



Bundesnetzagentur

Netzausbau und faire Lastenverteilung bei den Netzentgelten

Achim Zerres, Abteilungsleiter Energie

Fachtagung Netze – LEE MV

Schwerin, 21.11.2023



www.bundesnetzagentur.de



- In Mecklenburg-Vorpommern (MV) wird es weiterhin großen Zubau an Erneuerbaren Energien geben
- Der überwiegende Anteil der Anlagen wird ans Verteilernetz angeschlossen
- Dieser Erzeugung steht eine in der Fläche vergleichsweise geringe Last gegenüber
- ➔ Der erzeugte Strom muss von den Verteilnetzen aufgenommen und ins Übertragungsnetz transportiert werden

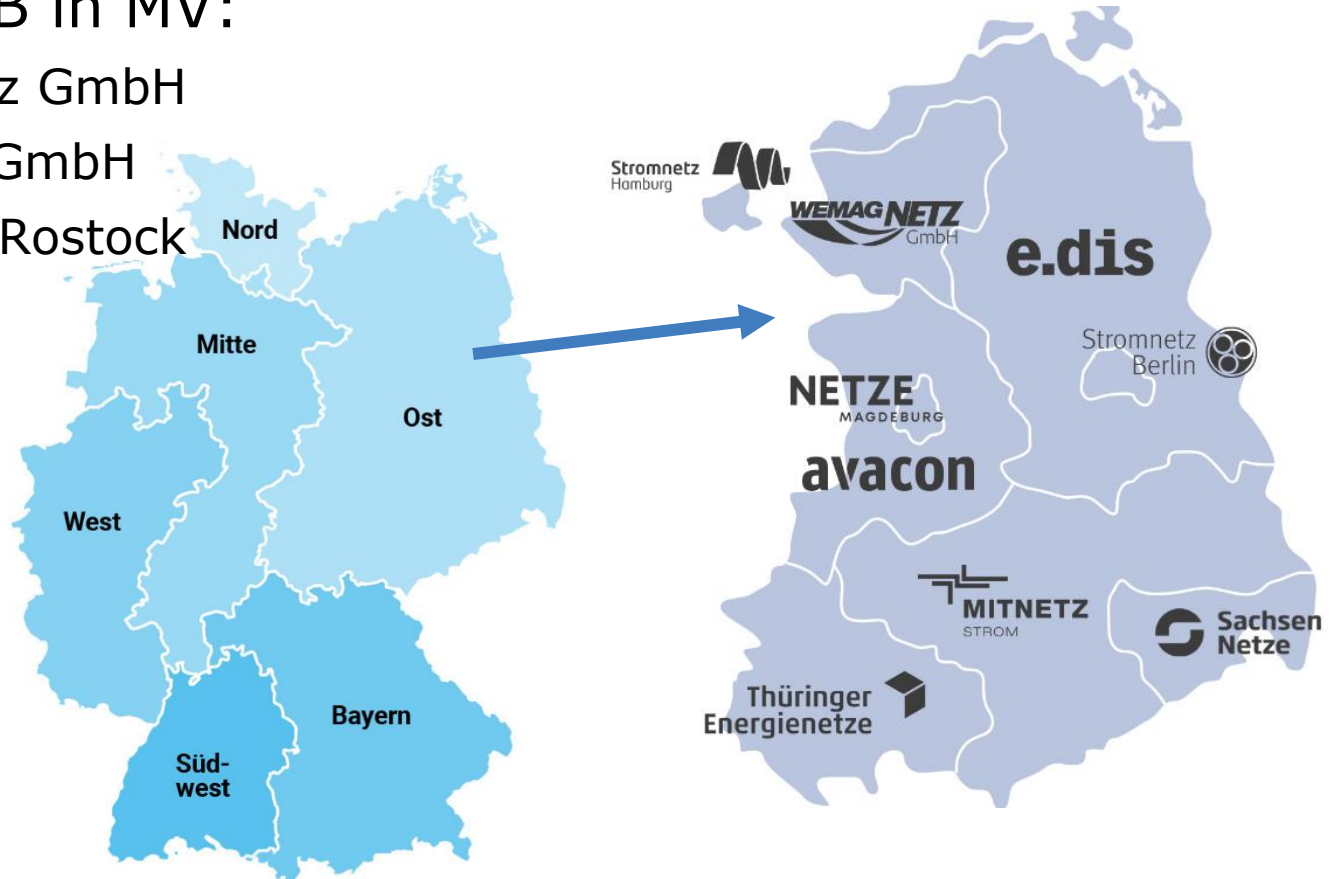


- Stromaustausch über das Übertragungsnetz zunehmend
- im Übertragungsnetz transportierte Strommenge
 - 2023: 44% = 230 TWh von 530 TWh
 - 2037: 56% = 560 TWh von 1000 TWh
- maßgebliche Treiber
 - Transport der Windeinspeisung von Nord nach Süd
 - Rückspeisungen aus den Verteilernetzen, die nicht lokal verbraucht, sondern in die Verbrauchszentren transportiert und werden.



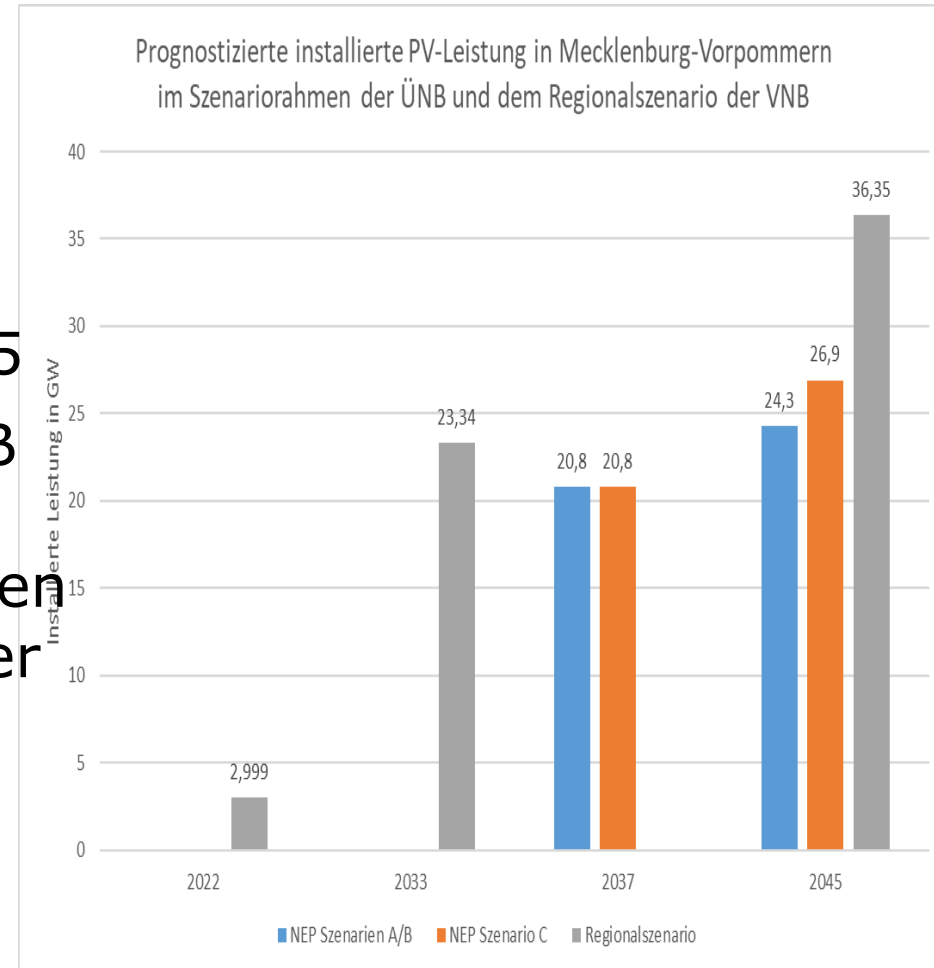
- Größere Netzausbauprojekte dauern auch im Verteilernetz in der Regel deutlich länger als der Bau der EE-Anlagen
=> der Netzausbau muss bereits begonnen werden, bevor die Anlagen errichtet werden
- § 14d EnWG: Konkretisierung der vorausschauenden Netzausbauplanung
= die VNB müssen den Zubau von Anlagen in Regionalszenarien prognostizieren und vorausschauend in Netzausbau übersetzen
- die im Osterpaket novellierte gesetzliche Regelung findet erstmals in den Netzausbauplänen 2024 Anwendung

- MV gehört zur Planungsregion Ost
- Drei große VNB in MV:
 - WEMAG Netz GmbH
 - E.DIS Netz GmbH
 - Stadtwerke Rostock





- VNB der Region Ost prognostizieren höheren **PV**-Zubau als im Szenariorahmen ÜNB
- **36,4** statt **26,9 GW** in 2045
- nach Aussage einzelner VNB liege installierte Leistung bei PV-Netzanschlussanfragen heute schon deutlich darüber
- bottom up ist wertvoll, VNB und ÜNB müssen ihre Annahmen **abstimmen**





- *in alle Szenarien:*
in MV besteht sehr hoher Netzausbaubedarf

Ausbaubedarf 2022		
Hochspannung inkl. Umspannung Hoch- auf Mittelspannung		
	bundesweit	in MV aktiv
Anzahl VNB	82 VNB	3 VNB
Ausbaubedarf	13,76 Mrd. Euro	2,39 Mrd. Euro
Leitungslänge (Optimierung, Verstärkung und Neubau)	18.774 km	5.648 km
Hinzukommende Übertragungskapazität	209.978 MVA	48.458 MVA

- E.DIS: Über 80% des Ausbaubedarfs der drei VNB
- ca. 23% der bundesweit zusätzlichen Transportkapazität der oberen zwei Spannungsebenen wird durch WEMAG und E.DIS zu bauen sein



Belastbare Daten bis 2045 liegen aktuell (nicht mehr) vor

- Netzausbauplan 2022
 - **42 Mrd. €** bis 2032, ohne Ersatz, *82 große VNB*, Datenstand 31.12.2021
- Kapitalkostenaufschlag (KKAuf), *Plankostenanträge*
 - 2023: 6,2 Mrd. €; 2024: 7,4 Mrd. €
Hochrechnung auf 2032: **68 Mrd. €**
- Monitoringbericht 2023: **10,3 Mrd. €**, *alle VNB*
- *Hochrechnung einer Studie efRuhr: bis zu 300 Mrd. €*



Bewertung bestehender Quellen

- bisherige NAP basierten nicht auf Regionalszenarien
- Monitoring und KKAuf bieten nur sehr kurzfristige Prognosen
- Studien nicht belastbar
- ➔ VNB am Zug: neue Netzausbaupläne bis **30.04.2024**
 - müssen ein realistisches Gesamtbild liefern
 - geplante Projekte bis 2034
 - voraussichtlicher Ausbaubedarf bis 2045
 - inklusive Ersatzmaßnahmen



- Netz-Kapazitäten sind knapp und sollten klug vergeben werden; Anschließen und Abregeln (AuA) kein Königsweg
- Erhebliches Verbesserungspotential beim Anschlussprozess
- sehr uneinheitliche TAB, Abweichen von TAR
- „Stau“ bei der Bearbeitung von Anschlussanfragen
- Lösungen?
 - ➔ unverbindliche digitale Auskunft über Netzkapazitäten
 - ➔ automatisierter Tools zur Abfrage von Anschlusskapazität
 - ➔ intelligente Reservierungsmechanismen
 - ➔ verbindliche, befristete Reservierung von Kapazitäten



- bisher „first come first serve“
- einzelne VNB sprechen von Konkurrenz um Kapazität zwischen Speicherprojekten und EE-Projekten
- Reservierungen laufen über viele Jahre. Nur ein Teil wird später auch genutzt. *Aber:* Ohne Reservierung kann kein Projekt gebaut werden.
- Netze müssen (sollen?) die Max-Last bedienen können. Dass sich Wind und PV meist aus dem Weg gehen, hilft nur bedingt
- mehr Marktintegration von EE und mehr Nachfrageflexibilität, bedeutet mehr Gleichzeitigkeit → mehr Netz



Planersiche Kappung von Wind und PV ?

- PV-Anlagen ab 1 MW würden auf 70 % gekappt ?
(*wie früher bei Kleinanlagen?*)
- Windkraft müsse 4000 Volllaststunden aufweisen ?
(*= Kappung auf 50 % ?*)

Einführung eines neuen Anschlussprinzips?

- PV und Wind werden im Verhältnis 1:1 ans Netz gelassen

mehr Marktintegration

- Biogasanlagen müssen Flexibilität nicht nur können, sondern auch praktizieren
- KWK-Anlagen müssen Wärmespeicher haben und / oder Wärme auch ohne Stromeinspeisung generieren



NsA im § 13 **Absatz 6a** EnWG (das „alte NsA“)

- zusätzlicher Verbrauch kann helfen, Engpässe im Netz zu lindern und EE-Anlagen zu schonen
- § 13 Absatz 6a EnWG wirkt doppelt
Abregelung der EE Anlage und Hochfahren der Wärmeerzeuger auf Anweisung des ÜNB entlastet das Netz sehr wirksam
- Maßnahmen des § 13 Absatz 6a EnWG werden verlängert und ausgeweitet



NsA im § **13k** EnWG-E (das „neue NsA“)

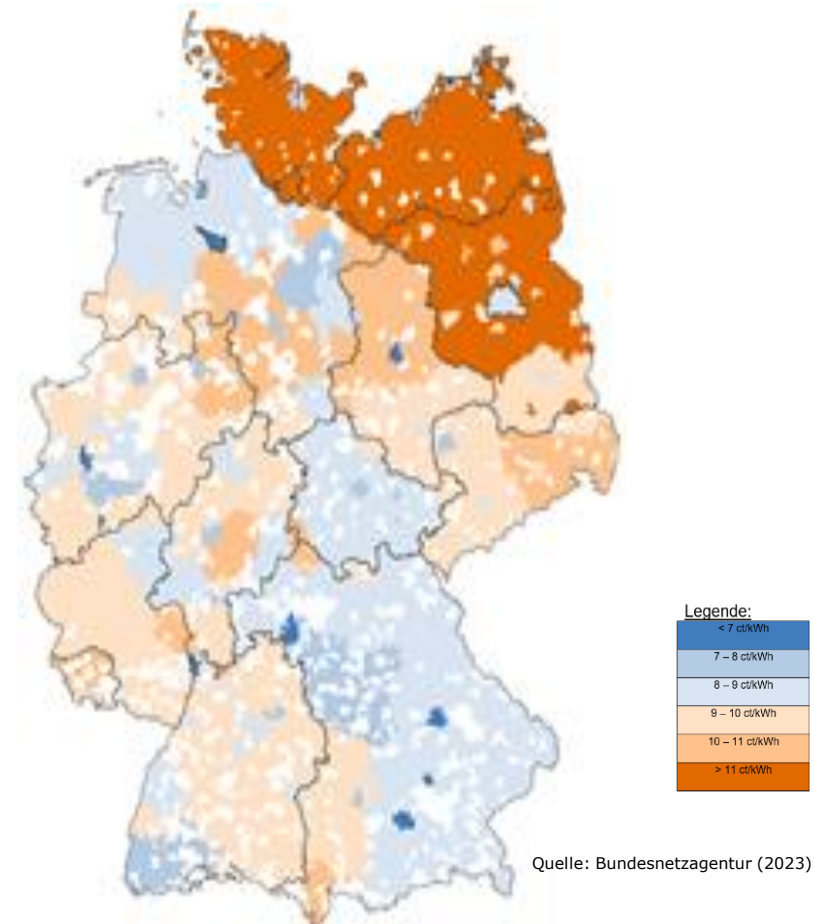
- das neue NsA basiert auf einem Auktionsmodell
- Die im voraus an einen Engpass prognostizierten Abregelungsstrommengen werden über den Spotmarkt an **zusätzliche** Lasten (Elektrolyseure, Großwärmepumpen, Heizkessel) versteigert.
- durch die **zusätzliche** Nachfrage soll Abschaltung von EE-Erzeugung vermieden und einer sinnvollen Nutzung zugeführt werden

Offen: woran erkennt man die „Zusätzlichkeit“?

→ Festlegung der BNetzA

Haushaltskunden (Dc)

- **Regionen mit einem hohen Anteil an Erneuerbaren Energien und geringer Last brauchen eine Entlastung** – es muss eine sachgerechtere Umverteilung von Mehrkosten aus der EE-Integration geben
- **Dies wird auch kommen**
- Konsultation noch in 2023 angestrebt
- Wirksamwerden ab 1.1.2025 angestrebt



Quelle: Bundesnetzagentur (2023)



In der Öffentlichkeit werden folgende Optionen zur Umverteilung von EE-bedingten Mehrkosten diskutiert:

- Bundeseinheitliche Netzentgelte auf VNB-Ebene
- Einspeiseentgelte
- Bi-direktionale Kostenwälzung
- Wälzung der Mehrkosten der Netzintegration von EE-Anlagen



Bundeseinheitliche Netzentgelte auf VNB-Ebene

- hoher Verwaltungsaufwand
- hoher Liquiditätsbedarf
- Umsetzung würde Zeit in Anspruch nehmen, die wir nicht mehr haben
- Anreiz für Effizienz geht verloren, Anreiz für Ineffizienz
- beschränkt sich nicht auf die Umverteilung von EE-bedingten Netzkosten
- erschwert Berücksichtigung lokaler Verhältnisse bei G-Funktion
- Verursachungsgerechtigkeit i. S. v. Europarecht
- erschwert dynamische Netzentgelte

Thema muss wegen Begründungspflichten bei Festlegungen erörtert werden, sonst Ermessensdefizit

😊 Beteiligung der Einspeiser an Netzausbaukosten könnte regionales Auseinanderdriften der Netzentgelte dämpfen

😊 Verteilung der Netzkosten auf breiterer Basis

😞 Einspeiseentgelte verzerren den Strompreis

😞 Gefahr der Standortverzerrung

Spürbare Wirkung nur bei Einführung auf alle Anlagen erwartet

😞 Fragen beim Umgang mit Bestandsanlagen (Vertrauensschutz)

😞 Zusatzbelastung könnte Hemmnisse für den EE-Zubau werden

bi-direktionale Kostenwälzung

- Kosten werden auf Basis von Lastflüssen zugeordnet
 - > Verursachungsgerechtigkeit wird gestärkt
- Aber:
 - Ausgestaltung im Detail extrem komplex
 - mit hohem administrativem Aufwand verbunden

- Ermittlung belasteter Netzbetreiber anhand einer Kennzahl, die Einspeisung und Verbrauch ins Verhältnis setzt,
- Operativ umsetzbar; justierbarer Umverteilungseffekt
- besonders belastete Netzbetreiber könnten Teile ihrer Netzkosten umverteilen
- keine Beschränkung auf Windregionen
- Nach Inkrafttreten der EnWG-Novelle will BNetzA noch in diesem Jahr einen Vorschlag veröffentlichen
- Verfahren soll so zügig abgeschlossen werden, dass wirksam ab Januar 2025



Bundesnetzagentur

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit

Achim Zerres
Abteilungsleiter Energie

Back-up

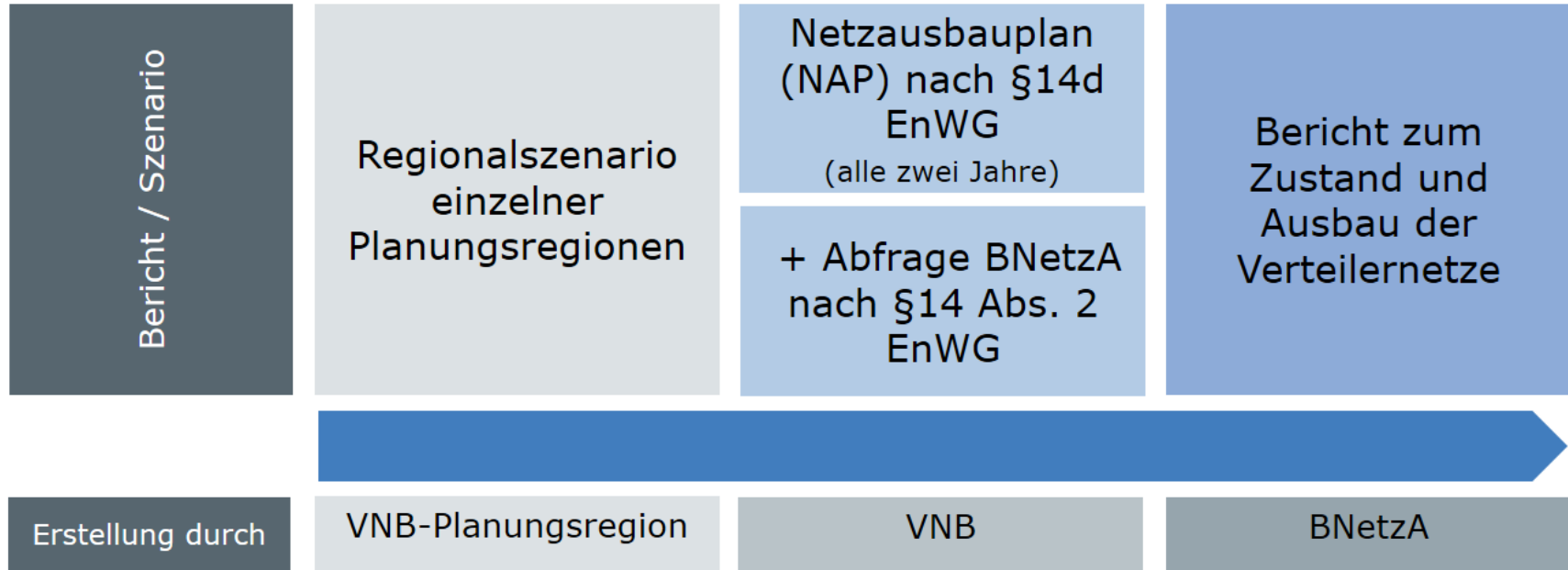




Tabelle 6: Prognosezahlen Windenergie je Bundesland (Angaben in MW, Prognosezahlen gerundet)

Bundesland	Bestand 31.12.2022	Prognose 2028	Prognose 2033	Prognose 2045
Berlin	12	40	80	120
Brandenburg	8.964	10.970	14.150	17.150
Hamburg	117	140	180	220
Mecklenburg-Vorpommern	3.842	5.920	9.220	12.330
Sachsen	1.350	3.060	5.760	8.310
Sachsen-Anhalt	5.460	6.500	8.140	9.700
Thüringen	1.890	3.090	4.980	6.770
Planungsregion Ost	21.635	29.720	42.510	54.600

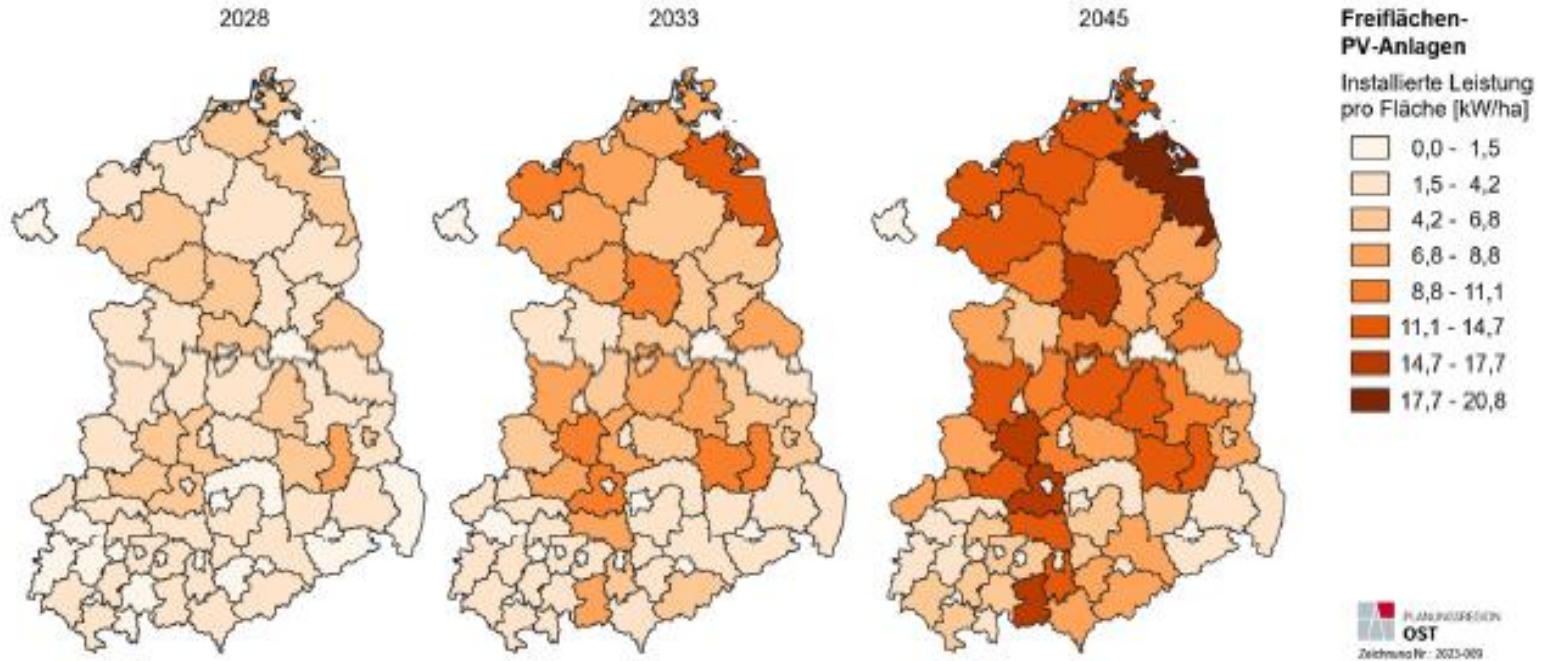
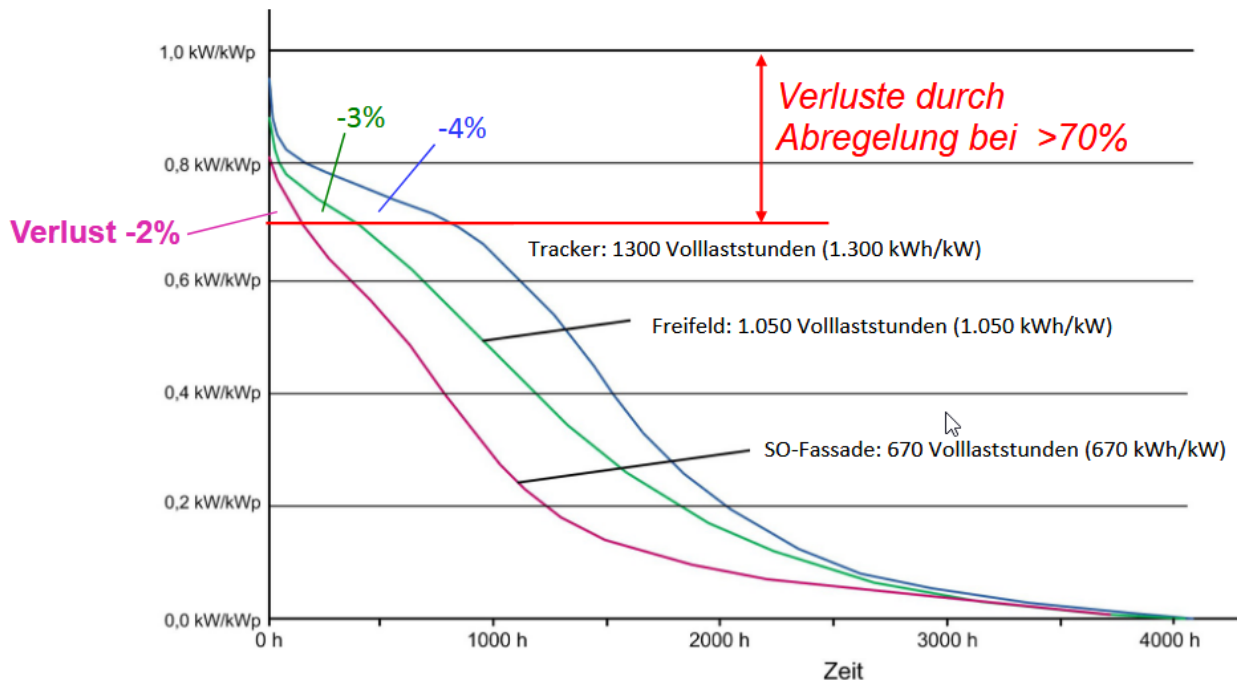
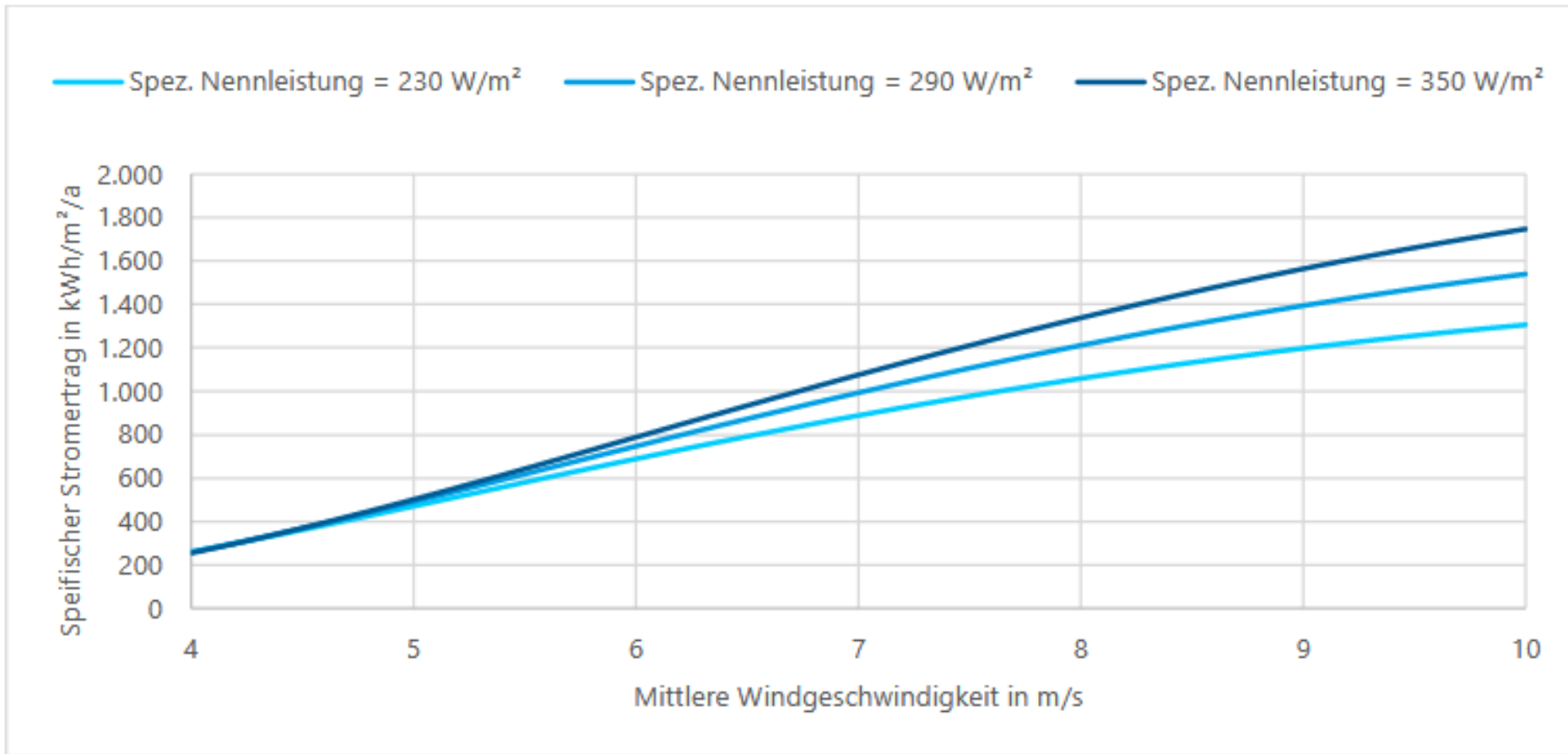


Abbildung 9: Prognose der installierten Leistung von Freiflächen-PV-Anlagen in der Planungsregion Ost je Landkreis

Jahresdauerlinie der Photovoltaik PV-Forschungszentrum Zwentendorf/NÖ 2012



Quelle Jahresdauerlinien: Groß: PV-Forschungszentrum Zwentendorf. EVN/TU Wien.





- die Netzbetreiber Erneuerbare Erzeugung haben unverzüglich an ihr Netz anzuschließen.
- manchmal wird noch so getan, als ob ein Anschluss solcher Anlagen eine technische Mutprobe sei,
- Dementsprechend existieren eine Vielzahl fein ziselierter und unterschiedlicher **technischer Anschlussbedingungen (TAB)**.
- Deren Prüfung dann entsprechend dauert und deren Vielgestaltigkeit die Projektierer vor erhebliche Herausforderungen stellt.
- die vom FNN erarbeiteten TAR müssen lediglich berücksichtigt werden,
- Folge: **zahlreiche Netzbetreiber weichen in ihren TAB von den TAR ab**,
- Überregional tätige Unternehmen stehen einer Vielzahl von TABs gegenüber. Technische Anforderungen sind oft intransparent und willkürlich.
- erheblicher Aufwand bei den Installateuren, Projektierern und Anlagenbetreibern. Netzanschlussverfahren wird aufwändiger und langsamer.
- **Die Bundesnetzagentur setzt sich daher für die Vereinheitlichung sämtlicher Anschlussbedingungen unter den TAR ein.**
- ob auch die Anlagenbetreiber bzw. die Projektierer einen Beitrag dazu leisten, sparsam mit der Netzkapazität umzugehen. Ob sie vielleicht mit einer reduzierten Netzanschlusskapazität auskommen?
- D? In der Niederspannung und vor allem bei PV spielt die Standardisierung und Digitalisierung der Netzanschlussprozesse eine große Rolle
- **Netzkapazität, die für den Anschluss von EE-Anlagen** bereitgestellt werden kann, ist ein **knappes Gut**.
- Dass die Anschlussleitungen immer länger werden, macht im schlimmsten Fall gute Projekte unrentabel.
- Vom Anlagenbetreiber zu verlangen, er solle für einen Teil seiner Erzeugungs-Kapazität auf Netzkapazität verzichten, dürfte allerdings bedeuten, dass das Netz der Marktintegration des Stroms im Weg steht. Dieser Weg dürfte kein Königsweg sein.
- Bei der Kapazitätsvergabe und beim Netzanschluss werden gerade Konzepte der Mangelverwaltung diskutiert.
- Wie soll künftig mit Reservierungen von Kapazitäten umgegangen werden.



wesentliches Element für das Vorankommen in der Windenergie sind die Windkraftauktionen,

- Teilnahme an den Wind-Ausschreibungen hat sich verdoppelt – von knapp über 3 GW Gebotsmenge 2022 auf über 6 GW Gebotsmenge 2023
- Die Ziele des EEG sind wesentlich höher: 2022 wurden 12,8 GW ausgeschrieben 2023 wurden 10 GW ausgeschrieben
- Konstante Rahmenbedingungen sind wichtig für neue Projekte.
Viele gut gemeinte Änderungen erhöhen letztlich nur die Unsicherheit und die Risiken.
- Oft werde ich nach der Festlegung des Höchstwerts gefragt. Ich kann den Wunsch der Branche nach Verlässlichkeit verstehen. Die Bundesnetzagentur hat sich bislang als verlässlicher Partner gezeigt und hat seit 2017 viermal den Höchstwert angepasst. Immer dann, wenn es ansonsten einen weiteren Bruch gäbe, werden wir tätig..
- Das EEG gibt uns nur die Möglichkeit für 1 Jahr festzulegen.



Durch Nutzen-statt-Abregeln (NsA) soll in der Nähe des Engpasses ein zusätzlicher Stromverbrauch angeschaltet werden, durch den der Engpass entschärft wird, so dass es nicht zur Abregelung kommt.

Das bisherige Instrument wird in § 13 Abs. 6a EnWG geregelt:

In Netzengpasssituationen schaltet ein KWK-Anlagenbetreiber - in einem Netzausbauggebiet - die Anlage ab und produziert somit keinen Strom mehr.

Da er der Verpflichtung der Wärmelieferung nachkommen muss, verbraucht er zusätzlich Strom, um Wärme zu produzieren

Beides entlastet den Engpass und es muss weniger abgeregelt werden.

§ 13k EnWG-E weitet das NsA aus. Im Gegensatz zur bisherigen Regelung basiert NsA 2.0 auf einem Auktionsmodell.

Durch die ÜNB werden die zukünftigen Abregelungsstrommengen prognostiziert.

Diese werden im Voraus über den Sportmarkt an berechnete Teilnehmer versteigert. Diese berechtigten Teilnehmer sind Betreiber von **zusätzlichen** Lasten in Entlastungsregionen (Elektrolyseure, Großwärmepumpen, Heizkessel).

Ziel der Auktionen ist, einerseits die Abregelung von EE-Erzeugungsanlagen zu verhindern und andererseits die Engpassentlastung über eine sinnvolle zusätzliche Nutzung zu erreichen.

Entscheidend für den Erfolg des Instruments ist, dass die Auktionsteilnehmer eine **zusätzliche** Nachfrage erzeugen. Ohne das Instrument hätten sie also nicht nachgefragt.

Würde die teilnehmende Last nicht zusätzlich sein, käme es nicht zu einer Engpassentlastung, sondern nur dazu, dass man zusätzliches Geld für ein Verhalten zahlt, das sowieso beabsichtigt war. Man nennt das dann schamhaft „Mitnahmeeffekte“.



Die Integration EE in den Strommarkt kann nur funktionieren, wenn Erzeuger und Verbraucher mit gemeinsamen Zielen vorangehen.

Dabei ist der Markt häufig schneller als wir Regulierer.

Ein Erfolgsmodell dazu sind Power-Purchase-Agreements. Mit diesen Verträgen vermarkten Anlagenbetreiber ihren Strom langfristig und leisten somit einen Beitrag für stabile Preise auch bei den Abnehmern des Stroms.

Sie zeigen, dass erneuerbaren Erzeugung schon heute abseits von Förderung funktionieren kann.

Wir müssen weiter auf den die Innovationkraft der Branche setzen und nicht zuletzt die Innovationskraft von wettbewerblichen Märkten vertrauen.