

## Vorwort

Ist es nicht eigenartig? Stromnetze werden bei jedem Bauprojekt ausgelegt. Trotzdem beruht die gesamte Berechnung von Netzen, einzelnen Lasten und Spannungsfällen oder die Dimensionierung von Betriebsmitteln stets auf einer Annahme. Die getroffenen Annahmen müssen dabei natürlich auf irgendeine Art und Weise plausibel sein, damit verwertbare Ergebnisse zustande kommen. Genau hier gibt es bisher in der Fachliteratur oder in diversen Regelwerken nur punktuell Informationen oder das Thema wird nur kurz angerissen. Dabei ist gerade die solide Abschätzung der anzusetzenden Leistungen und Lasten fundamental für alles Folgende. In der Vergangenheit war man auf die Hilfe von Lastgangzählern oder Einzelmessungen angewiesen oder man hatte Erfahrungswerte. Trotzdem gelingt es nicht, durchgängig brauchbare und nachvollziehbare Annahmen zu treffen. Wichtig ist also die Frage: Wie genau kann man sich irren? Wie groß mag beispielsweise wohl der Anschlusswert eines älteren Mehrparteienhauses sein, bei dem unterschiedliche Arten der Warmwasserbereitung und der Wohnraumheizung vorliegen? Hier setzt dieses Buch an. Darüber hinaus wird eine andere Art der Netzberechnung und Möglichkeit zur Bestimmung des Baukostenzuschusses vorgestellt, die Lastgangrechnung.

Diese Lastgangrechnung ist ein zentraler Baustein für Netzbetrachtungen. Aufgrund der Anreizregulierung sind Netzbetreiber immer mehr dazu angehalten, den Energiefluss im Netz zu optimieren, Netzengpässe zu beseitigen und das Netz zu ertüchtigen. An dieser Stelle sind unter Betrachtung der Kosten Entscheidungen dazu zu treffen, wie das Netz betrieben wird. Die Lastgangrechnung berücksichtigt das unterschiedliche Verbrauchsverhalten und hilft damit, in kritischen Situationen eine Entscheidung treffen zu können. Ergänzend hierzu werden Lastgänge selbst betrachtet. Auch hier lassen sich durch entsprechende Analyse bereits Informationen gewinnen, die für Netzbetrachtungen oder einzelne Abnahmestellen grundlegend sein können.

Der Baukostenzuschuss ist abhängig von der angemeldeten Leistung. Dieser kann durchaus einen erheblichen Anteil der Netzanschlusskosten darstellen und der Netzbetreiber ist dafür zuständig, jederzeit die vereinbarte Leistung am Netzanschlusspunkt vorzuhalten. Mit dem hier vorgestellten Verfahren lässt sich transparent und diskriminierungsfrei die Leistung am Netzanschluss bestimmen und daraus letztlich auch der zu zahlende Baukostenzuschuss.

Das Buch entstand aus der Praxis heraus, aus über zehn Jahren Erfahrung im Netzbetrieb von Verteilnetzen. Unzählige Netzanschlüsse und ebenso viele Diskussionen mit Installateuren und Planern haben dazu beigetragen, eine praxistaugliche Möglichkeit herauszuarbeiten, die alltäglich Anwendung findet. Alle in diesem Buch vorgestellten Methoden lassen sich mit Tabellenkalkulationsprogrammen umsetzen. Dieses Buch ist wie ein Werkzeugkasten aufgebaut, aus dem genau das Werkzeug herausgenommen wird, das gerade benötigt wird. Die Kapitel sind weitgehend in sich abgeschlossen, es wird nur auf andere Kapitel verwiesen, wenn es unbedingt erforderlich ist. Die Kapitel können so unabhängig voneinander studiert und verwendet werden. Außerdem beruht das Konzept des Buches auf dem Selbststudium. Bei der Herleitung der Gleichungen für die Lastgangrechnung werden zunächst immer die schulmäßigen, herkömmlichen Berechnungsweisen gezeigt, um dann von dieser Basis aus den Schritt zur Lastgangrechnung zu gehen. Hier finden Anwender das Handwerkzeug für ihre tägliche Praxis.



# Inhaltsverzeichnis

<b>Vorwort</b> .....	5
<b>Verwendete Formelzeichen</b> .....	9
<b>1 Einleitung</b> .....	11
<b>2 Grundlagen und Kenngrößen für elektrische Belastungen</b> .....	15
2.1 Verbraucherzählpeilsystem .....	15
2.2 Drehstromsystem .....	16
2.3 Anschlusswert, Maximallast und Maximallastanteil .....	19
2.4 Gleichzeitigkeitsfaktor .....	20
2.5 Lastgänge .....	22
2.5.1 Ganglinie und Dauerlinie .....	24
2.5.2 Lastgang synthetisieren .....	26
2.5.3 Durchschnittliche Annahmen treffen .....	30
2.5.4 Lastband .....	32
2.5.5 Lastanteile und Belastungsarten .....	35
2.6 Standardisierte Lastprofile .....	37
2.7 Gleichzeitigkeitsgrad und -funktion .....	39
<b>3 Herkömmliche Planung elektrischer Anlagen</b> .....	43
3.1 Leistungsphase 1 (Grundlagenermittlung) .....	45
3.2 Leistungsphase 3 (Entwurfsplanung) .....	45
3.3 Alternatives Vorgehen für Leistungsphase 3 .....	46
3.4 Baukostenzuschuss .....	46
3.5 Anwendung herkömmlicher Planungsmethoden: Fallbeispiel Friseursalon .....	49
<b>4 Kennlinien für Haushaltslasten</b> .....	53
4.1 Elektrifizierungsgrad .....	53
4.2 Minimale Haushaltslast .....	53
4.3 Mittlere Haushaltslast .....	54
4.4 Maximale Haushaltslast .....	55
4.4.1 Maximale Haushaltslasten nach Elektrifizierungsgrad .....	55
4.4.2 Die einschlägige Norm DIN 18015-1 .....	58
4.5 Zusammenfassung der Betrachtungen .....	61
4.6 Überführung von Haushaltslasten ineinander .....	63
4.7 Maximallast im Kontext .....	65
4.8 Anwendung der Haushaltslasten .....	66
4.8.1 Wohnanlage mit 10 Parteien .....	66
4.8.2 Erschließung eines Baugebietes .....	68
4.8.3 Eigenverbrauch .....	72
<b>5 Abnehmer jenseits der Privathaushalte</b> .....	75
5.1 Hinführung zur Lastermittlung .....	75
5.2 Sonstige Verbraucher .....	76

5.3	Übrige Netzkunden .....	76
5.4	Allgemeinstrom .....	77
5.5	Ladesäulen für Elektromobilität .....	77
<b>6</b>	<b>Auslegung von Netzanschlüssen .....</b>	<b>81</b>
6.1	Abnehmergruppen und Maximallast .....	82
6.2	Summenlastgang und vorzuhaltende Leistung .....	83
6.3	Maximallastanteile und Baukostenzuschuss .....	83
6.4	Anwendung der Systematik .....	86
<b>7</b>	<b>Betriebsmittel im Niederspannungsnetz .....</b>	<b>89</b>
7.1	Netzimpedanz .....	90
7.2	Einfluss der Transformatoren .....	91
7.3	Betrachtung von Leitungen .....	95
7.4	$n-1$ -sichere Versorgung in Niederspannung .....	97
<b>8</b>	<b>Lastfluss- und Lastgangrechnung im ungestörten Betrieb .....</b>	<b>101</b>
8.1	Einseitig gespeiste Leitung .....	109
8.1.1	Einfach belastete Leitung .....	109
8.1.2	Mehrfach belastete Leitung .....	111
8.1.3	Verzweigte Leitung .....	116
8.1.4	Einfach belastete mehrfache Leitung (Parallelleitung) .....	117
8.2	Zweiseitig gespeiste Leitung .....	118
8.2.1	Unbelastete Leitung .....	118
8.2.2	Einfach belastete Leitung .....	119
8.2.3	Mehrfach belastete Leitung .....	121
8.2.4	Lastverlagerung oder Verwerfen von Leistungen .....	125
8.3	Mehrfach gespeiste, mehrfach belastete und vermaschte Leitungen .....	126
8.4	Anwendung der Lastgangrechnung .....	130
8.4.1	Einseitig gespeiste, einfach belastete Leitung .....	131
8.4.2	Einseitig gespeiste, mehrfach belastete Leitung .....	133
8.4.3	Einseitig gespeiste, einfach belastete mehrfache Leitung (Parallelleitung) .....	140
8.4.4	Zweiseitig gespeiste, einfach belastete Leitung .....	141
8.4.5	Zweiseitig gespeiste, mehrfach belastete Leitung .....	143
8.4.6	Mehrfach gespeiste, mehrfach belastete und vermaschte Leitungen .....	150
<b>9</b>	<b>Anhang .....</b>	<b>157</b>
9.1	Andere Sichtweisen zu Gleichzeitigkeit und Belastungsannahmen .....	157
9.1.1	Deutschland .....	157
9.1.2	Österreich .....	157
9.1.3	Fachliteratur .....	159
<b>10</b>	<b>Literaturverzeichnis .....</b>	<b>161</b>
	<b>Stichwortverzeichnis .....</b>	<b>163</b>

## Verwendete Formelzeichen

Formelzeichen	Einheit	Beschreibung
$a$	$e^{j\phi}$	Drehoperator
$a$	1	Teillastfaktor
$g(n)$	1	Gleichzeitigkeitsfaktor bei $n$ Abnehmern
$g_{\text{Kunde}}$	1	Gleichzeitigkeitsgrad Netzkunde
$g_{\infty}$	1	Endwert Gleichzeitigkeitsfaktor
$I_b$	A	Betriebsstrom
$I_r$	A	Nennstrom
$K_{\%}$	%	bezogene Leistungskonstante
$K_L$	1	Leistungskonstante
$k_s(i)$	1	(Sicherungs-)Stufe für $i: n = \text{Ziel}, i: 1 = \text{Basis}$
$m$	1	Belastungsgrad
$m_0$	1	Lastverhältnis
$n_V$	1	Anzahl virtueller Hauptleistungsabzweige
$P$	W	Wirkleistung
$\bar{P}$	W	Mittelwert Leistung
$P_{AW}$	W	Anschlusswert Leistung
$P_{k0}$	W	(Nenn-)Leerlaufverluste
$P_{kr}$	W	(Nenn-)Kurzschlussverluste
$P_r$	W	Nennwert Leistung
$P_V$	W	Verlustleistung
$P_{(i)}$	W	Viertelstundenwert
$P_i$	W	Last ( $i := \text{min; mid; max}$ )
$P_i(n)$	W	Lastanteil ( $i := \text{min; mid; max}$ )
$\vec{p}_i$	W	Lastgangvektor ( $i := \text{min; mid; max}$ )
$\vec{p}_{i,\text{norm}}$	W	normierter Lastgangvektor ( $i := \text{min; mid; max}$ )
$\vec{p}_{\text{max}}$	W	Vektor Maximallastgang
$R_k$	$\Omega$	Kurzschlussresistanz
$R_L^I$	$\frac{\Omega}{\text{m}}$	Resistanzbelag
$R_T$	$\Omega$	Traforesistanz
$R_{\theta}$	$\Omega$	temperaturabhängiger Widerstand
$S$	VA	Scheinleistung
$S_r$	VA	Nenn(schein-)leistung
$T$	h	Benutzungsstunden
$T_r$	h	Betrachtungszeitraum
$U$	V	Effektivwert Spannung
$\hat{u}$	V	Spitzenwert Spannung

Formelzeichen	Einheit	Beschreibung
$\underline{U}$	V	komplexer Spannungswert
$U_{kr}$	V	Kurzschlussspannung
$u_{kr}$	%	relative Kurzschlussspannung
$U_r$	V	Nennspannung
$u_{Rr}$	%	ohmscher Anteil der relativen Kurzschlussspannung
$u_{\sigma}$	%	induktiver Anteil der relativen Kurzschlussspannung
$\Delta U$	V	Potentialdifferenz
$\Delta U_{\%}$	%	Vektor relativer Spannungsfälle
$\Delta \vec{u}_{\%}$	%	relativer Spannungsabfall
$W_{el}$	kWh	elektrische Arbeit
$X$	var	Blindleistung
$X_k$	$\Omega$	Kurzschlussreaktanz
$X_L^l$	$\frac{\Omega}{m}$	Reaktanzbelag
$Z_L^l$	$\frac{\Omega}{m}$	Impedanzbelag
$Z_T$	$\Omega$	Trafoimpedanz
$\alpha_{20}$	$\frac{1}{^{\circ}\text{C}}$	Temperaturkoeffizient
$\eta_r$	1	(Nenn-)Wirkungsgrad
$\phi$	1	Phasenwinkel
$\psi$	1	Netzimpedanzwinkel
$\theta$	$^{\circ}\text{C}$	Temperatur

# 1 Einleitung

In Netzen zur Übertragung elektrischer Energie wird im Allgemeinen der ungünstigste Belastungsfall oder Starklastfall untersucht und damit die Betriebsweise festgelegt. Dazu werden Netzlasten zeitunabhängig als fester Maximallastwert in der Netzberechnung angenommen und somit der ungünstigste Belastungsfall dargestellt. Grundsätzlich werden auch Betriebsmittel bei elektrischen Anlagen für diesen Betriebspunkt ausgelegt. Bemessungsgrundlage ist meistens die Scheinleistung, allerdings ist es ebenfalls gängige Praxis, die Wirkleistung zugrunde zu legen. Außerdem werden Netze auch für Mischformen aus Abnahme und Erzeugung ausgelegt. Dabei wird ein gewisser Prozentsatz an Grundlast unterstellt und somit die Aufnahmefähigkeit im Netz für dezentral erzeugte Energie heraufgesetzt.

Betrachtet man Netze oberhalb der Mittelspannung (beispielsweise Hochspannungsnetze), so kann man mithilfe von Messwerten den tatsächlichen Belastungsfall sehr gut abbilden und berechnen. Im Mittel- und besonders im Niederspannungsnetz ist dies aber nur begrenzt der Fall. Zum einen fehlen Messwerte und zum anderen wird auch die Lastprognose umso ungenauer, je geringer die Grundmenge ist. In Niederspannung gibt es zwar die Möglichkeit, mittels Lastprofilen in Netzberechnungsprogrammen den Lastverlauf nachzubilden. Lastprofile sind jedoch erst ab einer Abnehmerzahl größer 150 näherungsweise und erst ab 400 hinreichend genau (Kerber, 2011). Um zu aussagekräftigen Lastprognosen zu kommen, ist daher eine genaue Kenntnis des zu betrachtenden Systems notwendig oder aber eine Möglichkeit, näherungsweise die Lastsituation nachzubilden. Bei Netzberechnungen in Niederspannungen geht man deswegen von Punktlasten aus, die man als dauerhafte Lasten (24/7) annimmt. Diese «Bandlasten» bestimmen letztendlich die Dimensionierung des Netzes. Dazu werden dann Skalierungsfaktoren eingesetzt, um die Vergleichzeitigung der Leistung doch noch nachzubilden zu können.

In der einschlägigen Fachliteratur wird die Ermittlung der vorzuhaltenden Leistung für einzelne Abnehmer meistens nur angeschnitten. Es gibt lediglich allgemein gehaltene oder sogar nur oberflächliche Einführungen zum Thema. Dies ist allerdings auch der nur vagen Möglichkeit geschuldet, eine systematische Abschätzung der Leistung durchzuführen.

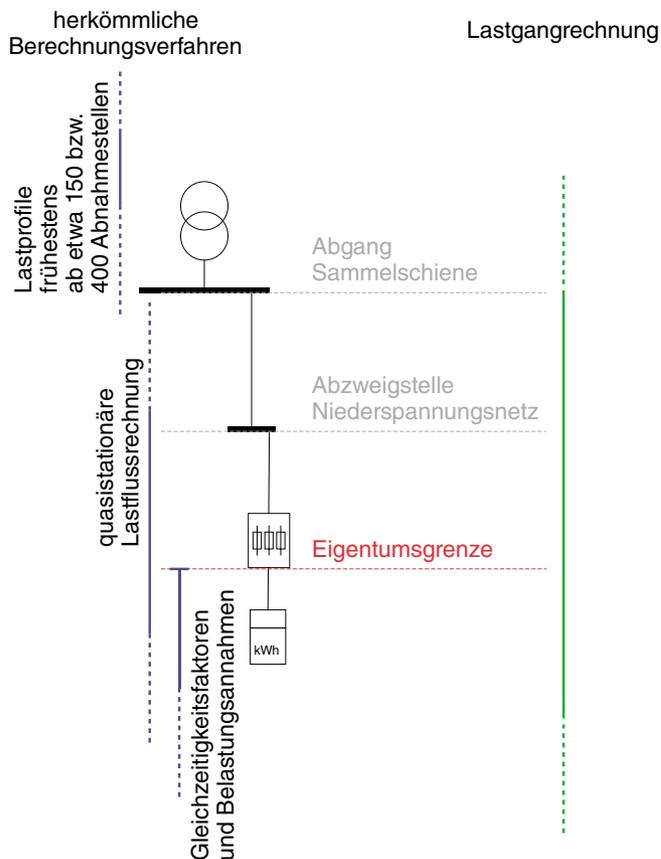
Die zentrale Frage lautet, wie eine systematische Abschätzung der Last unter Berücksichtigung der Gleichzeitigkeit erfolgen kann, wenn man Abnehmerzahlen unterhalb der definierten Grenzen (150 bzw. 400) hat. Es soll hier eine Methode entwickelt werden, die möglichst für einen oder mehrere beliebige Abnehmer gleichermaßen systematisch und grundsätzlich anwendbar ist. Dabei soll der Fokus auf der niederspannungsseitigen Ermittlung der vorzuhaltenden Leistung liegen. Dieses Buch setzt genau hier an und schließt diese bisher vorhandene Lücke. Es werden Lösungen aufgezeigt, mit denen für einzelne oder wenige Abnehmer oder für eine mittlere Anzahl an Betrachtungsfällen (z. B. im Niederspannungsnetz) Lastanteile ermittelt werden können. Es wird ein neu entwickeltes Verfahren zur Bestimmung der vorzuhaltenden Leistung für beliebige Abnahmestellen vorgestellt: die Lastgangrechnung. Die Lastgangrechnung basiert auf Lastprofilen oder Lastgängen, wendet diese jedoch nicht direkt an. Vielmehr werden sie dazu benutzt, für jeden Viertelstundenwert den ungünstigsten Belastungsfall zu ermitteln und mit dem dadurch entstehenden Lastgang die Gleichzeitigkeit zu berücksichtigen. Dieses Verfahren ermöglicht so eine differenzierte Lastbetrachtung, deren Resultate unterhalb des Starklastfalls liegen, da die Gleichzeitigkeit bis zu einem gewissen Teil mit berücksichtigt wird. Die Berücksichtigung der Lastgänge in Netzberechnungen für kleine und mittlere Anwendungsfälle liefert einen Beitrag zur besseren Dimensionierung von Betriebsmitteln. Sie lässt erkennen, ob sich die Last gleichmäßig über die Zeit verteilt oder ob sich durch ungünstige Lastverhältnisse die Lastspitzen nur zu bestimmten Zeiten ausbilden. Das Verfahren kann eingesetzt werden für:

- die Ermittlung der vorzuhaltenden Leistung für einen einzelnen Netzanschluss,
- die Ermittlung der Leistung von einem bis einigen Netzanschlüssen in einem Niederspannungsnetz bei unscharfen Eingangsbedingungen,
- die Auslegung von Netzteilen oder -gebieten,
- die Betrachtung von Lastfluss und Spannungsfall,
- die Zuordnung der Leistungen für die Ermittlung des Baukostenzuschusses.

Herkömmliche Berechnungsmethoden unterscheiden sich nach Einsatzzweck. Die Lastgangrechnung deckt einen breiten Bereich an Berechnungsmethoden ab, so wie in Bild 1.1 dargestellt.

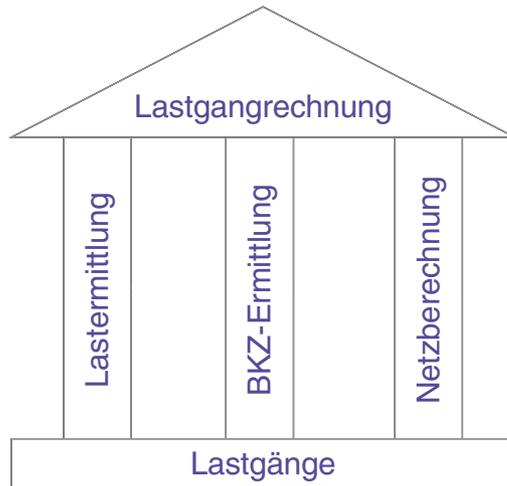
In Kapitel 2 werden Grundlagen erläutert, die auch in der Lastgangrechnung verwendet werden. Kapitel 4 und 5 beschreiben, wie Lasten in unterschiedlichen Bereichen ermittelt werden können. Kapitel 6 gibt an, wie eine Lastermittlung für Netzanschlüsse durchgeführt werden kann. In Kapitel 8 wird dann angegeben, wie mit den aus den vorhergehenden Kapiteln gewonnenen Ergebnissen letztendlich eine Netzberechnung durchgeführt wird.

Die herkömmliche Lastermittlung auf Basis von Gleichzeitigkeitsfaktoren wird in Kapitel 3 erläutert und die quasistationäre Lastflussberechnung wird in Kapitel 8 beschrieben. Hierbei wird stets zuerst die herkömmliche Berechnungsmethodik – also die quasistationäre Lastflussberechnung – gezeigt, und auf dieser Basis für die jeweiligen Anwendungsfälle die Lastgangrechnung hergeleitet.



**Bild 1.1** Einordnung der Lastgangrechnung

Die Lastgangrechnung ruht auf drei Säulen: der Lastermittlung, der Baukostenzuschuss-ermittlung und der Netzberechnung.



**Bild 1.2** Gebäude der Lastgangrechnung

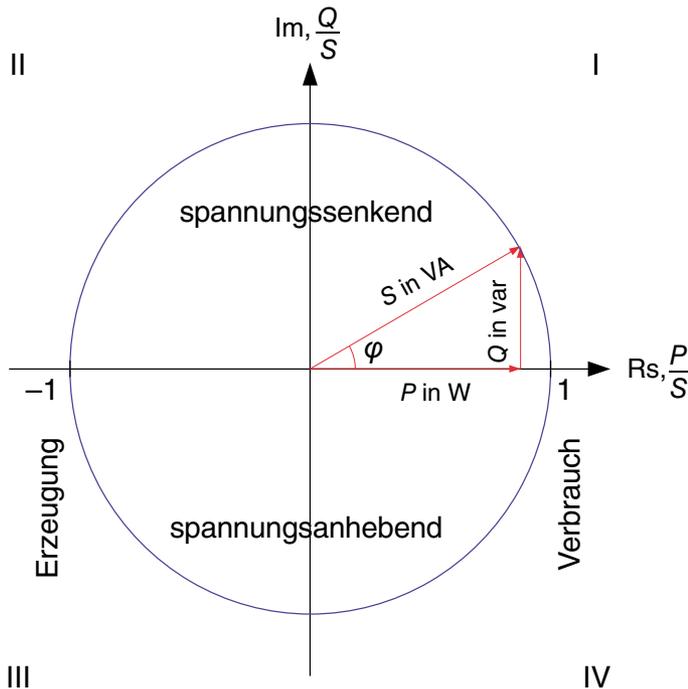


## 2 Grundlagen und Kenngrößen für elektrische Belastungen

Elektrische Belastungen lassen sich in Kenngrößen fassen. Dazu haben sich spezielle Kenngrößen etabliert, die nachfolgend näher beschrieben werden.

### 2.1 Verbraucherzählpeilsystem

Für die Definition der Übertragungsrichtung von Wirk- und Blindleistung sind in der Praxis unterschiedliche Konventionen anzutreffen: zum einen das Erzeugerzählpeilsystem (Ezs) und zum anderen das Verbraucherzählpeilsystem (Vzs). Im Weiteren wird das Verbraucherzählpeilsystem verwendet. Die Konvention hierfür sieht vor, dass der Abnehmer aus dem Versorgungsnetz Energie bezieht, dieser Fall wird also auf der positiven Realachse eingetragen (Bild 2.1).



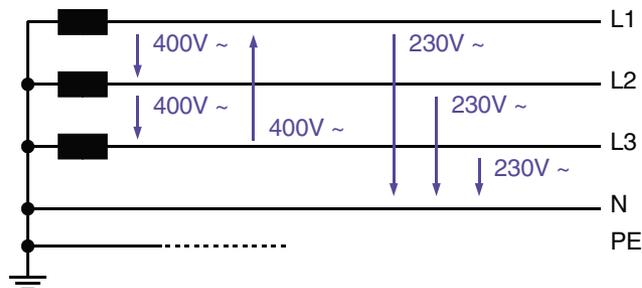
**Bild 2.1** Verbraucherzählpeilsystem

Die Leistung wird als komplexe Größe aufgetragen. Das Diagramm ist dann in vier Quadranten unterteilt, bei dem jeder Quadrant eine andere Energieflussrichtung beschreibt. Der Realteil bildet jeweils die Wirkleistung  $P$  ab und der Imaginärteil die Blindleistung  $Q$ . Die Ordinate teilt die Bereiche in Erzeugung und Verbraucher, wobei hier auch der Leistungsfaktor in positive und negative Werte unterteilt wird. Oberhalb der Abszisse verhalten sich Erzeugung und Verbraucher induktiv (spannungssenkend) und unterhalb kapazitiv (spannungsanhebend).

## 2.2 Drehstromsystem

In einem Ortsnetz gibt es verschiedene Netzformen, wie etwa das TT- oder das TN-System. Die vorherrschende Spannung beträgt in deutschen Ortsnetzen etwa 230/400 V und etwa 50 Hz, wobei noch andere Spannungen verwendet werden könnten (DIN EN 50160). Verteilnetze in Niederspannung werden als Drehstromsysteme betrieben (Bild 2.2) und ein Netzanschluss standardmäßig mit diesem versorgt. Mit einem zweipoligen Spannungsprüfer werden zwischen Außenleiter und Neutralleiter 230 V Wechselspannung gemessen, zwischen Außenleiter und Außenleiter jedoch 400 V Wechselspannung. In einem symmetrisch belasteten und überschwingungsfreien Drehstromsystem addieren sich alle Ströme im Sternpunkt (Neutralleiter) zu null. Daher kann der Neutralleiter z. B. beim Anschluss von Drehstrommotoren entfallen. Im Normalbetrieb soll der Wert nicht mehr als  $\pm 10\%$  von der Nennspannung abweichen (DIN EN 50160). Innerhalb der vorgegebenen Grenzen für die Versorgungsspannung kann das Funktionieren elektrischer Geräte gewährleistet werden. Art und Wert der Spannung werden für den Netzkunden maßgeblich durch das vorhandene Ortsnetz vorgegeben. Die Nennspannung kann dabei im Bereich von 360 V bis 440 V schwanken und es ist in Einzelfällen eine temporäre Unter- und Überschreitung um bis zu 15 % möglich (DIN EN 50160).

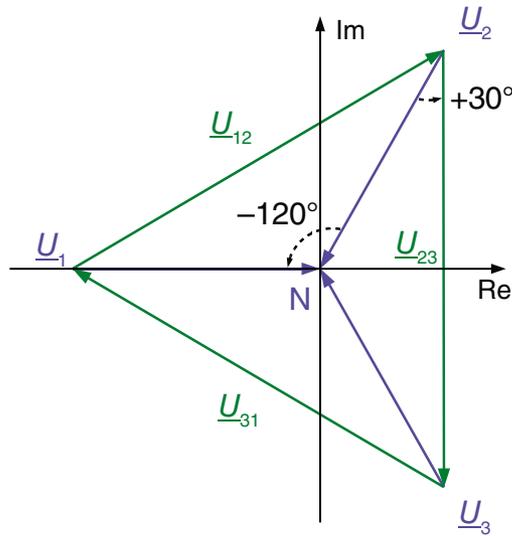
Im praktischen Einsatz ist die Situation oft anders gelagert, weil die maximal möglichen Spannungsgrenzen im Niederspannungsnetz in der Regel nicht erreicht werden. Der Strom im Sternpunkt ist durchaus verschieden von 0.



**Bild 2.2** Drehstromsystem in Niederspannung

Die Besonderheit bei diesem Drehstromsystem ist die Versorgung mit dreimal 230 V pro Außenleiter (L1 bis L3) gegen Neutralleiter (N) und einer verketteten Spannung von 400 V zwischen jeweils zwei Außenleitern. Dabei sind die Außenleiterspannungen um  $120^\circ$  gegeneinander phasenverschoben.

Durch die zeitliche Abfolge der harmonischen Schwingungen wird bei Stromfluss ein Magnetfeld erzeugt, das sich mit der zeitlichen Abfolge von Spannung und Strom auf- und abbaut. Das Drehstromsystem hat seinen Namen von den jeweils um  $120^\circ$  ( $\frac{2}{3}\pi$ ) untereinander phasenverschobenen Strangspannungen. Die Strangspannungen können in komplexer Schreibweise und mit Drehoperatoren beschrieben werden (Gl. 2.1).



**Bild 2.3** Drehstrom mit mathematischem Umlaufsinn

$$\begin{aligned}\underline{U}_1 &= \underline{a}^0 U_1 = U_1 e^{j0} \\ \underline{U}_2 &= \underline{a}^2 U_1 = U_1 e^{-j\frac{2\pi}{3}} \\ \underline{U}_3 &= \underline{a}^1 U_1 = U_1 e^{-j\frac{4\pi}{3}}\end{aligned}$$

Gl. 2.1

Bei sinusförmiger Spannung ergibt sich der Zusammenhang zwischen dem Effektivwert und dem Spitzenwert über die Integration der Spannung. Damit erhält man die Beziehung in Gl. 2.2. Für einen Effektivwert von 230 V ergibt sich so ein Spitzenwert von 325 V und für 400 V einer von 565 V.

$$\hat{u} = \sqrt{2} U_{\text{eff}}$$

Gl. 2.2

Das Verhältnis zwischen der Strang- und der Außenleiterspannung wird mit dem Verkettungsfaktor angegeben. Der Verkettungsfaktor beschreibt das Verhältnis zwischen Dreieck- und Sternspannung. Dabei entspricht die Außenleiterspannung der Dreieckspannung zwischen Außenleiter und Außenleiter, die Sternspannung entspricht der Strangspannung zwischen Außenleiter gegen Sternpunkt. Für zwei beliebige Strangspannungen in einem Dreiphasensystem wird die verkettete Spannung, also die Außenleiterspannung, mit der Gleichung beschrieben, die in Gl. 2.3 hergeleitet wird.

$$\begin{aligned}
 U_{\text{Str}_m-\text{Str}_n} &= U_{\text{Str}_m} - U_{\text{Str}_n} \text{ mit } |U_{\text{Str}_m}| = |U_{\text{Str}_n}| = U \\
 &= U \sin(\omega t) - U \sin\left(\omega t - \frac{2\pi}{3}\right) \\
 &= U \left( 2 \cos\left(\frac{\omega t + \left(\omega t - \frac{2\pi}{3}\right)}{2}\right) \sin\left(\frac{\omega t - \left(\omega t - \frac{2\pi}{3}\right)}{2}\right) \right) \\
 &= U \left( 2 \cos\left(\omega t - \frac{\pi}{3}\right) \sin\left(-\frac{\pi}{3}\right) \right) = \left(-\sqrt{3} \cos\left(\omega t - \frac{\pi}{3}\right)\right) \\
 &= U \left(-\sqrt{3} \sin\left(\frac{\pi}{2} - \omega t - \frac{\pi}{3}\right)\right) = U \left(-\sqrt{3} \sin\left(-\omega t + \frac{\pi}{6}\right)\right) \\
 &= \sqrt{3} U \sin\left(\omega t - \frac{\pi}{6}\right)
 \end{aligned} \tag{Gl. 2.3}$$

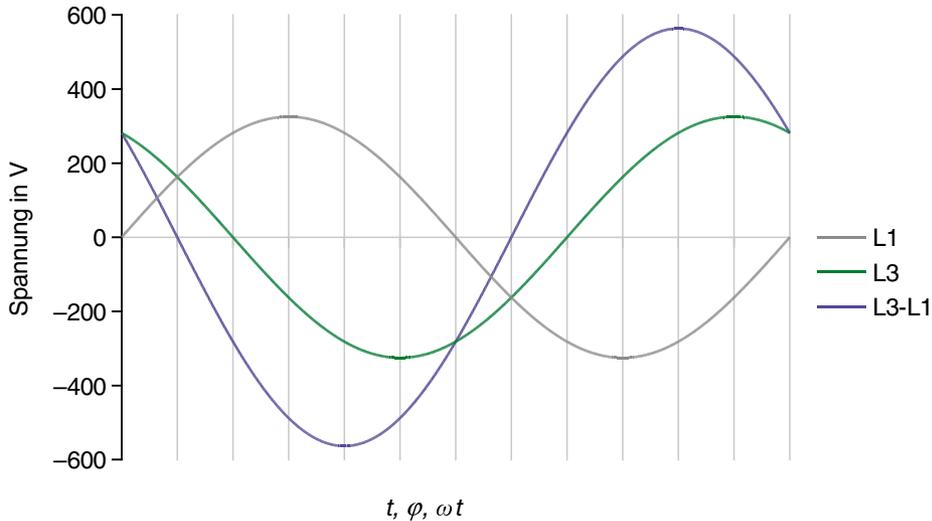
Aus dieser Herleitung des Verkettungsfaktors lassen sich zwei Aussagen ableiten:

- Die Außenleiterspannung ist um den Faktor  $\sqrt{3}$  größer als die Strangspannung.
- Die Außenleiterspannung eilt den jeweils verketteten Strangspannungen um  $\pi/6$  oder  $30^\circ$  vor, bei 50 Hz sind dies 1,67 ms.

Konkret können die verketteten Spannungen einfacher mithilfe komplexer Rechnung beschrieben werden (Gl. 2.4).

$$\begin{aligned}
 \underline{U}_{12} &= \underline{U}_1 - \underline{U}_2 = U_{\text{Str}}[1 - \underline{a}^2] = U_{\text{Str}} \left[ 1 - e^{-j\frac{2\pi}{3}} \right] \\
 &= U_{\text{Str}} \left[ 1 - \left( -\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2} \right) \right] \\
 &= U_{\text{Str}} \sqrt{3} \left[ \frac{\sqrt{3}}{2} + j\frac{1}{2} \right] = \sqrt{3} U_{\text{Str}} e^{j30} \\
 \underline{U}_{23} &= \underline{U}_2 - \underline{U}_3 = U_{\text{Str}}[\underline{a}^2 - \underline{a}] = U_{\text{Str}} \left[ e^{-j\frac{2\pi}{3}} - e^{-j\frac{4\pi}{3}} \right] \\
 &= U_{\text{Str}} \left[ \left( -\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2} \right) - \left( -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} \right) \right] \\
 &= U_{\text{Str}} \sqrt{3} [0 - j] = \sqrt{3} U_{\text{Str}} e^{-j90} \\
 \underline{U}_{31} &= \underline{U}_3 - \underline{U}_1 = U_{\text{Str}}[\underline{a} - 1] = U_{\text{Str}} \left[ e^{-j\frac{4\pi}{3}} - 1 \right] \\
 &= U_{\text{Str}} \left[ \left( -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} \right) - 1 \right] \\
 &= U_{\text{Str}} \sqrt{3} \left[ -\frac{\sqrt{3}}{2} - j\frac{1}{2} \right] = \sqrt{3} U_{\text{Str}} e^{-j210}
 \end{aligned} \tag{Gl. 2.4}$$

Die zeitliche Abfolge, die sich aus dieser Rechnung ergibt, ist in Bild 2.4 exemplarisch grafisch dargestellt.



**Bild 2.4** Außenleiter- und Strangspannungen im Drehstromsystem

## 2.3 Anschlusswert, Maximallast und Maximallastanteil

Es gibt zwei grundsätzliche Kenngrößen für die Ermittlung der elektrischen Leistung. Zum einen ist dies der Anschlusswert  $P_{AW}$ , der in der Regel auf dem Typenschild oder in den Herstellerunterlagen zu finden ist. Der Anschlusswert ist größer als die Nennleistung  $P_r$  und entspricht der an den Klemmen aufgenommenen elektrischen Leistung.

$$P_{AW} = \frac{P_r}{\eta_r}$$

Gl. 2.5

Der Anschlusswert  $P_{AW,i}$  ist die zum Betrieb benötigte Leistung für einen Abnehmer oder eine Gruppe von Abnehmern. Die installierte Leistung ist die Summe aller dieser Anschlusswerte:

$$P_{AW} = \sum_i P_{AW,i}$$

Gl. 2.6

Während ohmsche Verbraucher tatsächlich die als Anschlusswert angegebene Leistung benötigen, haben nichtlineare Abnehmer einen differenzierten elektrischen Leistungsbedarf. Hier sei als Beispiel eine Ladesäule für Elektrofahrzeuge genannt, die anfangs einen hohen Leistungsbedarf nahe dem Anschlusswert hat, bei der aber dann im Verlauf der Batterieladung die benötigte Leistung auf ein Minimum reduziert wird.

Jeder Abnehmer (oder jede Gruppe von Abnehmern) hat eine Maximallast und zugleich einen Maximallastanteil. Die Maximallast ist stets kleiner als die installierte Leistung, da es unwahrscheinlich ist, dass alle Abnehmer zur gleichen Zeit ihre installierte Leistung beanspruchen, und sie kann dem Anschlusswert entsprechen. Die Maximallast ist eine wichtige Kenngröße, um elektrische Betriebsmittel sicher auszulegen.

Die gleichzeitig benötigte Leistung einer Gruppe von Abnehmern ist stets kleiner als die Summe der Maximallasten. Dabei entfällt auf jedes Mitglied einer Gruppe nur noch ein Bruchteil seiner ursprünglichen Maximallast. Bei einer größer werdenden Anzahl von Abnehmern sinkt auch der Anteil derjenigen, die gleichzeitig ihre Leistung beanspruchen. Damit wird auch die anteilige Leistung einzelner Abnehmer im Verhältnis zur installierten Leistung geringer. Man sagt, sie vergeleichzeitig sich. Bei nur einem Abnehmer entspricht der Maximallastanteil der Maximallast.

## 2.4 Gleichzeitigkeitsfaktor

Der Gleichzeitigkeitsfaktor  $g(n)$  beschreibt in den Gleichungen entweder einen Abnehmer oder eine Gruppe von Abnehmern. Er wird auch Gleichzeitigkeitsgrad genannt. Die DIN VDE 0100–100 führt hierzu aus: «Bei der Ermittlung des maximalen Leistungsbedarfs einer Anlage oder eines Anlagenteils darf der Gleichzeitigkeitsfaktor berücksichtigt werden.» Diese Aussage enthält zwei Aspekte. Zum einen wird mit dem Gleichzeitigkeitsfaktor der maximale Leistungsbedarf ermittelt, damit ist je nach dem konkreten Fall die Maximallast oder deren Anteil gemeint. Zum anderen liegt die Anwendung des Gleichzeitigkeitsfaktors für die Ermittlung der Leistung im Ermessen des Planers. Damit ergibt sich also die Möglichkeit, mittels geeigneter Faktoren einen Zusammenhang zwischen Maximallast und Maximallastanteil herzustellen.

Ist der Gleichzeitigkeitsfaktor für das gesamte Gebäude oder die Anlage nicht bekannt, so sollte versucht werden, Betriebsmittel zu gruppieren. Dazu sind nach Verfahrensweisen, Gewohnheiten oder Betriebsweisen gleiche, ähnliche oder voneinander abhängige Betriebsmittel zusammenzufassen. Eine geschickte Wahl der Gruppen begünstigt die Ermittlung oder Schätzung des Gleichzeitigkeitsfaktors (Cichowski & Cichowski, Anjo, 2013). Beispiele für Gruppen (Cichowski & Cichowski, Anjo, 2013) sind:

- Beleuchtungsanlagen,
- Heizung und Lüftung,
- Warmwasserbereitung.

Es gibt auch Ansätze der Firma Siemens, die so produzierten Werte für Leistungen und die damit einhergehenden Unsicherheiten über sogenannte Kalibrierungsfaktoren in den Griff zu bekommen. Dabei werden die gefundenen Leistungswerte mit weiteren Faktoren multipliziert, um den Gegebenheiten vor Ort gerecht zu werden (Hopf, 2015).

Eine weitere Vorgehensweise in der Industrie ist es, über eine sogenannte Zweigliederformel die Ermittlung der maximalen Belastung durch Abnehmergruppen über die Sättigung des Gleichzeitigkeitsfaktors zu beschreiben. Dabei wird davon ausgegangen, dass die Höchstlast einer Gruppe von  $n$  Abnehmern im Wesentlichen durch die  $x$  größten Abnehmer dominiert wird (Beck & Bengler, 2009).

Verschiedene Autoren stellen unterschiedliche Anforderungen und Bedingungen an den Gleichzeitigkeitsfaktor. Zunächst sollen hier die wesentlichen Eigenschaften anhand der Quellen illustriert und anschließend eine Definition hergeleitet werden.