

Masterarbeit

**ANALYSE VON
VERTEILTRANSFORMATORKERNAUSLEGUNGEN
FÜR WINDENERGIEANLAGEN**

ausgeführt am



Fachhochschul-Masterstudiengang
Automatisierungstechnik-Wirtschaft

von

Ing. Christoph Kaindlbauer, B.Sc.

1810322019

betreut und begutachtet von

Dipl.-Ing. (FH) Dipl.-Ing. Andreas Christandl

Graz, im Jänner 2020



Unterschrift

EHRENWÖRTLICHE ERKLÄRUNG

Ich erkläre ehrenwörtlich, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig und ohne fremde Hilfe verfasst, andere als die angegebenen Quellen nicht benützt und die benutzten Quellen wörtlich zitiert sowie inhaltlich entnommene Stellen als solche kenntlich gemacht habe.

A handwritten signature in blue ink, consisting of a large, stylized initial 'C' followed by a surname 'K...'. The signature is written above a horizontal dotted line.

Unterschrift

DANKSAGUNG

An dieser Stelle möchte ich mich bei meinen beiden Vorgesetzten, Herrn Ing. Jürgen Gangel und Herrn Ing. Franz Reitbauer, für das entgegengebrachte Vertrauen und die Möglichkeit zur Umsetzung bedanken.

Für die Durchführung der Messungen bedanke ich mich im Namen aller Beteiligten des Prüffeldteams bei Herrn Dipl.-Ing. (FH) Johann Raminger und Herrn Ing. Stefan Hausleitner.

Weiters möchte ich mich besonders bei meinem Betreuer, Herrn Dipl.-Ing. (FH) Dipl.-Ing. Andreas Christandl, für die großartige Unterstützung und Betreuung der Arbeit herzlichst bedanken.

Ein besonderer Dank gilt meiner Familie, die mir über die gesamte Studienzeit motivierend zur Seite stand.

Allen voran bedanke ich mich bei meiner Lebensgefährtin für jegliches Verständnis mir und dem Studium gegenüber und für so vieles, was den Abschluss dieser Arbeit und des Studiums ermöglicht hat.

KURZFASSUNG

Die Erzeugung von elektrischer Energie aus Windkraft ist stark windabhängig und deswegen sehr volatil. Daraus folgende Übererregungsbedingungen aus Spannungs- und Frequenzanforderungen an das Energieversorgungsnetz, an Windenergieanlagen und ihren Komponenten haben auch Einfluss auf die Auslegung der Nennbetriebsflussdichte und Einfluss auf die Verluste des Eisenkerns und damit auf das Design des Transformators. Hohe magnetische Flussdichten führen zu höheren Verlusten. Durch größere Kerne werden die Verluste verringert, da dies eine Senkung der magnetischen Flussdichte zur Folge hat. Damit steigen wiederum die Kosten und das Gewicht. Darüber hinaus nehmen Abweichungen zwischen der Verlustberechnung und den Messergebnissen Einfluss auf das Gewicht und die Kosten. Der Eisenkern muss so klein wie möglich und so groß wie nötig ausgelegt sein.

Diese Masterarbeit beschäftigt sich mit der Auslegung der maximalen Nennbetriebsflussdichte für Eisenkerne. Darüber hinaus thematisiert diese Arbeit die Identifizierung der Abweichung für eine bestimmte Auslegung und zeigt die mögliche Einsparung. Die Herkunft der Übererregungsbedingungen und ihre Grenzwerte sind aus diesem Grund ausgearbeitet. Die gemessene Magnetisierungskurve veranschaulicht die Einschränkungen der Nennbetriebsflussdichte. Die Messungen zeigen auch die Abweichung einer Verlustberechnung von den Messergebnissen. Darüber hinaus wird die Kernquerschnittsfläche eines Eisenkerns optimiert und das Kosteneinsparungspotential gezeigt. Zudem wird dieser Kern mit alternativen Kernverlustberechnungen analysiert.

Die Erkenntnisse aus dieser Untersuchung können zur Optimierung der Nennbetriebsflussdichte angewendet und darüber hinaus die gezeigten Ansätze alternativer Kernverlustberechnungen für weitere Analysen und Verlustoptimierungen genutzt werden.

ABSTRACT

The production of electrical energy from wind power is highly wind dependent and therefore very volatile. The overexcitation conditions are caused by voltage and frequency requirements on the power grid, on wind turbines and their components and furthermore influence the design of the nominal flux density in operation and the losses of the iron core and the design of the transformer. The selection of the nominal flux density in operation also influences the losses of the core. High magnetic flux densities lead to higher losses. Larger cores decrease losses with the effect on a reduction in magnetic flux density. This increases costs and weight. Furthermore, deviations between loss calculations and measured results influence the weight and the costs. The core should be as small as possible but as large as necessary.

The aim of this master's thesis is to determine the maximum nominal operating flux density for iron cores. A further aim is to detect the deviation of a loss calculation for a specific design and indicate the possible savings. Therefore, the origin of the overexcitation conditions and their limits are identified. The measured magnetization curve demonstrates the restrictions to the nominal flux density in operation. The measurements also observe the deviation between a loss calculation and the measured values. Furthermore, the cross-section area of the core is recalculated and demonstrates a cost reduction. In addition, this core is analysed with alternative methods of loss calculations.

The output of this research will be used to optimize the nominal flux densities in operation. Furthermore, the findings of alternative core loss calculations will be used for research and loss optimizations.

INHALTSVERZEICHNIS

1	Einleitung.....	1
1.1	Vorstellung des Unternehmens	1
1.2	Ausgangssituation und Untersuchungsinteresse	3
1.3	Zielsetzung der Arbeit.....	3
1.4	Nicht Ziele der Arbeit	4
1.5	Bestimmungen wichtiger Begriffe	4
2	Allgemeines zur Energiewirtschaft und zur Stromerzeugung aus Windenergie	7
2.1	Allgemeines zur Energiewirtschaft aus Windenergie	7
2.2	Allgemeines zur Stromerzeugung aus Windenergie	9
2.2.1	Geschichtliche Entwicklung	9
2.2.2	Entstehung des Windes und Zusammenhänge der Nutzung	11
2.2.3	Energiewandlungskette	15
2.2.4	Energieerzeugungsraten aus Windkraftanlagen	16
3	Anforderungen an Windkraftanlagen und Transformatoren im Energieversorgungsnetz	20
3.1	Merkmale der Mittelspannung und andauernde Phänomene	21
3.1.1	Netzfrequenz.....	21
3.1.2	Spannungsänderungen	21
3.1.3	Oberschwingungen und Zwischenharmonische.....	22
3.2	Anschlussbedingungen einer Windkraftanlage am Mittelspannungsnetz	23
3.2.1	Spannungshaltung im stationären Betrieb von Erzeugungsanlagen.....	24
3.2.2	Frequenzhaltung und Wirkleistungsreduzierung an Erzeugungsanlagen.....	26
3.2.3	Verhalten bei Netzstörungen und dynamische Netzstützung von Erzeugungsanlagen.....	28
3.2.4	Beurteilung der Netzurückwirkungen von Windenergieanlagen.....	29
3.2.5	Maximale Anschlussleistung für Windkraftwerke	30
3.3	Anforderung an Transformatoren für Windkraftanlagen	31
3.3.1	Oberschwingungsströme im Transformator	34
3.3.2	Übererregung.....	34
3.3.3	Spannungsverzerrung durch Oberwellen	35
4	Allgemeines zu Transformatoren	37
4.1	Geschichtliche Entwicklung	37
4.2	Aufgabe eines Transformators	38
4.3	Aufbau des Aktivteils eines Drehstromtransformators.....	40
4.4	Aufbau eines Eisenkerns	42
4.4.1	Drehstrom-Transformortypen	42
4.4.2	Einphasen-Transformortypen	44
4.4.3	Eisenkernquerschnitt	45
4.4.4	Stufenüberlappende Verbindungen der Bleche.....	47
5	Magnetisches Material	49
5.1	Entwicklung und Eigenschaften verbesserter Stähle	49

5.2	Bezeichnung der Kernstähle.....	52
5.3	Permeabilität.....	53
5.4	Kniepunkt.....	55
5.5	Magnetischer Fluss.....	57
6	Gesamtverluste eines Transformators P_{ges}	59
6.1	Eisenkernverluste P_{Fe}	59
6.1.1	Dielektrische Verluste P_c	61
6.1.2	Joulsche Verluste P_j	61
6.2	Wicklungsverluste P_k	61
7	Eisenkernverluste im Detail.....	63
7.1	Klassischer Ansatz.....	63
7.1.1	Hystereseverluste P_h	64
7.1.2	Wirbelstromverluste P_w	65
7.2	Ansatz mit Anomalieverluste P_a	67
7.3	Alternative Leerlaufverlustberechnung.....	69
7.3.1	Anhand der Verbindungsverluste.....	70
7.3.2	Anhand des Baufaktors.....	70
7.4	Interne Leerlaufverlustberechnung.....	71
7.5	Frequenzverfahren.....	71
7.6	Weitere Ansätze zur Berechnung der Eisenverluste.....	72
7.6.1	Ansatz nach Steinmetz.....	73
7.6.2	Ansatz nach Jordan.....	74
7.6.3	Ansatz mit Anomalieverluste.....	75
7.6.4	Ansatz mit Anomalieverluste, physikalisch basierend.....	75
8	Funktionsweise eines Zweiwicklungstransformators.....	77
8.1	Übersetzung.....	77
8.2	Idealer Transformator.....	78
8.3	Berechnung der Selbstinduktionsspannung.....	79
8.4	Verlustbehafteter Transformator.....	80
9	Messung der Leerlaufverluste.....	83
9.1	Korrektur der Leerlaufverluste nach ANSI Standard.....	85
9.2	Korrektur der Leerlaufverluste nach IEC Standard.....	87
10	Verlustbewertung.....	88
10.1	Angaben zur Prüfung.....	88
10.1.1	Versuchsaufbau und Messschaltung.....	88
10.1.2	Verwendete Messmittel.....	89
10.2	Ergebnis der Messung.....	89
10.3	Bewertung der Messung.....	90
10.4	Frequenzverfahren.....	91
10.5	Alternativer Ansatz zur Bezugswertumrechnung.....	93
10.6	Ansatz von Jordan.....	94
10.7	Ermittlung des Steinmetz-Koeffizienten.....	96

10.8	Berechnung der Anomalieverluste.....	96
10.9	Baufaktor.....	97
10.10	Frequenzfaktor.....	98
10.11	Vergleich mit dem internen Berechnungsergebnis.....	98
11	Kernauslegung.....	101
11.1	Übererregungsbedingung.....	101
11.2	Auslegung der magnetischen Flussdichte.....	102
11.3	Einschränkung der magnetischen Betriebsflussdichte.....	103
12	Zusammenfassung.....	107
12.1	Ausblick.....	108
12.2	Resümee.....	108
	Literaturverzeichnis.....	109
	Abbildungsverzeichnis.....	113
	Tabellenverzeichnis.....	116
	Abkürzungsverzeichnis.....	117

1 EINLEITUNG

Dieses Kapitel der vorliegenden Masterarbeit umfasst die Vorstellung des Unternehmens, beschreibt die thematische Ausgangssituation und definiert anschließend den Umfang, sowie die Zielsetzung der Arbeit. Eine Begriffsbestimmung in diesem Kapitel zum Themengebiet soll den Lesefluss der Arbeit erleichtern.

1.1 Vorstellung des Unternehmens

Der Standort Weiz ist Teil der Siemens Aktiengesellschaft Österreich und seit 125 Jahren für die elektrische Energieerzeugung und -verteilung mit Produkten untrennbar verbunden. Es werden mit höchster Entwicklungskompetenz als Schlüsselprodukt Leistungs- und Verteiltransformatoren konstruiert. Die Fertigung der Produkte unterliegt den modernsten Qualitätsstandards. Elektrische Energie wird verlustarm und sicher mit den Hochspannungstransformatoren aus Weiz durch deren innovativen und neuen Technologien übertragen. Ein Gebot wirtschaftlichen Handelns ist ein nachhaltiger Umgang mit Ressourcen der Planung und Produktion und dabei nimmt der Klimaschutz einen integralen Bestandteil der Umweltpolitik ein. Einen unverzichtbaren Arbeitgeber für die Region stellt der Standort Weiz dar. Die rund 1200 Mitarbeiter erbringen Höchstleistungen durch deren Qualifikation und Motivation und finden kundenorientierte Lösungen. Um Energie umweltschonend, effizient und sicher, um den Globus für die Menschen nutzbar zu machen, legt Siemens AG Österreich - Transformers Weiz die Basis mit ihren Produkten.¹



Abb. 1: Werk Weiz, Quelle: Siemens AG (1996-2019), Online-Quelle [31.07.2019].

¹ Vgl. Siemens AG (1996-2019), Online-Quelle [31.07.2019].

Moderne Transformatoren werden aus dem Werk in die ganze Welt geliefert und sind rasch einsatzbereit, flexibel und sicher. Für eine sichere Stromversorgung seit 125 Jahren in über 70 Ländern spielen die Siemens Transformatoren aus Weiz eine Schlüsselrolle und stehen für Spitzenqualität. Die ist das Resultat aus einzigartiger Erfahrung, Know-how und von Ideen. Für die gesamte Wertschöpfungskette ist das Know-how in Weiz gebündelt. Innerhalb des Unternehmens gilt Weiz für Phasenschiebertransformatoren als Kompetenzzentrum und ist für die Entwicklung und den Bau von Transformatoren der weltweit größte Siemens-Standort. Für schlüsselfertige Onshore- als auch für Offshore-Windparks gilt das Werk in Weiz als der größte Siemens Produktionsstandort weltweit für deren Transformatoren. Im Jahr 2016 wurde für die Serienproduktion der leistungsstärkste Transformator für Windturbinen mit 8,2MVA, 66 kV zertifiziert. In den Siemens Windturbinen der neuesten Generation werden diese Transformatoren eingesetzt.²



Abb. 2: Werk Weiz, Quelle: Siemens AG (1996-2019), Online-Quelle [31.07.2019].

Das Unternehmen Siemens AG Österreich - Transformers Weiz hat ein Managementsystem in Übereinstimmung mit folgenden Standards eingeführt. Das Management System Zertifikat ist für mehrere Produkt- oder Dienstleistungsbereiche gültig und kann im Unternehmen eingesehen werden.³

- ISO 9001:2015
- ISO 14001:2015
- BS OHSAS 18001:2007

² Vgl. Siemens AG (1996-2019), Online-Quelle [31.07.2019].

³ Vgl. Siemens AG (2018), Online-Quelle [31.07.2019].

1.2 Ausgangssituation und Untersuchungsinteresse

Einer elektrischen und mechanischen Auslegung eines flüssigkeitsgefüllten Transformators liegt eine vorliegende Kundenspezifikation zugrunde. Der Inhalt dieser Spezifikation ist die Basis für das Design. Dabei bestimmen Parameter wie die Scheinleistung, die Spannung an der Hoch-/ und Niedervoltwicklung und die Kurzschlussspannung die Auslegung des Transformators. Hinzu kommen auch Anforderungen hinsichtlich der maximalen ohmschen Verluste der Wicklungen und des Kerns. Ab einer Scheinleistung von 3150 kVA bestimmt auch der Peak Efficiency Index (PEI) das System. Jene Wirkverluste die im Leerlauf oder unter Last auftreten, müssen auch über ein Kühlsystem abgeführt werden. Dieses Wechselspiel bestimmt auch die entstehenden Temperaturen des Fluids und der Wicklungen und dürfen bestimmte Grenzwerte nicht überschreiten. Je nach vorgegebenem Bauraum und Aufstellungsort kann die Bauweise hinsichtlich der Größenabmessungen und Gewichtsvorgaben eingeschränkt sein. Wird der Transformator im Leerlauf oder unter Last betrieben entstehen auch Geräusche, welche kundenseitig auch eingeschränkt werden können. Das Design wird solange optimiert bis alle Kundenanforderungen zu einem wirtschaftlichen Preis erfüllt werden können.

In den Kundenspezifikationen aus dem Windenergiesektor werden vermehrt erhöhte Spannungs-/ und Frequenzanforderungen an den Transformator gestellt. Auch diese Anforderungen haben einen Einfluss auf das Design des Transformators und dessen Kerns. Die Auswirkungen sind dabei beispielsweise, dass der Transformator kern größer gebaut werden muss und damit auch die Abmessungen des Transformators größer werden. Damit verbunden steigt auch die benötigte Menge der Isolierflüssigkeit und auch das Gesamtgewicht. Als Folge steigen auch die Herstellkosten. Bei wenigen Transformatorauslegungen ist zu beobachten, dass die gemessenen Verluste des Eisenkernes am realen Transformator viel niedriger als die zuvor gerechneten Eisenkernverluste sind. Es besteht ein hohes Interesse, den Grund für diese niedrigen ohmschen Verluste des Kerns zu identifizieren da zu hoch gerechnete Verluste negative Auswirkungen auf die Herstellkosten haben und hier ein bedeutendes Optimierungspotenzial vorliegt.

Aufgrund der steigenden Nachfrage an Windtransformatoren durch den stetigen Ausbau an Windkraftanlagen soll diese Arbeit ein Kapitel mit einer einführenden Behandlung zum Thema Windenergie beinhalten. Damit soll auf die Wichtigkeit dieser Branche aus wirtschaftlicher und ethischer Sicht aufmerksam gemacht, die Hintergründe beleuchtet und das Interesse für weitere Untersuchungen bezüglich den Wirkungsweisen zwischen einer Windkraftanlage und eines Transformators geweckt werden.

1.3 Zielsetzung der Arbeit

Im Rahmen dieser Arbeit sollen die Auswirkungen von den erhöhten Spannungs-/ und Frequenzanforderungen auf das elektrische Design beurteilt werden. In dieser Studie werden Daten von gemessenen und errechneten Leerlaufverlusten systematisch analysiert, um den Grund von Abweichungen zueinander zu identifizieren. Ein weiteres Ziel dieser Arbeit ist es, die derzeit gültigen Grenzen für die Auslegung eines Transformator kerns zu überarbeiten.

Im theoretischen Teil soll auch erklärt werden, welche theoretischen Grundlagen die Auslegung eines Transformator kerns bestimmen. Dabei sollen jene Auslegungsparameter identifiziert werden, welche die

Designauslegung maßgeblich beeinflussen. Zudem sollen relevante Diagramme beschrieben werden, welche die Vergleichbarkeit von gemessenen zu errechneten Eisenverlusten ermöglichen.

Im praktischen Teil sollen die gemessenen mit den gerechneten Werten in Diagrammen gegenübergestellt werden. Die im Theorieteil erarbeiteten Zusammenhänge, Berechnungen und Diagramme sollen in einem Berechnungstool münden, um die Daten bei jeder neuen Auslegung im Bedarfsfall automatisiert abrufen zu können.

1.4 Nicht Ziele der Arbeit

Die Beschreibung des Entstehungsgrundes der Geräuschentwicklung des Eisenkerns des Transformators ist nicht Ziel dieser Arbeit. Eine Untersuchung der Wirkungsweisen der Transformatorwicklungen ist auch nicht Teil des Untersuchungsinteresses. Die Wirkungsweise der Umwandlung der mechanischen Energie durch einen Generator in elektrische Energie ist auch kein Ziel der Arbeit. Die Niederspannungsnetze werden in dieser Arbeit auch nicht betrachtet. Es werden in dieser Arbeit auch nicht die Netzurückwirkungen wie eine schaltbedingte Spannungsänderung, Flicker oder Rückwirkungen auf Signalübertragungseinrichtungen der Mittelspannungsnetze betrachtet. Auf den Einschaltstoßstrom und einer Betrachtung der Kerntemperatur wird in dieser Arbeit nicht eingegangen.

1.5 Bestimmungen wichtiger Begriffe

Norm

Mit einer Norm können einerseits materielle Güter und andererseits immaterielle Dinge vereinheitlicht werden. Zu den immateriellen Dingen gehören unter anderen Handlungen und Tätigkeiten. Eine Norm wird aus einem Expertenkreis gebildet. Diese Experten stammen aus Hersteller-, Betreiber-, Behördenkreisen und weiteren.⁴

Nationale Norm

Das Deutsche Institut für Normung, auch bekannt als DIN, beschließt nationale deutsche Normen. Die Deutsche Elektrotechnische Kommission (DKE) hat die Aufgabe im Bereich der Elektrotechnik nationale Normen und Vorschriften in Deutschland zu verfassen. In der Vergangenheit wurde dies im Fachnormenausschuss Elektrotechnik und dem Ausschuss für Vorschriften VDE durchgeführt. Bestimmungen der VDE und den elektrotechnischen Normen werden heute gebündelt unter der Bezeichnung DIN VDE herausgebracht. Die Bedeutung nationaler Normen nimmt aufgrund der Globalisierung sichtlich ab.⁵

Auf das österreichische Normenwerk ÖNORM wird in dieser Arbeit bewusst nicht eingegangen, da es für Leistungstransformatoren zwar eine eigene ÖNORM gibt, aber sich bei uns die deutschen Normen durchgesetzt haben.

⁴ Vgl. Cichowski (Hrsg.) (2005), S. 23.

⁵ Vgl. Cichowski (Hrsg.) (2005), S. 23.

Internationale Norm IEC, ISO

Nahezu alle Länder weltweit haben sich entweder der International Organisation for Standardisation (ISO), der International Electrotechnical Commission (IEC) oder auch beiden angeschlossen. Die ISO beziehungsweise die IEC haben sich die Aufgabe unter Berücksichtigung aller Beteiligten gestellt, die Zusammenarbeit in Wissenschaft, Wirtschaft, Umwelt und Technik zu stärken. Aus Fachleuten der Mitgliedsländer werden die Normen der IEC ausgearbeitet.⁶

Europäische Normung

In Europa gilt als Voraussetzung, dass der gemeinsame Markt funktioniert, ein Vorhandensein von europäischen Normen und Vorschriften. Dies schließt zwar keine nationalen technischen Spezifikationen aus, zugleich dürfen sie aber nicht den europäischen Normen widersprechen. Eine nichtstaatliche Vereinigung ist das Europäische Komitee für Normung (CEN). Sie behandelt außer der Elektrotechnik alle anderen Themenbereiche. Für die Normung der Elektrotechnik ist das Europäische Komitee für elektrotechnische Normen (CENELEC) verantwortlich. Das Ziel von beiden ist die Erstellung europäischer Normen (EN). Besteht die Möglichkeit, werden Inhalte der IEC-Normreihe in die EN-Normreihe übernommen.⁷

Normen für Leistungstransformatoren

Unter der Bezeichnung DIN VDE 0532-76 werden die Normen für Leistungstransformatoren einerseits und andererseits auch in technischen Daten der DIN-Blätter DIN EN 60076 geführt. Unter der Bezeichnung IEC/IEEE 60076 werden die internationalen Normen für Leistungstransformatoren geführt.⁸

IEEE

Das Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. (IEEE) ist ansässig in New York in den Vereinigten Staaten von Amerika und ist der weltweit größte Verband, der sich die Förderung der technologischen Innovation zum Wohle der Menschheit zum Ziel gesetzt hat. Das IEEE und seine Mitglieder inspirieren eine globale Gemeinschaft durch seine viel zitierten Publikationen, Konferenzen, Technologiestandards und professionellen und lehrreichen Aktivitäten.⁹

Transformator für Windkraftanlagen

Ein Transformator für Windkraftanlagen ist ein Aufspanntransformator für den Generator. Dieser wird verwendet, um das elektrische Kraftwerksnetz mit der Windkraftanlage (WKA) oder um eine Einzelanlage mit dem Verteilernetz zu verbinden.¹⁰

⁶ Vgl. Cichowski (Hrsg.) (2005), S. 23-24.

⁷ Vgl. Cichowski (Hrsg.) (2005), S. 23-24.

⁸ Vgl. Cichowski (Hrsg.) (2005), S. 24.

⁹ Vgl. IEC/IEEE 60076-16:2018 Edition 2.0 (2018), S. Einband.

¹⁰ Vgl. IEC/IEEE 60076-16:2018 Edition 2.0 (2018), S. 7.

Turm

Der Turm ist Teil der Tragkonstruktion einer Windkraftanlage. Am oberen Ende des Turms ist die Gondel angebracht.¹¹

Gondel

Die sogenannte Gondel ist das Gehäuse auf dem oberen Ende eines Turms einer Windenergieanlage (WEA) mit Horizontalachsausführung, das den Antriebsstrang und andere Bauelemente enthält.¹²

PEI

Der Peak Efficiency Index ist der höchst mögliche Wert des Effizienzindex, der beim Optimum des Lastfaktors erreicht werden kann.¹³

Das Berechnungsverfahren des PEI basiert auf der Relation zwischen der übertragenen Scheinleistung des Transformators gemindert um den elektrischen Verlust und der übertragenen Scheinleistung. Mit Gleichung (1.1) ist der maximale Wirkungsgrad zu berechnen und es gilt folgendes:¹⁴

- P_0 sind die Leerlaufverluste, die bei Nennspannung und Nennfrequenz gemessen werden.
- P_{c0} ist die bei Leerlaufbetrieb benötigte elektrische Leistung des Kühlsystems.
- $P_{ck}(k_{PEI})$ ist die zusätzliche elektrische Leistung zu P_{c0} des Kühlsystems, die bei k_{PEI} -facher Nennlast für den Betrieb benötigt wird.
- P_k sind die gemessenen Lastverluste bei Nennstrom und Nennfrequenz nach Hochrechnung auf die Referenztemperatur.
- S_r ist die Scheinleistung des Transformators, auf der die Lastverluste P_k basieren.
- k_{PEI} bei diesem Belastungsfaktor tritt der maximale Wirkungsgrad auf.

$$PEI = 1 - \frac{2(P_0 + P_{c0} + P_{ck}(k_{PEI}))}{S_r \sqrt{\frac{P_0 + P_{c0} + P_{ck}(k_{PEI})}{P_k}}} = 1 - \frac{2}{S_r} \sqrt{(P_0 + P_{c0} + P_{ck}(k_{PEI}))P_k} \quad (1.1) \quad \begin{array}{l} PEI/\% \\ \text{Peak} \\ \text{Efficiency} \\ \text{Index} \end{array}$$

Normen für Windkraftanlagen

Der Großteil der Normen für Windkraftanlagen wird unter den Bezeichnungen DIN EN 61400 und VDE 0127 geführt.¹⁵

¹¹ Vgl. IEC/IEEE 60076-16:2018 Edition 2.0 (2018), S. 7.

¹² Vgl. IEC/IEEE 60076-16:2018 Edition 2.0 (2018), S. 7.

¹³ Vgl. EN 50588-1 (2017), S. 6.

¹⁴ Vgl. Die Europäische Kommission (2019), Online-Quelle [02.12.2019], S. L 272/142.

¹⁵ Vgl. Bergmann (2015), S. 16-17.

2 ALLGEMEINES ZUR ENERGIEWIRTSCHAFT UND ZUR STROMERZEUGUNG AUS WINDENERGIE

2.1 Allgemeines zur Energiewirtschaft aus Windenergie

Die Struktur der heute verwendeten und möglichen Energieträger der Zukunft der Energiewirtschaft sind in Abb. 3 dargestellt und man unterscheidet vier Energieumwandlungsstufen. Dabei handelt es sich um die sogenannte Primär-, Sekundär-, End- und Nutzenergie. Die Energiequellen, welche in der Natur vorkommen, nennt man primäre Energieträger. Diese werden hauptsächlich nicht an Ort und Stelle verwendet, wo sie gewonnen wurden. Sie werden oftmals in eine andere Energieform umgewandelt und transportiert. Windkraft kann in Kraftwerken zur Erzeugung des sekundären Energieträgers Elektrizität genutzt und zudem mit lokalen Anlagen am selben Ort ihres Vorkommens in elektrische Energie umgewandelt werden. Im Allgemeinen sind die Prozesse der Gewinnung, der Umwandlung und des Transports verlustbehaftet und deshalb Kostentreiber. Jene Energie, die dem Verbraucher zur Verfügung steht, wird als Endenergie und auch als Endverbrauch bezeichnet. Energiestatistiken werden oftmals auf die Endenergie bezogen. Aus diesem Grund unterscheiden sich diese Statistiken enorm von den Zahlen des wirklichen Gesamtsystems, welches auch die Energie der Gewinnung, des Umwandlungsprozesses und die Transporte beinhaltet. Die Verluste des Umwandlungsprozesses sind hoch. Bei der Verteilung und Übertragung der elektrischen Energie entstehen die sogenannten Transportverluste. Im Verteilnetz entsteht der Großteil der Verluste. Von den Energieverbrauchern wird durch Nutzprozesse die Endenergie in Nutzenergie übergeführt. Beispiele für die Nutzenergie sind Wärme, Licht oder mechanische Arbeit.¹⁶

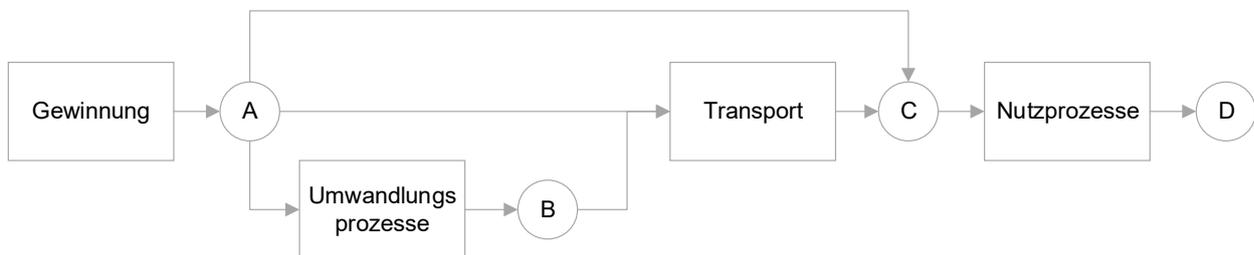


Abb. 3: Energieformen, Energieumwandlungsstufen, Quelle: Crastan (2017), S. 4 (leicht modifiziert).

Die primären Energieträger in Abb. 3 sind zurückzuführen auf die beiden auftretenden Hauptformen der Energie im Universum. Diese sind die sogenannte Gravitationsenergie und Kernenergie. Zudem sind die primären Energieträger in zwei größere Klassen eingeteilt wie in Abb. 4 dargestellt ist. Aus nicht erneuerbaren Energien stammten im Jahr 2013 ungefähr 86% des energetischen Primärenergiebedarfs. Für die Entwicklung des Primärenergiebedarfs gibt es mehrere Szenarien. Das 450-Szenario der IEA aus dem Jahr 2009 der Internationalen Energie Agentur sagt rund 75% aus nicht erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2030 voraus. Andere Szenarien sind noch weniger optimistisch.¹⁷

Die Legende zu Abb. 3 ist in Tab. 1 dargestellt.

¹⁶ Vgl. Crastan (2017), S. 3-6.

¹⁷ Vgl. Crastan (2017), S. 7-8.

A	B	C	D
Primäre Energieträger	Sekundäre Energieträger	Endenergie	Nutzenergie
Erdöl, Kohle, Erdgas	Heizöl	Energie am Verbraucher	Wärme
Kernbrennstoffe	Treibstoff		Mechanische Arbeit
Wasserkraft	Elektrizität		Chemische Arbeit
Holz, Biomasse,	Stadtgas		Licht
Müll, Industrieabfälle	Koks		Informationsenergie
Umgebungswärme	Fernwärme		Unterhaltungsenergie
Wind, Solarstrahlung	Wasserstoff		
Geothermie			
Meeresströmungsenergie			
Wellenenergie			
Fusionsbrennstoffe			

Tab. 1: Legende zu Abb. 3 und den Energieformen, Quelle: Crastan (2017), S. 7 (leicht modifiziert).

Die Zahl 450 im 450-Szenario steht dabei für den festgelegten Grenzwert von 450 ppm CO₂ in der Erdatmosphäre, um das schwierige Klimaziel zu erreichen. Mit dem CO₂ Anteil von 450 ppm wird bis zum Jahr 2100 eine globale Erderwärmung um 2°C erwartet. Wird dieser Wert überschritten, steigt in der Folge die Erderwärmung über die definierten 2°C.¹⁸

Natürliche Energieströme bestimmter Größe werden als erneuerbare Energien bezeichnet. Sie müssen mit einem ökonomischen Aufwand und mit technischen Mitteln abgegriffen werden.¹⁹

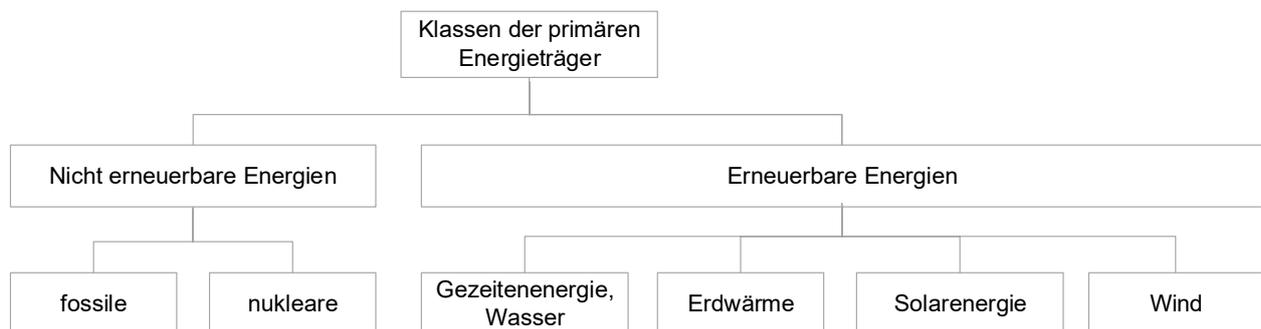


Abb. 4: Klassen der primären Energieträger, Quelle: In Anlehnung an Crastan (2017), S. 7.

¹⁸ Vgl. Morris (2007), Online-Quelle [14.09.2019].

¹⁹ Vgl. Crastan (2017), S. 12.

2.2 Allgemeines zur Stromerzeugung aus Windenergie

2.2.1 Geschichtliche Entwicklung

Als historische Vorgänger von modernen Windenergieanlagen gelten die Windmühlen in Mitteleuropa, welche auch das in modernen Anlagen genutzte Auftriebsläuferprinzip nutzen. Bei den historischen Windmühlen spricht man eher von schlichten „Flügeln“, hingegen werden bei modernen Windenergieanlagen aerodynamisch geformte „Rotorblätter“ eingesetzt. Die Geschichte von einer ursprünglichen Variante der Bockwindmühle reicht zurück ins 12. Jahrhundert. Seit dem Ende des 16. Jahrhunderts spricht man durch technische Änderungen und Innovationen von der sogenannten Holländerwindmühle, bei der nur mehr die Turmhaube mit seinem dort angebracht Rotor gedreht wird, um sie dem Wind nachzuführen. Die Anzahl der Mühlenflügel betrug in den meisten Fällen vier Stück und hatte auch konstruktive Vorteile bei der Anordnung im gusseisernen Wellkopf. Der Einsatz von drei Mühlenflügel ist nicht bekannt, sehr wohl aber der Einsatz von Windmühlen mit der Anzahl von fünf, sechs, acht und zehn Flügeln. Im Gegensatz zur Windmühle aus Mitteleuropa hatte die amerikanische Westernmühle oftmals rund zwanzig einfache schaufelförmige und metallische Flügel. Durch die hohe Flügelanzahl sind sie gekennzeichnet durch eine niedrige Drehzahl, weshalb man auch von einem „Langsamläufer“ spricht. Mit der hohen Flügelanzahl hat man ein sehr hohes Drehmoment an der Achse zur Verfügung. Die Effektivität steigt aber keineswegs mit der Flügelanzahl. Es ist bekannt, dass das Produkt aus Drehmoment und Drehzahl bei gleicher Leistung konstant ist was um die 1920er Jahre theoretisch von Herrn Betz untersucht wurde.²⁰

Windenergie in elektrische Energie umzuwandeln, ist keine Idee der letzten Jahre. Die Überlegung dazu ist in Wirklichkeit schon sehr alt.²¹

Der Gedanke liegt nahezu so weit zurück, wie es die elektrischen Energieversorgungssysteme gibt. Um im Jahr 1882 ein kleines Gebiet in New York mit Gleichstrom für Beleuchtungszwecke zu versorgen, wurde von Thomas Alva Edison dafür ein Energieversorgungssystem errichtet.²²

Im Jahr 1884 wurde von der Deutschen Edison Gesellschaft in Deutschland das erste Energieversorgungssystem in Betrieb genommen. Mit der Einführung des dreiphasigen Wechselstroms ist auch die Möglichkeit entstanden, die elektrische Energie verlustarmer über weite Strecken im Vergleich zum Gleichstrom zu übertragen. Seitdem ist es auch möglich, den Erzeuger der elektrischen Energie vom Verbraucher räumlich zu trennen.²³

Im Jahr 1887 wurden in Schottland von James Blyth die ersten Windenergieanlagen entwickelt und errichtet. In den USA folgten im Jahr 1888 die ersten Windenergieanlagen unter Charles Francis Brush. Es fol-

²⁰ Vgl. Fischer (2019), S. 53-57.

²¹ Vgl. Oeding/Oswald (2016), S. 113.

²² Vgl. Fischer (2019), S. 57.

²³ Vgl. Fischer (2019), S. 57.

gten Windenergieanlagen von Poul la Cour in Dänemark im Jahr 1891. Bei allen Systemen wurden Gleichstromgeneratoren eingesetzt. Letztere Konstruktion von Poul la Cour gleicht am ehesten den modernen Windenergieanlagen und ist in Abb. 5 dargestellt.²⁴

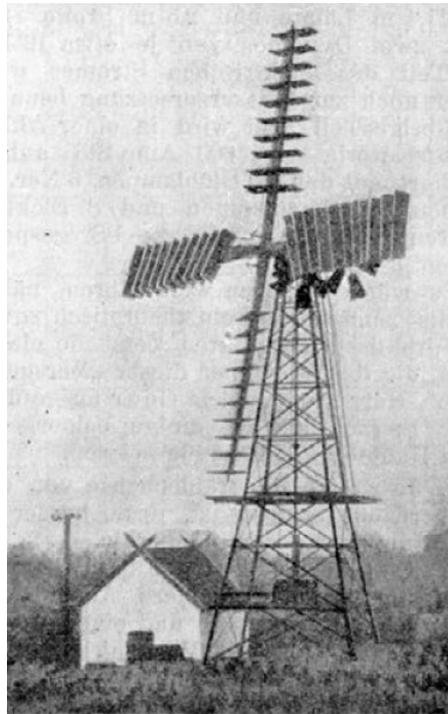


Abb. 5: WEA – Prinzip von Poul la Cour Vallekilde um 1905, Quelle: Fischer (2019), S. 58.

Rotorblätter, die eine moderne Windenergieanlage charakterisieren, wurden von Ulrich Hütter für eine Prototypenanlage am Rande der Schwäbischen Alb in den 1950 Jahren verwendet. Dabei handelt es sich um Schlanke aus glasfaserverstärktem Kunststoff in Leichtbau gefertigte Rotorblätter.²⁵

Das „klassische dänische Konzept“ wurde von einem Schüler von Poul la Cour in den 1950 Jahren entwickelt und erstmals zwischen 1957–1967 in der Prototypenanlage „Gedser“ auf einer süddänischen Insel eingesetzt. Dabei waren drei Rotorblätter mit der Rotornabe fest verbunden und mit verstellbaren Spitzen zur Abbremsung des Rotors ausgestattet. Während des Anlagenbetriebes hatte der Rotor eine Drehzahl, die fast konstant war. Der Grund lag darin, dass der Rotor direkt mit dem elektrischen Versorgungsnetz über ein mit Getriebe gekoppelten Asynchrongenerator mit Käfigläufer verbunden war. Somit bestimmte die Netzfrequenz die Generator-Synchrondrehzahl und in weiterer Folge die Rotor-Drehzahl. Dieses Windenergieanlagenkonzept war relativ einfach, da nur sehr wenig Komponenten benötigt wurden.²⁶

Jene drehzahlvariablen Windenergieanlagen, die auf dem klassischen dänischen Konzept beruhen, sind wesentlich effizienter. Es wird aber nur mehr die einfache Ausführung des Rotors beibehalten. Der Rotor wird nun mit einem aufwendigen Asynchrongenerator mit Schleifringläufer über ein Getriebe verbunden. Die Ständerwicklungen werden mit dem elektrischen Netz direkt verbunden und die Läuferwicklungen

²⁴ Vgl. Fischer (2019), S. 57.

²⁵ Vgl. Fischer (2019), S. 59.

²⁶ Vgl. Fischer (2019), S. 60.

werden über einstellbare Widerstände kurzgeschlossen. Drehzahlvariable Windenergieanlagen der aktuellen Generation weisen Rotorblätter auf, die mit der Rotornabe um die eigene Achse über ein sogenanntes Pitchlager verbunden sind. Die Rotorblätter werden zur Abbremsung des Rotors in die Fahnenstellung gedreht. Durch die Anlagensteuerung kann der Rotor im Anlagenbetrieb auf eine angepasste und variable Drehzahl, aufgrund von unterschiedlichen Windverhältnissen geregelt werden.²⁷



Abb. 6: ATL – Drehachse horizontal – drei Rotorblätter, Quelle: Vestas (2019), Online-Quelle [17.11.2019].

Einerseits kann man einen doppeltgespeisten Asynchrongenerator einsetzen, dessen Läuferwicklungen über einen Frequenzumrichter und Ständerwicklungen direkt mit dem elektrischen Netz verbunden sind. Andererseits kann man den Generator über einen Vollumrichter mit dem elektrischen Netz verbinden. Ein Vollumrichter ist ein Frequenzumrichter mit einer dimensionierten Bemessungsleistung für den Generator. In weiterer Folge kann entweder ein Synchrongenerator eingesetzt werden, der über ein Getriebe oder direkt mit dem Rotor verbunden ist. Anstatt des Synchrongenerators kann es sich auch um einen Asynchrongenerator mit Käfigläufer handeln, der über ein Getriebe mit dem Rotor verbunden ist.²⁸

Verschiedenste Windkraftanlagenkonzepte kamen in der Vergangenheit als Widerstands- oder Auftriebsläufer mit vertikaler oder horizontaler Drehachse zum Einsatz und wurden mit einem oder mehreren Rotorblättern ausgeführt. Die Technik des Auftriebsläufers (ATL) mit horizontaler Drehachse mit drei Rotorblättern hat sich heutzutage durchgesetzt, welche in Abb. 6 dargestellt ist.²⁹

2.2.2 Entstehung des Windes und Zusammenhänge der Nutzung

Es wird angenommen, dass rund 2 % der eingestrahlten Sonnenleistung auf die Erde in kinetische Energie der Luft umgewandelt wird. Dies entspricht einer Leistung von ungefähr $3,5 \cdot 10^9$ MW. Es sind aber nur jene Luftströmungen nutzbar, die in Bodennähe auftreten.³⁰

²⁷ Vgl. Fischer (2019), S. 60.

²⁸ Vgl. Fischer (2019), S. 60.

²⁹ Vgl. Schröder (2015), S. 1541.

³⁰ Vgl. Zahoransky (2019), S. 410.

In einigen Ländern ist die Nutzung der Windkraft durch günstige Windverhältnisse und ausgereifte Technik fortgeschritten. Zu den Ländern gehören unter anderem Deutschland, Spanien, USA und Dänemark. Ob die Windkraft wirtschaftlich nutzbar ist, hängt vom Windangebot und einer mittleren Windgeschwindigkeit ab. Passende Verhältnisse sind vor allem in gewissen Bergregionen und in Küstennähe vorhanden.³¹



Abb. 7: Windpark in Parndorf im Burgenland, Quelle: Enercon GmbH (2019), Online-Quelle [17.11.2019].

Zudem kann aber auch in flachen Regionen ein nutzbringendes Windangebot vorliegen. Als Beispiel gilt in Österreich das Burgenland mit 446 Windkraftanlagen und Niederösterreich mit 729 Windkraftanlagen. Der Anteil beider Bundesländer an der Gesamtanzahl an Windkraftanlagen in Österreich beträgt rund 89,5 %.³² In der Abb. 7 ist ein Windpark in Parndorf im Burgenland dargestellt.

Letztendlich basiert die Windenergie auf Vorgänge, die durch die Sonnenenergie eingeleitet werden. Die Luft wird über den Polen schwächer erwärmt, als über dem Äquator und auch die Rückstrahlung am Äquator ist unterschiedlich im Vergleich zu den Polen. Dichteunterschiede, die daraus resultieren, führen zu aufsteigender Luft am Äquator und absinkender Luft an den Polen. Die Folge sind zwei Zirkulationsströmungen auf die zudem die Corioliskraft ihre Wirkung ausübt. Die Corioliskraft ist eine seitliche Kraft, die ihre Kraft auf der Süd- und Nordhälfte in die entgegengesetzte Richtung entfaltet. Das Phänomen Wind ergibt sich aus dem Zusammenspiel von komplexen Vorgängen aus unterschiedlichen Temperaturen, Strömungswiderständen und aus spezifischem Wärmen von Meeresflächen und Landflächen. Das Ergebnis sind strömende Luftmassen in den Tiefdruck- und Hochdruckgebieten mit der innehabenden kinetischen Energie. Windkraftanlagen sind auch bekannt als Windenergieanlagen, deren Aufgabe es ist, diese kinetische Energie in mechanische Rotationsenergie mit dem technischen Einsatz von Windturbinen umzuwandeln.³³

³¹ Vgl. Crastan (2017), S. 15.

³² Vgl. IG Windkraft (2018), Online-Quelle [03.09.2019].

³³ Vgl. Schwab (2017), S. 228-229.

Von Albert Betz wurde das theoretische Optimum kontinuierlicher Energieentnahme zunächst empirisch ermittelt und in weiterer Folge mit dem Theorem von Froude und Rankine mathematisch bewiesen. Dieser theoretisch höchste Wert $c_{p \max}$ der Windleistung P_W , die dem Rotor einer WKA entnommen werden kann, beträgt 59 % bezogen auf die enthaltene Leistung im Wind. Die dem Rotor abnehmbare mechanische Leistung P_{mech} ist zur Windleistung P_W proportional. Die Luftdichte ρ ist abhängig vom betrachteten Standort und dort vorherrschendem Luftdruck und Lufttemperatur, wobei die Windleistung P_W proportional zur Luftdichte ρ ist. Eine Erhöhung des Rotordurchmessers hat eine quadratische Erhöhung der Windleistung P_W und somit auch eine quadratische Erhöhung der abnehmbaren mechanischen Leistung des Rotors P_{mech} zur Folge.³⁴

$$c_{p \max} \approx 59 \% \quad (2.1) \quad c_{p \max}/1 \quad \text{Maximaler Leistungsbeiwert}$$

$$P_W = \frac{1}{2} \rho A v_W^3 \quad (2.2) \quad P_W/W \quad \text{Windleistung}$$

$$\rho \quad \rho/\text{kgm}^{-3} \quad \text{Luftdichte}$$

$$A = \frac{D^2 \pi}{4} \quad (2.3) \quad A/\text{m}^2 \quad \text{Erntefläche}$$

$$D \quad D/\text{m} \quad \text{Rotordurchmesser}$$

$$v \quad v/\text{ms}^{-1} \quad \text{Windgeschwindigkeit}$$

$$P' = \frac{P}{A} = \frac{1}{2} \rho v^3 \quad (2.4) \quad P'/\text{Wm}^{-2} \quad \text{Windleistungsdichte}$$

Die Leistung eines Windkraftwerks wächst mit der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit. Geht man von einer Dichte der Luft von $1,22 \text{ kg/m}^3$ und einer Windgeschwindigkeit $v = 6 \text{ m/s}$ aus und würde die Windgeschwindigkeit auf $v = 4 \text{ m/s}$ reduziert werden, sinkt die Leistung auf 29,6 %. Die Windenergienutzung ist aufgrund einer geringen Leistungsdichte bei niedrigen Windgeschwindigkeiten unwirtschaftlich. Die wirtschaftliche Nutzung beginnt ungefähr ab $v = 4 \text{ m/s}$.³⁵

Nicht nur die Windgeschwindigkeit soll angemessen hoch sein, sondern auch die Erntefläche. Spricht man von der Erntefläche A bei einer Anlage mit horizontaler Welle, dann ist dies die überstrichene Fläche von den Rotorblättern. Diese Fläche A und ein idealisierter Strömungsverlauf ist in Abb. 8 dargestellt. Auf die Anzahl der Rotorblätter kommt es dabei nicht an. Nur die Drehzahl und das Anlaufverhalten bestimmen die Blätteranzahl.³⁶

Wird der Rotordurchmesser D von 70 Meter auf 98 Meter also um 40 Prozent vergrößert, erhöht sich die Erntefläche A nahezu um das Doppelte und damit auch die Windleistung P_W , die von der Windanlage

³⁴ Vgl. Fischer (2019), S. 20-50.

³⁵ Vgl. Oeding/Oswald (2016), S. 114.

³⁶ Vgl. Oeding/Oswald (2016), S. 114.

entnommen werden kann. Multipliziert man den Gesamtwirkungsgrad η_{ges} der Windkraftanlage mit der mechanischen Leistung P_{mech} , ergibt sich die elektrische Leistung P_{el} .³⁷

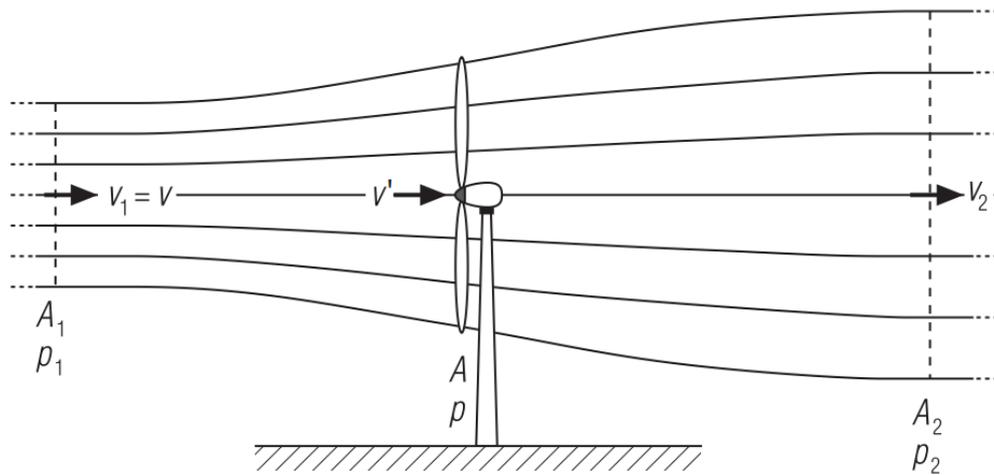


Abb. 8: Strömungsverlauf – Windrad mit horizontaler Welle, Quelle: Oeding/Oswald (2016), S. 115.

$$P_{el} = \eta_{ges} P_{mech} = c_p P_W \quad (2.5) \quad P_{el}/W \quad \text{Elektrische Leistung}$$

$$\eta_{ges} = \quad (2.6) \quad \eta_{ges}/1 \quad \text{Gesamtwirkungsgrad der WKA}$$

$$\eta_{ges} = \eta_{Rotor} \eta_{Getriebe} \eta_{Generator} \eta_{Blattverstellmechanismus} \eta_{Windrichtungsnachführung} \eta_{Transformator}$$

Bei Windgeschwindigkeiten zwischen rund 3–25 m/s können Windenergieanlagen Windleistung entnehmen und diese in elektrische Leistung umwandeln. Wird in Gleichung (2.2) eine bestimmte Windgeschwindigkeit v_1 und die dazugehörige Erntefläche beziehungsweise angeströmte Rotorfläche A eingesetzt, erhält man Gleichung (2.7). Der reale Leistungsbeiwert c_p wird berechnet aus dem Verhältnis aus der elektrischen Leistung P_{el} , welche niederspannungsseitig der Windenergieanlage und auf der Ausgangsseite vorm Netztransformator vorliegt, zur aktuellen Windleistung $P_{1|AR}$. Kurz gesagt gibt er an, welcher Windleistungsanteil $P_{1|AR}$ als elektrische Leistung P_{el} abgenommen wird. Dabei handelt es sich beim realen Leistungsbeiwert c_p um keine Konstante, vielmehr ist dieser vom entsprechenden Arbeitspunkt der Windenergieanlage abhängig und eine Funktion der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe. Daraus kann für jeden bestimmten Windenergieanlagentyp eine abhängige $c_p(v_W)$ -Kennlinie ermittelt werden. Typischerweise liegt der reale Leistungsbeiwert bei maximal 45 Prozent, welcher abhängig vom Arbeitspunkt ist und was dem Wirkungsgrad entspricht.³⁸

$$P_{1|AR} = \frac{1}{2} \rho A v_1^3 \quad (2.7) \quad P_{1|AR}/W \quad \text{Windleistung bei einer bestimmter Windgeschwindigkeit und Erntefläche}$$

$$c_p = \frac{P_{el}}{P_{1|AR}} \quad (2.8) \quad c_p/1 \quad \text{Realer Leistungsbeiwert}$$

³⁷ Vgl. Fischer (2019), S. 50.

³⁸ Vgl. Fischer (2019), S. 22-23.

2.2.3 Energiewandlungskette

In Abb. 9 ist die Energiewandlungskette dargestellt. Die Realisierung dieser Kette erfolgt in der Regel in mehreren Stufen. Am Beginn des Prozesses ist die Umwandlung der kinetischen Energie von bewegten Luftmassen, wobei sie vom Rotor in eine Rotationsbewegung umgewandelt wird. Im Triebstrang wird bei konventionellen Anlagen ein Getriebe zwischengeschaltet, um die Drehzahl für die Synchron- oder Asynchron-Generatoren zu erhöhen. Bei einigen Anlagen kann auf ein Getriebe verzichtet werden, indem die Generatoren auf die realisierbaren Rotordrehzahlen angepasst sind. Danach wird die mechanische Energie in einem Generator in elektrische Energie umgewandelt. Jene elektrischen Generatorausgangskennwerte müssen nicht zwingend jenen Kennwerten des elektrischen Netzes entsprechen. Diesen Ausgleich der elektrischen Energieumwandlung kann ein Transformator übernehmen. Die Umwandlungsschritte führen zu verschiedenen Verlusten, die den Gesamtsystemnutzungsgrad senken.³⁹

Der theoretische Wirkungsgrad einer Windturbine, die frei umströmt und aus einer waagrechten Achse aufgebaut ist, beträgt wie schon erwähnt maximal 59 %. Als Folge der Blatt/Luft-Reibungsverluste und etwaiger Wirbelbildungen liegt der praktisch umsetzbare Wirkungsgrad zwischen 20–45 %. In Abb. 10 sind die Verluste der einzelnen Komponenten einer Windkraftanlage aufgelistet.⁴⁰

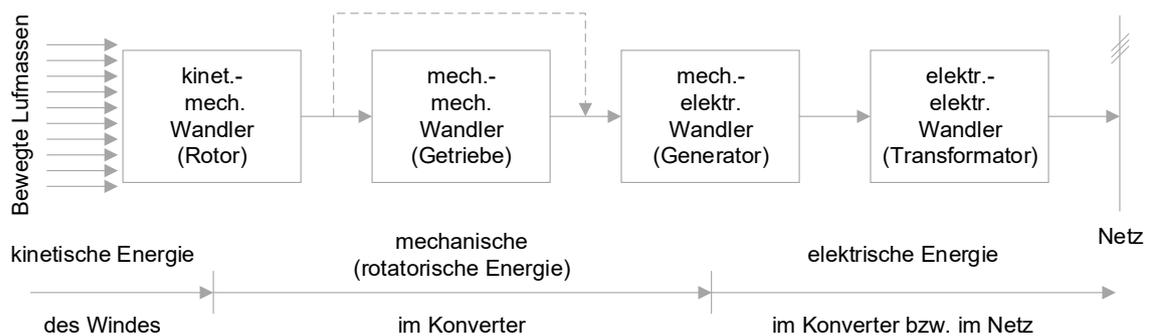


Abb. 9: Energiewandlungskette – WKA, Quelle: Wiese (Hrsg.) (2006), S. 310 (leicht modifiziert).

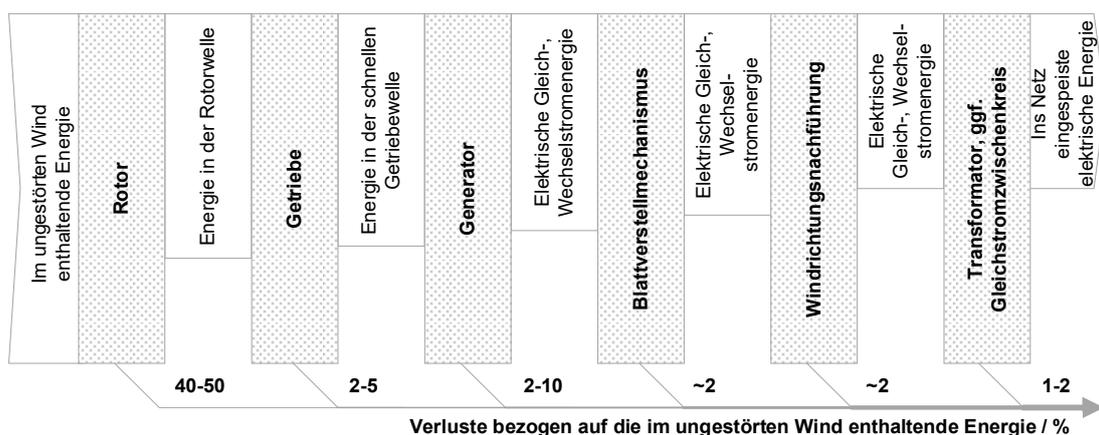


Abb. 10: Energiefluss – WKA, Quelle: Wiese (Hrsg.) (2006), S. 311 (leicht modifiziert).

³⁹ Vgl. Wiese (Hrsg.) (2006), S. 310.

⁴⁰ Vgl. Schwab (2017), S. 229.

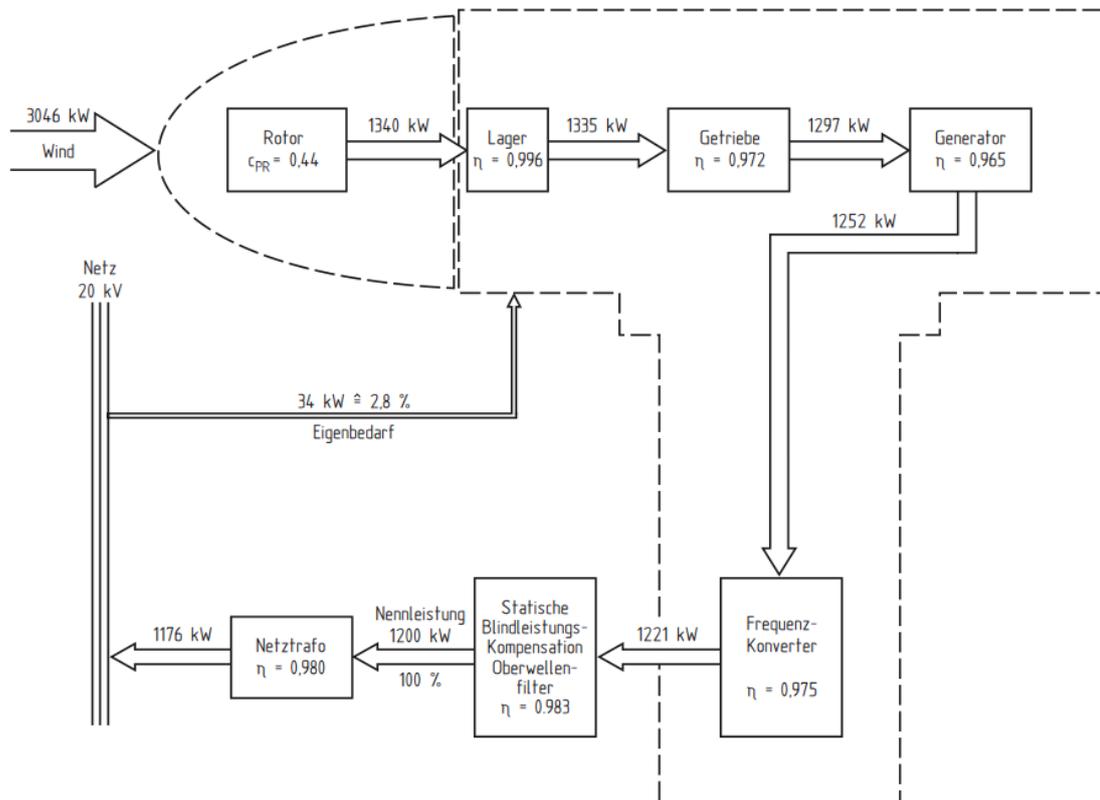


Abb. 11: Leistungsfluss durch Energiewandlungskette, Quelle: Hau (2014), S. 597.

In Abb. 11 ist der Leistungsfluss im Nennbetrieb durch die mechanisch-elektrische Energieumwandlungskette an einem Beispiel dargestellt.⁴¹

2.2.4 Energieerzeugungsraten aus Windkraftanlagen

Die Windkraft ist bezüglich der Energieerzeugung sehr volatil. In weiterer Folge muss in Zukunft auch eine Lösung hinsichtlich des Energiespeicherungsproblem gefunden werden. Weltweit betrug die Windkraftwerks-Leistung im Jahr 1996 nur 6 GW. Bis zum Jahr 2001 wurde diese Leistung auf 20 GW gesteigert und erreichte im Jahr 2005 bereits 59 GW. Im Jahr 2006 erreichte die installierte Leistung allein in Deutschland 20 GW und weltweit 75 GW. Die weltweite installierte Leistung im Jahr 2014 betrug 370 GW.⁴²

Abb. 12 auf Seite 17 zeigt die Entwicklung der Windkraftwerks-Leistung weltweit vom Jahr 1996 bis zum Jahr 2017.

In weltweit mehr als 100 Ländern wird im Jahr 2017 eine Gesamtleistung von 539 GW genutzt. Im Jahr 2017 wurden sowie in den Jahren davor auf hohem Niveau mehr als 52,6 GW an Windkraftleistung errichtet. Dies klingt erstmal positiv, aber dies bedeutet in Relation zum Gesamtbestand eine zusätzliche Ausbaurrate von nur 10,8 Prozent und ist damit vorher noch nie so niedrig gewesen.⁴³

⁴¹ Vgl. Hau (2014), S. 597.

⁴² Vgl. Crastan (2017), S. 15-16.

⁴³ Vgl. IG Windkraft (2018), Online-Quelle [03.09.2019].

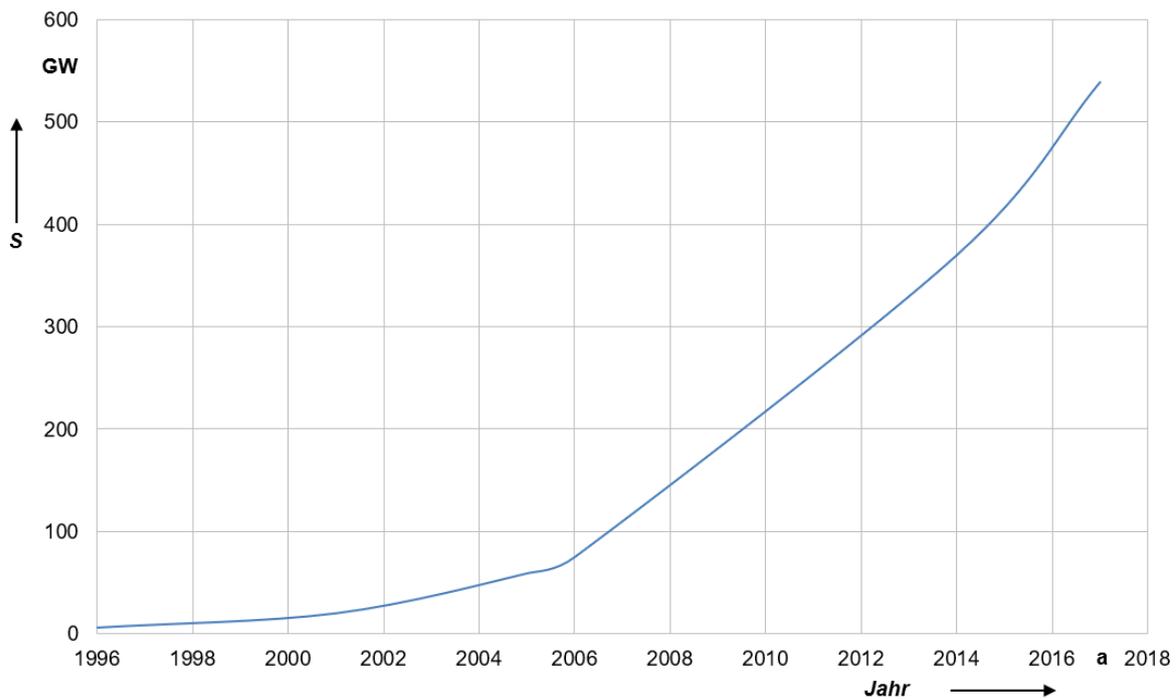


Abb. 12: Windkraftwerks Leistung – weltweit, Quelle: Eigene Darstellung.

Noch sind von den zehn besten Ländern im Jahr 2017 beim Ausbau und bei der Gesamtleistung die Hälfte aus Europa. Sieht man genauer hin, erkennt man, dass im Jahr 2017 der Gesamtausbau und die Gesamtleistung in Europa nur mehr ein Drittel der Windkraftleistung weltweit ausmacht. China hat in dieser Wertung unangefochten die Nase vorne.⁴⁴

Die Ausbauleistung von China beträgt mit 19 GW ein Drittel der neu installierten Leistung. Ebenso mit einem Drittel Anteil an der Gesamtleistung hat China durch eine installierte Gesamtleistung von 188 GW. Die 539 GW aus dem Jahr 2017 decken 5 Prozent des weltweiten Stromverbrauchs. Europäische Staaten sind derzeit noch beim Verhältnis des Windstromes zum Stromverbrauch Spitzenreiter. Die Windenergie deckt in Dänemark 44 Prozent des Energiebedarfes, gefolgt von Portugal und Irland mit 24 Prozent und Deutschland mit 20 Prozent.⁴⁵

Nichts desto trotz ist der Windenergiesektor in Europa geschwächt. Aufgrund dessen muss sich auch Österreich in der Europäischen Union für größere Anstrengungen einsetzen, um den Windsektor zu stärken. Österreich hat sich das Ziel gesetzt, bis 2030 ausschließlich erneuerbaren Strom zu haben. Die Erreichung dieses Ziels hängt davon entscheidend ab. In Österreich betrug Ende 2018 die Gesamtleistung aus Windkraftanlagen 3,045 GW. Dies sind insgesamt 1313 Anlagen, welche mehr als 50 Prozent der österreichischen Haushalte versorgen.⁴⁶

In Abb. 13 ist die Aufteilung der österreichischen Windkraftanlagen mit deren Leistungen auf die einzelnen Bundesländer Ende des Jahres 2018 dargestellt.

⁴⁴ Vgl. IG Windkraft (2018), Online-Quelle [03.09.2019].

⁴⁵ Vgl. IG Windkraft (2018), Online-Quelle [03.09.2019].

⁴⁶ Vgl. IG Windkraft (2018), Online-Quelle [03.09.2019].

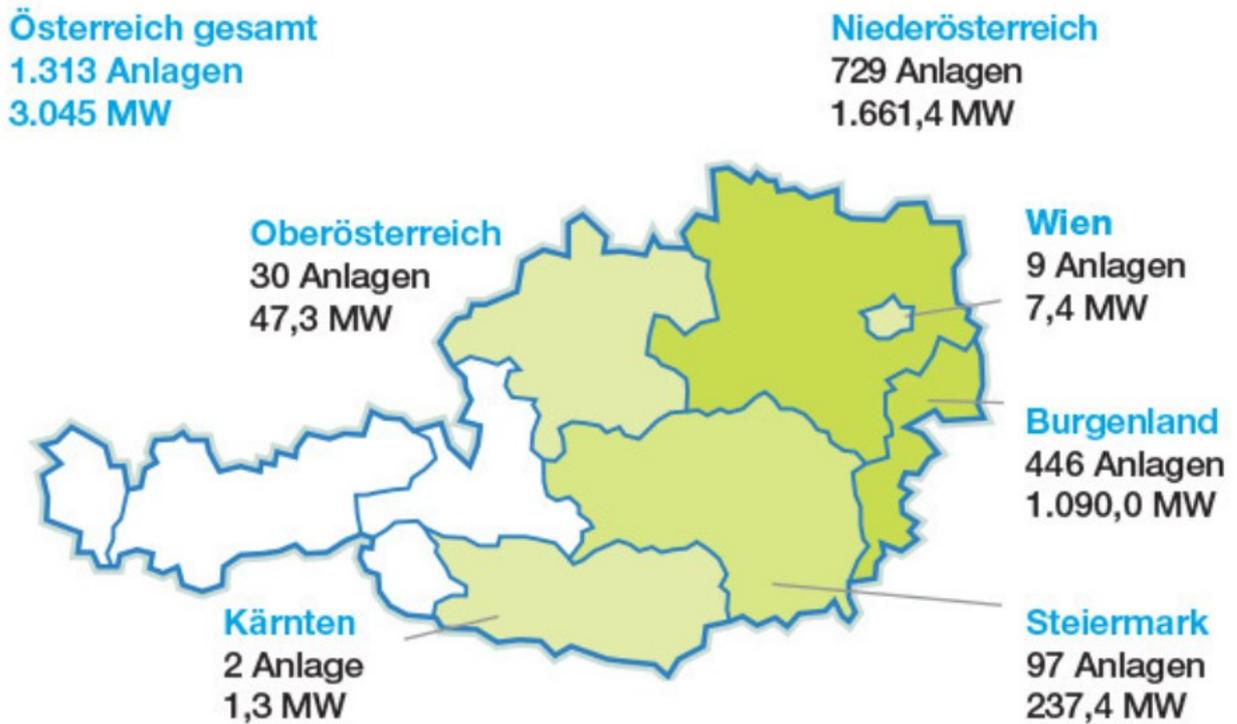


Abb. 13: Windkraftleistung – Österreich 2018, Quelle: IG Windkraft (2018), Online-Quelle [03.09.2019].



Abb. 14: Onshore Windpark, Quelle: Siemens Gamesa (2017), Online-Quelle [19.09.2019].

In Abb. 14 sieht man einen Windpark eingebettet in die Landschaft zur Erzeugung der Energie. In Abb. 15 wird schematisch der Zusammenhang einer WKA mit dem Transformator und dem Verteilernetz gezeigt.

Im nächsten Kapitel wird auf die Energieversorgungsnetze im Allgemeinen und auf die Mittelspannung im speziellen eingegangen, um den Spannungs-, und Frequenzanforderungen für den im praktischen Teil betrachteten Windtransformator näher zu kommen.

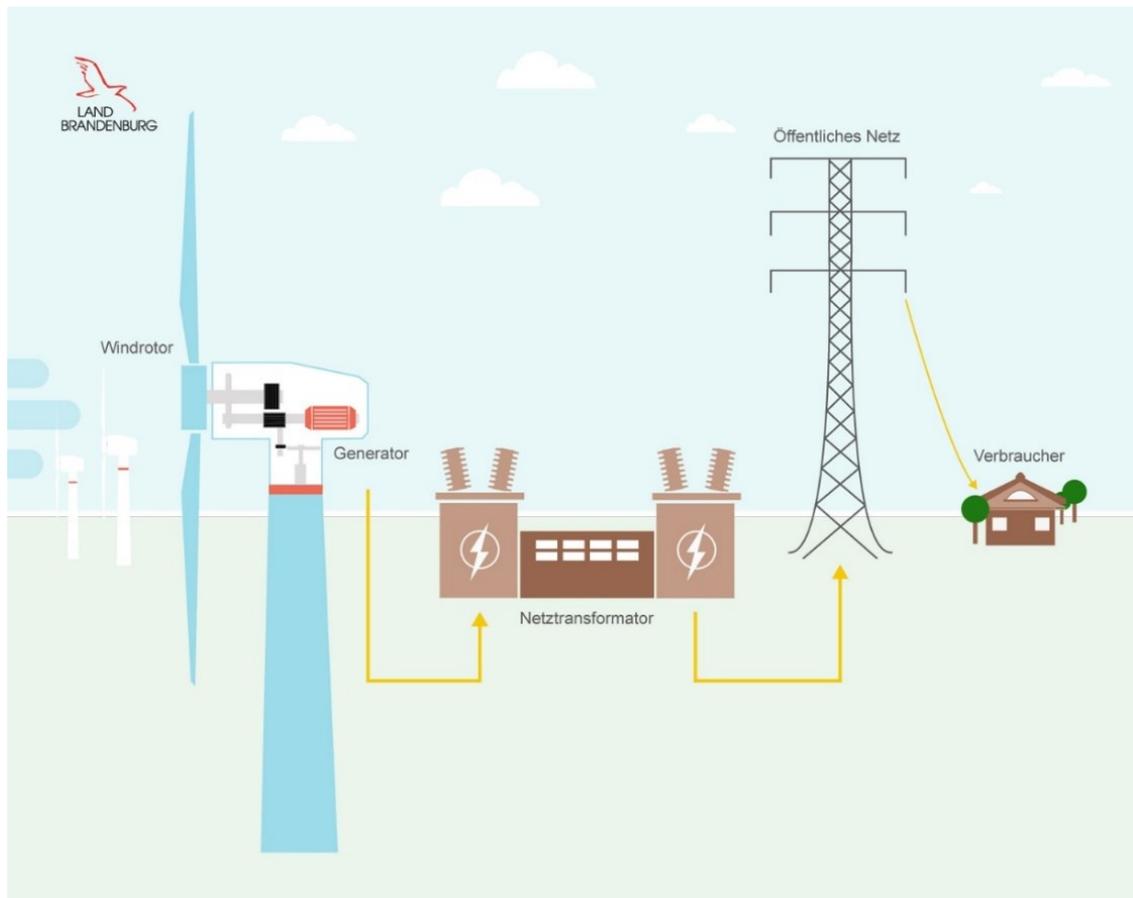


Abb. 15: WKA – Transformator-Netz, Quelle: Ministerium für Wirtschaft und Energie (MWE) (2019), Online-Quelle [14.09.2019].

Zum Abschluss von diesem Kapitel und zur Wertschätzung von Offshore-Windparks ist noch ein Siemens Windpark in der Abb. 16 illustriert.



Abb. 16: Offshore Windpark – London Array mit 175 Siemens Anlagen, Quelle: Hau (2014), S. 763.

3 ANFORDERUNGEN AN WINDKRAFTANLAGEN UND TRANSFORMATOREN IM ENERGIEVERSORGUNGSNETZ

Elektrische Energie wird den Verbrauchern von den Kraftwerken über ein elektrisches Energieversorgungsnetz übertragen. Das Netz ist aufgebaut aus Leitungen, Transformatoren und Schaltanlagen. Über die Leitungen wird die Energie über weite Strecken übertragen, Transformatoren koppeln die Netze der unterschiedlichen Spannungsebenen und Schaltanlagen verknüpfen die Leitungen mit den Transformatoren. Dabei wird grundsätzlich zwischen Übertragungsnetze und Verteilernetze unterschieden. Wird der Strom von den Erzeugerzentren zu den Verteilerzentren geleitet, vollzieht sich dieser Vorgang in den Übertragungsnetzen, welche als Beispiel in Österreich Nennspannungen von 110 kV, 220 kV und 380 kV haben. In den Verteilernetzen wird die Energie bis zu den Hausanschlusskästen geleitet. Im deutschsprachigen Raum sind die Spannungen für die Verteilernetze bei 0,4 kV, 10 kV, 20 kV und 110 kV. Auch gibt es daneben Verteilernetze mit 30 und 60 kV und in Industriebetrieben spezielle 0,6 kV, 3 kV, 6 kV und 10 kV Netze.⁴⁷

Die betrachteten Windtransformatoren im praktischen Teil fallen in den Mittelspannungsbereich, weshalb in diesem Kapitel auf die Merkmale der Mittelspannung eingegangen wird.

In Abb. 17 ist der Netzanschluss eines kleinen Windparks an ein beispielhaftes Mittelspannungsnetz über Transformatoren dargestellt.

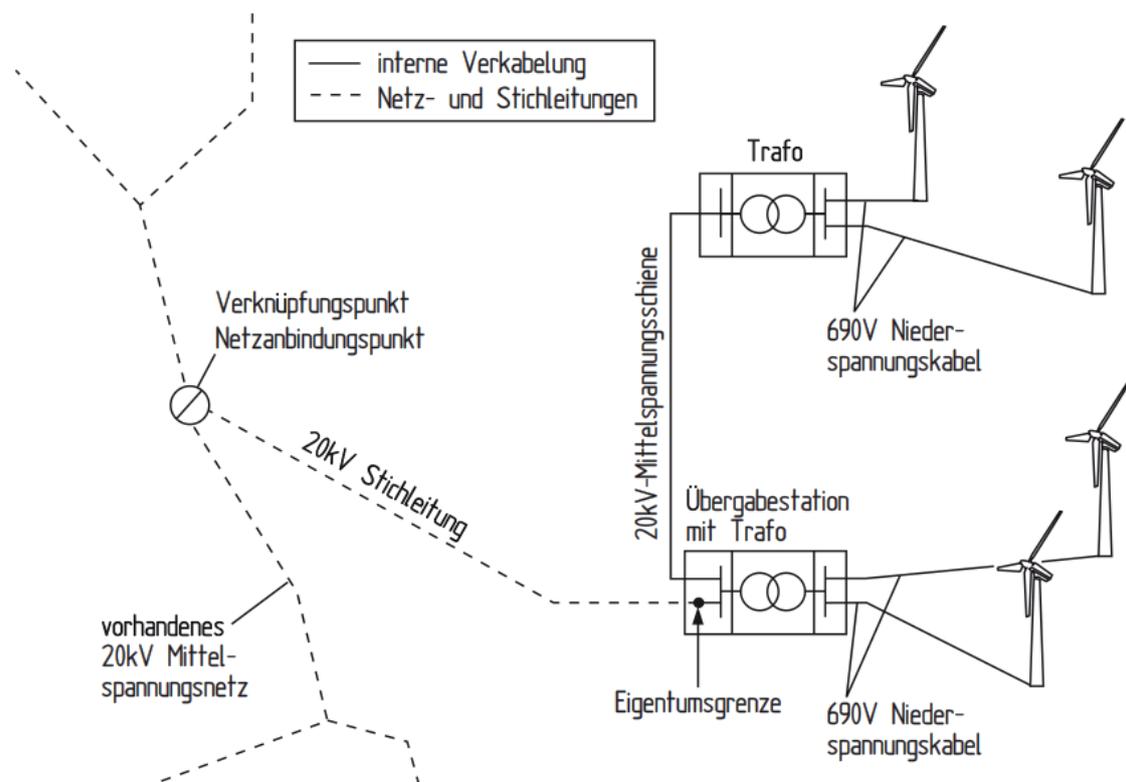


Abb. 17: Windparkverkabelung – Mittelspannungsnetzanschluss, Quelle: Hau (2014), S. 792.

⁴⁷ Vgl. Marenbach (2013), S. 343.

3.1 Merkmale der Mittelspannung und andauernde Phänomene

Übersteigt der Bedarf von Netznutzern die Kapazität eines Niederspannungs-Versorgungsnetzes, dann beträgt die Nennspannung der Versorgung im Allgemeinen über 1 kV. Die folgenden Angaben sind für die Elektrizitätsversorgung mit Nennspannungen bis einschließlich 36 kV anwendbar. Bestimmte Grenzwerte werden bestimmte andauernde Phänomene angegeben. Für Spannungsereignisse können hingegen derzeit nur Anhaltswerte angegeben werden. Die Spannungshöhe wird angegeben durch die vereinbarte Versorgungsspannung U_c .⁴⁸

3.1.1 Netzfrequenz

Im europäischen Netz muss die Netzfrequenz der Versorgungsspannung 50 Hz sein. Herrschen normale Betriebsbedingungen muss in einem Verteilnetz der Mittelwert der Grundfrequenz über 10 Sekunden üblicherweise innerhalb der aufgeführten Bereiche liegen:⁴⁹

- Synchroner Verbindung des Netzes zu einem Verbundnetz:
 - 50 Hz \pm 1 % entspricht 49,5 Hz bis 50,5 Hz während 100 % der Zeit
- Keine synchrone Verbindung des Netzes zu einem Verbundnetz:
 - 50 Hz \pm 2 % entspricht 49 Hz bis 51 Hz während 100 % der Zeit

Die Netzfrequenz wird durch den europäischen Netzverbund konstant in überaus eng bestimmten Grenzen gehalten. Dabei sind Schwankungen von mehr als 0,1 Hz selten. Diese treten aufgrund von größeren Störungen auf oder wenn kleinere Netze, wie zum Beispiel ein Industrienetz getrennt wird.⁵⁰

Die Netzfrequenz im europäischen Verbundnetz ist auf ein enges Intervall festgelegt und beträgt $f_0 = 50 \text{ Hz} \pm 0,5 \text{ Hz}$, damit die Netzstabilität garantiert werden kann.⁵¹

3.1.2 Spannungsänderungen

Mit der Ausnahme von Bereichen mit Unterbrechungen sollten unter normalen Betriebsbedingungen die vereinbarten Versorgungsspannungen U_c nicht über $\pm 10 \%$ über- beziehungsweise unterschritten werden. Werden besondere und gleichzeitig entlegene Kunden versorgt oder gibt es zu Übertragungsnetzen keine Verbindung, dann sollten in diesen Elektrizitätsversorgungsnetzen die Versorgungsspannungen U_c nicht mehr als $+ 10 \%$ / $- 15 \%$ über- beziehungsweise unterschritten werden. Darüber sollten die Netznutzer informiert werden.⁵²

⁴⁸ Vgl. DIN EN 50160 (2011), S. 19-20.

⁴⁹ Vgl. Änderung von DIN EN 50160:2011 (2016), S. 4.

⁵⁰ Vgl. Marenbach (2013), S. 376-383.

⁵¹ Vgl. Schröder (2015), S. 1568.

⁵² Vgl. DIN EN 50160 (2011), S. 20.

3.1.3 Oberschwingungen und Zwischenharmonische

Oberschwingungsspannungen (THD)

Die 10-Minuten-Mittelwerte und die 1-Woche-Mittelwerte des THD (Total Harmonic Distortion) dürfen an jeder Übergabestelle 8 % nicht überschreiten. Während 100 % der Zeit darf der THD an jeder Übergabestelle 5 % nicht überschreiten. An sämtlichen Übergabestellen für 100 % der Zeit gelten die in Tab. 2 angegebenen Grenzwerte für einzelne Spannungserschwingungen.⁵³

Zudem gibt es weitere Voraussetzungen, die an dieser Stelle nicht im Detail ausformuliert werden.

Ungerade Harmonische				Gerade Harmonische	
Keine Vielfache von 3		Vielfache von 3			
Ordnungszahl $h/1$	Relative Spannungsamplitude $U_h/\%$	Ordnungszahl $h/1$	Relative Spannungsamplitude $U_h/\%$	Ordnungszahl $h/1$	Relative Spannungsamplitude $U_h/\%$
5	6,0	3	5,0	2	2,0
7	5,0	9	1,5	4	1,0
11	3,5	15	0,5	6 bis 24	0,5
13	3,0	21	0,5		
17	2,0				
19	1,5				
23	1,5				
25	1,5				

Tab. 2: Werte einzelner Oberschwingungsspannungen an der Übergabestelle bis zur 25. Ordnung in Prozent der Grundschwingungsspannung U_1 , Quelle: DIN EN 50160 (2011), S. 22 (leicht modifiziert).

Je geringer die Oberschwingungsströme, desto geringer sind die Spannungsabfälle an den Netzimpedanzen und desto weniger wird die Sinusform der Spannung beeinträchtigt. Geringere Amplituden haben jene harmonischen Komponenten der verzerrten Spannung die durch drei teilbare und ungeradzahlige Ordnungszahlen aufweisen, weil sie bei symmetrischer Last kompensiert werden. Im Allgemeinen entstehen alle Oberschwingungen mit gerader Ordnungszahl nicht im stationären Betrieb, weshalb auch sie kleiner angesetzt werden.⁵⁴

⁵³ Vgl. Änderung von DIN EN 50160:2011 (2016), S. 5.

⁵⁴ Vgl. Marenbach (2013), S. 377.

Hat eine Last eine nichtlineare Kennlinie $i(u)$ so wird ein verzerrter Strom bei sinusförmiger Spannung aus dem Netz gezogen. Der Verlauf des verzerrten Stromes ist zur Grundfrequenz ω_1 periodisch und der Verlauf des Stromes wiederholt sich alle 20 ms im 50 Hz-Netz. Eine periodische Funktion mit der Zeit kann in eine Fourierreihe zerlegt werden.⁵⁵

Als 1. Harmonische einer Schwingung bezeichnet man die Grundschwingung mit der Grundfrequenz. Unter der 2. Harmonischen versteht man jene Schwingung mit der doppelten Grundfrequenz, welche auch als 1. Oberschwingung bezeichnet wird.

Wird von einem Drehstromnetz in ein anderes Netz mit unterschiedlicher Frequenz mit einem Umrichter gespeist, werden zusätzliche Zwischenharmonische erzeugt. Schwankungen die von Windkraftwerken erzeugt werden, hängen von der Rotordrehzahl und auftretenden Momentanstoßen ab. Passiert das Rotorblatt den Turmwindschatten wird ein Momentanstoß hervorgerufen.⁵⁶

$$i(t) = \sum_{h=1}^n \hat{i}_{ch} \cos(h\omega_1 t) + \hat{i}_{sh} \sin(h\omega_1 t) \quad (3.1) \quad i(t)/A \quad \text{Nicht lineare Kennlinie der Last}$$

$$\hat{i}_h = \sqrt{\hat{i}_{ch}^2 + \hat{i}_{sh}^2} \quad (3.2) \quad \hat{i}_h/A \quad \text{Strom}$$

Zwischenharmonische Spannung

In den Netzen steigen die Werte der Zwischenharmonischen, aufgrund der Entwicklung von Frequenzumrichtern und Steuergeräten die Ähnlichkeiten aufweisen, an. Werte für die Zwischenharmonischen sind aufgrund der mangelnden gesicherten Erfahrungswerte in Beratung.⁵⁷

3.2 Anschlussbedingungen einer Windkraftanlage am Mittelspannungsnetz

VDE-AR-N 4110 Technische Anschlussregeln für die Mittelspannung

Mittelspannungsnetze in Deutschland gewinnen im Zuge der Energiewende durch den Ausbau erneuerbarer Energien enorm an Wichtigkeit. Zu den Windparks, der Photovoltaikanlagen und der Biogasanlagen werden in der Zukunft vermehrt Speicher integriert. Die Netzfrequenz eines Mittelspannungsnetzes liegt bei 50 Hertz, dabei liegt das Potential der Netzspannungen zwischen 1 kV und 60 kV. Seit dem 27. April 2019 ist das neue Regelwerk VDE-AR-N 4110 in Kraft und hat für den Betrieb und Anschluss von Betriebsanlagen am Mittelspannungsnetz ihre Gültigkeit. Weitere technische Vorgaben der einzelnen Netzbetreiber kommen hinzu. Einige Unterlagen und technische Richtlinien des BDEW, die früher Gültigkeit hatten, wurden zeitgleich außer Kraft gesetzt und somit konnte die Anzahl der verschiedenen Unterlagen reduziert werden.⁵⁸

⁵⁵ Vgl. Marenbach (2013), S. 379.

⁵⁶ Vgl. Marenbach (2013), S. 379-380.

⁵⁷ Vgl. DIN EN 50160 (2011), S. 23.

⁵⁸ Vgl. Kerber (2018), Online-Quelle [31.08.2019].

Unter anderem sind folgende Anforderungen definiert:⁵⁹

- Spannungshaltung im stationären Betrieb
- Frequenzhaltung
- Verhalten bei Netzstörungen und Spannungsstützung im Fehlerfall
- Forderungen zu Kurzschlussströmen und Spannungsbänder und sonstige
- Zulässigkeit von Oberschwingungsströmen und Flicker und sonstigen Störaussendungen
- Technische Netzanschlussausführung
- Schutzausführung und dessen Einstellungen

3.2.1 Spannungshaltung im stationären Betrieb von Erzeugungsanlagen

Durch die Blindleistungsbilanz wird im Wesentlichen die Spannungshaltung eines Netzes bestimmt. Es ist zur Verteilung und Übertragung der Energie im Netz im Rahmen der Maßnahmen notwendig, dass der Blindleistungsbedarf auf Nachfrage jederzeit anpassbar ist, um die Funktionstüchtigkeit des Netzes zu erhalten. Damit die gewünschten Spannungsbereiche eingehalten werden, sind lokale Maßnahmen notwendig. Dazu gehören Transformatorstufenschalter sowie Blindleistungskompensationsanlagen oder Erzeugungseinheiten und unter Umständen auch Änderungen der Netztopologien.⁶⁰

Zwischen der erzeugten und aufgenommenen Blindleistung und der erzeugten und aufgenommenen Wirkleistung herrscht ein Gleichgewicht im stationären Betrieb mit Nennfrequenz in einem Hochspannungsnetz. Es kommt zu Spannungs- beziehungsweise zu Frequenzänderungen, wenn das jeweilige Gleichgewicht gestört wird. Bei gleichbleibender Primärenergiezufuhr von Erzeugungsanlagen bewirkt eine Erhöhung des Wirkleistungsverbrauches eine Frequenzabsenkung und eine Erhöhung des Blindleistungsverbrauches eine Senkung der Knotenspannungen.⁶¹

Ein definierter Bereich ist als Grundforderung am Verknüpfungspunkt des Verschiebungsfaktors einzuhalten. Es können vertraglich abweichende Werte, im Vergleich zu den in den Technischen Anschlussregeln für die Mittelspannung (VDE-AR-N 4110) definierten Werte, vereinbart werden. Bei einer Wirkleistungsabgabe muss der festgelegte Bereich des Verschiebungsfaktors in jedem Betriebspunkt möglich sein. Unter Umständen ist die zulässige Wirkleistungsabgabe bei einem anderen Verschiebungsfaktor unterschiedlich. Ist eine gleichbleibende zulässige Wirkleistungsabgabe im gesamten zulässigen Betriebsbereich gewünscht, ist hinsichtlich der Strombelastbarkeit die Anlage entsprechend zu dimensionieren, da ein Verschiebungsfaktor ungleich 1 zu einem Scheinstrom führt, der größer ist als der Wirkstrom. In Abb. 18 ist der zulässige Blindleistungsbereich beziehungsweise der Verschiebungsfaktor bei Wirkleistungsbezug bei Kundenanlagen dargestellt und daher auch von Erzeugungsanlagen im Leerlauf oder mit Bezug von Eigenbedarf.⁶²

⁵⁹ Vgl. Fischer (2019), S. 161.

⁶⁰ Vgl. Fischer (2019), S. 161.

⁶¹ Vgl. Schwab (2017), S. 725.

⁶² Vgl. Fischer (2019), S. 162.

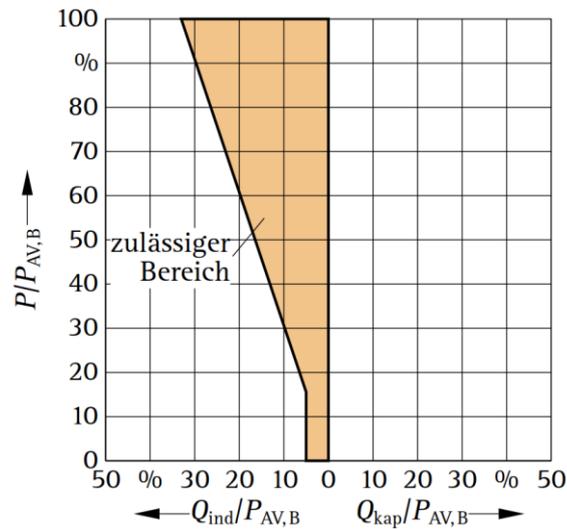


Abb. 18: Zulässiger Blindleistungsbereich von Kundenanlagen bei Wirkleistungsbezug im Mittelspannungsnetz, Quelle: Fischer (2019), S. 162.

(3.3) $\frac{P}{P_{AV,B}} / \%$ Zulässiger Blindleistungsbereich nach Abb. 18.

(3.4) $\frac{Q_{ind}}{P_{AV,B}} / \%$

(3.5) $\frac{Q_{kap}}{P_{AV,B}} / \%$

$P_{AV,B}/W$ Vereinbarte Anschlusswirkleistung bei Bezug

Q_{ind}/VAr Bezug von Blindleistung (induktiv, untererregt)

Q_{kap}/VAr Einspeisung von Blindleistung (kapazitiv, übererregt)

In Abb. 19 wird bei Wirkleistungseinspeisung der geforderte Blindleistungsbereich dargestellt.

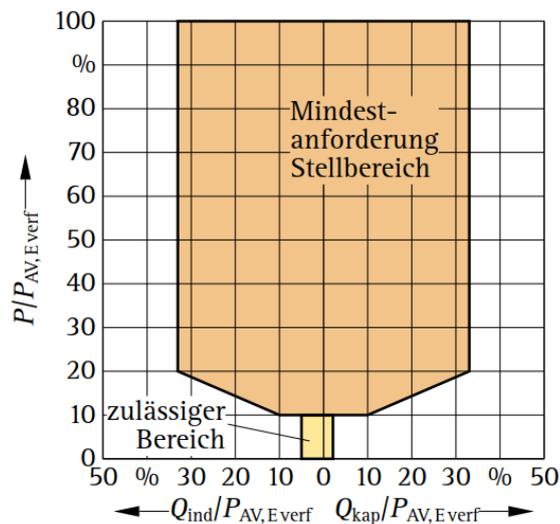


Abb. 19: Geforderter Blindleistungsbereich von Erzeugungsanlagen bei Wirkleistungseinspeisung im Mittelspannungsnetz, Quelle: Fischer (2019), S. 163.

(3.6) $\frac{P}{P_{AV,Everf}} / \%$ Mindestanforderung für den Stellbereich der Blindleistung nach Abb. 19.

(3.7) $\frac{Q_{ind}}{P_{AV,Everf}} / \%$

(3.8) $\frac{Q_{kap}}{P_{AV,Everf}} / \%$

$P_{AV,Everf} / W$ Technisch verfügbarer Anteil der vereinbarten Anschlusswirkleistung bei Einspeisung

Q_{ind} / VAR Bezug von Blindleistung (induktiv, untererregt)

Q_{kap} / VAR Einspeisung von Blindleistung (kapazitiv, übererregt)

Grundsätzlich muss die Blindleistung einstellbar sein. Der vereinbarte Bereich muss dabei beliebig oft innerhalb weniger Minuten durchfahren werden können. Die Vorgabe der Blindleistung kann auf unterschiedliche Weise erfolgen:⁶³

- Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$ mit festem Sollwert
- Blindleistung Q fest vorgegeben
- Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$ ist abhängig von erzeugter Wirkleistung P
- Vorgegebene Blindleistungs-Spannungs-Kennlinie $Q = f(U)$, dabei sind die Regelzeiten des Transformatorstufenschalters zu koordinieren

Damit Spannungssprünge bei der Kennlinienregelung vermieden werden, sollte die Kennlinie eine begrenzte Steilheit und einen kontinuierlichen Verlauf aufweisen.⁶⁴

3.2.2 Frequenzhaltung und Wirkleistungsreduzierung an Erzeugungsanlagen

Durch eine Veränderung und Anpassung der Wirkleistungsbilanz erfolgt die Netzfrequenzregelung. Nimmt die erzeugte Wirkleistung zu, geht eine Erhöhung der Frequenz einher. Sinkt der Wirkleistungsverbrauch aus dem Netz, steigt die Frequenz ebenso. Nimmt hingegen die erzeugte Wirkleistung ab, führt dies zu einer Senkung der Frequenz, sowie auch eine Zunahme der Wirkleistung der Verbraucher zu einer niedrigeren Frequenz führt. Unter folgenden Voraussetzungen ist es zulässig die Wirkleistungseinspeisung zu reduzieren:⁶⁵

- Für den sicheren Netzbetrieb besteht Gefahr
- Im Netz besteht die Gefahr von Überlastungen
- Es ist die Gefahr einer Inselnetzbildung gegeben
- Bei Vorhandensein einer Gefahr für die dynamische und statische Stabilität

⁶³ Vgl. Fischer (2019), S. 163.

⁶⁴ Vgl. Fischer (2019), S. 163.

⁶⁵ Vgl. Fischer (2019), S. 167-168.

- Die Frequenz steigt systemgefährdend an
- Instandsetzungen und Baumaßnahmen müssen durchgeführt werden
- Ein Netzsicherungs-, beziehungsweise Erzeugungsmanagement ist erforderlich

In Abhängigkeit der vereinbarten Anschlusswirkleistung müssen Erzeugungsanlagen ihre Wirkleistung in Stufen, heraus aus jedem in Betracht zu ziehenden Betriebszustand auf jede neue Vorgabe des Sollwerts reduzieren können. Bei Frequenzerhöhungen über 50,2 Hz müssen Erzeugungsanlagen, um einem systemgefährdenden Anstieg der Frequenz entgegenzuwirken, mit einem Gradienten nach Gleichung (3.9), ihre Wirkleistung reduzieren. In diesem Beispiel sind es minus 40 Prozent der verfügbaren Wirkleistung pro Hertz.⁶⁶

$$\Delta P = -0,4 P_{\text{verf}} \frac{f_{\text{sys}} - 50,2 \text{ Hz}}{1 \text{ Hz}} \quad (3.9) \quad \Delta P / W \quad \text{Wirkleistungsreduzierung}$$

P_{verf} / W Verfügbare Wirkleistung

$f_{\text{sys}} / \text{Hz}$ Aktuelle Netzfrequenz

$$l_{rg} = -0,4$$

l_{rg} / Hz^{-1} Beispiel für einen Leistungsreduzierungsgradient

Der Leistungsreduzierungsgradient muss einstellbar sein. Es wird ein Leistungsgradient von -40 % empfohlen, wenn es vom Netzbetreiber keine Vorgaben gibt. Auf der Frequenz-Leistungs-Kennlinie fährt die Anlage ständig hinsichtlich ihrer Wirkleistungseinspeisung im Bereich zwischen 50,2 Hz und 51,5 Hz. Wird der Frequenzwert 47,5 Hz unterschritten beziehungsweise 51,5 Hz überschritten, ist die Erzeugungsanlage nach den Angaben in Abb. 20 innerhalb bestimmter Einstellzeiten abzuschalten. Liegt eine Unterschreitung der technischen Mindestleistung vor, darf die Erzeugungsanlage vom Netz getrennt werden. Ansonsten ist eine Netztrennung nicht zulässig.⁶⁷

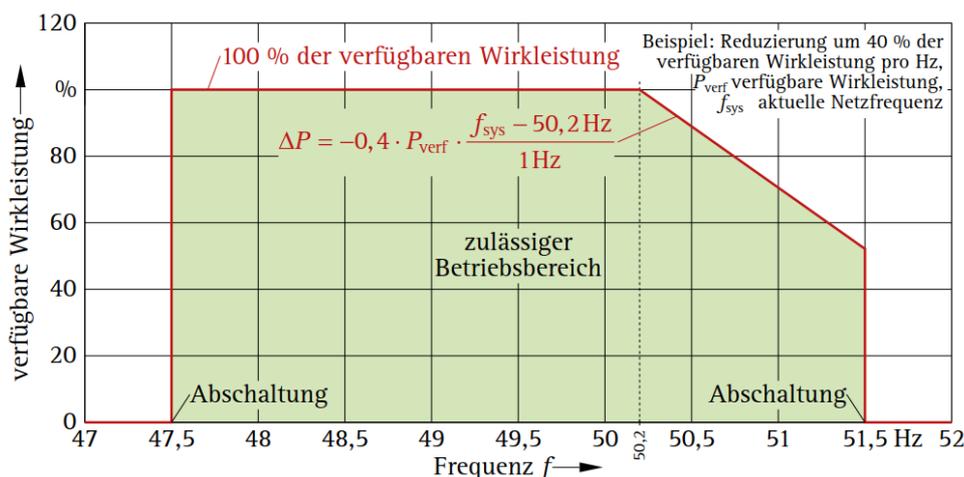


Abb. 20: Beispiel für die Wirkleistungsreduktion zur Frequenzhaltung durch Erzeugungsanlagen bei Frequenzanstieg, Quelle: Fischer (2019), S. 169.

⁶⁶ Vgl. Fischer (2019), S. 168.

⁶⁷ Vgl. Fischer (2019), S. 168.

3.2.3 Verhalten bei Netzstörungen und dynamische Netzstützung von Erzeugungsanlagen

Die dynamische Netzstützung hat das Ziel, dass bei Netzfehlern jeglicher Art (ein-, zwei-, dreipolige Fehler) der Betrieb von Erzeugungsanlagen weitgehend aufrechterhalten werden kann. Dabei müssen Erzeugungsanlagen folgende Anforderungen erfüllen:⁶⁸

- Bei Spannungseinbrüchen eine Netztrennung innerhalb bestimmter Grenzen vermeiden
- Zur Spannungsstützung einen notwendigen Blindstrom innerhalb der Fehlerdauer einspeisen
- Nach Fehlererklärung eine Spannungsregelung zur Unterstützung der Spannungsrückkehr einleiten
- Fault-Ride-Through-Kurven (FRT-Kurven) durchfahren

Die begrenzenden Kurven des Spannungsverlaufes stellen die FRT-Kurven für den Fehlerzeitraum und Nachfehlerzeitraum am Netzanschlusspunkt dar. Jegliche Spannungsverläufe die unter einer definierten Maximalspannungskurve und über der FRT-Kurve liegen, dürfen nicht zur Netztrennung der Erzeugungsanlage führen.⁶⁹

In der folgenden Abb. 21 werden Anlagen des Typ 2, die mit dem Netz über Leistungselektronik gekoppelt sind, dargestellt. Darüber hinaus gibt es Anlagen des Typ 1, die an das Netz mit Synchrongeneratoren über Blocktransformatoren angeschlossen sind. In Europa gibt es eine Klasseneinteilung nach vier Generatortypen und darüber hinaus gibt verschiedene Anforderungen für die Zuordnung der Generatoren in unterschiedlichen Synchrongebieten.⁷⁰

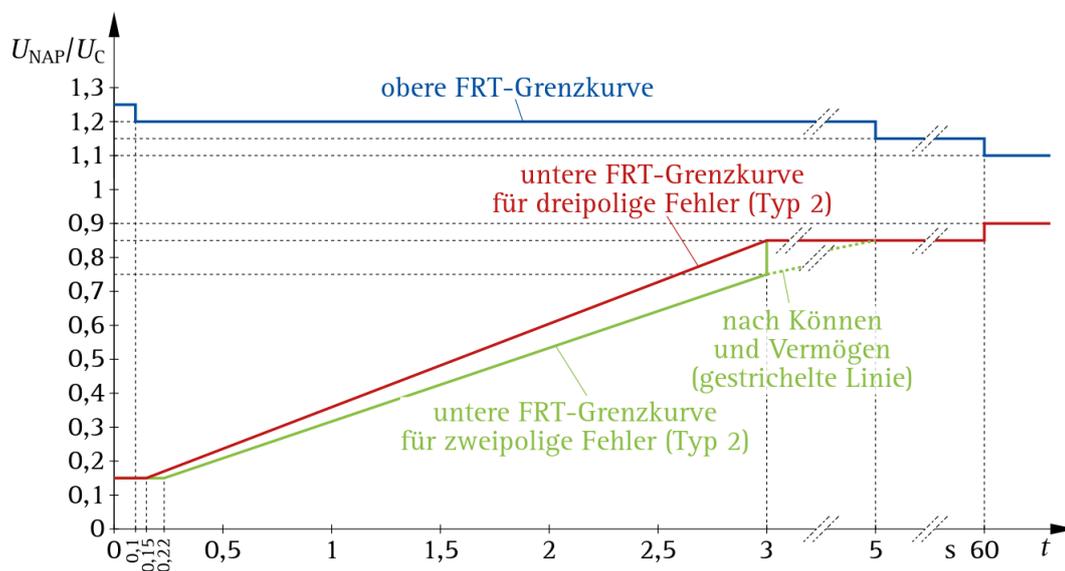


Abb. 21: Grenzl意思 (FRT-Grenzkurven) für das Verbleiben am Netz von Erzeugungsanlagen vom Typ 2, Quelle: Fischer (2019), S. 170.

⁶⁸ Vgl. Fischer (2019), S. 169.

⁶⁹ Vgl. Fischer (2019), S. 169.

⁷⁰ Vgl. Fischer (2019), S. 170.

Bei Überspannungseignissen, sowie bei Netzfehlern mit Spannungseinbrüchen dürfen die Erzeugeranlagen innerhalb von definierten Grenzen in einem bestimmten Zeitintervall nicht vom Netz getrennt werden. Des Weiteren sind auch keine Instabilitäten erlaubt. In Abb. 21 sind diese dargestellt.⁷¹

U_{NAP}/V	Effektivwert der aktuellen Spannung am Netzanschlusspunkt
U_C/V	Vereinbarte Versorgungsspannung

Nach Absprache mit dem Netzbetreiber sind kleinere Gradienten der Wirkleistungssteigerung zulässig. Es kann durch schutztechnische Vorgaben des Netzbetreibers eine Verkürzung der Dauer für das Verbleiben am Netz erfolgen.⁷²

3.2.4 Beurteilung der Netzurückwirkungen von Windenergieanlagen

Verbrauchs- und Erzeugungsanlagen müssen derart betrieben werden, dass Störaussendungen die unzulässig sind vermieden werden. Jede Bewertung dieser Störaussendungen hat das Ziel der Einhaltung der Vorgaben der in der Norm DIN EN 50160:2011-02 beschriebenen Parameter bezüglich der Spannungsqualität. Jene Netzurückwirkungen und Störaussendungen, die bei Windenergieanlagen für den Netzanschluss zu beachten sind, sind die Spannungsanhebungen, schaltbedingte Spannungsänderungen, Flicker, Oberschwingungen und Zwischenharmonische und Rückwirkungen auf Signalübertragungseinrichtungen. Bei den Netzanschlüssen wird zwischen Höchst-, Hoch-, und Mittelspannungsnetzen unterschieden, mit jeweils unterschiedlichen Anforderungen der Netzurückwirkungen.⁷³

Je nach Spannungsebene, an welche die Windkraftanlage angeschlossen werden soll, ist die Bewertung von Oberschwingungen und Zwischenharmonischen in der Vorgehensweise unterschiedlich. Die in der Norm DIN EN 50160:2011-02 definierten Pegel der Oberschwingungsspannungen müssen eingehalten werden. Von niedrigeren zu höheren Spannungsebenen überlagern sich Störaussendungen, wobei sich Störpegel von höheren zu niedrigeren Spannungsebenen überlagern. Dadurch müssen die im Hochspannungsnetz zulässigen Oberschwingungsspannungen kleiner sein als jene im Mittelspannungsnetz. Die zulässigen Oberschwingungsspannungen im Mittelspannungsnetz müssen zudem kleiner sein als im Niederspannungsnetz.⁷⁴

Zulässige Oberschwingungsstöraussendung

Im Mittelspannungsnetz berechnet man für eine Einzelanlage die zulässige Oberschwingungsstöraussendung folgendermaßen. In der Norm VDE-AR-N 4110 wird dazu detailliert eingegangen:⁷⁵

$$I_{h,zul} = \frac{p_{vf} h}{1000} \sqrt{\frac{S_{kV}}{S_A}} I_A \quad (3.10) \quad I_{h,zul}/A \quad \text{Zulässige Oberschwingungsstöraussendung einer Einzelanlage}$$

⁷¹ Vgl. Fischer (2019), S. 170.

⁷² Vgl. Fischer (2019), S. 171.

⁷³ Vgl. Fischer (2019), S. 175.

⁷⁴ Vgl. Fischer (2019), S. 181.

⁷⁵ Vgl. Fischer (2019), S. 181.

S_{kV}/W	Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt
S_A/W	Anschlussscheinleistung der Kundenanlage
I_A/W	Anlagenstrom der Kundenanlage
$p_{vf} h/1$	Näherungswert des Proportionalitätsfaktors

Zulässige Störaussendungen von Zwischenharmonischen

Des Weiteren berechnet man im Mittelspannungsnetz für eine Einzelanlage die zulässige Störaussendung von Zwischenharmonischen folgendermaßen. Auch dazu wird in der Norm VDE-AR-N 4110 detailliert eingegangen:⁷⁶

$$I_{\mu,zul} = \frac{g_{\mu}}{100} \frac{S_{kV}}{k_{\mu}} \frac{S_A}{S_A} I_A \quad (3.11) \quad I_{\mu,zul}/A \quad \text{Zulässige Störaussendung von Zwischenharmonischen einer Einzelanlage}$$

S_{kV}/W	Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt
S_A/W	Anschlussscheinleistung, Kundenanlage
I_A/W	Anlagenstrom der Kundenanlage
$k_{\mu}/1$	Resonanzfaktor
$g_{\mu}/1$	Proportionalitätsfaktor

3.2.5 Maximale Anschlussleistung für Windkraftwerke

Zulässige Stromschwankungen können mit den zulässigen Spannungsschwankungen und der Netzreaktanz X_Q bestimmt werden. Des Weiteren kann damit auch die maximal erlaubte Anschlussleistung für spezielle Geräte bestimmt werden. Die maximale Anschlussleistung für Windkraftwerke berechnet sich folgendermaßen:⁷⁷

$$S_W = \frac{S_k''}{50k} = \frac{1,1U_n^2}{X_Q} \frac{1}{50k} \quad (3.12) \quad S_W/W \quad \text{Maximale Anschlussleistung für Windkraftwerke}$$

$$S_k'' = \frac{1,1U_n^2}{X_Q} \quad (3.13) \quad S_k''/W \quad \text{Zulässige Stromschwankung}$$

U_n/V	Zulässige Spannungsschwankung
X_Q/Ω	Netzreaktanz
$k = 1$	Faktor für Synchrongenerator über Wechselrichter
$k \approx 5$	Faktor für Asynchrongenerator

⁷⁶ Vgl. Fischer (2019), S. 183.

⁷⁷ Vgl. Marenbach (2013), S. 381-382.

3.3 Anforderung an Transformatoren für Windkraftanlagen

An der Bemessungsspannung des Netzes, die zwischen 10 kV und 36 kV liegt, richtet sich das Übersetzungsverhältnis von Transformatoren für Windenergieanlagen, welches somit projektspezifisch ist. Es gibt mehrere mögliche Aufstellungsorte für Transformatoren für Windkraftanlagen. Davon ist ein Aufstellungsort im Turmfuß, während ein weiterer Aufstellungsort direkt in der Gondel ist. Der Aufstellungsort in der Gondel hat Vor-, und Nachteile. Zu den Vorteilen zählen, dass aufgrund der kürzeren Energieleitungen im Turm geringere Stromwärmeverluste auftreten und die Wärmeverluste des Transformators leichter abgeführt werden können, vor allem dann, wenn ein Stahlrohrturm eingesetzt wird. Zu den Nachteilen zählen das höhere Gewicht der Gondel und dass bei einem zwar sehr selten auftretenden Transformatorbrand dieser in der Gondel nicht gelöscht werden kann, wenn keine Feuerlöscheinrichtung installiert ist, was in der Anschaffung und in der Erhaltung sehr hohe Kosten mit sich bringt.⁷⁸



Abb. 22: Gondel-Transformator, Quelle: Nordex SE (2017), Online-Quelle [19.09.2019], (leicht modifiziert).

Ein wichtiger Bestandteil einer Windenergieanlage ist entweder ein Trockentransformator oder ein flüssigkeitsgefüllter Transformator. Leistungen bis 10 MVA sind heutzutage für flüssigkeitsgefüllte Transformatoren Stand der Technik. Flüssigkeitsgefüllte Transformatoren werden mit Silikonölen oder Estern gefüllt. Diese Isolierflüssigkeiten sind umweltfreundlich und können in Verbindung mit einem Kühlsystem für die notwendige Kühlleistung sorgen. Transformatoren mit Hybrid-Isoliersystemen machen die Bauweise einerseits kompakt und andererseits zuverlässig für die Turm- und Gondelinstallation.⁷⁹

Der Transformator befindet sich an einem der drei folgenden Standorte. In Anlagen mit höheren Leistungen befinden sich die Transformatoren vorzugsweise innerhalb der Gondel, um die Kabellängen und auch die

⁷⁸ Vgl. Fischer (2019), S. 137-138.

⁷⁹ Vgl. Kulkarni/Khaparde (2013), S. 671.

damit einhergehenden Verluste zu reduzieren. Ein flüssigkeitsgefüllter Transformator in der Gondel ist als Beispiel dafür in Abb. 22 dargestellt. Es ist auch einfacher, die Gondel entlang der Windrichtung auszurichten.⁸⁰

Transformatoren die neben dem Turmfuß wie in Abb. 23 montiert werden, sind im Allgemeinen flüssigkeitsgefüllt. Es gibt aber auch kompakte Umspannstationen bestehend aus Trockentransformatoren mit SF6-Leistungsschaltern, welche keine Seltenheit sind. Diese befinden sich innerhalb des Turms in Bodennähe für kleinere Leistungen. Dieser Aufstellungsort erleichtert die Wartung der Anlagen.⁸¹

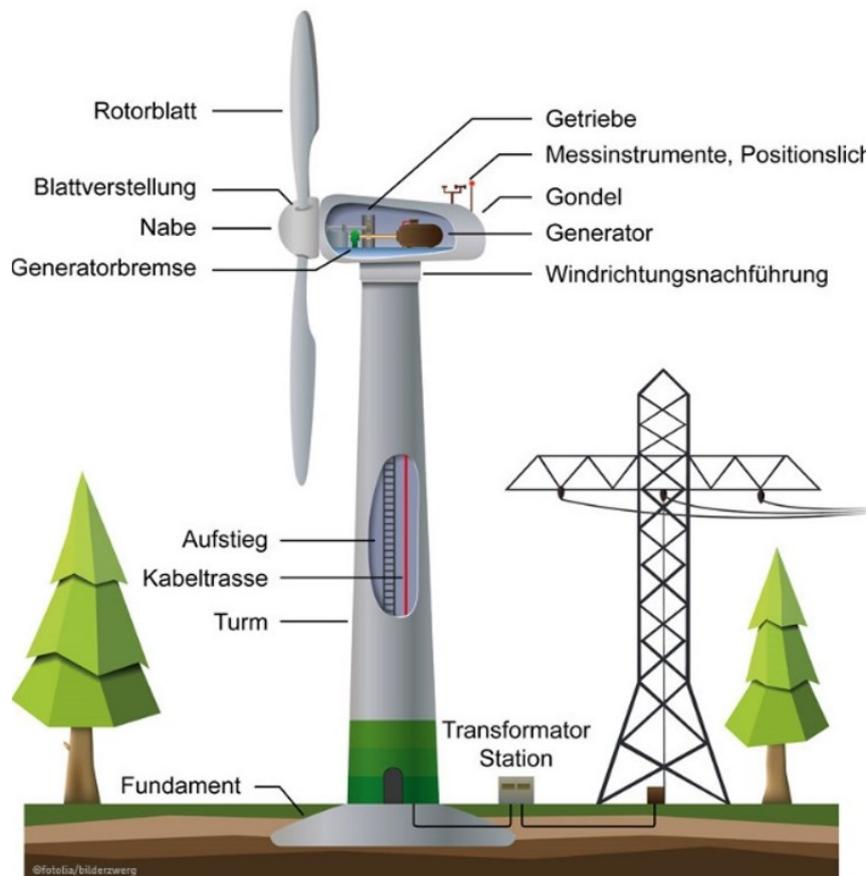


Abb. 23: Transformatorstation in Turmfußnähe, Quelle: UKA-GmbH & Co. KG (2018), Online-Quelle [19.09.2019].

Unter den folgenden Betriebsbedingungen ist der Einsatz von herkömmlichen Standardverteiltransformatoren nicht gerechtfertigt:⁸²

- Hohe Vibrationsanforderungen aufgrund hoher Türme und Windgeschwindigkeiten und schnelle Netzabschaltungen
- Wiederkehrende Zyklen von thermischen Spannungen durch stark schwankende Turbinenlasten
- Stromüberschwingungen durch Frequenzumwandler, welche zu zusätzlichen Verlusten in den Wicklungen und zu Temperaturanstiegen führen

⁸⁰ Vgl. Kulkarni/Khparde (2013), S. 671.

⁸¹ Vgl. Kulkarni/Khparde (2013), S. 671.

⁸² Vgl. Kulkarni/Khparde (2013), S. 671-672.

- Spannungsüberschwingungen und Spannungsverzerrungen vor allem in schwachen Netzen
- Durch Überspannungen werden Sättigungsvorgänge im Eisenkern verursacht
- In der Nähe von Leistungsschaltern treten Überspannungen auf

Aufgrund dieser hohen Standortbelastungen müssen Spezifikationen für Transformatoren für Windenergie Anwendungen sorgfältig ausgearbeitet werden, um den erhöhten Anforderungen gerecht zu werden. Damit mechanische Resonanzvorgängen vorgebeugt werden kann, soll die Transformatoreigenfrequenz von jener der Windkraftanlage, weit entfernt sein. Für innerhalb der Gondel befindliche Transformatoren werden spezielle Verankerungsmethoden angewendet. Die Abmessungen und das Gewicht für Transformatoren in der Gondel oder im Turm sind mit Obergrenzen versehen und spezifiziert. Für jene Transformatoren die in der Gondel installiert sind, ist das Design des Kühlsystems aufgrund der Platzbeschränkungen eine Herausforderung. Aus Gründen der Netzstabilität werden Windkraftanlagen in der Regel nicht vom Netz genommen. Deshalb müssen sie die Eigenschaft aufweisen Kurzschlussströme für einen angemessenen Zeitraum zu transportieren und auch Fault-Ride-Through-Kurven (FRT-Kurven) durchzufahren.⁸³

In Abb. 24 sind einige flüssigkeitsgefüllte Transformatoren für WEA-Anwendungen aus Weiz dargestellt.

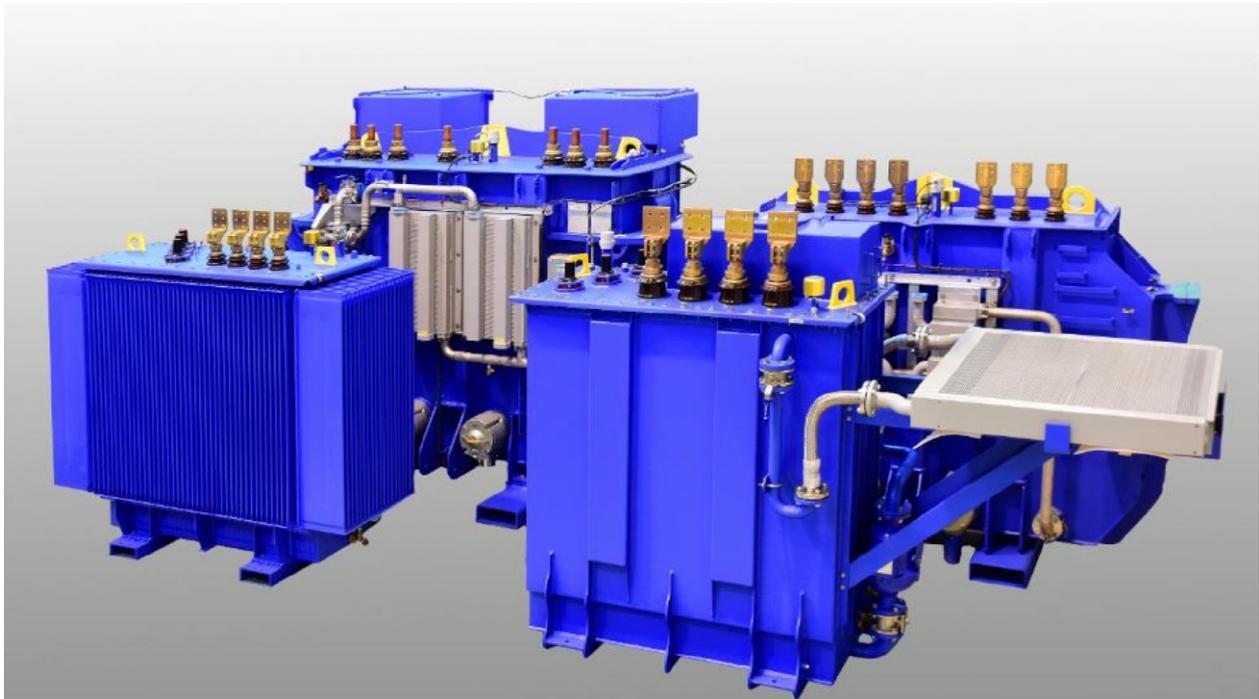


Abb. 24: Flüssigkeitsgefüllter-Transformator, Quelle: Siemens AG (2019), Online-Quelle [15.09.2019].

Die Norm IEC/IEEE 60076-16 gilt unter anderem für flüssigkeitsgefüllte Transformatoren für Windenergieanlagen-Anwendungen, bei denen die höchste Betriebsmittelspannung für das Equipment bis einschließlich 72,5 kV betrieben wird. Des Weiteren gilt das Dokument für Transformatoren, die zum An-

⁸³ Vgl. Kulkarni/Khparde (2013), S. 672.

schluss des Windanlagengenerators an das elektrische Kraftwerksnetz oder ein angrenzendes Netz verwendet werden. Diese Norm gilt nicht für Transformatoren, die verwendet werden, um mehrere Windanlagenturbinen mit einem Verteilungsnetz oder einem Übertragungsnetz zu verbinden.⁸⁴

3.3.1 Oberschwingungsströme im Transformator

Der Käufer hat die Höhe und Frequenzen der zugeführten Oberschwingungsströme die dem Transformator zugeführt werden zu evaluieren. Ist der Gesamtoberschwingungsanteil des Nennstroms kleiner als 5 %, sind keine zusätzlichen Angaben erforderlich. Ist der Gesamtoberschwingungsanteil des Nennstroms größer als 5 %, hat der Käufer die Höhe und Frequenzen der zugeführten Oberschwingungsströme, die dem Transformator zugeführt werden, zu spezifizieren. Der Hersteller hat die zusätzlichen Verluste bei Nennleistungen, die durch die Ströme verursacht werden, die mit den Methoden der Norm IEC 61378-1 bestimmt werden können, oder wie zwischen dem Käufer und Hersteller vereinbart, zu berechnen. Während des Erwärmungslaufes ist der Transformator mit einem zusätzlichen Strom zu beaufschlagen, um die zusätzlichen Oberschwingungsverluste für die Bestimmung der Erwärmung zu repräsentieren. Eine Methode zur Berechnung der Auswirkungen der Oberschwingungsströme auf das Design des Transformators ist in der Norm IEC 61378-1 angegeben.⁸⁵

3.3.2 Übererregung

Solange der Käufer nichts anderes spezifiziert, haben Transformatoren dauerhaft in der Lage zu sein, über der Nennspannung oder unter der Nennfrequenz bei maximaler Nennleistung in jeder Spannungsstufe betrieben werden zu können, ohne dass die Temperaturgrenzen überschritten werden, wenn alle folgenden Bedingungen erfüllt werden:⁸⁶

1. Bei Lastbetrieb
 - a) Die Sekundärspannung und Spannung pro Frequenz in V/Hz sollen 115 % der Nennwerte nicht überschreiten und dabei auch eine Mindestfrequenz von 95 % der der Nennwerte aufweisen.
 - b) Der Leistungsfaktor ist größer gleich 80 %
2. Bei Leerlaufbetrieb haben Transformatoren dauerhaft in der Lage zu sein, über der Nennspannung oder unter der Nennfrequenz in jeder Spannungsstufe betrieben werden zu können, ohne Übererregung oder ohne, dass die Temperaturgrenzen überschritten werden, wenn weder die Spannung noch die Spannung pro Frequenz in V/Hz bis zu 120 % der Nennwerte übersteigen.

Ein Unterschied zwischen der DIN EN 60076-16:2012-05 und der IEC/IEEE 60076-16:2018, liegt in den verschärften Anforderungen für Windtransformatoren dieser internationalen Auflage.

Die Europäische und gleichzeitig nationale Deutsche Norm DIN EN 60076-16:2012-05 verweist bei der Übererregung auf die Norm IEC 60076-1.⁸⁷

⁸⁴ Vgl. IEC/IEEE 60076-16:2018 Edition 2.0 (2018), S. 6-7.

⁸⁵ Vgl. IEC/IEEE 60076-16:2018 Edition 2.0 (2018), S. 10.

⁸⁶ Vgl. IEC/IEEE 60076-16:2018 Edition 2.0 (2018), S. 11.

⁸⁷ Vgl. DIN EN 60076-16 (VDE 0532-76-16) (2012-05), S. 8.

Die aktuelle internationale Norm lautet IEC 60076-1:2011, während die Europäische und nationale Deutsche Norm DIN EN 60076-1:2012-03 mit dieser gleich gesetzt ist.⁸⁸

Ein Transformator, welcher der Norm DIN EN 60076-16:2012-05 entspricht und somit im dauerhaften Leerlaufbetrieb der DIN EN 60076-1:2012-03 folgt, muss geeignet sein bis zu einem Verhältnis der Betriebsspannung zur Betriebsfrequenz von 110 % der Bemessungswerte.⁸⁹

Treten Übererregungen auf, dürfen die magnetischen Flussdichten in Kernteilen niemals Werte überschreiten, dass außerhalb des Kerns zu einer Streuung des Kernflusses führt, um die angelegte Spannung aufrecht zu erhalten.⁹⁰

3.3.3 Spannungsverzerrung durch Oberwellen

Der Gesamtüberschwingungsanteil stellt die Effektivwerte aller Oberschwingungen zum Effektivwert der Grundschwingung in Relation dar. Die Gleichung (3.14) zeigt die Berechnung des Gesamtüberschwingungsanteils für die Spannung. Die Berechnung für den Gesamtüberschwingungsanteil für den Strom erfolgt nach dem angewendeten Prinzip aus Gleichung (3.14).⁹¹

$$THD_E = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h=n} E_h^2}}{E_1} 100 \quad (3.14) \quad THD_E/\% \quad \text{Gesamtüberschwingungsanteil für die Spannung}$$

E_h/V Effektivwert der Spannung der i-ten Harmonischen

E_1/V Effektivwert der Grundschwingung der (1. Harmonische) Spannung

Wird erwartet, dass die gesamten Oberschwingungsanteile der Versorgungsspannung THD_E größer als 5 % der Nennspannung sind, dann hat der Käufer dafür sorgen zu tragen, dass die genau diesen Höhen und Frequenzen jeder Harmonischen Welle in der Versorgung angegeben werden. Der Transformator soll, je nachdem welcher der Werte höher ist, ausgelegt werden für mindestens 5 % an Oberschwingungsanteilen der Versorgungsnennspannung oder dem spezifizierten Anteil des Käufers und im Betrieb ohne Beschädigung standhalten.⁹²

Auftretende Spannungsverzerrungen führen zu Anstiegen folgender Parameter:⁹³

- Magnetische Flussdichte
- Leerlaufverluste
- Leerlaufstrom

⁸⁸ Vgl. DIN EN 60076-1 (VDE 0532-76-1) (2012-03), S. Titelblatt.

⁸⁹ Vgl. DIN EN 60076-1 (VDE 0532-76-1) (2012-03), S. 24.

⁹⁰ Vgl. IEC 60076-7:2017 Edition 2.0 (2018), S. 14.

⁹¹ Vgl. DIN EN 60076-1 (VDE 0532-76-1) (2012-03), S. 19.

⁹² Vgl. IEC/IEEE 60076-16:2018 Edition 2.0 (2018), S. 11.

⁹³ Vgl. IEC/IEEE 60076-16:2018 Edition 2.0 (2018), S. 16-17.

- Geräuschpegel
- Magnetkerntemperatur

Ist der THD kleiner als 5 %, kann er praktisch als sinusförmig angesehen werden. Weist der magnetische Flussdichteverlauf und der Spannungsverlauf eine Verzerrung auf, wobei die Verzerrung des magnetischen Flussdichteverlaufes geringer ist als jene des Spannungsverlaufes, dann sind die Folgen eines verzerrten Spannungsverlaufes nicht hoch anzusehen. Im magnetischen Fluss ist jede Oberschwingungskomponente zur Ordnungszahl indirekt proportional, weil das Integral der Spannung über die Zeit die magnetische Flussdichte ist. Bei einer Spannung, die nicht sinusförmig ist, stehen bei der Auslegung eines Transformators folgende Parameter im Zusammenhang. Zusätzlich haben Gleichstromanteile an allen drei Parameter besondere Auswirkungen.⁹⁴

- Leerlaufstrom
- Geräuschpegel, wird auch besonders durch die 2. Harmonische erhöht
- Magnetkerntemperatur, wird auch besonders durch die 2. Harmonische erhöht

Wie bereits erwähnt bezeichnet man als 1. Harmonische einer Schwingung die Grundschwingung mit der Grundfrequenz. Unter der 2. Harmonischen versteht man jene Schwingung mit der doppelten Grundfrequenz, welche auch als 1. Oberschwingung bezeichnet wird.

Die Oberschwingungsanteile des magnetischen Flusses, erhöhen hauptsächlich nur die Wirbelstromverluste der gesamten Leerlaufverluste. Bei kornorientiertem Kernblech macht dieser Anteil der Wirbelstromverluste ungefähr 50 % der gesamten Leerlaufverluste aus. Die Hystereseverluste machen auch ungefähr 50 % der gesamten Leerlaufverluste aus und werden durch eine Erhöhung der Fläche der Hysteresekurve und der Frequenz beeinflusst. In der Praxis ist dieser Einfluss vernachlässigbar.⁹⁵

⁹⁴ Vgl. IEC/IEEE 60076-16:2018 Edition 2.0 (2018), S. 17-18.

⁹⁵ Vgl. IEC/IEEE 60076-16:2018 Edition 2.0 (2018), S. 17-18.

4 ALLGEMEINES ZU TRANSFORMATOREN

4.1 Geschichtliche Entwicklung

Am Beginn der Energieversorgung waren der Energieerzeuger und der -verbraucher räumlich nicht weit voneinander entfernt. Aufgrund der hohen Stromwärmeverluste auf den Leitungen war an eine weite Energieübertragung durch das damalige Gleichstromsystem nicht möglich. Die Stromwärmeverluste lassen sich senken, indem der Energietransport mit höheren Spannungen und dadurch mit niederen Strömen übertragen wird, als beim Energieerzeuger generierbar und beim Endverbraucher nutzbar sind. Durch das Induktionsgesetz lässt sich beim Wechselspannungssystem die Spannung einfach auf beliebige Werte umwandeln. In Abb. 25 ist dieser Zusammenhang dargestellt. Diese Erscheinung erkannte bereits Faraday und entdeckte das Transformatorprinzip indem er zwei gekoppelte Spulen verwendete. Der erste Transformator mit einem Eisenkern wurde 1856 vom Engländer S. Varley gebaut. Es folgte im Jahr 1888 die Veröffentlichung einer grundlegenden Arbeit über der Transformatortheorie von Gisbert Kapp. Der Drehstromtransformator und die Dreischenkelbauform, welche heute noch Gültigkeit hat wurde von Michael v. Dolivo-Dobrowolsky zwischen 1889 und 1891 erfunden. Im Jahr 1891 gelang mit dem dreiphasigen Wechselstrom der Durchbruch in der Energieversorgung, als man 100 kW mit einer Spannung von 15 kV von Lauffen/Neckar über eine Entfernung von 175 km nach Frankfurt am Main leitete. Eine weiträumige Verbundwirtschaft erfolgte in den nächsten Jahrzehnten. Für die Energieübertragung zu den Verbraucherschwerpunkten wurden Überlandleitungen installiert.⁹⁶

Es gibt Sonderfälle in denen die Spannungen ident sind. Der Grund dafür ist eine gewünschte galvanische Trennung von zwei Netzen zu erreichen. Ein typisches Anwendungsbeispiel sind Schutztransformatoren für Steckdosen von Rasierern in Bädern. Ist der Energietransport bei der Spannungsübersetzung nicht im Vordergrund, dann wird zum Beispiel in der Nachrichtentechnik von Übertragern und in der Messtechnik von Wandlern gesprochen. Die Wirkleistung ist für die Bemessung von Transformatoren nicht maßgebend, sondern es sind die Spannungen und Ströme. Daraus ergibt sich, dass die Scheinleistung für die Baugröße entscheidend ist.⁹⁷

Jahr/a	Bemessungsspannung U_r /kV	Bemessungsleistung S_r /MVA	Bemerkungen
1891	15	0,12	
1912	110	8	
1929	220	50	
1957	380	660	In drei Einheiten
1995	420/220	600	
	420/27	1020	

Tab. 3: Entwicklung der Bemessungsleistung, Quelle: Marenbach (2013), S. 36 (leicht modifiziert).

⁹⁶ Vgl. Fischer (2013), S. 100.

⁹⁷ Vgl. Marenbach (2013), S. 35-36.

Die Tab. 3 zeigt die Steigerungen der Bemessungsspannung und der Bemessungsspannung von Transformatoren zwischen 1891 und 1995.

4.2 Aufgabe eines Transformators

Um elektrische Energie von einer Spannungsebene in eine andere Spannungsebene umzusetzen, werden Transformatoren eingesetzt. Der Transformator ist für die Energieversorgung der heutigen Zeit ein unverzichtbarer Bestandteil. Die Zuverlässigkeit der Energieversorgung hängt unter anderen auch von den Transformatoren ab, da sie auf die Planung und den Betrieb der Netze Einfluss nehmen. Je nach Einsatzgebiet wird der Transformator hinsichtlich seiner Planung und Umsetzung optimiert. Dabei werden sie in verschiedene Anwendungsbereiche eingeteilt. Sogenannte EVU-Transformatoren finden in der allgemeinen Energieversorgung ihre Verwendung. Dazu gehören Maschinen-, Netzkupplungs-, und Verteiltransformatoren. Auf Industrietransformatoren, Bahntransformatoren und Spezialtransformatoren wird in der Masterarbeit nicht weiter eingegangen. In der gesamten Elektrizitätswirtschaft spielt die Wirtschaftlichkeit eine große Rolle. Ein Transformator hat eine gewisse Lebensdauer. Während dieser Lebensdauer treten Verluste und somit Verlustkosten auf. Für die Beurteilung der Wirtschaftlichkeit müssen diese Verlustkosten über die Lebensdauer zusätzlich zum Anschaffungswert herangezogen werden. Die Schutztechnik und Erhaltungsmaßnahmen von Transformatoren nehmen im Allgemeinen einen hohen Stellenwert ein, da dieser für die Energieversorgung sehr bedeutsam ist und einen Kapitaleinsatz mit sich bringt. Versorgungsunterbrechungen sorgen für sehr viel Unmut bei den Kunden, wodurch die Betriebssicherheit durch Schutztechnik, Erhaltungsmaßnahmen und Technik konsequent auf einem hohen Leistungsstand gehalten werden soll und nicht durch Einsparungen gefährdet werden darf.⁹⁸

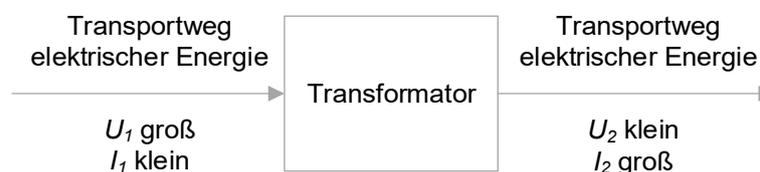


Abb. 25: Zur Aufgabe des Transformators als Verbindungselement zweier Spannungsebenen eines Transportwegs elektrischer Energie, Quelle: Müller/Ponick (2006), S. 44 (leicht modifiziert).

Elektrische Energie wird vom Erzeuger zum Endverbraucher über verschiedene Umspannstufen transportiert, wobei der Verteiltransformator die letzte Umspannstufe vor dem Verbraucher darstellt. Standardmäßig werden sie als Drehstromtransformatoren ausgeführt und übertragen die elektrische Energie in die Niederspannungsnetze. Auf der Oberspannungsseite des flüssigkeitsgefüllten Verteiltransformators liegt der Mittelspannungsbereich mit den höchsten Betriebsmittelspannungen U_m von 12 kV, 24 kV oder 36 kV. Zusätzliche Anzapfungen an der Oberspannungswicklung sind über eine spezielle Verschaltung im Inneren des Transformators mit einem Umsteller verbunden. Damit kann man im spannungslosen Zustand die

⁹⁸ Vgl. Cichowski (Hrsg.) (2005), S. 13-14.

Spannung an die örtlichen Spannungsgegebenheiten anpassen. Zudem liegen die Nennleistungen zwischen 50–2500 kVA. Flüssigkeitsgefüllte Verteiltransformatoren werden am öftesten mit Isolierölen auf Mineralölbasis gefüllt. Es werden aber auch Isolierfluide wie Silikonöle und synthetische Ester eingesetzt.⁹⁹

In Abb. 26 sind einige flüssigkeitsgefüllte Verteiltransformatoren dargestellt.



Abb. 26: Verteiltransformatoren, Quelle: Siemens AG (2019), Online-Quelle [15.09.2019].

Die Dreiphasen-Transformatoren, die in der heutigen Zeit zur Verfügung stehen, sind elektrotechnische Betriebsmittel mit herausragenden technischen Eigenschaften. Ein hoher energietechnischer Wirkungsgrad in Verbindung mit einer großen Zuverlässigkeit und einer langen Lebenszeit zeichnen einen Transformator aus. Für eine wirtschaftliche Energieversorgung sind mehrere Spannungsebenen notwendig. Der Leistungstransformator hat eine Schlüsselrolle in der Energieübertragung zwischen den Erzeugern und Verbrauchern übernommen. Der notwendigen Übertragung einer bestimmten Leistung steht ein bestimmtes Verhältnis zwischen einer Spannung und Stromstärke zu Grunde. Damit das Optimum für dieses Verhältnis eingehalten werden kann, gibt es im Versorgungssystem unterschiedliche Spannungsebenen.¹⁰⁰

Der Transformator gilt als elektrotechnisches Betriebsmittel, mit der Aufgabe, die unterschiedlichen Spannungsebenen zu verbinden. Die Weiterentwicklung von Transformatorenblechen für den Eisenkern, die Verbesserung der Fertigungstechnologien sowie das Bestreben nach Optimierungen der Berechnungsmethoden haben dazu beigetragen, die möglichen Leistungsgrenzen der Transformatoren immer weiter nach oben zu setzen. Unter anderem bestimmt auch der vorhandene Bauraum die Leistungsgrenze des Transformators. Zur Kupplung von 400 kV und 110 kV Netzen werden Dreiphasen-Transformatoren bis 300 MVA eingesetzt. Die Leistungsbereiche bei der Kupplung von 110 kV Mittelspannungsnetzen liegen zwischen 12,5 MVA und 63 MVA. Die Transformatoren, die Niederspannungsnetze mit Mittelspannungsnetzen im Leistungsbereich von 100 kVA bis 1600 kVA verbinden, bezeichnet man als Verteiltransformatoren. Trans-

⁹⁹ Vgl. Dietrich (Hrsg.) (1986), S. 199-201.

¹⁰⁰ Vgl. Baier (2010), S. 9.

formatoren werden auch an spezielle technologische Anforderungen der Industrie und deren Netze hinsichtlich der Konstruktion angepasst. Es kann im Bereich der europäischen Elektroenergieversorgung die allgemeine Aussage getroffen werden, dass die Leistungsklassen für die hergestellten Transformatoren zwischen 50 kVA und 1000 MVA betragen und dabei die Nennspannungen zwischen 400 V und 400 kV liegen.¹⁰¹

4.3 Aufbau des Aktivteils eines Drehstromtransformators

Der Eisenkern bildet zusammen mit den Wicklungen und jenen Bauteilen die diese Elemente abstützen, zusammenhalten und tragen, den sogenannten Aktivteil des Transformators. Die erwähnten Bauelemente müssen darüber hinaus im Kurzschlussfall eine ausreichende mechanische Festigkeit aufweisen, um diese Anforderungen zu erfüllen. Zudem ist noch das angebrachte und verwendete Isoliermaterial zu erwähnen und Teil des Aktivteils, welche die Teile gegenseitig voneinander und gegen Erdpotential isolieren.¹⁰²

In Abb. 27 ist das Konstruktionsprinzip eines 630 kVA Verteiltransformators dargestellt.

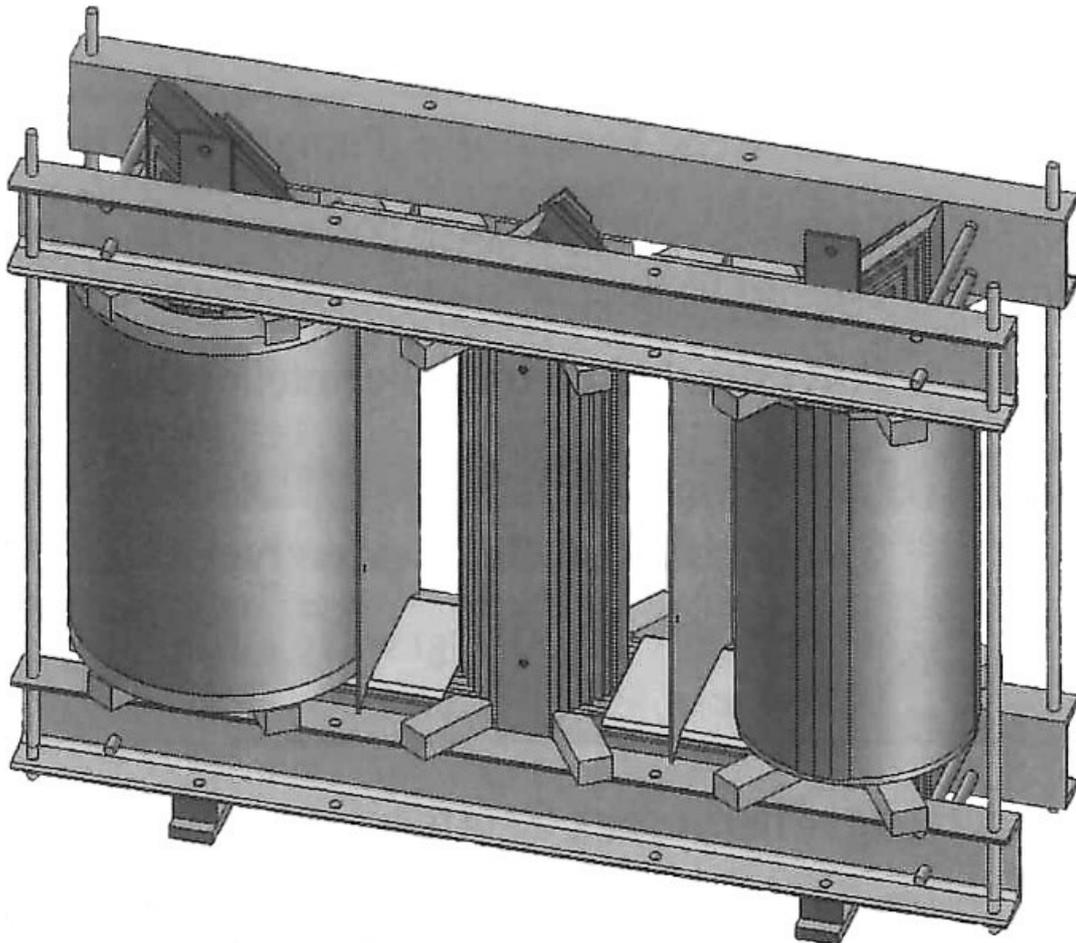


Abb. 27: Konstruktionsprinzip-Verteiltransformator, Quelle: Baier (2010), S. 23 (leicht modifiziert).

Die Abb. 28 zeigt, dass zur Wicklungsabstützung hölzerne Abstandsklötze eingesetzt werden.

¹⁰¹ Vgl. Baier (2010), S. 9-10.

¹⁰² Vgl. Dietrich (Hrsg.) (1986), S. 178-179.

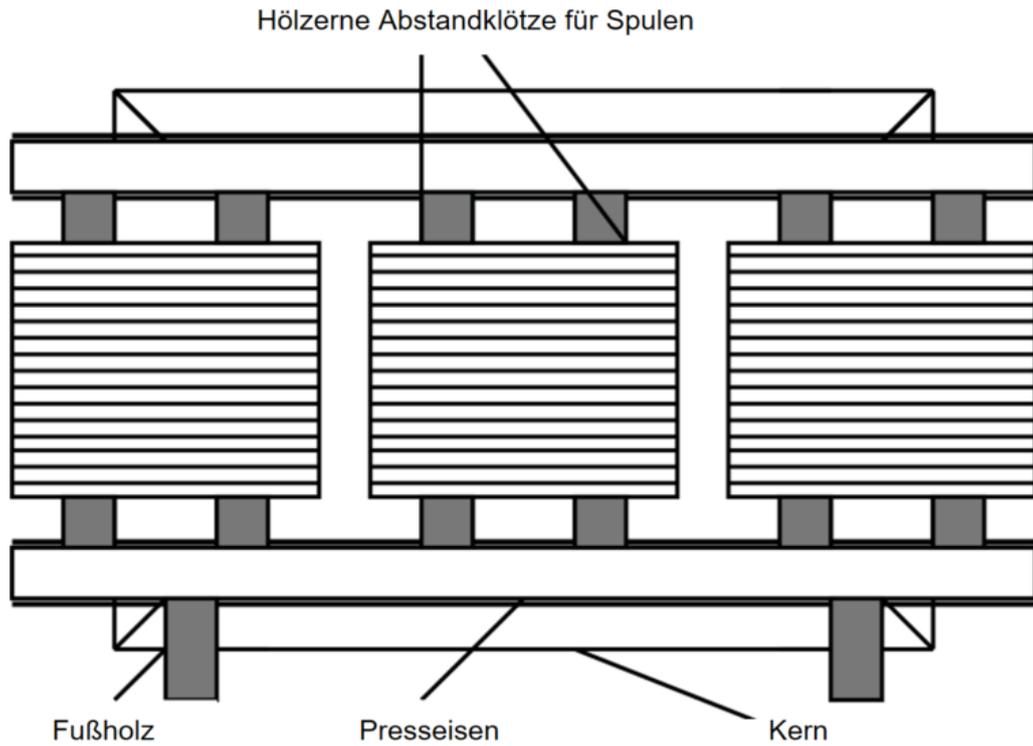


Abb. 28: Schematische Darstellung eines Aktivteils, Quelle: Abts (2017), S. 31 (leicht modifiziert).

Die Abb. 29 zeigt einen bewickelten Schenkel in Horizontalschnitt-Darstellung mit ovalem Querschnitt des Eisenkerns und der Wicklung.

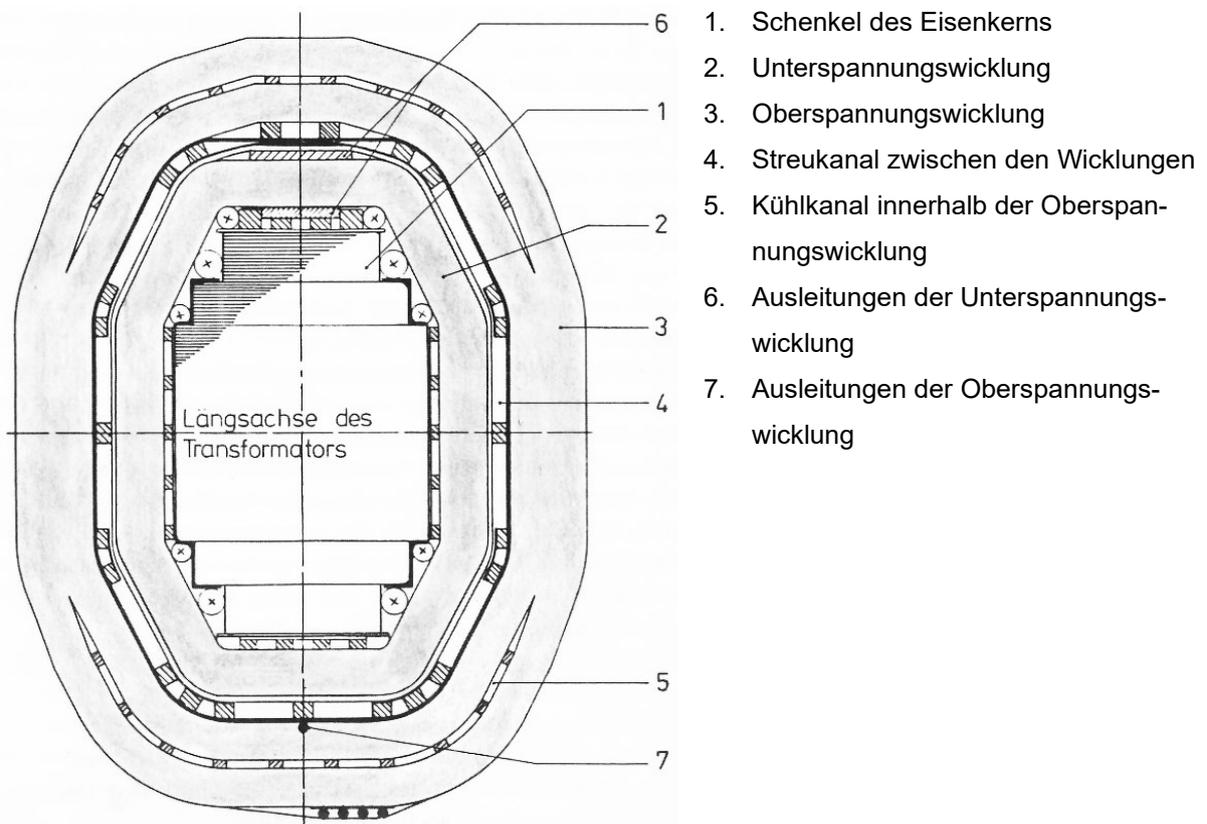


Abb. 29: Horizontalschnitt eines bewickelten Schenkels, Quelle: Dietrich (Hrsg.) (1986), S. 210.

4.4 Aufbau eines Eisenkerns

Der magnetische Hauptfluss des Transformators wird im Leerlauf vom Eisenkern geführt. In bestimmten Bereichen des Kerns treten zudem bei belasteter Ausgangswicklung Anteile des Streuflusses auf. Im Normalfall trägt der Eisenkern und die Presskonstruktion die Wicklungen und nimmt die auftretenden äußeren Wicklungskräfte im Falle eines Kurzschlusses auf. Der Eisenkern hat im Vergleich zur Wicklung ein Gewichtsverhältnis zwischen 2:1 und 4:1. Der magnetische Hauptfluss ist der Nennleistung eines Transformators proportional. Die Abmessungen und das Gewicht des Kerns beeinflussen die Größe des Transformators und dadurch die Transportgegebenheiten wesentlich. Dies sind Gründe, warum man bei der Auslegung des Eisenkerns hohe magnetische Flussdichten anstrebt. Gründe für niedrigere magnetische Flussdichten sind geforderte niedrigere Eisenkernverluste oder Geräuscentwicklungs-begrenzungen des Eisenkerns. Die Auslegung und Fertigung eines Eisenkerns werden durch mehrere Aspekte beeinflusst. Dabei werden verschiedenste Eigenschaften angestrebt. Dazu gehört die Auswahl der magnetischen Werkstoffe und hohe Füllfaktoren der Kernquerschnitte. Zudem werden Eisenkernbleche angestrebt, deren Sättigungsflussdichten möglichst hoch sind, deren spezifischen Verluste möglichst niedrig sind und deren Magnetostraktion, also die Deformation der Eisenkernbleche infolge eines angelegten magnetischen Feldes, möglichst gering sind. Des Weiteren sind effektive Montage- und Fertigungsverfahren notwendig.¹⁰³

4.4.1 Drehstrom-Transformortypen

Entweder werden Drehstrom-Transformatoren als Manteltransformatoren oder als Kerntransformatoren, wie in Abb. 30 dargestellt, ausgeführt. Diese unterscheiden sich in der Konstruktion des Eisenkerns und der Wicklungen.¹⁰⁴

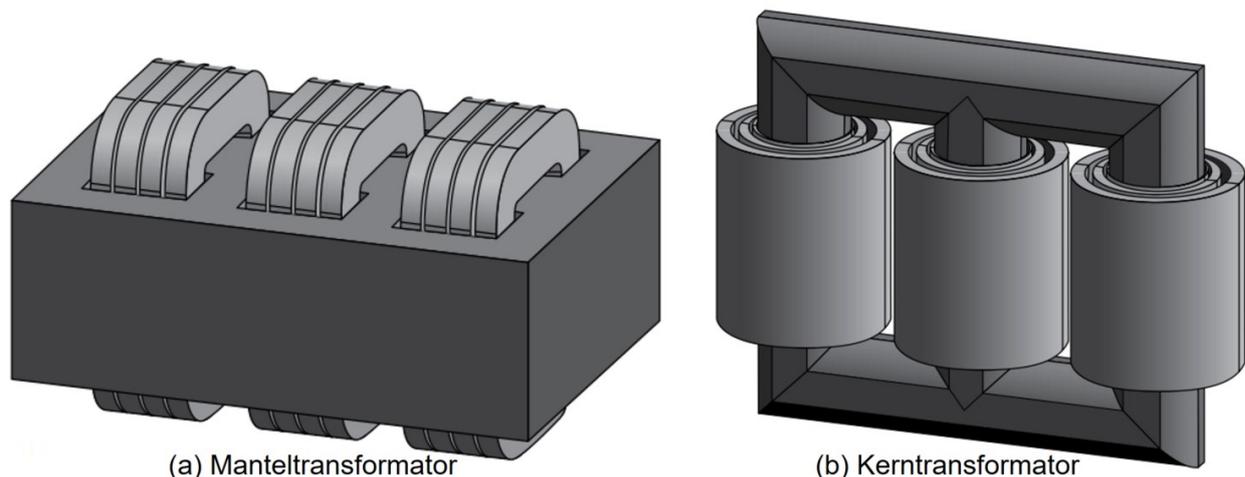


Abb. 30: Drehstrom-Transformortypen, Quelle: Del Vecchio (2018), S. 8 (leicht modifiziert).

¹⁰³ Vgl. Dietrich (Hrsg.) (1986), S. 45.

¹⁰⁴ Vgl. Dietrich (Hrsg.) (1986), S. 45.

Drehstrom-Kerntransformatoren im Detail

In Abb. 31 ist der Aufbau eines Dreischenkelkernes und eines Fünfschenkelkernes mit den aufgesetzten Wicklungen dargestellt.

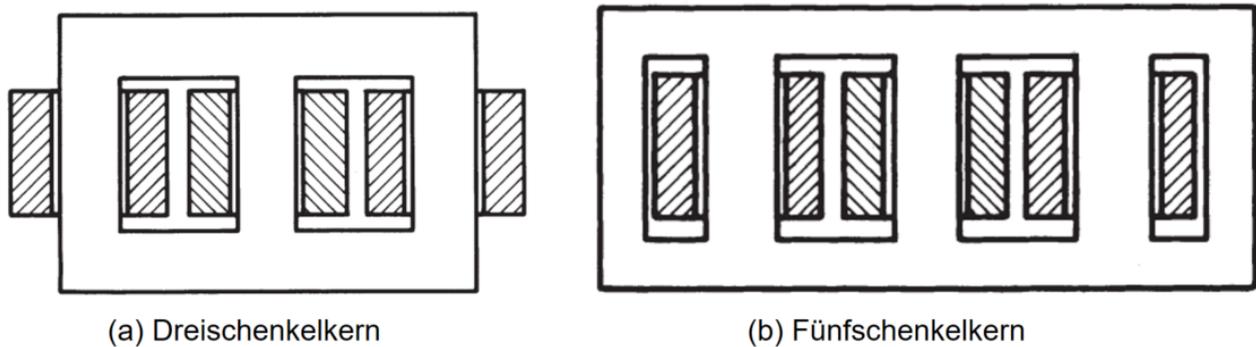


Abb. 31: Dreischenkelkern und Fünfschenkelkern, Quelle: Fischer (2013), S. 103 (leicht modifiziert).

In der folgenden Abb. 32 wird der Drei- und der Fünfschenkelkern hinsichtlich seiner Bauteile benannt. Beschreibt man den Dreischenkelkern (a) genauer, ist es ein Drehstrom-Kerntransformator mit drei Hauptschlusschenkeln. Beschreibt man den Fünfschenkelkern (b) genauer, ist es ein Drehstrom-Kerntransformator mit drei Haupt- und zwei Rückschlusschenkeln. Die Abkürzungen in der Abbildung haben folgende Bedeutung:¹⁰⁵

- H: Hauptschenkel
- R: Rückschlusschenkel
- J: Joch
- b: Breite des Hauptschenkels
- θ : Dachwinkel eines inneren Hauptschenkels

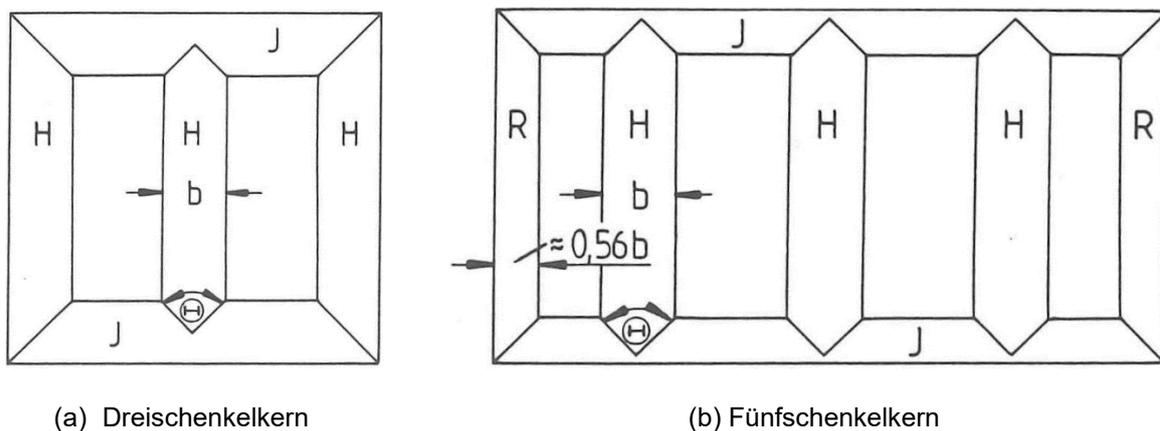


Abb. 32: Drei- und Fünfschenkelkern im Detail, Quelle: Dietrich (Hrsg.) (1986), S. 48 (leicht modifiziert).

Die Abb. 33 zeigt den typischen Aufbau eines Dreiphasen-Kerntransformators mit seinem Kern aus geschichteten Kernblechen und seinen aufgesetzten Wicklungen.

¹⁰⁵ Vgl. Dietrich (Hrsg.) (1986), S. 48.

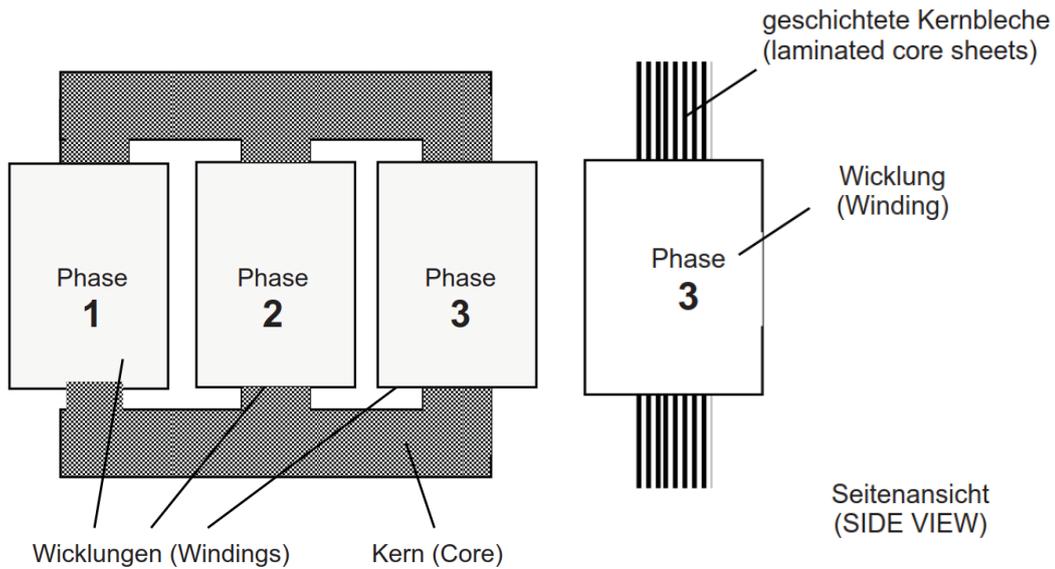


Abb. 33: Aufbau-Dreiphasen-Transformator, Quelle: Abts (2017), S. 20 (leicht modifiziert).

4.4.2 Einphasen-Transformertypen

Auch Einphasen-Transformatoren können sowohl als Manteltransformatoren, als auch als Kerntransformatoren ausgeführt werden. Dies sind in

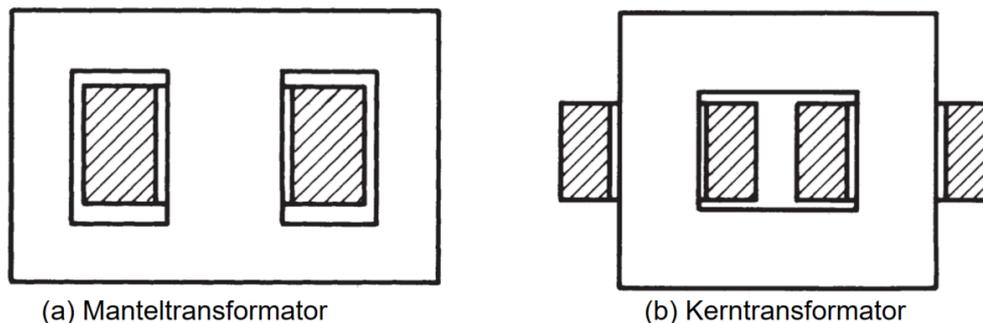


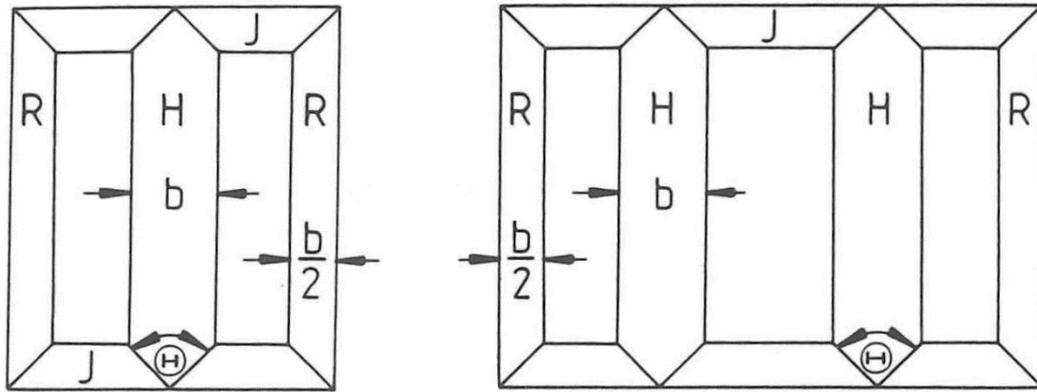
Abb. 34: Aufbau Einphasen-Mantel- und Kerntransformator, Quelle: Fischer (2013), S. 103.

Einphasen-Kerntransformatoren im Detail

In der Abb. 35 wird der Einphasen-Kerntransformator hinsichtlich seiner Bauteile benannt und es wird im Detail zwischen dem Einphasentransformator mit einem Haupt- und zwei Rückschlussschenkeln (a) und dem Einphasentransformator mit zwei Haupt- und zwei Rückschlussschenkeln (b) unterschieden. Zur Vollständigkeit werden die Bedeutungen der Buchstaben in der Abbildung neuerlich beschrieben:¹⁰⁶

- H: Hauptschenkel
- R: Rückschlussschenkel
- J: Joch
- b: Breite des Hauptschenkels
- θ : Dachwinkel eines inneren Hauptschenkels

¹⁰⁶ Vgl. Dietrich (Hrsg.) (1986), S. 48.



(a) Einphasen-Kerntransformator

(b) Einphasen-Kerntransformator

Abb. 35: Detail-Einphasen-Kerntransformator, Quelle: Dietrich (Hrsg.) (1986), S. 48 (leicht modifiziert).

4.4.3 Eisenkernquerschnitt

Mit Rücksicht auf die Wirbelstromverluste muss der magnetische Kreis eines Wechselfeldes aus Blechen geschichtet sein. Deswegen werden heutzutage durchwegs kornorientierte Bleche mit Blechstärken zwischen 0,23 mm und 0,35 mm verwendet werden. In Abb. 36 sind diese dünnen Bleche erkennbar. Früher erfolgt die gegenseitige Isolation durch Lackierung oder aufgeklebtes Papier. Diese Aufgabe übernimmt heute eine sehr dünne Silikat-Phosphatschicht. Bereits während des Auswalzprozesses der Bleche wird diese Schicht aufgebracht.¹⁰⁷



Abb. 36: Kern, Quelle: Siemens AG (2019), Online-Quelle [15.09.2019].

Die Kerne müssten theoretisch rund sein, um die Spulen optimal anpassen zu können. Dies würde aber eine sehr hohe Anzahl an unterschiedlichen Blechbreiten voraussetzen. Somit nähert man sich der runden Querschnittsform mit einer begrenzten Anzahl verschiedener Blechbreiten, die zu Paketen gepackt werden. Dies führt zu einem höheren Fertigungsaufwand, aber hat Vorteile hinsichtlich der Kurzschlussfestigkeit. Bezüglich der mechanischen Stabilität haben runde Spulen die besten Werte bei Kurzschlussprüfungen.

¹⁰⁷ Vgl. Fischer (2013), S. 101.

Manche Hersteller führen den Kern mit nur zwei Blechbreiten aus, dafür aber mit ovalen Spulen. Dies führt zwar zu kürzeren Jochen, aber im Gegenzug zu Nachteilen hinsichtlich der Kurzschlussprüfung gegenüber runden Spulen. In Abb. 37 sind die Querschnitte eines Kerns für runde und ovale Spulen dargestellt.¹⁰⁸

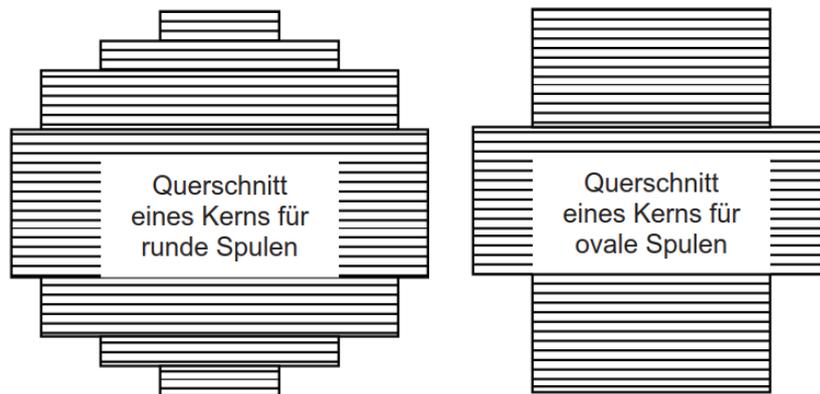


Abb. 37: Kernquerschnitte für runde und ovale Spulen, Quelle: Abts (2017), S. 29 (leicht modifiziert).

In Abb. 38 ist die stufenweise Anpassung des Kernquerschnitts an die Kreisform dargestellt. Man verfolgt hier das Ziel, um bei Transformatorenwicklungen den Innendurchmesser möglichst gut auszunutzen. Dabei nähert man sich mit dem Eisenquerschnitt an die Kreisform durch eine 5- bis 15-facher Stufung der Blechbreiten.¹⁰⁹

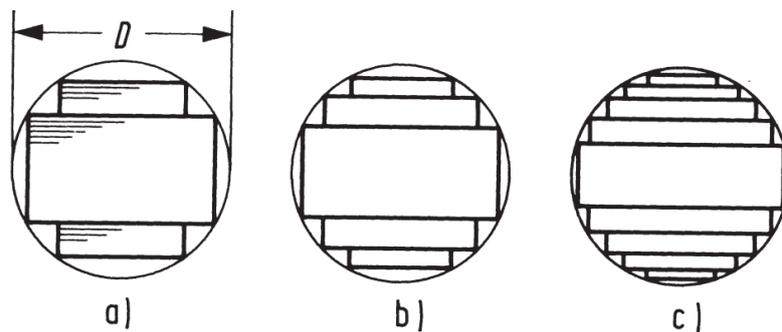


Abb. 38: Stufenweise Anpassung des Kernquerschnitts an Kreisform, Quelle: Fischer (2013), S. 102.

$A_{Fe} = D^2 \frac{\pi}{4} g_{ff}$	(4.1)	A_{Fe}/m^2	Kernquerschnitt
		D_K/m	Eisenkerndurchmesser
$g_{ff} = g_a g_{fFe} \approx 0,9$	(4.2)	$g_{ff}/1$	Gesamter Füllfaktor, allgemein
$g_{ff} \approx 0,930$		$g_{ff}/1$	Gesamter Füllfaktor für zehn Blechbreiten
$g_a = 0,787$		$g_a/1$	Geometrischer Ausnützungsfaktor für zwei Blechbreiten

¹⁰⁸ Vgl. Abts (2017), S. 29-30.

¹⁰⁹ Vgl. Fischer (2013), S. 101-102.

$g_a = 0,851$	$g_a/1$	Geometrischer Ausnützungsfaktor für drei Blechbreiten
$g_a = 0,908$	$g_a/1$	Geometrischer Ausnützungsfaktor für fünf Blechbreiten
	$g_{Fe}/1$	Eisenfüllfaktor

Die Dicken der Pakete werden über Berechnungsprogramme berechnet, mit dem Ergebnis, dass die virtuelle Form der Spulen optimal ausgefüllt werden soll. Zieht man die mangelnde Füllung der virtuellen Form, also die fehlenden Dreieckbereiche der Paketenden und die Isolierung der Bleche ab, ergeben sich in etwa Füllfaktoren von 93 % bei zehn unterschiedlichen Blechbreiten. Eine niedrigere Anzahl von verschiedenen Blechbreiten führt zu verminderten Füllfaktoren.¹¹⁰

Sowie in Abb. 36 und Abb. 37 erkennbar, ist ein Kern aus rechteckigen Paketen bestehend aus einzelnen Lamellen zusammengesetzt. Eine gewisser verlorener Flächenanteil geht im Vergleich zur Kreisfläche damit einher. Dieser Flächenverlust für den magnetischen Fluss ist aber zu einem gewissen Grad unumgänglich, da man die Anzahl der verschiedenen Breiten von Lamellen aus praktischen begrenzt, da die verschiedenen Lamellenbreiten geschnitten und montiert werden müssen. Zusätzlich wird der Flächenanteil des magnetischen Materials am Kern durch eine unmagnetische Isolationsbeschichtung auf den Oberflächen der Lamellen reduziert. Ein typischer Wert für die gesamte verlorene Fläche liegt in der Größenordnung von rund 10 % und entspricht in etwa einem gesamten Füllfaktor g_{ff} von 0,9.¹¹¹

4.4.4 Stufenüberlappende Verbindungen der Bleche

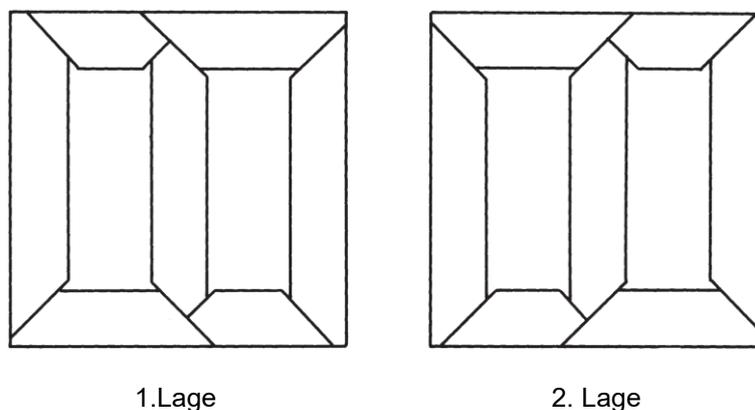


Abb. 39: Schichtung eines Dreischenkelkerns, Quelle: Fischer (2013), S. 102 (leicht modifiziert).

Die Blechstreifen werden verzapft und nicht stumpf zusammengesetzt, um eine optimale magnetische Leitfähigkeit sprich Permeabilität zu erzielen und um Rücksicht auf die Geräusentwicklung zu nehmen. Es muss bei kornorientierten Blechen ein Schrägschnitt wie in Abb. 39 vorgesehen werden, um die

¹¹⁰ Vgl. Abts (2017), S. 31.

¹¹¹ Vgl. Kulkarni/Khparde (2013), S. 684.

magnetische Vorzugsrichtung des Bleches beizubehalten. Diese Abbildung zeigt auch die grundsätzliche Schichtung mit kornorientierten Blechen eines Dreischenkelkerns.¹¹²

In Abb. 40 wird ein Drehstromtransformator mit einem Dreischenkligen Eisenkern in „step-lap“-Ausführung mit Staffelung der Stoßstellen von Jochen und Hauptschenkeln dargestellt.¹¹³

Ein Großteil der Verluste, die bei einem modernen Transformatorkern auftreten, entstehen zwischen dem Joch und den Hauptschenkeln. Insbesondere bei Verteiltransformatoren ist die Anordnung der Stufenüberlappung weit verbreitet. Wie in Abb. 40 gezeigt, werden bei einer Stufenüberlappung verschiedene Blechplattenlängen verwendet. Dies führt in der Gehrung zu einer stufigen Überlappung. Durch diese Überlappungsanordnung erfolgt eine gleichmäßigere Übertragung des Flusses und in weiterer Folge zu kleineren Verlusten. Die Nachteile liegen darin, dass mehrere Platten gekürzt werden müssen und damit die Kosten steigen. Des Weiteren ist nach der Installation der Wicklungen der Austausch des oberen Joches komplexer, was zu einem höheren Arbeitsaufwand führt.¹¹⁴

Diese Bauform findet bei Verteiltransformatoren eine breitere Anwendung, da die kleineren steiferen Lamellen leichter zu ersetzen sind, als bei einem größeren Kern. Bei einem Verteiltransformator machen diese Eckverbindungen am gesamten Kern im Vergleich zu einem größeren Leistungstransformator einen größeren Anteil aus. Damit lohnt sich eine Verbesserung in diesem Bereich vor allem bei einem Verteiltransformator. Auch ist es fertigungstechnisch in Hinblick auf die Fertigungstoleranzen einfacher, einen kleineren Kern zu schneiden und zusammen zu bauen. Der Wettbewerb auf dem Weltmarkt ist auch für Verteiltransformatoren ein weiterer Faktor, dass alle Einsparungen, auch wenn sie noch so klein sind, mit Nachdruck verfolgt werden müssen.¹¹⁵

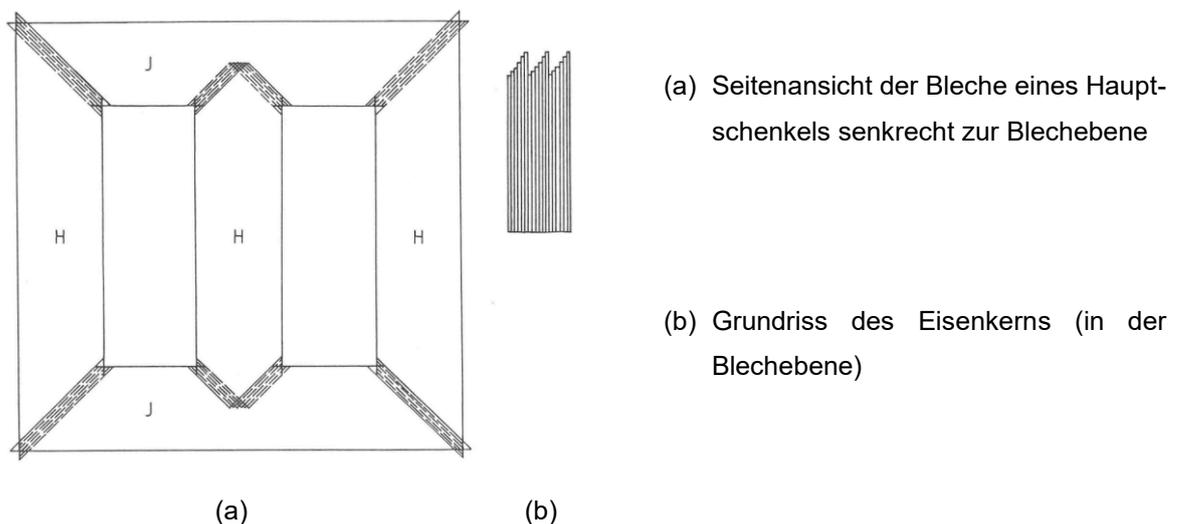


Abb. 40: „Step-lap“ Dreischenkelkern, Quelle: Dietrich (Hrsg.) (1986), S. 58 (leicht modifiziert).

¹¹² Vgl. Fischer (2013), S. 102.

¹¹³ Vgl. Dietrich (Hrsg.) (1986), S. 58.

¹¹⁴ Vgl. Heathcote (2007), S. 115-117.

¹¹⁵ Vgl. Heathcote (2007), S. 117.

5 MAGNETISCHES MATERIAL

Im Rahmen der Transformatorherstellung kommt den magnetischen Materialien eine doppelte Bedeutung zu. Ein wichtiger Grund ist, dass es durch ihren Einsatz möglich ist, große magnetische Flussdichten mit relativ geringer Magnetisierungskraft herzustellen und dies einen großen Einfluss auf die Leistung eines Transformators nimmt. Ein weiterer Grund warum in Transformatoren magnetische Materialien verwendet werden ist, da damit die Magnetfelder in genau begrenzten Bahnen geleitet werden können und zwischen den Wicklungen die Kopplung maximiert werden kann, um den Erregerstrom für den Betrieb zu senken. Die Beziehung zwischen der magnetischen Flussdichte B und der magnetischen Feldstärke H ist für ein magnetisches Material einerseits nichtlinear und andererseits multivariabel. Im Allgemeinen sind die Eigenschaften analytisch nicht zu beschreiben. Sie werden üblicherweise in graphischer Form auf Basis von Prüfungen von Materialproben empirisch bestimmt. Die zur Beschreibung eines magnetischen Materials gebräuchlichste Kurve ist die B-H-Kurve wie in Abb. 43 dargestellt oder die Hystereseschleife in Abb. 49. Es genügt für viele technische Anwendungen, das Material mit der Gleichstrom- oder Normalmagnetisierungskurve zu beschreiben. Dies ist jene Kurve, die durch die Maximalwerte der magnetischen Flussdichten B und der magnetischen Feldstärken H an den Spitzen der Hystereseschleifen hergezogen werden.¹¹⁶

Für manche Anwendungen ist auch die relative Permeabilität wie in Abb. 43 dargestellt relevant.

5.1 Entwicklung und Eigenschaften verbesserter Stähle

Die kaltgewalzten kornorientierten Stähle, die in den 1940er und 1950er Jahren eingeführt wurden, haben in relativ kurzer Zeit die vorher verwendeten warmgewalzten Stähle im Transformatorenbau fast vollständig ersetzt. Der Einsatz der etwa 30 Jahre später eingeführten hochpermeablen und kornorientierten Stähle erfolgte nur allmählich. Der Grund waren die höheren Kosten und man beschränkte dadurch deren Einsatz auf Anwendungsgebiete, bei denen die kapitalisierten Kosten der Leerlaufverluste sehr hoch waren. Im Jahr 1981 waren rund 12 % der weltweiten Produkte aus hochpermeablem kornorientiertem Stahl hergestellt. Hochpermeabilitätsmaterial war bis zum Jahr 1995 der Standard. Bei der Einführung des lasergeätzten Stahls ergab sich aus Verfügbarkeits- und Kostengründen mehr als 15 Jahre nach seiner Ankündigung, dass er nur dort eingesetzt wurde, wo die Kosten für die Leerlaufverluste sehr hoch waren und galt lange als spezielles Material.¹¹⁷

Der Hauptgrund für kleinere und effizientere Transformatoren in den letzten 50 Jahren liegt in den Verbesserungen bei den Elektroblechen. Einige Maßnahmen, die zu großen Verbesserungen geführt haben sind unter anderem folgende:¹¹⁸

- Mitte der 1940er Jahre wurde der kaltgewalzte kornorientierte Elektro Stahl entwickelt (CRGO-cold-rolled grain-oriented)
- Dünne Blechschichten mit guten mechanischen Eigenschaften wurden eingeführt

¹¹⁶ Vgl. Georgilakis (2009), S. 10.

¹¹⁷ Vgl. Heathcote (2007), S. 53.

¹¹⁸ Vgl. Harlow (2012), S. 1/3-4.

- Chemie der Stähle verbessert, zum Beispiel Hi-B-Stähle
- Kornorientierung weiter verbessert
- Lasergeschnittene und plasmabehandelte Stähle eingeführt
- Kontinuierlich die Lamellendicke reduziert, um Wirbelstromverluste zu reduzieren
- Für den Einsatz von Verteilungs- und Kleintransformatoren wurde das amorphe Band (ohne kristalline Struktur) eingeführt

In Summe haben diese Verbesserung dazu beigetragen, die Leerlaufverluste um 40 % und den Magnetisierungsstrom um 30 % seit Ende der späten 1940er Jahre zu verbessern. Der Effekt vom Kaltwalzprozess auf die Kornorientierung basiert darauf, dass die magnetischen Bezirke in Walzrichtung ausgerichtet sind, sodass die magnetischen Eigenschaften in dieser Walzrichtung allen anderen Richtungen überlegen sind. Auf beiden Seiten des Stahls wird in der Endphase der Verarbeitung eine hitzebeständige Isolationsbeschichtung mittels thermochemischer Behandlung aufgebracht. Diese Beschichtung hat auf den Stapelfaktor nur einen geringen Einfluss, da sie nur circa 1 µm dick ist.¹¹⁹

Die Garantiewerte für die Verluste werden in Watt pro Kilogramm angegeben, hingegen werden die Scheinleistungsverluste beziehungsweise der Magnetisierungsbedarf in Voltampere pro Kilogramm angegeben. Garantierte Werte gelten für eine Magnetisierung bei einer Walzrichtung von 0°. Wird ein kornorientiertes Blech in einem anderen Winkel zur Walzrichtung magnetisiert, nehmen die Wirkverluste und die Scheinverluste um den Faktor 3 oder höher zu. Trifft dieser Umstand zu, gelten die Garantiewerte der Hersteller nicht. Der Transformatorhersteller muss zudem eine Mindestmenge des Kernmaterials einer Kreuzmagnetisierung unterziehen, damit der magnetische Fluss normal zur Walzrichtung ausgerichtet ist.¹²⁰

Es ist ebenso wichtig, die gesamten Kernverluste zu minimieren, sowie auch die Kerntemperatur in technisch notwendigen Grenzen zu halten. Kornorientierte Kerne bestehend aus Blechen arbeiten bei einem magnetischen Nennfluss zwischen 1,6 und 1,8 Tesla. Für warmgewalzten Stahl entspricht dieser Wert in etwa 1,35 Tesla. Dies ist in den 1950er Jahren der Hauptgrund für die außerordentlichen Verbesserungen der Transformatorleistung pro eingesetztem Material gewesen.¹²¹

Kornorientierter Stahl wird in zwei Klassen hinsichtlich der magnetischen Eigenschaften produziert, wobei beide zusätzlich zwei weitere Untergrade haben. Dazu kommen bis zu vier Dicken des Materials, welche 0,35 mm, 0,30 mm, 0,27 mm und 0,23 mm sind, zudem stehen acht verschiedene spezifische Verluste zur Auswahl. Des Weiteren kann der Konstrukteur einen domänengesteuerten Hi-B Stahl mit hoher Qualität in Erwägung ziehen. Diese Stähle sind in den drei Dicken 0,30 mm, 0,27 mm und 0,23 mm verfügbar und durch Codenamen gekennzeichnet.¹²²

¹¹⁹ Vgl. Harlow (2012), S. 1/5.

¹²⁰ Vgl. Harlow (2012), S. 1/5.

¹²¹ Vgl. Harlow (2012), S. 1/5.

¹²² Vgl. Harlow (2012), S. 1/5.

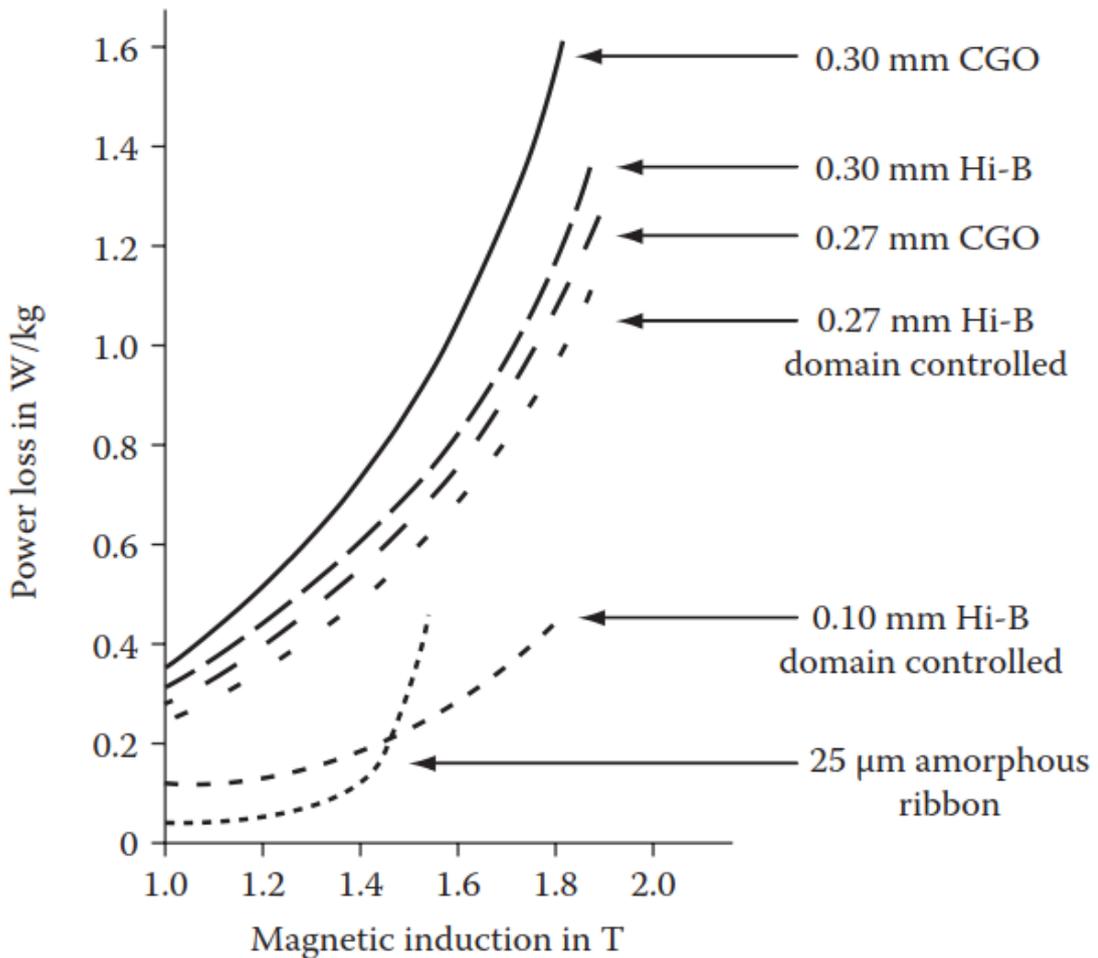


Abb. 41: Verlust Charakteristik für Elektrokernstähle, Quelle: Harlow (2012), S. 1/6.

In Tab. 4 sind die Auswirkungen auf verschiedene Parameter bei einer Erhöhung der Einflussfaktoren auf ein Fe-Si Elektroblech angeführt.

Einflussfaktor	J_s/T	H_c/Am^{-1}	P_h/W	P_w/W	P_a/W	μ_{max}/Hm^{-1}
↑ Legierungsgrad	↓			↓		
↑ Korngröße		↓	↓		↑	↑
↑ Fremdbestandteile	↓	↑	↑			↓
↑ Blechdicke		↓	↓	↑		↑

Tab. 4: Elektroblech Einflussgrößen, Quelle: Neuschl (2007), Online-Quelle [18.10.2019], S. 23 (leicht modifiziert).

In Tab. 5 sind zur Übersicht und als einfacher Leitfaden, Methoden zur Reduzierung der Blechverluste gelistet, deren Bleche mit einem konventionellen Walzverfahren hergestellt werden.¹²³

¹²³ Vgl. Heathcote (2007), S. 50.

Blech Typ	Hystereseverluste P_h	Wirbelstromverluste P_w	
		Klassische Wirbelstromverluste P_e	Anomalieverluste P_a
Warmgewalzte Stähle, Dicke: 0,35 mm	Reduzierung der Fläche der Hystereseschleife durch Zugabe von Silizium und Reduzierung von Verunreinigungen insbesondere Kohlenstoff	Es ist eine Funktion der Plattendicke und des spezifischen Widerstandes. Silizium erhöht den spezifischen Widerstand und diese Verluste sinken.	Es hängt von der Kornstruktur und der Bewegung der Domäne ab.
Kaltgewalzte Stähle, Dicke: 0,28 mm	Die Ausrichtung der Körner innerhalb von +/- 6° der Walzrichtung, reduziert die Hysterese.	Dünnere Bleche führen zu einer gewissen Reduzierung der Wirbelstromverluste.	-
Stähle mit hoher Permeabilität	Eine bessere Ausrichtung der Körner führt zu einer Reduzierung der Hysterese um 30-40%.	-	Die Stressbeschichtung reduziert den Wirbelstromverlust und erhöht die Anfälligkeit für den Umgang mit induzierten Verlusten.
Stähle mit Domänenverfeinerung	-	-	Reduzierte Domänengröße reduziert Wirbelstromverluste.

Tab. 5: Reduzierung der Blechverluste, Quelle: Heathcote (2007), S. 50 (leicht modifiziert).

5.2 Bezeichnung der Kernstähle

Die Spezifikation von magnetischen Werkstoffen und einschließlich von Kernstählen wird durch die internationale Norm IEC 60404 abgedeckt. Diese Norm ist ein mehrteiliges Dokument. Der Teil 1 der IEC 60404 beinhaltet magnetische Materialien und die Klassifizierung der Materialien und bildet den Allgemeinen Teil für alle anderen Teile der Norm. Der Teil 8 dieser Normenreihe befasst sich mit einzelnen Werkstoffen, wobei dessen Abschnitt 8.7 die Spezifikation für kornorientiertes magnetisches Stahlblech und Stahlband, welche in Leistungstransformatoren eingesetzt werden, abdeckt.¹²⁴

Für ein kornorientiertes Elektroband und -blech im schlussgeglühten Zustand nach der europäischen Norm DIN EN 10107:2014-07 werden die Stahlsorten für die Nenndicken 0,35 mm, 0,30 mm, 0,27 mm und 0,23 mm festgelegt. Dabei gilt eine zweiklassige Unterteilung der Erzeugnisse für konventionelle kornorientierte Erzeugnisse und kornorientierte Erzeugnisse mit hoher Permeabilität und entspricht dabei der IEC 60404-1:2000, Abschnitt C.22. Die Kurznamen nach der Norm DIN EN 10107:2014-07 für die

¹²⁴ Vgl. Heathcote (2007), S. 53.

Stahlsorten werden nach der Norm EN 10027-1 gebildet. In der angegebenen Reihenfolge besteht der Kurzname aus vier Teilen. Der erste Teil ist ein großes M und steht für Elektroblech und -band. Der zweite Teil steht für den Ummagnetisierungsverlust bei 1,7 Tesla bei einer Frequenz von 50 Hertz in Watt pro Kilogramm für die entsprechende Nenndicke angegeben mit dem Hundertfachen des festgelegten Höchstwertes. Der dritte Teil besteht aus dem Hundertfachen Wert der Nenndicke in Millimeter. Der vierte Teil besteht aus der Unterscheidung für konventionelle kornorientierte Erzeugnisse mit einem S und für kornorientierte Erzeugnisse mit hoher Permeabilität mit einem P. Ein Beispiel für eine gängige Stahlsorte ist M130-30S. Dabei betragen die maximalen Ummagnetisierungsverluste 1,3 Watt pro Kilogramm bei 1,7 Tesla und 50 Hertz mit der Nenndicke von 0,3 mm.¹²⁵

Es war lange üblich, Werte für Ummagnetisierungsverluste für die magnetische Flussdichte anzugeben. Im Epsteinrahmen-Test wird tatsächlich die magnetische Polarisation J ermittelt. Bei einer maximalen magnetischen Feldstärke von $H = 800 \text{ Am}^{-1}$ beträgt die Differenz zwischen der magnetischen Polarisation J und der magnetischen Flussdichte B bis zu 0,001 T:¹²⁶

$J = B - \mu_0 H$	(5.1)	J/T	Magnetische Polarisation (innere Flussdichte)
		B/T	Magnetische Flussdichte
$\mu_0 = 4\pi 10^{-7}$	(5.2)	μ_0/Hm^{-1}	magnetische Feldkonstante
$H = 800$		H/Am^{-1}	Magnetische Feldstärke

5.3 Permeabilität

Die Fähigkeit von Eisen oder Stahl, einen magnetischen Fluss ϕ zu übertragen, ist gegenüber Luft um ein Vielfaches größer. Der Begriff, der diese Fähigkeit beschreibt, wird als Permeabilität μ bezeichnet. Moderne Elektrostähle haben eine Permeabilität μ im Vergleich zur magnetischen Feldkonstante μ_0 , in der Größenordnung von rund 1500 zu 1. Das bedeutet, dass die Fähigkeit eines Stahlkerns einen magnetischen Fluss ϕ zu übertragen, um rund 1500-mal größer ist als in Luft.¹²⁷

Die Permeabilität μ eines ferromagnetischen Materials eines Kerns kann aus dem Produkt aus der magnetischen Feldkonstante μ_0 des Vakuums und der Permeabilitätszahl μ_r des ferromagnetischen Materials gebildet werden.¹²⁸

$\mu = \mu_0 \mu_r$	(5.3)	μ/Hm^{-1}	Permeabilität
		μ_0/Hm^{-1}	magnetische Feldkonstante
		$\mu_r/1$	Permeabilitätszahl

¹²⁵ Vgl. DIN EN 10107 (2014), S. 1-5.

¹²⁶ Vgl. DIN EN 10107 (2014), S. 9.

¹²⁷ Vgl. Harlow (2012), S. 1/3.

¹²⁸ Vgl. Georgilakis (2009), S. 5-6.

Magnetische Feldkonstante μ_0

Ein linearer Zusammenhang gilt in Vakuum zwischen der magnetischen Feldstärke H und der magnetischen Flussdichte B . Die magnetische Feldkonstante μ_0 ist im SI-System per Definition beschrieben und als Zahlenwert $4 \pi 10^{-7}$ festgelegt oder kann vereinfacht etwa in der Höhe von $1/800000$ angegeben werden. Im Vakuum ist der Zusammenhang der B-H-Kurve linear. Ein Vakuum kann nicht gesättigt werden, wie in Abb. 42 dargestellt. Dabei ist die Höhe der magnetischen Flussdichte B nicht relevant.¹²⁹

$$\mu_0 = 4\pi 10^{-7} \quad (5.4) \quad \mu_0/\text{Hm}^{-1} \quad \text{magnetische Feldkonstante}$$

$$B = \mu_0 H \quad (5.5) \quad B/\text{T} \quad \text{Magnetische Flussdichte}$$

$$H \approx 800.000 B \quad (5.6) \quad H/\text{Am}^{-1} \quad \text{Magnetische Feldstärke, vereinfacht}$$

Permeabilitätszahl μ_r eines magnetischen Materials

Die magnetische Flussdichte B hängt in magnetischen Materialien von der ausgesetzten magnetischen Feldstärke H ab. Zum Zusammenhang wie in Gleichung (5.5) beschrieben kommt noch die Permeabilitätszahl μ_r des betrachteten Materials hinzu und der Zusammenhang aus Gleichung (5.3). Die Permeabilitätszahl μ_r ist nicht konstant und ändert sich mit der magnetischen Flussdichte B . Als Konsequenz daraus ist der Zusammenhang zwischen B und H auch nicht linear. Daraus folgt, dass die Gleichung (5.7) für ein magnetisches Material eher unpraktisch zu handhaben ist. Dadurch wird der Zusammenhang am besten mit der B-H Sättigungskurve dargestellt. In Abb. 43 ist eine typische Sättigungskurve und die Permeabilitätszahl von Silizium-Eisen (1%) in elektrischen Maschinen dargestellt.¹³⁰

$$B = \mu H \quad (5.7) \quad B/\text{T} \quad \text{Magnetische Flussdichte}$$

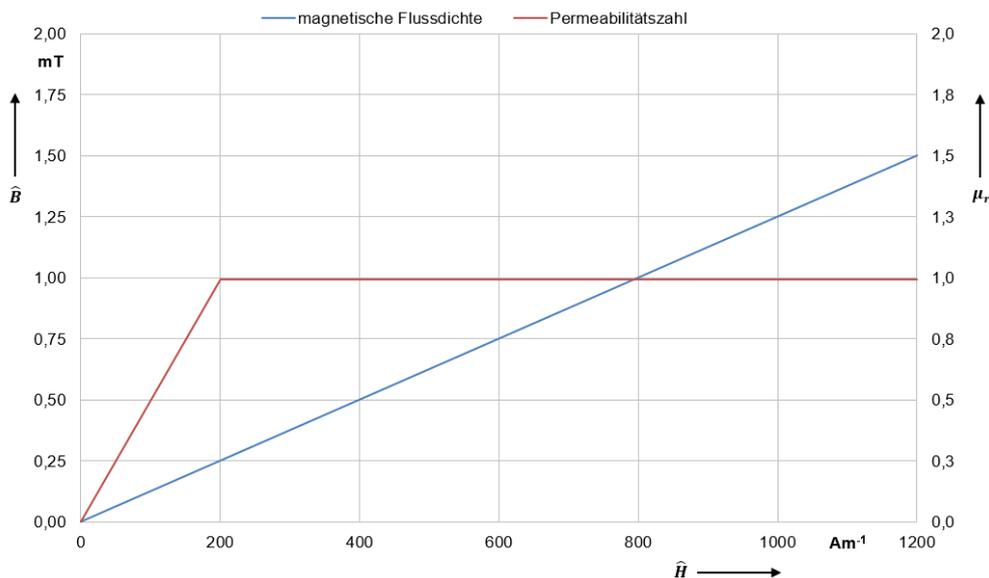


Abb. 42: B-H-Kurve und μ_r von unmagnetisiertem Material, in Vakuum, Quelle: In Anlehnung an Wildi (2014), S. 25.

¹²⁹ Vgl. Wildi (2014), S. 25.

¹³⁰ Vgl. Wildi (2014), S. 25-26.

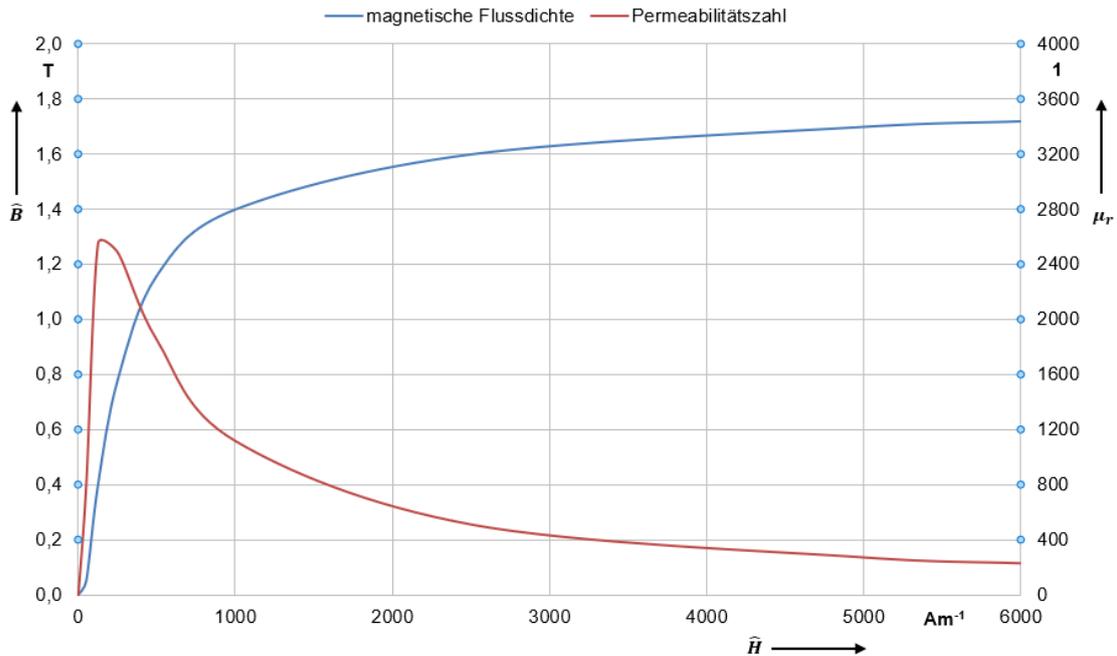


Abb. 43: B-H-Kurve und μ_r von Si-Fe (1%), Quelle: In Anlehnung an Wildi (2014), S. 26.

Die Permeabilitätszahl μ_r eines Materials ist das Verhältnis der magnetischen Flussdichte B im Material zur magnetischen Flussdichte B das im Vakuum auftritt, unter der Voraussetzung der identischen magnetischen Feldstärke H in beiden Fällen. Ist von einem magnetischen Material die Sättigungskurve gegeben, ist es ein Leichtes daraus mit Hilfe der Näherungsformel (5.9) die Permeabilitätszahl μ_r zu bestimmen. Möchte man nun für Silizium-Eisen (1%) bei 1,4 T die Permeabilitätszahl μ_r berechnen, wendet man Formel (5.9) an und erhält als Ergebnis die Permeabilitätszahl $\mu_r = 1120$. Die bedeutet, dass bei Silizium-Eisen (1%) die Permeabilitätszahl, um das 1120-Fache höher ist als in Vakuum. Bei höheren magnetischen Feldstärken H gehen die Materialien vermehrt in Sättigung und folgen letztendlich asymptotisch der B-H-Kurve des Vakuums und jener der unmagnetischen Materialien.¹³¹

$$\mu_r = \frac{1}{\mu_0} \frac{B}{H} \quad (5.8) \quad \mu_r/1 \quad \text{Permeabilitätszahl}$$

$$\mu_r \approx 800.000 \frac{B}{H} \quad (5.9) \quad \mu_r/1 \quad \text{Permeabilitätszahl, vereinfacht}$$

5.4 Kniepunkt

Die magnetische Flussdichte B darf den Sättigungspunkt S des Eisens nur mäßig überschreiten, um den Magnetisierungsaufwand zu begrenzen. Mit dieser notwendigen Begrenzung wird auch die maximale Betriebsspannung des Transformators begrenzt. Man kann den Sättigungspunkt durch eine Kornorientierung der Kristalle durch eine Vorzugrichtung bei beim Kaltwalzprozess von speziell legierten Stählen erreichen. Dadurch wird die Kurve oberhalb des Kniepunkts der Sättigung flacher und führt zu extrem hohen Magnetisierungsströmen bei auch nur geringer Spannungs- und Flusserhöhung. In weiterer Folge ist es möglich,

¹³¹ Vgl. Wildi (2014), S. 26-27.

dass der Magnetisierungsstrom bei Überspannungen von 30 % auf dem Wert des Bemessungsstrom des Transformators steigen kann. In Abb. 44 (a) ist die Magnetisierungskennlinie mit dem Kniepunkt S_1 für normales Blech, mit Kniepunkt S_2 für kaltgewalztes Blech beziehungsweise dem Kniepunkt S für die vereinfachte Kennlinie, dargestellt und gilt für Momentan- und Spitzenwerte. Auch bei sinusförmigen Spannungen führt die Nichtlinearität zu nichtsinusförmigen Strömen. Bei Sättigungskurven mit dargestellten Effektivwerten flacht die Kurve dadurch etwas ab, wie in Abb. 44 (b) ersichtlich. Die Hauptreaktanz X_h lässt sich einfach aus der Strom-Spannungskennlinie bestimmen und ist in Abb. 44 (c) dargestellt.¹³²

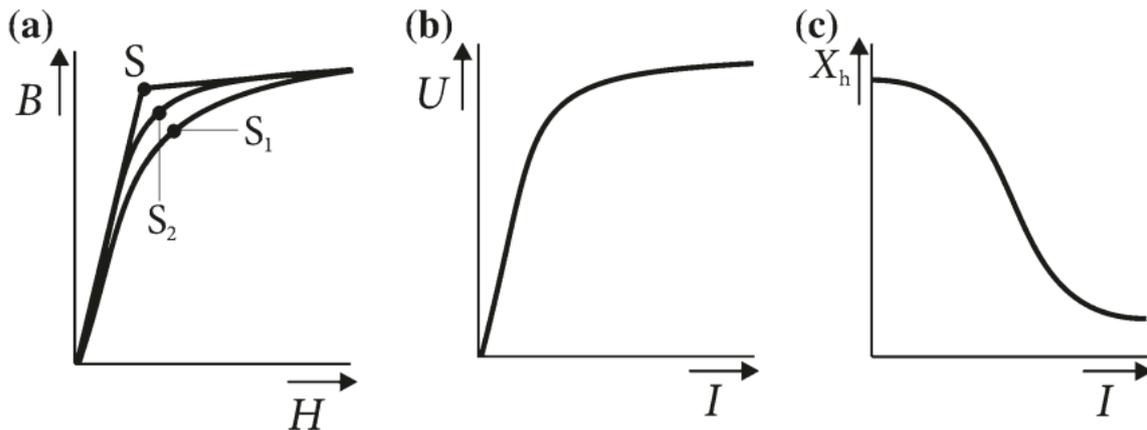


Abb. 44: Sättigung eines Transformators, Quelle: Marenbach (2013), S. 39.

In Abb. 45 ist der Kniepunkt nach Ansi und IEC Methode für einen Stromwandler eingezeichnet.

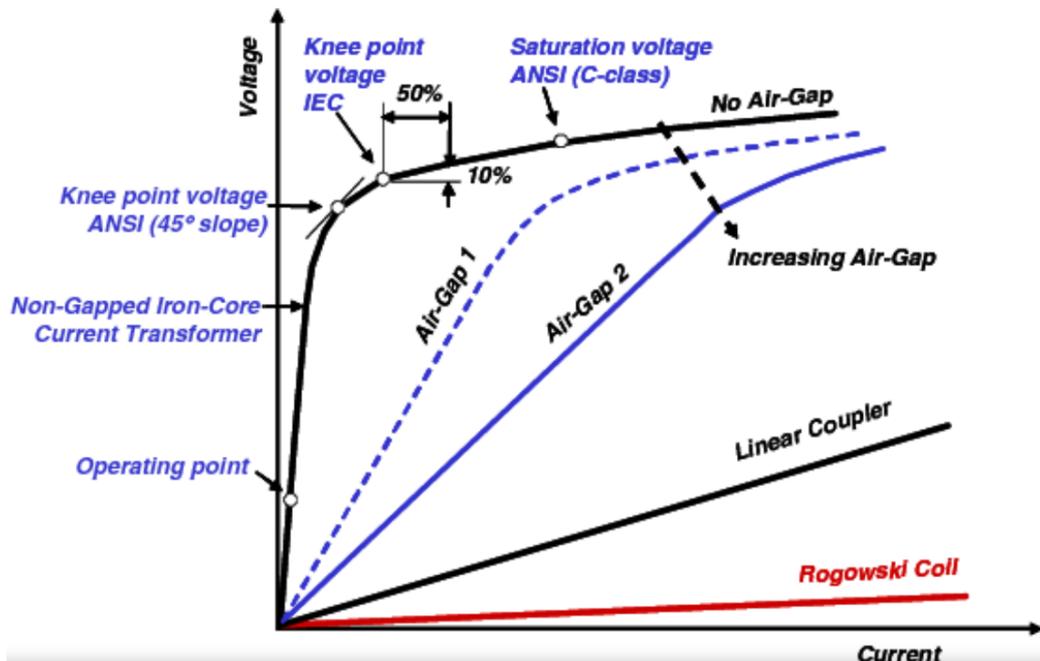


Abb. 45: Charakteristik eines Stromwandlers, Quelle: Kojovic (2007), Online-Quelle [16.11.2019].

¹³² Vgl. Marenbach (2013), S. 39.

Durch den ANSI/IEEE Standard wird der sogenannte Kniepunkt oder effektive Sättigungspunkt definiert als der Schnittpunkt der Magnetisierungskurve mit einer 45° Tangente ausgehend von der Abszisse des Diagramms. Der Kniepunkt nach IEC ist bei einer höheren Spannung als der ANSI Kniepunkt.¹³³

Die Kniepunktspannung nach IEC 61869-2 ist der Effektivwert einer sinusförmigen Spannung bei Bemessungsfrequenz, welche an die Sekundärseite eines Wandlers angelegt wird. Alle anderen Klemmen sind dabei offen und nicht belastet. Eine Erhöhung der Kniepunktspannung um 10 % führt zu einer Erhöhung des Effektivwertes des Erregerstromes um 50 %.¹³⁴

Wird an die Sekundärseite die Kniepunktspannung angelegt, ist die Kniepunkterregerspannung nicht direkt messbar. Aufgrund des geringen Spannungsabfalles über sekundären Wicklungswiderstandes werden die Werte der Kniepunktspannung und der Kniepunkterregerspannung als gleich angesehen.¹³⁵

Transformatoren dürfen keiner längeren Überspannung ausgesetzt sein. Bei normalem Betrieb nahe des Kniepunkts der Magnetisierungskurve führen kleine Überspannungen zu signifikantem Erregerstromanstieg in Transformatoren und erhöhten magnetischen Flussdichten.¹³⁶

Um einen möglichst hohen Wirkungsgrad zu erreichen werden Transformatoren in der Nähe des Kniepunkts betrieben.¹³⁷

Ein plötzlicher Lastverlust ist die Hauptursache für Überspannungen. Die zulässigen Überspannungen aus Tab. 6 im Leerlauf sind für Transformatoren typisch.¹³⁸

Überspannung/%	Dauer/min
110	Dauerbetrieb
115	30
120	5
130	3

Tab. 6: Zulässige Überspannungen für Transformatoren, Quelle: Blackburn/Domin (2014), S. 270.

5.5 Magnetischer Fluss

Der magnetische Fluss ϕ der eine Fläche A durchfließt, ist das Flächenintegral der magnetischen Flussdichte B und mit der Gleichung (5.10) beschrieben.¹³⁹

¹³³ Vgl. Blackburn/Domin (2014), S. 151.

¹³⁴ Vgl. IEC 61869-2 (2012), S. 13.

¹³⁵ Vgl. IEC 61869-2 (2012), S. 13.

¹³⁶ Vgl. Blackburn/Domin (2014), S. 267.

¹³⁷ Vgl. Blackburn/Domin (2014), S. 339-340.

¹³⁸ Vgl. Blackburn/Domin (2014), S. 270.

¹³⁹ Vgl. Georgilakis (2009), S. 5-6.

$$\phi = \int_A \vec{B} \, d\vec{A} \quad (5.10) \quad \phi/\text{Wb} \quad \text{Magnetischer Fluss}$$

Wenn der magnetische Fluss ϕ außerhalb des Kerns vernachlässigt wird, ergibt sich eine Vereinfachung der Gleichung (5.10) und es kann die skalare Form wie in Gleichung (5.11) geschrieben werden. Unter der Annahme, dass die Permeabilität μ des ferromagnetischen Materials nun doch konstant ist und sich die magnetische Flussdichte B_{Fe} gleichmäßig über dem Kernquerschnitt A_{Fe} verteilt, ergibt sich aus dem Zusammenhang in Gleichung (5.7) der Zusammenhang in Gleichung (5.12) für die Berechnung der magnetischen Flussdichte B_{Fe} des in Abb. 46 gezeigten magnetischen Kreis.¹⁴⁰

$$\phi_{Fe} = B_{Fe} A_{Fe} \quad (5.11) \quad \begin{array}{l} \phi_{Fe}/\text{Wb} \\ B_{Fe}/\text{T} \\ A_{Fe}/\text{m}^2 \end{array} \quad \begin{array}{l} \text{Magnetischer Fluss im Kern} \\ \text{Magnetische Flussdichte im Kern} \\ \text{Kernquerschnittsfläche} \end{array}$$

$$B_{Fe} = \mu H_{Fe} \quad (5.12) \quad B_{Fe}/\text{T} \quad \text{Magnetische Flussdichte des Kerns}$$

$$H_{Fe} = \frac{B_{Fe}}{\mu} \quad (5.13) \quad H_{Fe}/\text{Am}^{-1} \quad \text{Magnetische Feldstärke des Kerns}$$

$$B_{Fe} = \frac{\phi_{Fe}}{A_{Fe}} \quad (5.14) \quad B_{Fe}/\text{T} \quad \text{Magnetische Flussdichte des Kerns}$$

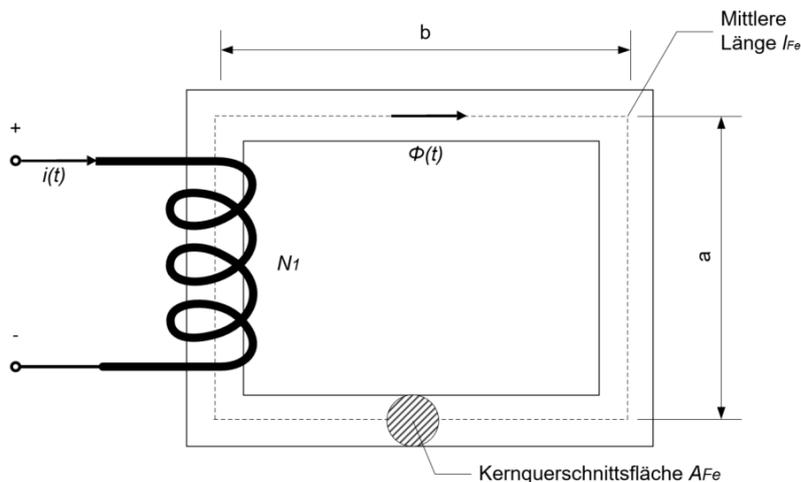


Abb. 46: Einfacher magnetischer Kreis, Quelle: In Anlehnung an Georgilakis (2009), S. 5.

Der magnetische Widerstand R_m eines magnetischen Kerns ist mit Gleichung (5.15) definiert und die magnetische Spannung V_m wird mit Gleichung (5.16) beschrieben.¹⁴¹

$$R_m = \frac{l_{Fe}}{\mu A_{Fe}} \quad (5.15) \quad R_m/\text{AWb}^{-1} \quad \text{Magnetischer Widerstand}$$

$$V_m = H_{Fe} l_{Fe} = \phi_{Fe} R_{Fe} \quad (5.16) \quad V_m/\text{A} \quad \text{Magnetische Spannung}$$

¹⁴⁰ Vgl. Georgilakis (2009), S. 6.

¹⁴¹ Vgl. Georgilakis (2009), S. 7.

6 GESAMTVERLUSTE EINES TRANSFORMATORS P_{ges}

Die Wirkungsweise eines Transformators ist nicht verlustfrei, da sie elektrische Arbeit verbraucht. Diese elektrische Arbeit wird als Wärme an die Umgebung abgegeben. Für die Abgabe der Wärme werden Kühlsysteme eingesetzt. Die Verluste sind einerseits lastunabhängig und andererseits lastabhängig, was in weiterer Folge beschrieben wird.¹⁴²

Es wird grundsätzlich zwischen Leerlauf- und Lastverlusten unterschieden. Diese verursachen Kosten und machen den Transformator, auf eine lange Betriebszeit betrachtet, teurer. Der Wirkungsgrad η eines Transformators liegt zwischen 98–99 %.¹⁴³

Die Verluste treten im Betrieb eines Transformators an verschiedenen Stellen und Bauteilen auf und führen zu einer Erwärmung dieser Stellen und Bauteile. Die wesentlichen drei Verlustquellen eines Transformators sind der Eisenkern, die Wicklungen mit deren Schaltleitungen und Konstruktionsteile, sowie der Kessel. Man nimmt vereinfacht bei der thermischen Auslegung an, dass die im Betrieb auftretenden Verluste, welche durch das Kühlsystem abgeführt werden sollen, die Summe aus den Eisenverlusten und Wicklungsverlusten sind und sich nicht gegenseitig beeinflussen. In Wirklichkeit beeinflussen sie sich etwas und zeigen gewisse Rückwirkungen auf.¹⁴⁴

Die stromabhängigen Zusatzverluste werden in der Prüffeldpraxis den Kurzschlussverlusten zugeordnet. Die spannungsabhängigen Zusatzverluste werden in der Prüffeldpraxis den Leerlaufverlusten zugeordnet.¹⁴⁵

$$P_{ges} = P_0 + P_k + P_{zus} \quad (6.1)$$

P_{ges}/W	Gesamtverluste eines Transformators
P_0/W	Leerlaufverluste
P_k/W	Kurzschlussverluste
P_{zus}/W	Zusatzverluste

6.1 Eisenkernverluste P_{Fe}

Jene Verluste, die aus den Leerlauf- und Streuverlusten zusammengesetzt sind, werden als lastunabhängige Verluste bezeichnet. Wird an nur eine Wicklung die Nennspannung und Nennfrequenz angelegt und bleiben die anderen Wicklungen unbelastet, werden die sogenannten Leerlaufverluste hervorgerufen. Der Grund dafür liegt an den Ummagnetisierungsvorgängen im Eisenkern bei Wechselspannung.¹⁴⁶

¹⁴² Vgl. Cichowski (Hrsg.) (2005), S. 18.

¹⁴³ Vgl. Abts (2017), S. 71-88.

¹⁴⁴ Vgl. Dietrich (Hrsg.) (1986), S. 133-136.

¹⁴⁵ Vgl. Baier (2010), S. 76.

¹⁴⁶ Vgl. Cichowski (Hrsg.) (2005), S. 18.

Im Eisenkern werden durch die Wechselstrommagnetisierung Wirbelstrom- und Hystereseverluste hervorgerufen. Diese hängen von der Eisenkernbauform, der Kernblecheigenschaften, der magnetischen Flussdichte und der Betriebsfrequenz ab. Man nennt die auftretenden Verluste im Eisenkern auch Leerlaufverluste oder Eisenverluste.¹⁴⁷

Der Betrag der Eisenverluste ändert sich nicht mit der Belastung und bleibt weitgehend über den gesamten Lastbereich konstant. Die Höhe dieser Verluste hängen von den spezifischen Verlusten des Kernblechs, der magnetischen Flussdichte, der Frequenz der anliegenden Spannung und von der Masse ab. Die magnetische Flussdichte ist wiederum vom Querschnitt des Kerns und der Höhe der angelegten Spannung abhängig.¹⁴⁸

Durch die zyklische magnetische Flussumkehr im Eisenkern entstehen die sogenannten Hystereseverluste, welche durch metallurgische Eigenschaften des Stahls reduziert werden können. Wirbelstromverluste werden durch auftretende Wirbelströme im Stahl herbeigeführt, welche durch den magnetischen Fluss senkrecht zur Breite des Kerns zirkulieren. Sie können mit einer Reduzierung der Dicke der Stahl laminierung oder durch ein Aufbringen einer dünnen Isolierbeschichtung unter Kontrolle gebracht werden.¹⁴⁹

Würde in einem Leistungstransformator ein massiver Kern eingesetzt werden, würde dies zu überhöhten Verlusten und hohen Temperaturen führen. Deshalb werden die Kerne aus sehr dünnen und laminierten Stahlblechen mit Stärken von beispielweise 0,23 mm oder 0,28 mm zusammengesetzt. Dadurch sind Dicken der einzelnen Stahlbleche senkrecht zum magnetischen Fluss reduziert und in weiterer Folge die Wirbelstromverluste gesenkt. Dabei ist jedes Stahlblatt mit einem sehr dünnen Material beschichtet, was zur Vermeidung von Kurzschlüssen zwischen den Laminierungen dient.¹⁵⁰

Der Zweck eines Transformator-kerns liegt darin, für den Magnetfluss zwischen Primär- und Sekundärwicklung einem Pfad mit geringer Streuung bereitzustellen. Dabei entstehen die Eisenverluste P_{Fe} im Kern durch Hysterese- und Wirbelstromverluste, welche sich auch als Erwärmung bemerkbar machen. Zudem erzeugen die wechselnden Flüsse Geräusche. Wenn der Transformator unter Spannung steht, sind immer Kernverluste P_{Fe} vorhanden. Sie sind zu den Lastverlusten verhältnismäßig klein. Die Kernverluste P_{Fe} repräsentieren für jedes elektrische System einen konstanten und signifikanten Energieverlust.¹⁵¹

Die Leerlaufverluste P_0 sind genau genommen aus drei Komponenten zusammengesetzt. Diese Bestandteile sind die Eisenverluste P_{Fe} , die dielektrischen Verluste P_c und die Jouschen Verluste P_j .¹⁵²

¹⁴⁷ Vgl. Dietrich (Hrsg.) (1986), S. 133.

¹⁴⁸ Vgl. Abts (2017), S. 71-88.

¹⁴⁹ Vgl. Harlow (2012), S. 1/4.

¹⁵⁰ Vgl. Harlow (2012), S. 1/3-4.

¹⁵¹ Vgl. Heathcote (2007), S. 42.

¹⁵² Vgl. Kraaij/Schemel/Wegscheider (1983), S. 30.

Dabei sind dielektrische Verluste P_c und die in der Erregerwicklung auftretenden sogenannten Jouschen Verluste P_j vernachlässigbar klein.¹⁵³ Die um einige Größenordnungen kleineren dielektrischen und Jouschen Verluste können für normale Leistungstransformatoren vernachlässigt werden. Dies bedeutet in weiterer Folge, dass die Leerlaufverluste P_0 mit den Eisenverlusten P_{Fe} nahezu gleichgesetzt werden können.¹⁵⁴

$P_0 = P_{Fe} + P_c + P_j$	(6.2)	P_0/W	Leerlaufverluste
		P_{Fe}/W	Eisenverluste
		P_c/W	Dielektrische Verluste
		P_j/W	Jousche Verluste
$P_{Fe} \gg P_c + P_j$	(6.3)	P_{Fe}/W	Eisenverluste
$P_0 \approx P_{Fe}$	(6.4)	P_0/W	Leerlaufverluste

6.1.1 Dielektrische Verluste P_c

$P_c = U^2 \omega C \tan d$	(6.5)	P_c/W	Dielektrische Verluste
U		U/V	Spannung
$\omega = 2\pi f$	(6.6)	ω/s^{-1}	Kreisfrequenz
		C/F	Kapazität des Blechs
		d/m	Blechdicke

6.1.2 Jousche Verluste P_j

$P_j = I_0^2 R_2$	(6.7)	P_j/W	Jousche Verluste der Erregerwicklung
I_0		I_0/A	Leerlaufstrom der Erregerwicklung
R_2		R_2/Ω	Wicklung der Erregerwicklung

6.2 Wicklungsverluste P_k

Jene Verluste, die in den Wicklungen entstehen, nennt man Lastverluste. Sie sind vom aktuellen Strom und dem Wicklungswiderstand abhängig. Die Wicklungen können einerseits aus Kupfer oder aus Aluminium bestehen. Die dabei auftretenden Verluste sind damit lastabhängig und werden üblich als Last- oder

¹⁵³ Vgl. Dietrich (Hrsg.) (1986), S. 258.

¹⁵⁴ Vgl. Kraaij/Schemel/Wegscheider (1983), S. 30-31.

Kupferverluste bezeichnet. Der ohmsche Widerstand der eingesetzten Leiter Kupfer und Aluminium ist temperaturabhängig.¹⁵⁵

Die in den Wicklungen und in deren Schaltleitungen entstehenden Verluste machen in Bezug auf die Gesamtverluste den größten Anteil aus. Dabei nehmen die Wicklungsverluste mit dem Quadrat des fließenden Stromes proportional zu. Diese Verluste sind zusammengesetzt aus den Wirkverlusten wie mit Formel (6.8) gezeigt, also den ohmschen Verlusten und den Zusatzverlusten. Die Zusatzverluste setzen sich wiederum zusammen aus der Summe der in den Leitern auftretenden Wirbelstromverlusten und Verlusten, die in Parallelzweigen der Wicklungen durch eventuelle Kreisströme entstehen.¹⁵⁶

Durch die Wicklungsströme wird ein Streufeld erzeugt und durchsetzt metallische Konstruktionsteile, wie auch den Kessel, was zu Zusatzverlusten führt. Mit höher werdender Nennleistung nimmt die relative Größe dieser Zusatzverluste zu. Die Gesamtheit der vorhin beschriebenen Verluste in den Wicklungen und Konstruktionsteilen werden als Kurzschlussverluste bezeichnet.¹⁵⁷

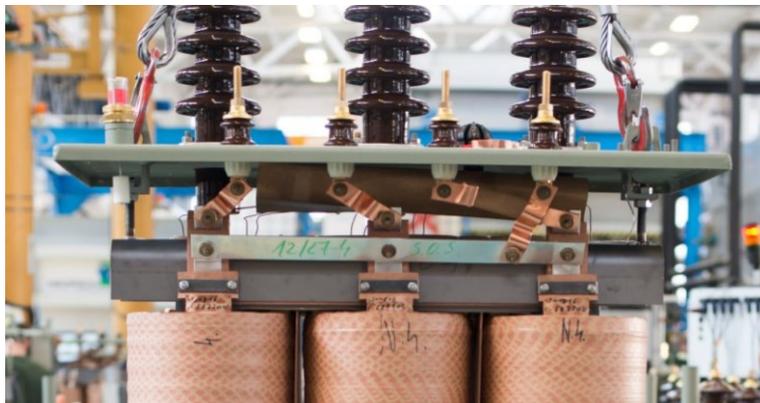


Abb. 47: Wicklungen und US-Schaltleitungen, Quelle: Siemens AG (2019), Online-Quelle [15.09.2019].

Die Gleichung (6.9) zeigt den grundsätzlichen Zusammenhang der ohmschen Lastverluste einer Wicklung. Auf die Zusatzverluste der Wicklungen wird an dieser Stelle nicht näher eingegangen.

$$P_k = P_{Last} + P_{Zus} \quad (6.8) \quad P_{Last}/W \quad \text{Kurzschlussverluste}$$

$$P_{Last} = I_{Last}^2 R \quad (6.9) \quad P_{Last}/W \quad \text{Ohm'sche Lastverluste}$$

$$I_{Last}/A \quad \text{Laststrom}$$

$$R = \rho \frac{l}{A} \quad (6.10) \quad R/\Omega \quad \text{Leiterwiderstand}$$

$$\rho/\Omega \text{ mm}^2 \text{ m}^{-1} \quad \text{Spezifischer Widerstand}$$

$$l/m \quad \text{Leiterlänge}$$

$$A/\text{mm}^2 \quad \text{Leiterquerschnitt}$$

¹⁵⁵ Vgl. Abts (2017), S. 71-88.

¹⁵⁶ Vgl. Dietrich (Hrsg.) (1986), S. 133.

¹⁵⁷ Vgl. Dietrich (Hrsg.) (1986), S. 133-134.

7 EISENKERNVERLUSTE IM DETAIL

Ein Teil der zugeführten elektromagnetischen Energie wird beim Ummagnetisieren eines ferromagnetischen Körpers in Wärmeenergie und somit in Verlustenergie umgesetzt. Die Energiedichte ist mit dem Durchlauf eines kompletten Ummagnetisierungszyklus verknüpft und die ist mit der Fläche der Hystereseschleife A_h proportional. In der Abb. 48 entspricht die erste Schleife der statischen Hystereseschleife A_{stat} , welche die Gleichstrom-Hystereseschleife, also bei der Frequenz $f_1 = 0$ Hz darstellt. Die zweite Schleife erhält man bei einer Frequenz von $f_2 > f_1$ und ist bekannt als die dynamische Hystereseschleife A_h . Der Flächenunterschied ist erklärbar durch den auftretenden Wirbelstromeinfluss. Die Eisenverluste nach Gleichung (7.2) kann man mit der Erkenntnis aus der Gleichung (7.1) berechnen. Die Eisenverluste P_{fe} können somit in zwei Hauptgruppen aufgeteilt werden aufgrund der Abhängigkeit von der Frequenz f und der magnetischen Flussdichte B . Diese beiden Hauptgruppen bilden einerseits die statischen Verluste P_{stat} die in weitere Folge als Hystereseverluste P_h und den dynamischen Verlusten P_{dyn} die folgend als Wirbelstromverluste P_w bezeichnet werden.¹⁵⁸

$$w_{fe} = \oint_B H dB = A_h \quad (7.1) \quad w_{fe}/\text{Wsm}^{-3} \quad \text{Energiedichte pro Durchlauf eines Ummagnetisierungszyklus}$$

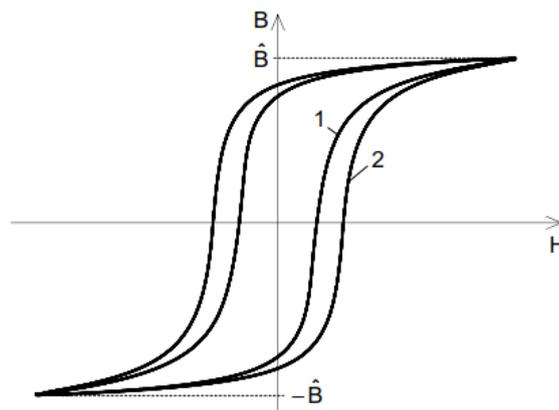


Abb. 48: Hystereseschleife, Quelle: Neuschl (2007), Online-Quelle [18.10.2019], S. 18.

$$P_{fe} = V_{fe} f A_h \quad (7.2) \quad P_{Fe}/\text{W} \quad \text{Eisenverluste}$$

$$V_{Fe}/\text{m}^3 \quad \text{Eisenkörpervolumen}$$

$$f/\text{Hz} \quad \text{Frequenz}$$

7.1 Klassischer Ansatz

Nach der klassischen Theorie bilden die Hysterese- und Wirbelstromverluste zusammen die P_{Fe} Eisenverluste. Der Verlust durch den Leerlaufstrom in der Primärwicklung kann vernachlässigt werden. Auch im Leerlauf mit den Nennbedingungen ist der größte Teil des Flusses auf den Kern beschränkt, so entstehen

¹⁵⁸ Vgl. Neuschl (2007), Online-Quelle [18.10.2019], S. 18.

in den Strukturbauteilen vernachlässigbare Verluste, durch die nahezu nicht vorhandenen Streuverluste. Durch sukzessive Umkehrungen der Magnetisierung entstehen die Wirbelstrom- und Hystereseverluste im Eisenkern, welche angeregt werden durch eine sinusförmige Spannungsquelle mit einer definierten Frequenz f .¹⁵⁹

Die Eisenkernverluste P_{Fe} sind nach der klassischen Darstellung zusammengesetzt aus den Hysterese- und Wirbelstromverlusten, wie Gleichung (7.3) zeigt.¹⁶⁰

$$P_{Fe} = P_h + P_w \quad (7.3) \quad \begin{array}{ll} P_{Fe}/W & \text{Eisenverluste} \\ P_h/W & \text{Hystereseverluste} \\ P_w/W & \text{Wirbelstromverluste} \end{array}$$

7.1.1 Hystereseverluste P_h

Die erste Komponente der Kernverluste P_{Fe} sind die Hystereseverluste P_h . Diese sind proportional zur Frequenz f und abhängig von der Fläche der Hystereseschleife A_{stat} und diese Fläche ist wiederum eine Materialeigenschaft und eine Funktion des Spitzenwerts der magnetischen Flussdichte. Um die Hystereseverluste zu minimieren, muss man die Hystereseschleife durch den Einsatz, beziehungsweise durch die Entwicklung eines entsprechenden Kernmaterials minimieren.¹⁶¹

$$P_h = V_{fe} f A_{stat} \quad (7.4) \quad \begin{array}{ll} P_h/W & \text{Hystereseverluste} \\ V_{Fe}/m^3 & \text{Eisenkörpervolumen} \\ f/\text{Hz} & \text{Frequenz} \\ A_{stat}/Wsm^{-3} & \text{Energiedichte pro Durchlauf eines} \\ & \text{Ummagnetisierungszyklus bei null Hertz} \end{array}$$

Die meisten elektrischen Motoren arbeiten mit Wechselstrom, sowie auch der Transformator. In diesen elektrischen Betriebsmitteln ändert sich der magnetische Fluss ϕ im Eisen kontinuierlich im Betrag und der Richtung. Die magnetischen Domänen, welche auch weisssche Bezirke genannt werden, ändern ihre Ausrichtung in Abhängigkeit aus der Frequenz f resultierenden Änderungsgeschwindigkeit. Bei einem magnetischen Fluss ϕ bei einer Frequenz f von 50 Hz, vollziehen die weisssche Bezirke in der Zeit von $20 \cdot 10^{-3}$ Sekunden einen vollen Zyklus. Dieser magnetische Fluss ϕ durchläuft nacheinander die magnetischen Spitzenflussdichten $+B_m$ und $-B_m$, während die magnetischen Spitzenfeldstärken zwischen $+H_m$ und $-H_m$ wechseln. Die sogenannte Hystereseschleife ist eine geschlossene Kurve, die man mit der Aufzeichnung der magnetischen Flussdichte B in Abhängigkeit der magnetischen Feldstärke H erhält.¹⁶²

¹⁵⁹ Vgl. Kulkarni/Khaparde (2013), S. 44.

¹⁶⁰ Vgl. Kraaij/Schemel/Wegscheider (1983), S. 30-31.

¹⁶¹ Vgl. Heathcote (2007), S. 42.

¹⁶² Vgl. Wildi (2014), S. 31.

zeitlichen Verlauf die Wärmeverlustleistung der Wirbelströme nach Gleichung (7.5) berechnet werden. Bei einem sinusförmigen zeitlichen Verlauf der magnetischen Flussdichte nimmt die Gleichung die Form in (7.6) an. Diese Gleichungen setzen voraus, dass die Blechhöhe h um ein Vielfaches größer ist, als die Blechdicke d und dass das Magnetfeld homogen im Blechquerschnitt verteilt ist. Letzteres wird erreicht, wenn die Frequenz f bis zur Wollmanschen Grenzfrequenz f_G nach Gleichung (7.8) angewendet wird.¹⁶⁶

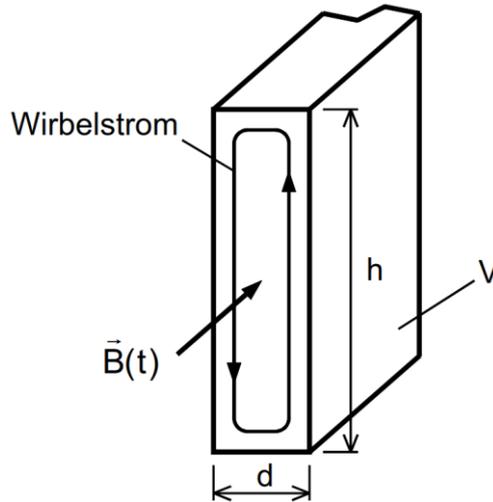


Abb. 50: Wirbelstrombahn im Blech, Quelle: Neuschl (2007), Online-Quelle [18.10.2019], S. 20.

$$P_w = \frac{1}{T} \int_t^{t+T} \frac{\gamma V d^2}{12} \left(\frac{dB}{dt} \right)^2 dt$$

(7.5)

P_w/W

Wirbelstromverluste

$$P_w = \frac{1}{24} \gamma V d^2 (\omega)^2 \hat{B}^2$$

(7.6)

P_w/W

Wirbelstromverluste

$$\omega = 2\pi f$$

(7.7)

ω/s^{-1}

Kreisfrequenz

f/Hz

Frequenz

γ/Sm^{-1}

Elektrische Leitfähigkeit

\hat{B}/T

Magnetische Spitzenflussdichte

V/m^3

Eisenvolumen

d/m

Blechdicke

$$f_G = \frac{4}{\pi \gamma \mu d^2}$$

(7.8)

f_G/Hz

Wollmansche Grenzfrequenz

μ/Hm^{-1}

Permeabilität

¹⁶⁶ Vgl. Neuschl (2007), Online-Quelle [18.10.2019], S. 20.

7.2 Ansatz mit Anomalieverluste P_a

Der Ansatz von Bertotti liefert eine komplette Beschreibung der Eisenverluste, welcher Anomalieverluste miteinbezieht.¹⁶⁷

Es sei an dieser Stelle erwähnt, dass die klassischen Wirbelstromverluste anstatt mit p_w mit p_e , bei dem Miteinbeziehen der Anomalieverlusten p_a , bezeichnet werden.

$$P_{fe} = P_h + P_e + P_a \quad (7.9) \quad \begin{array}{ll} P_{fe}/W & \text{Eisenverluste} \\ P_h/W & \text{Hystereseverluste} \\ P_e/W & \text{Wirbelstromverluste} \\ P_a/W & \text{Anomalieverluste} \end{array}$$

Nach der klassischen Theorie werden die Kernverluste P_{Fe} in Wirbelstromverluste P_w und den Hystereseverluste P_h unterteilt. Die Hystereseverluste P_h sind auf die irreversible Beschaffenheit der magnetischen Eigenschaften (B-H-Kurven) zurückzuführen. Dabei wird mit der Frequenz f wiederholt zwischen $-H_m$ und $+H_m$ gewechselt. Die Wirbelstromverluste P_w entstehen durch induzierte Spannungen aufgrund der wechselnden magnetischen Flussdichte B . Die daraus resultierenden Ströme zirkulieren in geschlossenen Kreisläufen. Diese Wirbelströme führen zu einem ohmschen Verlust.¹⁶⁸

Ein homogen verteiltes Magnetfeld im Blechquerschnitt wird bei den klassischen Wirbelstromverlusten vorausgesetzt. Die Bedingung ist solange erfüllt, als dass keine Feldverdrängung auftritt. Bei ferromagnetischen Materialien ist dies mikroskopisch gesehen aber keineswegs der Fall. Die Domänenstruktur ist lokal unterschiedlich, durch die unterschiedlichen Beträge und Richtungen der Magnetisierung, sowie in Abb. 51 dargestellt.¹⁶⁹

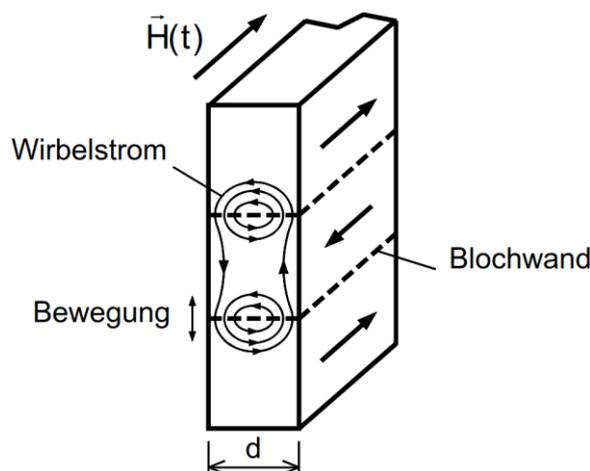


Abb. 51: Lokale Wirbelströme, Quelle: Neuschl (2007), Online-Quelle [18.10.2019], S. 21.

¹⁶⁷ Vgl. Neuschl (2007), Online-Quelle [18.10.2019], S. 25.

¹⁶⁸ Vgl. Kulkarni/Khaparde (2013), S. 46.

¹⁶⁹ Vgl. Neuschl (2007), Online-Quelle [18.10.2019], S. 21.

Die Kernverluste P_{Fe} berechnet nach der klassischen Methode gehen davon aus, dass das Material keine Domänenstruktur hat. Zudem setzen sie auch einen sinusförmigen Verlauf der magnetischen Flussdichte B voraus. Die klassische Theorie neigt dazu, dass die Kernverluste P_{Fe} unterschätzt werden. Bildet man die Differenz zwischen den gemessenen Kernverlusten P_{Fe} und den berechneten Hystereseverlusten P_h , erhält man die scheinbaren Wirbelstromverluste P_{sw} . Bildet man die Differenz zwischen den scheinbaren und den klassischen Wirbelstromverlusten P_e , erhält man die Anomalieverluste P_a . Unter normalen Betriebsbedingungen können die Anomalieverluste P_a in kornorientierten Transformatorstahl rund die Hälfte der gesamten Kernverlustes P_{Fe} betragen.¹⁷⁰

$$P_{sw} = P_{Fe} - P_h \quad (7.10) \quad P_{sw}/W \quad \text{Scheinbare Wirbelstromverluste}$$

$$P_{FE}/W \quad \text{Eisenkernverluste gemessen}$$

$$P_h/W \quad \text{Hystereseverluste berechnet}$$

$$P_a = P_{sw} - P_e = P_{Fe} - P_h - P_e \quad (7.11) \quad P_a/W \quad \text{Anomalieverluste berechnet}$$

$$P_e/W \quad \text{Klassische Wirbelstromverluste berechnet}$$

Die Anomalieverluste P_a in Bezug an den gesamten Wirbelstromverlusten P_{sw} werden mit dem sogenannten Anomaliefaktor η_w zum Ausdruck gebracht. Dabei werden die Eisenverluste P_{Fe} und Hystereseverluste P_h oftmals messtechnisch ermittelt und die Wirbelstromverluste P_e nach der klassischen Gleichung (7.5) berechnet. In Abhängigkeit der Materialstruktur kann der Anomaliefaktor theoretisch einen Wert zwischen 1 und 3 annehmen.¹⁷¹

$$\eta_w = \frac{P_{Fe} - P_h}{P_e} = \frac{P_{sw}}{P_e} = \frac{P_e + P_a}{P_e} \quad (7.12) \quad \eta_w/1 \quad \text{Anomaliefaktor}$$

$$P_{Fe}/W \quad \text{Eisenkernverluste gemessen}$$

$$P_h/W \quad \text{Hystereseverluste gemessen}$$

$$P_e/W \quad \text{Klassische Wirbelstromverluste berechnet}$$

$$P_{sw} = P_e \eta_w \quad (7.13) \quad P_{sw}/W \quad \text{Scheinbare Wirbelstromverluste}$$

$$P_a = P_e \eta_w - P_e = P_e (\eta_w - 1) \quad (7.14) \quad P_a/W \quad \text{Anomalieverluste}$$

$$P_{Fe} = P_h + P_e + P_e (\eta_w - 1) \quad (7.15) \quad P_{FE}/W \quad \text{Eisenkernverluste}$$

Bei einem beliebigen Verlauf von $\vec{B}(t)$ können die Anomalieverluste P_a unter anderem durch Gleichung (7.16) berechnet werden, während der Anomalie-Koeffizient k_a entweder analytisch oder aus den Verlustkurven ermittelt werden muss.¹⁷²

¹⁷⁰ Vgl. Kulkarni/Khaparde (2013), S. 46.

¹⁷¹ Vgl. Neuschl (2007), Online-Quelle [18.10.2019], S. 22.

¹⁷² Vgl. Neuschl (2007), Online-Quelle [18.10.2019], S. 22.

$$P_a = \frac{1}{T} \int_t^{t+T} V k_a \left| \frac{dB}{dt} \right|^{\frac{3}{2}} dt \quad (7.16) \quad P_a/W \quad \text{Anomalieverluste}$$

Eine Änderung der Magnetisierung des Kernmaterials entsteht aufgrund der sich bewegenden Domänenwände und der sich drehenden Domänenmagnetisierung. Die Hystereseverluste P_h werden durch den Widerstand entgegen der Domänenwandbewegung aufgrund von Verunreinigungen oder Versetzungen in der metallischen Struktur und von inneren Spannungen verursacht.¹⁷³

In der Praxis ist die Begrifflichkeit des Wirbelstromes komplex. Die Wirbelströme bestehen ihrerseits aus zwei Komponenten. Die erste Komponente wird als klassischer Wirbelstromverlust P_w bezeichnet und ist einerseits abhängig vom Zusammenhang aus der Materialdicke d zum Quadrat, der magnetischen Flussdichte B_{eff} und vom Quadrat der Frequenz f , wie in Gleichung (7.34) ausgedrückt und kann nach der klassischen elektromagnetischen Theorie berechnet werden. Die zweite Komponente des Wirbelstromverlusts wird als Anomalieverlust bezeichnet und ist von der Struktur des Materials abhängig. Dazu gehören die Korngrößen und die magnetischen Domänenbewegungen während des Magnetisierungszyklus. Die Anomalieverluste können rund die Hälfte der Gesamtverluste für einen bestimmten Stahl ausmachen. Genau diese Anomalieverluste können stark durch spezielle Verarbeitung des Kernmaterials reduziert werden, sodass die Anomalieverluste die Basis für die meisten modernen Ansätze zur Kernverlustreduzierung sind.¹⁷⁴

Es gibt verschiedene Ansätze zur Berechnung der Hysterese-, Wirbelstrom- und der Anomalieverluste. Näheres wird im Kapitel Ausblick beschrieben.

7.3 Alternative Leerlaufverlustberechnung

Im Allgemeinen gibt es mindestens zwei Ansätze die zur Berechnung verwendet werden. Anhand von Testergebnissen oder experimentellen Daten wird der Baufaktor des gesamten Kerns bestimmt oder es wird separat ein empirischer Faktor für das Gewicht der Blechverbindung und deren Wirkung auf die Verluste abgeleitet.¹⁷⁵

In Abb. 38 ist der Querschnitt eines Eisenkerns dargestellt. Die Kernlänge l_{Fe} wird mit Gleichung (7.20) berechnet.¹⁷⁶ In Abb. 52 sind schematisch die Parameter D_K , A und B zur Berechnung der Kernlänge l_{Fe} eingezeichnet. Eine typische Dichte für ein Kernblech ist in (7.18) angegeben.¹⁷⁷

$$m_{Fe} = V_{Fe} \rho_{Fe} \quad (7.17) \quad m_{Fe}/\text{kg} \quad \text{Gesamtes Kerngewicht}$$

$$\rho_{Fe} = 7650 \quad (7.18) \quad \rho_{Fe}/\text{kgm}^{-3} \quad \text{Dichte der Kernbleche}$$

¹⁷³ Vgl. Kulkarni/Khaparde (2013), S. 46.

¹⁷⁴ Vgl. Heathcote (2007), S. 43-44.

¹⁷⁵ Vgl. Kulkarni/Khaparde (2013), S. 45-46.

¹⁷⁶ Vgl. Kulkarni/Khaparde (2013), S. 691.

¹⁷⁷ Vgl. thyssenkrupp (2019), Online-Quelle [28.11.2019], S. 19.

$$V_{Fe} = A_{Fe} l_{Fe} \quad (7.19) \quad V_{Fe}/m^3 \quad \text{Kernvolumen}$$

$$A_{Fe}/m^2 \quad \text{Kernquerschnittsfläche}$$

$$l_{Fe} \approx 4 \left(\frac{1}{2} D_K \right) + 3A + 4B \quad (7.20) \quad l_{Fe}/m \quad \text{Kernlänge}$$

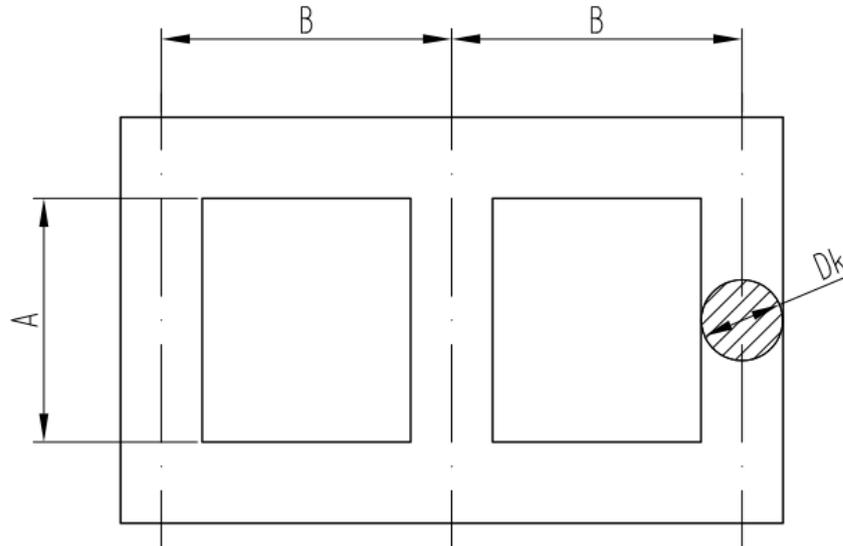


Abb. 52: Kernabmessungsparameter, Quelle: In Anlehnung an Kulkarni/Khaparde (2013), S. 690.

7.3.1 Anhand der Verbindungsverluste

Aufgrund mehrerer Einflüsse sind die magnetischen Flussdichten in den Verbindungsstellen zwischen den Schenkeln und Jochen höher. In Unterkapitel 4.4.4 wird dazu kurz auf die Verbindungsstellen eingegangen. Diese Bereiche mit höherer magnetischen Flussdichten sind bei der Verlustberechnung mit einem entsprechenden Faktor K_c zu bewerten und ist bei kleineren Kerndurchmessern höher. Dieser Einfluss kann entweder mit Hilfe von Prüfergebnissen an Transformatoren mit der Finite-Elemente-Methode (FEM) bewertet werden. Das Gewicht aller Verbindungen G_{Ver} kann aus den geometrischen Details des Kerns berechnet werden.¹⁷⁸

$$P_{Fe} = (m_{Fe} - m_{Ver}) p_{Epstein} + m_{Ver} p_{Epstein} K_c \quad (7.21) \quad P_{Fe}/W \quad \text{Kernverluste}$$

$$m_{Ver}/kg \quad \text{Gewicht der Verbindungen}$$

$$K_c/1 \quad \text{Verlustfaktor der Verbindungen}$$

$$p_{Epstein}/Wkg^{-1} \quad \text{Material Epstein Verluste}$$

7.3.2 Anhand des Baufaktors

Des Weiteren kann man die Kernverluste P_{Fe} bestimmen, wenn der Baufaktor F_B des zu bewertenden Kerns bei der magnetischen Nennflussdichte von zum Beispiel 1,7 Tesla bekannt ist. Der Baufaktor F_B ist

¹⁷⁸ Vgl. Kulkarni/Khaparde (2013), S. 691-692.

jener Faktor der mit den Einzelblechverlusten, welche mit dem Epstein-Test gemessen werden, multipliziert wird und damit die Verluste erhöht. Er ist von vielen Parametern abhängig. Dazu gehört die Kernbauform, die Art der Eckverbindungen, die magnetische Nennflussdichte und das Kernmaterial.¹⁷⁹

In der Regel liegt der Baufaktor F_B für Dreischenkel-Eisenkerne mit verzapften Blechstreifen und Schrägschnitt bei kornorientierten Blechen, wie in Abb. 39 gezeigt, im Bereich zwischen 1,1 und 1,25.¹⁸⁰

$$P_{Fe} = p_{Epstein} m_{Fe} F_B \quad (7.22) \quad \begin{array}{ll} P_{Fe}/W & \text{Kernverluste} \\ p_{Fe}/Wkg^{-1} & \text{Kernverluste des fertigen Transformators} \end{array}$$

$$F_B = \frac{p_{Fe}}{p_{Epstein}} \quad (7.23) \quad \begin{array}{ll} F_B/1 & \text{Baufaktor} \end{array}$$

Ohne dass man die genauen Werte der Epstein-Messung für das Blech kennt, kann man mit dieser Methode die Leerlaufverluste relativ schnell zumindest abschätzen, unter der Voraussetzung man kennt das Kernblechgewicht, die Blechsorte und die Frequenz. Nimmt man an es liegt die Blechsorte M130-30S vor, kann man, sowie in Kapitel 5.2 beschrieben, auf einen Höchstwert für den Ummagnetisierungsverlust für das Blech von 1,30 Watt pro Kilogramm bei 1,7 Tesla und 50 Hertz schließen. Geht man nun der Einfachheit von einem Kerngewicht von 1000 Kilogramm aus und folgt man der Literatur, dass der Baufaktor zwischen 1,1 und 1,25 liegt, ergeben sich abgeschätzte Kernverluste zwischen rund 1430 Watt und 1625 Watt bei 1,7 Tesla und 50 Hertz, ohne den Transformator weiter zu kennen.

7.4 Interne Leerlaufverlustberechnung

Die interne Leerlaufberechnung erfolgt mit den nachfolgenden Parametern. Auf die einzelnen Parameter wird an dieser Stelle nicht weiter eingegangen.

$$P_{Fe} = p_0 k_g k_c k_f k_v m_{Fe} \quad (7.24) \quad \begin{array}{ll} P_{Fe}/W & \text{Kernverluste} \\ p_0/Wkg^{-1} & \text{Statistische Kernverluste pro Kilogramm} \\ k_g/1 & \text{Gestellfaktor} \\ k_c/1 & \text{Kernfaktor} \\ k_f/1 & \text{Frequenzfaktor} \\ k_v/1 & \text{Verteiltransformatorfaktor} \\ m_{Fe}/kg & \text{Kerngewicht} \end{array}$$

7.5 Frequenzverfahren

Jenes Verfahren, das die Trennung der Hysterese- und Wirbelstromverluste durch Messung der Leerlaufverluste bei verschiedenen Frequenzen möglich macht, nennt man Frequenzverfahren. Dabei hängen nach

¹⁷⁹ Vgl. Kulkarni/Khparde (2013), S. 692.

¹⁸⁰ Vgl. Kulkarni/Khparde (2013), S. 42-43.

Gleichung (7.25) die Hystereseverluste P_h linear von der Frequenz f und nach Gleichung (7.26) die Wirbelstromverluste P_w quadratisch von der Frequenz f ab. Bei Bedingungen die sonst unverändert bleiben, gilt die Beziehung von Gleichung (7.27).¹⁸¹

Bei mindestens zwei verschiedenen Frequenzen f ermittelt man die Leerlaufverluste P_{Fe} bei gleicher magnetischer Flussdichte \hat{B} und bei unverzerrter Spannung. Wurden die Messergebnisse nach den Gleichungen (7.25) bis (7.28) umgerechnet, kann man die Messpunkte nach Abb. 53 eingetragen. Man erhält den Verlustanteil σ'_h durch Extrapolation bei $f = 0$ und durch den linearen Zusammenhang zwischen $\sigma'_w f$ kann man die weiteren Parameter ermitteln. Mit dieser Methode kann man bei beliebigen Frequenzen f die Verlustanteile p_h und p_w ermitteln. Um die beiden Verlustanteile bei sinusförmiger Erregung zu bestimmen, muss bei dieser Methode die Spannungsform eine reine Sinuswelle sein.¹⁸²

$$p_h = \sigma_h = \sigma'_h f \quad (7.25) \quad p_h / \text{Wkg}^{-1} \quad \text{Bezugswerte der Hystereseverluste bei definierter Frequenz}$$

$$p_w = \sigma_w = \sigma'_w f^2 \quad (7.26) \quad p_w / \text{Wkg}^{-1} \quad \text{Bezugswerte der Wirbelstromverluste bei definierter Frequenz}$$

$$p_{Fe} = p_h + p_w = \sigma'_h f + \sigma'_w f^2 \quad (7.27) \quad p_{Fe} / \text{Wkg}^{-1} \quad \text{Eisenkernverluste bei definierter Frequenz}$$

$$w_{Fe} = \left(\frac{p_{Fe}}{f} \right)_{\hat{B}} = \sigma'_h + \sigma'_w f \quad (7.28) \quad \frac{p_{Fe}}{f} / \text{Wskg}^{-1} \quad \text{Ummagnetisierungsarbeit bei bestimmter mag. Flussdichte}$$

Die Funktion p_{Fe}/f nach Gleichung (7.28) im Koordinatensystem $f, p_{Fe}/f$ ergibt eine Gerade mit der Steigung σ'_w und dem Ordinatenabstand σ'_h .¹⁸³

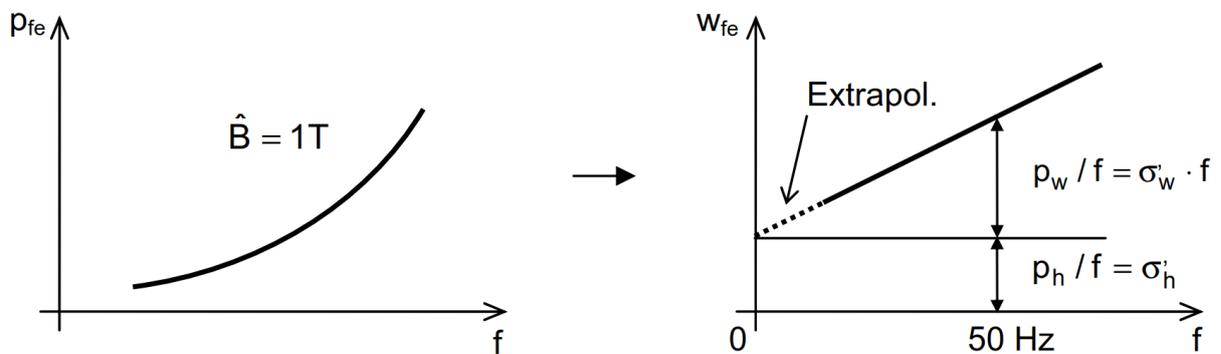


Abb. 53: Bezugswerte – Frequenzmethode, Quelle: Neuschl (2007), Online-Quelle [18.10.2019], S. 33.

7.6 Weitere Ansätze zur Berechnung der Eisenverluste

Es gibt eine Vielzahl analytischer Gleichungen in der Fachliteratur. Im Großen und Ganzen basieren alle auf die Ansätze von Steinmetz, Jordan und Bertotti. Ein sehr allgemeiner Ansatz ist der von Steinmetz in

¹⁸¹ Vgl. Dietrich (Hrsg.) (1986), S. 259.

¹⁸² Vgl. Kraaij/Schemel/Wegscheider (1983), S. 32.

¹⁸³ Vgl. Dietrich (Hrsg.) (1986), S. 259.

Gleichung (7.29) dargestellt. Dieser wird aus einer empirischen Beziehung angegeben. Die Koeffizienten sind bei sinusförmigem Verlauf aus experimentellen Ergebnissen zu ermitteln. Dieser Ansatz ist für praktische Berechnungen manchmal nicht ausreichend.¹⁸⁴

$$p_{Fe} = k_{Fe} f^\alpha \hat{B}^{\beta} \quad (7.29) \quad p_{Fe}/\text{Wkg}^{-1} \quad \text{Eisenverluste nach Steinmetz}$$

7.6.1 Ansatz nach Steinmetz

$$p_{Fe} = p_h + p_w \quad (7.30) \quad p_{Fe}/\text{Wkg}^{-1} \quad \text{Eisenverluste nach Steinmetz}$$

Hystereseverluste

$$p_h = k_h f \hat{B}^x \quad (7.31) \quad p_h/\text{Wkg}^{-1} \quad \text{Hystereseverluste nach Steinmetz}$$

$$k_h \quad k_h/\text{Wskg}^{-1}\text{T}^{-2} \quad \text{Hysteresekoeffizient}$$

$$f \quad f/\text{Hz} \quad \text{Frequenz}$$

$$\hat{B}/\text{T} \quad \text{Maximaler Scheitelwert der magnetischen Flussdichte}$$

Der Steinmetz Exponent x wurde ursprünglich mit 1,6 angenommen, aber bei modernen Materialien und höheren magnetischen Flussdichten B kann er zwischen 1,6 und 2,5 oder höher variieren.¹⁸⁵ Die Steinmetz Konstante x hat einen Wert zwischen 1,6–2,0 für warmgewalzte Bleche und für kaltgewalzte Bleche kann sie einen Wert von über 2,0 aufgrund der Verwendung höheren magnetischen Betriebsflussdichten annehmen.¹⁸⁶ Laut einer weiteren Quelle kann der Steinmetz Exponent folgende Werte annehmen:¹⁸⁷

$$x \leq 2 \quad (7.32) \quad x/1 \quad \text{Steinmetz Exponent bei Induktion } \hat{B} < 1 \text{ T}$$

$$x > 2 \quad (7.33) \quad x/1 \quad \text{Steinmetz Exponent bei Induktion } \hat{B} > 1 \text{ T}$$

Wirbelstromverluste

Mit Gleichung (7.34) wird in der angegebenen Literatur über dem Scheitelwert der magnetischen Flussdichte berechnet.¹⁸⁸

Mit Gleichung (7.35) wird in der angegebenen Literatur über den Effektivwert der magnetischen Flussdichte, welche dem Effektivwert der angelegten Spannung zugeordnet werden kann, berechnet.¹⁸⁹ Des Weiteren ist in dieser Formel die Dichte des Materials nicht angegeben und die Konstante nicht eindeutig definiert.

¹⁸⁴ Vgl. Neuschl (2007), Online-Quelle [18.10.2019], S. 25.

¹⁸⁵ Vgl. Heathcote (2007), S. 42-43.

¹⁸⁶ Vgl. Kulkarni/Khparde (2013), S. 45-46.

¹⁸⁷ Vgl. Kraaij/Schemel/Wegscheider (1983), S. 30.

¹⁸⁸ Vgl. Kraaij/Schemel/Wegscheider (1983), S. 30.

¹⁸⁹ Vgl. Heathcote (2007), S. 42-43.

Aufgrund der unterschiedlichen Angaben der zwei vorherigen Absätze besteht hinsichtlich der Gleichungen (7.34) und (7.35) für die Berechnung der Wirbelstromverluste noch Klärungsbedarf.

Dieser Diskrepanz wird in dieser Arbeit nicht mehr weiter nachgegangen.

$$p_w = \frac{k_w d^2 f^2 \hat{B}^2}{\rho} \quad (7.34) \quad p_w / \text{Wkg}^{-1} \quad \text{Wirbelstromverluste}$$

$$p_w = k_2 d^2 \gamma f^2 B_{eff}^2 \quad (7.35) \quad p_w / \text{Wkg}^{-1} \quad \text{Wirbelstromverluste}$$

k_w Wirbelstromkoeffizient

k_2 Wirbelstromkoeffizient

d/m Einzelblechdicke

f/Hz Frequenz

B_{eff}/T Flussdichte, die dem quadratischen Mittelwert der angelegten Spannung entspricht

γ/Sm^{-1} Elektrische Leitfähigkeit des Bleches

ρ/kgm^{-3} Dichte des magnetischen Materials

7.6.2 Ansatz nach Jordan

Ein weiterer Ansatz, um die Eisenverluste zu beschreiben, ist jener von Jordan. Mit diesem Ansatz werden auch zwei unabhängige Koeffizienten k_h und k_w eingeführt, die eine getrennte Berechnung der Verlustanteile möglich macht. Die Eisenverluste setzen sich aus den Hystereseverlusten und Wirbelstromverlusten zusammen und die Feldverdrängung durch Wirbelströme, sowie die Anomalieverluste werden vernachlässigt.¹⁹⁰

$$p_{fe} = p_h + p_w \quad (7.36) \quad p_{fe} / \text{Wkg}^{-1} \quad \text{Eisenverluste nach Jordan}$$

Hystereseverluste

$$p_h = k_h f \hat{B}^2 \quad (7.37) \quad p_h / \text{Wkg}^{-1} \quad \text{Hystereseverluste nach Jordan}$$

Wirbelstromverluste

Aus den Werkstoffdaten und der Geometrie sind die Wirbelstromverluste p_e zu berechnen. Dieser Ansatz ist abgeleitet aus den klassischen Maxwell-Gleichungen. Mit diesem Ansatz werden keine Stromverdrängungseffekte berücksichtigt.¹⁹¹

Wie in Unterkapitel 7.1.2 beschrieben kann die Gleichung (7.38) bis zur Wollmanschen Grenzfrequenz angewendet werden.

¹⁹⁰ Vgl. Neuschl (2007), Online-Quelle [18.10.2019], S. 25.

¹⁹¹ Vgl. Candors (2010), Online-Quelle [18.10.2019], S. 2.

$$p_w = k_w (f\hat{B})^2 \quad (7.38) \quad p_w/\text{Wkg}^{-1} \quad \text{Wirbelstromverluste nach Jordan}$$

$$k_w = \frac{\pi^2 \gamma d^2}{6\rho} \quad (7.39) \quad k_w/\text{Ws}^2\text{kg}^{-1}\text{T}^{-2} \quad \text{Wirbelstromkoeffizient}$$

γ/Sm^{-1} Elektrische Leitfähigkeit des Bleches

d/m Blechdicke

ρ/kgm^{-3} Dichte des magnetischen Materials

f/Hz Frequenz

\hat{B}/T Maximaler Scheitelwert der magnetischen Flussdichte

7.6.3 Ansatz mit Anomalieverluste

Der Ansatz von Bertotti liefert eine komplette Beschreibung der Eisenverluste, welcher Anomalieverluste p_a miteinbezieht.¹⁹²

Die Wirbelstromverluste p_e nach Gleichung (7.42) werden sowie beim Ansatz von Jordan nach der Gleichung (7.38) berechnet, mit dem Unterschied, dass der Wirbelstromkoeffizient k_w als Wirbelstromkoeffizient k_e bezeichnet wird. Die Parameter k_h und k_a können nur empirisch ermittelt werden.¹⁹³ Die Ermittlung der Hystereseverluste p_h nach Gleichung (7.41) folgt hier dem Ansatz von Steinmetz aus Gleichung (7.31).

Von Bertotti wurde der Verlustanteil p_a erstmal beschrieben. Dieser Verlustanteil ist eher statistischer Natur. Der Faktor C ist im Prinzip umgekehrt proportional zu der im Querschnitt vorhandenen Anzahl vorhandener magnetisierbarer Domänen. Dabei ist der Faktor C einer an die Messung anzupassender Faktor.¹⁹⁴

$$p_{Fe} = p_h + p_e + p_a \quad (7.40) \quad p_{Fe}/\text{Wkg}^{-1} \quad \text{Eisenverluste nach Bertotti}$$

$$p_h = k_h f \hat{B}^x \quad (7.41) \quad p_h/\text{Wkg}^{-1} \quad \text{Hystereseverluste nach Steinmetz}$$

$$p_e = k_e (f\hat{B})^2 \quad (7.42) \quad p_w/\text{Wkg}^{-1} \quad \text{Wirbelstromverluste nach Jordan}$$

$$p_a = k_a (f\hat{B})^{1,5} \quad (7.43) \quad p_a/\text{Wkg}^{-1} \quad \text{Anomalieverluste nach Bertotti}$$

$$k_a = \frac{C}{\rho} \quad (7.44) \quad \text{Anomalie-Koeffizient nach Bertotti}$$

7.6.4 Ansatz mit Anomalieverluste, physikalisch basierend

Dieser Ansatz basiert auf der Theorie von Bertotti und dabei bestehen die Eisenverluste aus den Hysteresee-, Wirbelstrom-, und Anomalieverluste. Die in den Verlustgleichungen enthaltenen Parameter

¹⁹² Vgl. Neuschl (2007), Online-Quelle [18.10.2019], S. 25.

¹⁹³ Vgl. Veigel (2018), Online-Quelle [18.10.2019], S. 27.

¹⁹⁴ Vgl. Candors (2010), Online-Quelle [18.10.2019], S. 7.

müssen an die von den Herstellern gemessenen Werte angepasst werden. Dieser Ansatz basiert auf physikalischen Werkstoffdaten und ist im Gegensatz zu rein empirischen Ansätzen einfacher und genauer. Durch das Anpassen der Variablen k_{bh} und C lassen sich die Eisenverluste mit den Messwerten der Werkstoffblätter erreichen.¹⁹⁵

$$p_{Fe} = p_h + p_e + p_a \quad (7.45) \quad p_{Fe}/\text{Wkg}^{-1} \quad \text{Eisenverluste nach physikalisch basierendem Ansatz nach Bertotti}$$

$$= \frac{1}{\rho} \left(4kH_c \hat{B} f k_{bh} + \frac{\pi^2 \gamma d^2}{6} (f \hat{B})^2 + C \hat{B}^{1,5} f^{1,5} \right)$$

Aufgrund dessen, dass nicht alle Kennwerte im Zuge dieser Arbeit den Datenblättern entnommen werden konnten, ist dies für weitere Betrachtungen zu beschaffen.

Hystereseverluste

Durch den in Gleichung (7.46) beschriebenen Zusammenhang kann man die Hystereseverluste p_h mit einem physikalisch basierenden Ansatz beschreiben. Die Hystereseverluste p_h verschlechtern sich erheblich gegenüber der Messung im Epstein Rahmen durch den Fertigungsprozess. Mit einem Bearbeitungszuschlag k_{bh} können die Hystereseverluste p_h beaufschlagt werden, um dem Fertigungseinfluss gerecht zu werden. Für Bleche die nicht gestanzt und nicht schlussgeglüht sind, kann man üblicherweise einen Bearbeitungszuschlag k_{bh} zwischen 1,5 und 2,5 annehmen. Der Scheitelwert der magnetischen Flussdichte \hat{B} und die zugeordnete Koerzitivfeldstärke H_c sind einem Datenblatt zu entnehmen.¹⁹⁶

$$p_h = k \frac{4H_c}{\rho} f \hat{B} k_{bh} \quad (7.46) \quad p_h/\text{Wkg}^{-1} \quad \text{Hystereseverluste}$$

$k/1$	Formfaktor
H_c/Am^{-1}	Koerzitivfeldstärke
ρ/kgm^3	Dichte des magnetischen Materials
f/Hz	Frequenz
\hat{B}/T	Maximaler Scheitelwert der magnetischen Flussdichte
$k_{bh}/1$	Bearbeitungszuschlag

Wirbelstromverluste

Auf die Berechnung der klassischen Wirbelstromverluste p_e wird an dieser Stelle auf die Ansätze nach Jordan und den Gleichungen (7.38) und (7.39) verwiesen.

Anomalieverluste

Dieser Zusammenhang wurde bereits mit den Gleichungen (7.43) und (7.44) beschrieben.

¹⁹⁵ Vgl. Canders (2010), Online-Quelle [18.10.2019], S. 1.

¹⁹⁶ Vgl. Canders (2010), Online-Quelle [18.10.2019], S. 2.

8 FUNKTIONSWEISE EINES ZWEIWICKLUNGSTRANSFORMATORS

8.1 Übersetzung

Die Wicklungen eines Transformators werden bezeichnet nach dem Energieflussverlauf, der Spannungshöhe, dem Spulenaufbau und der Wicklungsanordnung.¹⁹⁷

Wicklungsbezeichnung nach der Energieflussrichtung

Anhand eines Einphasentransformators ist die Wicklungsbezeichnung in Abb. 54 dargestellt. Es ist dabei zu erwähnen, dass die Oberspannungswicklung (OS) nicht gleich der Primärwicklung sein muss. Die Primärwicklung ist jene Wicklung, an die der Energiefluss angelegt wird.¹⁹⁸

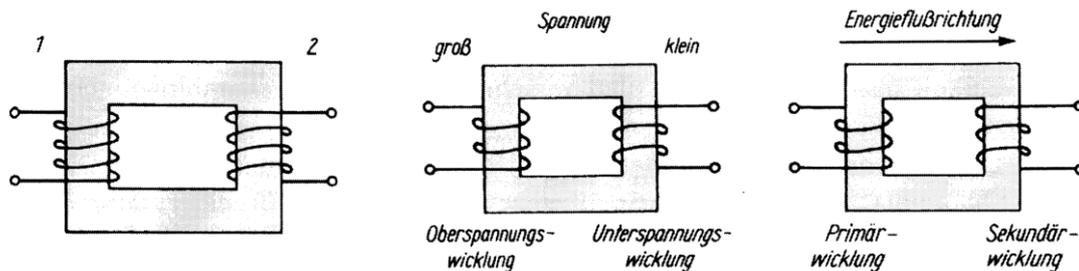


Abb. 54: Zusammenstellung der Wicklungsbezeichnungen von Einphasentransformatoren, Quelle: Müller/Ponick (2006), S. 46.

Jene Wicklung der Energie zugeführt wird, wird als Primärwicklung N_1 bezeichnet und jene Wicklung der Energie entnommen wird, bezeichnet man als Sekundärwicklung N_2 . Dabei steht N für die Windungszahl der Spule.¹⁹⁹

Klemmenbezeichnung einer Wicklung nach der Spannungsauslegung

Die Klemmenbezeichnung einer Wicklung wird nach der Spannungsauslegung der Wicklung vollzogen, da je nach Einsatz eines Transformators die Energieflussrichtung verändert werden kann. Bei einem Drehstromtransformator ordnet man der Oberspannungswicklung (OS) die Klemmen 1U, 1V und 1W zu und den Klemmen der Unterspannungswicklung (US) 2U, 2V und 2W.²⁰⁰

Die Begriffe Primär- und Sekundärwicklung sind für die Erklärung der Wirkungsweise eines Transformators den Begriffen Ober- und Unterspannungswicklung überlegen. In der energietechnischen Praxis sind die Begriffe Ober- und Unterspannungswicklung überlegen. Unter der Annahme, die Primärwicklung sei gleichzeitig die Unterspannungswicklung, gelten bei einem idealen einphasigen Transformator und sinusförmig verlaufenden Primär- und Sekundärgrößen die Zusammenhänge für die Übersetzung in den folgenden Formeln.²⁰¹

¹⁹⁷ Vgl. Baier (2010), S. 20.

¹⁹⁸ Vgl. Müller/Ponick (2006), S. 46 ?.

¹⁹⁹ Vgl. Baier (2010), S. 20.

²⁰⁰ Vgl. Baier (2010), S. 21.

²⁰¹ Vgl. Schwab (2017), S. 405-406.

$$\ddot{u} = \frac{N_{OS}}{N_{US}} \quad (8.1) \quad \ddot{u}/1 \quad \text{Übersetzung eines idealen Transformators in dieser Arbeit}$$

$$\frac{U_1}{U_2} = \frac{N_1}{N_2} = \frac{U_{US}}{U_{OS}} = \frac{1}{\ddot{u}} \quad (8.2) \quad \ddot{u}/1 \quad \text{Übersetzung der Spannungen}$$

$$\frac{I_1}{I_2} = \frac{N_2}{N_1} = \frac{I_{US}}{I_{OS}} = \ddot{u} \quad (8.3) \quad \ddot{u}/1 \quad \text{Übersetzung der Ströme}$$

$$\frac{Z_2}{Z_1} = \frac{Z_{US}}{Z_{OS}} = \left(\frac{N_1}{N_2}\right)^2 = \frac{1}{\ddot{u}^2} \quad (8.4) \quad \frac{1}{\ddot{u}^2}/1 \quad \text{Übersetzung der Impedanzen}$$

$$\frac{P_1}{P_2} = \frac{P_{OS}}{P_{US}} = \frac{U_1 I_1}{U_2 I_2} = 1 \quad (8.5) \quad \frac{P_1}{P_2}/1 \quad \text{Übersetzung der Leistungen}$$

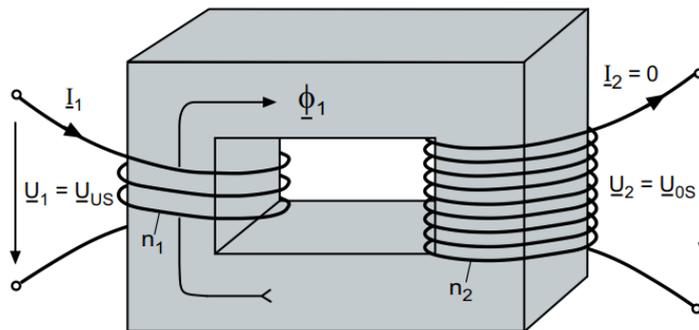


Abb. 55: Einphasentransformator mit Eisenkern, Quelle: Schwab (2017), S. 405.

8.2 Idealer Transformator

Für einen idealen Transformator sind die Spannungen proportional, die Ströme umgekehrt proportional zum Verhältnis der Windungszahlen und die Impedanzen folgen einen quadratischen Zusammenhang zum Verhältnis der Windungszahlen. Die Leistungen und die magnetische Spannung $V_m = IN$ bleiben währenddessen unverändert.²⁰²

Ein Transformator arbeitet nach dem Prinzip der elektromagnetischen Induktion. Dieses Prinzip besagt, dass in einer Spule Spannung induziert wird, wenn sie mit einem sich ändernden magnetischen Fluss ϕ verbunden ist. Die Abb. 55 zeigt einen einphasigen Transformator, bestehend aus zwei Wicklungen, die um einen Magnetkern gewickelt und über den magnetischen Fluss $\phi_1(t)$ verbunden sind. Der Transformator ist im Leerlaufbetrieb, wobei die Primärwicklung an einer sinusförmigen Spannungsquelle $u_1(t)$ mit bestimmter Frequenz f liegt. Die Primärwicklung mit der zugehörigen Windungszahl N_1 zieht einen kleinen Erregerstrom $i_1(t)$ als Momentanwert von der Spannungsquelle, damit sich der magnetische Fluss $\phi_1(t)$ im Eisenkern einstellt. Man geht davon aus, dass der gesamte magnetische Fluss $\phi_1(t)$ durch den Eisenkern geht.²⁰³

²⁰² Vgl. Kulkarni/Khparde (2013), S. 14.

²⁰³ Vgl. Kulkarni/Khparde (2013), S. 11.

In der Primärwicklung induziert der magnetische Fluss $\phi_1(t)$ in jeder Windung der Primärwicklung die Windungsspannung $e_w(t)$ nach Gleichung (8.6). In der gesamten Primärwicklung wird nach Gleichung (8.7) die Selbstinduktionsspannung $e_1(t)$ induziert. Nach der Lenzschen Regel wirkt diese Spannung der angelegten Spannung von außen $u_1(t)$ entgegen. Der Primärstrom beziehungsweise der magnetische Fluss der mit ihm verknüpft ist, nimmt immer jenen Wert an, bei der die induzierte Spannung $e_1(t)$ in der Primärwicklung gerade das Gleichgewicht mit der von außen angelegten Spannung $u_1(t)$ hält. Der sich einstellende stationäre Primärstrom wird in weiterer Folge Magnetisierungsstrom $i_\mu(t)$ genannt. Abb. 56 zeigt den Zusammenhang des elektrischen Spannungsgleichgewichts.²⁰⁴

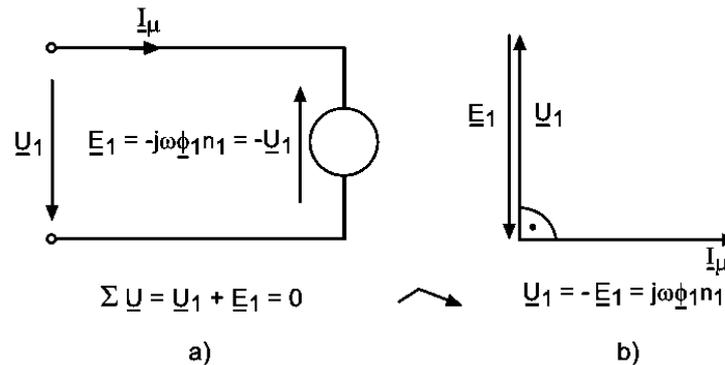


Abb. 56: Elektrisches Spannungsgleichgewicht, Quelle: Schwab (2017), S. 406 (leicht modifiziert).

Die selbstinduzierte Spannung $e_1(t)$ wird in der Netzwerktheorie meist als Spannungsabfall $u_1(t)$ an einer Induktivität interpretiert. Die beiden Ersatzschaltbilder in Abb. 57 (a) und Abb. 57 (b) sind zwar gleichwertig, jedoch ist die Interpretation als Selbstinduktionsspannung beziehungsweise Quellenspannung für das Verständnis des Transformators zweckmäßiger.²⁰⁵

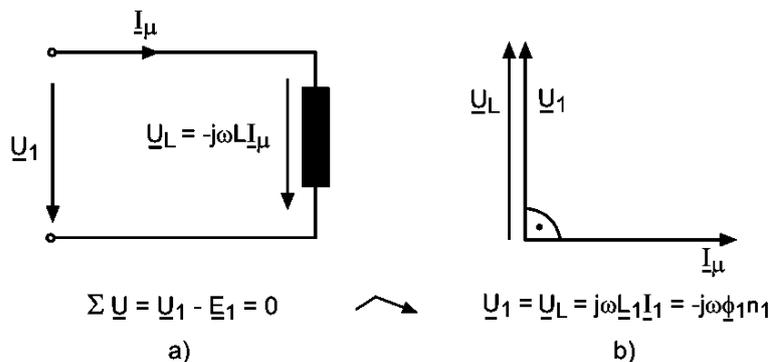


Abb. 57: Ersatzschaltung eines idealen Transformators, Quelle: Schwab (2017), S. 407 (leicht modifiziert).

8.3 Berechnung der Selbstinduktionsspannung

$$e_w(t) = - \left(\frac{d\phi_1(t)}{dt} \right) \quad (8.6) \quad e_w(t)/V \quad \text{Windungsspannung}$$

²⁰⁴ Vgl. Schwab (2017), S. 406-407.

²⁰⁵ Vgl. Schwab (2017), S. 407.

$$e_1(t) = -N_1 \left(\frac{d\phi_1(t)}{dt} \right) \quad (8.7) \quad e_1(t)/V \quad \text{Selbstinduktionsspannung in der Primärwicklung}$$

Geht man davon aus, dass die Wicklung keinen Widerstand hat, vernachlässigt man auch die Streureaktanzen und bezieht man sich auf das Spannungsgleichgewicht in Abb. 56, so erhält man Gleichung (8.8), welche besagt, dass der Momentanwert der von außen angelegten Spannung $u_1(t)$ ident mit der negativen Selbstinduktionsspannung $e_1(t)$ in der Primärwicklung ist. Der Momentanwert der angelegten Spannung $u_1(t)$ variiert sinusförmig, weshalb der magnetische Fluss ϕ_h , ebenso einen sinusförmigen Verlauf folgt und mit der Frequenz f variiert.²⁰⁶

$$u_1(t) = -e_1(t) \quad (8.8) \quad u_1(t)/V \quad \text{Momentanwert der angelegten Spannung gleich der Induktionsspannung}$$

Die Formel (8.9) ist gültig für alle periodisch verlaufenden harmonischen Funktionen mit Magnetisierungsvorgängen.²⁰⁷

$$|\overline{u}| = 4\hat{\phi}_h N f = 4\hat{B} A N f \quad (8.9) \quad |\overline{u}|/V \quad \text{Gleichrichtspannungswert}$$

Daraus folgt, dass der Effektivwert für alle periodisch verlaufenden harmonischen Funktionen mit Magnetisierungsvorgängen mit Gleichung (8.10) beschrieben werden kann.

$$U_{eff} = 4\hat{B} A N f F_F \quad (8.10) \quad U_{eff}/V \quad \text{Effektivwert der induzierten Spannung, allgemein}$$

Die Transformatorformel (8.11) gilt nur für einen sinusförmigen Effektivwert der Spannung.²⁰⁸

$$U_{effsin} = 4\hat{B} A N f F_{Fsin} \quad (8.11) \quad U_{effsin}/V \quad \text{Effektivwert der induzierten Spannung, Transformatorformel, nur für Sinus}$$

$$U_{effsin} = \frac{2\pi}{\sqrt{2}} \hat{B} A N f$$

8.4 Verlustbehafteter Transformator

Über die sogenannte Primärwicklung nimmt der Transformator die Leistung auf und gibt sie mit höherer oder niedrigerer Spannung über die Sekundärwicklung, nach Abzug der inneren Verluste wieder ab und man spricht von einem verlustbehafteten oder realen Transformator.²⁰⁹

Beim realen und verlustbehafteten Transformator fließt zusätzlich zum Magnetisierungsstrom $i_\mu(t)$ auch ein Verluststrom $i_v(t)$ in der Primärwicklung, der in seiner Gesamtheit als Leerlaufstrom $i_0(t)$ bezeichnet wird. In Abb. 58 wird von einem verlustbehafteten Transformator das Ersatzschaltbild der Primärwicklung ohne Streuung gezeigt. Dabei gilt hier die Annahme, dass der gesamte magnetische Fluss $\phi_\mu(t)$ und der

²⁰⁶ Vgl. Kulkarni/Khaparde (2013), S. 11.

²⁰⁷ Vgl. Kraaij/Schemel/Wegscheider (1983), S. 30.

²⁰⁸ Vgl. Kraaij/Schemel/Wegscheider (1983), S. 30.

²⁰⁹ Vgl. Fischer (2013), S. 101.

damit verknüpfte Magnetisierungsstrom $i_\mu(t)$ im Eisenkreis verläuft. Dabei stellt R_{Fe} den Eisenverlustwiderstand dar. Durch den Widerstand R_1 werden die Kupferverluste in der Primärwicklung berücksichtigt. Mit dem Leerlaufversuch, der in Kapitel 8 beschrieben wird, lässt sich die aufgenommene Wirkleistung P_{Fe} der Primärseite ermitteln. Aufgrund des Zusammenhangs $R_1 \ll R_{Fe}$ kann der Eisenverlustwiderstand R_{Fe} einfach aus der Messung ermittelt werden.²¹⁰

$$I_1 = I_0 = I_\mu + I_v \quad (8.12) \quad I_0/V \quad \text{Leerlaufstrom}$$

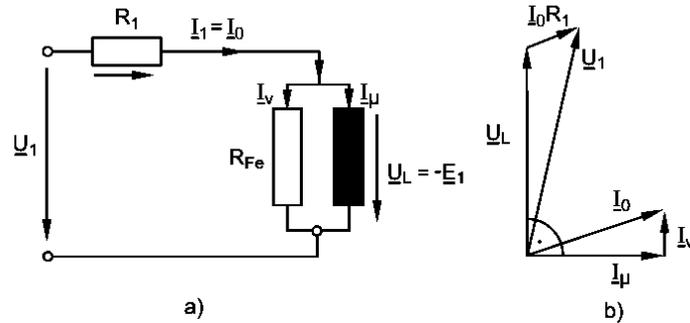


Abb. 58: Ersatzschaltung eines verlustbehafteten Transformators ohne Streuung, Quelle: Schwab (2017), S. 408 (leicht modifiziert).

$$R_{Fe} = \frac{U_1^2}{P_{Fe}} = \frac{P_{Fe}}{I_v^2} \quad (8.13) \quad R_{Fe}/\Omega \quad \text{Eisenverlustwiderstand}$$

Bei der Betrachtung des Betriebsverhaltens wird wegen der hohen Wirkungsgrade von Transformatoren der Verluststrom I_v meist vernachlässigt. Der Leerlaufstrom I_0 und Magnetisierungsstrom I_μ werden dann auch synonym verwendet. Man spricht dann quasi von einem „verlustbehafteten Magnetisierungsstrom“.²¹¹

Sieht man noch genauer hin erkennt man, dass der Wicklungsfluss aus zwei Teilen besteht. Einerseits besteht er aus dem magnetischen Hauptfluss ϕ_{1h} und andererseits aus dem magnetischen Streufluss $\phi_{1\sigma}$.

Abb. 59 zeigt bei sekundärseitigem Leerlauf die Haupt- und Streuflüsse der Transformatorprimärwicklung.²¹²

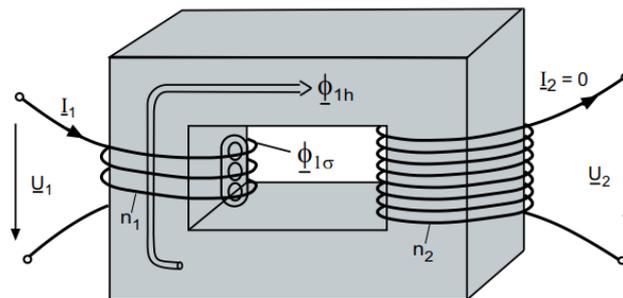


Abb. 59: Transformatorprimärwicklung mit Haupt- und Streuflüssen, Quelle: Schwab (2017), S. 409.

²¹⁰ Vgl. Schwab (2017), S. 408.

²¹¹ Vgl. Schwab (2017), S. 409.

²¹² Vgl. Schwab (2017), S. 409.

Im Verhältnis zum Primärwicklungswiderstand R_1 und der Streureaktanz $X_{1\sigma}$, ist der Eisenwiderstand R_{Fe} und die Hauptreaktanz X_{1h} groß.²¹³

In Abb. 60 wird von einem verlustbehafteten Transformator mit Streuung das Ersatzschaltbild der Primärwicklung gezeigt. In diesem Ersatzschaltbild werden die selbstinduzierten Spannungen, als Spannungsabfälle dargestellt.

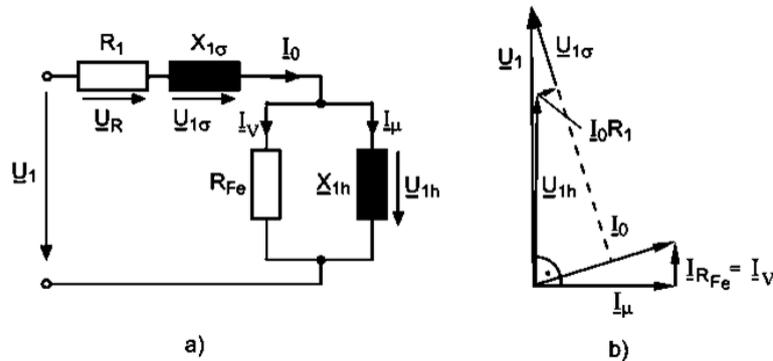


Abb. 60: Ersatzschaltung eines verlustbehafteten Transformators mit Streuung, Quelle: Schwab (2017), S. 410.

Die Magnetisierungseigenschaften werden durch die Hauptreaktanz X_{1h} , während die Verluste des Eisenkerns durch R_{Fe} repräsentiert werden. Die Höhe des Magnetisierungsstroms I_μ liegt bei rund 0,5 % des Laststroms I_{Last} . Fließt in der Primärwicklung ein Magnetisierungsstrom I_μ , kommt es über dem Wicklungswiderstand R_1 zu einem kleinen Spannungsabfall U_R und über die Streureaktanz $X_{1\sigma}$ der Wicklung zu einem kleinen induktiven Abfall $U_{1\sigma}$. Die vorhin erwähnten Spannungsabfälle U_R und $U_{1\sigma}$ sind sehr gering, weshalb sie im praktischen Fall vernachlässigt werden können.²¹⁴

In Abb. 61 sind für einen weichen ferromagnetischen Werkstoff unter (a) und einen harten ferromagnetischen Werkstoff (b), schematisch die Magnetisierungskennlinien mit den zugehörigen Kurvenverläufen dargestellt.

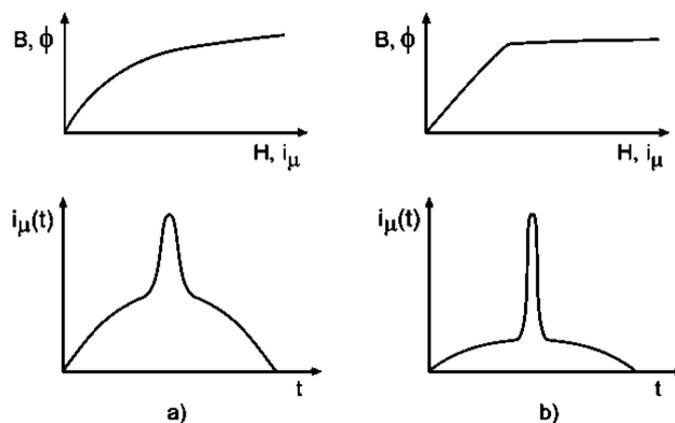


Abb. 61: Magnetisierungskennlinien, Quelle: Schwab (2017), S. 458 (leicht modifiziert).

²¹³ Vgl. Marenbach (2013), S. 40.

²¹⁴ Vgl. Harlow (2012), S. 1/7.

9 MESSUNG DER LEERLAUFVERLUSTE

Einer der Hauptfaktoren für die Erstellung einer Wirtschaftlichkeitsberechnung sind die Leerlaufverluste, welche gegenüber dem Betreiber vom Hersteller garantiert werden müssen. Bei Verteiltransformatoren zum Beispiel, die nahezu im Leerlauf oder längere Zeit nur mit Teillast betrieben werden, ist es unwirtschaftlich, wenn diese mit höheren Leerlaufverlusten ausgeführt werden. Unter anderem zwingt dies die Hersteller den Eisenkern des Transformators mit niedrigen Eisenverlusten auszuführen. Dabei ist der korrekt gemessene Wert und die Messgenauigkeit der Leerlaufverluste von sehr hoher Bedeutung.²¹⁵

Die Messung der Leerlaufverluste und des Leerlaufstromes des Transformators werden bei Nennspannung auf der Hauptanzapfung oder bei einer anderen Anzapfung und jener Spannung bei Nennfrequenz durchgeführt. Auftretende Leerlauf-Streuströme im Leerlauf sind sehr klein und können daher vernachlässigt werden. Leerlaufströme, welche keinen sinusförmigen Verlauf haben, erzeugen nichtsinusförmige Spannungsabfälle im speisenden System, wodurch am Prüfling die Leiterspannungen von der Sinusform abweichen können. Es wird in weiterer Folge angenommen, dass keine in der Nähe liegenden Konstruktionsteile mit einem magnetischen Nutzfluss durchsetzt sind, sondern der gesamte magnetische Nutzfluss durch den Eisenkern geführt wird.²¹⁶

Kennwerte der Spannungsgrößen:

$$U_{eff} = \sqrt{\overline{u^2}} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T u^2(t) dt} \quad (9.1) \quad U_{eff}/V \quad \text{Effektivwert einer Spannung, gebildet aus dem quadratischen Mittelwert}$$

$$\bar{u} = \frac{1}{T} \int_0^T u(t) dt \quad (9.2) \quad \bar{u}/V \quad \text{Arithmetischer Mittelwert einer Spannung, Gleichanteil DC}$$

$$|\bar{u}| = \frac{1}{T} \int_0^T |u(t)| dt \quad (9.3) \quad |\bar{u}|/V \quad \text{Arithmetische Mittelwert der gleichgerichteten Wechselspannung, Gleichrichtwert}$$

$$F_F = \frac{U_{eff}}{|\bar{u}|} = \frac{\sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T u^2(t) dt}}{\frac{1}{T} \int_0^T |u(t)| dt} \quad (9.4) \quad F_F/V \quad \text{Formfaktor einer Spannungskurve}$$

$$\xi = \frac{\hat{u}}{U_{eff}} \quad (9.5) \quad \xi/1 \quad \text{Scheitelfaktor einer Spannungskurve}$$

Formfaktor und Scheitelfaktor für rein sinusförmigen Verlauf:

$$F_{Fsin} = \frac{U_{effsin}}{|\bar{u}|} = \frac{\pi}{2\sqrt{2}} = 1,11 \quad (9.6) \quad F_{Fsin}/1 \quad \text{Formfaktor für rein sinusförmigen Verlauf}$$

$$\xi_{sin} = \frac{\hat{u}}{U_{effsin}} = \sqrt{2} \quad (9.7) \quad \xi_{sin}/1 \quad \text{Scheitelfaktor für rein sinusförmigen Verlauf}$$

²¹⁵ Vgl. Kraaij/Schemel/Wegscheider (1983), S. 29-30.

²¹⁶ Vgl. Dietrich (Hrsg.) (1986), S. 258.

Geht man nun wieder von einem bestimmten Gleichrichtwert $\overline{|u|}$ aus und ändert die Spannungskurve ihre Kurvenform zu einem Formfaktor $F_F < 1,11$, so weist die Spannungskurve nun einen niedrigeren Effektivwert U_{eff} auf als bei einem sinusförmigen Signal. Dieser Zusammenhang führt zu niedrigeren Verlusten.²²³

Diese Spannungsverzerrungen treten im Betrieb kaum auf, da die Impedanz X_h der Hauptinduktivität des Transformators viel größer ist, als die Impedanz des speisenden Netzes. Damit man die Verluste verschiedener Transformatoren vergleichen kann, werden bei sinusförmigen Spannungen die Leerlaufverluste garantiert. Auf Grund dessen muss man die gemessenen Verluste bei verzerrten Spannungen umrechnen.²²⁴

9.1 Korrektur der Leerlaufverluste nach ANSI Standard

Eine nicht rein sinusförmige Spannung hat den dazugehörigen Formfaktor F_F . Aus diesem Zusammenhang ergibt sich, dass der Effektivwert U_{eff} einer nicht rein sinusförmigen Spannung mit dem dazugehörigen Formfaktor F_F anhand Gleichung (9.9) berechnet werden kann. Somit ist bei einer nicht rein sinusförmigen Spannung und einem Gleichrichtwert $\overline{|u|}$ der unverändert ist, der angezeigte Effektivwert U'_{eff} , der nach Gleichung (9.8) bestimmt wurde, zu korrigieren und zwar mit dem Zusammenhang aus Gleichung (9.10).²²⁵

$$U_{eff} = F_F \overline{|u|} \quad (9.9) \quad U_{eff}/V \quad \text{Effektivwert aus dem Gleichrichtwert bei nicht sinusförmigem Verlauf errechnet}$$

$$U_{eff} = F_F \frac{U'_{eff}}{F_{Fsin}} \quad (9.10) \quad U_{eff}/V \quad \text{Effektivwert aus dem Gleichrichtwert durch Formfaktorkorrektur errechnet}$$

Wie bereits beschrieben, steigen die Wirbelstromverluste P_w mit dem Quadrat des Effektivwertes der Spannung und sind entsprechend Gleichung (9.11) umzurechnen. Die korrigierten gemessenen Leerlaufverluste kann man mit den Gleichungen (9.12) beziehungsweise (9.13) berechnen.²²⁶

$$\left(\frac{U_{eff}}{U'_{eff}}\right)^2 = \left(\frac{F_F}{F_{Fsin}}\right)^2 \quad (9.11) \quad \left(\frac{U_{eff}}{U'_{eff}}\right)^2 / 1 \quad \text{Wirbelstromverlustkorrektur bei nicht rein sinusförmiger Spannung}$$

$$P_m = P_h + P_w \left(\frac{F_F}{F_{Fsin}}\right)^2 \quad (9.12) \quad P_m/W \quad \text{Gemessene und mit Formfaktor korrigierte Leerlaufverluste aus verzerrter Spannung}$$

$$P_m = P_h + P_w \left(\frac{U_{eff}}{U'_{eff}}\right)^2 \quad (9.13) \quad P_m/W \quad \text{Gemessene und mit Formfaktor korrigierte Leerlaufverluste aus verzerrter Spannung}$$

²²³ Vgl. Kraaij/Schemel/Wegscheider (1983), S. 31.

²²⁴ Vgl. Kraaij/Schemel/Wegscheider (1983), S. 31.

²²⁵ Vgl. Dietrich (Hrsg.) (1986), S. 258-259.

²²⁶ Vgl. Dietrich (Hrsg.) (1986), S. 259.

Die Leerlaufverluste P_0 werden nur bei reiner Sinusspannung als solche bezeichnet. Bezieht man nun den Hystereseverlustanteil P_h und den Wirbelstromverlustanteil P_w auf die Leerlaufverluste P_0 , und führe für dieses Verhältnis P_1 beziehungsweise P_2 ein, erhält man in weiterer Folge Gleichung (9.16).²²⁷

$$P_1 = \frac{P_h}{P_0} \quad (9.14) \quad P_1/1 \quad \text{Bezogener Verlustanteil der Hystereseverlusten } P_h \text{ an den Leerlaufverlusten } P_0$$

$$P_2 = \frac{P_w}{P_0} \quad (9.15) \quad P_2/1 \quad \text{Bezogener Verlustanteil der Wirbelstromverlusten } P_w \text{ an den Leerlaufverlusten } P_0$$

$$\frac{P_m}{P_0} = \frac{P_h}{P_0} + \frac{P_w}{P_0} \left(\frac{F_F}{F_{Fsin}} \right)^2 = \frac{P_h}{P_0} + \frac{P_w}{P_0} \left(\frac{U_{eff}}{U'_{eff}} \right)^2 \quad (9.16) \quad \frac{P_m}{P_0}/1 \quad \text{Gemessene und mit Formfaktor korrigierte Leerlaufverluste aus verzerrter Spannung bezogen auf die Leerlaufverluste bei Sinusspannung}$$

$$\frac{P_m}{P_0} = P_1 + P_2 \left(\frac{F_F}{F_{Fsin}} \right)^2 = P_1 + P_2 \left(\frac{U_{eff}}{U'_{eff}} \right)^2$$

Sind die bezogenen Verlustanteile P_1 und P_2 bekannt, können aus den gemessenen und Formfaktor korrigierten Leerlaufverlusten P_m aus verzerrter Spannung, die Leerlaufverluste P_0 bei reiner Sinusspannung nach Gleichung (9.17) oder (9.18) für die Betriebsfrequenzen $f = 50 \text{ Hz}$ oder $f = 60 \text{ Hz}$ berechnet werden.²²⁸

$$P_0 = \frac{P_m}{P_1 + P_2 \left(\frac{F_F}{F_{Fsin}} \right)^2} \quad (9.17) \quad P_0/W \quad \text{Leerlaufverluste mit reiner Sinusspannung}$$

$$P_0 = \frac{P_m}{P_1 + P_2 \left(\frac{U_{eff}}{U'_{eff}} \right)^2} \quad (9.18) \quad P_0/W \quad \text{Leerlaufverluste mit reiner Sinusspannung}$$

Früher legte die Norm die bezogenen Verlustanteile P_1 und P_2 aus den Gleichungen (9.14) und (9.15) für kornorientierte Bleche mit dem Wert 0,5 fest. Zeigen die beiden und bereits beschriebenen unterschiedlichen Spannungsmessungen denselben Wert, also $U_{trms} = U'_{eff}$, so ist die Umrechnung nicht notwendig.²²⁹

Sind aus irgendeinem Grund die Werte für P_1 und P_2 nicht zuverlässig bekannt, kann man sie experimentell im Prüffeld ermitteln. Die beiden Methoden, die am ehesten durchführbar sind, ist einerseits die Frequenzmethode und andererseits die Formfaktormethode.²³⁰

In dieser Arbeit wird in Kapitel 7.5 näher auf die Frequenzverfahren eingegangen.

²²⁷ Vgl. Dietrich (Hrsg.) (1986), S. 259.

²²⁸ Vgl. Dietrich (Hrsg.) (1986), S. 259.

²²⁹ Vgl. Dietrich (Hrsg.) (1986), S. 259.

²³⁰ Vgl. Kraaij/Schemel/Wegscheider (1983), S. 32.

9.2 Korrektur der Leerlaufverluste nach IEC Standard

Nach der Norm IEC 60076-1 muss die Prüfspannung mit einem Spannungsmessgerät bestimmt werden, das den Gleichrichtwert $\overline{|u|}$ der Spannung aufzeichnet, aber skaliert ist und dadurch den Effektivwert einer Sinusspannung U'_{eff} mit dem identen Gleichrichtwert anzeigt. Zur selben Zeit wird ein Spannungsmessgerät parallelgeschaltet, welches den TRMS-Effektivwert der Spannung U_{trms} aufzeichnet. Die Wellenform der Prüfspannung ist vernachlässigbar, solange die Werte von U'_{eff} und U_{trms} innerhalb von 3 % liegen. Mit diesem Verfahren kann man die Kernverluste P_{Fe} bei nichtsinusförmigen Erreger- spannungen und ohne Trennung der Hysterese- und Wirbelstromverluste aus den Messdaten bestimmen. Die harmonischen Komponenten werden dabei berücksichtigt. Dabei ist d für gewöhnlich negativ.²³¹

$$P_0 = P_m(1 + d) \quad (9.19) \quad P_0/W \quad \text{Korrigierte Leerlaufverluste}$$

$$P_m/W \quad \text{Gemessene Leerlaufverluste}$$

$$d = \frac{U'_{eff} - U_{trms}}{U'_{eff}} \quad (9.20) \quad d/1 \quad \text{Verlustkorrekturwert}$$

Ist zwischen den beiden Spannungsmessgeräten eine größere Differenz als 3%, so muss eine Vereinbarung über die Gültigkeit der Prüfung getroffen werden. Bei Messungen die über der Betriebsspannung erfolgen, kann eine größere Differenz akzeptabel sein, außer sie ist Gegenstand der Garantie.²³²

²³¹ Vgl. Kulkarni/Khaparde (2013), S. 52.

²³² Vgl. DIN EN 60076-1 (VDE 0532-76-1) (2012-03), S. 51.

10 VERLUSTBEWERTUNG

10.1 Angaben zur Prüfung

Prüfungsort

Die Prüfung wurde im Verteiltransformatoren-Prüffeld in Weiz durchgeführt.

Prüfling:

Beim Prüfling handelt es sich um einen mit Ester gefüllten Dreiphasen-Verteiltransformator für Windenergieanlagen-Anwendungen

- Bemessungsleistung S_r : 5000 kVA
- Bemessungsspannung (US) U_r : 660 V
- Blechsorte: M105-27S

10.1.1 Versuchsaufbau und Messschaltung

In Abb. 62 ist der Versuchsaufbau schematisch dargestellt.

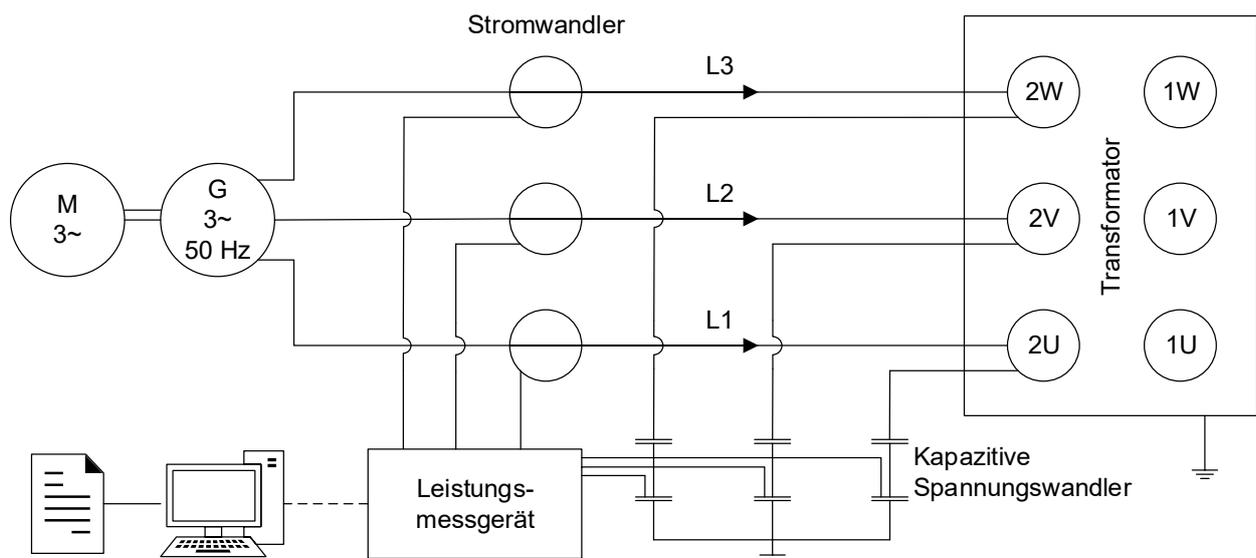


Abb. 62: Schematischer Versuchsaufbau, Quelle: Eigene Darstellung.

An dieser Stelle wird zudem auf die Ersatzschaltung eines verlustbehafteten Transformators ohne Streuung in Abb. 58 verwiesen, die gleichzeitig die Messschaltung am Prüfling darstellt.

Der Transformator wurde bei der Prüfung an der Unterspannungswicklung angespeist. Die Klemmenbezeichnung folgt der Beschreibung für Drehstromtransformatoren in Kapitel 8.1.

10.1.2 Verwendete Messmittel

Leistungsmessgerät: Norma D 4000

Kapazitive Spannungswandler:

Verfügbarer Spannungsbereich: 0–5 kV

Verwendeter Bereich: 1 kV

Genauigkeit: Amplitudenfehler < 0,05 %, Winkelfehler < 0,2'

Stromwandler:

Verfügbare Strombereiche: 1, 2, 5, 10, 20, 50, 100, 200 A

Verwendeter Bereich: 100 A

Genauigkeit: Amplitudenfehler < 0,01 %, Winkelfehler < 0,5'

10.2 Ergebnis der Messung

Die Leerlaufverluste des Transformators wurden mit den beiden unterschiedlichen Frequenzen 50 Hz beziehungsweise 60 Hz gemessen und sind bereits mit dem in Kapitel 9.2 beschriebenen IEC-Standard korrigiert in Abb. 63 dargestellt. Bei der Korrektur werden die gemessenen Verluste auf Verluste bei sinusförmigen Spannungen umgerechnet, um – wie bereits erwähnt – unterschiedliche Transformatoren vergleichen zu können.

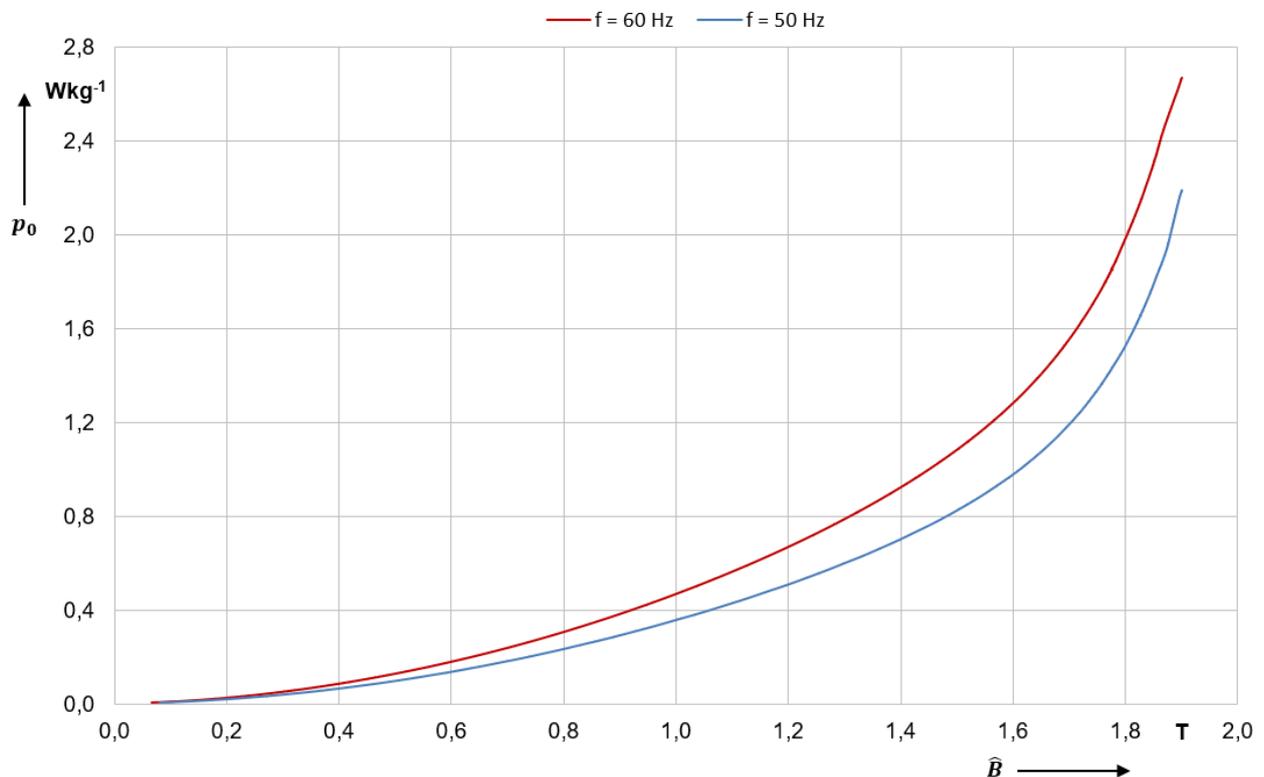


Abb. 63: Gemessene Leerlaufverluste bei 50 Hz und 60 Hz, Quelle: Eigene Darstellung.

10.3 Bewertung der Messung

Das Frequenzverfahren aus Kapitel 7.5 fordert genau genommen zur Bestimmung beider Verlustanteile, dass die Spannungsform eine reine Sinuswelle ist. An dieser Stelle sei erwähnt, dass dies nicht über dem gesamten magnetischen Flussdichtebereich der Fall war. Die gemessenen Verluste wurden nach der beschriebenen Vorgehensweise in Kapitel 9.2 korrigiert. Dabei waren die beiden relevanten Spannungen U'_{eff} aus Formel (9.8) und U_{trms} aus Formel (9.1) im Bereich der Sättigung nicht mehr innerhalb der beschriebenen 3 %. Von einem typengleichen Transformator gibt es in Tab. 15 eine Auflistung einiger Spannungsgrößen. Der Tab. 15 ist zu entnehmen, dass der Unterschied zwischen U_{eff} und U'_{eff} erst ab rund 1,85 Tesla größer als 3 % ist. Da eine Formfaktoränderung in der Prüffeldpraxis nicht zur Gänze vermeidbar ist, wird dieser Sachverhalt in der vorliegenden Arbeit akzeptiert – vor allem auch deshalb, da die Verluste im Bereich der Sättigung nicht Teil der Garantie sind.

In Kapitel 9 wird beschrieben, dass die Hystereseverluste P_h abhängig sind von der magnetischen Flussdichte \hat{B} und somit vom Gleichrichtwert $\overline{|u|}$ und dass die Hystereseverluste nicht von auftretenden Spannungsverzerrungen beeinflusst werden, solange $\overline{|u|}$ richtig eingestellt ist.²³³ Der Gleichrichtwert $\overline{|u|}$ war bei den Messungen richtig eingestellt. Die Verlustkorrektur nach der in Kapitel 9.1 beschriebenen Vorgehensweise beruht auch auf dieser Theorie.

Des Weiteren wurde in Kapitel 9 beschrieben, dass die Wirbelstromverluste P_w vom Effektivwert der Spannung U_{eff} abhängig sind.²³⁴ Ist der Formfaktor größer als 1,1107, steigt auch der Effektivwert und damit die Wirbelstromverluste P_w .²³⁵

Daraus wird nun geschlossen, dass mit der Methode der Verlustkorrektur auf Basis von Kapitel 9.2 die Wirbelstromverluste korrigiert werden, und zwar nur die Wirbelstromverluste und nicht die Hystereseverluste. Stimmt dies nicht, sind die Ergebnisse aus dem Frequenzverfahren neu zu bewerten. Es ist der Tab. 15 zu entnehmen, dass der Unterschied zwischen U_{eff} und U'_{eff} noch bei 120 % der Bemessungsspannung bei 0,87 % bei einem typengleichen Transformator liegt. Bei 130 % der Bemessungsspannung ist der Unterschied größer als 3 %. Deshalb geht diese Arbeit von der Annahme aus, dass das Frequenzverfahren hinsichtlich der Verlusttrennung zumindest bis zu einem Unterschied von 3 % von U_{eff} zu U'_{eff} gute Ergebnisse liefert. Bei Abweichungen darüber ist die Aussage kritischer zu betrachten.

Die Rohdaten der Verluste und die Formfaktoren aus den Messungen sind leider nicht mehr zugänglich. Wären sie noch zugänglich, könnte die Verlustkorrektur nach der Methode in Kapitel 9.1 durchgeführt und unter Einbezug mit den beiden ermittelten Koeffizienten P_1 und P_2 aus Tab. 9 die beiden Verlustkorrekturen gegenübergestellt und geprüft werden.

²³³ Vgl. Kraaij/Schemel/Wegscheider (1983), S. 31.

²³⁴ Vgl. Dietrich (Hrsg.) (1986), S. 258.

²³⁵ Vgl. Kraaij/Schemel/Wegscheider (1983), S. 31.

10.4 Frequenzverfahren

Abb. 64 zeigt die graphisch ermittelten Bezugswerte der Hystereseverluste σ'_h und Wirbelstromverluste σ'_w . Dabei repräsentiert σ'_h den Ordinatenabstand und σ'_w die Steigung der Geraden. Diese wurden durch das Frequenzverfahren und den Abb. 63 zugrundeliegenden Messdaten erstellt. Wie bereits erwähnt wurden die Messungen bei 50 Hertz und 60 Hertz sowie über dem angegebenen Bereich der magnetischen Flussdichte durchgeführt.

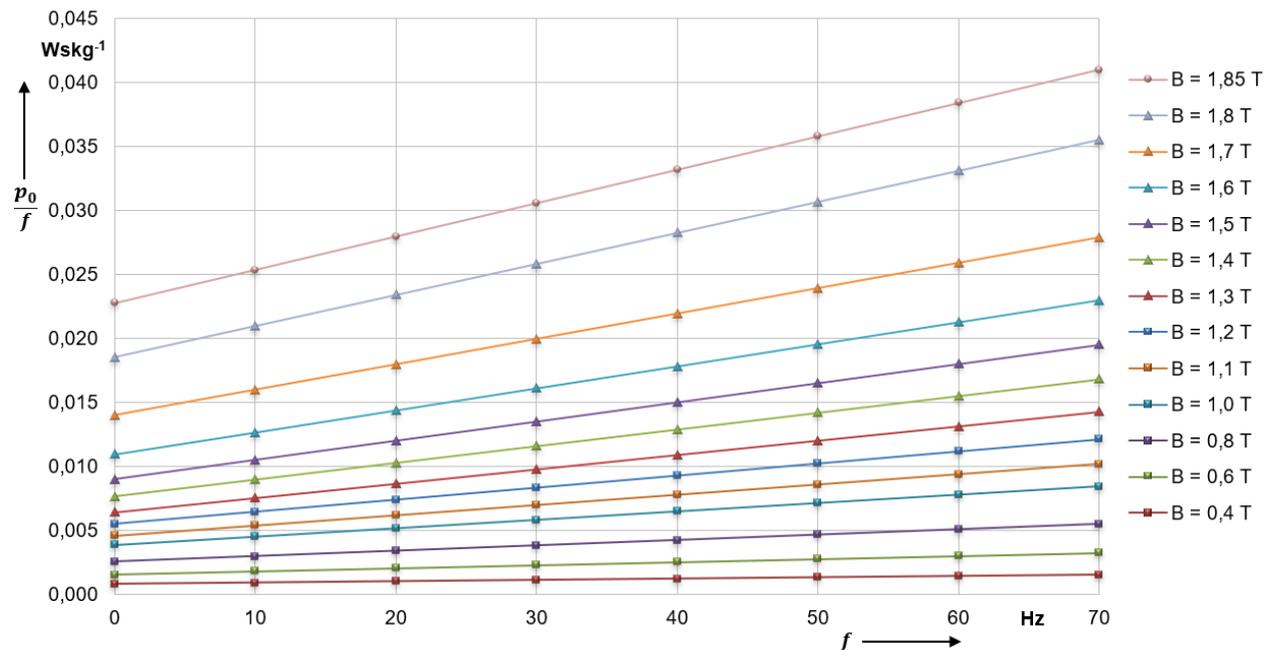


Abb. 64: Graphische Lösung – Bezugswerte aus dem Frequenzverfahren, Quelle: Eigene Darstellung.

Zudem können die Bezugswerte rechnerisch mit den Gleichungen (10.1) bis (10.4) für 60 Hz beziehungsweise für 50 Hz für eine bestimmte magnetische Flussdichte berechnet werden.²³⁶

$$p_{0\ 60} = 60\sigma'_h + 3600\sigma'_w \quad (10.1) \quad p_{0\ 60}/\text{Wskg}^{-1} \quad \text{Korrigierte Eisenkernverluste bei 60 Hz}$$

$$p_{0\ 50} = 50\sigma'_h + 2500\sigma'_w \quad (10.2) \quad p_{0\ 50}/\text{Wskg}^{-1} \quad \text{Korrigierte Eisenkernverluste bei 50 Hz}$$

$$\sigma'_w = \frac{p_{0\ 60} - 1,2p_{0\ 50}}{600} \quad (10.3) \quad \sigma'_w/\text{Wskg}^{-1} \quad \text{Bezugswert des Wirbelstromanteils}$$

$$\sigma'_h = \frac{p_{Fe50} - 2500\sigma'_w}{50} \quad (10.4) \quad \sigma'_h/\text{Wskg}^{-1} \quad \text{Bezugswert des Hysteresanteils}$$

Die Kennwerte in Tab. 7 basieren auf den gemessenen Messwerten aus Abb. 63 und dem durchgeführten Frequenzverfahren. In Kapitel 3.3.3 und 9.1 wurde beschrieben, dass die beiden Verlustanteile P_1 und P_2 jeweils rund 0,5 betragen. Sie werden nach den Formeln (9.14) und (9.15) berechnet.

²³⁶ Vgl. Heathcote (2007), S. 335.

	\hat{B}/T						
	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8
$p_{0\ 50}/Wkg^{-1}$	0,510093	0,599862	0,707861	0,823982	0,976204	1,195292	1,532975
$p_{0\ 60}/Wkg^{-1}$	0,669042	0,786956	0,928110	1,079149	1,274771	1,553413	1,985352
$\sigma'_h/Wskg^{-1}$	0,005458	0,006404	0,007601	0,008949	0,010914	0,013984	0,018511
$\sigma'_w/Wskg^{-1}$	0,000095	0,000112	0,000131	0,000151	0,000172	0,000198	0,000243
$\sigma_{h\ 50}/Wkg^{-1}$	0,272883	0,320188	0,380039	0,447442	0,545678	0,699196	0,925549
$\sigma_{w\ 50}/Wkg^{-1}$	0,237211	0,279673	0,327822	0,376541	0,430526	0,496096	0,607426
$\sigma_{h\ 60}/Wkg^{-1}$	0,327459	0,384226	0,456047	0,536930	0,654813	0,839035	1,110659
$\sigma_{w\ 60}/Wkg^{-1}$	0,341583	0,402730	0,472063	0,542218	0,619958	0,714378	0,874693
$P_{1\ 50}/1$	0,535	0,534	0,537	0,543	0,559	0,585	0,604
$P_{2\ 50}/1$	0,465	0,466	0,463	0,457	0,441	0,415	0,396
$P_{1\ 60}/1$	0,489	0,488	0,491	0,498	0,514	0,540	0,559
$P_{2\ 60}/1$	0,511	0,512	0,509	0,502	0,486	0,460	0,441

Tab. 7: Bezugswerte aus dem Frequenzverfahren, Quelle: Eigene Darstellung.

$$p_0 = p_h + p_w = \sigma'_h f + \sigma'_w f^2 \quad (7.27) \quad p_0/Wkg^{-1} \quad \text{Berechnung der Eisenkernverluste}$$

Gleichung (7.27) zeigt noch einmal den Berechnungsansatz für die Eisenverluste mit dem Frequenzverfahren. Die beiden folgenden Abbildungen demonstrieren graphisch die Ergebnisse der Verlusttrennung aus dem Frequenzverfahren. Bemerkenswert ist die sich drastisch ändernde Aufteilung bei rund 1,85 T.

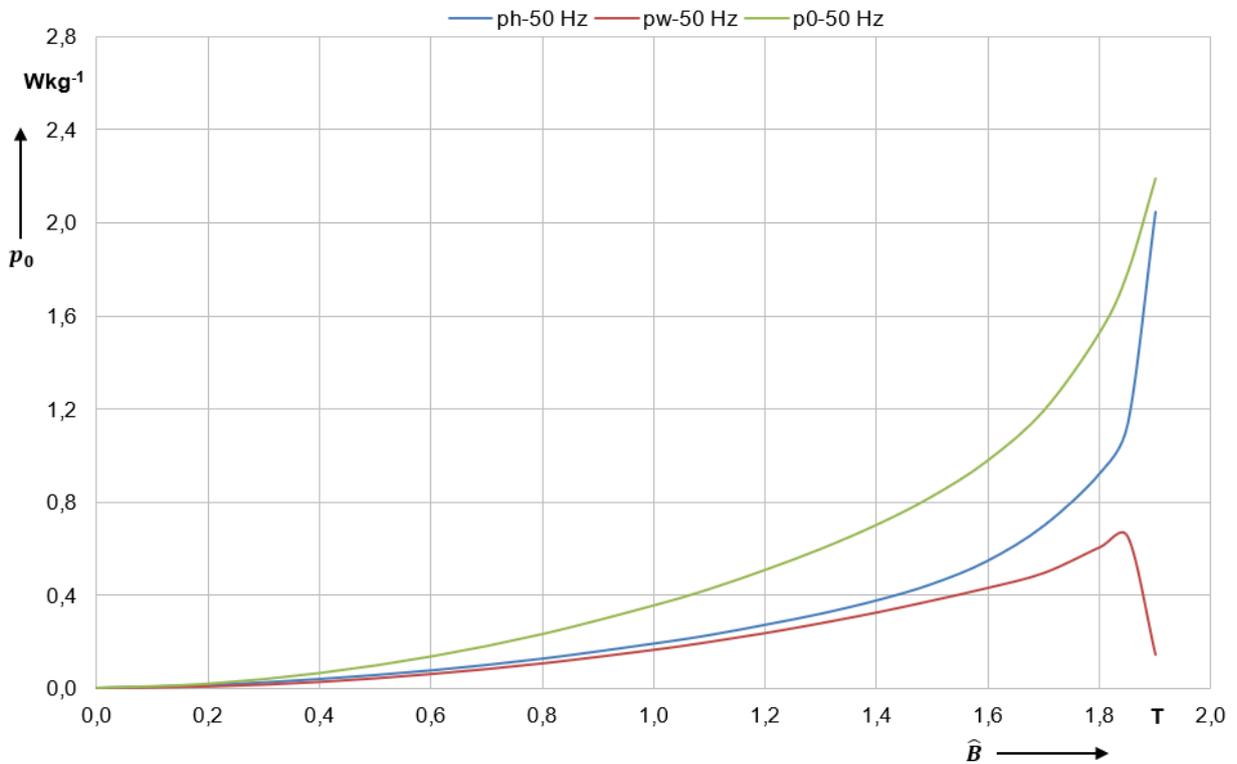


Abb. 65: Ergebnis der Verlusttrennung aus Frequenzverfahren bei 50 Hz, Quelle: Eigene Darstellung.

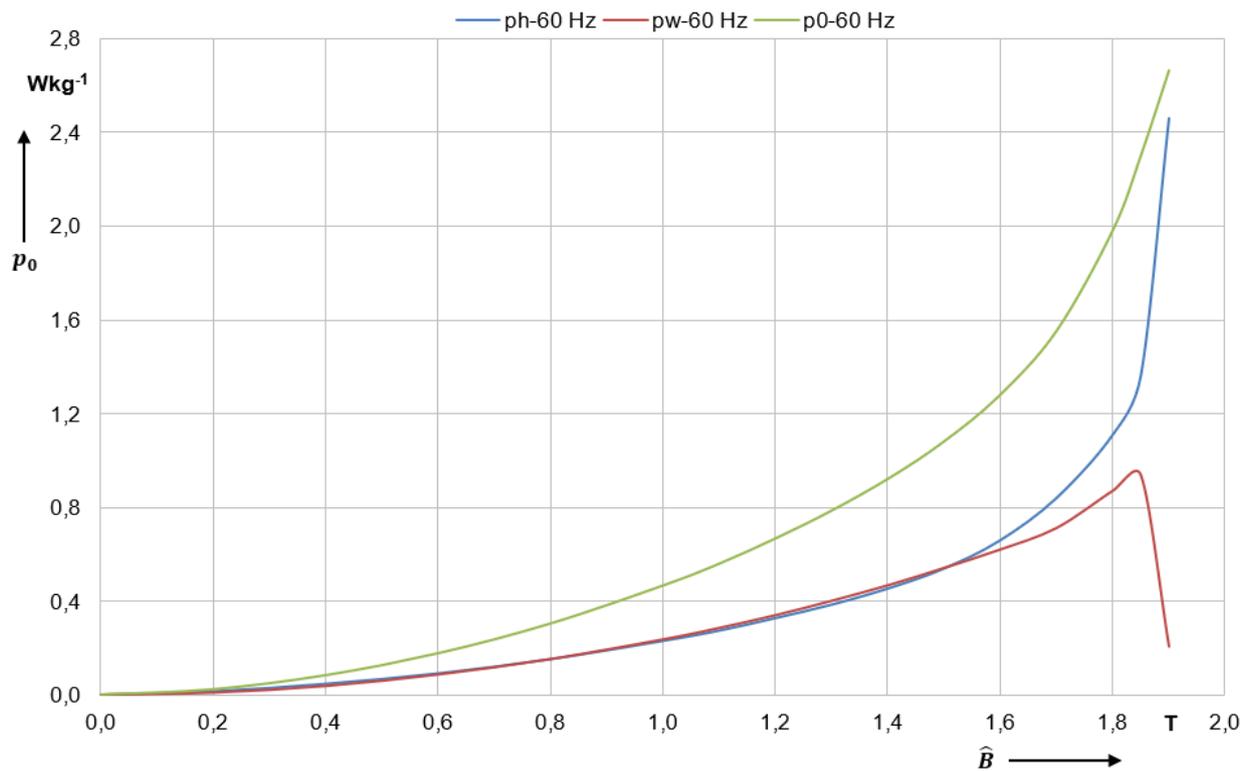


Abb. 66: Ergebnis der Verlusttrennung aus Frequenzverfahren bei 60 Hz, Quelle: Eigene Darstellung.

10.5 Alternativer Ansatz zur Bezugswertumrechnung

Sind die Bezugswerte σ_h und σ_w bei nur einer bestimmten Frequenz, zum Beispiel 50 Hertz, und einer bestimmten magnetischen Flussdichte von zum Beispiel 1,5 Tesla bekannt, so können die Eisenverluste für andere Frequenzen und magnetische Flussdichten mit Formel (10.5) umgerechnet werden. Voraussetzung ist hier ein sinusförmiger Verlauf der magnetischen Flussdichte.²³⁷

$$p_0 = p_h + p_w \quad (10.5) \quad p_0/\text{Wkg}^{-1} \quad \text{Berechnung der Eisenkernverluste}$$

$$= \left[\sigma_h \left(\frac{f}{50 \text{ Hz}} \right) + \sigma_w \left(\frac{f}{50 \text{ Hz}} \right)^2 \right] \left(\frac{\hat{B}}{1,2 \text{ T}} \right)^2$$

Zu bemerken ist bei der Umrechnung unter Anwendung von Gleichung (10.5) vor allem auf höhere magnetische Flussdichten, dass die Abweichung zu den aus dem Frequenzverfahren ermittelten Werten aus Tab. 7 größer wird. Dies kann nun den Hintergrund haben, dass bei den höheren magnetischen Flussdichten der Formfaktor größer 1,1107 beziehungsweise U'_{eff} und U_{trms} , um mehr als um 3 % abweicht und aus dem Sachverhalt gemäß dem folgenden Absatz beschrieben wird. Die Gleichung kann noch um zwei Zuschlagsfaktoren erweitert werden, um einer realen Anordnung des magnetischen Kreises gerecht zu werden. Die Veränderung der Hystereseverluste berücksichtigt bei höheren magnetischen Flussdichten der Zuschlagsfaktor c_h , während der Zuschlagsfaktor c_w die Wirbelstromverluste berücksichtigt. Der Zuschlagsfaktor c_h liegt zum Beispiel dem Bearbeitungseinfluss oder dem Einfluss

²³⁷ Vgl. Neuschl (2007), Online-Quelle [18.10.2019], S. 28.

durch ein Gleichfeld zu Grunde. Der Zuschlagsfaktor c_w besteht wiederum aus mehreren Zuschlagsfaktoren, die an dieser Stelle nicht alle genannt werden – außer dem Zuschlagsfaktor c_{w1} , der den nicht sinusförmigen Verlauf der magnetischen Flussdichte beschreibt. Beim sinusförmigen Verlauf unter Ausschluss anderer Einflüsse ist c_h und c_w mit dem Wert 1 zu definieren.²³⁸

$$p_{Fe} = p_h + p_w \quad (10.6) \quad p_{Fe}/\text{Wkg}^{-1} \quad \text{Berechnung der Eisenkernverluste}$$

$$= \left[\sigma_h c_h \left(\frac{f}{50 \text{ Hz}} \right) + \sigma_w c_w \left(\frac{f}{50 \text{ Hz}} \right)^2 \right] \left(\frac{\hat{B}}{1 \text{ T}} \right)^2$$

Unter der Annahme, dass der Zuschlagsfaktor c_w nur aus dem Zuschlagsfaktor c_{w1} besteht, kann beim nicht sinusförmigen Verlauf der magnetischen Flussdichte für die Berechnung der Eisenverluste c_w und c_{w1} gleichgesetzt werden. Dabei wird c_{w1} mit Formel (10.7) durch eine Fourier-Analyse ermittelt; \hat{B}_h sind die Spitzenwerte des Verlaufs der magnetischen Flussdichte und h die zugeordnete Ordnungszahl. Der Zuschlagsfaktor c_h behält beim nicht sinusförmigen Verlauf den Wert 1, da eine Spannungsverzerrung die Hystereseverluste nicht erhöht.²³⁹

$$c_{w1} = \frac{\sum_{h=1}^n (h \hat{B}_h)^2}{\hat{B}^2} \quad (10.7) \quad c_{w1}/\text{Wkg}^{-1} \quad \text{Zuschlagsfaktor der Spannungsverzerrung}$$

10.6 Ansatz von Jordan

Der Ansatz von Jordan in Kapitel 7.6.2 basiert auf den Gleichungen (7.36) bis (7.39). Es sei an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass die beiden Koeffizienten k_{hB50} und k_{wB50} für diesen Vergleich zunächst aus den in der Tab. 7 angeführten Mess- und Berechnungswerten σ_{h50} und σ_{w50} durch Umformung zurückgerechnet sind. Mithilfe der in Tab. 9 errechneten Koeffizienten und unter Anwendung von Gleichung (7.36) können die gemessenen Leerlaufverluste mit Gleichung (10.8) wieder reproduziert werden. Die Hysteresee- und Wirbelstromkoeffizienten sind bei den unterschiedlichen magnetischen Flussdichten separat zurückgerechnet, deshalb sind sie auch unterschiedlich im Betrag.

$$p_{050} = p_{h50} + p_{w50} \quad (10.8) \quad p_{050}/\text{Wkg}^{-1} \quad \text{Eisenkernverluste}$$

$$= k_{hB50} f_{50} \hat{B}^2 + k_{wB50} (f_{50} \hat{B})^2$$

$$k_{wB50} = \frac{\pi^2 \gamma d^2}{6\rho} \quad (10.9) \quad k_{wB50}/\text{Ws}^2\text{kg}^{-1}\text{T}^{-2} \quad \text{Wirbelstromkoeffizient}$$

Die Ausgangsparameter der Berechnung sind in der Tab. 8 dargestellt.

Da kein gesicherter Wert für die elektrische Leitfähigkeit γ und die Dichte ρ des Bleches beschafft werden konnte, wird an dieser Stelle auf repräsentative und typische Werte für ein Blech zurückgegriffen.²⁴⁰

²³⁸ Vgl. Neuschl (2007), Online-Quelle [18.10.2019], S. 28-29.

²³⁹ Vgl. Neuschl (2007), Online-Quelle [18.10.2019], S. 28-29.

²⁴⁰ Vgl. thyssenkrupp (2019), Online-Quelle [28.11.2019], S. 19.

Wert	Einheitszeichen/Einheit	Größe
50	f_{50}/Hz	Frequenz
$\frac{1}{0,48 \cdot 10^{-6}}$	γ/Sm^{-1}	Elektrische Leitfähigkeit eines Blechs
7650	ρ/kgm^{-3}	Dichte eines magnetischen Materials
$0,25788 \cdot 10^{-3}$	d/m	Blechdicke

Tab. 8: Ausgangsparameter – Ansatz von Jordan, Quelle: Eigene Darstellung.

	\hat{B}/T						
	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8
$k_{hB\ 50}/\text{Wskg}^{-1}\text{T}^{-2}$	0,003779	0,003785	0,003853	0,003985	0,004278	0,004839	0,005711
$k_{wB\ 50}/\text{Wskg}^{-1}\text{T}^{-2}$	0,000066	0,000066	0,000066	0,000067	0,000068	0,000069	0,000075

Tab. 9: Hysteres- und Wirbelstromkoeffizient, ermittelt aus Frequenzverfahren, Quelle: Eigene Darstellung.

Es ist an dieser Stelle zu erwähnen, dass der Wirbelstromkoeffizient k_w nach Gleichung (7.39) eigentlich eine Konstante ist. Unter Anwendung dieser Gleichung wird nun der Wirbelstromkoeffizient $k_{w\ 50}$ unter Anwendung von Gleichung (10.10) ermittelt.

$$k_{w\ 50} = \frac{\pi^2 \gamma d^2}{6\rho} \quad (10.10) \quad k_{w\ 50}/\text{Ws}^2\text{kg}^{-1}\text{T}^{-2} \quad \text{Wirbelstromkoeffizient}$$

In Tab. 10 sind die berechneten Wirbelstromkoeffizienten $k_{wB\ 50}$ und $k_{w\ 50}$ und deren Differenz $k_{wD\ 50}$ eingetragen. Mit der Koeffizienten-Differenz $k_{wD\ 50}$ ist auf Umwegen ein zusätzlicher Einfluss auf die Verluste zu identifizieren.

	\hat{B}/T						
	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8
$k_{wB\ 50}/\text{Wskg}^{-1}\text{T}^{-2}$	0,000066	0,000066	0,000066	0,000067	0,000068	0,000069	0,000075
$k_{w\ 50}/\text{Wskg}^{-1}\text{T}^{-2}$	0,000029791						
$k_{wD\ 50}/\text{Wskg}^{-1}\text{T}^{-2}$	0,000036	0,000036	0,000037	0,000037	0,000038	0,000039	0,000045

Tab. 10: Koeffizienten-Differenz, identifiziert durch Ansatz von Jordan, Quelle: Eigene Darstellung.

Unter der Voraussetzung der Richtigkeit der Hystereseverluste sind unter Anwendung des Ansatzes von Jordan mit Gleichung (10.11), die auf die Formeln (7.36) bis (7.39) basiert, zu niedrige Werte zu erhalten.

$$p_{0\ 50} = p_{h\ 50} + p_{w\ 50} \quad (10.11) \quad p_{0\ 50}/\text{Wkg}^{-1} \quad \text{Berechnung der Eisenkernverluste}$$

$$= k_{hB\ 50} f_{50} \hat{B}^2 + k_{w\ 50} (f_{50} \hat{B})^2$$

$$p_{w\ 50} = k_{w\ 50} (f_{50} \hat{B})^2 \quad (10.12) \quad p_{w\ 50}/\text{Wkg}^{-1} \quad \text{Hystereseverluste}$$

Es muss an dieser Stelle erwähnt werden, dass sich die Koeffizienten je nach verwendetem Ansatz im Betrag unterscheiden. Wird beim Ansatz aus Gleichung (7.31) der Hysteresekoeffizient $k_{h\ 50}$ als konstant angesetzt, wandelt sich der Steinmetz-Exponent x zur veränderlichen Größe.

10.7 Ermittlung des Steinmetz-Koeffizienten

Hier werden die Steinmetz-Konstanten über den Bereich der magnetischen Flussdichte ermittelt. Die Berechnung beruht wieder darauf, dass auf die aus dem Frequenzverfahren ermittelten Hystereseverluste $p_{h\ 50}$ zurückgegriffen wird. Durch Umformung von Gleichung (7.31) wird mit Gleichung (10.13) auf den Steinmetz-Koeffizienten geschlossen. Dabei ist von einem konstanten Hysterese-Koeffizienten k_h auszugehen. In dieser Arbeit ist der Hysterese-Koeffizient $k_{h\ B1,2}$ bei 1,2 Tesla die Basis, bei der auch der Steinmetz-Koeffizient $x = 2$ beträgt. Durch Rückrechnung aller Steinmetz-Koeffizienten bei einem konstanten Hysterese-Koeffizienten $k_{h\ B1,2}$ ergeben sich die Ergebnisse aus Tab. 11.

$$\ln p_{h\ 50} = \ln(k_{h\ B1,2} f_{50} \hat{B}^x) \quad (10.13) \quad x/1 \quad \text{Steinmetz-Koeffizient}$$

$$\ln p_{h\ 50} = \ln(k_{h\ B1,2}) + \ln(f) + x \ln(\hat{B})$$

$$x = \frac{\ln(p_{h\ 50}) - \ln(k_{h\ B1,2}) - \ln(f_{50})}{\ln(\hat{B})}$$

Die Basis für die Berechnung wurde deshalb bei $k_{h\ B1,2}$ gewählt, da so über dem gesamten Bereich der magnetischen Flussdichte sinnvolle Ergebnisse für x ermittelt wurden. Mit dieser Methode wurde als Beispiel der Steinmetz-Koeffizient bei 0,8 Tesla mit 1,81 identifiziert. Aus Gründen der Übersicht werden die Ergebnisse nur zwischen 1,2 und 1,8 Tesla gezeigt. Werden diese Ergebnisse mit den Theorieangaben aus Kapitel 7.6.1 verglichen, so scheinen sie plausibel zu sein.

	\hat{B}/T						
	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8
$p_{h\ 50}/Wkg^{-1}$	0,272883	0,320188	0,380039	0,447442	0,545678	0,699196	0,925549
$k_{h\ B1,2}/Wskg^{-1}T^{-2}$	0,003779						
x	2,00	2,01	2,06	2,13	2,26	2,47	2,70

Tab. 11: Steinmetz-Koeffizienten, Quelle: Eigene Darstellung.

Mithilfe der Ergebnisse aus Tab. 11 und unter Anwendung von Gleichung (7.31) können die Hystereseverluste nach Steinmetz mit Gleichung (10.14) reproduziert werden

$$p_{h\ 50} = k_{h\ B1,2} f_{50} \hat{B}^x \quad (10.14) \quad p_{h\ 50}/Wkg^{-1} \quad \text{Hystereseverluste nach Steinmetz}$$

10.8 Berechnung der Anomalieverluste

Nun wird auf die Erkenntnisse aus Kapitel 7.2 zurückgegriffen und die sogenannten Anomalieverluste in die Betrachtung bei einer bestimmten magnetischen Flussdichte und Frequenz miteinbezogen. Dazu werden die scheinbaren Wirbelstromverluste $p_{sw\ 50}$ aus der Differenz der gemessenen Leerlaufverluste bei $p_{0\ 50}$ und den berechneten Hystereseverlusten $p_{h\ 50}$ aus Tab. 7 mit Gleichung (7.10) ermittelt. Der Wirbelstromkoeffizient $k_{w\ 50}$ wird unter Anwendung von Anomalieverlusten mit $k_{e\ 50}$ bezeichnet und ist ident mit dem berechneten Wert in Tab. 10. Die Anomalieverluste ergeben sich nach diesem Ansatz aus Gleichung (7.11). Mit den Gleichungen (7.43) und (7.44) ist es möglich, auf den Anomalie-Koeffizienten $k_{a\ 50}$ und den

Faktor C_{50} zu schließen. Der Anomaliefaktor η_{w50} wird zudem aus Formel (7.12) berechnet. In Tab. 12 sind die Ergebnisse zusammengefasst.

	\hat{B}/T						
	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8
p_{050}/Wkg^{-1}	0,510093	0,599862	0,707861	0,823982	0,976204	1,195292	1,532975
p_{h50}/Wkg^{-1}	0,272883	0,320188	0,380039	0,447442	0,545678	0,699196	0,925549
$k_e/Wskg^{-1}T^{-2}$	0,000029791						
p_{e50}/Wkg^{-1}	0,107546	0,126017	0,146919	0,167265	0,190005	0,215215	0,241415
p_{a50}/Wkg^{-1}	0,129665	0,153656	0,180902	0,209275	0,240522	0,280881	0,366010
k_{a50}	0,000278	0,000293	0,000307	0,000323	0,000337	0,000358	0,000429
C_{50}	2,130	2,241	2,352	2,468	2,578	2,742	3,278
$\eta_{w50}/1$	2,206	2,219	2,231	2,251	2,266	2,305	2,516

Tab. 12: Eisenkernverluste unter Einbeziehung der Anomalieverluste, Quelle: Eigene Darstellung.

Die Eisenverluste in (10.15) unter Einbeziehung der Anomalieverluste können nun auf Basis von Gleichung (7.15) beschrieben werden.

$$p_{050} = p_{h50} + p_{e50} + p_{a50} (\eta_{w50} - 1) \quad (10.15) \quad p_{050}/W \quad \text{Eisenkernverluste}$$

Schlussendlich ist es nun möglich, den Ansatz von Bertotti aus Kapitel 7.6.3 zu vollständig zu beschreiben. Dafür wird auf die Formeln für die Hysterese- und Wirbelstromverluste verwiesen.

$$p_{050} = p_{h50} + p_{e50} + p_{a50} \quad (10.16) \quad p_{050}/Wkg^{-1} \quad \text{Eisenverluste nach Bertotti}$$

$$p_{h50} = k_{h50} f_{50} \hat{B}^x \quad (10.14) \quad p_{h50}/Wkg^{-1} \quad \text{Hystereseverluste nach Steinmetz}$$

$$p_{e50} = k_{e50} (f_{50} \hat{B})^2 \quad (10.12) \quad p_{e50}/Wkg^{-1} \quad \text{Wirbelstromverluste nach Jordan}$$

$$p_{a50} = k_{a50} (f_{50} \hat{B})^{1,5} \quad (10.17) \quad p_{a50}/Wkg^{-1} \quad \text{Anomalieverluste nach Bertotti}$$

$$k_{a50} = \frac{C_{50}}{\rho} \quad (10.18) \quad \text{Anomalie-Koeffizient nach Bertotti}$$

Die Wirbelstromverluste p_{e50} beziehungsweise p_{w50} unter Verwendung der Formel (10.12) sind einfach zu ermitteln unter der Voraussetzung, dass die Materialkennwerte bekannt sind.

10.9 Baufaktor

Die wohl einfachste und schnellste Methode, die Leerlaufverluste zumindest abzuschätzen, bietet die Berechnungsmethode aus Kapitel 7.3.2. Durch den Einsatz eines Blechs mit der Blechdicke von 1,05 mm kann nun auf einen Höchstwert für den Ummagnetisierungsverlust von 1,05 Watt pro Kilogramm bei 1,7 Tesla und 50 Hertz geschlossen werden. Wird der Höchstwert für den Ummagnetisierungsverlust mit dem gemessenen Ummagnetisierungsverlust p_{050} aus Tab. 12 bei 1,7 Tesla verglichen, ergibt sich nach Gleichung (7.23) ein Baufaktor F_B von rund 1,138 bei eben diesen 1,7 Tesla.

$$p_{050} = F_B p_{Epstein} \quad (10.19) \quad p_{Fe}/Wkg^{-1} \quad \text{Eisenkernverluste bei 1,7 T und 50 Hz}$$

10.10 Frequenzfaktor

Aus den beiden Messergebnissen aus Abb. 63 kann der Frequenzfaktor k_f ermittelt werden.

	\hat{B}/T						
	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8
$k_f/1$	1,312	1,312	1,311	1,310	1,306	1,300	1,295

Tab. 13: Frequenzfaktor, Quelle: Eigene Darstellung.

10.11 Vergleich mit dem internen Berechnungsergebnis

In Abb. 67 sind die gemessenen und berechneten Leerlaufverluste des Transformators bei 50 Hertz dargestellt. Die Berechnung der Leerlaufverluste basiert auf der in Kapitel 7.4 angedeuteten Berechnungsmethode. Die gemessenen Leerlaufverluste des Transformators sind bereits mit dem in Kapitel 9.2 beschriebenen IEC-Standard korrigiert. Bei der Korrektur werden die gemessenen Verluste auf Verluste bei sinusförmigen Spannungen umgerechnet.

Es wird darauf hingewiesen, dass bei der internen in Kapitel 7.4 angedeuteten Berechnungsmethode die Kernverluste p_0 auf einer statistischen Messdatenauswertung basieren. Dies bedeutet, dass mit der steigenden Häufigkeit an Messungen einer bestimmten Auslegung die Genauigkeit des Faktors p_0 erhöht wird.

Somit sind die Kernverluste p_0 bei der internen Berechnung nicht ident mit jenen Werten der Epstein-Messungen und nicht direkt vergleichbar. Da diese Auslegung noch sehr selten ist, ergibt sich die in Abb. 68 identifizierte Abweichung zwischen Berechnung und Messung.

Eine positive Abweichung heißt in der Darstellung eine erhöhte Berechnung gegenüber der Messung. Abb. 68 zeigt zwischen 1,4 und 1,7 Tesla eine relativ konstante positive Abweichung zwischen der Berechnung und der Messung von rund 5 %.

Interessant ist auch die Umkehrung der Abweichung zu negativen Werten und die große negative Steigung der Kurve über 1,8 Tesla. Es wurde ja schon erwähnt, dass bei der Messung die beiden relevanten Spannungen U'_{eff} aus Formel (9.8) und U_{eff} aus Formel (9.1) im Bereich von rund 1,85 Tesla nicht mehr innerhalb der beschriebenen 3 % liegen. Des Weiteren zeigt Tab. 15 für einen typengleichen Transformator im Bereich von 1,853 Tesla einen durchschnittlichen THD von 14,81 %.

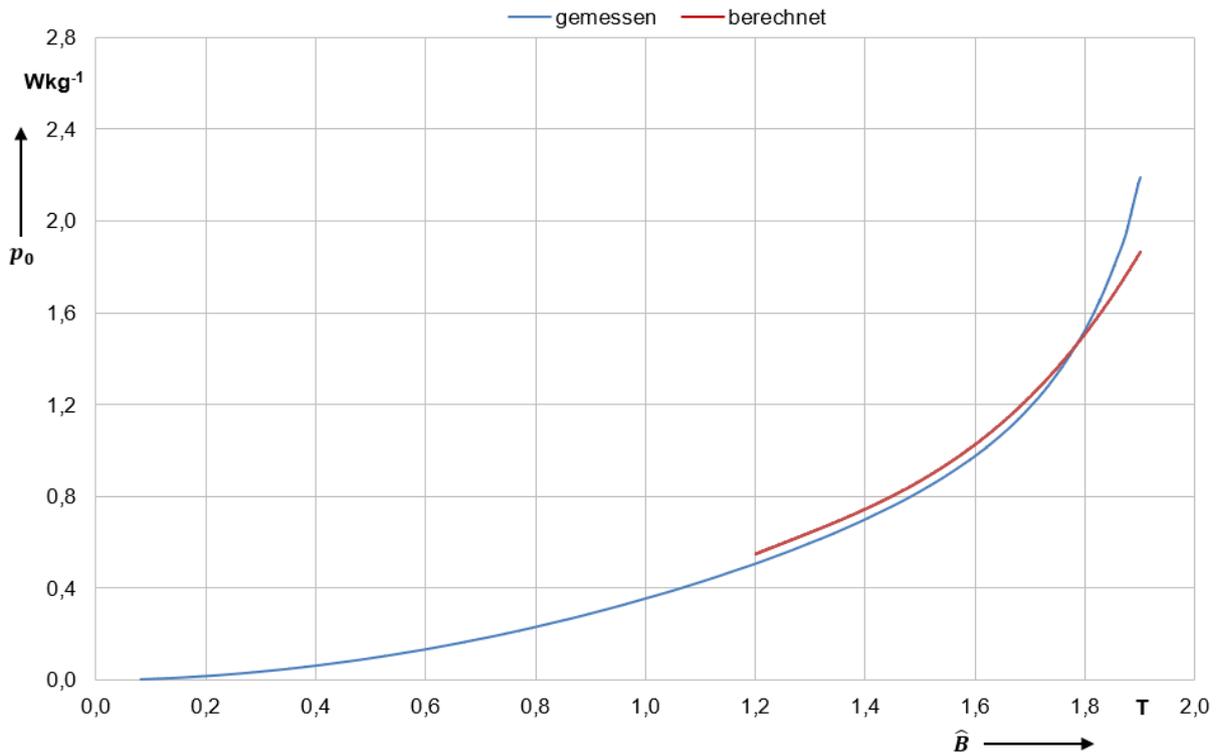


Abb. 67: Gemessene und berechnete Leerlaufverluste bei 50 Hz, Quelle: Eigene Darstellung.

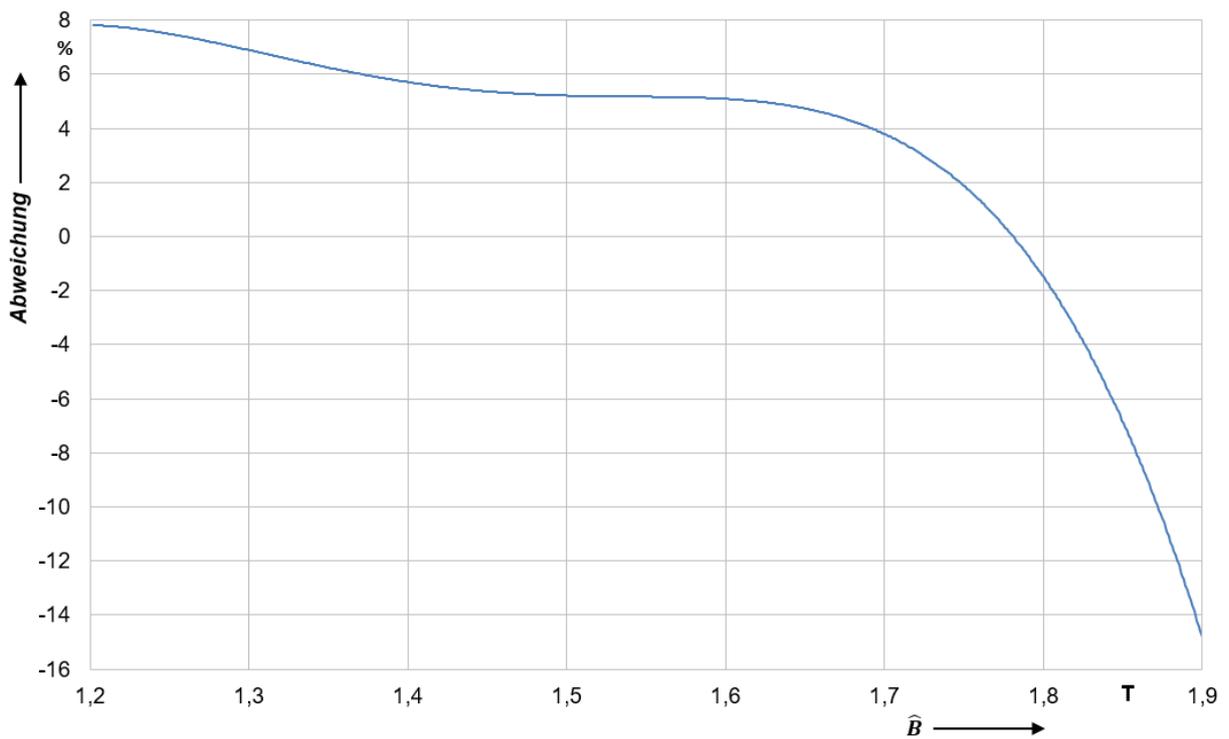


Abb. 68: Abweichung der berechneten von den gemessenen Leerlaufverlusten bei 50 Hz, Quelle: Eigene Darstellung.

Die theoretische magnetische Flussdichte beträgt in diesem Beispiel 1,425 Tesla bei der Bemessungsspannung $U_r = 660 \text{ V}$, die identifizierte Abweichung an dieser Stelle rund 5,4 %. Somit ist die Kernquerschnittsfläche größer ausgeführt als notwendig. Wird nun zur Optimierung die Querschnittsfläche gesenkt, so steigt die magnetische Flussdichte und mit ihr die Verluste. Die Umrechnung auf die neue magnetische

Flussdichte erfolgt aus den Daten von Tab. 7 und der Formel (10.5) oder kann aus Abb. 67 entnommen werden. Wie erwartet steigt die magnetische Flussdichte bei der Erhöhung der Verluste – in diesem Fall steigt sie auf 1,463 Tesla. Anhand der Ausgangsparameter werden die notwendigen Kernquerschnittsflächen vor beziehungsweise nach der Optimierung ermittelt. Dafür wird Formel (11.7) umgeformt zu Formel (10.20).

Ausgangsparameter und Ergebnisse der Optimierung:

Wert	Einheitszeichen/Einheit	Größe
660	U_{2L}/V	Außenleiterspannung der US
15	$N_2/1$	Windungszahlen der US
50	f_{50}/Hz	Frequenz
$733,367 \cdot 10^{-3}$	$p_{0\ 50}/\text{Wkg}^{-1}$	Leerlaufverluste
1,425	\hat{B}/T	Magnetische Flussdichte
$80,202 \cdot 10^{-3}$	A_{Fe}/m^2	Kernquerschnitt
$773,002 \cdot 10^{-3}$	$p_{0\ 50\ neu}/\text{Wkg}^{-1}$	Höhere Berechnung der Leerlaufverluste
1,463	\hat{B}_{neu}/T	Erhöhte magnetische Flussdichte
$78,165 \cdot 10^{-3}$	A_{Fe}/m^2	Optimierter Kernquerschnitt
2,61	$\Delta A_{Fe}/\%$	Kernquerschnittseinsparung

Tab. 14: Ausgangsparameter und Ergebnisse der Optimierung, Quelle: Eigene Darstellung.

$$A_{Fe} = \frac{\sqrt{2}}{2\pi} \frac{1}{\hat{B}_h f_{50} N_2 \sqrt{3}} U_{2L} \quad (10.20) \quad A_{Fe}/\text{m}^2 \quad \text{Kernquerschnitt}$$

Eine Verkleinerung der Querschnittfläche geht laut Formel (4.1) einher mit einer Verringerung des Kerndurchmessers und führt laut Formel (7.20) auch zu einer Senkung der Kernlänge. Mit Gleichung (7.19) und (7.17) kann in weiterer Folge das Kerngewicht berechnet werden.

Da es sich nicht um einen runden Kern handelt, ist Gleichung (4.1) nicht anwendbar. Die Beschreibung des ovalen Kernes ist nicht Teil dieser Arbeit. Der Querschnitt wird mit der höheren magnetischen Flussdichte um 2,61 % kleiner. Aus wissenschaftlicher Sicht ist die direkte Folgerung einer prozentuellen Querschnittseinsparung auf das Gewicht nicht korrekt, da die Kernlängenänderung nicht Teil dieses Vergleiches ist. Die Minderung der Länge erhöht theoretisch den Wert der Einsparung sogar geringfügig. An dieser Stelle wird repräsentativ mit einer Gewichtseinsparung von 2,61 % gerechnet.

Bei einem Ausgangsgewicht von 3324 Kilogramm führt dies zu einer Gewichtseinsparung von 86,8 Kilogramm. Da keine gesicherten Daten für den Materialpreis vorliegen, wird mit dem realistischen Preis von 4 € pro Kilogramm gerechnet. Eine Erhöhung der Verlustberechnung um 5,4 % führt zu einer Einsparung von rund 350 € pro Transformator.

11 KERNAUSLEGUNG

11.1 Übererregungsbedingung

Aufgrund des Zusammenhangs, der in Abb. 20 dargestellt ist, wird eine Windkraftanlage unter bestimmten Voraussetzungen unter einer Frequenz von 47,5 Hz vom Netz genommen. Dies sind 95 % der Bemessungsfrequenz von 50 Hz. Dementsprechend ist es sinnvoll, den Transformator mindestens bis zu einer dauerhaften Unterfrequenz von 47,5 Hz auszulegen, soweit keine zusätzliche Anforderung vom Betreiber spezifiziert wird.²⁴¹

Wie in Abb. 21 dargestellt, ist die dauerhafte Betriebsspannung mit 110 % der Bemessungsspannung der Windkraftanlage definiert, solange der Betreiber keine weiteren Anforderungen spezifiziert hat. Kurzzeitige Überspannungen können höher sein.²⁴²

Laut der Beschreibung in Kapitel 3.1.2 sollten unter normalen Betriebsbedingungen die vereinbarten Versorgungsspannungen U_c in der Mittelspannung nicht über $\pm 10\%$ über- beziehungsweise unterschritten werden.²⁴³

Für Transformatoren für Windenergieanlagen – Anwendungen nach internationaler Norm IEC/IEEE 60076-16:2018 – darf, wie bereits in Kapitel 3.3.2 beschrieben, weder die Spannung noch die Spannung pro Frequenz in V/Hz bis zu 120 % der Nennwerte übersteigen.²⁴⁴

Währenddessen darf für Transformatoren für Windenergieanlagen – Anwendungen nach Europäischer und Deutscher Norm DIN EN 60076-16:2012-05 –, wie bereits in Kapitel 3.3.2 beschrieben, die Spannung pro Frequenz in V/Hz bis zu 110 % der Nennwerte übersteigen.²⁴⁵

Auf Basis von Gleichung (8.11) und (11.1) zeigt Gleichung (11.2) die Beziehung bei einer Erhöhung der Bemessungsspannung um 14 % und gleichzeitiger Senkung der Bemessungsfrequenz um 5 % und deren Auswirkung auf die Übererregungsbedingung. Ausgangspunkt in diesem Beispiel ist die sekundäre Bemessungsspannung von 660 Volt bei einer Bemessungsfrequenz von 50 Hertz. Mit der erhöhten angelegten Spannung und mit der gleichzeitig reduzierten Frequenz steigt die magnetische Flussdichte im Kern um 20 %. Dies führt in weiterer Folge zu einem höheren Leerlaufstrom, höheren Kernverlusten und höherer Geräusentwicklung des Transformators. Hierbei ist erkennbar, dass in Abhängigkeit der vom Betreiber definierten Übererregungsbedingungen die magnetische Nennbetriebsflussdichte im Kern richtig gewählt werden muss.²⁴⁶

²⁴¹ Vgl. Fischer (2019), S. 168.

²⁴² Vgl. Fischer (2019), S. 170.

²⁴³ Vgl. DIN EN 50160 (2011), S. 20.

²⁴⁴ Vgl. IEC/IEEE 60076-16:2018 Edition 2.0 (2018), S. 11.

²⁴⁵ Vgl. DIN EN 60076-1 (VDE 0532-76-1) (2012-03), S. 24.

²⁴⁶ Vgl. Kulkarni/Khparde (2013), S. 28-29.

$$\frac{U_{47,5\text{Hz}}}{U_{50\text{Hz}}} = \frac{\frac{2\pi}{\sqrt{2}} \hat{B}_{47,5\text{Hz}} A_{Fe} f_{47,5\text{Hz}} N_2}{\frac{2\pi}{\sqrt{2}} \hat{B}_{50\text{Hz}} A_{Fe} f_{50\text{Hz}} N_2} \quad (11.1) \quad \frac{U_{47,5\text{Hz}}}{U_{50\text{Hz}}} / 1 \quad \text{Herleitung der kontinuierlichen Übererregungsbedingung}$$

$$\alpha = \frac{\hat{B}_{47,5\text{Hz}}}{\hat{B}_{50\text{Hz}}} = \frac{U_{47,5\text{Hz}} f_{50\text{Hz}}}{U_{50\text{Hz}} f_{47,5\text{Hz}}} \quad (11.2) \quad \alpha / \% \quad \text{Kontinuierliche Übererregungsbedingung}$$

$$\alpha = \frac{752,4 \text{ V } 50,0 \text{ Hz}}{660,0 \text{ V } 47,5 \text{ Hz}} = 1,20 \quad \text{Beispiel für eine Übererregungsbedingung}$$

Gleichung (11.2) zeigt auch, dass bei einer definierten Unterfrequenz von 47 Hz im Leerlauf die gleichzeitige Überspannung nach der internationalen Norm IEC/IEEE 60076-16:2018 mit maximal 112,8 % der Nennspannung begrenzt wird. Berechnungssimulationen haben gezeigt, dass die Leerlaufverluste bei Bemessungsfrequenz und 120 % der Bemessungsspannung ihr Maximum erreichen. Dies ist auch der Grund, warum die Leerlaufversuche in dieser Arbeit bei 50 Hz Bemessungsfrequenz durchgeführt wurden.

Der magnetische Fluss im Kern des Transformators ist direkt proportional zur angelegten Spannung und indirekt proportional zur Frequenz. Auftretende Überspannungen und/oder Unterfrequenzen können aufgrund eines höheren magnetischen Flusses den Kern des Transformators in Sättigung bringen. Diese außerordentlichen Betriebsbedingungen können in jedem Teil des Energieversorgungssystems auftreten, weshalb jeder Transformator einer Übererregung ausgesetzt werden kann.²⁴⁷

11.2 Auslegung der magnetischen Flussdichte

Am Beginn einer Transformatorauslegung wird der Kerndurchmesser D_K gewählt. Ist der Kerndurchmesser definiert, kann für einen runden Kern nach Gleichung (4.1) der Kernquerschnitt A_{Fe} ermittelt werden, danach die magnetische Nennbetriebsflussdichte \hat{B}_n anhand Gleichung (11.8). Aus der Transformatorhauptgleichung (8.11) lässt sich durch Umformen nun die Windungsspannung E_w berechnen. Die Bemessungsfrequenz f muss bekannt sein.²⁴⁸

$$U_{w-theoretisch} = \frac{2\pi}{\sqrt{2}} \hat{B}_n A_{Fe} f \quad (11.3) \quad U_w / \text{V} \quad \text{Effektivwert der theoretisch induzierten Windungsspannung in der Sekundärwicklung}$$

Nach der Berechnung der theoretischen Windungsspannung wird nun die theoretische Windungszahl $N_{2-theoretisch}$ der Sekundärseite ermittelt. Dafür muss die Strang- oder Außenleiterspannung bekannt sein. Die Sekundärseite ist in diesem Beispiel in Sternschaltung verbunden.²⁴⁹

$$U_{2L} \quad U_{2L} / \text{V} \quad \text{Außenleiterspannung}$$

$$U_{2Str} = \frac{E_{2L}}{\sqrt{3}} \quad (11.4) \quad U_{2Str} / \text{V} \quad \text{Strangspannung}$$

²⁴⁷ Vgl. Wildi (2014), S. 19/5.

²⁴⁸ Vgl. Kulkarni/Khparde (2013), S. 684.

²⁴⁹ Vgl. Kulkarni/Khparde (2013), S. 684.

$$N_{2-theoretisch} = \frac{U_{2Str}}{E_{w-theoretisch}} \quad (11.5) \quad N/1 \quad \text{Theoretische Windungszahl}$$

$$= \frac{U_{2L}}{U_{w-theoretisch} \sqrt{3}}$$

In der Praxis wird nur eine ganzzahlige Anzahl an Windungen gewählt, weshalb nun mit der gewählten ganzzahligen Windungszahl die neue Windungsspannung ermittelt wird.²⁵⁰

$$U_{w-neu} = \frac{U_{2Str}}{N_{2-gewählt}} \quad (11.6) \quad U_{w-neu}/V \quad \text{Effektivwert der neuen induzierten Windungsspannung in der Sekundärwicklung}$$

$$= \frac{U_{2L}}{N_{2-gewählt} \sqrt{3}}$$

Die neue Windungsspannung E_{w-neu} ist die Basis für die nachfolgenden Auslegungsparameter der weiteren Transformatorauslegung. Nun kann die tatsächliche Nennbetriebsflussdichte \hat{B}_n ermittelt werden.

$$\hat{B}_n = \frac{\sqrt{2} U_{w-neu}}{2\pi A_{Fe} f} \quad (11.7) \quad \hat{B}_n/T \quad \text{Tatsächliche Nennbetriebsflussdichte}$$

Die Gleichung (11.7) zeigt, dass bei gegebener Spannung eine Vergrößerung des Kernquerschnitts, eine Erhöhung der Frequenz und die Erhöhung der Windungszahlen zu einer Senkung der magnetischen Flussdichte führt. Größere Kernquerschnitte führen zu einer Steigerung des Kerngewichts und somit auch der Kosten. Die Kerngröße hat in weiterer Folge auch Einfluss auf die Größe der Wicklungen. Niedrigere magnetische Flussdichten führen hingegen, wie in Abb. 41 ersichtlich, zu kleineren Kernverlusten. Auf die Vorgehensweise einer Transformatorauslegung wird an dieser Stelle nicht weiter eingegangen.

11.3 Einschränkung der magnetischen Betriebsflussdichte

Die im Kern auftretende magnetische Betriebsflussdichte hat einen sehr großen Einfluss auf die Gesamtgröße des Transformators, seine Materialkosten und die Verluste. Für die derzeit verfügbaren Sorten der unterschiedlichen kornorientierten und kaltgewalzten Materialien (CRGO) sind die Sättigungsflussdichten bei etwa 2,0 Tesla. Durch die vom Anwender vorgegebene Übererregungsbedingung α ist die maximale Nennbetriebsflussdichte \hat{B}_n begrenzt. Die Steigung der B-H-Kurve ändert sich nach ungefähr 1,9 Tesla signifikant. Ab diesem Bereich führt eine geringe Erhöhung der Flussdichte zu einer erhöhten Zunahme des aufgenommenen Magnetisierungsstroms. Daher ist anzunehmen, dass der Kniefpunkt der B-H-Kurve bei 1,9 Tesla liegt. In Gleichung (11.1) wurde gezeigt, dass eine gleichzeitige Überspannung und Unterfrequenz die magnetische Flussdichte im Kern um die Übererregungsbedingung α erhöht. Für eine Übererregungsbedingung α kann eine magnetische Nennbetriebsflussdichte \hat{B}_n , wie in Gleichung (11.8) beschrieben, gewählt werden.²⁵¹

²⁵⁰ Vgl. Kulkarni/Khparde (2013), S. 684.

²⁵¹ Vgl. Kulkarni/Khparde (2013), S. 50.

Aus der Gleichung (11.8) ist auch ersichtlich, dass für diese Berechnung ein begrenzender Wert für die magnetische Flussdichte bestimmt werden muss. Dieser begrenzende Wert der magnetischen Flussdichte wurde in den vorigen Absätzen dieses Kapitels als Knipunkt bezeichnet, aber wird in weiterer Folge als \hat{B}_{max} bezeichnet, da laut Definition des Kapitels 5.4 der Knipunkt, wie Abb. 69 zum Vorschein bringt, nicht bei 1,9 Tesla liegt. Dies führt zum Umstand, dass der begrenzende Wert für \hat{B}_{max} in dieser Arbeit weder bei 1,9 Tesla noch beim Knipunkt aus Kapitel 5.4 gewählt und definiert wird. Der Wert für die magnetische Flussdichte \hat{B}_{max} soll in einer technisch vertretbaren Höhe gewählt werden.

Abb. 69 zeigt eine aufgenommene Magnetisierungskennlinie bei 50 Hertz des in Kapitel 10 analysierten Transformators und stellt die magnetische Flussdichte \hat{B} in Abhängigkeit des verlustbehafteten Magnetisierungsstroms I_0 dar. Die zweite Skalierung zeigt U'_{eff} auch in Abhängigkeit von I_0 . Die beiden Y-Achsen sind zueinander richtig skaliert. Aufgrund einer Formfaktorabweichung im Bereich der Sättigung ist der Effektivwert der Spannung U_{eff} nicht ident mit dem dargestellten Wert U'_{eff} . In Kapitel 10 wurde bereits erwähnt, dass U_{eff} bei der Verlustkorrektur wohl verwendet, aber der Effektivwert U_{eff} noch der Formfaktor F_F dauerhaft gespeichert wurde.

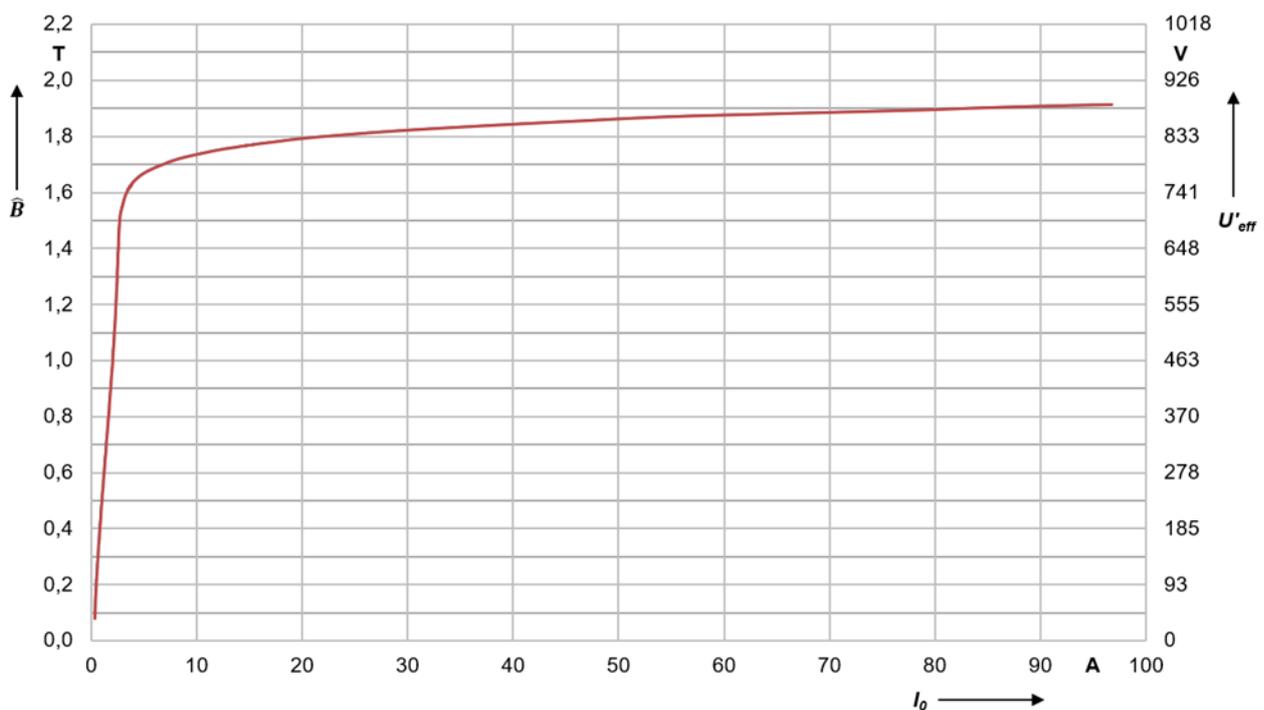


Abb. 69: Magnetisierungskennlinie bei 50 Hz, Quelle: Eigene Darstellung.

Deshalb wurde zusätzlich an einem typengleichen Transformator, hier als Transformator 2 bezeichnet, die Magnetisierungskurve wiederholt und der Effektivwert, der Formfaktor und der THD_U aufgezeichnet. Im Unterschied zur Magnetisierungskennlinie in Abb. 69 sind für den Transformator 2 weniger Messpunkte verfügbar. In Abb. 70 sind die Effektivwerte U_{eff} und U'_{eff} des Transformators 2 der Magnetisierungskennlinie aus Abb. 69 gegenübergestellt. In Tab. 15 sind die Ergebnisse einiger Spannungsgrößen für den typengleichen Transformator aufgelistet.

$U_r = 660 \text{ V}$	U'_{eff}/V	U_{eff}/V	$F_F/1$	$\frac{U_{eff}}{U'_{eff}}/\%$	$THD_U/\%$
$U_{1,343} = 1,343U_r$	886,43	941,8	1,180	6,25	25,15
$U_{1,30} = 1,30U_r$	858,03	890,1	1,152	3,74	14,43
$U_{1,20} = 1,20U_r$	791,63	798,5	1,120	0,87	3,59
$U_{1,15} = 1,15U_r$	758,29	762,1	1,116	0,50	2,28
$U_{1,10} = 1,10U_r$	726,09	727,8	1,113	0,24	1,58
$U_{1,00} = 1,00U_r$	659,42	659,7	1,111	0,04	1,25
$U_{0,90} = 0,90U_r$	594,46	595,2	1,112	0,12	1,29

Tab. 15: Daten der Magnetisierungskennlinie bei 50 Hz eines typengleichen Transformators, Quelle: Eigene Darstellung.

Durch begrenzte Leistung von vorhandenen Anpasstransformatoren und Generatoren bei Leerlaufmessungen in Prüffeldern wird die Spannung am Prüfling verzerrt. Etwaige Spannungsverzerrungen werden durch nichtsinusförmige Leerlaufströme des Prüflings an den Kurzschlussimpedanzen von Transformator und Generator hervorgerufenen Spannungsabfall herbeigeführt.²⁵²

Diese Spannungsverzerrungen treten im Betrieb kaum auf, da die Impedanz X_h der Hauptinduktivität des Transformators viel größer ist als die Impedanz des speisenden Netzes.²⁵³

Beim Vergleich der Magnetisierungskennlinien der beiden Transformatoren ist ein nahezu identer Verlauf der Spannungskurven U'_{eff} festzustellen. Auffällig ist der höherwerdende Effektivwert bei hohen Überspannungen. Die Messung zeigt damit den Einfluss der Spannungsverzerrung auf den Transformator.

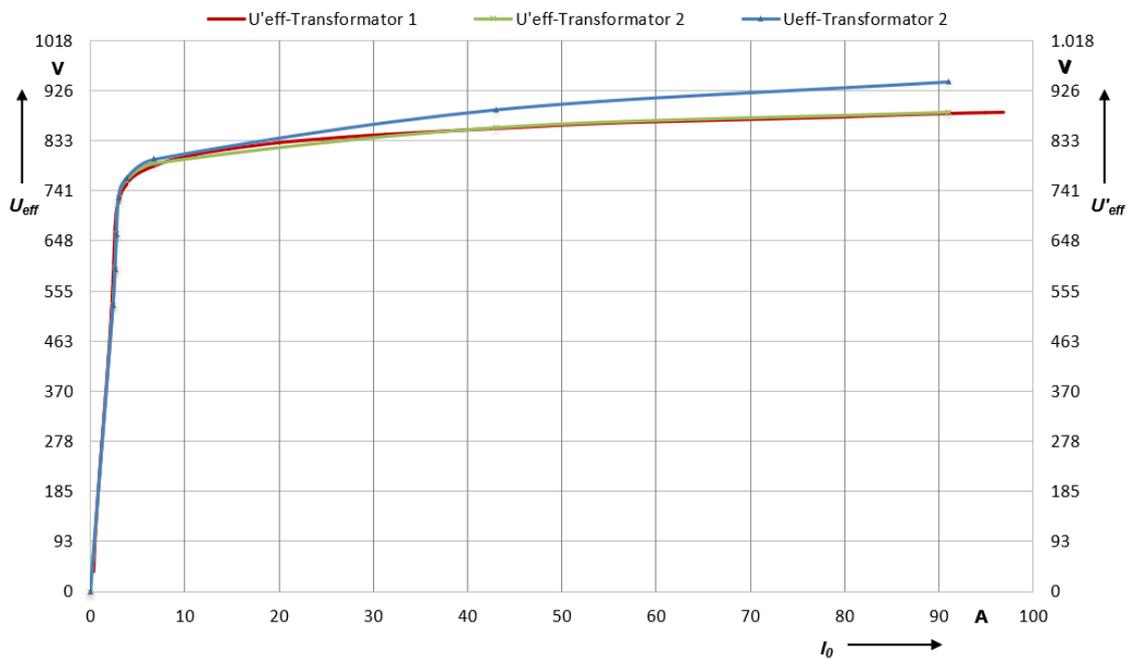


Abb. 70: Vergleich der Magnetisierungskennlinien bei 50 Hz eines typengleichen Transformators, Quelle: Eigene Darstellung.

²⁵² Vgl. Kraaij/Schemel/Wegscheider (1983), S. 31.

²⁵³ Vgl. Kraaij/Schemel/Wegscheider (1983), S. 31.

Das Prüfungsergebnis zeigt auch einen THD, der bei 120 % der Bemessungsspannung noch unter 5 % liegt, und dass eine Verlustkorrektur laut Norm auch noch bei dieser Überspannung anwendbar ist.

Die zur Prüfung notwendigen Generatoren haben im Vergleich zum Netz eine viel größere Impedanz X_h , weshalb Spannungsverzerrungen bei Prüfungen als nicht gänzlich vermeidbar gelten. Diesen Einfluss bei Prüfungen weiter zu minimieren kann ein zukünftiges Themengebiet sein, in dem Potential steckt. Bei der Überspannung von 130 % zeigt sich der Spannungs-THD bereits in ausgeprägter Form mit 14,43 % und steigt bei 134,3 % Überspannung bereits auf 25,15%. Dieser Einfluss ist am Netz nicht zu erwarten.

In Kapitel 3.1.3 werden die Merkmale der Mittelspannung behandelt. Die Grenzwerte des THD sind dabei viel kleiner, als sie im oberen Überspannungsbereich der Prüfung auftreten. In Zukunft können auch Feldversuche im Betrieb zur Optimierung beziehungsweise zur Weiterentwicklung der Auslegungsgrenzen der magnetischen Flussdichten beitragen.

Je geringer die Oberschwingungsströme, desto geringer sind die Spannungsabfälle an den Netzimpedanzen, und desto weniger wird die Sinusform der Spannung beeinträchtigt. Geringere Amplituden haben jene harmonischen Komponenten der verzerrten Spannung, die durch drei teilbare und ungeradzahlige Ordnungszahlen aufweisen, weil sie bei symmetrischer Last kompensiert werden. Im Allgemeinen entstehen alle Oberschwingungen mit gerader Ordnungszahl nicht im stationären Betrieb, weshalb auch sie kleiner angesetzt werden.²⁵⁴

In der Praxis sind aus wirtschaftlichen Gründen geringe Sättigungen zugelassen.²⁵⁵ Voraussetzung für die Wahl von \hat{B}_{max} ist zudem auch, dass die Kerntemperatur und der Geräuschpegel innerhalb ihrer zulässigen Grenzen liegen.²⁵⁶ Die technische Vertretbarkeit kann durch eine Kerntemperaturberechnung untermauert werden. Auf die Auswirkungen auf die Kerntemperatur wird an dieser Stelle nicht weiter eingegangen.

$$\hat{B}_n = \left[\frac{\hat{B}_{max}}{\left(1 + \frac{\alpha}{100}\right)} \right] \quad (11.8) \quad \hat{B}_n/T \quad \text{Magnetische Nennbetriebsflussdichte}$$

\hat{B}_{max}/T Maximale magnetische Flussdichte

$\alpha/\%$ Kontinuierliche Übererregungsbedingung

Wird nun von einem begrenzten Wert für $\hat{B}_{max} = 1,9$ Tesla und von $\alpha = 20 \%$ ausgegangen und werden keine Oberwellen und keine Begrenzungen durch Anforderungen an den Einschaltstoßstrom betrachtet, führt dies zu einer magnetischen Nennbetriebsflussdichte von $\hat{B}_n = 1,583$ T unter der Voraussetzung, dass die Kerntemperatur bei \hat{B}_{max} nicht überschritten wird.

$$\hat{B}_n = \left[\frac{1,90}{\left(1 + \frac{20}{100}\right)} \right] = 1,583 \quad (11.9) \quad \hat{B}_n/T \quad \text{Magnetische Nennbetriebsflussdichte unter bestimmten Voraussetzungen}$$

²⁵⁴ Vgl. Marenbach (2013), S. 377.

²⁵⁵ Vgl. Schwab (2017), S. 413.

²⁵⁶ Vgl. Kulkarni/Khparde (2013), S. 50.

12 ZUSAMMENFASSUNG

Die Spannungs- und Frequenzanforderungen werden durch die Norm für Transformatoren für Windenergieanlagen-Anwendungen geregelt. Liegen weitere Anforderungen vom Kunden vor, müssen diese bewertet werden. Diese Anforderungen münden in der Übererregungsbedingung. Mit ihr und der maximalen Betriebsflussdichte wird die Nennbetriebsflussdichte bestimmt. Somit haben höhere Spannungs- und Frequenzanforderungen direkten Einfluss auf die Nennbetriebsflussdichte.

Die Nennbetriebsflussdichte beeinflusst zudem die Verluste des Kerns. Hohe magnetische Flussdichten führen zu höheren Verlusten. Durch größere Kerne verringert man die Verluste, da dies eine Senkung der magnetischen Flussdichte zur Folge hat. Damit steigen wiederum die Kosten und das Gewicht. Darüber hinaus nehmen Abweichungen zwischen der Verlustberechnung und den Messergebnissen Einfluss auf das Gewicht und die Kosten.

Zudem werden die Einflüsse der Parameter auf die magnetische Flussdichte gezeigt. In weiterer Folge wird die Einschränkung der magnetischen Betriebsflussdichte durch Prüfungen gezeigt. Die Messungen belegen die identen Magnetisierungskennlinien zweier typengleicher Transformatoren. Bei einer Prüfung wurden zudem weitere Spannungsgrößen protokolliert. Wichtige Messgrößen sind bis zu hohen Überspannungen auf niedrigem Niveau, wie aus der Auswertung ersichtlich ist. Bei sehr großen Überspannungen nehmen die Spannungsoberwellen (THD) zu. Diesen großen Einfluss der Spannungsoberwellen ist am Netz aufgrund der viel kleineren Netzimpedanz nicht zu erwarten. Voraussetzung für die Wahl der Nennbetriebsflussdichte ist auch die Einhaltung der Kerntemperaturen.

Die durchgeführten Leerlaufmessungen bei 50 Hz und 60 Hz über einen großen Bereich der magnetischen Flussdichte ermöglichen die Analyse mit dem Frequenzverfahren. Dadurch ist eine Verlusttrennung der Eisenverluste in Hysterese- und Wirbelstromverluste möglich. Mit den gewonnenen Parametern können die Eisenverluste auf unterschiedliche Frequenzen und magnetische Flussdichte umgerechnet werden. Auf Basis der ermittelten Hystereseverluste aus dem Frequenzverfahren und einem Ansatz zur Berechnung der Wirbelstromverluste wurden die Parameter des Ansatzes von Jordan ermittelt. Des Weiteren wurde der in der Literatur beschriebene Steinmetz-Koeffizient für dieses Blech bestimmt. Durch einen anderen Berechnungsansatz wurden die Anomalieverluste und deren Parameter berechnet. Der hiermit ermittelte Anomaliefaktor deckt sich mit der Angabe aus der Literatur. Die erarbeiteten Zusammenhänge der Berechnung münden in einem Berechnungstool.

Die interne Kernverlustberechnung basiert auf einer statistischen Messdatenauswertung. Dies bedeutet, dass mit der steigenden Häufigkeit an Messungen einer bestimmten Auslegung die Genauigkeit der Ausgangsparameter erhöht wird. Da diese Auslegung noch sehr selten ist, ergibt sich die identifizierte Abweichung zwischen Berechnung und Messung.

Vergleiche der Verlustmessung mit dem internen Berechnungsergebnis identifizieren eine Abweichung zueinander und zeigen das Einsparungspotential. Durch eine Anpassung der Verlustberechnung um 5,4 % wird auf eine Querschnittsverkleinerung zurückgerechnet und das Potential der Einsparung bestimmt. Daraus wird eine Kosteneinsparung von 350 € pro Transformator generiert.

12.1 Ausblick

Bei den in dieser Arbeit durchgeführten Analysen wurde sich auf die ausgewerteten Hystereseverluste aus dem Frequenzverfahren gestützt. Eine einfachere und praktischere Bestimmung der Hystereseverluste ist in Zukunft zielführend, damit man sich mit dem Weg über das Frequenzverfahren nicht behelfen muss. Diese Möglichkeit bietet der Ansatz aus Gleichung (7.45) und (7.46), der in künftigen Analysen Anwendung finden soll.

Auch für die Berechnung der Wirbelstromverluste sollen entsprechende Datenblätter besorgt werden.

Durch weitere Analysen kann eine Statistik für den in Kapitel 10.8 berechneten Anomaliefaktor η_w der Blechtypen erstellt werden. Ist dieser Faktor vorhanden, können die Anomalieverluste auf eine einfache Art und Weise in die Berechnung einfließen. Voraussetzung dafür sind Berechnungen der Hysteresee- und Wirbelstromverluste von hoher Qualität und Prüfungen zur Bestimmung des Faktors.

Der wohl vielversprechendste Ansatz für eine künftige Betrachtung der Eisenkernverlustberechnung ist der Ansatz von Bertotti aus Kapitel 7.6.4. Für mögliche weitere Berechnungen sollen entsprechende Datenblätter angefordert werden. Anschließend kann mit den Daten und den Herstellermessergebnissen die Formel abgeglichen werden. Damit ist die Grundformel beschrieben. Mit dem Wissen und weiterführenden Messungen der eingebauten Kerne in den Transformatoren lässt sich die Formel schlussendlich an das fertige Produkt angleichen.

Zur weiterführenden Beurteilung der maximalen magnetischen Flussdichte kann in Zukunft bei Bedarf eine Kernerwärmungsberechnung hilfreich sein. Auf die Auswirkungen von Spannungs- und Stromoberwellen auf den Kern kann in weiteren Untersuchungen näher eingegangen werden. Auftretende Spannungsverzerrungen gelten bei Magnetisierungsprüfungen als nicht gänzlich vermeidbar. Diesen Einfluss bei Prüfungen weiter zu minimieren kann ein zukünftiges Themengebiet sein, in dem Potential steckt. In Zukunft könnten auch Feldversuche im Betrieb zur Optimierung beziehungsweise zur Weiterentwicklung der Auslegungsgrenzen der magnetischen Flussdichten beitragen.

Ein zukünftiger Vergleich der berechneten und gemessenen Magnetisierungsbedarfe und damit einhergehende Identifizierung der möglichen Abweichung zueinander kann in weiterführenden Analysen behandelt werden, sowie die weiterführende Optimierung der Verluste.

12.2 Resümee

Mit dieser Arbeit ist eine neue Grundlage für weitere Untersuchungen hinsichtlich der Überarbeitung der maximalen magnetischen Flussdichte für die Auslegung des Kerns geschaffen. Der Komplexität der Thematik ist geschuldet, dass weiterführende Untersuchungen zur Bestimmung neuer Grenzen notwendig sind. Darüber hinaus wurde gezeigt, dass durch eine Verlustanpassung der Berechnung eine Kosteneinsparung generiert werden kann.

Der Eisenkern muss so klein wie möglich und so groß wie nötig ausgelegt sein.

LITERATURVERZEICHNIS

Gedruckte Werke (24)

- Abts, Hermann (2017): *Verteil-Transformatoren*, 2 Auflage, VDE Verlag GmbH, Berlin Offenbach
- Baier, Peter (2010): *Dreiphasen-Leistungstransformatoren*, VDE Verlag GmbH, Berlin Offenbach
- Bergmann, Arno (2015): *Windenergieanlagen: Normgerecht errichten, betreiben, herstellen und konstruieren*, 2 Auflage, VDE Verlag GmbH, Berlin Offenbach
- Blackburn, J.; Domin, Thomas (2014): *Protective relaying: principles and applications*, 4 Auflage, Taylor & Francis Group, Boca Raton – London – New York
- Cichowski, Rolf (Hrsg.) (2005): *Transformatoren: Anlagentechnik für elektrische Verteilungsnetze*, 2 Auflage, VDE Verlag GmbH, Berlin Offenbach
- Crastan, Valentin (2017): *Elektrische Energieversorgung 2*, 4 Auflage, Springer Vieweg, Berlin
- Del Vecchio, Robert (2018): *Transformer Design Principles*, 3 Auflage, Taylor & Francis Group, Boca Raton – London – New York
- Dietrich, W. (Hrsg.) (1986): *Transformatoren: Stand der Technik und Tendenzen*, VDE Verlag GmbH, Berlin Offenbach
- Fischer, Frank (2019): *Onshore-Windenergieanlagen: Anlagentechnik für elektrische Verteilnetze*, VDE Verlag GmbH, Berlin Offenbach
- Fischer, Rolf (2013): *Elektrische Maschinen*, 16 Auflage, Carl Hanser Verlag, München
- Georgilakis, Pavlos (2009): *Spotlight on Modern Transformer Design*, Springer-Verlag, London
- Harlow, James (2012): *Electric Power Transformer Engineering*, 3 Auflage, Taylor & Francis Group, Boca Raton – London – New York
- Hau, Erich (2014): *Windkraftanlagen: Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit*, 5 Auflage, Springer Vieweg, Berlin Heidelberg
- Heathcote, Martin (2007): *The J & P Transformer Book: A Practical Technology of the Power Transformer*, 13 Auflage, Newnes
- Kraaij, D.; Schemel, G.; Wegscheider, F. (1983): *Die Prüfung von Leistungstransformatoren*, Buchverlag Elektrotechnik, Aarau
- Kulkarni, S.; Khaparde, S. (2013): *Transformer Engineering: Design, Technology, and Diagnostics*, 2 Auflage, Taylor & Francis Group, Boca Raton – London – New York
- Marenbach, Richard (2013): *Elektrische Energietechnik: Grundlagen, Energieversorgung, Antriebe und Leistungselektronik*, 2 Auflage, Springer Vieweg, Wiesbaden
- Müller, Germar; Ponick, Bernd (2006): *Grundlagen elektrischer Maschinen*, 9 Auflage, WILEY-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, Weinheim

Oeding, Dietrich; Oswald, Bernd R. (2016): *Elektrische Kraftwerke und Netze*, 8 Auflage, Springer Vieweg, Berlin

Schröder, Dierk (2015): *Elektrische Antriebe – Regelung von Antriebssystemen*, 4 Auflage, Springer Vieweg, Berlin Heidelberg

Schwab, Adolf J. (2017): *Elektroenergiesysteme: Erzeugung, Transport, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie*, 5 Auflage, Springer Vieweg, Berlin

Wiese, Andreas (Hrsg.) (2006): *Erneuerbare Energien: Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte*, 4 Auflage, Springer-Verlag, Berlin Heidelberg

Wildi, Theodore (2014): *Electrical Machines, Drives, and Power Systems*, 6 Auflage, Pearson Education Limited, Essex

Zahoransky, Richard (2019): *Energietechnik: Systeme zur konventionellen und erneuerbaren Energieumwandlung*, 8 Auflage, Springer Vieweg, Wiesbaden

Online-Quellen (22)

Canders, W.-R (2010): *Berechnung von Eisenverlusten: Physikalisch basierter Ansatz nach Bertottis Theorie*

https://www.tu-braunschweig.de/Medien-DB/imab/09-Jahresberichte/2010-11/07_Canders_2010_11.pdf

[Stand: 18.10.2019]

Die Europäische Kommission (2019): *Official Journal of the European Union*

<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019R1783&from=EN> [Stand:

02.12.2019]

Enercon GmbH (2019): *Parndorf – Österreich*

<https://www.enercon.de/referenz/parndorf/> [Stand: 17.11.2019]

IG Windkraft (2018): *Weltweite Windkraft erreicht 539 GW*

https://www.igwindkraft.at/?mdoc_id=1037757 [Stand: 03.09.2019]

IG Windkraft (2018): *Windenergie in Österreich*

[https://windfakten.at/?xmlval_ID_KEY\[0\]=1234](https://windfakten.at/?xmlval_ID_KEY[0]=1234) [Stand: 03.09.2019]

Kerber, Heike (2018): *VDE FNN Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE*

<https://www.vde.com/de/fnn/arbeitsgebiete/tar/tar-mittelspannung> [Stand: 31.08.2019]

Kojovic, L. (2007): *Comparative Performance Characteristics of Current Transformers and Rogowski Coils used for Protective Relaying Purposes*

<https://www.semanticscholar.org/paper/Comparative-Performance-Characteristics-of-Current-Kojovic/64a15e8d441249679c58e6da4e891b107d0d7f0c/figure/6> [Stand: 16.11.2019]

Ministerium für Wirtschaft und Energie (MWE) (2019): *Windenergie*

<https://mwe.brandenburg.de/de/windenergie/bb1.c.478387.de> [Stand: 14.09.2019]

Morris, Craig (2007): *IEA für 450 ppm*

<https://www.heise.de/tp/news/IEA-fuer-450-ppm-1986665.html> [Stand: 14.09.2019]

Neuschl, Zdeno (2007): *Rechnerunterstützte experimentelle Verfahren zur Bestimmung der lastunabhängigen Eisenverluste in permanentmagnetisch erregten elektrischen Maschinen mit additionallem Axialfluss*

<https://core.ac.uk/download/pdf/33427783.pdf> [Stand: 18.10.2019]

Nordex SE (2017): *Windkraftanlage*

<http://www.nordex-online.com/landingpages/delta4000/de/> [Stand: 19.09.2019]

Siemens AG (2019): *Transform(ers) – Our Future*

[https://w5.siemens.com/web/at/de/energy/trafo-](https://w5.siemens.com/web/at/de/energy/trafo-weiz/home/portfolio/Documents/Standort%20Präsentation%20FY2018.pdf)

[weiz/home/portfolio/Documents/Standort%20Präsentation%20FY2018.pdf](https://w5.siemens.com/web/at/de/energy/trafo-weiz/home/portfolio/Documents/Standort%20Präsentation%20FY2018.pdf) [Stand: 15.09.2019]

Siemens AG (2019): *FITformer® distribution transformers: Fluid-immersed distribution transformers up to 30 MVA*

<https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/api/uuid:d0ffd90a-9079-46e8-b3a3-09b67c2933bc/version:1563441916/fitformer-ipdf-en.pdf> [Stand: 15.09.2019]

Siemens AG (2019): *FITformer® – Siemens' Fluid-Immersed Distribution Transformers*

<https://new.siemens.com/global/en/products/energy/high-voltage/transformers/distribution-transformers.html> [Stand: 15.09.2019]

Siemens AG (1996-2019): *125 Jahre Standort Weiz*

<https://w5.siemens.com/web/at/de/corporate/portal/SiemensInOesterreich/Organisation/Niederlassungen/StandorteSteiermark/Pages/StandortWeiz.aspx> [Stand: 31.07.2019]

Siemens AG (1996-2019): *Siemens AG Österreich – Transformers Weiz*

<https://w5.siemens.com/web/at/de/energy/trafo-weiz/home/Pages/home.aspx> [Stand: 31.07.2019]

Siemens AG (2018): *Management System Zertifikat*

[https://w5.siemens.com/web/at/de/energy/trafo-](https://w5.siemens.com/web/at/de/energy/trafo-weiz/home/Documents/IAV0116_STW_DNV_Certificate_de.pdf)

[weiz/home/Documents/IAV0116_STW_DNV_Certificate_de.pdf](https://w5.siemens.com/web/at/de/energy/trafo-weiz/home/Documents/IAV0116_STW_DNV_Certificate_de.pdf) [Stand: 31.07.2019]

Siemens Gamesa (2017): *Windenergie*

<https://new.siemens.com/global/de/branchen/windenergie.html> [Stand: 19.09.2019]

thyssenkrupp (2019): *Grain oriented electrical steel*

[https://www.thyssenkrupp-](https://www.thyssenkrupp-steel.com/media/content_1/produkte/elektroband/electrical_steel_integration/thyssenkrupp_electrical_steel_product_range.pdf)

[steel.com/media/content_1/produkte/elektroband/electrical_steel_integration/thyssenkrupp_electrical_steel_product_range.pdf](https://www.thyssenkrupp-steel.com/media/content_1/produkte/elektroband/electrical_steel_integration/thyssenkrupp_electrical_steel_product_range.pdf) [Stand: 28.11.2019]

UKA-GmbH & Co. KG (2018): *Funktionsweise einer WEA*

https://www.uka-gruppe.de/fileadmin/assets/de_DE/images/funktionsweise-einer-wea-uka.jpg [Stand: 19.09.2019]

Veigel, Marc (2018): *Ein neues Modell zur Berechnung der fertigungsabhängigen Ummagnetisierungsverluste in Synchronmaschinen*

<https://publikationen.bibliothek.kit.edu/1000084543/15671960> [Stand: 18.10.2019]

Vestas (2019): *platform*

https://www.vestas.com/en/products/enventus_platform/v162-5_6_mw [Stand: 17.11.2019]

Normen (9)

Deutsches Institut für Normung e.V. (Hrsg.) (2016): *Änderung von DIN EN 50160:2011: Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen; Deutsche Fassung EN 50160:2010/A1:2015*

Deutsches Institut für Normung e.V. (Hrsg.) (2014): *DIN EN 10107: Kornorientiertes Elektroband und -blech im schlussgeglühten Zustand*

Deutsches Institut für Normung e.V. (Hrsg.) (2011): *DIN EN 50160: Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen; Deutsche Fassung EN 50160:2010 + Cor. :2010*

Deutsches Institut für Normung e.V. (Hrsg.) (2012-03): *DIN EN 60076-1 (VDE 0532-76-1): Leistungstransformatoren - Teil 1: Allgemeines (IEC 60076-1:2011); Deutsche Fassung EN 60076-1:2011*

Deutsches Institut für Normung e.V. (Hrsg.) (2012-05): *DIN EN 60076-16 (VDE 0532-76-16): Leistungstransformatoren - Teil 16: Transformatoren für Windenergieanlagen-Anwendungen*

European Committee for Electrotechnical Standardization (Hrsg.) (2017): *EN 50588-1: Medium power transformers 50 Hz, with highest voltage for equipment not exceeding 36 kV - Part 1: General requirements*

International Electrotechnical Commission (Hrsg.) (2018): *IEC 60076-7:2017 Edition 2.0: Power transformers - Part 7: Loading guide for mineral-oil-immersed power transformers*

International Electrotechnical Commission (Hrsg.) (2012): *IEC 61869-2: Instrument transformers - Part 2: Additional requirements for current transformers*

International Electrotechnical Commission/IEEE (Hrsg.) (2018): *IEC/IEEE 60076-16:2018 Edition 2.0: Power transformers - Part 16: Transformers for wind turbine applications*

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abb. 1: Werk Weiz, Quelle: Siemens AG (1996-2019), Online-Quelle [31.07.2019].	1
Abb. 2: Werk Weiz, Quelle: Siemens AG (1996-2019), Online-Quelle [31.07.2019].	2
Abb. 3: Energieformen, Energieumwandlungsstufen, Quelle: Crastan (2017), S. 4 (leicht modifiziert).	7
Abb. 4: Klassen der primären Energieträger, Quelle: In Anlehnung an Crastan (2017), S. 7.	8
Abb. 5: WEA – Prinzip von Poul la Cour Vallekilde um 1905, Quelle: Fischer (2019), S. 58.	10
Abb. 6: ATL – Drehachse horizontal – drei Rotorblätter, Quelle: Vestas (2019), Online-Quelle [17.11.2019].	11
Abb. 7: Windpark in Parndorf im Burgenland, Quelle: Enercon GmbH (2019), Online-Quelle [17.11.2019].	12
Abb. 8: Strömungsverlauf – Windrad mit horizontaler Welle, Quelle: Oeding/Oswald (2016), S. 115.	14
Abb. 9: Energiewandlungskette – WKA, Quelle: Wiese (Hrsg.) (2006), S. 310 (leicht modifiziert).	15
Abb. 10: Energiefluss – WKA, Quelle: Wiese (Hrsg.) (2006), S. 311 (leicht modifiziert).	15
Abb. 11: Leistungsfluss durch Energiewandlungskette, Quelle: Hau (2014), S. 597.	16
Abb. 12: Windkraftwerks Leistung – weltweit, Quelle: Eigene Darstellung.	17
Abb. 13: Windkraftleistung – Österreich 2018, Quelle: IG Windkraft (2018), Online-Quelle [03.09.2019].	18
Abb. 14: Onshore Windpark, Quelle: Siemens Gamesa (2017), Online-Quelle [19.09.2019].	18
Abb. 15: WKA – Transformator-Netz, Quelle: Ministerium für Wirtschaft und Energie (MWE) (2019), Online-Quelle [14.09.2019].	19
Abb. 16: Offshore Windpark – London Array mit 175 Siemens Anlagen, Quelle: Hau (2014), S. 763.	19
Abb. 17: Windparkverkabelung – Mittelspannungsnetzanschluss, Quelle: Hau (2014), S. 792.	20
Abb. 18: Zulässiger Blindleistungsbereich von Kundenanlagen bei Wirkleistungsbezug im Mittelspannungsnetz, Quelle: Fischer (2019), S. 162.	25
Abb. 19: Geforderter Blindleistungsbereich von Erzeugungsanlagen bei Wirkleistungseinspeisung im Mittelspannungsnetz, Quelle: Fischer (2019), S. 163.	25
Abb. 20: Beispiel für die Wirkleistungsreduktion zur Frequenzhaltung durch Erzeugungsanlagen bei Frequenzanstieg, Quelle: Fischer (2019), S. 169.	27
Abb. 21: Grenzlinien (FRT-Grenzkurven) für das Verbleiben am Netz von Erzeugungsanlagen vom Typ 2, Quelle: Fischer (2019), S. 170.	28
Abb. 22: Gondel-Transformator, Quelle: Nordex SE (2017), Online-Quelle [19.09.2019], (leicht modifiziert).	31
Abb. 23: Transformatorstation in Turmfußnähe, Quelle: UKA-GmbH & Co. KG (2018), Online-Quelle [19.09.2019].	32

Abb. 24: Flüssigkeitsgefüllter-Transformator, Quelle: Siemens AG (2019), Online-Quelle [15.09.2019].	33
Abb. 25: Zur Aufgabe des Transformators als Verbindungselement zweier Spannungsebenen eines Transportwegs elektrischer Energie, Quelle: Müller/Ponick (2006), S. 44 (leicht modifiziert).	38
Abb. 26: Verteiltransformatoren, Quelle: Siemens AG (2019), Online-Quelle [15.09.2019].	39
Abb. 27: Konstruktionsprinzip-Verteiltransformator, Quelle: Baier (2010), S. 23 (leicht modifiziert).	40
Abb. 28: Schematische Darstellung eines Aktivteils, Quelle: Abts (2017), S. 31 (leicht modifiziert).	41
Abb. 29: Horizontalschnitt eines bewickelten Schenkels, Quelle: Dietrich (Hrsg.) (1986), S. 210.	41
Abb. 30: Drehstrom-Transformortypen, Quelle: Del Vecchio (2018), S. 8 (leicht modifiziert).	42
Abb. 31: Dreischenkelkern und Fünfschenkelkern, Quelle: Fischer (2013), S. 103 (leicht modifiziert).	43
Abb. 32: Drei- und Fünfschenkelkern im Detail, Quelle: Dietrich (Hrsg.) (1986), S. 48 (leicht modifiziert).	43
Abb. 33: Aufbau-Dreiphasen-Transformator, Quelle: Abts (2017), S. 20 (leicht modifiziert).	44
Abb. 34: Aufbau Einphasen-Mantel- und Kerntransformator, Quelle: Fischer (2013), S. 103.	44
Abb. 35: Detail-Einphasen-Kerntransformator, Quelle: Dietrich (Hrsg.) (1986), S. 48 (leicht modifiziert).	45
Abb. 36: Kern, Quelle: Siemens AG (2019), Online-Quelle [15.09.2019].	45
Abb. 37: Kernquerschnitte für runde und ovale Spulen, Quelle: Abts (2017), S. 29 (leicht modifiziert).	46
Abb. 38: Stufenweise Anpassung des Kernquerschnitts an Kreisform, Quelle: Fischer (2013), S. 102.	46
Abb. 39: Schichtung eines Dreischenkelkerns, Quelle: Fischer (2013), S. 102 (leicht modifiziert).	47
Abb. 40: „Step-lap“ Dreischenkelkern, Quelle: Dietrich (Hrsg.) (1986), S. 58 (leicht modifiziert).	48
Abb. 41: Verlust Charakteristik für Elektrokernstähle, Quelle: Harlow (2012), S. 1/6.	51
Abb. 42: B-H-Kurve und μ_r von unmagnetisiertem Material, in Vakuum, Quelle: In Anlehnung an Wildi (2014), S. 25.	54
Abb. 43: B-H-Kurve und μ_r von Si-Fe (1%), Quelle: In Anlehnung an Wildi (2014), S. 26.	55
Abb. 44: Sättigung eines Transformators, Quelle: Marenbach (2013), S. 39.	56
Abb. 45: Charakteristik eines Stromwandlers, Quelle: Kojovic (2007), Online-Quelle [16.11.2019].	56
Abb. 46: Einfacher magnetischer Kreis, Quelle: In Anlehnung an Georgilakis (2009), S. 5.	58
Abb. 47: Wicklungen und US-Schaltleitungen, Quelle: Siemens AG (2019), Online-Quelle [15.09.2019].	62
Abb. 48: Hystereseschleife, Quelle: Neuschl (2007), Online-Quelle [18.10.2019], S. 18.	63
Abb. 49: Hystereseschleife – Parameter, Quelle: Wildi (2014), S. 31.	65
Abb. 50: Wirbelstrombahn im Blech, Quelle: Neuschl (2007), Online-Quelle [18.10.2019], S. 20.	66
Abb. 51: Lokale Wirbelströme, Quelle: Neuschl (2007), Online-Quelle [18.10.2019], S. 21.	67
Abb. 52: Kernabmessungsparameter, Quelle: In Anlehnung an Kulkarni/Khaparde (2013), S. 690.	70

Abb. 53: Bezugswerte – Frequenzmethode, Quelle: Neuschl (2007), Online-Quelle [18.10.2019], S. 33.	72
Abb. 54: Zusammenstellung der Wicklungsbezeichnungen von Einphasentransformatoren, Quelle: Müller/Ponick (2006), S. 46.	77
Abb. 55: Einphasentransformator mit Eisenkern, Quelle: Schwab (2017), S. 405.	78
Abb. 56: Elektrisches Spannungsgleichgewicht, Quelle: Schwab (2017), S. 406 (leicht modifiziert).	79
Abb. 57: Ersatzschaltung eines idealen Transformators, Quelle: Schwab (2017), S. 407 (leicht modifiziert).	79
Abb. 58: Ersatzschaltung eines verlustbehafteten Transformators ohne Streuung, Quelle: Schwab (2017), S. 408 (leicht modifiziert).	81
Abb. 59: Transformatorprimärwicklung mit Haupt- und Streuflüssen, Quelle: Schwab (2017), S. 409.	81
Abb. 60: Ersatzschaltung eines verlustbehafteten Transformators mit Streuung, Quelle: Schwab (2017), S. 410.	82
Abb. 61: Magnetisierungskennlinien, Quelle: Schwab (2017), S. 458 (leicht modifiziert).	82
Abb. 62: Schematischer Versuchsaufbau, Quelle: Eigene Darstellung.	88
Abb. 63: Gemessene Leerlaufverluste bei 50 Hz und 60 Hz, Quelle: Eigene Darstellung.	89
Abb. 64: Graphische Lösung – Bezugswerte aus dem Frequenzverfahren, Quelle: Eigene Darstellung.	91
Abb. 65: Ergebnis der Verlusttrennung aus Frequenzverfahren bei 50 Hz, Quelle: Eigene Darstellung.	92
Abb. 66: Ergebnis der Verlusttrennung aus Frequenzverfahren bei 60 Hz, Quelle: Eigene Darstellung.	93
Abb. 67: Gemessene und berechnete Leerlaufverluste bei 50 Hz, Quelle: Eigene Darstellung.	99
Abb. 68: Abweichung der berechneten von den gemessenen Leerlaufverlusten bei 50 Hz, Quelle: Eigene Darstellung.	99
Abb. 69: Magnetisierungskennlinie bei 50 Hz, Quelle: Eigene Darstellung.	104
Abb. 70: Vergleich der Magnetisierungskennlinien bei 50 Hz eines typengleichen Transformators, Quelle: Eigene Darstellung.	105

TABELLENVERZEICHNIS

Tab. 1: Legende zu Abb. 3 und den Energieformen, Quelle: Crastan (2017), S. 7 (leicht modifiziert).....	8
Tab. 2: Werte einzelner Oberschwingungsspannungen an der Übergabestelle bis zur 25. Ordnung in Prozent der Grundschwingungsspannung U_1 , Quelle: DIN EN 50160 (2011), S. 22 (leicht modifiziert)...	22
Tab. 3: Entwicklung der Bemessungsleistung, Quelle: Marenbach (2013), S. 36 (leicht modifiziert).	37
Tab. 4: Elektrotech Einflussgrößen, Quelle: Neuschl (2007), Online-Quelle [18.10.2019], S. 23 (leicht modifiziert).	51
Tab. 5: Reduzierung der Blechverluste, Quelle: Heathcote (2007), S. 50 (leicht modifiziert).....	52
Tab. 6: Zulässige Überspannungen für Transformatoren, Quelle: Blackburn/Domin (2014), S. 270.	57
Tab. 7: Bezugswerte aus dem Frequenzverfahren, Quelle: Eigene Darstellung.	92
Tab. 8: Ausgangsparameter – Ansatz von Jordan, Quelle: Eigene Darstellung.	95
Tab. 9: Hysterese- und Wirbelstromkoeffizient, ermittelt aus Frequenzverfahren, Quelle: Eigene Darstellung.	95
Tab. 10: Koeffizienten-Differenz, identifiziert durch Ansatz von Jordan, Quelle: Eigene Darstellung.	95
Tab. 11: Steinmetz-Koeffizienten, Quelle: Eigene Darstellung.	96
Tab. 12: Eisenkernverluste unter Einbeziehung der Anomalieverluste, Quelle: Eigene Darstellung.	97
Tab. 13: Frequenzfaktor, Quelle: Eigene Darstellung.	98
Tab. 14: Ausgangsparameter und Ergebnisse der Optimierung, Quelle: Eigene Darstellung.	100
Tab. 15: Daten der Magnetisierungskennlinie bei 50 Hz eines typengleichen Transformators, Quelle: Eigene Darstellung.	105

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

ATL	Auftriebsläufer
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft in Deutschland
CEN	Europäisches Komitee für Normung
CENELEC	European Committee for Electrotechnical Standardization, Europäisches Komitee für elektrotechnische Normen
CRGO	Cold-rolled grain-oriented, kaltgewalzter-kornorientierter-Elektrostahl
DIN	Deutsches Institut für Normung e. V.
DKE	Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik
EN	Europäische Normen
FRT	Fault-Ride-Through
IEC	International Electrotechnical Commission
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc.
ISO	International Organisation for Standardisation
OS	Oberspannungswicklung
PEI	Peak Efficiency Index
PPM	Parts per million
TRMS	True Root Mean Square, Effektivwert einer Spannung aus dem quadratischen Mittelwert gebildet
THD	Total Harmonic Distortion, Gesamtüberschwingungsanteil
US	Unterspannungswicklung
VDE	Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik e.V.
WEG	Windenergieanlagen
WKA	Windkraftanlagen