

Kurzdokumentation

prognos

Auswirkungen von Batteriespeichern auf das Stromsystem in Süddeutschland

Leonard Krampe, Frank Peter
15. Januar 2016



- Zur Erreichung der energiepolitischen Ziele der Bunderegierung ist ein weiterer Ausbau der Photovoltaik in Deutschland notwendig.
- Der Einsatz von Batteriespeichern trägt dazu bei, dass die Erzeugungsstruktur der Photovoltaik deutlich verändert wird. Werden prognosebasierte Speicher genutzt, trägt die Kappung der Einspeisespitze maßgeblich zur Vermeidung von Netzausbau im Niederspannungsnetz bei.
- Die dadurch ausgelösten Einsparungen bei den Netzausbaukosten führen dazu, dass für das Gesamtsystem sogar Vorteile entstehen. Von einer Entsolidarisierung der Batteriespeicherbetreiber gegenüber dem Gesamtsystem kann daher nicht gesprochen werden.
- Die Rolle der Batteriespeicher ist in den Szenarien zu zukünftigen Energiesystemen hinsichtlich der Integration der erneuerbaren Energien und der Auswirkungen auf die Sektorkopplung im Energiesystem neu zu bewerten.

- 01 Hintergrund
- 02 Die Wirkung von Batteriespeichern
- 03 Vermeidung von Netzausbau
- 04 Kostenbilanz
- 05 Fazit

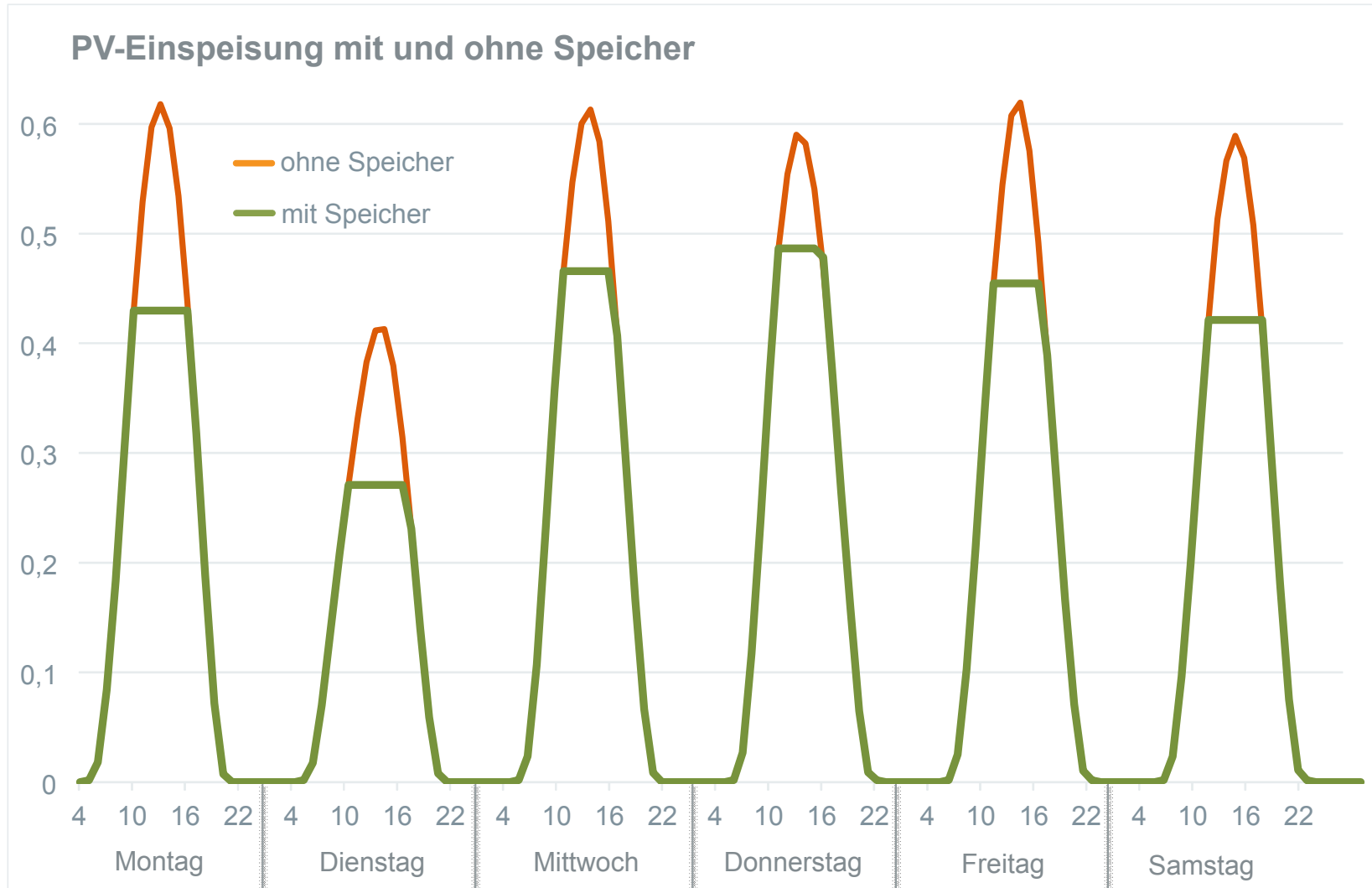
Die Prämissen der Energiepolitik

- Die Grundlage für die aktuelle Energiepolitik liefert das Energiekonzept aus dem Jahr 2010. Darin werden ambitionierte Ziele festgelegt, die ohne einen ambitionierten Ausbau der erneuerbaren Energien insgesamt und damit auch der Photovoltaik nicht zu schaffen sind.
- Reduktion der Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2050 um mindestens 80%
 - 2020: minus 40%
 - 2030: minus 55%
 - 2040: minus 70%
- Der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch von 60% im Jahr 2050
 - 2020: mind. 18%
 - 2030: mind. 30%
 - 2040: mind. 45%
- Der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch von 80% im Jahr 2050
 - 2020: mind. 35%
 - 2030: mind. 50%
 - 2040: mind. 65%

- Die Einspeisung der Photovoltaik ist trotz variierender Ausrichtungen (Nord-Ost, Süd-West) und technischer Optimierung des AC zu DC-Verhältnisses sehr ähnlich strukturiert.
- In der Konsequenz verstärkt jede zugebaute PV-Anlage ohne Speicher das charakteristische Einspeiseprofil.
- In Regionen mit entsprechend hohen Penetrationsraten von Photovoltaik im Vergleich zum Verbrauch wird trotz weiterer technischer Maßnahmen (z. B. Dynamische Ortsnetzstationen) ein weiterer PV-Ausbau langfristig Netzausbau nach sich ziehen.
- Der Zubau von Speichern als Ergänzung der PV-Anlagen kann die Struktur der PV-Einspeisung „entzerren“, was für die Nutzung des Stroms langfristig im System von Vorteil ist.
- Die in den letzten Jahren gesunkenen Kosten für Batteriespeicher tragen dazu bei, dass verstärkt Speicher in Verbindung mit PV-Anlagen errichtet werden.
- Weil diese Systeme sich im Wesentlichen aus der Erhöhung des Eigenverbrauchsanteils der PV-Anlagen refinanzieren, hat in gleichem Maße die Diskussion um den energiewirtschaftlichen Nutzen der Systeme begonnen.
- Vielfach wird bei der Nutzung von Speichern in Verbindung mit PV-Anlagen von einer zunehmenden „Entsolidarisierung“ im Stromsystem gesprochen.
- Die hier vorgelegte Kurzanalyse liefert keine abschließende Bewertung zu der Thematik, versucht jedoch die Diskussion mit Fakten anzureichern und das Bild etwas zu erweitern.

- Batteriespeicher, die mit PV-Anlagen gekoppelt sind, können unterschiedlich eingesetzt werden. Sie können eigenversorgungs- und/ oder netzoptimiert betrieben werden. Das eine muss jedoch nicht das andere ausschließen. Es gibt zudem noch weitere hybride Betriebsweisen.
- Bei der reinen Eigenversorgungsoptimierung wird der Speicher bereits in den Morgenstunden geladen, sofern die PV-Erzeugung den Stromverbrauch übersteigt. Dies kann jedoch dazu führen, dass der Speicher bereits mittags vollständig geladen ist. Die Einspeisespitzen von PV-Anlagen können somit nicht merklich reduziert werden.*
- Bei einer netzoptimierten Auslegung wird der Speicher erst in den Mittagsstunden geladen, wodurch die Mittagsspitzen vermieden werden können. Wird er so eingesetzt, wirkt er wie eine Leistungsreduzierung der PV-Anlage. Gleichzeitig kann der eingespeicherte Strom in den Abendstunden nach Sonnenuntergang genutzt werden. Um eine solche Betriebsweise optimal ermöglichen zu können, muss die PV-Erzeugung jedoch mittels Wetterdaten prognostizierbar sein.*
- Dieser Analyse liegt eine netzoptimierte Betriebsweise der Batteriespeicher zugrunde.
- Demnach werden die Mittagsspitzen von PV gekappt, was einer Leistungsreduzierung der gesamten PV-Anlage gleichkommt. Die Erzeugungskurve wird durch den abendlichen Entladevorgang geglättet.

Wirkung des Peak-Shaving mit Speichern im Wochenprofil auf das PV-Einspeiseprofil



- Im Rahmen unserer Analyse wird zunächst die Wirkung des Speicherausbaus auf die Netzkosten bei einer hohen PV-Penetration wie in Süddeutschland betrachtet.
- Die vorliegende Analyse basiert in ihren Ableitungen auf den Ergebnissen der Verteilernetzstudie 2014*, die die Kosten des Netzausbaus für verschiedene Szenarien des Ausbaus der erneuerbaren Energien in Deutschland regional analysiert.
- Der PV-Ausbau im „EEG-Szenario“ der Verteilernetzstudie beträgt bis zum Jahr 2032 rund 58,3 GW. Davon entfallen 24,5 GW auf die Region Süd (Bayern und Baden-Württemberg). Die installierte Leistung in dieser Region im Jahr 2012 beträgt 14,2 GW. Somit steigt die PV-Leistung in diesem Szenario bis 2032 um rund 10,3 GW. (siehe Folie 9)
- Der Anteil der PV im Niederspannungsnetz (NS) beträgt derzeit 60% und bleibt in der Studie konstant auf diesem Niveau. Das bedeutet, dass in Süddeutschland bis 2032 von den 10,3 GW rund 6,2 GW im Niederspannungsnetz installiert werden. (siehe Folie 10)
- Der Ausbau im Niederspannungsnetz ist in allen Szenarien der Verteilernetzstudie durch den zukünftigen PV-Ausbau getrieben. Rund 60% der notwendigen Investitionen entfallen dabei auf die Region Süddeutschland. (siehe Folie 11)
- Reduziert man die Einspeiseleistung der PV-Systeme, kann Netzausbau vermieden werden. Batteriespeicher können dabei einen wichtigen Beitrag zur Reduzierung der Einspeiseleistung von PV-Systemen leisten. (siehe Folie 13)

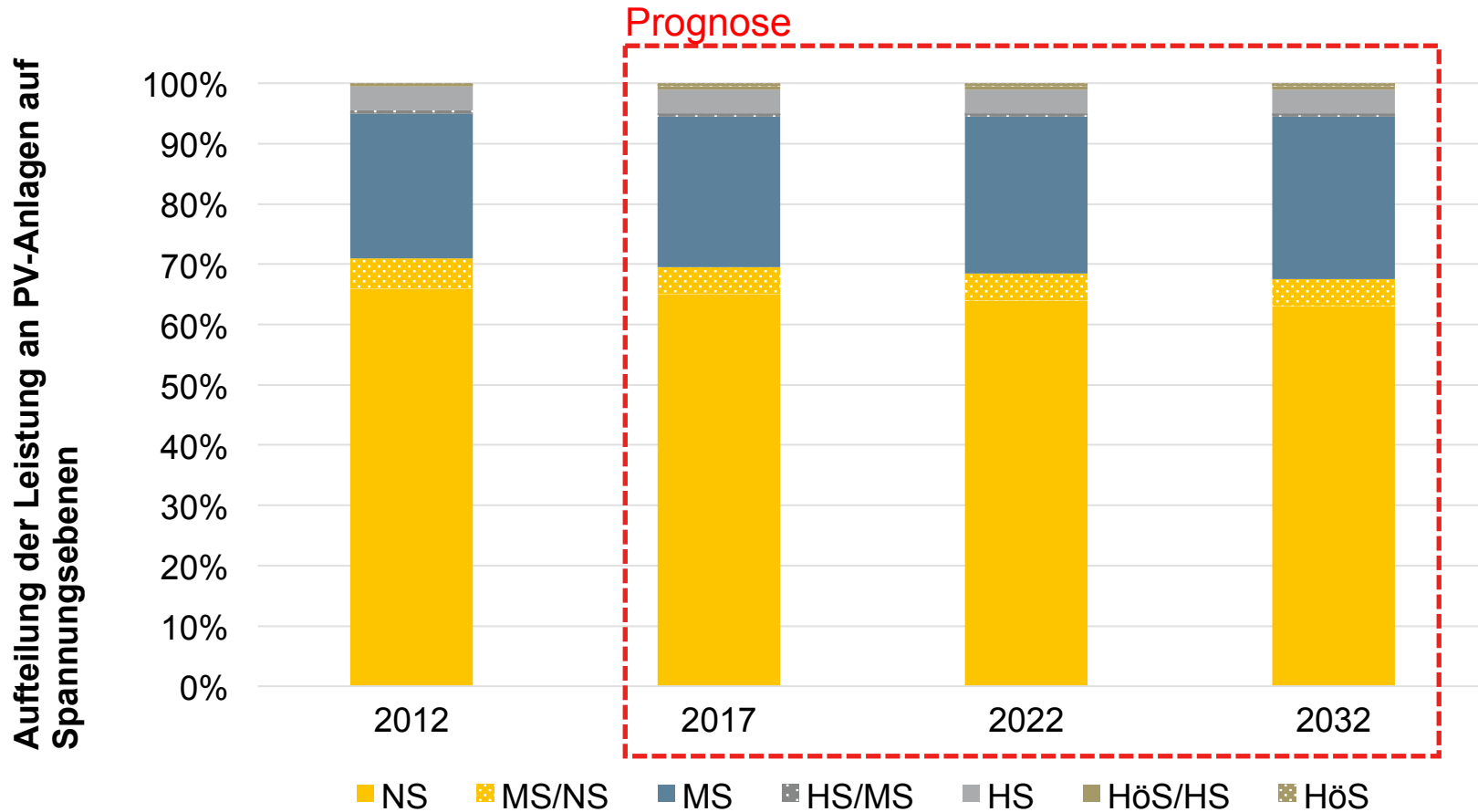
Davon entfallen mehr als 10 GW Zubau auch weiterhin auf Süddeutschland

Erwartungswert der installierten Leistung je Bundesland und Technologie für jedes Szenario im Jahr 2032

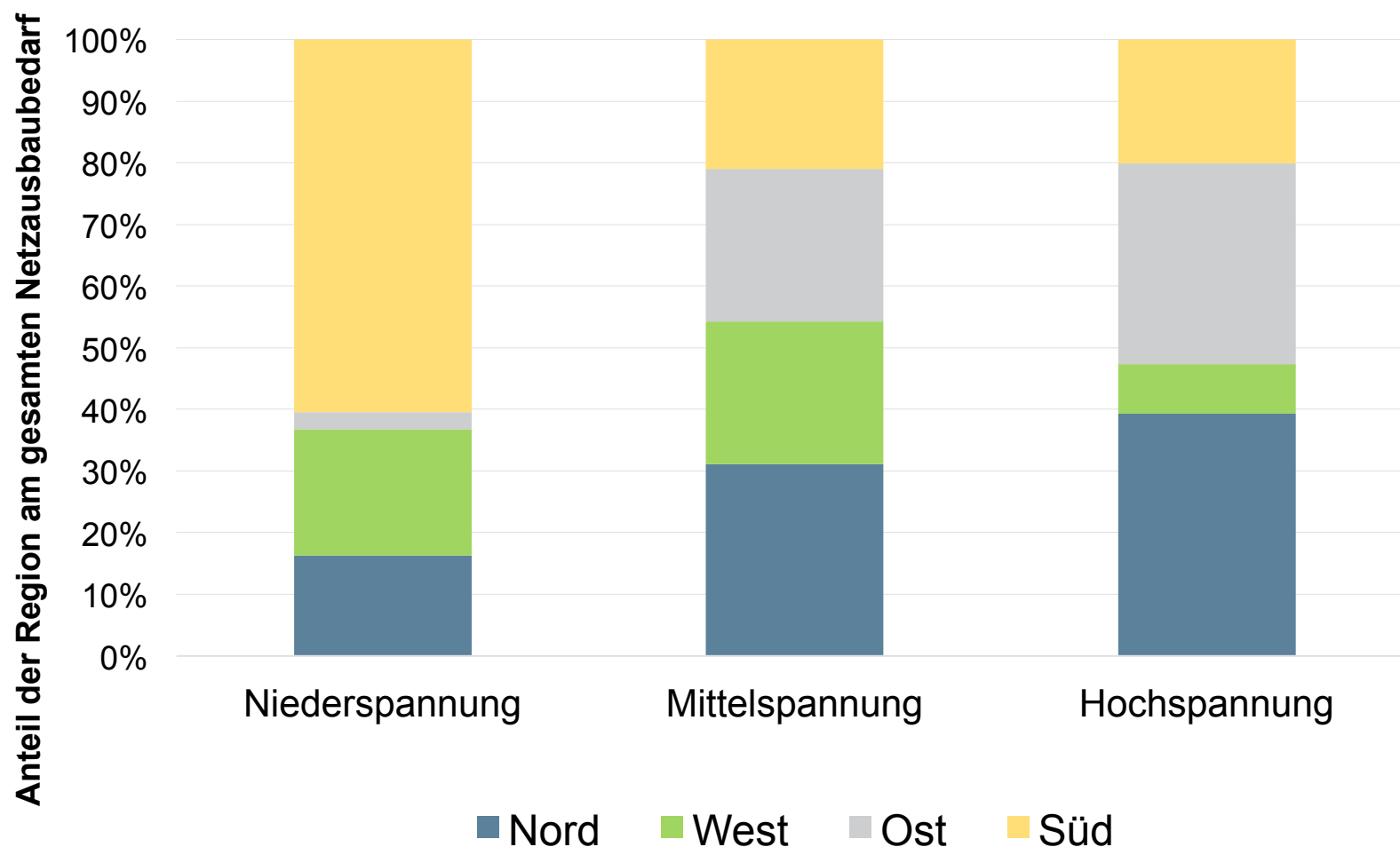
Leistung an	Szenario „EEG 2014“		Szenario „NEP“		Szenario „Bundesländer“	
	Windkraft-anlagen	PV-Anlagen	Windkraft-anlagen	PV-Anlagen	Windkraft-anlagen	PV-Anlagen
Baden-Württemberg	2,5 GW	10 GW	2,9 GW	11,2 GW	5,2 GW	12,9 GW
Bayern	2,7 GW	14,5 GW	3 GW	15,7 GW	6 GW	22,2 GW
Brandenburg	6,6 GW	3,2 GW	6,9 GW	3,5 GW	10,4 GW	5,1 GW
Hessen	2,1 GW	3,9 GW	2,4 GW	4,5 GW	6,2 GW	5,7 GW
Mecklenburg-Vorpommern	5,2 GW	2,6 GW	5,9 GW	3 GW	7,6 GW	3,4 GW
Niedersachsen	11,1 GW	6,6 GW	11,6 GW	7,4 GW	19,2 GW	7,6 GW
Nordrhein-Westfalen	6,9 GW	5,7 GW	7,6 GW	6,3 GW	12,6 GW	8,7 GW
Rheinland-Pfalz	3,9 GW	3,4 GW	4,4 GW	3,8 GW	8,3 GW	6,4 GW
Saarland	0,2 GW	0,8 GW	0,4 GW	0,9 GW	1 GW	1,6 GW
Sachsen	1,2 GW	1,9 GW	1,3 GW	2,2 GW	1,9 GW	1,7 GW
Sachsen-Anhalt	4,6 GW	1,3 GW	4,8 GW	1,4 GW	7,8 GW	1,6 GW
Schleswig-Holstein	8,5 GW	2,2 GW	9,4 GW	2,4 GW	16,9 GW	5 GW
Thüringen	3,7 GW	2,2 GW	4,2 GW	2,4 GW	8,8 GW	3,9 GW
<i>Summe West</i>	<i>13,1 GW</i>	<i>13,8 GW</i>	<i>14,8 GW</i>	<i>15,5 GW</i>	<i>28,1 GW</i>	<i>22,4 GW</i>
<i>Summe Nord</i>	<i>24,8 GW</i>	<i>11,4 GW</i>	<i>26,9 GW</i>	<i>12,8 GW</i>	<i>43,7 GW</i>	<i>16 GW</i>
<i>Summe Ost</i>	<i>16,1 GW</i>	<i>8,6 GW</i>	<i>17,2 GW</i>	<i>9,5 GW</i>	<i>28,9 GW</i>	<i>12,3 GW</i>
<i>Summe Süd</i>	<i>5,2 GW</i>	<i>24,5 GW</i>	<i>5,9 GW</i>	<i>26,9 GW</i>	<i>11,2 GW</i>	<i>35,1 GW</i>
<i>Summe</i>	<i>59,2 GW</i>	<i>58,3 GW</i>	<i>64,8 GW</i>	<i>64,7 GW</i>	<i>111,9 GW</i>	<i>85,8 GW</i>

Der Anteil der Niederspannungsebene beträgt langfristig etwa 60%, damit etwa 6,2 GW in Süddeutschland

Prognostizierte prozentuale Aufteilung der installierten PV-Leistung je Spannungsebene



60% des Ausbaus des Niederspannungsnetzes entfällt dabei auf Süddeutschland



- Bei einer Systemkonfiguration von 3,3 kW Speicheranschlussleistung und 7,9 kW PVpeak beträgt die „Leistungsreduzierung“ rund 40%, die maximale Einspeiseleistung beträgt 60%.
- Ohne Leistungsreduzierung betragen die jährlichen Zusatzkosten in NS rund 210 Mio. Euro. Bei 60% Einspeiseleistung betragen sie nur noch 60 Mio. Euro. Bei 60% Kostenanteil des Südens entfallen von den 150 Mio. Euro eingesparte Zusatzkosten im NS rund 90 Mio. Euro auf den Süden. Damit sinken auf Basis dieser vereinfachten Schätzung die Netzausbaukosten in Süddeutschland mindestens um 90 Mio. Euro pro Jahr.
- Vor dem Hintergrund, dass die Kosten der Mittelspannungsebene in Süddeutschland auch wesentlich durch die Aufspeisung aus der Niederspannung getrieben werden, muss dies als äußerst konservative Schätzung bezeichnet werden.
- Realistischer erscheinen Einsparungen in der Größenordnung von mehr als 100 Mio. Euro pro Jahr aufgrund der Reduktion der Netzausbaukosten in der Mittelspannung.
- In der gewählten Konfiguration der Speicher lässt sich ableiten, dass etwa 120 Euro Netzkosten pro Jahr pro einzelner PV-Anlage mit Speicher in Süddeutschland gespart werden.*
- PV-Anlagen mit entsprechend konfigurierten Speichern sparen in Süddeutschland signifikant Netzkosten, was in der Diskussion um den energiewirtschaftlichen Nutzen der Anlagen bisher nahezu unberücksichtigt bleibt.

Durch eine Reduktion der maximalen Einspeiseleistung der PV sinken die Netzausbaukosten

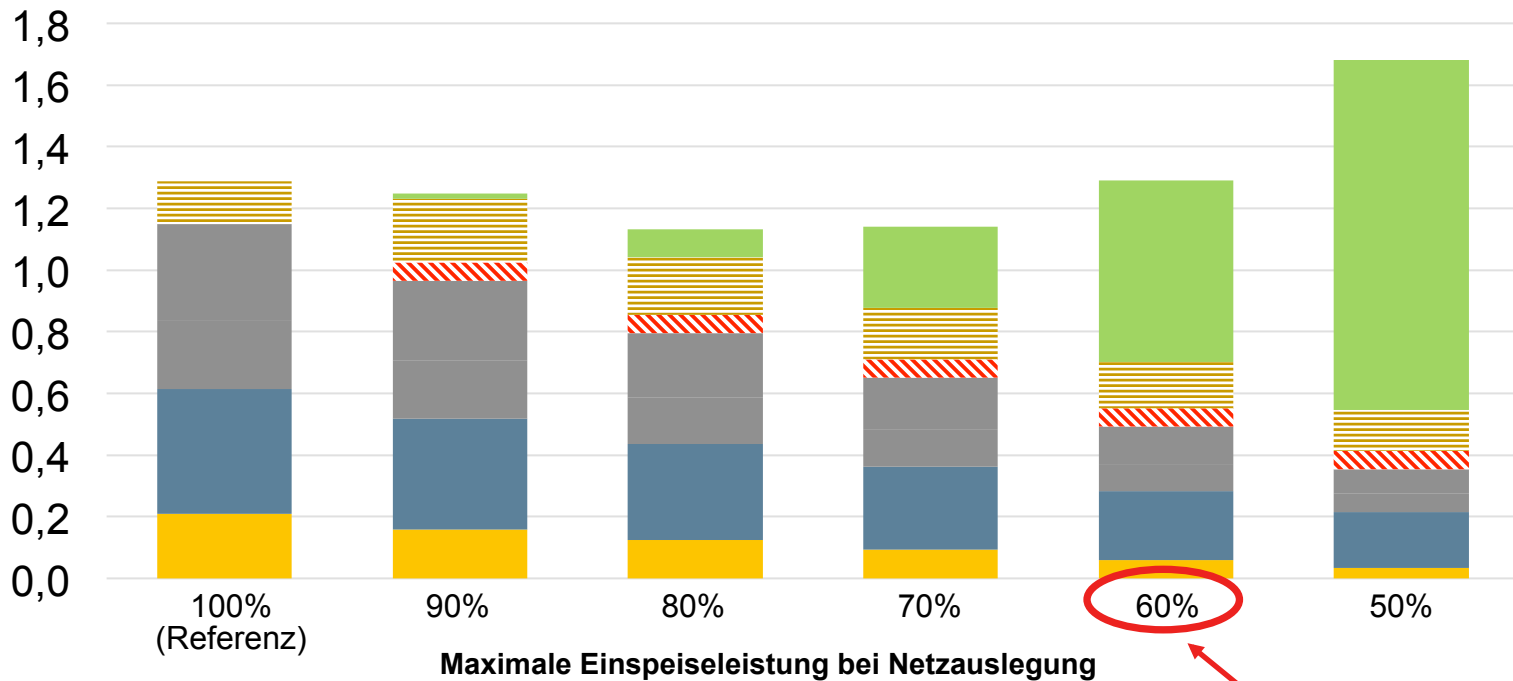
Bei einer Vermeidung von 40% Maximalleistung lassen sich die jährlichen Zusatzkosten in der NS um 150 Mio. Euro reduzieren.

Reduzierung EE-Einspeisung je Anlage im betroffenen Netzgebiet

Windkraftanlagen	0,1%	0,8%	2,3%	5,3%	10,3%
PV-Anlagen	0,2%	1,2%	2,9%	6,2%	11,6%

Mrd. EUR p.a.

Durchschnittliche jährliche Zusatzkosten bis 2032



- NS ■ MS ■ Betriebskosten
- HS ■ IKT ■ Abgeregelte Energie

Auslegung der Batteriespeicher

Kostenbilanz Stromsystem I – EEG-Vergütung 12 Cent/kWh, 30% Eigenverbrauch, Autarkiegrad rund 50%

		Fall 1 (keine Batterie)	Fall 2 (mit Batterie)
Stromverbrauch	kWh	4.000	4.000
Eigenstromverbrauch	kWh	760	1.938
Netzeinspeisung	kWh	6.840	5.320
Netzbezug	kWh	3.240	2.062
EEG-Vergütung	Euro/a	821	638
Strompreisbestandteile variabel, ohne Grundpreis			
zu zahlende EEG-Umlage	Euro/a	194	124
Netzkosten (Arbeit)	Euro/a	162	103
Beschaffung & Vertrieb	Euro/a	227	144
Abgaben (Stromsteuer, Konzessionsabgabe, KWK-, §19- und Offshore-Abgabe)	Euro/a	130	82
Summe	Euro/a	713	454
Netto-Zahlung ans Stromsystem	Euro/a	- 108	- 185
Eingesparte Netzkosten	Euro/a	-	120
Umsatzsteuer			
Speicherkauf (normiert auf jährliche Werte)	Euro/a	-	95
Kauf PV-Anlage (normiert auf jährliche Werte)	Euro/a	91	91
Netzbezug Strom	Euro/a	135	86
Summe	Euro/a	227	272
Gesamtbilanz	Euro/a	119	208

- Der Einsatz von Batteriespeichern bei PV-Systemen wird zu einer Reduzierung der Netzausbaukosten führen. Voraussetzung dafür ist, dass die Batteriespeicher auf die Kappung der Mittagsspitze optimiert werden.
- Mit einer modellhaften Kostenbilanz wurden die Auswirkungen untersucht. In dieser Berechnung wurden nur die Kostenbestandteile betrachtet, die in der Diskussion um eine mögliche „Entsolidarisierung“ durch den Einsatz von Speichern notwendig sind. Dazu zählen die EEG-Vergütungszahlungen auf der „Ausgabeseite“ sowie die zu zahlende EEG-Umlage, Netzentgelte, Kosten für Beschaffung & Vertrieb und Abgaben wie Stromsteuer, Konzessionsabgabe, KWK-, §19- und Offshore-Umlage auf der „Einnahmeseite“. Darüber hinaus können der durch den Einsatz von Speichern eingesparte zusätzliche Netzausbau und die zu zahlende Umsatzsteuer* der Einnahmeseite hinzugezählt werden. Der Posten für Beschaffung & Vertrieb wird mit aufgenommen, um die Refinanzierung der Leistungsabsicherung zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit mit zu berücksichtigen.
- Dabei gehen wir von einem Musterfall eines PV-Systems auf einem Einfamilienhaus mit einem Strombedarf von 4.000 kWh pro Jahr aus. Die PV-Anlage hat eine Anschlussleistung von rund 8 kW mit einer jährlichen Erzeugung von 7.600 kWh.
- Das entspricht 950 kWh Ertrag pro kWp installierter Leistung. Aufdachanlagen in Süddeutschland, die im Durchschnitt nicht optimal ausgerichtet sind, erreichen Erträge in dieser Größenordnung.

* Die durch den Speichereinsatz zusätzlich zu zahlende Mehrwertsteuer beläuft sich auf 95 Euro pro Jahr (10.000 Euro Investitionskosten für Speicher → 1.900 Euro Mehrwertsteuer verteilt über 20 Jahre).

- Im 1. Fall kommt kein Batteriespeicher zum Einsatz, der Eigenverbrauch beträgt rund 760 kWh (10% Eigenverbrauch). Das ist in etwa die Strommenge, die ein Privathaushalt im Mittel ohne eine gezielte Verbrauchssteuerung von der erzeugten Strommenge der PV-Anlage nutzen kann.
- Im 1. Fall beträgt die Netzeinspeisung demnach 6.840 kWh und der notwendige Netzbezug zur Deckung der Stromnachfrage beträgt 3.240 kWh. Das entspricht bei einem jährlichen Bedarf von 4.000 kWh einem Autarkiegrad von 19%.
- Im 2. Fall mit Batteriespeicher beträgt der Eigenverbrauch knapp 2.280 kWh. Dies wird dadurch erreicht, dass die durch den Speicher ausgelöste verlängerte Abgabe von Strom insbesondere in den starken Verbrauchsstunden am Abend Eigenverbrauch ermöglicht. Der Eigenverbrauch bezogen auf die Erzeugung der PV-Anlage erhöht sich somit auf etwa 30%. Von den 2.280 kWh Eigenverbrauch sind die Speicherverluste von 15 % abzuziehen. Ein Privathaushalt kann effektiv 1.938 kWh eingespeicherten Strom selbst nutzen.
- Der Netzbezug des Endkunden verringert sich demnach um 1.938 kWh und beträgt 2.062 kWh. Entsprechend ergibt sich im 2. Fall ein Autarkiegrad von rund 50%. Im 2. Fall sinkt die Netzeinspeisung der PV-Anlage auf 5.320 kWh.

- Aufgrund der höheren Netzeinspeisung liegt die EEG-Vergütung mit 821 Euro/Jahr (bei 12 Cent/kWh) im 1. Fall über den 638 Euro/Jahr im 2. Fall.
- Gleichzeitig liegt die Summe der Strompreisbestandteile „zu zahlende EEG-Umlage“, Netzkosten (Arbeit), Beschaffung und sonstige Abgaben (Stromsteuer, Konzessionsabgabe, KWK-, §19- und Offshore-Umlage) mit 713 Euro im 1. Fall über den 454 Euro des 2. Falls.
- Verrechnet man beide Posten miteinander liegen die Netto-Zahlungen an das Stromsystem im 1. Fall bei -108 Euro pro Jahr und im 2. Fall bei -185 Euro. Es kommt also zu einer jährlichen „Auszahlung“ von 108 Euro bzw. 185 Euro an den Anlagenbetreiber.
- Dem gegenüber stehen jedoch die Umsatzsteuerzahlungen der Anlagenbetreiber für den bezogenen Strom, sowie die mit der Batterie in Fall 2 eingesparten jährlichen Netzausbaukosten (120 Euro). Dabei beinhalten die Umsatzsteuerzahlungen im 2. Fall auch die, über die Lebensdauer betrachtet auf jährlich normierte Anteile, für den Speicher anfallende Umsatzsteuer*. In beiden Fällen wird die, über die Lebensdauer betrachtet auf jährlich normierte Anteile, für die PV-Anlage anfallende Umsatzsteuer mit berücksichtigt.**
- Ergibt sich bei dieser Betrachtung ein positives Ergebnis, kann von einem positiven Nutzen für das Gesamtsystem gesprochen werden.
- Insgesamt zahlt der Anlagenbetreiber im 1. Fall pro Jahr 119 Euro, im 2. Fall hat das Gesamtsystem aufgrund der jährlich eingesparten Netzausbaukosten durch den Speichereinsatz sogar einen Nutzen von 208 Euro pro Jahr.

* Die durch den Speichereinsatz zusätzlich zu zahlende Mehrwertsteuer beläuft sich auf 95 Euro pro Jahr (10.000 Euro Investitionskosten für Speicher → 1.900 Euro Mehrwertsteuer verteilt über 20 Jahre). ** Die Investitionskosten betragen 1.200 Euro/kWp.

Kostenbilanz Stromsystem II – EEG-Vergütung 10 Cent/kWh, 30% Eigenverbrauch, Autarkiegrad rund 50%

		Fall 1 (keine Batterie)	Fall 2 (mit Batterie)
Stromverbrauch	kWh	4.000	4.000
Eigenstromverbrauch	kWh	760	1.938
Netzeinspeisung	kWh	6.840	5.320
Netzbezug	kWh	3.240	2.062
EEG-Vergütung	Euro/a	684	532
Strompreisbestandteile variabel, ohne Grundpreis			
zu zahlende EEG-Umlage	Euro/a	194	124
Netzkosten (Arbeit)	Euro/a	162	103
Beschaffung & Vertrieb	Euro/a	227	144
Abgaben (Stromsteuer, Konzessionsabgabe, KWK-, §19- und Offshore-Abgabe)	Euro/a	130	82
Summe	Euro/a	713	454
Netto-Zahlung ans Stromsystem	Euro/a	29	- 78
Eingesparte Netzkosten	Euro/a	-	120
Umsatzsteuer			
Speicherkauf (normiert auf jährliche Werte)	Euro/a	-	95
Kauf PV-Anlage (normiert auf jährliche Werte)	Euro/a	76	76
Netzbezug Strom	Euro/a	135	86
Summe	Euro/a	211	257
Gesamtbilanz	Euro/a	240	299

Kostenbilanz Stromsystem III – EEG-Vergütung 9 Cent/kWh, 30% Eigenverbrauch, Autarkiegrad rund 50%

		Fall 1 (keine Batterie)	Fall 2 (mit Batterie)
Stromverbrauch	kWh	4.000	4.000
Eigenstromverbrauch	kWh	760	1.938
Netzeinspeisung	kWh	6.840	5.320
Netzbezug	kWh	3.240	2.062
EEG-Vergütung	Euro/a	616	479
Strompreisbestandteile variabel, ohne Grundpreis			
zu zahlende EEG-Umlage	Euro/a	194	124
Netzkosten (Arbeit)	Euro/a	162	103
Beschaffung & Vertrieb	Euro/a	227	144
Abgaben (Stromsteuer, Konzessionsabgabe, KWK-, §19- und Offshore-Abgabe)	Euro/a	130	82
Summe	Euro/a	713	454
Netto-Zahlung ans Stromsystem	Euro/a	97	- 25
Eingesparte Netzkosten	Euro/a	-	120
Umsatzsteuer			
Speicherkauf (normiert auf jährliche Werte)	Euro/a	-	95
Kauf PV-Anlage (normiert auf jährliche Werte)	Euro/a	68	68
Netzbezug Strom	Euro/a	135	86
Summe	Euro/a	204	250
Gesamtbilanz	Euro/a	301	344

- Zukünftig kann mit einer weiteren Reduzierung der Einspeisevergütung gerechnet werden. Beträgt diese in den Musterfällen nur noch 10 Cent/kWh, fallen die Vergütungszahlungen dementsprechend geringer aus.*
- Durch den Rückgang der Vergütungszahlungen reduzieren sich automatisch die „Auszahlungen“ an den Anlagenbetreiber.
- In der Gesamtbetrachtung entsteht im 1. Fall ein Nutzen für das Gesamtsystem in Höhe von 240 Euro. Im 2. Fall entsteht durch den Einsatz von Speichern mit 299 Euro ein höherer Nutzen.
- Bei einer zukünftigen Einspeisevergütung von nur 9 Cent/kWh steigt der Nutzen in beiden Fällen weiter. Im 1. Fall auf 301 Euro und im 2. Fall auf 344 Euro pro Jahr.**
- Allerdings hat der Einsatz von Speichern eine Auswirkung auf die Preise und deren Struktur im Großhandel, weswegen es zu Umverteilungseffekten insbesondere zwischen PV-Anlagenbetreibern und anderen Erzeugungstechnologien kommen kann.
- Durch den Ladevorgang von Speichern wird die Mittagsspitze der PV-Einspeisung reduziert. Die notwendige Residuallast steigt und die Preise werden leicht erhöht. Gleichzeitig wird die nachfrageseitige Abendspitze durch die Entladung der Speicher reduziert, wodurch die Preise im Großhandel leicht sinken. Es kommt zu einer Glättung des Preisprofils während eines Tages.
- Andere Speichertechnologien wie Pumpspeicherkraftwerke, die sich aus den Spreads im Tagesverlauf refinanzieren, haben hierdurch Nachteile. Spitzenlastanlagen und DSM-Technologien werden weniger stark nachgefragt.

* Zukünftig kann mit einem Rückgang der Investitionskosten für PV gerechnet werden. In der Betrachtung mit einer Vergütung von 10 Cent/kWh betragen die Investitionskosten 1.000 Euro/kWp. ** In der Betrachtung mit einer Vergütung von 9 Cent/kWh betragen die Investitionskosten 900 Euro/kWp.

- Der Zubau von Batteriespeichern in Verbindung mit PV-Anlagen bringt für das Energiesystem derzeit am meisten Nutzen, wenn die Mittagsspitze der PV-Einspeisung reduziert wird.
- PV-Speicher können vor allem in Süddeutschland dazu beitragen, Netzausbau in substanziellem Umfang zu vermeiden.
- Die vereinfachten Analysen zeigen, dass der Einsatz von Speichern nicht zu einer Entsolidarisierung im Gesamtsystem führt.
- Der Einsatz von Speichern hat Auswirkungen auf die Preise und deren Struktur im Großhandel, weswegen es zu Umverteilungseffekten insbesondere zwischen PV-Anlagenbetreibern und anderen Erzeugungstechnologien kommen wird.
- Durch den Einsatz von Batteriespeichern wird die Nachfrage der assoziierten Konsumenten verändert, es kommt zu einer Glättung der Preisstruktur.
- Vor dem Hintergrund des Einflusses von Batteriespeichern auf den Netzausbau und des daraus entstehenden Nutzens für das Gesamtsystem ist die Rolle der PV-Batteriespeicher insbesondere in Regionen mit hoher PV-Dichte neu zu bewerten und tieferen Analysen zu unterziehen.
- Verstärkt wird dieser Bedarf auch durch die sich abzeichnenden weiteren Kostensenkungspotenziale bei Batterien.



Wir geben Orientierung.

Prognos AG – Europäisches Zentrum für
Wirtschaftsforschung und Strategieberatung.