

BACHELORARBEIT

Optimierung des Ausnutzungsgrades vom
Netzanschlusspunkt eines Windkraft-Umspannwerks
durch die Integration von Photovoltaik

Julian Jacobs



HAW Hamburg
Fakultät Life Sciences
Departement Umwelttechnik

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis.....	
Abbildungsverzeichnis.....	iii
Tabellenverzeichnis.....	v
Abkürzungsverzeichnis.....	vi
Symbolverzeichnis.....	vii
1 Zusammenfassung.....	1
2 Einleitung.....	6
2.1 Herausforderungen der deutschen Energie-Infrastruktur und Netzausbaumaßnahmen.....	6
2.2 Ziel und Aufbau der Arbeit.....	8
3 Grundlagen.....	11
3.1 Ergänzung von Windkraft durch Photovoltaik.....	11
3.1.1 Meteorologischer Hintergrund zur Sonneneinstrahlung.....	11
3.1.2 Meteorologischer Hintergrund zum Windaufkommen.....	12
3.1.3 Gleichzeitigkeit von Wind und Sonne.....	14
3.1.4 Energieerzeugung durch Windkraft.....	15
3.2 Dimensionierung eines Photovoltaikparks.....	17
3.2.1 Planerische Grundlagen.....	18
3.2.2 Wirtschaftlichkeit.....	20
3.3 Netzanschluss von erneuerbaren Energien.....	24
3.3.1 Netzanschlussverfahren und Anforderungen des Netzbetreibers.....	24
3.3.2 Aufbau eines Umspannwerks.....	27
4 Methodik.....	32
4.1 Simulation der Erzeugungsanlage.....	32
4.1.1 Umsetzung des Modells.....	32
4.1.2 Quasi-Dynamische Simulation von Windkraft und Photovoltaik.....	36
4.1.3 Der Erzeugungsanlagen-Regler.....	39
4.2 Auslegung des Photovoltaikparks.....	42
4.2.1 Technische Umsetzung.....	42
4.2.2 Berechnung der optimalen Ergänzungsmenge durch Photovoltaik.....	44
4.2.2.1 Ermittlung der Kosten und Erträge.....	44
4.2.2.2 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung.....	48

4.3	Netzstudie.....	50
5	Ergebnisse	53
5.1	Kosten und Mehrertrag durch die Integration von Photovoltaik.....	53
5.1.1	Erzeugung des Photovoltaik- und Windparks	53
5.1.2	Budgetaufstellung des Photovoltaikparks und des Netzanschlusses	58
5.1.3	Die optimale Photovoltaik-Ergänzungsmenge	62
5.1.4	Einspeiseverhalten der Erzeugungsanlage bei optimaler Ergänzungsmenge	66
5.2	Blindleistungsvermögen der Erzeugungsanlage.....	68
6	Fazit.....	71
6.1	Diskussion der Ergebnisse.....	71
6.2	Die Zukunft des Netzanschlusses.....	77
7	Quellenverzeichnis	80
A	Anhang	82

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2.1 Anteile am Primärenergieverbrauch.....	6
Abbildung 2.2 Vier Szenarien und der benötigte Zuwachs an erneuerbaren Energien	7
Abbildung 3.1 Direkte und diffuse Strahlung übers Jahr der Standort Hamburg und München	11
Abbildung 3.2 Direkte und diffuse Strahlung eines bedeckten und sonnigen Tages	11
Abbildung 3.3 Windaufkommen in Prozent zum langjährigen Mittel in Deutschland	13
Abbildung 3.4: Tägliche Schwankungen der Windgeschwindigkeit.....	13
Abbildung 3.5 Windgeschwindigkeiten der FINO1-Plattform – Messwerte und Weibullverteilung	14
Abbildung 3.6 Einstrahlung in Abhängigkeit zur Windstärke im Norden [links] und Mitte [rechts] Deutschlands	15
Abbildung 3.7 Leistungskennlinien verschiedener Anlagentypen.....	16
Abbildung 3.8 Schematischer Aufbau der Stromerzeugung in einer PV-Anlage	17
Abbildung 3.9 Strahlungsdiagramm für den Standort Berlin	22
Abbildung 3.10 Anforderungen an die Blindleistungsbereitstellung einer EZA bei verschiedenen Spannungen.....	26
Abbildung 3.11 Anforderungen an die Blindleistungsbereitstellung einer EZA bei verschiedener Wirkleistung	26
Abbildung 3.12 Beispiel für einen Einfachstichanschluss an eine Hochspannungstrasse.....	28
Abbildung 3.13 Aufbau einer MS-Schaltanlage.....	29
Abbildung 4.1 Ausschnitt einer EZE in PowerFactory.....	33
Abbildung 4.2 Ausschnitt der Leistungskurve einer Senvion 3.4 in PowerFactory	34
Abbildung 4.3 Ausschnitt vom Umspannwerk in PowerFactory	35
Abbildung 4.4 Funktionsweise der verschiedenen Skripte beim EZA-Regler	40
Abbildung 5.1 Jahresverlauf der Strahlung auf die horizontale Fläche	54
Abbildung 5.2 Jahresverlauf der Strahlung auf die geneigte Fläche	55
Abbildung 5.3 Erzeugungsprofil eines Wechselrichters	55
Abbildung 5.4 Jahresverlauf der Windgeschwindigkeit	56
Abbildung 5.5 Windgeschwindigkeit – Messwerte und Weibull-Verteilung des Standorts	57
Abbildung 5.6 Gleichzeitigkeit von Sonneneinstrahlung und Windgeschwindigkeit	57
Abbildung 5.7 Veränderung der Abregelungsmenge eines Wechselrichters bei unterschiedlichen Wechselrichteranzahlen	63
Abbildung 5.8 Veränderung des Ertrags eines Wechselrichters bei unterschiedlichen Wechselrichteranzahlen	63

Abbildung 5.9 Veränderung der Amortisationszeit bei unterschiedlicher Wechselrichteranzahl – Vergleich UW-Neubau und UW Erweiterung	64
Abbildung 5.10 Veränderung des Gewinns in der Restlaufzeit bei unterschiedlicher Wechselrichteranzahl – Vergleich UW-Neubau und UW Erweiterung.....	65
Abbildung 5.11 Leistung von Windkraft und Photovoltaik am Umspannwerk.....	66
Abbildung 5.12 Einspeiseleistung am NAP	67
Abbildung 5.13 Verteilungskurve der Einspeisewirkleistung	67
Abbildung 5.14 UQ-Diagramm der EZA bei einer Volleinspeisung durch den Windpark.....	68
Abbildung 5.15 Ucosphi-Diagramm untererregt (links) und übererregt (rechts).....	69
Abbildung 5.16 PQ-Diagramm der EZA bei einer Volleinspeisung durch den Windpark und einem Spannungsniveau von 1 p.u.....	69

Tabellenverzeichnis

Tabelle 4.1 Variablen für das QDSL-Skript des EZA-Reglers.....	39
Tabelle 5.1 Getroffene Annahmen für die PR.....	53
Tabelle 5.2 Budgetaufstellung eines Wechselrichters und der dazugehörigen DC-Seite	58
Tabelle 5.3 Budgetaufstellung der MS-Verkabelung des Netzanschlusses eines Stranges von Wechselrichtern	60
Tabelle 5.4 Budgetaufstellung eines 50MVA-Umspannwerks.....	61
Tabelle 5.5 Vergleich der Verschiedenen Netzanschlussmethoden	62

Abkürzungsverzeichnis

AC	Wechselstrom
DC	Gleichstrom
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EZA	Erzeugungsanlage
EZE	Erzeugungseinheit
HS	Hochspannung
KSG	Klimaschutzgesetz
MS	Mittelspannung
MPP	Maximum-Power-Point
NAP	Netzanschlusspunkt
NS	Niederspannung
PAV,E	Vereinbarte Anschlusswirkleistung
PR	Performance Ratio
PV	Photovoltaik
UW	Umspannwerk
WEA	Windenergieanlage

Symbolverzeichnis

v_m	mittlere Windgeschwindigkeit
v_i	Windgeschwindigkeit#
$U_{WR,max}$	Maximale DC-Wechselrichterspannung
$U_{L,Modul,(-10^{\circ}C)}$	Leerlaufspannung PV-Modul bei -10 °C
$U_{WR,MPP,min}$	Untere Spannungsgrenze des MPP-Trackings
$U_{MPP,Modul,(70^{\circ}C)}$	MPP-Spannung des Moduls bei 70 °C
$I_{WR,max}$	maximaler Eingangsstrom des Wechselrichters
$I_{Strang,max}$	maximaler Strangstrom
I_{Str}	Strangstrom
P_{Str}	Strangleistung
K	elektrische Leitfähigkeit
A	Kabelquerschnitt
l	Länge
E_{real}	Durch den PV-Park erzeugt Energie eines Jahres
A_{Modul}	Modulfläche
E_{Solar}	Solarstrahlung eines Jahres
FY	Vollaststunde
P_n	Nennleistung
T_A	Amortisationszeit
K_0	Investitionskosten
K_{Ein}	jährliches Einkommen
$K_{Betrieb}$	jährliche Betriebskosten
$K_{\text{Überschuss}}$	jährlicher Überschuss
n	Wirkungsgrad
$E_{Modul,WR}$	Energie aus den Modulen pro Wechselrichter
E_{WR}	Energie pro Wechselrichter
P_{NAP}	Wirkleistung am NAP
P_{Wind}	Wirkleistung Windpark
P_{PV}	Wirkleistung PV-Park
P_{WR}	Wirkleistung der Wechselrichter
n	Anzahl

r	Reduktionsfaktor der Wirkleistung
$P_{AV,E}$	Vereinbarte Anschlusswirkleistung
\ddot{u}	Über- oder Unterdimensionierung
$P_{Modul,WR}$	Peak-Wirkleistung pro Wechselrichter
b_{Modul}	Modulbreite
K_E	jährlicher Umsatz einer Wechselrichters
E_{WR}	jährlicher Ertrag eines Wechselrichter
$K_{AnzWert}$	Anzulegender Wert
K_{Kabel}	Kabelpreis
$k_{NA,P}$	Preis pro Wattpeak
K_{NA}	Netzanschlusskosten
S_{Trafo}	Bemessungsscheinleistung Transformator
S_{WR}	Bemessungsscheinleistung Wechselrichter
t	Betriebszeit
K_G	Gewinn
$K_{K,Gesamt}$	Gesamtkosten
$K_{E,Gesamt}$	Gesamtumsatz

1 Zusammenfassung

Deutschland steht angesichts seiner Energiewende vor einer erheblichen Herausforderung. Im Rahmen des Pariser Klimaabkommens wurden ehrgeizige Ziele festgelegt, die bezwecken, die Emissionen in den kommenden zwei Jahrzehnten drastisch zu reduzieren. Die Verwirklichung dieser Ziele ist nur realisierbar, wenn erhebliche Mengen erneuerbarer Energie in das Stromnetz integriert werden und somit kohlendioxidfreier Strom eingespeist wird. Jedoch ist es notwendig, das fünf- bis siebenfache der gegenwärtig vorhandenen Leistung an regenerativen Energiesystemen zu installieren, um die angestrebte Klimaneutralität zu erreichen.

Im Rahmen des Netzanschlusses erneuerbarer Energien stellt sich jedoch eine wachsende Herausforderung dar, die in den vergangenen Jahren zunehmend den Zubau begrenzt und voraussichtlich in der Zukunft noch stärker zum Tragen kommen wird. In der Regel erfolgt der Netzanschluss von Erzeugungsanlagen für erneuerbare Energien im Verteilnetz. Dabei ist es von entscheidender Bedeutung, ausreichende Verknüpfungen zum Übertragungsnetz herzustellen. Diese Verbindungen ermöglichen es, die erzeugte Energie über Höchstspannungstrassen abzuleiten und landesweit zu verteilen. Bedauerlicherweise fehlen im deutschen Stromnetz gegenwärtig ebenjene Schnittstellen und Höchstspannungstrassen, was in wiederkehrenden lokalen Engpässen resultiert. Um diesem Problem zu begegnen wurden verschiedene Netzausbaumaßnahmen eingeleitet, jedoch bleibt der Ausbau des Stromnetzes im Vergleich zum starken Wachstum der erneuerbaren Energiequellen zurück. Um dennoch die Integration einer möglichst großen Anzahl von Erzeugungsanlagen im Verteilnetz zu ermöglichen, setzen Verteilungsnetzbetreiber auf diverse Strategien zur optimierten Nutzung des bestehenden Netzes.

Im Rahmen dieser Arbeit wird eine zusätzliche Strategie zur effizienteren Nutzung des vorhandenen Stromnetzes untersucht. Hierbei wird die Unterschiedlichkeit in der Verfügbarkeit von Sonnen- und Windenergie genutzt, um zu prüfen, ob der Netzanschlusspunkt eines Windkraft-Umspannwerks durch die Einbindung von Photovoltaik-Anlagen überdimensioniert werden kann. Dies erfordert die Ermittlung einer optimalen Zusatzmenge an Photovoltaik-Leistung sowie die Analyse, inwiefern diese Maßnahme die Effizienz des Netzanschlusspunktes optimiert.

Die Solarstrahlung unterliegt sowohl zeitlichen als auch räumlichen Schwankungen, die wiederkehrende Muster aufweisen. Kurzfristig gesehen, zeigt die Strahlung einen Anstieg am Mittag, gefolgt von einem Absinken bis zur Nacht. Im Verlauf eines Jahres sind die Sommermonate durch erhöhte Strahlungsintensität gekennzeichnet, während die Wintermonate geringere Strahlung aufweisen. Wolken spielen eine entscheidende Rolle, da sie die direkte Sonneneinstrahlung auf die Erdoberfläche beeinflussen. Die räumliche Varianz der Solarstrahlung folgt ebenfalls einem konstanten Muster und nimmt von Norden nach Süden hin zu.

Im Gegensatz zur Solarstrahlung unterliegt der Wind einer breiteren Palette von Einflussfaktoren, was zu einer ausgeprägteren zeitlichen und räumlichen Variabilität führt. Sowohl globale als auch lokale Einflussfaktoren beeinflussen den Wind, wodurch er einer dynamischeren Veränderung unterworfen ist. Langfristig gesehen sind die zeitlichen Veränderungen im Wind über die Jahre hinweg minimal, und er bleibt im Großen und Ganzen konstant. Lediglich während der Sommermonate zeigt der Wind eine leichte Abnahme. Kurzfristig betrachtet sind kaum erkennbare Muster in den Schwankungen des Windangebots vorhanden. Die räumliche Variabilität des Windes wird durch spezifische geografische Faktoren bestimmt, wie die Nähe zum Meer oder die Beschaffenheit des Geländes.

Hinsichtlich der Gleichzeitigkeit der beiden Energieformen lässt sich feststellen, dass windreiche Stunden selten mit hohen Sonneneinstrahlungswerten zusammenfallen. Besonders im mitteldeutschen Raum gibt es nur wenige Überschneidungen dieser Ereignisse. In Regionen im Norden und an der

Küste können aufgrund der spezifischen Gegebenheiten jedoch sehr viel häufiger Überschneidungen auftreten,

Es existieren verschiedene Konzepte für Photovoltaikparks, deren Umsetzung stark von der Auswahl des Wechselrichtertyps abhängt. Eine umfassende Spannungs- und Stromdimensionierung erfolgt für den gewählten Wechselrichter, um die maximale Anzahl anschließbarer Module zu bestimmen. Anschließend wird die Modulmenge so festgelegt, dass der Wechselrichter bewusst über- oder unterdimensioniert wird, je nach den spezifischen Anforderungen und dem Standort des Photovoltaiksystems.

Die Investitionskosten eines Photovoltaikparks werden zu einem großen Teil von den Modulkosten bestimmt. Weitere Faktoren, die einen großen Einfluss auf die Kosten haben, sind die Wechselrichter, Transformatorstationen, Montagegestelle der Module sowie die Planung und Errichtung des Photovoltaikparks. Der Ertrag der Anlage wird neben der Standortwahl hauptsächlich durch den Aufstellwinkel und die Ausrichtung der Module beeinflusst. Es besteht die Option, die Photovoltaiksysteme zweiachsig nachzuführen oder eine feste Aufstellung mit festgelegter Ausrichtung und Neigung zu wählen. Nicht die gesamte in den Modulen erzeugte Energie kann ins Netz eingespeist werden, da verschiedene Verluste innerhalb der Photovoltaikanlage zu einem Energieverlust führen. Dieser Energieverlust wird durch die Performance Ratio beschrieben. Die Energie, die schließlich von der Photovoltaikanlage ins Netz eingespeist wird, kann vergütet werden. Hierfür müssen Großanlagen an einem Ausschreibungsverfahren teilnehmen, bei dem der Vergütungssatz festgelegt wird.

Für die Anbindung einer Erzeugungsanlage ans Stromnetz ist es erforderlich, dass der Betreiber der Anlage ein Netzanschlussbegehren beim Verteilungsbetreiber stellt. Hierbei ist es wesentlich, dass der Anschlussnehmer eine grundlegende Planung der Erzeugungsanlage bereits durchgeführt hat und die relevanten Parameter dem Netzbetreiber mitteilt. Besonders relevant ist dabei die Nennleistung der Erzeugungsanlage, die als Anschlusswirkleistung mit dem Netzbetreiber vereinbart wird und nicht überschritten werden darf. Anhand der übermittelten Informationen wählt der Netzbetreiber einen passenden Netzanschlusspunkt aus. Bei Anlagen mit höheren Leistungsklassen wird dem Anschlussnehmer oft vorgeschlagen, sich an einer Hochspannungstrasse mit einem eigenen Umspannwerk anzuschließen. Dieses Umspannwerk wird gemäß den Vorgaben des Netzbetreibers errichtet. Diese Vorgaben betreffen sowohl die Auswahl als auch die Anordnung der Betriebsmittel im Umspannwerk. Zudem umfassen sie die Anforderungen an die Wirk- und Blindleistungsabgabe der gesamten Erzeugungsanlage. Für eine Erzeugungsanlage, wie sie in der Arbeit geplant wird, gibt es besondere Anforderungen an die Wirkleistungsabgabe, da die Einhaltung der vereinbarten Anschlusswirkleistung überwacht werden muss.

Die Fragestellung dieser Arbeit wird anhand eines Fallbeispiels untersucht. Dabei handelt es sich um ein Umspannwerk im Norden Schleswig-Holsteins, an dem ein Windpark mit insgesamt 13 Windenergieanlagen angeschlossen ist. Die gesamte Wirkleistung dieser Anlagen beläuft sich auf 41,68 MW, was zugleich der vereinbarten Anschlusswirkleistung entspricht.

Die Simulation des Windparks und des zusätzlich integrierten Photovoltaikpark wird in PowerFactory durchgeführt. PowerFactory ist ein Netzsimulationsprogramm, in dem, neben vielen weiteren Funktionen, Lastflussberechnungen durchgeführt werden können sowie, mit verschiedenen Skripten, die Blindleistungsbereitstellung einer Erzeugungsanlage geprüft werden kann. Dafür muss die Erzeugungsanlage innerhalb des Programms sehr genau nachgebildet werden.

Neben den stationären Berechnungsmethoden in PowerFactory besteht auch die Möglichkeit, eine Quasi-Dynamische Simulation durchzuführen. Hierbei werden Erzeugungsprofile für die verschiedenen Erzeugungseinheiten erstellt. Durch die Anwendung eines Zeitschrittverfahrens durchläuft PowerFactory die erstellten Erzeugungsprofile und führt für jeden Zeitpunkt eine Lastflussberechnung durch. Auf diese Weise kann der Ertrag eines typischen Jahres simuliert werden.

Die Erzeugungsprofile erfordern zunächst die Simulation der Wetterdaten eines repräsentativen Jahres. Im Rahmen dieser Arbeit wurde dazu das Tool Meteororm verwendet. Die Windgeschwindigkeiten werden von PowerFactory mithilfe implementierter Leistungskennlinien automatisch in die entsprechende Leistung umgewandelt. Hinsichtlich des Photovoltaikparks müssen aus den Sonneneinstrahlungswerten die Erzeugungsprofile der Wechselrichter erstellt werden.

Für die Überwachung der vereinbarten Anschlusswirkleistung muss ein Erzeugungsanlagen-Regler implementiert werden. In PowerFactory kann mittels der internen Programmiersprache ein Modell eines Erzeugungsanlagen-Reglers erstellt werden. Dieser Regler kann auf die Wechselrichter zugreifen und diese bei Bedarf abregeln.

Bei der Planung wurde besonderes Augenmerk auf ein kostengünstiges Konzept gelegt, da aufgrund der gelegentlichen Abregelung der Wechselrichter im Photovoltaikpark eine übermäßig hohe Effizienz möglicherweise nicht ausgenutzt werden kann. Daher wurde für die Solarmodule eine feste Aufstellung gewählt, und das Konzept eines Zentralwechselrichters wurde eingeführt. Neben der Reduzierung der Anzahl von Wechselrichtern in diesem Ansatz besteht die Möglichkeit, Wechselrichter in Kombination mit Transformatorstationen einzusetzen, was zu weiteren Kosteneinsparungen führen kann. Die Auslegung der Wechselrichter ist darauf ausgerichtet, dass die Überbelegung nicht mehr als 20 % beträgt. Bei der Dimensionierung der Gleichstrom-Verkabelung steht im Fokus, dass der Verlust bei maximaler Leistung unter 1 % bleibt, während bei der Wechselstrom-Verkabelung insbesondere auf die Strombelastbarkeit geachtet wird. Die Dimensionierung der Kabel auf Mittelspannungsebene bis hin zum Anschluss im Umspannwerk erfolgt mittels Lastflussberechnungen in PowerFactory.

Um zu einer optimalen Ergänzungsmenge durch Photovoltaik zu gelangen, ist es notwendig, die Kosten mit den Erträgen abzuwägen. Die Erträge für den Photovoltaikpark bei verschiedenen installierten Leistungen werden durch die Durchführung einer Quasi-Dynamischen Simulation über das gesamte Jahr auf Grundlage der Erzeugungsprofile ermittelt. Die Kostenbewertung umfasst eine detaillierte Budgetplanung für den Photovoltaikpark, der Mittelspannungs-Verkabelung sowie für den Netzanschluss im vorhandenen Umspannwerk. Parallel dazu wird eine Vergleichsanalyse mit einem Standardnetzanschluss in einem neu errichteten Umspannwerk durchgeführt. Hierbei werden Budgetaufstellungen für Umspannwerke unterschiedlicher Leistungsklassen erstellt, um einen umfassenden Überblick zu erhalten.

Darauf folgt eine Analyse der Wirtschaftlichkeit, bei der die Amortisationszeit und der erzielbare Gewinn im Kontext einer angenommenen Restlaufzeit berechnet werden und die Anschlussmethode im Bestands-Umspannwerk mit dem Standardanschluss verglichen wird. Die optimale Ergänzungsmenge für die Photovoltaik sollte einen möglichst signifikanten Gewinn über die verbleibende Laufzeit generieren und dabei mindestens so wirtschaftlich sein wie der Standardnetzanschluss. Hierbei ist zu beachten, dass ein gewisser Ermessensspielraum vorhanden ist, da der Netzanschluss im bestehenden Umspannwerk nicht nur monetäre, sondern auch nicht-monetäre Gewinne mit sich bringt. Die Methode des Netzanschlusses im Bestands-Umspannwerk kann erhebliche Aufwandseinsparungen bei der Projektplanung und -entwicklung ermöglichen.

Nachdem die optimale Ergänzungsmenge festgelegt wurde, erfolgt eine Überprüfung der Erzeugungsanlage hinsichtlich der Blindleistungsvorgaben des Netzbetreibers. Dies geschieht durch eine umfassende Netzstudie, die mithilfe von PowerFactory durchgeführt wird.

Die Einstrahlungsmenge auf die horizontale Fläche des Standorts beläuft sich auf 1043 kWh pro Jahr und wird durch die Neigung der Photovoltaikmodule um etwa 20 % gesteigert. Infolgedessen ergibt sich ein Ertrag von 4593 MWh pro Jahr für einen Wechselrichter ohne Abregelung, unter Berücksichtigung einer Performance Ratio von 83 %. Der Wechselrichter hat eine Wirkleistung von 3,78 MW wurde um 14,83 % mit Modulleistung überdimensioniert. In Bezug auf die Leistung der Module werden Volllaststunden von 1035 Stunden für den Photovoltaik-Park verzeichnet.

Die dominierende mittlere Windgeschwindigkeit beträgt 5,58 m/s. Die Verteilung der verschiedenen Windgeschwindigkeiten weicht deutlich von einer Weibull-Verteilung in Küstennähe ab und zeigt eher Ähnlichkeiten mit der Verteilung in Mitteldeutschland. Hohe Windgeschwindigkeiten sind selten und erreichen in Ausnahmefällen Werte über 16 m/s.

Diese Gegebenheit beeinflusst teilweise die Gleichzeitigkeit der Energiequellen Sonne und Wind. Aufgrund der geringen Häufigkeit von starken Windgeschwindigkeiten kommt es bei dem Standort selten vor, dass diese gleichzeitig mit hohen Einstrahlungswerten auftreten. Daraus ergibt sich eine Gleichzeitigkeit, wie es in Mitteldeutschland häufig der Fall ist.

Trotzdem führt die Installation einer erhöhten Photovoltaikleistung zu einer spürbaren Effizienzverminderung. Bei neun Wechselrichtern, was einer Gesamtwirkleistung von 35,04 MW entspricht, erreicht jeder einzelne Wechselrichter etwa 91 % des ursprünglichen Ertrags. Mit zunehmender Anzahl von Wechselrichtern nimmt der Ertrag kontinuierlich ab, sodass bei 23 Wechselrichtern nur noch 69 % des ursprünglichen Ertrags erzielt werden. Infolgedessen verlängert sich die Amortisationszeit des Photovoltaik-Parks mit steigender Wechselrichterzahl, wenn der Photovoltaik-Park am Bestands-Umspannwerk angeschlossen ist. Hingegen nimmt die Amortisationszeit ab, wenn der Photovoltaik-Park an einem neu errichteten Umspannwerk ohne Abregelung des Ertrags angeschlossen ist. Dies resultiert aus der Tatsache, dass der Anteil der Umspannwerkskosten am Gesamtpreis bei größeren Photovoltaik-Leistungen geringer ausfällt. Der gegenläufige Verlauf führt zu einer Schnittstelle der beiden Kurven bei ungefähr neun Wechselrichtern. Diese Anzahl von Wechselrichtern wird als optimale Ergänzungsmenge betrachtet, da sie erhebliche nicht-monetäre Vorteile in Bezug auf die Projektentwicklung bietet und ökonomisch eine sinnvolle Alternative darstellt.

Bei der optimalen Ergänzungsmenge wird in 5,2 % der Stunden eines Jahres durch eine Überschreitung der vereinbarten Anschlusswirkleistung der Photovoltaik-Park abgeregelt. Insgesamt steigt die Anzahl der Volllaststunden am Netzanschlusspunkt durch die Ergänzung des Photovoltaikparks um 900 Stunden an, wobei diese Zahl aufgrund der Abregelung und der Verluste durch die Wechselstrom-Kabel einen Performance Ratio von 75 % aufweisen. Generell reduziert sich die Anzahl der Stunden, in denen die Erzeugungsanlage lediglich 20 % der vereinbarten Anschlusswirkleistung erreicht, signifikant. Dagegen nimmt die Anzahl der Stunden oberhalb der 20 %-Grenze deutlich zu, insbesondere in Bezug auf die Stunden, in denen die volle vereinbarte Anschlusswirkleistung komplett ausgenutzt wird.

Bezüglich der Blindleistungsbereitstellung werden durch die Erzeugungsanlage alle Vorgaben erfüllt. Selbst im kritischsten Fall, wenn nur Strom durch Windenergieanlagen eingespeist wird und keine Photovoltaikleistung zur Verfügung steht, kann mehr als genug Blindleistung abgerufen werden.

Die Ergebnisse dieser Arbeit verdeutlichen, dass eine erfolgreiche Methode zur Optimierung des Bestandsnetzes entwickelt wurde. Jedoch wurde nicht wie geplant der anvisierte Standort einer Erzeugungsanlage in Küstennähe simuliert, sondern stattdessen ein Standort in Mitteldeutschland. Besonders die ungenauen Winddaten in Bezug auf den tatsächlichen Standort beeinflussen die Ergebnisse. Eine andere Herangehensweise bei der Simulation der Wetterdaten hätte möglicherweise eine präzisere Abbildung des gewählten Standorts ermöglicht. Dennoch konnte ein realistisches Erzeugungsprofil für die Wechselrichter erstellt werden, und die Gleichzeitigkeit der Energieformen wurde realitätsnah abgebildet. Die niedrigere Windgeschwindigkeit führte jedoch zu einer erhöhten optimalen Ergänzungsmenge, da weniger Abregelungen aufgrund geringerer Windkrafterzeugung erforderlich waren. Die Preise in der Kostenaufstellung wiesen ebenfalls einige Ungenauigkeiten auf, die durch eine umfassendere Behandlung möglicherweise vermieden worden wären. Dies lag jedoch außerhalb des Rahmens dieser Arbeit. Der gewählte Ansatz konzentrierte sich darauf, die Kosten und Erträge möglichst skalierbar zu machen, um den optimalen Schnittpunkt für die Ergänzungsmenge zu identifizieren.

Obwohl nicht der geplante Standort simuliert wurde, konnte mit dieser Arbeit eine Methodik entwickelt werden, die eine optimale Ergänzungsmenge für jeden beliebigen Standort bestimmen kann. Die Integration von Photovoltaik an Windkraft-Umspannwerken könnte eine wichtige Rolle im künftigen Energienetz spielen. Die Methode ist nicht nur auf Bestands-Umspannwerke beschränkt, sondern kann auch bei neu errichteten Umspannwerken angewandt werden, indem eine Überplanung der vereinbarten Anschlusswirkleistung vorgenommen wird. Besonders in Kombination mit Speichertechnologien könnte diese Anschlussmethode äußerst effektiv sein. Um die Verbreitung dieser gemeinsamen Anschlussstrategie zu fördern, ist eine verstärkte Zusammenarbeit der Anschlussnehmer mit den Netzbetreibern erforderlich. Der wesentliche Vorteil dieser Netzoptimierungsstrategie besteht darin, dass sie nicht nur von den Netzbetreibern ausgeht, sondern es den Anschlussnehmern ermöglicht, aktiv an der Transformation des Stromnetzes teilzunehmen. Angesichts der Ziele der Bundesregierung ist eine Transformation des Stromnetzes dringend geboten, da sich der deutschen Energie-Infrastruktur eine große Herausforderung stellt.

2 Einleitung

2.1 Herausforderungen der deutschen Energie-Infrastruktur und Netzausbaumaßnahmen

Der Klimawandel schreitet immer weiter voran, und vor allem seit dem Pariser Klimaabkommen versucht die deutsche Regierung Maßnahmen zu ergreifen, um diesem entgegenzuwirken. Beispielsweise wurde das Klimaschutzgesetz entworfen, welches auf dem Pariser Abkommen basiert. Dort ist in § 3 Abs. 1 KSG und § 3 Abs. 2 KSG festgehalten, dass Deutschland seine Emissionen bis 2045 um 65% gegenüber dem Stand von 1990 senken und bis 2045 klimaneutral sein möchte. Konkrete Ausbauziele hierfür sind im EEG beschrieben. Um den Verpflichtungen zur Bekämpfung des Klimawandels verstärkt nachzukommen, wurden die Ausbauziele im Entwurf von 2023 in § 1 Abs. 2 EEG auf einen Anteil von 80% erneuerbaren Energien an der Stromversorgung erhöht. Neben dem EEG wurden in den vergangenen Jahren viele weitere Gesetze entworfen oder verändert, um die Energiewende weiter voranzutreiben. Das Windenergie-auf-See-Gesetz (WindSeeG) wurde angepasst, um den verstärkten Ausbau von Offshore-Windenergie zu fördern. Das Windenergiebedarfsflächengesetz (WindBG) strebt an, 2% der Fläche Deutschlands für Windenergieanlagen auszuweisen. Außerdem wurden Änderungen am Bundesnaturschutzgesetz vorgenommen, um bundeseinheitliche Standards einzuführen, die ebenfalls zu einem weiteren Aufschwung der erneuerbaren Energien beitragen sollen (BMWK, 2022, S.10f).

Im Verlauf der vergangenen Dekade hat sich der Anteil erneuerbarer Energiequellen am Strommix nahezu verdoppelt und beträgt mittlerweile im Jahr 2022, 44% (Erneuerbare Energien, o.D.). Nach einem Rückgang von 45,3% im Jahr 2021 auf 41% scheint nun eine erneute Aufwärtsbewegung in der Branche erkennbar zu sein.

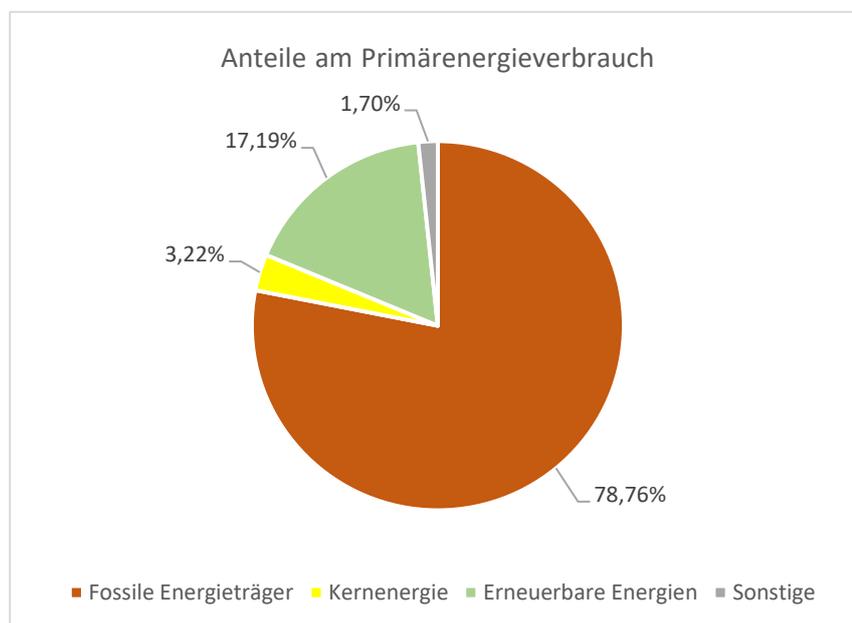


Abbildung 2.1 Anteile am Primärenergieverbrauch (AG Energiebilanzen e.V., 2022)

In Abbildung 2.1 sind die Anteile der verschiedenen Energiequellen am Primärenergieverbrauch festgehalten. Auffällig ist dabei, dass der Anteil erneuerbarer Energien an der Primärenergie liegt lediglich bei 17,19%, was aufzeigt, dass besonders in den Bereichen Wärme und Verkehr noch beträchtliche Anstrengungen erforderlich sind (BMWK, 2022, S. 13ff). Eine umfassende Elektrifizierung dieser Sektoren ist notwendig. Dies bedeutet im Gegenzug, dass eine noch höhere

Menge an Strom durch erneuerbare Energiequellen erzeugt werden muss, um die Klimaneutralität bis zum Jahr 2045 zu erreichen.

Das Fraunhofer ISE hat eine Studie durchgeführt, in der verschiedene Szenarien entwickelt wurden. Diese Szenarien erfordern einen jährlichen Zubau von 19 bis 23 GW installierter Leistung für Windkraft und Photovoltaik (PV). Gemäß dieser Prognose müsste die derzeitige installierte Leistung von 132 GW bis zum genannten Zeitraum um das Fünf- bis Siebenfache erhöht werden. Der Ausbau an erneuerbaren Energien ist demnach längst nicht vorbei und die neuen Erzeugungsanlagen (EZAs) müssen ins Netz integriert werden.

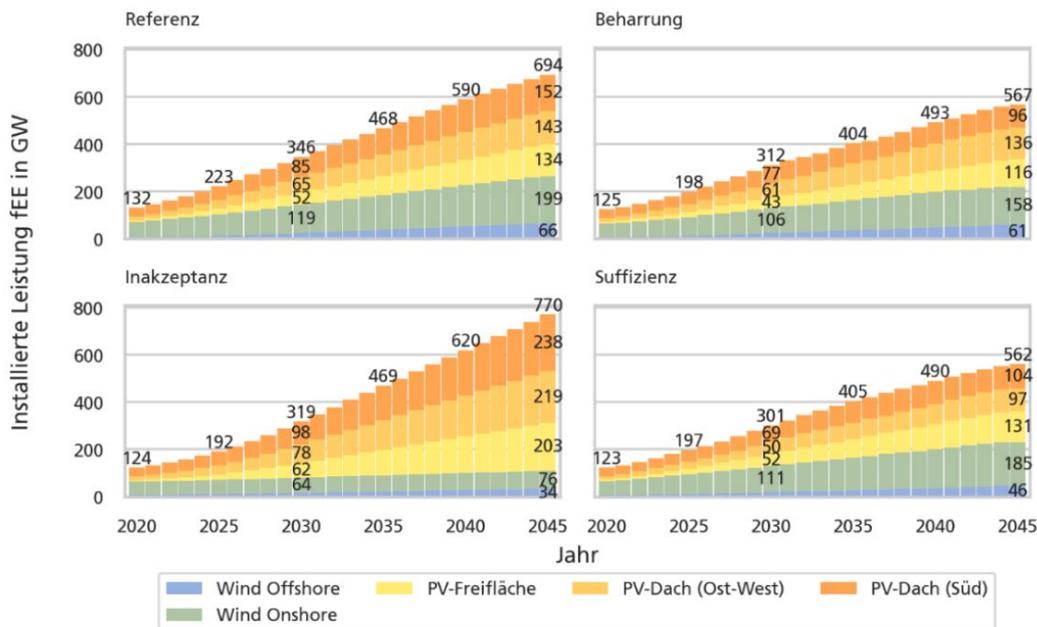


Abbildung 2.2 Vier Szenarien und der benötigte Zuwachs an erneuerbaren Energien (Fraunhofer ISE, 2021, S. 13)

Um die Kapazitäten der Netze für die steigende Anzahl an neuen EZAs auszulasten, ergreifen die Netzbetreiber Maßnahmen in Form von fünf aufeinander aufbauenden Planungsschritten des Netzausbaus, die sich auf die Übertragungsnetzbetreiber konzentrieren.

Als erstes wird ein Szenariorahmen von den Übertragungsnetzbetreibern entwickelt und der Bundesnetzagentur zur Genehmigung vorgelegt (BMWK, 2023, S. 3). Dieser Szenariorahmen enthält drei Szenarien, die auf unterschiedlichen energiepolitischen Entwicklungen und Zielen basieren. Dabei wird das Jahr 2045 als Ziel für die Klimaneutralität betrachtet, sowie das Jahr 2037 als Meilenstein auf diesem Weg (Bundesnetzagentur, 2022, S. 15).

Basierend auf diesem Szenariorahmen wird dann der Netzentwicklungsplan erstellt. Darin werden die erforderlichen Maßnahmen festgelegt, um die zukünftige Sicherheit des Stromnetzes zu gewährleisten. Hierbei wird das NOVA-Prinzip angewandt: Netzoptimierung vor Netzverstärkung vor Netzausbau (BMWK, 2023, S. 3). Unter Optimierung werden kurzfristige und kostengünstige Maßnahmen verstanden, um die Betriebsweise bestehender Betriebsmittel anzupassen. Verstärkung bezieht sich auf bauliche Maßnahmen oder den Austausch von Betriebsmitteln, um deren elektrische Eigenschaften oder Struktur grundlegend zu ändern. Ausbaumaßnahmen umfassen schwerwiegende Änderungen der Netzstruktur, wie beispielsweise den Bau neuer Trassen (Westnetz, 2022, S. 6).

Die entwickelten Maßnahmen werden alle vier Jahre in das Bundesbedarfsplangesetz aufgenommen. Anschließend durchlaufen sie den Prozess der Bundesfachplanung, bei dem Trassenkorridore festgelegt werden, und das Planfeststellungsverfahren, in dem konkrete Leitungswege und technische Ausführungen definiert werden, bevor sie umgesetzt werden können.

Trotz dieser kontinuierlichen Übertragungsnetzausbaumaßnahmen bleiben diese hinter dem Wachstum der erneuerbaren Energien zurück. Um die Netzkapazität nicht zu überlasten, intervenieren Netzbetreiber regelmäßig. Die neuen Nord-Süd-Trassen, die eine bessere Verteilung der in Schleswig-Holstein erzeugten erneuerbaren Energie ermöglichen sollen, sind noch in Bau und werden in den kommenden Jahren fertiggestellt (BMWK, 2018, S. 1). Daher sind die Verteilnetzbetreiber (VNB) gefordert, Lösungen zu finden, wie die wachsende Menge an erneuerbaren Energien effektiv ins Netz integriert werden kann.

Die VNB arbeiten ebenfalls nach dem NOVA-Prinzip und konzentrieren sich hauptsächlich auf die Optimierung der bestehenden Verteilnetze und ihrer Kapazitätsreserven. Häufig umgesetzte Maßnahmen sind das Einspeisemanagement, der Bau von regelbaren Ortsnetztransformatoren, das Monitoring von Freileitungen und verschiedene Regelungskonzepte (Bundesnetzagentur, 2021, S. 22). Obwohl die genannten Maßnahmen bereits zur verbesserten Auslastung der bestehenden Netze beitragen, besteht weiterhin Bedarf, zusätzliche Möglichkeiten zu erschließen, wie die vorhandene Netzkapazität effizienter genutzt werden kann.

2.2 Ziel und Aufbau der Arbeit

Ein Weg, den Ausnutzungsgrad des bestehenden Netzwerks zu erhöhen, könnte darin bestehen, direkt beim Netzanschluss erneuerbarer Energien anzusetzen. Je nach Leistungsmenge erhalten die Betreiber von Anlagen zur erneuerbaren Energieerzeugung vom Verteilnetzbetreiber (VNB) entweder einen Anschluss an die Mittelspannungsebene (MS-Ebene) oder einen Direktanschluss ans Hochspannungsnetz (HS-Netz) über ein von ihnen errichtetes Umspannwerk. Hierfür muss der Anlagenbetreiber ein Netzanschlussgesuch beim VNB einreichen und sich dabei um den Anschluss mit der Nennleistung der Erzeugungseinheiten (EZE) seiner EZA bewerben.

Erneuerbare Energien sind jedoch stark volatil und stellen die Nennleistung nicht jederzeit zur Verfügung. Windkraftanlagen an Land haben beispielsweise eine jährliche Volllaststundenanzahl von 1935, während PV-Freiflächenanlagen mit 980 Volllaststunden noch weniger aufweisen (Fraunhofer ISE, 2023, S. 45). Das bedeutet, dass die Nennleistung, für die ein Netzanschlusspunkt (NAP) reserviert wird, von Windkraftanlagen und PV-Anlagen die meiste Zeit überhaupt nicht abgerufen werden kann.

Im Rahmen dieser Arbeit soll daher untersucht werden, ob der Ausnutzungsgrad eines Netzanschlusspunkts eines Windkraft-Umspannwerks durch die Integration von PV optimiert werden kann. Dadurch könnte eine Möglichkeit geschaffen werden, trotz der zunehmend begrenzten Netzkapazitäten die Energieziele Deutschlands zu erreichen.

Der Fokus auf ein Windkraft-Umspannwerk ergibt sich daraus, dass in Schleswig-Holstein bereits viele Umspannwerke durch Windparks ausgelastet sind. Dies liegt daran, dass in Schleswig-Holstein ein Großteil der Windkraftanlagen in Deutschland steht und in naher Zukunft errichtet werden soll (Bundesnetzagentur, 2022, S. 115). In der Theorie kann PV, die zusätzlich zur Windkraft an einem Umspannwerk integriert wird, genau dann Strom einspeisen, wenn die Windkraftanlagen nicht im Nennbetrieb sind. Voraussetzung dafür ist, dass die Stunden, in denen durch Sonneneinstrahlung PV-

Strom erzeugt wird, sich ausreichend von den Stunden unterscheiden, in denen der Windpark Strom erzeugt. Dadurch kann vermieden werden, dass die EZE häufig abgeregelt werden müssen, um eine Überschreitung der vereinbarten Anschlusswirkleistung am Netzanschlusspunkt zu verhindern. Daher wird ein großer Teil dieser Arbeit darin bestehen, herauszufinden, in welchem Maße sich die Erzeugung von PV und Windkraft überschneidet. Zudem wird untersucht, ob ein Optimum existiert, bei dem zusätzliche PV-Anlagen zu einem Windkraft-Umspannwerk hinzugefügt werden können, sodass trotz möglicher Abregelung eine wirtschaftlich sinnvolle Investition getätigt wird.

Im Rahmen der Untersuchung wird die Optimierung des Netzanschlusspunktes durch die Integration von PV anhand eines Fallbeispiels betrachtet. Dieses Fallbeispiel bezieht sich auf ein Umspannwerk im Norden von Schleswig-Holstein, das bereits vollständig mit Windkraftanlagen belegt ist. Um den bestehenden Windpark zu erweitern, ist die Planung eines PV-Parks vorgesehen. Die genaue Zusammensetzung der bereits vorhandenen EZA wird im Kapitel 3.5 detailliert erläutert.

Zu Beginn der Arbeit wird ein Grundlagenteil präsentiert, der die Basis für die gewählte Methodik legt. Dies umfasst einen meteorologischen Hintergrund zur Windkraft und PV, um die Plausibilität der für die Untersuchung verwendeten Wetterdaten zu überprüfen. Darauf aufbauend wird die Energieerzeugung durch Windkraftanlagen erläutert, wobei der Schwerpunkt auf der Erläuterung von Leistungsdiagrammen liegt, die zur Umrechnung von Windgeschwindigkeiten in entsprechende Energieerzeugungswerte erforderlich sind.

Da im Rahmen dieser Arbeit die Planung eines PV-Parks vorgesehen ist, folgt eine Erklärung der technischen Grundlagen und des planerischen Hintergrunds für PV-Parks. Hierbei werden auch die mit einem solchen Park verbundenen Kosten und Erträge behandelt. Des Weiteren werden grundlegende Aspekte des Netzanschlusses erörtert, einschließlich des derzeitigen Netzanschlussverfahrens sowie des Aufbaus eines Umspannwerks. Dies ist insbesondere relevant, da das Fallbeispiel ein Umspannwerk betrifft und die verschiedenen Komponenten für die Kostenermittlung von Bedeutung sind.

Darüber hinaus werden spezifische Anforderungen der Netzbetreiber an die Anschlussnehmer erläutert und die Quellen, in denen diese Anforderungen festgehalten sind, aufgezeigt. Ein besonderes Augenmerk liegt auf dem EZA-Regler, da dieser neben der Blindleistungsregelung eine entscheidende Rolle bei der Überwachung der Einspeisung der EZA spielt. Er regelt die Einspeisung ab, wenn die vereinbarte Anschlusswirkleistung überschritten wird.

Im Anschluss wird die gewählte Methodik zur Beantwortung der Frage erläutert, ob die Integration von PV an einem Windkraft-Umspannwerk den Netzanschlusspunkt optimiert. Das Ziel besteht darin, in den bestehenden Windpark und das Umspannwerk einen PV-Park zu integrieren und eine anschlussfähige EZA zu konzipieren, die dem Netzbetreiber in einem Netzanschlussbegehren präsentiert werden kann.

Um die Funktionalität der EZA zu überprüfen, wird ein Modell unter Verwendung der Netzsimulationssoftware PowerFactory erstellt. Der Methodikteil beginnt damit, zu erläutern, wie das Modell in PowerFactory strukturiert wird. Anschließend wird dargelegt, wie die verwendeten Wetterdaten beschafft wurden und wie aus diesen Daten Erzeugungsprofile für Windkraft und PV erstellt werden. Diese Erzeugungsprofile werden in PowerFactory integriert, um den Ertrag eines typischen Jahres zu simulieren. Danach wird erläutert, wie der Regler für die EZA in PowerFactory implementiert wurde, um sicherzustellen, dass die vereinbarte Anschlusswirkleistung während der Simulation eingehalten wird.

Um die Kosten zu analysieren, wird eine Budgetübersicht sowohl für den PV-Park als auch für den Netzanschluss im bestehenden Umspannwerk erstellt. Für die Ermöglichung eines Standardnetzanschlusses, bei dem ein neues Umspannwerk gebaut werden müsste, wird ebenfalls eine Budgetübersicht für diese Option erstellt. Die ermittelten Kosten werden dann gegen den simulierten Ertrag bei verschiedenen Wechselrichterzahlen aufgerechnet. Dadurch lässt sich die Wirtschaftlichkeit des PV-Parks bei verschiedenen Leistungen ermitteln und ab welcher Leistung die Abregelung der einzelnen Wechselrichter zu groß wird, sodass sie unwirtschaftlich werden. Zudem gibt es den Netzanschluss beim Umspannwerk-Neubau, der als Vergleich dient und ebenfalls ein Indikator dafür ist, welche Leistungsmenge wirtschaftlich ist, um sie im Bestandsumspannwerk anzuschließen, da die Überbelegung der NAP eine wirtschaftliche Alternative darstellen soll.

Nachdem die potenzielle PV-Kapazität ermittelt wurde, folgt eine Analyse des Einspeiseverhaltens sowie eine Netzstudie für den entsprechend ausgelegten Park. In dieser Netzstudie werden die elektrischen Eigenschaften der EZA mit den Anforderungen des Netzbetreibers abgeglichen.

Die erzielten Ergebnisse der angewandten Methodik werden im Anschluss präsentiert. Dies beginnt mit der Vorstellung der erstellten Wetterdaten und den daraus resultierenden Erzeugungsprofilen. Anschließend wird die Wirtschaftlichkeit des PV-Parks bei verschiedenen Leistungsmengen analysiert und dabei ein Vergleich zwischen dem Anschluss im bestehenden Umspannwerk und einem neu errichteten Umspannwerk gezogen. Aus diesen Analysen wird das optimale Ergänzungsvolumen der PV ermittelt. Für die ermittelte optimale Erzeugungsmenge werden die Resultate zum Einspeiseverhalten präsentiert, wodurch ersichtlich wird, inwieweit der NAP optimiert wurde. Abschließend werden die Ergebnisse der Netzstudie vorgestellt, um festzustellen, ob die EZA den Vorgaben für die Blindleistungsregelung entspricht und ob sie in der geplanten Konfiguration überhaupt ans Netz angeschlossen werden kann.

Die erzielten Ergebnisse werden einer eingehenden Diskussion unterzogen und in einem abschließenden Fazit zusammengefasst. In dieser Phase wird insbesondere die gewählte Methodik kritisch evaluiert und beurteilt, ob der NAP tatsächlich optimiert wurde. Des Weiteren erfolgt ein Ausblick auf die zukünftige Anwendung dieses Netzanschlusses, um zu untersuchen, inwiefern und auf welche Weise diese Form des Netzanschlusses in das bestehende Stromnetz integriert werden kann.

3 Grundlagen

3.1 Ergänzung von Windkraft durch Photovoltaik

3.1.1 Meteorologischer Hintergrund zur Sonneneinstrahlung

Die Sonne verschmilzt kontinuierlich Wasserstoffkerne zu Heliumkernen und gibt dabei die freiwerdende Energie in Form von Strahlung ab. Von dieser Energie gelangen etwa 1367 W/m^2 zur Erdatmosphäre. Diese Bestrahlungsstärke wird als Solarkonstante bezeichnet (Wesselak & Voswinckel, 2012, S. 17).

Auf ihrem Weg durch die Atmosphäre zum Erdboden erfährt die Strahlung eine Reihe von Effekten, die bewirken, dass nur ein Teil davon die Erdoberfläche erreicht. In der Atmosphäre sind zahlreiche Teilchen vorhanden, die die Strahlung reflektieren oder bei bestimmten Wellenlängen absorbieren. Zudem treten Phänomene wie die Rayleigh-Streuung auf, wenn Licht auf Partikel trifft, die kleiner sind als die Wellenlänge, oder die Mie-Streuung bei besonders großen Teilchen in Bezug zur Wellenlänge (Mertens, 2020, S. 41ff). Dieser Effekt nimmt mit zunehmender Strecke durch die Atmosphäre zu, wobei der Air Mass (AM) als beschreibender Faktor dient. AM 1,5 wird besonders häufig in der Qualitätskontrolle von PV-Zellen genutzt (Wagner, 2019, S. 7).

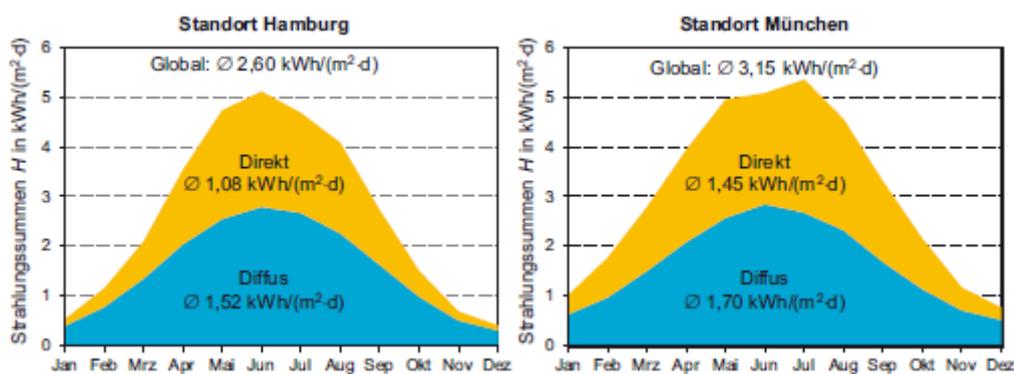


Abbildung 3.2 Direkte und diffuse Strahlung übers Jahr der Standort Hamburg und München (Mertens, 2020, S. 46)

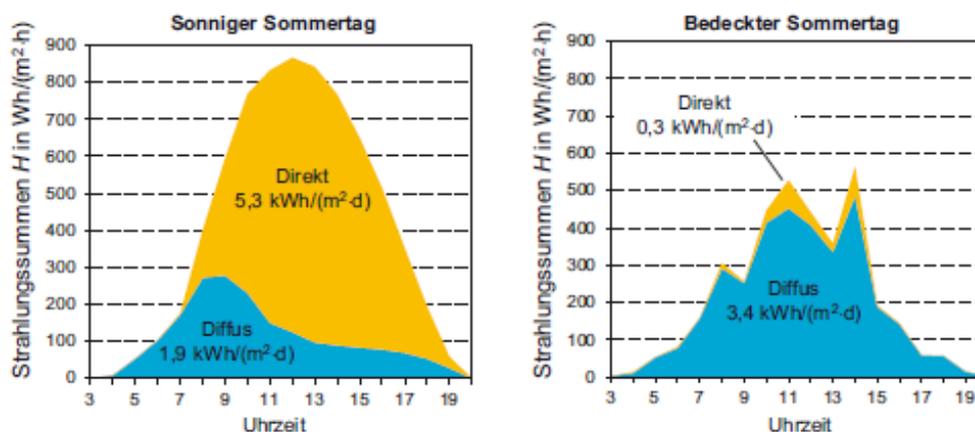


Abbildung 3.1 Direkte und diffuse Strahlung eines bedeckten und sonnigen Tages (Mertens, 2020, S. 46)

Wie bereits erwähnt, landet nicht die gesamte gestreute Strahlung wieder im Weltraum, sondern gelangt über Umwege als diffuse Strahlung zur Erdoberfläche. Abbildung 3.1 zeigt die Verteilung

zwischen direkter und diffuser Strahlung. Diese ist Standortübergreifend sehr ähnlich und die Strahlungsmenge ist im Sommer generell höher als im Winter. Zudem trifft im Winter fast ausschließlich diffuse Strahlung auf. Der Grund dafür ist in Abbildung 3.2 erkennbar. Wenn der Himmel von vielen Wolken bedeckt ist und dadurch ein trübes Wetter herrscht, kann kaum direkte Sonnenstrahlung auf den Erdboden treffen. Dies ist im Winter demnach häufiger der Fall, als im Sommer. Zudem ist erkennbar, dass über den Tag verteilt ein Großteil der Strahlung am Mittag auftritt während in den Morgenstunden, sowie Abendstunden die Einstrahlung sehr viel geringer ausfällt und nachts selbstverständlich überhaupt keine Strahlung einfällt.

Anhang A.1.1 ist eine Karte des Deutschen Wetterdiensts. Auf dieser ist die Jahressumme der Globalstrahlung von ganz Deutschland, gemittelt aus den Jahren 1991 bis 2020, abgebildet. Anhand der Karte lässt sich erkennen, dass neben den zeitlichen Faktoren auch räumliche Faktoren eine Rolle beim Einfall der Sonne spielen können. Deutlich sichtbar nimmt die Strahlungsmenge von Norden nach Süden zu.

Bei der Erfassung von Solarstrahlung ist es wichtig zu berücksichtigen, dass die zeitliche Auflösung der Messdaten eine erhebliche Rolle spielt. Wenn eine Strahlung von 1000 W/m^2 herrscht, diese jedoch durch einen Wolkenzug unterbrochen wird, sodass die Strahlung vorübergehend nur noch 500 W/m^2 beträgt, könnte der gemittelte Wert bei 800 W/m^2 liegen. Dabei könnte außer Acht gelassen werden, dass der Wechselrichter zeitweise in einer Überlast betrieben wurde (Mertens, 2020, S. 216).

3.1.2 Meteorologischer Hintergrund zum Windaufkommen

Die solare Einstrahlung von $1,7 \cdot 10^{14} \text{ kW}$ auf die Erdoberfläche trägt dazu bei, dass die Luftmassen in der Atmosphäre unaufhörlich erwärmt werden. Allerdings führt die solare Einstrahlung in verschiedenen Regionen zu unterschiedlicher Erwärmung. Wenn die Luft durch die Erwärmung expandiert, verringert sich ihre Dichte. Dies führt dazu, dass die erwärmte Luft aufsteigt und der Druck in dieser Region abnimmt. Als Konsequenz strömt kältere Luft aus benachbarten Gebieten nach. Dieses Phänomen der Luftbewegung wird als Wind bezeichnet (Mathew, 2006, S. 46). In dieser Hinsicht kann Wind, wie nahezu sämtliche Energieformen auf der Erde, als abgeleitete Form von Sonnenenergie betrachtet werden. Die Erdrotation trägt ebenfalls wesentlich zum Wind bei, indem sie dazu führt, dass globale Strömungen unregelmäßig sind und sich zeitlich nicht stationär verhalten oder sich in lokale Wirbel auflösen (Jarass et al, 2009, S. 23f).

Zusätzlich zu den globalen Windsystemen üben verschiedene Einflussfaktoren auf den Wind Einfluss aus, die eine weniger weite räumliche Ausdehnung haben. Dazu gehören die Temperaturunterschiede zwischen den Kontinenten und den umliegenden Ozeanen sowie markante Nord-Süd-Gebirgszüge. Auf noch kleinerer Skala sind auch Land-See-Windsysteme in Küstengebieten relevant. Diese werden durch die unterschiedliche Erwärmung und Abkühlung von Land und Wasser verursacht und führen dazu, dass tagsüber der Wind vermehrt landeinwärts und nachts in Richtung Meer weht. Zudem beeinflussen Berge und Täler den Wind ebenfalls durch ihre unterschiedlichen Höhenlagen (Emeis, 2022, S. 12).

Einer der größten Einflussfaktoren ist die Erdoberfläche. Diese hat einen Reibungswiderstand, durch den der Wind gebremst wird. Je näher am Boden desto stärker ist diese Bremswirkung. Zusätzlich verstärkt die Orographie des Bodens, durch Vegetation, das Höhenprofil und Bebauungen, den Effekt. Das bedeutet, dass die Windgeschwindigkeit näher am Boden mit einer sehr rauen Oberfläche niedriger ist als weiter oben mit einer Oberfläche geringerer Rauigkeit (Mathew, 2006, S. 48).

Ein Beispiel für eine glatte Oberfläche ist das Meer in Küstennähe. Durch die glatte Oberfläche treten höhere Windgeschwindigkeiten und geringere Turbulenzen auf als beispielsweise aufm Land.

Die vielfältigen Einflussfaktoren sorgen dafür, dass der Wind nahezu unvorhersehbar ist. Richtung und Stärke des Windes können innerhalb kürzester Zeit stark schwanken, sodass in einem Moment Windstille herrscht und im nächsten Moment Windgeschwindigkeiten von 25 m/s erreicht werden

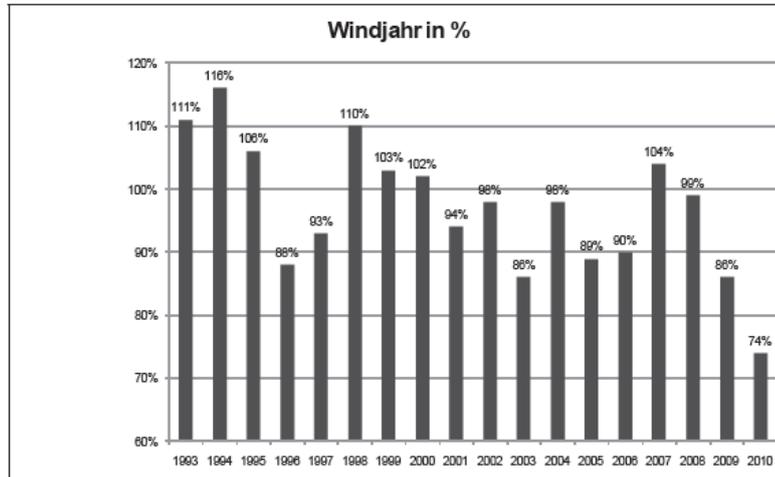


Abbildung 3.3 Windaufkommen in Prozent zum langjährigen Mittel in Deutschland (Böttcher, 2012, S. 235)

können. Der Wind variiert jedoch nicht nur kurzfristig, sondern kann auch von Jahr zu Jahr sehr unterschiedlich ausfallen, wie in Abbildung 3.3 zu sehen ist. Es kann vorkommen, dass das Windaufkommen in einem Jahr eine Veränderung von mehr als 10% gegenüber dem Vorjahr aufweist (Böttcher, 2012, S. 235).

Es ist also äußerst schwierig, den Wind im Voraus vorherzusagen. Dennoch gibt es Bemühungen, die Windgeschwindigkeit statistisch zu erfassen, denn es existieren mittlerweile zahlreiche Messreihen von aufgezeichneten Windgeschwindigkeiten. So wurde in küstennahen Regionen beobachtet, dass durch die Seewinde tagsüber ein stärkerer Wind weht als nachts (Mathew, 2006, S. 52f).

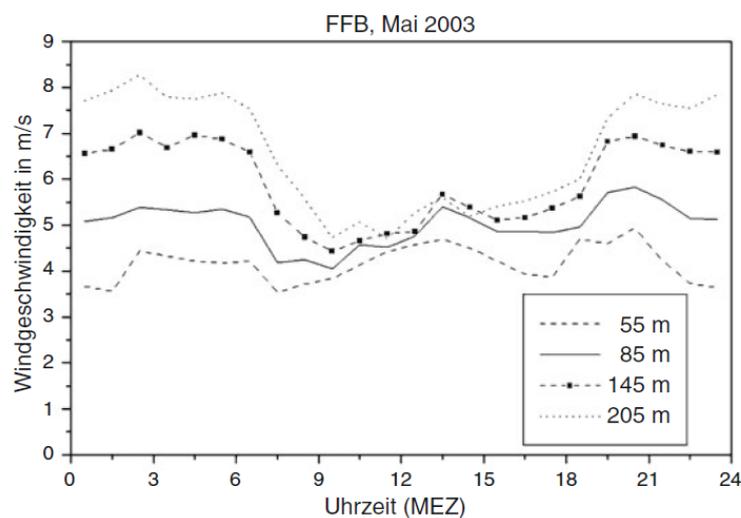


Abbildung 3.4: Tägliche Schwankungen der Windgeschwindigkeit (Emeis, 2022, S. 65)

Ähnlich verhält es sich mit bodennahen Winden auf dem Land, allerdings kehrt sich dieser Effekt, wie in Abbildung 3.4 zu sehen, in größeren Höhen um (Böttcher, 2012, S. 207).

Des Weiteren zeigen sich saisonale Unterschiede. In den Sommermonaten von Juli bis Oktober ist das Windaufkommen geringer als im übrigen Teil des Jahres (Mathew, 2006, S. 52f). Anhand statistisch erfasster Werte lassen sich daher Wahrscheinlichkeitsverteilungen erstellen, um etwas Klarheit in die chaotischen und unregelmäßigen Windaufkommen zu bringen.

Mithilfe der Weibullverteilung kann eine Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten erstellt werden, die eine gute Annäherung an tatsächliche Messwerte darstellt. Dies wird in Abbildung 3.5 deutlich, in der die gemessenen Werte über die von der Weibullverteilung ermittelten Werte gelegt wurden. Die Verteilung wird von zwei Faktoren beeinflusst: dem Skalenparameter A und dem Formfaktor k . Der Skalenparameter nimmt mit zunehmender Höhe kontinuierlich zu. Der Formfaktor ist vor allem für die Breite der Kurve verantwortlich; er nimmt erst zu, erreicht aber ein Maximum und nimmt ab einer bestimmten Höhe wieder ab, da die Varianz der Windgeschwindigkeiten geringer wird (Emeis, 2022, S. 158). Typische Werte für Skalenparameter und Formfaktor in 100 m Höhe sind beispielsweise für das offene Meer $A = 11,2$ m/s und $k = 2,26$, in Küstennähe $A = 8,1$ m/s und $k = 2,74$, oder weiter im Landesinneren $A = 7,6$ m/s und $k = 2,25$ (Jarass et al, 2009, S. 42).

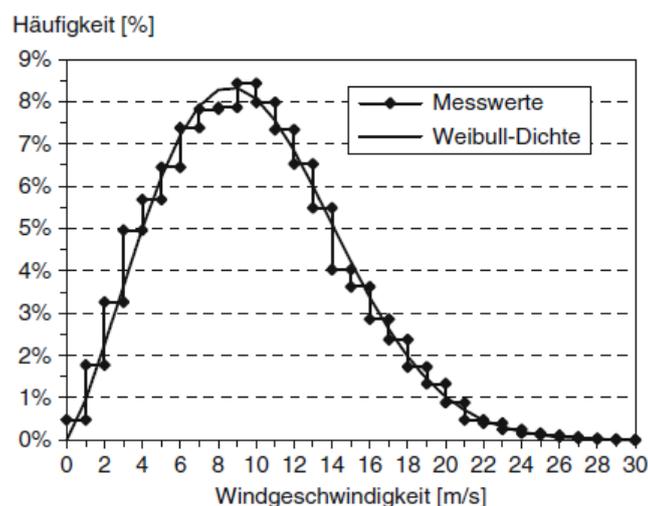


Abbildung 3.5 Windgeschwindigkeiten der FINOI-Plattform – Messwerte und Weibullverteilung (Jarass et al, 2009, S.41)

Es besteht eine erhebliche Unsicherheit in Bezug auf Windmessungen, da diese oft in Bodennähe durchgeführt werden, während die Nabenhöhen der Windenergieanlagen (WEAs) sich in Höhen von 50 bis 130 m befinden. Dies führt zu einem signifikanten Unterschied, da der Reibungswiderstand des Bodens wie bereits erklärt einen erheblichen Einfluss auf die Windgeschwindigkeit hat. (Werth, 2016, S. 49f).

3.1.3 Gleichzeitigkeit von Wind und Sonne

Es lässt sich festhalten, dass sich die Erträge aus Wind- und PV-Anlagen aufgrund der stark fluktuierenden Natur dieser Energiequellen nur schwer approximieren lassen. Sowohl Sonneneinstrahlung als auch Wind können unabhängig voneinander auftreten oder gleichzeitig

auftreten. Dies wird in Abbildung 3.6 veranschaulicht, wobei signifikante regionale Unterschiede erkennbar sind.

Im Norden Deutschlands scheinen Windstärke und Sonneneinstrahlung weitgehend unabhängig voneinander zu sein. Erst bei Windgeschwindigkeiten ab 16 m/s ist erkennbar, dass die Einstrahlung abnimmt. Dies bedeutet, dass selbst bei klarem Wetter starker Wind wehen kann. Ein Grund hierfür ist die Meeresbrise: Die erwärmte Luft über dem Land steigt auf, strömt über den Ozean und kühlt ab, bevor sie wieder absinkt. Dieser Prozess löst die Wolken auf und ermöglicht gleichzeitig starken Wind und intensive Einstrahlung (Emeis, 2022, S. 161).

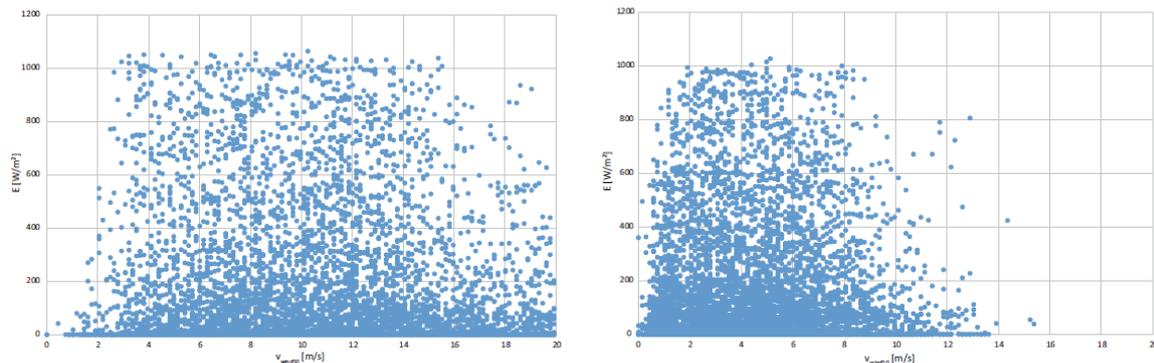


Abbildung 3.6 Einstrahlung in Abhängigkeit zur Windstärke im Norden [links] und Mitte [rechts] Deutschlands (Werth, 2016, S.65)

Weiter südlich in Deutschland verhält es sich anders. Bei einer Windgeschwindigkeit von 10 m/s ist kaum noch Sonneneinstrahlung vorhanden. Daher geht starker Wind häufig mit einer starken Bewölkung einher, was dazu führt, dass im Landesinneren Wind- und Solarerzeugung sich besser ergänzen als an der Küste.

Zusammenfassend lassen sich einige Indikatoren feststellen, die für eine Symbiose von Windkraft und PV sprechen. Zum einen gibt es eine Überschneidung der sonnenreichsten Monate und den windärmsten Monaten des Jahres. Außerdem gibt es nachts eine große Zeitspanne, in der PV keinen Strom erzeugt, der Wind jedoch weiter ohne Einschränkung weht. Das führt dazu, dass generell eine hohe Sonneneinstrahlung nur selten mit einem starken Wind einhergeht, außer der Standort ist nördlich in der Nähe der Küste. In diesem Fall gibt es verhältnismäßig sehr viel mehr Stunden, in denen beide Energiequellen stark vertreten sind und dieser Standort dadurch nicht so gut für geeignet ist wie andere. Das bedeutet jedoch nicht, dass von einer kombinierten Verwendung der beiden Technologien Windkraft und PV an einem NAP abzusehen ist.

In der Netzplanung wird die Ungleichzeitigkeit der beiden Energiequellen berücksichtigt, indem mit einem Gleichzeitigkeitsfaktor gerechnet wird. Der Faktor ist eine Erfahrungsgröße, die durch Netzform, Verbraucher und dem Verhältnis der installierten Leistung beeinflusst wird (Werth, 2016, S. 61f).

3.1.4 Energieerzeugung durch Windkraft

Der einwirkende Windstrom trifft auf den Rotor der WEA und bringt ein bestimmtes Luftvolumen mit sich. Es ist jedoch nicht möglich, dass der gesamte Luftstrom in eine rotierende Bewegung umgewandelt wird. Der Teil des Luftstroms, der tatsächlich von einer Windturbine genutzt werden kann, wird durch den Leistungsbeiwert repräsentiert. Der Leistungsbeiwert dient somit als Maßstab für

die Effizienz einer WEA. Der maximal mögliche Leistungsbeiwert, den eine WEA theoretisch erreichen könnte, beträgt 0,59. Dies impliziert, dass eine WEA unter optimalen Bedingungen höchstens 59% der in der Windströmung enthaltenen Energie in nutzbare Leistung umwandeln kann (Valov, 2022, S. 16).

Von dem umgewandelten Luftstrom kann jedoch nur ein Anteil als nutzbarer Strom aus dem Generator gewonnen werden, da jeder Bestandteil der Anlage über einen eigenen Wirkungsgrad verfügt. Zusätzlich wird eine Pitch-Regelung angewandt, die im Bereich der Nennleistung die Anlage drosselt.

Durch das Zusammenspiel dieser Einflussfaktoren entstehen spezifische Charakteristiken für Windkraftanlagen, die in einer Leistungskennlinie festgehalten werden, wie sie in Abbildung 3.7 zu sehen ist. Diese Kennlinie gibt Aufschluss darüber, bei welcher Windgeschwindigkeit welche Leistung von der Anlage erzeugt wird.

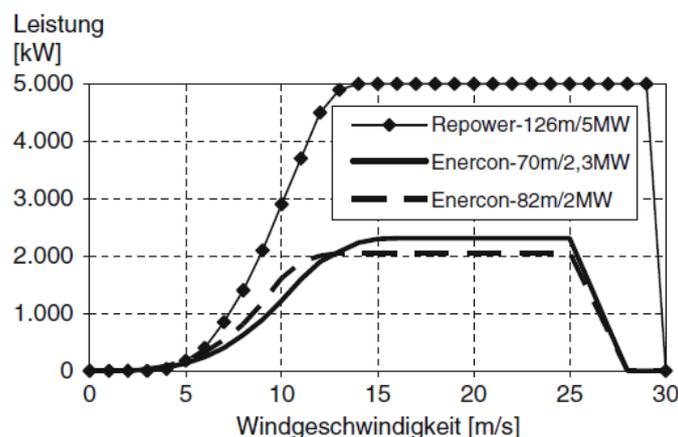


Abbildung 3.7 Leistungskennlinien verschiedener Anlagentypen (Jarass et al, 2009, S. 35)

Die Leistungskurve einer Windkraftanlage lässt sich in vier Phasen unterteilen. Die erste Phase ist der Stillstand, bei dem die kinetische Energie des Windes nicht ausreicht, die Trägheit des Rotors zu überwinden, wodurch keine Energiegewinnung stattfindet. Ab einer bestimmten Windgeschwindigkeit, die je nach WEA variiert, aber oft bei etwa 3 m/s liegt, beginnt die Anlage sich zu drehen und Strom zu erzeugen. In dieser Phase steigt die erzeugte Leistung exponentiell mit dem Verhältnis von Windgeschwindigkeit zur Leistung an, und dies setzt sich bis zur Nennleistung bzw. -geschwindigkeit der Anlage fort. Anschließend tritt die dritte Phase ein, in der durch die Anpassung des Anstellwinkels der Rotorblätter mittels der Pitch-Regelung die Aufnahme von Windenergie begrenzt wird, um die Anlage im Nennbetrieb zu halten. Dies bleibt so, bis die Windgeschwindigkeit einen kritischen Punkt erreicht, bei dem aus Schutzgründen die Leistung auf null reduziert wird (Jarass et al, 2009, S. 35).

Wie in der Abbildung 3.7 zu erkennen steigt die Kurve schon bei einer kleinen Änderung der Windgeschwindigkeit schnell an. Dies liegt daran, dass die Windgeschwindigkeit mit der dritten Potenz in die Energieerzeugung der WEA eingeht. Daraus ergibt sich, ähnlich wie bei der Messung der Solarstrahlung, ein Fehler aufgrund von stündlich gemittelten Werten. Die Windgeschwindigkeit beeinflusst die erzeugte Leistung exponentiell, weshalb bereits ein kleiner Fehler in der Windgeschwindigkeit zu einem Fehler von 20 % in der erzeugten Leistung führen kann, wenn die Windgeschwindigkeit gemittelt wird. Daher muss mit den Windgeschwindigkeiten v_i unter

Berücksichtigung ihres Einflusses auf die Leistungserzeugung der Mittelwert v_m gebildet werden (Mathew, 2006, S. 63f).

$$[3.1] \quad v_m = \sqrt[3]{\frac{\sum_{i=1}^n v_i^3}{n}}$$

Neben der bereitgestellten Wirkleistung erfordert eine WEA auch die Bereitstellung von Blindleistung, was zur Spannungshaltung im Netz beiträgt. Für EZAs, die ans Stromnetz angeschlossen werden sollen, gelten spezifische Anforderungen, die im Abschnitt 3.4.1 erörtert werden. Jede EZE, die Teil einer solchen Anlage ist, muss dazu beitragen, die Vorgaben des Netzbetreibers zu erfüllen. Demzufolge weisen WEAs und andere EZE, wie beispielsweise Wechselrichter, einen Bereich auf, innerhalb dessen sie sowohl spannungs- als auch wirkleistungsabhängig Blindleistung bereitstellen können. Die Ausprägung dieses Bereichs variiert je nach Typ der jeweiligen EZE und wird in einem Leistungsdiagramm festgehalten (Schäfer, 2020, S. 215).

3.2 Dimensionierung eines Photovoltaikparks

Im Kapitel 3.1.1 wurde bereits erläutert, wie die Sonneneinstrahlung auf die Erde trifft, welche davon nutzbar ist und wann die höchste Energie in Form von Solarstrahlung auftritt. Die Solarstrahlung kann

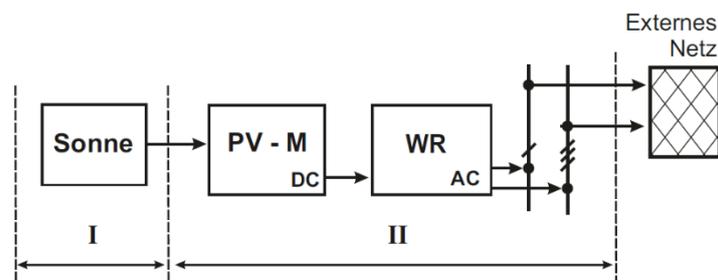


Abbildung 3.8 Schematischer Aufbau der Stromerzeugung in einer PV-Anlage (Valov, 2022, S. 20)

mithilfe von PV-Anlagen und ihrer speziellen Halbleitertechnik in Gleichstrom umgewandelt werden. Eine typische PV-Anlage besteht im Wesentlichen aus mehreren PV-Modulen, die für die Erzeugung von Gleichstrom verantwortlich sind, sowie einem Wechselrichter, der den erzeugten Gleichstrom in Wechselstrom umwandelt. Dieser Wechselstrom kann dann auf eine andere Spannung transformiert werden, wodurch er flexibler im externen Netz genutzt werden kann.

Im Folgenden wird erläutert, wie dieses Prinzip sinnvoll als PV-Freiflächenanlage konzipiert werden kann. Dabei werden die verschiedenen Bestandteile eines solchen PV-Parks betrachtet und erläutert, wie diese Komponenten dimensioniert werden müssen. Zudem werden die möglichen Kosten für ein solches Projekt behandelt, wobei der Netzanschlusspunkt selbst ausgeschlossen ist, da dieser bereits vorhanden ist und nur gegen die neu angeschlossene Leistung abgesichert werden muss. In diesem Zusammenhang sind lediglich bestimmte Elemente im Netzwerk zu verstärken. Des Weiteren wird ein Ausblick darauf gegeben, wie der zu erwartende Ertrag eines PV-Freiflächenparks bestimmt werden kann. Vor dieser Analyse wird jedoch der planerische Hintergrund dargelegt.

3.2.1 Planerische Grundlagen

Am Anfang eines PV-Projektes wird die Größe der Anlage festgelegt. In diesem Fall liegt jedoch eine besondere Situation vor, da die PV-Anlage in Kombination mit Windkraft errichtet werden soll. Die Bestimmung der Anlagengröße ist daher ein entscheidender Teil der Fragestellung. Die Vorgehensweise zur Bestimmung der Anlagengröße wird im Abschnitt 4.2.2 beschrieben.

Zusammen mit dem Modultypen bestimmt die Anlagenleistung die benötigte Fläche für den PV-Park. Eine Faustregel besagt, dass ungefähr 1 kWp etwa 8 m² Fläche benötigt (Haselhuhn & Hartmann, 2012, 5-5). Da der Flächennutzungsfaktor für eine Freiflächenanlage zwischen 0,3 und 0,4 liegen sollte, um unnötige Verschattung zu vermeiden, muss zusätzliche Fläche eingeplant werden. Nach Berücksichtigung dieser Faktoren beträgt die Fläche, die für 1 kWp benötigt wird, etwa 24 m² (Wesselak & Voswinckel, 2012, S. 90f).

Die Module könnten so ausgerichtet werden, dass sie den Sonnenstand verfolgen und in zwei Achsen nachgeführt werden, um einen höheren Ertrag zu erzielen. In Deutschland hat sich jedoch die feste Bauweise durchgesetzt, da die Module inzwischen kostengünstig sind und die Nachführung sich nicht mehr so rentiert wie zuvor. Zudem erfordert eine nachgeführte Anlage mehr Platz im Vergleich zu einer festen Bauweise (Wesselak & Voswinckel, 2012, S. 90f).

Für eine PV-Anlage werden mehrere Module in Reihe geschaltet, um einen Modulstrang zu bilden. Dieser Strang wird dann mit einem Wechselrichter verbunden. Es existieren verschiedene Arten von Wechselrichtern, an welche diese Stränge angeschlossen werden können, was zu unterschiedlichen Anlagenkonzepten führt.

Zu den möglichen Konzepten zählen Zentralwechselrichter, die mehrere Gleichstrom-Eingänge (DC-Eingänge) aufweisen, an die jeweils ein Strang angeschlossen werden kann. Diese Stränge können kurz gehalten werden, um den Einfluss von Verschattung möglichst gering zu halten. Dadurch ist jedoch die Spannung niedrig, was zu einer größeren Auslegung der Betriebsmittel führt, da der fließende Strom größer ist. Zudem ist der Wirkungsgrad des Wechselrichters bei niedrigen Spannungen und hohen Strömen geringer, weshalb diese Variante seltener genutzt wird (Haselhuhn & Hartmann, 2012, 5-8f).

Insbesondere bei Freiflächenanlagen, bei denen weniger auf Verschattung durch Bäume, Kamine oder ähnliches geachtet werden muss, wird auf größere Spannungen und somit längere Stränge gesetzt. Die DC-Eingangsspannungen bei solchen Wechselrichtern bewegen sich üblicherweise im Bereich von 600 V bis 800 V (Mertens, 2022, S. 208).

Bei Strangwechselrichtern wird, wie der Name bereits andeutet, ein Wechselrichter für jeden Strang eingesetzt. Der Hauptvorteil dieses Konzepts liegt vor allem in seiner Flexibilität. Die Anzahl der Stränge kann je nach Bedarf frei gewählt werden, was eine präzise Anpassung der Gesamtleistung ermöglicht. Die Verfügbarkeit ist ebenfalls höher, da bei Ausfall, Wartung oder Reparatur nur der betroffene Strang abgeschaltet werden muss (Valov, 2022, S. 26).

Ein weiteres Konzept, das auf maximale Flexibilität und den bestmöglichen Systemwirkungsgrad ausgerichtet ist, ist das Modulwechselrichterkonzept. Bei diesem Ansatz besitzt jedes einzelne Modul einen eigenen Wechselrichter, der genau auf die Leistung des Moduls abgestimmt ist und präzises Maximum Power Point Tracking (MPP-Tracking) durchführen kann. Anlagen, die nach diesem Prinzip aufgebaut sind, können problemlos erweitert werden. Dieses Anlagenkonzept erweist sich insbesondere in Situationen mit stark unterschiedlichen Einstrahlungsbedingungen als sinnvoll (Haselhuhn & Hartmann, 2012, 5-8f). Allerdings ist die praktische Umsetzung von

Modulwechselrichtern aufgrund komplizierter Wartung und Austauschverfahren bisher nicht weit verbreitet (Mertens, 2022, S. 203).

Abschließend lässt sich festhalten, dass zentrale Wechselrichter im Vergleich zu dezentralen Wechselrichtern in größeren Projekten den Vorteil bieten, Kosteneinsparungen zu erzielen. Dies liegt daran, dass zentrale Wechselrichter aufgrund der Möglichkeit zur Parallelschaltung mehrerer Modulstränge eine höhere Anschlussleistung haben. Dadurch müssen für dieselbe Anlagenleistung weniger Wechselrichter installiert werden (Wesselak & Voswinckel, 2012, S. 85).

Ab einer bestimmten Anlagengröße, die bei PV-Freiflächenanlagen schnell erreicht wird, ist es erforderlich, die Spannung hochzutransformieren, um geringere Ströme durch nachgelagerte Anlagenteile fließen zu lassen und diese kleiner dimensionieren zu können. Bei einer solchen Größe wird die PV-Anlage oft als PV-Kraftwerk bezeichnet, und es wird hinter den Wechselrichtern eine Transformatorstation errichtet (Valov, 2022, S. 26). Es besteht auch die Möglichkeit, den Wechselrichter direkt mit dem Transformator zu kombinieren. Diese Variante wurde in der Vergangenheit genutzt, jedoch aufgegeben, sobald es technisch möglich wurde, transformatorlose Wechselrichter herzustellen. Die Gründe dafür waren, dass die eingebauten Transformatoren schwer, groß und teuer waren (Mertens, 2022, S. 206). In einer Freiflächenanlage spielen Größe und Gewicht jedoch eine geringere Rolle, und der Preis ist ebenfalls weniger relevant, da Transformatoren bei derart großen PV-Kraftwerken ohnehin benötigt werden, um die Spannung auf Mittelspannungsniveau zu transformieren.

Sobald das Konzept festgelegt ist, folgt die Leistungsdimensionierung der Wechselrichter. Die Wechselstrom-Wirkleistung (AC-Wirkleistung) der Wechselrichter wird auf $\pm 20\%$ der angeschlossenen Modulleistung unter Standardbedingungen (STC) eingestellt. Der AC-Wirkleistungsausgang eines Wechselrichters wird unter anderem durch einen festgelegten Bemessungsleistungsfaktor gesteuert. Der Bemessungsleistungsfaktor repräsentiert das Verhältnis von Bemessungswirkleistung zu Bemessungsscheinleistung und ermöglicht somit die Bereitstellung ausreichender Blindleistung (Valov, 2022, S. 65). Diese Einstellung hängt einerseits von der Wechselrichter- und Modultechnologie ab und andererseits von den regionalen Gegebenheiten (Haselhuhn & Hartmann, 2012, 5-22f).

Als nächster Schritt erfolgt die Spannungsdimensionierung, anhand derer die maximale und minimale Anzahl von Modulen in einem Strang festgelegt wird. An einen Wechselrichter darf nur eine bestimmte Spannung $U_{WR,max}$ angeschlossen werden. Wenn diese Spannung überschritten wird, wird der Wechselrichter aus Schutz vor Überlastung abgeschaltet. Damit die maximale Modulanzahl n_{max} in dem Strang berechnet werden kann, muss die die Leerlaufspannung eines kalten Tages herangezogen werden $U_{L,Modul,(-10^\circ C)}$. Das ist die höchste auftretende Spannung (Mertens, 2022, S. 216).

$$[3.2] \quad n_{max} = \frac{U_{WR,max}}{U_{L,Modul,(-10^\circ C)}}$$

Für die minimale Modulanzahl n_{min} in einem Strang wird die Rechnung umgedreht. Die niedrigste Spannung, die am Wechselrichter auftreten muss, ist die untere Grenze des Spannungsbereich für das Maximum-Power-Point-Tracking (MPPT) des Wechselrichters $U_{WR,MPP,min}$. Außerdem wird die MPP-Spannung des Moduls bei einem heißen Sommertag benötigt. $U_{MPP,Modul,(70^\circ C)}$ ist die niedrigste Spannung, die das Modul abgibt und diese darf nicht unter der bereits genannten MPPT-Grenze des Wechselrichter liegen (Mertens, 2022, S. 216).

$$[3.3] \quad n_{min} = \frac{U_{WR,MPP,min}}{U_{MPP,Modul,(70^\circ C)}}$$

Zuletzt muss die Stromdimensionierung durchgeführt werden. Diese gibt Aufschluss darüber, wie viele Strings am Wechselrichter zusammen angeschlossen werden können. Der maximale DC-Eingangsstrom des Wechselrichters $I_{WR,max}$ und der maximale Strom der aus einem Modulstrang kommt $I_{Strang,max}$. Da gelegentlich höhere Einstrahlwerte auftreten, als in den STC festgehalten, sollte mit dem 1,25-fachen des MPP-Stroms gerechnet werden (Haselhuhn & Hartmann, 2012, 5-27).

$$[3.4] \quad n_{Strang} \leq \frac{I_{WR,max}}{I_{Strang,max}}$$

Nachdem alle Informationen zu den Wechselrichtern und den Strangspannungen und -strömen vorliegen, können nun die Leitungen der Wechselrichter ausgelegt werden. Dabei wird die Kabelart und der Leitungsquerschnitt ausgewählt. Bei der Auswahl von AC-Leitungen ist die Strombelastbarkeit besonders relevant (Haselhuhn & Hartmann, 2012, 5-39).

Die Strombelastbarkeit eines Kabels hängt vor allem vom verwendeten Leitermaterial und dem Querschnitt ab. Gängige Leitermaterialien für Kabelleitungen sind Kupfer und Aluminium. Kupfer zeichnet sich durch geringere Verluste aus und ist flexibler, was zu besseren Biegeradien bei der Montage führt. Aluminium ist preislich attraktiver und wird deshalb häufiger verwendet (Valentin Crastan, 2012, S. 163f). Es gibt jedoch weitere Faktoren, die die tatsächliche Strombelastbarkeit beeinflussen. Die von Kabelherstellern angegebene Strombelastbarkeit bezieht sich oft auf bestimmte Standardbedingungen. Die reale Strombelastbarkeit der Kabel ändert sich abhängig von den Verlegungsbedingungen. Zudem wird die Strombelastbarkeit durch die Wärmeabstrahlung anderer Kabel beeinflusst. Zu verwendende Verlegefaktoren werden in der DIN VDE 0276-1000 (VDE 0276 Teil 1000):1995-06 festgehalten. Gemäß den Normen resultiert aus der Verlegung eines Einzelkabels mit einer zulässigen Betriebstemperatur von 90 °C, einer Erdbodentemperatur von 20 °C, einem spezifischen Erdbodenwärmewiderstand von 1,5 Km/W und einem Belastungsgrad des Kabels von 70 % ein Verlegefaktor von 0,9. Dies bedeutet, dass die Strombelastbarkeit um 10 % geringer ist als im Herstellerdatenblatt angegeben. Die Erdbodentemperatur von 20 °C repräsentiert die typische Erdbodenwärme während der wärmsten Monate. Ein spezifischer Erdbodenwiderstand von 1 Km/W stellt einen üblichen Wert dar, wobei aus Sicherheitsgründen auch ein leicht höherer spezifischer Erdbodenwiderstand in Betracht gezogen werden kann, wenn nicht genau bekannt ist in was für einem Boden das Kabel verlegt wird (DIN e.V. & VDE e.V., 1995, S. 6).

Für DC-Leitungen ist besonders wichtig den Leitungsquerschnitt A so zu berechnen, dass der Spannungsabfall in der Leitung nicht größer als 1% der Nennspannung des Strangs bei Standardbedingungen beträgt. Hierfür werden die Länge der Leitung l , der Strangstrom I_{Str} , die Leistung des Strangs P_{Str} und die elektrische Leitfähigkeit des verwendeten Materials κ (Aluminium = 34, Kupfer = 56) benötigt. Der berechnete Leitungsquerschnitt wird auf die nächste verfügbare Größe aufgerundet. Anschließend kann, unter Berücksichtigung der Stranganzahl, die gesamte Verlustleistung $P_{V,ges}$ berechnet werden (Haselhuhn & Hartmann, 2012, 5-44).

$$[3.5] \quad A = \frac{2 \cdot l \cdot I_{Str}}{1\% \cdot P_{Str} \cdot \kappa}$$

$$[3.6] \quad P_{V,ges} = \frac{2 \cdot n_{Strang} \cdot l \cdot I_{Str}^2}{A \cdot \kappa}$$

3.2.2 Wirtschaftlichkeit

Das Anlagenkonzept steht, und die benötigten Bauteile sind dimensioniert, sodass nun die Kostenermittlung erfolgen kann. Dabei ist es wichtig, Bauteile zu verwenden, die ein gutes Kosten-

Nutzen-Verhältnis aufweisen. Besondere Aufmerksamkeit gilt den Modulen und den Wechselrichtern, da diese einen wesentlichen Anteil der Kosten ausmachen. Bei den Modulen kann vor allem durch die Größe der Anlage ein besseres Preis-Leistungs-Verhältnis erzielt werden (Wesselak & Voswinkel, 2012, S. 102). Eine höhere Abnahmemenge von Modulen führt zu niedrigeren Einzelpreisen, sodass bei größeren Anlagen die Module etwa 42 % der Kosten ausmachen (Haselhuhn & Hartmann, 2012, 5-83). Zudem sollte auf die Zelltechnologie geachtet werden. Ein höherer Wirkungsgrad der Module führt zu einer effizienteren Nutzung und ermöglicht eine höhere Leistung pro Fläche. Allerdings geht ein höherer Wirkungsgrad oft mit höheren spezifischen Kosten einher (Wesselak & Voswinkel, 2012, S. 102). Wechselrichter haben zwar einen kleineren Anteil am Gesamtpreis der Anlage, beeinflussen aber durch ihren Wirkungsgrad maßgeblich die Gesamtleistung des Systems. Daher kann eine leicht erhöhte Investition in qualitativ hochwertige Wechselrichter die Wirtschaftlichkeit erheblich steigern. Wechselrichter machen normalerweise 10 % des Gesamtpreises aus (Haselhuhn & Hartmann, 2012, 5-83). Ein weiterer Kostenfaktor, der mit der Modulanzahl zusammenhängt, betrifft das Montagesystem, das zur Befestigung der Module dient. Bei großen Anlagen steigen die Kosten für das Montagesystem, da Freiflächenanlagen spezielle Anforderungen an die Montagestrukturen haben (Kaltschmitt, 2006, S. 260f). Dadurch steigen die anteiligen Kosten bei größeren Projekten bis zu 13 % (Haselhuhn & Hartmann, 2012, 5-83).

Die Montage des Systems sowie die Projektplanung und -entwicklung sind neben den Modul- und Wechselrichterkosten die größten Einflussfaktoren auf die Gesamtkosten. Bei Großprojekten können diese Kosten erheblich steigen, insbesondere bei Freiflächenanlagen, wo zusätzliche Ausgaben für Baugenehmigungen und Planungskosten anfallen. Bei Anlagenleistungen über einem Megawatt machen diese Kosten etwa 25% der Investitionskosten aus. Kleiner Einflussfaktoren sind der Netzanschluss und die AC-Verkabelung sowie DC-Verkabelung, die zusammen ungefähr 10 % ausmachen (Haselhuhn & Hartmann, 2012, 5-83).

Zusätzlich zu den Investitionskosten sind die Betriebskosten ein weiterer wichtiger Aspekt. Hierbei handelt es sich um Versicherungskosten, um die Anlage vor Schäden, Diebstahl und Ertragsausfällen zu schützen. Zudem fallen Kosten für Reparaturen, Wartung und technische Betriebsführung zur Überwachung der Anlage an. Leerlaufverluste der Transformatoren müssen ebenfalls abgedeckt werden, und für Freiflächenanlagen sind Pachtgebühren für die Nutzung des Landes an den Eigentümer zu entrichten (Konrad, 2007, S. 34). Die Gesamtbetriebskosten belaufen sich in der Regel auf etwa 1,5% der Investitionskosten (Mertens, 2022, S. 310).

Den Kosten gegenüber steht der Ertrag. Damit dieser final berechnet werden kann, muss zunächst herausgefunden werden, wie der ideale Ertrag der PV-Anlage aussieht. Hierfür müssen der Standort der Anlage sowie die Ausrichtung und Neigung der Module bekannt sein. Wie die Solarstrahlung letztlich auf das Modul trifft und welche Faktoren darauf Einfluss nehmen, wurde bereits im Kapitel 3.1 erwähnt.

Das Modul kann geneigt werden, um den Ertrag zu erhöhen. Ein weiterer Vorteil der Modulneigung ist, dass ab 30° ein selbstreinigender Effekt durch Regenschauer eintritt, der hinreichend stark ist, sodass kaum Verschmutzungen auftreten (Mertens, 2022, S. 301).

In Mitteleuropa wird durch eine Ausrichtung nach Süden und einem Neigungswinkel von ungefähr 30° ein optimales Strahlungsangebot gewährleistet (Wesselak & Schabbach, 2009, S. 74). Eine solche Neigung führt üblicherweise zu einer Ertragssteigerung von 15 % (Haselhuhn & Hartmann, 2012, 2-21).

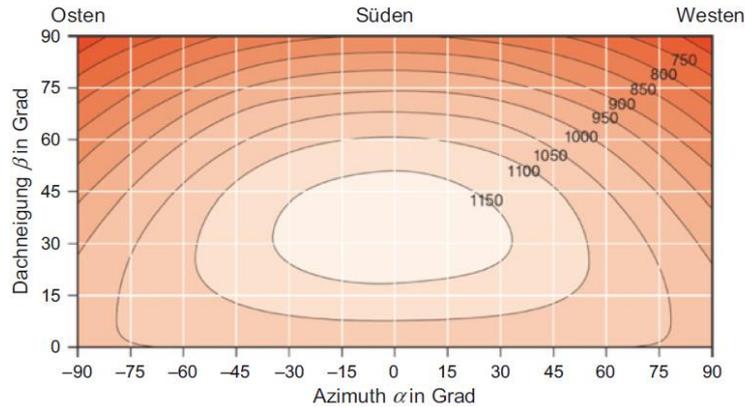


Abbildung 3.9 Strahlungsdiagramm für den Standort Berlin (Mertens, Photovoltaik, 2022, S. 57)

Die Solarstrahlung, die auf die Modulfläche A_{Modul} auftrifft ist letztlich jedoch nicht die Energiemenge, die auf der Wechselrichterseite herauskommt. Einerseits hat das Modul nur einen gewissen Wirkungsgrad η_{Modul} , der besagt, wie viel der jährlichen Solareinstrahlung E_{Solar} in elektrische Energie E_{real} umgesetzt werden kann (Haselhuhn & Hartmann, 2012, 5-87).

Dazu kommen viele weitere Faktoren, die zu einem Energieverlust führen. Die Effizienz der Energieumwandlung von der Energie, die durch den Modulwirkungsgrad, aus der auf die Modulfläche auftreffende Solarstrahlung, gewonnen werden sollte, bis hin zur tatsächlich nutzbaren Energie der Anlage, wird Performance Ratio (PR) genannt. Beeinflusst wird die PR durch den Wirkungsgrad des Wechselrichters und die Abstimmung des Wechselrichters mit anderen Komponenten, Leitungsverluste und Verluste durch Modulverschmutzung oder -verschattung (Konrad, 2007, S. 86f).

$$[3.7] \quad PR = \frac{E_{real}}{\eta_{Modul} \cdot A_{Modul} \cdot E_{Solar}}$$

Tabelle 3.1 Mögliche Annahmen für die PR (Haselhuhn & Hartmann, 2012, 5-86)

Einflussfaktor	Theorie
Modulverschattung	0 - 5 %
Modulverschmutzung	1 - 3 %
Reflexion	2,5 - 5 %
spektrale Abweichung von AM 1,5	1 - 2 %
Mismatch und Abweichung von Herstellerangaben	0,5 - 2,5 %
Geringer Modulwirkungsgrad wegen Abweichung von STC	3 - 9 %
DC-Leitungsverluste	0,5 - 1,5 %
MPP-Anpassungsfehler und Abhängigkeit des WR-Wirkungsgrades von der Eingangsspannung	0,5 - 3 %
Umwandlungsverluste des WR	1,5 - 6 %
AC-Leitungsverluste	0,2 - 1,5 %
Gesamt	10,5 - 37 %

Bei einer guten PV-Anlage liegt die PR in einem Bereich von 80 bis 85% (Wesselak & Voswinckel, 2012, S. 94). Der Wert ergibt sich aus den in Tabelle 3.1 aufgelisteten Einflussfaktoren.

Weitere Anhaltspunkte die PV-Anlage mit unterschiedlichen PV-Parks zu vergleichen, Jahresenergieproduktion ins Verhältnis zu den installierten Kilowattpeak P_n zu setzen und äquivalent dazu die Volllaststunden.

$$[3.8] \quad FY = \frac{E_{real}}{P_n}$$

Für eine Abschätzung der Ertragsmenge lässt sich die jährliche Einstrahlung auf die Modulebene aus dem Strahlungsdiagramm in Abbildung 3.9 entnehmen. Für genauere Ertragsprognose werden Simulationsprogramme herangezogen, die sehr standortgenau einen spezifischen Datensatz simulieren können.

Abschließend gilt es der Untersuchung, anhand der erzielten Erträge zu ermitteln, ob die Investition in den PV-Park angesichts der Kosten rentabel war. Erneuerbare Energien werden gemäß § 19 Abs. 1 EEG auf verschiedene Weisen vergütet. Die relevantesten Vergütungsformen für größere Anlagen sind die Marktprämie gemäß § 20 EEG und die Einspeisevergütung gemäß § 21 Abs. 1. Einspeisevergütungen werden ausschließlich für Anlagen mit einer Leistung unter 100 Kilowatt gewährt. Anlagen mit einer Leistung über 100 Kilowatt erhalten die Einspeisevergütung nur im Falle einer Ausfallvergütung. Für Großanlagen, insbesondere Freiflächenanlagen, ist eine Direktvermarktung erforderlich. Bereits im EEG 2012 wurden die Grundlagen für die Direktvermarktung geschaffen. Bei diesem Ansatz vermarkten die Betreiber die erzeugte Energie direkt an der Börse und erhalten zusätzlich eine Marktprämie, um eventuelle Mindereinnahmen am Markt im Vergleich zur Einspeisevergütung auszugleichen. Die Marktprämie ergibt sich aus der Differenz zwischen der Einspeisevergütung und dem monatlich ermittelten spezifischen Marktwert für die Energieform. Dies bedeutet, dass in Monaten, in denen der tatsächliche Marktwert über dem berechneten Wert liegt, die Auszahlung mit Marktprämie sogar höher sein kann als die Einspeisevergütung (Konstantin, 2013, S. 122f).

Für die PV ist der relevante Marktwert der Solarwert, der monatlich neu berechnet wird. Gemäß § 22 Abs. 3 EEG besteht für Großprojekte ab 1 MW eine Ausschreibungspflicht. Das bedeutet, dass in jeder Ausschreibungsrunde ein Gebot abgegeben werden muss. Die Bundesregierung schreibt eine bestimmte Leistungsmenge für jede Ausschreibungsrunde aus. Den Zuschlag erhalten die Projekte mit den niedrigsten Geboten. Das Gebot stellt gemäß § 38b Abs. 1 EEG den anzulegenden Wert der PV-Anlage dar und ersetzt in der Berechnung der Marktprämie die Einspeisevergütung.

Sobald alle Kosten und Erträge vorliegen, kann die Wirtschaftlichkeitskalkulation durchgeführt werden. Ein sehr einfaches Modell, um die Wirtschaftlichkeit herauszufinden, ist die Amortisationszeit. Die Investitionskosten K_0 werden dem jährliche Überschuss $K_{\text{Überschuss}} = K_{\text{Ein}} - K_{\text{Betrieb}}$ gegen gerechnet. Dadurch kann die Zeit T_A bestimmt werden, ab der die PV-Anlage Gewinn erwirtschaftet.

$$[3.9] \quad T_A = \frac{K_0}{K_{\text{Überschuss}}}$$

Der kalkulatorische Zinssatz wird bei dieser Rechnung jedoch nicht berücksichtigt (Konstantin, 2013, S. 185).

3.3 Netzanschluss von erneuerbaren Energien

3.3.1 Netzanschlussverfahren und Anforderungen des Netzbetreibers

Das deutsche Verbundnetz besteht aus mehreren Netzebenen. Es gibt die Höchstspannungsebene von 220 bis 380 kV, die HS-Ebene von 60 bis 220 kV, die MS-Ebene von 6 bis 60 kV und die Niederspannungsebene (NS-Ebene), die alle Spannungen niedriger als 6 kV betrifft (Konstantin, 2013, S. 455). Der Netzanschluss einer Anlage für erneuerbare Energien kann theoretisch auf allen Spannungsebenen erfolgen. Der ausschlaggebende Faktor, weshalb meistens davon abgesehen wird, eine Anlage für erneuerbare Energien auf der Höchstspannungsebene anzuschließen, sind die Kosten eines solchen Anschlusses. Die Betriebsmittel für einen Anschluss an einer höheren Spannungsebene werden teurer, da sie einer größeren Belastung ausgesetzt sind. Deshalb ist es beispielsweise nicht kosteneffizient, eine EZE mit 1 MW an der Höchstspannungsebene anzuschließen, da diese die Anschlusskosten nicht kompensieren kann (Valov, 2022, S. 131).

Die genaue Bestimmung des NAP obliegt dem Netzbetreiber und unterliegt den Vorschriften des §8 EEG. Gemäß dieser Regelung ist der Netzbetreiber verpflichtet, einen technisch und wirtschaftlich optimalen Anschlusspunkt für den Anlagenbetreiber zu finden. Diese Verpflichtung besteht auch wenn der Anschluss erst durch Optimierung, Verstärkung oder Ausbau des Netzes möglich ist außer diese Methoden sind wirtschaftlich unzumutbar. Hierbei werden alle unmittelbaren Kosten, die durch den Netzanschluss entstehen, berücksichtigt. Es besteht für den Anlagenbetreiber jedoch die Option, einen anderen NAP im Netz mit derselben oder einer anderen Spannungsebene zu wählen, sofern die zusätzlichen Kosten, die auf den Netzbetreiber zurückfallen würden, nicht übermäßig hoch sind.

Die Auswahl des NAP erfolgt durch den Netzbetreiber anhand bestimmter Kriterien. Diese umfassen die Anschlusswirkleistung der EZA, die Art und Betriebsweise der Anlage, die lokalen Netzgegebenheiten, klare Schutzvorkehrungen zur Fehlererkennung im Netz, die potenzielle Beeinflussung anderer Anlagen im Netz und die Auswirkungen auf die Spannungsverhältnisse im Netz. Zur Prüfung dieser Kriterien durch den Netzbetreiber muss der Anschlussnehmer zuerst einen Antrag einreichen, der alle relevanten Parameter mit dem Netzbetreiber teilt. Dies beinhaltet Informationen wie den Standort der Anlage, Lagepläne, Angaben zum Anschlussnehmer, Informationen zum Errichter der Anlage sowie Angaben zur Art der Anlage, einschließlich eines Datenblatts und eines Einheitszertifikats der EZA. Auch ein zeitlicher Bauablaufplan ist erforderlich (VDE e.V., 2018, S. 34).

Eine der wesentlichen Prüfungen betrifft die thermische Belastung der Betriebsmittel des Netzes, die in der Regel durch den Netzbetreiber anhand der maximalen Scheinleistung vorgenommen wird. Diese maximale Scheinleistung wird durch die maximale Wirkleistung der EZA und den vereinbarten Leistungsfaktor bestimmt. Die Vorgaben bezüglich des Leistungsfaktors sind in Kapitel 3.4.3 beschrieben (VDE e.V., 2018, S. 39f). Als Ergebnis der Prüfung wird eine Anschlusswirkleistung (PAV,E) vereinbart.

Da der Netzbetreiber bestrebt ist, einen kosteneffizienten NAP zu finden, werden Wind- und PV-Parks mit einer Leistung von unter 25 MW in der Regel an der MS-Ebene eines seiner HS/MS-Umspannwerke angeschlossen (Jäger, 2016, S. 40). Dies erfolgt über eine kundeneigene Übergabestation, die gemäß den Anforderungen des Netzbetreibers errichtet werden muss. Diese Anforderungen betreffen hauptsächlich den Aufbau der MS-Schaltanlage, die Netzschutzeinrichtungen und die Fernüberwachung (VDE e.V., 2018, S. 33).

Ab einer Anschlusswirkleistung von 25 MW wird in der Regel der Bau eines neuen Umspannwerkes bevorzugt. Dabei wird die Transformation der Spannung auf Hochspannung dem Anschlussnehmer überlassen. Idealerweise wird das Umspannwerk in der Nähe einer HS-Trasse des Netzbetreibers errichtet, um einen direkten Netzanschluss an dieser Stelle zu ermöglichen (Jäger, 2016, S. 40f). Wie beim Anschluss im MS-Netz müssen die Anforderungen des Netzbetreibers beachtet werden. Dieser gibt den Aufbau der HS-Schaltanlage, die Netzschutzeinrichtungen und die erforderlichen Einrichtungen zur Fernüberwachung vor. Die Konfiguration des MS-Netzes der Erneuerbaren-Energien-Anlage liegt in diesem Fall in den Händen des Anschlussnehmers und wird nicht vom Netzbetreiber vorgegeben.

Neben den Anforderungen an die Wahl und Anordnung der Betriebsmittel, stellt der Netzbetreiber vor allem Anforderungen an die Bereitstellung von Wirk- und Blindleistung. Damit ein Leistungsüberschuss im Netz schnell kompensiert werden kann, muss jede EZA in der Lage sein, die Wirkleistung zu reduzieren. Die Werte für die erforderliche Leistungsreduktion werden vom Netzbetreiber über die Netzleittechnik übermittelt.

Die Wirkleistungsabgabe der EZA muss im sogenannten Quasistationären Bereich erfolgen. Dieser Bereich liegt in einem Frequenzband von 47,5 bis 51,5 Hz und einem Spannungsbereich von 93,5 bis 127 kV, innerhalb dessen die EZA bestimmte Mindestanforderungen an die zeitliche Stabilität einhalten muss. Die Wirkleistungsbereitstellung beeinflusst hauptsächlich die Frequenz des Netzes und trägt zur Stabilisierung bei (Heuck et al, 2010, S. 517f).

Neben der Frequenz spielt auch die Spannung im Netz eine entscheidende Rolle für einen stabilen Netzbetrieb. Um die Spannung innerhalb akzeptabler Grenzen zu halten, ist es erforderlich, dass EZA Blindleistung bereitstellen können (Heuck et al, 2010, S. 519). Die Bereitstellung dieser Blindleistung unterliegt ebenfalls den Vorgaben des Netzbetreibers, die in der VDE-AR-N 4120 von 2018 festgelegt sind.

Der Prozess der Blindleistungsbereitstellung beginnt damit, dass der Netzbetreiber die EZA in Bezug auf die Netzbedingungen bewertet und der Anlage eine bestimmte Variante der Blindleistungsbereitstellung zuweist. Abbildung 3.11 zeigt ein UQ-Diagramm mit drei verschiedenen Varianten. In allen Varianten muss die EZA in einem Spannungsbereich von 96 bis 127 kV operieren können und bei maximaler Wirkleistung einen definierten Anteil der installierten Leistung als Blindleistung bereitstellen können. Falls die installierte Wirkleistung größer ist als die vereinbarte Anschlusswirkleistung, beispielsweise bei einer Überdimensionierung des Netzanschlusspunktes, kann diese Überschussleistung ebenfalls als Referenzwert herangezogen werden.

Zusätzlich zu den Anforderungen an die Blindleistung bei voller Wirkleistungsbereitstellung gibt es auch Anforderungen an die Bereitstellung von Blindleistung in niedrigeren Wirkleistungsbereichen. Diese Anforderungen sind in Abbildung 3.10 dargestellt. Im Bereich von über 10 % der Gesamtwirkleistung wird eine Toleranz von $\pm 2\%$ bezogen auf die installierte Wirkleistung akzeptiert. Im Bereich von weniger als 10 %, wie etwa im Fall eines Stillstands der Anlage, existiert ein zulässiger Bereich, innerhalb dessen die Anlage Blindleistung bereitstellen kann. Ein untererregter Betrieb mit einer Blindleistung von bis zu 5 % der vereinbarten Anschlusswirkleistung ist dabei akzeptabel, während ein übererregter Betrieb, der positive Blindleistungswerte aufweist, nicht gestattet ist (VDE e.V., 2018, S. 69ff).

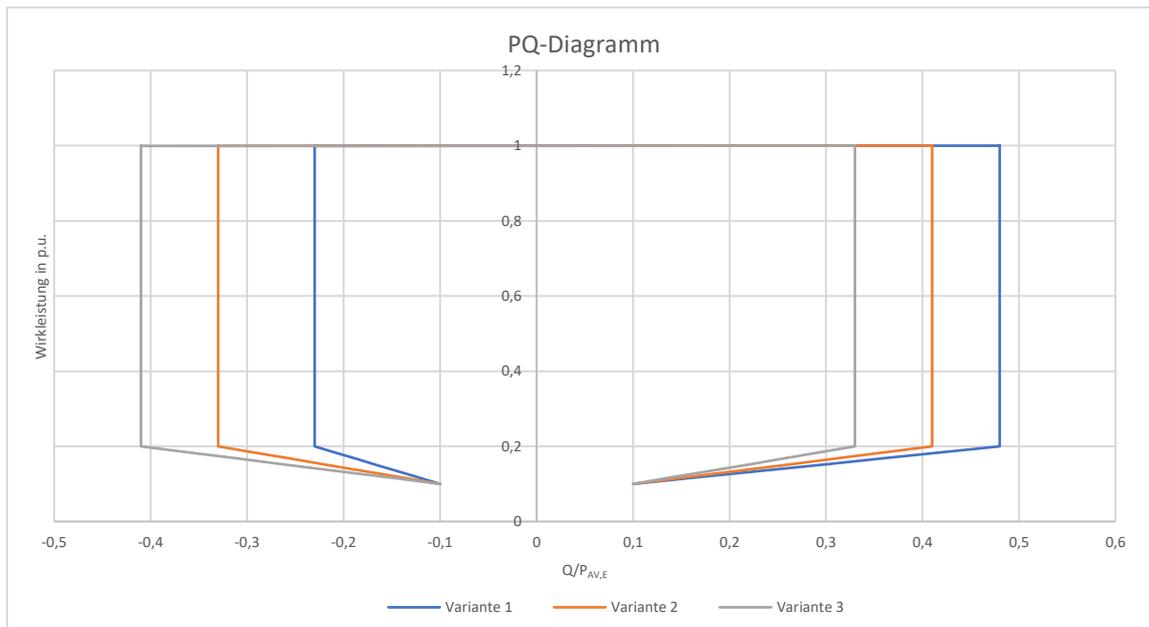


Abbildung 3.10 Anforderungen an die Blindleistungsbereitstellung einer EZA bei verschiedener Wirkleistung (VDE e.V., 2018, S. 71)

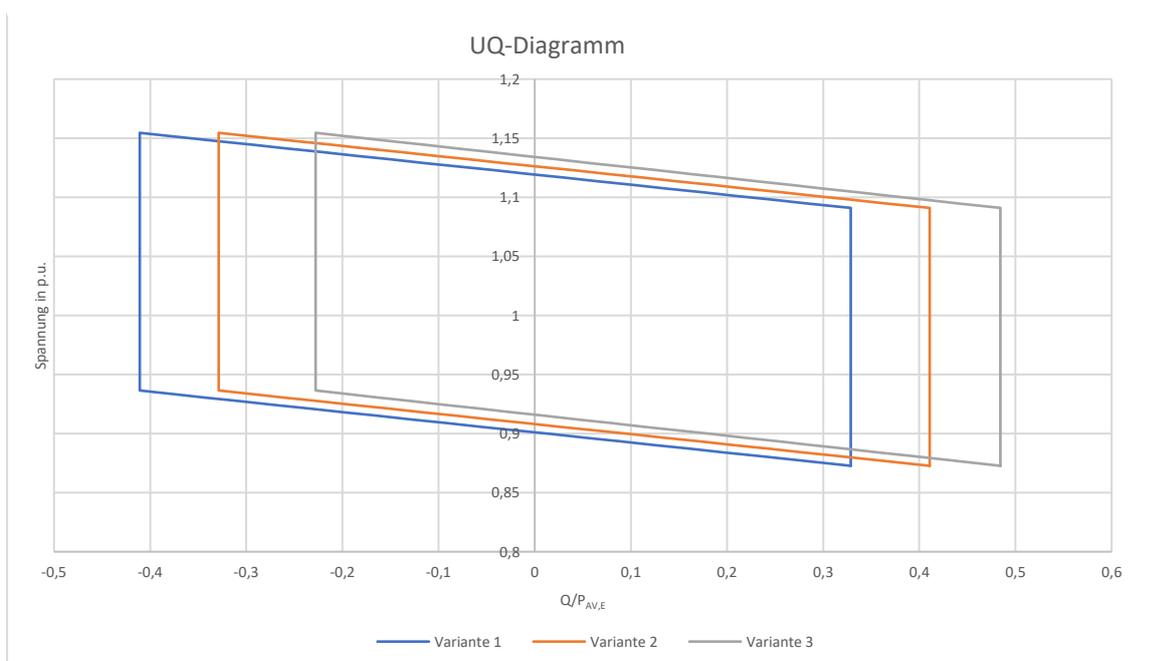


Abbildung 3.11 Anforderungen an die Blindleistungsbereitstellung einer EZA bei verschiedenen Spannungen (VDE e.V., 2018, S. 70)

Beide Diagramme sind im Erzeugerpfelzählsystem dargestellt, wodurch ein übererregter Betrieb positive Blindleistungswerte aufweist, während ein untererregter Betrieb negative Blindleistungswerte hat.

Die Einhaltung dieser Anforderungen stellt sicher, dass die EZAs in verschiedenen Betriebszuständen zur Netzstabilität beitragen und die Spannung innerhalb der vorgegebenen Grenzwerte gehalten wird. Dies ist essenziell für einen sicheren und zuverlässigen Betrieb des Gesamtnetzwerks.

Wenn die im Netzanschlussprozess festgelegte vereinbarte Anschlusswirkleistung durch die Summe der installierten Wirkleistungen der EZA überplant werden soll, ist es erforderlich, dem Netzbetreiber

durch Beschreibungen und Simulationen nachzuweisen, dass die Wirkleistung der EZA auf die vereinbarte Anschlusswirkleistung begrenzt werden kann (FGW e.V., 2019, S.50). Die Umsetzung der Abregelung der EZA im Falle der Überschreitung der vereinbarten Anschlusswirkleistung kann mithilfe einer PAV,E-Überwachung realisiert werden, die in den EZA-Regler integriert ist und in Kombination mit einer PAV,E-Schutzeinrichtung arbeitet.

Diese Regelung muss bestimmte Grenzwerte einhalten. Innerhalb von 3 Sekunden nach Überschreiten der vereinbarten Anschlusswirkleistung sollte die überschüssige Leistung, gemessen als Differenz zwischen der maximalen Wirkleistung und der vereinbarten Anschlusswirkleistung, auf nur noch 10 % des Ausgangswerts reduziert werden. Die Einhaltung dieser Bedingung wird durch die zweite Schutzstufe (P>>) überprüft. Sollte die vereinbarte Anschlusswirkleistung innerhalb von 10 Sekunden nicht wiederhergestellt sein, wird die erste Schutzstufe (P>) ausgelöst.

Für eine zuverlässige Funktionsweise der PAV,E-Überwachung und zur Vermeidung einer Auslösung der Schutzeinrichtung sind äußerst genaue Leistungsmessungen unerlässlich. Dies erfordert die Installation präziser Strom- und Spannungswandler, über die der EZA-Regler die Messwerte für die PAV,E-Überwachung erhält (VDE e.V., 2022, 8ff). Die genaue Erfassung der Leistungswerte ist von entscheidender Bedeutung, um eine sichere und zuverlässige Abregelung der EZAs im Falle von Überschreitungen der Anschlusswirkleistung sicherzustellen.

3.3.2 Aufbau eines Umspannwerks

Die Struktur eines Umspannwerks lässt sich treffend anhand des Transformators veranschaulichen und gliedern. Dieses zentrale Element fungiert als Herzstück des Umspannwerks und dient zur Aufteilung in die beiden Spannungsebenen. Besonders im Kontext von Windkraft- und PV-Anlagen ist die Verbindung zwischen Mittelspannung und Hochspannung von Bedeutung. Für Anlagen mit einer Leistung von 25 MW und mehr wird häufig die HS-Ebene vom Netzbetreiber als NAP für die EZA gewählt. Dies erfordert eine Transformation der Spannung von Mittelspannung auf Hochspannung. Demnach lässt sich das Umspannwerk vor allem in die HS-Seite, den Transformator als Verbindungsstück und die MS-Seite gliedern.

In Abbildung 3.12 ist die HS-Seite des Transformators schematisch dargestellt. Diese besteht aus dem Netzanschluss, der mittels eines Einfachstichanschlusses an einer HS-Leitung durchgeführt wird, sowie der HS-Schaltanlage. Bei einem Stichanschluss wird die Anschlussleitung beispielsweise über einen Kreuztraversenmast mit der HS-Leitung verbunden, sodass diese nicht unterbrochen wird (Hiller et al, 2014, S. 23f).

Vom Netzanschlusspunkt geht es zur HS-Schaltanlage des Umspannwerks. In Ballungsräumen werden häufig gasisolierte Schaltanlagen benutzt. Da Luft kein guter Isolator ist, werden Freiluft-HS-Schaltanlagen vorwiegend verwendet, wenn mehr Platz zur Verfügung steht (Hiller et al, 2014, S. 73). Da WEAs und größere PV-Parks in der Regel nicht in Ballungsräumen errichtet werden, kann auf die gasisolierte Schaltanlage verzichtet werden. In der HS-Schaltanlage ist das erste Schaltelement ein Dreistellung-Lasttrennschalter mit Erdungsfunktion. Dieser Lasttrennschalter, ebenso wie der dahinterliegende Leistungsschalter, ist mit einem Bemessungsstrom versehen, bis zu dem er schalten kann. Beide Schalter müssen entsprechend der Anforderungen der EZA ausgelegt sein. Der Hauptunterschied zwischen den beiden besteht darin, dass der Leistungsschalter hauptsächlich eine Schutzfunktion innehat, da er durch Schutzeinrichtungen ausgelöst werden kann (Kasikci, 2015, S.

327f). Der Dreistellung-Lasttrennschalter hingegen kann lediglich Betriebsströme schalten und verfügt über die zusätzliche Fähigkeit, die gesamte EZA auf der HS-Seite zu erden, sofern dies vom Netzbetreiber erforderlich ist (Heuck et al, 2010, S. 284).

Anschließend werden verschiedene Strom- und Spannungswandler in der Anlage installiert. Diese Wandler haben die Aufgabe, die sehr hohen Ströme und Spannungen in praktikable und ungefährliche Werte für Mess- und Schutzzwecke zu transformieren. Ein Beispiel hierfür sind Kombiwandler, die sowohl Strom- als auch Spannungsmessungen in einem Gehäuse vereinen (Schmidt & Hempel, 2011, S. 97). Ihre Funktion ist essenziell, um die erforderlichen Messungen und Schutzmaßnahmen sicher und präzise durchführen zu können.

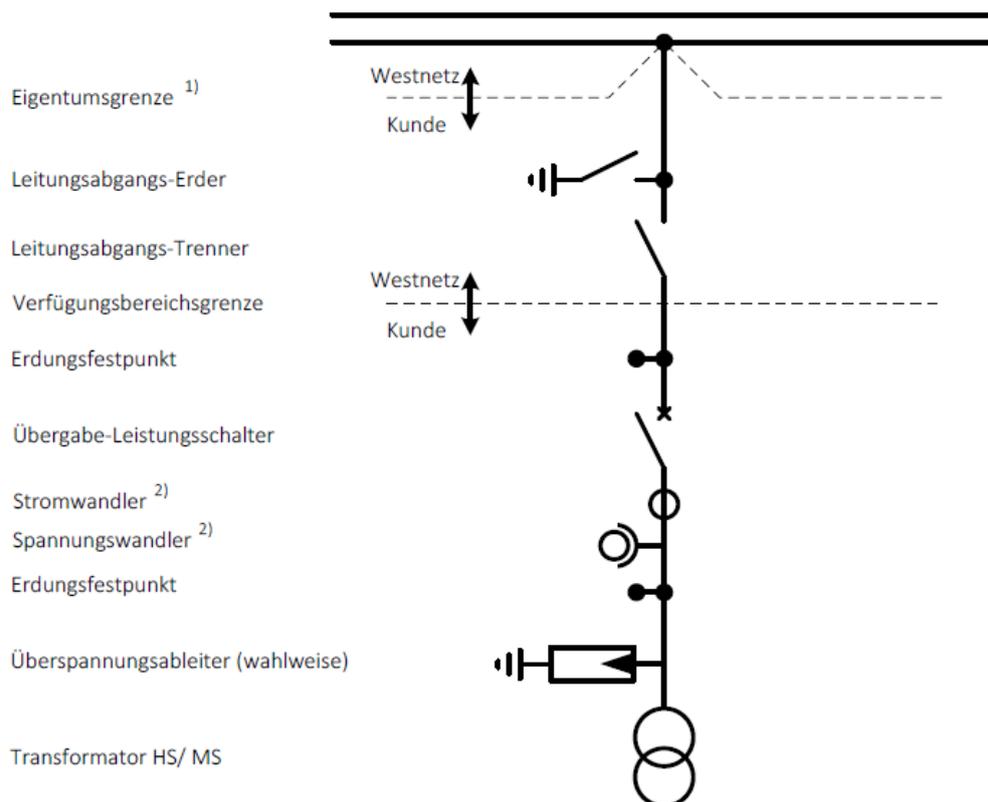


Abbildung 3.12 Beispiel für einen Einfachstichanschluss an eine Hochspannungstrasse (Westnetz, 2022, S. 20)

Spannungswandler werden üblicherweise in einer induktiven Form realisiert. Sie bestehen aus einer Primärwicklung, die von der zu messenden Spannung durchflossen wird, und einer Sekundärwicklung, die aus mehreren Lagen gewickelt ist, um eine Spannung von 100 V oder $100\text{ V}/\sqrt{3}$ zu erzeugen. Diese Sekundärspannung dient als repräsentativer Wert für die gemessene Spannung (Heuck et al, 2010, S. 171ff).

Stromwandler hingegen werden primärseitig in den Hauptstromkreislauf eingebaut und nehmen direkt den Netzstrom auf. Die Primärwicklung des Stromwandlers wird durch den Hauptstromleiter gebildet und erzeugt proportional dazu einen Strom in der Sekundärwicklung. Der Bemessungsstrom auf der Sekundärseite des Stromwandlers beträgt typischerweise 1 A oder 5 A (Heuck et al, 2010, S. 171ff). Diese Wandler sind von entscheidender Bedeutung, um Strom- und Spannungsmessungen sicher und genau durchführen zu können.

Gegebenenfalls, abhängig von den Anforderungen des Netzbetreibers, wird vor dem Transformator ein Überspannungsschutz installiert. Überspannungsableiter dienen dem Schutz vor Blitz- und Schaltüberspannungen, die in elektrischen Systemen auftreten können (Gremmel & Kopatsch, 2008, S. 511).

Der Netztransformator stellt das Bindeglied zwischen verschiedenen Spannungsebenen dar. Er führt die Umwandlung von Spannungen durch, beeinflusst maßgeblich die Wirk- und Blindleistung und hat eine entscheidende Rolle bei der Festlegung von Kurzschluss- und Erdfehlerströmen im Netz. Wesentliche Kenngrößen des Transformators sind die Bemessungsscheinleistung, die Übersetzungsverhältnisse einschließlich der Anpassungsbereiche und die Kurzschluss- und Erdschlussimpedanz (Hiller et al, 2014, S. 25f).

Ein herausragendes Merkmal, das den Netztransformator von Maschinentransformatoren unterscheidet, ist ein unter Last schaltbarer Stufensteller. Dieser ermöglicht die Anpassung der Windungszahl während des Betriebs, wodurch die Übersetzung der Spannung beeinflusst wird. Dies wiederum gewährleistet, dass die Spannung auf der unteren Seite des Transformators trotz möglicher Schwankungen im Netz relativ konstant bleibt. In der Regel beträgt der Verstellbereich des Transformators $\pm 16\%$, der in 19 Stufen unterteilt ist. Bei einer Eingangsspannung von 110 kV kann der Transformator die Ausgangsspannung auf der unteren Seite im Bereich von 127,6 kV bis 92,4 kV einstellen (Hiller et al, 2014, S. 41ff). Dieses Funktionselement ermöglicht eine flexible Anpassung der Spannung im Netz und trägt zur Stabilität des Stromversorgungssystems bei.

Von dem Transformator führt eine Leitung direkt ins Einspeisefeld der MS-Schaltanlage. Die MS-Schaltanlage besteht aus ähnlichen Bestandteilen, wie die HS-Schaltanlage und kann ebenfalls als gas- oder luftisolierte Schaltanlage ausgeführt werden.

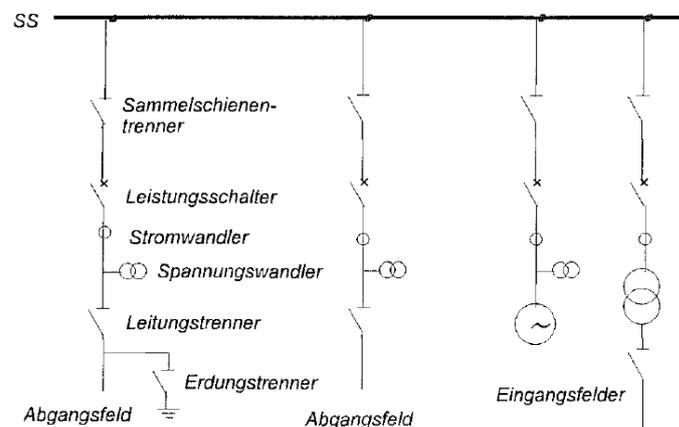


Abbildung 3.13 Aufbau einer MS-Schaltanlage (Crastan, 2012, S. 372)

Der grobe Aufbau einer MS-Schaltanlage ist in Abbildung 3.13 festgehalten. Eine MS-Schaltanlage wird in Felder aufgeteilt, die von einer Sammelschiene verbunden werden. In den Feldern werden die Schalter und Wandler in Reihe geschaltet. Je nach Konfiguration der Anlage gibt es mehrere Abgangsfelder zu den EZEs.

Die Kabel von den Abgangsfeldern zu den EZEs werden meistens in einer Tiefe von 0,7 bis 1,2 m verlegt (DIN e.V. & VDE e.V., 1995, S. 5). Kabel können nicht in beliebiger Länge geliefert werden und daher kommt es vor, dass bei der Verlegung zwei Kabelenden miteinander verbunden werden

müssen. Das geschieht mit sogenannten Verbindungsmuffen. Damit die Kabel dann ordnungsgemäß am Zielgerät montiert werden können werden Endverschlüsse eingesetzt (Heuck et al, 2010, S. 252). Neben den Starkstromkabeln werden Kabel für die Kommunikation verlegt. Für diese hat sich vor allem die Lichtwellenleitertechnik durchgesetzt (Crastan, 2009, S. 751).

Neben der Primärtechnik spielt auch die Sekundärtechnik eine entscheidende Rolle in Stromverteilungsnetzen. Die Sekundärtechnik umfasst Schutzgeräte, Zähler, Leittechnik und Regler, die in Verbindung mit geeigneten Strom- und Spannungswandlern stehen, um die transformierten Messwerte zu erfassen und zu verarbeiten.

Schutzgeräte übernehmen die Aufgabe, Leistungsschalter bei nicht akzeptablen Werten für Leitungen und Betriebsmittel auszulösen. Im Falle von Kurzschlüssen in Leitungen kommen hauptsächlich UMZ-Schutzgeräte zum Einsatz. Die Abkürzung UMZ steht für "unabhängige Maximalstrom Zeitrelais". Wie der Name bereits andeutet, lösen diese Schutzgeräte unabhängig von der Stromstärke in einer bestimmten Zeit aus (Hiller et al, 2014, S. 122f). Darüber hinaus existiert der Erdschlussschutz, der oft in Kombination mit dem UMZ-Schutzgerät realisiert wird, wobei ein zusätzlicher Stromwandler erforderlich ist. Dieser erkennt das Vorhandensein eines Erdschlusses und zeigt dessen Richtung an, um eine Lokalisierung zu ermöglichen.

Besondere Aufmerksamkeit erhält der Transformatorschutz, da der Transformator eine zentrale Komponente darstellt. Im Allgemeinen werden für Netztransformatoren verschiedene Schutzgeräte in Kombination eingesetzt. Ein Beispiel ist der Differentialschutz, der vor inneren und äußeren Fehlern schützt. Dies erfolgt durch den Vergleich der Stromwerte, die von einem Wandler auf der HS- und NS-seite geliefert werden (Hiller et al, 2014, S. 125ff). Die konkrete Umsetzung des Netzschutzes wird gemäß den Vorgaben der VDE-AR-N 4120 2018 durch den Netzbetreiber festgelegt.

Zähler sind eine weitere Komponente, die Strom- und Spannungswandler benötigen.

Hochspannungsseitig wird die Installation der Zähler und der zugehörigen Wandler durch die VDE-AR-N 4120 2018 vorgeschrieben. Mittelspannungsseitig können sie jedoch ebenfalls in der Schaltanlage installiert werden, um die einzelnen Parks und Abgänge des Umspannwerks auseinander zu dividieren.

Im Szenario eines Mischparks wird ein übergeordneter EZA-Regler erforderlich, der gemäß den Vorgaben der VDE-AR-N 4120 2018 als Schnittstelle zu den verschiedenen Parkreglern sowie zur Fernwirktechnik des Netzbetreibers fungiert. Die Fernwirktechnik wird vom Netzbetreiber bereitgestellt und ermöglicht die Überwachung und Fernsteuerung der EZA im 110 kV Netz. Daher müssen sämtliche relevanten Prozessdaten, wie Schalterstellungen, Auslösungen von Schutzgeräten und Messwerte, über diese Fernwirktechnik an den Netzbetreiber übertragen werden (vgl. VDE e.V. (Hrsg.), VDE-AR-N 4120 2018, 2018, S. 50).

Neben der Funktion als Schnittstelle ist der EZA-Regler auch verantwortlich für die Umsetzung der Wirk- und Blindleistungsvorgaben an die EZA, wie in vorherigen Kapiteln erläutert wurde. Der EZA-Regler muss gemäß den Vorgaben der VDE-AR-N 4120 2018 bestimmte Anforderungen an Funktionalität, Priorisierung, Genauigkeit und Dynamik erfüllen. Des Weiteren kommt im Fall einer Überplanung der vereinbarten Anschlusswirkleistung die PAV,E-Überwachung hinzu, die in den EZA-Regler integriert werden muss. Eine mögliche Implementierung der PAV,E-Überwachung in einem Simulationsprogramm wird im Kapitel 4.1.3 beschrieben.

Die elektrischen Betriebsmittel wie die MS-Schaltanlage und die Sekundärtechnik müssen in speziell dafür vorgesehenen Baueinrichtungen untergebracht werden. Für die Freiluft-HS-Schaltanlage müssen zudem Gerüste errichtet werden, auf denen die Betriebsmittel montiert werden. Dies gewährleistet

einen ausreichenden Mindestabstand zwischen den stromführenden Teilen und der Erde. Diese Gerüste werden auf Fundamenten installiert, um eine sichere und stabile Basis zu bieten (Gremmel & Kopatsch, 2008, S. 516).

Auch der Transformator erfordert ein Fundament, auf dem er sicher aufgestellt wird. Zudem wird eine Ölwanne benötigt, um mögliche Umweltschäden durch auslaufendes Öl zu verhindern (Hiller et al, 2014, S. 75). Diese Maßnahmen dienen der Sicherheit, dem Umweltschutz und der Funktionsfähigkeit der elektrischen Anlage.

Wenn der vom Netzbetreiber geforderte Blindleistungsstellbereich nicht durch die EZE erreicht werden kann, gibt es die Möglichkeit eine Kompensationsanlage auf dem Umspannwerk-Grundstück zu installieren. Diese kann je nachdem was benötigt ist, induktive oder kapazitive Blindleistung kompensieren. Das funktioniert durch das stufenweise Zuschalten von Kondensatoren (Heuck et al, 2010, S. 70).

4 Methodik

4.1 Simulation der Erzeugungsanlage

4.1.1 Umsetzung des Modells

PowerFactory ist eine weit verbreitete Simulationssoftware in der Energiebranche, die für Netzberechnungen verwendet wird. Mit dieser Software können Leistungsflussberechnungen durchgeführt, verschiedene Kurzschlussfälle getestet und das Blindleistungsverhalten von EZA überprüft werden. Die Leistungsflussberechnung hilft dabei, die Auslastung der Betriebsmittel im Netz zu bestimmen. Zusammen mit der Analyse des Blindleistungsverhaltens ist die Leistungsflussberechnung ein unverzichtbarer Teil der Netzanschlussplanung.

PowerFactory ermöglicht es Ingenieuren und Planern, verschiedene Szenarien zu untersuchen, um sicherzustellen, dass das Netz stabil bleibt, während die erzeugte Leistung Anlage eingespeist wird. Dies ist besonders wichtig, um eine zuverlässige und sichere Energieversorgung zu gewährleisten und potenzielle Probleme im Voraus zu identifizieren und zu lösen.

Um eine erfolgreiche Simulation durchzuführen, müssen die Daten der zu simulierenden EZA korrekt und vollständig in die Software eingegeben werden. Dies umfasst Parameter wie Leistungsdaten, Spannungsverhalten, Schaltzustände und andere relevante Informationen. Die Genauigkeit der Simulation und die Richtigkeit der Ergebnisse hängen stark von der Qualität und Vollständigkeit dieser Daten ab. Deshalb wird im Folgenden zuerst das Bestands-Umspannwerk und der daran angeschlossene Windpark vorgestellt, bevor die Einbindung in PowerFactory erläutert wird.

Der Netzanschlusspunkt des Projektes ist ein Umspannwerk im Norden von Schleswig-Holstein in unmittelbarer Nähe der Nordsee. Angeschlossen ist das Umspannwerk per Einfachstich an eine HS-Leitung des Verteilungsnetzbetreibers SH-Netz AG. Der Transformator des Umspannwerks hat eine Leistung von 50 MVA und übersetzt die 110 kV der HS-Leitung auf 21 kV mittelspannungsseitig. Es ist ein Windpark an dem Umspannwerk angeschlossen, der aus verschiedenen Anlagentypen besteht. Insgesamt sind acht Vestas-Anlagen vorhanden, eine vom Typ V80 und sieben vom Typ V117. Darüber hinaus gibt es Anlagen von Senvion, darunter eine MM82 und drei 3.4M104. Die gesamte installierte Windenergieleistung im Umspannwerk beträgt 41,68 MW.

Zusätzlich ist eine Kompensationsanlage an dem Umspannwerk angeschlossen, damit die Blindleistungsgrenzwerte eingehalten werden.

Auf der HS-Seite des Transformators sind verschiedene Betriebsmittel montiert, darunter Spannungs- und Stromwandler sowie Leistungsschalter. Diese ermöglichen es dem Netzbetreiber, die eingespeisten Werte zu überprüfen und im Falle eines Fehlers die Schutzgeräte auszulösen. Von dort aus führt eine Leitung über ein Portal zum Abspannmast der HS-Leitung.

Auf der MS-Seite befindet sich eine Siemens NXPLUS C MS-Schaltanlage, die mit dem Trafoabgang verbunden ist und fünf Abgänge, +J01 bis +J05 aufweist. Es gibt außerdem eine Platzreserve für ein zusätzliches Feld, um zukünftige Erweiterungen der EZA zu ermöglichen. Alle Felder sind mit Spannungs- und Stromwandlern sowie Zählleinrichtungen ausgestattet, um die Leistung der einzelnen Abgänge zu überwachen.

Feld +J02 hat Endverschlüsse für zwei Kabelsysteme. Eines der Kabelsysteme führt zur Kompensationsanlage, die aus zwei Stufen mit jeweils 2,5 Mvar besteht. Das zweite Kabelsystem führt zu den WEAs Vestas V80 und Senvion MM82. Hierbei wurde ein Aluminiumkabel mit einem Querschnitt von 400 mm² über eine Länge von 3,439 km verlegt. Zwischen den Anlagen wurde ein

Kabel mit demselben Querschnitt verlegt. Aufgrund früherer Rückbauarbeiten und einer Netzwerkumstrukturierung beträgt die Entfernung zwischen den Anlagen nun 6,214 km. Die V80 hat eine Wirkleistung von 2 MW und die MM82 eine Wirkleistung von 2,05 MW.

Die Abgänge +J03 und +J04 bilden ein Ringsystem, das sieben Vestas V117 WEAs mit jeweils 3,45 MW miteinander verbindet. Beide Kabelsysteme laufen über eine Länge von etwa 600 bis 1000 m und haben einen Querschnitt von 400 mm². Der Abgang +J05 führt zu vier Senvion-WEAs des Typs 3.4M104 mit 3,37 MW. Diese Anlagen befinden sich direkt beim Umspannwerk, wodurch die Länge des Kabelsystems nur etwa 120 m beträgt.

Die Kabelsysteme, die die Anlagen miteinander verbinden, haben unterschiedliche Querschnitte von 150 mm² und 240 mm² und erstrecken sich über eine Länge von etwa 300 m.

In PowerFactory wird zuerst die zu simulierende Netzinfrastruktur nachgebildet, um anschließend den Leistungsfluss durch Einstellen der Leistung zu simulieren. Dies geschieht durch die Erstellung von Knotenpunkten, die in Form von Sammelschienen oder Klemmleisten dargestellt werden. An diese Knotenpunkte werden die verschiedenen Netzelemente angehängt, und die Spannungen werden entsprechend eingestellt.

In Abbildung 4.1, ist zu erkennen, dass die WEA vom Typ 3.4M104 an eine Sammelschiene von 660 V angeschlossen wird. Oberhalb wird der Maschinentransformator der WEA angeschlossen, der die NS-Sammelschiene mit der MS-Sammelschiene von 21 kV verbindet. Aus den Daten des Datenblatts der WEA wird die Nennspannung der NS-Seite ermittelt und an der Sammelschiene eingestellt. Die WEA ist ein Netzelementtyp "Statischer Generator" und wird mit der entsprechenden Anlagenkategorie "Wind" versehen. Danach erfolgt die Eingabe der Anlagenspezifikation, die verschiedene Parameter umfasst. Dazu gehören die Bemessungsscheinleistung, der Bemessungsleistungsfaktor sowie die Leistungsvorgabe. Diese Leistungsvorgabe kann entweder direkt durch Eingabe der Wirkleistung oder durch die Angabe der Windgeschwindigkeit erfolgen.

Um die Windgeschwindigkeit in die entsprechende Wirkleistung umzurechnen, muss die Leistungskurve der WEA in PowerFactory eingefügt werden. Diese Kurve zeigt die Abhängigkeit der erzeugten Leistung von der Windgeschwindigkeit und ermöglicht es der Software, die Leistung der WEA basierend auf den simulierten Wetterbedingungen zu berechnen. In Abbildung 4.2 ist erkennbar, wie eine Leistungskurve bei PowerFactory erstellt werden kann.

Die Leistungskurve kann beim Hersteller angefragt werden oder durch eine Recherche ermittelt werden. Es gibt verschiedene Online-Datenbanken, in denen die Leistungskurven von WEAs hinterlegt sind. Im Falle dieser Arbeit liegen die Leistungskurven der WEAs in den Projektdokumenten des betreuenden Fachbetriebes vor. Die Leistungskurven werden in per unit (p.u.) angegeben.

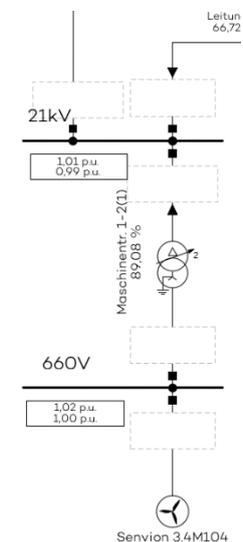


Abbildung 4.1
Ausschnitt einer EZE
in PowerFactory

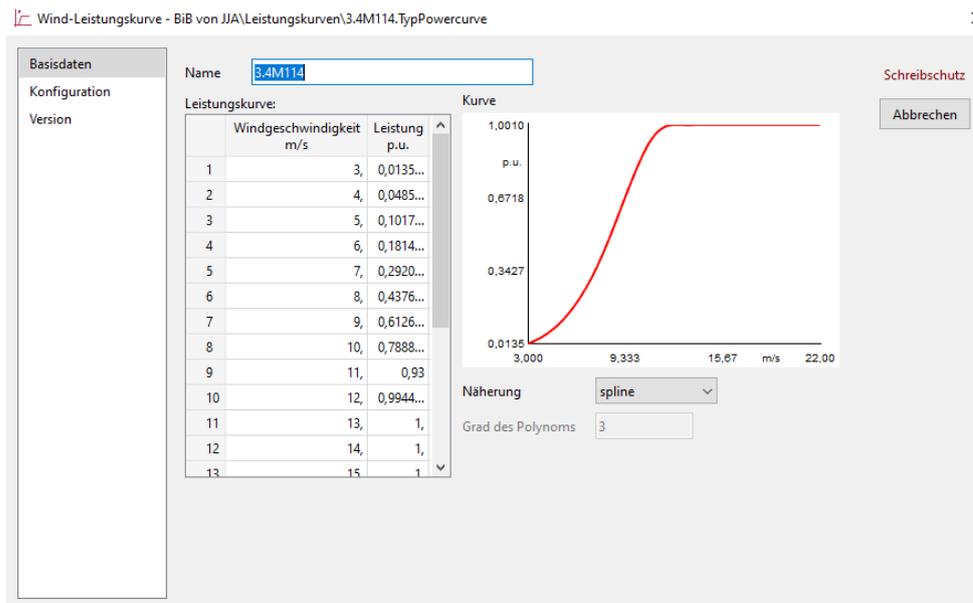


Abbildung 4.2 Ausschnitt der Leistungskurve einer Senvion 3.4 in PowerFactory

Im nächsten Schritt durch Eintragen einer Windgeschwindigkeit, die einer bestimmten Leistung der WEA entspricht, die Leistung vorgegeben werden oder es wird mittels einer Charakteristik eine vorgegebene Windgeschwindigkeit und somit Leistung festgelegt. Wie genau ein Charakteristik erstellt werden kann ist in Kapitel 4.1.4 festgehalten.

Sobald die Wirkleistung festgelegt ist, kann der entsprechende Leistungsfaktor eingestellt werden, wodurch die zugehörige Blindleistung bestimmt wird. Wie viel Blindleistung bereitgestellt werden kann ist jedoch anlagenspezifisch hängt von der erzeugten Wirkleistung und der Spannung ab. Das Leistungsdiagramm einer Anlage muss vom Hersteller angefragt werden, liegt für diese Arbeit jedoch in den Projektunterlagen vor.

Als nächstes wird der Maschinentransformator eingestellt. Aus dem Datenblatt des Transformators werden alle relevanten Daten bezüglich Verluste, Kurzschlussspannung, Schaltgruppe, verbundene Spannungsebenen, Bemessungsleistung und Stufensteller in die Simulation eingetragen. Abhängig von der Spannung an der Oberseite des Transformators und der ursprünglichen Ausrichtung des Stufenstellers muss dieser entsprechend angepasst werden. Im vorliegenden Projekt beträgt die Mittelspannung an der Oberseite der Maschinentransformatoren 21 kV, während die Maschinentransformatoren der WEAs standardmäßig auf 20 kV ausgelegt sind. Der Stufensteller der Maschinentransformatoren kann um plus oder minus 2 x 2,5 % variiert werden und wird in dem Fall um 2 Stufen erhöht, um die 21 kV auf die Spannung der NS-Seite der WEAs entsprechend zu übersetzen.

Es sei angemerkt, dass NS-Seite der verschiedenen WEAs unterschiedlich sind. Die Vestas V117 weist eine NS von 650 V auf, während die Vestas V80 und Senvion MM82 jeweils 690 V haben. Die Senvion 3.4M04 hingegen verfügt auf der NS-Seite über 660 V.

Von der Sammelschiene an der Oberspannungsseite des Maschinentransformators werden nun Leitungen verlegt, um die einzelnen EZE's miteinander zu verbinden. Die Leitungstypen wurden gemäß der Projektunterlagen ausgewählt. Im Projekt wurden ausschließlich Aluminiumkabel vom Typ NA2XS(F)2Y mit den Querschnitten 150 mm², 240 mm², 300 mm² und 400 mm² verwendet. Die Länge der verlegten Kabel spielt ebenfalls eine wichtige Rolle. Um die Belastung der Kabel zu

ermitteln, ist es notwendig, wie in Abschnitt 3.2.1 beschrieben, einen Verlegefaktor festzulegen. In diesem speziellen Fall ist die Auslastung der Kabel aufgrund der bereits vorhandenen Windparkinfrastruktur für diese Simulation jedoch nicht von Bedeutung.

Gemäß der Projektbeschreibung verlaufen nun Leitungen von den EZE's zur MS-Schaltanlage des Umspannwerks. Der genaue Aufbau ist in Abbildung 4.4 zu sehen. Zur Darstellung der MS-Schaltanlage wird in PowerFactory eine Sammelschiene verwendet. An dieser Sammelschiene wird neben den Leitungen des Windparks auch die Kompensationsanlage angeschlossen. Bei der Kompensationsanlage muss die Anzahl und Größe der Stufen eingestellt werden. Um sicherzustellen, dass der EZA-Regler die Leistungsdaten der WEAs korrekt messen kann, wurde eine zusätzliche Messleitung zu einer zweiten Sammelschiene hinzugefügt. Diese Messleitung existiert jedoch ausschließlich zu Simulationszwecken als Messpunkt für den in Abschnitt 4.1.2 erklärten EZA-Regler. Im realen Umspannwerk ist diese nicht vorhanden.

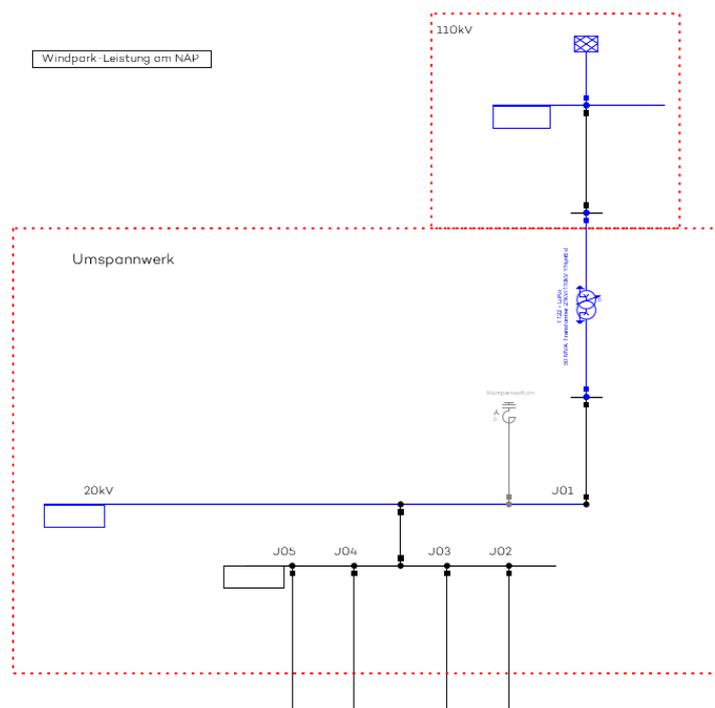


Abbildung 4.3 Ausschnitt vom Umspannwerk in PowerFactory

Anschließend wird der Leistungstransformator in die Simulation integriert und gemäß der Datenblattangaben entsprechend konfiguriert. Ähnlich wie bei den Maschinentransformatoren werden die relevanten Informationen aus dem vorliegenden Datenblatt übernommen. Der wesentliche Unterschied liegt darin, dass der Leistungstransformator eine deutlich höhere Bemessungsleistung aufweist und zudem mit einem automatischen Stufenschalter ausgestattet ist. Diese Konfiguration ermöglicht es, dass das MS-Netz nicht von den Schwankungen der HS-Seite beeinflusst wird.

Der automatische Stufenschalter verfügt über neun Stufen, die jeweils um plus oder minus 1,778 % angepasst werden können. Dies gewährleistet, dass die Spannung auf der MS-Seite konstant bleibt, selbst wenn auf der HS-Seite Spannungen von 94,8 bis 127,6 kV auftreten, anstatt der vereinbarten 110 kV. Im Gegensatz zu den Maschinentransformatoren kann der Stufenschalter auch unter Last schalten, was eine flexible Anpassung der Spannungseinstellungen ermöglicht.

Auf der HS-Seite des Leistungstransformators kommt danach das externe Netz. In den Projektunterlagen liegt ein Netzbetreiberabfragebogen vor, durch welchen sehr zielgenau mittels Netzimpedanzwinkel und Kurzschlussleistung das Netz simuliert werden kann. Zudem kann an dem externen Netz die anliegende Spannung eingestellt werden und es können Extremfälle getestet werden. Die Einbindung des PV-Parks erfolgt auf ähnliche Weise wie zuvor beim Windpark. Der Hauptunterschied besteht darin, dass zunächst eine Dimensionierung des PV-Parks erfolgen muss, bei der die relevanten elektrischen Parameter festgelegt werden. Die detaillierte Auslegung wird im Kapitel 4.2 vorgenommen. Ein erster Schritt in Richtung Parkinfrastruktur kann jedoch bereits gemacht werden. Hierbei wird die bestehende Sammelschiene im Umspannwerk um einen zusätzlichen Abgang +J06 erweitert, und eine Leitung wird zu einem Knotenpunkt im PV-Park gelegt. Abhängig von der letztlichen Leistungsskalierung des PV-Parks können auch entsprechend mehr parallele Leitungen eingesetzt werden. Jede dieser parallelen Leitungen würde dann im Umspannwerk ein weiteres Schaltfeld erfordern.

Simuliert wird in PowerFactory nur die AC-Seite des PV-Parks. Bedeutet, die Wechselrichter des PV-Parks stellen eine EZE dar. Wechselrichter liefern Niederspannung, welche mit einem Maschinentransformator hochtransformiert wird. Die Implementierung läuft parallel zum Maschinentransformator der WEAs ab. Die Datenblätter können von der Webseite des Herstellers bezogen und die wichtigsten Informationen in PowerFactory überführt werden. Das Einstellen der EZE läuft ähnlich wie bei den WEAs ab, nur muss beim Netzelementtyp "Statischer Generator" die Anlagenkategorie "Fotovoltaik" ausgewählt werden, damit die passenden Parameter eingetragen werden können. Wichtig ist, dass ebenfalls für die Wechselrichter ein Leistungsdiagramm hinterlegt wird, was den Blindleistungsstellbereich der EZE angibt. Die Leistungsvorgabe bei PV funktioniert ausschließlich mit der Vorgabe der Wirkleistung und kann nicht durch die Eingabe von Umweltparametern wie der Bestrahlungsstärke erfolgen.

4.1.2 Quasi-Dynamische Simulation von Windkraft und Photovoltaik

Nachdem der erste Modellentwurf erstellt wurde, kann die Vorbereitung für die Quasi-Dynamische-Simulation (QDS) mithilfe von PowerFactory erfolgen. Die QDS-Methode ermöglicht die Analyse des Verhaltens des Stromnetzes, indem das Simulationsprogramm stationäre Leistungsflussberechnungen zu verschiedenen Zeitpunkten durchführt. Im Vergleich zur rein stationären Simulation verändern sich bei der QDS-Methode die elektrischen Eingabeparameter zu den unterschiedlichen Zeitpunkten, wodurch eine dynamische Komponente entsteht.

Besonders relevant in diesem Kontext ist die Variation der EZAs oder Lasten zwischen verschiedenen Zeitpunkten. An einem Zeitpunkt können bestimmte EZAs oder Lasten eingeschaltet sein, während sie zu einem anderen Zeitpunkt abgeschaltet sind oder eine andere Wirkleistung aufweisen. Diese Unterschiede sind von besonderem Interesse in dieser Arbeit, da die zeitliche Diskrepanz zwischen der Erzeugung von Wind- und PV-Energie untersucht werden soll.

Der simulierbare Zeitraum kann bis zu einem Jahr umfassen, und die zeitliche Auflösung kann je nach Bedarf in Monaten, Tagen oder Stunden erfolgen. In der vorliegenden Arbeit soll ein typisches Wetterjahr für den Standort des Wind- und PV-Parks mit einer zeitlichen Auflösung von einer Stunde zu simulieren.

Um für die verschiedenen Zeitpunkte unterschiedliche Erzeugungsleistungen für die EZE festzulegen, wird in PowerFactory eine Zeitcharakteristik bei den Netzelementen der Windkraftanlagen und

Wechselrichter implementiert. Diese Zeitcharakteristik basiert auf Wetterdaten eines typischen Jahres. Die verwendeten Wetterdaten für diese Arbeit stammen aus dem Programm Meteororm.

Meteororm nutzt eine Kombination aus Datenquellen und Berechnungstools, um Wetterdaten für verschiedene Standorte weltweit zu erstellen. Dabei werden 8000 Wetterstationen und fünf geostationäre Satelliten verwendet, um mithilfe von Interpolationsmodellen genaue Wetterdaten für den spezifischen Standort zu berechnen. Die Software kann 30 verschiedene Wetterparameter ausgeben. Von besonderer Relevanz für diese Arbeit ist die Windgeschwindigkeit und die solare Einstrahlung auf eine geneigte Fläche.

Ein großer Vorteil dieser Software ist die Möglichkeit, direkt einen Datensatz mit der gewünschten Ausrichtung und Neigung zu generieren. Dadurch können die spezifischen meteorologischen Bedingungen für den Standort des Wind- und PV-Parks berücksichtigt werden.

Die Module des für diese Arbeit ausgelegten PV-Parks haben eine Ausrichtung nach Süden und eine Neigung von 30°. Die Unsicherheit der Strahlung auf die horizontale Fläche beträgt für den Standort 6 % und betrifft auch die Strahlung auf die geneigte Fläche. Für die jährliche Einstrahlung auf die horizontale Fläche wird ein Wert erwartet, der vergleichbar mit dem Wert aus der Karte des DWDs (Anhang A1.1) ist. Der Wert für die Einstrahlung auf die geneigte Fläche sollte ungefähr 10 bis 15 % größer sein, durch die verbesserte Einstrahlung. Der Wert kann mit Literaturwerten zur Verifizierung verglichen werden.

Bezüglich der Windgeschwindigkeit wird ein ähnlicher Verlauf prognostiziert, wie er in Kapitel 3.1 beschrieben wurde. Kurzfristig wird es sehr wenig konstante Windgeschwindigkeiten geben, jedoch sollte über Jahr gesehen die Windgeschwindigkeit in den Sommermonaten leicht abnehmen.

Für die Unsicherheiten bei den ausgegebenen Windgeschwindigkeiten macht Meteororm keine Angaben. Da Meteororm jedoch primär eine Software zur Berechnung der Globalstrahlung für PV-Systeme ist, kann davon ausgegangen werden, dass keine Präzisionsdaten für die Windgeschwindigkeiten verfügbar sind. Die Quelle der Windparameter von Meteororm ist das European Centre for Medium-Range Weather Forecast (ECMWF) ERA5 und bietet nur eine oberflächennahe Parameteranalyse, da die Untersuchung der Windgeschwindigkeit mittels Satellit stattfindet. Die WEAs am Umspannwerk haben jedoch eine Nabenhöhe von mindestens 60 m. Aus welcher Höhe Meteororm die Daten bezieht, ist nicht bekannt. Je nach Höhe der Messwerte gibt es eine verhältnismäßig große Abweichung zur tatsächlichen Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe, wie in Kapitel 3.1 erläutert. Dadurch ist es möglich, dass die Windgeschwindigkeit deutlich geringer ausfällt als bei einem nördlichen Standort in Küstennähe erwartet, wenn Meteororm die Daten aus einer geringen Höhe von ERA5 bezieht. Der Vorteil von der gemeinsamen Datenquelle ist, dass mit einer höheren Wahrscheinlichkeit konsistente Datensätze für die Berechnung eines typischen Jahres genutzt werden, was für die Simulation der Gleichzeitigkeit von entschiedenem Vorteil ist.

Um die Winddaten zu verifizieren und zu überprüfen, ob sie mit dem angestrebten Standort übereinstimmen, wird eine Häufigkeitsverteilung der Messwerte erzeugt. Diese Häufigkeitsverteilung wird dann mit einer Weibullverteilung für das Landesinnere und einer Weibullverteilung für einen küstennahen Standort verglichen. Für die Werte des Formfaktors und des Skalenparameters werden die in Kapitel 3.1 eingeführten Werte genutzt. Weiterhin wird die mittlere Windgeschwindigkeit mit der Windgeschwindigkeit vom deutschen Wetterdienst verglichen (Anhang A1.2), der eine Wetterkarte mit den mittleren Windgeschwindigkeiten in 80 m Höhe erstellt hat. Zwar sind 80m etwas höher, als die meisten WEAs im Windpark, jedoch gibt es einen guten Vergleichswert für eine Windgeschwindigkeit in großer Höhe.

Die von Meteororm bereitgestellten Wetterdaten sind in einer Minutenaufösung verfügbar. PowerFactory erlaubt jedoch Zeitcharakteristiken nur auf Stundenbasis oder größer zu erstellen. Daher war es notwendig, stündliche Durchschnittswerte aus den Minutenwerten zu ermitteln. Für die Windgeschwindigkeiten wurde dazu die Formel 3.1 verwendet, um die Durchschnittswerte entsprechend der Leistungserzeugung zu gewichten. Dadurch wird ein grober Fehler in der Mittelung der Messdaten verhindert. Die Übertragung dieser Windparameter in eine PowerFactory-Zeitcharakteristik gestaltete sich unkompliziert. In PowerFactory wird durch das Einbringen der Leistungskurve der WEAs automatisch die aktuelle Windgeschwindigkeit in die entsprechende Erzeugungsleistung umgewandelt. Daher genügt es, die stündlichen Durchschnittswerte der Windgeschwindigkeit als Zeitcharakteristik bei den WEAs zu hinterlegen. Es ist zu beachten, dass Abweichungen in den Windgeschwindigkeiten einen verstärkten Einfluss auf die Erzeugung haben, da die Windgeschwindigkeit mit der dritten Potenz in die Leistungsberechnung eingeht.

Die Erstellung des Erzeugungsprofils für die PV-Anlage gestaltete sich etwas aufwändiger. Die von Meteororm gelieferten Strahlungsdaten sind in Watt pro Quadratmeter angegeben. Ein Vorteil dabei ist, dass diese Strahlungsdaten bereits für eine geneigte Fläche um 30 Grad mit Südausrichtung vorliegen, wodurch keine zusätzliche Umrechnung erforderlich ist.

Ein Wechselrichter gilt in Powerfactory als eine EZE, und somit muss für einen Wechselrichter das Erzeugungsprofil erstellt werden. Hierbei muss auf die Wechselrichterdimensionierung zurückgegriffen werden, wie sie in Kapitel 3.2.1 erklärt wurde. Die genaue Vorgehensweise für dieses Projekt wird in Kapitel 4.2.1 erläutert, in welchem die Anzahl der Module pro Wechselrichter berechnet wird. Mit der Anzahl der Module $n_{Modul,WR}$ und den im Datenblatt erläuterten Modulabmaßen A_{Modul} kann auf die gesamte benötigte Modulfläche pro Wechselrichter $A_{Modul,WR}$ geschlossen werden.

$$[4.1] \quad A_{Modul,WR} = n_{Modul,WR} \cdot A_{Modul}$$

Danach kann aus der gesamten Modulfläche und der solaren Einstrahlung auf die geneigte Fläche $E_{Solar,30^\circ,Süd}$ die auftretende Energie berechnet werden. Zusammen mit dem Modulwirkungsgrad wird die theoretische aus den Modulen fließende Energie $E_{Modul,WR}$ berechnet.

$$[4.2] \quad E_{Modul,WR} = \eta_{Modul} \cdot A_{Modul,WR} \cdot E_{Solar,30^\circ,Süd}$$

Neben dem Modulwirkungsgrad gibt es weitere Einflussfaktoren auf den Ertrag. Die Einflussfaktoren werden unter der in Kapitel 3.2.1 erläuterten PR zusammengefasst. Für die in Tabelle 3.1 aufgeführten Faktoren werden Annahmen getroffen. Bei der Bestimmung der PR werden AC-Leistungsverluste vernachlässigt, da diese in PowerFactory selber berechnet werden. Im Anschluss kann der tatsächliche aus dem Wechselrichter fließende Stundenwert E_{WR} berechnet werden, der sich für die auf die Modulfläche auftretende Strahlung ergibt.

$$[4.3] \quad E_{WR} = E_{Modul,WR} \cdot PR$$

Das erstellte Erzeugungsprofil kann in PowerFactory als Zeitcharakteristik für den Wechselrichter hinterlegt werden. Wenn nun eine Quasi-Dynamische-Simulation (QDS) in PowerFactory durchgeführt wird, werden für jede Stunde des Jahres die entsprechenden Erzeugungswerte bei den EZE berücksichtigt.

In PowerFactory sind für jedes Netzelement Variablen wie ein- und ausfließende Wirkleistung, Spannung, Strom oder spezifischere Größen definiert. Während einer Netzberechnung werden diese Variablen kontinuierlich verändert. Anhand von Diagrammen können die Werte festgehalten werden, und die Veränderung dieser Werte über das simulierte Jahr hinweg wird visualisiert.

Die erzeugte Leistungsmenge kann in Form von Volllaststunden mit den üblichen Literaturwerten für Onshore-WEAs oder PV-Parks verglichen werden, um eine weitere Überprüfung der simulierten Messwerte durchzuführen. Es ist jedoch zu beachten, dass hierbei die Leistungskennlinien der WEAs und die Konfiguration des PV-Parks ebenfalls Einfluss auf die erhaltenen Werte haben. Aufgrund der Nähe zum Küstengebiet wird von den WEAs ein vergleichsweise hoher Wert an Volllaststunden erwartet. Die Volllaststunden für die PV-Anlage könnten aufgrund des nördlichen Standorts etwas niedriger als der Durchschnitt ausfallen, sollten jedoch aufgrund der optimalen Ausrichtung und Neigung trotzdem nicht stark abweichen.

4.1.3 Der Erzeugungsanlagen-Regler

Für das Fallbeispiel soll eine größere Leistung installiert werden, als die ursprünglich für das Umspannwerk vereinbarte Anschlusswirkleistung. Die festgelegte Anschlusswirkleistung beträgt 41,68 MW, was der Nennleistung der WEA entspricht. Das bedeutet, dass wenn alle WEAs ihre Nennwindgeschwindigkeit erreichen und somit ihre maximale Leistung einspeisen, der PV-Park nur noch die Leistung ergänzen kann, die vom Windpark in Transformatoren und Leitungen verloren geht. In Situationen, in denen sowohl die WEAs als auch die PV-Anlage gleichzeitig ihre maximale Leistung erzeugen, würde die vereinbarte Netzanschlussleistung überschritten werden. Um dies zu verhindern, wird ein EZA-Regler mit PAV,E-Überwachung eingesetzt, der die Leistung des PV-Parks in solchen Fällen begrenzt.

Der implementierte Regler muss in PowerFactory realisiert werden und auf die Quasi-Dynamische-Simulation (QDS) zugreifen können. Dadurch wird sichergestellt, dass in Situationen, in denen die kombinierte PV- und Windleistung die vereinbarte Anschlussleistung überschreitet, die Leistung der PV-Anlage begrenzt wird. Dies kann durch die Entwicklung eines QDSL (Quasi-Dynamic System Language)-Modells in PowerFactory erreicht werden.

Das QDSL-Modell besteht aus zwei Hauptkomponenten: der Oberfläche und dem Modelltyp. Der Modelltyp legt die Struktur und die relevanten Parameter des Skripts fest. Hier werden die Parameter definiert, die im Skript verwendet werden können, sowie die Variablen, die im Skript genutzt werden. Außerdem wird festgelegt, wie viele Netzelemente mit dem Modell verbunden werden können und wie viele Messwerte in das Skript einbezogen werden sollen.

Die Oberfläche des QDSL-Modells dient dazu, die Parameter einzustellen und anzugeben, welche Netzelemente mit dem Modell verbunden werden sollen. Ebenso wird festgelegt, woher die benötigten Messwerte kommen sollen, die für das Skript verwendet werden.

Tabelle 4.1 Variablen für das QDSL-Skript des EZA-Reglers

Variablentyp	Name	Einheit	Beschreibung
Zustandsvariable	Pact	MW	Wirkleistung PV Generator
Parameter	Pave	MW	Vereinbarte Einspeiseleistung mit NB
Parameter	AnzPv		Anzahl PV-Wechselrichter
Zustandsvariable	Mehrertrag	MWh	Mehrertrag pro Wechselrichter
Zustandsvariable	i		index
Zustandsvariable	Pverl	MW	Abgeregelter Leistung pro Wechselrichter
Zustandsvariable	Pverlges	MWh	Gesamte abgeregelter Energie

Durch diese Struktur kann der entwickelte Regler in PowerFactory eingebettet werden und auf die QDS-Daten zugreifen, um die Leistung der PV-Anlage zu begrenzen, wenn die Anschlussleistung überschritten wird.

Parameter sind Werte, die vom Benutzer als Eingabe auf der Oberfläche des QDSL-Modells getätigt werden können und Konstanten im Skript sind. Zustandsvariablen erhalten innerhalb des Skripts Werte zugewiesen und wirken als globale Variablen über alle Skripte hinweg. Dies ist wichtig, da ein Skript eines QDSL-Modells aus drei Teilen besteht. Zunächst dem Initialisierungsskript, dann dem Lastflussskript und abschließend dem Quasi-Dynamische Simulationsskript. Die verwendeten Variablen sind in der Tabelle 4.1 festgehalten

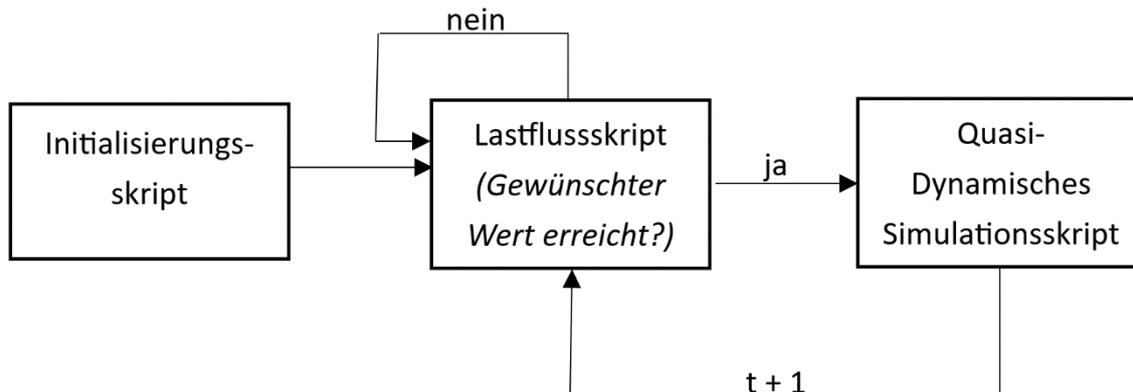


Abbildung 4.4 Funktionsweise der verschiedenen Skripte beim EZA-Regler

Das Initialisierungsskript wird nur einmal am Anfang einer Simulation ausgeführt. Dort können Anfangswerte an Variablen gegeben werden. Das Initialisierungsskript für den EZA-Regler ist im Folgenden dargestellt:

```

Pact = Generator:pgini_a;
Generator:s:pset = Generator:pgini_a;
i = 0;
  
```

Pact soll den Wert der momentanen Wirkleistung haben und wird daher am Anfang der Simulation der vom Wechselrichter vorgegebenen Leistung gleichgesetzt. *Generator* steht für das verbundene Netzelement, was in diesem Fall der Wechselrichter ist. Der wiederum bezieht seine Leistungsvorgabe aus der hinterlegten Charakteristik, was durch die Variable *pgini_a* dargestellt ist. Variablen wie *pgini_a* sind von PowerFactory festgelegt und sind mit bestimmten Werten des Netzelementes verbunden. *Generator:s:pset* ist die Sollwertvorgabe an den Wechselrichter und zum Start ebenfalls mit dem Wirkleistungswert des Wechselrichter initialisiert. *i* ist ein Indexwert der im Skript hochzählt und in der Initialisierung gleich null gesetzt wird. Nachdem die Variablen die benötigte Initialisierung durchlaufen haben wird das Lastflussskript ausgelöst. Bei diesem Skript kann direkt in die Lastflussberechnung des Programms eingegriffen werden.

```
double redFacP;
```

Im ersten Schritt des Skripts werden die lokalen Variablen für das Skript definiert. Im Falle dieses Skripts ist das der Reduktionsfaktor *redFacP*, der dafür genutzt wird auszurechnen, in welchem Maße die Wirkleistung eines Wechselrichters begrenzt werden muss

```
if(Pnap > Pave * 1.0001) {
```

Danach kommt eine if-Bedingung die durchlaufen wird, wenn die gemessene Wirkleistung am NAP P_{nap} größer ist als die vereinbarte Anschlussleistung P_{ave} . P_{nap} ist eine Eingangsvariable und wird speziell für den Lastfluss definiert und mit einem Netzelement verbunden. Im Falle des EZA-Regler-Modells wird die Variable mit der Leitung an der Oberseite des Transformators verbunden, damit die ins Netz eingespeiste Wirkleistung als Messwert in dieser Variable vorhanden ist. Zusätzlich wurde ein Toleranzfaktor integriert. Ziel ist durch dieses Skript den Wirkleistungswert am NAP an die vereinbarte Anschlussleistung anzunähern. Der Toleranzfaktor verhindert, dass das Lastflussskript zu häufig durchlaufen wird, wenn der Wert durch die Lastflussberechnung nur knapp oberhalb der vereinbarten Anschlusswirkleistung ist und nicht genau den geforderten Wert erreicht. Wenn die Lastflussberechnung zu häufig durchlaufen ist sie unerfolgreich und wird abgebrochen.

```

if(i >= 1) {
    Pact = Generator:s:pset;
} else {
    Pact = Generator:pgini_a;
}

```

Die if-Bedingung in diesem Teil des Skripts greift auf den Indexwert i zu. Dieser ist zum Anfang einer Lastflussberechnung null und daher wird die berechnete Wirkleistung zuerst gleich der vorgegebenen Wirkleistung gesetzt. Wurde das Skript bereits einmal durchlaufen, ist der Indexwert ungleich null. In dem Fall wird der berechnete Wirkleistungswert gleich dem Wirkleistungssollwert gesetzt, der das Ergebnis aus der vorherigen Berechnung im Skript ist.

```

redFacP = 1 + (Pave - Pnap) / (Pact * AnzPv);
Generator:s:pset = Pact * redFacP;

```

In diesem Absatz wird der Wirkleistungssollwert des Wechselrichters berechnet. Dafür muss ein Reduktionsfaktor berechnet werden, der bestimmt wie weit ein einzelner Wechselrichter abgeregelt werden muss, damit Wirkleistung am NAP der vereinbarten Anschlussleistung entspricht. Der Reduktionsfaktor r kann aus den Gleichungen 4.4 und 4.5 hergeleitet werden. Die Wirkleistung am NAP P_{NAP} entspricht der gemeinsamen Wirkleistung Windkraft P_{Wind} und PV P_{PV} . Die Wirkleistung des PV-Parks kann wiederum auf die Wirkleistung P_{WR} und die Anzahl n_{WR} der Wechselrichter zurückgeführt werden.

$$\begin{aligned}
 [4.4] \quad P_{NAP} &= P_{Wind} + P_{PV} = P_{Wind} + P_{WR} \cdot n_{WR} \\
 &\Leftrightarrow P_{Wind} = P_{NAP} - P_{WR} \cdot n_{WR}
 \end{aligned}$$

$$[4.5] \quad P_{AV,E} = P_{Wind} + P_{WR} \cdot n_{WR} \cdot r$$

$$\begin{aligned}
 [4.6] = [4.4] \text{ in } [4.5] \quad P_{AV,E} &= P_{NAP} - P_{WR} \cdot n_{WR} + P_{WR} \cdot n_{WR} \cdot r \\
 &\Leftrightarrow r = 1 + \frac{P_{AV,E} - P_{NAP}}{P_{WR} \cdot n_{WR}}
 \end{aligned}$$

Die Gleichung muss im Anschluss ins Skript übertragen werden. P_{WR} entspricht im Skript der Variable $Pact$, die bei jedem weiteren durchlauf der Schleife dem Wirkleistungssollwert gleichgesetzt wird der in der vorherigen berechnet wurde. Die Variable P_{nap} wird ebenfalls bei jeder weiteren Schleife erneut gemessen und dadurch wird sich der vereinbarten Anschlussleistung immer weiter angenähert.

```

i += 1;
SetControlLoopFinished(0);

```

Zum Ende der if-Bedingung wird der Indexwert hochgezählt. Zudem wird die Funktion *SetControlLoopFinished(0)* aufgerufen. Diese gibt die Rückmeldung, dass der gewünschte Wert nicht erreicht ist und das Lastflussskript ein weiteres Mal durchlaufen werden muss.

```
} else {  
    if(i = 0) {  
        Generator:s:pset = Generator:pgini_a;  
    }  
    SetControlLoopFinished(1);  
}
```

Diese letzte Ergänzung schließt an die if-Bedingung vom Anfang mit einem else an. Es gibt eine weitere if-Bedingung die erfüllt wird, wenn der Indexwert null entspricht. Das ist nur der Fall, wenn beim ersten Durchlauf der Schleife die if-Bedingung vom Start nicht erfüllt ist und demnach die Wirkleistung von Wind- und PV-Park die vereinbarte Anschlussleistung bereits durch die Wetterparameter nicht erreichen. In diesem Fall wird der Wirkleistungssollwert der produzierten Wirkleistung der Wechselrichter gleichgesetzt. Durch die Funktion *SetControlLoopFinished(1)* wird, sobald die if-Bedingung nicht mehr erfüllt ist, hier die Schleife im Lastflussskript beendet.

Nachdem die Lastflussberechnung zielführend beendet wurde, wird das Quasi-Dynamische Simulationsskript ausgeführt.

```
i = 0;  
Mehrertrag += Generator:s:pset;  
Pverl = (Generator:pgini_a - Generator:s:pset);  
Pverlges += Pverl;
```

In diesem Skript werden vor allem Berechnungen durchgeführt, um Variablen Werte für die Ausgabe und Dartstellungen von Ergebnissen zu geben. Zum Beispiel wird hier der Mehrertrag eines einzelnen Wechselrichters *Mehrertrag* berechnet, indem nach jeder Lastflussberechnung der Wirkleistungssollwert addiert wird. Außerdem wird die abgeregelte Leistung *Pverl* für jeden Zeitschritt berechnet. Relevant für die anderen Skripte ist ausschließlich, dass der Index wieder auf null gesetzt wird, damit bei der nächsten Lastflussberechnung, im nächsten Zeitschritt wieder von neuem gezählt wird.

4.2 Auslegung des Photovoltaikparks

4.2.1 Technische Umsetzung

In Anbetracht der Anwendung für den PV-Park lautet das Ziel, diesen möglichst kostengünstig und einfach zu gestalten. Ein Windpark ist bereits an das Umspannwerk angeschlossen, und der PV-Park dient lediglich als Ergänzung, um an Tagen mit geringer Windkraft mehr Energie einspeisen zu können. Da der PV-Park nicht immer die durch Sonneneinstrahlung bedingte Leistung abrufen kann und mehr oder weniger häufig durch Abregelungen aufgrund von zu hoher Einspeisung am Netzanschlusspunkt betroffen sein kann, sind sehr teure, aber effiziente Betriebsmittel in diesem Szenario nicht so vorteilhaft wie in anderen Szenarien.

Aus dem zuvor genannten Grund wird der PV-Park mit fest installierten Modultischen ohne Nachführsystem geplant. Zudem wurde das Anlagenkonzept für Zentralwechselrichter gewählt, da

dadurch die Kosten für Wechselrichter eingespart werden können. Der Hersteller SMA bietet außerdem Zentralwechselrichter an, die in Kombination mit einer Transformatorstation eingesetzt werden können. In diesen Kompaktstationen sind der Wechselrichter, der MS/NS-Transformator und eine MS-Schaltanlage integriert. Durch diese Lösung können zusätzliche Kosten reduziert werden. Ein potenzieller Nachteil dieses Wechselrichterkonzepts könnte darin bestehen, dass ein Ausfall eines Wechselrichters direkt zu einer Stilllegung eines großen Teils des PV-Parks führt, da an einen Wechselrichter sehr viele der Module im Park angeschlossen werden.

Als Modul wird das Modell Mono S4 Halfcut 550Wp von Solarfabrik verwendet. Die Wechselrichterdimensionierung erfolgt anhand der Datenblätter des Wechselrichters und des Moduls. Zudem werden die Gleichungen 3.2, 3.3 und 3.4, die im Grundlagenteil eingeführt wurden, benötigt. Mithilfe dieser Gleichungen können sowohl die maximale als auch die minimale Modulanzahl in einem Strang berechnet werden. Die maximale Anzahl wird abgerundet, während die minimale Anzahl aufgerundet wird, da andersherum der Grenzwert überschritten wird. Des Weiteren wird die maximale Stranganzahl pro Wechselrichter ermittelt und ebenfalls abgerundet.

Danach kann die maximale Modulanzahl für jeden Wechselrichter berechnet werden, um auf die Peak-Wirkleistung $P_{Modul,WR}$ zu schließen die an jeden Wechselrichter angeschlossen werden kann. Die errechnete Peak-Wirkleistung wird mit der Nennleistung des Wechselrichters P_{WR} ins Verhältnis gesetzt werden, um die Über- oder Unterdimensionierung \ddot{u} festzuhalten.

$$[4.7] \quad \ddot{u} = \frac{P_{Modul,WR}}{P_{WR}}$$

Es ist wichtig zu berücksichtigen, dass ein bestimmter Bemessungsleistungsfaktor für den Wechselrichter festgelegt werden muss, um dem Netz die benötigte Blindleistung zur Verfügung zu stellen. In diesem Projekt beträgt der Bemessungsleistungsfaktor für die Wechselrichter 0,9. Dadurch können von der Gesamtbemessungsleistung von 4200 kVA 3780 kW für den Anschluss von Wirkleistung genutzt werden. Für den PV-Park ist geplant, den Wechselrichter überdimensioniert auszulegen. Aufgrund des Standorts im Norden von Deutschland wird davon ausgegangen, dass die in den Datenblättern der PV-Module angegebene STC-Leistung selten erreicht wird. Die Grenze für die Überdimensionierung wurde anhand des in Kapitel 3.2.1 eingeführten Literaturwerts bei 20 % festgelegt.

Die Bewertung der Über- oder Unterdimensionierung kann bei Betrachtung unterschiedlicher Auflösungen von Messdaten unterschiedlich ausfallen, wie in Kapitel 3.1 erklärt. Bei Benutzung von Stundenwerten kann die Überdimensionierung größer ausfallen als bei Momentanwerten, ohne dass die Ertragsverluste zu groß werden.

Anschließend erfolgt die Dimensionierung der Verkabelung für die Module und Wechselrichter. Hierbei greifen die Grundlagen, die im Kapitel 3.3.1 erläutert wurden. Besonders bei der DC-Verkabelung ist die Berechnung der Verlustleistung von großer Bedeutung. Der Kabelquerschnitt wird so gewählt, dass die Verluste bei maximaler Belastung unter 1 % liegen. Zur Berechnung der erforderlichen Kabelquerschnitte wird die Gleichung 3.5 verwendet. Das ermittelte Ergebnis wird auf die nächstverfügbare Größe für Solarkabel aufgerundet und dann in die Gleichung 3.6 eingesetzt. Dieses Vorgehen stellt sicher, dass die Verluste definitiv unter 1 % liegen. Es ist jedoch wichtig zu beachten, dass die berechnete Verlustleistung lediglich bei Vollast auftritt. Für die durchschnittliche Verlustleistung wird die Hälfte der berechneten Verlustleistung angenommen.

Um die Länge der Verkabelung pro Strang auszurechnen wird die Breite der Module b_{Modul} mit der Modulanzahl pro Strang n_{max} verrechnet und es wird ein Zusatzwert l_{Zusatz} abgeschätzt, der die

Verkabelung vom Strangende zum Zentralwechselrichter abbilden soll. Durch den Preisvorteil werden im Park Aluminiumkabel verlegt.

$$[4.8] \quad l = b_{Modul} \cdot n_{max} + l_{Zusatz}$$

Bei der AC-Verkabelung wird ein etwas anderer Ansatz verfolgt. Aufgrund der Verwendung von Zentralwechselrichtern in Kombination mit Transformatoren erfolgt die AC-Verkabelung ausschließlich auf der MS-Ebene. Die AC-Leitungen dienen dazu, die Transformatorstationen miteinander zu verbinden und schließlich zum Umspannwerk zu führen. Für die Auslegung dieser Leitungen werden notwendige Parameter aus den Datenblättern der Kabelhersteller herangezogen, und es wird ein spezifischer Leitungstyp in PowerFactory definiert. Ähnlich wie bei den DC-Leitungen, werden auch hier Aluminiumkabel verwendet, da sie kostengünstigere Optionen bieten.

Für die Länge der Kabel zwischen den Transformatorstationen wird eine Annahme von 250 m getroffen. Zusätzlich wird angenommen, dass der PV-Park und die WEAs in unmittelbarer Nähe des Umspannwerks platziert sind, wodurch die Gesamtlänge der Trasse auf 2000 m geschätzt wird. Ein Verlegefaktor wird ebenfalls bestimmt und berücksichtigt. Für diese Berechnungen wird auf die in Kapitel 3.3.1 eingeführten Wert 0,9 zurückgegriffen, da die dort genannten Bedingungen, die Annahmen für die Verlegung sind.

Die Kabeldimensionierung erfolgt anhand eines Beispielstrangs von Zentralwechselrichtern, in dem möglichst viele Zentralwechselrichter untergebracht sind. Dies ist auch relevant für die Bestimmung des Verlegefaktors, da dadurch der zweite Umrechnungsfaktor für die gegenseitig Beeinflussung der Kabel entfällt. Sind alle erforderlichen Parameter eingestellt, berechnet PowerFactory mithilfe dieser Parameter die tatsächliche Strombelastbarkeit des Kabels. Anhand des Spannungsniveaus und der über das Kabel übertragenen Leistung wird der fließende Strom berechnet, um die Auslastung zu bestimmen. Die Kabel werden so ausgelegt, dass die Auslastung bei maximaler Leistung ungefähr bei 90 % liegt, damit ein Sicherheitsfaktor besteht.

4.2.2 Berechnung der optimalen Ergänzungsmenge durch Photovoltaik

4.2.2.1 Ermittlung der Kosten und Erträge

Ein Teilziel dieser Arbeit ist die Bestimmung einer optimalen Ergänzungsmenge von PV am Umspannwerk. Die Methode zur Bestimmung dieser Ergänzungsmenge basiert auf einer wirtschaftlichen Abwägung der Investitions- und Betriebskosten im Verhältnis zu den erzielten Erträgen des PV-Parks. Die grundlegende Annahme hierbei ist, dass bei einer höheren installierten PV-Leistung einzelne Wechselrichter weniger effizient genutzt werden. Mit zunehmender Überdimensionierung der vereinbarten Anschlussleistung am NAP wird die Abregelung eines Wechselrichters über das Jahr hinweg größer, da die zugesagte Anschlussleistung häufiger durch die Kombination von PV - und Windkraftleistung überschritten wird, insbesondere wenn mehr PV-Leistung installiert ist.

Der Mehrertrag eines einzelnen Wechselrichters kann durch die QDS ausgegeben werden. Hierfür wurde ein Messpunkt am Feld der MS-Schaltanlage installiert, wie es auch in der realen Umsetzung der Fall wäre. An diesem Messpunkt wird die Leistung des PV-Parks gemessen. Allerdings werden durch diesen Messpunkt nicht die Verluste des Transformators erfasst. Die tatsächliche Einspeisung des PV-Parks ist daher etwas geringer.

Um den entsprechenden monetären Betrag für die erzeugte Energie zu berechnen, muss ein anzulegender Wert für den PV-Park festgelegt werden. Der erzeugte Strom des geplanten PV-Parks

muss aufgrund seiner Größe von einem Direktvermarkter an der Börse gehandelt werden und am Ausschreibungsverfahren der Bundesregierung teilnehmen. Der anzulegende Wert orientiert sich am Jahr 2022. In diesem Jahr wurden drei Ausschreibungen durchgeführt, aus denen ein durchschnittlicher, mengengewichteter Zuschlagswert ermittelt wurde. Aus diesen drei Zuschlagswerten wurde wiederum ein Mittelwert gebildet, der als anzulegender Wert für den geplanten Park angenommen wird. Der anzulegende Wert wird durch das Marktprämienmodell gestützt, sodass angenommen werden kann, dass der Anlagenbetreiber den anzulegenden Wert für jede ins Netz eingespeiste Kilowattstunde erhält. Deshalb kann mit dem Mehrertrag eines Wechselrichters E_{WR} übers Jahr und dem anzulegenden Wert $K_{AnzWert}$, der Umsatz eines Wechselrichters K_E innerhalb eines Jahres berechnet werden.

$$[4.9] \quad K_E = K_{AnzWert} \cdot E_{WR}$$

Der anzulegende Wert hat einen sehr großen Einfluss auf die späteren Wirtschaftlichkeitsberechnungen, kann jedoch von Ausschreibungsrunde zu Ausschreibungsrunde sehr unterschiedlich aussehen, da der durchschnittliche Zuschlagswert sehr stark von der Ausschreibungsmenge und den anderen Geboten abhängt.

Um die Investitionskosten zu bestimmen, ist eine Budgetaufstellung notwendig. Hierbei müssen sowohl die Kosten für die DC-Seite der Wechselrichter als auch die Kosten für den Netzanschluss inklusive der AC-Leitungen ermittelt werden.

Für eine genaue Abschätzung der Preise ist es erforderlich, Kontakt zu Herstellern und Anlagenerrichtern aufzunehmen. Zunächst wird eine Budgetaufstellung erstellt, in der der Preis für einen Zentralwechselrichter zusammen mit den dazugehörigen Modulen, Verkabelung usw. ermittelt wird. Um den Preis für einen Zentralwechselrichter mit integrierter Transformatorstation zu ermitteln, wurde direkt der Hersteller SMA kontaktiert. Ein Mitarbeiter (persönliche Kommunikation, 12.07.2023) konnte telefonisch eine Aussage zum Preis treffen.

PV-Module werden in der Regel über Vertriebspartner der Hersteller verkauft, die oft Großhändler im Megawattbereich sind. Diese stellen ihre Preise selten zur Verfügung. Für diese Arbeit wurde daher ein Anlagenhersteller, die SPR Energie GmbH, kontaktiert. Dieses Unternehmen entwickelt und plant PV-Projekte in Deutschland, einschließlich Freiflächenanlagen mit einer ähnlichen Größe wie der geplante PV-Park. Ein Mitarbeiter (persönliche Kommunikation, 12.07.2023) konnte nach Einkaufspreisen befragt werden, die dann mit recherchierten Literatur- und Marktwerten verglichen wurden..

Der Großhändler pvXchange führt regelmäßige Marktanalysen durch und veröffentlicht monatlich einen aktuellen Preisindex für PV-Module im Großhandel auf seiner Webseite. Dieser Preisindex kann genutzt werden, um den genutzten Einkaufspreis besser einzuschätzen.

Für den geplanten PV-Park werden die Mono S4 Halfcut 550Wp Module von Solarfabrik verwendet. Geeignete als Unterkonstruktion sind die Modultische von Oberhauser Bau-Systeme GmbH. Ein Tisch bietet Platz für 18 Module und kann mit einer Neigung von bis zu 30° bestellt werden, was gut zur Planung des Parks passt. Um die Preise besser vergleichbar zu machen, werden sie in Euro pro Wattpeak umgerechnet.

Nachdem die Budgetaufstellung für den einzelnen Wechselrichter abgeschlossen wurde, kann die Berechnung der Kosten für den Netzanschluss am vorhandenen Umspannwerk inklusive der AC-Verkabelung durchgeführt werden. Die Preisermittlung für die AC-Kabeltrasse erfolgte anhand von vergleichbaren Angeboten von Kabel- und Tiefbauunternehmen, die dem betreuenden Fachbetrieb ee

technik gmbh vorliegen (persönliche Kommunikation, 01.06.2023). Zu Beginn musste festgestellt werden, welche Kabelquerschnitte benötigt werden.

Im Projekt geht nicht für jeden Zentralwechselrichter eine separate Leitung zu einem Schaltfeld des Umspannwerks. Die Zentralwechselrichter werden vielmehr über ihre integrierten MS-Schaltanlagen miteinander in einem Strang verschaltet. Dies führt zu einer höheren Strombelastung der Kabel, abhängig von der Anzahl der Wechselrichter, die über das Kabel verbunden sind und ihre Leistung in den Strang einspeisen. Daraus ergibt sich ein größerer erforderlicher Kabelquerschnitt, was die Kosten des Kabels erhöht.

Die genaue Vorgehensweise bei der Auslegung der AC-Leitungen wurde im Kapitel 4.2.1 beschrieben. Die Dimensionierung der Leitungsquerschnitte erfolgt, wie bereits im vorherigen Kapitel erläutert, auf der Basis eines Beispielstrangs.

Für die für einen Strang bestimmten Querschnitte wird dann der Preis pro Meter k_{Kabel} notiert und mit der Länge der Kabel l_{Kabel} kann der Gesamtpreis K_{Kabel} ausgerechnet werden. Zudem muss die Kabelanzahl n_{Kabel} berücksichtigt werden, da ein System aus drei Kabeln besteht.

$$[4.10] \quad K_{Kabel} = k_{Kabel} \cdot l_{Kabel} \cdot n_{Kabel}$$

Die MS-Kabel werden unterirdisch verlegt, was das Ausheben eines Kabelgrabens erfordert. Die Breite und Tiefe des Grabens wurden ebenfalls basierend auf einem erhaltenen Angebot festgelegt (persönliche Kommunikation, 01.06.2023). Es wird angenommen, dass die Kabel werden auf Kabeltrommeln geliefert, die jeweils 1000 Meter Kabel fassen können. Daher wird alle 1000 Meter eine Verbindungsmuffe benötigt, um die Kabelenden miteinander zu verbinden.

Die MS-Schaltanlage muss gemäß den Datenblättern auf ihre Kapazität für den Anschlussquerschnitt geprüft werden. Falls die MS-Schaltanlage einen kleineren Querschnitt aufnehmen kann als verlegt wird, muss der Querschnitt verringert werden. Dies geschieht durch die Installation einer Muffe, die das Aluminiumkabel mit großem Querschnitt mit einem Kupferkabel mit kleinem Querschnitt verbindet. Dies ist möglich, da Kupfer eine höhere Strombelastbarkeit aufweist als Aluminium. Zusätzlich werden Kabelendverschlüsse benötigt, um die Leitungen an der Übergabestation zu montieren. Neben den Stromkabeln muss auch ein Lichtwellenleiterkabel (LWL-Kabel) gekauft und verlegt werden, um den PV-Park an die Kommunikation im Umspannwerk anzuschließen.

Neben der Verkabelung, der Kabelperipherie und der Montage muss das Umspannwerk erweitert werden, um den Netzanschluss des PV-Parks zu ermöglichen. Der Netzanschluss bezieht sich ebenfalls nur auf einen Strang der Wechselrichter. Pro Strang gibt es ein Kabelsystem, das zum Umspannwerk führt, und somit ein weiteres Schaltfeld, das in der Budgetaufstellung berücksichtigt werden muss. Zudem sollen die einzelnen Kabelsysteme durch separate Schutzgeräte mit UMZ- und Erdschlusschutzfunktion überwacht werden, um die Kabel vor übermäßigem Strom zu schützen. Dafür müssen zwei Stromwandler im Feld installiert werden. Zusätzliche Stromwandler und Spannungswandler werden benötigt, um die PV- und Windkraftleistung getrennt voneinander zu zählen. Der EZA-Regler erfordert ebenfalls Strom- und Spannungswandler, um alle erforderlichen Messwerte für die Abregelung des PV-Parks zu erhalten. Die Preise für diese Komponenten stammen aus dem Angebot eines Umspannwerk-Errichters für ein Umspannwerk mit ähnlichen Dimensionen (persönliche Kommunikation, 12.04.2022). Aus den gesammelten Preisen ergibt sich eine Gesamtsumme. Die Gesamtsumme kann durch die installierte Modulleistung $P_{Modul,WR}$ und Anzahl der Wechselrichter pro Strang $n_{WR,Strang}$ gerechnet werden, damit der Preis pro Wattpeak $k_{NA,P}$ und pro Wechselrichter bestimmt werden kann.

$$[4.11] \quad k_{NA,P} = \frac{K_{NA}}{P_{Modul,WR} \cdot n_{WR,Strang}}$$

$$[4.12] \quad k_{NA,WR} = \frac{K_{NA}}{n_{WR,Strang}}$$

Damit dieser Netzanschluss vergleichbar ist zu einem Standardnetzanschluss ist, ist eine Vergleichskostenaufstellung erforderlich. Dabei wird der PV-Park an einem neu gebauten Umspannwerk ans Netz angeschlossen. Da im Vorfeld nicht klar ist, wie die optimale Ergänzungsmenge des PV-Parks aussieht, soll ein Bereich untersucht werden, der über die Bemessungsleistung des bisherigen Umspannwerks hinausgeht. Daher werden Budgetaufstellungen für Umspannwerke mit unterschiedlicher Leistung durchgeführt. Es werden Transformatoren in den Leistungsklassen 50 MVA, 63 MVA, 80 MVA und 100 MVA gewählt.

Der Transformator des Umspannwerks sollte der Leistung der angeschlossenen Wechselrichter entsprechen, sodass kein Wechselrichter bei voller Leistungseinspeisung abgeregelt werden muss. Da jedoch keine umfassende Netzstudie für jedes Umspannwerk durchgeführt werden kann, wird auf Basis der Bemessungsscheinleistung und des Bemessungsleistungsfaktors, wie in Abschnitt 4.2.1 festgelegt, eine grobe Abschätzung für die maximale Anzahl der Zentralwechselrichter pro Umspannwerk vorgenommen. Auch die Berechnung der Kompensationsanlage wird ausgelassen und in einigen Fällen könnte daher der Blindleistungsstellbereich der EZA nicht den Vorgaben des Netzbetreibers entsprechen. Da die Budgetaufstellung jedoch nur einen Vergleichszweck erfüllen soll, reicht die Auslegung für diesen Zweck aus.

Bereits existierende Umspannwerke mit ähnlichen Dimensionierungen wurden von dem betreuenden Fachbetrieb bei der Planung und Errichtung begleitet. Daher liegt ein Angebot eines Umspannwerk-Errichters vor, auf das für die Kostenaufstellung zurückgegriffen werden kann (persönliche Kommunikation, 12.04.2022). Wie bereits erwähnt wird anhand der Bemessungsscheinleistung der Wechselrichter S_{WR} und der Bemessungsscheinleistung des Transformators S_{Trafo} die Anzahl von Wechselrichtern $n_{UW,WR}$ ausgerechnet, die an dem Umspannwerk angeschlossen werden können.

$$[4.13] \quad n_{UW,WR} = \frac{S_{Trafo}}{S_{WR}}$$

Basierend auf der Anzahl der Wechselrichter kann dann auf die erforderliche Anzahl der Stränge und Abgangsfelder zum PV-Park geschlossen werden. Dies wiederum gibt Aufschluss über die benötigte Anzahl von Strom- und Spannungswandlern sowie Schutzgeräten und Zähleinheiten. Der berechnete Wert wird abgerundet, um einer Überbelegung des Transformators vorzubeugen.

$$[4.14] \quad n_{Feld} = \frac{n_{UW,WR}}{n_{WR,Strang}}$$

Zudem fließt in die Budgetaufstellung der Umspannwerke, der bereits berechnete Preis für MS-Verkabelung eines Zentralwechselrichters ein und wird dann auf die Anzahl der angeschlossenen Zentralwechselrichter hochskaliert.

Nachdem die einzelnen Budgetaufstellung erstellt wurden, können die Investitionskosten eines Wechselrichters mit zugehörigen Modulen und Infrastruktur errechnet werden. Auf Basis dieser Investitionskosten können die Betriebskosten für jeden Wechselrichter bestimmt werden. Zur Berechnung wird der in Kapitel 3.3.2 eingeführte Literaturwert mit einer Höhe von 1,5 % der Investitionskosten benutzt. Da die ausgelegten Umspannwerke zu der Infrastruktur des PV-Parks gehören, wird für diese der selbe Literaturwert von 1,5 % genutzt, um die Betriebskosten zu bestimmen.

4.2.2.2 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Mit den ermittelten Kosten und Erträgen kann die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung durchgeführt werden. Zunächst werden die Ertragsdaten für jede Anzahl von Wechselrichtern berechnet. Hierbei werden die Ertragsdaten für einzelne Wechselrichter bei verschiedenen Nennleistungen des PV-Parks simuliert. Der Prozess beginnt mit der Anzahl von Wechselrichtern, die am Umspannwerk mit der größten Bemessungsleistung maximal angeschlossen werden kann. Für diese Wechselrichteranzahl wird eine QDS des Jahres durchgeführt. Danach wird schrittweise ein Wechselrichter vom Netz genommen und daraufhin erneut eine QDS des Jahres durchgeführt. Die ausgegebenen Ergebnisse umfassen die erzeugte Energiemenge sowie die abgeregelte Energiemenge eines einzelnen Wechselrichters für jede Wechselrichteranzahl. Diese Werte werden dann hochgerechnet, um die Gesamterzeugung und Abregelung für den gesamten PV-Park zu bestimmen. Weitere relevante Parameter für die Bestimmung der optimalen Ergänzungsmenge können anschließend aus den ermittelten Ertragsdaten berechnet werden. Die Erwartungen für den Verlauf der Erträge der Wechselrichter, bei verschiedener Wechselrichteranzahl, ist, dass die Erträge bei größer werdender Anzahl exponentiell abnehmen. Jeder zugebaute Wechselrichter sollte verstärkt zu einer Abregelung beitragen.

Erste Voraussetzung für die Ergänzungsmenge ist, dass der erwirtschaftete Betrag pro Jahr über den Kosten pro Jahr bleibt. Mit Gleichung 4.9 Und der Wechselrichteranzahl n_{WR} lässt sich aus der erzeugten Energiemenge der Gesamtertrag pro Jahr berechnen.

$$[4.15] \quad K_{E,Gesamt} = K_{AnzWert} \cdot E_{WR} \cdot n_{WR}$$

Die jährlichen Kosten $K_{K,Gesamt}$ bestehen aus den Betriebskosten $K_{Betrieb,WR}$ und den auf die Betriebszeit $t = 20$ Jahre, aufgeteilten Investitionskosten $K_{0,WR}$.

$$[4.16] \quad K_{K,Gesamt} = \left(\frac{K_{0,WR}}{t} + K_{Betrieb,WR} \right) \cdot n_{WR}$$

Die Annahme ist, dass bei einer hohen Wechselrichteranzahl die unter Erträge eines Wechselrichter unter die jährlichen Kosten fallen. Durch die hohe Abregelung der Wechselrichter kann nicht genug Ertrag erwirtschaftet werden, um die eigenen Kosten wieder reinzuspielen und Gewinn K_G zu erwirtschaften.

$$[4.17] \quad K_G = K_{K,Gesamt} - K_{E,Gesamt}$$

Die zweite Voraussetzung bezieht sich auf die Wirtschaftlichkeit im Vergleich zum Standardnetzanschluss mit eigenem Umspannwerk für den PV-Park. Das Ziel des Netzanschlusses am bereits durch Windkraft belegten Umspannwerk ist, neben der Einsparung des planerischen Aufwands bei der Errichtung neuer Infrastruktur, auch eine wirtschaftlich attraktive Alternative darzustellen. Aus diesem Grund sollte die optimale Ergänzungsmenge durch PV mit einem ähnlichen monetären Aufwand verbunden sein.

In diesem Zusammenhang wird die Amortisationszeit des PV-Parks, inklusive des Netzanschlusses am Windkraft-Umspannwerk, mit der Gleichung 3.9 berechnet. Diese Amortisationszeit wird dann mit der Amortisationszeit des selben PV-Parks betrachtet, jedoch mit einem eigenen Umspannwerk. Diese Berechnung wird für jede Anzahl von Wechselrichtern durchgeführt.

Mit steigender Anzahl von Wechselrichtern sollte beim gemeinsamen Netzanschluss die Amortisationszeit tendenziell ansteigen. Im Gegensatz dazu sollte beim Netzanschluss an einem separaten Umspannwerk das Gegenteil der Fall sein. Die Investitionskosten des Umspannwerks nehmen bei geringerer Anzahl von Wechselrichtern einen größeren Anteil an der Gesamtsumme ein,

als bei höherer Anzahl von Wechselrichtern. Die beiden Amortisationszeitberechnungen werden in einem Diagramm dargestellt, und es sollte durch den unterschiedlichen Verlauf der Kurven ein Schnittpunkt erkennbar sein.

Weiterhin wird berechnet wie viel Gewinn in der Restlaufzeit der PV-Parks erwirtschaftet werden kann. Der jährliche Gewinn der Wechselrichter bei der Umspannwerk-Erweiterung wurde bereits berechnet und durch die Amortisationszeit und die Laufzeit t kann auf den gesamten Gewinn $K_{G,Rest}$ geschlossen werden, der in der Restlaufzeit erwirtschaftet wird.

$$[4.18] \quad K_{G,Rest} = (t - T_A) \cdot K_G$$

Die Berechnung vom Gewinn gestaltet sich bei dem Umspannwerk-Neubau etwas anders. Wie bei der Berechnung der Amortisationszeit fließt das Umspannwerk sehr stark in die Gewinne bei niedrigen Wechselrichterzahlen ein, da Investitions- und Betriebskosten verhältnismäßig sehr groß zu Kosten des PV-Parks sind.

$$[4.19] \quad K_{K,Gesamt} = \left(\frac{K_0}{t} + K_{Betrieb,WR} \right) \cdot n_{WR} + \frac{K_{0,UW}}{t} + K_{Betrieb,UW}$$

Die Berechnung des Ertrags verläuft wie bei der Umspannwerk-Erweiterung, nur das mit dem gesamten Energieertrag des Wechselrichters ohne Abregelung gerechnet wird.

Hierbei werden, ähnlich wie bei der Amortisationszeitberechnung, beide Kurven in einem Diagramm dargestellt. Dort ergibt sich ein Schnittpunkt an einem ähnlichen Punkt wie bei der Amortisationszeitberechnung, da die Berechnung des Gesamtgewinns auf der Grundlage der Amortisationszeit durchgeführt wird. Dieser Schnittpunkt stellt die optimale Ergänzungsmenge dar, sofern die erste Voraussetzung erfüllt ist und er repräsentiert die Menge, die sowohl wirtschaftlichen Gewinn erzielt als auch mit dem Standardnetzanschluss vergleichbar ist, während sie gleichzeitig einen planerischen Vorteil für den Anlagenbetreiber bietet.

Ein bedeutender Vorteil der Umspannwerk-Erweiterung im Vergleich zum Neubau eines Umspannwerks kann in den produzierten Ergebnissen nicht direkt quantifiziert werden. Es existiert ein nicht monetärer Gewinn, der für eine Erweiterung spricht. Hierbei handelt es sich um die Vereinfachung des Ausbaus durch eine Schaltfelderweiterung im Vergleich zum gesamten Bau eines neuen Umspannwerks. Zusätzlich zu den bereits erwähnten Kosteneinsparungen wird die Planung des Netzanschlusses deutlich unkomplizierter. Für ein neues Umspannwerk müsste ein völlig neuer Netzanschlusspunkt gefunden, die Standortwahl des Umspannwerks getroffen und die Errichtung unter Berücksichtigung vieler variabler Faktoren durchgeführt werden. Die Erweiterung des Umspannwerks ermöglicht hingegen eine einfache und schnelle Anbindung des PV-Parks nach Zustimmung des Netzbetreibers. Dieser nicht monetäre Gewinn ist zwar schwer zu quantifizieren und kann daher nur teilweise in die Ergebnisse einfließen. Um nicht monetären Gewinn trotzdem zu berücksichtigen wird in einem solchen Fall die größere der beiden Wechselrichterzahlen im Ergebnis gewählt, wenn es zu einem Schnittpunkt kommt.

Die bisherige Erwartung für den Schnittpunkt liegt bei etwa 30 MW. Die Tatsache, dass Sonne und Wind nicht gleichzeitig und kontinuierlich Energie erzeugen, sowie die Tatsache, dass PV und Wind selten gleichzeitig im Nennbetrieb Energie erzeugen, sollten dazu führen, dass bei einer NAP-Auslastung von 100 % durch Windkraft etwa 75 % PV hinzugebaut werden können.

Abschließend erfolgt die Bewertung des Einflusses der zusätzlichen PV-Leistung auf den NAP sowie die Beantwortung der Frage nach einem optimierten Netzanschluss. Hierbei wird die Einspeisung aus dem PV- und Windpark sowohl einzeln als auch in Kombination am NAP analysiert. Zudem erfolgt eine Untersuchung des Stundenaufkommens, in denen die jeweiligen Leistungen am NAP anliegen.

Die bisherigen Erwartungen legen nahe, dass die Stunden mit geringer Leistung durch die zusätzliche installierte Leistung reduziert werden sollten, während die Stunden, in denen die vereinbarte Anschlusswirkleistung erreicht wird, stark zunehmen sollten. Dies resultiert aus den Zeiten, in denen eine übermäßige Leistung erzeugt und abgeregelt wird.

Wichtig ist anzumerken, dass bei der Methode zur Auslegung und Preisberechnung einige Ungenauigkeiten auftreten können. Bei der Budgetaufstellung für den MS-Netzanschluss werden beispielsweise die Preise vom gesamten Strang auf einen Wechselrichter bezogen. Hierbei wird für Wechselrichteranzahlen, die nicht einem Vielfachen der Wechselrichteranzahl pro Strang entsprechen, ein Fehler eingeplant, um die Skalierbarkeit zu gewährleisten. Es wird ein Durchschnittspreis für einen Wechselrichter im Strang berechnet. Allerdings könnte der tatsächliche Preis geringer ausfallen, da bei einem einzelnen Wechselrichter beispielsweise ein kleinerer Kabelquerschnitt mit der entsprechenden Kabelperipherie für den Netzanschluss ausreicht. Bei der Berechnung des Gesamtpreises für den Strang fließen jedoch die größeren und teureren Kabelquerschnitte mit ein.

Zudem könnten bei einer optimierten Auslegung des PV-Parks weitere Einsparungen bei den Kabelquerschnitten möglich sein. Wenn die Nennwirkleistung der Zentralwechselrichter die vereinbarte Anschlusswirkleistung überschreitet, wird die Nennwirkleistung automatisch durch den EZA-Regler reduziert, um die vereinbarte Anschlusswirkleistung nicht zu überschreiten. Es wird jedoch für jeden Strang eine externe Trasse eingeplant, obwohl die vereinbarte Anschlussleistung nie überschritten wird. Bei einer genauen Planung der Infrastruktur könnte die Anzahl der externen Trassen reduziert werden.

Ein ähnliches Problem tritt bei der Bepreisung des Kabelgrabens auf. In der Budgetaufstellung wird ein separater Graben für jedes System angenommen. In der Realität würden jedoch mehrere Systeme in einem gemeinsamen Graben verlegt werden, was zu einer Abweichung führt, da das Ausheben von mehreren getrennten Gräben teurer ist als ein einzelner Graben mit erhöhter Breite.

Außerdem basieren die Preise in den Budgetaufstellungen größtenteils auf vergangenen Angeboten, die vom betreuenden Fachbetrieb eingeholt wurden. Es ist zu beachten, dass Preise von verschiedenen Anbietern wie Kabelbauern, Umspannwerk-Errichtern und Transformatoren erheblichen Preisschwankungen unterliegen können.

4.3 Netzstudie

Nachdem die optimale Ergänzungsmenge bestimmt wurde, ist es notwendig zu überprüfen, ob die EZA mit dieser Konfiguration ans Netz gehen kann. Dazu werden alle Wechselrichter aus der Simulation entfernt, die nicht benötigt werden, sodass die Anzahl der Wechselrichter der festgelegten Ergänzungsmenge entspricht. Ein Teil der Netzstudie wurde bereits durch die Dimensionierung der AC-Verkabelung absolviert, da dadurch wichtige Betriebsmittel auf ihre Auslastung geprüft wurden sind.

Um sicherzustellen, dass die EZA den Blindleistungsvorgaben des Netzbetreibers entspricht, müssen die korrekten Leistungsdiagramme für das spannungsabhängige Blindleistungsvermögen in den einzelnen EZE eingetragene sein. Diese Leistungsdiagramme geben an, wie viel Blindleistung die EZA bei bestimmter Wirkleistung und Spannung erzeugen kann. Wie bereits in Abschnitt 4.1.2 beschrieben, können diese Leistungsdiagramme von den Herstellern angefragt werden. Für die WEAs liegen diese Diagramme bereits in den Projektunterlagen vor, während für die Wechselrichter ein Datenpaket vom Hersteller angefragt wurde.

Anhand der VDE-AR-N 4120 2018, in der die Blindleistungsvorgaben des Netzbetreibers festgelegt sind, werden vier Betriebsfälle definiert. Diese Betriebsfälle berücksichtigen verschiedene Spannungsniveaus im externen Netz, nämlich 127 kV, 110 kV, 103 kV und 96 kV. Für jeden dieser Betriebsfälle müssen die in der Norm festgehaltenen Richtlinien erfüllt werden. Die Netzspannungen müssen entsprechend des jeweiligen Betriebsfalls eingestellt werden, und die Leistungsdiagramme, Wirkleistungsgrenzen und andere relevante Parameter müssen ebenfalls für jeden Betriebsfall individuell eingestellt werden. Diese Einstellungen können analog zum Basisfall vorgenommen werden.

In PowerFactory gibt es ein integriertes Skript, das zur Erstellung des PQ-Diagramms genutzt werden kann. In diesem Skript wird zunächst der Abgang festgelegt, an dem die Werte der EZA gemessen werden sollen, um diese mit den Referenzwerten abzugleichen. Außerdem muss das Netzelement der Blindleistungskompensationsanlage in diesem Skript hinterlegt werden, da das Skript automatisch die Stufen der Blindleistungskompensationsanlage zuschaltet. Des Weiteren muss die Richtlinie ausgewählt werden, nach der das Blindleistungsvermögen der EZA abgeglichen werden soll. Wie bereits in Kapitel 3.3.1 erläutert, gibt es verschiedene Varianten gemäß der VDE-AR-N 4120. Die fürs Projekt relevante Variante wird vom Netzbetreiber festgelegt und dem Kunden im Netzbetreiberabfragebogen mitgeteilt. In diesem Projekt wurde die Variante 2 ausgewählt.

Zudem wird die vereinbarte Wirkleistung als Bezugswert für das Skript hinterlegt. Anschließend kann das Skript ausgeführt werden. Dabei erhöht das Skript schrittweise die Wirkleistung der EZE, um das volle Blindleistungsvermögen aus dem in den Leistungsdiagrammen hinterlegten Blindleistungsstellbereich abzurufen. Die Wirkleistung wird gleichmäßig bei allen EZE erhöht, bis die Bezugswirkleistung in den Eingabeparametern erreicht wird.

Im Anschluss muss noch überprüft werden, ob die EZA gemäß den zulässigen Grenzen im Kapitel 3.3.1 liegt, wenn keine Wirkleistung produziert wird. Wenn dies nicht der Fall ist, müssen die Wechselrichter mit einer Q-at-Night-Funktion und die WEAs mit einer Statcom-Funktion ausgerüstet werden, damit sie auch bei fehlender Wirkleistungsproduktion Blindleistung abgeben können. Hierfür werden die Wirkleistungswerte der EZE in PowerFactory auf null gesetzt, und es wird geprüft, welche Blindleistung am Netzanschlusspunkt vorhanden ist. Da die verwendeten Wechselrichter standardmäßig mit einer Q-at-Night-Funktion ausgestattet sind, sollten die EZA selbst bei Verlassen des zulässigen Bereichs in der Lage sein, die Blindleistung zu kompensieren.

Dieser Vorgang muss nun für alle definierten Betriebsfälle wiederholt werden, um sicherzustellen, dass die EZA bei verschiedenen Spannungsebenen die erforderliche Blindleistung erzeugt.

Um einen genaueren Überblick über das Blindleistungsvermögen der EZA bei verschiedenen Spannungen zu erhalten, kann das UQ-Diagramm genutzt werden. Dieses Diagramm kann ebenfalls mit einem Skript in PowerFactory erstellt werden. Das Skript greift auf den Basisfall zurück, weshalb die Einstellwerte bereits vorhanden sind. Das Skript ruft die volle Wirkleistung der EZE ab und variiert den Spannungssollwert am externen Netz, um die für die Richtlinie erforderlichen Punkte abzudecken.

Ähnlich wie beim PQ-Diagramm werden in den Einstellungen für das UQ-Diagrammskript der Abgang, die Kompensationsanlage und die Variante der VDE-Richtlinie eingefügt. Zusätzlich dazu muss das Netzelement des externen Netzes verlinkt werden, damit das Skript darauf zugreifen kann, um die Netzspannung einzustellen.

Im selben Zuge wird zu dem UQ-Diagramm ein Diagramm für den Leistungsfaktor erstellt, um zu analysieren, wie dieser von der Spannungsänderung beeinflusst wird.

Das Besondere an der EZA ist, dass durch die unterschiedliche Einspeisung von PV und Windkraft verschiedene Betriebsfälle auftreten können, die geprüft werden müssen. Es können Situationen entstehen, in denen die Wechselrichter keine Wirkleistung liefern, die Windkraftanlagen jedoch schon, und umgekehrt. Daher wurde als Methode gewählt, das UQ-Diagramm für die Betriebsfälle Windvolleinspeisung, geteilte Einspeisung und PV-Volleinspeisung zu erstellen. Mit den erstellten Diagrammen wird der kritischste Betriebsfall bestimmt. Das UQ-Diagramm eignet sich dafür besonders, da der gesamte Spannungsbereich durchfahren wird.

5 Ergebnisse

5.1 Kosten und Mehrertrag durch die Integration von Photovoltaik

5.1.1 Erzeugung des Photovoltaik- und Windparks

In Kapitel 4.2.1 wurde beschrieben, wie bei der Wechselrichterdimensionierung vorgegangen wurde. Mit folgenden Berechnungen wurden die Wattpeak Modulleistung pro Wechselrichter bestimmt.

$$[5.1] \quad n_{max} = \frac{U_{WR,max}}{U_{L,Modul,(-10^{\circ}C)}} = \frac{1500 V}{52,23 V} = 28,72 \approx 28$$

$$[5.2] \quad n_{min} = \frac{U_{WR,MPP,min}}{U_{MPP,Modul,(70^{\circ}C)}} = \frac{921 V}{38,99 V} = 23,62 \approx 24$$

$$[5.3] \quad n_{Strang} \leq \frac{I_{WR,max}}{I_{Strang,max}} = \frac{4750 A}{13,23 A \cdot 1,25} = 287,23 \approx 287$$

$$[5.4] \quad n_{Modul,WR} = n_{Strang} \cdot n_{max} = 287 \cdot 28 = 8069$$

$$[5.5] \quad P_{Modul,WR} = n_{Modul,WR} \cdot P_{Modul} = 8069 \cdot 0,55 kWp \\ = 4437,95 kWp$$

$$[5.6] \quad \ddot{u} = \frac{P_{Modul,WR}}{P_{WR,DC}} = \frac{4437,95 kWp}{3780 kW} = 14,83 \%$$

Es wurde mit der maximalen Anzahl von Modulen pro Strang gerechnet und die maximale Anzahl an Strängen am Wechselrichter angeschlossen. Die angeschlossene Modulwirkleistung beträgt somit 4437,95 kWp. Die DC-Nennleistung des Wechselrichters wurde durch den Bemessungsfaktor von 0,9 auf 3780 kW festgelegt, was einer Überbelegung von 14,83 % entspricht. In Tabelle 5.1 sind die Annahmen für die PR des PV-Parks festgehalten. Die Modulverschattung wird voraussichtlich sehr gering ausfallen, da es sich um eine PV-Freiflächenanlage handelt und kaum Objekte für eine Verschattung sorgen können. Bei der Modulverschmutzung wurde der geringste theoretische Wert angenommen, da der Neigungswinkel der Module von 30° einen selbstreinigenden Effekt begünstigt.

Tabelle 5.1 Getroffene Annahmen für die PR

Einflussfaktor	Theorie	Annahme
Modulverschattung	0 - 5 %	0,5 %
Modulverschmutzung	1 - 3 %	1 %
Reflexion	2,5 - 5 %	2,5 %
spektrale Abweichung von AM 1,5	1 - 2 %	1,5 %
Mismatch und Abweichung von Herstellerangaben	0,5 - 2,5 %	1 %
Geringer Modulwirkungsgrad wegen Abweichung von STC	3 - 9 %	4 %
DC-Leitungsverluste	0,5 - 1,5 %	0,5 %
MPP-Anpassungsfehler und Abhängigkeit des WR-Wirkungsgrades von der Eingangsspannung	0,5 - 3 %	2,5 %
Umwandlungsverluste des WR	1,5 - 6 %	3,5 %
AC-Leitungsverluste	0,2 - 1,5 %	0 %
Gesamt	10,5 - 37 %	17 %

Es wurden moderne Module gewählt, weshalb die Reflektion ebenfalls mit dem minimalen Wert angenommen wurde. Die spektrale Abweichung von AM 1,5 ist schwer individuell zu bestimmen, weshalb die Abweichungen mit dem mittleren Wert angenommen wurden. Abweichungen von den Herstellerangaben und ein geringfügig geringerer Modulwirkungsgrad aufgrund von Abweichungen von STC wurden im unteren theoretischen Bereich angenommen. Dies basiert auf dem Datenblatt des Moduls von Solarfabrik, das angibt, dass auch unter schwachen Lichtverhältnissen verhältnismäßig viel Leistung erzeugt wird. Die DC-Leitungsverluste wurden im Rahmen der Arbeit berechnet und können daher sehr genau bestimmt werden.

$$[5.7] \quad A = \frac{2 \cdot l \cdot I_{Str}}{1\% \cdot P_{Str} \cdot \kappa} = \frac{2 \cdot 115 \text{ m} \cdot 13,23 \text{ A}}{1\% \cdot 15400 \text{ W} \cdot 34 \frac{\text{S}}{\text{m}}} = 7,69 \text{ mm}^2 \approx 8 \text{ mm}^2$$

$$[5.8] \quad P_{V,ges} = \frac{2 \cdot n \cdot l \cdot I_{Str}^2}{A \cdot \kappa} = \frac{2 \cdot 287 \cdot 115 \text{ m} \cdot (13,23 \text{ A})^2}{8 \cdot 34 \frac{\text{S}}{\text{m}}} = 42,477 \text{ kW}$$

$$[5.9] \quad P_{V,ges} [\%] = \frac{P_{V,ges}}{P_{Modul,WR}} = \frac{42,477 \text{ kW}}{4437,95 \text{ kW}} = 0,96\%$$

Die Verlustleistung bei voller Auslastung beträgt 0,96 %, was dazu führt, dass die mittlere Verlustleistung mit 0,5 % angenommen werden kann.

Die Fehler durch die Wechselrichter wurden im höheren Bereich der Theorie angenommen. Dies ist aufgrund des Zentralwechselrichterkonzepts der Fall, bei dem Umwandlungsverluste und Verluste aufgrund von fehlerhaftem MPP-Tracking häufiger auftreten können.

Es ist wichtig anzumerken, dass in dieser Betrachtung die AC-Leitungsverluste nicht berücksichtigt wurden. Die PR wurde verwendet, um das Erzeugungsprofil der Wechselrichter zu erstellen, weshalb nur die DC-Seite betrachtet wurde. Die Berücksichtigung der AC-Leitungsverluste könnte in einer umfassenderen Analyse relevant sein.

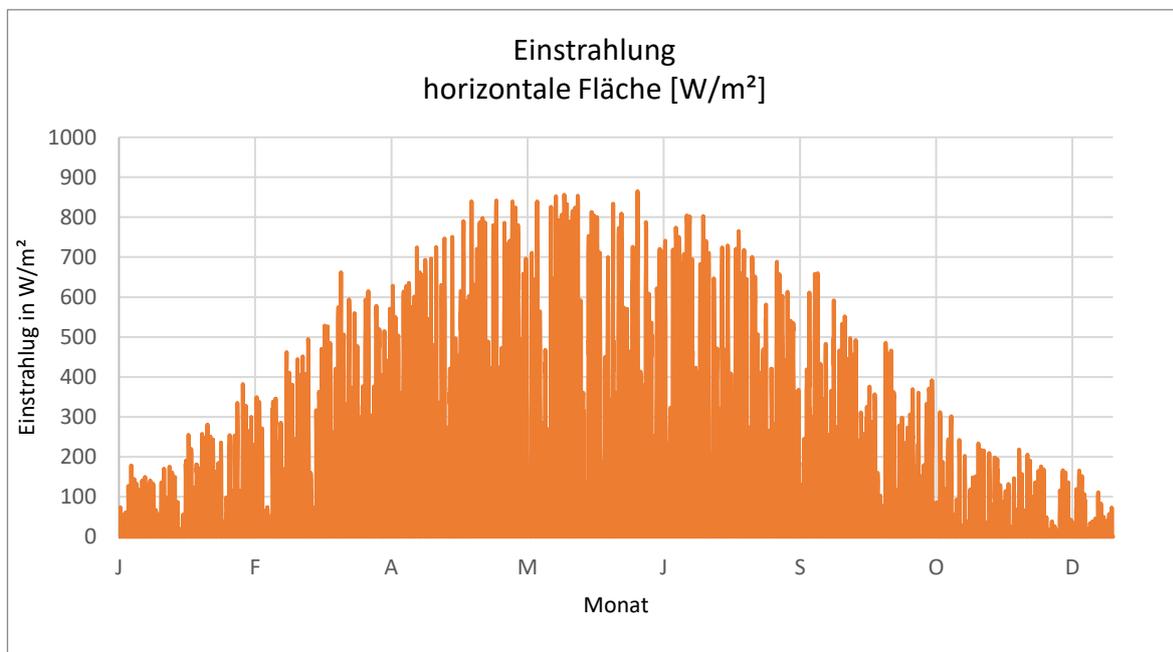


Abbildung 5.1 Jahresverlauf der Strahlung auf die horizontale Fläche

Die Abbildung 5.1 zeigt den Jahresverlauf der Einstrahlung auf die horizontale Fläche am Standort des PV-Parks. Es ist deutlich erkennbar, dass die Einstrahlung in den Sommermonaten wesentlich höher

ist als in den Wintermonaten, was den erwarteten Verlauf widerspiegelt. Die jährliche Einstrahlung beträgt über das gesamte Jahr hinweg 1043 kWh/m².

Abbildung 5.2 stellt die Einstrahlung auf die geneigte Fläche dar. Im Vergleich zur Abbildung 5.1, die die Einstrahlung auf die horizontale Fläche zeigt, fällt in den Wintermonaten mehr Strahlung auf die geneigte Fläche, was zu einer gleichmäßigeren Verteilung der Strahlung über das Jahr hinweg führt. Zudem ist die Einstrahlung in den Sommermonaten auf der geneigten Fläche ebenfalls höher. Insgesamt beträgt die jährliche Einstrahlung auf die geneigte Fläche 1252 kWh/m². Dies entspricht einer Steigerung von 20 % im Vergleich zur jährlichen Einstrahlung auf die horizontale Fläche.

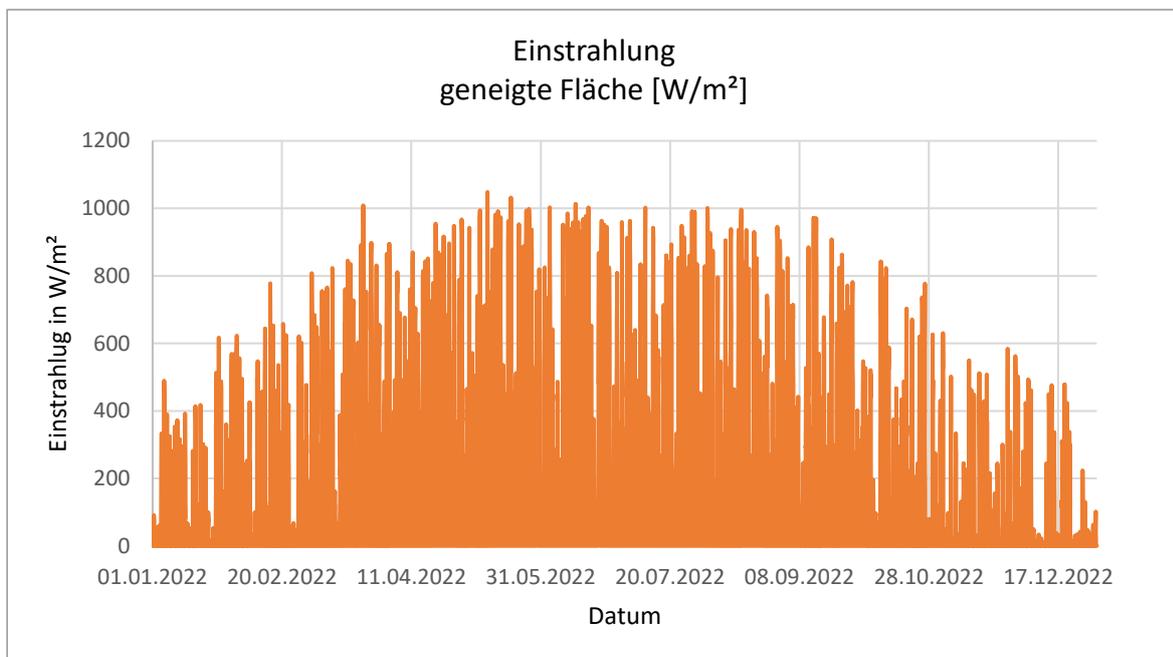


Abbildung 5.3 Jahresverlauf der Strahlung auf die geneigte Fläche

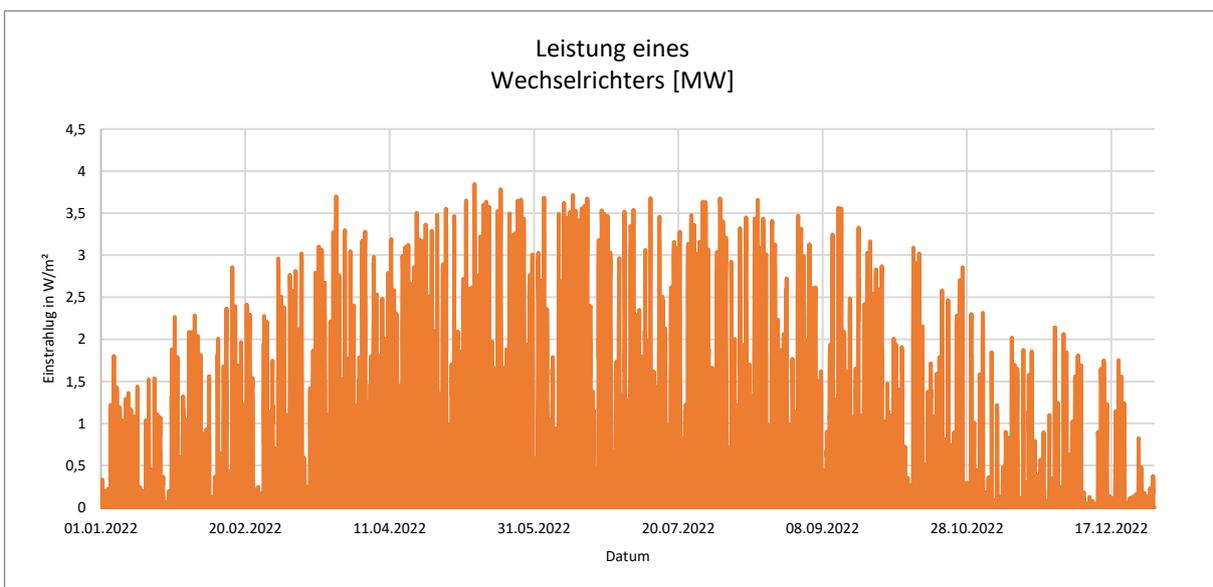


Abbildung 5.2 Erzeugungprofil eines Wechselrichters

Mit diesen Einstrahlungswerten, dem Modulwirkungsgrad, der bereits berechneten PR und der Modulfläche pro Wechselrichter lässt sich die erzeugte Leistung eines Wechselrichters bestimmen,

wie sie in Abbildung 5.3 zu sehen ist. Dargestellt ist das Erzeugungsprofil, mit dem die Charakteristik eines Wechselrichters in PowerFactory erstellt wird. Insgesamt wird von einem Wechselrichter ohne Abregelung eine Energie von 4593 MWh im Jahr erzeugt. Die durchschnittliche Erzeugung eines Wechselrichters pro Tag liegt bei 992,37 kW. Daraus ergibt sich eine Vollaststundenzahl von 1215 Stunden für den Wechselrichter. Bezogen auf die Leistung der Module ergibt sich eine Vollaststundenzahl von 1035 Stunden. Durch die Überbelegung des Wechselrichters um 14,83 % liegt die durchschnittliche Auslastung des Wechselrichters bei 26,2 %. In der Stunde mit der höchsten Einspeisung wird mit 3,84 MW die AC-Nennwirkleistung des Wechselrichters um 1,6 % überschritten. Die Überschreitung der AC-Nennwirkleistung des Wechselrichters tritt im Verlauf des Jahres in zwei Stunden auf.

Der Jahresverlauf der Windgeschwindigkeit am Standort des Windparks wird in Abbildung 5.4 dargestellt. Die mittlere Windgeschwindigkeit beträgt 5,58 m/s. Die höchste auftretende Windgeschwindigkeit beträgt 17,9 m/s. Die Windgeschwindigkeit bleibt größtenteils konstant über das Jahr hinweg und unterliegt nur geringen Schwankungen.

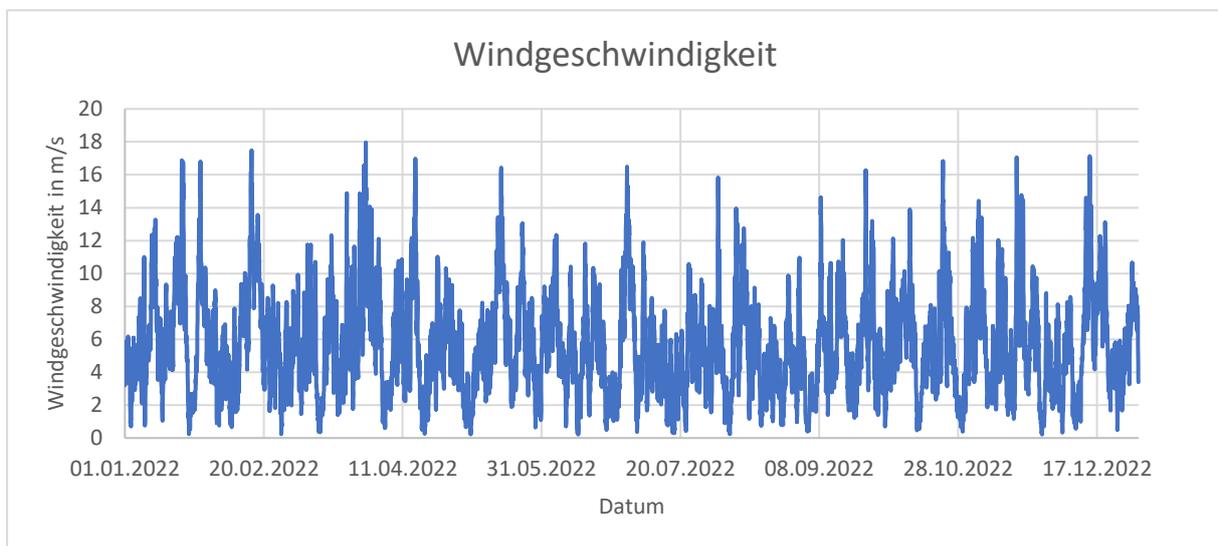


Abbildung 5.4 Jahresverlauf der Windgeschwindigkeit

In Abbildung 5.5 wurde die Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit mit der Weibull-Verteilung eines Standortes in Küstennähe und im Landesinneren verglichen. Dabei ist gut zu erkennen, dass niedrige Windgeschwindigkeiten sehr häufig auftreten und in Küstennähe deutlich häufiger Windgeschwindigkeiten im Bereich von 6 bis 8 m/s erwartet werden. Die Häufigkeitsverteilung der gemessenen Werte ähnelt eher der Weibullverteilung des Windes im Landesinneren, jedoch gibt es auch zu dieser Abweichungen. Abbildung 5.6 zeigt ein Diagramm zur Gleichzeitigkeit der Messwerte der Sonneneinstrahlung und der Windstärke. Ähnlich wie in Abbildung 5.5 ist zu erkennen, dass Windgeschwindigkeiten ab 10 m/s nur selten auftreten. Es zeichnet sich eine leichte Tendenz ab, dass hohe Windgeschwindigkeiten seltener mit hohen Einstrahlungswerten einhergehen. Nachts, wenn die Einstrahlung null ist, sind Windgeschwindigkeiten im gesamten Spektrum vorhanden. Es gibt dabei besonders viele Messwerte

hoher Windgeschwindigkeiten. Insgesamt befinden sich die meisten Messwerte im Bereich von 2 bis 12 m/s und 0 bis 600 W/m².

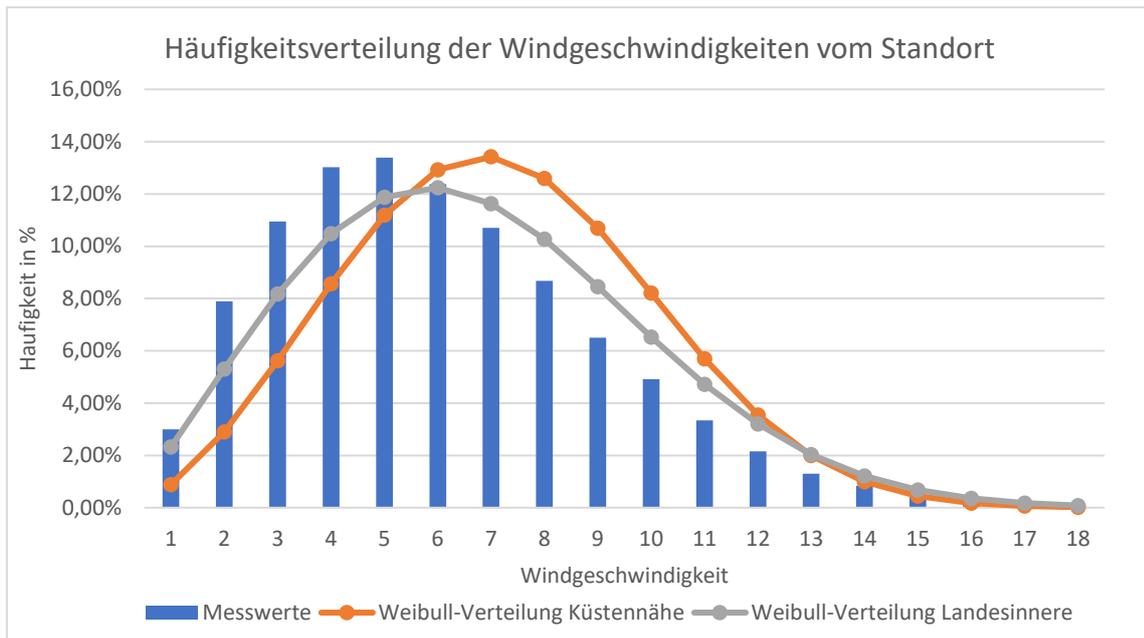


Abbildung 5.5 Windgeschwindigkeit – Messwerte und Weibull-Verteilung des Standorts

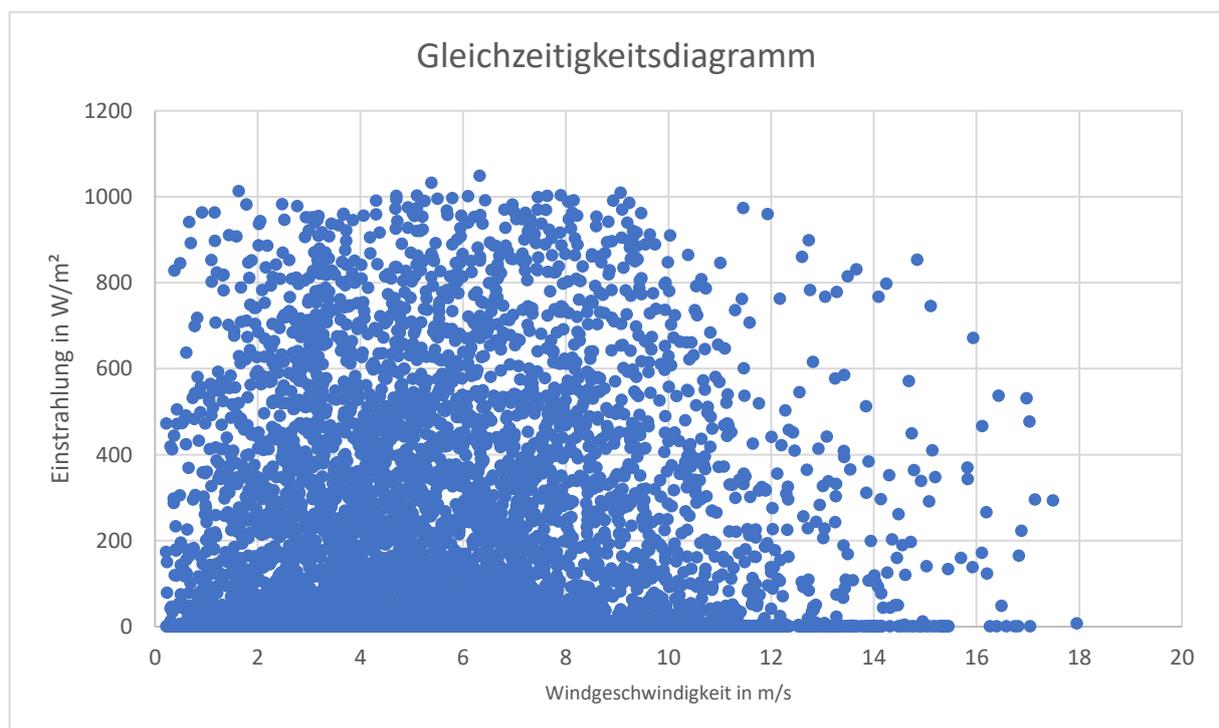


Abbildung 5.6 Gleichzeitigkeit von Sonneneinstrahlung und Windgeschwindigkeit

5.1.2 Budgetaufstellung des Photovoltaikparks und des Netzanschlusses

In Tabelle 5.2 ist ersichtlich, wie sich die Budgetaufstellung des PV-Parks zusammensetzt. Den Preis beeinflussen vor allem der Zentralwechselrichter in Kombination mit dem Transformator, die Module, die Verkabelung sowie die Planung und Montage des PV-Parks. Den größten Kostenanteil tragen deutlich die Module mit 44 % und die dazugehörigen Montagegestellen mit 18 %. Das bedeutet, dass nahezu zwei Drittel der Gesamtkosten des PV-Parks auf diese beiden Faktoren entfallen.

Weitere 17 % entstehen nicht durch Materialkosten, sondern durch die Montage und Planung des PV-Parks, wobei die Planung einen vergleichsweise kleinen Teil ausmacht. Der Zentralwechselrichter, inklusive Transformator, ist durch die Kombination mit einem Anteil von 13 % kosteneffizient, da zwei essenzielle und kostenintensive Bauteile für den PV-Park in einem Bauteil vereint sind. Die DC-Kabelstrecke nimmt mit 8 % neben der Monitoring-Box den geringsten Anteil ein. Zusammenfassend beträgt der Preis eines Wechselrichters mit allen zugehörigen Komponenten, unter Berücksichtigung der vorher berechneten Überbelegung von 14,38 %, 2.204.129 €.

Tabelle 5.2 Budgetaufstellung eines Wechselrichters und der dazugehörigen DC-Seite

	Stück / WR	Preis je Wp	Stückpreis	Gesamtpreis
Wechselrichter und Transformator				
SMA MVPS 4200UP	1	0,0631 €	280.000 €	280.000 €
Module				
Mono S4 550Wp	8069	0,2200 €	121 €	976.349 €
Gestell	449	0,0878 €	867 €	389.474 €
DC-Verkabelung				
Kabelstrecke	1	0,0400 €	177.518 €	177.518 €
Montage und Planung				
Planung	1	0,0040 €	17.752 €	17.752 €
Mechanische Montage	1	0,0350 €	155.328 €	155.328 €
Elektrische Montage	1	0,0400 €	177.518 €	177.518 €
Baustelleneinrichtung inkl. Überwachung	1	0,0050 €	22.190 €	22.190 €
Sonstiges				
Monitoring-Box	1	0,0018 €	8.000 €	8.000 €
Gesamtsumme		0,4967 €		2.204.129 €

In der Tabelle 5.3 sind die Kosten für die MS-Verkabelung und den Anschluss am bestehenden Umspannwerk im Falle einer Erweiterung aufgeführt. Die Budgetaufstellung umfasst die MS-Verkabelung eines Strangs von Wechselrichtern. Die Auslegung dieses Strangs wurde gemäß Kapitel 4.2.2 durch eine Lastflussberechnung in PowerFactory durchgeführt.

Innerhalb der Budgetaufstellung wurden Zwischensummen für den reinen Kabelpreis sowie den Kabelpreis inklusive Montage, Tiefbau und Bauteilen aus der Kabelperipherie festgehalten. Es sind zwei Kupferleiter-Kabeltypen N2XS(F)2Y in der Liste aufgeführt, jeweils mit einer Länge von 20 m. Diese Kabel werden verwendet, um größere Leiterquerschnitte an die MS-Schaltanlage anzuschließen, indem die Kabelquerschnitte mit den unter Kabelperipherie notierten Muffen verkleinert werden. Hier

wird der Vorteil der Aluminiumkabel NA2XS(F)2Y deutlich, die beim gleichen Querschnitt deutlich günstiger sind. Zusätzlich ist auch das LWL-Kabel in der Liste aufgeführt, aber im Preisvergleich zu den anderen Kabeln nahezu vernachlässigbar. Der Kabelpreis wird hauptsächlich durch den Preis der externen Trasse zum Umspannwerk bestimmt, da hier die Strecke am längsten ist und der Leiterquerschnitt am größten.

Die Kabelperipherie nimmt bei der externen Trasse aufgrund des hohen Kabelpreises einen kleineren Anteil des Preises ein. Aufgrund der Länge der Trasse ist eine Verbindungsmuffe in der Mitte erforderlich, da eine Kabeltrommel allein nicht genug Kabel liefern kann. Bei den internen Trassen ist der Anteil der Kabelendverschlüsse aufgrund der sehr kurzen Strecken größer. Die Montage und Installation der Stromkabel kosten etwa 100.000 € und liegen somit in einem ähnlichen Preisbereich wie die Kabel selbst. Im Fall des LWL-Kabels ist das Leerrohr mit Montage jedoch wesentlich teurer als das verlegte Kabel.

Die Gesamtkosten für die MS-Verkabelung eines Strangs betragen 331.952,50 €, was auf einen Wechselrichter heruntergerechnet 55.325,42 € entspricht. Im Vergleich zu den 177.518 € der NS-Verkabelung pro Wechselrichter in Tabelle 5.2, sind die Kosten für das MS-Kabelsystem erheblich niedriger, was unter anderem an der vergleichsweise kurzen externen Trasse liegt.

Wenn der PV-Park am bestehenden Umspannwerk auf MS-Ebene angeschlossen wird, fallen zusätzliche Kosten für die Erweiterung des Umspannwerks an. Die MS-Schaltanlage muss um ein Schaltfeld erweitert werden, das mit Strom- und Spannungswandlern sowie einem Schutzgerät gegen Überstrom ausgestattet ist. Insgesamt belaufen sich die Kosten für den Netzanschluss eines Strangs von Wechselrichtern auf 464.858 € und pro Wechselrichter auf 77.476,33 €.

In Tabelle 5.4 ist die Budgetaufstellung eines Umspannwerks mit einem 50 MVA Transformator aufgeführt. Nach demselben Schema wurden ebenfalls Budgetaufstellungen für Transformatorgrößen von 63 MVA, 80 MVA und 100 MVA erstellt, die im Anhang zu finden sind. Bei den unterschiedlichen Budgetaufstellungen ändert sich vor allem die Anzahl der Felder der MS-Schaltanlage sowie die Anzahl der Stromwandler, Spannungswandler und Schutzgeräte.

Für große Preisunterschiede ist bei den unterschiedlichen Budgetaufstellungen insbesondere das teuerste Bauteil verantwortlich. Bei einer Bemessungsscheinleistung von 50 MVA beträgt der Preis für den Transformator 1.000.000 €. Der 63 MVA Transformator kostet hingegen bereits 1.250.000 €, der 80 MVA Transformator 1.400.000 € und der 100 MVA Transformator 1.685.000 €. Neben dem Transformator ist die MS-Verkabelung das zweitteuerste Element dieses Netzanschlusses. Der Preis für die MS-Verkabelung eines Wechselrichters wurde in Tabelle 5.3 berechnet und festgehalten. An den Transformator können elf Wechselrichter angeschlossen werden, wodurch sich der Gesamtpreis auf 608.579,58 € beläuft. Bei elf Wechselrichtern müssen zwei Stränge gebildet werden, weshalb für das Umspannwerk zwei Abgangsfelder zum PV-Park mit entsprechenden Wandlern, Schutz- und Zähleinrichtungen erforderlich sind. Für die anderen Transformatorgrößen können 15, 19 und 23 Wechselrichter angeschlossen werden. Die damit verbundenen Preise für die MS-Verkabelung betragen 829.881,25 €, 1.051.182,92 € und 1.272.484,58 €. Das Umspannwerk benötigt bei 15 Wechselrichtern drei Abgangsfelder und bei 19 und 23 Wechselrichtern jeweils vier Abgangsfelder zum PV-Park. Zu den 300.000 € für die 5-feldrige MSSA kommen für jedes weitere Abgangsfeld 60.000 € für das Feld selbst sowie die Kosten für Strom-, Spannungswandler und Schutzgerät hinzu.

Im Vergleich zu den verschiedenen Teilen der MSSA, den zugehörigen Schutzgeräten und dem Transformator variiert ein großer Teil des Preises nicht. Dadurch sinkt der Preis pro Wattpeak und pro Wechselrichter mit zunehmender Größe des Umspannwerks immer weiter.

Tabelle 5.3 Budgetaufstellung der MS-Verkabelung des Netzanschlusses eines Stranges von Wechselrichtern

	Länge [m]	Stück -zahl	Preis je Einheit	Gesamtpreis
MS - Verkabelung				
N2XS(F)2Y 1*1*500 mm ²	20	3	50,00 €	3.000,00 €
N2XS(F)2Y 1*1*630 mm ²	20	3	60,00 €	3.600,00 €
NA2XS(F)2Y 1*1*150 mm ²	500	3	6,69 €	10.035,00 €
NA2XS(F)2Y 1*1*300mm ²	250	3	7,34 €	5.505,00 €
NA2XS(F)2Y 1*1*500 mm ²	250	3	13,58 €	10.185,00 €
NA2XS(F)2Y 1*1*800 mm ²	250	3	18,09 €	13.567,50 €
NA2XS(F)2Y 1*1*1000 mm ²	2000	3	21,41 €	128.460,00 €
LWL-Kabel ADQ(ZN)B2Y 1x12 Fasern	3250	1	0,54 €	1.755,00 €
Kabelpreis				176.107,50 €
Preis pro Wp				0,00661 €
Preis pro WR				29.351,25 €
Kabelperipherie				
Kabelendver. (3 Stck.) 150/150qmm		4	1.620,00 €	6.480,00 €
Kabelendver. (3 Stck.) 300/300qmm		2	1.620,00 €	3.240,00 €
Kabelendver. (3 Stck.) 500/500qmm		2	2.200,00 €	4.400,00 €
Kabelendver. (3 Stck.) 630/630qmm		2	2.400,00 €	4.800,00 €
Set (3 Stck.) Muffen 1000/1000qmm		1	2.200,00 €	2.200,00 €
Set (3 Stck.) Muffen 800/500qmm		1	2.700,00 €	2.700,00 €
Set (3 Stck.) Muffen 1000/630qmm		1	3.000,00 €	3.000,00 €
Montage und Installation				
Lieferung und Installation von HDPE Leerrohr 50x4.6	3250	1	6,20 €	20.150,00 €
Kabelgraben offene Bauweise 0,4 x 0,8 m inkl. Verlegen + Warnband (interne Trasse)	3250	1	33,50 €	108.875,00 €
Zwischensumme				331.952,50 €
Preis pro Wp				0,01247 €
Preis pro WR				55.325,42 €
Netzanschluss				
Zählerschrank		1	13.748,00 €	13.748,00 €
MS-Schaltanlage Schutzgerät		1	12.171,00 €	12.171,00 €
24 kV Stromwandler PV-Park- Abgangsfeld		1	32.795,00 €	32.795,00 €
24 kV Spannungswandler PV-Park- Abgangsfeld		1	9.191,50 €	9.191,50 €
Schutz- und Wandlerprüfung		1	5.000,00 €	5.000,00 €
Schaltfelderweiterung Umspannwerk		1	60.000,00 €	60.000,00 €
Gesamtsumme				464.858,00 €
Preis pro Wp				0,01746 €
Preis pro WR				77.476,33 €

Tabelle 5.4 Budgetaufstellung eines 50MVA-Umspannwerks

	Stück	Preis je Einheit	Preis in €
Freileitungsfeld			
Freileitungsanbindung	1	150.666,00 €	150.666,00 €
Unterspannungskonstruktion	1	130.000,00 €	130.000,00 €
110kV Leitungs-Erdungstrennerkombination	1	22.900,00 €	22.900,00 €
110kV Kombiwandler	1	65.000,00 €	65.000,00 €
110kV Leistungsschalter	1	40.000,00 €	40.000,00 €
110kV Metalloxid-ÜAbleiter (Phasen u. N-Ableiter)	1	20.000,00 €	20.000,00 €
Stahl- und Betonbau			
Stahlkonstruktionen	1	91.619,00 €	91.619,00 €
Blitzschutzmast	1	9.477,00 €	9.477,00 €
Erdungsanlage	1	7.355,00 €	7.355,00 €
Trafo Ölwanne	1	170.730,00 €	170.730,00 €
Fertigteilmfundamente	1	51.397,00 €	51.397,00 €
Stationsgebäude inklusive Zubehör	1	516.593,00 €	516.593,00 €
Tiefbau			
Umzäunung und Tor	1	31.006,00 €	31.006,00 €
Bodenmaßnahmen	1	10.000,00 €	10.000,00 €
Mittelspannungsanlage			
24kV MSSA Felder	5	60.000,00 €	300.000,00 €
24kV Stromwandler Einspeisefeld	1	5.844,00 €	5.844,00 €
24kV Spannungswandler Einspeisefeld	1	5.149,00 €	5.149,00 €
24kV Stromwandler Abgangsfelder	2	32.795,00 €	65.590,00 €
24kV Spannungswandler Abgangsfelder	2	9.191,50 €	18.383,00 €
50kVA EB-Trafo	1	16.000,00 €	16.000,00 €
MS-Verkabelung je Wechselrichter	11	55.325,42 €	608.579,58 €
Sekundärtechnik			
MS Schaltanlage Schutzgeräte	5	9.772,80 €	48.864,00 €
110kV Schutz- /Steuerschrank	1	251.641,00 €	251.641,00 €
EZA-Regler	1	60.000 €	60.000 €
Leittechnikschrank des Netzbetreibers	1	316,00 €	316,00 €
Zählerschrank	1	13.748,00 €	13.748,00 €
Schutz- und Wandlerprüfung	1	24.716,00 €	24.716,00 €
Klimatisierung Reglerraum	1	13.801,00 €	13.801,00 €
NSHV (EB Anlage)	1	58.605,00 €	58.605,00 €
Batterieanlage	1	37.221,00 €	37.221,00 €
Primärtechnik			
Transformator 50MVA ONAF 115kV/33kV	1	1.000.000,00 €	1.000.000,00 €
Gesamtsumme			3.845.201 €
Preis pro Wp			0,0788 €
Preis pro WR			349.564 €

Zusammenfassend lässt sich zur Budgetaufstellung feststellen, dass der Netzanschluss am bestehenden Umspannwerk deutlich kostengünstiger ist. Mit zunehmender Dimensionierung des Umspannwerks nähert sich das Verhältnis vom Preis des Umspannwerks zum Preis des PV-Parks der Umspannwerk-Erweiterung jedoch immer mehr an. Dies wird in Tabelle 5.5 anschaulich dargestellt, wo der Preis des Umspannwerks im Verhältnis zu den Gesamtkosten des PV-Parks inklusive der gewählten Netzanschlussmethode aufgeführt ist.

Die Kosten der Umspannwerk-Erweiterung beinhalten den Preis für einen Strang Wechselrichter, und die neu errichteten Umspannwerke sind jeweils voll ausgelastet mit Wechselrichtern. Der Anteil der Kosten für den Netzanschluss beträgt lediglich 3 % bei der Umspannwerk-Erweiterung, was vergleichsweise gering ist. Im Falle des Umspannwerks mit einer Bemessungsleistung von 50 MVA hingegen stellt der Netzanschluss mit 14 % einen verhältnismäßig größeren Teil der Gesamtkosten dar. Dieser Anteil kann bei größerer Dimensionierung des Umspannwerks um etwa die Hälfte reduziert werden.

5.1.3 Die optimale Photovoltaik-Ergänzungsmenge

Tabelle 5.5 Vergleich der Verschiedenen Netzanschlussmethoden

Netzanschlussmethode	Preis Netzanschluss	Preis PV-Park	Verhältnis
UW -Erweiterung	464.858 €	13.224.775,75 €	3 %
50 MVA -UW	3.785.201 €	24.245.422,21 €	14 %
63 MVA-UW	4.428.262 €	33.061.939,38 €	9 %
80 MVA-UW	4.911.323 €	41.878.456,55 €	8 %
100 MVA-UW	5.418.124 €	50.694.973,72 €	7 %

Die Frage, ob die in Abschnitt 5.1.2 festgehaltenen Mehrkosten des Umspannwerk-Neubaus durch die Abregelung der PV-Wechselrichter ab einem bestimmten Punkt rentabel werden, bildet einen zentralen Teil dieses Kapitels. Die Antwort auf diese Frage soll durch die Darstellung folgender Ergebnisse erörtert werden. Die Ergebnistabelle, auf der die Darstellungen basieren, ist im Anhang zu finden.

Im ersten Schritt zur Beantwortung der Frage kann zunächst Abbildung 5.8 betrachtet werden. In dieser Abbildung ist aufgezeichnet, wie sich der Ertrag eines einzelnen Wechselrichters verändert, wenn weitere Wechselrichter hinzugefügt werden. Dabei wird jeweils ein Jahr betrachtet, und der tatsächliche Ertrag wird auf den theoretisch möglichen Ertrag bezogen. Ein Ertrag von 100 % bedeutet, dass über das gesamte Jahr hinweg keine Abregelung stattfand und der PV-Park seine volle Leistung ins Netz einspeisen konnte. Bei einem Wechselrichter startend, ist die Abregelung aufgrund von Überschreitung der vereinbarten Anschlusswirkleistung gering, wodurch der Ertrag bei etwa 98 % des maximal möglichen Ertrags liegt. Zwischen drei und neun Wechselrichtern geht der Zubau eines weiteren Wechselrichters mit sehr ähnlichen Ertragseinbußen einher. Bei neun Wechselrichtern beträgt der Ertrag eines Wechselrichters 91 %. Danach scheint jeder zusätzliche Wechselrichter mit größeren Ertragsverlusten einherzugehen. Bei 16 Wechselrichtern liegt der Ertrag nur noch bei 81 % und bei 23 Wechselrichtern erzeugt ein einzelner Wechselrichter lediglich 69 % der Energie, die ohne Abregelung erzeugt werden könnte. Nach dem Einbau von 18 Wechselrichtern scheinen die Verluste durch weitere Wechselrichter wieder geringer zu werden. Dennoch führt jeder weitere Wechselrichter zu einer Ertragsminderung von ungefähr 1,7 %.

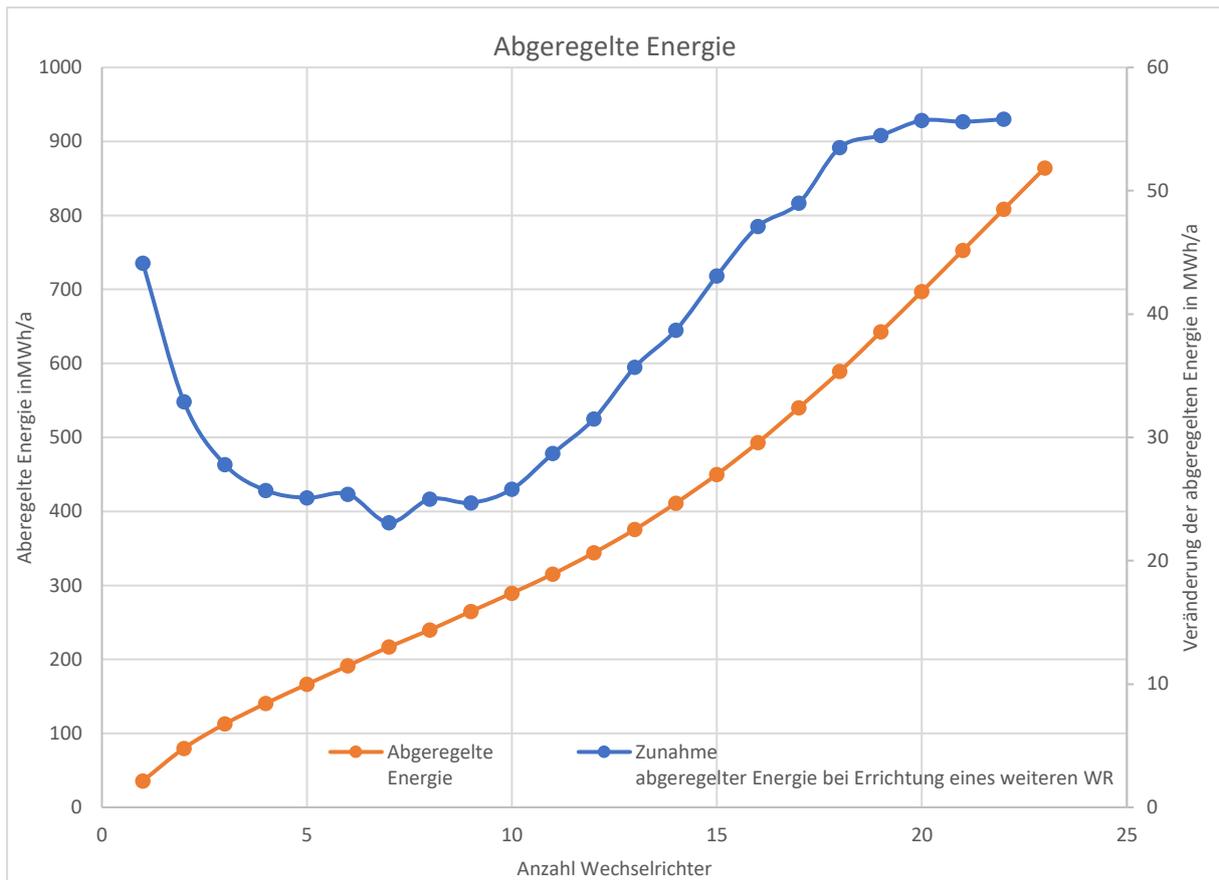


Abbildung 5.7 Veränderung der Abregelungsmenge eines Wechselrichters bei unterschiedlichen Wechselrichteranzahlen

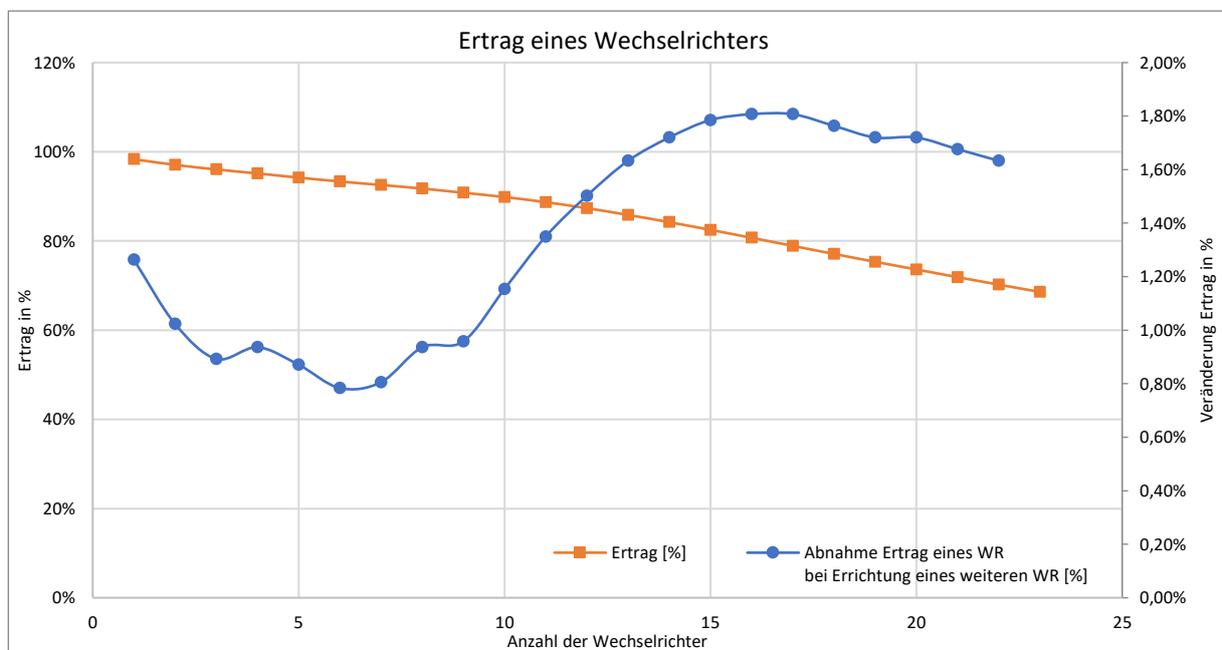


Abbildung 5.8 Veränderung des Ertrags eines Wechselrichters bei unterschiedlichen Wechselrichteranzahlen

In Abbildung 5.7 sind zwei Kurven mit einem sehr ähnlichen Verlauf zu sehen. Das Diagramm zeigt die abgeregelte Leistung eines Wechselrichters über das Jahr und wie sich diese verändert, wenn ein weiterer Wechselrichter hinzugefügt wird. Der Kurvenverlauf ist in diesem Diagramm besonders deutlich erkennbar. Die Abregelung eines Wechselrichters bleibt bis zur Anzahl von neun Wechselrichtern unter 400 MWh pro Jahr und steigt danach stark an. Bei 23 Wechselrichtern müssen 1415 MWh pro Jahr abgeregelt werden.

Kapitel 4.2.3 hat bereits erläutert, dass die Amortisationszeit ein wichtiger Teil der Wirtschaftlichkeitsberechnung ist, um herauszufinden, wo die optimale Ergänzungsmenge von PV liegt. In Abbildung 5.9 wurde die Amortisationszeit der Umspannwerk-Erweiterung und die Amortisationszeit des Umspannwerk-Neubaus bei verschiedenen Bemessungsscheinleistungen aufgezeigt. Die Kurve für die Amortisationszeit bei einer Umspannwerk-Erweiterung verläuft entgegengesetzt zur Kurve des Ertrags eines Wechselrichters aus Abbildung 5.5. Je mehr Wechselrichter gebaut werden, desto länger wird die Amortisationszeit, und der PV-Park wird wirtschaftlich weniger attraktiv. Beim Umspannwerk-Neubau hingegen ist es genau umgekehrt. Es ist sehr unwirtschaftlich, für einen einzelnen 4,2 MVA-Wechselrichter ein Umspannwerk zu bauen, weshalb die Kurve bei einer Amortisationszeit von 36 Jahren beginnt. Die Kurve fällt dann jedoch schnell ab, und ab drei Wechselrichtern ist die Amortisationszeit geringer als 20 Jahre. Die Kurve flacht bei den größeren Wechselrichterzahlen immer weiter ab. Bei elf Wechselrichtern geht die Kurve des 50 MVA-Umspannwerks in die Kurve des 63 MVA-Umspannwerks über, da wie in der Budgetaufstellung berechnet, das Umspannwerk bei 50 MVA nur mit elf Wechselrichtern belegt werden kann, ohne dass eine Abregelung erfolgt. Das Gleiche passiert bei 15 Wechselrichtern und 19 Wechselrichtern. Kaum erkennbar steigt die Amortisationszeit bei diesen Übergängen leicht an.

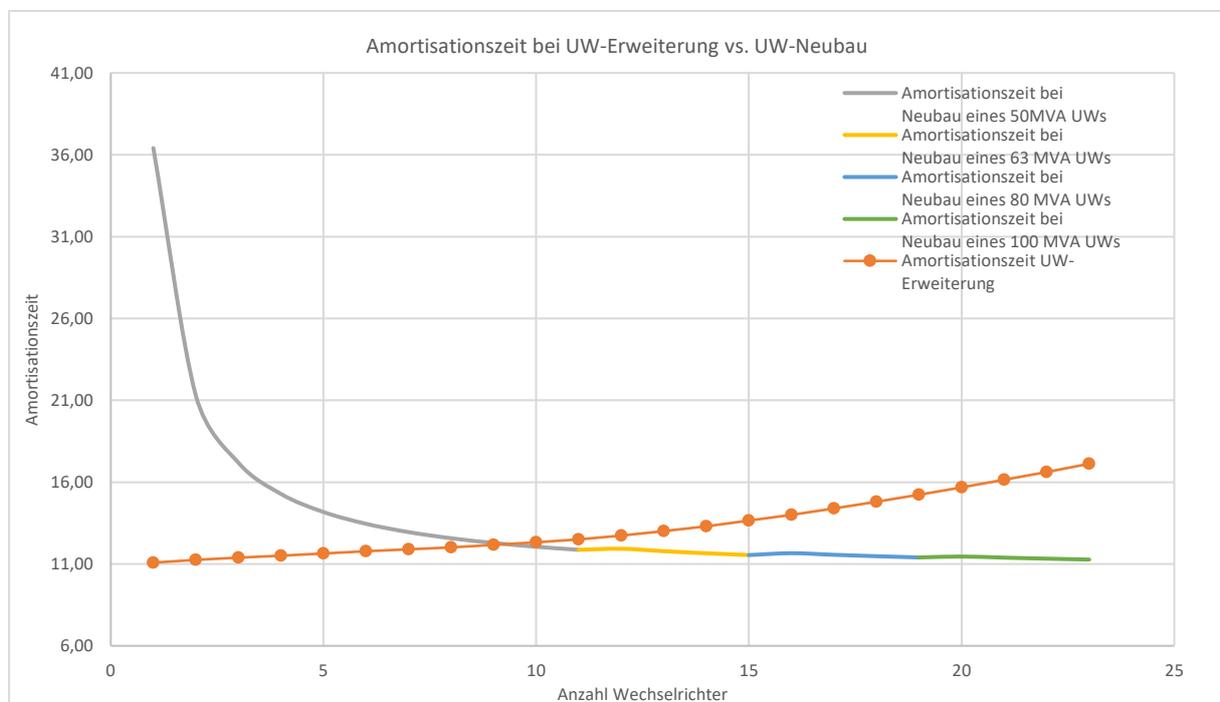


Abbildung 5.9 Veränderung der Amortisationszeit bei unterschiedlicher Wechselrichteranzahl – Vergleich UW-Neubau und UW Erweiterung

Die Amortisationszeit der Umspannwerks-Erweiterung steigt im Gegensatz zur Amortisationszeit beim Umspannwerk-Neubau immer weiter an, sodass es einen Schnittpunkt der Kurven zwischen neun und zehn Wechselrichtern gibt. Ab dem 63 MVA-Umspannwerk liegt die Kurve der Amortisation beim Neubau unter der Kurve bei der Erweiterung. Ist das Umspannwerk vollständig mit Wechselrichtern belegt, beträgt der Unterschied in der Amortisationszeit 2,1 Jahre. Bei dem 80 MVA Umspannwerk liegt bei vollständiger Belegung der Unterschied zur Amortisationszeit der Erweiterung bei 3,84 Jahren, und beim 100 MVA-Umspannwerk beträgt der Unterschied 5,85 Jahre.

Die Berechnung für Abbildung 5.10 basiert auf der zuvor dargestellten Amortisationszeit. Unter der Annahme einer Laufzeit des PV-Parks von 20 Jahren zeigt die Abbildung den Gewinn, den der PV-Park nach der wirtschaftlichen Amortisation erwirtschaften würde.

Die Kurve für den Umspannwerk-Neubau beginnt erst ab der Anzahl von drei Wechselrichtern, da die Amortisationszeit bei einer geringeren Anzahl von Wechselrichtern größer als die angenommene Laufzeit von 20 Jahren ist und daher für diese Grafik irrelevant ist. Der Gewinn in der Restzeit steigt beim Umspannwerk-Neubau kontinuierlich an, zeigt jedoch beim Übergang von einer Umspannwerksgröße zur nächsten ein Plateau, auf dem der Gewinn kaum weiter steigt.

Die Kurve der Umspannwerk-Erweiterung steigt zunächst an. Jeder zusätzliche Wechselrichter trägt zu einem zusätzlichen Gewinn des PV-Parks bei. Dem steht jedoch die Amortisationszeit gegenüber, die mit jedem hinzugefügten Wechselrichter steigt, wodurch die Restlaufzeit, in der Gewinn erwirtschaftet werden kann, abnimmt. Daher flacht die Kurve wieder ab und fällt schließlich ab, sodass der Punkt erkennbar wird, an dem der höchste Gewinn erzielt wird. Bei einer Laufzeit von 20 Jahren liegt dieser Punkt bei einer Anzahl von zwölf Wechselrichtern. Der Schnittpunkt der Kurven liegt jedoch in einem ähnlichen Bereich wie zuvor. Daher wurde die optimale Ergänzungsmenge durch PV bei einer Anzahl von neun Wechselrichtern festgelegt.

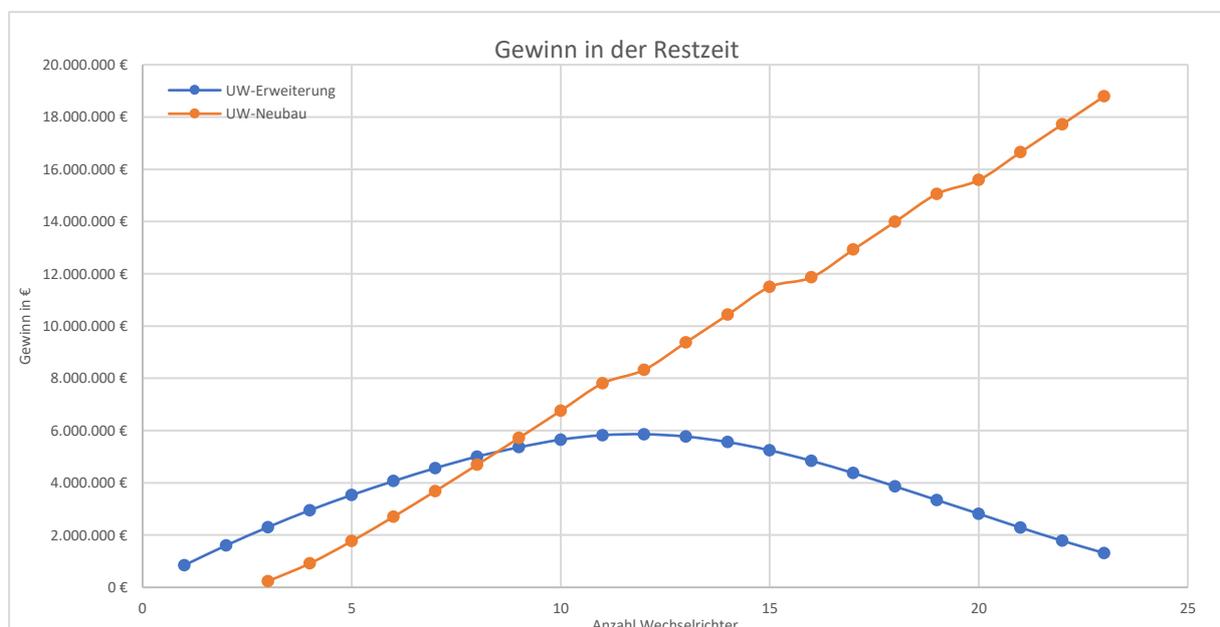


Abbildung 5.10 Veränderung des Gewinns in der Restlaufzeit bei unterschiedlicher Wechselrichteranzahl – Vergleich UW-Neubau und UW Erweiterung

5.1.4 Einspeiseverhalten der Erzeugungsanlage bei optimaler Ergänzungsmenge

Aus den vorherigen Diagrammen wurde die optimale Ergänzungsmenge durch PV auf neun Wechselrichter festgelegt. Im Folgenden wird betrachtet, wie die gemeinsame Einspeisung vom Windpark mit der optimalen Ergänzungsmenge durch PV aussieht.

Abbildung 5.11 zeigt die Leistung, die in die MS-Schaltanlage des Umspannwerks aus dem Windpark und aus dem PV-Park fließt. Die nächste Abbildung zeigt die gemeinsame Einspeisung von Windkraft und PV am NAP. Es ist erkennbar, dass der Windpark in den Sommermonaten nicht so häufig seine Nennleistung erreicht wie in den übrigen Monaten des Jahres. Die Wechselrichter hingegen erzeugen in dieser Zeit besonders viel Leistung.

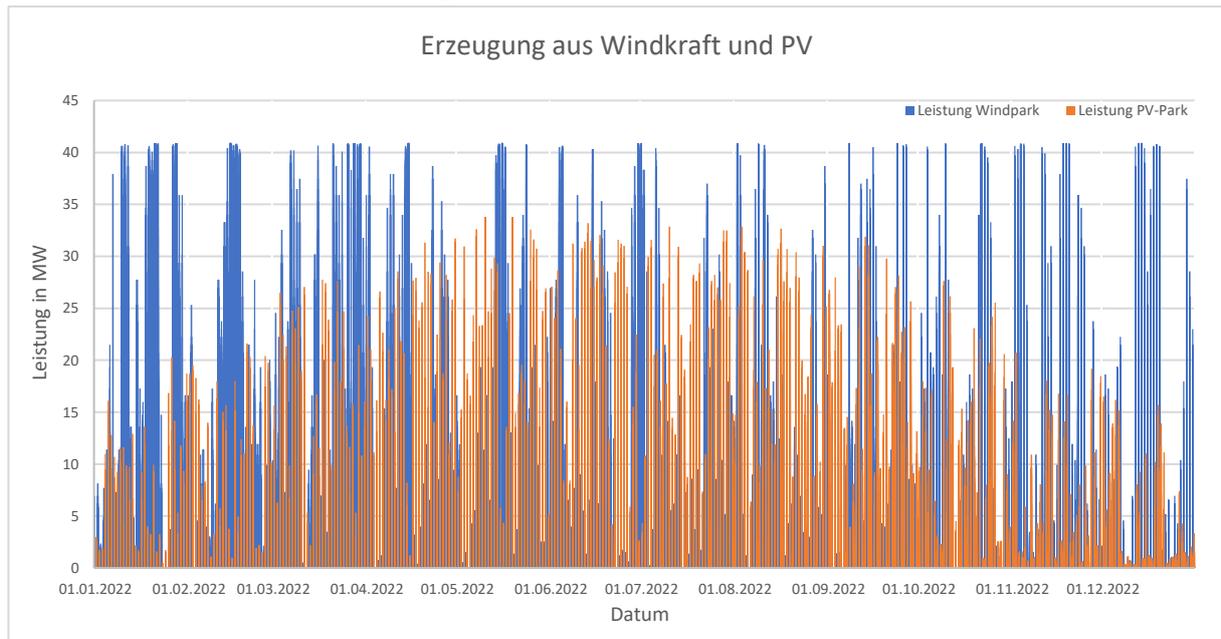


Abbildung 5.11 Leistung von Windkraft und Photovoltaik am Umspannwerk

Abbildung 5.132 zeigt die Momente, in denen die Wechselrichterleistung die Leistung der WEAs ergänzt. Diese Momente treten, wie eben beschrieben, vor allem in den Sommermonaten auf. Dadurch wird nahezu jede Stunde im Jahr Energie ins Netz eingespeist. In den Wintermonaten, insbesondere im Dezember, gibt es aufgrund der geringen Einspeisung des PV-Parks Stunden, in denen die Einspeisung Richtung null geht. Im Vergleich zur reinen Einspeisung durch Wind sind diese Stunden jedoch weitaus seltener.

Es kommt regelmäßig zu Überschneidungen, bei denen während des Betriebs im hohen Leistungsbereich der WEAs zusätzlich eine hohe Energieerzeugung durch PV erfolgt. Diese Momente, in denen aufgrund zu hoher Einspeisung die Leistung des PV-Parks abgeregelt werden muss, sind besonders gut in Abbildung 5.112 zu erkennen, wenn die Säule bei 41,68 MW abgeschnitten erscheint. Insgesamt muss die PV-Wirkleistung in 457 Stunden des Jahres abgeregelt werden. Dies entspricht 5,2 % der Stunden im Jahr, in denen Wind und Sonne in einem so hohen Maß vorhanden sind, dass die vereinbarte Anschlusswirkleistung überschritten wird.

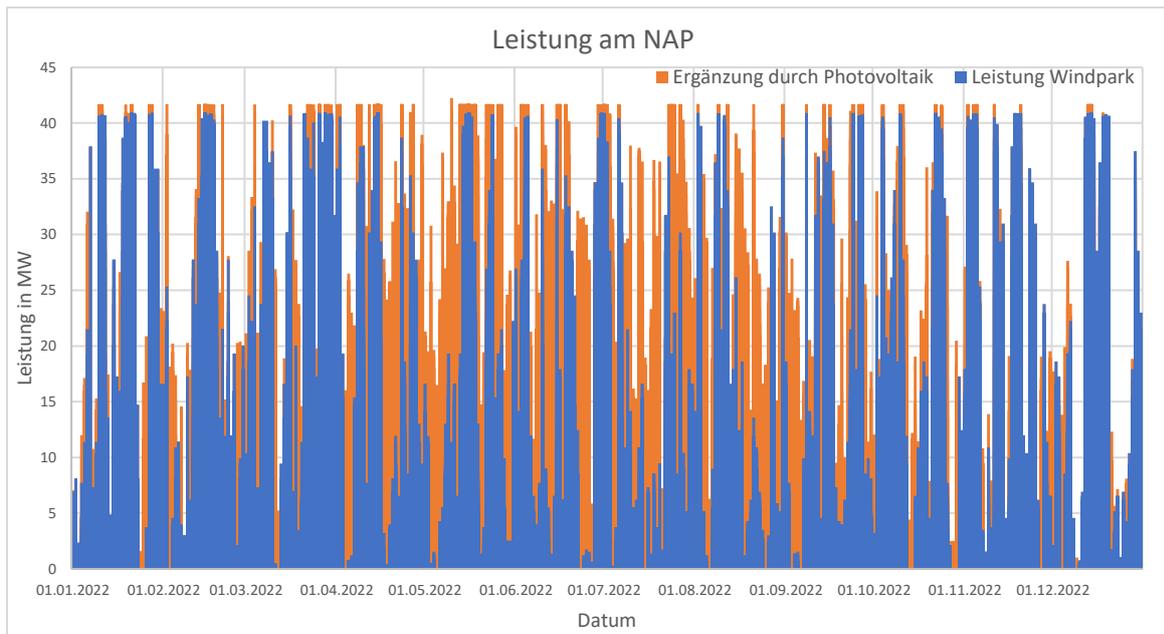


Abbildung 5.13 Einspeiseleistung am NAP

In Abbildung 5.12 wird dargestellt, wie sich die Ergänzungsmenge durch PV auf die Einspeisung am NAP auswirkt. Die x-Achse des Diagramms repräsentiert das Verhältnis, wie viel der vereinbarten Anschlussleistung von 41,68 MW durch die tatsächliche Einspeiseleistung erreicht wird, in Prozent. Eine Fläche visualisiert, an wie vielen Stunden im Jahr eine bestimmte Einspeiseleistung durch Windkraft erreicht wird. Darüber liegt eine zweite Fläche, die die Veränderung der Einspeiseleistung durch die Hinzufügung von PV zeigt.

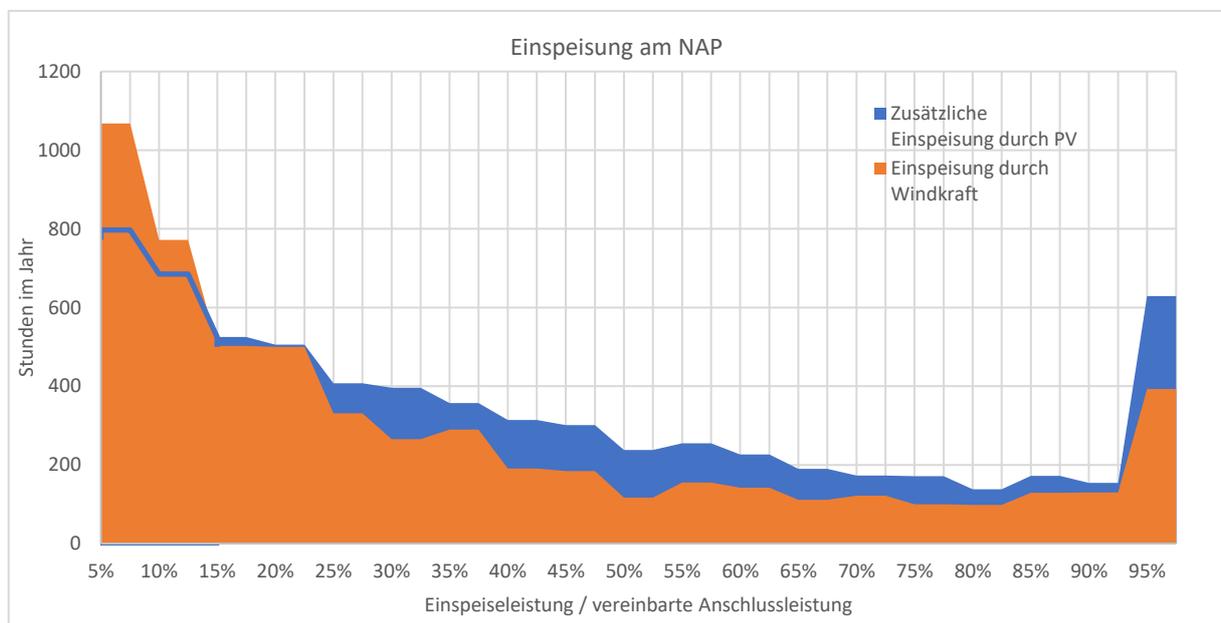


Abbildung 5.12 Verteilungskurve der Einspeisewirkleistung

Durch die zusätzliche Belegung des Transformators mit PV tritt über das Jahr hinweg verstärkt eine Einspeiseleistung von 20 % und mehr der vereinbarten Anschlussleistung auf. Im Gegensatz dazu ist die Einspeiseleistung unterhalb von 20 % durch die gemeinsame Einspeisung von PV und Windkraft seltener. Jedoch treten Stunden mit einer Einspeiseleistung von 25 % bis 70 % aufgrund der gemeinsamen Einspeisung besonders häufig auf. Auffällig ist auch, dass bei der Einspeisung sowohl

durch Windkraft allein als auch durch die Kombination von Windkraft und PV fast doppelt so viele Stunden mit einer Einspeiseleistung zwischen 95 % und 100 % der vereinbarten Anschlussleistung auftreten, verglichen mit der reinen Einspeisung durch Windkraft.

Die Volllaststundenzahl der Einspeisung ausschließlich durch Windkraft beträgt 2043 Stunden. Durch die Ergänzung mit PV wird die Volllaststundenzahl auf 2942 Stunden erhöht. Der PV-Park selbst weist, unter Berücksichtigung der Abregelung, eine Volllaststundenzahl von 945 Stunden auf und trägt somit um 900 Volllaststunden zur Einspeisung am NAP bei.

Abschließend wurde die Performance Ratio des Parks inklusive AC-Verluste und Abregelung berechnet. Diese ist mit 75 % etwa 8 % geringer als die PR des Parks ohne Abregelung und AC-Kabelverluste.

$$[5.10] \quad PR = \frac{E_{WR,ges}}{E_{Modul,th}} = \frac{4171 \text{ MWh}}{5535 \text{ MWh}} = 0,75$$

5.2 Blindleistungsvermögen der Erzeugungsanlage

In diesem Kapitel wird analysiert, ob die Anlage in ihrer gewählten Konfiguration den Anforderungen des Netzbetreibers hinsichtlich des Blindleistungsstellbereichs der EZA gerecht wird. Hierfür wurden UQ-, PQ- und Ucosphi-Diagramme in verschiedenen Betriebszuständen der EZA erstellt. Diejenigen Diagramme, die als besonders relevant erschienen, wurden ausgewählt und sind in den Abbildung 5.14 bis Abbildung 5.16 abgebildet. Diese Auswahl erfolgte durch einen Vergleich der UQ-Diagramme bei den unterschiedlichen Betriebszuständen. Der kritischste Zustand tritt bei ausschließlicher Einspeisung durch den Windpark auf, da bei diesem die geringste verfügbare Blindleistung vorhanden ist.

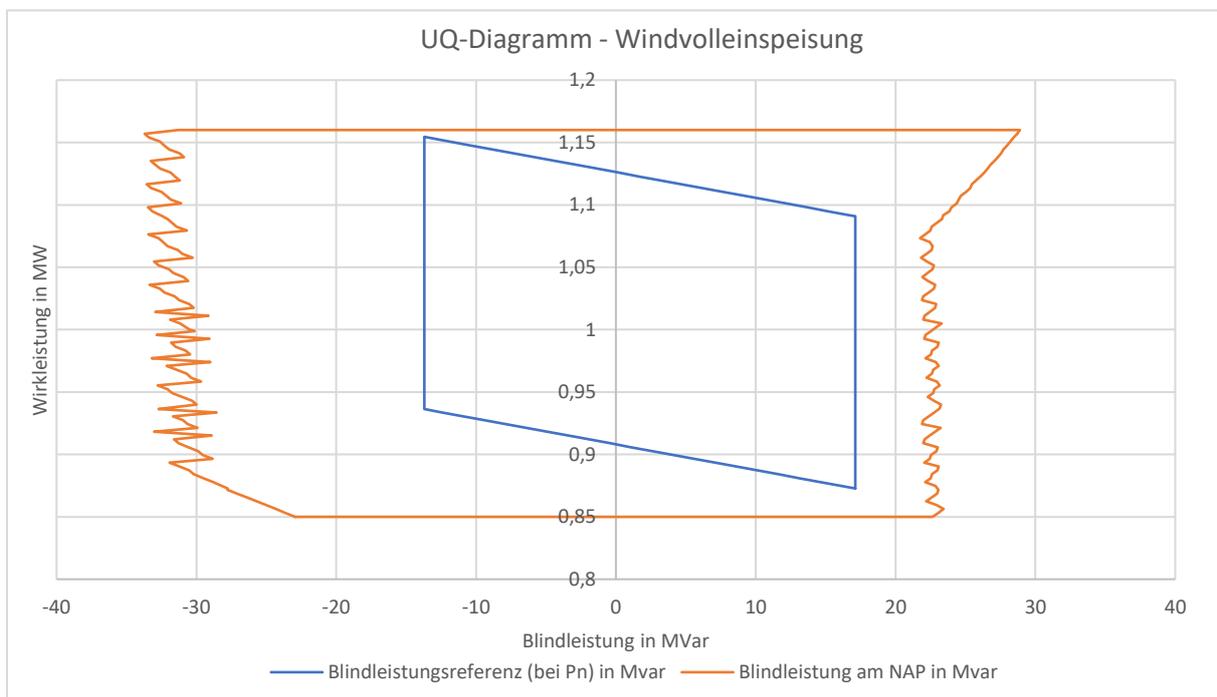


Abbildung 5.14 UQ-Diagramm der EZA bei einer Volleinspeisung durch den Windpark

Die Überbelegung des Transformators führt generell zu einer Vergrößerung des Blindleistungsstellbereichs der EZA. Selbst im kritischsten Szenario werden die Referenzwerte der VDE-AR-N 4120 2018 Variante 2 erfüllt. Abbildung 5.14 zeigt das UQ-Diagramm bei einer vollständigen Einspeisung durch den Windpark. Im inneren Bereich dieses Diagramms sind die

Vorgaben der Richtlinie dargestellt. Es ist ersichtlich, dass keine Schnittpunkte zwischen der Blindleistungskurve am NAP und der Kurve der Referenzwerte existieren. Eine ähnliche Situation zeigt sich bei der Betrachtung von Abbildung 5.15, in der der Leistungsfaktor bei verschiedenen Spannungsebenen dargestellt ist. Die Kurve innerhalb dieses Diagramms repräsentiert die Richtlinie und wird zu keinem Punkt von den Blindleistungsmesswerten der äußeren Kurve durchkreuzt. Im Anhang sind die UQ- und Ucosphi-Diagramme für die anderen Betriebsfälle zu finden.

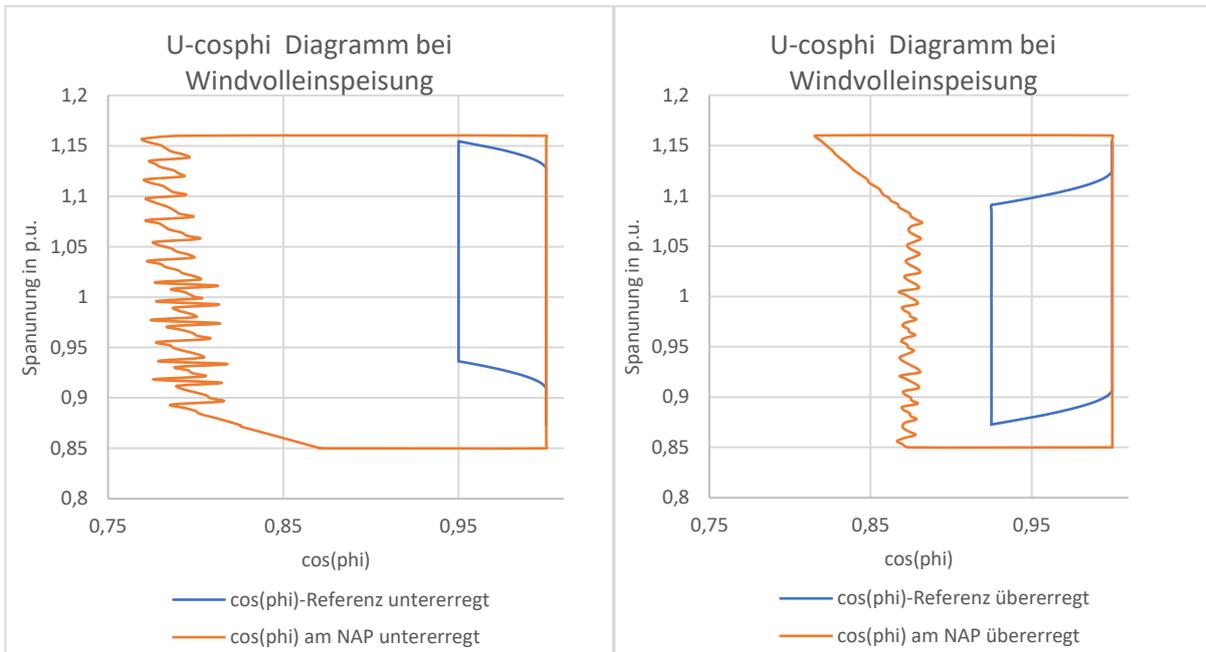


Abbildung 5.15 Ucosphi-Diagramm untererregt (links) und übererregt (rechts)

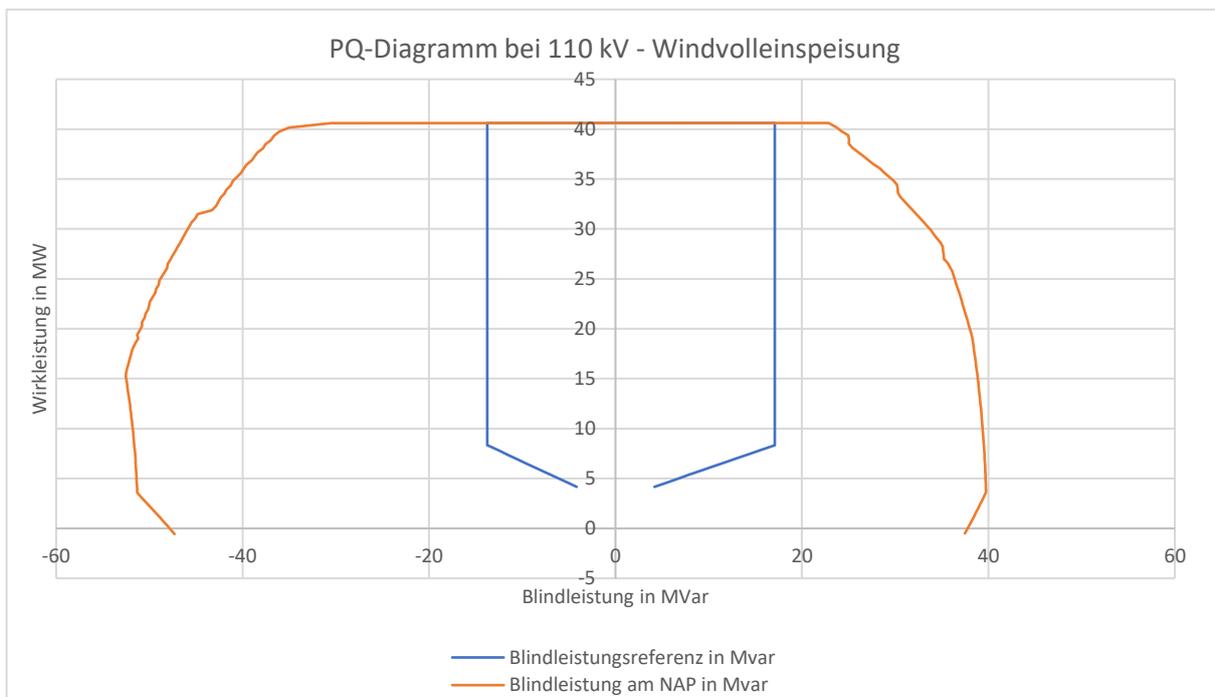


Abbildung 5.16 PQ-Diagramm der EZA bei einer Volleinspeisung durch den Windpark und einem Spannungsniveau von 1 p.u.

Abbildung 5.16 zeigt das PQ-Diagramm der EZA bei einer ausschließlichen Einspeisung durch den Windpark und einem Spannungsniveau von 1 p.u. (per unit) bzw. 110 kV. Ähnliche PQ-Diagramme wurden auch für die Fälle erstellt, in denen am NAP Spannungen von 96 kV, 103 kV und 127 kV vorliegen. Die Diagramme für die anderen Spannungsebenen sind im Anhang zu finden. Wie bei den zuvor betrachteten Diagrammen, repräsentiert in Abbildung 5.16 die innere Kurve die Vorgabe der VDE-AR-N 4120 Variante 2 und wird nicht von der äußeren Kurve der Messwerte durchkreuzt. Sowohl untererregte als auch übererregte Zustände erfüllen die Anforderungen an den Blindleistungsstellbereich der EZA.

Die Blindleistung bei Stillstand der Anlagen liegt bei 1,08 Mvar im übererregten Bereich. Dies ist nach VDE-AR-N 4120 2018 nicht erlaubt und muss deshalb kompensiert werden. Da die Wechselrichter alle mit einer Q-at-Night Funktion ausgestattet sind und deshalb selbst im Stillstand $\pm 2,25$ Mvar abrufen können, besteht kein Problem diese Blindleistung zu kompensieren.

6 Fazit

6.1 Diskussion der Ergebnisse

Die analysierten Ergebnisse deuten darauf hin, dass es einen Bereich gibt, in dem eine Erweiterung des Umspannwerks lohnenswert ist und eine höhere Leistung installiert werden kann als die vereinbarte Anschlussleistung vorschreibt. Die Resultate sind stark von den variablen Faktoren abhängig, darunter der Standort und die damit einhergehenden Wetterbedingungen sowie die Auslegung der EZA. Das untersuchte Fallbeispiel lieferte spezifische Erkenntnisse, die möglicherweise nicht unmittelbar auf andere Umspannwerke übertragbar sind, da die Bedingungen variieren können.

Trotzdem bietet die entwickelte Methodik einen systematischen Ansatz, um auf die optimale PV-Ergänzungsmenge zu schließen. Diese Methodik kann durch Anpassung der Parameter auf andere Projekte ausgedehnt werden. Die Untersuchung anhand des Fallbeispiels erlaubt auch allgemeine Schlussfolgerungen zur Machbarkeit einer Überbelegung des NAPs in gemischten Windkraft- und PV-Umspannwerken. Damit kann eine grobe Einschätzung getroffen werden, in welchem Leistungsbereich die Ergänzung der PV sinnvoll sein könnte.

Das Fallbeispiel bezieht sich auf ein Umspannwerk in Schleswig-Holstein. Demzufolge sollten auch die Wetterdaten diesem Standort entsprechen und die Leistungsdimensionierung der Wechselrichter an diesen Ort angepasst sein. Die durch Meteororm simulierte Strahlungsdaten der horizontalen Fläche liegen mit 1043 kWh pro Jahr im zuvor angenommenen Bereich für diesen Standort, und der Jahresverlauf deckt sich ebenfalls mit den Erwartungen aus der Fachliteratur. Die Strahlungskarte des Deutschen Wetterdienstes im Anhang bestätigt die Werte aus Meteororm. Auf der Strahlungskarte ist ein Wert von 1041 bis 1060 kWh für den Standort angegeben und der simulierte Wert liegt demnach genau in diesem Bereich.

Allerdings fällt auf, dass die Einstrahlung auf die geneigte Fläche unverhältnismäßig hoch ist. Die Steigerung von 20 % gegenüber der Einstrahlung auf die horizontale Fläche übertrifft deutlich die in der Fachliteratur angegebenen 15 %. Der Literaturwert würde einem Strahlungswert von 1199 kWh pro Jahr ergeben. Für die Strahlungswerte von Meteororm ist jedoch eine Unsicherheit von ± 6 % angegeben und dieser Wert wäre somit im Bereich der Unsicherheit.

Um aus dieser Strahlungsmenge auf das Erzeugungsprofil schließen zu können, wurde der PV-Park entsprechend dimensioniert. Der gewählte Wechselrichter ist mit 14,83 % überdimensioniert und liegt im Bereich von ± 20 %, wie in Kapitel 3.3.1 erwähnt. Durch diese Überdimensionierung kann die maximale mögliche Leistung genutzt werden, da so viele Module an einen Wechselrichter angeschlossen werden, wie die elektrischen Parameter es erlauben.

Ein weiterer bedeutender Einflussfaktor auf die Erzeugungsmenge durch einen Wechselrichter ist der PR. Die PR eines Wechselrichters wurde hauptsächlich durch Abschätzungen bestimmt. Der einzige berechenbare Wert war die Verlustleistung der DC-Leitungen. Dies führt dazu, dass die PR ein unsicherer Wert in der Berechnung ist, obwohl er alle nachfolgenden Ergebnisse, wie Amortisationszeit und Gewinn in der Restzeit, beeinflusst. Ein größerer PR-Wert führt zu mehr Gewinn durch den Wechselrichter und einer kürzeren Amortisationszeit. Dieser Mehrgewinn hat einen proportional stärkeren Einfluss auf die Ergebnisse für den Umspannwerk-Neubau, da bei einer Umspannwerk-Erweiterung eine höhere Erzeugung zu vermehrter Abregelung führt. Infolgedessen würde sich der Punkt, an dem die optimale PV-Ergänzungsmenge erreicht wird, in Richtung geringere Wechselrichterzahlen verschieben.

Die einzige Methode zur Verifizierung der PR ist der in Abschnitt 3.3.1 genannte Literaturwert. Danach liegt die PR der PV-Anlage im Bereich einer guten Anlage, jedoch mit Potenzial zur Verbesserung. Die Einschätzung ist, dass der angenommene Wert von 0,83 realistisch ist. Dies basiert darauf, dass durch das gewählte Wechselrichterkonzept Kosten eingespart wurden, wodurch keine perfekt optimierte PV-Anlage entworfen wurde. Dennoch wurden sehr moderne Bauteile verwendet. Insgesamt wurden die Wechselrichter im Rahmen dieser Arbeit sehr gut dimensioniert. Es gibt nur zwei Stunden, in denen die Erzeugung der PV-Module die AC-Nennwirkleistung der Wechselrichter überschreitet und somit nicht die gesamte Wirkleistung der Module genutzt werden kann. Es muss jedoch beachtet werden, dass für die Erzeugungsprofile Stundenwerte benutzt wurden und bei einer Betrachtung der Momentanwerte die Erträge häufiger abgeregelt werden müssten. Außerdem zeigt sich die verhältnismäßig hohe Ertragssteigerung aufgrund der Einstrahlung auf die geneigte Fläche. Durch die Verwendung der Wechselrichter wird ein Ertrag erzielt, der die Volllaststundenzahl des PV-Parks ohne Abregelung auf 1035 Stunden erhöht. Dies liegt knapp über den in Kapitel 2.2 genannten typischen 980 Stunden einer PV-Anlage und übertrifft somit den erwarteten Wert für einen nördlichen Standort.

Die gemessenen Windgeschwindigkeitswerte entsprechen nicht den Erwartungen.

Im Kapitel 4.2.1 wurde davon ausgegangen, dass die Windgeschwindigkeit langfristig konstant ist und in den Sommermonaten leicht abnimmt. Hingegen wurde kurzfristig prognostiziert, dass die Windgeschwindigkeit eine hohe Varianz aufweist. Diese Annahmen haben sich als zutreffend erwiesen. Dennoch zeigt der Vergleich mit der Windkarte für die mittlere Windgeschwindigkeit des DWD (siehe Anhang A1.2), dass der gemessene Wert von 5,58 m/s deutlich niedriger ist als angenommen. Der auf der Windkarte verzeichnete Wert für die mittlere Windgeschwindigkeit an einem Standort in 80 Metern Höhe beträgt 7,9 m/s. Diese erhebliche Differenz resultiert aus der in Kapitel 3.1 erläuterten Tatsache, dass die Windgeschwindigkeit in Abhängigkeit von der Höhe variiert. Zudem muss angemerkt werden, dass die Karte einen Wert für 80 m in der Höhe angibt. Einige WEAs haben jedoch eine kleinere Nabenhöhe und demnach ist dieser Wert ebenfalls fehlerhaft.

Meteonorm ist primär darauf ausgelegt, Strahlungsparameter für PV-Anlagen zu bestimmen und nicht zur Ermittlung der Windgeschwindigkeit. Deshalb stützt sich Meteonorm bei der Generierung der Winddaten auf eine Datenbank mit oberflächennahen Windgeschwindigkeiten, wie unter Abschnitt 4.2.1 erläutert. Dabei ist es nicht möglich, an Winddaten in spezifischen Höhenlagen zu kommen. Dies führt dazu, dass die gemessene Windgeschwindigkeit laut der DWD-Windkarte eher der mittleren Windgeschwindigkeit an einem Standort im norddeutschen Binnenland ohne Küstennähe entspricht. Dies wird auch durch die Abbildung 5.5 verdeutlicht, welche die gemessenen Werte mit der Weibull-Verteilung eines Standorts in Küstennähe und im Binnenland vergleicht. Diese Abbildung zeigt zusätzlich einen weiteren auftretenden Fehler. Es sind vergleichsweise viele Windgeschwindigkeiten unterhalb von 3 m/s vorhanden. Da viele WEAs erst bei 3 m/s oder höher einschalten, bleiben die WEAs öfter ausgeschaltet, als es eigentlich der Fall sein sollte. Die selteneren hohen Windgeschwindigkeiten führen zu einer geringeren Energieerzeugung durch den Windpark in einem nicht unerheblichen Ausmaß, da die Windgeschwindigkeit mit der dritten Potenz in die Energieerzeugung einer WEA eingeht. Dies wiederum beeinflusst die nachfolgenden Ergebnisse und bei einer Erweiterung des Umspannwerks würde es vermehrt Abregelungen des PV-Parks geben, da der Windpark mehr Leistung zur Verfügung stellen würde. Die errechnete Volllaststundenzahl von 2042 stimmt fast mit dem in Kapitel 2.2 genannten typischen Wert einer landbasierten WEAs von

1935 Stunden überein und ist lediglich knapp 100 Stunden höher. In Küstennähe sollte die Volllaststundenzahl jedoch deutlich höher ausfallen.

Um eine abschließende Bewertung der Messwerte vorzunehmen, wurde Abbildung 5.6 erstellt. Hierbei wird erneut bestätigt, dass die Wetterdaten, insbesondere aufgrund der Winddaten, eher auf einen Standort im Landesinneren hinweisen als auf einen Standort in Küstennähe. Im Vergleich zu Abbildung 3.6, ähnelt das Gleichzeitigkeitsdiagramm stark dem Diagramm eines Standorts im Landesinneren. Letztendlich stellt es dennoch ein realistisches Gleichzeitigkeitsdiagramm dar, in dem wie erwartet hohe Windgeschwindigkeiten und hohe Einstrahlungswerte selten gleichzeitig auftreten. Jedoch wurde nicht, wie ursprünglich geplant, ein Standort in Küstennähe simuliert, sondern ein Standort im Landesinneren.

Für den tatsächlichen Standort würde demnach die benötigte Ergänzungsmenge wesentlich geringer ausfallen. Das Gleichzeitigkeitsdiagramm eines küstennahen Standorts, wie in Abbildung 3.6 zu sehen, ist wesentlich ausgeglichener und es treten häufiger hohe Einstrahlungswerte zusammen mit hohen Windgeschwindigkeiten auf. Zusätzlich ist der Leistungsgewinn der WEAs erheblich größer. Wie bereits in Kapitel 3.1 erwähnt, beeinflusst die Windgeschwindigkeit die Erzeugung einer WEA exponentiell. Selbst kleine Unterschiede in der Windgeschwindigkeit können zu deutlichen Leistungsunterschieden führen und aus einem erhöhten Energieertrag durch den Windpark folgt eine erhöhte Abregelung.

Anhand dieser Ergebnisse lassen sich die in Kapitel 4.1.2 erwarteten Vor- und Nachteile der Verwendung einer gemeinsamen Datenquelle gut erkennen. Das Gleichzeitigkeitsdiagramm erscheint realistisch, was darauf hinweist, dass die Simulation der gleichzeitigen Verfügbarkeit von Sonne und Wind erfolgreich war. Wären unterschiedliche Datenquellen für Wind und Sonne bei der Simulation eines durchschnittlichen Jahres genutzt wurden, bestünde die Gefahr, dass für das typische Jahr inkonsistente Datensätze verwendet werden. In diesem Fall wurde jedoch zugunsten der Gleichzeitigkeit die Windgeschwindigkeit ungenau simuliert.

Die Budgetaufstellung wurde ausschließlich anhand von informellen Quellen und Vergleichsangeboten erstellt. Es gibt nur begrenzte Literaturwerte zu den Preisen, da diese starken Schwankungen unterliegen und schnell veraltet sein können. Daher gestaltet sich die Anwendung der verwendeten Preise auf zukünftige Projekte als schwierig. Technologischer Fortschritt oder Engpässe bei bestimmten Bauteilen können zu erheblichen Preisunterschieden führen.

Die Preise für den PV-Park in der Budgetaufstellung konnten jedoch anhand eines Literaturwerts aus Kapitel 3.3.2 überprüft werden. In diesem Kapitel wurde erläutert, wie die Preise einer PV-Anlage ab einem Megawatt auf die verschiedenen Komponenten aufgeteilt werden. Dabei ist zu beachten, dass in der Kostenaufteilung nicht die Kosten einer Transformatorstation enthalten sind. Das führt dazu, dass die Vergleichswerte mit Transformatorstation etwas geringer ausfallen würden. Die Module machen mit 22 ct/Wp laut der Budgetaufstellung 44 % der Gesamtkosten aus, was in etwa mit dem Vergleichswert aus dem Grundlagenteil und dem Preisindex des PV-Großhändlers pvxchange übereinstimmt. Allerdings sind die Gestelle teurer als erwartet, mit einem Kostenanteil von 17 %, während die Schätzung bei etwa 10 % lag. Die Wechselrichter nehmen einen größeren Teil ein, da die Transformatorstation in diesem Bauteil integriert ist. Letztendlich führt das jedoch zu einem kostengünstigen Bauteil, da mehrere Betriebsmittel vereint werden. Die DC-Verkabelung macht mit 8 % nur geringfügig mehr aus als der Vergleichswert, was auf das Wechselrichterkonzept zurückzuführen sein könnte. Aufgrund der geringen Anzahl von Wechselrichterstationen, müssen

längere Kabel verlegt werden und möglicherweise größere Leitungsquerschnitte verwendet werden. Der Querschnitt von 8 mm² ist dabei der zweitgrößte der regulären Größen.

Der berechnete Preis pro Wechselrichter stimmt weitgehend mit den Literaturwerten überein und kann deshalb als realistisch angesehen werden.

Für die Budgetaufstellung der MS-Verkabelung wurden Angebote von verschiedenen Unternehmen aus den letzten sechs Monaten herangezogen, die sowohl Kabelverlegung als auch Tiefbauarbeiten durchführen. Die Preise sind aktuell, könnten jedoch von Angeboten anderer Unternehmen abweichen. Als Verifikationswert diente ausschließlich der Anteilswert an den Gesamtkosten aus Kapitel 3.3.2. Dieser wurde mit einem Wert von 3 % knapp unterschritten. Der geringere Wert kann auf die mit 2 km vergleichsweise kurze externe Kabeltrasse zurückgeführt werden.

Die größten Fehlerquellen in der Budgetaufstellung sowie bei der anschließenden Skalierung zur Ermittlung einer optimalen Erzeugungsmenge wurden bereits in Kapitel 4.2.2 erläutert. Diese Fehler können sich auf das Ergebnis der Amortisationszeit auswirken. Wenn ein Strang eine geringere Anzahl von Wechselrichtern aufweist, sind die entsprechenden Wechselrichterkosten nicht so hoch, wie im Ergebnis dargestellt. Das führt zu einer kleineren Amortisationszeit, als im Ergebnis angegeben. Dies hat auch Auswirkungen auf den Gewinn in der Restzeit. Zudem wäre im realen Szenario höchstwahrscheinlich nicht mehr als zwei externe Trassen erforderlich, da die Gesamtleistung nie über 41,68 MW hinausgeht. Ab elf Wechselrichtern würde daher ein Fehler bei der Preisberechnung für die Erweiterung des Umspannwerks auftreten, da bei einer optimierten Auslegung des PV-Parks keine zusätzlichen externen Trassen und Netzanschlüsse mehr benötigt würden. Externe Trassen und Netzanschlüsse stellen jedoch erhebliche Kostenfaktoren dar, die in die Kalkulation einfließen.

Die Budgetaufstellung für das Umspannwerk basiert ebenfalls auf Angeboten von Fachbetrieben. Die angegebenen Preise sind aus dem vergangenen Jahr und somit aktuell, jedoch können sie je nach Umspannwerkerrichter und Zeitpunkt des Angebots stark variieren. In der Budgetaufstellung wurde die Kompensationsanlage nicht berücksichtigt, da im Rahmen dieser Arbeit keine Netzstudie für die Umspannwerke durchgeführt wurde. Es könnte jedoch sein, dass eine solche Anlage erforderlich ist, was die Gesamtkosten des Umspannwerks erheblich steigern würde. Abhängig von der Umspannwerksgröße und dem zugehörigen PV-Park würde der Preis für die Kompensationsanlage jedoch wahrscheinlich keinen maßgeblichen Einfluss auf die Gesamtkosten haben. Das Umspannwerk macht im Vergleich zu den Gesamtkosten des Projekts einen kleinen Anteil aus. Dieser Anteil variiert zwischen 14 % und 7 % je nach Größe des Umspannwerks. Die Preise für die MS-Verkabelung eines Wechselrichters fließen in die Budgetaufstellung des Umspannwerks ein. Dadurch wirkt sich der zuvor erwähnte Fehler in der Budgetaufstellung der MS-Verkabelung ebenfalls auf die Umspannwerks-Budgetaufstellung aus. Es ist wie erwartet, dass der Preis pro Wechselrichter und pro Wattpeak bei zunehmender Größe des Umspannwerks kleiner wird.

Die optimale Menge an PV-Ergänzung wird mithilfe der Ergebnisse aus der Budgetaufstellung und den Erzeugungsdaten des Umspannwerks errechnet. Fehler, die durch die angewendete Methodik auftreten, wirken sich automatisch auf das Ergebnis dieser Berechnung aus. Ein solcher Fehler zeigt sich in der Amortisationskurve des 50-MVA-Umspannwerks in Abbildung 5.9, bei der ein Wechselrichter einen unverhältnismäßig hohen Einfluss auf den Preis des Umspannwerks hat. Tatsächlich würde ein Umspannwerk für eine so geringe Leistung nicht gebaut werden; die Errichtung würde erst ab etwa 25 MW in Betracht gezogen werden. Daher sind für einen Vergleich der Anschlussarten insbesondere die Ergebnisse ab 6 Wechselrichtern relevant. Ein weiterer interessanter Punkt ist, dass die Ertragskurve eines Wechselrichters in Abbildung 5.7 nicht, wie erwartet, sofort

exponentiell abnimmt. Stattdessen zeigt sich am Anfang der Kurve, dass der Zubau eines weiteren Wechselrichters zu einem vergleichsweise großen Ertragsverlust führt. Dieser Trend flacht bei drei Wechselrichtern ab, und erst ab neun Wechselrichtern scheint der Ertragsverlust für jeden zusätzlichen Wechselrichter stärker zu werden. Der Grund dafür liegt darin, dass der Zubau eines Wechselrichters die installierte Leistung verdoppelt. Dadurch wird anteilig eine größere Menge an Energie abgeregelt. Dieser Effekt kehrt sich bei höheren Wechselrichterzahlen um. Anstatt wie erwartet immer steiler abzufallen, scheint die Kurve ab 18 Wechselrichtern wieder linearer zu werden. Durch den schrittweisen Zubau von einzelnen Wechselrichtern steigt die Gesamtleistung im Verhältnis nicht mehr so stark an, wodurch die Abregelung weniger ins Gewicht fällt.

Der Unterschied zwischen den Schnittpunkten von Abbildung 5.9 und 5.10 ist größer als ursprünglich angenommen. Während der Schnittpunkt der Kurven in Abbildung 5.9 zwischen neun und zehn Wechselrichtern liegt, befindet sich der Schnittpunkt der Kurven in Abbildung 5.10 zwischen acht und neun Wechselrichtern. Der Gewinn in der Restlaufzeit steigt beim Neubau des Umspannwerks aufgrund der reduzierten Abregelung schnell an, während bei der Erweiterung des Umspannwerks die Kurve abflacht. Dadurch entsteht bereits bei zehn Wechselrichtern ein Gewinnunterschied von etwa einer Million, obwohl die Amortisationszeit an diesem Punkt sehr ähnlich ist.

Der Vorteil durch einen nicht monetären Gewinn ist nicht zu vernachlässigen und kann, je nach Projekt, die optimale Ergänzungsmenge von PV deutlich nach oben heben. In diesem Fall wird durch den nicht monetären Gewinn die größere Wechselrichterzahl am Schnittpunkt gewählt. In einer realen Umsetzung gibt es die Möglichkeit, eine noch höhere Wechselrichterzahl als optimale Ergänzungsmenge zu wählen. Die Möglichkeiten, einen Netzanschlusspunkt zu finden, werden immer geringer und sind von vielen Faktoren beeinflusst, was einen langwierigen Prozess bedeuten kann. Die Option, direkt einen Anschlusspunkt bei der Netzanschlussanfrage dem Netzbetreiber vorzuschlagen, kann diesen Prozess stark vereinfachen.

Der Gewinn in der Restlaufzeit steigt in diesem Fallbeispiel noch bis zu zwölf Wechselrichtern an, bevor er wieder abnimmt. Deshalb könnte je nach Einschätzung des nicht monetären Gewinns die optimale Ergänzungsmenge bis zu dieser Wechselrichterzahl gewählt werden. Der Gewinn in der Restlaufzeit basiert stark auf der angenommenen Laufzeit von 20 Jahren. Bei einer größeren Laufzeit verschiebt sich der Punkt des maximalen Gewinns in der Restlaufzeit demnach zu einer noch höheren Wechselrichterzahl.

Letztendlich wurde sich für neun Wechselrichter entschieden. Diese Ergänzungsmenge ist jedoch, wie bereits beschrieben, stark abhängig von den Wetterdaten, die den Erzeugungsprofilen der EZEs zugrunde liegen. Da die Wetterdaten eher einem Standort in Mitteldeutschland entsprechen, fällt die Ergänzungsmenge hier sehr viel größer aus als bei dem tatsächlichen Standort.

Bei dem gewählten neun Wechselrichtern ist die installierte Leistung 75,7 MW und der NAP mit einem 45 % PV-Anteil um 182 % überplant. Somit ist der Erwartungswert, dass PV 75 % der vereinbarten Anschlussleistung ausmachen, treffend, wobei beachtet werden muss, dass die Annahme für einen anderen Standort getroffen wurde.

Die Auswirkungen der zusätzlichen 82 % Leistung durch die PV am NAP werden in den Abbildungen 5.11 bis 5.13 veranschaulicht. Es ist jedoch zu beachten, dass Windenergie und PV eine gewisse Gleichzeitigkeit aufweisen, die zu Abregelungen führen kann. Die erwarteten 5,2 % der jährlichen Stunden, in denen Abregelungen auftreten, sind dennoch gering. Dies resultiert aus der Beobachtung in Abbildung 5.6, dass Stunden mit hoher Sonneneinstrahlung selten auf Stunden mit starkem Wind treffen. Insgesamt sorgt die zusätzliche PV -Leistung für eine gleichmäßigere Auslastung, da Stunden

mit niedriger Auslastung reduziert werden und solche, in denen die vereinbarte Anschlusswirkleistung erreicht wird, verstärkt auftreten.

Die Gesamtanzahl der Vollaststunden im Verhältnis zur vereinbarten Anschlusswirkleistung ist durch die Ergänzung von PV um etwa ein Drittel höher als bei ausschließlicher Windenergie. Jedoch gibt es auch einen Nachteil: Aufgrund der Abregelung weist der PV-Park eine PR von 75 % auf und fällt damit unter die Schwelle von 80 %, die für PV -Freiflächenanlagen als gut angesehen wird.

Die Frage nach einem optimierten Netzanschluss durch die Integration von PV lässt sich definitiv positiv beantworten. Obwohl der PV-Park nicht seinen maximalen Ertrag erzielt, nutzt die gesamte EZA den Netzanschlusspunkt effizienter aus, da die Gesamtleistung des Systems den NAP vermehrt auslastet. Dies führt zu einer verstärkten Auslastung der Betriebsmittel am NAP, wodurch diese kosteneffizienter werden. Aus den Ergebnissen lässt sich schließen, dass dies vor allem der Fall für Standorte in Mitteldeutschland und andere windschwache Standorte ist. Außerdem gibt es an der Küste eine höhere Gleichzeitigkeit der Energieformen, die ebenfalls nicht optimal für eine Ergänzung ist.

Neben der Prüfung, ob durch die PV-Ergänzungsmenge der Ausnutzungsgrad des NAP erhöht wird, muss analysiert werden, ob die zusätzlichen EZE des PV-Parks auch einen Nutzen für die Blindleistungsbereitstellung haben. Die Erwartung war, da die Wechselrichter mit einer Q-at-Night Funktion ausgerüstet sind, dass diese wie eine Kompensationsanlage wirken und dadurch den Blindleistungsstellbereich sehr stark ausweiten. Dieser Fall ist eingetreten und in den Abbildungen 5.14 bis 5.16 ist erkennbar, dass selbst im kritischsten Fall die Blindleistungsbereitstellung kein Problem darstellt. Der kritischste Fall ist, wenn der Wind die vereinbarte Anschlusswirkleistung ausreizt und die Wechselrichter keinen Strom einspeisen. Viele der WEAs haben nämlich ebenfalls die Möglichkeit, Blindleistung während des Stillstands einzuspeisen. Durch den hohen Leistungsanteil der WEAs kann in Zeiten deren Stillstands mehr als genug Blindleistung zur Verfügung gestellt werden. Wenn die EZA von Anfang an als Gesamtanlage geplant wird, könnte die Blindleistungsbereitstellung der einzelnen EZE reduziert werden, um Kosten einzusparen. Dies liegt daran, dass der Blindleistungsstellbereich der EZA die Anforderungen des Netzbetreibers deutlich übertrifft und bei WEAs die Blindleistungsbereitstellung ohne Wirkleistungsbetrieb nicht in der Standardausführung vorhanden ist, sondern dazu gebucht werden muss. Durch eine präzisere Dimensionierung der Blindleistungsbereitstellung kann der Betrieb der EZA effizienter gestaltet werden, ohne dabei die Stabilität und Sicherheit des Stromnetzes zu beeinträchtigen.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass eine effiziente EZA entwickelt wurde, die durch eine Überplanung der vereinbarten Anschlussleistung den NAP optimiert ausnutzt. Dennoch sind einige methodische Fehler identifiziert worden, die Verbesserungspotenzial aufweisen.

Ein Aspekt betrifft die Standortsimulation, die nicht optimal durchgeführt wurde. Mit einem anderen Simulationsprogramm wäre es möglicherweise machbar gewesen, die Windgeschwindigkeitsdaten entsprechend der Höhe zu simulieren. Zudem könnten die Messdaten auf die Nabenhöhe der WEAs hochgerechnet werden, falls das genaue Höhenprofil der Windgeschwindigkeit bekannt ist. Dadurch ließe sich der jährliche Verlauf der Windgeschwindigkeit für jede Anlage bestimmen.

Die Budgetaufstellung könnte ebenfalls weiter verbessert werden, doch hätte dies den Rahmen dieser Arbeit überschritten. Eine individuelle Netzstudie für verschiedene Größen der Umspannwerke würde ermöglichen, genaue Angaben zur Anzahl der Wechselrichter und zur Notwendigkeit einer Kompensationsanlage zu machen. Auch die genaue Berechnung der Strombelastbarkeit der

verschiedenen Betriebsmittel wäre damit möglich gewesen, was zu präziseren Preisangaben geführt hätte.

Zudem wurde im Rahmen dieser Arbeit der MS-Anschluss nicht näher vorgestellt und als Vergleich herangezogen, was vor allem für Leistungen unter 25 MW von Interesse gewesen wäre.

Bei einer äußerst genauen Auslegung des PV-Parks auf der AC-Seite hätten ebenfalls geringere Kosten erzielt werden können. Bei der vorliegenden Arbeit wurde jedoch die Skalierbarkeit der erzielten Ergebnisse bevorzugt.

6.2 Die Zukunft des Netzanschlusses

Das Fallbeispiel diene in erster Linie als Grundlage für die Entwicklung der angewandten Methodik zur Ermittlung einer optimalen Zusatzkapazität durch PV. Die ermittelte PV-Ergänzungsmenge ist nur für dieses Fallbeispiel gültig. Dennoch kann aus dem Ergebnis der Schluss gezogen werden, dass die Überplanung der Netzanschlusspunkt-Kapazität im Allgemeinen eine Optimierung des Netzanschlusses darstellt. Dies resultiert aus einer häufigeren Ausnutzung der vereinbarten Netzanschlussleistung sowie der Gewährleistung ausreichender Blindleistung für die Netzstabilität. Wie hoch die Ergänzungsmenge für eine Optimierung ausfallen muss, kann mit der entwickelten Methode für jeden beliebigen Netzanschlusspunkt ermittelt werden.

Im Kapitel 2.1 wurde bereits ausführlich diskutiert, dass der Netzanschluss für erneuerbare Energien in Deutschland zunehmend anspruchsvoll wird und dieser Trend sich voraussichtlich in Zukunft fortsetzen wird, da der Ausbau der Stromnetze nicht im gleichen Maße voranschreitet wie der Ausbau erneuerbarer Energien. Aus diesem Grund ist es von entscheidender Bedeutung, die vorhandenen Netzressourcen so effizient wie möglich zu nutzen. Wie in dieser Arbeit herausgestellt wurde, kann die Integration von PV an einem Windkraft-Umspannwerk zu einer optimierten Nutzung des Netzanschlusspunkts führen.

Diese Herangehensweise stellt in gewisser Weise ein Regelungskonzept dar und kann im Rahmen des unter Kapitel 2.1 beschriebenen NOVA-Prinzips als Netzoptimierung angesehen werden. Sie ist ein erster Schritt, den der Netzbetreiber unternehmen kann, um bei gleichbleibender Netzkapazität trotzdem neue EZA ans Netz nehmen zu können. Besonders ist dabei, dass die Optimierung des Netzanschlusspunkts durch den Zusatz von PV-Kapazität an einem Windkraft-Umspannwerk nicht zwangsläufig eine Aufgabe des Netzbetreibers ist, sondern in enger Zusammenarbeit mit den Anlagenbetreibern erfolgen kann. Dies bietet den erheblichen Vorteil, dass die Verantwortung auf mehrere Parteien verteilt wird und die Anschlussnehmer aktiv an der Transformation des Stromnetzes mitwirken können. Dadurch haben die Anschlussnehmer die Möglichkeit, gezielt auf die Netzbetreiber zuzugehen und die Integration von zusätzlicher Kapazität am bestehenden Netzanschlusspunkt vorzuschlagen oder bei komplett neuen Netzanschlüssen direkt mit einer überplanten Anschlussleistung zu planen.

Im Kontext der Integration einer neuen EZA ergibt sich eine abweichende Vorgehensweise bei der Bestimmung der optimalen Ergänzungsmenge. Dieser Unterschied resultiert aus der Notwendigkeit zur Errichtung eines neuen Umspannwerks, weshalb ein Vergleich ausbleibt. Bei einem Neubau ermöglicht eine Überdimensionierung der vereinbarten Anschlussleistung ebenfalls eine optimierte Auslastung der Betriebsmittel. Hierbei können insbesondere kostspielige Komponenten, wie der Transformator kosteneffizienter eingesetzt werden. Zusätzlich eröffnet sich die Chance, unter

Berücksichtigung der Standortfaktoren, nicht nur die PV-Leistung zu verändern, sondern auch die Leistung des Windparks den spezifischen Anforderungen anzupassen.

Die Einbeziehung der entwickelten Methodik führt zu einer Verringerung der Arbeitsbelastung für den Netzbetreiber, da dieser nun gezielt die Netzkapazität am vorgeschlagenen Netzanschlusspunkt überprüfen kann.

Neben der Effizienzsteigerung des Netzanschlussverfahrens, trägt auch wie bereits erläutert, die Berücksichtigung der analysierten Ungleichzeitigkeit zur Optimierung des NAPs bei. Insbesondere werden die Stunden mit geringer oder keiner Energieeinspeisung reduziert, was der Volatilität der beiden Energieformen entgegenwirkt. Das bringt Vorteile für den Netzbetreiber mit sich, da die Einspeisung durch die EZA zuverlässiger wird. Dennoch muss der Netzbetreiber weiterhin überwachen, was auf der Anschlussnehmerseite hinter dem NAP angeschlossen ist, um auf Basis eines Gleichzeitigkeitsfaktors die Auslastung im Gesamtnetz berechnen zu können. Aus Sicht der Anlagenbetreiber werden die Betriebsmittel zum Netzanschluss effizienter genutzt. Es ist jedoch zu beachten, dass die verminderte Nutzung des PV-Parks aufgrund der Abregelung dieser Effizienzsteigerung entgegenwirkt.

Die entwickelte Methodik in dieser Arbeit ermöglicht eine Abschätzung der optimalen Erweiterungsmenge, bei der die Kosteneinsparungen die Kosten der Abregelung überwiegen. Dies erlaubt Anlagenbetreibern eine fundierte Entscheidungsfindung hinsichtlich der besten Größe für die EZA.

Zusätzlich bietet sich die Möglichkeit, die Abregelung des PV-Parks zu nutzen und den NAP weiter zu optimieren, indem Speichersysteme integriert werden. Dadurch könnte der NAP noch stärker überplant werden, und die während der Abregelung auftretenden Überschüsse würden nicht vollständig ungenutzt verbleiben. Durch das Abfangen von Spitzen und die gezielte Einspeisung während leistungsschwachen Zeiten könnte die Einspeisung am NAP noch gleichmäßiger gestaltet werden.

Aus rechtlicher Sicht steht der Überplanung der vereinbarten Anschlusswirkleistung wenig entgegen. Der Netzbetreiber ist nach EEG dazu verpflichtet, einer Anlage der erneuerbaren Energien einen Anschluss zu geben. Die Einspeisung mit PAV,E-Überwachung ist jedoch nicht in der VDE-AR-N 4110/4120 festgehalten und wird deshalb unterschiedlich von den Netzbetreibern umgesetzt. Sollte eine Umsetzung erfolgen soll, muss dies in engem Kontakt mit dem Netzbetreiber geschehen, und diesem muss genau nachgewiesen werden, dass die Reduzierung der Einspeisung eingehalten wird und es zu keiner Überschreitung der vereinbarten Anschlusswirkleistung kommt. Der Einsatz des Netzanschlusses mit PAV, E-Überwachung bietet den Vorteil, dass erforderliche Umbaumaßnahmen für den Netzbetreiber vermieden werden können. Dies resultiert daraus, dass keine neue Nennleistung beantragt wird, sondern die Erweiterung Teil einer vorhandenen EZA wird. Dies ermöglicht erhebliche Zeitersparnisse während des Netzanschlussprozesses. Das ist sowohl im Kontext der Energiewende vorteilhaft, da schneller vermehrt regenerative Energie ans Netz gehen können, als auch für den Anlagenbetreiber, da dieser schneller Umsätze erzielen kann.

Um den Übergang zur verstärkten Integration von PV in bestehende Windkraft-Umspannwerke zu fördern, ist es entscheidend, dass die Anlagenbetreiber proaktiv mit ihren Konzepten auf die Netzbetreiber zugehen. Die Überplanung des NAPs durch PV ist eine Methode zur Netzoptimierung, die nicht primär vom Netzbetreiber initiiert wird. Idealerweise sollte ein umfassendes Regelungskonzept erarbeitet werden, das dem Netzbetreiber vorgelegt werden kann. Dieses Konzept sollte die Funktionsweise der PAV,E-Überwachung und der PAV,E-Schutzeinrichtung beschreiben.

Die PAV,E-Schutzeinrichtung dient als mechanische Vorrichtung, als zusätzlicher Schutz vor einer Überschreitung der vereinbarten Anschlusswirkleistung, falls die Regelung der PAV,E-Überwachung nicht greift oder eine Fehlfunktion auftritt. Dies bietet dem Netzbetreiber eine zusätzliche Sicherheit dafür, dass die vereinbarte Anschlusswirkleistung nicht überschritten wird.

Durch die Durchführung einer Gleichzeitigkeitsstudie, die die Einspeiseprofile von Windkraft und PV detailliert analysiert, können Anlagenbetreiber und Netzbetreiber gemeinsam ein besseres Verständnis für die Nutzung der Netzkapazität gewinnen. Die in dieser Arbeit entwickelte Methode bietet eine Möglichkeit, diese Studie umzusetzen und die typische Einspeisung beider Energiequellen am Standort zu visualisieren.

Ein zusätzlicher Vorteil für den Anlagenbetreiber besteht darin, dass diese Gleichzeitigkeitsstudie in die Berechnung der optimalen PV-Ergänzungsmenge einfließen kann, wodurch die Studie einen doppelten Nutzen bietet. Der kooperative Ansatz zwischen Anlagenbetreibern und Netzbetreibern eröffnet die Möglichkeit, gemeinsam an der Transformation des Stromnetzes mitzuwirken und die Effizienz der Energieerzeugung zu verbessern. Indem die Auslastung des Netzanschlusses optimiert wird, kann die Integration erneuerbarer Energien effektiver gestaltet werden, was letztlich zur Stabilität und Nachhaltigkeit des Stromnetzes beiträgt.

Dafür muss die Möglichkeit des gemeinsamen Anschlusses von PV und Windkraft in dieser Form erst im kollektiven Bewusstsein der Anschlussnehmer und Netzbetreiber ankommen. Das fehlende Regelwerk in der VDE-AR-N 4110/4120 von 2018 ist ein Beweis dafür, dass das Konzept bisher nicht häufig umgesetzt wird, obwohl es, wie in dieser Arbeit gezeigt wurde, ein großes Potential bietet. Ein Grund dafür könnte sein, dass Anschlussnehmer häufig entweder nur PV-Anlagen oder Windparks planen und deshalb den gemeinsamen Netzanschluss von Windkraft und PV und die dadurch entstehende Möglichkeit zur Überplanung der vereinbarten Anschlusswirkleistung nicht beachten. Durch die Entwicklung des deutschen Verbundnetzes und die langsame Transformation desselben, wird der Prozess des Netzanschlusses für neue Anlagen immer komplizierter und langwieriger. An diesem Punkt könnten Konzepte wie dieses Abhilfe schaffen und mehr Aufmerksamkeit erhalten.

7 Quellenverzeichnis

- AG Energiebilanzen e.V. (2022). *Primärenergieverbrauch in der Bundesrepublik Deutschland*. AG Energiebilanzen. <https://ag-energiebilanzen.de/daten-und-fakten/primaerenergieverbrauch/>
- BMWK (2018). *Aktionsplan Stromnetz*. BMWK.
https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/A/aktionsplan-stromnetz.pdf?__blob=publicationFile
- BMWK (2022). *Erneuerbare Energien in Zahlen*. BMWK.
https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/erneuerbare-energien-in-zahlen-2021.pdf?__blob=publicationFile&v=1
- BMWK (2023). *Aktueller Stand des Netzausbaus*. BMWK.
https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/M-O/netzausbau-schreitet-voran.pdf?__blob=publicationFile&v=5
- Böttcher, J. (2012). *Handbuch Windenergie*. Oldenbourg Verlag
- Bundesnetzagentur (2020). *Bericht zum Zustand und Ausbau der Verteilnetze 2020*. Bundesnetzagentur.
[https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/ZustandAusbauVerteilernetze2020.pdf?__blob=publicationFile&v=3#:~:text=Die%20vorgelegten%20Zahlen%20zeigen%2C%20dass,und%202019%20\(%2B23%20Prozent\).](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/ZustandAusbauVerteilernetze2020.pdf?__blob=publicationFile&v=3#:~:text=Die%20vorgelegten%20Zahlen%20zeigen%2C%20dass,und%202019%20(%2B23%20Prozent).)
- Bundesnetzagentur (2022); *Genehmigung des Szenariorahmens 2023 - 2037/2045*. Bundesnetzagentur.
https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Bedarfsermittlung/2037/SR/Szenariorahmen_2037_Genehmigung.pdf?__blob=publicationFile
- Crastan, V.(2007). *Elektrische Energieversorgung 1* (3. Aufl). Springer Verlag
- Crastan, V.(2009). *Elektrische Energieversorgung 2*. Springer Verlag
- DIN e.V & VDE e.V. (1995). *DIN VDE 0276-1000 (VDE 0276 Teil 1000):1995-06*. VDE Verlag
- Emeis, S. (2022). *Windenergie-Meteorologie*. Springer Vieweg
- Erneuerbare Energien (o.D.). *Erneuerbare Energien*. BMWK.
<https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Dossier/erneuerbare-energien.html>
- FGW e.V. (2019). *Technische Richtlinien für Erzeugungseinheiten- und anlagen - Teil 4: Anforderungen an Modellierung und Validierung* (9. Aufl). FGW e.V.
- Fraunhofer - Institut für Solare Energiesysteme (2021); *Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem*. Fraunhofer ISE;
<https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Fraunhofer-ISE-Studie-Wege-zu-einem-klimaneutralen-Energiesystem-Update-Klimaneutralitaet-2045.pdf>
- Gremmel, H., Kopatsch, G. (2008). *Schaltanlagen Handbuch* (11. Aufl). Cornelsen Verlag Scriptor

Haselhuhn, R. (2012). *Photovoltaische Anlagen* (5. Aufl). DGS e.V.

Heuck, K., Dettmann, K. & Schulz, D. (2010). *Elektrische Energieversorgung* (8. Aufl). Vieweg + Teubner

Hiller, T., Bodach, M. & Castor, W. (2014). *Praxishandbuch - Stromverteilungsnetze*. Vogel Buchverlag

Jäger, J., Romeis, C., Petrossian, E. (2016). *Duale Netzplanung*. Springer Vieweg

Jarass, L., M. Obermair, G., Voigt, W. (2009). *Windenergie* (2. Aufl). Springer Verlag

Kaltschmitt, M., Streicher, W., Wiese, A. (2006). *Erneuerbare Energien* (4. Aufl). Springer Verlag

Kasikci, I. (2015). *Planung von Elektroanlagen* (2. Aufl). Springer Vieweg

Konrad F. (2007). *Planung von Photovoltaik-Anlagen*. Vieweg Verlag

Konstantin, P. (2013). *Praxisbuch Energiewirtschaft* (3. Aufl). Springer Vieweg

Mathew, S. (2006). *Wind Energy*. Springer Verlag

Mertens, K. (2020). *Photovoltaik* (5. Aufl). Hanser Verlag

Schmidt, F., Hempel, K. (2011). *Mittelspannungsschaltanlagen* (2. Aufl). HUSS-MEDIEN GmbH

Valov, B. (2022). *Handbuch Netzintegration erneuerbarer Energien* (2. Aufl). Springer Vieweg

VDE e.V (2022); *PAV,E-Überwachung bei Anschlüssen am Mittel- & Hochspannungsnetz*. VDE Verlag

VDE e.V. (2018). *VDE-AR-N 4120 2018*. VDE Verlag

Wagner, A (2019). *Photovoltaik Engineering* (5. Aufl). Springer Vieweg

Werth, T. (2016). *Netzberechnung mit Erzeugungsprofilen*. Springer Vieweg

Wesselak, V., Schabbach, T. (2009). *Regenerative Energietechnik*. Springer Verlag

Wesselak, V., Voswinkel, S. (2012). *Wie Sonne zu Strom wird*. Springer Vieweg

Westnetz GmbH (2019). *TAB Hochspannung*. Westnetz. <https://www.westnetz.de/content/dam/revu-global/westnetz/documents/bauen/ihr-weg-zum-netzanschluss/hochspannung/20190401-tab-hochspannung-westnetz.pdf>

Westnetz GmbH (2022). *Netzausbauplan Hochspannung*. Westnetz. <https://www.westnetz.de/content/dam/revu-global/westnetz/documents/ueber-westnetz/unser-netz/netzgebiet/netzausbauplan-hochspannung-2022.pdf>

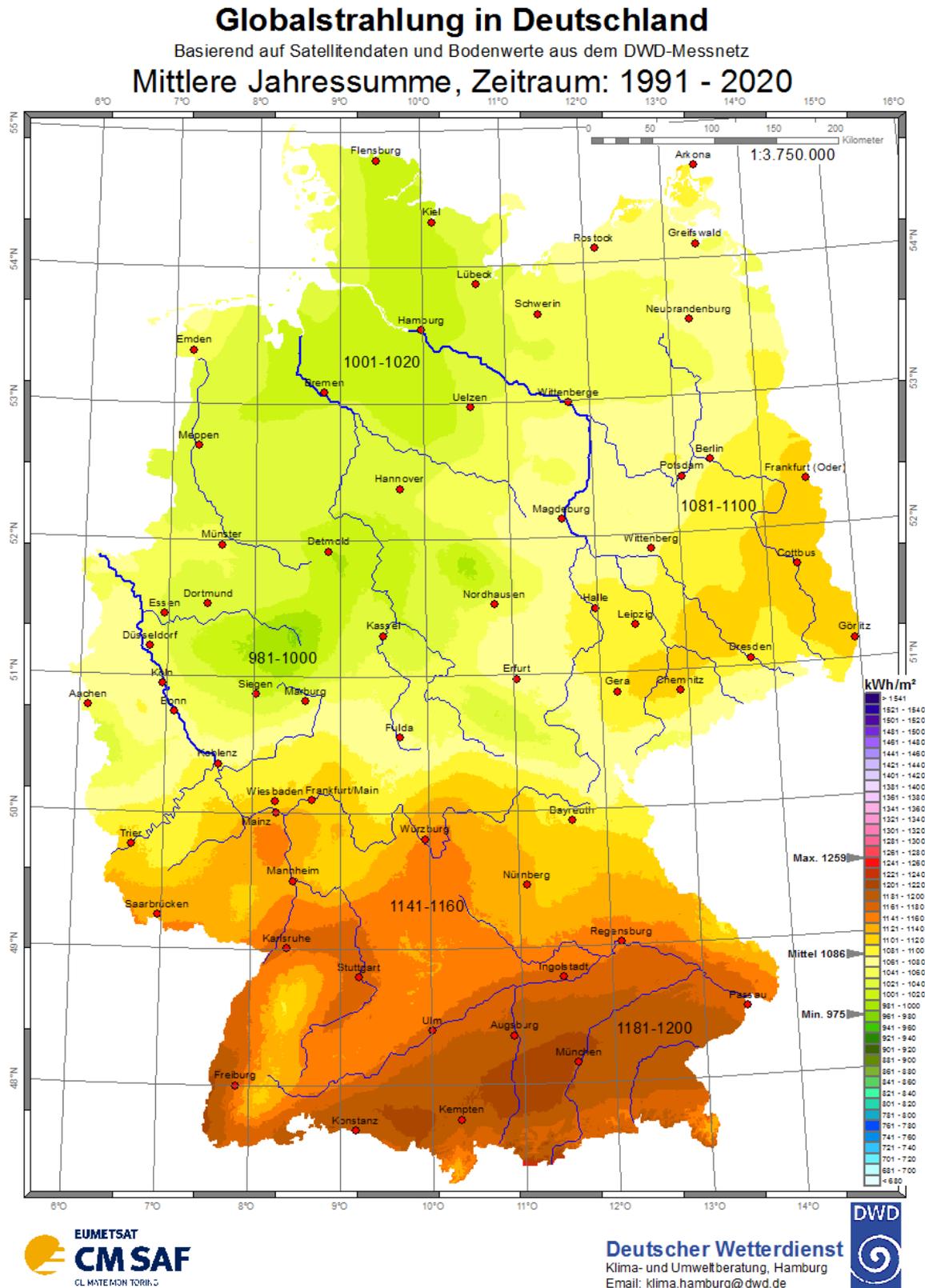
A Anhang

Anhangsverzeichnis

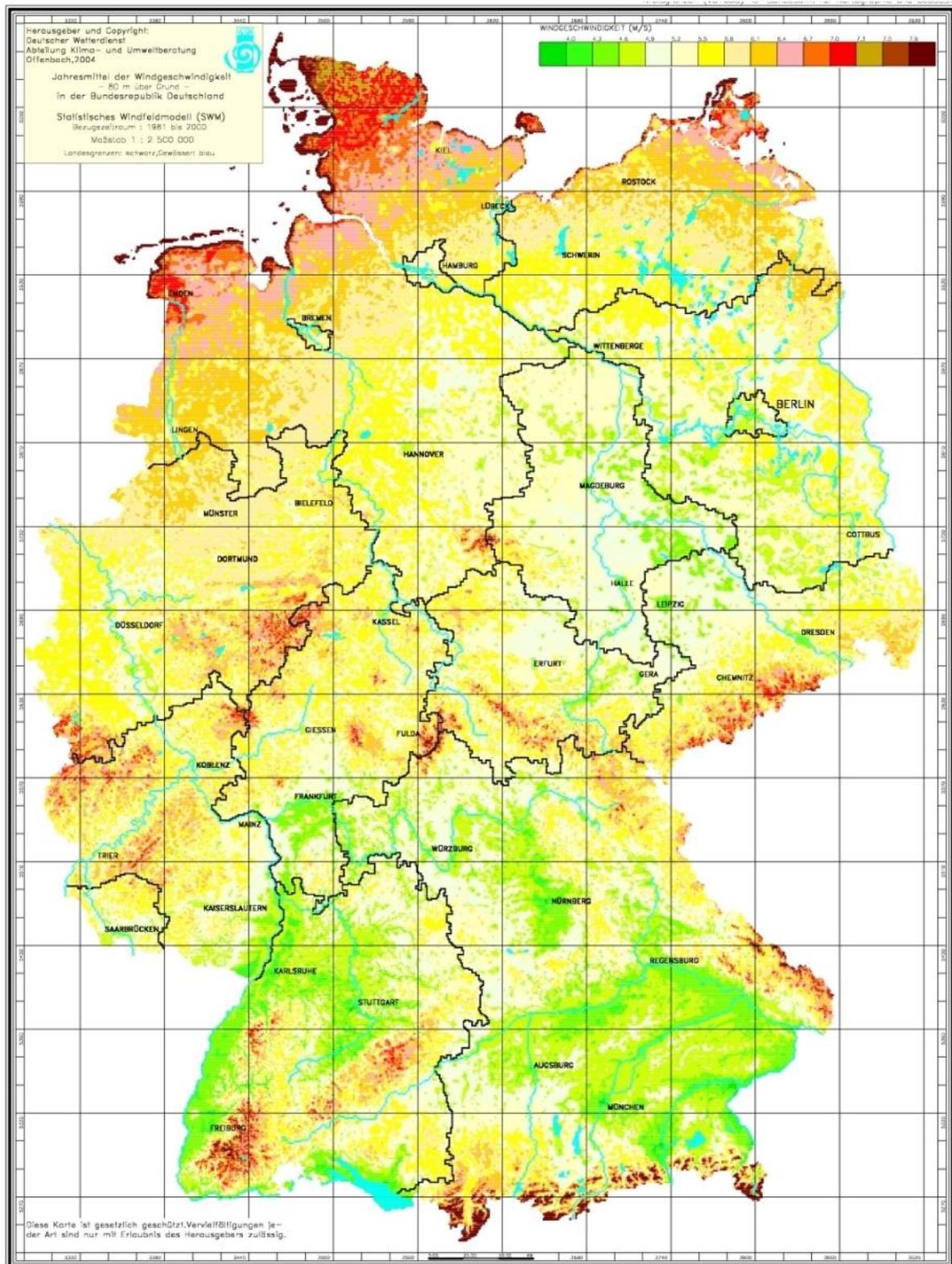
A.1	Karten vom DWD.....	83
A.1.1	Strahlungskarte Deutschland	83
A.1.2	Windkarte Deutschland.....	84
A.2	Budgetaufstellungen	85
A.2.1	Budgetaufstellung 63 MVA-Umspannwerk.....	85
A.2.2	Budgetaufstellung 80 MVA-Umspannwerk.....	86
A.2.3	Budgetaufstellung 100 MVA-Umspannwerk.....	87
A.3	Ertragsdaten des PV-Parks	88
A.4	Blindleistungdiagramme.....	93
A.4.1	UQ-Diagramme der Betriebsfälle PV-Volleinspeisung und geteilte Einspeisung	93
A.4.2	PQ-Diagramme der Spannungen 96kV, 103 kV und 127 kV	94

A.1 Karten vom DWD

A.1.1 Strahlungskarte Deutschland



A.1.2 Windkarte Deutschland



A.2 Budgetaufstellungen

A.2.1 Budgetaufstellung 63 MVA-Umspannwerk

	Stück	Preis je Einheit	Preis in €
Freileitungsfeld			
Freileitungsanbindung	1	150.666,00 €	150.666,00 €
Unterspannungskonstruktion	1	130.000,00 €	130.000,00 €
110kV Leitungs-Erdungstrennerkombination	1	22.900,00 €	22.900,00 €
110kV Kombiwandler	1	65.000,00 €	65.000,00 €
110kV Leistungsschalter	1	40.000,00 €	40.000,00 €
110kV Metalloxid-ÜAbleiter (Phasen u. N-Ableiter)	1	20.000,00 €	20.000,00 €
Stahl- und Betonbau			
Stahlkonstruktionen	1	91.619,00 €	91.619,00 €
Blitzschutzmast	1	9.477,00 €	9.477,00 €
Erdungsanlage	1	7.355,00 €	7.355,00 €
Trafo Ölwanne	1	170.730,00 €	170.730,00 €
Fertigteilmfundamente	1	51.397,00 €	51.397,00 €
Stationsgebäude inklusive Zubehör	1	516.593,00 €	516.593,00 €
Tiefbau			
Umzäunung und Tor	1	31.006,00 €	31.006,00 €
Bodenmaßnahmen	1	10.000,00 €	10.000,00 €
Mittelspannungsanlage			
24kV MSSA Felder	6	60.000,00 €	360.000,00 €
24kV Stromwandler Einspeisefeld	1	5.844,00 €	5.844,00 €
24kV Spannungswandler Einspeisefeld	1	5.149,00 €	5.149,00 €
24kV Stromwandler Abgangsfelder	3	32.795,00 €	98.385,00 €
24kV Spannungswandler Abgangsfelder	3	9.191,50 €	27.574,50 €
50kVA EB-Trafo	1	16.000,00 €	16.000,00 €
MS-Verkabelung je Wechselrichter	15	55.325,42 €	829.881,25 €
Sekundärtechnik			
MS Schaltanlage Schutzgeräte	6	9.772,80 €	58.636,80 €
110kV Schutz- /Steuerschrank	1	251.641,00 €	251.641,00 €
EZA-Regler	1	60.000,00 €	60.000,00 €
Leittechnikschrank des Netzbetreibers	1	316,00 €	316,00 €
Zählerschränk	1	13.748,00 €	13.748,00 €
Schutz- und Wandlerprüfung	1	24.716,00 €	24.716,00 €
Klimatisierung Reglerraum	1	13.801,00 €	13.801,00 €
NSHV (EB Anlage)	1	58.605,00 €	58.605,00 €
Batterieanlage	1	37.221,00 €	37.221,00 €
Primärtechnik			
Transformator 63MVA ONAF 115kV/33kV	1	1.250.000,00 €	1.250.000,00 €
Gesamtpreis			4.428.262 €
Preis pro Wp			0,0665 €

Preis pro WR

295.217 €

A.2.2 Budgetaufstellung 80 MVA-Umspannwerk

	Stück	Preis je Einheit	Preis in €
Freileitungsfeld			
Freileitungsanbindung	1	150.666,00 €	150.666,00 €
Unterspannungskonstruktion	1	130.000,00 €	130.000,00 €
110kV Leitungs-Erdungstrennerkombination	1	22.900,00 €	22.900,00 €
110kV Kombiwandler	1	65.000,00 €	65.000,00 €
110kV Leistungsschalter	1	40.000,00 €	40.000,00 €
110kV Metalloxid-ÜAbleiter (Phasen u. N-Ableiter)	1	20.000,00 €	20.000,00 €
Stahl- und Betonbau			
Stahlkonstruktionen	1	91.619,00 €	91.619,00 €
Blitzschutzmast	1	9.477,00 €	9.477,00 €
Erdungsanlage	1	7.355,00 €	7.355,00 €
Trafo Ölwanne	1	170.730,00 €	170.730,00 €
Fertigteilmfundamente	1	51.397,00 €	51.397,00 €
Stationsgebäude inklusive Zubehör	1	516.593,00 €	516.593,00 €
Tiefbau			
Umzäunung und Tor	1	31.006,00 €	31.006,00 €
Bodenmaßnahmen	1	10.000,00 €	10.000,00 €
Mittelspannungsanlage			
24kV MSSA Felder	7	60.000,00 €	420.000,00 €
24kV Stromwandler Einspeisefeld	1	5.844,00 €	5.844,00 €
24kV Spannungswandler Einspeisefeld	1	5.149,00 €	5.149,00 €
24kV Stromwandler Abgangsfelder	4	32.795,00 €	131.180,00 €
24kV Spannungswandler Abgangsfelder	4	9.191,50 €	36.766,00 €
50kVA EB-Trafo	1	16.000,00 €	16.000,00 €
MS-Verkabelung je Wechselrichter	19	55.325,42 €	1.051.182,92 €
Sekundärtechnik			
MS Schaltanlage Schutzgeräte	7	9.772,80 €	68.409,60 €
110kV Schutz- /Steuerschrank	1	251.641,00 €	251.641,00 €
EZA-Regler	1	60.000,00 €	60.000,00 €
Leittechnikschrank des Netzbetreibers	1	316,00 €	316,00 €
Zählerschrank	1	13.748,00 €	13.748,00 €
Schutz- und Wandlerprüfung	1	24.716,00 €	24.716,00 €
Klimatisierung Reglerraum	1	13.801,00 €	13.801,00 €
NSHV (EB Anlage)	1	58.605,00 €	58.605,00 €
Batterieanlage	1	37.221,00 €	37.221,00 €
Primärtechnik			
Transformator 80MVA ONAF 115kV/33kV	1	1.400.000,00 €	1.400.000,00 €
Gesamtpreis			4.911.323 €

Preis pro Wp	0,0582 €
Preis pro WR	258.491 €

A.2.3 Budgetaufstellung 100 MVA-Umspannwerk

	Stück	Preis je Einheit	Preis in €
Freileitungsfeld			
Freileitungsanbindung	1	150.666,00 €	150.666,00 €
Unterspannungskonstruktion	1	130.000,00 €	130.000,00 €
110kV Leitungs-Erdungstrennerkombination	1	22.900,00 €	22.900,00 €
110kV Kombiwandler	1	65.000,00 €	65.000,00 €
110kV Leistungsschalter	1	40.000,00 €	40.000,00 €
110kV Metalloxid-ÜAbleiter (Phasen u. N-Ableiter)	1	20.000,00 €	20.000,00 €
Stahl- und Betonbau			
Stahlkonstruktionen	1	91.619,00 €	91.619,00 €
Blitzschutzmast	1	9.477,00 €	9.477,00 €
Erdungsanlage	1	7.355,00 €	7.355,00 €
Trafo Ölwanne	1	170.730,00 €	170.730,00 €
Fertigteilfundamente	1	51.397,00 €	51.397,00 €
Stationsgebäude inklusive Zubehör	1	516.593,00 €	516.593,00 €
Tiefbau			
Umzäunung und Tor	1	31.006,00 €	31.006,00 €
Bodenmaßnahmen	1	10.000,00 €	10.000,00 €
Mittelspannungsanlage			
24kV MSSA Felder	7	60.000,00 €	420.000,00 €
24kV Stromwandler Einspeisefeld	1	5.844,00 €	5.844,00 €
24kV Spannungswandler Einspeisefeld	1	5.149,00 €	5.149,00 €
24kV Stromwandler Abgangsfelder	4	32.795,00 €	131.180,00 €
24kV Spannungswandler Abgangsfelder	4	9.191,50 €	36.766,00 €
50kVA EB-Trafo	1	16.000,00 €	16.000,00 €
MS-Verkabelung je Wechselrichter	23	55.325,42 €	1.272.484,58 €
Sekundärtechnik			
MS Schaltanlage Schutzgeräte	7	9.772,80 €	68.409,60 €
110kV Schutz- /Steuerschrank	1	251.641,00 €	251.641,00 €
EZA-Regler	1	60.000,00 €	60.000,00 €
Leittechnikschrank des Netzbetreibers	1	316,00 €	316,00 €
Zählerschrank	1	13.748,00 €	13.748,00 €
Schutz- und Wandlerprüfung	1	24.716,00 €	24.716,00 €
Klimatisierung Reglerraum	1	13.801,00 €	13.801,00 €
NSHV (EB Anlage)	1	58.605,00 €	58.605,00 €
Batterieanlage	1	37.221,00 €	37.221,00 €
Primärtechnik			
Transformator 100MVA ONAF 115kV/33kV	1	1.685.500,00 €	1.685.500,00 €

Gesamtpreis
Preis pro Wp
Preis pro WR

5.418.124 €
0,0531 €
235.571 €

A.3 Ertragsdaten des PV-Parks

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Anzahl Wechselrichter	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Preis	2.360,125 €	4.720,251 €	7.080,376 €	9.440,501 €	11.800,627 €	14.160,752 €	16.520,877 €	18.881,003 €	21.241,128 €	23.601,253 €
Ertrag eines WR [MMWh]	4516	4458	4411	4370	4327	4287	4251	4214	4171	4127
Gesamtertrag [MMWh]	4516	8916	13233	17480	21635	25722	29757	33712	37539	41270
Ertrag	98%	97%	96%	95%	94%	93%	92%	91%	90%	89%
Abnahme Ertrag eines WR bei Errichtung eines weiteren WR	1,26%	1,02%	0,89%	0,94%	0,87%	0,78%	0,81%	0,94%	0,96%	1,15%
Abnahme Ertrag eines WR bei Errichtung eines weiteren WR [MMWh]	58,00	47,00	41,00	43,00	40,00	36,00	37,00	43,00	44,00	53,00
Zunahme Gesamtertrag bei Errichtung eines weiteren WR [MMWh]	4400,00	4317,00	4247,00	4155,00	4087,00	4035,00	3955,00	3827,00	3731,00	3544,00
Ertrag eines WR [€]	248.380 €	245.190 €	242.605 €	240.350 €	237.985 €	235.785 €	233.805 €	231.770 €	229.405 €	226.985 €
Abgergelte Energie [MMWh]	53,06	110,8	155,4	193,9	233,5	270,7	307	346,1	386,7	432
Abgergelte Energie im Verhältnis zum Ertrag abgeregelter Energie bei Errichtung eines weiteren WR [MMWh]	1,1749%	2,4854%	3,5230%	4,4371%	5,3963%	6,3144%	7,2218%	8,2131%	9,2712%	10,4677%
Zunahme abgeregelter Energie bei Errichtung eines weiteren WR [MMWh]	57,74	44,6	38,5	39,6	37,2	36,3	39,1	40,6	45,3	54,1
Mittlere Leistung [MW]	0,516	0,509	0,504	0,499	0,494	0,489	0,485	0,481	0,476	0,471
Mittlere Leistung (Tag) [MMW]	0,976	0,963	0,953	0,944	0,935	0,926	0,918	0,910	0,901	0,892
Abnahme Mittlere Leistung (Tag) bei Errichtung eines weiteren WR [MMW]	0,013	0,010	0,009	0,009	0,009	0,008	0,008	0,009	0,010	0,011
Performance Ratio	81,60%	80,55%	79,70%	78,96%	78,18%	77,46%	76,81%	76,14%	75,36%	74,57%
Amortisationszeit UW-Erweiterung [a]	212,978 €	209,788 €	207,203 €	204,948 €	202,583 €	200,383 €	198,403 €	196,368 €	194,003 €	191,583 €
Verlängerung Amortisationszeit bei Errichtung eines weiteren WR [a]	1476	1229	1098	1178	1120	1030	1080	1283	1346	1667
Ertrag pro Jahr	248.380 €	490.380 €	727.815 €	961.400 €	1.189.925 €	1.414.710 €	1.636.635 €	1.854.160 €	2.064.645 €	2.269.850 €
Kosten pro Jahr	153.408 €	306.816 €	460.224 €	613.633 €	767.041 €	920.449 €	1.073.857 €	1.227.265 €	1.380.673 €	1.534.081 €
Gewinn pro Jahr	94.972 €	183.564 €	267.591 €	347.767 €	422.884 €	494.261 €	562.778 €	626.895 €	683.972 €	735.769 €
Gewinnsteigerung durch Zubau eines WR	88.592 €	84.027 €	80.177 €	75.117 €	71.377 €	68.517 €	64.117 €	57.077 €	51.797 €	41.512 €
Gewinn in der Restzeit	847.003 €	1.606.175 €	2.303.849 €	2.950.556 €	3.531.017 €	4.063.783 €	4.560.974 €	5.003.321 €	5.358.645 €	5.651.388 €

Anzahl Wechselrichter	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Preis	23.601,253 €	#####	28.321.504 €	30.681.630 €	33.041.755 €	35.401.880 €	37.762.006 €	40.122.131 €	42.482.256 €
Ertrag eines WR [MWh]	4127	4074	4012	3943	3868	3789	3707	3624	3541
Gesamtertrag [MWh]	41270	44814	48144	51259	54152	56835	59312	61608	63738
Ertrag	90%	89%	87%	86%	84%	82%	81%	79%	77%
Abnahme Ertrag eines WR bei Errichtung eines weiteren WR	1,15%	1,35%	1,50%	1,63%	1,72%	1,79%	1,81%	1,81%	1,76%
Abnahme Ertrag eines WR bei Errichtung eines weiteren WR [MWh]	53,00	62,00	69,00	75,00	79,00	82,00	83,00	83,00	81,00
Zunahme Gesamtertrag bei Errichtung eines weiteren WR [MWh]	3544,00	3330,00	3115,00	2893,00	2683,00	2477,00	2296,00	2130,00	2002,00
Ertrag eines WR [€]	226.985 €	224.070 €	220.660 €	216.865 €	212.740 €	208.395 €	203.885 €	199.320 €	194.755 €
Abgeredete Energie [MWh]	432	486,1	547,1	618	693,5	773,4	855,2	938,9	1021
Abgeredete Energie im Verhältnis zum Ertrag	10,4677%	11,9318%	13,6366%	15,6733%	17,9292%	20,4117%	23,0699%	25,9078%	28,8337%
Zunahme abgeredeter Energie bei Errichtung eines weiteren WR [MWh]	54,1	61	70,9	75,5	79,9	81,8	83,7	82,1	82
Mittlere Leistung [MW]	0,471	0,465	0,458	0,450	0,442	0,433	0,423	0,414	0,404
Mittlere Leistung (Tag) [MW]	0,892	0,880	0,867	0,852	0,836	0,819	0,801	0,783	0,765
Abnahme Mittlere Leistung (Tag) bei Errichtung eines weiteren WR [MW]	0,011	0,013	0,015	0,016	0,017	0,018	0,018	0,018	0,017
Performance Ratio	74,57%	73,61%	72,49%	71,24%	69,89%	68,46%	66,98%	65,48%	63,98%
K_{in}	191.583 €	188.668 €	185.258 €	181.463 €	177.338 €	172.993 €	168.483 €	163.918 €	159.353 €
Amortisationszeit UW-Erweiterung [a]	12,32	12,51	12,74	13,01	13,31	13,64	14,01	14,40	14,81
Verlängerung Amortisationszeit bei Errichtung eines weiteren WR [d]	1667	2017	2334	2650	2928	3199	3417	3613	3731
Ertrag pro Jahr	2.269.850 €	2.464.770 €	2.647.920 €	2.819.245 €	2.978.360 €	3.125.925 €	3.262.160 €	3.388.440 €	3.505.590 €
Kosten pro Jahr	1.534.081 €	1.687.490 €	1.840.898 €	1.994.306 €	2.147.714 €	2.301.122 €	2.454.530 €	2.607.939 €	2.761.347 €
Gewinn pro Jahr	735.769 €	777.280 €	807.022 €	824.939 €	830.646 €	824.803 €	807.630 €	780.501 €	744.243 €
Gewinnsteigerung durch Zubau eines WR	41.512 €	29.742 €	17.917 €	5.707 €	-5.843 €	-17.173 €	-27.128 €	-36.258 €	-43.298 €
Gewinn in der Restzeit	5.651.388 €	5.822.295 €	5.859.256 €	5.769.551 €	5.558.169 €	5.243.366 €	4.839.251 €	4.372.216 €	3.862.130 €

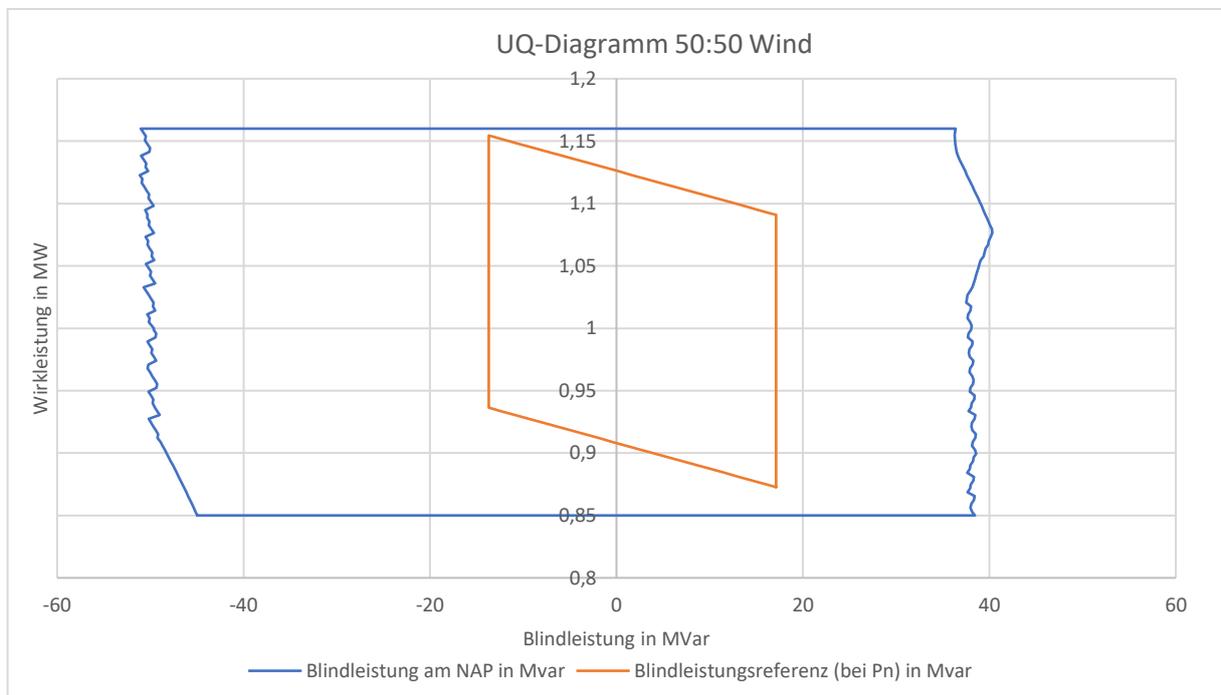
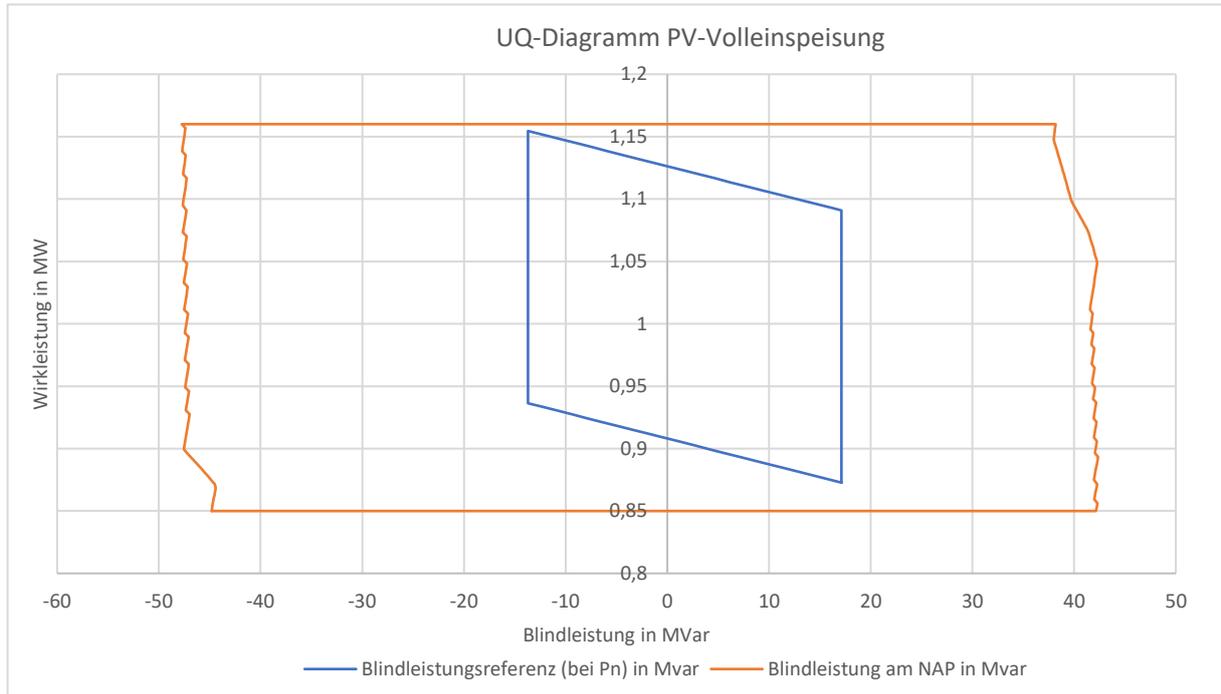
Anzahl/Wechselechter	19	20	21	22	23
Preis	44.842,382 €	47.202,507 €	49.562,632 €	51.922,758 €	54.282,883 €
Ertrag eines WR [MWh]	3460	3381	3302	3225	3150
Gesamtertrag [MWh]	65740	67620	69342	70950	72450
Ertrag	75%	74%	72%	70%	69%
Abnahme Ertrag eines WR bei Errichtung eines weiteren WR	1,72%	1,72%	1,68%	1,63%	
Abnahme Ertrag eines WR bei Errichtung eines weiteren WR [MWh]	79,00	79,00	77,00	75,00	
Zunahme Gesamtertrag bei Errichtung eines weiteren WR [MWh]	1880,00	1722,00	1608,00	1500,00	
Ertrag eines WR [€]	190.300 €	185.955 €	181.610 €	177.375 €	173.250 €
Abgeregelte Energie [MWh]	1103	1183	1262	1339	1415
Abgeregelte Energie im Verhältnis zum Ertrag	31,8786%	34,9896%	38,2193%	41,5194%	44,9206%
Zunahme abgeregelter Energie bei Errichtung eines weiteren WR [MWh]	80	79	77	76	
Mittlere Leistung [MW]	0,395	0,386	0,377	0,368	0,360
Mittlere Leistung (Tag) [MW]	0,747	0,730	0,713	0,697	0,680
Abnahme Mittlere Leistung (Tag) bei Errichtung eines weiteren WR [MW]	0,017	0,017	0,017	0,016	
Performance Ratio	62,52%	61,09%	59,66%	58,27%	56,91%
K_u	154.898 €	150.553 €	146.208 €	141.973 €	137.848 €
Amortisationszeit UW-Verlängerung [a]	15,24	15,68	16,14	16,62	17,12
Amortisationszeit bei Errichtung eines weiteren WR [d]	3852	4081	4218	4358	
Ertrag pro Jahr	3.615,700 €	3.719,100 €	3.813,810 €	3.902,250 €	3.984,750 €
Kosten pro Jahr	2.914,755 €	3.068,163 €	3.221,571 €	3.374,979 €	3.528,387 €
Gewinn pro Jahr	700,945 €	650,937 €	592,239 €	527,271 €	456,363 €
Gewinnsteigerung durch Zubau eines WR	-50,008 €	-58,698 €	-64,968 €	-70,908 €	
Gewinn in der Restzeit	3.338,861 €	2.814,416 €	2.284,720 €	1.780,199 €	1.313,776 €

Anzahl der Wechselrichter		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
K ₀		163.386 €	382.939 €	602.492 €	822.045 €	1.041.598 €	1.261.151 €	1.480.704 €	1.700.257 €	1.919.811 €	2.139.364 €
Amortisationszeit UW-Erweiterung		36,41	21,29	17,19	15,28	14,18	13,46	12,95	12,57	12,28	12,05
[a]											
Verlängerung Amortisationszeit bei Errichtung eines weiteren WR [d]		132437	35915	16730	9677	6308	4437	3291	2539	2017	1642
Ertrag pro Jahr		386.659 €	529.927 €	673.196 €	816.464 €	959.733 €	1.103.001 €	1.246.269 €	1.389.538 €	1.532.806 €	1.676.074 €
Kosten pro Jahr		252.615,00 €	505.230,00 €	757.845,00 €	1.010.460,00 €	1.263.075,00 €	1.515.690,00 €	1.768.305,00 €	2.020.920,00 €	2.273.535,00 €	2.526.150,00 €
Gewinn pro Jahr		-134.044,00 €	-24.697,39 €	84.649,23 €	193.995,85 €	303.342,46 €	412.689,08 €	522.035,69 €	631.382,31 €	740.728,92 €	850.075,54 €
Gewinnsteigerung durch Zubau eines WR		109.347 €	109.347 €	109.347 €	109.347 €	109.347 €	109.347 €	109.347 €	109.347 €	109.347 €	109.347 €
Gewinn in der Restzeit			237.862 €	915.628 €	1.766.836 €	2.700.901 €	3.680.968 €	4.689.215 €	5.715.974 €	6.755.546 €	
Anzahl der Wechselrichter		9	10	11	12	13	14	15	16	17	
K ₀		1.919.811 €	2.139.364 €	2.358.917 €	2.578.470 €	2.798.023 €	3.017.576 €	3.237.129 €	3.456.682 €	3.676.235 €	
Amortisationszeit UW-Erweiterung		12,28	12,05	11,87	11,93	11,78	11,66	11,55	11,66	11,56	
[a]											
Verlängerung Amortisationszeit bei Errichtung eines weiteren WR [d]		2017	1642	-568	1300	1111	960	-988	847	752	
Ertrag pro Jahr		1.532.806 €	1.676.074 €	1.819.343 €	1.999.547 €	2.142.816 €	2.286.084 €	2.429.353 €	2.619.472 €	2.762.740 €	
Kosten pro Jahr		2.273.535,00 €	2.526.150,00 €	2.464.770 €	3.031.380,00 €	3.283.995,00 €	3.536.610,00 €	3.789.225,00 €	4.041.840,00 €	4.294.455,00 €	
Gewinn pro Jahr		740.728,92 €	850.075,54 €	1.687.490 €	1.031.832,52 €	1.141.179,13 €	1.250.525,75 €	1.359.872,36 €	1.422.368,08 €	1.531.714,70 €	
Gewinnsteigerung durch Zubau eines WR		109.347 €	109.347 €	72.410 €	109.347 €	109.347 €	109.347 €	62.496 €	109.347 €	109.347 €	
Gewinn in der Restzeit			6.755.546 €	7.804.353 €	8.326.438 €	9.378.172 €	10.435.355 €	11.496.879 €	11.864.749 €	12.924.997 €	

Anzahl der Wechselrichter	18	19	20	21	22	23
K_0	3.895.788 €	4.115.341 €	4.334.894 €	4.554.447 €	4.774.000 €	4.993.553 €
Amortisationszeit UW-Erweiterung [a]	11,48	11,40	11,46	11,39	11,33	11,27
Verlängerung Amortisationszeit bei Errichtung eines weiteren WR [d]	671	-498	598	543	496	
Ertrag pro Jahr	2.906.009 €	3.049.277 €	3.227.981 €	3.371.249 €	3.514.517 €	3.657.786 €
Kosten pro Jahr	4.547.070,00 €	4.799.685,00 €	5.052.300,00 €	5.304.915,00 €	5.557.530,00 €	5.810.145,00 €
Gewinn pro Jahr	1.641.061,31 €	1.750.407,93 €	1.824.319,40 €	1.933.666,02 €	2.043.012,63 €	2.152.359,25 €
Gewinnsteigerung durch Zubau eines WR	109.347 €	73.911 €	109.347 €	109.347 €	109.347 €	-2.152.359 €
Gewinn in der Restzeit	13.988.507 €	15.054.756 €	15.586.694 €	16.653.019 €	17.721.447 €	18.791.700 €

A.4 Blindleistungsdiagramme

A.4.1 UQ-Diagramme der Betriebsfälle PV-Volleinspeisung und geteilte Einspeisung



A.4.2 PQ-Diagramme der Spannungen 96kV, 103 kV und 127 kV

