



Firma:	ECO 5 GmbH Bornheimerstrasse 33b 53111 Bonn, Deutschland
Verantwortlich:	Dr. Carsten Bühler
Projektname:	WINDSPEED
Titel:	Abschlussbericht: „Kostengünstige Supraleitergeneratoren auf MgB ₂ -Basis für Massenmärkte der Windenergie“
Dokumenten-Nr.:	DBU AZ31934
Datum:	27.04.2016
Auftraggeber:	Intern
Einstufung:	Creative Commons CC BY-SA 3.0 DE 
Autor(en):	ECO 5
Verteilung:	Deutsche Bundesstiftung Umwelt, DBU
Zusammenfassung:	Zusammenfassung: Abschlussbericht des Förderprojektes „Kostengünstige Supraleitergeneratoren auf MgB ₂ -Basis für Massenmärkte der Windenergie“

Revision:	Datum:	Initiale:	Modifikation:
1	2.6.2015	jk	Entwurf
2	3.6.2015	cb	Entwurf
3	08.10.2015	cb	Review
4	27.04.2016	jk/cb	Final

Gefördert durch die Deutsche Bundesstiftung Umwelt

gefördert durch



Deutsche
Bundesstiftung Umwelt

www.dbu.de

Projektkennblatt
der
Deutschen Bundesstiftung Umwelt



Az	31934	Referat	24/0	Fördersumme	120.226€
----	--------------	---------	-------------	-------------	-----------------

Antragstitel **Machbarkeitsstudie zum Einsatz des Supraleiters MgB₂ in Generatoren von Windenergieanlagen.**

Stichworte Windenergie, Supraleiter, Generatoren

Laufzeit	Projektbeginn	Projektende	Projektphase(n)
8 Monate	26.8.2014	30.4.2015	1

Zwischenberichte -

Bewilligungsempfänger ECO 5 GmbH Bornheimer Str. 33b Innenhof 53111 Bonn	Tel	0228 62961770
	Fax	0228 62961774

Projektleitung

Dr. C. Bühner

Bearbeiter

Dr. C. Bühner

Kooperationspartner -

Zielsetzung und Anlaß des Vorhabens

Windspeed hat zwei Kernambitionen. Einerseits möchten wir Kostensenkungspotentiale in der Windenergie durch die Verwendung von MgB₂ Supraleitern aufzeigen. Sehr spezifisch zielen wir nicht auf sehr große Windkraftturbinen ab, sondern auf den Massenmarkt (2...4 MW). Kostensenkungspotentiale von bis zu 30% gegenüber konventionellen Direktantrieben werden angestrebt. Weiterhin gilt es, bestehende Unsicherheiten und Hemmnisse bezüglich der wirtschaftlichen Nutzung innovativer Supraleiter als ökologisch wichtiger Querschnittstechnologie abzubauen.

Darstellung der Arbeitsschritte und der angewandten Methoden

In Windspeed wurde erstmalig eine komplette Basiskonstruktion für einen direktangetriebenen MgB₂-Generator im Bereich 3...4 MW angefertigt und unter kommerziellen Gesichtspunkten bewertet. Zur Auslegung wurde dabei auf bestehende Kenntnisse aus Vorprojekten und Softwaretools aufgebaut. Kommerzielle Softwarepakete versagen leider häufig z. B. in hoher magnetischer Sättigung und mussten korrigiert und erweitert werden.

In kommerzieller Hinsicht war für diese Studie die Erarbeitung aktueller Preis- und Verfügbarkeitsinformationen für MgB₂-Supraleiter und Kältetechnik notwendig. Auf der technischen Ebene wurde die Betriebstemperatur mittels geeigneter technisch/ökonomisch gekoppelter Optimierung betrachtet. Dabei wurde strikt darauf geachtet, dass Komponenten und Materialien prinzipiell kommerziell verfügbar sind. Für die ökonomische Betrachtung wurde dabei auf mittelfristig erreichbare Kostenszenarien aufgebaut. Schließlich wurden konstruktiven Grundlagen des Generators entwickelt. Hierzu wurde eine bestehende Konstruktion im CAD modifiziert und für die Verwendung mit MgB₂-Supraleitern evaluiert. Kritische Punkte wurden mittels Finit-Element-Methode detaillierter untersucht (z.B. Stromdichte, magnetische Induktion, parasitäre elektromagnetische Effekte wie Wechselstromverluste, Dämpferverluste) und ein MgB₂-basierter Generator als Grobkonzept in COMSOL Multiphysics aufgesetzt.

Auf Designebene wurden die Möglichkeiten sehr breit beleuchtet, um einen optimalen Realisierungspfad zu finden. Hierfür wurden partikuläre Designoptionen und Betriebszustände ungewöhnlich detailliert beleuchtet.

Ergebnisse und Diskussion

Es wurde gezeigt, dass die Stromdichten von MgB₂-Drähten bei 20 K ausreichend hoch für die Anwendung im Generatorenbau sind und bereits heute stabile Produktionsmengen dieses Supraleiters verfügbar sind. Da dieses Material bereits jetzt in kleinindustriellen Mengen verwendet wird, prognostizieren die Hersteller bis 2017 weitere Preissenkungen, die günstigere Windkraftgeneratoren auf MgB₂-Basis erwarten lassen. Ähnlich ist es im mit der Supraleitung eng verbundenen Bereich der Kältetechnik. Kommerziell sind ausreichend wartungsarme Anlagen verfügbar. Ein größerer Marktbedarf wird die Gestehungskosten weiter sinken lassen.

In Windspeed wurde nicht nur ein grundsätzliches Design für einen 3,5 MW direktangetriebenen Generator entwickelt, es wurden auch die Realisierungspfade dorthin und die technischen Optionen diskutiert. Bei der Betrachtung wesentlicher kritischer Betriebszustände (z.B. Kurschluss) konnten einfache Lösungsmöglichkeiten aufgezeigt werden ohne die Konstruktion zu verkomplizieren.

Zum ersten Mal können wir argumentieren, dass Supraleiterngeneratoren technisch machbar und ökonomisch sinnvoll sind. Es sind somit erstmalig Vertriebsargumente für supraleitende Windkraftgeneratoren über den Preis möglich:

- Im Vergleich zu permanenterregten Direktantrieben (PMDD) besteht die beste technische Vergleichbarkeit und Austauschbarkeit. Hier sind supraleitende Generatoren auf MgB₂-Basis deutlich günstiger in den Gestehungskosten. Weitere Vorteile sind verringertes Volumen, kleinere Masse und verringerter Einsatz von Seltenerden,
- Im Vergleich zu getriebebasierten Lösungen (DFIG, Danish Concept) gibt es einen immer noch signifikanten Kostenvorteil für supraleitende Generatoren. Bezogen auf die Lebenszeitkosten gewinnen die SCDD zusätzlich durch den Wegfall von Getriebeaustausch.

Wenngleich diese Analyse hier für eine Turbinenleistung von 3,5 MW gezeigt wurde, so können diese quantitativen Vorteile ab einer Leistung von ca. 2 MW nachgewiesen werden. Die obere Gültigkeitsgrenze liegt oberhalb von 10 MW.

Das angestrebte Ziel „30% billiger als jeder andere Direktantrieb“ wurde damit erreicht und argumentativ untermauert.

Öffentlichkeitsarbeit und Präsentation

Wesentliches Projektergebnis von Windspeed ist die Erstellung eines technisch/wirtschaftlichen Publikationspaketes. Als erster wesentlicher Schritt werden die Ergebnisse der Windkraftindustrie im Rahmen eines Workshops zur Verfügung gestellt. Weiterhin steht der Abschlussbericht ungekürzt unter der Creative Commons Lizenz „Namensnennung-Weitergabe unter gleichen Bedingungen 3.0 de“ zur Verfügung.

Fazit

Wie die Analyse zeigt, sind die Stromdichten von MgB₂-Drähten bei 20 K ausreichend hoch für praktikable Generatordesigns. Kommerziell konnte dargestellt werden, dass MgB₂ preislich attraktiv werden kann. Plakativ gesprochen liegen die Preise dort, wo Hochtemperatursupraleiter heute gerne wären.

Zunächst erschien die Designarbeit mit MgB₂ schwieriger im Vergleich zu Hochtemperatursupraleitern, weil die kritische Temperatur niedriger ist und die Magnetfeldabhängigkeit größer. Jedoch haben wir ein machbares und wirtschaftliches Konzept gefunden und detailliert beschrieben.

Grundlegend konnte für MgB₂-Generatoren eine erhebliche Gewichtsersparnis in Kombination mit Potential zur Kostenführerschaft abgeleitet werden.

Für den Windspeed-Generator erwarten wir Vollkosten von 104 k€/MW, bzw. 136 k€/MNm.



INHALTSVERZEICHNIS

INHALTSVERZEICHNIS.....	2
1. ZIELSETZUNG UND ZUSAMMENFASSUNG DER ERGEBNISSE	4
1.1. PROJEKTMOTIVATION	4
1.2. PROJEKTRESULTATE KURZGEFASST	5
2. EINFÜHRUNG UND STAND DER TECHNIK	6
2.1. MARKTUMFELD UND MOTIVATION	6
2.2. ANTRIEBSSTRÄNGE VON WINDKRAFTANLAGEN.....	7
2.3. SUPRALEITUNG IN DER ENERGIETECHNIK	8
2.4. WISSENSHINTERGRUND UND SPEZIFISCHER KOMMERZIALISIERUNGSANSATZ	10
2.5. MAGNESIUMDIBORID ALS POTENTIELLER TECHNISCHER SUPRALEITER.....	12
2.6. EINORDNUNG VON WINDSPEED IN EIN PROJEKTUMFELD	13
3. WP 1 VORAUSSETZUNG UND SPEZIFIKATIONEN	15
3.1. LEITERÜBERSICHT MAGNESIUMDIBORID.....	15
3.2. ÜBERSICHT ÜBER KÄLTEMASCHINEN FÜR SUPRALEITENDE ROTOREN	31
3.3. OPTIMIERUNG DER BETRIEBSTEMPERATUR	37
4. WP 2 BASISKONSTUKTION.....	54
4.1. SPEZIFIKATION DER WINDKRAFTTURBINE	54
4.2. ENTWICKLUNG DER BASISKONSTRUKTION	57
4.3. EINBAUSITUATION GENERATOR IN DER TURBINE.....	60
4.4. T 2.2 FEM-MODELL	62
4.5. T 2.2.2 KÜHLUNG DURCH RADIALE LÜFTUNGSSCHLITZE	100
4.6. KURZSCHLUSS IM STATOR	105
4.7. KURZSCHLUSS IM STATOR BEI ZWEI STATORSYSTEMEN	105
4.8. STRUKTURMECHANISCHE DURCHBIEGUNG DES KALTEN MODULS.....	110
4.9. AC VERLUSTE IN SUPRALEITER	111
4.10. DURCHZUGS-LUFTKÜHLUNG STATOR.....	118
4.11. WASSER/LUFTKÜHLUNG STATOR	127
4.12. WÄRMEFLUSSANALYSE ROTOR	130
4.13. THERMISCHER SCHILD	151



4.14. ZUSAMMENFASSUNG MGB ₂ -WINDGENERATORDESIGN.....	154
5. WP 3 TECHNISCHE UND WIRTSCHAFTLICHE MACHBARKEITSSTUDIE	156
5.1. 3D-CAD-MODELL ZUR INTEGRATION DER ERGEBNISSE	156
5.2. AUFBAU EINES KOSTENMODELLS	163
5.3. BENCHMARKING DES MGB ₂ -GENERATORS MIT KONVENTIONELLEN LÖSUNGEN	175
5.4. AUSBLICK	178
5.5. UMWELTRELEVANZ	180
6. WP 4 PUBLIKATION DER ERGEBNISSE	182
6.1. ERGEBNISWORKSHOP	182
6.2. UNGEKÜRZTER ABSCHLUSSBERICHT.....	182
6.3. PUBLIKATION DER ERGEBNISSE FÜR FACHJOURNALE.	183
7. STUDIENERGEBNISSE.....	183
7.1. DIREKTE PROJEKTWIRKUNG AUF DEN TECHNOLOGIESTAND	183
7.2. INDIREKTE PROJEKTWIRKUNG BEIM ANTRAGSTELLER	185
8. LIZENZ	186
9. PROJEKTBEARBEITER „WINDSPEED“	187
10. REFERENZEN.....	188

HAFTUNGSBESCHRÄNKUNG

Der vorliegende Bericht wurde mit technisch/wissenschaftlicher Sorgfalt erstellt. Er steht dem Leser ohne unmittelbare Gewinnerzielungsabsicht zur Verfügung und soll ein umfassender erster Einstieg in diese hochinteressante Technologie sein. Die Informationen sind allgemeiner Art und stellen keine technische Einzelfallberatung dar. Der Bericht erhebt keinerlei Anspruch auf Vollständigkeit, abschließende Richtigkeit, Aktualität oder Ausführbarkeit. Sie enthebt den Nutzer nicht von der Verpflichtung, eigenständige Betrachtungen auszuführen.

Wir gewährleisten ausschließlich die Freiheit von arglistiger Täuschung. Über die genannte Gewährleistung hinaus haften wir nur für Vorsatz, nicht jedoch für grobe Fahrlässigkeit. Durch Nutzung des Berichtes kommt kein Vertragsverhältnis zwischen dem Nutzer und uns zustande. Es gilt ausschließlich das maßgebliche Recht der Bundesrepublik Deutschland.

Wir bitten diese Arbeit zu respektieren, indem die Lizenzbestimmungen eingehalten werden. Bei weitergehenden Fragen zu dem hier bearbeiteten Thema stehen wir natürlich gerne zur Verfügung.



1. ZIELSETZUNG UND ZUSAMMENFASSUNG DER ERGEBNISSE

1.1. PROJEKTMOTIVATION

Erneuerbare Energien sind ein unverzichtbares Standbein der deutschen Energieversorgung. Windenergie ist als Hauptquelle im Erneuerbaren Energiesektor etabliert und spielt eine zunehmend zentrale Rolle. Weltweit lag die installierte Leistung Ende 2013 bei 318 GW und es werden jährlich Neuanlagen im Werte von etwa 50.000 M€ installiert [1].

Während die Einspeisung Erneuerbarer Energien erfreulicherweise stark gestiegen ist, rücken die Kosten mehr und mehr in den Fokus. Die öffentliche Diskussion dieser Kosten und Änderungen des Erneuerbare-Energien-Gesetz steigern den Kostendruck. Gesucht sind Innovationen, die die Stromgestehungskosten für Bürger und Industrie begrenzen helfen.

Supraleiter haben idealtypische Vorteile überall dort, wo große Mengen Elektrizität erzeugt, transportiert oder umgewandelt werden: Sie setzen dem Stromfluss praktisch keinen Widerstand entgegen, sie sind billig und effizient zu kühlen, sie erzeugen kraftvolle Magnetfelder bei geringstem Energieaufwand. Aus Umweltsicht benötigen Supraleiter, je nach Leitertyp, gar keine oder nur minimale Mengen an Seltenerdmetallen. Kurzum, Supraleiter sind die effizientesten Elektrizitätsleiter und damit für Generatoren in Windkraftanlagen prädestiniert.

Windspeed hat zwei Kernambitionen. Einerseits möchten wir Kostensenkungspotentiale in der Windenergie durch die Verwendung von Supraleitern heben. Sehr spezifisch zielen wir nicht auf sehr große Windkraftturbinen ab, sondern auf den Massenmarkt im Bereich von 2...4 MW. Mit Windspeed streben wir an, die Generatorenkosten um 30% gegenüber jedem anderen konventionellen Direktantrieb zu senken. Auf Basis unserer Abschätzungen ließen sich allein in Europa jährlich ca. 40.000 t Stahl, Eisen und Kupfer, 200.000 MWh elektrischer Strom und damit über 100.000 t CO₂ einsparen.

Andererseits ist das Wissen um die Supraleiteranwendung trotz teilweiser augenfälliger Erfolge¹ nicht verbreitet. Auf der Basis langjähriger industrierelevanter Erfahrung in der Supraleitertechnik haben wir Windspeed fokussiert, um bestehende Unsicherheiten und Hemmnisse bezüglich der wirtschaftlichen Nutzung innovativer Supraleiter als ökologisch wichtiger Querschnittstechnologie mittels einer umsetzungsorientierten Erweiterung des Kenntnisstandes abzubauen.

Aus der Bandbreite frühkommerzieller Supraleiter fiel die Wahl auf das recht neue Magnesiumdiborid (MgB₂). Zwar ist die Betriebstemperatur gegenüber keramischen Hochtemperatursupraleitern deutlich von etwa 30 K auf 15...20 K reduziert, jedoch ist MgB₂ bereits in geeigneten Mengen zu attraktiven Preisen erhältlich. Es ist unklar, ob MgB₂ damit eine Lückenbüßerfunktion bis zur erfolgten Kommerzialisierung der Hochtemperatursupraleiter zukommt, oder ob die jetzige Preisführerschaft zum langfristigen Erhalt einer Marktführerschaft ausreicht. Klar ist, dass für die Nutzung von MgB₂ in Windkraftgeneratoren der jetzige Kenntnisstand über Wirtschaftlichkeit und kryotechnische Aspekte nicht ausreicht (ein Hemmnis bei der Markteinführung). Windspeed hat hier elementare Kenntnisse erarbeitet und bereitgestellt.

¹ So wird z.B. seit März 2014 der Innenstadtbereich Essens durch ein Supraleiterkabel versorgt [2].



Das greifbare Projektresultat von Windspeed ist eine technische/wirtschaftliche Machbarkeitsstudie, die überprüft hat, ob es möglich und sinnvoll ist, fortschrittliche supraleitende Generatorkonzepte auf Basis von MgB_2 in marktgängigen Leistungsklassen einzusetzen. Dieses Vorgehen ist unserer Kenntnis nach weltweit erstmalig. Das Ergebnis dieser Studie könnte die wirtschaftlichen Anwendungen der Supraleitertechnologie wesentlich unterstützen und beschleunigen.

Windspeed entwickelt Innovationen zur nachhaltigen Senkung der Stromgestehungskosten im Windkraftsektor. Das Projekt beschleunigt die Technologieadaption der ökologisch wichtigen Supraleitung und liefert eine qualifizierte Blaupause zum Abbau bestehender Unsicherheiten und Hemmnisse.

1.2. PROJEKTRESULTATE KURZGEFASST

In Windspeed wurde erstmalig eine komplette Basiskonstruktion für einen direktangetriebenen MgB_2 -Generator im Bereich 3...4 MW angefertigt und unter kommerziellen Gesichtspunkten bewertet. Grundlegend konnte für MgB_2 -Generatoren eine erhebliche Gewichtsersparnis in Kombination mit Potential zur Kostenführerschaft abgeleitet werden. Hier sei insbesondere auf ein komplettes Benchmarking in Tabelle 41 hingewiesen. Das angestrebte Ziel „30% billiger als jeder andere Direktantrieb“ wurde sogar leicht überschritten.

Notwendig war hierzu die Erarbeitung aktueller Preis- und Verfügbarkeitsinformationen für MgB_2 -Supraleiter und Kältetechnik. Wie die Analyse in Abschnitt 3 zeigt, sind die Stromdichten von MgB_2 -Drähten bei 20 K ausreichend hoch für ordentliche Generator designs. Kommerziell konnte dargestellt werden, dass MgB_2 preislich auf gutem Weg ist. Plakativ gesprochen liegen die Preise tatsächlich dort, wo 2G-Supraleiter heute gerne wären.

Auf Designebene wurden die Möglichkeiten sehr breit beleuchtet, um einen optimalen Realisierungspfad zu finden. Für eine Vorstudie wurden partikuläre Designoptionen und Betriebszustände ungewöhnlich detailliert beleuchtet. Dieses wurde gewählt, um die Studienergebnisse immun gegen Einwendungen zu machen. Zunächst erschien MgB_2 im Design schwieriger als 2G-Supraleiter, weil die kritische Temperatur niedriger ist und die Magnetfeldabhängigkeit größer. In Abschnitt 4 haben wir aber ein machbares und wirtschaftliches Konzept gefunden und detailliert.

Die Verwendung von Supraleitern bringt auch Probleme mit sich. So waren zum Beispiel bei Luftspaltinduktionen oberhalb von 1,8 T die Rastmomente und die Drehmomentwelligkeit zunächst prohibitiv hoch. In Abschnitt 4 wurden derartige Aspekte angegeben, konstruktive Verbesserungen aufgezeigt und mittels Finite-Element-Methoden analysiert. Im Endeffekt konnten Basisdesigns entwickelt werden, die akzeptable Rastmomente und Drehmomentwelligkeit aufweisen.

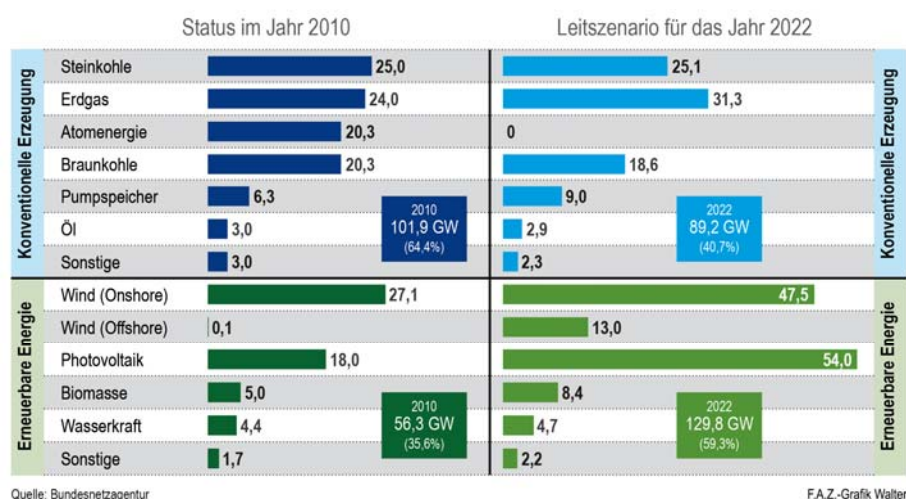
Eine vollständige Darstellung dieser und weiterer Projektergebnisse erfolgt in Abschnitt 7.

Die Ergebnisse von Windspeed sind relevant für Hersteller von Supraleiterdraht, wie für Hersteller von Generatoren und Windkraftanlagen. Die vorliegende technisch/wirtschaftliche Machbarkeitsstudie erlaubt eine grundlegende Technologiebeurteilung.

2. EINFÜHRUNG UND STAND DER TECHNIK

2.1. MARKTUMFELD UND MOTIVATION

Es ist erklärtes Ziel der Bundesrepublik Deutschland, den Anteil der Erneuerbaren Energieerzeugung weiter stark auszubauen, insbesondere da diese regenerativen Energien die Umwelt wesentlich weniger belasten und sie prinzipiell unbegrenzt verfügbar sind [3]. Supraleitung kann und soll diese Ziele unterstützen, dabei gleichzeitig kostengünstig sein und durch verringerten Materialeinsatz wertvolle Ressourcen schonen.



Die Grafik zeigt die gesetzten Ziele bis zum Jahre 2022 – Windenergie soll einen erheblichen Zuwachs erfahren, insbesondere auch auf dem Festland.

Supraleiter können zu diesen Zielen in erheblichem Maße beitragen. Sie bieten für die Windenergie ein einmaliges Verhältnis zwischen Leistung und Materialeinsatz. Supraleiter können in einzigartiger Weise zur Effizienzsteigerung, Gewichtsoptimierung und Kostensenkung beitragen. Jedoch wurden für den Einsatz im Windkraftgenerator bislang ausschließlich Betrachtungen im Bereich sehr großer Anlagen (>8-10 MW) durchgeführt.

Hiervon soll in diesem Projekt deutlich abgewichen werden. Idealerweise würde man supraleitende Generatoren im Bereich heute marktgängiger Leistungsklassen, also 2...4 MW einsetzen. Dort ist der Markt am breitesten und der summarische Vorteil der Supraleitung wäre am ausgeprägtesten. Wir sind der Ansicht, dass die erfolgreiche Nutzung dieser potentiell sehr ressourcenschonenden Technologie auf Massenmärkte zielen muss und nicht auf Zukunftsmärkte mit >10 MW und Offshore spekulieren sollte.

Windkraft ist ein wichtiges Standbein der Energiewende. Supraleitung kann zu den Zielen signifikant beitragen.

2.2. ANTRIEBSSTRÄNGE VON WINDKRAFTANLAGEN

In modernen Windkraftanlagen haben sich verschiedene Antriebskonzepte etabliert. Im weltweiten Maßstab ist die Mehrzahl der Antriebsstränge mit dreistufigem Getriebe und Asynchrongeneratoren realisiert². Daneben findet man im Markt direktangetriebene Generatoren, die aktiv erregt oder mit Permanentmagneten ausgestattet sind. Neu hinzugekommen sind Hybridsysteme mit einstufigem Getriebe und mittelschnell drehenden Generatoren. Folgende Skizze der Forschungsgruppe Windenergie [4] zeigt die Grundlagen und die resultierenden Bauformen.

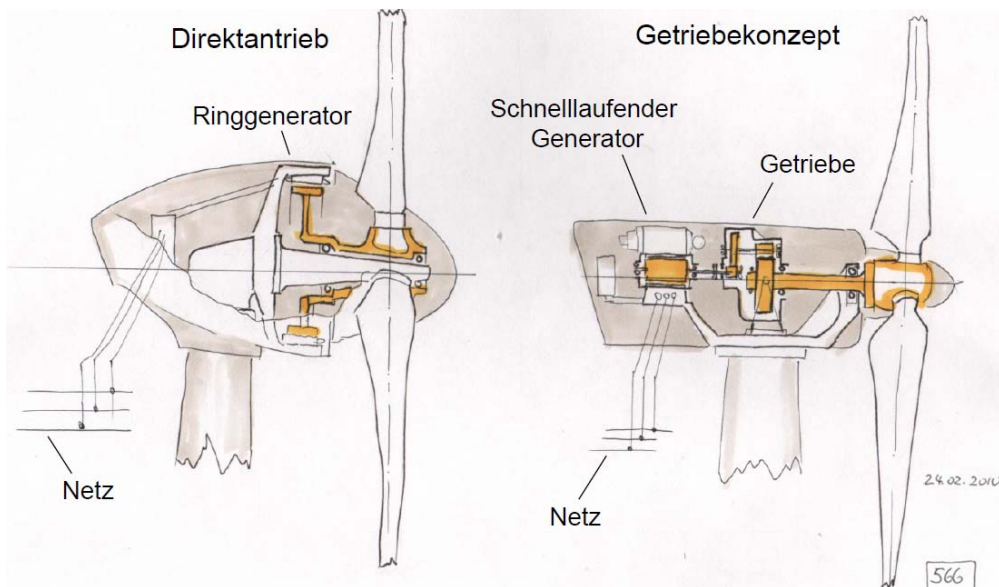


Abbildung 1: Antriebsstränge im Vergleich: Direktantriebe und Lösungen mit Getriebe. Quelle: Forschungszentrum Windenergie [4].

Direktantriebe werden als zuverlässiger und effizienter angesehen, Getriebelösungen als preisgünstiger. Mögliche Schäden am Getriebe können allerdings hohe Folgekosten verursachen (Siehe Abbildung rechts). Anlagenbetreiber rechnen mit 1..2 Getriebewechseln über eine Lebensdauer der Windkraftanlage von 20 Jahren.

Bei den Direktantrieben setzen bis auf einen Hersteller - Enercon - derzeit alle auf Ringgeneratoren mit Permanentmagneten. Um solche starken Permanentmagnete zu erzeugen, sind Metalle der so genannten Seltenerdmetalle nötig, vor allem Neodym, das zum Aufbau von starken Neodym-Eisen-Bor-Magneten genutzt wird. Als Faustre-



Abbildung 2: Getriebeschaden an einer Windturbinen-Nabe. Quelle: Allianz Zentrum für Technik

² Weltweit sind laut Schätzung der Autoren 70% der Antriebsstränge mit Getriebe ausgestattet. Durch den hohen Anteil des Anbieters Enercon ist Deutschland ein Sondermarkt. Hier sind <40% der Anlagen mit Getriebe ausgerüstet.



gel gilt: Für eine 5 MW-Anlage, wie sie etwa in im alpha ventus Windpark vor Borkum eingesetzt wird, werden ca. 1000 kg Neodym benötigt.

Ein Direktantrieb auf Supraleiterbasis benötigt hingegen maximal 10 kg Seltenerdmetalle. Bis jetzt wurde Supraleitung aber nur für sehr große Windgeneratoren in Betracht gezogen [5] und befindet sich noch im Entwicklungsstadium.

Trotz des hohen Reifegrades der Windenergie gibt es noch keine idealen Generatoren: Derzeitige Direktantriebe sind zwar zuverlässig, aber teuer und bei hohem Seltenerdanteil umweltbedenklich. Getriebelösungen sind preiswert, führen aber bei Schäden zu hohen Folgekosten.

Supraleiter können dieses Dilemma auflösen und einen kostengünstigen, umweltfreundlichen Direktantrieb bieten.

2.3. SUPRALEITUNG IN DER ENERGIETECHNIK

Supraleitung wird häufig als Schlüsseltechnologie des 21. Jahrhunderts bezeichnet. Neue Anwendungen in der Elektrotechnik fußen meistens auf zwei Kerneigenschaften:

- **Höchste Energieeffizienz:** vernachlässigbarer elektrischer Widerstand
- **Höchste Materialeffizienz:** bis zu 100-fach höhere Energiedichte

Hochtemperatursupraleiter leiten Gleichstrom bereits bei Temperaturen um den Siedepunkt von flüssigem Stickstoff (77 K) widerstandsfrei. Schon heute kann die Kühlung mit kommerziellen Kältemaschinen so effizient erreicht werden, dass weniger als 1% der Ausgangsleistung zur Kühlung verwendet werden muss. Mit praktischen Stromdichten von etwa 100 A/mm² (Vergleich Kupfer: 1 A/mm² bei großen Querschnitten) und kritischen Magnetfeldern bis zu 100 T können extrem kompakte und leichte Systeme für die Elektrotechnik realisiert werden.

Alle führenden Systemhersteller der Welt arbeiten zurzeit an Prototypen, um die einzigartigen Möglichkeiten der Supraleitung nutzbar zu machen, z. B. supraleitende Strombegrenzer, für innerstädtische Energiekabel sowie Wind-, Wasserkraft- und Turbogeneratoren, Schiffsmotoren. Besonders hohe Marktreife erlangt haben Fehlerstrombegrenzer und innerstädtische Kabel.

Supraleitende Strombegrenzer schützen die im Netz nachgelagerten Komponenten wirksam vor Kurzschlussströmen und haben sich in unterschiedlichen Verteilungsnetzen sowie in der Kraftwerkseigenversorgung bereits mehrfach bewährt. Sie sind eigensicher, sehr effektiv und verursachen nur geringe Betriebskosten. Sie werden bereits kommerziell von Herstellern wie Nexans SuperConductors angeboten [9].

Ein wichtiges deutsches Aushängeschild der Supraleiterentwicklung ist das AmpaCity-Projekt. Hier haben der RWE-Konzern, Nexans und das Karlsruher Institut für Technologie (KIT) ein Supraleiterkabel zwischen den Essener Umspannstationen Herkules und Dellbrücke verlegt. Das Kabel überbrückt eine Distanz von 1 km und ist damit das längste weltweit installierte Supraleiterkabel. Außerdem kommt ein supraleitender Strombegrenzer zum Einsatz. Dieses Kabel ist seit März 2014 im erfolgreichen Regelbetrieb [2].



Design des Strombegrenzers für das FlexDGrid-Projektes zur Ertüchtigung des Städtetzes von Birmingham.

Kabelverlegung AmpaCity im Netzbereich der RWE. Hier in offener Bauweise in Leerrohren.

Rotor des HTS-Generators Hydrogenie vor Einbau in den Vakuumtank bei GE Power Conversion.

Abbildung 3: Fehlerstrombegrenzer, Kabel und elektrische Generatoren als wichtige Segmente der energietechnischen Supraleiteranwendungen.

Im Segment der rotierenden Maschinen sei das EU-Förderprojekt „Hydrogenie“ angeführt, in welchem der britische Elektromaschinenbauer Converteam erstmalig einen Einsatz eines HTS-Generators mit 1,75 MW Nennleistung in einem kommerziellen Wasserkraftwerk der E.On-Wasserkraft anstrebte. Im Zuge der Übernahme der Converteam durch den GE-Konzern wurde die Installationsabsicht aufgegeben. Jedoch wurde der Generator bei GE Power Conversion in Rugby (England) fertiggestellt und sehr erfolgreich getestet³. Hierbei wurde der Generator bis weit über seine Nennleistung⁴ belastet, Werte über 2,5 MW wurden erreicht. Laut GE hat der Hydrogenie-Generator alle Erwartungen und konstruktiven Berechnungen erfüllt und das Projekt wird als Durchbruch bezeichnet [10].

³ Vorbereitung der kryogenen Grundlagen, Spulendesign und -fertigung erfolgte durch Mitglieder des ECO 5-Teams.

⁴ Nennleistung 1,7 MW bei 214 Umdrehungen pro Minute.

Im Bereich der Windkraft gibt es keine gleichermaßen vorzeigbaren Prototypen. Zwar werden Sinnhaftigkeit und technische Umsetzbarkeit nicht ernsthaft in Frage gestellt, aber bestehende Unsicherheiten und Hemmnisse bezüglich der wirtschaftlichen Nutzung behindern die Umsetzung:

- Unter Maßgabe **kurzfristig** erreichbarer HTS-Preise rechnen sich nur Generatoren > 8 MW. Hierfür gibt es derzeit keinen Abnehmermarkt, so dass das Interesse seitens der Turbinenhersteller klein ist.
- Unter Maßgabe **langfristig** erreichbarer HTS-Preise rechnen sich auch Generatoren im Hauptsegment des Marktes um 2...4 MW. Hier ist die Zeitachse aber noch etwa 6...8 Jahre, so dass das Interesse seitens der Turbinenhersteller klein ist.

In der Konsequenz steht sich die Supraleitung selbst im Weg.

Supraleitende Fehlerstrombegrenzer und Kabel haben eine hohe Marktreife erreicht. Supraleitende Generatoren für die Windkraft stecken trotz nachgewiesener Machbarkeit in einem Henne-Ei-Dilemma.

2.4. WISSENSHINTERGRUND UND SPEZIFISCHER KOMMERZIALISIERUNGSANSATZ

Das ECO 5 Team hat langjährige Erfahrung im Bereich industriell angewandter Supraleitung und der Generatorentwicklung. In Kooperationen wurden umfangreiche Erfahrungen gesammelt, so dass bei der Entwicklung von Supraleitergeneratoren auf diese zurückgegriffen werden kann.

Die Windkraftexpertise geht zurück auf langjährige intensive Zusammenarbeit mit z. B. dem britischen Elektromaschinenhersteller Converteam im Bereich Wind- und Wasserkraft. Die nebenstehende Abbildung zeigt exemplarisch eine 3D CAD Skizze eines 3,5 MW Windkraftgenerators im Größenvergleich zu einem Menschen. Dieser Generatortyp wurde als Direktantrieb mit 2G HTS-Draht ausgelegt.

Weiterhin seien einige Produkte und Projekte aus dem Bereich der rotierenden Maschinen aufgeführt an denen ECO 5 maßgeblich beteiligt war und aus denen ein spezifischer Ansatzpunkt für die Technologieumsetzung resultierte.

Basierend auf den Erfahrungen im Bereich der Supraleitung und detaillierten Auslegungen wurden mit Windenergieanlagenherstellern Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen für Maschinen der Leistung 2 MW bis 5 MW durchgeführt. Bei diesen Arbeiten wurden Yttrium-basierte (YBaCuO) Supraleiter betrachtet, wobei die Preise einer Massenfertigung von Draht angesetzt wurden.

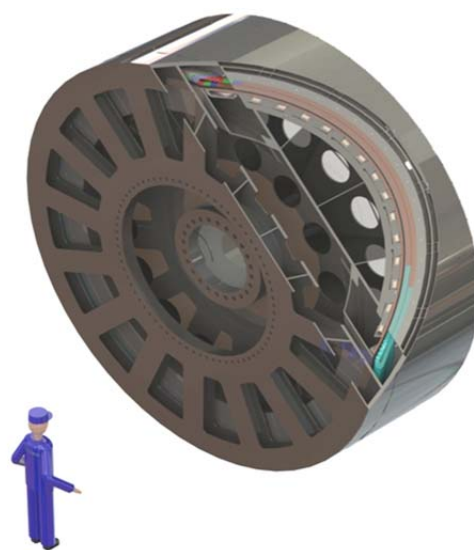


Abbildung 4: 3D CAD Skizze eines 3,5 MW direktangetriebenen Windkraftgenerators basierend auf 2G HTS Draht [Quelle: ECO 5].



2007: 250 kW Schiffsantriebsmotor für Alstom Moteurs. Rolle ECO 5-Team: Design und Fertigung der HTS-Spulen.



2009: Testspule für 500 kW, 30 rpm Windkraft-generator. Rolle ECO 5-Team: Design und Fertigung der HTS-Spulen.



2009: 28 Rennbahnschleifen für den Hydrogenie-Wasserkraftgenerator. Rolle ECO 5-Team: Design und Fertigung der HTS-Spulen.

Abbildung 5: Projekte aus dem Bereich Generatoren/Motoren unter wesentlicher Beteiligung von Mitgliedern des ECO 5-Teams.

Der Supraleitergenerator könnte damit folgendermaßen positioniert werden:

- Niedrigere Investition im Vergleich zu bestehenden Lösungen
- Adressierter Markt ist Massenmarkt 2...4 MW
- Geringere Abhängigkeit von Rohmaterialkosten am Weltmarkt.

Nachteilig ist hier, dass die prognostizierbaren Vorteil von der Verfügbarkeit günstiger Supraleiter abhängen.

Wesentlich für die Projektbearbeitung war das Wissen um Materialeigenschaften und Rechenprogramme. Die Erstellung kostenoptimierter Supraleiteranwendungen verlangt den Einsatz konventioneller Materialien wie Baustahl unter unkonventionellen Betriebsbedingungen—also bei tiefkalter Temperatur und bei hoher magnetischer Sättigung. Materialeigenschaften sind hier häufig nicht literaturbekannt und mussten aufwändig selbst vermessen werden. Weiterhin versagen kommerzielle Softwarepakete z. B. in hoher magnetischer Sättigung häufig und mussten korrigiert und erweitert werden. Dies fand in Eigenleistung des Bearbeiters statt und deckt Normalbetrieb wie auch kritische Fehlerfälle ab.

Wesentlich für die Projektdurchführung ist bei ECO 5 auch eigenentwickelte Software zur technisch/ökonomisch gekoppelten Optimierung (z. B. Welches ist die *preiswerteste* Betriebstemperatur eines Generators?)

Windspeed baut stark auf dem Wissensfundament des Projektbearbeiters auf. Windspeed versucht, vorgenanntes Henne-Ei-Problem durch unkonventionelle Positionierung in einem Massenmarkt zu lösen.

2.5. MAGNESIUMDIBORID ALS POTENTIELLER TECHNISCHER SUPRALEITER

Inzwischen hat sich ein recht neuer Supraleiter am Markt etabliert und ist von Herstellern verfügbar: MgB_2 . Zwar sind die verfügbaren Mengen auch hier noch nicht großindustriell ausgebaut, jedoch wird erwartet, dass eine Skalierung der Fertigungskapazitäten schneller umgesetzt werden kann als für $YBaCuO$. Dieser Supraleiter verlangt allerdings eine niedrigere Betriebstemperatur und eine stärkere Begrenzung der magnetischen Flussdichte am Leiter, so dass die Elektromaschinenauslegung und das kältetechnische Design hierauf grundlegend angepasst werden müssen.

Die in Windspeed bearbeitete Frage ist: Kann unter Nutzung von MgB_2 ein kostengünstiger Generator ausgelegt werden, der heutige Massenmärkte befriedigt, und schneller im Markt platziert werden kann als $YBaCuO$ -basierte?

Für Windkraftgeneratoren kommen verschiedene Supraleiter in Betracht. Kommerziell können diese nach Verfügbarkeit und Preis(potential) aufgeschlüsselt werden. Technisch muss man sich für jeden Supraleiter einzeln die Frage stellen, wie komplex dieser Supraleiter in der Anwendungstechnik ist.

	Verfügbarkeit	Preis(potential)	Anwendungstechnik
Tiefemperatursupraleiter, LTS (NbTi, Nb₃Sn)	Sehr gut	Sehr niedrig	Nach derzeitigen Wissensstand nicht nutzbar für Windkraftgeneratoren
Mitteltemperatursupraleiter (MgB₂)	Steigend	Recht günstig, weiter fallend	Neuland
Hochtemperatursupraleiter, HTS (2G, YBaCuO)	Adäquat für Prototypen	Auf hohem Niveau langsam fallend	Gut verstanden

Tabelle 1: Anwendungspotentiale verschiedener Supraleiter.

Das Betriebsfenster von Supraleitern wird durch eingestellte Stromstärke, äußeres Magnetfeld und Betriebstemperatur bestimmt. Bei MgB_2 ist dies relativ groß – gemessen an den klassischen Tiefemperatursupraleitern – aber deutlich kleiner im Vergleich zu z. B. $YBaCuO$ -basierten Leitern. Während bei Tiefemperatursupraleitern die Sprungtemperatur⁵ unter 20 K und die Betriebstemperatur unter 10 K liegt, wird MgB_2 schon bei 39 K supraleitend, so dass ein Betrieb bei 15...20 K möglich erscheint. Zum Vergleich liegt die Sprungtemperatur für $YBaCuO$ bei max. 93 K und Generatoranwendungen werden typischerweise bei 25 K bis 30 K betrieben.

An dem großen Abstand zwischen Sprungtemperatur und Betriebstemperatur erkennt man, dass eine $YBaCuO$ -Auslegung wegen der großen Temperaturtoleranz einfacher ist. MgB_2 ist hingegen deutlich empfindlicher, so dass die zu wählenden

⁵ Temperatur, unterhalb derer Supraleitung auftritt. Diese kritische Temperatur ist abhängig von Material, Magnetfeld und Stromdichte. Die höchstmögliche Sprungtemperatur eines gegebenen Materials wird bei fehlendem äußeren Magnetfeld und geringem Strom gemessen.



Temperaturfenster enger sein müssen und eine komplett neue Auslegung der Maschine verlangen, insbesondere muss eine erneute Bewertung der Kältetechnik erfolgen.

MgB₂ ist damit ein Supraleiter, der komplexer zu verwenden ist als HTS-Materialien. Seine Anziehung kommt daher, dass dieser Supraleiter nach kommerziellen Kriterien wie Preis und Verfügbarkeit bereits dort ist, wo Hochtemperatursupraleiter gerne wären. Somit ist die Verfügbarkeit zu heute bereits recht niedrigem Preis der wichtigste Aspekt. Aufgrund eines potenziell einfacheren Fertigungsprozesses projizieren die Hersteller eine zügige Aufskalierung. So hat mindestens einer der Hersteller in 2013 bereits eine Fertigungskapazität von jährlich 1000 km aufzuweisen.

Da MgB₂ keine besonderen vorteilhaften technischen Merkmale aufweisen kann, könnte dieser Supraleiter sehr langfristig durch günstig werdende Hochtemperatursupraleiter verdrängt werden. MgB₂ käme in einem solchen Szenario eine „Türöffnerfunktion“ zu. Sinkt der HTS-Preis nicht, würde MgB₂ eine permanente Marktposition behalten. Die konkrete Entwicklung ist jedoch abzuwarten.

In keinem Fall sind die in Windspeed entwickelten Arbeiten verloren, da ein MgB₂-Generatordesign auch für HTS vorteilhaft verwendet werden kann—umgekehrt jedoch nicht.

MgB₂ ist ein verfügbarer und recht kostengünstiger Supraleiter dem eventuell eine Türöffnerfunktion zukommen kann.

2.6. EINORDNUNG VON WINDSPEED IN EIN PROJEKTUMFELD

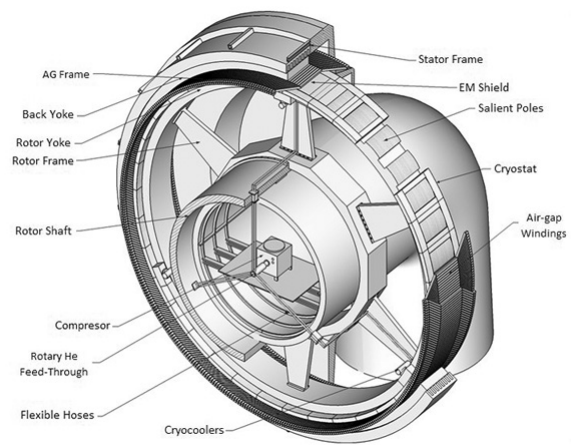
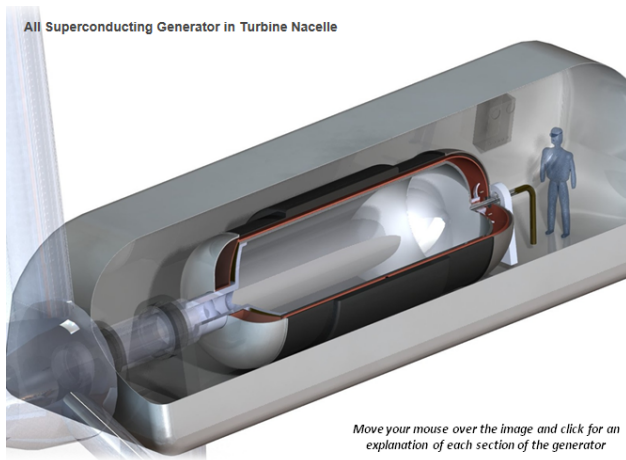
Zwei weitere Projekte befassen sich mit der Anwendung von MgB₂-Supraleitern in Windkraftanlagen. Dies sind die Arbeiten der Firma AML Energy (siehe z. B. [7]) und das durch die Europäische Union geförderte Projekt SUPRAPOWER (siehe z. B. [8] oder [11]). Diesen Projekten gemein ist ihr starker Fokus auf sehr große Offshoreanlagen der Leistungsklasse 10 MW+, was deutlich von dem hier gewählten Ansatz abweicht.

AML Energy verfolgt dazu höchst innovative elektrodynamische Ansätze, die mit vielen Traditionen im Maschinenbau brechen. Dazu gehören:

- Vollständig supraleitende Maschine, also inklusive der Ankerwicklung im Stator
- Neuartiges helikales Wicklungsmodell
- Basiert auf Tieftemperatursupraleitern (NbTi), MgB₂ wird als Alternative aufgeführt.
- Rotorsystem ist im „Persistent Mode“ (d. h. kurzgeschlossene Supraleiterwicklung mit nur langsamer Entladung im Fehlerfall)

Das Konsortium des Projektes Suprapower legt einen starken Fokus auf Innovation in der Kältetechnik:

- Einsatz von MgB₂ in einem leiterförmigen Kryostaten, gut geeignet für große Rotordurchmesser.



Blick in das projektierte Maschinenhaus der AML Energy.

Suprapower-Generator mit leiterartigem Kryostaten.

Abbildung 6: Entwicklungsskizzen aus den Projekten von AML Energy und Suprapower.

Die Perspektive beider Ansätze liegt bedingt durch die betrachtete Leistungsklasse weiter in der Zukunft, da sie einen Markt adressiert, der heute noch nicht etabliert ist. Damit erhöht sich unserer Ansicht auch das Produkteinführungsrisiko, da auch andere Themen im Bereich großer Leistungsklassen Offshore noch nicht ausgereift sind.

Windspeed verfolgt einen anderen Ansatz, der im Wesentlichen die Markteinführung durch Kostenreduktion in bereits etablierten Märkten zum Ziel hat. Die sich ergebende Abgrenzung zu Windspeed lässt sich tabellarisch aufzeigen:

		AML Energy	Suprapower	Windspeed
Leistungsklasse	>10 MW (next generation)	✓	✓	
	< 5 MW (mainstream)			✓
Anwendung	Offshore	✓	✓	✓ ⁶
	Onshore			✓
Innovationsfokus	Elektrodynamik	✓		
	Kältetechnologie		✓	
	Kostenreduktion			✓

Tabelle 2: Projektumfeld und Abgrenzung Windspeed.

Windspeed ist das einzige Projekt, das sich konkret mit Kostenreduktion in bestehenden Hauptmärkten befasst.

⁶ Die Ergebnisse des Projektes zielen zwar nicht auf Offshore, sind aber im Grundsatz übertragbar.



3. WP 1 VORAUSSETZUNG UND SPEZIFIKATIONEN

Wesentliches Ziel dieses Arbeitspaketes ist die **Leiterdefinition MgB₂ und Klärung der Leistungsfähigkeit**. Existierende Hersteller wurden identifiziert und deren Produktdaten so aufgearbeitet, dass ein sinnvoller Vergleich möglich wurde. Perspektivische Information (wie ein Preis-Mengengerüst) wurden in Telefoninterviews abgefragt. Es wurde berücksichtigt, welche Drahtqualität industriell gut und perspektivisch günstig in großer Menge verfügbar sein kann.

Ebenso wichtig ist die **Festlegung des Temperaturfensters**: In einem ersten Schritt wurden die Daten aus Auslegungen von YBaCuO basierten Windkraftgeneratoren übernommen und die entsprechenden Temperaturfenster gewählt. Hier fließen Erfahrungswerte Magnetfeldstärke am Leiter und betrieblich erforderliche Temperaturtoleranz ein.

Wesentliche Projektergebnisse sind die aggregierten Leiterdaten MgB₂ sowie ein festgelegtes Temperaturfenster.

3.1. LEITERÜBERSICHT MAGNESIUMDIBORID

Die Herstellung von Magnesiumdiborid durch Aufschmelzen der Elemente ist nicht möglich, da Magnesium bei 650°C siedet, Bor jedoch erst bei über 2000°C schmilzt (dort ist Magnesium aber schon gasförmig). Stattdessen werden die beiden Ausgangsstoffe bei 900°C zusammengebracht, also bei einer Temperatur, bei der Magnesium noch nicht siedet. Der auftretende Magnesiumdampf diffundiert in das Bor, wodurch sich MgB₂ als Zielphase bildet.

Für die technische Leiterproduktion kann entweder vorreagiertes MgB₂ verwendet werden (Ex-Situ Route), oder ein Mg/B Gemisch, das erst im fertigen Draht oder Band zu MgB₂ reagiert wird (In-Situ-Route). Ebenfalls möglich ist die Abscheidung von Dünnschichten von Magnesiumdiborid durch Reaktion von Magnesiumdampf in einer Wasserstoffatmosphäre mit Diboran [13]. Dünnschichtverfahren werden technisch/kommerziell für diesen Supraleiter derzeit jedoch nicht verwendet.

Für die Lieferung von MgB₂-Drähten stehen zwei Wirtschaftsunternehmen zur Verfügung:

1. Columbus Superconductors SpA ("Columbus")
Via delle Terre Rosse, 30 - 16133 Genova, Italy
<http://www.columbussuperconductors.com>
2. Hyper Tech Research, Inc. ("HyperTech", "HTR")
539 Industrial Mile Road, Columbus, Ohio, USA
<http://www.hypertechresearch.com>

Diese sind derzeit die einzigen etablierten Hersteller für MgB₂-Drähte. Die nachfolgende Tabelle zeigt die unterschiedlichen Merkmale der Hersteller und ihrer Produkte.

	Columbus	HyperTech
Herstellverfahren MgB_2	Ex-situ	In-situ
Bevorzugte Drahtgeometrie für Spulen	Flachdraht	Runddraht
Einbringen von Kupfer (Cu) zur Stabilisierung	Auflöten von Cu-Flachdraht	Ersetzen von Filamenten durch Cu
Spulenverarbeitung	React & Wind (ausreagierter, fertiger Draht wird zur Spule verwickelt)	Wind & React (Supraleiter wird durch Wärmebehandlung der gewickelten Spule erzeugt)
Stromdichten J_e bei 20 K und 1...2 T	niedrig	hoch
Leiterpreis	niedrig	hoch

Tabelle 3: Abgrenzung kommerzieller MgB_2 -Drahthersteller anhand kommerziell relevanter Kriterien auf Basis aktueller Angaben.

In den nachfolgenden Abschnitten wird auf den aktuellen Stand und die Projektion auf das Jahr 2017 der Leiterhersteller eingegangen. Bei dieser Projektion muss jedoch die Marktentwicklung berücksichtigt werden. Nur bei sicher und nachhaltig steigender Nachfrage werden die Hersteller die zugehörigen Investitionen tätigen.

3.1.1. LEITER DER FIRMA COLUMBUS IN JETZIGER QUALITÄT

Columbus stellt MgB_2 -Drähte im ex-situ-PIT („Powder in Tube“) Verfahren in zahlreichen Varianten her. Einige sind in Abbildung 7 gezeigt:

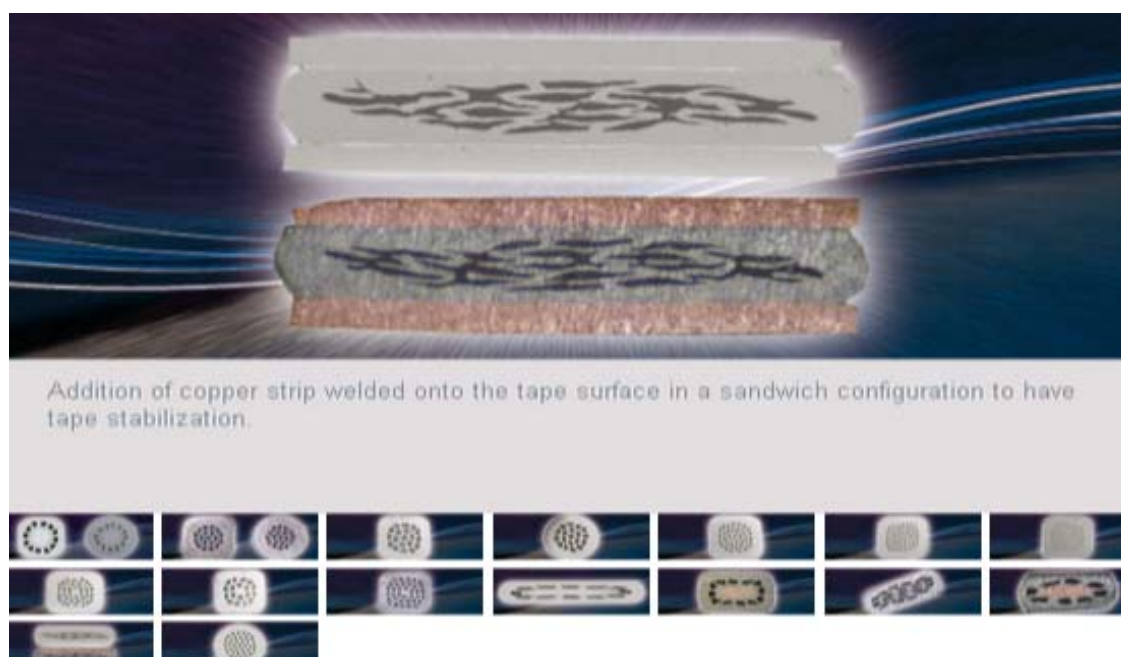


Abbildung 7: MgB_2 -Drahtformen von Columbus [Quelle: Webseite Columbus].



Für die Leiterauswahl gilt:

- Flache Bandleiter weisen die besseren Biegeeigenschaften für Spulen auf
- Leiter können für Anwendungen in Gleich- oder in Wechselfeldern optimiert werden
- Üblicherweise wird Kupfer zur Stabilisierung im Quenchfall⁷ verwendet. Kupfer schützt den Supraleiterdraht sowohl als alternativer Strompfad (elektrodynamische Stabilisierung), wie auch als Reservoir für Wärmekapazität (thermodynamische Stabilisierung)
- Der Außenmantel kann aus Nickel, Monel, oder anderen Legierungen gefertigt werden
- Verdrillte Leiter und elektrische Isolation sind verfügbar.

In Interviews mit Columbus hat sich herauskristallisiert, dass für die Anwendung im supraleitenden Windgenerator am besten ein Flachdraht mit ca. $3 \times 0,5 \text{ mm}^2$ geeignet ist. Kupfer zur Stabilisierung wird als Flachdraht auf den MgB_2 -Draht gelötet. Diese Fertigungssequenz führt laut Herstelleraussage auch zu den niedrigsten Drahtkosten.

Ausgangspunkt für das Generator-Design mit Columbus MgB_2 -Draht waren daher die in Abbildung 8 gezeigte Abmessungen sowie die gezeigten kritischen Ströme.

⁷ Ein Quench ist der Zusammenbruch eines Magnetbetriebs, wenn ein Teil der supraleitenden Spule in den normalen (resistiven) Zustand eintritt. Dies kann auftreten, weil entweder Magnetfelder oder elektrische Ströme oder Temperaturen innerhalb des Supraleiters auftreten, die zu hoch sind. Dies kann auch durch eine zu hohe Änderungsrate des Feldes geschehen (Wirbelströme und daraus resultierende Erwärmung der Kupferstabilisierungsmatrix).

Materials	Section (mm ²)	%
MgB ₂	0.34	21.5
Ni	1.24	78.5
Total	1.58	100
Dimensions without Copper	3.00 x 0.50	
Copper Strip	3.00 x 0.20	
Dimensions with Copper	3.00 x 0.70	

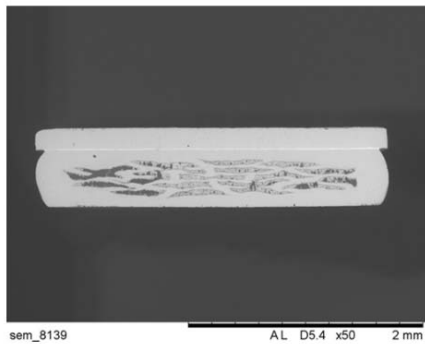
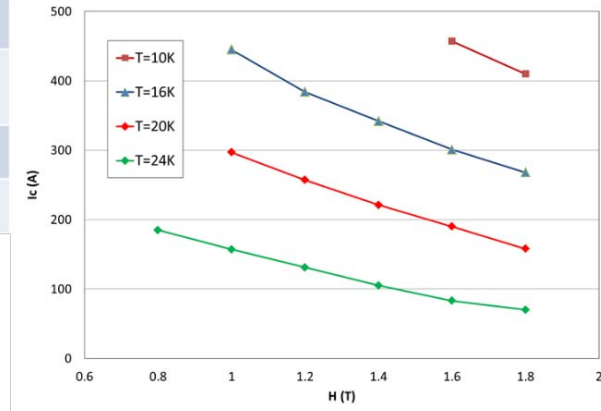


Abbildung 8: MgB₂ Columbus 2013 [Quelle: Suprapower, D2.1].

In Abbildung 8 ist die Abhängigkeit des kritischen Stromes von der Induktion am Draht sowie der Betriebstemperatur gezeigt. Für Abbildung 9 wurden diese Daten in effektive Stromdichten („Engineering Current Density, j_e “) umskaliert.

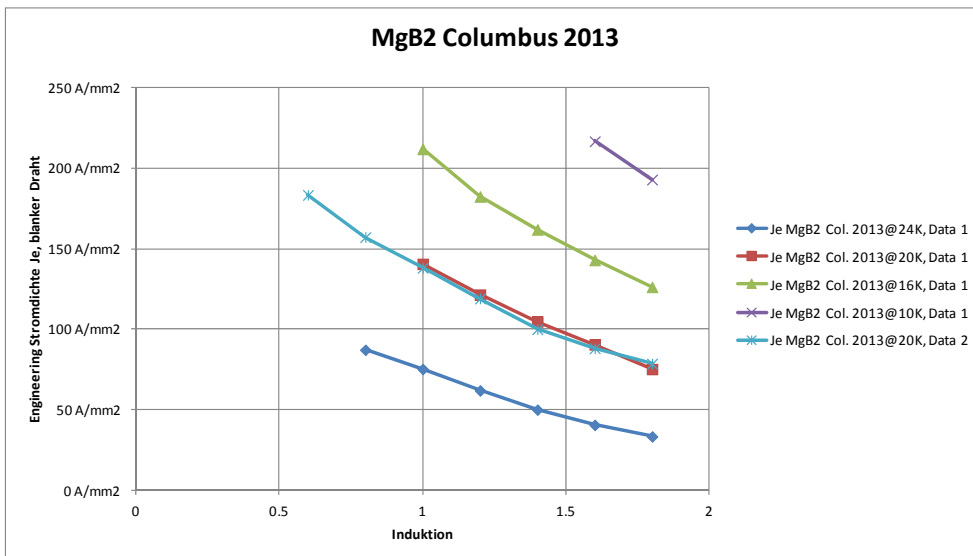


Abbildung 9: MgB₂ Col. 2013 – j_e für blanken Draht mit Kupferstabilisierung.

Abbildung 10 zeigt die Daten für das Jahr 2014, man erkennt eine Steigerung der Leistungsfähigkeit um 30-40%. Gleichzeitig sind die Leiterpreise gesunken. Während in 2013 noch 4,80€ pro Meter berechnet wurden sind dies in 2014 nur noch 4,00€/m.

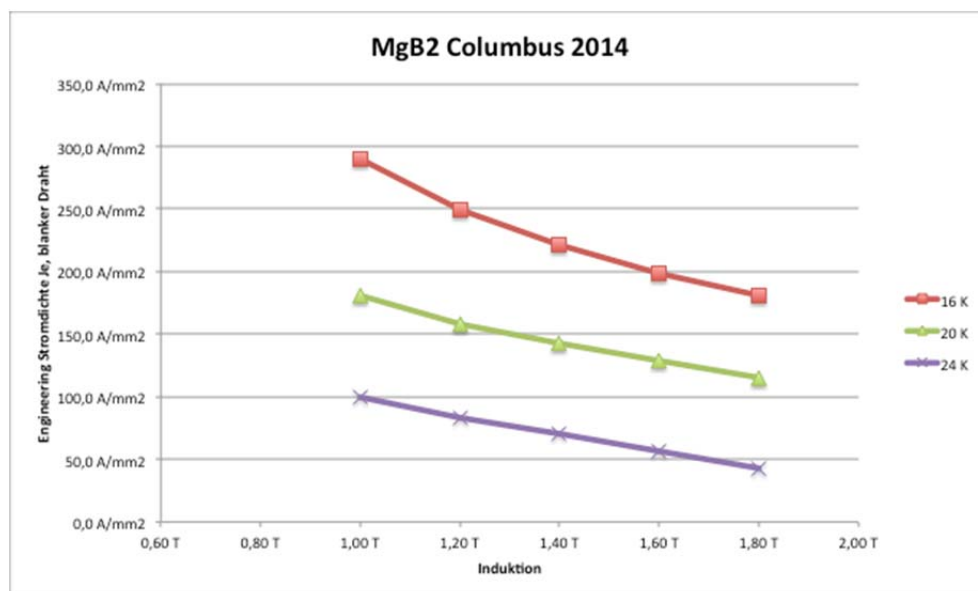


Abbildung 10: MgB₂ Col. 2014 – J_e für blanken Draht mit Kupferstabilisierung.

Die Kombination aus geringerem Preis pro Länge und besserer Qualität führt zu geringeren Kosten des Supraleitermaterials am Arbeitspunkt (vgl. auch Tabelle 7).

3.1.2. LEITER DER FIRMA COLUMBUS IN ZUKÜNFTIGER QUALITÄT

Für das Jahr 2017 prognostiziert die Firma Columbus eine Erhöhung des kritischen Stromes auf etwa 500 A bei 16 K, 3 T für einen 1,5 mm²-Draht. Dies entspricht etwa einer Vervierfachung des kritischen Stromes gegenüber dem Drahttyp Columbus 2013. Das Verhalten im Magnetfeld bleibt laut Columbus wie bei Drahttypen aus dem Jahr 2014, es wird also nicht von stark verbesserter Flussverankerung („Pinning“) ausgegangen.

Für die hier dargestellten Designrechnungen wird für den Drahttyp Columbus 2017 daher vom gleichen Verhalten im Magnetfeld wie für den Typ Columbus 2013/2014 (s. vorheriges Kapitel) ausgegangen.

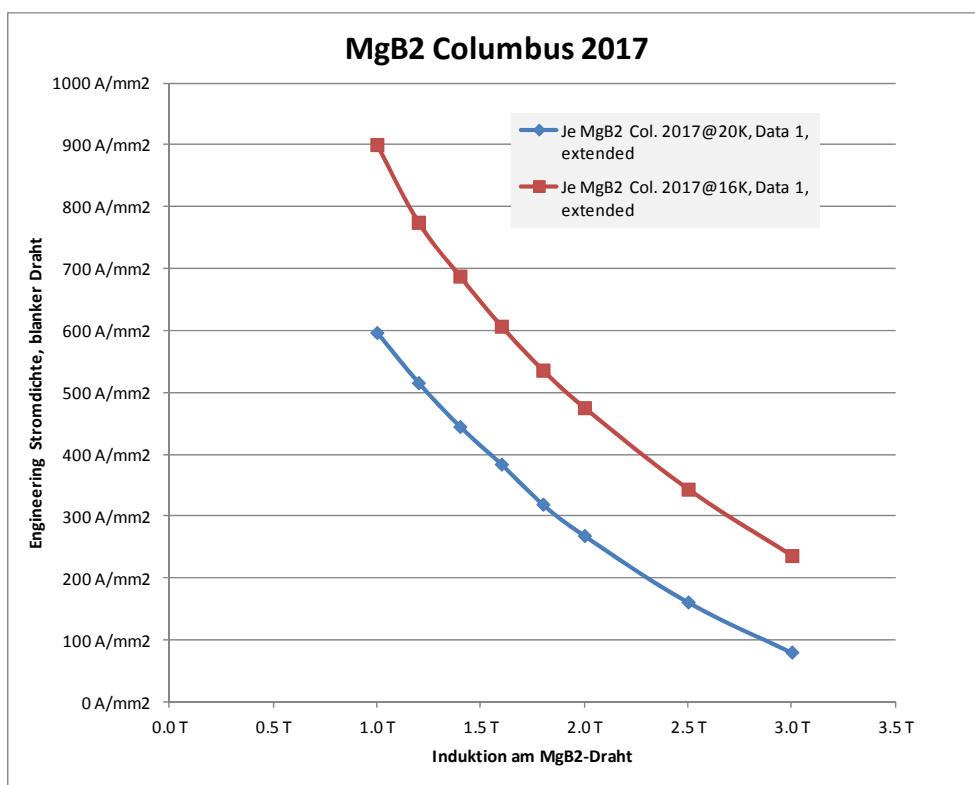


Abbildung 11: MgB₂ Columbus 2017 – J_c für blanken Draht mit Kupferstabilisierung.

Diese Daten wurden für die weitere Auslegung zugrunde gelegt. Zu diesem Zeitpunkt wird mit einem Preis von 1,2€/m kalkuliert.

3.1.3. LEITER DER FIRMA HYPERTECH IN JETZIGER QUALITÄT

HyperTech stellt MgB₂-Drähte nach dem CTFF („Continuous Tube Forming and Filling“) her. Hier werden Metallfolien mit den konstituierenden Elementen gefüllt, gefaltet und zu einem Runddraht ausgezogen. Diese Monofilamente werden, wie auch bei Tieftemperatursupraleitern üblich, in einer Rundhülse honigwabenartig gestapelt und als Multifilament erneut ausgezogen.

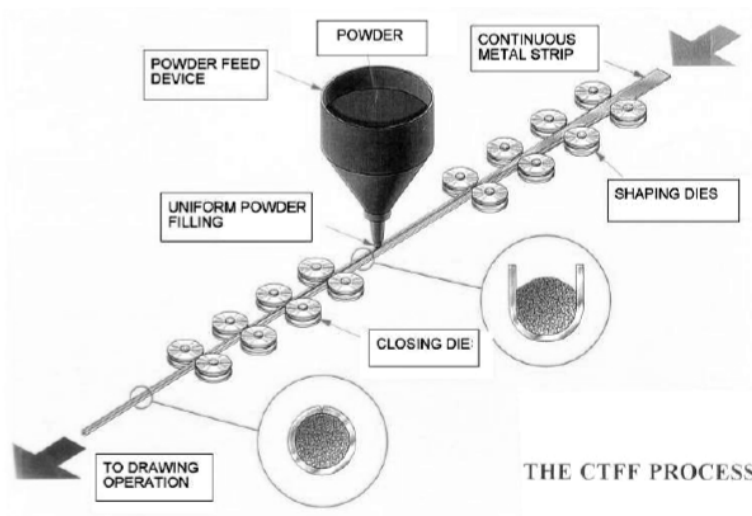


Abbildung 12: CTFF Prozess als Schema [Quelle: Thesis Qingyang WANG, Fabrication et propriétés physiques de conducteurs multifilamentaires MgB₂ dopés au carbone, 2012].

Typischerweise sind die Multifilamentdrähte von HyperTech rund und weisen ca. 18...36 Filamente auf. Der Kupferanteil ist variabel einstellbar, s. Abbildung 13.

Product #	# filaments	Fill factor (%)	Copper (%)	Cross section
18-MS	18	8	32	
24-NM	24	17	16	
30-NM	30	20	12	
36-CM	36	15	15	

Abbildung 13: Einige HyperTech MgB₂-Runddrähte, mit verschiedener Anzahl Filamente und Kupferanteil [Quelle: IEA HTS Executive Committee Meeting Milan, Italy June 19, 2014, Seite 43].

Neben den eher üblichen Runddrähten für Magnetanwendungen fertigt HyperTech auch andere Konfigurationen wie in Abbildung 14 dargestellt. Bei Flachleitern ist das Seitenverhältnis laut HyperTech auf 1,5:1 begrenzt. Für die Anwendung im Windgenerator wurde hier vom „Standard“ bei HyperTech ausgegangen, also einem runden Einzeleiter. Dieses Verfahren ist ein in-situ-Verfahren. Für den SpulenhHersteller bedeutet dies insbesondere, dass zunächst eine Spule gewickelt werden muss, in welcher dann durch eine Wärmebehandlung der eigentliche Supraleiter erzeugt wird.

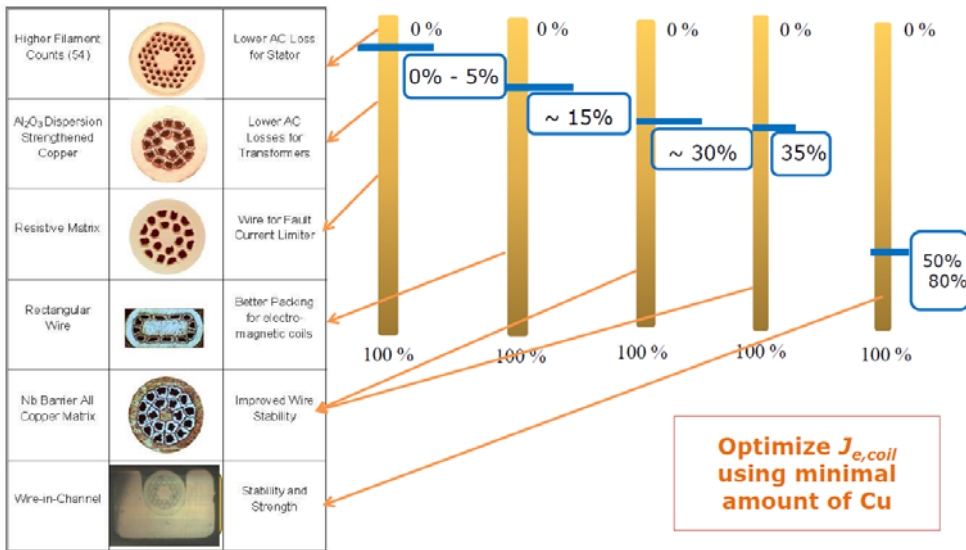


Abbildung 14: Einige HyperTech MgB₂-Varianten [Quelle: 2013, CEC/ICMC, David Doll, Development of MgB₂ superconductor wire and coils for practical applications at Hyper Tech Research - A Status Report Seite 8].

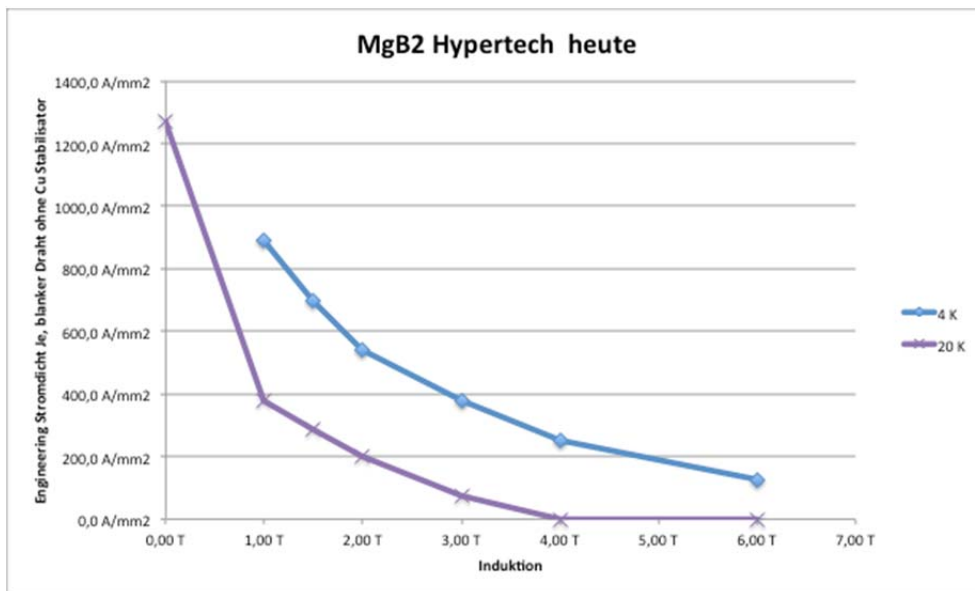


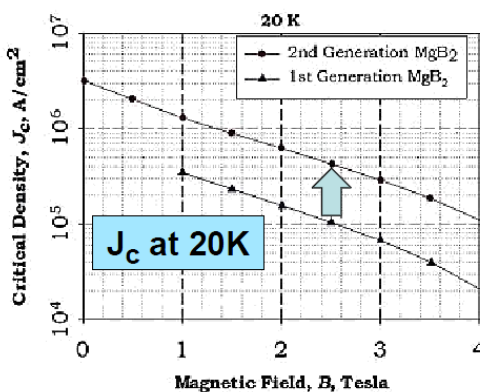
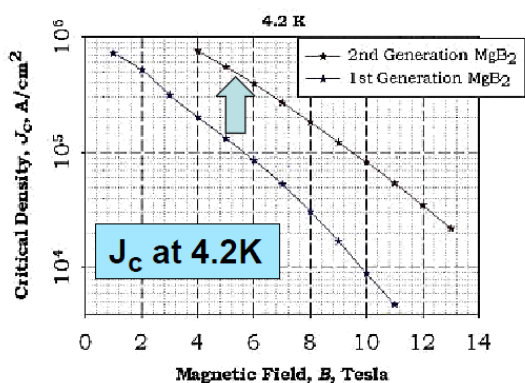
Abbildung 15: MgB₂ – J_e für blanken Draht ohne Kupferstabilisierung [Quelle: IEA HTS Executive Committee Meeting Milan, Italy June 19, 2014, Seite 44].

3.1.4. LEITER DER FIRMA HYPERTECH IN ZUKÜNFTIGER QUALITÄT

Als 2. Generation MgB_2 -Drähte bezeichnet HyperTech eine neue Route zur Herstellung – das IMD-Verfahren („internal Mg diffusion“). Hierbei wird eine sehr dichte MgB_2 -Mikrostruktur mit erhöhten J_c und J_e -Stromdichten erwartet. Das Verfahren wird derzeit bei HyperTech noch nicht in der Serienproduktion eingesetzt. Die Stromdichten sind an gefertigten Kurzproben gemessen worden.

Nachfolgende Abbildung zeigt die Erwartungen des Herstellers.

2nd generation MgB_2 under development at Hyper Tech



✓ 4 to 5 times improvement in J_c over 1st gen MgB_2

**2nd Gen:
18% SC**

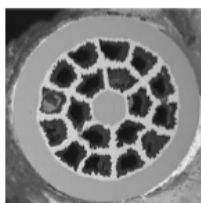


Abbildung 16: Erwartete Erhöhung der Stromdichten bei 2. Gen. MgB_2 von HyperTech [Quelle: IEA HTS Executive Committee Meeting Milan, Italy June 19, 2014, Seite 44].

Diese Daten wurden für die weitere Auslegung zugrunde gelegt. Die Stromdichten für den HyperTech-Draht 2nd Gen. sind im Vergleich zu typischen Daten der 1st Gen. in Abbildung 17 dargestellt.

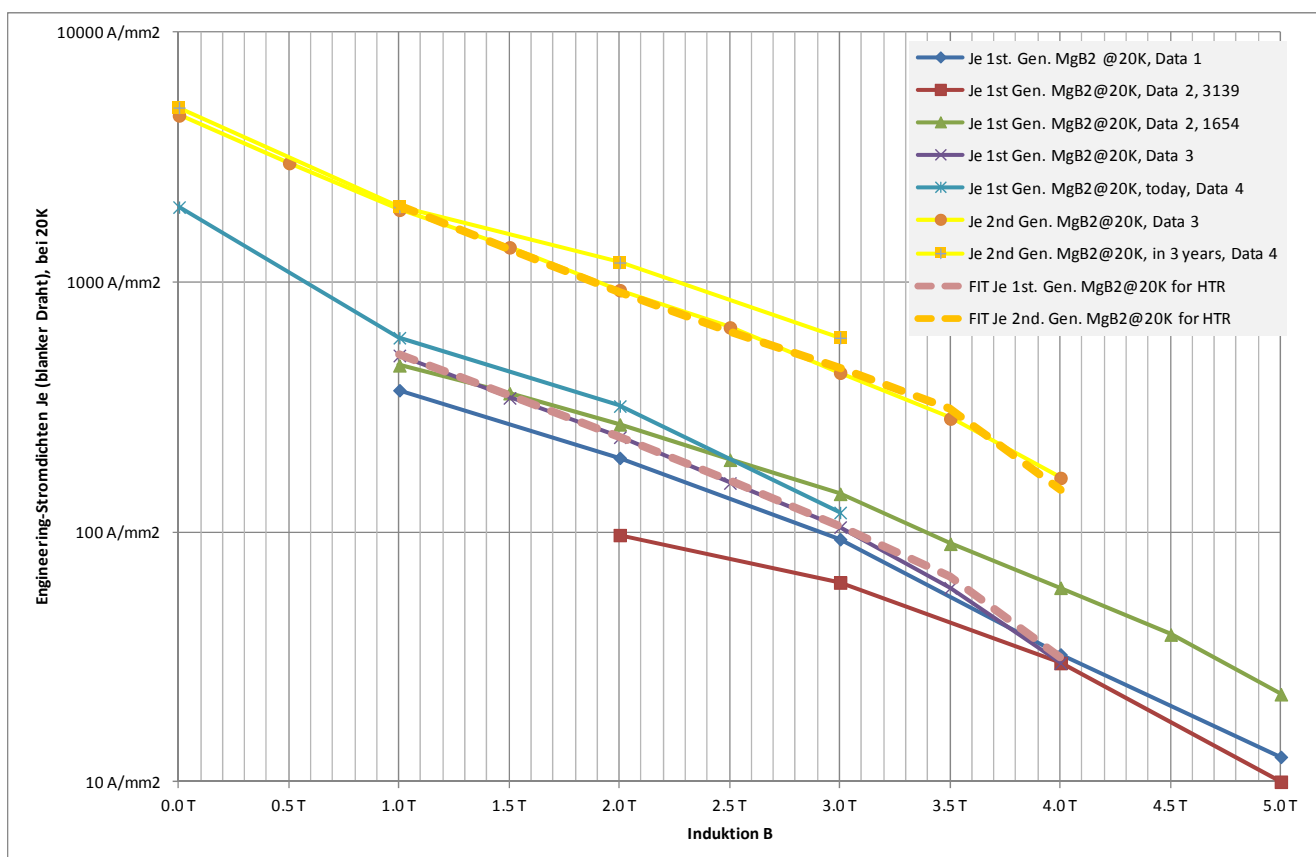


Abbildung 17: Vergleich typische Engineering-Stromdichten blanker MgB₂-Draht von HyperTech 1st. Gen. vs. 2nd. Gen.

Die Prognose zeigt eine 3-4 fache Steigerung der Stromdichte, der Preisverfall wird entsprechend angenommen.

3.1.5. ZUSAMMENFASSUNG LEITERDEFINITION FÜR DESIGNARBEITEN

Aufgrund der sehr unterschiedlichen Eigenschaften der MgB₂-Drähte der beiden etablierten Hersteller Columbus und HyperTech war es nicht sinnvoll, nur eine Spezifikation für die Designarbeiten zu verwenden.

Für die Designarbeiten wurden daher für jeden Hersteller zwei Drahttypen nach Herstellerangaben definiert und in der Generatorauslegung verwendet:

1. MgB₂ Columbus 2013/2014
2. MgB₂ Columbus 2017
3. MgB₂ HyperTech 1st. Gen.
4. MgB₂ HyperTech 2nd. Gen.

Tabelle 4: MgB₂-Drahttypen für das Generatordesign.

In Abbildung 18 wird deutlich, dass die Stromdichten in HyperTech-Drahttypen deutlich höher sind als in Columbus Drähten. Die von Columbus für 2017 vorausgesagten Stromdichten entsprechen etwa denen von HyperTech heute (HyperTech 1st. Gen.).

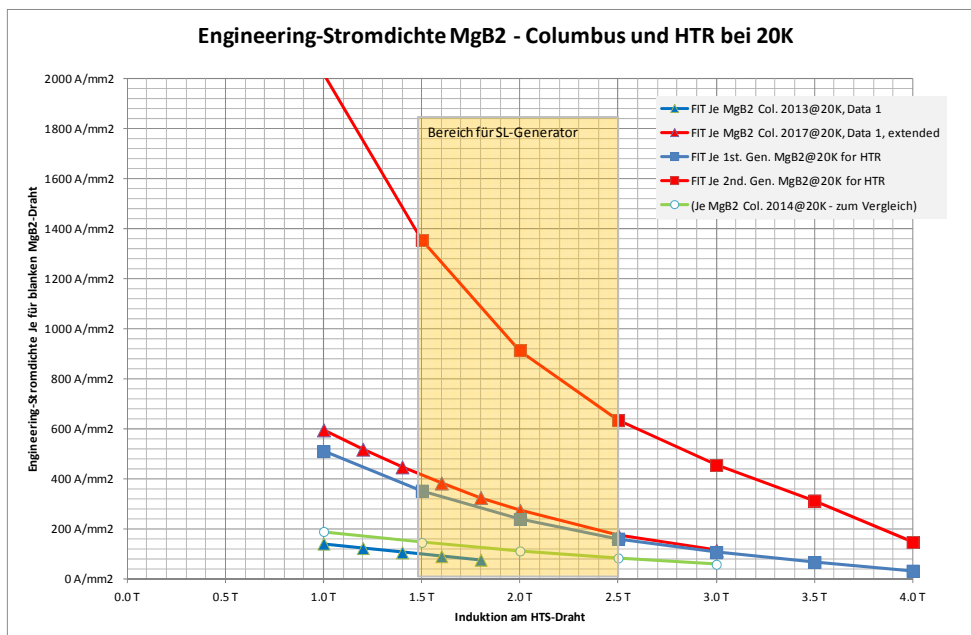


Abbildung 18: Für die Auslegearbeiten bei 20 K aggregierten Engineering-Stromdichten für blanken MgB₂-Draht von HyperTech und Columbus.

Zur besseren Übersicht und Planung der Designrechnungen wurden die Engineering-Stromdichten des blanken MgB₂-Drahtes bei 20 K auf den Wert von bei 1.6 T bezogen. Diese Betriebsparameter entsprachen ersten groben Abschätzungen der Maschinenauslegung.

Wie in Abbildung 19 gezeigt ist, unterscheidet sich die Abhängigkeit der Engineering-Stromdichten bei 20 K im Bereich von 1,0 T – 2,4 T nicht wesentlich voneinander. Für Columbus 2013– Draht liegen allerdings nur Messwerte bis 1,8 T vor, Werte > 1,8 T sind also nur extrapoliert. Bei der Extrapolation wurde darauf geachtet, einen eher konservativen Verlauf anzunehmen. Daher liegen die auf 1,6 T bezogenen kritischen Ströme für Columbus 2013 auch etwas unterhalb der Werte für HTR, vgl. Abbildung 19 grüne Werte vs. rote Werte. Später im Projekt konnte diese Annahme als konservativ bestätigt werden, als Daten von Columbus für das Jahr 2014 vorlagen. Diese weisen für B > 1,6 T eine schwächere Reduzierung des kritischen Stromes auf, s. Abbildung 19, violette Kurve.

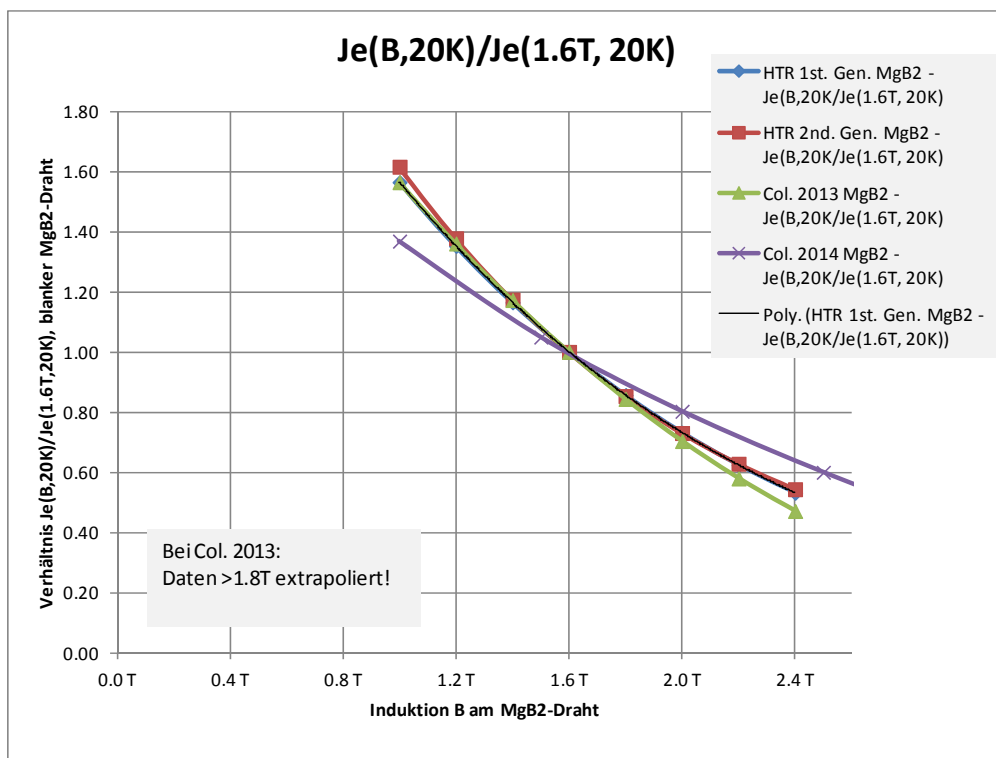


Abbildung 19: Für die Auslegearbeiten bei 20 K festgelegten Engineering-Stromdichten für blanken MgB₂-Draht von HyperTech und Columbus.

Für die Auslegearbeiten bei 20 K wurden aus den Rohdaten folgende über die Hersteller gemittelten Skalierungsfaktoren ermittelt. Diese dienen zur Feststellung der Stromtragfähigkeit bei Variation der magnetischen Induktion. MgB₂-Leiter verhalten sich im Magnetfeld weitestgehend isotrop, so dass eine Richtungsabhängigkeit vernachlässigt werden kann.

Magnetische Induktion	Skalierungsfaktoren für MgB ₂
1,0	1,56
1,2	1,35
1,4	1,16
1,6	1,00
1,8	0,86
2,0	0,73
2,2	0,62
2,4	0,53

Tabelle 5: Abhängigkeit der Engineering-Stromdichte blanker MgB₂-Draht von der Induktion bei 20 K, bezogen auf 1,6 T.

In der nachfolgenden Tabelle sind die im Rahmen der Studie verwendeten Drahtdaten als Steckbrief zusammengefasst. Für die Auslegung wurden die Daten Columbus 2013, da diese früher vorlagen. Bei einer betriebswirtschaftlichen Betrachtung werden die aktuellen Daten aus 2014 verwendet. Für die technische Auslegung ist der Unterschied unwesentlich.



Hersteller	Columbus		HyperTech	
Drahtbezeichnung	MgB ₂ Columbus 2013/2014	MgB ₂ Columbus 2017	MgB ₂ HyperTech 1st. Gen.	MgB ₂ HyperTech 2nd. Gen.
Bevorzugte Drahtabmessungen	Flachdraht 3,0 x 0,5 mm ² + 3,0 x 0,2 mm ² Cu = 3,0 x 0,7 mm ²	Flachdraht 3,0 x 0,5 mm ² + 3,0 x 0,2 mm ² Cu = 3,0 x 0,7 mm ²	Runddraht, D 0.25..1...2	Annahme: Runddraht, noch nicht finalisiert
Minimaler Biegeradius, Biegespannung bei R&W	R _{min} =75 mm, Cu außen, sonst ist R _{min} größer. $\sigma_{b,max} \approx 0,47\%$ (=0,7/2/75) am Drahttrand		$\sigma_{b,max} \approx 0,2\%$ am Drahttrand. Bei D=1 mm: R _{min} =100/2/0,2 =250 mm	Noch nicht klar
Minimaler Biegeradius, Biegespannung bei W&R	Kein W&R	Kein W&R	$\sigma_{b,max} \approx 3\%$ am Drahttrand. Bei D=1 mm: R _{min} =17 mm	
Stromdichte J _e (blanker Draht) bei 20 K, 1 T	140 A/mm ²	?	510 A/mm ²	2019 A/mm ²
Stromdichte J _e bei 20 K, 1,5 T	97 A/mm ²	?	352 A/mm ²	1354 A/mm ²
Stromdichte J _e bei 20 K, 2 T	63 A/mm ²	?	239 A/mm ²	913 A/mm ²
Isolierung Einzeldraht	Polyester-Umspinnung, 75µm je Seite	?	S-Glas-Umspinnung, 75µm je Seite (W&R)	S-Glas-Umspinnung, 75µm je Seite (W&R)
Designvorgaben am MgB ₂ -Draht für die Betriebsbedingung (OC)	Temperatur OT, Induktion OF: 20 K, 1,6 T			
J _e aus Anpassung für diese OC	90 A/mm ²	360 A/mm ²	326 A/mm ²	1250 A/mm ²
Gewähltes Verhältnis I _{op} /I _c @ OC	0,7	0,7	0,7	0,7
Gewählte Drahtgeometrie (MgB ₂ blank) für Design	Flachdraht B=3,0 mm T=0,7 mm	Flachdraht B=3,0 mm T=0,7 mm	Runddraht D=1,0 mm	Runddraht D=1,0 mm
Gewählter Draht-Querschnitt für Design (MgB ₂ blank)	2,1 mm ²	2,1 mm ²	0,785 mm ²	0,785 mm ²
Kritischer Strom @ OC	189 A	756 A	256 A	981 A
Betriebsstrom @ OC, Einzeldraht	132 A	529 A	179 A	687 A
Anzahl paralleler Einzeldrähte in einer Rotorspule	4	1	3	1
Betriebsstrom @ OC, Bündel	528 A	529 A	537 A	687 A
Füllfaktor Wicklung: MgB ₂ (blank)/MgB ₂ (isol.) im Wickelquer-	0,784	0,784	0,437	0,594

schnitt, ohne Lagenisolierung, λ_1				
Füllfaktor durch Lagenisolierung im Wickel, λ_2	0,9	0,9	1,0	1,0
Engineering-Stromdichte in der Wicklung (bei OC) – $J_e \cdot I_{op} / I_c \cdot \lambda_1 \cdot \lambda_2$	44,5 A/mm ²	178 A/mm ²	100 A/mm ²	520 A/mm ²

Tabelle 6: MgB₂-Drahttypen für das Generatordesign.

Die Kostenentwicklung der Leiter bewegt sich in ähnlichen Bahnen. Die nachfolgenden Tabelle und zugehörige Abbildung zeigt die Preisentwicklung und Prognose beider Hersteller.

	2013	2014	2017
Columbus	23,5 €/kAm	13,4 €/kAm	1,8 €/kAm
Hypertec		13,3 €/kAm	1,2 €/kAm

Tabelle 7: MgB₂-Drahtpreise und Preisprognosen. Die Angaben sind bezogen auf 20 K und 1,5 T am Draht.

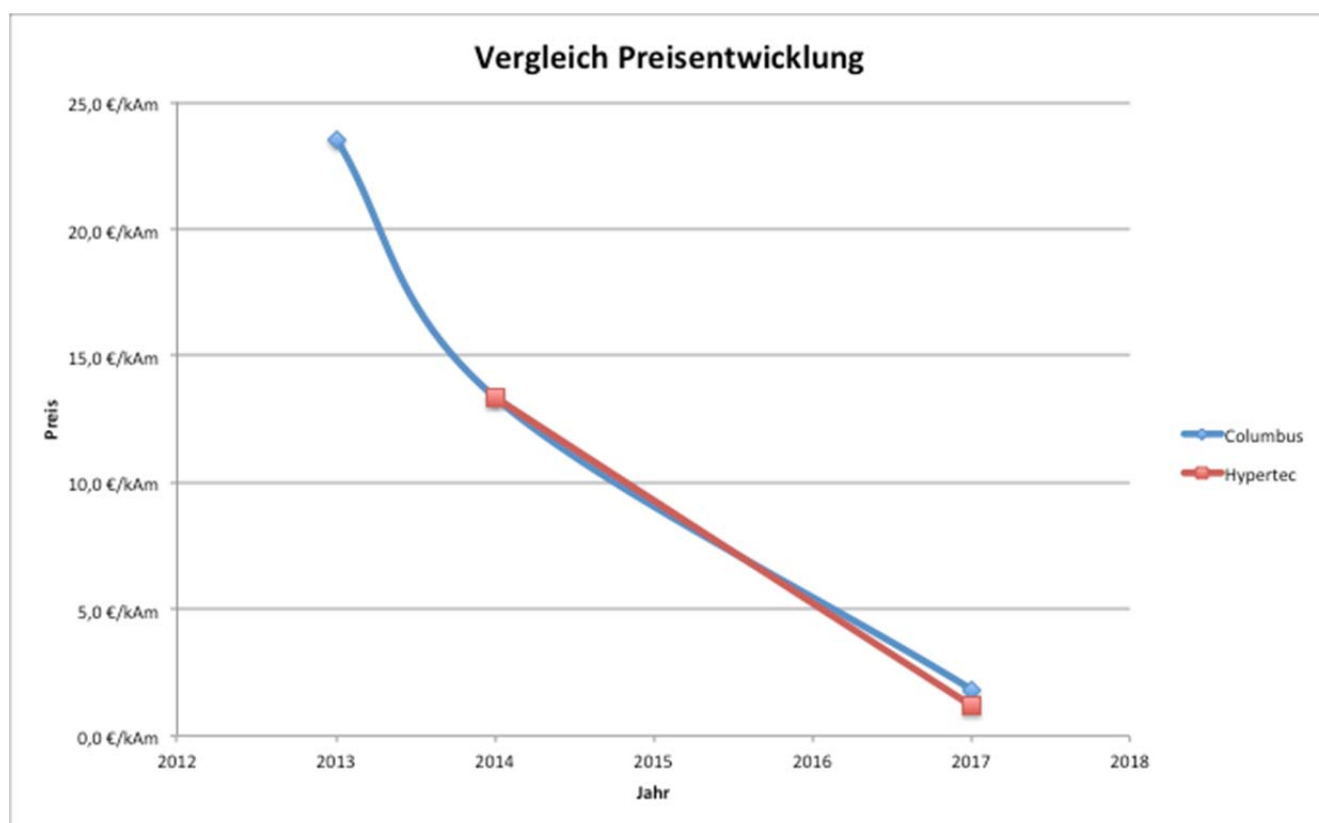


Abbildung 20: Darstellung der Preisentwicklung des MgB₂-Drahtes seit 2013 mit Prognose für 2017.

Die in Tabelle 7 und Abbildung 20 dargestellten Werte sind gültig für einen Betriebspunkt (20 K, 1,5 T am Leiter). Für die weitere Modellierung werden jedoch unterschiedliche Induktionen am Leiter erwartet. Bei einer ausführlicheren und detaillierteren Auslegung könnten auch zusätzliche unterschiedliche Temperaturen betrachtet werden. Letzteres soll jedoch einer Detailauslegung überlassen werden, da sehr kritische Details berücksichtigt werden müssten.

Im Rahmen der Studie wird von den Kosten des Temperaturfensters um 20 K ausgegangen. Aus den Herstellerangaben wurden die Kosten der Leiter in Abhängigkeit von der Induktion aufgestellt. Anschließend wurde an die Daten eine Exponentialfunktion gefittet, um den Preis (B_{Leiter}) zu erhalten. Diese Formeln wurden dann im Kostenmodell eingesetzt. Abbildung 21 zeigt diese Daten und Formeln für heute verfügbare Leiter und durch die Hersteller prognostizierte Daten.

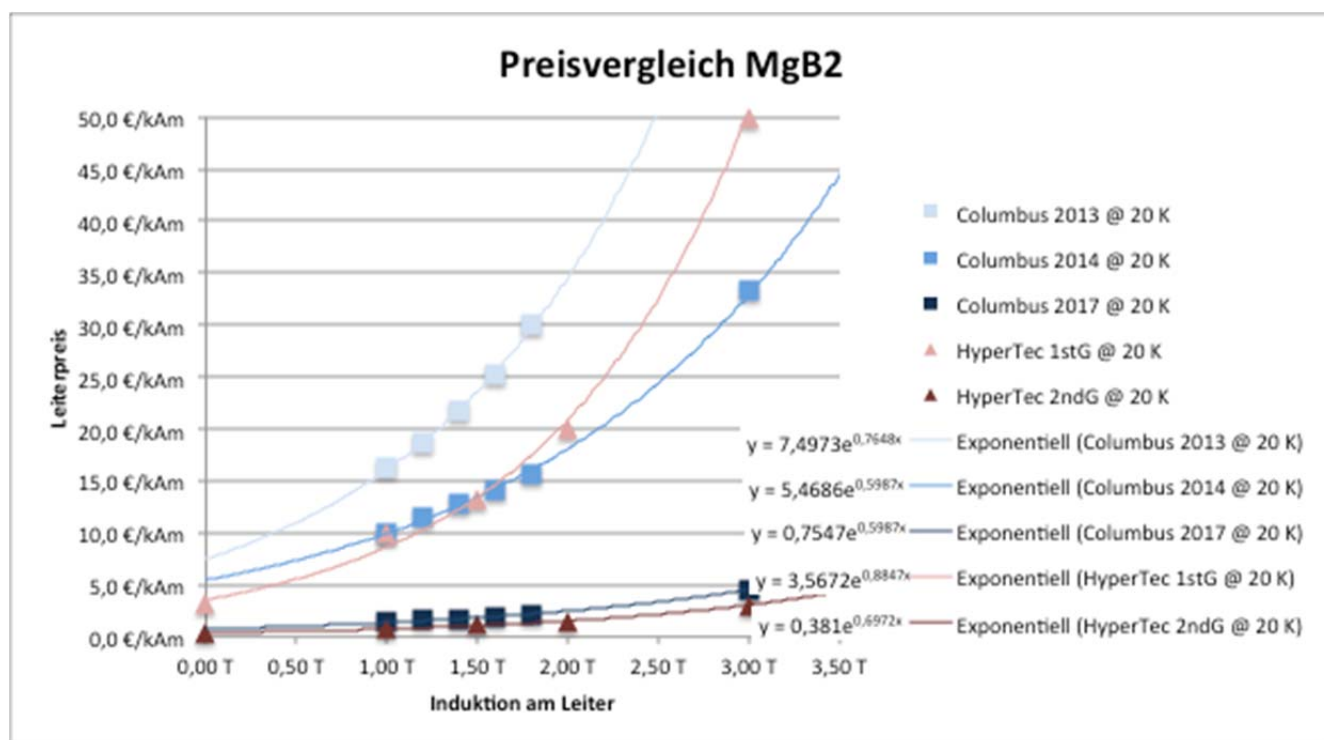


Abbildung 21: Darstellung der Kosten-Fitkurven in Abhängigkeit der Induktion B am Supraleiter bei 20K .

Man sieht bei den heute verfügbaren Leitern einen steigenden Kostenvorsprung auf Seiten von Columbus zu höheren Induktionen hin. Bei den in die Zukunft prognostizierten Daten wurden seitens HyperTec die geringsten angegebenen Preise zugrunde gelegt. Hier nähern sich beide Hersteller kostenmäßig und auch bei Änderung der Induktion an.

3.1.6. VERSEILUNGSKONZEPTE ZUR ERHÖHUNG DES ROTORSTROMES

Im vorherigen Kapitel wurden die Engineering-Stromdichten der MgB_2 -Drähte bei 20 K in Abhängigkeit der Induktion definiert. Bei einigen Drähten ist die Stromtragfähigkeit so niedrig, dass mehrere Einzeldrähte gebündelt werden sollten, um einen Rotor-Betriebsstrom von ca. (500...1000) A zu erreichen.

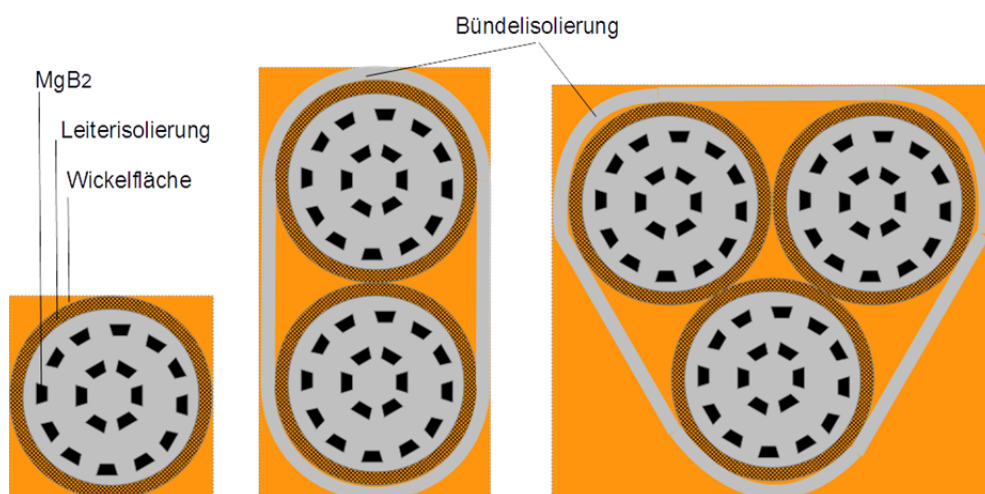


Abbildung 22: Bündelleiter zur Erhöhung des Betriebsstromes von Runddrähten.

In Abbildung 22 sind in Orange die Querschnitte eingezeichnet, die für die Wicklung angenommen werden. Es ergeben sich dabei nicht optimale Füllfaktoren, aber die Abschätzungen sind somit eher konservativ.

Füllfaktoren MgB ₂ für Wicklungen			
2014-10-13/jw			
Eingaben			
Durchmesser blanker Einzeldraht	1.000 mm		
Querschnitt blanker Einzeldraht	0.785 mm ²		
Dicke Isolierung Einzeldraht	0.075 mm	(je Seite)	
Durchmesser isolierter Einzeldraht	1.150 mm		
Dicke Isolierung Bündelleiter	0.050 mm	(je Seite)	
Anzahl Einzelleiter im Bündel	1	2	3
Breite Bündelleiter	1.150 mm	2.400 mm	2.246 mm
Höhe Bündelleiter	1.150 mm	1.250 mm	2.400 mm
Füllfaktor Bündelleiter	0.594	0.524	0.437
Kommentar	Annahme: Draht rutscht nicht in Lücken	Annahme: Verdrillung trägt nicht bei	Annahme: Bündel rutscht nicht in die Lücken

Tabelle 8: Annahmen zu Füllfaktoren von MgB₂-Runddrähten beim Wickeln in Rotorspulen – Beispielrechnung.

Hiermit ist die Beschreibung der Leiterparameter für Windspeed komplett. Ein Leiterdatenblatt MgB₂ wurde erstellt. Der hier charakterisierte Leiter erscheint für eine technische Auslegung geeignet.

3.2. ÜBERSICHT ÜBER KÄLTEMASCHINEN FÜR SUPRALEITENDE ROTOREN

Kältemaschinen sind im Grund etablierte Technik für verschiedene Anwendungen. Kälteleistung, abgedeckter Temperaturbereich und Ausführungsform orientieren sich dabei am Bedarf des Marktes.

Nachfolgende Abbildung gibt eine Übersicht verschiedener Anwendungen und zugehöriger Kälteleistungen. Die Abbildung zeigt die Sichtweise in 2009 – also vor Verfügbarkeit von MgB_2 . Rotierende Maschinen werden hier im Bereich oberhalb von 30 K und 100...500 W Kälteleistung angesiedelt. Mit MgB_2 muss ein anderes Temperaturfenster gewählt werden und die zur Verwendung mit $YBaCuO$ gewählten Kältemaschinen sind möglicherweise keine gute Wahl. Daher wurde für die Betrachtung in dieser Studie mit dem Ziel einer Umsetzung eine Aufstellung der am Markt verfügbaren Kältemaschinen erarbeitet, die Temperaturen mit signifikanter Leistung bei <20 K erreichen.

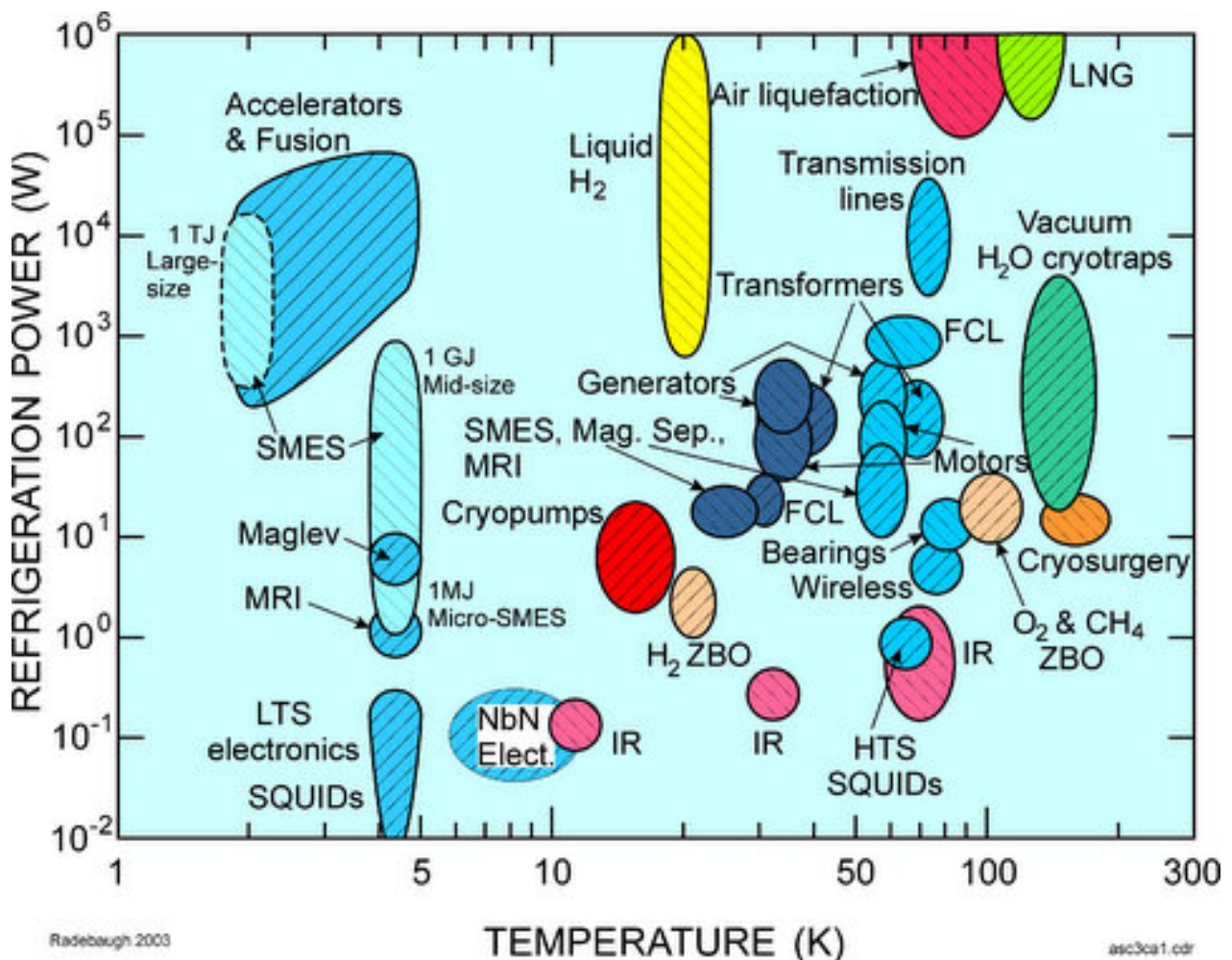


Abbildung 23: Typische Temperatur- und Leistungsbereiche verschiedener Anwendungen von Supraleitern, Sichtweise aus 2009 [14]

Die für die Nutzung von Supraleitern verwendeten Kältemaschinen sind – wie in vielen anderen Anwendungen auch – Expansionsmaschinen. Dementsprechend wird ein Arbeitsgas mittels eines Kompressors unter hohen Druck gebracht und im Bereich der zu kühlenden Seite expandiert.



In der Praxis finden sich drei häufig verwendete thermodynamische Zyklen bei kommerziell erhältlichen Kältemaschinen, Wärme wird dabei durch Wärmetauscher an die Umgebung abgeführt. Das Arbeitsgas ist Helium, um ein Ausfrieren bei tiefen Temperaturen zu verhindern. Nachfolgende Tabelle gibt einen kurzen Überblick:

Bezeichnung	Erläuterung	Verwendete Leistungsklasse
Brayton (oder Joule)	Mittels Turbinen wird das Arbeitsgas komprimiert und auch entspannt. Die Technik ist besonders geeignet für hohe Leistungen, z. B. bei Luftverflüssigern. Für kleine Leistungen werden sehr hohe Drehzahlen im Expander benötigt, die die Technik verteuert.	>1 kW
Stirling	Zumeist mittels eines Kolbens wird das Arbeitsgas verdichtet und schließlich auch wieder expandiert. Die Effizienz ist hoch, jedoch sind Steuerung und Konstruktion in der Praxis komplex.	Einige W bis einige kW
Gifford-McMahon	Hierbei handelt es sich um eine vereinfachte Variante des Stirlingprozesses. Über einen Verdichter wird komprimiertes Gas bereitgestellt und das Expansionsvolumen über ein Rotationsventil mit hohem bzw. niedrigem Druck beaufschlagt. Diese Kältemaschinen liegen im richtigen Leistungsbereich für Generatoren und sind auch ausreichend industriell verfügbar.	Einige W bis 1 kW

Tabelle 9: Übersicht Kälteprozesse für Kältemaschinen (Auswahl).

Kältemaschinen nach dem Brayton Prozess für <20 K sind kommerziell nicht verfügbar. Erste Prototypen wurden für den Temperaturbereich 25 K entwickelt, sind jedoch sehr teuer. Daher wurden diese auch von vornherein ausgeschlossen.

Von den verbleibenden Prozessen sind Maschinen basierende auf dem effizienteren Stirlingprozess und nennenswerter Kälteleistung nur von der Firma Stirling (NL) verfügbar. Jedoch sind diese Maschinen groß und schwer, eine Mitrotation im Rotor ist nicht umsetzbar. Auch diese sind daher nicht relevant unter den Annahmen dieser Studie. Zukünftig könnten jedoch bestehende Systeme für höhere Temperaturen verfügbar werden – diese verlangen jedoch noch wesentliche Entwicklungsarbeit und sind somit an dieser Stelle ebenfalls nicht relevant.

Aufgrund der Einfachheit der Technik hat sich für kleinere Kälteleistungen bei niedrigen Temperaturen – so wie sie hier zum Einsatz kommen – die Gifford-McMahon Technik durchgesetzt. Als Kompressor kommt zumeist ein Schraubenverdichter aus der Klimatechnik zum Einsatz. Daher hat eine Kältemaschine basierend auf dieser Technik auch viel Ähnlichkeit mit einem Split-Klimagerät. Dies erlaubt kostengünstige Fertigung, hat aber den Nachteil, dass eine Ölschmierung erforderlich ist. Um das unerwünschte Ausfrieren von Ölnebel auf der kalten Seite zu unterbinden, werden in den Kreislauf des Arbeitsgases ein Ölabscheider und ein Filter eingesetzt.

Die Expansionseinheit wird zumeist als Kaltkopf bezeichnet und das ergibt sich aus der Tatsache, dass eine kalte Fläche zur Anbindung an ein zu kühlendes System bereitgestellt wird. Im Kaltkopf befinden sich ein Rotationsventil und ein Kolben (Displacer) zur Verdrängung des Gasvolumens. Kaltkopf und Kompressor sind über flexible Gasleitungen sowie einer Steuerleitung miteinander verbunden. Diese können mehrere Meter lang sein.

Wartungszyklen liegen zwischen 10.000 und 20.000 Stunden, z. T. auch deutlich mehr. Typische Anwendungen dieser Kältemaschinen sind z. B. Magnetresonanzscanner oder Vakuumpumpen in der Halbleiteranwendung. Die nachfolgenden

Abbildungen zeigen exemplarisch verschiedene Fertigungsstätten für Kältemaschinen des Herstellers Sumitomo Heavy Industries (Japan).



Tanashi, JPN

Allentown, USA

Manila, PPN

Abbildung 24: Fertigungsstätten des Lieferanten Sumitomo Heavy Industries

Andere mögliche Lieferanten sind u. a. Cryomech Inc. (US), Oerlikon Leybold Vacuum (DE) oder Brooks Industries (US).

Gifford-McMahon Kältemaschinen mit Expansionskolben sind seit Jahrzehnten etabliert, neuere Entwicklungen sind sogenannte Pulsrohrkühler (Pulsetube), Kaltköpfe mit weniger bewegten Teilen. Hierbei wird der bewegte Kolben durch eine Gassäule ersetzt und man erwartet nahezu wartungsfreie Komponenten. Diese Technik wird im Bereich sehr tiefer Temperaturen (4 K-Technik) zunehmend eingesetzt und ist dort kommerziell erhältlich. Für die hier angestrebten Temperaturbereiche und Kälteleistungen könnten auch diese eine Option darstellen.

Weiterhin werden noch sogenannte ein- und zweistufige Kältemaschinen unterschieden. Einstufige Kältemaschinen stellen ihre Kälteleistung an einer einzelnen Stelle zum Wärmetausch zur Verfügung. Die niedrige Temperatur wird in einem Schritt erreicht. Zweistufige Kältemaschinen erreichen die niedrige Temperatur durch zwei hintereinandergeschaltete Expansionsstufen und Wärmetauscher. Typischerweise werden hierbei auch zwei Wärmetauscherpunkte zur Verfügung gestellt.

Einstufige Maschinen sind einfacher aufgebaut, zweistufige Maschinen in Summe potentiell effizienter. Die passende Lösung muss hinsichtlich Investitionskosten, Effizienz und Wartungskosten beurteilt werden. Abbildung 25 zeigt Beispiele für handelsübliche Kaltköpfe. Kaltköpfe mit nur einer Stufe haben einen Kupferblock als Wärmeaustauschfläche (linker Kaltkopf). Zweistufige Kaltköpfe weisen zwei solche Austauschflächen auf (Mitte und Rechts).



Abbildung 25: Beispiele von Kaltköpfen: Einstufig, Sumitomo CH110 (Links); Zweistufig, Sumitomo CH210 (Mitte), Zweistufig Pulsetube, Sumitomo SRP082B (Rechts)

Das komprimierte Gas wird durch Kompressoren mittels flexibler Leitungen bereitgestellt. Abbildung 26 zeigt einen kommerziell erhältlichen Kompressor. Dieser enthält auch die Ansteuerung und Kontrolle für die Kaltköpfe, ebenso einen Stromversorgung. Für die Windindustrie müssen solche Geräte den Erfordernissen angepasst werden. So sind z. B. Industriübliche Schnittstellen noch nicht eingeführt, und es müssen die erforderlichen Betriebsfenster für Temperatur und Feuchtigkeit angepasst oder entsprechende Klimatisierung vorgesehen werden.



Abbildung 26: Beispiel eines Kompressors Sumitomo F70.



In der nachfolgenden Tabelle findet sich eine Auflistung möglicher Lieferanten von Kältemaschinen. Zur weiteren Vorauswahl wurden verschiedene Kriterien definiert und evaluiert:

Herstellername	Prinzip	PT verfügbar	P_{\max} der Produkte	T_{\min} der Produkte	P_{\max} @ 20 K	Stückzahl / Jahr über alle Kühler	Servicenetzw. international	Eignung zur Mitrotation	Weiter evaluiert
Sumitomo Heavy Industries	GM	ja	<200 W	> 4 K	40 W	ca. 3000	ja	ja	ja
TransMIT	GM	ja	<200 W	> 10 K	22 W	Prototyp	nein	ja	nein
Brooks Automation	GM	nein	<100 W	> 4 K	12 W	ca. 1000	ja	ja	ja
Chart Industries	Stirling	ja	<4500 W	> 40 K	n/a	<10	ja	ja	nein
Cryomech	GM	ja	<600 W	> 4 K	70 W	ca. 300	nur über Drittfirmen	ja	ja
Oerlikon (Leybold)	GM	nein	<200 W	> 4 K	25 W	ca. 500	ja	ja	ja
Stirling	Stirling	nein	<10000 W	> 4 K	320 W	einige 10	nur über Drittfirmen	nein (zu groß/schwer)	nein
Aisin	Stirling	nein	<1000 K	> 12 K	35 W	derzeit nur Lieferung in Japan	derzeit nur in Japan	nein (zu groß/schwer)	nein

Tabelle 10: Übersicht möglicher Lieferanten für Kältemaschinen und Auswahlkriterien.

Hierbei wurden mögliche Lieferanten mit Kältemaschinen im Produktportfolio bereits ausgeschlossen, die:

- Eine Temperatur von 50 K nicht erreichen
- Nur im Bereich <2 W Leistung < 50 K erreichen – sogenannte Mikrokühler
- Nur im Forschungsumfeld gebaut wurden.

Zur erfolgreichen Einführung der Technologie und Vertrauensbildung bei potentiellen Kunden wird weiterhin davon ausgegangen, dass ausschließlich Lieferanten mit nennenswerter laufender Produktion in Frage kommen. Somit bleiben nach dieser Vorauswahl nur noch die Hersteller Sumitomo Heavy Industries, Brooks Automation, Cryomech und Oerlikon (Leybold) übrig.

Weiterhin sind Verfügbarkeit, Servicenetzwerk und Servicefähigkeit wichtig. Die hier betrachteten Firmen bieten ein breites Spektrum an Kältemaschinen an, so dass eine ausreichende Auswahl für die Bedürfnisse des Betriebs von MgB_2 zur Verfügung steht.

Abbildung 27 zeigt die Leistungskurven verschiedener ein- und zweistufiger Kältemaschinen. Aus diesen wurden nach einer ersten Festlegung des erwarteten Betriebsfensters (vgl. Abschnitt 3.3.4) die verschiedenen Optionen ausgewählt.

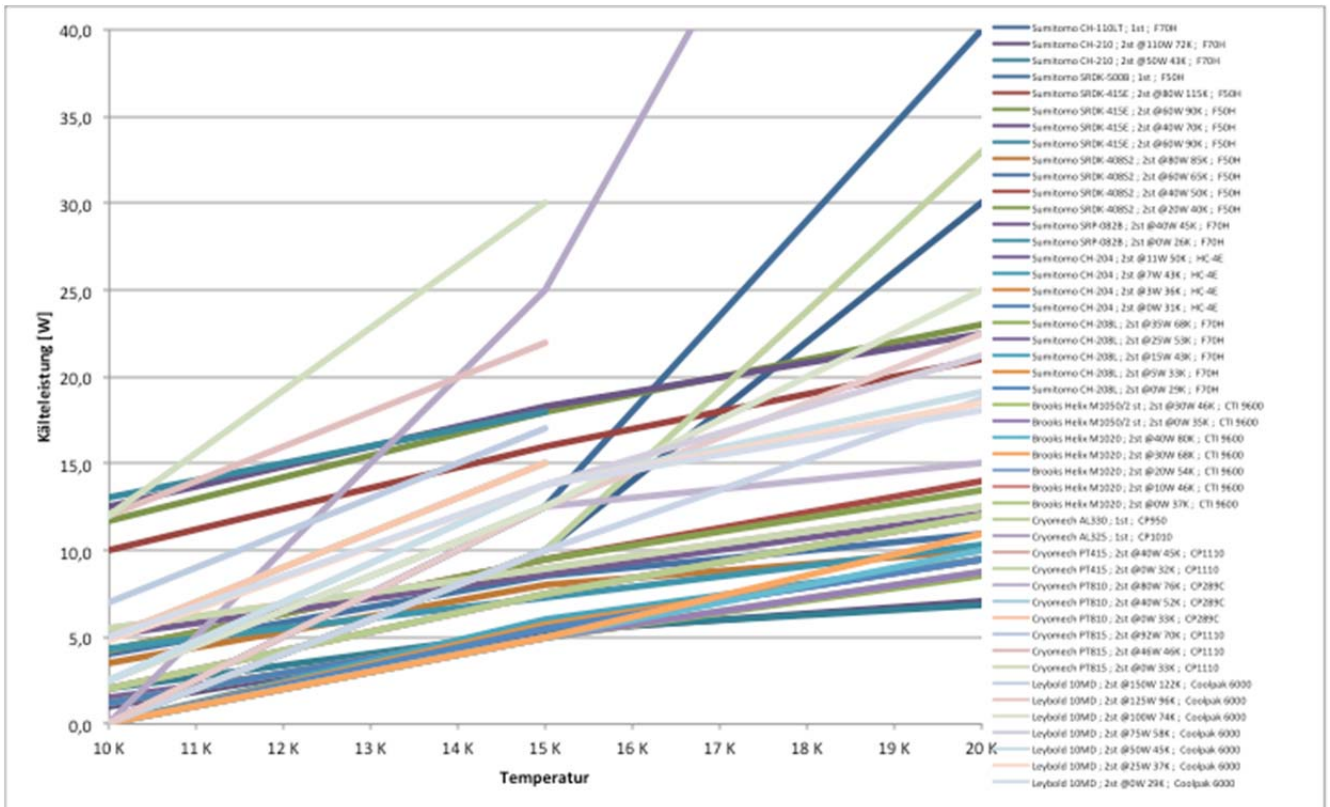


Abbildung 27: Leistungskurven der zur Verfügung stehenden Kälteköpfe.

Im Rahmen von Windspeed wurde eine große Datenbank an Kühlertypen auf den aktuellen Stand gebracht.

3.3. OPTIMIERUNG DER BETRIEBSTEMPERATUR

Die Festlegung des Temperaturfensters für die supraleitende Rotorwicklung wird von vielen Faktoren beeinflusst. Die wesentlichen Faktoren hierfür sind in Abbildung 28 schematisch dargestellt. Ziel ist eine kompakte Generatorauslegung mit niedrigem Gewicht und niedrigen Kosten (roter Zweig). Dies führt zu minimalen Anforderungen an die Rotorerregung, woraus sich die Anforderungen an die Stromtragfähigkeit der MgB_2 -Drähte in Abhängigkeit von der Spulentemperatur und der magnetischen Induktion am Draht ergeben, wie weiter unten beschrieben.

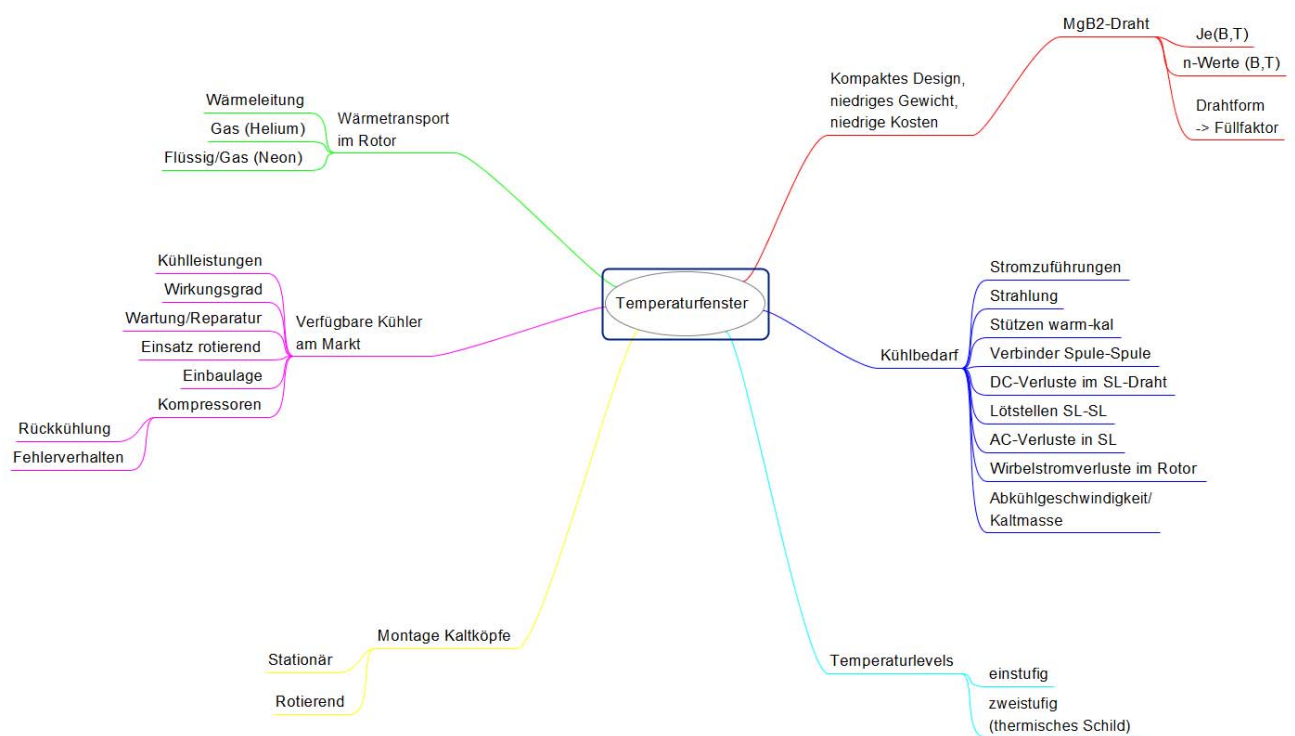


Abbildung 28: Übersicht Einflüsse und Optionen für die Rotorkühlung.

Aus der Nutzung von MgB_2 resultieren also zwei besonders wichtige Aspekte, die bei der weiteren Betrachtung zu berücksichtigen sind:

- Engere Temperaturfenster im Verhältnis zu YBaCuO basierten Supraleitern und somit komplexere und präziser auszulegende Kältetechnik,
- Starke Abhängigkeit der Kostenmodelle von magnetischer Umgebung, Betriebstemperatur und Betriebsstrom.

Um dies zu erfüllen, muss im Projekt, basierend auf prinzipiell bereits bekannten Methoden, iterativ eine elektromagnetische Auslegung (FEM, Magnetfeldberechnung am Leiter) mit einer thermischen Auslegung (Betriebstemperatur und Kühlaufwandsabschätzung nach Berechnung der Wärmeflüsse) unter Kostengesichtspunkten entwickelt werden. Im Folgenden wird dieses erarbeitet.



Gegenüber HTS weist der Supraleiter MgB_2 ein deutlich kleineres operatives Temperaturfenster auf und ist bezüglich seiner Betriebsparameter deutlich sensibler. Das erfordert eine komplexere und präziser auszulegende Kältetechnik. Das Basisdesign kann aber mit etablierter Herangehensweise durchgeführt werden.

3.3.1. ANFORDERUNGEN AUS DER GENERATORAUSLEGUNG

Für hochpolige Wassergeneratoren mit Kupferwicklung im Rotor betragen die Stromdichten im Kupfer etwa (2...4) A/mm². Die Stromdichten sind durch die resistiven Verluste im Kupfer limitiert. Diese Verluste sind einerseits ein wirtschaftliches Erschwernis, da der Wirkungsgrad sinkt, und andererseits ein technisches Erschwernis, da die Abfuhr dieser Verlustleistung hohe Kühlanforderungen an die Maschine stellt.

Prinzipiell sollten sich also auch supraleitende Generatoren mit solch niedrigen Rotorstromdichten bauen lassen. Ein wesentlicher Unterschied zu konventionellen Generatoren besteht aber darin, dass der magnetische Luftspalt bei supraleitenden Generatoren größer ist. Ursache dafür ist der benötigte Raum für den Rotor-Vakuumzylinder, Rotordämpfer sowie die Superisolation. Weiterhin schrumpfen die Rotorspulen und das Rotoreisen radial bei der Abkühlung auf Betriebstemperatur – allerdings ist dies von der Konstruktion des Rotors abhängig. Diese Aspekte tragen zur Vergrößerung des Luftspaltes bei:

- (10+3) mm = 13 mm (Vakuumzylinder, Rotordämpfer)
- 10 mm (Superisolation)
- 2...8 mm (radiale thermische Kontraktion)

In Summe also um ca. (25...31) mm. Daher ist für supraleitende Generatoren bei gleicher Luftspaltinduktion immer eine höhere Rotorerregung notwendig als für konventionelle Kupfergeneratoren.

Weiterhin soll der supraleitende Generator kompakter und leichter als ein entsprechender Generator mit Kupferwicklung im Rotor werden. Dies kann nur erreicht werden, wenn die Luftspaltinduktion B_δ über typische Werte von konventionellen Generatoren mit Kupferrotorwicklung ($_{Cu}$) bzw. mit permanenterregtem Rotor ($_{PM}$) gesteigert wird:

- $B_{\delta_SL} > B_{\delta_Cu, _PM} \rightarrow B_{\delta_SL} > 1 \text{ T}$

Damit die Luftspaltinduktion gesteigert werden kann, muss nicht nur der bei supraleitenden Generatoren bauartbedingt längere magnetische Luftspalt durchflutet werden, sondern Rotor- und Statoreisen müssen auch in die Sättigung getrieben werden. Dies führt zu der Anforderung nach wesentlich höheren Stromdichten in der Rotorwicklung:

- $Je_wickel_SL \gg Je_wickel_Cu$
- $Je_wickel_SL \gg 2\text{-}3 \text{ A/mm}^2$

Natürlich lassen sich mit Effektivstromdichten im Rotor von ca. (5...10) A/mm² supraleitende Generatoren entwerfen, diese bieten aber keine Größen- und Gewichtsvorteile gegenüber konventionellen Generatoren. Für die in diesem Bericht gezeigten Generatorenauslegungen wurde daher von einer minimalen Engineering-Stromdichte in der Rotorwicklung von:



- $J_{e_wickel_SL_min} = 30 \text{ A/mm}^2$ (bei ca. 1.5 T)

ausgegangen. Aus der Stromtragfähigkeit der MgB_2 -Drähte in Abhängigkeit von Temperatur und Induktion folgt dann die maximale Betriebstemperatur, bei der diese Stromtragfähigkeit noch erreichbar ist.

Aus den bisher beschriebenen Anforderungen an die Stromdichte in der Rotorwicklung sowie den in Abschnitt 3.1 dargestellten Eigenschaften der verfügbaren MgB_2 -Drähte wurde die maximale Betriebstemperatur in der Rotorwicklung auf:

- $T_{wickel_r_max} = 20 \text{ K}$

festgelegt. Höhere Temperaturen führen zu Stromtragfähigkeiten der MgB_2 -Drähte, die nicht zu den erforderlichen kompakten Generatoren führen können.

Dem entgegen steht der Kühlaufwand – je geringer, desto kostengünstiger. Somit ergibt sich eine untere Grenze für die Temperatur in der Rotorwicklung aus den Kosten und Verlusten der Kühler (→ Wirkungsgrad des Generators) und der Wärmeübertragungseinrichtungen im Rotor.

3.3.2. VERWENDETE KÜHLER

Wie oben diskutiert finden im Rahmen dieses Projektes nur kommerziell erhältliche Kältemaschinen Berücksichtigung. Von den in Abschnitt 3.2 vorausgewählten Kältemaschinenherstellern wurde eine Übersicht der verfügbaren Kältemaschinen erstellt (vgl. auch Abbildung 27).

Für die weitere Auswahl ist im Wesentlichen die Kälteleistung der Kaltköpfe wichtig. Die Auswahl wurde getrennt für einstufige und zweistufige Kältemaschinen getroffen. Die Kälteleistung wurde bei $< 20 \text{ K}$ betrachtet (vgl. Abschnitt 3.3.1). Da dies eine Maximaltemperatur ist, müssen die Maschinen auch Leistungsreserven bieten und sollten auch bei 15 K noch Kühlleistung zur Verfügung haben. Aus diesen wurden diejenigen Maschinen herausgefiltert, die die höchste Kälteleistung bei 15 K und 20 K bereitstellen.

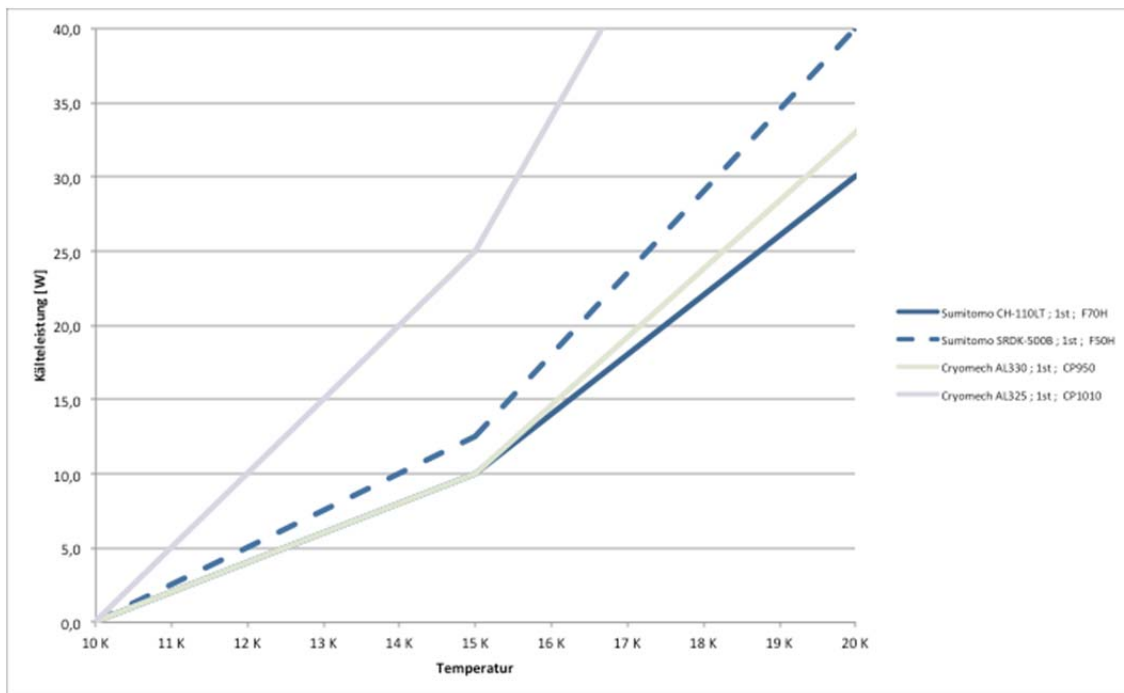


Abbildung 29: Leistungskurven leistungsfähiger, einstufiger Kältemaschinen im Bereich 10...20 K.

Abbildung 29 zeigt die Leistungskurven der ausgewählten einstufigen Kältemaschinen, Tabelle 11 listet zusätzlich weitere Informationen zu den Kältemaschinen auf:

- Investition, der heutige Angebotspreis einer einzelnen Kältemaschine bestehend aus Kaltkopf, Kompressor und Verbindungskabeln außerhalb des Rotors.
- Effizienz, basierend auf der Anschlussleistung – dies ist eine konservative Angabe, da im Gleichgewichtsbetrieb i. A. 10...20% geringere Leistung erforderlich sind.
- Abgeschätzte Betriebskosten, bestehend aus Energieverbrauch und Wartung.

Man erkennt die Tendenz einer höheren Effizienz bei leistungsstärkeren Kältemaschinen (Sumitomo CH-110LT und Cryomech AL330 vs. Sumitomo SRDK-500B und Cryomech AL325).



Kühlertyp	CH-110LT	SRDK-500B	AL330	AL325
Leistung bei				
10 K	0 W	0 W	0 W	0 W
15 K	10 W	13 W	10 W	25 W
20 K	30 W	40 W	33 W	70 W
Investitionskosten bei				
10 K	n/a	n/a	n/a	n/a
15 K	1.460 €/W	2.352 €/W	3.274 €/W	1.405 €/W
20 K	487 €/W	735 €/W	992 €/W	502 €/W
Gesamtinvestitionskosten	14.600 €	29.400 €	32.738 €	35.135 €
Wirkungsgrad bei				
10 K	n/a	n/a	n/a	n/a
15 K	0,15%	0,19%	0,14%	0,22%
20 K	0,45%	0,62%	0,45%	0,63%
Jährliche Betriebskosten bei				
10 K	n/a	n/a	n/a	n/a
15 K	709 €/W	661 €/W	674 €/W	414 €/W
20 K	236 €/W	207 €/W	204 €/W	148 €/W

Tabelle 11: Übersicht mögliche einstufige Kältemaschinen, Einkaufspreise, Effizienz und jährliche Betriebskosten.

Gleichermaßen wurde eine Auswahl für zweistufige Kältemaschinen getroffen. Abbildung 30 zeigt die Leistungskurven der Kältemaschinen. Dabei wurde im Bereich um 20 K die Leistung der niedrigeren Stufe (Stufe 2) und um 70 K die der wärmeren Stufe (Stufe 1) aufgetragen. Die Kälteleistung der Stufe 1 wird für eine Schildkühlung verwendet, die typischerweise bei 70 K liegt. Bei einstufigen Kältemaschinen würde man für die Schildkühlung einen dedizierten Kühler bei höherer Temperatur betreiben.

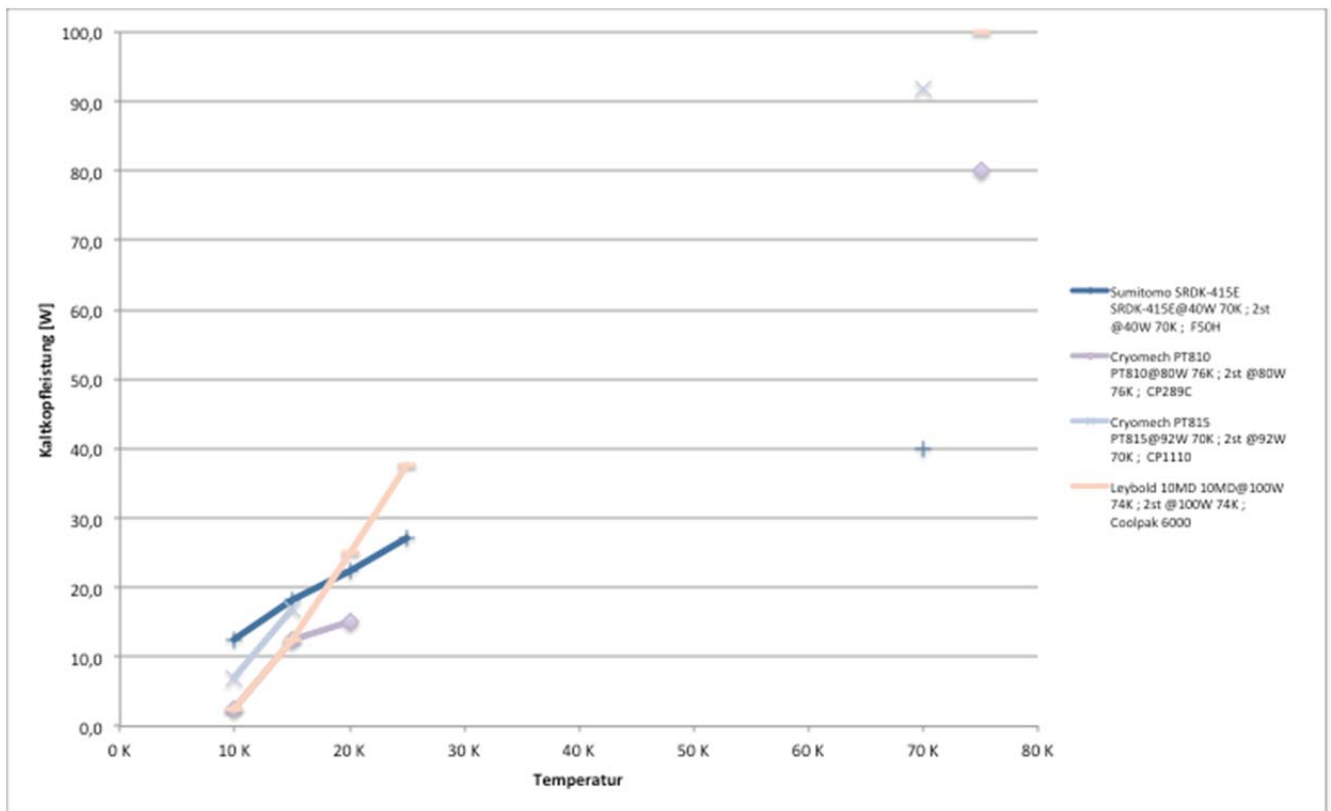


Abbildung 30: Leistungskurven leistungsfähiger, zweistufiger Kältemaschinen. Die Stufe 2 wurde im Bereich 10...20 K aufgetragen, die Leistung der Stufe 1 findet sich Datenpunkt um 70...80 K.

Tabelle 12 zeigt summarische Informationen über die Kältemaschinen. Die Eingangsleistung verteilt sich dabei auf beide Stufen, so dass die Wirkungsgradangabe bezogen auf eine einzelne Stufe nur als Richtwert betrachtet werden kann. Im konkreten Auslegungsfall sind dann die Betriebskosten entscheidend.

Für die zweistufigen Kältemaschinen kommen wieder die Hersteller Sumitomo (SRDK-415E) und Cryomech (PT810 und PT815) in Frage und zusätzlich Oerlikon Leybold (10MD). Die Kältemaschine von Sumitomo ist dabei stark auf einen Betriebspunkt bei 4 K ausgelegt, so dass tendenziell für die Verwendung von MgB_2 die anderen Kältemaschinen geeigneter erscheinen: Sie liefern einerseits hohe Leistungen bei 15 – 20 K und ebenfalls ausreichend Kälteleistung für eine Schildkühlung.



Kühlertyp	SRDK-415E@40W 70K	PT810@80W 76K	PT815@92W 70K	10MD@100W 74K
Leistung 1. Stufe bei				
70...75 K	40 W	80 W	92 W	100 W
Leistung 2. Stufe bei				
10 K	13 W	3 W	7 W	3 W
15 K	18 W	13 W	17 W	13 W
20 K	23 W	15 W	n/a	25 W
Investitionskosten bei				
10 K	2.992 €/W	10.768 €/W	4.906 €/W	7.700 €/W
15 K	2.044 €/W	2.154 €/W	2.020 €/W	1.540 €/W
20 K	1.662 €/W	1.795 €/W	n/a	770 €/W
Gesamtinvestition	37.400 €	26.919 €	34.342 €	19.250 €
Wirkungsgrad bei				
10 K	0,19%	0,03%	0,06%	0,04%
15 K	0,28%	0,16%	0,15%	0,21%
20 K	0,35%	0,19%	n/a	0,42%
Maximale Eingangsleistung	6,5 kW	8,0 kW	11,2 kW	6,0 kW
Jährliche Betriebskosten bei				
10 K	516 €/W	1.982 €/W	973 €/W	2.830 €/W
15 K	352 €/W	396 €/W	401 €/W	566 €/W
20 K	287 €/W	330 €/W	n/a	283 €/W

Tabelle 12: Übersicht mögliche zweistufige Kältemaschinen, Einkaufspreise, Wirkungsgrad und jährliche Betriebskosten.

Die hier aufgeführten Kältemaschinen können im Grunde alle für diesen Einsatzzweck verwendet werden. Für die detaillierte Auslegung haben wir zwei repräsentative Typen ausgewählt:

- **Der Typ Sumitomo CH110LT mit Kompressortyp F70:** Einstufig, als ein häufig eingesetzter Kühler mit dem Potential von weiteren Kostensenkungen aufgrund starker Skaleneffekte. Diese Maschinen decken einen großen Temperatur- und Leistungsbereich ab. Ein solches System wird heute im Einzelverkauf für unter 14.000 € angeboten.
- **Der Typ Oerlikon Leybold 10MD mit Kompressortyp Coolpack 6000:** Zweistufig, da hohe Leistung kombiniert wird mit geringem Energieverbrauch und die Maschine ebenfalls häufig im Einsatz ist. Diese Maschinen decken einen großen Temperatur- und Leistungsbereich ab, aufgrund des zweistufigen Ansatzes sind sie u. U. sehr effizient. Ein solches System wird heute im Einzelverkauf für unter 20.000 € angeboten.

Die dieser Studie zugrunde liegende Kühlstrategie sieht die Verwendung von mitrotierenden Kaltköpfen und die Abfuhr der Wärme über metallische Wärmeleitung vor. Die Vorzüge liegen auf der Hand, das Verteilsystem hat das Potential, wartungsfrei und sehr robust zu sein. Vom stationären Kompressor muss nur das Arbeitsgas bei Umgebungstemperatur in



das drehende System überführt werden. Hierfür können handelsübliche Bauteile verwendet werden. Von Nachteil ist der verhältnismäßig hohe Einsatz an Kupfer zur Wärmeleitung und die erforderliche Verteilung des Arbeitsgases.

Für diese Studie wird davon ausgegangen, dass der erforderliche Kühlbedarf abgeschätzt wird und eine ausreichende Anzahl an Kältemaschinen zur Verfügung gestellt wird. Dies kann ggf. auch bedeuten, dass mehrere Kaltköpfe an einem Kompressor betrieben werden⁸.

Diese Kältemaschinen weisen unterschiedliche Leistungsaufnahmen abhängig von der Last und der erreichten Endtemperatur auf. Im Rahmen dieser Studie wird dies sofern bekannt berücksichtigt. Darüber hinaus ist bekannt, dass bei höheren Endtemperaturen tendenziell weniger Energie verbraucht wird als der Hersteller maximal angibt. Detaillierte Daten hierzu sind nicht verfügbar und müssten im Einzelfall getestet werden. Für den Zweck der Studie ergibt sich bei der Betrachtung der Verlustleistung daher i. A. ein eher konservatives Bild mit Verbesserungspotential.

Im Rahmen von Windspeed konnten kommerzielle, geeignete Kältemaschinen identifiziert werden. Ihre Kälteleistung konnte kommerziell bewertet werden.

⁸ Dies wird von Sumitomo derzeit getestet. Brooks Industries bietet dies bereits an, jedoch mit einem schlechteren Preis-Leistungsverhältnis. Leybold Oerlikon hat dies im Labor getestet, aber nicht als Produkt umgesetzt.

3.3.3. GROBES KÜHLKONZEPT

Bei der Auslegung einer Kühlung für supraleitende Betriebsmittel muss man gegenüber konventioneller Kupfertechnik umdenken. Der Grund für den Einsatz von Kühlung liegt nämlich primär im statischen Erreichen des supraleitenden Zustands und nicht im Abtransport von Betriebsverlusten. Im Folgenden betrachten wir zunächst die parasitären Verlustquellen und danach die Möglichkeiten zur Kalthaltung.

Die Verlustquellen lassen sich in zwei Kategorien aufteilen.

- **Betriebsunabhängige Verlustquellen (Kategorie A):** Dies sind Verlustquellen, die rein konstruktionsbedingt sind und nicht von einer Nutzung (z. B. Erregung des Rotors, Energieproduktion) des Systems abhängen.
- **Betriebsabhängige Verlustquellen (Kategorie B):** Dies sind Verlustquellen, die nur während des Betriebs, also einer Bestromung des Rotors (Erregung) auftreten.

Nachfolgende Aufstellung gibt einen Überblick der Verlustquellen und deren Einordnung in die beiden Kategorien:

Bezeichnung	Erläuterung	Kategorie
Wärmeleitung durch die Stützen	Die elektromagnetische Umgebung führt zu Kräfteinwirkungen auf die supraleitende Komponente (z. B. die Erregerspule). Diese Kräfte müssen auf die Struktur übertragen werden, somit also auch auf Bauteile, die Umgebungstemperatur aufweisen. Hier kommen Elemente zum Einsatz, die schlecht wärmeleitend sind und dennoch Kräfte übertragen können (z. B. GFK Bauteile).	A
Wärmeleitung durch die Stromzuführungen	Für den Betrieb muss Strom vom Netzteil zur niedrigen Betriebstemperatur übertragen werden. Dies erfolgt durch konventionelle Leiter (z. B. Kupfer) und wird Stromzuführung genannt. In Stromzuführungen fallen daher Ohm'sche Verluste an.	B
Gaskonvektion	Dies ist die Mitführung von Wärme in strömender Gasumgebung. Zur Vermeidung dieser Möglichkeit der Wärmeübertragung werden die kalten Elemente in einem evakuierten Gehäuse montiert. Dies verhindert den Wärmeaustausch über Gaskonvektion, so dass diese Verlustquelle ignoriert werden kann.	A
Wärmestrahlung	Von Flächen innerhalb des Vakuumbehälters strahlt Wärme auf die kalten Bauteile. Dieser Übertrag von Strahlungswärme kann durch verschiedene Maßnahmen wie zum Beispiel spiegelnd reflektierende Oberflächen minimiert werden.	A
Kontaktverluste in einer Supraleitenden Spule	In einer supraleitenden Spule existieren Kontakte durch die Stromeinspeisung ggf. Lötstellen. Diese werden so ausgelegt, dass sie vernachlässigbar sind.	B
Wechselstromverluste im Supraleiter	Supraleiter weisen Verluste auf, wenn sie wechselnden magnetischen Feldern ausgesetzt werden. Dies kann durch Rückkopplung der magnetischen Umgebung erfolgen und muss berücksichtigt werden.	B
Wirbelstromverluste in elektrisch leitfähigen Materialien	Die supraleitende Spule und ihre Umgebung beinhalten metallische und somit elektrisch leitende Komponenten. Im Betrieb sind Wirbelstromverluste zu erwarten. Diese können durch FEM Simulationen abgeschätzt werden.	B

Tabelle 13: Übersicht verschiedener Verlustquellen im Rotor.

Angesichts dieser Quellen für einen Wärmeeintrag muss durch ein gutes Kryoengineering mit der zur Verfügung stehenden Kälteleistung vorsichtig umgegangen werden.

Die Übertragung von Kräften kann z. B. durch Verbindungselemente aus glasfaserverstärktem Kunststoff (GFK) erfolgen. GFK verbindet eine gute mechanische Stabilität mit vergleichsweise schlechter Wärmeleitfähigkeit. Ein eher gegensätzli-

ches Problem stellt die Kühleranbindung der Spule dar. Hier ist eine gute thermische Kopplung ohne Kraftübertrag wichtig. Für diesen Zweck haben sich Flexbänder aus Kupfer bewährt. Mehrlagige Superisolation (metallbedampfte Kunststoffolie) stellt die spiegelnden Oberflächen zur wirksamen Vermeidung der Strahlungsverluste dar.



Abbildung 31: GFK Verbindungselement.



Abbildung 32: Flexibler Kupferverbinder.



Abbildung 33: Spule in Superisolation.

Eine weitere essentielle Komponente ist die sogenannte Drehdurchführung. Diese verbindet den sich drehenden Rotor mit der stationären Außenwelt und transportiert dabei Fluide zwischen den Referenzsystemen. Generell gibt es industrieeübliche Drehdurchführungen, die zum Beispiel in der Windkraft zur Hydraulikversorgung in Pitchsystemen Verwendung finden. Kommerzielle Drehdurchführungen sind jedoch auf Fluide bei Raumtemperatur beschränkt. Transportiert man kryogene Fluide, so versprechen simple Dichtsysteme und sind nicht verwendbar. Daher ist eine Drehkupplung bei Raumtemperatur grundsätzlich vorzuziehen.

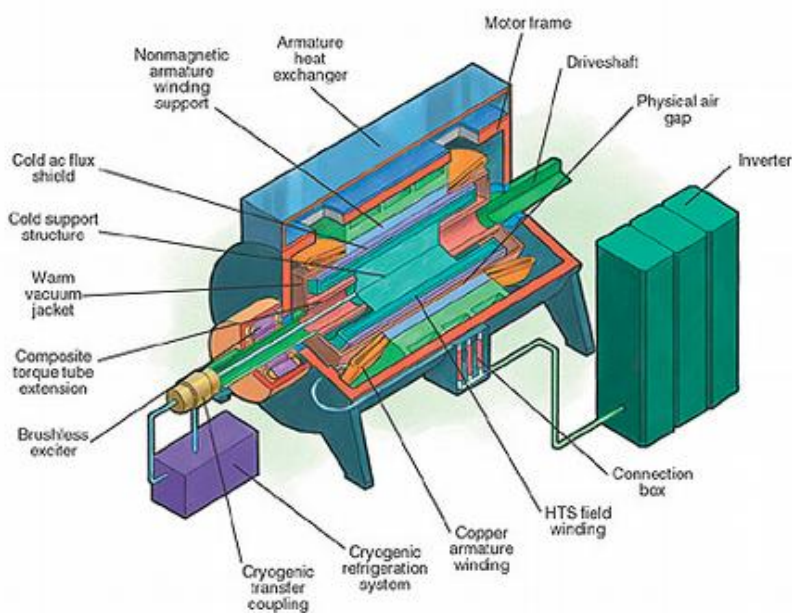


Abbildung 34: Schematischer Aufbau einer Supraleitermaschine mit eingezeichneter Drehkupplung („Transfer Coupling“) nach Rockwell Automation.



Abbildung 35: Beispiel einer kommerziellen Multi-Axial-Drehdurchführung der Firma Ferrotec.



Zum Abtransport eingetragener Wärme gibt es verschiedene grundsätzliche Möglichkeiten. Aufgrund existierender Vorarbeiten wurde aber ausschließlich eine folgende Konstellation betrachtet, die für Direktantriebe in der Windkraft besonders geeignet erscheint:

- Metallische Wärmeleitung innerhalb der Supraleiterspule
- Der Kaltkopf dreht sich im System mit und die Wärme wird von der Spule über metallische Wärmeleitung zum Kaltkopf transportiert
- Das Arbeitsgas wird von einem oder mehreren stationären Kompressoren über eine Drehdurchführung bei Umgebungstemperatur zum Rotor gespeist

Der Vollständigkeit halber sollen auch noch nachfolgende Konzepte erwähnt werden:

- **Zirkulation eines Kühlgases:** Dieses Verfahren nutzt die Wärmekapazität eines Kühlgases. Hier wird durch eine kalte Drehdurchführung das tiefkalte Kühlgas zum Rotor und im Rotor durch Rohre zu Wärmetauschern an die Spulen geführt. Kompressoren und Kaltköpfe sind stationär außerhalb des Rotors und sorgen für die Kälteleistung. Als Kühlmedium verwendet man zumeist He, da einfach in der Handhabung und ungefährlich. Hier halten wir die Notwendigkeit einer kalten Drehdurchführung für sehr nachteilig.
- **Zirkulation einer Kühlflüssigkeit im Thermosyphon:** Dieses Verfahren ähnelt der Gaskühlung. Hierbei wird jedoch nicht die Wärmekapazität des Mediums genutzt sondern die latente Verdampfungswärme. Dabei wird das erwärmte Gas durch eine kalte Drehkupplung aus dem Rotor geführt und an einem stationären Wärmetauscher mit Kaltkopf rückverflüssigt. Bei kompakten Maschinen wird neben der Supraleiterspule das gesamte Eisenjoch gekühlt, so dass durch entsprechende Positionierung der Komponenten auf eine aktive Pumpe verzichtet werden kann und nur die Schwerkraft eingesetzt wird.
Bei Maschinen mit größerem Durchmesser ergibt sich die Notwendigkeit der Verteilung, so dass eine Pumpe mit Verteiler benötigt wird. Als Kühlmedium kommt für MgB_2 ausschließlich He oder H_2 in Frage. Allerdings ist H_2 mit einem Siedepunkt von 21,15 K schon eher kritisch – abgesehen von möglichen Sicherheitsbedenken.
- **Verwendung eines Pulsrohrkühlers im Rotor:** Da Pulsrohrkühler keinen bewegten Kolben beinhalten und je nach verwendetem Kompressor nur ein Rotationsventil benötigen, können Sie auch in einer schneller drehenden elektrischen Maschine verwendet werden. Experimentell wurde dies auch bereits vorgeführt. Dabei wurden Drehzahlbereiche von 0 bis über 1000 rpm getestet. Dieser Kühlertyp muss dabei auf den Betriebsdrehzahlbereich optimiert werden, um bestmögliche Effizienz aufzuweisen⁹.
- **Abdampfkryostaten:** Dieser Typ wird aufgrund seiner Einfachheit gerne im Laboratorium zur Erreichung von Stickstofftemperaturen (77 K) verwendet. Stickstoff wird dabei in einem offenen Gefäß verdampft und führt dabei seine Verdampfungsenthalpie mit ab. Im Falle eines MgB_2 -Rotors wären als Arbeitsflüssigkeiten nur Helium und Wasserstoff geeignet. Ersteres ist zu teuer, Zweiteres ist zu gefährlich. Prinzipiell erscheint auch unwahr-

⁹ Vgl. hierzu: a) Development of Ultra-Efficient Electric Motors; DoE Cooperative Agreement No. DE-FC36-93CH10580; final report.doc; b) BMBF FKZ: 13N7621/8 (Deutschland) – Koaxialer Pulsrohrkühler bis 2500Umin⁻¹, Abschlussbericht

scheinlich, dass offene Kühlsysteme mit flüssigen Medien und der Notwendigkeit des regelmäßigen Auffüllens in energietechnischen Anwendungen akzeptiert werden.

3.3.4. KÜHLBEDARF

Für die grobe Ermittlung des Kühlbedarfs eines MgB_2 -Generators werden folgende wesentliche Wärmequellen im Rotor angenommen:

- Q_{rad} - Wärmestrahlung von Raumtemperatur auf die kryogenen Bauteile
- Q_{leit} - Wärmeleitung der warm-kalt-Abstützungen (Übertragung Drehmoment, Gewicht Kaltmasse im Rotor, elektromagnetische Kräfte auf kalte Rotorteile)
- Q_{szf} - Stromzuführungen
- Q_{mgb2} – Verluste in den MgB_2 -Wicklungen durch Flusskriechen, AC-Verluste durch kleine Wechselfelder
- $Q_{I^2R} = I^2R$ Verluste in Verbindungen zwischen supraleitenden Spulen, und an den Kontakten, hier fließt der Strom durch metallische Leiter und erzeugt entsprechende Verluste

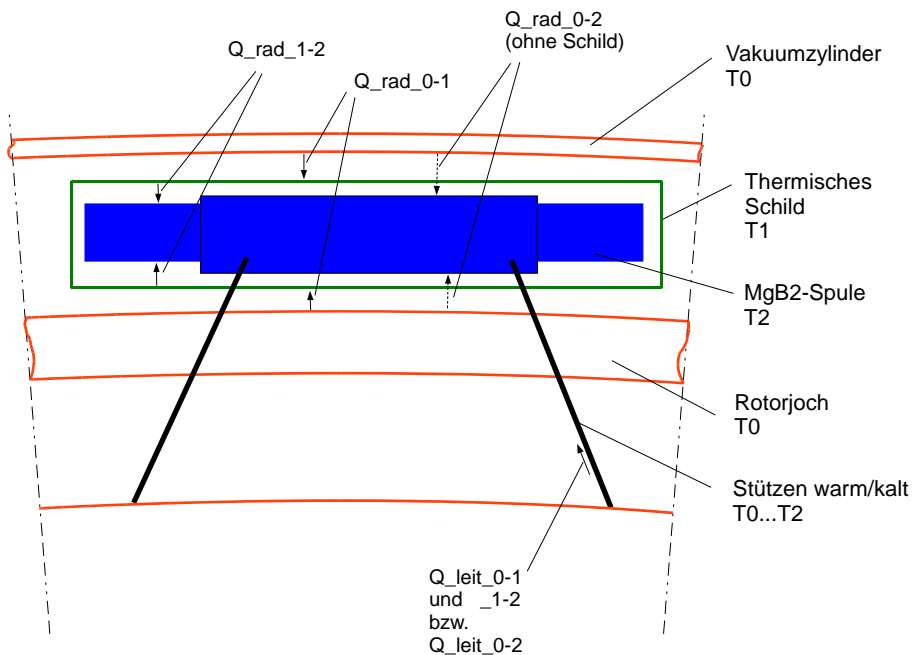


Abbildung 36: Querschnitt mit einer MgB_2 -Rotorspule, dem Rotorjoch, Vakuumschlauch. Skizze ohne konstruktive Relevanz zur Definition von Wärmeeinträgen und Temperaturen.

Der Rotor kann mit oder ohne thermischen Schild ausgeführt werden. Ein thermischer Schild umspannt dabei möglichst vollständig alle Bauteile, die sich auf der – niedrigen - Betriebstemperatur T_2 (MgB_2) von ≤ 20 K befinden, also vor allem die MgB_2 -Spulen und deren thermische Anbindung an die Kaltköpfe.

Ein thermischer Schild bei einer Temperatur T_1 (Schild) > 20 K und $T_1 < 80$ K hat folgende Vorteile:



- deutliche Reduzierung der Wärmestrahlung Q_{rad_2} auf die MgB_2 -Spulen
- Reduzierung der Wärmeleitung Q_{leit_2} , wenn die Stützen an den thermischen Schild angeschlossen werden
- Reduzierung der Gesamtkühlaufwandes, da der Wirkungsgrad der Kühler bei Schildtemperatur höher ist.

Auf der anderen Seite hat ein thermischer Schild auch Nachteile:

- konstruktiver Aufwand, Kosten für den Schild und die Montage
- Kühlung des Schildes erfordert weitere Kalkköpfe, oder aber 2-stufige Kalkköpfe
- Wärmeleitfähigkeit von Kupfer oder Aluminium ist bei Schildtemperatur niedriger als bei Spulentemperatur
- Der thermische Schild vergrößert den magnetischen Luftspalt, dies führt zu einem geringeren Drehmoment bei sonst gleicher Auslegung.

Wir schätzen den Kühlbedarf ohne thermischen Schild, Wärmeeinfall auf MgB_2 -Temperatur (Index 2) wie folgt ab:

Design: 1b – Folgepolanordnung, WARMES Rotorjoch, 64 Pole, 32 MgB_2 -Spulen – OHNE Schild				
Wärmequelle	Abschätzung	Typische Werte	Summe je Spule	Summe gesamt
Q_{rad_2}	2,5 W/m ² kalte Oberfläche [Begründung: einzelne Spule lässt sich schlecht in MLI einpacken], plus 0,5 W je Stützer-Durchbruch durch die MLI	Rotordurchmesser ca. 5 m, ca. 1 m axiale Länge, ca. 0,1 m radiale Dicke, kalte Oberfläche ca. 34,5 m ² . Ca. 32 Rotorspulen mit je 2 Durchbrüchen durch die MLI	Ca. 1 m x 0,3 m x 0,1 m Spule, ca. 1 m ² kalte Oberfläche Ca. (2,5+2*0,5) W= ca. 3,5 W je Spule	Ca. 112 W
Q_{leit_2}	Ca. 50 N/mm ² Belastung je GFK-Stützer, mittlere Wärmeleitfähigkeit GFK ca. 0,6 W/m/K, Länge GFK ca. 200 mm, E-Modul ca. 20 GPa, eps=2,5e-3, Stauchung ca. 0,5 mm (2,5e-3*200mm)	Nennkraft vom Drehmoment: ca. 1,2 MN Nennkraft radial auf MgB_2 -Spulen: ca. 32*0,1 MN=3.2 MN -> Ca. 88.000 mm ² GFK, ca. 300 K Temperaturdifferenz	Ca. 2750 mm ² GFK je Spule, ca. 121 K/W therm. Widerstand gesamt, ca. 2,5 W je Spule	Ca. 80 W
Q_{szf_2}	Einfache einstufige Stromzuführung, leitungsgekühlt, ca. 45 W/kA je Stück bei Nennstrom	Strom im Rotor ca. 500 A	%	Ca. 45 W
Q_{MgB2_2}	Ca. 0,1 W je Rotorspule		0,1 W je Spule	Ca. 3 W
Q_{I2R_2}	Ca. 500 A auf 200 mm Länge übertragen, mit ca. 200 mm ² Cu, bei 3,5e-10 Ohm*m	Je Stück: 3,5e-7 Ohm -> ca. 0,0875 W, 32 Stück	0,0875 W je Spule	Ca. 3 W
		SUMME Q2 (ohne Schild)	Ca. 6,2 W je Spule	Ca. 243 W [bei 15-20 K]

Tabelle 14: Abschätzung Wärmequellen im Rotor, wenn kein thermischer Schild verwendet wird, für Rotor-Option 1b.



Für Auslegungen mit kaltem Rotorjoch wurde der Kühlbedarf wie in dieser Tabelle dargestellt abgeschätzt.

Design: 5b – Folgepolanordnung, KALTES Rotorjoch, 64 Pole, 32 MgB ₂ -Spulen – OHNE Schild				
Wärmequelle	Abschätzung	Typische Werte	Summe je Spule	Summe gesamt
Q _{rad_2}	1,25 W/m ² kalte Oberfläche [Begründung: gesamtes kaltes Rotorteil lässt sich gut in MLI einpacken], plus 0,5 W je Stützen-Durchbruch durch die MLI	Rotordurchmesser ca. 5 m, ca. 1 m axiale Länge, ca. 0,1 m radiale Dicke, kalte Oberfläche ca. 34.5 m ² . Ca. 2x8 Durchbrüche durch die MLI	Ca. 59W/32 = 1,85 W	(43.125+16) W= 59 W
Q _{leit_2}	Annahme: ca. 50 N/mm ² Belastung je GFK-Stützer, mittlere Wärmeleitfähigkeit GFK ca. 0,6 W/m/K, Länge GFK ca. 200 mm, E-Modul ca. 20 GPa, eps=2,5e-3, Stauchung ca. 0,5 mm (2,5e-3*200 mm)	Nennkraft vom Drehmoment: ca. 1,2 MN Nennkraft radial auf MgB ₂ -Spulen: Ca. 32*0,1 MN=3,2 MN -> Ca. 88000 mm ² GFK, ca. 300 K Temperaturdifferenz	Ca. 2750 mm ² GFK je Spule, ca. 121 Ohm therm. Widerstand gesamt, ca. 2,5 W je Spule	Ca. 80 W
Q _{szf_2}	Annahme hier: einfache einstufige Stromzuführung, leitungsgekühlt, ca. 45 W/kA je Stück bei Nennstrom	Strom im Rotor ca. 500 A	%	Ca. 45 W
Q _{MgB2_2}	Annahme: ca. 0,1 W je Rotor-spule		0,1 W je Spule	Ca. 3 W
Q _{I2R_2}	Ca. 500 A auf 200 mm Länge übertragen, mit ca. 200 mm ² Cu, bei 3,5e-10 Ohm*m	Je Stück: 3,5e-7 Ohm -> ca. 0,0875 W, 32 Stück	0,0875 W je Spule	Ca. 3 W
		SUMME Q2 (ohne Schild)	Ca.6,2 W je Spule	Ca. 243 W [bei 15-20 K]

Tabelle 15: Abschätzung Wärmequellen im Rotor, wenn kein thermischer Schild verwendet wird, für Rotor-Option 5b.

G-10 CR - NIST Database

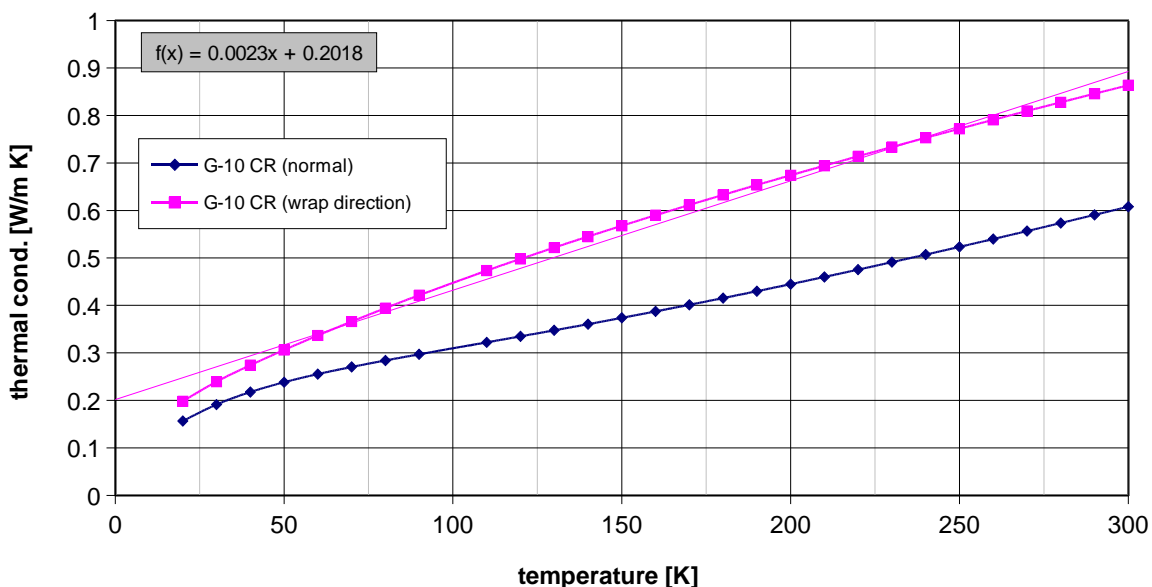


Abbildung 37: Thermische Leitfähigkeit GFK bei tiefen Temperaturen.

Die Wärmeleitfähigkeit von Glasfaserverstärktem Kunststoff (GFK) für die Abstützungen zwischen Raumtemperatur und kryogener Temperatur ist in Abbildung 37 dargestellt, wobei der Wert in Faserrichtung (wrap direction) relevant ist.

Für den Fall, dass ein thermischer Schild verwendet wird, ergibt sich der Kühlbedarf bei MgB_2 -Temperatur aus den Wärmequellen mit dem Index 2, und der Kühlbedarf auf Schildtemperatur aus den Wärmequellen mit dem Index 1. Dies ist in Tabelle 16 dargestellt und zeigt, dass der Kühlbedarf auf MgB_2 -Temperatur (Q_2 – ca. 27,5 W) etwa eine Größenordnung niedriger als bei Schildtemperatur (Q_1 – ca. 300 W) ist.

Wärmequelle	Abschätzung	Typische Werte	Summe ca.
Q_{rad_2}	0,05 W/m ² kalte Oberfläche, plus 0,05 W je Stützer-Durchbruch durch die MLI	Rotordurchmesser ca. 5 m, ca. 1 m axiale Länge, ca. 0,1 m radiale Dicke, kalte Oberfläche ca. 34.5 m ² . Ca. 32 Rotorspulen mit je 2 Durchbrüchen durch die MLI	1,7 W + 3,2 W Ca. 5 W
Q_{leit_2}	Annahme: ca. 50 N/mm ² Belastung je GFK-Stützer, mittlere Wärmeleitfähigkeit GFK ca. 0,3 W/m/K, Länge GFK ca. 100 mm von thermischer Verankerung am Schild zur MgB_2 -	Nennkraft vom Drehmoment: ca. 1,2 MN Nennkraft radial auf MgB_2 -Spulen:	Ca. 16 W

	Temperatur	Ca. $32 \cdot 0,1 \text{ MN} = 3,2 \text{ MN}$ -> Ca. 88000 mm^2 GFK, ca. 60 K Temperaturdifferenz	
	Q_szf_2	Annahme hier: einfache zwei-stufige Stromzuführung, leitungsgekühlt, mit HTS-Teil vom thermischen Schild zu den Spulen	Ca. 0,5 W
	Q_MgB2_2	Annahme: ca. 0,1 W je Rotor-spule	Ca. 3 W
	Q_I2R_2	Ca. 500 A auf 200 mm Länge übertragen, mit ca. 200 mm^2 Cu, bei $3,5\text{e-}10 \text{ Ohm} \cdot \text{m}$	Je Stück: $3,5\text{e-}7 \text{ Ohm} \rightarrow$ ca. 0,0875 W, 32 Stück
		SUMME Q2 (mit Schild)	Ca. 27.5 W [bei 15-20K]

Wärmequelle	Abschätzung	Typische Werte	Summe ca.
Q_rad_1	$2,5 \text{ W/m}^2$ kalte Oberfläche, plus $0,5 \text{ W}$ je Stützer-Durchbruch durch die MLI	Rotordurchmesser ca. 5 m, ca. 1 m axiale Länge, ca. 0,1 m radiale Dicke, kalte Oberfläche ca. $34,5 \text{ m}^2$. Ca. 32 Rotorspulen mit je 2 Durchbrüchen durch die MLI	$86 \text{ W} + 32 \text{ W}$ Ca. 118 W
Q_leit_1	Annahme: ca. 50 N/mm^2 Belastung je GFK-Stützer, mittlere Wärmeleitfähigkeit GFK ca. $0,65 \text{ W/m/K}$, Länge GFK ca. 100 mm	Nennkraft vom Drehmoment: ca. 1,2 MN Nennkraft radial auf MgB ₂ -Spulen: ca. $32 \cdot 0,1 \text{ MN} = 3,2 \text{ MN}$ -> Ca. 88000 mm^2 GFK, ca. 240 K Temperaturdifferenz	Ca. 137 W
Q_szf_1	Annahme hier: einfache einstufige Stromzuführung, leitungsgekühlt, ca. 45 W/kA je Stück bei Nennstrom	Strom im Rotor ca. 500 A	Ca. 45 W
		SUMME Q1 (auf Schild)	Ca. 300 W [bei 50-80 K]

Tabelle 16: Abschätzung Wärmequellen im Rotor, wenn ein thermischer Schild verwendet wird.



Wir können also zusammenfassen, dass mit thermischem Schild um die MgB_2 -Spulen die Wärmeeinleitung auf die kalte Stufe um etwa eine Größenordnung verringert wird. Der Wärmeeintrag auf den thermischen Schild ist dann etwas höher als der Wärmeeintrag auf die kalten Rotorbauteile ohne thermischen Schild. Dies wird durch die höhere Effizienz der Kryokühler bei höheren Temperaturen überkompensiert.

Die Verringerung des Wärmeeintrages bei MgB_2 -Temperatur erleichtert natürlich das Erreichen niedriger Temperaturen (unter 20 K), da sowohl die Kälteleistung der Kryokühler reduziert werden kann als auch der Aufwand zur thermischen Ankopplung der MgB_2 -Spulen an die Kalköpfe sinkt.

Hiermit sind alle Voraussetzungen und Spezifikationen abgearbeitet. Eine Leiterdefinition MgB_2 wurde erstellt und der Leiter wurde auf seine Anwendbarkeit überprüft. Ein betriebliches Temperaturfenster wurde aufgrund technisch/wirtschaftlicher Kriterien festgelegt. Es liegen somit alle Informationen für eine Basiskonstruktion vor.



4. WP 2 BASISKONSTUKTION

Im Folgenden Abschnitt werden die konstruktiven Grundlagen der Windspeed-Turbine entwickelt. Schwerpunkte hierbei sind die folgenden Aufgaben:

- **Modifikation einer bestehenden Konstruktion im CAD:** Auf Basis der Spezifikationen werden die bestehenden Konzepte evaluiert. Bestehende konstruktive Ansätze werden auf den Zielbereich von 3...4 MW in Solidworks¹⁰ optimiert. Geometrische Ableitungen als Vorbereitung zur Nutzung in FEM Modellen werden erstellt.
- **Aufbau eines FEM-Modells:** Unter Berücksichtigung der vorliegenden Spezifikationen von MgB₂-Supraleitern wird ein elektromagnetisches Grobkonzept in COMSOL Multiphysics¹¹ aufgesetzt. Hier werden operative Parameter wie Stromdichte, magnetische Induktion und Luftspalte festgelegt. Hier werden auch in cursorischer Weise potentiell störende elektromagnetische Effekte untersucht. Dazu gehören Wechselstromverluste, Dämpferverluste und so weiter.
- **Re-Evaluation des Gesamtdesigns:** Die Rotor/Statorkombination wird im Hinblick auf Umsetzbarkeit beurteilt.
- **Wärmeflussanalyse:** Hierzu werden die Wärmeflüsse zwischen den Bauelementen in ihrer analytischen Abhängigkeit beschrieben und der Gesamtaufbau durch die Schaltungssimulation SPICE¹² analysiert. Für die konvergente Temperatur schließt sich eine Überprüfung der Umsetzbarkeit und Kosten an. Hier werden die Kühlaufwendungen detaillierter entlang des Wärmestroms betrachtet und 3D FEM Betrachtungen durchgeführt, um temperaturabhängig die maximale Magnetfeldbelastung für den Supraleiter zu errechnen. Da dies i. A. an den axialen Generatorenenden auftritt, ist eine 3D Betrachtung unerlässlich.

4.1. SPEZIFIKATION DER WINDKRAFTTURBINE

Ausgangspunkt für die Basiskonstruktion ist eine Windturbine im Leistungsbereich von 3...4 MW. Heute liegt der Marktschwerpunkt weltweit im Leistungsbereich von ca. 2,0 MW...2,5 MW, es wird von den Autoren davon ausgegangen, dass sich die Leistungen wie in der Vergangenheit weiterentwickeln, so dass in einigen Jahren der Massenmarkt bei 3...4 MW liegt. Folgende Tabelle zeigt die gesamten zu Grunde gelegten Spezifikationen:

¹⁰ **SolidWorks** ist ein 3D-CAD-Programm, zur Erzeugung parametrische Modelle, Baugruppen und Zeichnungen.

¹¹ **COMSOL Multiphysics** ist eine Software zur Simulation physikalischer Vorgänge, die mittels Differenzialgleichungen beschrieben werden können.

¹² **SPICE** (*Simulation Program with Integrated Circuit Emphasis*) ist eine Software zur Simulation analoger, digitaler und gemischter elektrischer Schaltungen (Schaltungssimulation). Analog zu elektrischen Simulationen können mit solchen Werkzeugen auch Wärmeberechnungen durchgeführt werden.

Eigenschaft	Größe	Kommentar
Achslage der Turbine	horizontal	Heutiger Standard
Drehzahl der Turbine	variabel	Heutiger Standard
Nennrehzahl der Turbine	13 rpm	
Durchmesser Rotorblätter	120 m	Auslegungsbeispiel
Blattspitzengeschwindigkeit bei Nennrehzahl	81,68 m/s	Begrenzt durch Schallemissionen Onshore
Nennleistung Turbine	3,6 MW	Netzseitig vom Umrichter
Umrichtertyp	Vollumrichter	Heutiger Standard
Wirkungsgrad Umrichter	97,5% (Nennlast)	
Verluste Umrichter bei Nennlast	92,31 kW	
Generatortyp	Direktangetrieben, Innenläufer	Getriebelos
Nennspannung Generator	690 V	
Anzahl Phasen	3 / 6	Standard ist 3 Phasen; bei hoher Luftspaltinduktion 6 Phasen zur Reduzierung der Drehmomentwelligkeit
Anzahl Statorsysteme	2...3	Begrenzung Kurzschlussmomente
Nenn-Ausgangsleistung Generator	3,69 MW	(=Eingangsleistung Umrichter)
Wirkungsgrad Generator	94,2%	Zielwerte der Auslegungen
Verluste im Generator im Nennbetrieb	227 kW	Zielwerte der Auslegungen
Nenn-Luftspaltleistung Generator	3,92 MW	
Nenn Drehmoment Generator	2,88 MNm	
Einbausituation Generator	<ul style="list-style-type: none"> Lee hinter dem Turm („downwind“), oder alternativ Luv vom Turm („upwind“) 	Beide Einbauarten sind möglich
Lager für Generator	Nicht im Generator	Der Generator hat kein eigenes Lager. Für Transport und Einbau wird eine Sicherung eingesetzt.
Außendurchmesser Generator	< 5500 mm	Für den Transport
Statorsegmentierung	keine	
Polpaarzahl Generator	Ca. 32	
Stator Kühlung	Optionen: a) A: radiale Luftkühlung b) B: Axiale Durchzugkühlung Luft c) C: Kombinierte Luft/Wasserkühlung	Verschiedene Kühlkonzepte werden untersucht und bewertet
Rotorkühlung	Mit GM-Kühlern	
Wärmeverteilung im kalten Rotor	Wärmeleitung	
Betriebstemperatur Rotorspulen	<= 20 K	

Tabelle 17: Basisdaten der Windturbine und des MgB₂-Windgenerators.

Die Windspeed-Turbine ist konventionell mit horizontaler Achslage und variabler Drehzahl (Regelung über Pitchantriebe und Generatorleistung) angenommen. Der Rotordurchmesser einer 3,6 MW-Turbine könnte wie in Tabelle 17 angegeben z. B. 120 m betragen, damit beträgt die Blattspitzengeschwindigkeit im Nennbetrieb knapp 82 m/s, ein üblicher Wert für Inlandsanlagen.



Als Umrichter wird ein Vollumrichter angenommen. Die Nennspannung wurde zu 690 V gewählt, da dies Standard ist und zu den niedrigsten Kosten im Generator und Umrichter führt.

Eine wichtige Vorgabe für die Auslegung des Windgenerators ist der Wirkungsgrad. Die Wahl des Wirkungsgrades ist immer ein Kompromiss zwischen Generatorkosten/-größe/-gewicht (CAPEX) und Betriebskosten (OPEX). Ein zu hoch gewählter Wirkungsgrad führt zu sehr teuren und schweren Generatoren, während ein zu niedrig gewählter Wirkungsgrad zu Ertragseinbußen führt. Der hier angenommene Generatorwirkungsgrad im Nennpunkt von 94,2% entspricht dem branchenüblicher Antriebsstränge (sowohl Direktantriebe als auch Getriebeanlagen). Es wurde absichtlich nicht angestrebt, extrem hohe Wirkungsgrade zu entwickeln, sondern ein wirtschaftliches Optimum zu erreichen.

Der Windspeed-Generator wurde recht konventionell im (3...4) MW-Bereich spezifiziert.

4.2. ENTWICKLUNG DER BASISKONSTRUKTION

Die Basiskonstruktion startet mit der Wahl der Dimensionen der Aktivteile des Generators:

- Luftspaltdurchmesser (D_{Luft})
- Axiale Länge Blechpaket (aktive Länge) (L_{akt}).

Entscheidend für die Dimensionierung von direktangetriebenen Windgeneratoren ist das Drehmoment, da die niedrigen Drehzahlen nicht wesentlich in die Auslegung eingreifen.

Das angestrebte hohe Nenndrehmoment (ca. 2,9 MNm) bei niedrigen Drehzahlen führen bei der Optimierung der Auslegung zu scheibenartigen Generatoren.

In Abbildung 38 ist die Skalierung der aktiven Volumina ($v = \text{Volumen } V / \{\text{Bezugsvolumen } V^* \text{ bei } D=5 \text{ m und } L_{\text{akt}}=0,76 \text{ m}\}$) von Kupfer der Statorwicklung (v_{Cu}), Supraleiter in der Rotorwicklung (v_{SL}) und Eisen in Stator und Rotor (v_{Fe}) gegen den Luftspaltdurchmesser dargestellt.

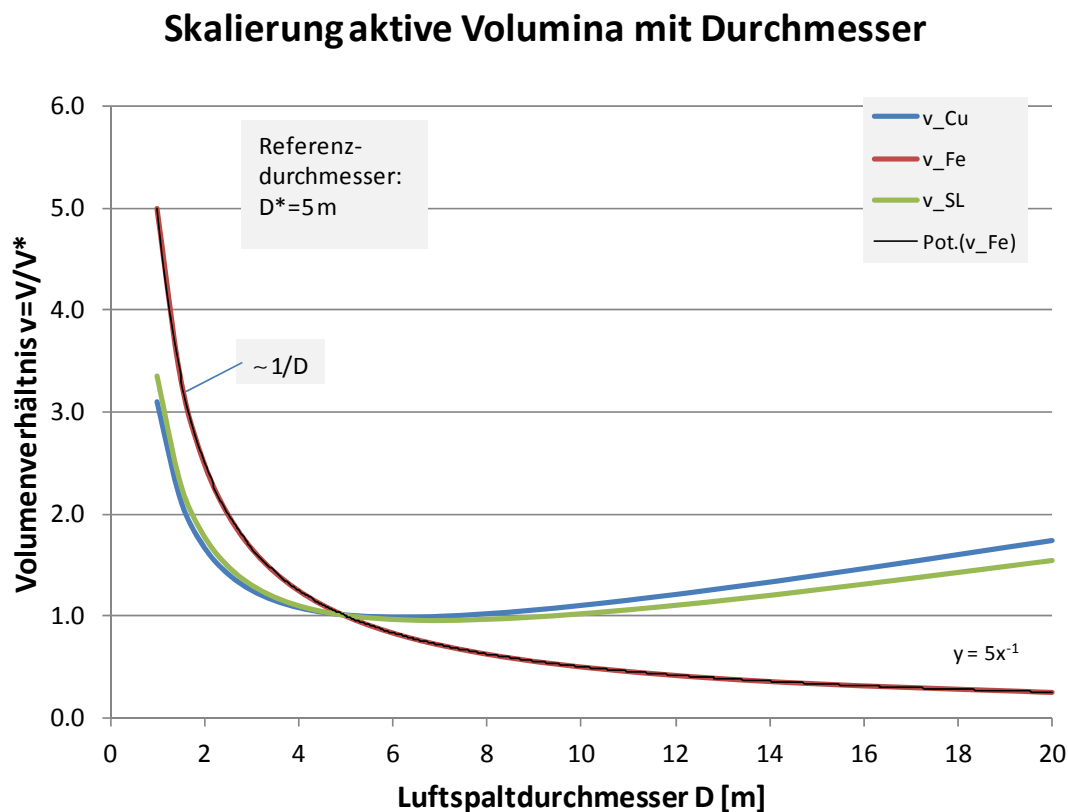


Abbildung 38: Skalierung der aktiven Volumina eines Windgenerators mit dem Luftspaltdurchmesser D .

Hierbei wurde eine Drehschubdichte von 100 kN/m^2 angenommen. Ferner wurden realistische Werte für die Spulenüberhänge im Stator und Rotor angenommen. Die Polbreite wurde bei den Betrachtungen konstant gehalten.

Während das aktive Eisenvolumen (rote Linie) wie erwartet umgekehrt proportional zum Luftspaltdurchmesser D ist ($v_{\text{Fe}} \sim 1/D$ – dies folgt unmittelbar daraus, dass das Drehmoment proportional zum Durchmesser ist), zeigt sich für die Statorwicklung (v_{Cu} – blaue Linie) und die Rotorwicklung (v_{SL} – grüne Linie) ein anderes Verhalten.

Bei kleinen Durchmessern skalieren die Leitervolumina auch mit $1/D$, bei sehr großen Durchmessern steigen die Volumina dagegen etwa linear mit D . Ursache hierfür sind die Wickelköpfe der Rotor- und Statorspulen, die praktisch keinen Beitrag zum Drehmoment leisten, aber deren Volumen mit D steigt.

Verbunden mit den aktiven Volumina sind entsprechende Gewichte und Kosten für den Generator. Der optimale Bereich für die Stator- und Rotorwicklung liegt nach Abbildung 38 bei etwa 4...8 m Durchmesser für die Aktivteile.

Skalierung aktive Volumina mit L_{akt}/D

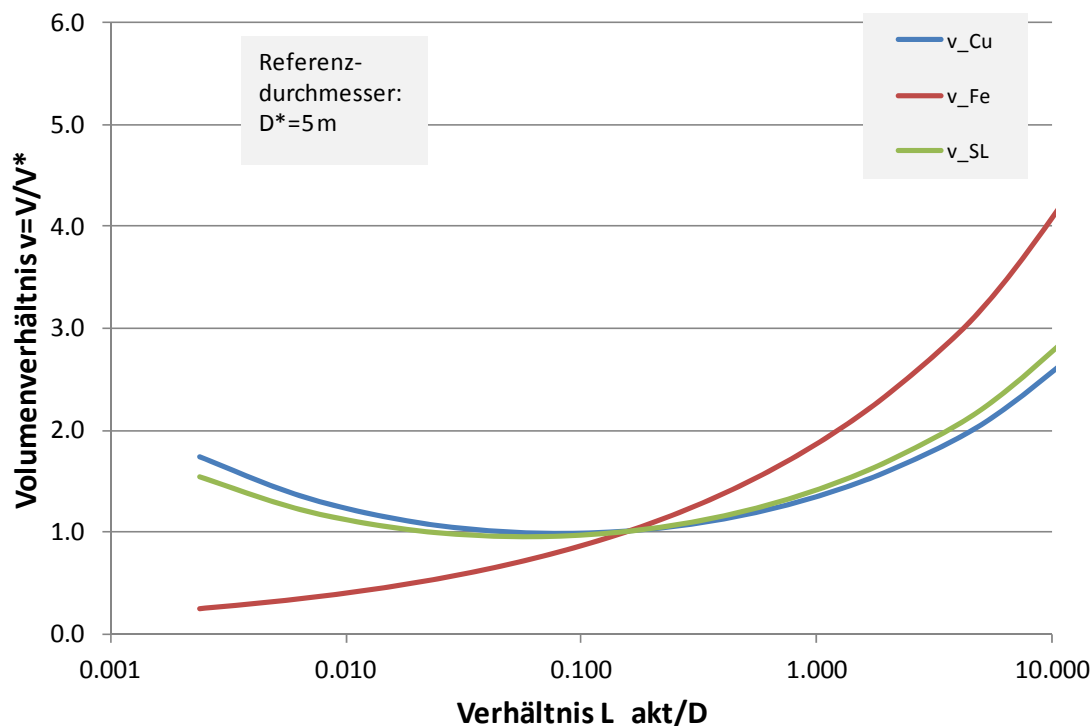


Abbildung 39: Skalierung der aktiven Volumina eines Windgenerators mit dem Verhältnis aktive Länge L_{akt} /Luftspaltdurchmesser D

Wenn das Verhältnis aus aktiver Generatorlänge L_{akt} (dies ist die axiale Länge des Blechpakets) gegenüber dem Luftspaltdurchmesser D aufgetragen wird (Abbildung 39), ergibt sich das Minimum für Rotor- und Statorwicklungen im Bereich um 0,1. Genauer sind die Zahlenwerte in Tabelle 18 gezeigt. Für die gewählten Daten ergeben sich Minima bei ca. $D=6 \text{ m}$ und $D=7 \text{ m}$.



D	L_akt	L_akt/D	v_Cu	v_Fe	v_SL
1.0 m	19.10 m	19.099	3.101	5.000	3.350
1.5 m	8.49 m	5.659	2.133	3.333	2.291
2.0 m	4.77 m	2.387	1.669	2.500	1.778
2.5 m	3.06 m	1.222	1.407	2.000	1.485
3.0 m	2.12 m	0.707	1.245	1.667	1.300
3.5 m	1.56 m	0.445	1.140	1.429	1.178
4.0 m	1.19 m	0.298	1.072	1.250	1.095
4.5 m	0.94 m	0.210	1.028	1.111	1.039
5.0 m	0.76 m	0.153	1.000	1.000	1.000
5.5 m	0.63 m	0.115	0.985	0.909	0.975
6.0 m	0.53 m	0.088	0.978	0.833	0.959
6.5 m	0.45 m	0.070	0.979	0.769	0.952
7.0 m	0.39 m	0.056	0.986	0.714	0.950
8.0 m	0.30 m	0.037	1.011	0.625	0.960
9.0 m	0.24 m	0.026	1.048	0.556	0.983
10.0 m	0.19 m	0.019	1.093	0.500	1.015
12.0 m	0.13 m	0.011	1.201	0.417	1.098
15.0 m	0.08 m	0.006	1.388	0.333	1.250
20.0 m	0.05 m	0.002	1.733	0.250	1.539

Tabelle 18: Bezogene Volumina von Statorwicklung (v_Cu), Supraleiterwicklung (v_SL) und aktivem Eisen (v_Fe).

Nicht dargestellt in obigen Abbildungen sind die Volumina für die Struktur des Generators. Deren Berechnung ist deutlich komplizierter und hängt auch wesentlich von der Lagerung und der Einbausituation in der Windturbine ab. Tendenziell steigt die Strukturmasse mit dem Durchmesser an. Weiterhin ist bei der Auswahl von Durchmesser/Länge zu beachten:

- Transportgröße – Limitierungen beim Transport auf der Straße und Schiene (Höhe Brücken, Tunnelhöhen- und -breiten), Kosten bei übergroßen Transporten – falls nicht ein segmentierter Generator gefertigt wird
- Kühlung vom Stator – beim Luftstrom durch den Luftspalt gibt es Grenzen insb. bei langen Generatoren und relative kleinen Luftspalten
- MgB₂-Spulen im Rotor – axiale Wärmeleitungslänge bei Leitungskühlung und Durchbiegung der MgB₂-Spulen bei Lagerung nur an beiden Enden

Mit den Einschränkungen bzgl. des Durchmesser/Länge-Verhältnisses und Erfahrungswerten aus bisherigen Auslegungsarbeiten wurde der Luftspaltdurchmesser zu ca. 4,8 – 4,9 m gewählt. Der Außendurchmesser bleibt dann < 5,5 m.

Damit ist ein Transport auf Straße und Schiene noch realisierbar, und es wird von einem nicht-segmentierten Generator ausgegangen.

4.3. EINBAUSITUATION GENERATOR IN DER TURBINE

In der Praxis haben sich zahlreiche Varianten des Einbaus von Windgeneratoren bei verschiedenen Herstellern herausgebildet. Hier werden zwei verschiedene Einbauorte des direktangetriebenen Generators betrachtet:

- Einbau windabwärts hinter dem Turm (Typ „*Downwind*“)
- Einbau zwischen Rotorblättern und dem Turm (Typ „*Upwind*“)

Für den Typ *Downwind* wird von zwei Hauptlagern ausgegangen, eine Hauptwelle stellt die Verbindung zur Nabe der Turbine her. Die Einbausituation vom Typ *Downwind* hat Ähnlichkeiten mit dem GE/Scanwind-Konzept, aber auch mit den bekannten 4-Punkt-Lagerungen von Windturbinen mit Getriebe.

Abbildung 40 zeigt die Einbausituation eines MgB_2 -Windgenerators hinter dem Turm. Der Rotor des Generators ist über einen Flansch mit kleinerem Durchmesser an die Hauptwelle angeschlossen. Der Stator ist über einen Flansch mit größerem Durchmesser fixiert.

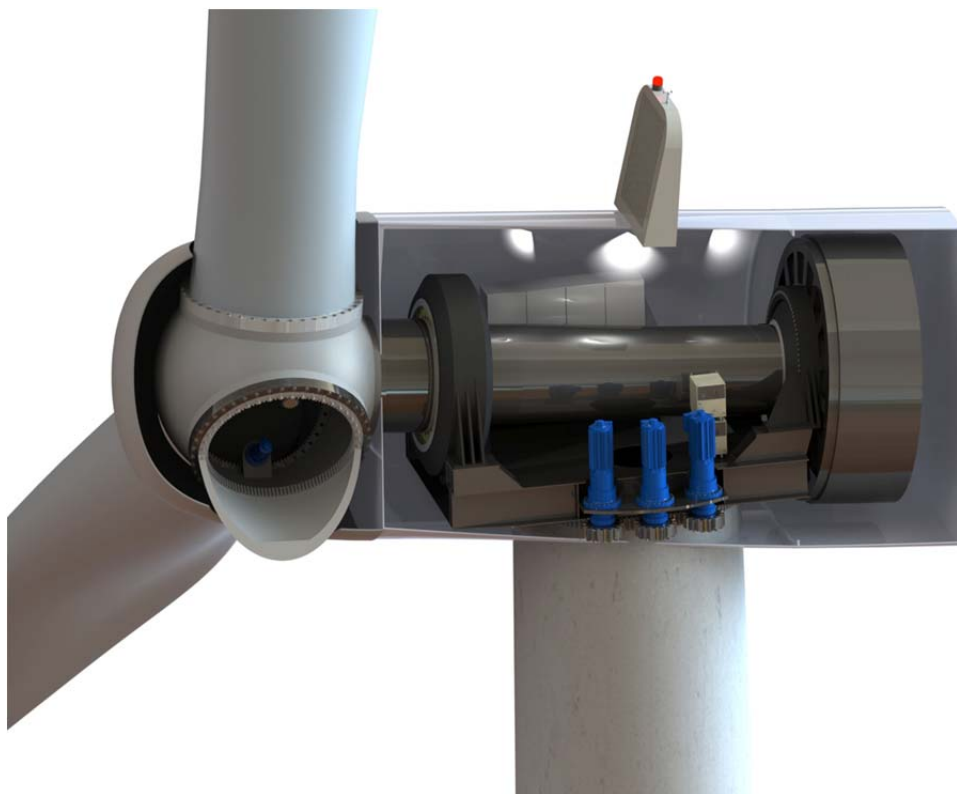


Abbildung 40: Ansicht Generator Typ *Downwind* – Einbauort hinter dem Turm, hier mit zwei Hauptlagern.

Bei dem Typ *Upwind* befindet sich der Generator zwischen den Rotorblättern und dem Turm, und es wird nur ein Hauptlager (Momentenlager) verwendet. Beispiele für Windturbinen mit direktangetriebenem Generator zwischen den Rotorblättern und dem Turm sind Enercon (Kupfer-DD), Siemens (PM-DD), XEMC (PM-DD), TheSwitch (PM-DD), Leitwind (PM-DD), Vensys (PM-DD).

Abbildung 41 zeigt die Einbausituation eines MgB_2 -Windgenerators vor dem Turm. Die Rotornabe ist mit einem Haupt-Momentenlager, welches zumeist als zweireihiges Kegelrollenlager ausgeführt ist, am Maschinenträger gelagert. Sie überträgt das Drehmoment auf den innen liegenden Rotor des Generators. Der Stator ist im Generatorgehäuse am Maschinenträger befestigt.



Abbildung 41: Ansicht Generator Typ *Upwind*– Einbauort zwischen Blättern und dem Turm, hier mit Haupt-Momentenlagerung.

Von diesen beiden Konzepten existieren eine Vielzahl von Varianten und Ableitungen. Diese unterscheiden sich deutlich hinsichtlich Kosten des Lagerkonzeptes, Zugänglichkeit der Nabe, Erfordernis besonderer Biegefestigkeit zur Aufrechterhaltung des Generatorluftspaltes, und anderer wesentlicher Punkte. Dieser Themenkomplex soll in diesem Bericht aber nicht untersucht und bewertet werden.

Mit den beiden Grundkonzepten „*Upwind*“ und „*Downwind*“ sind aber die wesentlichen Einbausituationen abgedeckt. Andersherum formuliert, sollte der Windspeed-Generator in beiden Konzepten verbaubar sein. Dieses wird im Folgenden untersucht.

4.4. T 2.2 FEM-MODELL

Die Auslegung von Generatoren umfasst viele unterschiedliche und voneinander abhängige Aspekte, und beinhaltet grob:

- elektro-magnetische Auslegung
- thermische Auslegung
- mechanische Auslegung
- dielektrische Auslegung
- konstruktive Auslegung, Fertigungstechnik
- Ermittlung der Herstellkosten

In Abbildung 42 sind einige wesentliche Einflussfaktoren auf die Generatorauslegung zusammengestellt, auf die im Rahmen dieses Berichtes eingegangen wird.

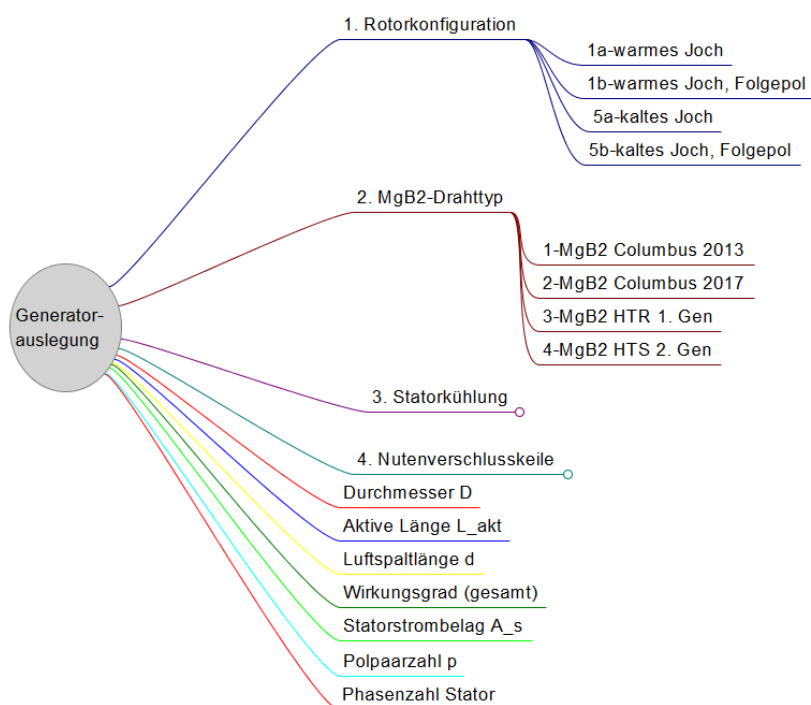


Abbildung 42: Übersicht Generatorauslegung.

4.4.1. EM-MODELL – ROTORKONFIGURATIONEN

Zum Projektstart wurden insgesamt 5 mögliche Rotorkonfigurationen betrachtet. Alle basieren auf dem Radialfluss-Prinzip, also dem heutigen Standard im Großgeneratorenbau. In Abbildung 43 sind die 5 betrachteten Rotor-Optionen schematisch dargestellt. Die Farben deuten an, welche Komponenten im Rotor eine bestimmte Temperatur im Betrieb haben. Die MgB₂-Spulen (in dunkelblau gezeigt) befinden sich immer auf ca. 20 K. Das Rotorjoch wird z. B. für die Option 1a/b bei Raumtemperatur betrieben (in rot gezeigt) – warmes Rotorjoch -, bei Option 5a/b dagegen bei ca. 20 K – kaltes Rotorjoch. Thermische Schilde (in Zyan gezeigt) weisen im Betrieb Temperaturen bis ca. 70 K auf.

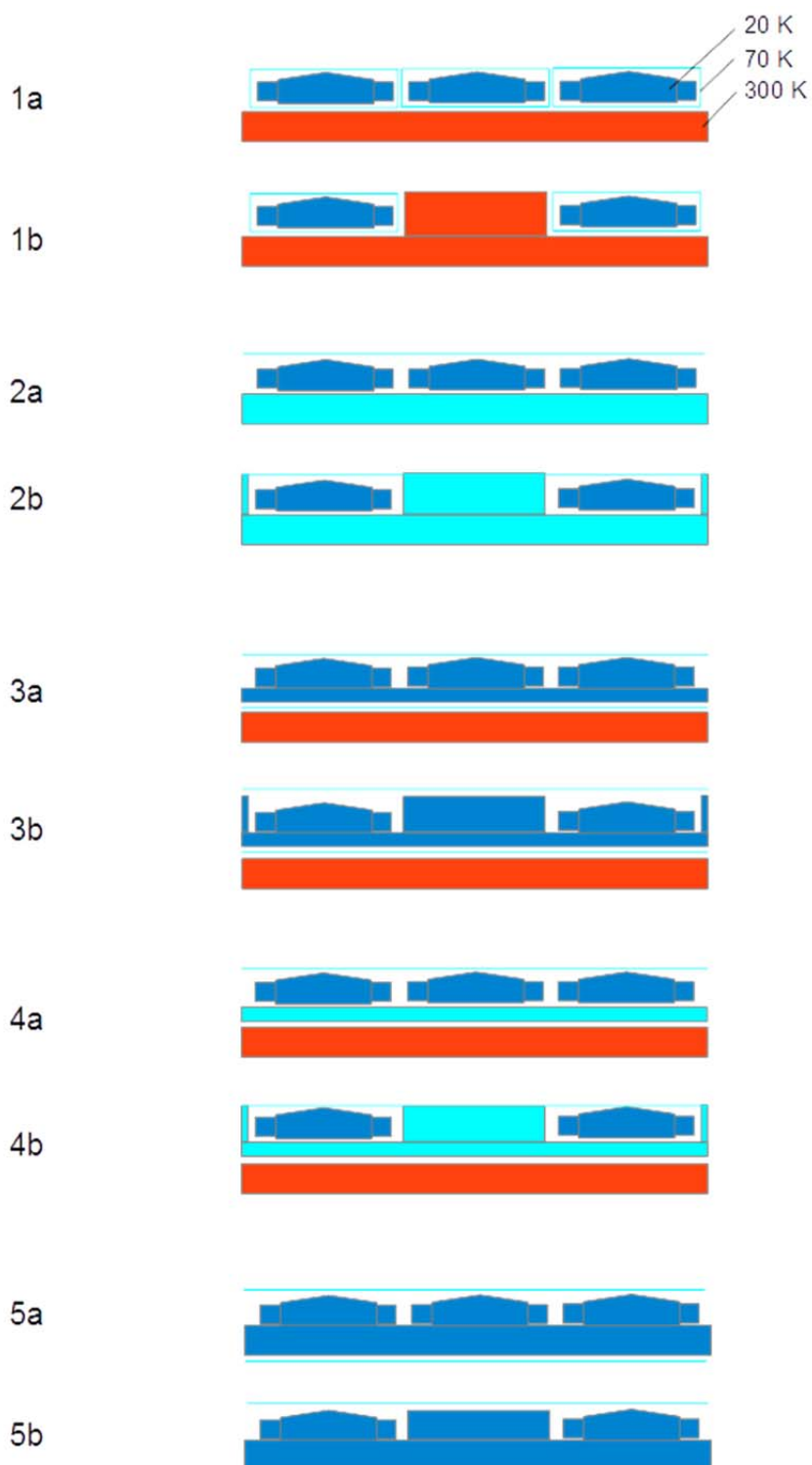


Abbildung 43: Vorbetrachtung Rotor Design-Optionen 1a/b bis 5a/b; a: alle Pole mit MgB₂-Spulen belegt, b: Folgepolanordnung, nur jeder zweite Pole mit MgB₂-Spule belegt.

Die Rotoroptionen mit der Bezeichnung „a“ betreffen Auslegungen, bei denen jeder Pol mit einer MgB₂-Spule bestückt ist, die Optionen mit einem „b“ bezeichnen Folgepolanordnungen, bei denen nur jeder zweite Rotorpol mit einer MgB₂-Spule



versehen wird. Die Rotorerregung ist in beiden Fällen etwa gleich hoch, bei der Folgepolanordnung wird etwa doppelt so viel MgB_2 -Draht auf eine Spule gewickelt wie bei der Option „a“. Generell hat die Folgepolanordnung den Vorteil, dass weniger MgB_2 -Spulen gefertigt werden müssen, so dass die Kosten niedriger sind.

Im Rahmen dieses Projektes wurden aus den fünf Optionen die Optionen 1 und 5 für die nähere Betrachtung ausgewählt. Die Option 1 ist aus Vorarbeiten für HTS-Windgeneratoren (YBaCuO -Supraleiter) relativ gut bekannt. Die Option 5 wurde zusätzlich gewählt, da absehbar war, dass die Option 1 höhere Wärmeeinleitungen aufweist – dies ist für MgB_2 -Spulen viel kritischer als für HTS-Spulen, die bei höheren Temperaturen betrieben werden können. Weiterhin ist die Konstruktion von thermischen Schilden um die Einzelspulen (Option 1) sehr komplex. Bei der Option 5 kann dagegen ein großes, alle Spulen umfassendes Schild eingesetzt werden.

4.4.2. EM-MODELL – VORPLANUNG

Drahttyp: Für die Designarbeiten wurden für jeden Hersteller zwei Drahttypen definiert und im Generatordesign verwendet. Die HTR-MgB₂-Drähte müssen dabei nach dem Wickeln der Rotorspulen noch gegläht werden („wind & react“), während die Drähte der Fa. Columbus bereits gegläht sind. Aufbau und Eigenschaften der Drähte sind im Kapitel 3.1 weiter oben beschrieben—hier zur Erinnerung:

1.	MgB ₂ Columbus 2013/2014
2.	MgB ₂ Columbus 2017
3.	MgB ₂ HyperTech 1st Gen.
4.	MgB ₂ HyperTech 2nd Gen.

Tabelle 19: MgB₂-Drahttypen für das Generatordesign.

Verlustanteile bei Nennlast: Die Wahl des Wirkungsgrades hat wesentlichen Einfluss auf Gewicht und Kosten des Generators. Die Gesamtverluste setzen sich aus zahlreichen Anteilen zusammen. Eine grobe Vorplanung der Verlustanteile aus Erfahrungswerten zeigt Tabelle 20. Nicht berücksichtigt in der Kalkulation sind Lagerverluste, da die Lager in den hier angenommenen Konfigurationen nicht Bestandteil des Generators sind.

2. Grobplanung Verlustanteile bei Nennlast	Luftkühlung	Wasser/Luftkühlung
V1: I ₂ R-Verluste Statorwicklung	150.0 kW	168.0 kW
V2: Wirbelstromverluste Statorwicklung	4.0 kW	->>
V3: Kernverluste Stator inkl. Aufschlag	4.0 kW	->>
V4: Verluste Statorkühlung (ext. Lüfter)	30.0 kW	12.0 kW
V5: Streuverluste Stator	0.0 kW	->>
Summe Statorverluste V1-V5	188.0 kW	188.0 kW
V6: I ₂ R-Verluste Läuferwicklung	0.0 kW	
V7: Rotoroberflächenverluste	1.0 kW	
V8: Verluste Rotorerregereinheit	2.0 kW	
V9: Verluste Kryokühler	35.0 kW	
V10: Verluste Gasreibung Läufer	0.5 kW	
Summe Rotorverluste V6-V10	38.5 kW	
V11: Andere Streuverluste	0.0 kW	
Gesamtverluste V1-V11	227 kW	

Tabelle 20: Grobe Vorplanung Verlustanteile im MgB₂-Windgenerator.

4.4.3. EM-MODELL – STATORKÜHLUNG

Im Rahmen dieses Projektes wurden drei verschiedene Statorkühlarten auf die Anwendbarkeit untersucht. Jeweils wird von geschlossenen Kühlkreisläufen ausgegangen, so dass keine Verschmutzungen durch die Außenluft in das Generatorinnere gelangen.

Luft, radiale Kühlschlitze: Dies ist für große Maschinen das Standard-Kühlverfahren. Aufgrund der niedrigen und variablen Generator Drehzahlen wird Luft durch Fremdlüfter im Generator umgewälzt. Die Luft kühlt beide Stator-Wickelköpfe und das Blechpaket. In das Blechpaket werden radiale Kühlschlitze eingebracht, durch die Kühlluft fließt. Die Wärme wird über Wasser-/Luftwärmetauscher (alternativ Luft/Luft) schlussendlich an die Außenluft abgegeben. In Abbildung 44 ist die Luftkühlung mit radialen Kühlschlitzen schematisch gezeigt, wobei die Wärmetauscher nicht dargestellt sind.

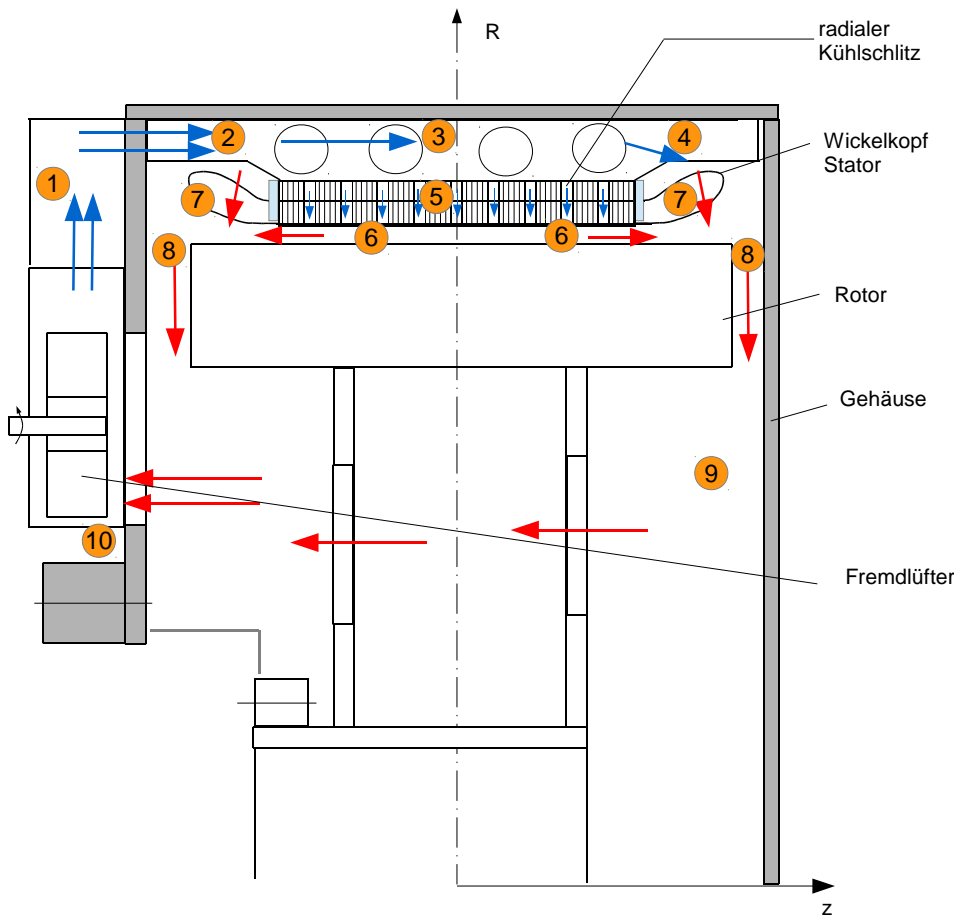


Abbildung 44: Übersicht Schema Stator Kühlung mit Luft und radialen Kühlschlitzen (blau-kalte Luft, rot-warme Luft).

Vorteile:	Nachteile:
<ul style="list-style-type: none"> Bewährtes Standard-Kühlverfahren 	<ul style="list-style-type: none"> Radiale Kühlschlitze verlängern den Stator und damit auch den Rotor, dies führt zu erhöhten Kosten für den gesamten Rotor und das Gehäuse Leistungsbedarf der Fremdlüfter

Luft, Durchzugskühlung: In diesem Fall wird die Kühlluft axial durch den Stator geführt, s. Abbildung 45. Die Kühlluft teilt sich dabei in mehrere parallele Pfade auf, die durch verschiedene Nummern angedeutet sind. Ein Teil der Kühlluft (7a/7b) kühlt die Wickelköpfe. Axial durchströmt die Kühlluft den Luftspalt (6), den Raum zwischen dem Ende des Blechpakets und dem Gehäuse (3) und – wenn vorhanden – axiale Bohrungen im Blechpaket (5).

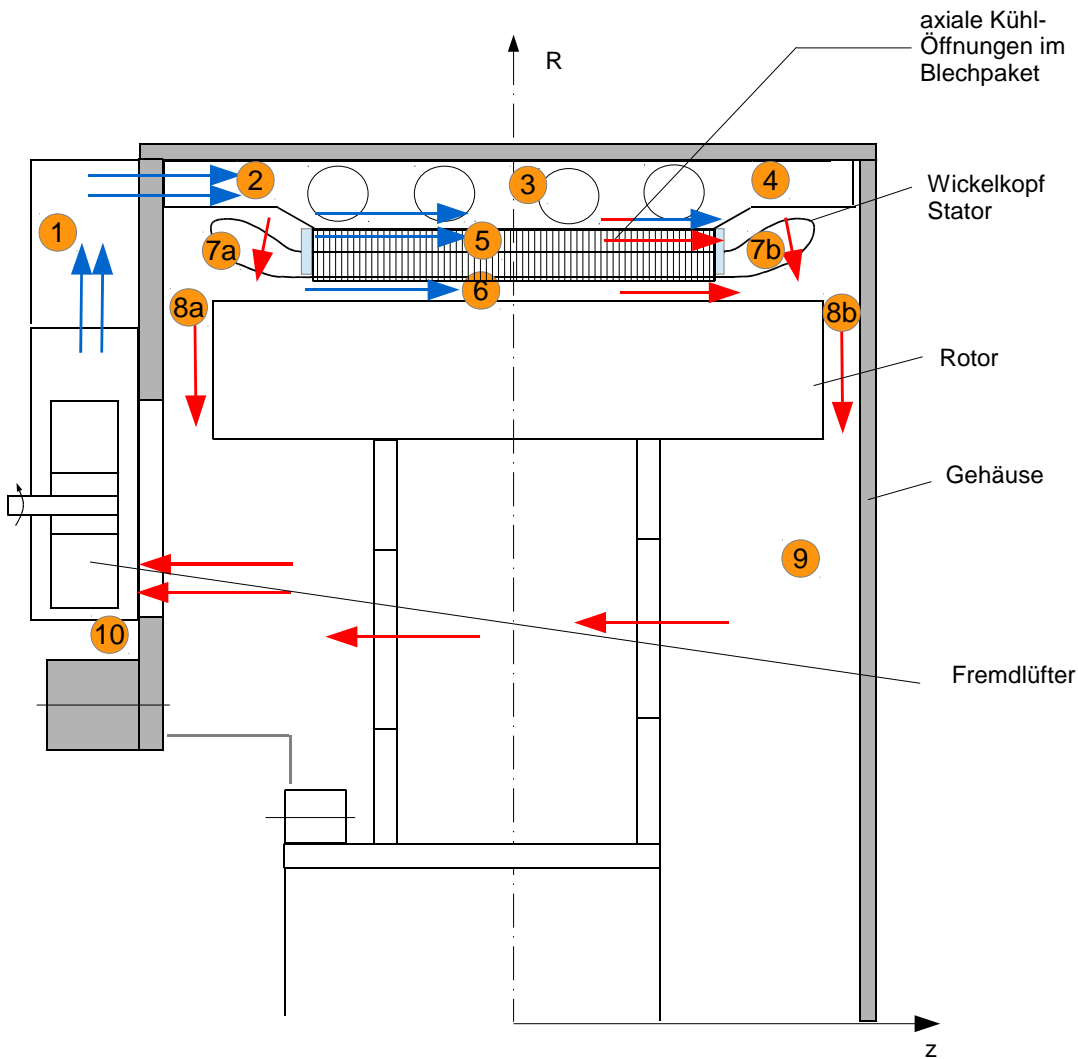


Abbildung 45: Übersicht Schema Stator Kühlung mit Luft und axialem Durchzug (blau-kalte Luft, rot-warme Luft).

Vorteile:	Nachteile:
<ul style="list-style-type: none"> keine radialen Kühlschlitze, die den Stator verlängern 	<ul style="list-style-type: none"> Statorjoch muss evtl. radial höher ausgelegt werden, um die axialen Kühlöffnungen einzubringen Leistungsbedarf der Fremdlüfter

Wasser/Luftkühlung: Die dritte betrachtete Kühlmöglichkeit für den Stator ist in Abbildung 46 dargestellt. In grün ist die Kühlung des Statorblechpakets mit Wasser (5) am Außendurchmesser angedeutet. Weiterhin werden die Wickelköpfe (7a/7b) mit Luft gekühlt. Die von Fremdlüftern umgewälzte Luft kühlt auch noch zusätzlich das Blechpaket am Luftspalt (6) und am Außendurchmesser (3). Die relativ geringen Rotoroberflächenverluste werden in allen gezeigten Konfigurationen im Wesentlichen durch die Kühlluft abgeführt.

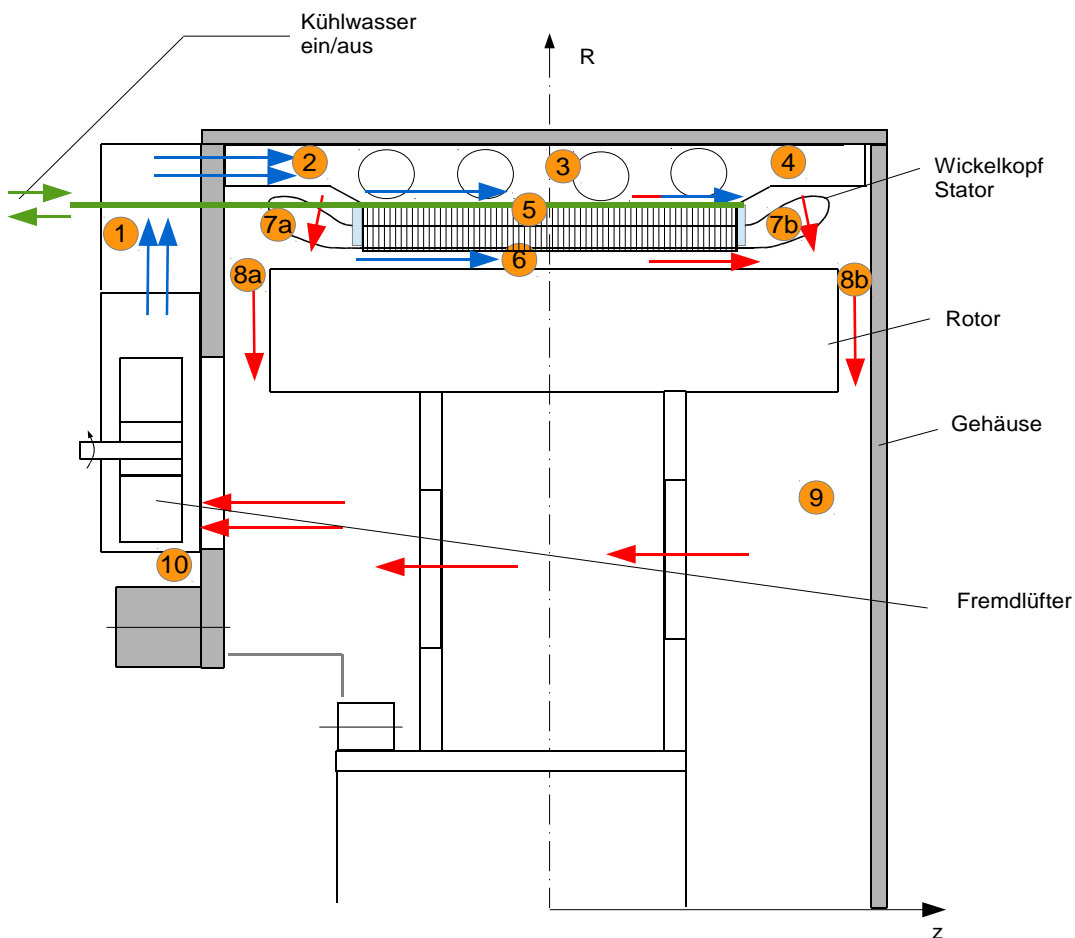


Abbildung 46: Übersicht Schema Statorkühlung mit Wasser/Luft und axialem Durchzug (blau-kalte Luft, rot-warme Luft, grün-Wasser).

Vorteile:	Nachteile:
<ul style="list-style-type: none"> keine radialen Kühlschlitze, die den Stator verlängern geringerer Leistungsbedarf der Fremdlüfter 	<ul style="list-style-type: none"> Aufwand zum Einbringen der Wasserkühlung Risiken Wasserkühlung – Lecks, Verstopfung der Rohre



Es wurden keine komplexeren Kühlverfahren wie z. B. Kühlung mit Wasserstoff, direkt-gekühlte Kupferhohlleiter (häufig bei großen Turbogeneratoren), oder aber eine Ölkühlung betrachtet, da diese zwar deutlich höhere Kühlleistungen versprechen, aber für den Einsatzfall Windgenerator als zu komplex und anfällig angesehen werden.

4.4.4. EM-MODELL DESIGNÜBERSICHT

In Tabelle 21 ist eine Übersicht der für dieses Projekt bearbeiteten Generatorauslegungen gezeigt. Es wurden die vier zuvor definierten MgB₂-Drahttypen verwendet (je zwei von der Fa. Columbus und von Hyper Tech Research – HTR), und die beiden in der Vorauswahl bestimmten Rotor-Design-Optionen 1b und 5b betrachtet. Weiterhin wurde der Einfluss magnetischer Nutenverschlusskeile untersucht, sowie verschiedene Arten der Stator Kühlung.

EDS-Nummer	Rotor-design Option	Stator Kühlmethode	Supraleiter	Nutenkeile	Nuten/Pol/ Phase q	Länge Blechpaket	Bemerkung
EDS_0600	1b-warm yoke, consec.	2-axial air thru	1-MgB2 Columbus 2013	1-non-magnetic	4	880 mm	BASISDESIGN
EDS_0601	""	""	""	1-non-magnetic	2	880 mm	
EDS_0602	""	""	""	2-magnetic	2	880 mm	
EDS_0603	1b-warm yoke, consec.	2-axial air thru	1-MgB2 Columbus 2013	1-non-magnetic	4	880 mm	mit n_KK=2, KK nahe an den
EDS_0604	1b-warm yoke, consec.	2-axial air thru	1-MgB2 Columbus 2013	1-non-magnetic	4	880 mm	Nuten, nicht am Jochende
EDS_0605	1b-warm yoke, consec.	3-water jacket+air	1-MgB2 Columbus 2013	1-non-magnetic	4	880 mm	mit n_KK=1, KK nahe am Jochende
EDS_0606	1b-warm yoke, consec.	1-radial air (gaps)	1-MgB2 Columbus 2013	1-non-magnetic	4	845/941 mm	
EDS_0607	5b-cold yoke. consec.	2-axial air thru	1-MgB2 Columbus 2013	1-non-magnetic	4	960 mm	mit n_KK=1, KK nahe am Jochende
EDS_0608							
EDS_0609							
EDS_0610	1b-warm yoke, consec.	2-axial air thru	3-MgB2 HTR 1st. Gen.	1-non-magnetic	4	750 mm	vgl. EDS_0600
EDS_0611	""	""	""	1-non-magnetic	2	770 mm	vgl. EDS_0601
EDS_0612	""	""	""	2-magnetic	2	750 mm	vgl. EDS_0602
EDS_0613							
EDS_0614							
EDS_0615							
EDS_0616							
EDS_0617	5b-cold yoke. consec.	2-axial air thru	""	1-non-magnetic	4	810 mm	mit n_KK=1, KK nahe am Jochende
EDS_0618							
EDS_0619							
EDS_0620	1b-warm yoke, consec.	2-axial air thru	2-MgB2 Columbus 2017	1-non-magnetic	4	690 mm	vgl. EDS_0600
EDS_0621							
EDS_0622							
EDS_0623							
EDS_0624							
EDS_0625							
EDS_0626							
EDS_0627	5b-cold yoke. consec.	2-axial air thru	""	1-non-magnetic	4	735 mm	mit n_KK=1, KK nahe am Jochende
EDS_0628							
EDS_0629							
EDS_0630	1b-warm yoke, consec.	2-axial air thru	4-MgB2 HTR 2 nd . Gen.	1-non-magnetic	4	660 mm	vgl. EDS_0600
EDS_0631	1a-warm yoke	""	""	""	""	""	abgeleitet von EDS_0630
EDS_0632							
EDS_0633							
EDS_0634							
EDS_0635							
EDS_0636							
EDS_0637	5b-cold yoke. consec.	2-axial air thru	""	1-non-magnetic	4	710 mm	mit n_KK=1, KK nahe am Jochende
EDS_0638	5a-cold yoke	""	""	""	""	""	abgeleitet von EDS_0638

Tabelle 21: Übersicht der Generatorauslegungen EDS_0600ff.

Die grundlegenden Eigenschaften der MgB₂-Generatorauslegungen werden in Abbildung 47 gezeigt. Aufgetragen sind dort Statorstrombelag, Luftspaltinduktion und Statorblechpaketlänge für die Auslegungen.



Auslegungen mit dem MgB_2 -Draht „1-Columbus 2013“ (EDS_0600 bis 0607) weisen eine Luftspaltinduktion von ca. 1,3 T auf. Dies ist etwa 30% höher als bei direktangetriebenen permanent-erregten (PM) Radialflussgeneratoren im Windenergiebereich, die bei ca. 1,0 T Luftspaltinduktion betrieben werden.

Bei Verwendung von MgB_2 -Draht mit höherer Stromdichte – „3-HTR 1st Gen.“ – wurde die Luftspaltinduktion auf etwa 1,5 T erhöht (EDS_0610 bis 0617). Für qualitativ noch bessere MgB_2 -Drähte („2-Columbus 2017“ und „4-HTR 2nd. Gen.“) wurden Generatorauslegungen bis max. 2 T Luftspaltinduktion ausgeführt. Die gesteigerte Luftspaltinduktion führt auch zu einer Erhöhung des Statorstrombelages, da der Generator axial kürzer wird und – bei etwa konstanten I^2R -Verlusten im Stator – die Stromdichte im Kupfer erhöht werden kann.

Abbildung 47 stellt auch einen Gewichtsvergleich der verschiedenen Generatorauslegungen dar (unteres Diagramm). Das Basisdesign EDS_0600 wurde mit etwa 52 000 kg abgeschätzt, davon ca. 7 000 kg Kupfer für die Statorwicklung und den Rotordämpfer. Etwa 24 500 kg beträgt die Masse des aktiven Eisenmaterials (Statorblech, Rotorjoch- und Polstücke). Etwa 17 000 kg entfallen auf die Tragestruktur für Rotor und Stator.

Die weiteren Designrechnungen mit dem MgB_2 -Draht Columbus 2013 (EDS_0601-0607) haben zu etwas höheren Generatorgewichten geführt, insbesondere für EDS_0607 mit kaltem Rotoreisen. Ausschlaggebend hierfür war die notwendige axiale Verlängerung des Generators, die zu einer Erhöhung des Gewichtes führte. Diese Verlängerung wurde notwendig, da das Design mit kaltem Eisen eine größere effektive Luftspaltlänge aufweist, die aufgrund der relativ geringen Stromdichte im Columbus 2013 MgB_2 -Draht nicht wirksam aufgefangen werden konnte.

Die Auslegungen mit HTR 1st Gen MgB_2 -Draht (EDS_0610 – 0617) weisen etwas geringere Gewichte um ca. 50 000 kg auf. Ursache ist dafür die höhere Stromdichte im MgB_2 -Draht. Der Einsatz von MgB_2 -Draht mit noch höherer Stromdichte (MgB_2 Columbus 2017 bzw. HTR 2nd Gen. – EDS_0620 – 0637) brachte noch eine kleine Verringerung des Generatorgewichtes, aber keine wesentliche Änderung mehr. Die Rotor-Design-Optionen 1b (warmes Rotorjoch) sind dabei etwas leichter als 5b (kaltes Rotorjoch) aufgrund der effektiven Luftspaltlängen. Zu berücksichtigen ist hier allerdings, dass im Prozess der Auslegungsarbeiten bislang kein befriedigendes mechanisches Design für thermische Schilde um Einzelspulen für die Design-Option 1b gefunden wurde, diese Schilde lt. der durchgeführten thermischen Berechnungen aber notwendig sind.

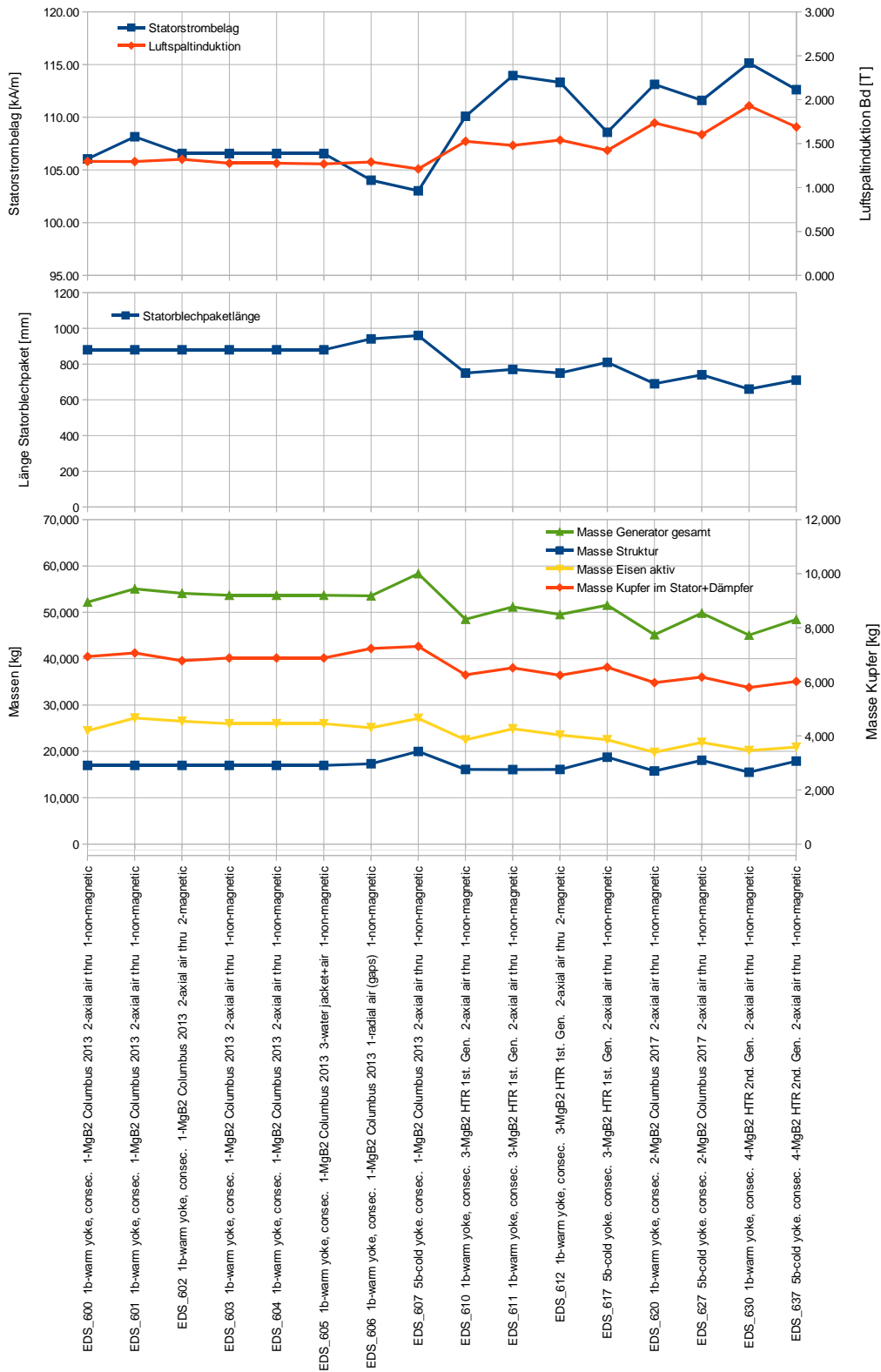


Abbildung 47: Übersicht grundlegende Eigenschaften EDS_0600 ff Auslegungen.

4.4.5. EM-MODELL – BASISAUSLEGUNG MIT COLUMBUS 2013 MGB2

Ausgangspunkte für die Auslegungsarbeiten waren:

- Festlegung der Spezifikationen der MgB₂-Drähte für die Rotorerregung (s. WP1, Kap. 3.1), Festlegung der maximalen Temperatur in der Rotorwicklung
- die oben gezeigten Betrachtungen zu den Abmessungen – Durchmesser und aktive Länge
- sowie die Vorgabe zum Wirkungsgrad im Nennpunkt (Tabelle 17).

Die Auslegungsarbeiten wurden anhand interner ECO 5 – Designnummern geordnet. Jede komplette Auslegung erhält eine „EDS“-Nummer.

Startwert für dieses Projekt war die Nummer EDS_0600, auch als Basisauslegung bezeichnet. Für diese Auslegungen wurde der MgB₂-Draht Columbus 2013 gewählt, da dieser die geringste Stromdichte aufweist. Daher können diese Maschinen auch problemlos mit dem Draht HTR 1st Gen. ausgelegt werden, da dieser Draht in der Wicklung bei sonst gleichen Randbedingungen höhere Engineering-Stromdichten aufweist. Weiterhin wurde als Ausgangspunkt für die Auslegungsarbeiten die Rotorkonfiguration 1b gewählt, da zu dieser aus Vorarbeiten die meisten Erfahrungswerte vorliegen. Die Auslegung EDS_0600 beinhaltet z. B. folgende Konfigurationen:

Type	Konfiguration dieses EDS
1. Rotorkonfiguration	1b-warmes Joch, Folgepol
2. MgB ₂ -Drahttyp	1-MgB ₂ Columbus 2013
3. Statorkühlung	2-Durchzugskühlung Luft axial
4. Nutenverschlusskeile	1-unmagnetisch

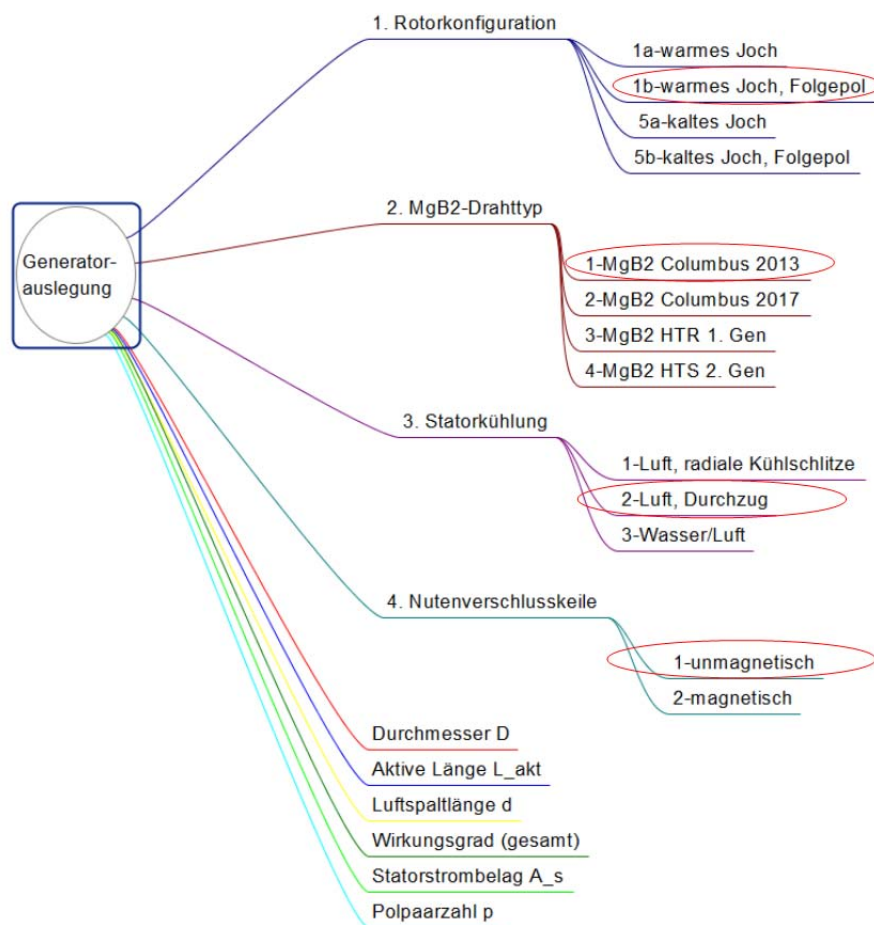


Tabelle 22: Auslegungen EDS_0600 für MgB₂-Windgenerator mit MgB₂ Columbus 2013.

4.4.5.1. EDS_0600 – BASISDESIGN – ROTOR 1B, COLUMBUS 2013, AXIALE LUFTKÜHLUNG STATOR, OHNE ZUSATZBOHRUNGEN

Die Induktionen in einem 2D Modell sind in Abbildung 48 für ein Polpaar (Rotor-Option 1b – Folgepolanordnung) im Nennbetrieb dargestellt. Der Rotorkreis ist magnetisch stark gesättigt, die Statorzähne ebenso. Im Statorjoch wurde die Induktion niedriger gewählt.

Es ist erkennbar, dass keine zusätzlichen axialen Kühlbohrungen in den Statorkern eingebracht wurden.

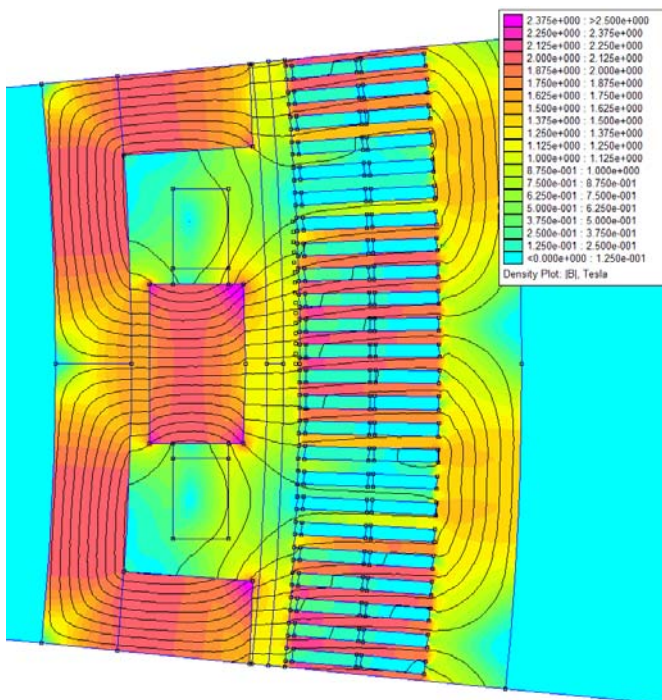


Abbildung 48: 2D Flussdichtebild EDS_0600 im Nennbetrieb.

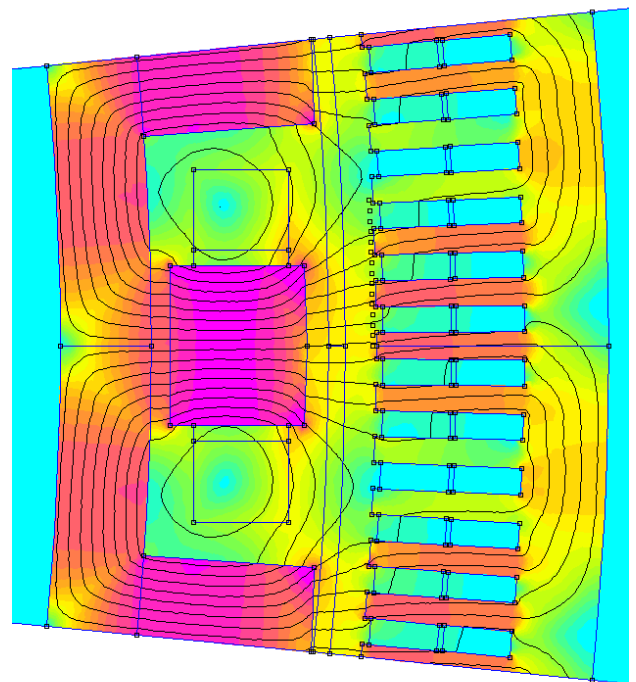


Abbildung 49: 2D Flussdichtebild EDS_0601 im Nennbetrieb.

4.4.5.2. EDS_0601 – ROTOR 1B, COLUMBUS 2013, AXIALE LUFTKÜHLUNG STATOR, OHNE ZUSATZBOHRUNGEN, NICHT-MAGNETISCHE VERSCHLUSSKEILE

In dieser Variante wurde die Anzahl der Statorspulen je Phase und Nut halbiert. Dies führt zu niedrigeren Fertigungskosten im Stator – es müssen weniger Spulen gefertigt, montiert und verschaltet werden, weiterhin sind weniger Ausstanzungen in den Statorblechen notwendig. Im Vergleich zur Auslegung mit schmalere Statorspulen in EDS_0600 ist aber ein größerer Luftspalt notwendig, da ansonsten die Rotoroberflächenverluste stark ansteigen. In dieser Auslegung musste die Luftspaltlänge um 11 mm erhöht werden. Das Modell EDS_0601 hat keine magnetischen Nutenverschlusskeile.

Die Erhöhung der Luftspaltlänge führt – bei gleichem Drehmoment des Generators – zu einem erhöhten MgB_2 -Drahtbedarf und damit zu radial höheren Rotorspulen, wie der Vergleich der Flussdichtebilder oben zeigt.

4.4.5.3. EDS_0602 – ROTOR 1B, COLUMBUS 2013, AXIALE LUFTKÜHLUNG STATOR, OHNE ZUSATZBOHRUNGEN, MAGNETISCHE VERSCHLUSSKEILE

Abgeleitet vom Basismodell EDS_0600 wurde untersucht, ob mit magnetischen Nutenverschlusskeilen eine Reduzierung der Luftspaltlänge im Vergleich zum Modell EDS_0601 möglich ist. Bei etwa gleichen Rotoroberflächenverlusten konnte der Luftspalt gegenüber EDS_0601 um 6 mm verringert werden, ist aber immer noch 5 mm größer als für das Basismodell EDS_0600.

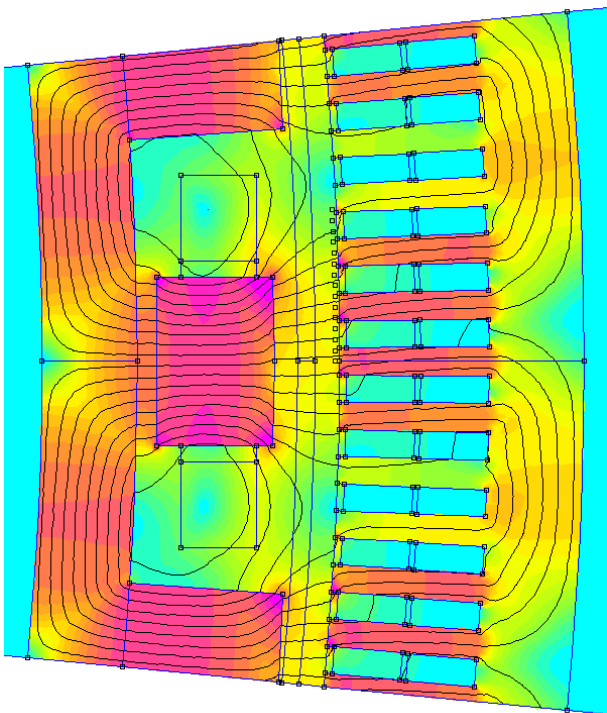


Abbildung 50: 2D Flussdichtebild EDS_0602 im Nennbetrieb, mit magn. Nutenkeilen.

4.4.5.4. EDS_0603 & 604 – ROTOR 1B, COLUMBUS 2013, AXIALE LUFTKÜHLUNG STATOR, MIT ZUSATZBOHRUNGEN

In Abbildung 51 und Abbildung 52 sind die Flussdichtebilder für Auslegungen mit axialer Luftkühlung und axialen Zusatzbohrungen dargestellt. Beide Auslegungen sind von der Basisauslegung EDS_0600 abgeleitet und ermöglichen eine verbesserte Kühlung durch zusätzliche Kühlflächen. Erkauft wird die verbesserte Kühlung durch zusätzliches Material im Statorjoch.

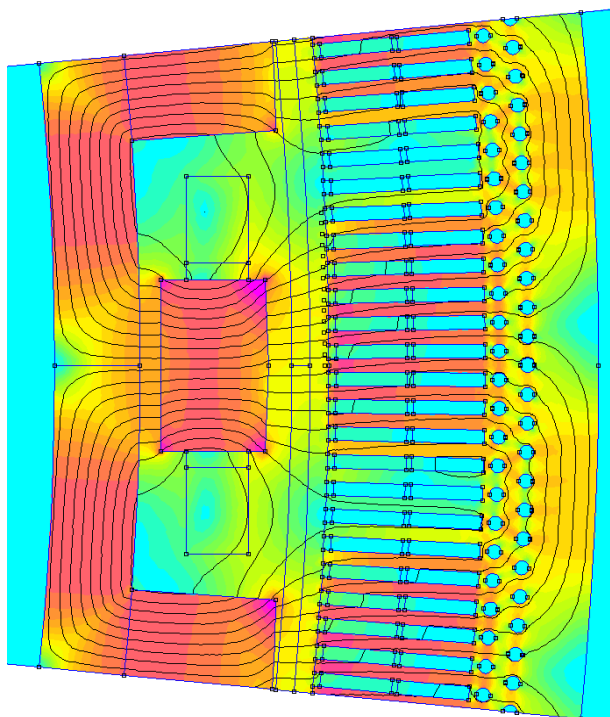


Abbildung 51: 2D Flussdichtebild EDS_0603 im Nennbetrieb, nicht-magn. Nutenkeile, Kühlkanäle zweireihig innen.

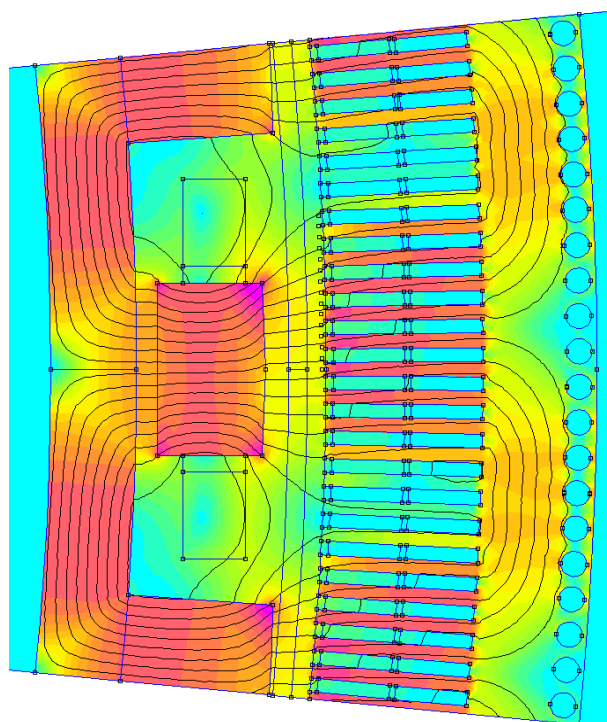


Abbildung 52: 2D Flussdichtebild EDS_0604 im Nennbetrieb, nicht-magn. Nutenkeile, Kühlkanäle einreihig außen.

4.4.5.5. ZUSAMMENFASSUNG EDS_0600 BIS 604 – BASISDESIGN, ROTOR 1B, COLUMBUS 2013, AXIALE LUFTKÜHLUNG STATOR

Mit den in diesem Kapitel gezeigten Auslegungen wird deutlich, dass mit dem MgB_2 -Draht vom Typ Columbus 2013 Windgeneratoren mit axialer Luftkühlung realisierbar sind. Die Temperaturen der Statorwicklung werden in Kapitel 4.10 für die Durchzugs-Luftkühlung abgeschätzt und wurden für unkritisch befunden.

4.4.5.6. EDS_0605 – ROTOR 1B, COLUMBUS 2013, WASSERMANTEL- UND LUFTKÜHLUNG STATOR

Diese Auslegung ist ebenfalls vom Basismodell EDS_0600 abgeleitet und elektromagnetisch diesem sehr ähnlich. Die Luftkühlung ist notwendig, um die Wickelköpfe der Statorspulen aktiv zu kühlen. Es sind keine radialen Lüftungsschlitze notwendig, so dass die axiale Länge des Blechpaketes nicht erhöht werden muss. Da die Luftkühlung im Wesentlichen nur für die Wickelköpfe benötigt wird, verringern sich die Verluste für die Ventilatoren.

4.4.5.7. EDS_0607 – ROTOR 5B, COLUMBUS 2013, AXIALE LUFTKÜHLUNG STATOR, MIT ZUSATZBOHRUNGEN AUßEN

Nach Untersuchungen zum Rotor-Design 1b (warmes Rotorjoch, Folgepolanordnung) wurde eine Auslegung mit dem Rotor Design 5b (kaltes Rotorjoch, Folgepolanordnung) vorgenommen. Abbildung 53 zeigt das Flussdichtebild, zum Vergleich ist rechts daneben ein entsprechendes Bild für das Rotordesign 1b dargestellt. In dem Bild werden die wesentlichen Unterschiede aus elektro-magnetischer Sicht hervorgehoben.

Durch die längeren Luftspalte in der Auslegung mit kaltem Rotorjoch in EDS_0607 musste die Blechpaketlänge gegenüber dem Basisdesign von 880 mm auf 960 mm erhöht werden. Im Gegensatz zum Rotordesign 1b führt dies aber nicht zu radial höheren Spulenkernen, da sowohl die EM-Kräfte als auch die mechanische Lagerung verändert sind.

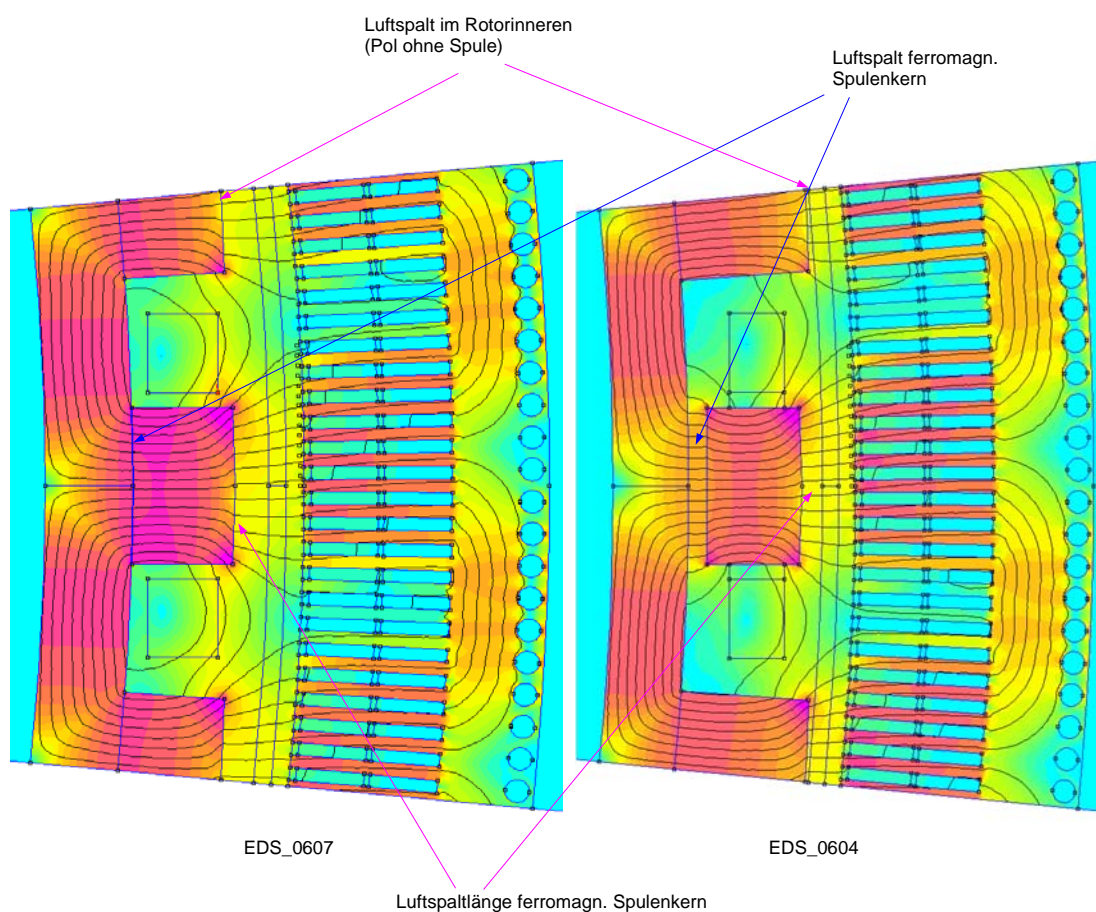


Abbildung 53: 2D Flussdichtebild EDS_0607 im Nennbetrieb, nicht-magn. Nutenkeile, Kühlkanäle einreihig außen, Rotor 5b.

Abbildung 54: 2D Flussdichtebild EDS_0604 im Nennbetrieb, nicht-magn. Nutenkeile, Kühlkanäle einreihig außen, Rotor 1b – zum Vergleich.

4.4.6. EM-MODELL RADIALE LUFTKÜHLUNG IM STATOR-EISENPAKT

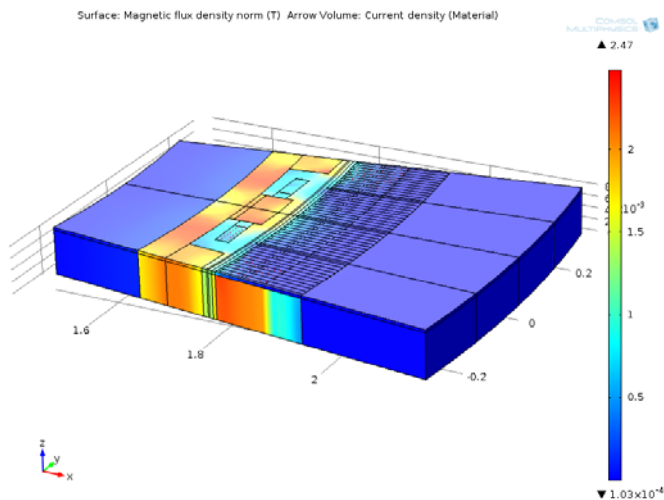


Abbildung 55: 2,5 D Modell zur FEM, Farbskala zeigt magn. Flussdichte.

Bei Stator Kühlung durch radiale Lüftungsschlitze ist der Stator nicht auf ganzer Länge aus Eisen, sondern das Eisen wird durch viele (z. B. 10...12 Mal auf 0,9 m Statorlänge) Kanäle unterbrochen. Daher ist nicht das ganze Volumen mit ferromagnetischem Material belegt. Üblicherweise wird im Entwurf das Drehmoment einer Maschine durch die Finite-Element-Methode (FEM) in einem zweidimensionalen Schnitt berechnet. In Anwesenheit von Lüftungskanälen überschätzt eine solche Berechnung das Drehmoment; eine pauschale Reduktion des Drehmoments mit dem Eisenfüllfaktor unterschätzt jedoch das Drehmoment. Hier wird durch eine 2,5-D Betrachtung ein genauere Faktor zur Reduktion ermittelt.

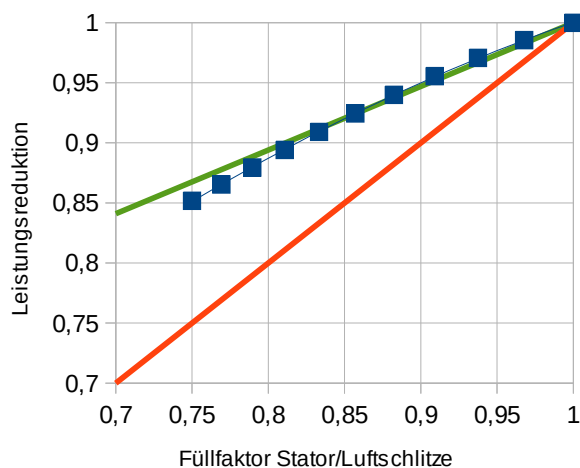


Abbildung 56: Leistungsreduktion durch Luftschlitze als Funktion des Eisenfüllfaktors (EDS-600).

Das Modell geht davon aus, dass sich viele Kühlkanäle in gleichem Abstand im Eisenpaket befinden und so ein periodisches Muster entsteht; daher kann man sich auf ein Element der Struktur beschränken (s. Abbildung 55). Randeffekte an den Enden des Generators werden bei diesem Modell (wie auch bei den üblichen 2-D Rechnungen) nicht berücksichtigt. Eine Serie von Rechnungen wurde durchgeführt um Füllfaktoren im Intervall 0,75...1 für das EDS-600 benannte Design zu untersuchen. Man sieht in Abbildung 56, dass die Leistungsreduktion größer ist als der Füllfaktor. Das kann man dadurch erklären, dass die Statorspulen durch den Lüftungsschlitz hindurch gehen und zur Drehmomenterzeugung beitragen.

Eine linearisierte Abschätzung des Reduktionsfaktors in diesem Fall ist

- $p = 1 - 0,5(1 - f)$,

d.h. ein Abschnitt mit Luftspalt trägt etwa halb so viel zum Drehmoment bei wie ein Abschnitt mit Statorblech.

4.4.6.1. EDS_0606 – LUFTKÜHLUNG DURCH RADIALE SCHLITZE IM STATOR, NICHT-MAGNETISCHE VERSCHLUSSKEILE

Die Anwendung des o.g. Reduktionsfaktors führte zum Design EDS_0606, dessen Flussdichtebild in Abbildung 57 gezeigt ist. Gegenüber dem Basisdesign EDS_0600 ist das Statorpaket von 880 mm auf 940 mm verlängert, um die Reduzierung des Drehmomentes durch die Lüftungsschlitze zu kompensieren. Da aber die Verluste des Generators konstant bleiben müssen, verringert sich der Statorstrombelag. Durch die Verlängerung auch der MgB₂-Spulen ist es notwendig, diese radial höher zu gestalten, um deren Durchbiegung nicht zu erhöhen.

Durch diese Effekte erhöhen sich die Kosten gegenüber dem Basisdesign.

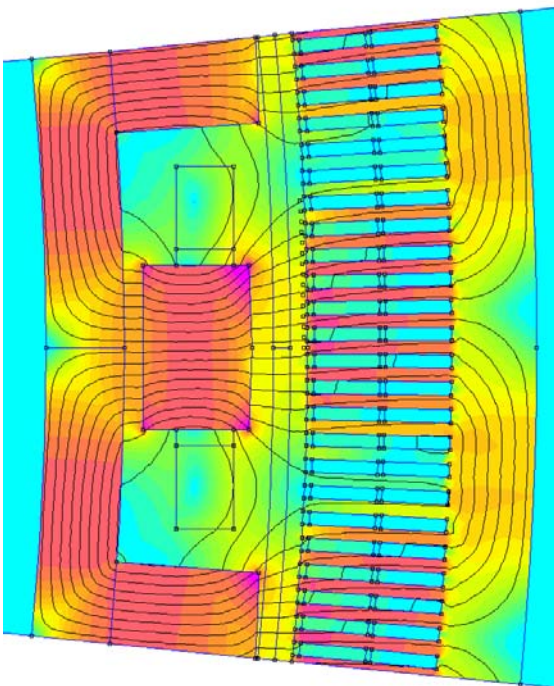


Abbildung 57: 2D Flussdichtebild EDS_0606 im Nennbetrieb, nicht-magn. Nutenkeile, radiale Luftkühlung.

4.4.7. EM-MODELL –MIT HTR 1. GEN. MGB₂

Abbildung 58 zeigt das Flussdichtebild der Auslegung EDS_0610, die mit HTR 1. Gen. MgB₂-Draht berechnet wurde. Im Vergleich zu einem ähnlichen Design mit Columbus 2013 MgB₂-Draht (EDS_0600) weist der HTR-Draht eine höhere Stromdichte auf. Dies macht sich in der Auslegung wie folgt bemerkbar:

- Die HTR-Rotorspulen sind radial wesentlich flacher (vgl. linkes vs. rechtes Bild),
- Es wurde trotzdem ein höherer Rotorerregerstrom erreicht, dadurch erhöhen sich die Luftspaltinduktion und die Sättigung im Rotor,
- Der Schwerpunkt der Rotorspule ist für HTR 1. Gen. radial näher am Luftspalt – dies erhöht die Luftspaltinduktion und trägt weiter zur Verkürzung des Statorblechpakets bei (EDS_0610: 750 mm vs. EDS_0600: 880 mm).

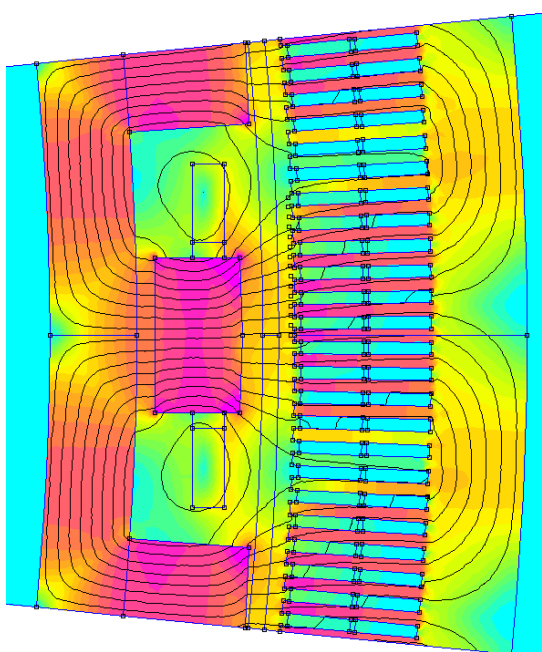


Abbildung 58: 2D Flussdichtebild EDS_0610 im Nennbetrieb – MgB₂ HTR 1. Gen.

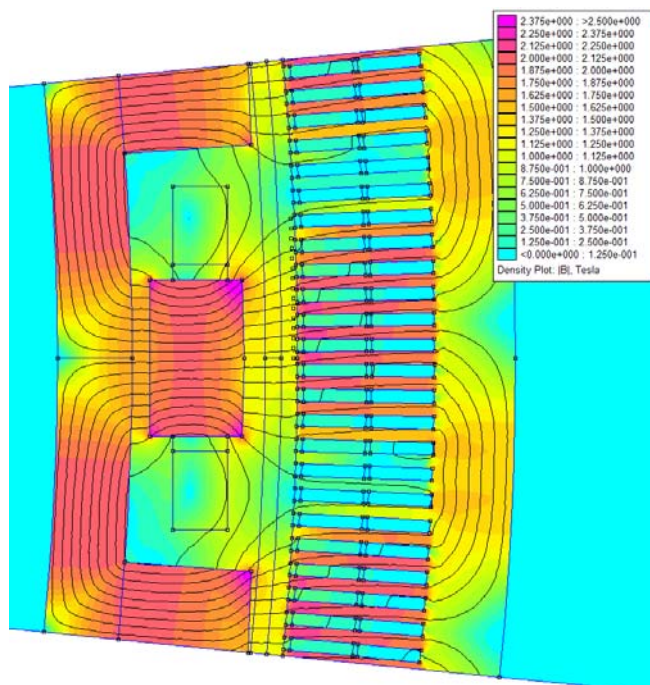


Abbildung 59: 2D Flussdichtebild EDS_0600 im Nennbetrieb – MgB₂ Columbus 2013 (zum Vergleich zu EDS_0610).

4.4.8. EM-MODELL –MIT COLUMBUS 2017 MGB₂

In diesem Abschnitt werden die Auslegungen mit dem MgB₂-Draht Columbus 2017 beschrieben. Dieser weist eine höhere Stromdichte als MgB₂ Columbus 2013 auf, daher wurde die die Luftspaltinduktion im Design EDS_0620 gegenüber dem Basisdesign EDS_0600 von ca. 1,3 T auf 1,74 T erhöht. Der Länge des Blechpakets konnte von 880 mm auf 690 mm verringert werden.

Die Auslegung mit kaltem Rotorjoch (EDS_0627) weist eine etwas niedrigere Luftspaltinduktion von ca. 1,6 T auf (größere Luftspalte). Sie hat gegenüber EDS_0620 aber auch verbesserte Kühleigenschaften durch das Einbringen von axialen Bohrungen im Blechpaket. Das Flussdichtebild in 2D ist in Abbildung 61 gezeigt.

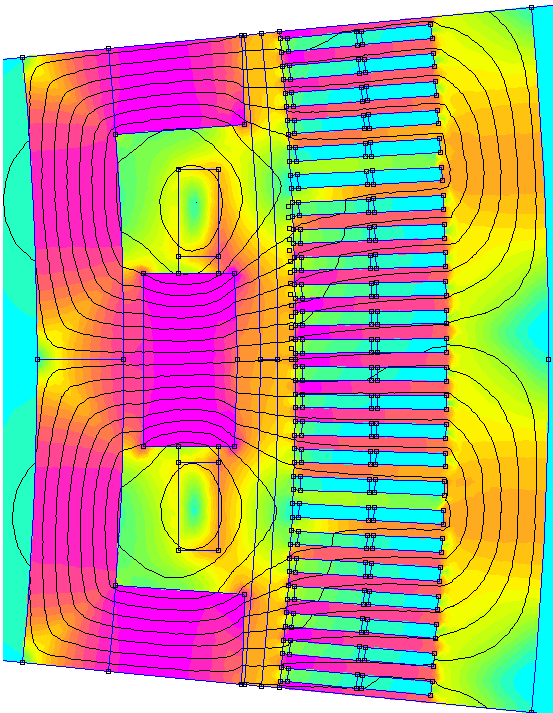


Abbildung 60: 2D Flussdichtebild EDS_0620 im Nennbetrieb – MgB₂ Columbus 2017.

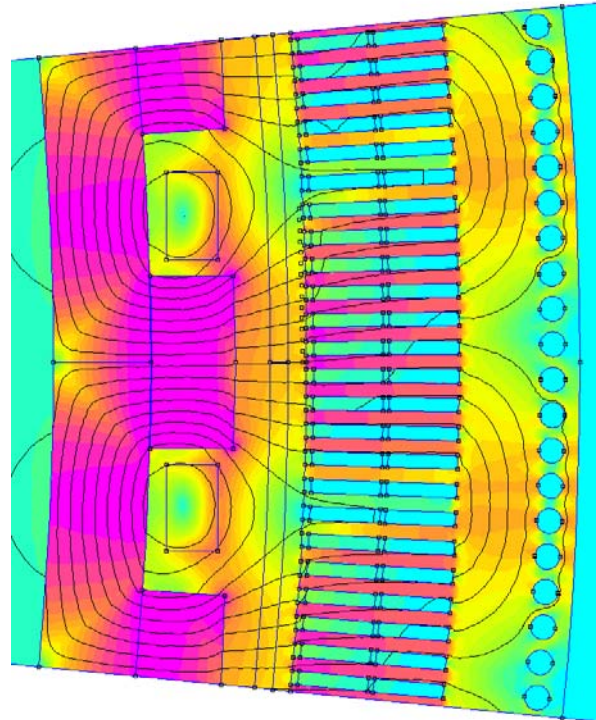


Abbildung 61: 2D Flussdichtebild EDS_0627 im Nennbetrieb – MgB₂ Columbus 2017.

4.4.9. EM-MODELL –MIT HTR 2. GEN. MGB2

Gegenüber dem MgB₂-Draht Columbus 2017 weist der Draht HTR 2. Gen. nochmals deutlich höhere Stromdichten auf. Dies wurde genutzt, um die Luftspaltinduktion weiter zu erhöhen. Bei der Auslegung mit warmem Rotorjoch (EDS_0630) beträgt die Luftspaltinduktion 1,93 T bei einer axialen Länge des Blechpakets von 660 mm. Bei detaillierteren Berechnung der Drehmomentqualität (Welligkeit) zeigten sich allerdings bereits Probleme mit dieser hohen Luftspaltinduktion in Verbindung mit einem eher konventionellen Stator mit Eisenzähnen, vgl. Abschnitt 4.4.12.

Das Flussdichtebild in Abbildung 62 zeigt, dass die MgB₂-Rotorwicklung aufgrund der hohen Stromdichte dieses Drahtes radial nur sehr flach ausfällt. Hier ist sicher eine weitere Optimierung der Geometrie möglich. Die radiale Höhe des kalten Polstückes der MgB₂-Erregerspule ist notwendig, um die Durchbiegung der Spule aufgrund elektro-magnetischer Kräfte zu begrenzen.

Die Auslegung mit kaltem Rotoreisen, EDS_0637, weist eine etwas niedrigere Luftspaltinduktion von 1,74 T auf, die Blechpaketlänge beträgt 710 mm. Durch den Einsatz der axialen Bohrungen im Blechpaket ist die Kühlung gegenüber EDS_0630 verbessert. Die radiale Höhe der Polstücke ist in EDS_0637 gegenüber 0630 verringert, da keine Durchbiegung der Einzelspule aufgefangen werden muss.

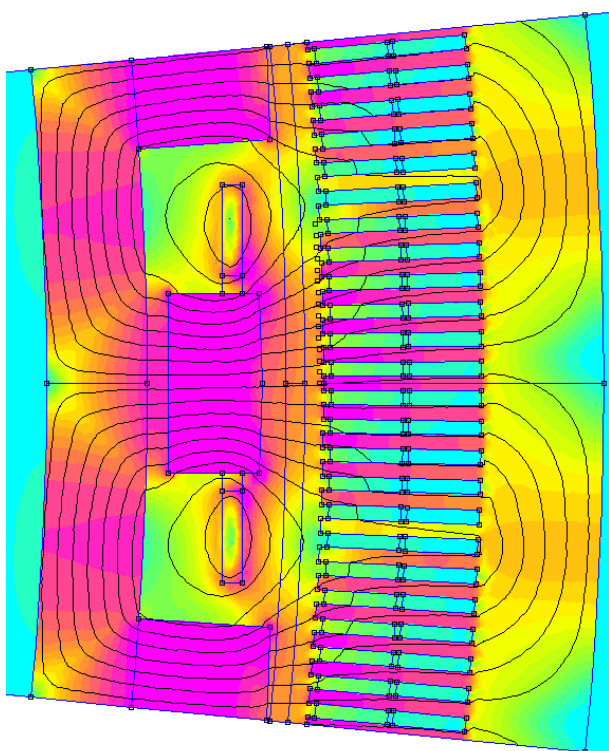


Abbildung 62: 2D Flussdichtebild EDS_0630 im Nennbetrieb – MgB2 HTR
2. Gen.

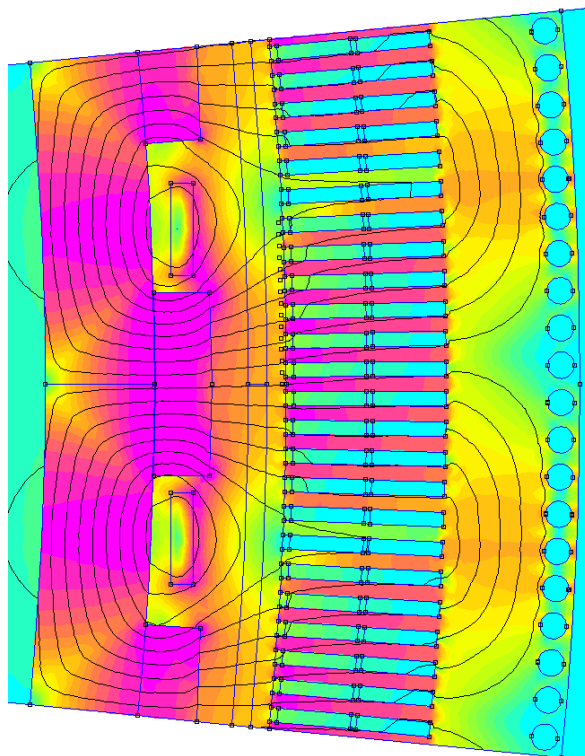


Abbildung 63: 2D Flussdichtebild EDS_0637 im Nennbetrieb – MgB2 HTR
2. Gen.

4.4.10. EM-MODELL – VERLUSTE IM KERN UND WIRBELSTROMVERLUSTE IN DER STATORWICKLUNG

In Abbildung 64 sind die berechneten Wirbelstromverluste in der Statorwicklung (mittleres Diagramm, blaue Kurve) und die Kernverluste im Stator (ebenfalls mittleres Diagramm, rote Kurve) gezeigt. Zur Orientierung ist im oberen Diagramm die Luftspaltinduktion dargestellt. Gut sichtbar wird der Einfluss der Luftspaltinduktion auf beide Verlustanteile – mit Erhöhung dieser steigen die beiden Verlustanteile, wobei die Wirbelstromverluste in der Statorwicklung stärker als die Kernverluste im Blechpaket ansteigen.

Es wurden keine besonderen Maßnahmen zur weiteren Reduzierung der errechneten Verlustanteile unternommen. Die Abmessungen der Einzelleiter der Statorwicklung sind $4 \times 3 \text{ mm}^2$. Es wurde keine feinere Aufteilung vorgenommen, da dies nicht notwendig erscheint.

In der Verlust-Vorplanung (s. Tabelle 20) wurden für beide Verlustanteile (V2 und V3) jeweils 4 kW angenommen, so dass die berechneten Verluste unterhalb der Planwerte liegen.

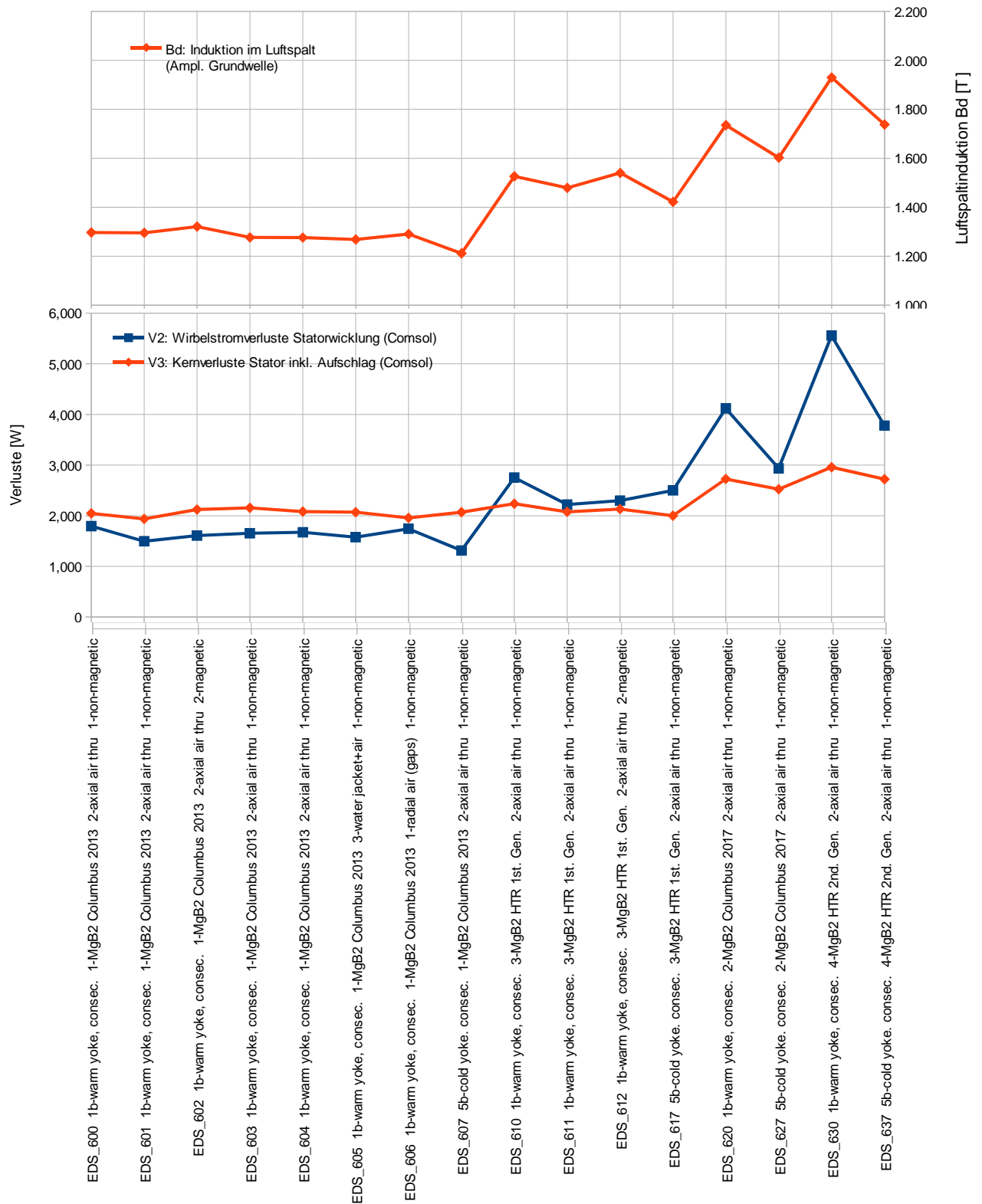


Abbildung 64: Errechnete Wirbelstromverluste der Statorwicklung und Kernverluste Stator im Nennbetrieb.

4.4.11. EM-MODELL – ROTOROBERFLÄCHENVERLUSTE

Die Rotoroberflächenverluste im Nennbetrieb (konstanter Betrieb mit Nennlast, sinusförmige Ströme in den Statorwicklungen, also ohne Einfluss der Schaltvorgänge im Umrichter) sind in Abbildung 65 dargestellt. Im Mittel betragen die Verluste auf der Rotoroberfläche etwa 1 kW, also dem Zielkorridor der Verlustvorplanung (V7 in Tabelle 20).

Gesteuert wurde die Höhe der Rotoroberflächenverluste über das Verhältnis Luftspaltlänge zur Nutenteilung sowie dem Nutenkeilmaterial (magnetisch/nicht-magnetisch).

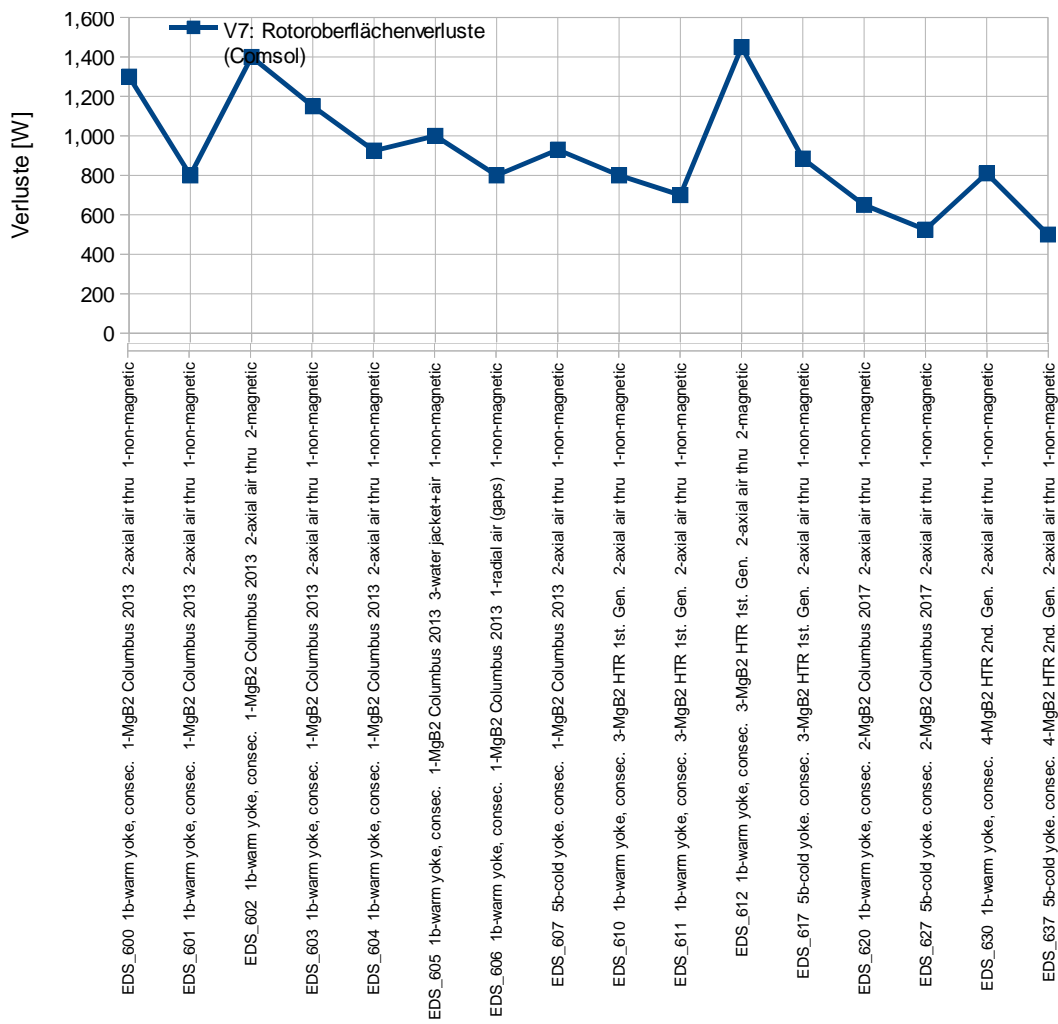


Abbildung 65: Errechnete Rotoroberflächenverluste im Nennbetrieb.



4.4.12. EM-MODELL – RASTMOMENTE, DREHMOMENTWELLLIGKEIT

Rastmomente: Für den Betrieb eines Windgenerators ist auch die Qualität des Drehmoments von großer Bedeutung. So können hohe Rastmomente den Anlauf der Turbine ganz verhindern, oder sehr starke Vibrationen erzeugen, die alle Komponenten der Turbine extremen Belastungen aussetzen. Rastmomente entstehen im Generator, wenn die Erregung eingeschaltet ist, die Statorspulen aber noch nicht bestromt sind.

Durch die Eisenzähne im Stator ändert sich die magnetische Leitfähigkeit in Abhängigkeit der Stellung Rotor gegen Stator beim Überstreichen einer Nutteilung, wodurch Rastkräfte entstehen. Abbildung 66 zeigt die berechneten Rastmomente (blaue Kurve) für die verschiedenen Generatorauslegungen bezogen auf das Generator-Nennmoment, wobei weder Rotor noch Stator zur Verringerung der Rastmomente geschrägt sind.

Zielwert ist, den Spitzen-Spitzenwert der Rastmomente kleiner als etwa 2% des Nennmoments zu halten. Laut Abbildung 66 halten dies ohne Schrägung bereits alle Auslegungen bis auf EDS_0630 ein. Auffällig ist der starke Anstieg der Rastmomente mit steigender Luftspaltinduktion. Dies ist auch eine in dieser Ausprägung nicht erwartete und wichtige Erkenntnis dieses Projektes. Bei hohen Luftspaltinduktionen $> 1,8$ T und dem Einsatz konventioneller Statoren mit Eisenzähnen entstehen – trotz recht großem Luftspalt – Probleme mit Rastmomenten.

Drehmomentwelligkeit: Abbildung 66 zeigt neben den Rastmomenten auch die Drehmomentwelligkeit bei Betrieb mit Nennlast.

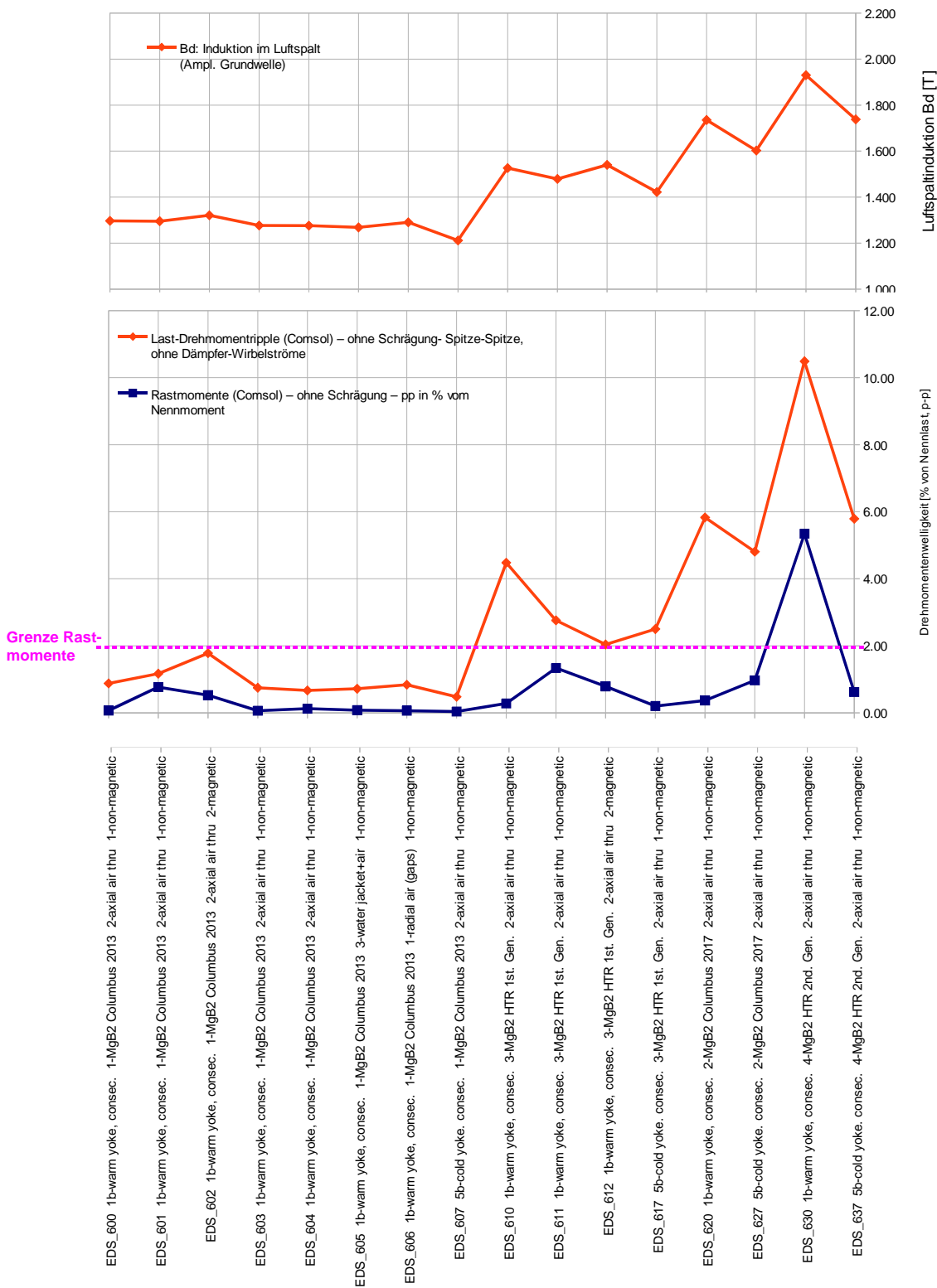


Abbildung 66: Errechnete Rastmomente und Drehmomentwelligkeit bei Nennlast, ohne Schrägung und mit m=3 Phasen.

Abbildung 67 zeigt den Verlauf der berechneten Rastmomente (blaue Kurve) und der Drehmomenten-Welligkeit bei Nennlast (rote Kurve) über insgesamt vier Nutteilungen beispielhaft für EDS_0600 (Basisauslegung).

Die Rastmomente wiederholen sich nach einer Nutteilung, während die Drehmoment-Welligkeit in der Grundwelle mit vier Nutteilungen periodisch ist. Dies liegt an der Aufteilung der Statorwicklung ($q=4$ Nuten je Pol und Phase). Sichtbar ist hier auch der Einfluss der Nuten, der entsprechend mit der vierfachen Frequenz überlagert ist. Die Drehmoment-Welligkeit bei Nennlast ist deutlich höher als die Rastmomente, aber niedriger als die gesetzte Grenze (vgl. Abbildung 66).

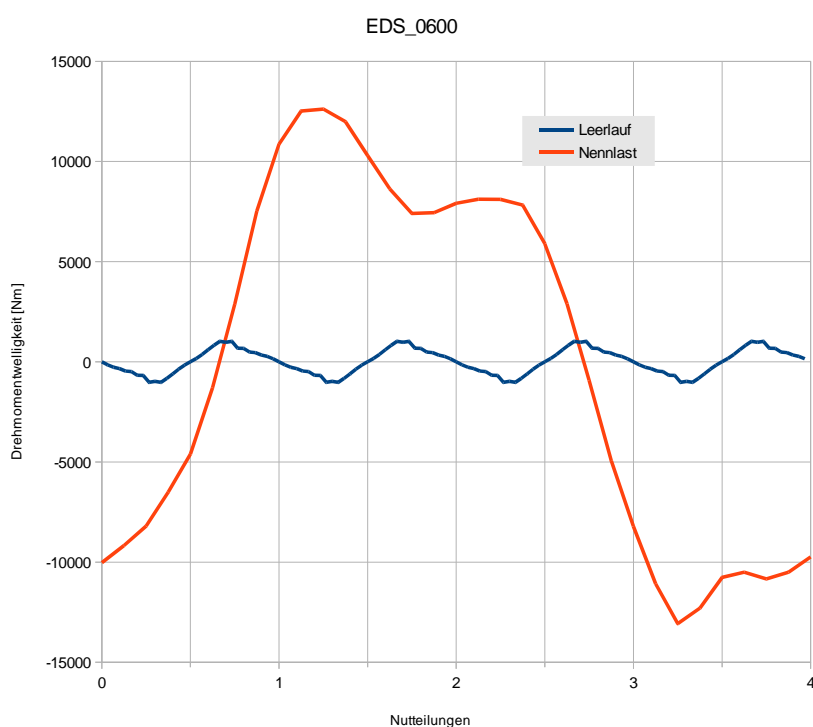


Abbildung 67: EDS_0600 - Verlauf Rastmomente (blau) und Drehmoment-Welligkeit bei Nennlast (rot) über vier Nutteilungen, $B_8 \approx 1,3$ T.

Bei der Auslegung EDS_0610 ist auffällig, dass die Rastmomente recht niedrig sind, während die Drehmomentenwelligkeit (bei Nennlast) bereits hoch ist, wie in

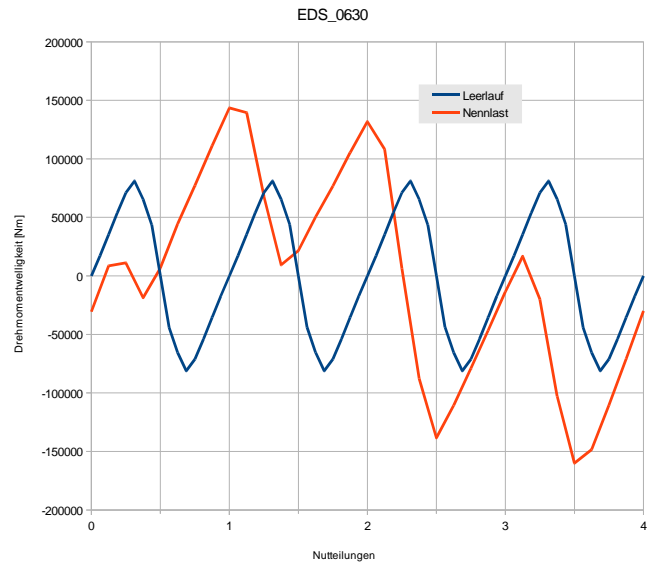


Abbildung 68 dargestellt ist. In

Abbildung 69 Für EDS_0630 zeigt ein ganz anderes Verhalten – hier dominieren die Rastmomente das Bild.

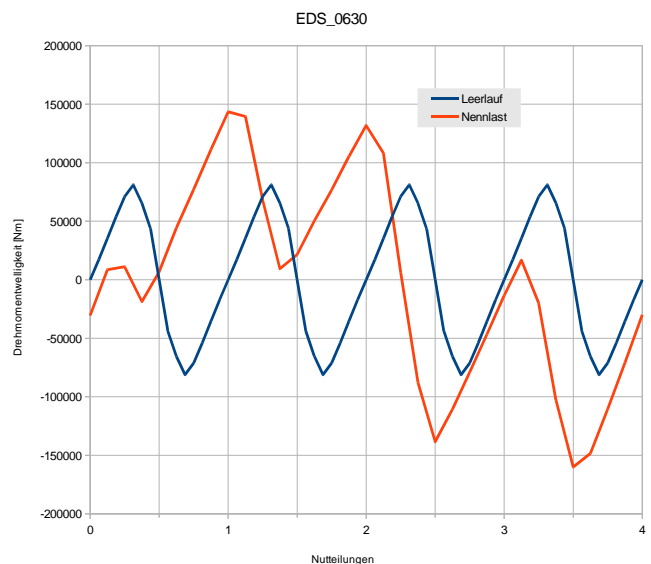
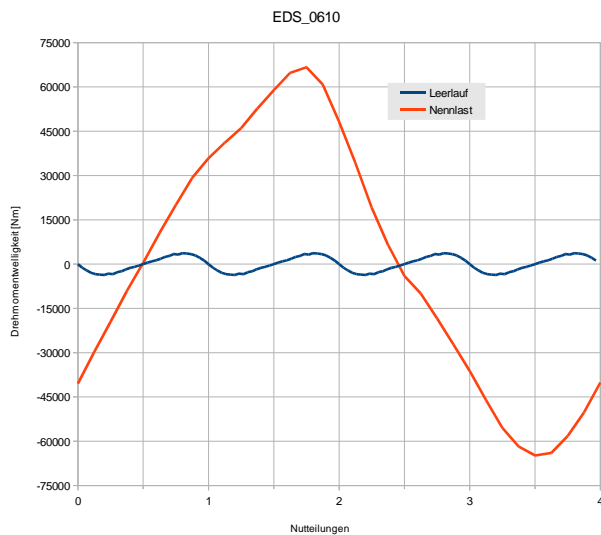


Abbildung 68: EDS_0610 - Verlauf Rastmomente (blau) und Drehmomentenwelligkeit (rot) über vier Nutteilungen, $B_{\delta} \approx 1,55$ T.

Abbildung 69: EDS_0630 - Verlauf Rastmomente (blau) und Drehmomentenwelligkeit (rot) über vier Nutteilungen, $B_{\delta} \approx 1,94$ T.

Einen Vergleich der Auslegungen EDS_0600 (Luftspaltinduktion $B_{\delta} \approx 1,3$ T), EDS_0610 (Luftspaltinduktion $B_{\delta} \approx 1,55$ T) und EDS_0630 (Luftspaltinduktion $B_{\delta} \approx 1,94$ T) zeigt Abbildung 70. Hier wird deutlich, wie dramatisch die Rastmomente und die Drehmoment-Welligkeit mit Steigerung der Luftspaltinduktion ansteigen.

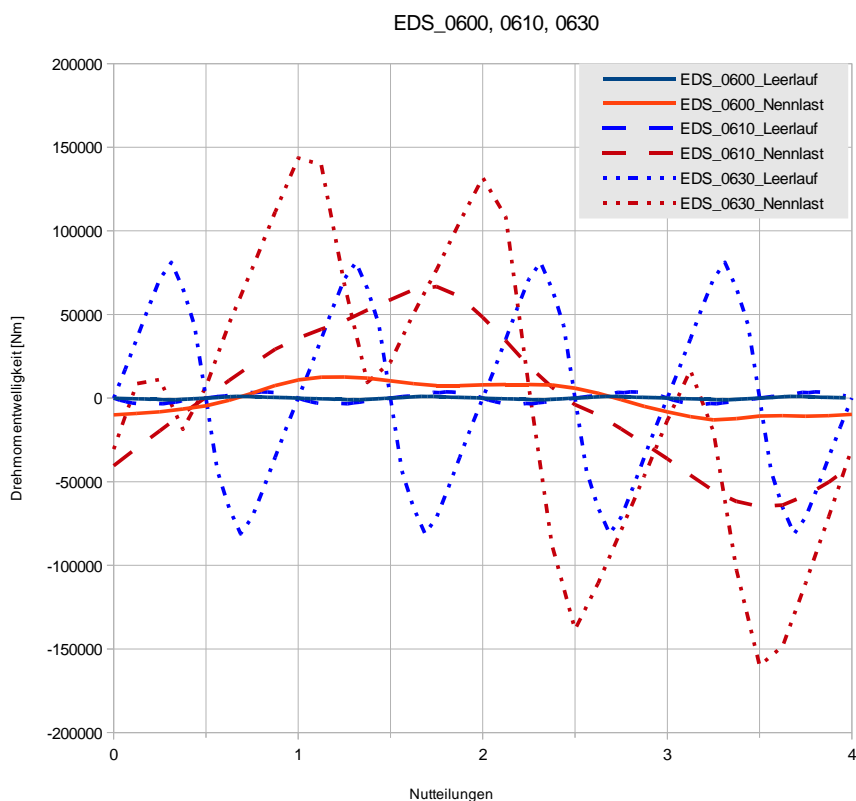


Abbildung 70: EDS_0600, _0610 und _0630 - Verlauf Rastmomente (blau) und Drehmoment-Welligkeit (rot) über vier Nuteilungen, zum Vergleich, alle ohne Schrägung, $m=3$ Phasen.

4.4.13. EM-MODELL – MAßNAHMEN ZUR REDUZIERUNG DER RASTMOMENTE

Maßnahme 1 – Schrägung: Die Rastmomente lassen sich noch relativ einfach durch Schrägung des Stators (alternativ des Rotors) um eine Nutteilung reduzieren. Der Effekt einer Schrägung des Stators um eine Nutteilung auf die Drehmomentenwelligkeit wird in Abbildung 71 gezeigt. Der Verlauf des Generator Drehmoments ist dort über vier Nutteilungen dargestellt. Im Leerlauf ohne Schrägung des Stators verläuft das Drehmoment gemäß der blauen Kurve. Durch die Nuten entstehen Rastmomente mit der Nutenfrequenz. Unter Nennlast - ohne Schrägung, rote Kurve – sind diese Rastmomente immer noch sichtbar, zusätzlich entsteht eine Drehmomentwelligkeit über vier Nuten. Wird der Stator um eine Nutteilung geschrägt, so entsteht unter Nennlast die gelbe Kurve. Wie erwartet wird der Anteil der Drehmomentwelligkeit mit der Nutfrequenz praktisch entfernt, aber der Anteil mit der vierfachen Nutteilung bleibt fast unverändert.

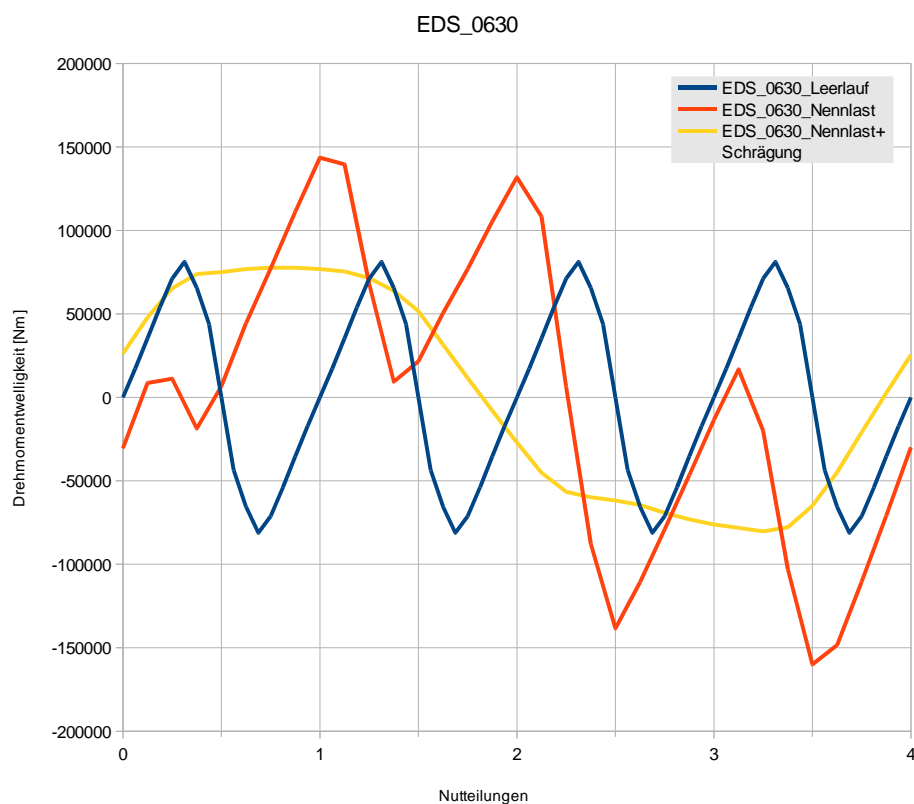


Abbildung 71: EDS_0630 - Verlauf Rastmomente (blau) und Drehmoment-Welligkeit bei Nennlast ohne Schrägung (rot) und Drehmoment-Welligkeit mit Schrägung Stator um eine Nutteilung (gelb), über vier Nutteilungen.

Maßnahme 5 – Form Statorzahn am Luftspalt: Eine weitere im Rahmen dieses Projektes untersuchte Idee zur Reduzierung der Rastmomente war die Veränderung der Geometrie der Enden der Eisenzähne, also zum Luftspalt hin. Diese Maßnahme brachte aber keine Verringerung der Rastmomente mit sich.

Maßnahme 6 – Verzicht auf Folgepolanordnung: Im späteren Verlauf des Vorhabens kristallisierte sich die Vermutung heraus, dass hohe Rastmomente bei Auslegungen mit hoher Luftspaltinduktion auch durch das Folgepoldesign ausgelöst werden könnten. Zur Überprüfung mit warmem Rotorjoch wurde von der Generatorauslegung EDS_0630 (Rotor Option 1b - Folgepolanordnung) die Auslegung EDS_0631 (Rotor Option 1a – keine Folgepolanordnung) abgeleitet. Die axiale Länge des Blechpaketes blieb unverändert.

Die Rastmomente verringerten sich dabei um etwa einen Faktor 20 von EDS_0630 zu EDS_0631, bei ähnlicher Luftspaltinduktion. Auch für die Auslegung mit kaltem Rotorjoch wurde vom Design EDS_0637 (Rotor Option 5b – Folgepolanordnung) das Design EDS_0638 (Rotor Option 5a – keine Folgepolanordnung) abgeleitet. Die axiale Länge blieb ebenfalls unverändert. Die Rastmomente verringerten sich dabei um etwa einen Faktor 5 von EDS_0637 zu EDS_0638, bei ähnlicher Luftspaltinduktion. Hierbei waren allerdings auch die Rastmomente von EDS_0637 mit 0,6% vom Nennmoment bereits akzeptabel.

Schlussfolgerung: Die Rastmomente werden bei hohen Luftspaltinduktionen offensichtlich durch die Verwendung einer Folgepolanordnung deutlich erhöht.

Die Drehmomentwelligkeit unter Last veränderte sich im Vergleich mit/ohne Folgepolanordnung (EDS_0630 vs. _0631 und EDS_0637 vs. _0638) dagegen kaum, wenn der Einfluss der überlagerten Rastmomente herausgerechnet wird (vgl. folgender Abschnitt).

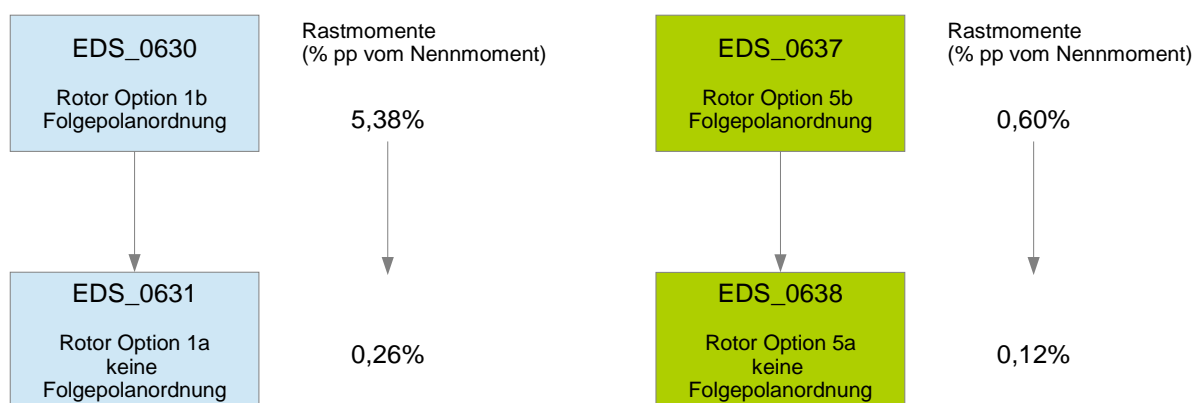


Abbildung 72: Verringerung der Rastmomente ohne Folgepolanordnung.

4.4.14. EM-MODELL – MAßNAHMEN ZUR REDUZIERUNG DER DREHMOMENTWELIGKEIT

Abbildung 73 zeigt einige Limitierungen in der Generatorauslegung bei Erhöhung der Luftspaltinduktion über die typischen Werte von Elektromaschinen (ca. 1,0 T) unter Verwendung von Statoren, bei denen die Kupferwicklungen in Nuten aus Elektroblech liegen (dies ist bei größeren Generatoren der Standardfall).

Zu Projektstart wurde erwartet, dass die Limits 1 – 3 (Kernverluste, Kernverlustdichte Zähne und Wirbelstromverluste in der Statorwicklung) die Luftspaltinduktion begrenzen würden. Da die Drehzahl direktangetriebener Windgeneratoren relativ niedrig ist, bleiben die Kern- und Wirbelstromverluste jedoch in vernünftigen Grenzen, auch wenn die Luftspaltinduktion über 1,0 T hinaus gesteigert wird.

Bei den Designrechnungen hat sich im Laufe des Projektes allerdings herausgestellt, dass die Limits 4 – 5 (Rastmomente, Drehmomentwelligkeit) auch eine entscheidende Rolle bei der Steigerung der Luftspaltinduktion und der Verwendung eines weitgehend konventionellen Stators spielen. Während die Rastmomente durch Schrägung des Stators bzw. den Verzicht auf eine Folgepolanordnung wirksam verringert werden können (s. Kap. 4.4.13), ist die Reduzierung der Drehmomentwelligkeit unter Last schwieriger. Abbildung 73 zeigt unter dem Punkt „Limit 5“ einige Reduktionsmöglichkeiten der Drehmomentwelligkeit.

Die mögliche Maßnahme 2 (Sehnung Stator erhöhen) wurde nicht weiter untersucht, da durch eine weitere Sehnung viel Drehmoment verloren geht. Die Maßnahme 3 (Schrägung Stator um 4 Nutteilungen) wird ebenfalls nicht favorisiert, da

diese fertigungstechnisch sehr schwierig wird, und hohe axiale Induktionen entstehen würden. Die Maßnahmen 5-7 stellen eine erhebliche Abweichung von heutiger Technologie dar, und werden daher hier nicht weiter ausgeführt.

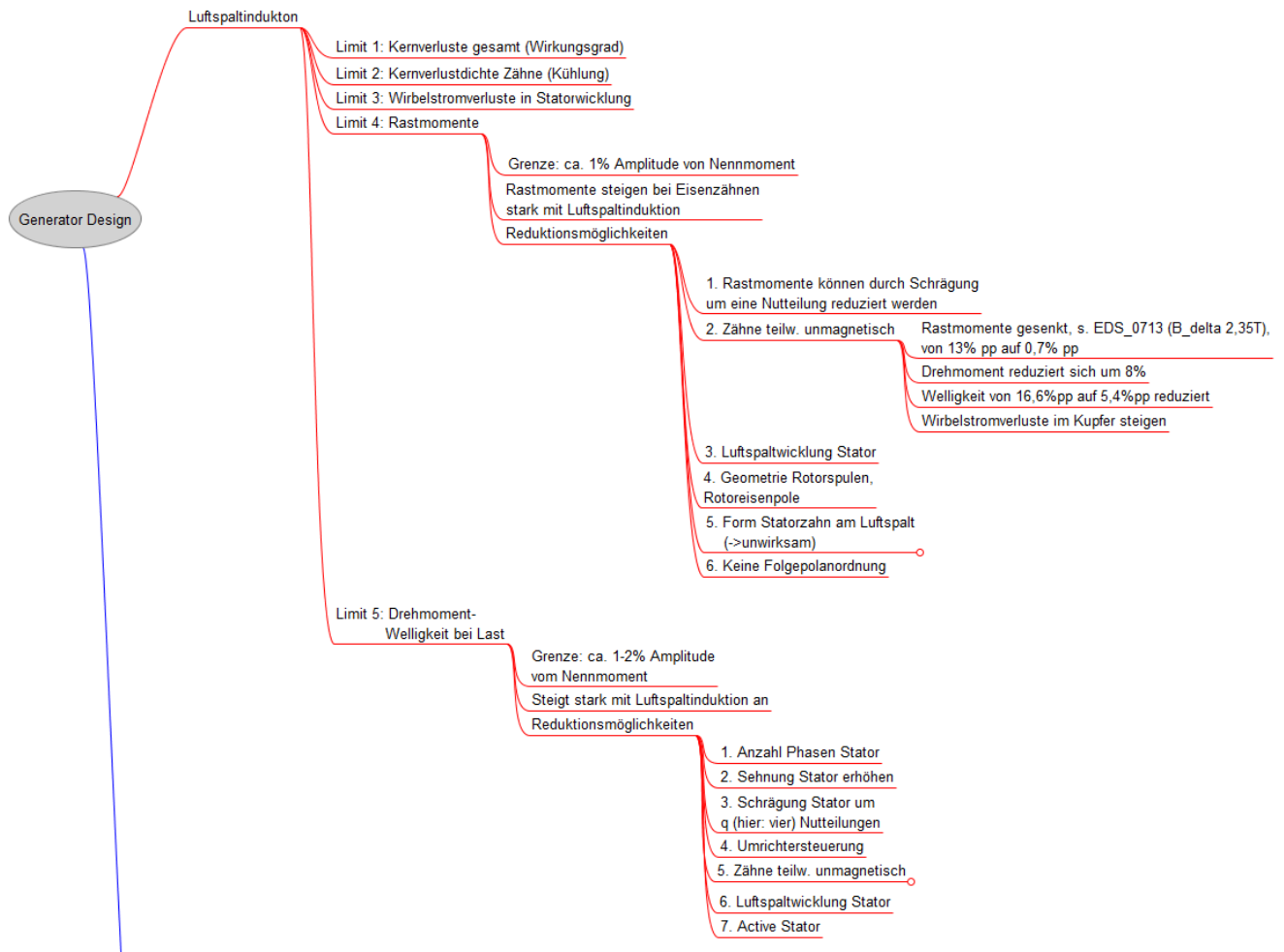


Abbildung 73: Limitierungen der Luftspaltinduktion im Generatordesign – Einflussfaktoren und mögliche Maßnahmen.

Maßnahme 1 – Anzahl Phasen Stator: Den Einfluss einer Erhöhung der Phasenzahl des Umrichters auf die Drehmomentwelligkeit bei Nennlast zeigt Abbildung 74. Die blaue Kurve zeigt den Verlauf der Drehmomentwelligkeit beim Einsatz eines Stators mit 6 Phasen ohne Schrägung. Hier dominieren die Rastmomente der Nuten den Verlauf. Mit Schrägung und 6 Phasen (orangefarbene Kurve) ergibt sich eine deutlich geringere Drehmomentenwelligkeit von ca. 0,5% des Nennmomentes (pp), also klar innerhalb der gesteckten Grenzen. Im Vergleich dazu zeigt sich bei 3-phasigem Stator (gelbe Kurve) eine viel höhere Welligkeit im Bereich von > 5% des Nennmomentes.

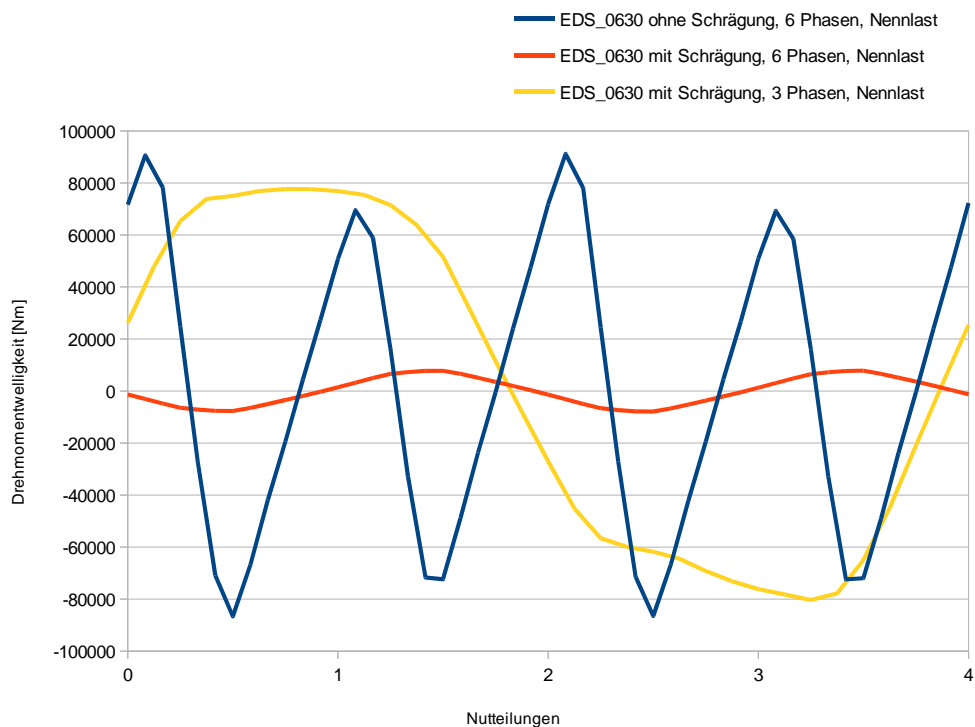


Abbildung 74: EDS_0630 - Verlauf Drehmoment-Welligkeit ohne Schrägung (blau), mit Schrägung um eine Nut und 6 Phasen im Stator (orange), mit Schrägung um eine Nut und 3 Phasen zum Vergleich (gelb), über vier Nuteilungen.

Maßnahme 4 – Umrichtersteuerung: Bei dieser Maßnahme wird der Umrichterstrom so gesteuert, dass die Drehmomentwelligkeit verringert wird. Bei typischen Umrichtern mit 2 kHz Schaltfrequenz sollte dies möglich sein. Im Rahmen dieses Projektes wurde dies allerdings nicht verifiziert.

4.4.15. MECHANISCHES MODELL FÜR EDS_0600

In diesem Abschnitt werden einige einfache Berechnungen zur Vordimensionierung der mechanischen Struktur eines MgB₂-Generators beschrieben. Es handelt sich um relative grobe Abschätzungen, die zur Ermittlung der ungefähren Masse der Strukturteile – zusätzlich zu den Aktivmassen – dienen soll. Als Strukturmaterial wird normaler Baustahl angenommen, hier in geschweißter Anordnung (bei Guss müssen die Wanddickensprünge genauer berücksichtigt werden).

Für die Belastung mit dem Kurzschlussdrehmoment ist die mechanische Struktur stark belastet, und die Materialspannungen sind wichtig für die Auslegung. Dagegen ist für die Belastung mit dem Eigengewicht und den einseitigen magnetischen Zug die Steifigkeit entscheidender, da eine zu große Verformung von Rotor und Stator in den Luftspalt hinein unbedingt vermieden werden muss.

Hier wird nur der Generator in *Downwind* - Anordnung betrachtet, da dies der schwierigere Teil ist. In *Upwind*-Anordnung haben Rotor- und Statoranschlussflansche große Durchmesser, so dass die Steifigkeit (bei Belastung durch Eigengewicht und einseitigen magnetischen Zug) höher als in *Downwind* - Anordnung ist, und die mechanischen Spannungen in den Flanschen durch das Kurzschlussmoment niedriger sind.

4.4.15.1. EDS_0600 IN DOWNWIND- ANORDNUNG

In der *Downwind*-Anordnung wird der supraleitende Generator auf der windabgewandten Seite des Turms montiert. Das Drehmoment wird über eine relativ schlanke Welle übertragen, die an zwei Punkten gelagert ist: ein Lager befindet sich nahe der Nabe, das zweite Lager nahe dem Generator. Für die Anschlüsse des Generators wurden folgende Annahmen für die Flansche gemacht:

Anordnung Generator in WT:	<i>Downwind</i> - (lange schlanke Welle, 2 Hauptlager)
Teilkreisdurchmesser Rotorflansch des Generators:	870 mm
Teilkreisdurchmesser Statorflansch des Generators:	2000 mm

Anordnung Generator in WT:	<i>Upwind</i>
Teilkreisdurchmesser Rotorflansch des Generators:	1600 mm
Teilkreisdurchmesser Statorflansch des Generators:	2100 mm

Tabelle 23: Teilkreisdurchmesser Flansche für den MgB₂-Generator

Für die grobe mechanische Dimensionierung des Rotors wurde ein vereinfachtes Modell des Generators erstellt. Abbildung 75 zeigt ein solches Modell für den Rotor für das Design EDS_0600. Der gesamte Vakuumteil mit den MgB₂-Spulen wird in diesem Modell nicht berücksichtigt, die Gewichte werden aber als Lasten berücksichtigt.

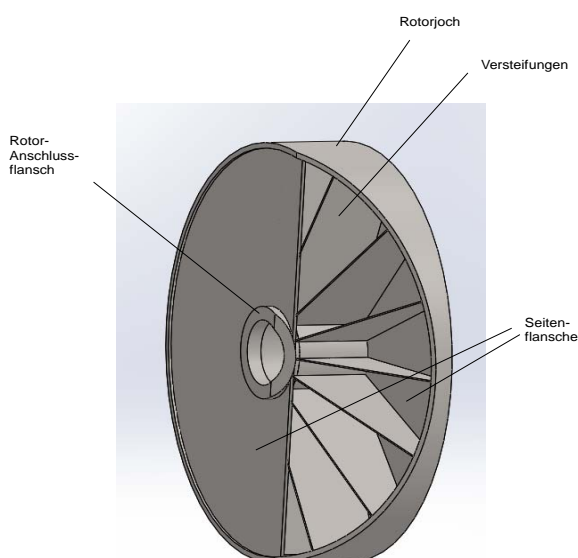


Abbildung 75: Vereinfachtes Strukturmodell des Rotors für EDS_0600.

Lastfall 1: Eigengewicht: Abbildung 76 zeigt die von Mises-Spannungen in der Rotorstruktur bei Belastung mit dem Eigengewicht der Struktur sowie der nicht modellierten Komponenten. Der Rotorflansch wurde bei dieser Betrachtung fixiert. Dies ist zu optimistisch, da die Deformation der Rotorwelle und des generatorseitigen Hauptlagers nicht berücksichtigt werden. Andererseits handelt es sich nur um Vordimensionierungen.

Wie in Abbildung 76 gezeigt sind die von Mises-Spannungen für den Lastfall Eigengewicht sehr niedrig und nicht bestimmend für die Auslegung. Wichtiger ist es, eine bestimmte Steifigkeit der Konstruktion zu gewährleisten, damit der Luftspalt zwischen Rotor und Stator auch unter Belastung möglichst gleichmäßig und rund bleibt. In Abbildung 77 werden die Verformungen bei Belastung des Rotors mit Eigengewicht gezeigt, die mit ca. 0,1 mm gering sind.

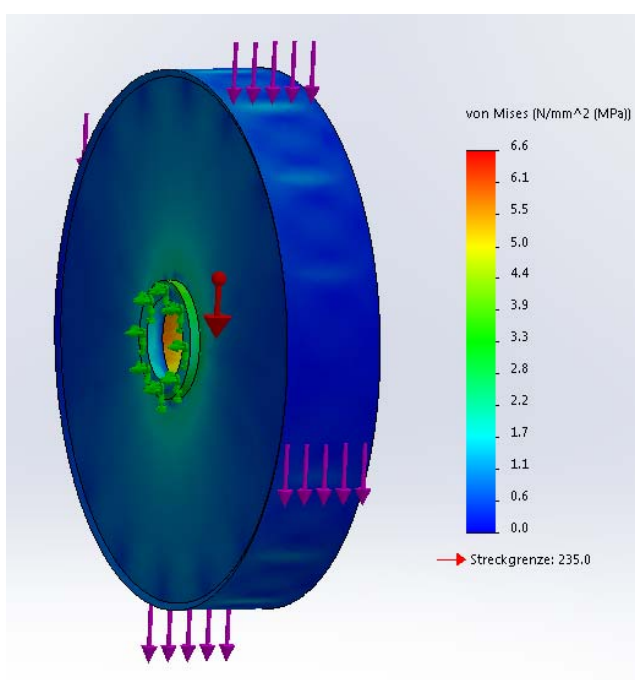


Abbildung 76: Von Mises Spannungen für den Rotor EDS_0600, Lasten: Eigengewicht.

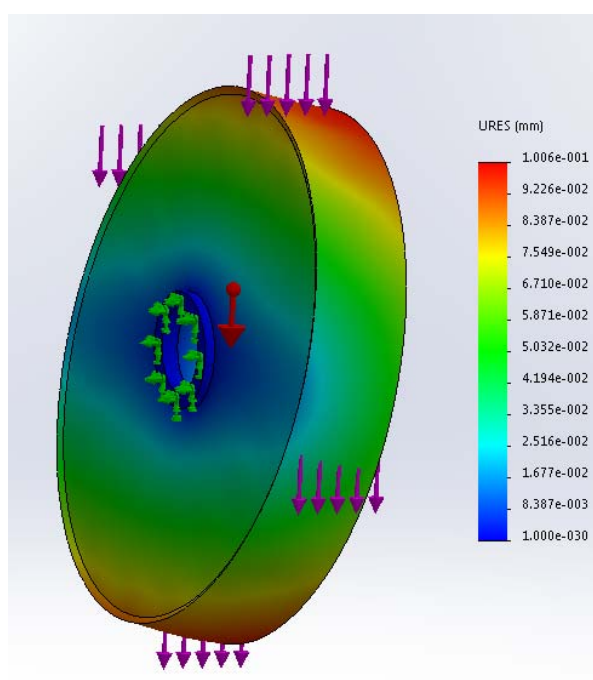


Abbildung 77: Verformungen für den Rotor EDS_0600, Lasten: Eigengewicht.

Lastfall 2: Eigengewicht und einseitiger magnetischer Zug (EMZ): Bei diesem Lastfall wirkt zusätzlich zum Eigengewicht noch der einseitige magnetische Zug zwischen Rotor und Stator. Dieser ergibt sich durch die magnetische Anziehung zwischen Rotor und Stator, weil beide Komponenten in der Praxis niemals exakt kreisförmig und konzentrisch sind. Die mechanische Steifigkeit muss höher sein als die Kräfte durch den EMZ. Im elektromagnetischen Modell wurde der EMZ vereinfacht für einen kreisrunden Rotor und Stator berechnet, wenn der Rotor exzentrisch gelagert ist. Für die mechanischen Berechnungen wurde eine Auslenkung von 3 mm von der Achse angenommen, und der EMZ in Richtung der Schwerkraft wirkend berücksichtigt. Die Größe des EMZ ist dann ähnlich hoch wie die Gewichtskraft des Rotors.

Wie erwartet sind die von Mises-Spannungen immer noch sehr niedrig, die Verformung in den Luftspalt hinein vergrößert sich durch den zusätzlichen EMZ um ca. 70%. Die durch den EMZ verursachte zusätzliche Verformung im Rotor von ca.

0,07 mm ist aber im Vergleich zur diesen EMZ verursachenden Exzentrizität von 3,0 mm gering, so dass die Steifigkeit der Struktur ausreichend hoch für diesen Lastfall ist.

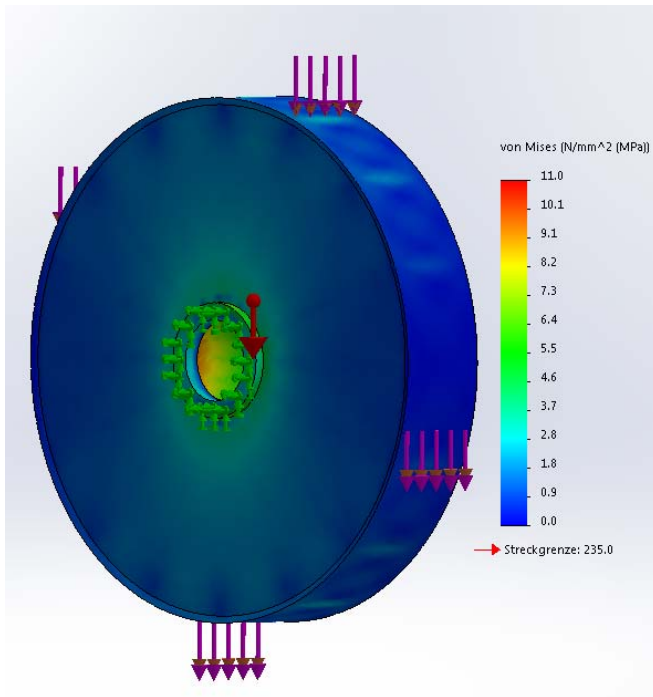


Abbildung 78: Von Mises Spannungen für den Rotor EDS_0600, Lasten: Eigengewicht + EMZ.

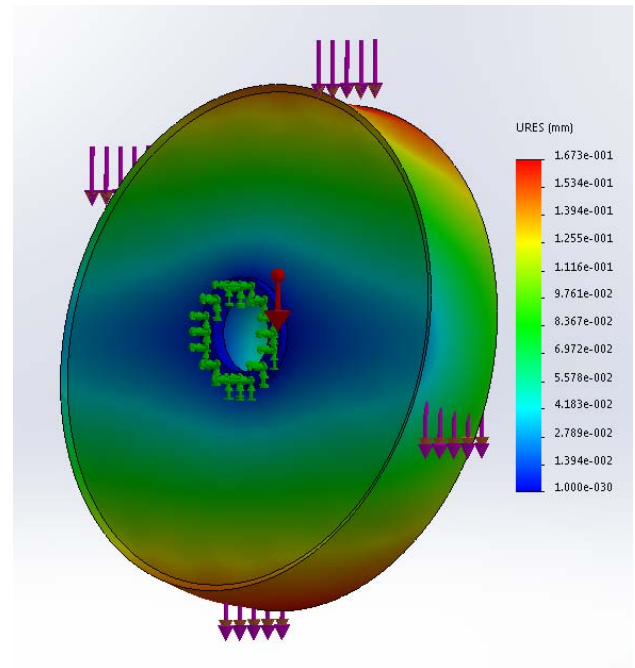


Abbildung 79: Verformungen für den Rotor EDS_0600, Lasten: Eigengewicht + EMZ.

Lastfall 3: Drehmoment im Kurzschlussfall: Für das statische Verhalten der Rotorstruktur im Kurzschlussfall (z. B. Kurzschluss im Vollumrichter) wurde als Last das 3-fache Nennmoment verwendet. Im Gegensatz zu den vorherigen Lastfällen sind die mechanischen Spannungen hoch – s. Abbildung 80. Die Spannungen liegen hier am Rotorflansch oberhalb der Streckgrenze. Abhilfe würden ein größerer Flanschdurchmesser oder eine Versteifung schaffen. Bei einem Flanschdurchmesser (Lochkreis) von ca. 1200 mm sind die Spannungen kleiner als die Streckgrenze.

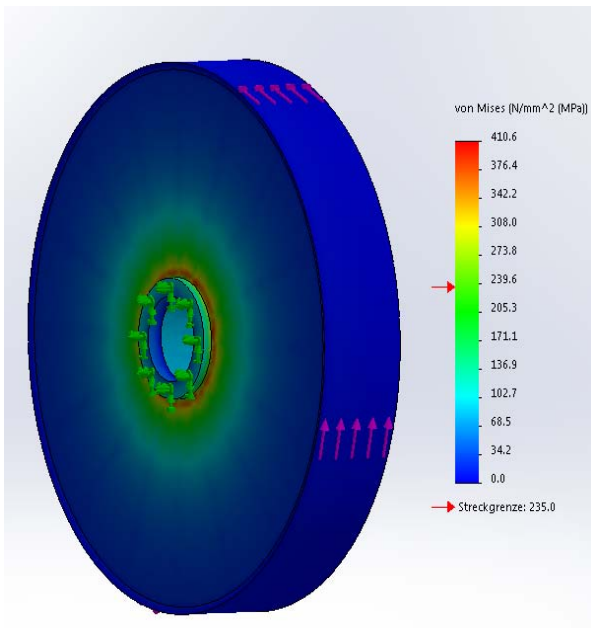


Abbildung 80: Von Mises Spannungen für den Rotor EDS_0600, Lasten: KS-Moment.

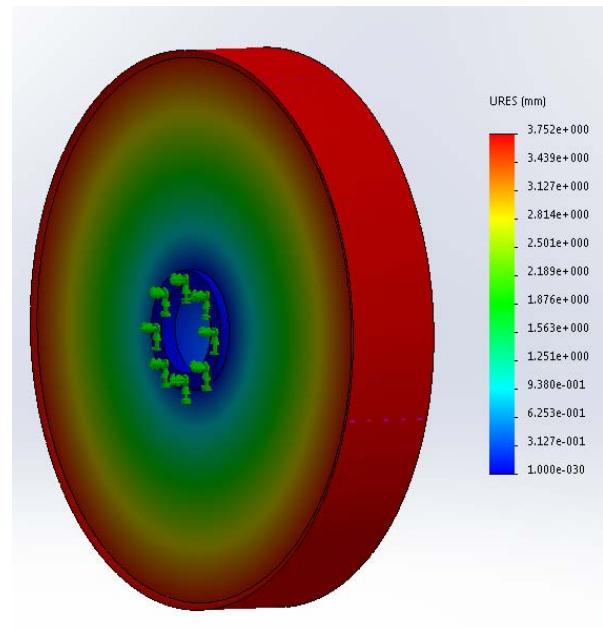


Abbildung 81: Verformungen für den Rotor EDS_0600, Lasten: KS-Moment.

Stator: Die Statorstruktur besteht im Wesentlichen aus den in Abbildung 82 gezeigten Komponenten:

- Stator-Anschlussflansch
- Stator-Seitenflansch
- Stator-Gehäuseblech

Im vereinfachten Modell wird das Statorjoch nicht modelliert, die Lasten wie Gewichte der Statorspulen und des Blechpakets, EMZ und Drehmoment werden direkt auf die Struktur aufgeprägt. Da der Generator in der Ausführung DOWNWIND-keine eigenen Lager besitzt, muss der Seitenflansch recht steif ausgeführt werden, um das Eigengewicht und den EMZ zu tragen, ohne sich unzulässig in Luftspalt zu verformen.

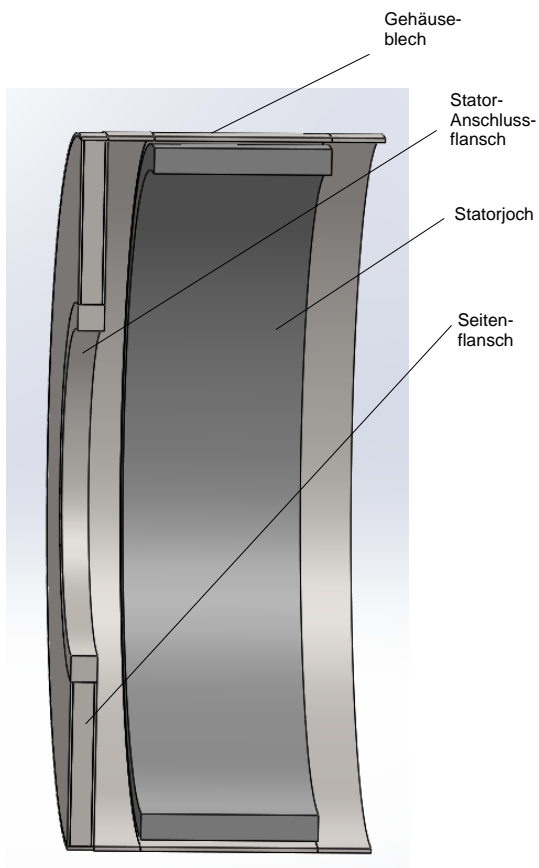


Abbildung 82: Vereinfachtes Strukturmodell des Stators für EDS_0600.

Lastfall 1: Eigengewicht: Abbildung 83 zeigt die von Mises-Spannungen in der Statorstruktur bei Belastung mit dem Eigengewicht der Struktur sowie der nicht modellierten Komponenten. Der Statorflansch wurde bei dieser Betrachtung fixiert. Wie bereits für den Rotor (in Abbildung 76) sind auch für den Stator die von Mises-Spannungen für den Lastfall Eigengewicht sehr niedrig.

Die Verformung zum Luftspalt ist für den Stator mit ca. 0,53 mm erheblich höher als für den Rotor (dort 0,1 mm).

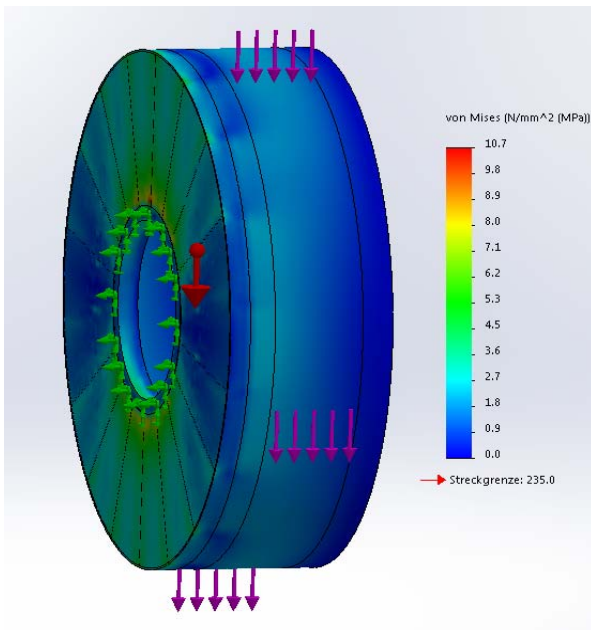


Abbildung 83: Von Mises Spannungen für den Stator EDS_0600, Lasten: Eigengewicht.

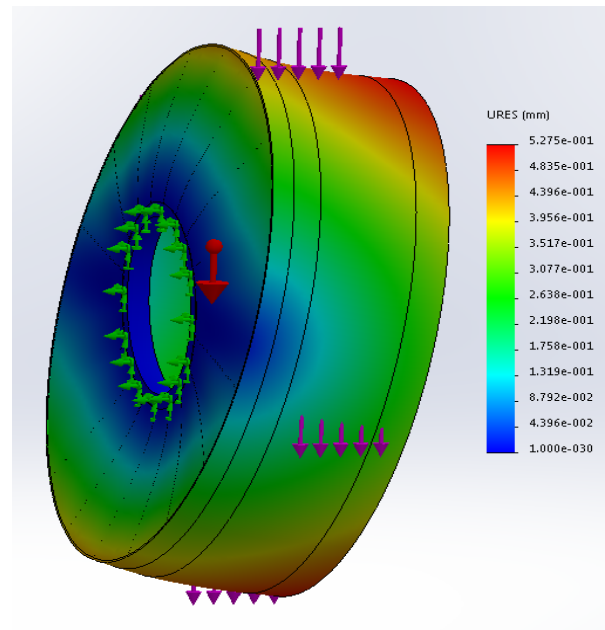


Abbildung 84: Verformungen für den Stator EDS_0600, Lasten: Eigengewicht.

Lastfall 2: Eigengewicht und einseitiger magnetischer Zug (EMZ): In diesem Fall erhöht sich die maximale Verformung auf 0,92 mm durch den EMZ.

Lastfall 3: Drehmoment im Kurzschlussfall: Die von Mises-Spannung für den Lastfall Drehmoment im Kurzschlussfall sind in Abbildung 85 dargestellt. Im Gegensatz zum Rotor sind die Spannungen im Bereich des Statoranschlussflansches aufgrund des großen Durchmessers noch moderat und deutlich unterhalb der Streckgrenze.

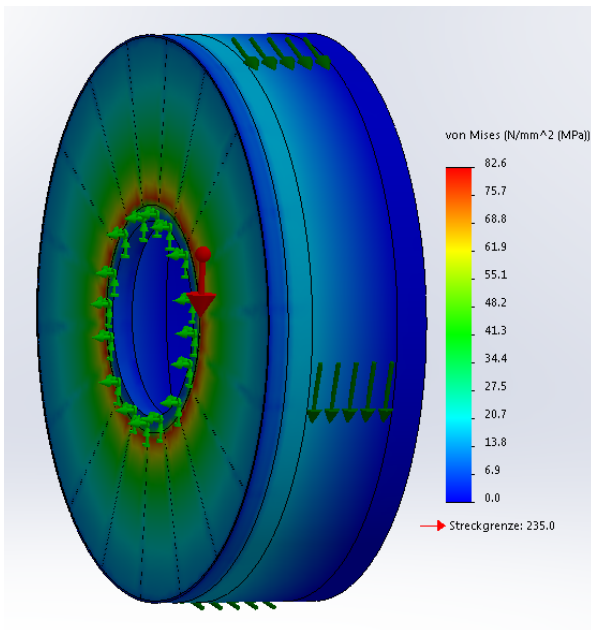


Abbildung 85: Von Mises Spannungen für den Stator EDS_0600, Lasten: KS-Moment.

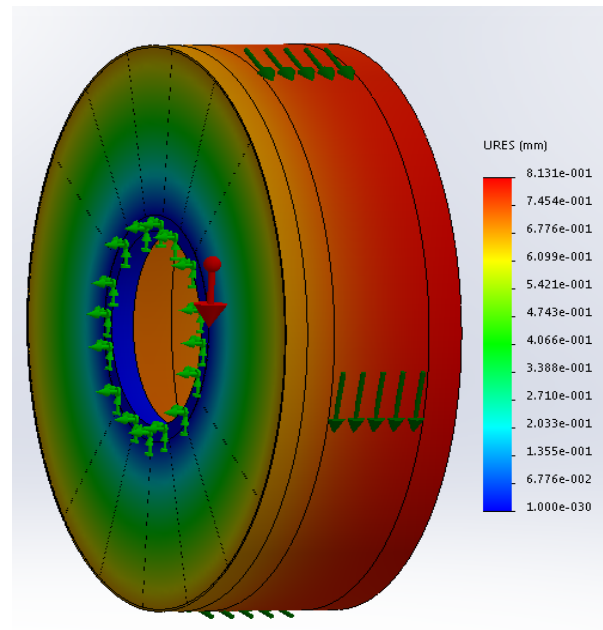


Abbildung 86: Verformungen für den Stator EDS_0600, Lasten: KS-Moment.

4.5. T 2.2.2 KÜHLUNG DURCH RADIALE LÜFTUNGSSCHLITZE

Bei einer Luftkühlung des Stators ist der ganze Luftkreislauf bezüglich Wärmetransport und Druckabfall zu untersuchen. Hier wird mit FEM abgeschätzt wie sich ein Element in diesem Kreis verhält, und zwar der eigentliche Lüftungsschlitz, in dem Luft durch das Eisenpaket an den Kupferspulen vorbeigeleitet wird.

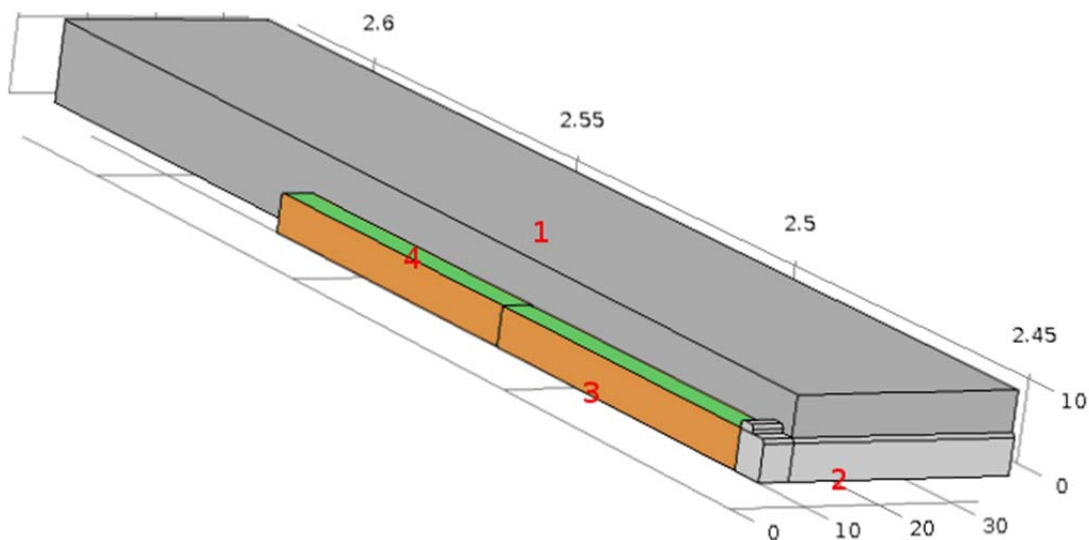


Abbildung 87: Model zur Strömungssimulation; 1 laminiertes Eisen 2 Verschlusskeil, 3 Kupferspulen, 4 Isolierung, Luftraum nicht dargestellt

Es werden 12 Schlitzte auf einer Länge von 0,88 m angenommen. Zunächst soll nur ein einzelner Kanal betrachtet werden und die Kopplung zwischen den Kanälen auf einen späteren Abschnitt verschoben. Ebenso wird angenommen die Nuten verhalten sich so ähnlich, dass nur eine Nut betrachtet werden muss. Zur weiteren Vereinfachung des Modells wird nun noch die Symmetrie ausgenutzt und nur je eine Hälfte des Kanals und des Eisenpakets modelliert (s. Abbildung 87).

Es sind zwei Strömungsrichtungen denkbar: (A) Die Luft wird von außen durch die Kanäle zum Luftspalt des Generators geführt und von dort axial weiter, oder (B) in umgekehrter Richtung. Das FEM-Modell koppelt die Strömungsmechanik (Navier-Stokes) mit der Wärmeleitung. Dabei wird berücksichtigt:

- Temperaturabhängige Materialwerte (Dichte, Wärmeleitfähigkeit, spezifische Wärmekapazität, Viskosität, spezifischer elektrischer Widerstand)
- Isolierung zwischen Kupfer und Umgebung
- Die Kupferspulen selber sind in einen homogen Modell mit Füllfaktor 0,65 berücksichtigt
- Die I^2R -Verluste werden über die Stromdichte parametrisiert, damit wird die Änderung des Widerstands bei Temperaturerhöhung erfasst
- Die Wärmeleitfähigkeit des laminierten Eisens ist anisotrop
- Düseneffekt an den Verschlusskeilen, die sich im Luftkanal befinden.

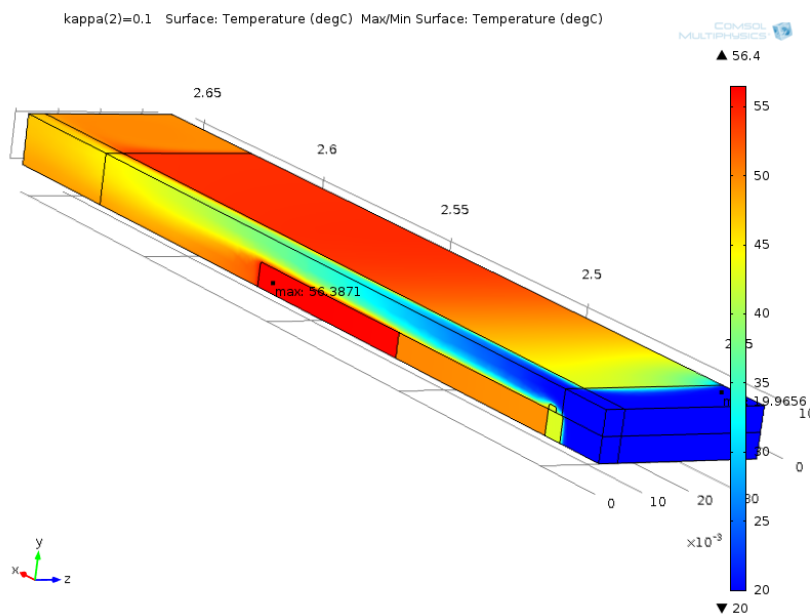


Abbildung 88: Temperaturverteilung bei Strömung aus der Richtung des Luftspaltes.

Für beide Strömungsrichtungen werden verschiedene Durchflussmengen betrachtet. Bei Strömung aus Richtung des Luftspaltes (Fall B) ergibt sich z. B. eine Verteilung wie in Abbildung 88.

Die Resultate (Abbildung 89) zeigen wie erwartet ein Absinken der Ausgangstemperatur der Kühlluft bei Erhöhung der durchströmenden Menge. Da bei niedriger Temperatur auch der Widerstand der Kupferspulen sinkt, sind auch die I^2R -Verluste geringer.

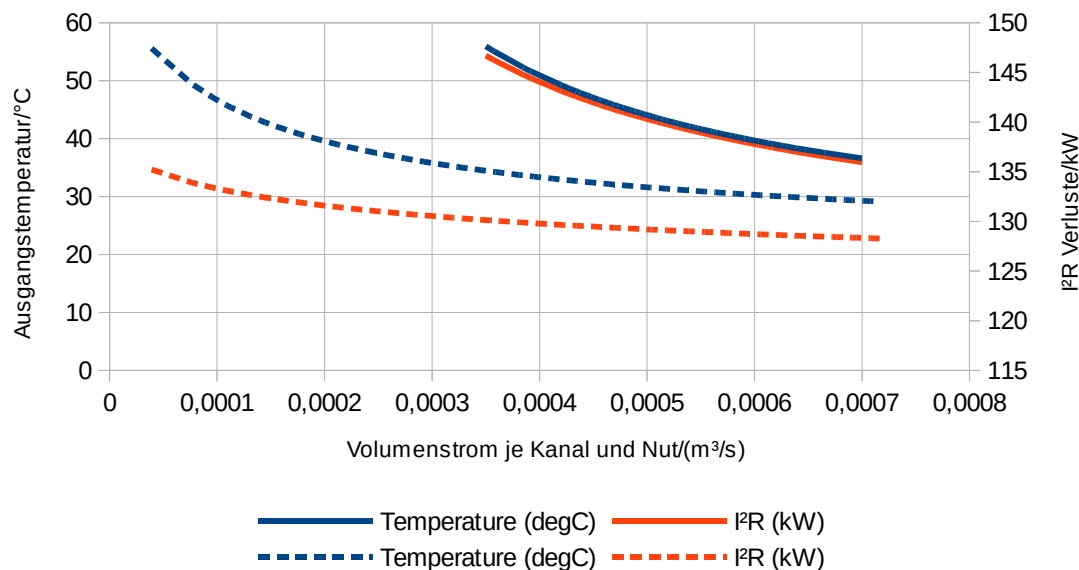


Abbildung 89: Ausgangstemperatur Kühlluft (blau, links) und I²R-Verluste (rot, rechts) als Funktionen des Volumenstroms; Durchgezogene Linien Strömungsrichtung A, gestrichelt Fall B.

Die Strömungsrichtung B, die vom Luftspalt des Generators her kühlt, ist bei dieser Betrachtung vorteilhafter.

4.5.1. BETRACHTUNG MIT ABSTANDSHALTER

In der bisherigen Betrachtung sind die Abstandshalter zwischen den Paketen der Laminierung noch nicht enthalten. Sie haben aber Einfluss auf die Luftströmung und auf die Wärmeströmung.

Das Design EDS 606 ist Grundlage für das Modell. Es werden wieder beide Strömungsrichtungen betrachtet. Die Temperatur der einströmenden Luft wird zu 40°C angenommen. Die Stromdichte im Kupfer ist die Größe, die die Wärmelast als Ohm'sche Verluste definiert.

Richtung	Von außen	Vom Luftspalt
Max. Temperatur	95,9°C	70,9°C
Mittlere Strömungsgeschwindigkeit	5,9 m/s	3,9 m/s
Druckabfall	89,1 Pa	30,2 Pa

Die Anströmung vom Luftspalt her ist vorteilhafter, da auch bei kleineren Strömungsgeschwindigkeiten niedrigere Temperaturen am Kupfer erreicht werden. Auch der Druckabfall ist geringer.

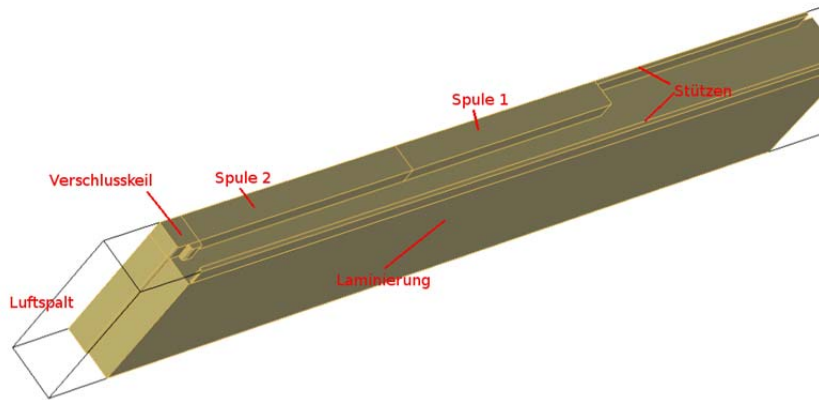


Abbildung 90: Modell einer Elementarzelle für die radiale Kühlung mit Abstandhaltern, basierend auf EDS 606.

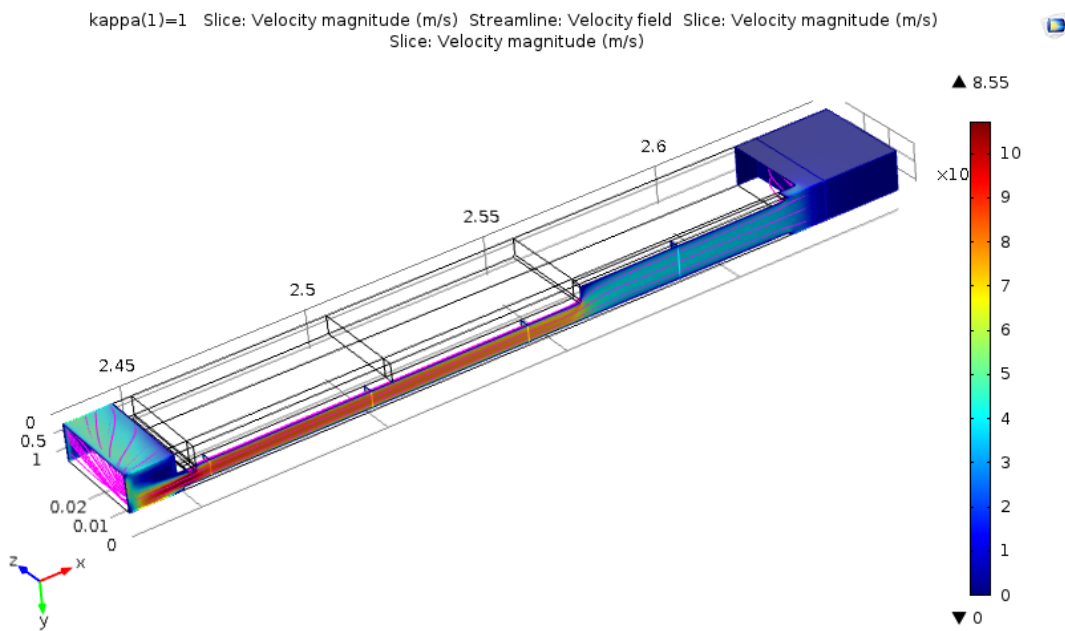


Abbildung 91: Strömung der Luft bei Anströmung von außen.

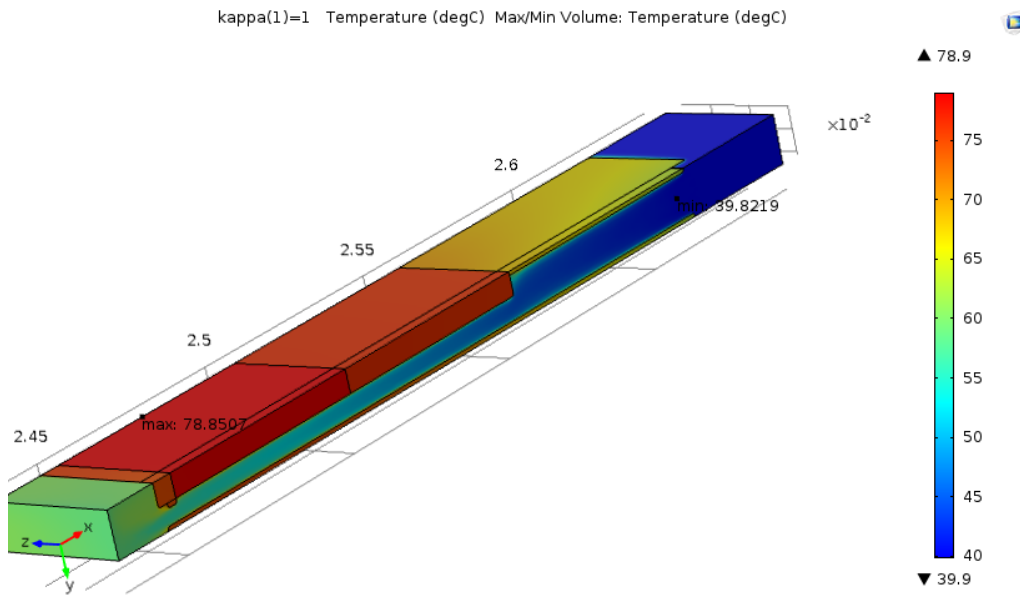


Abbildung 92: Temperaturverteilung bei Anströmung von außen.

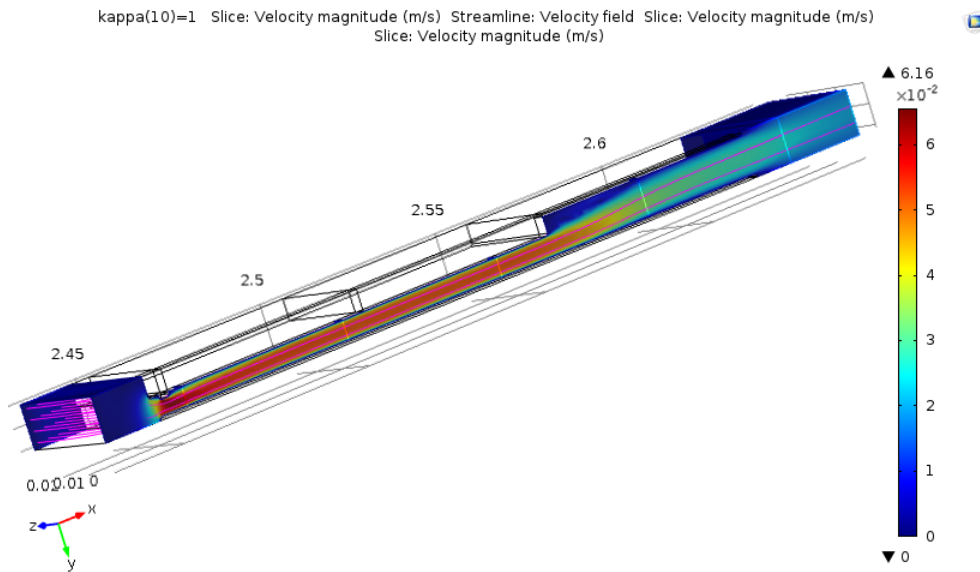


Abbildung 93: Strömung der Luft bei Anströmung vom Luftspalt.

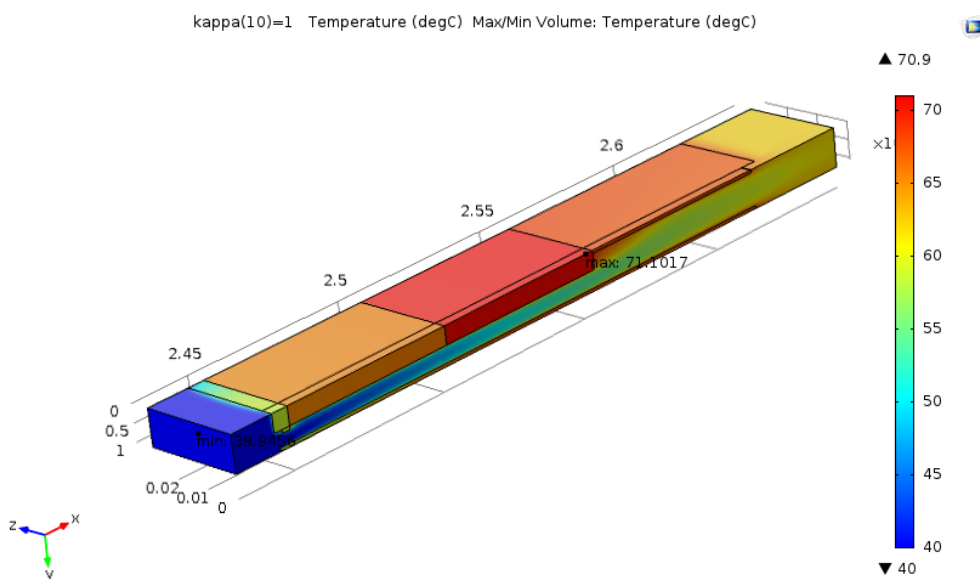


Abbildung 94: Temperatur bei Anströmung vom Luftspalt.

4.6. KURZSCHLUSS IM STATOR

Der Generator – und noch entscheidender – die Turbine sollen im Fall eines Kurzschlusses im Umrichter nicht mechanisch zerstört werden. Dies ist ein realistisches Szenario in der Lebensdauer einer Anlage. Ein solcher Fehlerfall führt zwar zu einem zeitweisen Ausfall der Anlage, soll aber keinen großen Schaden anrichten.

Der betrachtete Fall ist ein Kurzschluss zweier Phasen im Umrichter oder an den Leitungen vom Generator zum Umrichter. Der schlimmste Zeitpunkt für einen Kurzschluss ist dann, wenn die Spannung zwischen den sich kurzschließenden Phasen Null ist. In der Simulation werden der Rotor und Stator in entsprechende Schaltkreise eingebettet. Der Erregerkreis enthält eine unregelte Spannungsquelle und erlaubt eine Änderung des Erregerstroms. Im Stator werden Umrichter und Netz durch einfacher Ohm'sche Widerstände ersetzt.

Die Ausgangsgröße, die für die Auslegung der Anlage wichtig ist, ist das größte Drehmoment, das im Fehlerfall auftritt. Im Design EDS 610 ist dieses Drehmoment 6,5-mal größer als das Nennmoment des Generators. Dagegen wird in der mechanischen Auslegung von höchstens dem dreifachen Nennmoment ausgegangen.

4.7. KURZSCHLUSS IM STATOR BEI ZWEI STATORSYSTEMEN

Abhilfe wird durch mehrere Statorsysteme geschaffen. Bisher ist davon ausgegangen worden, dass alle Statorspulen einen Umrichter speisen. Man kann den Generator jedoch aufteilen und auf zwei Umrichter leiten. Da es nun unwahrscheinlich ist, dass beide Statorsysteme gleichzeitig ausfallen, wird das Drehmoment im Kurzschlussfall reduziert. Dieser Fall soll nun detaillierter betrachtet werden.

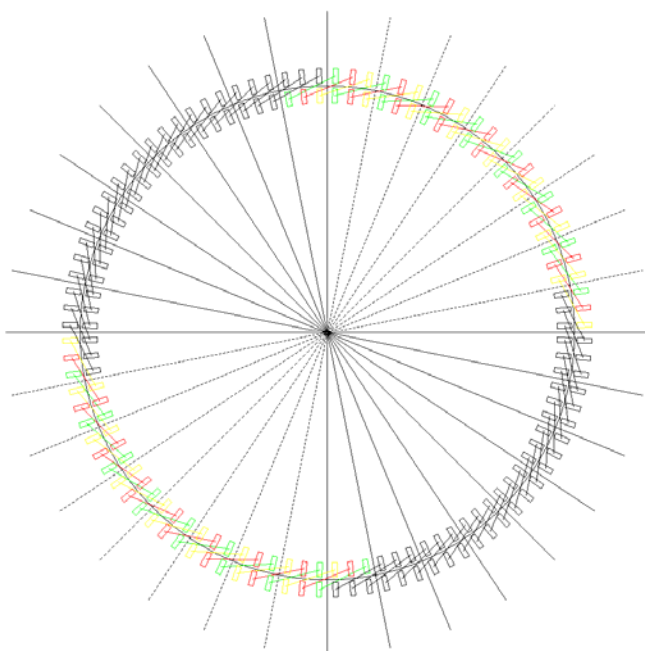


Abbildung 95 Schematische Darstellung eines Generators mit zwei Statorsystemen.

Beim Einsatz von zwei Statorsystemen wird je eine Hälfte der Statorspulen über getrennte Umrichter in das Netz eingespeist. Diese beiden Stromkreise werden als isoliert betrachtet. Die Spulen werden nun, wie in Abbildung 95 schematisch dargestellt, gruppiert. Dort sind die Spulen eines Systems farbig dargestellt (jede Phase eine Farbe) und die des zweiten Systems in schwarz (Die Regel wie die Phasen zu verteilen sind springt ins Auge). Wichtig ist, dass jedes Statorsystem gegenüberliegende Viertel des Kreises bedient. Damit werden die Kräfte auf den Rotor auch bei ungleichen Strömen in den Statorsystemen balanciert. Die Bereiche der Statorsysteme überlappen um eine Halbphase. Im betrachteten Design EDS 610 (Abbildung 96) umfasst dieser Überlapp 12 Nuten, da je vier Nuten zusammen eine Phase bilden

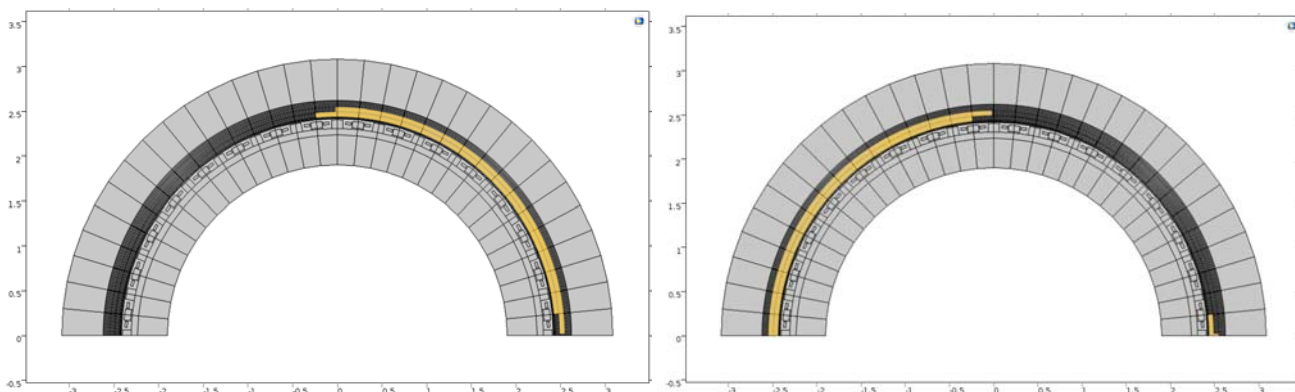


Abbildung 96 Verteilung der Statorsysteme im betrachteten Fall.

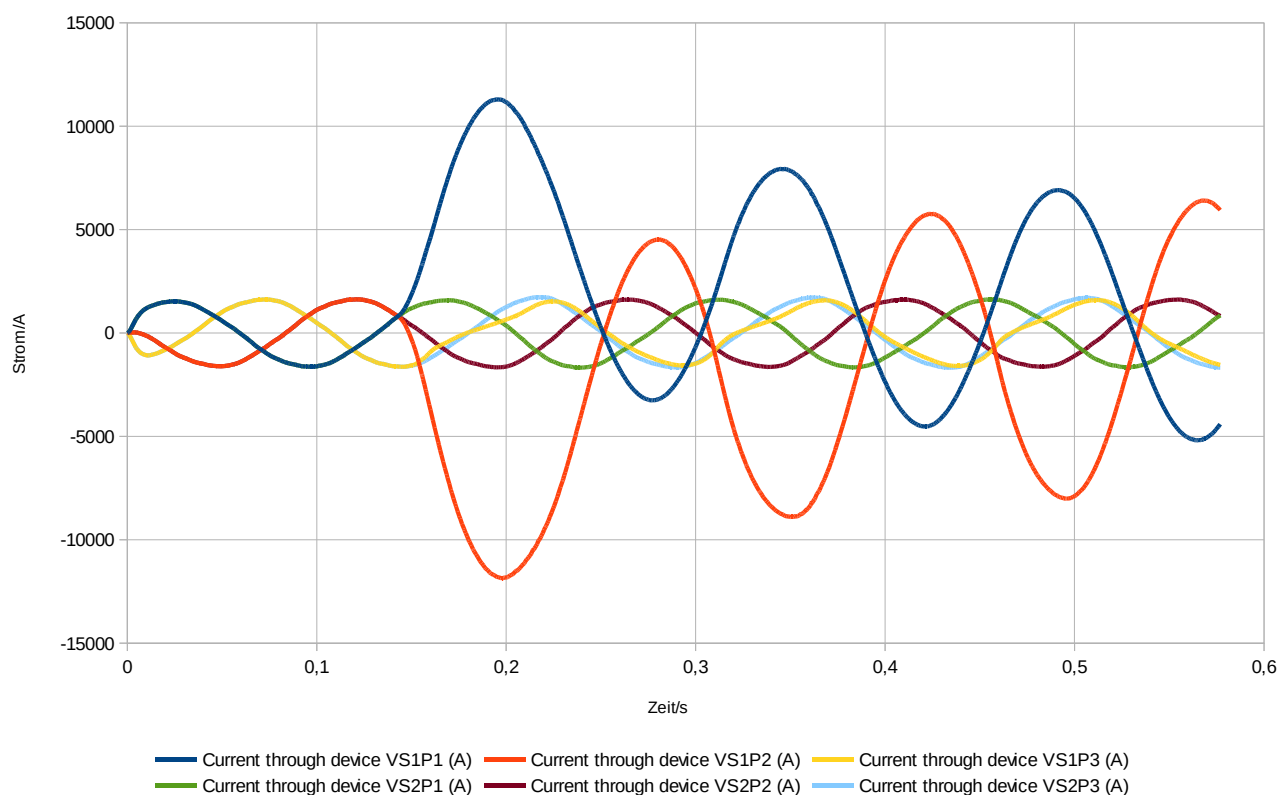


Abbildung 97 Statorströme im Kurzschluss bei zwei Statorsystemen.

Der Stromverlauf in den Statorphasen im Kurzschlussfall ist in Abbildung 97 gezeigt. Die ersten 0,1 s der Rechnung sind nötig um die Maschine aus Stillstand auf Nenndrehzahl zu bringen; diese hohe Beschleunigung ist nur virtuell für die Simulation und ist in Wirklichkeit nicht zu realisieren. Der Zeitpunkt des Kurzschlusses ist bei $t=0,143$ s, wenn sich Phasen 1 und 2 (blau und rot) des Stators 1 verbinden. Die Ströme in diesen beiden Phasen steigen an, während die dritte Phase (gelb) nur leicht verändert wird. Der zweite (intakte) Stator hat nur geringe Abweichungen. Diese enormen Änderungen in den Statorströmen wirken auch magnetisch auf die Rotorerregung zurück. Die Flußänderung führt zu einem kurzzeitigen Anstieg des Rotorstroms (Abbildung 98). Die supraleitende Spule darf durch ein solches Ereignis nicht durchbrennen.

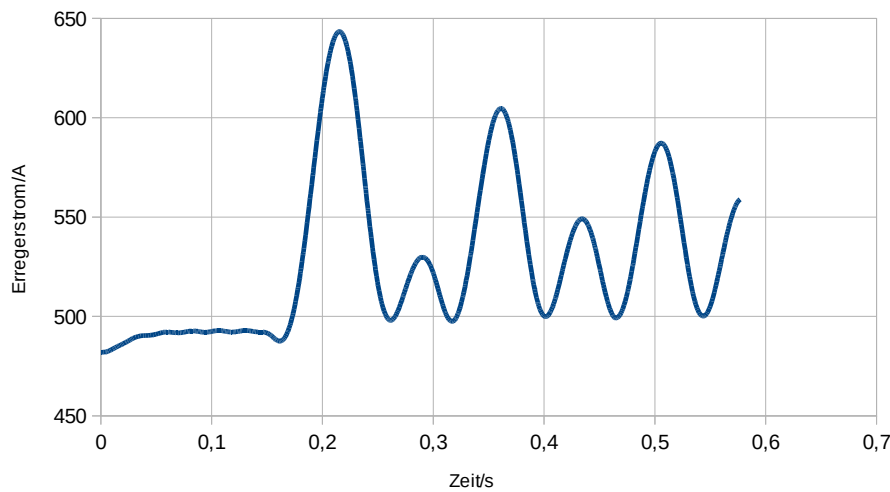


Abbildung 98 Erregerstrom im Kurzschluss bei zwei Statorsystemen.

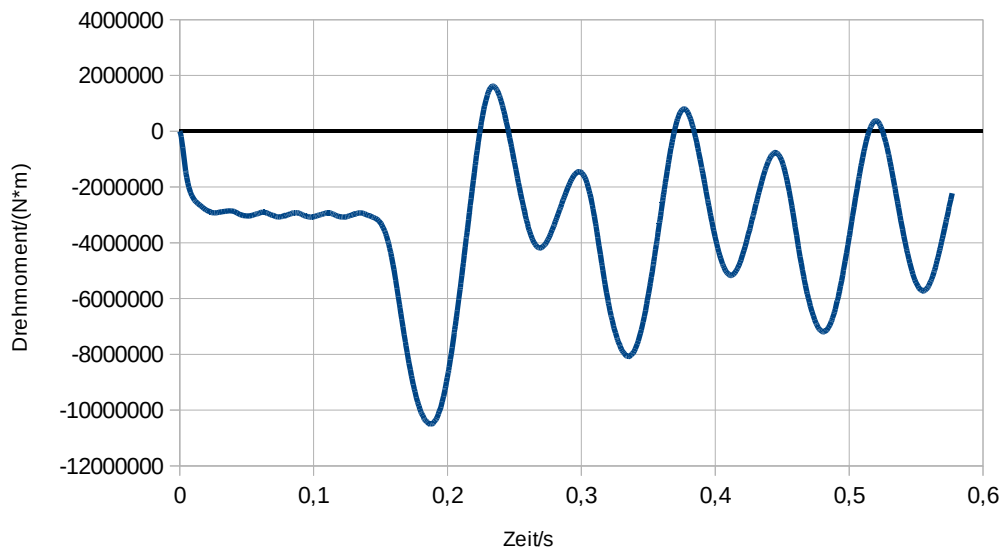


Abbildung 99 Drehmoment im Kurzschluss bei zwei Statorsystemen.

Wichtiger ist die Betrachtung des Drehmoments: Abbildung 99. In der Einlaufzeit stellt sich ein bremsendes (daher negatives) Drehmoment ein. Nach dem Kurzschluss bremst der Generator noch stärker und zwar mit dem 3,5-fachen des Drehmomentes vor dem Fehlerfall. Damit ist das Drehmoment geringer als im Fall mit einem Stator (6,5-fach) aber immer noch größer als der geforderte Faktor drei. Man wird den Generator also mit drei Stator-Systemen realisieren müssen.

Die Abbildung 100 zusammen mit Abbildung 101 verdeutlichen die Verzerrung des Magnetfeldes bei einem Kurzschluss zum Zeitpunkt des höchsten Statorstroms. In der ersten Abbildung ist das Feld im nicht-kurzgeschlossenen Stator (weiße Umrandung) noch ungestört, wie es unter Last der Fall ist. Im zweiten Bild wird sichtbar, wie sich die Feldlinien schon statorseitig und rotorseitig jeweils schließen.

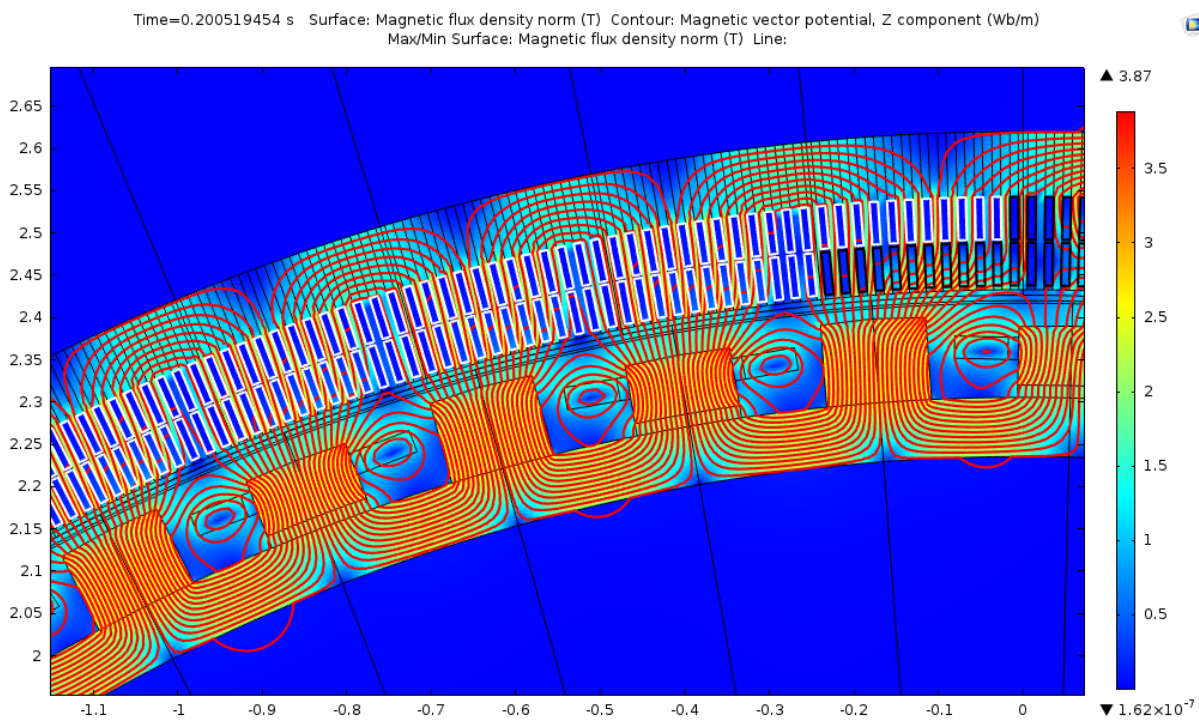


Abbildung 100: Magnetfeld im Kurzschluss bei zwei Statorsystemen; Dargestellt ist der Bereich mit dem nicht kurzgeschlossenen Stator 2 (weiße Linien).

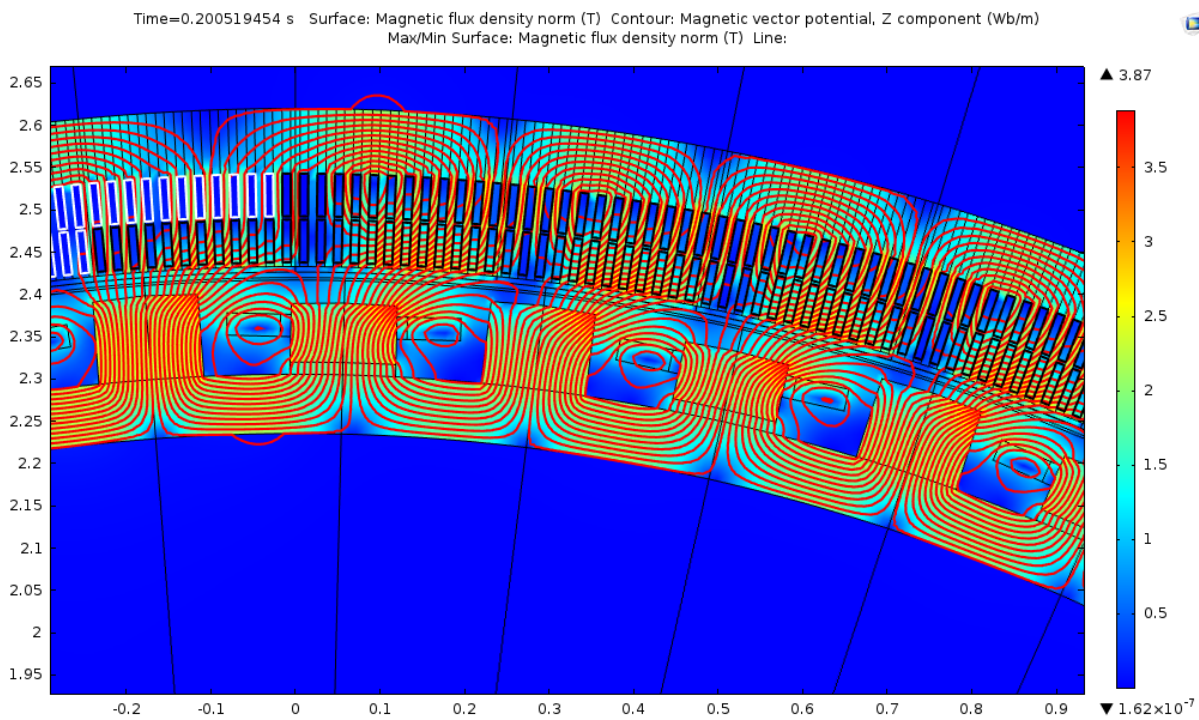


Abbildung 101: Magnetfeld im Kurzschluss bei zwei Statorsystemen; Dargestellt ist der Bereich mit dem kurzgeschlossenen Stator 1 (schwarze Linien).



Die folgende Tabelle fasst die Kenngrößen zusammen, die den Kurzschlussfall beschreiben.

Kategorie		Absolutwerte	Auf Nennlast normierte Werte
Drehmoment	Vorher	2,99 MN m	1
	Max. nach Kurzschluss	10,49 MN m	3,5 (war 6,5 mit einem Statorsystem)
Statorstrom x Windungen	Vorher	1628 A	1
	Max. nach Kurzschluss	11 580 A	7,1
Rotorstrom	Vorher	492 A	1
	Max. nach Kurzschluss	643 A	1,3
Dämpfer	Max. Verluste	3433 kW	
	Max. Drehmoment	3,36 MN m	1,2
Kraft auf Kaltmodule	Vorher, radial	96,1 kN	1
	Vorher, tangential	25,2 kN	1
	Max. nach Kurzschluss, radial	260 kN	2,7
	Max. nach Kurzschluss, tangential	121 kN	4,8

Tabelle 24: Kenngrößen im Kurzschlussfall, zwei Statorsysteme.

4.8. STRUKTURMECHANISCHE DURCHBIEGUNG DES KALTEN MODULS

Bei einer Bauweise mit nur kalter Spule und einem kalten Eisenpol, jedoch warmen Rotor-Rückschluss und warmem Pol ohne Spule (Rotor Option 1b) ist es vorteilhaft, wenn das Paket nur an den Enden abgestützt wird. Für eine zusätzliche Abstützung in der Mitte ist nur wenig Platz vorhanden. Im Magnetfeld wirken Kräfte auf das kalte Paket (Lorentz-Kraft auf die Spule, Reluktanz-Kraft auf das Eisen), die eine Durchbiegung bewirken. Designziel ist es, diese auf kleiner als 1 mm zu begrenzen. Mit Hilfe 3-D FEM wird diese Durchbiegung bestimmt:

Design	Durchbiegung/mm
EDS 602	0,47
EDS 610	0,51
EDS 611	0,56
EDS 612	0,42
EDS 606	0,45
EDS 620	0,76

Tabelle 25: Berechnete Durchbiegung des Kaltmoduls bei Nennbedingungen.

In allen untersuchten Fällen erfüllt die Durchbiegung das Designziel.

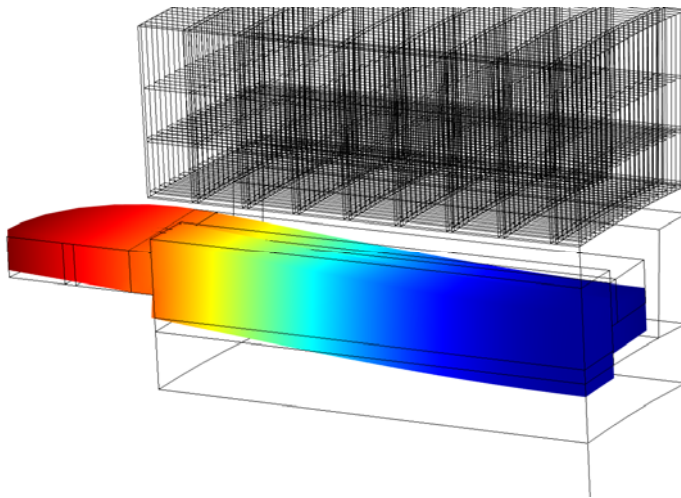


Abbildung 102 Durchbiegung des kalten Moduls im Magnetfeld, EDS 606.

4.9. AC VERLUSTE IN SUPRALEITER

Die besondere Eigenschaft von MgB_2 , dem elektrischen Strom keinen Widerstand entgegen zu setzen, ist an Bedingungen geknüpft: die Größen für Temperatur, Stromdichte und magnetische Flussdichte dürfen gewisse kritische Werte nicht überschreiten. Darüber hinaus herrscht ein Widerstand und es wird Ohm'sche Wärme als Verlust erzeugt. Ebenfalls führen zeitlich veränderliche Ströme und Magnetfelder zu Verlusten im Supraleiter; diese gilt es für den Betrieb und Fehlerfall zu bestimmen (und ausreichend klein zu halten).

Es ist Stand der Technik diese Verluste über ein nichtlineares Ohm'sches Gesetz zu modellieren, d. h. der spez. Widerstand hängt bei konstanter Temperatur von der Stromdichte und von der Flussdichte ab. Üblich ist ein Potenz-Gesetz:

- $$\rho(J, B, T) = \frac{E_c}{J_{c(0,T)}} \left(\frac{J}{J_{c(B,T)}} \right)^n + \rho_0$$

Mit den Bezeichnungen:

- J elektrische Stromdichte (in A/m^2)
- B magnetische Kraftflussdichte (in T)
- T Temperatur (in K)
- n Potenz/n-Faktor
- J_c kritische Stromdichte
- $E_c=10^{-4}$ V/m elektrisches Feld beim kritischen Strom (allgemein übliche aber willkürliche Festlegung)
- ρ_0 residualer spez. Widerstand, durch Übergänge, Kristallfehler und zur numerischen Stabilisierung.

Die kritische Stromdichte wird durch ein äußeres Magnetfeld geschwächt. Da MgB_2 quasi isotrope Eigenschaften besitzt, kann das folgende Gesetz in Abhängigkeit vom Betrag der Flussdichte angesetzt werden:



- $$J_c(B, T) = \frac{J_c(0, T)}{1 + \left(\frac{B}{B_c(T)}\right)^2}$$

Da die Betriebstemperatur auf 20 K festgelegt wurde, bleibt es die folgenden Zahlen zu definieren:

Drahttyp	HyperTech 1G	Columbus 2013
n	20	20
B _c	1,25 T	1,25 T
j _c (0 T, 4 K)	2714 A/mm ²	453 A/mm ²
j _c (0 T, 20 K)	836 A/mm ²	229 A/mm ²

Tabelle 26: Charakteristische Angaben zu den verschiedenen Leitertypen.

Der n-Faktor ändert sich eigentlich auch mit Temperatur und Magnetfeld, entsprechende Daten sind von den Herstellern aber nicht verfügbar, so dass der Wert 20 angenommen wird.

In der Simulation wird ein homogenisierter Ansatz verfolgt, bei dem der spez. Widerstand als kontinuierliche Funktion über das Wickelpaket angesehen wird; das hat den Vorteil, dass nicht jeder einzelne Draht in der Geometrie (und im Netz) dargestellt werden muss. Bei der Verlustberechnung wird der Füllfaktor, wie oben betrachtet, verwendet.

4.9.1. UI-KURVE IN 3-D

Das oben beschriebene Modell wird nun zur Abschätzung der UI-Kurve am Beispiel des Designs EDS 611 genutzt, dabei wird von HyperTech 1st Gen. Drähten ausgegangen. Da die höchsten Flussdichten an den Kurven im Wickelkopf zu finden sind, ist eine Modellierung in 3-D nötig. Die Verteilung des spez. Widerstandes ist in Abbildung 103 mit logarithmischer Farbskala zu sehen. Deutlich ist das Maximum im Wickelkopf zu sehen. Das Maximum betrifft nur einen kleinen Bereich, der wegen des hohen n-Faktors betont wird.

Die Betrachtung des integralen Widerstandes in Abhängigkeit von der Erregung (Abbildung 104) resultiert in einer Abschätzung für die UI-Kurve, die an der Spule im Gleichstrom-Experiment gemessen werden kann. Die Werte sind so normiert, dass bei dem Wert eins der kritische Strom fließt, hier also 320 kA-Windungen. Der Arbeitspunkt liegt bei 148 kA-Windungen, und damit deutlich unter dem kritischen Strom.

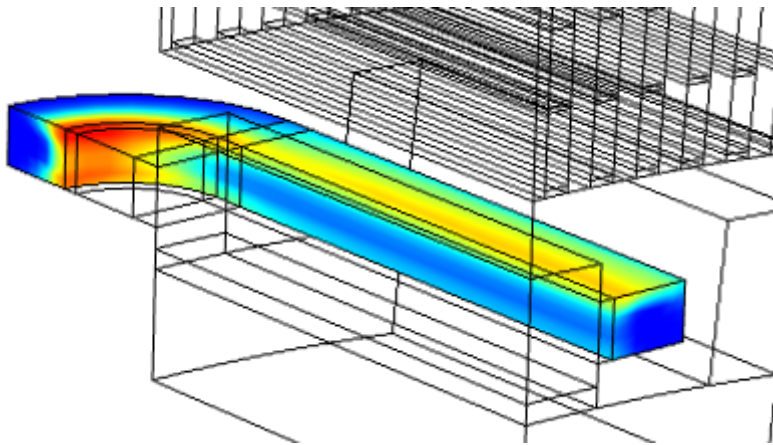


Abbildung 103 Spez. Widerstand in logarithmischer Farbskala, EDS 611.

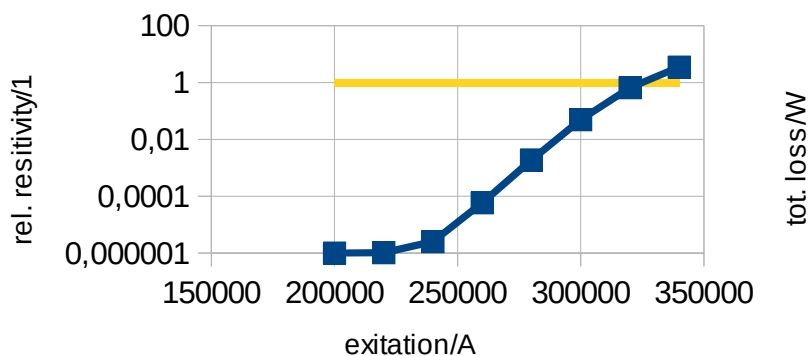


Abbildung 104: UI-Kurve EDS 611.

4.9.2. AC – VERLUST IM KONTINUIERLICHEN BETRIEB

In Normalfall, d. h. bei synchronem Lauf, ist die magnetische Flussdichte im Rotor auf den ersten Blick zeitlich konstant. Bei genauerem Hinsehen gibt es jedoch eine Welligkeit auf Grund der Stator-Nuten und der Harmonischen der Stator-Kopplung. Diese Wechselfelder führen zu Wirbelströmen in leitenden Bauteilen und zu Verlusten im Supraleiter. Um letztere abschätzen zu können ist eine transiente (zeitabhängige) Simulation nötig, die wegen des hohen Rechenaufwandes nur im 2-D Schnitt durch den Generator durchgeführt werden kann. In dem Modell wird die supraleitende Spule in eine Erregerschaltung mit Spannungsquelle eingebettet. Damit ist eine Stromänderung in der Erregung durch Flussänderung in der Spule im Modell enthalten. Die Spannungsquelle wird im einfachen Modell nicht geregelt, d. h. es wird nicht versucht den Sollstrom festzuhalten.

Eine solche transiente Rechnung muss im Stillstand des Generators beginnen. Die Beschleunigungsphase kann aber (unrealistisch) schnell angenommen werden, da dieser Zeitraum nicht ausgewertet wird. Diese Rechnungen sind für das Design

EDS-606 durchgeführt worden. Die Verluste bewegen sich im Bereich $0,56 \mu\text{W}/\text{m}$ im Stillstand und $0,68 \mu\text{W}/\text{m}$ im kontinuierlichen Betrieb; diese Werte sind unbedenklich.

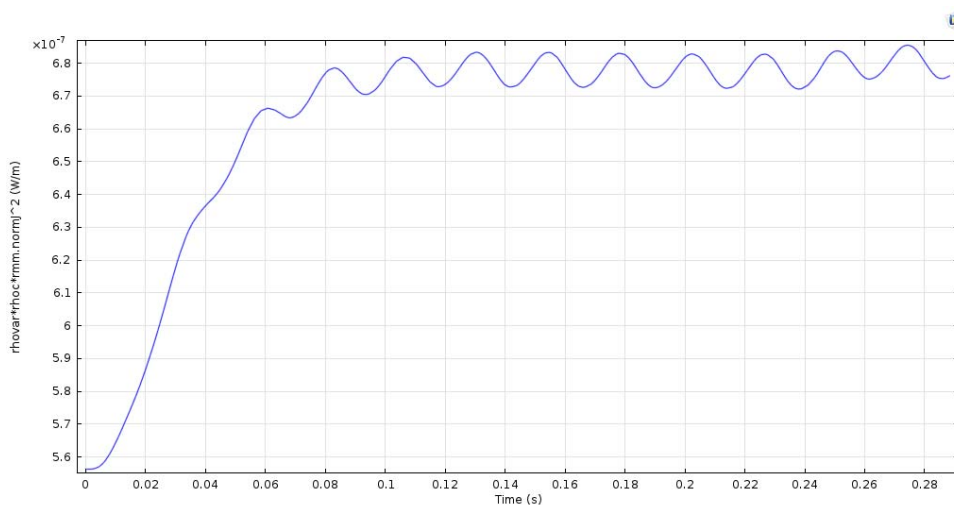


Abbildung 105: Zeitlicher Verlauf der AC-Verluste im Supraleiter.

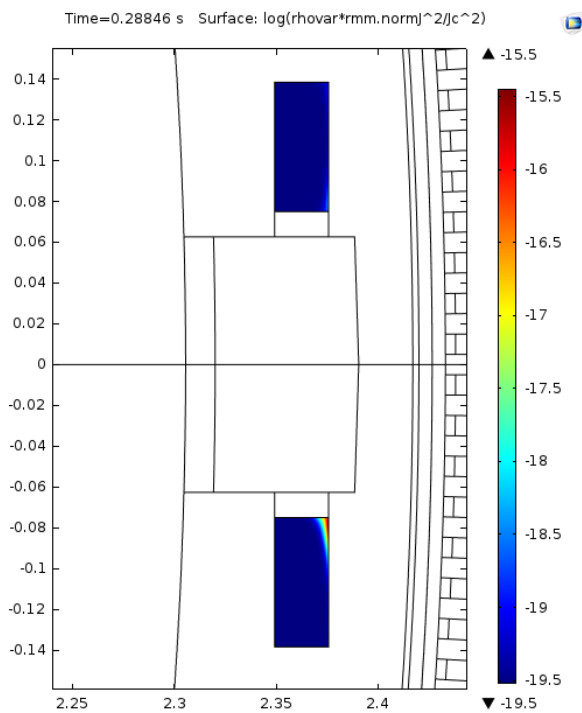


Abbildung 106: Räumlicher Verlauf der Verlustdichte, Max. an einer Ecke des Supraleiters.

4.9.3. AC – VERLUSTE IM KURZSCHLUSSFALL

Im Kurzschlussfall, wie der bereits oben beschriebene, ändert sich der magnetische Fluss durch die supraleitende Spule erheblich. Dadurch ändert sich der Strom durch die Spule und die Verluste können mit dem beschriebenen Modell berechnet werden. Der Zeitpunkt des Kurzschlusses ist bei $t=0,143$ s gewählt und das Maximum der Verluste tritt mit einer Verzögerung auf (Abbildung 107), weil der Strom wegen der hohen Induktivität nur langsam ansteigt. Die Gesamtenergie, die in einer Spule dadurch deponiert wird, ist $70 \text{ J}/(\text{m} \cdot \text{Spule})$ und kann in wenigen Minuten gekühlt werden. Allerdings wird diese Energie nicht auf die ganze Spule verteilt, sondern nur in den Ecken des Wickelpaketes (s. Abbildung 108), daher kann es zu einer lokalen Überhitzung führen.

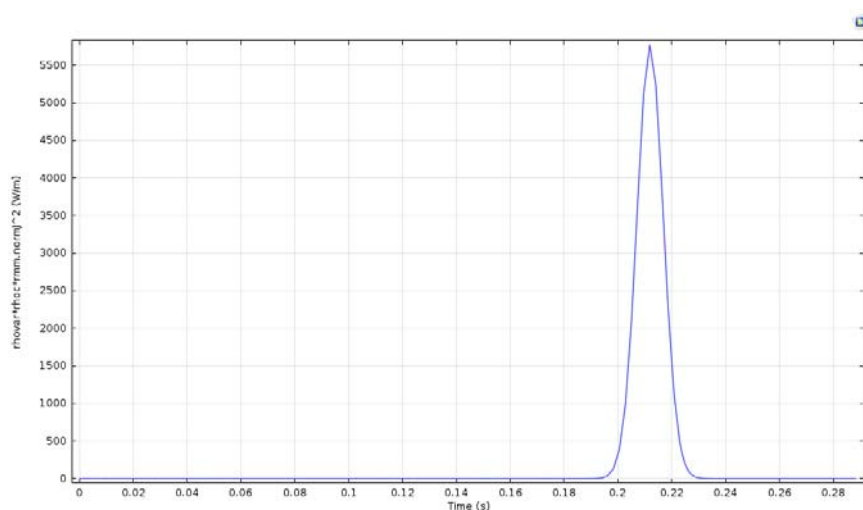


Abbildung 107: AC-Verluste in der Spule nach Kurzschluss bei $t=0,14$ s.

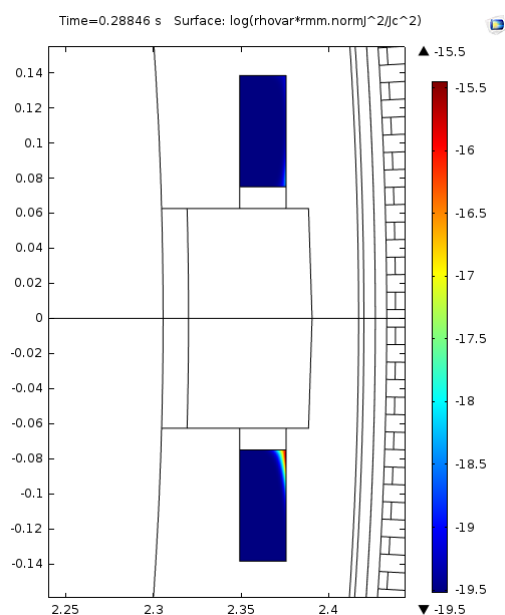


Abbildung 108: Verteilung der Verlustdichte nach Kurzschluss zum Zeitpunkt der höchsten Verluste; Lokalisierung an Ecken des Wickelpaketes.

4.9.4. AC-VERLUSTE DURCH WINDTURBULENZ

Bisher ist angenommen worden, der Wind blase mit konstanter Geschwindigkeit. Allerdings schwankt die Geschwindigkeit durch Turbulenzen um einen Mittelwert. Diese Schwankungen übertragen sich auch auf die supraleitende Spule und es ist zu prüfen, ob zusätzliche Verluste entstehen.

Die Intensität der Turbulenzen ist vom Standort und den dortigen Windverhältnissen abhängig. Die Turbulenzen sind auch in die Klassifizierung der Windturbinen nach der Norm IEC 61400-1 eingegangen. Wir betrachten hier eine mittlere Lage in der Klasse IIB. Das Spektrum wird nach Kaimal durch eine Funktion der $-5/3$ -Potenz der Frequenz beschrieben. Zur Simulation kann eine solche Funktion zufällig erzeugt werden (siehe Abbildung 109).

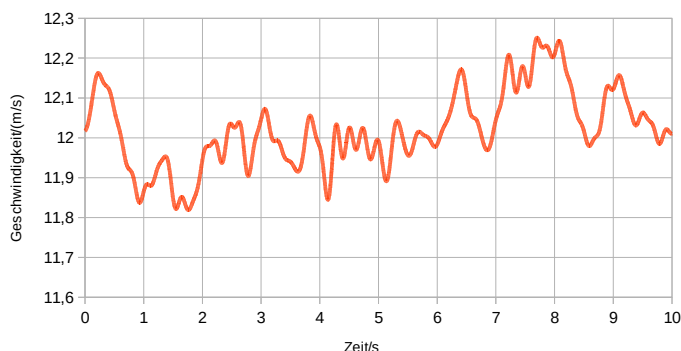


Abbildung 109: Fluktuation der Windgeschwindigkeit in der Simulation.

Die so gewählte zeitlich veränderliche Windgeschwindigkeit greift nun als Drehmoment an den Blättern der Turbine an und wird über die Welle auf den Generator übertragen. Der Antriebsstrang kann durch ein Zwei-Körper-System beschrieben werden, das aus zwei Trägheitsmomenten besteht, die mit einer Torsionsfeder verbunden sind. Das Trägheitsmoment I_1 der Turbine ist so groß, dass es das System dominiert. Das hat zur Folge, dass Turbulenzen mit hohen Frequenzen nicht bis zum Generator durchgereicht werden. Daher kann bei der Erzeugung der Zeitreihe auf hohe Frequenzen verzichtet werden.

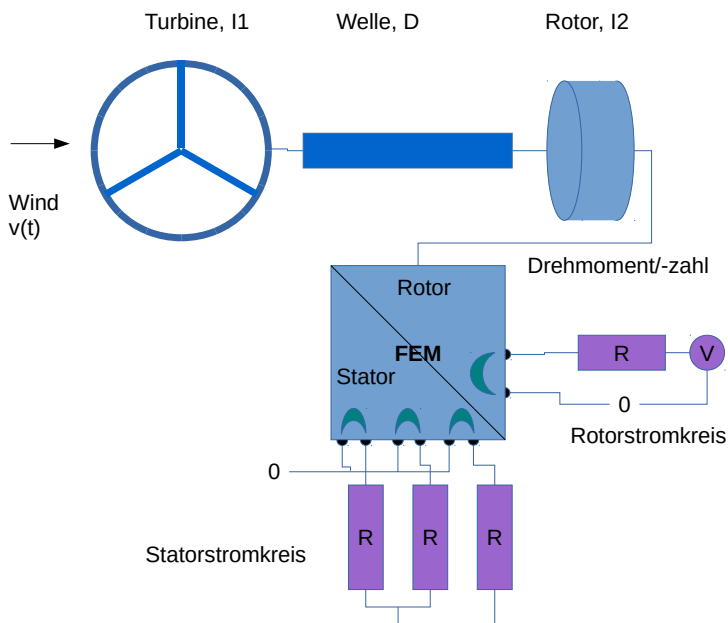


Abbildung 110: Schema der miteinander gekoppelten Simulationen.

Das Schema in Abbildung 110 zeigt wie die verschiedenen Teile der Simulation gekoppelt sind. Die zentrale FEM-Berechnung beinhaltet die elektromagnetische Feldberechnung. Das Zwei-Körper-System liefert die Drehmoment-Drehzahl-Verknüpfung. Die Rotorstromversorgung wird als (konstant-) Spannungsquelle mit Leitungswiderstand angenommen. Der Stator-Schaltkreis wird als Ohm'sche Widerstände in Sternschaltung simuliert.

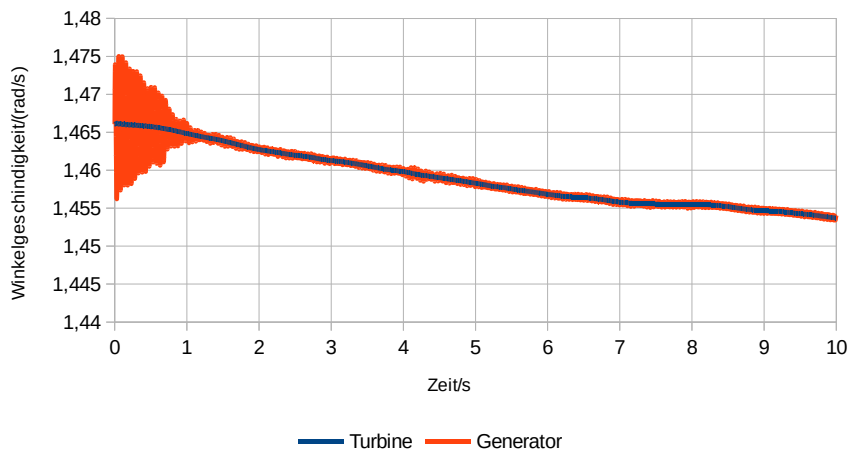


Abbildung 111: Winkelgeschwindigkeit von Turbine und Generator.

Die Anfangsbedingung des Zwei-Körper-Systems ist so, dass Turbine und Generator mit der Nenndrehzahl drehen und die Welle durch Vorgabe eines Lastwinkels vorgespannt ist. Während der ersten Sekunde der Simulation schwingt das System ein. Im Laufe der weiteren Simulation schwankt die Winkelgeschwindigkeit des Generators nur noch wenig um die der Turbine (siehe Abbildung 111 ab ca. 1 s). Die Drehzahl sinkt, weil die (ungeregelte) Last zu hoch ist und dem drehenden

System mehr Energie entzieht als durch den Wind nachgeliefert wird. In einem erweiterten Modell wird ein PI-Regler integriert, der den Lastwiderstand anpasst, so dass die Drehzahl (nahezu) konstant bleibt. Da dies keinen Einfluss auf die berechneten Verluste gibt, gehen wir darauf nicht näher ein.

Ein erster Blick auf die Verluste zeigt, dass die Dämpfer-Verluste von 800 W im kontinuierlichen Betrieb auf 1350 W fast verdoppelt werden.

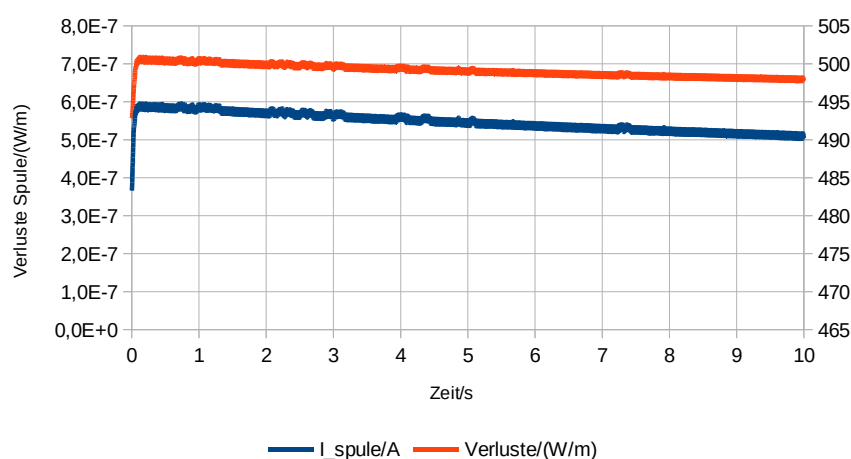


Abbildung 112: Erregerstrom und Supraleiter-Verluste.

In Abbildung 112 ist dargestellt, wie sich Erreger-Strom und Verluste im Supraleiter verhalten. Die Verluste bleiben bei niedrigen Werten, ähnlich wie im kontinuierlichen Betrieb.

4.10. DURCHZUGS-LUFTKÜHLUNG STATOR

In Abschnitt 4.4.3 wurden verschiedene Statorenkühlungen bereits grundsätzliche mit spezifischen Vor- und Nachteilen dargestellt. An dieser Stelle kann jetzt eine quantitative Bewertung der Durchzug-Luftkühlung stattfinden. Bei dieser Kühlmethode wird die Kühlluft durch Fremdlüfter im Wesentlichen axial durch den Generator gezwungen. Im Bereich des Blechpakets teilt sich der axiale Luftstrom in drei Teile auf:

- Q6(δ): Strömung durch den Luftspalt
- Q3(Joch): Strömung radial außen, zwischen Statorjoch und Gehäuse
- Q5(KK): Strömung in zusätzlich in das Blechpaket eingebrachte axiale Kühlkanal-Bohrungen, sofern erforderlich

Während der Strömung durch die verschiedenen Bereiche des Generators heizt sich die Kühlluft auf. Bei der Berechnung muss diese Aufheizung berücksichtigt werden.

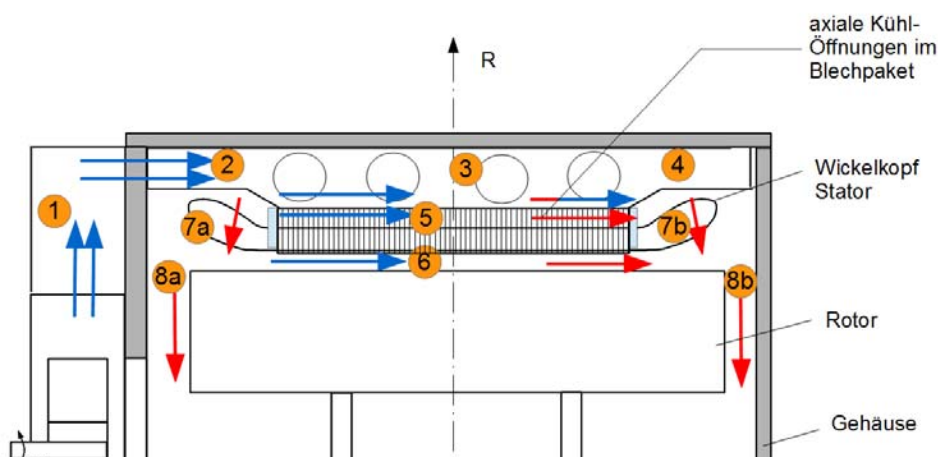


Abbildung 113: Schematische Darstellung Durchzugskühlung Stator.

Die Luftspaltlänge ergibt sich aus elektromagnetischen Erwägungen und wurde nicht zu Kühlzwecken verändert. Der Kühlpalt zwischen Joch und Gehäuse (Bereich 3 in Abbildung 113) kann dagegen relativ frei für die Kühlung gewählt werden. Axiale Bohrungen im Blechpaket (5 in Abbildung 113) können nicht beliebig eingebracht werden, es muss der Einfluss auf die mechanische Stabilität sowie das elektro-magnetische Design berücksichtigt werden.

4.10.1. DURCHZUGS-LUFTKÜHLUNG, NUR LUFTSPALT UND JOCH

Zunächst wurde für das Design EDS_0600 eine Durchzugs-Luftkühlung nur im Luftspalt und Joch berechnet, also ohne zusätzliche Kühlkanäle durch das Blechpaket. Der gesamte Kühlluftstrom folgt unmittelbar aus der Berechnung der zulässigen Temperaturerhöhung der Kühlluft.

Hier wurde eine Druckdifferenz im axialen Teil des Generators von 650 Pa zugrunde gelegt. Mit den gewählten Geometrien ergibt sich ein Kühlluft-Massenstrom, der zu einer akzeptablen Erhöhung der Lufttemperatur von etwa 15 K (nur für die im axialen Teil abzuführenden Verluste) führt. Aus der Abschätzung der Strömungsgeschwindigkeiten in den Kühlkanälen folgen die Wärmeübertragungskoeffizienten ($WÜK$) für konvektiven Wärmeübergang, hier ca. $60 \text{ W/m}^2/\text{K}$, die als Eingangsgröße für das FEM-Modell benötigt werden. Die Ventilatorleistung für diesen Teil der Kühlung beträgt ca. 8 kW (bei Wirkungsgrad 0,5, ca. $6 \text{ m}^3/\text{s}$ Luftstrom).

In Abbildung 114 ist das FEM-Modell zur Berechnung der Wärmeleitung im Stator gezeigt. Modelliert wurde eine halbe Nutteilung des Stators. Die Kupferspulen (blaue Flächen in der Abb.) wurden mit richtungsabhängiger Wärmeleitung modelliert, um den inneren Aufbau – Kupfer und Isolierungen – zu berücksichtigen. Sichtbar sind auch die Basisisolierung (grün) und die Randbedingungen zur Kühlung (blau gestrichelt).

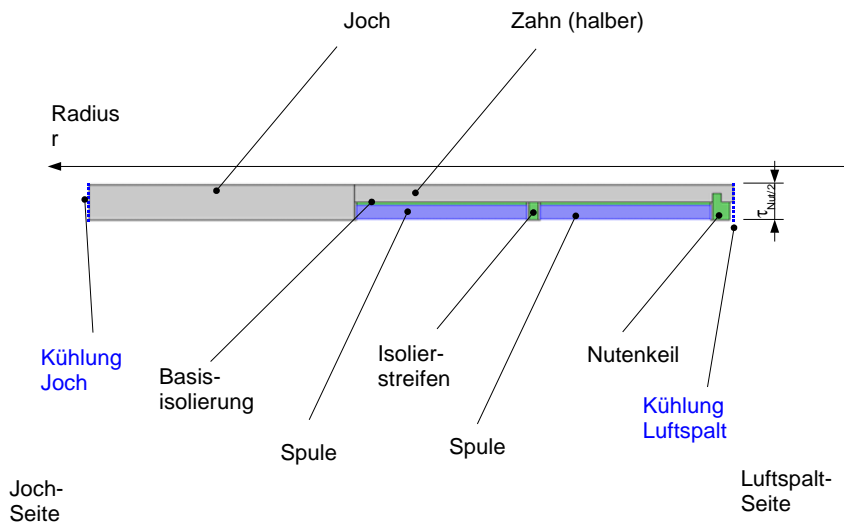


Abbildung 114: FEM-Modell – halbe Nutteilung Stator.

Ausgangspunkt der Modellierung war eine Anordnung ohne zusätzliche axiale Bohrungen (Kühlkanäle) im Blechpaket. Die Kühlluft wurde mit 40°C als Starttemperatur am Anfang des Blechpakets angenommen.

Abbildung 115 zeigt die errechneten Temperaturen für diesen Fall. In dieser Situation beträgt die Kühllufttemperatur noch 40°C, durch die konvektiven Wärmeübergänge der Luft sind die minimalen Temperaturen im Blechpaket aber deutlich höher. Die maximale Temperatur in der Wicklung beträgt etwa 122°C.

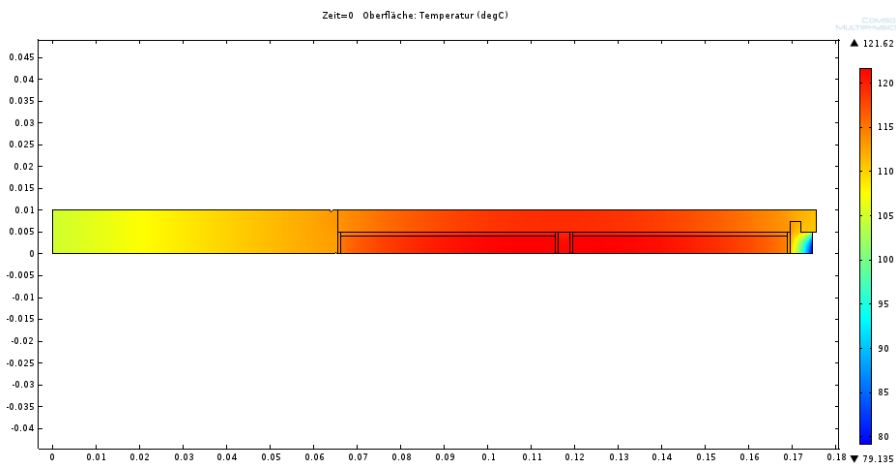


Abbildung 115: EDS_0600 mit Durchzugskühlung, ohne zusätzliche axiale Kühlkanäle, am Anfang des Blechpakets.

Bei der axialen Passage der Kühlluft durch das Blechpaket wärmt sich diese auf. Entsprechend höher sind die Temperaturen am Ende, siehe Abbildung 116.

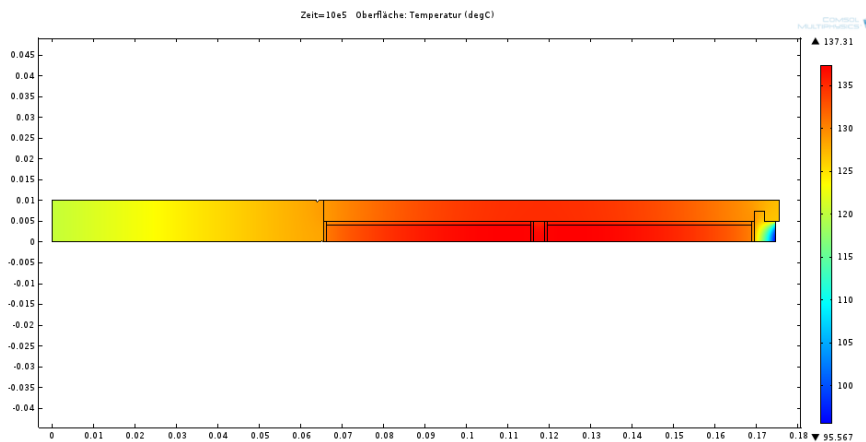


Abbildung 116: EDS_0600 mit Durchzugskühlung, ohne zusätzliche axiale Kühlkanäle, am Ende des Blechpakets.

In Abbildung 117 ist schließlich der Temperaturverlauf der beiden Kühlluftströme (T_{cool_airgap} und T_{cool_yoke}) sowie der maximalen bzw. mittleren Temperatur in den Spulenhälften (T_{coil_max} und T_{coil_ave}) dargestellt.

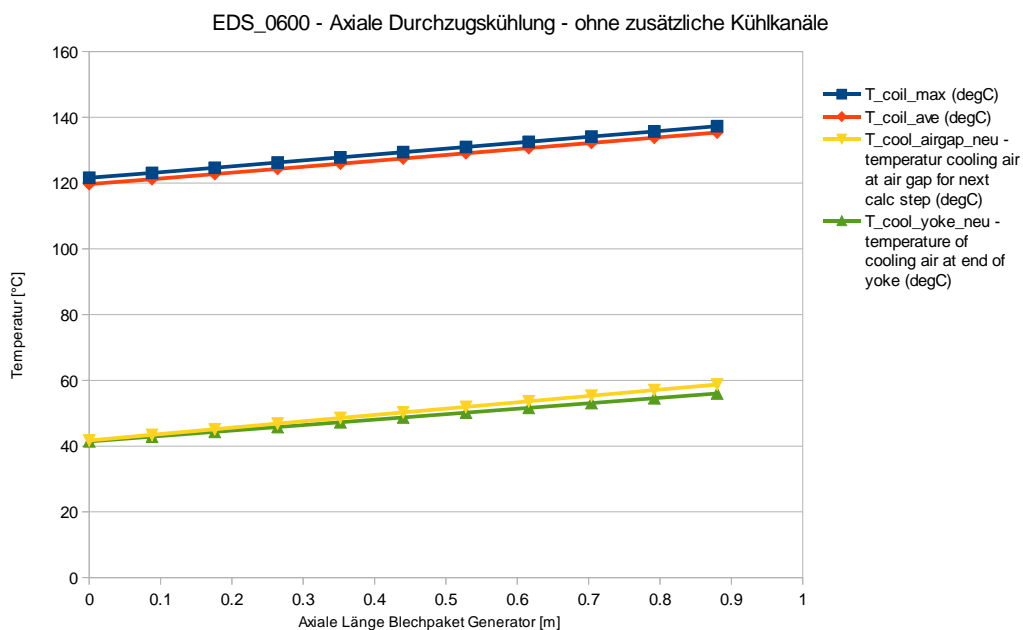


Abbildung 117: EDS_0600 mit Durchzugskühlung, ohne zusätzliche axiale Kühlkanäle, Temperaturen über die Länge des Blechpakets.

Fazit: Eine Durchzugskühlung mit Luft ohne zusätzliche Kühlkanäle scheint prinzipiell möglich. Die maximale Spulentemperatur erreicht knapp 140°C, dies ist mit Isoliersystemen der Wärmeklasse F (155°C) und H (180°C) realisierbar. Die mittleren Spulen- und Kerntemperaturen sind recht hoch, was nicht vorteilhaft ist. Ein Betrieb mit Temperaturerhöhungen gemäß Wärmeklasse B (130°C) – häufig gefordert – kann nicht gewährleistet werden, ist aber auch für Windturbinen nicht immer sinnvoll, da die Kombination aus Nennlast und hoher Umgebungstemperatur eher selten ist.

4.10.2. DURCHZUGS-LUFTKÜHLUNG, LUFTSPALT, JOCH UND AXIALE KANÄLE NAHE NUTENGRUND

Zunächst wurde mittels EM-Rechnung ein Design EDS_0603 mit ähnlichem Drehmoment wie EDS_0600 errechnet. Durch axiale Kühlkanäle (hier 2 Reihen) soll die Temperatur im Stator bei ähnlicher Kühlung gegenüber EDS_0600 verringert werden. Hier wurden die Kühlkanäle nahe am Nutengrund angeordnet. Um den magnetischen Fluss im Statorjoch nicht zu stark zu beeinträchtigen, können die Kühlkanäle im Durchmesser nicht wesentlich größer als die Nutbreite gewählt werden.

Insgesamt ist das Statorjoch radial dicker als bei EDS_0600. In Abbildung 118 ist ein halbes Polpaar im axialen Schnitt dargestellt. Die magnetischen Feldlinien zeigen die Beeinflussung des Flusses durch die axialen Kühlkanäle.

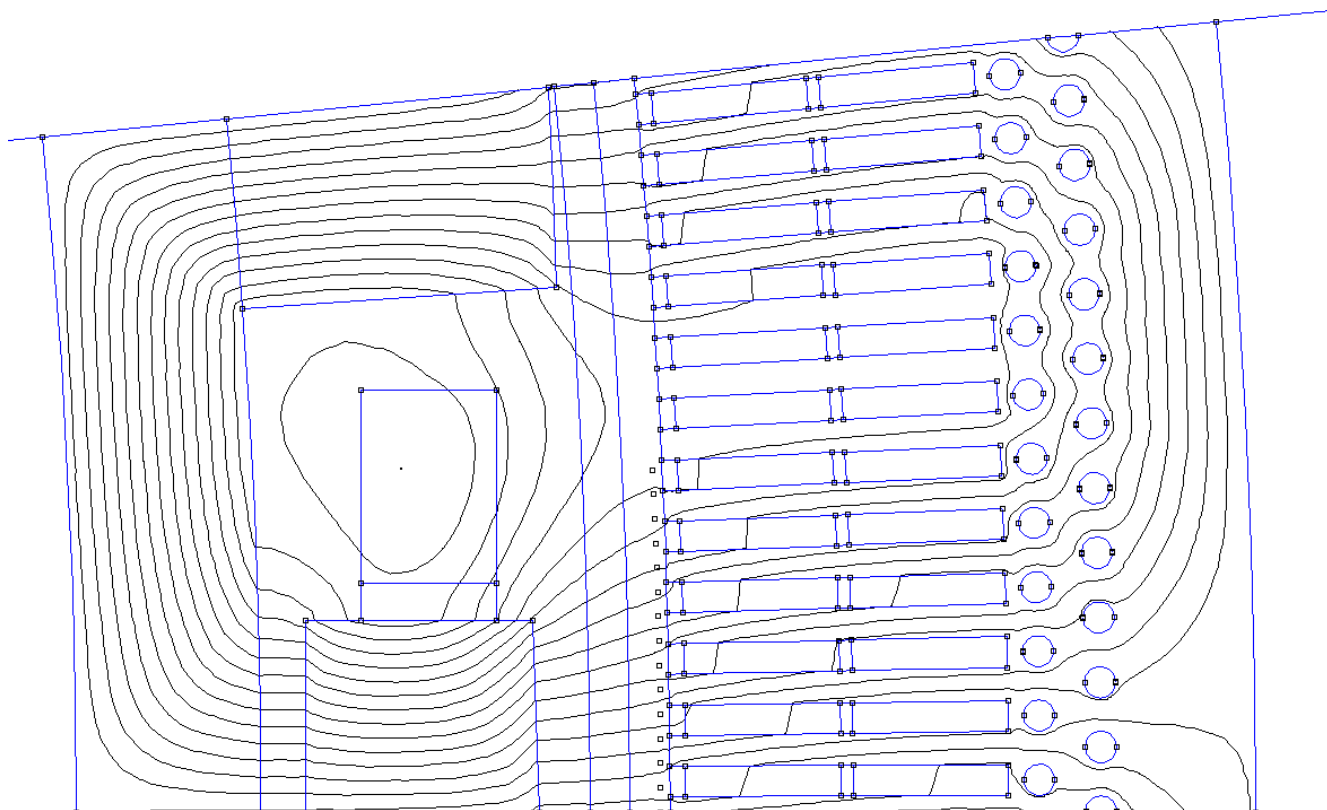


Abbildung 118: EDS_0603 mit Durchzugskühlung, mit zusätzlichen axialen Kühlkanälen (2 Reihen), Feldlinien unter Nennlast.

Wie in Abbildung 119 (oberer Teil) gezeigt haben die Kühlkanäle am axialen Kühleinlass eine deutliche Senkung der Spulen- und Blechpakettemperaturen zur Folge.

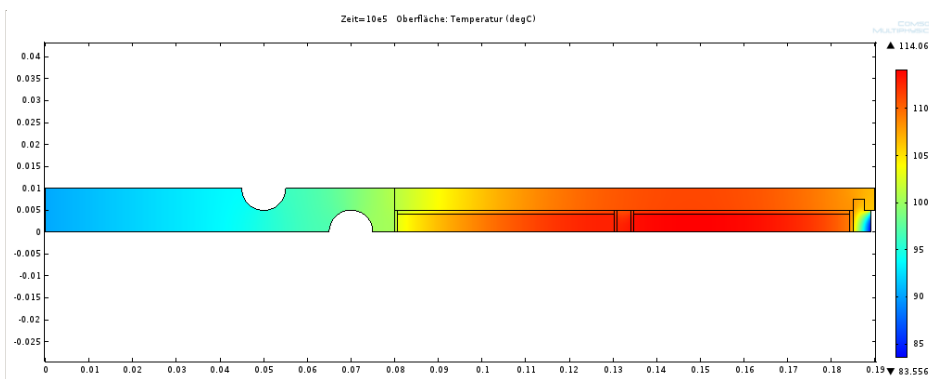
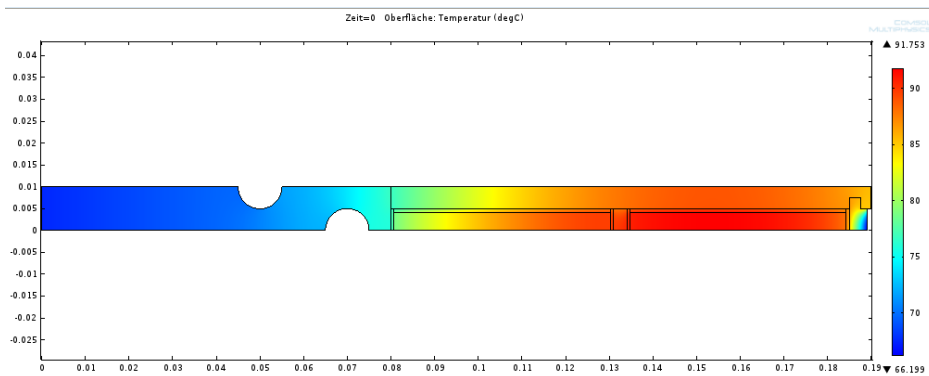


Abbildung 119: EDS_0603 mit Durchzugskühlung, mit 2 Reihen zus. axiale Kühlkanäle, am Anfang (oben) / Ende (unten) des Blechpakets.

Allerdings erwärmt sich die Kühlluft in den relativ kleinen Kühlkanälen im axialen Verlauf schnell, wie in Abbildung 120 (hellblaue und braune Linie) dargestellt ist.

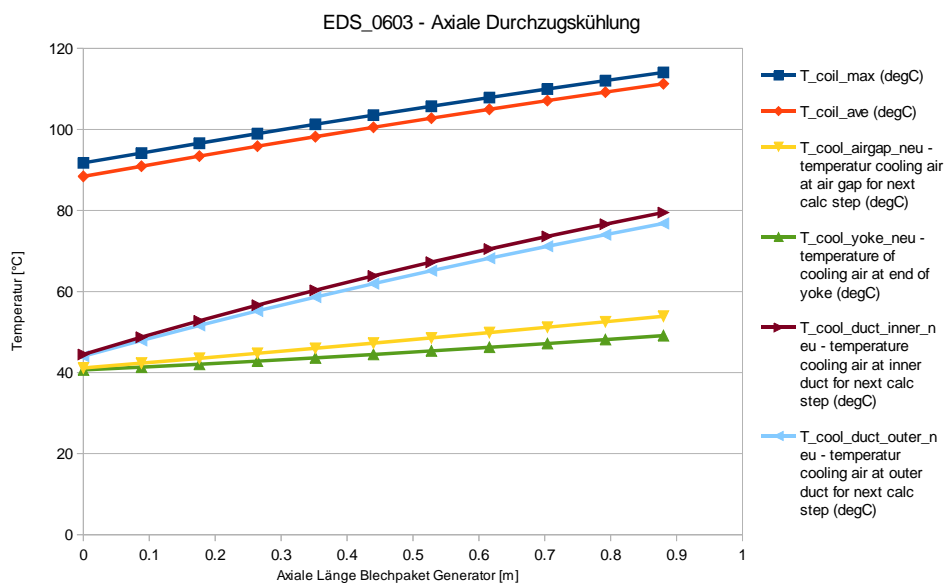


Abbildung 120: EDS_0603 mit Durchzugskühlung, mit 2 Reihen zus. axiale Kühlkanäle, Temperaturen über die Länge des Blechpakets.

4.10.3. DURCHZUGS-LUFTKÜHLUNG, LUFTSPALT, JOCH UND AXIALE KANÄLE NAHE AUßENRAND STATORJOCH

Alternativ zu Kühlkanälen mit kleinem Durchmesser nahe am Nutengrund (in EDS_0603 beleuchtet) wurden auch Konfigurationen mit größeren Kühlkanälen betrachtet. Diese müssen dann radial außen im Statorjoch angeordnet werden, wie für EDS_0604 in Abbildung 121 dargestellt.

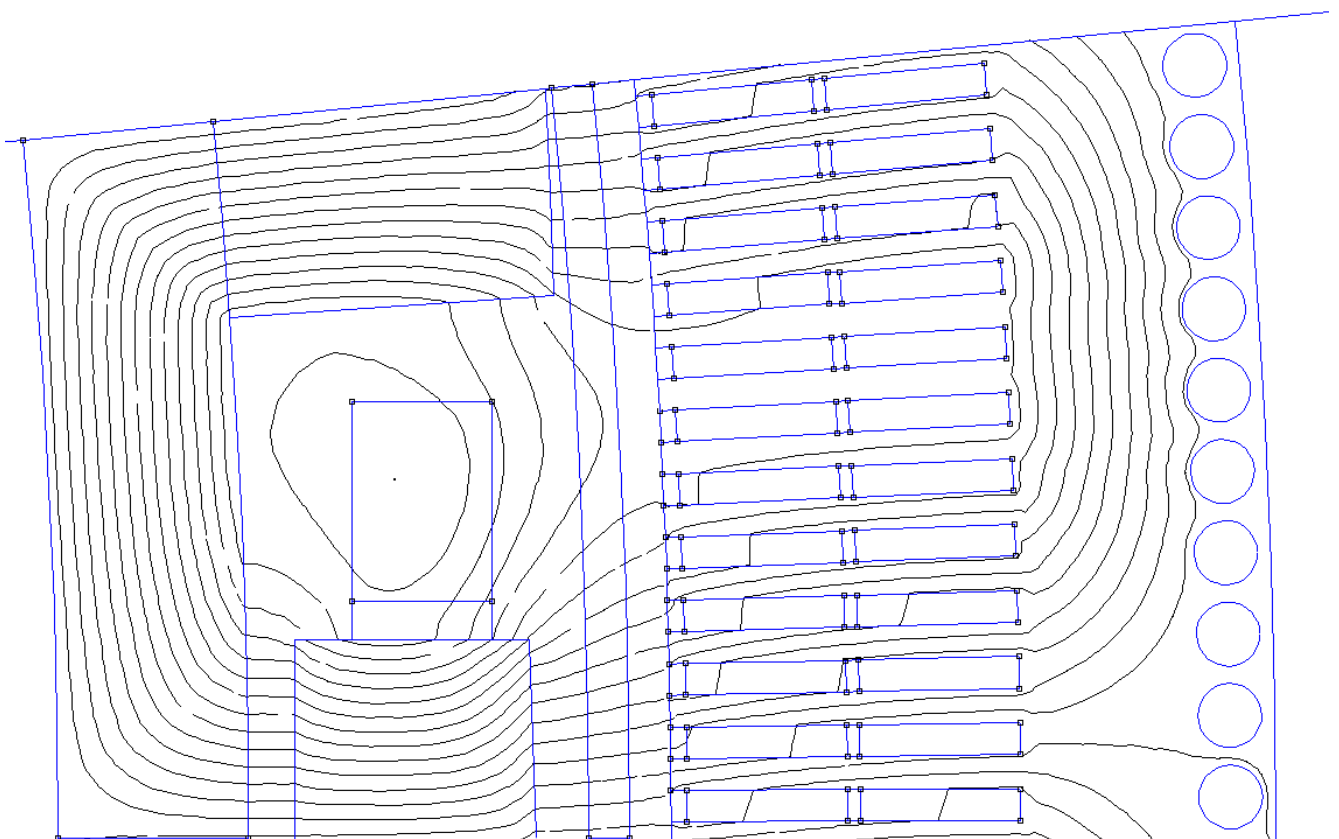


Abbildung 121: EDS_0604 mit Durchzugskühlung, mit zusätzlichen axialen Kühlkanälen (1-reihig), Feldlinien unter Nennlast.

Abbildung 122 stellt die Temperaturverteilung im Modell am axialen Start und Ende des Blechpakets dar. Aus den Temperaturverläufen der Kühlluft über die Länge des Blechpakets in Abbildung 123 wird deutlich, dass sich die Kühlluft immer noch unterschiedlich schnell in den verschiedenen Passagen erwärmt, dieser Effekt aber gegenüber EDS_0603 (vgl. Abbildung 120) deutlich weniger stark ausgeprägt ist.

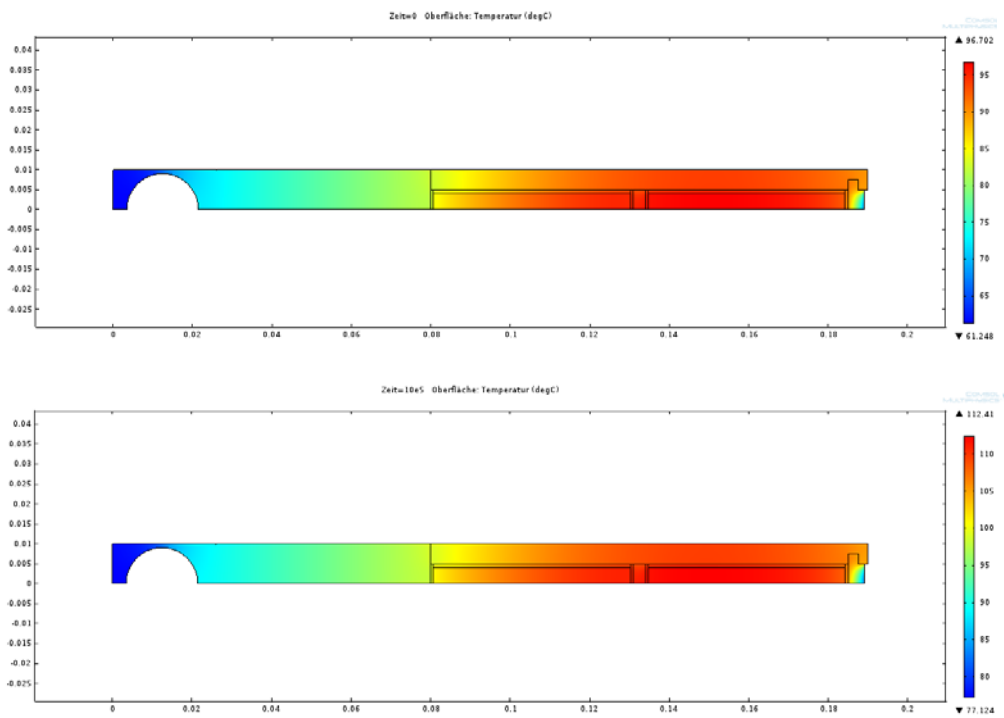


Abbildung 122: EDS_0604 mit Durchzugskühlung, mit einer Reihe zus. axiale Kühlkanäle, am axialen Anfang (oben) / Ende (unten) des Blechpakets.

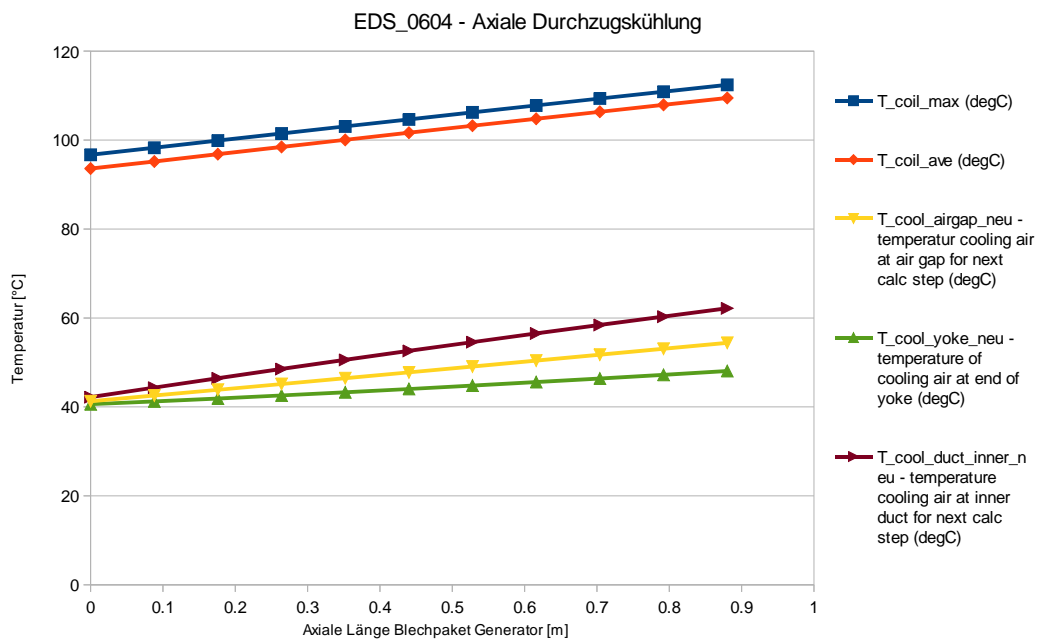


Abbildung 123: EDS_0604 mit Durchzugskühlung, mit einer Reihe zus. axiale Kühlkanäle, Temperaturen über die Länge des Blechpakets.

4.10.4. VERGLEICH OPTIONEN DURCHZUGS-LUFTKÜHLUNG

Durch das Einbringen von zusätzlichen axialen Kühlkanälen können die Spulentemperaturen – und auch die Blechpakettemperaturen – um gut 20 K gesenkt werden.

Dies ist in Abbildung 124 für die maximalen und in Abbildung 125 für die mittleren Spulentemperaturen dargestellt. Gerechnet wurde hier für etwa gleiche Antriebsleistungen der Kühlluftventilatoren im Bereich des Blechpakets.

Die Auslegung mit zwei Reihen axialen Kühlkanälen mit kleinem Durchmesser (EDS_0603) nahe den Nuten bzw. mit einer Reihe mit großem Durchmesser (EDS_0604) nahe am Jochende sind thermisch etwa gleichwertig, wobei EDS_0604 (große Kühlbohrungen) über die Länge gleichmäßigere Temperaturen aufweist.

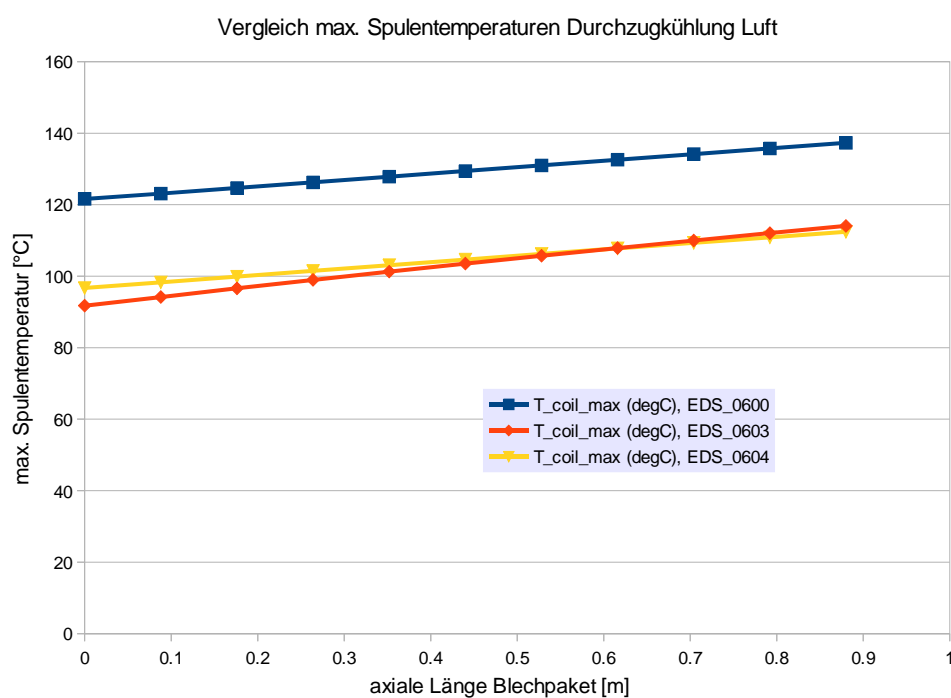


Abbildung 124: Vergleich maximale Spulentemperaturen EDS_0600, _603, _604 mit Durchzugslüftung.

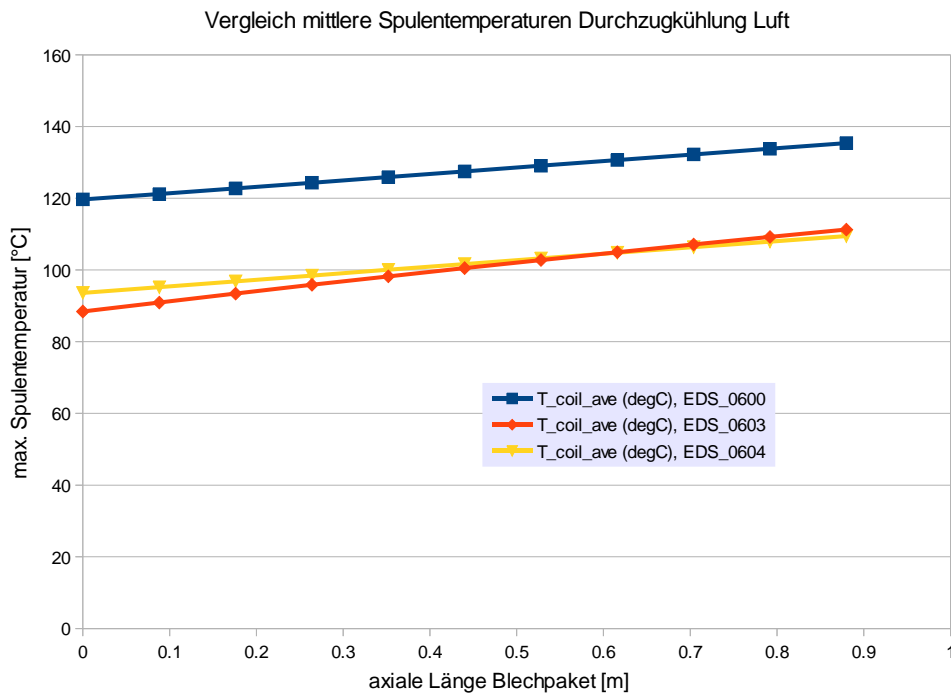


Abbildung 125: Vergleich mittlere Spulentemperaturen EDS_0600, _603, _604 mit Durchzugslüftung.

Bewertung bzgl. Zusatzkosten und –gewichte durch die Luftkanäle: Durch das Einbringen von axialen Kühlkanälen muss das Statorjoch zur Flußführung radial dicker werden. Eine grobe Abschätzung der zusätzlichen Masse an Elektroblech kann aus dem Durchmesser D_{KK} der radialen Kühlkanäle und der Anzahl der Reihen n_{KK} der Kühlkanäle erfolgen:

- $M_{\text{zus_Joch}} = \pi * D_{\text{Joch}} * D_{\text{KK}} * L_{\text{Stator}} * 7850 \text{ kg/m}^3$

(Beispiel: $L_{\text{Stator}}=0,88 \text{ m}$, $D_{\text{Joch}}=5,2 \text{ m}$, $D_{\text{KK}}=0,020 \text{ m}$ → $M_{\text{zus_Joch}} = 2257 \text{ kg}$)

Das erhöhte Gewicht des Statorblechpakets kann auch zu erhöhtem Aufwand zur Abstützung führen.

4.11. WASSER/LUFTKÜHLUNG STATOR

Bei dieser Kühlmethode wird das Statorpaket radial außen mit Wasser (in geschlossenen Rohren) gekühlt. Zusätzlich werden die Spulenköpfe und auch der Rotor mit Luft gekühlt. Die Untersuchungen sollten aufzeigen, ob hier gegenüber der axialen Luft-Durchzugskühlung oder der radialen Luftkühlung Vorteile erzielt werden können.

Von Vorteil gegenüber reiner Luftkühlung könnten sein:

- niedrigere Temperaturen von Statorspulen und Blechpaket (geringere I^2R -Verluste, weniger thermische Alterung, weniger thermomechanische Belastungen)
- weniger Materialbedarf → leichter und kostengünstiger Generator
- weniger Leistungsbedarf für die Stator Kühlung (Lüfter) → Erhöhung Wirkungsgrad Generator oder Verringerung Generatorgröße/-gewicht möglich

4.11.1. WASSERMANTELKÜHLUNG, OHNE KONTAKTWIDERSTÄNDE

Basierend auf EDS_0600 wurde eine Auslegung des Stators mit Wasserkühlung am Jochende berechnet. Zunächst wurden ideale Wärmeübergänge zwischen den beteiligten Körpern angenommen (zu optimistisch für die Praxis).

Die Kühlwassertemperatur beträgt dabei 40°C. Eine Luftkühlung wurde nicht angenommen, auch keine natürliche Konvektion und keine Strahlung. Die maximale Spulentemperatur beträgt hier ca. 90°C, ein unkritischer Wert. Im Gegensatz zu axialer Luftkühlung ist die Aufheizung des Kühlwassers relativ gering, so dass nur ein Bild gezeigt wird.

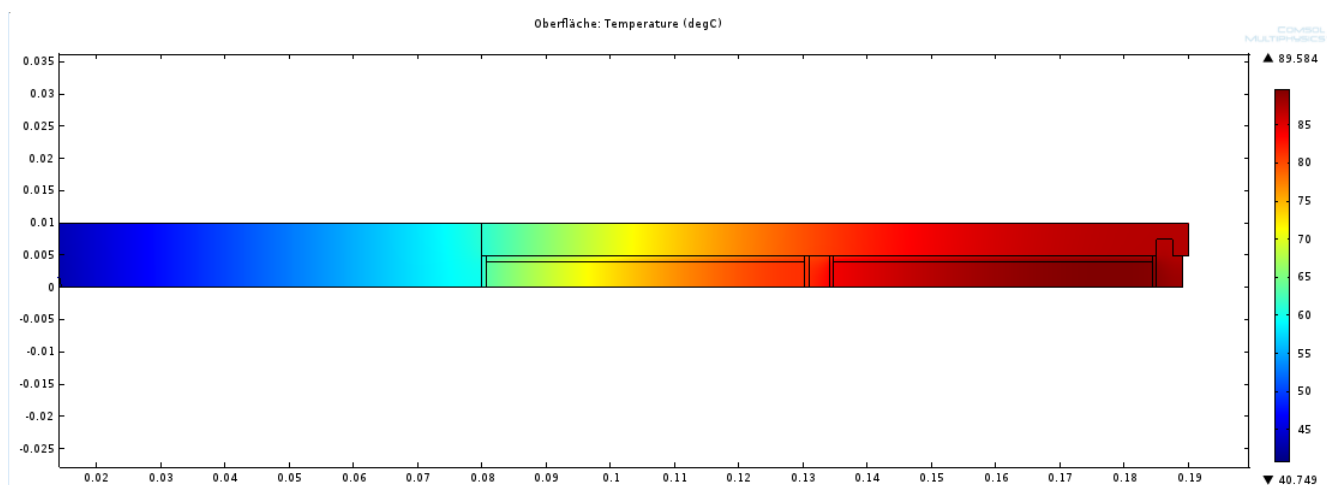


Abbildung 126: Berechnete Temperaturen für EDS_0605, mit Wasserkühlung am Jochrand, ohne zusätzliche Luftkühlung, ohne Kontaktwiderstände für den Wärmestrom, bei Nennlast.

4.11.2. WASSERMANTELKÜHLUNG, MIT KONTAKTWIDERSTÄNDEN

Für eine realitätsnähere Betrachtung wurden im nächsten Schritt Kontaktwiderstände für die Wärmeleitung angenommen. Hier wurden beispielsweise 50 µm dicke Luftschichten in die Berechnung für den Übergang Statorjoch-Wasserkühlung und Statorzähne-Statorspulen eingefügt.

Hierdurch erhöht sich die maximale Spulentemperatur von ca. 90°C auf ca. 103°C. Ob die angenommenen 50 µm Luftspalte praxisgerecht sind, sollte in Modelluntersuchungen überprüft werden.

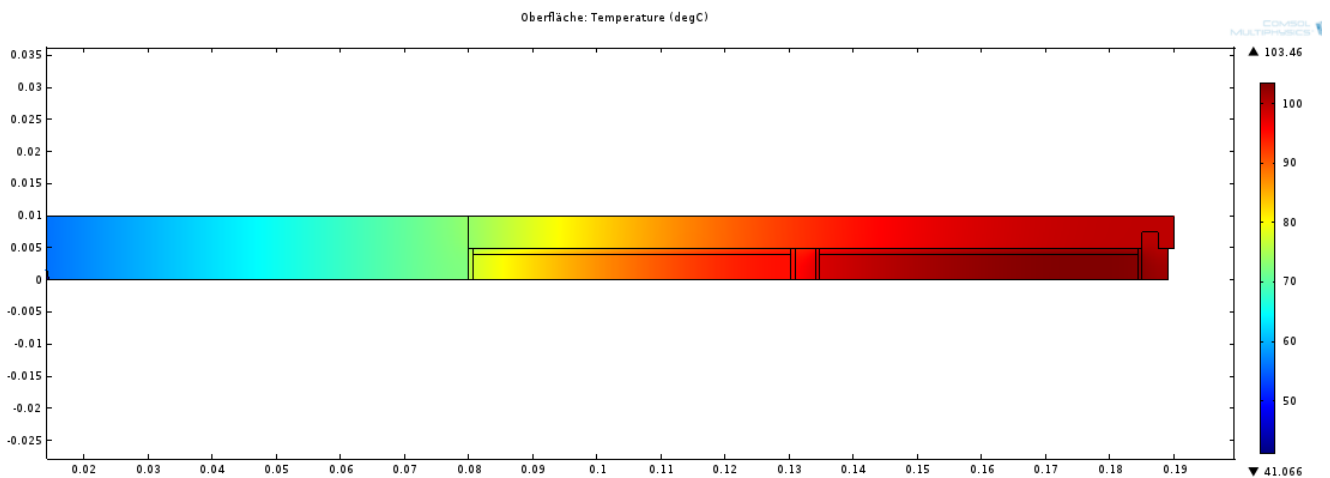


Abbildung 127: Berechnete Temperaturen für EDS_0605, mit Wasserkühlung am Jochrand, ohne zusätzliche Luftkühlung, mit Kontaktwiderständen von $50\mu\text{m}$ Luft für den Wärmestrom, bei Nennlast.

4.11.3. WASSERMANTELKÜHLUNG, MIT KONTAKTWIDERSTÄNDEN UND LUFTKÜHLUNG

Bei zusätzlicher schwacher Luftkühlung im Luftspalt mit $10\text{ W/m}^2/\text{K}$ wird eine maximale Spulentemperatur von unter 100 °C erreicht, wie in Abbildung 128 gezeigt wird.

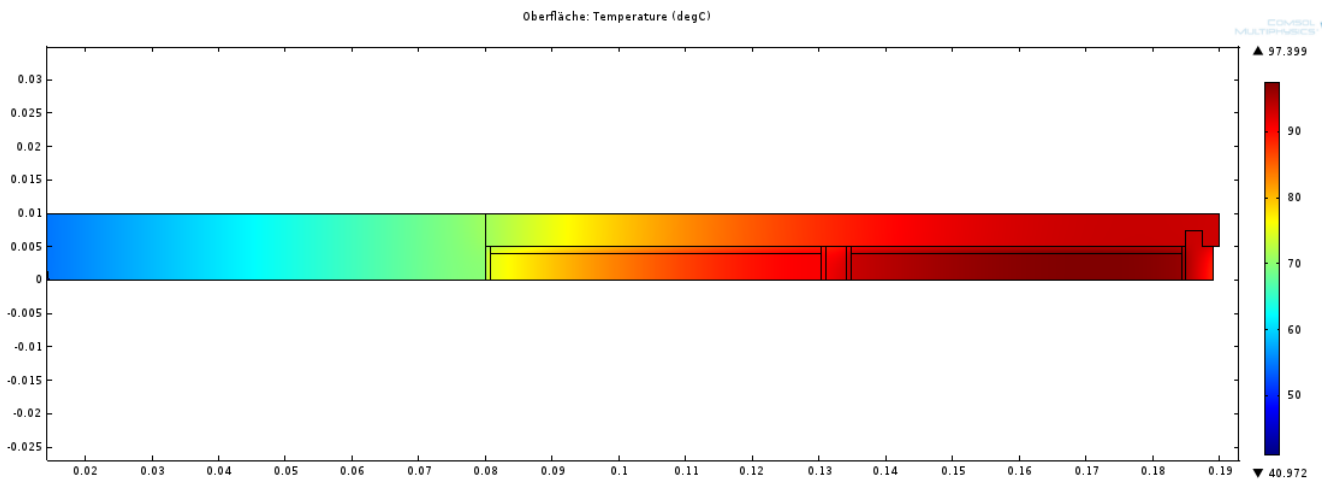


Abbildung 128: Berechnete Temperaturen für EDS_0605, mit Wasserkühlung am Jochrand, zusätzliche Luftkühlung mit $10\text{ W/m}^2/\text{K}$, mit Kontaktwiderständen von $50\mu\text{m}$ Luft für den Wärmestrom, bei Nennlast.

4.11.4. WASSERMANTELKÜHLUNG, PUMPVERLUSTE

Die Pumpverluste bei Wasserkühlung wurden zu etwa 2 kW abgeschätzt. Zusätzlich zur Wasserpumpe werden noch Lüfter benötigt, um die Stator-Wickelköpfe und den Außenzylinder des Rotors zu kühlen. Deren Verluste wurden zu 5 kW abgeschätzt. Damit ergeben sich mit der kombinierten Wassermantel-/Luftkühlung geringere Kühlverluste als bei reiner Luftkühlung, und zusätzlich niedrigere Statorspulentemperaturen.



Nachteilig sind der Aufwand der Wasserkühlung (Wasserrohre, Verbinder, Wasserpumpe und Wärmetauscher). Andererseits kann die Luftkühlung schlanker ausfallen.

	Luftkühlung	Wasser-/Luftkühlung
Statortemperaturen	höher	niedriger
Verluste für Lüfter / Pumpen zur Kühlung	höher	niedriger
Wärmetauscher Wasser (sek. Kühlmedium)/Luft (prim. Kühlmedium)	größer/mehr	kleiner/weniger
Primäre Kühlwasserpumpe für Generator	entfällt	notwendig
Wasserrohre im Generator (Primärkühlung)	entfallen	notwendig, inkl. Montage und Verbindern
Wärmetauscher Wasser (sek. Kühlmedium) / Wasser (prim. Kühlmedium)	entfallen	notwendig
Risiko Wasserleck	entfällt	vorhanden

Tabelle 27: Vergleich Primärkühlung mit Luft bzw. kombinierte Wasser-/Luftkühlung qualitativ.

4.12. WÄRMEFLUSSANALYSE ROTOR

Die gewählte Kühlmethode für den Rotor besteht in Wärmeleitung über metallisches Material (Kupfer, Aluminium).

Eine besondere Herausforderung beim Einsatz von MgB_2 -Drähten für die Rotorspulen liegt darin, die niedrigen Temperaturen sicher zu erreichen. Dazu müssen Wärmequellen (Verluste, Wärmeleitung), Wärmesenken (Kaltköpfe) und die Wärmeflüsse im Rotor genau analysiert werden. Im Rahmen dieses Projektes wurden dazu thermische Ersatzschaltbilder aufgestellt, die das Verhalten im stationären Fall bei Nennbedingungen ermitteln.

4.12.1. THERMISCHES MODELL ROTOR - GRUNDLAGEN

Zur einfachen Abschätzung der Wärmeströme im Rotor und der damit verbundenen Temperaturdifferenzen wurde ein Spice-Simulator verwendet. Teile des Rotors wurden als 1D-Wärmeleitungsnetzwerk im stationären Zustand (Nennbetrieb) modelliert.

In Abbildung 130 ist das Modell für einen Kaltkopf auf der linken Seite des Ersatzschaltbildes dargestellt. Die Spannungen in Volt (V) entsprechen der absoluten Temperatur in (K), die Ströme in Ampere (A) entsprechen den Wärmeströmen in (W).

Der Kaltkopf wird als strom(=Wärmestrom)abhängige Spannungs(=Temperatur)quelle abgebildet. Abbildung 129 zeigt die Leistungskurve beispielhaft für den Kaltkopf Sumitomo CH-110 LT. Dieser wird in Abbildung 130 als nicht-lineare Spannungsquelle B1 modelliert. Die Diode dient lediglich dazu, keinen Wärmestrom aus dem Kaltkopf heraus zu erzeugen, da dies nicht dem Betriebszweck dient. In dem Ersatzschaltbild in Abbildung 130 wird die Wärmequelle als einfache Stromquelle (im Beispiel mit 60 W) modelliert.

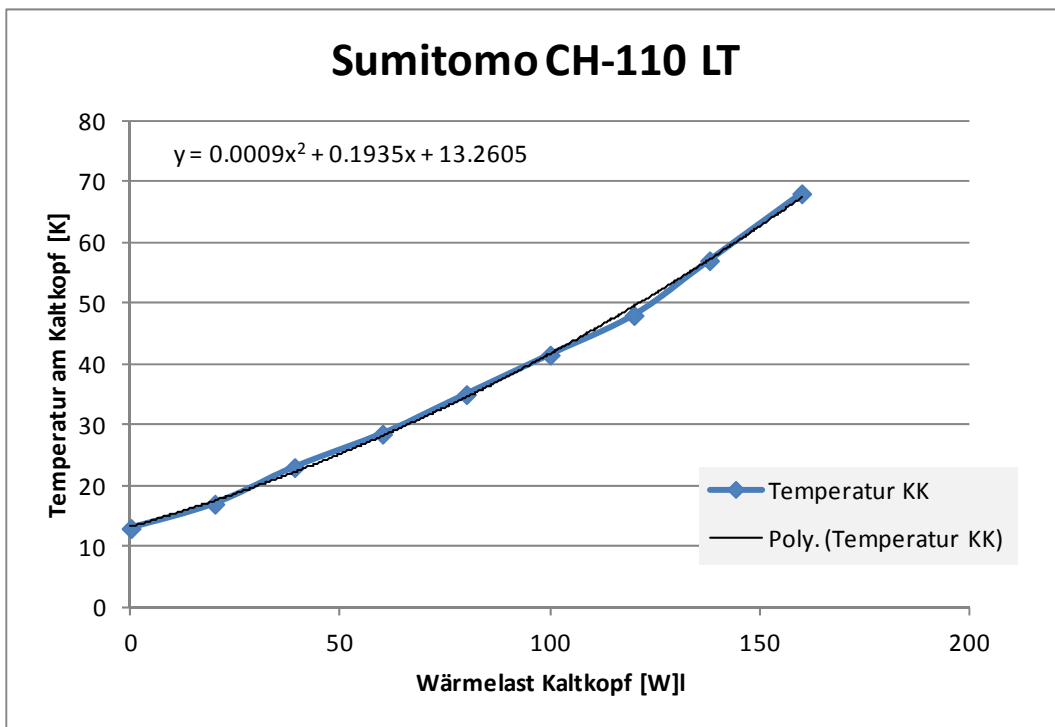


Abbildung 129: Temperatur an einem Kaltkopf gegen Wärmelast am Kaltkopf, für Sumitomo CH-110 LT.

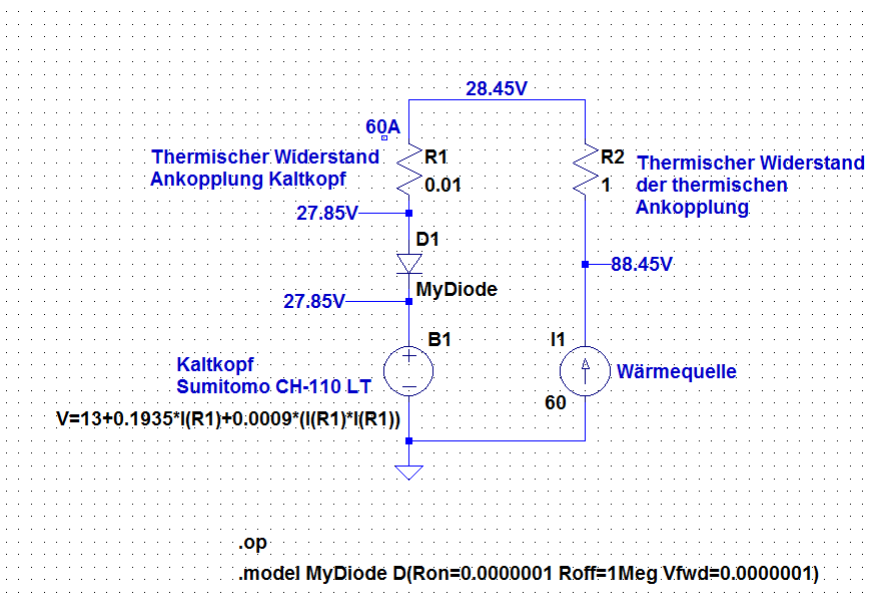


Abbildung 130: Einfaches thermisches Modell eines Kaltkopfes mit temperaturabhängiger Leistung.

4.12.2. THERMISCHES MODELL ROTOR OHNE SCHILD

Abbildung 131 zeigt auf der linken Seite – (a) – die Rotorspulen in abgewickelter Darstellung schematisch. Im gezeigten Beispiel werden 6 Spulen durch einem Kaltkopf gekühlt. Die Spulen sind thermisch an einen „Bus“ angeschlossen, der die Wärme von den Spulen zum Kaltkopf leitet. Die höchste Temperatur werden die Spulen haben, die am weitesten vom Seite 131 von 188

Kaltkopf entfernt sind. Dies ist für die Spule 1 in roter Darstellung angedeutet. Das thermische Ersatzschaltbild berücksichtigt nur noch eine MgB₂-Spule im Detail, alle anderen Spulen werden nur als Wärmequellen berücksichtigt. Aus Symmetriegründen braucht nur eine Hälfte des Modells gerechnet werden, aus Gründen der Übersichtlichkeit wurden aber die Wärmequellen der zweiten Hälfte berücksichtigt, so dass der gesamte Wärmestrom in den Kaltkopf hinein berechnet wird.

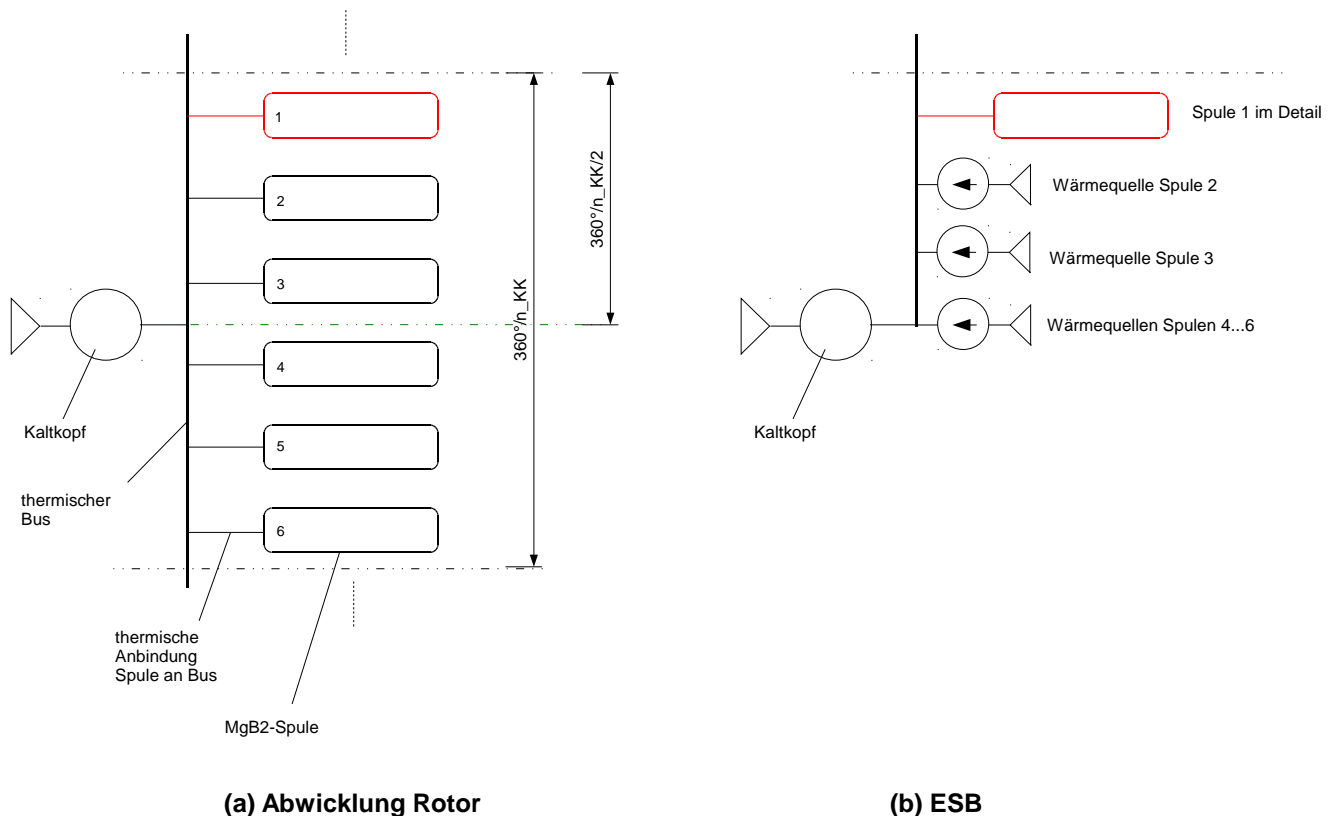


Abbildung 131: Thermisches Ersatzschaltbild – Ein Kaltkopf mit mehreren MgB₂-Spulen.

4.12.2.1. ROTORDESIGNOPTION 1B OHNE SCHILD

In der Rotordesignoption 1b (Folgepolanordnung, warmes Rotorjoch) ohne thermischen Schild ergeben sich recht hohe Wärmeeinleitungen je MgB₂-Spule von ca. 6 W.

Dies führt zu folgenden Problemen:

- hohe Temperaturdifferenzen bereits in einer MgB₂-Spule durch hohe Wärmeflüsse,
- zu hohe Temperaturen am Kaltkopf.

Im dargestellten Beispiel in Abbildung 132 wird ein Kaltkopf (Fa. Sumitomo, Modell CH-110 LT) für die Kühlung von 6 Rotorspulen verwendet. Die Wärmestrom in den Kaltkopf beträgt hier ca. 36,8 W, dies führt zu einer Temperatur am Kaltkopf von ca. 21,3 K. Der wärmste Punkt der MgB₂-Spule hat eine Temperatur von knapp 42 K, also wesentlich über

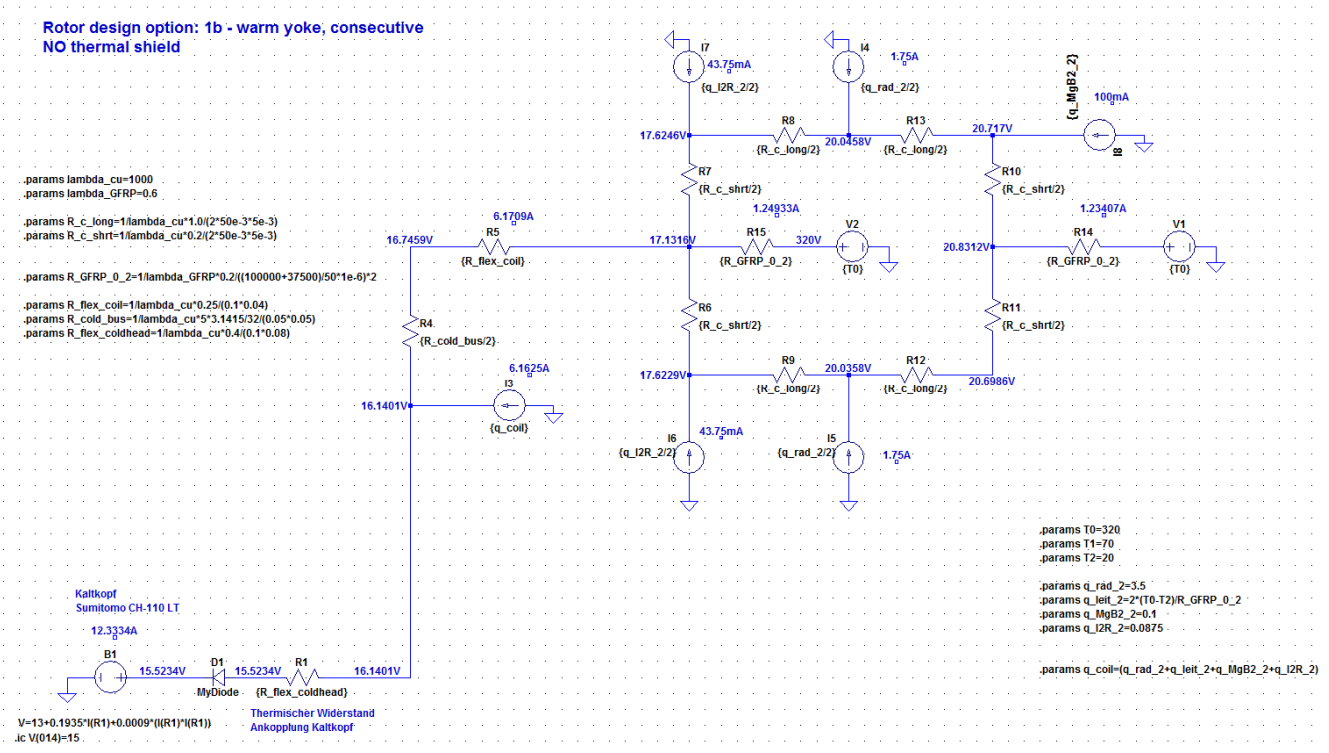


Abbildung 133: Spice Thermisches Ersatzschaltbild Rotor-Option 1b, ohne thermisches Schild – Ein Kaltkopf mit zwei MgB₂-Spulen (Volt->K, Ampere->W), Kaltkopf: Sumitomo CH-110 LT [Windspeed_thermal_rotor_1b_no_shield_02_CH-110 LT.asc] und mehr Kupfer als zuvor.

4.12.2.2. ROTORDESIGNOPTION 5B OHNE SCHILD

Bei Rotorauslegungen mit kaltem Rotorjoch (Optionen 5a/5b) ist zunächst zu berücksichtigen, wieweit das kalte Rotoreisen zur Wärmeverteilung über Wärmeleitung beiträgt. In Abbildung 134 ist die Wärmeleitfähigkeit von FeNi9 (ferromagnetisches Material mit guten mechanischen Eigenschaften bei niedrigen Temperaturen – ein Kandidat für kaltes Rotoreisen) dargestellt.

Das kalte Rotorjoch trägt zur Wärmeleitung in axialer und auch in Umfangsrichtung bei. Einen Vergleich der mit der Materialdicke gewichteten Wärmeleitfähigkeit zwischen FeNi9 und Kupfer gibt folgendes Beispiel bei 20 K:

- Dicke t_{FeNi9} : 60 mm, Dicke $t_{\text{OF-Cu}}$: 1 mm
- Wärmeleitfähigkeit λ_{FeNi9} : 3,5 W/m/K, Wärmeleitfähigkeit $\lambda_{\text{OF-Cu}}$: 1000 W/m/K
- Verhältnis Produkte $t_{\text{FeNi9}} \cdot \lambda_{\text{FeNi9}} / (t_{\text{OF-Cu}} \cdot \lambda_{\text{OF-Cu}}) = 210 / 1000 = 0,21$

In diesem Beispiel trägt also eine 1 mm dünne Kupferschicht etwa 5-mal mehr zur Wärmeableitung bei als eine 60 mm dicke FeNi9-Platte. In den gezeigten Abschätzungen wurde daher der Beitrag des kalten Rotoreisens vernachlässigt.

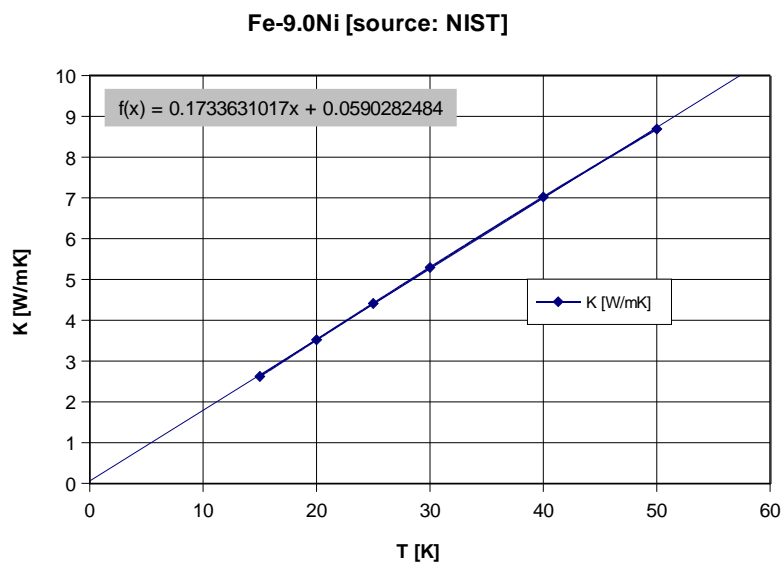


Abbildung 134: Wärmeleitfähigkeit von FeNi9 bei niedrigen Temperaturen.

Werden sechs MgB_2 -Spulen (mit dem dazugehörigen kalten Rotorjoch und kalten Polstücken) von einem Kaltkopf CH-110 LT gekühlt, so lässt sich die maximale Betriebstemperatur von 20 K am Ende der entferntesten Spule gerade einhalten. Das vereinfachte thermische Ersatzschaltbild gemäß Abbildung 135 errechnet eine max. Spulentemperatur von 19,5 K. Der Wärmestrom in den Kaltkopf beträgt ca. 16,4 W.

Da die maximale Spulentemperatur sehr nahe an der maximalen Spulentemperatur von 20 K liegt, sollten bei Verwendung dieses Designs detailliertere Berechnungen vorgenommen werden.

Rotor design option: 1b - warm yoke, consecutive
WITH thermal shield

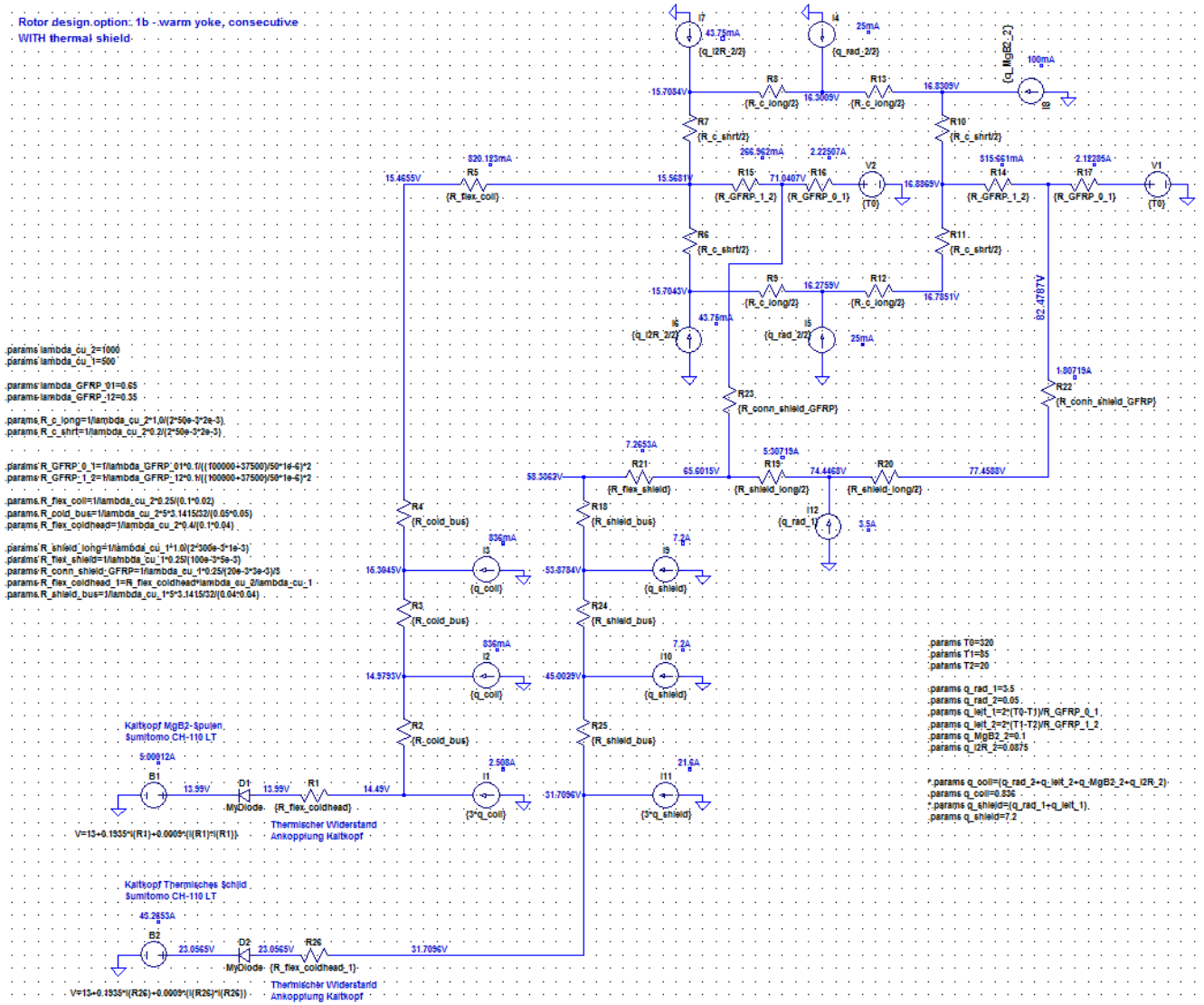


Abbildung 136: Spice Thermisches Ersatzschaltbild Rotor-Option 1b, mit thermischem Schild – Ein Kaltkopf mit 6 MgB2-Spulen (Volt->K, Ampere->W), ein weiterer Kaltkopf für die 6 thermischen Schilde, Kaltköpfe: Einstufige Sumitomo CH-110 LT [Windspeed_thermal_rotor_1b_with_shield_01_CH-110 LT.asc].

4.12.3.3. ROTORDESIGNOPTION 5B MIT SCHILD

Bei dieser Auslegung kühlt ein einstufiger Kaltkopf 6 MgB₂-Spulen und ein weiterer Kaltkopf den zugehörigen Teil des thermischen Schildes (es gibt nur ein Schild) der 6 Spulen.

Die GFK-Stützen, die den kalten Rotor gegen die warme Rotorstruktur abstützen, wurden thermisch in der Mitte ihrer Länge abgefangen, so dass die Wärmeinleitung auf das niedrige Temperaturniveau deutlich verringert wird.

- die berechnete Temperatur an der entferntesten Spulen beträgt 15 K

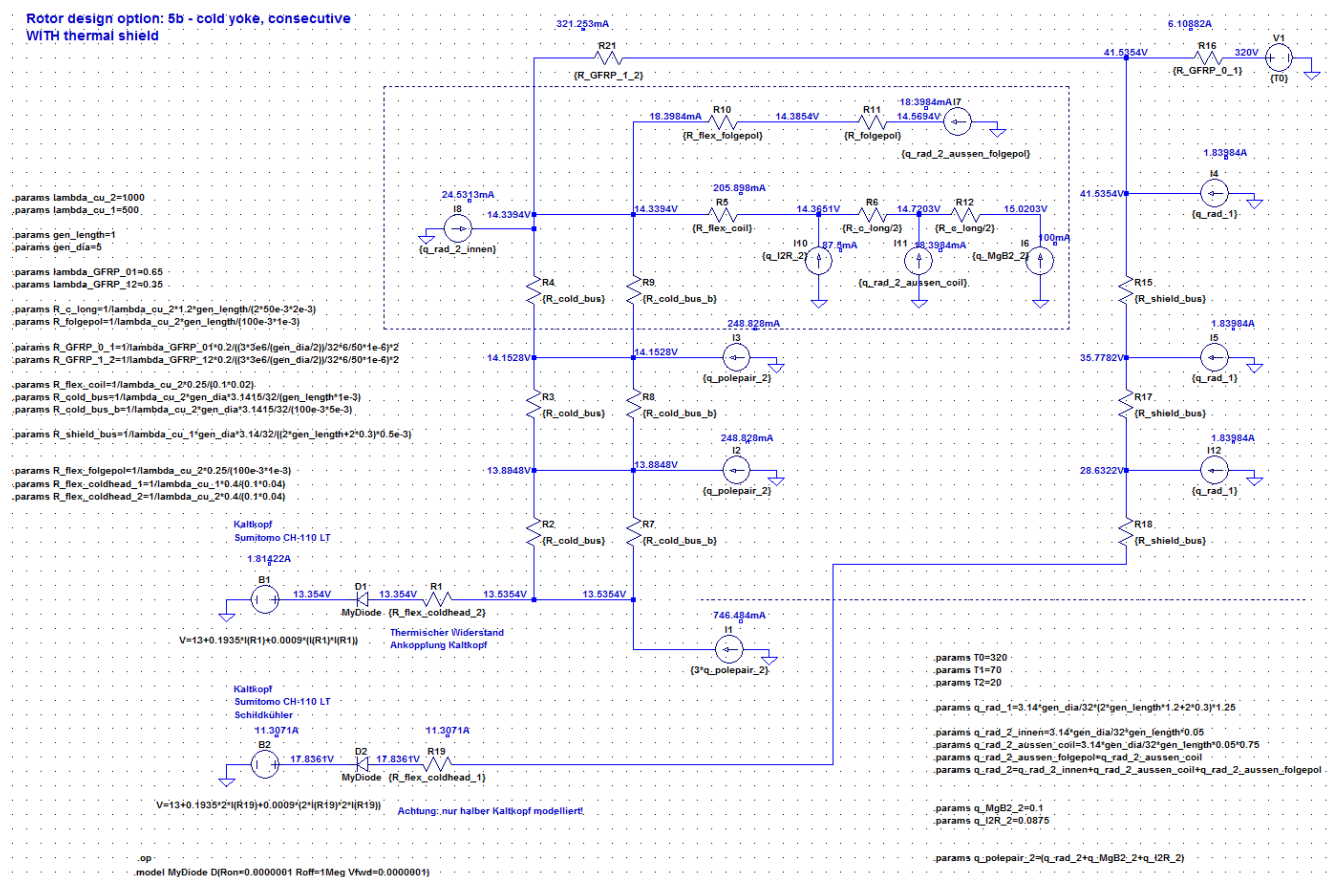


Abbildung 138: Spice Thermisches Ersatzschaltbild Rotor-Option 5b, mit thermischem Schild – Ein Kaltkopf mit 6 MgB₂-Spulen (Volt->K, Ampere->W), ein weiterer Kaltkopf für den thermischen Schild (anteilig), Kaltköpfe: Einstufige Sumitomo CH-110 LT [Windspeed_thermal_rotor_5b_with_shield_01_CH-110 LT.asc] – s. Spalte 6 in Tabelle 32.

4.12.3.4. ROTORDESIGNOPTION 5B MIT SCHILD, ZWEISTUFIGE KÜHLER

Bei dieser Auslegung kühlt ein zweistufiger Kaltkopf 10 MD 6 MgB₂-Spulen und den thermischen Schild der 6 Spulen.

Die GFK-Stützen, die den kalten Rotor gegen die warme Rotorstruktur abstützen, wurden auch hier thermisch in der Mitte ihrer Länge abgefangen, so dass die Wärmeinleitung auf das niedrige Temperaturniveau deutlich verringert wird.

- die berechnete Temperatur an der entferntesten Spulen beträgt 11,1 K
- dies ist die niedrigste der berechneten Rotortemperaturen in dieser Studie

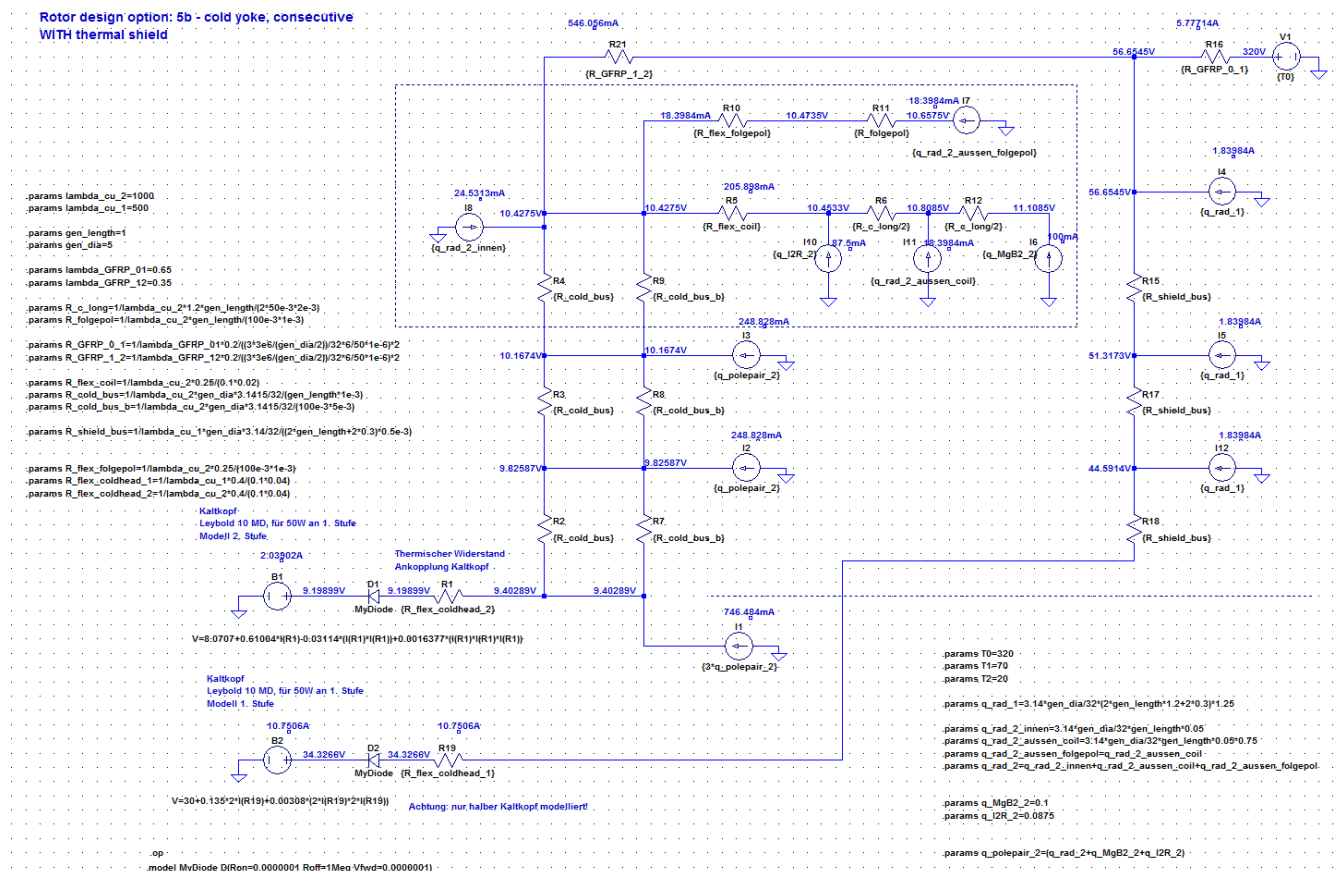


Abbildung 139: Spice Thermisches Ersatzschaltbild Rotor-Option 5b, mit thermischem Schild – Ein zweistufiger Kaltkopf mit 6 MgB₂-Spulen (Volt->K, Ampere-> W), Stufe 1 am thermischen Schild, Stufe 2 an den MgB₂-Spulen. Kaltköpfe: Zweistufige Leybold 10MD [Windspeed_thermal_rotor_5b_with_shield_02_10 MD.asc] – s. Spalte 7 in Tabelle 32.

4.12.4. THERMISCHES MODELL ROTOR - STROMZUFÜHRUNGEN

Für die Auslegung der MgB_2 -Generatoren wurde von der Verwendung leitungsgekühlter Stromzuführungen ausgegangen. Diese weisen im Vergleich zu alternativen Systemen (z. B. berührungslose Übertragung des Rotorstromes, mit kalten Halbleitern oder schaltbaren Supraleitern) folgende Eigenschaften auf:

	Vorteile	Nachteile
Wärmeeinleitung	Fast keine Wärmeeinleitung zur MgB_2 -Spulentemperatur, wenn eine HTS-Stromzuführung ab dem Schildkühler eingesetzt wird	Hohe Wärmezufuhr in jedem Fall bis zur Schildtemperatur
Dynamik	Direkte Ankopplung an das Erregernetzteil	
Vakuum		Benötigt zwei (plus und minus) Durchführungen durch das Rotorvakuum
Quenchschutz	Einfache Entladung der Rotorspulen in einen Widerstand auf Raumtemperatur möglich	
Entwicklungsaufwand	Relativ gering im Vergleich zu anderen Lösungen	

Tabelle 28: Eigenschaften von leitungsgekühlten Stromzuführungen im Rotorkreis.

Abbildung 140 zeigt schematisch den Aufbau eines Stromzuführungssystems bei der Verwendung zweistufiger Kaltköpfe. Jede der beiden Stromzuführungen besteht zunächst aus einer Vakuumdurchführung, die den Rotorstrom bei Raumtemperatur elektrisch isoliert in das Rotorvakuum führt. Darauf schließt sich der Teil 1 der Stromzuführung (SZF) an (in rot gezeichnet), der aus einer Kupferlegierung besteht und zur 1. Stufe eines Kaltkopfes führt. Von dort wird der Rotorstrom mit der SZF Teil 2 weiter zur 2. Stufe des Kaltkopfes geführt (türkis). Dieser 2. Teil besteht aus einem keramischen Hochtemperatursupraleiter (YBaCuO oder Bi-2223). Aufgrund der relativ hohen Wärmeeinleitung in die 1. Stufe der Kaltköpfe wurden im gezeigten Beispiel die Stromzuführungen an zwei Kaltköpfe angeschlossen, die relativ weit entfernt voneinander montiert sind. Die macht einen 3. Teil der SZF notwendig (tiefblau), der den Rotorstrom weiter zur ersten bzw. letzten MgB_2 -Rotorspule leitet. Dieser Teil soll keine Temperaturdifferenzen überbrücken, sondern den Strom möglichst verlustarm zur Spule leiten. Hier ist der Einsatz von kombinierten Kupfer/Supraleitern möglich, so dass praktisch keine I^2R -Verluste auftreten.

Der Wärmeeintrag einer leitungsgekühlten Stromzuführung hängt im wesentlichen vom Nennstrom ab. Für den Teil 1 der Stromzuführungen, der den Temperaturbereich von Raumtemperatur auf kleiner 80 K abdeckt, wurde ein Wert von etwa 45 W/kA angenommen. Dies entspricht optimierten metallischen Stromzuführungen, bei den das Verhältnis Querschnitt zu Länge auf den Nennstrom und das verwendete Metall abgestimmt wurde.

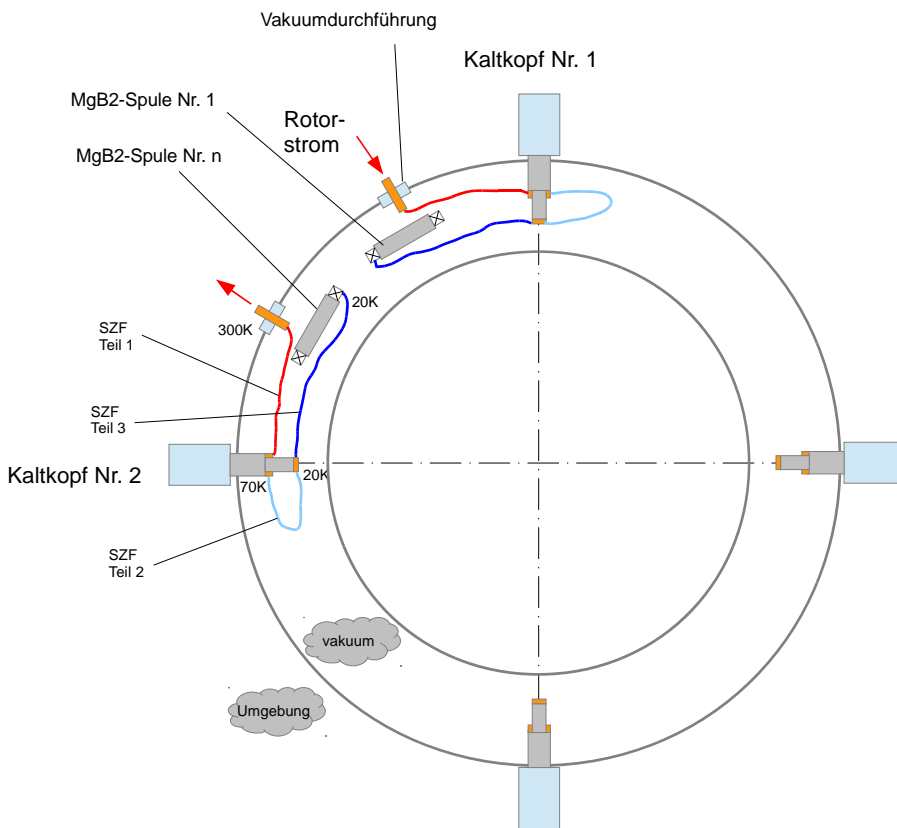


Abbildung 140: Schema Platzierung zweistufige Kaltköpfe mit leitungsgekühlten Stromzuführungen.

Der zweite Teil der Stromzuführungen (sofern eine zweite Temperaturstufe im Design zur Verfügung steht) besteht aus keramischen Hochtemperatursupraleitern, bei denen die Wärmeleitung sehr gering ist. Es werden hier höhere Werte als von einem Hersteller (s. Abbildung 141) angegeben angesetzt, da dieser Teil der Stromzuführungen für den Quenchfall verstärkt werden sollte.

- Teil 1: Wärmeeintrag von Raumtemperatur auf $< 80\text{ K}$: ca. 45 W/kA
- Teil 2: Wärmeeintrag von $< 80\text{ K}$ auf 20 K : ca. $0,5\text{ W/kA}$

Es wird hier durch den geringen Wärmeeintrag des Teils 2 der Stromzuführungen in die 20 K Kaltmasse deutlich, dass dieser Anteil praktisch gegenüber anderen Wärmeeinträgen vernachlässigbar ist. Für die Abschätzungen der Wärmeströme und Temperaturen wurde hier der Teil 2 daher nicht weiter berücksichtigt.

Alternativ zu der in Abbildung 140 dargestellten Anordnung mit einer Verteilung der Stromzuführungen auf zwei Kaltköpfe kann natürlich auch ein zusätzlicher Kaltkopf nur zur Kühlung der Stromzuführungen eingesetzt werden. Dies wurde in Tabelle 32 für die Fälle vorgenommen, in denen einstufige Kühler verwendet wurden, bei denen die Kühlleistung – insb. auch wg. der knappen Temperaturmargen – vollständig für die Kühlung des Rotors benötigt wird.



Operating Current (at 64K)	Type	Body dia. (mm)	Overall length (mm)	Calculated heat leak 65K-4.2K (pair)
150A	Standard	9.5	305	32mW
	Short	9.5	170	56mW
250A	Standard	11.1	305	57mW
	Short	12.7	170	104mW
500A	Standard	14.3	305	130mW
1000A	Standard	19.1	347	212mW
2000A	Standard	25.4	347	338mW

Abbildung 141: Wärmeeintrag von HTS-Stromzuführungen [Quelle: <http://www.hts-110.com/current-leads/>, vom 30.01.2015].

4.12.5. THERMISCHES MODELL ROTOR - ABKÜHLZEITEN

Für eine Abschätzung der Abkühlzeiten des Rotors ist zu beachten, dass die spezifische Wärme der im wesentlichen verwendeten Materialien im Rotor (FeNi9, Edelstahl, Kupfer) stark temperaturabhängig sind. Ebenso ist die Kühlleistung der Kaltköpfe stark temperaturabhängig. Weiterhin sind die Wärmeleitfähigkeiten der Materialien im Rotor temperaturabhängig (Einfluss auf thermische Diffusionsprozesse).

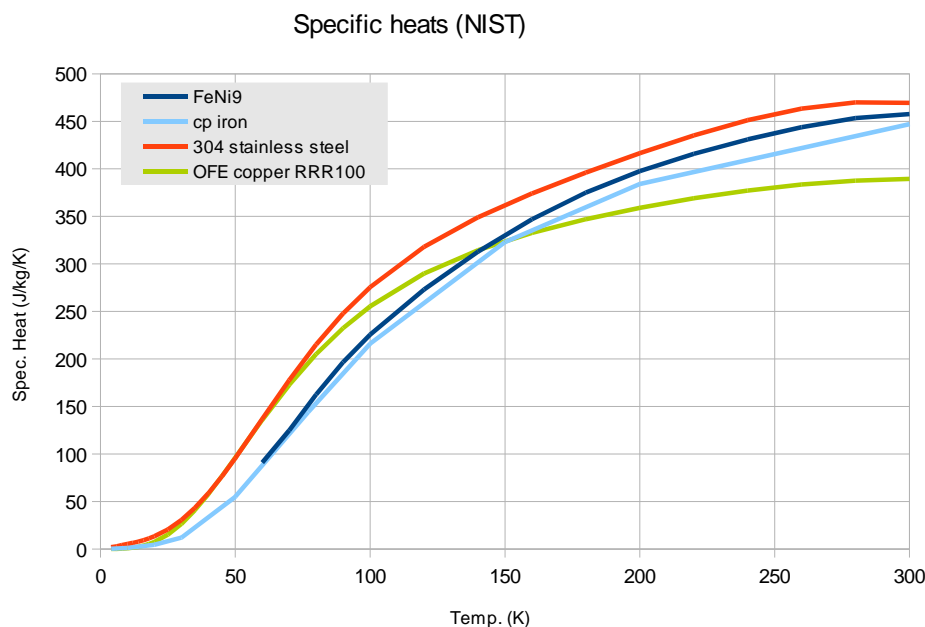


Abbildung 142: Spezifische Wärme von FeNi9, 304 Edelstahl (1.4301), Eisen, OFE-Kupfer mit RRR100.

In Abbildung 142 sind die spezifischen Wärmen von FeNi9 (ferromagnetisches Material im Rotor), Edelstahl (unmagnetische Strukturbauteile im Rotor) und Kupfer (Material zur Wärmeleitung im Rotor) in Abhängigkeit der



Temperatur dargestellt. Leider fehlen die Daten für FeNi9 bei niedrigen Temperaturen. Es wurden daher Werte für Eisen oder Edelstahl angenommen, die Unterschiede sollten nicht entscheidend für die Ergebnisse sein.

Bei Raumtemperatur betragen die Enthalpien der Materialien etwa:

Material	Enthalpie bei 300 K	Verwendung im Rotor
FeNi9	~ 82 J/g	Joch (Rotor-Option 5a/b), kalte Polstücke
Edelstahl	~ 92 J/g	Struktur MgB ₂ -Spulen
Kupfer	~ 80 J/g	Thermische Busse

Tabelle 29: Rotormaterialien, ihre thermischen Eigenschaften und die Verwendung.

Eine analytische Berechnung der Abkühlzeiten unter Vernachlässigung der thermischen Diffusion (also eine Art „Best-Case“) führte zu den Einkühlzeiten gemäß Tabelle 30 für EDS_0600 (warmes Rotorjoch, Rotor-Design 1b) bzw. EDS_0607 (kaltes Rotorjoch, Rotor-Design 5b).

Es wird deutlich, dass die Abkühlzeiten für zweistufige Kühler 10MD (ca. 34 Tage bzw. 98 Tage) inakzeptabel lang sind. Ursache ist die geringe Kühlleistung an der zweiten Stufe des Kühlers in Verbindung mit einer relative hohen Kaltmasse.

Die im Design verwendete Kühlleistung ist zwar ausreichend, um den Rotor kalt zu halten, aber unzureichend, um ihn in akzeptablen Zeiten von Raumtemperatur abzukühlen.

Design	EDS_0600	EDS_0600	EDS_0607	EDS_0607
Rotor-Design	1b (warmes Joch)	1b (warmes Joch)	5b (kaltes Joch)	5b (kaltes Joch)
Thermisches Schild	ja	ja	ja	ja
Kaltköpfe	Sumitomo CH110-LT	Leybold 10MD (2. Stufe)	Sumitomo CH110-LT	Leybold 10MD (2. Stufe)
Kühlkonzept	Spalte 3	Spalte 4	Spalte 6	Spalte 8
Anzahl Kaltköpfe	10	5	5	4
Kaltmasse ca.	7,700 kg	7,700 kg	17,900 kg	17,900 kg
Berechnung	analytisch	analytisch	analytisch	analytisch
	best-case (ohne therm. Diffusion)	best-case (ohne therm. Diffusion)	best-case (ohne therm. Diffusion)	best-case (ohne therm. Diffusion)
Einkühldauer ca.	3.4 Tage	33.8 Tage	16.1 Tage	97.9 Tage

Tabelle 30: Analytische Abschätzung Einkühldauer für EDS_0600 (warmes Rotorjoch) und EDS_0607 (kaltes Rotorjoch).

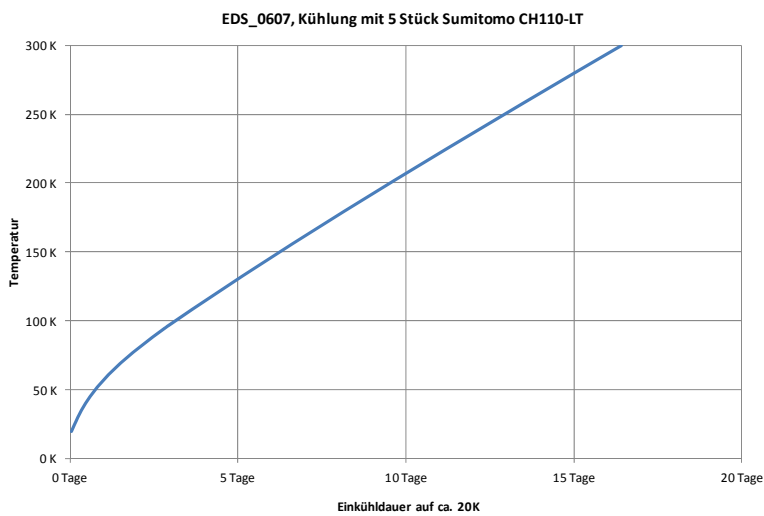


Abbildung 143: Einkühldauer EDS_0607 (kaltes Rotorjoch) mit 5 Stück CH110-LT Kaltköpfen, Best-Case-Rechnung ohne thermische Diffusion, ohne Zusatzkühler.

Einfluss der thermischen Diffusion: Um den Einfluss der thermischen Diffusion auf die Einkühldauer zu untersuchen, ist das Spice-Modell unpraktisch, da die Abbildung der Nichtlinearitäten sehr aufwendig ist. Daher wurde ein einfaches 2D-FEM Modell aufgesetzt, das in Abbildung 144 gezeigt ist. Modelliert wird der Rotor in abgewickelter Form, und es braucht aus Symmetriegründen nur der Teil modelliert zu werden, der zu einem halben Kaltkopf gehört.

Als Beispiel wird hier das Design EDS_0607 gezeigt (mit kaltem Rotoreisen), mit Kühlung durch insgesamt fünf Sumitomo CH-110LT Kaltköpfe. Es wird also 1/10 des Rotorumfangs in dem Modell betrachtet. In der Abbildung ist Kupfer in blau dargestellt, Eisen in grau. Die halbe Kaltkopf-Kühlleistung ist in Abbildung 144 an dem Punkt „4.“ angeschlossen. Die Kühlleistung des Kaltkopfes wurde temperaturabhängig modelliert.

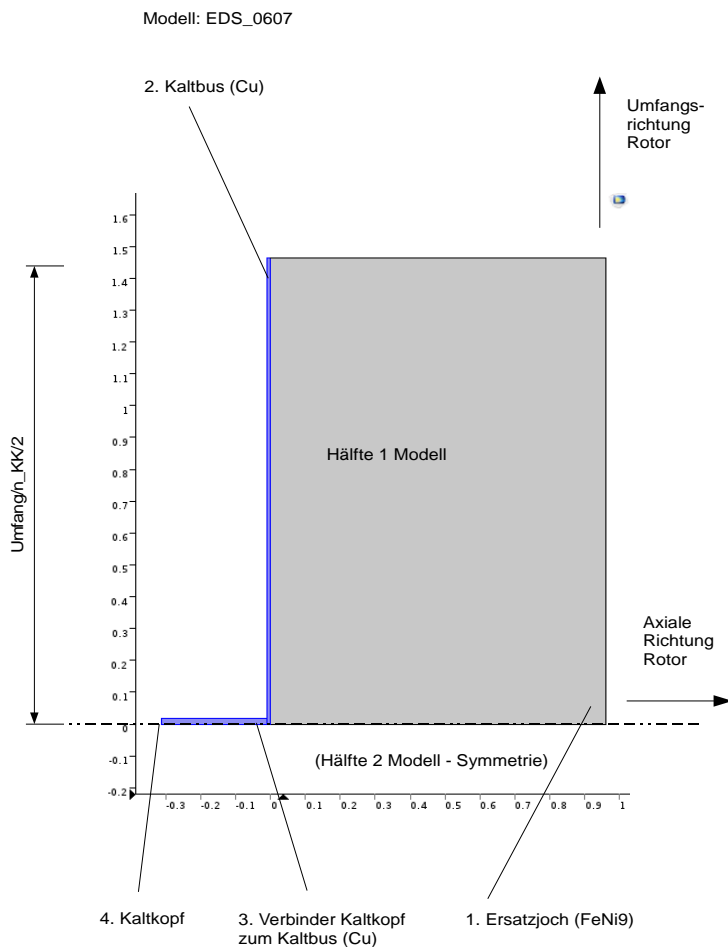


Abbildung 144: FEM-Modell transiente Abkühlung Rotor-Option 5.

A) FEM-Modell ohne thermische Diffusion: Für diese Berechnung wurden die Wärmeleitfähigkeiten von Kupfer und Stahl künstlich stark überhöht, um die Effekte durch die thermische Diffusion zu unterdrücken. Weiterhin wurde ohne thermische Verluste (kalt-warm Stützer, MLI) gerechnet, also ein Best-Case-Szenario.

Das FEM-Modell sagt eine Abkühldauer von 16,2 Tagen voraus, dies deckt sich mit der analytischen Rechnung, vgl. Abbildung 143. In Abbildung 145 ist der Verlauf der Temperaturen an drei charakteristischen Stellen – am Kaltkopf, am oberen Ende des thermischen Busses und oben rechts am Joch – dargestellt. Ohne thermische Diffusion liegen aber alle drei Kurven aufeinander.

B) FEM-Modell mit thermischer Diffusion, ohne Verluste: Wenn die thermische Diffusion berücksichtigt wird, zeigen sich deutliche Temperaturdifferenzen im Modell (s. Abbildung 146). Der Kaltkopf kühlt sich schneller als räumlich entfernten Kaltmassen ab. Die Einkühldauer auf <math><14\text{ K}</math> erhöht sich auf 20,6 Tage (+27%).

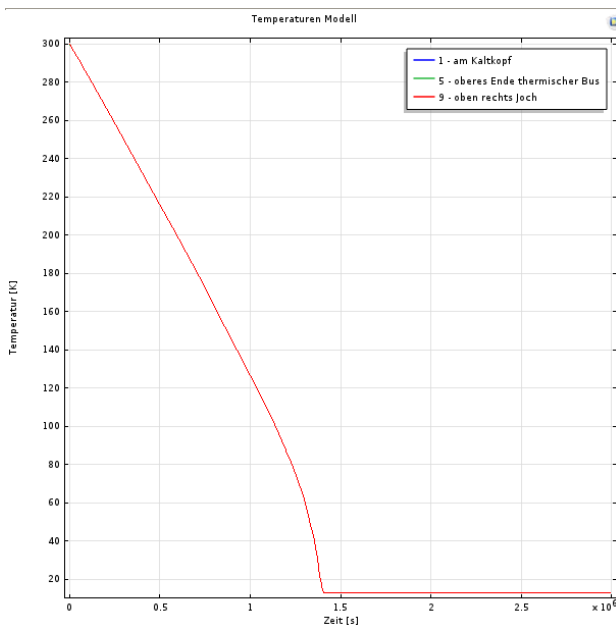


Abbildung 145: FEM-Modell transiente Abkühlung Rotor-Option 5, EDS_0607, ohne thermische Diffusion, ohne Verluste – Kurven liegen übereinander

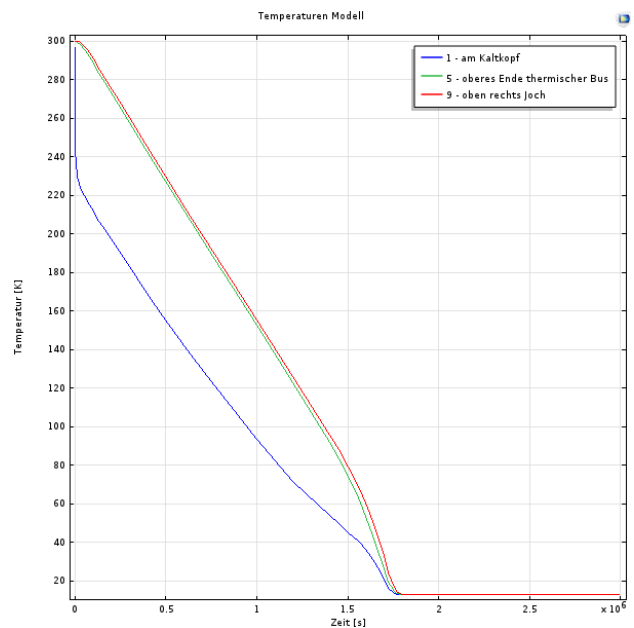


Abbildung 146: FEM-Modell transiente Abkühlung Rotor-Option 5, EDS_0607, mit thermischer Diffusion, ohne Verluste

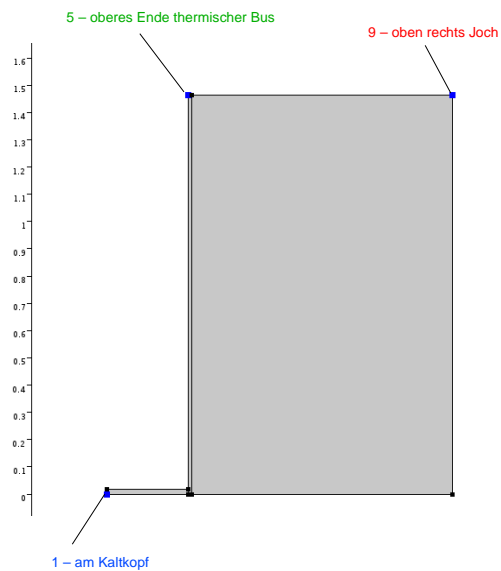


Abbildung 147: Positionen für Temperatúrauswertungen.

C) FEM-Modell mit thermischer Diffusion, mit Verlusten: Aufgrund der relativ geringen Verluste verlängert sich die berechnete Einkühldauer im Vergleich zum Fall (B) praktisch nicht (hier ohne Bild).

Folgende Auswege bieten sich zur Verkürzung der Einkühlzeiten an:

Maßnahme	Beurteilung
A. Erhöhung der Anzahl der installierten Kaltköpfe	<ul style="list-style-type: none"> • Hohe Kosten, Kaltköpfe verbleiben im Generator • Wärmeeinleitung im Dauerbetrieb von ungenutzten Kaltköpfe (wenn nicht im Kalten abgekoppelt)
B. Herausziehbare Zusatzkaltköpfe zur Einkühlung	<ul style="list-style-type: none"> • Geringere Kosten, Zusatzkaltköpfe werden nach dem Einkühlen wieder vom Generator getrennt • Könnte den vorhandenen Kaltbus nutzen • konstruktiv nicht einfach • Wärmeeinleitung im Dauerbetrieb durch die Ankoppelstellen (wenn nicht im Kalten abgekoppelt)
C. Installation einer Gasschlange zur Einkühlung	<ul style="list-style-type: none"> • relativ niedrige Kosten, da nur der Wärmetauscher im Generator verbleibt • hohe Kühlleistung möglich

Tabelle 31: Übersicht über mögliche Maßnahmen zur Verkürzung der Einkühlzeiten.

Favorisiert wird hier die Möglichkeit C – Installation einer Gasschlange zur Einkühlung. Diese Lösung erscheint relativ einfach umsetzbar.

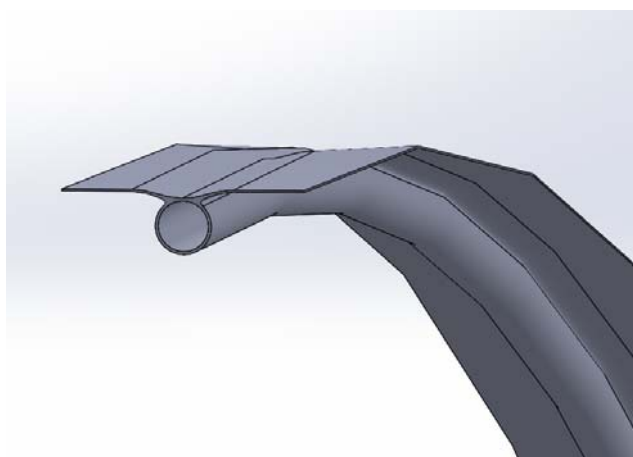


Abbildung 148: Schema Gasschlange zur schnelleren Abkühlung von Rotoren.

Hier entsteht auch die Fragestellung, ob der Wärmeübertrag vom Zusatzkühler eher mit Stickstoff oder Helium erfolgen soll. Aus der Abkühlkurve für das Design EDS_0607 mit vier 10MD-Kühlern (zweistufig) – s. Abbildung 149 – wird deutlich, dass Helium aus Sicht der Einkühlzeit eine bessere Lösung ist.

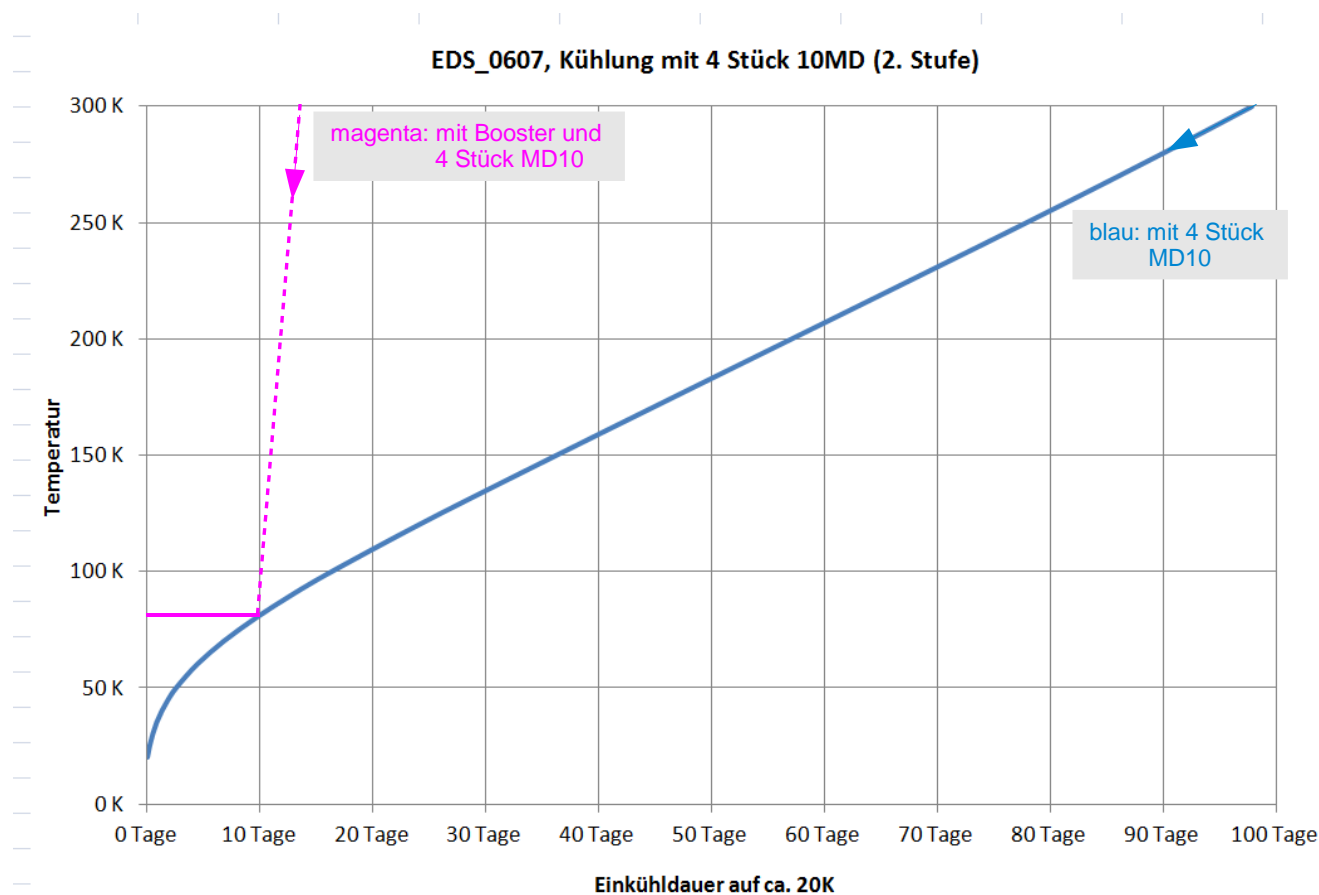


Abbildung 149: Einkühldauer EDS_0607 (kaltes Rotorjoch) mit 4 Stück MD10-Kaltköpfen, Best-Case-Rechnung ohne thermische Diffusion, ohne/mit Zusatzkühler („Booster“).

Abbildung 149 zeigt den Temperaturverlauf bei der Abkühlung des Rotors von EDS_0607 (große Kaltmasse, da mit kaltem Rotorjoch) bei der Einkühlung mit 4 Stück MD10 (2. Stufe) als blaue Kurve. Bei einem Start der Kühlung bei 300 K (Raumtemperatur) würde die Einkühldauer auf 20 K etwa 100 Tage betragen. Mit fallender Rotortemperatur sinkt die spezifische Wärme der Materialien (vgl. Abbildung 142), aber die Kühlleistung der Kaltköpfe sinkt auch. Diese Effekte kompensieren sich annähernd, so dass eine fast lineare Temperatur-Zeitkurve entsteht. Erst ab ca. 60-70 K beschleunigt sich die Abkühlung, da sich die spezifischen Wärmekapazitäten stärker verringern als die Kühlleistung abfällt.

Weiterhin ist in Abbildung 149 ein Temperaturverlauf in magenta eingezeichnet, wie er prinzipiell bei der Verwendung einer externen Zusatzkühlung („Booster“) zu erwarten wäre. Im eingezeichneten Fall beschleunigt der Zusatzkühler den Abkühlvorgang bis etwa 80 K – dies wäre etwa bei Verwendung von Stickstoffgas möglich. Es wird sichtbar, dass die weitere Abkühlung auf 20 K – dann nur noch durch die installierten 4x10MD – immer noch weitere 10 Tage benötigen würde. Daher sollte in diesem Design die Zusatzkühlung bis zu niedrigeren Temperaturen durchgeführt werden, um den Abkühlprozess weiter zu beschleunigen. Unterhalb von etwa 80 K ist daher mit einem anderen Gas zu kühlen, z.B. Helium. Oberhalb von ca 80 K kann die Zusatzkühlung auch mit N₂ erfolgen, dies müsste aber dann gegen Helium getauscht werden.



4.12.6. THERMISCHES MODELL ROTOR - ZUSAMMENFASSUNG

Tabelle 32 zeigt eine Übersicht der hier berechneten thermischen Rotorauslegungen. Die rot markierten Zellen stehen für maximale Spulentemperaturen, die den festgelegten Wert von 20 K überschreiten. Grüne Markierungen kennzeichnen Auslegungen, bei denen die errechnete Maximaltemperatur mit etwas Sicherheitsabstand weniger als 20 K betragen.

Rotor-Design-Option 1b (Spalten 1-4): Bei Verwendung der Rotor-Design-Option 1b (warmes Rotorjoch) ohne thermischen Schild (Spalten 1 und 2) wird die Zieltemperatur trotz Einsatz von bis zu 17 Kalkköpfen nicht erreicht. Mit thermischem Schild und einstufigen Kühlern (Spalte 3 für Sumitomo CH-110 LT Kühler), die für die Kühlung der thermischen Schilde und der MgB₂-Spulen sorgen, wird die Zieltemperatur unterschritten. Es müssen jedoch ca. 10-11 Kalkköpfe eingesetzt werden, die entsprechend teuer sind und auch relativ viel Kompressorleistung beanspruchen.

Bei Verwendung der Rotor-Design-Option 1b mit thermischen Schilden und zweistufigen Kühlern (z.B. Leybold 10 MD, Spalte 4) verringert sich die Gesamt-Kompressorleistung erheblich gegenüber den einstufigen Kühlern (Spalte 3), und es werden niedrigere Spulentemperaturen erreicht.

Rotor-Design-Option 5b (Spalten 5-8): Bei Verwendung der Rotor-Design-Option 5b (kaltes Rotorjoch) wurde in allen Auslegungen die maximale Spulentemperatur von 20 K unterschritten. Der Kühlbedarf ist im Vergleich zu Option 1b etwa nur halb so hoch.

Ohne thermischen Schild (Spalte 5) scheint eine Kühlung mit einstufigen Kalkköpfen realisierbar, hat aber kaum thermische Reserven und höhere Kompressorleistungen als die Kühlung mit thermischem Schild und zweistufigen Kalkköpfen (Spalten 7 und 8). Weiterhin sind ca. 1,5 Tonnen Kupfer für die Wärmeleitung notwendig. Dafür entfällt der aufwendige thermische Schild, und es können einstufige Kalkköpfe eingesetzt werden, die preiswerter und einfacher zu warten sind.

Die thermisch besten Lösungen bieten eindeutig zweistufige Kühler mit thermischem Schild (Spalten 7 und 8) – diese Auslegungen erreichen die niedrigsten MgB₂-Spulentemperaturen und auch die niedrigsten Kompressorleistungen. Der für die Wärmeleitung im Rotor benötigte Kupferbedarf beträgt ca. 850 kg, und liegt damit am niedrigsten im Vergleich der Optionen (Spalte 1 kann aus den Überlegungen ausgeschlossen werden, da die Zieltemperatur nicht erreicht wird).

Spalte	1	2	3	4	5	6	7	8
LTSpice-Modell	Windspeed_thermal_rotor_1b_no_shield_01_CH-110 LT.asc	Windspeed_thermal_rotor_1b_no_shield_02_CH-110 LT.asc	Windspeed_thermal_rotor_1b_with_shield_01_CH-110 LT.asc	Windspeed_thermal_rotor_1b_with_shield_02_10MD.asc	Windspeed_thermal_rotor_5b_no_shield_01_CH-110 LT.asc	Windspeed_thermal_rotor_5b_with_shield_01_CH-110 LT.asc	Windspeed_thermal_rotor_5b_with_shield_02_10MD.asc	Windspeed_thermal_rotor_5b_with_shield_03_10MD.asc
Rotor Design	1b	1b	1b	1b	5b	5b	5b	5b
Thermisches Schild	nein	nein	ja	ja	nein	ja	ja	ja
Beschreibung								
Kaltkopftyp an Spulen	Sumitomo CH-110 LT	Sumitomo CH-110 LT	Sumitomo CH-110 LT	Leybold 10 MD, 2. Stufe	Sumitomo CH-110 LT	Sumitomo CH-110 LT	Leybold 10 MD, 2. Stufe	Leybold 10 MD, 2. Stufe
Kaltkopftyp an therm. Schild	%	%	Sumitomo CH-110 LT	Leybold 10 MD, 1. Stufe	%	Sumitomo CH-110 LT	Leybold 10 MD, 1. Stufe	Leybold 10 MD, 1. Stufe
Anzahl Kaltköpfe insgesamt, ohne SZF [wg. Vereinfachung Modell sind nicht ganzzahlige möglich]	5.33	16.00	10.67		5.33	5.33	10.67	5.33
Anzahl Kaltköpfe für SZF	1.00	1.00	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	0.00
Kupfer in MgB ₂ -Spulen	137 kg	342 kg	137 kg	137 kg	342 kg	137 kg	137 kg	137 kg
Kupfer in Spulen-Verbindern	142 kg	285 kg	142 kg	142 kg	214 kg	142 kg	142 kg	142 kg
Kupfer in Kaltbus	350 kg	350 kg	350 kg	350 kg	769 kg	238 kg	238 kg	238 kg
Kupfer im Schildbus	0 kg	0 kg	224 kg	224 kg	0 kg	182 kg	182 kg	182 kg
Kupfer in Schild (<=> bus)	0 kg	0 kg	273 kg	273 kg	0 kg	0 kg	0 kg	0 kg
Kupfer in Verbindern Schild	0 kg	0 kg	36 kg	36 kg	0 kg	0 kg	0 kg	0 kg
Kupfer in Verbindern Kaltköpfe	76 kg	456 kg	152 kg	152 kg	190 kg	152 kg	152 kg	114 kg
Summe Kupfer ca.	705 kg	1,432 kg	1,313 kg	1,313 kg	1,514 kg	850 kg	850 kg	812 kg
max. berechnete Temp. MgB ₂	42.0 K	20.8 K	16.9 K	14.0 K	19.5 K	15.0 K	11.1 K	12.7 K
max. berechnete Temp. Schild	%	%	77 K	93 K	%	42.0 K	57.0 K	72.0 K
Leistung Kaltköpfe an Spulen	196 W	197 W	27 W	28 W	87 W	10 W	11 W	11 W
Leistung Kaltköpfe an Schild	0 W	0 W	231 W	228 W	0 W	121 W	115 W	109 W
Kompressorleistung ein Kaltkopf	5.9 kW je CH-110 LT	5.9 kW je CH-110 LT	5.9 kW je CH-110 LT	6.2 kW je 10 MD	5.9 kW je CH-110 LT	5.9 kW je CH-110 LT	6.2 kW je 10 MD	6.2 kW je 10 MD
Gesamt-Kompressorleistung	37.4 kW	100.3 kW	62.9 kW	33.1 kW	37.4 kW	62.9 kW	33.1 kW	24.8 kW

Tabelle 32: Zusammenfassung thermische Dimensionierung MgB₂-Rotor mit unterschiedlichen Kaltköpfen und Rotor-Optionen

4.13. THERMISCHER SCHILD

In den Betrachtungen zur Rotorkühlung wurde u.a. auch der Einsatz eines thermischen Schildes diskutiert. Thermische Schilde können entweder umfassend (globaler Schild) für alle Rotorspulen ausgelegt werden,

oder einzeln um jede MgB₂-Spule herum.

Folgende Anforderungen bestehen bezüglich der Auslegung von thermischen Schilden:

- ausreichende Wärmeleitfähigkeit in Umfangs-, axialer und radialer Richtung
- genug Steifigkeit für die Transport- und Betriebslasten allen Richtungen
- möglichst geringes Gewicht
- extrem beschränkter Bauraum zum Luftspalt hin (alle Varianten)
- extrem beschränkter Bauraum zum Rotorjoch (betrifft 1.a.1 und 1.a.2 und 1b)
- extrem beschränkter Bauraum in Umfangsrichtung Generator (betrifft 1a.1 und 1b)
- kostengünstiges Design für Massenfertigung
- einfache Montage/Demontage von Rotorspulen/kalten Rotorjochen/Kaltbussen muss möglich sein
- Es darf kein ungewollter Kontakt zwischen kalten Teilen (MgB₂-Spule) und thermischen Schilden bei Normalbetrieb entstehen, da dadurch die MgB₂-Spulen zu warm würden

- Thermische Schilde müssen schwach wärmeleitend gegen die Raumtemperaturstruktur des Rotors oder gegen kalte Rotorteile abgestützt werden
- Die Oberflächen der thermischen Schilde müssen genug Raum zu Komponenten auf Raumtemperatur aufweisen, um 20...30 Lagen Superisulationsfolie aufzubringen
- kein unzulässiges Ausgasen in den Rotor-Vakuumraum
- Durchtritt für Warm-Kalt-Aufhängungen der MgB_2 -Einzelspulen bzw. des gesamten kalten Rotorjoches.

4.13.1. GLOBALER THERMISCHER SCHILD

Für einen globalen thermischen Schild in Leichtbauweise wurden verschiedene Entwürfe erstellt und grundsätzlich bzgl. der zuvor beschriebenen Anforderungen geprüft. Alle ersten Auslegungen wiesen bei geringem Gewicht nicht die geforderten Steifigkeiten – insbesondere für den Transport – auf.

Eine mögliche Konstruktion ist in Abbildung 150 dargestellt. Der Grundkörper ist dort in der Mitte dargestellt und weist Bohrungen für die Warm-Kalt-Stützer des kalten Rotors auf. Links ist ein verschraubbarer Flansch gezeigt, rechts ein sehr dünnwandiger Zylinder (gelb). Dieser Zylinder muss sehr dünnwandig sein, da er sich direkt im magnetischen Luftspalt befindet. Abbildung 151 zeigt den globalen thermischen Schild im Zusammenbau.

Die mechanische Stabilität der Konstruktion wird durch den Grundkörper und den Seitenflansch ausgebildet.

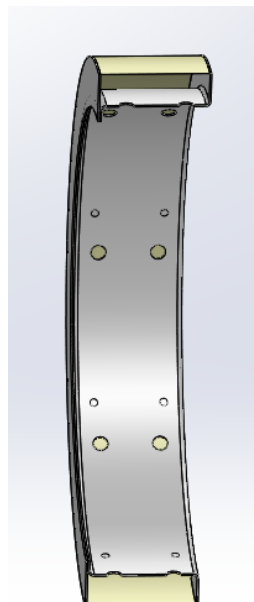
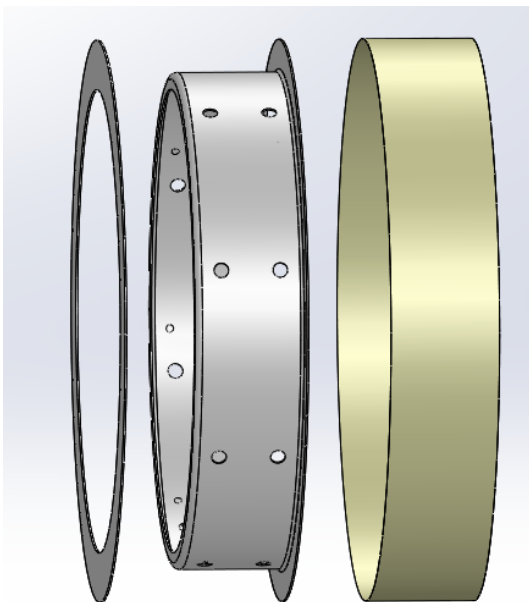


Abbildung 150: Schema globaler thermischer Schild, Explosionsansicht.

Abbildung 151: Schema globaler thermischer Schild, Schnitt.

Die Abbildung 152 bis Abbildung 155 zeigen den Entwurf eines globalen thermischen Schildes unter axialer und radialer Last (Erdbeschleunigung). Dargestellt sind die Verschiebungen mit und ohne den dünnen Abschlusszylinder nahe des Luftspaltes. Die relativ geringen Verschiebungen zeigen, dass eine solche Konstruktion ausreichend steif sein sollte, ohne dass hier alle mechanischen Aspekte geprüft wurden.

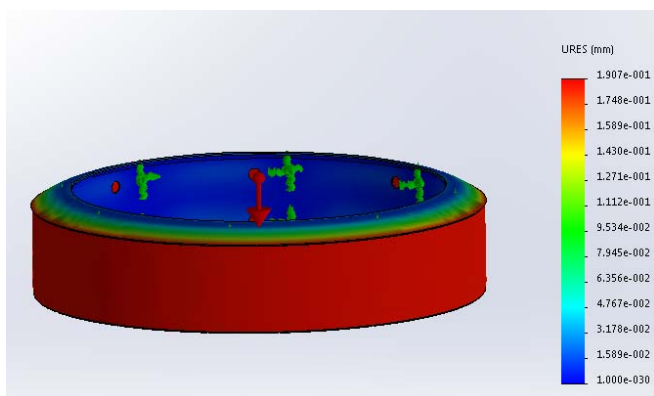


Abbildung 152: Globaler thermischer Schild, 9.81 m/s² axial (Teile flächig verklebt – steifer als real).

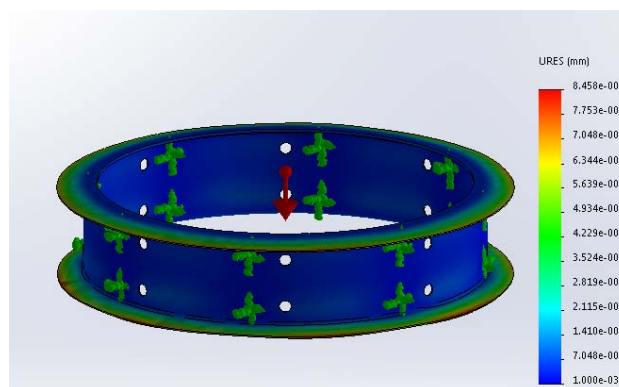


Abbildung 153: Globaler thermischer Schild, 9.81 m/s² axial (Teile flächig verklebt – steifer als real), ohne dünnen Abschlusszylinder.

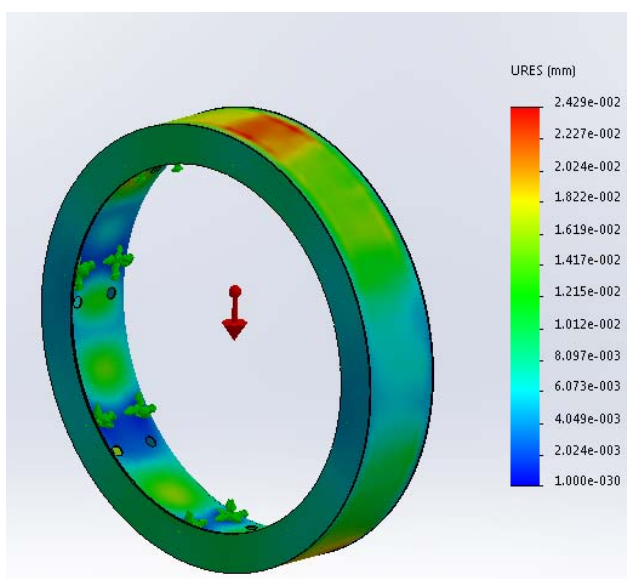


Abbildung 154: Globaler thermischer Schild, 9.81 m/s² radial (Teile flächig verklebt – steifer als real).

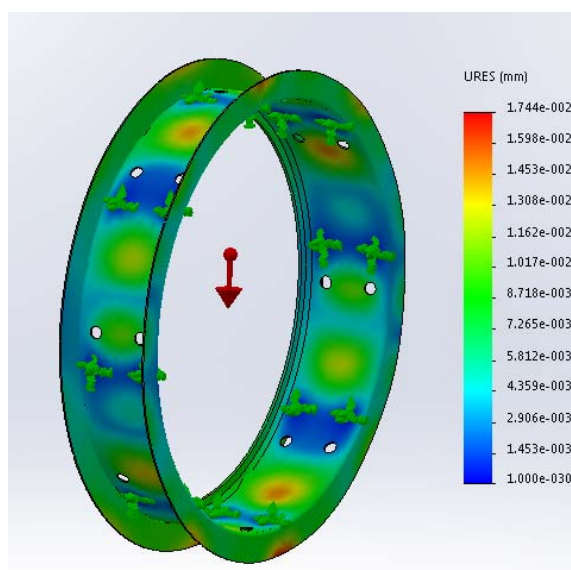


Abbildung 155: Globaler thermischer Schild, 9.81 m/s² radial (Teile flächig verklebt – steifer als real), ohne dünnen Abschlusszylinder.

4.13.2. THERMISCHE SCHILDE UM EINZELSPULEN (EINZELSCHILDE)

Die Konstruktionsmöglichkeiten für Einzelschilde sind durch den beengten Bauraum und die notwendige Steifigkeit sehr beschränkt. Um den Erregerbedarf im Rotor in Grenzen zu halten, muss der magnetische Luftspalt möglichst klein werden. Im Rahmen dieses Projektes konnte keine befriedigende konstruktive Lösung gefunden werden.

4.14. ZUSAMMENFASSUNG MgB_2 -WINDGENERATORDESIGN

In Tabelle 33 werden zusammenfassend der Aufbau und einige Eigenschaften eines MgB_2 -Windgenerators beschrieben. Die Auslegung ist das Resultat der im Rahmen dieser Studie erzielten Erkenntnisse und fasst die als am besten bewertete Konfiguration eines MgB_2 -Generators zusammen.

Der Designvorschlag basiert auf den prognostizierten MgB_2 -Drahteseigenschaften der Hersteller Columbus und Hyper Tech Research etwa ab dem Jahre 2017. Es wurde dieser Draht ausgewählt, da die Entwicklung eines solchen Generators eine gewisse Zeitspanne benötigt. Wird von heute verfügbarem MgB_2 -Draht ausgegangen, so sind die Änderungen in Tabelle 33 gering.

	Größe	Wert
Grunddaten	Nenn Drehzahl	13 rpm
	Nennleistung Generator (Klemmen)	3,69 MW (Turbine: 3,6 MW)
	Nenn-Drehmoment	2,88 MNm
	Polpaarzahl	Ca. 32
	Umrichter	Vollumrichter, auch generatorseitig gesteuert
Dimensionen	Außendurchmesser	Ca. 5500 mm
	Axiale Länge Blechpaket bei Durchzugkühlung	740 mm (MgB_2 Col. 2017), bzw. 710 mm (MgB_2 HTR 2nd. Gen.)
	Luftspaltlänge (freier Spalt, nicht elektro-magnetisch)	Ca. 13 mm
Rotorkonzept	Erregerspulen	MgB_2 -Spulen in Folgepolanordnung
	Rotorjoch	Auf kryogener Temperatur (Rotor-Option 5b)
	Rotorvakuumraum	Ein gesamter Raum
MgB_2-Drähte Rotor	Drahtmaterial	MgB_2 mit Kupferstabilisierung
	Drahttypen	- MgB_2 Columbus 2017 (R&W), oder - MgB_2 HyperTech 2nd. Gen. (W&R)
	Drahtbedarf ca.	13.500 kAm (bei Betriebsbedingungen, Bezug: Nenn-Rotorstrom)
Rotorkühlung	Kaltköpfe	Zweistufige Kaltköpfe, z.B. Leybold 10 MD, 4-5 Stück, Anbindung über Wärmeleitung
	Kompressoren	Nicht rotierende Kompressoren, Arbeitsgas (bei Raumtemperatur) wird über eine Drehkupplung in den Rotor gespeist
	Booster zum Einkühlen	Rohrschlange zum ersten Einkühlen des Generators, ohne eigenen Kühler
	Thermischer Schild	Globaler thermischer Schild, umfasst alle Erregerspulen und das Rotorjoch
	Betriebstemperatur Rotorspulen	≤ 20 K (-253°C)
Rotorerregersystem	Stromzuführungen	Standard leitungsgeführt, thermisch zweistufig, zweiter Teil supraleitend
Statorkonzept	Statorsysteme	2 bis 3 unabhängige Systeme

Stator k ühlung	Phasenzahl	6
	Statorwicklung	Kupfer-Formspulen, 2-lagig, geseht
	Statorisolation	690 V System, Glimmer-Isolation Einzelleiter, Basisisolation Glimmer/Aramid, VPI
	Stator k ern	Geblecht, Schrägung um eine Nut
	Primär k ühlmedium	Luft oder Luft / Wasser
	Luftströmung Blechpaket	Durchzugskühlung oder Radial
Eigenschaften	Verluste im Nennpunkt ca.	220 kW
	Wirkungsgrad im Nennpunkt	Ca. 94,4 %
	Kurzschlussmoment	Ca. 3 p.u.
	Rastmomente / Drehmomenten-welligkeit	< 1 % des Nennmoments (pp)
Gewicht	Gesamtgewicht Generator ca.	Ca. 53 Tonnen

Tabelle 33: Zusammenfassung Ergebnisse Auslegung eines direktangetriebenen MgB₂-Generators.

In WP2 wurde ein Gesamtdesign für einen MgB₂-Windkraftgenerator fertiggestellt und als Basiskonstruktion dokumentiert. Somit liegen alle Informationen für eine Untersuchung der technischen und wirtschaftlichen Machbarkeit vor.

5. WP 3 TECHNISCHE UND WIRTSCHAFTLICHE MACHBARKEITSSTUDIE

In diesem Abschnitt werden die FEM Ergebnisse genutzt, um ein **3D CAD Modell** zu erstellen und die verschiedenen Konstruktionsmerkmale aufzuzeigen. Mit dieser dann vorhandenen Konstruktion kann eine wirtschaftliche Machbarkeitsanalyse erfolgen.

Dazu wird zunächst ein **Kostenmodell** aufgebaut. Dabei wird davon ausgegangen, dass Stückzahlen >100 Maschinen / Jahr erreicht werden. Schließlich werden die Ergebnisse im Rahmen eines **Benchmarks mit bestehenden, konventionellen Lösungen** verglichen und es erfolgt eine Einordnung.

5.1. 3D-CAD-MODELL ZUR INTEGRATION DER ERGEBNISSE

Im Folgenden wird die Integration der Ergebnisse in ein 3D CAD Modell, das die wesentlichen Konstruktionsmerkmale darstellt, beschrieben. In diesem Arbeitspaket werden alle vorher erarbeiteten Ergebnisse verdichtet. Diese Darstellung kann nur skizzenhaft erfolgen, soll aber präzise genug sein, so dass z. B. ein Hersteller von Windkraftanlagen beurteilen kann, ob diese Technologie eines neuartigen Generators auf der Basis von MgB_2 -Supraleitern für ihn anwendbar ist.



Abbildung 156: Gerenderte 3D CAD Darstellung des gesamten Generators Typ *Downwind*.

Das CAD-Modell wurde für beide Konfigurationen, *Upwind* und *Downwind*, erstellt. Es werden aber nur Darstellungen des Rotors und Stators in der *Downwind* Konfiguration abgebildet, da das Prinzip und die Elemente des Generators für beide Konfigurationen gleich sind. In einer Detailkonstruktion müssten die drehmomentübertragenden Strukturbauteile gegebenenfalls mit einem konkreten Hersteller für Windkraftanlagen geplant und detailliert werden.

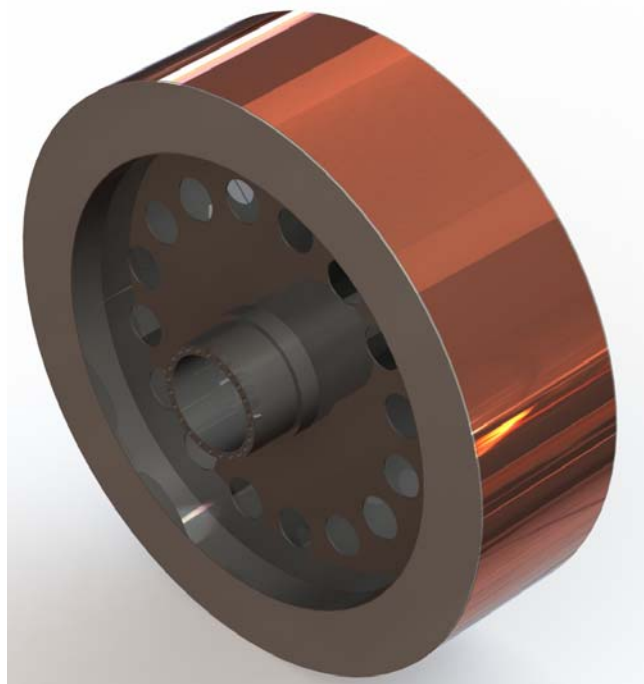


Abbildung 157: Gerenderte 3D CAD Darstellung des Rotors mit der Konfiguration 5b mit Blick auf die Vakuumraumhülle.

Bei dem supraleitenden Rotor in Abbildung 157 ist von außen die Vakuumraumhülle und der elektromagnetische Kupferdämpfer zu sehen. Die Kaltköpfe und Stromzuführungen befinden sich auf der nicht drehmomentübertragenden Seite.

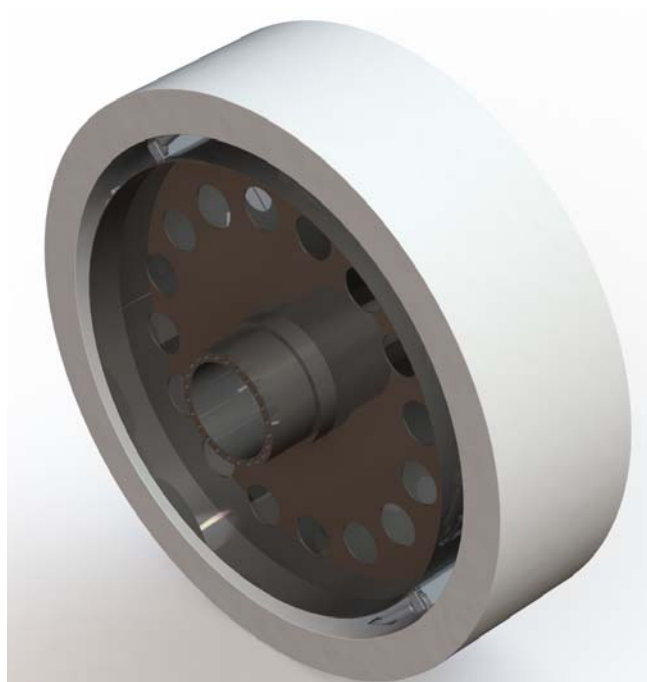


Abbildung 158: Gerenderte 3D CAD Darstellung des Rotors mit der Konfiguration 5b mit ausgeblendeter äußerer Vakuumraumhülle und Blick auf den thermischen Schild und die umgebende Superisolation.

Wenn im CAD die Vakuumraumbaugruppe ausgeblendet wird (vgl. Abbildung 158), kann man die in Superisolierung eingepackte Schildbaugruppe sehen. Die Abstützungen zwischen dem kalten Rotoreisen und der warmen Strukturbauteile sind zu sehen. Sie führen durch Löcher im Schild.

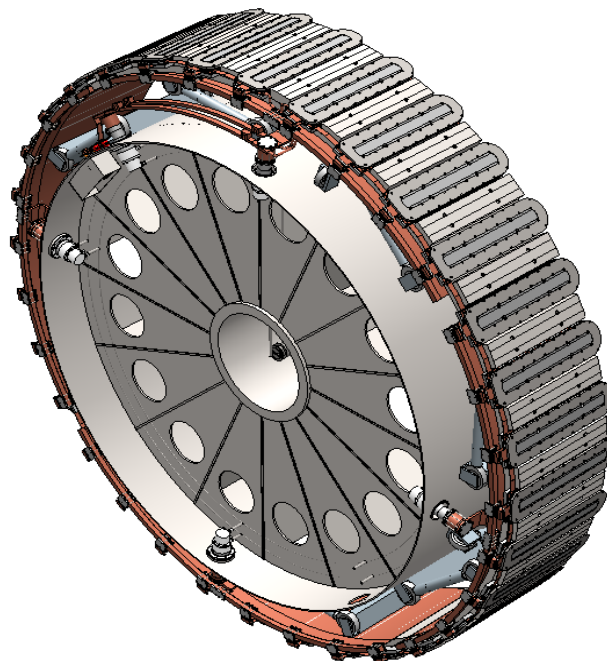
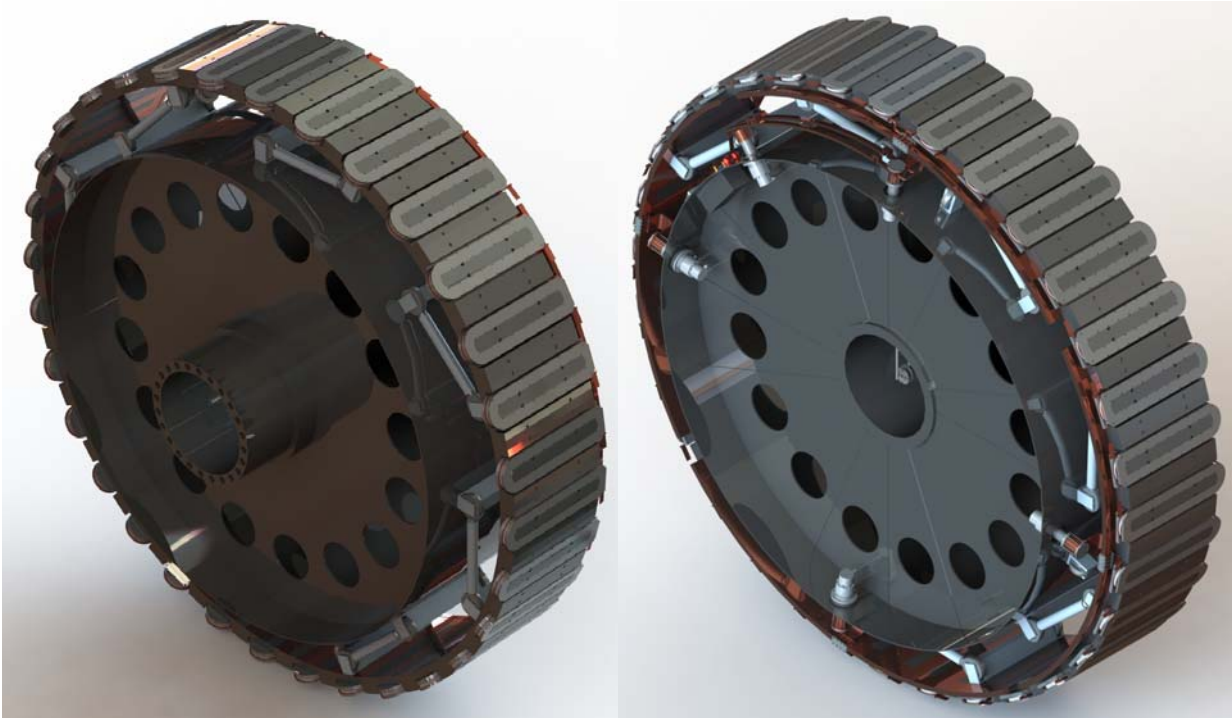


Abbildung 159: Gerenderte 3D CAD Darstellung des Rotors mit der Konfiguration 5b mit ausgeblendeter äußerer Vakuumraumhülle und Schild und Blick auf die supraleitenden Spulen und das kalte Rotoreisen sowie die zugehörigen Stützen.

In Abbildung 159 der Blick auf die Spulen und das Rotoreisen der Konfiguration 5b. Im linken Bild auf die drehmomentübertragende Seite, im rechten Bild auf die Rückseite des Rotors.

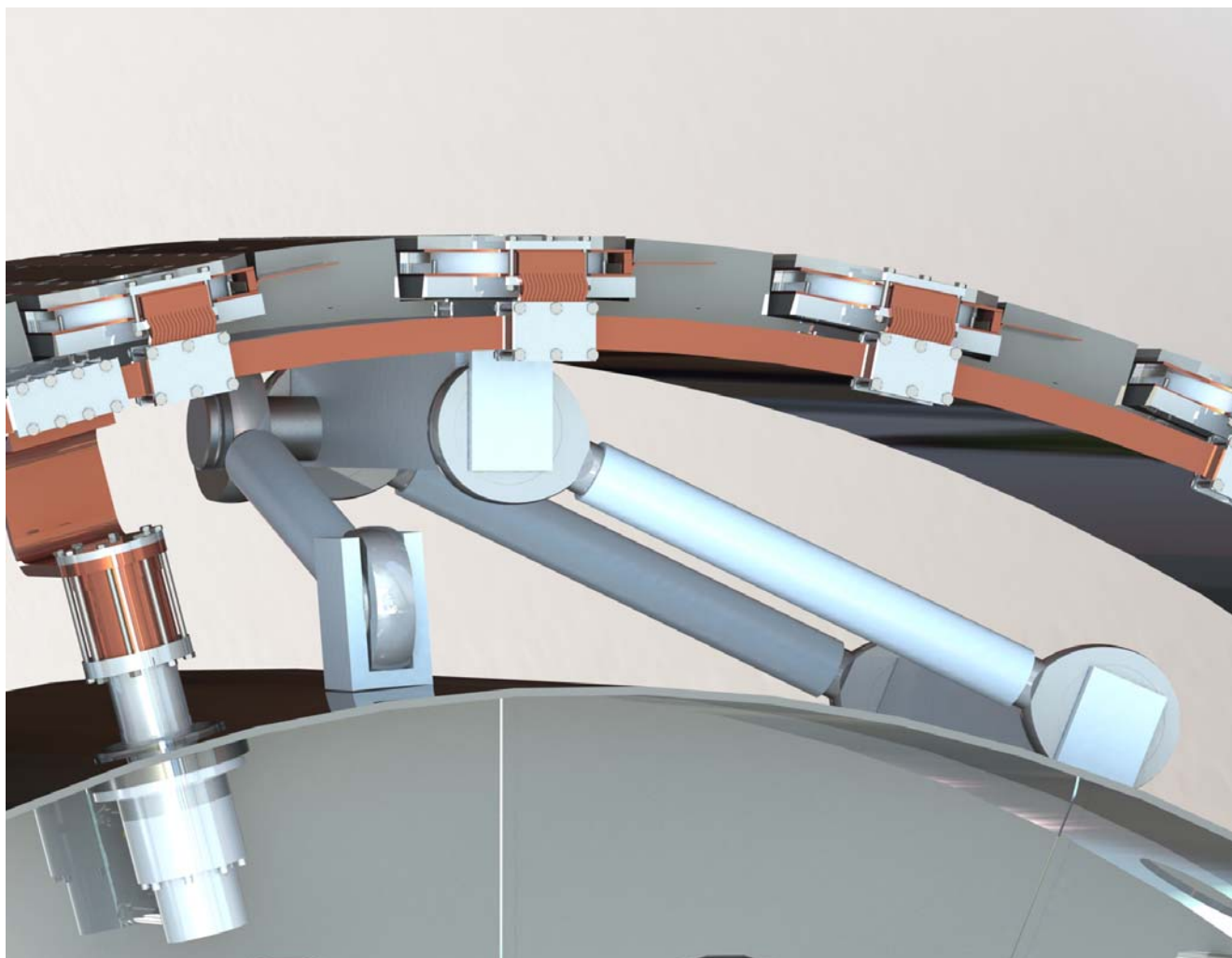


Abbildung 160: Gerenderte 3D CAD Darstellung des Rotors mit der Konfiguration 5b mit Fokus auf die kraftübertragenden Elementen zwischen kaltem Eisen und der warmen Rotorstruktur.

Im Detailausschnitt der Abbildung 160 ist einer der Kaltköpfe (links, mit Anschluss an den Kaltbus) und die drehmoment- und kraftübertragenden Bauteile zu sehen. Die beiden Parallelen übertragen das Drehmoment der warmen Rotorstruktur und Welle auf das kalte Rotoreisen und zu den Spulen. Andere radiale sowie tangentiale Kräfte werden auch über diese Stützen über die Welle an die Hauptlager weitergeleitet. Diese Stützen sind stark angestellt (tangential vom Außendurchmesser der Struktur abgehend) angebracht. Dies hat mehrere Gründe: Zum einen liegen sie parallel zu den höchsten auftretenden Kräften, zum anderen wird so ein Verspannen der Stützen während des Abkühlprozesses des Rotoreisens vermieden. Das Rotoreisen wird sich in diesem Fall um wenige Millimeter konzentrisch um die Hauptachse verdrehen. Von diesen Stützenpaaren sind acht Stück über den Umfang verteilt vorgesehen.

Die Stütze in axialer Richtung ist vornehmlich für den liegenden Transport des Generators ausgelegt. Während des Betriebs werden keine hohen axialen Kräfte erwartet. Von diesen Stützen sind vier auf dem Umfang verteilt vorgesehen.

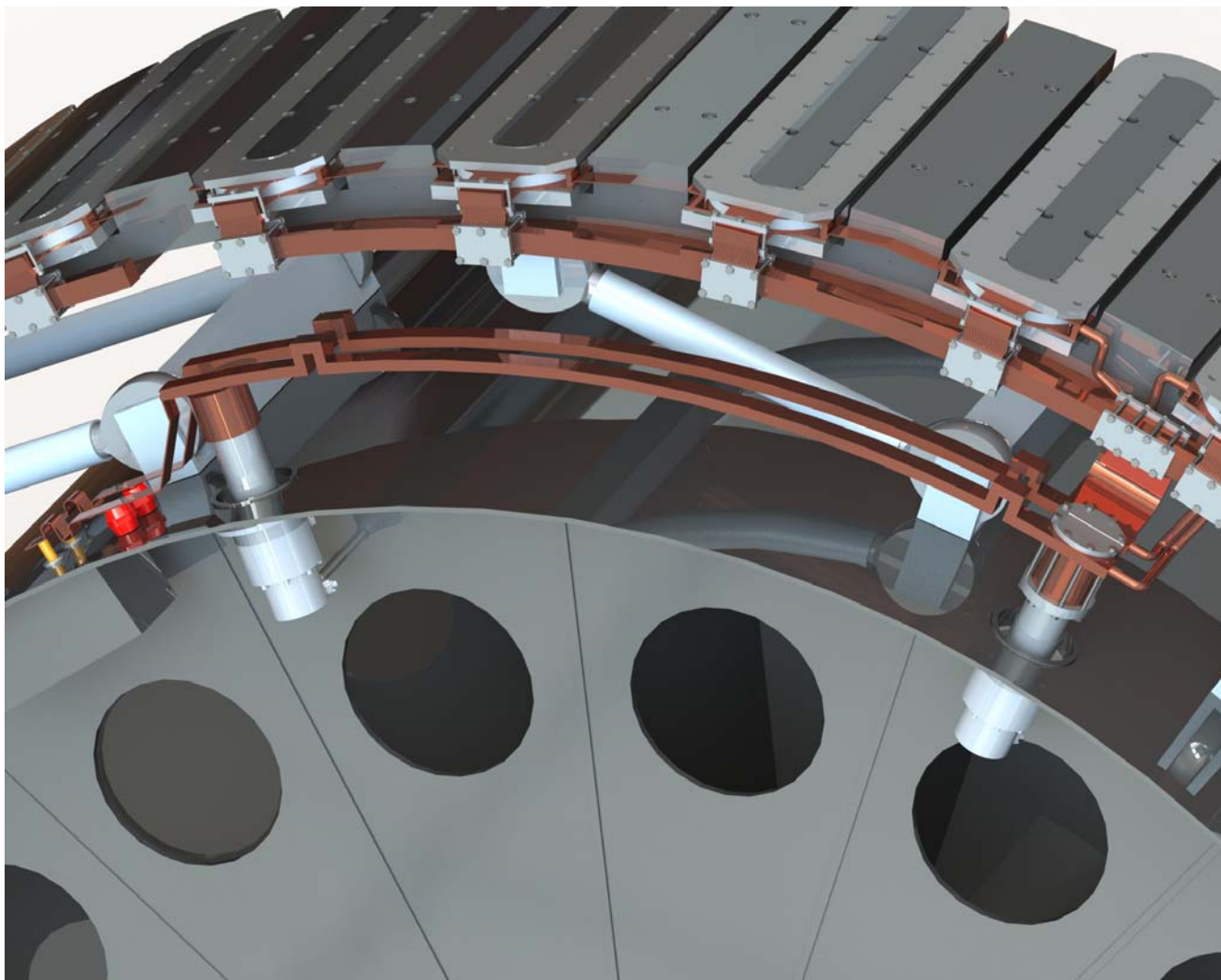


Abbildung 161: Gerenderte 3D CAD Darstellung des Rotors mit der Konfiguration 5b mit Fokus auf die Stromzuführung zu den supraleitenden Spulen.

In Abbildung 161 ist exemplarisch die Stromzuführung der Rotorspulen zu sehen. Im linken Teil durchstoßen die Zuführungen mit Hilfe sogenannter Vakuumdurchführungen die Vakuumraumwand. Direkt anschließend werden die Durchführungen mit isolierenden Stützelementen mechanisch fixiert. Von dort aus werden die Zuführungen an einem separaten oder einem Schild-Kaltkopf auf eine Zwischentemperatur herunter gekühlt. Dies wird gemacht, um die Kaltköpfe bei Spulentemperatur zu entlasten. Von der Zwischentemperatur werden die Stromzuführungen, entweder metallisch leitend oder gegebenenfalls mit einem Hochtemperatursupraleiter, zu einem zweiten Kaltkopf geführt und auf Spulentemperatur gebracht. Von dort werden die Spulen angeschlossen.

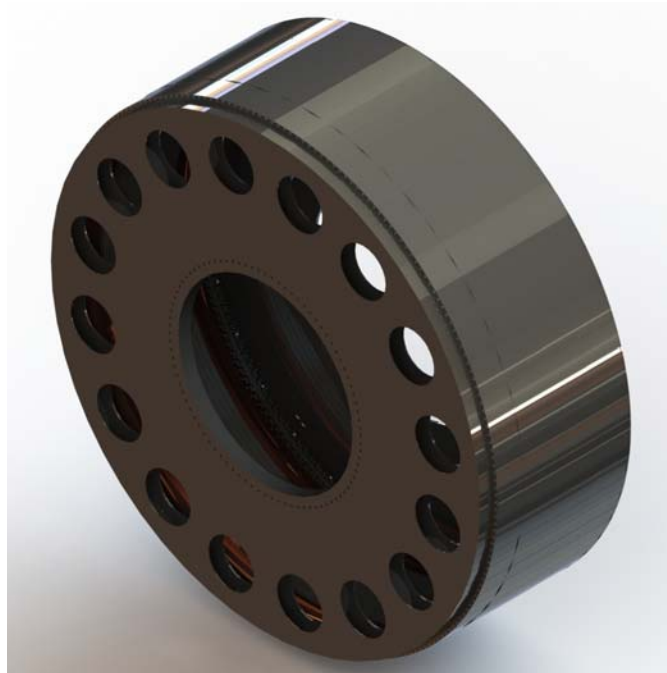


Abbildung 162: Gerenderte 3D CAD Darstellung des Stators.

Der Stator wird (in Abbildung 162 in der *Downwind* Konfiguration gezeigt, *Upwind* mit Momentenlager ähnlich, nur auf einem größeren Durchmesser) über den zentrischen Lochkreis an die Struktur der Windkraftanlage angeflanscht.



Abbildung 163: Gerenderte 3D CAD Darstellung der Statorspulen mit eingefärbtem Spulensektor der die verschiedenen Lage der drei Statorsysteme verdeutlicht.

In Abbildung 163 ist die gesamte Spulenbaugruppe losgelöst von der umgebenden Struktur zu sehen. Mit dem Türkis gefärbten Sektor wird verdeutlicht, welche Spulen zu einem gemeinsamen Statorsystem gehören. Hier in diesem Fall drei Statorsysteme von denen nur eines eingefärbt ist. Der Generator könnte aber auch zwei Statorsysteme haben wie in vorangegangenen Kapiteln beschrieben wurde. Blau zu sehen ist die Nutenisolierung um den Teil der Spulen, welcher im Statorrückschluß steckt. Bei den Ringen handelt es sich um die außenliegenden Verstärkungsringe der Wickelköpfe. Die Verschaltung der Spulen ist nur teilweise zu sehen, da diese auf der nicht drehmomentübertragenden Seite geschieht.

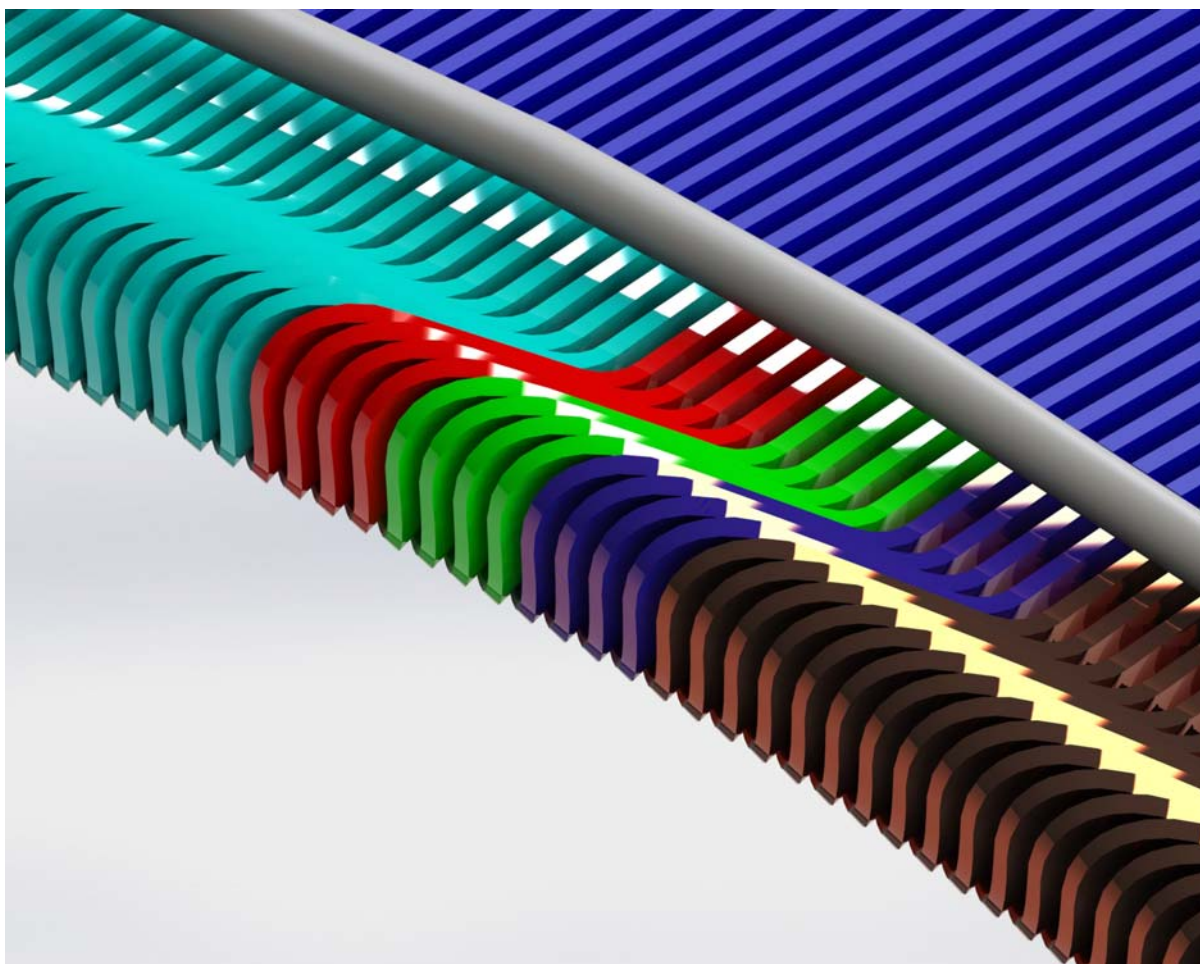


Abbildung 164: Gerenderte 3D CAD Darstellung der Statorspulen mit Detailansicht auf eingefärbte Spulen die zu gleichen Phasen gehören.

In Abbildung 164 werden die drei verschiedenen Phasen mit unterschiedlichen Abstufungen der Farben rot, grün und blau gezeigt. Jede Phase besteht aus vier zusammengehörigen Statorspulen.

In Windspeed wird erstmalig eine auslegungsbasierte Gesamtkonstruktion eines MgB_2 -Generators gezeigt.

5.2. AUFBAU EINES KOSTENMODELLS

Im Rahmen dieses Vorhabens wurde zweistufig verfahren. Zur Vereinfachung eines ersten Optimierungsschritts wurde zunächst ein simples massenbasiertes Kostenmodell verwendet (vgl. Tabelle 34), welches nur grob die Hauptkostenkomponenten widerspiegelt. Im Wesentlichen sind dies die Kupfer, Eisen- und Stahlmassen sowie der Supraleiterdraht.

Kostenkategorie	Euro/kg
Aktive Eisenmasse	2,00 EUR
Stator Kupferspulen, komplett	9,00 EUR
Kupfer für Rotor	9,00 EUR
Supportstruktur (Rotor & Stator)	3,00 EUR
Superleiterdraht (pro kAm bei OC)	4,00 EUR
Pauschale Kosten pro Supraleiter-Pol	1.000,00 EUR
Vakuum & Kryokühlung (pauschal)	16.000,00 EUR
Rotor Herstellkosten (EUR/kg)	1,50 EUR
Stator Herstellkosten (EUR/kg)	1,50 EUR

Tabelle 34: Übersicht einfaches Kostenmodell für eine erste Vorauswahl an Modellen.

Unter den zahlreichen betrachteten Modellen wurde neben technische Erwägungen somit eine Vorauswahl getroffen.

In einem nächsten Schritt wurde ein ausführlicheres Kostenmodell entwickelt, welches die verschiedenen Komponenten eines supraleitenden Generators erfasst, es erlaubt, verschiedene Optionen gegeneinander zu betrachten und auch verschiedene Kostenszenarien der Supraleiterdrähte berücksichtigt. Ein Vergleich zu heute etablierter Technologie muss jedoch auf Basis der Fertigung in größerer Stückzahl durchgeführt werden, da eine Einzelanfertigung kaum den Vergleich bestehen könnte.

Das zugrunde gelegte ausführlichere Kostenmodell basiert auf:

- Rohmaterial: Einkauf Materialkosten
- Veredelung: Arbeitsaufwand zu Herstellung eines Halbzeugs
- Montage: Arbeitsaufwand des Generatorherstellers zur Verarbeitung der Komponenten

Im Preisbildungsmodell (Verkaufspreis) wurden Aufwendungen für Overhead, Vertrieb & Risiko sowie Marge in der Montage berücksichtigt.

5.2.1. ROHMATERIALPREISE & VEREDLUNG

Tabelle 35 zeigt die verschiedenen einzelnen Positionen, die im Kostenmodell berücksichtigt wurden. Es wurde dabei getrennt nach den groben Baugruppen Stator und Rotor. Weiterhin wurden die Quellen der angenommenen Kosten aufgelistet. Insbesondere bei Rohmaterialien wurden öffentlich zugängliche Quellen verwendet. Für die Supraleiterpreise wurden Herstellerangaben übernommen und für die Kältemaschinen typische Preise mit einem Abschlag gegenüber Ein-

zelpreisen für die Annahme der Abnahme in größeren Stückzahlen. Insbesondere hier dürfte noch deutliches Kostensenkungspotenzial liegen. In Tabelle 36 sind die zugehörigen Kosten pro Einheit aufgeführt.

Baugruppe	Kostenposten	Quelle	Bemerkung
Stator	Statoreisenblech	Aus Erfahrung, Elektrolech	Blech geschnitten
	Cu für Statorwicklungen	http://www.finanzen.net/rohstoffe/	
	Materialaufschlag für Wicklungen	Abschätzung	Berücksichtigung vieler / weniger Wicklungen und der damit verbundenen Komplexität
	Strukturmaterial für Stator	http://www.stahlpreise.eu	Baustahl und Gußteilkosten pro kg
	Statorkühlung Luft	Abschätzung	Erfahrung, 4 starke Kühlgebläse
	Statorkühlung Wasser	Abschätzung	Wasserpumpe und Kühlkreislauf
Rotor	Rotoreisen für Rückschluss (warm)	http://www.stahlpreise.eu	
	Rotoreisen für Rückschluss (kalt)	Auskunft Stahllieferant, Mengenabnahme	
	Rotoreisen für warme Pole	http://www.stahlpreise.eu	
	Rotoreisen für kalte Pole	Auskunft Stahllieferant, Mengenabnahme	
	EM-Schild	http://www.finanzen.net/rohstoffe/	
	Draht: 1-MgB2 Columbus 2013	Auskunft Lieferanten	
	Draht: 1-MgB2 Columbus 2014	Auskunft Lieferanten	
	Draht: 2-MgB2 Columbus 2017	Auskunft Lieferanten	
	Draht: 3-MgB2-HTR 1st. Gen.	Auskunft Lieferanten	
	Draht: 4-MgB2-HTR 2st. Gen.	Auskunft Lieferanten	
	Rüstkosten Spulenwickeln	Abschätzung	
	Spulenwickeln/Bau	Erfahrungswerte ECO 5	
	Material für Spule	Abschätzung	
	Strukturmaterial für Rotor	http://www.stahlpreise.eu	Baustahl und Gußteilkosten pro kg
	Vakuumbehälter	Edelstahlpreisindex	
	therm. Bus hohe Temp.	http://www.finanzen.net/rohstoffe/	
	therm. Bus niedrige Temp.	http://www.finanzen.net/rohstoffe/	
	Einstufiger Kaltkopf mit Kompressor, Verbindungsleitung	Preis lt. Interview für z.B. SHI CH110LT	
	Zweistufiger Kaltkopf mit Kompressor, Verbindungsleitung	Preis lt. Herstellerankunft, z.B. MD10 Oerlikon Leybold	
	Thermischer Schild	http://www.finanzen.net/rohstoffe/	
	Thermischer Schild (kaltes Eisen)	http://www.finanzen.net/rohstoffe/	
	Thermische Verbinder	http://www.finanzen.net/rohstoffe/	
	Andere Teile	Abschätzung	
Drehdurchführung He Gas	Abschätzung		
Thermische Sensoren	Erfahrungswerte ECO 5		

Tabelle 35: Kostenmodell: Übersicht der Quellen für Preise von Rohmaterial.

Die hier ausgeführten Kosten setzen sich zusammen aus einem Rohstoffpreis und Kosten der Veredelung aus Sicht des Generatorherstellers. Die Summe „Gesamt EK“ hieraus entspricht seinen Einkaufskosten. Für die Supraleiterdrahtpreise



finden sich hier keine Angaben, das der Preis auch vom technischen Umfeld (hier insbesondere Magnetfeld am Draht). Es werden die Daten aus Abschnitt 3.1.5 zugrunde gelegt.

Baugruppe	Kostenposten	Einheit	Rohmaterial: EK Materialkosten pro Einheit	Veredelung: EK Arbeitskosten pro Einheit	Gesamt EK
Stator	Statoreisenblech	kg	1,78 €	0,22 €	2,00 €
	Cu für Statorwicklungen	kg	4,96 €	3,00 €	7,96 €
	Materialaufschlag für Wicklungen	Stück	50,00 €	- €	50,00 €
	Strukturmaterial für Stator	kg	0,44 €	2,20 €	2,64 €
	Statorkühlung Luft	Stück	2.800,00 €	- €	2.800,00 €
	Statorkühlung Wasser	Stück	5.500,00 €	- €	5.500,00 €
Rotor	Rotoreisen für Rückschluss (warm)	kg	0,44 €	1,50 €	1,94 €
	Rotoreisen für Rückschluss (kalt)	kg	2,00 €	1,50 €	3,50 €
	Rotoreisen für warme Pole	kg	0,44 €	1,50 €	1,94 €
	Rotoreisen für kalte Pole	kg	2,00 €	1,50 €	3,50 €
	EM-Schild	kg	4,96 €	3,00 €	7,96 €
	Rüstkosten Spulenwickeln	Stück	50,00 €	- €	50,00 €
	Spulenwickeln/Bau	m	0,10 €	- €	0,10 €
	Material für Spule	Stück	250,00 €	- €	250,00 €
	Strukturmaterial für Rotor	kg	0,44 €	2,20 €	2,64 €
	Vakuumbehälter	kg	3,46 €	2,20 €	5,66 €
	therm. Bus hohe Temp.	kg	4,96 €	3,00 €	7,96 €
	therm. Bus niedrige Temp.	kg	4,96 €	3,00 €	7,96 €
	einstufiger Kaltkopf mit Kompressor, Ver- bindungsleitung	Stück	13.500,00 €	- €	13.500,00 €
	Zweistufiger Kaltkopf mit Kompressor, Verbindungsleitung	Stück	19.000,00 €	- €	19.000,00 €
	Thermischer Schild	kg	4,96 €	3,00 €	7,96 €
	Thermischer Schild (kaltes Eisen)	kg	4,96 €	3,00 €	7,96 €
	thermische Verbinder	kg	4,96 €	3,50 €	8,46 €
	Andere Teile	Stück	1.000,00 €	- €	1.000,00 €
	Drehdurchführung He Gas	Stück	1.500,00 €	- €	1.500,00 €
	Therm. Sensoren	Stück	25,00 €	- €	25,00 €

Tabelle 36: Kostenmodell: Übersicht der Rohmaterialpreise und Kosten für Veredelung.

5.2.2. MONTAGE

Die beim Generatorenhersteller zu erwartenden Montagekosten wurden nach Interviewangaben abgeschätzt. Tabelle 37 listet diese Aufwendungen zugehörend zu den in Tabelle 35 definierten Komponenten auf.

Baugruppe	Kostenposten	Einheit	Montage pro Einheit
Stator	Statoreisenblech	kg	1,00 €
	Cu für Statorwicklungen	kg	0,60 €
	Materialaufschlag für Wicklungen	Stück	5,00 €
	Strukturmaterial für Stator	kg	1,00 €
	Statorkühlung Luft	Stück	1.000,00 €
	Statorkühlung Wasser	Stück	1.000,00 €
Rotor	Rotoreisen für Rückschluss (warm)	kg	1,00 €
	Rotoreisen für Rückschluss (kalt)	kg	1,00 €
	Rotoreisen für warme Pole	kg	1,00 €
	Rotoreisen für kalte Pole	kg	1,00 €
	EM-Schild	kg	1,00 €
	Rüstkosten Spulenwickeln, Einbau Spule	Stück	100,00 €
	Spulenwickeln/Bau	m	- €
	Material für Spule	Stück	- €
	Strukturmaterial für Rotor	kg	1,00 €
	Vakuumbehälter	kg	1,00 €
	Thermischer. Bus hohe Temp	kg	1,00 €
	Thermischer. Bus niedrige Temp	kg	1,00 €
	einstufiger Kaltkopf mit Kompressor, Verbindungsleitung	Stück	100,00 €
	Zweistufiger Kaltkopf mit Kompressor, Verbindungsleitung	Stück	100,00 €
	Thermischer Schild	kg	1,00 €
	Thermischer Schild (kaltes Eisen)	kg	1,00 €
	thermische Verbinder	kg	1,00 €
	Andere Teile	Stück	1.000,00 €
	Drehdurchführung He Gas	Stück	150,00 €
	Thermische Sensoren	Stück	10,00 €

Tabelle 37: Kostenmodell: Übersicht der Aufwendungen des Generatorenherstellers.

Die hier dargestellten Montagekosten ergeben zusammen mit den vorher dargestellten Einkaufspreisen die variablen Produktionskosten. Auf dieser Basis kann im Folgenden ein Verkaufspreis berechnet werden.

5.2.3. STÜCKLISTE

Im Rahmen der Auslegung verschiedener Maschinen wurden Modelle erstellt und in tabellarischer Form die Auslegungsdaten zusammengestellt. Basierend auf den zahlreichen Modellen und Designs wurde die Stückliste („Bill of Material“, BOM) erstellt und die erforderlichen Materialmengen für die unterschiedlichen Designs berechnet.

Im ersten Schritt wurden die Kosten für die betrachteten Modelle errechnet. Dabei wurden die Kosten für den Supraleiterdraht eingesetzt, für die das Modell betrachtet wurde. Abbildung 165 zeigt das Ergebnis. Die Kosten wurden hierbei nach Supraleiterdraht, Kryokühlung und restliche Aufwendungen aufgeschlüsselt.

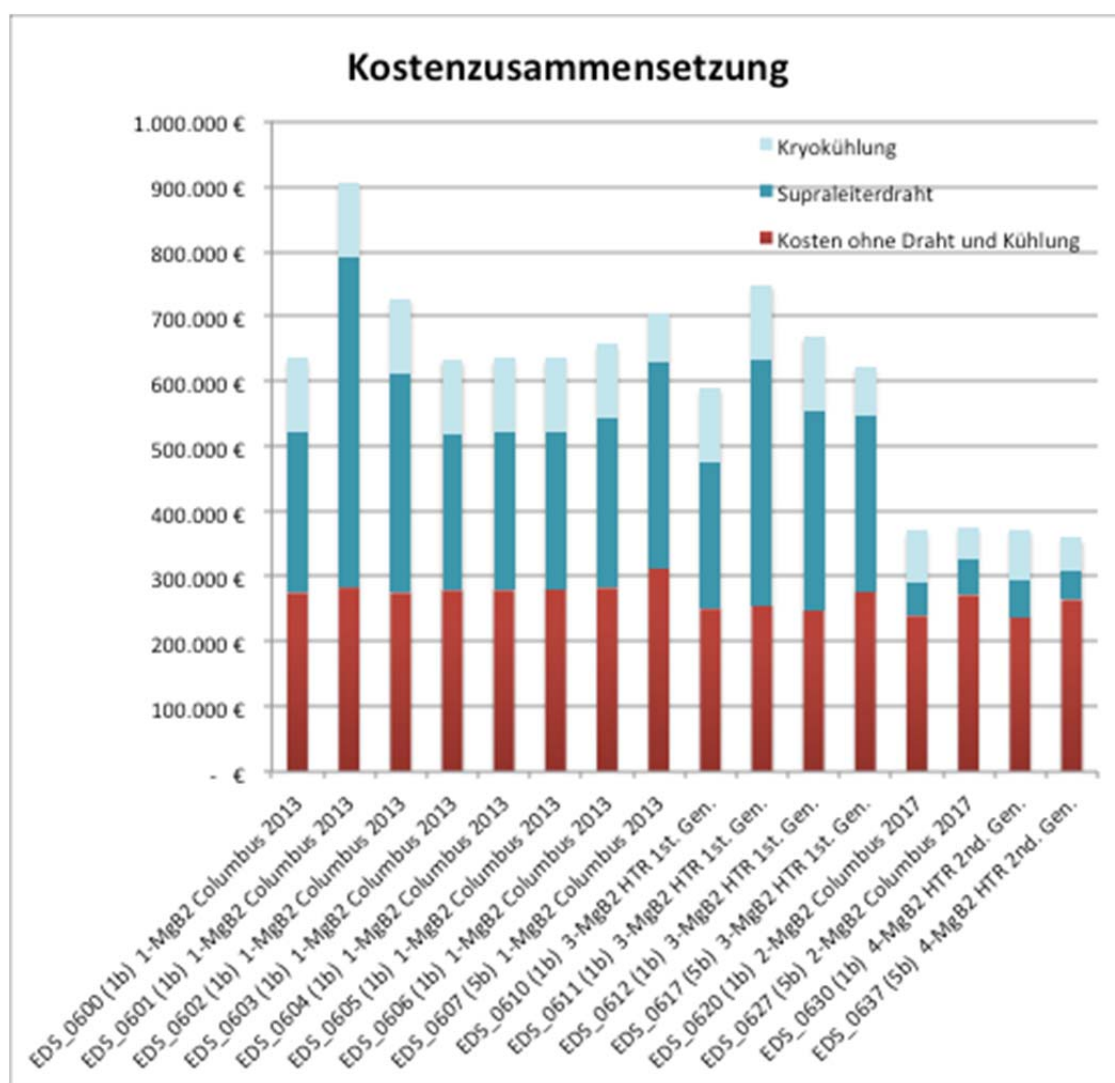


Abbildung 165: Kostenzusammensetzung der in einem ersten Schritt betrachteten Auslegungen.

Mit dem mengenbasierten Kostengerüst und einer designbasierten Stückliste kann die parametrische Optimierung angegangen werden.

5.2.4. KOSTENTREIBER UND PARAMETRISCHE OPTIMIERUNG

In einer Szenarienbetrachtung wurden die verschiedenen Designs mit den unterschiedlichen verfügbaren Supraleiterdrähten kombiniert. Abhängig von der Magnetfeldbelastung wurden die Supraleiterkosten berücksichtigt. Dies stellt ein wichtiges Kriterium dar, da technischer Fortschritt die Empfindlichkeit hinsichtlich des Magnetfelds verringert und niedrigere Preise wie von den Herstellern prognostiziert den Einsatz hoher Felder favorisieren.

Für die Kosten der Kälteanlagen wurden ebenfalls verschiedene Szenarien berücksichtigt, abhängig von der Generatortopologie (vgl. Kapitel 4.4 und 4.12). Insbesondere für die Topologie mit kaltem Eisen (5b) wurde ein kosten- und verbrauchsmäßig optimiertes Konzept erarbeitet, das einen Schild und zweistufige Kühler einsetzt. Möglich und kostenmäßig attraktiv wäre hier auch eine Lösung ohne Schild und mit einstufigen Kältemaschinen. Dies wäre im Rahmen einer Detailstudie zu betrachten, da die Sicherheitsmarge bzgl. der Betriebstemperatur deutlich kleiner ausfällt.

Basierend hierauf wurden für die verschiedenen betrachteten Modelle EDS_0600 bis EDS_0637 die Kosten in Szenarien berechnet. Dabei wurden unterschiedliche Drahttypen angesetzt verbunden mit der kostengünstigsten Lösung für die Rotorkühlung. Hieraus wurden die kostengünstigsten Varianten ausgewählt. Für heutige Supraleiterdrahtpreise ist dies z. B. EDS_0600. Tabelle 38 zeigt eine Aufstellung der Ergebnisse. Die Positionen 1 bis 3 basieren auf heute verfügbaren Supraleitern und Kältemaschinen sowie zugehörigen Kosten.

Lfd. Nr.	Modell EDS	Topologie	Betrachteter Draht	Kühlsystem	Kosten	Kosten / MW	Kosten / MNm
1	0600	1b	Columbus 2014	mit Schild, zweistufige Kühler	533.374 €	143.574 €	184.603 €
2	0600	1b	HTR 1st. Gen.	mit Schild, zweistufige Kühler	527.759 €	142.063 €	182.660 €
3	0617	5b	HTR 1st. Gen.	mit Schild, zweistufige Kühler, optimiert	623.126 €	169.804 €	218.258 €
4	0610	1b	Columbus 2017	mit Schild, zweistufige Kühler	359.282 €	98.156 €	126.215 €
5	0610	1b	HTR 2nd. Gen.	mit Schild, zweistufige Kühler	349.414 €	95.460 €	122.748 €
6	0617	5b	Columbus 2017	mit Schild, zweistufige Kühler, optimiert	363.540 €	99.066 €	127.335 €
7	0617	5b	HTR 2nd. Gen.	mit Schild, zweistufige Kühler, optimiert	352.396 €	96.029 €	123.431 €
8	0620	1b	HTR 2nd. Gen.	mit Schild, zweistufige Kühler	353.845 €	96.377 €	123.843 €

Tabelle 38: Kostenmodell: Auswahl der kostengünstigsten Designs in verschiedenen Szenarien.

Die Positionen 4 bis 8 setzen die Umsetzung der Kostensenkungspotentiale und technischen Verbesserungen bei den Drahtherstellern voraus und könnten in 2...3 Jahren erreicht werden. Hier wurden für die Kälteanlagen 30% niedrigere Kosten angesetzt, die bei Serienfertigung und Mengenabnahme wahrscheinlich noch unterschritten werden könnten. Abbildung 166 zeigt eine graphische Auftragung dieser Varianten. Dabei wurden die Kosten aufgeteilt in Supraleiterdraht, Kryokühlung und sonstige Kosten. Beim Vergleich der ersten drei Balken (von links) mit heutigen Kosten mit den restlichen fällt das Kostensenkungspotential durch Mengenfertigung deutlich auf. Für die „konventionellen“ Kosten wurde keine Verringerung angenommen.

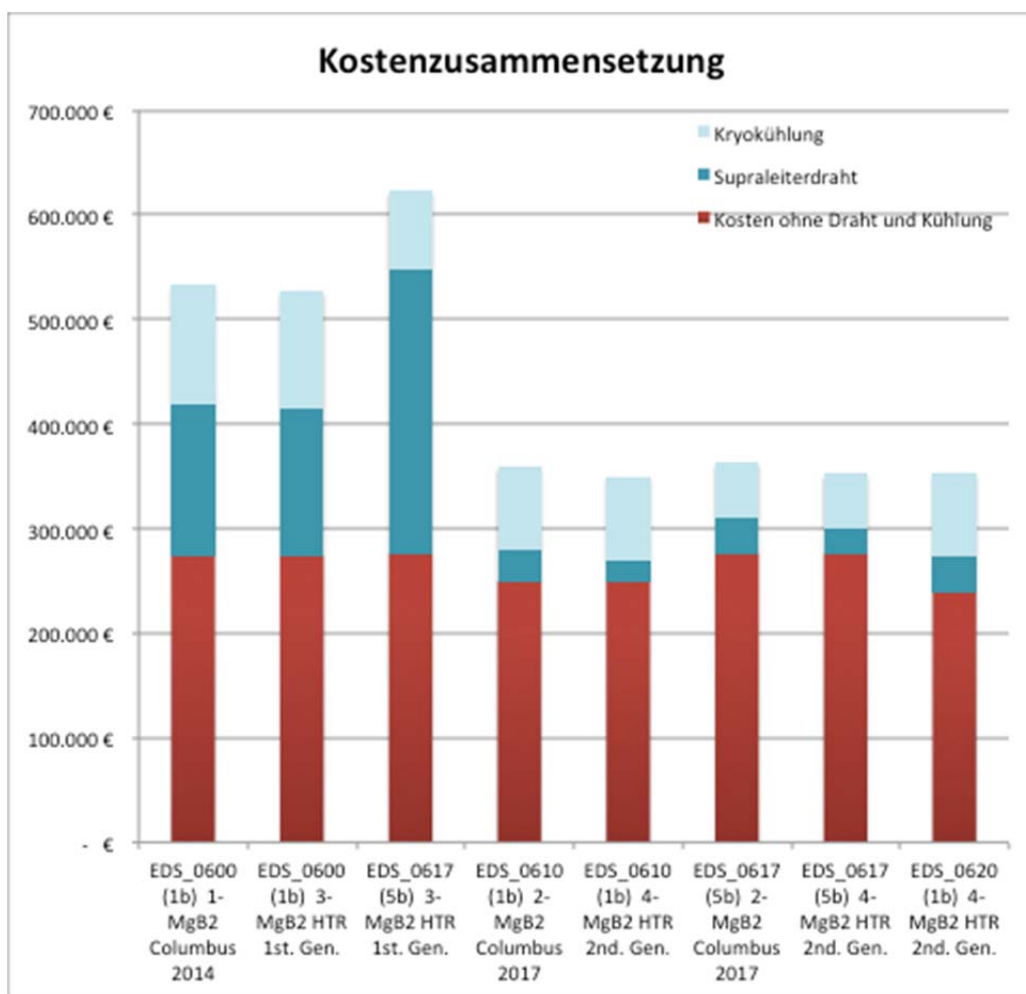


Abbildung 166: Kostenzusammensetzung der ausgewählten Varianten in absoluten Zahlen.

Am Beispiel EDS_0617 kann man erkennen, dass Designs mit hohem Drahtbedarf heute möglicherweise prohibitiv teuer erscheinen, geringere Drahtkosten wie von den Leiterherstellern prognostiziert dies jedoch deutlich relativieren.

Da sich die Modelle in ihrer Ausgangsleistung etwas unterscheiden, wurde zur besseren Beurteilung eine Auftragung der normierten Kosten gewählt. Hier werden die Angaben pro MW oder MNm gemacht. Abbildung 167 zeigt diese für die ausgewählten Kombinationen.

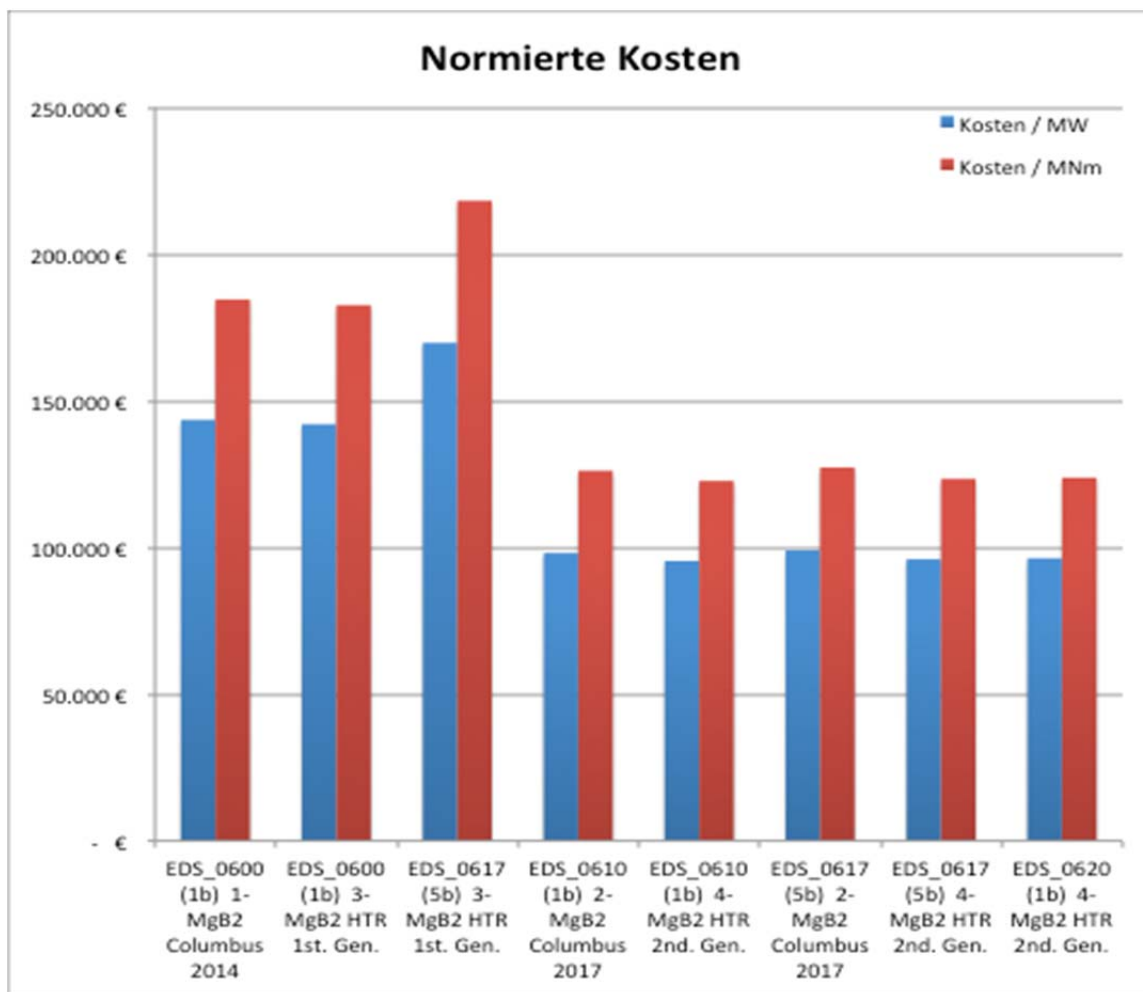


Abbildung 167: Kostenzusammensetzung der ausgewählten Varianten pro MW und pro MNm.

Offensichtlich ergibt sich ein wesentlicher Kostensprung von heutigen Kosten hin zu Mengenfertigung. Tendenziell ist die Topologie 1b etwas kostengünstiger. Jedoch ist auffällig, dass der Unterschied mit Supraleiterdrahtpreisen aus einer Massenfertigung sehr gering ausfällt.

5.2.5. KOSTENSTRUKTURANALYSE

Betrachtet man die einzelnen Kostenpositionen innerhalb eines Generators, so erhält man Einblick in die dominierenden Kosten. Exemplarisch zeigen Abbildung 168 und Abbildung 169 die in dieser Studie betrachteten günstigsten Varianten basierend auf heutigen sowie prognostizierten Supraleiterdrahtpreisen.

Bei den konventionellen Komponenten ist die Dominanz der Materialien – im Wesentlichen Kupfer und Eisen – zu sehen, wie für elektrische Maschinen üblich.

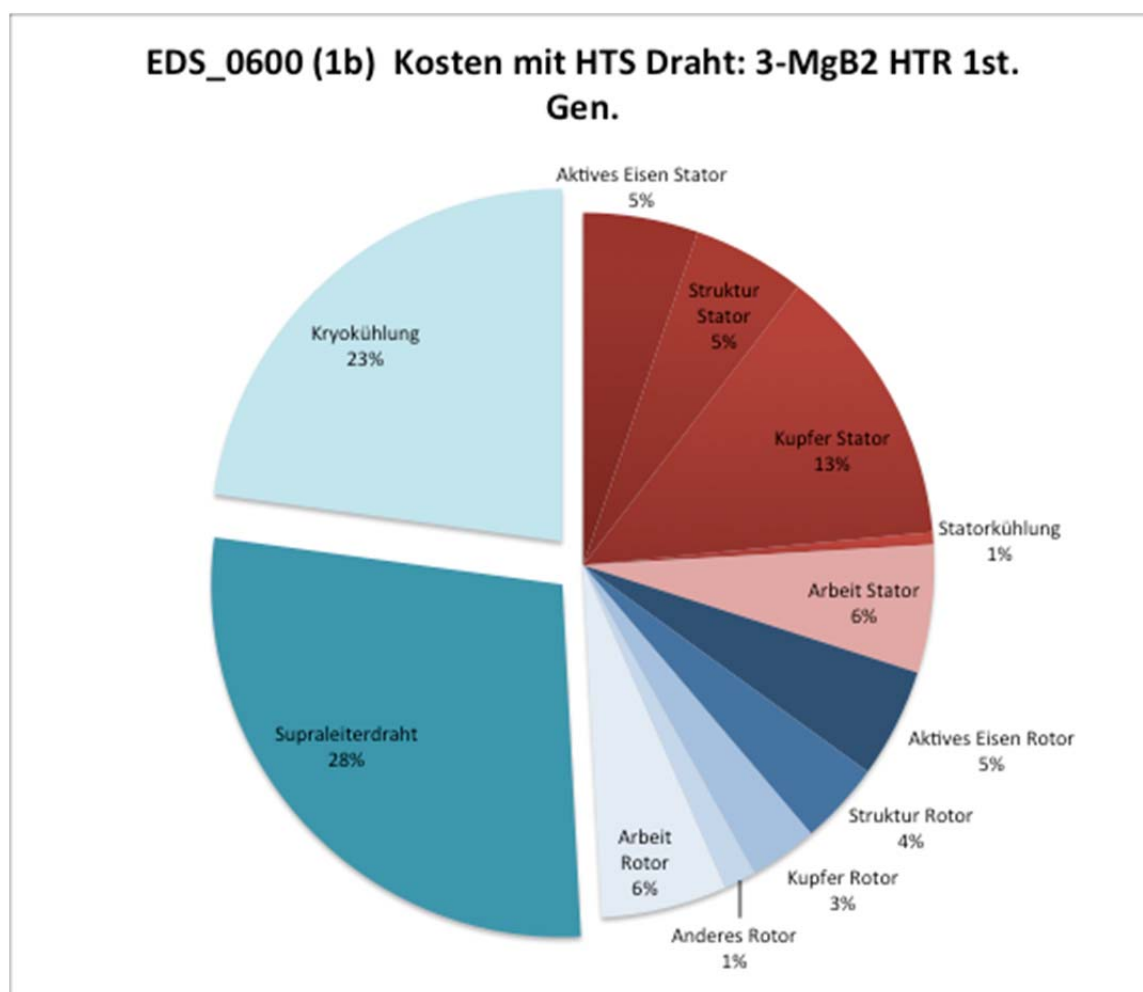


Abbildung 168: Kostenzusammensetzung eines supraleitenden Generators basierend auf heutigen Preisen von MgB₂. Besonders herausgezogen sind die Anteile für Supraleiterdraht und Kryokühlung.

Während bei heutigen Supraleiterdrahtpreisen noch ca. 50% der Kosten auf die „neuen“ Komponenten anfallen, reduziert sich dies auf ca. 25% für die Massenfertigung. Dann ist die Kryokühlung die wesentlichste Einzelposition.

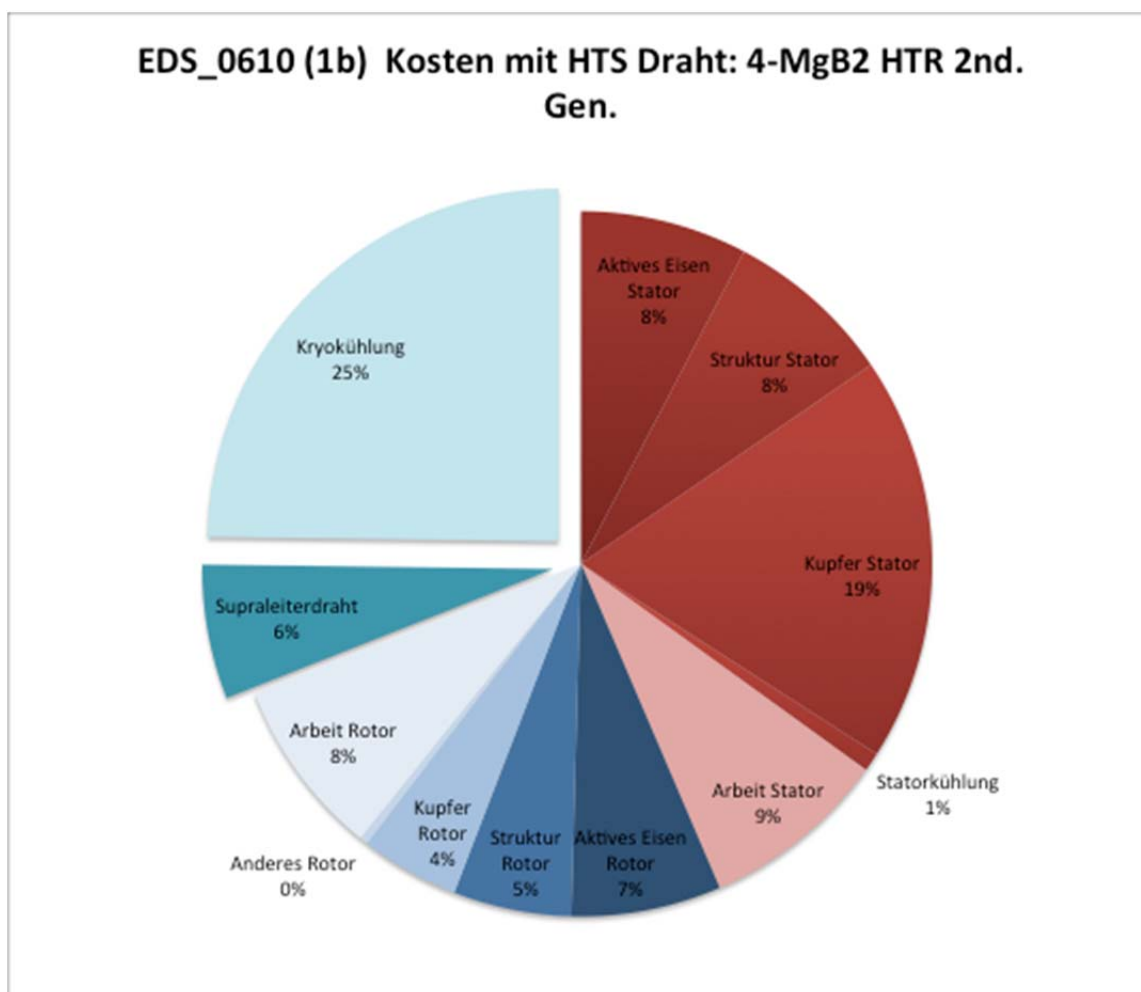


Abbildung 169: Kostenzusammensetzung eines supraleitenden Generators basierend auf prognostizierten Preisen von MgB₂ und 30% verringerten Kryokühlkosten. Besonders herausgezogen sind die Anteile für Supraleiterdraht und Kryokühlung.

Diese beiden Beispiele sind Vertreter der Topologie 1b, d.h. im Wesentlichen warmes Eisen. Betrachtet man die Option „kaltes Eisen“ in der Topologie 5b mit optimierter Kühlung, so reduziert sich der Teil der Kryokühlkosten signifikant (vgl. Abbildung 170).

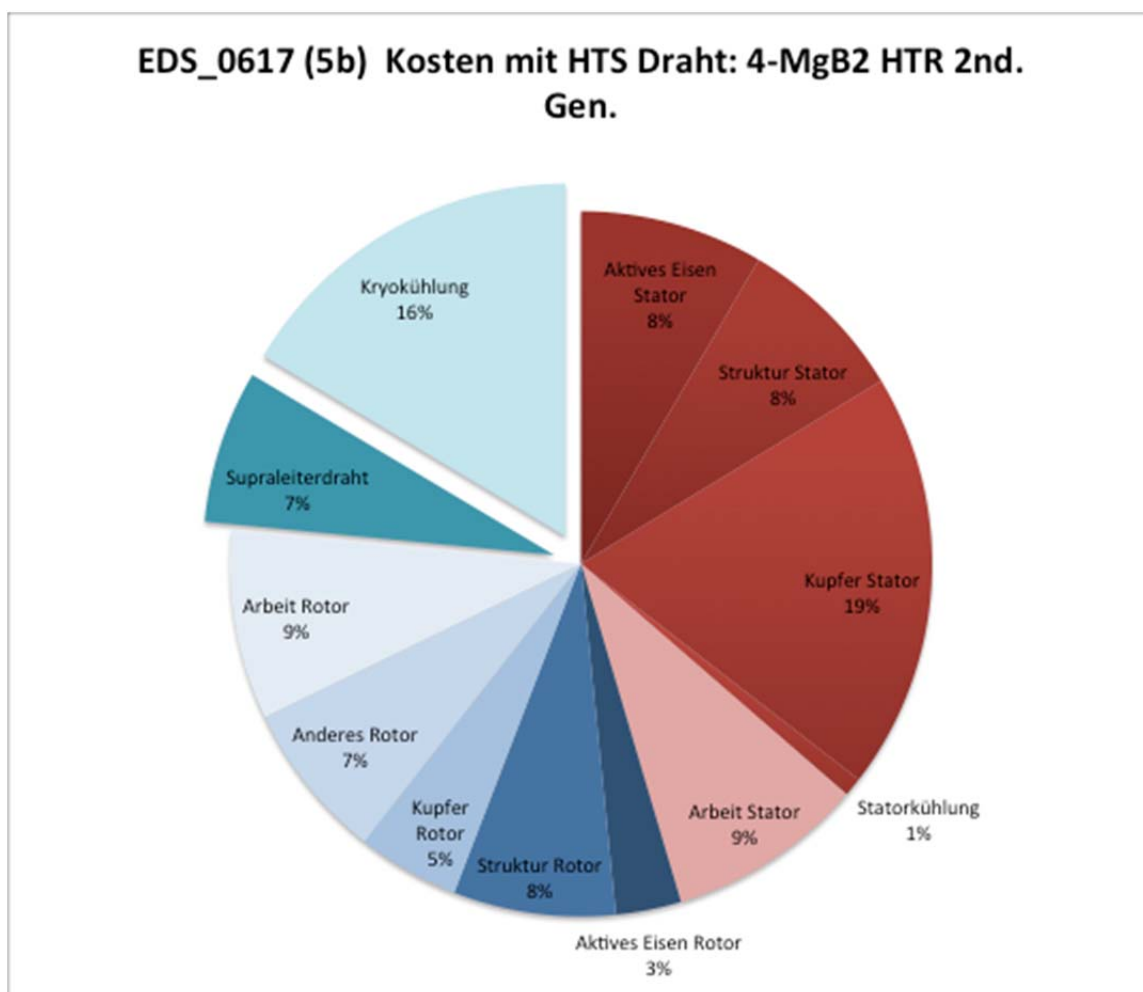


Abbildung 170: Kostenzusammensetzung eines supraleitenden Generators basierend auf prognostizierten Preisen von MgB₂ und 30% verringerten Kryokühlkosten in der Topologie 5b. Besonders herausgezogen sind die Anteile für Supraleiterdraht und Kryokühlung.

Vergleicht man die Kosten der unterschiedlichen Topologien 1b und 5b (vgl. Abbildung 167), so stellt man fest, dass unter den hier getroffenen Annahmen beide zu ähnlichen Ergebnissen führen. Für einen detaillierten Vergleich müsste eine vollständige Auslegung und Kostenanalyse unter Bedingungen für Massenfertigung erfolgen.

Zur weiteren Beurteilung im Rahmen dieser Studie können sollen noch zusätzliche Kriterien (z. B. technische Einschränkungen und Limitationen) berücksichtigt werden. In Abschnitt 4.13 werden unterschiedliche Varianten thermischer Isolierung diskutiert. Im Fazit ist die Verwendung eines thermischen Schildes zur Reduzierung der laufenden Kühlkosten wünschenswert, konstruktiv aber bei der Topologie 1b schwierig umzusetzen. Diese Überlegung führt zu einer Bevorzugung der Topologie 5b bei der Verwendung von MgB₂.

In der bisherigen Betrachtung wurden verschiedene Annahmen getroffen, an dieser Stelle sollen verschiedene Punkte aufgeführt werden, die die Kosten positiv wie negativ beeinflussen können.



- + Die Kosten des Supraleiterdrahtes könnten noch weiter sinken. An den Gesamtkosten des Generators haben diese jedoch weniger als <10% Anteil, so dass sich dies kaum auswirken wird. Dieses ist ebenso wichtig, wie überraschend.
- + Die heutigen wie auch die prognostizierten Kosten des Supraleiterdrahtes sind bei beiden Herstellern sehr ähnlich, so dass im Grunde eine gewisse Austauschbarkeit gegeben ist. Allerdings muss im Design berücksichtigt werden, dass die Herstellprozesse bis hin zur Supraleiterspule unterschiedlich sind (react & wind vs. wind & react).
- + Die Kosten der Kryokühlung, also der Kältemaschinen, könnten noch deutlich sinken, hier dürfte bei sehr großen Stückzahlen jenseits der 1000 Maschinen pro Jahr noch mindestens eine Senkung um 50% erreichbar sein. Dies beeinflusst die Kosten potenziell um ca. 10%.
- + In der Topologie 5b mit Schild und zweistufigem Kühler wurde ein optimiertes Design erarbeitet. Auch eine Variante mit einstufigen Kühlern und ohne Schild wäre denkbar. Im Rahmen einer vergleichenden Detailauslegung wären diese gegeneinander abzuwägen. In der Tendenz wird die Fassung ohne Schild kostengünstiger, jedoch ist zu erwarten, dass der Energieverbrauch der Kühleinrichtungen steigt.
- Die Topologie 1b erscheint unter den hier getroffenen Annahmen günstiger. Auch würde sie eine geringere Abkühlzeit erlauben, da sie geringere kalte Massen aufweist. Konstruktiv ist jedoch ein erforderlicher Schild komplexer umzusetzen. Insofern könnte sich die Topologie 5b bei detaillierterer Betrachtung als günstiger erweisen.

Aus Sicht eines Generatorherstellers wurden bisher ausschließlich variable Herstellkosten betrachtet. Um den Marktpreis zu bestimmen müssen noch Aufschläge für Ertrag, Administration, Vertrieb, Risiko und Entwicklung addiert werden. Zu diesem Zweck wurden branchenüblicher Aufschlagsätze angenommen (Tabelle 39). In Interviews wurden Daten für Spezialmaschinenfertiger (Einzelstücke, Kleinstserie) und Serienfertiger ermittelt.

Kategorie	Berechnungsformel für VK	Spezialanlagen (Elektromaschinen)	Serie (Elektromaschinen)
Ergebnis	Anteil am VK	10,0%	3,0%
Administration	Anteil am VK	5,0%	3,0%
Vertrieb / Key Accounting	Anteil am VK	4,0%	1,0%
Entwicklung	Anteil am VK	7,0%	2,5%
Gesamt	Anteil am VK	26,0%	9,5%
Umrechnung in Aufschlag:	VK = Variable HK x (1+Aufschlag)	35,1%	10,5%

Tabelle 39: Branchenübliche Aufschlagsätze für Elektromaschinenbauer. Sowohl Spezialmaschinenbauer wie auch Serienfertiger werden aufgeführt.

Für einen Vergleich bestehender Technologie werden die Daten von Serienfertigung zugrunde gelegt.

Lfd. Nr.	Modell EDS	Topologie	Betrachteter Draht	Kühlsystem	VK	VK / MW	VK / MNm
1	0600	1b	Columbus 2014	mit Schild, zweistufige Kühler	589.364 €	158.646 €	203.981 €
2	0600	1b	HTR 1st. Gen.	mit Schild, zweistufige Kühler	583.159 €	156.975 €	201.834 €
3	0617	5b	HTR 1st. Gen.	mit Schild, zweistufige Kühler, optimiert	688.537 €	187.629 €	241.169 €



4	0610	1b	Columbus 2017	mit Schild, zweistufige Kühler	396.997 €	108.460 €	139.464 €
5	0610	1b	HTR 2nd. Gen.	mit Schild, zweistufige Kühler	386.093 €	105.481 €	135.633 €
6	0617	5b	Columbus 2017	mit Schild, zweistufige Kühler, optimiert	401.702 €	109.465 €	140.701 €
7	0617	5b	HTR 2nd. Gen.	mit Schild, zweistufige Kühler, optimiert	389.388 €	106.110 €	136.388 €
8	0620	1b	HTR 2nd. Gen.	mit Schild, zweistufige Kühler	390.989 €	106.493 €	136.843 €

Tabelle 40: Kostenmodell: Auswahl der kostengünstigsten Designs in verschiedenen Szenarien – angegeben sind die erwarteten Verkaufspreise.

Unter der Maßgabe zukünftiger Drahtpreise (siehe laufende Nummer 4 bis 8) liegen die prognostizierten Verkaufspreise bei ca. 400.000 EUR. Für das nun folgende Benchmarking verwenden wir EDS_617 in der Drahtvariante HTR 2nd. Gen. Hier geben wir der simpleren Konstruktion und den geringeren Betriebskosten den Vorzug vor den absolut geringsten Verkaufspreisen.

Das vorliegende Kostenmodell erlaubt eine Kostenoptimierung und eine Produktanalyse

5.3. BENCHMARKING DES MgB_2 -GENERATORS MIT KONVENTIONELLEN LÖSUNGEN

In diesem Abschnitt werden in tabellarischer Form die vermarktungsrelevanten Systemparameter (Abmessungen, Verluste, Kostenprojektion) denen verschiedener konventioneller Lösungen gegenübergestellt und zusammenfassend bewertet. Hierdurch soll der Einsatz der MgB_2 -Supraleiter in Windkraftgeneratoren zusammenfassend und nach dem Stand der Technik bewertet werden.

Basierend auf unseren Erfahrungen im Bereich der Supraleitung und detaillierten Auslegungen wurden mit Windenergieanlagenherstellern Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen für Maschinen der Leistung 2 MW bis 5 MW durchgeführt. Bei diesen Arbeiten wurden Yttrium-basierte ($YBaCuO$) Supraleiter betrachtet, wobei die Preise einer Massenfertigung von Draht angesetzt wurden. Diese Preise könnten zu Beginn der nächsten Dekade zu erreichen sein.

Tabelle 41 zeigt einen Vergleich der vermarktungsrelevanten Parameter für verschiedene Triebstrangkonzeppte. Die Kennzahlen für den supraleitenden Direktantrieb auf MgB_2 -Basis wurden auf der Basis der vorliegenden „Bill of Materials“ (BOM) kalkuliert. Zugrunde gelegt wurde das kostenoptimierte Design EDS_617 mit Hypertec Draht 2nd Gen. Als Markt-szenario für die Preisstellung wurde die vollständige Kommerzialisierung angenommen. Für die konventionellen Triebstrangkonzeppte wurden marktübliche Kosten angesetzt. Diese wurden durch Literaturstudien und durch Interviews mit Turbinenherstellern erhalten.

Kritisch ist anzumerken, dass diese Marktpreise nur für Getriebe-lösungen relativ scharf definiert sind. Nur in diesem Marktsegment werden große Stückzahlen produziert, die Komponenten wie Getriebe und Generatoren werden generell vom Turbinenhersteller fremdeingekauft und es existieren jeweils mehrere Anbieter. Bereits bei permanentmagneterregten Systemen ist die Zahl der Anbieter viel geringer. Darüber hinaus sind diese Systeme hoch in den Turbinenkopf inte-



griert, so dass die Turbinenhersteller häufig die Generatoren selbst bauen. Für PMDD wurde ein mittlerer Preis von 150 k€/MW verwendet. Herstellerabhängig fanden wir einen Bereich von 140 k€/MW bis 230 k€/MW.

Bei den elektrisch erregten Synchrongeneratoren ist die Signifikanz nochmals verringert, da es nur einen wesentlichen Hersteller (Enercon) gibt, der keine Kostenzahlen publiziert. Hier wurde eine interne Kostenschätzung aufgrund der verwendeten Kupfer- und Stahlmengen zu Grunde gelegt.

		SCDD	EEDD	PMDD	Danish Concept	DFIG	Hybrid
		Super-conducting Direct Drive	Electrically Excited Direct Drive	Permanent Magnet Direct Drive	3-Stage Gearbox, Induction Generator	3-Stage Gearbox, Doubly Fed Induction Generator	Single Stage Gearbox, PM Generator
Design	Grundkonzept	Direct Drive	Direct Drive	Direct Drive	Geared Drive	Geared Drive	Geared Drive
Auslegung	Leistung	3,67 MW	3,5 MW	3,5 MW	3,5 MW	3,5 MW	3,5 MW
	Blattspitzengeschwindigkeit	84,0 m/s	84,0 m/s	84,0 m/s	84,0 m/s	84,0 m/s	84,0 m/s
	Nenn Drehzahl	14,0 rpm	14,0 rpm	14,0 rpm	14,0 rpm	14,0 rpm	14,0 rpm
	Triebstrangeffizienz	94,4%	93,0%	94,3%	94,6%	94,3%	96,2%
	Nennmoment Nabe	2,8 MNm	2,6 MNm	2,6 MNm	2,6 MNm	2,6 MNm	2,6 MNm
	Getriebeverluste	0%	0%	0%	3%	3%	1%
	Getriebeübersetzung	1:1	1:1	1:1	107:1	107:1	6:1
	Generatordrehmoment	2,8 MNm	2,6 MNm	2,6 MNm	0,024 MNm	0,024 MNm	0,440 MNm
Mechanik	Masse	52 t	77 t	68 t	46 t	46 t	45 t
	Durchmesser	5240 mm		5500 mm			
Kosten	Getriebe	Getriebe los	Getriebe los	Getriebe los	305 k€	305 k€	244 k€
	Generator	380 k€	589 k€	525 k€	107 k€	126 k€	183 k€
	Generator plus Getriebe	380 k€	589 k€	525 k€	412 k€	431 k€	427 k€
Bewertung	Kosten pro Leistung	104 k€/MW	168 k€/MW	150 k€/MW	118 k€/MW	123 k€/MW	122 k€/MW
	Kosten pro Drehmoment	136 k€/MNm	227 k€/MNm	202 k€/MNm	158 k€/MNm	166 k€/MNm	164 k€/MNm
	Kostenvorteil nach Drehmoment	0%	64%	49%	17%	24%	23%

Tabelle 41: Vermarktungsrelevante Parameter verschiedener Triebstrangkonzepete.

Deutlich wird, dass gemäß der vorliegenden Studie die supraleitende Antriebsvariante die kostengünstigste Variante werden kann. Konzentrieren wir uns in der Auswertung auf die Hauptkonkurrenten PMDD und DFIG; so erhalten wir für SCDD einen hochsignifikanten relativen Kostenvorteil von 18% bezogen auf DFIG und 28% bezogen auf PMDD.

Die folgende Grafik illustriert diesen Vergleich. Abgebildet sind die Massen und die Triebstrangkosten, jeweils normiert auf DFIG. Erkennbar ist, dass im konventionellen Bereich DFIG sowohl leichtgewichtiger, als auch kostengünstiger ist. Im konventionellen Bereich sind also die getriebebasierten Lösungen deutlich die kostengünstigsten und schlagen Direktantriebe. Fakturiert man aber den über die Lebenszeit einer Turbine nötigen ein- bis zweimaligen Getriebeaustausch in die Lebenszeitkosten, so kehrt sich das Bild um: Jetzt sind die Getriebeleistungen am teuersten. Dieses ist im rechten Bildteil erkennbar. Hier wurde der Kostenblock für ein Ersatzgetriebe für DFIG aufaddiert¹³.

Unter Einbeziehung von SCDD auf Basis eines MgB₂-Generators lassen sich Generatorkosten ablesen, die im Vergleich mit den konventionellen Lösungen am günstigsten sind—auch sind diese Generatoren fast am leichtesten. Besonders bemerkenswert wird der Vergleich unter Einbeziehung eines grob abgeschätzten Getriebewechsels.

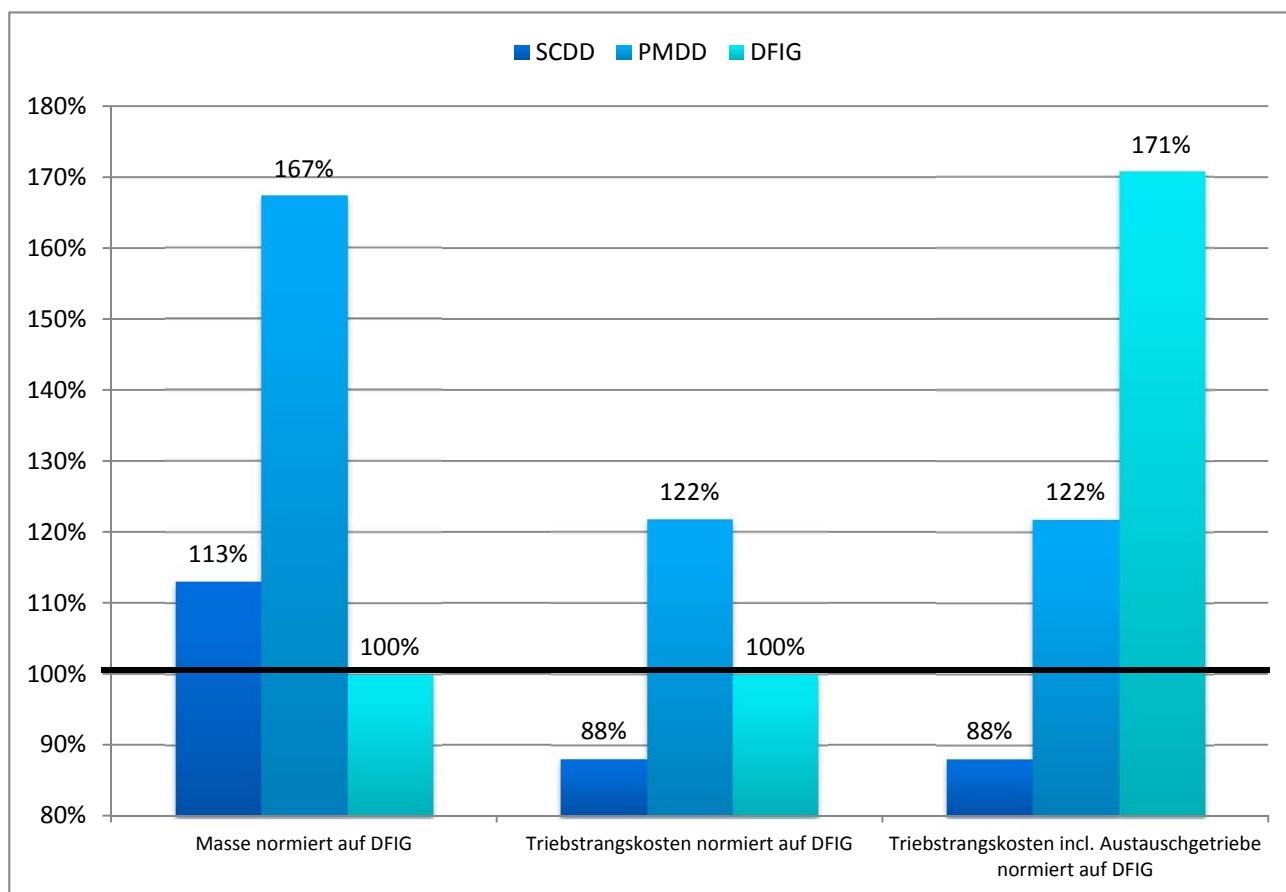


Abbildung 171: Grafischer Vergleich nach Tabelle 41. Verglichen werden der supraleitende Generator (SCDD) mit seinen Hauptkonkurrenten Permanentmagnetgenerator (PMDD) und DFIG. In normierter Weise ist aufgetragen: Links Triebstrangmasse, Mitte Triebstrangkosten, rechts Triebstrangkosten inklusive Austauschgetriebe.

¹³ Hier wurde nur ein Ersatzgetriebe berücksichtigt. Stillstands- und Einbaukosten bleiben unberücksichtigt. Ebenso wurde nicht berücksichtigt, dass ein Getriebe eventuell wieder aufgearbeitet werden kann.



Zum ersten Mal sind also Argumente für supraleitende Windkraftgeneratoren über den Preis möglich. Es lassen sich folgende Vertriebsargumente ableiten:

- Im Vergleich zu PMDD besteht die beste technische Vergleichbarkeit und Austauschbarkeit. Hier ist SCDD deutlich günstiger in den initialen Kosten. Weitere Vorteile sind verringertes Volumen, kleinere Masse und verringerter Einsatz von Seltenerden,
- Im Vergleich zu getriebebasierten Lösungen (DFIG, Danish Concept) gibt es einen immer noch signifikanten Kostenvorteil. Bezogen auf die Lebenszeitkosten gewinnen die SCDD durch den Wegfall von Getriebetauschen.

Wenngleich diese Analyse hier für eine Turbinenleistung von 3,5 MW gezeigt wurde, so können diese quantitativen Vorteile ab einer Leistung von ca. 2 MW nachgewiesen werden. Die obere Gültigkeitsgrenze liegt oberhalb von 10 MW.

Supraleitergeneratoren auf Basis MgB_2 haben das Potential, eine massenoptimierte Lösung unter Kostenführerschaft zu sein.

5.4. AUSBLICK

Die Analyse ging bis hierher von Herstellerprognosen für die Supraleiterpreise aus. Geht man noch einen Schritt weiter und evaluiert die weiteren Potentiale der Technologie durch technische Weiterentwicklung, Kostensenkung und ggf. auch im Vergleich zu HTS basierend auf 2G Material, so ergeben sich für verschiedene Optionen die in Tabelle 42 gezeigten Preisentwicklungen.

Lfd. Nr.	Modell	Topologie	Betrachteter Draht	Kühlsystem	VK	VK / MW	VK / MNm
1	0617	5b	HTR 2nd. Gen.	mit Schild, zweistufige Kühler, optimiert	389.388 €	106.110 €	136.388 €
2	0637	5b	HTR 2nd. Gen.	mit Schild, zweistufige Kühler, optimiert	398.312 €	108.348 €	139.270 €
3	0617	5b	HTR 2nd. Gen.	mit Schild, zweistufige Kühler, optimiert	356.677 €	97.196 €	124.930 €
4	0637	5b	HTR 2nd. Gen.	mit Schild, zweistufige Kühler, optimiert	358.001 €	97.383 €	125.175 €
5	0617	5b	2G YBaCuO 2020+	ohne Schild, einstufiger Kühler	329.585 €	89.813 €	115.441 €
6	0620	1b	2G YBaCuO 2020+	ohne Schild, einstufiger Kühler	300.826 €	81.936 €	105.287 €
7	0630	1b	2G YBaCuO 2020+	ohne Schild, einstufiger Kühler	306.161 €	82.874 €	106.454 €
8	0610	1b	2G YBaCuO 2020+	ohne Schild, einstufiger Kühler	305.212 €	83.384 €	107.220 €
9	0612	1b	2G YBaCuO 2020+	ohne Schild, einstufiger Kühler	305.874 €	83.557 €	107.366 €

Tabelle 42: Preisvergleich verschiedener längerfristiger Preisentwicklungsszenarien.

Zu den einzelnen dargestellten Optionen:

- Lfd. Nr. 1 ist die im Rahmen dieser Studie als MgB_2 basierte und favorisierte Lösung.
- Lfd. Nr. 2 ist ein kompakterer Generator mit höherer Luftspaltinduktion, der unter Preisprognosen für 2017 zunächst unattraktiver erscheint.



- Für die Lfd. Nr. 3 und 4 wurden stärker gesenkte Kosten für die Kältemaschinen angenommen (ca. 60% gegenüber heutigen Kosten) und die Leiterpreise um 33% gesenkt. Dies entspricht etwa dem 8fachen des Materialeinsatzes und im Vergleich zu konventionellen Supraleitern etwa einem doppelt so hohen Preisniveau. Die Maschinen sind damit nochmals ca. 8% günstiger.
- Der Preisunterschied zwischen diesen beiden Optionen ist nunmehr vernachlässigbar – das Modell 637 jedoch zusätzlich ca. 10% leichter.

Geht man in der Entwicklung noch einen Schritt weiter und würde längerfristig 2G HTS einsetzen, so lassen sich Kostensenkungen von ca. 20% erreichen. Dabei wurde für 2G das 10fache der Materialkosten angesetzt. Die Kosten der Kältemaschinen sind gleich, jedoch wird durch ein höheres Temperaturniveau die Option ohne Schild attraktiver (Nr. 5). Mit dieser Technik wäre auch die Umsetzung mit warmem Rotor-Rückschluss (1b) konstruktiv umsetzbar. Im hier gewählten Kostenmodell würden sich weitere potentielle Einsparungen ergeben. Dabei werden die verschiedenen Optionen (Nr. 6 bis 9) zunehmend unempfindlich gegenüber den Variationen. Somit kann eine Maschine prinzipiell auf verschiedene zusätzliche Vorteile optimiert werden.

Wie wirkt sich dieses auf die Gesamtturbine aus? Der Antriebsstrang inklusive Generator und Getriebe aber ohne Leistungselektronik¹⁴ macht etwa 15% bis 20% der Kosten einer Onshoreturbine aus¹⁵¹⁶. Kostenreduktionen im Antriebsstrang von über 20% durch Nutzung der Supraleitung ergeben einen interessanten Kostenvorteil von 5% für die Gesamtturbine. Im oben genannten Benchmark wurden Umrichter, Erregereinrichtung und Schutzelektronik (wohl aber supraleiterspezifische Sensoren) nicht berücksichtigt. Erregereinrichtung und Schutzelektronik verlangen Entwicklungsaufwand, aber es sind keine hohen Kosten in Massenfertigung zu erwarten. Die Einbeziehung der Umrichter führt im Vergleich zu Getriebelösungen mit Teilumrichtern zu einem deutlich verringerten Abstand, bei Vollumrichtern – z. B. zur Einhaltung moderner Grid-Codes – jedoch nicht mehr. Dies ist im Einzelfall zu evaluieren.

Nach 2020 könnten 2G-Supraleiter eine weitere inkrementelle Kostensenkung ermöglichen. Auf der Basis des vorliegenden Basisdesigns erscheint das möglich, ist jedoch ohne Preisverifikation eines Supraleiterherstellers spekulativ.

¹⁴ Dargestellt ist hier nur der Antriebsstrang bestehend aus Generator und Getriebe. Wir ignorieren Unterschiede im Leistungsumrichter. Das ist wichtig, da DFIG-Umrichter deutlich kostengünstiger sind, da sie nur einen Teil der elektrischen Leistung umrichten. Ein Nachteil dieser Teilumrichter ist die schmalere Drehzahlbereich und die schlechtere Netzverträglichkeit. Zum Einhalten der vom Netzbetreiber geforderten Überbrückungsfestigkeit bei Spannungseinbrüchen („Low Voltage Ride-Through capability“) sind häufig deutliche Zusatzinvestitionen notwendig.

¹⁵ M. D. Platzer, U.S. Wind Turbine Manufacturing: Federal Support for an Emerging Industry, CRS Congressional Research Service, 18. December 2012, p.10

¹⁶ R.L. Arántegui et. Al., 2012 JRC wind status report, European Commission, Joint Research Centre, JRC77895 / EUR 25647 EN, p. 57 f

5.5. UMWELTRELEVANZ

Die unmittelbare Auswirkung des Projektes ist offensichtlich: Durch Kostensenkung beim Generator umweltfreundliche Windenergie zu niedrigeren Gestehungskosten bereitstellen.

Weniger offensichtlich sind jedoch weitere positive Aspekte der Supraleitung. Führt die hohe Leistungsdichte im Endeffekt potentiell zu geringeren Kosten, so hat dies seine Ursache im effizienteren Materialeinsatz. Denn die niedrigeren Kosten werden durch Gewichtersparnis auf Seiten des Generators erreicht. Dies betrifft insbesondere das eingesetzte Eisen, Stahl und Kupfer. Der leichtere Generator hat weiterhin Auswirkungen auf Turm und Fundament.

Der Einsatz von MgB_2 erlaubt weiterhin eine Lösung frei von Seltenen Erdelementen.

Die nachfolgende Tabelle veranschaulicht das Potential für den Zubau der kommenden Jahre bzw. was hätte erreicht werden können.

Jahr	2011	2012	2013	2014	2015
Anteil Direktantriebe (DD)	30%	30%	30%	30%	30%
Anteil Direktantriebe mit Permanentmagneten (DD mit PM)	15%	15%	15%	15%	15%
Leistung installiert in EU [MW]	11.000	12.500	12.031	11.000	13.000
Anteil DD [MW]	3.300	3.750	3.609	3.300	3.900
Anteil DD mit PM [MW]	1.650	1.875	1.805	1.650	1.950
Einsparungen Eisen / Stahl / Kupfer [t]	36.022	40.934	39.399	36.022	42.572
Energieersparnis [MWh]	201.725	229.233	220.632	201.725	238.402
CO ₂ Ersparnis [t]	112.966	128.370	123.554	112.966	133.505
Einsparungen Seltene Erden [kg]	330.000	375.000	360.930	330.000	390.000
Leistung installiert Weltweit [MW]	51.636	57.669	47.320	58.300	64.000
Anteil DD [MW]	15.491	17.301	14.196	17.490	19.200
Anteil DD mit PM [MW]	7.745	8.650	7.098	8.745	9.600
Einsparungen Eisen / Stahl / Kupfer [t]	169.095	188.852	154.961	190.918	209.584
Energieersparnis [MWh]	946.934	1.057.571	867.784	1.069.142	1.173.672
CO ₂ Ersparnis [t]	530.283	592.239	485.959	598.720	657.257
Einsparungen Seltene Erden [kg]	1.549.080	1.730.070	1.419.600	1.749.000	1.920.000

Tabelle 43: Eckdaten zur Umweltrelevanz der Windspeed-Generatoren.

Für diese Betrachtung wurde der Anteil der direktangetriebenen Lösungen konstant auf heutigem Niveau belassen, obwohl insbesondere Offshore von einer Zunahme auszugehen ist. Für die Einsparung an Gewicht wurden 50% angenom-



men und zur Abschätzung der Seltenen Erden 200 kg/MW. Die Daten zum Zubau wurden dem Global Wind Report¹⁷ entnommen, die Jahre 2014 und 2015 sind Schätzungen der GWEC.

Aufgrund des geringeren Materialeinsatzes muss auch weniger Material hergestellt und verarbeitet werden. Hier wurde als konservative Abschätzung der Aufwand für Stahl bis zum Halbzeug Rohstahl für alle Materialien angesetzt. Hier werden im Mittel 5600 kWh / t Stahl¹⁸ eingesetzt. In der Bundesrepublik entspricht dies¹⁹ ca. 3130 kg CO₂.

Auf Basis dieser Abschätzungen ließen sich allein in Europa jährlich

- Ca. 40.000 t Stahl, Eisen und Kupfer einsparen
- Über 200.000 MWh elektrischer Strom einsparen
- Über 100.000 t CO₂ einsparen

Und mehr als 300.000 kg Seltene Erden müssten nicht umweltbedenklich abgebaut werden.

Der jährliche Haushaltsstromverbrauch einer Bundesdeutschen Großstadt könnte allein bei der Erstellung der Anlagen eingespart werden.

¹⁷ GWEC Global Wind Report; Annual Market Update 2013

¹⁸ <http://www.siemens.com/innovation/de/news/2011/energiesparen-bei-der-stahlproduktion.htm>

¹⁹ Im derzeitigen Energiemix gibt das Umweltbundesamt 560 g / kWh an; (https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/461/publikationen/climate_change_07_2013_icha_co2emissionen_des_dt_strommixes_webfassung_barrierefrei.pdf)

6. WP 4 PUBLIKATION DER ERGEBNISSE

Wesentliches Projektergebnis von Windspeed ist die Erstellung eines technisch/wirtschaftlichen Publikationspaketes, bestehend aus den folgend beschriebenen Bausteinen.

Der Bearbeiter erwartet eine hohe Resonanz in der Windindustrie. Zum ersten Mal werden Generatoren auf der Basis von MgB₂-Supraleitern mit starkem wirtschaftlichen Fokus öffentlich in prospektartiger Weise dargestellt und erlauben dem Planer von Windkraftanlagen eine Abschätzung von Umsetzbarkeit und Vorteilen. Es sei aber auch betont, dass diese Studie kursorischer Natur ist und ein komplettes Engineering auf der Basis dieser neuen MgB₂-Supraleiter nicht ersetzt.

6.1. ERGEBNISWORKSHOP

Als erster wesentlicher Projekterfolg werden die Ergebnisse der Windkraftindustrie im Rahmen eines Workshops zur Verfügung gestellt und dadurch gemeinverfügbar gemacht. Dieser Workshop ist eintägig angelegt.

Datum /Ort:	20.4.2016 / Zentrum für Umweltkommunikation, Osnabrück
Titel:	Superconducting Generators: <i>A Fresh Breeze in Renewables!</i>
Fokus:	Supraleiter für erneuerbare Energien. Keine allgemeine Energietechnik.
Zielgruppe:	Generatorenhersteller, Turbinenhersteller, Verbände, Fachpresse
Schirmherr:	Deutsche Bundesstiftung Umwelt, DBU, iVSupra

Tabelle 44: Profil des Ergebnisworkshops Windspeed.

Weitere Daten, wie zum Beispiel ein vorläufiges Programm, wurden der DBU mitgeteilt und werden im Vorfeld des Workshops weiter verfeinert.

6.2. UNGEKÜRZTER ABSCHLUSSBERICHT

Der hier vorliegende Bericht steht unter der Creative Commons Lizenz „Namensnennung-Weitergabe unter gleichen Bedingungen 3.0 de“. Mit diesem auch durch Wikipedia genutzten, offenen Lizenzmodell möchte der Bearbeiter drei Punkte zum Ausdruck bringen:



- Besonderes Interesse an der Weiterbearbeitung durch Dritte
- Beitrag zur Vermehrung eines Wissenspools
- Verbreitung des Wissens um die Nutzung der Supraleiter.

6.3. PUBLIKATION DER ERGEBNISSE FÜR FACHJOURNALE.

Eine Publikation der Ergebnisse wird im Rahmen technischer Fachkonferenzen beabsichtigt:

- EUCAS 2015: *12th European Conference on Applied Superconductivity*, 6...10.9.2015, Lyon. Die Beiträge werden veröffentlicht in den *IEEE Transactions on Applied Superconductivity*.
- EWEA 2015: Annual Event of the European Wind Energy Agency, 17...20.11.2015, Paris, France.

Windspeed sucht die öffentliche Verbreitung der Ergebnisse, um bestehende Unsicherheiten und Hemmnisse bezüglich der wirtschaftlichen Nutzung innovativer Supraleiter zu verringern. ECO 5 erklärt sich einverstanden, die technisch/wirtschaftlichen Machbarkeitsstudie lizenzfrei zu stellen.

7. STUDIENERGEBNISSE

Einerseits wurde erstmalig eine Basiskonstruktion für einen direktangetriebenen MgB_2 -Generator im Bereich 3...4 MW erstellt—diese kommt dem Stand der Technologie zu Gute und ist die direkte Projektwirkung. Andererseits wurde eine umsetzungsorientierte Erweiterung des Kenntnisstandes auf dem Gebiet der Supraleitung erlangt—diese kommt dem Antragsteller zu Gute und ist eine indirekte Projektwirkung. Diese beiden Facetten werden in den beiden folgenden Abschnitten separat abgebildet.

7.1. DIREKTE PROJEKTWIRKUNG AUF DEN TECHNOLOGIESTAND

In Windspeed wurden grundlegende Kenntnisse und Fertigkeiten weiterentwickelt, so dass jetzt erstmalig ein qualifiziertes Resümee zur Anwendbarkeit von MgB_2 -Leitern in Windkraftanlagen gezogen werden kann.

Verfügbarkeit der Leiter: Im Rahmen der vorliegenden Studie wurden zwei kommerzielle Hersteller von MgB_2 -Draht identifiziert und befragt. Deren Produkte sind in Produktions- und Verarbeitungsweise sehr unterschiedlich (so kann ein Leiter als Fertigdraht direkt zu Spulen verarbeitet werden, während das andere Drahtprodukt seine supraleitenden Eigenschaften erst durch eine Glühbehandlung der fertiggewickelten Spule erhält). Diese Leiter werden derzeit im Wesentlichen in kleinen Kernspintomografen und in der physikalischen Beschleunigertechnologie verwendet.

Durch Analyse der Leitereigenschaften konnte festgestellt werden, dass die Drahtprodukte beider Hersteller technisch für einen Windkraftgenerator geeignet scheinen. Zur praktischen Verarbeitbarkeit des Leiters liegen, für beide Hersteller, nur wenige Informationen vor.

Preisniveau: Heute wird MgB_2 -Leiter zu 20%...25% des Preises von Hochtemperatursupraleitern angeboten. Konkret sind dieses ca. 14 €/kAm bei 1,5 T und 20 K. MgB_2 ist also tatsächlich preislich deutlich attraktiver als HTS. In Interviews wurde ein weiterer Preisverfall um eine Größenordnung prognostiziert. Mit einem spezifischen Preis von dann <1,8 €/kAm wäre MgB_2 nur noch wenig teuer als Tieftemperatursupraleiter.



Obwohl MgB_2 nach den kupferbasierten Hochtemperatursupraleitern entdeckt wurde, haben der einfache Aufbau und Zusammensetzung zu einer schnellen Entwicklung und zu einem Kostenverfall geführt. Bei etwas gleichen Rohmaterialkosten sind 2G HTS heute noch etwa fünfmal teurer als MgB_2 . Ob dieser Vorsprung langfristig aufrechterhalten werden kann, ist schwer abzuschätzen.

Dieses Preisniveau ist für Windkraftgeneratoren notwendig und könnte laut Herstellerangaben bereits 2017 erreicht werden. Aufgrund der kurzen Zeitachse und den etablierten Absatzmärkten ist die Windkraft zwar ein wichtiger Beitrag zur Marktdurchdringung und eine wichtige Motivation für den Aufbau von Produktionskapazität, nicht jedoch eine kritische Voraussetzung.

Leiterqualität und –verfügbarkeit: Die heute verfügbaren Leiterstromdichten bei 20 K sind ausreichend, um einen Generator auch unterhalb von 10 MW zu entwickeln. Allerdings gilt auch hier die Notwendigkeit, das Henne-Ei-Problem zu lösen. Für weitere Kostensenkungen müssen Kapazitäten aufgebaut werden. Diese werden sicherlich nur auf der Basis einer Abnahmeverpflichtung seitens des Windkraftturbinenherstellers aufgebaut werden.

Betriebstemperatur und Kältemaschinen: Wie nicht anders zu erwarten, ist das Temperaturfenster für den Generatorbetrieb kleiner als für HTS, z. B. muss für einen sicheren Betrieb bei 20 K die Kältemaschine nennenswerte Leistung bei 15 K haben. Dies verringert die Auswahl der zur Verfügung stehenden Kältemaschinen.

Im Rahmen dieser Studie wurden daher intensiv geeignete Kältemaschinen recherchiert und bewertet. Zwei kommerziell verfügbare Kältemaschinen, eine davon einstufig, eine zweistufig, wurden für das weitere Vorgehen ausgewählt.

Selbst für eine Konzeption mit Zwischentemperatur muss evaluiert werden, ob zwei einzelne Kühler ökonomischer sind als ein zweistufiger. Tendenziell sind zweistufige Maschinen teurer, aber eine Betrachtung der Verlustleistung muss durchgeführt werden.

Basiskonstruktion Rotor: Legt man den Schwerpunkt auf Effizienz, so stellen Lösungen mit Zwischentemperaturschild und zweistufigen Kühlern die beste Option dar. In diesem Fall sind Lösungen mit kaltem Rotor-Eisen klar bevorzugt. Werden Investitionskosten höher bewertet, so können auch einstufige Kältemaschinen und der Verzicht auf einen Zwischenschild attraktiv sein. Letztere sind konstruktiv einfacher umzusetzen. Insbesondere bei der Verwendung zweistufiger Kältemaschinen ist allerdings die Einkühlzeit zu berücksichtigen, da hierfür nur wenig Leistung bereitsteht.

Basiskonstruktion Stator: Der Einsatz supraleitender Rotorwicklungen, verlangt auch Modifikationen im Stator. Im Rahmen dieses Projektes wurden verschiedene Kühlkonzepte beleuchtet und die Kühlleistung evaluiert. Trotz erhöhten Strombelags im Stator kann dieser mit bekannten Kühlmethoden (Luft, Wasser) ausreichend gekühlt werden. Somit kann auf bewährte Technik und Methoden zurückgegriffen werden.

Kostenmodell und Benchmarking: Auf der Basis einer Stücklistenkalkulation mit branchenüblichen Aufschlagsätzen wurden Preise für einen MgB_2 -Generator kalkuliert. Es wurden die verschiedenen konstruktiven Varianten modelliert und gegeneinander verglichen.

Beim Kostengerüst wurden Komponenten „von der Stange“ für eine Massenfertigung zu Grunde gelegt, bei den MgB_2 -Leiterpreisen wurde den Herstellerangaben 2014 und 2017 entsprochen. Für die Kältemaschinen wurden bei heutiger



Konstruktion Preisnachlässen für größere Stückzahlen berücksichtigt. Kostensenkungspotentiale durch wesentliche Änderung in der Produktion der Kältemaschinen wurden nicht berücksichtigt.

Unter Nutzung der erarbeiteten Basisauslegung wurde eine Matrix für die Grenzkosten von Generatoren in Abhängigkeit von Supraleiter- und Kältekosten erstellt. Während das Erreichen kostengünstiger Maschinenentwürfe für höhere Leistungen eher einfacher wird, ist die Optimierung bei kleineren Leistungen anspruchsvoller und aufwendiger. Die Systeme sind empfindlicher in Bezug auf Kosten, aber man trägt damit auch dem Trend der stärkeren Nutzung von Schwachwindstandorten Rechnung.

MgB₂ stellt sowohl technisch als auch wirtschaftlich einen sinnvollen Weg des gezielten Einstiegs in die Entwicklung supraleitender Windkraftgeneratoren dar. Sie haben das klare Potential einer kostengünstigen Lösung. Sollte 2G HTS weiter Erfolge verzeichnen, so können bereits getätigte Entwicklungen weiter optimiert werden und weitere Kostensenkungen sind absehbar.

Im Rahmen dieses Projektes wurde erstmalig im Bereich Generatortechnik auf Basis verfügbarer Supraleiter eine Konzeptstudie erstellt, die bereits bestehende Massenmärkte der Windkraft adressiert. Aus den Ergebnissen kann eine recht große Breite an Innovationen abgeleitet werden.

Auf der Basis von Windspeed gehen wir davon aus, dass die MgB₂-Technik prinzipiell wirtschaftlich in einem existierenden Massenmarkt umsetzbar ist.

7.2. INDIREKTE PROJEKTWIRKUNG BEIM ANTRAGSTELLER

Das Ergebnis dieses Projektes für die ECO 5 GmbH ist mannigfaltig; es konnten bestehenden Werkzeuge, Fertigkeiten und Wissen verbessert und erweitert werden.

Supraleiterwissen: MgB₂ wurde bislang von unserer Seite als mögliche Lösung ohne fundierte Analyse und Kenntnis betrachtet. Durch dieses Projekt hat sich unser Wissensstand erheblich erweitert. Die Analyse der verfügbaren Drähte und Herstellen hat einen tiefen Einblick in die derzeitige Verfügbarkeit und die perspektivische Versorgungslage ergeben.

Kältetechnisches Know-How: Bei der Auslegung eines supraleitenden Rotors auf Basis von MgB₂ wirken die niedrigere erforderliche Betriebstemperatur und die geringere Sicherheitsmarge zunächst abschreckend, allerdings konnte gezeigt werden, dass gute, ausführbare Lösungsansätze entwickelt werden konnten. Hierzu wurde eine in Ansätzen vorhandene Kühlerdatenbank gepflegt und mit aktualisierter Information hinsichtlich technischer Daten und Preisen versehen.

Simulationsfertigkeiten: So wurden Kenntnisse erarbeitet, Wechselstromverluste in MgB₂-Leitern in einer Generatorumgebung mittels FEM zu simulieren, ohne aufwändige Einzeldrahtbetrachtung. Auf Generatorebene wurden die Modelle erweitert durch die Möglichkeit Zwei-Körper-Probleme zu berechnen. Hiermit kann nun auch die Kopplung Generator & Turbine betrachtet werden. Wenn dieses auch für den Fall MgB₂ konkretisiert wurde, so sind die Ergebnisse übertragbar auf andere Supraleiter und verbessern die Wettbewerbsfähigkeit der ECO 5 GmbH.



Anwendung von Eisen in starker Sättigung: Hohe Luftspaltinduktionen gehen einher mit hoch gesättigtem Eisen. Im Rahmen des Projektes konnten zahlreiche Varianten untersucht werden. Zu Beginn des Projektes lag die Befürchtung parasitärer Wirbelströme durch Streufelder im Vordergrund. Allerdings haben sich Rastmomente als Beeinträchtigung der „Drehmomentqualität“ gezeigt. Zur Vermeidung wurden verschiedene Strategien untersucht, so z. B. Schrägung der Nuten im Stator oder auch mehrere (elektrische) Statorsysteme. Insbesondere Letztere sind sicher die bessere und kostengünstigere Wahl. Gleichzeitig konnte der Einfluss der Stromverteilung in der Pol-Lücke im Rotor auf die Rastmomente untersucht werden. Es hat sich gezeigt, dass diese in einer Detailauslegung für einen gegebenen Generator optimiert werden können, so dass die Rastmomente gering ausfallen.

Vernetzung mit anderen Projekten: Im Rahmen des Horizon 2020-geförderten Projektes „EcoSwing“²⁰, das am 1.3.2015 startete, hatten wir die Aufgabe zu Projektbeginn eine Entscheidungsgrundlage für die Generatortopologie zu erstellen. Die im Rahmen dieses Projektes erarbeiteten Grundlagen konnten hierfür direkt verwendet werden.

Windspeed hat einen signifikanten Beitrag zur Wettbewerbsfähigkeit des Antragstellers geleistet.

8. LIZENZ

Lizenzmodell: Creative Commons—Namensnennung Weitergabe unter gleichen Bedingungen
3.0 (CC BY-SA 3.0 DE)



Diese Lizenz erlaubt es anderen, dieses Werk zu verbreiten, zu verändern, zu verbessern und darauf aufzubauen, auch kommerziell, solange der Urheber, ECO 5 GmbH, als Urheber des Originals genannt wird und die auf unserem Werk basierenden neuen Werke unter denselben Bedingungen veröffentlicht werden. Alle neuen Werke, die auf dem Windspeed-Bericht aufbauen, werden unter derselben Lizenz stehen, also auch kommerziell nutzbar sein. Die rechtsverbindliche Langfassung dieser Lizenz ist kurzgefasst und verlinkt unter <http://creativecommons.org/licenses/by-sa/3.0/de/>.

²⁰ Projektwebsite: <http://ecoswing.eu/>; EU Datenbank Cordis: http://cordis.europa.eu/project/rcn/195203_de.html.



9. PROJEKTBEARBEITER „WINDSPEED“

Die ECO 5 GmbH ist ein Beratungs- und Ingenieurdienstleister mit einem Schwerpunkt auf hocheffizienten Systemen zur erneuerbaren Energieerzeugung sowie Effizienztechnologien im Bereich der Übertragung und Umwandlung elektrischer Energie. Folgende Mitarbeiter standen für Windspeed zur Verfügung:

- **Dr. Carsten Bühner:**
Vormals UNSW Sydney, Univ. Bonn, Trithor GmbH, Zenergy Power GmbH
Unternehmensplanung, Technologiestrategie, Kostenanalyse, Industrietechnik, Lieferketten im Supraleitersektor, Innovationsmanagement.
Entwicklung und Vermarktung von Industrieanlagen, die Supraleiter eingesetzt haben.
- **Dr. Jürgen Kellers:**
Vormals Univ. Münster, American Superconductor, Trithor GmbH, Zenergy Power GmbH
Technologiestrategie, Geschäftsentwicklung, Technische und ökonomische Machbarkeitsstudien, Lieferketten im Supraleitersektor.
Vermarktung von supraleitenden Komponenten und Anlagen, Entwicklung und Projektmanagement von rotierenden Maschinen basierend auf Supraleitern.
- **Dr. Jens Krause:**
Vormals Univ. Bonn, Conet Consulting GmbH, ETH Zürich, Synopsys LLC, F&E Zentrum Kiel, Zenergy Power GmbH
Elektromagnetische Analyse, analytische und numerische Simulation, FEM - ANSYS/COMSOL Multiphysics
FEM Simulation und Auslegung magnetischer Bauteile auf Basis von Supraleitern, insbesondere rotierende Maschinen.
- **Dipl.-Ing. Hendrik Pütz:**
Vormals RWTH Aachen, Trithor GmbH, Zenergy Power GmbH
Mechanische Konstruktion, CAD und FEM, Anlagenbau.
Konstruktion von Verarbeitungsanlagen für Supraleiter und rotierende Maschinen für erneuerbare Energien.
- **Dr. Jan Wiezoreck:**
Vormals TU Braunschweig, Siemens, Pirelli, Trithor GmbH, Zenergy Power GmbH
Systementwicklung und Prototypenbau in multidisziplinärem Umfeld, Gesamtauslegung und Konstruktion, Anwendungstechnik der Supraleiter.
Entwicklung von Anlagen zur Verarbeitung von Supraleitern und Design elektrischer rotierender Maschinen für Windkraftanlagen.



10. REFERENZEN

- [1] Global Wind Statistics 2013, GWEC:
http://www.gwec.net/wp-content/uploads/2014/04/GWEC-Global-Wind-Report_9-April-2014.pdf
- [2] Siehe zum Projekt AmpaCity beispielsweise:
<https://www.rwe.com/web/cms/de/1301026/rwe-deutschland-ag/energiewende/intelligente-netze/ampacity/>
Projektübersicht nach 180 Tagen Betrieb:
<http://www.rwe.com/web/cms/de/2619138/rwe-deutschland-ag/energiewende/intelligente-netze/ampacity/meilensteine/zwischenbilanz-nach-180-tagen/>
- [3] Exemplarisch zum Thema Energiewende:
http://www.bundesregierung.de/Webs/Breg/DE/Themen/Energiewende/Fragen-Antworten/3_ErneuerbareEnergien/1_allgemein/_node.html#doc606052bodyText1
- [4] Die Forschungsgruppe Windenergie stellt Vergleiche der Topologie von Antriebssträngen zur Verfügung:
<http://www.wind-energy-research.de/Publikationen/Vortraege>
- [5] Review of Superconducting Generator Topologies for Direct-Drive Wind Turbines by Ronghai Qu et al., IEEE Trans. Appl. Supercond. 23, 5201108 (June 2013),
<http://www.ewh.ieee.org/tc/csc/europe/newsforum/pdf/ASC2012-4LPG-09.pdf>
- [6] Vortrag ZIEHL IV Tagung Dr. C. Bühner (2014), „Supraleitende Generatoren für den Windenergie-Massenmarkt ab 2 MW“,
http://www.ivsupra.de/images/ziehl/zielvortraege_2014/ZIEHL_2014_Stromerzeugung-Windkraft-Generatoren_ECO-5-Team_Bühner.pdf
- [7] <http://www.amcleanenergy.com/aml-technology/page-1/>
- [8] http://www.kit.edu/besuchen/pi_2013_12442.php
- [9] Zu den Supraleiteraktivitäten der Nexans Superconductors siehe z.B.:
http://www.nexans.de/eservice/Germany-en/navigate_265032/Nexans_SuperConductors_GmbH.html, oder
http://www.nexans.de/eservice/navigation/NavigationPublication.nx?publicationId=32068&obsOrigin=BOOKMARK&language=de_DE&CZ=Germany
- [10] Siehe die Hydrogenie-Pressemitteilung vom 4.4.2013: <http://www.genewscenter.com/Press-Releases/GE-Successfully-Trials-Breakthrough-High-Temperature-Superconducting-Technology-for-Next-Generation-3ef3.aspx> oder <http://www.nachrichtenblog.net/wirtschaft/supraleitende-spulen-von-zenergy-power-fur-den-wasserkraftgenerator-von-e-on-wasserkraft-erfolgreich-bei-converteam-getestet.html>
- [11] <http://www.suprapower-fp7.eu>
- [12] Vortrag ZIEHL III Tagung Dr. J. Müller (2012), „Supraleitende Generatoren in der Nutzung regenerativer Energiequellen“,
http://www.ivsupra.de/images/ziehl/zielvortraege_2012/ZIEHL-2012-ECO5-Jens-Mueller-Erneuerbare-Energien.pdf
- [13] Veronika Winkler: [Magnesiumdiborid nimmt eine weitere Hürde - Herstellung von supraleitenden Filmen hoher Qualität](#). Neue Zürcher Zeitung, 18. September 2002, abgerufen am 18. Januar 2015.
- [14] Cryocoolers: the state of the art and recent developments, Ray Radebaugh, J. Phys.: Condens. Matter 21 (2009) 164219 (9pp)
(http://www.nist.gov/customcf/get_pdf.cfm?pub_id=901013)

