



## Netzverknüpfungspunkte-Studie

Gemeinsame Nutzung von Netzverknüpfungspunkten durch  
Erneuerbare Energien, Speicher und Anlagen zur Sektorenkopplung

**NETZVERKNÜPFUNGSPUNKTE-STUDIE**

**Gemeinsame Nutzung von  
Netzverknüpfungspunkten durch  
Erneuerbare Energien, Speicher und  
Anlagen zur Sektorenkopplung**

Autor\*innen:

Dr.-Ing. Kaspar Knorr  
Fraunhofer IEE

David Geiger  
Fraunhofer IEE

Dr.-Ing. Matthias Stark  
BEE e.V.

Dr. Martin Altrock  
BBH

Prof. Dr. Dörte Fouquet  
BBH

Vincent Gronbach  
BBH

Die Studie wurde im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energie e. V. erstellt.

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Die Modellierung, technische Analyse sowie die Konzeptionierung der Web-Applikation erfolgte durch das Fraunhofer IEE (Abschnitt 1, 2 und 4), Becker Büttner Held erarbeitete das rechtliche Gutachten (Abschnitt 3).

Berlin, 11. April 2024

## **DANKSAGUNG**

Die nachfolgende NVP-Studie wurde im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energie e.V. erstellt und mit Unterstützung von fast 200 Stakeholdern aus dem gesamten Energiebereich realisiert. Dabei ist es gelungen, neben Herstellern, Finanzierern, Projektierern, Betreibern von Erneuerbaren Energieanlagen auch Stadtwerke, Energieversorgungsunternehmen sowie Netzbetreiber dahinter zu vereinen.

Außergewöhnlich ist hierbei auch die Breite der Unterstützung, welche sich von einzelnen Bürgerwindparks bis zu multinationalen Unternehmen zieht.

Der BEE bedankt sich für die hervorragende Zusammenarbeit bei allen Unterstützern.



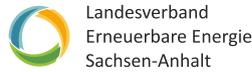
Gespeicherte Energie  
Flexibel abrufbar



Biogas Alerheim OHG









# INHALTSVERZEICHNIS

<b>1</b>	<b>Zeitreihenmodellierung</b>	<b>12</b>
1.1	Datengrundlage	12
1.1.1	COSMO-REA6	12
1.1.2	SARAHv3	13
1.1.3	ERA5-Land	14
1.2	Windenergie	14
1.2.1	Abschattungseffekte	14
1.2.2	Windleistungskennlinien	16
1.3	Photovoltaik	20
1.4	Direkt abgeleitete Zeitreihen	22
1.5	Speicherung	22
<b>2</b>	<b>Auswertungen</b>	<b>25</b>
2.1	Konfigurationen	25
2.1.1	Anlagentechnologien und Beispielstandorte	25
2.1.2	Ausbauvarianten	29
2.2	EE-Erzeugung	30
2.3	Netzeinspeisung	40
2.4	EE-Überschüsse	49
2.5	Freies Einspeisepotenzial	61
2.6	Speicherung der EE-Überschüsse	68
<b>3</b>	<b>Rechtliches Gutachten</b>	<b>76</b>
3.1	Rechtliche Untersuchungsgegenstände	76
3.2	Zusammenfassendes Ergebnis	77
3.3	Regelungsvorschläge zur Implementierung eines Anschluss- Überbauungs-, Miteinspeisungs- und Informationsanspruchs im EEG	81
<b>4</b>	<b>Web-Anwendung</b>	<b>84</b>
<b>5</b>	<b>Zusammenfassung</b>	<b>86</b>
<b>6</b>	<b>Literatur</b>	<b>89</b>
<b>7</b>	<b>Abbildungsverzeichnis</b>	<b>90</b>

# EINLEITUNG

Windparks und Photovoltaik (PV) gehören zu den zentralen Technologien für Betreiber von Erneuerbaren Energien (EE) und stellen das Grundgerüst für die deutsche Energiewende dar. Diese fluktuierenden Erneuerbaren Energien können sowohl mit flexiblen Erneuerbaren Erzeugerstrukturen (u.a. Bioenergie, Wasserkraft, usw.) als auch mit Speichern und anderen Flexibilitäten (u.a. Verbrauchsflexibilitäten) komplementiert werden, um eine entsprechend ausreichende Versorgungssicherheit in einem klimaneutralen Stromsystem zu realisieren.

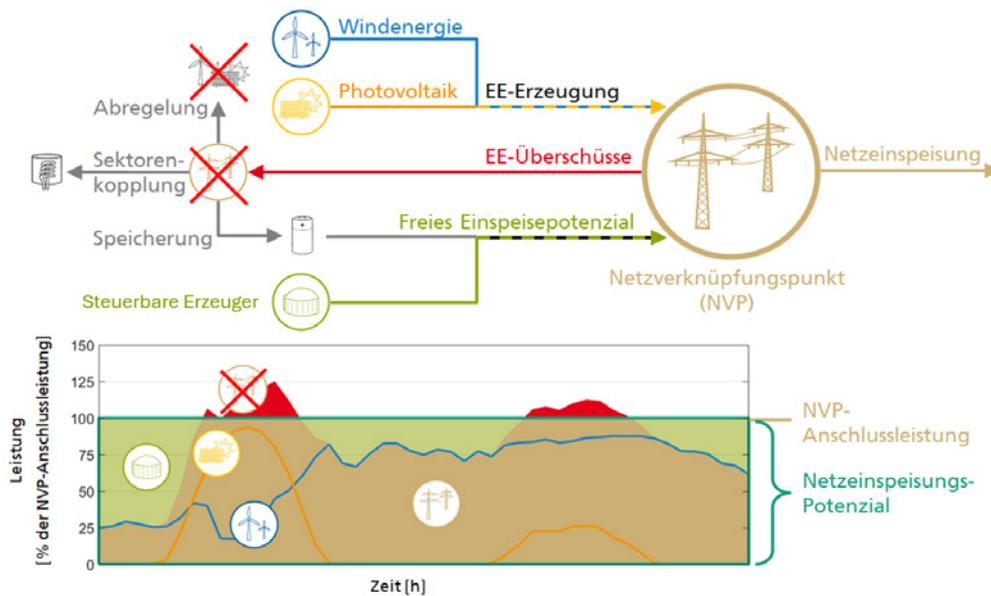
Bisher sind Erneuerbare Energien separat über Netzverknüpfungspunkte (NVP) an das Stromnetz angeschlossen. Diese in der Vergangenheit übliche Vorgehensweise des Netzanschlusses für Erneuerbare Energien führt in Folge sowohl zu immer längeren Lieferzeiten für Trafo- und Umspannstationen, als auch zu einem begrenzten Netzausbau und zu immer häufigeren starken Verzögerungen beim Ausbau von Erneuerbaren Energien.

So liegt bei heutigen Netzanschlussanfragen aufgrund des begrenzten Netzausbauvolumens der nächste freie Netzverknüpfungspunkt nicht selten über 10 km entfernt und endet an Hoch- oder Höchstspannungsknoten, was die Realisierungszeit der neuen Projekte deutlich verlängert und gleichzeitig unnötig zu massiven Kostensteigerungen bei den EE-Projekten führt. Für kleinere Wind- und PV-Projekte sind solche Kostensteigerungen zudem kaum wirtschaftlich abbildbar, sodass deren Realisierung verworfen und somit die Energiewende behindert wird.

Um dieses akute Problem bei der Umsetzung der Energiewende zu lösen, schlägt die nachfolgende Studie die gemeinsame Nutzung von Netzverknüpfungspunkten durch unterschiedliche EE-Erzeuger, Speicher und Anlagen zur Sektorenkopplung vor. Der Begriff „EE-Erzeuger“ meint in diesem Fall sowohl volatile Erzeuger, wie Windenergie- und Photovoltaikanlagen, als auch steuerbare Verbraucher wie Biogasanlagen. „Sektorenkopplung“ bezieht sich hierbei beispielweise auf Speicher, Elektrolyseure, Power-to-X-Anlagen, oder Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen.

Wie Abbildung 1 verdeutlicht, sollen somit diese Technologien über einen gemeinsamen NVP an das Stromnetz angeschlossen werden. Die Anschlussleistung der Windenergie- und PV-Installationen ist hierbei deutlich höher als die eigentliche NVP-Anschlussleistung (Überbauung). Hinsichtlich der Windenergie- und PV-Einspeisung ist hingegen sicherzustellen, dass zu keinem Zeitpunkt mehr Leistung als die freigegebene NVP-Anschlussleistung in das Stromnetz eingespeist wird.

Da der NVP nur eine bestimmte Leistung aufnehmen und an das nachgelagerte Stromnetz (Verteilnetz) weiterleiten kann, reduziert sich die Energieerzeugung durch Erneuerbare (**EE-Erzeugung**) um die oberhalb der **NVP-Anschlussleistung** erzeugten Strommengen (so genannte EE-Überschüsse). Die tatsächliche **Netzeinspeisung aus Erneuerbaren Energien** ist somit niedriger als die EE-Erzeugung.



**Abb. 1: Illustration der in der Studie untersuchten Zusammenhänge und verwendeten Begrifflichkeiten**

Mit den dabei entstehenden **EE-Überschüssen** kann auf unterschiedliche Art umgegangen werden:

1. Die EE-Überschüsse werden für die Sektorkopplung verwendet, etwa zur Wärmeversorgung oder in einer Elektrolyseanlage.
2. Die EE-Überschüsse werden gespeichert (**Speicherung**) und zu späteren Zeitpunkten in das Stromnetz eingespeist, in denen noch ein „**Freies Einspeisepotenzial**“ für Netzeinspeisungen besteht, das z.B. auch durch Bioenergieanlagen genutzt werden kann.
3. Die EE-Überschüsse werden abgeregelt, falls es keine Nutzungsmöglichkeiten vor Ort gibt.

Die EE-Überschüsse hängen allerdings stark davon ab, wieviel Wind- und PV-Leistung in der Überbauung installiert ist, wobei diese EE-Überschüsse sich in dieser Studie immer auf die gemeinsame Einspeisung von Bestands- und Zubau-Anlagen bezieht. Für die Planung eines Ausbaus von Windenergie und Photovoltaik ist es daher hilfreich, die zu erwartenden EE-Überschüsse, aber auch die EE-Erträge, Netzeinspeisungen und freien Einspeisepotentiale abzuschätzen. Als Maßstab für die Energiemengen von EE-Erzeugung, Netzeinspeisung, EE-Überschüssen und freien Einspeisepotenzialen wird das **Netzeinspeisungs-Potenzial** herangezogen, das sich bei einer 100 %igen Auslastung des Netzeinspeisungspunktes zu jedem Zeitpunkt ergibt. Das Netzeinspeisungs-Potenzial stellt somit im Gegensatz zur NVP-Anschlussleistung, welche auch als Netzanschlusskapazität bezeichnet werden kann, eine Energiemenge dar.

Die vorgeschlagene gemeinsame Nutzung von Netzverknüpfungspunkten durch Erneuerbare Energien, Sektorenkopplung und Speicherung und die Überbauung der Wind- und PV-Leistung hinsichtlich der NVP-Anschlussleistung ermöglichen gleich mehrere Vorteile für alle Stakeholder der Energiewirtschaft.

**Für die Energiewende** bedeutet die Überbauung eine der **größtmöglichen Beschleunigungen** in Hinblick auf die Umsetzung von Netzanschlüssen, da bestehende Strukturen (u.a. Kabeltrassen, Trafos, Umspannwerke, usw.) des bestehenden Anschlusses verwendet werden können.

**Für die Projektierer** der zusätzlichen EE-Anlage ermöglicht dies neben der **schnelleren Umsetzung von Projekten** vor allem auch eine erhebliche Einsparung an Kosten in dem Projekt.

**Steuerbare, flexible dezentrale Erzeugungsanlagen** (u.a. Bioenergie) können in das Stromnetz **besser integriert werden**.

Für die **finanzierenden Banken** kann sich eine stabilere, schnellere und kostengünstigere Umsetzung von Projekten **positiv auf die Risikobewertung auswirken**.

**Für die Netzbetreiber ermöglicht der Ansatz der Überbauung eine Vielzahl von Vorteilen.** So können die eingesetzten Assets (u.a. Transformatoren bzw. Umspannwerke, Leitungen) deutlich besser ausgelastet werden. Das „Abschneiden“ der EE-Überschüsse führt zu einer vereinfachten Netzbetriebsführung, da Einspeisungsspitzen herausgenommen werden. Mit dem zusätzlichen Einsatz von Speichern zur Verlagerung der EE-Überschüsse lässt sich nicht nur die Auslastung der Assets deutlich erhöhen, sondern ein stabilerer und stetigerer Einspeisungsrahmen auf NVP-Ebene ermöglichen. Durch eine Herausnahme der Einspeisungsspitzen kommt es zudem zur Reduktion von Redispatch-Mengen und somit auch zu deren Kosten.

Für Flexibilitäten, unter anderem auch der **elektrischen Speicher**, ermöglicht dieser Ansatz ein **komplett neues und sicheres Geschäftsmodell**, was den Ausbau dieser Speicher deutlich beschleunigen und vergrößern dürfte. Neben den bisher bekannten markt- und netzdienlichen Rahmen kommt nun auch die Netzinfrastruktur als Finanzierungsrahmen solcher Flexibilitäten zum Tragen. Der Vorteil liegt hierbei u.a. darin, dass sich auch größere Speicherkapazitäten, die ein wichtiges Element auf dem Weg hin zu 100 % EE sind, stärker entwickeln können.

Zur Darstellung dieser Zusammenhänge werden innerhalb dieser Studie sowohl flächendeckend für Deutschland im 6×6 km Raster bei vorgegebener Anlagentechnik als auch anhand von fünf Beispielstandorten entsprechende Analysen und Auswertungen vorgenommen. Um dies auch projektspezifisch in der Realität außerhalb dieses Studienrahmens zu ermöglichen, wurde zusätzlich zu dieser Studie eine Web-Anwendung erstellt. Grundlage hierfür sind modellierte Zeitreihen der Windenergie- und PV-Erzeugung. Die verwendeten Datengrundlagen und Methoden zur Zeitreihenmodellierung werden im folgenden Kapitel geschildert.

# 1 ZEITREIHENMODELLIERUNG

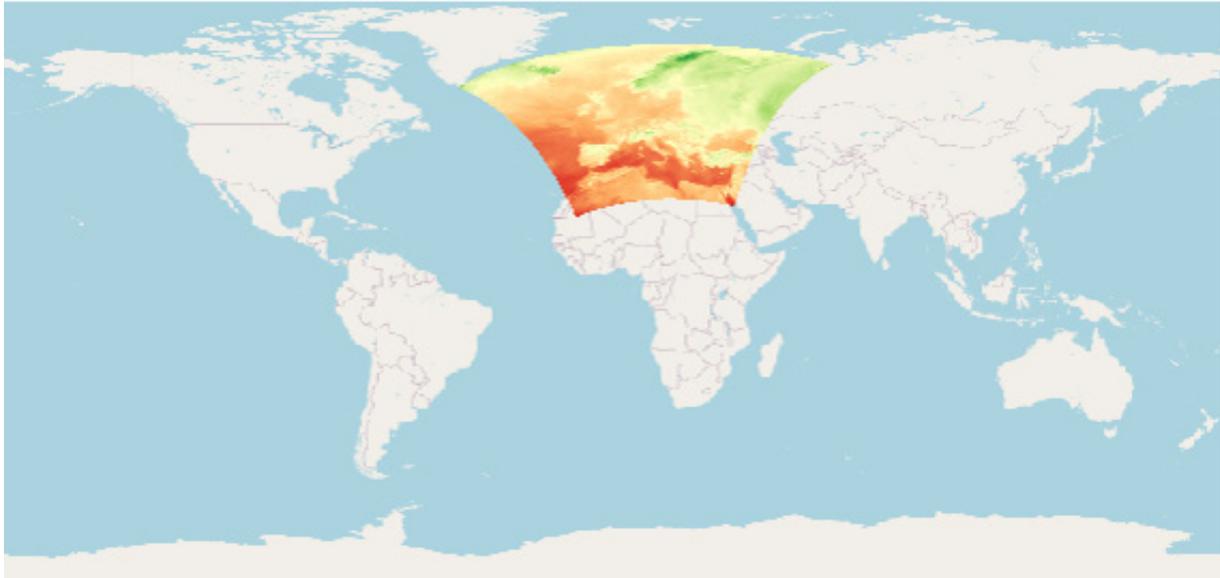
Die Auswertungen der vorliegenden Studie beruhen auf modellierten Zeitreihen der Windenergie- und PV-Erzeugung und den daraus abgeleiteten Zeitreihen der EE-Erzeugung, der Netzeinspeisung, der EE-Überschüsse, des freien Einspeisepotenzials und der Stromspeicherung. Dieses Kapitel schildert die verwendeten Datengrundlagen und Methoden zur Zeitreihenmodellierung.

## 1.1 Datengrundlage

Grundlage für die Modellierung der Windenergie- und PV-Erzeugung sind Daten der Windgeschwindigkeit, der Einstrahlung und der Temperatur aus numerischen Wettermodellen und Satellitendaten. Für die Windgeschwindigkeit wird das Reanalyse-Modell COSMO-REA6 [1] des DWD (Deutscher Wetterdienst) genutzt, für die Einstrahlung das Satellitenprodukt SARA-Hv3 [2] vom CM SAF (Climate Monitoring Satellite Application Facility) und für die Temperatur die Reanalyse ERA5-Land [3] des ECMWF (European Center for Medium-Range Weather Forecasts). Diese Modelle stellen Zeitreihen auf einem regelmäßigen Gitter bereit und bieten dadurch eine flächige Abdeckung Deutschlands. Als Basisgitter für die Studie und die Webanwendung wird COSMO-REA6 genutzt, was in  $\sim 6 \text{ km} \times 6 \text{ km}$  Auflösung vorliegt. Die anderen Datensätze werden mittels "Nächster Nachbar"-Zuordnung auf das REA6 Gitter gemappt. Es wurden in allen Modellen die Jahre 2010 bis 2017 extrahiert und aufbereitet. Die Wettermodelle haben generell eine deutlich größere zeitliche Abdeckung, der limitierende Faktor besonders bei den aktuelleren Jahren ist das REA6 Modell, da dieses eingestellt wurde und nur bis 2018 verfügbar ist.

### 1.1.1 COSMO-REA6

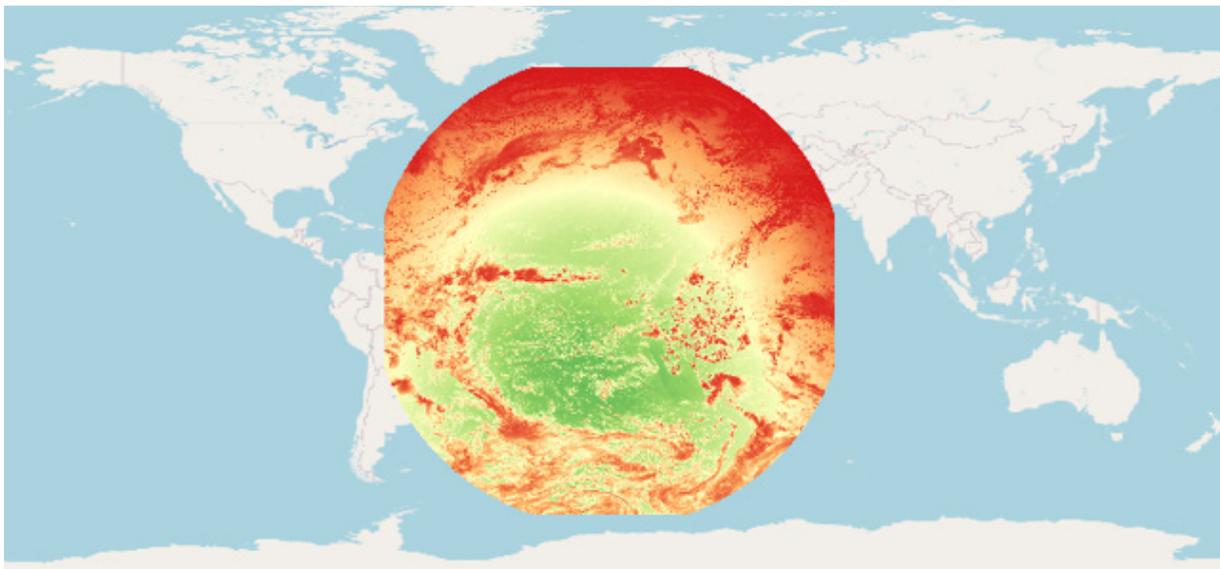
Für die Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe wird die Reanalyse COSMO-REA6 des DWD genutzt. Das Modell hat eine horizontale Auflösung von etwa  $6 \text{ km} \times 6 \text{ km}$  mit den Höhen 40, 60, 80, 100, 125, 150, 175 und 200 m über Grund. Die in der Web-Anwendung auswählbaren sowie die in der vorliegenden Studie angesetzten Nabenhöhen werden mittels logarithmischem Höhenprofil aus den jeweils nächstgelegenen Modellhöhen interpoliert. Der vom REA6 Modell abgedeckte Zeitraum umfasst die Jahre 1995 bis 2018, die zeitliche Auflösung ist stündlich.



**Abb. 2: Abdeckung des COSMO-REA6**

### 1.1.2 SARAHV3

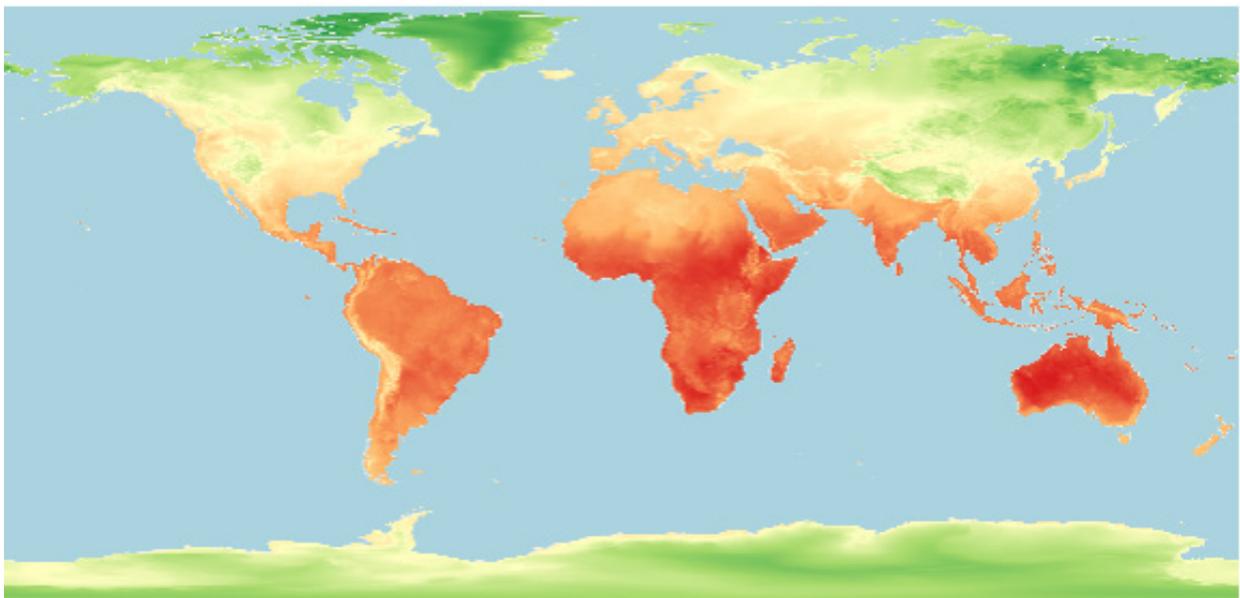
Für die Einstrahlung wird das Satellitenprodukt SARAHV3 der CM SAF genutzt. Hier werden Bilder des Meteosat Wettersatelliten unter Zuhilfenahme weiterer Wetterdaten in horizontale Einstrahlung umgerechnet. Die horizontale Auflösung beträgt etwa 3 km x 4 km, die zeitliche Auflösung ist halbstündlich und wird auf stündlich umgerechnet, um zu den anderen Datensätzen zu passen. Es sind die Jahre 1983 bis 2023 verfügbar.



**Abb. 3: Abdeckung von SARAHV3**

### 1.1.3 ERA5-Land

Für die Temperatur in 2 m über Grund wird die Reanalyse ERA5-Land des ECMWF genutzt. Das Modell hat eine horizontale Auflösung von etwa 10 km x 10 km und wurde durch eine erneute Simulation der ERA5 Bodenmodellschichten mit erhöhter Auflösung erstellt. Da diese Modellschichten die Ozeane explizit ausklammern, liegen Daten nur über dem Festland vor. Aufgrund der groben Auflösung gibt es dadurch an den Küsten REA6 Flächen, denen keine entsprechende ERA5-Land Fläche zugeordnet wurde. Hier wird die nächstgelegene ERA5-Fläche genommen. Da sich die Temperatur bei der regionalen Auflösung homogen verhält und in der Simulation nur als Faktor bei der Effizienz der PV-Module eingeht, ist diese Ungenauigkeit tragbar. Die ERA5-Land Daten liegen in stündlicher Auflösung vor und decken einen Zeitraum von 1979 bis 2023 ab.



**Abb. 4: Abdeckung von ERA5-Land**

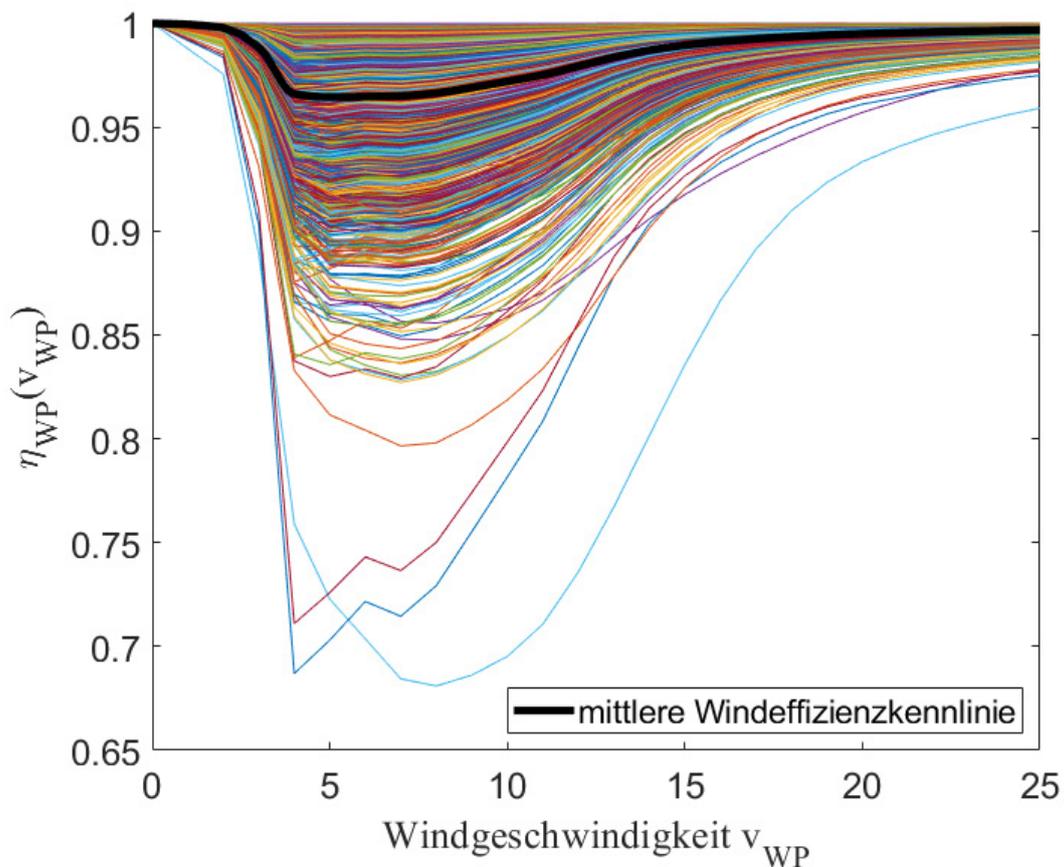
## 1.2 Windenergie

### 1.2.1 Abschattungseffekte

Die Windgeschwindigkeit, die eine Windenergieanlage zur Stromerzeugung nutzt, ist, von der gegebenen Windrichtung aus gesehen, hinter der Anlage deutlich reduziert. Weitere Anlagen des Windparks hinter dieser Anlage erfahren demzufolge eine geringere Windgeschwindigkeit. Diese Abschattungsverluste führen in Abhängigkeit der Windrichtung und der Anlagenstandorte zu einer Reduzierung der Stromerzeugung des Windparks.

Um die Abschattungseffekte zu modellieren, werden entsprechende Ansätze und Analysen aus [4] herangezogen, in denen die gegenseitigen Abschattungseffekte von 19.221 Windenergieanlagen in Deutschland modelliert werden, die insgesamt 2.364 Windparks mit mehr als einer

Windenergieanlage zugeordnet sind. Die Windrichtungen eines jeden Windparks werden dabei entsprechend ihrer Auftretshäufigkeit gemittelt (Windrichtungsgewichtung), um so genannte Windeffizienzkennlinien  $\eta_{WP}(v_{WP})$  zu erhalten, die lediglich von der Windgeschwindigkeit  $v_{WP}$  abhängen. Da sowohl die vorherrschenden Windrichtungen als auch die Anordnungen von Windenergieanlagen, je nach örtlichen Gegebenheiten, von Windpark zu Windpark stark unterschiedlich sein können, werden in der vorliegenden Studie mittlere Abschattungseffekte in Form einer mittleren Windeffizienzkennlinie angesetzt, wie sie in Abbildung 5 als schwarze Linie zu sehen ist.



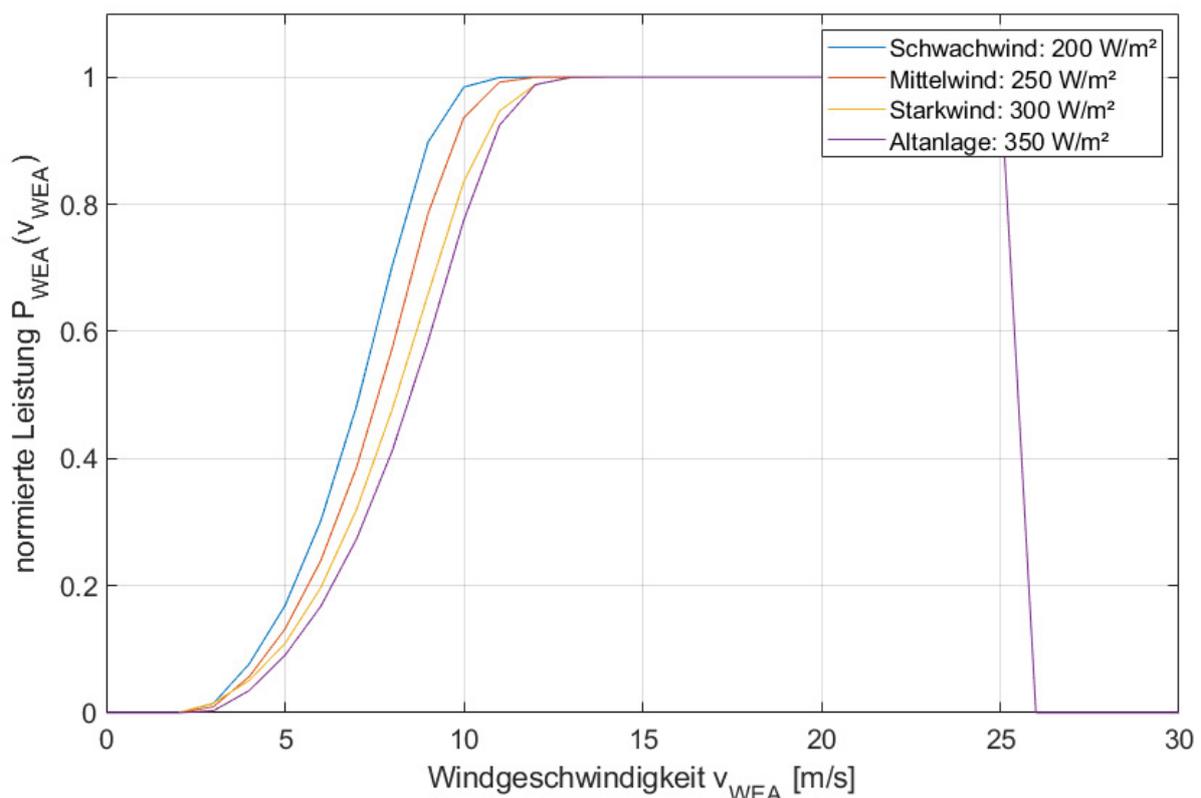
**Abb. 5: Windrichtungsgewichtete Windeffizienzkennlinien von 2.364 Windparks in Deutschland, sowie deren Mittelung [4]**

Abbildung 5 macht deutlich, dass die Windeffizienzkennlinien  $\eta_{WP}(v_{WP})$  von Windparks üblicherweise im Bereich von ca. 4 bis 12 m/s eine Absenkung aufweisen, wie sie auch in der mittleren Windeffizienzkennlinie abgebildet ist, sich jedoch in ihrem genauen Verlauf und insbesondere in der Höhe der Absenkung deutlich voneinander unterscheiden können.

Zur Berechnung der Windenergie-Erzeugung wird die Windgeschwindigkeit aus dem Wettermodell mit dem entsprechenden Wert der mittleren Windeffizienzkennlinie multipliziert. Danach erfolgt eine Umwandlung der resultierenden Windgeschwindigkeit in elektrische Leistung gemäß dem folgenden Kapitel.

## 1.2.2 Windleistungskennlinien

Die Modellierung der Windenergie-Zeitreihen verwendet so genannte Windleistungskennlinien zur Umwandlung der Windgeschwindigkeiten in Windenergie-Erzeugung. Windleistungskennlinien ordnen demzufolge einer gegebenen Windgeschwindigkeit eine Windleistung zu. Derartige Kennlinien liegen üblicherweise für einzelne Windenergieanlagen (WEA) (Windturbinen, Windräder) vor. Abbildung 6 zeigt die vier Windleistungskennlinien, wie sie in der Modellierung für die WEA-Typen „Schwachwind“, „Mittelwind“, „Starkwind“ und „Altanlage“ angesetzt werden und ein Verhältnis von Erzeugungsleistung zu Rotorfläche von  $200 \text{ W/m}^2$ ,  $250 \text{ W/m}^2$ ,  $300 \text{ W/m}^2$  bzw.  $350 \text{ W/m}^2$  aufweisen. Es sind synthetisch erzeugte Kennlinien, die die mittlere Charakteristik erwerblicher Windenergieanlagen widerspiegeln.



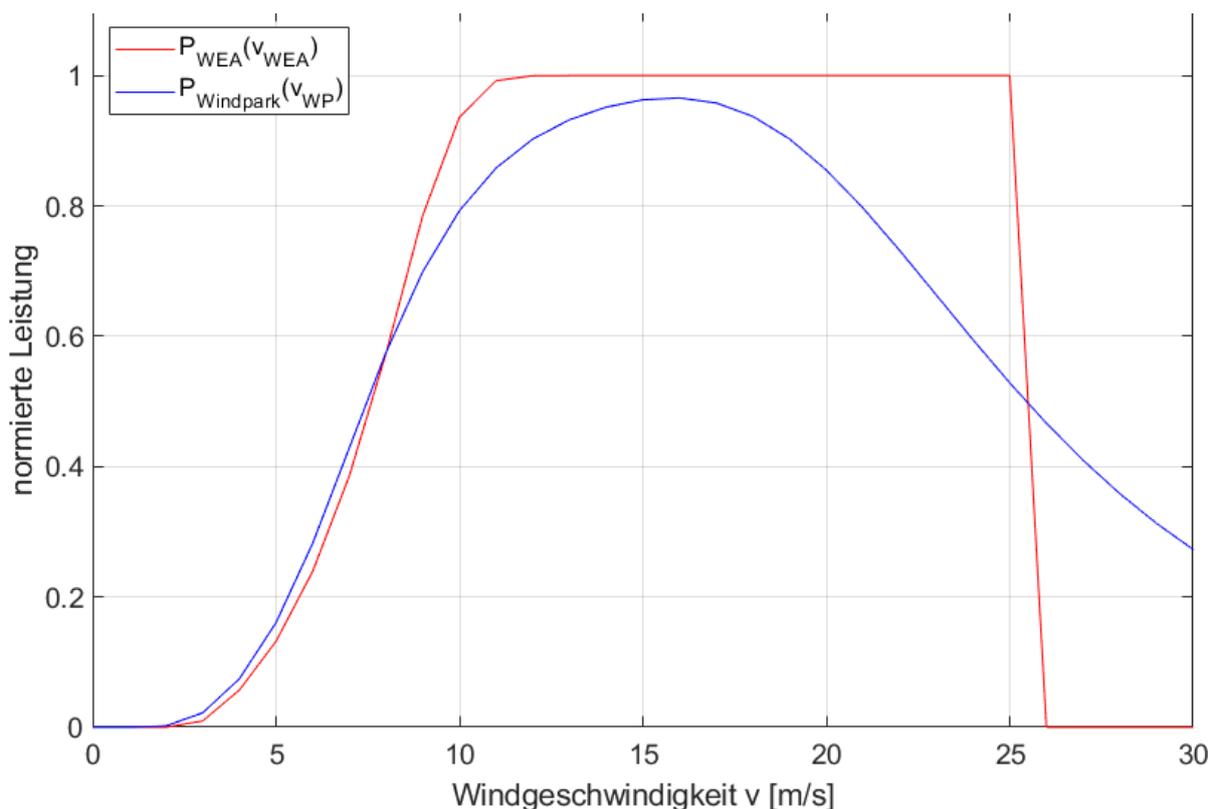
**Abb. 6: Zugrunde gelegte WEA-Leistungskennlinien**

Die vorliegende Studie verwendet aber nicht direkt diese „WEA-Leistungskennlinien“  $P_{WEA}(v_{WEA})$  zur Umwandlung der Windgeschwindigkeiten aus dem Wettermodell in Windleistung, sondern Leistungskennlinien, die für eine größere Anzahl von Windenergieanlagen gültig sind und

treffenderweise als „Windpark-Leistungskennlinien“  $P_{\text{Windpark}}(v_{\text{WP}})$  bezeichnet werden. Diese Windpark-Leistungskennlinien bilden einen mittleren Zusammenhang zwischen einer Windgeschwindigkeit aus dem Wettermodell und der Einspeisung einer Gruppierung von WEA ab. Die Verwendung von Windpark-Leistungskennlinien ist in der vorliegenden Studie notwendig, weil

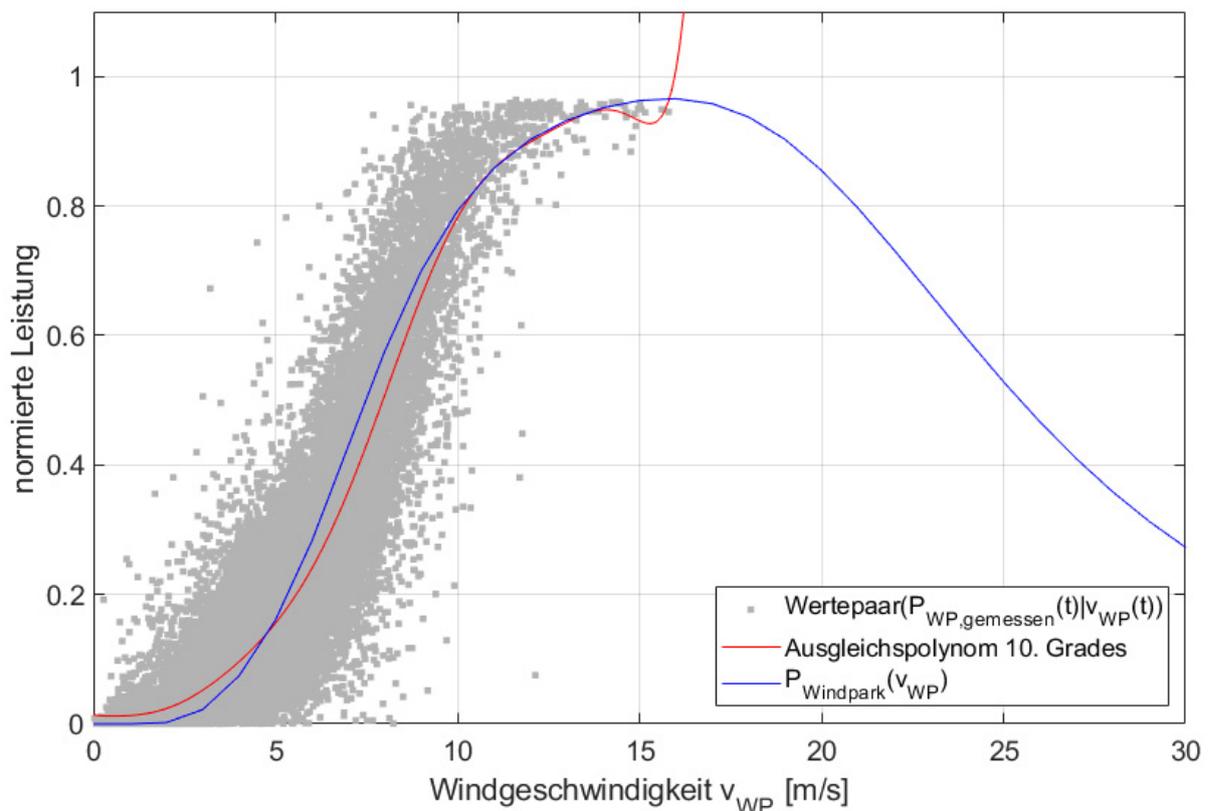
1. nicht die genauen WEA-Standorte, sondern lediglich die Zugehörigkeiten der WEA zu größeren Gebieten bekannt sind (und zwar der in der Web-Anwendung auswählbaren Wettermodell-Flächen).
2. die Wetterdatenbasis ein numerisches Wettermodell ist, dessen Windgeschwindigkeiten  $v_{\text{WP}}$  nicht für einen räumlichen Punkt, sondern für eine Fläche gelten.

Die verwendeten Windpark-Leistungskennlinien  $P_{\text{Windpark}}(v_{\text{WP}})$  resultieren aus einer Glättung der WEA-Leistungskennlinien  $P_{\text{WEA}}(v_{\text{WEA}})$  gemäß dem in [5] beschriebenen und an das verwendete Wettermodell angepassten Verfahren.



**Abb. 7:** Windpark-Leistungskennlinie  $P_{\text{Windpark}}(v_{\text{WP}})$ , wie sie aus der Glättung der WEA-Leistungskennlinie  $P_{\text{WEA}}(v_{\text{WEA}})$  „Mittelwind“ resultiert

Abbildung 8 verdeutlicht anhand von über vier Jahre hinweg gemessenen Leistungswerten  $P_{WP, gemessen}(t)$  eines Windparks, der über 34 WEA verfügt und eine installierte Gesamtleistung von 61 MW aufweist, inwieweit die angesetzte Windpark-Leistungskennlinie  $P_{Windpark}(v_{WP})$ , wie sie aus der Glättung der WEA-Leistungskennlinie  $P_{WEA}(v_{WEA})$  „Mittelwind“ resultiert, den mittleren Zusammenhang von Windgeschwindigkeiten aus einem Wettermodell und den Leistungsmesswerten widerspiegelt. Zur Darstellung des mittleren Zusammenhangs wird ein Ausgleichspolynom 10. Grades herangezogen.



**Abb. 8: Windpark-Leistungskennlinie  $P_{Windpark}(v_{WP})$ , wie sie aus der Glättung der WEA-Leistungskennlinie  $P_{WEA}(v_{WEA})$  „Mittelwind“ resultiert**

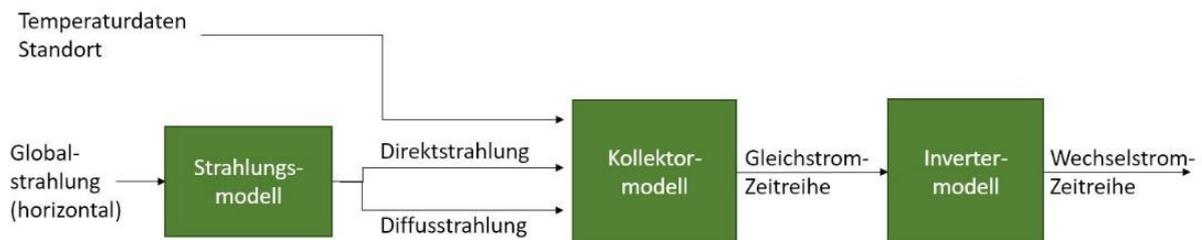
Es wird deutlich, dass die Windpark-Leistungskennlinie  $P_{Windpark}(v_{WP})$  den mittleren Zusammenhang im Windgeschwindigkeitsbereich von 0 m/s bis 5m/s unterschätzt und im Bereich von 5m/s bis 10m/s überschätzt. Es wird zudem deutlich, dass die Windpark-Leistungskennlinie ein natürlicheres Verhalten als das Ausgleichspolynom, welches Windgeschwindigkeiten größer 16 m/s Leistungswerte größer Eins zuordnet, wiedergibt.

Insgesamt lässt sich festhalten, dass Windpark-Leistungskennlinien nur eine Annäherung an den Zusammenhang von gemessenen Leistungen eines Windparks und Windgeschwindigkeiten

aus einem Wettermodell liefern können, da dieser aus verschiedenen Gründen eine Streuung aufweist. Als Gründe sind u.a. Abweichungen der Wettermodellwindgeschwindigkeiten von den tatsächlichen Windgeschwindigkeiten, nicht identifizierte Eingriffe in die Stromerzeugung des Windparks und Abschattungseffekte innerhalb der Windparks (siehe vorangegangenes Kapitel) zu nennen. Der mittlere Zusammenhang von gemessenen Leistungen und Windgeschwindigkeiten aus einem Wettermodell kann sich von Windpark zu Windpark zudem deutlich unterscheiden. Da keine eindeutigen Einflussgrößen wie etwa die Nennleistung, die Anlagenanzahl oder die Standarddistanz der Anlagen des Windparks bislang identifiziert werden konnten (siehe [4]), werden die geglätteten Windpark-Leistungskennlinien in der vorliegenden Studie gleichermaßen für alle zu modellierenden Zeitreihen der Windenergie-Erzeugung verwendet.

## 1.3 Photovoltaik

Das verwendete Modell zur Modellierung der PV-Zeitreihen ist ein physikalisches Modell, das mit meteorologischen Daten als Input die Leistungseinspeisung einer PV-Anlage abbildet. Es ist in drei Modelleinheiten gegliedert, deren Aufbau und Zusammenwirken der folgenden Abbildung 9 zu entnehmen sind.



**Abb. 9: Aufbau des PV-Modells [6]**

Im ersten Schritt wird die Globalstrahlung (siehe Kapitel 1.1) in direkte und diffuse Strahlungsanteile zerlegt [7]. Diese Werte bilden zusammen mit den Temperaturdaten und den räumlichen Daten wie geografischer Position, Ausrichtung und Neigung des Moduls den Input für das Kollektormodell.

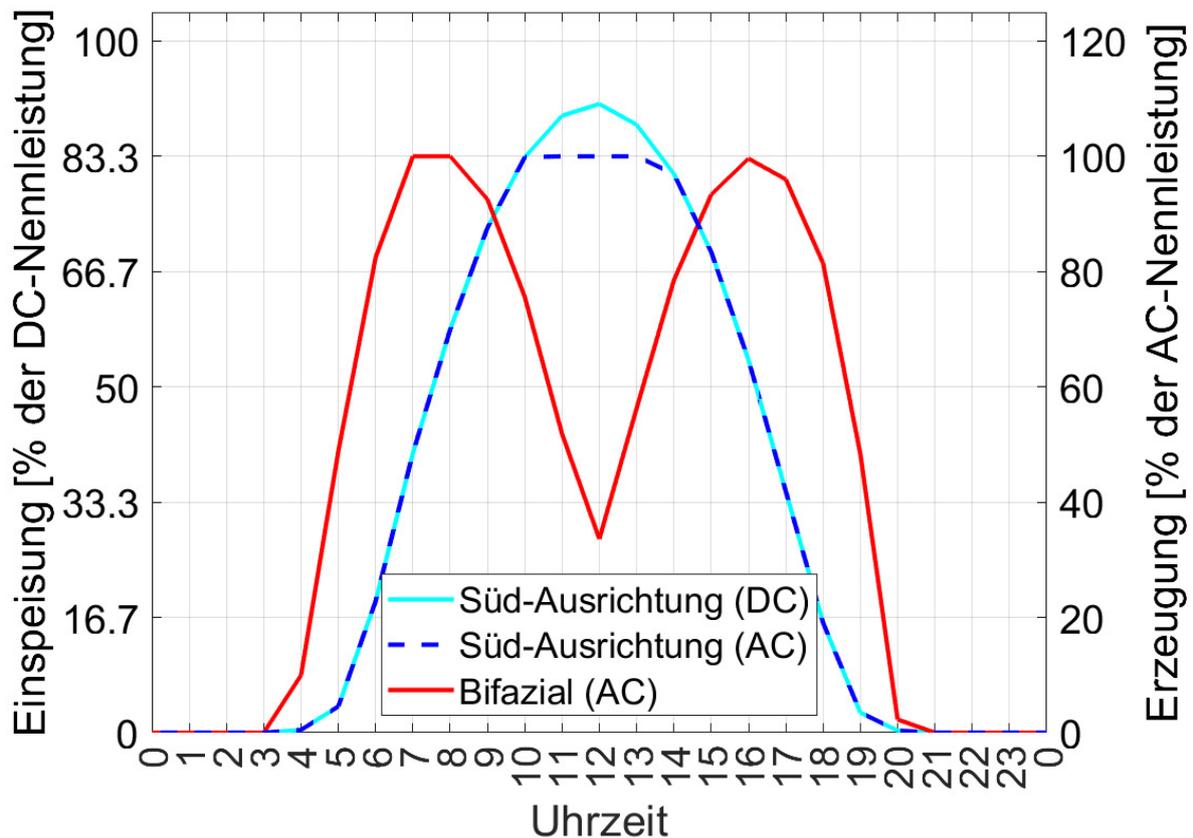
Die Lufttemperatur ist neben der Globalstrahlung eine Eingangsgröße in das Kollektormodell, da der Temperatureinfluss auf seine Effizienz abgebildet wird. Neben der Temperatureffizienz werden im Kollektormodell auch folgende Verluste als Reduktionsfaktoren berücksichtigt: Luftverschmutzung, Modulverschmutzung, Spektralsensitivität, nicht optimale Abstimmung zwischen den verschiedenen Komponenten und Kabelverluste [8]. Daraus ergibt sich eine Kennlinie des Kollektor-Wirkungsgrades in Abhängigkeit der Temperatur und Einstrahlung. Für bifaziale PV-Module, bei denen die Vorder- und die Rückseite Strom erzeugen und damit wie zwei Module wirken, wurde zusätzlich ein Wirkungsgradverlust von 10 % angesetzt, da die Rückseite durch die höhere Verschattung der Zellen auf der Modulrückseite einen geringeren Wirkungsgrad aufweisen.

Die Performance-Ratio ist in der Simulation nicht fix, sondern veränderlich in Abhängigkeit von der Temperatur und der Leistung bzw. der Einstrahlung. Das Kollektormodell generiert aus den Inputs eine DC-Leistungszeitreihe (Gleichstrom) (hellblaue Linie in Abbildung 10).

Die DC-Leistungszeitreihe wird durch das Invertermodell (Wechselrichtermodell) in eine normierte AC-Leistungszeitreihe (Wechselstrom) transformiert, die die Netzeinspeisung der PV-Anlage darstellt. Dabei werden ohmsche Verluste, Spannungsverluste und Inverterverluste berücksichtigt und daraus eine Inverter-Kennlinie in Abhängigkeit der DC-Eingangleistung erstellt [9]. In der

vorliegenden Studie wird ein DC/AC-Leistungsverhältnis von 1,2 angesetzt. Das bedeutet, dass die DC-Leistung (Modulleistung) 20 % höher ist als die AC-Leistung (Wechselrichterleistung). Die AC-Einspeisung der PV-Anlage wird auf die Nennleistung des Wechselrichters beschränkt (gestrichelte, dunkelblaue Linie in Abbildung 10). Mit Ausnahme von Auswertungen zu Volllaststunden (VLS), in denen die DC-Leistung herangezogen wird, bildet die AC-Einspeisung die Grundlage für sämtliche PV-Auswertungen in der vorliegenden Studie.

Abbildung 10 zeigt neben diesen modellierten DC- und AC-Einspeisungen einer nach Süden ausgerichteten PV-Anlage mit 20° Neigungswinkel (blaue Kurven) zudem auch die modellierte AC-Einspeisung einer PV-Anlage mit Ost-West-Ausrichtung und bifazialen Modulen sowie einem Neigungswinkel von 90° (vertikale Ausrichtung, rote Kurve). **Es wird deutlich, dass durch eine Kombination dieser beiden Anlagentypen eine Vergleichsmäßigung der PV-Einspeisung über den Tag erreicht wird.**



**Abb. 10: Veranschaulichung der modellierten Einspeisung (DC und AC) anhand eines sonnigen Tages**

## 1.4 Direkt abgeleitete Zeitreihen

Sämtliche in der Einleitung beschriebenen Größen (EE-Erzeugung, Netzeinspeisung, EE-Überschüsse, freies Einspeisepotenzial und Speicherung) können durch einfache Berechnungsvorschriften aus den Zeitreihen der Windenergie- und PV-Erzeugung unter Vorgabe der NVP-Anschlussleistung abgeleitet werden. Lediglich die Berechnung der Speicherung gestaltet sich etwas aufwendiger, weil hier eine Abhängigkeit eines jeden zu betrachtenden Zeitschritts vom vorangegangenen Zeitschritt gegeben ist (siehe folgendes Kapitel).

Die EE-Erzeugung ergibt sich aus der Aggregation der Windenergie- und PV-Zeitreihe zu jedem Zeitschritt  $t$ :

$$\mathbf{EEErzeugung(t) = Windenergie(t) + PV(t)}$$

Die Netzeinspeisung ergibt sich aus der EE-Erzeugung, sofern diese geringer als die NVP-Anschlussleistung ist, ansonsten entspricht sie dieser Formel:

$$\mathbf{Netzeinspeisung(t) = \begin{cases} \mathbf{EEErzeugung(t)} & \text{für } \mathbf{EEErzeugung(t) < NVPAnschlussleistung} \\ \mathbf{NVPAnschlussleistung} & \text{für } \mathbf{EEErzeugung(t) \geq NVPAnschlussleistung} \end{cases}}$$

Die EE-Überschüsse ergeben sich aus der Differenz von EE-Erzeugung und Netzeinspeisung:

$$\mathbf{EEÜberschüsse(t) = EEErzeugung(t) - Netzeinspeisung(t)}$$

Das freie Einspeisepotenzial ergibt sich aus der Differenz von NVP-Anschlussleistung und Netzeinspeisung:

$$\mathbf{Freies\ Einspeisepotenzial(t) = NVPAnschlussleistung - Netzeinspeisung(t)}$$

Es lässt sich auch eine Zeitreihe des Netzeinspeisungspotenzials erzeugen, die zu allen Zeitpunkten der NVP-Anschlussleistung entspricht:

$$\mathbf{Netzeinspeisungspotenzial(t) = NVPAnschlussleistung}$$

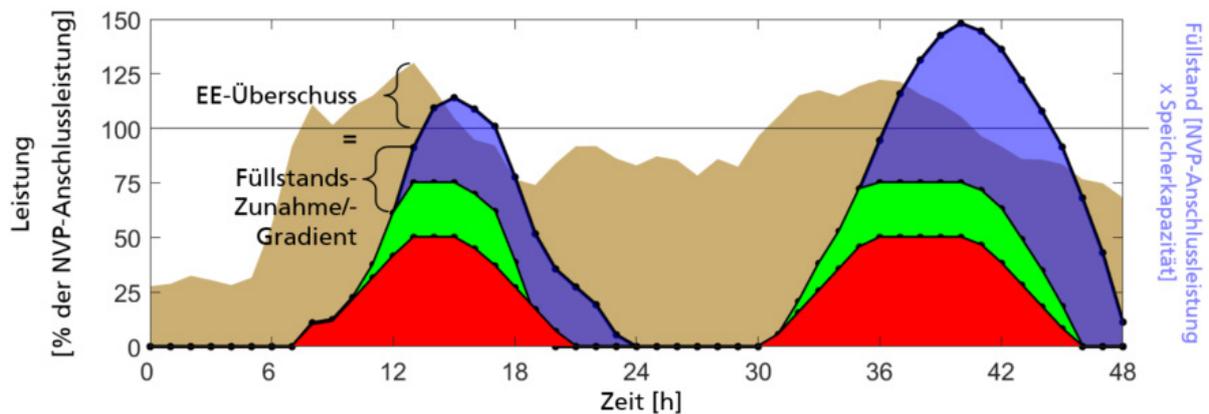
## 1.5 Speicherung

EE-Überschüsse können 1. der Sektorenkopplung zugeführt, 2. gespeichert oder 3. abgeregelt werden. Für die Speicherung müssen Energiespeicher, insbesondere Batterien, vorhanden sein. In diesem Kapitel wird die angesetzte Methode zur Modellierung der in Batterien gespeicherten EE-Überschüsse beschrieben.

In der Modellierung wird für jeden betrachteten Zeitschritt der Füllstand der Batterie berechnet. Der Füllstand wird dafür zunächst auf null gesetzt. Sobald eine EE-Erzeugung größer als 100 % der NVP-Anschlussleistung auftritt, beginnt in der Modellierung die Befüllung des Speichers um den Betrag des EE-Überschusses des Zeitschritts. Speicherverluste werden dabei in der Modellierung vernachlässigt. Folgen weitere Zeitschritte mit EE-Überschüssen, wird der Speicher weiter befüllt. Sobald Zeitschritte mit EE-Erzeugungen kleiner 100 % der NVP-Anschlussleistung auftreten, beginnt die Entleerung des Speichers mit sinkendem Füllstand, solange bis der Füllstand Null beträgt. Abbildung 11 verdeutlicht diese Modellierungsmethode anhand des theoretischen Speicherfüllstands bei unbegrenzter Speicherleistung und Speicherkapazität (blaue Fläche). Wie weiter unten beschrieben, werden in der Modellierung die Speicherleistung und Speicherkapazität allerdings beschränkt.

Diese Modellierungsmethode nimmt an, dass der Speicher EE-Überschüsse schnellstmöglich und möglichst vollständig abspeichert und im Gegenzug freies Einspeisepotenzial (bei der die EE-Erzeugung geringer als die NVP-Anschlussleistung ist) schnellstmöglich und möglichst vollständig durch Speicherentladung deckt. Im Fall des unbegrenzten Speichers können so 100 % der EE-Überschüsse gespeichert werden.

In der Praxis ist ein Speicher mit unbegrenzter Speicherleistung und Speicherkapazität jedoch nicht rentabel. Neben der Speicherleistung, die angibt, wieviel Leistung der Speicher in einem Zeitschritt aufnehmen kann (dargestellt durch die Gradienten in Abbildung 11) ist die Speicherkapazität relevant, die auch als Speichervolumen bezeichnet werden könnte und angibt, wieviel Energie der Speicher aufnehmen kann bis er vollständig geladen bzw. schlichtweg „voll“ ist. Für das Speichervolumen ist von Interesse, wie lange EE-Überschüsse andauern. In der vorliegenden Studie wird für die Speicherkapazität die Einheit Stunden ([h]) angesetzt. Die Multiplikation von Speicherkapazität und Speicherleistung ergibt die Energiemenge, die der Speicher aufnehmen kann.



Legende	Speicherleistung [% NVP-Anschlussleistung]	Speicherkapazität [h]	Speicherung [% EE-Überschüsse]
● EE-Erzeugung	-	-	-
● Speicherfüllstand	unbegrenzt	unbegrenzt	100
● Speicherfüllstand	100	0,75	57
● Speicherfüllstand	10	5	38

**Abb. 11: Illustration der Speichermodellierung**

In Abbildung 11 wird verdeutlicht, wie sich Begrenzungen des Speichers hinsichtlich Speicherleistung und Speicherkapazität auswirken. Die grüne Fläche zeigt den Füllstand eines Speichers an, der mit 100 % der NVP-Anschlussleistung zwar eine sehr hohe Speicherleistung aufweist, mit 0,75 allerdings nur eine geringe Speicherkapazität. Entsprechend dieser Beschränkungen kann der Füllstand nicht über einen Wert von 75 (Speicherleistung x Speicherkapazität) ansteigen. Für die rote Fläche wurde eine niedrigere Speicherleistung von 10 % der NVP-Anschlussleistung angesetzt. Es wird deutlich, dass der Speicher nicht die im Verhältnis hohen EE-Überschüsse aufnehmen kann; der Speicherfüllstand nimmt mit einem Gradienten von höchstens 10 % der NVP-Anschlusskapazität zu und ab. Die angesetzte Speicherkapazität von 5 h führt dazu, dass der Speicher bei dem Wert von 50 (Speicherleistung x Speicherkapazität) voll ist.

## 2 AUSWERTUNGEN

Im vorangegangenen Kapitel wurden die Methoden zur Berechnung folgender Zeitreihen beschrieben:

1. Windenergie
2. Photovoltaik
3. EE-Erzeugung
4. Netzeinspeisung
5. EE-Überschüsse
6. Freies Einspeisepotenzial
7. Speicherung

In diesem Kapitel werden die Zeitreihen hinsichtlich ihrer Jahresenergien in Prozent des Netzeinspeisungs-Potenzials ausgewertet (woraus sich der Kapazitätsfaktor NVP ergibt). Dies geschieht zum einen für Gesamtdeutschland und fünf Beispielstandorte, zum anderen für elf Ausbauvarianten und ermöglicht eine einheitliche Darstellung.

Die nachfolgenden Analysen basieren auf der Datengrundlage der acht Wetterjahre 2010 bis 2017. Dieser Zeitraum prägte sich durch „schlechte“ als auch „gute“ Wetterjahre aus und bildet somit eine aussagekräftige Datenbasis.

### 2.1 Konfigurationen

#### 2.1.1 Anlagentechnologien und Beispielstandorte

Für die Untersuchungen werden unterschiedliche Anlagenkonfigurationen angesetzt, die in Tabelle 1 wiedergegeben sind. Demnach werden für Zubau-Windenergieanlagen unterschiedliche Nabenhöhen und Anlagentypen bzw. Flächenleistungen für die Bundesländer angesetzt, um einen realistischeren Rahmen zu erhalten. Hintergrund hierfür ist, dass an windstärkeren Standorten (z.B. Schleswig-Holstein) eher Starkwindanlagen ( $300 \text{ W/m}^2$ ) mit 120 m Nabenhöhe gebaut werden, in Süddeutschland hingegen deutlich höhere Nabenhöhen und Schwachwind-

anlagen mit einer kleineren Flächenleistung (Verhältnis zwischen Rotorfläche und Nennleistung in  $W/m^2$  einer Anlage) zum Ausgleich der dort etwas windschwächeren Standorte.

Für Bestands-Windenergieanlagen werden dieselben Technologien angesetzt, um eine Vergleichbarkeit der Ergebnisse zu gewährleisten. Diese Werte stammen aus dem Marktstammdatenregister und bilden den Mittelwert aller Windenergieanlagen (MW – Klasse) in den letzten 15 Jahren ab (zwischen 2008 und Juni 2023).

Ein einheitlicher Wert wird ebenfalls für PV-Anlagen, für die eine Süd-Ausrichtung und  $20^\circ$  Neigung angesetzt werden, innerhalb der Studie realisiert. Eine Ausnahme bilden die Ausbauvarianten A4 und A5 (siehe nächstes Kapitel), die eine Ost-West-Ausrichtung und  $15^\circ$  Neigung bzw. vertikale PV-Anlagen mit Ost-West-Ausrichtung und  $90^\circ$  Neigung ansetzen.

Tabelle 1 nennt auch die Bundeslandzugehörigkeit der fünf Beispielstandorte, die zusammen mit ganz Deutschland in Kapitel 2.3 bis 2.6 ausgewertet werden. Abbildung 12 zeigt die ca. 10.000 Gitterflächen, für die die deutschlandweiten Auswertungen vorgenommen werden, sowie die genauen Positionen der fünf Beispielstandorte.

	Beispielstandort	Windenergie						Photovoltaik	
		Zubau			Bestand			Bestand und Zubau	
		Nabenhöhe [m]	Anlagentyp	Flächenleistung [W/m <sup>2</sup> ]	Nabenhöhe [m]	Anlagentyp	Flächenleistung [W/m <sup>2</sup> ]	Ausrichtung	Neigungswinkel [°]
Schleswig-Holstein	1	130	Stark	300	120	Alt	Süd	20°	
Niedersachsen		150	Mittel	250					
Hamburg									
Bremen									
Mecklenburg-Vorpommern									
Brandenburg	2								
Berlin									
Nordrhein-Westfalen	3	170	Schwach	200					
Sachsen-Anhalt									
Hessen	4								
Thüringen									
Sachsen		5	Bayern						
Rheinland-Pfalz									
Saarland									
Baden-Württemberg									
Bayern									

**Tab. 1: Angesetzte EE-Technologien**



Abb. 12: Die ausgewerteten Gitterflächen (ca. 10.000) und die fünf Beispielstandorte

## 2.1.2 Ausbauvarianten

Für die Analysen werden elf Ausbauvarianten angesetzt, wie sie in Tabelle 2 zusammengefasst sind: In den Ausbauvarianten A1 bis A5 entspricht die installierte EE-Leistung, sei es Windenergie (A1 und A2), sei es PV (A3 und A5), mit 100 % genau der NVP-Leistung. In diesen Szenarien wird keine Überbauung angesetzt, weshalb diese als Referenz dienen.

In den übrigen Ausbauvarianten wird eine Überbauung der NVP-Leistung durch EE-Leistung angesetzt; in unterschiedlichem Ausmaß und mit unterschiedlichen Anteilen von Windenergie und PV. So weisen die Ausbauvarianten B1 bis B3 eine mittlere Überbauung der NVP-Anschlussleistung von zusätzlich 50 % aus (insgesamt somit 150 % Nennleistung am NVP), während die Ausbauvarianten C1 bis C3 eine stärkere Überbauung der NVP-Anschlussleistung von zusätzlich 150 % vorsehen (insgesamt somit 250 % Nennleistung am NVP). Die installierte Windleistung setzt sich dabei immer zu 50 % aus Bestands-Anlagen und zu 50 % aus Zubau-Anlagen zusammen.

Bezeichnung	Überbauung der NVP-Anschlussleistung						
	EE	Insge- samt	PV		Windenergie		
			Neigung	Ausrich- tung	Insge- samt	Bestand	Zubau
A1 Wind Bestand	100 %	0 %	-	-	100 %	100 %	0 %
A2 Wind Zubau	100 %	0 %	-	-	100 %	0 %	100 %
A3 Süd PV	100 %	100 %	20°	Süden	0 %	0 %	0 %
A4 Ost/West PV	100 %	100 %	15°	Ost/ West	0 %	0 %	0 %
A5 Bifazial PV	100 %	100 %	90°	Ost/ West	0 %	0 %	0 %
B1 Mittlere Überbau- ung, winddominiert	150 %	30 %	20°	Süden	120 %	60 %	60 %
B2 Mittlere Überbau- ung, ausgeglichen		75 %	20°	Süden	75 %	37,5 %	37,5 %
B3 Mittlere Überbau- ung, PV-dominiert		120 %	20°	Süden	30 %	15 %	15 %
C1 Starke Überbau- ung, winddominiert	250 %	50 %	20°	Süden	200 %	100 %	100 %
C2 Starke Überbau- ung, ausgeglichen		125 %	20°	Süden	125 %	62,5 %	62,5 %
C3 Starke Überbau- ung, PV-dominiert		200 %	20°	Süden	50 %	25 %	25 %

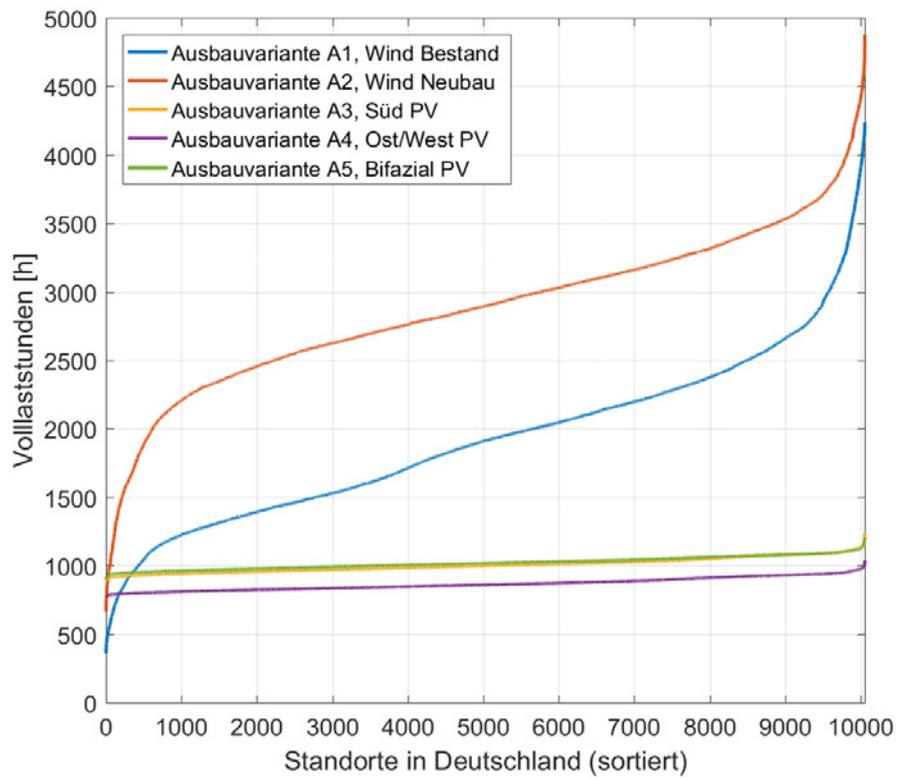
**Tab. 2: Ausgewertete Ausbauvarianten unter Angabe der angesetzten Prozent der NVP-Anschlussleistung**

Da in der Realität sowohl eine winddominierte oder PV-dominierte Überbauung als auch ein ausgeglichenes Verhältnis beider EE-Technologien möglich sind, werden diese Ausbauvarianten ebenfalls abgebildet. Dies ermöglicht entsprechende Erkenntnisse eines solchen Überbauungsrahmens hinsichtlich der EE-Überschüsse, der Nutzung/Auslastung der Netzkapazität, des sinnvollen Einsatzes von Speichern oder auch der Kombination zum Einsatz steuerbarer Erneuerbarer Erzeuger (u.a. Bioenergie, Wasserkraft).

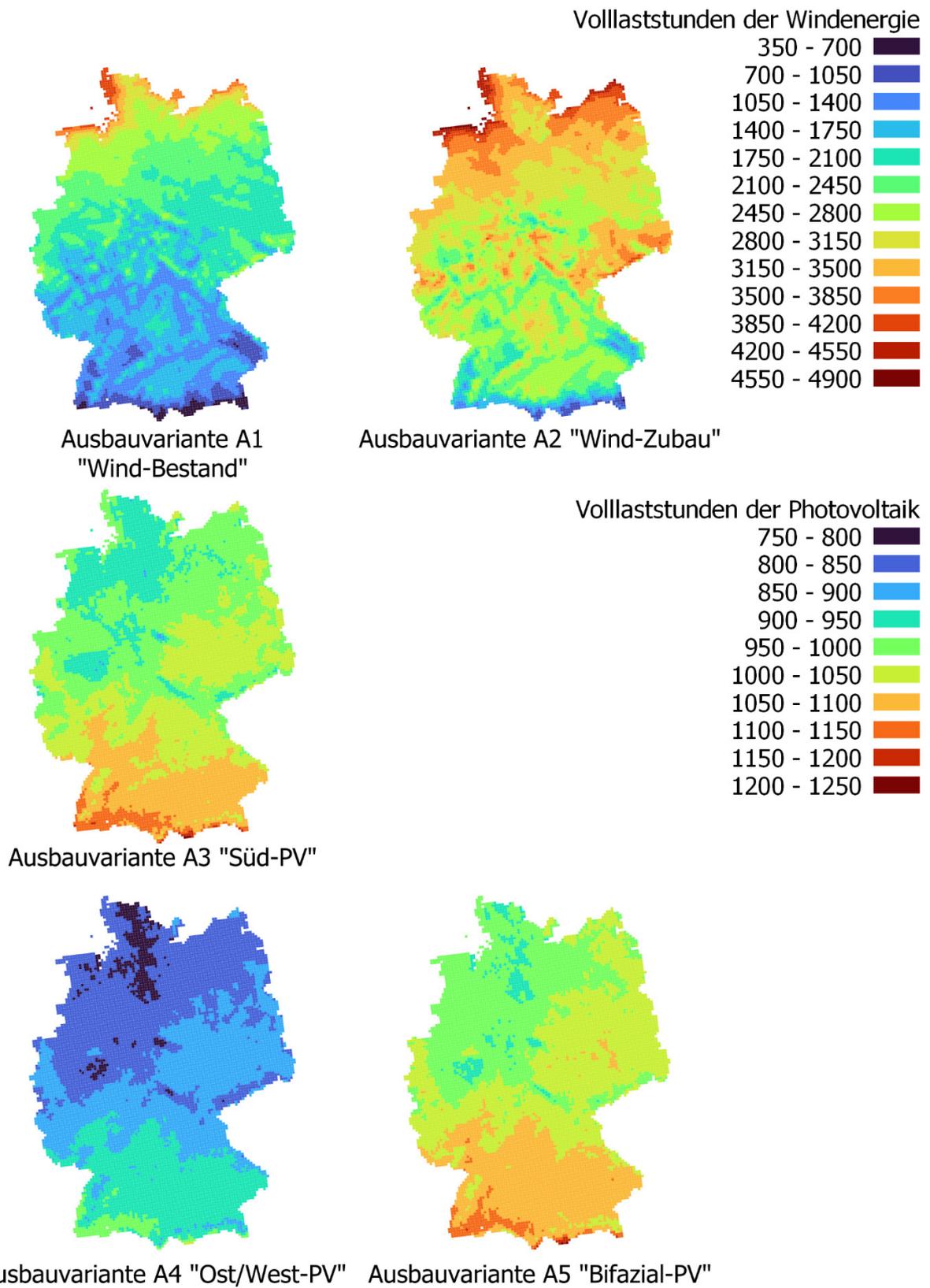
## 2.2 EE-Erzeugung

Die Deutschland-Karten in Abbildung 14 zeigen die EE-Erzeugung für alle betrachteten Gitterflächen. Als Maß für die EE-Erzeugung werden Volllaststunden angesetzt. Volllaststunden sind hierbei der Nutzungsgrad einer Anlage, in dem beschrieben wird, wie viele Stunden eine Anlage auf Nennleistung laufen müsste, um die Jahresarbeit zu erzielen. Im Fall der PV-Karten wurde hierbei die DC-PV-Leistungen zugrunde gelegt.

Es wird deutlich, dass Windenergie im Mittel deutlich höhere Volllaststunden als PV erreicht. Die Volllaststunden von modernen Windenergieanlagen (Variante A2) liegen auch deutlich höher als die des Windenergie-Bestands (Variante A1). Während mit der gewählten Anlagentechnik von Bestandsanlagen (120 m Nabhöhe, 300 W/m<sup>2</sup> Flächenleistung) in Deutschland in 50 % aller Rasterpunkte über 1.900 Volllaststunden über die acht Wetterjahre erzeugt werden können, liegt dies im Mittel für die Konfiguration der Neuanlagen in Deutschland bei über 2.800 Volllaststunden. Dabei handelt es sich nicht nur um eine reine Erhöhung der Volllaststunden der Anlagen, sondern vor allem um Erhöhungen im Schwachwindbereich.



**Abb. 13: Sortierte Volllaststunden der Ausbauvarianten A1 bis A5**



**Abb. 14: Volllaststunden der Ausbauvarianten A1 bis A5**

Hinsichtlich der PV-Volllaststunden wird deutlich, dass vertikale Anlagen (90° Ost-West, bifaziale Module, Variante A5) etwas höhere Werte erzielen als südausgerichtete (Variante A3). Das liegt vor allem daran, dass bifaziale Module im senkrechten Rahmen wie zwei Module wirken. Ein wesentlicher Vorteil von vertikalen Anlagen besteht aber zusätzlich auch in folgenden Aspekten:

### a) Veränderte PV-Einspeisung (Tagesgang)

Wie in Abbildung 10 gut zu erkennen, besitzen vertikal installierte bifaziale Module in Ost-West-Ausrichtung statt einem Mittagspeak jeweils ein Einspeisungspeak am Vormittag (ca. 7 bis 9 Uhr) und am Abend (18 bis 20 Uhr). Dieses Einspeisungsprofil entspricht deutlich besser dem Verbrauchsprofil der deutschen Stromlast.

### b) Nutzbarkeit der Fläche für PV als auch für die Landwirtschaft

Mit einer senkrechten Aufstellung der Module müssen die gewählten Abstände zwischen den Modulreihen deutlich breiter sein als in der typischen Südausrichtung mit 20° Neigung. Dies führt dazu, dass bei Freiflächen mit solcher senkrechten Aufstellung ausreichend Platz entsteht, um zwischen den Modulreihen landwirtschaftliche Fläche nutzbar zu realisieren (siehe Abbildung 15), welche sich sowohl für Pflanzenanbau als auch für Viehzucht eignen kann.



**Abb. 15: Beispiel einer vertikalen Freiflächenanlage mit Bionutzung (Quelle: Next2Sun)**

### c) Kein Mittagspeak

Aufgrund des notwendigen starken PV-Ausbaus in Deutschland, welcher einem Vielfachen der maximalen Stromlast in den folgenden zwei Jahrzehnten entsprechen wird, kommt es bei dem Mittagspeak zu erheblichen Gradienten, die sowohl netztechnisch als auch marktseitig entsprechende Flexibilitäten notwendig machen. Senkrecht aufgestellte PV-Anlagen besitzen

dagegen keinen Mittagspeak wie fast alle bisher in Deutschland errichteten PV-Anlagen. Somit kann mit einem höheren Leistungsanteil von senkrecht aufgestellten PV-Modulen in Zukunft bei gleicher Gesamtinstallation der Bedarf an Markt- und Netzflexibilitäten reduziert werden.

#### **d) Weniger Verschmutzung bzw. Schneebedeckung**

Senkrecht aufgeständerte PV-Module weisen durch Ihre Aufständigung eine höhere natürliche Säuberung (z.B. durch Regen) bzw. geringeren Verschmutzungsgrad auf. Zudem werden Produktionseinbußen aufgrund von Schneebedeckung verhindert.

Ein entsprechender Anteil von senkrecht aufgeständerten PV-Anlagen (in Ost-West-Ausrichtung) führt somit in Kombination mit klassischen PV-Freiflächenanlagen (nach Süden ausgerichtet) zu einer Verlängerung der Einspeisedauer über den Tag und ermöglicht gleichzeitig eine bessere Integration hoher PV-Leistungen.

In Abbildung 13 sind die Volllaststunden aller ca. 10.000 Gitterflächen für die Ausbauvarianten A1 bis A5 aufsteigend sortiert. Es wird deutlich, dass die Windenergie-Ausbauvarianten A1 und A2 für den Großteil der Gitterflächen nicht nur höhere Volllaststunden als die PV-Ausbauvarianten A3 bis A5 aufweisen, sondern auch eine weitaus größere Spanne abdecken.

Gut zu erkennen ist hierbei aber auch, dass der aktuelle Ausbau an neuen Windenergieanlagen einen deutlich höheren Volllaststundenbereich ermöglicht als der „Wind-Bestand“ in der Ausbauvariante A1. So liegen in ungefähr 40 % aller Rasterpunkte die Volllaststunden der Ausbauvariante A2 („Wind-Zubau“) um mehr als 1.000 Stunden höher als am gleichen Standort mit der Ausbauvariante A1 („Wind-Bestand“). Anhand der Abbildung 14 ist zudem gut zu erkennen, dass auch in Süddeutschland in der Mehrzahl aller Rasterpunkte unter Verwendung hoher Nabenhöhe und starker Schwachwindanlagen Volllaststunden von deutlich mehr als 2.500 h/a existieren. Dies belegt nochmals sehr deutlich, dass mehr als ausreichend gute Standorte auch in Süddeutschland für die Windenergienutzung existieren.

Für PV liegen die Volllaststunden im Mittel über Deutschland bei ca. 1.000 (Variante A3), ca. 850 (Variante A4) und ca. 1.000 (Varianten A5).

Die Auswertungen der EE-Erzeugung gehen im Folgenden anhand der Beispielstandorte weiter ins Detail. Tabelle 3 zeigt die Jahresenergieerträge der EE-Erzeugung für die Beispielstandorte und Ausbauvarianten. Als Maß für die EE-Erzeugung wird der Anteil am Netzeinspeisungs-Potenzial in Prozent verwendet. Für die Ausbauvarianten A1 bis A4 entsprechen die Werte der Tabelle den Kapazitätsfaktoren der Windenergie- bzw. PV-Erzeugung, da die installierten EE-Leistungen hier den NVP-Anschlussleistungen entsprechen und es somit zu keiner Überbauung und somit auch zu keinen EE-Überschüssen kommen kann.

Die Werte für A1 geben die Kapazitätsfaktoren des Windenergie-Bestands an, die Werte von A2, A3, A4 und A5 entsprechend die Kapazitätsfaktoren des Windenergie-Zubaus, der Photovoltaik bei Ausrichtung nach Süden, der Photovoltaik bei Ost-West-Ausrichtung (15° Neigung) bzw. der vertikalen Photovoltaik bei Ost-West-Ausrichtung (90° Neigung) und Verwendung von bifazialen Modulen. Multipliziert man die Prozentwerte des Netzeinspeisungspotenzials der Varianten A1 bis A5 mit den Stunden eines Jahres (8.760) ergeben sich die entsprechenden Volllaststunden, die ebenfalls in Tabelle 3 angegeben werden.

In den Ausbauvarianten B1 bis C3 wird eine Überbauung der EE-Erzeugung angesetzt, weshalb die angegebenen Werte auf die NVP-Anschlussleistungen bezogen werden.

Beispielstandort 1 in Schleswig-Holstein weist die höchste Windenergie-Erzeugung und die niedrigste PV-Erzeugung auf, während es beim Beispielstandort 5 in Bayern umgekehrt ist. Die winddominierten Ausbauvarianten B1 und C1 erreichen, aufgrund der höheren Volllaststunden der Windenergie gegenüber der Photovoltaik, deutlich höhere EE-Erzeugungen als die PV-dominierten Ausbauvarianten B3 und C3.

Beispielstandort	1		2		3		4		5	
Bundesland	Schleswig-Holstein		Brandenburg		Nordrhein-Westfalen		Hessen		Bayern	
Ausbauvariante	%	VLS	%	VLS	%	VLS	%	VLS	%	VLS
A1 Wind Bestand	39,5	3460	23,4	2046	25,6	2244	22	1929	17,1	1495
A2 Wind Neubau	43,3	3796	33,3	2915	35,6	3115	36,1	3161	31,5	2756
A3 Süd PV	13,4	977	13,5	985	13,3	968	12,8	935	14,1	1030
A4 Ost/West PV	11,4	833	11,6	845	11,4	833	11,2	814	12,3	898
A5 Bifazial PV	13,5	985	13,9	1012	13,5	987	13,1	953	14,5	1056
B1 Mittlere Überbauung, winddominiert	53,7		38		40,7		38,7		33,3	
B2 Mittlere Überbauung, ausgeglichen	41,1		31,4		32,9		31,4		28,8	
B3 Mittlere Überbauung, PV-dominiert	28,5		24,7		25,1		24,1		24,2	
C1 Starke Überbauung, winddominiert	89,5		63,4		67,8		64,5		55,6	
C2 Starke Überbauung, ausgeglichen	68,5		52,3		54,8		52,3		48	
C3 Starke Überbauung, PV-dominiert	47,5		41,1		41,8		40,1		40,3	

**Tab. 3: Jahresenergieerträge der EE-Erzeugung [ % des Netzeinspeisungs-Potenzials] für die Beispielstandorte und die Ausbauvarianten**

Abbildung 16 ist eine spezielle Darstellungsform für die EE-Erzeugung an den Beispielstandorten. Für die Darstellung werden die Wind- und PV-Leistung (Südausrichtung, 20°) in 1 %-Schritten von 0 % bis 200 % der NVP-Anschlussleistung variiert. Für die Windleistung werden in Übereinstimmung mit den Ausbauvarianten Wind-Bestand und -Zubau gleichanteilig angesetzt. Die farblichen Schattierungen geben die resultierende EE-Erzeugung in Prozent des Netzeinspeisungs-Potenzials wieder. Die Wind- und PV-Leistungen der Ausbauvarianten sind durch rote Rauten markiert. Diese Darstellung wird auch in der Web-Anwendung für jeden gewählten Standort ausgegeben.

Es wird in der Abbildung deutlich, dass bei Zunahme der installierten PV-Leistung und Zunahme der installierten Windleistung auch die EE-Erzeugung zunimmt, deren Wert durch die farbliche Schattierung im Hintergrund des Diagramms angezeigt wird. Zudem sind in der Abbildung auch so genannte Isolinien dargestellt, die so gewählt wurden, dass sie anzeigen, bei welchen X- und Y-Werten genau ein bestimmter Prozentsatz der EE-Erzeugung gegeben ist (schwarze Isolinien).

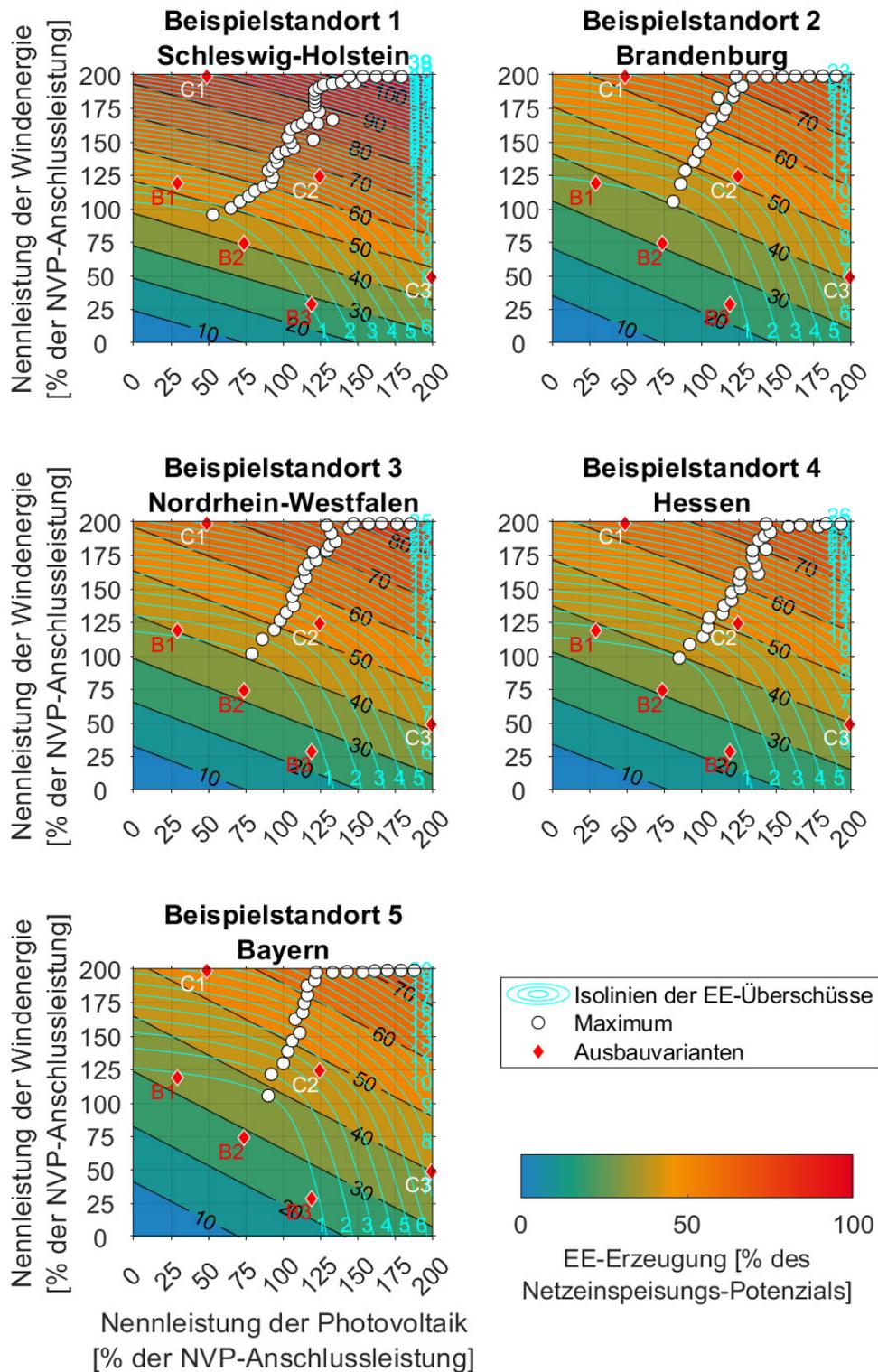
Anhand des Verlaufs der farblichen Schattierung und der schwarzen Isolinien der EE-Erzeugung wird deutlich, dass mit einer Zunahme der installierten Windleistung eine stärkere Zunahme der EE-Erzeugung einhergeht als mit einer entsprechenden Zunahme der installierten PV-Leistung.

Für den Beispielstandort 1 liegt die EE-Erzeugung bei einer installierten PV-Leistung von ca. 160 % und einer installierten Windleistung von 0 % bei etwa 20 %. Folgt man der Isolinie von 20 % EE-Erzeugung Richtung Y-Achse, wird deutlich, dass bei 0 % installierter PV-Leistung bereits ca. 50 % installierte Windleistung ausreichen um 20 % EE-Erzeugung zu erlangen. Dieser Effekt lässt sich durch die deutlich höheren Volllaststunden der Windenergie gegenüber der Photovoltaik begründen.

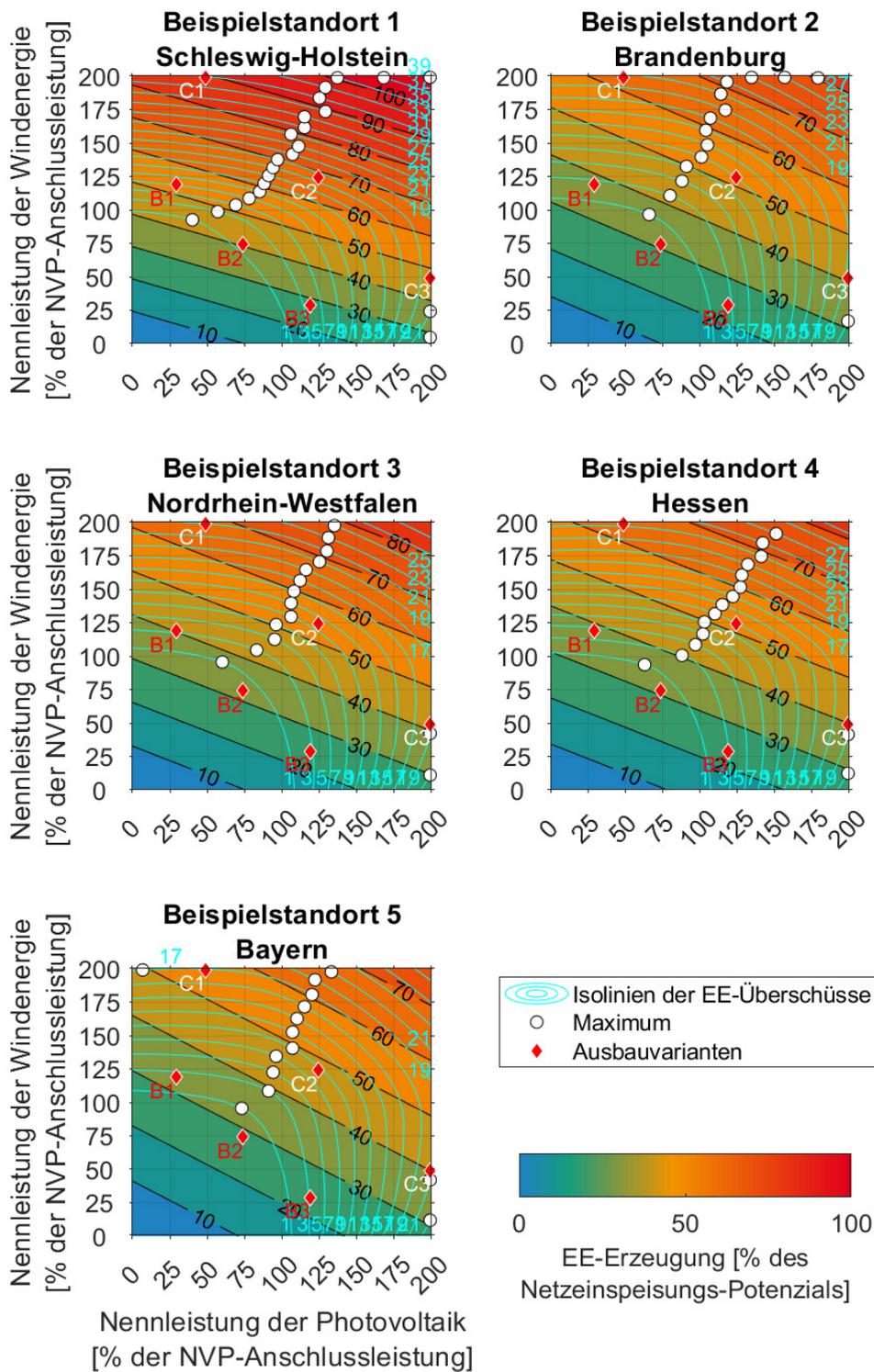
Werden die X- und Y-Achsenabschnitten bei 100 % betrachtet, so zeigen diese die Netzeinspeisungspotenziale, welche beim vollständigen Ausbau der jeweiligen EE-Technologie ohne Überbauung erzielt worden wären. Diese sind für den Beispielstandort 1 (Schleswig-Holstein) bei ca. 13 % für PV und ca. 40 % für Windenergie (vgl. Tabelle 3). Bei 125 % installierter PV-Leistung und 125 % installierter Windleistung, was die für Ausbauvariante C2 angesetzte Kombination ist, ergeben sich für den Beispielstandort 1 ca. 68 % EE-Erzeugung (vgl. Tabelle 3).

In Abbildung 16 sind auch hellblaue Isolinien der EE-Überschüsse in Prozent des Netzeinspeisungspotenzials dargestellt, wie sie aus Abbildung 29 resultieren. Die Überlagerung von EE-Überschüssen und EE-Erzeugung ermöglicht es optimalen Kombinationen von Windenergie und PV im Bezug zu jeweiligen maximal zulässigen EE-Überschüssen für ein erneuerbares Projekt zu ermitteln. Diese sind in Abbildung 16 durch weiße Punkte markiert, die die Kombination von Windenergie und PV anzeigen, bei der die höchste EE-Erzeugung bei gegebenen EE-Überschüssen erreicht wird. Wenn für Beispielstandort 1 beispielsweise 1 % EE-Überschüsse in Prozent des Netzeinspeisungspotenzials in Kauf genommen wird, lässt sich die höchste EE-Erzeugung an diesem Standort mit einer Installation von ca. 54 % PV und ca. 96 % Windenergie erzielen.

Als Alternative zu Abbildung 16 beziehen sich die hellblauen Isolinien in Abbildung 17 auf die EE-Überschüsse in Prozent der EE-Erzeugung, wie sie aus Abbildung 30 resultieren. Für EE-Projektierer ist diese Bezugsgröße in der Regel greifbarer, da sie angibt, welcher Prozentsatz der EE-Erzeugung nicht ins Netz eingespeist werden kann. Es ist zu beachten, dass sich die EE-Überschüsse in dieser Studie auf den gesamten Park beziehen, also auf Bestand und Zubau.



**Abb. 16:** EE-Erzeugung an den Beispielstandorten für Windenergie- & PV-Kombinationen mit Bezug der Isolinien der EE-Überschüsse auf das Netzeinspeisungs-Potenzial [%]



**Abb. 17: EE-Erzeugung an den Beispielstandorten für Windenergie- & PV-Kombinationen mit Bezug der Isolinien der EE-Überschüsse auf die EE-Erzeugung [%]**

## 2.3 Netzeinspeisung

Die Karten in Abbildung 18 zeigen die Netzeinspeisung für alle betrachteten Gitterflächen in Deutschland und die Ausbauvarianten A1 bis A5. Die Netzeinspeisung wird auf das Netzeinspeisungs-Potenzial als Maß bezogen und stellt somit die EE-Erzeugung abzüglich etwaiger EE-Überschüsse dar.

Für die Varianten A1 bis A5 entspricht die angegebene Netzeinspeisung dem Kapazitätsfaktor, weil in diesen Varianten keine Überbauung der NVP-Anschlusskapazität angesetzt wird und daher auch keine EE-Überschüsse existieren. Die Karten in Abbildung 18 sind folglich lediglich eine andere Darstellungsform der Karten zu den Volllaststunden aus Abbildung 14. Mit dem Faktor 8.760h lassen sie sich ineinander umrechnen. Bei Vergleich von Varianten A1 und A2 wird deutlich, dass moderne Windenergieanlagen (Variante A2) eine deutlich höhere Netznutzung über alle Rasterpunkte Deutschlands gegenüber den Bestandsanlagen (Variante A1) aufweisen.

Im Rahmen der PV wird deutlich, dass alle Rasterpunkte Deutschlands ein Netzeinspeisungspotenzial von 10 % bis 20 % (blaue Färbung) aufweisen. Das verdeutlicht das Potenzial an ungenutzter NVP-Leistung, welche mittels der in dieser Studie untersuchten Überbauung von Erneuerbarer Leistung an einem NVP nutzbar gemacht werden kann.

In den sortierten Netzeinspeisungen über alle Rasterpunkte in Abbildung 20 spiegeln sich die Kurven aus Abbildung 13 zu den sortierten Volllaststunden wider.

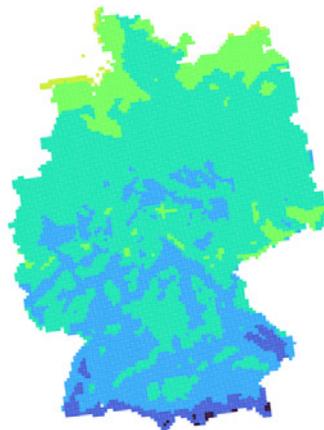
Im Gegensatz zu den Varianten A1 bis A5 werden für die Varianten B1 bis C3 Überbauungen der NVP-Anschlussleistung angesetzt. Es treten hier folglich EE-Überschüsse auf, weshalb die Netzeinspeisungen in Abbildung 19 nicht wie die in Abbildung 18 als Kapazitätsfaktoren der EE-Erzeugung zu verstehen sind. Der Vergleich der Karten in Abbildung 18 und Abbildung 19 macht jedoch den Zuwachs an Netzeinspeisung bei Überbauung deutlich. Allein bereits anhand der Farbgebung (als Maß der Netzeinspeisung) und somit als Netzauslastung des NVP kann erkannt werden, dass diese Steigerung im zweistelligen Prozentbereich liegt. Anhand der Ausbauvariante C1 (250 % überbaut, stark winddominiert) existieren vor allem an den Küstenbereichen Netzeinspeisungspotenzial von über 70 % und auch in weiten Teilen Norddeutschlands von über 50 %. Dieses Ergebnis unterstreicht eindrücklich die Sinnhaftigkeit der Überbauung, gerade im Kontext der besseren Auslastung der NVP.

Dies wird beim Vergleich der sortierten Netzeinspeisungen in Abbildung 20 und Abbildung 21 noch deutlicher. Abbildung 21 zeigt auch, dass vor allem die Überbauung mit Windleistung die Netznutzung steigert. Eine Überbauung um 250 % kann die Netzeinspeisung im Mittel in Deutschland auf bis zu 53 % steigern (Variante C1). Zum Vergleich liegt bei Variante A1 (Wind-Bestand) und Variante A2 (Wind-Zubau) jeweils ohne Überbauung die mittlere Netzeinspeisung bei ca. 22 % (Wind-Bestand) bzw. ca. 33 % (Wind-Zubau). Es kann somit in Ausbauvariante C1 das Netzeinspeisungspotenzial mehr als verdoppelt (gegenüber Wind-Bestand) bzw. um mehr als 60 % (Wind-Zubau) gesteigert werden.

Jahresenergieerträge der Netzeinspeisung [% des Netzeinspeisungs-Potenzials]



Ausbauvariante A1  
"Wind-Bestand"



Ausbauvariante A2 "Wind-Zubau"



Ausbauvariante A3 "Süd-PV"



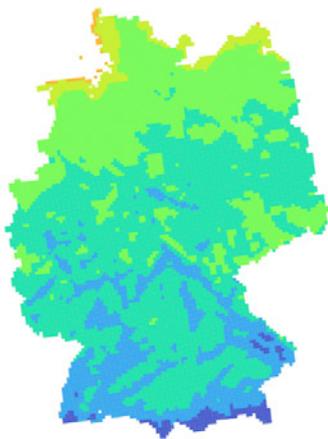
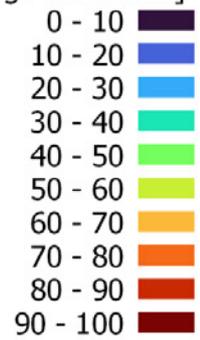
Ausbauvariante A4 "Ost/West-PV"



Ausbauvariante A5 "Bifazial-PV"

**Abb. 18: Jahresenergieerträge der Netzeinspeisung für die Ausbauvarianten A1 bis A5 [% des Netzeinspeisungs-Potenzials]**

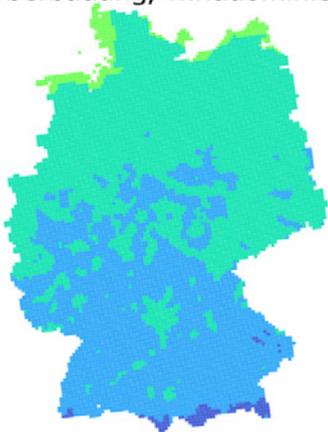
Jahresenergieerträge der Netzeinspeisung [% des Netzeinspeisungs-Potenzials]



Ausbauvariante B1 "Mittlere Überbauung, winddominiert"



Ausbauvariante C1 "Starke Überbauung, winddominiert"



Ausbauvariante B2 "Mittlere Überbauung, ausgeglichen"



Ausbauvariante C2 "Starke Überbauung, ausgeglichen"

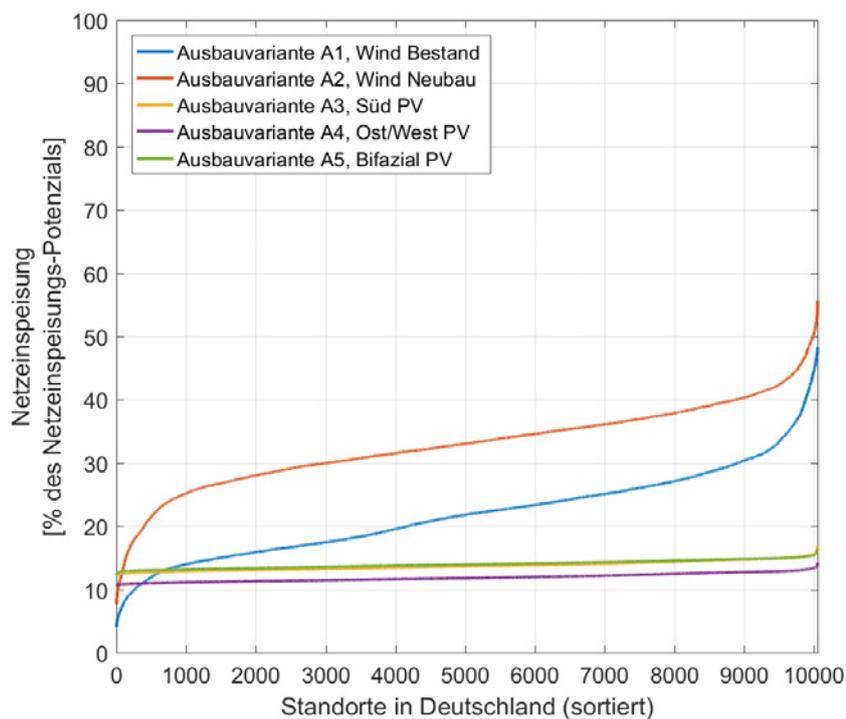


Ausbauvariante B3 "Mittlere Überbauung, PV-dominiert"

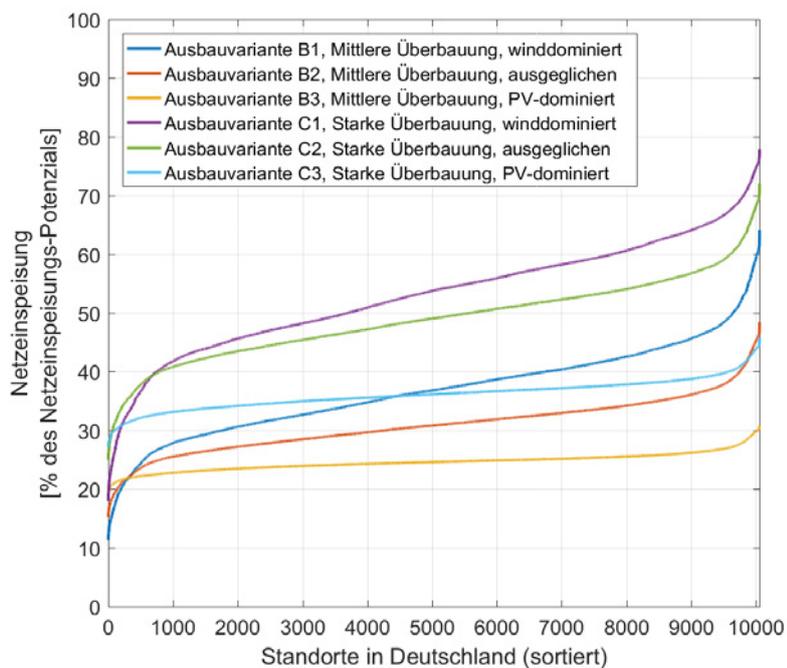


Ausbauvariante C3 "Starke Überbauung, PV-dominiert"

**Abb. 19: Jahresenergieerträge der Netzeinspeisung für die Ausbauvarianten B1 bis C5 [ % des Netzeinspeisungs-Potenzials]**



**Abb. 20: Sortierte Netzeinspeisung der Ausbauvarianten A1 bis A5**



**Abb. 21: Sortierte Netzeinspeisung der Ausbauvarianten B1 bis C3**

Die Auswertungen der Netzeinspeisungen für die Beispielstandorte in Tabelle 4 zeigt ebenfalls die erwähnte deutliche Steigerung bei Überbauung. Die höchste Netzeinspeisung ergibt sich für Beispielstandort 1 in Schleswig-Holstein und Variante C1. Hier wird der Netzverknüpfungspunkt im Mittel zu 69,6 % ausgelastet.

Beispielstandort	1	2	3	4	5
Bundesland	Schleswig-Holstein	Brandenburg	Nordrhein-Westfalen	Hessen	Bayern
Ausbauvariante	%	%	%	%	%
A1 Wind Bestand	39,5	23,4	25,6	22	17,1
A2 Wind Neubau	43,3	33,3	35,6	36,1	31,5
A3 Süd PV	13,4	13,5	13,3	12,8	14,1
A4 Ost/West PV	11,4	11,6	11,4	11,2	12,3
A5 Bifazial PV	13,5	13,9	13,5	13,1	14,5
B1 Mittlere Überbauung, winddominiert	52,8	37,9	40,4	38,4	33,2
B2 Mittlere Überbauung, ausgeglichen	41	31,3	32,9	31,4	28,8
B3 Mittlere Überbauung, PV-dominiert	28,2	24,6	25	23,9	24,1
C1 Starke Überbauung, winddominiert	69,6	55,9	58,4	54,1	49,6
C2 Starke Überbauung, ausgeglichen	62,7	50,1	52,3	49,8	46,2
C3 Starke Überbauung, PV-dominiert	41,5	36,4	37,1	35,6	35,2

**Tab. 4: Jahresenergieerträge der Netzeinspeisung [ % des Netzeinspeisungspotenzials] für die Beispielstandorte und die Ausbauvarianten**

Die Darstellung der Netzeinspeisung für Wind- & PV-Kombinationen in Abbildung 22 unterscheidet sich zur entsprechenden Darstellung der EE-Erzeugung in Abbildung 16 nicht nur hinsichtlich der farblichen Schattierung (die Netzeinspeisung fällt geringer als die EE-Erzeugung aus), sondern auch hinsichtlich der Form der schwarzen Isolinien, die für die Netzeinspeisung im Gegensatz zur EE-Erzeugung gekrümmt sind. Beides ist dadurch begründet, dass sich die Netzeinspeisung aus der Differenz von EE-Erzeugung und EE-Überschüssen berechnet.

Vergleichbar zu Abbildung 16 wird deutlich, dass der Beispielstandort 1 in Schleswig-Holstein die höchste Netzeinspeisung aufweist, aufgrund der sehr guten Windverhältnisse. Die anderen Standorte weisen geringere Netzeinspeisungen auf. Wie aber bereits in Tabelle 4 zu sehen, weisen diese sehr ähnliche Netzeinspeisungen je Ausbauvariante auf (+/- 4 % um den Mittelwert). Zudem kann gezeigt werden, dass auch in Hessen und Bayern in der Ausbauvariante

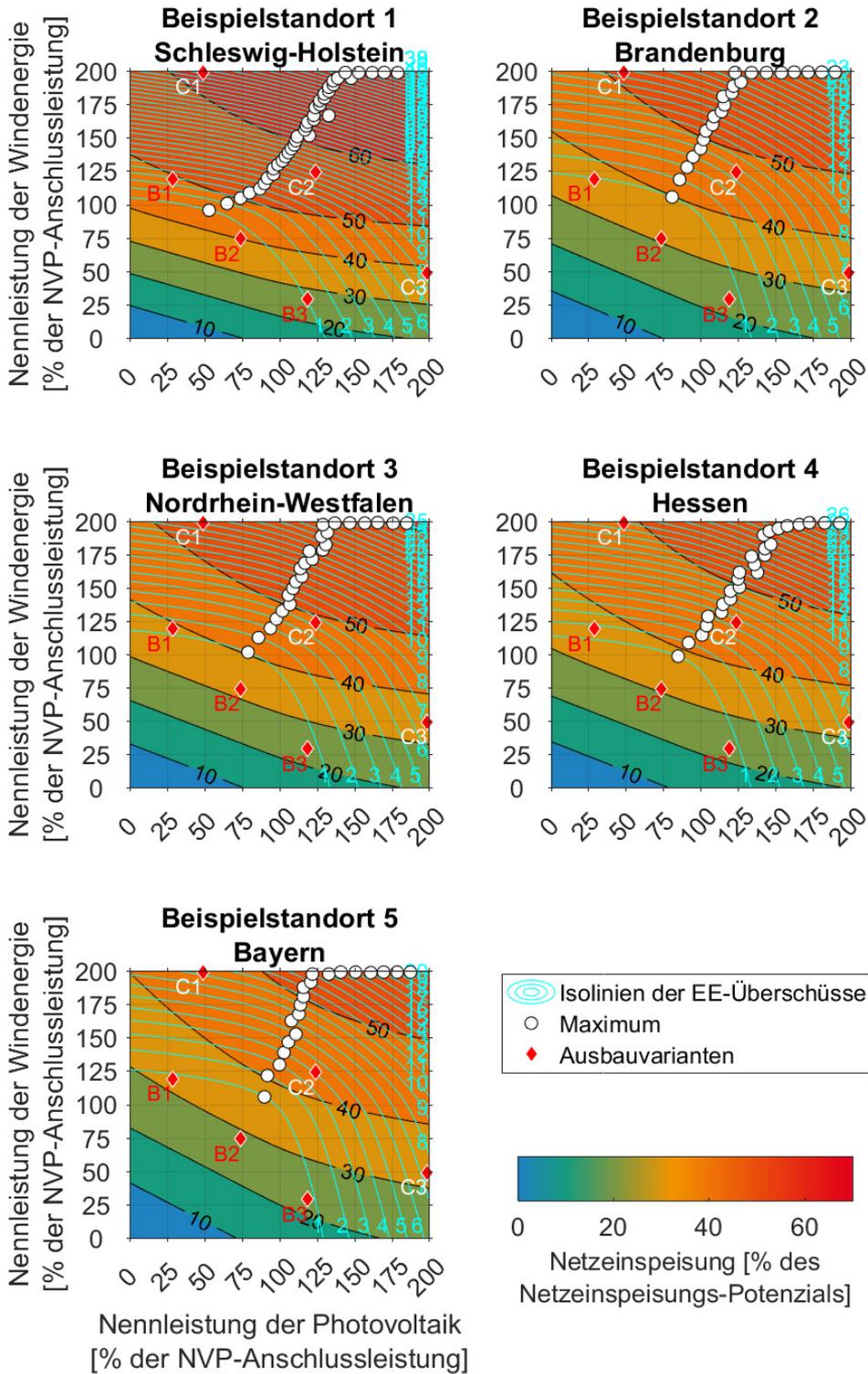
mit starker Überbauung (250 % der NVP-Anschlussleistung) und einer stark winddominierten (Ausbauvariante C1) bzw. mit einer ausgeglichenen Verteilung der Überbauung (Ausbauvariante C2) Netzeinspeisungen von fast 50 % erzielt werden können. Abbildung 23 unterscheidet sich von Abbildung 22 hinsichtlich der hellblauen Isolinien. In Abbildung 23 werden die EE-Überschüsse in Prozent der EE-Erzeugung wiedergegeben. Für EE-Projektierer ist diese Bezugsgröße in der Regel greifbarer, da sie angibt, welcher Prozentsatz der EE-Erzeugung nicht ins Netz eingespeist werden kann.

Abbildung 24 zeigt die Jahresdauerlinien der Netzeinspeisung an den Beispielstandorten für die unterschiedlichen Ausbauvarianten. Für die Jahresdauerlinien wurden die Zeitreihen der Netzeinspeisung absteigend sortiert. Es lässt sich hierdurch ablesen zu wie vielen Stunden eines Jahres (ein Jahr hat 8.760 Stunden, Schaltjahre 8.784) die Netzeinspeisung höher oder niedriger als ein bestimmter Prozentsatz der NVP-Anschlussleistung liegt. Beispielsweise liegt die Netzeinspeisung für Beispielstandort 1 in Schleswig-Holstein für Ausbauvariante A1 in 4.000 Stunden des Jahres über 45 % der NVP-Anschlussleistung und für die restlichen 4.760 Stunden des Jahres darunter.

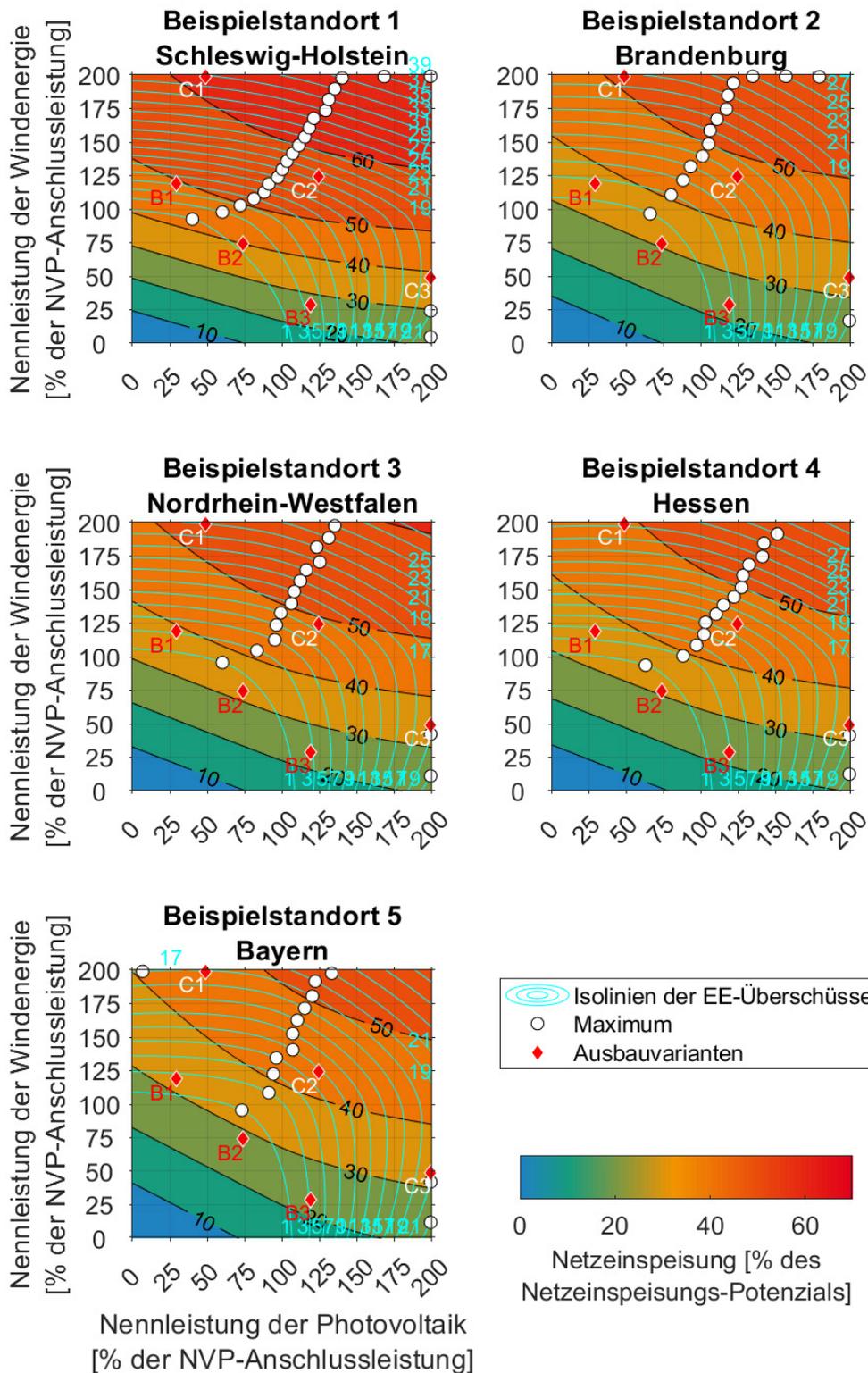
Den dargestellten Jahresdauerlinien liegen nicht ein einziges Wetterjahr, sondern insgesamt acht Wetterjahre (2010 bis einschließlich 2017) zugrunde. Die X-Achsen wurden so skaliert, sprich durch Acht geteilt, dass die übliche Darstellungsform für Jahresdauerlinien mit X-Werten von 0 bis 8.760 eingehalten wird.

Für die PV-Ausbauvarianten A3 bis A5 ist zu erkennen, dass in ungefähr der Hälfte der Stunden des Jahres gar keine Netzeinspeisung vorliegt, da es sich um die Nachtstunden ohne PV-Erzeugung handelt. Für die Ausbauvarianten mit Überbauung (B1 bis C3) sind Plateaus in den Jahresdauerlinien bei 100 % der NVP-Anschlussleistung zu erkennen. Die Länge der Plateaus gibt an, zu wie vielen Stunden des Jahres der Netzverknüpfungspunkt voll ausgelastet wird. Dabei ist zu erkennen, dass in 4 von 5 Standorten der Ausbauvariante C1 (starke Überbauung, winddominiert) in 1.500 bis 2.300 Stunden 100 % der NVP-Anschlussleistung eingespeist werden. An der Küste Deutschlands kann dies sogar auf über 3.800 Stunden ausgeweitet werden. Dies zeigt nicht nur die bessere Ausnutzung der NVP aufgrund der Überbauung, sondern macht auch deutlich, dass eine Überbauung eine stabile Einspeisung aus dargebotsabhängigen Erneuerbaren Energien über weite Teile des Jahres ermöglicht.

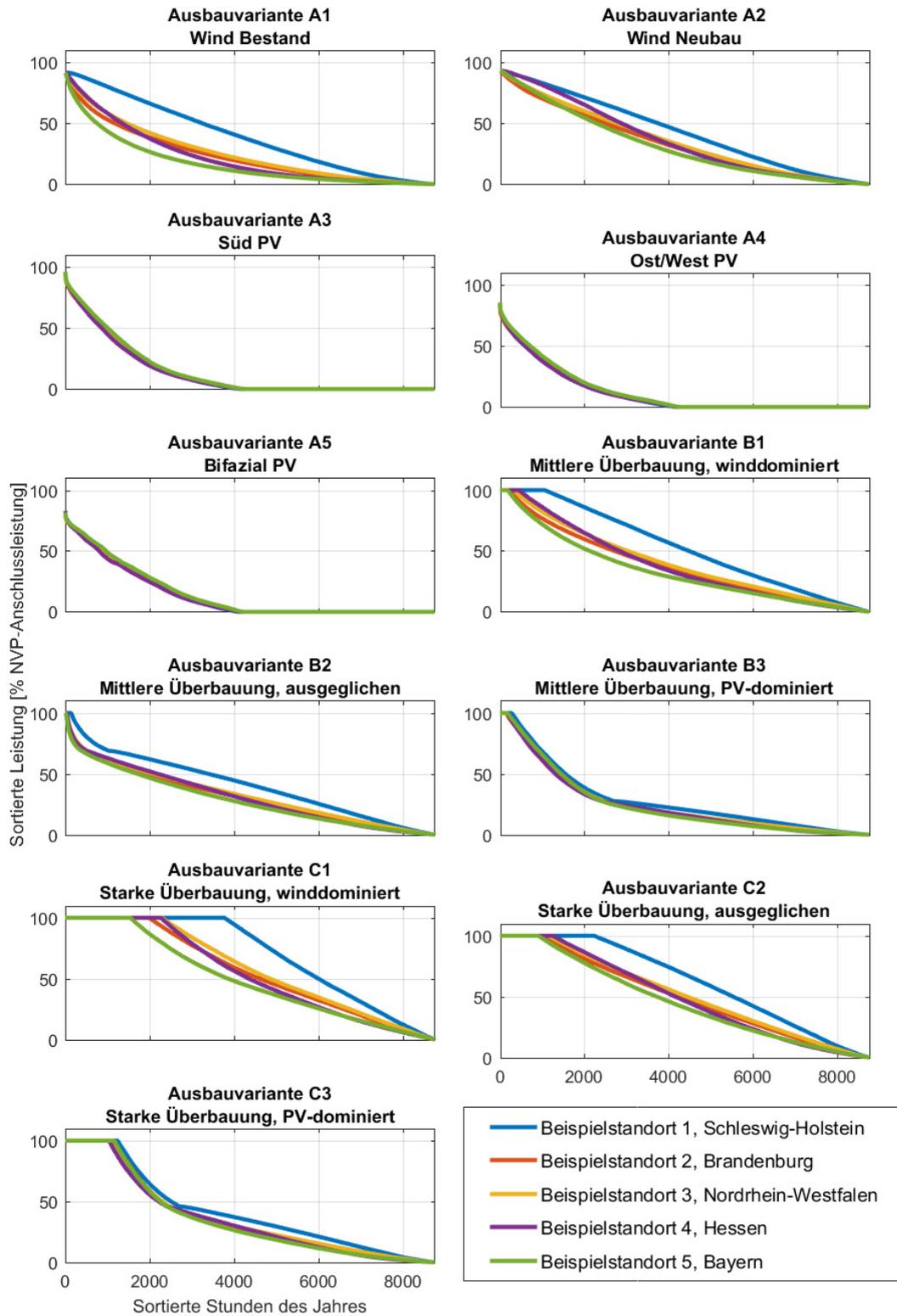
Für den Netzbetreiber bzw. seine Netzbetriebsführung bedeutet dieses Verhalten einen deutlich verbesserten und vereinfachten Rahmen. Hintergrund hierfür ist, dass hohe Einspeisungsgradienten für den Netzbetrieb eine der schwierigsten Situationen darstellen. Sie müssen sowohl zeitlich als auch in ihrer jeweiligen Höhe prognostiziert und mit entsprechend Maßnahmen abgefahren werden, um das Netz stabil zu halten. Unter Verwendung der hier vorgeschlagenen NVP-Überbauung werden solche, zum Teil extrem hohen, kurzfristigen Einspeisungsgradienten abgeschnitten und in eine konstante Einspeisung (auf Höhe der NVP-Anschlussleistung) überführt.



**Abb. 22: Netzeinspeisung an den Beispielstandorten für Windenergie- & PV-Kombinationen mit Bezug der Isolinien der EE-Überschüsse auf das Netzeinspeisungs-Potenzial [%]**



**Abb. 23: Netzeinspeisung an den Beispielstandorten für Windenergie- & PV-Kombinationen mit Bezug der Isolinien der EE-Überschüsse auf die EE-Erzeugung [%]**



**Abb. 24: Jahresdauerlinien der Netzeinspeisung an den Beispielstandorten**

## 2.4 EE-Überschüsse

Aufgrund der NVP-Überbauung entstehen in einigen Stunden EE-Überschüsse, welche nicht über den NVP ins Netz eingespeist werden können. Die Deutschlandkarten in Abbildung 25 zeigen die EE-Überschüsse für die Ausbauvarianten mit Überbauung B1 bis C3 in Prozent des Netzeinspeisungs-Potenzials. In den Varianten A1 bis A5 gibt es keine EE-Überschüsse, da keine NVP-Überbauung angesetzt wird. Es ist wieder zu beachten, dass sich die EE-Überschüsse in dieser Studie auf den gesamten Park beziehen, also auf Bestand und Zubau.

Es wird bereits an den dunkelblauen Färbungen in Abbildung 25 deutlich, dass für Überbauungen bis 150 % der NVP-Anschlussleistung (Varianten B1 bis B3) nahezu keine EE-Überschüsse über 1 % des Netzeinspeisungs-Potenzials auftreten. Lediglich in Variante B1 mit einer winddominierten Überbauung von 150 % der NVP-Anschlussleistung erreichen die EE-Überschüsse an besonders windstarken Standorten an der Küste bis zu 2 % des Netzeinspeisungs-Potenzials. Ähnliches gilt für die EE-Überschüsse in Prozent der EE-Erzeugung in Abbildung 23. Die Prozentsätze liegen hier zwar höher, überschreiten aber im Mittel ebenfalls nicht die 1 %-Hürde. Lediglich an besonders erzeugungstarken Standorten kommt es in Variante B1 zu EE-Überschüssen bis zu ca. 3 % der EE-Erzeugung und in Variante B3 zu EE-Überschüssen bis zu ca. 1,5 % der EE-Erzeugung.

Für eine starke NVP-Überbauungen bis 250 % (Variante C1 bis C3) ergibt sich ein anderes Bild. Hier tritt die winddominierte Variante C1 hervor, bei der an den windstärksten Standorten die EE-Überschüsse auch in Einzelfällen über 25 % des Netzeinspeisungs-Potenzials betragen können. Für die Varianten C2 und C3 verbleiben die EE-Überschüsse in Prozent des Netzeinspeisungs-Potenzials dagegen überall in Deutschland im einstelligen Prozentbereich des Netzeinspeisungs-Potenzials. Wird die EE-Erzeugung als Maß der relativen EE-Überschüsse verwendet, ergeben sich für die Varianten C1, C2 und C3 im Mittel über Deutschland EE-Überschüsse in Höhe von ca. 13,5 % (Variante C1), 5 % (Variante C2) bzw. 12,5 Prozent (Variante C3) der EE-Erzeugung.

Somit kann auf Basis dieser Ergebnisse bereits festgehalten werden, dass eine mittlere Überbauung (150 % der NVP-Anschlussleistung) kaum zu EE-Überschüssen führt und somit für einen beschleunigten EE-Ausbau umgesetzt werden sollte. Zudem zeigt sich in den Szenarien der starken Überbauung (250 % der NVP-Anschlussleistung), dass die dort auftretenden **EE-Überschüsse deutlich gesenkt werden können**, wenn man statt eines wind- oder PV- dominierten Ausbaus am Netzverknüpfungspunkt darauf achtet, **ein leistungstechnisch ausgeglichenes System zu wählen** (siehe Szenario C2 mit jeweils 125 % NVP-Anschlussleistung von Wind und PV). Dieses Ergebnis unterstreicht die stark komplementären Einspeisungsprofile von Windenergie und Photovoltaik.

Diese Zusammenhänge lassen sich auch in Abbildung 27 und Abbildung 28 ablesen. Hier wird unter anderem deutlich, dass EE-Überschüsse von über 20 % des Netzeinspeisungs-Potenzials in Variante C1 eher selten sind; im Mittel betragen die EE-Überschüsse in dieser Variante ca. 8,7 % des Netzeinspeisungs-Potenzials über Deutschland, wie sich über dem sortierten Standort 5.000 ablesen läßt. Für die anderen Ausbauvarianten liegen die EE-Überschüsse im Mittel Deutschlands bei 2,5 % (Variante C2) bzw. ca. 5 % (Variante C3) des Netzeinspeisungs-Potenzials. Bezieht man, wie in Abbildung 28, die EE-Überschüsse auf die EE-Erzeugung ergeben sich in der Regel höhere Prozentsätze, da die Bezugsgröße, auf die normiert wird, in der Regel kleiner ist (EE-Erzeugung < Netzeinspeisungspotenzial). Dies wird insbesondere bei der PV-dominierten Ausbauvariante C3 deutlich.

Vor allem im Kontext der deutlich besseren Ausnutzung der Netzverknüpfungspunkte hinsichtlich der schnelleren Realisierungszeit von Neuprojekten als auch dem Einsparungspotenzial an Investitionskosten aufgrund geringerer Leitungslängen und Leitungsquerschnitten bzw. der Einsparung vom Netzanschlusskosten selbst (u.a. Umspannwerk) ist diese Höhe von nicht direkt einspeisbaren EE-Überschüssen für Projektierer bzw. Anlagenbetreiber von Erneuerbaren Energien durchaus ein sinnvolles Geschäftsmodell. Zudem treten solche EE-Überschüsse eher in Zeitfenstern auf, welche aufgrund des Merit Order Effekts eher mit niedrigen bzw. negativen Strompreisen einhergehen und somit auch betriebswirtschaftlich nur begrenzte Auswirkungen für die Betreiber darstellen.

Für die Beispielstandorte sind die EE-Überschüsse in Tabelle 5 und Tabelle 6 in Prozent des Netzeinspeisungs-Potenzials bzw. in Prozent der EE-Erzeugung angegeben. Hier sticht wieder Beispielstandort 1 in Schleswig-Holstein für Variante C1 mit 20 % EE-Überschüssen in Prozent des Netzeinspeisungs-Potenzials heraus. Auch die übrigen Beispielstandorte weisen für Variante C1 entsprechend höhere EE-Überschüsse auf. Sie liegen mit ca. 6 % bis 10,4 % im Rahmen des deutschlandweiten Mittelwerts der Ausbauvariante C1 (ca. 8,6 %). Für alle übrigen Varianten liegen die EE-Überschüsse im einstelligen Prozentbereich des Netzeinspeisungs-Potenzials, für die Varianten B1 bis B3 sogar unter 1 %. Werden die EE-Überschüsse wie in Tabelle 6 nicht auf das Netzeinspeisungs-Potenzial sondern auf die EE-Erzeugung bezogen, fallen die Werte in Prozent der EE-Überschüsse höher aus. Die Werte aus Tabelle 5 lassen sich durch eine Division mit den Werten aus Tabelle 3 und unter Beachtung, dass in Prozent gerechnet wird, in die Werte von Tabelle 6 umrechnen.

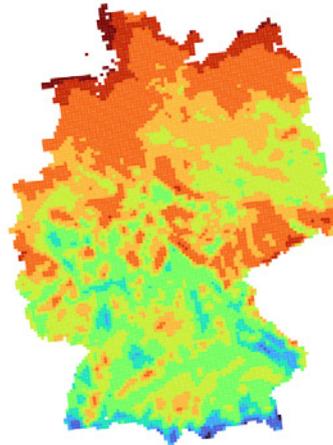
Die Darstellung der EE-Überschüsse für Wind- & PV-Kombinationen in Abbildung 29 in Prozent des Netzeinspeisungs-Potenzials unterscheiden sich für die Beispielstandorte kaum voneinander. Die sich ergebenden hellblauen Isolinien der EE-Überschüsse Abbildung 29 in Prozent des Netzeinspeisungs-Potenzials wurden auf Abbildung 16 und Abbildung 22 übertragen, um die „optimalen“ Windenergie- und PV-Kombinationen zum Erreichen maximaler EE-Erzeugung bzw. Netzeinspeisung bei gegebenen EE-Überschüssen in Prozent des Netzeinspeisungs-Potenzials zu ermitteln. Die hellblauen Isolinien der EE-Überschüsse in Abbildung 29 in Prozent

der EE-Erzeugung aus Abbildung 30 wurden hingegen auf Abbildung 17 und Abbildung 23 übertragen, um die „optimalen“ Windenergie- und PV-Kombinationen zum Erreichen maximaler EE-Erzeugung bzw. Netzeinspeisung bei gegebenen EE-Überschüssen in Prozent der EE-Erzeugung zu ermitteln.

Jahresenergieerträge der EE-Überschüsse [% des Netzeinspeisungs-Potenzials]



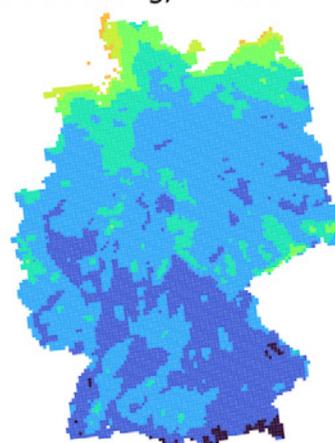
Ausbauvariante B1 "Mittlere Überbauung, winddominiert"



Ausbauvariante C1 "Starke Überbauung, winddominiert"



Ausbauvariante B2 "Mittlere Überbauung, ausgeglichen"



Ausbauvariante C2 "Starke Überbauung, ausgeglichen"



Ausbauvariante B3 "Mittlere Überbauung, PV-dominiert"



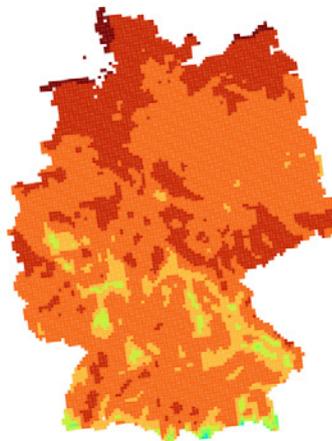
Ausbauvariante C3 "Starke Überbauung, PV-dominiert"

**Abb. 25: Jahresenergieerträge der EE-Überschüsse [% des Netzeinspeisungs-Potenzials]**

Jahresenergieerträge der EE-Überschüsse [% der EE-Erzeugung]



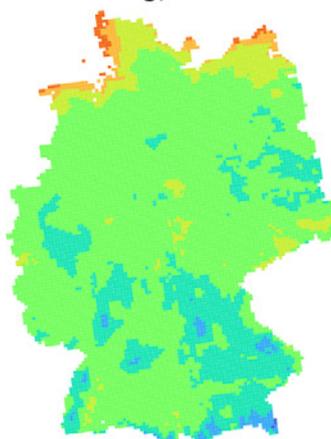
Ausbauvariante B1 "Mittlere Überbauung, winddominiert"



Ausbauvariante C1 "Starke Überbauung, winddominiert"



Ausbauvariante B2 "Mittlere Überbauung, ausgeglichen"



Ausbauvariante C2 "Starke Überbauung, ausgeglichen"

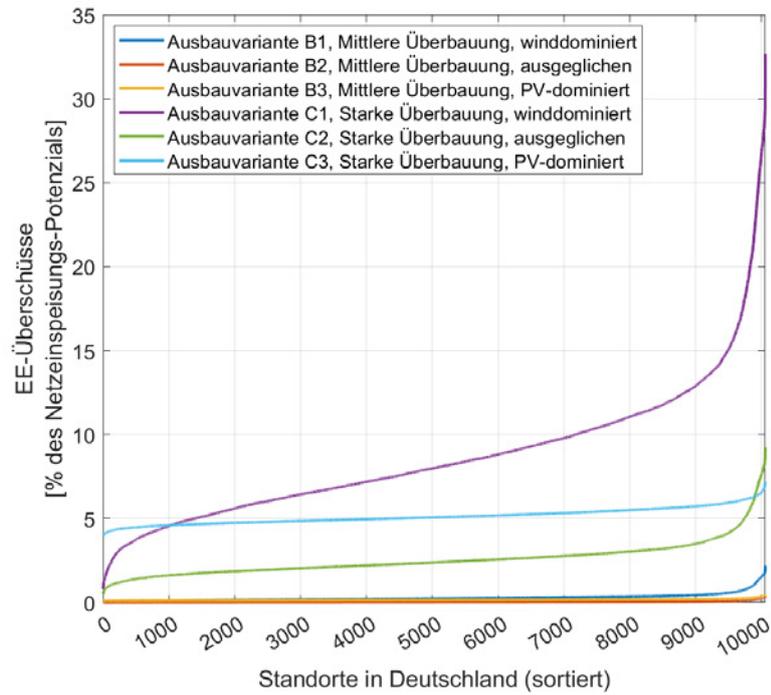


Ausbauvariante B3 "Mittlere Überbauung, PV-dominiert"

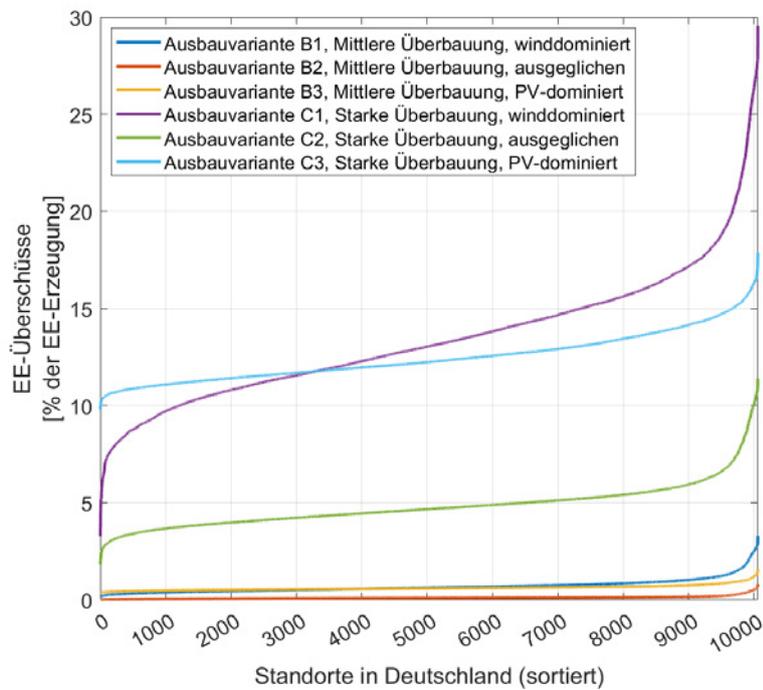


Ausbauvariante C3 "Starke Überbauung, PV-dominiert"

**Abb. 26: Jahresenergieerträge der EE-Überschüsse [ % der EE-Erzeugung]**



**Abb. 27: Sortierte EE-Überschüsse der Ausbauvarianten B1 bis C3 in Prozent des Netzeinspeisungs-Potenzials**



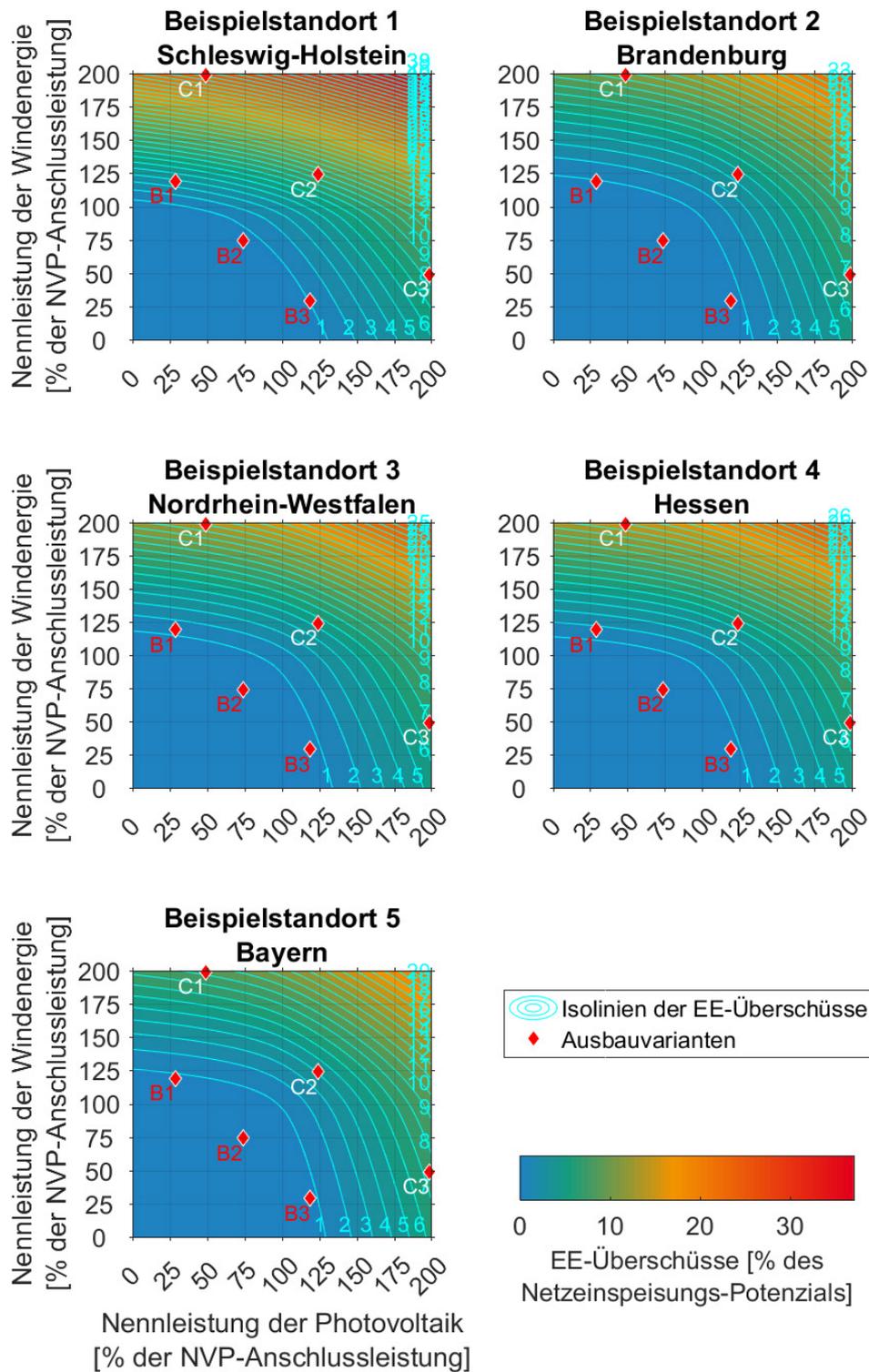
**Abb. 28: Sortierte EE-Überschüsse der Ausbauvarianten B1 bis C3 in Prozent der EE-Erzeugung**

Beispielstandort	1	2	3	4	5
Bundesland	Schleswig-Holstein	Brandenburg	Nordrhein-Westfalen	Hessen	Bayern
Ausbauvariante	% des Netzeinspeisungs-Potenzials				
A1 Wind Bestand	0	0	0	0	0
A2 Wind Neubau	0	0	0	0	0
A3 Süd PV	0	0	0	0	0
A4 Ost/West PV	0	0	0	0	0
A5 Bifazial PV	0	0	0	0	0
B1 Mittlere Überbauung, winddominiert	0,95	0,17	0,25	0,34	0,14
B2 Mittlere Überbauung, ausgeglichen	0,15	0,02	0,03	0,04	0,02
B3 Mittlere Überbauung, PV-dominiert	0,28	0,11	0,13	0,15	0,13
C1 Starke Überbauung, winddominiert	19,95	7,43	9,37	10,42	6,01
C2 Starke Überbauung, ausgeglichen	5,76	2,11	2,53	2,57	1,80
C3 Starke Überbauung, PV-dominiert	5,99	4,74	4,69	4,54	5,13

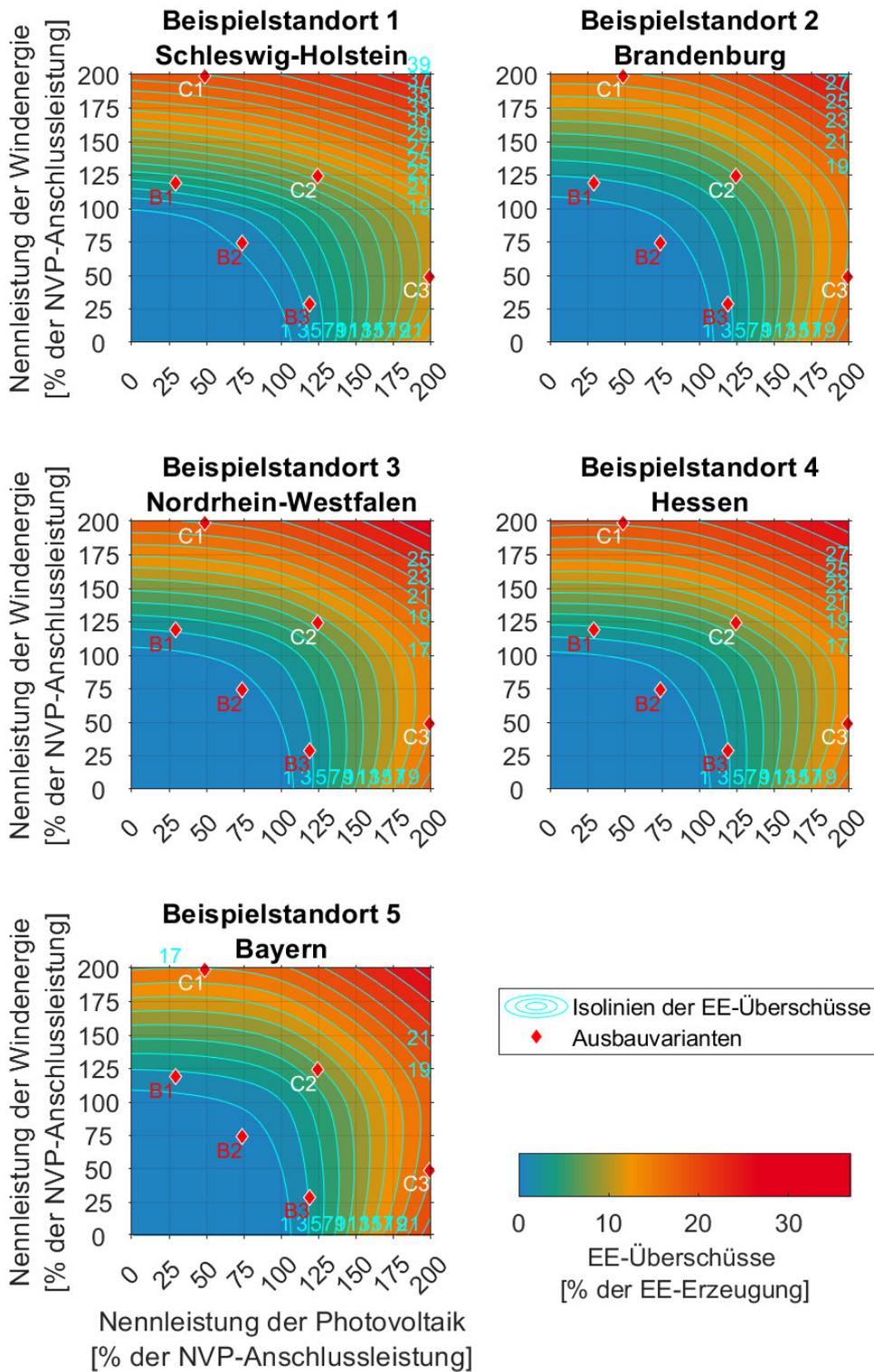
**Tab. 5: Jahresenergieerträge der EE-Überschüsse [ % des Netzeinspeisungs-Potenzials] für die Beispielstandorte und die Ausbauvarianten**

Beispielstandort	1	2	3	4	5
Bundesland	Schleswig-Holstein	Brandenburg	Nordrhein-Westfalen	Hessen	Bayern
Ausbauvariante	% der EE-Erzeugung				
A1 Wind Bestand	0	0	0	0	0
A2 Wind Neubau	0	0	0	0	0
A3 Süd PV	0	0	0	0	0
A4 Ost/West PV	0	0	0	0	0
A5 Bifazial PV	0	0	0	0	0
B1 Mittlere Überbauung, winddominiert	1,77	0,44	0,61	0,87	0,43
B2 Mittlere Überbauung, ausgeglichen	0,35	0,06	0,09	0,11	0,07
B3 Mittlere Überbauung, PV-dominiert	1,00	0,44	0,53	0,61	0,55
C1 Starke Überbauung, winddominiert	22,28	11,72	13,82	16,16	10,82
C2 Starke Überbauung, ausgeglichen	8,41	4,04	4,62	4,91	3,75
C3 Starke Überbauung, PV-dominiert	12,61	11,51	11,22	11,31	12,72

**Tab. 6: Jahresenergieerträge der EE-Überschüsse [ % der EE-Erzeugung] für die Beispielstandorte und die Ausbauvarianten**



**Abb. 29: EE-Überschüsse an den Beispielstandorten für Wind-&PV-Kombinationen in Prozent des Netzeinspeisungs-Potenzials**



**Abb. 30: EE-Überschüsse an den Beispielstandorten für Wind-&PV-Kombinationen in Prozent der EE-Erzeugung**

An der Jahresdauerlinie der EE-Überschüsse in Abbildung 31 lässt sich ablesen, welche überschüssige EE-Leistung zu wie vielen Stunden des Jahres auftritt.

Gut zu erkennen ist, dass es in den Ausbauvarianten B2 und B3 („mittlere Überbauung“) in so gut wie kaum einer Stunde des Jahres zu Überschüssen kommt. Ausschließlich in der Ausbauvariante B1 (stark winddominiert) kommt es zu einigen Überschüssen bei Standorten mit guten bzw. sehr guten Windverhältnissen. Doch auch diese liegen häufig unterhalb von 10 % der NVP-Anschlussleistung.

EE-Überschüsse treten in den Ausbauvarianten C (starke Überbauung) deutlich stärker (bis zu 100 % der NVP-Anschlussleistung) als auch häufiger auf. So ist erkennbar, dass in der Ausbauvariante C3 (starke Überbauung, stark PV-dominiert) bis zu 1.000 Stunden Überschüsse existieren, die teilweise bis oberhalb von 50 % der NVP-Anschlussleistung auftreten. Je stärker winddominiert die Standorte sind (Ausbauvariante C1 bzw. C2), umso häufiger werden, aufgrund der höheren Volllaststunden der Windenergie, die EE-Überschüsse.

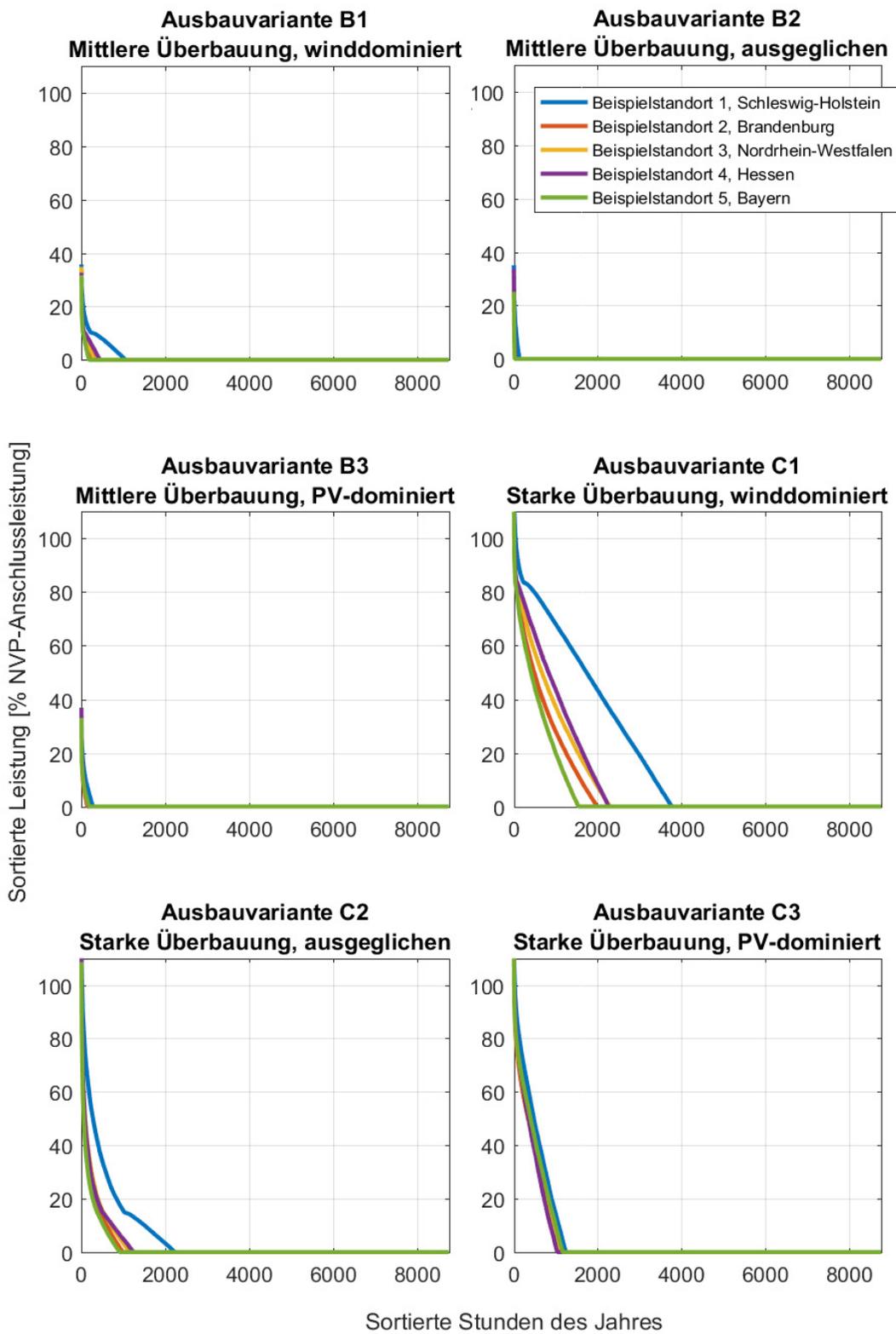
In Ausbauvariante C1 und Beispielstandort 1 treten für weniger als 2.000 Stunden (ca. 1/4 des Jahres bzw. 3 Monate) überschüssige Leistungen auf, die höher als ca. 50 % der NVP-Anschlussleistung ausfallen. Damit geben die Jahresdauerlinien der EE-Überschüsse Auskunft über die sinnvolle Ausgestaltung von Speichern.

Innerhalb der Ausbauvarianten B (leichte Überbauung auf 150 % der NVP-Anschlussleistung) treten so selten und so geringe EE-Überschüsse auf, dass der sinnvolle Einsatz von elektrischen Speichern mit dem Ziel zur Verlagerung dieser EE-Überschüsse kaum gegeben ist.

Hingegen in den Ausbauvarianten C (starke Überbauung auf 250 % der NVP-Anschlussleistung) ist der sinnvolle Einsatz von elektrischen Speichern mehr als gegeben. So könnte ein Speicher mit einer Leistung von 50 % der NVP-Anschlussleistung in Ausbauvariante C1 am Beispielstandort 1 (Schleswig-Holstein), bei ausreichender Kapazität, knapp 2.000 Stunden des Jahres mit voller Leistung befüllt werden und weitere knapp 2.000 Stunden mit reduzierter Leistung. Auch in den anderen Beispielstandorten wären bei dieser Ausbauvariante (C1) mit einer Speicherleistung von 25 % der NVP-Anschlussleistung voraussichtlich ausreichend gute wirtschaftliche Rahmenbedingungen gegeben.

Die Überbauung von NVP-Anschlussleistungen ermöglicht somit neben bereits oben ausgeführten Vorteilen (bessere Ausnutzung der Netzanschlüsse, eine maximale Beschleunigung der Inbetriebnahme von Neuprojekten, Kostenreduktion für Projektierer und Netzbetreiber, vereinfachte Netzbetriebsführung für Netzbetreiber) einen weiteren entscheidenden Vorteil: ein weiteres Geschäftsmodell für Flexibilitäten, im Speziellen für die Speichertechnologie. Während bisherige Geschäftsmodelle vor allem auf markt- und netzdienlichem Verhalten ausgelegt waren, kommt nun mit der Überbauung von NVP ein drittes Geschäftsmodell zum Tragen: das netzinfrastrukturdienliche Verhalten.

Dieses neue Geschäftsmodell hat gleich mehrere wichtige Vorteile. Es hat planbare Volllaststunden für die Speicher unabhängig des Strommarktes und zudem werden Speicher, wie das übernächste Kapitel zeigen wird, nicht nur auf 1 bis 2 sondern auf 5 bis 10 Volllaststunden ausgelegt, was eine deutlich bessere Integration der Erneuerbaren Energien aber auch die Steigerung der Versorgungssicherheit innerhalb der Energiewende ermöglicht.



**Abb. 31: Jahresdauerlinien des EE-Überschusses**

## 2.5 Freies Einspeisepotenzial

Das freie Einspeisepotenzial ergibt sich aus der Differenz von NVP-Anschlussleistung und Netzeinspeisung, wenn Leistungen betrachtet werden, bzw. Netzeinspeisungs-Potenzial und den Energieerträgen der Netzeinspeisung, wenn Energien betrachtet werden. Entsprechend stellen die Deutschlandkarten in Abbildung 33 die farblich invertierten Karten aus Abbildung 18 und Abbildung 19 dar. In Ausbauvarianten mit relativ niedriger Netzeinspeisung, z.B. Variante A3 bis A5, bestehen hohe freie Einspeisepotenziale über 80 % des Netzeinspeisungs-Potenzials.

Der Zusammenhang von freiem Einspeisepotenzial und Netzeinspeisung wird auch in den übrigen Ergebnissen ersichtlich. So entsprechen die sortierten freien Einspeisepotenziale in Abbildung 34 und Abbildung 35 den um 180° gedrehten Darstellungen der sortierten Netzeinspeisungen in Abbildung 20 und Abbildung 21 und die Werte in Tabelle 7 der Differenz von 100 % zu den Werten in Tabelle 4.

Innerhalb der Abbildung 33 kann bereits anhand des gewählten Farbschemas der Vorteil der Überbauung am Netzverknüpfungspunkt erfasst werden. Während in den Szenarien ohne Überbauung (A1 bis A5) die Farbtöne Orange (ca. 80 %) und Dunkelrot (ca. 90 %) einen hohen Wert ungenutzten und somit freien Einspeisungspotenzials darstellen, ist dies in den Überbauungsvarianten, vor allen in den winddominierten (B1 bzw. C1), bereits deutlich im Bereich grüner (ca. 50 %) bzw. blauer (ca. 30 %) Farbtöne.

Die wesentliche Aussagekraft der Darstellung des noch freien Einspeisungspotenzials liegt vor allem auf der Integration weiterer Sektorenkopplungstechnologien (Speicher, Elektrolyseure, usw.) bzw. der steuerbaren Erneuerbaren Erzeuger wie vor allem der Bioenergie. Letztere stellt, wie in der Strommarktdesignstudie des Fraunhofer IEE und Fraunhofer ISE aus dem Jahr 2021 [10] gezeigt wurde, eine zentrale Kenngröße eines klimaneutralen Stromsysteams dar. Dabei handelt es sich vor allem um flexibilisierte Bioenergieanlagen. Dies sind Anlagen, deren spezifische Stromerzeugungsleistung um ein Vielfaches erhöht wurde, damit die gleiche Jahresarbeit von bisher 8.000 Stunden z.B. in nur 2.000 Stunden realisiert werden kann. Dies ermöglicht eine sinnvolle Fahrweise der flexibilisierten Bioenergieanlagen. In Zeiten hoher dargebotsabhängiger Erzeugung (Wind und PV) werden solche Anlagen ausgestellt und können im Gegenzug bei geringer Wind- und PV-Erzeugung eine hohe Stromerzeugung realisieren. Die Problematik hierbei besteht darin, dass derart flexibilisierte Anlagen, sofern sie allein an einem Netzverknüpfungspunkt betrieben werden, häufig von Seiten der Netzbetreiber aufgrund der Abnahmeverpflichtung nach §11 Abs.1 EEG 2023 so behandelt werden, als ob sie jederzeit die volle installierte Nennleistung einspeisen könnten. Damit kommt es unsinnigerweise dazu, dass in Netzberechnungen der Netzbetreiber derart flexibilisierte Bioenergieanlagen die Netze rein rechnerisch verstopfen.

Der Ansatz der Überbauung von Netzverknüpfungspunkten ermöglicht daher einen neuen Lösungsweg zur Integration derart flexibilisierter Bioenergieanlagen in das Stromnetz. Anstatt jeder einzelnen Technologie an einem Netzverknüpfungspunkt die volle Installations-/Nennleistung als Netzeinspeisungspotenzial jederzeit vorzuhalten, kann bei der Überbauung auf Basis eines festgelegten maximalen Einspeisungsrahmens für alle Technologien zusammen das in Netzberechnungen vorgehaltene Einspeisungspotenzial deutlich minimiert werden und somit nicht nur das Netz besser ausgenutzt, sondern auch für neue EE-Projekte Platz im Netz geschaffen werden.

Bei einer starken Überbauung (Ausbauszenarien C mit 250 % der NVP-Anschlussleistung) könnte somit bereits die 2,5-fache Nennleistung in Deutschland ans Stromnetz angeschlossen werden. Zusätzlich ließen sich aber trotz dieser bereits hohen Überbauung von Windenergie und Photovoltaik auch noch steuerbare, flexible Erneuerbare Leistung integrieren. Denn steuerbare Erneuerbare Erzeuger, wie flexible Bioenergieanlagen, wollen schon aus rein wirtschaftlichen Gründen nicht zeitgleich mit der Windenergie bzw. der Photovoltaik einspeisen.

Hintergrund dessen ist der Merit-Order-Effekt der Erneuerbaren Energien. Je höher der relative Anteil von Windenergie bzw. der Photovoltaik an der stündlichen Stromlast in Deutschland ist, umso geringer ist in der Regel der jeweilige stündliche Spotpreis. In Abbildung 32 ist dieser Effekt für die Jahre 2017 bis 2022 auf Basis der stündlichen Spotpreise und des stündlichen Stromverbrauchs Deutschlands dargestellt.



**Abb. 32: Darstellung des preissenkenden Effekts der Erneuerbaren Energien (Darstellung BEE auf Basis EEX und SMARD Daten)**

Da steuerbare Erneuerbare Erzeuger den höchstmöglichen Strompreis mit ihrer Einspeisung realisieren wollen, welcher in der Regel mit Stunden mit geringer Wind- und PV- Einspeisung einhergeht, wird deutlich, dass flexible Bioenergieanlagen selbst in einem stark überbauten Wind- und Solarpark den anderen Technologien keine Netzeinspeisungskapazität streitig machen.

Besonders aufschlussreich für den Einsatz von solchen steuerbaren, flexiblen Erneuerbaren Energieerzeugern ist daher die Darstellung der Jahresdauerlinien in Abbildung 36.

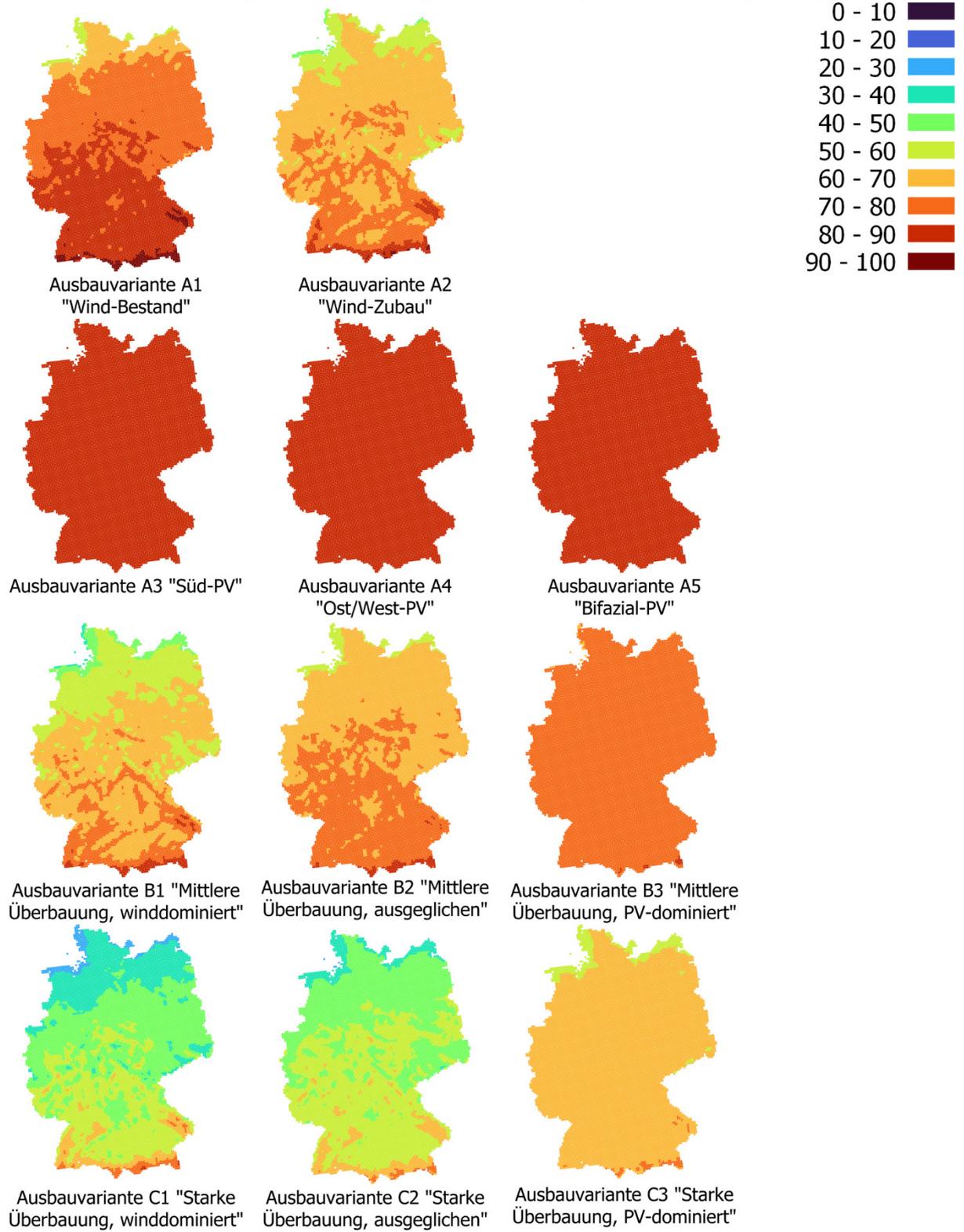
Verbleibend bei dem oben genannten Beispiel einer flexiblen Bioenergieanlage, welche ca. 2.000 Volllaststunden pro Jahr einplant: Anhand der Jahresdauerlinien kann selbst in einem stark überbauten Rahmen (Ausbauvarianten C) über alle Beispielstandorte belegt werden, dass in 2.000 Stunden des Jahres mehr als die Hälfte der Netzkapazität der Bioenergieanlage zur Verfügung steht.

Selbst in Variante C1, mit einer starken (250 % der NVP-Anschlussleistung) winddominierten Überbauung, und für den Beispielstandort 1 (Schleswig-Holstein) ist der Betrieb einer steuerbaren, flexiblen, dezentralen, erneuerbaren Bioenergieanlage mit 50 % der NVP-Anschlussleistung in ca. 2.500 Stunden des Jahres in Volllast möglich.

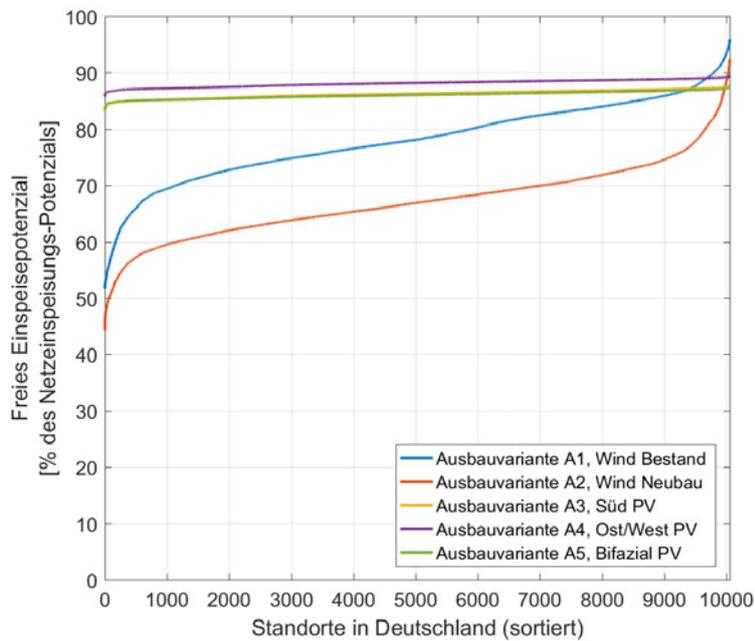
Beispielstandort	1	2	3	4	5
Bundesland	Schleswig-Holstein	Brandenburg	Nordrhein-Westfalen	Hessen	Bayern
Ausbauvariante	%	%	%	%	%
A1 Wind Bestand	60,5	76,6	74,4	78	82,9
A2 Wind Neubau	56,7	66,7	64,4	63,9	68,5
A3 Süd PV	86,6	86,5	86,7	87,2	85,9
A4 Ost/West PV	88,6	88,4	88,6	88,8	87,7
A5 Bifazial PV	86,5	86,1	86,5	86,9	85,5
B1 Mittlere Überbauung, winddominiert	47,2	62,1	59,6	61,6	66,8
B2 Mittlere Überbauung, ausgeglichen	59	68,7	67,1	68,6	71,2
B3 Mittlere Überbauung, PV-dominiert	71,8	75,4	75	76,1	75,9
C1 Starke Überbauung, winddominiert	30,4	44,1	41,6	45,9	50,4
C2 Starke Überbauung, ausgeglichen	37,3	49,9	47,7	50,2	53,8
C3 Starke Überbauung, PV-dominiert	58,5	63,6	62,9	64,4	64,8

**Tab. 7: Jahresenergieerträge des freien Einspeisepotenzials [ % des Netzeinspeisungspotenzials] für die Beispielstandorte und die Ausbauvarianten**

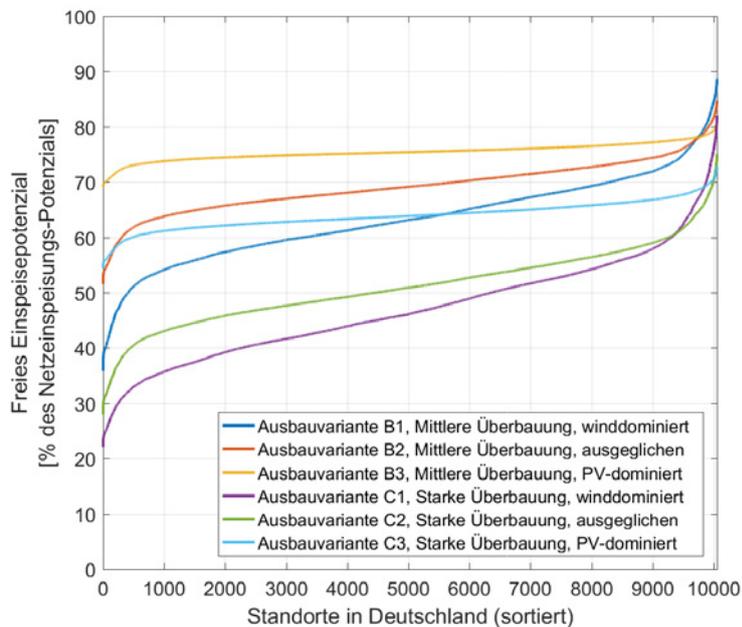
Jahresenergieerträge des freien Einspeisepotenzials [% des Netzeinspeisungs-Potenzials]



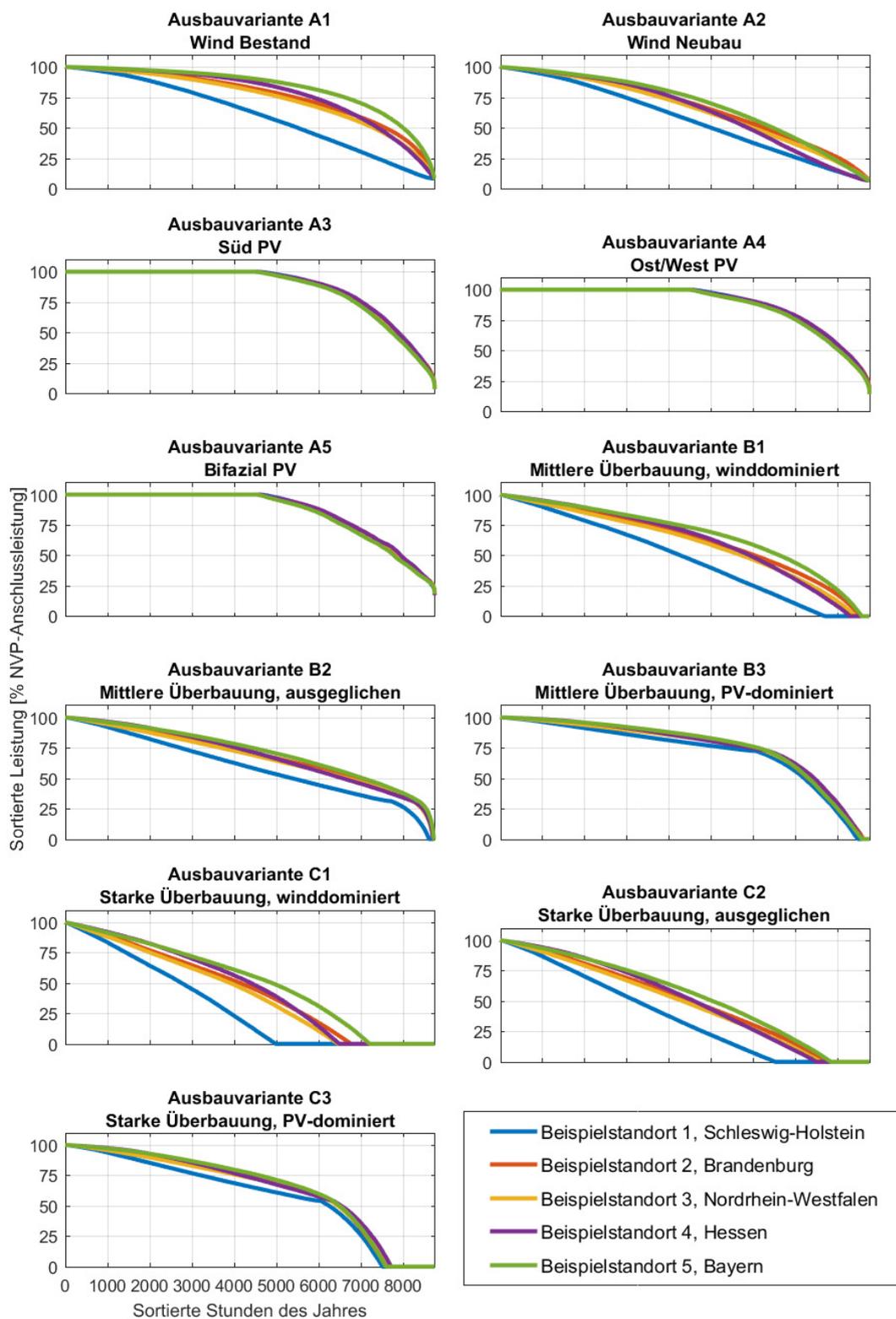
**Abb. 33: Jahresenergieerträge des freien Einspeisepotenzials [% des Netzeinspeisungs-Potenzials]**



**Abb. 34: Sortiertes Freies Einspeisepotenzial der Ausbauvarianten A1 bis A5**



**Abb. 35: Sortiertes Freies Einspeisepotenzial der Ausbauvarianten B1 bis C3**

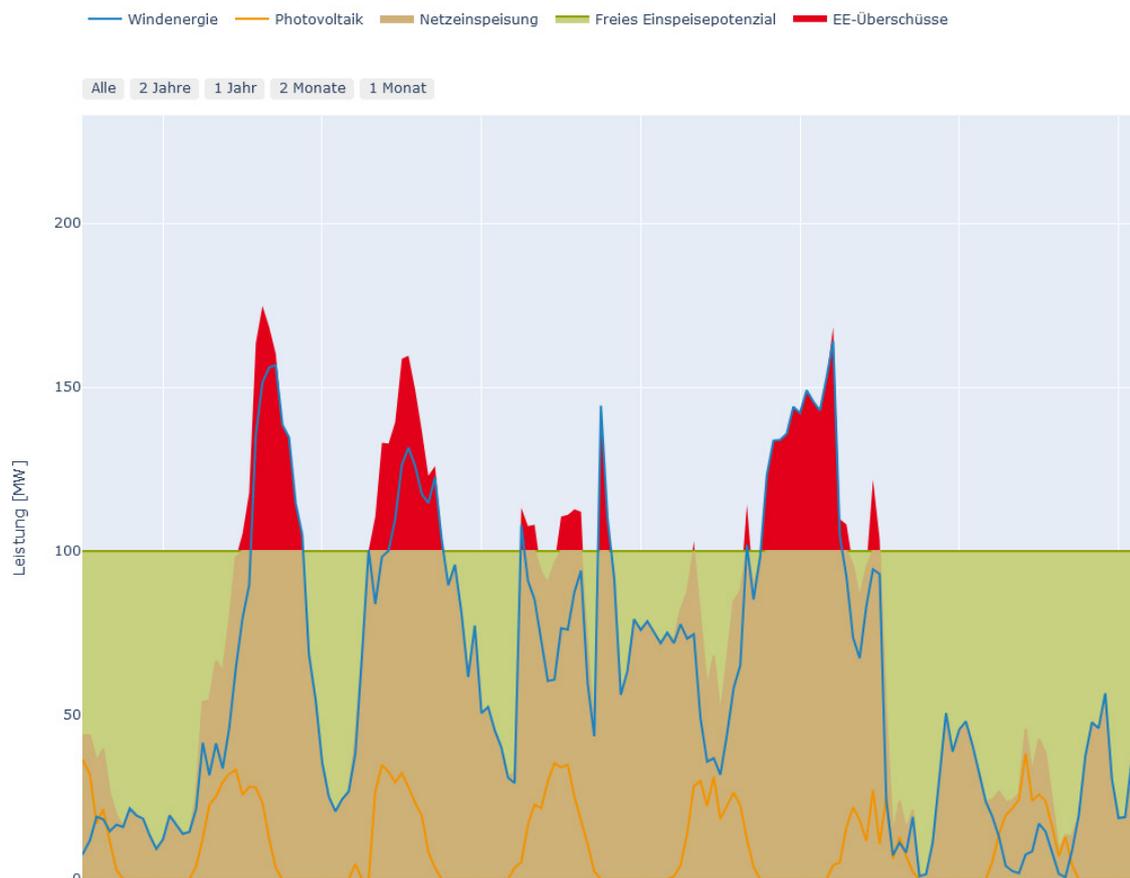


**Abb. 36: Jahresdauerlinien der freien Einspeisepotenziale**

## 2.6 Speicherung der EE-Überschüsse

Ein wesentliches Ziel innerhalb der Energiewende liegt in „Nutzen statt Abregeln“. Ähnliches gilt auch bezüglich der Überbauung von Netzverknüpfungspunkten. Nachfolgend soll daher über eine separate Speichersimulation diese Möglichkeit untersucht werden.

Neben der Erhöhung der Auslastung der Netzkapazität und der Nutzung der ansonsten abgeregelten Erneuerbaren Energiemengen ist hier vor allem auch das gleichmäßigere Einspeisungsverhalten zu erwähnen. Am Beispiel des Einspeisungsverhaltens einer Woche des Standorts 1 (Schleswig-Holstein) in der Ausbauvariante C1 (250 % NVP-Leistung, stark winddominiert) soll dies in Abbildung 37 erläutert werden. Gut zu erkennen sind die Windspitzen über mehrere Tage (rote Flächen). Nicht selten, so wie auch in diesem Beispiel, folgen auf hohe Windspitzen Zeitfenster mit nur geringer Windenergieeinspeisung (hellgrüne Täler). Sehr gut ist an diesem Beispiel zu erkennen, dass ein Großteil der EE-Überschüsse kurze Zeit nach dem Überschusszeitfenster direkt wieder über die Netzkapazität in das Netz eingespeist werden kann.



**Abb. 37: Einspeisung am Standort 1 (Schleswig-Holstein) in der Ausbauvariante C1 (250 % NVP-Leistung, stark winddominiert)**

Für Abbildung 38 bis Abbildung 42 wird die Speicherung in Prozent der gespeicherten EE-Überschüsse gemäß Kapitel 1.5 ermittelt. Bei Berücksichtigung von Speicherverlusten würden sich die abgespeicherten EE-Überschüsse entsprechend leicht verringern. Hierbei werden die Speicherkapazität in Schritten von 0,5 Stunden von Null Stunden bis 10 Stunden (für die Varianten B1 bis B3) bzw. bis 30 Stunden (für Varianten C1 bis C3) und die Speicherleistung in 5 % Schritten der NVP-Anschlussleistung von 0 % bis 50 % (für Variante B1 bis B3) bzw. bis 100 % (für Variante 1 bis C3) variiert. Ziel dieser Analyse ist, die sinnvolle Ausgestaltung eines elektrischen Speichers anhand unterschiedlicher Szenarien zu ermitteln.

In Abbildung 38 ist hierzu für den Standort 1 (Schleswig-Holstein) über die einzelnen Ausbauvarianten B1 bis C3 die prozentuale Höhe der gespeicherten (verlagerten) EE-Überschüsse zu sehen. Der Standort 1 besitzt als Küstenstandort ein hohes Winddargebot und somit auch die höchsten EE-Überschüsse, wie in Tabelle 5 dargestellt.

Wie in Abbildung 38 zu erkennen, kann in den Ausbauvarianten B (mittlere Überbauung, 150 % der NVP-Anschlussleistung) in den untersuchten Bereichen bereits mit geringerem Speichereinsatz ein Großteil der entstehenden EE-Überschüsse verlagert werden. Hierfür sind in der Ausbauvariante B1 (stark winddominiert) eine Speicherleistung von 30 % der NVP-Anschlussleistung und eine Speicherkapazität von 5 Stunden erforderlich, um ca. 70 % der EE-Überschüsse zu verlagern. Noch geringer fallen die Speicheranforderungen in den Ausbauvarianten B2 (Wind und PV ausgeglichen überbaut) bzw. B3 (stark PV dominiert) aus. In diesen Varianten sind bereits mit einer Speicherleistung von ca. 15 % der NVP-Anschlussleistung und einer Speicherkapazität von 5 Stunden fast alle EE-Überschüsse verlagerbar. Innerhalb der Ausbauvariante C (starke Überbauung (250 % der NVP-Anschlussleistung) kommt es aufgrund der deutlich höheren EE-Überschüsse zu größeren Speicherdimensionen. So wird bei einer stark PV-dominierten Überbauung (C3) neben einer Speicherkapazität von 7,5 Stunden auch eine Speicherleistung in Höhe von 50 % der NVP-Leistung benötigt, um weitestgehend alle EE-Überschüsse zu verlagern.

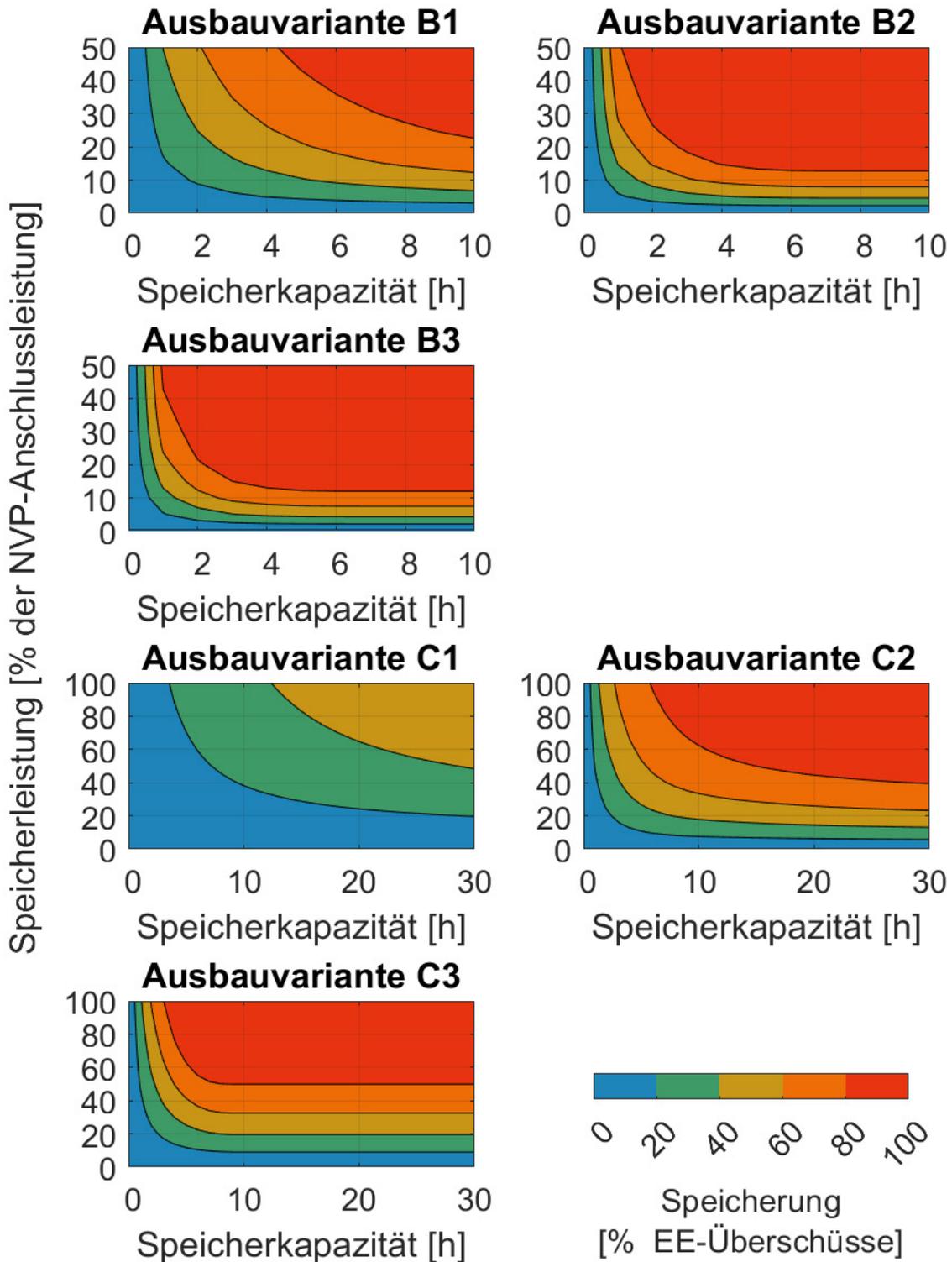
In der Ausbauvariante C1 (stark winddominiert) kann mit der angesetzten Speicherkapazität von 30 Stunden für den Beispielstandort 1 in Schleswig-Holstein aufgrund der deutlich höheren EE-Überschüsse im Vergleich zu allen anderen Ausbauvarianten und Standorten (20 % EE-Überschüsse im Bezug zum Netzeinspeisungspotenzial) mit elektrischen Speichern nur ein Teil der EE-Überschüsse verlagert werden. Eine sinnvolle Ausgestaltung läge hier bei einer Speicherleistung von ca. 50 % der NVP-Anschlussleistung und einer Speicherkapazität von 10 Volllaststunden, um ca. 20 % bis 30 % der EE-Überschüsse zu verlagern. An solchen Standorten mit viel Winddargebot (Küstennähe) und einer winddominierten Überbauung wäre der Einsatz von anderen Sektorkopplungstechnologien wie Elektrolyseuren oder auch Power2Heat-Anlagen, sofern Wärmesenken in der Umgebung vorhanden, sinnvoll.

Betrachtet man den Standort 2 in Brandenburg in Abbildung 38, welcher durch ein etwas geringeres Winddargebot gegenüber der Küste geprägt ist, so fällt auf, dass die Ergebnisse dennoch im Verlauf sehr ähnlich im Vergleich zu dem Standort 1 (Küste Deutschlands) sind, wenn auch in kleinerer Ausprägung. So können zum Beispiel in der Ausbauvariante B1 (mittlere Überbauung, 150 % der NVP-Anschlussleistung, stark winddominiert) bereits mit einer Speicherleistung von 20 % der NVP-Anschlussleistung in etwa die gleichen EE-Überschüsse (ca. 70 %) verlagert werden.

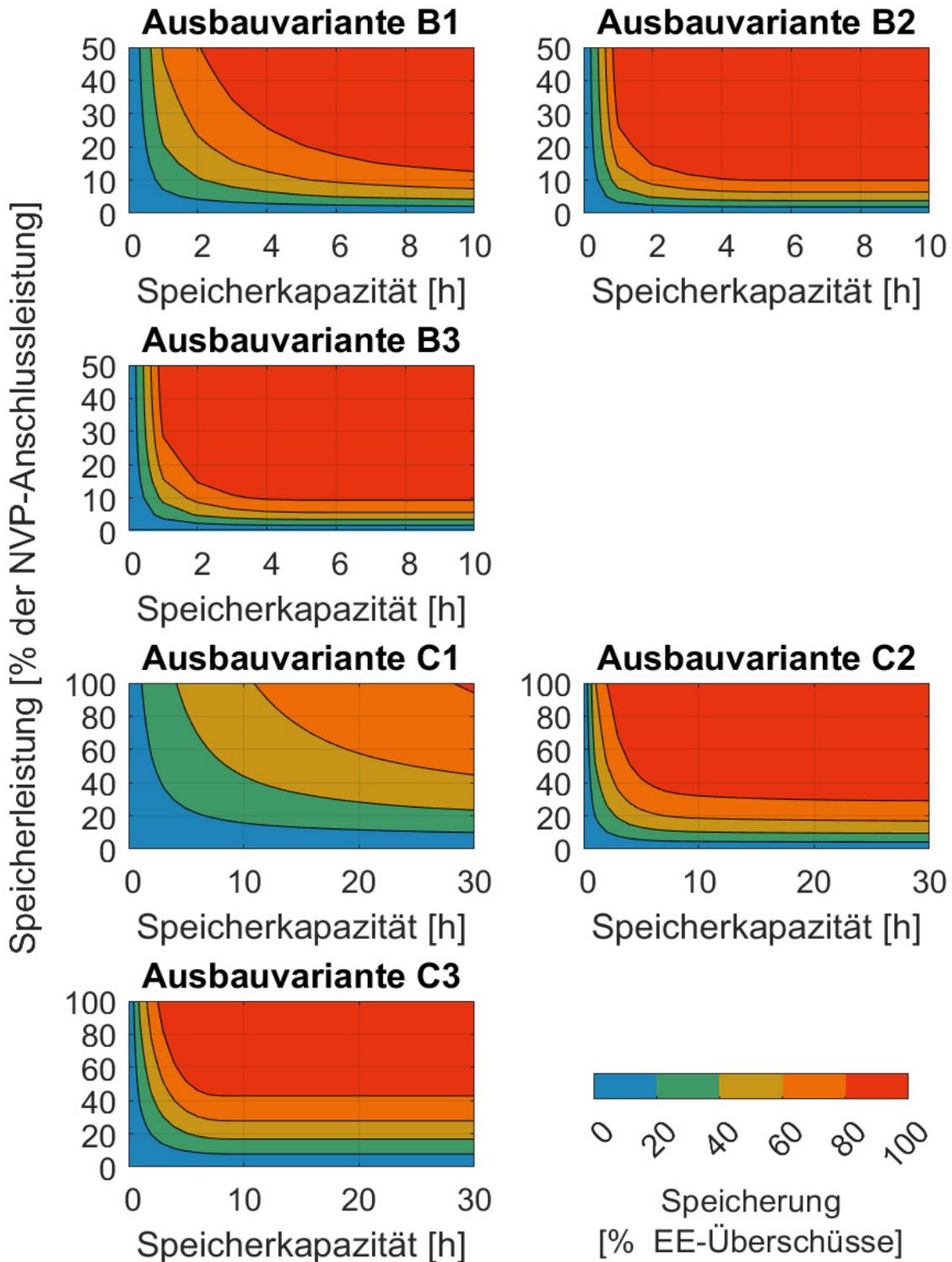
Die anderen untersuchten Standorten 3 (Nordrhein-Westfalen), 4 (Hessen) und 5 (Bayern) weisen gegenüber dem Standort 2 (Brandenburg) sehr ähnliche Ergebnisse auf.

Daraus kann geschlussfolgert werden, dass, mit Ausnahme der Küsten- und nahen Küstenstandorte mit einem hohen Winddargebot, für Deutschland folgende sehr ähnliche grundsätzliche Aussagen gelten:

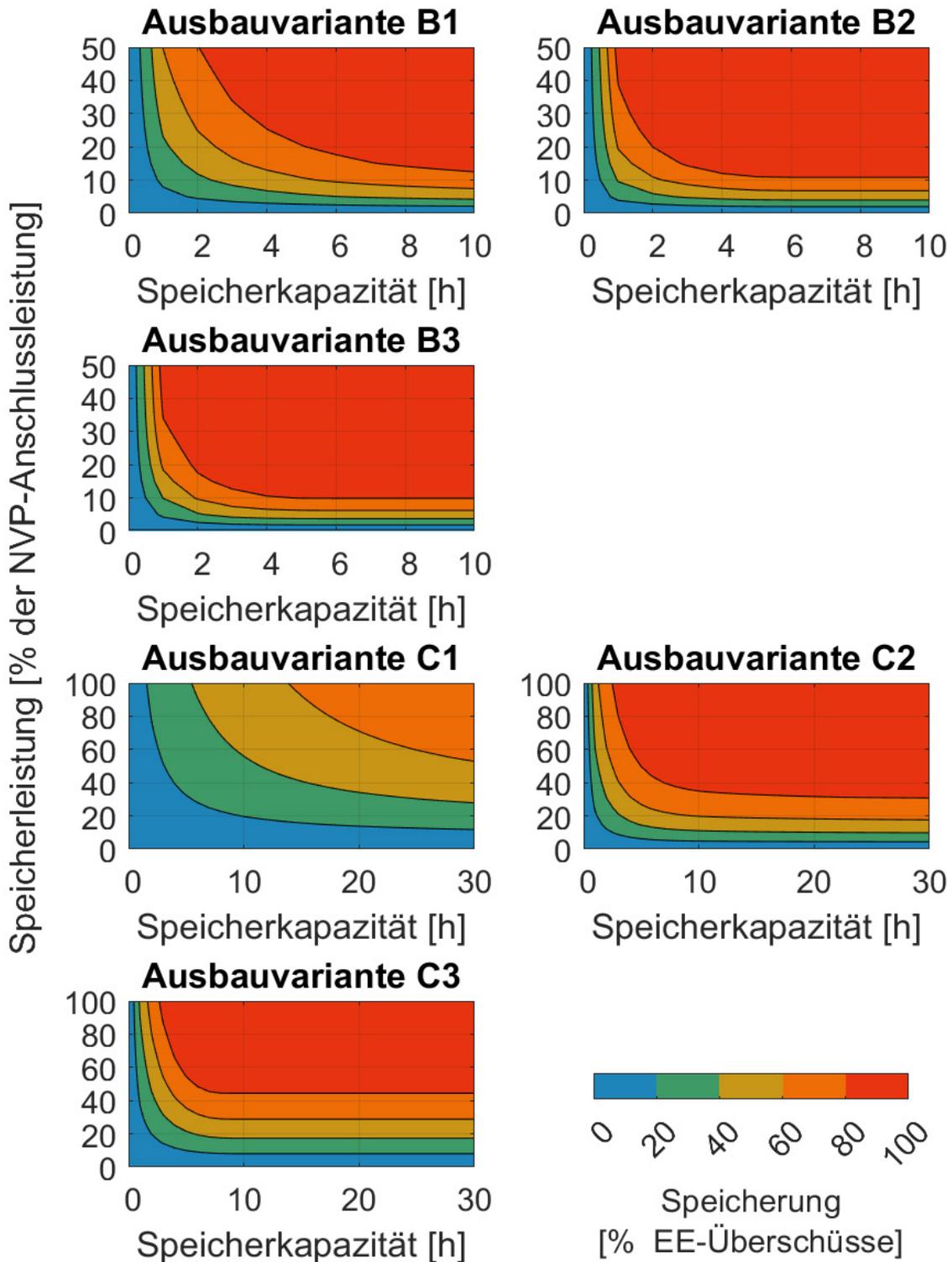
1. Für alle Beispielstandorte stellt Ausbauvariante C1 (starke Überbauung, stark winddominiert) wegen ihrer besonders hohen EE-Überschüsse die höchsten Ansprüche an die Speicherauslegung. Hier wäre neben der Wahl eines elektrischen Speichers auch zu prüfen, inwieweit andere Sektorkopplungstechnologien wie Elektrolyse oder Power-2Heat-Anlagen einen zusätzlichen sinnvollen Rahmen bieten, um EE-Überschüsse zu „nutzen statt abzuregeln“.
2. Bei PV-dominierter Überbauung (Variante B3 und C3) ist die Speicherleistung bei einer Speicherauslegung entscheidend. Dies lässt sich an den Plateaus erkennen, die sich hier einstellen; die -gespeicherte Energie erhöht sich bei einer Erhöhung der Speicherleistung, nicht aber bei einer Erhöhung der Speicherkapazität oberhalb einer Speicherkapazität von ca. 3 bis 5 Volllaststunden.
3. Je stärker die EE-Überschüsse aus Windenergie resultieren umso größeren Einfluss hat die Speicherkapazität bei der Maximierung der Verlagerung von EE-Überschüssen. Hier gilt es, ein individuell projektspezifisches, sinnvolles Verhältnis zwischen Speicherleistung und Speicherkapazität zu wählen.



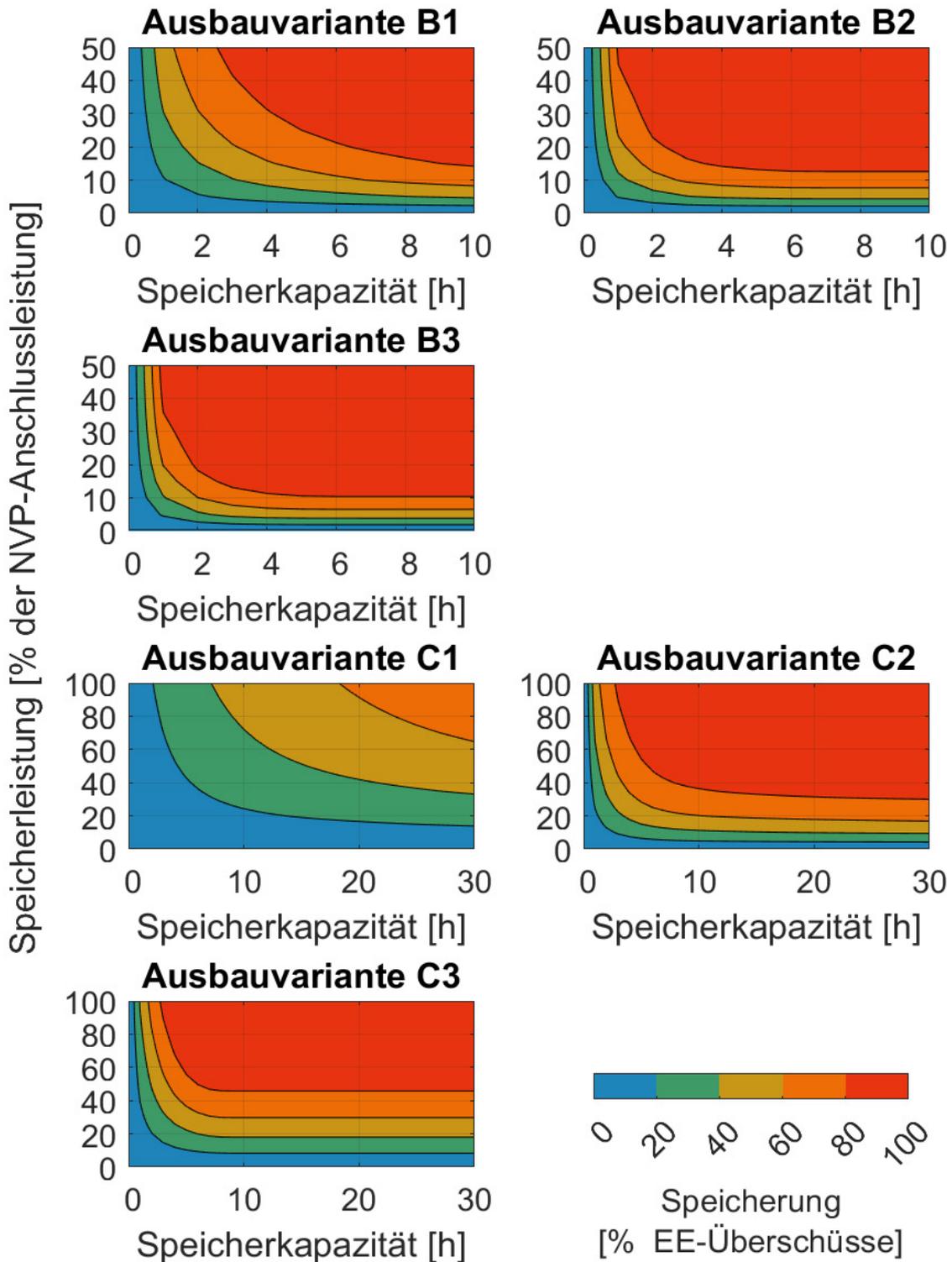
**Abb. 38: Gespeicherte EE-Überschüsse in Abhängigkeit der Speicherkapazität und Speicherleistung am Beispielstandort 1 in Schleswig-Holstein**



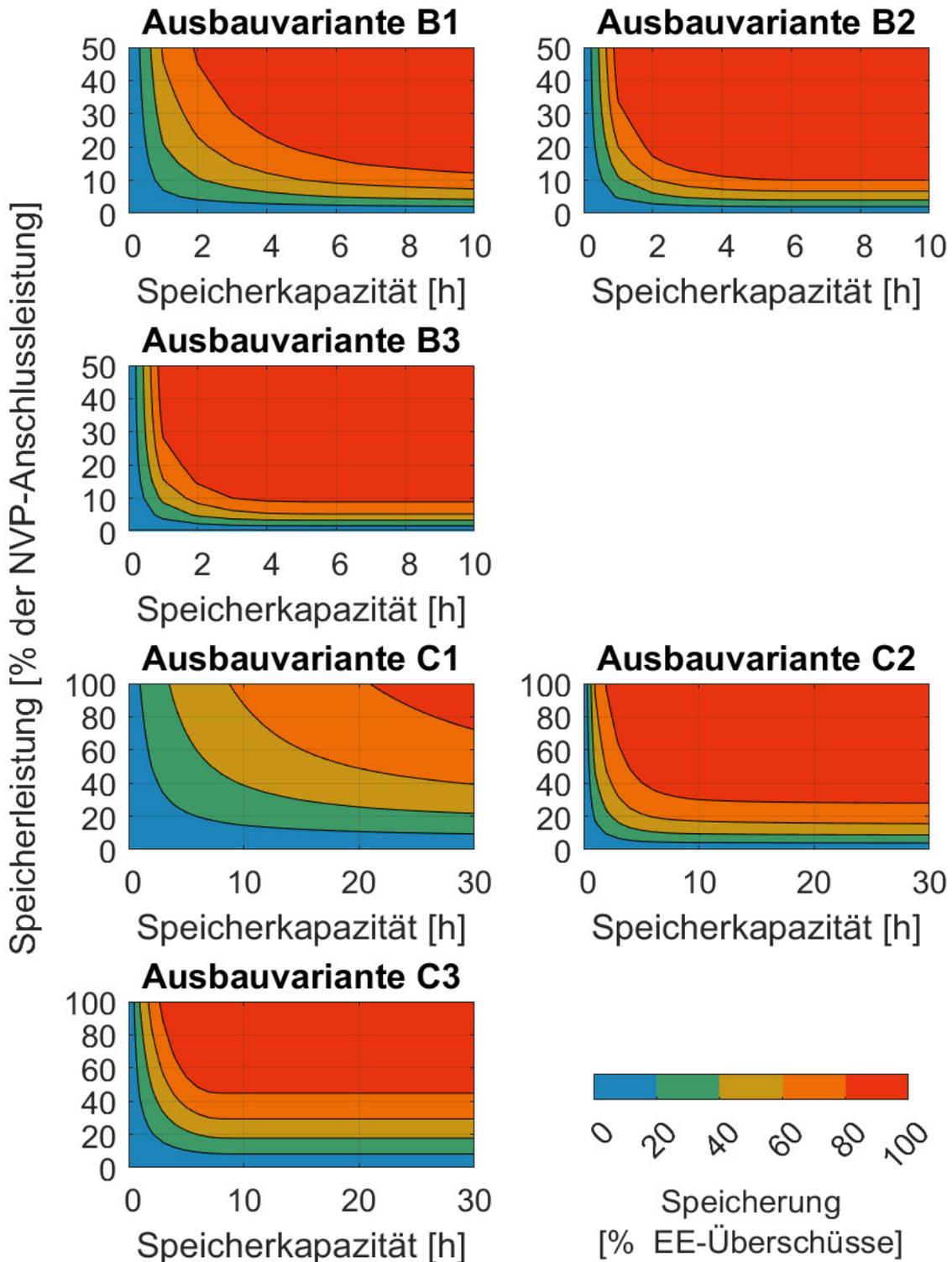
**Abb. 39: Gespeicherte EE-Überschüsse in Abhängigkeit der Speicherkapazität und Speicherleistung am Beispielstandort 2 in Brandenburg**



**Abb. 40: Gespeicherte EE-Überschüsse in Abhängigkeit der Speicherkapazität und Speicherleistung am Beispielstandort 3 in Nordrhein-Westfalen**



**Abb. 41: Gespeicherte EE-Überschüsse in Abhängigkeit der Speicherkapazität und Speicherleistung am Beispielstandort 4 in Hessen**



**Abb. 42: Gespeicherte EE-Überschüsse in Abhängigkeit der Speicherkapazität und Speicherleistung am Beispielstandort 5 in Bayern**

### 3 RECHTLICHES GUTACHTEN

Das nachfolgende rechtliche Gutachten ist eine Kurzfassung der ebenfalls mit dieser Studie veröffentlichten Langfassung der Kanzlei Becker Büttner & Held.

#### 3.1 Rechtliche Untersuchungsgegenstände

Im Rahmen der vorliegenden Studie zur Mitnutzung von vorhandener Anschluss- und Einspeisekapazität durch „Anschlusskombinationen“ aus Anlagen unterschiedlicher Einspeisecharakteristik stellen sich Rechtsfragen insbesondere zu Umsetzungsmöglichkeiten und Umsetzungsaufwand sowie zu möglichen rechtlichen Folgewirkungen außerhalb des EEG. Diesen wird vorliegend stark verkürzt nachgegangen. Bei den vorliegenden Ausführungen handelt es sich um eine Zusammenfassung des parallel veröffentlichten ausführlichen „Ergänzenden Rechtsgutachtens“ von BBH zum vorliegenden Gutachten.

Eine umfassendere Nutzung vorhandener Netzkapazitäten im Rahmen des unmittelbar technisch Möglichen ist ein naheliegender Schritt, um das Auftreten netzbezogener Knappheits-situation zu reduzieren. „Knapp“ in diesem Sinne sind dabei nicht nur die Übertragungs- und Verteilungskapazitäten im Netz. Knapp sind gegenwärtig auch die personellen Kapazitäten zur Prüfung und Berechnung der jeweiligen gesetzlichen Netzverknüpfungspunkte am Punkt der kostengünstigsten Netzintegration der EE-Anlagen in das bestehende oder noch auszubauende Netz, § 8 Abs. 1 EEG. Gäbe es eine „Abkürzung“ zu einem möglichst umfänglichen Netzan-schluss hinzutretender Anlagen – ggf. sogar unter Abkürzung von Netzanschlussleitungen – würden Zeit und auch Geld gespart: Etwa hinzutretende Freiflächen-PV-Anlagen oder Windparks könnten schneller und zu niedrigeren Kosten mit der volkswirtschaftlich dringend benötigten EE-Stromerzeugung beginnen, ohne das Netz zu überlasten.

Zugleich würde aber beim Anschluss eines etwa hinzutretenden Solarparks am bestehenden Anschlusspunkt eines Windparks an einem Umspannwerk XY bzw. umgekehrt eines hinzu-tretenden Windparks an einen bestehenden Anschlusspunkt eines Solarparks regelmäßig nicht durchgängig die gesamte erzeugbare Leistung aus den beiden Anlagen/Installationen (z.B. bestehender Windpark und hinzutretender Solarpark) eingespeist werden können. Im Ergeb-nis müssen deshalb vorfindlicher und hinzutretender Anlagenbetreiber eine Regelung finden, die eine gemeinsame Nutzung der ja begrenzten und für eine Volleinspeisung in allen Viertel-stunden des Jahres nicht ausreichende Netzanschluss- und Einspeisekapazität ermöglicht.

Mit dem Untersuchungsgegenstand der Studie sind die nachfolgenden rechtlichen Frage-stellungen verbunden, welche von BBH im Rahmen des parallel veröffentlichten Rechtsgut-achtens untersucht wurden:

1. Welche Änderungen bestehender Gesetze sind erforderlich, damit Projektierer einen gesetzlichen Anspruch auf die „Überbauung“ eines NVP im vorgenannten Sinne haben?
2. Welcher Gesetzesänderung bedarf es, damit Projektierer einen gesetzlichen Informationsanspruch gegen den Netzbetreiber auf Mitteilung nahegelegener NVP-Informationen (Belegenheit, NVP-Leistung, MW-Einspeisungen, Kontaktdaten des Inhabers des NVP) im Umkreis von x km zum gesetzlichen Netzverknüpfungspunkt/Projekt haben?
3. Gibt es denkbare Möglichkeiten für eine nachträgliche Erweiterung der Netzkapazität am „überbauten“ NVP?
4. Was gilt es in rechtlicher Hinsicht bezüglich weiterer Aspekte bei der „Überbauung“ zu beachten: u.a. zu Redispatch 2.0, SDL-Nachweis, Nachfolgeregelung bei Ausfall des bereits Angeschlossenen, Einspeisevorrang für EE, unterschiedliche Förderstatus, messrechtliche Anforderungen sowie zur dinglichen Absicherung der Mitbenutzung des NVP?

## 3.2 Zusammenfassendes Ergebnis

Letztlich politisch motivierte Prämisse der Überlegungen ist, dass zur Implementierung eines Anspruchs auf Mitnutzung von bestehenden Netzverknüpfungspunkten („**NVP**“) in den bestehenden gesetzlichen Rahmen der §§ 8 ff. EEG **möglichst wenig eingegriffen** werden soll.

Die juristische Prüfung ergibt, dass zu einer rechtssicheren **gesetzlichen Verankerung** der Überbauung **ein neuer Paragraph im engen Umfeld von § 8 EEG, etwa ein § 8a EEG (Mitnutzung eines bestehenden NVP zum Anschluss** zusätzlicher elektrischer Leistung zuzüglich eines diesbezüglichen **Informationsanspruchs**) geschaffen werden könnte – und müsste. Zudem solle eine kurze Ergänzung in § 11 Abs. 1 EEG vorgenommen werden: Schaffung eines eingeschränkten Abnahmeanspruch auf Mitnutzung **zur Einspeisung** von Strom aus der hinzutretenden EE-Kapazität ohne Erweiterung der Anschlussleistung. Dabei werden in § 8a EEG nicht alle erforderlichen rechtlichen Regelungen in das Gesetz aufgenommen. Etliche Fragestellungen würden vielmehr ergänzend in einem Vertrag der Anlagenbetreiber mit dem Netzbetreiber geregelt. Die wesentlichen Vertragsgegenstände werden in § 8a EEG jedoch bereits knapp beschrieben.

Denn die **geltenden §§ 8 und 11 EEG** gewähren ausschließlich einen Anspruch auf Netzanschluss, der eine vollständige Einspeisung des EE-Stroms gewährt. Dieser Anspruch entsteht entweder unmittelbar ohne Netzausbau oder erst nach Durchführung eines solchen erfolgt. Dies ist dann der Fall, wenn der Variantenvergleich nach § 8 Abs. 1 EEG ergeben hat, dass der NVP an einem bestimmten Punkt liegt und zur Aufnahme des gesamten Stroms noch ein zumutbarer Netzausbau erfolgen muss. § 8 Abs. 1 i.V. m. Abs. 3 EEG gewährt dabei einen Anspruch auf Netzanschluss am gesetzlichen NVP bereits vor Abschluss des Netzausbaus, aber nicht vor

anschlussfertiger Errichtung der Anlage. Für Strom, der noch nicht eingespeist werden kann und im Rahmen einer Redispatch-Maßnahme abgeregelt wird, erhält der Anlagenbetreiber regelmäßig eine Entschädigung, §§ 13, 13a EnWG. Auf Basis eines Vertrages können nach wohl allgemeiner Meinung Anlagenbetreiber zwar wirksam **auf Einspeisekapazität verzichten**. Ebenfalls gehen wir davon aus, dass vertraglich auch auf den Anspruch **auf Netzausbau** verzichtet werden kann. Was das aktuelle Recht aber wohl noch nicht vorsieht, ist ein rechtssicherer Anspruch eines Anlagenbetreibers gegen den Netzbetreiber auf eine begrenzte Einspeisung an einem vom gesetzlichen NVP abweichenden Punkt und gemeinschaftlich mit anderen vorangeschlossenen Einspeisern, der aufgrund der ausdrücklichen gesetzlichen Regelung zudem mit einem jedenfalls wirksamen, nicht gegen § 7 Abs. 2 EEG verstoßenden Anspruch auf Verzicht der Teileinspeisung und Verzicht auf Netz-ertüchtigung verbunden ist.

Anderes ergibt sich nach unserer Einschätzung auch nicht aus den **Abs. 2 und 3 des § 8 EEG**: Diese Regelungen erweitern den Kreis der Anschlussmöglichkeiten um einen von Abs. 1 abweichenden Punkt, der entweder unter bestimmten Voraussetzungen (nicht mehr als nur unerhebliche Mehrkosten für den Netzbetreiber) vom Anlagenbetreiber gewünscht oder vom Netzbetreiber bestimmt wurde. Aber auch in diesen beiden Fällen gilt § 11 Abs. 1 EEG, so dass der EE-Anlagenbetreiber die Aufnahme der gesamten erzeugbaren elektrischen Leistung verlangen kann und eben ein Mitanschluss nur unter den Bedingungen von § 8 Abs. 2 EEG verlangt werden könnte. Auch dabei müsste ein Netzbetreiber einer gemeinschaftlichen Teileinspeisung mehrerer Anlagenbetreiber am NVP, wie er nach einem § 8a EEG verlangt werden könnte, nach unserer Einschätzung gegenwärtig nicht zwingend zustimmen.

Der **Anspruch auf Überbauung** des Betreibers der hinzukommenden EE-Anlage/EE-Installation umfasst die **Mitnutzung** eines bestehenden **NVP** zu Anschluss und Einspeisung **ohne Leistungserweiterung**. Der Vorschlag ist so gefasst, dass sich daraus ergibt, dass der Anschluss einer EE-Anlage (etwa eines Solarparks oder einer stark überbauten, hochflexiblen Biomethan-anlage zu einem Windpark oder umgedreht) auch teilweise – unter Ausnutzung freier Netzkapazitäten und/oder eines Netzausbauanspruchs – nach dem Regelverfahren § 8 EEG und teilweise als Überbauung nach einem § 8a EEG erfolgen könnte.

Der Anspruch auf Überbauung könnte zudem auch auf zwei weitere Anschlusssituationen ausgedehnt werden: Dies wäre einerseits eine **gleichzeitige Überbauung** eines NVP. Darunter könnte man einen Fall verstehen, in dem etwa ein Windpark und ein Solarpark von vornherein zusammen eine bestimmte gemeinschaftlich genutzte Netzanschlussleistung beantragen, die in Summe die nach § 8 EEG beanspruchbare überschreitet. Netzverknüpfungspunkt könnte hier der gesetzliche NVP nach § 8 Abs. 1 EEG etwa für den Windpark sein, während der Solarpark diesen NVP mit seiner zulässigen maximalen Einspeisekapazität mit nutzt (oder umgekehrt). Oder die Festlegung des NVP erfolgt über § 8 Abs. 2 EEG. Aus § 8a EEG müsste sich dann ergeben, dass beide eine gemeinschaftliche Einspeisung mit dem Netzbetreiber vereinbaren dürfen – unter den bereits erörterten Voraussetzungen wie einem dauerhaften Verzicht auf Netzausbau und

Einspeisung oberhalb der vereinbarten NVP Netzanschlusskapazität. Es wäre zu erwägen, ob dieser Fall der gleichzeitigen Überbauung auch gelten soll, wenn etwa ein Windpark die am NVP zur Verfügung stehende Netzanschlusskapazität überbaut, also aus seinem Windpark mit einer installierten Leistung von etwa 48 MW auf Einspeisung und Netzausbau für die etwa 40 MW überschießende Einspeiseleistung dauerhaft verzichtet.

Erweiterungsfall II wäre eine **virtuelle Überbauung**: In diesem Fall begehren ein Windpark und etwa ein Solarpark oder ein hochflexibles Biomethan-BHKW zwei NVP, drosseln jedoch vertraglich die jeweilige gleichzeitige Gesamteinspeisung über beide NVP auf die vereinbarte maximale Gesamteinspeisung; dies könnte etwa die Leistung des Windparks darstellen. Hier könnte sich der Standort etwa für den Windpark aus § 8 Abs. 1 bis 3 EEG ergeben, der Anschluss hier für den virtuell miteinspeisenden Solarpark aus § 8a EEG. Zu regeln wären hier (über den unten aufgeführten Vorschlag hinaus) dann noch die Voraussetzungen für den zweiten NVP, etwa des Solarparks; dieser müsste an einer Stelle vorgenommen werden, der energiewirtschaftlich und technisch (in Bezug auf die Netzkapazität...) einer Einspeisung am NVP des Windparks entspricht.

Wesentliche Voraussetzungen für einen Anspruch auf Überbauung sind, dass der Betreiber der bereits angeschlossenen EE-Anlage der Überbauung zustimmt, dies dem Netzbetreiber mitgeteilt wird, ein Vertrag zur Integration der hinzukommenden EE-Leistung zwischen den Beteiligten geschlossen wird („**Überbauungsvertrag**“ einschließlich eines Verzichts des hinzukommenden Anlagenbetreibers auf Einspeisung einer weitergehenden Leistung als der aktuell am NVP vorfindlichen) und ansonsten die vollständigen technischen und regulativen Voraussetzungen zum Anschluss und Betrieb inkl. Einspeisung aller am NVP nunmehr angeschlossenen Anlagen erfüllt werden (u.a. §§ 9, 10, 10a und 10b EEG sowie des MSBG, EnWG und der Verordnungen hierzu).

Der Abschluss eines Überbauungsvertrags sollte mit **§ 7 Abs. 2 EEG** vereinbar sein. Da die Wahl eines Anschlusses nach einem § 8a EEG freiwillig wäre, stünde wohl auch § 7 Abs. 1 EEG einer solchen Regelung nicht entgegen. Naheliegend wäre die Erarbeitung eines **Mustervertrags**, der etwa vom BEE beauftragt werden könnte und der u.a. mit der BNetzA und dem BMWK abgestimmt werden könnte (vgl. § 6 EEG-Mustervertrag der Fachverbände zur finanziellen Beteiligung der Kommunen am Ausbau).

Hinweise auf eine Nichtvereinbarkeit des vorgeschlagenen Konzepts mit der **Europäischen Strombinnenmarkt-RL** werden nicht erkannt. Der vorliegende Ansatz ist vielmehr geeignet, deren Ziele zu fördern.

**Weitere Anpassungen** von gesetzlichen Regelungen erscheinen in Bezug auf Mitanschluss und Mitnutzung eines bestehenden Anschlusses **nicht erforderlich**. Aus der Mitnutzung des Anschlusses ergeben sich im Wesentlichen zusätzlich Fragen hinsichtlich der **Vorrangregelung** zwischen den Einspeisern und die **Regelungseinrichtung** zur Sicherstellung, dass am NVP nicht mehr als die zugelassene elektrische Leistung eingespeist wird. Hierzu finden sich wesentliche

Regelungen im vorgeschlagenen § 8a EEG in Verbindung mit dem abzuschließenden Vertrag („Überbauungsvertrag“). Darüber hinaus würde für die dann eingespeisten Mengen der allgemeine Rechtsrahmen gelten.

Weiter wird vorgeschlagen, im Gesetz ausdrücklich vorzusehen, dass bei **Wegfall** einer vorangeschlossenen Anlage (z.B. Windpark) das unbegrenzte Einspeiserecht **automatisch** auf die hinzugekommene Anlage (z.B. Solarpark) **übergeht**.

Zur Umsetzung des **Redispatch** (RD) 2.0 bedarf es einer ausdrücklichen Vereinbarung der Anlagenbetreiber mit dem Netzbetreiber im Überbauungsvertrag über die Übermittlung der **Informationen** über die Strommengen und deren Herkunft (z.B. Wind oder Solar), die ohne Redispatch-Maßnahme in das Netz **hätten eingespeist werden sollen**. Die Erzeugungsprognosen sind insoweit an die Vorrangvereinbarung aus dem Überbauungsvertrag anzupassen. Auf dieser Basis sollten die Regelungen des RD 2.0 unverändert Anwendung finden können.

**Anpassungsbedarf** an **technische Regelwerke** (u.a. TAR, TAB, NELEV, Festlegungen BNetzA zur RD 2.0, aber auch MSBG, MessEG sowie MStRV) sind im Rahmen einer Rechtsprüfung nicht abschließend belastbar zu ermitteln. Allerdings spricht aus unserer Sicht viel dafür, dass ein Änderungsbedarf sich allenfalls aus dem **Erfordernis der eigenständigen Einspeisebegrenzung durch die Anlagenbetreiber** ergeben könnte, die zur Fernsteuerung durch Netzbetreiber und Direktvermarktungsunternehmen hinzutritt.

Hinsichtlich eines **Informationsanspruchs** über vorhandene Netzanschlüsse von EE-Anlagen mit Potential für eine Überbauung im Sinne des vorgeschlagenen § 8a EEG gilt: Zwar bestehen nach dem EEG, insb. § 8 Abs. 6 EEG, und dem MaStR bereits weitreichende Informationsmöglichkeiten auch für Interessenten an einer Mitnutzung eines bestehenden NVP. Sinnvoll könnte es sein, Anlagenbetreibern einen Auskunftsanspruch nicht nur gegen einen bestimmten Netzbetreiber an einem bereits konkretisierten Planungsort zu geben, sondern auch gegen verschiedene, in einem früheren Planungsstand noch in Betracht kommende Netzbetreiber. Dieser könnte in einem **§ 8a Abs. 5 EEG** geschaffen werden und bereits bei **einer Vorplanung von verschiedenen Optionen** zur Mitnutzung von bestehenden NVP eingreifen. Darüber hinaus könnte die **MaStRV** in der Weise ergänzt werden, dass Netzbetreiber die in ihren Netzen bestehenden NVP mitteilen müssen und über die Anschluss- und Einspeiseleistung informieren. Denkbar wäre auch eine **Kartierung** der in Deutschland vorhandenen NVP mit entsprechenden weiteren Daten zu den angeschlossenen Anlagen und Netzkapazitäten, soweit die Regelungen zum Daten-, und Geheimnisschutz sowie zur Datensicherheit beachtet werden.

Schließlich stellte sich die Frage, ob im Fall einer **Überbauung und sodann einer späteren Netzkapazitätserweiterung** vor Ort nach Anschluss gegenüber dem Netzbetreiber ein erneutes Netzanschlussbegehren gestellt werden darf, nunmehr auf **Vollanschluss** nach § 8 Abs. 1 EEG. Möchte man aber das bestehende Verständnis des Netzausbauanspruchs und von § 8 Abs. 1

EEG nicht insgesamt wesentlich verändern, spricht viel dagegen, dass der hinzugekommene Anlagenbetreiber bei einem dann vorgenommenen Netzausbau doch einen Vollanschluss am dann schon bestehenden NVP verlangen kann.

Hinsichtlich des Verzichts des hinzugekommenen Anlagenbetreibers auf einen umfassenden Netzausbau wäre es allerdings bedenkenswert, dass von vornherein vereinbart würde, dass dieser **Verzicht nicht gelten** solle, wenn die **Lastsituation** sich im fraglichen Netzabschnitt später **nachhaltig verändert**, so dass ohne oder mit nahezu keinem Netzausbauaufwand doch mehr als die zuvor zulässige Anschluss- und Einspeiseleistung aufgenommen werden könnte.

### 3.3 Regelungsvorschläge zur Implementierung eines Anschluss-Überbauungs-, Miteinspeisungs- und Informationsanspruchs im EEG

#### Ergänzung des EEG um einen neuen § 8a EEG

Auch wenn zahlreiche Regelungserfordernisse für einen Netzanschluss im Wege einer Überbauung in einem Vertrag zwischen Anlagenbetreibern und Netzbetreiber „erledigen“ könnten, schlagen wir vor, eine umfassende Rechtssicherheit schaffende gesetzliche Regelung zum Netzanschlussanspruch an einen bestehenden Netzverknüpfungspunkt in einem neuen § 8a EEG zu implementieren. Darin sind auch die oben bereits kurz skizzierten weiteren Voraussetzungen für diesen Anschlussanspruch zu regeln, einschließlich eines Informationsanspruchs schon im Vorfeld eines konkreten Netzanschlussbegehrens für ein konkretisiertes, standortbezogenes EE-Projekt.

Hierzu schlagen wir folgenden neuen **§ 8a EEG** vor:

#### *„ § 8a: Mitnutzung von bestehenden Netzanschlüssen*

*(1) Anlagenbetreiber können vom Netzbetreiber nach Maßgabe dieses Paragrafen den Anschluss an einen Netzverknüpfungspunkt von bestehenden Anlagen auch dann verlangen, wenn und soweit sich dort für die hinzukommende Anlage nicht der gesetzliche Netzverknüpfungspunkt nach § 8 Abs. 1 oder ein zulässig vom Anlagenbetreiber gewählter Netzverknüpfungspunkt nach § 8 Abs. 2 befindet. In diesem Fall darf die hinzukommende Anlage die Anschlussleistung der bereits angeschlossenen Anlagen mitnutzen („Überbauung“). Der Netzbetreiber ist jedoch nicht verpflichtet, die Einspeiseleistung zu erhöhen oder die Netzkapazität nach § 12 zu erweitern, damit jederzeit die gesamte dann angeschlossene elektrische Leistung eingespeist werden kann. Weitere Voraussetzung des Anspruchs ist, dass der oder die Betreiber der bereits angeschlossenen Anlagen der Mitnutzung des Netzverknüpfungspunktes durch den hinzukommenden Anlagenbetreiber ausdrücklich zugestimmt haben.*

*(2) Alle Anlagenbetreiber am überbauten Netzverknüpfungspunkt und der Netzbetreiber müssen vor Anschluss der hinzukommenden Anlage einen Vertrag über die Integration einer Anlage an einem bestehenden Netzverknüpfungspunkt („Überbauungsvertrag“) schließen. In diesem sind unter Beachtung von § 7 Abs. 2 insbesondere folgende Regelungen zu treffen:*

- » Verzicht der Anlagenbetreiber auf eine Erweiterung der Netzanschlusskapazität über die bisherige Anschlussleistung hinaus, soweit es sich dabei nicht um den gesetzlichen Netzverknüpfungspunkt nach Abs. 1 oder einen gewählten Netzverknüpfungspunkt nach Abs. 2 für einen Teil der hinzukommenden Anlage handelt,*
- » Vereinbarung zur Installation einer technischen Abregelungseinrichtung, die die maximal einspeisbare elektrische Energie auf die bisherige Anschlussleistung vorsieht,*
- » Vereinbarung einer Regelung zur Bestimmung der Einspeiseberechtigung (Leistungsaufteilung) für den Fall, dass die gesamte erzeugbare Leistung aus allen angeschlossenen Anlagen in einer Viertelstunde die Anschlussleistung des Netzverknüpfungspunktes überschreitet,*
- » Vereinbarung eines Messkonzepts zur zumindest viertelstundenscharfen Ermittlung der Einspeiseanteile der verschiedenen einspeisenden Anlagen am Netzverknüpfungspunkt sowie*
- » Vereinbarung zur Durchführung des Redispatch: Sicherstellung des Zugriffs des Netzbetreibers auf die einzelnen Anlagen sowie der Kommunikation über die Erzeugungsfähigkeit der einzelnen Anlagen während der erfolgten Erzeugungsanpassung.*

*(3) Der Mitanschluss der Anlage an einen bestehenden Netzverknüpfungspunkt und der vertragliche Verzicht des Anlagenbetreibers auf Einspeisekapazität im Umfang der insgesamt in der Anlage erzeugbaren elektrischen Leistung sowie auf eine Netzkapazitätserweiterung zur Aufnahme der gesamten installierten Leistung aller an diesem Netzverknüpfungspunkt angeschlossenen Anlagen entbindet nicht von der vollständigen Erfüllung aller Anschlussvoraussetzungen der §§ 9, 10, 10a und 10b dieses Gesetzes sowie der sonstigen rechtlichen Anforderung u.a. aus dem Energiewirtschaftsgesetz, dem Messstellenbetriebsgesetz, dem Mess- und Eichgesetz, der Marktstammdatenregisterverordnung und der weiteren rechtlichen und technischen Vorgaben zum Anschluss und zum Betrieb von Anlagen an das Netz für die allgemeine Versorgung.*

*(4) Der hinzukommende Anlagenbetreiber nach Abs. 1 darf die bestehende Einspeiseleistung am Netzverknüpfungspunkt auch dann noch nutzen, wenn und soweit die sonstigen Anlagen am gemeinschaftlich genutzten Netzverknüpfungspunkt ihre installierte Leistung etwa aufgrund von Stilllegung oder Teilabbau reduzieren.*

*(5) Netzbetreiber müssen Anlagenbetreibern, welche eine Mitnutzung bestehender Netzanschlüsse nach Abs. 1 erwägen, nach Eingang einer entsprechenden Anfrage unverzüglich, spätestens innerhalb von acht Wochen, alle Informationen übermitteln, die für die Prüfung einer möglichen Mitbenutzung bestehender Verknüpfungspunkte benötigt werden. Insbesondere sind zu übermitteln:*

- 1. die Standortdaten bestehender Verknüpfungspunkte,*
- 2. die an den Verknüpfungspunkten vorhandene Netzkapazität,*
- 3. die Betreiberdaten der am Verknüpfungspunkt angeschlossenen Anlagen unter Bezugnahmen auf den jeweiligen Eintrag im Marktstammdatenregister bei der Bundesnetzagentur und*
- 4. die installierte Leistung und Einspeiseleistung der angeschlossenen Anlagen und deren eingesetzte erneuerbare Energie.*

*Netzbetreiber sind zur Übermittlung von Informationen nicht verpflichtet, soweit mit der Datenweitergabe gegen europarechtliche und nationale Regelungen hinsichtlich der Vertraulichkeit, des Datenschutzes und der Datensicherheit verstoßen würde.“*

### **Ergänzung von § 11 Abs. 1 EEG**

Auch in § 11 EEG, der die Abnahmepflicht des Netzbetreibers für Strom aus EE-Anlagen regelt, ist eine Ergänzung vorzunehmen. Dadurch soll klargestellt werden, dass sich der Abnahmeanspruch durch die Mitnutzung der hinzukommenden Anlage im Rahmen einer Überbauung nach § 8a EEG nicht über die Leistung hinaus erweitert, die vor dem Anschluss dieser Anlage verlangt werden konnte.

§ 11 Abs. 1 EEG lautet aktuell:

*„§ 11 Abnahme, Übertragung und Verteilung*

*Netzbetreiber müssen vorbehaltlich des § 13 des Energiewirtschaftsgesetzes den gesamten Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas, der in einer Veräußerungsform nach § 21b Absatz 1 veräußert wird, unverzüglich vorrangig physikalisch abnehmen, übertragen und verteilen. Macht der Anlagenbetreiber den Anspruch nach § 19 in Verbindung mit § 21 geltend, umfasst die Pflicht aus Satz 1 auch die kaufmännische Abnahme.“*

Diese Regelung könnte um folgenden neuen Satz 3 ergänzt werden:

*„In den Fällen eines Netzanschlusses einer Anlage nach § 8a beschränkt sich die Abnahmeverpflichtung auf die elektrische Teilleistung der insgesamt angeschlossenen Anlagen, die der Leistung entspricht, die vor Anschluss der hinzukommenden Anlage nach § 8a (Überbauung) verlangt werden konnte.“*

## 4 WEB-ANWENDUNG

Die vorliegende Studie belegt eindrücklich die sinnvolle Maßnahme der Überbauung von Netzverknüpfungspunkten (NVP). Die Vorteile einer Überbauung umfassen sowohl die deutliche schnellere Realisierbarkeit von Projekten und die gleichzeitige Senkung der Projektkosten, als auch das gleichmäßigere Einspeisungsverhalten der Erneuerbaren Energien, was neben einer vereinfachten Netzbetriebsführung und besseren Ausnutzung der Assets im Netzbereich auch die Netzkosten für die Integration der Erneuerbaren Energien voraussichtlich senken sollte.

Dennoch kann eine solche Studie nicht projektspezifisch agieren, sondern muss bestimmte vereinheitlichte Ansätze (siehe Tabelle 1) annehmen, damit entsprechende Transparenz und Umsetzbarkeit in der Studie gewährleistet werden.

Um dennoch den Unterstützern dieser Studie eine detaillierte Berechnung für deren individuellen Projekte zur Verfügung zu stellen, wurde zusätzlich zu dieser Studie eine Web-Anwendung entwickelt, welche genau wie diese Studie auf einem 6×6 km Raster ausgerichtet ist.

Die Web-Anwendung modelliert die stündliche Stromerzeugung von Wind- und Photovoltaik (PV)-Anlagen an beliebigen Standorten in Deutschland über acht Wetterjahre. Dabei wertet sie alle möglichen Kombinationen von Wind- und PV-Leistung am NVP hinsichtlich der zu erwartenden Energieerträge, der Netzeinspeisungen, der EE-Überschüsse, der freien Einspeisepotenziale und der Speicheranforderungen aus und bietet damit eine Hilfestellung für die Optimierung der NVP-Nutzung und die Planung einer effizienten Energiewende vor Ort.

**NVP**

Nach Auswahl eines Standortes auf der Karte kann hier der Netzverknüpfungspunkt mit Bestandleistung und einem geplanten Zubau konfiguriert werden. Mit einem Klick auf **Berechnen** wird die gewählte Konfiguration an das [Fraunhofer IEE](#) zur Errechnung potentieller Energieerträge übermittelt.

**Bestand**

NVP-Anschlussleistung  MW Wetterjahr

**Wind**

Anlagentyp  Nabenhöhe  genutzte NVP-Leistung (0%)  MW Windleistung  MW

**Photovoltaik**

Neigungswinkel  Ausrichtung  genutzte NVP-Leistung (0%)  MW DC/AC Verhältnis  PV-Leistung (AC)  MW

**Zubau**

**Wind**

Anlagentyp  Nabenhöhe  genutzte NVP-Leistung (0%)  MW Windleistung  MW

**Photovoltaik**

Neigungswinkel  Ausrichtung  genutzte NVP-Leistung (0%)  MW DC/AC Verhältnis  PV-Leistung (AC)  MW

**Abb. 43: Screenshot der Web-Anwendung „Gemeinsame Nutzung von Netzverknüpfungspunkten durch unterschiedliche Erneuerbare Energien und Sektorenkopplung“**

## 5 ZUSAMMENFASSUNG

Die in dieser Studie dargelegten Ergebnisse zeigen deutlich den Vorteil einer Überbauung für die Energiewende für wichtige Stakeholder der Energiewirtschaft (Netzbetreiber, Projektierer, Betreiber, usw.).

Wie in Kapitel 3 beschrieben, wurde zusammen mit dieser Studie auch eine Web-Anwendung entwickelt, welche die Nutzer in die Lage versetzt, projektspezifisch den Rahmen einer entsprechenden Überbauung zu simulieren. Die modellierte EE-Stromerzeugung kann allerdings aus folgenden Gründen lediglich zur Orientierung dienen und keineswegs lokal angepasste Ertragsgutachten ersetzen:

- » Es werden Wetterdaten mit einer räumlichen Auflösung von Stunden verwendet.
- » Die Wetterdaten geben die räumlichen Mittelwerte der Wettermodellfläche (6×6 km) wieder.
- » Es werden Windleistungskennlinien, die einen mittleren Zusammenhang zwischen Windgeschwindigkeit und Windleistung abbilden, und mittlere Abschattungseffekte verwendet.

Es wurde deutlich, dass moderne Windenergieanlagen über 2.800 Volllaststunden im Mittel in Deutschland ermöglichen. Neue Windenergieanlagen nutzen entsprechend daher schon deutlich besser die Netzanschlusskapazität aus.

Es wurden vertikale PV-Anlagen (90° Neigungswinkel) mit Ost-West-Ausrichtung und bifazialen Modulen modelliert. Die Kombination von vertikalen PV-Anlagen mit PV-Anlagen in klassischer Südausrichtung senkt die Peakeinspeisung und erhöht die Einspeisedauer tagesspezifisch. Beide Effekte erhöhen die bessere Netz- und Marktintegration der PV-Anlagen in Deutschland. Dies gilt auch, in kleinerem Ausmaß, für die Kombination von PV-Anlagen in Südausrichtung mit PV-Anlagen in Ost-West-Ausrichtung und kleineren Neigungswinkeln.

Es wurde gezeigt, dass eine Überbauung auf 250 % eine bessere Netznutzung von bisher ca. 13 % (PV) bzw. 33 % (Wind-Zubau) auf bis zu 53 % (Wind & PV) im Mittel über Deutschland ermöglicht. Dies geht mit der Möglichkeit einer besseren Ausnutzung der Betriebsmittel für den Netzanschluss und eines beschleunigten und kostengünstigeren Anschlusses und Ausbaus von Erneuerbaren Energien einher.

Es wurde gezeigt, dass deutliche EE-Überschüsse erst bei relativ hohen Überbauungen auftreten; so liegen bei 150 % Überbauung die EE-Überschüsse in Deutschland zumeist unter 1 % des Netzeinspeisungs-Potenzials. Nur in einer stark winddominierten Überbauung an den Küsten-

streifen Deutschlands können diese leicht höher bei ca. 2 % des Netzeinspeisungs-Potenzials liegen. Der Nutzen von Stromspeichern zur Speicherung von EE-Überschüssen ist daher bei Überbauungen bis 150 % begrenzt. Bei Überbauungen von 250 % liegen die EE-Überschüsse im Mittel über Deutschland bei ca. 9 % (winddominiert) bzw. bei ca. 5 % (PV-dominiert) des Netzeinspeisungs-Potenzials. Hier ist der Nutzen von Stromspeichern oder anderen Sektorkopplungstechnologien zur Nutzung der EE-Überschüsse deutlich gegeben. Die Wahl des eingesetzten Stromspeichers oder anderer Sektorkopplungstechnologien ist hierbei abhängig zur Art der Überbauung. So konnte gezeigt werden, dass bei einer PV-dominierten Überbauung die Speicherleistung entscheidend ist, während bei einer winddominierten Überbauung vor allem die Speicherkapazität stärker zum Tragen kommt. Im Falle einer stark winddominierten Überbauung in zusätzlich windstarken Gebieten (vor allem Küstennähe Deutschlands) kommt es zu deutlich größeren EE-Überschüssen als im Rest Deutschlands, so dass aufgrund der dann benötigten deutlich höheren Speicherkapazität der Einsatz von anderen Sektorkopplungstechnologien mit geringeren Speicherkosten (€/MWh) zur Nutzung der EE-Überschüsse sinnvoll erscheint.

Bezieht man die EE-Überschüsse auf die EE-Erzeugung, ergeben sich in der Regel höhere Prozentsätze, da die Bezugsgröße, auf die relativiert wird, kleiner ist (EE-Erzeugung < Netzeinspeisungs-Potenzial). Für EE-Projektierer ist diese Bezugsgröße in der Regel allerdings greifbarer, da sie angibt, welcher Prozentsatz der EE-Erzeugung nicht ins Netz eingespeist werden kann. Auch bei dieser Darstellung lassen sich aber sehr ähnliche Aussagen ableiten:

Im Rahmen einer mittleren Überbauung (150 % Anschlussleistung am NVP) kommt es, bis auf wenige Standorte mit starker Windhöffigkeit (u.a. Standorte an der Küste) zu kaum nennenswerten EE-Überschüssen. Eine solche Überbauung des Netzverknüpfungspunktes ist daher für einen beschleunigten EE-Ausbau in jedem Fall ratsam.

Kommt es zu einer starken Überbauung (250 % Anschlussleistung am NVP) steigen die EE-Überschüsse entsprechend an. Die dort auftretenden **EE-Überschüsse können dabei deutlich gesenkt werden, wenn man darauf achtet, statt eines stark wind- (Szenario C1) bzw. PV-dominierten (Szenario C3) ein leistungstechnisch ausgeglichenes System zu wählen (siehe Szenario C2 mit jeweils 125 % NVP-Anschlussleistung von Wind und PV)**. Dieses Ergebnis unterstreicht die stark komplementären Einspeisungsprofile von Windenergie und Photovoltaik. Der Einsatz von elektrischen Speichern begünstigt, aufgrund der Verlagerung der EE-Überschüsse in Zeiten niedriger EE-Einspeisung, bei hohen Überbauungen von 250 % der NVP-Anschlussleistung die Netzintegration von Windenergie und PV erheblich. Während die reine Überbauung der NVP kurzfristige, zeitlich kaum prognostizierbare kurze Einspeisungsspitzen aus dem System nimmt, welche andernfalls mit entsprechenden Flexibilitäten im Netz (u.a. Regelleistung) abgefahren werden müssten bzw. über Redispatch-Maßnahmen herausgenommen werden würden, ermöglicht die Verlagerung der EE-Überschüsse in angrenzende Zeiträume mit deutlich niedrigerer EE-Einspeisung eine Vergrößerung der stabilen, höheren Einspeisung. Beides hilft den jeweiligen Netzbetreibern bei der Netzbetriebsführung und reduziert effektiv seine Kosten.

Wie in dieser Studie belegt, müssen für die Ermöglichung der Überbauung die in Kapitel 3 genannten Punkte umgesetzt werden. Neben dem vorher genannten volkswirtschaftlich sinnvollerem Einsatz von Stromspeichern gibt es für diese weitere wichtige Anwendungen (Verlagerung von grünen Strommengen, marktstabilisierende Fahrweise am Spotmarkt, netzdienliches Verhalten, unter anderem bei der Erbringung von Regelleistung). Solche Multi-Use-Anwendungen sind in der Betriebsführung eines Speichers aber aufgrund des zurzeit geltenden „Ausschließlichkeitsprinzips“ stark eingeschränkt bzw. nicht möglich. Daher braucht es flankierend zu den anderen in dieser Studie genannten rechtlichen Maßnahmen zusätzlich eine Auflösung des Ausschließlichkeitsprinzips durch passende Messkonzepte und Anpassungen im Energierecht.

Bei der Planung des Ausbaus von Windparks und PV-Freiflächenanlagen ist die NVP-Anschlussleistung eine maßgebende Kenngröße. Oft wird jedoch übersehen, dass durch eine Überbauung und geschickte Kombination von Windenergie und PV die Netzeinspeisung gesteigert werden kann, ohne dass die EE-Überschüsse übermäßig zunehmen.

Diese Zusammenhänge wurden in der vorliegenden Studie verdeutlicht. Es wurde aufgezeigt, dass die effizientere Nutzung der NVP-Anschlussleistungen eine zielführende Maßnahme zur Beschleunigung des Anschlusses und zur Reduktion der dazugehörigen Kosten ist, indem die bestehende Netzinfrastruktur besser genutzt wird. Positive Nebeneffekte liegen vor allem auch beim Netzbetreiber selbst (geringere Redispatchkosten, bessere Netzbetriebsführung, usw.).

Insbesondere sollte auch angedacht werden, neben der Überbauung des eigenen Netzverknüpfungspunktes auch die virtuelle Zusammenfassung mehrerer räumlich nahen Netzverknüpfungspunkte zum gleichen Zweck der Überbauung zu ermöglichen. Dies hätte sehr ähnliche Vorteile für die Netzbetreiber und könnte freie Netzkapazitäten für den weiteren Ausbau von Erneuerbaren Energien ermöglichen.

So wurde der Frage nähergekommen, wie EE-Anlagen, Speicher und Netz zusammenwirken können, um weiteren EE-Zubau zu ermöglichen, ohne dass der Ausbau der Netzeinspeisungspunkte mit diesem schritthalten muss.

## 6 LITERATUR

- [1] Bollmeyer, C., Keller, J. D., Ohlwein, C., Wahl, S., Crewell, S., Friederichs, P., Hense, A., Keune, J., Kneifel, S., Pscheidt, I., Redl, S., and Steinke, S.: Towards a high-resolution regional reanalysis for the European CORDEX domain, *Q. J. R. Meteorol. Soc.*, 141, 1–15, 2015, <https://doi.org/10.1002/qj.2486>.
- [2] Pfeifroth, Uwe; Kothe, Steffen; Drücke, Jaqueline; Trentmann, Jörg; Schröder, Marc; Selbach, Nathalie; Hollmann, Rainer (2023): Surface Radiation Data Set - Heliosat (SARAH) - Edition 3, Satellite Application Facility on Climate Monitoring, DOI:10.5676/EUM\_SAF\_CM/SARAH/V003, [https://doi.org/10.5676/EUM\\_SAF\\_CM/SARAH/V003](https://doi.org/10.5676/EUM_SAF_CM/SARAH/V003).
- [3] J. Muñoz-Sabater, Dutra, E., Agustí-Panareda, A., Albergel, C., Arduini, G., Balsamo, G., Boussetta, S., Choulga, M., Harrigan, S., Hersbach, H., Martens, B., Miralles, D. G., Piles, M., Rodríguez-Fernández, N. J., Zsoter, E., Buontempo, C., and Thépaut, J.-N.: ERA5-Land: A state-of-the-art global reanalysis dataset for land applications, *Earth Syst. Sci. Data*, 13, 4349–4383, 2021. <https://doi.org/10.5194/essd-13-4349-2021>.
- [4] K. Knorr: Modellierung von raum-zeitlichen Eigenschaften der Windenergieeinspeisung für wetterdatenbasierte Windleistungssimulationen, Dissertation, Kassel, 2016
- [5] Fraunhofer IEE: STERN - Szenarien-Tool für die Erstellung von Residuallastzeitreihen für Netzausbaubedarfsanalysen: Sachbericht: Stromnetze - Forschungsinitiative der Bundesregierung, 2018
- [6] Fraunhofer IEE: SystemKontext - Modellbildung für nationale Energieversorgungsstrukturen im europäischen Kontext unter besonderer Berücksichtigung der Zulässigkeit von Vereinfachungen und Aggregationen, 2019
- [7] Perez, R., Seals, R., Ineichen, P., Stewart, R., Menicucci, D., 1987. A new simplified version of the Perez diffuse irradiance model for tilted surfaces. *Solar Energy* 39 (3), 221–232.
- [8] Bofinger, et al., A robust model for the MPP performance of different types of PV-modules applied for the performance check of grid connected systems, 2004
- [9] Schmidt, H., Sauer, D.U., Wechselrichter-Wirkungsgrade – Praxisgerechte Modellierung und Abschätzung, 1994
- [10] Fraunhofer IEE, Fraunhofer ISE: Strommarktdesign - Studie, [http://klimaneutrales-strom-system.de/pdf/Strommarktdesignstudie\\_BEE\\_final\\_Stand\\_14\\_12\\_2021.pdf](http://klimaneutrales-strom-system.de/pdf/Strommarktdesignstudie_BEE_final_Stand_14_12_2021.pdf),

## 7 ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abb. 1:	Illustration der in der Studie untersuchten Zusammenhänge und verwendeten Begrifflichkeiten	10
Abb. 2:	Abdeckung des COSMO-REA6	13
Abb. 3:	Abdeckung von SARAHv3	13
Abb. 4:	Abdeckung von ERA5-Land	14
Abb. 5:	Windrichtungsgewichtete Windeffizienzkennlinien von 2.364 Windparks in Deutschland, sowie deren Mittelung [4]	15
Abb. 6:	Zugrunde gelegte WEA-Leistungskennlinien	16
Abb. 7:	Windpark-Leistungskennlinie $P_{\text{Windpark}}(v_{\text{WP}})$ , wie sie aus der Glättung der WEA-Leistungskennlinie $P_{\text{WEA}}(v_{\text{WEA}})$ „Mittelwind“ resultiert	17
Abb. 8:	Windpark-Leistungskennlinie $P_{\text{Windpark}}(v_{\text{WP}})$ , wie sie aus der Glättung der WEA-Leistungskennlinie $P_{\text{WEA}}(v_{\text{WP}})$ „Mittelwind“ resultiert	18
Abb. 9:	Aufbau des PV-Modells [6]	20
Abb. 10:	Veranschaulichung der modellierten Einspeisung (DC und AC) anhand eines sonnigen Tages	21
Abb. 11:	Illustration der Speichermodellierung	24
Tab. 1:	Angesetzte EE-Technologien	27
Abb. 12:	Die ausgewerteten Gitterflächen (ca. 10.000) und die fünf Beispielstandorte	28
Tab. 2:	Ausgewertete Ausbauvarianten unter Angabe der angesetzten Prozent der NVP-Anschlussleistung	29
Abb. 13:	Sortierte Volllaststunden der Ausbauvarianten A1 bis A5	31
Abb. 14:	Volllaststunden der Ausbauvarianten A1 bis A5	32
Abb. 15:	Beispiel einer vertikalen Freiflächenanlage mit Bionutzung (Quelle: Next2Sun)	33
Tab. 3:	Jahresenergieerträge der EE-Erzeugung [ % des Netzeinspeisungs-Potenzials] für die Beispielstandorte und die Ausbauvarianten	36
Abb. 16:	EE-Erzeugung an den Beispielstandorten für Windenergie- & PV-Kombinationen mit Bezug der Isolinien der EE-Überschüsse auf das Netzeinspeisungs-Potenzial [ %]	38
Abb. 17:	EE-Erzeugung an den Beispielstandorten für Windenergie- & PV-Kombinationen mit Bezug der Isolinien der EE-Überschüsse auf die EE-Erzeugung [ %]	39
Abb. 18:	Jahresenergieerträge der Netzeinspeisung für die Ausbauvarianten A1 bis A5 [ % des Netzeinspeisungs-Potenzials]	41
Abb. 19:	Jahresenergieerträge der Netzeinspeisung für die Ausbauvarianten B1 bis C5 [ % des Netzeinspeisungs-Potenzials]	42
Abb. 20:	Sortierte Netzeinspeisung der Ausbauvarianten A1 bis A5	43
Abb. 21:	Sortierte Netzeinspeisung der Ausbauvarianten B1 bis C3	43
Tab. 4:	Jahresenergieerträge der Netzeinspeisung [ % des Netzeinspeisungs-Potenzials] für die Beispielstandorte und die Ausbauvarianten	44
Abb. 22:	Netzeinspeisung an den Beispielstandorten für Windenergie- & PV-Kombinationen mit Bezug der Isolinien der EE-Überschüsse auf das Netzeinspeisungs-Potenzial [ %]	46

Abb. 23:	Netzeinspeisung an den Beispielstandorten für Windenergie- & PV-Kombinationen mit Bezug der Isolinien der EE-Überschüsse auf die EE-Erzeugung [ %]	47
Abb. 24:	Jahresdauerlinien der Netzeinspeisung an den Beispielstandorten	48
Abb. 25:	Jahresenergieerträge der EE-Überschüsse [ % des Netzeinspeisungs-Potenzials]	52
Abb. 26:	Jahresenergieerträge der EE-Überschüsse [ % der EE-Erzeugung]	53
Abb. 27:	Sortierte EE-Überschüsse der Ausbauvarianten B1 bis C3 in Prozent des Netzeinspeisungs-Potenzials	54
Abb. 28:	Sortierte EE-Überschüsse der Ausbauvarianten B1 bis C3 in Prozent der EE-Erzeugung	54
Tab. 5:	Jahresenergieerträge der EE-Überschüsse [ % des Netzeinspeisungs-Potenzials] für die Beispielstandorte und die Ausbauvarianten	55
Tab. 6:	Jahresenergieerträge der EE-Überschüsse [ % der EE-Erzeugung] für die Beispielstandorte und die Ausbauvarianten	55
Abb. 29:	EE-Überschüsse an den Beispielstandorten für Wind-&PV-Kombinationen in Prozent des Netzeinspeisungs-Potenzials	56
Abb. 30:	EE-Überschüsse an den Beispielstandorten für Wind-&PV-Kombinationen in Prozent der EE-Erzeugung	57
Abb. 31:	Jahresdauerlinien des EE-Überschüsse	60
Abb. 32:	Darstellung des preissenkenden Effekts der Erneuerbaren Energien (Darstellung BEE auf Basis EEX und SMARD Daten)	63
Tab. 7:	Jahresenergieerträge des freien Einspeisepotenzials [ % des Netzeinspeisungs-Potenzials] für die Beispielstandorte und die Ausbauvarianten 64	
Abb. 33:	Jahresenergieerträge des freien Einspeisepotenzials [ % des Netzeinspeisungs-Potenzials]	65
Abb. 34:	Sortiertes Freies Einspeisepotenzial der Ausbauvarianten A1 bis A5	66
Abb. 35:	Sortiertes Freies Einspeisepotenzial der Ausbauvarianten B1 bis C3	66
Abb. 36:	Jahresdauerlinien der freien Einspeisepotenziale	67
Abb. 37:	Einspeisung am Standort 1 (Schleswig-Holstein) in der Ausbauvariante C1 (250 % NVP-Leistung, stark winddominiert)	68
Abb. 38:	Gespeicherte EE-Überschüsse in Abhängigkeit der Speicherkapazität und Speicherleistung am Beispielstandort 1 in Schleswig-Holstein	71
Abb. 39:	Gespeicherte EE-Überschüsse in Abhängigkeit der Speicherkapazität und Speicherleistung am Beispielstandort 2 in Brandenburg	72
Abb. 40:	Gespeicherte EE-Überschüsse in Abhängigkeit der Speicherkapazität und Speicherleistung am Beispielstandort 3 in Nordrhein-Westfalen	73
Abb. 41:	Gespeicherte EE-Überschüsse in Abhängigkeit der Speicherkapazität und Speicherleistung am Beispielstandort 4 in Hessen	74
Abb. 42:	Gespeicherte EE-Überschüsse in Abhängigkeit der Speicherkapazität und Speicherleistung am Beispielstandort 5 in Bayern	75
Abb. 43:	Screenshot der Web-Anwendung „Gemeinsame Nutzung von Netzverknüpfungspunkten durch unterschiedliche Erneuerbare Energien und Sektorenkopplung“	85

## Ansprechpartner

Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.  
EUREF-Campus 16  
10829 Berlin

Wolfram Axthelm  
Geschäftsführer  
info@bee-ev.de

Dr. Matthias Stark  
Leiter Fachbereich Erneuerbare Energiesysteme  
030 275 81 70-022  
[matthias.stark@bee-ev.de](mailto:matthias.stark@bee-ev.de)

Als Dachverband vereint der Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE) Fachverbände und Landesorganisationen, Unternehmen und Vereine aller Sparten und Anwendungsbereiche der Erneuerbaren Energien in Deutschland. Bei seiner inhaltlichen Arbeit deckt der BEE Themen rund um die Energieerzeugung, die Übertragung über Netz-Infrastrukturen, sowie den Energieverbrauch ab.

Der BEE ist als zentrale Plattform aller Akteur\*innen der gesamten modernen Energiewirtschaft die wesentliche Anlaufstelle für Politik, Medien und Gesellschaft. Unser Ziel: 100 Prozent Erneuerbare Energie in den Bereichen Strom, Wärme und Mobilität.





Bundesverband  
Erneuerbare Energie e.V.

### **Impressum**

Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.  
EUREF-Campus 16  
10829 Berlin

Telefon: 030 275 81 700  
info@bee-ev.de  
www.bee-ev.de  
V.i.S.d.P. Wolfram Axthelm

### **Haftungshinweis**

Dieses Dokument wurde auf Basis abstrakter gesetzlicher Vorgaben, mit größtmöglicher Sorgfalt und nach bestem Wissen erstellt. Da Fehler jedoch nie auszuschließen sind und die Inhalte Änderungen unterliegen können, weisen wir auf Folgendes hin:

Der Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE) übernimmt keine Gewähr für Aktualität, Richtigkeit, Vollständigkeit oder Qualität der in diesem Dokument bereitgestellten Informationen. Für Schäden materieller oder immaterieller Art, die durch die Nutzung oder Nichtnutzung der dargebotenen Informationen oder durch die Nutzung fehlerhafter und unvollständiger Informationen unmittelbar oder mittelbar verursacht werden, ist eine Haftung des BEE ausgeschlossen. Dieses Dokument kann unter keinem Gesichtspunkt die eigene individuelle Bewertung im Einzelfall ersetzen.

Der Bundesverband Erneuerbare Energien e.V. ist als registrierter Interessenvertreter im Lobbyregister des Deutschen Bundestages unter der Registernummer R002168 eingetragen.

Den Eintrag des BEE finden Sie [hier](#).

### **Datum**

11. April 2024

### **Titelbild**

SomchaiChoosiri/iStock