

Verluste im Unternehmensnetz

Wo elektrische Energie hinter dem Übergabepunkt verloren geht
und was das konkret bewirkt

Technischer Bericht (Whitepaper)

Worum es in diesem Whitepaper geht

Jede Kilowattstunde, die der Zähler am Übergabepunkt erfasst, wird bezahlt - unabhängig davon, ob sie in einer Maschine Arbeit verrichtet oder als Wärme in Kabeln, Transformatoren und Motorwicklungen endet. Verluste im firmeneigenen Netz sind deshalb kein abstraktes Netzthema, sondern ein direkter Kostenposten: Sie entstehen hinter dem Zähler und werden vollständig als Wirkarbeit abgerechnet. Und sie kosten doppelt: Dieselbe Stromwärme beschleunigt die Alterung von Wicklungen und Isolierungen - pro 10 Kelvin höherer Dauertemperatur halbiert sich deren erwartete Lebensdauer (Bonnett und Boteler 2001, S. 305).

Dieses Whitepaper systematisiert, wo im Unternehmensnetz Verluste entstehen, welche Störgrößen sie antreiben und wie groß die Effekte nach heutigem Kenntnisstand tatsächlich sind. Betrachtet wird ausdrücklich die Kundenanlage - vom Übergabepunkt bis zum Verbraucher. Die Verluste des öffentlichen Übertragungs- und Verteilnetzes folgen einer eigenen Kostenlogik (sie werden über die Netzentgelte umgelegt) und kommen hier nur zur Abgrenzung und als Größenvergleich vor.

Wo im Unternehmensnetz Energie verloren geht

Fast alle in diesem Papier behandelten Verluste sind Stromwärmeverluste. Für jeden stromdurchflossenen Widerstand gilt:

$$P_V = I^2 \cdot R$$

Die Verlustleistung wächst mit dem Quadrat des Stroms. Zehn Prozent mehr Strom bedeuten 21 Prozent mehr Verluste, der doppelte Strom bedeutet die vierfachen Verluste. Dieser Zusammenhang zieht sich durch alle folgenden Abschnitte, denn jede der fünf Störgrößen wirkt am Ende über denselben Hebel: Sie erhöht den Effektivwert des Stroms, ohne die verrichtete Nutzarbeit zu erhöhen.

BETRIEBSMITTEL	VERLUSTMECHANISMUS	WOVON DIE HÖHE ABHÄNGT
Transformator	Leerlaufverluste (Eisen) näherungsweise konstant; Lastverluste (Kupfer, Wirbelströme) proportional I^2	Auslastung, Leistungsfaktor, Stromverzerrung
Kabel und Leitungen	Stromwärme $I^2 R$ in allen Adern	Querschnitt, Länge, Effektivstrom
Neutralleiter	Stromwärme durch Unsymmetrie- und Oberschwingungsströme	Schieflast, Anteil der durch drei teilbaren Ordnungen

BETRIEBSMITTEL	VERLUSTMECHANISMUS	WOVON DIE HÖHE ABHÄNGT
Motoren	Kupfer-, Eisen- und Zusatzverluste	Spannungslage, Unsymmetrie, Verzerrung, Auslastung
Klemm- und Kontaktstellen	Übergangswiderstände	Zustand der Verbindungen, Strom
Kompensations- und Filtertechnik	Eigenverbrauch der Geräte	Technologie und Bemessungsleistung

Zwei Größen bestimmen damit das Verlustniveau einer Installation: wie viel Strom fließt und wie sauber er ist. Genau daran setzen die fünf Störgrößen an, die in den folgenden Abschnitten einzeln betrachtet werden: Leistungsfaktor, Oberschwingungen, Schiefast, Spannungslage und Störimpulse (Transienten).

Störgröße 1: Leistungsfaktor

Induktive Verbraucher - Motoren, Transformatoren, Drosseln, Schweißtechnik - benötigen neben der Wirkleistung einen zusätzlichen Leistungsanteil zum Aufbau ihrer Magnetfelder. Dieser pendelt periodisch zwischen Quelle und Verbraucher, verrichtet keine Nutzarbeit, erhöht aber den Scheinstrom, den Kabel, Schaltanlagen und Transformatoren führen müssen. Der Zusammenhang mit den Verlusten ist exakt bezifferbar: Bei gleicher Wirkleistung P wächst der Strom im Drehstromnetz mit $1/\cos \varphi$ - und die Stromwärmeverluste wachsen quadratisch dazu:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} U \cos \varphi} \quad \Rightarrow \quad \frac{P_V(\cos \varphi)}{P_V(1)} = \frac{1}{\cos^2 \varphi}$$

VERSCHIEBUNGSFAKTOR $\cos \varphi$	STROM BEZOGEN AUF $\cos \varphi = 1$	LEITUNGSVERLUSTE BEZOGEN AUF $\cos \varphi = 1$
1,00	100 %	100 %
0,95	105 %	111 %
0,90	111 %	123 %
0,80	125 %	156 %
0,70	143 %	204 %

Eine Anlage mit $\cos \varphi = 0,7$ erzeugt in den eigenen Zuleitungen also rund die doppelten Stromwärmeverluste wie dieselbe Anlage bei vollständiger Kompensation. Wie groß der Hebel in Summe ist, hat der ZVEI für Deutschland quantifiziert: Würde der Leistungsfaktor aller Betriebe flächendeckend von 0,90 auf 1,00 angehoben, ließen sich bis zu 1,7 Terawattstunden

Verlustenergie pro Jahr vermeiden - etwa 8 Prozent der gesamten Netzverluste und rund eine Million Tonnen CO₂; die eingesparte Verlustenergie entspricht einem Wert von rund 89 Millionen Euro pro Jahr (Brückl und Haslbeck 2013, S. 31 sowie Tab. 4, S. 33). Die Studie weist dies als theoretisches Maximalszenario aus und empfiehlt als ersten Schritt einen Kompensationsgrad von 0,95 (ebd., S. 46). Die Studie betrachtet das Verteilnetz; der Mechanismus ist in der Kundenanlage derselbe.

In diesem Papier bezeichnet $\cos \varphi$ durchgehend den Verschiebungsfaktor der Grundschiwingung - so, wie ihn die Niederspannungsanschlussverordnung und die Abrechnung der Netzbetreiber verwenden. Der Gesamtleistungsfaktor $\lambda = P/S$, der die Stromverzerrung mit enthält, wird ab dem Kapitel „Wie viel das in Prozent des Jahresverbrauchs bedeutet“ ausdrücklich so benannt. Die Unterscheidung ist keine Wortklauberei: Wer beide Größen verwechselt, zählt die Verzerrung doppelt.

Die rechtliche und die abrechnungstechnische Seite

Der Leistungsfaktor ist auch formal keine Nebensache. § 16 Abs. 2 der Niederspannungsanschlussverordnung setzt für die Nutzung des Netzanschlusses einen Verschiebungsfaktor zwischen 0,9 kapazitiv und 0,9 induktiv voraus (NAV 2006). Die technische Anschlussregel VDE-AR-N 4100 in der Ausgabe 2026-04 lässt zudem keine lastunabhängige Festkompensation mehr zu - die Kompensation muss dem tatsächlichen Bedarf folgen (VDE FNN 2026, Abschn. 10.3). In der Abrechnungspraxis berechnen viele Netzbetreiber einen Zuschlag, sobald der nicht wirksame Energieanteil 50 Prozent der Wirkarbeit übersteigt; das entspricht rechnerisch $\cos \varphi \approx 0,9$. Das setzt eine registrierende Leistungsmessung voraus und ist im Alltag kleiner und mittlerer Betriebe praktisch ohne Bedeutung.

Konkrete Auswirkungen im Betrieb

- Höhere I²R-Verluste in sämtlichen Betriebsmitteln zwischen Übergabepunkt und Verbraucher - diese Verluste zählt der eigene Zähler mit.
- Der Transformator wird nach Scheinleistung ausgelastet: Der nicht wirksame Stromanteil belegt Kapazität, die für Erweiterungen fehlt, und erhöht seine Lastverluste.
- Bei sehr niedrigem Leistungsfaktor kann ein zusätzlicher Posten auf der Netzrechnung erscheinen.
- Der Spannungsfall entlang der Leitungen steigt; nachgelagerte Verbraucher arbeiten näher an der Unterspannungsgrenze.

Störgröße 2: Oberschwingungen

Leistungselektronik nimmt den Strom nicht sinusförmig auf: Frequenzumrichter, USV-Anlagen, Schaltnetzteile, LED-Beleuchtung und PV-Wechselrichter erzeugen Stromanteile bei Vielfachen der 50-Hz-Grundschiwingung. Diese Oberschwingungsströme verrichten keine Nutzarbeit, erhöhen aber den Effektivwert des Stroms und damit die Verluste in allen durchflossenen Betriebsmitteln.

Die klassische Quantifizierung stammt aus einem IEEE-Feldversuch in einem Bürogebäude: Die Verluste der Gebäudeinstallation können sich beim Betrieb nichtlinearer elektronischer Lasten gegenüber linearer Last mehr als verdoppeln (Key und Lai 1996). Untersucht wurden dabei ausdrücklich die I^2R -Verluste der Leitungen, der Proximity-Effekt und die Wirbelstromverluste in den Transformatorwicklungen. Die Folgearbeiten derselben Autoren vergleichen die Gegenmaßnahmen (Lai und Key 1997; Key und Lai 1998).

Wirkung auf den Transformator

Wirbelstromverluste in den Wicklungen wachsen näherungsweise quadratisch mit der Frequenz - schon kleine Stromanteile hoher Ordnung haben deshalb große Wirkung. IEEE Std C57.110 beschreibt das Rechenverfahren dazu über den Harmonic Loss Factor, das Verhältnis der Wirbelstromverluste bei verzerrtem Strom zu denen bei reiner Grundschiwingung (IEEE 2018). Ein durchgerechnetes Beispiel zeigt die Konsequenz: Bei einem typischen Sechspuls-Umrichterspektrum darf ein Trockentransformator nur noch mit rund 77 Prozent seines Bemessungsstroms belastet werden, ein Öltransformator mit rund 87 Prozent (Lam 2022). Verzerrter Strom „verbraucht“ also Transformator Kapazität und erhöht dessen Erwärmung.

Der Neutralleiter

Oberschwingungen mit durch drei teilbarer Ordnung - die 3., 9., 15. - heben sich im Neutralleiter nicht auf, sondern addieren sich (Siemens 2015a, Abschn. 4.3). Desmet und Baggini nennen für Büro- und IT-Lasten das 1,61-Fache des Außenleiterstroms ausdrücklich als Näherung; die zugrunde liegende Messung stammt von Gruzs (1990). Das 1,73-Fache ($\sqrt{3}$) tritt bei gesteuerten Gleichrichtern mit einem Steuerwinkel ab 60 Grad auf und ist damit kein theoretisches Maximum (Desmet und Baggini 2003; Gruzs 1990; Schneider Electric 2022). Der Neutralleiter erzeugt damit eigene Stromwärmeverluste und Erwärmung - in Anlagen, in denen er traditionell schwächer dimensioniert wurde als die Außenleiter. Normativ ist das Thema erfasst: IEC 60364-5-52 enthält im Anhang E Reduktionsfaktoren für überschwingungsbehaftete Lastströme (IEC 2024), der deutsche Bezug ist DIN VDE 0100-520 Beiblatt 3 (DKE 2012), und nach DIN VDE 0298-4 muss der Neutralleiterquerschnitt mindestens dem der Außenleiter entsprechen, sobald der Stromverzerrungsgrad 15 Prozent überschreitet (Siemens 2015a).

Kabel und die Rolle des Skin-Effekts

In Kabeln ist der Haupteffekt schlicht der erhöhte Effektivstrom. Skin- und Proximity-Effekt wachsen zwar mit der Frequenz - die Rechenansätze dafür stehen in IEC 60287-1-1, Abschnitte 5.1.3 bis 5.1.5 (IEC 2023) -, werden für übliche Querschnitte der Niederspannungs-Installation aber häufig überschätzt (Fassbinder 2020). Wer die Verluste senken will, muss in erster Linie den Verzerrungsstrom selbst reduzieren, nicht die Frequenzabhängigkeit des Widerstands bekämpfen.

Grenzwerte und Bewertung

Zwei Regelwerke setzen den Rahmen. IEEE Std 519 - seit der Ausgabe 2022 ein verbindlicher Standard, keine bloße Empfehlung mehr - begrenzt für Netze bis 1 kV die einzelne Oberschwingungsspannung auf 5 Prozent und den Gesamtverzerrungsgrad auf 8 Prozent; die zulässige Stromverzerrung richtet sich nach dem Verhältnis von Kurzschluss- zu Laststrom (IEEE 2022). EN 50160 beschreibt die Spannungsqualität am Übergabepunkt öffentlicher Netze und begrenzt den Gesamtverzerrungsgrad der Spannung ebenfalls auf 8 Prozent, bewertet über 95 Prozent der 10-Minuten-Mittelwerte einer Woche (CENELEC 2022).

Achtung bei alten Grenzwerttabellen

Viele im Umlauf befindliche Grenzwerttabellen stammen aus den EN-50160-Ausgaben 1999 oder 2010. Die Werte einzelner Ordnungen wurden seither geändert - unter anderem wurde der Grenzwert der 15. Spannungsharmonischen von 0,5 auf 1,0 Prozent und der der 21. von 0,5 auf 0,75 Prozent angehoben. Bewertungen sollten immer auf der Ausgabe 2022 (mit Änderung A1:2025) beruhen.

Störgröße 3: Schiefast

Ungleich auf die drei Außenleiter verteilte einphasige Verbraucher erzeugen eine Spannungsunsymmetrie. Für Drehstrommotoren ist sie überproportional schädlich, weil die Impedanz der Maschine für das Gegensystem sehr klein ist: Bereits 1 Prozent Spannungsunsymmetrie kann eine Stromunsymmetrie von 6 bis 10 Prozent hervorrufen (von Jouanne 2000; von Jouanne und Banerjee 2001).

Die unsymmetrischen Ströme erhöhen die Wicklungsverluste und die Temperatur. Als Näherung gilt: Die zusätzliche Übertemperatur in Prozent entspricht dem Doppelten des Quadrats der prozentualen Spannungsunsymmetrie - und pro 10 Kelvin höherer Wicklungstemperatur halbiert sich die erwartete thermische Lebensdauer der Isolierung (Bonnett und Boteler 2001, S. 305 ff.;

normativ IEC 60034-18-31:2012, Abschn. 5.2). In Messreihen des Motorherstellers erreichte die Wicklung bei 5 Prozent Unsymmetrie rund 180 °C statt 120 °C (ebd., S. 309 f.).

Was das im Verbrauch bedeutet, zeigt ein durchgerechnetes Beispiel des U.S. Department of Energy: Ein voll ausgelasteter 75-kW-Motor (100 hp) mit 8.000 Betriebsstunden pro Jahr fällt bei 2,5 Prozent Spannungsunsymmetrie von 94,4 auf 93,0 Prozent Wirkungsgrad; die Behebung der Unsymmetrie spart 9.517 kWh pro Jahr - an einem einzigen Motor (U.S. DOE 2012a). Dieselbe Quelle misst den Motor an drei Lastpunkten, und der Befund verschärft sich zur Teillast hin: bei voller Last 94,4 gegen 93,0 Prozent, bei drei Vierteln 95,2 gegen 93,9, bei halber Last 96,1 gegen 94,1 Prozent - in Mehrverbrauch des Motors umgerechnet 1,5, 1,4 und 2,1 Prozent. Die spätere Rechnung setzt den Volllastwert an und liegt damit auf der sicheren Seite. Die Quelle weist darauf hin, dass die Ergebnisse von Bauart, Drehzahl und Bemessungsleistung abhängen und der geprüfte Motor sein Wirkungsgradmaximum nicht bei den sonst üblichen 75 Prozent Last hatte (U.S. DOE 2012a, Tab. 1).

Die Normung zieht daraus Konsequenzen: NEMA MG-1 verlangt oberhalb von 1 Prozent Unsymmetrie eine Leistungsreduzierung des Motors; bei 2 Prozent ist ein etwa 5 Prozent größerer Motor erforderlich, bei 3 Prozent rund 12 Prozent, und ein Betrieb über 5 Prozent wird nicht mehr empfohlen (von Jouanne 2000; U.S. DOE 2012a). International behandelt IEC 60034-26 - seit Januar 2026 in zweiter Ausgabe - dieselben Zusammenhänge (IEC 2026). Für das speisende Netz begrenzt EN 50160 die Spannungsunsymmetrie auf 2 Prozent, örtlich bis 3 Prozent (CENELEC 2022).

Schiefelast wirkt auch ohne Motoren: Unsymmetrische Grundswingungsströme fließen über den Neutralleiter zurück und erzeugen dort zusätzliche Stromwärmeverluste, die bei symmetrischer Verteilung gar nicht anfielen.

Störgröße 4: Spannungslage

EN 50160 erlaubt am Übergabepunkt Abweichungen von ± 10 Prozent von der Nennspannung (95 Prozent der 10-Minuten-Mittelwerte; alle Werte innerhalb $+10/-15$ Prozent) (CENELEC 2022). Innerhalb dieses zulässigen Bandes verändert die Spannungslage den Verbrauch - je nach Lasttyp in unterschiedliche Richtung. Ein pauschaler „Mehrverbrauch durch Spannungsschwankungen“ lässt sich deshalb nicht seriös angeben; die Wirkung hängt von der Zusammensetzung der Lasten ab.

Überspannung

Lasten mit konstanter Impedanz - Heizelemente, konventionelle Beleuchtung - nehmen bei erhöhter Spannung quadratisch mehr Leistung auf, ohne mehr Nutzen zu liefern. Bei Motoren

sinkt mit steigender Spannung vor allem der Leistungsfaktor: um rund 3 Punkte bei 110 Prozent und um 5 bis 15 Punkte bei 120 Prozent der Nennspannung, während der Anlaufstrom bei 110 Prozent um 10 bis 12 und erst bei 120 Prozent um rund 25 Prozent steigt (Bonnett und Boteler 2001, Tab. 2, S. 306, nach Pillay 1995). Der Wirkungsgrad selbst bleibt zwischen Nennspannung und etwa +10 Prozent nahe am Maximum (U.S. DOE 2012b) - dauerhafte Überspannung belastet aber die Isolierung.

Unterspannung

Ein voll belasteter Motor zieht bei 90 Prozent Spannung rund 11 Prozent mehr Strom, seine Übertemperatur steigt um etwa 23 Prozent, der Wirkungsgrad fällt um 1 bis 2 Punkte und das Kippmoment sinkt um 19 Prozent (Bonnett und Boteler 2001, Tab. 2). Elektronisch geregelte Verbraucher - Umrichter, Netzteile, geregelte Antriebe - verhalten sich als Konstantleistungslasten: Sinkt die Spannung, steigt ihr Strom (Gorjian u. a. 2023), und mit ihm die I^2R -Verluste in der Zuleitung. Diese Werte gelten für den voll ausgelasteten Motor. Dieselbe Tabelle zeigt, dass sich der Befund zur Teillast hin umkehrt: Bei drei Vierteln der Nennlast ändert sich der Wirkungsgrad bei 90 Prozent Spannung praktisch nicht, bei halber Last steigt er um 1 bis 2 Punkte. Weil Industriemotoren überwiegend in Teillast laufen - „many motors are in use that are not fully loaded“ (McCoy und Douglass 2014, S. 9-3) -, lässt sich aus der Spannungslage kein pauschaler Zuschlag bilden. Sie geht deshalb in die Rechnung des Kapitels „Wie viel das in Prozent des Jahresverbrauchs bedeutet“ nicht ein. Das ist die konservative Entscheidung: Wo Motoren tatsächlich nahe der Nennlast laufen, kostet eine dauerhaft niedrige Spannung zusätzlich.

Einordnung: Spannungsabsenkung ist kein Verlusthebel

Gelegentlich wird Spannungsabsenkung als Mittel gegen Netzverluste vermarktet. Die größte systematische Untersuchung dazu kommt zum gegenteiligen Ergebnis: 98 bis 99 Prozent der Energieänderung entstehen bei den Endverbrauchern selbst - Lampen werden dunkler, Heizungen schwächer -, nur 1 bis 2 Prozent entfallen auf die Verluste (Schneider u. a. 2010, Abschn. 3, zu Abbildung 3.16). Wer Verluste senken will, muss beim Strom ansetzen, nicht bei der Spannung. Ausführlich behandelt das unser Whitepaper zur Spannungsreduzierung (ESO-WP-2026-01).

Störgröße 5: Störimpulse (Transienten)

Transienten sind kurzzeitige Spannungs- oder Stromimpulse. IEEE Std 1159 unterscheidet impulsive Transienten - etwa durch Blitzeinwirkung, mit Anstiegszeiten von Nanosekunden bis

Millisekunden - und oszillatorische Transienten durch Schalthandlungen, mit Frequenzen bis in den Megahertzbereich und Amplituden bis zum Mehrfachen der Netzspannung (IEEE 2019).

Im Betriebsalltag dominieren Schaltvorgänge: Das Zuschalten von Kondensatorgruppen im vorgelagerten Netz erzeugt typischerweise Impulse von 1,1 bis 1,6 pu mit Frequenzen von 300 bis 1.000 Hz, theoretisch bis 2,0 pu (IEEE PSRC o. J.; Grebe 1996). An niederspannungsseitigen Kondensatoren kann Resonanzverstärkung die Impulse auf das 2- bis 4-Fache anheben (McGranaghan u. a. 1992). Praktisch relevant ist vor allem die Folgewirkung: Frequenzumrichter schalten bei Zwischenkreis-Überspannung ab - typisch bereits ab etwa dem 1,2- bis 1,3-Fachen der Nennspannung - und unterbrechen damit die Produktion (McGranaghan u. a. 1991).

Ehrliche Energiebilanz

Eine belastbare Quantifizierung eines dauerhaften Mehrverbrauchs durch Transienten existiert in der Fachliteratur nicht; ihr Beitrag zur Verlustrechnung dieses Papiers ist null. Die Kosten entstehen über Ausfälle: in deutschen Betrieben im Mittel 19.101 € (2018) und 41.848 € (2019) Schaden je Vorfall (Bundesnetzagentur 2021, S. 22).

Die realen Kosten von Transienten entstehen an anderer Stelle. Erstens bei der Alterung: Wiederholte Spannungsimpulse können Teilentladungen zünden und die Isolierung von Motoren, Kondensatoren und Leistungselektronik vorzeitig altern lassen; für umrichtergespeiste Motoren ist dieser Mechanismus normativ erfasst (IEC 2014), und durch Reflexion kann die Spannung an den Motorklemmen das Doppelte der Umrichterspannung erreichen (Ji u. a. 2021). Zweitens bei Ausfällen und Stillständen: Die europaweite Erhebung der Leonardo Power Quality Initiative bezifferte die Kosten unzureichender Spannungsqualität für die EU-25 auf über 150 Milliarden Euro pro Jahr (Erhebung 2005/2006, veröffentlicht 2007; 62 Interviews, keine deutschen Teilnehmer), zu mehr als 90 Prozent in der Industrie; rund 60 Prozent entfallen auf Spannungseinbrüche und kurze Unterbrechungen (Targosz und Manson 2007).

Gegen Transienten helfen Überspannungsschutzeinrichtungen, die seit 2018 für Neuanlagen normativ gefordert sind (DIN VDE 0100-443 und -534, DKE 2016). Sie verhindern Schäden - Energie sparen sie nicht. Umgekehrt gilt: Eine Strom- und Netzoptimierungsanlage ersetzt keinen Blitz- und Überspannungsschutz.

Größenordnungen im Überblick

STÖRGRÖSSE	WIRKUNG
Leistungsfaktor	Leitungsverluste proportional $1/\cos^2\varphi$ - bei $\cos\varphi = 0,7$ rund doppelte Verluste (eigene Rechnung); deutschlandweit bis zu 1,7 TWh/a vermeidbare Verlustenergie (Brückl und Haslbeck 2013)
Oberschwingungen	Installationsverluste bis mehr als 2-fach; Trafo-Belastbarkeit im Beispiel auf 77 % reduziert (Kapazitätsgröße, kein Mehrverbrauch); Neutralleiterstrom rund 1,61-facher Außenleiterstrom (Näherung), 1,73-fach bei gesteuerten Gleichrichtern ab 60 Grad Steuerwinkel
Schiefast	1 % Spannungs- ergibt 6-10 % Stromunsymmetrie; 2,5 % Unsymmetrie kostet 1,4 Wirkungsgradpunkte ≈ 9.500 kWh/a je 75-kW-Motor; je +10 K halbiert sich die Isolationslebensdauer
Spannungslage	lastabhängig und nicht pauschalierbar: bei 90 % Spannung und Vollast Motorstrom +11 %, Übertemperatur +23 %, Wirkungsgrad -1 bis -2 Punkte; bei halber Last steigt der Wirkungsgrad dagegen um 1 bis 2 Punkte. Konstantimpedanzlasten nehmen quadratisch mit der Spannung auf. Geht in die Verlustrechnung nicht ein.
Transienten	kein belegbarer direkter Mehrverbrauch; Kosten über Isolationsalterung, Umrichterabschaltungen und Stillstände (EU-25: > 150 Mrd. €/a Kosten unzureichender Netzqualität, Erhebung 2005/2006; darin sind Energieverluste nur rund 1 % der Oberschwingungskosten)

Quellen: Brückl und Haslbeck 2013; Key und Lai 1996; Lam 2022; Desmet und Baggini 2003; von Jouanne 2000; U.S. DOE 2012a; Bonnett und Boteler 2001; Schneider u. a. 2010; IEEE 2019; IEC 2014; Targosz und Manson 2007

Ebenso wichtig ist, was aus dieser Übersicht nicht folgt: Ein pauschaler Einsparwert („x Prozent in jedem Betrieb“) lässt sich aus der Literatur nicht ableiten. Wie viel eine Maßnahme in einem konkreten Netz bringt, hängt vom Lastprofil, vom Leistungsfaktor, vom Verzerrungsgrad, von der Schiefast und von den Leitungslängen ab. Beziffern lässt sich der Beitrag jeder einzelnen Störgröße aber sehr wohl, sobald der Zustand der Anlage bekannt ist - das zeigt das folgende Kapitel.

Wie viel das in Prozent des Jahresverbrauchs bedeutet

Die Übersicht oben nennt Faktoren: doppelte Verluste, 77 Prozent Belastbarkeit, 9.517 Kilowattstunden an einem einzelnen Motor. Für die betriebliche Bewertung fehlt der letzte Schritt - wie viel Prozent des Jahresverbrauchs sind das? Diese Umrechnung ist möglich, sobald zwei

Größen sauber getrennt werden: der Grundverlust der Installation und der Zuschlag, den jede Störgröße darauf erzeugt.

Schritt 1: Der Grundverlust

Als Grundverlust wird hier die Verlustenergie in Transformator, Kabeln und Verteilung bezeichnet, die auch bei idealem Betrieb anfällt: Leistungsfaktor 1, keine Stromverzerrung, symmetrische Belastung. Er wird aus seinen beiden Bestandteilen aufgebaut, damit jeder Schritt nachrechenbar bleibt.

Transformator. Die Verlustleistung folgt $P = P_0 + P_k \times (S_{\text{Last}}/S_r)^2$. Der Leerlaufanteil P_0 ist lastunabhängig, der Kurzschlussanteil P_k wächst mit dem Quadrat der Auslastung. Die zulässigen Höchstwerte stehen in den Tabellen I.1 und I.2 der Ökodesign-Verordnung; seit dem 1. Juli 2021 gilt Stufe 2 (Europäische Kommission 2014 in der Fassung der Verordnung (EU) 2019/1783, Anhang I). Bezogen auf den Durchsatz bei $\cos \varphi = 1$:

TRANSFORMATOR	LEERLAUF P_0	KURZSCHLUSS P_k	ANTEIL BEI 30 % LAST
Öl, 1.000 kVA, Stufe 2	693 W	7.600 W	0,46 %
Öl, 630 kVA, Stufe 2	540 W	4.600 W	0,50 %
Gießharz, 1.000 kVA, Stufe 2	1.395 W	9.000 W	0,73 %
Öl, 1.000 kVA, Stufe 1 (bis 2021)	770 W	10.500 W	0,60 %

Der Anteil ist über den Lastbereich flach: Er erreicht sein Minimum bei rund 30 Prozent Auslastung und liegt bei 15 wie bei 70 Prozent nur wenige Zehntelprozent darüber. Für die weitere Rechnung werden 0,46 Prozent für einen neuen Öltransformator angesetzt. Für ein älteres Gerät werden 0,8 Prozent veranschlagt: Schon ein Transformator nach Stufe 1 liegt bei höherer Auslastung bei 0,85 Prozent, Geräte aus der Zeit vor 2015 darüber. Dieser Wert ist damit eine begründete Annahme, kein Grenzwert der Verordnung. Eine unabhängige Gegenprobe stützt das: Siemens rechnet für einen metallverarbeitenden Betrieb mit 14,84 Millionen Kilowattstunden im Jahr je nach Trafokonfiguration 50.000 bis 150.000 Kilowattstunden Verlust, also 0,34 bis 1,0 Prozent des Durchsatzes (Siemens 2015b, Bild 8).

Kabel und Verteilung. Die Ecodesign-Vorstudie der Europäischen Kommission zu Energiekabeln beziffert die Kabelverluste in Installationen der Industrie auf 1 bis 8 Prozent der transportierten Energie und errechnet über alle Modelle einen Mittelwert von 2,04 Prozent (Van Tichelen u. a. 2013, S. 54 und 56). Ein Zwischenschritt ist dabei entscheidend: Das Rechenmodell der Studie

arbeitet durchgehend mit einem Leistungsfaktor von 0,90 (ebd., Tab. 1-8, S. 54). Auf den hier definierten Idealzustand $\cos \varphi = 1$ zurückgerechnet sind das $2,04 / 1,2346 = 1,65$ Prozent. Ohne diesen Schritt stünde der Zuschlag für den Leistungsfaktor zweimal in der Rechnung.

Daraus die beiden Fälle: eine moderne, kurze Installation mit 1,65 Prozent Kabelverlust und 0,46 Prozent Transformatoranteil, zusammen rund 2 Prozent; eine alte, weitläufige Anlage mit knappen Querschnitten und altem Transformator mit 4,2 und 0,8 Prozent, zusammen rund 5 Prozent. Der Kabelwert der alten Anlage ist eine begründete Annahme innerhalb der von der Studie genannten Spanne, keine Messung. Bei Niederspannungsmessung entfällt der Transformatoranteil ganz, weil der Transformator dann vor dem Zähler liegt und dem Netzbetreiber gehört; bei Mittelspannungsmessung zahlt ihn der Betrieb selbst.

Drei unabhängige Quellen bestätigen diese Größenordnung, jede mit ihrer eigenen Grenze. Das U.S. Department of Energy nennt für die gesamte innerbetriebliche Verteilung „less than 1 % to more than 4 % of total plant electrical energy consumption“ und ermittelt in einer Untersuchung an drei Industriebetrieben im Mittel 2 Prozent (U.S. DOE 2012c, S. 1). Dieser Wert gehört allerdings nicht zum Grundverlust im Sinne dieses Kapitels: Die Quelle zählt ausdrücklich auch Spannungsunsymmetrie, Über- und Unterspannung und einen schlechten Leistungsfaktor zu den Ursachen. Er dient deshalb weiter unten als Gegenprobe der Gesamtsumme. Die Bonneville Power Administration hält fest, dass ein typischer Industriebetrieb bei voll ausgelasteten Leitungen etwa 2 Prozent in den Kabeln verliert (zitiert bei McCoy und Douglass 2014, S. 9-11). Und in der Installateursbefragung der Ecodesign-Vorstudie schätzten drei Viertel der Antwortenden die Verluste der Installation auf 1 bis 3 Prozent, das übrige Viertel auf unter 1 Prozent (Van Tichelen u. a. 2013, S. 55).

Was den Grundverlust ausmacht - und was ihn senken würde

Ein Teil des Grundverlusts ist durch keine lastseitige Maßnahme erreichbar: die Leerlaufverluste des Transformators. Sie fallen an, sobald an einer der Wicklungen Spannung anliegt, also 8.760 Stunden im Jahr - unabhängig von Last, Leistungsfaktor, Verzerrung und Symmetrie (Siemens 2015b). Bezogen auf den Jahresverbrauch sind das je nach Auslastung und Gerät 0,1 bis gut 1 Prozent. Das ist der Anteil, der wirklich unantastbar ist - und damit erheblich kleiner als der Grundverlust insgesamt.

Der übrige Grundverlust ist sehr wohl reduzierbar - nur nicht im Betrieb, sondern beim Verlegen. Die Ecodesign-Vorstudie hat genau das durchgerechnet:

QUERSCHNITTsstrategie	Kabelverlust	Reduktion	Kupfereinsatz
Basis (heutige Praxis)	2,04 %	-	100 %

QUERSCHNITTsstrategie	KABELVERLUST	REDUKTION	KUPFEREINSATZ
eine Stufe größer	1,42 %	– 30 %	142 %
zwei Stufen größer	1,02 %	– 50 %	198 %
wirtschaftliches Optimum	0,75 %	– 63 %	274 %
CO ₂ -Optimum	0,29 %	– 86 %	907 %

Der wirtschaftlich optimale Querschnitt senkt die Kabelverluste also um knapp zwei Drittel - zum Preis von 174 Prozent zusätzlichem Kupfer (Van Tichelen u. a. 2013, Tab. 1-9, S. 56). Die Norm, die diesen Querschnitt bemisst, IEC 60287-3-2, wendet sich ausdrücklich an die Auslegung. Im Bestand ist der Hebel vergeben: Für gering belastete Stromkreise erreicht die Amortisation eines größeren Querschnitts nahezu die Lebensdauer des Stromkreises (ebd., Task 7). Der Grundverlust ist damit kein Naturgesetz, sondern eine Bauentscheidung, die vor Jahren getroffen wurde und heute nicht mehr wirtschaftlich rückgängig zu machen ist.

Dass er kein Naturgesetz ist, zeigt eine weitere Zahl derselben DOE-Untersuchung: Ein Drittel der Verteilverluste entfiel dort auf schlechte Verbindungen - lose oder korrodierte Klemmen, schlecht gepresste Verbindungen, verschmutzte Kontakte -, und auf deren Instandsetzung entfielen anschließend 40 Prozent der erzielten Einsparung (U.S. DOE 2012c, S. 1; drei Betriebe). Dieser Anteil gehört dem Betrieb, nicht der Kompensationstechnik: Er wird mit Wartung gehoben, nicht mit einem Gerät.

Die Bezugsgröße entscheidet

Die häufigste Fehldeutung in diesem Themenfeld ist die Verwechslung zweier Bezugsgrößen. „Die Verluste verdoppeln sich“ und „der Verbrauch steigt um 100 Prozent“ sind völlig verschiedene Aussagen. Sämtliche Faktoren in diesem Kapitel beziehen sich auf die Verluste; erst die Multiplikation mit dem Grundverlust ergibt einen Prozentsatz des Jahresverbrauchs. Ebenso ist ein Trafo-Derating eine Kapazitätsgröße: „nur noch 77 Prozent belastbar“ bedeutet nicht 23 Prozent Mehrverbrauch.

Der Standardeinwand. Ein verbreitetes Fachpapier hält dagegen: „with typical system losses on the order of 1-4%, devices that eliminate these losses, at best, can only reduce your bill by 1-4%“ (Carnovale und Hronek 2010, S. 2). Für die Verteilverluste ist das richtig - es übersieht aber die Motorseite: Schiefast und eine schlechte Spannungslage erzeugen Zusatzverluste in den Maschinen selbst, die in keiner Verteilverlust-Statistik auftauchen und trotzdem auf der Stromrechnung stehen. Dieselbe Quelle formuliert im Übrigen genau die Warnung, der dieser Kasten folgt: „Saving 20-30% of losses ... is not equal to saving 20-30% of the total energy used by the load“ (ebd., S. 3).

Schritt 2: Der Zuschlag je Störgröße

Leistungsfaktor und Oberschwingungen wirken über denselben Hebel: den Effektivstrom. Deshalb lassen sie sich zu einer einzigen Größe zusammenfassen, dem Gesamtleistungsfaktor $\lambda = P/S$. Die Stromwärmeverluste einer Installation verhalten sich dann zu denen im Idealzustand wie Verlustfaktor $= 1/\lambda^2$. Das ist keine Näherung: Bei gegebener Wirkleistung wächst der Effektivstrom mit $1/\lambda$, und die Verluste wachsen mit seinem Quadrat. λ ist damit eine unmittelbar messbare Größe - die ganze Rechnung hängt an einem einzigen Wert. Für den Leistungsfaktor allein steht dieselbe Beziehung als Gleichung 9-2 im Motorenleitfaden des U.S. Department of Energy (McCoy und Douglass 2014, S. 9-11). Angewandt auf die beiden Fälle:

GESAMTLEISTUNGSFAKTOR λ	VERLUSTFAKTOR $1/\lambda^2$	MODERNE ANLAGE (2 %)	ALTE ANLAGE (5 %)
0,95	1,11	+ 0,2 %	+ 0,5 %
0,90	1,23	+ 0,5 %	+ 1,2 %
0,85	1,38	+ 0,8 %	+ 1,9 %
0,80	1,56	+ 1,1 %	+ 2,8 %
0,75	1,78	+ 1,6 %	+ 3,9 %
0,70	2,04	+ 2,1 %	+ 5,2 %
0,65	2,37	+ 2,7 %	+ 6,8 %
0,60	2,78	+ 3,6 %	+ 8,9 %
0,55	3,31	+ 4,6 %	+ 11,5 %

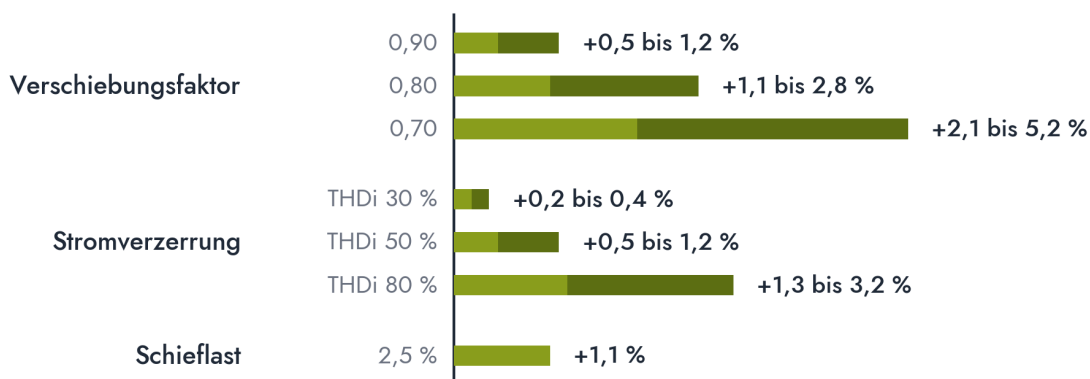
Woher λ kommt, zeigt die Zerlegung $\lambda = \cos \varphi / \sqrt{(1 + \text{THD}^2)}$: Der Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$ erfasst den nicht wirksamen Stromanteil der Grundschwingung, der Term mit dem Stromverzerrungsgrad THD die Oberschwingungen. Ein Betrieb mit einem Verschiebungsfaktor von 0,80 und 40 Prozent Verzerrung kommt so auf $\lambda = 0,80 / 1,077 = 0,74$ und damit auf den Faktor 1,81 - also 81 Prozent Zuschlag statt der 72 Prozent, die eine einfache Addition der Einzelbeiträge ergäbe. Beide Störgrößen wirken auf denselben Grundverlust und addieren sich deshalb nicht, sondern multiplizieren sich.

Beide Größen dürfen dabei nicht unabhängig voneinander gewählt werden - das ist der häufigste Fehler bei dieser Rechnung. Frequenzumrichter erzeugen die Verzerrung, haben aber einen hohen Verschiebungsfaktor von etwa 0,96; direkt betriebene Asynchronmotoren haben einen niedrigen Verschiebungsfaktor, nehmen den Strom aber nahezu sinusförmig auf. Ein Betrieb mit einem Verschiebungsfaktor von 0,70 hat deshalb typischerweise weniger als 20

Prozent Verzerrung, und ein Betrieb mit 80 Prozent Verzerrung liegt beim Verschiebungsfaktor über 0,90. Über alle realistischen Mischungen aus beiden Lastarten liegt λ zwischen etwa 0,55 und 0,90. Wer einen schlechten Verschiebungsfaktor mit einem hohen Verzerrungsgrad kombiniert, rechnet einen Betrieb, den es so nicht gibt. Der Weg über λ schließt diesen Fehler aus.

Die Störgröße, die im Motor wirkt

Die Schieflast erhöht nicht die Verluste in Kabel und Transformator, sondern verschlechtert den Wirkungsgrad der Motoren selbst. Sie wirkt damit auf eine deutlich größere Bezugsgröße: Motorsysteme machen 72 Prozent des industriellen Stromverbrauchs aus (IEA 4E EMSA 2025, S. 1). Bei 2,5 Prozent Spannungsunsymmetrie fällt der Wirkungsgrad des durchgerechneten Beispielmotors bei voller Last von 94,4 auf 93,0 Prozent, was 1,5 Prozent Mehrverbrauch dieses Motors entspricht - bezogen auf den Gesamtverbrauch des Betriebs rund 1,1 Prozent (U.S. DOE 2012a, S. 2). Bei halber Last wären es 2,1 statt 1,5 Prozent; angesetzt wird also der günstigere der gemessenen Werte. Die Spannungslage geht aus dem im Abschnitt „Unterspannung“ genannten Grund nicht in diese Rechnung ein, Transienten tragen nichts bei.



Zuschlag je Störgröße in Prozent des Jahresverbrauchs: hell bis zur modernen kurzen Installation mit 2 Prozent Grundverlust, dunkel weiter bis zur alten weitläufigen Anlage mit 5 Prozent. Verschiebungsfaktor und Stromverzerrung sind getrennt dargestellt, wirken im Betrieb aber über λ gemeinsam auf denselben Grundverlust - sie dürfen nicht addiert werden. Die Schieflast wirkt im Motor und ist vom Grundverlust unabhängig; ihr Wert ist deshalb in beiden Fällen gleich.

Wie viel davon eine Anlage erreicht

Die bisher gerechneten Zuschläge sind das, was der Betrieb bezahlt. Was davon eine aktive dynamische Strom- und Netzoptimierungsanlage zurückholt, hängt von zwei Dingen ab, die offen genannt gehören.

Erstens skaliert der Leerlaufverlust des Transformators nicht mit dem Strom. Er steckt in der Bezugsbasis, wird von keiner Stromreduktion erreicht und macht rund 11 Prozent des Grundverlusts aus.

Zweitens wirkt die Kompensation nur stromaufwärts ihrer Einbaustelle. Der Motorenleitfaden des U.S. Department of Energy gibt die zugrunde liegende Beziehung ausdrücklich für die Verluste „upstream of the power factor correction capacitor locations“ an (McCoy und Douglass 2014, S. 9-11). Wie groß dieser Anteil ist, entscheidet die Aufstellung: Im Modell der Ecodesign-Vorstudie für den Dienstleistungssektor entfallen 1,67 von 2,26 Prozentpunkten - also rund drei Viertel - auf den Einspeisekreis, den eine zentrale Aufstellung neben dem Hauptverteiler vollständig erfasst (Van Tichelen u. a. 2013, Tab. 1-8, S. 54). Für die Industrie merkt dieselbe Studie an, dass ein größerer Teil der Energie über eigene Stromkreise zu einzelnen Maschinen läuft; dort erreicht eine zentrale Aufstellung entsprechend weniger und eine dezentrale Aufstellung an den Unterverteilungen entsprechend mehr. Genau deshalb wird die Anlage dort gesetzt, wo die großen Ströme fließen, und bei Bedarf auf mehrere Standorte verteilt.

Als Bezugsbasis für die erreichbare Einsparung gelten deshalb rund 70 Prozent des Grundverlusts bei zentraler und bis zu 90 Prozent bei dezentraler Aufstellung. Der Zuschlag aus der Schiefast ist davon nicht betroffen: Er wirkt über die Spannung und erreicht jeden Motor der Anlage.

Drei Posten, die diese Rechnung nicht enthält

Drei Wirkungen einer aktiven dynamischen Strom- und Netzoptimierungsanlage bildet die Rechnung nicht ab. Sie sind hier beziffert, damit die Lücke zur Messung nachvollziehbar wird - in keine ausgewiesene Zahl dieses Papiers gehen sie ein.

Der Neutralleiter. Er kommt in der Rechnung nicht vor, und das steckt schon in der Quelle: Das Kabelmodell der Ecodesign-Vorstudie setzt symmetrische Belastung und damit einen stromlosen Neutralleiter voraus (Van Tichelen u. a. 2013, S. 53). In der Praxis führt er die Rückströme der Unsymmetrie und die durch drei teilbaren Oberschwingungen und erreicht dabei rechnerisch das 1,61-Fache des Außenleiterstroms (Desmet und Baggini 2003). Bei gleichem Querschnitt trägt er dann so viel Verlust wie 0,86 zusätzliche Außenleiter. Je nach Anteil der Vierleiterkreise sind das im hier gerechneten Fall 0,8 bis 1,9 Prozentpunkte; in gebäudetypischen Netzen mit viel einphasiger Elektronik deutlich mehr.

Die Wirbelströme im Transformator. Für die Oberschwingungen rechnet dieses Papier mit dem Effektivstrom. Die Wirbelstromverluste des Transformators wachsen aber zusätzlich mit dem Quadrat der Ordnungszahl. Für das typische Sechspuls-Spektrum ergibt das einen K-Faktor von 8,35 - der Wirbelstromanteil der Lastverluste wird also gut achtmal so groß wie bei reiner Grundschiwingung (Desmet und Delaere 2005, Tab. 2). Weil dieser Anteil 5 bis 10 Prozent der Lastverluste ausmacht, liegen die tatsächlichen Lastverluste 37 bis 74 Prozent über dem Wert aus dem Effektivstrom allein. An zwei vermessenen Transformatoren stiegen die Zusatzverluste beim Wechsel von sinusförmigem auf verzerrten Strom um das 1,7- beziehungsweise 2,5-Fache (ebd.,

Tab. 1). Im hier gerechneten Fall sind das 0,8 bis 1,6 Prozentpunkte. Aus derselben Physik stammt das weiter oben genannte Derating - dort als Kapazitäts-, hier als Verlustgröße.

Die Motoren in verzerrter Spannung. Oberschwingungsströme erzeugen über die Netzimpedanz eine verzerrte Spannung, und die kostet jeden Motor im Betrieb Wirkungsgrad. Der Effekt ist klein: Beim nach EN 50160 zulässigen Höchstwert von 5 Prozent Spannungsverzerrung steigen die Motorverluste um 0,186 Prozent der Bemessungsleistung bei kleinen und 0,112 Prozent bei großen Maschinen; der Wirkungsgrad fällt um 0,12 bis 0,2 Punkte (Kostić 2012, S. 150). Auf den Gesamtverbrauch bezogen sind das rund 0,1 Prozentpunkte. Dazu kommt eine Einschränkung: Die Anlage kompensiert Ströme, keine Spannungen. Den aus dem vorgelagerten Netz eingespeisten Anteil der Verzerrung beseitigt sie nicht, nur den selbst erzeugten.

Zusammen sind das 1,7 bis 3,6 Prozentpunkte, ganz überwiegend aus den ersten beiden Posten. Sie sind der Hauptgrund, warum die gerechnete Summe unter den Messwerten liegt.

Summe und Abgleich mit der Messung

Für eine alte Anlage mit einem Verschiebungsfaktor von 0,65, einem Stromverzerrungsgrad von 40 Prozent und 2,5 Prozent Schiefast ergibt sich $\lambda = 0,60$ und damit ein Verlustfaktor von 2,75. Auf einen Grundverlust von 5 Prozent angewandt sind das 8,7 Prozentpunkte, zusammen mit der Schiefast rund 10 Prozent Mehrverbrauch. Davon erreicht eine Anlage je nach Aufstellung 7 bis 9 Prozentpunkte. Eine moderne, gut ausgelegte Installation mit einem Verschiebungsfaktor von 0,90 und 30 Prozent Verzerrung kommt auf $\lambda = 0,86$ und damit auf 0,7 Prozent. Die Spanne zwischen beiden Fällen ist kein Rechenfehler, sondern die eigentliche Aussage: Über die Größenordnung entscheidet der Zustand der Installation, nicht die Branche.

Dieser Rechnung fehlen bewusst mehrere Positionen, die eine Messung am Zähler sehr wohl erfasst: die drei im vorigen Abschnitt bezifferten Posten, dazu Übergangswiderstände an Klemm- und Kontaktstellen - im Feldversuch des U.S. Department of Energy an drei Betrieben ein Drittel aller Verteilverluste (U.S. DOE 2012c, S. 1) -, Teillastbetrieb von Motoren sowie Transformatoren aus dem Altbestand. Die Rechnung ist deshalb als Untergrenze zu lesen. Eine unabhängige Gegenprobe der Gesamtsumme liefert dieselbe DOE-Quelle: Sie beziffert die innerbetrieblichen Verteilverluste einschließlich Leistungsfaktor, Unsymmetrie und Spannungslage auf „less than 1 % to more than 4 %“ - für die Verteilung allein, ohne die Zusatzverluste in den Maschinen, die hier den größeren Teil ausmachen. Messungen an Referenzanlagen auf Abrechnungsbasis liegen mit 9 bis 21 Prozent erwartungsgemäß darüber; der Mittelwert aus zwölf Belegen beträgt 12,4 Prozent, der Median 11,0 Prozent. Die oberen Werte dieser Spanne stammen aus durchsatznormierten Vergleichen - Kilowattstunden je Waschvorgang oder je getanktem Liter -, die betriebliche Schwankungen herausrechnen; beschränkt man sich auf Werte, die unmittelbar

auf den Gesamtstromverbrauch bezogen sind, liegt die Spanne bei 9 bis 13 Prozent und das Mittel bei 10,8 Prozent.

Was eine aktive Strom- und Netzoptimierungsanlage daran ändert

Drei der fünf Störgrößen - geringer Leistungsfaktor, Oberschwingungsströme und Schiefast - sind stromseitige Störgrößen: Sie entstehen durch die Verbraucher und lassen sich am wirksamsten dort ausgleichen, wo sie entstehen. Genau hier setzt die ESO an.

ESO ist eine aktive, dynamische, halbleitergesteuerte, stufenlose elektronische Strom- und Netzoptimierungsanlage für induktive und kapazitive Lasten.

Die Anlage misst den Laststrom über einen Rogowski-Spulensatz, zerlegt ihn in Wirkanteil, nicht wirksamen Stromanteil, Verzerrungs- und Unsymmetrieanteil und speist die unerwünschten Anteile gegenphasig ein - stufenlos, in beide Richtungen und innerhalb weniger Millisekunden. Das Ergebnis am Messpunkt: Leistungsfaktor nahe eins, kompensierte Oberschwingungsströme, symmetrierte Außenleiterströme. Der Effektivstrom in allen vorgelagerten Betriebsmitteln sinkt - und mit ihm sinken die Stromwärmeverluste quadratisch, zusätzlich die Wirbelstromverluste des Transformators und die Belastung des Neutralleiters.

Indirekte Wirkung: Netzqualität, Verschleiß und Verfügbarkeit

Die vermiedene Verlustenergie ist nur die eine Hälfte der Rechnung. Dieselbe Leistungsfaktorkorrektur verbessert die Netzqualität der Anlage - und damit die Größen, über die in diesem Papier die indirekten Kosten hergeleitet wurden:

- **Kühlere Betriebsmittel, längere Lebensdauer:** Weniger Effektivstrom bedeutet weniger Erwärmung in Wicklungen, Kabeln und Klemmstellen. Der Zusammenhang ist derselbe wie bei der Schiefast, nur mit umgekehrtem Vorzeichen: Pro 10 Kelvin niedrigerer Wicklungstemperatur verdoppelt sich rechnerisch die erwartete Lebensdauer der Isolierung (Bonnett und Boteler 2001, S. 305). Auf den Grundverlust selbst wirkt das zusätzlich zurück: Kupfer hat einen Temperaturkoeffizienten von $3,93 \cdot 10^{-3}$ pro Kelvin (IEC 60287-1-1). Sinkt der Effektivstrom durch die Kompensation auf 70 Prozent, fällt die Verlustwärme auf 49 Prozent und mit ihr die Übertemperatur des Leiters - bei einem Ausgangswert von 25 bis 40 Kelvin also um 13 bis 20 Kelvin, was 4 bis 7 Prozent weniger Widerstand bedeutet. Dieses Papier setzt den Effekt mit null an, weil er von der tatsächlichen Leitertemperatur abhängt, die ohne Messung niemand kennt.

- > **Zurückgewonnene Transformatorkapazität:** Der nicht wirksame Stromanteil und der Verzerrungsstrom belegen Scheinleistung und erzwingen Derating (im Sechspuls-Beispiel auf 77 Prozent; Lam 2022). Werden beide kompensiert, steht diese Kapazität wieder für Nutzlast und Erweiterungen zur Verfügung - oft der Unterschied, ob ein Trafoausbau ansteht oder nicht. Die ZVEI-Studie beziffert die Entlastung unabhängig davon: Die für die Auslegung maßgebliche Spitzenauslastung sinkt um bis zu 4,5 Prozent bei Teil- und bis zu 9 Prozent bei Vollkompensation (Brückl und Haslbeck 2013, S. 46).
- > **Entlasteter Neutralleiter:** Die Filterung der durch drei teilbaren Ordnungen und die Symmetrierung der Außenleiterströme reduzieren den Neutralleiterstrom, der sonst rechnerisch etwa das 1,61-Fache des Außenleiterstroms erreichen kann und bei gesteuerten Gleichrichtern ab 60 Grad Steuerwinkel bis zum 1,73-Fachen (Desmet und Baggini 2003; Gruzs 1990) - weniger Erwärmung an der traditionell schwächsten Stelle der Installation.
- > **Stabilere Spannung in der Anlage:** Weniger Scheinstrom bedeutet weniger Spannungsfall über Trafo und Leitungen; die schnelle Regelung hält den Spannungsfall auch bei Lastsprüngen klein - die ZVEI-Studie beziffert die Anhebung im Niederspannungsnetz auf bis zu 1 Prozentpunkt bei Teil- und bis zu 3 Prozentpunkte bei Vollkompensation (Brückl und Haslbeck 2013, S. 35 und 46). Verbraucher arbeiten näher an ihrer Nennspannung - dem Bereich, in dem Motoren am effizientesten laufen (U.S. DOE 2012b). Auch dieser Effekt senkt rechnerisch den Grundverlust, weil Konstantleistungslasten bei höherer Spannung weniger Strom ziehen: 0,1 bis 0,3 Prozentpunkte. Auch er wird mit null angesetzt, denn bei Konstantimpedanzlasten - Heizen, Trocknen, Glühen - kehrt sich das Vorzeichen um.
- > **Weniger ausfallbedingte Kosten:** Die Kosten unzureichender Netzqualität entstehen zu rund 60 Prozent durch Einbrüche und Unterbrechungen und liegen europaweit im dreistelligen Milliardenbereich (Targosz und Manson 2007; Erhebung 2005/2006, 62 Interviews ohne deutsche Teilnehmer). Diese Summe ist ausdrücklich kein Energie- oder Einsparargument: Energieverluste machen darin nur rund 1 Prozent der Oberschwingungskosten aus. Sauberere Ströme und geringere thermische Belastung senken das Ausfall- und Alterungsrisiko der eigenen Betriebsmittel - wie stark, ist betriebspezifisch und pauschal nicht bezifferbar.

Für diese indirekten Effekte gilt dieselbe Redlichkeit wie für die Verlustenergie: Die Mechanismen sind belegt, die Höhe hängt vom einzelnen Netz ab.

Grenzen und Eigenverbrauch

- > Die Anlage senkt nicht die Spannung ab und regelt sie auch nicht: Sie lässt die Netzspannung auf ihrem Niveau und setzt beim Strom an; der geringere Spannungsfall im eigenen Netz ist ein Nebeneffekt.

- > Sie ersetzt keinen Überspannungsschutz nach DIN VDE 0100-443/-534 und keine fachgerechte Dimensionierung von Leitungen und Neutralleitern.
- > Im selben Netzabschnitt dürfen keine verdrosselten Kompensationsanlagen verbleiben; sie können mit der dynamischen Regelung in Konflikt geraten. Eine unverdrosselte Bestandsanlage kann weiterbetrieben werden, wenn sie im Messbereich der Anlage liegt. Das deckt sich mit VDE-AR-N 4100, die lastunabhängige Festkompensation ohnehin nicht mehr zulässt.

Fazit

Verluste im Unternehmensnetz sind kein Schicksal, aber auch kein Pauschalversprechen. Sie entstehen an bekannten Orten - Transformator, Leitungen, Neutralleiter, Motoren - und werden von fünf messbaren Störgrößen angetrieben. Für drei davon ist der Wirkmechanismus einer aktiven dynamischen Stromoptimierung physikalisch eindeutig und quantitativ belegt: Ein besserer Leistungsfaktor, weniger Verzerrungsstrom und weniger Schiefast bedeuten quadratisch weniger Stromwärmeverluste - und zugleich kühlere Betriebsmittel, freie Transformatorkapazität und eine stabilere Spannung, also geringere indirekte Kosten aus Verschleiß und Ausfällen. Der Grundverlust der Installation gehört ausdrücklich nicht dazu: Er entsteht durch den Strom, der Arbeit verrichtet, und ließe sich nur mit größeren Querschnitten und einem neuen Transformator senken - zu Kosten, die sich erst über Jahrzehnte tragen. Die Zuschläge darüber leisten keine Arbeit. Sie sind der Teil, an den man ohne Umbau herankommt.

Quellenverzeichnis

- Bonnett, A. H. und Boteler, R. (2001): The Impact That Voltage Variations Have on AC Induction Motor Performance. In: Proceedings of the 2001 ACEEE Summer Study on Energy Efficiency in Industry, Panel 2. Washington, DC: ACEEE. Die dort wiedergegebene Tabelle 2 (S. 306) stammt nach Angabe der Autoren von Pillay (1995).
- Bonneville Power Administration (1995): Industrial Power Factor Analysis Guidebook. DOE/BP-42892-1. Portland, OR: Bonneville Power Administration.
- Brückl, O. und Haslbeck, M. (2013): Beitrag industrieller Blindleistungs-Kompensationsanlagen und -Verbraucher für ein innovatives Blindleistungs-Management in der Stromversorgung Deutschlands. Studie im Auftrag des ZVEI, Fachverband Starkstromkondensatoren. Frankfurt am Main: ZVEI.
- Bundesnetzagentur (2021): Bericht zur Spannungsqualität 2020. Bericht zur freiwilligen Umfrage über die Spannungsqualität in Unternehmen. Bonn: Bundesnetzagentur, Referat 620.
- Carnovale, D. J. und Hronek, T. J. (2010): Power Quality Solutions and Energy Savings - What is Real? Industry Application IA02704001E. Cleveland, OH: Eaton Corporation.
- CENELEC (2022): EN 50160:2022 - Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen (mit Änderung A1:2025). Brüssel: CENELEC. Deutsche Fassung: DIN EN 50160.
- Desmet, J. und Bagгинi, A. (2003): Neutral Sizing in Harmonic Rich Installations. Power Quality Application Guide 3.5.1. Brüssel: European Copper Institute / Leonardo Power Quality Initiative.
- Desmet, J. und Delaere, G. (2005): Harmonics - Selection and Rating of Transformers. Power Quality Application Guide 3.5.2. Brüssel: European Copper Institute / Leonardo Power Quality Initiative.
- DKE (2012): DIN VDE 0100-520 Beiblatt 3:2012-10 - Errichten von Niederspannungsanlagen; Strombelastbarkeit von Kabeln und Leitungen in dreiphasigen Verteilungsstromkreisen bei Lastströmen mit Oberschwingungsanteilen. Berlin: VDE Verlag.
- DKE (2016): DIN VDE 0100-443:2016-10 und DIN VDE 0100-534:2016-10 - Errichten von Niederspannungsanlagen; Schutz bei transienten Überspannungen und Überspannungsschutzeinrichtungen. Berlin: VDE Verlag.
- Europäische Kommission (2014): Verordnung (EU) Nr. 548/2014 der Kommission vom 21. Mai 2014 zur Durchführung der Richtlinie 2009/125/EG hinsichtlich Klein-, Mittel- und Großleistungstransformatoren, Anhang I. In der Fassung der Verordnung (EU) 2019/1783 der Kommission vom 1. Oktober 2019; die Verlustgrenzwerte der Stufe 2 gelten seit dem 1. Juli 2021. Brüssel: Amtsblatt der Europäischen Union L 152 bzw. L 272.
- Fassbinder, S. (2020): Bedeutung von Skin-Effekt und Oberschwingungen. In: Elektropraktiker, Heft 10/2020. Berlin: HUSS-MEDIEN.
- Gorjian, A., Eskandari, M. und Moradi, M. H. (2023): Conservation Voltage Reduction in Modern Power Systems: Applications, Implementation, Quantification, and AI-Assisted Techniques. In: Energies 16(5), 2502. DOI: 10.3390/en16052502.
- Grebe, T. E. (1996): Application of distribution system capacitor banks and their impact on power quality. In: IEEE Transactions on Industry Applications 32(3), S. 714-719.

- Gruzs, T. M. (1990): A survey of neutral currents in three-phase computer power systems. In: IEEE Transactions on Industry Applications 26(4), S. 719-725.
- IEA 4E EMSA (2025): Electric Motor Systems. Energy Efficiency Policy Brief #9. Paris: International Energy Agency, 4E Electric Motor Systems Annex.
- IEC (2012a): IEC 60034-18-31:2012 - Drehende elektrische Maschinen, Teil 18-31: Funktionelle Bewertung von Isoliersystemen; Prüfverfahren für formgewickelte Wicklungen rotierender elektrischer Maschinen. Genf: IEC.
- IEC (2012b): IEC 60287-3-2:2012 - Kabel; Berechnung der Strombelastbarkeit, Teil 3-2: Wirtschaftliche Optimierung des Kabelquerschnitts. Genf: IEC.
- IEC (2014): IEC 60034-18-41:2014 - Drehende elektrische Maschinen; teilentladungsfreie Isoliersysteme (Typ I) für umrichter gespeiste Maschinen. Genf: IEC.
- IEC (2023): IEC 60287-1-1:2023 - Kabel; Berechnung der Strombelastbarkeit, Teil 1-1. Genf: IEC.
- IEC (2024): IEC 60364-5-52:2009+AMD1:2024 - Errichten von Niederspannungsanlagen, Teil 5-52: Kabel- und Leitungsanlagen. Genf: IEC.
- IEC (2026): IEC 60034-26:2026 - Drehende elektrische Maschinen, Teil 26: Auswirkungen unsymmetrischer Spannungen auf Drehstrom-Käfigläufermotoren. Genf: IEC.
- IEEE (2018): IEEE Std C57.110-2018 - Recommended Practice for Establishing Liquid-Immersed and Dry-Type Power and Distribution Transformer Capability when Supplying Nonsinusoidal Load Currents. Piscataway, NJ: IEEE.
- IEEE (2019): IEEE Std 1159-2019 - Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality. Piscataway, NJ: IEEE.
- IEEE (2022): IEEE Std 519-2022 - Standard for Harmonic Control in Electric Power Systems. Piscataway, NJ: IEEE.
- IEEE Power System Relaying Committee (o. J.): Protective Relaying and Power Quality. Working Group Report. IEEE PES.
- Ji, Y., Giangrande, P., Madonna, V., Zhao, W. und Galea, M. (2021): Reliability-Oriented Design of Inverter-Fed Low-Voltage Electrical Machines: Potential Solutions. In: Energies 14(14), 4144. DOI: 10.3390/en14144144.
- Key, T. S. und Lai, J.-S. (1996): Costs and benefits of harmonic current reduction for switch-mode power supplies in a commercial office building. In: IEEE Transactions on Industry Applications 32(5), S. 1017-1025. DOI: 10.1109/28.536860.
- Key, T. S. und Lai, J.-S. (1998): Analysis of harmonic mitigation methods for building wiring systems. In: IEEE Transactions on Power Systems 13(3), S. 890-897. DOI: 10.1109/59.708772.
- Kostić, M. (2012): Effects of Voltage Quality on Induction Motors' Efficient Energy Usage. In: Induction Motors - Modelling and Control, Kapitel 5. Rijeka: InTech. DOI: 10.5772/51223.
- Lai, J.-S. und Key, T. S. (1997): Effectiveness of harmonic mitigation equipment for commercial office buildings. In: IEEE Transactions on Industry Applications 33(4), S. 1104-1110. DOI: 10.1109/28.605754.
- Lam, R. (2022): An Introduction to Transformer Harmonic Current Derating Metrics. In: Australasian Power Technologies Publications, Purchasing Directory 2022.

- McCoy, G. A. und Douglass, J. G. (2014): Continuous Energy Improvement in Motor Driven Systems. A Guidebook for Industry. Olympia, WA: Washington State University Energy Program, für U.S. Department of Energy, Advanced Manufacturing Office.
- McGranaghan, M., Grebe, T., Hensley, G., Singh, T. und Samotyj, M. (1991): Impact of utility switched capacitors on customer systems, Part II: Adjustable-speed drive concerns. In: IEEE Transactions on Power Delivery 6(4), S. 1623-1628.
- McGranaghan, M., Zavadil, R., Hensley, G., Singh, T. und Samotyj, M. (1992): Impact of utility switched capacitors on customer systems - magnification at low voltage capacitors. In: IEEE Transactions on Power Delivery 7(2), S. 862-868.
- NAV (2006): Niederspannungsanschlussverordnung vom 1. November 2006 (BGBl. I S. 2477), zuletzt geändert; § 16 Abs. 2.
- Pillay, P. (1995): Untersuchung zur Spannungsvariation in einer petrochemischen Anlage und ihre Auswirkung auf das Motorverhalten. Wiedergegeben als Tabelle 2 in Bonnett und Boteler (2001), S. 306.
- Schneider Electric (2022): Sizing the neutral conductor. In: Electrical Installation Guide, Kapitel G. Rueil-Malmaison: Schneider Electric.
- Schneider, K. P., Tuffner, F. K., Fuller, J. C. und Singh, R. (2010): Evaluation of Conservation Voltage Reduction (CVR) on a National Level. Report PNNL-19596. Richland, WA: Pacific Northwest National Laboratory.
- Siemens AG (2015a): Einfluss moderner Technik auf Oberschwingungen im Verteilungsnetz. Technische Schriftenreihe Totally Integrated Power, Ausgabe 14. Erlangen: Siemens AG.
- Siemens AG (2015b): Transformatorauswahl in Abhängigkeit von Belastungsprofilen. Technische Schriftenreihe Totally Integrated Power, Ausgabe 16. Erlangen: Siemens AG.
- Targosz, R. und Manson, J. (2007): Pan-European Power Quality Survey. In: Proceedings of the 9th International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation (EPQU 2007), Barcelona. IEEE. DOI: 10.1109/EPQU.2007.4424203.
- U.S. DOE (2012a): Eliminate Voltage Unbalance. Motor Systems Tip Sheet #7, DOE/GO-102012-3733. Washington, DC: U.S. Department of Energy.
- U.S. DOE (2012b): Improve Motor Operation at Off-Design Voltages. Motor Systems Tip Sheet #9, DOE/GO-102012-3736. Washington, DC: U.S. Department of Energy.
- U.S. DOE (2012c): Eliminate Excessive In-Plant Distribution System Voltage Drops. Motor Systems Tip Sheet #8, DOE/GO-102012-3732. Washington, DC: U.S. Department of Energy.
- Van Tichelen, P., Ectors, D., Stevens, M., Lam, W. C. und Peeters, K. (2013): Preparatory Studies for Product Group in the Ecodesign Working Plan 2012-2014: Lot 8 - Power Cables. Task 1-7 Report. Mol: VITO, im Auftrag der Europäischen Kommission, DG ENTR.
- VDE FNN (2026): VDE-AR-N 4100:2026-04 - Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Niederspannungsnetz (TAR Niederspannung). Berlin: VDE Verlag.
- von Jouanne, A. (2000): Voltage Unbalance: Power Quality Issues, Related Standards and Mitigation Techniques. EPRI Report 1000092. Palo Alto, CA: EPRI.
- von Jouanne, A. und Banerjee, B. (2001): Assessment of Voltage Unbalance. In: IEEE Transactions on Power Delivery 16(4), S. 782-790.