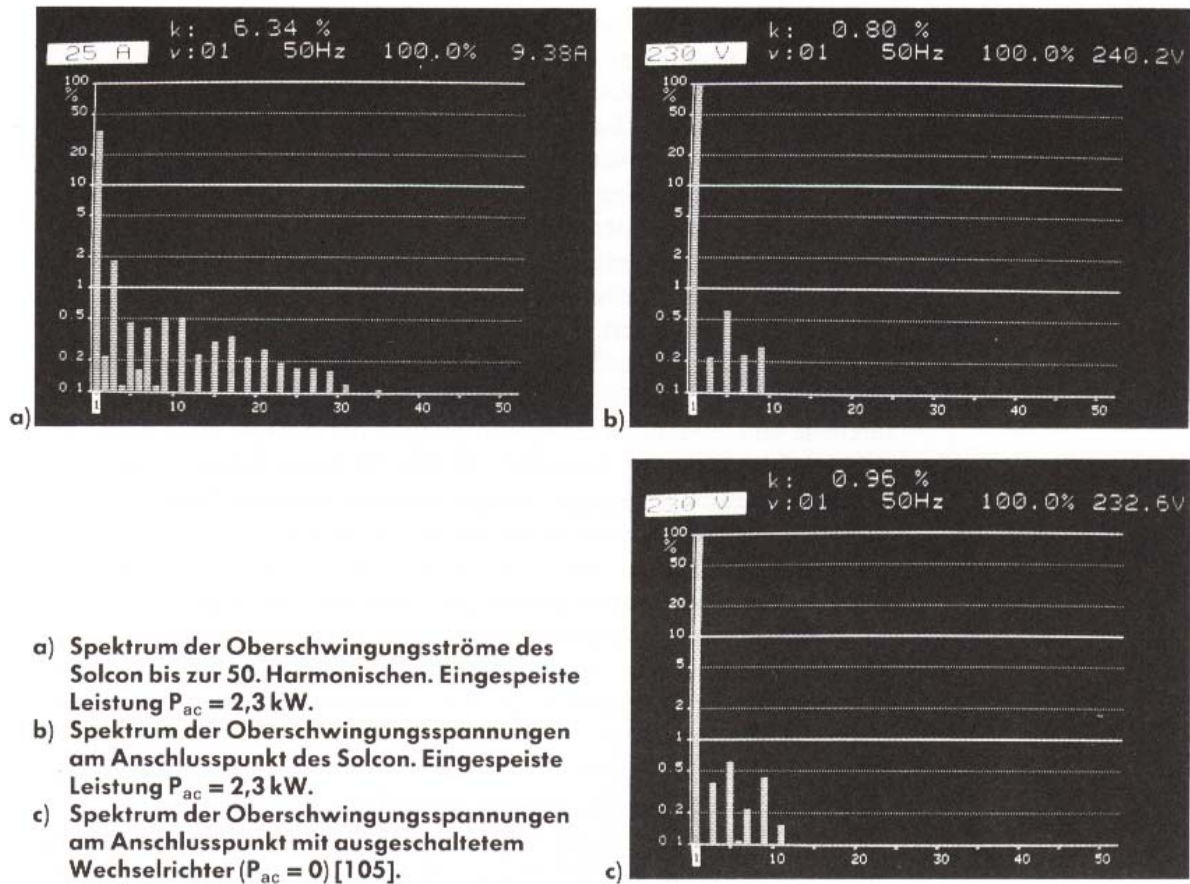


Abbildung 9: Spannungsformen eines Wechselrichters mit HF-Zwischenkreis und Sinus-PWM

Wie die nachstehenden Messungen am Solar-Wechselrichter Solcon mit einer eingespeisten Leistung $P_{ac}=2,3\text{kW}$ zeigen, beträgt der Klirrfaktor k des Stromes 6,34% bei einem höchsten Oberschwingungsstrom der dritten Harmonischen.

Es fällt auf, dass der Klirrfaktor k der Netzspannung am Anschlusspunkt während der Einspeisung nur 0,8% beträgt und bei ausgeschaltetem Wechselrichter auf 0,96% ansteigt.



- a) Spektrum der Oberschwingungsströme des Solcon bis zur 50. Harmonischen. Eingespeiste Leistung $P_{ac} = 2,3 \text{ kW}$.
- b) Spektrum der Oberschwingungsspannungen am Anschlusspunkt des Solcon. Eingespeiste Leistung $P_{ac} = 2,3 \text{ kW}$.
- c) Spektrum der Oberschwingungsspannungen am Anschlusspunkt mit ausgeschaltetem Wechselrichter ($P_{ac} = 0$) [105].

Abbildung 10: Gemessene Oberschwingungsspektren

1.7. TECHNISCHE BESCHREIBUNG DES SOLARWECHSEL- RICHTERS CONVERT 4000

Technische Daten

Eingangsseite (DC)

MPP-Bereich	400-800 V
Maximale Spannung	900 V
Maximaler Strom	10 A

Ausgangsseite (AC)

Nennleistung	3800 W
Spannung	230 V (+10/-15%)
Leistungsfaktor	> 0,98
Frequenz	50 Hz
Klirrfaktor	< 3%

Systemdaten

Maximaler Wirkungsgrad	96%
Eigenverbrauch in der Nacht	0 W
Umgebungstemperatur	0°C ... + 40°C
Feuchtigkeit	0% ... 95%, keine Kondensation
Wärmeabfuhr	Konvektion, bei Bedarf Lüfter
Schutzart	IP 40
Schaltungskonzept	Trafoles (keine galvanische Trennung)
Netzüberwachung	ENS nach VDE 0126
DC-Fehlerstromüberwachung	Allstromsensitive Überwachung nach VDE 0126
Anzeige	Zweizeiliges LC-Display
Gehäuse	Kühlkörper aus Aluminiumguss Haube aus PS (UL94-V0)
Gewicht	11kg
Abmessungen	Breite x Höhe x Tiefe: 550x250x200mm
CE konform gemäss	EN 50081, EN 50082, EN 60555, EN 50178

Wirkungsgradverlauf

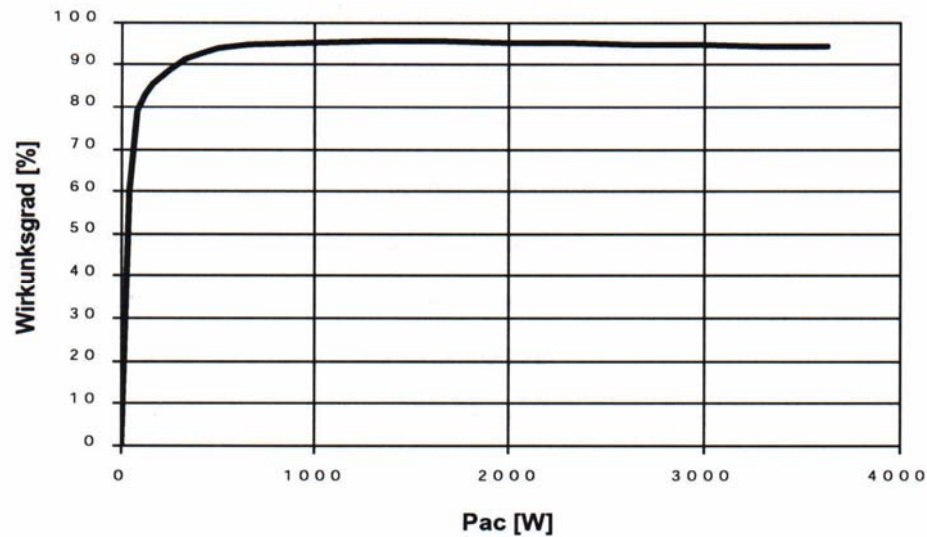


Abbildung 11: Wirkungsgradverlauf

Blockschema

Der convert 4000 formt den vom Solargenerator erzeugten Gleichstrom mit einer Pulsweitenmodulation (PWM) in einen netzkonformen Wechselstrom um, der in das Niederspannungsnetz eingespeisen werden kann.

Die Synchronisierung erfolgt über das Netz.

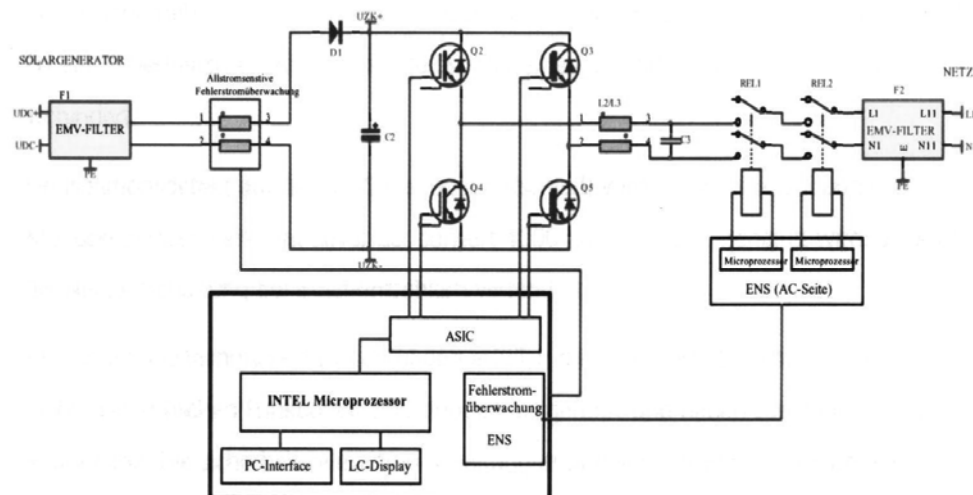


Abbildung 12: Blockschema

Steuer- und Regelfunktionen

- Ein- und Ausschaltautomatik
- Netzüberwachung (Über-, Unterspannung, Netzfrequenz, Selbstlaufdetektion)
- Netzsynchronisierung ($\cos \varphi$ -Regelung)
- Maximal Power Point Tracking (MPPT)
- Leistungsbegrenzung bei überdimensioniertem Panelfeld
- Eingangs- und Ausgangsstrombegrenzung
- Überwachung der Leistungselektronik
- Überwachung der Kühlkörpertemperatur
- Ansteuerung von LC-Display und Kontrolllampe
- Kommunikation über die serielle Schnittstelle (Option)

Der convert 4000 besitzt keine galvanische Trennung (Transformator) zwischen Solargenerator und 230V-Netz und erreicht dadurch höhere Wirkungsgrade gegenüber Wechselrichtern mit Transformator.

Um einen hohen Sicherheitsstandard zu gewähren, wurde im convert 4000 eine Fehlerstromüberwachung (FÜ) integriert.

Fliesst ein Fehlerstrom gegen die Erde, erfasst der FÜ diesen Differenzstrom und unterbricht den Netzbetrieb. Bei unabsichtlichem Personenkontakt mit der DC-Spannung wird mit der FÜ ein Sicherheitsmechanismus ausgelöst, der einen gefährlichen Personenstrom verhindert.

Ein Isolationsdefekt auf der DC-Seite (oder Erdschluss) wird mit zwei unabhängigen Mikroprozessoren erkannt, bevor der convert 4000 an das Netz geschaltet wird. So wird die Netzaufschaltung bei Isolationsfehlern verhindert.

Alle sicherheitstechnischen Einrichtungen erfüllen die geforderte Einfehlersicherheit. Das heisst, alle kritischen Funktionen sind doppelt ausgeführt und haben somit eine erhöhte Redundanz. Die sicherheitsrelevanten Schaltungen sind von der Berufsgenossenschaft geprüft und abgenommen.

2. WINDKRAFTWERKE

2.1. VERFÜGBARKEIT DER PRIMÄRENERGIE

Gleichmässige Winde mit hohen mittleren Windgeschwindigkeiten findet man vor allem in Küstenregionen vor. Im Gegensatz dazu hängen die regionalen Verhältnisse in der Schweiz - der minimale Abstand zur Atlantikküste beträgt rund 500 km - stark von der Höhenlage ab. Die Jurahöhen und oftmals schwer zugängliche Grate und Bergspitzen in den Alpen weisen die für die Windenergienutzung günstigsten Verhältnisse auf. Hier werden mittlere Windgeschwindigkeiten von bis zu 8 m/s gemessen.

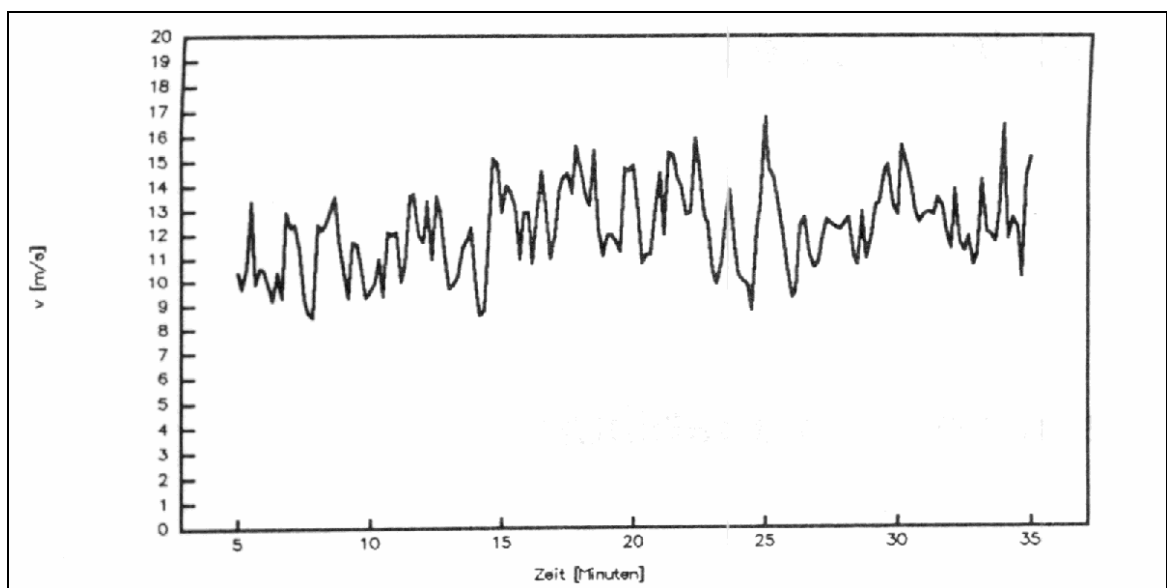


Abbildung 13: Verlauf der Windgeschwindigkeit auf dem Sool in 10 Sekundenmittelwerten

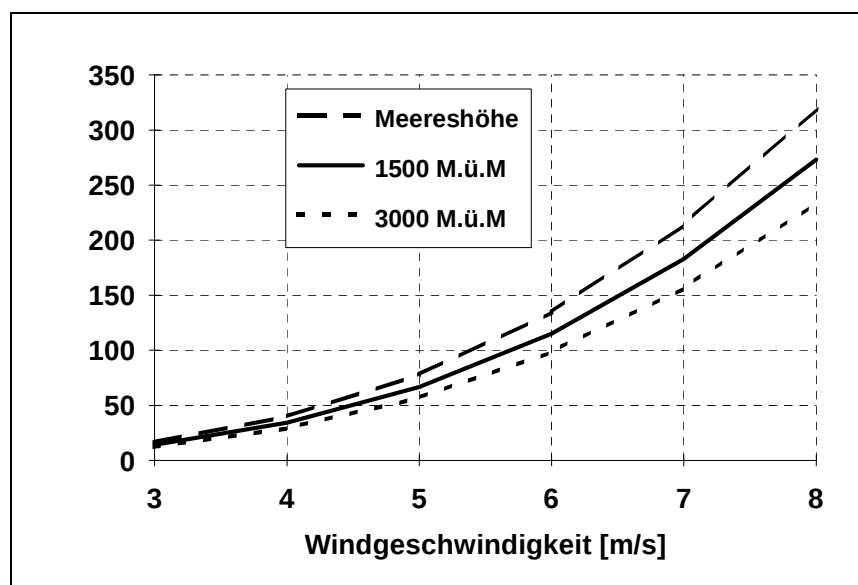


Abbildung 14: Beziehung zwischen Windgeschwindigkeit und Leistung des Windes

Neben der mittleren Windgeschwindigkeit bestimmt die zeitliche Verteilung des Windangebots die Nutzungsmöglichkeiten. Nach Abbildung 13 kann sich die Windgeschwindigkeit innerhalb einer Minute verdoppeln und eine weitere Minute später wieder auf den ursprünglichen Wert absinken. Auf diese Ungleichförmigkeit muss sowohl die Windkraftanlagen als auch das elektrische Netz, in welches die Energie abgegeben wird, ausgelegt sein. Auch bei der monatlichen und jährlichen Verteilung des Energieangebots ist mit erheblichen Schwankungen zu rechnen.

Die Leistung des Windes steigt mit der 3. Potenz seiner Geschwindigkeit an. Zusätzlich hängt die Leistung des Windes von der Dichte der Luft, also von der Meereshöhe ab. Diese Beziehungen sind in Abbildung 14 graphisch dargestellt. Bei einer Windgeschwindigkeit von 4 m/s ergibt sich auf Meereshöhe eine Windleistung von 40 W/m², in 3000 M.ü.M jedoch von 29 W/m², also über ein Viertel weniger. Verdoppelt sich die Windgeschwindigkeit erhöht sich die Leistung um das 8-fache, also von 40 W/m² auf 320 W/m².

Zur direkten Umwandlung der Windenergie in mechanische Energie dienten früher Windmühlen. Heute werden zur Stromerzeugung fast ausschliesslich sogenannte Schnellläufer eingesetzt. Mit einem, zwei oder drei Flügeln ausgestattet erreichen diese heute maximale Wirkungsgrade von 45% und sind damit relativ nahe an der theoretischen Grenze von 60%. Moderne Windparks auf dem küstennahen Festland werden mit diesen horizontal-achsigen Rotortypen ausgestattet.

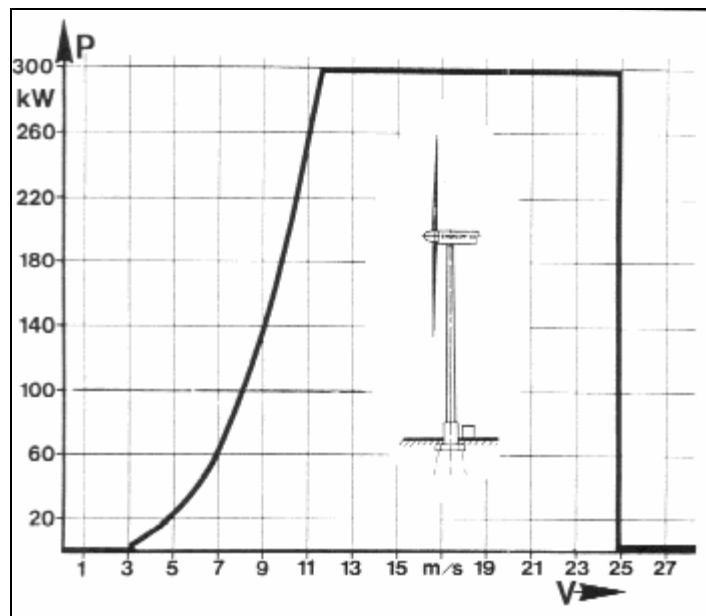


Abbildung 15: Leistungskennlinie einer 300 kW Windkraftanlage

Das Leistungsdiagramm veranschaulicht die bereits beschriebene überproportionale Abhängigkeit der Anlagenleistung von der Windgeschwindigkeit. Ab einer Mindestwindgeschwindigkeit (z.B.: 3 m/s) wird die Anlage angefahren. Die Leistung der Anlage steigt steil bis zum Nennpunkt (300 kW, 11-12 m/s) an. Durch die Verstellung der Rotorblätter wird die Leistungsabgabe bei höheren Windgeschwindigkeiten konstant gehalten. Da bei dieser Massnahme die, die Auslegung übersteigende, Windleistung nicht genutzt wird, fällt der Wirkungsgrad rapide ab. Übersteigt die Windgeschwindigkeit eine obere Grenze (z.B.: 25 m/s), muss die Anlage stillgesetzt werden.

Aus den vorgängig erläuterten Beziehungen kann man ableiten, dass bei einer Windgeschwindigkeit von 4 m/s pro m² Rotorfläche jährlich rund 70 kWh, bei 6 m/s ca. 240 kWh und bei 8 m/s ungefähr 560 kWh Strom produziert werden können.

Der wichtigste Typ der Windkraftanlagen (WKA) mit vertikaler Rotorachse ist die Darrieus-Anlage. Der aus gekrümmten, profilierten Blättern bestehende Rotor nützt alle Windrichtungskomponenten aus. Der konstruktive Aufwand kann verhältnismässig klein gehalten werden, da mit Abspannseilen eine grosse Stabilität erzielt wird. Eine kleinere Darrieus-Anlage war in Martigny in Betrieb, die mit einer Höhe von 110m und einer maximalen Leistung von 4 MW grösste Anlage der Welt steht an der kanadischen Ostküste.

2.2. STAND DER TECHNIK

Die heute betriebenen Windkraftwerke sind in ihrer technischen Konzeption äusserst uneinheitlich. Dies basiert auf den unterschiedlichen „Windenergiephilosophien“ in den einzelnen Ländern. In Dänemark z.B. forcierte man eher den Bau kleiner Windenergiekonverter (WEK) in einfacher Bauweise, deren Leistungsaufnahme bei hoher Windgeschwindigkeit durch die aerodynamische Strömungsablösung an den Rotorblättern (Stall-Effekt) begrenzt wird. Dadurch kann eine aufwendige und teure Blattverstellung vermieden werden. Anders dagegen verlief die Entwicklung in Schweden, den USA und in Deutschland. Hier wurden bereits Mitte der siebziger Jahre Anlagen mit Einheitsleistungen im MW-Bereich projektiert. Der schon historische, seinerzeit grösste WEK „GROWIAN“ hatte eine Nennleistung von 3,0 MW bei einer Nennwindgeschwindigkeit von 12 m/s.

Bei den meisten derzeit installierten und betriebenen Anlagen verwendet man Rotoren mit 2, 3 oder 4 Rotorblättern.

Diese WEK sind in erster Linie Horizontalachsenanlagen, die häufig mit einem Blattverstellmechanismus zur Regelung der aufgenommenen Windleistung ausgestattet sind. Die führende Rolle dieser Regelung bei Anlagen mit einer Leistung über 300 kW ist auf ihr im Vergleich zu den unregelmässigen Anlagen verbessertes Anlaufverhalten und eine geringere mechanische Belastung der Rotorblätter und Naben zurückzuführen.

Der Bodenflächenbedarf liegt bei etwa 125 m²/kW. Für eine 500 kW-Anlage ist somit eine Landfläche von ca. 62500 m² erforderlich, was einer Parzelle mit den groben Abmessungen von 250m x 250m entspricht.

Die beiden grössten WEK der Schweiz befinden sich im Windpark der Juvent SA auf dem Mont-Crosin und haben je eine Nennleistung von 850 kW bei einer Nennwindgeschwindigkeit von 13 m/s.

Gemäss einer Studie im Auftrag des Bundesamtes für Energie wären in der Schweiz in erster und zweiter Priorität Windkraftwerke mit einer Nennleistung von total 2200 MW und einem Jahresertrag von 2164 GWh realisierbar. Aufgrund der relativ schwachen Winde erzielt man in der Schweiz nur etwa 1000 Vollaststunden; dies entspricht rund der Hälfte von europäischen Spitzenanlagen.

Am Ende des Jahres 2001 betrug die Nennleistung aller 18 Windkraftanlagen in der Schweiz gesamthaft 4,5 MW.

Die vereinfachte Struktur einer solchen Anlage mit Blattverstellung und geregelter Generator-einheit ist in Abbildung 16 dargestellt. Anhand dieser Darstellung lassen sich das Zusammen-

spiel der wesentlichen Komponenten und die Einwirkungsmöglichkeiten der Regelung erläutern.

Ein Teil der im Wind befindlichen Energie wird durch die Rotorblätter in mechanische Energie umgewandelt, vom Triebstrang auf den Generator übertragen und dann nach einer zweiten Umwandlung als elektrische Energie ins Netz eingespeisen.

Der Energieumwandlungsgrad dieses Prozesses ist dabei im wesentlichen von der Windgeschwindigkeit selbst, von der Drehzahl und vom Einstellwinkel der Rotorblätter abhängig. Dieser Effekt wird zur Regelung und Betriebsführung genutzt, indem der Umwandlungsgrad durch die Veränderung des Blatteinstellwinkels oder der Drehzahl aktiv beeinflusst wird.

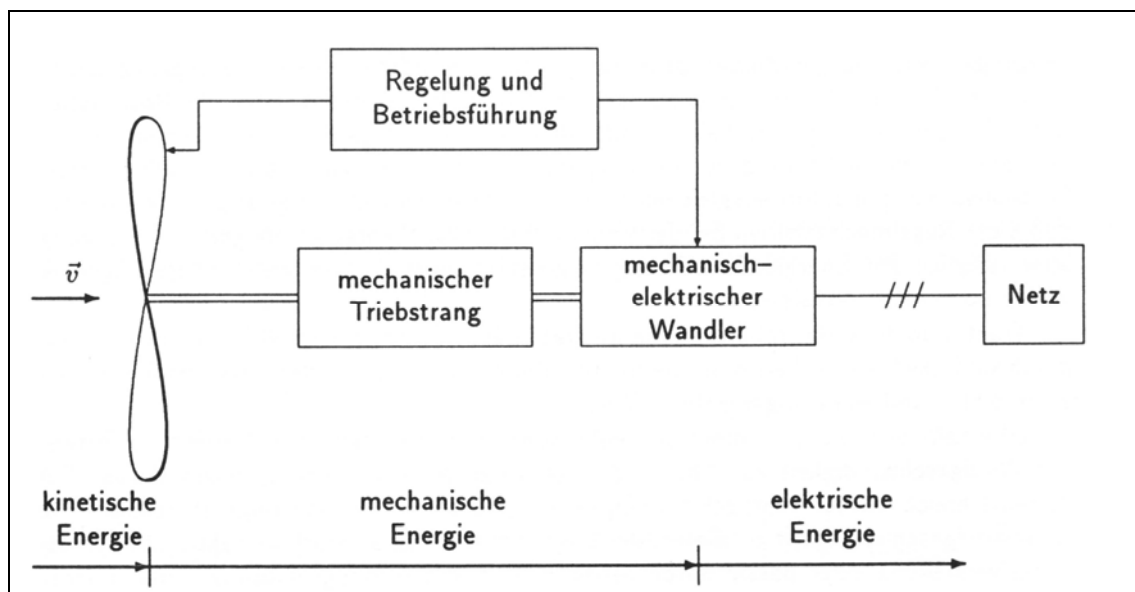


Abbildung 16: Prinzip eines Windenergiekonverters

Vergleicht man die Regelung eines dargebotsunabhängigen Kraftwerkes mit der eines Photovoltaik- bzw. eines Windkraftwerkes, so lassen sich einige Parallelen aufzeigen. Ein thermisches Kraftwerk besitzt z.B. drei Eingriffsmöglichkeiten.

- Dampferzeuger: Regelung der Umwandlung des Primärenergieträgers in die Sekundärenergie Dampf
- Turbineneinlassventile: Regelung der Turbinenleistung (Wirkleistung)
- Generator: Regelung der Blindleistung

Auch beim Photovoltaikkraftwerk sind theoretisch drei Regeleingriffe möglich:

- Modulebene: Regelung der aufgenommenen Wirkleistung durch Veränderung der Neigung oder Ausrichtung der Felder
- Wechselrichter: Regelung der Umwandlung der Primärenergie in elektrische Energie
- Wechselrichter: Regelung der Blindleistung

Ebenso beim vollgeregelten WEK:

- Rotorblätter: Regelung der Umwandlung der Primärenergie in mechanische Energie
- Generator: Regelung der abgegebenen Wirkleistung

- Generator: Regelung der Blindleistung

Der langsamen Dampferzeugerregelung entspricht die Beeinflussung der Modulneigung bzw. -ausrichtung bei PV-Kraftwerken und die hier nicht aufgeführte Windrichtungsnachführung bei Windenergiekonvertern. Diese Regelungen sind für die dynamischen Vorgänge von untergeordneter Bedeutung. Das Pendant zur Turbinenregelung bilden die Wechselrichter-Wirkleistungsregelung im Photovoltaikkraftwerk bzw. die Rotorblatt- und/oder Generatorregelung beim Windkraftwerk. Diese Regeleingriffe wirken im Sekundenbereich, um die Störung der Leistungsbilanz durch stochastische Last- oder Dargebotsschwankungen sofort ausgleichen zu können. Hier muss allerdings angemerkt werden, dass diese Regelmechanismen bei der Photovoltaik zwar theoretisch möglich sind, bislang aber lediglich zur Energiemaximierung eingesetzt wurden. Eine vollständige Regelung wurde noch nicht realisiert.

Trägt man die elektrische Leistung im stationären Zustand eines WEK's über die Windgeschwindigkeit v auf, erhält man die in Abbildung 17 dargestellten Leistungskennlinien für einen WEK ohne oder mit Blattverstellung.

Oberhalb von $v_{\text{cut in}}$ nimmt die elektrische Leistung etwa mit der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit v zu, d.h. die Anlage nutzt die Windleistung maximal aus. Für diesen Bereich kleiner Windgeschwindigkeiten sind die Kennlinien ungefähr gleich.

Ab Nennwindgeschwindigkeit v_n nimmt der Energienutzungsgrad stark ab (aktiv über Blattwinkelverstellung oder passiv durch aerodynamische Strömungsablösung), damit trotz steigender Windleistung die aufgenommene Leistung begrenzt wird.

Die elektrische Leistung bleibt dann bei blattwinkelgeregelten Anlagen konstant, bei stallgeregelten verläuft die Leistung etwa wie in Abbildung 17 eingezeichnet, bis bei sehr grossen Windgeschwindigkeiten $v > v_{\text{cut off}}$ die Flügel in Fahnenstellung bzw. die Anlagen aus dem Wind gedreht werden, um elektrische und mechanische Schäden zu vermeiden.

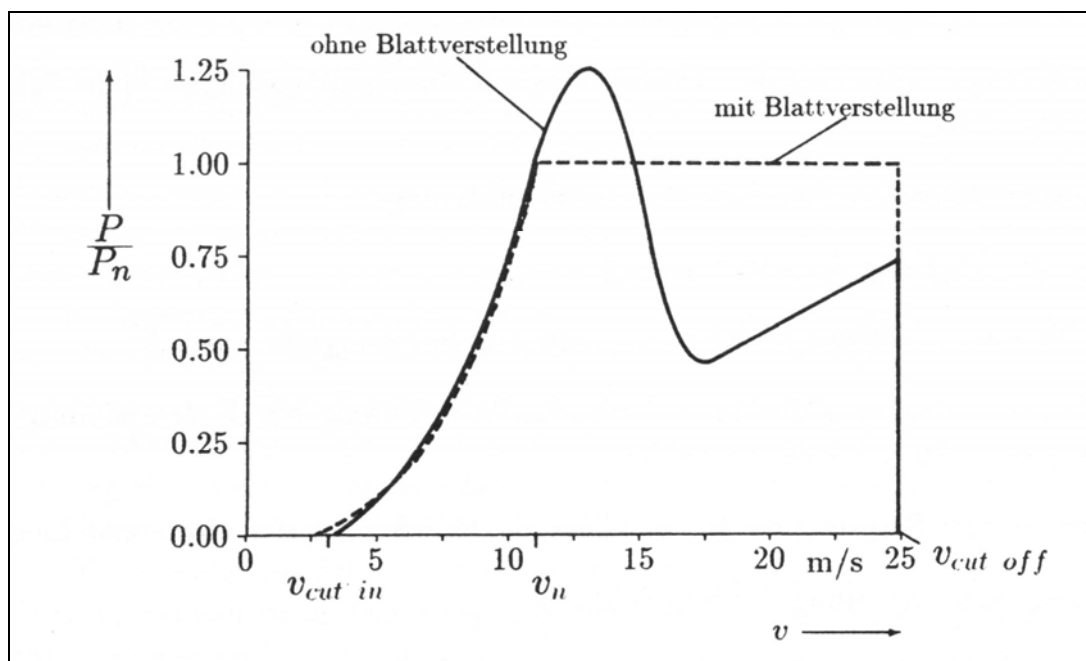


Abbildung 17: Stationäre Leistungskennlinien vom geregelten und vom ungeregelten WEK

Durch kurzzeitige Schwankungen der Windgeschwindigkeit können aber auch Betriebspunkte erreicht werden, die zum Teil stark von der stationären Kennlinie abweichen. Diese Abweichungen hängen im wesentlichen vom Winddargebot, von der Betriebsführung und den Regelmöglichkeiten und -eigenschaften des WEK ab. Wesentlichen Einfluss darauf haben die beiden Übertragungsglieder Leistungsaufnahme und mechanisch-elektrischer Wandler. Diese Blöcke bilden die Eingriffspunkte für die Regelung.

2.3. TURBINENBEREICH

Zu dem Turbinenbereich gehören alle Komponenten zur Umwandlung der kinetischen Energie des Windes in die mechanische Energie der Generatorwelle. Schematisch ist dieser Block in Abbildung 18 dargestellt.

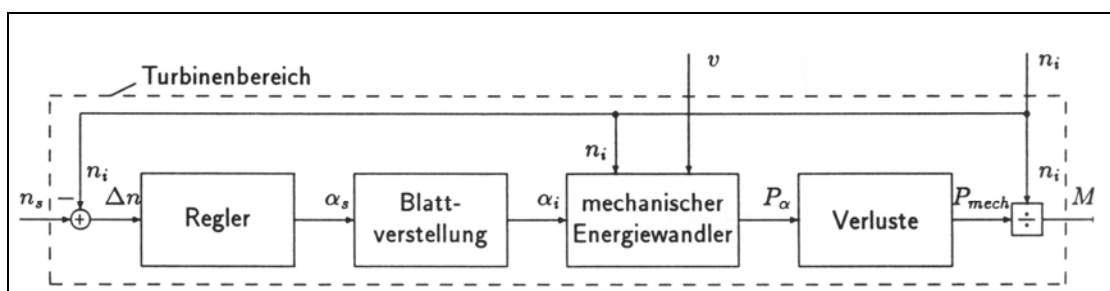


Abbildung 18: Schema zum Leistungsfluss in einem WEK

Zentrales Glied der Übertragungskette ist der mechanische Energiewandler, der den gesamten Rotor inklusive der Flügel und der Nabe umfasst. Die Leistung, die dem Wind entzogen und der mechanischen Welle zugeführt wird, ist eine Funktion des Leistungsbeiwertes c_p und der Windgeschwindigkeit v in Form von:

$$P/P_n \approx (c_p/c_{pn}) \cdot (v/v_n)^3$$

Der Leistungsbeiwert c_p ist eine nichtlineare Funktion der Windrotordrehzahl, der Windgeschwindigkeit und des Blatteinstellwinkels α und kann nicht in analytisch geschlossener Form beschrieben werden. Sein Wert wird unter anderem von dem Verhältnis der Windgeschwindigkeit vor und nach Durchlaufen der Rotorfläche bestimmt. Er erreicht sein theoretisches Maximum bei $c_p \approx 0.59$, wenn die Windgeschwindigkeit auf $1/3$ abgebremst wird. Die theoretische Kennlinie und die konstruktionsbedingten Verluste sind in Abbildung 18 dargestellt. Dabei ist der Leistungsbeiwert in Abhängigkeit der sogenannten Schnelllaufzahl λ aufgetragen.

$$\lambda = v_R/v$$

wobei λ = Schnelllaufzahl

v_R = Geschwindigkeit der Rotorblattspitzen

v = Windgeschwindigkeit

Man erkennt aus dieser Gleichung, dass das Verhältnis von der Geschwindigkeit der Rotorblattspitzen (Drehzahl) zu Windgeschwindigkeit die Schnelllaufzahl bestimmt und damit auch den Leistungsbeiwert c_p beeinflusst.

Moderne schnelllaufende WEK's haben 1 bis 3 Rotorblätter und erreichen maximale Leistungsbeiwerte c_p zwischen 0.35 und 0.45.

Die dargestellten Leistungsbeiwerte c_p sind die durch optimale Blatteinstellwinkel α maximal erreichbaren Werte. Verändert man diesen Winkel α , wird damit automatisch auch c_p verringert.

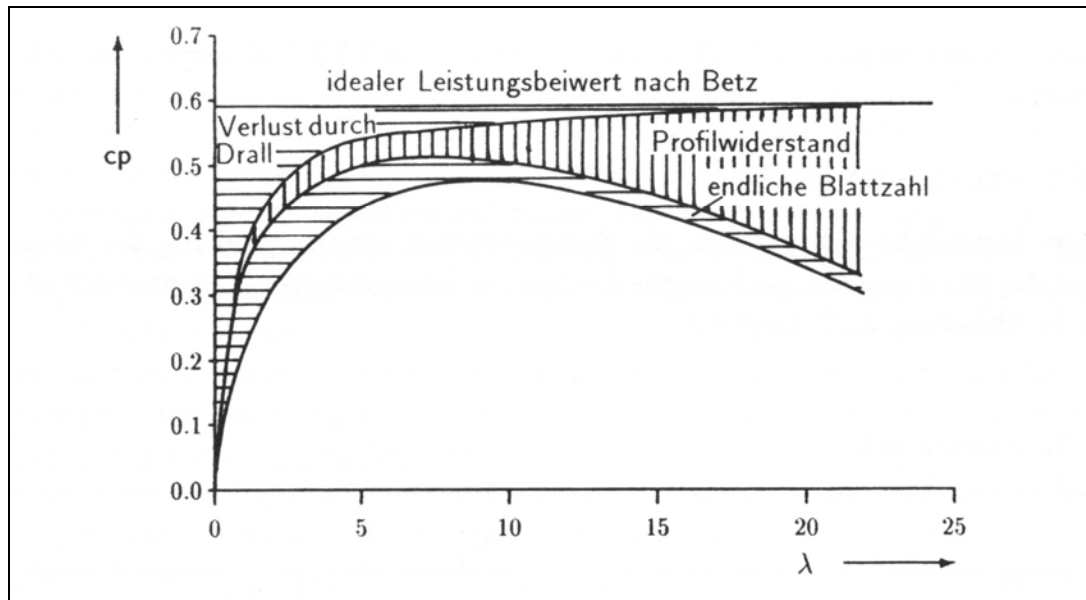


Abbildung 19: Allgemeines c_p/λ -Kennlinienfeld einer Windturbine

Der Mechanismus der Blattverstellung unterscheidet sich in Anlagen verschiedener Leistungsklassen zum Teil erheblich. Zwei grundlegende Prinzipien der Blattverstellung werden an dieser Stelle analysiert.

Eine Möglichkeit der Blattverstellung bietet der Elektromotor, der über ein Getriebe und eine Spindel die Drehung der Rotorblätter bewirkt. Da der Motor durch Stromrichter angesteuert wird, hat er nur eine geringe Verzögerung, so dass die benötigte Zeit zur Beschleunigung der Rotorblätter im wesentlichen durch die Trägheit des Blattverstellmechanismus und der Rotorblätter selbst bestimmt wird. Die Hochlaufzeit – definiert als die Zeit, die zum Beschleunigen der Rotorblätter bei höchstem Widerstandsmoment auf maximale Drehgeschwindigkeit benötigt wird – liegt in der Regel im Sekundenbereich. Beim GROWIAN lag sie bei etwa 0.9 Sekunden.

Eine Alternative zu diesem Verstellmechanismus ist die Verwendung eines Hydrauliksystems. Dabei wird die Steuerung der Durchflussmenge in der Regel durch einen hydraulischen bzw. elektrohydraulischen Stellantrieb oder über elektrische Ventile bewirkt. Bei kleinen und mittleren Anlagen verwendet man auch Elektromotoren, die eine in zwei Richtungen arbeitende Pumpe antreiben und somit eine Verstellung der Blätter in beide Richtungen ermöglichen. Eine ähnliche Variante wird im Windkraftwerk AEROMAN verwendet. Hier ist die Hydraulikpumpe direkt mit dem Rotor verbunden und die Regelung der Durchflussmenge – und damit des Blatteinstellwinkels α – geschieht über elektrisch verstellbare Ventile. Die Hydraulik übernimmt dabei nur die Aufgabe der Blattwinkelverstellung in Richtung des maximalen Anstellwinkels. Die Zurückstellung geschieht über eine vorgespannte Feder.

Dämpfend auf die Blattverstellung wirkt die Reibung der Lager. Sie kann in der Regel als Summe eines lastunabhängigen und eines lastabhängigen Anteils aufgefasst werden. Bei den hier betrachteten Anlagen mit den zur Blattverstellung erforderlichen, sehr geringen Rotati-

ongeschwindigkeiten von $(6^\circ - 14^\circ)/s$ kann die lastunabhängige Komponente auch vernachlässigt werden.

Weiterhin wirken äussere Momente wie z.B. Auftriebskräfte und Blattdurchbiegung der Blattverstellung entgegen. Diese Widerstandsmomente unterliegen dem Einfluss spezieller blattspezifischer Eigenschaften und können im allgemeinen nicht genau berechnet werden. Oft werden sie durch ein konstantes, maximales Torsionsmoment abgeschätzt. Dies hat lediglich einen Einfluss auf die Auslegung des Blattverstellantriebes und macht bei ausgeführten Anlagen etwa 30% des Nennmomentes aus.

Um die auf den Generator übertragbare Leistung zu bestimmen, müssen von der aufgenommenen Leistung die mechanischen Verluste abgezogen werden, die in erster Linie durch Reibung im Getriebe und in den Lagern entstehen. Dabei unterscheidet man auch hier einen lastabhängigen und einen lastunabhängigen Anteil.

In schnelllaufenden Windkraftwerken dominiert der lastabhängige Anteil. So können im Nennpunkt die Gesamtverluste bei etwa 20% der Nennleistung liegen, während nur etwa 5% dabei lastunabhängig sind.

Das gesamte Übertragungsverhalten eines WEK's hängt neben der Übertragungsstrecke auch wesentlich von der Regelung ab. In Abbildung 20 wurde die Struktur eines WEK's mit zwei Reglereingriffen dargestellt. Da die Wirkleistung sowohl über die Blattverstellung als auch über den Generator geregelt werden kann, ist es notwendig, beide Regelkreise aufeinander abzustimmen. Die Struktur der Betriebsführungs- und Reglereinheit und die gegenseitige Beeinflussung der beiden Regelausgänge ist in Abbildung 20 dargestellt. Das Prinzip der Regelung kann anhand dieser Abbildung erläutert werden.

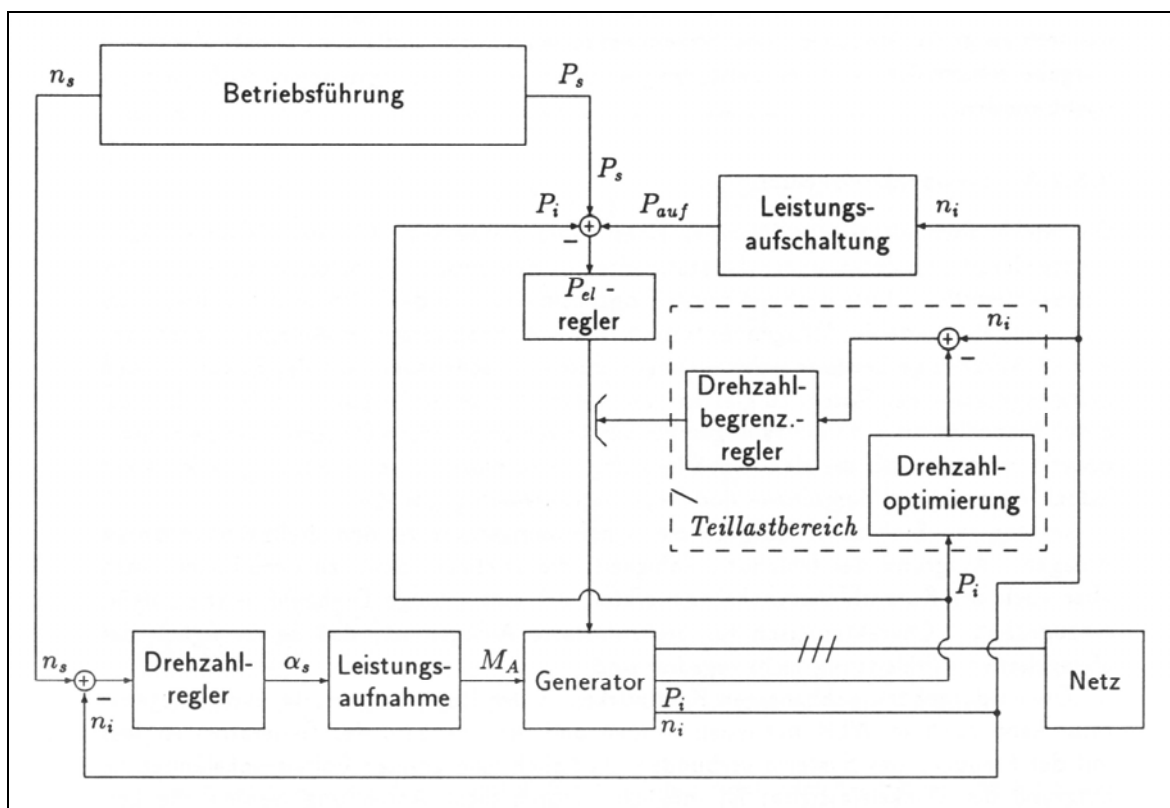


Abbildung 20: Prinzip der Drehzahl-Leistungsregelung beim drehzahlvariablen WEK

Im Vollastbetrieb werden dem Leistungs- und dem Drehzahlregler jeweils die Sollwerte P_s und n_s vorgegeben (in der Regel sind dies die Nennwerte). Dabei wirkt der Drehzahlregler direkt auf den Blattverstellmechanismus ein, während der Leistungsregler die elektrische Leistung des Generators bestimmt. Die Leistungsaufschaltung dient der Schonung der Blattverstellung durch ein längeres Verweilen im Unempfindlichkeitsbereich Δn des Drehzahlreglers, erhöht aber dadurch auch die Schwankungen der Ausgangsleistung P_i . In diesem Betriebsbereich sinkt die Drehzahl wegen $P_i \geq P_s$ nie unter den Wert $n_s - \Delta n$ und der Drehzahlbegrenzungsregler greift nicht ein. Windgeschwindigkeitsänderungen wirken sich somit lediglich auf die Blattverstellung aus, während die elektrische Ausgangsleistung annähernd konstant gehalten wird. Erst im Teillastbereich beginnt die Regelung der Abgabeleistung zu wirken, denn der Drehzahlregler kann durch den maximal gewordenen Einstellwinkel nicht mehr zur Regelung beitragen. Ziel ist es, die Ist-Drehzahl n_i der Anlage so einzustellen, dass die elektrische Leistung maximal wird. Um dies zu erreichen, muss der Drehzahlbegrenzungsregler auf die Abgabeleistung einwirken können. Sobald also die Drehzahl unter den Wert von $n_s - \Delta n$ fällt, reduziert die Drehzahlbegrenzung die Abgabeleistung und stellt die optimale Drehzahl entsprechend dem optimalen Betriebspunkt ein. Die Drehzahl wird dabei anhand einer von den Istwerten der Anlage abhängigen Kennlinienschar geführt.

Durch diese Regelung wird das Windkraftwerk optimal bezüglich seiner Leistungsabgabe betrieben. Dies bedeutet aber gleichzeitig eine starke dynamische Belastung des Systems durch grosse Leistungsänderungen. Würden dadurch zu grosse Frequenz- und Spannungsschwankungen auftreten, könnte durch die Vorgabe maximaler positiver Leistungsgradienten eine Leistungsvergleichmässigung erreicht werden.

2.4. GENERATORBEREICH

Der mechanisch-elektrische Wandler eines Windkraftwerkes, d.h. der Generator inkl. eventueller Stromrichter, ist für das stationäre und dynamische Verhalten in starkem Masse mitverantwortlich. Entsprechend ihrer Konzeption werden die WEK's in drehzahlvariable und drehzahlvariable Anlagen unterteilt. Die drehzahlvariablen Anlagen haben den Vorteil, kurzzeitige Leistungsschwankungen durch Zwischenspeichern der Energie in den Schwungmassen des Rotors zu glätten. Weiterhin sind sie in der Lage, im Teillastbereich durch Einstellen einer an die Windgeschwindigkeiten angepassten Drehzahl den Leistungsbeiwert – und damit die elektrische Leistung – zu maximieren. Diesen Vorteilen steht jedoch ein erhöhter Maschinen- und Regelungsaufwand gegenüber.

Im engeren Sinn zählt lediglich die Synchronmaschine zu den drehzahlinvarianten Anlagen. Aufgrund der fehlenden Fähigkeit, die Drehzahl aktiv zu beeinflussen, wird aber auch der Kurzschlussasynchron-generator, der eine geringe Drehzahlvarianz zulässt, hinzugezählt. Charakteristisch für drehzahlstarre Anlagen ist, dass sie bezüglich der abgegebenen Wirkleistung nicht regelbar sind.

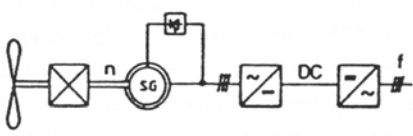
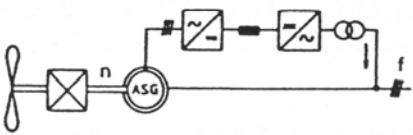
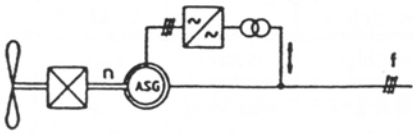
Der in dargebotsunabhängigen Kraftwerken in der Regel eingesetzte Synchron-generator kann auch im WEK betrieben werden, wobei die Drehzahl des Generators fest mit der Frequenz des Netzsystems verbunden ist. Lediglich eine geringe Polradwinkeländerung aufgrund der Winkelerlastizität ist möglich. Durch diese Anbindung werden alle Leistungsänderungen unvermindert an das Netz weitergegeben. Darüber hinaus führt die im allgemeinen schwach gedämpfte Pendeleigenschaft dieses Generatortyps zu einer erheblichen Beanspruchung der mechanischen Anlagenteile. Insbesondere bei Leeläufern kann durch den periodischen Durch-

tritt der Flügel durch den Windschatten des Turmes die Synchronmaschine zu Pendelungen angeregt werden.

Die Anregefrequenz ist von der Anzahl der Flügel und der Drehgeschwindigkeit abhängig. Sie betrug z.B. beim GROWIAN etwa 0.62 Hz und liegt damit im Bereich üblicher Pendelfrequenzen von Synchronmaschinen von 0.5 bis 2.5 Hz. Dennoch wird dieser Generatortyp aufgrund seiner technischen Ausgereiftheit, seiner geringen Verluste und seiner guten Spannungsregelleigenschaften praktisch nur noch im hohen Leistungsbereich eingesetzt.

Kleine und mittlere Anlagen werden häufig mit einem Kurzschlussasynchrongenerator ausgerüstet. Die sehr einfache und robuste Ausführung gestattet eine Entkopplung der Drehzahl von der Netzfrequenz im Bereich der zulässigen Schlupfwerte. Die dadurch erreichte Drehzahl elastizität führt zu einer Reduktion der elektrischen Leistungsschwankungen entsprechend der Auslegung des Generators. Bei grossen Schlupfwerten steigt aber die im Generator umgesetzte Verlustleistung, die wiederum die Baugrösse und damit die Kosten der Maschine beeinflusst. Ein weiterer Nachteil ist der mit steigender Wirkleistung ebenfalls steigende Bedarf an induktiver Blindleistung.

Ein besseres stationäres und insbesondere dynamisches Verhalten lässt sich nur durch drehzahlvariable Anlagen erreichen. Abbildung 21 zeigt drei Möglichkeiten des drehzahlvariablen Betriebes von WEK's, die im folgenden näher erläutert werden.

Typ	Aufbau	Drehzahlbereich
Synchrongenerator mit Gleichstromzwischenkreis ^a		$\frac{n}{n_n} \approx 0,5 \dots 1,2$
Asynchrongenerator mit Stromrichter-kaskade ^b		$\frac{n}{n_n} \approx 1,0 \dots 1,3$
Doppelt gespeister Asynchrongenerator ^c		$\frac{n}{n_n} \approx 0,8 \dots 1,2$

^az.B. Enercon, WKA 60

^bz.B. AWEC 60

^cz.B. GROWIAN

Abbildung 21: Möglichkeiten des drehzahlvariablen Betriebes von WEK's

Durch die Kopplung der Synchronmaschine über einen Gleichstromzwischenkreis lassen sich die oben genannten Nachteile eines drehzahlstarren Betriebes aufheben. Dabei speist der Generator über einen maschinengeführten Gleichrichter in den Gleichstromkreis.

In der Regel wird der anschliessende Wechselrichter netzgeführt betrieben, so dass diese Anordnung lediglich die Möglichkeit einer Wirkleistungsregelung bietet.

Die Blindleistungsregelfähigkeit des Synchrongenerators kann nicht genutzt werden. Statt dessen benötigt der Wechselrichter entsprechend seiner Ansteuerung induktive Blindleistung.

Prinzipiell kann dieses Problem allerdings durch einen selbstgeführten Wechselrichter gelöst werden, der – je nach Konzeption – die Blindleistung frei regeln kann.

Eine weitere Möglichkeit einer drehzahlvariablen Anlage bietet ein geregelter Asynchrongenerator. Hier stehen zwei Konzepte zur Verfügung, für die jeweils Maschinen mit Schleifringläufer notwendig sind.

Die in der Mitte von Abbildung 21 dargestellte Konzeption entspricht prinzipiell der Regelung der Rotorschleupfleistung durch externe Läuferwiderstände. Bei Verwendung gewöhnlicher Widerstände ist dieser Betrieb aber mit erhöhten Verlusten verbunden. Beim Einsatz einer Stromrichter-kaskade anstelle dieser Widerstände ist es möglich, im übersynchronen Betrieb die Schleupfleistung zurück ins Drehstromnetz einzuspeisen. Die Statorleistung ist dabei über den Zwischenkreisstrom regelbar. Für den dadurch erreichten drehzahlelastischen, verlustarmen Betrieb ist jedoch zu dem ohnehin durch die Asynchronmaschine verursachten notwendigen Bedarf an Blindleistung die Bereitstellung der Steuerblindleistung für den netzgeführten Wechselrichter notwendig.

Günstiger, aber auch aufwendiger, ist die Regelung der Asynchronmaschine durch die Speisung des Rotors über einen Direktumrichter. Diese als doppeltgespeiste Asynchronmaschine bezeichnete Variante gestattet eine vollständige Wirk- und Blindleistungsregelung. Die Drehzahlvarianz wird durch einen Direktumrichter erreicht, der eine Entkopplung der Frequenzen bis etwa $\pm 40\%$ zulässt und damit den Drehzahlbereich einer solchen Anlage auf etwa 60% bis 140% der Nenndrehzahl erweitert. Aufgrund der dann relativ grossen Wechselrichterleistung wird der Drehzahlbereich im allgemeinen aber kleiner gewählt (z.B. $\pm 15\%$ beim GROWIAN). Diese Ansteuerung kommt, weil eine sehr komplexe Regeleinrichtung mit hohem Geräteaufwand notwendig ist, nur für relativ grosse Anlagen (ab ca. 1 MW) in Frage. Eine Zusammenstellung der wesentlichen Merkmale der unterschiedlichen Generatoren ist in Abbildung 22 aufgelistet.

Generator	Leistungs- bereich	Kosten	Regelbarkeit		Drehzahl- bereich	Ober- schwingungen
			Wirkstg.	Blindstg.		
SYG	beliebig	mittel	nein	ja	starr	keine
SYG mit Zwischenkreis	> 500 kW	sehr groß	ja	nein	groß	groß
ASG	< 1000 kW	gering	nein	nein	klein	keine
ASG mit STR-Kaskade	100...2000kW	groß	ja	nein	mittel	groß
doppelt- gespeicherter ASG	> 1000 kW	sehr groß	ja	ja	mittel	mittel

Abbildung 22: Gegenüberstellung unterschiedlicher Generatoren für WEK's

Verwendete Abkürzungen:

SYG = Synchrongenerator

ASG = Asynchrongenerator

STR = Stromrichter

3. WASSERKRAFTWERKE

3.1. ALLGEMEINES

In der Schweiz sind Wasserkraftwerke, die bis zu 1MW Bruttoleistung erbringen, von der Zahlung eines Wasserzinses befreit. Mittels Bundesbeiträgen werden seit 1992 die Vorstudien für sogenannte Kleinwasserkraftwerke bis 1 MW unterstützt. Bei einer Wasserkraftanlage mit einer Leistung ab Generator von weniger als 300 kW spricht man in der Schweiz von einem Kleinstwasserkraftwerk (KWKW); in den folgenden Ausführungen erscheint deshalb öfters die Abkürzung „KWKW“.

Als hydraulische Energiequellen kommen in Frage:

- Flüsse und Bäche
- Wasserversorgungsnetze (Trinkwasser)
- Abwasser-, Brauchwasser- und Entwässerungssysteme
- Druckentspannungsanlagen in Industrie und Verfahrenstechnik

Beim KWKW liegen die Wassermengen im Bereich von wenigen Litern bis einige Kubikmeter pro Sekunde. Die Fallhöhen sind verteilt zwischen 2 und mehreren hundert Meter, wobei letztere eher die Ausnahme sind. In der Schweiz gibt es rund 700 Kleinstwasserkraftwerke mit einem Anteil an der Stromproduktion von 0.6%. Die Anlagenzahl ist eher abnehmend, weil das neue Gewässerschutzgesetz von 1991 mit seiner starken Betonung der Ökologie, darunter insbesondere seinen verschärften, starren Restwasservorschriften, manchen KWKW-Besitzer davon abhält, weiterhin Geld in seine bestehende Anlage zu investieren. Ohne den Energienutzungsbeschluss, nach welchem alle KWKW in den Genuss eines Rücknahmepreises von 16 Rp./kWh kommen, wäre die Revitalisierung einiger KWKW kaum erfolgt.

Kennzeichnend für ein Kleinstwasserkraftwerk sind folgende Attribute:

- einfache Konzeption des Werks und des Betriebs
- niedrige Investitions- und Betriebskosten
- minimaler Eingriff in die Natur

Die Produktionscharakteristik eines Kleinstwasserkraftwerks hängt stark vom zeitlichen und quantitativen Verlauf der verfügbaren Wassermenge seines Standortes ab. Anhand einer täglichen Messung der verfügbaren Wassermenge, während mindestens einem Jahr, kann die Abflussganglinie des Standortes bestimmt werden. Durch Aufsummierung der Ganglinie kann die Abflussdauerkurve des Standortes ermittelt werden. Die Abflussdauerkurve zeigt die Anzahl Tage im Jahr, an denen eine bestimmte Abflussmenge erreicht oder überschritten wird. Von besonderem Interesse sind die Abflussdauerkurven von Extremjahren. Sie zeigen die Auswirkungen von Trocken- und Nassjahren auf die Wirtschaftlichkeit der Anlage auf. Aus der Abflussdauerkurve wird dann unter Berücksichtigung der Betriebsart des Kleinstwasserkraftwerkes (Inselbetrieb/Parallelbetrieb) die charakteristische Ausbauwassermenge bestimmt und die Produktionscharakteristik festgelegt.

Eine Kleinstwasserkraftanlage ist so ausgelegt, dass sie unter einem bestimmten Gefälle arbeitet. Die maximale Verfügbarkeit ist also nur gegeben, wenn der Wasserstand im Oberwasser dieser Druckhöhe entspricht und wenn er konstant gehalten wird. Ein niedrigerer Was-

serstand als der vorgesehene hat eine Minderleistung zur Folge und wenn der der Pegel weiter sinkt, kann Luft in die Druckleitung gelangen, was Störungen und evt. auch Maschinenstillstand verursacht. Der Wasserstand wird deshalb überwacht und möglichst konstant gehalten. Oft handelt es sich um verschiedene Pegel, die überwacht werden.

Abbildung 23 zeigt einen Schnitt durch eine Anlage, in welcher die wesentlichen Pegel, die es zu überwachen gilt, eingetragen sind. Dabei ist p_1 der Pegel im Oberwasser, welcher konstant zu halten ist. Meist ist ein Feinrechen vorgesehen. Ist dieser ganz oder teilweise verstopft, so sinkt das Niveau unterhalb des Rechen, weil zuwenig Wasser nachfliesst. Deshalb wird in der Regel der Pegel oberhalb und unterhalb des Rechen überwacht und die Pegeldifferenz p_d zur Steuerung einer Rechenreinigungsanlage verwendet. Schliesslich ist es sinnvoll, den Pegel p_2 im Ausgleichsbecken vor dem Druckrohr zu überwachen. Wird ein nicht mehr zulässiges Minimum erreicht, so muss die Anlage abschalten. Für den Hochwasserschutz kann zusätzlich ein Pegel p_3 im Unterwasser überwacht werden.

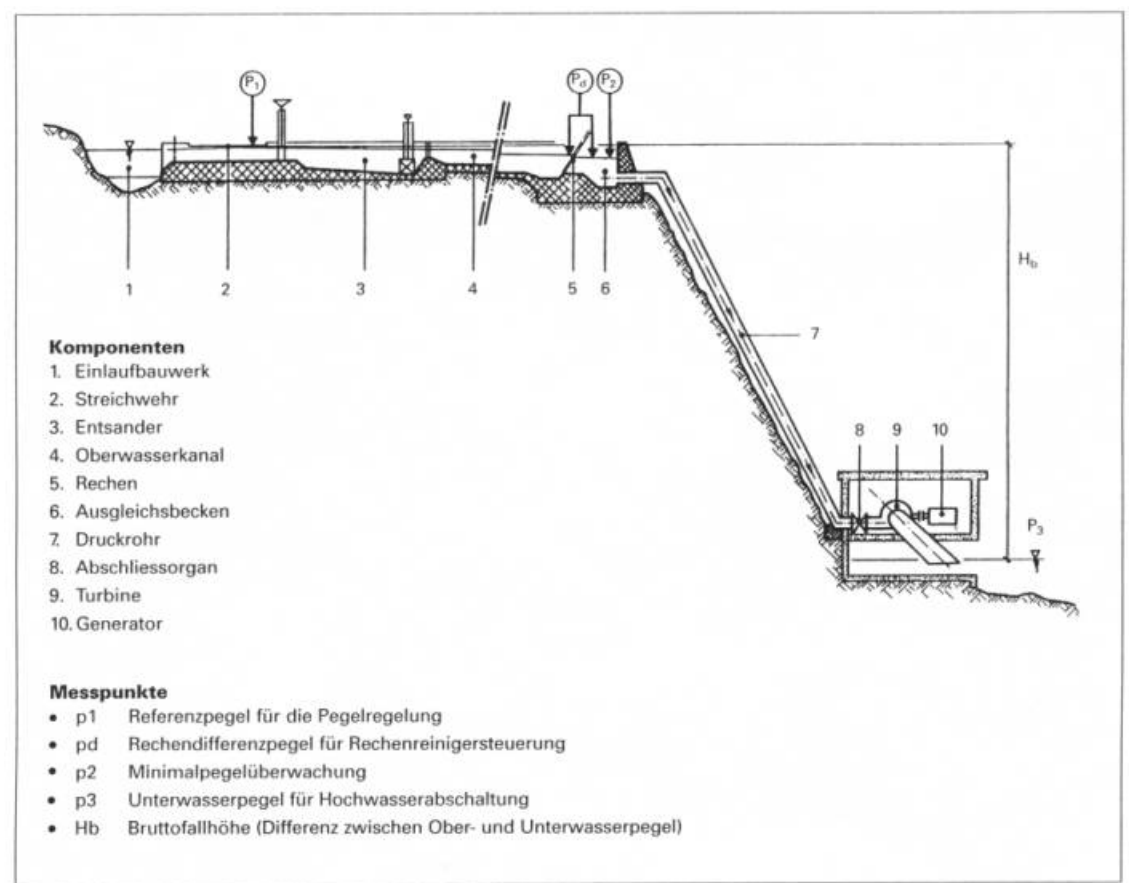


Abbildung 23: Schnitt durch ein KWKW mit seinen wesentlichen Komponenten

3.2. TURBINE

In der Turbine, welche durch den Wasserstrom in Rotation versetzt wird, erfolgt die Umwandlung der hydraulischen Leistung in mechanische Leistung. Die Auswahl der Turbine hängt im wesentlichen von der Ausbauwassermenge, der Nettofallhöhe und der Leistung des Kleinstwasserkraftwerkes ab. Die Ausbauwassermenge ist jene Wassermenge, auf welche das KWKW bemessen wird. Die Festlegung der Ausbauwassermenge hängt unter anderem von folgenden Faktoren ab:

- Abflussregime des Gewässers (Charakteristik der Dauerkurve)
- Konzession
- Kapazität der bestehenden Anlageteile (bei Sanierungen)
- Betriebsart (Insel- oder Parallelbetrieb)

Bei den Turbinen werden vier Typen unterschieden:

- Pelton (für Fallhöhen ab 30m, eine oder mehrere Wasserdüsen)
- Francis (komplizierte Konstruktion, selten eingesetzt, Fallhöhe 3m...100m)
- Kaplan (Niederdruckbereich, Fallhöhe 2m...20m, Wassermenge $> 1 \text{ m}^3/\text{s}$)
- Durchström (Nieder- und Mitteldruckanlagen, einfache Wartung)

In Kleinstwasserkraftwerken mit ausgeglichenem Abflussregime kommen auch noch Pumpen – als Turbinen eingesetzt – zur Anwendung. In den sich überschneidenden Grenzbereichen der einzelnen Turbinentypen sind bei der Auswahl detaillierte Vergleiche notwendig. Dabei müssen neben der Wirtschaftlichkeit noch andere Beurteilungsfaktoren herangezogen werden, wie z.B. die Anfälligkeit auf Fremdkörper, Lärm, die Anordnung und Konstruktion der Maschinengruppe, der Unterhalt usw.

3.3. GENERATOR

3.3.1. Übersicht

Im Generator erfolgt die Umwandlung der mechanischen Energie an der Welle in elektrische Energie. Die Wahl des Generators hängt in erster Linie von der Betriebsart des KWKW ab. Im Parallelbetrieb speist das KWKW ausschliesslich Strom in das öffentliche Netz ein, während im Inselbetrieb nur der Bedarf eines isolierten Objektes gedeckt wird.

Bei Kleinstwasserkraftwerken hat man die Wahl zwischen 2 Generatortypen:

Synchrongenerator

Der Synchrongenerator wird vorwiegend bei KWKW im Inselbetrieb eingesetzt, da die Spannung und Frequenz des erzeugten Stromes von der Anlage selbst geregelt werden muss. Zusätzlich erlaubt der Synchrongenerator die Erzeugung von Blindleistung, d.h. es können alle Typen von Verbrauchern angeschlossen werden.

Synchrongeneratoren für KWKW sind bereits serienmässig mit einem automatischen Spannungsregler ausgerüstet. Die Regelung der Frequenz des erzeugten Stromes ist von der Drehzahl der Turbine abhängig und wird heute vor allem durch elektromechanische oder elektronische Regler erreicht.

Asynchrongenerator

Kleinstwasserkraftwerke, die ausschliesslich im Parallelbetrieb arbeiten, werden aufgrund technischer und wirtschaftlicher Vorteile vorzugsweise mit einem Asynchrongenerator ausgerüstet, dessen Spannung und Frequenz vom Verbundnetz diktiert, d.h. konstant gehalten wird.

Ein Asynchrongenerator benötigt immer Blindleistung, um sein Erregerfeld zu induzieren. Beim Parallelbetrieb eines KWKW mit Asynchrongenerator kann die Blindleistung vom Verbundnetz, beim Inselbetrieb eines Asynchrongenerators muss diese hingegen von Kondensatorbatterien geliefert werden. Ein Asynchrongenerator ist also nur mit zusätzlichem Aufwand (spezielle Regler) im Inselbetrieb einsetzbar.

3.3.2. Synchrongenerator

Die wichtigsten Eigenschaften der Synchrongeneratoren sind die folgenden beiden:

- die „V“-Kurven stellen den Statorstrom I_s als Funktion des Erregerstromes I_{exc} für verschiedene Antriebsleistungen (Turbinenöffnungen) dar. Es ist ersichtlich, dass es für einen bestimmten Erregerstrom einen minimalen Leiterstrom gibt, der einem reinem Wirkstrom entspricht (Abbildung 24).
- Die Regelcharakteristik des Erregerstromes als Funktion des Leiterstromes für bestimmte Leistungsfaktoren (Abbildung 25).

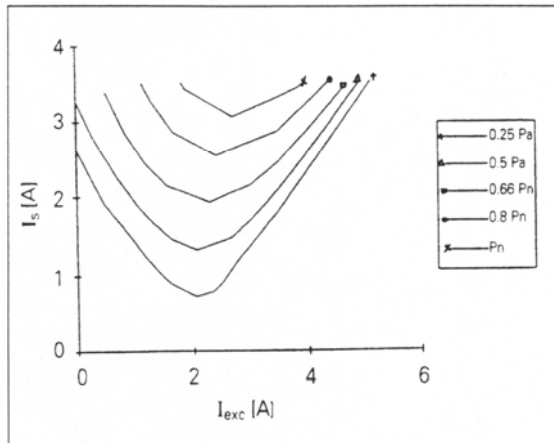


Abbildung 24: „V“-Kurven ($U, f = \text{konstant}$)

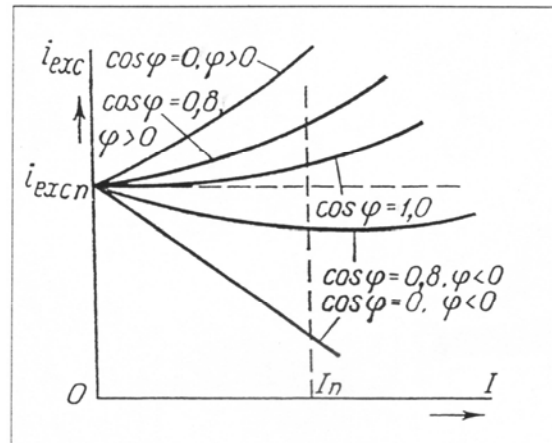


Abbildung 25: Regelcharakteristik ($U, f = \text{konst.}$)

3.3.3. Asynchrongenerator

Die beiden wichtigsten Eigenschaften sind die folgenden:

- Die Änderung des mech. Drehmomentes als Funktion der Drehzahl (Abbildung 26).
- Die Änderung des Stromes, des Leistungsfaktors und des Wirkungsgrades als Funktion der mechanischen Antriebsleistung (Abbildung 27).

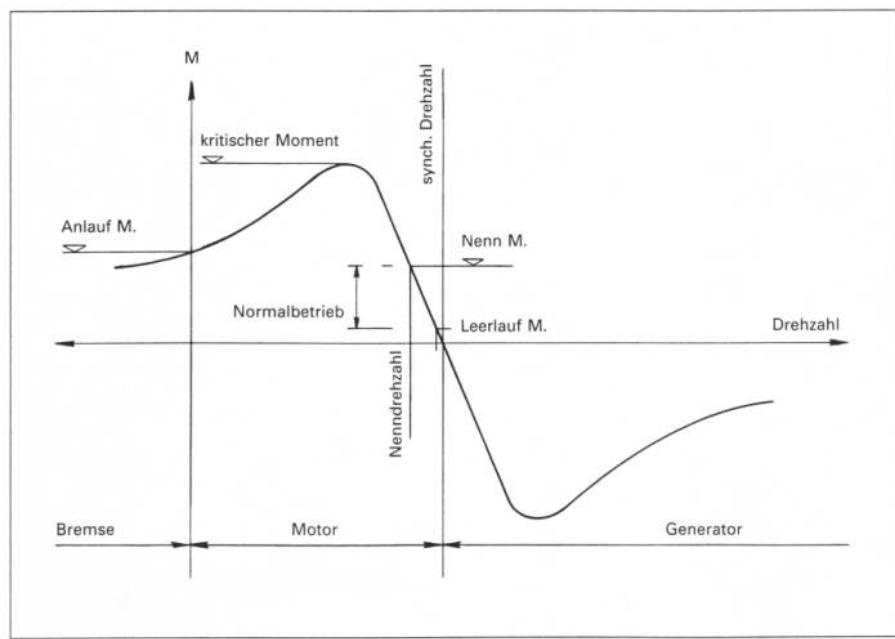


Abbildung 26: Drehmoment in Funktion der Drehzahl (normal: 0%...10% Schlupf)

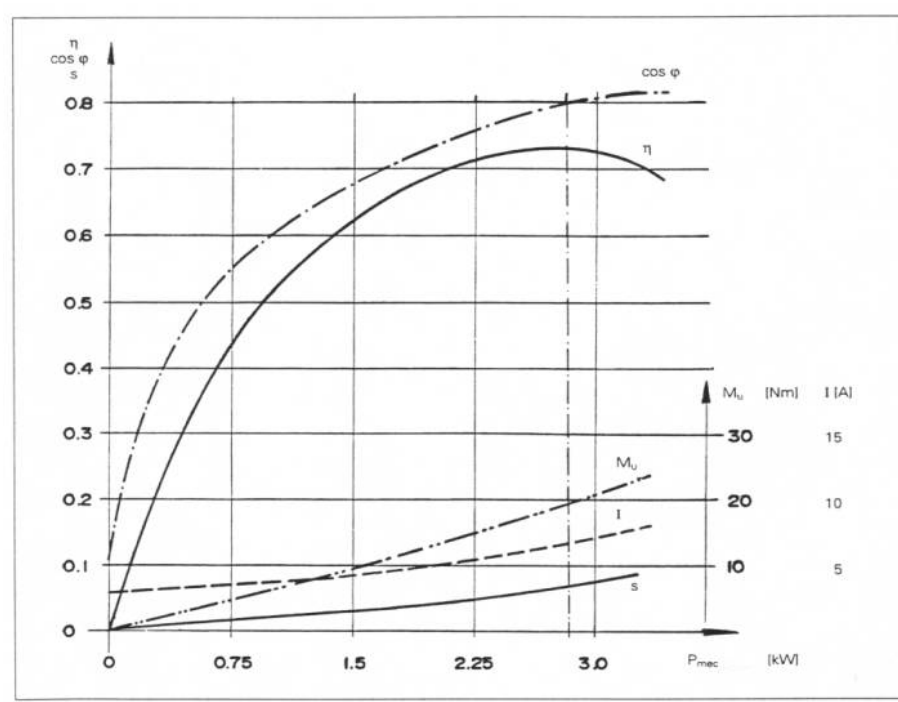


Abbildung 27: Charakteristik eines Asynchronmotors

3.4. NETZVERBUNDBETRIEB

3.4.1. Übersicht

Das Verbundnetz ist starr, d.h. weder seine Frequenz noch seine Spannung ändert sich durch das Einspeisen.

Die beiden Maschinentypen, synchron und asynchron, werden unter folgenden Gesichtspunkten analysiert:

- Regelung der Wirkleistung
- Regelung der Blindleistung oder des Leistungsfaktors
- Anlauf und Zuschaltung ans Netz

3.4.2. Regelung der Wirkleistung

Für beide Maschinentypen muss die Wirkleistung über die Durchflussmenge geregelt werden. Es sind demnach Regler vorzusehen, die den Durchfluss beeinflussen können (motorisierte Klappen, Düsenadeln, etc.). Falls die Nennleistung der Turbine die des Generators übersteigt, muss der Durchfluss der Turbine limitiert werden, damit der Nennstrom des Generators nicht überschritten wird.

Synchron- und Asynchron-Generatoren können bei geringer Antriebsleistung (kleiner Wasserdurchfluss) zu Motoren werden und Leistung aus dem Netz beziehen.

Kann der Turbinendurchfluss nicht geregelt werden, ändert sich die Einspeiseleistung gemäss der Antriebsleistung, und diese richtet sich nach dem natürlichen Wasserangebot und der Fallhöhe.

In diesem Fall muss die Generatornennleistung mit der maximalen Turbinenleistung übereinstimmen.

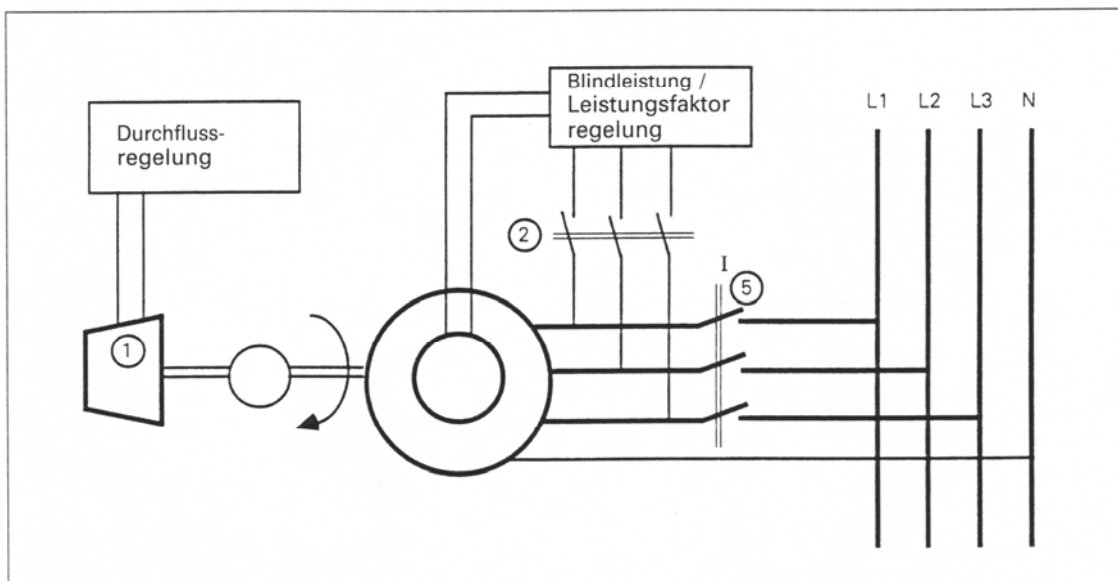


Abbildung 28: Übersichtsschema für Synchronmaschine mit Durchflussregelung

Legende: 1=Turbinen, 2=Schalter für Erregung, 5=Netzkopplungsschalter

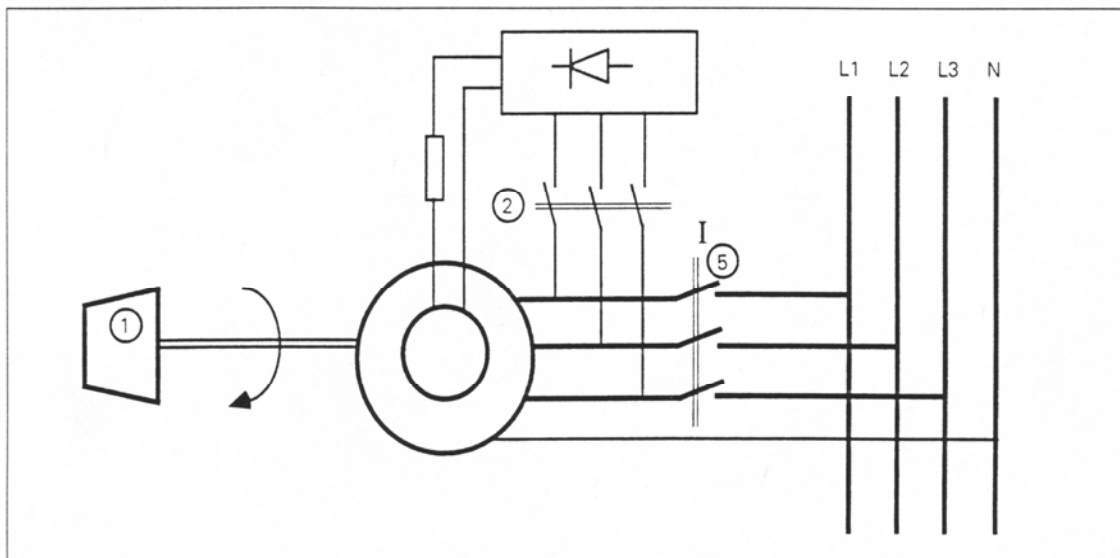


Abbildung 29: Übersichtsschema für Synchronmaschine ohne Durchflussregelung

Legende: 1=Turbine, 2=Schalter für Erregung, 5=Netzkopplungsschalter

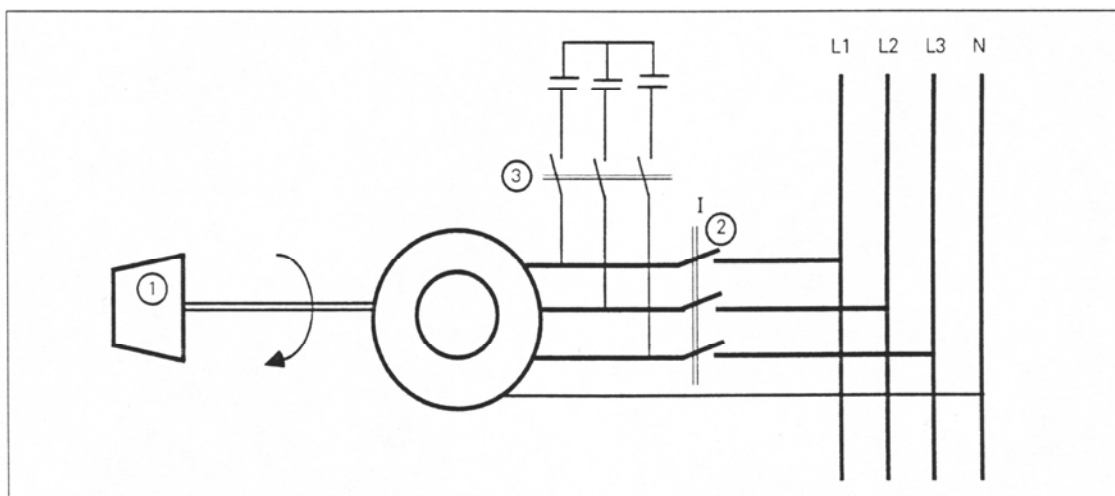


Abbildung 30: Übersichtsschema für Asynchronmaschine ohne Durchflussregelung

Legende: 1=Turbine, 2=Netzkopplungsschalter, 3=Schalter für Kompensationskondensator

3.4.3. Regelung der Blindleistung oder des Leistungsfaktors

Um einen optimalen Betrieb mit hohem Wirkungsgrad zu halten, sollte der Leistungsfaktor möglichst nahe bei 1 liegen (meist leicht induktiv von 0.9 bis 0.95). Beide Maschinentypen ändern ihren Leistungsfaktor bei ändernder Antriebsleistung (Turbinendurchfluss). Eine Regelung ist daher vorzusehen.

a) Synchronmaschine

Die Blindleistung (und damit der Leistungsfaktor) wird über den Erregerstrom eingestellt. Erhöht man den Erregerstrom, liefert die Maschine Blindleistung ans Netz, verringert man ihn, bezieht sie Blindleistung. In allen Fällen darf der Statornennstrom nicht überschritten werden. Im Falle eines Netunterbruches muss das Erregersystem ebenfalls abgetrennt werden.

b) Asynchronmaschine

Wie bereits erwähnt, bezieht die Asynchron-Maschine immer Blindleistung. Die Menge variiert mit der abgegebenen Leistung. Damit diese Blindleistung nicht gegen Verrechnung vom Netz bezogen werden muss, kann sie beim Generator mit Kompensationskondensatoren (siehe Abbildung 30) erzeugt werden. In der Praxis schaltet man zwischen mehreren Kapazitätswerten um, bis der Leistungsfaktor grösser als 0.9 wird.

Im Falle eines Netunterbruches müssen diese Kondensatoren ebenfalls abgetrennt werden.

3.4.4. Anlauf und Zuschaltung ans Netz

a) Synchronmaschine

Die 4 Bedingungen, die erfüllt sein müssen, bevor man diese Maschine an ein Netz parallel-schalten kann, lauten:

- gleicher Drehsinn
- gleiche Frequenz
- gleiche Spannung
- gleiche Phase

Die Abläufe für die Erfüllung dieser Bedingungen sind:

1. Hochfahren der Gruppe mittels Turbine bis zur synchronen Drehzahl.
2. Die Erregung des Generators einschalten und den Drehsinn mittels eines geeigneten Gerätes verifizieren.
3. Angleichen von Frequenz und Spannung ans Netz.
4. Sobald Phasengleichheit erreicht ist, kann zugeschaltet werden.
5. Turbine möglichst weit öffnen.
6. Den Leistungsfaktor über den Erregerstrom optimieren.

b) Asynchronmaschine

Die 2 Bedingungen, die erfüllt sein müssen, bevor man diese Maschine an ein Netz parallel-schalten kann, lauten:

- gleicher Drehsinn
- gleiche Frequenz

Die Abläufe für die Erfüllung dieser Bedingungen sind:

1. Hochfahren der Gruppe mittels Turbine bis zur synchronen Drehzahl.
2. Den Drehsinn mittels eines geeigneten Gerätes verifizieren.
3. Zuschalten ans Netz, dabei können grosse Einschaltströme (5facher Nennstrom) fließen, welche die Maschine jedoch kurzzeitig erträgt. Die Schutzeinrichtungen müssen aber dafür ausgelegt werden.
4. Zuschalten der Kondensatorbank (falls vorhanden).
5. Turbine möglichst weit öffnen.
6. Den Leistungsfaktor über Anzahl der Kondensatoren optimieren.

3.4.5. Schutz und Überwachung

Die häufigsten Notsituationen in einem KWKW sind die folgenden:

- Überdrehzahl, Frequenzüberschreitung
- Underdrehzahl, Frequenzunterschreitung
- Überstrom
- Überspannung
- Unterspannung
- Rückspeisung
- Wassermangel

Ausser den Schutzmassnahmen sind auch diverse Messgeräte und Anzeigen vorzusehen (siehe auch Abbildung 31):

- Drehzahlmessung
- Frequenzmessung
- Statorstrommessung am Generator (alle 3 Phasen)
- Abgangsstrom (alle 3 Phasenabgänge zum Netz oder Verbraucher)
- Erregerstrommessung
- Spannungsmessung
- Wirkleistung (Bezug und Lieferung)
- Energie (Bezug und Lieferung)

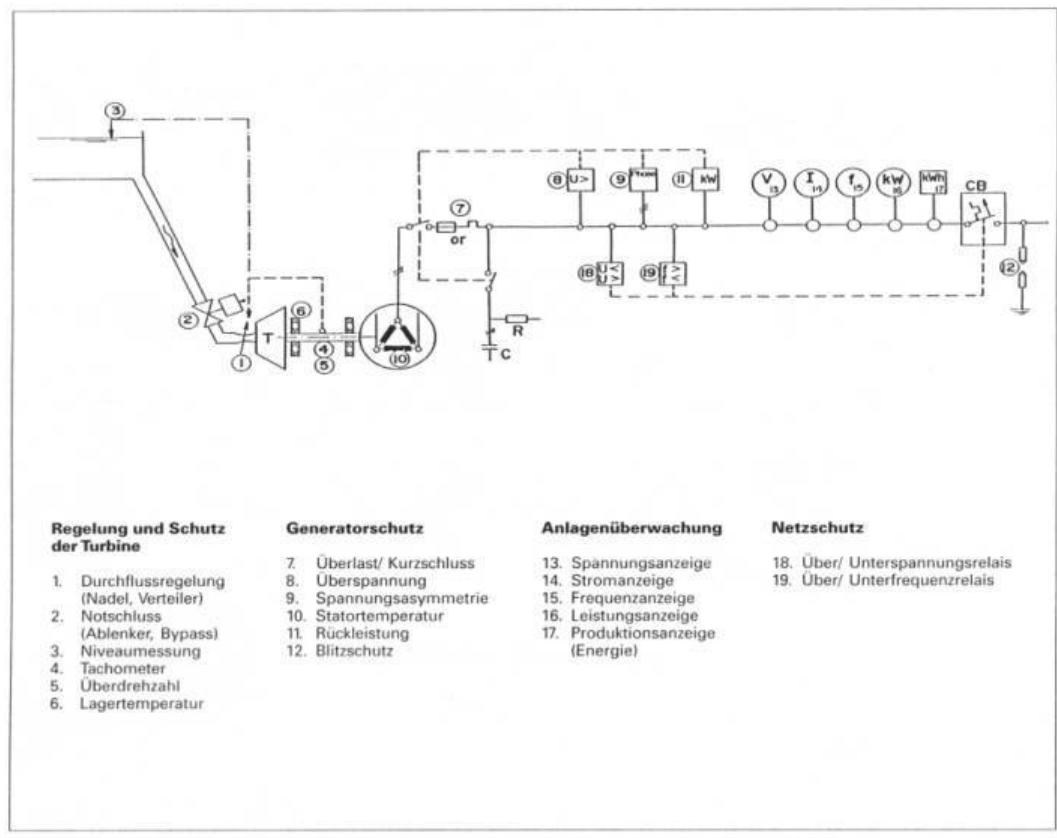


Abbildung 31: Übersichtsschema für den Schutz und die Überwachung eines KWKW

4. WÄRMEKRAFTKOPPLUNGSANLAGEN

4.1. ÜBERBLICK

In konventionell-thermischen Kraftwerken werden feste, flüssige oder gasförmige Primärenergieträger verbrannt, in nuklear-thermischen Kraftwerken wird die atomare Bindungsenergie in thermische Energie umgewandelt. Diese wird anschliessend über Wärmekraftmaschinen in mechanische Energie überführt um über Generatoren elektrische Energie zu erzeugen. Der Wirkungsgrad bei Wärmekraftmaschinen ist physikalisch begrenzt und nimmt mit dem erreichten oberen Temperaturniveau in der Wärmekraftmaschine zu (Abbildung 32). Bei den Wärmekraftmaschinen unterscheidet man zwischen drei Typen: Dampfturbinen, Gasturbinen und Gas- oder Dieselmotoren.

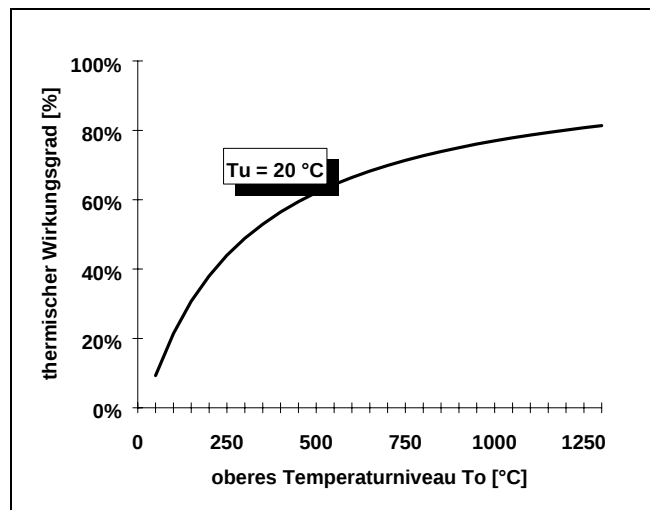


Abbildung 32: Maximal möglicher thermischer (Carnot) Wirkungsgrad für die Umwandlung von thermischer in mechanische Energie (Wärmekraftmaschinen);
Tu = unteres Temperaturniveau

Die Eintrittstemperaturen von Dampfturbinen sind heute aus Werkstoffgründen auf unter 600°C beschränkt, während das untere Temperaturniveau je nach Kühlmedium in der Nähe der Umgebungstemperatur liegt. In Dampfkraftwerken können grundsätzlich alle Primärenergieträger eingesetzt werden. Konventionelle Dampfkraftwerke werden fast ausschliesslich mit Kohle befeuert und es werden heute Wirkungsgrade von über 40% erreicht. Bei Kernkraftwerken liegen die Wirkungsgrade knapp über 30%¹.

¹ Sämtliche Angaben über Kraftwerkswirkungsgrade sind für Vollast und an der Kraftwerksklemme also Netto zu verstehen.

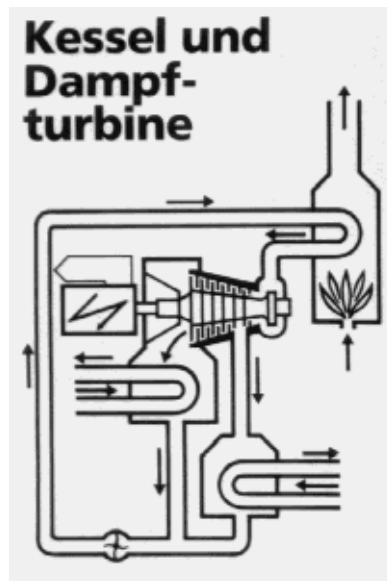


Abbildung 33: Die ersten WKK-Anlagen waren vor 100 Jahren mit einer Dampfturbine ausgerüstet

Gasturbinen können zwar mit wesentlich höheren Temperaturen betrieben werden (heute bereits bei 1200°C), allerdings sind mit dem Arbeitsmedium Luft die thermodynamischen Verluste wesentlich höher. Die Wirkungsgrade sind dank intensiver Entwicklungsarbeit in den letzten Jahren stark angestiegen. Die neueste Generation von Gasturbinenkraftwerken erreichen Wirkungsgrade von bis zu 40%. Dies kann auch als physikalisch-technische Grenze angesehen werden. In Gasturbinen kann als Brennstoff Ergas oder Heizöl eingesetzt werden.

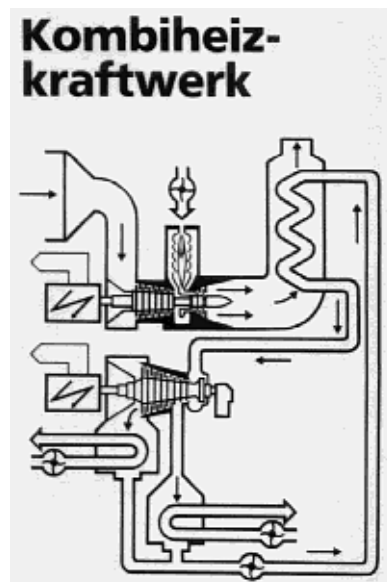


Abbildung 34: Beim Kombiheizkraftwerk wird die Abwärme der Gasturbine in einer Dampfturbine genutzt und anschliessend einem Wärmeverbraucher zugeführt

Durch die Kombination von Gas- und Dampfturbinen zu einer sogenannten Kombianlage werden die hohen Abgastemperaturen der Gasturbine zur Dampferzeugung genutzt. Durch das entstandene höhere Temperaturgefälle von über 1000 K steigt der thermodynamische

Wirkungsgrad stark an (Abbildung 34). Heute werden von allen führenden Herstellern Kombikraftwerken, die mit Erdgas oder Heizöl betrieben werden können, mit einem elektrischen Wirkungsgrad von 55% angeboten. Durch eine weitere Optimierung des Prozesses sollte langfristig ein Wirkungsgrad von 60% erreicht werden können.

Daneben werden Verbrennungsmotoren mit dem Brennstoffen Dieselöl oder Erdgas zur Stromerzeugung eingesetzt. Mit Motorgeneratoreinheiten, die heute vor allem in Inselnetzen installiert sind oder als Notstromaggregate mit Reservefunktion fungieren, werden Wirkungsgrade bis zu 40% erreicht.

Grundsätzlich kann in allen thermischen Kraftwerken die anfallende Abwärme weiter genutzt werden. Bei Dampfturbinen wird die Brennstoffausnutzung zwar erhöht, allerdings geht der elektrische Wirkungsgrad mit dem Temperaturniveau der ausgekoppelten Wärme zurück.

In Industrieanlagen werden die seit beinahe 100 Jahren bekannten, klassischen WKK-Anlagen mit einer Dampfturbine eingesetzt. Letztere treibt einen Generator an und der abströmende Dampf wird zu Heiz- oder Prozesswärmezwecken genutzt. Sie sind als Gegendruckturbinen u.a. in Papierfabriken und in Kehrlichtverbrennungsanlagen in Betrieb. Der Energieinhalt der bis zu 600°C heissen Abgase einer Gasturbine kann in einem nachgeschalteten Abhitzekeessel zur Erwärmung oder Verdampfung von Wasser genutzt werden. Heisses Wasser oder Dampf mit Temperaturen von weit über 100°C eignet sich z.B. zur Trocknung von Papier oder Lebensmitteln.

Bei kleineren, dezentralen Anlagen mit Leistungen bis etwa 1 MW, meist ausgerüstet mit einer Gasmotor-Generator-Gruppe spricht man auch von Blockheizkraftwerken; sie weisen einen hohen Standardisierungsgrad auf und sind als Module oder "Blöcke" lieferbar. Die nutzbare Abwärme aus BHKW's wird vorwiegend für Heizung und Brauchwassererwärmung eingesetzt. Mit der Wärme aus einer Anlage mit 100 kW installierter elektrischer Leistung können etwa 100 Wohnungen beheizt werden.

Daneben wurden in den letzten Jahren WKK-Anlagen auf Basis der Stirling-Technologie oder mit Brennstoffzellen.

Technologie	Leistung	Wirkungsgrad		max. Vor- lauftemp.
		gesamt	elektrisch	
		%	%	°C
Gas-Motor-BHKW	5 kW -2 MW	80-90	20 - 35	-150
Diesel-BHKW	5 kW -10 MW	80-90	30 - 40	-200
Gasturbinen-HKW	30kW - 300 MW	80-90	20 - 30	-500
Dampfturbinen-HKW	3 - 300 MW	80-90	20 - 35	-300
GuD-HKW	10 - 500 MW	80-90	40 - 50	-300

Tabelle 2: Charakteristische Kennzahlen von WKK-Anlagen

Den zusätzlichen Investition für die Wärmeauskopplung und -transport stehen eingesparte Investitionen für die lokale Wärmeerzeugung und ein jährlicher Minderaufwand für den Brennstoff gegenüber. Der grösste Teil des Zusatzaufwandes bei Wärme-Kraft-Kopplungs-

anlagen gegenüber Kraftwerken ohne Abwärmenutzung stellen die Investitionen für die notwendige Infrastruktur zur Wärmeverteilung dar.

Über WKK-Anlagen ist auch die Verwertung von Biomasse möglich. Dabei bietet sich die Waldholznutzung an (WKK-Anlagen Meiringen) und in letzter Zeit sind sogenannte Energiepflanzen (Chinaschilf) im Gespräch. Bei den heutigen Preisen für fossile Brennstoffe ist die Stromerzeugung aus Biomasse weit von der Wirtschaftlichkeit entfernt. Zudem fehlen in Bezug auf die Energiepflanzen einschlägige Erfahrungen.

Der grosse Vorteil der Wärmekraftkopplung ist die hohe Ausnutzung von bis 90% der durch den Brennstoff eingesetzten Energie. Allerdings ist bei energetischen Bewertungen von Energiekonversionsverfahren höchste Vorsicht geboten. Es stellt sich relativ schnell die Frage, wie effizient muss die Wärmekraftkopplung sein.

Geht man davon aus, dass eine dezentrale Wärmekraftkopplungsanlage einen elektrischen Wirkungsgrad von nur 30% hat und eine gesamte Brennstoffausnutzung von 80% hat, so ist die dezentrale Produktion energetisch „nur“ ähnlich gut wie die zentrale Stromerzeugung in einem modernen Gaskombikraftwerk. Hier kann heute bei einem elektrischen Wirkungsgrad von 55 – 60% aus einer kWh Primärenergie fast die doppelte Menge elektrischer Energie produziert werden. Mit dem Stromüberschuss liesse sich lokal mit Wärmepumpen sogar mehr Heizenergie erzeugen, als durch das WKK-Modul (Abbildung 35).

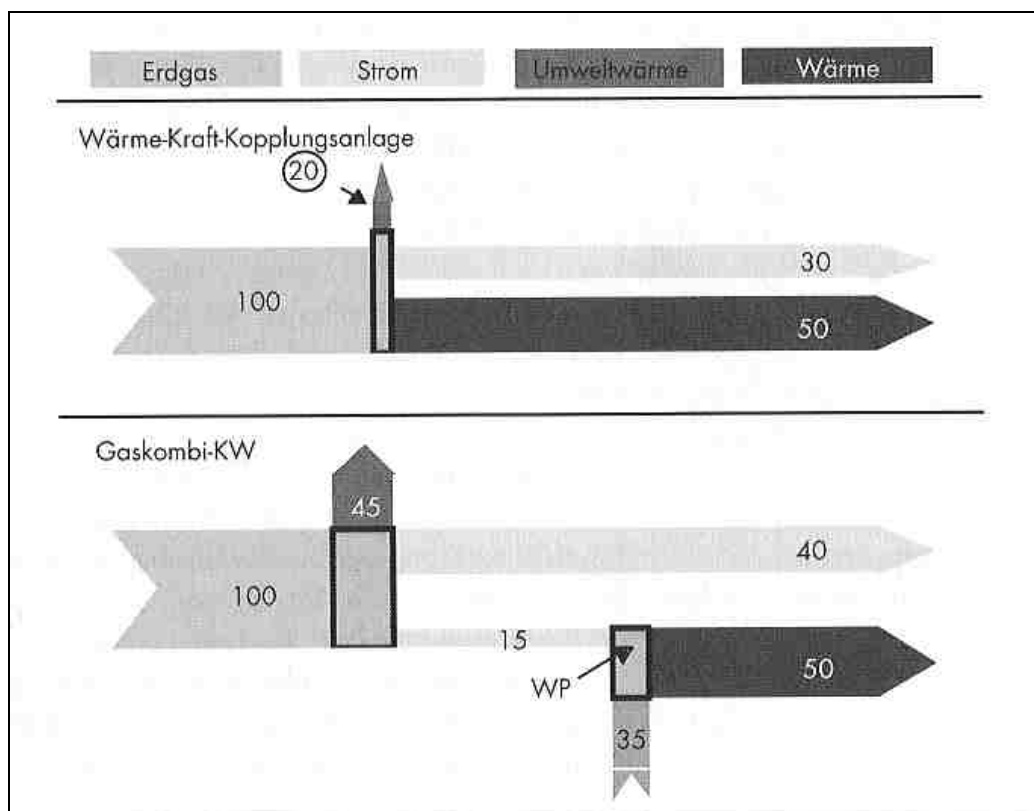


Abbildung 35. Energetischer Vergleich von zentraler Stromproduktion in einem Gaskombi-KW und dezentraler Produktion in einer WKK-Anlage

4.2. MOTOR-BHKW

Dezentralen Anlagen mit Leistungen bis etwa 100 kW werden heute meist mit einer Gasmotor-Generator-Gruppe ausgerüstet.

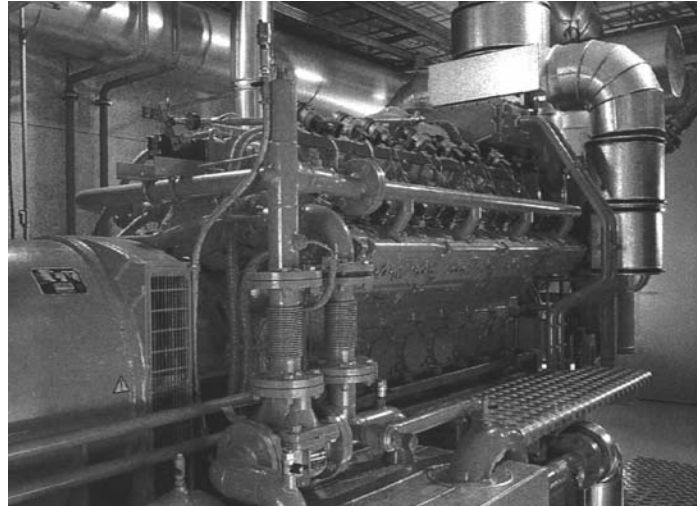


Abbildung 36. Gasmotor-BHKW

Die Abwärme wird bei Motor-BHKW primär über Wärmetauscher im Abgas gewonnen und im Kühlwasserkreislauf ausgekoppelt. Es werden dabei maximale Temperaturen bis 150°C erreicht. Dieses Temperaturniveau reicht aus, um Liegenschaften direkt mit Heizwasser und Warmwasser zu versorgen, aber auch kleinere Nahwärmenetze zu speisen.

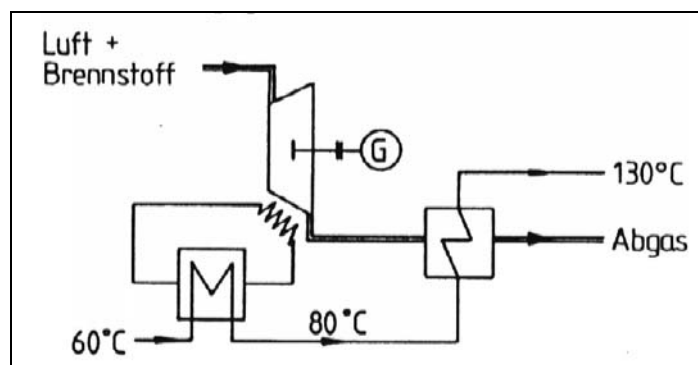


Abbildung 37: Schema eines Gasmotor-BHKW

Bei kleineren Anlagen werden tendenziell Asynchrongeneratoren eingesetzt. Sie weisen einen einfacheren Aufbau auf und kommen ohne externe Erregung des Rotors aus. Allerdings benötigen Asynchronmaschinen zum Betrieb Blindleistung welcher aus dem Netz bezogen werden muss, falls keine lokale Kompensation vorgesehen ist. Synchrongeneratoren können je nach Erregung Blindleistung beliebig (innerhalb der Auslegungsgrenzen der Maschine) aufnehmen oder abgeben. Dadurch sind Synchronmaschinen in der Lage für die Spannungsregelung im Niederspannungsnetz, vor allem bei Inselnetzbetrieb eingesetzt zu werden. Allerdings dürfen Synchronmaschinen nur über entsprechende Synchronisiereinrichtungen parallel geschaltet werden.

In den letzten Jahren wurden drehzahlvariable Gasmotor-BHKW entwickelt. Die Drehzahlvariabilität des Gasmotors ermöglicht eine wirkungsgradoptimale Anpassung an den momentanen thermischen Bedarf, was sich positiv auf den mittleren Jahreswirkungsgrad auswirkt. Die-

sem Vorteil steht der zusätzlicher Aufwand für einen zusätzlichen Wechselrichter gegenüber (Abbildung 38).

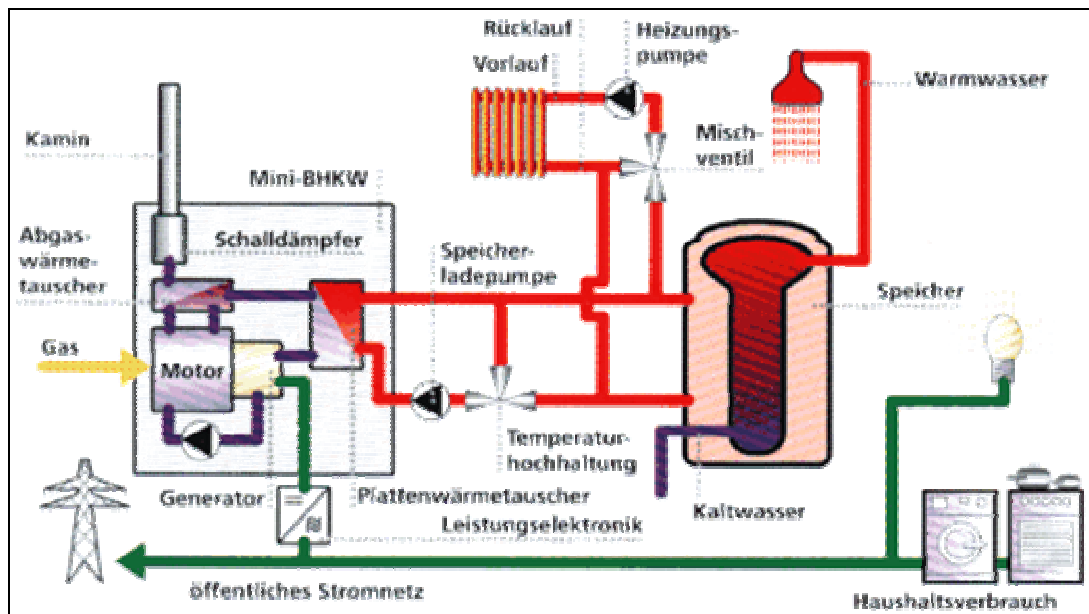


Abbildung 38: Prinzipschaltbild des Ecopower Gasmotor-BHKW mit Permanentmagnet-Generator und Wechselrichter

4.3. GASTURBINEN-BHKW

Für den Leistungsbereich ab 30 kW elektrisch werden BHKW mit so genannten Mikrogasturbinen angeboten. Basis für die Entwicklung der Mikroturbinen war die Turboladertechnologie und die Entwicklungen in der Luftfahrtindustrie. Ähnlich wie bei den Hilfsantrieben in Flugzeugen wird der Strom über einen schnelllaufenden Permanentmagnet-Generator, der ohne Zwischenschaltung eines mechanischen Getriebes gekoppelt ist, erzeugt. Der Permanentmagnet des Generators ist hierbei direkt auf der Antriebswelle der Turbine angeordnet, so daß der Generator mit der gleichen Drehzahl wie die Turbine (z. B. 96.000 U/min) betrieben wird. Der so erzeugte hochfrequente Wechselstrom mit einer Frequenz von 1.600 Hz wird in der Leistungselektronik der Turbine zunächst gleichgerichtet und dann in Wechselstrom mit einer Frequenz von 50 Hz und einer Spannung von 400 V gewandelt. Aufgrund dieses "elektronischen Getriebes" benötigt die Mikrogasturbine auch keine Synchronisationseinrichtung.

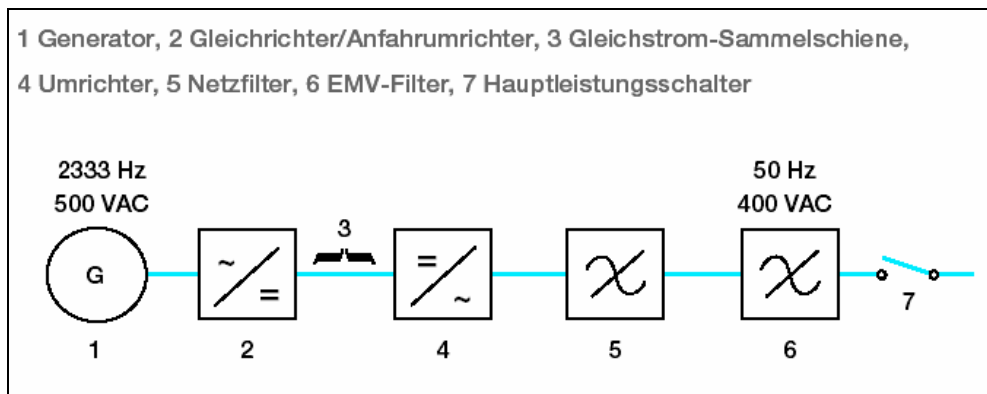


Abbildung 39: Elektrisches System eines Mikrogasturbinenkraftwerks (Quelle ABB)

Dank der Rekuperatortechnik können elektrische Wirkungsgrade von bis zu 30% erreicht werden. Ein Rekuperator nutzt die Wärmeenergie aus den Turbinenabgasen und wärmt damit die Verdichteraustrittsluft auf, bevor diese in die Brennkammer gelangt. Dadurch vermindert sich der benötigte Brennstoffeinsatz und es können höhere elektrische Wirkungsgrade erzielt werden. Trotzdem fallen die Wirkungsgrade von Motorenanlage derselben Größenklasse noch um einige Prozentpunkte höher aus.

Aufgrund der Gasturbinenspezifischen Abwärmecharakteristik, bei der das gesamte Abwärmepotential auf einem hohen Temperaturniveau von rund 275°C anfällt, eignet sich die Mikrogasturbine für kleinere Industriebetriebe mit Prozesswärmebedarf, für Spitäler sowie als Aggregat zur Klimakälteerzeugung mittels Absorptionskältemaschine.

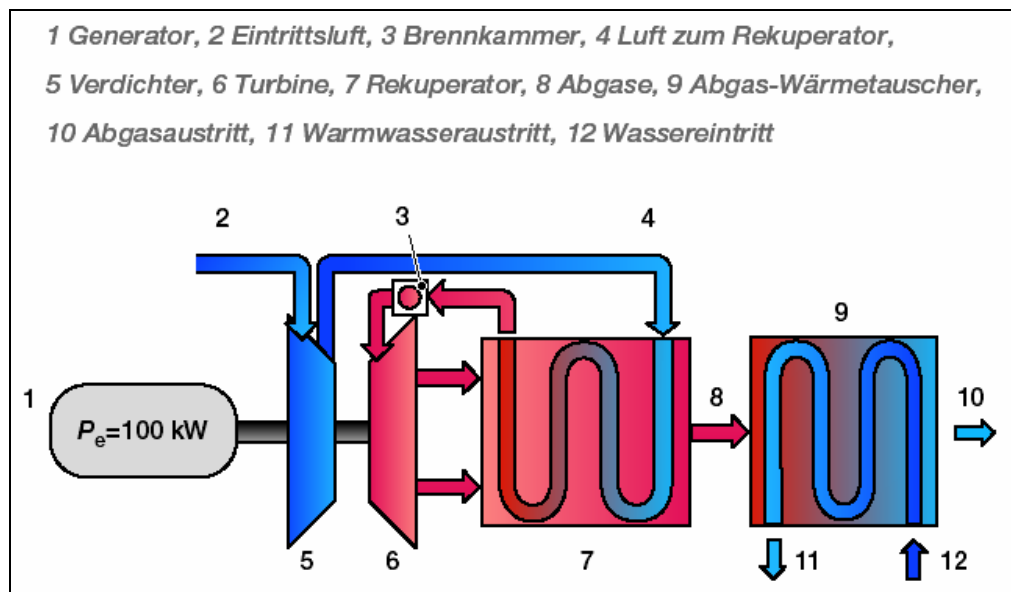


Abbildung 40: Thermisches Schaltbild der Mikrogasturbine (Quelle: ABB)

4.4. CHARAKTERISTIKEN

Man unterscheidet Wärmekraftkopplungsanlagen nach ihrer Einsatzart. Anlagen, welche dem Wärmebedarf der Anwendung nachfahren, nennt man wärmegeführt. Der zeitliche Verlauf der Elektrizitätsproduktion richtet sich folglich nach dem Verlauf des Wärmebedarfes. Mit der Grösse des Wärmespeichers ist eine zunehmende Entkopplung zwischen Wärme- und Stromabgabe möglich. Damit lassen sich die Anlagen zunehmend zur Spitzenlastdeckung einsetzen. Für den Betreiber wird sich der stromgeführte Einsatz in einer besseren Rentabilität auszahlen.

WKK-Anlagen können hohe Leistungsgradienten aufweisen, wobei kurzfristige Schwankungen, wie es PV-Anlagen oder Windkraftwerke aufweisen im Normalbetrieb nicht auftreten. Für Simulationsrechnungen ist eine Bandproduktion einzuplanen, wobei beim Ein- und Abschalten der Aggregate hohe Leistungsgradienten auftreten.

5. BRENNSTOFFZELLENKRAFTWERKE

5.1. FUNKTIONSPRINZIP

Das Prinzip der Brennstoffzelle (FC) beruht auf einer kontrollierten Knallgasreaktion ($2\text{H}_2 + \text{O}_2 \rightarrow 2\text{H}_2\text{O}$), bei welcher eine Energiemenge von 286 kJ/mol freigesetzt wird. Die Reaktionspartner Wasserstoff und Sauerstoff bleiben allerdings in der Brennstoffzelle durch einen Ionenleiter voneinander isoliert, sodass die Elektronenabgabe des Wasserstoffes und die Elektronenaufnahme des Sauerstoffes örtlich getrennt erfolgt. Mit der sich ergebenden Potentialdifferenz lässt sich ein externer Verbraucher mit elektrischer Energie versorgen. Die Menge an elektrischer Energie beträgt 237 kJ/Mol und geht mit der Arbeitstemperatur der Brennstoffzelle zurück. Der theoretische erreichbare elektrische Wirkungsgrad als Verhältnis des Heizwertes zur Gibbschen Energie liegt somit bei 83%. Bei Wärmekraftmaschinen basieren Wirkungsgradangaben auf dem niedrigeren unteren Heizwert (Brennwert) wodurch sich ein theoretischer Wirkungsgrad von max. 94% errechnen lässt. Damit liegt der theoretische Wirkungsgrad von Niedertemperaturbrennstoffzellen deutlich über den Werten, welche sich für Wärme-Kraft-Maschinen theoretisch über den Carnot-Prozess berechnen lassen.

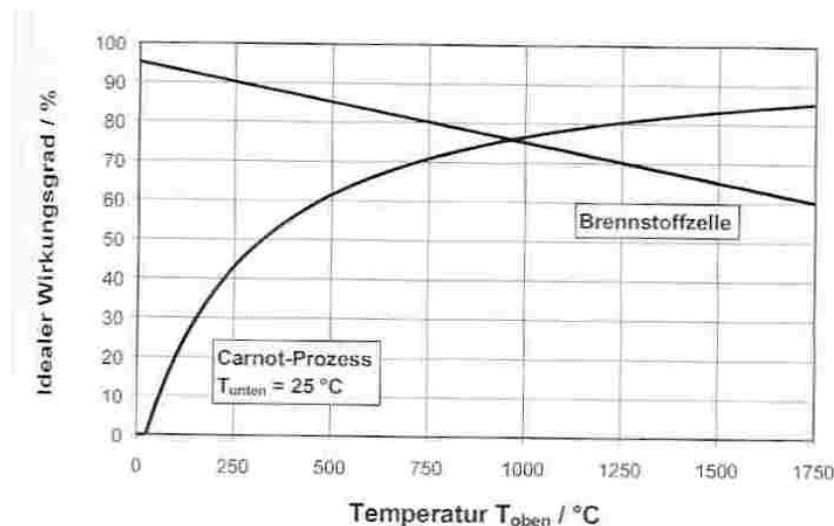


Abbildung 41 Wirkungsgradvergleich (theoretisch)
zwischen Brennstoffzellen und Wärme-Kraftmaschinen

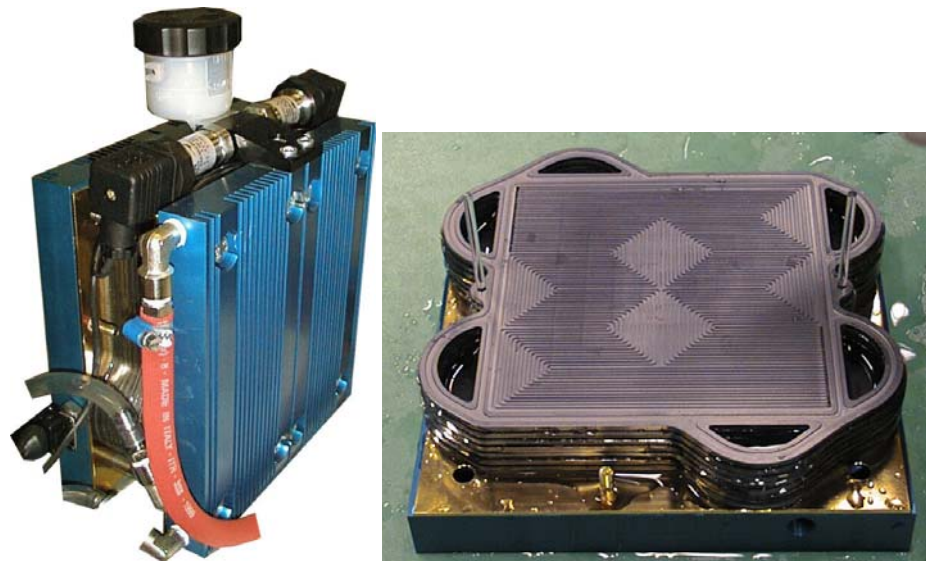


Abbildung 42: PEM-Brennstoffzellenstapel mit 13 Zellen und 400 Wp

Die resultierende Spannung einer Zelle beträgt im Leerlauf 0.9 V und sinkt mit zunehmender Belastung ab (Abbildung 43). Heute werden Stromdichten von bis zu 1 A pro cm² aktiver Zellenfläche. Durch Reihenschaltung der Einzelzellen lässt sich in einem sog. Stack lässt sich die Spannung vervielfachen. Folglich lassen sich über die Anzahl an Zellen und über die Grösse der aktiven Zellenfläche beliebige Stackleistungen erzeugen.

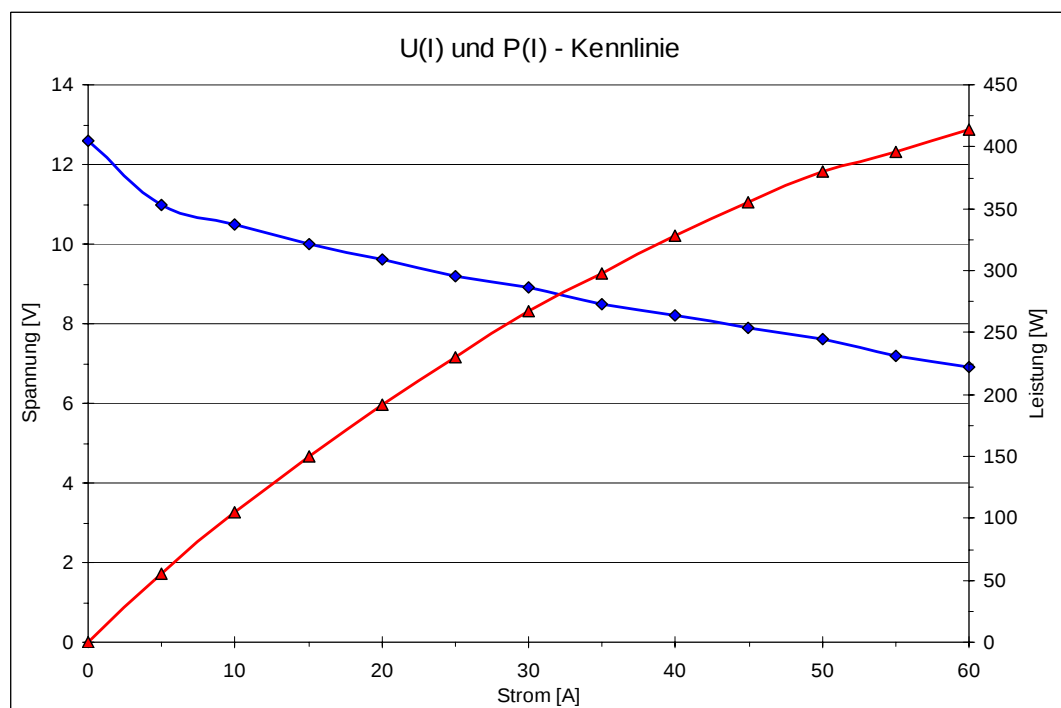


Abbildung 43: Charakteristische Kennlinien eines Brennstoffzellenstapels mit 13 Zellen und einer aktiven Fläche von rund 100cm²

Die Strom/Spannungskennlinie eines Stapels zeigt den Arbeitsbereich die und den Wirkungsgrad des Stapels auf. Die Spannung geht über einen weiten Arbeitsbereich linear zurück. Das Verhältnis der Spannung im Arbeitspunkt zur theoretisch möglichen Spannung von 1.25 V gibt den Wirkungsgrad des Stapels an. Mit zunehmender Belastung geht also der Wirkungs-

grad zurück. Die Leistung bei einer mittleren Zellspannung von 0.6 V wird als Nennleistung eines Stapels angesehen. Einerseits sinkt der Stapelwirkungsgrad auf unter 50% ab, andererseits steigt das Risiko, dass einzelne Zellen aufgrund einer schlechteren Versorgung mit Gasen zu Verbrauchern mutieren und zerstört werden können.

Ein Brennstoffzellensystem besteht aus einer komplexen Anordnung verschiedener Aggregate, die notwendig sind, um einen autarken Betrieb des Systems zu gewährleisten. Zentraler Bestandteil ist der Brennstoffzellenstapel, auf den die verschiedenen Komponenten abgestimmt werden. Typische Komponenten sind Brennstofftank, Luftkompressoren, Ventile, Pumpen, Ventilatoren, Prozessgasreinigungs- und Befeuchtungsaggregate, Regelungs- und Messsysteme sowie Wärmetauscher.

Der Brennstoffzelle wird aus folgenden Gründen der Energiewandler der Zukunft bezeichnet:

- hohe energetische Effizienz
- geringe Beeinträchtigung der Umgebung durch Lärm oder Schadstoffe
- Wartungsfreiheit, geringer Unterhaltsaufwand
- einfacher Aufbau mit beliebiger Skalierbarkeit

Diesen Vorteilen stehen allerdings heute für eine breite Markteinführung die hohen spezifischen Investitionen und die geringe Lebensdauer entgegen.

5.2. BRENNSTOFFZELLENTYPEN

Es gibt verschiedene Brennstoffzellentypen, die sich durch die Art der Elektrolyten, die Betriebstemperaturen und die Prozessmedien von einander unterscheiden. Die verwendeten Elektrolyten bestimmen wiederum den Ladungsträger, der für den Ladungstransport verantwortlich ist.

5.2.1. Die Alkalische-Brennstoffzelle (AFC)

Die alkalische Brennstoffzelle verwendet eine Alkalilauge als Elektrolyt. Sie ist basisch, d.h. das OH⁻-Ion übernimmt den Ladungstransport. Dieser Elektrolyt ist flüssig und wird als prozessbeteiligtes Medium umgepumpt. Alkalische Brennstoffzellen verwenden als Oxidanten reinen Sauerstoff oder gereinigte Luft. Normale Umgebungsluft kann nicht verwendet werden, da das Kohlendioxid der Luft mit dem Elektrolyt zu einem Karbonat reagiert und ausfällt. Dank dem basischen Milieu der Zelle kann auf ein Edelmetall als Katalysator verzichtet werden diese Aufgabe kann hier Nickel übernehmen. Die alkalische Brennstoffzelle wurde in den 60'er Jahren für allem für extraterrestrische Anwendungen entwickelt. In den 90er Jahren wurde die alkalische Brennstoffzelle von der Firma ZeTek Power für terrestrische Anwendungen weiterentwickelt und produziert. 2001 gründete sie in Köln die weltweit erste Fabrik zur industriellen Produktion alkalischer Brennstoffzellenstapel. Sie fertigt Stapleinheiten zu je 5 kW Leistung. Da diese Brennstoffzellentypen nur dann funktionieren, wenn der Oxidant reiner Sauerstoff oder von Kohlendioxid (CO₂) gereinigte Luft ist, erhöht sich der Systemaufwand.

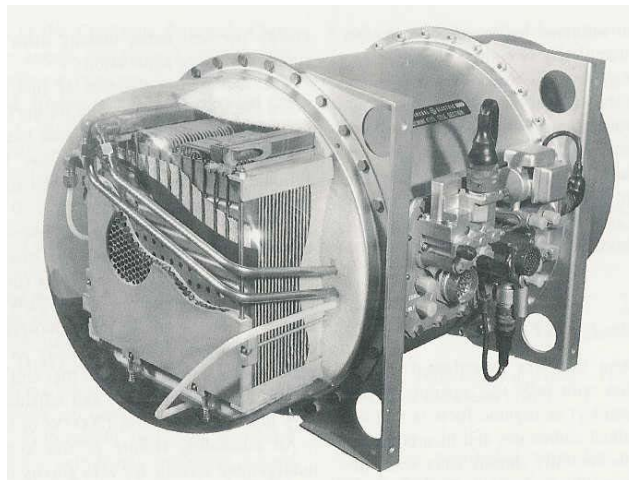


Abbildung 44: Alkalische Brennstoffzelle der Gemini-Kapsel

5.2.2. Die Polymer-Elektrolyt-Brennstoffzelle (PEM)

Die PEM-Brennstoffzelle eignet sich für stationäre und mobile Anwendungen (im Einsatz von Fahrzeugantrieben) und als Batterie-Ersatz. Die PEM-Brennstoffzelle hat gegenüber anderen Brennstoffzellentypen den Vorteil einer hohen Leistungsdichte. Nachteilig ist die für den Einsatz in Heizungssystemen niedrige Betriebstemperatur von ca. 80 °C. Die Entwicklung der PEM-Brennstoffzelle wird massgeblich von der Automobilindustrie mit Aufwendungen von mehreren Milliarden DM vorangetrieben. Praktisch alle grossen Hersteller haben Versuchsfahrzeuge auf Wasserstoff- oder Methanol-Basis vorgestellt.

Die Entwicklungsinvestitionen haben sich seit 1994 deutlich erhöht, nachdem Daimler Chrysler einen Personenwagen-Prototypen mit Brennstoffzellenantrieb vorgestellt hatte. Die führende Firma im Bereich kommerzieller Brennstoffzellenstapel für den mobilen Einsatz ist Ballard Power Systems [www.HyWeb.de], [www.h2cars.de]. Ihr Modell Mark 700 wurde 1995 der Öffentlichkeit vorgestellt. Die Leistungsdichte beträgt ca. 800 W/kg und die spezifische Leistung ca. 1000 W/Liter. Der aktuelle Stapel dieser Firma ist der Mark 900, der auf eine Leistung von 80 kW für Wasserstoffbetrieb ausgelegt ist. Für den stationären Einsatz werden von verschiedenen Herstellern Anlagen auf Erdgasbasis entwickelt. Neben der 200 kW Klasse stehen hier insbesondere Systeme für den Einsatz in Ein- und Mehrfamilienhäusern sowie im Gewerbe im Vordergrund. Gemeinsam mit dem amerikanischen Entwicklungsunternehmen Plug Power Corp. hat die Vaillant GmbH die Entwicklung von Brennstoffzellen für den häuslichen Gebrauch aufgenommen. Während das Plug Power-System für den amerikanischen Markt nur zur Stromerzeugung vorgesehen ist, strebt die Vaillant-Entwicklung für den europäischen Markt ein Gerät zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung an.

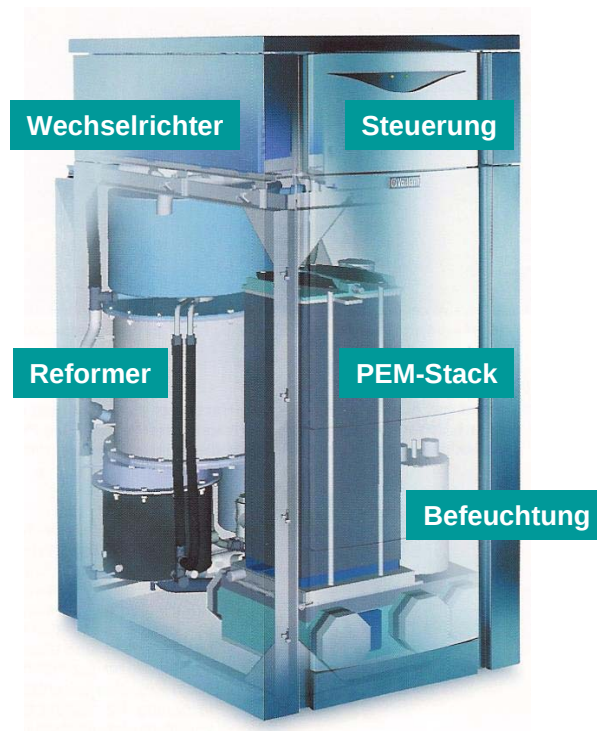


Abbildung 45: PEM-Brennstoffzellengerät der Firma Vaillant

5.2.3. Die Phosphorsäure-Brennstoffzelle (PAFC)

Die Phosphorsäure-Brennstoffzelle (Phosphoric Acid Fuel Cell oder PAFC) ist mit einem flüssigen Elektrolyt ausgestattet. Wegen der Phosphorsäure liegt die Betriebstemperatur der PAFC bei 200 °C. Das Brenngas kann CO verunreinigt sein und stellt somit geringere Ansprüche an die Reinheit der Prozessgase. Das PAFC-System kann, gekoppelt mit einem vorgeschalteten Dampfreformer, auch Erdgas verstromen und eignet sich somit sehr gut als kombiniertes Strom-Wärme-Kraftwerk, zumal die ausgekoppelte Wärme auf diesem hohen Niveau als Prozesswärme genutzt werden kann. Die 200 kW PAFC der amerikanischen Firma ONSI mit einer Betriebstemperatur von ca. 180 °C ist ein technisch ausgereiftes Brennstoffzellensystem und kommerziell nutzbar. Über 100 Anlagen der Typen PC25 A, B und C stehen bisher weltweit in Betrieb. 1992 hat die Firma Ruhrgas AG eine PC25 A erworben und im Entwicklungszentrum Dorsten getestet.

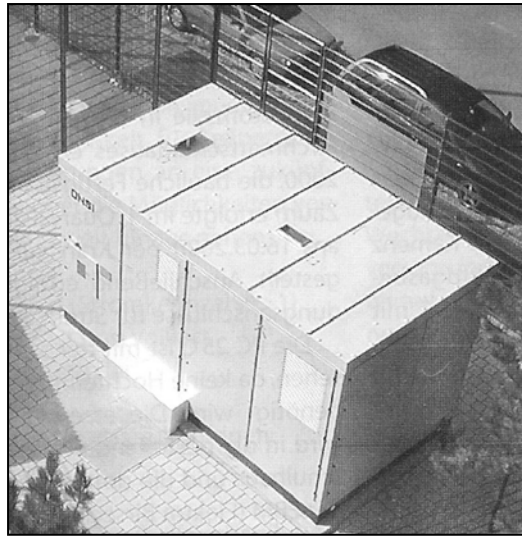


Abbildung 46: 200 KW - PAFC der Firma ONSI

5.2.4. Die Schmelzcarbonat-Brennstoffzelle (MCFC)

Die Schmelzcarbonat-Brennstoffzelle (Molten Carbonate Fuel Cell oder MCFC) ist, wie die Phosphorsäure-Brennstoffzelle, ein elektrochemischer Wandler mit einem flüssigen Elektrolyten. Als Elektrolyt dient ein Karbonat-Salz, das in flüssigem Aggregatzustand zum Ionenleiter wird. Somit muss das Karbonat auf eine Temperatur von über 600 °C gebracht werden, damit die CO_3^{2-} Ionen beweglich werden. Die hohe Betriebstemperatur führt zu einer Einschränkung beim Einsatz in mobilen Systemen. Andererseits können durch die erhöhten Temperaturen günstigere Katalysatoren verwendet werden, die als Brennstoff auch komplexere Kohlenwasserstoffe verwenden können. Aufgrund der hohen Abwärmtemperatur eignen sich diese Brennstoffzellen für nachgeschaltete Prozesse zur weiteren Strom- oder Heissdampfzeugung.

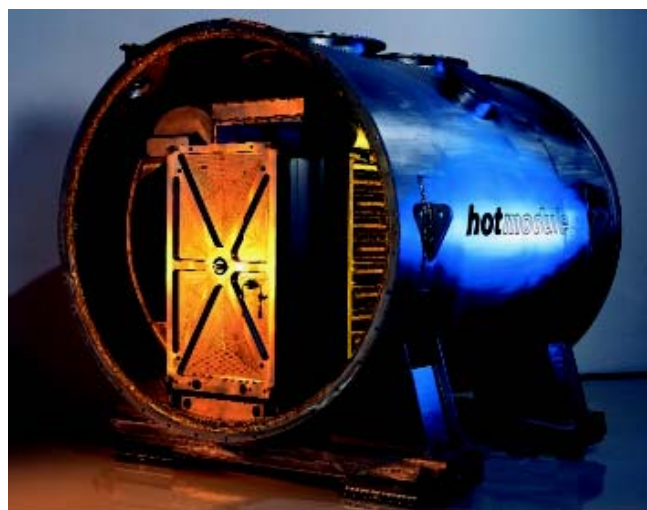


Abbildung 47: 280 kWe-MCFC- Brennstoffzellenaggregat der MTU-Friedrichshafen

Wegen der Arbeitstemperatur von um 650 °C wird die MCFC (Molten Carbonate Fuel Cell) als Hochtemperatur-Brennstoffzelle bezeichnet. Die auf diesem hohen Temperaturniveau an-

fallende Abwärme kann für die Dampferzeugung genutzt werden. Dadurch ergibt sich die Möglichkeit, sie in der industriellen Kraft-Wärme-Kopplung einzusetzen, bei der neben Strom auch hochgradige Wärme benötigt wird. Die Betriebstemperatur der MCFC ist einerseits hoch genug, um Erdgas direkt im Zellenstapel zu reformieren, andererseits aber auch niedrig genug, so dass herkömmliche metallische Werkstoffe verwendet werden können. Die Arbeiten zur Entwicklung der MCFC-Technologie werden gleichermassen in den USA und in Europa durchgeführt.

5.2.5. Festoxid-Brennstoffzelle (SOFC)

Die Festoxid Brennstoffzelle (Solid Oxid Fuel Cell oder SOFC) gehört ebenfalls zu den Hochtemperaturzellen und hat mit etwa 950 °C die höchste Betriebstemperatur. Die Firma Sulzer Hexis entwickelt 1 bis 3 kW Anlagen als Strom und Wärmeerzeuger in der Haustechnik. Mit diesen SOFC-Systemen werden Feldversuche unternommen. Dank der hohen Betriebstemperatur kann der Brennstoff (hier Erdgas) intern reformiert werden, wodurch auch das bestehende Erdgasnetz genutzt werden kann. Zusätzlich ermöglicht die Anlage durch die Nutzung der Abwärme einen Wirkungsgrad von bis zu 80 %.



Abbildung 48: SOFC-Brennstoffzellen-Heizmodul der Firma Sulzer

Auf dem Weg zur Serienreife ist für diese stationären Anlagen die Realisierung einer langen Betriebszeit von 10.000 bis 40.000 Stunden von hoher Bedeutung. Die SOFC besitzt durch ihren festen Elektrolyt den Vorteil, dass fast jede beliebige Bauform für die Zellen eingesetzt werden kann. Die hohe Betriebstemperatur von ca. 950 °C ermöglicht die Kombination mit einem Gasturbinenprozess. Bei einer derartigen Anordnung werden hohe elektrische Wirkungsgrade erwartet. Derzeit stehen bei der SOFC zwei Konzepte im Vordergrund: das Röhrenkonzept von Siemens Westinghouse für die Strom-Wärme-Kopplung im 100 kW und MW-Bereich und das planare Sulzer-Hexis-Konzept für den Einsatz in Brennstoffzellenheizungen für Einfamilienhäuser in einem Leistungsbereich von 1 bis 3 kW.

5.3. EINSATZGEBIETE / AUSSICHTEN

Der WKK-Bereich ist nächster Zukunft der aussichtreichste Markt für FC (Fuel Cell). Es wird erwartet, dass man in wenigen Jahren preislich mit den konventionellen WKK-Anlagen konkurrieren kann. Der tägliche Einsatz entspricht in etwa demjenigen konventioneller BHKW. Durch den guten Wirkungsgrad im Teillastbetrieb wird neben der wärme- und der stromgeführten Fahrweise auch ein Wirkungsgrad-optimierter Betrieb sinnvoll sein. Der Einsatz und damit die Einspeisung wäre damit neu zu definieren.

MCFC und SOFC-Brennstoffzellen eignen sich auch für Grosskraftwerke wozu viele FC modular zusammengestellt würden. Für einen hohen Gesamtwirkungsgrad sind Hochtemperaturzellen mit einem nachgeschalteten Dampfprozess interessant. Allerdings steht der Steigerung der Brennstoffausnutzung gegenüber modernen Gaskombi-KW ein erheblicher Kostensprung gegenüber. RWE interessiert sich jedoch für FC als Möglichkeit zur ökologischeren Braunkohleverstromung. Das Ergebnis einer Machbarkeitsstudie für den Einsatz der Brennstoffzelle für die Kohleverstromung ergab, dass der Wirkungsgrad des Gesamtsystems (Braunkohlevergasung, Entschwefelung, FC, Dampfturbine) bei 55% läge, dies ist hoch im Vergleich zu modernen Braun- oder Steinkohlekraftwerke mit 40-42%, die Stromgestehungskosten des FC-Systems wären dabei allerdings um ca. 35% höher. Da diese Anlagen allerdings im MW-Bereich liegen, werden diese kaum als dezentral bezeichnet werden können.

Aufgrund des guten Wirkungsgrad im Teillastbereich ist ebenfalls vorstellbar, dass BZ-Geräte zur Wirkleistungskompensation im Verteilnetz eingesetzt würden. Damit hätten diese eine ähnliche Funktion wie Speicher für das Lastmanagement. Allerdings sind diesbezüglich keine genauen Entwicklungen bekannt. Im Bereich der Inselnetz sind bereits PV/H₂/BZ -Systeme in Entwicklung. Überschüssiger Sonnenenergie wird in diesem System durch einen Elektrolyseur in Wasserstoff umgesetzt. Der Wasserstoff wird anschliessend eingespeichert um bei Nachfragespitzen wiederum als Energiequelle für eine Brennstoffzelle zu dienen. Allerdings sei hier angemerkt, dass die Energieverluste durch einen Speicherzyklus bei mehr als 50% liegen werden. Ein grossflächiger Einsatz ist somit relativ unwahrscheinlich.

5.4. NETZANBINDUNG

Da die Brennstoffzelle Gleichstrom erzeugt, erfolgt die Netzanbindung über einen Inverter. Bei Anlagen im kleineren Leistungsbereich erfolgt die Netzanbindung einphasig (1 kW_e-SulzerHexis, 4.5 kW_e Vaillant Brennstoffzellen-Heizgerät). Bei einer höheren Leistung erfolgt die Netzanbindung 3-phasig (ONSI PC-25, 200 kW_e). Aufbau, Funktionsweise und Netzbeeinflussung der Wechselrichter entsprechen denjenigen bei Photovoltaikanlagen gleicher Leistung.

QUELLENVERZEICHNIS

BÜCHER / ZEITSCHRIFTEN

- Photovoltaik, Heinrich Häberlin, AT Verlag 1991
- Sputnik convert 4000, Technische Dokumentation Sputnik Engineering AG
- Jens Büchner, Zur Frage der Auswirkungen regenerativer Energiequellen auf das dynamische Verhalten von elektrischen Inselsystemen ABE 1992
- abb technik 3/2000
- Kleinstwasserkraftwerke PACER 1993
- Générateur et installations électriques, PACER 1995
- Turbines hydrauliques PACER 1995

INTERNETSEITEN

- www.ecopower.de
- www.mtu-friedrichshafen.de
- www.hexis.com
- www.vaillant.de
- www.onsicorp.com