

Beitrag der deutschen ÜNB zum Flexibility Needs Assessment 2026

26.05.2025

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
1.1	Betrachtungsgrundlage	1
2	Zusammenfassung	2
3	Integrationsziel der Erneuerbaren Energien	3
3.1	Beschreibung der Abregelung volatiler erneuerbarer Energien (Artikel 8.4a)	3
3.2	Verteilung, Dauer und zeitliche Struktur der Abregelung (Artikel 8.4b)	4
3.3	Abregelung als Funktion von Tag und Stunde (Artikel 8.4c)	5
3.4	Korrelation von Abregelung und Technologien (Artikel 8.4d)	8
3.5	Analyse der Residuallast (Artikel 8.5)	12
3.6	Ziele für erneuerbare Energien aus dem NECP (Artikel 8.6 / 8.7)	15
3.7	Nationale EE-Abregelungsziele und nicht gedeckter Integrationsbedarf (Artikel 8.8 / 8.9)	17
3.8	Einordnung	19
4	Rampenbedarf	19
4.1	Ermittlung Residuallastrampen, Extrema sowie Verteilung der Rampen	19
4.2	Analyse der Rampenfähigkeit des Systems zur Deckung der Rampenbedarfe	28
4.3	Einordnung	32
5	Kurzfristiger Flexibilitätsbedarf (Prognoseabweichungen)	32
5.1	Bestimmung des kurzfristigen Flexibilitätsbedarfs (Artikel 10.1)	32
5.2	Berechnung der noch im Stromsystem verfügbaren Restmengen (Artikel 10.2 und 10.3)	34
5.3	Berechnung der ungedeckten kurzfristigen Flexibilitätsbedarfs (Artikel 10.4 und 10.6.)	34
5.3.1	Rolle der Erneuerbaren Energien bei Abfahrbedarfen (Artikel 10.5)	35
5.4	Einordnung	36
6	Fine-Tuning	36
6.1	Integrationsziel der Erneuerbaren Energien	36
6.1.1	Änderung der Abregelung durch Fine-Tuning (Artikel 8.14)	36
6.1.2	Nationale EE-Abregelungsziele und nicht gedeckter Integrationsbedarf (Artikel 8.8 / 8.9)	37
6.1.3	Ableiten des marginalen Nutzens (Artikel 8.10 - 8.12)	39
7	Marktbarrieren	40
7.1	Marktbarrieren für Haushaltskunden	40
7.2	Marktbarrieren für Industriekunden	41
7.3	Marktbarrieren für professionelle Vermarkter	42
7.4	Übergreifende Marktbarrieren	42
8	Guiding Criteria	43

8.1	EE-Integration	43
8.1.1	Ausbau zum Decken der System-Needs (Artikel 8.10 - 8.12 / 16.6)	43
8.1.2	Aufteilung der Ergebnisse zwischen Deutschland und Luxemburg	45
8.1.3	Zusammenfassung EE-Integrationsziel	45
8.2	Rampen	46
8.3	Kurzfristige Flexibilitätsbedarfe (Artikel 16.7 und 16.8)	46
8.3.1	Welche Technologien können den ungedeckten Flexibilitätsbedarf decken?	47
8.3.2	Mögliche Deckung ungedeckter kurzfristiger Flexibilitätsbedarfe in 2030 und 2035	47
9	Limitationen	48
10	Anhang	50
10.1	Weitere Daten zu den EE-Integrationszielen	50
10.1.1	Nutzung historischer Prognosedaten	51
10.1.2	Einschränkungen	53

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Abregelung von erneuerbarer Energie im ERAA24 für die im FNA genutzten Wetterszenarien für die Zieljahre 2030 und 2035.	4
Abbildung 2: Verteilung von Abregelungsereignisse im ERAA24 für die Zieljahre 2030 über alle betrachteten Wetterszenarien	5
Abbildung 3: Auftreten der Abregelung als Funktion von Tag und Jahr. Mittelwert für 2030.	7
Abbildung 4: Auftreten der Abregelung als Funktion von Tag und Jahr. Mittelwert für 2035.	8
Abbildung 5: Korrelation von Abregelung und Stromerzeugung durch Windkraft	10
Abbildung 6: Korrelation von Abregelung und Stromerzeugung durch PV	10
Abbildung 7: Korrelation von Abregelung und Stromerzeugung durch Windkraft und PV	11
Abbildung 8: Korrelation von Abregelung und Stromnachfrage	11
Abbildung 9: Korrelation von Abregelung und Residuallast	12
Abbildung 10: Residuallast am Beispiel des WS 14 im Zieljahr 2030	13
Abbildung 11: Residuallast am Beispiel des WS 14 im Zieljahr 2035	14
Abbildung 12: Abweichungsindikatoren der Residuallast	15
Abbildung 13: Ableitung des deutschen NECP-Ziels	16
Abbildung 14: Ableitung des NECP-Ziels der deutsch-luxemburgischen Gebotszone	17
Abbildung 15: Darstellung relevanter Perzentile der positiven und negativen Residuallastrampen pro WS in 2030 (oben) und 2035 (unten)	21
Abbildung 16: Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung der Residuallastrampen für die drei Wetterszenarien (WS) im für Zieljahr 2030 (oben) und 2035 (unten)	23
Abbildung 17: Verteilung Residuallastrampen über den Tagesverlauf für Zieljahr 2030 (oben) und 2035 (unten)	24
Abbildung 18: Verteilung der Rampen auf die Wochentage in Zieljahr 2030 (oben) und 2035 (unten)	26
Abbildung 19: Saisonalität Residuallastrampen in 2030 (oben) und 2035 (unten)	27
Abbildung 20: Korrelation der Residuallastrampen zur Änderung der PV-Einspeisung (links), Offshore-Wind Einspeisung (Mitte) und Onshore-Wind Einspeisung (rechts)	28
Abbildung 21: Verteilung der verbleibenden Rampenfähigkeit für die drei Wetterszenarien für 2030	30
Abbildung 22: Verteilung der verbleibenden Rampenfähigkeit für die drei Wetterszenarien für 2035	31
Abbildung 23: Der kurzfristige Flexibilitätsbedarf für die analysierten Zieljahre und Wetterszenarien	33
Abbildung 24: Durchschnittliche benötigte Kapazität, die absolute Energiemenge und Anzahl Stunden in denen der Hochfahrbedarf (gemäß 0,1-Perzentiel) in 2030 und 2035 nicht gedeckt werden kann	35

Abbildung 25: Änderungen der Abregelung im FNA durch ÜNB-Einspeisung zwischen System Need (marktlich) und Fine-Tuning (Gesamtabregelung)	37
Abbildung 26: Marginaler Nutzen der verschiedener betrachteter Flexibilitätsoptionen für die Lücke der EE-Integrationsziele im Zieljahr 2035 WS 14 im Fine-Tuning.	39
Abbildung 27: Verteilung von Abregelungsereignisse im ERAA24 für die Zieljahre 2035 über alle betrachteten Wetterszenarien	51
Abbildung 28: Vergleich der normalisierten Prognoseabweichungen der Residuallast in 2023 und 2024	52

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Korrelation von Wind, PV und Last mit der Abregelung im Wetterjahr 2030.	9
Tabelle 2: Ungedecktes EE-Integrationsziel im Zieljahr 2030 für die System Needs	18
Tabelle 3: Ungedecktes EE-Integrationsziel im Zieljahr 2035 für die System Needs	18
Tabelle 4: Maximale Residuallastrampen in positive und negative Richtung für drei Wetterszenarien in den Zieljahren 2030 und 2035	20
Tabelle 5: Perzentile Rampen pro WS in 2030	22
Tabelle 6: Häufigkeit ungedeckter Rampenbedarfe im Zieljahr 2030	29
Tabelle 7: Häufigkeit ungedeckter Rampenbedarfe im Zieljahr 2035	29
Tabelle 8: Ungedecktes EE-Integrationsziel im Zieljahr 2030 für die Fine Tuned Results	38
Tabelle 9: Ungedecktes EE-Integrationsziel im Zieljahr 2035 für die Fine Tuned Results	38
Tabelle 10: Zubau nach ACER-Methodik von EE zu Schließung der Lücke zur EE-Integration im Zieljahr 2030 WS14 im Fine-Tuning	44
Tabelle 11: Nationale Aufteilung der Fine-Tuned EE-Integrationsmaßnahmen des FNA für das WS14 2030 nach ACER	45

1 Einleitung

Die Flexibility Needs Assessment (FNA)-Methodik¹ verfolgt das Ziel, einen EU-weit harmonisierten Rahmen bereitzustellen, mit dem Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) und Verteilnetzbetreiber (VNB) ihre Flexibilitätsbedarfe systematisch, nachvollziehbar und in einheitlicher Form ermitteln und gegenüber den zuständigen Behörden berichten können. Es kann damit den EU-Mitgliedstaaten als Grundlage dienen, indikative Zielwerte für nicht-fossile Flexibilitätsressourcen festzulegen.

Die von ACER beschriebene Methodik zum FNA definiert dabei präzise, welche Datenarten und -formate ÜNB und VNB bereitstellen müssen und welche analytischen Schritte erforderlich sind, um Flexibilitätsbedarfe konsistent abzuleiten. Durch diesen einheitlichen Ansatz sollen die Vergleichbarkeit der Ergebnisse, die Kohärenz durch Nutzung bestehender europäischer Analysen, sowie die Vermeidung von Doppelzählungen gewährleistet werden. Gleichzeitig sind die vier deutschen ÜNB der Auffassung, dass die Methodik aufgrund ihres modellgetriebenen Ansatzes nicht alle Flexibilitätsbedarfe zielgenau erfasst.

Im Mittelpunkt des FNA stehen systemweite Flexibilitätsanforderungen, unter anderem zur Integration von Erneuerbaren Energien (EE), zur Bewältigung von Residuallastschwankungen und zur Abdeckung kurzfristiger Flexibilitätsbedarfe. Darüber hinaus soll die Methodik ermöglichen, zu unterscheiden, ob Flexibilitätsbedarfe mit im Strommarkt schon bestehenden Mitteln gedeckt werden können und in welchen Bereichen zusätzliche flexible Ressourcen erforderlich sind. Hindernisse der Flexibilitätsnutzung und Einschränkungen der Aussagen dieses Berichts werden ebenfalls betrachtet.

1.1 Betrachtungsgrundlage

Die Analysen basieren auf den Ergebnissen der ERAA-Ausgabe 2024. Grund hierfür ist, dass im Zuge der nationalen Implementierung festgelegt wurde, für das erste FNA auf einen konsistenten und bereits vollständig verfügbaren Datensatz zurückzugreifen. ERAA2024 stellt dabei die zum Zeitpunkt der Methodikfestlegung und Projektplanung aktuelle, vollständig vorliegende und abgestimmte Datengrundlage dar und ist explizit als Referenz gemäß der regulatorischen Vorgaben vorgesehen.

Ein Rückgriff auf das ERAA25 ist für den ersten FNA hingegen nicht möglich, da dieses zum Zeitpunkt der Durchführung der Analysen sowie der Datenspezifikation noch nicht final vorlag und daher nicht rechtzeitig in den FNA-Prozess integriert werden konnte.

Die Analysen für das diesjährige FNA wurden auf die Zieljahre 2030 und 2035 sowie auf ausgewählte Wetterszenarien (WS14, WS25 und WS28) fokussiert und betrachten nicht die Gesamtheit der im ERAA berücksichtigten Jahre und Wetterszenarien. Hintergrund ist, dass das erste FNA bewusst als lernorientierter Prozess ausgestaltet ist, in dem Methoden und Auswertungen zunächst mit einer reduzierten Komplexität erprobt werden sollen.

¹ [Type and format of data and the methodology for TSOs' and DSOs' flexibility needs analysis in accordance with Article 19e\(4\) of Regulation \(EU\) 2019/943, ACER Decision on the FNA methodology: Annex I, 25.07.2025](#)

Die Wahl der Zieljahre spiegeln zentrale Meilensteine der energiepolitischen Zielsetzungen sowie der durch die ERAA2024 vorgegebenen Szenarien wider und stellen somit eine konsistente Grundlage für die Analyse dar.

Gleichzeitig werden die Analysen auf drei ausgewählte Wetterszenarien beschränkt, konkret WS14, WS25 und WS28. Diese werden als repräsentative Auswahl aus der Gesamtheit der möglichen Wetterverläufe genutzt, da sie Grundlage des Economic Viability Assessment (EVA) des ERAA sind und die Methodik explizit ermöglicht, im ersten FNA ausschließlich drei Wetterszenarien zu betrachten

2 Zusammenfassung

Das FNA untersucht die notwendige Flexibilität zur Einbindung erneuerbarer Energien in das Stromsystem mit den Zieljahren 2030 und 2035. Nach ACER-Methodik werden dazu die drei Kriterien der EE-Integration, der Rampen und der Prognoseabweichungen betrachtet.

In Summe weist der Bericht unter den getroffenen Szenarioannahmen einen Bedarf an Flexibilitäten zur Deckung von Prognoseabweichungen aus, dagegen wird kein klarer Bedarf zur grundsätzlichen EE-Integration ausgewiesen.

Diese Ergebnisse sind im Kontext der zugrundeliegenden Annahmen einzuordnen: Der vorliegende Beitrag beruht auf einer Analyse der Szenarien aus dem ERAA2024, welche von im Vergleich zu den gegenwärtigen Entwicklungen geringen installierten Leistungen von Großbatteriespeichern im Umfang von rund 9 GW in 2030 ausgehen. Aktuelle Schätzungen gehen von einer deutlich höheren installierten Leistung von Großbatteriespeicher im Jahr 2030 aus, wodurch bereits umfangreiche zusätzliche Flexibilitäten dem Stromsystem zur Verfügung stehen und seitens der ÜNB zum aktuellen Zeitpunkt kein Bedarf für die zusätzliche Beanreizung dieser Technologie gesehen wird. Ebenso berücksichtigt der Bericht keine Netzrestriktionen auf der Übertragungsebene. Dadurch werden Flexibilitätsbedarfe nur unvollständig abgebildet. Insbesondere Bedarfe, welche durch Netzrestriktionen auftreten, sind nicht enthalten.

Der gemeinsame Zubau von EE-Anlagen und Speichern kann dazu beitragen, Flexibilitätsbedarfe zu decken. Voraussetzung ist, dass EE-Anlagen abregelbar sind und gemeinsam mit dem Netzausbau geplant werden. Speicher sollten zudem in Engpassmanagementmaßnahmen eingebunden werden können, da sie andernfalls in Engpasssituationen aufgrund des Marktergebnisses abgeregelt werden müssten. Eine netzdienliche Verortung bezüglich EE-Standorten sollte gegeben sein (siehe betriebliche Mindestanforderungen²). Ebenso sollte bei drohendem Engpass ein netzdienlicher Betrieb umgesetzt werden, um kurzfristige Befunde zu adressieren.

Auf europäischer Ebene ist das FNA als Erstumsetzung einer gemeinsamen Grundlage zu verstehen. Die Ergebnisse leisten einen wichtigen Beitrag zur Vergleichbarkeit, treffen jedoch auf unterschiedliche nationale Ausgangsbedingungen.

² [Netztransparenz „Technische Anforderungen an Batteriespeichersysteme“](#)

Insgesamt liefert das FNA eine wertvolle Grundlage für die Einordnung von Flexibilitätsbedarfen. Für Deutschland zeigt sich dabei, dass neben funktionierenden Marktmechanismen insbesondere die physische Systemintegration und netzseitige Aspekte im weiteren Fokus stehen sollten.

Trotzdem kann es aktuell und auch zukünftig Flexibilitätsbedarfe geben, welche im Bericht nicht adressiert werden, unter anderem Bedarfe aufgrund kurzfristiger Netzengpässe sowie unterständlicher Rampen.

3 Integrationsziel der Erneuerbaren Energien

3.1 Beschreibung der Abregelung volatiler erneuerbarer Energien (Artikel 8.4a)

Artikel 8.4(a) fordert eine quantitative Beschreibung der Abregelung erneuerbarer Energien. Diese Kennzahlen dienen der Einordnung, wie viel Abregelung von Erneuerbaren Energien in den verschiedenen Szenarien zu erwarten ist. Diese Größen sind zentral, um die EE-Integrationsziele sowie die zusätzlichen Maßnahmen zur Flexibilitätsbereitstellung einzuordnen.

Für das Jahr 2030 zeigt sich bei einer EE-Einspeisung von rund 540 TWh³, dass etwa 1,8 % der erneuerbaren Erzeugung abgeregelt werden (Abbildung 1). Dies entspricht einer abgeregelter Energiemenge von ungefähr 10 TWh. Im Jahr 2035 steigt die EE-Einspeisung deutlich auf etwa 830 TWh an, gleichzeitig erhöht sich der Abregelungsanteil auf circa 3,6 % oder rund 30 TWh. Die abgeregelter Energiemenge nimmt damit zwischen 2030 und 2035 ungefähr um den Faktor drei zu.

Parallel hierzu wachsen die Leistungsspitzen der Abregelung: Während in 2030 maximal 100-121 GW an Leistung abgeregelt werden, beträgt die abgeregelter Spitzenleistungen in 2035 über 180 GW. Diese sehr hohen Spitzen deuten auf Situationen hin, in denen die verfügbare EE-Einspeisung kurzfristig deutlich über der Last liegt.

Der Anstieg der Abregelung lässt sich auf einen Anstieg der volatilen EE-Erzeugungskapazität von Freiflächen-PV und Wind zurückführen, welche in den Szenarioannahmen von 2030 97 GW, 115 GW und 28 GW installierte Leistung für Freiflächen-PV, Onshore- und Offshore Wind betragen. In den Annahmen zu 2035 beträgt die installierte Leistung 143 GW, 157 GW und 50 GW für Freiflächen-PV, Onshore- und Offshore Wind. Im Vergleich dazu liegt die Erzeugungsleistung von PV in 2026 bei 104 GW (inklusive Dachflächen-PV), 68 GW für Onshore Wind und 9 GW für Offshore Wind. Da dargebotsabhängige erneuerbare Energien häufig überbaut werden, treten Situationen mit hoher erneuerbarer Erzeugung auf, die deutlich über der Last liegen kann. Auch wenn diese durch Speicher teilweise abgefangen werden können, ist eine steigende Abregelung ein folglich logisch auftretendes Phänomen in erneuerbaren Energiesystemen.

³ EE-Einspeisung im ERAA24 WS14. Berücksichtigt wurden Freiflächenphotovoltaik, Windkraft auf See und an Land, Laufwasserkraftwerke und Dachflächenphotovoltaik.

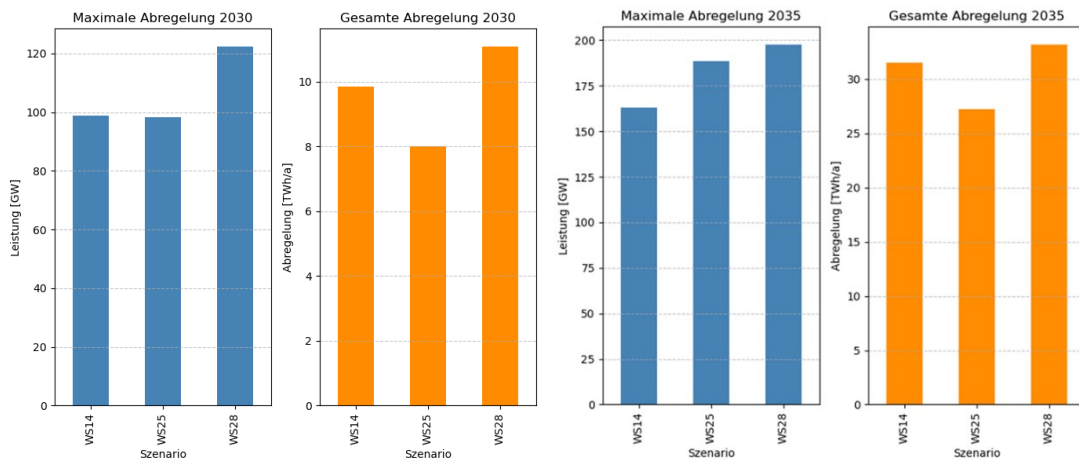


Abbildung 1: Abregelung von erneuerbarer Energie im ERAA24 für die im FNA genutzten Wetterszenarien für die Zieljahre 2030 und 2035.

3.2 Verteilung, Dauer und zeitliche Struktur der Abregelung (Artikel 8.4b)

Während 8.4(a) den Gesamtumfang der Abregelung beschreibt, erweitert Artikel 8.4(b) diese Sicht um eine Verteilung der Abregelungsereignisse. Diese Analyse ist relevant, da eine Maximum- und Mittelwertbetrachtung keine Auskunft darüber gibt, ob das System durch viele kleine oder wenige große Abregel-Ereignisse belastet wird. Dieser Abschnitt beschreibt die Dauer, Häufigkeit und zeitliche Verteilung der Abregelung.

Die Auswertung der Ereignisdauern und Energiemengen in Abbildung 2 zeigt, dass der überwiegende Teil der Abregelungsereignisse relativ kurz ist: Mehrheitlich wird weniger als 10 h am Stück abgeregelt. Die abgeregelte Energiemenge je Ereignis ist mit einem Median von 4,3 GWh eher klein. Daneben existiert ein Extremereignis mit einer sehr großen Energiemenge von 1,9 TWh abgeregelter Energie. Der zeitliche Abstand zwischen den Ereignissen liegt überwiegend unter 250 h (zehn bis elf Tage), die meisten Abregelungen treten in Abständen von höchstens 48 h auf. Bemerkenswert ist, dass sich diese grundlegenden Charakteristika (Dauer, Energiemengen und Abstände der Ereignisse) zwischen 2030 und 2035 nicht wesentlich verändern, obwohl der Gesamtumfang der Abregelung zunimmt.

Statistisch lässt sich die Verteilung der Eventgrößen durch eine Log-Normalverteilung beschreiben. Damit wird die in der FNA-Methodik geforderte Angabe einer Dichtefunktion erfüllt. Über die bereits genannten Kennwerte hinaus ergeben sich aus der Form der Verteilung keine zusätzlichen systematischen Erkenntnisse. Die Monatsauswertung zeigt, dass Abregelung in fast jedem Monat des Jahres auftritt. In den betrachteten Wetterszenarien wurde lediglich in einem Wetterszenario ein Monat ohne Abregelung beobachtet, sodass das maximal beobachtete abregelungsfreie Intervall bei etwa zwei Monaten liegt. Abregelung von erneuerbaren Energien ist damit kein Randphänomen einzelner Jahreszeiten, sondern tritt über das Jahr hinweg regelmäßig auf, wenn auch mit saisonalen Schwankungen, die in 8.4(c) weiter ausdifferenziert werden.

Insgesamt ergibt sich aus 8.4(b) ein differenziertes Bild der Systemauswirkungen durch Abregelung: Das System ist geprägt von häufigen und kurzen Abregelungsereignissen mit geringen Energiemengen, die sich innerhalb von 1-2 Tagen wiederholen. Das lässt sich auf die zyklische Einspeisung durch PV zurückführen, wobei die Analysen zu Artikel 8.4(c) und 8.4(d) zeigen, dass nur das Zusammenspiel aller erneuerbaren Technologien zur Abregelung führt und lediglich PV durch die starken zyklischen Muster hier stärker auffällt. Neben den kurzzeitigen Abregelungen existieren einzelne lange Abregelungen mit hohen nicht eingespeisten Energiemengen. Diese erreichen eine Dauer von bis zu 80 h, und abgeregelter Energiemengen von bis zu 1,75 TWh.

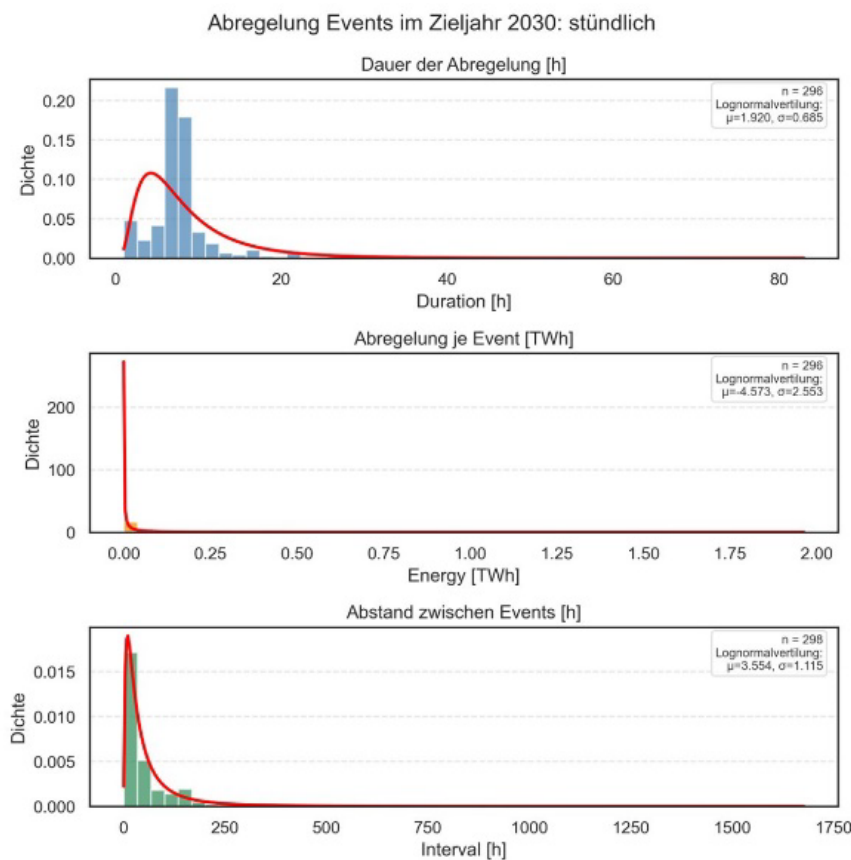


Abbildung 2: Verteilung von Abregelungsereignisse im ERAA24 für die Zieljahre 2030 über alle betrachteten Wetterszenarien

3.3 Abregelung als Funktion von Tag und Stunde (Artikel 8.4c)

Des Weiteren ist zur Einordnung des Klimaziels notwendig darzustellen, wie die Abregelung erneuerbarer Energien als Funktion von Tageszeit und Kalendertag auftritt (siehe Artikel 8.4(c)). Diese Analyse ist wichtig, weil sie zeigt, wann im Jahr und zu welchen Tageszeiten Flexibilitätsengpässe tatsächlich auftreten. Während 8.4(a) und 8.4(b) die Menge und die statistische Struktur der Abregelungsereignisse beschreiben, liefert 8.4(c) die zeitliche Einordnung. Erst diese Kombination erlaubt, Anforderungen an Flexibilitätsoptionen

(z. B. Batteriespeicher, steuerbare Lasten, Kopplung mit dem Wärmesektor) hinsichtlich Verfügbarkeit und Betriebsstrategie zielgerichtet abzuleiten.

Für das Zieljahr 2030 zeigt die Auswertung der Abregelung als Funktion von Tag und Stunde, dass Abregelungsereignisse überwiegend in den Tagesstunden zwischen etwa 9:00 und 16:00 Uhr auftreten (siehe Abbildung 3). Saisonaler Schwerpunkt ist der Zeitraum von Ende März bis Juli. Damit liegt eine Korrelation mit der PV-Erzeugung nahe und erklärt ebenfalls die Ursache für die Abregeldauern kleiner 24 h aus dem vorhergegangenen Abschnitt. Die untertägigen Abregelungen treten gestaffelt an Folgetagen auf.

Neben diesen untertägigen Ereignissen zeigen sich ebenfalls auch einzelne Tage mit ganztägiger Abregelung. Diese Tage lassen sich plausibel als Kombination aus hoher Windeinspeisung und vergleichsweise niedriger Last interpretieren; in solchen Situationen genügt die Last über praktisch den gesamten Tag hinweg nicht, um die vorhandene EE-Produktion vollständig aufzunehmen. Besonders hohe Abregelungsniveaus werden in denjenigen Stunden und Tagen beobachtet, in denen hohe PV- und Winderzeugung gleichzeitig auf geringe Nachfrage trifft. In diesen Fällen kumulieren sich die Einspeisespitzen der beiden volatilen Technologien, was zu den höchsten Abregelungsspitzen führt. Die Auswertung zeigt darüber hinaus, dass Abregelung im Winter zwar deutlich seltener auftritt, aber dennoch nicht ausgeschlossen ist.

Für das Zieljahr 2035 wird ein analoges Muster sichtbar, das allerdings in mehreren Dimensionen stärker ausgeprägt ist (siehe Abbildung 3). Die zeitliche Verteilung der Abregelung über Tageszeiten und Monate ähnelt grundsätzlich der Situation in 2030: Es dominieren weiterhin Tagesstunden am späten Vormittag und frühen Nachmittag sowie die Monate vom späten Winter bis in den Sommer. Gegenüber 2030 nehmen jedoch sowohl die Häufigkeit der Abregelungsereignisse als auch deren Intensität zu. Die Zahl der Tage mit ganztägiger Abregelung steigt, und Abregelungen treten häufiger auch in den Wintermonaten auf. Insgesamt verschieben sich die Muster nicht qualitativ, werden aber quantitativ deutlich dichter und intensiver: Mehr Stunden mit Abregelung, höhere abgeregelte Leistungen und häufiger auftretende Tage mit durchgängigem Abregelungsbedarf.

Insgesamt zeigt die Auswertung gemäß 8.4(c), dass die Abregelung erneuerbarer Energien zeitlich klar strukturiert ist: Sie tritt primär in den mittleren Tagesstunden, mit Schwerpunkt im Frühjahr und Sommer, und verstärkt in Situationen auf, in denen sich PV und Windeinspeisung überlagern und die Last gering ist. Mit steigender EE-Durchdringung (2035) werden diese Muster intensiver und breiten sich auch stärker auf andere Jahreszeiten aus.

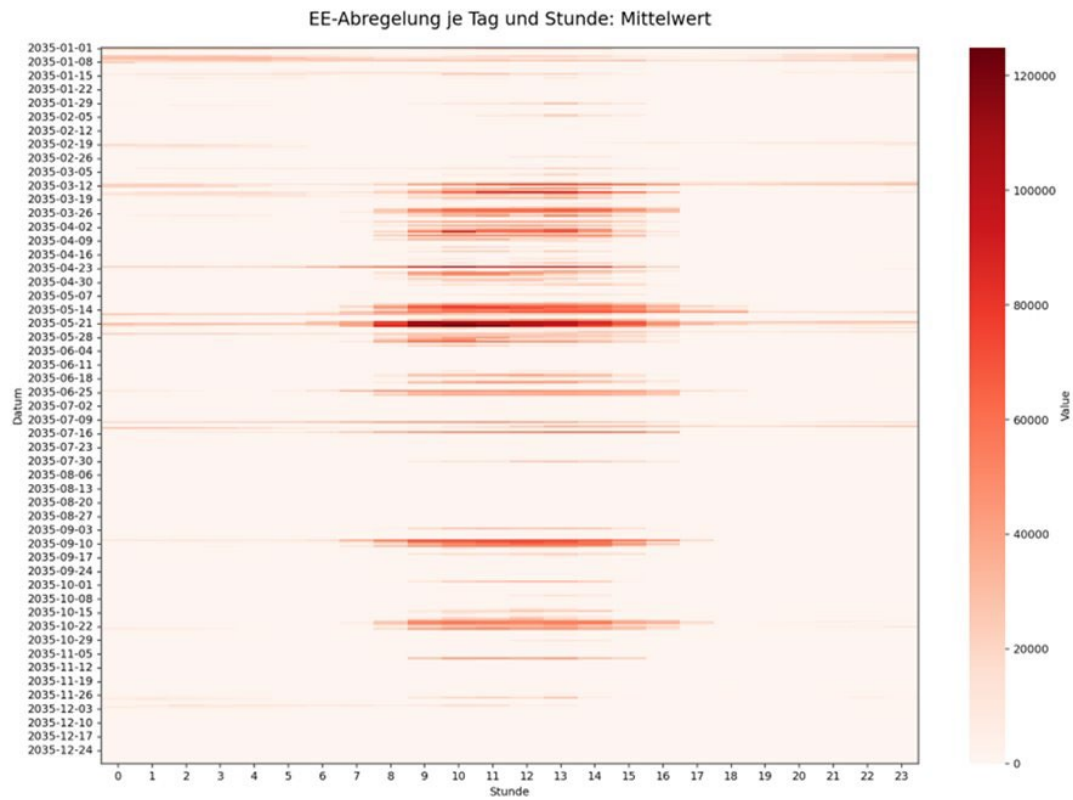


Abbildung 3: Auftreten der Abregelung als Funktion von Tag und Jahr. Mittelwert für 2030.

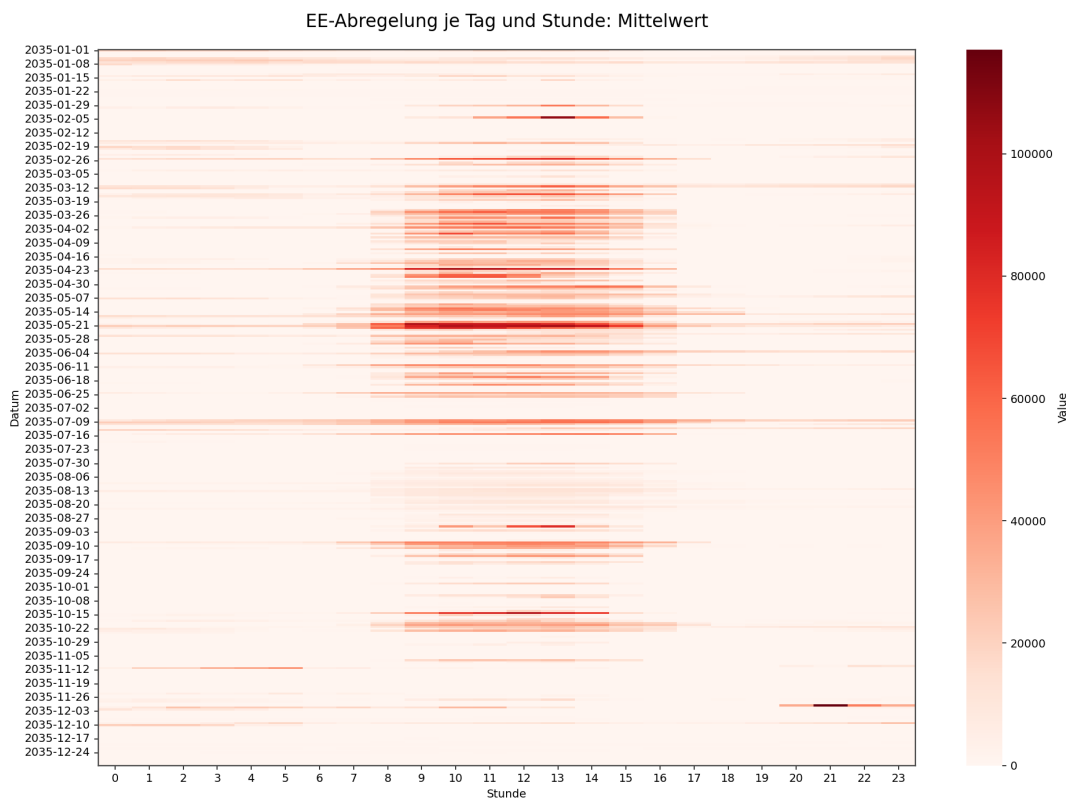


Abbildung 4: Auftreten der Abregelung als Funktion von Tag und Jahr. Mittelwert für 2035.

3.4 Korrelation von Abregelung und Technologien (Artikel 8.4d)

Um die Ursache für Abregelung zu verstehen, wird nach Artikel 8.4(d) eine Analyse der Korrelationen zwischen der EE-Abregelung und den Systemzuständen wie Wind und PV-Einspeisung sowie Last berechnet. Ziel ist es zu verstehen, unter welchen Systembedingungen Abregelung tatsächlich auftritt und welche Kombinationen von Erzeugung und Nachfrage besonders kritisch sind. Diese Einsichten sind wichtig, um Flexibilitätsmaßnahmen zielgerichtet auszurichten.

Die Auswertung in 8.4(d) basiert auf einer Regressionsanalyse, in der die stündliche Abregelung jeweils auf einzelne und kombinierte Einflussgrößen zurückgeführt wird. Die Steigungen geben an, wie stark sich die Abregelung (in MWh) im Mittel verändert, wenn sich die jeweilige Einflussgröße um eine Einheit (1 MWh) ändert.

Die Analyse zeigt, dass weder die Einspeisung aus Wind noch aus Photovoltaik allein die Abregelung maßgeblich bestimmt. Zusätzliche Einspeisung aus diesen Technologien führt zwar tendenziell zu mehr Abregelung, der Zusammenhang ist jedoch schwach ausgeprägt. Ebenso zeigt sich, dass eine höhere Nachfrage die Abregelung grundsätzlich reduziert, da zusätzliche Last vorhandene Überschüsse aufnehmen kann. Allerdings ist auch dieser Zusammenhang nicht stark genug, um das Abregelungsgeschehen allein zu erklären.

Tabelle 1: Korrelation von Wind, PV und Last mit der Abregelung im Wetterjahr 2030.

	Steigung	R ²
PV	0,11	0,01
Wind	0,14	0,05
Last	-0,16	0,3
Wind + PV	0,41	0,22
Last - Wind - PV	-0,618	0,419

Deutlich aussagekräftiger wird das Bild, wenn Interaktionen betrachtet werden. Für die kombinierte Einspeisung von Wind und PV vergrößert sich die Steigung auf etwa 0,41, das Bestimmtheitsmaß liegt hier bei 0,22. Das bedeutet, dass Abregelung ausgeprägter wird, wenn hohe Wind und PV-Einspeisung gleichzeitig auftreten: Erst die Überlagerung der beiden volatilen Erzeugungsformen führt typischerweise zu Situationen, in denen die Systemaufnahmefähigkeit überschritten wird. Noch stärker wird der Zusammenhang, wenn neben Wind und PV zusätzlich die Nachfrage berücksichtigt wird, also die Residuallast aus den drei Größen. In diesem Fall ergibt sich eine Steigung von etwa -0,62 und ein Bestimmtheitsmaß von rund 0,42. Das negative Vorzeichen spiegelt wider, dass negative Residuallasten zu hohen Abregelungen führen.

In der Gesamtschau lässt sich festhalten, dass weder Wind- noch PV-Einspeisung allein die Abregelung substantiell erklären. Abregelung tritt dann auf, wenn hohe Wind- und PV-Einspeisung gleichzeitig vorliegen und die Nachfrage nicht ausreichend hoch ist, um diese Produktion aufzunehmen. Die Nachfrage hat dabei im Modell einen stärkeren Effekt als die einzelnen Erzeugungstechnologien. Nur bei einer Kombination aus hoher volatiler Erzeugung und einer gleichzeitig niedrigen Last treten Abregelungen mit höherer Sicherheit auf.

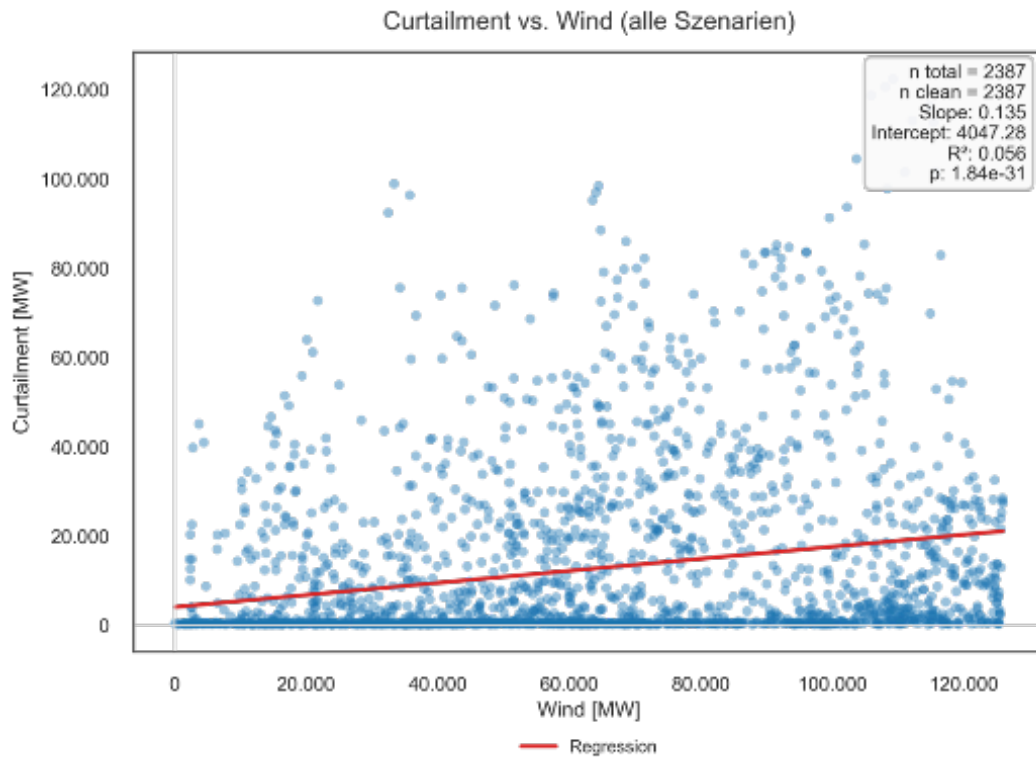


Abbildung 5: Korrelation von Abregelung und Stromerzeugung durch Windkraft

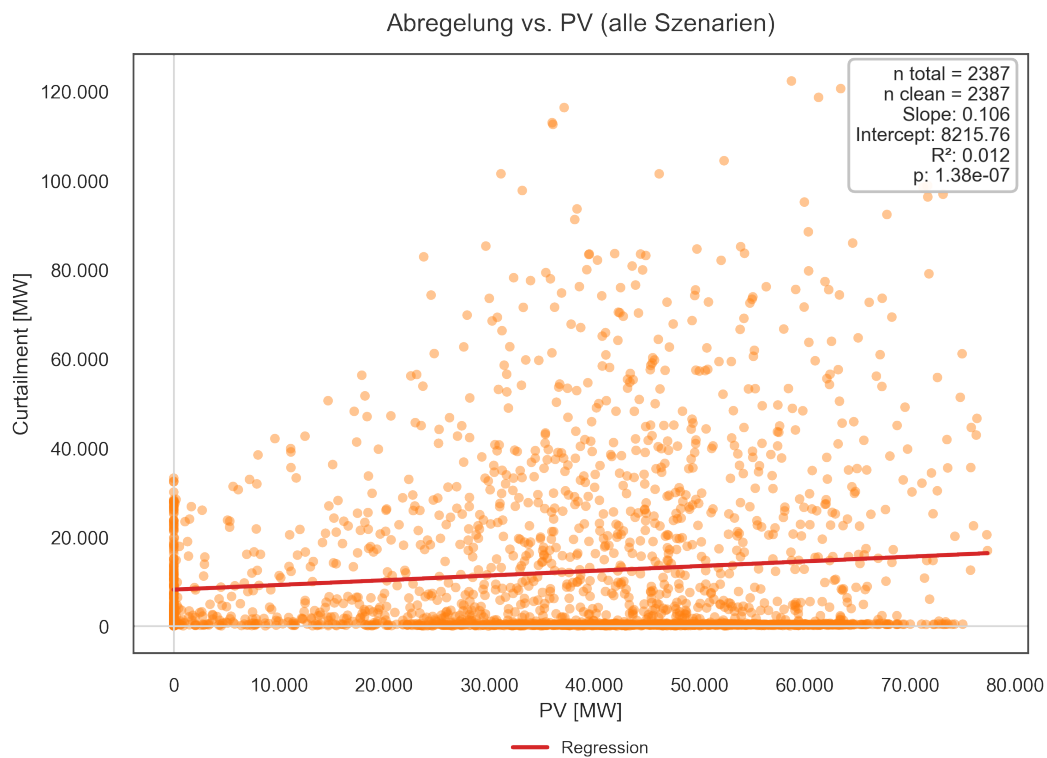


Abbildung 6: Korrelation von Abregelung und Stromerzeugung durch PV

Abregelung vs. Wind+PV (alle Szenarien)

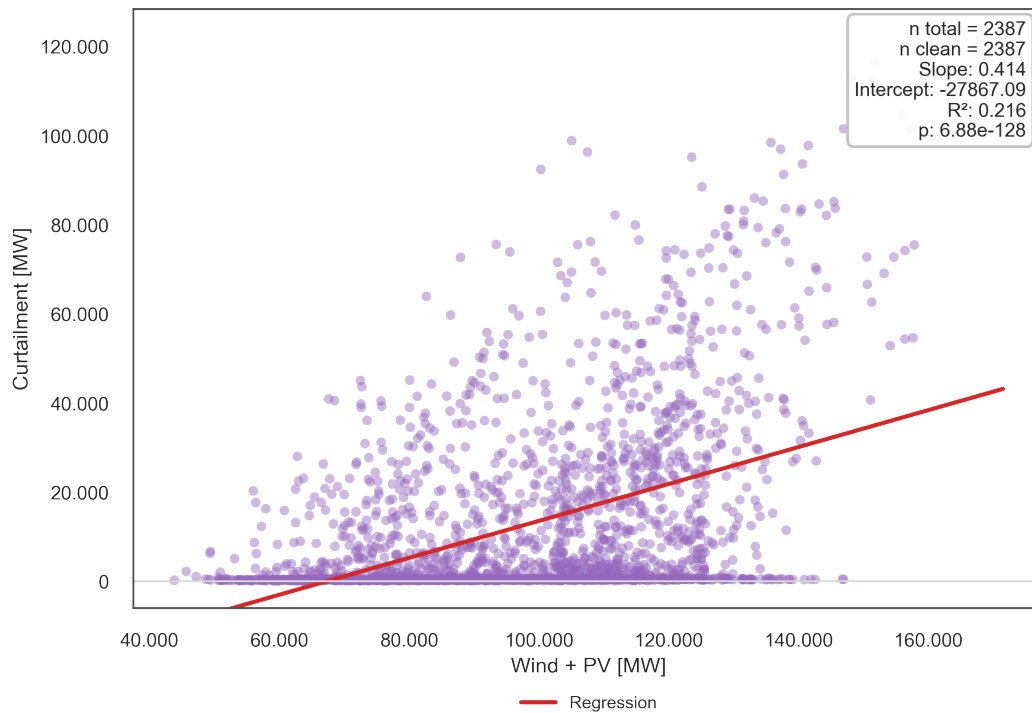


Abbildung 7: Korrelation von Abregelung und Stromerzeugung durch Windkraft und PV

Abregelung vs. Last (alle Szenarien)

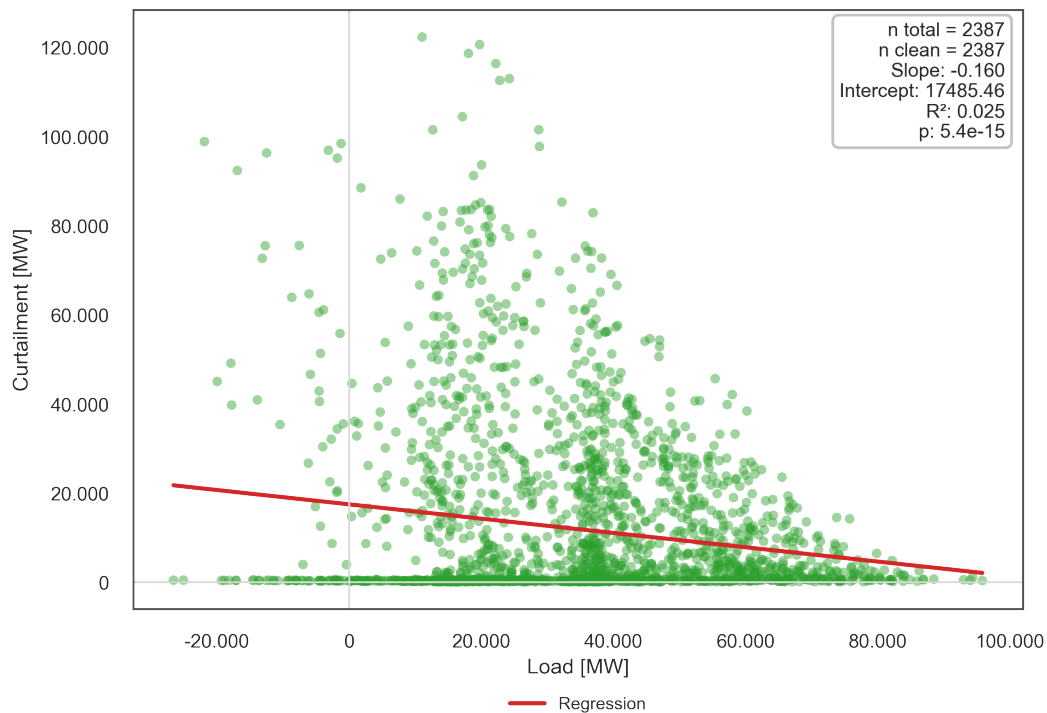


Abbildung 8: Korrelation von Abregelung und Stromnachfrage

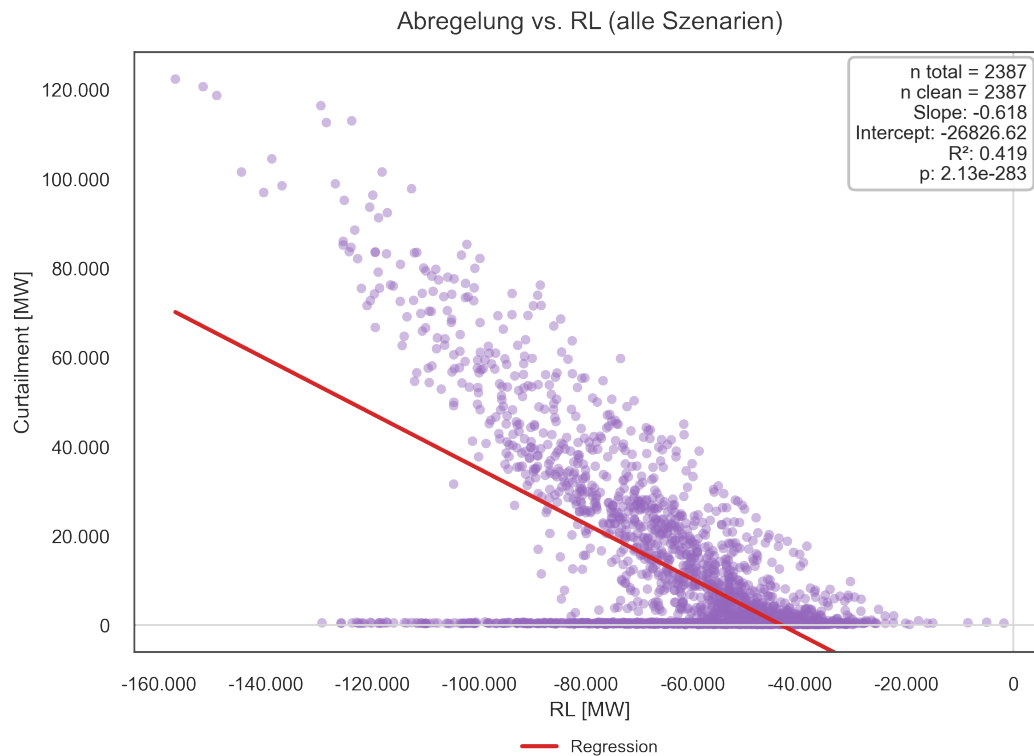


Abbildung 9: Korrelation von Abregelung und Residuallast

3.5 Analyse der Residuallast (Artikel 8.5)

Die Analyse der Residuallast gemäß Artikel 8.5 dient dazu, den verbleibenden Bedarf an flexibel einsetzbarer Erzeugung aus Sicht des Gesamtsystems zu quantifizieren. Sie beschreibt damit zu jedem Zeitpunkt, ob und in welchem Umfang flexibel steuerbare Erzeugungs- und Verbrauchsressourcen erforderlich sind (positive Residuallast) oder ob ein EE-Überschuss vorliegt (negative Residuallast). Die zeitliche Struktur der Residuallast, sowohl im Tagesverlauf als auch über Wochen und Jahreszeiten, ist ausschlaggebend für Art und Umfang des Flexibilitätsbedarfs.

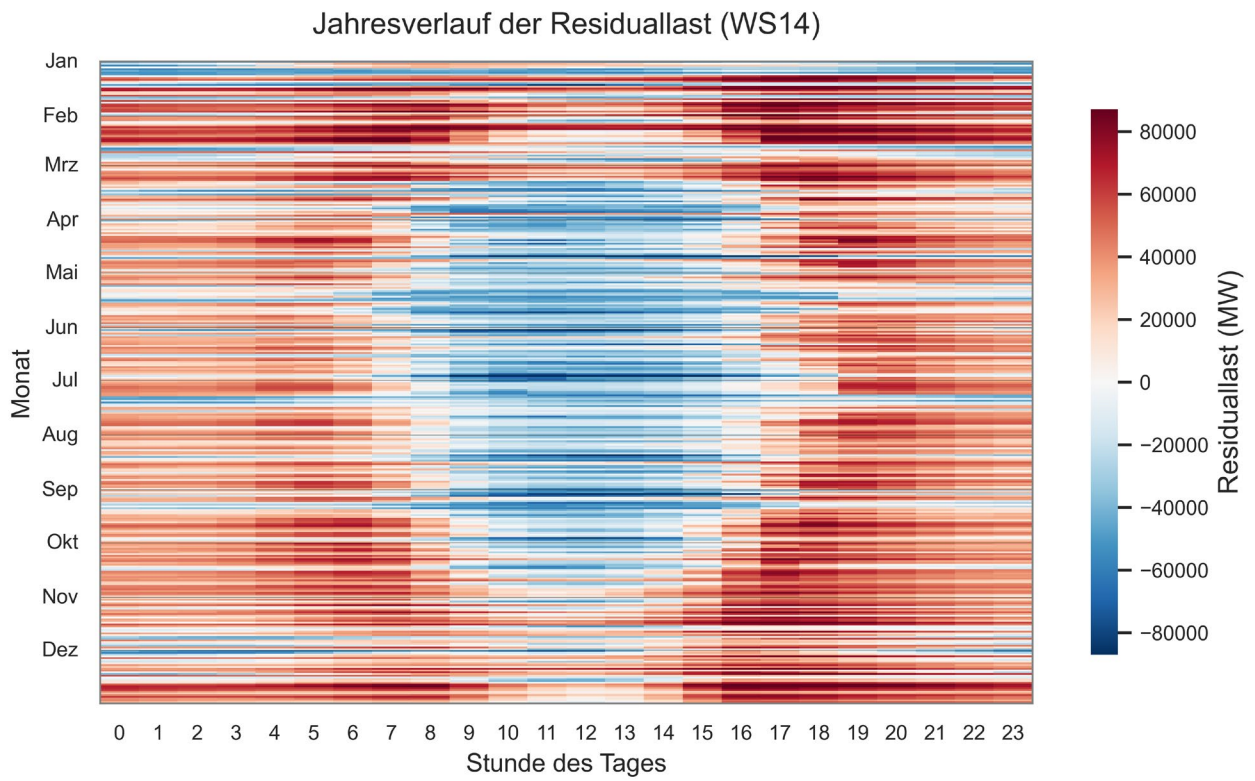


Abbildung 10: Residuallast am Beispiel des WS 14 im Zieljahr 2030

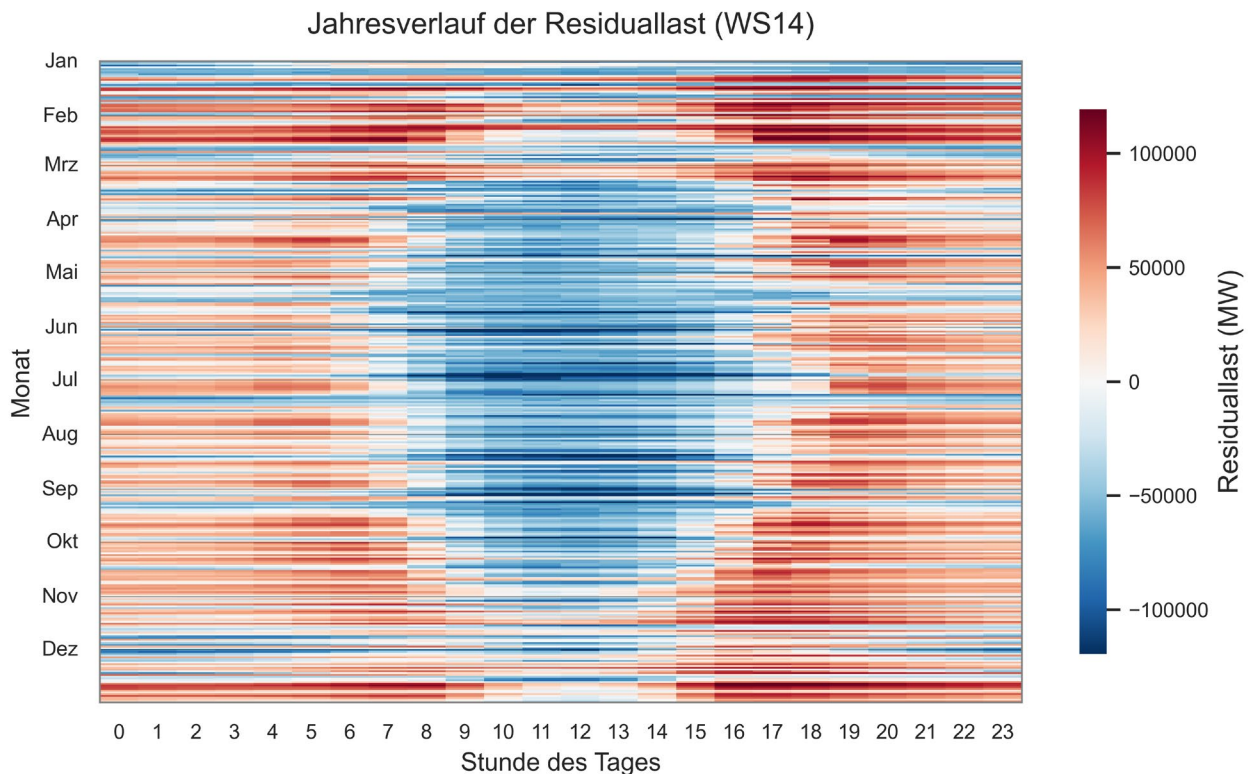


Abbildung 11: Residuallast am Beispiel des WS 14 im Zieljahr 2035

Für das Zieljahr 2030 zeigt die Analyse der Residuallast zunächst ein charakteristisches Muster von EE-Überschuss und konventionellem Erzeugungsbedarf (siehe Abbildung 5): Negative Residuallasten, also Situationen mit EE-Überschuss, treten vor allem tagsüber im Zeitraum von Februar bis November auf. In diesen Monaten und Stunden führt die hohe Einspeisung aus Photovoltaik regelmäßig dazu, dass die erzeugte EE-Leistung die Nachfrage übersteigt. Darüber hinaus werden über das gesamte Jahr hinweg komplette Tage mit negativer Residuallast beobachtet, die insbesondere auf Phasen hoher Windeinspeisung bei gleichzeitig geringer Last hinweisen. Diese Tage markieren systemische EE-Überschusssituationen, in denen ohne Flexibilität oder Exportkapazitäten Abregelung unvermeidlich ist.

Demgegenüber kennzeichnen positive Residuallasten den Bedarf an flexibel einsetzbarer Erzeugung. Sie treten von Februar bis November typischerweise in den Stunden von etwa 17:00 bis 7:00 Uhr auf, also in den Abend-, Nacht- und frühen Morgenstunden, in denen die PV-Erzeugung ausfällt und der Beitrag der Windenergie nicht ausreicht, um die Last vollständig zu decken. In den Wintermonaten von November bis Februar ist die Residuallast häufig ganztägig positiv, da die solare Einspeisung gering ist und die Last insbesondere im Heizbedarf erhöht sein kann. Besonders hohe Residuallasten werden zwischen Dezember und Februar beobachtet; sie treten häufig in längeren Perioden auf, die als typische Dunkelflaute-Ereignisse zu interpretieren sind. Diese Phasen sind aus Systemsicht besonders kritisch, da über längere Zeiträume ein hohes Niveau gesicherter Leistung vorzuhalten ist, während gleichzeitig nur geringe Beiträge aus Wind und PV verfügbar sind.

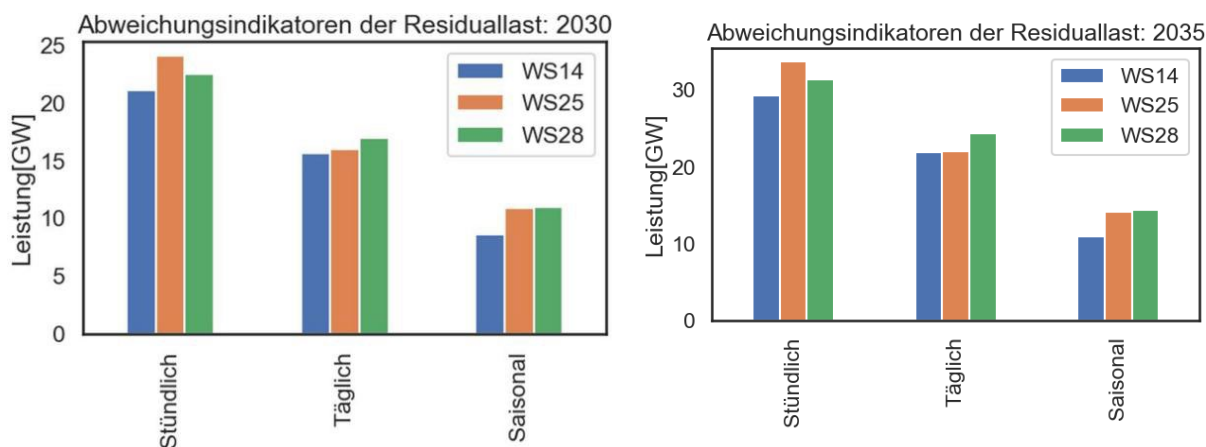


Abbildung 12: Abweichungsindikatoren der Residuallast

Ergänzend zur qualitativen Betrachtung wird in Artikel 8.5 auch die zeitliche Komponente der Residuallast ausgewertet. Hierbei wird analysiert, wie stark die Residuallast durchschnittlich auf drei Zeitskalen variiert: innerhalb eines Tages (Stundenvariation), zwischen den Tagen einer Woche (Tagesmittelwerte je Woche) und zwischen den Monaten eines Jahres (Monatsmittelwerte). Die Ergebnisse sind in Abbildung 6 dargestellt. Die Auswertung zeigt, dass die Abweichungen der Stundenwerte innerhalb eines Tages am größten sind und in der Größenordnung von etwa 14 GW liegen. Dies verdeutlicht, dass die Residuallast in erster Linie durch untertägige Schwankungen, insbesondere den Wechsel zwischen Tages- und Nachtstunden, geprägt ist. Die Variation der Tagesmittelwerte innerhalb einer Woche liegt bei etwa 12 GW und ist damit nur wenig geringer als die stündliche Variation. Sie spiegelt vor allem Unterschiede zwischen Werktagen und Wochenenden sowie die Kopplung an wechselnde Windverhältnisse wider. Die saisonale Variation über die Monate ist mit etwa 8 GW zwar am geringsten, aber keineswegs vernachlässigbar. Sie bildet längerfristige Muster wie winterliche Lastspitzen und jahreszeitliche Unterschiede in der EE-Erzeugung ab. Für das Jahr 2035 ergeben sich die gleichen Tendenzen, allerdings liegen die Abweichungen der Residuallast aufgrund des höheren EE-Anteils über denen von 2030 (siehe Abbildung 12).

Zusammenfassend ergibt sich, dass die Residuallast durch ein Zusammenspiel von starken untertägigen Schwankungen, signifikanten wöchentlichen Mustern und saisonalen Effekten geprägt ist. Die hohen stündlichen Variationen unterstreichen die Bedeutung kurzfristig verfügbarer Flexibilitätsoptionen, wie etwa Batteriespeichern, flexiblen Lasten oder schnell regelbarer Kraftwerke, die den Wechsel zwischen EE-Überschuss am Tag und konventionellem Bedarf in den Abend- und Nachtstunden ausgleichen können.

3.6 Ziele für erneuerbare Energien aus dem NECP (Artikel 8.6 / 8.7)

Ausgehend vom aktualisierten deutschen NECP 2024 wird für das Jahr 2030 ein Gesamtziel von 600 TWh erneuerbarer Stromerzeugung angesetzt. Dieses Gesamtziel umfasst sowohl volatile als auch nicht volatile erneuerbare Technologien. Zur Anwendung auf die FNA-Systematik werden zunächst die Beiträge der nicht

volatilen erneuerbaren Energien abgezogen. Hierzu zählen insbesondere Biomasse und bestimmte Formen der Wasserkraft (z. B. Pumpspeicher, Laufwasser in spezifischen Kategorien). Gemäß NECP und ergänzenden SMARD-Daten werden für 2030 rund 10 TWh Pumpspeichelerzeugung und etwa 51,3 TWh aus Biomasse berücksichtigt. Nach Abzug dieser nicht volatilen Komponenten ergibt sich für 2030 ein Zielwert von 538 TWh für die volatilen erneuerbaren Energien (Freiflächenphotovoltaik, Wind Onshore, Wind Offshore und Laufwasserkraftwerke), wie in Abbildung 7 durch die blaue Kurve dargestellt. Dachflächenphotovoltaik ist nicht mit einbegriffen, da diese im ERAA nur implizit als Prosumer in der Stromnachfrage enthalten ist.

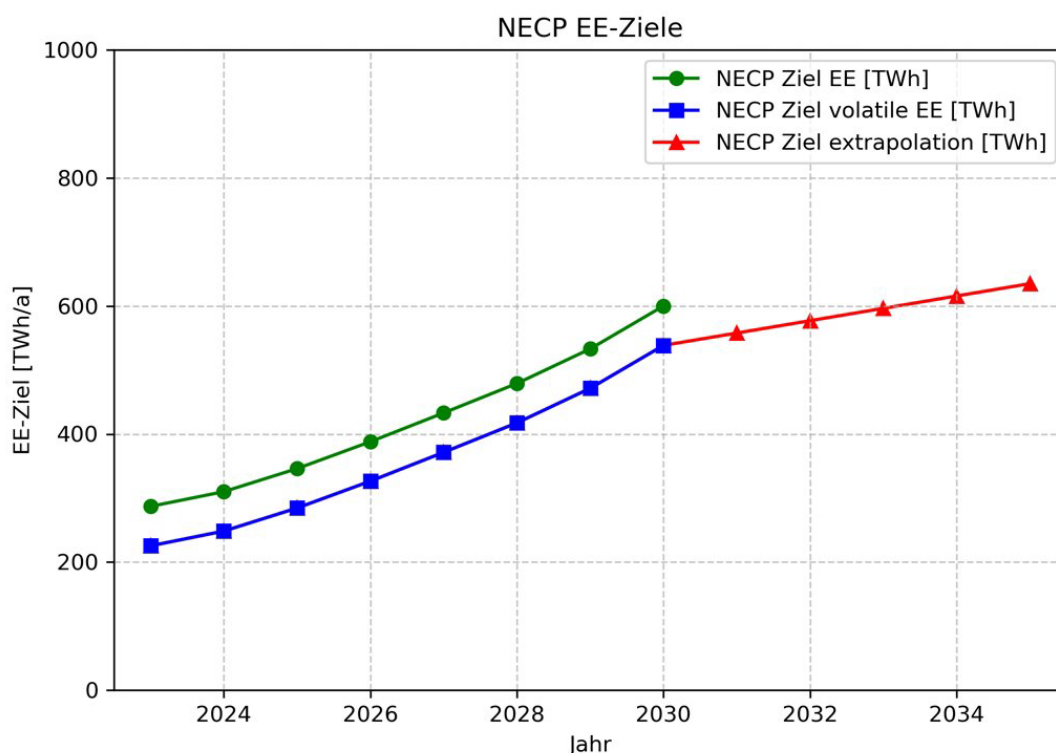


Abbildung 13: Ableitung des deutschen NECP-Ziels

Für die Jahre nach 2030 ist der NECP-Pfad nicht vorgegeben. Daher werden die Ziele für die mittelfristige Perspektive, insbesondere für das Jahr 2035, auf Basis des Netzentwicklungsplans Strom (NEP 2023) hergeleitet. Das Vorgehen ist hierbei nach Artikel 8 Abschnitt 7(a) gewählt. Konkret wird das Szenario NEP23 B37 herangezogen, in dem für 2037 eine EE-Einspeisung von insgesamt 735 TWh vorgesehen ist, davon rund 673,4 TWh aus volatilen erneuerbaren Energien. Unter linearer Interpolation zwischen dem NECP-Ziel 2030 und den Werten des NEP-Szenarios wird ein Zielwert für die volatilen EE in 2035 von etwa 634,9 TWh abgeleitet. Diese Vorgehensweise stellt sicher, dass der Ausbaupfad für die volatilen EE zwischen 2030 und 2035 konsistent an die nationalen Planungsdokumente angebunden ist und gleichzeitig die im NEP hinterlegten Annahmen zur Systementwicklung berücksichtigt werden.

In einem weiteren Schritt werden die deutschen und luxemburgischen Klimaziele zusammengeführt, wobei die luxemburgischen Ziele direkt aus dem luxemburgischen NECP übernommen werden. Die aggregierten Zielwerte ergeben für das Jahr 2030 eine volatile EE-Zielgröße von 540 TWh und für das Jahr 2035 einen Zielwert von etwa 637 TWh volatiler EE-Einspeisung. Diese Zielgrößen umfassen ausschließlich die volatilen Technologien PV, Wind Onshore, Wind Offshore und Laufwasserkraftwerke. Anhand dieser Werte wird im weiteren Verlauf geprüft, ob die im FNA angesetzte EE-Einspeisung mit den NECP-Zielen im Einklang steht.

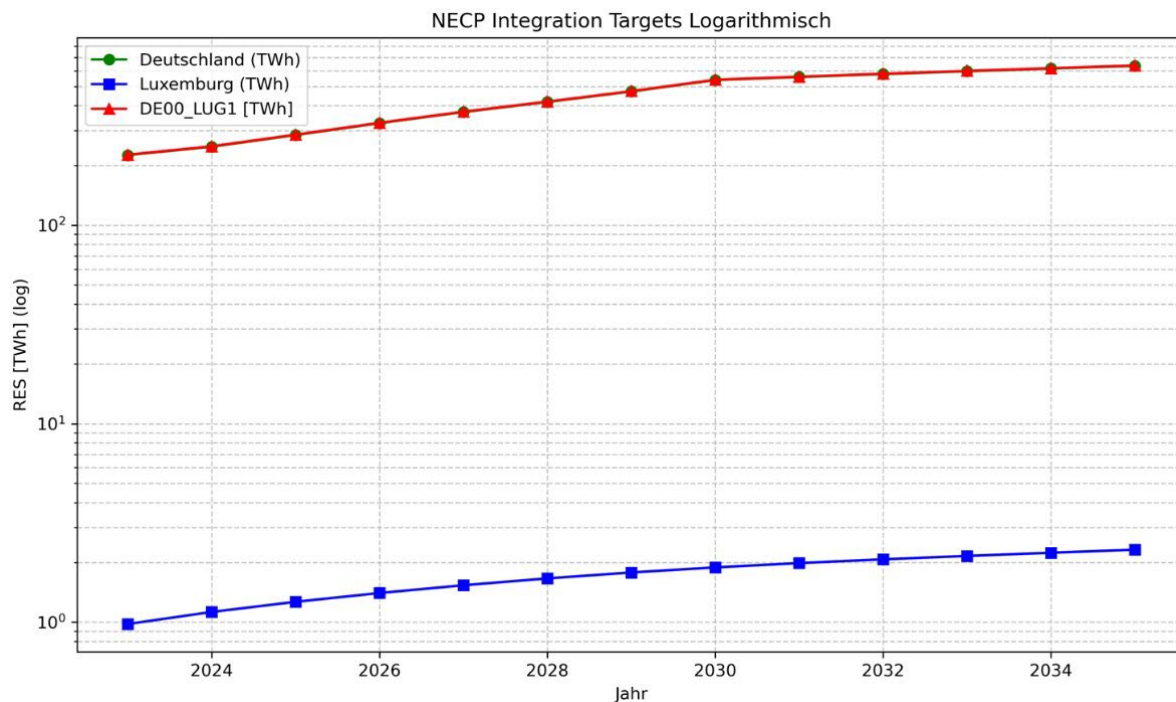


Abbildung 14: Ableitung des NECP-Ziels der deutsch-luxemburgischen Gebotszone

3.7 Nationale EE-Abregelungsziele und nicht gedeckter Integrationsbedarf (Artikel 8.8 / 8.9)

Die Artikel 8.8 und 8.9 zielen darauf ab, aus der Gegenüberstellung von modellierter EE-Einspeisung und NECP-Zielen einen noch nicht gedeckten Bedarf an EE-Integration sowie ggf. nationale Zielwerte für zulässige Abregelung abzuleiten. Im Kern geht es darum, zu quantifizieren, inwieweit die abgebildete EE-Einspeisung abzüglich Abregelung ausreicht, um die politisch definierten Ausbau- und Integrationsziele zu erfüllen. Auf dieser Grundlage lässt sich die Zielverfehlung formulieren und beurteilen, ob und in welchem Umfang zusätzliche Flexibilitätsmaßnahmen erforderlich sind.

Nach der marktlichen Abregelung des ERRA ergeben sich für die volatilen erneuerbaren Energien (Freiflächen-PV, Wind und Laufwasser) je nach Wetterszenario Einspeisungen im Bereich von 532 bis 556 TWh (siehe Tabelle 2). Im Vergleich zum aus dem NECP abgeleiteten Zielwert von 540 TWh lässt sich daraus das ungedeckte EE-Integrationsziel bestimmen. Dieses fällt in zwei der drei betrachteten Szenarien negativ aus und zeigt somit eine Übererfüllung des EE-Integrationsbedarfs für das Jahr 2030 an. Lediglich

im Szenario WS14 ergibt sich ein ungedecktes EE-Integrationsziel von rund 8 TWh, was etwa 1,5 % der EE-Einspeisung der betrachteten Technologien entspricht. Vor dem Hintergrund der statistischen Natur der Wetterjahre ist jedoch zu hinterfragen, ob daraus ein tatsächlich struktureller und dauerhaft auszuweisender Integrationsbedarf abzuleiten ist. Sowohl der Median als auch der Mittelwert des ungedeckten EE-Integrationsziels weisen mit einer Übererfüllung von 7 TWh bzw. 5 TWh insgesamt auf keinen zusätzlichen EE-Integrationsbedarf hin.

Tabelle 2: Ungedecktes EE-Integrationsziel im Zieljahr 2030 für die System Needs

	WS14	WS25	WS28
Einspeisung volatile EE (Freiflächen-PV, Wind, Laufwasser) [TWh]	532.34	547.38	556.23
NECP-Ziel für volatile EE [TWh]	540.31	540.31	540.31
Ungedecktes EE-Integrationsziel [TWh]	7.97	0 (-7,07)	0 (-15.92)

Für das Zieljahr 2035 zeigt sich hingegen ein deutlich verändertes Bild (siehe Tabelle 3). Die Einspeisung der volatilen erneuerbaren Energien (Freiflächen-PV, Wind und Laufwasser) liegt nach marktlicher Abregelung des ERRA in allen betrachteten Wetterszenarien mit 787 TWh bis 825 TWh signifikant über dem aus dem NECP abgeleiteten Zielwert von 637 TWh. Entsprechend weist das EE-Integrationsziel in allen Szenarien hohe positive Werte zwischen 181 TWh und 221 TWh auf. Ein ungedecktes EE-Integrationsziel tritt dabei in keinem der Szenarien auf; vielmehr ergibt sich durchgängig eine deutliche Übererfüllung in der Größenordnung von 150 TWh bis 188 TWh. Damit besteht für das betrachtete Zieljahr 2035 unabhängig vom Wetterszenario kein Bedarf an zusätzlicher EE-Integration, sondern vielmehr ein robuster struktureller Überschuss gegenüber dem Zielpfad.

Tabelle 3: Ungedecktes EE-Integrationsziel im Zieljahr 2035 für die System Needs

	WS14	WS25	WS28
Einspeisung volatile EE (Freiflächen-PV, Wind, Laufwasser) [TWh]	786.91	811.20	824.92
NECP-Ziel für volatile EE [TWh]	637.17	637.17	637.17
Ungedecktes EE-Integrationsziel [TWh]	0 (-150)	0 (-174)	0 (-188)

In der Gesamtschau ergeben sich aus den Artikeln 8.8 und 8.9 zwei zentrale Aussagen. Erstens: Für 2030 besteht im Median kein struktureller Integrationsmangel; lediglich in einem Wetterszenario wird ein begrenzter zusätzlicher Einspeisebedarf von etwa 8 TWh ausgewiesen, der einem zusätzlichen EE-Bedarf von 1,2 % der Einspeisung entspricht. Zweitens: Für 2035 liegt die modellierte EE-Einspeisung deutlich

oberhalb der nationalen Klimaziele, sodass ein spezifisches Flexibilitätsziel aus Sicht der RES-Integration nicht erforderlich ist und kein zusätzlicher Flexibilitätsbedarf zur Erreichung des NECP-Ziels ausgewiesen wird.

3.8 Einordnung

Ein besonderer Fokus von Artikel 8 liegt auf der Abregelung erneuerbarer Erzeugung. Die Methodik adressiert Abregelung primär als zu vermeidendes Phänomen und stellt den Zubau von Speichern als zentrales Mittel zu deren Reduzierung heraus (siehe Kapitel 6 und Abschnitt 8.1). Aus volkswirtschaftlicher Sicht kann Abregelung jedoch in bestimmten Situationen eine effiziente Option darstellen, insbesondere wenn sie kostengünstiger realisierbar ist als der Aufbau zusätzlicher Speicherkapazitäten.

Vor dem Hintergrund einer zunehmend effizienten Ausnutzung und perspektivisch auch einer Überbauung von Netzanschlüssen ist davon auszugehen, dass Abregelung künftig an Bedeutung gewinnen wird. Dies gilt insbesondere bei weiter steigenden Energiemengen und gleichzeitigen Leistungsspitzen aus erneuerbaren Energien. Ein höheres Abregelungsniveau zieht jedoch nicht zwangsläufig einen proportionalen Zubau von Speicherkapazitäten nach sich. Stattdessen kommt der sicheren und flächendeckenden Steuerbarkeit von Erzeugungsanlagen eine zentrale Rolle zu. Dies betrifft sowohl fixvergütete Anlagen als auch direktvermarktete Erzeugungseinheiten und bildet eine wesentliche Voraussetzung für einen systemdienlichen Umgang mit Abregelung.

Ebenso legt die FNA-Methodik den Fokus auf marktseitige Flexibilitätsengpässe, welche jedoch aufgrund der hohen Liquidität der Strommärkte weitgehend effizient abgedeckt werden. Für eine volkswirtschaftliche Bewertung einer noch stärkeren EE-Integration bzw. der Abwägung zwischen Abregeln und Nutzen bedarf es einer ganzheitlichen Betrachtung des Systems, einschließlich der technischen und wirtschaftlichen Rückwirkungen auf den Netzausbau und -betrieb.

4 Rampenbedarf

Gemäß FNA-Methodik Art. 9.1 werden für die beiden Zieljahre 2030 und 2035 jeweils für die drei Wetterszenarien (WS) 14, 25, 28 die Systembedarfe zur Deckung von Rampen ermittelt. Dazu wird die zeitliche Änderung der Residuallast in stündlicher Auflösung (pro Zieljahr und WS) bestimmt. Dieser Rampenbedarf muss durch Flexibilität im System zu jeder Stunde gedeckt werden.

4.1 Ermittlung Residuallastrampen, Extrema sowie Verteilung der Rampen

Im ersten Schritt werden Residuallastrampen pro Zieljahr und WS ermittelt. Gemäß FNA-Methodik (s. Art. 9.1) ist eine Residuallastrampe definiert als die zeitliche Änderung der Residuallast von einer MTU zur nächsten (zur Bestimmung der Residuallast vgl. Kapitel 2). Die ermittelten Maximalwerte der Residuallastrampen für die betrachteten Zieljahre 2030 und 2035 sind in der nachfolgenden Tabelle 4 dargestellt.

Tabelle 4: Maximale Residuallastrampen in positive und negative Richtung für drei Wetterszenarien in den Zieljahren 2030 und 2035

	Maximale Residuallastrampe [GW/h]			
	2030		2035	
Wetterszenario	Positive Richtung	Negative Richtung	Positive Richtung	Negative Richtung
WS14	56,21	-39,74	78,09	-56,57
WS25	59,31	-43,32	81,86	-61,54
WS28	59,03	-45,22	81,47	-62,82
Mittelwert	58,19	-42,77	80,47	-60,31

Die stündlichen maximalen Residuallastrampen liegen im Mittel (über alle WS) im Zieljahr 2030 bei ca. 58,1 GW/h bzw. -42,8 GW/h in negative Richtung. Die maximalen auftretenden Rampen erhöhen sich für das Zieljahr 2035 und betragen im Mittel ca. 80,5 GW/h bzw. -60,3 GW/h. Weiterhin ist zu sehen, dass in allen drei Wetterszenarien hohe Rampen in positiver sowie negativer Richtung auftreten. Dabei unterscheiden sich die Extrema zwischen den Wetterszenarien um bis zu 3 GW/h für Rampen in positiver Richtung bzw. -5,5 GW/h für Rampen in negativer Richtung.

Die maximalen Residuallastrampen stellen dabei Extreme dar. Anhand der Einteilung in relevante Perzentile kann die Wahrscheinlichkeit für Stunden mit hohen positiven bzw. negativen Residuallastrampen bewertet werden. Nachfolgend sind die relevanten Perzentile (gemäß Art. 9.1b) für die drei betrachteten Wetterszenarien in Abbildung 9 als Boxplot aufgeführt.

Verteilung der Residuallastrampen in relevante Perzentile (Art. 9.1 b)

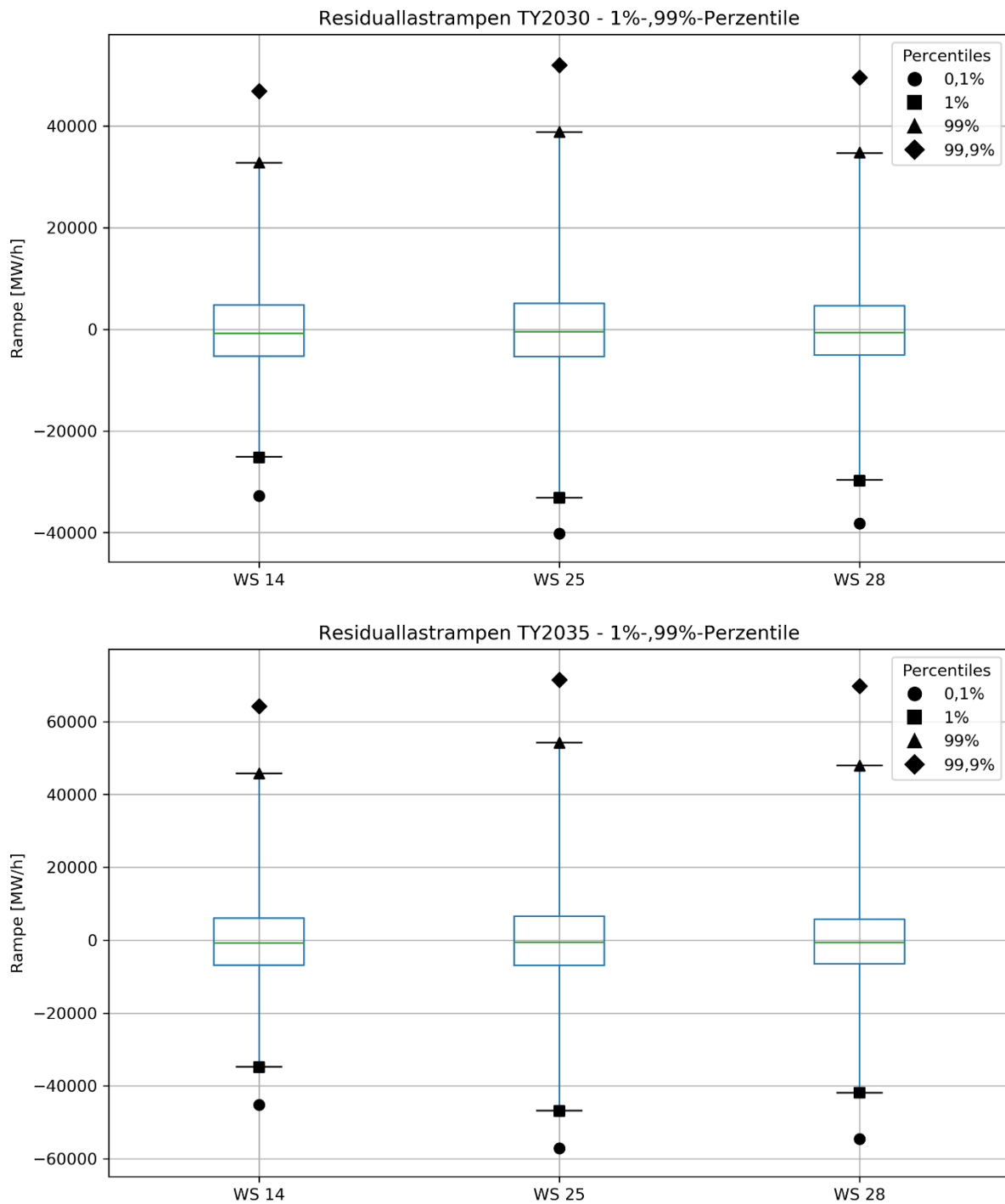


Abbildung 15: Darstellung relevanter Perzentile der positiven und negativen Residuallastrampen pro WS in 2030 (oben) und 2035 (unten)

Die pro WS ermittelten Perzentile sind weiter in Tabelle 5 zusammengefasst.

Tabelle 5: Perzentile Rampen pro WS in 2030

Perzentil	WS 14	WS 25	WS 28
P _{0,1} [MWh]	-32760,58	-40178,02	-38221,96
P ₁ [MWh]	-25225,74	-33159,42	-29825,84
P ₉₉ [MWh]	32803,55	38896,99	34813,96
P _{99,9} [MWh]	46864,34	51999,42	49581,82

Auch hier werden Unterschiede zwischen den WS deutlich. Weiterhin zeigen sich deutliche Unterschiede zwischen den jeweiligen Extrema und den P_{99,9} (bzw. P_{0,1}) Perzentilen, z.B. für WS 14 beträgt das Delta zwischen maximaler positiver Rampe (s. Tabelle 4) und dem P_{99,1} Perzentil etwa 10 GW/h. Ebenso zeigt sich, dass 99% der positiven Rampen abhängig vom WS unterhalb von 32,8 bis 38,9 GW/h liegen und damit wesentlich geringer als die jeweiligen Extrema der positiven Rampen für die unterschiedlichen WS sind. Für negative Rampen zeigt sich, dass in nur 1% der Stunden eines Jahres negative Rampen von mehr als -25,2 bis -33,2 GW/h (abhängig vom WS) auftreten.

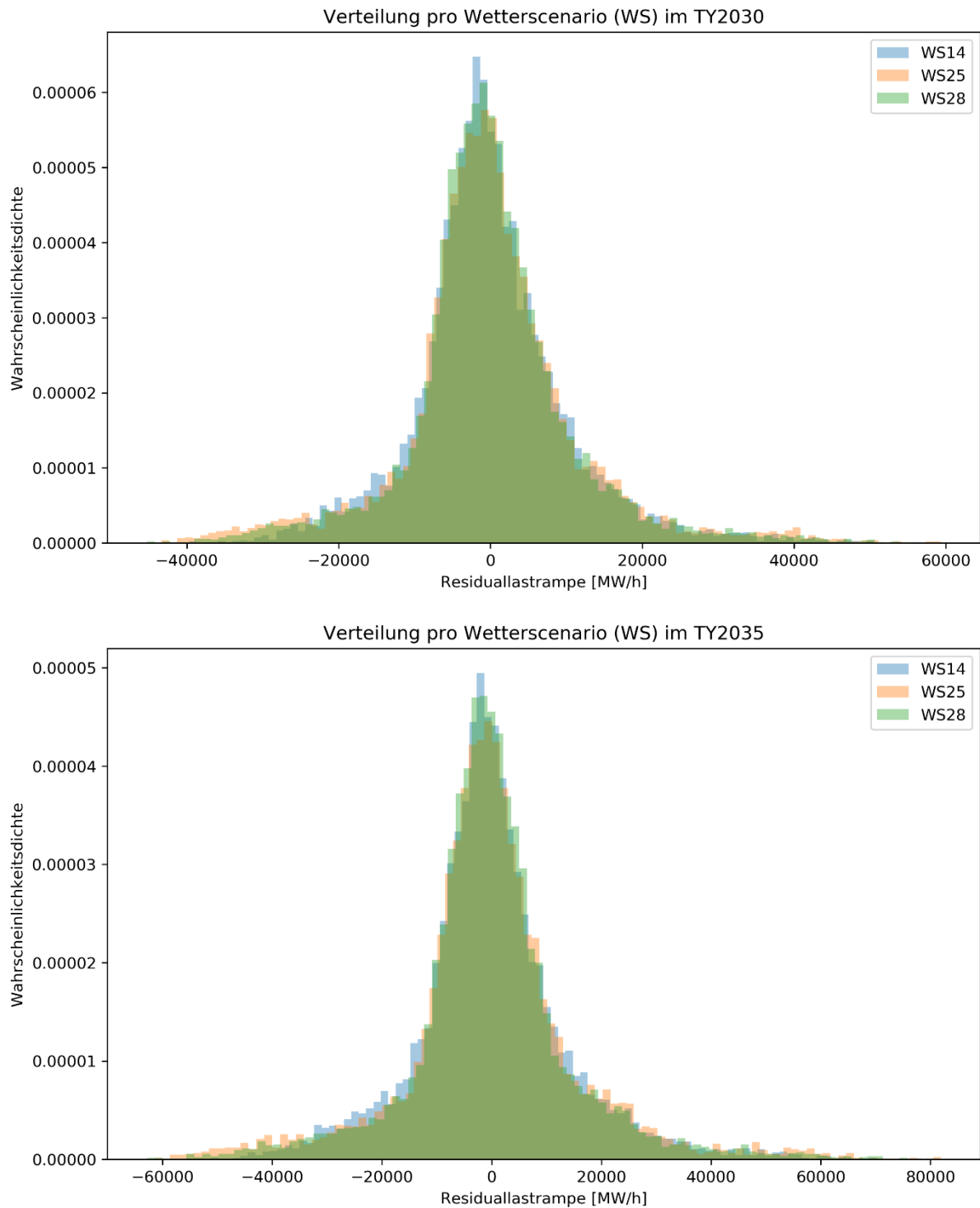


Abbildung 16: Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung der Residuallastrampen für die drei Wetterszenarien (WS) im für Zieljahr 2030 (oben) und 2035 (unten)

Zeitliche Verteilung der Residuallastrampen (Art. 9.1 c)

Die statistische Verteilung der Residuallastrampen ist als Boxplot über den Tagesverlauf für das Zieljahr 2030 in folgender Abbildung 11 dargestellt.

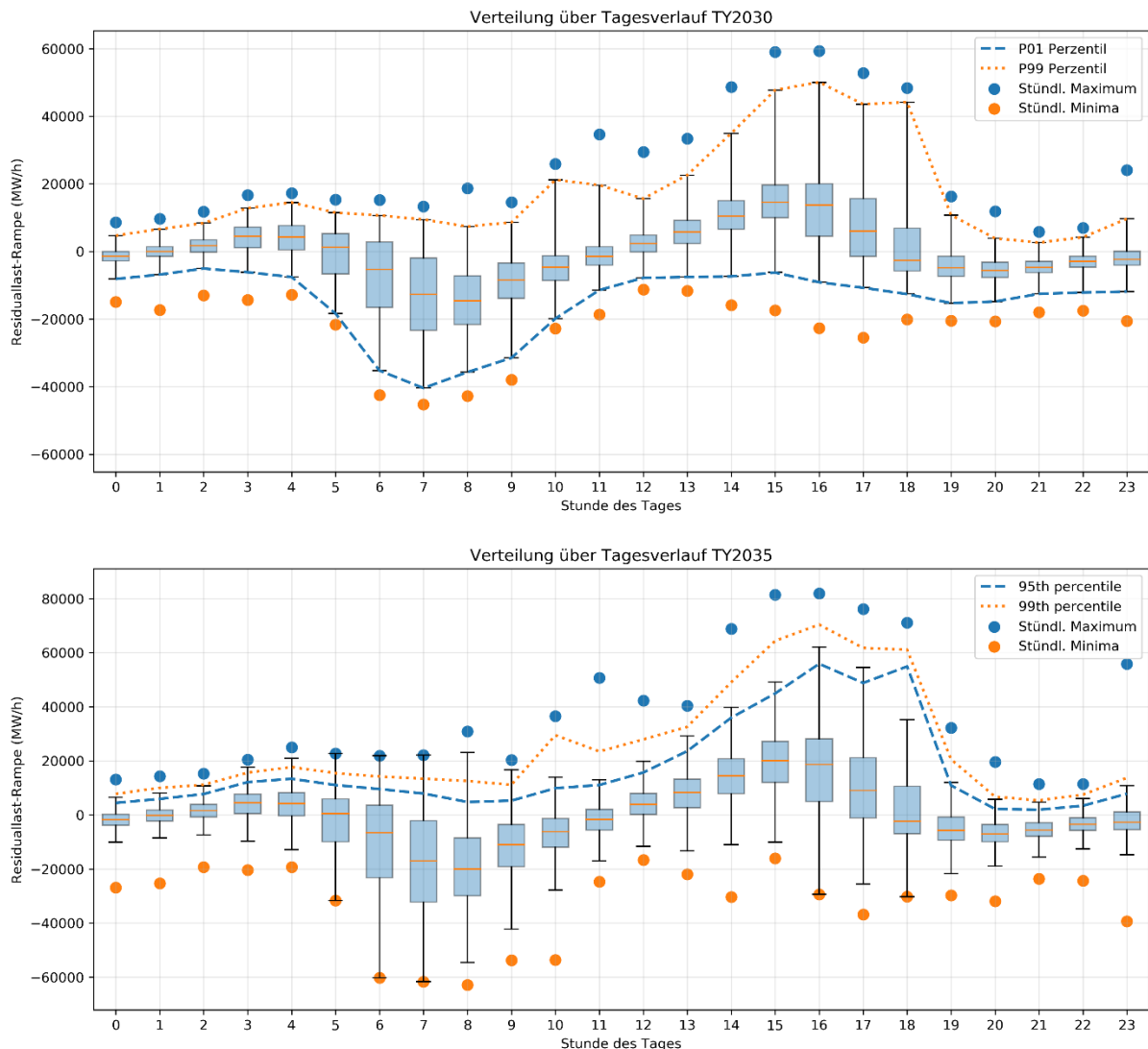


Abbildung 17: Verteilung Residuallastrampen über den Tagesverlauf für Zieljahr 2030 (oben) und 2035 (unten)

Die größten Residuallastrampen treten sowohl in den Morgenstunden (6-9 Uhr) sowie in den frühen Abendstunden (16-18 Uhr) auf und werden im Wesentlichen durch die PV-Einspeisung bestimmt. Die maximale Residuallastrampe in positiver Richtung tritt nachmittags um 16 Uhr auf. Es wird deutlich, dass die schnelle Verringerung der PV-Leistung zusammen mit einem starken Lastanstieg diese hohe Residuallastrampe bewirkt. Gleichzeitig ist durch die Boxplot-Darstellung erkennbar, dass zu diesen Stunden des Tages (16-18 Uhr) eine sehr große Streuung der möglichen Residuallastrampen vorliegt. Die im Laufe des betrachteten Zieljahres 2030 auftretenden Lastrampen variieren daher in diesen Stunden sehr stark. 75% aller Residuallastrampen liegen in einem Bandbereich von ca. 5 bis 20 GW/h. Betrachtet man das 90 %-Perzentil, vergrößert sich die Bandbreite der möglichen Residuallastrampen zu diesem Zeitpunkt des Tages auf -20 GW/h und +42 GW/h. Die größten Residuallastrampen in negative Richtung sind in den Morgenstunden zu beobachten. Auch hier zeigen die Ergebnisse eine hohe Streuung. Am Beispiel des

90 %-Perzentils für die Stunde 7 Uhr ist zu sehen, dass mögliche Rampen im Bereich zwischen -42GW/h und +16 GW/h auftreten.

Abbildung 11 zeigt die Verteilung der Residuallastrampen über die Stunden eines Tages im Zieljahr 2035. Die maximalen Residuallastrampen treten in den Nachmittagsstunden zwischen 15-17 h auf und betragen bis zu 80.000 MW/h. In negativer Richtung betragen die Residuallastspitzen bis zu -60.000 MW/h. Diese treten in den Morgenstunden des Tages (zwischen 6-8 h) auf. Dabei ist eine hohe Varianz bzw. Streuung zu sehen. Der Median liegt hier bei etwa -15.000 – -18.000 MW/h.

Insgesamt zeigt die Analyse der Residuallastrampen, dass große Änderungen der Residuallast im Tagesverlauf besonders zu den Zeitpunkten zu erwarten sind, an denen eine starke Änderung der PV-Einspeisung auftritt (morgens Anstieg der PV-Einspeisung, abends Rückgang der PV-Einspeisung auf null). Die Analyse der Verteilung der Rampen auf die Tage der Woche ist in Abbildung 12 zu sehen.

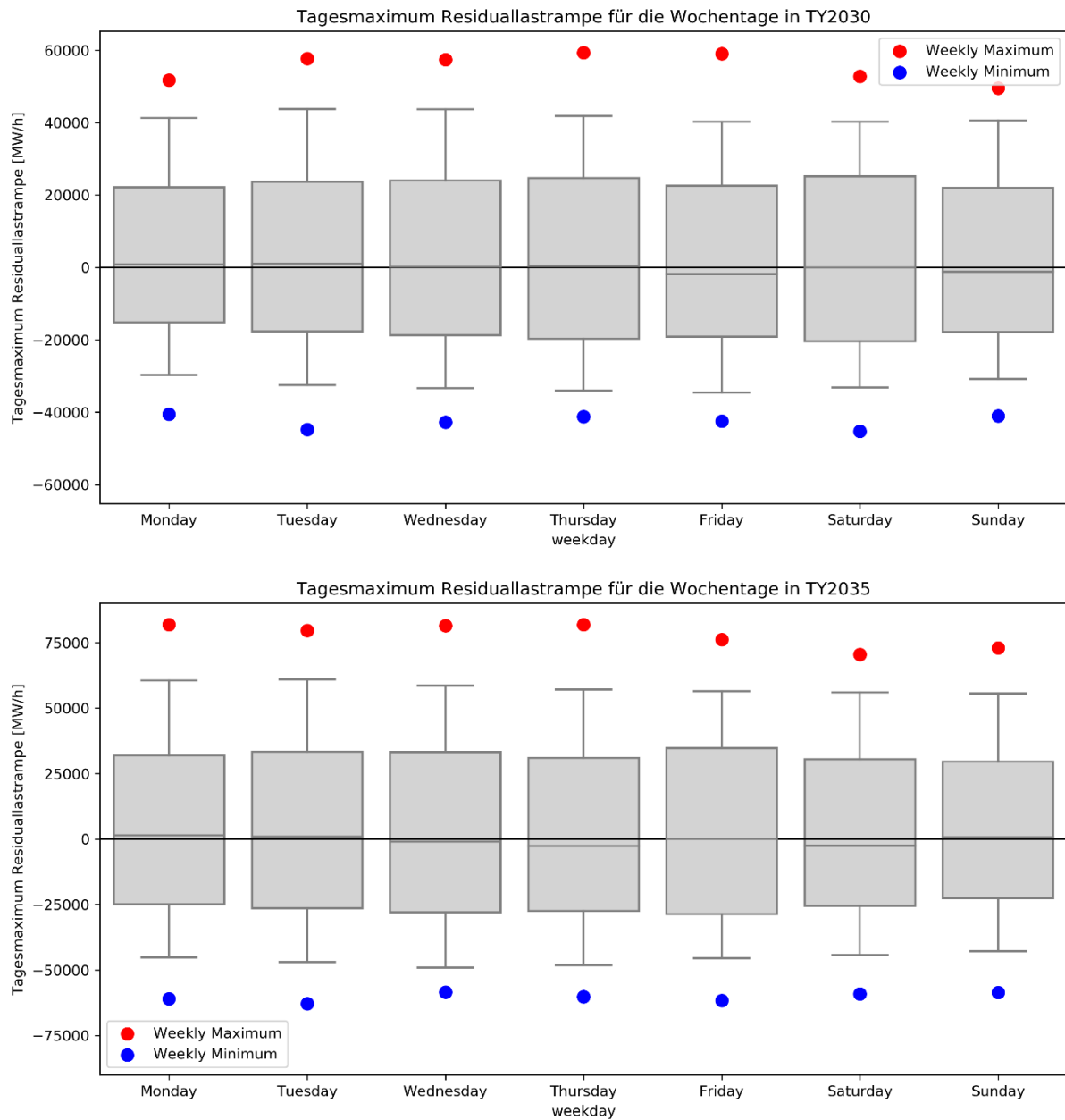


Abbildung 18: Verteilung der Rampen auf die Wochentage in Zieljahr 2030 (oben) und 2035 (unten)

Die Saisonalität der Residuallastrampen ist anhand der monatlichen maximalen Rampen in beide Richtungen für die beiden Zieljahr 2030 und 2035 in Abbildung 13 dargestellt.

Es ist zu erkennen, dass die höchsten Rampen in positiver Richtung in den Monaten Februar und November auftreten. In den Sommermonaten hingegen sind die maximalen Residuallastrampen weniger stark ausgeprägt. Ein Grund dafür liegt darin, dass zur Ermittlung der Residuallast die EE-Einspeisung nach marktlicher Abregelung verwendet wurde. Für beide Zieljahre sieht die Verteilung über das Jahr ähnlich aus. Dabei sind die Rampen in 2035 aufgrund der gestiegenen installierten EE-Leistung deutlich größer als in 2030.

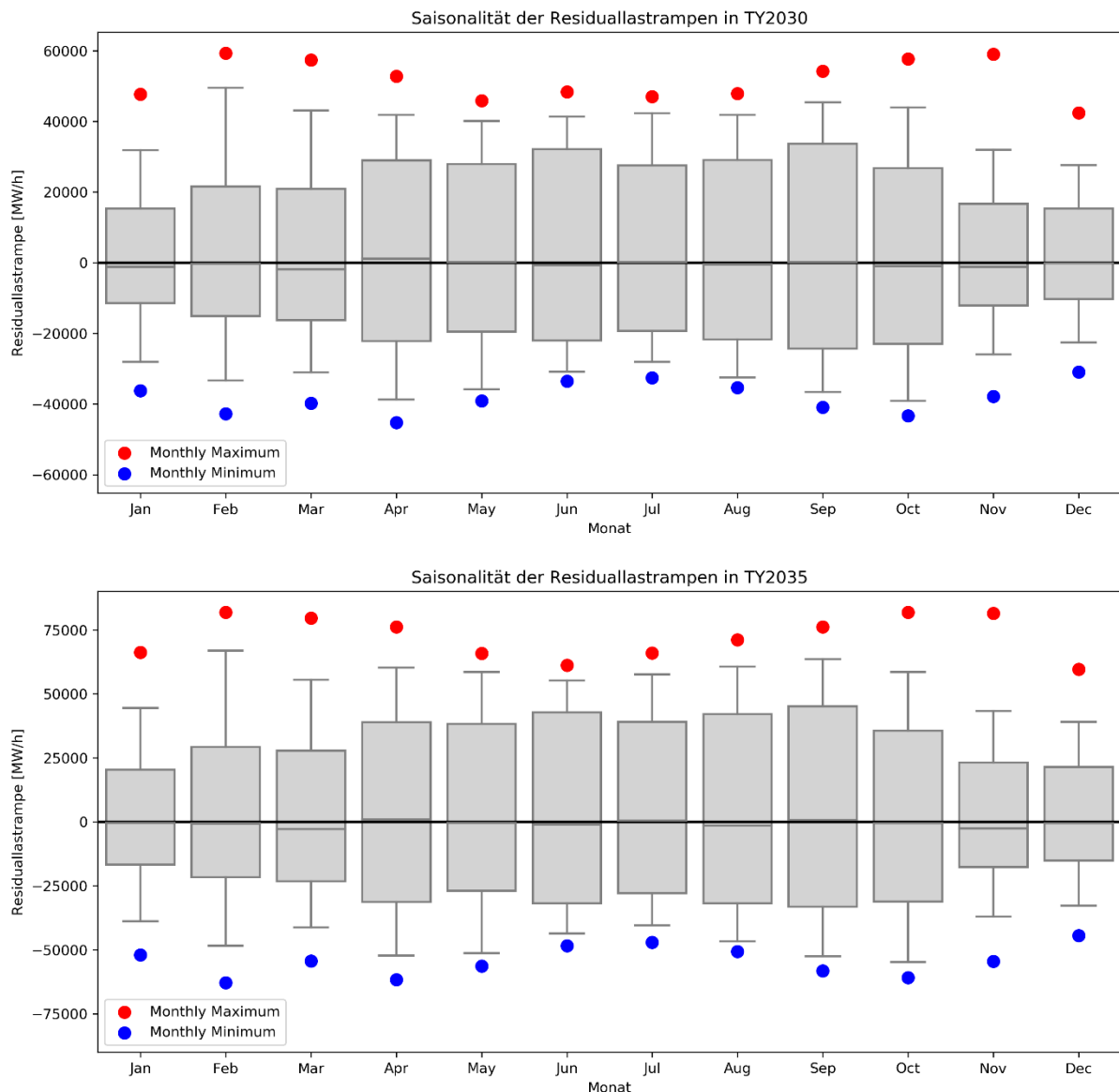


Abbildung 19: Saisonalität Residuallastrampen in 2030 (oben) und 2035 (unten)

Der saisonale Unterschied zwischen den ermittelten Residuallastrampen in positiver Richtung beträgt etwa 15 GW/h (Delta zwischen Monat mit höchster Rampe und Monat mit geringster Rampe). In negativer Richtung liegt der Unterschied bei etwa 12 GW/h.

Korrelation mit Systembedingungen (EE-Einspeisung) (Art. 9.1 d)

Gemäß Art. 9.1 d der FNA-Methodik wird die Korrelation von Residuallastrampen und den Systembedingungen analysiert. Die Ergebnisse dieser Analyse sind nachfolgend dargestellt. Abbildung 14 zeigt am Beispiel für 2030 und WS28, dass besonders die Änderung der PV-Einspeisung stark mit den Residuallastrampen korreliert ist (Korrelationsfaktor: - 0,72). Änderungen der Windeinspeisung weisen dagegen nur eine vergleichsweise schwache Korrelation mit den zeitlichen Änderungen der Residuallast auf.

Ein vergleichbares Bild hinsichtlich der Korrelationen mit den Systembedingungen zeigt sich auch für das Zieljahr 2035 (hier nicht dargestellt).

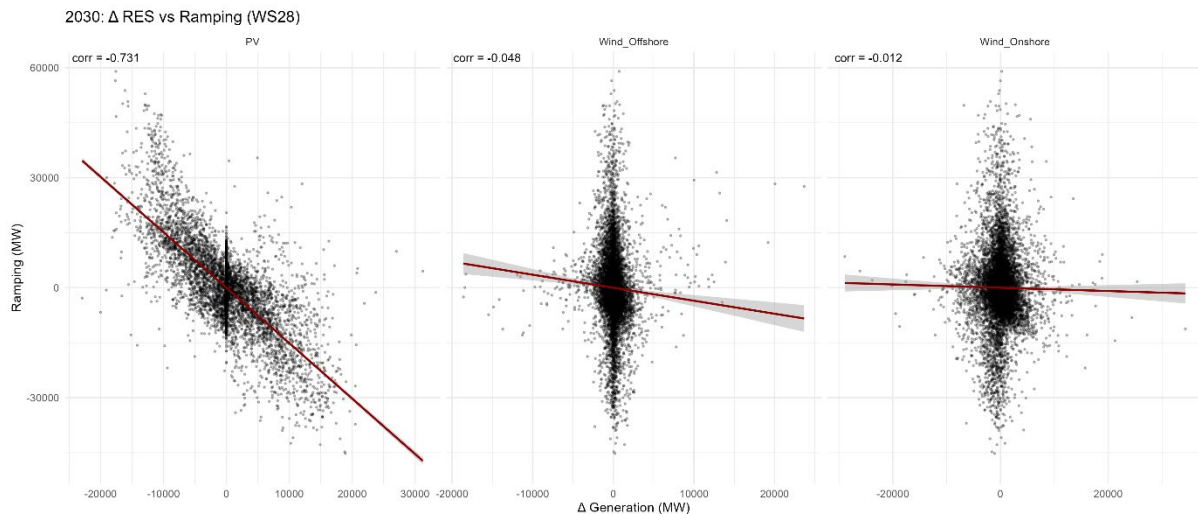


Abbildung 20: Korrelation der Residuallastrampen zur Änderung der PV-Einspeisung (links), Offshore-Wind Einspeisung (Mitte) und Onshore-Wind Einspeisung (rechts)

4.2 Analyse der Rampenfähigkeit des Systems zur Deckung der Rampenbedarfe

Zur Deckung der Residuallastrampen wird die verfügbare Systemflexibilität bestimmt. Als Systemflexibilität werden die noch verfügbare Rampenfähigkeit der thermischen Kraftwerke, sowie der Energiespeicher (Batterien, Hydro-Speicher) und die flexible Last betrachtet (s. Art. 9.2). In stündlicher Auflösung wird die Regelbarkeit der Anlagen in positive sowie negative Richtung ermittelt. Anschließend wird sie gemäß Art. 9.3.a über alle Technologiekategorien aggregiert. Diese Rampenfähigkeit wird dann mit den stündlichen Residuallastrampen verglichen, um den möglichen Bedarf an zusätzlicher Regelbarkeit zu analysieren. Zur Analyse wird dabei gemäß FNA-Methodik (Art. 9.4) das Delta zwischen Rampenfähigkeit und Residuallastrampe für jede Stunde des Jahres ermittelt, um mögliche ungedeckte Rampenbedarfe zu identifizieren. Die Ergebnisse dieser Analyse sind nachfolgend dargestellt und beschrieben.

Tabelle 6 zeigt die Ergebnisse hinsichtlich verbleibender Rampenmargins jeweils für die drei betrachteten WS für das 2030. Dabei ist mit der Anzahl an Stunden die Häufigkeit des Auftretens von ungedeckten Rampen zusammengefasst. Weiterhin sind die minimalen Margins der verbleibenden Rampenfähigkeit im System aufgeschlüsselt pro WS dargestellt. An dieser Stelle sei bereits erwähnt, dass im Rahmen des FNA nach ACER-Methodik Rampen nur in stündlicher Auflösung betrachtet werden. Unterstündliche Rampenbedarfe können darüber hinaus stärker auftreten und sind nicht Teil der Ergebnisse.

Tabelle 6: Häufigkeit ungedeckter Rampenbedarfe im Zieljahr 2030

Wetter-szenario	Positive Richtung		Negative Richtung	
	Häufigkeit ungedeckter Rampenbedarfe	Min. verbleibendes Margin (MW/h)	Häufigkeit ungedeckter Rampenbedarfe	Min. verbleibendes Margin (MW/h)
WS14	0	2427	0	-36
WS25	0	1266	0	-21
WS28	0	4061	0	-22

Für 2030 können die Residuallastrampen in allen Stunden des Jahres in allen WS gedeckt werden (s. Tabelle 6). Es zeigt sich damit, dass alle stündlichen Rampen mit den verfügbaren regelbaren Anlagen sowohl in positive als auch negative Richtung abgefahren werden können. Darüber hinaus besteht kein Bedarf an zusätzlichen rampenfähigen Anlagen. Die Differenz aus der Rampenfähigkeit aller im System verfügbaren Ressourcen und der zur Deckung der Residuallastrampe benötigten Rampenfähigkeit weist das verbleibende Rampenmargin aus. Für 2030 liegt das minimal verbleibende Margin in positive Richtung (Hochfahrpotential) abhängig vom betrachtenden WS in einem Bereich von ca. 1.266 MW/h bis 4.061 MW/h. In negative Richtung (Runterregelbarkeit) liegen die Minima der Margins in einem Bereich von -21 MW/h und -36 MW/h. Die Ergebnisse für 2035 sind in Tabelle 7 aufgelistet.

Tabelle 7: Häufigkeit ungedeckter Rampenbedarfe im Zieljahr 2035

Wetter-szenario	Positive Richtung		Negative Richtung	
	Häufigkeit ungedeckter Rampenbedarfe	Min. verbleibendes Margin (MW/h)	Häufigkeit ungedeckter Rampenbedarfe	Min. verbleibendes Margin (MW/h)
WS14	0	2079	0	-358
WS25	1	0	0	-2122
WS28	0	5851	0	-1785
Mittelwert	0,33	2643	0	-1422

Es wird in einer Stunde für das WS25 eine ungedeckter Rampenbedarf identifiziert. Dabei tritt dies zu einem Zeitpunkt auf, zu dem das System in einer Unterdeckungssituation (Loss-of-load) ist. Daher kann der ungedeckte Rampenbedarf zu diesem Zeitpunkt auf ein Ressource Adequacy Problem zurückgeführt werden und weist daher nicht auf einen Flexibilitätsbedarf (zusätzliches benötigtes Hochregelbarpotential) hin. Das Adequacy-Problem wurde bereits im ERAA24 detailliert analysiert und im ERAA24-Bericht⁴ aufgeführt und wird daher im Rahmen des vorliegenden FNA nicht weiter diskutiert.

Wie in Tabelle 7 zu sehen, variiert das kleinste verbleibende Ramping-Margin auch in 2035 über die analysierten WS und beträgt im Mittel ca. 2.640 MW/h in positive bzw. -1.420 MW/h in negative Richtung. Die probabilistische Verteilung der verbleibenden Rampenfähigkeit in stündlicher Auflösung in positive sowie in negative Richtung über die drei WS für das Zieljahr 2030 ist in Abbildung 15 und für das Zieljahr 2035 in Abbildung 16 in Form von Boxplots dargestellt. Während die Boxen die 75%-Perzentile markieren, zeigen

⁴ [ERAA 2024 Reports & Results](#)

die whiskers den Bereich des 95 %-Perzentils an. Daneben sind auch die einmalig auftretenden Extremwerte (kleinste verbleibende Margins) dargestellt (vgl. auch Tabelle 6 und Tabelle 7 für min. verbleibendes Rampenpotential). Wie in den Abbildungen zu erkennen, liegen die noch verfügbaren ramping margins in 2030 in 95 % aller Stunden in einem Bereich (abhängig vom WS) zwischen ca. 15.000 MW/h und 100.000 MW/h.

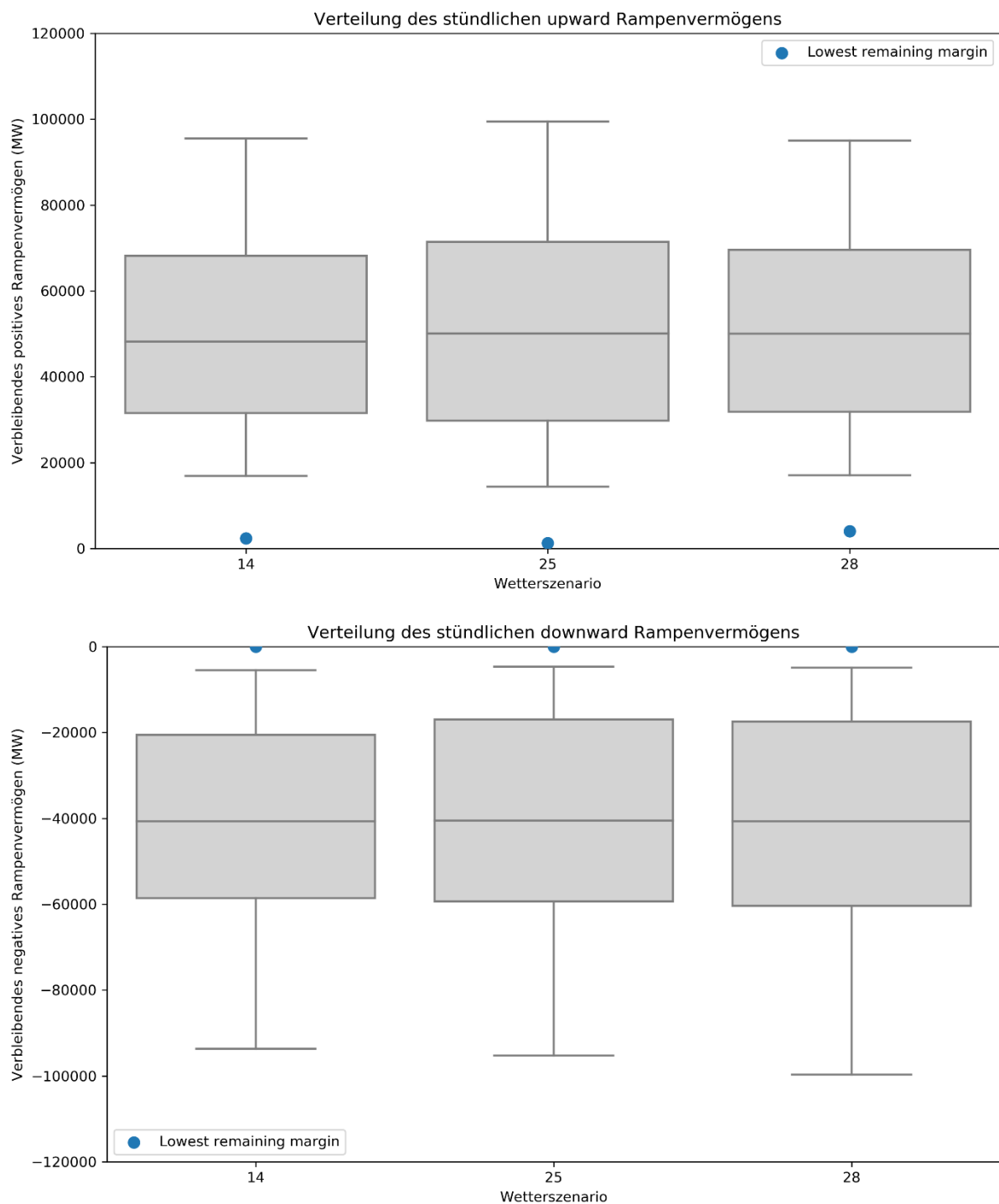


Abbildung 21: Verteilung der verbleibenden Rampenfähigkeit für die drei Wetterszenarien für 2030

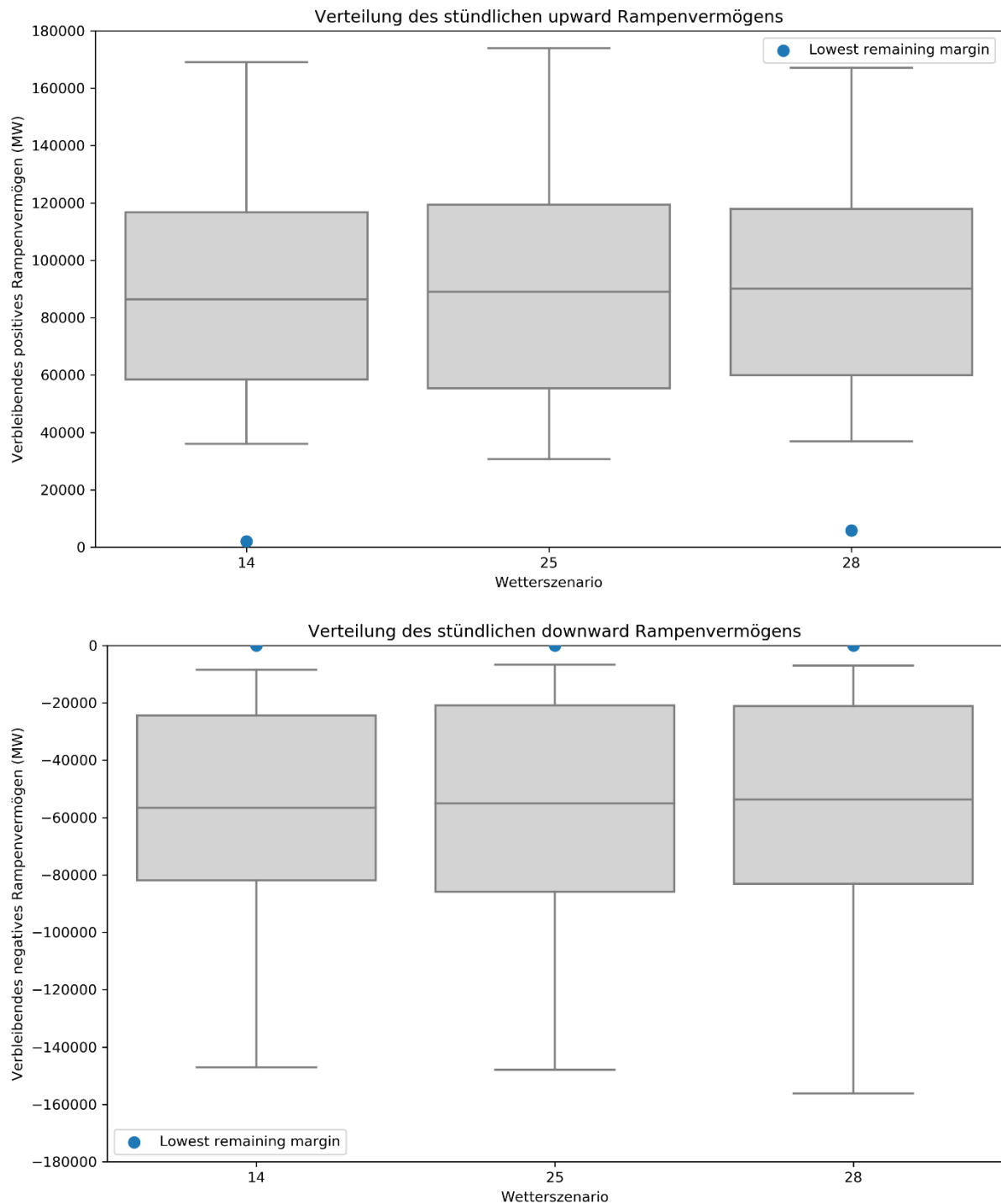


Abbildung 22: Verteilung der verbleibenden Rampenfähigkeit für die drei Wetterszenarien für 2035

Die hier durchgeführte probabilistische Analyse der verbleibenden margins gemäß Art. 9.3 FNA-Methodik zeigt damit, dass für beide betrachtete Zieljahre 2030 und 2035 ausreichend Flexibilität zur Deckung der stündlichen Residuallastrampen im System unter den gegebenen Annahmen (ERAA24-Szenario) verfügbar ist.

4.3 Einordnung

Die Ergebnisse sind im Kontext der zu Grunde liegenden Simulationsrechnungen und Modellvereinfachungen im ERAA24 einzuordnen. Dabei ist insbesondere die Betrachtung auf stündlicher Basis im ERAA-Modell eine Vereinfachung, die einer detaillierten und belastbaren Analyse von kurzzeitig auftretenden Residuallastrampen in einem immer volatiler werdenden Energiesystem nicht vollumfänglich gerecht wird.

Außerdem zeigen sich bereits heute deterministische Systembilanzabweichungen zum Viertelstundenwechsel, welche strukturelle Ursachen haben. Die ÜNB gehen davon aus, dass sich diese Problematik mit zukünftig wachsenden PV-Erzeugungsrampen in Kombination mit einer schnellen Fahrweise flexibler Assets wie Batteriespeicher noch verschärfen wird. Um diese zu adressieren bzw. zu verhindern, dass sie perspektivisch die Systemsicherheit gefährden, sehen die ÜNB es als notwendig an, zeitnah aktiv zu werden und Lösungen herbeizuführen. Als möglicherweise geeignete Lösungen wurden Rampenvorgaben sowie perspektivisch eine höhere Granularität der „Imbalance Settlement Period“ sowie der marktüblichen Handelsprodukte identifiziert.

5 Kurzfristiger Flexibilitätsbedarf (Prognoseabweichungen)

Das FNA betrachtet gemäß Methodik die Abweichung zwischen erwarteter und tatsächlicher Residuallast als eine Ursache für Flexibilitätsbedarf und nutzt die Prognoseabweichung um den kurzfristige Flexibilitätsbedarf („short-term flexibility need“) zu errechnen. Die ÜNB weisen darauf hin, dass es hierbei um den theoretischen Flexibilitätsbedarf handelt, der unter den getroffenen Annahmen aus dem ERAA24 benötigt wird, um Prognoseabweichungen bilanziell auszugleichen. Im Rahmen des FNAs werden keine Auswirkungen von kurzfristiger Prognoseabweichungen und der hierauf reagierenden Flexibilitäten auf das Engpassmanagement oder die Systemstabilität betrachtet. Insbesondere die Auswirkungen von Prognoseabweichungen auf das Engpassmanagement, sogenannte kurzfristige Befunde, werden zukünftig eine große Herausforderung für den operativen Systembetrieb darstellen und erhöhen somit die Bedeutung des koordinierten Zusammenspiels von Markt und Netzphysik.

5.1 Bestimmung des kurzfristigen Flexibilitätsbedarfs (Artikel 10.1)

Die Residuallast ist definiert als Differenz des Verbrauchs und der Summe aus Erzeugung aus volatilen EE und sogenannten „Must-run“-Anlagen. Letztere umfassen in der Regel Erzeugung, die nicht Strompreisgetrieben ist, sondern bspw. auf Basis von Wärmebedarfen oder Brennstoffangebot erfolgt, wie KWK-Strom aus einer Gegendruckanlage und Laufwasserstromerzeugung.

Der kurzfristige Flexibilitätsbedarf („short-term flexibility need“) ist definiert als Differenz der am Vortag erwarteten und der tatsächlichen Werte der Residuallast je Zeiteinheit. Durch die Anpassung der ERAA-Daten mit den historischen Prognoseabweichungen ergibt sich eine stündliche Zeitreihe, die kurzfristige Flexibilitätsbedarfe je Jahr und Wetterszenario darstellt. Ein positiver Wert stellt eine niedrigere tatsächliche

Residuallast als erwartet dar, folglich muss die Nachfrage erhöht und/oder Erzeugung reduziert werden. Im Umkehrschluss bedeutet ein negativer Wert weniger EE-Erzeugung und/oder eine höhere Stromnachfrage. Dieser zusätzliche Strombedarf muss durch „Hochfahren“ weiterer Erzeugung gedeckt oder durch Lastreduktion abgefangen werden.

Der kurzfristige Flexibilitätsbedarf ist gemäß des FNA das 0,1%- bzw. das 99,9%-Perzentil dieser Zeitreihe. Diese Werte liefern somit in etwa die Minima und Maxima der Flexibilitätsbedarfe. Das 0,1%-Perzentil, oder der sehr negative Wert, stellt quasi den maximalen Hochfahrbedarf dar („upward flexibility need“), das 99,9%-Perzentil oder der sehr positive Wert der jährlichen Zeitreihe stellt quasi den maximalen Abfahrbedarf dar („downward flexibility need“). Der Hochfahrbedarf (in der Grafik unten in blau) für 2030 beträgt im Mittel über die drei betrachteten Wetterjahre etwa 20 GW, der Abfahrbedarf (in der Grafik unten in lila) hingegen etwa 17 GW. Im Jahr 2035 steigen diese Bedarfe auf fast 29 bzw. 23 GW. Die Steigerung lässt sich mit der gestiegenen installierten EE-Leistung und Verbraucherlast im Jahr 2035 begründen, die zu höheren Prognoseabweichungen in die positive als auch die negative Richtung führt.



Abbildung 23: Der kurzfristige Flexibilitätsbedarf für die analysierten Zieljahre und Wetterszenarien. Gezeigt sind sie 0,1% und 99,9%-Perzentile des Unterschieds zwischen der prognostizierten und tatsächlichen Residuallast. Weitere Perzentile sind informativ.

Für informative Zwecke wurde berechnet, welche Werte sich in 1 %, bzw. in 99 % der Zeit ergeben (in obiger Grafik in orange und grün dargestellt). Es zeigt sich, dass je nach Zieljahr und Wetterszenario ein Herabsetzen der Perzentile eine massive Verringerung der Prognoseabweichung aufzeigen: Im Jahr 2030 reduziert sich die Prognoseabweichung im Mittel um mehr als 5 GW (mehr als 7 GW in 2035) beim Hochfahrbedarf, und um etwa 6 GW (beinahe 8 GW in 2035) beim Abfahrbedarf. Die Betrachtung des 0,1 und 99,9 %-Perzentils kann somit als konservative Annahme gewertet werden, durch die auch andere Prognoseabweichungen abgefangen werden könnten.

5.2 Berechnung der noch im Stromsystem verfügbaren Restmengen (Artikel 10.2 und 10.3)

Hierzu werden je Zieljahr und Wetterszenario die stündlich noch verfügbaren flexiblen Ressourcen betrachtet. Diese umfassen die Erzeugung (auch aus EE), Speicher, Nachfrage, aber auch Grenzflüsse und werden analog zu der verfügbaren Flexibilität zur Deckung von Rampenbedarfen berechnet. Ihre Ermittlung ist identisch mit dem Prozess beschrieben in 4.2. Die Restmengen sind nach Hoch- und Abfahrfähigkeit zu trennen und berücksichtigen keine Reservekapazitäten.

Bezüglich Abfahrkapazität werden auch EE betrachtet, die abgeregelt werden könnten, wenn sich Stromüberschüsse abzeichnen. Es ist schwer pauschal für ganz Deutschland zu beziffern, wie viele EE-Kapazitäten steuerbar sind. Die Analyse in diesem FNA zeigt, dass in 2030 fast 60 % regelbar sein müssen, in 2035 würden weniger als 30 % ausreichen. Bei diesen Zahlen ist zu berücksichtigen, dass weder Standorte noch technologische- bzw. EE-Dargebots-Spezifika betrachtet wurden.

5.3 Berechnung der ungedeckten kurzfristigen Flexibilitätsbedarfs (Artikel 10.4 und 10.6.)

Der stündliche ungedeckte kurzfristige Flexibilitätsbedarf wird errechnet als Differenz des kurzfristigen Flexibilitätsbedarfs und der verfügbaren Restmengen je Zieljahr und Wetterszenario.

Generell kann festgehalten werden, dass in keinem der betrachteten Zieljahre und Wetterszenarien ein ungedeckter Abfahrbedarf besteht. Diese Aussage basiert auf der Annahme, dass in den Zieljahren Wind- und PV-Erzeugung jederzeit ausreichend abgeregelt werden können, sollte die Stromerzeugung den -bedarf überdecken. Dieser Annahme steht gegenüber, dass derzeit die Anzahl der Stunden mit negativen Preisen an den Strombörsen kontinuierlich steigen und ein Großteil der EE-Erzeugung zu diesen Zeitpunkten nicht abregelt. Insofern ist die Annahme die sich aus der Methodik ergibt, dass Wind- und PV-Erzeugung jederzeit ausreichend abregeln können durchaus optimistisch.

Ferner lässt sich sagen, dass hauptsächlich in Zeiten hoher Last und niedriger EE-Erzeugung ein ungedeckter Hochfahrbedarf besteht. Dies ist nachvollziehbar, da ein Prognosefehler an dieser Stelle vermeintlich dazu führt, dass die tatsächliche Residuallast unzureichend gedeckt werden kann.

Betrachtet man in jeder Stunde, ob der Hochfahrbedarf (das 0,1%-Perzentil) nach ACER Methodikvorgabe durch die stündlich verfügbaren Restmengen gedeckt werden könnten, so ergeben sich einige ungedeckte kurzfristige Flexibilitätsbedarfe. Diese Perzentile betrachten extreme und langanhaltende Prognoseabweichungen, die kompensiert werden müssen. Charakteristika der Ereignisse, in denen eine Prognoseabweichung nicht gedeckt werden kann, sind in Abbildung 18 dargestellt anhand der durchschnittlich fehlenden Kapazität, der gesamten Energiemenge und Gesamtstundenzahl. Es besteht wie bereits beschrieben kein ungedeckter Abfahrbedarf.

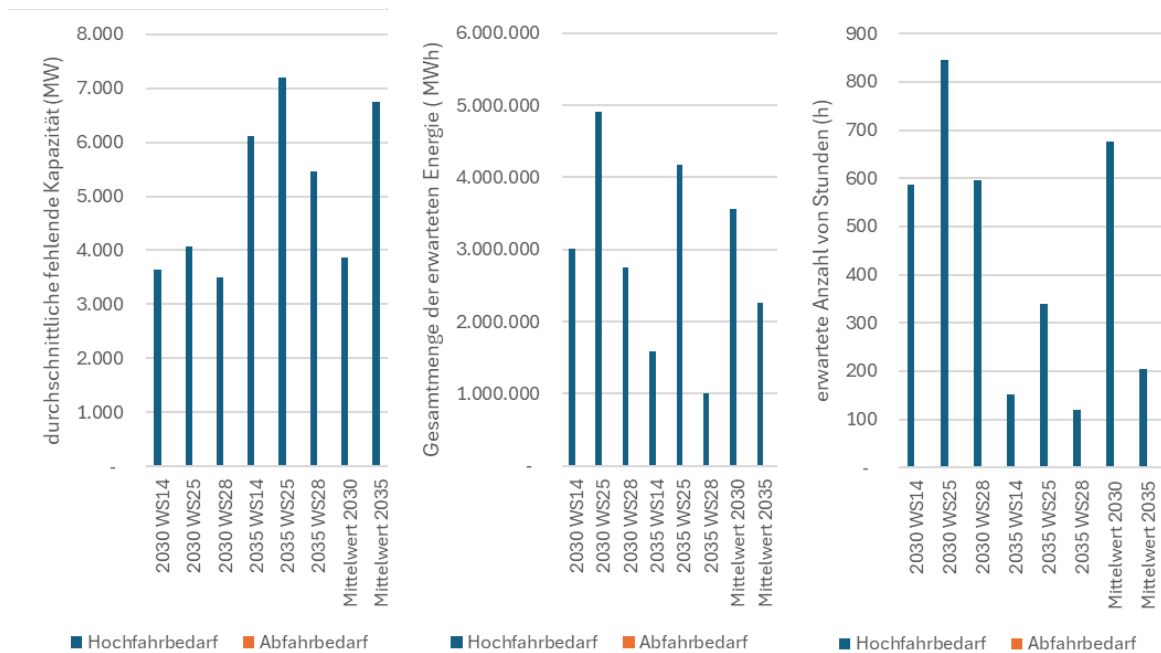


Abbildung 24: Durchschnittliche benötigte Kapazität, die absolute Energiemenge und Anzahl Stunden in denen der Hochfahrbedarf (gemäß 0,1-Perzentil) in 2030 und 2035 nicht gedeckt werden kann.

Unter der Annahme, dass zu jedem Zeitpunkt der kurzfristige Flexibilitätsbedarf gemäß Abbildung 17 gedeckt werden muss, fehlen in 2030 öfter Kapazitäten im Vergleich zu 2035 (fast 700 h in 2030 verglichen mit etwa 200 h in 2035). Aufgrund der Annahme des 0,1% Perzentils sind die Stunden keine Erwartungswerte. Jedoch fehlen in 2035 größere Kapazitäten pro Ereignis: 7 GW im Vergleich zu etwa 4 GW in 2030. Diese Situation spiegelt sich in den Energiemengen und der Stundenanzahl wider, die 2035 abnimmt. Ungedeckter Flexibilitätsbedarf besteht häufig in Stunden, in denen es wenig oder keine PV-Einspeisung gibt, also morgens, abends und nachts. In diesen Stunden müssten verfügbare Anlagen zwar aktiv sein, um fehlenden PV-Strom zu kompensieren, sind aber oft nicht maximal hochgefahren. Dadurch sind in 2035 weniger flexible Kapazitäten verfügbar, jedoch kann die höhere Windenergieerzeugung Residuallastbedarfe in Zeiten von Prognoseabweichungen zu einem gewissen Grad kompensieren.

Ungedeckte kurzfristige Flexibilitätsbedarfe und erwartete Systemzustände wie EE-Erzeugung oder Last korrelieren kaum miteinander. Lediglich Tendenzen werden sichtbar, bspw. dass eine hohe Lasterwartung eher einen Hochfahrbedarf bedingt, eine hohe erwartete EE-Einspeisung hingegen diesen Bedarf eher verringert.

5.3.1 Rolle der Erneuerbaren Energien bei Abfahrbedarfen (Artikel 10.5)

Die Abregelbarkeit von EE spielt in 2030 als auch 2035 eine wesentliche Rolle, um mit Erzeugungsüberschüssen umzugehen, insbesondere tagsüber im Sommer. Zwar ergeben sich in 2035 seltener Überschüsse aufgrund von Prognoseabweichungen der Residuallast, aber zu größerem Ausmaß.

Somit bleibt die Steuerbarkeit von EE zur Anpassung des Stromangebots an die Bedarfssituation ein wichtiger Aspekt der Systemstabilität.

Unter der Annahme der hinreichenden Abregelbarkeit von EE treten keine kurzfristigen Flexibilitätsbedarfe („downward flexibility need“) auf. Das Kapitel „Marktbarrieren“ (Kapitel 7) greift auf, weswegen dies in der Praxis schwierig sein kann.

5.4 Einordnung

Der Bestimmung der kurzfristigen Flexibilitätsbedarfe liegen die Szenarioannahmen aus dem ERAA24 zu Grunde. Seit Erstellung des Szenarios im Jahr 2023 und der Erstellung des FNA haben sich die Netzanschlussbegehren von Großbatteriespeichern sehr dynamisch entwickelt. So haben die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber bereits Netzanschlusszusagen für Batteriespeicher in einer Größenordnung von rund 50 GW erteilt. Damit sind zum aktuellen Zeitpunkt keine zusätzlichen politischen oder regulatorischen Maßnahmen erforderlich, um Flexibilitätspotenziale für den bilanziellen Ausgleich kurzfristiger Prognoseabweichungen anzureizen. Die begrenzte Anzahl an verfügbaren Netzanschlusspunkten sowie die erwarteten negativen Wechselwirkungen mit den eingangs erwähnten Auswirkungen kurzfristiger Prognoseabweichungen auf das Engpassmanagement verstärken dieses Argument zusätzlich. Letztere werden allerdings nicht im Rahmen des FNA untersucht, sondern separat bearbeitet, zum Beispiel im Rahmen des Branchendialogs Systembetrieb 2030 vom BMW.

6 Fine-Tuning

Nach Artikel 14 ergibt sich aufgrund der von den VNB gemeldeten Daten zur Abregelung auf Verteilnetzebene die Notwendigkeit des Fine-Tunings. Im Rahmen des FNAs werden im Fine-Tuning die VNB-Abregelungen variiert, weshalb die EE-Integrationsziele mit den VNB-Daten neu berechnet werden. Da „prequalifications und temporary limits“ wie mit der BNetzA vereinbart in diesem FNA nicht betrachtet werden, wird für Artikel 9 und 10 kein Fine-Tuning durchgeführt.

6.1 Integrationsziel der Erneuerbaren Energien

6.1.1 Änderung der Abregelung durch Fine-Tuning (Artikel 8.14)

Im Fine-Tuning wird neben der reinen marktlichen Abregelungen im Rahmen dieses FNA zusätzlich die EE-Abregelung der VNBs berücksichtigt. Auf die Änderungen der Abregelungen durch die VNB-Meldungen wird in diesem Abschnitt eingegangen.

TY 2030					TY 2035				
	Markt- abregelung [TWh]	VNB- Abregelung [TWh]	Gesamt- abregelung [TWh]	Zusätzlich- keit VNB- Abregelung [TWh]		Markt- abregelung [TWh]	VNB- Abregelung [TWh]	Gesamt- abregelung [TWh]	Zusätzlich- keit VNB- Abregelung [TWh]
WS14	9,8	12	15,6	5,8	WS14	31.5	16.9	36.3	4.7
WS25	8	12	13,5	5,5	WS25	27.2	16.9	31.4	4.2
WS28	11,1	12	15,6	4,5	WS28	33.2	16.9	37.2	4.1

Abbildung 25: Änderungen der Abregelung im FNA durch ÜNB-Einspeisung zwischen System Need (marktlich) und Fine-Tuning (Gesamtabregelung)

Für die Zieljahre 2030 und 2035 zeigt die Darstellung, dass die Mengen an abgeregelter erneuerbarer Einspeisung auf Verteilnetzebene ein substanzielles Niveau erreichen und einen eigenständigen Beitrag zur Gesamtabregelung leisten. Maßgeblich hierfür ist die ausgewiesene Zusätzlichkeit der VNB-Abregelung, die den Anteil der Abregelung quantifiziert, der unmittelbar auf Restriktionen in den Verteilnetzen zurückzuführen ist. Dieses Vorgehen ist nach FNA-Methode vorgeschrieben, da die marktliche Abregelung des ERAA sich mit der netzlichen Abregelung von Anlagen im VNB-Netz überschneiden kann. Daher ist in diesem Schritt nur der Anteil der VNB-Abregelung zu berücksichtigen, der über diese marktliche Abregelung hinaus geht. Die zusätzliche VNB-Abregelung wird nach Methodikvorgabe durch das stündlichen Maximum der Zeitreihen von marktlicher und VNB-Abregelung bestimmt.

Im Zieljahr 2030 liegt die Marktabregelung je nach Wetterszenario zwischen 8,0 TWh und 11,1 TWh, während für die Verteilnetzebene konstant 12 TWh ausgewiesen werden. Die resultierende Gesamtabregelung bewegt sich zwischen 13,5 TWh und 15,6 TWh. Die zusätzliche, ausschließlich durch Verteilnetzrestriktionen verursachte Abregelung beträgt 4,5 TWh bis 5,8 TWh und stellt damit einen quantitativ signifikanten Anteil an der Gesamtabregelung dar.

Im Zieljahr 2035 steigt die Marktabregelung infolge des weiter fortgeschrittenen Ausbaus erneuerbarer Energien deutlich an und liegt zwischen 27,2 TWh und 33,2 TWh. Sie übersteigt damit die VNB-Abregelung von 16,9 TWh klar und wird zur dominierenden Komponente der Gesamtabregelung, die Werte von 31,4 TWh bis 37,2 TWh erreicht. Diese Entwicklung ist Ausdruck zunehmend systemweiter Einspeisesituationen, die primär über marktliche Abregelung bewältigt wird.

6.1.2 Nationale EE-Abregelungsziele und nicht gedeckter Integrationsbedarf (Artikel 8.8 / 8.9)

Durch die zusätzliche Abregelung auf Verteilnetzebene verringert sich die EE-Einspeisung um 4,5 bis 5,8 TWh. Daher verschiebt sich das ungedeckte EE-Integrationsziel im Fine-Tuning um diesen Wert je Szenario (siehe Tabelle 8). In 2030 ergibt sich analog zu den System Needs vor Fine-Tuning weiterhin in zwei von drei Wetterszenarien kein EE-Integrationsbedarf, lediglich in WS14 ergibt sich ein Integrationsbedarf von

13,77 TWh. Dies sind 5,8 TWh mehr im Vergleich zu den System Needs. Insgesamt ergeben sich eine Übererfüllung von -1,6 TWh im Median oder ein Bedarf von 0,267 TWh im Mittel.

Tabelle 8: Ungedecktes EE-Integrationsziel im Zieljahr 2030 für die Fine Tuned Results

	WS14	WS25	WS28
Einspeisung volatile EE (Freiflächen-PV, Wind, Laufwasser) [TWh]	526,53	541,89	551,69
NECP-Ziel für volatile EE [TWh]	540,31	540,31	540,31
Ungedecktes EE-Integrationsziel [TWh]	13,77	0 (-1,59)	0 (-11,39)

Für das Zieljahr 2035 zeigt sich, dass kein zusätzlicher RES-Integrationsbedarf besteht (siehe Tabelle 9). In allen betrachteten Wetterszenarien (WS14, WS25, WS28) ergeben sich deutlich negative Werte von – 145 TWh, –170 TWh beziehungsweise –184 TWh, was darauf hinweist, dass das zugrunde gelegte Integrationsziel systematisch überschritten wird. Ein zusätzlicher Flexibilitätsbedarf wird folglich nicht ausgewiesen; der Median liegt bei 0 TWh.

Tabelle 9: Ungedecktes EE-Integrationsziel im Zieljahr 2035 für die Fine Tuned Results

	WS14	WS25	WS28
Einspeisung volatile EE (Freiflächen-PV, Wind, Laufwasser) [TWh]	782,18	807,02	820,86
NECP-Ziel für volatile EE [TWh]	637,17	637,17	637,17
Ungedecktes EE-Integrationsziel [TWh]	0 (-145)	0 (-170)	0 (-184)

Die Ergebnisse weisen zugleich auf einen erheblichen Puffer zwischen tatsächlich realisierbarer EE-Einspeisung und dem zugrunde gelegten NECP-Ziel hin, der im WS14 bereits über 145 TWh beträgt und in den übrigen Szenarien weiter ansteigt. Dieser Puffer beschreibt den Spielraum, innerhalb dessen zusätzliche Abregelung oder systembedingte Einschränkungen auftreten können, ohne dass das Integrationsziel verfehlt wird.

In der Gesamtschau ergeben sich aus den Artikeln 8.8 und 8.9 ebenfalls die zwei zentralen Aussagen analog zu den System Needs. Erstens: Für 2030 besteht im Median kein struktureller Integrationsmangel; lediglich in einem einzelnen Wetterszenario wird ein begrenzter zusätzlicher Einspeisebedarf von etwa 13,77 TWh ausgewiesen, der einem zusätzlichen EE-Bedarf von 2,6 % der Einspeisung entspricht. Zweitens: Für 2035 liegt die modellierte EE-Einspeisung deutlich oberhalb der nationalen Klimaziele, sodass ein spezifisches Flexibilitätsziel aus Sicht der RES-Integration nicht erforderlich ist und kein zusätzlicher Flexibilitätsbedarf zur Erreichung des NECP-Ziels ausgewiesen wird.

6.1.3 Ableiten des marginalen Nutzens (Artikel 8.10 - 8.12)

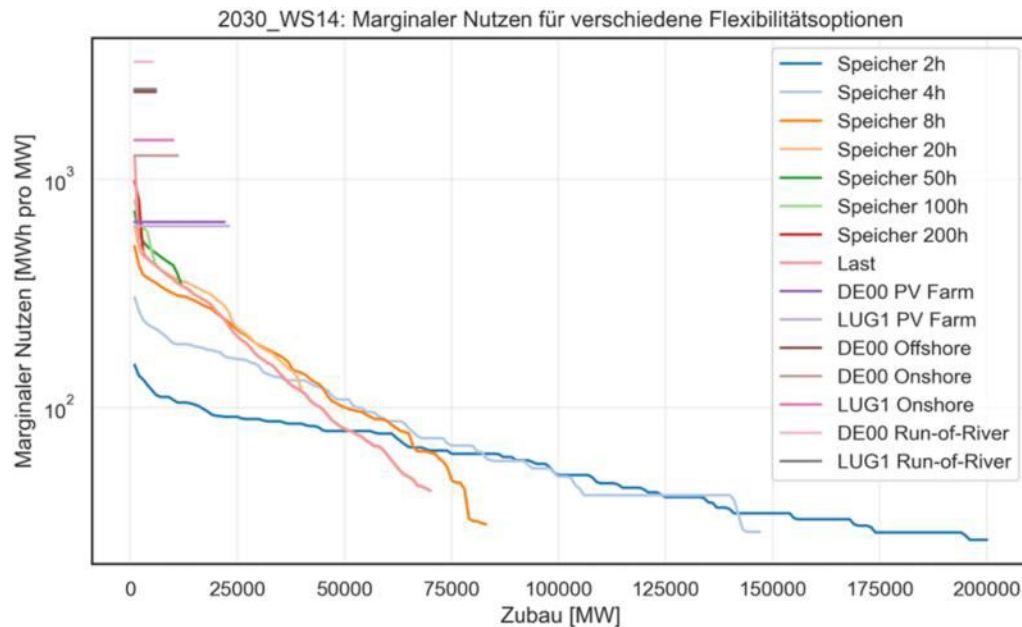


Abbildung 26: Marginaler Nutzen der verschiedener betrachteter Flexibilitätsoptionen für die Lücke der EE-Integrationsziele im Zieljahr 2035 WS 14 im Fine-Tuning.

Nach der Methodik des FNA werden für alle Szenarien, in denen ein unterdecktes EE-Integrationsziel vorliegt, die zur Schließung der Lücke potenziell erforderlichen Maßnahmen bewertet (vgl. Artikel 8, Abschnitte 10–12). Dies ist für das Zieljahr 2030 im WS 14 der Fall.

Das methodische Vorgehen entspricht grundsätzlich dem Vorgehen zur Ableitung des marginalen Nutzens der System Needs (vgl. Seite 17). Im vorliegenden Anwendungsfall wird jedoch zusätzlich die Abregelung unter Berücksichtigung der Einspeiseprofile der Verteilnetzbetreiber einbezogen. Zudem erhöht sich die zu schließende Lücke im EE-Integrationsziel von ursprünglich rund 8 TWh auf 13,77 TWh, wodurch ein entsprechend höherer Ausbaubedarf an Kapazitäten resultiert.

Im Vergleich zu rein marktlich abgeleiteten Zeitreihen zeigt sich in diesem Szenario zu Beginn ein erhöhter marginaler Nutzen von Speichertechnologien. Ursache hierfür ist die Berücksichtigung der Abregelungszeitreihen der Verteilnetzbetreiber, die zeitlich breiter ausgeprägt sind als die marktlichen Abregelungssignale. Durch die räumlich und zeitlich diversifizierte Einspeisung auf Verteilnetzebene entstehen häufiger und länger anhaltende Überschussphasen, die insbesondere in frühen Ausbaustufen eine effektivere Nutzung von Speichern ermöglichen. Entsprechend können Speicher zu Beginn des Ausbaupfads mehr zur Reduktion von Abregelungen und zur Integration erneuerbarer Energien beitragen als im marktlichen Vergleich. Mit zunehmendem Abbau der Abregelungspotenziale nimmt dieser Effekt jedoch ab, sodass sich der marginale Nutzen von Speichern im weiteren Verlauf dem grundsätzlichen Niveau annähert.

Unabhängig von den szenariospezifischen Ausprägungen bleiben die grundlegenden Ergebnisse zur Bewertung des marginalen Nutzens bestehen. Der Ausbau erneuerbarer Erzeugungskapazitäten weist

weiterhin deutlich höhere marginale Nutzenwerte auf als Speichertechnologien, da zusätzliche EE-Kapazitäten mit ihren jeweiligen Vollbenutzungsstunden unmittelbar zur Erhöhung der integrierbaren Energiemengen beitragen. Speicher leisten hingegen einen ergänzenden Beitrag zur EE-Integration, der insbesondere durch die zeitliche Verschiebung ansonsten abgeregelter Einspeisung bestimmt ist. Innerhalb der Speichertechnologien zeigen dabei Systeme mit hohen Energie-Leistungs-Verhältnissen ($E/P > 8 \text{ h}$) konsistent höhere marginale Nutzenwerte als Kurzzeitspeicher, während sich bei sehr hohen E/P-Verhältnissen kaum weitere Unterschiede ergeben. Die grundsätzliche Rangfolge der betrachteten Technologieoptionen bleibt über die Szenarien hinweg erhalten.

7 Marktbarrieren

Flexibilitäten sind zentraler Baustein für ein sicheres und effizientes Stromsystem mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien. Trotz technischer Potenziale werden diese bislang nicht vollständig erschlossen. Dieses Kapitel analysiert wesentliche Marktbarrieren, die der Bereitstellung und Vermarktung von Flexibilität im deutschen Stromsystem entgegenstehen. Die Betrachtung erfolgt differenziert nach Haushaltskunden, Industriekunden sowie professionellen Vermarktern, etwa von Großspeichern. Ergänzend werden segmentübergreifende Hemmnisse adressiert, sowie einordnende Bemerkungen zur Interpretation der Ergebnisse des Gesamtberichts vorgenommen.

7.1 Marktbarrieren für Haushaltskunden

Haushalte verfügen über ein wachsendes Flexibilitätspotenzial, insbesondere durch steuerbare Lasten wie Wärmepumpen, Ladepunkte für Elektromobilität und Heimspeicher. Die tatsächliche Aktivierung dieser Flexibilitäten wird jedoch durch verschiedene Marktbarrieren begrenzt, die sich entlang der Wertschöpfungskette von Infrastruktur, Anreizen, Marktkommunikation und Steuerung verorten lassen.

Eine zentrale infrastrukturelle Hürde stellt der bislang ungleichmäßige Smart-Meter-Rollout dar. Zwar wurde die gesetzliche Quote von durchschnittlich 20 % bei Pflichteinbaufällen bis 2025 insgesamt erreicht, und bis 2030 ist eine Rollout-Quote von 95 % für diese Kundengruppe vorgesehen. Aufgrund der stark heterogenen Umsetzungsstände zwischen den Verteilnetzbetreibern ist jedoch fraglich, ob dieses Ziel flächendeckend und fristgerecht realisiert werden kann. Damit bleibt ein wesentlicher Enabler für zeitvariable Tarife, verbrauchsnahe Bilanzierung und netz- beziehungsweise marktorientierte Steuerung vielfach nicht verfügbar.

Auch durch die Weiterentwicklung ökonomischer Anreize kann das Flexibilitätspotenzial von Haushaltskund:innen stärker erschlossen werden. Die Durchdringung dynamischer Stromtarife in Deutschland liegt bislang im einstelligen Prozentbereich. Neben dem begrenzten Smart-Meter-Rollout sind hierfür insbesondere fehlende Information, geringe Akzeptanz bei den Kund:innen sowie die eingeschränkte Wirtschaftlichkeit dynamischer Tarife für bestimmte Assetklassen ausschlaggebend⁵. Neben den

⁵ [Dynamische Stromtarife_repräsentative Befragung 2024.pdf](#)

Erzeugungskosten gibt es darüber hinaus noch weitere Preisbestandteile für Endkunden wie z.B. Steuern und Abgaben, die einer Flexibilisierung entgegen stehen. Die Markterschließung von Heimspeichern und Ladepunkten hängt zudem wesentlich von der Umsetzung der Festlegung zur Marktintegration von Speichern und Ladepunkten (MiSpeL) ab. Modellannahmen des ERAA, die Heimspeicher oder Teile der Elektromobilität als marktorientiert ansetzen, setzen voraus, dass entsprechende regulatorische und marktliche Rahmenbedingungen tatsächlich greifen. Gleiches gilt für Wärmepumpen und Elektromobilität insgesamt, etwa mit Blick auf den Hochlauf von bidirektionalem Laden. Auch hier sind Anreize und Regulatorik entscheidend, um die Modellannahmen tatsächlich zu realisieren (Annahmen ERAA24 für Zieljahr 2030: 60 % der E-Mobilität und 65 % der Wärmepumpen marktorientiert). Zusätzlich besteht derzeit keine Möglichkeit, die freiwillige Bereitstellung lastseitiger Flexibilität durch Haushaltskunden für das Engpassmanagement wirtschaftlich zu vergüten.

Schließlich bestehen weitere Marktbarrieren in der Steuerung von Anlagen. Für viele Haushaltsanlagen, ob Erzeugung oder Verbrauch, ist die technische Steuerbarkeit bislang nicht gegeben. Die Steuerbarkeit von Kleinstanlagen sowie deren wirtschaftliche Ausgestaltung bedürfen einer weiteren vertieften Analyse und werden Teil des Steuerbarkeitschecks 2026 sein. Eine standardisierte und massentaugliche Anlagensteuerung über das Smart-Meter-Gateway und die CLS-Schnittstelle ist vom Rollout geeigneter Steuerboxen abhängig. Der hierfür notwendige Aufbau des CLS-Managements sowie die Ertüchtigung der Systeme der Verteilnetzbetreiber lassen eine breite praktische Umsetzung frühestens ab dem Ende dieses Jahrzehnts erwarten.

7.2 Marktbarrieren für Industriekunden⁶

Im Rahmen einer Festlegung der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes) plant die BNetzA bis Ende 2026 eine umfassende Neuordnung der Netzentgelte festzulegen, welche ab 01.01.2029 (mit Übergangsfristen) anzuwenden wäre. Das folgende bezieht sich auf die bis 31.12.2028 gültigen Regelungen der StromNEV.

Im Industriekundensegment stellen insbesondere die bestehenden Netzentgeltstrukturen eine zentrale Barriere für die wirtschaftliche Aktivierung von Flexibilitäten dar. Aufgrund ihrer hohen finanziellen Wirkung beeinflussen Netzentgelte maßgeblich die Einsatzentscheidungen industrieller Verbraucher und wirken derzeit überwiegend hemmend auf flexible Fahrweisen.

Ein wesentlicher Hemmnisfaktor ist hier der Leistungspreis, der auf Basis der bezogenen Jahreshöchstlast bemessen wird. Die aktuelle Ausgestaltung schafft Anreize zur Lastglättung über das gesamte Jahr hinweg, anstatt eine situative Erhöhung der Last in wenigen und zeitlich begrenzten Systemengpasssituationen zu ermöglichen. Das kann dazu führen, dass Industriekunden flexible Fahrweisen unterlassen, um das Risiko einer Erhöhung der leistungsbezogenen Netzentgelte zu vermeiden.

Zudem stehen die Regelungen des § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV, der von einigen Industrieunternehmen genutzt wird, flexiblem Verhalten entgegen. Die dort vorgesehenen Entgeltprivilegien setzen Fehlanreize,

⁶ Unter Industriekunden werden im Folgenden das produzierende Gewerbe sowie vergleichbar energieintensive Wirtschaftsbereiche verstanden.

indem sie eine hohe Benutzungsdauer und möglichst konstante Lastprofile begünstigen. Darüber hinaus können sie einen Mehrverbrauch fördern, um in den Genuss der Entgeltprivilegien zu kommen. Flexible Lastverschiebungen oder temporäre Lastreduktionen können demgegenüber zu einer drastischen Verschlechterung der Entgeltposition führen und damit deutlich höhere Netzentgelte nach sich ziehen. Im Rahmen von AgNes wird die zukünftige Ausgestaltung von Flexibilitätsanreizen für Industriekunden diskutiert. Die Festlegung bietet die Chance die oben genannten Herausforderungen zu adressieren.

7.3 Marktbarrieren für professionelle Vermarkter

Für professionelle Vermarkter von Flexibilitäten, insbesondere von Großspeichern und vergleichbaren Anlagen, stellt der Netzanschluss derzeit einen limitierenden Faktor bei der Realisierung von Projekten dar. Netzanschlusskapazitäten sind zunehmend ein knappes Gut, sodass eine Priorisierung von Projekten erforderlich geworden ist. Vor diesem Hintergrund wurde von den vier Übertragungsnetzbetreibern ein Reifegradverfahren entwickelt, um Anschlussanfragen nachvollziehbar zu bewerten und zu priorisieren. Dieses Verfahren leistet einen Beitrag zur Transparenz, kann jedoch die grundlegende Knappheit von Netzanschlüssen nicht auflösen. Gleichzeitig bestehen weiterhin sehr unterschiedliche Prozesse und Anforderungen beim Netzanschluss auf Verteilnetzebene. Insbesondere die Ausgestaltung der Netzanschlussbedingungen für flexible Anlagen variiert erheblich zwischen den Netzbetreibern und beeinflusst die Realisierbarkeit, Kostenstruktur und zeitliche Planung von Projekten maßgeblich.

Zusätzliche Unsicherheit entsteht durch regulatorische Änderungen, insbesondere im Zusammenhang mit der zukünftigen Behandlung von Speichern im Netzentgeltsystem. Die Debatte über Speichernetzentgelte wirft Fragen zum Bestandsschutz bestehender und bereits geplanter Projekte auf und kann zu Zurückhaltung bei Investitionsentscheidungen führen.

Über den Netzanschluss hinaus wirken komplexe Prozesse und ein bislang begrenzter regulatorischer Fokus auf Flexibilitätspotenziale von Lasten einschränkend auf professionelle Vermarktungsmodelle. Zwar setzt der Network Code Demand Response explizit einen Rahmen zur stärkeren Berücksichtigung lastseitiger Flexibilitäten, die praktische Umsetzung bleibt jedoch komplex und mit erheblichem administrativem Aufwand verbunden.

7.4 Übergreifende Marktbarrieren

Neben segmentspezifischen Hemmnissen bestehen marktübergreifende Barrieren, die die Erschließung und Bewertung von Flexibilitätspotenzialen im deutschen Stromsystem insgesamt begrenzen. Hierbei spielen auch Netzengpässe im Übertragungsnetz eine Rolle. In der ersten Umsetzung des FNA konnten derartige Engpässe aus Zeit- und Ressourcengründen nicht betrachtet werden. Die unzureichende Berücksichtigung von Netzengpässen im Stromhandel führt zu einer unzureichenden Bewertung lokaler Flexibilitäten und könnte Eingriffe in die Fahrweise von Flexibilitäten notwendig machen, um die Beherrschbarkeit des Engpassmanagements auch zukünftig gewährleisten zu können.

Darüber hinaus sind Unsicherheiten über die zukünftigen Entwicklungen am Strommarkt eine übergreifende Marktbarriere. Sowohl die Weiterentwicklung der Regulatorik und der politischen Rahmenbedingungen als auch externe Faktoren erschweren verlässliche Investitionsentscheidungen für Flexibilitätsoptionen. Aktuelle regulatorische Diskussionen, etwa im Zusammenhang mit dem Netzanschlusspaket, verstärken diese Unsicherheit. Insbesondere die Debatte um mögliche Redispatch-Vorbehalte wirft Fragen zur Wirtschaftlichkeit von EE - und Flexibilitätsprojekten auf und erhöht das wahrgenommene Investitionsrisiko.

8 Guiding Criteria

8.1 EE-Integration

Hier wird beschrieben, welche Maßnahmen notwendig sind, um die EE-Integrationsziele zu schließen. Die Analysen basieren auf den Ergebnissen des Fine-Tunings. Die Analysen zu den EE-Integrationszielen zeigen, dass es lediglich in einem Wetterszenario in 2030 eine Unterschreitung des NECP-Ziels und damit ein ungedecktes EE-Integrationsziel von 13,8 TWh gibt. Auf die Schließung des Needs in dem spezifischen WS 14 im Zieljahr 2030 wird im folgendem eingegangen.

8.1.1 Ausbau zum Decken der System-Needs (Artikel 8.10 - 8.12 / 16.6)

Auch für die im Folgenden dargestellten Ergebnisse gilt das in Abschnitt zu den System Needs beschriebene Vorgehen zur Ableitung des Ausbaupfads gemäß Artikel 16 Absatz 6. Die Ergebnisse zeigen eine Abfolge der Technologieoptionen nach absteigendem marginalem Nutzen, wie in Tabelle 10 dargestellt.

Es zeigt sich, dass Laufwasserkraftwerke die höchsten marginalen Nutzenwerte aufweisen. Diese Technologie ist jedoch ausbaubegrenzt, sodass ein weiterer Ausbau nicht praktikabel ist. Unter den skalierbaren erneuerbaren Energien weisen Windenergietechnologien hohe marginale Nutzenwerte auf. Offshore-Wind erzielt dabei höhere marginale Nutzenwerte als Onshore-Wind und erfordert geringere zusätzliche Kapazitäten. Onshore-Wind weist niedrigere marginale Nutzenwerte auf und ist mit entsprechend höheren Zubauvolumina verbunden. Photovoltaik zeigt im Vergleich zu den windbasierten Technologien geringere marginale Nutzenwerte und erfordert einen höheren Kapazitätszubau.

Tabelle 10: Zubau nach ACER-Methodik von EE zu Schließung der Lücke zur EE-Integration im Zieljahr 2030 WS14 im Fine-Tuning. Jede Technologie erfüllt separat das EE-Integrationsziel. Der Zubau wird dabei als zusätzlicher Zubau über die ERAA24 Annahmen zu installierten EE- & Speicher-Leistung heraus betrachtet, berücksichtigt jedoch keine netzseitigen Effekte

	Zubau [GW]	Marginaler Nutzen (MWh/MW)
DE00 Laufwasserkraftwerke	4,2	3276
LUG1 Laufwasserkraftwerke	5,5	2486
DE00 Offshore Wind	5,7	2424
LUG1 Onshore Wind	9,3	1487
DE00 Onshore Wind	10,8	1272
DE00 Freiflächen-PV	21,2	650
LUG1 Freiflächen-PV	22	625
Speicher (E/P zwischen 8h und 200h)	25	981-432 abnehmend

Nach Methodik des FNA ist für das WS14 im Zieljahr 2030 ein Bedarf von 5,7 GW Offshore Wind auszuweisen. Das Vorgehen des FNA vernachlässigt dabei sämtliche ökonomische Effekte. Daher ist basierend auf den Analysen des FNA keine Entscheidung darüber möglich, welcher der beste Ausbaupfad ist. Ebenso werden Synergien von Speichern und unterschiedlichen EE-Erzeugungsprofilen sowie Standorteffekte vernachlässigt. Die Ergebnisse legen nahe, dass eine Kombination der betrachteten Technologien systemisch robuster ist als ein monotecnologischer Ausbaupfad.

Allgemein muss bei der Integration von EE berücksichtigt werden, dass die Analysen wichtige reale Effekte vernachlässigen. Da die zusätzlichen EE-Anlagen ohne Netzbezug rein marktlich betrachtet werden, ist der weitere EE-Ausbau nur bei analogem Netzausbau möglich. Dies ist insbesondere bei den zusätzlichen 5,7 GW Offshore Wind relevant, da diese automatisch im netztechnischen Norden gebaut werden. Ebenfalls betrachten alle Analysen eine perfekte Abregelbarkeit von EE-Anlagen beim Überbau von Kapazitäten. Dies ist in realen Stromsystemen ebenfalls nicht gegeben und muss bei der Bewertung der Ergebnisse berücksichtigt werden.

Limitationen treten ebenfalls bei den Speichern auf. So werden ebenfalls keine Netzrestriktionen in den Analysen berücksichtigt. In der Realität müssen die Speicher effizient in Engpassmanagementmaßnahmen eingebunden werden, da diese sonst in Engpasssituationen abgeregelt werden. Eine netzdienliche Verortung bezüglich EE-Standorten sollte gegeben sein, wie sie von den ÜNB in den betrieblichen Mindestanforderungen für Speicher gefordert werden. Ebenso sollte ein netzdienlicher Betrieb umgesetzt werden, um kurzfristige Befunde zu adressieren. Durch die Vernachlässigung von Kosten werden ebenfalls große Speicher bevorzugt. Das zeigt sich in den Ergebnissen, dass nur Speicher mit einem Energie-Leistungs-Verhältnis von 8h bis 200h im Ergebnis nach FNA-Methodik auftauchen. Daher entspricht das Ergebnis eher der Nutzung von Druckluft-, Wasserstoffspeichern oder ähnlichen Konzepten, die hohe

Speichermengen darstellen können. Ob bis 2030 Speichertechnologien in diese Ausmaß zur Verfügung stehen, ist bisher nicht betrachtet. Generell ist der Auswahlprozess einer geeigneten Technologie kein rein technisch-ökonomischer, sondern ebenfalls ein politischer und sollte daher auch politisch entschieden werden.

8.1.2 Aufteilung der Ergebnisse zwischen Deutschland und Luxemburg

Da die Ergebnisse der Analysen für das gesamte Marktgebiet gelten, werden für nationale Ergebnisse anhand der Flächenanteile für EE und anhand der Stromnachfrage für die Speicher die benötigten Kapazitäten auf Deutschland und Luxemburg aufgeteilt. Die Ergebnisse sind in Tabelle 11 zu finden. Diese unterliegen den gleichen Limitationen wie im vorherigen Abschnitt diskutiert.

Tabelle 11: Nationale Aufteilung der Fine-Tuned EE-Integrationsmaßnahmen des FNA für das WS14 2030 nach ACER. Der Zubau wird dabei als zusätzlicher Zubau über die ERAA24 Annahmen zu installierten EE- & Speicher-Leistung heraus betrachtet, berücksichtigt jedoch keine netzseitigen Effekte.

	Deutschland [GW]	Luxemburg [GW]
Offshore Wind	5,7	-
Onshore Wind	10,7	0,08
Freiflächen-PV	21	0,16
Speicher (E/P zwischen 8h und 200h)	24,99	0,01

8.1.3 Zusammenfassung EE-Integrationsziel

Die Analyse zeigt, dass das RES-Integrationsziel im Zieljahr 2030 nicht in allen betrachteten Wetterszenarien vollständig gedeckt wird. In einem der drei Wetterszenarien ergibt sich eine Unterdeckung, sodass sich der Bedarf für 2030 im Median auf etwa –1,6 TWh und im Mittel auf rund 0,27 TWh beläuft. Demgegenüber weist das Zieljahr 2035 eine deutliche Übererfüllung des RES-Integrationsziels auf, mit einem Integrationsüberschuss von deutlich mehr als 145 TWh.

Zur Schließung einer möglichen Integrationslücke im Jahr 2030 identifiziert die FNA-Methodik geeignete Mitigationsmaßnahmen. Zentrale Maßnahme ist dabei ein Überausbau erneuerbarer Erzeugungskapazitäten, insbesondere in Form von zusätzlichem Offshore- und Onshore-Wind-Zubau in der Größenordnung von etwa 5,7 GW beziehungsweise 10,8 GW. Die Umsetzbarkeit dieser Maßnahme setzt jedoch voraus, dass die zusätzlichen Erzeugungskapazitäten systemisch integriert werden können, insbesondere durch ausreichende Abregelbarkeit und einen begleitenden Ausbau der Netzinfrastruktur.

Ergänzend werden Speichertechnologien mit einer Speicherdauer von mehr als acht Stunden als weitere Mitigationsoption ausgewiesen. Deren systemische Wirksamkeit hängt maßgeblich davon ab, dass sie effizient in das Engpassmanagement eingebunden werden und netzdienlich verortet sowie betrieben werden. Entsprechende Anforderungen ergeben sich unter anderem aus den betrieblichen Mindestanforderungen der Übertragungsnetzbetreiber. Ohne eine solche Einbindung besteht die Gefahr,

dass Speicher selbst in Engpasssituationen abgeregelt werden und ihre Integrationswirkung eingeschränkt bleibt.

Die dargestellten Ergebnisse berücksichtigen keine ökonomischen Effekte. In einem realen Stromsystem ist daher nicht von einem rein technologisch abgeleiteten Ausbaupfad auszugehen, sondern vielmehr von einem gemischten Ausbau von erneuerbaren Energien und Speichertechnologien, dessen Ausgestaltung wesentlich durch relative Technologiekosten beeinflusst wird. Ebenso werden keine Netzrestriktionen modelliert, welche ebenfalls einen starken Einfluss auf den Ausbaupfad haben. Der Ausbau im Rahmen der Energiewende ist darüber hinaus ebenfalls ein politischer Prozess und sollte daher auch in entsprechenden politischen Entscheidungswegen berücksichtigt werden.

Vor diesem Hintergrund ist eine Unterschreitung des NECP-Ziels im Jahr 2030 in einem von drei Szenarien als nicht kritisch zu bewerten. Die im Rahmen der Analyse identifizierten Mitigationsmaßnahmen, insbesondere der weitere Ausbau erneuerbarer Erzeugungskapazitäten, werden in den Folgejahren deutlich übertroffen und führen spätestens im Zieljahr 2035 zu einer massiven Übererfüllung des RES-Integrationsziels. Auf Grundlage der vorliegenden Analyse zeigt sich damit ein Erreichen des EE-Integrationsziels.

8.2 Rampen

Nach den Analysen des FNA ergeben sich keine Rampenbedarfe und damit auch nicht die Notwendigkeit der Diskussion nach Artikel 16 wie in den anderen beiden Needs. An dieser Stelle sei nochmals darauf hingewiesen, dass die Rampenbedarfe im FNA auf stündlicher Basis des ERAA berechnet werden und daher kein unterstündliches Profil berücksichtigen. Durch die unterstündliche Betrachtung ergeben sich weitere Bedarfe an Rampen, die im Rahmen des FNA nicht bewertet werden.

8.3 Kurzfristige Flexibilitätsbedarfe (Artikel 16.7 und 16.8)

In erster Linie werden Prognoseabweichungen durch den Strommarkt abgefangen, gesteuert von Preissignalen im Day-Ahead (DA)- und Intraday (ID)-Markt. Im FNA kann davon ausgegangen werden, dass bestehende verfügbare Kapazitäten im Markt weitestgehend den Bedarf decken (was in Kapitel 5.1 betrachtet wurde). Im ERAA wird bspw. die Last von Elektrolyseuren und Groß-WP als preissensitiv gesehen, aber auch Elektromobilität und Wärmepumpen können ihre Last bedingt verschieben. So kann bei einem Überangebot von Strom und daraus erfolgenden Preisverfall bereits am Strommarkt reagiert werden. Darüber hinaus bestehende, also ungedeckte, kurzfristige Flexibilitätsbedarfe sind auf Regelleistung zur Kompensation angewiesen, sehr kurzfristige Korrekturen benötigen Primärregelleistung oder gar Momentanreserve. Dauern die Abweichungen an, so werden Redispatch und/oder Anpassungen am Strommarkt notwendig.

Es werden im ERAA24 etwa 3 GW an Regelleistung in Deutschland betrachtet sowohl für das Jahr 2030 als auch 2035. Dies entspricht etwa dem heutigen Niveau. Diese Kapazität wird zurückgehalten und darf in keiner Stunde am im ERAA betrachteten Strommarkt eingesetzt werden.

In den Analysen, wie das EE-Ziel in Kapitel 3 bei einer Unterschreitung erreicht werden soll, wird der zusätzliche Ausbau von EE gemäß der vorgegebenen Betrachtungsmethodik favorisiert. Zusätzliche EE-Kapazität würde bei dem ungedeckten Hochfahrbedarf (ausgewiesen in Kapitel 5) jedoch voraussichtlich kaum helfen, sondern könnte durch zusätzliche Prognoseabweichungen den kurzfristigen Flexibilitätsbedarf sogar noch erhöhen. Dementsprechend wird sich nachfolgend auf Technologien fokussiert, die bei Bedarf zusätzliche Kapazität im Stromsystem bereitstellen oder verfügbar machen können.

8.3.1 Welche Technologien können den ungedeckten Flexibilitätsbedarf decken?

Prognoseabweichungen treten prinzipiell ohne lange Vorlaufzeit auf und können einige Stunden andauern. Somit ist eine schnelle Reaktionsfähigkeit und eine Strombereitstellung über mehrere Stunden notwendig, um diesem Flexibilitätsbedarf zu begegnen. Prinzipiell kommen Batteriespeicher und Demand Response (DSR) in Zukunft infrage. Es kann erwartet werden, dass zunehmend auch hybride Assets an den Märkten teilnehmen werden, wie bspw. Batterien gekoppelt mit PV-Anlagen: Diese können Eigenschaften ihres Portfolios kombinieren, bspw. um schnelle Rampen mit einer verlängerten Dauer und erhöhter Verfügbarkeit bereitzustellen.

Batterien können im Sekunden- oder gar Millisekunden-Bereich reagieren und sind damit schneller als die meisten thermischen Anlagen. Da ein Knappheitsereignis aufgrund von Prognoseabweichungen gemäß FNA-Analysen in 2030 im Schnitt etwa 4h andauert, in 2035 etwa 5h, muss auch betrachtet werden, ob ausreichend Energie im System ist, um solch andauernde Abweichungen abzufangen. Batterien sind mit etwa 2-4 h Speicherkapazität, wie im ERAA typischerweise betrachtet, gut aufgestellt für viele Ereignisse. DSR kann ebenfalls einen Beitrag leisten, um kurzfristige Abweichungen zu kompensieren, da Lasten teilweise sehr schnell reagieren könnten. Auch gibt es das theoretische Potenzial, Last zu verschieben oder zu reduzieren. Dies entspricht in der Wirkung im Stromsystem einem Hochfahren von Erzeugungskapazität. Jedoch ist die Verfügbarkeit ein großes Thema, da Prozesse oft nur begrenzt unterbrochen werden dürfen und die verfügbaren veränderbaren Strommengen stark im Zeitverlauf schwanken. Kleinere, dezentral verteilte Lasten, etwa aus Elektromobilität und Wärmepumpen, würden voraussichtlich durch Aggregation an diversen Strommärkten teilnehmen können. Generell bestehen allerdings bei der Nutzbarmachung dieser Flexibilitäten neben technologischen auch regulatorische Hürden beim Marktzugang (siehe Kapitel 7).

8.3.2 Mögliche Deckung ungedeckter kurzfristiger Flexibilitätsbedarfe in 2030 und 2035

In 2030 decken selbst die im ERAA festgelegten und zurückgehaltenen 3 GW an Regenergie den erwarteten (Hochfahr-)Bedarf nur unzureichend, betrachtet man den ungedeckten kurzfristigen Flexibilitätsbedarf, der im Mittel der betrachteten Wetterszenarien für 2030 fast 4 GW beträgt. Gleiches gilt für 2035: Dort besteht ein noch höherer Bedarf an Flexibilität (im Mittel fast 7 GW⁷, siehe Abbildung 18).

⁷ Beruhend auf der Annahme, dass historische Abweichungen auf die Zukunft übertragbar sind.

Um den ausstehenden Bedarf zu decken, müssten mehr Anbieter flexibel am Strommarkt agieren können, entweder durch zusätzliche neue Anbieter, und/oder weil die Beschaffung aus bestehenden Kapazitäten vereinfacht wird.

Batterien sind eine flexible Technologie, die bereits 2030 im deutschen Markt stärker präsent sein wird als im ERAA24, der Grundlage dieses FNA, angenommen. Somit sind hier zusätzliche neue Kapazitäten erwartbar: Ihre Kapazität steigt in zukünftigen ERAA stark an (von 9 GW im ERAA24 auf 48 GW im ERAA25⁸). Im ERAA24 wurden in 2035 Batterien mit einer Kapazität von 19,5 GW angenommen, was im ERAA25 bereits auf fast 76 GW angestiegen ist. Auch bei DSR steigt das Potenzial deutlich: war im ERAA24 noch die Annahme, dass 5 - 7 GW an Kapazität kommen, so werden im ERAA25 bereits 10 - 27 GW ausgewiesen. Für 2035 könnte ferner mithilfe des Kapazitätsmarktes zusätzliche flexible Leistung beschafft werden. Erste Ausschreibungen erfolgen ab 2026 im Rahmen des Strom-Versorgungssicherheits- und Kapazitätengesetzes (StromVKG).

Eine Voraussetzung der Nutzung von Flexibilitäten stellt ein vereinfachter Marktzugang dar. In den vergangenen Jahren wurde bereits viel unternommen, um den Strommarkt nicht nur liquider, sondern auch systemdienlicher zu gestalten, beispielsweise durch die Weiterentwicklung der Regelenergiemärkte oder die Einführung von Redispatch 2.0., wodurch auch zusätzliche Flexibilität beanreizt werden soll. Um den Marktzugang zukünftig weiter auszuweiten, könnten beispielsweise Aggregatoren kleinere Kapazitäten bündeln. Potenzielle Bietergruppen sind auf den Abbau von Marktbarrieren angewiesen (siehe Kapitel 7), der neben regulatorischer Einbindung auch verbesserte Datentransparenz und Kommunikationsfähigkeit betrifft.

9 Limitationen

Die vorliegende Studie stellt die erstmalige systematische Anwendung der zugrunde gelegten Methodik für das deutsche Stromsystem dar. Die Ergebnisse sind daher vor dem Hintergrund verschiedener methodischer, datenbezogener und modelltechnischer Limitationen zu interpretieren. Diese Einschränkungen stellen die grundsätzliche Aussagekraft der Untersuchung nicht infrage, begrenzen jedoch die Reichweite einzelner Schlussfolgerungen und sind insbesondere bei der Ableitung regulatorischer oder marktlicher Handlungsbedarfe zu berücksichtigen.

Ein wesentlicher methodischer Abgrenzungspunkt besteht darin, dass netzseitige Flexibilitätsbedarfe der Übertragungsnetzbetreiber in der vorliegenden Untersuchung nicht berücksichtigt werden. Die Analyse fokussiert sich damit auf Flexibilitätsbedarfe aus energiewirtschaftlicher beziehungsweise systemischer Perspektive, ohne Engpassmanagement, Netzrestriktionen, Redispatch-Erfordernisse der ÜNB oder weitere netzbetriebliche Nebenbedingungen vollständig abzubilden. Da netzseitige Anforderungen die tatsächliche Einsatzfähigkeit und den Bedarf an Flexibilitätsoptionen wesentlich beeinflussen können, ist davon auszugehen, dass die ausgewiesenen Ergebnisse nur eine Teilperspektive auf den gesamtenergetischen Flexibilitätsbedarf darstellen.

⁸ [ERAA 2025 Modelling data](#)

Darüber hinaus wurde die FNA-Untersuchung in der ersten Version bewusst vereinfacht ausgestaltet. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur wurden lediglich drei der insgesamt 36 Wetterjahre des ERAA betrachtet. Die Auswahl dieser Wetterjahre erfolgte nach der FNA-Methodik als EVA-Jahre. Damit wird eine methodisch konsistente und nachvollziehbare Auswahl gewährleistet; gleichzeitig reduziert die Beschränkung auf drei Wetterjahre die statistische Breite der Analyse. Extremere oder strukturell abweichende Wetterkonstellationen, die in den nicht untersuchten Wetterjahren enthalten sein können, werden folglich nicht vollständig erfasst. Dies kann insbesondere für die Bewertung von Knappheitssituationen, residualer Last, Einspeiseprofilen erneuerbarer Energien und daraus resultierenden Flexibilitätsbedarfen relevant sein.

Die zugrunde gelegten ERAA-Szenarien basieren zudem auf politisch getriebenen Szenariopfaden. Sie bilden damit keine Prognose im engeren Sinne ab, sondern eine konsistente, normativ geprägte Annahmenwelt entlang energie- und klimapolitischer Zielsetzungen. Daraus ergibt sich die Möglichkeit, dass die tatsächliche Entwicklung von Erzeugungspark, Nachfrage, Speicherzubau, Elektrifizierung und Flexibilitätsverfügbarkeit von den im ERAA unterstellten Pfaden abweicht. Die Ergebnisse der vorliegenden Analyse sind entsprechend als szenariobasierte Bedarfsaussagen und nicht als deterministische Vorhersage realer Marktentwicklungen zu verstehen.

Eine weitere Einschränkung ergibt sich aus der stündlichen Auflösung der Analysen. Diese ist für viele energiewirtschaftliche Fragestellungen grundsätzlich geeignet, limitiert jedoch die Aussagekraft insbesondere im Hinblick auf die Anforderungen aus Artikel 9 und Artikel 10. Flexibilität im Energiesystem ist in erheblichem Maße durch Kurzfristigkeit, Prognoseunsicherheiten, intra-stündliche Dynamiken und operative Reaktionsgeschwindigkeiten geprägt. Da das ERAA-Modell unter perfekter Voraussicht operiert, werden Unsicherheiten und kurzfristige Anpassungserfordernisse nur eingeschränkt abgebildet. Damit können insbesondere Flexibilitätsbedarfe, die aus Prognosefehlern, kurzfristigen Fahrplanabweichungen, Intraday-Anpassungen oder sehr kurzfristigen Systemungleichgewichten resultieren, systematisch unterschätzt oder methodisch nicht vollständig adressiert werden.

Auch hinsichtlich der berücksichtigten Flexibilitätsoptionen bestehen relevante Einschränkungen. Das untersuchte ERAA-Szenario weist für das Zieljahr 2030 eine vergleichsweise geringe installierte Leistung und Kapazität von Großbatterien aus. In den nachfolgenden ERAA-Versionen wurde dieser Annahmenstand bereits deutlich angehoben: von rund 9 GW in ERAA24 auf 21 GW in ERAA25 und perspektivisch 53 GW in ERAA26. Diese Dynamik verdeutlicht, dass die Modellannahmen zum Speicherzubau einer hohen Unsicherheit und schnellen Weiterentwicklung unterliegen. Da Großbatterien einen erheblichen Beitrag zur kurzfristigen Flexibilitätsbereitstellung leisten können, beeinflusst die jeweilige Annahme zur installierten Speicherleistung unmittelbar die ausgewiesenen Flexibilitätsbedarfe und verbleibenden Gaps.

Weitere modelltechnische Vereinfachungen des ERAA betreffen die Abbildung von Must-Run-Bedingungen, Regelleistungsanforderungen und sonstigen betrieblichen Nebenbedingungen. Diese wurden im ERAA-Prozess nicht in der für eine vollständige betriebliche Bewertung erforderlichen Detailtiefe berücksichtigt. Dadurch kann es insbesondere bei der modellierten Abregelung zu Verzerrungen kommen. Gleiches gilt für die Annahme einer vollständigen Steuerbarkeit abregelbarer Anlagen. In der Realität bestehen technische,

regulatorische, marktliche und kommunikative Einschränkungen, die die tatsächliche Abrufbarkeit und Steuerbarkeit von Anlagen begrenzen können. Eine Modellannahme von 100 % Steuerbarkeit stellt insofern eine idealisierte Obergrenze dar und kann die praktisch verfügbare Flexibilität überschätzen.

Für das Jahr 2035 lagen zum Zeitpunkt der Untersuchung keine vollständigen NECP-Ziele vor. Erforderliche Zielwerte und Entwicklungspfade mussten daher mit dem Netzentwicklungsplan interpoliert werden. Diese Interpolation ermöglicht zwar eine konsistente Fortschreibung der Szenarioannahmen, erhöht jedoch die Unsicherheit der Ergebnisse für das betrachtete Zieljahr. Insbesondere bei stark transformationsabhängigen Parametern wie erneuerbarer Erzeugung, Elektrifizierung der Nachfrage, Wasserstoffnutzung, Speicherentwicklung und gesicherter Leistung können Abweichungen von den extrapolierten Annahmen erhebliche Auswirkungen auf die resultierenden Flexibilitätsbedarfe haben

Die in Artikel 8 ausgewiesenen Lücken basieren zudem auf einem methodischen Ansatz, der ökonomische und systemische Rückwirkungen nur eingeschränkt berücksichtigt. Insbesondere werden Marktreaktionen, Investitionsanreize, Preissignale, Substitutionseffekte zwischen Flexibilitätsoptionen sowie systemische Wechselwirkungen nicht vollständig endogen abgebildet. Die ausgewiesenen Lücken sind daher nicht unmittelbar als konkrete Beschaffungs- oder Ausbauvolumina zu interpretieren. Vielmehr bedürfen sie, wie in den jeweiligen Abschnitten dargestellt, einer weitergehenden Einordnung über die reine FNA-Methodik hinaus. Dies betrifft insbesondere die Frage, inwieweit identifizierte Bedarfe durch bestehende oder künftige Marktmechanismen, regulatorische Anpassungen, Netzintegration oder technologische Entwicklungen adressiert werden können.

Schließlich ist zu berücksichtigen, dass aufgrund der erstmaligen Umsetzung des FNA noch keine systematische Analyse der Quersammenhänge zwischen den einzelnen resultierenden Needs vorgenommen wurde. Wechselwirkungen zwischen unterschiedlichen Flexibilitätsdimensionen, zeitlichen Bedarfslagen, Technologien und regulatorischen Artikeln wurden damit bislang nicht vollständig untersucht. Dies betrifft beispielsweise mögliche Überschneidungen oder Zielkonflikte zwischen Flexibilitätsbedarfen aus Adequacy-, Marktdesign-, Systembetriebs- und Netzperspektive.

Insgesamt sind die Ergebnisse der vorliegenden Untersuchung daher als methodisch fundierte, jedoch bewusst abgegrenzte Erstbewertung zu verstehen. Sie liefern eine belastbare Grundlage für die Identifikation zentraler Flexibilitätsbedarfe und relevanter Handlungsfelder, erfordern aber zugleich eine fachliche Interpretation unter Berücksichtigung der genannten Limitationen. Für zukünftige FNA-Zyklen erscheint insbesondere eine stärkere Integration netzseitiger Anforderungen, eine breitere Wetterjahresbetrachtung, eine verbesserte Abbildung kurzfristiger Unsicherheiten, eine Aktualisierung der Technologieannahmen sowie eine vertiefte Analyse systemischer Wechselwirkungen sachgerecht.

10 Anhang

10.1 Weitere Daten zu den EE-Integrationszielen

Da die Aussagen zu den Analysen nach Artikel 8.4 und 8.5 zu ähnlichen qualitativen Aussagen führen, sind die Ergebnisse im Bericht teilweise verkürzt für 2035 dargestellt. Die Ergebnisgrafiken analog zu den beschriebenen Analysen für 2030 finden sich hier:

Abregelung Events im Zieljahr 2035: stündlich

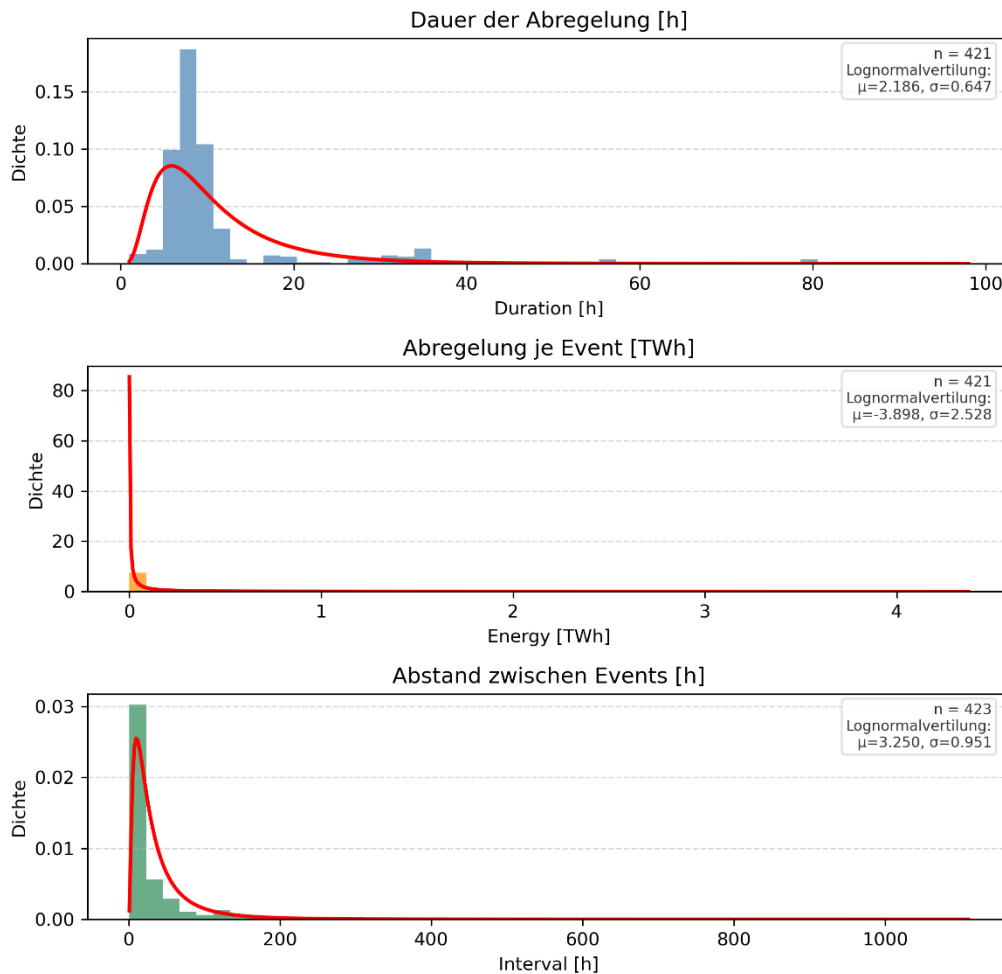


Abbildung 27: Verteilung von Abregelungsereignisse im ERAA24 für die Zieljahre 2035 über alle betrachteten Wetterszenarien

10.1.1 Nutzung historischer Prognosedaten

Da keine Prognoseabweichungen in der FNA-Datengrundlage, also den ERAA-Ergebnissen, berücksichtigt sind, müssen diese approximiert werden. Hierfür werden historische Daten verwendet. Bei Betrachtung mehrerer historischer Jahre konnte eine Veränderung/Verbesserung der Prognose identifiziert werden: die Prognosen streuten weniger stark und trafen vermehrt den tatsächlich eingetretenen Wert. Dementsprechend wurden möglichst aktuelle Jahre für die Analyse der Prognoseabweichung herangezogen, nämlich 2023 und 2024.

Für Last, Wind On- und Offshore- sowie PV-Erzeugung wird jeweils die Differenz zwischen prognostizierten und Realwerten für jede Zeiteinheit des Jahres gebildet. Da für 2023 und 2024 die erwarteten und tatsächlichen Verbräuche/Erzeugungswerte viertelstündlich angegeben sind, ergeben sich je Jahr eine Zeitreihe mit über 35.000 Werten.

Es werden keine Informationen zusammengefasst, bspw. Wind On- und Offshore in „Winderzeugung“ oder PV- und Wind-Erzeugung in „EE-Erzeugung“. So bleibt die Prognoseabweichung je Ursprung klar zuordenbar.

Die Werte werden normiert, damit die berechneten absoluten Zahlen eine mengenunabhängige, relative Aussage ermöglichen, die auf Jahre mit anderen zugrundeliegenden Mengengerüsten übertragen werden kann. Diese Normierung nutzt im Falle der Last die jährliche Spitzenlast, bzw. bei der EE-Erzeugung die jeweilige installierte Leistung.

Im Endeffekt ergeben sich je Jahr und Viertelstunde und je Last-/Erzeugungstyp Zeitreihen mit prozentualen Abweichungen der D-1 erwarteten und der tatsächlichen Einspeisung. Um diese viertelstündlichen Werte mit dem stündlichen Format der ERAA-Daten kompatibel zu machen, wird die Abweichung der jeweils dritten Viertelstunde als repräsentative Abweichung der gesamten Stunde übernommen. Dies hat den Vorteil, dass eine Durchschnittsbildung von vier Viertelstunden je Stunde möglicherweise einen glättenden Effekt hat, der Schwankungen unterschätzt. Diese Glättung wird durch Nutzung eines konkreten Wertes vermieden.

Berechnet man die normierte Prognoseabweichung für 2023 und 2024, so zeigt sich, dass hier deutliche strukturelle Unterschiede auftreten:

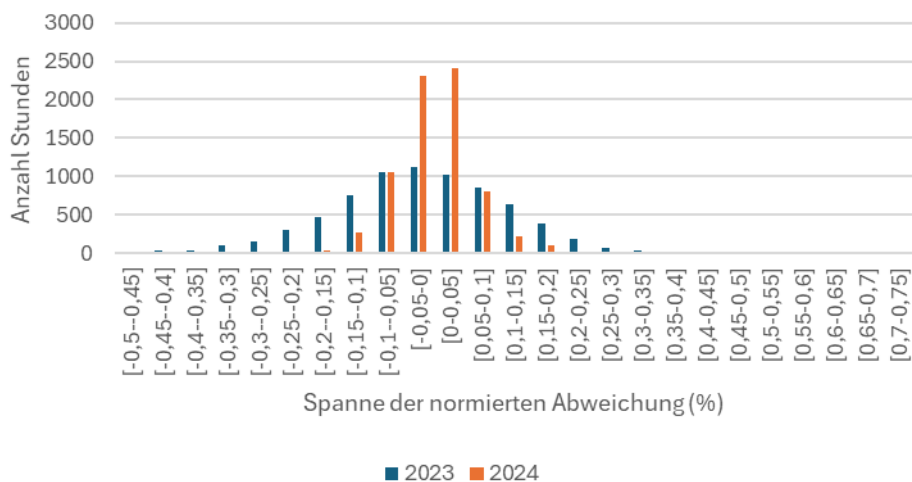


Abbildung 28: Vergleich der normalisierten Prognoseabweichungen der Residuallast in 2023 und 2024

Dies ist ein Indiz dafür, dass die Betrachtung einer Struktur der Prognoseabweichungen die Ergebnisse stark beeinflusst. Dies sollte bei der Interpretation der Ergebnisse beachtet werden.

Schließlich wurde die Abweichung von 2024 genutzt, da diese den aktuellen Stand der Prognoseerstellung darstellt, bereits gegenüber Vorjahren eine im Mittel geringere Abweichung der Erwartung von der Realität erreicht und eine Kombination von Daten aus zwei Jahren keine verbesserte Berücksichtigung der Prognoseabweichungen erwarten lässt.

Was die Entwicklung der zukünftigen Prognosegüte abgeht, so kann erwartet werden, dass einerseits die Prognosen von Nachfrage und erneuerbarer Erzeugung deutlich präziser werden durch bessere Daten, Wettermodelle und KI-Verfahren. Gleichzeitig nimmt jedoch die strukturelle Komplexität des Energiesystems zu, unter anderem durch Elektromobilität, Wärmepumpen, Speicher, Prosumer und flexible Lasten, sodass

die absolute Prognostizierbarkeit begrenzt bleibt. Es wird in diesem FNA davon ausgegangen, dass die Prognoseabweichung unverändert bleibt.

10.1.2 Einschränkungen

Da für „Must-run“-Erzeugung keine Prognosen vorliegen, wird dieser Bestandteil der Residuallast für die Berechnung des Prognosefehlers nicht betrachtet.

Gleichzeitig werden Prognosen der EE-Einspeisung und nicht der EE-Erzeugung betrachtet. Eine gewisse Differenz existiert zwischen diesen beiden Zeitreihen, da bereits im Vorfeld auf Basis bspw. erwarteter Restriktionen im Netz weniger Strom eingespeist wird, als insgesamt erzeugt werden könnte. Daten über die erwartete und maximal mögliche Erzeugung liegen nicht vollumfänglich zur Zeit der Erstellung dieses Berichtes vor. Aus diesem Grund wird mit den vorhandenen Daten gearbeitet, sprich, den Einspeisungsmengen.