

## Schutz eines Generators bis 5 MW

### ■ 1. Einleitung

Kleinkraftwerke leisten einen nicht zu vernachlässigenden Beitrag an der Stromerzeugung. Den größte Anteil der Netzeinspeisung haben derzeit noch die Wasserkraftwerke obwohl die höchsten Zuwächse bei den Anlagen die Nutzung der Windenergie erfahren hat.

Für den sicheren Betrieb dieser Betriebsmittel ist der elektrische Schutz unerlässlich.

Der Schutzzumfang muss in einem vernünftigen Verhältnis zu den gesamten Anlagenkosten und der Wichtigkeit der Anlage stehen.

Der Anlagentyp, die Ausführung des Generators und der Zusatzeinrichtungen, die Leistungsgröße und die Gestaltung der Netzanbindung beeinflusst den Umfang und die Auswahl der Schutzfunktionen. Folgende Tabelle zeigt einen Überblick über die verwendeten Schutzfunktionen in Abhängigkeit von der Generatorleistung.



Bild 1 SIPROTEC Maschinenschutz

	für Wasserkraftgeneratoren				für Diesel- und Turbogeneratoren			
	bis 300 kVA	300 bis 700 kVA	700 bis 1500 kVA	> 1500 kVA	bis 300 kVA	300 bis 700 kVA	700 bis 1500 kVA	> 1500 kVA
Therm. und kurzverzögerter Schnellauslöser sowie Arbeitsstromauslöser für $U\sim$ am Generatorschalter	x	–	–	–	x	–	–	–
nur Arbeitsstromauslöser für $U\sim$ am Generatorschalter	–	x	x	x	–	x	x	x
Spannungssteigerungsschutz	x	x	x	x	–	–	x	x
Rückleistungsschutz	–	–	–	–	x	x	x	x
Überstromzeitschutz	–	x	x	x	–	x	x	x
Differentialschutz	–	–	–	x	–	–	–	x
Läufer-Erdschlusschutz	–	–	–	x	–	–	–	x
Hilfsgleichspannung für Schutz erforderlich?	–	x	x	x	–	x	x	x

Tabelle 1 Schutzfunktionen bei Kleinkraftwerken

■ 2. Schutzkonzept

Auch bei Kleinkraftwerken kann man gemäß Bild 2 von den Grundsaltungen: der Sammelschienen- und der Blockschaltung ausgehen.

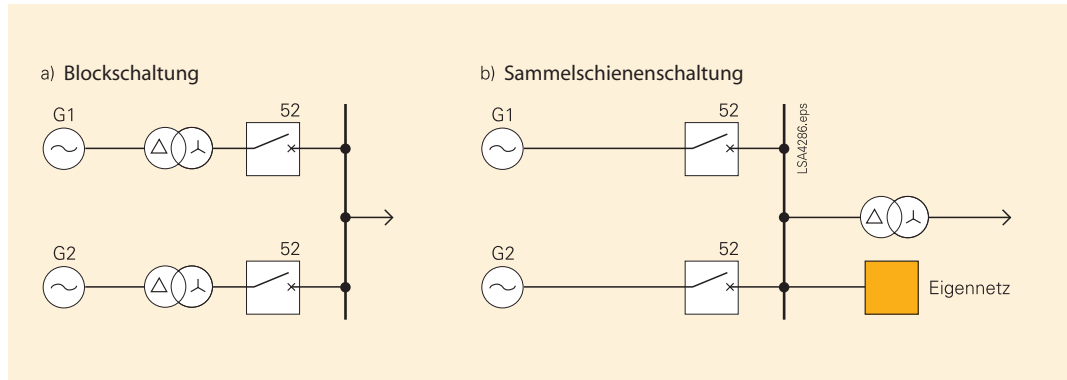


Bild 2 Anlagengrundsaltungen

Fehlerart	Fehlerursache	Schutzfunktion	Bemerkungen
Überlastung	$S_{ab} > S_{erzeugt}$ Reglerfehler Fehlbedienung	thermischer Überlastschutz ( $I^2t$ )	Bewertung des Stromeffektivwertes mit Vorlasterfassung
Kurzschluss (2- oder 3-polig)	Isolationsalterung Wicklungsverschiebungen Überspannungen Fertigungsfehler	Überstromzeitschutz ( $I >$ ) Differentialschutz ( $\Delta I$ )	Zeitverzögerung muss mit dem Netzschutz koordiniert werden
Erdschluss (Ständer)	gleiche Fehlerursache wie beim Kurzschluss	Ständererdschlusschutz $U_0 >$ bei Blockschaltung Erdschlussrichtung bei Sammelschienenschaltung ( $I_{UE}, I_E$ )	Der Schutzbereich (etwa 80 %) wird durch die Anlagenbedingungen bestimmt (siehe Diskussionen im Text)
Erdschluss (Läufer)	Isolationsalterung Wicklungsverschiebung Bürstenabrieb auf der Schleifringoberfläche Materialermüdung	Läufererdschlusschutz mit netzfrequenter Signaleinkopplung in den Läuferkreis	Einsatz ab 5 MW, wenn Schleifringe vorhanden; unter 5MW wahlweise
Rückleistung	Antriebsausfall Stillsetzung	Rückleistungsschutz ( $-P$ )	nur bei Dampf- und Dieselantrieb notwendig
Drehzahlabweichungen	undichte Dampfventile plötzliche Wirkleistungsänderungen Überlastung	Frequenzschutz ( $f >$ bzw. $f <$ )	ab 5 MW $f >$ und $f <$ unter 5 MW bisher nur $f >$ ; $f <$ wird ebenfalls empfohlen, wenn verfügbar
Überspannung	Reglerfehler bzw. manuelle Fehlbedienung	Überspannungsschutz ( $U >$ )	Bewertung der verketteten Spannung
unzulässige Unterregulung	Fehler im Erregerkreis untererregte Fahrweise (hoher Blindleistungsbedarf im Netz) Fehlbedienung, Reglerfehler	Untererregungsschutz (z.B. $-Q$ , bzw. $Z$ )	Einsatz ab 5 MW unter 5 MW bisher nicht üblich; wenn Funktion verfügbar, wird Einsatz empfohlen
unsymmetrische Last	unterschiedliche Belastung der Leiter	Schiefelastschutz ( $I_2 >$ )	Einsatz ab 5 MW; unter 5 MW bisher nicht üblich; wenn möglich, wird Einsatz empfohlen

Bei der **Blockschaltung** wird der Generator über einen Transformator an die Sammelschiene der höheren Spannungsebene angekoppelt. Bei mehreren parallelen Blöcken sind die Generatoren durch die Transformatoren galvanisch getrennt.

Bei der **Sammelschienenschaltung** speisen mehrere Generatoren auf eine gemeinsame Sammelschiene und danach wird über einen Transformator in die nächst höhere Spannungsebene eingespeist. Die Generatoren sind dabei galvanisch miteinander verbunden.

Aufgrund der geringen Gesamtanlagenkosten wird man sich bei **Kleinkraftwerken häufig** für die Sammelschienenschaltung entscheiden. Daher wird diese Applikation im weiteren Verlauf näher beleuchtet.

In Tabelle 2 sind die für Kleinkraftwerke tauglichen und zugleich anzuwendenden Schutzfunktionen auf heutigem Kenntnisstand dargestellt. Zur Fehlerart wird die Fehlerursache und die zu nutzende Schutzfunktion genannt sowie allgemeine Hinweise zur Anwendung bzw. zu Besonderheiten der Schutzfunktion gegeben.

Tabelle 2 Fehlerarten, Schutzfunktionen

### 3. Applikationen

Aus Tabelle 1 ist zu ersehen, dass auch bei Kleinmaschinen < 5 MW bereits Geräte mit mehreren Schutzfunktionen einzusetzen sind. Gemäß dem Stand der Technik kommen numerische Schutzgeräte zum Einsatz.

Bei der Auswahl passender Geräte stehen aus dem SIPROTEC-Spektrum verschiedene Möglichkeiten zur Wahl. Wie Tabelle 3 zeigt sind 7SJ-Geräte durchaus geeignet einfache Schutzfunktionen für kleine Maschinen zu erfüllen.

Der entscheidende Vorteil des 7UM6\*-Maschinenschutzgerätes liegt in dem Nachführen der Abtastfrequenz. Damit die Schutz- und Messfunktionen in einem weiten Frequenzbereich richtige Ergebnisse liefern, wird die tatsächliche Frequenz kontinuierlich gemessen und die Abtastfrequenz für die Messgrößenverarbeitung nachgeführt. Dies sichert die Messgenauigkeit im Frequenzbereich von 11 Hz bis 69 Hz. Außerdem kann aus einer Vielzahl von zusätzlichen Schutzfunktionen gewählt werden.

Sollte die Forderung nach einem Differentialschutz bestehen und die entsprechenden Wandlersätze vorhanden sein empfiehlt sich der Einsatz eines 7UM62-Gerätes. Da der Differentialschutz erst bei Maschinen oberhalb 5 MW üblich ist, betrachten wir im nebenstehenden Beispiel den Einsatz eines SIPROTEC 7UM61-Gerätes für einen 5 MW-Generator in Sammelschienenschaltung.

### 4. Einstellungen

In den folgenden Abschnitten werden die einzelnen Schutz- und Zusatzfunktionen gemäß Tabelle 3 erläutert und Hinweise zu den Einstellwerten gegeben. Die Berechnungsbeispiele orientieren sich an der in Bild 3 gezeigten Referenzanlage. Beim Auslösekonzept wird davon ausgegangen, dass der Schutz direkt die Auslösebetätigung (Leistungsschalter, Entregung, Turbinenschnellschluss bzw. Dieselaustellung) vornimmt.

#### 4.1 Thermischer Überlastschutz

Der Überlastschutz verhindert eine thermische Überbeanspruchung der Ständerwicklungen der zu schützenden Maschine. Das Gerät errechnet die Übertemperatur gemäß einem thermischen Einkörpermodell nach der thermischen Differentialgleichung und berücksichtigt sowohl die Vorgeschichte einer Überlast als auch die Wärmeabgabe an die Umgebung.

Nach Erreichen einer ersten, einstellbaren Schwelle wird eine Warnmeldung abgegeben, um z.B. eine rechtzeitige Lastreduzierung zu veranlassen. Die zweite Übertemperaturgrenze trennt die Maschine vom Netz. Beispielsweise kann die Umgebungs- bzw. Kühlmitteltemperatur über die PROFIBUS-DP-Schnittstelle eingegeben werden.

Schutzfunktionen	ANSI	7SJ60	7SJ61	7SJ62	7SJ63/64	7UM61
Ständer-Überlastungsschutz	49	X	X	X	X	X
Erdschlussschutz ungerichtet gerichtet	64G	X		X	X	X
	50G	X	X	X	X	X
	67G	X		X	X	X
Überstromzeitschutz	50 51	X	X	X	X	X
Schiefastschutz	46	X	X	X	X	X
Läufererdschlussschutz	64R		X <sup>2)</sup>	X <sup>2)</sup>	X <sup>2)</sup>	X <sup>2)</sup>
Rückleistungsschutz	32				X <sup>1)</sup>	X
Überspannungsschutz	59			X	X	X
Unterregungsschutz	40					X
Frequenzschutz	81			X	X	X
Temperaturüberwachung (über separates Temperatur- erfassungsgerät)	38	X		X	X	X
Schalterversagerschutz	50BF	X	X	X	X	X
Freiprogrammierbare Logik			X	X	X	X
Steuerfunktionen		X	X	X	X	X
Flexible serielle Schnittstelle		1	2	2	2/3	2

- 1) In 7SJ63 mit CFC, in 7SJ64 mit flexiblen Funktionen.
- 2) Über  $I_{EE}$  Messeingang wenn Erdschlussrichtungsfunktion nicht genutzt wird.

Tabelle 3 Schutzgeräte – Auswahlmatrix

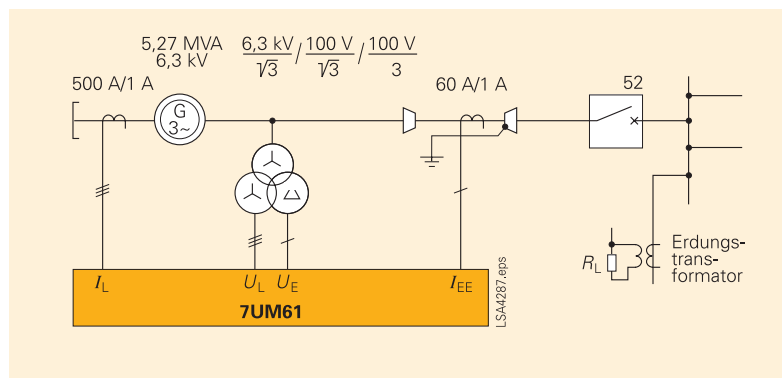


Bild 3 Sammelschienenschaltung mit Kabelumbauwandler

Niedrige Umgebungs- bzw. Kühlmitteltemperatur bedeutet strommäßig stärkere, hohe Temperaturen dagegen niedrigere Belastbarkeit des Generators.

Beispiel:

Generator und Wandler mit folgenden Daten:

- Dauerhaft zulässiger Strom  
 $I_{max\ prim} = 1,15 \cdot I_{N, Maschine}$
- Nennstrom des Generators  $I_{N, Maschine} = 483\ A$
- Stromwandler 500 A/1 A

Einstellwert K-Faktor =  $1,15 \cdot 483A/500A = 1,11$

*Hinweis:*

Bei einem üblichen Wert von K-Faktor = 1,1 ergibt sich bei Anliegen des Maschinennennstromes und angepasstem primären Wandlerstrom ein Übertemperaturwert von  $\Theta/\Theta_K = 1 / 1,1^2 = 0,83$  der Auslöseübertemperatur. Die Warnstufe sollte also zwischen Endübertemperatur bei Nennstrom (in diesem Fall also 83 %) und Auslöseübertemperatur (100 %) eingestellt werden.

Bei einem angenommenen Laststrom von  $I = 1,5 I_N$ , Gerät und einer Vorlast  $I_{vor} = 0$  ergeben sich für unterschiedliche Umgebungstemperaturen  $\Theta_K$  die folgenden Auslösezeiten

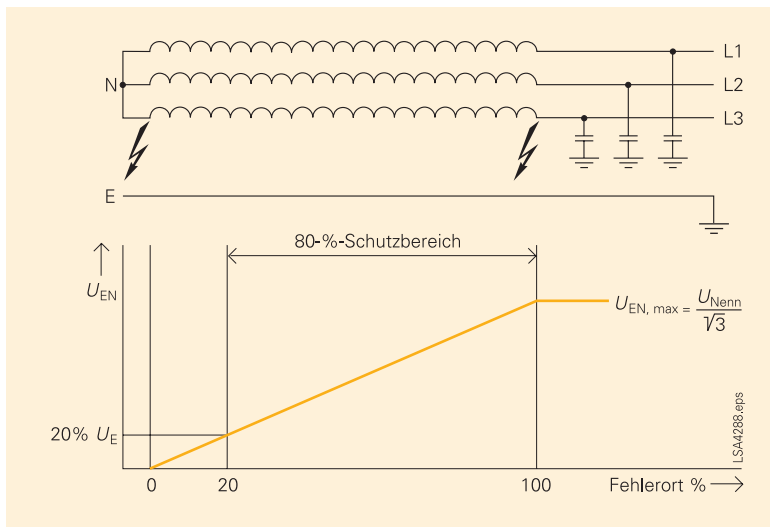
$\Theta_K = 40 \text{ °C}$	$t = 463 \text{ s}$
$\Theta_K = 80 \text{ °C}$	$t = 366 \text{ s}$
$\Theta_K = 0 \text{ °C}$	$t = 637 \text{ s}$

#### 4.2 Unabhängiger Überstromzeitschutz ( $I >, I >>$ )

*Allgemeines*

Der Überstromzeitschutz ist bei Klein- oder Niederspannungsmaschinen der Kurzschlusschutz. Damit auch bei inneren Fehlern in jedem Fall ein Ansprechen erfolgen kann, wird der Schutz bei Generatoren stets an den in der Sternpunktzuführung der Maschine befindlichen Stromwandler angeschlossen. Bei Generatoren, deren Erregerspannung von den Maschinenklemmen abgeleitet wird, klingt bei Nahfehlern (also im Generator- und ggf. Blocktransformatorbereich) der Kurzschlussstrom wegen des nun fehlenden Erregerstromes sehr schnell ab und liegt in wenigen Sekunden unterhalb des Ansprechwertes des Überstromzeitschutzes. In diesen Fällen wird eine sogenannte Unterspannungselbsthaltung verwendet.

**Bild 4**  
Abhängigkeit der Verlagerungsspannung vom Fehlerort in der Ständerwicklung



#### 4.3 Unabhängiger Überstromzeitschutz (Stufe I) mit Unterspannungshaltung

Einstellbeispiel:

Ansprechwert  $1,4 \cdot I_{N \text{ Masch.}}$

Auslöseverzögerung 3 s

Unterspannungshaltung  $0,8 \cdot U_{N \text{ Masch.}}$

Haltezeit von  $U < 4 \text{ s}$

Rückfallverhältnis 0,95

#### 4.4 Erdschlusschutz

Neben dem Kurzschlusschutz, der wie oben gesehen in bekannter Weise durch Überstrom- (ggf. Differential) Schutz realisiert wird, kommt dem Erdschlusschutz bei Kleinmaschinen eine besondere Bedeutung zu.

##### 4.4.1 Prinzip

Die Besonderheit bei elektrischen Maschinen mit isoliertem Sternpunkt ist, dass die Verlagerungsspannung mit wanderndem Fehlerort in Richtung Generatorsternpunkt linear abnimmt (Bild 4). Damit verringert sich auch der Erdschlussstrom, dessen Größe neben der Verlagerungsspannung durch die Erdkapazitäten bestimmt wird. Bei Fehlern in Sternpunktnähe werden Verlagerungsspannung bzw. Erdstrom so klein, so daß sie nicht mehr sicher erfasst werden können.

Man spricht daher von einem Schutzbereich von 80 – 90 %.

Bei der Blockschaltung (Bild 2a) wird dieser Schutzbereich zusätzlich durch die Störeinkopplung vom vorgelagerten Netz bestimmt. Tritt im Netz ein Erdschluss auf, so ist durch die Koppelkapazität CK des Blocktransformators eine Verlagerungsspannung generatorseitig nachweisbar. Die Höhe der Störspannung wird durch die Koppelkapazität, die generatorseitige Erdkapazität (Ständer, Zuleitung) und dem Nennspannungsunterschied zwischen Netz- und Generatorspannung bestimmt.

Bei der Sammelschienenschaltung kann durch die galvanische Verbindung der Generatoren die Verlagerungsspannung nur zur Erdschlussmeldung benutzt werden. Eine selektive Abschaltung ermöglicht der Erdschlussrichtungsschutz.

Der Schutzbereich wird durch den Erdstrom bestimmt, der über einen Kabelumbauwandler (60 A/1 A) erfasst wird. Gemäß Bild 2b fließt durch den fehlerbehafteten Generator die Summe der Teilerdströme. Bestimmend für die Höhe des Fehlerstromes ist das an den Generatoren angeschlossene Kabelnetz.

**Beispiel:**

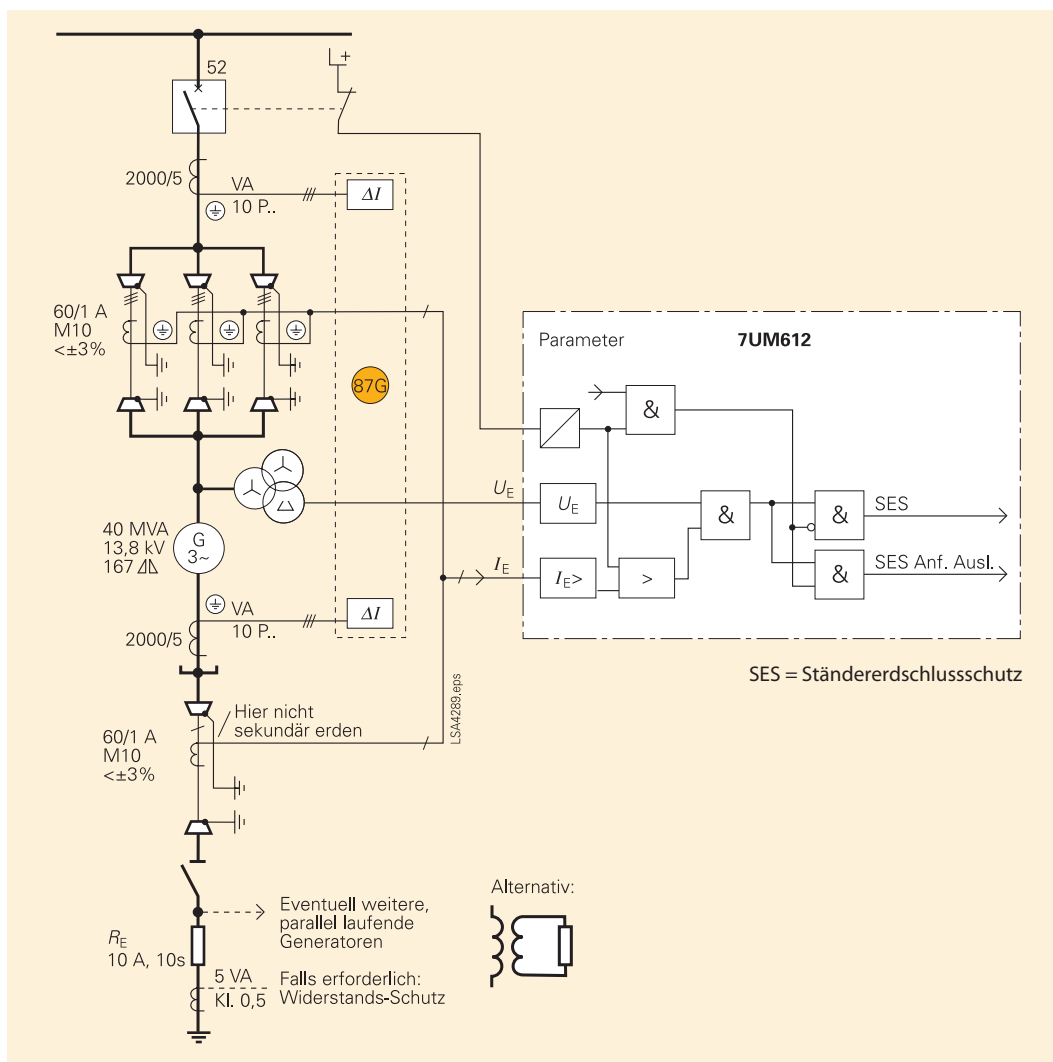
Der kapazitive Erdschlussstrom bei 10-kV-Kabeln (Bleimantel, Kunststoff) liegt zwischen 1,2 bis 3,5 A/km. Geht man bei voller Verlagerungsspannung z.B. von einem max. Erdstrom von 3 A aus und strebt einen Schutzbereich von 80 % an, so fließen primärseitig rd. 0,6 A. Dieser Strom (sekundär etwa 10 mA) ist durch den Schutz sicher beherrschbar.

Ist der kapazitive Strom nicht ausreichend groß, so lohnt sich bei größeren Leistungen die Investition eines Erdungstransformators an der Sammelschiene bzw. von abschaltbaren Belastungswiderständen am Generatorsternpunkt. Der Erdstrom vergrößert sich durch den ohmschen Strom.

**4.4.2 Applikationshinweis**

Im Industriebereich werden Sammelschienenanlagen mit hoch- bzw. niederohmigen, umschaltbaren Sternpunktwiderständen ausgeführt. Zur Erdschlusserfassung werden dabei der Sternpunktstrom und der Summenstrom über Kabelumbauwandler erfasst und als Stromdifferenz dem Schutzgerät zugeführt (siehe Bild 5). Damit tragen sowohl der durch den Sternpunktwiderstand als auch der ggf. vom Netz herrührende Erdstromanteil zum Gesamterdstrom bei. Um eine Überfunktion infolge von Wandlerfehlern auszuschließen, wird die Verlagerungsspannung zur Freigabe benutzt. Der Schutz entscheidet dann auf Maschinenerdschluss, wenn die folgenden beiden Kriterien vorliegen:

- Verlagerungsspannung größer als Einstellwert  $U_0 >$ ,
- Erdstromdifferenz  $\Delta I_E$  größer als Einstellwert  $3 I_0 >$ .



**Bild 5** Erdschlussschutz durch Differenzbildung mit Kabelumbauwandlern

Der Ansprechwert soll mindestens das Doppelte betrieblicher Unsymmetrien betragen. Üblich ist ein Wert von 10 % der vollen Verlagerungsspannung.

#### 4.5 Empfindliche Erdstromerfassung / Läufererd-schlusschutz

Der empfindliche Erdstromschutz dient zur Erfassung von Erdschlüssen in isoliert betriebenen oder hochohmig geerdeten Kreisen. Auch zur Erfassung von Erdschlüssen der Läuferwicklung ist dieser Schutz einsetzbar, wenn der Läuferkreis mit einer netzfrequenten Spannung künstlich gegen Erde verspannt wird ( $U_V \approx 42 \text{ V}$  mittels Vorschaltgerät 7XR61). In diesem Fall wird der maximal fließende Erdstrom durch die Höhe der gewählten Verspannung  $U_V$  und durch die kapazitive Ankopplung an den Läuferkreis begrenzt. Für diesen Anwendungsfall als Läufererdabschlusschutz über den empfindlichen Erdstrommess-eingang ist eine Überwachung des Messkreises vorgesehen. Er gilt als geschlossen, wenn der aufgrund der Erdkapazität des Läuferkreises auch bei gesunder Isolation fließende Erdstrom einen parametrierbaren Mindestwert  $I_{EE<}$  überschreitet. Wird der Wert unterschritten, wird nach einer kurzen Wartezeit (2 s) eine Störungsmeldung abgesetzt.

Ein typischer Ansprechwert ist ca. 2 mA. Wird dieser Wert auf 0 eingestellt, so ist die Überwachungsstufe unwirksam. Dies kann erforderlich werden, wenn die Erdkapazitäten zu klein sind. Die Einstellung der Erdschlussanregung  $I_{EE>}$  wird so gewählt, dass sich damit Isolationswiderstände  $R_E$  von etwa 3 k $\Omega$  bis 5 k $\Omega$  erfassen lassen: Der Einstellwert sollte dabei mindestens doppelt so hoch sein, wie der Störstrom infolge der Erdkapazitäten des Läuferkreises. Die Auslöseverzögerungen  $T_{I_{EE>}}$  und  $T_{I_{EE>>}}$  schließen die Eigenzeiten nicht mit ein.

#### 4.6 Rückleistungsschutz

Der Rückleistungsschutz dient als Schutz einer Turbinen-Generator-Einheit, wenn bei Ausfall der Antriebsenergie die Synchronmaschine als Motor laufend die Turbine antreibt und dabei die erforderliche Schlepplleistung aus dem Netz bezieht. Dieser Zustand führt zu einer Gefährdung der Turbinenschaufeln und muss binnen kurzem durch Öffnen des Netzschalters behoben werden. Für den Generator besteht zudem die Gefahr, dass bei einem fehlerhaften Restdampfdurchlass (Sperrventile defekt) nach Ausschalten des Leistungsschalters die Turbinen-Generator-Einheit beschleunigt wird und Überdrehzahl erreicht. Deswegen soll die Netztrennung erst nach erkannter Wirkleistungsaufnahme erfolgen.

Die Höhe der aufgenommenen Wirkleistung wird durch die zu überwindenden Reibungsverluste bestimmt und liegen anlagenbedingt in folgenden Größenordnungen:

- Dampfturbinen:  $P_{\text{Rück}}/S_N \approx 1 \text{ \% bis } 3 \text{ \%}$
- Gasturbinen:  $P_{\text{Rück}}/S_N \approx 3 \text{ \% bis } 5 \text{ \%}$
- Dieselantriebe:  $P_{\text{Rück}}/S_N > 5 \text{ \%}$

Es wird jedoch empfohlen, beim Primärversuch die Rückleistung mit dem Schutz selbst zu messen. Als Einstellwert wählt man etwa den 0,5-fachen Wert der gemessenen und unter den prozentualen Betriebsmesswerten auslesbaren Schlepplleistung.

#### 4.7 Frequenzschutz

Der Frequenzschutz hat die Aufgabe, Über- oder Unterfrequenzen des Generators zu erkennen. Liegt die Frequenz außerhalb des zulässigen Bereichs, werden entsprechende Schalthandlungen veranlasst, wie z.B. das Trennen des Generators vom Netz. Frequenzrückgang entsteht durch erhöhten Wirkleistungsbedarf des Netzes oder fehlerhaftes Arbeiten der Frequenz- bzw. Drehzahlregelung. Der Frequenzrückgangsschutz wird auch bei Generatoren eingesetzt, die (zeitweilig) auf ein Inselnetz arbeiten, da hier bei Ausfall der Antriebsleistung der Rückleistungsschutz nicht arbeiten kann. Über den Frequenzrückgangsschutz kann der Generator vom Netz getrennt werden. Frequenzsteigerung wird z.B. durch Lastabwürfe (Inselnetz) oder Fehlverhalten der Frequenzregelung verursacht. Hierbei besteht die Gefahr einer Selbsterregung von Maschinen, die auf lange, leerlaufende Leitungen arbeiten. Grundsätzlich richten sich die einzustellenden Frequenzwerte auch hier nach den Vorgaben des Netz- bzw. Kraftwerkbetreibers. Der Frequenzrückgangsschutz hat dabei die Aufgabe, den Kraftwerkseigenbedarf durch rechtzeitiges Trennen vom Netz sicherzustellen. Der Turboregler regelt dann den Maschinensatz auf Nennfrequenz weiterversorgt werden kann. Eine Frequenzsteigerung kann beispielsweise bei einem Lastabwurf oder Fehlverhalten der Drehzahlregelung (z.B. in einem Inselnetz) auftreten. So lässt sich der Frequenzsteigerungsschutz z.B. als Überdrehzahlschutz einsetzen.

Stufe	Veranlassung	Einstellwerte		
		bei $f_N = 50 \text{ Hz}$	bei $f_N = 60 \text{ Hz}$	Verzögerung
$f_1$	Netztrennung	48,00 Hz	58,00 Hz	1 s
$f_2$	Stillsetzung	47,00 Hz	57,00 Hz	6 s
$f_3$	Warnung	49,50 Hz	59,50 Hz	20 s
$f_4$	Warnung oder Auslösung	52,00 Hz	62,00 Hz	10 s

Einstellbeispiel

#### 4.8 Überspannungsschutz

Der Überspannungsschutz hat die Aufgabe, die elektrische Maschine und die damit verbundenen Anlagenteile vor unzulässigen Spannungserhöhungen und damit deren Isolierung vor Schäden zu schützen.

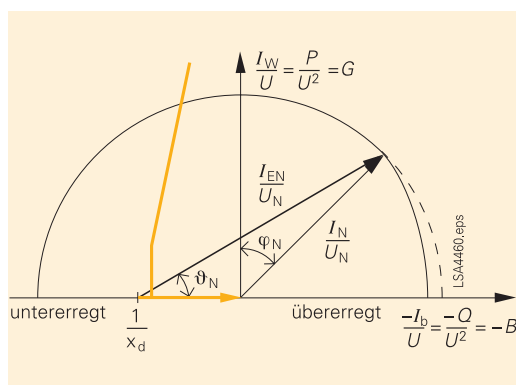
Spannungserhöhungen entstehen z.B. durch Fehlbedienung bei manueller Steuerung des Erregersystems, durch fehlerhaftes Arbeiten des automatischen Spannungsreglers, nach (Voll-) Lastabschaltung eines Generators, bei vom Netz getrenntem Generator oder im Inselbetrieb.

Die Einstellung der Grenzwerte und Verzögerungszeiten des Überspannungsschutzes richtet sich nach der Schnelligkeit, mit der der Spannungsregler Spannungsänderungen ausregeln kann. Der Schutz darf nicht in den Regelvorgang des fehlerfrei arbeitenden Spannungsreglers eingreifen. Die zweistufige Kennlinie muss daher stets über der Spannungszeitkennlinie des Regelvorgangs liegen. Die Langzeitstufe soll bei stationären Überspannungen eingreifen. Sie wird auf etwa 110 % bis 115 %  $U_N$  und je nach Reglergeschwindigkeit auf 1,5 s bis 5 s eingestellt.

#### 4.9 Untererregungsschutz

Der Untererregungsschutz schützt eine Synchronmaschine bei fehlerhafter Erregung bzw. fehlerhafter Regelung vor Asynchronlauf und lokalen Übererwärmungen im Läufer.

Zur Erfassung der Untererregung verarbeitet das Gerät alle drei Strangströme und alle drei Spannungen als Ständerkreiskriterium sowie das Signal einer externen Erregerspannungsüberwachung als Läuferkreiskriterium.



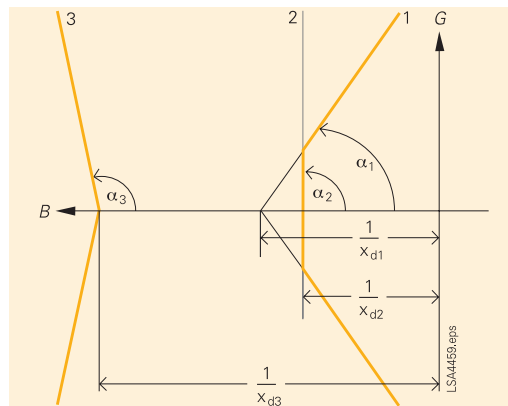
**Bild 6** Admittanzdiagramm eines Turbogenerators

$U_N$	Nennspannung	$I_W$	Wirkstrom
$I_N$	Nennstrom	$I_b$	Blindstrom
$I_{EN}$	Nennerergerstrom	$G$	Wirkleitwert (Konduktanz)
$\vartheta_N$	Nennpolradwinkel	$B$	Blindleitwert (Subzeptanz)
$\varphi_N$	Nennlastwinkel	$P$	Wirkleistung
$x_d$	synchrone Längsreaktanz	$Q$	Blindleistung
$U$	Klemmenspannung		

Die Auslösekennlinien des Untererregungsschutzes setzen sich im Leitwertdiagramm aus Geraden zusammen, die jeweils durch ihren Konduktanzabschnitt  $1/x_d$  (= Koordinatenabstand) und ihren Neigungswinkel  $\alpha$  definiert sind.

Die Geraden  $(1/x_d \text{ KL1})/\alpha 1$  (Kennlinie 1) und  $(1/x_d \text{ KL2})/\alpha 2$  (Kennlinie 2) bilden die statische Untererregungsgrenze.  $(1/x_d \text{ KL1})$  entspricht dem Kehrwert der bezogenen synchronen Längsreaktanz

$$\frac{1}{X_d} = \frac{1}{X_d} \cdot \frac{U_N}{\sqrt{3} \cdot I_N}$$



**Bild 7** Kennlinien des Untererregungsschutzes in der Admittanzebene

Besitzt der Spannungsregler der Synchronmaschine eine Untererregungsbegrenzung, so werden die statischen Kennlinien so eingestellt, dass ein Eingreifen durch die Untererregungsbegrenzung ermöglicht wird, bevor die Kennlinie 1 erreicht ist. Bei der Einstellung kann man unmittelbar vom Leistungsdiagramm des Generators ausgehen.

Dividiert man die Achsengrößen durch die Nennscheinleistung, so erhält man das Generatordiagramm in per unit (entspricht einer per unit-Darstellung des Admittanzdiagramms). Durch multiplizieren von  $1/x_d$  mit einem Sicherheitsfaktor von ca. 1,05 ergibt sich der Einstellwert.

Für  $\alpha 1$  wird der Winkel der Untererregungsbegrenzung des Spannungsreglers gewählt oder der Neigungswinkel aus der Stabilitätskennlinie der Maschine abgelesen.  $\alpha 1$  liegt normalerweise bei  $60^\circ$  bis  $80^\circ$ . Für kleine Wirkleistungen wird vom Maschinenhersteller meist eine Mindesterregung gefordert. Hierzu wird die Kennlinie 1 bei kleiner Wirklast von Kennlinie 2 abgeschnitten.  $\alpha 2$  wird auf  $90^\circ$  eingestellt. Mit der Kennlinie 3 lässt sich der Schutz an die dynamischen Stabilitätsgrenzen der Maschine anpassen. Liegen keine genaueren Angaben vor, wählt man einen Wert, der etwa zwischen der synchronen Längsreaktanz  $x_d$  und der transienten Reaktanz  $x_d'$  liegt; er soll jedoch größer als 1 sein.

Für den Winkel  $\alpha$  3 wählt man normalerweise 80° bis 110°, so dass sichergestellt ist, dass nur eine dynamische Instabilität zum Ansprechen mit Kennlinie 3 führt. Bei Überschreiten der statischen Grenzkurve, bestehend aus den Kennlinien 1 und 2, soll zunächst dem Spannungsregler noch Gelegenheit gegeben werden, die Erregung zu erhöhen; aus diesem Grund wird eine Warnmeldung infolge dieses Kriteriums „langzeit“- verzögert (mindestens 10 s). Wird dem Gerät jedoch von einer externen Erregerspannungsüberwachung der Ausfall der Erregerspannung über Binäreingabe mitgeteilt, so kann mit einer kurzen Verzögerungszeit abgeschaltet werden.

Kennlinie 1 und 2 statische Stabilität	unverzögert	Anregemeldung Err < Anr
Kennlinie 1 und 2 statische Stabilität	langzeitverzögert T KL 1 = T KL 2 ≈ 10 s	Auslösungen Err < KL 1 AUS / Err < KL 2 AUS
Kennlinie 1 und 2 Erregerspannungsausfall	kurzzeitverzögert T KURZ U < ≈ 1,5 s	Auslösung Err < U <sub>Err</sub> < AUS
Kennlinie 3 dynamische Stabilität	kurzzeitverzögert T KL 3 ≈ 0,5 s	Auslösung Err < KL 3 AUS

Einstellung des Untererregungsschutzes

*Hinweis:*

Bei Wahl sehr kurzer Verzögerungszeiten können dynamische Ausgleichsvorgänge u.U. Überfunktionen hervorrufen. Es wird deshalb empfohlen, die Zeiten nicht unter 0,05 s einzustellen.

**4.10 Schieflastschutz**

Der Schieflastschutz dient zur Erkennung unsymmetrischer Belastungen von Dreiphasen-Induktionsmaschinen. Unsymmetrische Belastungen erzeugen ein Gegendrehfeld, welches mit doppelter Frequenz auf den Läufer wirkt. Auf der Oberfläche des Läufers werden Wirbelströme induziert, welche zu lokalen Übererwärmungen in den Läuferendzonen und Nutenkeilen führen. Desweiteren können mit dieser Schutzfunktion Unterbrechungen, Kurzschlüsse oder Vertauschungen in den Anschlüssen zu den Stromwandlern erkannt werden. Es können zudem einpolige und zweipolige Kurzschlüsse, bei denen die Fehlerströme kleiner als die maximalen Lastströme sind, festgestellt werden.

Einstellbeispiel:

Einstellwert  $I_{2\text{zul}} = 11 \% \cdot (483 \text{ A}/500 \text{ A}) = 10,6 \%$   
 Faktor  $k = 18,7 \text{ s}$   
 T Abkühl = 1650 s

**5. Kommunikation**

Die 7UM6-Geräte verfügen über Schnittstellen, die

- die Integration in übergeordnete Leitstellen,
- komfortable Parametrierung und
- Betriebsbedienungen über PC vor Ort oder über Modemanschluss ermöglichen.

SIPROTEC 7UM614 unterstützt die weit verbreiteten, international genormten offenen Kommunikationsstandards

- PROFIBUS DP, RS485 oder optisch 820 nm Doppelring ST-Stecker
- IEC 60870-5-103,
- DNP3.0; RS485 oder optisch 820 nm Doppelring ST-Stecker und
- MODBUS; RS485 oder optisch 820 nm Doppelring ST-Stecker

**6. Zusammenfassung**

Ausgehend von den Empfehlungen für Schutzfunktionen wurde beschrieben, dass trotz Berücksichtigung von Kostenaspekten mit modernen Geräten technisch verantwortbare Konzeptvereinfachungen bei Kleinkraftwerken realisierbar sind.

Die multifunktionalen, digitalen Schutzeinrichtungen bieten einen hohen Umfang an Funktionen. Die Selbstüberwachung unterstützt die Vermeidung von Unterfunktionen (Nichterkennen des Geräteausfalls). Bereits mit einem Gerät ist der Generator ausreichend geschützt.

Für weiterführende Informationen zur Funktionsauswahl und Einstellung wird das 7UM61 Manual empfohlen, dessen Kapitel 2.1 als Applikations-Handbuch gestaltet wurde.

**7. Literatur**

Herrmann, H.-J.: Digitale Schutztechnik. Grundlagen, Software, Ausführungsbeispiele. VDE-Verlag GmbH, Berlin 1997, ISBN 3-8007-1850-2.

Herrmann, H.-J.: Elektrischer Schutz von Kleinkraftwerken. Elektrizitätswirtschaft Jg. 97 (1998) Heft 24

Siemens AG; PTD:  
 SIPROTEC 7UM61 V4.1 Multifunktionaler Maschinenschutz.