

4 Betriebsarten

4.1 Betriebsarten nach DIN ISO 8528

Wie bereits angemerkt, ist die ISO 8528 in Deutschland nur mit den Teilen 7 und 9 als DIN ISO 8528 veröffentlicht. Allerdings verweisen diese Teile auf andere Teile der ISO 8528, und auch die DIN VDE 0100-710:2012-10 verweist auf den Teil 1 der ISO 8528. Somit wird hier dennoch auf diese Normen Bezug genommen.

Durch die Betriebsart eines Aggregats werden Eigenschaften wie Wartungsintervalle oder Leistungsauslegung, aber auch die Lebensdauer beeinflusst. In DIN ISO 8528-1 werden folgende Arten der Leistungsabgabe beschrieben:

- COP (Aggregatdauerleistung),
- PRP (variable Aggregatdauerleistung),
- LTP (zeitlich begrenzte Aggregatleistung).

Aggregatdauerleistung (COP – COntinuous Power)

Aggregatdauerleistung ist die Leistung, die ein Aggregat bei unbegrenzter Betriebsstundenzahl pro Jahr abgeben kann. Der typische Anwendungsbereich dafür sind Blockheizkraftwerke.

Variable Aggregatdauerleistung (PRP – PRime Power)

Das Bewertungskriterium für die variable Aggregatdauerleistung ist die zulässige mittlere Leistungsabgabe während 24 h (**Bild 4.1**). Die zulässige mittlere Leistungsabgabe darf einen vom Hersteller des Aggregats angegebenen Prozentsatz der variablen Aggregatdauerleistung nicht überschreiten. Die Werte liegen je nach Anlage zwischen 60 % und 80 %. Die Betriebsdauer des Aggregats ist hierbei nicht begrenzt. Der typische Anwendungsbereich dafür sind Aggregate, die Anlagen dauernd im Inselbetrieb versorgen.

Zeitlich begrenzte Aggregatleistung (LTP – Limited-Time running Power)

Die zeitlich begrenzte Aggregatleistung ist die max. Leistung, die ein Aggregat innerhalb von 500 h pro Jahr abgeben kann. Dabei darf das Aggregat 300 h dauernd betrieben werden. Der typische Anwendungsbereich dafür sind stationäre Notstromaggregate.

Bei der Leistungsauslegung ist immer eine Reserve von mindestens 10 % für Regelvorgänge (z. B. Lastzuschaltung) vorzusehen!

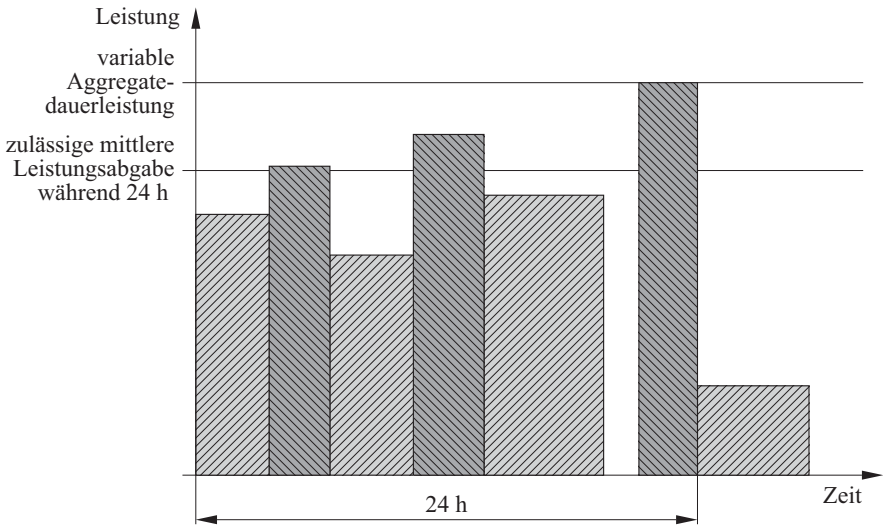


Bild 4.1 Darstellung PRP

4.2 Inselbetrieb

Von Inselbetrieb spricht man, wenn ein Aggregat angeschlossene Verbraucher versorgt, ohne dass ein öffentliches Netz (oder ein gleichwertiges) zur Verfügung steht, z. B. in Anlagen ohne Netzanschluss oder während eines Netzausfalls. Die Anlage muss im Inselbetrieb sowohl die Frequenzregelung als auch die Spannungsregelung übernehmen.

Die Frequenzregelung übernimmt bei einfachen Anlagen die Drehzahlregelung des Motors, da Industriemotoren meist mit einem „eingebauten“ Drehzahlregler (z. B. in der Einspritzpumpe integriert) ausgerüstet sind. Einstellungen durch den Betreiber sind hier in der Regel nicht möglich.

Die beschreibende Größe für den Drehzahlregler ist der sog. P-Grad (Proportional-Grad, **Bild 4.2**). Dieser ist ein Maß dafür, wie sich die Drehzahl des (fest eingestellten) Motors bei Laständerung ändert:

$$\delta = \frac{n_1 - n_v}{n_v} \cdot 100,$$

mit

δ P-Grad in %,

n_1 Leerlaufdrehzahl in min^{-1} ,

n_v Vollastdrehzahl in min^{-1} .

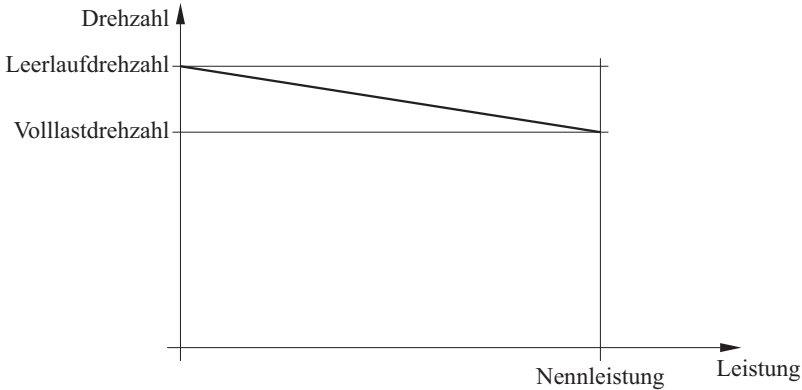


Bild 4.2 Schematische Darstellung P-Grad

Beispiel

$$\delta = \frac{n_l - n_v}{n_v} \cdot 100 = \frac{1560 - 1500}{1500} \cdot 100 = 4 \%$$

Der Wert „4 %“ taucht in der Praxis immer wieder auf und ist nicht ganz zufällig gewählt: Die Drehzahl 1560 min^{-1} entspricht einer Frequenz von 52 Hz. Dies ist der max. zulässige obere Wert für die dauernde (statische) Frequenzabweichung für Aggregate nach DIN 6280-13 für den Anwendungsbereich 1 (z. B. Krankenhäuser). Bei Volllast möchte man gerne eine Frequenz von 50 Hz, was einer Drehzahl von 1500 min^{-1} entspricht.

Der ideale Regler für den Inselbetrieb hätte einen P-Grad von 0 %. Dies ist aber nur mit entsprechend aufwendigen Regelsystemen erreichbar, wozu neben dem Regler selbst auch das Einspritzsystem zählt.

Die Spannungsregelung wird durch den in den Generator integrierten Spannungsregler übernommen. Die Spannungsregelung greift bei Synchronmaschinen über die Erregung ein. Auch hier sind Anpassungen durch den Betreiber nicht ohne Weiteres möglich und auch nicht ratsam. Der Spannungsregler zeigt ein ähnliches Verhalten wie der Drehzahlregler (**Bild 4.3**).

Nachdem Generatoren im Vergleich zu leistungsgleichen Transformatoren eine wesentlich höhere Impedanz aufweisen, wirken sich Laständerungen oder Oberschwingungsströme (durch den an der inneren Impedanz erzeugten) Spannungsfall stärker auf die Klemmenspannung aus, was u. U. dazu führen kann, dass der Spannungsregler zu schwingen beginnt und die Ausgangsspannung stark von der idealen Sinusform abweicht.

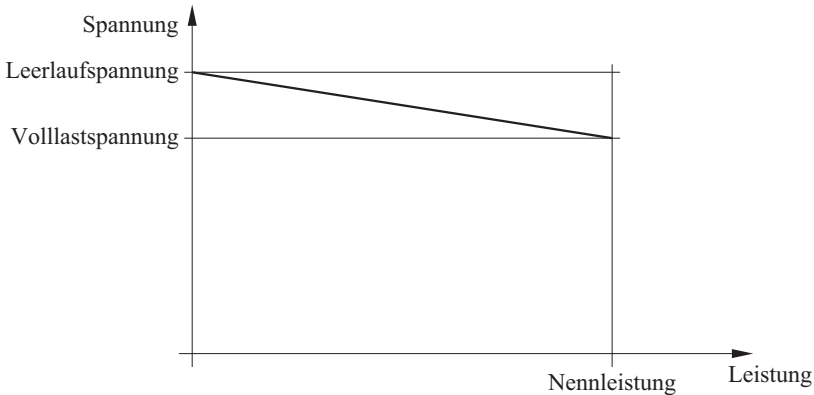


Bild 4.3 Schematische Darstellung Spannungsregelung

4.3 Netzparallelbetrieb

Von Netzparallelbetrieb spricht man, wenn die Verbraucher an ein öffentliches (oder vergleichbares) Netz angeschlossen sind und ein Aggregat einen Teil oder die gesamte Last übernimmt oder sogar ins Netz zurück speist. Spannung und Frequenz sind hier vorgegeben. Die vom Aggregat abgegebene Leistung wird über die Drehzahlverstellung des Motors eingestellt: Der Wunsch nach Drehzahlerhöhung bedeutet mehr Leistungsabgabe. Bei Synchrongeneratoren ändert sich der Lastwinkel im Generator, da die Frequenz des Netzes und damit die Drehzahl des Generators fest ist, bei Asynchrongeneratoren erhöht sich der Schlupf.

Die Einstellungen der Regler, die für den Inselbetrieb ideal wären, sind für den Netzparallelbetrieb genau kontraproduktiv: Hinsichtlich des P-Grads würden bei einem sehr kleinen Wert schon geringste Frequenzänderungen zu Lastpendelungen führen. Ähnliches beim Spannungsregler: Geringe Spannungsschwankungen des Netzes würden ebenfalls zu Laständerungen führen.

Aus diesen Gründen ergibt sich für die Praxis folgender Lösungsansatz: Der P-Grad wird entweder auf einen für beide Anwendungsfälle geeigneten „Mittelwert“ eingestellt (z. B. 4 %) oder – bei einigen Reglern geht das – umgeschaltet. Nachdem das Verbundnetz weitgehend frequenzstabil ist, kann für Anlagen, die nur netzparallel betrieben werden, ein kleiner P-Grad akzeptiert werden. Für parallel betriebene Aggregate ohne führendes Netz ist dies kritischer zu betrachten, da hier durchaus Drehzahländerungen aufgrund von Laständerungen auftreten können.

Die Spannungsregelung wird im Parallelbetrieb durch eine $\cos\varphi$ -Regelung ersetzt. Die $\cos\varphi$ -Regelung greift – wie die Spannungsregelung auch – in die Erregung ein, bezieht sich aber eben auf den Leistungsfaktor. Der Sollwert ist hier in der Regel im induktiven Bereich zu wählen.

Neben dem Dauer-Parallelbetrieb gibt es noch Kurzzeitvarianten, nämlich die Übergabe- und die Überlappungssynchronisierung. Bei der Überlappungssynchronisierung werden Netz und Generator synchronisiert, und im Augenblick des Synchronismus wird vom Netz- auf den Generatorbetrieb oder umgekehrt umgeschaltet. Bei der Übergabesynchronisierung wird erst umgeschaltet, wenn ein bestimmter Leistungswert erreicht wird, z. B. annähernd null beim Abschalten des Generators.

Der Vorteil der Überlappungssynchronisierung ist, dass die Dauer des Parallelbetriebs von Netz und Generator so kurz sind – in der Regel kleiner 100 ms –, dass keine aufwendigen Schutzeinrichtungen wie Vektorsprungrelais usw. erforderlich sind. Der Steuerungsaufbau vereinfacht sich dadurch.

5 Generatorschutzeinrichtungen

5.1 Allgemein

Besonderes Augenmerk ist beim Parallelbetrieb dem Generatorschutz zu widmen. Das Aggregat darf einerseits nur dann zuschalten, wenn Generator- und Netzspannung synchron sind. Andererseits muss eine Netzentkupplung erfolgen, wenn Netzspannung und -frequenz aus dem zulässigen Fenster driften.

5.1.1 Zuschaltung

Die Zusammenschaltung von Netz und Synchrongenerator darf nur dann erfolgen, wenn folgende Synchronisierungsbedingungen erfüllt sind:

- Spannungsdifferenz $\leq \pm 10 \% \cdot U_N$,
- Frequenzdifferenz $\leq \pm 0,5 \text{ Hz}$,
- Phasenwinkeldifferenz $\Delta\varphi \leq \pm 10^\circ$.

Die Bedingungen müssen alle auf einmal erfüllt sein, da es sonst beim Zusammenschalten zu Ausgleichsströmen kommt, die zu Beschädigungen am Generator oder an anderen mechanischen Komponenten (z. B. Kupplung) kommen kann.

Asynchrongeneratoren müssen zumindest „auf Drehzahl“ gebracht werden (zwischen 95 % und 105 % der synchronen Drehzahl) und müssen unerregt zugeschaltet werden.

Diese Bedingungen gelten für alle relevanten Richtlinien, welche den Parallelbetrieb von Generatoren mit dem (öffentlichen) Netz beschreiben.

5.1.2 Netztrennung

Bei einem Netzausfall muss eine Trennung des Generators vom Netz erfolgen. Einerseits soll die Trennung ausreichend schnell erfolgen, um den Generator und die daran angeschlossenen Verbraucher zu schützen. Andererseits soll die Trennung nicht zu schnell erfolgen, um die Netzstabilität im Fall eines Fehlers nicht zu gefährden. Dies könnte passieren, wenn Erzeuger mit einer großen Summenleistung (z. B. in einem Windpark) bei einem Netzfehler alle schlagartig vom Netz getrennt werden.

Ein Netzausfall sieht im ersten Moment für den Generator aus wie ein Kurzschluss, denn die ganzen Verbraucher des Verbundnetzes hängen über die Sammelschiene schlagartig am Generator. Dies würde zwangsläufig zum Abschalten des Generatorschalters durch den Überlast- oder den Kurzschlussauslöser führen. Das Aggregat stünde dann z. B. für die Ersatzstromversorgung nicht mehr ohne Weiteres zur Verfügung.

Bei einer Netzunterbrechung würde durch die Belastung des Generators die Drehzahl einbrechen und von der synchronen Drehzahl abdriften. Würde die Netzunterbrechung nur kurz sein und der Generator wäre nicht vom Netz getrennt, käme es zu einem asynchronen Zuschalten, was bei Synchrongeneratoren u. U. zu erheblichen Schäden an Motor, Kupplung oder Generator führen kann. Um diese Störungen in vorherbestimmter Weise zu beherrschen, werden Netzschutzgeräte eingesetzt, in welchen die verschiedenen Parameter überwacht werden. Die zu überwachenden Parameter sind

- Vektorsprung,
- Überspannung,
- Unterspannung,
- Überfrequenz,
- Unterfrequenz,
- Rückleistung.

Einige Hersteller bieten kombinierte Geräte an, die alle Funktionen beinhalten. Die Schutzgeräte sind aber auch einzeln erhältlich.

Aufgrund der derzeit gültigen Normen, Bestimmungen und Richtlinien muss zwischen dem Parallelbetrieb am Mittelspannungsnetz und am Niederspannungsnetz unterschieden werden.

5.1.2.1 Vektorsprung

Ein Vektor ist in der Mathematik ein Zeiger oder Pfeil mit einer bestimmten Richtung und Länge. Das Drehstromsystem wird häufig zur Veranschaulichung auch als ein Gebilde aus drei rotierenden und gegeneinander um 120° verschobenen Vektoren dargestellt (**Bild 5.1**). Unregelmäßigkeiten im Spannungsverlauf können als sog. Vektorsprung auftreten, der mit einem Vektorsprungrelais erfasst werden kann.

Das Vektorsprungrelais erwartet nun, dass sich diese Vektoren gleichmäßig und in weitgehend konstanter Länge (also Spannung) drehen (bei 50 Hz in 20 ms einmal um 360°). Im Fall einer Netzstörung „verkürzen“ oder „verlängern“ sich die Vektoren schlagartig oder die Umdrehungsgeschwindigkeit (entsprechend der Frequenz) ändert sich schlagartig, was als Vektorsprung bezeichnet wird. Ein Vektorsprungrelais kann dann innerhalb weniger Millisekunden z. B. den Generatorschalter oder den Netzkuppelschalter abschalten, sodass der Generator unversehrt bleibt. Je nach Aufbau der Schaltanlage kann z. B. die Netzersatzschiene unterbrechungsfrei weiterbetrieben werden.

Ein Vektorsprung wird als Winkel dargestellt und in Grad gemessen (**Bild 5.2**). Üblicherweise erfolgt eine Netztrennung bei Werten zwischen 5° und 10° . Zu geringe Werte können dazu führen, dass bei eigentlich harmlosen Laständerungen, z. B. das Zu- oder Abschalten eines Transformators oder das Einschalten eines Aufzugs, bereits Abschaltungen auftreten, obwohl dies gar nicht hätte sein müssen.

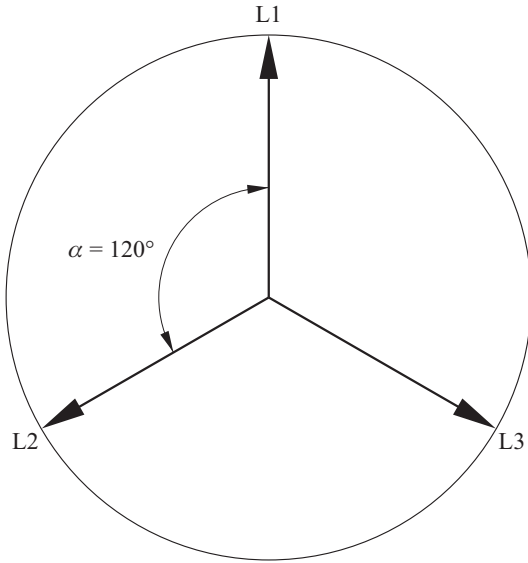


Bild 5.1 Vektordiagramm der Spannungen

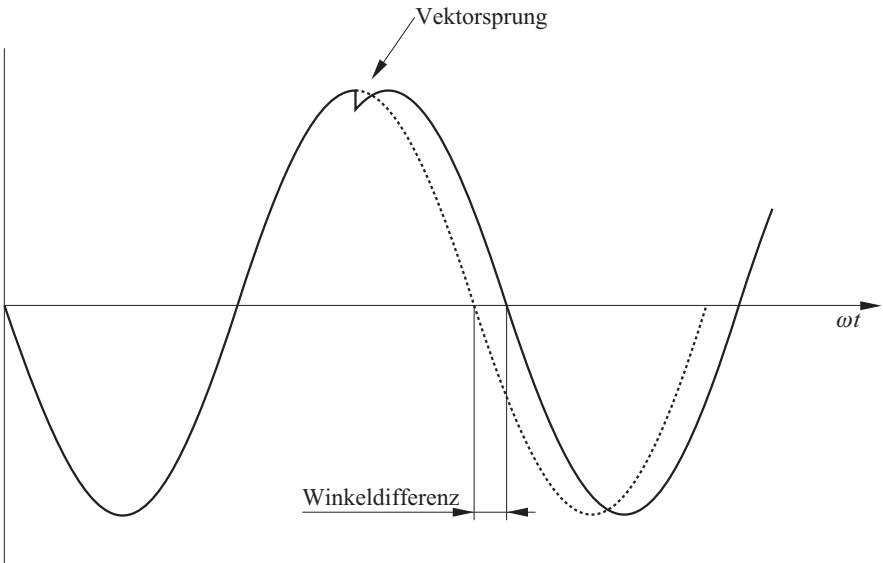


Bild 5.2 Vektorsprung

5.1.2.2 Über-/Unterspannung

Durch den Schutz vor Über- oder Unterspannung sollen sowohl der Generator als auch die Verbraucher geschützt werden. Bei Überspannungen kann es einerseits zu Beschädigungen an spannungsempfindlichen Betriebsmitteln kommen, andererseits kann die Isolierung von Kabeln/Leitungen oder sonstigen Betriebsmitteln beschädigt werden. Bei linearen Verbrauchern, z. B. Heizungen oder Glühlampen, kann es zu Überlastungen kommen. Andere Geräte wie Frequenzumrichter mit eigenen Schutzeinrichtungen könnten abschalten, wodurch die elektrische Anlage nicht mehr bestimmungsgemäß funktioniert.

Bei Unterspannung können einerseits ebenfalls Funktionsstörungen elektrischer Betriebsmittel auftreten. Andererseits kann es hier bei nicht linearen Verbrauchern, z. B. elektronischen Vorschaltgeräten zu Überlastungen kommen, da diese versuchen, die Ausgangsleistung konstant zu halten und dadurch einen erhöhten Strom aufzunehmen.

5.1.2.3 Über-/Unterfrequenz

Der Schutz vor Überfrequenz ist insbesondere für den Generator und den Motor wichtig, da bei Überfrequenz u. U. erhebliche mechanische Belastungen auftreten. Außerdem verändert sich die Blindleistung bei Frequenzänderung (die induktive Blindleistung steigt bei Frequenzabnahme, die kapazitive Blindleistung steigt bei Frequenzzunahme und umgekehrt).

5.1.2.4 Rückleistungsschutz

Eine weitere wichtige Schutzfunktion ist der Rückleistungsschutz. Von Rückleistung spricht man dann, wenn das Aggregat an das Netz ansynchronisiert ist und dabei Energie vom Netz bezieht, anstatt in das Netz einspeist. Dies kann z. B. durch einen defekten Drehzahlregler des Motors oder durch Kraftstoffmangel entstehen. Der Generator arbeitet dann als Motor und treibt die Verbrennungskraftmaschine an. Bei längerer Dauer dieses Betriebszustands kann dies u. U. zu Schäden am Verbrennungsmotor führen.

Der Wert für den Rückleistungsschutz hängt stark von der Größe des Aggregats ab. Je größer das Aggregat, desto kleiner sollte der Prozentwert gewählt werden. Wenn z. B. bei einem 1000-kVA-Aggregat der Wert auf 15 % eingestellt wird, müsste der Generator motorisch 150 kW aus dem Netz aufnehmen. Die Reibungsverluste im Motor sind aber nicht so groß, sodass hier der Rückleistungsschutz vermutlich gar nicht ansprechen würde. Außerdem sollte diese Schutzfunktion zeitverzögert sein (ca. 10 s bis 20 s), damit beim Beginn des Parallelbetriebs keine ungewollte Auslösung erfolgt.