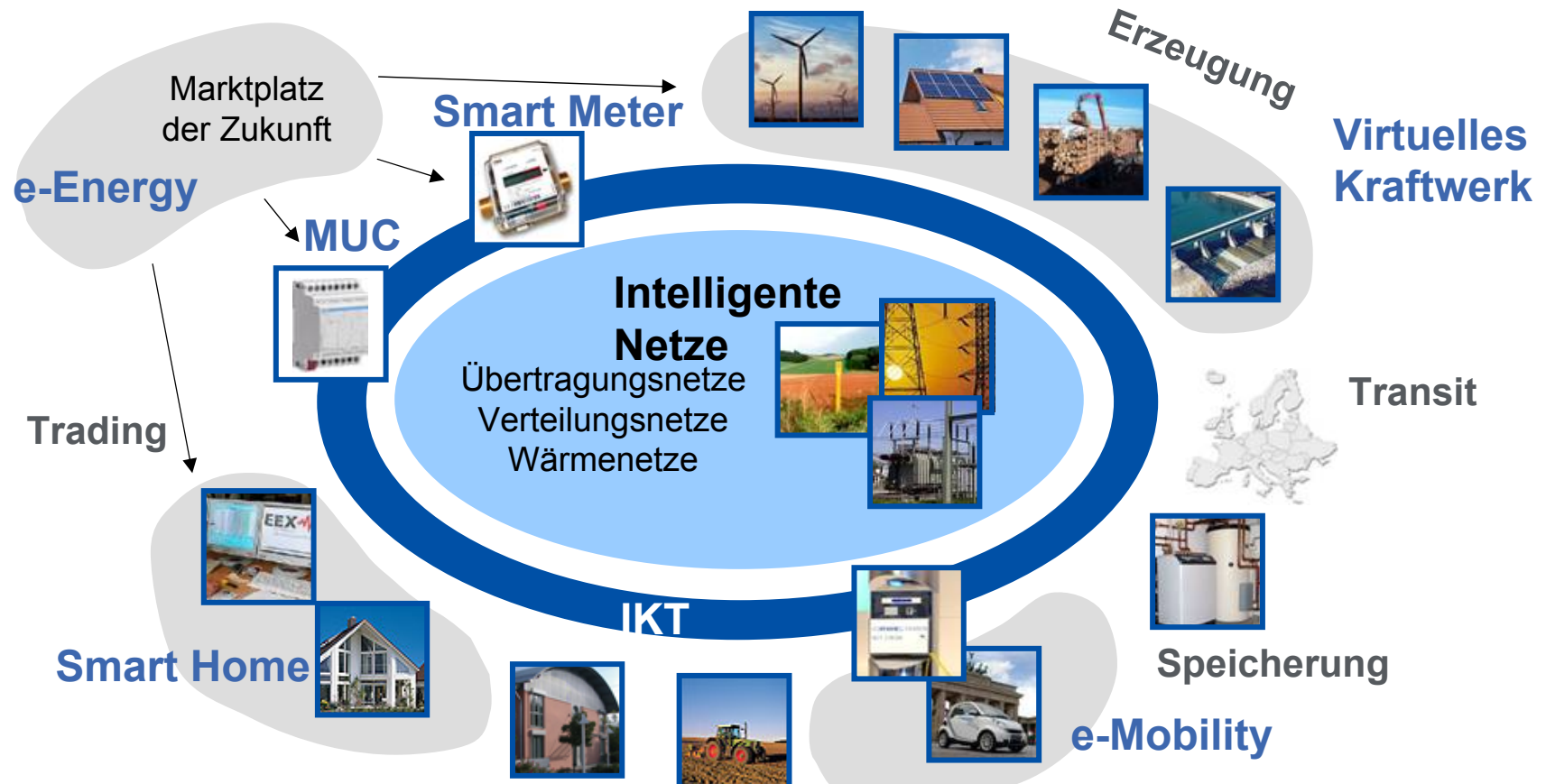


# Workshop zum Energierecht: Smart Grids - Die Sicht der Verteilnetzbetreiber

Dr. Oliver Franz  
Berlin, 30.06.2011

VORWEG GEHEN enreg.

# Intelligente Netze bilden die Plattform für innovative und intelligente Energiedienstleistungen

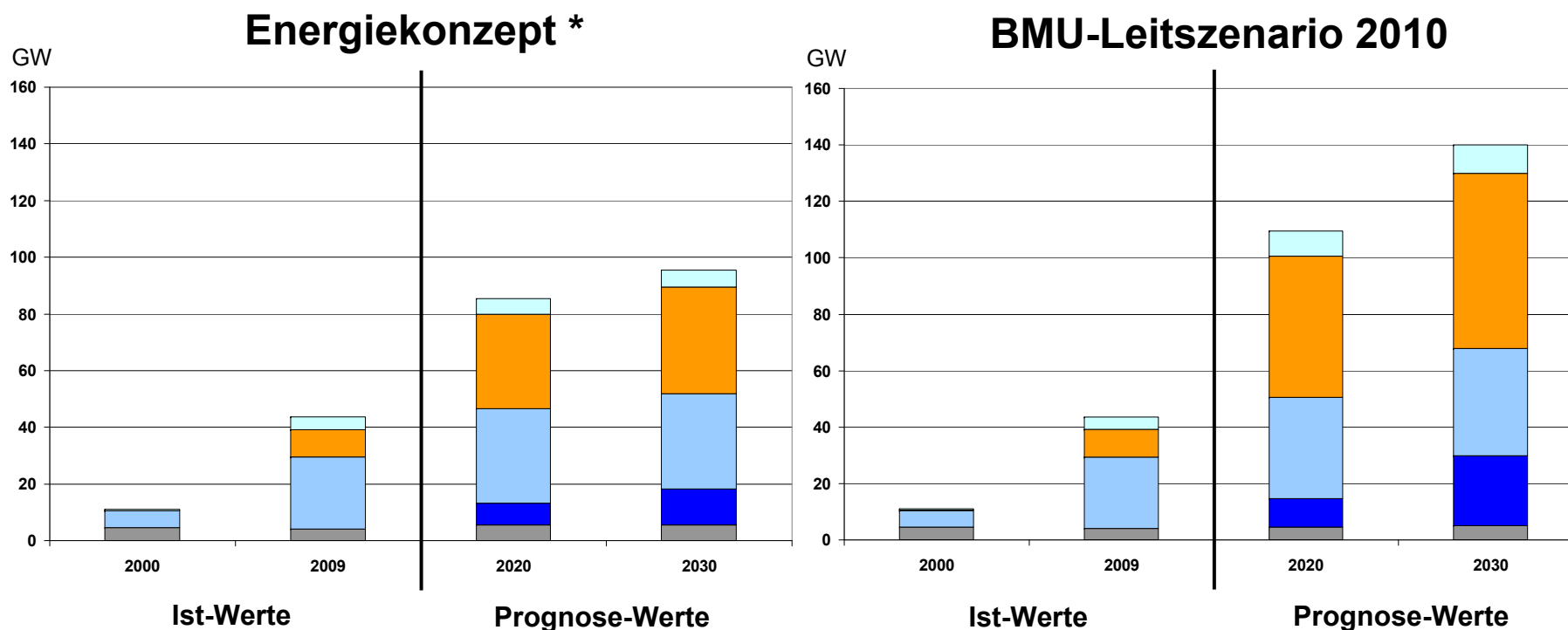
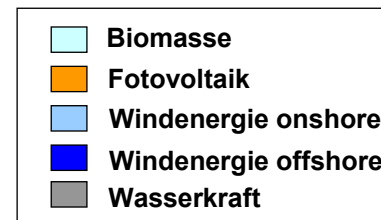


MUC = Multi Utility Communication  
 IKT = Informations- und Kommunikationstechnologie

# Dezentrale volatile Einspeisungen und E-Mobility erhöhen die Anforderungen an Stromverteilnetze

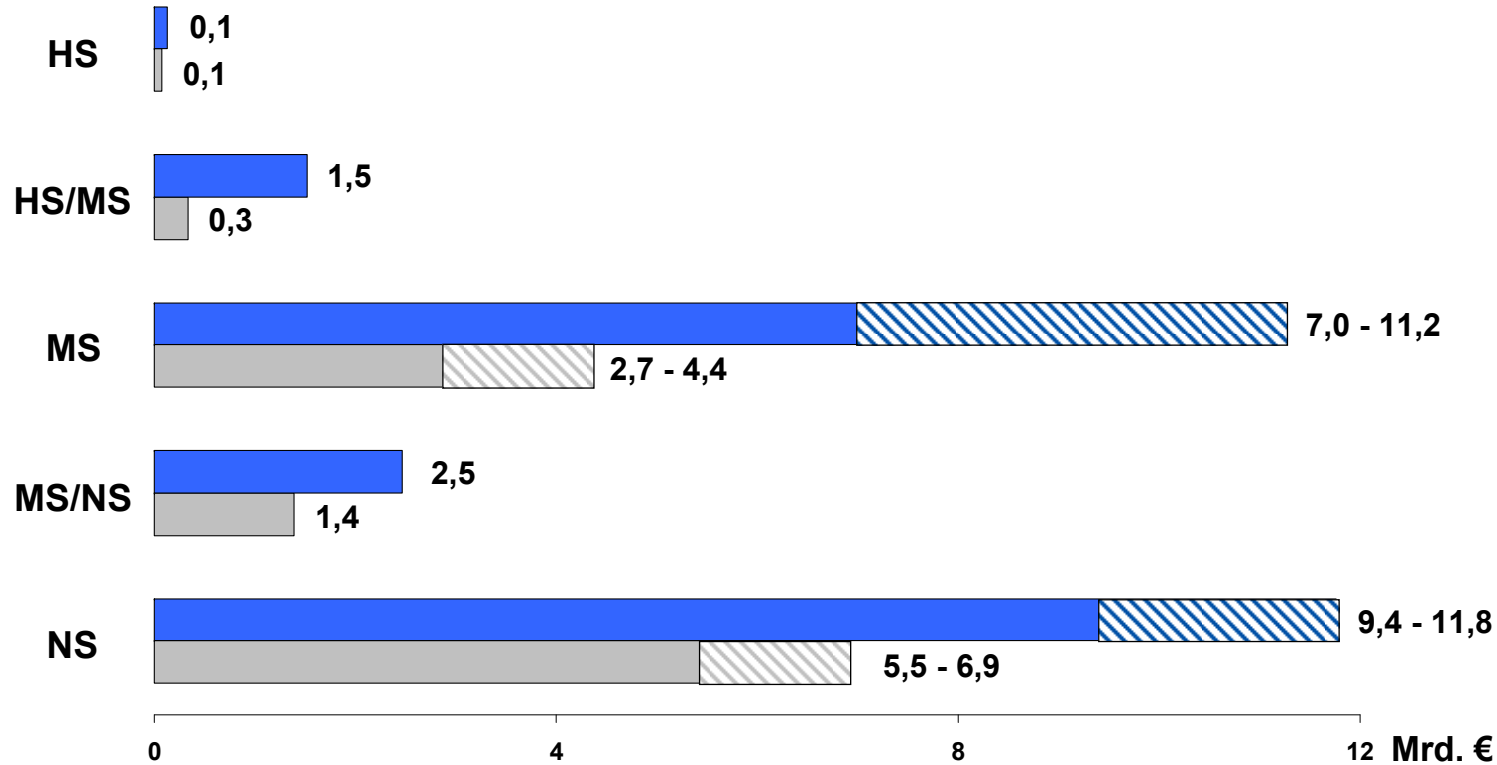
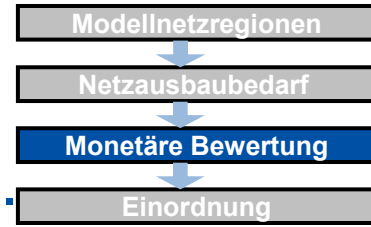
- > Stetige **Zunahme dezentraler Einspeisung**:
  - **Umstrukturierungs- und Verstärkungsmaßnahmen** sowohl in der Anschlussebene als auch in vorgelagerten Netzebenen erforderlich.
  - **Rückgang von wälzungsrelevanten Mengen** hat Anstieg der spezifischen Netzentgelte zur Folge.
  
- > Zunahme der **Volatilität der Einspeisung** sowie von **E-Mobility**:
  - Erhöhung der **Koordination von Netz, Verbraucher/Einspeisungen und Speichern** notwendig.
  - **Höhere Gleichzeitigkeit** auch konventioneller Verbraucher.

# Die regenerative Einspeisung nimmt stark zu: volatil und überwiegend dezentral



# BDEW-Verteilnetzstudie

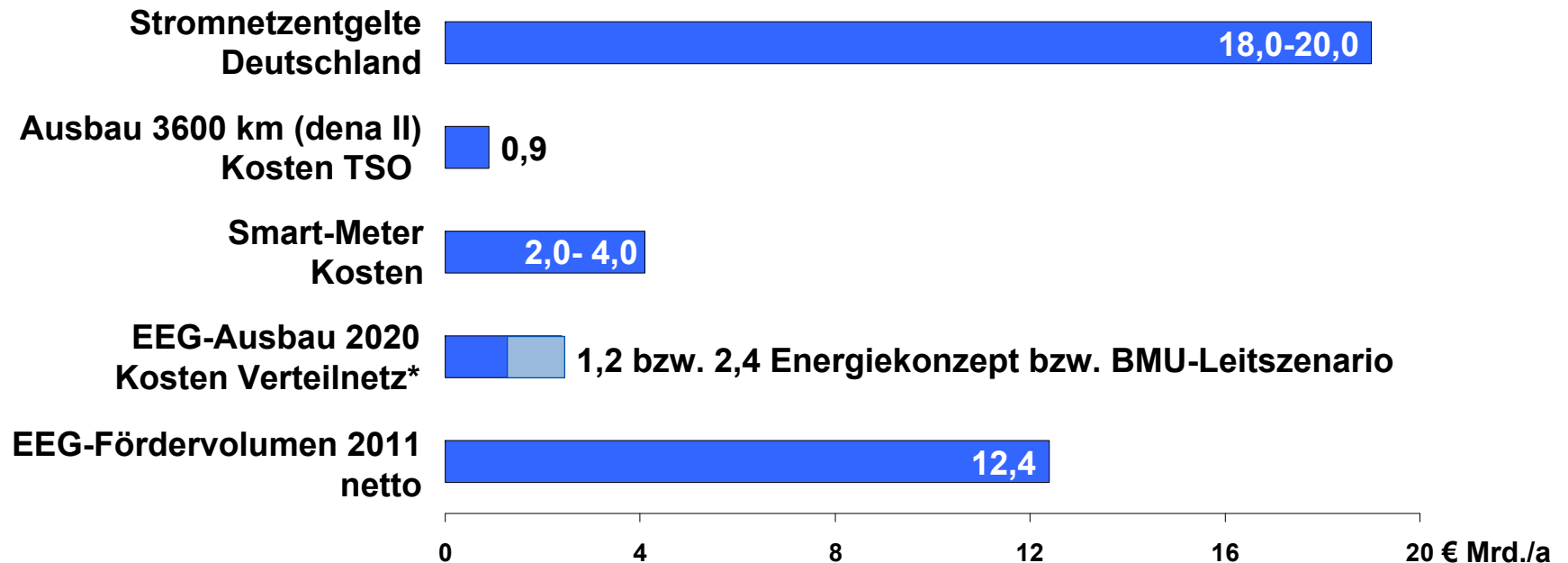
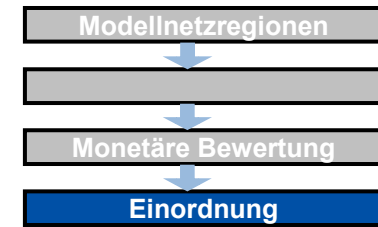
## Erhebliche Investitionen erforderlich, aber...



■ **BMU-Leitszenario 2020**  
 Σ 21 - 27 Mrd. €

■ **Energiekonzept 2020**  
 Σ 10 - 13 Mrd. €

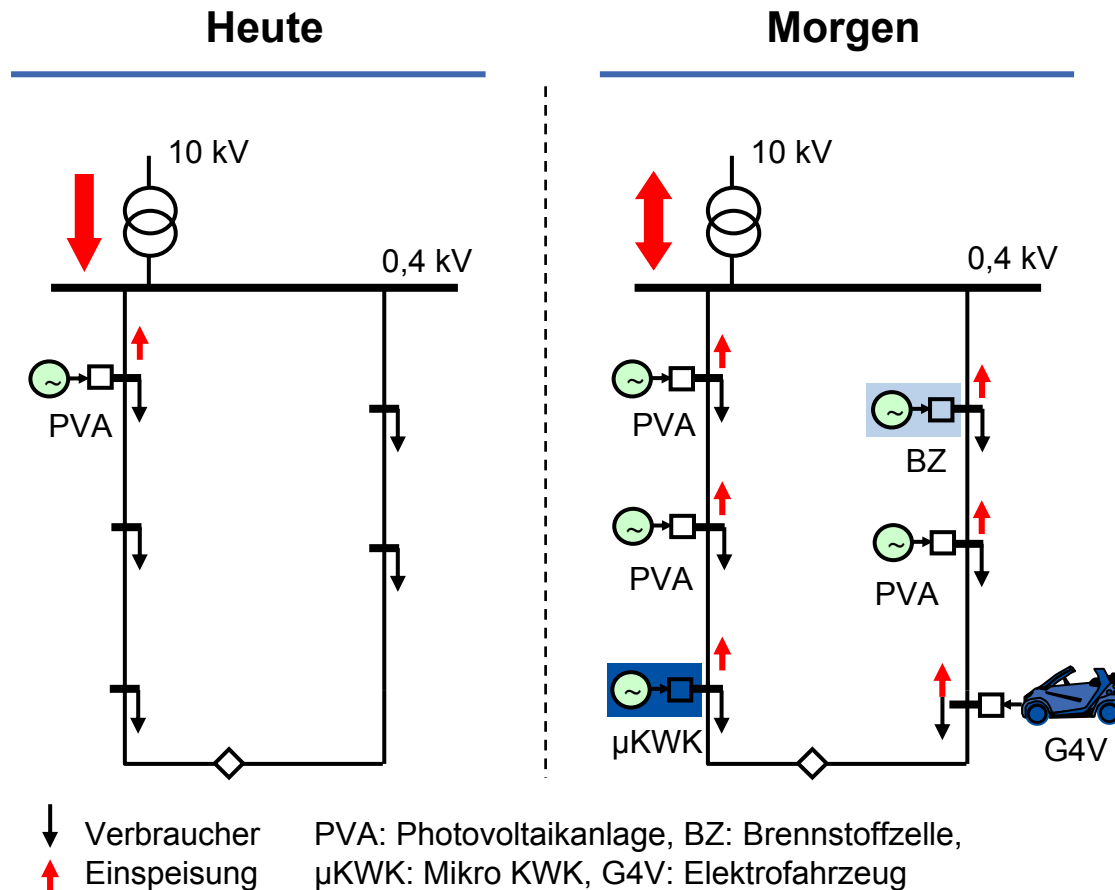
# ...EEG relativiert die Kosten des Netzausbaus: Am Netz werden die EE nicht scheitern



\*berücksichtigt sind in diesen Zahlen nur die Ausbauten für Wind und PV

➤ Voraussetzung für die erforderlichen Investitionen ist eine angemessene **kapitalmarktorientierte Rendite**, die heute nicht gewährleistet ist.

# Netzaufgabe im Wandel: Beispiel Niederspannung



- > Künftig unterschiedliche Einspeiser angeschlossen.
- > Der Kunde tritt als Verbraucher und Erzeuger und ggf. sogar als Speicherbetreiber auf.
- > Erzeuger liefern mehr als ihren Eigenbedarf, die Lastflussrichtung verändert sich.

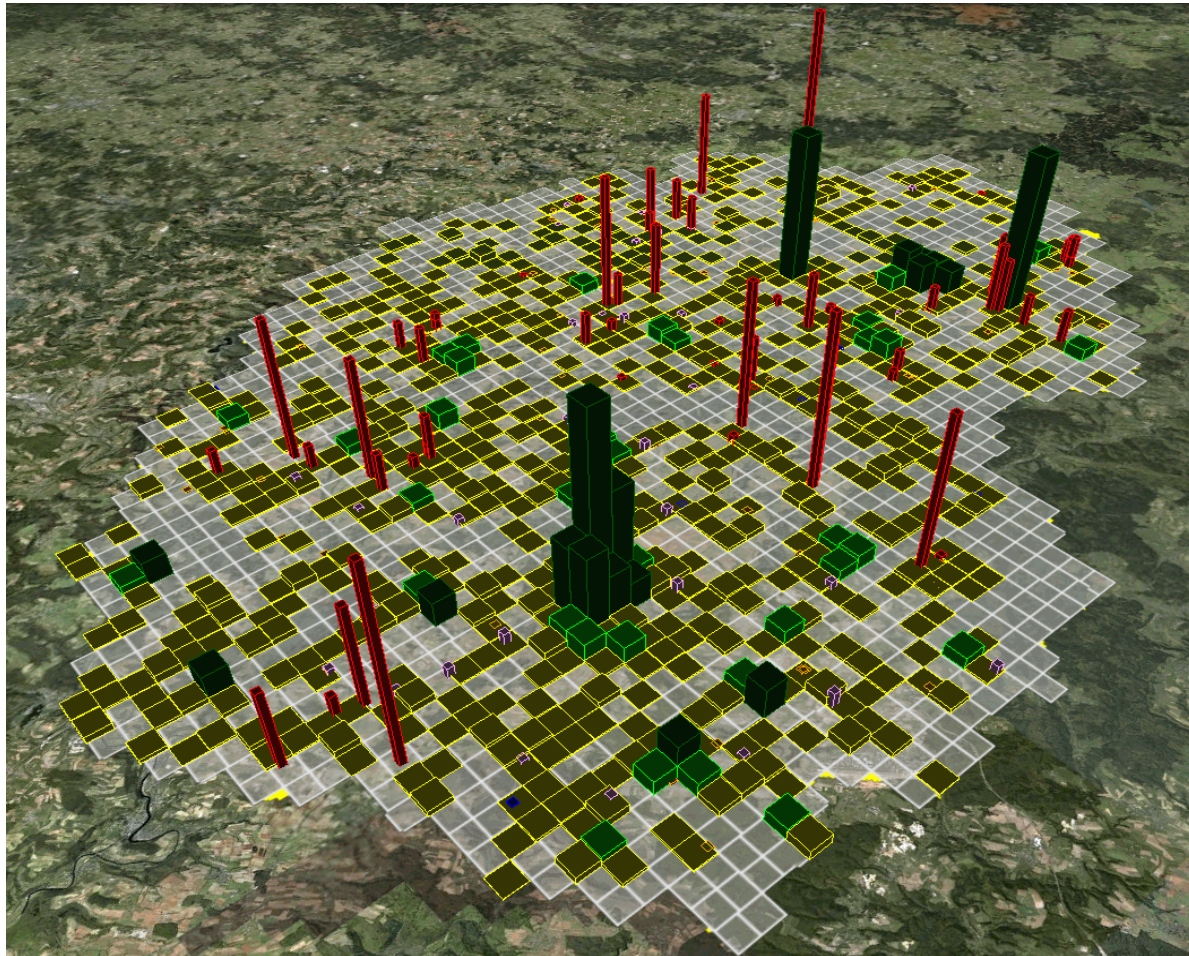
# Überspeisung von Verteilnetzen ist in ländlichen Strukturen bereits heute an der Tagesordnung



Quelle: RWE D AG, Smart country



# Versorgungsaufgaben definieren Netzanforderungen – Ortsungleichheit von Last und Erzeugung



## Lastdichte:

- Siedlungsgebiete
- Ländliche Fläche (Einzelgehöfte)
- Unversorgte Fläche (Seen, Wälder)

## Erzeugungsdichte:

- Windkraft
- Fotovoltaik
- Wasserkraft
- Biomasse

# Anschluss- und Ausbaupflichten des VNB

- > § 17 Abs. 1 EnWG (Netzanschluss [grds. auf allen Ebenen])
  - *Verweigerung nach § 17 Abs. 2 erster Satz nur, wenn betriebsbedingt oder aus sonstigen wirtschaftlichen oder technischen Gründen unter Berücksichtigung der Ziele des § 1 nicht möglich oder nicht zumutbar - > Ausnahme!*
- > § 18 Abs. 1 EnWG (allg. Anschlusspflicht in NS)
- > § 11 Abs. 1 EnWG (allg. Ausbaupflicht des VNB)
- > § 5 EEG Abs. 1 und 2 (unverzögerlicher und vorrangiger Netzanschluss inkl. Wahl der Netzebene durch Anlagenbetreiber)
- > § 9 Abs. 1 EEG (Erweiterung der Netzkapazität)
- > § 11 Abs. 1 Satz 1 und 2 EEG (Einspeisemanagement)

# Einspeisemanagement nach EEG ist im Verständnis des Gesetzgebers eine ÜBERGANGSLÖSUNG

- > Das Einspeisemanagement ist im EEG eine Hilfsmaßnahme, die die Zeit überbrückt, bis es dem VNB gelungen ist, sein Netz zu optimieren, zu verstärken und auszubauen
  - Vgl. hierzu z.B. EEG 2009 - Begründung B - Konsolidierte Fassung, S. 38.

*Nach „ ... einer Übergangszeit dürfte der Fall des Überschreitens der Netzkapazität praktisch nicht mehr vorkommen, da die Verpflichtung der Netzbetreiber zur Kapazitätserweiterung nach § 9 gerade derartige Engpässe verhindern soll. Wird dennoch die Netzkapazität überschritten, deutet dies darauf hin, dass **der jeweilige Netzbetreiber seiner Verpflichtung zur Kapazitätserweiterung nicht oder nicht vollständig nachgekommen ist.**“*

# Zwischenergebnis

- > Die heutige Gesetzeslage hat zum Ergebnis, dass der VNB
  - i.d.R. sein Netz ausbauen wird, um echte Engpässe oder Verletzungen elektrischer Grenzwerte zu verhindern,
  - hierbei eine Maximierung der Netzinfrastruktur insofern vornimmt, als er grds. aufgefordert ist, ein (...) Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, soweit es wirtschaftlich zumutbar ist.
  - das Einspeisemanagement quasi additiv durchführt, d.h. das Einspeisemanagement hat keine dauerhaft kostensenkende Wirkung

## Neueste Entwicklungen Verbrauch – EnWG-Novelle

- > **EnWG-E § 14a Unterbrechbare Kunden in Niederspannung**
- > Netzbetreiber haben Letztverbrauchern in Niederspannung ein reduziertes Entgelt einzuräumen, wenn die Last nach Maßgabe des Netzbetreibers gesteuert werden kann. (Elektromobilität wird grundsätzlich als steuerbar definiert.)

# Neueste Entwicklungen EEG-Erfahrungsbericht 2011 bzw. § 6 Abs. 2 Nr. 2b EEG-E

- > In Bezug auf PV-Anlagen unter 30 kW , die nicht freiwillig am vereinfachten Einspeisemanagement teilnehmen, zeigt sich ein Paradigmenwechsel in der Politik.
- > „Mit Blick auf die Kosten ist es unsinnig, die Netzinfrastruktur auf die maximale Einspeisung auszulegen, obwohl diese nur in wenigen Stunden des Jahrs auftritt.“
- > Es wird eine „Kappung“ der bei der Photovoltaik sehr seltenen Leistungsspitzen vorgeschlagen, indem die Einspeisung am Netzanschluss auf 70% der maximalen Modulleistung begrenzt wird (S. 41).
- > Der damit verbundene Verlust von etwa 2% des erzeugten elektrischen Stroms „ist für die Anlagenbetreiber wirtschaftlich zumutbar“ (S. 134).



# Einige Anmerkungen zum EEG Erfahrungsbericht

- > Erkenntnis, dass maximale Produktion bei PV nur höchst selten erreicht wird, und ein Vorhalten entsprechender maximaler Kapazitäten daher zweifelhaft ist, ist zu begrüßen
- > Allerdings trifft diese Erkenntnis auch auf andere dargebotsgetriebene (volatile) Einspeiser, in anderen Netzebenen zu
  - d.h. warum (de facto) nur in NS?
  - d.h. warum nicht auch bei Wind? (s.u.)
- > Starre Kappungen, wie sie jetzt vorgeschlagen wurden, sind insofern „nicht smart“, als sie keine Rücksicht auf sonstige Einflussfaktoren (Wetterlage, akute Last der Netzebene) genommen wird
  - Smarter wäre es, die Kappungsgrenze (ggf. in kurzen Zeitabständen) flexibel festzulegen
- > HINWEIS: Dies ist nicht gleichbedeutend mit einer Abschaffung des Einspeisevorrangs!

# Regulatorischer Paradigmenwechsel?

## Heutiges regulatorisches Setting...

uneingeschränkt Netzzugang



Umfassender Netzausbau



**Maximale Netzleistungsfähigkeit**

**VS.**

## Alternatives regulatorisches Setting...

Intelligent steuerbarer Netzzugang



Mäßiger Netzausbau



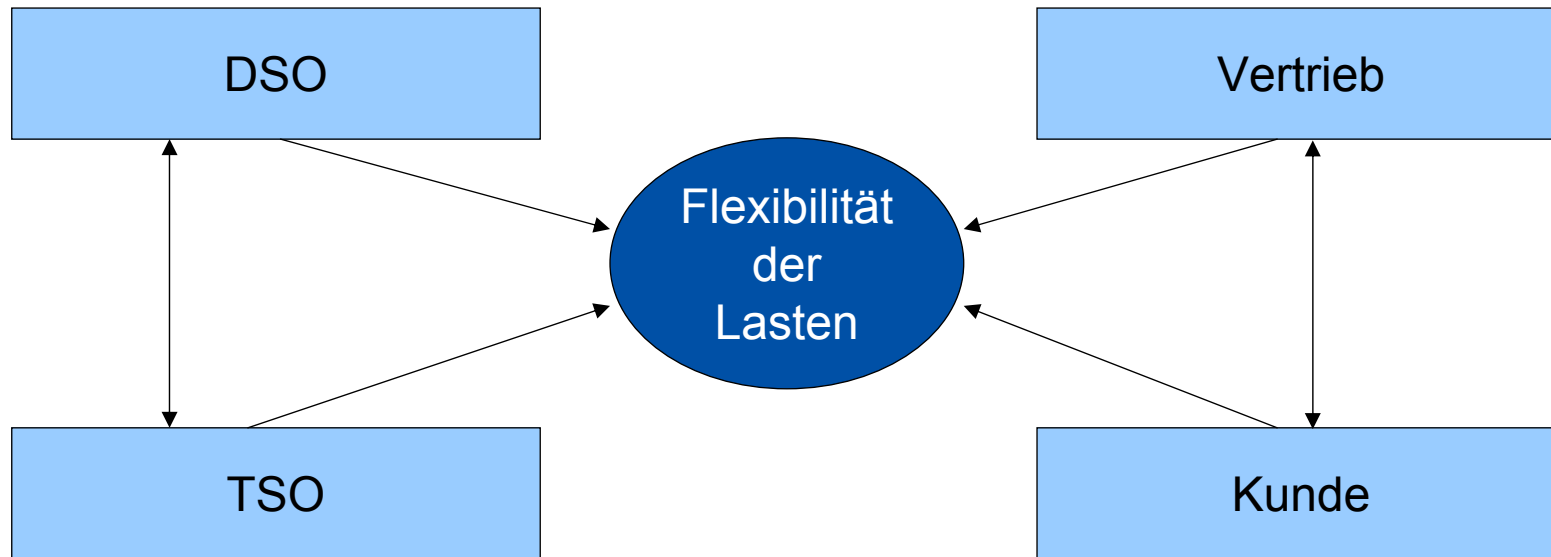
**Optimale Netzleistungsfähigkeit**

Ist ein alternatives regulatorisches Paradigma, wie rechts dargestellt, denkbar?

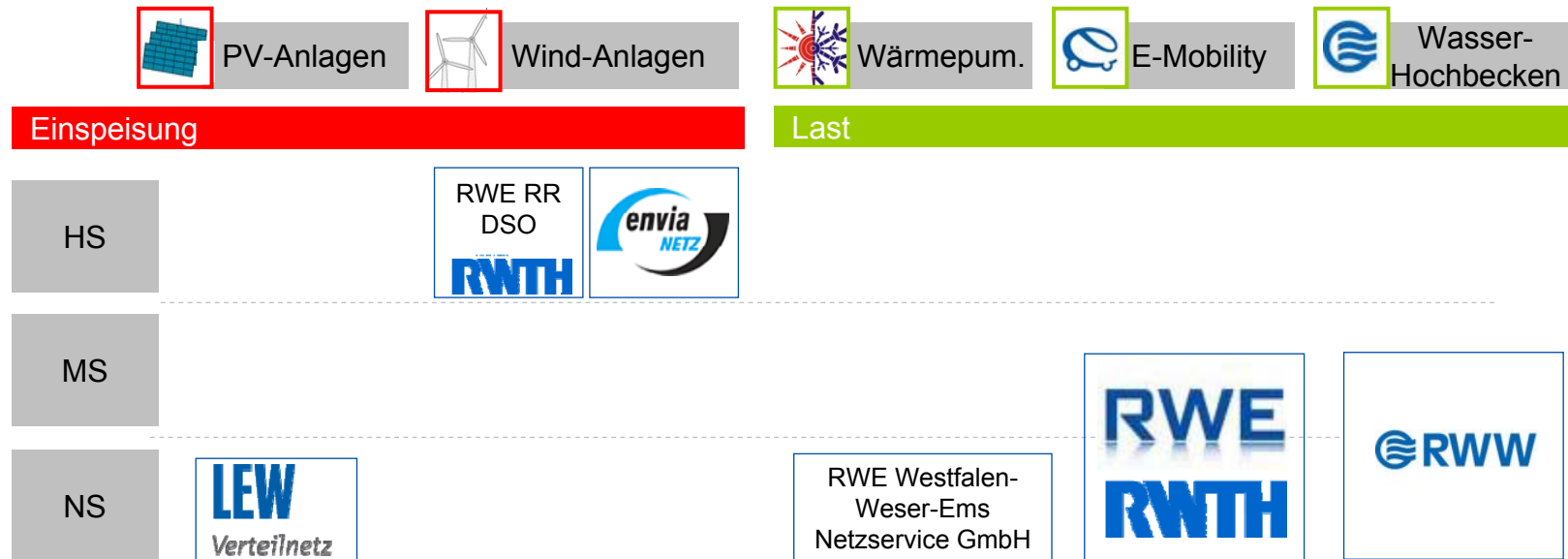


## Einige Worte über das Zusammenspiel von....

- > Unterschiedliche Modelle sind möglich, das Recht auf die Flexibilität der Lasten zuzugreifen, (gestuft) zu vergeben.



# Laufende Analysen zur Netzausbauwirkung spezifischer Anlagen (Einspeiser und Lasten) bei RWE Deutschland

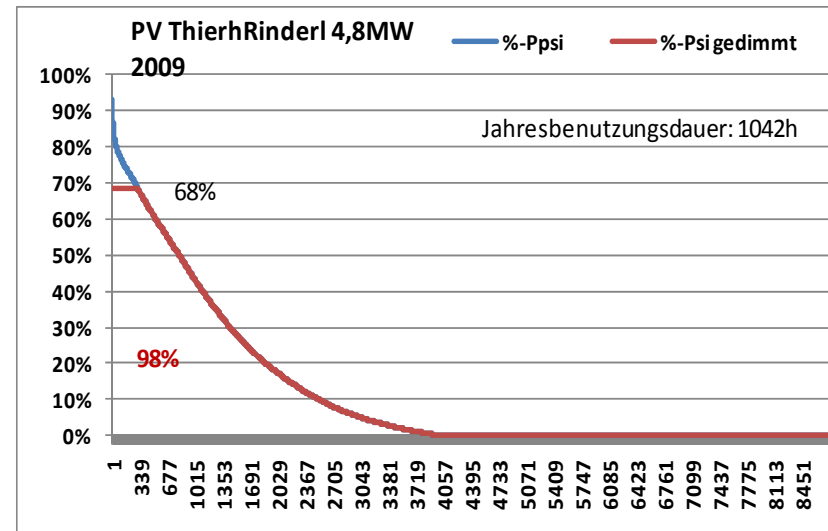
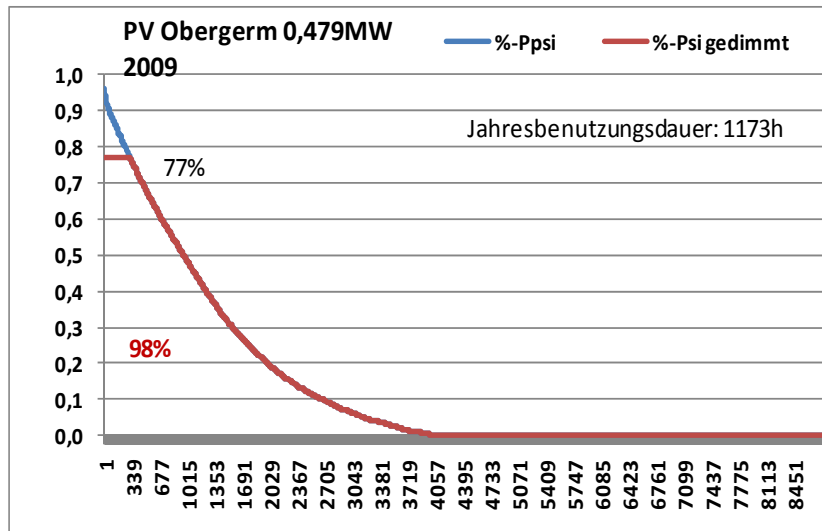


# Erste Analyseergebnisse PV

**VORWEG GEHEN**

# Profile realer PV-Anlagen im LEW-Netz (Jahr 2009) Kappung bei 98 % der Jahresarbeit

- Jahresarbeit 100 %
- Jahresarbeit 98 %

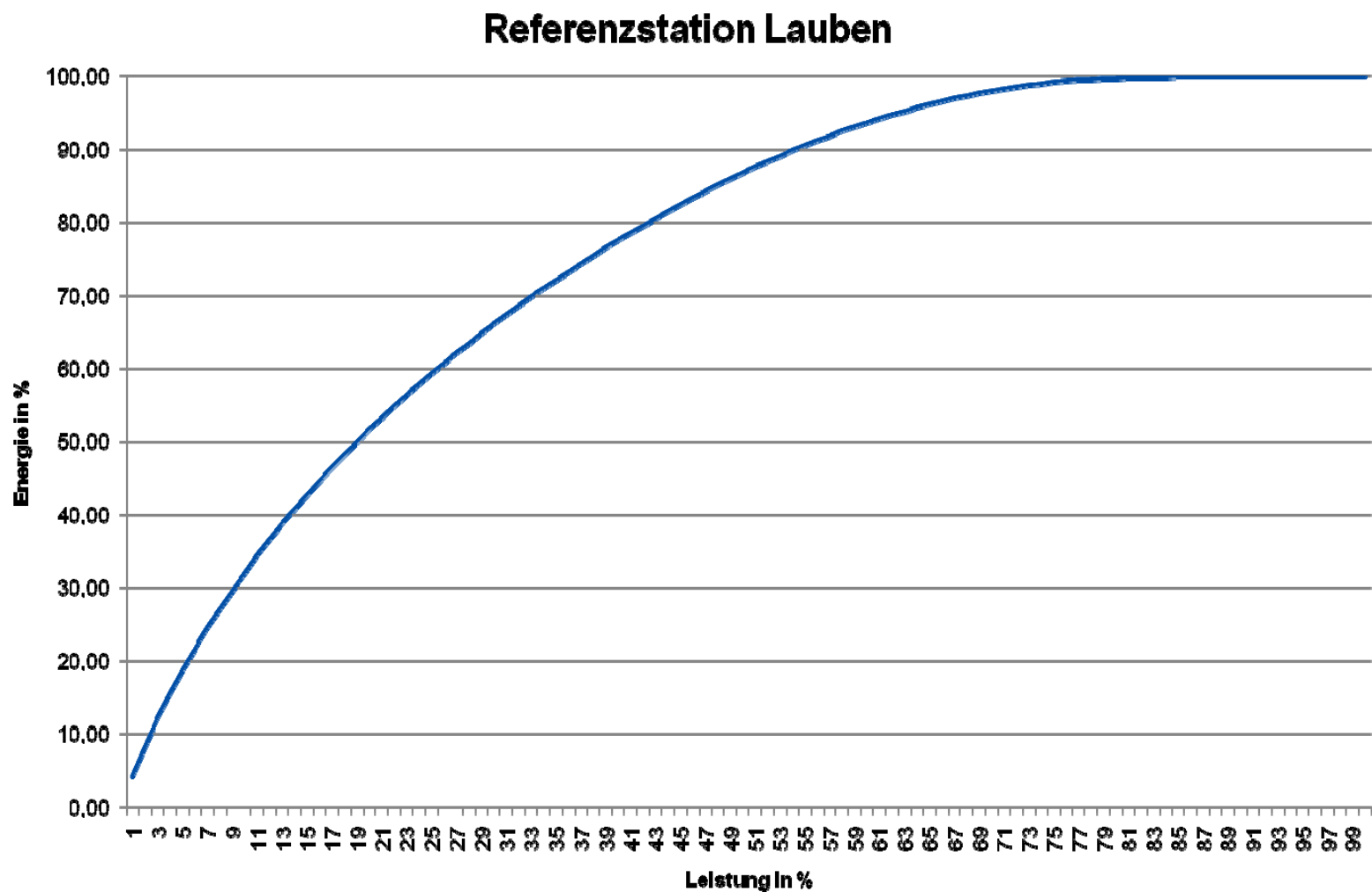


# Profile realer PV-Anlagen im LEW-Netz

## Ergebnisse der Auswertungen

- > Bei einer Begrenzung der Einspeiseleistung auf ca. **70 %** der installierten Wechselrichterleistung (Durchschnittswert der betrachteten Anlagen liegt bei 71 %) reduziert sich die eingespeiste Jahresarbeit nur um ca. **2 %**
- > Die durchschnittliche Jahresbenutzungsdauer der untersuchten PV-Freiflächenanlagen liegt bei 1.110 Stunden
- > Bei NS-Dachanlagen dürfte die Jahresbenutzungsdauer etwas niedriger liegen (keine optimale Ausrichtung, Abschattungseffekte)
- > Für die weiteren Betrachtungen wurde eine durchschnittliche Jahresbenutzungsdauer der PV-Anlagen von 1.050 Stunden angesetzt

# Auswertung der Einstrahlungswerte an der LEW-Referenzstation Lauben für das Jahr 2010



# Auswertung Einstrahlungswerte LEW-Referenzstationen

- > Die ermittelten Kurven Leistung zu Energie aus den drei LEW-Referenzstationen korrespondieren sehr gut mit den ausgewerteten Zählwerten von PV-Freiflächenanlagen
- > Aus den Kurven kann einfach abgelesen werden, welche Leistungsreduzierung zu welchem Verlust an Jahresarbeit führt
- > Die Kurven beziehen sich auf das Jahr 2010; je nach Witterungsverhältnissen können von Jahr zu Jahr geringfügig unterschiedliche Ergebnisse auftreten; für die weiteren Betrachtungen sind diese jedoch nicht relevant

## Erste Ergebnisse zur Kostenwirkung einer Kappung bei 70% der installierten Leistung (PV)

- > Kappung ist regelmäßig nur dann vorteilhaft, d.h. netzkostenmindernd, wenn sie auf alle Anlagen „ausgerollt“ wird
- > Ausbaurkosten werden im Wesentlichen in NS erspart; aufgrund der erwarteten starken Zubauten an PV und einer gewissen Tendenz zu größeren Einheiten aber auch in MS und sogar in HS bzw. auf den Umspannebenen
- > Überschlagsmäßige Berechnungen für einzelne tatsächliche Ausbausituationen zeigen bisher ein Verhältnis zwischen ersparten Netzkosten (d.h. Jahresscheiben) und verlorenem Energieertrag von ca. 3:1
  - bei Bewertung des Stroms zu Einspeisetarifen

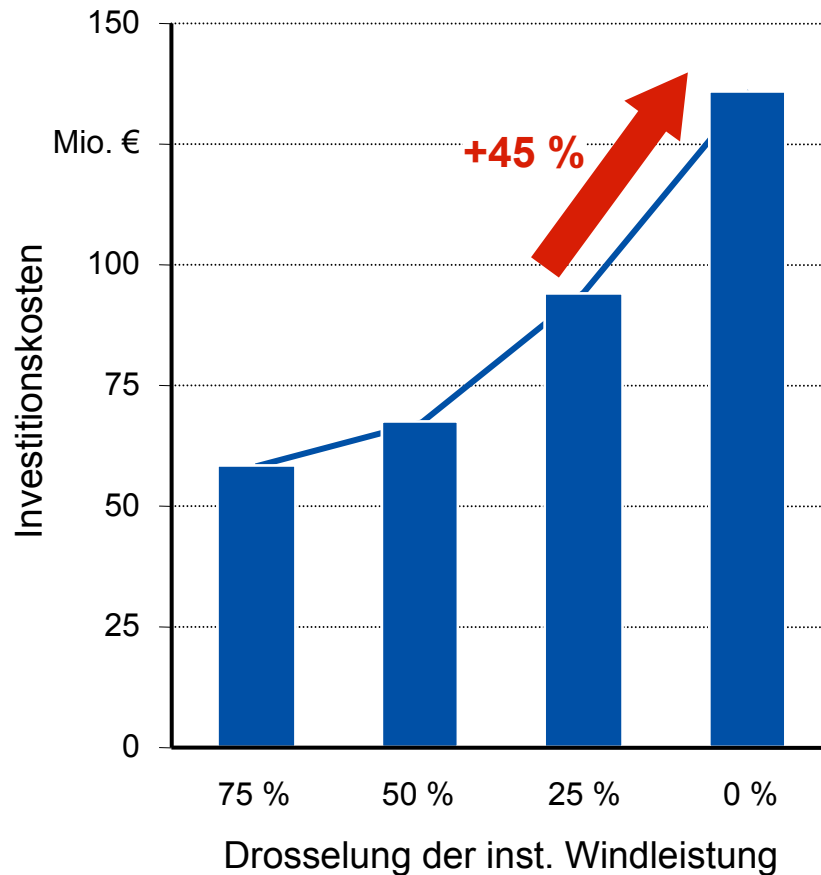


# Erste Analyseergebnisse Wind

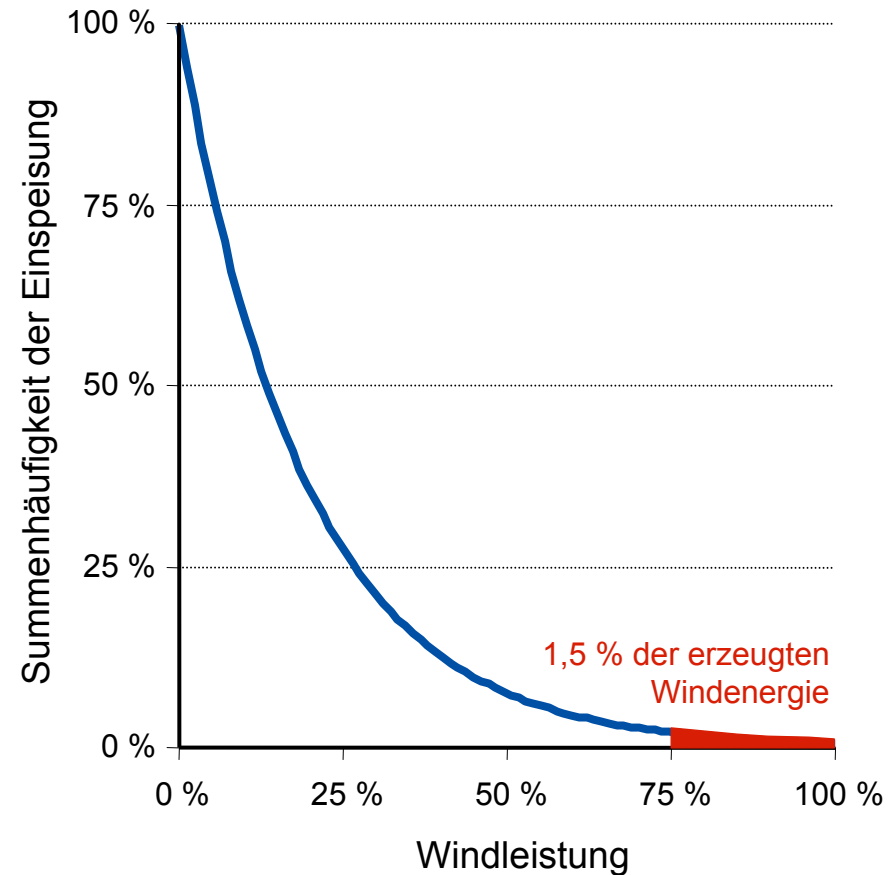
**VORWEG GEHEN**

# Die letzten 1,5 % Windenergie verursachen 45 % zusätzliche Netzausbaukosten

Investitionskosten in das 110-kV-Netz zur Windintegration in Rheinland-Pfalz



Windleistungseinspeisung in Rheinland-Pfalz



# Ist der maximale Netzausbau kosteneffizient?

- > In nur 3 % der Zeit ist mit einer Einspeisung von mehr als 75 % der gesamten installierten Windleistung zu rechnen
- > Aus energetischer Sicht stehen weniger als 1,5 % der insgesamt erzeugten Windenergie rund 45 % an zusätzlich notwendigen Netzinvestitionen im Hochspannungsnetz gegenüber
- > Die letzte eingespeiste kWh ist aufgrund des exponentiellen Anstiegs der Netzkosten überproportional teuer (EEG-Vergütung + Netz  $\approx$  14 Cent)
- > Welcher (volkswirtschaftliche) Wert ist einer „gedrosselten“ kWh Windeinspeisung zuzuordnen?

# Bisherige Ergebnisse Quantifizierung optimaler Netzleistungsfähigkeit

## > Einspeiser:

- **PV-Anlagen in NS:** Vermeidung Netzkosten zu Nutzenverlust ca. 3:1.
- **Windkraftanlagen in HS:** Modellansatz und Empirie zeigen ausgeglichene Ergebnisse. Aber bei obligatorischer Verkabelung ebenfalls Verhältnis ca. 3:1.

## > Verbraucher:

- **Wärmepumpen:** signifikante Leistungsreduzierung ohne Nutzenverlust auf der Kundenseite bei gleichzeitiger Kostenersparnis im Netz möglich.
- **e-Mobility:** Quantifizierung noch zu erarbeiten.

# Zusammenfassung/Ausblick

- > Smart Grid-Lösungen im Sinne einer Steuerung/Rationierung von Verbrauchern können positive Kostenwirkungen entfalten
- > Möglich werden diese positiven Kosteneffekte jedoch nur bei einem Wechsel des regulatorischen Paradigmas
  - Veränderungen sowohl für VNB als auch für die Regulierungsbehörden werden resultieren
  - aus Sicht der Behörden scheint vor allem die Frage bedeutsam, wie ein komplexerer Regulierungsrahmen OHNE massiven Anstieg der Kontrollintensität (Mikromanagement) erreicht werden kann
- > Gesucht wird ein Algorithmus, der geeignet ist, Knickpunkte zu identifizieren, d.h. festzulegen, ab wann ein Ausbau erfolgen muss und wie lange er unterbleiben kann
- > Die große Frage bleibt: Sind wir zu diesem Paradigmenwechsel bereit?

# Back-up

RWE Projekt Smart Country und  
BDEW Verteilnetzstudie

**VORWEG** GEHEN

# Innovative Netzkonzepte im Projekt „Smart country“: Mehr dezentrale Erzeugung am bestehenden Netz

## **1 Verwendung von Informations- und Kommunikationstechnik (IKT)**

- zur Verbesserung der Netzbeobachtbarkeit bei bidirektionalen Lastflüssen
- zur aktiven Optimierung des Netzes an der Belastungsgrenze
- um Informationen/Anreize für ein netzoptimales Verbrauchs- oder Einspeiseverhalten von Kunden bereitzustellen

## **2 Einsatz von Speichern**

- durch Netzkunden zur Vergleichmäßigung/Reduktion der Netzlast (z. B. nahezu energieautarke Häuser)
- durch Netzbetreiber zur Vermeidung von Netzausbauten

## **3 Kundennahe Spannungsregelung zur besseren Ausnutzung der Netzkapazität**

- in der Mittelspannung, an der Ortsnetzstation oder am Hausanschluss

## **4 Hierarchieebenen in Mittelspannung**

- zur Ausnutzung der Mittelspannungs-Leistungspotenziale und Erhöhung der Netzanschlusskapazität
- zur partiellen Verbesserung der Nichtverfügbarkeit

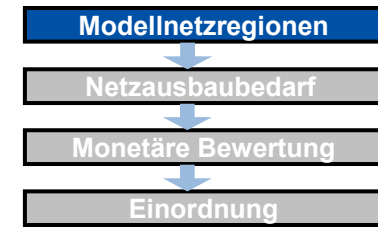
# Zu realisierende Konzepte im Projekt „Smart country“

IKT	<b>Netzbeobachtbarkeit</b>	Zusätzliche Messpunkte, um die Netzbeobachtbarkeit bei dez. Erzeugung zu gewährleisten
	<b>UA Abgang</b>	Mess- und Validierungskonzept zur Einzel- oder Gruppenregelung von Mittelspannungsabgängen
	<b>PV-Gleichzeitigkeit</b>	Mess- und Validierungskonzept zur Gleichzeitigkeit der PV-Einspeisung
Speicher	<b>Biogasspeicher</b>	Virtuelle PV-Stromspeicherung in Form von Biogas zur Glättung von Last- und Einspeisespitzen in Mittelspannung.
Spg.-Regelung	<b>Weitbereichsregelung</b>	Nutzung von Spannungsmesswerten aus dem Netz zur Optimierung der Stufenstellung des Einspeisetrafos
	<b>Mittelspannung</b>	Spannungsregelung im Mittelspannungsnetz, z. B. vor einer Schwerpunktstation
	<b>Ortsnetzstation, Hausanschluss</b>	Spannungsregelung an der Ortsnetzstation und als spannungsgeregelter Hausanschluss
H-Ebenen	<b>Stammstrecke mit Pausenschaltern</b>	Unterschiedliche Betriebskonzepte in einer Spannungsebene



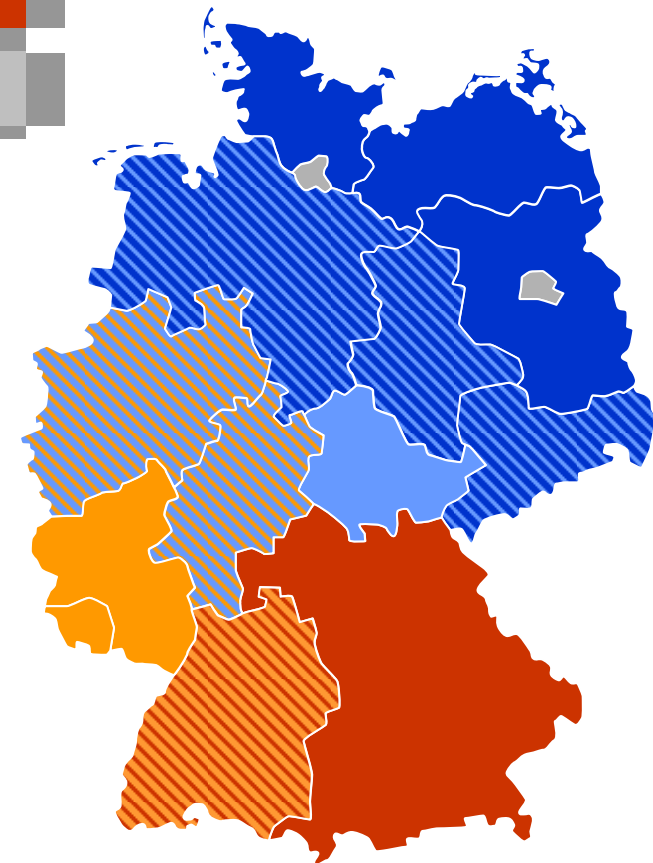
# BDEW-Verteilnetzstudie

## Definition von Modellnetzregionen

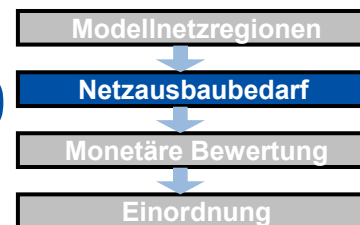


	Küste sehr stark windgeprägt	Nordost windgeprägt	Mitte gemischt geprägt	Süd PV-geprägt
Fläche	1	2	3	4
Städtisch	5			

- > Während der Norden und Osten stärker durch Wind geprägt ist, ist der Süden maßgeblich durch Photovoltaik geprägt.
- > Ermittlung der Verbrauchs- und Strukturdaten der Modellnetzregionen durch Zuordnung und Aggregation realer Netze.
- > Ableitung der entsprechenden Parameter für Modellnetzuntersuchung (in Niederspannung Ansatz über Erweiterungsfaktor).



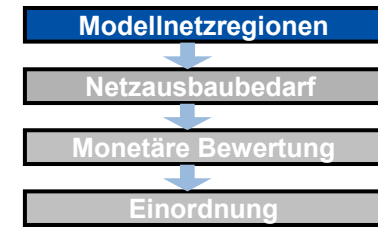
# BDEW-Verteilnetzstudie: Netzausbau 2020 Energiekonzept und BMU-Leitszenario



	Netzausbaubedarf in %	Küste	Nordost	Mitte	Süd	Total
HS	Energiekonzept	2	0	0	0	350 km
	BMU-Leitszenario	4	0	0	1	650 km
HS/MS	Energiekonzept	3	0	2	19	7.000 MVA
	BMU-Leitszenario	10	0	20	52	30.000 MVA
MS	Energiekonzept	7	0	25	20	55.000 km
	BMU-Leitszenario	16	3	61	58	140.000 km
MS/NS	Energiekonzept	5	1	23	29	19.000 MVA
	BMU-Leitszenario	15	5	37	43	33.000 MVA
NS	Energiekonzept	9	6	15	31	140.000 km
	BMU-Leitszenario	16	11	27	48	240.000 km

# BDEW-Verteilnetzstudie

## Beschreibung der Modellnetzregionen



Parameter	Küste	Nordost	Mitte	Süd	Stadt	Total
Netzlänge je Region (HS, MS, NS)	25 %	16 %	27 %	15 %	17 %	1.696.442 km
NS-Kunden	17 %	14 %	29 %	9 %	31 %	48,2 Mio.
Inst. Windleistung 2010	63 %	12 %	23 %	1 %	1 %	26.605 MW
Inst. PV-Leistung 2010	15 %	7 %	44 %	31 %	4 %	12.470 MW
Inst. Windleistung 2009/ $P_{Max}$	0,99	0,28	0,16	0,03	0,02	
Inst. PV-Leistung 2009/ $P_{Max}$	0,11	0,07	0,15	0,39	0,03	
Zuwachs inst. Windleistung 2009-2020*	29 %	29 %	29 %	29 %	29 %	
Zuwachs inst. PV-Leistung 2009-2020*	260 %	260 %	218 %	200 %	260 %	