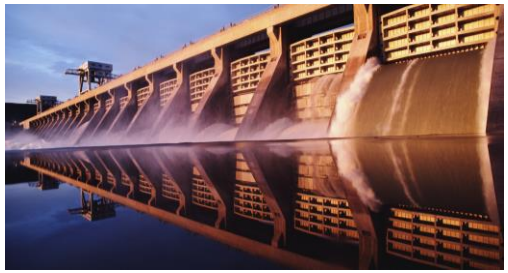


Moderne Verteilernetze für Deutschland „Verteilernetzstudie“

Plenarsitzung Plattform Energienetze

Berlin, 12.9.2014

E-Bridge
Kompetenz in Energie

IAEW Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft
Univ.-Prof. Dr.-Ing. Albert Moser

OFFIS

Übersicht der BMWi Verteilernetzstudie

A

Hintergrund und Ziel der Studie

B

Vorgehen und Annahmen

C

Konventioneller Netzausbaubedarf

D

Reduzierter Netzausbaubedarf durch Nutzung innovativer Planungskonzepte und intelligenter Technologien

E

Zusammenfassung und Handlungsempfehlungen

Der Umbau der Energieversorgung im Zuge der Energiewende führt zu grundlegenden Veränderungen in Verteilernetzen

- Deutschland spielt eine Vorreiterrolle beim Ausbau und der Integration von Erneuerbaren Energien.
  - EE-Anlagen haben eine installierte Leistung von rund 62 GW und tragen mit 25 % zur Bruttostromerzeugung bei.
  - Anteil an EE-Bruttostromerzeugung soll auf 50 % (2030) und sogar 80 % (2050) ausgebaut werden.

- BMWi beauftragte Ende 2012 das Konsortium aus E-Bridge, IAEW und OFFIS mit der Erstellung einer Studie zur Quantifizierung des **Ausbaubedarfs** in den deutschen elektrischen Verteilernetzen bis 2032.

- Dabei sollen **Entwicklungspfade der Verteilernetze** unter Berücksichtigung der zu erwartenden Anforderungen, der bestehenden Netzstruktur sowie der zur Verfügung stehenden Informations- und Kommunikationstechnologie ermittelt werden.

- Kosten und Nutzen des **Ausbaubedarfs mit konventionellen Planungsgrundsätzen** sind mit dem Ausbaubedarf unter **Verwendung innovativer Planungskonzepte und intelligenter Technologien** zu vergleichen.

- **Umsetzungshindernisse** sind zu benennen und **ordnungspolitische Maßnahmen** zur Behebung der Hindernisse sind zu entwickeln.

Wesentliche Fragestellungen der BMWi Verteilernetzstudie

- Wie hoch ist der **Netzausbaubedarf** in den deutschen Verteilernetzen bei Zugrundelegung konventioneller Planungsgrundsätze? Wie verteilt sich dieser auf die Verteilernetzebenen und die Regionen?

- Durch welche **innovativen Planungsstrategien** und durch Anwendung welcher **intelligenter Netztechnologien** können der notwendige Netzausbaubedarf und die damit verbundenen Integrationskosten in den Verteilernetzen gesenkt werden?

- Welche **Informations- und Kommunikationstechnologien** (IKT) sind dazu notwendig? Welche Umsetzungskonzepte sind sinnvoll und welche Konsequenzen für die Versorgungssicherheit sind durch die erhöhte Abhängigkeit von der IKT zu erwarten?

- Welche **regulatorischen oder ordnungspolitischen Anpassungen** sind erforderlich, um die optimale Integrationsstrategie zu fördern?

Übersicht der BMWi Verteilernetzstudie

A

Hintergrund und Ziel der Studie

B

Vorgehen und Annahmen

C

Konventioneller Netzausbaubedarf

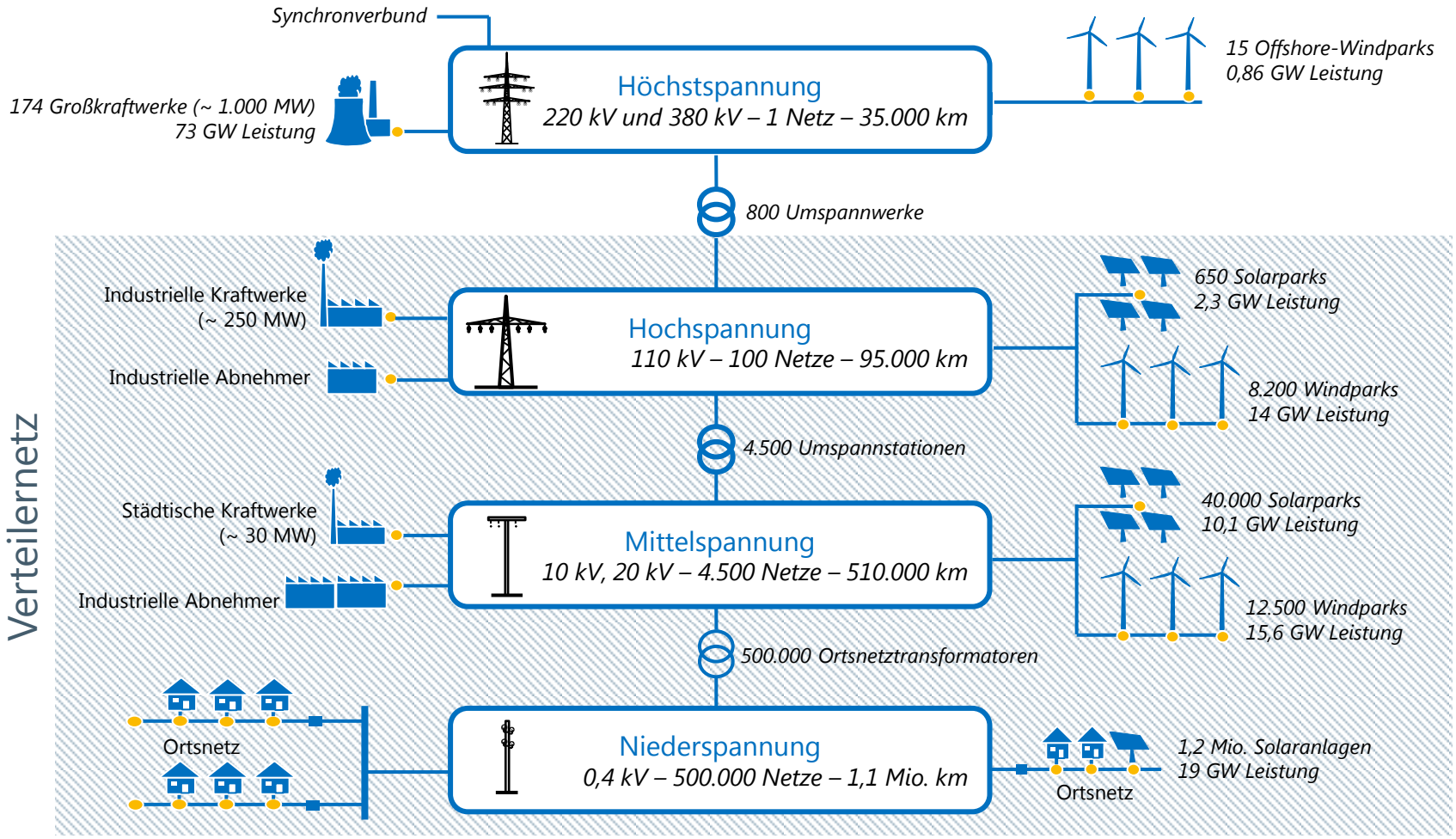
D

Reduzierter Netzausbaubedarf durch Nutzung innovativer Planungskonzepte und intelligenter Technologien

E

Zusammenfassung und Handlungsempfehlungen

90% aller EE-Anlagen sind an die Verteilernetze angeschlossen



Methodik bildet die heterogene Struktur der Verteilernetze und den lokal unterschiedlichen Zubau an EE-Anlagen ab

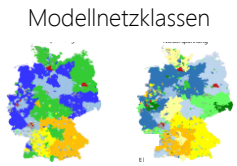
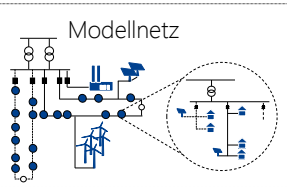
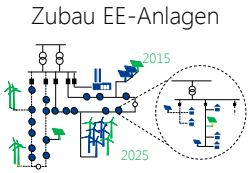
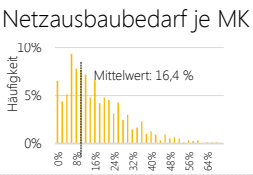
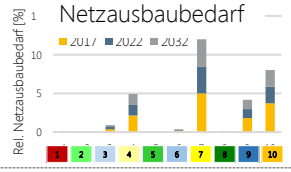
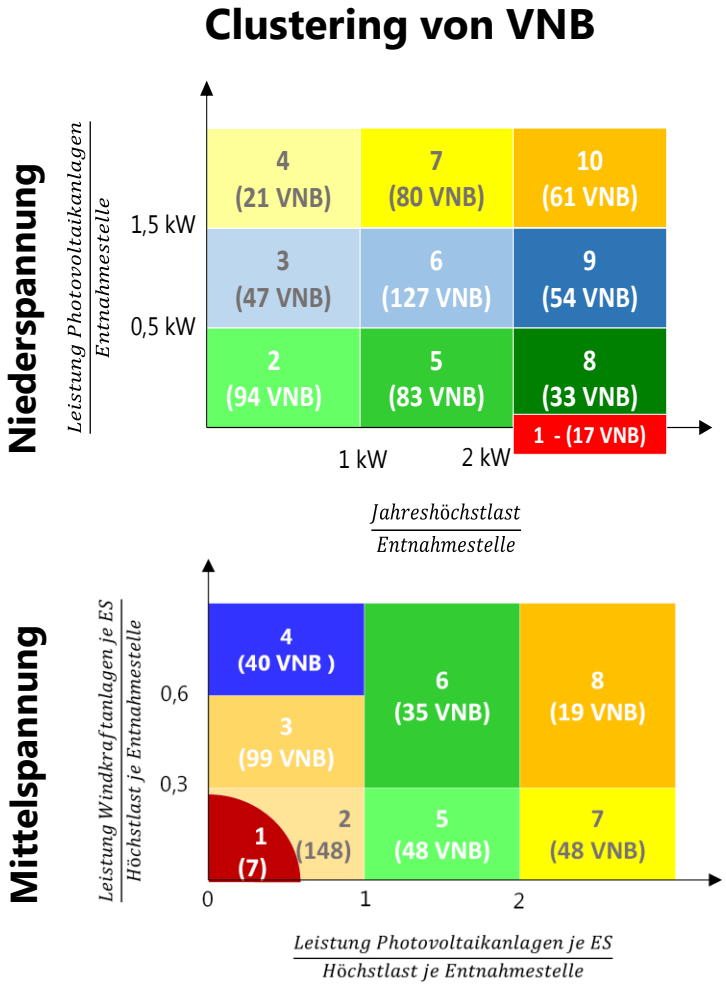
1	Clustering von Verteilernetzbetreibern in Modellnetzklassen		Clustering nach Last, Leistung an EE-Anlagen und Entwicklung der Leistung an EE-Anlagen
2	Abbildung der heterogenen Struktur der Verteilernetze durch Modellnetze		MS und NS: Verteilung typischer Netzstrukturparameter pro Modellnetzklasse und Simulation von Modellnetzen; HS: Deutschlandweites Netzmodell
3	Entwicklung von Zubaupfaden der Erneuerbaren Energien pro Modellnetz		Simulation großer Zahl von spezifischen Zubaupfaden von EE-Anlagen pro Modellnetz
4	Netzausbausimulation pro Modellnetz		Ermittlung des Netzausbaubedarfs pro EE-Zubaupfad und Modellnetz; Anwendung intelligenter Technologien und unterschiedlicher Planungsgrundsätze
5	Netzausbaubedarf in deutschen Verteilernetzen		Aggregation der Ergebnisse für Deutschland, nach Regionen und Spannungsebenen

Abbildung **heutiger Stand der Verteilernetze** durch Entwicklung von Modellnetzklassen und Modellnetzen

- Last und Leistung an EE-Anlagen sind bestimmend für die Zuordnung eines VNBs zu den Modellnetzklassen
  - Niederspannungsebene: 10 Klassen auf Basis von Leistung an PV-Anlagen und Last
  - Mittelspannungsebene: 8 Klassen auf Basis von Last, Leistung an Windkraft- und PV-Anlagen
- Analyse der Verteilung von Netzstrukturparametern und Versorgungsaufgaben in jeder Modellnetzklasse
  - Last
  - Leistung an EE-Anlagen
  - Betriebsmittel (Verkabelungsgrad)
  - Abgangslängen
- Datenquellen für Netzstrukturparameter und Versorgungsaufgaben jeder Modellnetzklasse
  - EE-Anlagenregister
  - Veröffentlichte Daten von Verteilernetzbetreiber
  - Konsultation mit Verteilernetzbetreibern im Rahmen der AG Intelligente Netze und Zähler

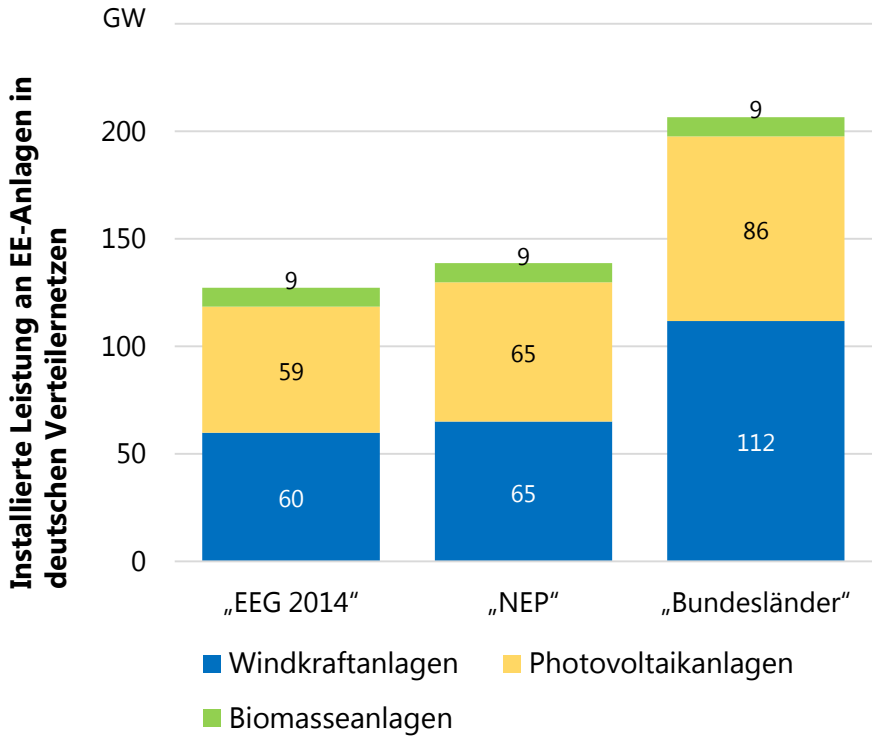


Die **installierte Leistung an EE-Anlagen** wird sich je nach Szenario bis zum Jahr 2032 gegenüber heute mehr als verdoppeln oder sogar verdreifachen

- **Szenario „EEG 2014“:**
  Aktuelle Ziele der Bundesregierung mit einer Verdopplung der installierten Leistung bis 2032 (Ø 4 % pro Jahr bis 2032).

- **Szenario „Netzentwicklungsplan (NEP)“:**
  Einschätzung der Übertragungsnetzbetreiber aus Szenario B des Netzentwicklungsplans 2013 (Ø 5 % pro Jahr bis 2032).

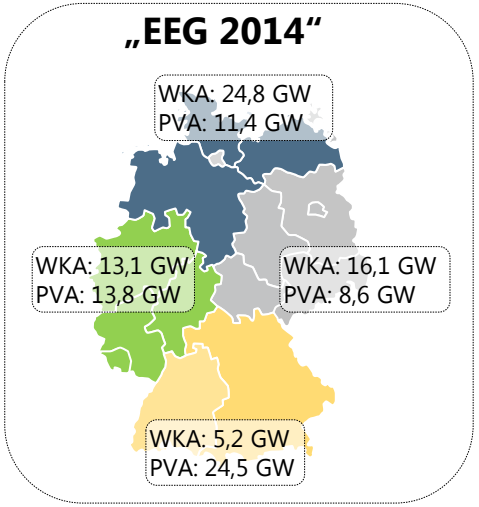
- **Szenario „Bundesländer“:**
  Kumulierte Ziele und Prognosen der einzelnen Bundesländer mit einer Verdreifachung der heutigen installierten Leistung (Ø 10 % pro Jahr bis 2032).

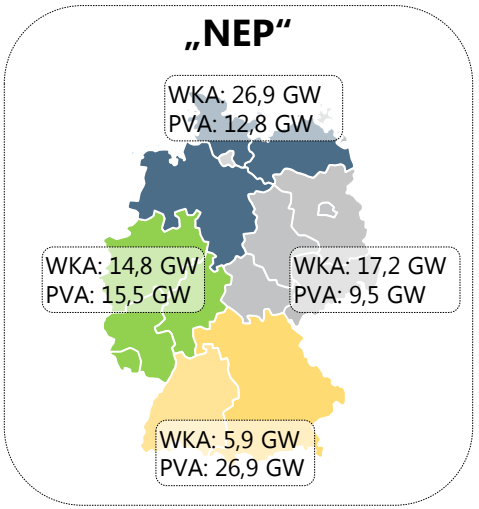


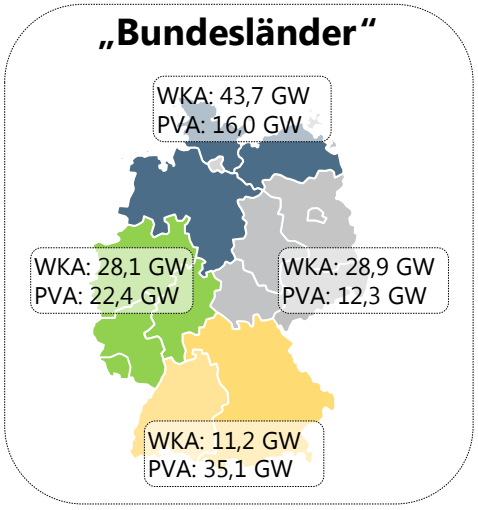
Der **Zubau an EE-Anlagen** ist **regional unterschiedlich**

- 75 % der Verteilernetzbetreiber sind bereits heute zumindest punktuell mit der Integration von EE-Anlagen konfrontiert.
- Nur wenige ländliche Netzbetreiber (5 % der VNB) sind massiv und in der Fläche vom EE-Zubau betroffen.
- Zubau an EE-Anlagen unterscheidet sich in einzelnen Szenarien
  - höchster Zubau an EE-Anlagen findet in allen Szenarien im Norden statt
  - im Szenario „Bundesländer“ wächst der EE-Zubau im Westen stärker als im Süden

➢ Die Szenarien unterscheiden sich neben der installierten Leistung auch in der Allokation und der Netzanschlussebene der EE-Anlagen







WKA: Windkraftanlagen
PVA: Photovoltaikanlagen

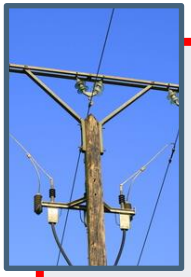
Übersicht der BMWi Verteilernetzstudie

A

Hintergrund und Ziel der Studie

B

Vorgehen und Annahmen



C

Konventioneller Netzausbaubedarf

D

Reduzierter Netzausbaubedarf durch Nutzung innovativer Planungskonzepte und intelligenter Technologien

E

Zusammenfassung und Handlungsempfehlungen

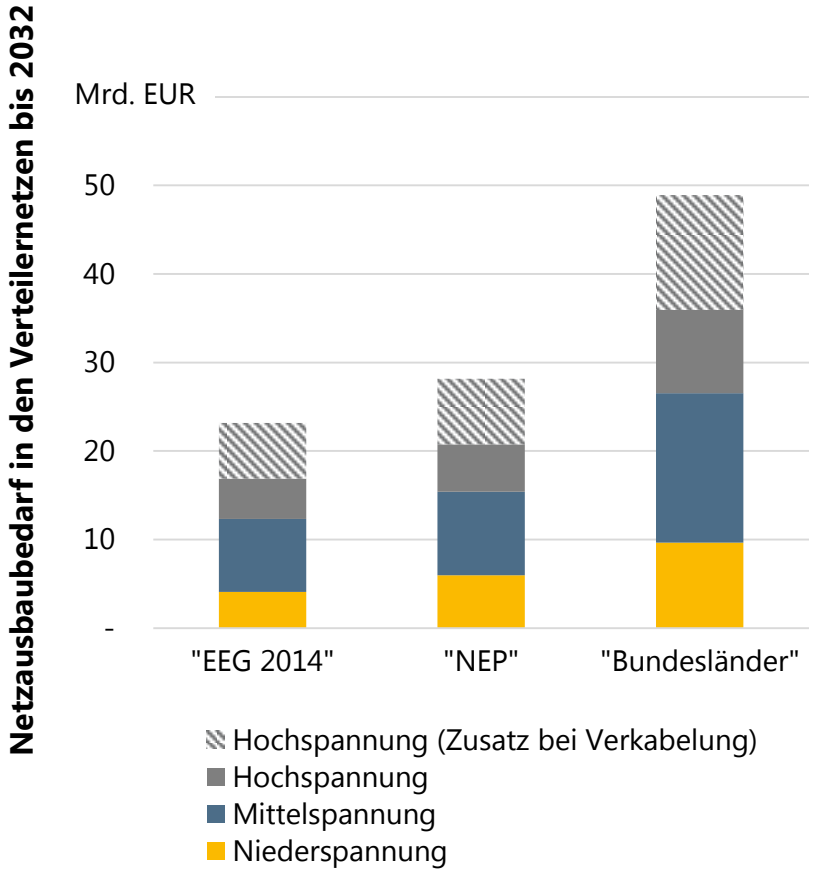
Verteilernetze werden heute zunehmend auch auf die **maximale Einspeisung von EE-Anlagen ausgelegt**

- Neben Auslegung auf zeitgleiche Jahreshöchstlast wird zunehmend auch die maximale Einspeisung von EE-Anlagen auslegungsrelevant.
- Bei Auslegung auf EE-Einspeisung erfolgt die Dimensionierung auf einen auslegungsrelevanten Netznutzungsfall mit maximaler Einspeisung von EE-Anlagen und gleichzeitigem Schwachlastfall.
  - Reduktion der EE-Einspeisung durch Einspeisemanagement darf nicht in der Netzplanung berücksichtigt werden (da nur zur Gewährleistung der Netzsicherheit vorgesehen - § 14 EEG 2014).
  - Möglichkeit der festen Begrenzung der Einspeisung (§ 9 EEG 2014 Abs. 2 Nummer 2, „70%“) findet in der heutigen Netzplanung in der Regel keine Anwendung.

- Für den auslegungsrelevanten Netznutzungsfall wird in der Netzausbausimulation die Einhaltung der technischen Randbedingungen überprüft.
  - 100 % der thermischen Belastbarkeit von Betriebsmitteln wird nicht überschritten (in der Praxis kommen teilweise auch Annahmen > 100 % zur Anwendung)
  - Einhaltung der quasistationären Spannungshaltung (+/- 10 % spannungsebenenübergreifend) sowie Netzanschlussbedingungen nach BDEW und VDE 4105
- Im Falle einer Verletzung von technischen Randbedingungen erfolgt ein schrittweiser Ausbau der bestehenden Netze.

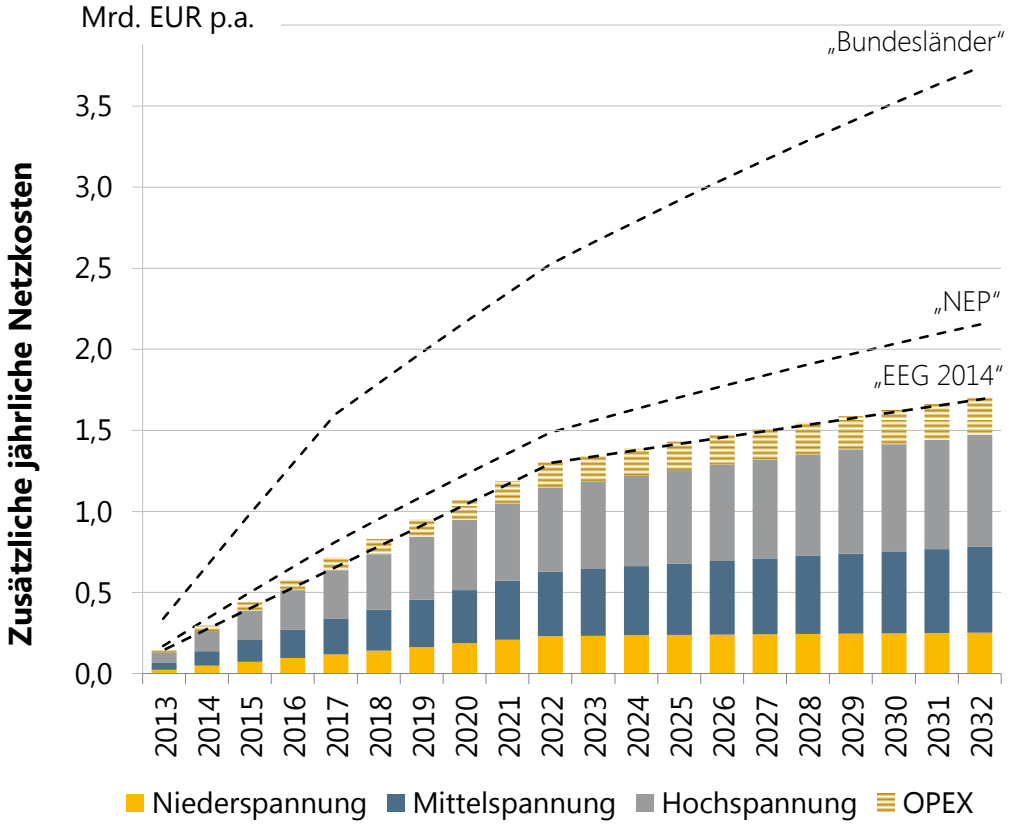
Unter Berücksichtigung konventioneller Planungsgrundsätze erfordert der Zubau an EE-Anlagen einen **deutlichen Ausbau der deutschen Verteilernetze**

- Deutlicher Ausbau („EEG 2014“ – „Bundesländer“) in allen Spannungsebenen bis 2032 erforderlich:
  - 50.400 km – 118.500 km in der Niederspannung (4,5 % - 10,6 % der Netzlänge von 2012)
  - 70.100 km – 138.400 km in der Mittelspannung (13,8 % - 27,2 % der Netzlänge von 2012)
  - 10.800 km – 22.400 km in der Hochspannung (11,3 % - 23,4 % der Netzlänge von 2012)
- Der kumulierte Investitionsbedarf bis 2032 liegt zwischen 23,2 Mrd. EUR („EEG 2014“) und 48,9 Mrd. EUR („Bundesländer“).
- Die Verkabelung der Hochspannungsebene (§ 43 h, EnWG) verursacht rund zwei Drittel der Ausbaukosten in der Hochspannungsebene und ca. 30 % des gesamten Ausbauinvestitionsvolumens.

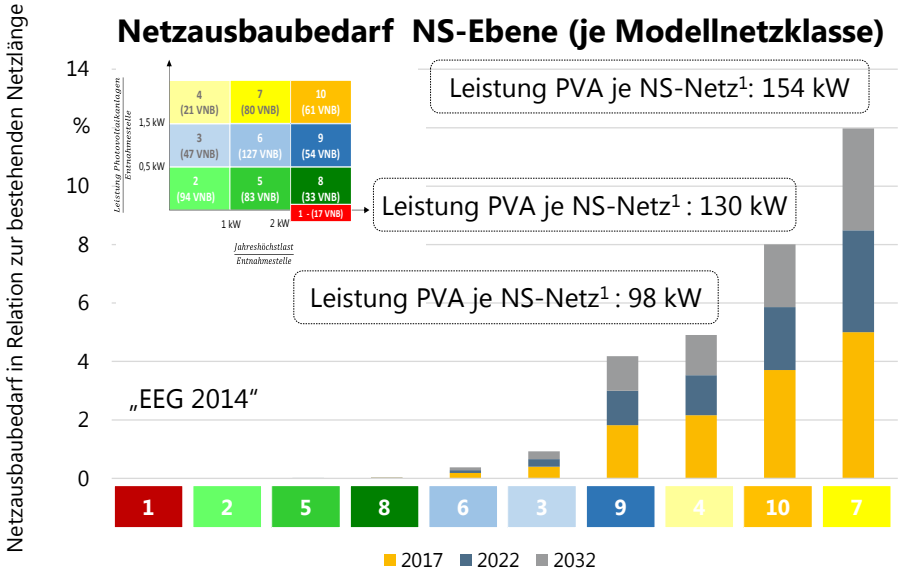


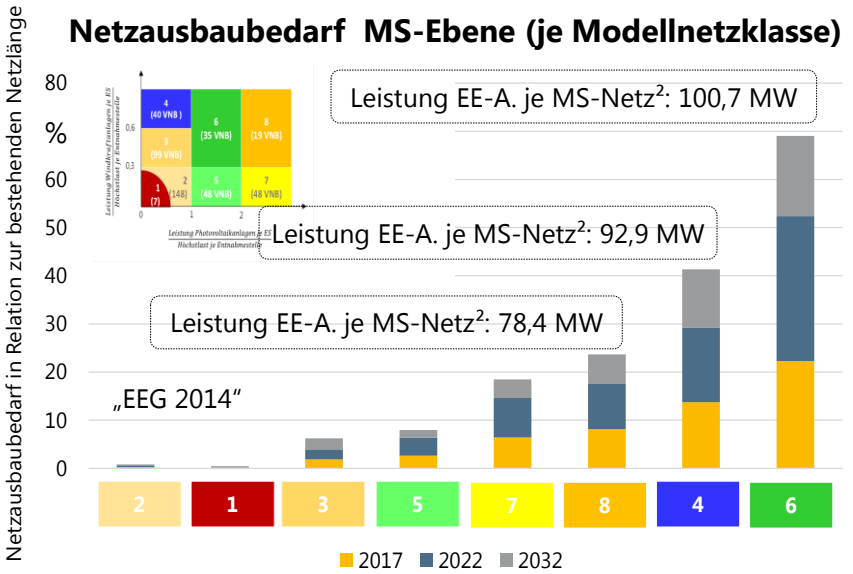
Nahezu **drei Viertel des Netzausbaus** ist bereits **innerhalb der nächsten 10** Jahre erforderlich

- Knapp 70 % des Netzausbau-bedarfs und des damit verbundenen Investitionsbedarfs fallen in den kommenden 10 Jahren an.
- Erhöhung der jährlichen Netzkosten beträgt rund 1,8 Mrd. EUR p.a. 2032 (Szenario „EEG 2014“) bzw. 10 % der jährlichen Netzkosten 2012
- Eine 10%ige Erhöhung der Netzkosten ist im Szenario „Bundesländer“ bereits nach ca. 5 Jahren erreicht
- Ca. 65 % - 80 % des Anstieges der jährlichen Netzkosten ist bereits nach 10 Jahren erreicht.



Der Netzausbaubedarf in **einzelnen deutschen Verteilernetzen** fällt **sehr unterschiedlich** aus





- 35 % der Verteilernetzbetreiber sind vom Netzausbau betroffen (Modellnetzklassen 9, 4, 10 und 7).
- Der durchschnittliche Ausbaubedarf der Netzbetreiber in den Modellnetzklassen 10 und 7 beträgt 8 % bzw. 13 %.
- Nur ca. 8 % der ca. 500.000 NS-Netze sind vom Netzausbau betroffen.
- Die Integration von PV-Anlagen ist wesentlicher Treiber des Netzausbaubedarfs in der Niederspannungsebene.

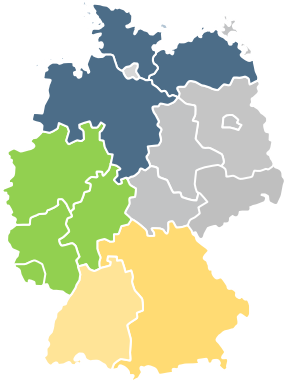
- 64 % der Verteilernetzbetreiber sind vom Netzausbau betroffen (Modellnetzklassen 7, 8, 4 und 6).
- Der durchschnittliche Ausbaubedarf der Netzbetreiber in den Modellnetzklassen 4 und 6 beträgt 40 % bzw. 70 %.
- Ca. 39 % der 4.500 MS-Netze sind vom Netzausbau betroffen.
- Der Netzausbau in der Mittelspannungsebene wird auch durch den EE-Zubau in unterliegenden Netzen bestimmt.

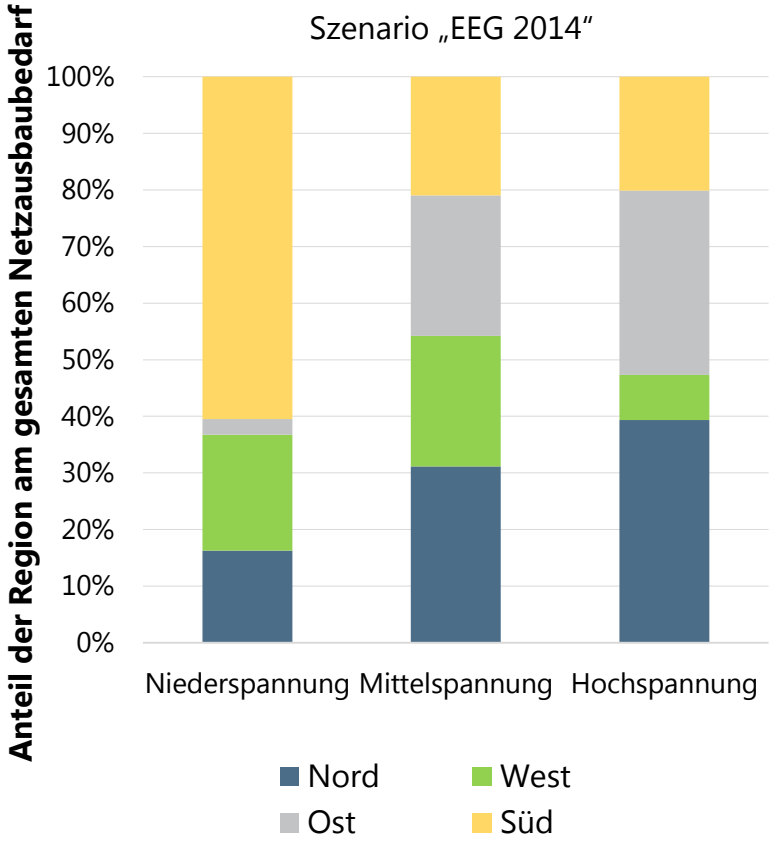
➢ Netzausbaubedarf vorwiegend in ländlichen und kaum in städtischen Verteilernetzen

[1]Erwartungswert der Leistung an PV-Anlagen in NS-Netz 2032
[2]Erwartungswert der Leistung an EE-Anlagen in MS-Netz inkl. unterlagerter NS-Netze 2032

Netzausbaubedarf verteilt sich **unterschiedlich** auf die **Regionen in Deutschland**

- Der Netzausbaubedarf in der Niederspannungsebene ist wesentlich durch Photovoltaikanlagen getrieben und findet maßgeblich in Süddeutschland statt (>60 %).
- In der Mittelspannungsebene verteilt sich der Netzausbaubedarf gleichmäßig auf die Regionen Nord, West, Ost und Süd.
- In der Hochspannungsebene ist der Netzausbaubedarf durch die Integration von Windkraftanlagen geprägt und konzentriert sich auf Norddeutschland (39 %) und Ostdeutschland (33 %).

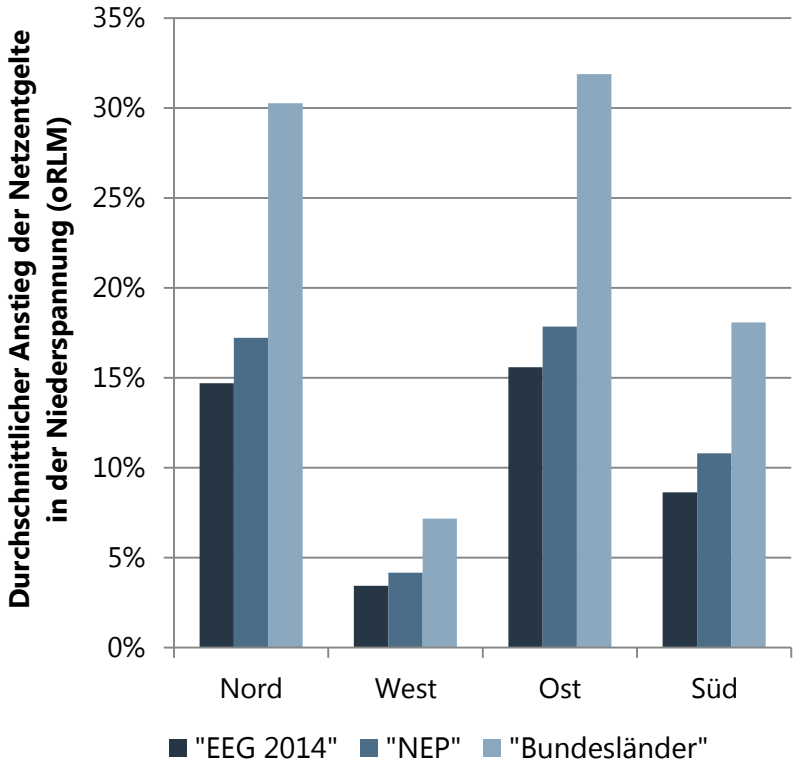




Mit zunehmender Integration von EE-Anlagen in die Verteilernetze werden die **Netzentgelte steigen und noch stärker regional differieren**

- **Annahmen**
  - Vereinfachte Kostenwälzung für fiktive Verteilernetzbetreiber.
  - Großstädtische Netzbetreiber werden nicht in Analyse einbezogen.
  - Bezugsjahr ist das Jahr 2022.
  - Netzentgelte für Kunden ohne registrierende Leistungsmessung werden betrachtet.

- **Ergebnisse**
  - Mit zunehmender Integration der Erneuerbaren Energien werden die Netzentgelte noch stärker regional differieren.
    - Bis zu 16 % („EEG 2014“) bzw. sogar über 30 % („Bundesländer“) in den Regionen Nord und Ost .
    - Geringster Netzentgeltanstieg in der Region West (kleiner 5 %).



Region Nord: Bremen, Hamburg, Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen, Schleswig-Holstein
Region West: Hessen, Rheinland-Pfalz, Saarland, Nordrhein-Westfalen
Region Ost: Berlin, Sachsen, Sachsen-Anhalt, Thüringen
Region Süd: Bayern, Baden-Württemberg

Durch Veränderung des regionalen und technologischen EE-Zubaus kann Netzausbaubedarf beeinflusst werden

- Vergleich von zwei Szenarien mit regional und technologisch unterschiedlichem EE-Zubau.
- In beiden Szenarien wird eine gleiche Stromerzeugung aus EE-Anlagen unterstellt.
- **Szenario „Zubau von EE-Anlagen mit kostengünstigsten Stromerzeugungskosten“**
  - Durch höhere Volllaststunden der Windkraftanlagen ist geringere Leistung an EE-Anlagen erforderlich.
- **Szenario „Skaliertes Bundesländerszenario“**
  - Regionale und technologische Verteilung der EE-.Anlagen wie Szenario „Bundesländerszenario“; skalierte EE-Stromerzeugung

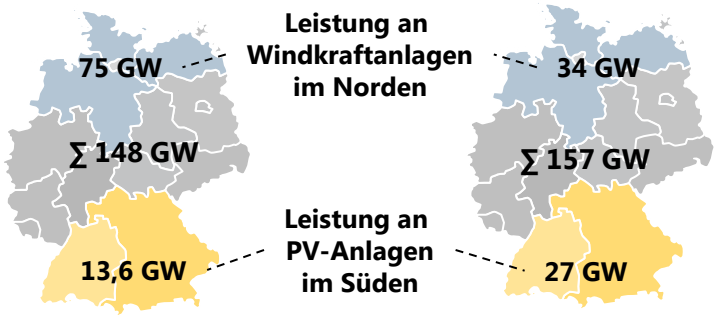
➢ Netzausbaubedarf ist stark von regionaler und technologischer Ausprägung des EE-Zubaus abhängig

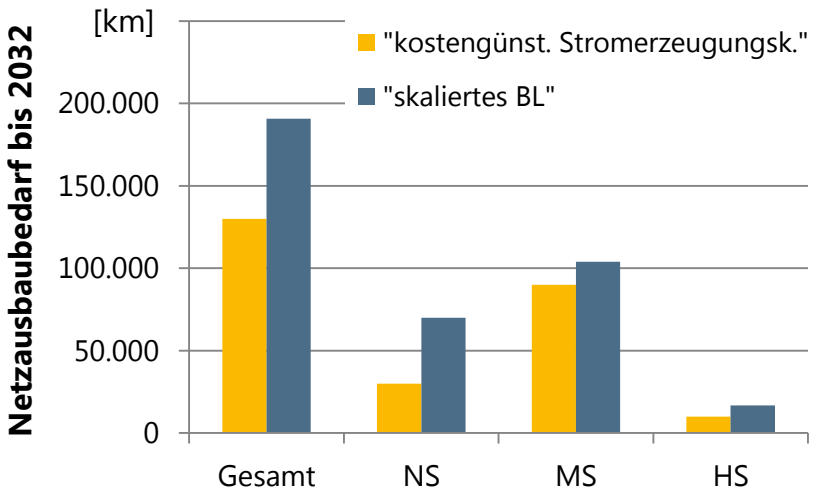
- ➢ Ausbau in Niederspannung von PV-Leistung abhängig
- ➢ Regionale Konzentration des EE-Zubaus beeinflusst Ausbaubedarf im Hochspannungsnetz

Leistung an EE-Anlagen

„Zubau von EE-Anlagen mit geringsten Erzeugungskosten“

„Skaliertes BL-Szenario“





Übersicht der BMWi Verteilernetzstudie

A

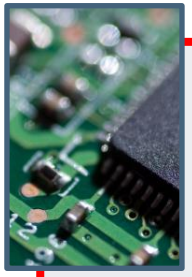
Hintergrund und Ziel der Studie

B

Vorgehen und Annahmen

C

Konventioneller Netzausbaubedarf



D

Reduzierter Netzausbaubedarf durch Nutzung innovativer Planungskonzepte und intelligenter Technologien

E

Zusammenfassung und Handlungsempfehlungen

Überblick über untersuchte **innovative Planungskonzepte** und **intelligente Technologien** zur Reduktion des Netzausbaus

Erzeugungsmanagement in der Netzplanung

In der Netzausbauplanung wird die gezielte Abregelung der Einspeisungen aus EE-Anlagen für wenige Stunden des Jahres zugelassen, um eine auf 100 % der Einspeiseleistung – und damit auf sehr selten auftretende Belastungsspitzen – dimensionierte Netzauslegung zu vermeiden.

Blindleistungsmanagement in der Netzplanung

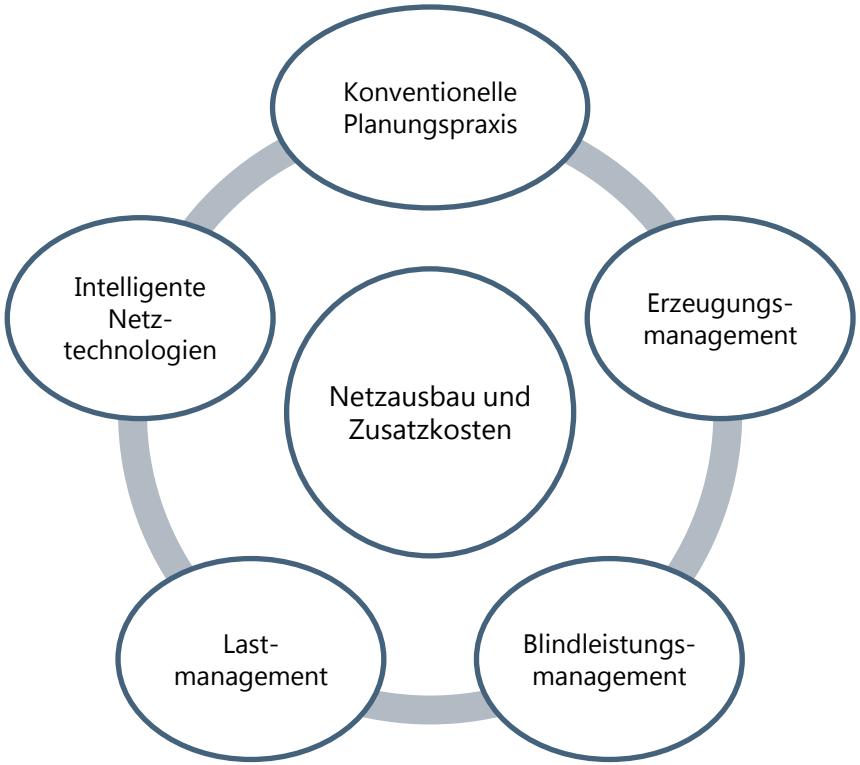
Die Bereitstellung von Blindleistung durch dezentrale Erzeugungsanlagen wird gegenüber den in heutigen Regularien festgelegten Grenzen erweitert.

Lastmanagement in der Netzplanung

In der Netzausbauplanung wird die gezielte Beeinflussung von Lasten für wenige Stunden des Jahres zugelassen, um die Einspeisung von EE-Anlagen zu kompensieren.

Intelligente Netztechnologien

Intelligente Netztechnologien, d.h. regelbare Ortsnetztransformatoren, Spannungslängsregler und Hochtemperaturleiterseile kommen umfänglich zum Einsatz.



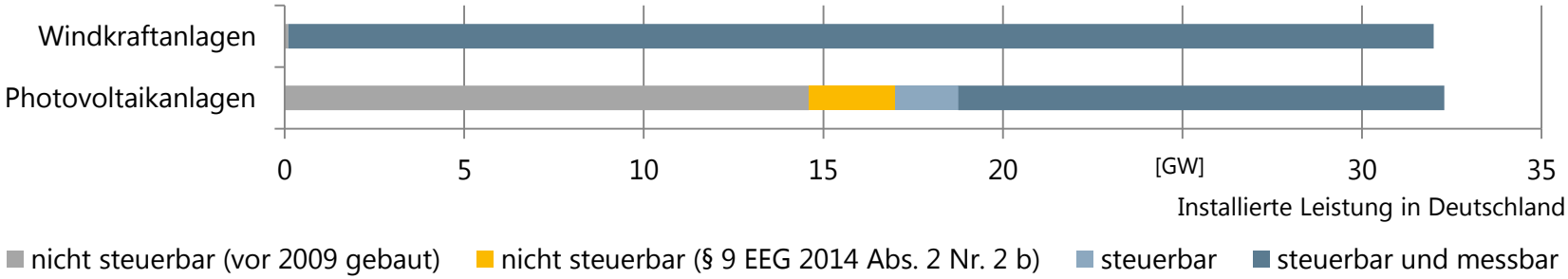
Annahmen zur **Simulation des Erzeugungsmanagements** in der Netzplanung

- Konzept der Abregelung
  - In der Netzplanung wird eine konstante Begrenzung der maximalen EE-Einspeisung berücksichtigt
  - Reduktion ausschließlich von EE-Anlagen in Netzen mit Ausbaubedarf
  - Gleichmäßige Reduktion aller EE-Anlagen in Netzen mit Ausbaubedarf

- Annahmen zur abgeregelten Energie
  - Die abgeregelte Energiemenge im Jahresverlauf wird aus historischen Einspeisezeitreihen analytisch bestimmt.
  - EEG-Vergütung der abgeregelten EE-Anlagen wird nicht beeinflusst.
    - Vollständige Vergütung für fernsteuerbare EE-Anlagen
    - Keine Vergütung der abgeregelten Energie für kleine PV-Anlagen mit fester, nicht fernsteuerbarer Abregelung gem. § 9 Abs. 2 Nr. 2 b EEG 2014 („70 % Regelung“)
  - Kosten der Ersatzenergiebeschaffung
    - Die Kosten der abgeregelten Energie wird mit den Kosten der Ersatzbeschaffung aus EE-Anlagen bewertet und entspricht unter Vorschreibung der EEG-Vergütungssätze im Betrachtungszeitraum 100 €/MWh.

Zusätzliche Kosten für IKT, da heutige IKT-Ausstattung von EE-Anlagen nicht ausreichend ist

- Bereits heute sind viele EE-Anlagen mit IKT ausgestattet
  - Nach § 9 EEG 2014 („Technische Ausstattung“) sind nahezu alle Windkraftanlagen und rund 91 % der installierten Leistung von PV-Anlagen, die nach 2009 installiert wurden, fernsteuerbar.
  - Unter Berücksichtigung von Bestandsanlagen ist nur die Hälfte der Leistung an PV-Anlagen mit IKT ausgestattet.

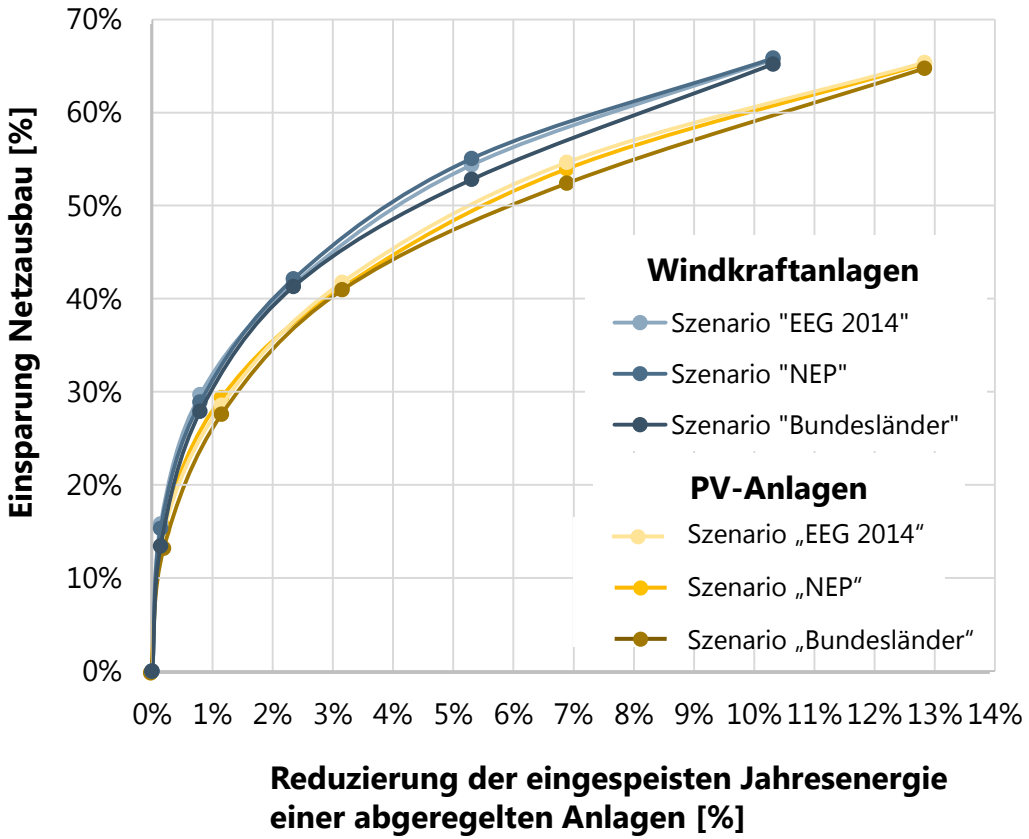


- Annahmen zur IKT-Ausstattung
  - Heute verwendete IKT-Infrastruktur zur Fernsteuerbarkeit sehr uneinheitlich, deshalb „worst case“-Abschätzung der Kosten.
  - Ausstattung aller Windkraftanlagen und PV-Anlagen mit einer Leistung von mehr als 7 kW mit intelligentem Messsystem mit CLS bzw. Steuerbox mit SCADA-Anbindung
  - Feste Leistungsbegrenzung für PV-Anlagen mit einer Leistung von weniger als 7 kW
  - IKT-Kosten enthalten Kosten für Controller, Kommunikation und back end-Integration

*Quelle: Eigene Analyse, Consentec, Ecofys, 2013

Bereits ein **geringes Maß** an abgeregelter Energie von EE-Anlagen reicht zur signifikanten Reduktion des Netzausbaus aus

- Effektivität nimmt bei einer abgeregelten Energie von mehr als 3 % je EE-Anlage deutlich ab.
- Extrem hohe Effektivität[1)] des Einspeisemanagements für geringe Energiemengen.
- Effektivität ist unabhängig vom EE-Zubauszenario und der EE-Anlagentechnologie.
- Selektive Abregelung von EE-Anlagen kann Effektivität weiter erhöhen.



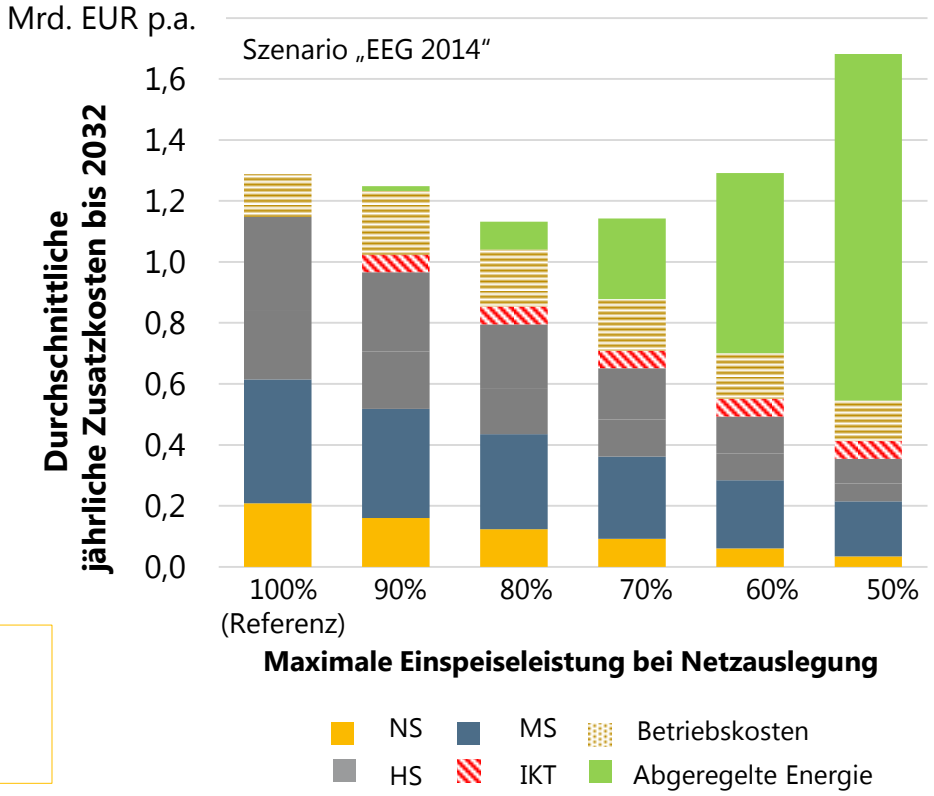
1) Effektivität ist das Verhältnis des eingesparten Netzausbaus zur abgeregelten Energie

Erzeugungsmanagement in der Netzplanung kann die jährlichen Zusatzkosten um **mindestens 15 %** reduzieren

- Einsparungen beim Netzausbau stehen Kosten für IKT und abgeregelter Energie gegenüber.
- Gesamtkosteneinsparungen von 15% bei
  - Reduktion des Netzausbaus um 44% (gesamt) (NS: 55%, MS: 32%, HS: 45%).
  - Reduzierung der eingespeisten Energie je EE-Anlage um circa 3%.
- IKT-Kosten sind deutlich geringer als Einsparungen beim Netzausbau und beeinflussen das Kostenoptimum kaum.
- Betriebskostenanteil der Zusatzkosten steigt von 16% auf knapp 40% (inkl. Kosten der abgeregelten Energie).
- Abregelung von konventionellen anstelle der EE-Anlagen reduziert die Kosten für die Ersatzbeschaffung der Energie weiter.

➢ Eine Begrenzung der Einspeiseleistung von Windkraft- und PV-Anlagen sollte bei der Netzplanung berücksichtigt werden können.

	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%



Auch **Bestandsanlagen** sollten beim Erzeugungsmanagement in der Netzplanung berücksichtigt werden können

- Die berechneten Einsparungen durch Berücksichtigung des Erzeugungsmanagements in der Netzplanung unterstellt eine Abregelung aller EE-Anlagen in Gebieten mit Netzausbaubedarf (auch Bestandsanlagen).

- Die konkrete Wirtschaftlichkeit der Nachrüstung von Bestandsanlagen hängt von den konkreten Gegebenheiten in den Netzen ab:
  - Beobachtbarkeit des Netzzustandes
  - Vorhandensein von ausreichender Anzahl von Neuanlagen mit Einfluss auf den Netzengpass
  - Überproportionale Abregelung einzelner Neunlagen, um Wirkung auf Netzengpass zu erreichen.

- Nachrüstbarkeit von EE-Bestandanlagen zur festen oder fernsteuerbaren Begrenzung der Einspeiseleistung grundsätzlich sinnvoll.
- Über Beteiligung der Bestandsanlagen am Erzeugungsmanagement in der Netzplanung sollte der zuständige Netzbetreiber entscheiden.
- Netzbetreiber sollten die Kosten der Umrüstung tragen, um kostenoptimale Entscheidungen zu treffen.

Die Wahl der Umsetzung des Erzeugungsmanagements sollte beim **Netzbetreiber** liegen

- Für die Umsetzung des Erzeugungsmanagements in der Netzplanung sind eine Vielzahl alternativer Varianten möglich, die sich beispielsweise in den folgenden Ausgestaltungen unterscheiden können:
  - Zeitliche Abhängigkeit der Begrenzung der Einspeiseleistung (zeitlich konstant oder zeitlich variabel).
  - Maximal mögliche Reduzierung der Einspeiseleistung (pauschal oder selektiv).
  - Art der Steuerung von Einspeisungen von EE-Anlagen (autark, ferngesteuert).
  - Auswahl der geeigneten IK-Technologie.

- Kostenoptimale Umsetzungsvarianten ist von vielen individuellen und regionalen Faktoren abhängig, u.a.
  - IKT-Ausstattung des Netzbetreibers (beeinflusst weitere Kosten der dynamischen Umsetzung).
  - Standort des Netzes innerhalb Deutschlands (beeinflusst die Verluste einer statischen Abregelung).
  - Vorhandene Netzstruktur (beeinflusst die Effizienz zwischen dem Netzausbau und der abgeregelten Energie).
  - Getroffene Entscheidungen von Anlagenbetreibern in Bezug auf § 9 EEG 2014 Abs. 2 2.
  - Eigenschaften der vorhandenen und geplanten Anlagen (Größe, Anzahl, Alter etc.).

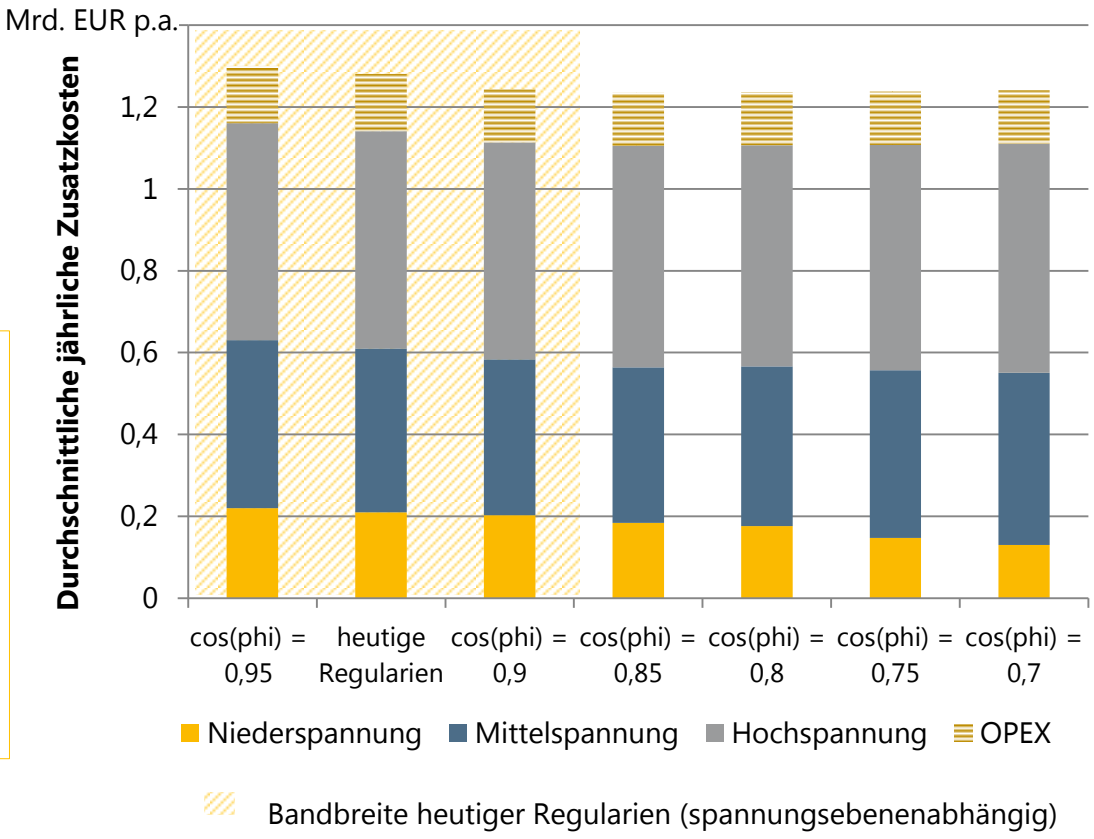
➢ Die optimale Umsetzung des Erzeugungsmanagements ist von der konkreten Situation in den Netzen abhängig und kann nicht allgemein festgelegt werden.

Weiterentwicklung des Blindleistungsmanagements über eine cos(φ)-Steuerung von 0,9 hinaus reduziert den gesamten Netzausbaubedarf nicht wesentlich

- Heutige Regularien erlauben cos(***φ***)-Steuerung zwischen 0,95 und 0,9 (je nach Netzanschlussebene und Größe).
- Weiterentwicklung des Blindleistungsmanagements reduziert den spannungsbedingten Netzausbau, belastet jedoch durch zusätzliche Blindleistungsflüsse.

➢ Erweiterung des Blindleistungsmanagements über eine cos(φ)-Steuerung von 0,9 hinaus liefert keinen nennenswerten Vorteil in Bezug auf die Gesamtkosten.

➢ In Bezug auf spannungsbedingten Netzausbau in der Niederspannungsebene kann eine Erweiterung sinnvoll sein.

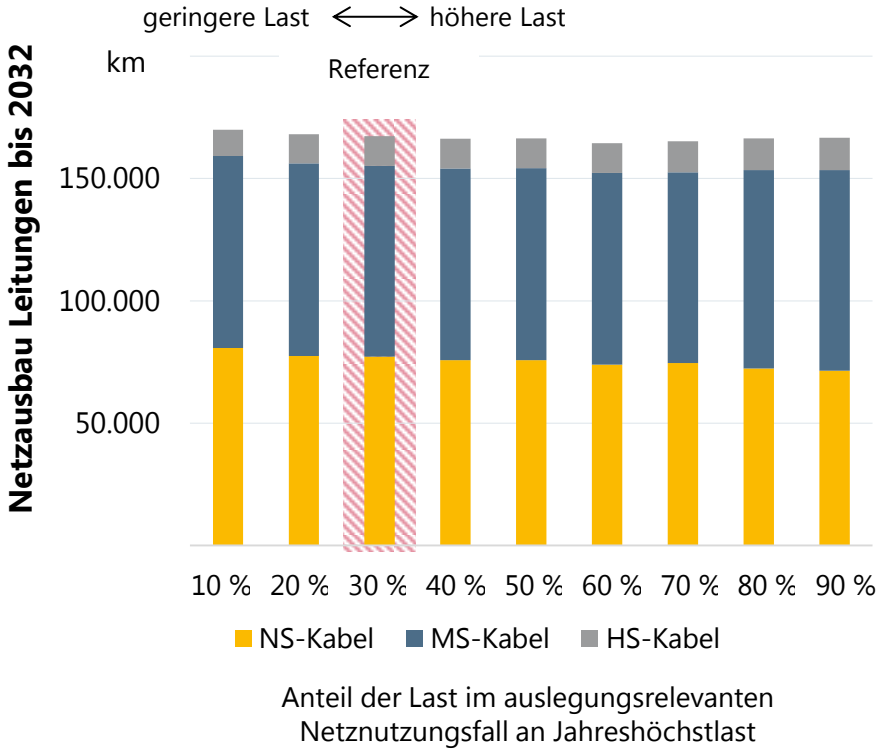


Nur **geringfügige Reduzierung des Netzausbaubedarfs** durch ein Lastmanagement in der Netzplanung möglich

- Auslegungsrelevanter Netznutzungsfall für den Netzausbau ist das Szenario Starkeinspeisung-Schwachlastfall (30 % der zeitgleichen Jahreshöchstlast).
- Ausgehend von dieser Annahme wird die Wirkung der Beeinflussbarkeit der Verbrauchslast auf den Netzausbaubedarf untersucht.

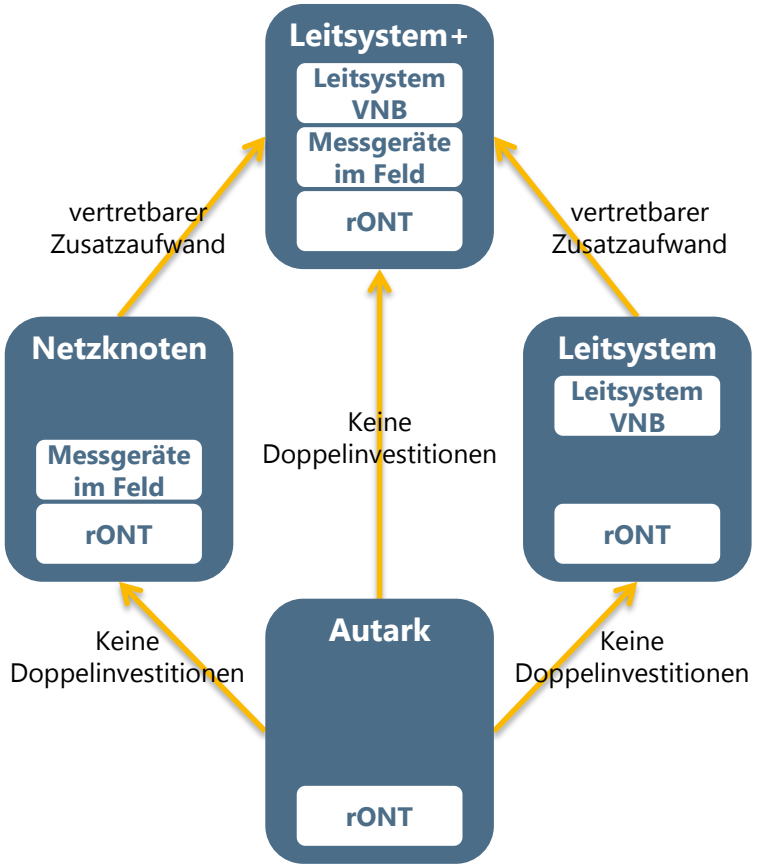
➢ Durch die Steuerung der Verbrauchslast kann der durch den EE-Zubau verursachte Netzausbau nicht nennenswert reduziert werden.

- Erhöhte Gleichzeitigkeiten durch marktbasiertes Lastmanagement könnten dagegen zu zusätzlichem Netzausbaubedarf führen.

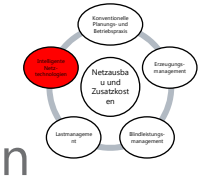


Mögliche IKT-Ausgestaltung bei intelligenten Netztechnologien

- Einsatz von autarken regelbaren Ortsnetztransformatoren (rONT) bzw. Spannungslängsreglern (SpLR) ist in 95 % der Fälle aufgrund von vollständiger Wirkungserfüllung und Kostenreduktion ausreichend.
- Bei besonderen Netzkonstellationen, wie z. B. stark inhomogenen Abgängen, ist eine Anwendung der komplexeren Varianten „Netzknoten“, „Leitsystem“ und „Leitsystem+“ zielführend.
- Spätere Nachrüstung von „Autark“ zu komplexeren Varianten ist ohne Doppelinvestitionen möglich, da rONT und SpLR alle Varianten unterstützen.
- Wechsel zwischen „Netzknoten“ und „Leitsystem“ ist nicht zu empfehlen, da die Varianten bis auf das spannungsregelnde Gerät keine weiteren Gemeinsamkeiten haben. Stattdessen ist ein direkter Wechsel zur Variante „Leitsystem+“ empfehlenswert, da sie die Varianten „Netzknoten“ und „Leitsystem“ vereint.
- Steigende Vernetzung in Richtung „Leitsystem+“ erhöht die Anfälligkeit für Kommunikationsausfälle.
- Bei einem Ausfall der Kommunikation ist der Fallback eine autarke Regelung. Dadurch werden die Folgen der Ausfälle und somit auch das Risiko stark begrenzt.

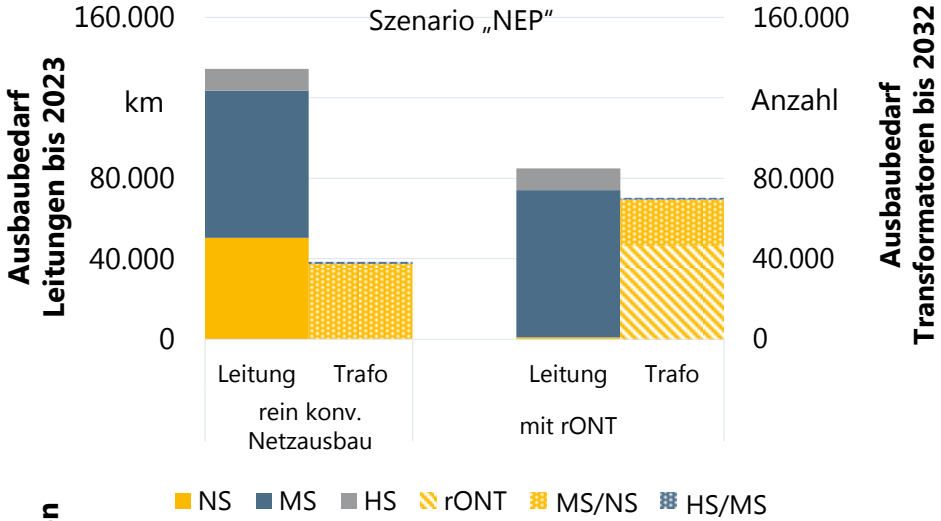


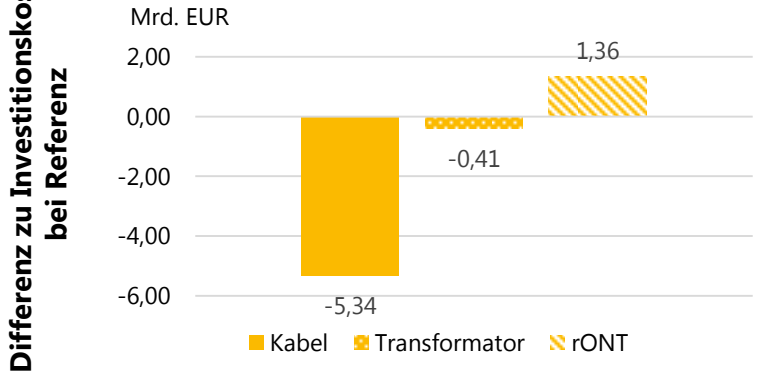
Übersicht der sinnvollen Variantenwechsel, bei denen die Komponenten der bisherigen Variante in der neuen Variante wieder verwertet werden können



Die Verwendung regelbarer Ortsnetztransformatoren verringert den prognostizierten Ausbaubedarf erheblich

- Ausbaubedarf in der Niederspannungsebene ist hauptsächlich durch Spannungsbandverletzungen getrieben.
- Durch einen umfänglichen rONT-Zubau kann der Netzausbau in der Niederspannung nahezu vollständig vermieden werden.
- Gegenüber dem rein konventionellen Netzausbau führt der Einsatz von intelligenter Netztechnologie zu einer Reduzierung der durchschnittlichen jährlichen Zusatzkosten um 10 %.
- In diesem Fall müssen 8,4 % aller Ortsnetztransformatoren – mehr als 46.000 Stück - regelbar ausgestattet sein.
- Bis 2022 müssen rund 30.000 rONT verbaut werden. Dies entspricht einem jährlichen Zubau von 3.000 rONT.



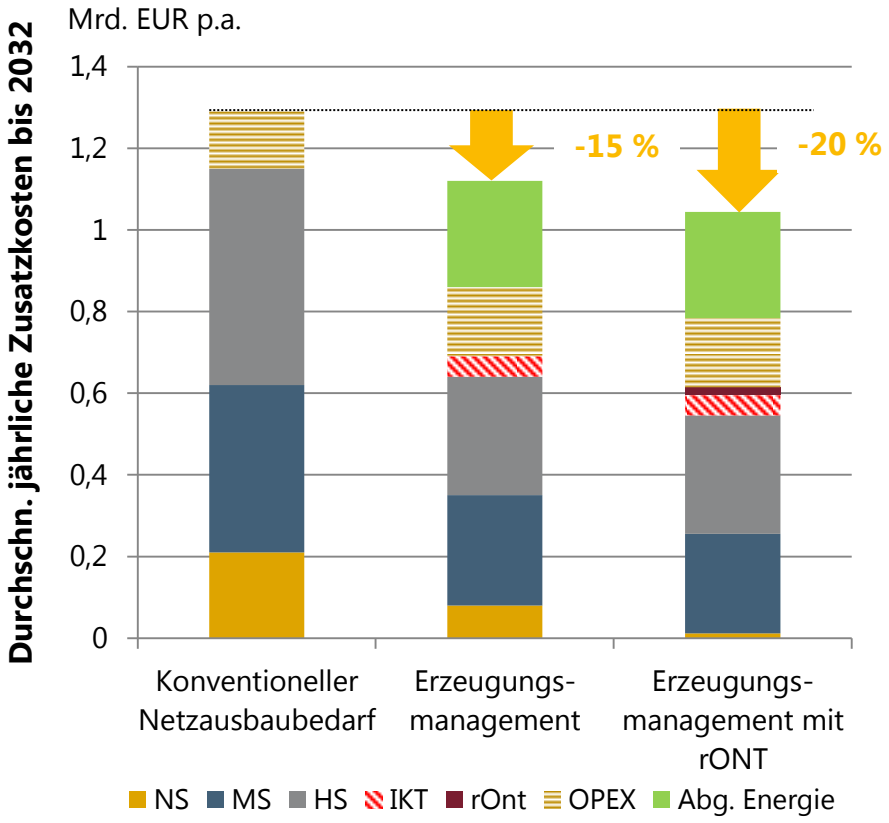


Kombination von innovativen Planungskonzepten mit intelligenten Technologien kann den **Investitionsbedarf halbieren** und die durchschnittlichen **jährlichen Zusatzkosten um 20 % senken**

- Berücksichtigung des Erzeugungsmanagements in der Netzplanung in Kombination mit rONTs führt zu höchsten Einsparungen bei den jährlichen Zusatzkosten.
- Einsatz von rONTs zur Reduktion des verbleibenden spannungsgetriebenen Netzausbaubedarfs in der Niederspannung erforderlich.
- Reduktion der erforderlichen rONT von 45.000 (reiner rONT-Einsatz) auf ca. 10.000 (Kombination aus Erzeugungsmanagement und rONT).

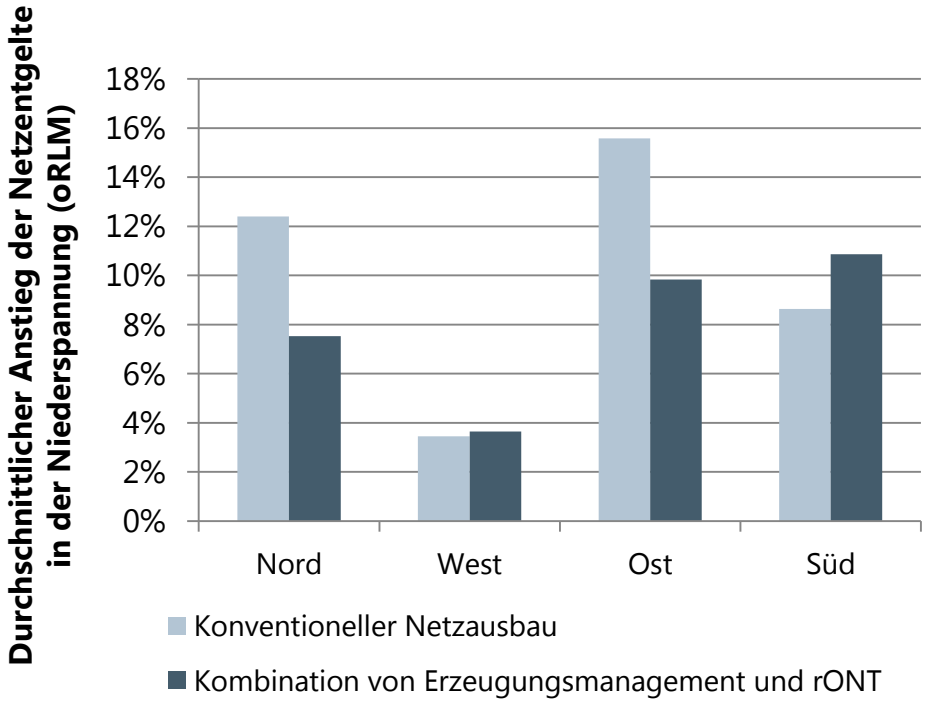
➢ Reduzierung der jährlichen Zusatzkosten um bis zu 20 % (229 Mio. EUR p.a.) bei einem prioritären Einsatz von Erzeugungsmanagement gegenüber einem konventionellen Netzausbau.

➢ Bis 2032 kann 60 % des notwendigen Leitungszubaus durch den prioritären Einsatz von Erzeugungsmanagement eingespart werden.



Der Einsatz von innovativen Planungs- und Betriebskonzepten und die Verwendung intelligenter Technologien kann zur **Vergleichmäßigung des regional differierenden Netzentgeltanstieges** beitragen

- Anstieg der Netzentgelte für NS-Kunden ohne registrierende Leistungsmessung kann durch eine Kombination des Erzeugungsmanagements in der Netzplanung mit dem Einsatz von intelligenten Netztechnologien im Durchschnitt abgebremst werden.
- Anstieg der Netzentgelte in Nord-, Ost- und Süddeutschland stark vergleichmäßigt (zwischen 8 und 10 %).
- Einem höheren Anstieg der Netzentgelte in Süddeutschland stehen geringere Anstiege der Netzentgelte in Nord- und Ostdeutschland gegenüber.



Übersicht der BMWi Verteilernetzstudie

A

Hintergrund und Ziel der Studie

B

Vorgehen und Annahmen

C

Konventioneller Netzausbaubedarf

D

Reduzierter Netzausbaubedarf durch Nutzung innovativer Planungskonzepte und intelligenter Technologien

E

Zusammenfassung und Handlungsempfehlungen

Zusammenfassung: Signifikanter Netzausbau bei konventionellen Planungsmethoden (1/2)

Investitionen zwischen 23 Mrd. EUR und 49 Mrd. EUR bis 2032 erforderlich

- Überproportionaler Anstieg des Netzausbaubedarfs bei Umsetzung der politischen Ziele von Bundesländern
- Anstieg der Netzlänge zwischen 130.000 km und 280.000 km bis 2032

Jährliche Netzkosten steigen um 10 % bis über 20% in den nächsten 20 Jahren

- Anstieg der jährlichen Zusatzkosten auf 1,8 Mrd. EUR (Szenario „EEG 2014“) bzw. 3,8 Mrd. EUR (Szenario „Bundesländer“)

Bis zu 70 % des Netzausbaus bereits innerhalb der nächsten 10 Jahre erforderlich

- EE-Zubaurate ist innerhalb der nächsten Dekade deutlich höher als in der darauf folgenden Dekade

Zusammenfassung: Signifikanter Netzausbau bei konventionellen Planungsmethoden (2/2)

Netzausbau betrifft wenige Netzbetreiber, diese aber besonders stark

- Nur etwa ein Drittel der Niederspannungs- und knapp zwei Drittel der Mittelspannungsnetzbetreiber vom Netzausbau betroffen
- Ausbaubedarf durchschnittlich bis zu 70% der Länge der Mittelspannungsnetze bei stark betroffenen Netzbetreibern in den nächsten 20 Jahren

Netzausbaubedarf ist regional sehr unterschiedlich

- 60% des Ausbaubedarfs in der Niederspannung fallen in Süddeutschland an
- Ausbau der Hochspannungsnetzebene vor allem in Nord- und Ostdeutschland
- Netzentgelte für Kunden ohne registrierende Leistungsmessung steigen regional unterschiedlich; ca. 4% (Westen) bis über 15 % (Osten)

Regionale und technologische Ausprägung von EE-Zubau beeinflusst Netzausbaubedarf

- Ausbau der Niederspannungsebene ist durch PV getrieben
- Regionale Konzentration von EE-Zubau beeinflusst Ausbaubedarf in der Hochspannungsebene

Zusammenfassung: Reduktion des Netzausbaus durch innovative Planungskonzepte und Nutzung intelligenter Technologien (1/2)

Reduktion des Netzausbaus von 60 % und mehr

- Durch Abregelung von 3 % der jährlichen Einspeisung von EE-Anlagen können bereits 40 % des Netzausbaus eingespart werden
- Durch intelligente Netztechnologien können weitere 20 % des Netzausbau reduziert werden

Abschwächung des Kostenzuwachses um mindestens 20 %

- Intelligente Maßnahmen sind mit Kosten für IKT-Ausstattung, höheren Betriebskosten und Investitionskosten für ca. 10.000 regelbare Ortsnetztransformatoren verbunden
- Betriebskostenanteil kann von ca. 16 % auf bis zu 40 % steigen

Zusammenfassung: Reduktion des Netzausbaus durch innovative Planungskonzepte und Nutzung intelligenter Technologien (2/2)

Politische Ziele sind nicht gefährdet

- Erreichung von EE-Ausbauzielen durch Abregelung von nur wenigen Prozent der EE-Einspeisung und vollständiger Kompensation durch EE-Neuanlagen sichergestellt
- Versorgungssicherheit kann auch bei steigender IKT-Durchdringung durch Einhaltung der BSI-Sicherheitsstandards und automatischer Einspeisebegrenzung bei IKT-Ausfall gewährleistet werden

Vergleichmäßigung regionaler Kostenunterschiede

- Hoher Anstieg der Netzentgelte für Kunden mit registrierender Leistungsmessung insbesondere in Nord- und Ostdeutschland wird abgebremst

Handlungsempfehlungen: Erzeugungsmanagements in der Netzplanung berücksichtigen, um Netzausbau für die „letzte Kilowattstunde“ zu vermeiden

- Erzeugungsmanagement aller Windkraft- und PV-Anlagen in Netzplanung berücksichtigen. Anpassung des Ordnungsrahmens im Sinne § 12 Abs. 3 i. V. m. § 14 Abs. 1 EnWG.
- Gezielte Abregelung auch von Bestandsanlagen erforderlich.
- Begrenzung einer Abregelung von bis zu 3 % der jährlichen Einspeisung je EE-Anlage sinnvoll. Ggfs. Anpassung mit wachsender Erfahrung.
- Prüfung der Grundsätzen des Leitfadens zum Einspeisemanagement der BNetzA auf Umsetzbarkeit im Netzbetrieb und ggfs. Weiterentwicklung.
- Abregelung von EE-Anlagen muss zuverlässig erfolgen. Rückfall auf Default-Werte bei Ausfall der IKT.

Handlungsempfehlungen: Entscheidung über Ausgestaltung innovativer Planungskonzepte und intelligenter Netztechnologien durch Netzbetreiber

Netzspezifische Ausgestaltung der Planungskonzepte und Auswahl intelligenter Technologien

- Umfang der Abregelung innerhalb des festgelegten Maßes und Auswahl der abgeregelten Windkraft- und PV-Anlagen.
- Anforderungen an IKT-Ausstattung ohne Einschränkung anderer Marktparteien.
- Mögliche Nachrüstung von Bestandsanlagen mit entsprechender IKT-Ausstattung.
- Kombination von Erzeugungsmanagement, rONT und/oder anderen Maßnahmen

Vollständige Kostentragung durch Netzbetreiber

- Kosten der abgeregelten Energie entsprechend der Kosten der Ersatzenergiebeschaffung.
- Die Kosten für IKT gemäß § 9 EEG 2014 tragen die EE-Anlagenbetreiber. Der Netzbetreiber trägt die Kosten für eine eventuelle Nachrüstung der EE-Anlagen.

Handlungsempfehlungen: Regulierung sollte optimale Umsetzung durch Netzbetreiber fördern

Förderung gesamtwirtschaftlicher Kosteneffizienz

- Neutrale Bewertung der alternativen Ausgestaltungen – und damit Kostenstrukturen - muss sichergestellt sein.
- Langfristiger Nutzen durch innovative Konzepte sollte ausreichend berücksichtigt werden.

Berücksichtigung der Heterogenität der Netzbetreiber sicherstellen

- Effizienzverfahren und Erlösregulierung müssen die Heterogenität ausreichend belastbar abbilden. Modellnetzklassen können ggfs. Beitrag zum sachgerechten Vergleich leisten.

Eine Verankerung von intelligenten Netztechnologien im Regulierungsrahmen ist notwendig.

- Aufnahme von regelbaren Ortsnetztransformatoren in die StromNEV.
- Sachgerechte und faire Berücksichtigung der „virtuellen" EE-Ersatzbeschaffungskosten im Falle der Berücksichtigung des Erzeugungsmanagements in der Netzplanung

E-Bridge Consulting GmbH
Meckenheimer Allee 67-69
D-53115 Bonn

Telefon +49 228 9090650
Fax +49 228 90906529
E-mail info@e-bridge.com

Informationen über unsere Projekte, Kunden und Berater finden Sie auf unserer Website

www.e-bridge.de