



# **Kurzstudie zu Potenzial und Beitrag der Energieregion Nordostdeutschland zur Energiewende – Berlin-Brandenburg als Leitregion der Energiewende**

Endbericht

28. November 2014

Investition in Ihre Zukunft!



EUROPÄISCHE UNION  
Europäischer Fonds für  
Regionale Entwicklung

**THE GERMAN CAPITAL REGION**  
excellence in energy technology

# **Kurzstudie zu Potenzial und Beitrag der Energieregion Nordostdeutschland zur Energiewende Berlin-Brandenburg als Leitregion der Energiewende**

**Endbericht**

**28. November 2014**

Im Auftrag von:

**ZukunftsAgentur Brandenburg GmbH**

Steinstraße 104–106

14480 Potsdam

Durchgeführt von:

**GridLab GmbH**

Hubertstraße 24

03044 Cottbus

Bearbeitung Februar bis November 2014

## Inhaltsverzeichnis

<b>0. ZUSAMMENFASSUNG / EXECUTIVE SUMMARY .....</b>	<b>6</b>
<b>1. RAHMEN DER KURZSTUDIE .....</b>	<b>8</b>
1.1. TEIL I – ANALYSE UND KONZEPTPHASE .....	8
1.2. TEIL II - FELDPHASE .....	8
1.3. TEIL III – ERGEBNISPHASE .....	9
<b>2. ANALYSE DER BESONDEREN GEGEBENHEITEN NORDOSTDEUTSCHLANDS .....</b>	<b>10</b>
2.1. NORDOSTDEUTSCHLAND IM KONTEXT DER ENERGIEWENDE .....	10
2.2. BESONDERE ENERGIEWENDE-KOSTENBELASTUNG .....	15
2.3. DIE SYSTEMDIENSTLEISTUNGSBEREITSTELLUNG ALS SCHLÜSSEL .....	23
<b>3. STROMMARKTÜBERGREIFENDE LÖSUNGSANSÄTZE .....</b>	<b>28</b>
3.1. ÜBERBLICK .....	28
3.2. BEITRAG BERLINS UND ANDERER LASTZENTREN ZUR BEGRENZUNG DER EE-TRANSPORTERFORDERNISSE .....	30
<b>4. BEITRAG ZU EINEM GESAMTKONZEPT FÜR EIN ZUKÜNFTIGES ENERGIESYSTEM NORDOSTDEUTSCHLANDS .....</b>	<b>33</b>
4.1. DER MULTI-STAKEHOLDER-ANSATZ FÜR NORDOSTDEUTSCHLAND .....	33
4.2. ÜBERSICHT RELEVANTER STAKEHOLDER FÜR EIN INTELLIGENTES DEKARBONISIERTES ENERGIESYSTEM IN NORDOSTDEUTSCHLAND .....	35
4.3. WEITERE POTENTIELLE STAKEHOLDER .....	43
4.4. DIE HANDLUNGSMATRIX .....	43
4.5. EMPFEHLUNGEN .....	46

## Abbildungsverzeichnis

ABBILDUNG 1: BEITRAG NORDOSTDEUTSCHLANDS ZUR ENERGIEWENDE [QUELLE: GRIDLAB, NEP 2013] .....	10
ABBILDUNG 2: ENTWICKLUNG DER EE-EINSPESIENBEITRÄGE AUS DEN VERSORUNGSGEBIETEN DER VERTEILNETZBETREIBER NORDOSTDEUTSCHLANDS [QUELLE: GRIDLAB, 50HERTZ, NEP 2013] .....	11
ABBILDUNG 3: VERHÄLTNISS INSTALLIERTER EE ZUR SPITZENLAST IN 2013 (BASIS: JANUAR) FÜR NORDOSTDEUTSCHLAND [QUELLE: GRIDLAB, 50HERTZ] .....	12
ABBILDUNG 4: ZEITUNGLEICHE LEITUNGSBELASTUNG > 5H/A IM 50HERTZ-ÜBERTRAGUNGSNETZ IM VERGLEICH ZWISCHEN 2009 UND 2013 [QUELLE: 50HERTZ] .....	13
ABBILDUNG 5: VERHÄLTNISS INSTALLIERTER EE ZUR SPITZENLAST IN 2023 FÜR GESAMT-NORDOSTDEUTSCHLAND [QUELLE: GRIDLAB, 50HERTZ, NEP 2013] .....	14
ABBILDUNG 6: VERHÄLTNISS INSTALLIERTER EE ZUR SPITZENLAST IN 2033 FÜR NORDOSTDEUTSCHLAND [QUELLE: GRIDLAB, 50HERTZ, NEP 2013] .....	15
ABBILDUNG 7: MAßNAHMENKASKADE FÜR DIE LEITWARTEN DER NETZBETREIBER GEMÄß § 13 ENWG IN VERBINDUNG MIT §11 EEG [QUELLE: 50HERTZ] .....	16
ABBILDUNG 8: ENTWICKLUNG DER STROMMENGE UND KOSTEN NACH § 13(2) ENWG/§11 BZW. 12 EEG FÜR DEN DIREKT VON 50HERTZ ANGEWIESENEN MAßNAHMENUMFANG [QUELLE: 50HERTZ] .....	16
ABBILDUNG 9: ENTWICKLUNG DES NACH § 13 (2) ENWG/§11 EEG DIREKT VON 50HERTZ ANGEWIESENEN MAßNAHMENUMFANGS (ANZAHL DER EINGREIFTAGE) VON 2010 BIS 1014 [QUELLE: GRIDLAB, 50HERTZ] .....	17

ABBILDUNG 10: AKTUELLE ÜBERTRAGUNGSNETZ-AUSBAUMAßNAHMEN SEIT 2009 IN DER 50HERTZ-REGELZONE [QUELLE: 50HERTZ].....	18
ABBILDUNG 11: NETZVERSTÄRKUNGS- UND NETZAUSBAUBEDARF FÜR GESAMTDEUTSCHLAND GEMÄß LEITSZENARIO 2023 DES NETZENTWICKLUNGSPLANS 2013.....	19
ABBILDUNG 12: BESONDERE NETZENTGELT-BETROFFENHEIT NORDOSTDEUTSCHER STROMKUNDEN [QUELLE: ENEC].....	20
ABBILDUNG 13: VERLAUF DER BÖRSENSTROMPREISE (BASE) VON 02/2012 BIS 02/2013 [QUELLE: WWW.VIK.DE].....	21
ABBILDUNG 14: ENTWICKLUNG DER BÖRSENSTROMPREISE IN "/MWH OHNE MARKTGEBIETSTRENNUNG IN SKANDINAVIEN UND ITALIEN [QUELLE: 50HERTZ].....	21
ABBILDUNG 15: MARKTDESIGN-DILEMMA - ENTWICKLUNG BÖRSENSTROMPREIS VERSUS ENDKUNDENPREIS [QUELLE: GRIDLAB, BCGTRENDSTUDIE 2013].....	22
ABBILDUNG 16: GLOBALE UND LOCALE SYSTEMDIENSTLEISTUNGSERFORDERNISSE [GRIDLAB].....	23
ABBILDUNG 17: STURMFRENT IN DEUTSCHLAND ENDE JANUAR 2013 [GRIDLAB, EEX.COM, TRANSPARENCY.EEX.COM].....	24
ABBILDUNG 18: AKTIVIERUNG DER SEKUNDÄRREGELLEISTUNG IN DEUTSCHLAND ENDE JANUAR 2013 [GRIDLAB, REGELLEISTUNG.NET].....	25
ABBILDUNG 19: LEISTUNGSGRADIENTEN DURCH WIND UND PV IN DEUTSCHLAND HEUTE (2012) UND PERSPEKTIVISCH (2023, 2033) [50HERTZ, NEP-LEITSZENARIO 2023/33].....	26
ABBILDUNG 20: UNTERSCHIEDLICHE FLEXIBILISIERUNGSBEDARFE ENTLANG DER WEITEREN DEKARBONISIERUNG DES ELEKTRIZITÄTSSYSTEMS [QUELLE: 50HERTZ].....	27
ABBILDUNG 21: GEGENÜBERSTELLEND BEWERTUNG DER FLEXIBILITÄTSBEITRÄGE VERSCHIEDENER SPEICHER- UND LASTMANAGEMENT-TECHNOLOGIEN [QUELLE: 50HERTZ].....	27
ABBILDUNG 22: POWER-TO-HEAT-POTENZIALE IN DER REGELZONE VON 50HERTZ [UNI LEIPZIG/LEHRSTUHL PROF. BRUCKNER, 50HERTZ].....	29
ABBILDUNG 23: JAHRESLASTGANG DER WÄRMEEINSPEISUNG IN NAH- UND FERNWÄRMENETZEN DER 50HERTZ-REGELZONE [UNI LEIPZIG/LEHRSTUHL PROF. BRUCKNER, 50HERTZ].....	30
ABBILDUNG 24: ENTWICKLUNG DES TRANSPORTERFORDERNIS ERNEUERBARER ENERGIEN IN NORDOSTDEUTSCHLAND UND EXEMPLARISCHER GRÜNSTROMAUFNAHME-BEITRAG VOR ORT IM LASTSCHWERPUNKT BERLIN NOCH OHNE POWER-TO-HEAT-ANWENDUNG (IN 2012 DARSTELLUNG NUR FÜR PV UND WIND) [GRIDLAB].....	32
ABBILDUNG 25: AN DER ELEKTRISCHEN ENERGIEVERSORGUNG IN DER REGELZONE VON 50HERTZ (NORDOSTDEUTSCHLAND UND HAMBURG) BETEILIGTE PARTNER [50HERTZ].....	34
ABBILDUNG 26: EXEMPLARISCHER MULTI-STAKEHOLDER-ANSATZ ZUR INTELLIGENTEN ANSTEUERUNG BENÖTIGTER NEUER SYSTEMFLEXIBILITÄTS-POTENZIALE IN NORDOSTDEUTSCHLAND.....	35
ABBILDUNG 27: TABELLARISCHE STAKEHOLDER-ÜBERSICHT.....	42
ABBILDUNG 28: HANDLUNGS-MATRIX FÜR DIE HAUPTSTADTREGION UND NORDOSTDEUTSCHLAND.....	44

## Abkürzungsverzeichnis

- BMWi Bundeswirtschaftsministerium
- EE Erneuerbare Energien
- EEG Erneuerbare-Energien-Gesetz
- ENTSO-E European Network of Transmission System Operators for Electricity
- EnWG Energiewirtschaftsgesetz
- EOM Energy Only Market
- F&E Forschung und Entwicklung
- GW Gigawatt
- IKT Informations- und Kommunikations-Technologie
- KWK Kraft-Wärme-Kopplung
- MW Megawatt
- NEP Netzentwicklungsplan Strom
- PtC Power-to-Cold
- PtG/P2G Power-to-Gas
- PtH/P2H Power-to-Heat
- PV Photovoltaik
- SDL Systemdienstleistung
- TWh Terrawattstunde
- ÜNB Übertragungsnetzbetreiber
- VNB Verteilnetzbetreiber

## 0. Zusammenfassung / Executive Summary

Im Rahmen der Kurzstudie wurden wesentliche Herausforderungen für den Nordosten Deutschlands und Berlin-Brandenburg als Leitregion der Energiewende herausgearbeitet. So wird bspw. für Nordostdeutschland bereits bis zum Jahr 2023 eine 77-prozentige Lastdeckung aus Grünstrom erwartet mit einer installierten Erneuerbaren Leistung von 34,4 GW bei einer Spitzenlast von nur noch 14 GW, bis 2033 gar 44,8 GW bei unverändert geringer Spitzenlast. Hieraus resultiert eine sich weiter ausprägende Energieexportrolle Nordostdeutschlands mit entsprechenden Ausbauerfordernissen in der Übertragungs- und auch Verteilnetzebene zur Absicherung des regionalen Ausgleichs der eingespeisten Erneuerbaren Energien (EE).

Gleichzeitig wurden aber auch resultierende Chancen für Nordostdeutschland aufgezeigt und in diesem Zusammenhang 23 Innovationsträger mit konkreten Technologievorzeigeprojekten aus allen Teilen der Elektrizitätsversorgung identifiziert, die in den Diskussionsrunden unter Beteiligung von ZukunftsAgentur Brandenburg und Berlin Partner bereits konkrete Projektideen einbringen konnten. Die Erkenntnisse aus der Kurzstudie wurden zu einer Handlungsmatrix zusammengefasst, aus der ein großes Spektrum an Flexibilisierungswerkzeugen ersichtlich wird, die wichtige Beiträge zu Lösung der wachsenden Herausforderungen des Elektrizitätssystems erbringen können.

Den ohnehin erforderlichen weiteren Ausbau der Übertragungs- und Verteilnetze flankierend, bildet sich als deutlicher Schwerpunkt das Last- und Einspeisemanagement nebst der Flexibilisierung der Erzeugung in Verbindung mit intelligenten Steuer- und Datensystemen sowie mit strommarktübergreifenden Vermarktungsansätzen heraus. Den besonderen historischen Gegebenheiten Nordostdeutschlands bzw. den zahlreichen existierenden Nah- und Fernwärmenetzen Rechnung tragend und den Umstand der weiter steigenden netzengpassbedingten lokalen und regionalen EE-Überschüsse berücksichtigend, steht beim Lastmanagement insbesondere der Power-to-Heat-Einsatz im Mittelpunkt, teilweise in Verbindung mit Wärmespeicheranwendungen. Daneben legt die Handlungsmatrix aber auch Schwerpunkte auf die notwendigerweise künftig weitgehend durch die Erneuerbaren Energien mit zu erbringenden Systemdienstleistungsbeiträge, wobei vor allem auch die mehrheitlich in der Verteilnetzebene angeschlossenen EE nun auch mit einbezogen werden müssen. Dies wird tlw. auch in Verbindung mit Speicheranwendungen erfolgen.

Ein bedeutsames Innovationspotenzial liegt jedoch auf dem übergreifenden und unter den verschiedenen Partnern der Energieversorgungskette mithilfe von intelligenten Steuer- und Datensystemen koordinierten Einsatz von Flexibilisierungswerkzeugen wie bspw. Lastmanagement-Anwendungen, um einen netzdienlichen und kostenoptimalen Einsatz erst sicherstellen zu können. Als

wichtige Instanz für einen wirksamen und spürbaren Einsatz der Flexibilisierungsmaßnahmen sind in der Handlungsmatrix daher sowohl netz- als auch marktseitige Koordinierungsplattformen mit aufgeführt, denen in der künftigen Ausgestaltung des Energiemarktes eine elementare Rolle zukommen wird.

Zusammenfassend wird für den länderübergreifenden Innovationsprozess vorgeschlagen, die im Rahmen der Kurzstudie aufgezeigten Innovationspotenziale im Rahmen von Clusterprojekten, Kooperationen sowie Schaufensterverbundprojekten durch das Clusters Energietechnik Berlin-Brandenburg intensiv zu begleiten. Aufbauend auf dem bereits in 2013 unter Koordination der BTU Cottbus-Senftenberg gestarteten Forschungsprojekt „SMART-Capital Region“ sollte insbesondere das beim BMWi in finaler Vorbereitung befindliche Förderprogramm "Schaufenster Intelligente Energie" für die Etablierung eines „Schaufensters Nordostdeutschland“ dergestalt genutzt werden, dass durch intelligentes Datenmanagement und Last- bzw. Einspeisemanagement sowie Speichermaßnahmen neben den lokal-regionalen Verteilnetzengpässen hinaus auch die Übertragungsnetz-seitig wachsenden Netzengpässe entspannt werden können bei gleichzeitiger Reduzierung der netzengpassbedingten EE-Einspeisedrosselungen. Diese Kooperation von nordostdeutschen Innovationsträgern der Energieversorgungskette bietet die Chance, mit einem „Schaufenster Nordostdeutschland“ die Energiewende-Herausforderungen exemplarisch für Gesamtdeutschland zu bewältigen und wichtige Impulse für die benötigte Neuausrichtung des Energiemarktrahmens in Deutschland zu setzen.

## 1. Rahmen der Kurzstudie

### 1.1. Teil I - Analyse und Konzeptphase

Im Teil I wird ein möglichst präzises Bild der aktuellen und zukünftigen Energieflüsse im 50Hertz-Gebiet (Erzeugungskapazitäten, Verbrauchsstrukturen, Netzbeanspruchung, Speichereinbindung) gezeichnet. Dies beinhaltet folgende Teilleistungen:

- Quantitative Analyse des Ist-Verbrauchsanteils Berlins beispielhaft als größte Lastsenke Nordostdeutschlands am regionalen Erneuerbaren Energien-Stromaufkommen
- Beschreibung der grundlegenden sDekarbonisierungs%Rahmenbedingungen in 2023 bzw. 2033
- Prognose der Erzeugungs-Last-Relation in 2023 bzw. 2033 (auf Basis der Leitszenarien des Netzentwicklungsplans von 2013)
- Beitrag der 7 (von 8) Verteilnetzbetreibern in der 50Hertz-Regelzone, die sich in der Untersuchungsregion Nordostdeutschland befinden
- Medienübergreifende Betrachtung in der Hauptstadtregion (Konvergenz der Netze), z.B. Power-to-Heat-Einsatzpotential für Berlin als zuschaltbare Stromlast für das Erneuerbare Energie-Aufkommen im Edis-Verteilnetz (v.a. Wind)
- Erster Entwurf zu einem Gesamtkonzept für ein zukünftiges Energiesystem Nordostdeutschland (auf Basis der o.g. Datenprognosen und Zielszenarien) inkl. Marktbedingungen, technologische Lösungsansätze entlang der Energieversorgungskette
- Erstellen eines Zwischenberichts (technisch) und eines Kurzberichts zur Vermarktung

### 1.2. Teil II - Feldphase

Auf Grundlage der Daten aus Teil 1 (insbesondere der Netzentwicklungsplan-Zielszenarios 2023/2033) sollen im Teil II Technologieprojekte in Nordostdeutschland identifiziert werden, die geeignet sind, die zukünftigen Anforderungen und Bedingungen des Energiesystem (z.B. zunehmend dezentrale fluktuierende Erzeugung und schwankende Nachfrage) sicherzustellen - Technologieprojekte, in denen in naher Zukunft neue Verfahren und Marktmechanismen großflächig erprobt werden. Teil II umfasst folgende Leistungsbestandteile:

- Identifikation von Schlüsselakteuren in Nordostdeutschland mit potenziellen Lösungsbeiträgen zu den unter Teil I dargestellten Herausforderungen der Energiewende

- Beschreibung von Technologie-Vorzeigeprojekten in der Region . z.B. auf Basis von Interviews
- Abfragen von Projektinteresse für zukünftige Cluster- und F&E-Verbundprojekte
- Empfehlungen für zu initiierende Demonstrationsprojekte mit Blickrichtung „Zukünftiges Energiesystem 2023 bzw. 2033“
- Erstellen eines Zwischenberichts („Projektlandkarte Nordostdeutschland“)

### **1.3. Teil III – Ergebnisphase**

Im Teil III (Ergebnisphase) werden die Ergebnisse aus Teil I und Teil II den Schlüsselakteuren aus Berlin-Brandenburg und Gästen aus Nordostdeutschland vorgestellt und diskutiert. Der Auftragnehmer enthält einen Abschlussbericht, der sowohl einen Daten-/Konzeptteil und die Technologielandkarte als auch die Reflektionen des Workshops beinhaltet. Im Einzelnen beinhaltet Teil III folgende Leistungen:

- Konzeptionierung und Durchführung des Abschlussworkshops im Rahmen des Cluster-Expertendialogs Berlin-Brandenburg
- Erstellung eines Abschlussberichts (Potentialstudie) inkl. nächster Schritte und Empfehlungen für die Clusterarbeit 2014ff. (z.B. Vernetzung, Kooperationen, Technologietransferprojekte) sowie eines Kurzberichts zur Vermarktung.

## 2. Analyse der besonderen Gegebenheiten Nordostdeutschlands

### 2.1. Nordostdeutschland im Kontext der Energiewende

Die Energiewende als wichtige gesamtdeutsche Aufgabe stellt die Region Nordostdeutschland vor große Herausforderungen. So ist im Kontext der Dekarbonisierung der Stromversorgung bereits heute in vielen Gebieten eine signifikante Abdeckung mit installierten Erzeugungsanlagen auf Basis Erneuerbarer Energie (EE), insbesondere Windkraft, zu verzeichnen. Die Abbildung 1 zeigt den Beitrag Nordostdeutschlands im Status quo sowie im Ausblick für 2023 und 2033 gemäß den Annahmen des aktuellen deutschen Netzentwicklungsplans im Vergleich mit den Zielen des deutschen Energiekonzeptes 2020 für die Elektrizitätsversorgung (die sich aktuell im Rahmen der Großen Koalition nochmals auf den Prüfstand befinden). Für Nordostdeutschland wird gemäß Netzentwicklungsplan bereits für das Jahr 2033 eine Einspeisung auf Basis Erneuerbarer Energien über 82 TWh angenommen, was 97 % i. Vgl. zum nordostdeutschen Stromverbrauch für 2033 beträgt. Damit ist insbesondere die Region Nordostdeutschland ein Vorreiter in Deutschland.

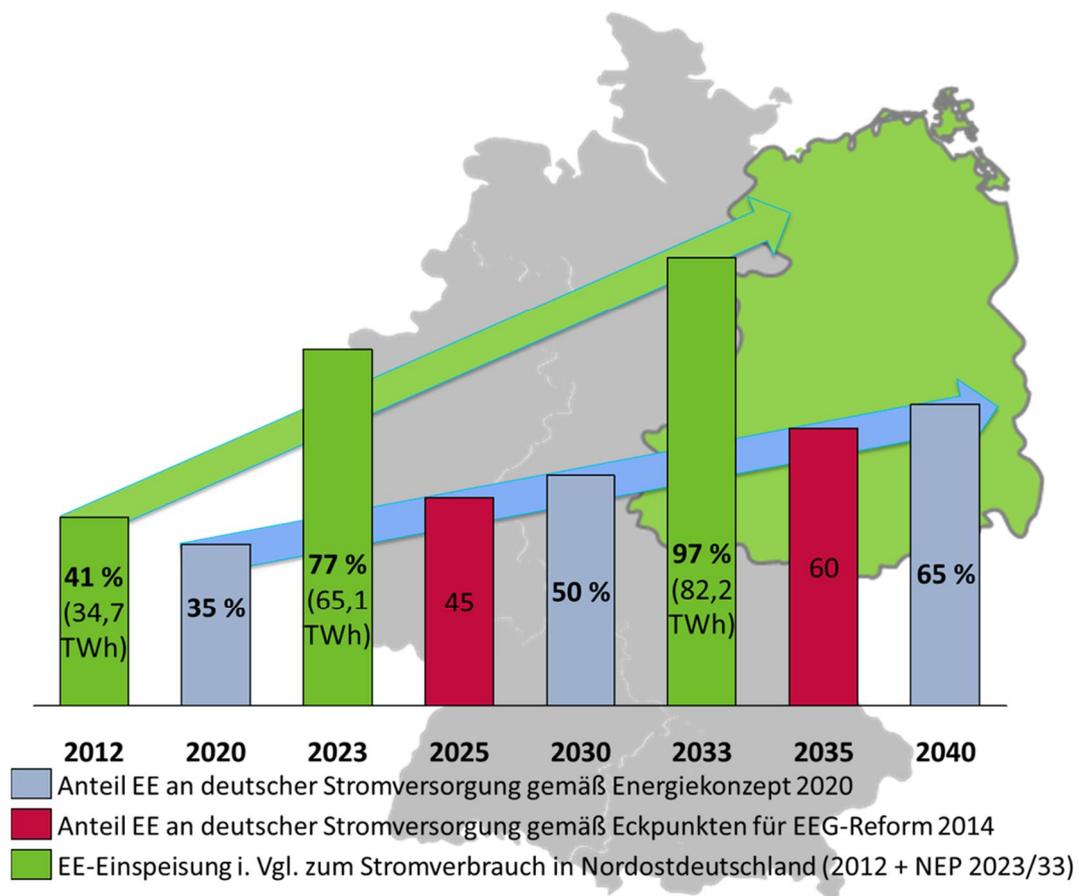


Abbildung 1: Beitrag Nordostdeutschlands zur Energiewende  
 [Quelle: GridLab, NEP 2013]

Ebenso lassen sich aus dem Netzentwicklungsplan 2013 (Leitszenario) die unterstellten künftigen EE-Beiträge aus den Versorgungsgebieten der Verteilnetzbetreiber im Nordosten Deutschlands konstruieren. Den mit Abstand größten Beitrag erbringt erwartungsgemäß das auch flächenmäßig größte Gebiet der Edis, das sich von der Hauptstadtregion bis an die Ostseeküste erstreckt und zahlenmäßig somit auch die offshoreseitigen Windzahlen mit abbildet.

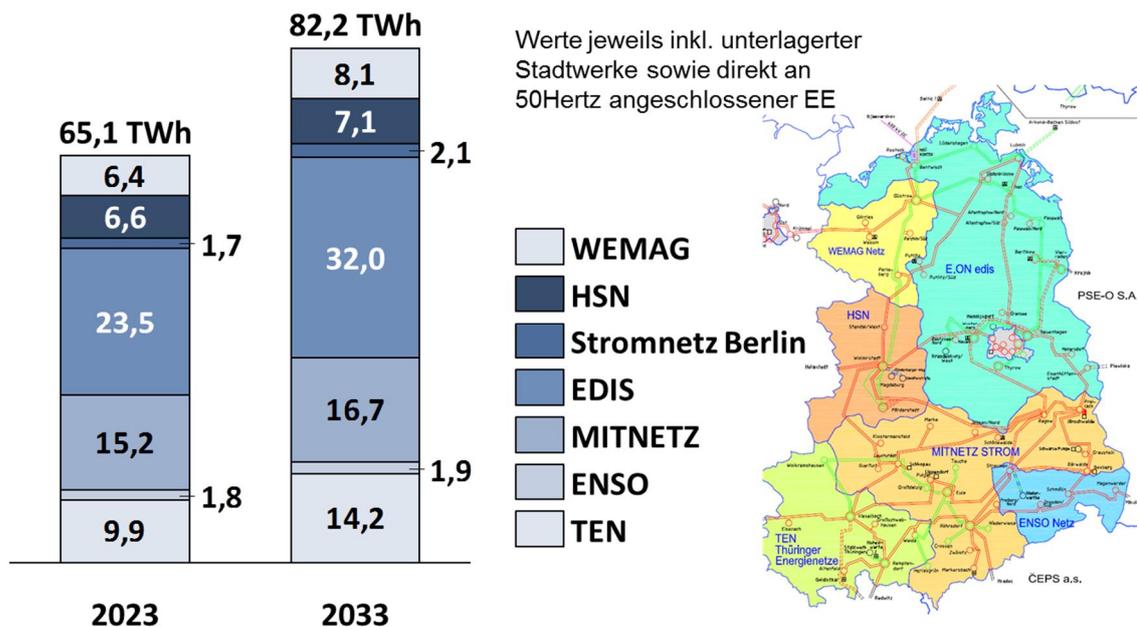


Abbildung 2: Entwicklung der EE-Einspeisebeiträge aus den Versorgungsgebieten der Verteilnetzbetreiber Nordostdeutschlands [Quelle: GridLab, 50Hertz, NEP 2013]

Während die Abbildung 1 und auch die Abbildung 2 nur die EE-Energiemengen für Nordostdeutschland betrachtet, stellt sich mit Blick auf den Netzbetrieb die Frage nach den konkret zu erwartenden Leistungsextrema, die beherrscht werden müssen und die somit auslegungsrelevant auch für den Bedarf an Systemflexibilitäten sind. So lässt sich mit heutigem Dekarbonisierungsstand verzeichnen, dass insbesondere die Windeinspeisung in Nordostdeutschland zeitweise den Verbrauch deutlich übersteigt, wie z.B. bereits am 5. Januar 2012 um 19 Uhr: 9,4 GW Windeinspeisung versus lediglich 6,1 GW Last.

Insgesamt betrachtet bestand gemäß Abbildung 3 bereits im Jahr 2013 ein Verhältnis von installierter EE-Leistung zur Spitzenlast in Nordostdeutschland (50Hertz-Regelzone ohne Hamburg-Gebiet) von rund 2:1<sup>1</sup>. Die EE-Werte in der nachfolgenden Verteilnetzgrafik sind dabei Summenwerte für alle Netzebenen, inkludieren also auch die direkt bei 50Hertz und bei den unterlagerten Stadtwerken angeschlossenen EE-Erzeugungsanlagen.

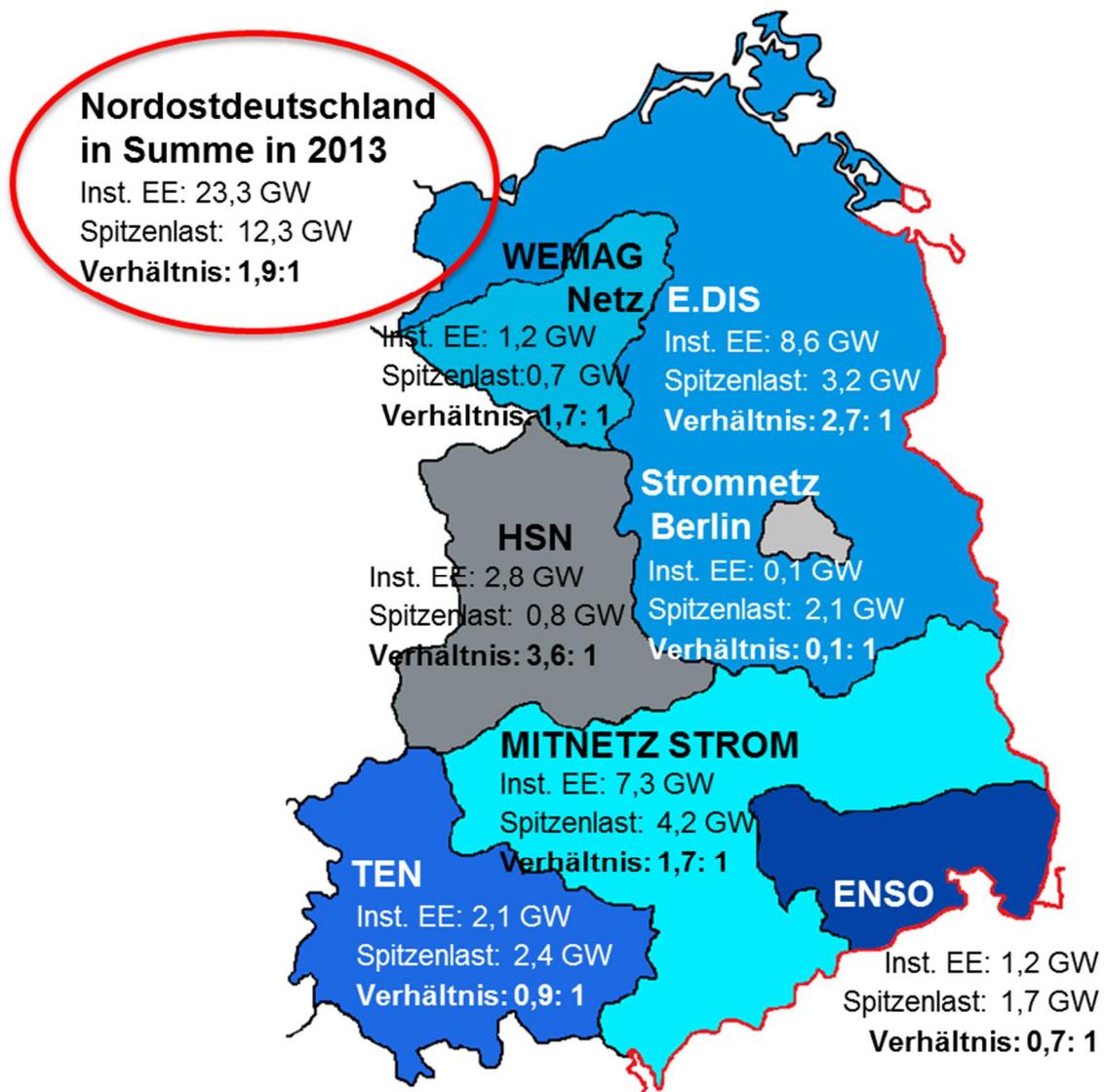


Abbildung 3: Verhältnis installierter EE zur Spitzenlast in 2013 (Basis: Januar) für Nordostdeutschland [Quelle: GridLab, 50Hertz]

<sup>1</sup> Zum Verständnis: Die Summe der installierten EE Leistung in den jeweiligen Bundesländern bzw. Netzgebieten ist identisch mit jener, die für Gesamt-Nordostdeutschland angegeben ist. Dies gilt jedoch nicht für die Spitzenlasten, da diese jeweils zu unterschiedlichen Zeiten anfallen; d.h. die Summe der jeweils angegebenen Spitzenlasten der Bundesländer/Netzgebiete ist größer als jener Wert, der für Gesamtnordostdeutschland angegeben ist.

Diese Verhältniszahlen drücken sich entsprechend auch in einer deutlich steigenden Belastung der Stromnetze aus. Untenstehende Abbildung 4 zeigt die zeitungleichen Leitungsbelastungen im 50Hertz-Übertragungsnetz, die kumuliert länger als 5 Stunden vorlagen, im Betrachtungsjahr 2009 im Vergleich zu 2013. Alle rot dargestellten Leitungen wiesen demnach zusammengerechnet länger als 5 Stunden des Jahres eine Belastung von größer als 70% des zulässigen Dauerstroms auf, was ein Indikator für vorliegende Verletzungen des N-1-Kriteriums ist, welches die Dispatcher durch geeignete Sicherheitsmaßnahmen schnellstmöglich wiederherstellen müssen. Es ist offensichtlich, dass insbesondere die Leitungen entlang der Hauptlastflussrichtung vom Nordosten bzw. aus den großen Windeinspeisegebieten heraus in den Südwesten bzw. in die Hauptlastgebiete Deutschlands und nahezu auch alle regelzonenüberschreitenden Leitungen im besonderen Maße betroffen sind.

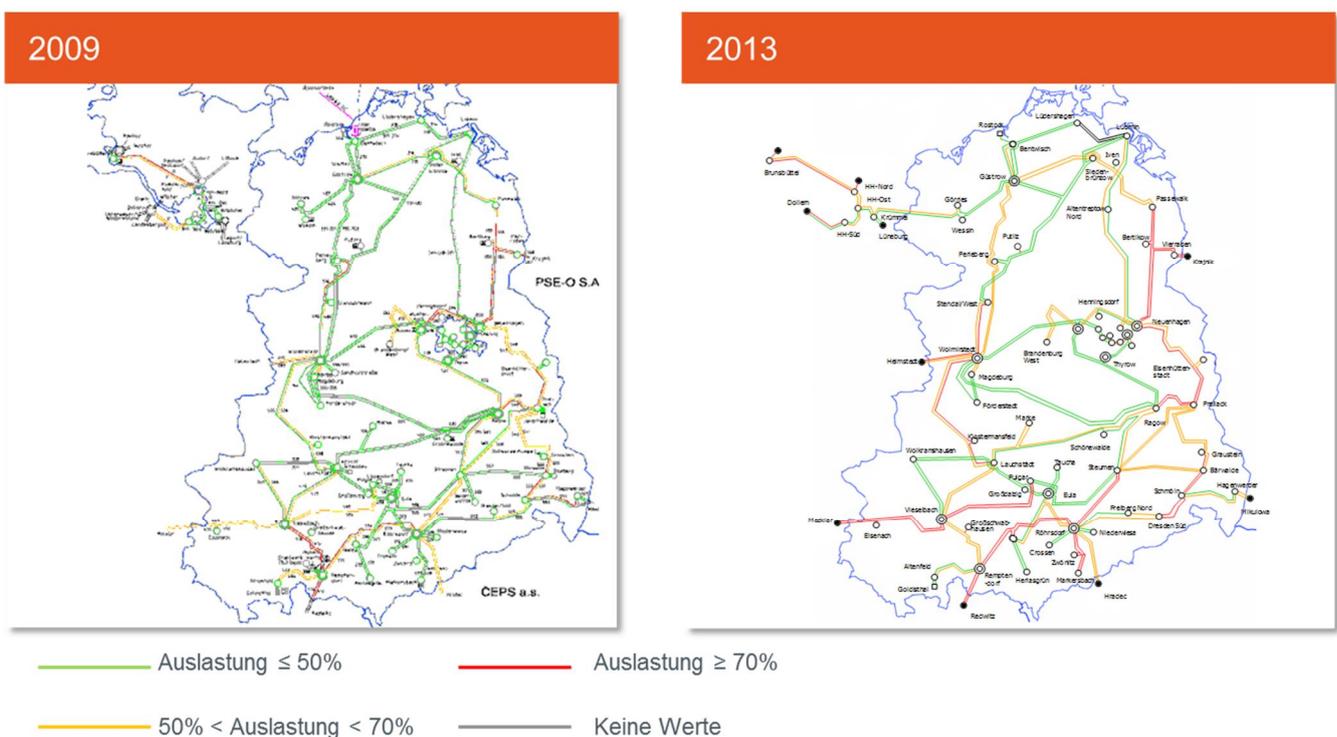


Abbildung 4: Zeitungleiche Leitungsbelastung > 5h/a im 50Hertz-Übertragungsnetz im Vergleich zwischen 2009 und 2013 [Quelle: 50Hertz]

Abbildung 5 auf der anderen Seite zeigt nun übereinstimmend zum Leitszenario des Netzentwicklungsplans 2013, dass das Verhältnis der Leistung installierter EE in der Gesamtregion für 2023 bei vergleichsweise geringer Spitzenlast bereits 2,5 : 1 beträgt und im Bundesland Mecklenburg Vorpommern als Teilregion Spitzenwerte von 8,8 : 1 und im WEMAG-Verteilnetzgebiet sogar von 9,3 : 1 erreicht. Hierbei fällt auch nicht ins Gewicht, dass das Netzentwicklungsplanszenario aus dem Jahre 2012

für den Sonderfall HSN-Netzgebiet im Vergleich zum Status quo keinen signifikanten EE-Anstieg aber stattdessen einen deutlichen Spitzenlastanstieg berücksichtigen.



Abbildung 5: Verhältnis installierter EE zur Spitzenlast in 2023 für Gesamt-Nordostdeutschland [Quelle: GridLab, 50Hertz, NEP 2013]

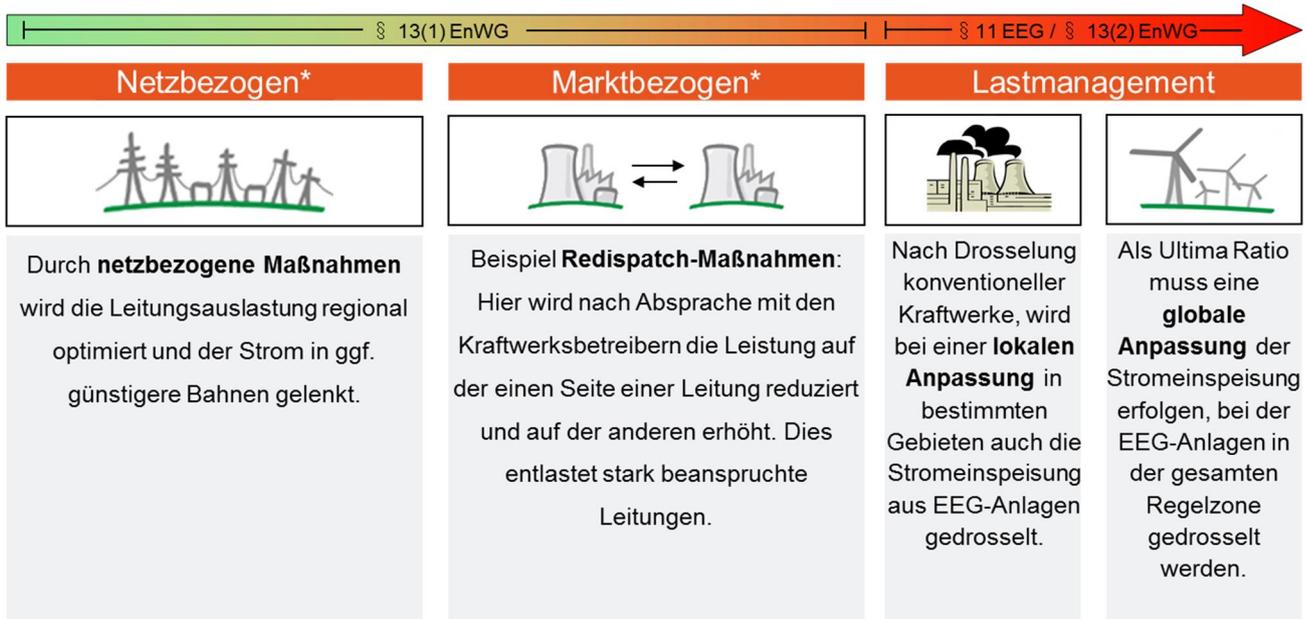
Betrachtet man nun aber den Zeithorizont 2033 in Abbildung 6, dann wird für die Gesamtregion Nordostdeutschland ein Verhältnis von 3,2 : 1 ersichtlich mit Spitzenwerten im Bundesland Mecklenburg-Vorpommern von 15,1 : 1 bzw. im WEMAG-Netzgebiet von 11,8 : 1. Anhand dieser Zahlen wird deutlich, dass der Erfolg der Energiewende unmittelbar an das Gelingen des entsprechend ambitionierten Netzausbau-Programms gekoppelt ist



Abbildung 6: Verhältnis installierter EE zur Spitzenlast in 2033 für Nordostdeutschland [Quelle: GridLab, 50Hertz, NEP 2013]

## 2.2. Besondere Energiewende-Kostenbelastung

Vor dem Hintergrund der gemäß Abbildung 3 bereits im Status quo in Nordostdeutschland bestehenden Verhältnisse und den sich nur langsam lösenden Netzausbau-Widrigkeiten ist es nicht verwunderlich, dass im tagtäglichen Netzbetrieb immer öfter sicherheitsbedingte Maßnahmen ergriffen werden müssen, sei es das Herstellen von Sonderschaltzuständen oder die Umsetzung von Kraftwerks-Redispatch-Maßnahmen gemäß § 13 (1) EnWG oder gar die Anpassungen von Einspeisungen und Lasten bis hin zur Einsenkung von EE-Anlagen gemäß § 13 (2) EnWG in Verbindung mit § 11 EEG, was die Maßnahmenkaskade in Abbildung 7 zeigt. Die nachstehende Abbildung 8 zeigt die Entwicklung der Strommenge und Kosten nach § 13 (2) EnWG/§11 bzw. 12 EEG für den direkt von 50Hertz angewiesenen Maßnahmenumfang. Die Gesamtwerte für die Regelzone sind jedoch deutlich höher, da unterlagerte Netzbetreiber auch eigene Maßnahmenerfordernisse umsetzen müssen. Bspw. erfolgten im Netzgebiet des VNB Edis im Jahr 2012 von insg. 307 durchgeführten Einspeisemanagement-Maßnahmen konkret nur 88 auf Anweisung von 50Hertz [Quelle: Edis-Vortrag, dena-Dialogforum, 24.4.2013].



\*Maßnahmen nach § 13 (1) EnWG können auch parallel durchgeführt werden.

Abbildung 7: Maßnahmenkaskade für die Leitwarten der Netzbetreiber gemäß § 13 EnWG in Verbindung mit §11 EEG [Quelle: 50Hertz]

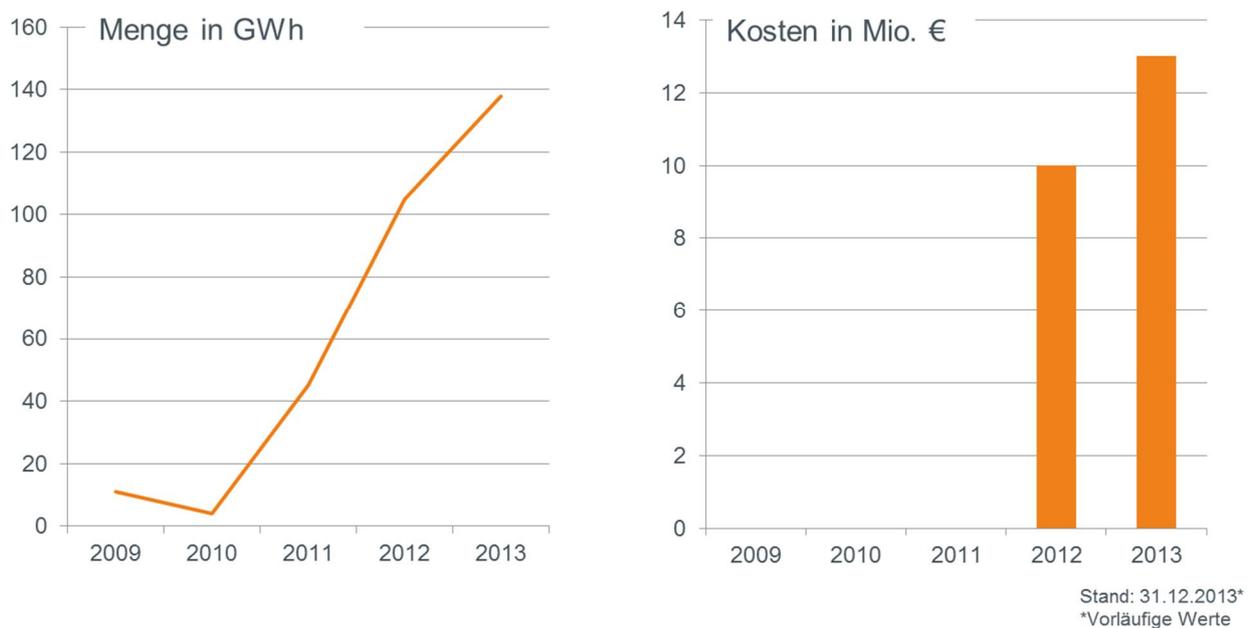


Abbildung 8: Entwicklung der Strommenge und Kosten nach § 13(2) EnWG/§11 bzw. 12 EEG für den direkt von 50Hertz angewiesenen Maßnahmenumfang [Quelle: 50Hertz]

Mit der Abbildung 9 wird deutlich, dass mittlerweile im Schnitt beinahe jeden zweiten Tag Gefährdungslagen durch EE-Einsenkungen gelöst werden müssen, wobei in dieser Darstellung die von den Dispatchern im Vorfeld vorzunehmenden Sonderschaltzustände und Kraftwerks-Redispatch-Maßnahmen noch gar nicht inkludiert sind.

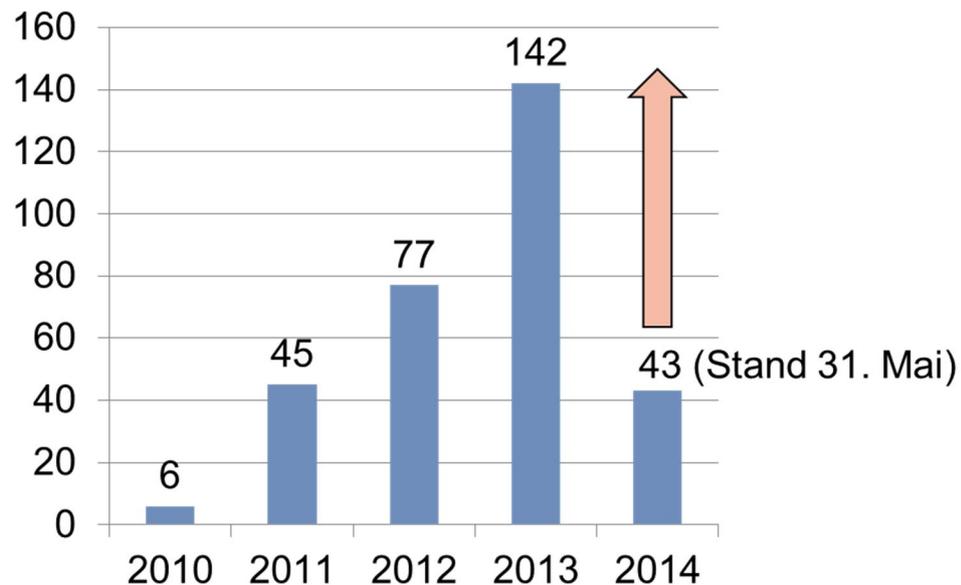
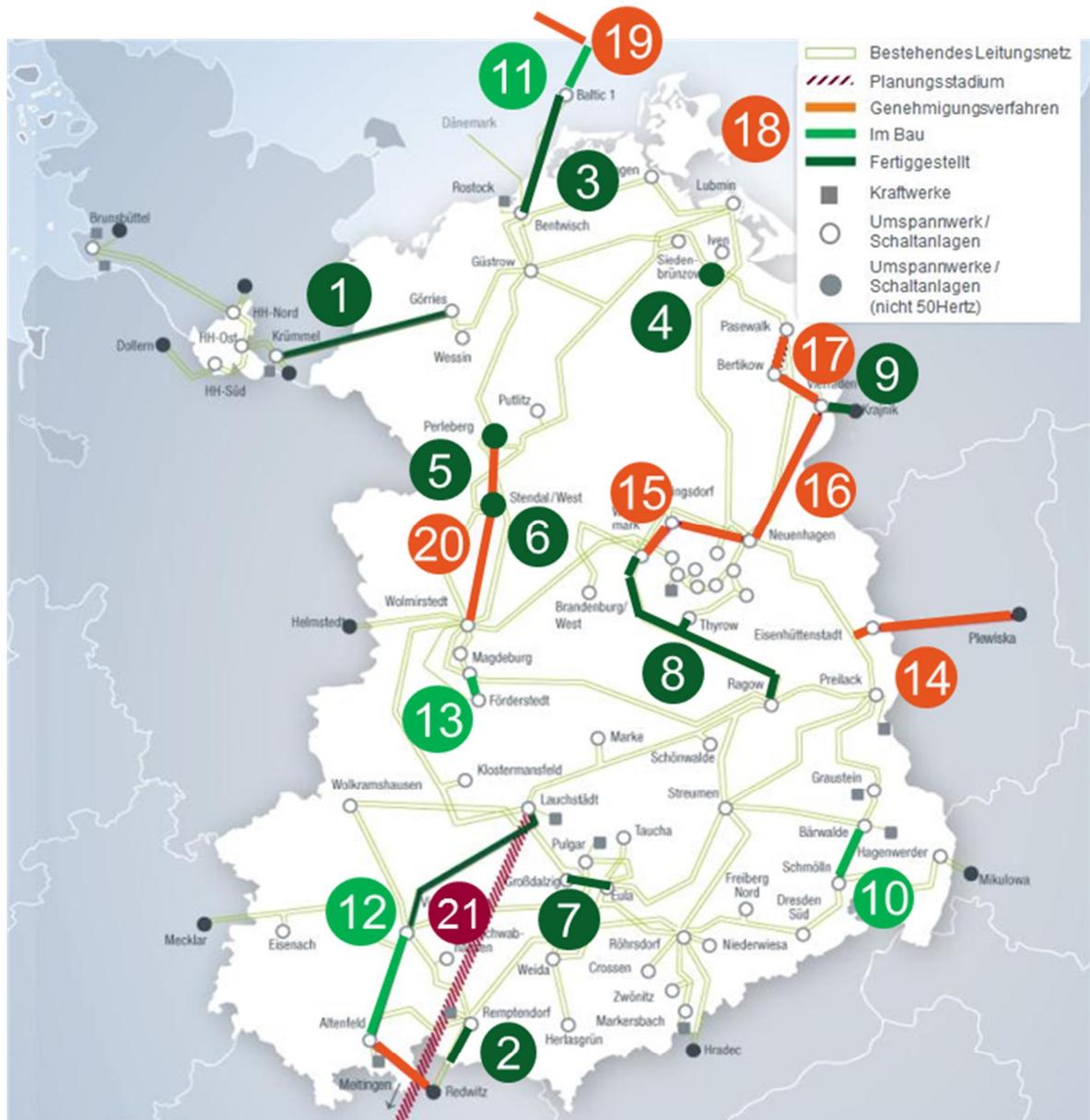


Abbildung 9: Entwicklung des nach § 13 (2) EnWG/§11 EEG direkt von 50Hertz angewiesenen Maßnahmenumfangs (Anzahl der Eingreiftage) von 2010 bis 2014 [Quelle: GridLab, 50Hertz]

Die nun mit der Abbildung 5 und Abbildung 6 aufgezeigten zukünftig zu erwartenden Leistungs-Verhältniszahlen verdeutlichen als wichtige Indikatoren, dass insbesondere auch in Nordostdeutschland ein umfangreiches Netzausbaumaßnahmenpaket umgesetzt werden muss, was sowohl die Verteilnetze zum "Einsammeln" der verteilten Erneuerbaren Energien als auch das Übertragungsnetz zum Abtransport in die Lastzentren Deutschlands betrifft, die überwiegend im Westen und Südwesten Deutschlands gelegen sind.

Abbildung 10 zeigt vor diesem Hintergrund die aktuellen Höchstspannungs-Netzausbauprojekte in der 50Hertz-Regelzone im Vergleich zu den bis 2023 umzusetzenden Maßnahmen gemäß dem Leitszenario des Netzentwicklungsplans 2013 in Abbildung 11 mit einem Gesamtvolumen der Netzentwicklungsplan-Maßnahmen in Höhe von 22 Mrd. " für das Onshore-Übertragungsnetz. Aber die Investitionen von 50Hertz in das Übertragungsnetz Nordostdeutschlands stiegen bereits in jüngster Vergangenheit von 254 Millionen Euro in 2012 auf 402 Millionen Euro in 2013, was die überproportionale Netzausbaubetroffenheit Nordostdeutschlands bereits heute sehr gut unterstreicht [Quelle: MOZ-Artikel vom 12.3.2014].



- |  |  |
|--|--|
| 1 Nordleitung Krümmel – Görries  | 10 Bärwalde – Schmölln                     |
| 2 Hochtemperaturbeseilung Remptendorf – Redwitz                        | 11 Offshore-Anbindung Baltic 2             |
| 3 Offshore-Anbindung Baltic 1  | 12 Südwestkuppelleitung                    |
| 4 UW Altentreptow  | 13 Netzanschluss UW Förderstedt            |
| 5 Kapazitätserweiterung UW Perleberg                                   | 14 3. Interkonnektor nach Polen            |
| 6 UW Stendal West  | 15 380-kV-Nordring Berlin                  |
| 7 Eula – Großdalzig für Tagebau Schlehnhain                            | 16 Uckermark-Leitung Neuenhagen – Bertikow |
| 8 Umstellung 220-kV auf 380-kV Ragow – Thyrow sowie Ragow – Wustermark | 17 Bertikow – Pasewalk                     |
| 9 Interkonnektor Vierraden – Krajnik                                   | 18 Offshore-Anbindungen in der Ostsee      |
|  | 19 Combined Grid Solution                  |
|  | 20 Wolmirstedt – Perleberg                 |
|  | 21 Korridor D (2 GW – HGÜ)                 |

Abbildung 10: Aktuelle Übertragungsnetz-Ausbaumaßnahmen seit 2009 in der 50Hertz-Regelzone [Quelle: 50Hertz]



Abbildung 11: Netzverstärkungs- und Netzausbaubedarf für Gesamtdeutschland gemäß Leitszenario 2023 des Netzentwicklungsplans 2013

Da die Zunahme der installierten Erneuerbaren erfahrungsgemäß deutlich schneller erfolgen kann als die Verstärkung und der Ausbau der Stromnetze, ist jedoch mit weiter deutlich steigenden Netzsicherheitsmaßnahmen zu rechnen. Die Kosten für Netzausbau, Netzsicherheitsmaßnahmen und auch EE-Abschaltenschädigungen als Nebenkosten der Energiewende haben insbesondere auch die Stromkunden im Nordosten Deutschlands zu tragen, da diese Kosten anders als die Kosten für die EE-Einspeisevergütung nicht deutschlandweit wälzbar sind.

Einhergehend hat der Nordosten also auch die höchsten Netznutzungsentgelte Deutschlands (siehe Abbildung 12) und nicht zuletzt auch dadurch zunehmende Akzeptanzprobleme in der Bevölkerung für neue EE-Parkvorhaben und Energiewende bedingte Netzinfrastrukturprojekte sowie obendrein auch schwierige Standortbedingungen für Industrieansiedlungen paradoxerweise trotz Lage in dieser ausgeprägten Stromerzeugungsregion.

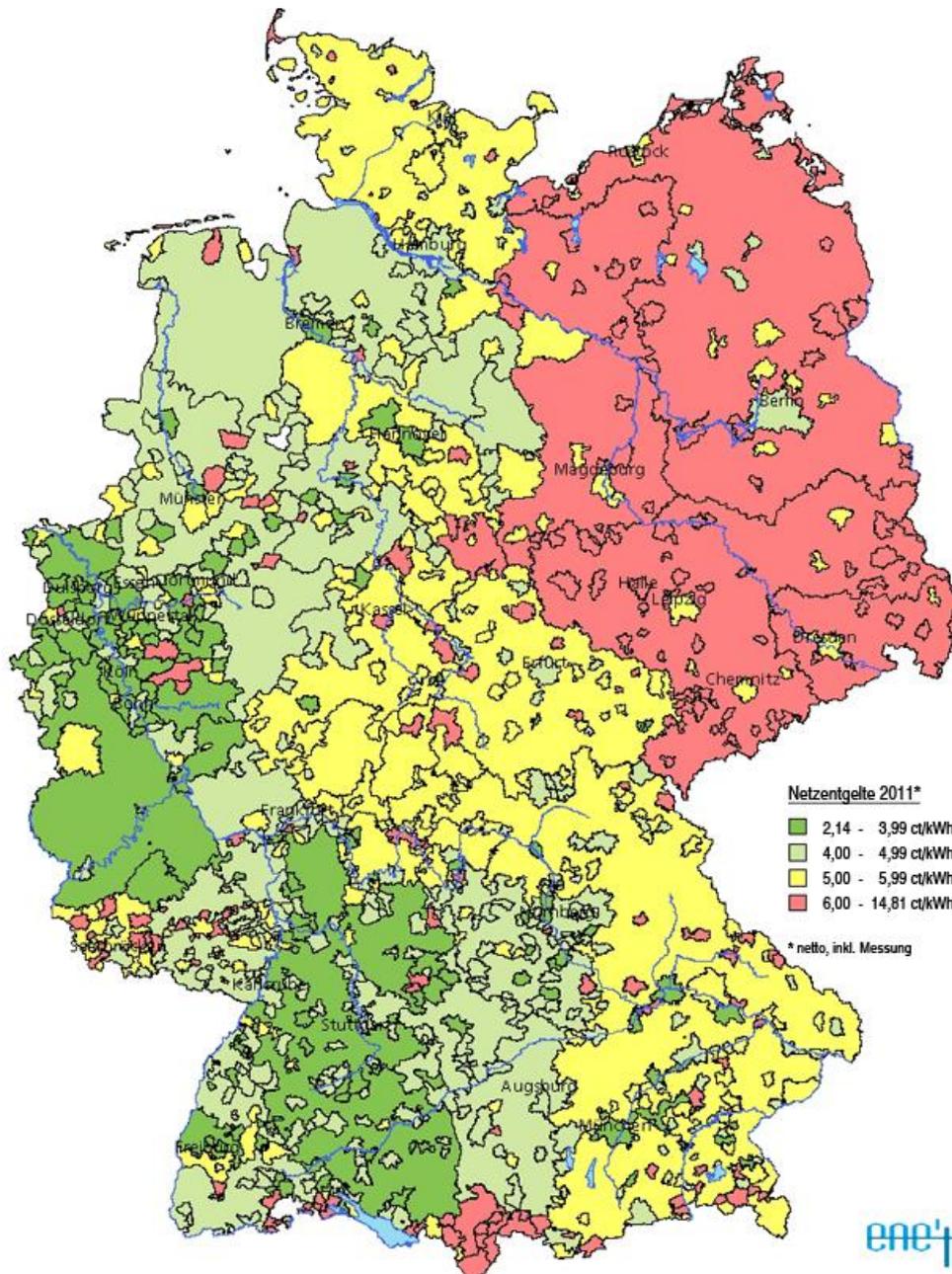


Abbildung 12: Besondere Netzentgelt-Betroffenheit nordostdeutscher Stromkunden [Quelle: ened]

Neben den Stromkunden mit den vglw. hohen Netzentgeltbelastungen sind jedoch auch gerade die konventionellen Stromerzeuger finanziell benachteiligt, die sich über wenige Benutzungsstunden im Jahr refinanzieren müssen, also die Betreiber von Spitzenlastkraftwerken wie Gaskraftwerken oder PSW. Letzteres ist kein spezielles nordostdeutsches Spezifikum, sondern trifft die deutschen Energiemarktteilnehmer gleichermaßen. Abbildung 13 zeigt, dass im Zeitraum von nur einem Jahr der Base-Strompreis an der Strombörse mit zunehmender installierte EE-Leistung kontinuierlich um etwa 25% sank. Abbildung 14 zeigt ergänzend die Preisentwicklung von 2008 bis 2013 für Deutschland und die Nachbarregionen.

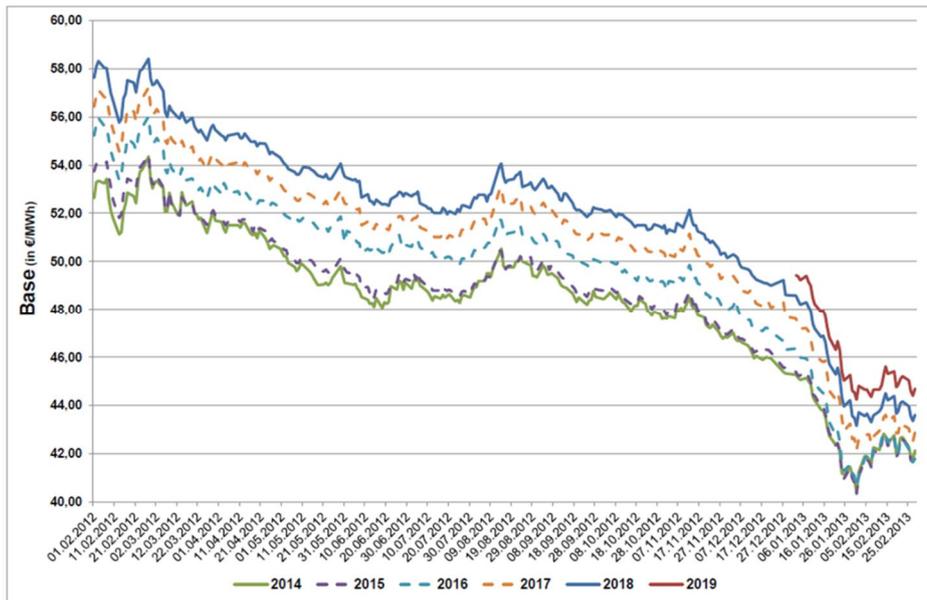


Abbildung 13: Verlauf der Börsenstrompreise (Base) von 02/2012 bis 02/2013  
[Quelle: www.VIK.de]

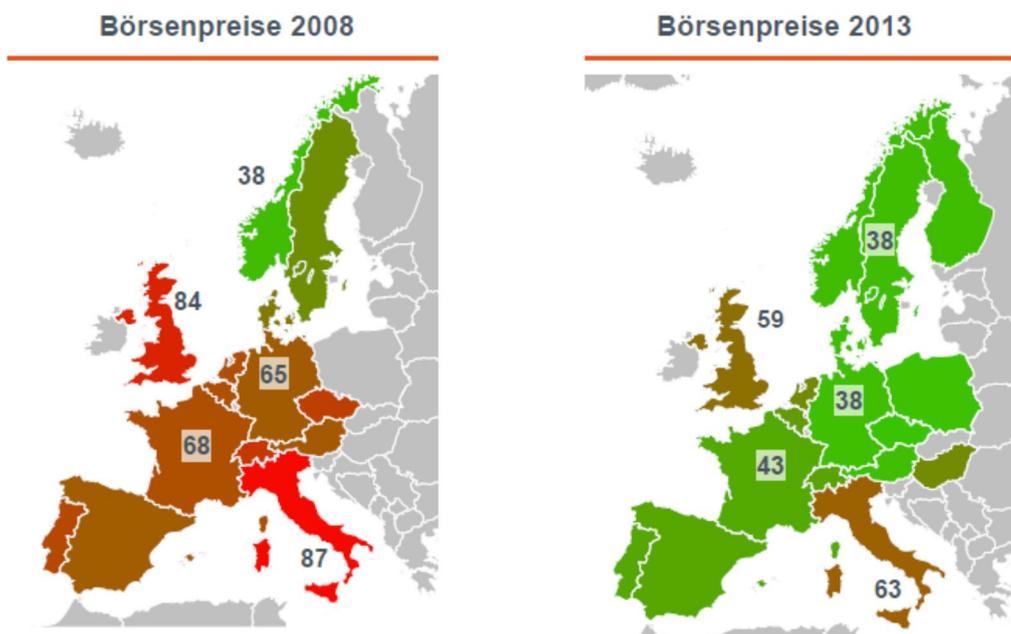


Abbildung 14: Entwicklung der Börsenstrompreise in €/MWh ohne Marktgebietstrennung in Skandinavien und Italien [Quelle: 50Hertz]

In der Konsequenz lohnt sich die künftig immer wichtigere Systemflexibilität immer weniger, weshalb der Gesetzgeber bereits mit Maßnahmen wie der Abschaltverordnung oder auch Reservekraftwerksverordnung nachsteuern musste und somit erste Schritte weg vom bisherigen „Energy-Only-Markt“ (EOM) hin zu einem ergänzenden Kapazitätsmarkt unternommen hat. Insgesamt stellt sich dieses Marktdesign-Dilemma wie in der Abbildung 15 gezeigt dar.

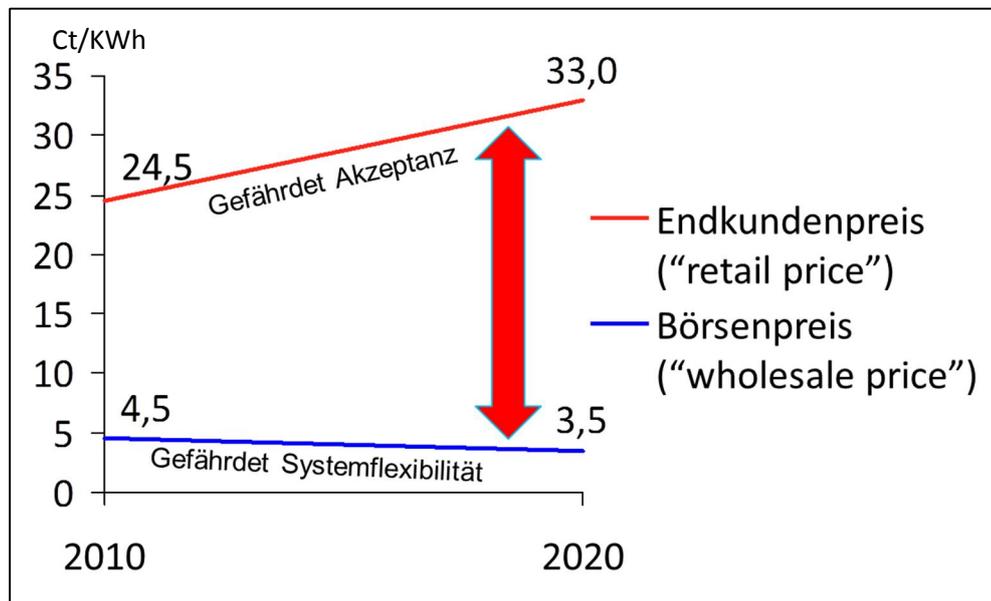


Abbildung 15: Marktdesign-Dilemma - Entwicklung Börsenstrompreis versus Endkundenpreis [Quelle: GridLab, BCGTrendstudie 2013]

Während der weiter fallende Börsenstrompreis kontraproduktiv für die Bereitstellung für Systemflexibilitäten ist und letztlich den Weiterbetrieb wichtiger Spitzenlastkraftwerke bedroht, gefährdet der weitere Strompreisanstieg durch Netznutzungsentgelte und weitere Abgaben grundsätzlich die Akzeptanz für die Energiewende.

Ein Ansatzpunkt in der logischen Fortführung der Dekarbonisierungs-Diskussion ist neben der Einführung von Kapazitätsinstrumenten für die Erzeugung auch eine künftige verstärkte Partizipation der Stromkunden und zunehmenden Zahl von Prosumern an der Bereitstellung von Systemflexibilitäten mittels intelligenter Verteilnetz- bzw. Smartgrid-Lösungen. Hinderungsgründe sind neben dem signifikanten, durch die Stromkunden nicht beeinflussbaren Stromkostenanteil wie Netzentgelt und Abgaben (Mehrwert- und Stromsteuer, Konzessionsabgabe, KWK-G-, EEG-, StromNEV-§19-sowie Offshore-Haftungs- und Abschaltbare-Lasten-Umlage) auch der fehlende Börsenzugang vieler Endkunden mangels Markttaggregatoren gerade im Haushalts- bzw. Smarthome-Bereich und andererseits nicht zuletzt auch die teils signifikanten Abweichungen der zur Netzaufrechnung herangezogenen Standardlastprofile zum realen Lastverlauf.

### 2.3. Die Systemdienstleistungsbereitstellung als Schlüssel

Dreh- und Angelpunkt bei der weiteren Umsetzung der Energiewende und Schaffung eines benötigten neuen Marktdesigns ist die Absicherung der Bereitstellung von Systemdienstleistungen für den stabilen Netzbetrieb trotz Dekarbonisierung bzw. trotz schrittweiser Außerbetriebnahme konventioneller Großkraftwerke in den nächsten Dekaden. Neben der wachsenden Bedeutung des netzbetreiberseitigen Netzengpassmanagements durch Umschaltmaßnahmen und lokal-regionalen Redispatch konventioneller Kraftwerksblöcke gemäß § 13.1 EnWG oder erforderlichenfalls mittels temporärer Drosselung von EE-Einspeisung gemäß § 13.2 EnWG ist insbesondere der Übertragungsnetzbetreiber heute auch auf die Bereitstellung von weiteren Systemdienstleistungs-Beiträgen zur Absicherung eines stabilen Systembetriebs angewiesen. Abbildung 16 zeigt diese Systemdienstleistungserfordernisse als Übersicht mit mehrheitlich zwingend notwendiger lokaler Verteilung innerhalb eines Netzgebietes.

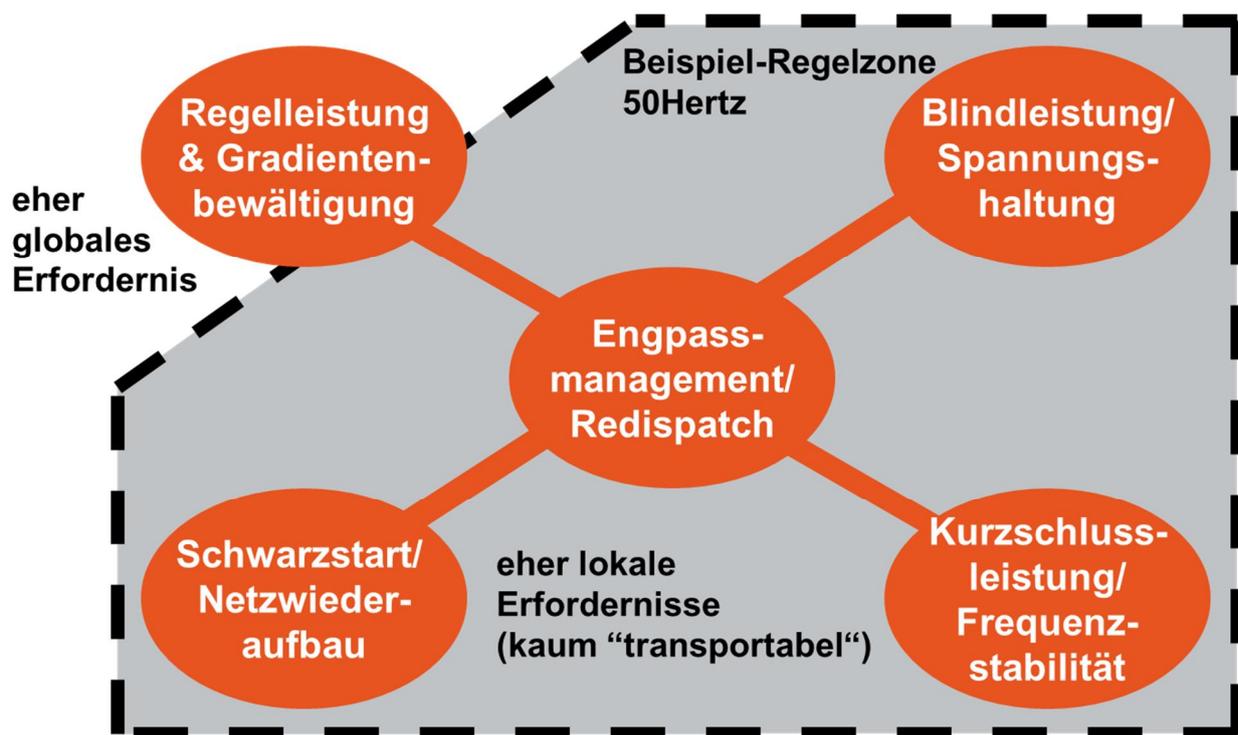


Abbildung 16: Globale und lokale Systemdienstleistungserfordernisse [GridLab]

Erfolgen die Systemdienstleistungsbeiträge heute noch weitgehend durch konventionelle Großkraftwerke und bedingen partiell deren „Must-run-Einsatz“, zeigen insbesondere die durch die ungünstigen Ordnungsrahmenbedingungen des derzeitigen Energiemarkts weiter sinkenden Benutzungsstunden flexibler Spitzenlastkraftwerke, dass der wachsende Anteil Erneuerbaren Energien im Zusammenhang mit Lastmanagement- und Speicherlösungen nun vermehrt an der Systemdienstleistungsbereitstellung zu beteiligen ist.

Die Regelleistungsbereitstellung, traditionell zur Kompensation plötzlicher Kraftwerksausfälle konzipiert, muss nun mehr und mehr neue Aufgaben im Kontext der fluktuierenden EE-Integration übernehmen, die auch in absehbarer Zeit in ihren Leistungsgradienten nicht vollumfänglich vorhersehbar sind. Die nachfolgende Abbildung 17 zeigt exemplarisch eine einwöchige Starkwindfront, aufgeschlüsselt auf die vier deutschen Übertragungsnetzgebiete von Ende Januar 2013 (inkl. den signifikanten Auswirkungen auf den Spotmarktpreis).

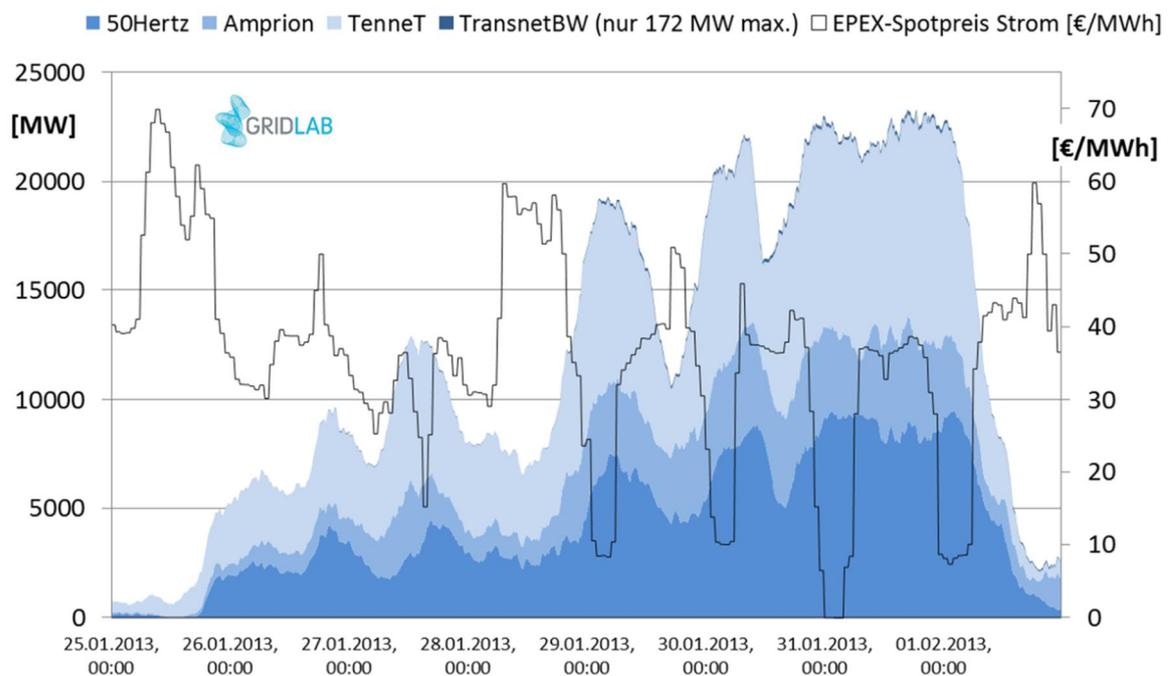


Abbildung 17: Sturmfront in Deutschland Ende Januar 2013  
 [GridLab, eex.com, transparency.eex.com]

Abbildung 18 wiederum zeigt im direkten Vergleich hierzu die Aktivierung der Sekundärregelleistung für den gleichen Starkwindzeitraum aufgeschlüsselt für die vier deutschen Regelzonen. Hier wird deutlich, dass die vertraglich derzeit gesicherte rund  $\pm 2$  GW Sekundärregelleistung (davon etwa 500 MW in der 50Hertz-Regelzone) beinahe komplett aufgerufen werden musste. Insgesamt haben die Übertragungsnetzbetreiber derzeit etwa  $\pm 5$  GW Regelleistung (Primär-, Sekundär- und Tertiärregelleistung) gesichert.

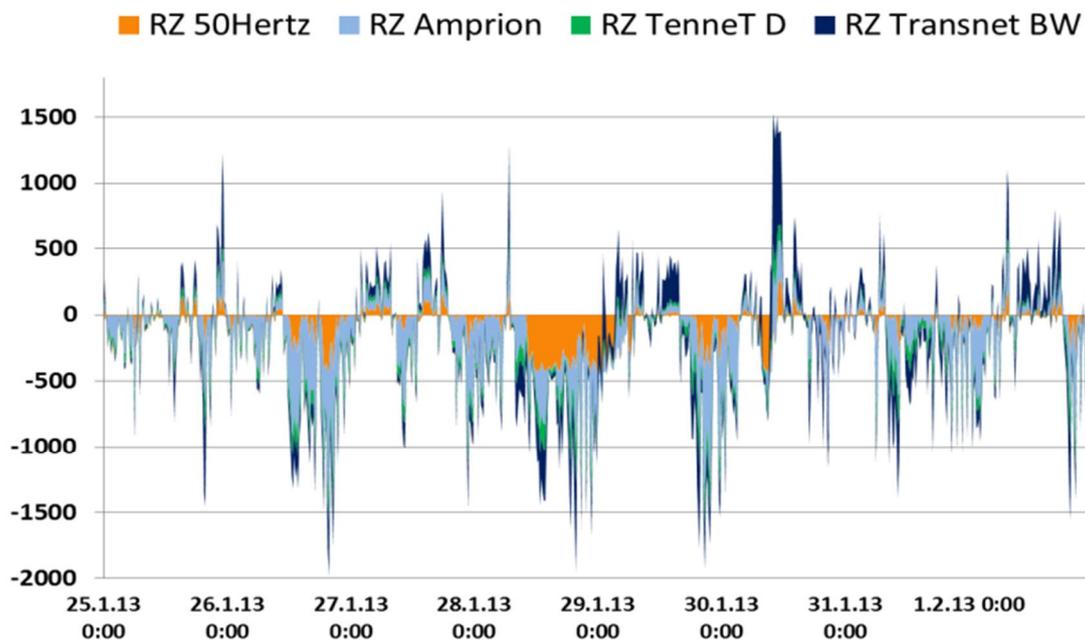


Abbildung 18: Aktivierung der Sekundärregelleistung in Deutschland Ende Januar 2013  
[GridLab, regelleistung.net]

Abbildung 19 zeigt nun als Ausblick einen Anstieg der aktuellen maximalen PV-Einspeisegradierten von heute etwa 4 GW pro Stunde auf rund 13 GW pro Stunde bis 2033, windseitig sind ähnliche Größenordnungen zu erwarten. In der Korrelation zwischen PV- und Windeinspeisegradierten sind für die deutschen EE gar Gradienten bis zu 15 GW pro Stunde und bis zu 6 GW pro Viertelstunde zu erwarten. Dies bedeutet also, dass die Leitwarten der Übertragungsnetzbetreiber in Zukunft mehr oder weniger gut vorhersehbare Einspeiseschwankungen von bis zu 15 GW pro Stunde bzw. 6 GW pro Viertelstunde ausgleichen müssen, um ein stabiles Erzeugungs-Last-Gleichgewicht bei einer Systemfrequenz von 50 Hz zu gewährleisten.

Angesichts der heute gesicherten Regelleistung von lediglich rund 5 GW stellt der Ausgleich von EE-Einspeisegradierten bei fortschreitender Dekarbonisierung ein klares Handlungsfeld insofern dar, als dass zwingend auch Erneuerbare, Lasten und neue Speichertechnologien zur Gradientenbewältigung heranzuziehen sind. Dieses Partizipationsziel verfolgt auch der in Umsetzung befindliche *Network Code on Electricity Balancing* des Verbandes der europäischen Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E. Konkret bieten sich im ersten Schritt z.B. in Brandenburg gelegene größere EE-Parks an sowie die Einbeziehung von Industrielasten im Lastzentrum Berlin oder bspw. auch an den Standorten Schwedt oder Eisenhüttenstadt an.

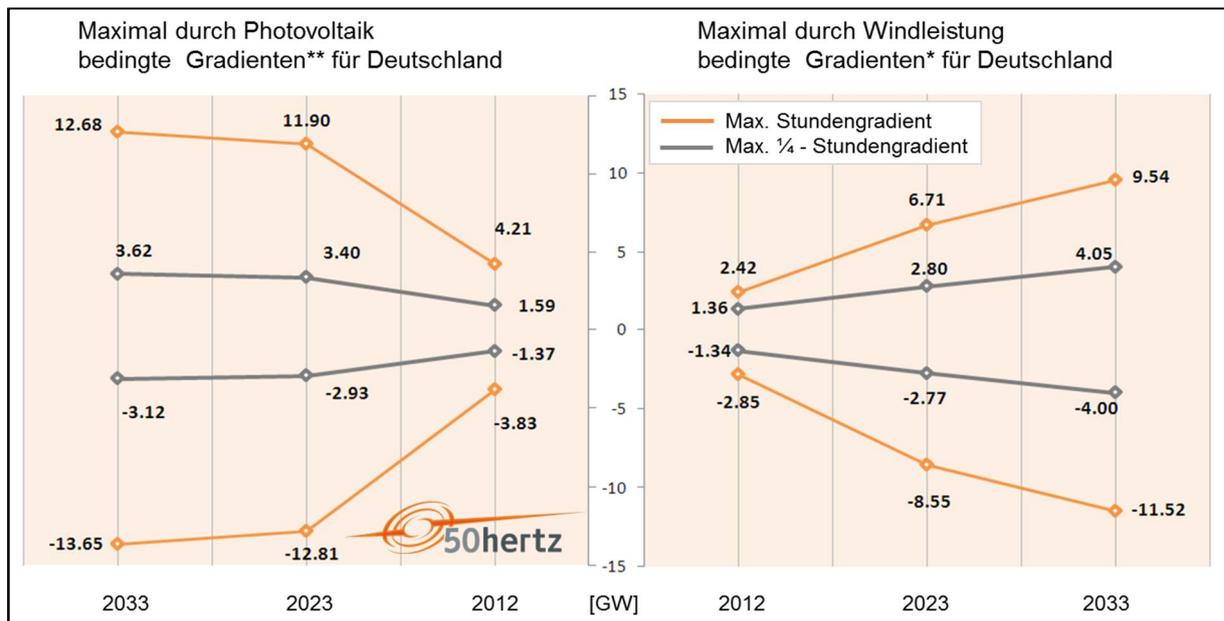


Abbildung 19: Leistungsgradienten durch Wind und PV in Deutschland heute (2012) und perspektivisch (2023, 2033) [50Hertz, NEP-Leitszenario 2023/33]

Weitere Systemdienstleistungs-Handlungsfelder sind aber auch, wie bereits in Abbildung 16 dargestellt, die lokal zu gewährleistenden Aspekte Blindleistung (zur Spannungshaltung), Kurzschlussleistung (zum Netzschutz und zur Netzstabilität), Redispatch (zur Entlastung von überlasteten Leitungen) bis hin zum Schwarzstart (zum Netzwiederaufbau). Abbildung 20 zeigt in diesem Zusammenhang die sich mit zunehmender Dekarbonisierung und einhergehendem Netzausbau ergebenden Bedeutungszunahmen dieser Systemdienstleistungen in den nächsten 20 Jahren auf. Angesichts des bezweckten Zurückgangs konventioneller Einspeisung sind daher neue Lösungen gefragt, die diese Beiträge für Systemdienstleistungen Schritt für Schritt mit übernehmen werden.

Bei den aktuell insbesondere in Diskussion befindlichen Lösungsansätzen wie der großskalige Einsatz von Lastmanagement-Maßnahmen wie Power-to-Heat oder Speicherlösungen wie Batterien als Kurzzeitspeicher oder der Ausbau von Pumpspeicherwerken für die Speicherung im Stundenbereich bis hin zu saisonalen Speichern wie Power-to-Gas oder Interkonnektorverbindungen zu den skandinavischen und alpinen Wasserspeichern ergeben sich jedoch mit Blick auf die Systemdienstleistungserfordernisse mit der Abbildung 21 nur jeweils partielle Beitragsmöglichkeiten und vor allem zumeist eine noch fehlende Wirtschaftlichkeit.

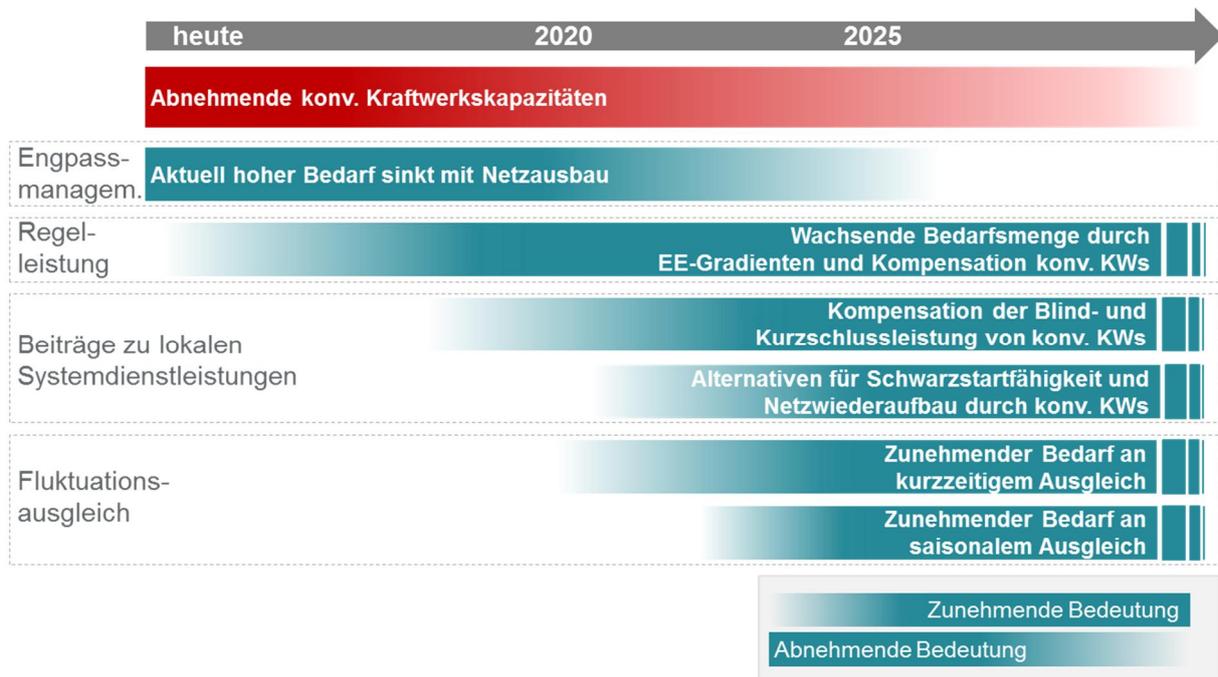


Abbildung 20: Unterschiedliche Flexibilisierungsbedarfe entlang der weiteren Dekarbonisierung des Elektrizitätssystems [Quelle: 50Hertz]

	Engpassmanagem.	Regelleistung	Lokale SDL-Beiträge	Kurzfristiger Fluktausgl.	Saisonaler Fluktausgl.	Wirtschaftlichkeit
 PtG	✓	✓	✗ <sup>4)</sup>	✓	✓✓	✗✗
 PSW	✓	✓	✓	✓	✗ <sup>2)</sup>	✗
 Intercon.	✗ <sup>1)</sup>	✗ <sup>3)</sup>	(✓)	✓	✓✓	✓
 PtH	✓✓	✓	✗ <sup>4)</sup>	✓	✗ <sup>2)</sup>	✗
 Batterie	✓	✓	✓	✓	✗ <sup>2)</sup>	?



1) Engpässe an RZ-Grenzen Richtung Süden durch Interkonnektoren nach Skandinavien/Alpen nur bedingt behebbar;  
 2) Speicherkapazität zu gering; 3) Vorhaltung von Übertragungskapazitäten unwahrscheinlich; 4) Rückverstromung nicht berücksichtigt

Abbildung 21: Gegenüberstellende Bewertung der Flexibilitätsbeiträge verschiedener Speicher- und Lastmanagement-Technologien [Quelle: 50Hertz]

### 3. Strommarktübergreifende Lösungsansätze

#### 3.1. Überblick

Die oben beschriebenen Systemdienstleistungserfordernisse weisen sowohl in Hinblick auf das Netzengpassmanagement mittels Redispatch bzw. Einspeiseumverlagerungen als auch hinsichtlich der Bewältigung der steigenden EE-Einspeisegradien einen steigenden Bedarf an Systemflexibilität aus, der sowohl durch die Einspeiseseite als auch künftig vermehrt durch die Lastseite abgesichert werden muss.

Stromintensive Industrien als "Quick-Wins" für Lastflexibilität sind in Nordostdeutschland zwar nicht im gleichem Maße wie in anderen Teilen Deutschlands vorzufinden, obgleich auch in Nordostdeutschland mit der Neugestaltung des Strommarktdesigns neue Anreize bspw. für die Nutzung von Prozessdampf etc. gesetzt werden können. Ein besonderer technologischer Schwerpunkt dieser Kurzstudie wird daher auf die Erschließung und Erprobung von Lastverschiebungspotenzialen sowohl für Engpassmanagement- als auch Regelleistungsanwendungen als wichtige Systemdienstleistungen gelegt. Im Mittelpunkt steht hierbei die Erschließung insbesondere der im Nordosten Deutschlands vielerorts vorhandenen Nah- und Fernwärmeinfrastrukturen für Power-to-Heat-Anwendungen, aber auch die Hebung lokaler Power-to-Cold-Potenziale in nordostdeutschen Großstädten für Lastverschiebungszwecke.

Die Abbildung 22 der Universität Leipzig zeigt z.B. für die Fernwärmenetze > 10 MW durchschnittlicher Wärmeeinspeisung in der Regelzone von 50Hertz ein theoretisch maximales Lasterhöhungspotenzial für Power-to-Heat-Anwendungen von 11,8 GW. Da Nordostdeutschland den größten Teil der 50Hertz-Regelzone ausmacht, verbleibt hier - ohne die Berücksichtigung von Hamburg - ein theoretisch maximales Lasterhöhungspotenzial von immerhin 10,1 GW. Der Potenzialanteil Berlins, als größte Lastsenke Nordostdeutschlands und inmitten des Wärmeeinspeisungsgebiets des Verteilnetzbetreibers Edis gelegen, bietet mit 3,6 GW immerhin einen 36%-igen Wärmesenkenanteil Nordostdeutschlands.

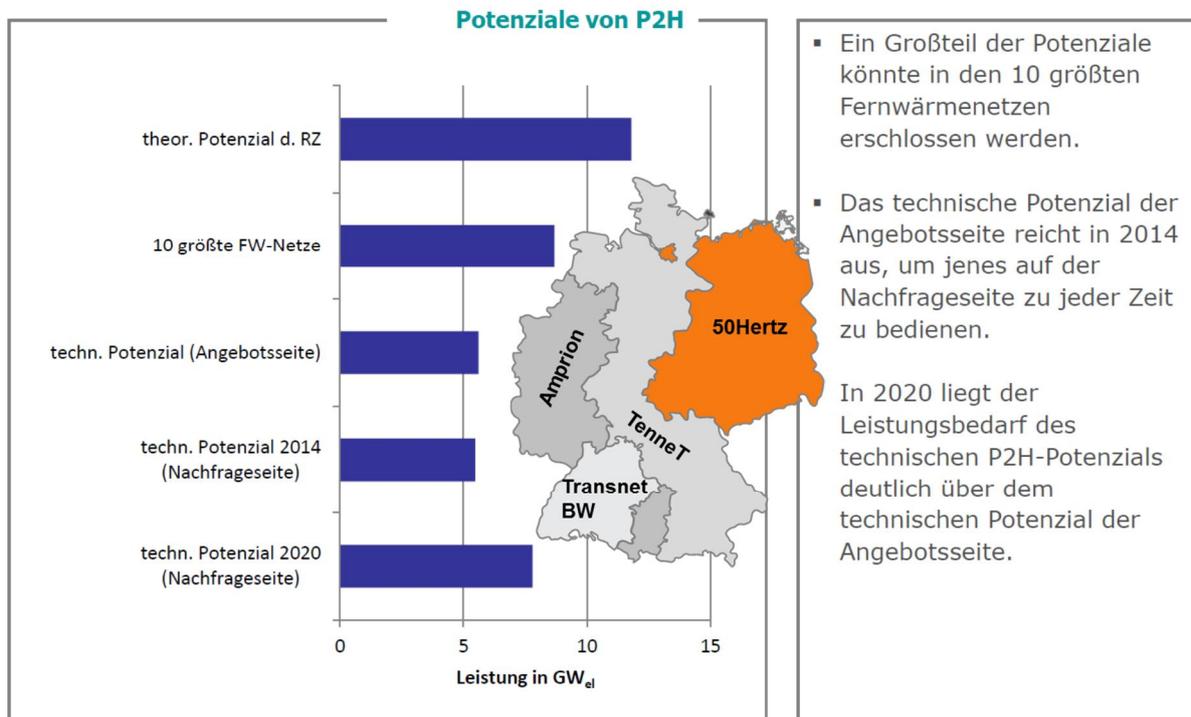


Abbildung 22: Power-to-Heat-Potenziale in der Regelzone von 50Hertz  
[Uni Leipzig/Lehrstuhl Prof. Bruckner, 50Hertz]

Das verfügbare Power-to-Heat-Potenzial Nordostdeutschlands ist saisonal abhängig, bietet jedoch auch im Sommer ein Mindestpotenzial von 2 GW, was der Lastgang in Abbildung 23 verdeutlicht. Bei vermehrtem Einsatz von Wärmespeichern und entsprechender Fahrweise bei den Wärmeversorgern könnten sich die o.g. Anwendungspotenziale jedoch weiter erhöhen.

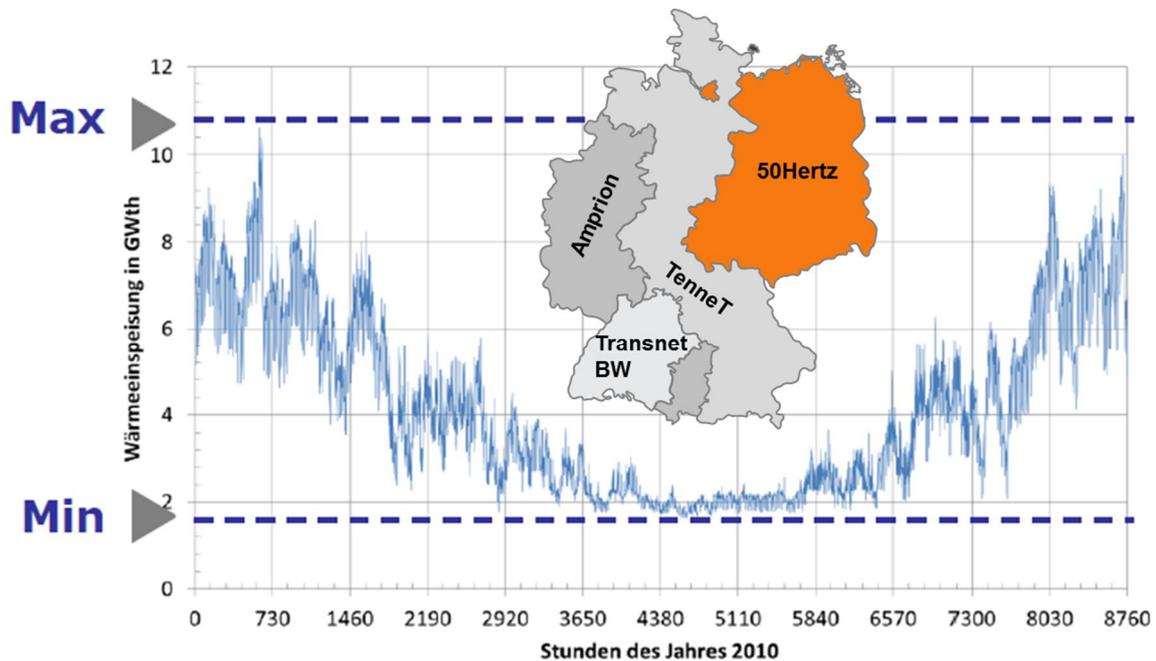


Abbildung 23: Jahreslastgang der Wärmeinspeisung in Nah- und Fernwärmenetzen der 50Hertz-Regelzone [Uni Leipzig/Lehrstuhl Prof. Bruckner, 50Hertz]

### 3.2. Beitrag Berlins und anderer Lastzentren zur Begrenzung der EE-Transporterfordernisse

Untenstehende Abbildung 24 zeigt nun exemplarisch das EE-Aufnahmepotenzial des inmitten einer Windeinspeiseregion gelegenen Lastzentrums Berlin für den Status quo sowie im Ausblick für 2023 und 2033 unter Berücksichtigung des Leitszenarios des aktuellen deutschen Netzentwicklungsplans 2013. Dabei wurde noch keine Nutzung von Windenergieüberschüssen durch Anwendung des Power-to-Heat-Lasterhöhungspotenzials berücksichtigt. Nachfolgend werden die Angaben näher erläutert.

In Nordostdeutschland wurden in 2012 28,6 TWh<sup>2</sup> Strom aus Erneuerbaren Energien (insb. Wind) eingespeist und zum großen Teil in andere Regionen transportiert. In 2012 betrug der Erneuerbare Anteil an der Stromerzeugung im Land Berlin 4,2 %. Berlin war in 2012 mit seiner Grünstrom-Aufnahme von 3,2 TWh bereits der wichtigste Vorort-Abnehmer, dies entspricht 22,2 % des Verbrauchs in Berlin.<sup>3</sup>

<sup>2</sup> Dargestellte 2012er Werte basierten im Analysezeitraum noch auf Hochrechnung. Zwischenzeitliche konkrete EE-Abrechnung für 2012: 34,7 TWh. [Quelle: Veröffentlichungen der betreffenden Netzbetreiber]

<sup>3</sup> Berechnungsbasis: Für Nordostdeutschland mit Berlin als größtem Lastgebiet betrug 2012 die EE-Einspeisung i. Vgl. zum Stromverbrauch bereits 33,6 %, was somit auch als durchschnittlicher EE-Anteil des Berlin-Verbrauchs angesetzt wurde. [Quelle: Veröffentlichungen der betreffenden Netzbetreiber]

In Nordostdeutschland werden in 2023 65,1 TWh Strom aus Erneuerbaren Energien (insb. Wind und PV) eingespeist und zum großen Teil in andere Regionen transportiert. Dies verstärkt die Transportengpässe. In 2023 beträgt der Erneuerbare Anteil an der Stromerzeugung im Land Berlin bereits 29,8 %. Berlin ist in 2023 mit seiner Grünstrom-Aufnahme von 6,1 TWh weiterhin der wichtigste Vorort-Abnehmer, dies entspricht 50,5 % des Verbrauchs in Berlin.<sup>4</sup>

In Nordostdeutschland werden in 2033 bereits 82,2 TWh Strom aus Erneuerbaren Energien (insb. Wind und PV) eingespeist und zum großen Teil in andere Regionen transportiert. Dies verstärkt die Transportengpässe weiter. In 2033 beträgt der Erneuerbare Anteil an der Stromerzeugung im Land Berlin bereits 35,0 %. Das Land Berlin ist in 2033 mit seiner Grünstrom-Aufnahme von 7,8 TWh weiterhin der wichtigste Vorort-Abnehmer, dies entspricht 65,2 % des Verbrauchs in Berlin.<sup>5</sup>

Ausgehend von der Gesamt-EE-Einspeisung in Nordostdeutschland in 2033 von 82,2 TWh besteht nun abzüglich der EE-Aufnahme Berlins unmittelbar vor Ort im Windeinspeisungsgebiet ein verbleibendes EE-Transporterfordernis von 74,4 TWh, das im übrigen nordostdeutschen Netzgebiet verteilt und vor allem auch aus Nordostdeutschland heraus exportiert werden muss.

Die Konstellation Nordostdeutschlands ermöglicht nun . ausgehend vom Beispiel des Lastzentrums Berlin . die Installation von Power-to-Heat-Anlagen entlang des in Abbildung 24 aufgezeigten ~~EE-Transportpfades~~. Hier könnte bspw. bereits beginnend im Norden mit den Städten Schwerin und Greifswald bis hinein in den südlichen Teil Nordostdeutschlands, wo z.B. Dresden und Leipzig wichtige EE-Aufnahmepotenziale bieten, wichtige Beiträge zur weitgehenden Vermeidung netzengpassbedingter Drosselung der EE-Einspeisung geleistet werden.

---

<sup>4</sup> Berechnungsbasis: Für Nordostdeutschland mit Berlin als größtem Lastgebiet beträgt 2023 die Erneuerbare Einspeisung i. Vgl. zum Stromverbrauch bereits 76,9 %, was somit auch als durchschnittlicher EE-Anteil des Berlin-Verbrauchs angesetzt wurde. [Quelle: Netzentwicklungsplan 2013]

<sup>5</sup> Berechnungsbasis: Für Nordostdeutschland mit Berlin als größtem Lastgebiet beträgt 2033 die Erneuerbare Einspeisung i. Vgl. zum Stromverbrauch bereits 97,0 %, was somit auch als durchschnittlicher EE-Anteil des Berlin-Verbrauchs angesetzt wurde. [Quelle: Netzentwicklungsplan 2013]

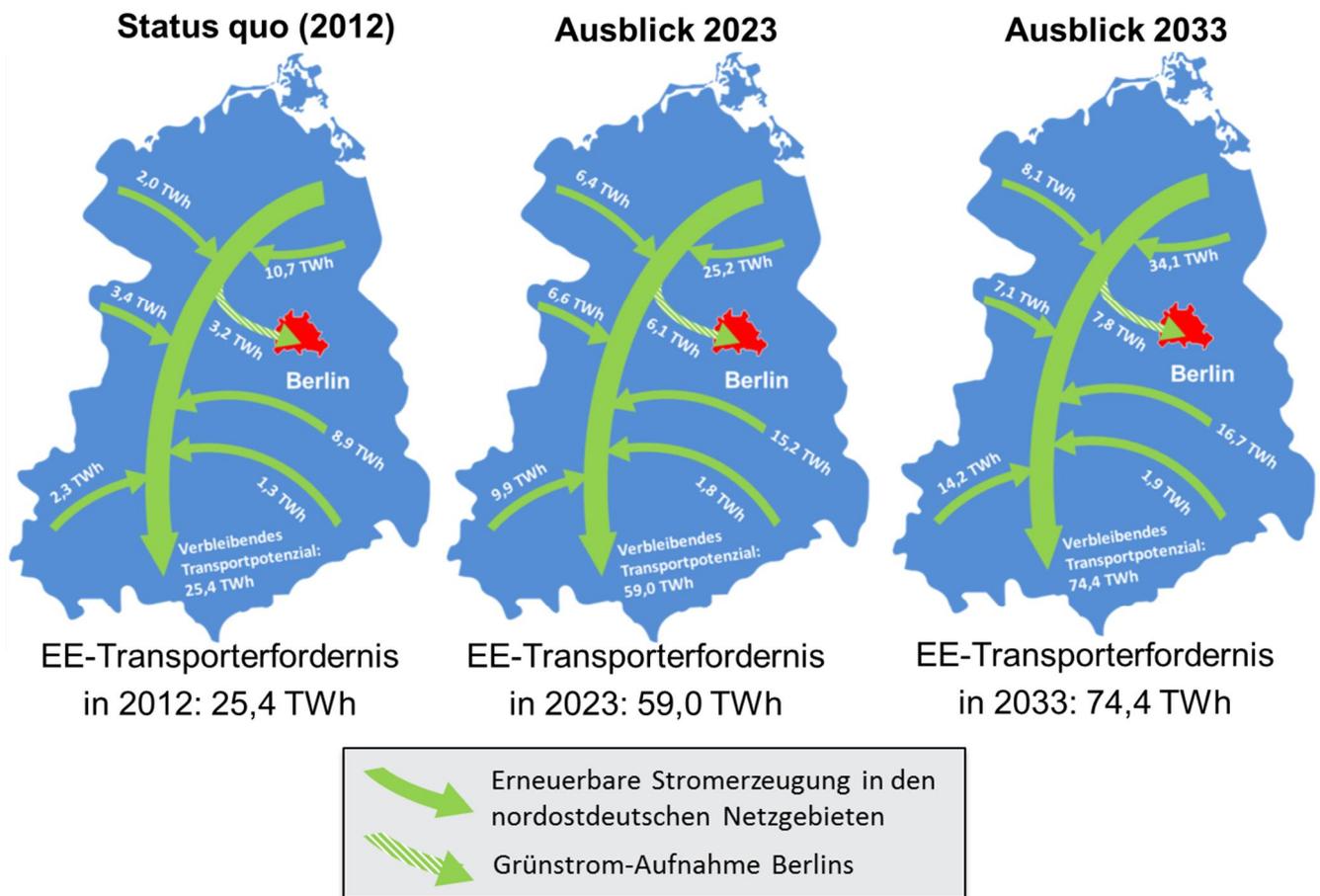


Abbildung 24: Entwicklung des Transporterfordernis Erneuerbarer Energien in Nordostdeutschland und exemplarischer Grünstromaufnahme-Beitrag vor Ort im Lastschwerpunkt Berlin noch ohne Power-to-Heat-Anwendung (in 2012 Darstellung nur für PV und Wind) [GridLab]

Über die zeitweise Minderung von EE-bedingten Netzüberlastungen z.B. durch Mitheranziehung von lokalen Lastmaßnahmen wie Power-to-Heat hinaus können derartige, schnell aktivierbare Technologien mit Blick auf die vorangegangene Abbildung 16 (Systemdienstleistungen) natürlich auch einen signifikanten Beitrag zur EE-Gradientenbewältigung leisten.

## **4. Beitrag zu einem Gesamtkonzept für ein zukünftiges Energiesystem Nordostdeutschlands**

### **4.1. Der Multi-Stakeholder-Ansatz für Nordostdeutschland**

Der Nordosten Deutschlands bietet in Hinblick auf die aufgezeigten Randbedingungen der Elektrizitäts- und auch Wärmeinfrastruktur ein berechtigtes Demonstrationsfeld für die Erschließung, Erprobung und IT-technischen Bündelung und gesamtsystemischen Optimierung von lokalen Flexibilitätpotenzialen wie Power-to-Heat/Cold-Lösungen bis hinein in den Smarthome-Bereich.

Dabei steht neben der technologiebezogenen Forschung vielmehr die anwendungsbezogene Untersuchung des Zusammenspiels der notwendigen verschiedenen Glieder der Energieversorgungskette bis hin zum Anbieter in diesem Kontext benötigter IT- und Smartgrid-Systemen im Mittelpunkt. Es sind also insbesondere die technisch-organisatorischen Prozesse und Prozessschnittstellen zwischen Übertragungs-, Verteilnetz-, Wärmenetz- und EE-Anlagenbetreibern als auch die Marktintegration dieser Anwendungen zu erproben, was entsprechende Datenaggregations- bzw. sBig Data%Anwendungen und deren Einbettung in die Infrastruktur-Leitsysteme ebenso bedingt wie die Erprobung neuer Energiemarktrollen.

Abbildung 25 zeigt die Gesamtübersicht der Vielzahl der allein an der elektrischen Energieversorgung in der Regelzone von 50Hertz (Nordostdeutschland und Hamburg) beteiligten Akteure und somit auch die sich ergebende Komplexität des zu erprobenden Zusammenspiel über die verschiedenen Netzebenen hinaus bis hinein in den Gas- und Wärmemarkt.

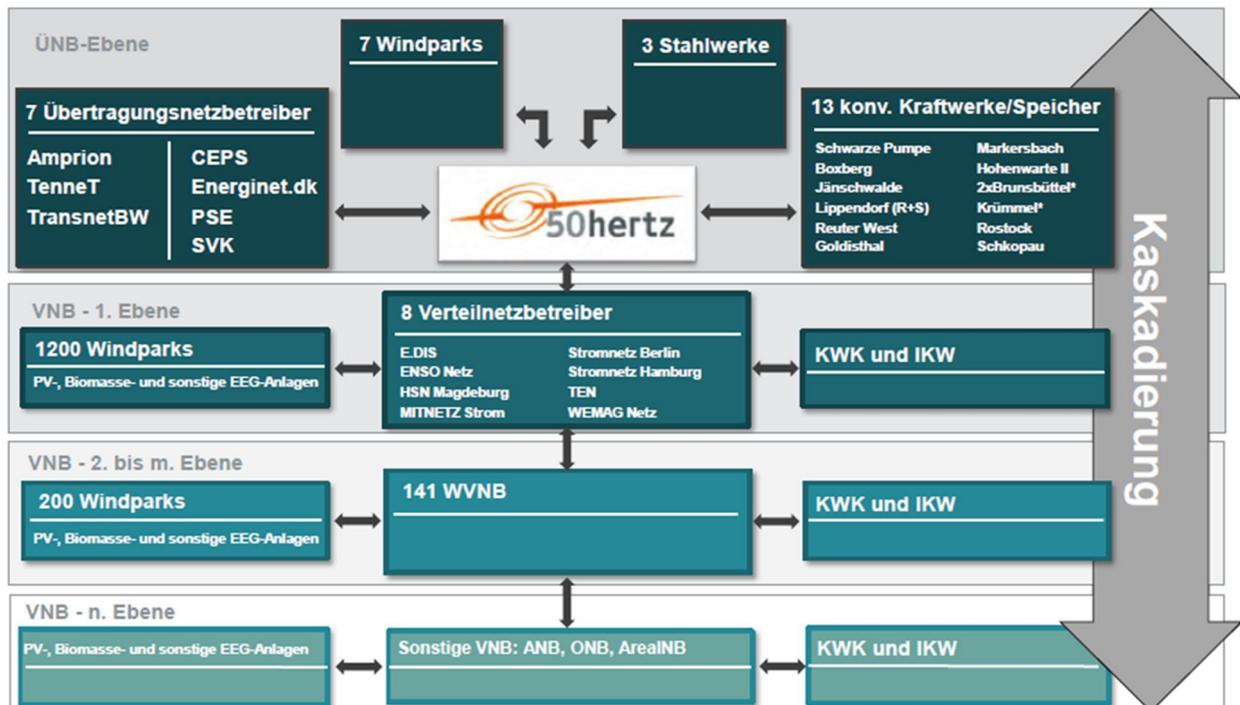


Abbildung 25: An der elektrischen Energieversorgung in der Regelzone von 50Hertz (Nordostdeutschland und Hamburg) beteiligte Partner [50Hertz]

Aufsetzend auf diesem komplexen Zusammenspiel der Abbildung 26 kommt 50Hertz mit der im EnWG vorgegebenen Systemverantwortung mit Blick auf die weitere Umsetzung der Energiewende eine zentrale, koordinierende Rolle zu. Dennoch muss bei der Aktivierung von dezentralen Flexibilitätswerkzeugen wie bspw. Power-to-Heat immer ein Kaskadenweg vom Übertragungsnetzbetreiber bis bspw. hin zum Arealnetzbetreiber mit installierter PV-Leistung beachtet werden, da nur der lokale Netzbetreiber letztlich die momentane Netzsituation vor Ort bewerten und bewältigen kann.

Der mit nachfolgender Abbildung 26 exemplarisch aufgezeigte Multi-Stakeholder-Ansatz zur intelligenten Ansteuerung benötigter neuer Systemflexibilitäts-Potenziale verdeutlicht ein notwendiges Zusammenspiel der an der Energieversorgung Nordostdeutschlands beteiligten Partner.

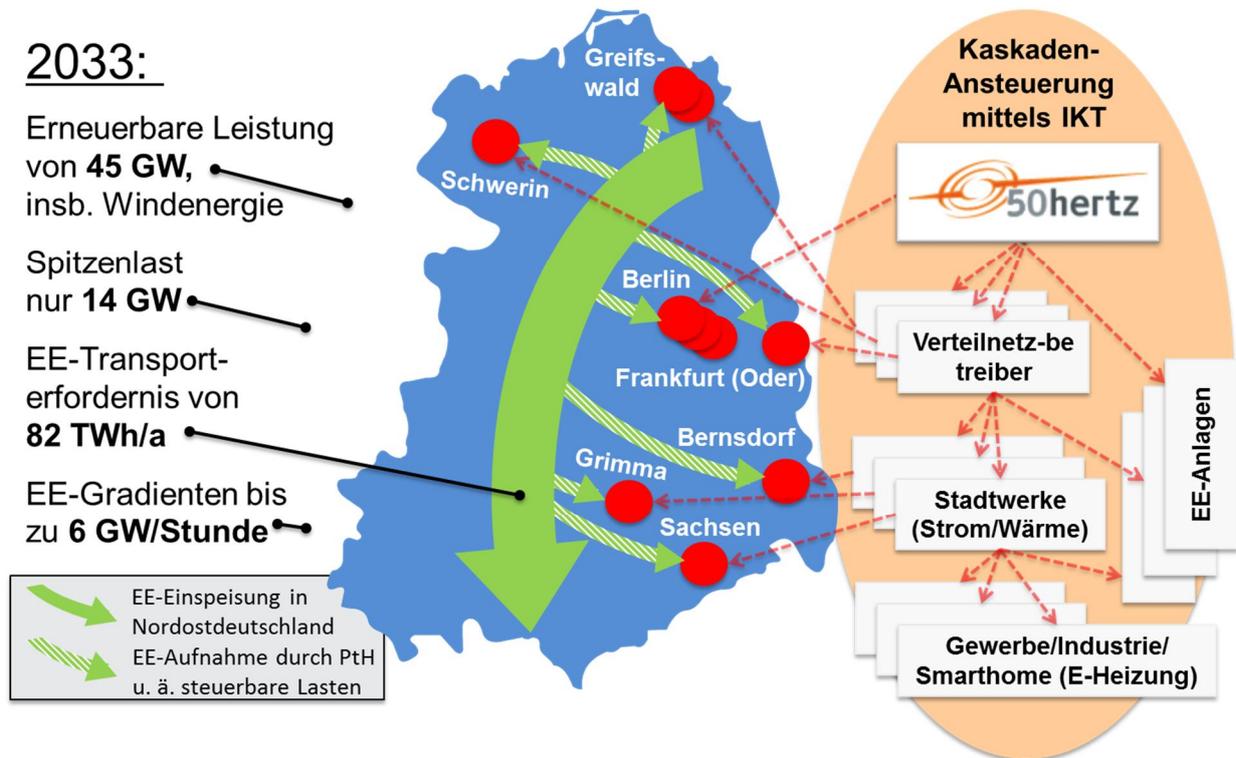


Abbildung 26: Exemplarischer Multi-Stakeholder-Ansatz zur intelligenten Ansteuerung benötigter neuer Systemflexibilitäts-Potenziale in Nordostdeutschland

Diese Betrachtung wird im nächsten Abschnitt nun weiter verfeinert und hin zu einer „Stakeholder-Landkarte Nordostdeutschland“

#### 4.2. Übersicht relevanter Stakeholder für ein intelligentes dekarbonisiertes Energiesystem in Nordostdeutschland

Im Rahmen von Energietechnologie-Veranstaltungen im Cluster Energietechnik Berlin-Brandenburg und individuellen Experteninterviews wurde eine Reihe von Stakeholdern aus der unmittelbaren Energieversorgungskette sowie aus peripheren Anwendungsgebieten in Nordostdeutschland identifiziert, die relevante Beiträge zum in der Abbildung 26 aufgezeigten Multi-Stakeholder-Ansatz erbringen können und daher in nachfolgender Abbildung 27 näher charakterisiert werden.

Insgesamt konnten 23 Innovationsträger aus allen Teilen der Elektrizitätsversorgung identifiziert werden, die in den Diskussionsrunden unter Beteiligung von ZukunftsAgentur Brandenburg und Berlin Partner bereits konkrete Projektideen einbringen konnten. Darüber hinaus wurden weitere potentiell interessierte Innovationsträger identifiziert, von denen 17 im Bericht auch namentlich aufgeführt werden.

Stakeholder	Geschäftssitz	Innovationspotenziale
<b>Stromerzeuger</b>		
<b>Danpower GmbH</b>	Charlottenstr. 40, 14467 Potsdam	Fernwärme im Zeitalter der Erneuerbaren Energien: Strom- und Wärmemarkt intelligent verbinden. Power-to-Heat-Anlage für ein Fernwärmenetz mit 1.500 angeschlossenen WE in Grimma; Erweiterung bestehender Biomethan-KWK-Anlage in Bernsdorf um Großwärmespeicher und Elektrodenkessel, Flexibilisierung einer Biogasanlage; Projektierung des Repowerings einer Biogasanlage mit einer 2,5-fachen Stromerzeugungsleistung, Erweiterung der bestehenden Biogasanlage um Gas- und Wärmespeicher, neuem BHKW, sowie Elektrodenheizkessel, Flexibler Anlagenbetrieb zur Ergänzung fluktuierender Stromerzeugung aus Wind und Sonne
<b>ENERTRAG</b>	Gut Dauerthal, 17291 Dauerthal	Diversifizierung der Heizenergiequellen (bisher Holz, Rapsöl-KWK, Solar) durch die Integration einer P2H Anlage, die physikalisch direkt aus Windenergieanlagen versorgt werden / maximale lokale Wertschöpfung. Lademanagement für E-Batteriemobilität / kostengünstige Mobilität. Entwicklung von Systemen und Verhaltensweisen zur Minimierung des Verbrauches fossil erzeugter Energie / Klimaschutz und Steigerung der örtlichen Versorgungssicherheit im Bereich Strom, Wärme und Mobilität.
<b>BTB / WISTA Management GmbH</b>	Rudower Chaussee 17, 12489 Berlin	Integration von Windkraftstrom im lokalen Fernwärmesystem; Verwertung von erneuerbarem Überschussstrom in der Gaswirtschaft (Power-to-Gas) sowie in dezentralen Anwendungen (hybride Verbraucher

		<p>Strom/Erdgas);          Nutzung Strom aus Windkraft zur Erzeugung von Kälte und damit Nutzung von Kältenetzen u.-speichern (Aquifer, Sorptionsspeicher) zur Speicherung von Überschussstrom;          Nutzung der energetischen Potenziale kommunaler Infrastrukturen und von Abwärme generell</p>
<p><b>Vattenfall Europe Wärme AG</b></p>	<p>Puschkinallee 52,          D-12435 Berlin</p>	<p>Aufbau der Anlagen- und Kommunikationstechnik in Berlin Reuter West und Hamburg Tiefstack für die direkte Aufnahme von EE-Überschüssen für die Power-to-District Heat Anwendung mit besonderen Augenmerk auf die Integration der Technik in das bestehende Verbundsystem;          Entwicklung, Erprobung, und Bewertung von Kommunikations- und Informations- und Energiemanagementsystemen in Zusammenarbeit mit dem Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz und den Verteilnetzbetreibern Stromnetz Berlin GmbH und Stromnetz Hamburg GmbH zur Nutzung von EE-Überschüssen;          Erprobung und Bewertung der Eignung und des Potenzials vorhandener und neuartiger Marktmechanismen sowie notwendiger regulatorischer Anpassungen für die wirtschaftliche Nutzung der EE-Überschüsse;          Herstellung der Schwarzstartfähigkeit des HKW Buch zur sicheren Blackoutversorgung des Helios Klinikums und des Campus Buch;          Erprobung und Bewertung der Eignung und Potenzials vorhandener und neuartiger Marktmechanismen sowie notwendiger regulatorischer Anpassungen für die wirtschaftliche Nutzung von EE-Überschüssen</p>

<b>Koordinierungsplattformen</b>		
<b>50Hertz Transmission GmbH (Koordinierungsplattform Elektrizitätssystem)</b>	Eichenstraße 3A, 12435 Berlin	50Hertz sorgt für Betrieb, Instandhaltung, Planung und Ausbau des 380/220-Kilovolt-Übertragungsnetzes im Norden und Osten Deutschlands. Es sichert die Netzintegration von etwa 40% aller in Deutschland installierten Windkraftleistung bei gleichzeitig nur etwa einem Fünftel der gesamtdeutschen Last. In der Wahrnehmung der Systemverantwortung gemäß EnWG ist die 50Hertz-Systemführung auf umfangreiche Datenbereitstellung aus den unterlagerten Netzen hinsichtlich dezentraler Einspeisung und Lasten angewiesen und im Störfall auch zum Eingreifen berechtigt und verpflichtet. Vor diesem Hintergrund begleitet 50Hertz verschiedene neue Flexibilisierungsansätze.
<b>Pumacy Technologies AG (Koordinierungsplattform Strommarkt)</b>	Bartningallee 27, 1057 Berlin	Konzeption und pilotenhafte Umsetzung einer Technologie- und Marktplattform Entwicklung exemplarischer Use Cases (gemeinsam mit Partnern) Konzept für Entwicklung zukunftsfähiger Betreibermodelle (gemeinsam mit Partnern)
<b>Grundgrün Energie GmbH (Koordinierungsplattform Strommarkt)</b>	Uhlandstraße 181-183, 10623 Berlin	Ökonomischer Einsatz von EE Erzeugern als Regelenergiekraftwerke, Stabiler Betrieb eines Bilanzkreises mit 100% EE-Einspeisung, Reaktion von Stromkunden und Erzeuger auf die Steuerungswirkung von Marktpreisen
<b>Versorgungsinfrastrukturbetreiber</b>		
<b>Parabel GmbH / UW Freyenstein GmbH</b>	Holländerstr. 34, 13407 Berlin	Bündelung verschiedener Erzeuger Erneuerbarer Energien mit Speichertechnologie, Steuer- und Regeltechnik, Betrieb eines Kraftwerks-Regel- und Einspeisepunktes an der Übertragungsnetzebene Erzeugung und Vermarktung von Regelenergie und Systemdienstleistungen durch Erneuerbare Energien in Kraftwerksdimension

<b>Stadtwerke Frankfurt (Oder) GmbH</b>	Karl-Marx-Straße 195, 15230 Frankfurt (Oder)	Erarbeitung einer technischen Gesamtlösung, Wirtschaftlichkeitsbetrachtung einschließlich regulatorischer und politischer Rahmenbedingungen, Feinplanung und Umsetzung der Lösung
<b>Stromnetz Berlin GmbH</b>	Puschkinallee 52, 12435 Berlin	Erschließung von Lastverschiebungspotenzialen im Versorgungsgebiet Berlin als belastbare Stromsenke inmitten der Wineinspeiseregion Brandenburg. Ansteuerung von Verbrauchslasten mittels anforderungsgerechter IKT-Lösungen, Datenaustausch mit dem vorgelagertem ÜNB in Echtzeit
<b>Stromversorgung Greifswald GmbH - Netzbetrieb</b>	Gützkower Landstraß 19-21, 17489 Greifswald	Realisierung des EEG-Einspeisemanagements, Zählerfernauslesung aller lastganggemessenen Abnahmestellen, Aufbau eines smart grid für die erforderliche Netzregelung
<b>Energieerzeugungsgesellschaft Greifswald GmbH</b>	Gützkower Landstraß 19-21, 17489 Greifswald	Analyse des Energiemarktes (Regelenergie); Analyse der Strommengen dezentraler Einspeisung vor Ort; Auslegung der Anlage entsprechend den Anforderungen nach Leistung, Kapazität, Standort und Anbindung (Strom und Wärme) unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten; Projektrealisierung auf Basis der Handlungsempfehlung der beauftragten Projektstudie
<b>Vattenfall Europe Wärme AG</b>	Puschkinallee 52, D-12435 Berlin	Realisierung eines Demand-Side-Managements; Integration von E-Mobility mittels intelligentem Laden; Energielösungen zum Anfassen: sWind in die Städte! . intelligente Energie%o Analyse der virtuellen Energiesysteme, Erzeugung -> Speicherung-> Verteilung und Verbrauch; Demand Side Management in den Anwendungen Power to District Heat und Power to District Cold für die Aufnahme von EE-Überschüssen in das Fernwärme- und Fernkältenetz Berlin Buch

<b>WEMAG AG</b>	Obotritenring 40, 19053 Schwerin	Einsatz von Nachtstromspeicherheizungen zur Lastregulierung in Abhängigkeit von EEG-Einspeisung. Einzelne Nachtstromspeicherheizungen sollen um moderne Regeltechnik erweitert zur Anhebung der Netzlast bei Einspeisespitzen genutzt und erweitert werden, um Einspeisereduzierungen zu vermeiden und im Lastabwurf zur Sicherung der Systemstabilität. Ziel ist es, dazu eine kleinere Modellregion für den Einsatz von Nachtstromspeicherheizungen zu etablieren. Hierfür bietet sich im Netzgebiet des Verteilnetzbetreibers WEMAG Netz GmbH bspw. die Region um Güstrow an.
<b>Technologie- oder F&amp;E-Anbieter</b>		
<b>Devol AG</b>	Charlottenburger Allee 60, 52068 Aachen	Aufbau einer IKT Infrastruktur auf Basis der Powerline-Datenübertragung im Bereich 150 . 500 kHz. Die Schwerpunkte liegen auf Echtzeitfähigkeit, Erreichbarkeit und Fernwartbarkeit der Systemkomponenten, Zusammenspiel von PLC-Modems, SMGWs und übergeordneten Prozessen
<b>Entelios AG</b>	Reinhardtstr. 47, 10117 Berlin	Technische Anbindung flexibler Anlagen (Lasten, Erzeuger und Stromspeicher) unterschiedlicher Branchen, Erwirtschaften von Erlösen aus der Vermarktung der Schaltflexibilität, Attraktivität von Power-to-Heat Anlagen und industrieller Energieeffizienz / Energy Intelligence Systems (EIS)
<b>Fraunhofer FOKUS, Abteilung IT4Energy</b>	Kaiserin-Augusta-Allee 31, 10589 Berlin	Versorgungssichernde und effiziente Nutzung von Windenergie in Stadtquartieren, Marktplatz von Ausgleichspotentialen zum erzeugungsgeführten Verbrauch; regionale, netzverträgliche und nachhaltige Energieversorgung im Stadt-Land-Gefälle

<b>HeatPool GmbH</b>	Bürgerstraße 20 40219 Düsseldorf  Standort Berlin:  Rosenthaler Straße 2 10119 Berlin	Evaluierung des Einsatzes von Power-to-Heat-Technologie zur dezentralen Netzstabilisierung in Verteilnetzen, Schaffung der regulatorischen Rahmenbedingungen um Power-to-Heat Anlagen Umlagen- und Entgeltbefreit und damit wirtschaftlich betreiben zu können
<b>IBAR Systemtechnik GmbH</b>	Ewald-Haase-Straße 18, 03044 Cottbus	Erstellung einer Applikation WIND, integrierbar als Modul innerhalb einer überregionalen Energieleitsystemsoftware, Betrachtung der Gradientenfahrweisen von Windkraftanlagen im Zusammenhang mit möglichen Energiespeichersystemen als Softwarelösung, Aufbau einer kommunalen Energieleitwarte mittels xOmnium System und WINCC/OA als Schaufensterprojekt für die Stadt Cottbus bzw. für die Energieregion Lausitz
<b>Schneider Electric GmbH</b>	Torgauerstr. 12-15, EUREF Campus, Haus 12-13, 10829 Berlin	Einschränkung der Netzausbaunotwendigkeit durch Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren; Steuerung des regelbaren Ortsnetztransformators in Abhängigkeit der Lastflussrichtung durch den Anteil des angeschlossenen Verbrauchs und der Erzeugung, Betrachtung neuralgischer Netzpunkte zur genaueren Steuerung des regelbaren Ortsnetztransformators; Integration eines Electrical Energy Storage Systems als Regel- und Steuergröße zur Erhöhung des Eigenverbrauchs und der Autarkie sowie als Primär- bzw. Sekundärregelgröße; Im Zusammenspiel mit Gebäuden und Blockheizkraftwerken die Abstimmung untereinander und insgesamt für eine optimale Energiepreisausnutzung; Zentrale Überwachung des Verteilnetzes, Verbesserung der

		Spannungsqualität durch Spannungsblindleistungsregelung, Einbindung von Prognosen zur Erkennung von Netzengpässen
<b>umetriq Metering Services GmbH</b>	Frankfurter Allee 73c, 10247 Berlin	Implementierung und Betrieb einer IT-Plattform zur Anbindung intelligenter Messsysteme und Umsetzung der zentralen Betriebsprozesse entsprechend den zukünftigen gesetzlichen Anforderungen; Insbesondere Prozesse der Gateway-Administration und Marktkommunikation sowie Datenschutz und Datensicherheit; Überprüfung der Umsetzbarkeit der Annahmen und Anforderungen aus der Kosten-Nutzen-Analyse zum Einbau intelligenter Messsysteme des BMWi bzw. der Rechtsverordnungen
<b>Yunicos AG</b>	Am Studio 16, 12489 Berlin	Lokale Netzstabilität; Neue technische Einheiten für Primär- und Sekundärregelung; Integration großer Windparks
<b>Liegenschaften</b>		
<b>Borderstep Institut für Innovation und Nachhaltigkeit gemeinnützige GmbH</b>	Clayallee 323, 14169 Berlin	Intelligentes Strom- und Wärmemanagement in städtischen Quartieren
<b>Amt Meyenburg [für den Wachstumskern Autobahndreieck Wittstock / Dosse (WADWD e. V.)]</b>	Freyensteiner Straße 42, 16945 Meyenburg	Systematische Aufbereitung der Ist-Situation in der Region: Energieerzeugung, Energiebedarf (insbesondere industrielle / gewerbliche Großverbraucher), Energieinfrastruktur aber auch weiterer Ausbau bzw. Erzeugungspotenziale; Analyse der bestehenden Pilotvorhaben hinsichtlich Ausbau, Integration, Übertragbarkeit; Identifikation innovativer Pilotvorhaben zur Erreichung der o.g. Ziele
<b>Vattenfall Europe Wärme AG</b>	Puschkinallee 52, D-12435 Berlin	Ganzheitliches Energiekonzept für urbane Spots mit hohem Besucheraufkommen

Abbildung 27: Tabellarische Stakeholder-Übersicht

### **4.3. Weitere potentielle Stakeholder**

Aus den verschiedenen Gesprächen und Diskussionsrunden kristallisierten sich weitere potenziell relevante Innovationsträger heraus, die hier mit aufgeführt werden sollen, wenngleich hierzu noch keine detaillierten Projektbeschreibungen vorlagen:

- B.A.U.M. Consult GmbH
- Bosch SI, Bosch Speichertechnik, Bosch Thermotechnik
- BTU Cottbus-Senftenberg
- DREWAG . Stadtwerke Dresden GmbH
- EDIS AG
- Energy2market GmbH
- Energiequelle GmbH
- ENSO Netz GmbH
- Fraunhofer IWES
- GASAG Berliner Gaswerke AG
- GRÄPER GmbH & Co. KG
- Grundgrün Energie GmbH
- Heinrich Gräper GmbH
- Stromnetz Berlin GmbH
- Telekom AG
- Universität Rostock
- Venios GmbH

### **4.4. Die Handlungsmatrix**

Aus der Stakeholder-Übersicht der Abbildung 27 ergibt sich mit nachfolgender Abbildung 28 nun eine Handlungsmatrix, gegliedert in die sPlayer%o der Energieversorgungskette und Technologielandschaft sowie in Clusterlösungen.

Lösungs-Cluster	Stromerzeuger		Koordinierungs-Plattform		Versorgungs-Infrastrukturbetreiber			Technologie-Anbieter		F&E	Liegen-schaften			
	EE- Erzeuger	Kraftw.- Betreiber	Markt (Aggr.)	ÜNB	VNB/ Areal-NB	Stadt- werke	Wärme	IKT	Energie- techno- logie					
Strommarkt- übergreifende Projekte	PtH	BTB/Wista		Anfor- derung durch 50Hertz		Greifswald Frankf./O.	VE Wärme	Heatpool	Danpower	Fraunhofer IWES				
	PtC													
	PtG													
	KWK	Danpower			Frankf./O.	VE Wärme		Bosch Thermotech						
SDL aus EF	ENERTRAG Parabel Danpower				Parabel				Parabel		VE Wärme			
Smartgrid- Infrastruktur	Smartm. und intel. Messsys. Intell. Ortsnetz /-trafo					Greifswald		Devolo umetriq Bosch	Schneider Electric	Fraunhofer FOKUS IWES	Meyenburg WADWD e.V. Borderstep			
								Schneider Electric						
DSM- Systeme	Last- manage- ment		Pumacy HeatPool Grundgrün	Anfor- derung durch 50Hertz	Stromnetz Berlin	Stromnetz Berlin GmbH	VE Wärme	IBAR Entelios Borderstep Venios	IBAR Heatpool Venios	BTU Cottbus- Senften- berg	VE Wärme			
					WEMAG				Bosch SI	Bosch Younicos Schneider Electric		Borderstep BTB/Wista		
Speicher- Systeme	Speicher Wärme- speicher													
			Danpower				VE Wärme		Danpower		VE Wärme			

Abbildung 28: Handlungs-Matrix für die Hauptstadtregion und Nordostdeutschland

In der Handlungsmatrix wird ein großes Spektrum an Flexibilisierungswerkzeugen ersichtlich, die wichtige Beiträge zu Lösung der wachsenden Herausforderungen des Elektrizitätssystems erbringen können. Den ohnehin erforderlichen weiteren Ausbau der Übertragungs- und Verteilnetze flankierend, bildet sich bei den Clusterlösungen als deutlicher Schwerpunkt das Lastmanagement in Verbindung mit intelligenten Steuer- und Datensystemen sowie mit strommarktübergreifenden Vermarktungsansätzen heraus.

Den besonderen historischen Gegebenheiten Nordostdeutschlands bzw. den zahlreichen existierenden Nah- und Fernwärmenetzen Rechnung tragend und den Umstand der weiter steigenden netzengpassbedingten lokalen und regionalen EE-Überschüsse berücksichtigend, steht beim Lastmanagement insbesondere der Power-to-Heat-Einsatz im Mittelpunkt, teilweise in Verbindung mit Wärmespeicheranwendungen.

Neben dem Vorteil der für Power-to-Heat-Anwendungen günstigen Wärmeinfrastrukturverhältnisse in Nordostdeutschland sind auch die Investitionskosten mit etwa 1 Mio.€ für 10 MW<sub>elektrisch</sub> sehr überschaubar, was etwa einem Zwanzigstel der Investitionskosten für Power-to-Gas-Anwendungen der gleichen Leistungsgröße entspricht und durch die fehlenden Umwandlungsverluste auch ein deutlich effizienteres Werkzeug mit entsprechend kleineren Arbeitspreisen darstellt. Daher liegt der Power-to-Gas-Einsatzschwerpunkt auch dem Power-to-Heat-Einsatz zeitlich nachgelagert, da über die heute und den nächsten Jahren noch dominierenden netzengpassbedingten EE-Überschüsse hinaus mit dem weiteren Dekarbonisierungsgrad der Elektrizitätsversorgung sich signifikante saisonale Speicherefordernisse erst in den nächsten Jahrzehnten abzeichnen.

Eine andere Relevanz haben heute aber bereits Speichersysteme auf Batteriebasis, die zum Regelleistungsmarkt beitragen und sich hierüber mehr und mehr auch refinanzieren können. Die Handlungsmatrix legt aber auch einen besonderen Schwerpunkt auf die notwendigerweise künftig weitgehend durch die Erneuerbaren Energien mit zu erbringenden Systemdienstleistungsbeiträgen. Bspw. tragen bereits heute direkt am Übertragungsnetz angeschlossene Windparks mit zur lokalen Spannungshaltung und auch bereits zu Redispatch-Anwendungen bei, künftig müssen hierüber aber auch Beiträge zur Regelleistungsbereitstellung oder zum Netzwiederaufbau ermöglicht werden, tlw. auch in Verbindung mit Speicheranwendungen, und vor allem auch die mehrheitlich in der Verteilnetzebene angeschlossenen EE mit einbezogen werden.

Entsprechend Abbildung 26 liegt ein bedeutsames Innovationspotenzial aber auf dem übergreifenden und unter den verschiedenen Partnern der Energieversorgungskette mithilfe von intelligenten Steuer- und Datensystemen koordinierten Einsatz von Flexibilisierungswerkzeugen wie bspw. Lastmanagement-Anwendungen, um einen netzdienlichen und kostenoptimalen Einsatz überhaupt erst

sicherstellen zu können. Als wichtige Instanz für einen wirksamen und spürbaren Einsatz der Flexibilisierungsmaßnahmen sind in der Handlungsmatrix daher sowohl netz- als auch marktseitige Koordinierungsplattformen mit aufgeführt, denen in der künftigen Ausgestaltung des Energiemarktes eine elementare Rolle zukommen wird.

#### **4.5. Empfehlungen**

Resümierend ergibt sich für den länderübergreifenden Innovationsprozess bzw. im Kontext des Clusters Energietechnik Berlin-Brandenburg nun der Vorschlag, insbesondere die in Abbildung 27 aufgelisteten Innovationspotenziale im Rahmen von Clusterprojekten, Kooperationen sowie Schaufensterverbundprojekten intensiv zu begleiten.

Aufbauend auf dem bereits in 2013 gestarteten Forschungsprojekt sSMART-Capital Region<sub>90</sub> in dem unter Koordination der BTU Cottbus-Senftenberg (Lehrstuhl Energieverteilung und Hochspannungstechnik) ein zukunftsfähiges Strom- und Wärmeversorgungskonzept für die Hauptstadtregion erarbeitet wird, stellt sich nun das beim BMWi in finaler Vorbereitung befindliche Förderprogramm "Schaufenster Intelligente Energie" als wichtiger Ansatzpunkt für eine Ausdehnung der Betrachtung auf Nordostdeutschland dar.

Somit würde die Möglichkeit gegeben, einen Gesamtansatz im Sinne der Handlungsmatrix der Abbildung 28 so zu entwickeln, dass die insbesondere im Norden der Schaufensterregion anfallenden EE-Einspeisespitzen durch intelligentes Datenmanagement und Last- bzw. Einspeisemanagement sowie Speichermaßnahmen so bewältigt werden können, dass über die lokal-regionalen Verteilnetzengpässe hinaus auch die Übertragungsnetz-seitig vor allem im Süden der Schaufensterregion vorliegenden Netzengpässe entspannt werden können bei gleichzeitiger Reduzierung der netzengpassbedingten EE-Einspeisedrosselungen.

Über die netzengpassbedingten Aspekte hinaus bietet eine derartige Kooperation der nordostdeutschen Innovationsträger der Energieversorgungskette aber auch die Chance, die Bereitstellung weiterer Beiträge zu den benötigten Systemdienstleistungen - wie insbesondere die Regelleistungsbereitstellung - in den Schaufensterrahmen und in die entsprechenden Prozess-Strukturen mit einzubetten und so mit einem Schaufenster Nordostdeutschland die Energiewende-Herausforderungen exemplarisch für Gesamtdeutschland zu bewältigen und wichtige Impulse für die benötigte Neuausrichtung des Energiemarkttrahmens in Deutschland zu setzen.