



Ein Strommarktdesign für die Erneuerbaren Energien

Erneuerbare übernehmen Systemverantwortung, sichern nachhaltig die Energieversorgung und sorgen damit für Klimaschutz und Wertschöpfung



Einführung

Dr. Simone Peter
Präsidentin Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.

Die Relevanz des Ausbaus Erneuerbarer Energien

Ausbau Erneuerbarer Energien (EE)

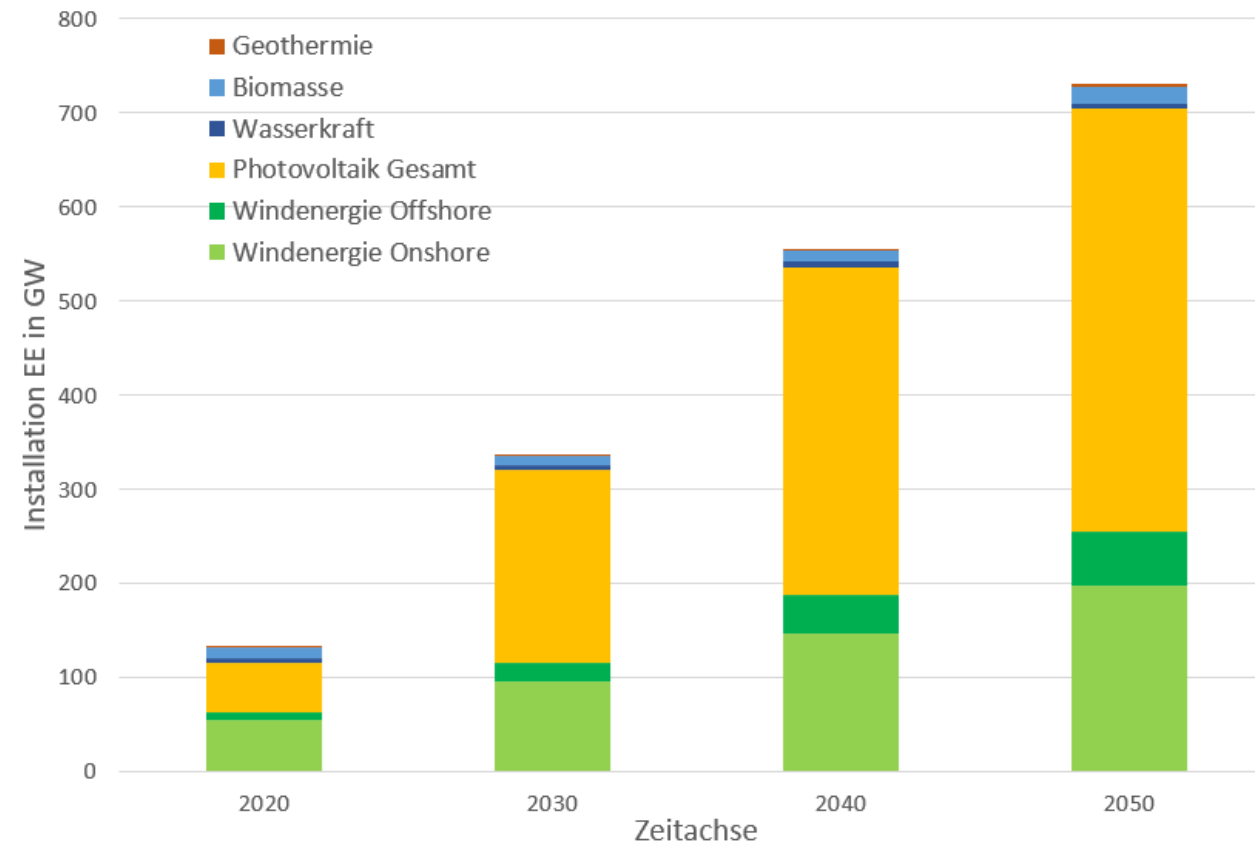
- Zum Erreichen der Klimaziele ist ein beschleunigter Ausbau der EE zwingend.
- Die Studie adressiert hierbei bereits die im Koalitionsvertrag aktuellen Herausforderungen (u.a. 200 GW PV bis 2030).
- V.a. der Ausbau von Photovoltaik und Windenergie ist zu vervielfachen.
- Insgesamt benötigt Deutschland über 700 GW an Erneuerbarer Leistung.

Herausforderung

- Der Ausbau der Erneuerbaren Energien bedingt eine betriebswirtschaftliche Grundlage.

Resultat

- Klimaneutralität bis 2045 ist mit entsprechender Ambition realisierbar.



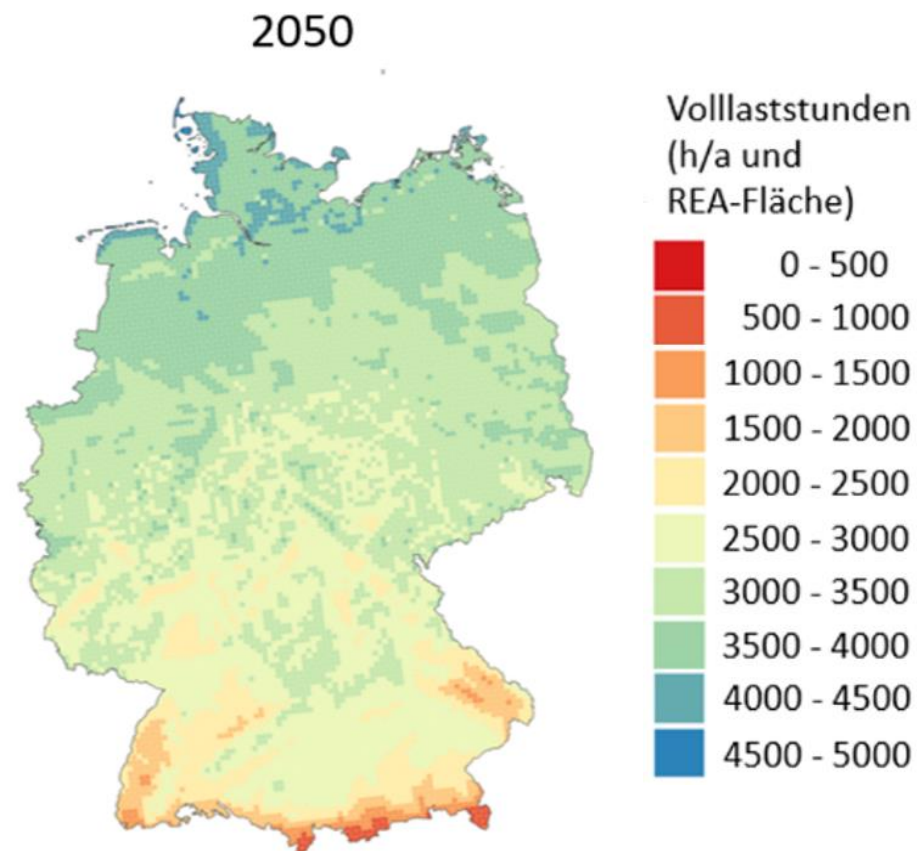
Zentraler Vorteil der Erneuerbaren Energien liegt in ihrer Dezentralität

Koalitionsvertrag:

„Den dezentralen Ausbau der Erneuerbaren Energien wollen wir stärken.“

Vorteile der Erneuerbaren Energien

- Erneuerbare Energien erzeugen klimafreundlichen Strom.
- Erneuerbare Energien ermöglichen die Teilhabe aller Bürgerinnen und Bürger an der Energiewende.
- Erneuerbare Energien können überall in Deutschland betrieben werden.
(Beispiel rechts: Volllaststunden Windenergie im Jahr 2050)



Warum ein neues Strommarktdesign?

Während bisherige Studien bei der Betrachtung der Transformation des Energiesektors im Wesentlichen auf den volkswirtschaftlichen Rahmen für den EE-Ausbau fokussieren, betrachtet die BEE-Studie auch die Sicherstellung des betriebswirtschaftlichen Rahmens.

Der Energiemarkt muss sich für alle Marktakteure lohnen und folgende Bedingungen erfüllen:

1. Die Kosten der Stromproduktion müssen durch die Erlöse gedeckt werden.
2. Strom darf kein Luxusgut werden.
3. Die für die Energiewende benötigten Flexibilitäten* müssen sich rechnen.
4. Die Versorgungssicherheit muss gewährleistet sein.

*Definition Flexibilitäten:

Flexibel steuerbare Elemente im Energiesystem gibt es sowohl auf der Verbraucher-, Speicher- sowie der Erzeugerebene. Sie orientieren sich hierbei in ihrer Erzeugung/ihrem Verbrauch an der Einspeisung volatil dargebotsabhängiger Erneuerbarer Energien (Wind und Photovoltaik).

Wer wirkte an der Studie mit?

Zur **fachlichen Bearbeitung** der Studie sind die beiden Fraunhofer Institute ISE und IEE beauftragt worden.

Fachliche
Umsetzung



Die **juristische Bewertung** der geplanten Maßnahmen nahm die Kanzlei BBH vor.

Juristische
Umsetzung



In über 10 Workshops wurden Fragen und Lösungen mit **Stakeholdern** aus der gesamten Breite der Energiewirtschaft besprochen.

Beiräte
Stakeholder

Über 70 Unterstützer aus allen Bereichen der Energiewirtschaft

Spezielle Themen zu Stromnetzen und Marktdesignfragen wurden mit den **4 ÜNB** als auch mit den **Strombörsen** diskutiert.

ÜNB +
Strombörse



Die BEE Strommarktdesignstudie ist mit Unterstützung einer breiten fachlichen Expertise entstanden.

Die BEE Strommarktdesignstudie wird unterstützt von über 70 Stakeholdern aus der Energiebranche



Über 70 Stakeholder aus der gesamten Energiebranche und deren Arbeitstiefe unterstützen die BEE-Strommarktdesignstudie.

Koalitionsvertrag Plattform „Klimaneutrales Stromsystem“

Koalitionsvertrag:

„Dazu setzen wir gemeinsam als Bundesregierung und Koalitionsfraktionen eine Plattform „Klimaneutrales Stromsystem“ ein, die 2022 konkrete Vorschläge macht und Stakeholder aus Wissenschaft, Wirtschaft und Zivilgesellschaft einbezieht.“

Die Strommarktdesignstudie des BEE ist der erste fachliche Beitrag für die im Koalitionsvertrag angekündigte **Plattform „Klimaneutrales Stromsystem“**.

Die Erneuerbare-Energien-Branche unterstreicht damit ihre Bereitschaft, Verantwortung für das Gesamtsystem zu übernehmen.

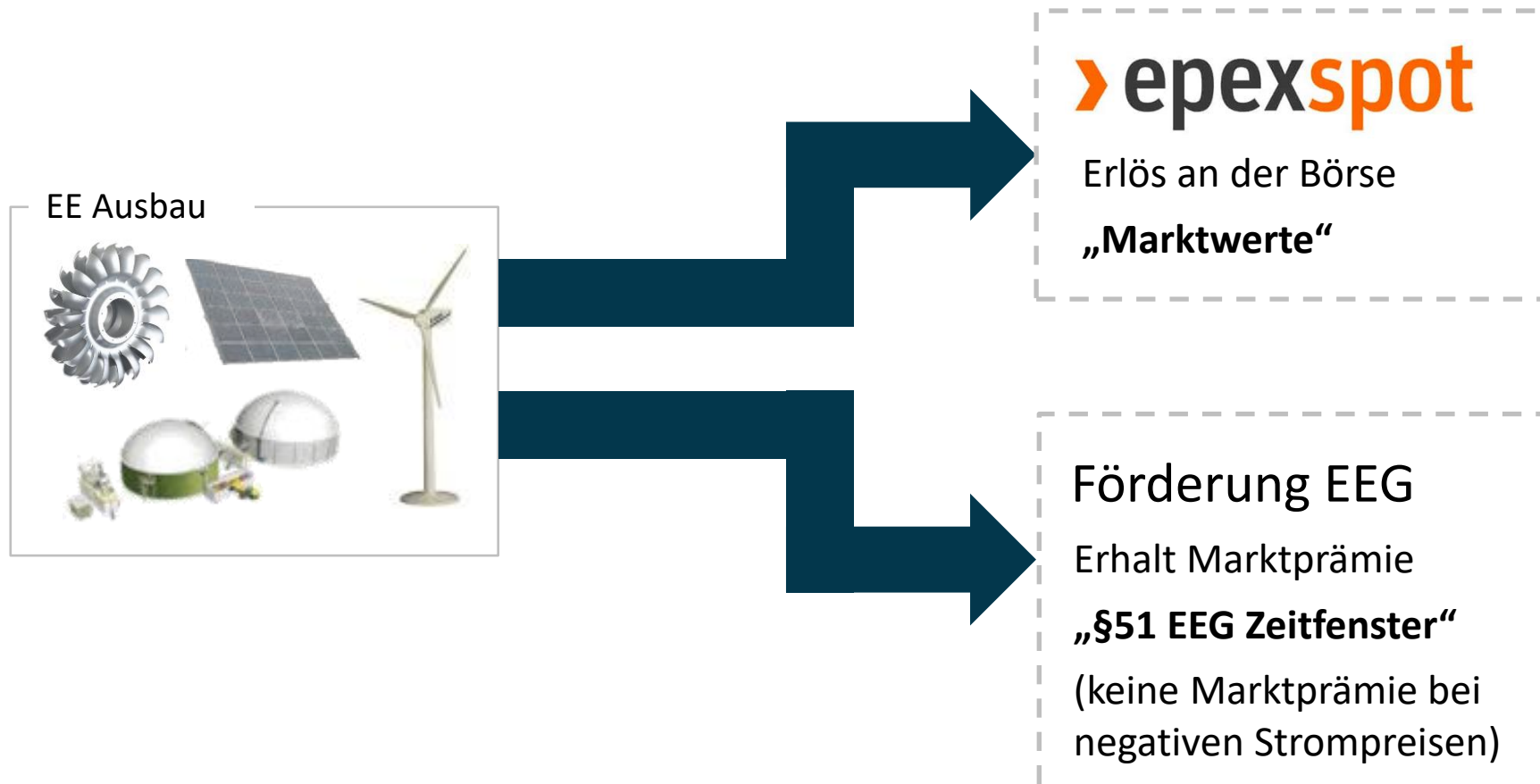


Vorstellung der Studie **„Neues Strommarktdesign für die Integration fluktuierender Erneuerbarer Energien“**

Dr. Matthias Stark
Leiter Erneuerbare Energiesysteme des BEE

- | | |
|---|--|
| 1 | Hintergrund der Strommarktdesignstudie |
| 2 | Aufbau der Strommarktdesignstudie |
| 3 | Zentrale Ergebnisse der Strommarktdesignstudie |

Für den Ausbau Erneuerbarer Energien ist eine betriebswirtschaftliche Grundlage notwendig.



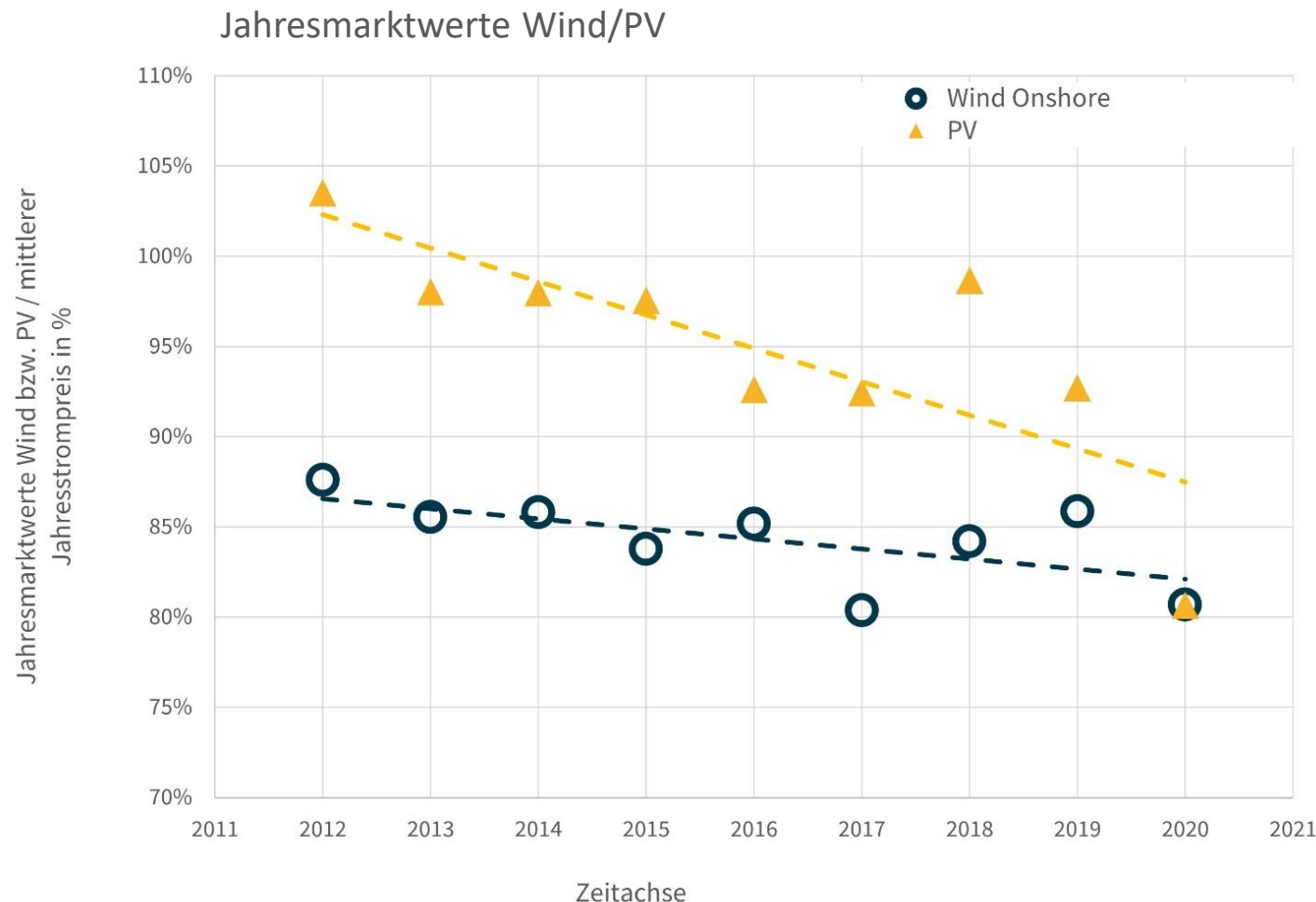
Entwicklung der Marktwerte Erneuerbarer Energien an der Strombörse

Herausforderungen

- Der Marktwert von Wind und PV sinkt seit Jahren gegenüber dem mittleren Marktniveau.
- Ist das Marktniveau niedrig, sind weder ein Weiterbetrieb noch Neuanlagen außerhalb der Förderung wirtschaftlich.

Lösungen

- Schaffung ausreichender Flexibilitäten zur Stabilisierung der Marktwerte Erneuerbarer Energien.



Entwicklung nicht vergüteter Strommengen innerhalb einer EEG Förderung

In Zeitfenstern* negativer Strompreise erhalten neue Anlagen keine Förderung im EEG
(siehe §51 EEG 2021).

Entwicklung §51 Mengen

- Starker Anstieg der nicht vergüteten §51 EEG-Energiemengen in den letzten Jahren.

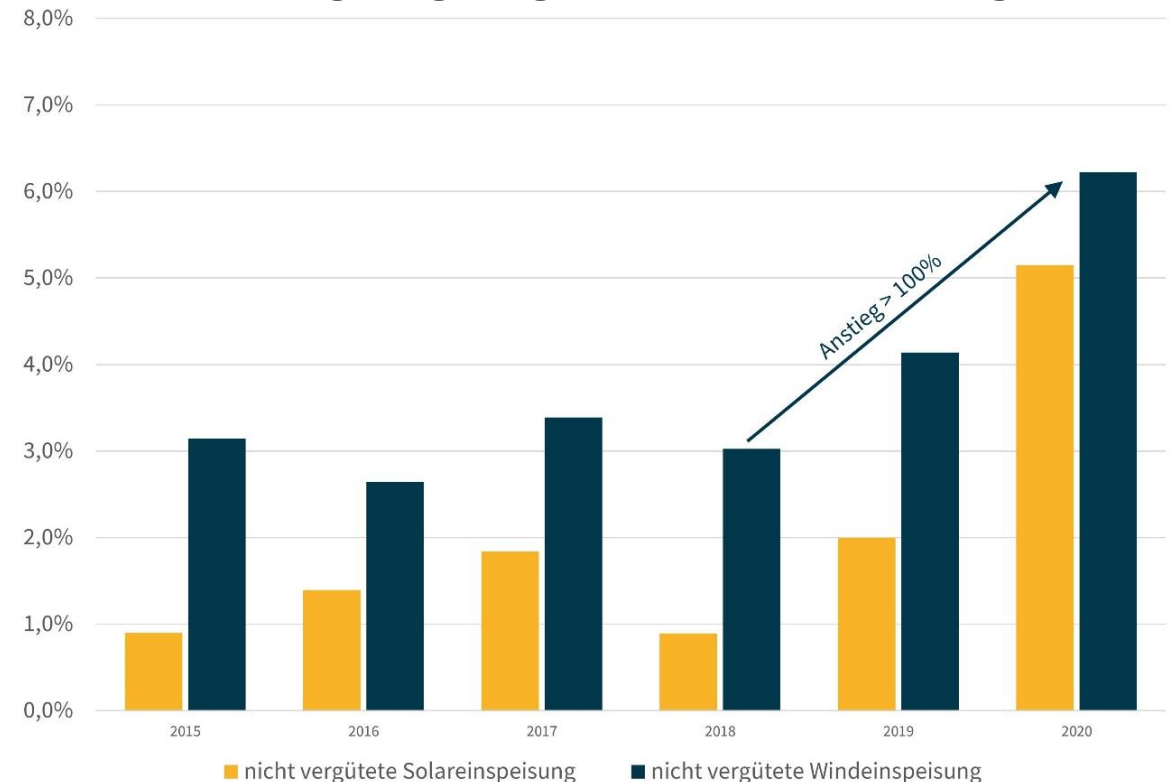
Herausforderung

- Aufgrund des klimapolitisch notwendigen EE-Ausbaus würde ohne die Schaffung ausreichender Flexibilitäten der §51 EEG Rahmen die Wirtschaftlichkeit der Erneuerbaren Energien gefährden.

Lösung

- Schaffung ausreichender Flexibilitäten zur Verhinderung negativer Strompreise.

Nicht vergütungsfähige erneuerbare Strommengen

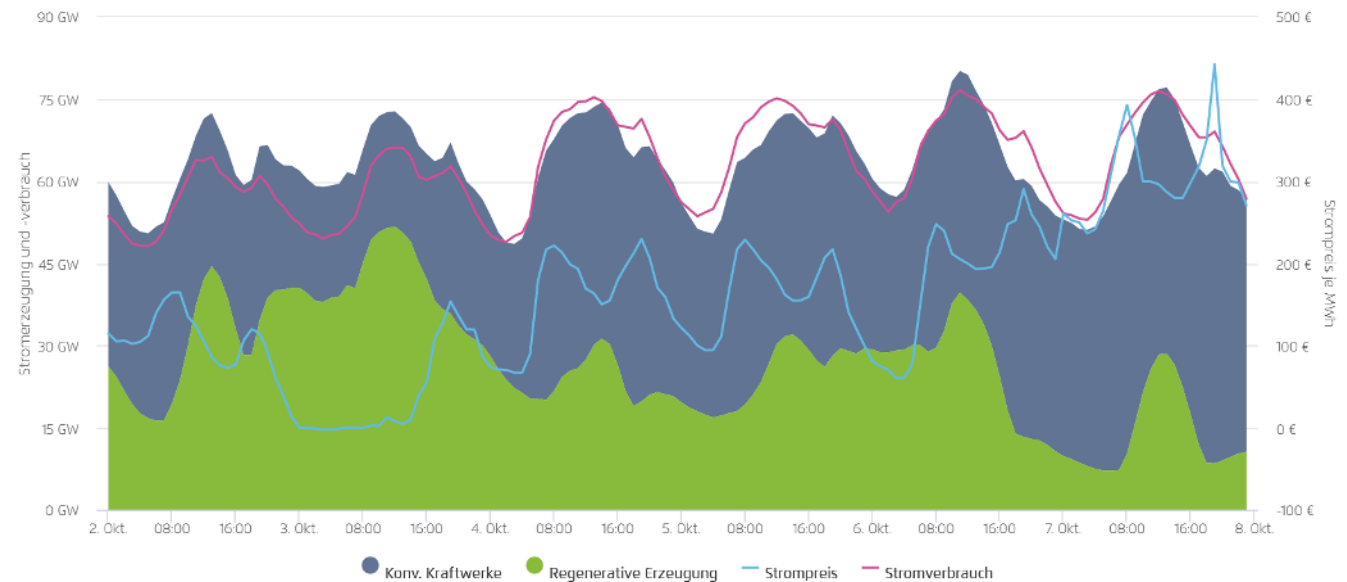


Aktuelles Marktniveau

- Aufgrund externer Effekte (u.a. CO₂-Preis, Gaspreis, Gasspeicherfüllstand, usw.) kommt es aktuell zu sehr hohen Kosten des **preissetzenden Grenzkraftwerks**.
- Auswirkungen sind auch auf den Terminmarkt für die nächsten Quartale sichtbar.

Keine Nachhaltigkeit

- Mit Beruhigung des Gasmarktes werden auch die Strompreise geringer. Dies ist bereits am Terminmarkthandel für die Frontjahre 2023 und später zu sehen. Ein hoher EE-Ausbau kompensiert den steigenden CO₂-Preis.
- **Sofern die volatilen EE hohe Einspeisung realisieren (Bsp. 3.10.21), kommt es dennoch weiterhin zu negativen Strompreisen.**



Bildquelle: www.agora-energiewende.de/service/agorameter

Analyse Strommarkt 2021

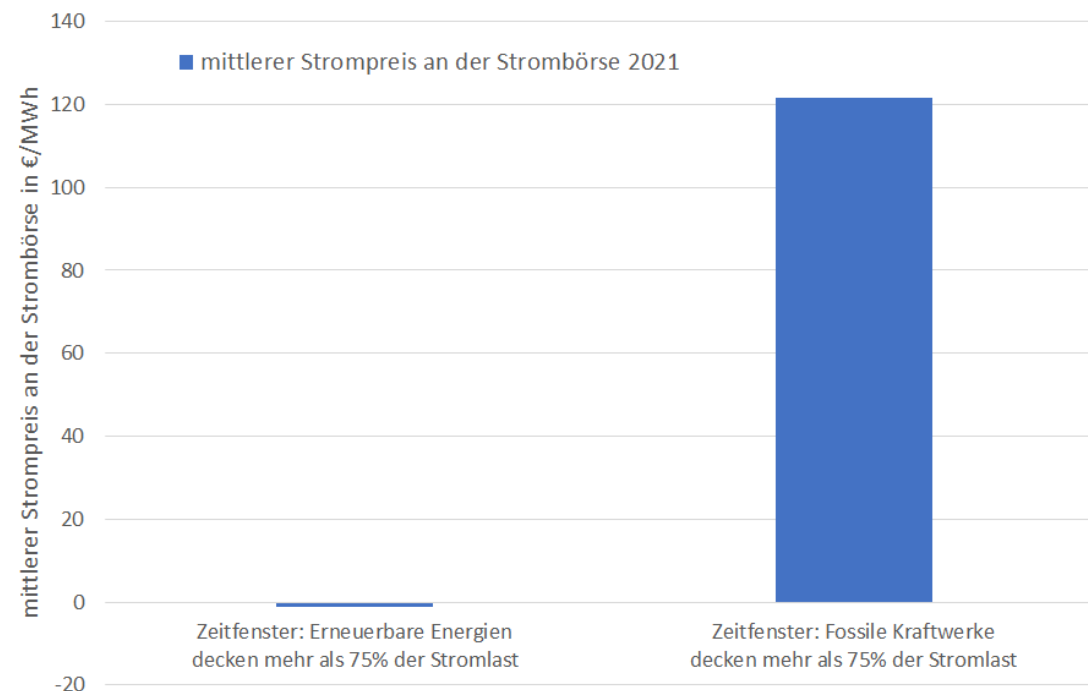
Stunden mit hohen EE bzw. fossile Anteilen

! Mehr Erneuerbare Energien = sinkende Strompreise !

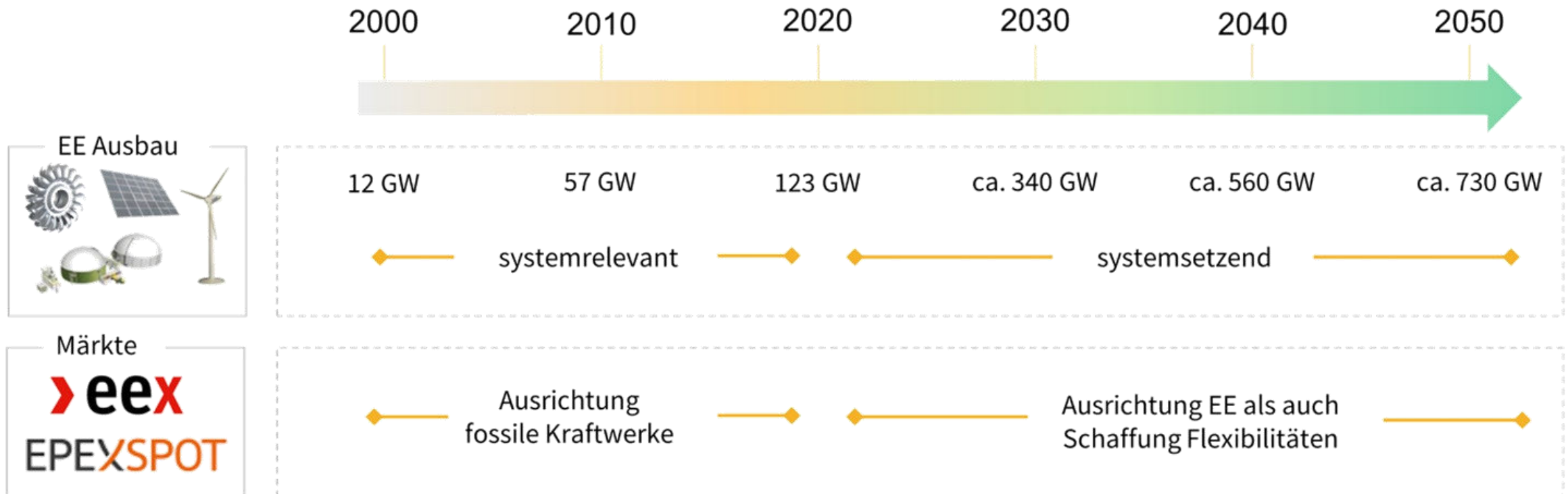
- Decken die volatil **Erneuerbaren Energien mehr als 75%** der stündlichen Stromlast Deutschland so war 2021 der mittlere Strompreis in diesen Stunden negativ.
- Decken hingegen die **fossilen Kraftwerke mehr als 75%** der stündlichen Stromlast in Deutschland lag der mittlere Strompreis 2021 bei über 120 €/MWh.

Herausforderung für die Energiewende:

- Bei anhaltendem hohem Strompreisniveau rechnen sich Investitionen in bestimmte, dringend benötigte Flexibilitäten nur bedingt.
 - Stärkere Steigung des Marktwertverfalls und Ausweitung negativer Strompreise
 - Verfehlung der Klimaziele bis 2045



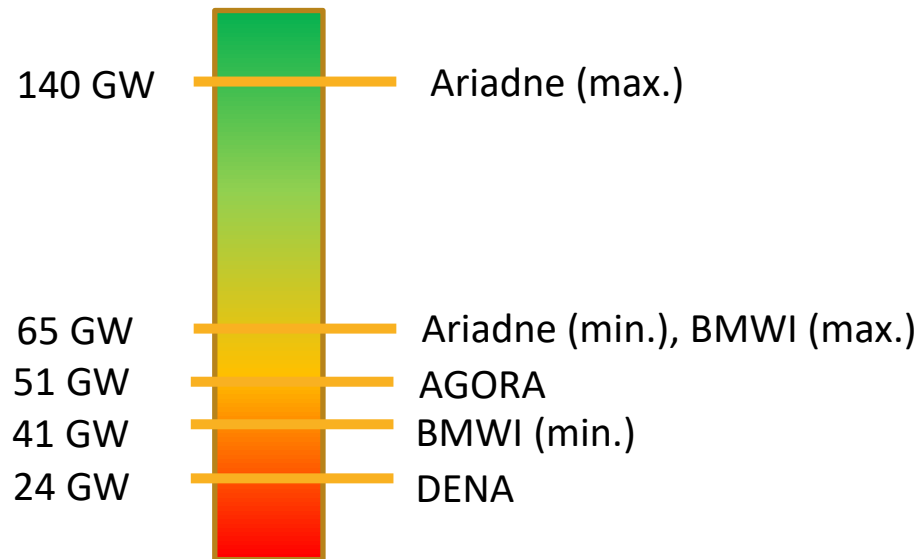
Umsetzung der Energiewende bedingt Neuausrichtung der Märkte



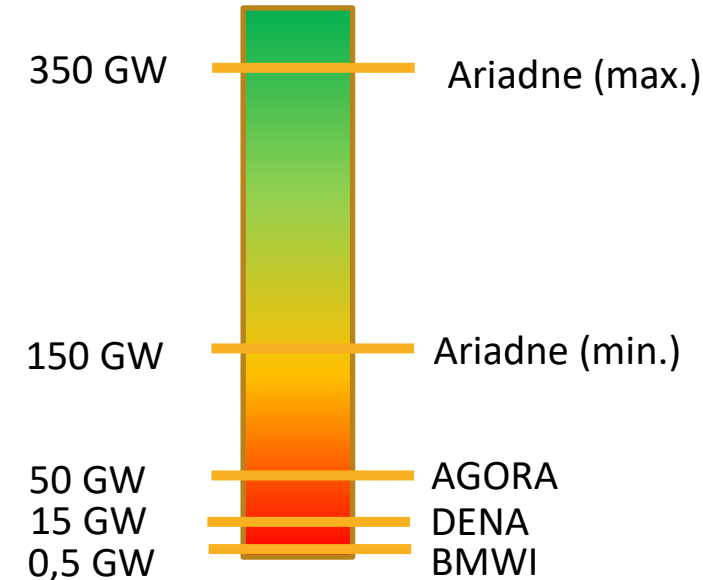
Die Erneuerbaren Energien wurden im Zuge der Energiewende systemsetzend.
Die Märkte müssen sich auf die Erneuerbaren Energien und Finanzierbarkeit von Flexibilitäten ausrichten.

Wie viel Flexibilitäten* werden für eine erfolgreiche Energiewende benötigt?

Elektrolyse



Batterieausbau



* Am Beispiel von Batteriezubau und Elektrolyse in Deutschland. Weitere Flexibilitäten existieren.

Aktuelle Studien zeigen ein sehr diffuses Bild benötigter Flexibilitäten.

Pfade zur Energiewende

Beispiel: BMWi Langfristszenarien

Unterschiedliche Pfade der Energiewende bedingen unterschiedliche Rahmen.

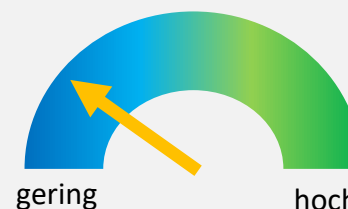
Pfad: **Klimazielerreichung über externe Pfade:**

- EE-Ausbau in Deutschland begrenzt
- hoher Stromnettoimport
- überdurchschnittlicher Netzausbau zum Ausland (Grenzkuppelstellen)
- geringer wirtschaftlicher Rahmen für Flexibilitäten in Deutschland

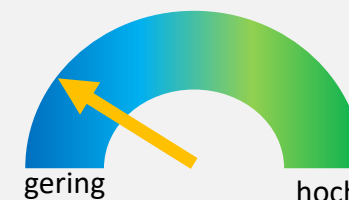
Fazit

- Es besteht eine starke Abhängigkeit von anderen Staaten zur Erreichung der eigenen Klimaziele und der Versorgungssicherheit.

Ausbau Erneuerbare Energien in Deutschland

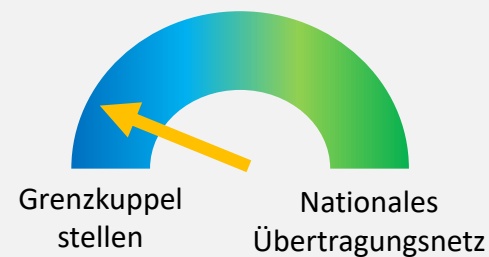


Bedarf an Flexibilitäten



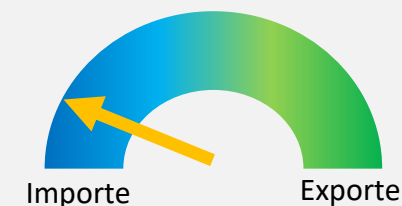
Erreichung der Klimaziele

Netzausbau



Netzausbau im externen und internen Pfad ähnlich

Netto Stromtransfer



Pfade zur Energiewende

Beispiel: BEE Strommarktdesign

Unterschiedliche Pfade der Energiewende bedingen unterschiedliche Rahmen.

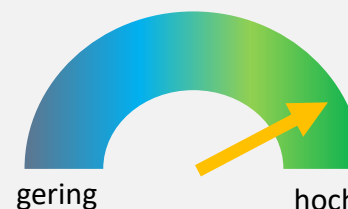
Pfad: **Klimazielerreichung über interne Pfade**

- EE-Ausbau in Deutschland hoch
- Netzausbau stärker im Inland
- Stromnettoexport
- hoher wirtschaftlicher Rahmen für Flexibilitäten in Deutschland

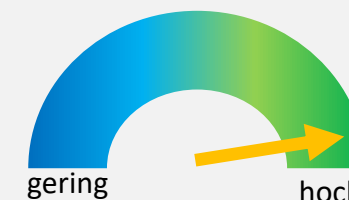
Fazit

- Reduktion Importabhängigkeit
- hohes heimisches Wirtschaftspotential
- hoher Bedarf an Flexibilitäten in Deutschland (Elektrolyseure, Speicher, PtH, usw.)

Ausbau Erneuerbare Energien in Deutschland

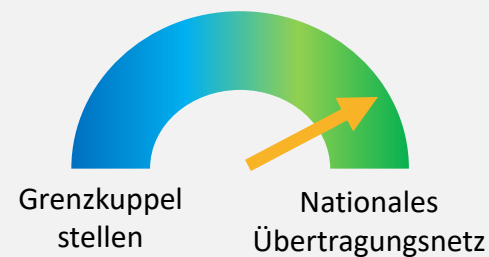


Bedarf an Flexibilitäten



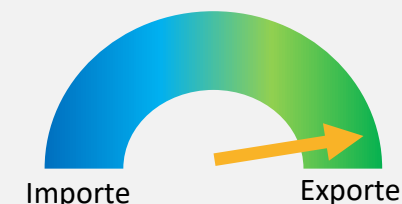
Erreichung der Klimaziele

Netzausbau



Netzausbau im externen und internen Pfad ähnlich

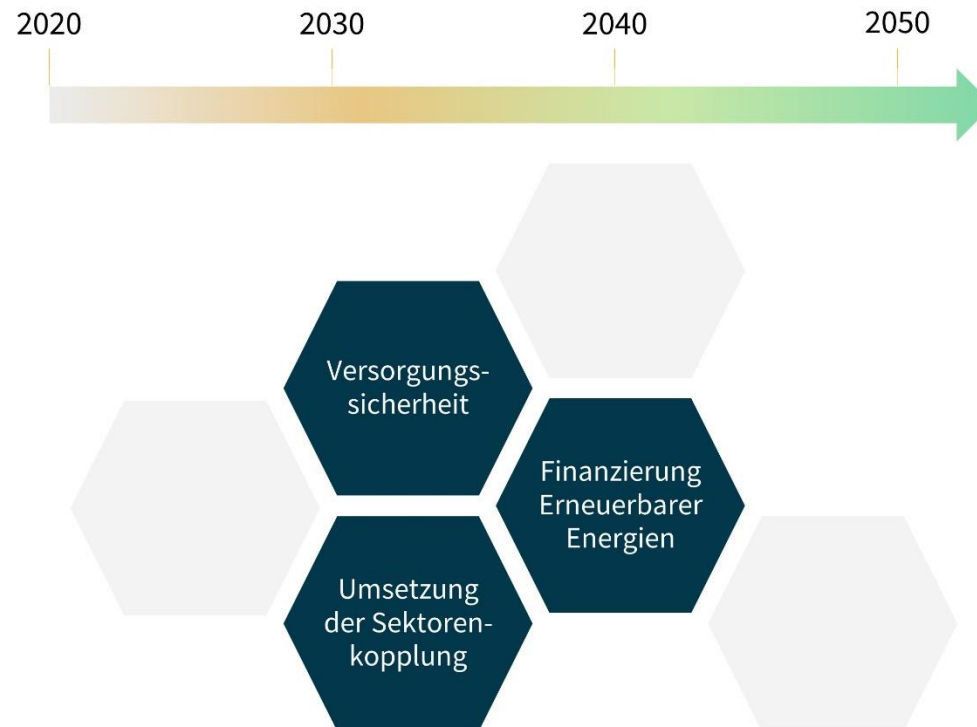
Netto Stromtransfer



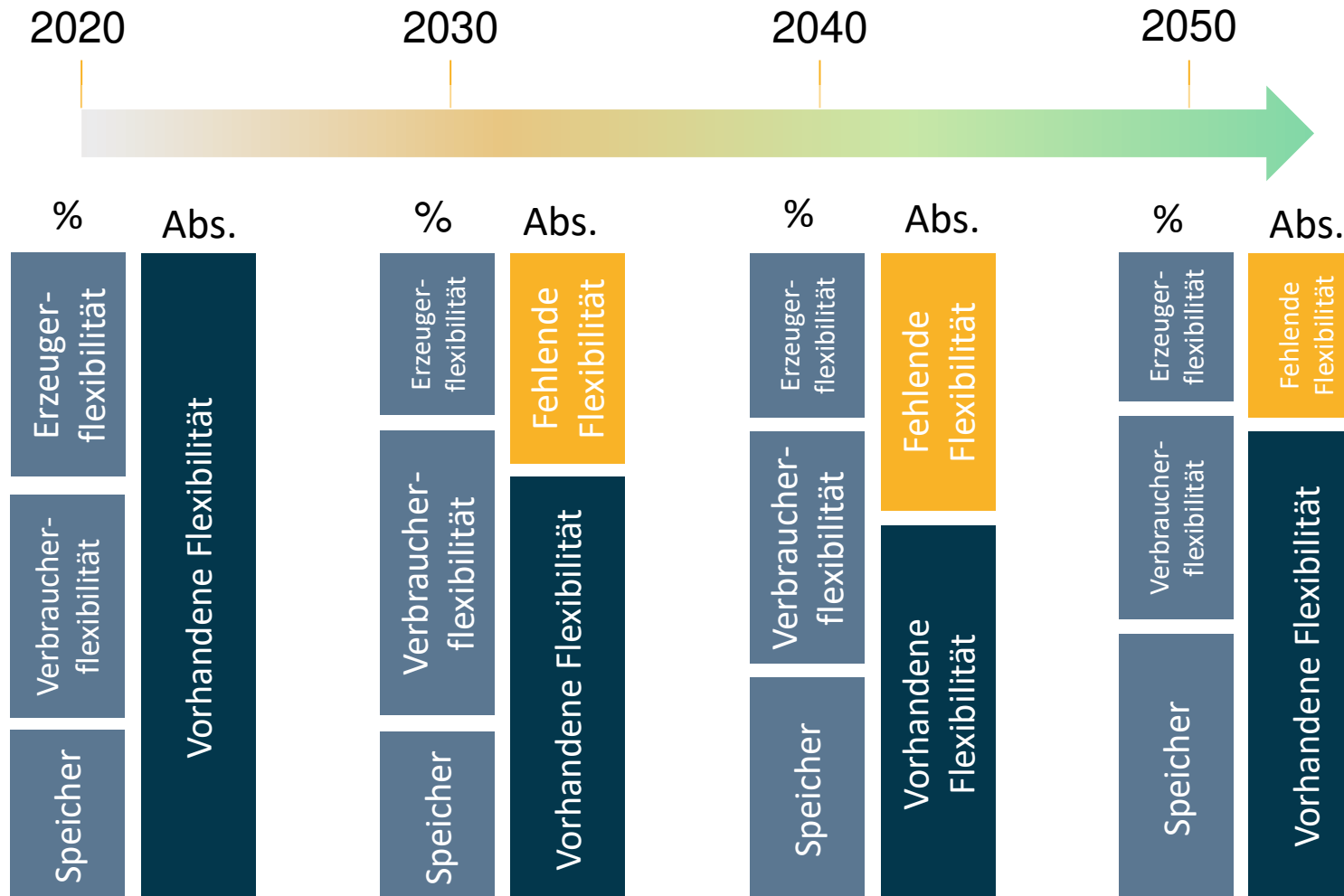
- 1 Hintergrund der Strommarktdesignstudie
- 2 **Aufbau der Strommarktdesignstudie**
- 3 Zentrale Ergebnisse der Strommarktdesignstudie

Warum bedarf es einer Strommarktdesignstudie?

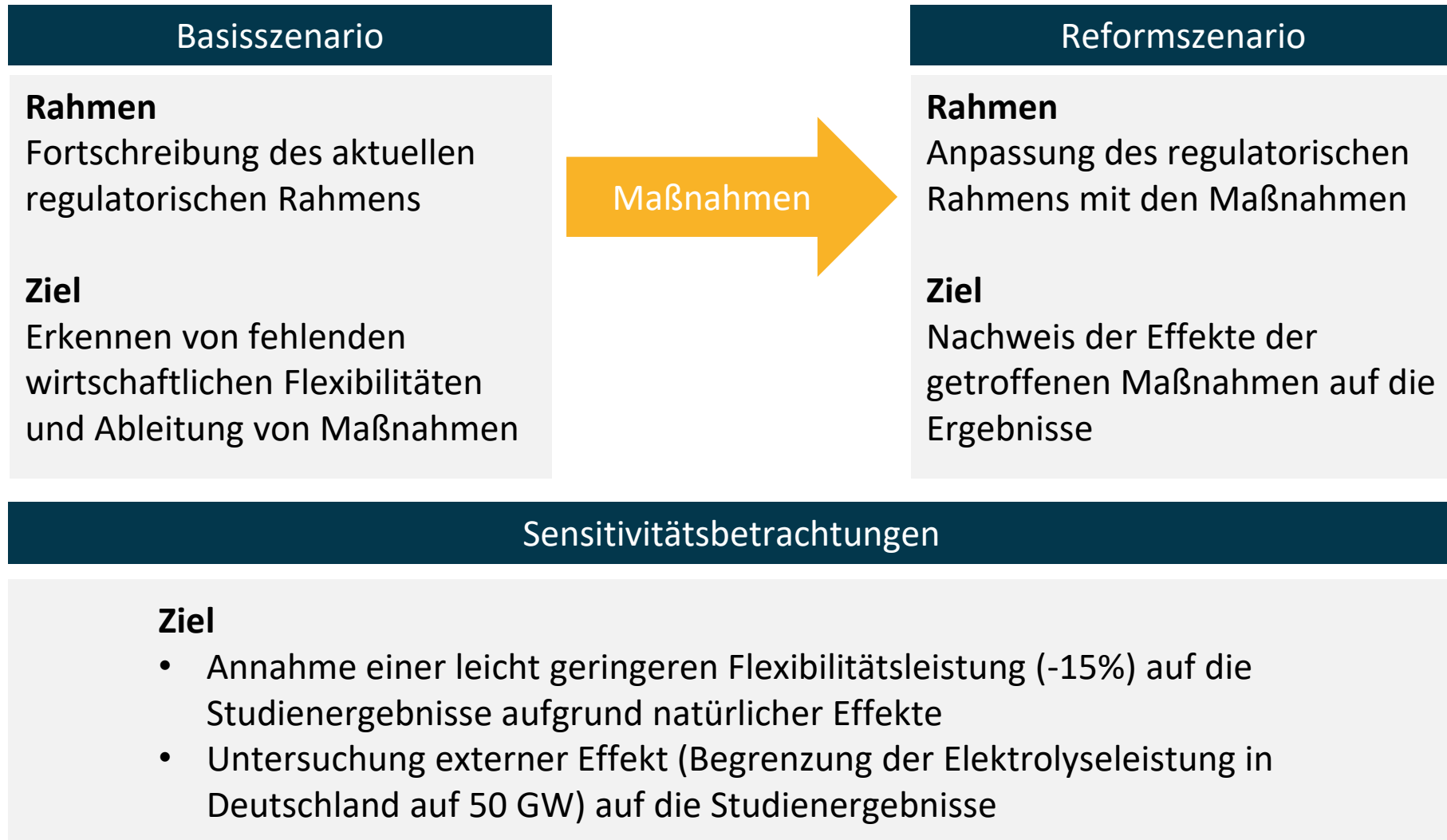
Viele der heutigen großen Studien zur Energiewende sind volkswirtschaftlich optimiert, betrachten aber den betriebswirtschaftlichen Rahmen der Flexibilitäten bzw. Erneuerbaren Energien hierzu kaum bzw. gar nicht.



Bestimmung fehlender Flexibilität für Zielerreichungen der drei Hauptfragen



Aufbau der BEE Strommarktdesignstudie

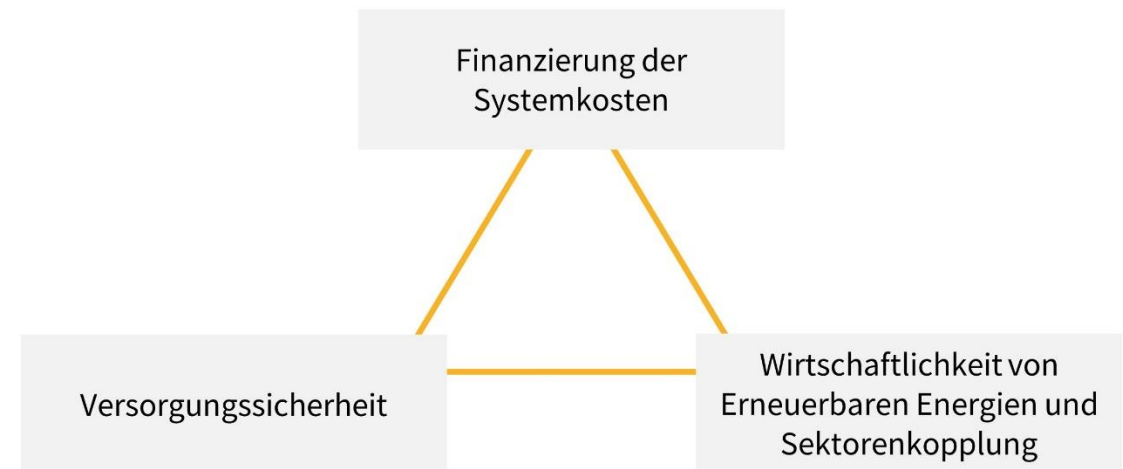


Übersicht über die zentralen Leitthemen der BEE Strommarktdesignstudie

Die Strommarktdesignstudie behandelt das Thema der **Betriebswirtschaftlichkeit der Erneuerbaren Energien und Flexibilitäten**.

Die Studie betrachtet die zentralen **Themen zur Versorgungssicherheit**. Neben der stündlichen Lastdeckung und des **Netzausbaus** liegt hierbei der Fokus auf Lastgradienten und die **Übernahme von Netzdienstleistungen durch Erneuerbare**.

Zusätzlich werden die **Finanzierung der Systemkosten** analysiert und allgemeine Fragen des neuen Marktdesigns beantwortet. Hierzu zählt, wie eine **Ausgestaltung eines Terminmarkts mit ausschließlich Erneuerbaren Energien** aussieht, oder auch, wie sich eine **Aufsplittung der deutschen Strompreiszone auf die Energiewende** auswirkt.



Agenda

- | | |
|---|--|
| 1 | Hintergrund der Strommarktdesignstudie |
| 2 | Aufbau der Strommarktdesignstudie |
| 3 | Zentrale Ergebnisse der Strommarktdesignstudie |

Exogene und Endogene Flexibilitätsleistungen

Basisszenario

Technologie/Szenariojahr	2030	2040	2050
Modellendogen:			
Quartiersbatteriespeicher	0 GW, 0 GWh	4,6 GW, 18,2 GWh	46,5 GW, 224,8 GWh
Elektrolyse	14,4 GW _{el}	48,9 GW _{el}	86,4 GW _{el}
Power-to-Methan	0,5 GW _{el}	0,5 GW _{el}	0,5 GW _{el}
Power-to-Heat (Fernwärme, Industrie)	9,6 GW _{el}	27,8 GW _{el}	36,3 GW _{el}
Gasturbinen (H2, Neubau)	0 GW _{el}	0 GW _{el}	9,7 GW _{el}
KWK-Anlagen (ohne Biomasse und Geothermie, Neubau (synth. Methan))	12,1 GW _{el}	8,8 GW _{el}	8,6 GW _{el}
Modellexogen:			
Heimbatterien für PV-Eigenstromoptimierung	18,7 GW, 55,4 GWh	30,7 GW, 90,1 GWh	39,1 GW, 112,8 GWh
Gasturbinen (CH4, Bestand)	0,9 GW _{el}	0,5 GW _{el}	0 GW _{el}
Kondensationskraftwerke (Bestand)	8,1 GW _{el}	6,9 GW _{el}	0 GW _{el}
KWK-Anlagen (ohne Biomasse und Geothermie, Bestand (Erdgas))	9,8 GW _{el}	9,7 GW _{el}	0 GW _{el}
Bioenergie (Biogas (inkl. Überbauung, feste Biomasse, Müll, Gülle))	11,0 GW _{el}	13,3 GW _{el}	18,3 GW _{el}

Reformszenario

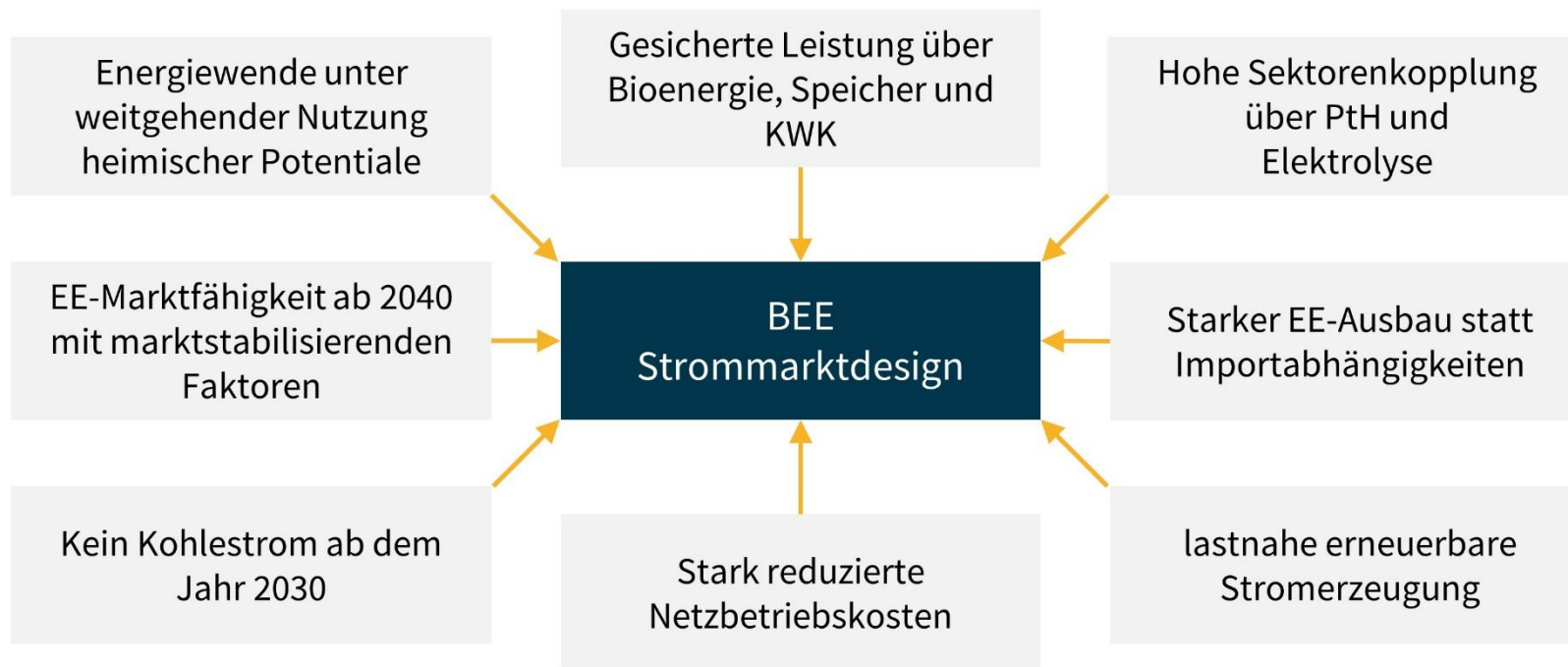
Technologie/Szenariojahr	2030	2040	2050
Modellendogen:			
Quartiersbatteriespeicher	0 GW, 0 GWh	0 GW, 0 GWh	32 GW, 116,8 GWh
Elektrolyse	5 GW _{el}	42,5 GW _{el}	99,4 GW _{el}
Power-to-Methan	0,5 GW _{el}	0,5 GW _{el}	0,5 GW _{el}
Power-to-Heat (Fernwärme, Industrie)	25,2 GW _{el}	29 GW _{el}	36,4 GW _{el}
Gasturbinen (H2, Neubau)	0 GW _{el}	0 GW _{el}	0,1 GW _{el}
KWK-Anlagen (ohne Biomasse und Geothermie, Neubau (synth. Methan))	8,7 GW _{el}	8,2 GW _{el}	8,7 GW _{el}
Modellexogen:			
Heimbatterien für PV-Eigenstromoptimierung	18,7 GW, 55,4 GWh	30,7 GW, 90,1 GWh	39,1 GW, 112,8 GWh
Gasturbinen (CH4, Bestand)	0,9 GW _{el}	0,5 GW _{el}	0 GW _{el}
Kondensationskraftwerke (Bestand)	8,1 GW _{el}	6,9 GW _{el}	0 GW _{el}
KWK-Anlagen (ohne Biomasse und Geothermie, Bestand (Erdgas))	9,8 GW _{el}	9,7 GW _{el}	0 GW _{el}
Bioenergie (Biogas (inkl. Überbauung, feste Biomasse, Müll, Gülle))	12,5 GW _{el}	16,8 GW _{el}	26,7 GW _{el}

Aufgrund der Modellexogen Vorgabe der stärkeren Flexibilisierung der Bioenergie* im Reformszenario kann der Bedarf an zusätzlichen H2-Gasturbinen im Reformszenario auf 0,1 GW reduziert werden.

Beide Szenarien sind geprägt durch ein hohes aktivierbares Flexibilitätspotential. Im Bereich der Elektrolyse können fast 100 GW bis 2050 betriebswirtschaftlich entstehen und den H2-Bedarf somit vollkommen heimisch decken.

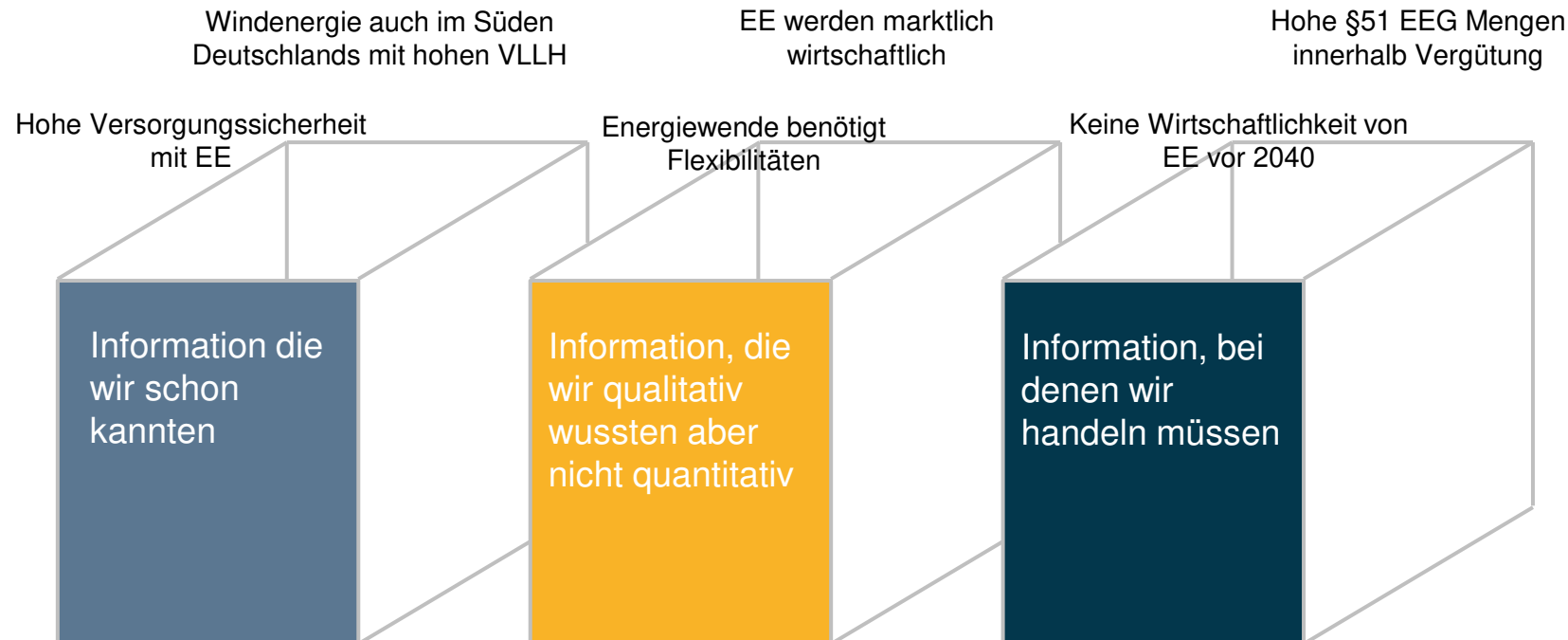
* Hierbei bleibt die erzeugte Jahresenergiemenge der Bioenergie auf gleichem Niveau.

Zentrale Ergebnisse der BEE Strommarktdesignstudie



Die BEE-Strommarktdesignstudie belegt die national umsetzbare Energiewende mit Steigerung der Wertschöpfung in Deutschland.

Informationen aus der Studie bestätigen Teile unseres Weges, zeigen uns aber auch Herausforderungen auf.





Ergebnisse zur betriebswirtschaftlichen Grundlage des Ausbaus Erneuerbarer Energien

Erzielbare Marktwerte im Basisszenario (Fortschreibung des aktuellen regulatorischen Rahmens)

Ergebnis

- Aufgrund des starken Zubaus an Erneuerbaren Energien sinken die erzielbaren Marktwerte im Jahr 2030 deutlich.
- Im Jahr 2040 kommt es aufgrund eines stärkeren Ausbaus an Flexibilitäten zu einer Erhöhung der Marktwerte, welche allerdings noch keine betriebswirtschaftliche Grundlage bilden.
- Ab Mitte 2045 ist für Wind, PV-Freifläche und Wasserkraft mit einem betriebswirtschaftlichen Betrieb außerhalb einer Förderung zu rechnen.

Fazit

- **Der heutige regulatorische Rahmen ermöglicht voraussichtlich bis in die Mitte der 40er Jahre keinen förderfreien Betrieb von Erneuerbaren Energien.**
- **Der Ausbau an Erneuerbaren Energien ist daher bis dahin weitestgehend über eine Förderung zu realisieren.**



Fehlende wirtschaftliche Grundlage innerhalb der Förderung im Basisszenario

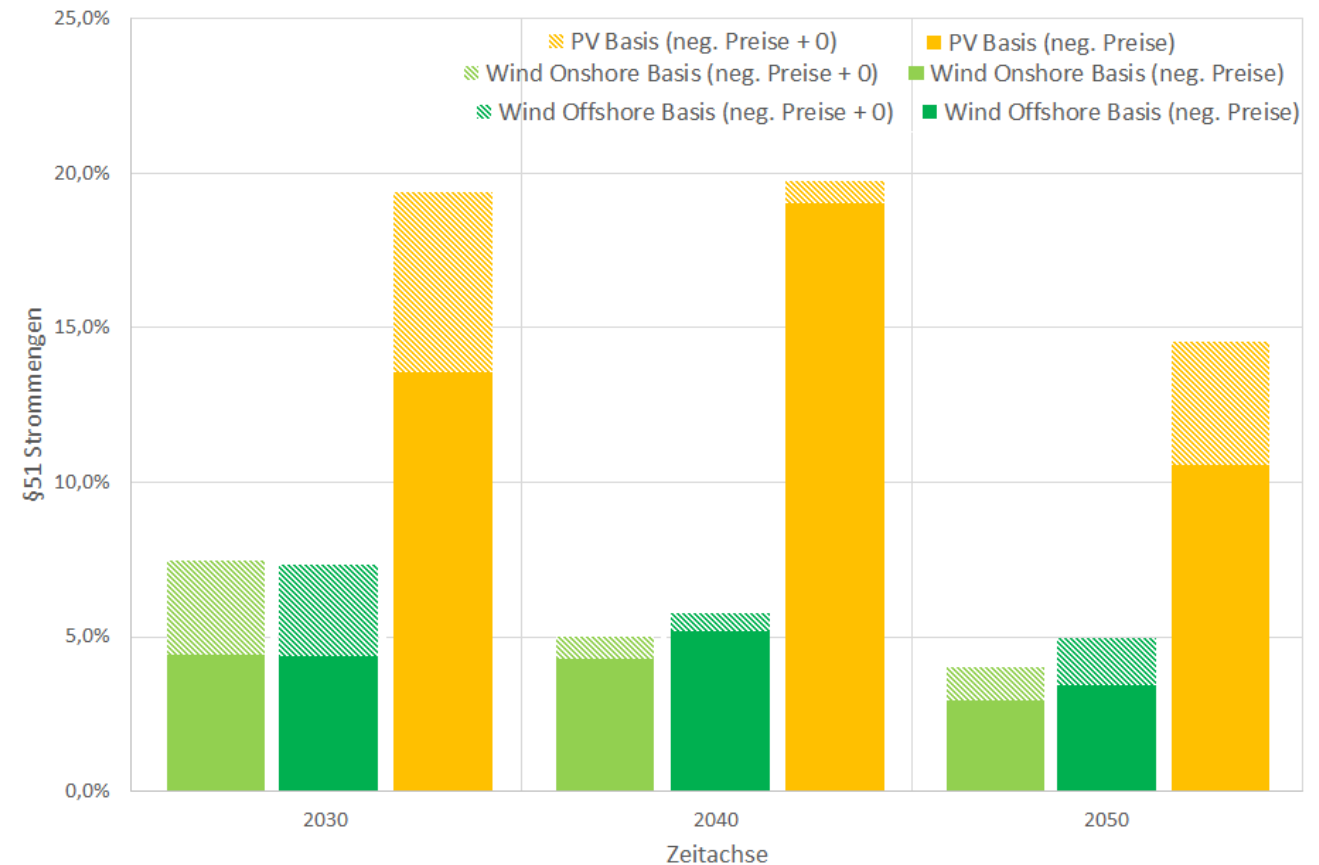
Ergebnis

- Unter Ausnutzung aller betriebswirtschaftlichen Flexibilitäten verbleiben im Basisszenario mehrere hundert Stunden mit negativen Strompreisen.
- Die dabei entstehenden §51 EEG 2021 Zeitfenster verursachen prozentual 10% bis 20% nicht vergütungsfähige Einspeisung.

Fazit

- **Der heutige regulatorische Rahmen ermöglicht keine betriebswirtschaftliche Grundlage für den klimapolitisch notwendigen Ausbau der Erneuerbaren Energien.**
- **Damit Deutschland seine Klimaziele erreicht, müssen Maßnahmen getroffen werden, welche auf eine Steigerung der Flexibilitäten im System abzielen.**

Nicht vergütungsfähige erneuerbare Strommengen



Übersicht über die getroffenen Maßnahmen im Reformszenario

Ziel der Maßnahmen

- Erhöhung der flexiblen Fahrweise aus Verbraucher-, Speicher- und Erzeugerebene.

Verbraucherebene

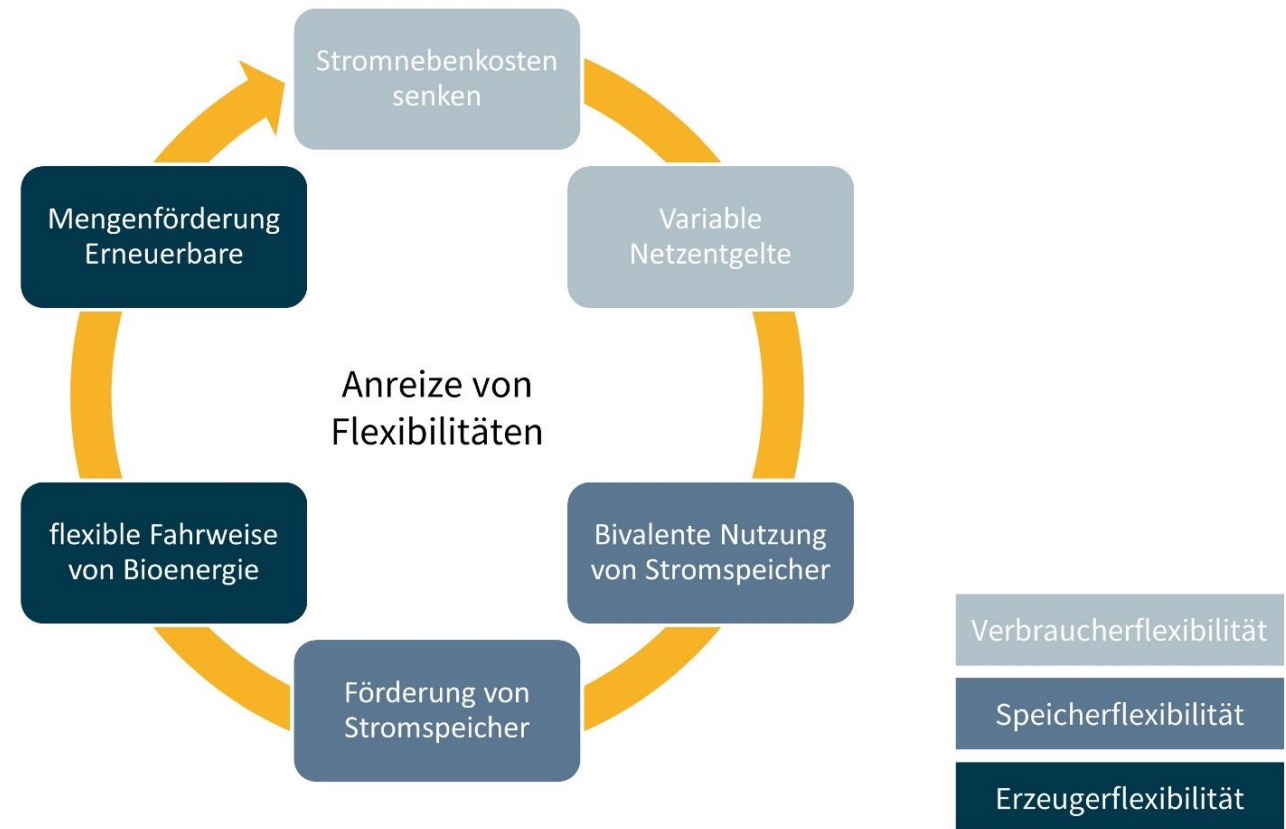
- Anreiz zur Ausrichtung des Stromverbrauchs an Erneuerbare Einspeisung über größeren Einfluss des Strompreises am Endkundenpreis.

Speicherebene

- Anreiz über Förderung bzw. über bivalente Nutzung der PV-Stromspeicher.

Erzeugerebene

- Anreiz über Flexibilitätsförderung der Bioenergie bzw. über Umstellung des Förderrahmens auf eine Mengen- statt einer Zeitförderung.



Erzielbare Marktwerte im Reformszenario

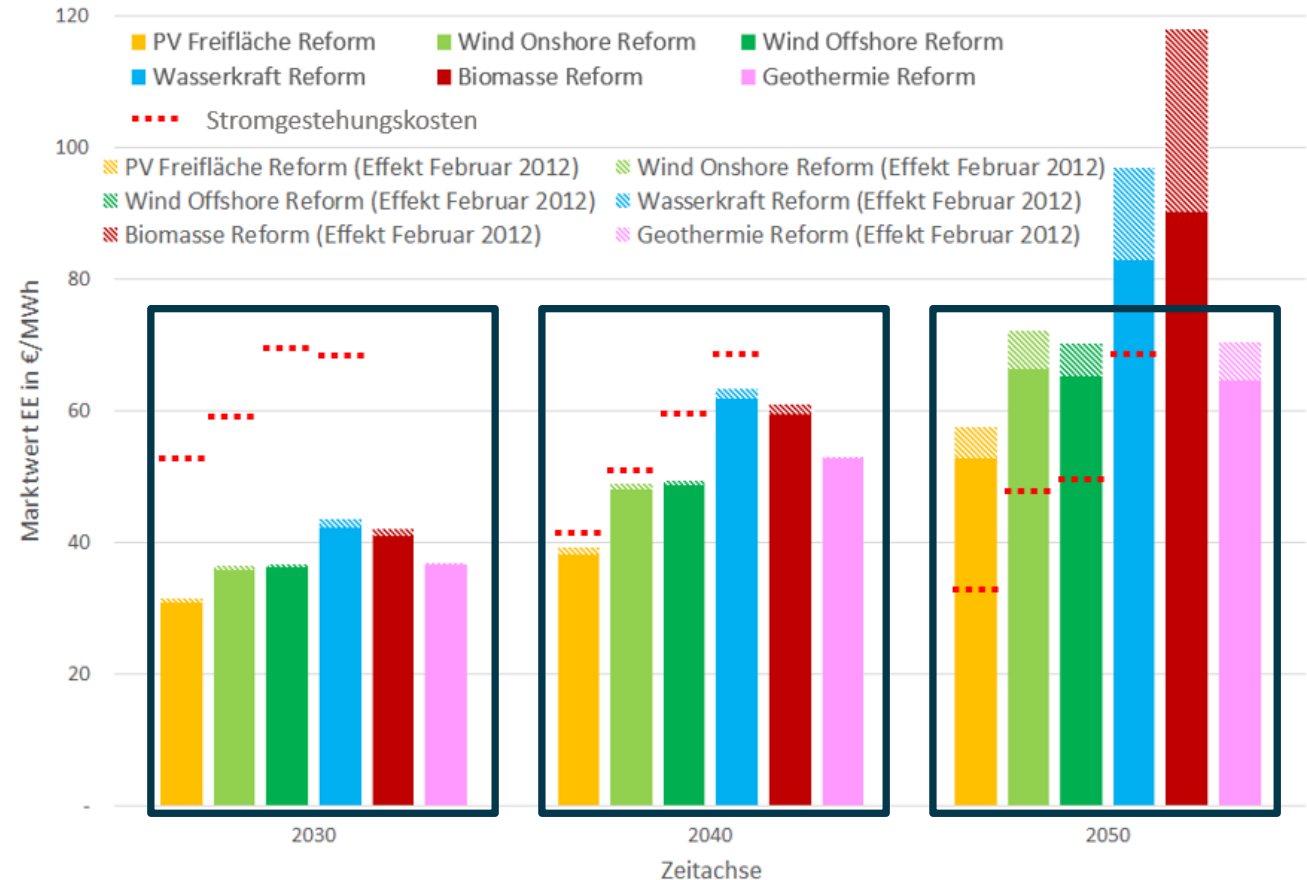
Ergebnis

- Mit den getroffenen Maßnahmen im Reformszenario ist eine signifikante Steigerung der Marktwerte der EE sichtbar.
- Nach dem Jahr 2040 ist eine betriebswirtschaftliche Grundlage im förderfreien Rahmen für PV-Freifläche und Wind Onshore bereits möglich.

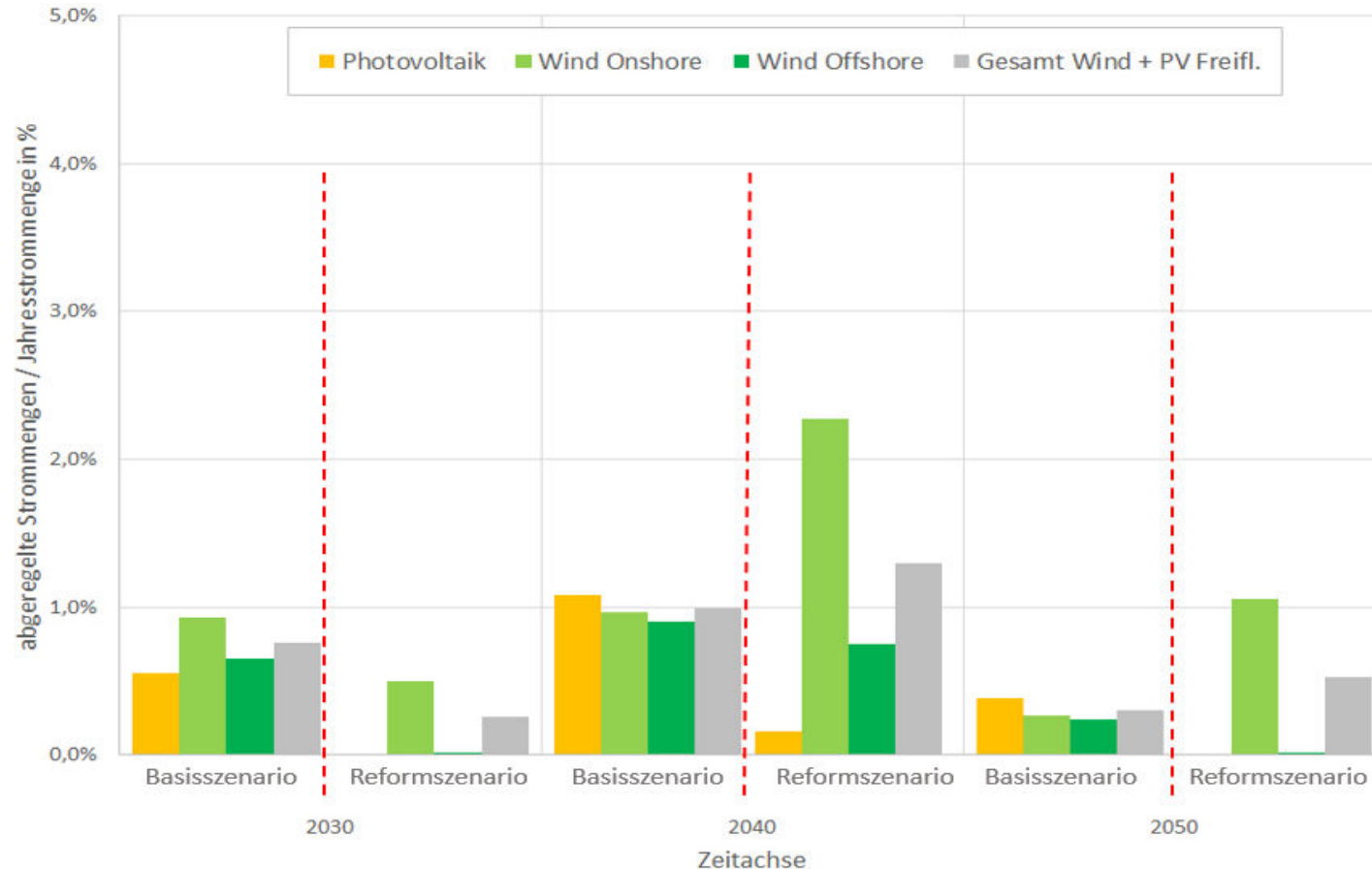
Fazit

- **Bis zum Jahr 2040 sind die Erneuerbaren Energien auf eine Förderung angewiesen.**
- **Die getroffenen Maßnahmen ermöglichen einen förderfreien Ausbau ab dem Jahr 2040.**
 - ➔ Da es im Reformszenario zu keinen negativen Strompreisen kommt, existieren keine §51 EEG 2021 Zeitfenster.

➔ Der klimapolitisch notwendige Ausbau im Reformszenario ist sichergestellt.



Erneuerbare Marktbedingte Abregelungen der Szenarien in den einzelnen Dekaden



Gegenüber dem Basisszenario kommt es unter Nutzung der Mengenförderung im Reformszenarios nur zu einer Erhöhung der marktbedingten Abregelung der Jahreseinspeisung volatil EE um ca. 0,4 %.



Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse

Ergebnis der Sensitivität im Jahr 2050

Basisszenario Marktwertvergleich

Hintergrund

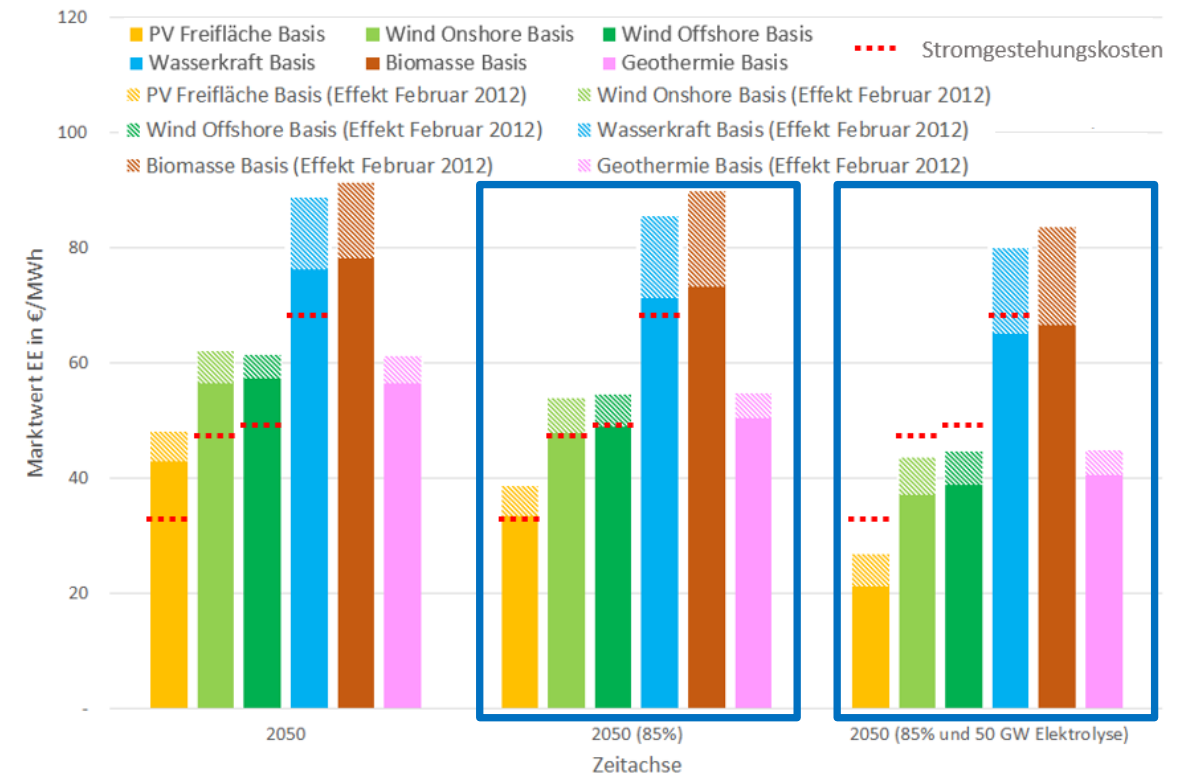
- Die in der Simulation ermittelten Flexibilitäten sind unter optimalen Rahmen entstanden

Ergebnis

- Mit nur 85% der Flexibilitätsleistung sinken die Marktwerte 2050 im Basisszenario deutlich.
→ wirtschaftliche Grundlage gefährdet
- Kommt es zudem, wie in anderen Studien ermittelt, nur zu einem Ausbau von 50 GW an Elektrolyse, senkt dies nochmals die Marktwerte
→ wirtschaftliche Grundlage am Markt nicht gegeben

Fazit

- Unter realen Bedingungen ist im Basisszenario auch 2050 u.U. kein förderfreien wirtschaftlicher Betrieb von Erneuerbaren Energien möglich**



Ergebnis der Sensitivität im Jahr 2050

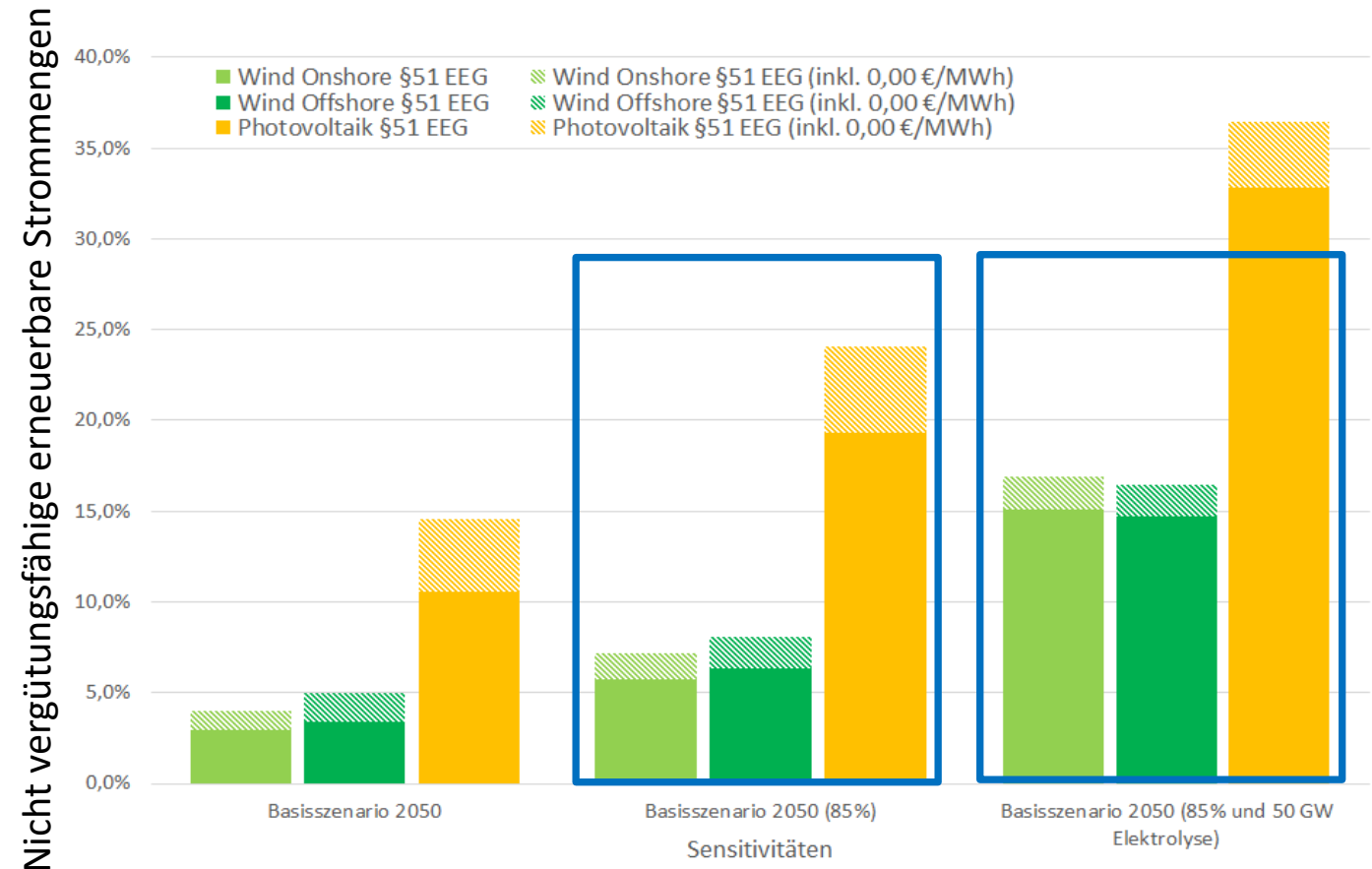
Basisszenario nicht vergütete erneuerbare Energiemengen

Ergebnis

- Mit nur 85% der optimalen Flexibilitätsleistung verdoppeln sich im Jahr 2050 die nicht vergüteten Strommengen
 - ➔ wirtschaftliche Grundlage für Wind gefährdet und für PV voraussichtlich nicht gegeben
- Kommt es zudem nur zu einem Ausbau von 50 GW an Elektrolyseleistung verdoppeln sich die nicht vergütete erneuerbaren Energiemengen nochmals
 - ➔ wirtschaftliche Grundlage weder für Wind noch für PV innerhalb der Förderung gegeben.

Fazit

- Unter realen Bedingungen kann im Basisszenario weder über eine Förderung noch über einen förderfreien Rahmen der klimapolitisch notwendige Erneuerbare Ausbau realisiert werden



Ergebnis der Sensitivität im Jahr 2050

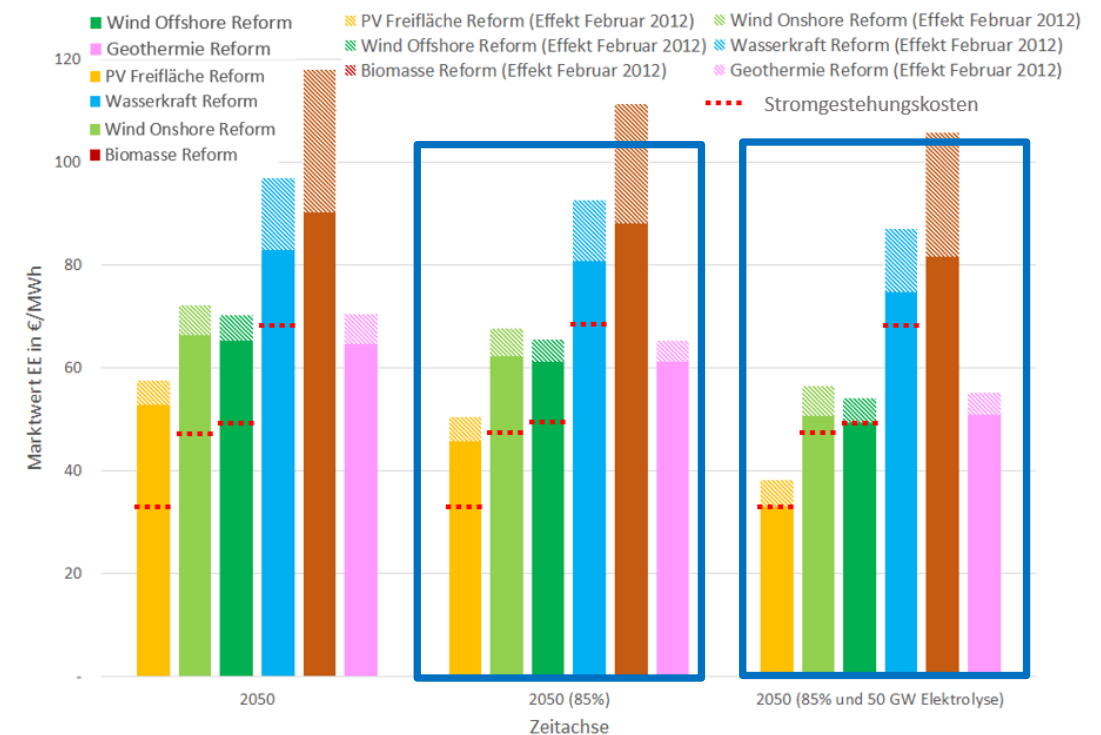
Reformszenario Marktwertvergleich

Ergebnis

- Aufgrund der verringerten Flexibilität (85%) kommt es auch im Reformszenario zu einer leichten Senkung der Marktwerte EE
→ wirtschaftliche Grundlage für Wind, PV FF und Wasserkraft dennoch gegeben
- Kommt es zudem nur zu einem Ausbau von 50 GW an Elektrolyse, kommt es zu einer weiteren Senkung der Marktwerte knapp oberhalb der Stromgestehungskosten von Wind, PV FF und Wasserkraft
→ wirtschaftliche Grundlage außerhalb der Förderung für Wind, PV FF und Wasserkraft knapp gegeben

Fazit

- Unter realen Bedingungen ist das Reformszenario robuster auf Effekte niedriger Flexibilitäten und gewährleistet dennoch einen betriebswirtschaftlichen Ausbau EE in der Dekade 2050
- Da keine negativen Strompreise im Reformszenario entstehen, ist ein betriebswirtschaftlicher Ausbau im Förderrahmen jederzeit gegeben





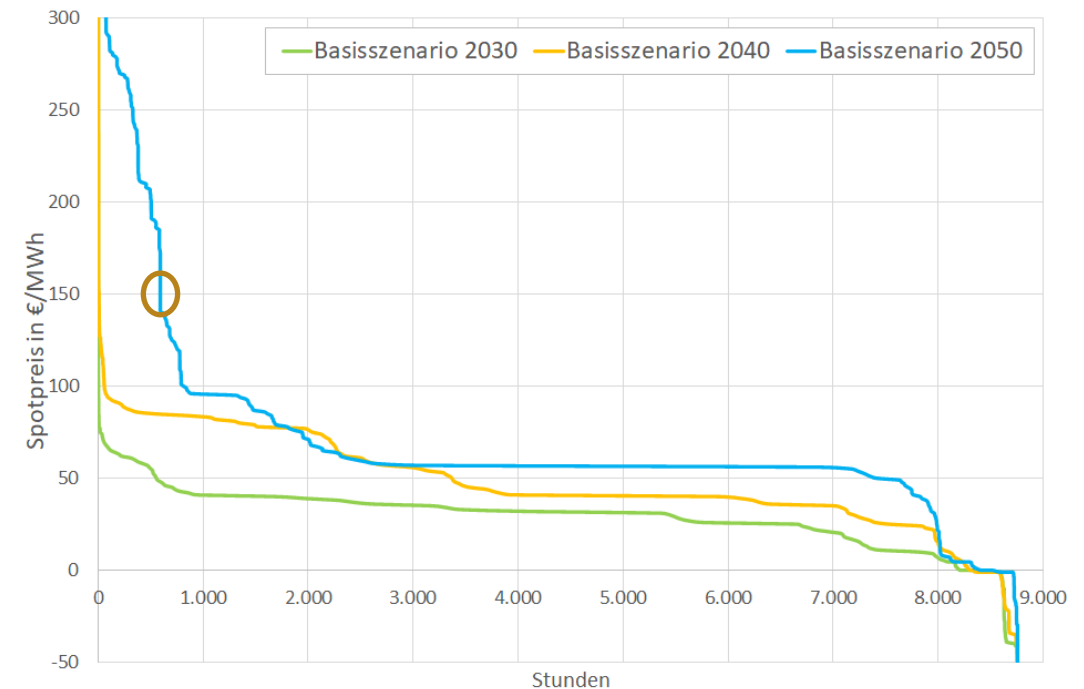
Ergebnisse der Strompreise (Jahresdauerlinie + Analyse negative Strompreise)

Jahresdauerlinie der Strompreise in den einzelnen Dekaden „Basisszenario“

Ergebnis

- Innerhalb des Basisszenarios kommt es zu mehreren hundert negativen Strompreisen (Punkt 1)
- In späteren Dekaden steigen die mittleren Strompreise u. a. aufgrund langfristigen Preisniveaus für PtX als auch ansteigenden Stromverbrauch durch die zunehmende Sektorenkopplung
- Vor allem in der Dekade 2050 kommt es zu einem erheblichen Strompreisanstieg, welcher in 10% der Zeitfenster Strompreise von deutlich oberhalb von 100 €/MWh realisiert (in Spitze oberhalb von 1.000 €/MWh, Punkt 2)
 - ➔ Innerhalb dieser Stunden sind H2 – Gaskraftwerke preissetzend, da Sie aufgrund der geringen Betriebsstunden (ca. 460 h) und den daraus resultierenden hohen Grenzkosten von ca. 300 €/MWh.

Punkt 2



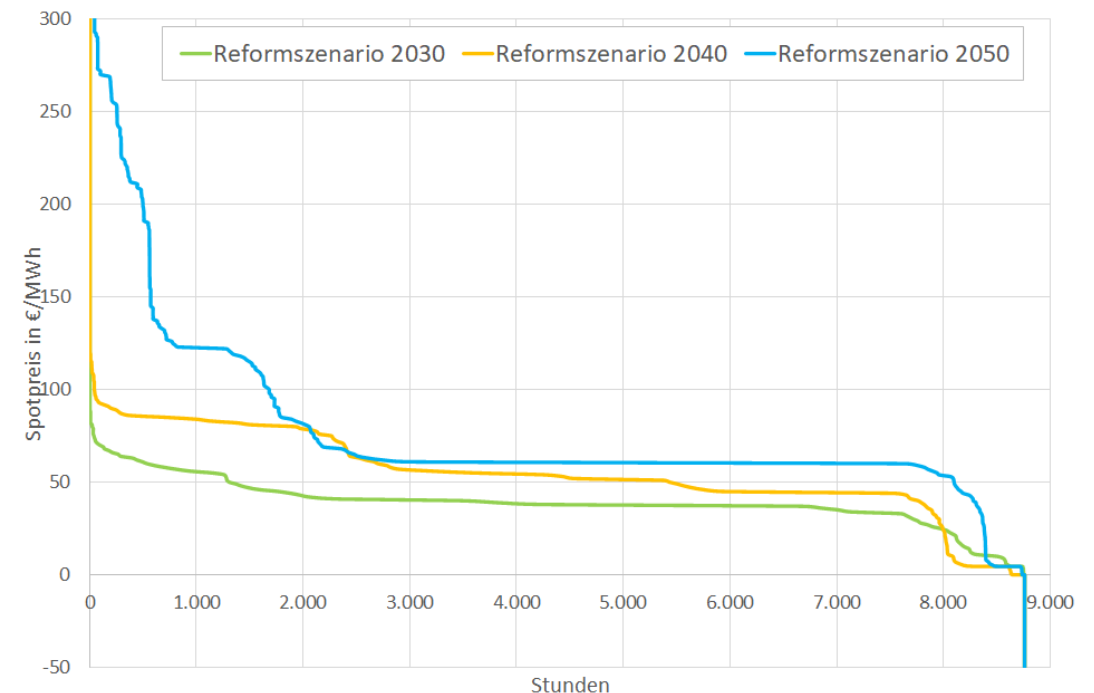
Punkt 1

Jahresdauerlinie der Strompreise in den einzelnen Dekaden „Reformszenario“

Ergebnis

- Innerhalb des Reformszenarios kommt es zu **keinen negativen Strompreisen** (Punkt 1)
- In späteren Dekaden steigen ähnlich wie auch im Basisszenario die mittleren Strompreise u. a. aufgrund langfristigen Preisniveaus für PtX als auch ansteigenden Stromverbrauch durch die zunehmende Sektorenkopplung
- Obwohl im Reformszenario im Jahr 2050 nur 0,1 GW an H2-Gaskraftwerken für die Versorgungssicherheit in ca. 450 Stunden benötigt werden, führen diese zu einer sehr ähnlichen Ausprägung an hochpreisigen Strompreisstunden
→ Wären diese 0,1 GW H2-Gaskraftwerke nicht preissetzend würde sich in Folge der Strompreissenkung Einsparungen für Volkswirtschaft in Höhe von mehreren Mrd. €/a erzielen*

Punkt 2



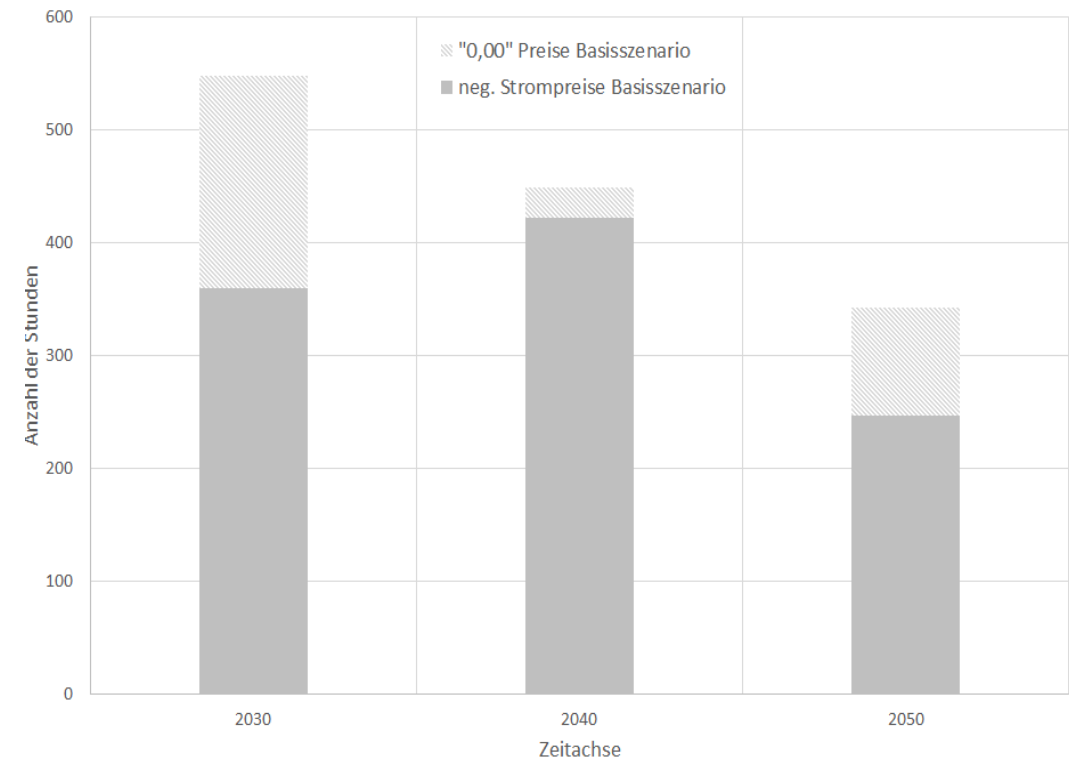
Punkt 1

* Berechnung anhand des Stromverbrauchs innerhalb dieser Zeitfenster bewertet mit 100 €/MWh Preisdifferenz.

Entwicklung negativer Strompreise

Basisszenario „Jahresebene“

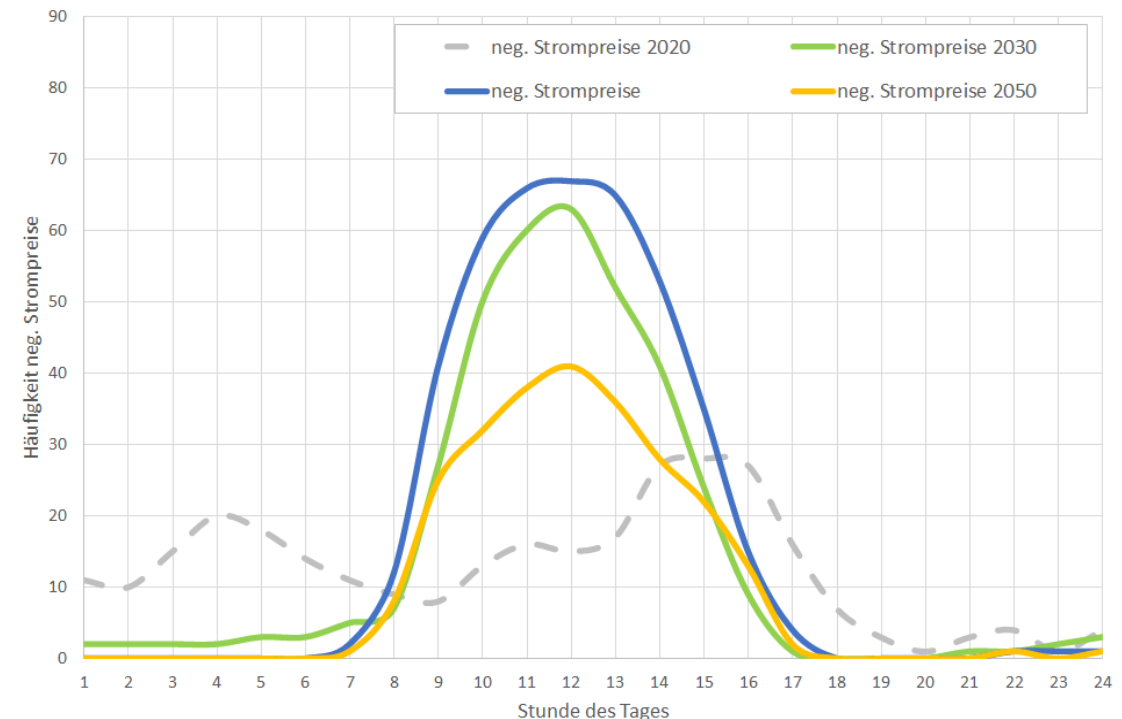
- Die negativen Strompreise liegen im Basisszenario zwischen 250 bis 400 Stunden (optimaler Case*)
 - Gegenüber dem Jahr 2021 entspricht dies einer Verdopplung
- Bezieht man die „0,00 €/MWh“ mit ein, so lägen die erwartbaren negativen Strompreise zwischen 350 bis 550 Stunden in den jeweiligen Dekaden
- Aufgrund des unterstellten sehr starken Ausbaus an Flexibilitäten im Zeitverlauf sinken die negativen Strompreise im optimalen Case*



* Der optimale Case unterstellt hierbei, dass alle Flexibilitäten, welche sich zu einem Zeitpunkt betriebswirtschaftlich rechnen auch entsprechend aufgebaut und nutzbar sind.

Entwicklung negativer Strompreise Basisszenario „Tagesebene“

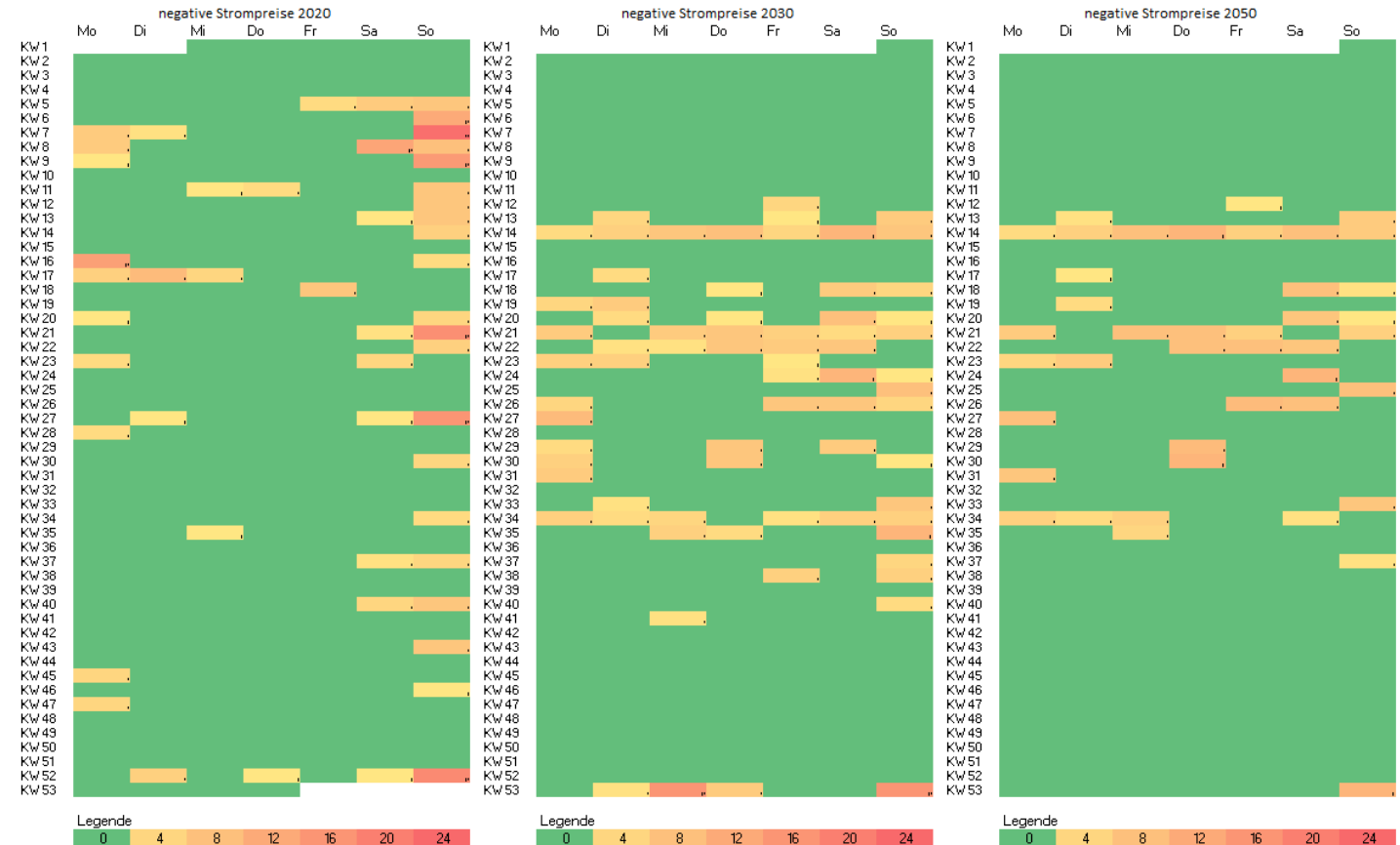
- Das Auftreten negativer Strompreise über den Tagesbereich würde laut der Studie ein deutlich verändertes Bild darstellen
 - Fast ausschließlich negative Strompreise nur noch über den Tagesbereich
 - Sehr stark ähnelnd der PV Einspeisungskurve
 - Größere zusammenhängende Stunden (> 4h) würden häufiger den §51 EEG 2021 auslösen



Entwicklung negativer Strompreise

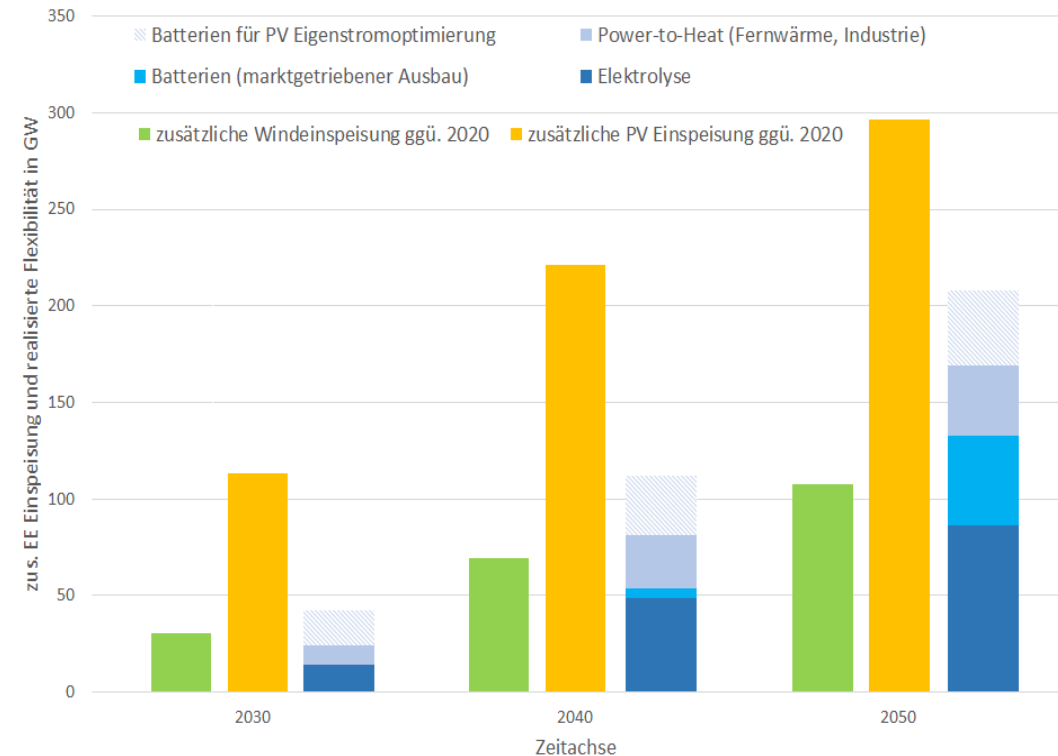
Basisszenario „Kalenderwoche und Wochentag“

- Im Jahr 2020 (links) kam es vorwiegend an Wochenenden als auch in den Wintermonaten zu negativen Strompreisen
- Aufgrund des weiteren erneuerbaren Ausbaus, speziell der Photovoltaik, treten innerhalb der Studie sowohl 2030 (Mitte) als auch 2050 (rechts) negative Strompreise fast ausschließlich nur noch zwischen der KW 12 und KW 40 auf.
- Hierbei wird zudem das Auftreten negativer Strompreise über alle Wochentage realisiert
 - Stärkere Ausrichtung an die dargebotsabhängige Erzeugung



Gründe für den veränderten Rahmen negativer Strompreise

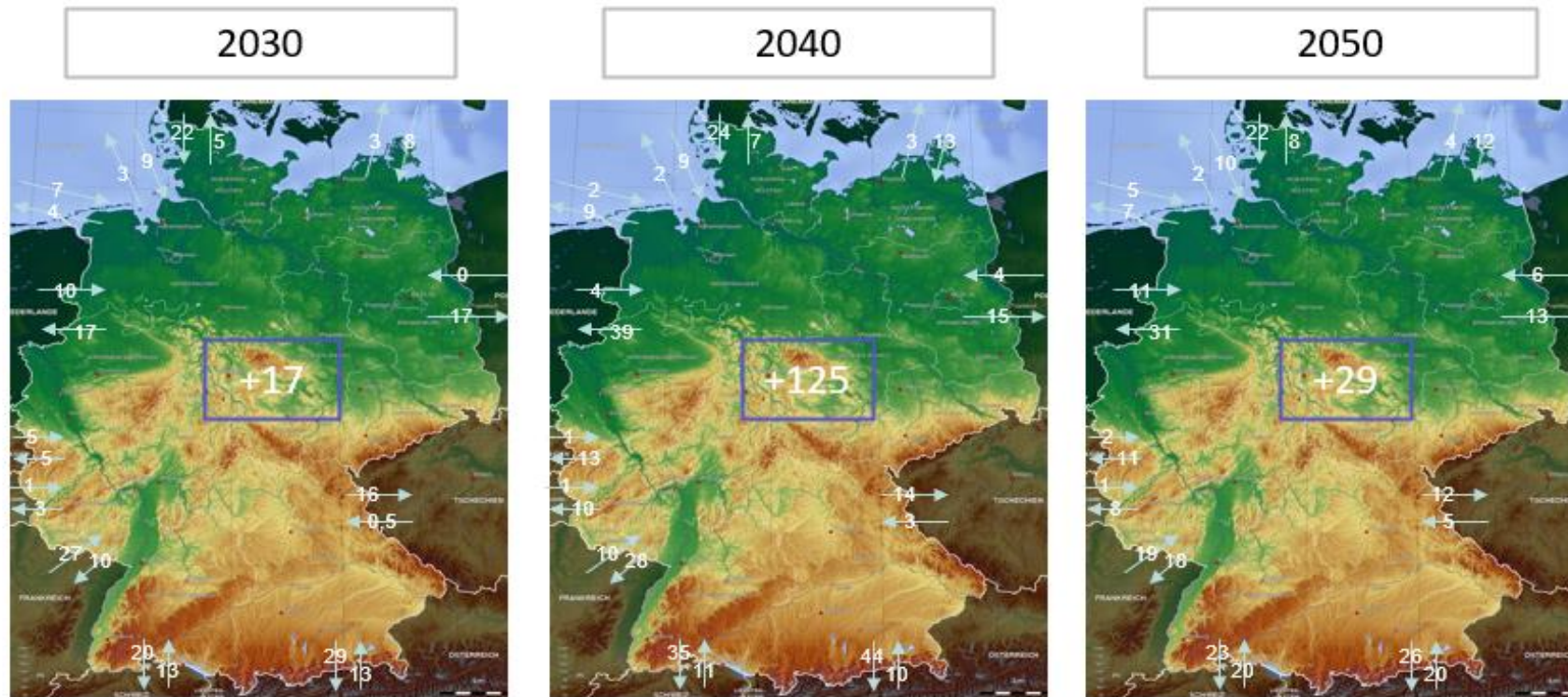
- Diese sehr unterschiedliche Entwicklung der negativen Strompreise liegt unter anderem im Entstehen der wirtschaftlichen Flexibilitäten begründet.
 - Ausrichtung nach der Photovoltaik
- Die entstehenden Flexibilitäten reichen hierbei nicht aus um jede zusätzliche PV Einspeisung ggü. 2020 abzuf puffern, doch überpased diese die benötigte Flexibilität aus er zusätzlichen Windeinspeisung ggü. 2020.
- Käme es zu einer anderen Ausprägung der Erneuerbaren Installation (z.B. weniger stark im PV Sektor) würde sich das gezeigte Verhalten negativer Strompreise und den §51 EEG Mengenanteilen anders ausprägen.





Ergebnisse Internationaler Stromhandel

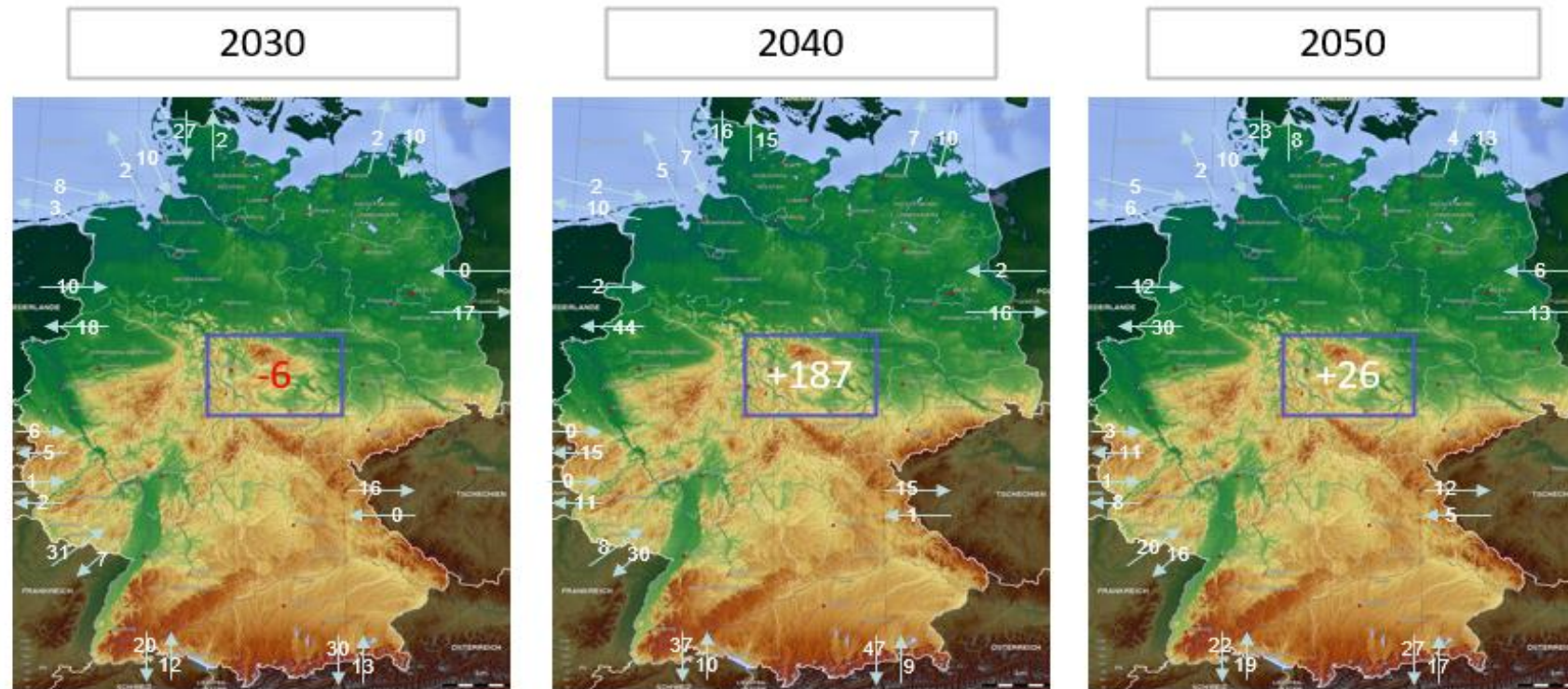
Strom austausch zu anderen Staaten Basisszenario



Ergebnis

- Deutschland bleibt in allen Dekaden des Basisszenarios Stromexporteurs
- In der Dekade 2040 kommt es zu einer temporären starken Ausprägung des Stromexportsaldos
- Hauptexportländer sind die Schweiz, Österreich und die Niederlande

Strom austausch zu anderen Staaten Reformszenario



Ergebnis

- Deutschland bleibt bis auf die Dekade 2030 in späteren Dekaden des Reformszenarios Stromexporteurs
- In der Dekade 2040 kommt es, ähnlich wie im Basisszenario, zu einer temporären starken Ausprägung des Stromexportsaldos
- Hauptexportländer sind die Schweiz, Österreich und die Niederlande



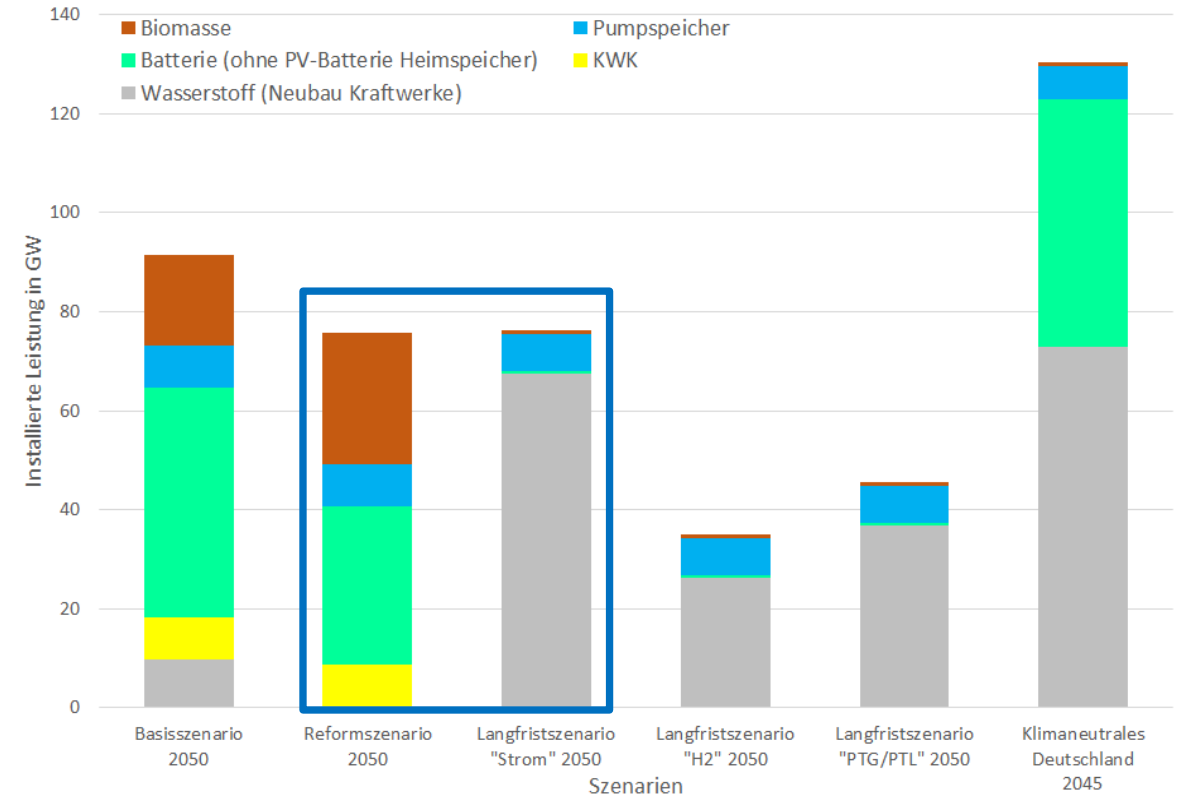
Ergebnisse zur Versorgungssicherheit und Stromnetze

Ergebnis

- Steuerbare Erzeugerleistung ist notwendig, um in Zeitfenstern niedriger erneuerbarer Einspeisung die Stromlast zu decken.
- Zur Deckung der benötigten steuerbaren Leistung werden im Jahr 2050 **steuerbare Bioenergie, KWK – Anlagen (grünes Gas) als auch Speicher** eingesetzt.
- Neue H2-Gaskraftwerke (grauer Balken) werden im Reformszenario so gut wie nicht benötigt.

Kontext zu anderen Studien

- Verglichen z.B. mit den Langfristszenarien des BMWI (TN Strom) kommen beide Studien auf ungefähr die gleiche benötigte steuerbare Leistung.
- Der wesentliche Unterschied ist, dass innerhalb der BEE Strommarktdesignstudie die sinnvolle Einbeziehung von Bioenergie und Batteriespeicher zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit realisiert wird.



Netzausbau und Integration Erneuerbarer Energien im Vergleich zu anderen Studien

Vergleich 2030 mit dem Netzentwicklungsplan

BEE Studie

- Deutlich mehr EE (+25 bis 35%)

➔ Netzausbau ist in ähnlicher Größenordnung wie im Netzentwicklungsplan 2019 notwendig.

Vergleich 2050 mit dem BMWI Langfristszenario

BEE Studie

- Deutlich mehr EE (+214 GW)
- Geringere Grenzkuppelstellen (-54 GW)
- Deutlich mehr Elektrolyseure (+62 GW)

➔ Netzausbau ist in ähnlicher Größenordnung wie im BMWi Langfristszenario TN Strom notwendig.

Die BEE-Strommarktdesignstudie zeigt eine bessere Integrationsfähigkeit Erneuerbarer Energien.
Dies unterstreicht den aus Akzeptanzsicht sinnvollen Einsatz verbrauchsnahe dezentraler Erneuerbarer Energien.

Vergleich der aktuellen Kosten aus 2020 mit den Netzbetriebskosten des Jahres 2030

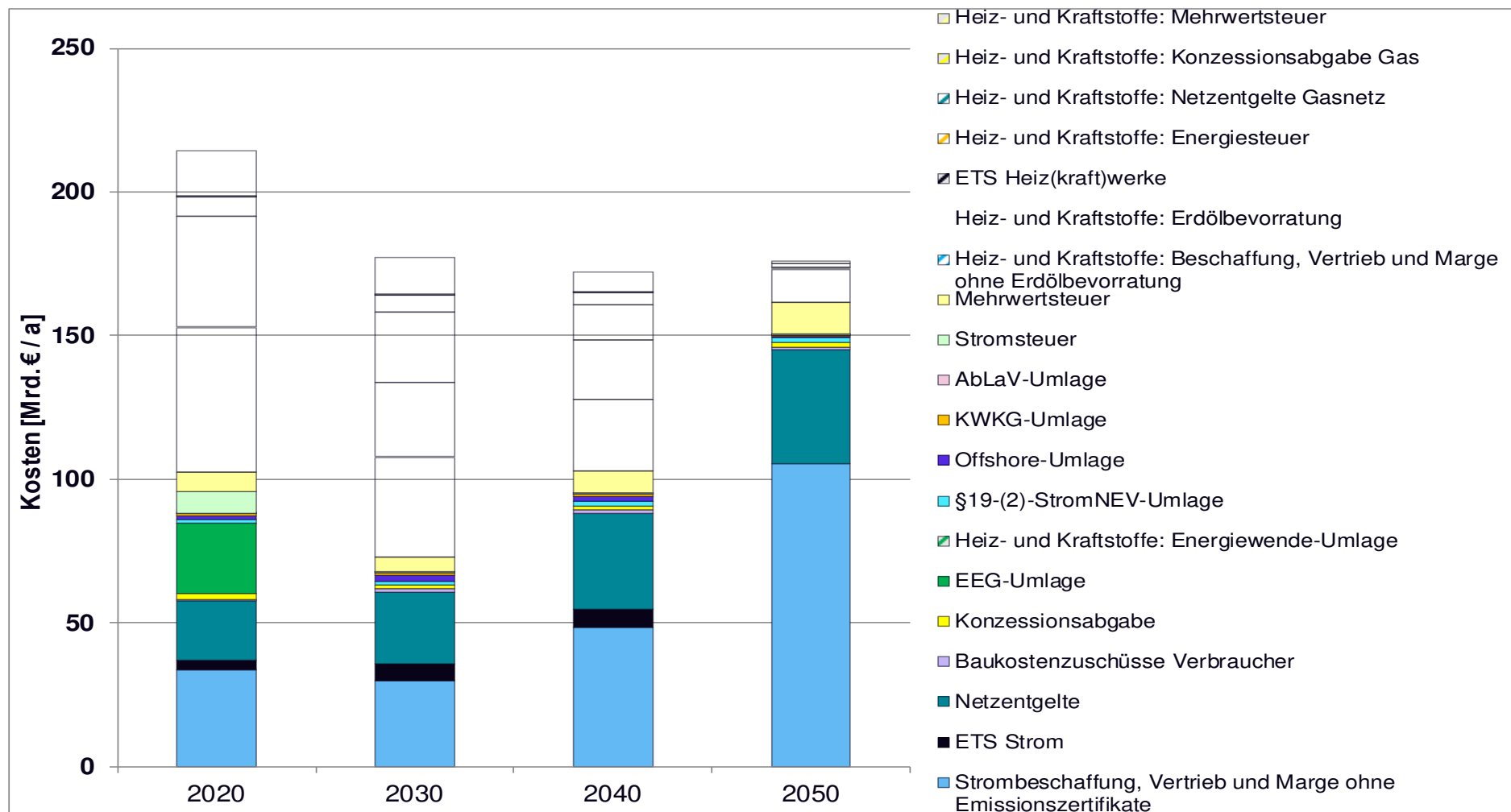
- Verglichen mit den heutigen Kosten für die Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen aus dem Jahr 2020 können in beiden Szenarien zwischen 72% bis 82% eingespart werden.

Vergleich Basisszenario vs. Reformszenario im Jahr 2050

- Im Jahr 2050 liegen im Reformszenario die Netzbetriebskosten um 32% niedriger als im Basisszenario
 - ➔ Keine Elektrolyseure in Süddeutschland.
 - ➔ Erweiterung der Freiheitsgrade in der Netzbetriebsführung (u.a. Einbindung von Verbrauchern).
 - Vermeidung ansonsten vergleichsmäßig teurer Veränderung der Einspeisung durch Erzeugungsanlagen.
 - Gleichzeitige Erhöhung der Nutzbarkeit Erneuerbarer Energieeinspeisung.

Die positiven Effekte des Reformszenarios unterstreichen den volkswirtschaftlichen Nutzen der getroffenen Maßnahmen.

Die Systemkosten des deutschen Energiesystems sinken aufgrund der Energiewende



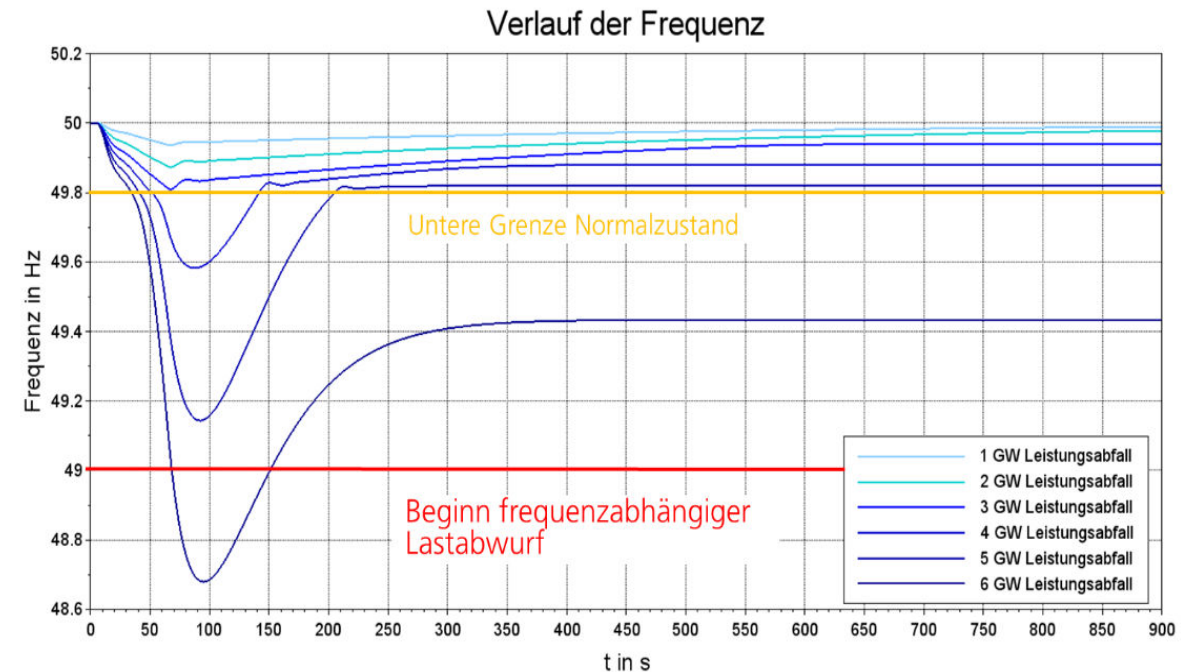
Besondere Herausforderungen bei gleichzeitigen Schalthandlungen

Herausforderung gleichzeitiger Schalthandlungen

- Im Falle von marktgetriebenen gleichzeitigen Schalthandlungen (u.a. über den §51 EEG 2021) kommt es zu Herausforderungen im Stromnetz.

Hintergrund

- Während der Markt nur in einer ¼ stündlichen Bilanz den Ausgleich zwischen Einspeisung und Ausspeisung sicherstellt, muss dies im Netzbetrieb im sekündlichen Rahmen geschehen.
- Somit kann es trotz marktlich ausgeglichener Situation zu starken Netzproblemen kommen.
- Bereits ein kurzzeitiger Netto-Leistungsabfall von 6 GW könnte zu massiven Netzproblemen bis hin zu frequenzabhängigen Lastabwürfen führen.



Der §51 EEG 2021 verursacht somit nicht nur betriebswirtschaftliche, sondern auch potentiell netzkritische Probleme.

Erfahren Sie mehr über die Studie auf unser Landing Page

www.klimaneutrales-stromsystem.de

[Unterstützer](#) [Statements](#) [Downloads](#) [Impressum](#)

BEE Studie

Neues Strommarktdesign

Das heutige Strommarktdesign ist nicht in der Lage, den klimapolitisch notwendigen Ausbau Erneuerbarer Energien zu gewährleisten. Daher hat der Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE) eine durch die Fraunhofer Institute für Energiewirtschaft und Netzbetrieb (IEE) und Solare Energiesysteme (ISE) durchgeführte und von der Kanzlei Becker Büttner Held (BBH) juristisch geprüfte Studie vorgelegt.



Home	00
Vorwort	01
Unterstützer	02
Hintergrund der Studie	03
Aufbau der Studie	04
Ziele der Studie	05
Maßnahmen	06
Ergebnisse der Studie	07
Kernergebnisse	08





Zusammenfassung

Dr. Simone Peter
Präsidentin Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.

1. Der heutige regulatorische Rahmen im Strommarkt verhindert aufgrund fehlender ökonomischer Grundlage den klimapolitisch notwendigen Ausbau Erneuerbarer Energien. Daher sind Veränderungen des heutigen Strommarkts notwendig.
2. Um den zukünftigen Zubau Erneuerbarer Energien betriebswirtschaftlich rentabel zu ermöglichen, müssen und können die dafür benötigten Flexibilitätsoptionen gleichzeitig ausreichend ausgebaut werden.
3. Ein vorgezogener Kohleausstieg auf das Jahr 2030 ist möglich.
4. Über Bioenergie, KWK-Anlagen und Speicher kann ausreichend steuerbare Leistung für die Versorgungssicherheit bereitgestellt werden, bei gleichzeitig geringerem Zubau an H2-Gaskraftwerksleistung
5. Bis zu 100 GW Elektrolyse-Leistung können hierzulande finanziell lohnend und mit hoher regionaler Wertschöpfung aufgebaut werden, so dass ein Import von grünem Wasserstoff zur Umsetzung der Energiewende in Deutschland nicht zwingend notwendig ist.
6. Die aktuell festgelegte Förderdauer von 20 Jahren sollte in eine Mengenförderung überführt werden, um den Erneuerbaren Energien zu ermöglichen, selbst auf Strompreise zu reagieren. Das sichert den wirtschaftlichen Betrieb der EE-Anlagen.
7. Mit wachsender Sektorenkopplung und der Schaffung ausreichender Flexibilitätsoptionen im Energiesystem sind die Erneuerbaren Energien ab 2040 marktfähig.
8. Sinnvolle Einsparungen im Netzbetrieb sind zu erreichen, wenn der Fokus auf der dezentralen Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien und einer erzeugungsnahen Wasserstoffproduktion aus volatilen Erneuerbaren Energien liegt.

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!

Bundesverband Erneuerbare Energie e. V.

German Renewable Energy Federation

Dr. Matthias Stark

Leiter Erneuerbare Energiesysteme

EUREF-Campus 16

10829 Berlin

Tel 030 275817022

Mobil 0151 17123012

E-Mail matthias.stark@bee-ev.de

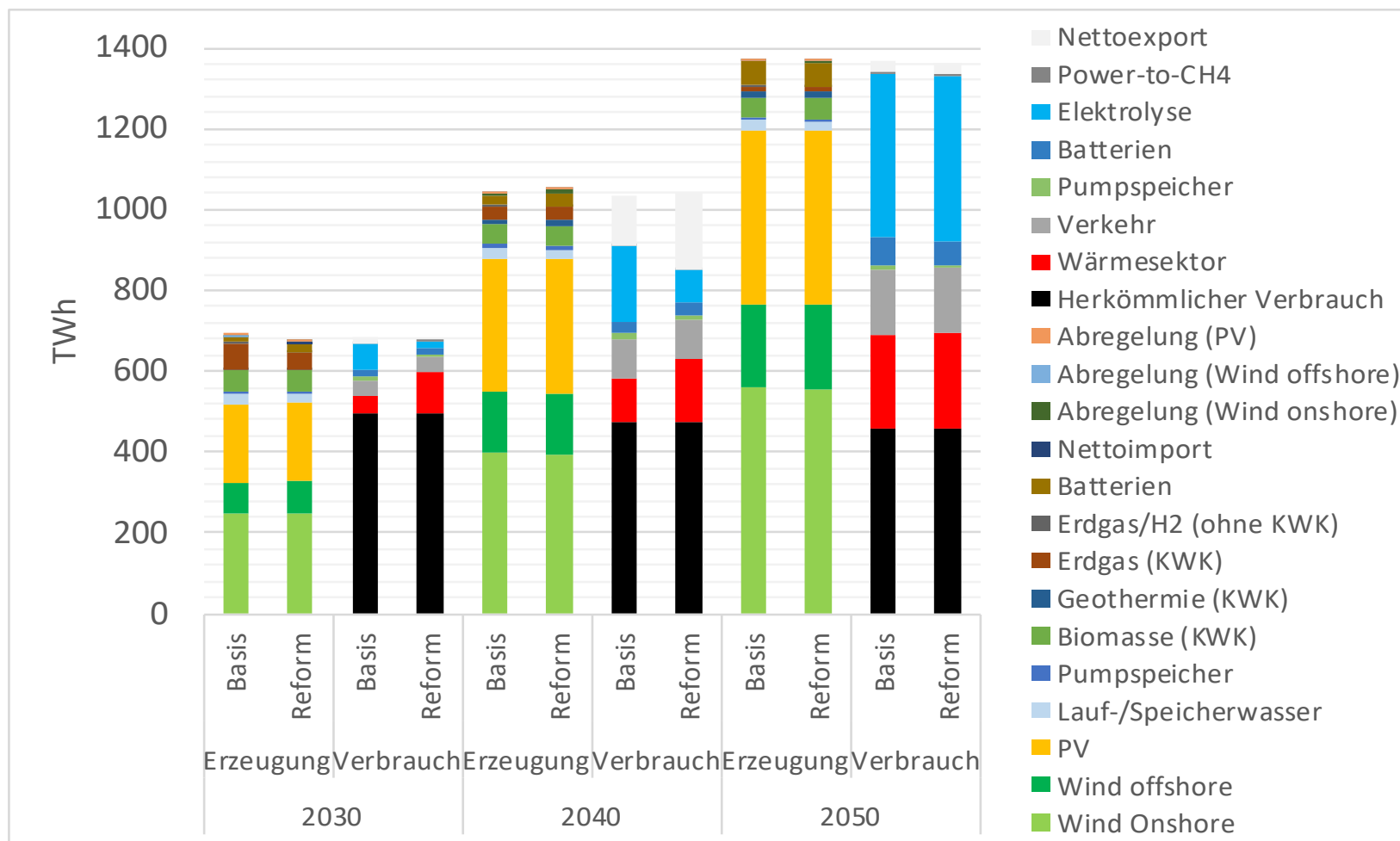
www.bee-ev.de





Backup

Stromverbrauch und Stromerzeugung nehmen mit der Energiewende deutlich zu



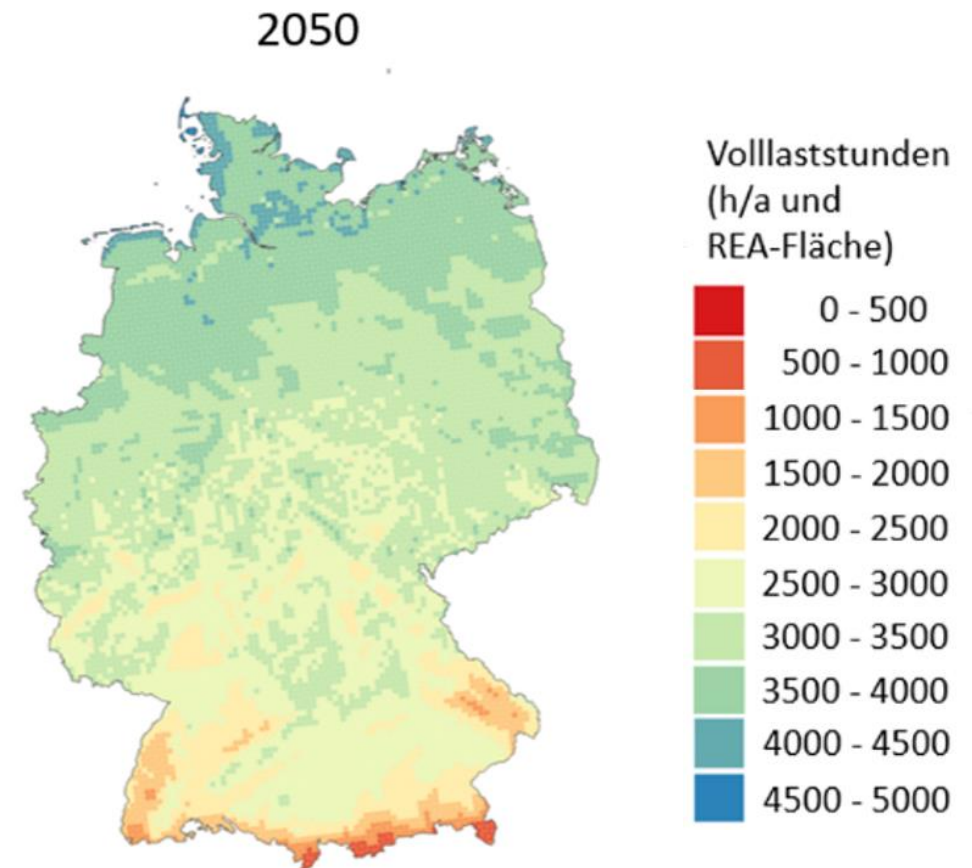
Zentraler Vorteil der Erneuerbaren Energien liegt in Ihrer Dezentralität

Koalitionsvertrag Ziffer 1805:

„Den dezentralen Ausbau der Erneuerbaren Energien wollen wir stärken“

Vorteile der Erneuerbaren Energien

- Erneuerbare Energien erzeugen grünen, klimafreundlichen Strom
- Erneuerbare Energien ermöglichen die Teilhabe aller Schichten an der Energiewende
- Erneuerbare Energien können überall in Deutschland wirtschaftlich betrieben werden
- Erneuerbare Energien weisen zudem eine extrem hohe Anpassungsfähigkeit auf. Von wenigen 100 W Solarmodulen bis zu mehreren 100 MW großen Parks können sie gebaut werden.

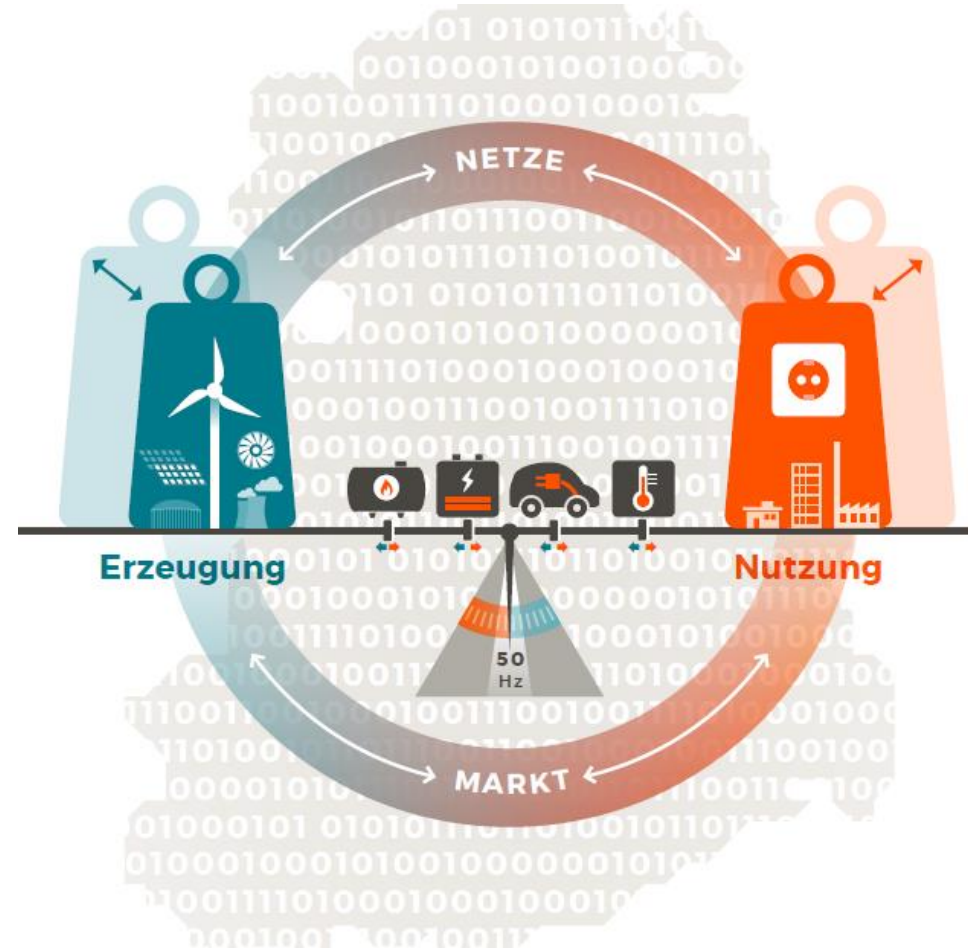


Kernbotschaft

Allgemeine Zusammenfassung

➔ Das Szenario BEE Strommarktdesigns zeigt eine nationale umgesetzte Energiewende, welche die Versorgungssicherheit gewährleistet, marktstabilisierend wirkt, geringere zukünftige Netzbetriebskosten aufgrund lastnaher erneuerbarer Erzeugung ermöglicht, hohe wirtschaftliche Flexibilitätsrahmen (u.a. Elektrolyse) zur Steigerung der heimischen Wertschöpfung bietet, die sichere Abschaltung von fossilen* Kraftwerken gewährleistet und ab 2040 für Wind, Solar und Wasserkraft den förderfreien wirtschaftlichen Marktrahmen setzt.

2. Bestimmung von Flexibilitätsgrößen und deren Einsatz

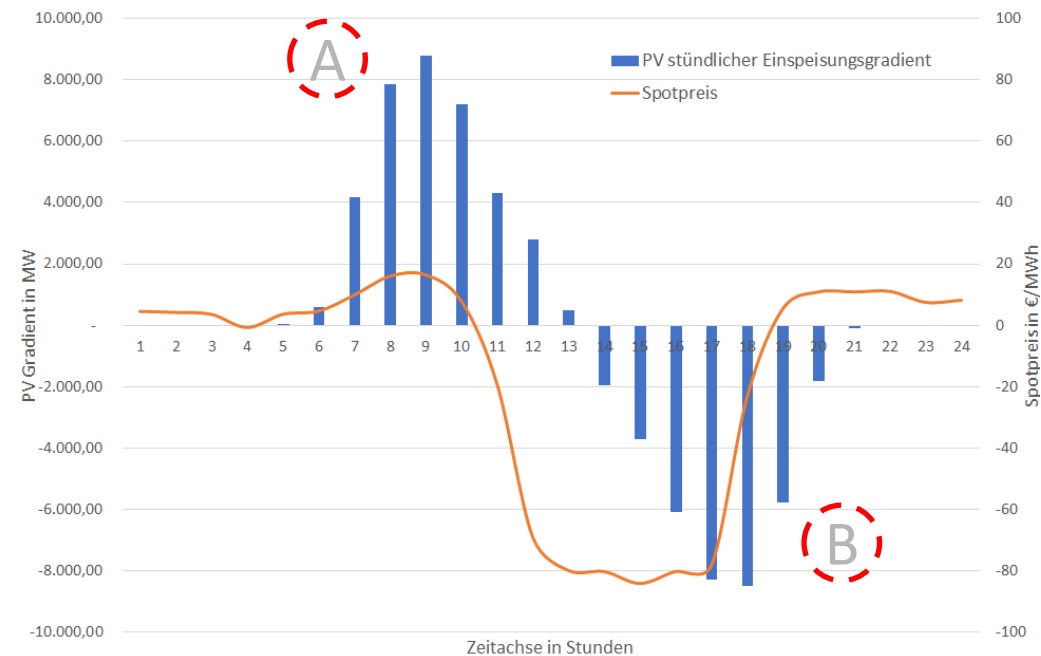


Achtung:
Flexibilität kann für
einen Zeitraum nur
einmal vergeben
werden

Herausforderung

Einsatz Markt- und Netzflexibilität

Teilweise sind Netz- und Marktflexibilitäten gegeneinander gesetzt.

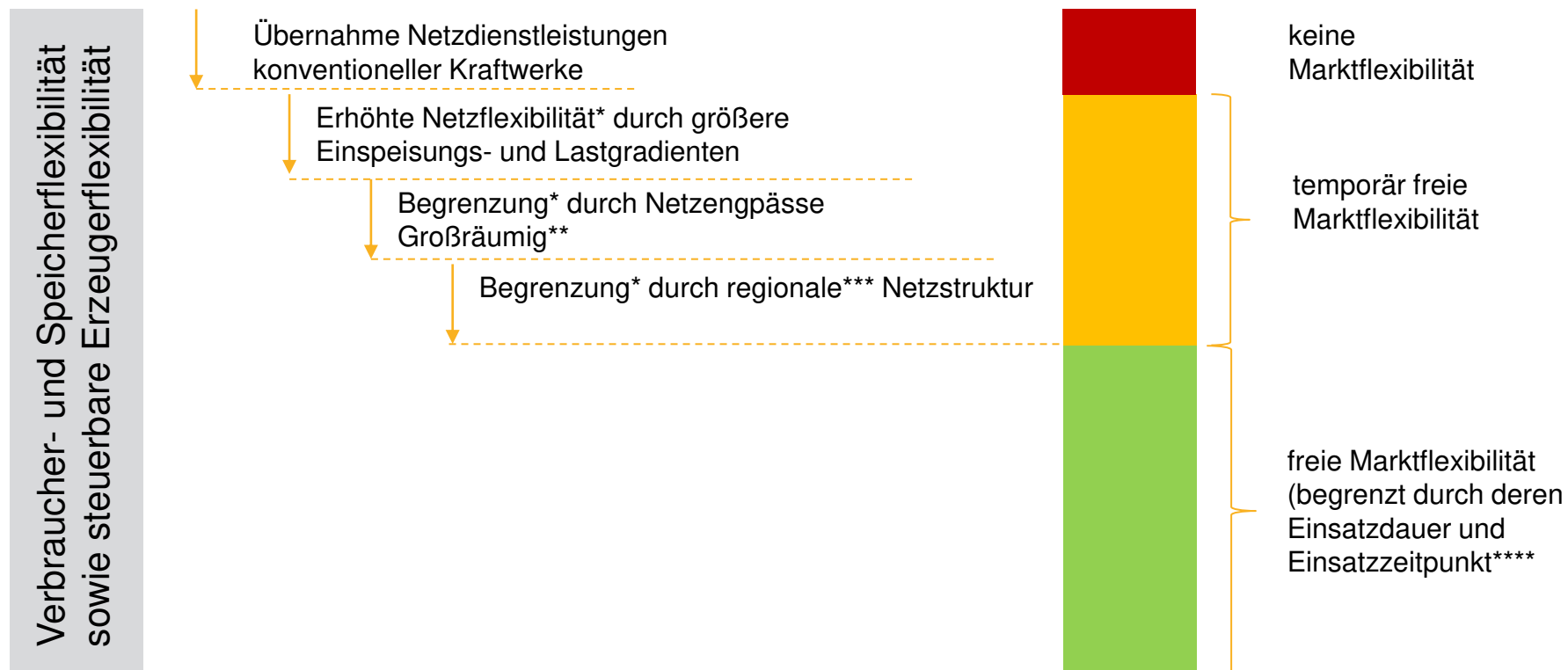


Punkt A:
Netz: Pos. Einspeisungsgradient → Stromverbrauch **hochfahren**
Strommarkt: Marktpreis hoch → Stromverbrauch **runterfahren**

Punkt B:
Netz: Neg. Einspeisungsgradient → Stromverbrauch **runterfahren**
Strommarkt: Marktpreis niedrig → Stromverbrauch **hochfahren**

Bestimmung von Marktflexibilität

Verbraucher- und Speicherflexibilität



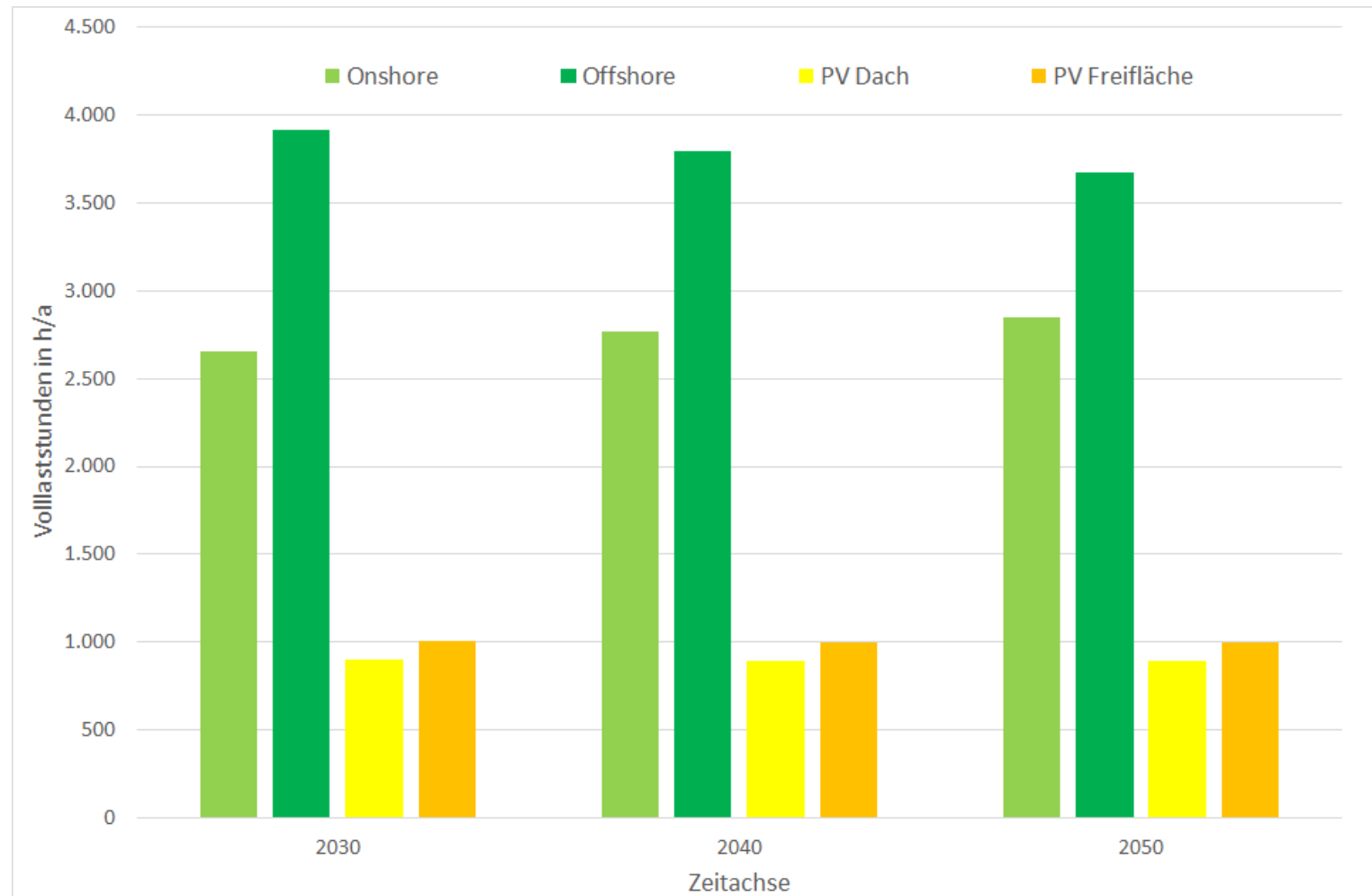
* Temporäre Begrenzung

** z.B. Überspeisung Norddeutschland und steuerbare Verbraucher im Süden

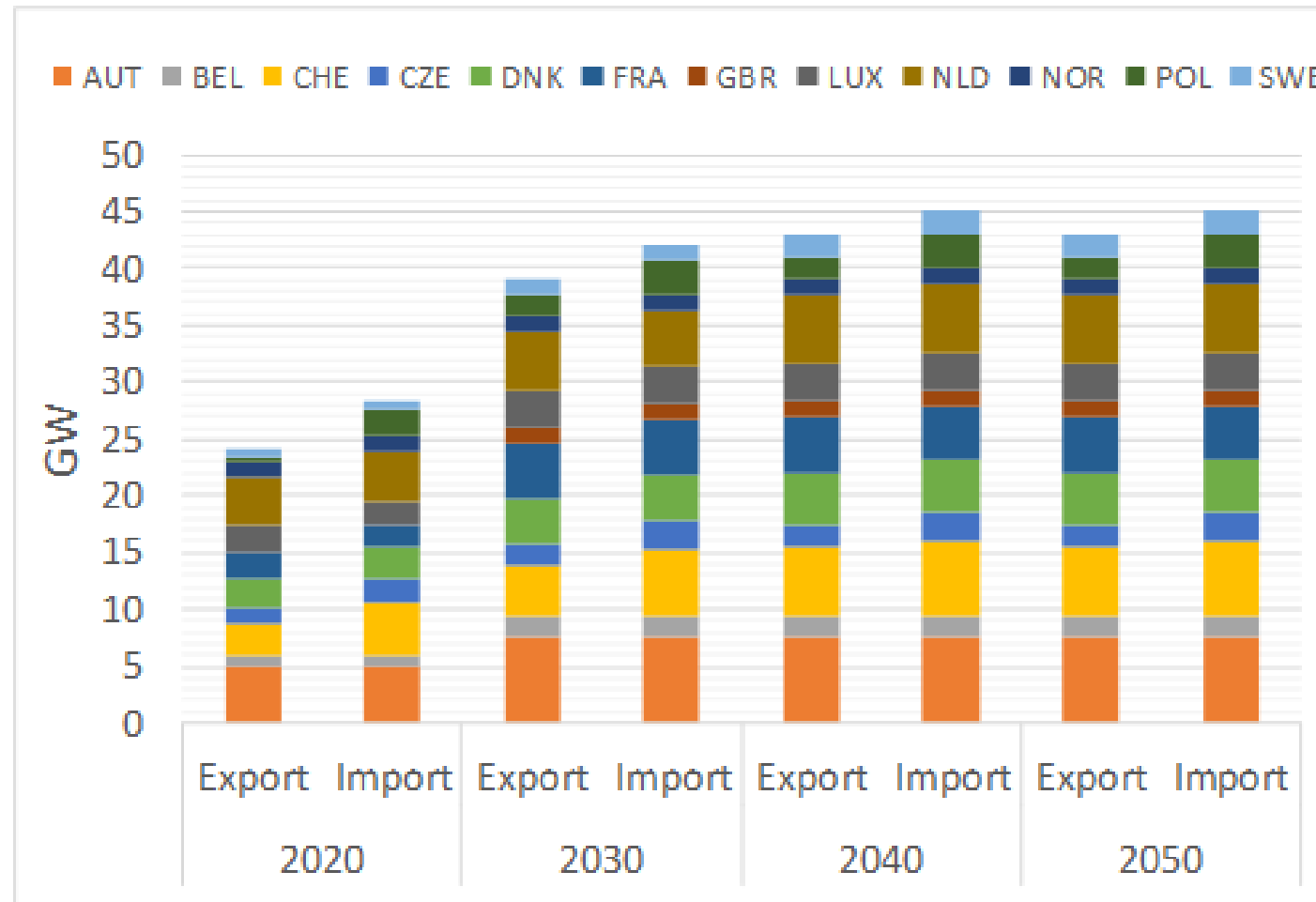
*** z.B. Quotenmodell zur Sicherung von Leitungen und Transformatoren im Niederspannungsnetz

**** z.B. Wärmepumpen sind eher im Winter im Einsatz, Verschiebungsdauern sind begrenzt um nicht die Anwendung zu gefährden

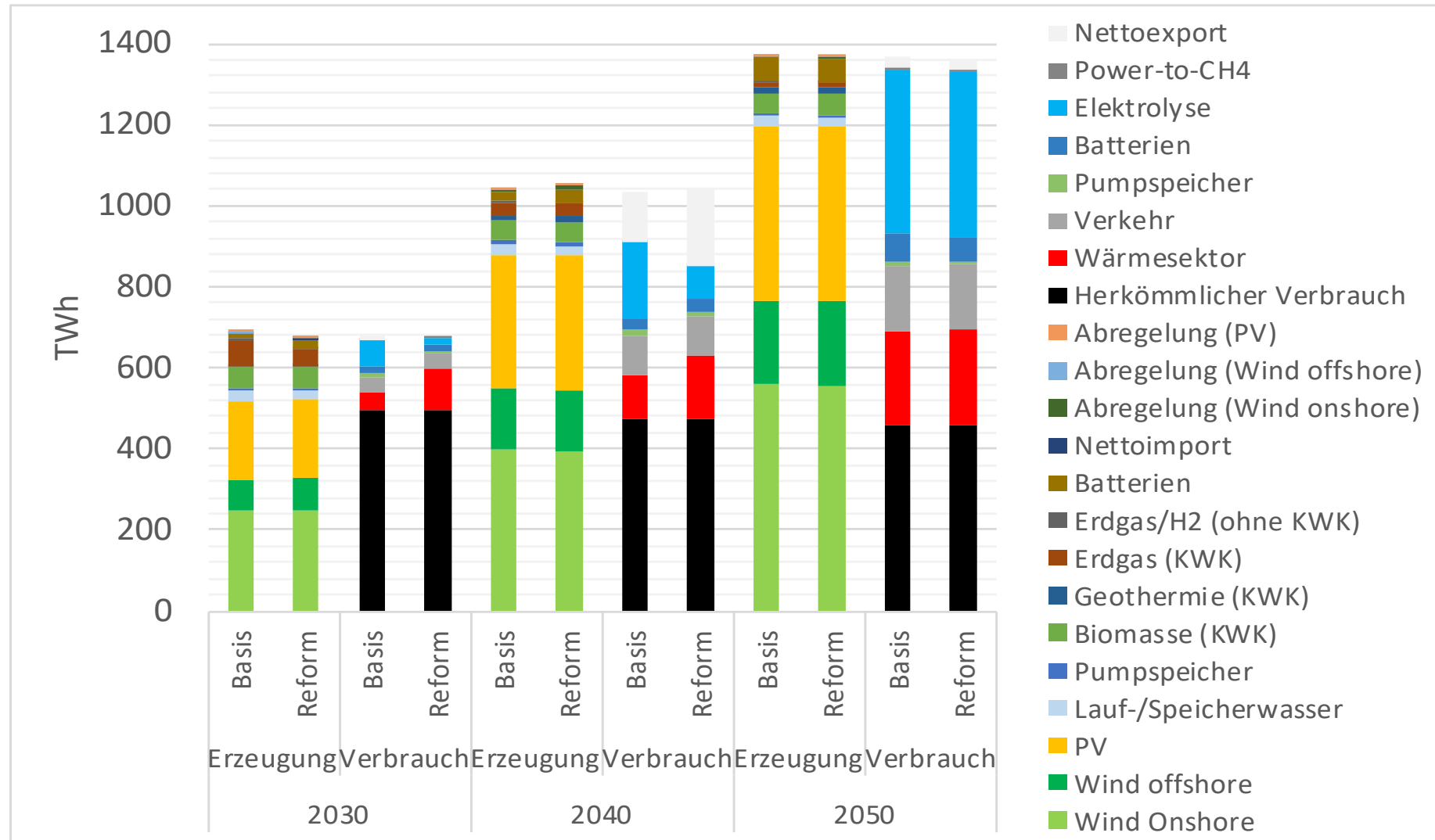
Ermittelte Volllaststunden innerhalb der Studie für volatil einspeisende Erneuerbare



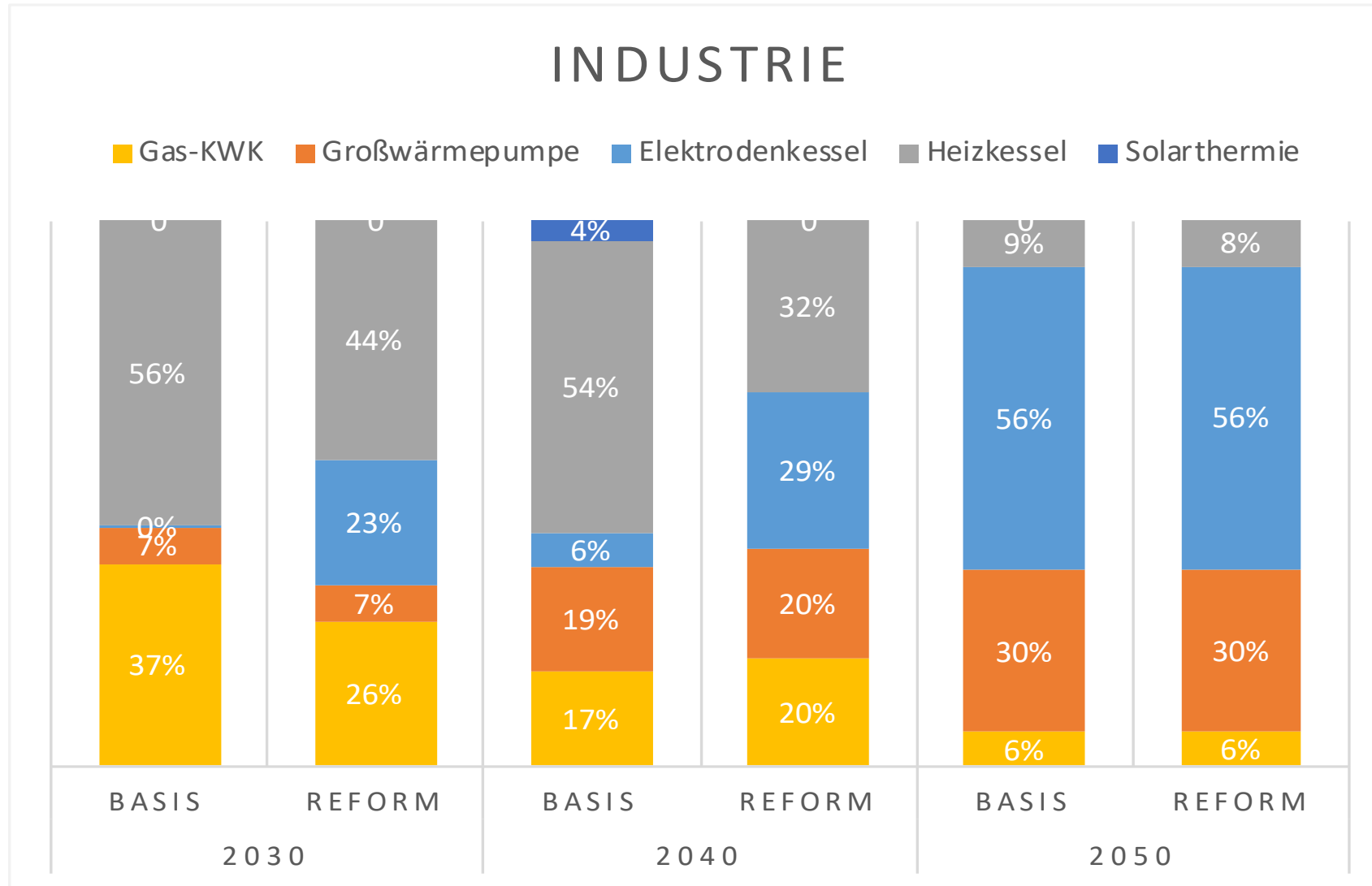
Grenzkuppelstellenausbau innerhalb der Studie



Jahresbilanz von Stromerzeugung und Stromverbrauch im Basisszenario

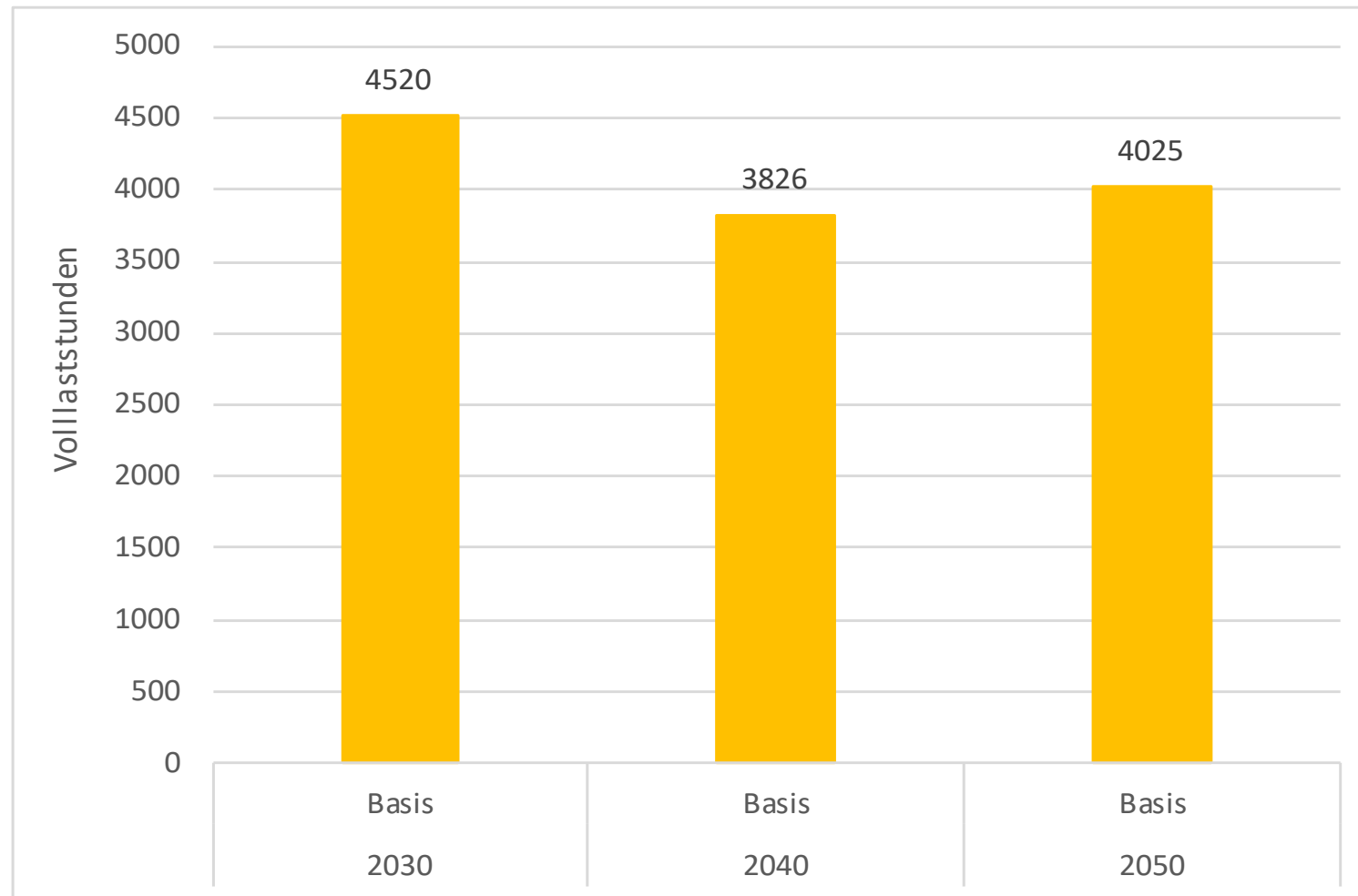


Wärmebereitstellung Industrie über die einzelnen Dekaden und Szenarien

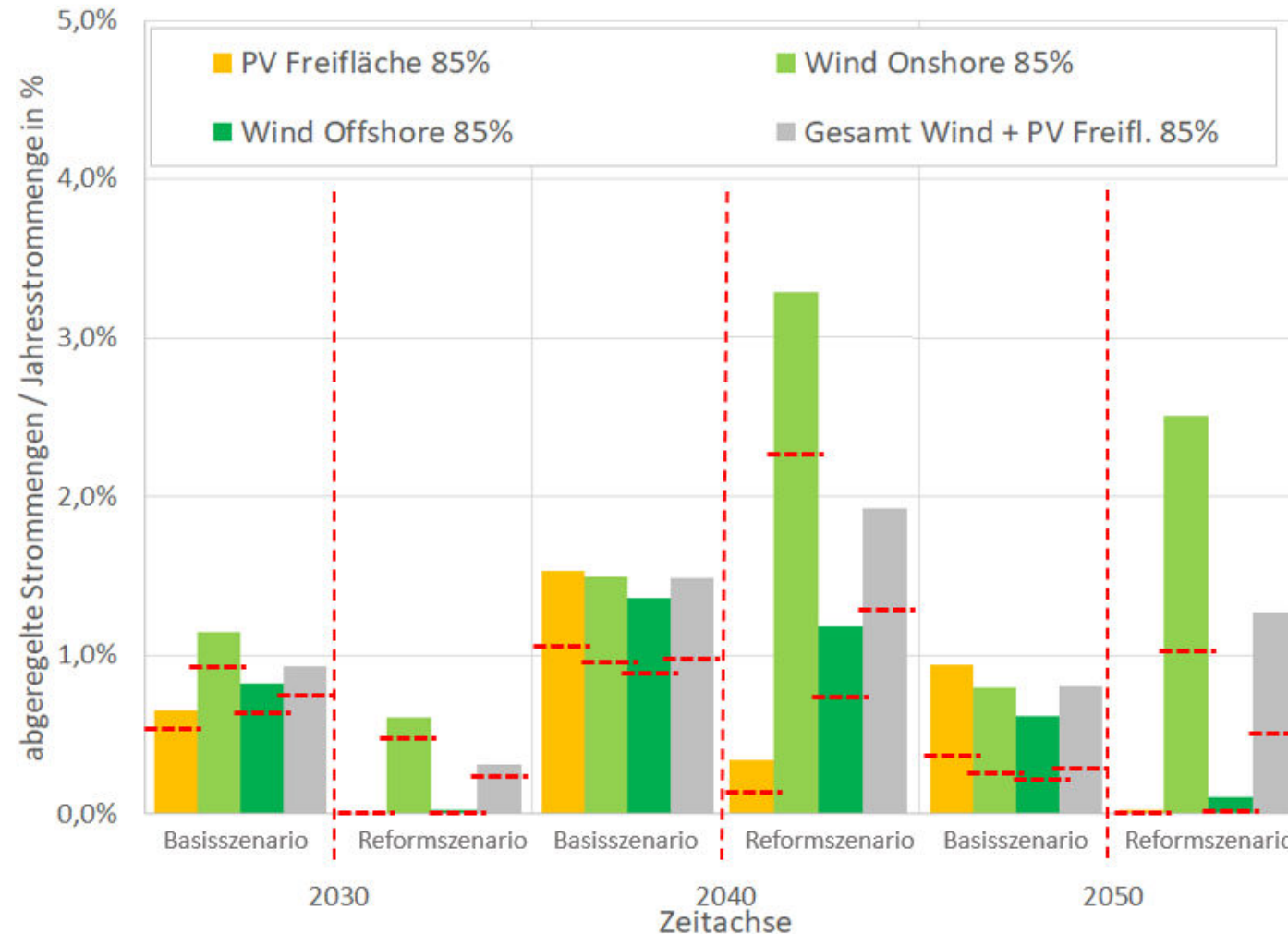


Volllaststunden Elektrolyseure

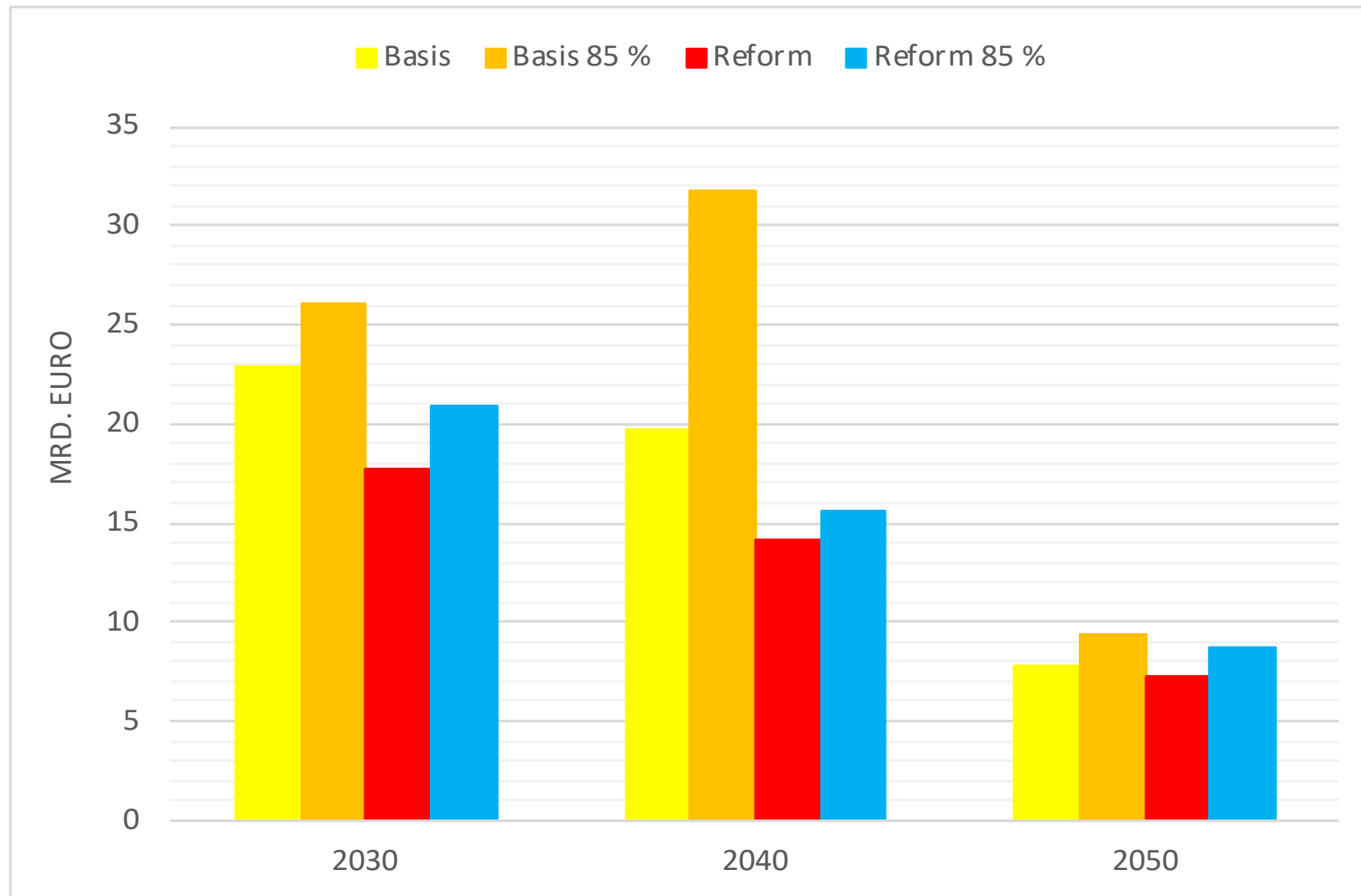
Beispiel Basisszenario



Marktbedingte Abregelung Sensitivitätsanalyse



EEG Differenzkosten in den einzelnen Szenarien und Sensitivitäten



Wasserstoff- und PtX-Bedarf sowie inländische H2- Erzeugung

