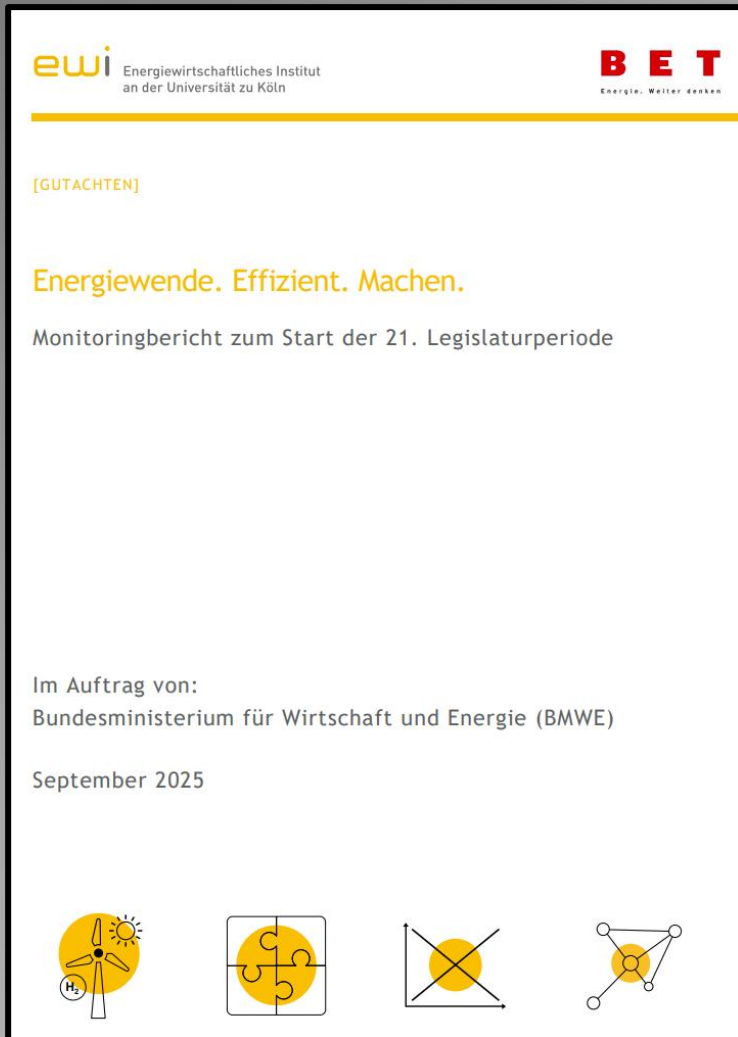


Management Summary zur Studie Systemdienliches Strommarktdesign zur Reduktion von Systemkosten und Erreichung der Klimaziele

Ein Diskussionsbeitrag der BET Consulting GmbH
zur Weiterentwicklung des Strommarktdesigns

Aachen/Berlin, 10. März 2026

BET/EWI-Monitoringbericht: Das Wesentliche in Kürze



- 1 Um fundierte energiepolitische Entscheidungen zu treffen ist eine **ganzheitliche Betrachtung** erforderlich.
- 2 **Kosteneffizienz des Gesamtsystems** sollte stärker fokussiert werden.
- 3 Szenarien zur Erreichung der Treibhausgasneutralität bis 2045 weichen von beobachtbaren Trends ab. Trendszenarien hingegen verfehlen dieses Klimaschutzziel der Treibhausgasneutralität bis 2045
- 4 Um die Klimaziele zu erreichen ist der **Ausbau der erneuerbaren Energieanlagen** weiterhin in hohem Umfang notwendig. **Netzausbau im Übertragungs- und Verteilnetz** ist ebenfalls weiter erforderlich.
- 5 Ein Ausbau sowohl von gesicherter Leistung als **auch eine Erhöhung von Flexibilitäten bei Einspeisern und Entnahmen** bleibt zentral zur Aufrechterhaltung des definierten Versorgungssicherheitsstandards.
- 6 **Digitalisierung**, der Roll-Out intelligenter Messsysteme sowie Innovation schaffen als Instrumente die erforderlichen Grundlagen dafür, **den systemischen Nutzen** zu heben und Systemkosten reduzieren zu können.
- 7 Das Gutachten identifiziert zentrale politische Handlungsbedarfe, Handlungsoptionen, aber auch wesentliche Analyselücken.

Ein neues Marktdesign mit ganzheitlichem Blick auf Markt und Netz kann die Systemkosten für die Transformation des Energiesystems reduzieren

- **Energiewendemonitoring** fordert: ganzheitliche Betrachtung mit Fokus auf **Systemkosten** erforderlich
 - Kosteneffizienz im Gesamtsystem stärker fokussieren
 - Bessere Synchronisation von EE- und Netzausbau sowie Überbauung
 - Kombinierte Nutzung von markt- und netzdienlichen Flexibilitäten
- Das **aktuelle Marktdesign ist nicht geeignet** für hohe EE-Anteile: sinkende Marktwerte, suboptimale Anlagenkonfiguration und sinkende Parkwirkungsgrade, fehlende Flexibilitätsanreize, hohe Redispatchkosten, ...
- Hohe **Netzausbauinvestitionen** Stromnetz i.H.v. **über 600 Mrd. €**
- Das geleakte **Netzanschlusspaket** bietet diesbezüglich nur in Teilen eine Lösung
 - Positive Aspekte vorhanden (Priorisierung Netzanschlussbegehren, Transparenz, Digitalisierung) **aber**
 - Netzausbaukosten werden verschoben, nicht gesenkt. Es besteht kein durchgängiger Anreiz für gesteigerte Effizienz des Stromsystems
 - Gefahr EE-Ausbau auszubremesen (z.B. Redispatchvorbehalt, Aufhebung Einspeisevorrang)
 - Keine Anreize für vorausschauende Netzausbauplanung
- **BET schlägt ein ganzheitlich-systemdienliches Strommarktdesign vor**
 - Systemdienliche Auslegung von EE-Anlagen mit reduziertem Netzausbaubedarf
 - Maßnahmen für Flexibilität, die EE-Erzeugung eine Nachfrage gibt



**Senkung
Netzausbaukosten
um 80 Mrd. €**



**Senkung des Bedarfs an
Back-up-Kapazitäten um
ca. 18 GW**

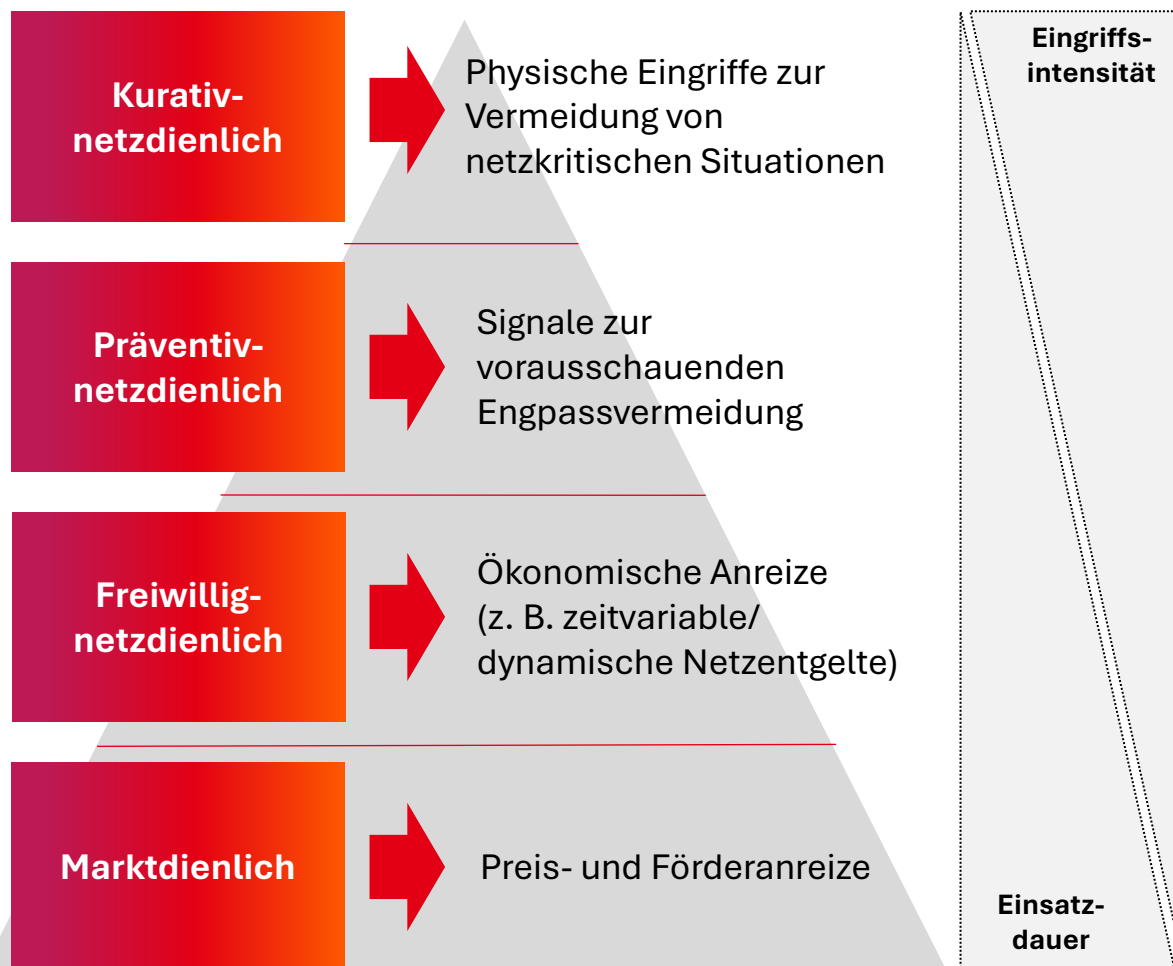


**Steigerung der
Volllaststunden und
Marktwerte EE sowie
Senkung EEG-Kosten**

**Case-Study zeigt Einsparpotenziale
von über 120 Mrd. € bis 2045**

Zur Steigerung der Kosteneffizienz im Stromsystem schlägt der Monitoringbericht zum Start der 21. Legislaturperiode einen konsistenten Flexibilitätsrahmen vor

Wirkungsbereiche systemdienlicher Flexibilitätsinstrumente



Eckpunkte ganzheitlicher Rahmen Monitoringbericht

- **Handlungsoption:** Prüfung eines durchgängigen, konsistenten Flexibilitätsrahmens für alle Netznutzer, Netzebenen und Energieträger
- **Das Ziel:** Effizienzsteigerung des Gesamtsystems und Abstimmung markt- und netzdienlicher Instrumente.
- **Status quo:** Fragmentierter Instrumentenmix; teils komplex, anlagenklassenbezogen, unzureichend koordiniert.
- **Empfehlung:** Einheitlicher Rahmen, der große/kleine Verbraucher und Erzeuger sowie Flexibilitäten in allen relevanten Wirkungsbereichen adressiert

Der entwickelte Marktdesignvorschlag adressiert die im Monitoringbericht definierten Wirkungsbereiche systemdienlicher Flexibilität

Ein systemdienliches Marktdesign muss EE-Anlagen effizient auslegen und anschließen, Netze ausbauen sowie Flexibilität systemdienlich anreizen



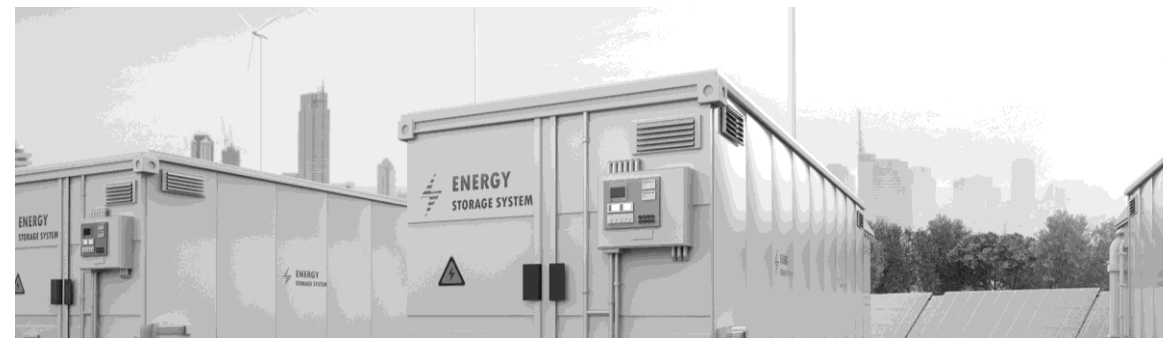
Maßnahmen zur Reduktion der Systemkosten durch EE

Anreize zur systemdienlichen Auslegung von neuen EE-Anlagen sowie Erhöhung von Benutzungsstunden und Parkwirkungsgraden

Reduktion des Netzausbaubedarfs durch Konzept der systemdienlichen Anschlussleistung von EE für Neuanlagen

Erhaltung von Netzanschluss- und Ausbauverpflichtung

Verbesserte Synchronisierung des erforderlichen EE- und Netzausbaus → Optionenmodell



Maßnahmen zur verbesserten Systemintegration durch Flexibilität

Anreize für Behind-the-Meter Anwendungen und Beseitigung von Hemmnissen für Sektorenkopplung

Flächendeckende Einführung von dynamischen Tarifen

Praxistaugliche Umsetzung der AgNES-Vorschläge der BNetzA zu dynamischen Netzentgelten

Technologieneutraler Kapazitätsmarkt mit Flexibilitätsanreizen

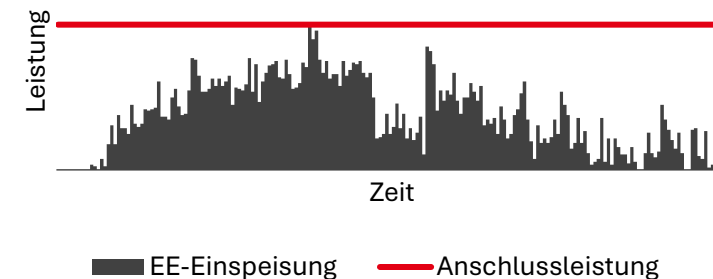
Bessere Ausnutzung der Netzanschlusskapazität und Schaffung von Flexibilitätsanreizen durch Dimensionierung des Netzausbaus auf eine systemdienlichen Anschlussleistung

Eckpunkte der Ausgestaltung

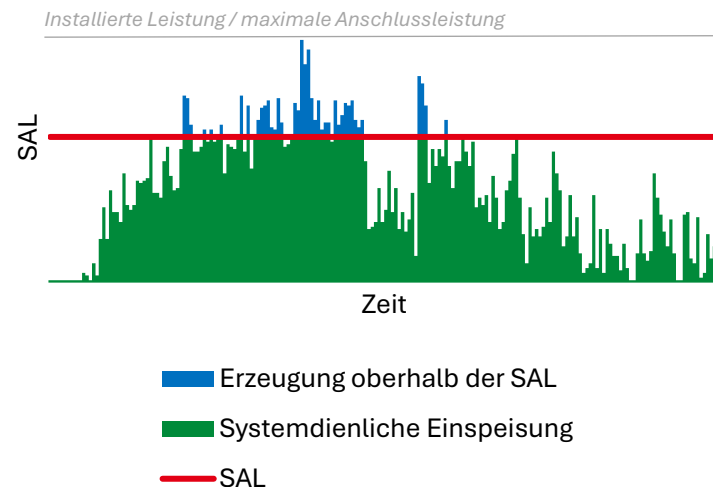
- Der Einspeisevorrang für neue EE-Anlagen wird auf die **Systemdienliche Anschlussleistung (SAL)** begrenzt
 - **Unterhalb der SAL:**
Sicherstellung Kalkulierbarkeit für Investitionssicherheit des weiteren EE-Ausbaus
 - **Oberhalb der SAL:** netzdienliche Steuerung der Anlagen auf Basis individueller Vereinbarungen (FCAs) zwischen Netz- und Anlagenbetreiber
- Mehrwert:
 - **Reduktion Netzausbaubedarf und -kosten**, da Dimensionierung des Netzausbaus (hinter dem Netzanschluss) sich an SAL statt Anschlussleistung/installierter Leistung orientiert
 - **Steigerung von Volllaststunden und Marktwerten von EE**, da SAL einen Anreiz für systemdienliche Anlagen- /Parkauslegung setzt
 - **Anreize für den Aufbau von Flexibilitäten** zur Nutzung / Verschiebung der Erzeugungspotenziale oberhalb der SAL
 - **Investitionssicherheit für weiteren EE-Ausbau** durch Sicherstellung der Kalkulierbarkeit und Erhalt eines auf die SAL begrenzten Einspeisevorrangs
- Ausdetaillierung des Konzepts am Beispiel großer EE-Erzeugungsparks in der HöS- bis MS-Ebene
- Grundsätzliche Übertragbarkeit des SAL-Konzepts auf Anlagen der NS-Ebene gegeben.
- In der Niederspannung müssen für das Massengeschäft taugliche Steuerungslösungen (z.B. Weiterentwicklung § 14a EnWG) gewählt werden, anstelle von FCA und Redispatch

Zielbild Systemdienliche Anschlussleistung

Heutiger Standard:



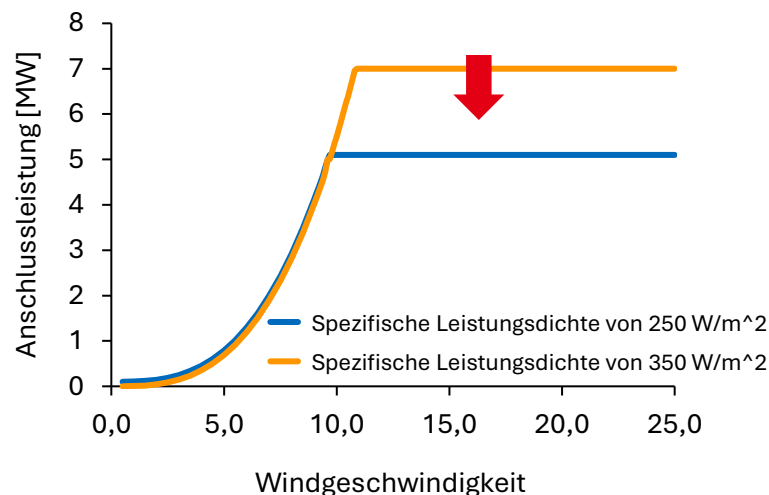
Neues Modell:



Konzept der systemdienlichen Anschlussleistung (SAL): Systemdienliche Anlagenauslegung sichert Wirtschaftlichkeit und reduziert Systemkosten

Windenergie

Effekt spezifischer Rotorflächenleistung

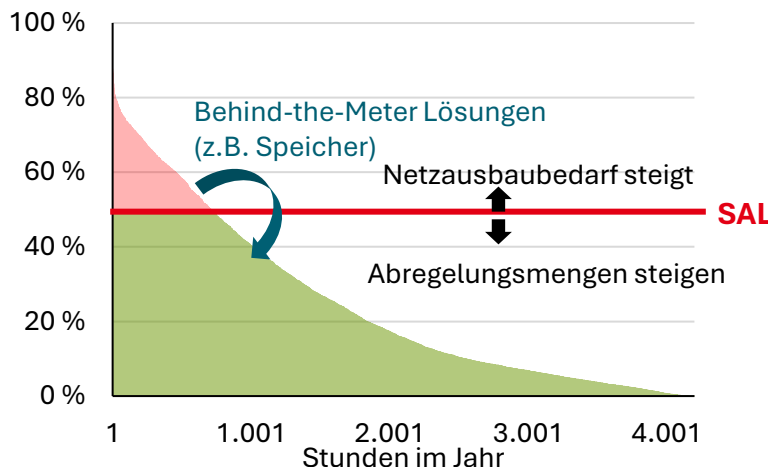


Mehrwert: Höhere Volllaststunden, mehr Strom durch weniger Netz

Maßnahme: Begrenzung der spezifischen Rotorflächenleistung bei Onshore Windparks. Dies führt zu größeren Rotorflächen und somit stetigerer Erzeugung und höheren VBh. Bessere Auslastung Offshore-Windenergie Anreiz für höhere Parkwirkungsgrade

Photovoltaik

Dauerlinie PV mit SAL

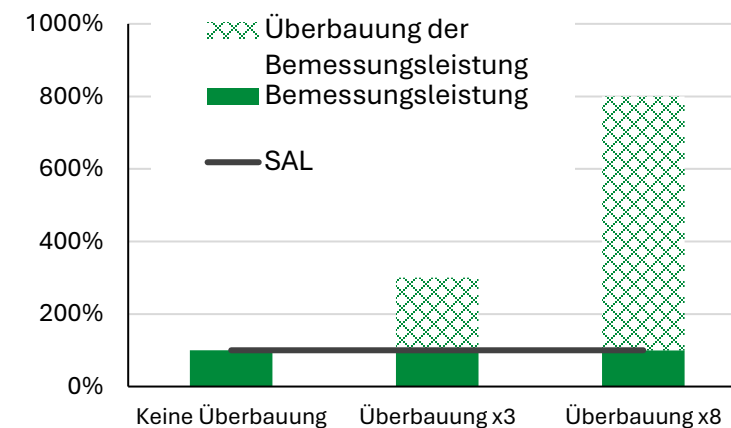


Mehrwert: Geringere Netzanschlusskapazitäten und Anreiz zum Aufbau von Flexibilität bzw. Speichern

Maßnahme: Trade-off zwischen Netzausbaueinsparung und potenzieller Abregelung

Biomasse

Überbauung der Bemessungsleistung

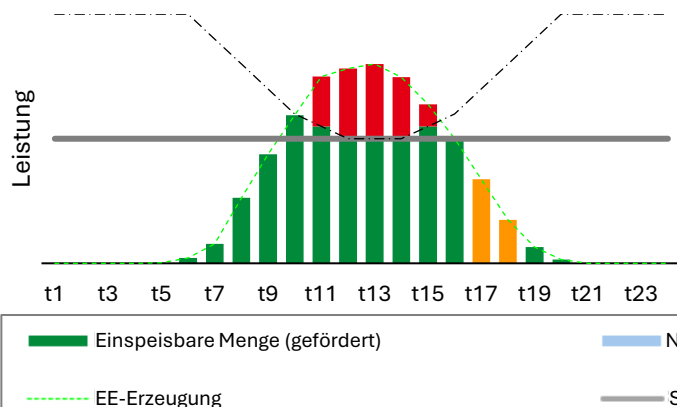


Mehrwert: Zusätzliche Kapazitäten in Dunkelflauten

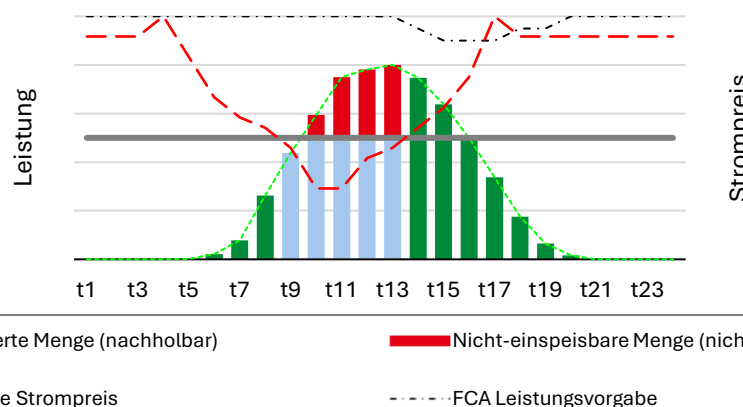
Maßnahme: Starke Überbauung der Bemessungsleistung der Anlagen für Bandbreite x3-x8 anreizen

Die Ausrichtung der Förderung an Netzungspässen und negativen Preisen reizt systemdienliches Verhalten der Erzeugungsanlagen an

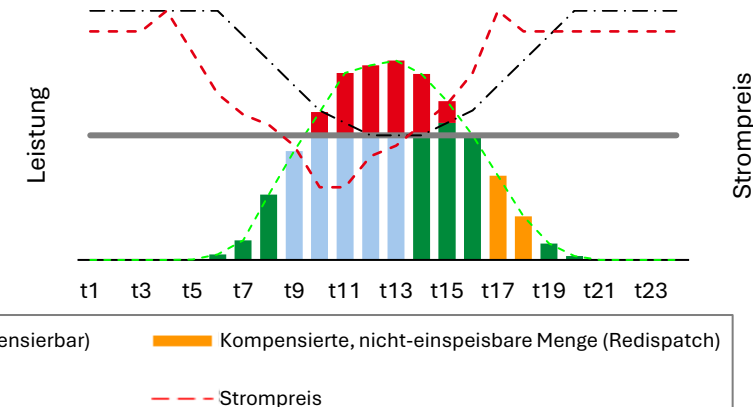
Netzdienliche Dimension



Marktdienliche Dimension



Systemdienlich = markt- & netzdienlich



• Netzdienlichkeit

- Reduktion der Einspeisung bei Bedarf bis zur SAL
- Reduzierte BKZ (oder Teil-Freibetrag) unterhalb der SAL, volle BKZ oberhalb SAL
- Einspeisung & Förderung oberhalb SAL möglich, wenn FCA abgeschlossen
- Redispatch unterhalb der SAL wird vollständig kompensiert
- Anreiz für alle Marktteilnehmer FCA abzuschließen

• Marktdienlichkeit

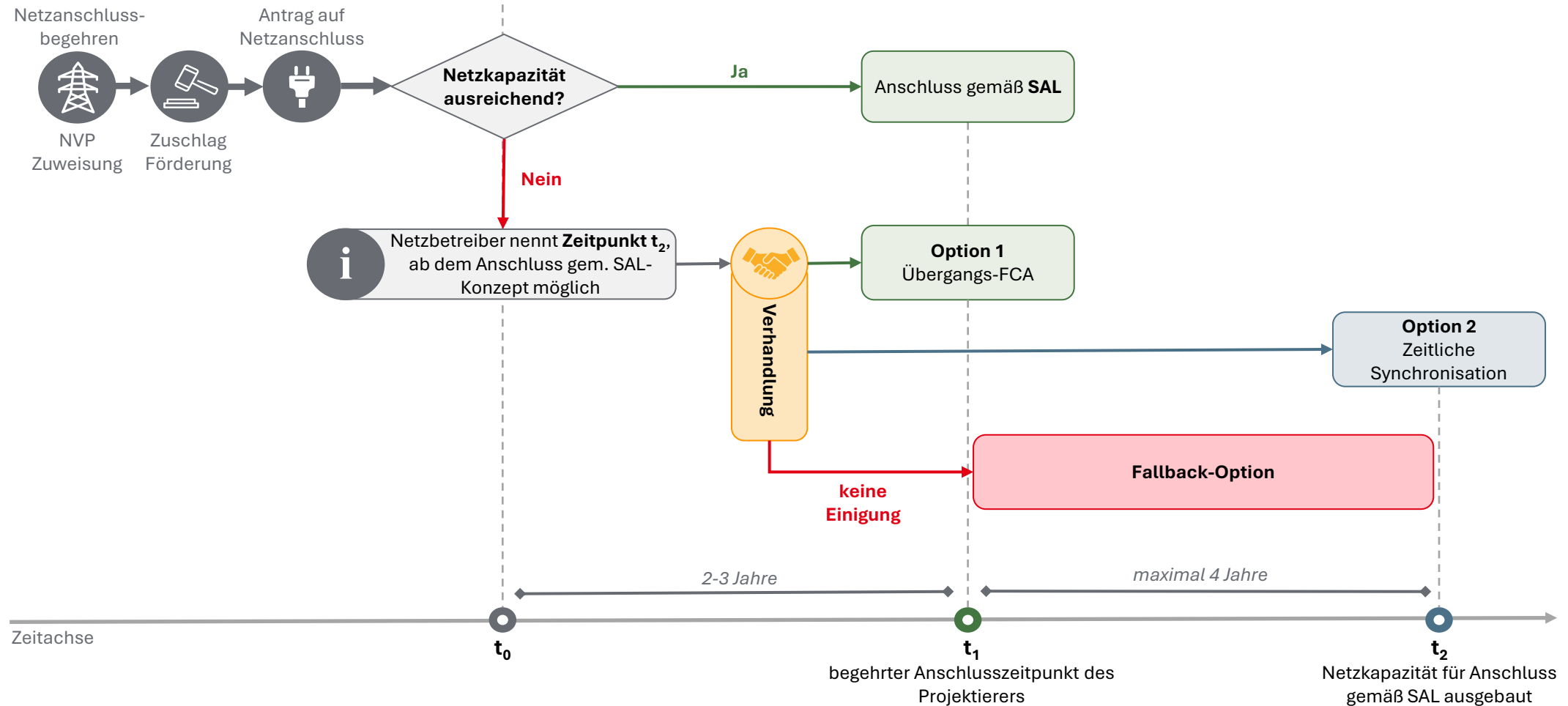
- wegfallende Förderung bei Nullpreisen und negativen Preisen
- Mengen unterhalb der SAL sind nachholbar, oberhalb nicht

• Systemdienlichkeit

- Ausrichtung der Förderung an
 - FCA-Leistungsvorgabe und
 - Marktpreissignal

Zur Synchronisierung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien und des Netzausbaus wird ein Optionenmodell vorgeschlagen

Übersichtsbild



Die Synchronisation von Netz- und EE-Ausbau erfolgt über ein Optionenmodell anstatt eines Redispatchvorbehalts in kapazitätslimitierten Netzabschnitten

Wirkungsweise des Optionenmodells

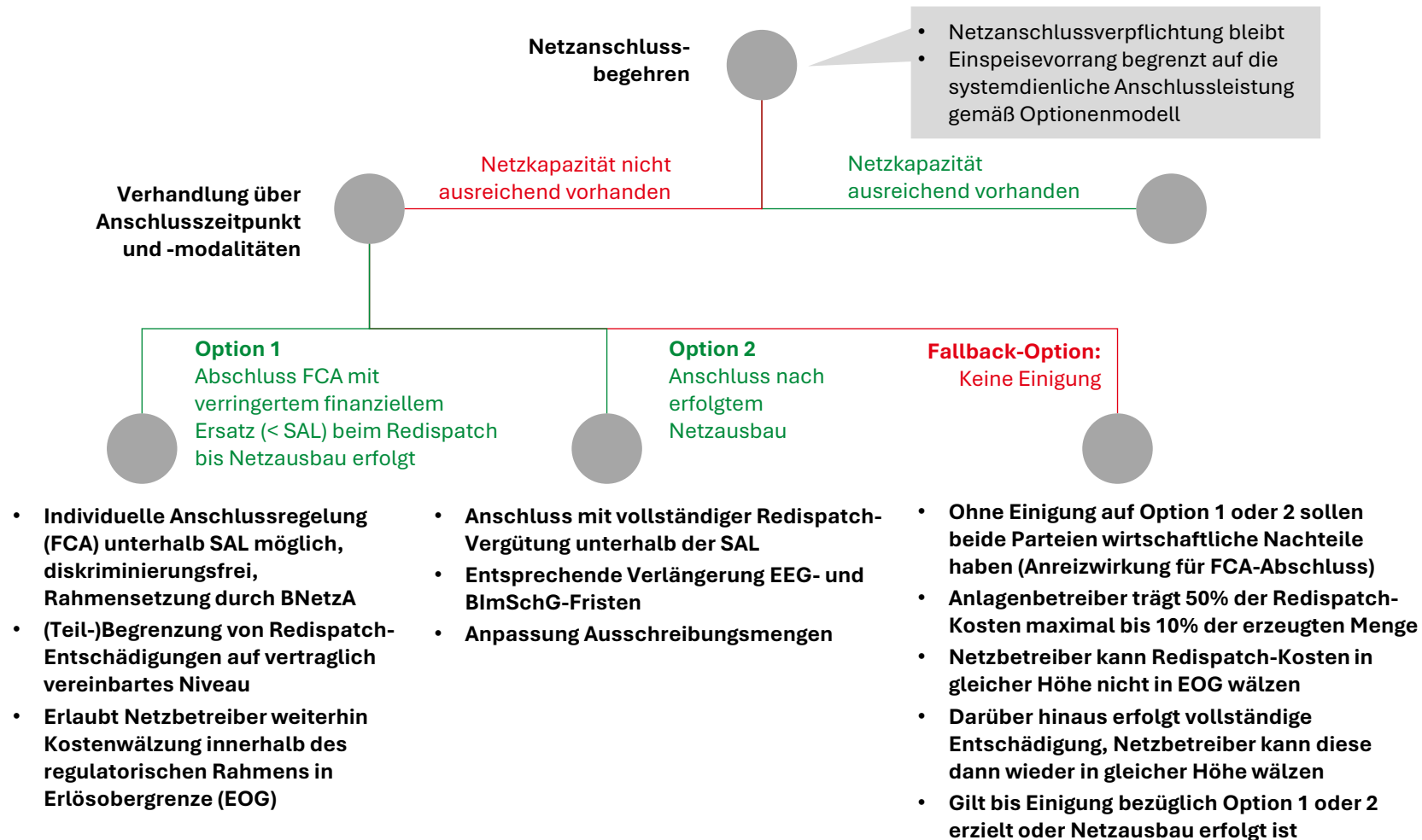
Voraussetzungen:

- SAL ist als Prinzip eingeführt
- § 8 EEG hat weiter Bestand für Anschlussleistungen unterhalb der SAL
- Besondere Regelungen gelten in wesentlich (>> 3%) und technologiebezogen kapazitätslimitierten Netzabschnitten

Zielstellung:

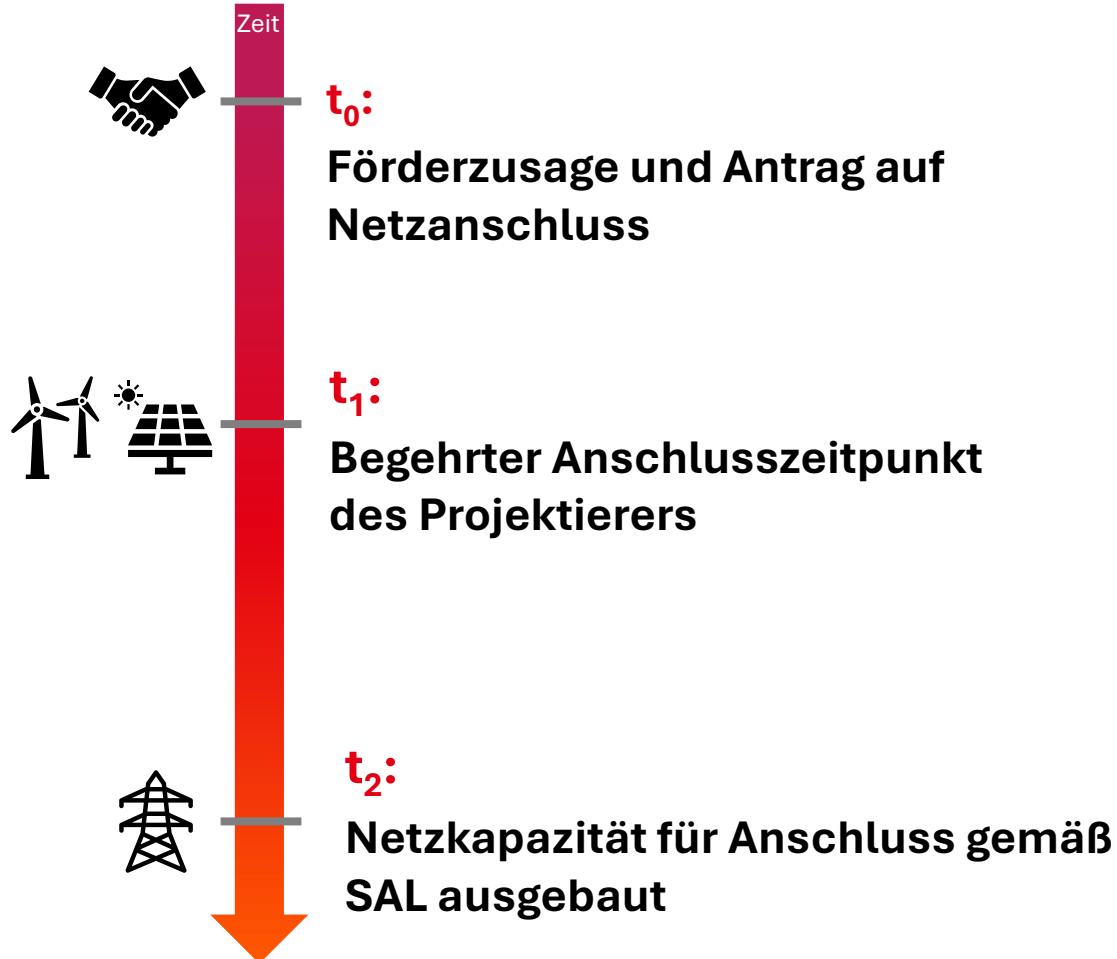
- Anlagenbetreiber kann zwischen zeit- bzw. teilweisem, aber kalkulierbaren Verzicht auf Redispatch-Entschädigung (Option 1) und Fristverlängerung für das Projekt (Option 2) entscheiden
- Für die Übergangsphase bis Netzausbau ist eine individuelle Vereinbarung zwischen Netz- und Anlagenbetreiber möglich (FCA)
- Der Netzausbau gilt spätestens vier Jahre nach Inbetriebnahme als erfolgt

Wirkungslogik: Kooperation wird ökonomisch begünstigt; Anreiz durch wirtschaftlich unattraktive aber kalkulierbare Fallback-Option



Zeitlicher Ablauf und mögliche Umsetzungsfristen des Optionenmodells

Zeitliche Abfolge und Fristen



Erläuterung

- **Vor t_0 :** Vorgehen wie bisher
 - Projektierer stellt Netzanschlussbegehren
 - Netzbetreiber weist volkswirtschaftlich optimalen NVP* zu
 - Projektierer geht in Auktion
- **t_0 : Förderzusage und Antrag auf Netzanschluss**
- **Bis ein Jahr vor t_1 :** Bei nicht ausreichender Netzkapazität in Netzabschnitt des NVP: Möglichkeit sich auf Option 1 (FCA) oder Option 2 (warten) zu verständigen
- **t_1 : begehrter Anschlusszeitpunkt des Projektierers**
- **t_2 : Netzkapazität für Anschluss gemäß SAL ausgebaut**
 - Netzbetreiber muss t_2 bereits zum Zeitpunkt t_0 verbindlich benennen
 - t_2 darf maximal vier Jahre nach t_1 liegen
 - Ist erforderlicher Ausbau zu t_2 nicht erfolgt wird Anlagenbetreiber für Redispatch voll kompensiert, für Netzbetreiber gilt Fallback-Option bis Netzausbau erfolgt

Flexibilität für erhöhte EE-Nachfrage durch markt- und netzdienliche Preisanreize, Vergütung von Flexibilität am Kapazitätsmarkt und Abbau von Hemmnissen



Markt- und netzdienliche Preisanreize

- **Dynamische Tarife** zum Anreiz einer marktorientierten Betriebsweise von Verbrauchern, Industrie und Speichern
- Praxistaugliche **zeitvariable/dynamische Netzentgelte** als ergänzendes netzbezogenes Preissignal, das mit Marktpreissignal superponiert
 - Pragmatische Vereinfachungen gegenüber voll-dynamisierten NNE
 - Systemdienlichkeit anreizende NNE auch für Speicher
 - Ergänzend kurative Elemente wie §14a EnWG und Steuerungsrollout ausweiten



Vergütung von Flexibilität in Kapazitätsmarkt

- Kurzfristige Kapazitätsauktionen für **no-regret Kapazitäten**
- **Technologieneutrale** Einbindung von Flexibilitäten inkl. Speicher und Nachfrageflexibilität in **zentralen Kapazitätsmarkt**
- **Verursachungsgerechte, dynamische Kapazitätsmarktumlage** als zusätzliches Flexibilitätssignal



Wegfall von Hemmnissen für Sektorkopplung

- Produktionsbedingungen für die Herstellung von **Elektrolyse-Wasserstoff** anpassen, um nationale Produktionskosten zu senken
- Berücksichtigung von PtH als **grüne Wärme** zur Erhöhung der flexiblen Nachfrage von E-Kesseln
- **Physische Direktbelieferung** „Behind-the-Meter“ anreizen und Umsetzung vereinfachen

Case-Study mit BET-Strommarktmodell zeigt den volkswirtschaftlichen Mehrwert von systemdienlicher EE-Integration und Flexibilität im Stromsystem auf

Betrachtete Szenarien



Strommarktdesign mit bestehenden Fehlanreizen bei EE-Auslegung und Flexibilitäten

Aktueller EE-Förderrahmen: nicht-systemdienliche Anlagenauslegung und starker Netzausbaubedarf; Hemmnisse beim Ausbau von Flexibilitäten



Strommarktdesign mit systemdienlicher Auslegung von EE-Anlagen

Überarbeitung des EE-Förderrahmens gemäß SAL-Konzept: systemdienliche Auslegung von EE-Anlagen mit Überbauung über SAL sowie PV + Batterie Co-Location



Strommarktdesign mit systemdienlicher Auslegung von EE-Anlagen und Flexibilitäten

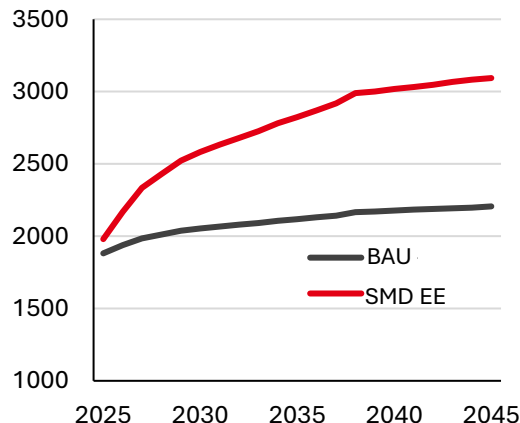
Ergänzend zu SMD EE zusätzliche Anreize für Flexibilitäten: stärkerer Speicherausbau, Verbraucherflexibilität, Biomasse-Überbauung, Ausbau von PtX-Anlagen

Case Study

- Die Case-Study auf Basis des Szenario NEP B des genehmigten Szenariorahmens NEP 2025-2037/2045
- Stromnachfrage und EE-Erzeugungspotenzial werden in den drei Szenarien der Case-Study konstant gehalten.
 - **BAU-Szenario:** EE-Anlagen werden nach bisheriger Logik angeschlossen und ausgelegt (Leistungsoptimierung, geringe Parkwirkungsgrade). Zudem: eingeschränkter Hochlauf von Flexibilitäten (Prosumer, Batterien, Elektrolyseure, Biomasse-Überbauung) aufgrund fehlender bzw. nicht zielführender Anreize.
 - **SMD EE-Szenario:** Netzanschlussleistung für EE-Technologien gemäß SAL-Konzept. Windenergieanlagen werden systemdienlicher mit hohen Vollbenutzungsstunden ausgelegt und vermehrt Batterien in Co-Location zu PV-Anlagen verbaut.
 - **Szenario SMD EE+Flex:** Zusätzlich werden Flexibilitäten gemäß NEP vollständig ausgereizt und eine starke Überbauung von Biomasseanlagen unterstellt.
- Berechnung der Kostenentwicklung über fundamentales Strommarktmodell und Netzkostensensitivitäten

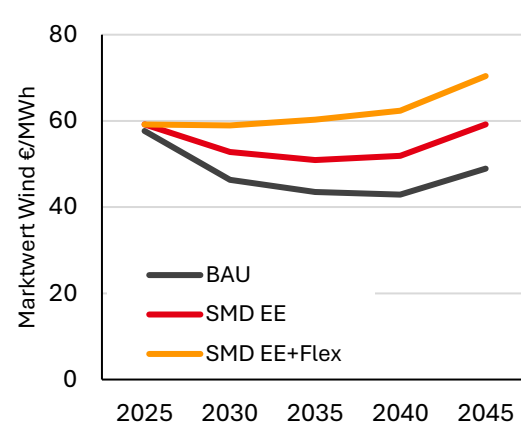
Systemdienliche Auslegung stärkt Wirtschaftlichkeit von EE-Erzeugern bei gleichzeitiger Reduktion der Systemkosten

Volllaststunden



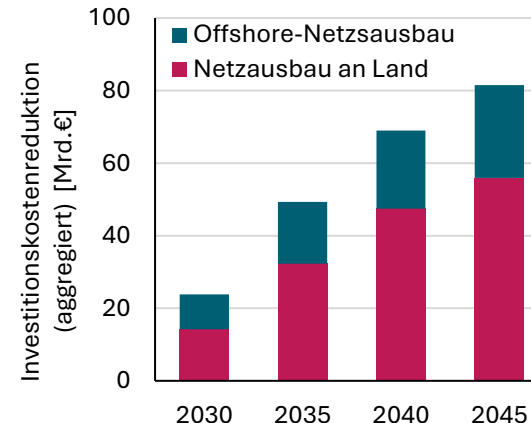
Eine systemdienliche Auslegung von Windparks kann die nationalen Wind-Volllaststunden langfristig um fast **1.000 h/a erhöhen**

Marktwerte



Die Marktwerte der EE steigen durch die Maßnahmen deutlich und reduzieren damit den EE-Förderbedarf

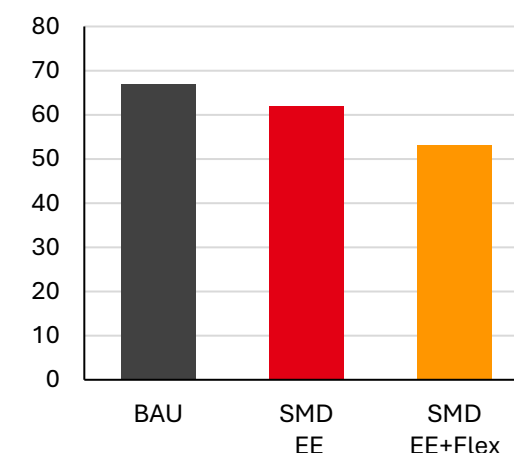
Netzausbaukosten



Der geringere Bedarf an Anschlussleistung bei systemdienlicher Auslegung vermeidet Investitionen Netzausbau in Höhe von ca. **80 Mrd. €** bis zum Jahr 2045

Diese wirken regulatorisch deutlich über 2045 hinaus

Bedarf Backup-Kapazitäten

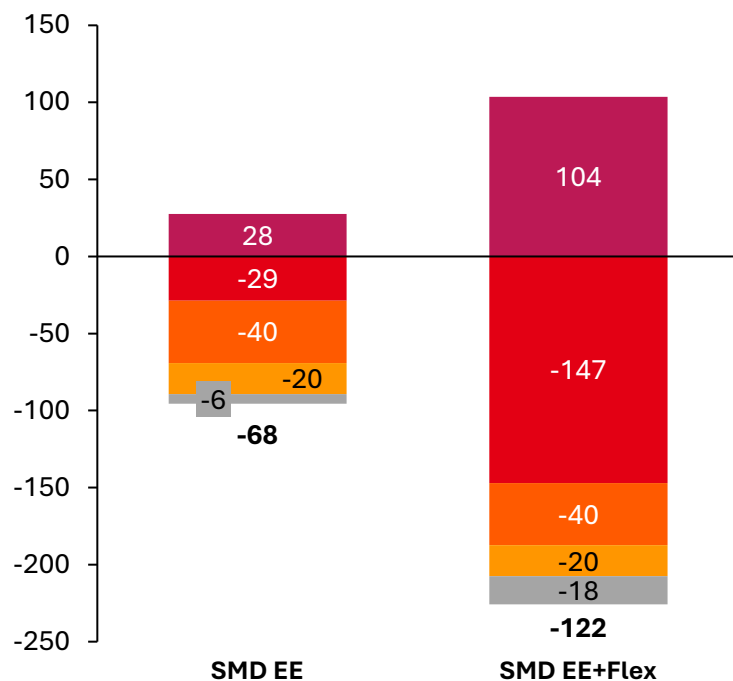


Durch die Einbindung von Flexibilität in Kapazitätsmechanismen sinkt der Bedarf an Backup-Kapazitäten bis 2045 um bis zu **ca. 18 GW**

Die Case-Study demonstriert, dass eine systemdienliche Auslegung von EE-Anlagen und Flexibilitäten die Stromkosten bei vorsichtiger Abschätzung bis zu 122 Mrd. € bis 2045 reduziert

Änderung der Stromkosten bis zum Jahr 2045*

in Mrd. €, real 2025



Ergebnisse der Case-Study



Strommarktdesign mit bestehenden Fehlanreizen bei EE-Auslegung und Flexibilitäten

- Hohe EE-Anschlussleistung mit hohem Netzausbaubedarf
- Hohe EE-Förderkosten wegen stark sinkenden Marktwerten
- Hoher Bedarf an Back-up Gaskraftwerken



Strommarktdesign mit systemdienlicher Auslegung von EE-Anlagen

- Sinkende EE-Förderkosten durch steigende Marktwerte trotz höherer anzulegender Werte (Gebotspreise)
- Sinkender Netzausbaubedarf durch EE-Auslegung



Strommarktdesign mit systemdienlicher Auslegung von EE-Anlagen und Flexibilitäten

- Weiter sinkende EE-Förderkosten, da Flexibilitäten die EE-Marktwerte erhöhen
- Sinkender Bedarf an Back-up Gaskraftwerken

68 Mrd. €
Ersparnis*

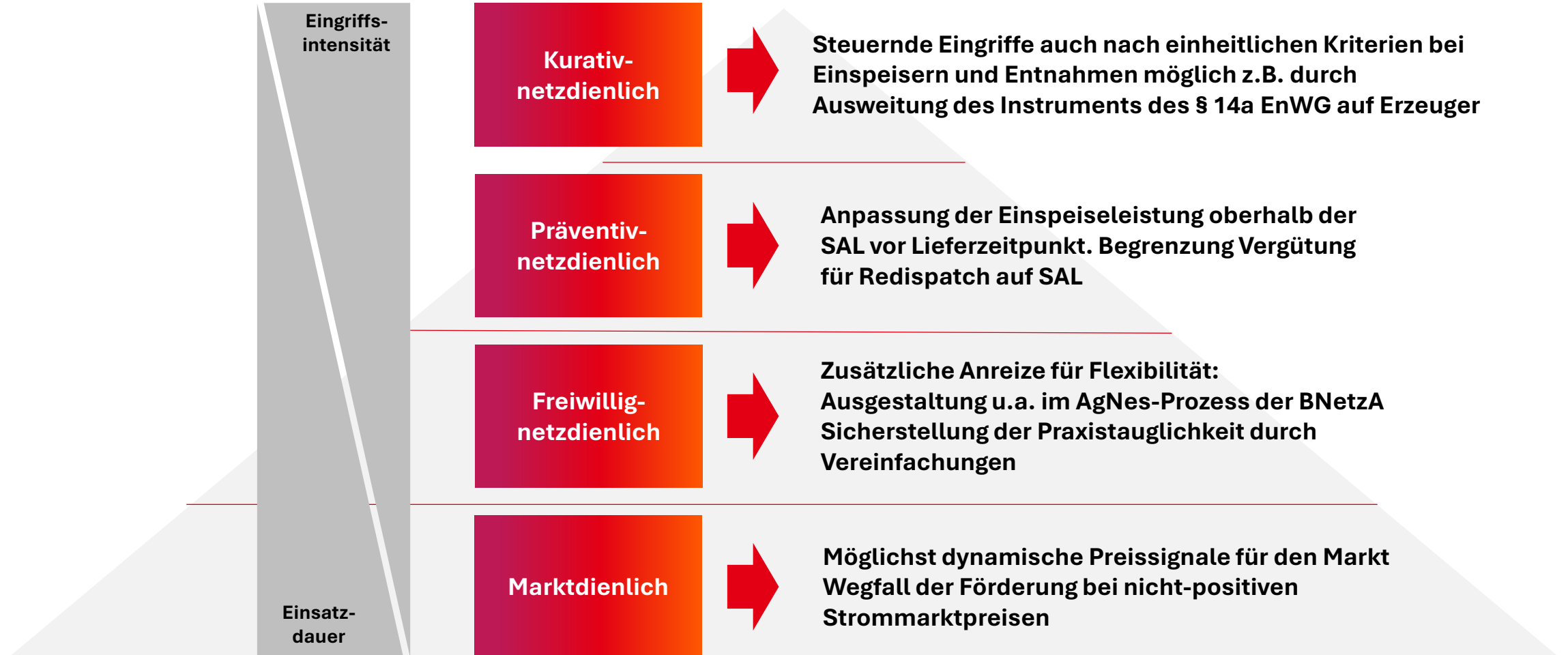
122 Mrd. €
Ersparnis*

Weitere im Monitoring-Bericht adressierte große Einsparpotenziale möglich (z.B. durch umfassende Anwendung NOXVA-Prinzip in Netzplanung und Anwendung kurativer Maßnahmen wie § 14a oder Offshore-Optimierung, etc.).

Der entwickelte Marktdesignvorschlag adressiert die im Monitoringbericht definierten Wirkungsbereiche systemdienlicher Flexibilität

Wirkungsbereiche systemdienlicher Flexibilitätsinstrumente

BET-Vorschlag für systemdienliches Marktdesign



Fazit

1

Systemkosten senken

Durch das SAL-Konzept werden Netzausbaubedarfe gesenkt und Redispatchkosten reduziert.

2

EE- und Netzausbau synchronisieren und vorantreiben

Kalkulierbarkeit unterhalb der SAL schafft Investitionssicherheit für weiteren EE-Ausbau. Netzausbau wird weiterhin angereizt. Anreize für den Abschluss systemdienlicher und diskriminierungsfreier FCA.

3

Förderkosten senken und Flexibilität fördern

Systemdienliche Anlagenauslegung und zusätzliche Nachfrage bedingt durch Flexibilitäten steigert Marktwerte der Erneuerbaren.

Flexibilität fördern und systemdienlich anreizen.

4

Kosteneffizienz steigern

Case Study zeigt Einsparpotenziale von über 120 Mrd. € bis 2045 bzw. darüber hinaus. Weitere Einsparungen durch Umsetzung der Empfehlungen des Monitoring-Berichts möglich.

Ihre Ansprechpartner

BET Consulting GmbH

Standort Berlin

Krausenstraße 8
D-10117 Berlin

Telefon +49 30 2418991-80

Standort Aachen

Alfonsstraße 44
D-52070 Aachen

Telefon +49 241 47062-0



Ralph Kremp
Partner

T. +49 30 2418991-81
ralph.kremp@bet-consulting.de



Dr. Alexander Kox
Geschäftsführer

T. +49 241 47062-420
alexander.kox@bet-consulting.de



Dr. Michael Ritzau
Assoziierter Partner

T. +49 241 47062-420
michael.ritzau@bet-consulting.de



Dr. Lukas Löhr
Leiter Kompetenzteam
Energiamarktmodelle &
Preisprognosen

T. +49 241 47062-436
lukas.loehr@bet-consulting.de



Stefan Mischinger
Senior Manager

T. +49 30 2418991-83
stefan.mischinger@bet-consulting.de



Johannes Kempen
Senior Consultant

T. +49 241 47062-701
johannes.kempen@bet-consulting.de

Anschrift & Kontaktdaten

BET Consulting GmbH

info@bet-consulting.de | www.bet-consulting.de

Standort Aachen

Alfonsstraße 44
D-52070 Aachen

Telefon +49 241 47062-0

Standort Berlin

Krausenstraße 8
D-10117 Berlin

Telefon +49 30 2418991-80

Standort Leipzig

Floßplatz 31
D-04107 Leipzig

Telefon +49 341 30501-0

Geschäftsführer:

Dr. Alexander Kox | Dr. Olaf Unruh

Sitz der Gesellschaft: Aachen

Registergericht: Aachen

Handelsregister: HRB 5731

