



## 1.2 Die Asynchronmaschine als Generator

Man kennt die Asynchronmaschine seit mehr als 100 Jahren. Man weiß, dass die Maschine ohne besonderes Zutun elektrische Energie in das Netz abgeben kann, wenn sie über ihre Leerlaufdrehzahl hinaus mechanisch angetrieben wird. Außerdem ist bekannt, was bei der elektrischen Auslegung zu beachten ist, um auch im generatorischen Betrieb optimale Werte zu erzielen.

Trotzdem ist aber erst in letzter Zeit ein starker Zuwachs beim Einsatz von Asynchronmaschinen als Generatoren festzustellen. Das hängt von verschiedenen Faktoren ab, z.B.:

- Das Energieeinspeisegesetz ( EEG ) erlaubt es jedem, elektrische Energie ins Drehstromnetz einzuspeisen. Die EVUs sind auch bei Kleinanlagen zur Abnahme der Leistung zu einem verbindlichen Preis verpflichtet.
- Unsere Drehstromnetze sind mittlerweile so vernetzt, dass selbst in entlegenen Gebieten Einspeisemöglichkeit besteht.
- Die Netze sind so leistungsstark, dass selbst für größere Asynchrongeneratoren die notwendige Blindleistung ( vgl.2.4.) zur Verfügung steht und die Netz-Aufschaltung ( vgl. 4 ) zumeist auch ohne besondere Vorkehrungen möglich ist.
- Die Zuverlässigkeit und einfache Regelung des Asynchrongenerators kommt dem Trend zum „ Wärterlosen, vollautomatischen Kleinkraftwerk“ sehr entgegen. Zu dieser Kategorie zählt man heute Anlagen zwischen einigen KW und 1500 KW.
- Der „ Alternativen Energie“ kommt steigende Bedeutung zu. Asynchrongeneratoren werden beispielsweise auch in Windkraftwerken erfolgreich eingesetzt.
- Wenn die Maschine richtig ausgelegt ist, man z.B. den Mehrpreis für einen Kupferkäfig im Rotor akzeptiert, ist der Wirkungsgrad sehr hoch, auch im Teillastbetrieb ( vgl. 5.1 ).
- Es gibt außer den Lagern praktisch keine Verschleiß- und Wartungs-Teile.
- Ohne großen Aufwand sind auch Sonderwünsche erfüllbar: Z. B. Drehzahlstufung durch die klassische Polumschaltung, optimale Energieausbeute im gesamten Leistungsbereich ( vgl. 5.3 ).
- Der Stand heutiger Umrichtertechnik bietet sogar die Möglichkeit stufenlos variabler Drehzahl.
- Durch die Nähe zum „genormten Industriemotor“ sind alle dort üblichen konstruktiven Sonderwünsche (etwa eine Auswahl aus den Bauformen, Schutzarten und Kühlsystemen der IEC- Reihe) kein Problem und in der Grundausprägung bei allen führenden Herstellern vorhanden.

## 2 MOTOR – UND GENERATORBETRIEB DER ASYNCHRONMASCHINE

### 2.1 Die „ nicht eigentlichen“ Asynchrongeneratoren

Wie bereits erwähnt, arbeitet die Asynchronmaschine als Generator und speist elektrische Energie ins Netz, wenn sie über die Leerlaufdrehzahl hinaus angetrieben wird. Ein stetiger Wechsel zwischen Motor- und Generatorbetrieb vollzieht sich z. B. bei jeder Polumschaltung eines Asynchronmotors von der hohen auf die niedrige Drehzahl.

[ Bild 2.1 ]

Die kinetische Energie des Antriebsstranges sorgt in diesem Fall für den Energieeintrag an der Welle. Die Maschine entwickelt unmittelbar nach der Umschaltung auf die niedrige Drehzahl ein generatorisches (Brems)Moment, welches erst bei Erreichen der niedertourigen Synchrodrehzahl abklingt. Die entsprechende Bremsleistung wird dem speisenden Netz als elektrische Energie zugeführt, solange sie größer ist als die Summe der inneren Maschinenverluste. Dieses elektrische Bremsen verursacht keinerlei Verschleiß und entlastet dadurch eventuell noch vorhandene mechanische Bremsen. Bei häufigem Bremsen oder bei großen Schwungmassen muss man aber bei der Projektierung die in der Maschine entstehende Verlustwärme berücksichtigen.

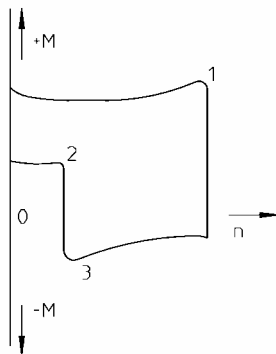


Bild 2.1: typische Drehmomentkennlinien eines polumschaltbaren Asynchronmotors

1: hohtouriger Motorbetrieb, 2: niedertouriger Motorbetrieb, 3: generatorisches Bremsen mittels der niedertourigen Wicklung nach der Umschaltung von der hohen auf die niedrige Drehzahl.

## 2.2 Die „eentlichen“ Asynchrongeneratoren

Das sind jene Asynchronmaschinen welche ständig oder im überwiegenden Teil ihrer Betriebsdauer im generatorischen Bereich betrieben werden. Es lohnt sich, dies bereits bei der elektrischen Auslegung zu berücksichtigen und die Maschine auf optimale Werte im generatorischen Betrieb zu trimmen.

So ist z. B. der Leistungsfaktor des Asynchrongenerators ( im Gegensatz zur Synchronmaschine ) lastabhängig und zwar umso stärker, je kleiner das Kippmoment ist.

Bild 2.2.1 zeigt den grundsätzlichen Verlauf des Drehmomentes einer Asynchronmaschine, Bild 2.2.2 zeigt das Leistungsflussdiagramm für Motorbetrieb, Bild 2.2.3 zeigt den Leistungsfluss bei Generatorbetrieb

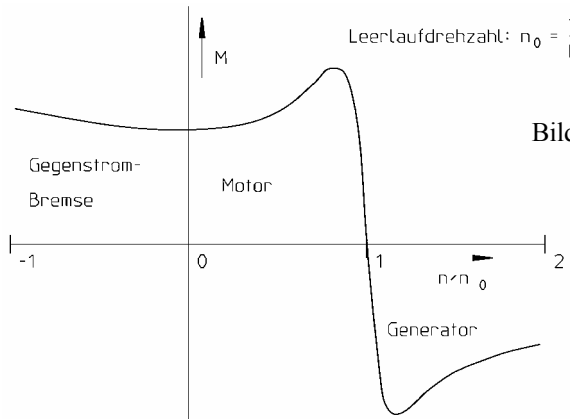


Bild 2.2.1: Typische M-n-Kennlinie der Asynchronmaschine

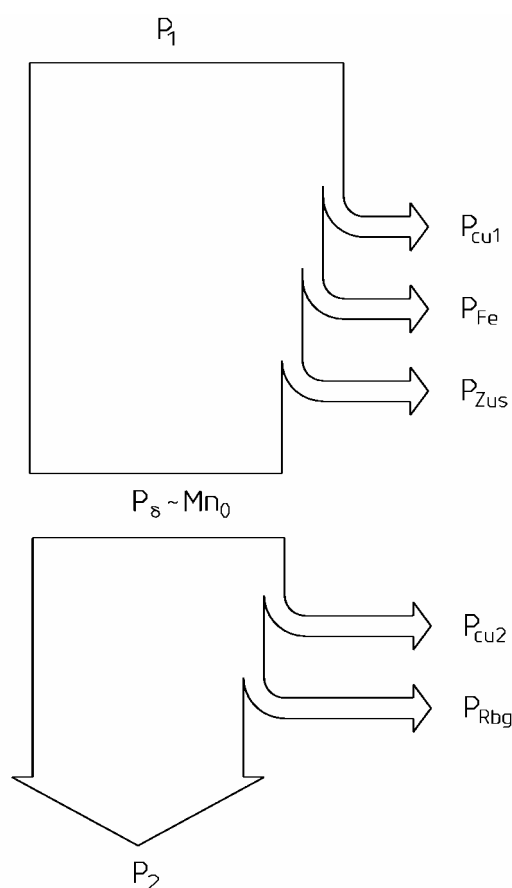


Bild 2.2.2: Leistungsfluss bei Motorbetrieb

P1: Elektrisch zugeführte (Klemmen)Leistung  
P2: Mechanische (Wellen)Leistung

$P_{cu1}$ : Stator-Kupferverluste,  $P_{Fe}$ : Eisenverluste,  $P_{Zus}$ : Zusatzverluste,  $P_{cu2}$ : Läufer-Kupferverluste,  $P_{Rbg}$ : Reibungsverluste

( Dieter Seifert, Drehzahlverstellung von Asynchronmaschinen )

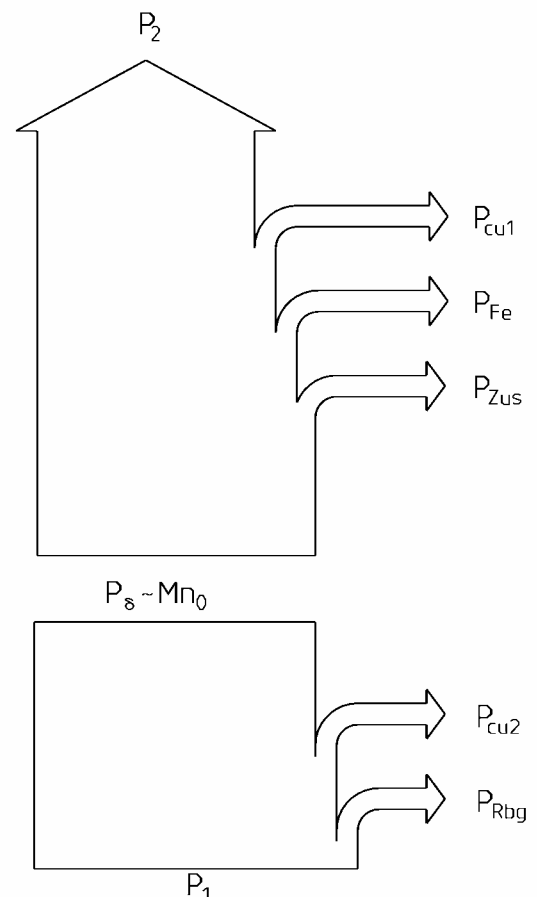


Bild 2.2.3: Leistungsfluss bei Generatorbetrieb

P1: Mechanisch zugeführte (Wellen)Leistung  
P2: Elektrische (Klemmen)Leistung

### 2.3 Die Asynchronmaschine im Generatorbetrieb

Wie eingangs erwähnt, liegt einer der vielen Vorzüge der ASM darin, dass sie ohne zusätzliche Einrichtungen, etwa Erregermaschine oder Spannungsregler, auch als Generator verwendbar ist, wenn sie auf ein bestehendes, taktgebendes Drehstromnetz arbeiten kann. Sobald man der Maschine an der Welle kein Drehmoment mehr abnimmt („Motor“) sondern ohne Drehrichtungsänderung zuführt, entsteht ein elektrischer Wirkleistungsfluss in das Netz, sofern die zugeführte mechanische Leistung größer ist als die im Leistungsflussdiagramm [ Bild 2.2.3 ] dargestellten Maschinenverluste. Die Drehzahl wird übersynchron, der Schlupf liegt nach den Ausgleichsvorgängen in einer ähnlichen Größenordnung wie beim Motorbetrieb mit gleicher Leistung, lediglich mit negativem Vorzeichen:

$$s = (n_{\text{syn}} - n) / n_{\text{syn}} \quad \left( \begin{array}{l} \text{Motorbetrieb:} \quad n < n_{\text{syn}}, s > 0 \\ \text{Generatorbetrieb:} \quad n > n_{\text{syn}}, s < 0 \end{array} \right)$$

$$n_{\text{syn}} = 120 f / 2 p$$

$s$  = Schlupf,  $n_{\text{syn}}$  = Synchrondrehzahl der Maschine (1/min),  $n$  = Nenndrehzahl (1/min)  
 $f$  = Frequenz (Hz),  $2 p$  = Polzahl

### 2.4 Der Blindleistungsbedarf der Asynchronmaschine

Zum Aufbau des Magnetfeldes benötigt die Asynchronmaschine „Blindleistung“. Bekanntlich ist die Blindleistung eine Pendelenergie die zur direkten Energieumsetzung keinen Beitrag leistet. Vielmehr ruft der ihr zugeordnete Strom, der Blindstrom, Verluste in der Zuleitung und in der Maschine hervor. Je größer der anteilige Blindstrom am Gesamtstrom ist, desto kleiner ist der Leistungsfaktor „ $\cos\phi$ “.

Wie bereits unter 2.2 erwähnt, kann durch geeignete Maschinenauslegung der Leistungsfaktor optimiert werden. Nachdem die Asynchronmaschine nicht wie die Synchronmaschine „erregt“ wird, entnimmt sie also die Blindleistung dem Netz. Dies gilt sowohl im motorischen als auch im generatorischen Betrieb.

Der Generatorbetrieb der Asynchronmaschine ist daher ohne bestehendes („taktgebendes“) Drehstromnetz NORMALERWEISE NICHT möglich. Es bedürfte in diesem Fall regelbarer Blindleistungsquellen, beispielsweise einer Kondensatorbatterie, welche die Blindleistung für Generator und Last im jeweiligen Betriebspunkt zur Verfügung stellt.

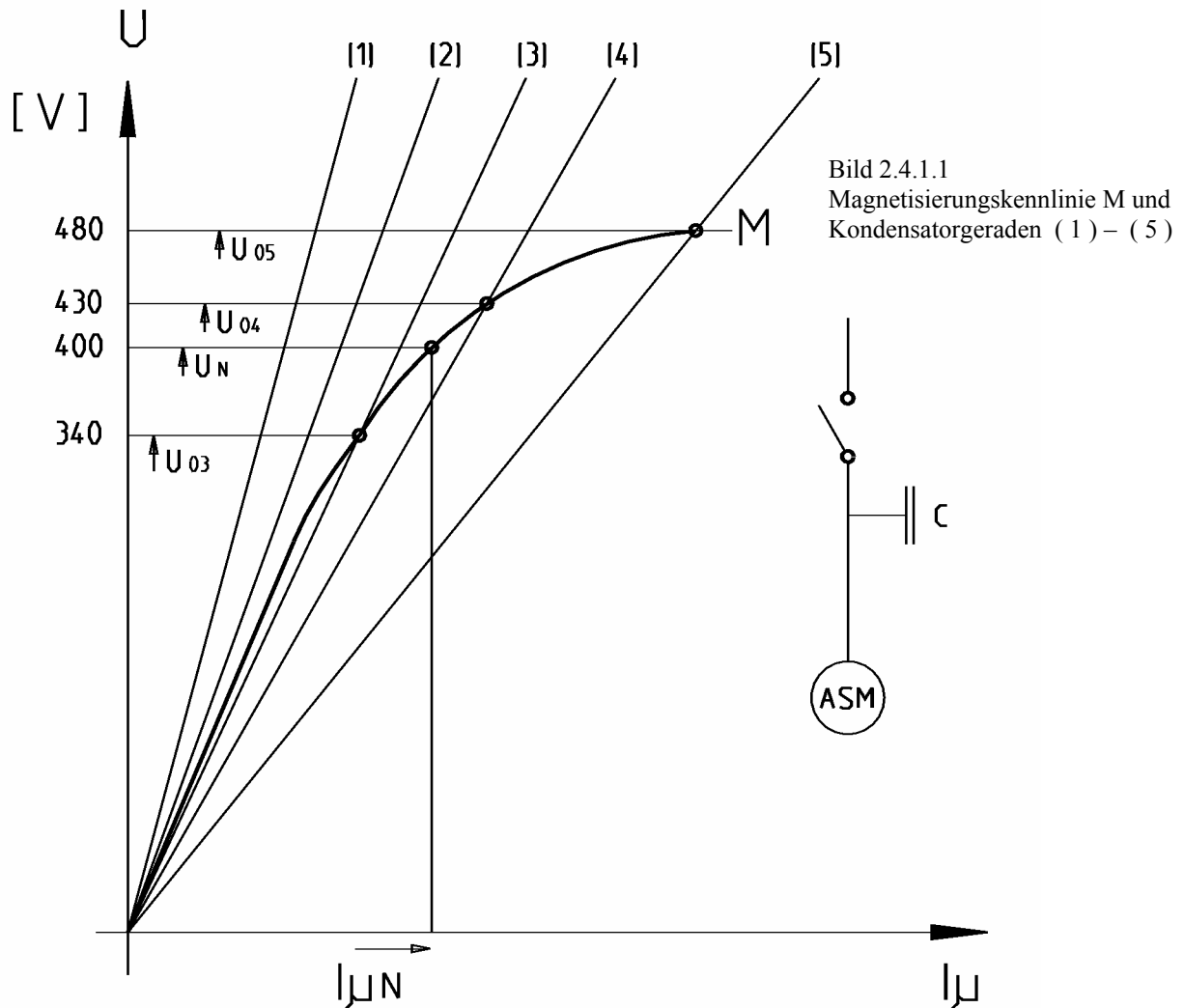
Der Einsatz einer Asynchronmaschine z. B. als NOTSTROMAGGREGAT („Inselbetrieb“) ist somit NICHT OHNE WEITERES möglich, vgl. auch 2.4.1.

### 2.4.1 Blindleistungskompensation und Selbsterregung

Einer der wenigen Nachteile des Asynchrongenerators ist also, dass die benötigte Blindleistung aus dem Netz entnommen werden muss.

Daher ist auch ein „Phasenschieben“ wie bei der Synchronmaschine nicht möglich. Allerdings kann ein Teil der benötigten Blindleistung in Abstimmung mit dem Elektrischen Versorgungsunternehmen (EVU) kompensiert werden.

Dies geschieht durch Kondensatoren, welche dem Motor oder dem Generator parallel geschaltet sind. Dabei ist zu beachten, dass unter Umständen die Selbsterregungsgrenze überschritten wird: Das heißt, der Generator erzeugt auch bei abgeschaltetem Netz eine Spannung, er läuft quasi im „Inselbetrieb.“ Dieser Selbsterregungsvorgang wird in Bild 2.4.1.1 erklärt.



Die Magnetisierungskennlinie M erhält man durch die graphische Darstellung  $U = f(I_\mu)$

Bei  $U = U_N$  wird der Magnetisierungsstrom  $I_{\mu N}$  zur Deckung des Magnetisierungsbedarfes fließen.

Die Geraden (1)–(5) stellen die sogenannten Kondensatorgeraden der Kompensationskondensatoren für verschiedene Kondensatorgrößen (Kapazitäten) dar:

$$X_c = 1 / (\omega \times C) = 1 / (6.28 \times f \times C)$$

$$I_c = U / X_c = U \times 6.28 \times f \times C$$

$$I_c [A] = \text{Kondensatorstrom} \quad U [V] = (\text{Klemmen})\text{-Spannung} \quad f [Hz] = \text{Frequenz}$$

$$C [\text{Farad}] = \text{Kapazität der Kondensatorbatterie}$$

Selbsterregung tritt auf, wenn die Kondensatorgerade die Magnetisierungskennlinie schneidet. Das ist bei den Kondensatorgeraden ( 1 ) und ( 2 ) nicht der Fall, wohl aber bei ( 3 ), ( 4 ) und ( 5 ).

An den Klemmen der vom starren Netz getrennten, unbelasteten Asynchronmaschine sind die Spannungen  $U_{03}$  oder  $U_{04}$  oder  $U_{05}$  zu messen, solange die Kondensatoren ( 3 ), ( 4 ), ( 5 ) parallel zu ihr geschaltet sind und die Drehzahl ( Frequenz ) als konstant vorausgesetzt wird.

Ohne Drehstromnetz steigt mit größer werdender Drehzahl auch die Frequenz an den Generatorklemmen der unbelasteten Maschine an.

Bei steigender Frequenz sinkt aber der Magnetisierungsbedarf der Asynchronmaschine und dadurch auch der Magnetisierungsstrom, weil die Maschine quasi im Feldschwäcbereich betrieben wird. Die Magnetisierungskennlinie  $M$  in Bild 2.4.1.1 neigt sich also nach links, sie wird *steiler*.

Andererseits neigen sich die Kondensatorgeraden aber nach rechts, werden *flacher*, weil nach der obigen Formel der Kondensatorblindwiderstand  $X_c$  kleiner wird und der Kondensatorstrom  $I_c$  dadurch größer.

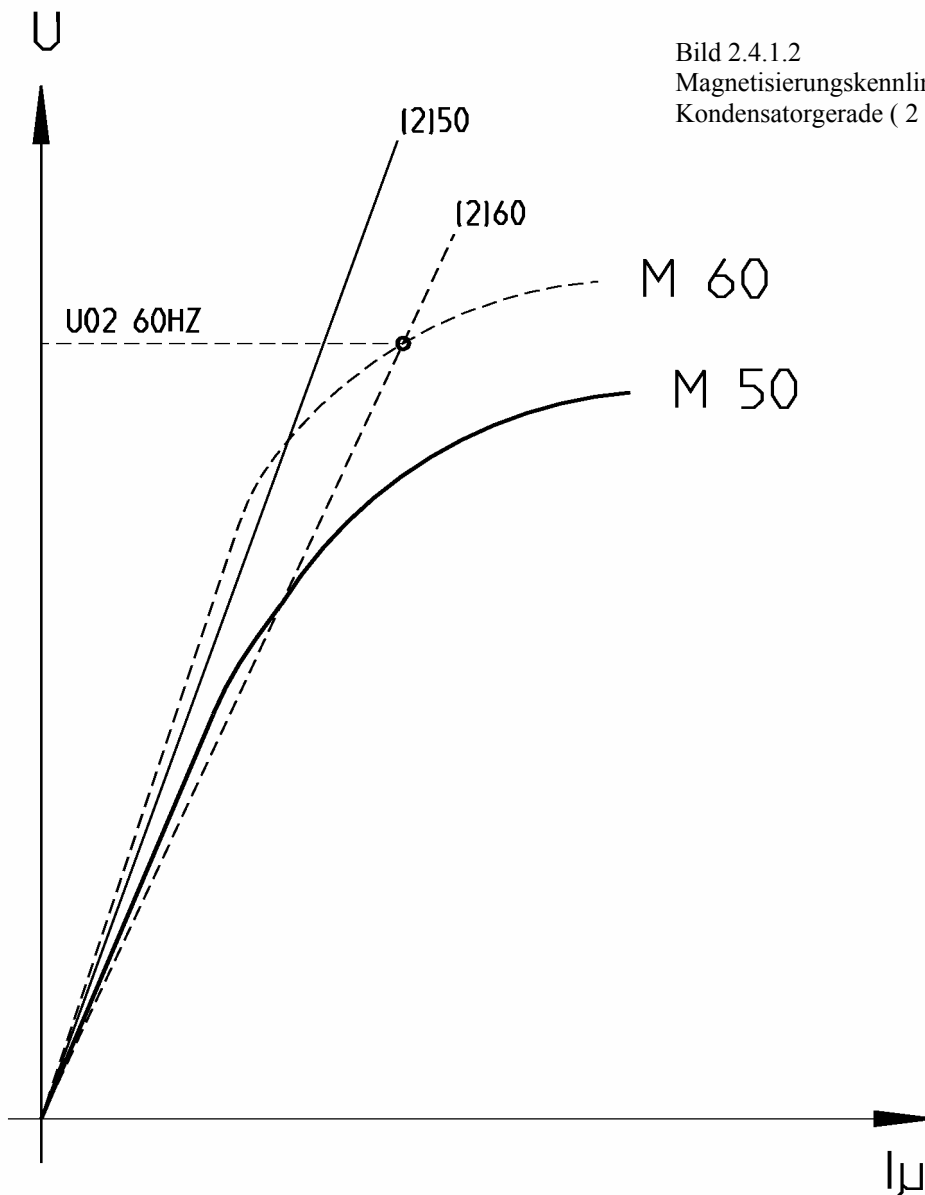


Bild 2.4.1.2  
Magnetisierungskennlinien  $M$  für 50 und 60 Hz  
Kondensatorgerade ( 2 ) für 50 und 60 Hz

Es ist also möglich dass:

- bei ansteigender Leerlaufdrehzahl Selbsterregung eintritt, selbst wenn der Kompensationskondensator so bemessen ist, dass bei Nennbetrieb die Selbsterregungsgrenze unterschritten bleibt.

Um eventuellen Schäden vorzubeugen, werden kompensierte Anlagen mit zusätzlichen Schutzeinrichtungen versehen:

- z.B.: Frequenzüberwachung ( heute  $\pm 1$  Hz möglich )
- Spannungswächter
- Phasenfehlwinkel
- Verriegelung des Leistungsschalters mit der Kompensationsanlage
- Automatische Kompensationsanlage

In der Praxis hat sich ein Kompensationsgrad von etwa 0.9-facher Leerlaufblindleistung des Generators ( Anfrage beim Hersteller ) bzw. eine Kompensation auf  $\cos \varphi \leq 0,96$  bei Bemessungsbetrieb bewährt. JEDENFALLS ist Rücksprache mit dem zuständigen EVU zu halten!

Die Berechnung der benötigten Kompensationsleistung Q kann nach folgender Formel durchgeführt werden:

$$Q [ \text{kVar} ] = P_{\text{GEN}} [ \text{kW} ] \times ( \tan \varphi_{\text{ist}} - \tan \varphi_{\text{soll}} )$$

z. B.: Generatorleistung = 30 kW,  $\cos \varphi_{\text{ist}} = 0,84$ ,  $\cos \varphi_{\text{soll}} = 0,96$ ,  $U = 400 \text{ V}$ ,  $f = 50 \text{ Hz}$

$$\cos \varphi_{\text{ist}} = 0,84 \Rightarrow \varphi = 32,8^\circ \Rightarrow \tan \varphi_{\text{ist}} = 0,646$$

$$\cos \varphi_{\text{soll}} = 0,96 \Rightarrow \varphi = 16,3^\circ \Rightarrow \tan \varphi_{\text{soll}} = 0,292$$

$$Q = 30 \cdot ( 0,646 - 0,292 ) = 10,6 \text{ kVar}$$

Gewählt wird eine Kompensationseinrichtung von 12 kVar, bestehend aus 3 Einzelkondensatoren, a' 4000 VAr ( 3-Phasennetz !)

Die Errechnung der Kondensatorkapazität und die Überlegung zur Verschaltung der Kompensationskondensatoren in Stern oder Dreieck erübrigt sich zumeist, weil in der Praxis die Kompensationseinrichtung als fertiger Zukaufteil angeboten wird und lediglich Generatorspannung und Kompensationsleistung anzugeben ist.

### 3 NETZAUSFALL, REMANENZ UND DURCHGANGSDREHZAHL

Gemäß den vorstehenden Absätzen benötigt der Asynchrongenerator in der Regel das taktgebende Netz. Netzfrequenz und Polzahl bestimmen die Synchrodrehzahl des Generators (vgl. 2.3).

Fällt das Netz aus oder wird die Zuleitung unterbrochen, so bricht die Klemmenspannung zusammen ( vom Sonderfall der falsch kompensierten oder falsch installierten Anlage abgesehen ).

Lediglich eine Remanenzspannung von einigen % der Netzspannung ist messbar.

Die Asynchronmaschine gibt keine Leistung mehr ab, sie nimmt nur mehr die Reibungsverluste auf. Antriebsmaschine (Turbine, Verbrennungsmotor, Windrad, ...) und Generator streben die DURCHGANGSDREHZAHL an. Diese ist von der Antriebsmaschine, von der Regeleinrichtung sowie vom Gesamt-Trägheitsmoment abhängig.

Üblicherweise liegen die zulässigen Maximaldrehzahlen von Asynchronmaschinen in folgender Größenordnung:

| Polzahl | Achshöhe [mm] | Schutzart IP | n max. [1/min] |
|---------|---------------|--------------|----------------|
| 2,4,6,8 | $\leq 280$    | 23 oder 54   | 6000           |
| 2,4,6,8 | 315-355       | 23 oder 54   | 4500           |

Die verbindlichen Werte sind beim Hersteller zu erfragen.

Jedenfalls ist die Asynchronmaschine durch den Käfigläufer auch bezüglich der Durchgangsfestigkeit unproblematisch.

In den meisten Anlagen mit Asynchronmaschinen wird der Maschinensatz mittels der Regeleinrichtung von der Durchgangsdrehzahl auf annähernd Nenndrehzahl zurückgeregelt und im Leerlauf bis zur Wiederkehr der Netzspannung gehalten.

#### 4 NETZAUFSCHALTUNG VON ASYNCHRONGENERATOREN

Wie man aus dem Absatz 2.1 herauslesen kann, bedürfte es für die Asynchronmaschine selbst keiner besonderen Vorkehrungen zur Netzaufschaltung: Sie kann theoretisch überall zwischen Stillstand und „irgendeiner“ Drehzahl auf das Netz aufgeschaltet werden. Die Asynchronmaschine zieht bei richtiger Dimensionierung den gesamten Maschinensatz automatisch in „Tritt“.

Beispielsweise könnte eine Zuschaltung im Stillstand, bei unbeaufschlagter Turbine wie folgt vor sich gehen:

##### 4.1 Zuschalten der Asynchronmaschine auf das Netz

Asynchronmaschine läuft an und beschleunigt die Turbine im Motorbetrieb bis nahe der Leerlaufdrehzahl.

Die Turbine wird beaufschlagt, dadurch steigt die Drehzahl über die Leerlaufdrehzahl an. Der Energiefluss dreht sich um und die Maschine liefert elektrische Leistung in das Netz.

Bei Erreichen des Nennmomentes stellen sich schließlich die Bemessungsdaten ein.

Weil richtig dimensionierte Maschinen über entsprechendes Kippmoment verfügen, kann die Turbine auch bei Überlast ( z.B. erhöhtes Wasserangebot ), die Asynchronmaschine nicht zum Kippen bringen:

Sie wirkt gleichsam wie eine Feder, welche in einem sehr weiten Bereich und ohne jegliche Regelung die ihr vorgegebenen ( mechanischen ) Wellenleistungen in elektrische Leistung umwandelt.

Wenn man die bei obiger einfacher Zuschaltung auftretenden Drehmomentstöße aus Rücksicht auf Kupplungen, Getriebe etc. nicht zulassen kann, gibt es verschiedene Möglichkeiten zur sanfteren Netzaufschaltung:

##### 4.2 Die Zuschaltung im Synchronlauf

Hält der Turbinenregler den leerlaufenden Maschinensatz auf Synchrondrehzahl des Asynchrongenerators, so sind Einschaltstrom und Stossmoment kleiner als bei nicht drehzahlsynchroner Zuschaltung.

Im Gegensatz zur Synchronmaschine braucht man auf die Phasenlage keine Rücksicht zu nehmen.

##### 4.3 Die Zuschaltung über elektrische Sanftanlasser oder über Anlasstrafo

Beide Geräte funktionieren nach dem Prinzip der langsamen Spannungserhöhung in der Generatorwicklung.

Der Sanftanlasser regelt gemäß einer einstellbaren „Rampe“ den Anstieg der Klemmenspannung und erlaubt dadurch ein stufenloses „Intrittziehen“ des bereits laufenden Maschinensatzes oder den motorischen Sanftanlauf desselben.

##### 4.4 Die Zuschaltung über Vorschaltwiderstände

Die in Serie zur Statorwicklung liegenden Widerstände werden ( z.B. ) stufenweise verkleinert. Auch so können Stoßmomente und Einschaltstromstöße weitgehend vermieden werden.

##### 4.5 Stern-Dreieck-Schaltung

Es ist bekannt, dass der Stern-Dreieck-Anlauf sowohl den Einschaltstrom als auch das Anlaufdrehmoment auf ca. 1/3 gegenüber der direkten Einschaltung reduziert. Es muss aber immer darauf hingewiesen werden, dass bei der Umschaltung auf die Dreieckstufe ein kurzzeitig auftretendes Stoßmoment möglich ist, welches je nach Maschine und Schaltaugenblick mindestens so groß sein kann wie das bei der direkten Einschaltung.

##### 4.6 Verwendung eines Frequenzumrichters

Diese Lösung wählt man wegen des Preises für den Umrichter nur, wenn die Eingangsdrehzahl bei konstanter Netzfrequenz variabel sein muss. Oder wenn sie z. B. so klein ist, dass ein niederpoliger Generator, welcher über einen Frequenzumrichter auf das Netz arbeitet die bessere Lösung ist als ein hochpoliger Generator.

Der Vorteil der stoßfreien Zuschaltung ergibt sich bei Umrichteranwendung automatisch.

##### 4.7 Eine für die jeweilige Anlage sinnvolle Kombination aus 4.1 bis 4.6

## 5 WIRKUNGSGRAD UND TEILLASTVERHALTEN

### 5.1 Auslegungskriterien

Der Wirkungsgrad ist besonders bei all jenen Maschinen von Bedeutung, die mit hoher Einschaltdauer betrieben werden. Zusätzlich guter Teillastwirkungsgrad ist bei Maschinen welche über lange Zeit im Teillastbereich betrieben werden, wichtig.

Wenige Maschinen vereinigen echten „Dauerbetrieb“ und „schwankende Wellenleistung“ so treffend auf sich wie Wasserkraftgeneratoren.

Wie noch gezeigt wird, machen sich hier eine Sonderauslegung der Maschine und die Inkaufnahme eines höheren Anschaffungspreises bald bezahlt.

In Absatz 2 wurde erwähnt, dass ( fast ) alle Asynchronmaschinen von Haus aus generortauglich sind. Daraus leitet sich vornehmlich im Bereich des Normmotors ( IEC- Reihe bis Achshöhe 315 ) die gängige Praxis ab, auf einen eigenen Blechschnitt für die Generatoren zu verzichten und lediglich eine Wicklungsanpassung vorzunehmen, ja manchmal wird sogar noch darauf verzichtet. Tabelle 5.1 verdeutlicht die Unterschiede

Tabelle 5.1

| Lastpunkt                                     | $\frac{P_{zu}}{P_{zuN}}$  | 4/4  | 3/4  | 2/4  | 1/4  | Einheit |
|---|---------------------------|------|------|------|------|---------|
| zugeführte mechanische Leistung               | $P_{zu}$                  | 34   | 25,5 | 17   | 8,5  | kW      |
| abgegebene elektrische Leistung               | $P_{abGen1}$              | 30,8 | 23,1 | 15,1 | 7,1  | kW      |
|   | $P_{abGen2}$              | 31,0 | 23,3 | 15,3 | 7,2  | kW      |
|   | $P_{abGen3}$              | 31,3 | 23,5 | 15,5 | 7,3  | kW      |
| Differenz der elektrischen Leistung           | $P_{abGen3} - P_{abGen1}$ | 500  | 400  | 400  | 200  | W       |
| Differenz der erzeugten Energie in einem Jahr | $W_{Gen3} - W_{Gen1}$     | 4400 | 3500 | 3500 | 1750 | kWh     |

Gen1: Standardmotor, Daten bei Generatorbetrieb

Gen2: Standardmotor mit Sonderwicklung für Generatorbetrieb

Gen3: Für Generatorbetrieb optimierte Asynchronmaschine mit besserer Blechqualität, Sonderwicklung und Kupferkäfig

Für Tabelle 5.1 wurde eine Asynchronmaschine nach CEMEP- Klassifikation eff 2, also gehobener Industriemotorenstandard für 30 kW mit  $\eta \geq 91.4\%$  , zugrundegelegt.

Alle drei Maschinen werden jeweils mit gleicher Wellenleistung und Drehzahl angetrieben.

Die Asynchrongeneratoren der Firma Loher liegen im Normbereich, also bis Achshöhe 315, in zwei Baureihen vor:

- Unveränderter Blechschnitt aber ausnahmslos Sonderwicklung.
- Sonderschnitt, Kupferkäfig im Rotor und Sonderwicklung

Ab der Baugröße 315 finden nur mehr Kupferläufer und Sonderwicklung Verwendung.

**JEDER PROZENTPUNKT MEHR IM WIRKUNGSGRAD BRINGT HÖHEREN ERTRAG UND DAMIT BARES GELD.**

Die Mehrkosten für Sondermaßnahmen rentieren sich zumeist in kurzer Zeit: Beispielsweise haben sich die Mehrkosten von Generator 3 gegenüber Generator 1 aus Tabelle 5.1 in 1 bis 1 ½ Jahren amortisiert.

Weil die überwiegende Zeit im Jahr die Wasserführung zum Kraftwerk unter der Ausbauwassermenge liegt, die Generatoren also zumeist unter ihrer Bemessungsleistung betrieben werden, sollte der Teillastwirkungsgrad immer mitbetrachtet werden.

Die Loher-Generatoren sind so ausgelegt, dass der Wirkungsgrad bei  $\frac{3}{4}$  Last vergleichbar hoch wie der Volllastwirkungsgrad bzw. noch höher ist.

Grundsätzlich sollte also auf den Anschaffungspreis weniger Wert gelegt werden als auf die lebensdauer-bezogene Kosten- Nutzen-Rechnung!



Sonderläufer mit Kupferkäfig zur Erhöhung des Wirkungsgrades

## 5.2 Wirkungsgrad und Leistungsfaktor

In Absatz 2.4 wurde auf die Blindleistungskompensation eingegangen. Je größer der Blindleistungsanteil ist, desto größer und teurer fällt die Kompensationsanlage aus, um den netzbezogenen Blindleistungsanteil zu verkleinern. Die Betonung liegt auf „netzbezogen“: In der Maschine selbst ändert sich durch die (äußere) Parallelschaltung der Kondensatoren nichts. Ihr Blindleistungsbedarf bleibt davon unberührt.

Je größer der Blindleistungsanteil in einem gegebenen Betriebspunkt der Maschine ist, desto größer wird der Maschinenstrom. Größerer Maschinenstrom bedeutet aber größere Verluste. Aus diesem Grund ist auch der Leistungsfaktor „ $\cos \varphi$ “ ein Maß für die Maschinengüte. Gerade im Teillastbereich kann das übliche Absinken des Leistungsfaktors zu relativer Verschlechterung der Verlustbilanz führen. In besonderen Fällen, nämlich dort, wo Generatoren über längere Zeiträume im extremen Teillastbetrieb arbeiten müssen, gibt es Verbesserungsmaßnahmen seitens des Herstellers, siehe 5.3

### 5.3 Langzeitbetrieb mit kleiner Teillast

In manchen Fällen lohnt es sich, die Generatoren mit leistungsumschaltbarer Statorwicklung auszuführen. Damit passt man quasi den Magnetisierungsbedarf, also die Blindleistung der Maschine der tatsächlich abverlangten Wirkleistung besser an.

Die Firma Loher wendet bei solchen Sonderwünschen neben den sogenannten „gemischten Schaltungen“ häufig die gute alte „Stern-Dreieck-Schaltung“ erfolgreich an.

Als Beispiel dient hierzu eine Wasserkraftanlage im Allgäu: Aufgrund der Wasserführungsdaten liegt ein Halbjahresbetrieb bis maximal 30 kW vor. Während der anderen Jahreshälfte bringt die Turbine aber bis zu 120 kW, jeweils bei 750 1/min.

Das Problem wurde mit einer mehrdünsigen Pelton turbine und einem Asynchrongenerator gelöst, dessen Statorwicklung in „Stern“ oder „Dreieck“ geschaltet wird. Die Sternschaltung deckt den Bereich zwischen 20 und 40 kW ab, die Dreieckschaltung jenen zwischen 35 und 130 kW.

Die Umschaltung erfolgt entweder per Hand oder automatisch über die Leistungsmessung.

Es wurde ein **8 poliger** Generator gebaut, dessen Wirkungsgrad im gesamten Leistungsbereich zwischen 20 und 130 kW **nicht unter 93%** (Optimum 95%), und dessen Leistungsfaktor im ganzen Bereich **nicht unter 0,7** ( Optimum 0,8 ), liegt.

## 6 MESSWERTE UND TYPENPRÜFUNG

Jeder Prototyp wird bei Loher einer Abnahmeprüfung unterzogen. Die Prüfung umfasst die Messung der wichtigsten Teillastpunkte ( 5/4, 4/4, 3/4, 2/4, 1/4 ) im generatorischen Betrieb. Dabei müssen alle spezifizierten Werte im üblichen Toleranzband der IEC/ VDE liegen. Ferner wird bei Bemessungsbetrieb ( 4/4- Last ) ein Warmlauf durchgeführt. Die Generatoren sind in Wärmeklasse F gewickelt, die thermische Ausnutzung entspricht Wärmeklasse B ( Ausnahmen sind gekennzeichnet ).

Jede Folgemaschine wird zumindest einer Leerlaufmessung unterzogen. Widerstandsmessung und laufende Qualitätskontrolle während der Fertigung sind obligatorisch.

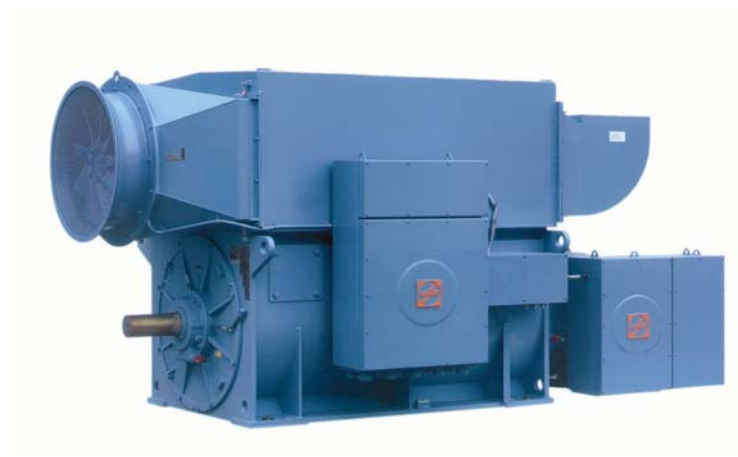
## 7 ZUSAMMENFASSUNG

Bei kleineren bis mittleren ( Wasser-) Kraftwerken im Leistungsbereich von 3 kW bis 1500 kW sind Asynchrongeneratoren einfache und kostengünstige Energieerzeuger.

Die Firma Loher nutzt jahrzehntelange Erfahrung im Elektromaschinenbau, um bereits bei der Projektierung die Besonderheiten des Generatorbetriebes zu berücksichtigen und dadurch optimale Ergebnisse sicherzustellen.

Durch verschiedene Sondermaßnahmen können die Kenndaten der Generatoren, wie z. B. Wirkungsgrad und Leistungsfaktor, über die von Haus aus schon günstigen Werte angehoben werden.

Loher Asynchrongeneratoren sind für jedes Turbinensystem wie etwa Wasser- und Windkraftanlagen („Winergy“) lieferbar.



Loher Asynchrongeneratoren decken die Leistungen von einigen kW bis in den MW-Bereich ab.

\* Ing. Thomas Fladerer ist als Berechnungsleiter für Industriemotoren bei der Loher GmbH in Ruhstorf/Rott tätig.

Ruhstorf, im März 2004