

Zweiter Expertenaustausch der Bundesnetzagentur zur Qualitätsregulierung

Aktueller Diskussionsstand zu Herausforderungen bei möglichen
Indikatoren für „Energiewendekompetenz“

Agenda

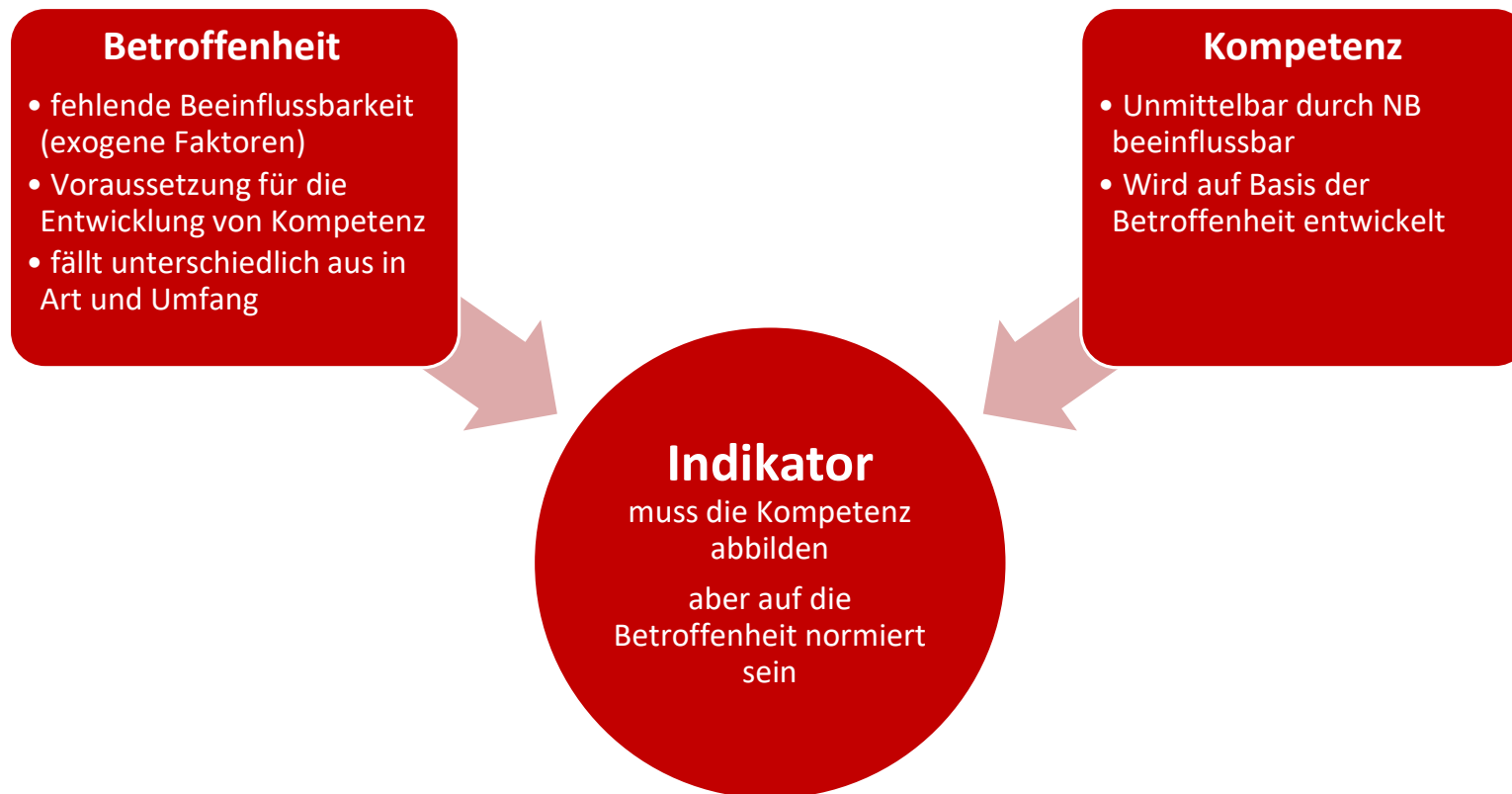
1. Prämissen und Zielbild
2. Betroffenheit vs. Kompetenz
3. Kriterien für Indikatoren
4. Netzanschlüsse
5. „Intelligente“ Netze
6. Schlussfolgerungen

Prämissen und Zielbild

[BDEW-Stellungnahme zu BNetzA-Eckpunkten](#)



Betroffenheit vs. Kompetenz



Betroffenheit ermitteln

- **Zubau an energiewendererelevanten Entnahmelasten**
 - Lastkennzahl „LKZ“
 - z.B. steuerbare Verbrauchsrichtungen nach § 14a EnWG wie Wärmepumpen, Ladesäulen
 - Großverbraucher
- **Messung der Quote der Erzeugung zur Netzlast**
 - installierte EE-Einspeiseleistung im Verhältnis zum Versorgungsbedarf (Leistung)
 - bereinigt um eigenen Redispatch, inkl. Rückspeisung von nachgelagerten Netzbetreibern
 - Vgl. „Erneuerbare-Energien-Kennzahl“ (EKZ) = Installierte EE-Leistung/Zeitgleiche Jahreshöchstlast (BK8-Festlegung zur Verteilung EE-bedingter Mehrkosten)
- **Messung der Rückspeisungen** (in Leistung) in vorgelagertes Netz (nur EE-Erzeugung)

Kriterien für Indikatoren

Vollständigkeit	Relevanz für die Energiewende	Nichtredundanz	Beeinflussbarkeit	Umsetzbarkeit, Vergleichbarkeit und Messbarkeit
zu beschreibender Aspekt möglichst vollständig abbildbar	Beschleunigung der Integration von erneuerbaren Energien	Keine Überlappung mit weiteren Indikatoren	Direkt durch Netzbetreiber beeinflussbar	Eindeutige Definition und quantitative Messbarkeit; angemessener Aufwand; keine subjektiven Bewertungen
Statistische Belastbarkeit	Keine Fehlanreize	Zukunftsfestigkeit	Technologie-offenheit	
Signifikanter Effekt, robust gegenüber Datenfehlern und Ausreißern	Keine Anreize für unerwünschtes Verhalten der Netzbetreiber	Langfristige Erfüllung der restlichen Kriterien	Keine Bevorzugung bestimmter Technologien	

Netzanschlüsse

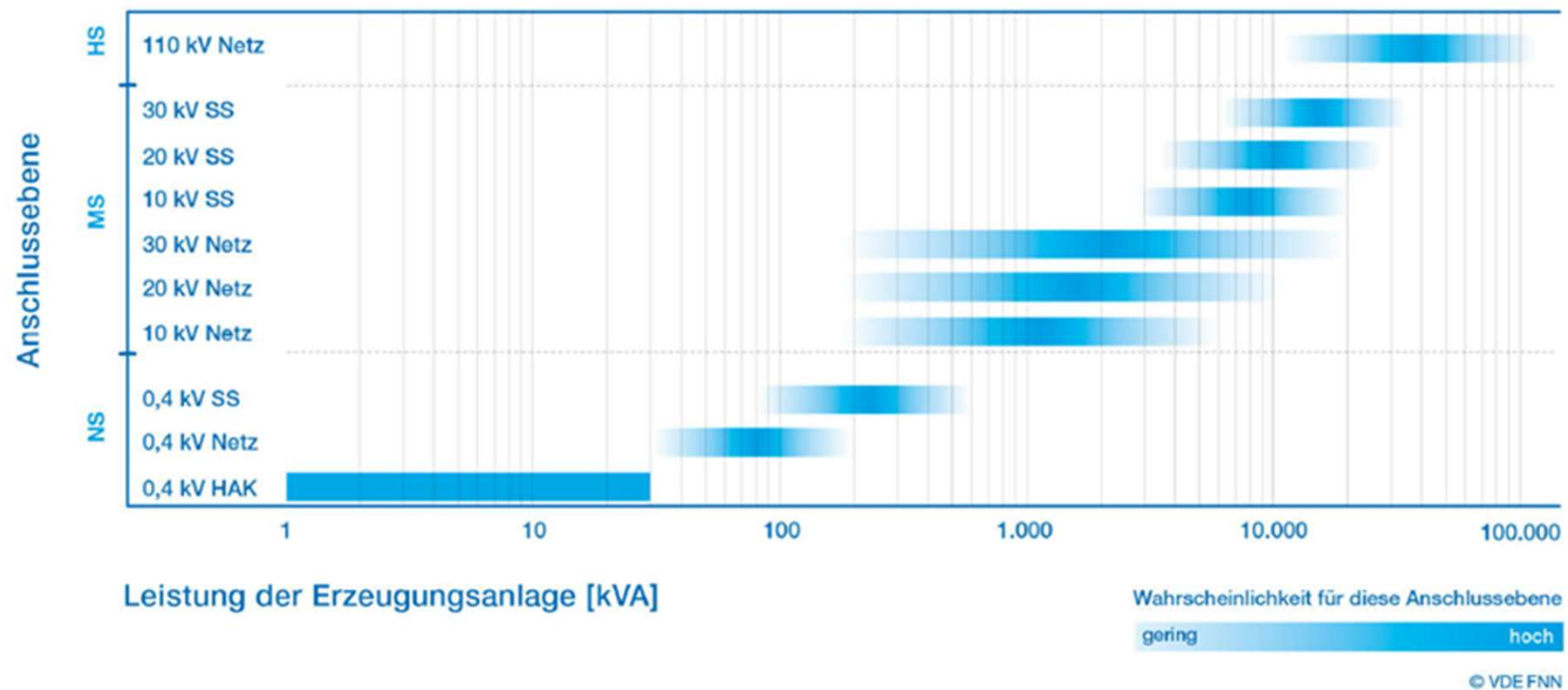


- Transparentes Monitoring zur **Ermittlung von Beschleunigungspotential**
- Bestmögliche Bereinigung jeglicher Kennzahl um **äußere Einflüsse**
- Systematisches und ergebnisoffenes **Verfahren zur Ausgestaltung**:
 - Was ist ein Netzanschluss? (Neuanschlüsse vs. Erweiterungen)
 - **„Kombinierte“ Anschlüsse**: Hausanschluss und hinzugefügte PV-Anlage als separate Prozesse zu betrachten
 - **Beginn und Ende** des Netzanschlussverfahrens
 - Trennung von **Zeiträumen** bei der Messung von Durchlaufzeiten, zum Beispiel:
 - 1. Vorlage aller Kundenunterlagen bis Zusage durch Netzbetreiber
 - 2. Fertigmeldung des Installateurs bis Zählereinbau
 - **Realisierte Netzanschlüsse** im Verhältnis zu **beantragten Netzanschlüssen**

Obergrenze setzen, nach Leistung einteilen

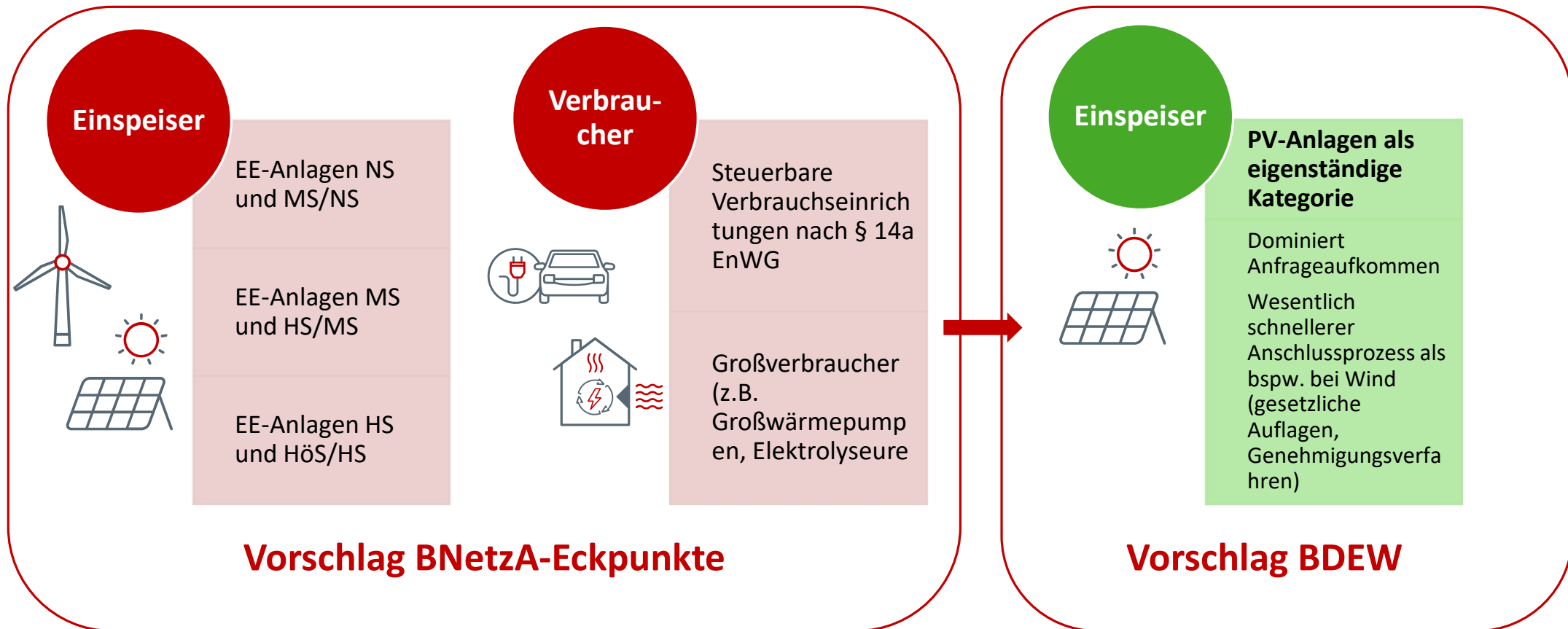
- Ausschließlich **Netzanschlüsse in Mittel- und Niederspannung** geeignet
- oberhalb MS: Projektgeschäft
 - Umfang und Bearbeitungsschritte sehr individuell
 - Starke äußere Einflüsse
- Vorschlag für **Leistungsobergrenze: 10 MW** (Erzeugung und Bezug)
- Kategorien nach **Leistungsklassen**, nicht Spannungsebenen
 - Operativer Zeitaufwand beim Netzbetreiber entscheidend → abhängig von Leistung

Leistungsbänder und Spannungsebenen: Korrelation mit Abweichungen



Quelle: VDE FNN: Ermittlung Netzanschlusspunkt für Anlagen nach EEG/KWKG, S. 12

Netzanschlüsse: Kategorien laut BNetzA-Eckpunkten



Vorschlag für Kategorien nach Leistungsklassen

- Erzeugung (getrennt nach PV und sonstige EE)
 - > 0.8 kW (Balkonkraftwerke) – ≤ 30 kW
 - > 30 kW – ≤ 135 kW
 - > 135 kW – ≤ 950 kW
 - > 950 kW – ≤ 10 MW
- Bezug:
 - ≤ 100 kW („Standardhausanschlüsse“)
 - ≥ 100 kW – ≤ 250 kW (Ortsnetzstation)
 - ≥ 250 kW – ≤ 10 MW (Mittelspannung)

Netzanschlüsse: Anwendung der Kriterien

Vollständigkeit	Relevanz für die Energiewende	Nichtredundanz	Beeinflussbarkeit	Umsetzbarkeit, Vergleichbarkeit und Messbarkeit
Ausgestaltung wichtig!		Aktuelle und künftige gesetzliche Vorgaben beachten	Ausgestaltung wichtig!	Ausgestaltung wichtig!
				
Statistische Belastbarkeit	Keine Fehlanreize	Zukunftsfestigkeit	Technologieoffenheit	
Ausgestaltung wichtig!	Mögliche Diskriminierung und Engpässe			
				

Smart Grid Key Performance Indicators: a DSO perspective (1/3)

Key Performance Indicator	Beschreibung	Einschätzung
System Observability	Messung der Fähigkeit, die relevanten Knoten/Leitungen des Netzes „ordnungsgemäß zu überwachen“	Unterscheidung nach technischer Erforderlichkeit der Überwachung notwendig (netzbetreiberindividuell)
System Controllability	Messung der Fähigkeit, das Netz unter „ordnungsgemäßer Kontrolle“ zu halten	technisch erforderliche Steuerbarkeit im Rahmen der Digitalisierung von Ortsnetzstationen relevant
Active System Management	Messung der Fähigkeit, im täglichen/kurzfristigen Betrieb ein aktives Management des Netzes durchzuführen	Vorgaben der BNetzA zur Umsetzung von § 14a EnWG ausreichend

Smart Grid Key Performance Indicators: a DSO perspective (2/3)

Key Performance Indicator	Beschreibung	Einschätzung
Smart Grid Planning	Messung der Fähigkeit, Entwurfs- und Planungsverfahren zu nutzen, um den tatsächlichen Netzbedarf mittel- und langfristig zu erfüllen (unter Gewährleistung der Kosteneffizienz)	gesetzliche Vorgaben zur Netzausbauplanung hinreichend geregelt (§ 14d EnWG)
Transparency in data access and sharing between relevant stakeholders	Messung der Fähigkeit, Daten zugänglich zu machen und zwischen den Beteiligten auszutauschen	hinreichend gesetzlich geregelt; Voraussetzung für die Erhebung, Verarbeitung und Übermittlung relevanter Daten unter Wahrung des Datenschutzes und der Datensicherheit ist der Ausbau von Messsystemen

Smart Grid Key Performance Indicators: a DSO perspective (3/3)

Key Performance Indicator	Beschreibung	Einschätzung
Local flexibility markets and customer inclusion	Messung, inwieweit Kunden/lokale Flexibilitätsmärkte in das Netzmanagement einbezogen und sie zum Netz-Management beitragen können	eher im marktlichen Bereich; ob und wie „der Markt das Netz“ unterstützen kann aktuell noch fraglich
Smart Asset Management	Messung des Einsatzes fortschrittlicher Asset-Management-Strategien, -Tools und -Methoden mit Schwerpunkt auf Überwachung des Anlagenzustands und Risikominderung	Entscheidungen über geeignete Anlagen bzw. deren Ersatz/Neubau/Erweiterung unterliegen Langfristprognosen und sind daher sehr netzbetreiberindividuell

„Intelligente“ Ortsnetzstationen: Theoretisch denkbare Erfassung (1/3)

- **Mittelspannungsmessung** in der MS-Schaltanlage der Umspannstation MS/NS:
 - Anteil (in Prozent) der Stationen, die Messungen mit hinreichender Genauigkeit durchführen und in Echtzeit übermitteln können
 - vollständige messtechnische Erfassung der MS nicht effizient
 - verlässliche Schätzung durch Statistik (State Estimation), hängt jedoch maßgeblich von der Genauigkeit der erhobenen Messungen ab
 - **ABER:** höchst fraglich, ob einheitlicher Schwellenwert (für Prozentermittelt werden kann, der unterschiedlichen Netzstrukturen Rechnung trägt

„Intelligente“ Ortsnetzstationen: Theoretisch denkbare Erfassung (2/3)

- **Messung von Niederspannungsabgängen** in der Umspannstation MS/NS:
 - Anteil (in Prozent) der Niederspannungsabgänge in der Station, die mit einer Messwertauflösung von 1–15 Minuten gemessen und in Echtzeit übermittelt werden können
 - Messungen an den Niederspannungsabgängen unerlässlich für Unterscheidung zwischen Engpässen auf Trafo-Ebene und auf Ebene einzelner Niederspannungsabgänge
 - **ABER:** konkreter Rollout von Messtechnik in Abhängigkeit von technischer Notwendigkeit zur Engpassüberwachung → Netzbetreiber definiert effizienten Ausbaugrad

„Intelligente“ Ortsnetzstationen: Theoretisch denkbare Erfassung (3/3)

- **Fernsteuerbarkeit von MS-Schaltanlagen** in der Umspannstation MS/NS:
 - Anteil (in Prozent) der Stationen, die über fernsteuerbare MS-Schaltfelder verfügen und mit einer USV-Anlage ausgestattet sind
 - Ermöglicht schnelle Reaktion bei kritischen Auslastungssituationen
 - Funktionsfähigkeit von Schaltanlagen und Fernwirktechnik auch bei Stromausfall durch Anlage für unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV)
 - **ABER:** schnelle Wiederherstellung der Versorgung bereits Teil der Qualitätsregulierung → Netzbetreiber definiert Notwendigkeit

Schlussfolgerungen



Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!



Dr. Sandra Maeding · Abteilungsleiterin
ER-N - Energienetze und europäisches Regulierungsmanagement

T +49 30 300199-1110

sandra.maeding@bdew.de
www.bdew.de

BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
Reinhardtstraße 32 · 10117 Berlin