

Abschlussbericht zum Projekt „Leichtbau-Windturbine mit direktangetriebenem Nabengenerator“

- Veröffentlichung zum Schlussbericht -

Forschungsvorhaben: 0325423B
„Leichtbau-Windturbine mit direktangetriebenem Nabengenerator“

für den Zeitraum 10/2013 bis 12/2015

bisheriger

Zuwendungsgeber: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
11055 Berlin

aktueller

Zuwendungsgeber: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
10115 Berlin

Projektträger: Forschungszentrum Jülich

Geschäftszeichen: 135/IWES-103284

Ausführender Standort:
Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES
Institutsteil Bremerhaven
Am Seedeich 45
27572 Bremerhaven

Ausführender Standort:
Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES
Arbeitsgruppe Komponenten und Mechanik Hannover
Appelstraße 9A
30167 Hannover

Umfang 45 Seiten

Datum 15.08.2016



Patrick Tober, Projektleiter

Inhalt

Abbildungen und Tabellen	3
Einleitung	5
1 Kurzdarstellung	5
1.1 Aufgabenstellung	5
1.2 Voraussetzungen unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde	6
1.3 Planung und Ablauf des Vorhabens	6
1.4 Wissenschaftlicher und technischer Stand, an den angeknüpft wurde	6
1.5 Zusammenarbeit mit anderen Stellen	8
2 Organisatorische Ereignisse	9
2.1 Anforderungsprofil der Turbine	9
2.2 Veröffentlichungen	9
3 Arbeitspaket AP 1.1: Gesamtanlagen- und Betriebssimulation	10
3.1 Eingangparameter für das 2. Simulationsmodell	11
3.2 Ergebnisse der 2. Simulation	12
4 Arbeitspaket AP 2.1: Strömungssimulation (Blattanschluss und Nabe)	15
4.1 Parameter und Fluidgebiet	16
4.2 Vernetzung des Fluidgebietes	18
4.3 Ergebnisse bei 0° Pitchwinkel / 12 rpm / 3 m/s	19
4.4 Ergebnisse bei 0° Pitchwinkel / 12 rpm / 22 m/s	21
4.5 Ergebnisse bei 30° Pitchwinkel / 12 rpm / 3 m/s	23
4.6 Ergebnisse bei 30° Pitchwinkel / 12 rpm / 22 m/s	25
4.7 Ergebnisse bei 90° Pitchwinkel / 0 rpm / 3 m/s	27
4.8 Ergebnisse bei 90° Pitchwinkel / 0 rpm / 22 m/s	29
5 Arbeitspaket AP 3.2: Generatorauslegung und Erregung	32
5.1 Basisvarianten des Generators	33
5.2 Generatorauslegung Teil 1	36
5.3 Generatorauslegung Teil 2	42
5.4 Generatorauslegung Teil 3	44
6 Abschluss	45

Abbildungen und Tabellen

Abbildung 1: Darstellung der aktuell eingesetzten Triebstrangkonzeppte	7
Abbildung 2: Gesamtanlagen- und Betriebssimulation	10
Abbildung 3: Campbell Diagramm	12
Abbildung 4: Unterschiedliche Pitchwinkel	16
Abbildung 5: Fluidgebiet	17
Abbildung 6: Vernetzung des Fluidgebietes	19
Abbildung 7: Strömungsverteilung im Fluidgebiet bei 0°, 12 rpm, 3 m/s	20
Abbildung 8: Strömungsverteilung im Fluidgebiet bei 0°, 12 rpm, 3 m/s	20
Abbildung 9: Druckverteilung an der Anlage bei 0°, 12 rpm, 3 m/s	21
Abbildung 10: Strömungsverteilung im Fluidgebiet bei 0°, 12 rpm, 22 m/s	22
Abbildung 11: Strömungsverteilung im Fluidgebiet bei 0°, 12 rpm, 22 m/s	22
Abbildung 12: Druckverteilung an der Anlage bei 0°, 12 rpm, 22 m/s	23
Abbildung 13: Strömungsverteilung im Fluidgebiet bei 30°, 12 rpm, 3 m/s	24
Abbildung 14: Strömungsverteilung im Fluidgebiet bei 30°, 12 rpm, 3 m/s	24
Abbildung 15: Druckverteilung an der Anlage bei 30°, 12 rpm, 3 m/s	25
Abbildung 16: Strömungsverteilung im Fluidgebiet bei 30°, 12 rpm, 22 m/s	26
Abbildung 17: Strömungsverteilung im Fluidgebiet bei 30°, 12 rpm, 22 m/s	26
Abbildung 18: Druckverteilung an der Anlage bei 30°, 12 rpm, 22 m/s	27
Abbildung 19: Strömungsverteilung im Fluidgebiet bei 90°, 0 rpm, 3 m/s	28
Abbildung 20: Strömungsverteilung im Fluidgebiet bei 90°, 0 rpm, 3 m/s	28
Abbildung 21: Druckverteilung an der Anlage bei 90°, 0 rpm, 3 m/s	29
Abbildung 22: Strömungsverteilung im Fluidgebiet bei 90°, 0 rpm, 22 m/s	30
Abbildung 23: Strömungsverteilung im Fluidgebiet bei 90°, 0 rpm, 22 m/s	30
Abbildung 24: Druckverteilung an der Anlage bei 90°, 0 rpm, 22 m/s	31
Abbildung 25: Generatorgewichte und Wicklungsanordnungen	34
Abbildung 26: Simulationsmodell der Untervariante 2.1	38
Abbildung 27: Feldverteilung bei Leerlauf (12 1/min) bei 20 °C	38
Abbildung 28: Feldverteilung Lastpunkt 3,2 MW (12 1/min) bei TCu 100°C TMag 80°C	39
Abbildung 29: Simulationsmodell der Untervariante 2.3	39
Abbildung 30: Feldverteilung bei Leerlauf (12 1/min) bei 20 °C	40
Abbildung 31: Feldverteilung Lastpunkt 3,2 MW (12 1/min) bei TCu 100°C TMag 80°C	40

Tabelle 1: Berechnung der Lastfälle	13
Tabelle 2: Parameter und Kombinationen	15
Tabelle 3: Basisvariante des Generators	33
Tabelle 4: Übersicht und Vergleich der Basisvarianten	35
Tabelle 5: Übersicht unter Nennlast (100 °C Wicklungs- und 80 °C Magnettemperatur)	35
Tabelle 6: Allgemeine Kenngrößen	41
Tabelle 7: Ergebnisse im Leerlauf (20 °C)	41
Tabelle 8: Ergebnisse im Arbeitspunkt (100 °C / 80 °C)	41
Tabelle 9: Geometrische Eigenschaften der Generatorvarianten	43
Tabelle 10: Elektrische Eigenschaften der Generatorvarianten	43
Tabelle 11: Massen der Generatorvarianten	43
Tabelle 12: Elektrische Eigenschaften der Generatorvarianten mit Zahnpulenwicklung	44
Tabelle 13: Massen der Generatorvarianten mit Zahnpulenwicklung	44

Einleitung

Dieses Dokument dient der fachlichen Darstellungen, der vom Fraunhofer IWES im Rahmen des Projektes „Leichtbau-Windturbine mit direktangetriebenem Nabengenerator“ im Zeitraum 10/2013 bis 12/2015 durchgeführten Arbeiten.

1 Kurzdarstellung

1.1 Aufgabenstellung

Die Aufgabenstellung des Vorhabens beinhaltet die Erarbeitung eines Vorschlags für direktgetriebene Windturbinen im Bereich zwischen 3 und 6 MW inklusive Triebstrang und innovativem Rotorkonzept.

Logistische Probleme sollen durch Leichtbau und Modularisierung minimiert werden. Es soll eine nicht übliche Generatorbauweise entwickelt werden.

Die Besonderheit des Konzepts liegt im Außenläufer-Vielpolgenerator, dessen Stator auf einer feststehenden Achse befestigt ist. Dieses Konzept hat sich bei Enercon und Vensys Maschinen bewährt und wurde auch bei den neueren Siemens Direct-Drive Turbinen aufgegriffen.

Die Rotorblätter sind bei dem neuartigen Konzept jedoch im Gegensatz zu den oben genannten aufgeführten Beispielen nicht auf einer Nabe angebracht, die vor dem Generator angeflanscht wird, sondern auf dem Außenläufer des Generators. Damit entfallen die Nabe und die Flanschverbindung zum Generatorläufer.

Ferner ist die Nabe um Rotorblattelemente radial erweitert, so dass der pitchbare Rotorblattanteil kürzer und die Belastungen auf das Pitchlager verringert werden. Der Einsatz von Aluminium als Konstruktionswerkstoff soll überprüft werden. Vermutet wird, dass dadurch abermals die Turmkopfmasse gesenkt werden kann. Außerdem erscheint eine solche Bauweise durch den gekapselten Generator und die erwartete geringe Turmkopfmasse besonders für Offshore-Einsatz geeignet. Vergleiche bezüglich der Vor- und Nachteile dieses Konzepts gegenüber den marktüblichen Ausführungen sind Teil des Vorhabens.

1.2 Voraussetzungen unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde

2010 hat die Forschungsgruppe Windenergie über die FITT gGmbH an der HTW des Saarlandes eine dementsprechende Projektskizze unter der Projektbezeichnung PT 41V5865 beim PtJ eingereicht und wurde 2011 aufgefordert, einen Förderantrag zu stellen.

Nachdem eine Zusammenarbeit mit dem Fraunhofer IWES auch auf dem Gebiet der Konzeptentwicklung innovativer Direktantriebe von beiden Seiten als zweckmäßig angesehen wurde, war eine gemeinsame Antragstellung für das Projekt Nabengenerator unter Federführung der FITT gGmbH ein logischer Schritt, die Forschungsaktivität zu bündeln.

1.3 Planung und Ablauf des Vorhabens

- Dem Antrag, des Fraunhofer IWES, der Mittelumwandlung vom 17.02.2014 wurde am 03.07.2014 durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) in geänderter Form stattgegeben.
- Die Bearbeitung des Arbeitspaketes AP 1.1 (Gesamtanlagen- und Betriebssimulation) wurde erfolgreich und fristgerecht zum 31.12.2015 beendet.
- Die Bearbeitung des Arbeitspaketes AP 2.1 (Strömungssimulation-Blattanschluss, Nabe) wurde erfolgreich und fristgerecht zum 31.12.2015 beendet.
- Die Bearbeitung des Arbeitspaketes AP 3.2 (Generatorauslegung und Erregung) wurde erfolgreich und fristgerecht zum 31.12.2015 beendet.

1.4 Wissenschaftlicher und technischer Stand, an den angeknüpft wurde

Windenergieanlagen sind mit unterschiedlichen Designs am Markt vertreten. Es werden Anlagen mit 1 - 3 stufigen Getrieben sowie auch ohne Getriebe angeboten. Beide Designs entsprechen dem aktuellen Stand der Technik. Je nach Anlagendesign und Auslegung werden die Turbinen mit unterschiedlichen Generatoren ausgerüstet, siehe Abbildung 1.

Dazu zählen die Asynchronmaschine, die doppelt gespeiste Asynchronmaschine, die elektrisch erregte Synchronmaschine und der Permanentmagnet-Synchrongenerator.

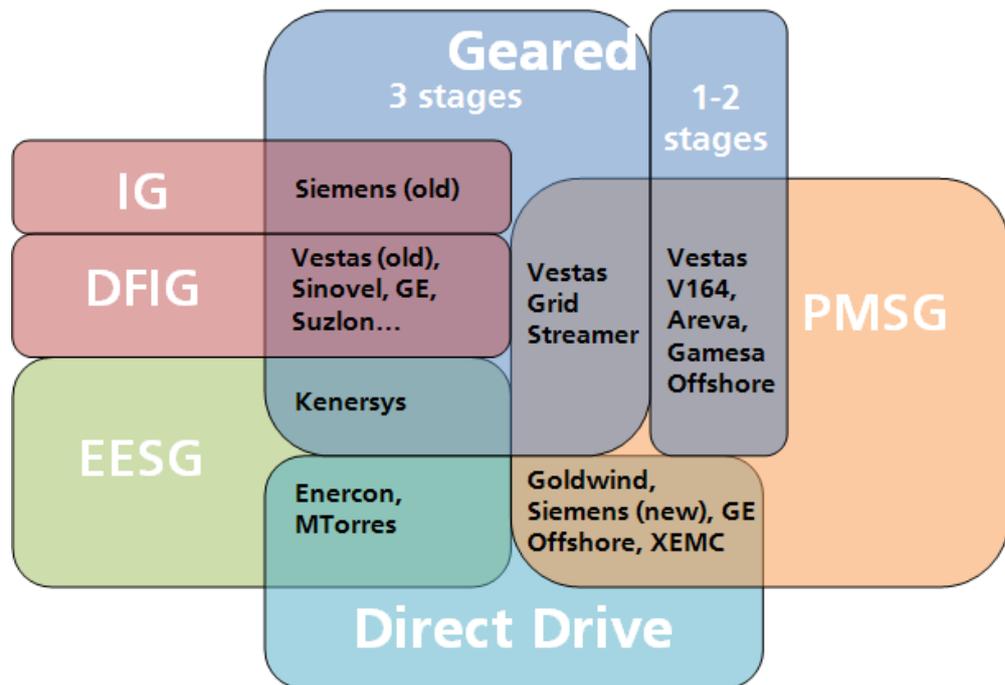


Abbildung 1: Darstellung der aktuell eingesetzten Triebstrangkonzeppte

IG	Asynchronmaschine
DFIG	Doppelt gespeiste Asynchronmaschine
EESG	Elektrisch erregte Synchronmaschine
PMSG	Permanentmagnet-Synchrongenerator

Seit 2001 wurden von der Vensys Energy AG in enger Kooperation mit der Forschungsgruppe Windenergie an der HTW des Saarlands die getriebelose Bauweise unter Verwendung eines langsam laufenden Permanentmagnet-Synchrongenerators zur Serienreife gebracht. Diese Technik verwendet heute u.a. die Firma Goldwind. Auch der Hersteller Siemens setzt bei seinen aktuell modernsten Anlagendesigns auf ein getriebeloses Triebstrangdesign.

Die in Abbildung 1 als „Direct-Drive“ bezeichneten Antriebsstränge weisen systembedingt einen einfachen Aufbau auf. Eine Getriebestufe ist in diesen Konstruktionen nicht vorhanden.

Durch das einfache mechanische Antriebskonzept ist die Eigendynamik des Triebstranges nicht sehr komplex und parasitäre Kräfte durch den Wind am Rotor sind leichter beherrschbar als bei einem aufgelösten Triebstrang mit Getriebestufe.

Als weiterer Vorteil von getriebelosen Windturbinen mit Permanentmagnet-Synchrongeneratoren erweist sich das Potential für einen vergleichsweise hohen Triebstrangwirkungsgrad dieser Anlagen.

Als negativ zu bezeichnen ist der geringere Erfahrungshorizont mit dem Design und dem Betrieb großer getriebeloser Anlagen (>3 MW) mit Permanentmagnet Synchrongeneratoren hinsichtlich ihrer Zuverlässigkeit und Lebensdauer.

Neben den direktangetriebenen Anlagen mit Permanentmagnetgeneratoren gibt es noch weitere Anlagen und Anlagenhersteller mit alternativen Technologien für getriebelose Anlagen. Besonders hervorzuheben ist hierbei der bekannte deutsche Hersteller Enercon, der seit mehreren Jahrzehnten getriebelose Anlagen mit elektrisch erregten Synchrongeneratoren herstellt.

Ein signifikanter Nachteil der elektrisch erregten Synchrongeneratoren in „Direct-Drive“-Ausführung sind die vergleichsweise großen Generatorabmessungen und die daraus resultierenden hohen Gondelgewichte.

1.5 Zusammenarbeit mit anderen Stellen

- I. Das Fraunhofer IWES war Projektpartner der FITT gGmbH der HTW des Saarlandes. Zusammen wurde der Verbundantrag „Leichtbau-Windturbine mit direktangetriebenem Nabengenerator“ gestellt.
- II. Für die detaillierte Generatorauslegung wurden die beiden erfahrenen Ingenieurbüros Dr.-Ing. Braun GmbH und die Wind Direct GmbH beauftragt.

2 Organisatorische Ereignisse

2.1 Anforderungsprofil der Turbine

- 3 MW
- Onshore Turbine
- Rotorradius 120 m \rightarrow 265 W/m²
- Blattspitzengeschw. $U_{tip} = 75$ m/s
- Tschub = 60 kN/m² (Fläche des Luftspalts)
- $m_{th} < 150$ t
- Luftspalt von ca. 4-5 m im Durchmesser
- $\eta_{konv} = 0,97$
- $\eta_{gen} = 0,95$
- T_{max} Umgebung = 40 °C

2.2 Veröffentlichungen

- Öffentliche Projektvorstellung am 08.02.2014 auf dem Neujahrsempfang der 8.2 Consulting AG in Berlin. Vertreter aus Wirtschaft und Politik waren anwesend.
- Präsentation des Projektes und eines Modells auf mehreren Fachmessen: HusumWind in Husum (Deutschland) 2013, KeyEnergy 2013 in Rimini (Italien) und auf der WindEnergy 2014 in Hamburg (Deutschland)

3 **Arbeitspaket AP 1.1: Gesamtanlagen- und Betriebssimulation**

Für die Gesamtanlagen- und Betriebssimulation wurde zu Beginn im Rahmen des Projektes eine geeignete CAD-Software ausgewählt und beschafft. Als CAD-Programm wurde Siemens NX und Teamcenter ausgewählt. Beides in Kombination ermöglichte eine effiziente und standortübergreifende Bearbeitung des Arbeitspaketes AP 1.1. Eine Softwareschulung ergänzte die Vorbereitung. Die Bearbeitung wurde standortübergreifend in Bremerhaven und Hannover durchgeführt.

In Arbeitspaket AP 1.1 wurden insgesamt zwei Berechnungsschleifen der Gesamtanlagen- und Betriebssimulation durchgeführt, siehe Abbildung 2. Die Berechnung wurde bei beiden Durchläufen mit GH Bladed und Samcef SWT durchgeführt. Als Rotorblatt wurde ein von Windnovation entworfenes Blatt mit einer Länge von 56.45 m angenommen. Dieses wurde von Windnovation speziell für den Nabengenerator ausgelegt. Als Tower diente ein am IWES vorhandenes Modell eines 136 m langen Hybridturmes. Als Hybridturm wird dabei ein Turm bezeichnet, bei dem die ersten Segmente aus Beton und die letzten Segmente aus Stahl bestehen. Weiterhin wurde ein am IWES vorhandener Anlagencontroller entsprechend für den Nabengenerator adaptiert.

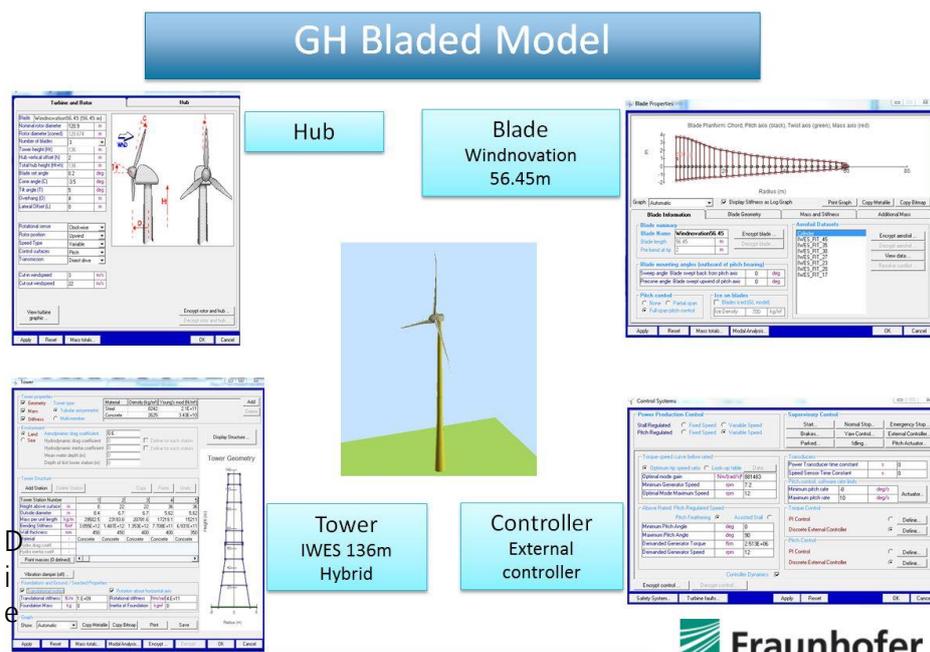


Abbildung 2: Gesamtanlagen- und Betriebssimulation

Die Ergebnisse der ersten Berechnungsschleife lieferten gute, aber nicht hinreichende Ergebnisse. Obwohl die Modellierung der Simulation problemlos erfolgte, wurden die Anforderungen nach GL (Germanischer Lloyd) nicht erfüllt. Der GL schreibt einen Mindestabstand der Blattspitze zum Turm unter Belastung vor. Dieser Mindestabstand wird aus dem Turbinendesign durch den GL berechnet und mit den Ergebnissen der Simulation verglichen. Der Mindestabstand nach GL beträgt 3,79 m für den ersten Desingentwurf. Die Simulation ergab lediglich einen Abstand von 3,34 m, der damit zu gering ausfällt. Aus diesem Grund wurde das Turbinendesign von der FITT gGmbH konstruktiv geändert und eine zweite Simulationsschleife durchgeführt.

Folgend werden die Eingangsparameter und Ergebnisse der zweiten Simulationsschleife dargestellt. Die Parameter, die von der ersten zur zweiten Berechnungsschleife geändert wurden, sind hinter den Werten gekennzeichnet.

3.1 Eingangsparameter für das 2. Simulationsmodell

•	Tilt angle	5.0 deg	
•	Pre-cone	3.5 deg	
•	Blade set angel	0.2 deg	
•	Overhang	5.0 m	(geändert zur 1. Loop)
•	Hub radius	4.23 m	(geändert zur 1. Loop)
•	Hub height	138 m	
•	Rated speed	12.0 rpm	
•	Cut-in	3.0 m/s	
•	Cut-out	22.0 m/s	
•	Drivetrain	Direct drive	

Für die Massen / Gewichte gelten folgende Werte:

•	Blade	14.59 t	(geändert zur 1. Loop)
•	Hub	28.0 t	(geändert zur 1. Loop)
•	Generator rotor	9.5 t	(geändert zur 1. Loop)
•	Generator stator	53.4 t	(geändert zur 1. Loop)
•	Mainframe	30.0 t	
•	Tower	1557 t	

- Rotor 72.3 t (geändert zur 1. Loop)
- RNA 165.2 t (geändert zur 1. Loop)

3.2 Ergebnisse der 2. Simulation

Mit den Ergebnissen der Berechnung wurde ein Campbell Diagramm erstellt. Dieses ist in Abbildung 3 dargestellt. Aus dem Diagramm ist ersichtlich, dass die Turm-Moden, bei Nenndrehzahl, weit genug von der 1P und 3P Anregung entfernt sind. Lediglich die 3P und 6P Anregung sind sehr nahe am Eigenmode der Anlage bei Nenndrehzahl. Da es sich aber nicht um die Triebstrangsmoden handelt, werden diese als unkritisch angesehen. Die Bedingungen sind damit erfüllt.

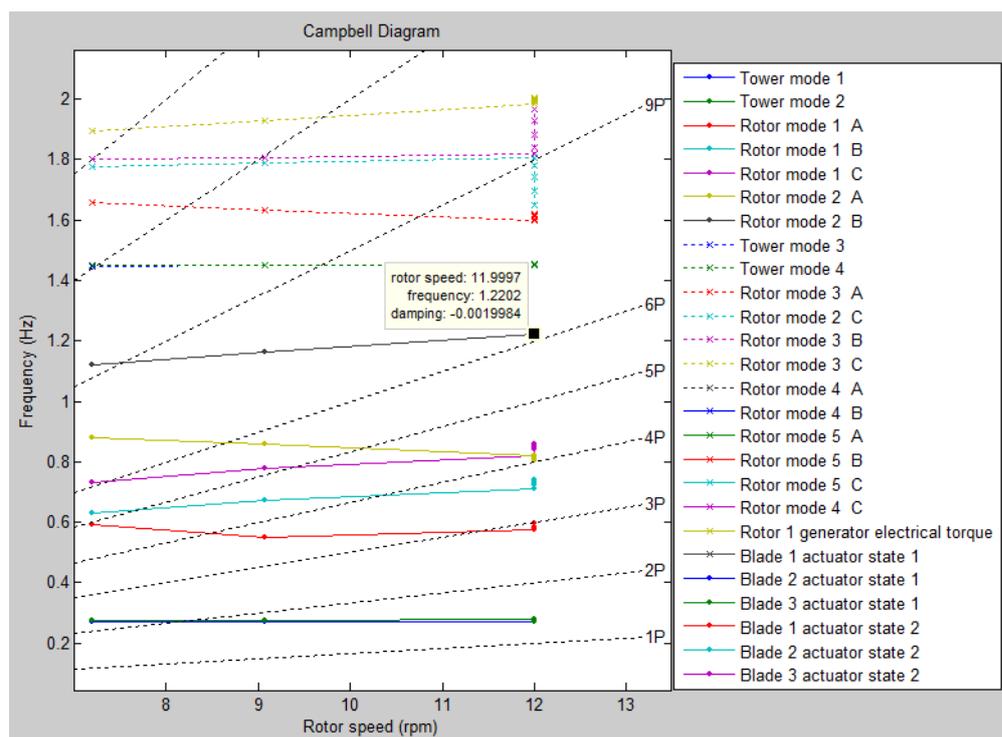


Abbildung 3: Campbell Diagramm

Basierend auf der GL 2010 Guidline IIIA Class wurden die Lastfälle nach Tabelle 1 berechnet.

Lastfall	Beschreibung	Anzahl der Lastfälle
DLC1.1	Normal production Normal turbulent wind	180
DLC1.4	Grid loss, stead wind	12
DLC1.5	Grid loss, EOG gust (1 year occurrence)	192
DLC1.6	Normal production EOG gust (50 years occurrence)	48
DLC1.7	Normal production Extreme wind shear	192
DLC2.1	Faults triggering software stopping strategy	24
DLC2.2	Faults triggering safety stopping strategy	16
DLC3.1	Starting up Steady wind	12
DLC3.2	Starting up EOG gust (1 year)	24
DLC5.1	Emergency stop Steady wind	12
DLC6.2	Idling with yaw error	180

Tabelle 1: Berechnung der Lastfälle

Die Maximallasten an den unterschiedlichen Stellen können ausgegeben werden.

Maximallast an der Blattwurzel:

Biegemoment in Schlagrichtung: 12726,1 kNm

Biegemoment in Schwenkrichtung: 08826,1 kNm

Gesamtes Biegemoment (BM): 13230,0 kNm

Maximallast im Nabenmittelpunkt (mit Bezug zum GL KOS):

Maximum von Mx:	6779,9 kNm
Maximum von My:	8044,1 kNm
Maximum von Mz:	8472,3 kNm
Gesamtes BM:	8678,3 kNm

Maximallast im Azimutmittelpunkt (mit Bezug zum GL KOS)

Maximum von Mx:	06914,3 kNm
Maximum von My:	17555,0 kNm
Maximum von Mz:	09033,2 kNm
Gesamtes BM:	17763,0 kNm

Zusätzlich zu den Maximallasten wurden aus den Lastfällen nach GL die Lastreihen berechnet, die auf die mechanische Struktur wirken. Mit Hilfe der Lastfälle kann die mechanische Struktur der Anlage ausgelegt werden. Weiterhin wurde der Abstand der Blattspitze zum Turm für die zweite Simulation erneut berechnet. Dieser Abstand entspricht nach den oben angegebenen Änderungen den Anforderungen nach GL, da der Abstand groß genug ist, der Overhang wurde vergrößert. Nach Änderung des Designs beträgt der Minestabstand der Blattspitze zum Turm 4,10 m. Nach der Belastung des Blattes ergibt sich aus der Simulation ein minimal verbleibender Abstand von 4,46 m. Die Anforderungen nach GL sind damit erfüllt. Das Ziel wurde somit erreicht. Das zweite Turbinendesign muss damit nicht mehr geändert werden.

Die Biegebelastung am YAW-Koordinatensystem ist aufgrund des vergrößerten Overhangs und dem höheren Gewicht des überarbeiteten Designs um ca. 17 % angestiegen. Dieses stellt aber konstruktionstechnisch kein Problem dar.

4 **Arbeitspaket AP 2.1: Strömungssimulation (Blattanschluss und Nabe)**

Zur Bearbeitung des Arbeitspaketes 2.1 wurde das Turbinendesign der Windenergieanlage dem Fraunhofer IWES zur Verfügung gestellt. Das Design wurde von der Fitt g GmbH nach den Ergebnissen der Gesamtanlagen- und Betriebssimulation, die das Fraunhofer IWES zur Verfügung stellte, überarbeitet und angepasst.

Im Fokus der Strömungssimulation stand der Übergang vom Blatt zur Nabe. Die Nabe, in der der direkt angetriebene Generator integriert ist, besitzt feststehende Blattansätze, an denen über die Pitchlager die Blätter befestigt werden. Diese feststehende Blattansätze werden nicht mit gepitcht, das heißt, sie stehen still und sind nicht drehbar. Beim Pitchen entsteht somit ein Versatz zwischen Nabe und Blatt. Das Verhalten der Strömung wurde an dieser Stelle mit einer Strömungssimulation untersucht. Als Programm wurde Ansys CFX R15 eingesetzt.

Für die Strömungssimulation wurden unterschiedliche Parameter verwendet und die Simulationen angepasst. Zu den Parametern gehören die Pitchwinkel der Blätter, die Drehzahl des Rotors und die Windgeschwindigkeit. Die Kombinationen, die in der Simulation betrachtet wurden, sind in Tabelle 2 ersichtlich und bilden die wichtigsten Betriebszustände der Anlage ab. Bei der Drehzahl in Tabelle 2 handelt es sich um die Nennrehzahl der Anlage. Die Cut-In-Windgeschwindigkeit wird mit 3 m/s festgelegt, die Cut-Out-Windgeschwindigkeit mit 22 m/s. Bei einem Pitchwinkel zwischen ca. 0° und 30° befindet sich die Anlage im Nennbetrieb und rotiert mit Nenndrehzahl. Bei 90° Pitchwinkel befindet sich die Anlage in der sogenannten Fahnenstellung und rotiert nicht.

Pitchwinkel [°]	Drehzahl [rpm]	Windgeschwindigkeit [m/s]
0	12	3
0	12	22
30	12	3
30	12	22
90	0	3
90	0	22

Tabelle 2: Parameter und Kombinationen

Die Pitchwinkelstellungen werden in Abbildung 4 verdeutlicht.

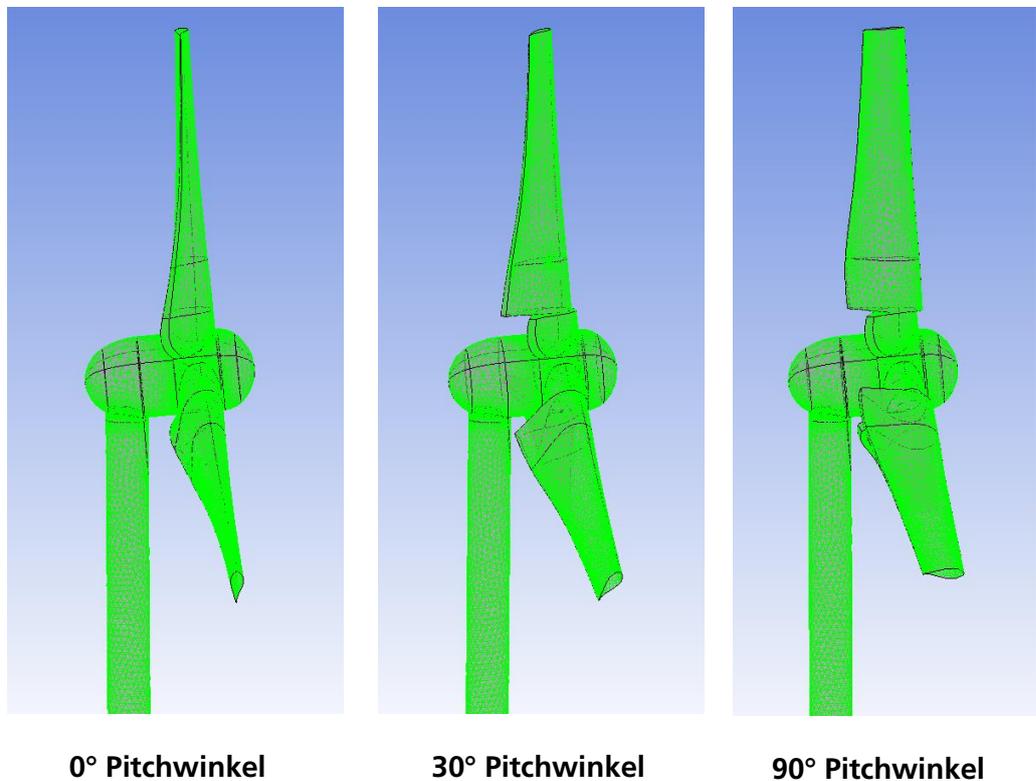


Abbildung 4: Unterschiedliche Pitchwinkel

4.1 Parameter und Fluidgebiet

Das modellierte Fluidgebiet, das in Abbildung 5 ersichtlich ist, hat eine Länge von 84 m, dabei befindet sich die Turbine mittig angeordnet. Der Durchmesser des Fluidgebietes beträgt 50 m. Da der Blattanschluss zwischen Nabe und Blatt im Fokus der Simulation steht, und nicht die gesamte Anlage, ist diese Größe des Fluidgebietes ausreichend.

Das gesamte Fluidgebiet ist in drei Untergebiete unterteilt. Die beiden Gebiete vor und hinter der Windenergieanlage werden als ortsfest definiert. Das bedeutet, dass sich diese Fluidgebiete (Domains) nicht bewegen. Lediglich die mittig gelegene Domain wird in der Simulation mit einer Rotation beaufschlagt. In dieser Domain befinden sich die Rotorblätter. In der Simulation bewegen sich also nicht die Rotorblätter selbst, sondern die Domain, die sich um die Rotorblätter befindet. Dieser Domain wird in der Simulation die Nennzahl angegeben. Die Modellierung mit drehendem Rotor und stehender Domain ist

ebenfalls möglich, allerdings in der Modellierung erheblich aufwändiger. Weiterhin müssen Randbedingungen für alle Oberflächen des Strömungsgebietes vorgegeben werden:

Einlass: Der Einlass wurde als sogenannter „Inlet“ modelliert. Das bedeutet, dass die Strömung nur in das Fluidgebiet hineinströmen kann, an der Fläche aber nicht wieder hinaus. Anzeigt wird dieses durch die Pfeilrichtung im Modell. Als Eingangsparameter wird jeweils die Windgeschwindigkeit vorgegeben mit einer Turbulenzintensität von 5 % der Strömung.

Öffnungen im Fluidgebiet: Der restlichen Ränder der ersten Domain und der dritten Domain wurden als sogenannter „Opening“ modelliert. Bei dieser Randbedingung kann die Strömung aus dem Fluidgebiet austreten und bei Turbulenzen wieder in das Fluidgebiet hineinströmen. Bei einem „Opening“ wird immer der relative Druck der Umgebung vorgegeben. In diesem Fall der Umgebungsdruck von einem Bar. Der Rand der zweiten Domain wird mit dem gleichen Umgebungsdruck ebenfalls als „Opening“ modelliert, nur mit dem Unterschied, dass diese Domain mit Nenndrehzahl rotiert. Es muss daher beim „Opening“ auch angegeben werden, dass diese Fläche sich mitdrehen soll.

Windenergieanlage: Die Randflächen bzw. Oberflächen der Windenergieanlage werden als undurchlässig modelliert. Dafür wird eine sogenannte „Wall“ modelliert. Durch diese „Wall“ kann kein Fluid durchdringen. Es ist eine feste Randschicht.

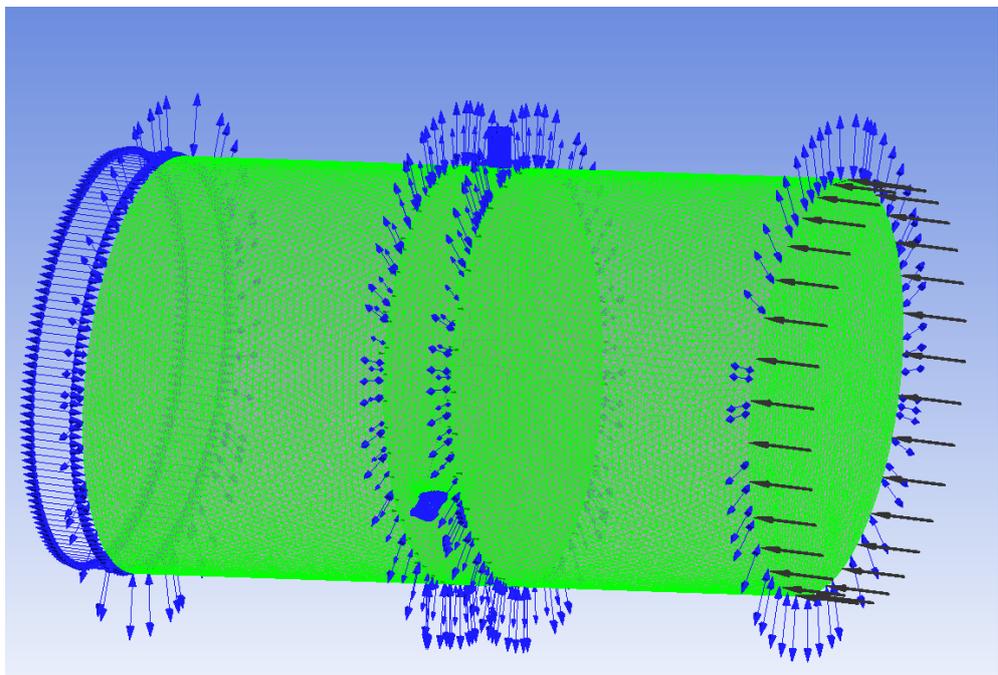


Abbildung 5: Fluidgebiet

Verbindung der Fluidgebiete: Die drei Fluidgebiete (Domains) müssen miteinander verbunden werden. Dafür wird an den Verbindungsflächen jeweils eine Rotationsperiodizität gesetzt. Dabei werden nach jedem Zeitschritt und der entsprechenden Drehung die Grenzflächen der Fluidgebiete wieder neu miteinander verbunden. Die neue Verbindung des Netzes erfolgt dabei über die sogenannte General-Grid-Interface-Funktion (GGI).

Analyse Einstellungen: Bei der Analyse handelt es sich um eine transiente Simulation. Die totale Berechnungszeit beträgt 20 s, ein Zeitschritt beträgt 1 s. Die modellierte Drehzahl der WEA ist dabei konstant.

Solver Einstellungen: In den Solver Einstellungen wird das Konvergenzkriterium festgelegt. So wird jeder Zeitschritt so oft neu berechnet, bis das angestrebte Konvergenzkriterium erfüllt ist. Die maximale Anzahl der Wiederholungen wird dabei auf 10 Schleifen pro Zeitschritt begrenzt. Das Konvergenzkriterium wurde auf 1×10^{-4} festgelegt. Wird das Konvergenzkriterium erfüllt bzw. liegt die erreichte Konvergenz unter der Konvergenzgrenze, wird die Berechnung des Zeitschrittes beendet. Das Konvergenzkriterium wurde bei allen Berechnungen erfüllt.

4.2 Vernetzung des Fluidgebietes

Bei der Netzerstellung werden die Fluidgebiete vollständig mit Elementen vernetzt, siehe Abbildung 6. Es wird dabei nur das Strömungsgebiet vernetzt. Alle anderen Regionen werden nicht vernetzt. Das Netz besteht aus insgesamt 2163275 Elementen mit 608547 Knoten. Weiterhin werden zwei unterschiedliche Elementtypen eingesetzt. Das überwiegende Strömungsgebiet wird mit Tetraederlementen vernetzt. Diese Elemente passen sich komplizierten Konturen des Strömungsgebietes gut an und sind sehr flexibel einsetzbar. Alle Randflächen wurden mit Prismenschichten versehen. Dieser Elementtyp eignet sich hervorragend für die Auflösung von feinen Randschichten. Gerade im Randbereich ist der Strömungsgradient sehr groß, sodass dieser Bereich genauer aufgelöst werden sollte. Die maximale Elementgröße wird auf 1 m beschränkt. Eine Netzverfeinerung findet solvergesteuert automatisch statt. Zur Auflösung der Randschicht werden 10 Prismen mit einer Wachstumsrate von 1,2 vorgegeben. Dieses ist ausreichend um die Randschicht gut aufzulösen. Eine feinere Auflösung würde ein erhebliches Ansteigen der Rechenzeit bedeuten.

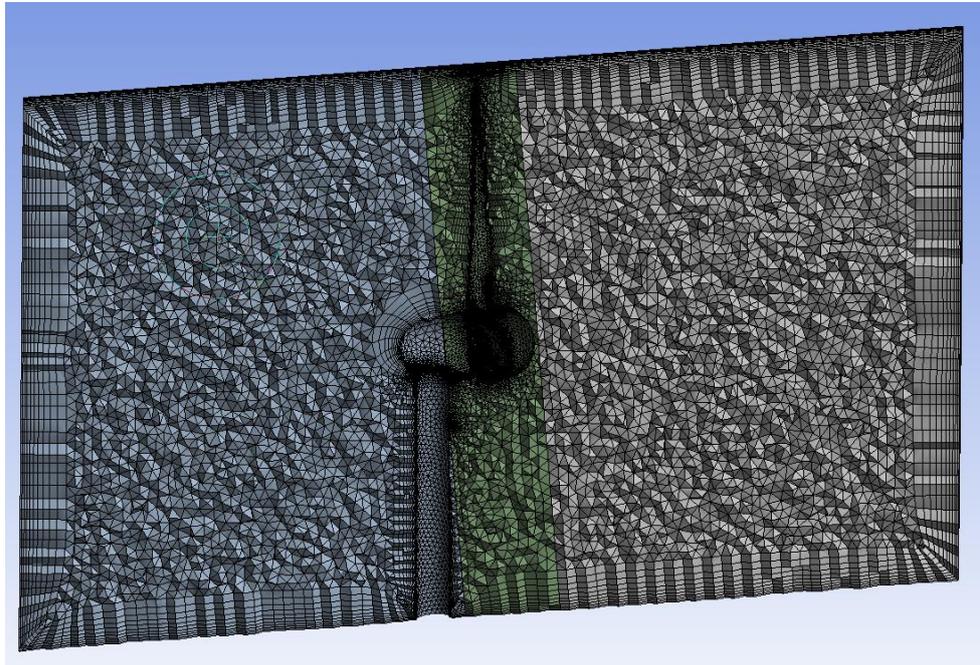


Abbildung 6: Vernetzung des Fluidgebietes

4.3 Ergebnisse bei 0° Pitchwinkel / 12 rpm / 3 m/s

Die ersten beiden Simulationen werden mit einem Pitchwinkel von 0° und einer Nenndrehzahl von 12 U/min durchgeführt. Der Pitchwinkel befindet sich normalerweise bei Nennbetrieb immer nahe der 0° Position. Variiert wird zwischen der Cut-In- und der Cut-Out-Windgeschwindigkeit.

In Abbildung 7 wird die Windgeschwindigkeit mit Vektoren abgebildet. Die Anströmung findet mit 3 m/s statt. Gut ersichtlich ist die Geschwindigkeitszunahme im äußeren Rotorbereich und die Geschwindigkeitsabnahme der Luft nach der Rotorebene. Die Windenergieanlage entzieht dem Fluid die Energie und verlangsamt durch die Strömung.

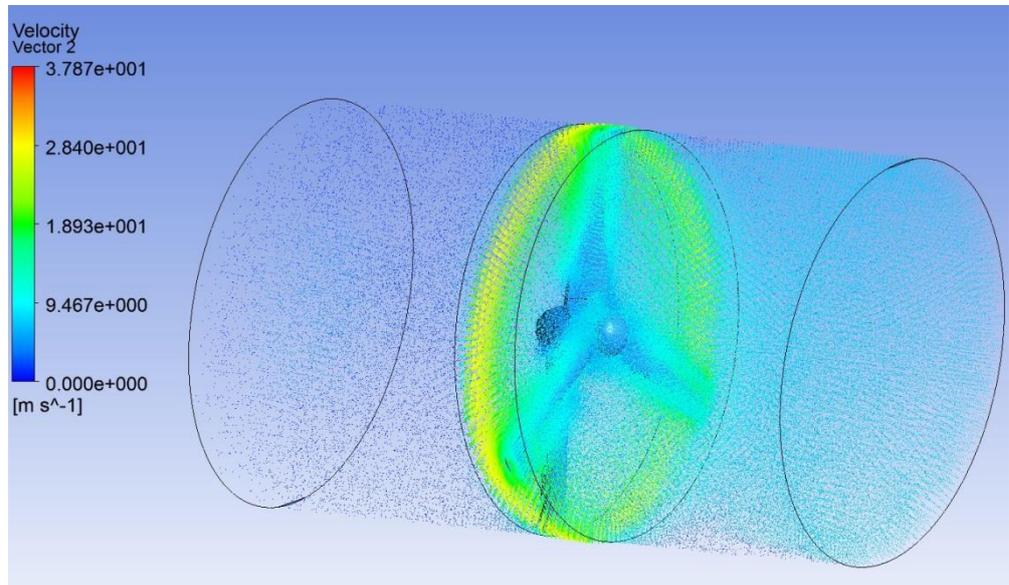


Abbildung 7: Strömungsverteilung im Fluidgebiet bei 0°, 12 rpm, 3 m/s

Aufgrund der Richtungsablenkung der Strömung im Naben- und Blattbereich kommt es zu einer Erhöhung der Geschwindigkeit in diesem Bereich. Die Strömungsgeschwindigkeit liegt bei 9,5 m/s, siehe Abbildung 8.

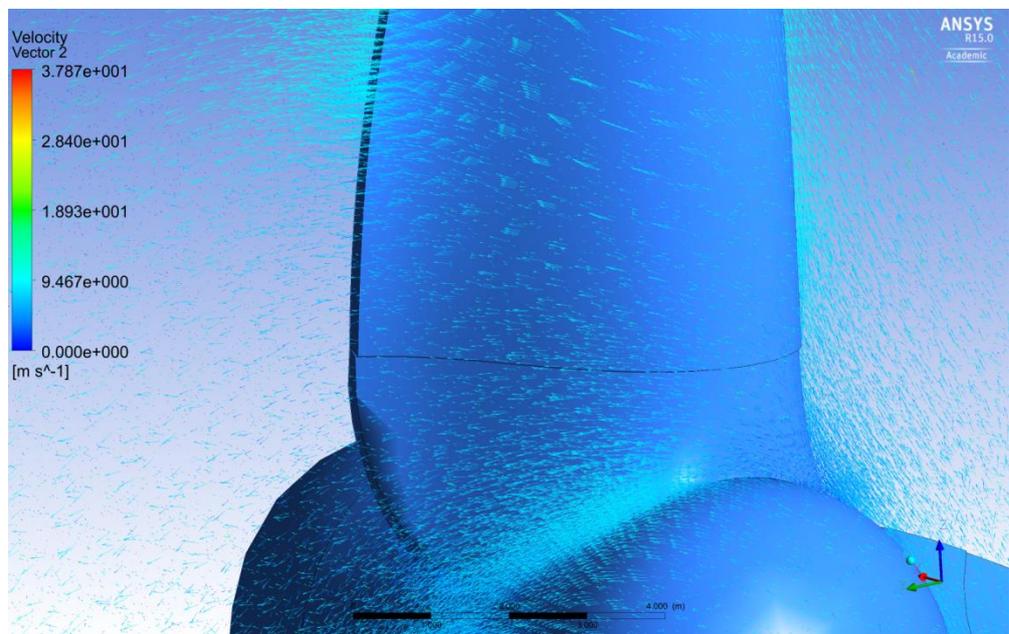


Abbildung 8: Strömungsverteilung im Fluidgebiet bei 0°, 12 rpm, 3 m/s

Die Druckverteilung an der Anlage ist in Abbildung 9 ersichtlich. Vom Zentrum nimmt die Druckverteilung nach außen hin ab. Dieses wird durch die Modellierung der Domain-Ränder verursacht. Der Domainrand ist durchlässig, wodurch das Fluid entweichen kann. Der Umgebungsdruck beträgt 1 bar. Durch die Rotation der Anlage entsteht somit die dargestellte Druckverteilung.

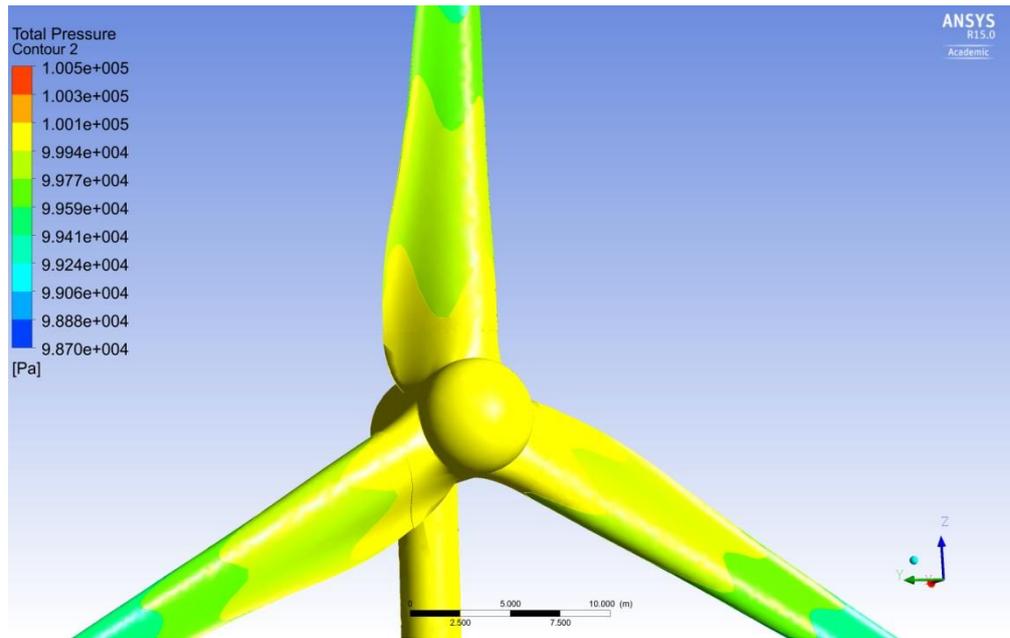


Abbildung 9: Druckverteilung an der Anlage bei 0°, 12 rpm, 3 m/s

4.4 Ergebnisse bei 0° Pitchwinkel / 12 rpm / 22 m/s

In Abbildung 10 ist das Vektorbild der Windgeschwindigkeit bei einer Anströmung von 22 m/s ersichtlich. Gut zu sehen ist die Schattenbildung bzw. das großflächige Turbulenzgebiet hinter der Windenergieanlage. Die Verlangsamung der Strömung hinter der Anlage ist ebenfalls erkennbar.

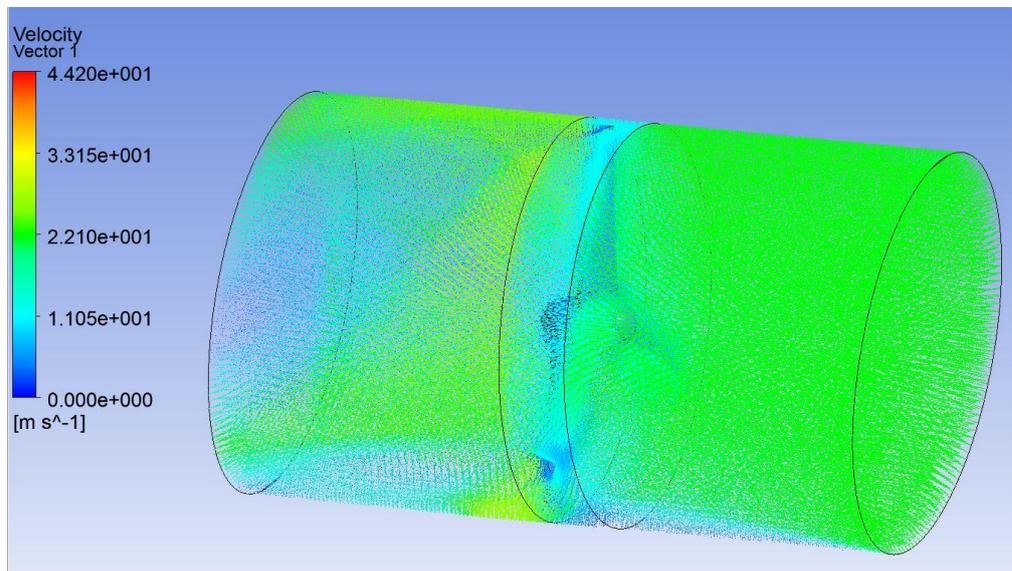


Abbildung 10: Strömungsverteilung im Fluidgebiet bei 0°, 12 rpm, 22 m/s

Die Strömungsverteilung am Blattanschluss ist ähnlich wie bei der Simulation mit 3 m/s Anströmgeschwindigkeit. Es kommt ebenfalls zu einer Geschwindigkeitszunahme am Blattanschluss, siehe Abbildung 11.

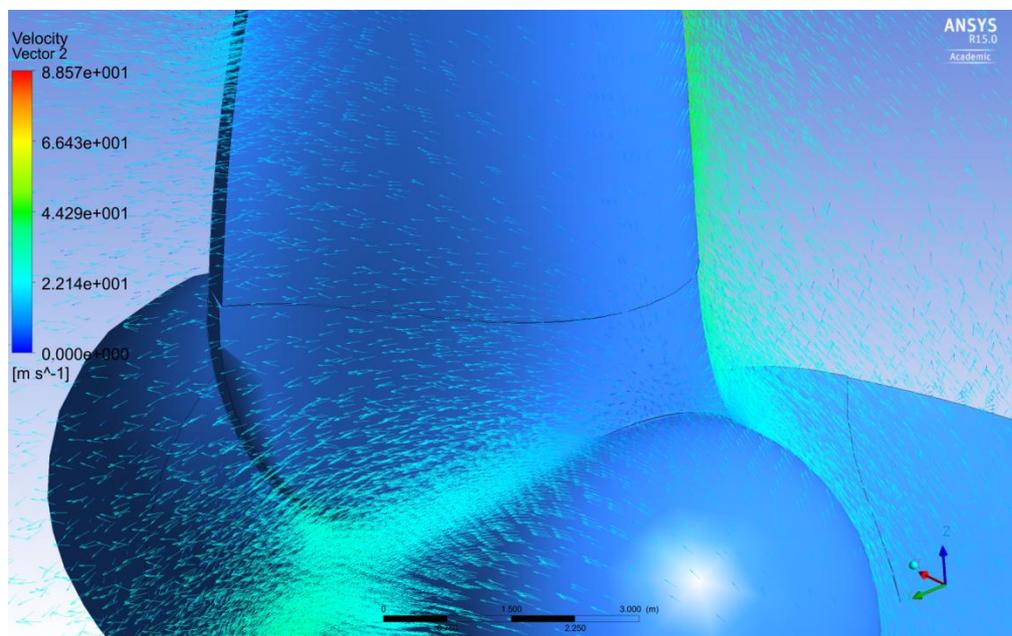


Abbildung 11: Strömungsverteilung im Fluidgebiet bei 0°, 12 rpm, 22 m/s

Durch die höhere Anströmgeschwindigkeit erhöht sich auch die Druckverteilung auf die Anlage. Der Druckgradient ist dabei ähnlich wie bei einer Anströmung mit 3 m/s, siehe Abbildung 12.

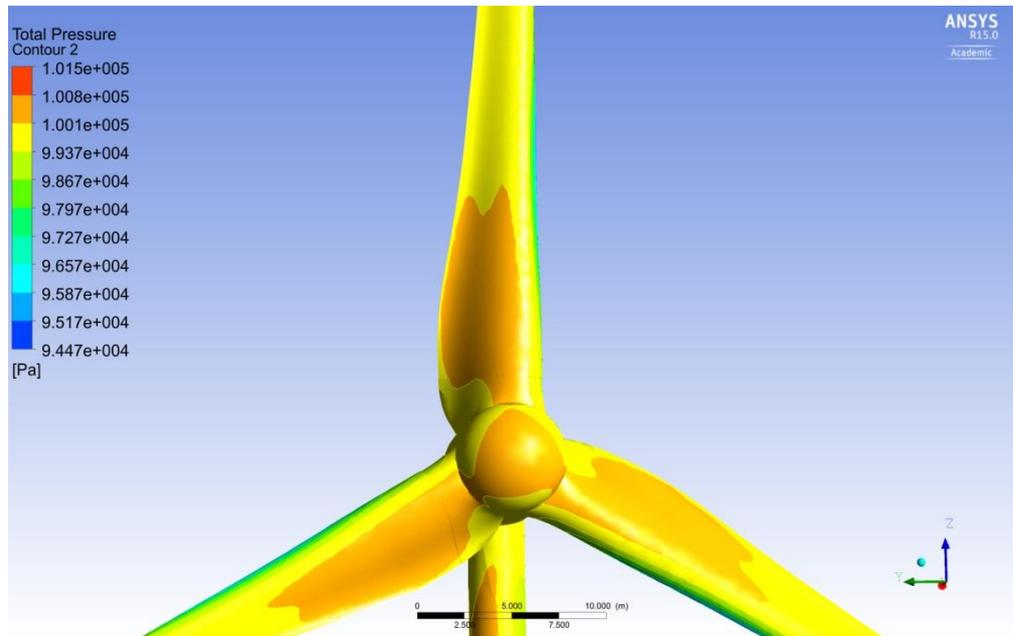


Abbildung 12: Druckverteilung an der Anlage bei 0°, 12 rpm, 22 m/s

4.5 Ergebnisse bei 30° Pitchwinkel / 12 rpm / 3 m/s

Das Geschwindigkeitsprofil der Strömung bei einer Anstellung der Blätter um 30° ähnelt dem Geschwindigkeitsprofil in Kapitel 4.3. In beiden Simulationen sind alle Parameter gleich. Nur der Pitchwinkel wird von 0° auf 30° geändert. Die Ähnlichkeit in den Strömungsbildern und Gradienten ist daher plausibel.

Durch das Pitchen der Blätter um 30° entsteht ein Versatz zwischen Nabe und Blättern. Eine negative strömungstechnische Auswirkung des Spaltes kann nicht festgestellt werden. Es kommt lediglich zu einer Erhöhung der Strömungsgeschwindigkeit an der betreffenden Stelle.

Abbildung 13 zeigt den Verlauf der Strömung bei einem Pitchwinkel von 30°. Im Vergleich zu Abbildung 7 befindet sich am Übergang zwischen Nabe und Blattanschluss ein erhöhter Geschwindigkeitsgradient. Dieser wird durch den Versatz zwischen Nabe und Blatt erzeugt, siehe Abbildung 14.

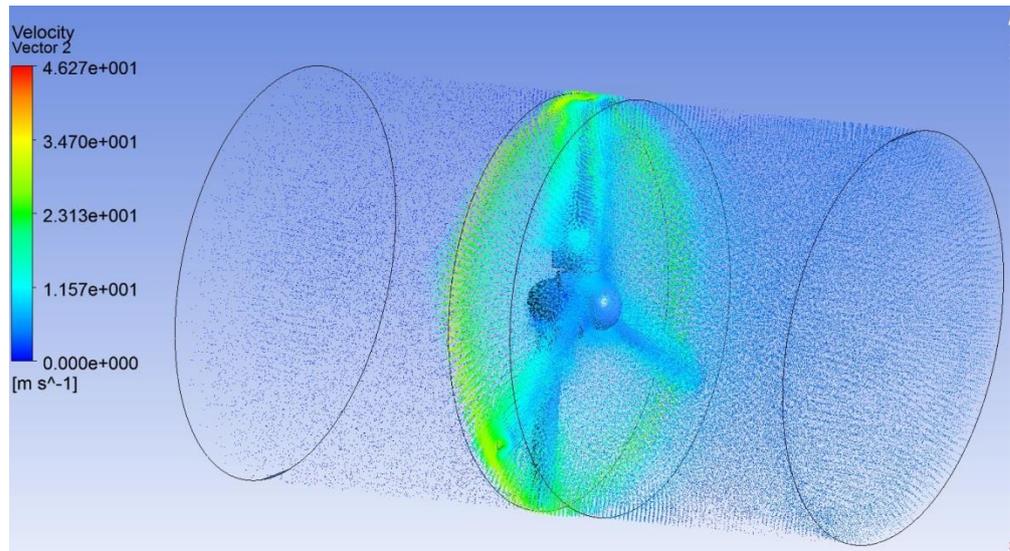


Abbildung 13: Strömungsverteilung im Fluidgebiet bei 30°, 12 rpm, 3 m/s

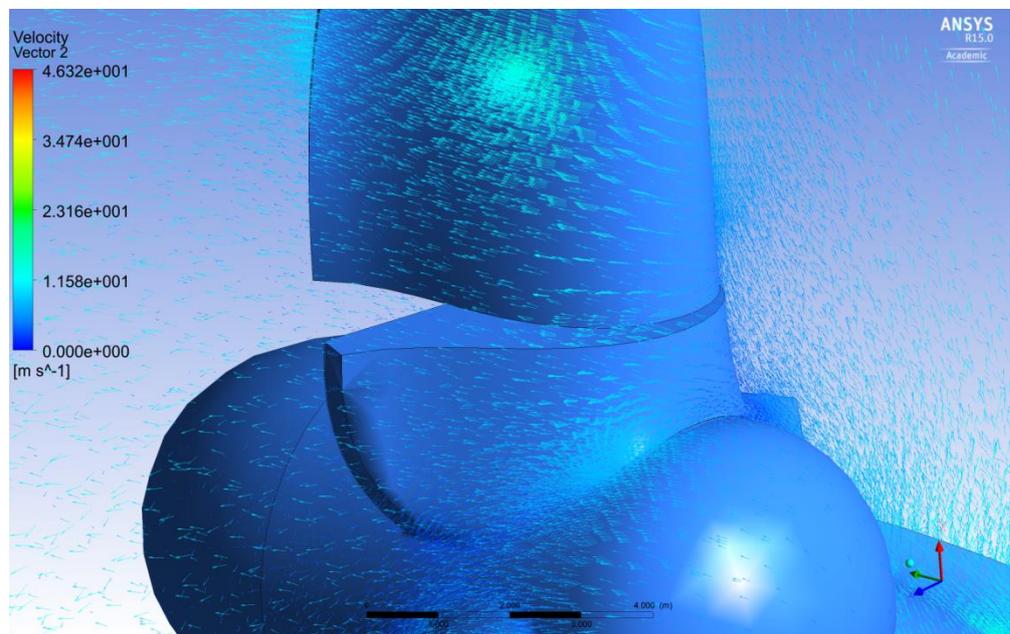


Abbildung 14: Strömungsverteilung im Fluidgebiet bei 30°, 12 rpm, 3 m/s

Durch das um 30° gedrehte Blatt verändert sich auch die Druckverteilung auf die Anlage bzw. auf die Blätter, siehe Abbildung 15. Die Druckverteilung auf den Blätter ist anders als bei einem Pitchwinkel von 0° , siehe Abbildung 9.

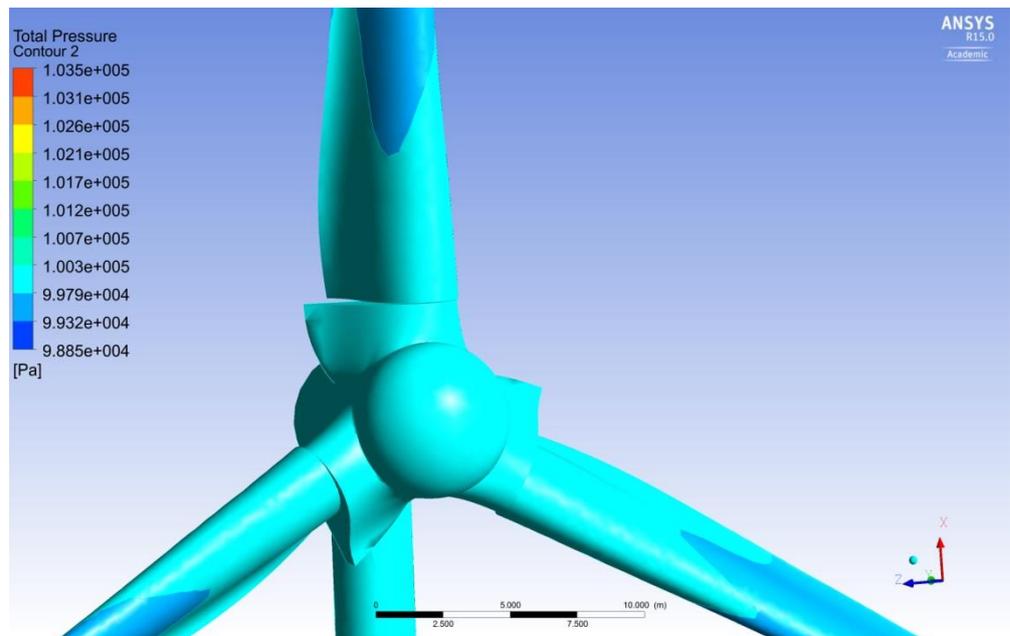


Abbildung 15: Druckverteilung an der Anlage bei 30° , 12 rpm, 3 m/s

4.6 Ergebnisse bei 30° Pitchwinkel / 12 rpm / 22 m/s

Das Geschwindigkeitsprofil der Störumung bei einer Anstellung der Blätter um 30° , mit einer Windgeschwindigkeit von 22 m/s, ähnelt dem in Kapitel 4.4 dargestellten Verlauf, siehe Abbildung 10 und Abbildung 16.

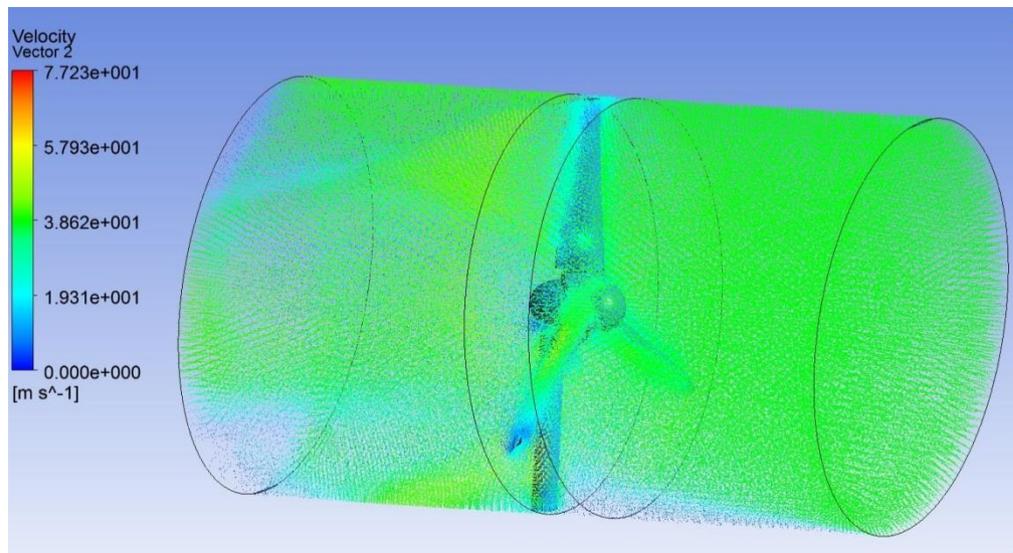


Abbildung 16: Strömungsverteilung im Fluidgebiet bei 30°, 12 rpm, 22 m/s

Der Versatz des Blattes zur Nabe ist in Abbildung 17 gut ersichtlich. Durch die Ablenkung der Strömung kommt es zu einer Geschwindigkeitserhöhung im Fluid.

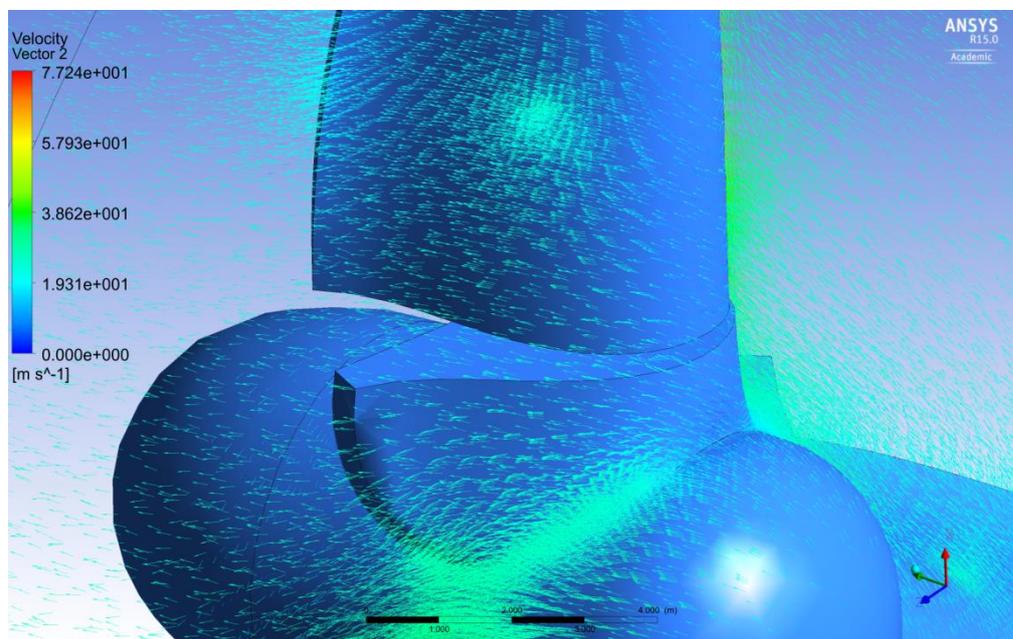


Abbildung 17: Strömungsverteilung im Fluidgebiet bei 30°, 12 rpm, 22 m/s

Abbildung 18 zeigt die Druckverteilung an der Anlage, die durch die Strömung entsteht.

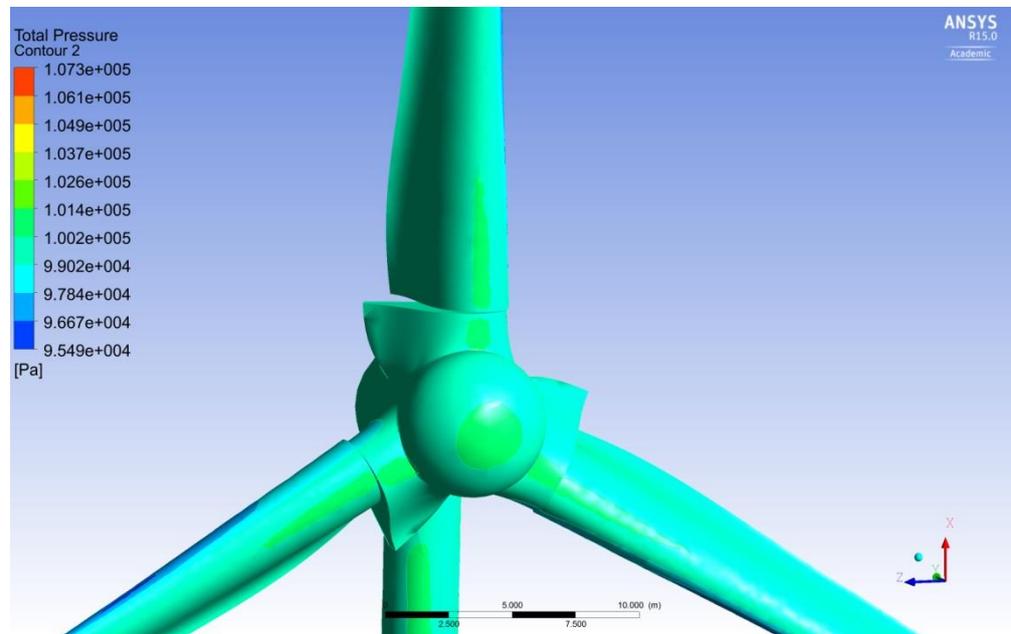


Abbildung 18: Druckverteilung an der Anlage bei 30°, 12 rpm, 22 m/s

4.7 Ergebnisse bei 90° Pitchwinkel / 0 rpm / 3 m/s

Befindet sich die Anlage in Fahnenstellung, beträgt der Pitchwinkel 90°. Dieses ist entweder der Fall, wenn die Anlage auf Wind wartet, also bei einer Windgeschwindigkeit unter 3 m/s oder wenn die Cut-Out Windgeschwindigkeit erreicht wurde, also über 22 m/s. Die Drehzahl der Anlage beträgt dann 0 rpm. Sie befindet sich damit im Stillstand.

Untersucht wurde der erste Fall, um festzustellen, ob der nicht drehbare Nabenanschluss in Blattform ein Drehmoment bei 3 m/s Windgeschwindigkeit erzeugt und den Rotor der Anlage damit in Bewegung versetzen kann, obwohl das Blatt aus dem Wind gepitcht ist und sich in 90° Position befindet.

Ab einer Strömungsgeschwindigkeit von 3 m/s nimmt die Anlage ihren Betrieb auf. Darunter steht sie still. Abbildung 19 zeigt das Strömungsverhalten bei stehender Anlage mit der Cut-In-Windgeschwindigkeit von 3 m/s.

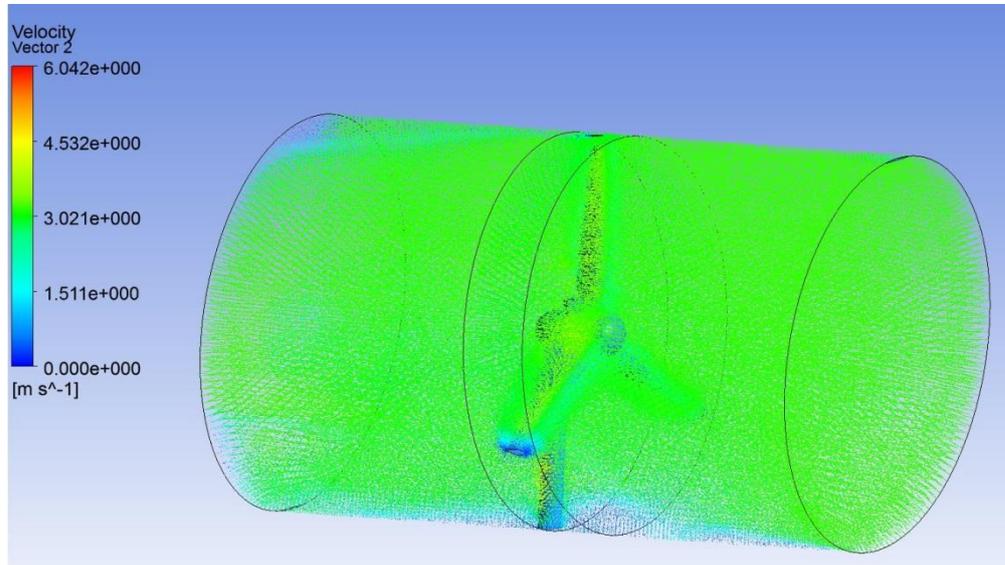


Abbildung 19: Strömungsverteilung im Fluidgebiet bei 90°, 0 rpm, 3 m/s

Wie schon in den Kapiteln vorher erwähnt, kommt es durch die Ablenkung der Strömung zu einer Zunahme der Strömungsgeschwindigkeit am Nabenanschluss, siehe Abbildung 20.

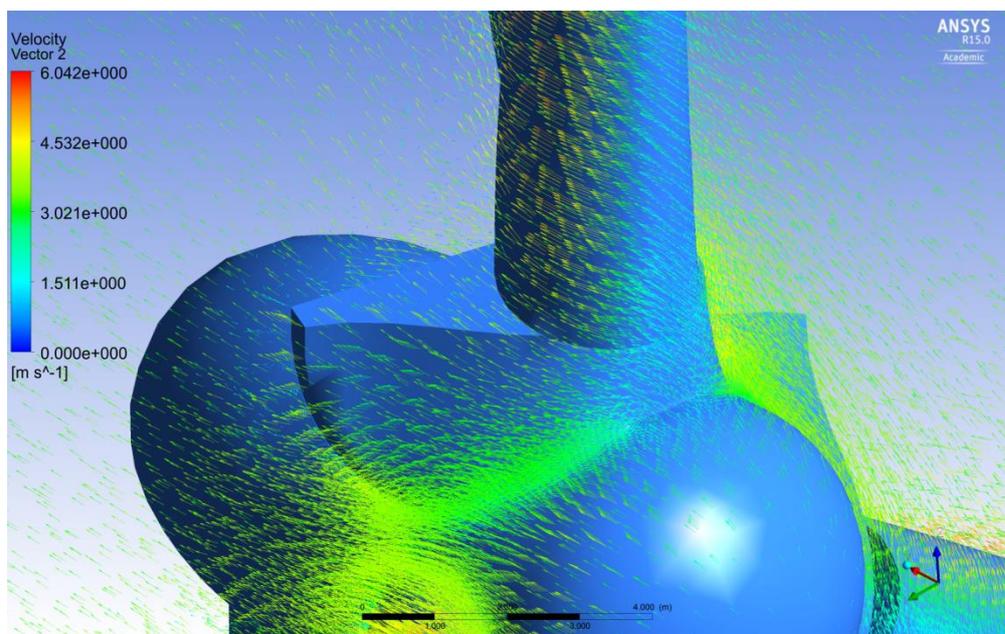


Abbildung 20: Strömungsverteilung im Fluidgebiet bei 90°, 0 rpm, 3 m/s

Die Druckverteilung über der Anlage ist nahezu konstant. Es gibt keinen ausgebildeten Druckgradienten, im Gegensatz zu den vorhergehenden Simulationen. Da diese Simulation mit 90° Pitchwinkel im stehenden Zustand durchgeführt wurde, ist der Druckgradient nicht ausgebildet, siehe Abbildung 21. Weiterhin gibt es keinen Druckunterschied auf der Vorder- und Rückseite des starren Blattanschlusses. Durch den nicht ausgebildeten Druckgradienten am Blattanschluss wird davon ausgegangen, dass der nicht drehbare Blattteil an der Nabe nicht in der Lage ist, die Anlage durch eine Umströmung in Rotation zu versetzen. Die Anlage setzt sich nicht in Bewegung.

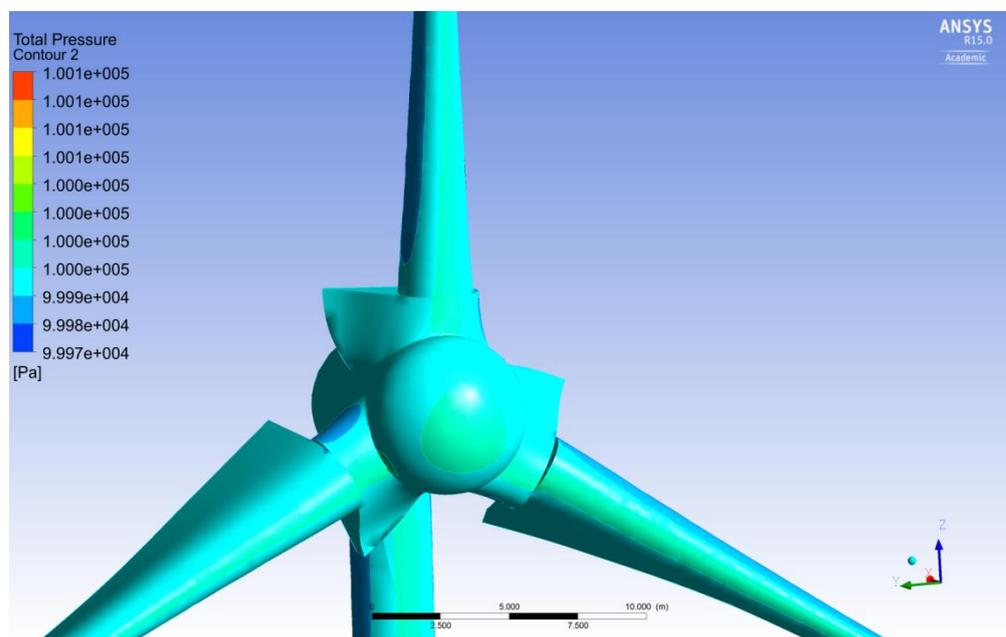


Abbildung 21: Druckverteilung an der Anlage bei 90° , 0 rpm, 3 m/s

4.8 Ergebnisse bei 90° Pitchwinkel / 0 rpm / 22 m/s

Bei 22 m/s Windgeschwindigkeit soll sich die Anlage wieder im Stillstand befinden und ebenfalls nicht selbstständig anlaufen. Dafür werden die Blätter um 90° gepitcht. Diese Stellung wird als Fahnenstellung bezeichnet und wird durchgeführt, damit kein Schaden an der Anlage entstehen kann. Diese Regelung wird auch als Sturmabschaltung bezeichnet.

Ziel der Strömungssimulation war hier ebenfalls, wie in Kapitel 4.7, ob sich die Anlage noch im Stillstand befindet, wenn eine Windgeschwindigkeit von 22 m/s herrscht und die Blätter um 90° gepitcht sind.

Der Nachlauf der Strömung ist in Abbildung 22 gut ersichtlich.

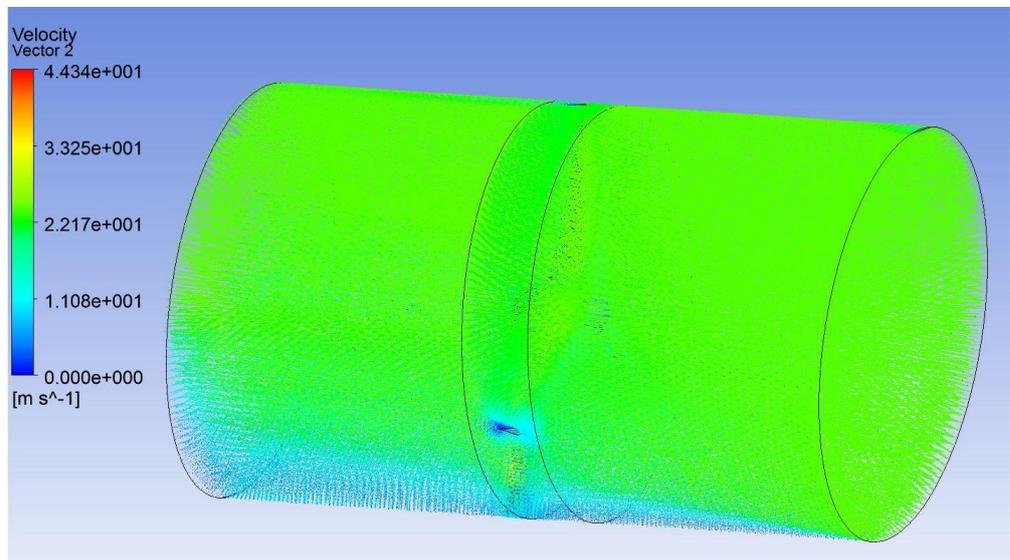


Abbildung 22: Strömungsverteilung im Fluidgebiet bei 90°, 0 rpm, 22 m/s

Wie auch zu Abbildung 20 beschrieben, kommt es im Nabenbereich zu einer Geschwindigkeitserhöhung der Strömung, siehe Abbildung 23.

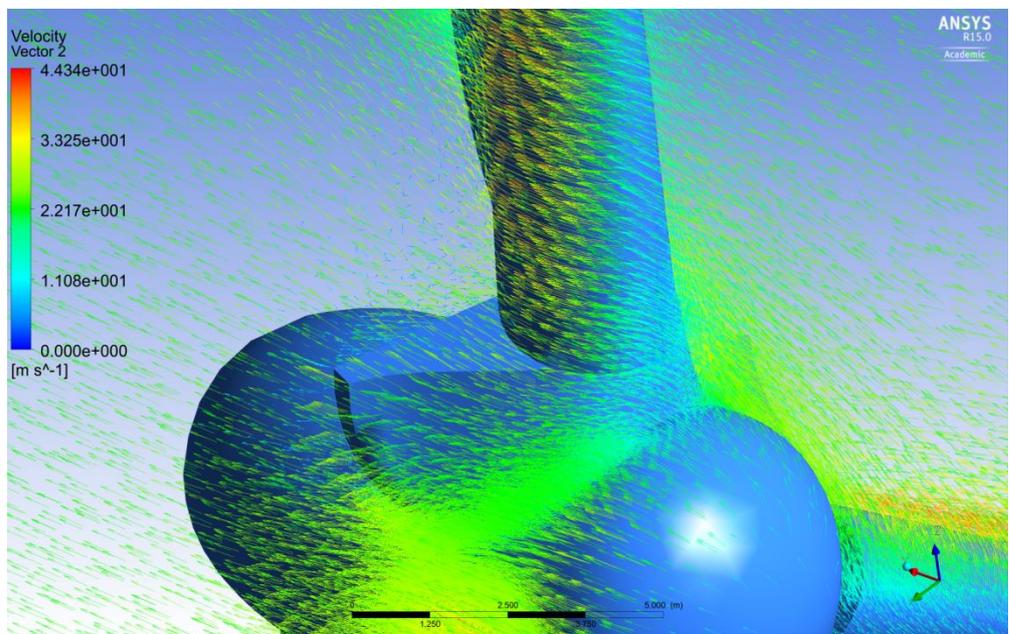


Abbildung 23: Strömungsverteilung im Fluidgebiet bei 90°, 0 rpm, 22 m/s

Genau wie bei der Simulation im Kapitel 4.7 ist die Druckverteilung über der Anlage nahezu konstant, wenn diese mit 22 m/s angeströmt wird. Es gibt keinen ausgebildeten Druckgradienten, siehe Abbildung 24. Weiterhin gibt es ebenfalls keinen signifikanten Druckunterschied auf der Vorder- und Rückseite des starren Blattanschlusses. Durch den nicht ausgebildeten Druckgradienten am Blattanschluss wird davon ausgegangen, dass der nicht drehbare Blattteil an der Nabe nicht in der Lage ist, die Anlage durch eine Umströmung in Rotation zu versetzen. Die Anlage setzt sich nicht in Bewegung.

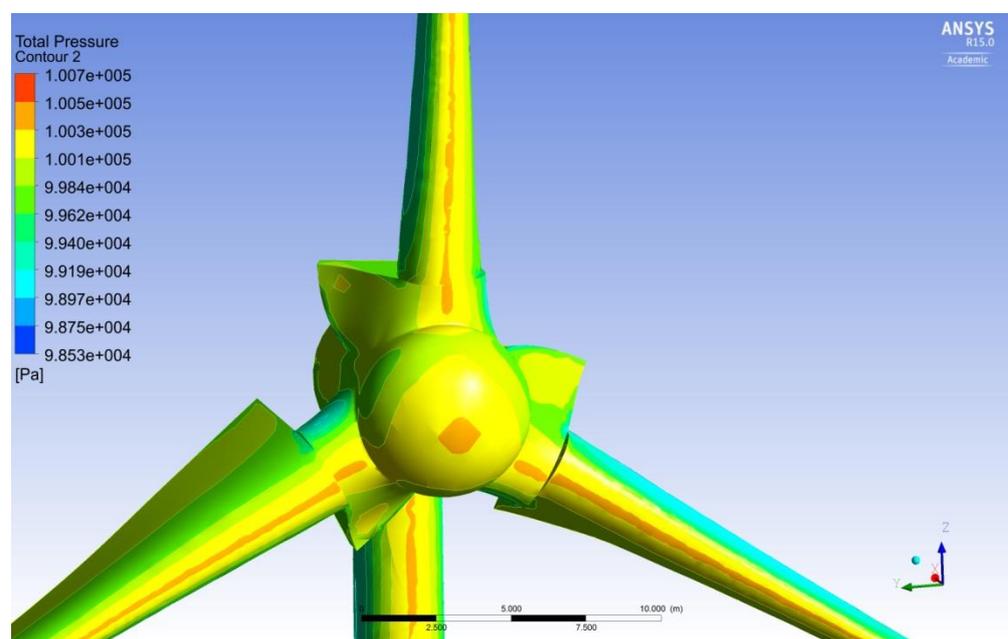


Abbildung 24: Druckverteilung an der Anlage bei 90°, 0 rpm, 22 m/s

Sowohl bei der Cut-In- als auch bei der Cut-Out-Windgeschwindigkeit setzt sich die Anlage nicht in Bewegung, wenn der Pitchwinkel 90° beträgt.

Das Ziel wurde somit erreicht und ein Redesign des Naben-Blattanschlusses ist nicht notwendig. Es ist strömungstechnisch erwiesen, dass der Rotor durch den Blattanschluss an der Nabe nicht in Bewegung versetzt wird, wenn der Pitchwinkel 90° beträgt.

5 **Arbeitspaket AP 3.2: Generatorauslegung und Erregung**

In Arbeitspaket 3.2 wurde die Generatorauslegung und Erregung bearbeitet. Als Grundlage diente eine vom Fraunhofer IWES entwickelte Basisvariante des Generators. Eine detaillierte Auslegung wurde anschließend durch die Firmen Dr.-Ing. Braun GmbH und die Wind-direct GmbH durchgeführt.

5.1 Basisvarianten des Generators

Für die Generatorbasisauslegung wurden 5 Varianten untersucht. Die unterschiedlichen Massen bzw. Gewichte, Magnetanordnungen und Wickelanordnungen sind in Abbildung 25 ersichtlich. Die äußeren Abmaße, Materialeigenschaften, Wickeldaten, Widerstandswerte und weitere Parameter sind den Tabelle 4 und 5 zu entnehmen. Eine Parameterübersicht über die Leistungsdaten bei Nenndrehzahl und Nennlast wird in Tabelle 5 dargestellt. Die Grundlage für die Varianten bildete die Basisvariante nach Tabelle 3.

Basisvariante des Generators:	
Typ:	Permantmagnet-Synchrongenerator PMSG
Bauart:	Außenläufer
Elektrische Nennleistung:	3200 kW
Nenndrehzahl:	12 U/min (optional 14 U/min betrachten)
Design: Basierend auf einer vorausgelegten Maschine von 2011 (Da 4400, Di 4290, L 1320, P_Nenn=2,5 MW, 14 U/min) Berechnung der Betriebspunkte (Spannung, Strom, Wirkungsgrad, etc. für 25 %, 50 %, 75 %, 100 % bei 10, 12, 14 U/min)	
Kühlung:	Luftkühlung (für das Gesamtturbinendesign wird eine Durchzugsbelüftung angestrebt, Designoptionen betrachten, sofern notwendig)
Masse:	Gewichtsbetrachtungen bzw. Abschätzung sind durchzuführen
Luftspalt:	5 mm, Alternativen 4-6 mm sind zu betrachten und Auswirkungen abzuschätzen.
Wirkungsgrad:	Ziel > 95%, thermisch robust mit gutem Teillastverhalten
Abmessungen:	max. Paketlänge kleiner 1750 mm (Ziel, sofern technisch sinnvoll)
Außendurchmesser:	max. 5000 mm
Anmerkung: Sofern machbar, erste Betrachtung / Abschätzung alternativer Magnetanordnungen (Oberflächenmagnete, eingebettete Magnete, Flusskonzentration)	
Wichtig: Das <u>endgültige</u> Design sollte ein modularer, segmentierter Generator sein. Je nach Ergebnissen und Auslegungsrestriktionen sollte zunächst ein Basisdesign (klassisch: nicht segmentiert) auch als späterer Benchmark gefunden werden. Sofern sich der Wunsch nach Segmentierung hierbei gleich berücksichtigen lässt, sollte das Basisdesign gleich so ausgelegt werden. Sollten sich zu starke technische Restriktionen ergeben, welche die Gesamtpformance stark negativ beeinflussen, müsste auf jeden Fall erst ein einteiliger Statoraufbau ausgelegt werden.	

Tabelle 3: Basisvariante des Generators

Als Grundlage wird eine übliche Wicklungstemperatur von 100 °C und eine Magnettemperatur von 80 °C angenommen. Der Wirkungsgrad der Generatoren liegt über 94 %, siehe Tabelle 4.

Var.	G_{Fe} [kg]	G_{Cu} [kg]	G_{Fe} [kg]	G_{Mag} [kg]
	Stator	Stator	Rotor	Rotor
1	21772	9174	7934	2661
2	21828	10241	7934	2661
3	19045	7974	5463	2713
4	16938	6723	5463	2713
5	17168	6548	7695 (+ 2855 Ring)	2553

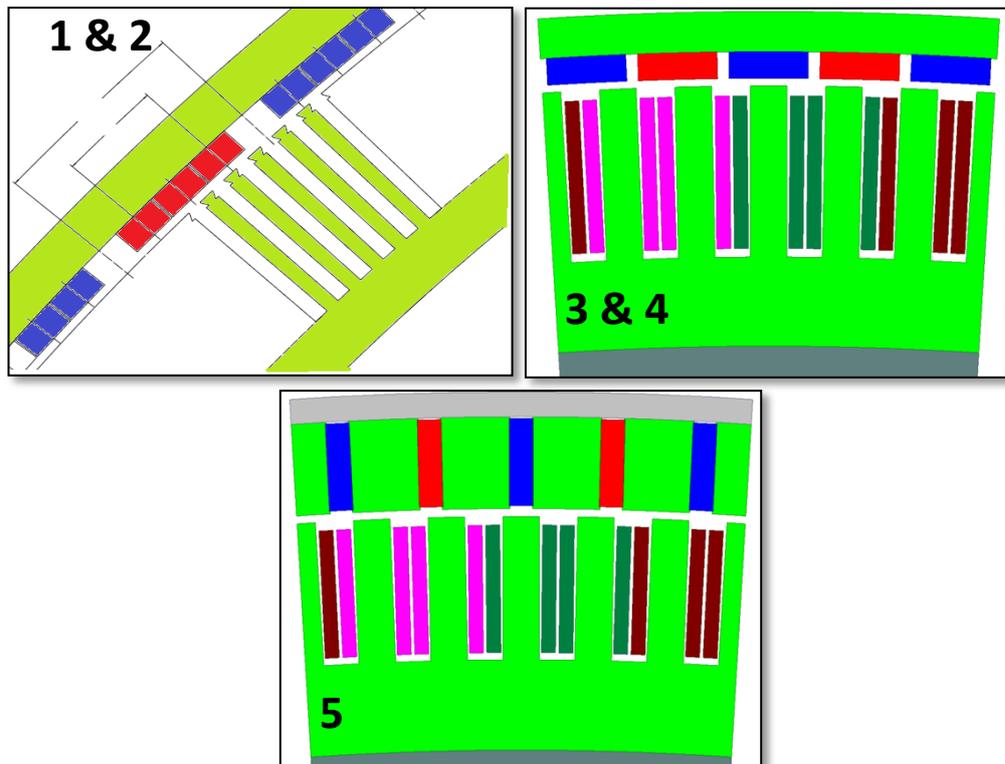


Abbildung 25: Generatorgewichte und Wicklungsanordnungen

Var.	D_M [kNm]	ΔD_M [kNm]	$P_{\text{elektr.}}$ [kW]	n [1/min]	f [Hz]	$U_{\text{Gen_verk_eff}}$ [V]	$I_{\text{Gen_eff}}$ [A]	$\cos \varphi$	S [A/mm ²]	P_{VCu} [W]	P_{VFe}^1 [W]	P_{VMag} [W]	$P_{VTräger}$ [W]	P_{Vges} [W]	η [%]
1	-2679,5	/	3200	12	9,6	660	2847	0,983	2,4	137821	29028	/	/	166848	95,22
2	-2676,5	/	3200	12	7,2	660	2855	0,980	2,3	138866	24286	/	/	163151	95,32
3	-2685,4	24	3200	12	25	660	3149	0,889	2,2	104211	37495	13511	19072	174289	94,83
4	-2695,8	21	3200	12	25	660	3083	0,908	2,6	121212	30778	14591	20874	187455	94,47
5	-2673,1	73	3200	12	25	660	3168	0,884	2,6	113372	37100	7277	1151	158900	95,27

¹ berücksichtigt Stanzkanteneffekt 2,5

Tabelle 4: Übersicht und Vergleich der Basisvarianten

Var.	D_A [mm]	D_I [mm]	D_W [mm]	l_{Fe} [mm]	l_{Mag} [mm]	d_{Mag} [mm]	b_{Mag} [mm]	δ [mm]	Blechsorte	Magnet- sorte
1	5000	4870	4500	1500	1500	20	40 3M/P	5,00	M400-65A	VAC 655TP
2	5000	4870	4500	1500	1500	20	40 4M/P	5,00	M400-65A	BMN- 40UH
3	5000	4900	4550	1450	1450	18	54 1M/P	5,00	M400-65A	BMN- 44SH
4	5000	4900	4600	1450	1450	18	54 1M/P	5,00	M400-65A	BMN- 44SH
5	5000	4840	4540	1480	1480	16	56 1M/P	5,00	M400-65A	BMN- 44SH

Tabelle 5: Übersicht unter Nennlast (100 °C Wicklungs- und 80 °C Magnettemperatur)

Weiterhin wurde im Zusammenhang mit der Kühlung des Generators die Hohlleiterkühlung untersucht. Dabei wird ein Kühlmedium direkt durch einen hohlen Wicklungsleiter geführt. Dieses Kühlmedium erlaubt die Wärmeabfuhr im Generator. Durch Stromverdrängungseffekte kann es allerdings zu erheblichen Wirkungsgradverlusten kommen, wenn Hohlleiter eingesetzt werden. Der sogenannte Skin-Effekt und der Proximity-Effekt spielen hierbei eine große Rolle. Beim Skin-Effekt führt der Wechselstrom zu induzierten Wirbelströmen und sorgt somit für eine ungleichmäßige Gesamtstromverteilung. Beim Proximity-Effekt führt der gekoppelte magnetische Streufluss zwischen zwei benachbarten Leitern zur

Stromeinschnürung, Stromverdrängung und damit ebenfalls zu Wirkungsgradverlusten.

Da diese Effekte einen Generator mit Hohlleiterkühlung ineffizient machen können, wurde die Hohlleiterkühlung nicht weiter verfolgt. Es wurde die klassische Auslegung der Variante 2 weiter datalliert und optimiert. Dabei handelt es sich um eine sogenannte Verteilte Wicklung und Oberflächenmagnete

5.2 Generatorauslegung Teil 1

Ein komplett gekapselter Generator ist die bevorzugte Lösung, der Generator ist dann ohne Änderung On- wie Offshore einsetzbar. Die Kapselung oder nicht Kapselung des Generators betrifft ebenfalls die Kühlung, da bei einer Kapselung die Wärmeabfuhr gewährleistet werden muss. Eine Möglichkeit bei einer gekapselten Variante ist die direkte Kühlung mit Öl. In Öl laufende Generatoren sind Stand der Technik, z. B. bei jeder Art von Bandförderanlagen. Das Öl wird dabei in vielen Anwendungen nicht regelmäßig ersetzt und die Wicklung liegt ohne weiteren Schutz im Ölsumpf.

Dabei wird eine Spaltrohrkapselung des Stators bevorzugt. Alternativ können auch die Wickelköpfe gekapselt werden. Eine offene Variante, in der nur die Nabe abgedichtet wird, wurde hingegen verworfen.

Eine Kühlkanalkühlung am Keil der Blechpakete wird oft eingesetzt, weil damit eine gute Kühlwirkung auch nur mit Luft erzeugt werden kann. Es muss aber sichergestellt werden, dass die Blechpakete unter der Wärmeausdehnung sicher am Statorträger aufliegen, sonst findet sehr schnell eine Überhitzung des Generators statt. Die optimale Lösung zur Befestigung der Bleche ist die Verschraubung der Keile von innen am Statorträger. Erst nach dem Einsetzen der Bleche werden die Schrauben der Keile angezogen und fixieren somit die Bleche auf dem Träger. Bei einer Verschraubung der Keile von außen ist der sichere Kontakt zwischen den Blechen und dem Träger nicht ohne weitere Maßnahme gewährleistet. Außerdem sollen dickere Bleche (1 mm) mit höheren Verlusten (M1300) verwendet werden, da bei niedrigen Frequenzen (7,2 Hz) die Eisenverluste sehr gering sind und mit dickeren Blechen die Montage erleichtert und beschleunigt werden kann.

Die erwarteten Verformungen des Generators bzw. der Anschlussstruktur durch die Windlasten sind deutlich kleiner als die erwarteten Verformungen durch die Erwärmung des Generators. Dieses muss bei der konstruktiven Auslegung aller betreffenden Bauteile stärker berücksichtigt werden.

Das abschließende Design des kompletten Generators inklusive des Kühlkonzepts wird von der Fitt g GmbH festgelegt.

Nachdem 5 Basisvarianten durch das IWES untersucht worden sind, wurde eine Variante im Detail ausgelegt. Grundlage ist die Basisvariante 2. Es handelt sich dabei um einen Stator mit verteilter Wicklung (432 Nuten) und einen Rotor mit Oberflächenmagneten (72 polig). Die Wicklung wird als Einschichtwicklung ausgeführt. Die Ausgangsspannung bei warmer Maschine und Nennleistung beträgt 660 V. Es werden die Betriebspunkte Leerlauf sowie der Lastpunkt 3200 kW bei 12 1/min untersucht. Im Leerlauf beträgt die Magnettemperatur 20 °C und im Lastpunkt 80 °C. Die Wicklungstemperatur im Nennpunkt wird mit 100 °C berücksichtigt. Für den 3-phasigen Kurzschluss gelten die Werte wie im Last- bzw. Nennpunkt.

Für die Berechnung wurde ein 2-dimensionales Feldrechenprogramm verwendet, d. h. die Schrägung der Maschine wird nicht berücksichtigt. Aufgrund der Nut- / Polzahlkombination ist eine Schrägung von einer Statornutteilung (1 SNT) empfehlenswert.

Es werden zur Basisvariante 2 die 3 Untervarianten 2.1, 2.2 und 2.3 unterschieden. Wobei Variante 2.1 und 2.2 die gleiche Geometrie aufweisen und nur eine geänderte Leiterhöhe berücksichtigt wird. Deshalb wurde Variante 2.2 nicht simuliert und die Ergebnisse aus Variante 2.1 umgerechnet. Die Variante 2.3 besitzt eine um 10 mm tiefere Statornut und die gleichen Wickelraten wie Variante 2.2.

Basisvariante 2:

Rotoraußendurchmesser:	5000 mm
Statoraußendurchmesser:	4870 mm
Wellendurchmesser:	4500 mm
Eisenlänge:	1500 mm
Magnetlänge:	1500 mm
Luftspalt:	5,00 mm (einseitig)
Anzahl Statornuten:	432
Anzahl Pole:	72
Blechqualität:	M400-65A (Stator)
Magnetträger:	Stahl (massiv)
Magnetqualität:	Bomatec BMN-40UH, Br = 1,28T (20°C)
Wicklungs- / Magnettemp.:	20 °C (Leerlauf)
Wicklungs- / Magnettemp.:	100 °C/80°C (Last, Kurzschluss)
Drehzahl:	12 1/min
Frequenz:	7,2 Hz

Untersuchung der Untervariante 2.1

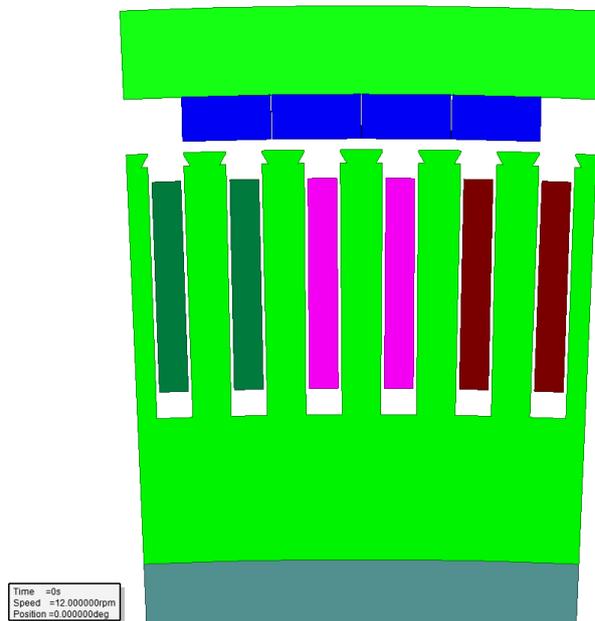


Abbildung 26: Simulationsmodell der Untervariante 2.1

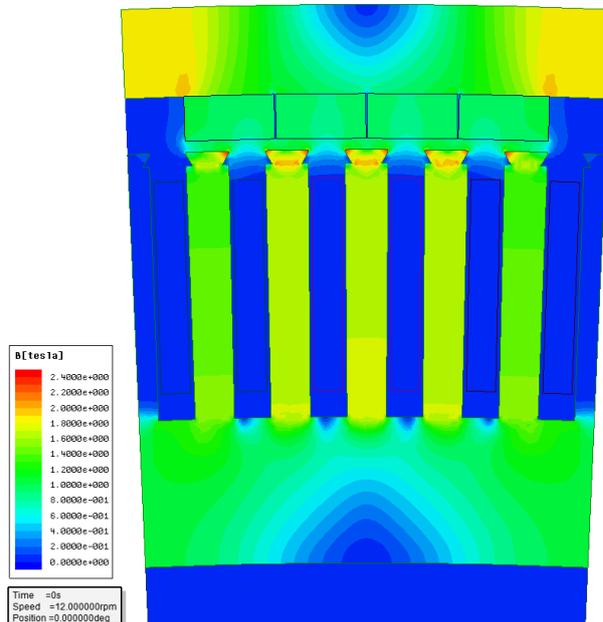


Abbildung 27: Feldverteilung bei Leerlauf (12 1/min) bei 20 °C

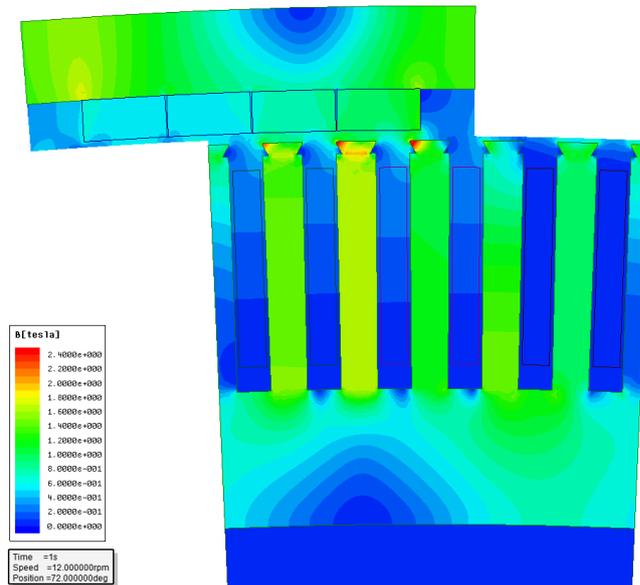


Abbildung 28: Feldverteilung Lastpunkt 3,2 MW (12 1/min) bei TCu 100°C TMag 80°C

Untersuchung Untervariante 2.3

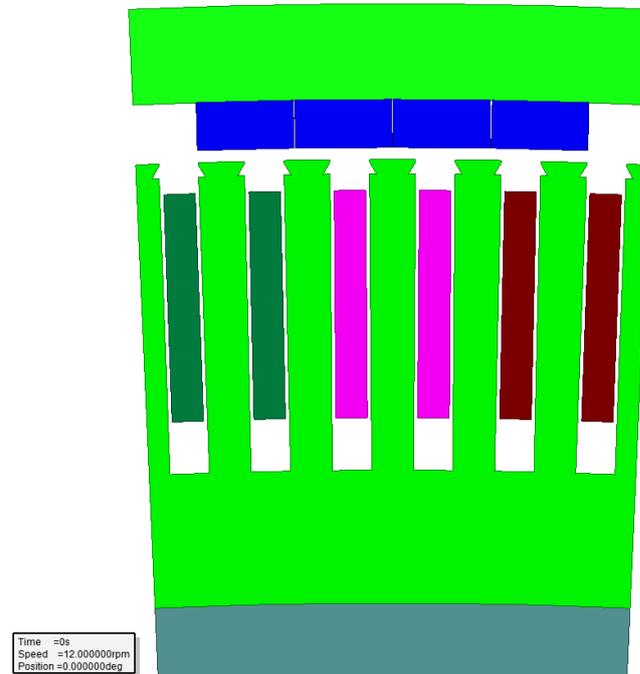


Abbildung 29: Simulationsmodell der Untervariante 2.3

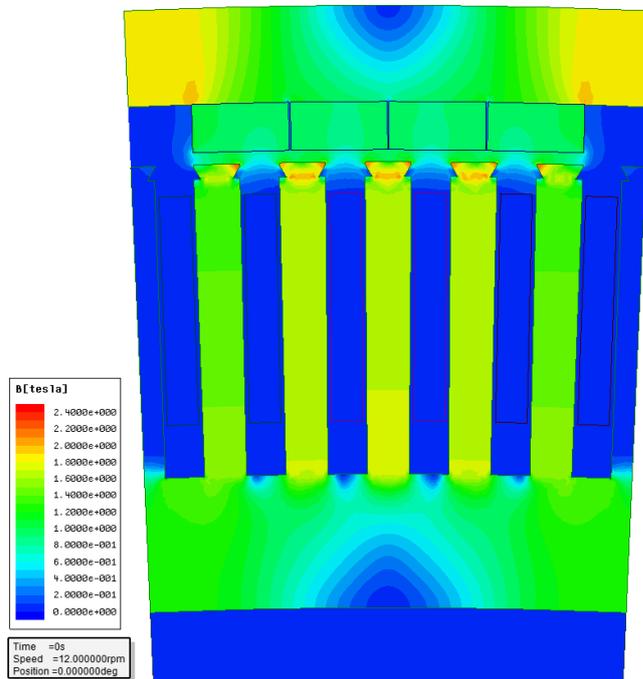


Abbildung 30: Feldverteilung bei Leerlauf (12 1/min) bei 20 °C

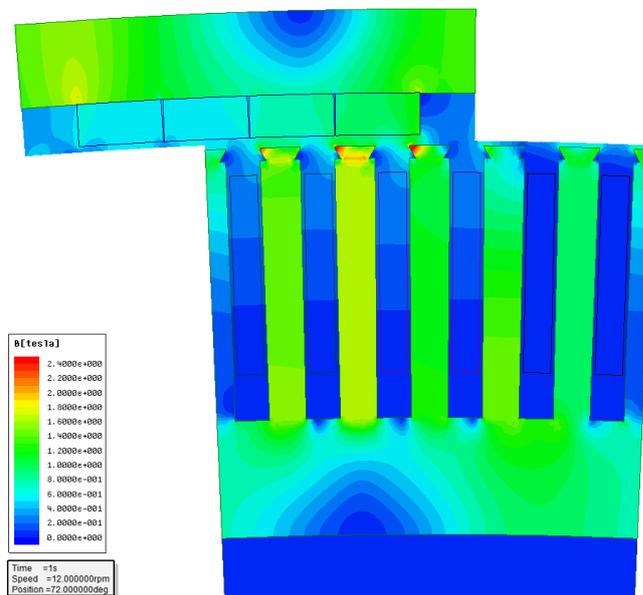


Abbildung 31: Feldverteilung Lastpunkt 3,2 MW (12 1/min) bei TCu 100°C TMag 80°C

Die Abbildungen 26 bis 31 Zeigen jeweils die unterschiedlichen Simulationsmodelle der Untervarianten 2.1 und 2.3 im Nennlastbereich und unter Leerlaufbedingungen. In den Abbildungen 27/28 und 30/31 ist die Feldverteilung gut ersichtlich. Die Variante 2.2 wurde, wie schon erwähnt, nicht durch eine Simulation gestützt. Die Ergebnisse der Detailauslegung der Dr. Braun GmbH sind in den Tabellen 6 bis 8 ersichtlich.

Var.	D _A [mm]	D _I [mm]	D _W [mm]	I _{Fe} [mm]	l _{Mag} [mm]	d _{Mag} [mm]	D _{Mag} [mm]	δ [mm]	Blechsorte	Magnet-sorte	N ₁	2p	f _N [%]	Q _{Cu} [mm ²]	Wickeldaten	R ₂₀ [Ω]	I _{ges} [mH]
2.1	5000	4870	4500	1500	1500	20	40 4M/P	5,00	M400-65A (Stator) Stahl (Rotor)	Bomatec N40UH	432	72	74,7	138,283	10 L/N, [(2*5,00mm)*(1* 14,00mm)], 9 // Gr., Sternschaltung	0,00449	2,549 aus Kurzschluss
2.2	5000	4870	4500	1500	1500	20	40 4M/P	5,00	M400-65A (Stator) Stahl (Rotor)	Bomatec N40UH	432	72	67,1	124,283	10 L/N, [(2*4,50mm)*(1* 14,00mm)], 9 // Gr., Sternschaltung	0,00500	2,434 aus Kurzschluss
2.3	5000	4870	4500	1500	1500	20	40 4M/P	5,00	M400-65A (Stator) Stahl (Rotor)	Bomatec N40UH	432	72	61,7	124,283	10 L/N, [(2*4,50mm)*(1* 14,00mm)], 9 // Gr., Sternschaltung	0,00500	2,427 aus Kurzschluss

Tabelle 6: Allgemeine Kenngrößen

Var.	U _{AL} [V]	f [Hz]	n [1/min]	D _{Mra} (Sp-Sp) [kNm]	P _{VFe} ¹ [W]	P _{VMag} [W]	P _{VTräger} [W]
2.1	909 verk. (525 Ph-0)	7,2	12	416	19155	2620	668
2.2	909 verk. (525 Ph-0)	7,2	12	416	19155	2620	668
2.3	906 verk. (523 Ph-0)	7,2	12	424	20720	2595	678

Tabelle 7: Ergebnisse im Leerlauf (20 °C)

Var.	D _M [kNm]	P _{elektr.} [kW]	n [1/min]	f [Hz]	U _{AL} [V]	I ₁ [A]	cos φ	S [A/mm ²]	P _{VCu} [W]	P _{VFe} ¹ [W]	P _{VMag} [W]	P _{VTräger} [W]	P _{Vrb} ² [W]	P _{Vges} [W]	η [%]
2.1	-2696,8	3228,3	12	7,2	659	2855	0,980	2,3	138866	24286	2270	609	0	160388	95,27
2.2	-2709,7	3228,3	12	7,2	659	2834	0,998	2,5	158061	15570	2270	609	0	176510	94,82
2.3	-2704,6	3221,5	12	7,2	659	2828	0,998	2,5	157392	16903	2173	546	0	177014	94,79

¹ Stanzkanteneffekt 2,5 ² Annahme

Tabelle 8: Ergebnisse im Arbeitspunkt (100 °C / 80 °C)

5.3 Generatorauslegung Teil 2

Rückblickend auf die 5 Basisvarianten für die 3.X MW Anlage des Nabengeneratorsprojektes, wurden auf Basis der Variante 2.3 drei weitere unterschiedliche Aluminium-Wicklungen ausgelegt. Insgesamt wurden damit 4 Varianten unterschieden.

- In der Variante 2.3.1 besteht die Wicklung aus Kupfer und stellt damit die Bezugsvariante dar. Die Paketlänge beträgt 1500 mm, siehe Tabelle 9.
- In der Variante 2.3.2 besteht die Wicklung aus Aluminium als Leitermaterial. Die Paketlänge beträgt ebenfalls 1500 mm und die weiteren geometrischen Abmessungen sind mit der Variante 2.3.1 identisch.
- In der Variante 2.3.3 besteht die Wicklung ebenfalls aus Aluminium. Weiterhin beträgt die Paketlänge 1700 mm, siehe Tabelle 9.
- In der Variante 2.3.4 besteht die Wicklung ebenfalls aus Aluminium. Neben der Paketlänge, die ebenfalls 1700 mm beträgt, wurde die Nuthöhe um 20 mm vergrößert, um mit einem größeren Aluminiumanteil die Verluste der Wicklung zu kompensieren.

Wird bei der gleichen geometrischen Abmessung eine Kupferwicklung durch eine Aluminiumwicklung ersetzt, so wird eine Gewichtseinsparung von ca. 16,6 % erreicht, siehe Tabelle 11. Der Wirkungsgrad im 50%-Teillastbereich hat mit einer Kupferwicklung (Variante 2.3.1) einen Wert von 96,47 % und mit einer Aluminiumwicklung (Variante 2.3.2) einen Wert von 95,17 %, siehe Tabelle 10. Soll im Vollastbereich der Wirkungsgrad einer Aluminiumwicklung der einer Kupferwicklung entsprechen, ist keine Gewichtseinsparung mehr zu erwarten, da mehr Aluminium eingesetzt werden muss, um den gleichen Wirkungsgrad zu erreichen. Obwohl die Aluminiumwicklung der Variante 2.3.2 einen etwas geringeren Wirkungsgrad aufweist, wurde dieses Konzept beschlossen und festgelegt, da mit diesem Material eine Gewichts- und Kosteneinsparung erreicht werden kann.

Var.	D _A [mm]	D _I [mm]	D _W [mm]	l _{Fe} [mm]	l _{Mag} [mm]	d _{Mag} [mm]	b _{Mag} [mm]	δ [mm]	Blechsorte	Magnet- sorte	N ₁	2p	f _N [%]	Q _{Cu} [mm ²]	Wickeldaten	R ₂₀ [Ω]	L _{ges} [mH]
2.3.1	5000	4870	4500	1500	1500	20	40 4M/P	5,00	M400-65A (Stator) Stahl (Rotor)	Bomatec N40UH	432	72	61,7	124,283	10 L/N, Kupfer [(2*4,50mm)*(1*14,00mm)], 9 // Gr., Sternschaltung	0,00500	2,427 aus Kurzsc hluss
2.3.2	5000	4870	4500	1500	1500	20	40 4M/P	5,00	M400-65A (Stator) Stahl (Rotor)	Bomatec N40UH	432	72	61,7	124,283	10 L/N, Alu [(2*4,50mm)*(1*14,00mm)], 9 // Gr., Sternschaltung	0,00803	2,427 aus Kurzsc hluss
2.3.3	5000	4870	4500	1700	1700	20	40 4M/P	5,00	M400-65A (Stator) Stahl (Rotor)	Bomatec N40UH	432	72	61,8	69,142	18 L/N, Alu [(1*5,00mm)*(1*14,00mm)], 18 // Gr., Sternschaltung	0,00717	2,204 aus Kurzsc hluss
2.3.4	5000	4870	4460	1700	1700	20	40 4M/P	5,00	M400-65A (Stator) Stahl (Rotor)	Bomatec N40UH	432	72	63,9	83,142	18 L/N, Alu [(1*6,00mm)*(1*14,00mm)], 18 // Gr., Sternschaltung	0,00596	2,321 aus Kurzsc hluss

Tabelle 9: Geometrische Eigenschaften der Generatorvarianten

Var.	Last [%]	D _M [kNm]	P _{elektr.} [kW]	n [1/min]	f [Hz]	U _{AL} [V]	I ₁ [A]	cos φ	S [A/mm ²]	P _{Vcu} [W]	P _{VFe} ¹ [W]	P _{VMag} [W]	P _{VTräger} [W]	P _{VRb} ² [W]	P _{Vges} [W]	η
2.3.1	100	-2704,6	3221,5	12	7,2	659	2828	0,998	2,5	157392	16903	2173	546	0	177014	94,79
2.3.1	75	-1995,1	2400	12	7,2	659	2107	0,998	1,9	87368	16903	2173	546	0	106990	95,73
2.3.1	50	-1319,9	1600	12	7,2	659	1405	0,998	1,3	38849	16903	2173	546	0	58471	96,47
2.3.2	100	-2778,1	3221,5	12	7,2	659	2828	0,998	2,5	249690	16903	2173	546	0	269312	92,29
2.3.2	75	-2035,9	2400	12	7,2	659	2107	0,998	1,9	138602	16903	2173	546	0	158224	93,82
2.3.2	50	-1338,0	1600	12	7,2	659	1405	0,998	1,3	61630	16903	2173	546	0	81252	95,17
2.3.3	100	-2738,5	3199,9	12	7,2	660	2802	0,999	2,3	218868	19290	2391	570	0	241119	92,99
2.3.3	75	-2025,7	2400	12	7,2	660	2102	0,999	1,7	123172	19290	2391	570	0	145423	94,29
2.3.3	50	-1333,6	1600	12	7,2	660	1401	0,999	1,1	54717	19290	2391	570	0	76968	95,41
2.3.4	100	-2756,4	3252,8	12	7,2	661	2844	0,999	1,9	187427	20403	2370	566	0	210766	93,91
2.3.4	75	-2009,7	2400	12	7,2	661	2098	0,999	1,4	101996	20403	2370	566	0	125335	95,04
2.3.4	50	-1328,0	1600	12	7,2	661	1399	0,999	0,9	45353	20403	2370	566	0	68692	95,88

Tabelle 10: Elektrische Eigenschaften der Generatorvarianten

		Var.	Stator- Eisengewicht G _{Fe} [kg]	Rotor- Eisengewicht G _{Fe} [kg]	Wicklungs- gewicht G _{Wick} [kg]	Magnet- gewicht G _{Mag} [kg]
Gewichtseinsparung:						
40,13 t	Bezug	2.3.1	20701	7289	9544	2592
33,48 t	-16,6 %	2.3.2	20701	7289	2895	2592
37,86 t	-5,7 %	2.3.3	23461	8261	3202	2938
40,51 t	+1 %	2.3.4	25459	8261	3850	2938

Tabelle 11: Massen der Generatorvarianten

Die Variante 2.3.1 wurde aufgrund des Kupfereinsatzes nicht weiter verfolgt. Die Varianten 2.3.3 und 2.3.4 wurden aufgrund der größeren Wicklungslänge von 1700 mm nicht weiter verfolgt. Die Variante 2.3.2 mit einer Wicklungslänge von 1500 mm wurde daher festgelegt.

5.4 Generatorauslegung Teil 3

Abschließend wurde die Variante 2.3.1 (verteilte Wicklung mit Oberflächenmagneten) mit einer Zahnspulenwicklung mit Oberflächenmagneten verglichen. Die Analyse der Zahnspulenwicklung wurde durch die Wind-direct GmbH durchgeführt.

Bei den Varianten 3.1.1 bis 3.1.3 handelt es sich um Zahnspulenwicklungen mit unterschiedlichen geometrischen Abmessungen. Durch die Zahnspulenwicklung kann die Generatorlänge auf 1200 mm reduziert werden. Dadurch lässt sich im Vergleich zur Variante 2.3.1 die Masse nochmal reduzieren und Gewicht einsparen.

Var.	Last [%]	D_M [kNm]	$P_{\text{elektr.}}$ [kW]	n [1/min]	f [Hz]	U_{AL} [V]	I_1 [A]	$\cos \varphi$	S [A/mm ²]	P_{VCu} [W]	P_{VFe}^1 [W]	P_{VMag} [W]	$P_{VTräger}$ [W]	P_{VRb}^2 [W]	P_{Vges} [W]	η [%]
2.3.1	100	-2704,6	3221,5	12	7,2	659	2828	0,998	2,5	157392	16903	2173	546	0	177014	94,79
2.3.1	50	-1319,9	1600	12	7,2	659	1405	0,998	1,3	38849	16903	2173	546	0	58471	96,47
3.1.1	100	-2591	3060	12	17,6	728	3310	0,725		130800	25600	18340	25820	0	200560	93,84
3.1.1	50	-1381	1660	12	17,6	637		0,91		32700	18700	14000	9030	0	74430	95,70
3.1.2	100	-2592	3070	12	16	732	3350	0,715		118800	23900	22680	23770	0	189150	94,19
3.1.2	50	-1359	1630	12	16	623		0,90		29700	17000	16160	10490	0	73350	95,70
3.1.3	100	2545	3010	12	15	709	3260	0,75		130800	24000	19550	15380	0	189730	94,07
3.1.3	50	-1351	1630	12	15	627		0,92		32700	17900	15180	6720	0	72500	95,70

Tabelle 12: Elektrische Eigenschaften der Generatorvarianten mit Zahnspulenwicklung

Gewichtseinsparung:		Var.	Stator-Eisengewicht G_{Fe} [kg]	Rotor-Eisengewicht G_{Fe} [kg]	Wicklungs-gewicht G_{Wick} [kg]	Magnet-gewicht G_{Mag} [kg]
40,13 t	Bezug	2.3.1	20701	7289	9544	2592
28,49 t	-29%	3.1.1	14000	5850	6440	2200
28,72 t	-28,4 %	3.1.2	14000	5850	6650	2220
28,50 t	-29 %	3.1.3	14000	5850	6450	2200

Tabelle 13: Massen der Generatorvarianten mit Zahnspulenwicklung

6 **Abschluss**

Die Zwischen- und Endergebnisse der drei Arbeitspakete wurde an die FITT gGmbH übergeben und sind in das innovative Gesamtanlagendesign eingeflossen.