



**Plausibilisierung des Ausfallrisikos von
Offshore-Netzen in der deutschen
Nordsee*¹**

Im Auftrag

Stiftung Offshore-Windenergie

Herr Kuhbier

Kaiser-Wilhelm-Str. 93

D-20355 Hamburg

Deutsche WindGuard GmbH

Oldenburger Str. 65

26316 Varel

Projektnr.: VW12021

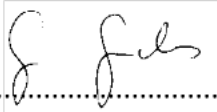
Berichtnr.: P12001-2

Plausibilisierung des Ausfallrisikos von Offshore- Netzen in der deutschen Nordsee*)

Deutsche WindGuard GmbH
Oldenburger Str. 65
26316 Varel
Tel: 04451-9515-0
Email: g.gerdes@windguard.de

Auftraggeber:	Stiftung Offshore-Windenergie Herr Kuhbier Kaiser-Wilhelm-Str. 93 D-20355 Hamburg
Kontakt:	Gerhard Gerdes
Projektnr.:	VW12021
Berichtnr.:	P12001-2
Version:	1
Datum:	21.03.2012

Erstellt von:


.....
G.Gerdes

*) Die Ausführungen in diesem Bericht beziehen sich im Wesentlichen auf das Netz in der Nordsee des Netzbetreibers TenneT. Aufgrund der Kürze der zur Verfügung stehenden Zeit konnten die Daten der Ostsee nicht ausreichend analysiert und mit dem Netzbetreiber 50hertz erörtert werden, dieser Teil wird in einer zweiten Version dieses Berichtes nachgereicht werden.

Inhalt

1	GEGENSTAND	3
2	VORGEHENSWEISE	4
3	SITUATION	6
3.1	Offshore Netzanbindung in der Nordsee	6
4	RISIKEN UND SCHADENSURSACHEN	10
4.1	Niedrige Wahrscheinlichkeit mit geringen oder mittleren Ertragsverlusten	11
4.1.1	Offshore-HGÜ-Station	11
4.1.2	Onshore-HGÜ-Station	11
4.1.3	Kabel	12
4.2	Niedrige Wahrscheinlichkeit mit hohen Ertragsverlusten	12
4.2.1	Offshore-HGÜ-Station	12
4.2.2	Onshore-HGÜ-Station	13
4.2.3	Kabel	13
4.2.4	Kombiniertes Risiko	14
4.3	Mittlere Wahrscheinlichkeit mit niedrigem Ertragsverlust	15
4.3.1	Offshore-HGÜ-Station	15
4.3.2	Onshore-HGÜ-Station	17
4.3.3	Kabel	17
4.4	Mittlere Wahrscheinlichkeit mit hohem Ertragsverlust	18
4.4.1	Offshore-HGÜ-Station	18
4.4.2	Onshore-HGÜ-Station	18
4.4.3	Kabel	19
4.5	Hohe Wahrscheinlichkeit mit niedrigem Ertragsverlust	19
4.5.1	Offshore-HGÜ-Station	19
4.5.2	Onshore-HGÜ-Station	19
4.5.3	Kabel	20
4.6	Hohe Wahrscheinlichkeit mit mittleren oder hohen Ertragsverlusten	20
4.6.1	Offshore-HGÜ-Station	20
4.6.2	Onshore-HGÜ-Station	21
4.6.3	Kabel	21
5	VERSICHERUNG DES BETRIEBS	22
6	ANALYSE DER HÄUFIGKEIT UND HÖHE VON SCHÄDEN	25
6.1	Risiken vor erweiterten Schadensminderungsmaßnahmen	25
6.2	Risiken nach erweiterten Schadensminderungsmaßnahmen	28
7	ZUSAMMENFASSUNG	31
8	ANHANG	35

1 Gegenstand

Aufgabe war die Plausibilisierung des Ausfallrisikos der in der deutschen Nord- und Ostsee für die Anbindung von Offshore-Windparks geplanten Offshore-Netze. Grundlage waren die vom Versicherungsmakler Marsh und den Netzbetreibern TenneT und 50hertz erstellten Matrizen. Gegenstand war ausschließlich die Bewertung des Risikos der Offshore-Netze durch Betriebsunterbrechung, nicht die der Sachschäden an sich. Weiterhin beziehen sich die Risiken ausschließlich auf den Betrieb der Netze, nicht aber auf ihre Installation; eine Ausnahme bildet lediglich der Sonderfall der Gefährdung einer inbetrieb befindlichen Anlage durch die Installation von neuen Nachbaranlagen.

Aufgrund der Kürze der zur Verfügung stehenden Zeit konnten die Daten der Ostsee nicht ausreichend analysiert und mit dem Netzbetreiber 50hertz erörtert werden, diese Betrachtung wird in Kürze nachgereicht. Daher beziehen sich derzeit die Ausführungen in diesem Bericht im Wesentlichen auf das Netz in der Nordsee des Netzbetreibers TenneT.

2 Vorgehensweise

Die von Marsh erstellte und zur Verfügung gestellte Tabellenstruktur enthält Angaben zur groben Einteilung der Eintrittswahrscheinlichkeit (niedrig, mittel hoch), Ausfalldauer, Managementmaßnahmen, Kosten für Ertragsverluste und Beschreibung der Maßnahmen für den Ausfall jedes der geplanten Netze und ihrer einzelnen Komponenten. Von TenneT waren diese Tabellen sorgfältig und umfangreich ausgefüllt worden

Die wesentliche Aufgabe bestand darin, die Dauer des Ausfalls und die Eignung der Maßnahmen zur Instandsetzung auf Plausibilität zu prüfen sowie die Wahrscheinlichkeit für den Eintritt des Schadens quantitativ erfassbar zu machen. Gemeinsam mit dem Netzbetreiber TenneT wurden in mehreren Arbeitsgesprächen daher die Ausfälle und die geplanten regulären Maßnahmen detailliert analysiert. Es wurden dann die Eintrittswahrscheinlichkeiten jeweils mit einem durchschnittlichen und maximalen Wert beziffert ebenso wie die Dauer der Maßnahmen bis zur Wiederinbetriebnahme des Systems. Aus der Dauer der maximalen Stillstandzeit während der Reparatur wurde die entsprechende Schadenshöhe resultierend aus dem Ertragsausfall ermittelt. Bei einer Einspeisevergütung von 0,19 €/kWh (EEG, inkl. Sprinterbonus) und getrennten Annahmen der Auslastung in Nord- und Ostsee entstehen je 1 GW installierte Leistung folgende Ertragsausfälle:

	Volllaststunden	Ertrag je 1 GW installierte Leistung und Jahr
Nordsee	4'000 h/a	760 Mio. €
Ostsee	3'800 h/a	722 Mio. €

Es ist anzumerken, dass die Maßnahmen zur Schadensminderung in zwei Stufen eingeteilt wurden. Die in der ersten Stufe aufgeführten Maßnahmen zur Wiederinstandsetzung nach Auftreten eines Schadens beschränken sich auf Maßnahmen, die nach dem derzeitigen Stand der Regeln der Bundesnetzagentur umlagefähig sind. Da die Netznutzungsentgelte so ausgestaltet sind, dass sie bei der derzeitigen Definition der umlagefähigen Kosten eine auskömmliche wirtschaftliche Situation des Netzbetreibers ermöglichen sollen, ist im Fall großer Schadensfälle in den Offshore-Netzen zu prüfen, ob eine Anerkennung weiterer, vorausschauender Maßnahmen durch die Bundesnetzagentur erforderlich ist, um mögliche Schadenssummen zu verringern. In einem weiteren Schritt wurden daher für eine zweite Stufe der Schadensminderung Maßnahmen zur Instandsetzung geprüft, die zum Teil eine deutliche Reduzierung der Schadenssummen bedeuten.

Diese erweiterten Schadensminderungsmaßnahmen werden in Abschnitt 6 beispielhaft dargestellt. Die Auswirkungen dieser zweiten Stufe der Schadensminderungsmaßnahmen auf die Reparatur- und Stillstandsdauer wurden dann analog zur Vorgehensweise im ersten Schritt der Analyse wiederholt, im Resultat ergeben sich somit reduzierte Schadenshöhen, siehe Abschnitt 6.2.

Die gemeinsam erarbeitete Analyse wurde von einem Spezialisten der Versicherungsgesellschaft Codan zeitweise begleitet und als stichhaltig bewertet. Codan hat bereits weitreichende Erfahrung in der Versicherung von Offshore-Windenergie-Projekten gewonnen.

Die Analyse wurde für die Netzanbindung in der Ostsee aus zeitlichen Gründen nicht vollständig durchgeführt. Die Struktur der Anbindung unterscheidet sich hier, siehe Abschnitt 3, ebenso wie der Ansatz von 50hertz bezüglich erweiterter Schadensminderungsmaßnahmen.

3 Situation

3.1 Offshore Netzanbindung in der Nordsee

Die Planung in der Nordsee sieht bezüglich der Netzanbindung der Offshore-Windparks (OWPs) eine Zusammenfassung mehrerer Windparks in sog. Clustern vor. Im Gegensatz zur Realisierung des ersten Vorhabens, alpha ventus, und der Planungen in der Ostsee wird hier die Leistung mehrerer OWPs gebündelt und über eine gemeinsam Leitung an Land geführt. Weiterhin wird die Übertragung an Land nicht mehr mit Wechselstrom- sondern mit Gleichstrom-Systemen durchgeführt.

Basis der Gleichstrom-Technologie ist die sog. Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) mit Transistortechnik. Diese Technologie ist zwar schon seit vielen Jahren im Einsatz, allerdings übertrifft die derzeitige Planung die bislang realisierten Systeme in Anzahl, Übertragungskapazität und Kabellängen bei weitem. Die Cluster-HGÜ-Technologie erlaubt die Übertragung der Offshore-Erzeugung mit hoher Effizienz und Konzentration und vermeidet eine große Anzahl von Einzel-Windpark-Anbindungen.

Eine Übersicht über die geplanten und bereits betriebenen OWP-Netzanbindungen in der Nordsee geben Tabelle 1 und Abbildung 1. Die maximale Leistung einer OWP-Cluster-Leitung bzw. Station beträgt hier 900 MW (Dolwin 1). Da die Cluster-Leitungen an Land nur an drei Standorten gebündelt werden, betrüge im Komplettausfall eines dieser Standorte die wegfallende Leistung maximal 2600 MW.

Die Anbindung der OWPs in der Ostsee wird laut Planung ausschließlich mit Wechselstromsystemen realisiert werden. Diese werden ebenfalls zu mehreren Clustern zusammengefasst. Eine Übersicht über die geplanten und bereits betriebenen OWP-Netzanbindungen in der Ostsee geben Tabelle 2 und Abbildung 2. Die maximale Clusterleistung beträgt hier 800 MW.



Abbildung 1: Geplante und bestehende Netzanbindungstrassen und Stationen von OWPs in der Nordsee. Der Abstand der Kabel beträgt Offshore 100m untereinander, die Verlegetiefe im Verkehrstrennungsgebiet beträgt 5m.

UW Onshore	Leistung [MW]	Cluster	Leistung HGÜ [MW]	Status	Länge- Export- Kabel	Status	Windpark
Büttel	2130	SylWin1	864	Errichtung 2014	205 KM (45 L & 160 O)	im Bau von 2012-2014 Kabel im Bau seit 2011	Dan Tysk Butendiek Sandbank 24
		HelWin1	576	im Bau bis 2013	130 KM (45 L & 85 O)	im Bau bis 2013	Meerwind Süd Meerwind Ost Nordsee Ost
		HelWin 2	690	im Bau bis 2013	130 KM (45 L & 85 O)	im Bau bis 2015	Amrumbank West
Diele	1200	BorWin1	400	in Betrieb	200 KM (75 L & 125 O)	in Betrieb	Bard 1
		BorWin2	800	in Bau	200 KM (75 L & 125 O)	Erweiterung im Bau	Global Tech 1 Veja Mate
Dörpen West	2600	Dolwin1	800	im Bau	165 KM (90 L & 75 O)	Erweiterung im Bau bis 2013	Borkum West II 1. Ausbaustufe Borkum West II 2. Ausbaustufe MEG Offshore I Borkum Riffgrund 1
		DolWin2	900	im Bau	135 KM (90 L & 45 O)	Bau bis Frühjahr 2015	Gode Wind II
		Dolwin3	900	geplant 2014+		in Verhandlung	Borkum Riffgrund 1 Borkum Riffgrund 2 <i>Borkum Riffgrund West</i>
		Borwin3		geplant 2014+		in Planung	<i>EnBW Hohe See Deutsche Bucht ?</i>
Hagermarsch (110kV)	60				66 KM (6 L & 60 O)	in Betrieb 2009	Alpha Ventus
Emden/Borbum (155kV)	108				80 KM (30 L & 50 O)	im Bau bis Ende 2012	Riffgat
Innhausen	111				30 KM	in Planung	Nordergründe
Trasse Norderney	2960						

Tabelle 1: Cluster und Einzellösungen der Netzanbindung in der Nordsee. Die OWPs alpha ventus, Riffgat und Nordergründe werden einzeln über Wechselstromsysteme angebunden, während die Nordsee-Cluster alle auf HGÜ-Technologie basieren werden. Die Cluster werden zu nur drei Stationen an Land geführt -Büttel, Diele und Dörpen- die über Leistungen im GW-Bereich verfügen werden.



Abbildung 2: Geplante und bestehende Netzanbindungstrassen und Stationen von OWPs in der Ostsee. Der Abstand der Kabel beträgt offshore ca. 35 m.

UW Onshore	Leistung [MW]	Cluster	Länge-Export-Kabel	Status	Windpark
Bentwisch	336	Baltic	77 KM (16 L & 61 O)	in Betrieb 2011	Baltic I
			137 KM (16 L & 121 O)	im Bau bis 2013	Baltic II
Lubmin	800	NN	93 KM (3 L & 90 O)	in Planung	Arkona-Becken Südost
			93 KM (3 L & 90 O)	in Planung	Wikinger
Lüdershagen	350	NN	98 KM (66 L & 32 O)	in Planung	Arcadis Ost 1

Tabelle 2: Cluster und Einzellösungen der Netzanbindung in der Ostsee. Alle OWPs werden über Wechselstromsysteme angebunden.

4 Risiken und Schadensursachen

Die Bereiche, in denen Risiken beim Betrieb der Offshore-Netze auftreten können, gliedern sich in folgende Risikobereiche:

- Onshore-HGÜ-Stationen
- Offshore-HGÜ-Stationen
- Kabel
- Kombinierte Risiken / Kumulrisiken

Die in diesen Bereichen durch Ertragsverlust bei Netzausfall entstehenden Schäden wären in ihrer Auswirkung unterschiedlich. Bei Ausfall einer Offshore-HGÜ-Station oder eines Kabel würde ein OWP-Cluster entfallen, die maximale entfallende Leistung betrüge somit 900 MW, dies gilt z.B. für Dolwin 1. Bei Ausfall einer Onshore-HGÜ-Station wäre diese Leistung beträchtlich höher, da in diesem Fall gleichzeitig mehrere Cluster betroffen wären, im Fall von Dörpen West betrüge die nicht eingespeiste Leistung maximal 2600 MW.

Die Ursachen für das Auftreten von Ausfällen, die Schäden in Form von Ertragsausfällen nach sich ziehen, sind folgende Ursachenbereiche:

- Naturkatastrophen
- Interne Ursachen (Komponentenversagen, Fehler im Messsystem, Designfehler)
- Externe Ursachen

Zu den Naturkatastrophen werden Ereignisse wie Blitzeinschlag, Überflutung (Onshore-HGÜ-Stationen), Sturm sowie Wellen größer als die Jahrhundertwelle (Offshore) gezählt. Als interne Ursachen werden das Versagen im Wesentlichen elektrischer Komponenten und Bauteile gesehen. Externe Ursachen beziehen sich auf Kollision von Schiffen oder Hub-schraubern mit den Plattformen, Beschädigung von Kabeln durch Schiffsverkehr, Ankern oder Arbeiten auf See sowie höhere Gewalt wie Terroranschläge, Krieg oder Sabotage.

In den folgenden Abschnitten dieses Kapitels werden mögliche Schäden dargestellt. Die in den Tabellen aufgeführten Schadensursachen entstammen den von Marsh und TenneT aufgestellten Risikomatrizen.

Relevant für die Beurteilung von Schäden und ihrer Versicherbarkeit ist außer der Höhe des eintretenden finanziellen Schadens die Wahrscheinlichkeit, mit der dieser Schaden eintreten kann. Schadenshöhe und Eintrittswahrscheinlichkeit sind entscheidende Parameter bei der Festlegung von Versicherungsprämien, Schadensobergrenzen, Selbstbehalte und generell der Versicherbarkeit.

Zur Bewertung der Eintrittswahrscheinlichkeiten wurde die Wahrscheinlichkeit, dass ein Ereignis alle x Jahre einmal eintritt, beziffert und anschließend in die Kategorien niedrig, mittel und hoch eingruppiert. Hierbei bedeutet:

- niedrig, dass ein Ereignis äußerst selten bis maximal einmal im Betriebszeitraum eintritt,
- mittel, dass ein Ereignis einmal bis maximal zweimal im Betriebszeitraum eintritt, sowie
- hoch, dass ein Ereignis mehr als zweimal oder wesentlich häufiger im Betriebszeitraum eintritt.

Als Betriebszeitraum wurde für diese Untersuchung ein Zeitraum von 30 Jahren angesetzt, in der die Offshore- und Onshore-HGÜ-Stationen und Kabel betrieben werden.

Diese Bewertungen beruhen auf Annahmen, die zusammen mit den beteiligten Parteien getroffen wurden und als erste Beurteilung der Eintrittswahrscheinlichkeiten als sinnvoll erachtet wurden. Es wurden ausschließlich Schadensereignisse betrachtet, die mit gravierenden Ausfallzeiten einhergehen. Ereignisse mit kurzer Unterbrechung wurden weder einzeln noch kumuliert betrachtet.

Die Schadensursachen werden im Folgenden entsprechend der Wahrscheinlichkeit ihres Eintretens sowie der angenommenen maximalen Höhe der entstehenden Betriebsverluste eingeordnet.

4.1 Niedrige Wahrscheinlichkeit mit geringen oder mittleren Ertragsverlusten

4.1.1 Offshore-HGÜ-Station

Natural Disaster	Extreme Weather: Thunder, Lightning	lightning and simultaneous failure of surge arrester
------------------	-------------------------------------	--

Für Offshore-HGÜ-Stationen gibt es im Bereich der niedrigen Wahrscheinlichkeit bei gleichzeitig geringen Ertragsverlusten lediglich einen durch Blitzeinschlag verursachten Schaden, der kurzfristig behebbar ist und somit nur einen geringen Ertragsverlust zur Folge hat.

4.1.2 Onshore-HGÜ-Station

Natural Disaster	Lightning	Damage due to lightning: no major damage expected;
------------------	-----------	--

Für Onshore-HGÜ-Station sind nur geringe Schadensereignisse mit niedriger Wahrscheinlichkeit bei geringem Ertragsverlust vorhanden. Blitzschäden werden in der Regel schnell behebbar sein.

4.1.3 Kabel

Physical damage external	digging works	
Physical damage internal	Other: overheating; 2K-criteria	Overheating in cable ducts (Norderney, Ems, Nordostseekanal, dikes, J-Tubes); authority approvals require compliance with 2K-criteria; wrong dimensioning of ducts or missing bentonite

Im Bereich der niedrigen Wahrscheinlichkeit bei gleichzeitig geringen Ertragsverlusten gibt es für Kabel nur wenige Schäden, hervorgerufen durch ein externes (z. B. Baggerarbeiten) und ein internes Problem, das sich durch eine zu starke Erwärmung der Kabel ergeben kann, u. a. bei den im Kabelgraben von Norderney gebündelten Kabeln.

4.2 Niedrige Wahrscheinlichkeit mit hohen Ertragsverlusten

4.2.1 Offshore-HGÜ-Station

Natural Disaster	High waves (higher than design)	structure could be heavily damaged or weakened and has to be replaced
Physical damage external	helicopter crash on helideck/platform	difficult weather conditions; negligent helicopter handling; fire and structural damage; bodily injuries
Physical damage external	damage of platform while installation of neighbour platform	close locations due to later possibility of connections
Physical damage external	Collision with ship / other platform (during transport and installation)	difficult weather conditions; negligent ship handling; fire and structural damage; bodily injuries
Physical damage internal	aux. power supply (emergency and maintenance) - Diesel generator	fire explosion, gasoline tanks Not relevant, because diesel is not running during normal operation

Hohe Ertragsverluste ergeben sich an Offshore-HGÜ-Stationen bei dem Auftreten von sehr hohen Wellen, bei externen Ursachen wie Kollision von Schiffen oder Helikoptern, Schäden während der Installation der Nachbarplattform sowie bei internen Schäden bei einer Gastankexplosion o.ä. auf der Plattform. Diese Schäden haben jedoch alle eine niedrige Eintrittswahrscheinlichkeit.

4.2.2 Onshore-HGÜ-Station

Natural Disaster	Flood	Siehe 4.2.4
Natural Disaster	Storm	Damage due to storm: damage of building roofs (leading to water damages in buildings and electrical equipment inside) and AC system (by flying material); no electrical damage to early switch off of the system; damage of overhead line insulator (conductors fall on the bus bar)
Physical damage external	Sabotage, terror, war	intruders, steel of copper, storage materials, PC, frustrated employees; easy to sabotage, substations out of inhabited areas, radioactivity, existing wind farm, substation real estate was part of pre planning by OWF planner

Die höchsten Ertragsverluste sind an Onshore-HGÜ-Stationen bei Schäden durch Naturkatastrophen oder durch höhere Gewalt zu erwarten, jedoch mit einer äußerst niedrigen Eintrittswahrscheinlichkeit. Diese gravierenden Ausfälle treten allerdings nur auf, wenn die an einem Standort vorhandenen HGÜ-Systeme der verschiedenen Cluster gleichzeitig betroffen sind.

4.2.3 Kabel

Physical damage internal	flash through at gas pipeline crossings	after 24 months period
--------------------------	---	------------------------

Es wird angenommen, dass Kabel einer relativ hohen Gefahr durch Ankern oder andere mechanische Beschädigungen betroffen sein werden. Eine niedrige Eintrittswahrscheinlichkeit wird jedoch dem Eintreten eines Schadens durch Fehler in der Verlegung der Kabel bei Kreuzung einer Gaspipeline zu gebilligt. Ein solcher Schaden wäre für den Netzbetreiber allerdings nur haftungsrelevant, sollte er nach einem Ablauf von 24 Monaten nach Installation eintreten, da ansonsten die installierenden Unternehmen haften müssten.

4.2.4 Kombiniertes Risiko

Natural Disaster	Lightning, Storm, Flood, earthquake	Damage due to flooding of the area results in a complete fault for the HVDC station. (both transformers are damaged, transformers have the longest lead time; repair of transformer or order and production of new one)
Natural Disaster	high waves (higher than design) could hit two neighbouring HVDC stations at one time	structure could be weakened and has to be replaced
Physical damage external	Ship collision with two neighbouring HVDC stations at one time	Dolwin 1 & 3 (1,7 GW) are 40m apart of each other, connected via a bridge
Physical damage external	Combined trench (Dörpen and Diele both use the Nordeney route, 2.96 GW); Affects Borwin 1 & 2, Dolwin 1 & 2, Alpha Ventus;	Norderney, fire in the cable duct
Physical damage external	Combined trench in traffic zone (2.9 GW); Affects Borwin 1 & 2, Dolwin 1 & 2, Alpha Ventus;	Emergency anchoring, all cables are hit, even if 5m deep and with 100m distance between each other

Die höchsten Ertragsverluste in den Offshore-Netzen sind bei kumulierten Schäden zu erwarten, sowohl bei den Onshore-HGÜ-Stationen, Offshore-HGÜ-Stationen als auch den Kabeln. Diese kumulierten Risiken weisen jedoch eine äußerst niedrige Eintrittswahrscheinlichkeit auf. Diese gravierenden Ausfälle treten auf, wenn die an einem Standort vorhandenen HGÜ-Systeme oder Kabel innerhalb einer Trasse der verschiedenen Cluster gleichzeitig betroffen sind.

Im Fall der Onshore-HGÜ-Stationen kann dies u.a. bei einer Überflutung durch Hochwasser der HGÜ-Systeme am Standort Büttel der Fall sein. Der Standort liegt nahe der Elbe, bei einer Überflutung würden die HGÜ-Systeme aller drei angeschlossenen OWP-Cluster betroffen sein.

Kritisch für Offshore-HGÜ-Stationen wäre ein Schadensereignis, das zwei eng beieinander stehende Plattformen beträfe. Die Stationen Dolwin 1 & 3 liegen nur 40 m auseinander und

sind mit einer Brücke verbunden. Die Kollision eines großen Schiffes könnte in diesem Fall beide Plattformen treffen, ebenso das Eintreten einer über die Auslegungswellenhöhe hinausgehende Welle. Eine Leistung von 1,7 GW würde über eine lange Zeit entfallen, sollten beide Plattformen gleichzeitig in Werften instandgesetzt werden müssen.

Ein ebenfalls hohes Schadensniveau bei geringer Eintrittswahrscheinlichkeit entsteht für die Kabel. Da diese, aus Gründen des Umwelt- und Naturschutzes bzw. der Sicherheit im Schiffsverkehr, in wenigen Trassen mit relativ geringem Abstand zu einander verlegt sind, ergibt sich die Gefahr, dass bei einer Notankerung großer Schiffe im Verkehrstrennungsgebiet mehr als nur ein Kabelpaar betroffen sein könnte. Die Verlegetiefe der Kabel auf Verkehrsrouten beträgt zwar 5 m und der Abstand zwischen den Kabelpaaren ist mit 100 m nicht sehr eng bemessen, aber dennoch ist mit bei großen Schiffen mit einer hohen Eindringtiefe des Ankers und mit einem längeren Bremsweg und somit der gleichzeitigen Beschädigung mehrerer Kabel zu rechnen. Hinzu kommt die Tatsache, dass ein Freispülen selbst tiefer gelegener Kabel oder die durch eine mögliche Sandverlagerung sich ergebende Verringerung der Lagetiefe die Gefahr einer Beschädigung erhöhen.

Eine Verringerung der langen Ausfallzeiten ist durch das Vorhalten von Ersatzkomponenten zu erreichen. Für die Onshore-HGÜ-Stationen sollten alle Komponenten, die eine längere Lieferzeit als 6 Monate besitzen, als Ersatzteile vorrätig sein. Eine Vereinheitlichung der verschiedenen HGÜ-Systeme, bzw. die ihre Austauschbarkeit könnte an dieser Stelle die Kosten für die Vorhaltung der Ersatzsysteme deutlich reduzieren.

4.3 Mittlere Wahrscheinlichkeit mit niedrigem Ertragsverlust

Schäden mit mittlerer oder hoher Wahrscheinlichkeit liegen ausschließlich im Bereich der internen oder externen Ursachen, Naturkatastrophen spielen hier keine Rolle.

4.3.1 Offshore-HGÜ-Station

Physical damage internal	GIS System	Explosion in SF6 chamber; Short circuit Lightening strike; A new disconnecter has to be purchased in case of explosion. The design is special and delivery will probably take a few weeks. Probably other items will be destroyed too. There are some spare parts. In case of explosion, objects will be spread a few hundred meters away
Physical damage internal	control, protection, metering	fire in cubicles; flammable cabling and devices, all plastic

Physical damage internal	Wall bushings	short circuit due to insulation failure
Physical damage internal	Damage of bus bar on 400kV AC (connection to DC converter)	interruption, short circuit, ground contact; No redundancy: Failure would shut down both converter/transformer lines.
Physical damage internal	failure (without damage): current measuring device (optical device)	unobtained / erroneous measurement by isolation failure; replacement necessary
Physical damage internal	failure (without damage): direct current measuring devices	no or erratic input; transducer failure
Physical damage internal	in main component/ long lead time: transformer	Fire and total damage of the transformer: (flash over of oil and ignition because of short circuit; Electrical failures due to degrade of insulation property or lightning)
Physical damage internal	transformer	failure on tap changer (lightning/spark in tap changer)
Physical damage internal	single phase reactors	short circuit; failure in reactors/inside windings; high humidity; waves vibrations; salty environment
Physical damage internal	single phase reactors	arcing inside reactor causing breakage and oil spill to surroundings
Physical damage internal	transformer	arcing inside reactor causing breakage and oil spill to surroundings

Es wird angenommen, dass Ereignisse mit mittlerer Wahrscheinlichkeit bei niedrigen Ertragsverlusten bei Offshore-HGÜ-Stationen nur im Bereich interner Fehler auftreten. Diese werden hauptsächlich durch Schäden an den elektrischen Komponenten der HGÜ-Station hervorgerufen. Es wird davon ausgegangen, diese Fehler bei Vorhalten der entsprechenden Ersatzteile in der Regel schnell zu beheben sind.

4.3.2 Onshore-HGÜ-Station

Physical damage internal	failure (without damage): current measuring device (optical device)	unobtained / erroneous measurement by isolation failure; replacement necessary
Physical damage internal	failure (without damage): direct current measuring devices	no or erratic input; transducer failure
Physical damage internal	control, protection, metering	fire in cubicles; flammable cabling and devices, all plastic
Physical damage internal	GIS System	pressure fall due to leakage, damaged seal, vibration
Physical damage internal	Failure in reactors	fire / explosion, oil leakage, arc due to electrical failure; due to noise reduction reactors are inhouse (dismantling necessary); shut down for repair; system can run with one side compensation (on lower level)
Physical damage internal	Cable termination	
Physical damage internal	transformer	failure on tap changer (lightning/spark in tap changer)
Physical damage internal	transformer oil expansion tank	oil leak from expansion tank or pipe --> will not shut down immediately but for repair shut down is required

Bei den Offshore-HGÜ-Stationen gilt das Gleiche wie bei den Onshore-HGÜ-Stationen, auch hier werden vermutlich Schadensereignisse mit mittlerer Wahrscheinlichkeit bei niedrigen Ertragsverlusten nur durch interne Fehler hervorgerufen, die die alle durch Schäden an den elektrischen Komponenten der HGÜ-Station verursacht werden.

4.3.3 Kabel

Physical damage internal	flash trough in cable crossing Norderney (cable ducts)	close proximity to other power cables in duct; cumulated risk: maximum 2 HGÜ cables: 1,8 GW; difficult fault diagnostics
------------------------------------	--	---

Physical damage internal	end connection	failure on cable end in GIS from reactor, in GIS from sea, in reactors on cable end sealing/cable termination, repair time 30% higher than Onshore (weather risk)
Physical damage external	land cables HDD	small cables areas due to preplanning and authority approvals; distances lower than 2m

Eine mittlere Eintrittswahrscheinlichkeit ergibt sich für Kabel hauptsächlich durch interne Ursachen, wie die Nähe der Kabel zueinander in den Kabeldurchführungen (Norderney) und in der Anbindung in den Stationen. Da die Orte dieser Fehler schnell zu lokalisieren sind, kann der entstehende Schaden relativ gering gehalten werden.

4.4 Mittlere Wahrscheinlichkeit mit hohem Ertragsverlust

4.4.1 Offshore-HGÜ-Station

Physical damage internal	in main component/ long lead time transformer	
Physical damage internal	aux. power supply - transformer	mechanical failure; contamination

Bei Fehlern mit mittlerer Wahrscheinlichkeit, die einen hohen Ertragsverlust mit sich bringen, handelt es sich um interne Schäden am Transformator. Die Höhe der Ertragsverluste entsteht unter der Annahme, dass kein Ersatztransformator vorhanden ist. Die Beschaffung und Installation eines geeigneten Transformators kann im ungünstigsten Fall 24 Monate betragen.

4.4.2 Onshore-HGÜ-Station

Physical damage internal	in main component/ long lead time: transformer	Fire and total damage of the transformer: (flash over of oil and ignition because of short circuit; Electrical failures due to degradation of insulation or lightning)
-----------------------------	--	--

Bei den Onshore-HGÜ-Stationen haben Schäden mit hohem Ertragsverlust bei mittlerer Wahrscheinlichkeit ebenfalls ihre Ursache in Fehlern am Transformator.

4.4.3 Kabel

Physical damage internal	short-circuit or insulation damage ONSHORE	including failures due to cable joints; difficult fault diagnostics
Physical damage internal	short-circuit or insulation damage OFFSHORE	including failures due to cable joints; difficult fault diagnostics

Schäden an Kabeln, die auf fehlerhafte Verbindungsmuffen im laufenden Kabel entstehen, sind mit einer mittleren Wahrscheinlichkeit zu erwarten. Diese Muffen werden während des Herstellungsprozesses zur Verbindung von Kabelsegmenten eingesetzt. Fehler im späteren Betrieb können an irgendeiner dieser Muffen entlang der verlegten Kabel entstehen. Diese zu lokalisieren ist sehr aufwendig, die Technologie zur Fehlersuche in Gleichstromkabeln mit der verwendeten Übertragungskapazität und technischen Eigenschaften der XLPE-Kabel ist nicht ausgereift und muss noch weiter entwickelt werden. Zusätzlich kann die Fehlersuche durch ungünstige Wetter- und Wellenbedingungen erschwert werden. Es ist daher mit längeren Ausfallzeiten und entsprechend hohen Ertragsverlusten zu rechnen.

4.5 Hohe Wahrscheinlichkeit mit niedrigem Ertragsverlust

4.5.1 Offshore-HGÜ-Station

Physical damage external	damage of installed components on OWF platform by work upon (Tätigkeitsschäden)	reactors, secondary equipment on OWF platform installed in yard, unskilled staff; theft of tools and materials in yard
Physical damage internal	failure (without damage): reactors (smoothing AC voltage)	major failure mode, e. g. insulation failure, fatigue

Fehler mit hoher Wahrscheinlichkeit und niedrigem Ertragsverlust können intern sowie extern auftreten, durch entstehende Schäden während Arbeiten am OWP oder durch Fehler an elektrischen Komponenten der Station.

4.5.2 Onshore-HGÜ-Station

Physical damage internal	transformer	bushing rupture, insulation failure and spark --> oil spill, shutdown of link
------------------------------------	-------------	---

Physical damage internal	failure (without damage): reactors (smoothing AC voltage)	major failure mode, e. g. insulation failure, fatigue
Physical damage internal	Failure: Reduction of feed- in capacity by network operator to ensure grid stability or due to overload onshore	onshore grid development delayed due to long time approval processes for overhead lines

Eine hohe Wahrscheinlichkeit von Fehlern, die nur einen geringen Ertragsverlust an Onshore-HGÜ-Stationen hervorrufen, können internen Schäden an elektrischen Komponenten (z.B. Transformator) zugeordnet werden. Fehler durch Blitzeinschläge werden als vernachlässigbar angesehen, da umfassende Blitzschutzeinrichtungen vorhanden sein werden.

4.5.3 Kabel

Physical damage internal	Series fault risk: manufac- turing failure	fabrication failure
Physical damage internal	Series damage risk: Design failure of cable parts	design failure, single HVDC

Eine relative hohe Wahrscheinlichkeit von Fehlern wird für das Auftreten von Design oder Herstellungsfehlern einzelner Kabel angenommen. Eine der wesentlichen Ursachen kann hier in den Typentests der Kabel liegen, die aufgrund der begrenzten Umsetzungszeit der Netzinfrastruktur nicht vor, sondern parallel zur Installation der Kabel durchgeführt werden. Diese Fehler können somit erst im Betrieb festgestellt werden. Wenn davon ausgegangen wird, dass das defekte Kabel bis zum Austausch weiterbetrieben werden kann, ist der Ertragsausfall auf die relativ kurze Zeit des Anschlusses des neuen Kabels zu begrenzen.

4.6 Hohe Wahrscheinlichkeit mit mittleren oder hohen Ertragsverlusten

4.6.1 Offshore-HGÜ-Station

Schäden mit hoher Wahrscheinlichkeit und hohem Ertragsverlust sind an Offshore-HGÜ-Stationen nicht zu erwarten. Entscheidend ist eine vorausschauende, umfangreiche Ersatzteilbevorratung.

4.6.2 Onshore-HGÜ-Station

Fehler mit hoher Wahrscheinlichkeit und hohem Ertragsverlust werden bei Onshore-HGÜ-Stationen als nicht wahrscheinlich angesehen. Häufige Fehler, die in den elektrischen Bauteilen entstehen können, gelten als relativ schnell instandsetzbar und haben somit nur kurze Ausfallzeiten.

4.6.3 Kabel

Physical damage external	Risk of damage during Jackup barge campaign or other repair works (e.g. crane operations) or fishing	trawl fishing in combination with exposed cable areas; repair works on platform (jack up system; dropped objects from crane operations)
Physical damage external	Risk of damage works for following projects or works in OWF	parallel cable routes and compulsion points at beach landings or in OWF areas
Physical damage internal	Cable laying caused damage to cable	
Physical damage external	Risk of damage during (emergency) anchoring	

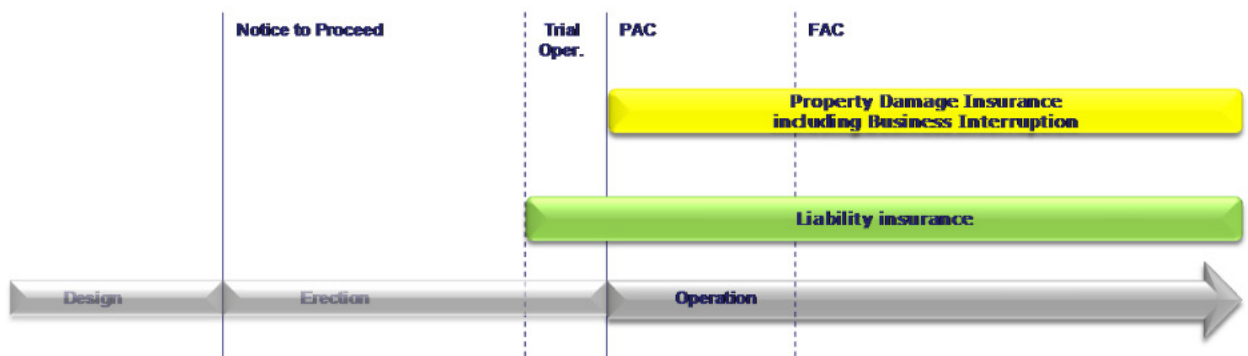
Die Wahrscheinlichkeit für die Beschädigung von Seekabeln durch Seefahrzeuge ist derzeit bei bestehenden Kabelverbindungen nicht extrem hoch. Gleichwohl wird die Dichte, mit der eine vergleichsweise große Zahl von Kabeln durch die Schifffahrtszonen und angrenzende Gebiete geführt werden, auf den Kabeltrassen hoch sein. Es besteht daher die Möglichkeit einer erhöhten Wahrscheinlichkeit für die Beschädigung der Kabel, vor allem, wenn anzunehmen ist das Kabel freigespült werden könnten.

Als Annahme im vorliegenden Bericht wird daher davon ausgegangen, dass bei Kabeln Schäden durch externe Einflüsse mit relativ hoher Wahrscheinlichkeit zu erwarten sind. Arbeiten an Offshore-Plattformen oder Windenergieanlagen können diese Beschädigungen eines Kabels verursachen, ebenso wie Installationsarbeiten an neu zu errichtenden OWPs. Die Beschädigung durch Notankerungen, siehe Abschnitt 4.2.4, oder durch Trawlfischer im Fall freigespülter Kabel sind ebenfalls relativ häufig zu erwarten.

Für die Verringerung der Ausfallzeiten und der Schadensvolumina ist es unbedingt erforderlich, dass die Netzbetreiber sich über Verträge die kurzfristige Verfügbarkeit von Kabellegern und Kabellegerteams sichern. Der Vorteil der Beschädigung durch Schiffe gegenüber technischen Defekten im Kabel, z.B. durch Herstellungsmängel, liegt in der Tatsache, dass der Ort des Schadens in der Regel bekannt sein wird und eine langwierige Suche entfällt.

5 Versicherung des Betriebs

Für den Betrieb der Offshore-Netze ist seitens der Netzbetreiber eine Absicherung der Schäden Dritter durch Haftpflichtversicherungen vorzusehen. Wie in Abbildung 3 dargestellt, ist diese Versicherung ab Probetrieb vorzuhalten, ab Inbetriebnahme ist darüber hinaus die Absicherung des Eigentums mittels einer Sachschadenversicherung sowie eines Ertragsausfalls aus einem Sachschaden mittels Betriebsunterbrechungsversicherung vorzusehen.



(PAC= Provisional Acceptance Certificate - FAC= Final Acceptance Certificate)

Abbildung 3: Versicherung während der Betriebszeit (es bedeuten: Liability Insurance = Haftpflichtversicherung, Property Damage Insurance = Sachschadenversicherung und Business Interruption = Betriebsunterbrechungsversicherung).

Die Absicherung der Sachschäden bzw. der Anlagen des Offshore-Netzes ist Gegenstand der in Industrie und Energieversorgung üblichen Abläufe und Verhandlungen. Für die Betrachtung des Ausfallrisikos der Offshore-Netze ist hingegen die Absicherung der Betriebsunterbrechung äußerst relevant. Bei dem Ausfall einer der Offshore-Anbindungen entstehen für die Betreiber der angebotenen Offshore-Windparks Ertragsverluste, da die Einspeisung der Energie in das öffentliche Netz an Land nicht mehr gegeben ist. Die Höhe der entstehenden Schäden kann den eigentlichen Sachschaden bei weitem übersteigen. So kann beispielsweise beim Ausfall eines Transformators ohne Redundanz und ohne Vorhaltung eines Ersatzes, der Schaden aus Ertragsverlust 1,4 Mrd.€ betragen, sollte der neue Transformator erst nach 24 Monaten lieferbar sein bzw. installiert sein - ein Zeitraum, der nach Aussage von Netzbetreibern für nicht gängige Großtransformatoren durchaus üblich ist.

Aufgrund der aktuellen Kenntnis der rechtlichen Situation gehen die Netzbetreiber davon aus, für die Ertragsverluste wegen Ausfall des Offshore-Netzes, Schadensersatz an die Betreiber der OWP zahlen zu müssen. Die Absicherung dieser Schäden ist somit ein vitales Interesse der Netzbetreiber, da die möglicherweise entstehenden Schadenssummen ihre finanziellen Möglichkeiten bei Weitem übersteigen können.

In Gesprächen mit den Firmen der Versicherungsbranche wurde klar, dass nur ein Teilbereich der möglichen Schäden versicherbar ist. In Abbildung 4 ist beispielhaft der Bereich, der versichert werden kann, skizziert. Die gesamte Säule bezeichnet den Bereich möglicher Schäden, eine obere Grenze versicherbarer Schäden liegt hier bei einem extremen, sehr gering wahrscheinlichen Ausfall von mehr als 730 Tagen.

Der untere Bereich (gelb) obliegt der Haftung durch den Netzbetreiber, die Höhe der Haftpflicht beträgt je nach Gewerk zwischen 0,005 und 5 Mio.€. Bei einem höheren Schaden wirkt zunächst der Selbstbehalt des Netzbetreibers. Nach derzeitigen Aussagen sind die Versicherungsunternehmen bereit, hier eine Untergrenze von 90 Tagen anzubieten, die entsprechende Schadenssumme könnte bei einem Ausfall eines Netzes mit 900 MW etwa 170 Mio. € betragen.

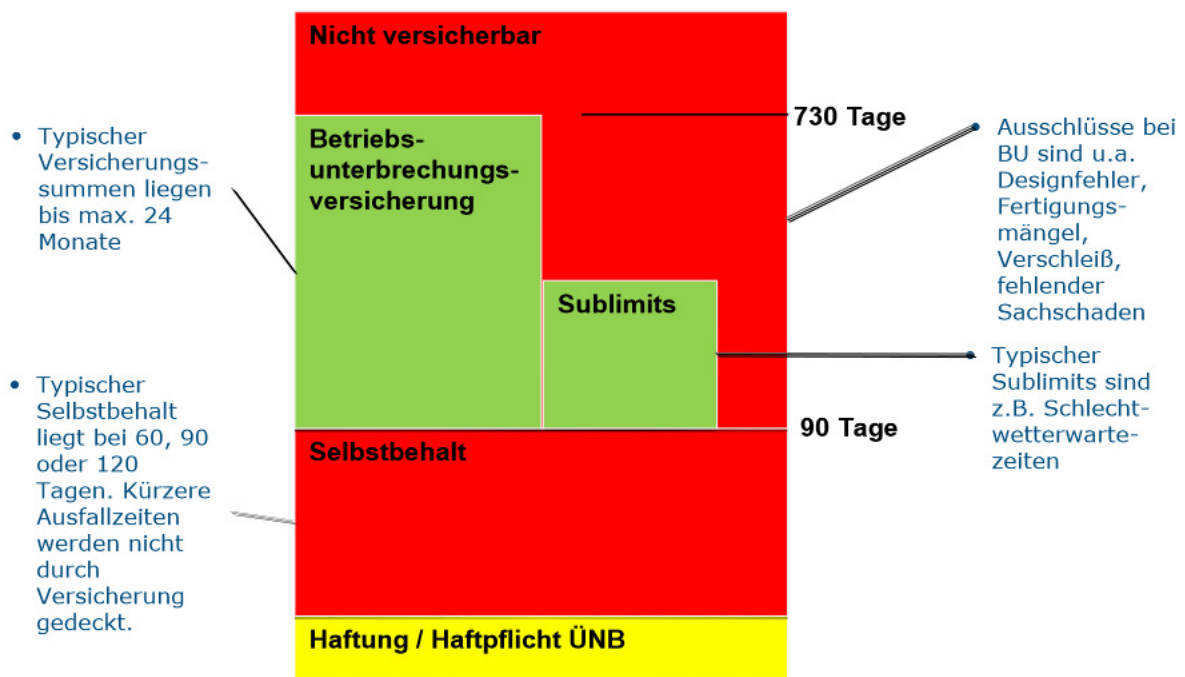


Abbildung 4: Darstellung der Versicherbarkeit von Betriebsunterbrechungsschäden bei Offshore-Netzen.

Oberhalb des Selbstbehaltes ist ein Großteil des Risikos versicherbar. Die Versicherer werden nach aktuellem Stand etwa eine Obergrenze von 24 Monaten akzeptieren, das hieße im vorgenannten Fall eine maximale Schadenssumme von etwa 1,4 Mrd.€. Für alle über diese Grenze hinausgehende Schäden ist eine Versicherbarkeit kaum erreichbar.

Es sind jedoch weitere Schäden möglich, die nicht versicherbar sind. Mögliche Schäden sind diesbezüglich Design- oder Fertigungsfehler, die zu spät entdeckt werden; Verschleiß an

Komponenten, der nicht rechtzeitig bei Inspektionen erkannt wird und somit zu nichtvorhergesehenen Ausfällen führt; unerwartete äußere Beeinflussungen, wie z.B. Auskolkungen an den Fundamenten sowie weitere Ertragsverluste, die nicht durch einen Sachschaden hervorgerufen werden.

In der Betriebsunterbrechungsversicherung sind zusätzlich Bereiche mit sogenannten Sublimits, d.h. Deckungssummen mit abweichender Obergrenze, möglich. Hierunter können z.B. ein vom Dienstleister nicht akzeptiertes Wetterrisiko oder nicht akzeptierte Fahrzeugkosten fallen.

6 Analyse der Häufigkeit und Höhe von Schäden

In den folgenden Abschnitten dieses Kapitels werden die Häufigkeit und Höhe der Schäden klassiert. Die Untersuchung erfolgt entsprechend der in Abschnitt 2 dargestellten zwei Stufen der Schadensminderungsmaßnahmen in zwei Schritten.

6.1 Risiken vor erweiterten Schadensminderungsmaßnahmen

Die in diesem Abschnitt durchgeführte Berechnung der Verteilung der Schadenshäufigkeiten und –höhen bezieht sich auf die erste Stufe, d.h. die Schadensminderungsmaßnahmen entsprechen alle der derzeit von der Bundesnetzagentur geregelten Umlagefähigkeit.

Bestandteil der in diesem Schritt berücksichtigten Schadensminderungsmaßnahmen sind naturgemäß alle grundlegenden Instandsetzungsmaßnahmen, die allerdings nur die für Onshore-HGÜ-Stationen übliche Vorhaltung von Ersatzteilen und –komponenten und Redundanzen berücksichtigt. Darüber hinaus gibt es allerdings im Bereich der Nordsee-Netze bereits Maßnahmen, die die Schadensdauer bzw. –höhe deutlich herabsetzen können. Dies sind z.B.:

- das Doppeltransformator-konzept, d.h. die HGÜ-Stationen sind Onshore wie auch Offshore mit jeweils zwei Transformatoren ausgerüstet, die jeweils 75 % der Nennleistung übernehmen können (eine Ausnahme bildet nur das HGÜ-System von Borwin 1, das mit nur je einem Transformator auskommt). Aufgrund des Teillastbetriebs der OWP (ca. 60 % der Zeit) bedeutet dies allerdings eine Übertragung von mehr als 75 % der Energie während der schadensbedingten Stillstandszeit
- das Seewasserpumpenkonzept sieht den Einbau von mehr als die zur Kühlung benötigten zwei Pumpen je HGÜ-Station vor, so dass bei Ausfall eines Wasserversorgungssystems die Kühlung weiter aufrechterhalten werden kann.

Für die Auswertung der Schadenshöhe eines Ausfalls wurden für alle drei Risikobereiche jeweils der größtmögliche Schadensfall eines Einzelsystems bzw. die Leistung des größten Clusters betrachtet. Dies bedeutet eine angenommene Leistung je Risikobereich:

- für Kabel: Dolwin 2 mit 900 MW,
- für die Offshore-HGÜ-Stationen: ebenfalls Dolwin 2 mit 900 MW bzw. für bestimmte Ausfälle (aufgrund der Redundanz z.B. der Transformatoren) 675 MW (\cong 75 % von 900 MW) sowie
- für die Onshore-HGÜ-Stationen Dörpen West mit 2600 MW bzw. 675 MW z.B. bei Transformatorausfall.

Wie bereits eingangs aufgeführt, beschränkt sich die Betrachtung ausschließlich auf Betriebsrisiken. Unter Berücksichtigung der bereits vorhandenen Maßnahmen ergeben sich die in Abbildung 5 dargestellten Schadenshöhen und ihre jeweiligen Eintrittswahrscheinlichkeiten. Die Schadenshöhe bemisst sich nach der Dauer des Ausfalls sowie der Höhe der ausgefallenen Leistung.

Es ist ersichtlich, dass Ausfälle mit einem hohen Schadensvolumen ausschließlich mit einer geringen Eintrittswahrscheinlichkeit verbunden sind. Diese Schäden sind hauptsächlich durch Naturkatastrophen oder dramatische Unfälle hervorgerufen, wie z.B. Überflutung einer Onshore-HGÜ-Stationen, Zerstörung einer Offshore-HGÜ-Plattform durch einen Helikopter-Absturz, Schiffskollision oder ähnliches und liegen im Bereich größer 1 Mrd. €. Schäden dieser Art sind durch Versicherungen durchaus abdeckbar, wobei die Höhe der Zahlungen nach oben begrenzt sein wird.

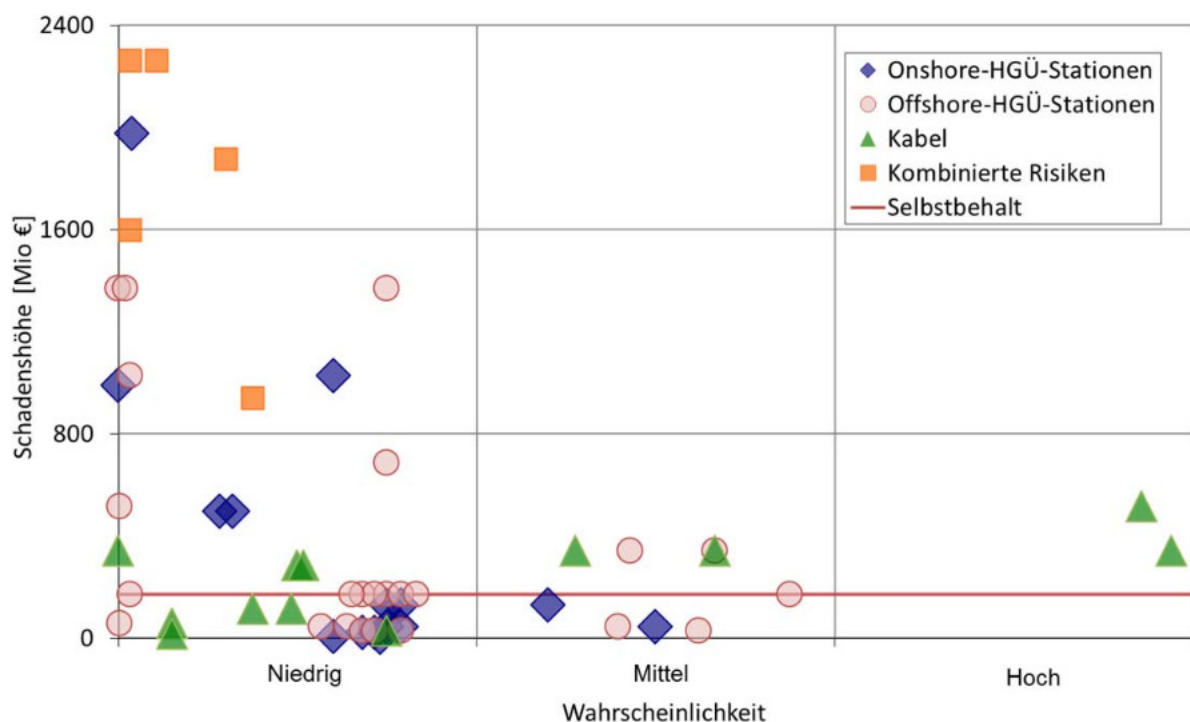


Abbildung 5: Darstellung der Schadenshöhe durch Ertragsausfall der OWP's über der Eintrittswahrscheinlichkeit des Ereignisses für die erste Stufe der Schadensminderungsmaßnahmen. Die Risikobereiche sind farblich unterschiedlich dargestellt. Der aufgrund des Selbstbehalts von 90 Tagen nicht versicherbare Bereich der Schäden ist mit einer roten Linie gekennzeichnet, für alle Ereignisse unterhalb dieser Linie muss der Netzbetreiber haften.

Ein größeres Problem für den Netzbetreiber ergibt sich aber im Bereich des Selbstbehaltes der Versicherung, der voraussichtlich im Bereich von 90 Tagen liegen wird. D.h. der Netzbetreiber wird für Ausfälle bis zu drei Monaten selber haften müssen, im Betrieb der Kabel oder Offshore-HGÜ-Stationen kann der Schaden 170 Mio.€ betragen (im Diagramm ist dieser Bereich durch eine rote Linie gekennzeichnet), im Fall der Onshore-HGÜ-Stationen (gleichzeitiger Ausfall mehrerer Cluster) bis zu 555 Mio. €.

Eine Darstellung der Häufigkeiten von Schadensereignissen je Klasse der Eintrittswahrscheinlichkeit und Schadenshöhe erfolgt in Abbildung 6. Aufgetragen ist die Schadenshöhe über der Eintrittswahrscheinlichkeit. Die Abstufung der Eintrittswahrscheinlichkeit entspricht hier ebenfalls der Definition in Abschnitt 4. Die Abstufung der Schadenshöhe erfolgt ebenfalls in drei Stufen:

- niedrig entspricht einer Schadenshöhe im Bereich des Selbstbehaltes,
- mittel betrifft Schäden bis zum 4-fachen des Selbstbehaltes sowie
- hoch alle darüber hinaus gehenden Schäden.

Die untere Klasse der Schadenshöhe, die dem Selbstbehalt des Netzbetreibers entspricht, enthält mit 29 Ereignissen die größte Anzahl an Schadensfällen. Die mittlere Klasse enthält in Summe 13, die hohe Klasse 12 Schadensereignisse. D.h. 54 % aller Schadensfälle liegen im Bereich des Selbstbehaltes, 24% bzw. 22% in der mittleren und hohen Schadensklasse, siehe Tabelle 3.

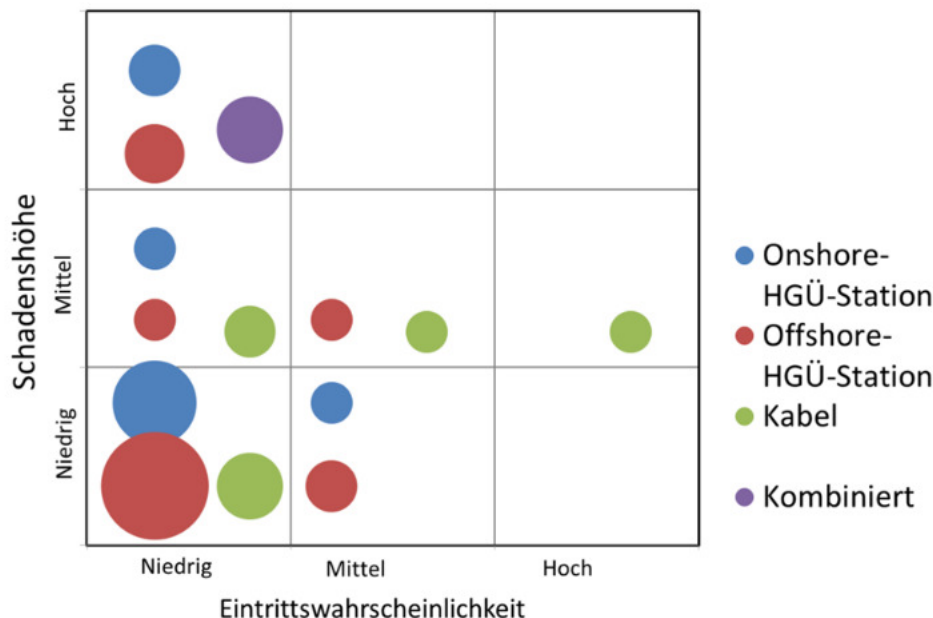


Abbildung 6: : Risiken und Schadenshöhen für die erste Stufe der Schadensminderungsmaßnahmen. Die Zahlen in den Kreisen geben die Anzahl der möglichen Schadensereignisse wieder. Der Selbstbehalt bei Schadensfällen bezieht sich hier auf die untere Klasse der

Schadenshöhe (niedrig).

Eintrittswahrscheinlichkeit	Schaden niedrig	Schaden mittel	Schaden hoch	Summe
Niedrig	46%	13%	21%	80%
Mittel	9%	7%	0%	16%
Hoch	0%	4%	0%	4%
Summe	55%	23%	21%	

Tabelle 3: Prozentuale Verteilung der Schadensereignisse in den Klassen der Eintrittswahrscheinlichkeit und Schadenshöhe für die erste Stufe der Schadensminderungsmaßnahmen.

6.2 Risiken nach erweiterten Schadensminderungsmaßnahmen

Über die in der ersten Stufe der Schadensminderung hinausgehend sind Maßnahmen denkbar, die zu einer drastischen Reduzierung der Ertragsverluste bzw. Schadenshöhen führen können. Zu einem großen Teil beziehen sich diese Maßnahmen auf das Vorhalten von Ersatz-Großkomponenten aber auch auf Dienstleistungsverträge mit Offshore-Fahrzeugen, wie z.B. Kabellegern.

Beispiel für das Vorhalten von Ersatz-Großkomponenten sind Komponenten wie Transformatoren, Kabel, Drosselspulen, Umrichter etc. aber natürlich auch von kleineren Bauteilen oder Baugruppen.

Darüber hinaus ist die Sicherung der Verfügbarkeit von Offshore-Fahrzeugen und –Dienstleistern durch Verträge mit Kabellegerschiffen und Mannschaften erforderlich, für unterschiedliche Seebereiche (Wattenmeer, Hochsee) müssen Verträge mit unterschiedlichen Schiffen vorgehalten werden. Weiterhin sind Verträge mit Installationsfahrzeugen wichtig, um im Fall des Austausches von Großkomponenten die Ausfallzeit nicht durch lange Wartezeiten zu erhöhen.

Neben der Ersatzteilbevorratung wirkt der Einbau redundanter Systeme sehr schadensmindernd. In der ersten Stufe der Schadensminderungsmaßnahmen, siehe Abschnitt 2, ist für die TenneT HGÜ-Stationen bereits ein Doppeltransformator-konzept vorgesehen, die Umrichter sind ebenfalls redundant vorhanden. Sinnvoll könnte es darüber hinaus sein, die elektrischen Komponenten der HGÜ-Stationen so auszubauen, dass ein Weiterbetrieb bei Wegfall einzelner Komponenten eines HGÜ-Stranges möglich ist.

Schadensminderungsmaßnahmen zu den vorgenannten Punkten sind in der zweiten Berechnung berücksichtigt worden, deren Ergebnisse in Abbildung 7 dargestellt sind. Gegenüber der Darstellung in Abschnitt 6.1 ist eine Abnahme der Ereignisse mit großen Schadenshöhen feststellbar. Viele Schadensereignisse sinken auf Werte ab, die im Bereich des möglichen

Selbstbehaltes des Netzbetreibers liegen. Dies trifft auf die große Mehrzahl der Ereignisse ohne die kombinierten Risiken zu, letztere bleiben in ihren Schadenshöhen deutlich oberhalb dieser Grenze.

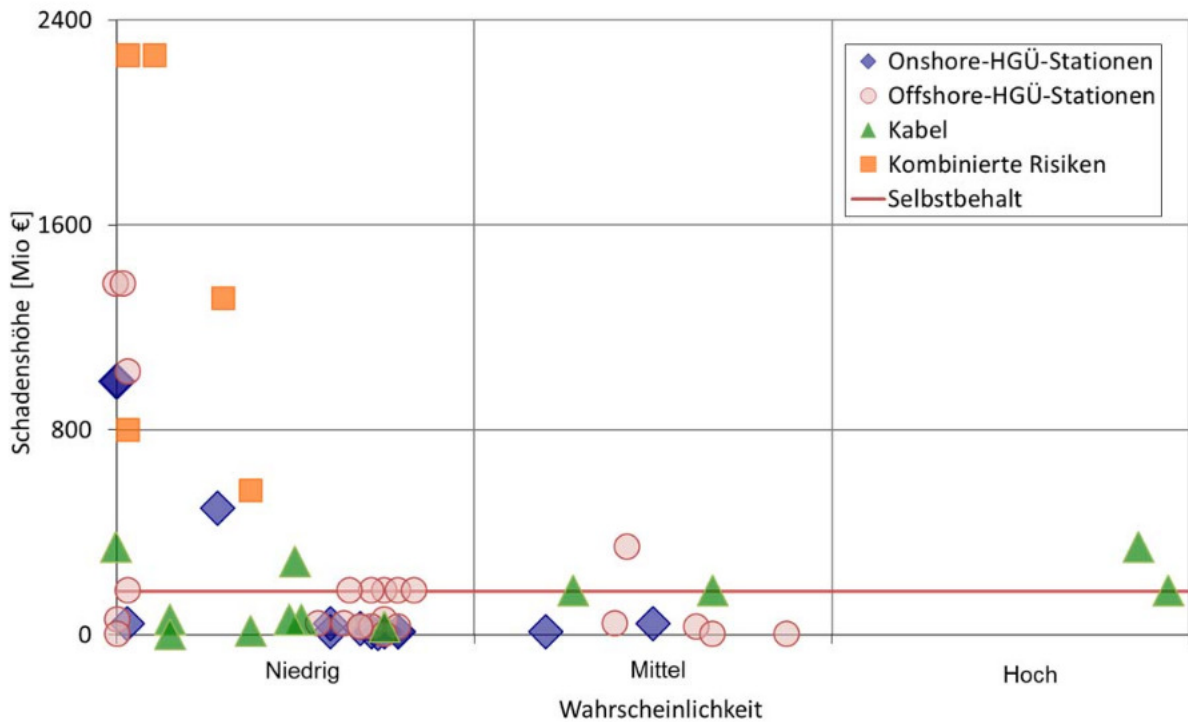


Abbildung 7: Darstellung der Schadenshöhe durch Ertragsausfall der OWPs über der Eintrittswahrscheinlichkeit des Ereignisses für die zweite Stufe der Schadensminderungsmaßnahmen. Die Risikobereiche sind farblich unterschiedlich dargestellt. Der aufgrund des Selbstbehalts von 90 Tagen nicht versicherbare Bereich der Schäden ist mit einer roten Linie gekennzeichnet, für alle Ereignisse unterhalb dieser Linie muss der Netzbetreiber haften.

Analog zu Abschnitt 6.1 erfolgt in Abbildung 8 die Darstellung der Häufigkeiten von Schadensereignissen je Klasse der Eintrittswahrscheinlichkeit und Schadenshöhe. In der unteren Klasse der Schadenshöhe (Selbstbehalt des Netzbetreibers) erhöht sich die Zahl der Schadensereignisse gegenüber der ersten Stufe Schadensminderungsmaßnahmen um 6, auf 37 Fälle. In der mittleren Klasse verringert sich die Summe der Schadensfälle um 7, auf 6 Ereignisse. In der hohen Schadensklasse verringert sich die Gesamtzahl um 3 und weist somit nur noch 9 Ereignisse auf, die alle in der Klasse der niedrigen Eintrittswahrscheinlichkeiten liegen. D.h. 71 % aller Schadensfälle liegen im Bereich des Selbstbehaltes, 12 % in der mittleren und 17 % in der hohen Schadensklasse, siehe Tabelle 4.

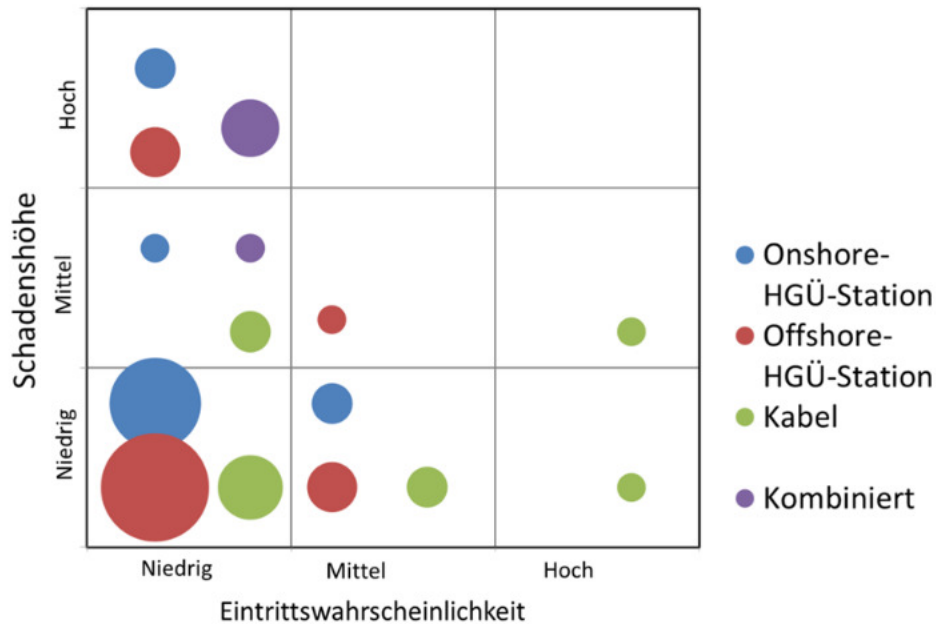


Abbildung 8: Risiken und Schadenshöhen für die zweite Stufe der Schadensminderungsmaßnahmen. Die Zahlen in den Kreisen geben die Anzahl der möglichen Schadensereignisse wieder. Der Selbstbehalt bei Schadensfällen bezieht sich hier auf die untere Klasse der Schadenshöhe (niedrig).

Eintrittswahrscheinlichkeit	Schaden niedrig	Schaden mittel	Schaden hoch	Summe
Niedrig	56%	8%	17%	81%
Mittel	13%	2%	0%	15%
Hoch	2%	2%	0%	4%
Summe	71%	12%	17%	

Tabelle 4: Prozentuale Verteilung der Schadensereignisse in den Klassen der Eintrittswahrscheinlichkeit und Schadenshöhe für die zweite Stufe der Schadensminderungsmaßnahmen.

Generell sind hohe Schadenssummen bei hohen und mittleren Eintrittswahrscheinlichkeiten nicht zu erkennen. Aus dem Vergleich mit den Darstellungen in Abschnitt 6.1 wird ersichtlich, dass die erweiterten Schadensminderungsmaßnahmen zu einer Verschiebung der Risiken in Klassen mit geringeren Schadenshöhen führen. Im Bereich der mittleren Schadenshöhen ist eine Reduzierung auf lediglich drei Ereignisse für hohe und mittlere Eintrittswahrscheinlichkeiten zu erkennen.

7 Zusammenfassung

Die Plausibilisierung des Ausfallrisikos der in der deutschen Nordsee für die Anbindung von Offshore-Windparks geplanten Offshore-Netze wurde in gemeinsamen Arbeitsgesprächen mit den Netzbetreibern TenneT, dem Versicherungsmakler Marsh und dem Versicherungsunternehmen Codan A/S durchgeführt. Gegenstand war ausschließlich die Bewertung der durch Betriebsunterbrechung entstehenden Schäden durch Ertragsausfall der Offshore-Windparks sowie ihrer Eintrittswahrscheinlichkeit.

Die Analyse erfolgte getrennt für die folgenden Bereiche der Offshore-Netze: für Onshore-HGÜ-Stationen (HGÜ \triangleq Hochspannungsgleichstromübertragung), Offshore-HGÜ-Stationen, Gleichstromkabel zwischen On- und Offshore-Stationen sowie für kombinierte Risiken. Als Ursachen wurden Naturereignisse (Blitzeinschlag, Überflutung, Wellen, etc.), externe (Kollisionen, Notankerungen, Arbeiten auf See, etc.) und interne Ereignisse (Versagen einzelner HGÜ-Komponenten und -Bauteile) untersucht.

Für alle aus den Risiko- und Ursachenbereichen ermittelten möglichen Schäden wurden die Art der Maßnahmen zur Instandsetzung und Wiederinbetriebnahme der betroffenen Anlagen oder Anlagenteile diskutiert, um daraus die Eintrittswahrscheinlichkeit des Ereignisses sowie die Dauer der Reparatur abzuschätzen. Für die Dauer der Instandsetzung erwiesen sich verschiedene Faktoren als maßgeblich: das Vorhandensein von Ersatzkomponenten und -bauteilen der HGÜ-Anlagen, das Vorhandensein von redundanten Systemen sowie die Verfügbarkeit von Offshore-Transportfahrzeugen, Kabellegern, Installationsfahrzeugen und deren Besatzungen und Montageteams.

Die Dauer der Instandsetzung sowie die Wahrscheinlichkeit des Totalausfalls eines einzelnen Systems hängen naturgemäß sehr von diesen Faktoren ab. Welche der genannten Maßnahmen allerdings möglich sind, ist derzeit noch offen, da die Netzbetreiber darüber mit der Bundesnetzagentur verhandeln. Die Maßnahmen zur Schadensminderung wurden daher in zwei Stufen eingeteilt: die erste Stufe beruht auf Maßnahmen, die nach den derzeitigen Regelungen von der Bundesnetzagentur akzeptiert werden, die zweite Stufe berücksichtigt Maßnahmen, die darüber hinausgehen und Gegenstand der Verhandlungen der genannten Parteien sind. In der ersten Stufe derzeit nicht mögliche, aber für die zweite Stufe definierte Maßnahmen sind u. a.: Vorhalten von allen wesentlichen Großkomponenten, Abschluss von Verträgen mit Offshore-Dienstleistern zur Vorhaltung der benötigten Offshore-Instandsetzungsmittel und des benötigten Personals sowie erweiterter Einbau redundanter elektrischer Komponenten und Bauteile.

Annahmen über die Vereinheitlichung bzw. Standardisierung der verschiedenen HGÜ-Systeme zur Erhöhung ihrer Austauschbarkeit und Verringerung der Kosten wurden nicht getroffen. Ebenso wenig wurden Überlegungen über eine Vernetzung der Offshore-HGÜ-

Stationen zur Erhöhung der Übertragungssicherheit in die Betrachtungen mit einbezogen. Maßnahmen in diese Richtung würden jedoch zu einer weiteren Verringerung der Schadensrisiken führen.

Die ermittelten Schäden wurden anschließend entsprechend ihrer Eintrittswahrscheinlichkeit sowie der Höhe des entstehenden Schadens klassifiziert. Die Klassifizierung erfolgte für die beiden Stufen der Schadensminderungsmaßnahmen getrennt. Ein wesentliches Ergebnis besteht darin, dass sich die Ereignisse mit sehr hohen Schadenssummen, die in der Regel sehr selten sind, durch die zweite Stufe der Schadensminderungsmaßnahmen erheblich reduzieren lassen. Weiterhin wurde deutlich, dass sehr viele Schäden mit niedrigen, mittleren und häufigen Eintrittswahrscheinlichkeiten bei Anwendung der zweiten Stufe der Schadensminderungsmaßnahmen zu Schadenssummen führen, die fast gänzlich im Bereich der Selbstbehalte möglicher Versicherungsverträge liegen. Abbildung 9 zeigt die jeweiligen Schadenshöhen für die zwei Stufen der Schadensminderung.

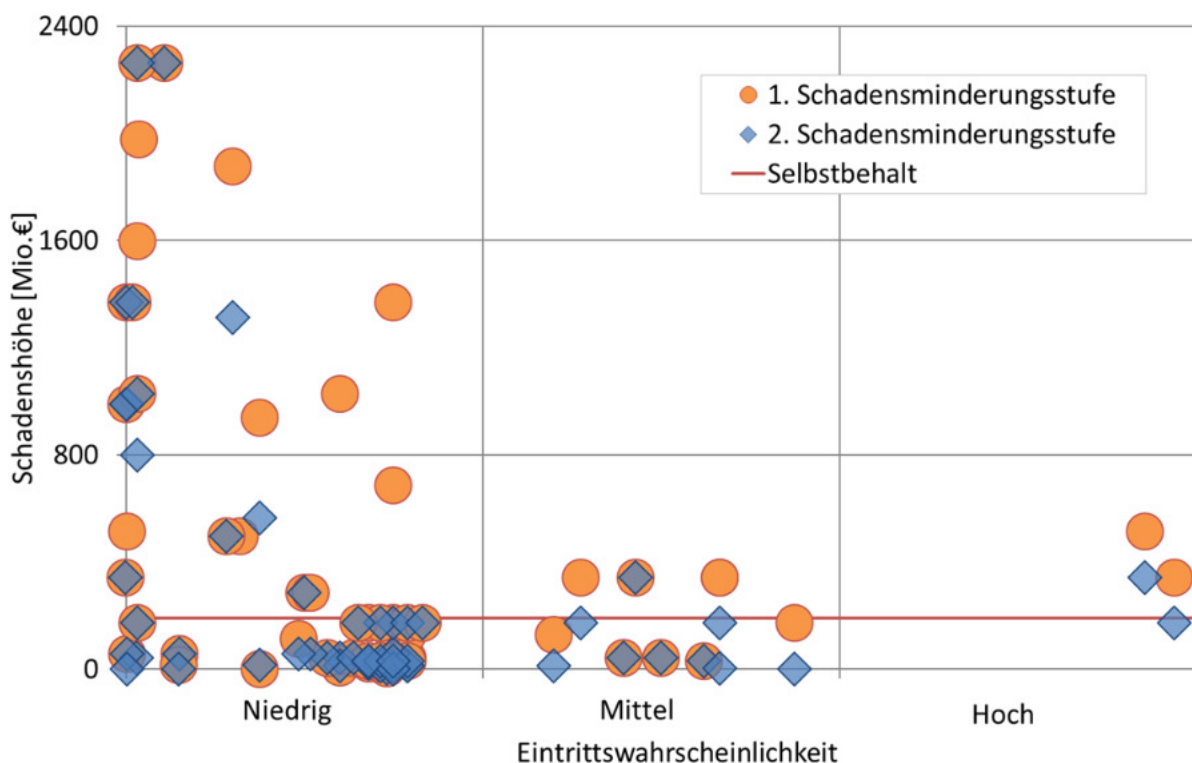


Abbildung 9: Schadenshöhe durch Ertragsausfall der OWPs über der Eintrittswahrscheinlichkeit eines Ausfallereignisses, dargestellt jeweils für die erste und für die zweite Stufe der Schadensminderungsmaßnahmen. Die Risikobereiche sind farblich unterschiedlich markiert. Der aufgrund des Selbstbehalts von 90 Tagen nicht versicherbare Bereich der Schäden ist mit einer roten Linie gekennzeichnet, für alle Ereignisse unterhalb dieser Linie muss der Netzbetreiber haften.

Tabelle 5 zeigt den Unterschied der zwei Stufen der Schadensminderung entsprechend der Kategorisierung der Schadenshöhen in 6.1. Erkennbar ist die Verschiebung hin zu niedrigeren Schadenshöhen. Im Bereich der ersten Stufe der Schadensminderungsmaßnahmen liegen insgesamt 45 % der Ereignisse im Bereich der mittleren und hohen Schadenshöhen, für die zweite Stufe der Schadensminderungsmaßnahmen reduziert sich dieser Anteil auf 29 %.

Schadenshöhe	Niedrig	mittel	hoch
Erste Stufe der Schadensminderungsmaßnahmen	55%	23%	22%
Zweite Stufe der Schadensminderungsmaßnahmen	71%	12%	17%

Tabelle 5: Prozentuale Verteilung der Häufigkeit der Schadensereignisse in den Klassen der unterschiedlichen Schadenshöhen für die beiden Stufen der Schadensminderungsmaßnahmen.

Die Selbstbehalte, die nach derzeitigem Stand bei 90 Tagen liegen, bedeuten, dass die Netzbetreiber erhebliche Risiken selber tragen müssen. Geringere Untergrenzen der Versicherung sind laut Auskunft der Versicherer zurzeit nicht erreichbar oder wären für die Netzbetreiber unwirtschaftlich.

Ziel sollte es daher sein, zunächst die möglichen technischen Lösungen zur Verringerung des Ausfallrisikos umzusetzen und die entsprechenden Aufwendungen bei der Ermittlung der umlagefähigen Kosten anzuerkennen. Maßnahmen in dieser Hinsicht können sein:

- Bevorratung von Ersatzkomponenten und –bauteilen der Offshore- und Onshore-HGÜ-Anlagen,
- Abschluss von Verträgen zur Sicherung der Verfügbarkeit von Offshore-Transportfahrzeugen, Kabellegern, Installationsschiffen, deren Besatzungen und Montageteams,
- weitgehender Einbau von redundanten Systemen zur Erhöhung der Systemverfügbarkeit sowie
- Vereinheitlichung der verschiedenen HGÜ-Systeme zur Erhöhung der Austauschbarkeit ihrer Komponenten und zur Reduzierung der Teile- und Komponentenhaltung für eine effiziente und kostengünstige Ersatzteilhaltung.

Weiterhin kann es sinnvoll sein, eine n-1-Fähigkeit der Offshore-Netze durch eine Vernetzung auf See herzustellen, so dass bei Ausfall einer Offshore-Kopfstation die Leistung der

daran angeschlossenen OWPs von anderen Stationen an Land transportiert werden kann. Die für eine großmaschige Vernetzung erforderlichen Lösungen auf Gleichstrombasis sind allerdings noch in der Entwicklung.

Die im vorliegenden Bericht aufgeführte Analyse beruht in den Grundzügen auf den von Versicherern und Netzbetreibern zur Verfügung gestellten Informationen. Alle aus diesen Informationen abgeleiteten Zahlen und Analysen sind, angesichts der geringen Erfahrung mit Offshore-Netzen dieser Größenordnung, mit Unsicherheiten behaftet und entsprechend zu interpretieren.

8 Anhang

Teilnehmer an den Arbeitsgesprächen:

Tennet:

Herr Lefeld, Risikomangement

Herr Reimers, Technik

Herr Konzelmann, Technik

Herr Rahn, Technik

Codan:

Herr Krisitansen, Versicherer

Deutsche WindGuard:

Gerhard Gerdes

Niels Erdmann

Bernd Lanfermann

Ingmar Sörensen