

SDL - Studie BB

SYSTEMDIENSTLEISTUNGEN FÜR NETZ- UND SYSTEMSICHERHEIT

**STUDIE IM RAHMEN DES FACHFORUMS ENERGIEWENDE
DES LANDES BRANDENBURG**

Auftraggeber

Ministerium für Wirtschaft und Energie des Landes Brandenburg
Heinrich-Mann-Allee 107
14473 Potsdam

Kooperationspartner

Ministerium für Wirtschaft und Energie des Landes Brandenburg
50Hertz Transmission GmbH
MITNETZ STROM GmbH
E.DIS AG
WEMAG Netz GmbH
LEAG Lausitz Energie AG (ehem. Vattenfall Europe Generation AG)
Bundesverband Solarwirtschaft e.V.
Bundesverband Windenergie e.V.
Fachverband Biogas e.V.
Gemeinsame Landesplanung Berlin-Brandenburg

Auftragsnehmer

Brandenburgische Technische Universität Cottbus-Senftenberg
Fachgebiet Energieverteilung und Hochspannungstechnik
Fachgebiet Dezentrale Energiesysteme
Prof. Dr.-Ing. Harald Schwarz
Lehrgebäude 3E Siemens-Halske-Ring 13
03046 Cottbus
Dr.-Ing. Klaus Pfeiffer
Dipl.-Ing. Martin Bendig
Dipl.-Ing. David Matzekat
M. Sc. Kristian Platta
M. Sc. Saman Amanpour
M. Sc. Mark Kuprat
M. Sc. Emanuel Butter

Cottbus, 07.11.2018

Hintergrund und Motivation der Studie

Das Fachforum Energiewende (ehemals Fachforum Netzausbau) ist ein Lenkungsgremium, welches beim Ministerium für Wirtschaft und Energie des Landes Brandenburg angesiedelt ist. Das Fachforum wurde im Jahr 2011 gegründet und im Jahr 2018 neustrukturiert. Mitglieder des Fachforums sind alle maßgeblichen Akteure im Brandenburger Energiesektor:

Landespolitik

- Ministerium für Wirtschaft und Energie des Landes Brandenburg

Netzbetreiber

- 50Hertz Transmission GmbH
- MITNETZ STROM mbH
- E.DIS AG
- WEMAG Netz GmbH

Verbände

- Bundesverband Windenergie e.V.
- Bundesverband Solarwirtschaft e.V.
- Bundesverband Energiespeicher e.V.
- Verband kommunaler Unternehmen e.V.
- Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
- Bundesverband Bioenergie e.V.
- Cluster Energietechnik Berlin-Brandenburg e.V.

Kraftwerksbetreiber und Energieversorger

- LEAG Lausitz Energie AG (ehem. Vattenfall Europe Generation)
- envia Mitteldeutsche Energie AG
- Energie und Wasser Potsdam GmbH

Vertreter der Wissenschaft

- BTU Cottbus-Senftenberg

Im Rahmen des Fachforums Energiewende ist eine Technische Arbeitsgruppe tätig, die aktuelle energietechnische Themenstellungen bearbeitet und ihre Ergebnisse an das Lenkungsgremium berichtet. Der steigende Anteil von erneuerbaren Energieträgern besonders in den Hochspannungsnetzen des Landes Brandenburg und der politische Wille zu einer Umstrukturierung der deutschen Erzeugungslandschaft veranlasste das Ministerium für Wirtschaft und Energie des Landes Brandenburg zur Beauftragung einer Studie, welche den möglichen Beitrag von erneuerbaren Erzeugungstechnologien im Bereich der Systemdienstleistungen analysieren soll.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis.....	VI
Tabellenverzeichnis.....	X
Abkürzungsverzeichnis.....	XI
Kurzfassung	1
Einleitung.....	9
Teil I Systemdienstleistungen.....	17
1 Arten von Systemdienstleistungen	18
2 Frequenzhaltung	19
3 Spannungshaltung.....	27
4 Versorgungswiederaufbau.....	31
5 Betriebsführung insbesondere Netzengpassmanagement.....	36
6 Regulatorischer Rahmen.....	39
7 Ausblick SDL	44
Teil II Blindleistungspotenziale von EE-EZA im Verteilnetz	55
1 Zielstellung.....	56
2 Methodik.....	57
3 Ergebnisse der Analyse der statischen Blindleistungspotenziale	61
4 Zeitliche Verfügbarkeit der Blindleistungspotenziale aus EE-EZA	65
5 Ansätze für eine Erhöhung der Verfügbarkeit der Blindleistungspotenziale.....	70
Teil III Berechnungen zur Bewertung der Blindleistungspotenziale von EE-EZA	73
1 Netzberechnungen.....	74
2 Validierung der Gleichzeitigkeitsfaktoren.....	82
Teil IV Flexibilitätspotenziale des Lastsektors	87
1 Einleitung und Motivation	88
2 Vorgehensweise bei der Ermittlung des Lastmanagementpotenzials.....	90
3 Begriffsdefinition.....	92
4 Strukturanalyse des Landes Brandenburg hinsichtlich der Lastmanagementpotenziale.....	95
5 Analyse des technischen Lastmanagementpotenzials im Land Brandenburg	103
6 Nutzungsmöglichkeiten und Bewertung der identifizierten Lastmanagementpotenziale..	123
7 Systematisierung und Regionalisierung der Lastmanagementpotenziale.....	128

Teil V Konzept zur Erprobung der Regelleistungserbringung durch EE-EZA	135
1 Einleitung	136
2 Präqualifikationsanforderungen	138
3 Beschreibung des entwickelten Versuchskonzeptes	143
4 Zusammenfassung	147
Zusammenfassung.....	149
Literaturverzeichnis.....	XIV
Anhangsverzeichnis.....	XIX

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Entwicklung der Bruttostromerzeugung nach Energieträgern	2
Abbildung 2: Methodik in der SDL-Studie	4
Abbildung 3: Umbau des Elektroenergieversorgungssystems in Deutschland	10
Abbildung 4: Entwicklung der Bruttostromerzeugung nach Energieträgern	11
Abbildung 5: Methodik der SDL-Studie Brandenburg	14
Abbildung 6: Arten von Systemdienstleistungen und deren Formen	18
Abbildung 7: Frequenzrückführung nach einem Frequenzeinbruch.....	20
Abbildung 8: Regelleistungseinsatz.....	22
Abbildung 9: Mehrstufige Auktion im Regelenenergiemarkt	24
Abbildung 10: Ablaufschema Frequenzhaltung	26
Abbildung 11: Beispiel für regelzonenübergreifenden Redispatch	37
Abbildung 12: Europäische und nationale Rahmengesetzgebungen.....	40
Abbildung 13: Handlungsfelder in den vier Säulen der Systemdienstleistungen	45
Abbildung 14: Ausblick in den vier Säulen der Systemdienstleistungen.....	54
Abbildung 15: Überblick über die betrachteten Varianten.....	56
Abbildung 16: Erläuterung der verwendeten Bezeichnungen für die Blindleistungsarten	57
Abbildung 17: P-Q-Diagramme der EZA am Netzanschlusspunkt (Verbraucherzählpeilsystem) ...	58
Abbildung 18: Jahresdauerlinie der theoretisch abrufbaren Blindleistung Wind.....	66
Abbildung 19: Jahresdauerlinie der theoretisch abrufbaren Blindleistung PV	66
Abbildung 20: Jahresdauerlinie der theoretisch abrufbaren Blindleistung Wind und PV	67
Abbildung 21: Zeitverlauf theoretisch abrufbarer Blindleistung (Wind)	69
Abbildung 22: Zeitverlauf theoretisch abrufbarer Blindleistung (PV).....	69
Abbildung 23: P-Q-Diagramme der Erzeugungsanlage am Netzanschlusspunkt.....	70
Abbildung 24: Jahresdauerlinie der theoretisch abrufbaren Blindleistung Wind und PV	71
Abbildung 25: Jahresdauerlinie der theoretisch abrufbaren Blindleistung Wind und PV	71
Abbildung 26: P-Q-Diagramm mit erweitertem Blindleistungsstellbereich durch STATCOM	72
Abbildung 27: Anonymisierter Ausschnitt aus dem verwendeten Netzmodell.....	75
Abbildung 28: Summe des Q-Bedarfes in Abhängigkeit des Wirkleistungsbezuges.....	76
Abbildung 29: Blindleistungsbedarf eines beispielhaften Teilnetzes.....	77
Abbildung 30: Q-Kennlinie für ein beispielhaftes Teilnetz	78
Abbildung 31: Resultierender Blindleistungsbedarf für ein beispielhaftes Teilnetz.....	78
Abbildung 32: Q-Kennlinie und resultierender Blindleistungsbedarf (Kabelnetz Prignitz).....	81

Abbildung 33: Q-Kennlinie und resultierender Blindleistungsbedarf (West-Teilnetz-Nord-1).....	81
Abbildung 34: Woche mit schwacher EE-Einspeisung im Jahr 2017.....	83
Abbildung 35: Woche mit starker EE-Einspeisung im Jahr 2017.....	83
Abbildung 36: Jahresdauerlinie 2017 (EE-Einspeisung in der 50Hertz-Regelzone; Wind + PV).....	84
Abbildung 37: HöS-/ HS-Netz Brandenburg und Leistungsfluss 380/110-kV-Transformatoren	88
Abbildung 38: Methodisches Vorgehen bei der Ermittlung des Lastmanagementpotenzials.....	90
Abbildung 39: Charakterisierung des Lastmanagements nach der Verwendungsart.....	93
Abbildung 40: Strombilanz Brandenburg und Deutschland in 2013.....	96
Abbildung 41: Bevölkerungsdichte im Land Brandenburg.....	97
Abbildung 42: Strombilanz von Brandenburg für den Industriesektor in 2013	98
Abbildung 43: Regionale Verteilung der Industriebetriebe sowie Industriedichte auf Kreisebene	99
Abbildung 44: Anzahl der GHD-Betriebe bezogen auf die Anzahl der Betriebe in Deutschland ...	100
Abbildung 45: Anwendungsbilanz Strom für den GHD-Sektor (2013)	101
Abbildung 46: Regionale Verteilung der GHD-Betriebe und -Dichte auf Kreisebene	101
Abbildung 47: Anzahl der Akteure und jährliche elektrische Energieverbräuche	102
Abbildung 48: Lastmanagementfähige Verbraucher im Haushaltssektor	103
Abbildung 49: Energetisches Lastmanagementpotenzial im Haushaltssektor	110
Abbildung 50: Lastmanagementfähige Prozesse im GHD-Sektor	113
Abbildung 51: Energetisches Lastmanagementpotenzial für den GHD-Sektor 2013 und 2030	116
Abbildung 52: Methodik zur Ermittlung des praktischen Lastmanagementpotenzials.....	130
Abbildung 53: Prognose der FlexVerfügbarkeit	132
Abbildung 54: Regionale Verteilung der Lastmanagementpotenziale im Land Brandenburg.....	133
Abbildung 55: Regionale Verteilung der Lastmanagementpotenziale im Land Brandenburg.....	134
Abbildung 56: Prinzip der möglichen Regelleistungseinspeisung	140
Abbildung 57: IKT-Schema des erarbeiteten Versuchsprogramms	144
Abbildung 58: Übersicht Einzelversuchstypen	146
Abbildung 59: Typisches Lastprofil einer Waschmaschine	XXXVI
Abbildung 60: Anzahl der Waschvorgänge in Abhängigkeit der Tageszeit	XXXVI
Abbildung 61: Techn. Lastmanagementpotenzial für Waschmaschinen	XXXVII
Abbildung 62: Typisches Lastprofil eines Wäschetrockners	XXXVIII
Abbildung 63: Anzahl der Trocknungsvorgänge in Abhängigkeit der Tageszeit	XXXIX
Abbildung 64: Technisches Lastmanagementpotenzial für Wäschetrockner	XXXIX
Abbildung 65: Typisches Lastprofil einer Geschirrspülmaschine	XLI
Abbildung 66: Anzahl der Geschirrspülvorgänge in Abhängigkeit der Tageszeit.....	XLI

Abbildung 67: Technisches Lastmanagementpotenzial von Geschirrspülmaschinen	XLII
Abbildung 68: Typisches Lastprofil und Temperaturverlauf eines Kühlschranks	XLIII
Abbildung 69: Technisches Verschiebungspotenzial für Kühl- und Gefriergeräte.....	XLVI
Abbildung 70: Normierte Lastprofile für Wärmepumpen und Nachtspeicher	XLIX
Abbildung 71: Äquivalente Tagesmitteltemperatur für Cottbus in 2015	L
Abbildung 72: Jahreslastgang von Nachtspeicherheizungen 2013	LI
Abbildung 73: Jahreslastgang von Wärmepumpen 2013	LII
Abbildung 74: Jahreslastgang von Wärmepumpen 2030	LIII
Abbildung 75: Techn. Lastmanagementpotenzial für die el. Warmwasserbereitstellung.....	LIV
Abbildung 76: Private Haushalte nach Heizenergieart und Heizsystem	LV
Abbildung 77: Dreiphasiger Ladevorgang eines Elektrofahrzeuges (German E-Cars Cetos)	LVII
Abbildung 78: Lastmanagementpotenzial von Belüftungsanlagen (GHD) 2013 und 2030.....	LIX
Abbildung 79: Lastmanagementpotenzial von Prozesskälteanwendungen (GHD).....	LXI
Abbildung 80: Techn. Lastmanagementpotenzial von Warmwasser (GHD) 2013 und 2030.....	LXII
Abbildung 81: Größte Stahlproduzenten in Deutschland nach Produktionsmenge 2015	LXVI
Abbildung 82: Spezifischer Energieeinsatz in der Zementindustrie.....	LXVIII
Abbildung 83: Zementwerke in Deutschland	LXIX
Abbildung 84: Energiebezug eines landwirtschaftlichen Betriebs gemäß Standardlastprofil	LXXI
Abbildung 85: Q-Bedarf für das Kabelnetz Prignitz abhängig von EE-Einspeisung und Last.....	LXXII
Abbildung 86: Q-Kennlinie für das Kabelnetz Prignitz mit Q-Grenzen für die EE-EZA	LXXII
Abbildung 87: Q-Bedarf für das Kabelnetz Fläming abhängig von EE-Einspeisung und Last.....	LXXIII
Abbildung 88: Q-Kennlinie für das Kabelnetz Fläming mit Q-Grenzen für die EE-EZA.....	LXXIII
Abbildung 89: Q-Bedarf für das Kabelnetz Oderland abhängig von EE-Einspeisung und Last....	LXXIV
Abbildung 90: Q-Kennlinie für das Kabelnetz Oderland mit Q-Grenzen für die EE-EZA	LXXIV
Abbildung 91: Q-Bedarf für Nord-Teilnetz Süd abhängig von EE-Einspeisung und Last.....	LXXV
Abbildung 92: Q-Kennlinie für Nord-Teilnetz Süd mit Q-Grenzen für die EE-EZA.....	LXXV
Abbildung 93: Q-Bedarf für Ost-Teilnetz Nord abhängig von EE-Einspeisung und Last	LXXVI
Abbildung 94: Q-Kennlinie für Ost-Teilnetz Nord mit Q-Grenzen für die EE-EZA	LXXVI
Abbildung 95: Q-Bedarf für Ost-Teilnetz Süd abhängig von EE-Einspeisung und Last.....	LXXVII
Abbildung 96: Q-Kennlinie für Ost-Teilnetz Süd mit Q-Grenzen für die EE-EZA	LXXVII
Abbildung 97: Q-Bedarf für West-Teilnetz Nord 1 abhängig von EE-Einspeisung und Last.....	LXXVIII
Abbildung 98: Q-Kennlinie für West-Teilnetz Nord 1 mit Q-Grenzen für die EE-EZA	LXXVIII
Abbildung 99: Q-Bedarf für West-Teilnetz Nord 2 abhängig von EE-Einspeisung und Last.....	LXXIX
Abbildung 100: Q-Kennlinie für West-Teilnetz Nord 2 mit Q-Grenzen für die EE-EZA	LXXIX

Abbildung 101: Q-Bedarf für West-Teilnetz Süd 1 abhängig von EE-Einspeisung und Last..... LXXX
Abbildung 102: Q-Kennlinie für West-Teilnetz Süd 1 mit Q-Grenzen für die EE-EZA LXXX
Abbildung 103: Q-Bedarf für West-Teilnetz Süd 2 abhängig von EE-Einspeisung und Last..... LXXXI
Abbildung 104: Q-Kennlinie für West-Teilnetz Süd 2 mit Q-Grenzen für die EE-EZA LXXXI
Abbildung 105: Q-Bedarf für Teilnetz-BB Rot abhängig von EE-Einspeisung und Last LXXXII
Abbildung 106: Q-Kennlinie für Teilnetz-BB Rot mit Q-Grenzen für die EE-EZA..... LXXXII
Abbildung 107: Q-Bedarf für Teilnetz-BB Blau abhängig von EE-Einspeisung und Last..... LXXXIII
Abbildung 108: Q-Kennlinie für Teilnetz-BB Blau mit Q-Grenzen für die EE-EZA LXXXIII

Tabellenverzeichnis

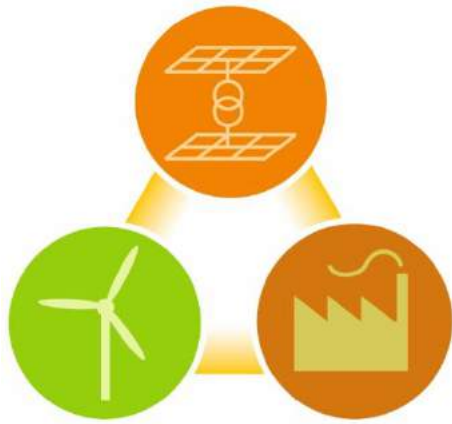
Tabelle 1: Präqualifikationsanforderungen gemäß Transmission Code 2007	21
Tabelle 2: Charakteristika der Regelenergiemärkte.....	25
Tabelle 3: Maßnahmen des Netzengpassmanagements	38
Tabelle 4: Übersicht der SDL-Rahmenbedingungen (1)	41
Tabelle 5: Übersicht der SDL-Rahmenbedingungen (2)	42
Tabelle 6: Übersicht der SDL-Rahmenbedingungen (3)	43
Tabelle 7: Übersicht zu den Blindleistungsanforderungen der Verteilnetzbetreiber	59
Tabelle 8: Blindleistungsanforderungen des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz	60
Tabelle 9: Blindleistungspotenziale der EE-EZA auf Hochspannungsebene (Ist-Stand).....	61
Tabelle 10: Blindleistungspotenziale der EE-EZA auf Hochspannungsebene für EE-Prognosen	62
Tabelle 11: Blindleistungspotenziale der Windparks auf Hochspannungsebene (Ist-Stand)	63
Tabelle 12: Q-Potenziale der konv. Erzeugung auf Höchstspannungsebene (Ist-Stand)	63
Tabelle 13: Blindleistungspotenziale EE-EZA (Prognose 2025) und der konv. (Ist-Stand)	64
Tabelle 14: Vergleich der maximalen Gleichzeitigkeitsfaktoren für 2017	84
Tabelle 15: Technische Lastmanagementpotenziale für Kühl- und Gefriergeräte	107
Tabelle 16: Technische Lastmanagementpotenziale für den Haushaltssektor 2013 und 2030.....	112
Tabelle 17: Technische Lastmanagementpotenziale für den GHD-Sektor 2013 und 2030	117
Tabelle 18: Energetische und technische Lastmanagementpotenziale für den Industriesektor...	122
Tabelle 19: Erläuterungen zu den definierten Modellparametern	129
Tabelle 20: Vergleich der GHD-Dichte zur Herleitung des Ausstattungsgrades des GHD-Sektors	131
Tabelle 21: Betrachtete Prozesse im Rahmen der Feldversuche	137
Tabelle 22: Allgemeine Präqualifikationsanforderungen der Regelleistungsmärkte.....	139
Tabelle 23: Anforderungen an den Algorithmus zur Ermittlung der möglichen Ist-Einspeisung...	141
Tabelle 24: Übersicht Datenpunkte für den Präqualifikationsprozess.....	141
Tabelle 25: Merkmale der Einzelversuche	145
Tabelle 26: Technische Lastmanagementpotenziale für den GHD-Sektor.....	LXIII
Tabelle 27: Jährliche spezifische Energieverbräuche in der Viehhaltung (Innenwirtschaft)	LXX

Abkürzungsverzeichnis

AbLaV	Verordnung über Vereinbarung zu abschaltbaren Lasten
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
BHKW	Blockheizkraftwerk
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur
BSI	Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik
BWP	Bundesverband Wärmepumpen
DoE	Department of Energy
DR	Demand Response
DSM	Demand-Side-Management
DVM	Direktvermarkter
EE	Erneuerbare Energien
EE-EZA	Erzeugungsanlage auf Basis erneuerbarer Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEVS	Elektroenergieversorgungssystem
EinsMan	Einspeisemanagement-Maßnahmen
EnEV	Energieeinsparverordnung
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EV	Europäisches Verbundnetz
EW	Einwohner
EZA	Erzeugungsanlage
EZM	Echtzeitmonitoring
FACTS	Flexible-AC-Transmission-Systems
FfE	Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.
FGW	Fördergesellschaft Windenergie und andere erneuerbare Energien
FNN	Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE
FRT	Fault-ride-through
GDEW	Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen

GIS	Geographisches Informationssystem
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
HöS	Höchstspannung
HS	Hochspannung
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
ISI	Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LEAG	Lausitz Energie AG
MRL	Minutenreserveleistung
MS	Mittelspannung
MSR	Mess-, Steuer- und Regelungstechnik
NS	Niederspannung
NSA	Nutzen statt Abregeln
NZM	Netzzustandsmonitoring
PRL	Primärregelleistung
PtG	Power-to-Gas
PtH	Power-to-Heat
PtM	Power-to- Mobility
PtX	Power-to-X-Technologie
PV	Photovoltaik
PVA	Photovoltaikanlage
RL	Regelleistung
RZ	Regelzone
SDL	Systemdienstleistung
SDLWindV	Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen
SNL	Schnell abschaltbare Lasten
SOL	Sofort abschaltbare Lasten
SRL	Sekundärregelleistung
STATCOM	Static-Synchronous-Compensator
StromNZV	Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen
SVC	Static-Var-Compensator
TAB	Technische Anschlussbedingungen
TC	Transmission Code

TE	Technische Einheit
UCTE	Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VDE	Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik
VDE-AR	VDE-Anwendungsregel
VDKL	Verband Deutscher Kühlhäuser und Kühllogistikunternehmen
VDN	Verband der Netzbetreiber
VNB	Verteilnetzbetreiber
WEA	Windenergieanlage



SDL - Studie BB

KURZFASSUNG

Bearbeiter

M. Sc. Kristian Platta

Kurzfassung

Mit den von den politischen Entscheidungsträgern beschlossenen Zielen zum Ausbau der Energieerzeugung auf Basis erneuerbarer Energiequellen wurde ein maßgeblicher Wandel im Elektroenergieversorgungssystem (EEVS) eingeleitet. Im Mittelpunkt steht dabei die Abkehr von der zentralen Energiebereitstellung durch wirkungsgradoptimierte Großkraftwerke hin zu kleinskaligen, dezentralen Erzeugungsanlagen.

Die konventionellen Erzeugungsanlagen, welche bisher die aus netztechnischer und -betrieblicher Sicht erforderlichen Systemdienstleistungen (SDL) bereitstellen, werden durch den Zubau der EE-EZA zunehmend weniger im Netz verfügbar sein. Schon jetzt ist ein deutlicher Rückgang der Stromerzeugung durch die im Netz befindlichen konventionellen Großkraftwerke zu beobachten. Demgegenüber steht der forcierte Ausbau der Energieerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern, welche im Jahr 2017 bereits ca. 34% der Bruttostromerzeugung in Deutschland übernahmen (Abbildung 1). Zukünftig soll dieser Anteil in einzelnen Etappen auf bis zu 60% gesteigert werden.

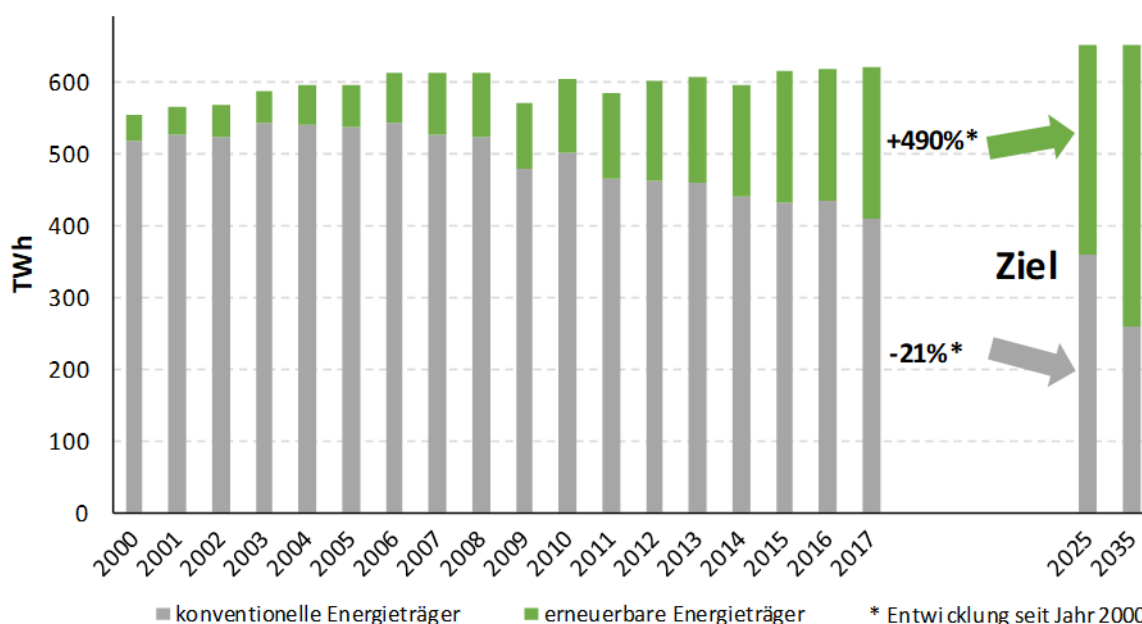


Abbildung 1: Entwicklung der Bruttostromerzeugung nach Energieträgern

Die Herausforderungen an ein zukünftiges EEVS bestehen darin, inwiefern die bedarfsgerechte Deckung der Last durch die fluktuierende Elektroenergieeinspeisung gewährleistet werden kann und wie die Bereitstellung der benötigten SDL zur Wahrung der Versorgungssicherheit erfolgen wird. Hierbei ergeben sich eine Reihe von Fragestellungen zur Bereitstellung und Koordinierung dieser SDL, um den sicheren und zuverlässigen Betrieb des EEVS unter den zukünftigen Rahmenbedingungen sicherzustellen.

Der Betrieb der Elektroenergieversorgungsnetze im Land Brandenburg ist von diesen zentralen Fragestellungen besonders stark betroffen, da Brandenburg eine Vorreiterrolle beim Ausbau der erneuerbaren Energien einnimmt. Dadurch ergibt sich eine besondere Stellung Brandenburgs bei der Untersuchung dieser Gesamthematik.

Gestützt wird der forcierte Ausbau der EE-EZA durch verschiedene nationale und europäische Rahmenbedingungen. Die Grundpfeiler des Gesetzesrahmens bilden dabei das Pariser Klimaabkommen (europäisch) aus dem Jahre 2016 sowie das Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz EEG) in der Novellierung von 2017. Ziel dieser und anderer untergeordneter Regelungen ist die Umsetzung eines zukünftigen EEVS auf Basis erneuerbarer Energiequellen. Kernpunkte sind dabei die Reduktion von Treibhausgasemissionen, ein stetig steigender Anteil EE-EZA am Bruttostromverbrauch sowie die Steigerung der Energieeffizienz.

Die Umsetzung dieser Maßnahmen wird das zukünftige, nationale EEVS nachhaltig beeinflussen und sich auf den Netzbetrieb auswirken. Besonders in Bezug auf die in der Studie im Fokus stehenden Systemdienstleistungen werden zukünftig mehr Akteure, mehr Wettbewerb und somit ein europäischer Ansatz im Fokus stehen.

Zentrale Fragestellungen der Studie

Aus den Herausforderungen an das zukünftige EEVS im Bereich der Systemdienstleistungen und Netzsicherheit lassen sich eine Reihe zentraler Fragestellungen formulieren, die mithilfe der in der Studie getätigten Betrachtungen näher untersucht werden sollen:

Zentrale Fragestellungen der SDL-Studie Brandenburg

1.

Wie werden heute und zukünftig Systemdienstleistungen bereitgestellt und welche Rolle spielen dabei EE-EZA? Wie wird das zukünftige EEVS 2030 ausgestaltet sein?

2.

Welche Potenziale existieren zur Blindleistungsbereitstellung zur Systemdienstleistung Spannungshaltung durch EE-EZA? Wie sind diese Potenziale zeitlich verfügbar?

3.

Welche Blindleistungsbedarfe können in den brandenburgischen Verteilnetzen mithilfe netztechnischer Untersuchungen quantifiziert werden?

4.

Welche Lastverschiebungspotenziale existieren in den Sektoren Haushalte, GHD und Industrie im Land Brandenburg?

5.

Welche technischen Voraussetzungen sowie Kommunikations- und Abstimmungsprozesse sind bei der Regelleistungserbringung durch EE-EZA zu beachten?

6.

Was ist bei gleichzeitigem Regelleistungsaufwurf und Einspeisemanagementmaßnahmen zu beachten? Wie sehen in diesem Fall die Kommunikations- und Abstimmungsprozesse zwischen den beteiligten Akteuren aus?

Methodik und Vorgehen

Der Umfang der Untersuchungen umfasst insgesamt fünf fachliche Hauptteile, welche sich an den formulierten zentralen Fragestellungen orientieren. Dabei steht die Rolle der Systemdienstleistungen im Fokus der Analysen und wird je nach Kapitel aus verschiedenen Blickwinkeln betrachtet. Die in der Studie verwendete Methodik ist in Abbildung 2 dargestellt.

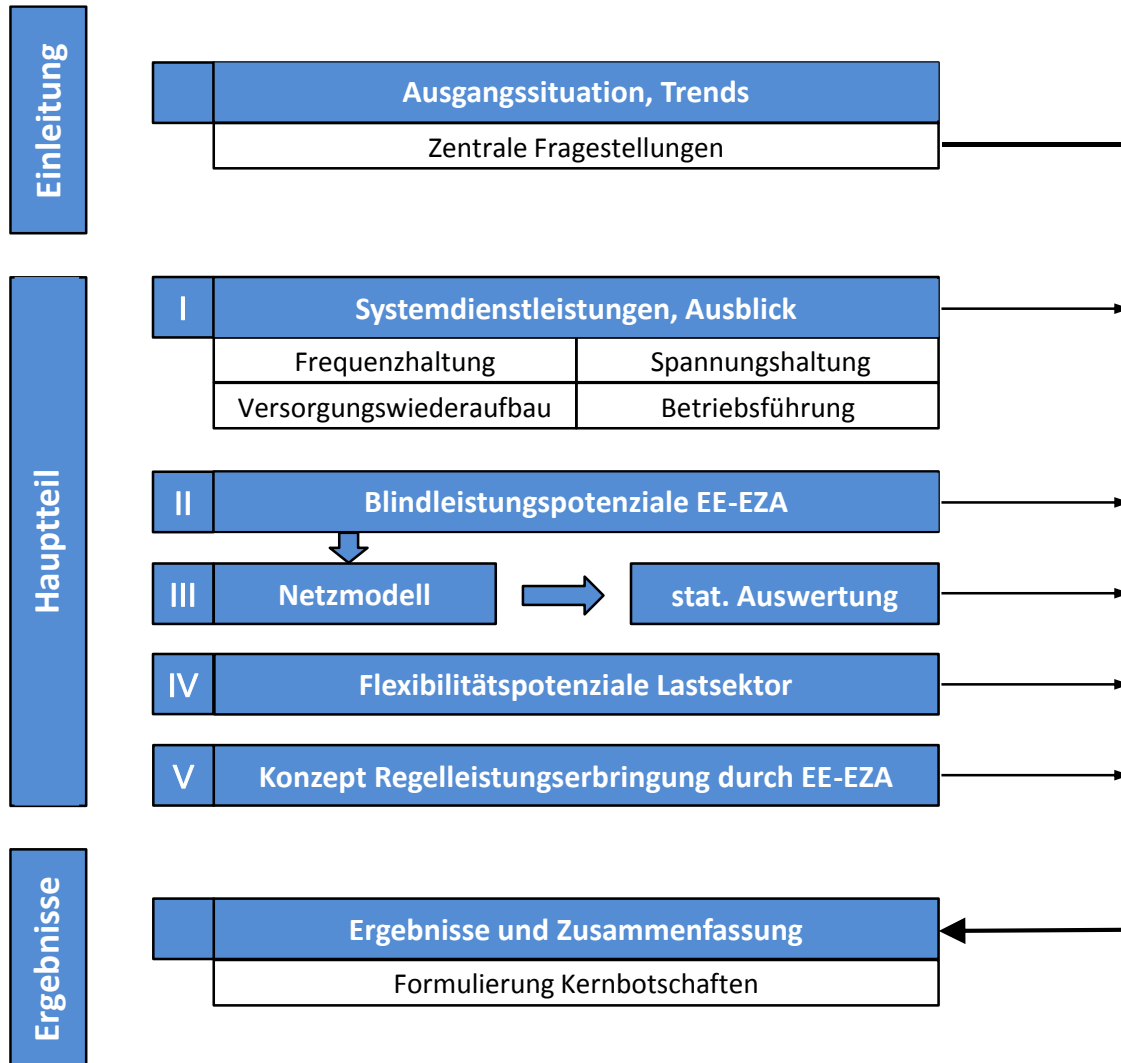


Abbildung 2: Methodik in der SDL-Studie

Den Startpunkt der Untersuchungen bildet die Beschreibung der einzelnen SDL-Arten, deren technische Eigenschaften sowie regulatorische Rahmenbedingungen zur Erbringung von SDL im EEVS. Abschließend werden mögliche Tendenzen zur Weiterentwicklung der SDL aufgezeigt und ein zukünftiges EEVS skizziert.

Im zweiten Teil der Studie wird der Frage nachgegangen, inwiefern EE-EZA Beiträge zur Blindleistungsbereitstellung leisten und in welcher zeitlichen Dimension diese Potenziale verfügbar sind. Dabei werden ebenfalls Maßnahmen aufgezeigt, um diese Verfügbarkeit zukünftig zu erhöhen.

Der dritte Teil der Untersuchungen quantifiziert die tatsächlichen Blindleistungsbedarfe über netztechnische Modelluntersuchungen in den einzelnen Brandenburger Verteilnetzgebieten.

Die zeitliche Diskrepanz zwischen Erzeugung und Verbrauch von elektrischer Energie nimmt mit zunehmendem Anteil der EE besonders in Brandenburg stark zu. Dabei wird der Fragestellung nachgegangen, inwieweit Flexibilitätsoptionen auf der Verbraucherseite den Betrieb des EEVS unterstützen können. Hierbei erfolgt eine regionalisierte Quantifizierung verschiedener Lastverschiebungspotenziale in den Sektoren Haushalte, Industrie und GHD.

Im fünften Teil steht die Konzeptionierung eines Versuchsprogramms zur Regelleistungsbereitstellung durch Windenergieanlagen (WEA) im Mittelpunkt der Untersuchungen. Dabei werden vor allem die Kommunikations- und Abstimmungsprozesse zwischen den beteiligten Akteuren bei gleichzeitig auftretenden Regelleistungssignalen und Einspeisemanagementaufrufen (EinsMan) detailliert dargestellt.

Abschließend erfolgen die detaillierte Darstellung der Ergebnisse und Kernbotschaften sowie die Formulierung der daraus abgeleiteten Handlungsempfehlungen speziell für das Land Brandenburg.

Ergebnisse der durchgeführten Untersuchungen

Im Rahmen der vorliegenden Studie wurden die aktuellen und zukünftigen Entwicklungen zur Bereitstellung von SDL umfassend untersucht. Der Ausbau der EE-EZA wird weiter voranschreiten und bevorzugt in der 110-kV-Verteilnetzebene stattfinden. Das Land Brandenburg ist aufgrund seiner Vorreiterrolle besonders stark an dieser Entwicklung beteiligt und muss sich somit verstärkt den zukünftigen Entwicklungen und Herausforderungen stellen. Zukünftig wird sich die Bereitstellung von SDL verändern; weg von zentralen, großtechnischen Anlagen hin zu einer Vielzahl dezentraler Anlagen mit vielen beteiligten Akteuren. Eine Integration der EE-EZA und die Bereitstellung von SDL funktioniert nur in einem System, in dem EE-EZA, Verbraucher und konventionelle Kraftwerke miteinander agieren und kommunizieren.

Durch die Veränderungen in der Struktur des zukünftigen EEVS ergeben sich eine Reihe von Herausforderungen und Fragestellungen, die innerhalb der Studie behandelt wurden. Dabei stand die grundsätzliche Frage im Mittelpunkt, ob EE-EZA zukünftig die erforderlichen SDL anforderungsgerecht bereitstellen und somit einen sicheren, effizienten und nachhaltigen Betrieb gewährleisten können. Mithilfe mehrerer Untersuchungsansätze aus verschiedenen Blickwinkeln wurden sich diesen zentralen Fragestellungen genähert. Die daraus abgeleiteten Schlussfolgerungen und Kernbotschaften können dabei wie folgt zusammengefasst werden.

1

Zukünftig wird eine stärkere Einbindung der VNB in den Netzbetrieb und die Betriebsplanung zur Entwicklung neuer SDL-Konzepte erfolgen. Dies bedingt eine intensivere Abstimmung zwischen ÜNB und VNB im Bereich des Engpassmanagements sowie bei möglichen Flexibilitätsoptionen.

2

Durch die steigende Komplexität im EEVS entsteht ein höherer Informationsbedarf über den jeweiligen Netzzustand. Eine Intensivierung der Kommunikation zwischen Netz- und Anlagenbetreibern sowie die Standardisierung von IKT-Strukturen sind dabei unabdingbar.

3

Durch die Einbindung von EE-EZA und neuen Flexibilitätsoptionen entsteht ein höherer Bedarf an Prognosedaten über den Netzzustand. Die Digitalisierung der Prozesse spielt dabei eine wesentliche Rolle. Der VNB erhält Teilverantwortung für die Systemsicherheit.

4

Konventionelle Erzeugungsanlagen übernehmen derzeit den Großteil der Blindleistungsbereitstellung. EE-EZA besitzen aktuell ein geringes Potenzial, welches ebenfalls nur zeitlich eingeschränkt verfügbar ist. Zukünftig wird das Blindleistungspotenzial durch den weiteren Zubau von EE-EZA weiter ansteigen.

5

Neben den EE-EZA existieren alternative Möglichkeiten zur Bereitstellung von Blindleistung. Hierbei ist durch die jeweiligen Netzbetreiber zu entscheiden, welche Formen der Bereitstellung als zukünftige Alternativen zu konventionellen Erzeugungsblöcken wirtschaftlich und technisch sinnvoll sind.

6

EE-EZA werden durch ihre vorhandenen Blindleistungspotenziale zukünftig in der Lage sein, maßgeblich zum Blindleistungsblanzausgleich in den Untersuchungen betrachteten 110-kV-Teilnetzen beizutragen.

7

Aus Sicht des Verteilnetzbetreibers ist ein ausgeglichener Blindleistungshaushalt nicht alleiniges Ziel. Es müssen auch die Bedürfnisse der unterlagerten und überlagerten Netzebenen berücksichtigt und die Spannungshaltung zwischen den Netzebenen koordiniert werden.

8

Situationen, welche durch eine sehr hohe EE-Wirkleistungseinspeisung und damit durch einen hohen Blindleistungsbedarf gekennzeichnet sind, treten in der Praxis nur sehr selten und für kurze Zeiträume auf.

9

Die Flexibilitätspotenziale im Bereich Haushalte sind derzeit nur in geringem Maße nutzbar. Einzig die Lastverschiebung spielt bei einigen Anwendungen eine erhöhte Rolle. Zukünftig liegen vor allem Prozesse mit Speicherpotenzial im Fokus, um das Lastmanagementpotenzial zu erhöhen.

10

Die Nutzung der Flexibilitätspotenziale im Bereich GHD ist äußerst eingeschränkt. Die Herausforderung liegt in der zukünftigen Erschließung von neuen kostengünstigen Anwendungsmöglichkeiten. Grundvoraussetzung dafür ist dabei eine stärkere Umsetzung von digitalen Maßnahmen.

11

Im Bereich Industrie lassen sich die Flexibilitätspotenziale bereits heute umfangreich nutzen. Aufgrund der Komplexität der industriellen Prozesse sind umfangreiche Einzelbetrachtungen notwendig, um diese Potenziale optimal in die Betriebsabläufe integrieren zu können.

12

Für die Regelleistungserbringung durch EE-EZA sind eine Reihe von Prozessen, Schnittstellen und Strukturen notwendig, um den Daten- und Informationsaustausch zwischen den beteiligten Akteuren zu gewährleisten und für die Anwendung praxistauglich zu gestalten.

13

Um einen höheren Anteil EE in den RL-Märkten zu erreichen, sind eine Reihe von technischen Hürden zu nehmen. Hierzu scheint eine Erprobungsphase durch Feldversuche sinnvoll. Dabei könnten Erprobungsklauseln helfen, den Eintritt und die Umsetzung dieser Konzepte zu erleichtern.

Ausblick

Mit der vorliegenden Studie wurden wesentliche Aspekte der SDL aus der Verteilnetzebene untersucht. Dies stellt einen wichtigen Baustein bei der Betrachtung von Aspekten der Transformation des deutschen Energiesystems und dem damit verbundenen Umbau in den einzelnen Sektoren dar. Es ist jedoch erforderlich, diesen Ansatz zu erweitern und somit Herausforderungen für die zukünftige Gestaltung des EEVS zu benennen. Nachfolgend werden einige Ansatzpunkte vorgestellt, welche im Rahmen der Untersuchungen in den Fokus gerückt sind.

Die Untersuchungen der verschiedenen Aspekte zur Thematik der SDL haben gezeigt, dass EE-EZA derzeit bereits einen erheblichen Teil zur SDL-Bereitstellung leisten, zukünftig jedoch weitere Fortschritte erzielen müssen. Das EEVS befindet sich derzeit in einem grundsätzlichen Veränderungsprozess. Somit bedarf es verschiedener Maßnahmen, um für zukünftige Entwicklungen vorbereitet zu sein. Die Erfahrung aus fast zwei Jahrzehnten Energiewende haben Änderungsbedarfe in verschiedenen Bereichen aufgezeigt, um das Versorgungssystem auch zukünftig betriebssicher und effizient zu betreiben. Hierbei sind sowohl technische als auch (betriebs)wirtschaftliche Analysen notwendig, die das Gesamtsystem im Blick haben müssen.

Ein grundsätzlicher Ansatzpunkt ist die stetige Weiterentwicklung der Rahmenbedingungen im Bereich der SDL, um zukünftig erforderliche Entwicklungen zu fördern und Alternativen zu schaffen. Dabei müssen verschiedene bisherige Ansatzpunkte (z. B. die Ziele für den Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung im Vergleich mit den geplanten Ausbaukorridoren) überdacht werden. Zukünftige Fragestellungen müssen sich mit den Auswirkungen des Kernenergieausstiegs (und später evtl. dem Kohleausstieg) auf die Versorgungssicherheit im EEVS befassen. Dabei stellt sich die übergeordnete Forschungsfrage der Bereitstellung der SDL durch EE-EZA und weiteren Alternativen.

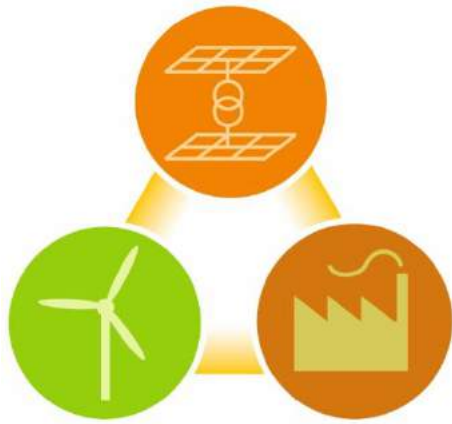
Die Digitalisierung der Prozesse und Strukturen wird zukünftig ein wesentlicher Treiber im EEVS darstellen. Dabei stellt sich die Frage nach dem Datenaustausch, Prozessen und Plattformen zwischen den beteiligten Akteuren. Im Mittelpunkt steht dabei die Aufgabe nach der sicheren Gestaltung dieser Strukturen. Es stellt sich zudem die Frage nach der IKT-Zuverlässigkeit sowie dem Schutz sensibler Daten. Alle beteiligten Akteure werden sich diesen Entwicklungen in Zukunft stellen müssen, um gemeinsame Prozesse und Plattformen zu entwickeln. Das Ziel eines verstärkten Informationsaustausches ist dabei wesentlicher Bestand eines neuen EEVS.

Für die effiziente Ausnutzung der Blindleistungspotenziale ergeben sich zukünftig verschiedene technische und regulatorische Maßnahmen zur Erhöhung der zeitlichen Verfügbarkeit. Durch die Neufassung der VDE-Richtlinie VDE-AR-N 4120:2017 wird die Wirkleistungs-Mindestschwelle zur Blindleistungseinspeisung herabgesetzt, sodass die Blindleistungspotenziale zeitlich länger zur Verfügung stehen. In Ergänzung sind leistungselektronische Betriebsmittel denkbar, die unter dem Begriff STATCOM zusammengefasst werden können. Dabei kann der komplette Blindleistungsbereich ohne gleichzeitige Wirkleistungseinspeisung abgerufen werden, sodass ein insgesamt höheres Potenzial zur Verfügung steht.

Für die Einbindung von EE-EZA in die Bereitstellung von Regelleistung müssen zukünftig verstärkt Anreize geschaffen werden, um die theoretisch entwickelten Versuchskonzepte in der Praxis umsetzen können. Derzeit existieren hohe Hürden für interessierte Anlagenbetreiber, deren Überwindung im Vorfeld angegangen werden muss. Für die praktische Teilnahme am Regelleistungsmarkt mit WEA entsteht so ein hoher vorgelagerter Entwicklungsaufwand. Dies gilt vor allem für die Umsetzung der geltenden regulatorischen Rahmenbedingungen, die teils langwierige und aufwändige Prozesse bedingen. Ein Beispiel hierfür ist die Entwicklung eines eigenen Algorithmus zur Bestimmung der möglichen Ist-Einspeisung. Eine Förderung kann dabei über die Einführung einer Erprobungsklausel während der Versuchsphase umgesetzt werden. Diese kann finanzielle Anreize oder Erleichterungen bei den Rahmenbedingungen schaffen.

Kernbotschaften

1. – Berücksichtigung der Auswirkungen von Atom- und Kohleausstieg auf die Versorgungssicherheit und die Bereitstellung von SDL
2. – Digitalisierung als zukünftig zentraler Bestandteil des EEVS
– IKT-Sicherheit und -Zuverlässigkeit für weitere Entwicklungen
– Standardisierung von Prozessen, Schnittstellen und Technologien
3. – Erhöhung zeitliche Verfügbarkeit der Blindleistungspotenziale durch EE-EZA
– Ergänzung durch leistungselektronische Betriebsmittel (STATCOM) zur Erhöhung des Blindleistungsbereich
4. – Schaffung von (finanziellen) Anreizen für Anlagenbetreiber zur praktischen Umsetzung von Versuchskonzepten
– Einführung von z.B. „Erprobungsklauseln“ während der Versuchsphasen



SDL - Studie BB

EINLEITUNG

Bearbeiter

M. Sc. Kristian Platta

Dipl.-Ing. Martin Bendig

Einleitung

Relevanz und Motivation

Mit den von den politischen Entscheidungsträgern beschlossenen Zielen zum Ausbau der Energieerzeugung auf Basis erneuerbarer Energiequellen wurde ein maßgeblicher Wandel im EEVS eingeleitet. Im Mittelpunkt steht dabei die Abkehr von der zentralen Energiebereitstellung durch wirkungsgradoptimierte Großkraftwerke hin zu kleinskaligen, dezentralen Erzeugungsanlagen (Abbildung 3). Der Anschluss der EE-EZA wird dabei zukünftig hauptsächlich in der 110-kV-Verteilnetzebene erfolgen.

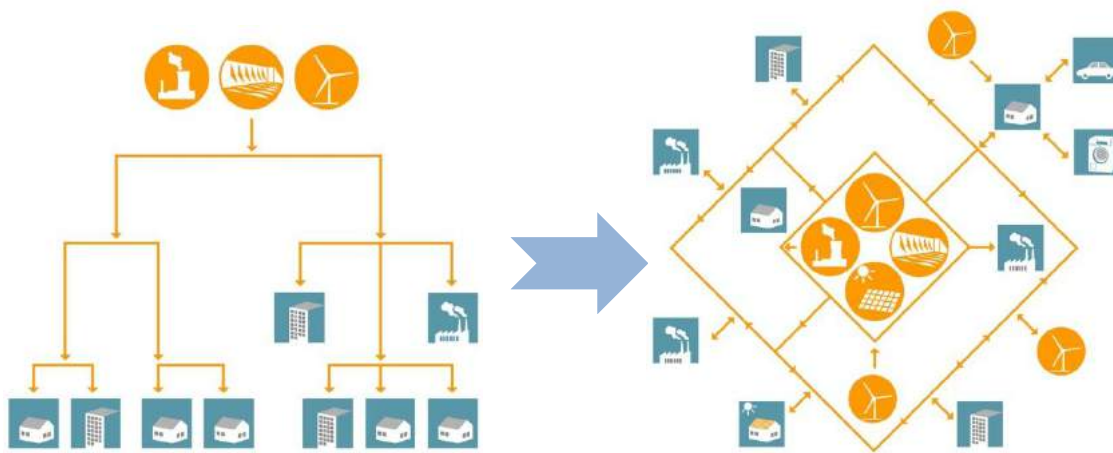


Abbildung 3: Umbau des Elektroenergieversorgungssystems in Deutschland

Quelle: [1]

Die konventionellen Erzeugungsanlagen, welche bisher die aus netztechnischer und -betrieblicher Sicht erforderlichen SDL bereitstellen, werden durch den Zubau von EE-EZA zunehmend weniger im Netz verfügbar sein. Schon jetzt ist ein deutlicher Rückgang der Stromerzeugung durch die im Netz befindlichen konventionellen Großkraftwerke (insbesondere durch den von der Bundesregierung beschlossenen Kernenergieausstieg) zu beobachten. Demgegenüber steht der forcierte Ausbau der Energieerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern, welche im Jahr 2017 bereits ca. 34% der Bruttostromerzeugung in Deutschland übernahmen (Abbildung 4). Bis zum Jahr 2025 soll dieser Anteil nach den derzeitigen Zielen des Bundeswirtschaftsministeriums (BMWi) bis auf 45% steigen; im Jahr 2035 weiter auf bis zu 60%.

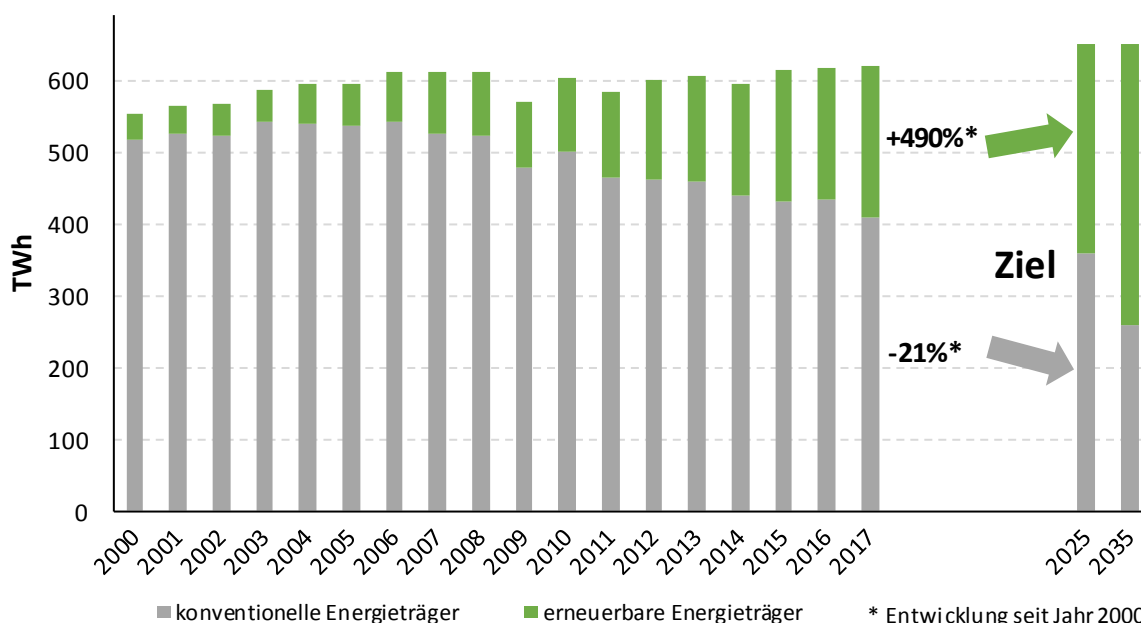


Abbildung 4: Entwicklung der Bruttostromerzeugung nach Energieträgern

Die Herausforderungen an ein zukünftiges EEVS bestehen darin, inwiefern die bedarfsgerechte Deckung der Last durch die fluktuierende Elektroenergieeinspeisung gewährleistet werden kann und wie die Bereitstellung der benötigten SDL erfolgen wird. Hierbei ergeben sich eine Reihe von Fragestellungen zur Bereitstellung und Koordinierung dieser SDL, um den sicheren und zuverlässigen Betrieb des EEVS unter den zukünftigen Rahmenbedingungen zu gewährleisten.

Der Betrieb der Elektroenergieversorgungsnetze im Land Brandenburg ist von diesen zentralen Fragestellungen besonders stark betroffen, da Brandenburg eine Vorreiterrolle beim Ausbau der erneuerbaren Energien einnimmt. Dadurch ergibt sich eine besondere Stellung Brandenburgs bei der Untersuchung dieser Gesamthematik.

Im Rahmen des Fachforums Energiewende des Landes Brandenburg wurde die Fragestellung der zukünftigen Erbringung von SDL umfassend erörtert. Es zeigte sich, dass mehrere Einzeluntersuchungen sowohl rechtlicher als auch technischer Natur durchzuführen sind. Insbesondere bei der Fragestellung der zukünftigen Bereitstellung und Koordinierung von SDL besteht ein erheblicher Untersuchungsbedarf. Im Fachforum wurde deshalb die Notwendigkeit gesehen, innerhalb einer Studie die Gesamthematik SDL sowie die dafür erforderlichen regulatorischen Rahmenbedingungen umfassend zu untersuchen.

Politische Zielsetzungen und regulatorische Rahmenbedingungen

Mit der Schließung des Pariser Klimaschutzabkommens im November 2016 und der anschließenden Ratifizierung wurde ein wegweisendes Signal zur Ausrichtung zukünftiger EEVS gesetzt. Seitens der Konferenzteilnehmer wurde klar verabredet, dass der Klimaschutz zukünftig eine wichtige Rolle auf der politischen Agenda mit verbindlichen und messbaren Zielen einnehmen soll. Dabei sollen die einzelnen Regelungen in nationale und europäische Rahmenbedingungen mit dem übergeordneten Ziel der Reduktion der Treibhausgasemissionen in den einzelnen Sektoren bis zum Jahre 2050 umgesetzt werden. In diesem Zusammenhang wurde eine Reihe von Kernzielen entwickelt, wie z. B.

die Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch, die Reduktion des Primärenergieverbrauchs und die Steigerung der Energieeffizienz. Alle getroffenen Maßnahmen dienen der zukünftigen Umsetzung eines effizienten, nachhaltigen und betriebssicheren EEVS.

Die wesentliche Grundlage im nationalen Recht bildet das Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz EEG) in der Novellierung aus dem Jahr 2017, welches verbindliche Ausbaukorridore für Energieerzeugung aus Wind- und Photovoltaikanlagen vorsieht. Weiterhin wurden Anpassungen in den Förderhöhen der EE vorgenommen und das Ausschreibungsdesign hin zu wettbewerblichen Auktionen verändert. Mit der Verabschiedung des Strommarktgesetzes im Juli 2016 wurden zudem grundsätzliche Rahmenbedingungen für ein zukünftiges Strommarktdesign festgelegt und teilweise novelliert. Hierzu zählen auch verschiedene Reservemechanismen im Bereich der Erzeugungskapazitäten. Mit dem Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende vom August 2016 wurde ebenfalls der wachsenden Digitalisierung im EEVS Rechnung getragen. Hierbei liegt der Fokus auf der weiter zunehmenden Vernetzung, der Einführung von intelligenten Messsystemen sowie der Schaffung gemeinsamer Informations- und Datenplattformen.

Auf europäischer Ebene bildet das „Winterpaket“ oder „Clean Energy Paket“ der Europäischen Kommission aus dem November 2016 einen wichtigen Baustein zur Umsetzung der bereits erwähnten Maßnahmen. Wesentliche Vorschläge umfassen dabei:

- ein gemeinsames, einheitliches und europäisches Strommarktdesign,
- wettbewerbliche Ausschreibungen für erneuerbare Energien,
- Stärkung des Wettbewerbs in den Regelenenergiemärkten,
- Trennung von Netzbetrieb und den Anlagen zur Erbringung von Systemdienstleistungen,
- stärkere europäische Konzentration von Aufgaben der Netzbetreiber, insbesondere der Übertragungsnetzbetreiber,
- Stärkung des europäischen Emissionshandels,
- Vereinbarung zu einem möglichen Kohleausstieg bei der Energieerzeugung.

Die Umsetzung dieser Maßnahmen wird das zukünftige, nationale EEVS nachhaltig beeinflussen und sich auf den Netzbetrieb auswirken. Besonders in Bezug auf die in der Studie im Fokus stehenden SDL werden zukünftig mehr Akteure, mehr Wettbewerb und somit ein europäischer Ansatz im Fokus stehen. Dabei wird ein Zeitrahmen zur Verabschiedung dieses Pakets bis zum Anfang des Jahres 2019 erwartet.

Zentrale Fragestellungen der Studie

Zur Beantwortung und Bewertung der Entwicklungen zur Bereitstellung von SDL in einem sich verändernden EEVS ergeben sich die folgenden Fragestellungen, welche im Rahmen der Studie beantwortet werden sollen.

Zentrale Fragestellungen der SDL-Studie Brandenburg

- 1.** Wie werden heute und zukünftig Systemdienstleistungen bereitgestellt und welche Rolle spielen dabei EE-EZA? Wie wird das zukünftige EEVS 2030 ausgestaltet sein?
- 2.** Welche Potenziale existieren zur Blindleistungsbereitstellung zur Systemdienstleistung Spannungshaltung durch EE-EZA? Wie sind diese Potenziale zeitlich verfügbar?
- 3.** Welche Blindleistungsbedarfe können in den brandenburgischen Verteilnetzen mithilfe netztechnischer Untersuchungen quantifiziert werden?
- 4.** Welche Lastverschiebungspotenziale existieren in den Sektoren Haushalte, GHD und Industrie im Land Brandenburg?
- 5.** Welche technischen Voraussetzungen sowie Kommunikations- und Abstimmungsprozesse sind bei der Regelleistungserbringung durch EE-EZA zu beachten?
- 6.** Was ist bei gleichzeitigem Regelleistungsaufwurf und Einspeisemanagementmaßnahmen zu beachten? Wie sehen in diesem Fall die Kommunikations- und Abstimmungsprozesse zwischen den beteiligten Akteuren aus?

Roadmap und Methodik

Der Umfang dieser Studie umfasst insgesamt fünf fachliche Hauptteile, welche sich an den aufgeworfenen Leitfragen orientieren. Dabei steht die Rolle der SDL im Fokus der Analysen und wird je nach Kapitel aus verschiedenen Blickwinkeln betrachtet. Die komplette Methodik ist in Abbildung 5 dargestellt.

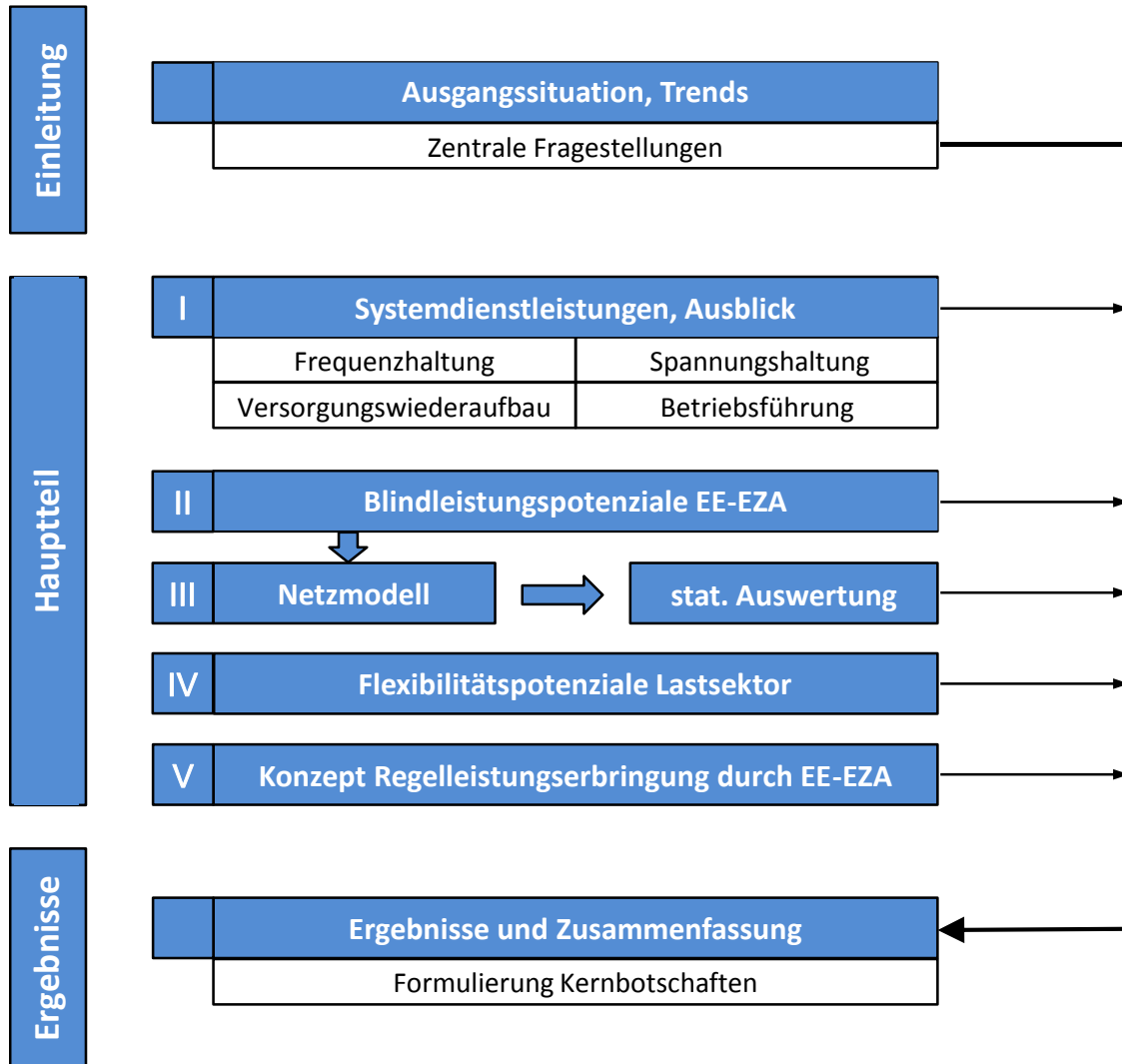


Abbildung 5: Methodik der SDL-Studie Brandenburg

Den Startpunkt der Untersuchungen bildet die Beschreibung der einzelnen SDL-Arten und deren technische Eigenschaften. Anschließend erfolgen die Auflistung der jeweiligen regulatorischen Rahmenbedingungen sowie der Grundlagen zur Erbringung von SDL im EEVS. Abschließend werden mögliche Tendenzen zur Weiterentwicklung der SDL aufgezeigt.

Im zweiten Kapitel der Studie wird der Frage nachgegangen, inwiefern EE-EZA Beiträge zur Blindleistungsbereitstellung leisten und somit die konventionellen Erzeugungsanlagen als Blindleistungsquelle unterstützen können. Hierbei werden die verschiedenen Blindleistungsbedarfe quantifiziert und der zeitlichen Verfügbarkeit erneuerbarer Energiequellen gegenübergestellt.

Der dritte Teil der Untersuchungen knüpft direkt an diese Fragestellungen an und quantifiziert die Blindleistungsbedarfe über netztechnische Modelluntersuchungen in den einzelnen Brandenburger Verteilnetzgebieten.

Die zeitliche Diskrepanz zwischen Erzeugung und Verbrauch von elektrischer Energie nimmt mit zunehmendem Anteil der EE besonders in Brandenburg stark zu. Teil IV beschäftigt sich daher mit der Fragestellung, inwieweit Flexibilitätsoptionen auf der Verbraucherseite den Betrieb elektrischer Energieversorgungsnetze unterstützen können. Hierbei erfolgt eine regionalisierte Quantifizierung verschiedener Lastverschiebungspotenziale in den Sektoren Haushalte, Industrie und GHD.

Im fünften Teil steht die Konzeptionierung eines Versuchsprogramms zur Regelleistungsbereitstellung durch WEA im Mittelpunkt der Untersuchungen. Dabei werden vor allem die Kommunikations- und Abstimmungsprozesse zwischen den beteiligten Akteuren bei gleichzeitig auftretenden Regelleistungssignalen und EinsMan-Aufrufen detailliert dargestellt.

Abschließend erfolgen die detaillierte Darstellung der Ergebnisse und Kernbotschaften sowie die Formulierung der daraus abgeleiteten Handlungsempfehlungen speziell für das Land Brandenburg.

Weitere Studien zum Thema

Die Thematik der SDL im heutigen und zukünftigen EEVS ist ein wichtiger Untersuchungsschwerpunkt verschiedener Institutionen und Forschungseinrichtungen. Je nach Betrachtungsweise und Ausgangspunkt erfolgt die Betrachtung anhand verschiedener Kriterien.

Die „Plattform Systemdienstleistungen“ der Deutschen Energie-Agentur (dena) versteht sich als Bindeglied zwischen Netzbetreibern, Anlagenbetreibern, Behörden, Politik sowie der interessierten, fachspezifischen Öffentlichkeit. Sie wurde im Dezember 2014 gestartet und bündelt die Ergebnisse verschiedener Aktivitäten im Themenfeld Systemdienstleistungen. Im Mittelpunkt steht dabei der intensive Austausch zwischen Experten und der Fachöffentlichkeit. Gleichzeitig bildet die Plattform einen Kernpunkt der AG Systemsicherheit des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi).

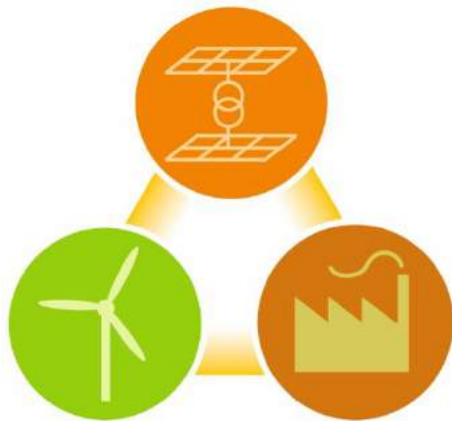
Die dena verfolgt mit der Plattform das Ziel, mittels fachübergreifenden Diskussionen eine Brücke zwischen technischen Themenstellungen und ordnungspolitischen Rahmenbedingungen zu schlagen. Im Einzelnen widmet sie sich folgenden Kernpunkten:

- Erarbeitung eines Zielsystems für die langfristige Ausgestaltung von Systemdienstleistungen und der Kooperation der hierfür erforderlichen Akteure,
- Identifikation des Handlungsbedarfs bei der Weiterentwicklung von Systemdienstleistungsprodukten,
- Erhöhung der Transparenz durch Konsolidierung von Studien- und Untersuchungsergebnissen,
- Analyse und Diskussion von im europäischen Ausland gewählten Lösungsansätze zum Betrieb von Stromnetzen mit einem hohen Anteil dezentraler Erzeugungsanlagen,
- Kommunikation von Ergebnissen und Handlungsempfehlungen in Richtung Politik, Akteuren und Fachöffentlichkeit.

Die ersten Ergebnisse der Plattform wurden im Jahr 2017 mit der Umfeldanalyse für Forschungsprojekte im Themenfeld Systemdienstleistungen sowie dem Innovationsbarometer Systemdienstleistungen vorgestellt und bilden den Anfang einer Reihe verschiedener Veröffentlichungen der Arbeitsgruppe.

Im „dena-Innovationsreport Systemdienstleistungen“ vom Dezember 2017 stellt die Deutsche Energie-Agentur (dena) verschiedene Handlungsbedarfe und Roadmaps für einen stabilen Betrieb des Stromsystems bis zum Jahre 2030 vor. So müssen die bestehenden SDL weiterentwickelt und neue Handlungsfelder für die beteiligten Akteure identifiziert werden. Dabei müssen auch die nationalen und übergeordneten (europäischen) Rahmenbedingungen miteinbezogen werden. Die Autoren der Studie kommen zu dem Schluss, dass verschiedene technische Entwicklungen notwendig sind, um Alternativen zur SDL-Bereitstellung durch EE-EZA zu schaffen. Dabei wird die Frage nach den Kosten und der Machbarkeit der einzelnen Maßnahmen in den Fokus der Analysen gestellt und eventueller Änderungsbedarf im regulatorischen Rahmen aufgezeigt. Weiterhin erfordert die zukünftig stark dezentrale Energieversorgungsstruktur eine erhöhte Kommunikation zwischen den Akteuren, sodass neue Prozesse und Schnittstellen zwischen Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB), Verteilnetzbetreibern (VNB) und Anlagenbetreibern entwickelt werden müssen.

Mit dem „10-Punkte Programm der 110-kV-Verteilnetzbetreiber und des Übertragungsnetzbetreibers der Regelzone 50Hertz zur Weiterentwicklung der SDL mit Integration der Möglichkeiten von dezentralen Energieanlagen“ setzen die beteiligten Partner (ARGE OST) Schwerpunkte für den sichereren Netzbetrieb im Norden und Osten Deutschlands. Dies erfordert vor allem neue und effiziente, technische und prozessuale Lösungen, welche gemeinsam und über alle Netzebenen entwickelt und implementiert werden müssen. In ihrem 10-Punkte-Programm setzen sie dabei auf die Entwicklung und Erschließung von Potenzialen bei SDL aus der Verteilnetzebene sowie auf die Durchführung verschiedener Maßnahmen und Pilotprojekte. Die Autoren fordern ebenfalls die Forcierung des Informations- und Datenaustausches zwischen den Akteuren. Ein wesentlicher Punkt ist dabei ebenfalls die Ermittlung des regulatorischen Veränderungsbedarfs mit dem Ziel der effizienten Nutzung von SDL in einem zukünftigen EEVS.



SDL - Studie BB

TEIL I

SYSTEMDIENSTLEISTUNGEN

Bearbeiter

Dipl.-Ing. Martin Bendig

Dr.-Ing. Klaus Pfeiffer

M. Sc. Mark Kuprat

M. Sc. Emanuel Butter

1 Arten von Systemdienstleistungen

Damit eine sichere und zuverlässige Elektrizitätsversorgung gewährleistet werden kann, sind die ÜNB verpflichtet, die Erbringung von SDL anzufordern. Diese werden von den Anlagenbetreibern erbracht und von den ÜNB vergütet sowie koordiniert. So legen die ÜNB fest, wann welcher Anlagenbetreiber welche Dienstleistung bereitstellen muss.

Gemäß des TransmissionCode 2007 (TC) des Verbands der Netzbetreiber (VDN) werden unter SDL in der Elektrizitätsversorgung diejenigen Leistungen verstanden, welche für die Funktionstüchtigkeit des Systems unbedingt erforderlich sind und für welche die Netzbetreiber, zusätzlich zur Übertragung sowie Verteilung elektrischer Energie, Verantwortung tragen. Sie bestimmen damit die Qualität der Stromversorgung und umfassen:

- die System- und Betriebsführung,
- die Frequenzhaltung,
- die Spannungshaltung sowie
- den Versorgungswiederaufbau.

Die ÜNB sind verantwortlich, die Spannung und Frequenz im Übertragungsnetz innerhalb gewisser Toleranzbänder zu halten. Ferner ist es erforderlich, nach Auftreten von Störungen die definierten Netzparameter möglichst zeitnah wiederherzustellen. Gründe für eine Abweichung der Netzkenngrößen liegen unter anderem in Last- und Einspeiseschwankungen sowie Prognosefehlern und Kraftwerksausfällen. Die ÜNB sind dazu verpflichtet, die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems zu gewährleisten. Hierzu stehen ihnen nach Absatz 1 des TC 2007 netz- und marktbezogene Maßnahmen und nach Absatz 2 Notmaßnahmen zur Verfügung. Dazu gehören neben Schalthandlungen und der Ausnutzung von Toleranzbändern auch der Einsatz von Redispatch und Regelleistung.

Eine Übersichtsdarstellung der SDL-Arten kann Abbildung 6 entnommen werden. In den folgenden Kapiteln werden die verschiedenen SDL detailliert beschrieben und zukünftige Bereitstellungsformen untersucht.

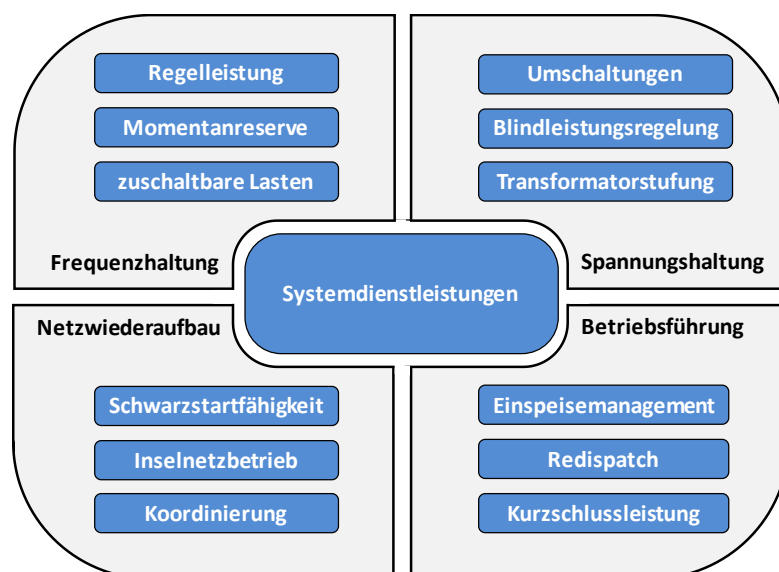


Abbildung 6: Arten von Systemdienstleistungen und deren Formen

2 Frequenzhaltung

2.1 Technische Grundlagen

Im EEVS wird die in das Stromnetz eingespeiste elektrische Energie über die Infrastruktur dorthin verteilt, wo sie gebraucht und somit dem Netz entnommen wird. Dabei muss die Energie zu dem Zeitpunkt bereitgestellt werden, zu dem sie benötigt wird. Aufgrund der geringen Speicherbarkeit von elektrischer Energie ist es hierzu notwendig, dass die Einspeisung und Entnahme von elektrischer Energie jederzeit ausgeglichen ist. Gelingt das nicht, weicht die Frequenz im Wechselstromnetz von ihrem Nennwert ab. Wird mehr elektrische Energie in das Übertragungsnetz eingespeist als entnommen, herrscht ein Leistungsüberschuss vor und die Netzfrequenz steigt. Umgekehrt sinkt die Netzfrequenz bei einem Leistungsdefizit. Im europäischen Verbundnetz beträgt die Nennfrequenz 50 Hz. Eine zu starke Abweichung von dieser Frequenz kann zu Schäden an elektrischen Betriebsmitteln oder bis hin zum kaskadierenden Zusammenbruch der Stromversorgung führen, wenn die Unter- bzw. Überfrequenzschutzeinrichtungen auslösen. Somit muss die Frequenz stets innerhalb eines bestimmten Toleranzbandes liegen. Gemäß der Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity (UCTE) ist nur eine geringe Abweichung von +/- 200 mHz zulässig. Eine Frequenzabweichung kann unter anderem durch die folgenden Ereignisse begründet sein:

- stochastisches Lastverhalten (Lastprognosefehler, Lastrauschen),
- Prognosefehler von Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien (EE-EZA),
- Fahrplansprünge (auch marktbedingt),
- Kraftwerksausfälle.

Die Ausregelung dieser Frequenzabweichung ist Aufgabe der Frequenzhaltung. Schnelle Frequenzabweichungen werden kurzfristig durch die rotierende Masse der Turbinen-Generatorsätze in konventionellen Erzeugungsanlagen gedämpft. Dieser Ausgleichsmechanismus wird als Momentanreserve bezeichnet. Um eine längerfristige Verletzung des zulässigen Frequenzbandes zu vermeiden, steht den ÜNB der Einsatz von Regelenergie zur Verfügung. Hiermit soll die Netzfrequenz wieder auf ihren Sollwert von 50 Hz zurückgeführt werden. Bei einem Leistungsüberschuss wird negative Regelenergie benötigt, um die überschüssige Leistung aus dem Übertragungsnetz zu entnehmen und so die Netzfrequenz wieder zu senken. Bei einem Leistungsdefizit kommt positive Regelenergie zum Einsatz. Die ÜNB schließen dazu Verträge mit Anlagenbetreibern ab. Die Bestimmung des Bedarfs an Regelleistung erfolgt durch die ÜNB und wird im Rahmen einer öffentlichen Ausschreibung beschafft.

Beim Abruf und der Bereitstellung von Regelenergie wird dabei in

- Primärregelleistung (PRL),
- Sekundärregelleistung (SRL) sowie
- Minutenreserveleistung (MRL)

unterschieden.

Abbildung 7 verdeutlicht schematisch das Zurückführen der Frequenz auf ihren Sollwert f_n von 50 Hz nach einem Frequenzabfall, der durch den Ausfall einer leistungsstarken Erzeugungsanlage bedingt war.

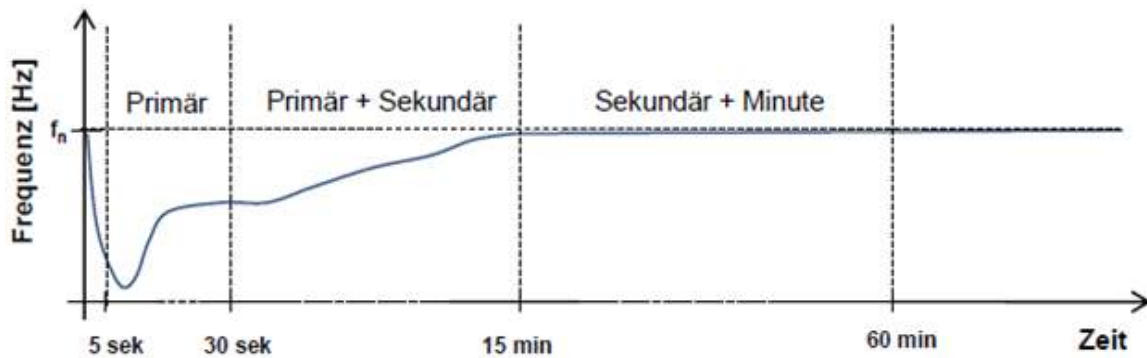


Abbildung 7: Frequenzrückführung nach einem Frequenzeinbruch

2.2 Produkte, Markt und Akteure

Primärregelung

Im Falle einer Frequenzabweichung kann zunächst die Momentanreserve den Frequenzabfall dämpfen ($t < 5$ s), da in den rotierenden Massen der Turbinen-Generatorsätze der konventionellen Großkraftwerke, ebenso wie in allen anderen Erzeugungsanlagen mit einem netzgekoppelten Generator, Rotationsenergie gespeichert ist. Anschließend setzt der Abruf der Primärregelung ein. Der Einsatz der Primärregelung erfolgt auf der Grundlage des so genannten Solidaritätsprinzips durch alle miteinander netztechnisch verbundenen Übertragungsnetzbetreiber eines synchron verbundenen Netzes (ENTSO-E) gemeinsam. Somit wird PRL durch Kraftwerke in allen Regelzonen bereitgestellt und nicht nur in der betroffenen Regelzone, in der das Leistungsdefizit vorherrscht. Die Messung der Frequenzabweichung und die darauffolgende Aktivierung der PRL erfolgt dabei automatisch durch Leistungs-Frequenzregler in den Erzeugungsanlagen der Anbieter.

Die Aufgabe der Primärregelung ist die kurzfristige Wiederherstellung des Gleichgewichts aus Einspeisung und Entnahme im Netz, um so die Frequenzabweichung zu dämpfen und die Netzfrequenz zunächst zu stabilisieren. Zu diesem Zeitpunkt wird ein quasistationäres Systemgleichgewicht hergestellt, also die Frequenzänderung gestoppt. Damit dies gelingen kann und die Frequenz innerhalb der Toleranzgrenzen bleibt, wird von den ÜNB die PRL-Bereitstellung veranlasst (Aktivierung/Abruf erfolgt jedoch automatisch). Wie beschrieben, kann diese in positive und negative PRL unterteilt werden. Damit PRL bereitgestellt werden kann, müssen die Anlagenbetreiber, welche sich an der Primärregelung beteiligen, ihre Einspeisung in das Übertragungsnetz proportional zur Frequenzabweichung anpassen. Gemäß des TC 2007 muss jede Erzeugungsanlage ab einer Nennleistung von 100 MW primärregelfähig sein. Sollten die ÜNB zu einem bestimmten Zeitpunkt nicht genügend PRL beschaffen können, sind sie berechtigt, einzelnen Anlagenbetreibern die Teilnahme an der PRL-Bereitstellung anzuordnen.

Für thermische Kraftwerke besteht die Möglichkeit zur PRL-Bereitstellung zum Beispiel darin, dass über ein Regelventil der Dampfstrom auf die Turbine und damit die Turbinenleistung verändert wird. Die Primärregelung muss innerhalb von fünf Sekunden nach Auftreten der Frequenzabweichung mit dem Ausgleich beginnen, bevor diese mehr als ± 20 mHz beträgt. Dabei muss die PRL bei einer Frequenzabweichung von ± 200 mHz spätestens nach 15 Sekunden zu 50% und nach 30 Sekunden zu 100% aktiviert sein. Die gleichmäßige Aktivierung erfolgt automatisch und proportional zur Frequenzabweichung. Die Bereitstellungsdauer der PRL beträgt mindestens 5 Minuten, jedoch solange, bis die Abweichung komplett durch die Sekundärregelung ausgeglichen ist. Die Vorhaltung der benötigten PRL erfolgt solidarisch durch alle ÜNB im ENTSO-E-Zusammenschluss. Der

Bedarf an PRL entspricht dem Ausfall der beiden größten Kraftwerksblöcke innerhalb des ENTSO-E-Gebietes und beträgt aktuell 3.000 MW. Diese Leistung wird entsprechend dem Letztverbraucherabsatz auf alle Regelzonen aufgeschlüsselt. So wurden vom 01.01.2018 bis zum 30.06.2018 durchschnittlich 620 MW durch die deutschen ÜNB ausgeschrieben.

Anforderungen	Primärregelleistung	Sekundärregelleistung	Minutenreserveleistung
Aktivierungsgeschwindigkeit	Beginn nach 5 s 50% nach 15 s 100% nach 30 s	Beginn nach 30 s 100% nach 5 min mind. +/- 2% von P_n pro min	100% nach 15 min
Abgabedauer	bis zu 15 min	15 - 30 min	15 - 45 min
Zeitverfügbarkeit	100%	95%	100%
Primärregelband	mind. +/- 2% von P_n mind. +/- 2 MW	-	-
Mindestabrufgröße	1 MW	5 MW	5 MW
Ausschreibungsfrist	wöchentlich	täglich	täglich
Produktlänge	1 Woche	4 Stunden	4 Stunden

Tabelle 1: Präqualifikationsanforderungen gemäß Transmission Code 2007

Sekundärregelung

Da die Primärregelung nur für kurze Zeit zur Verfügung steht, muss sie bei einer bleibenden Frequenzabweichung durch die Sekundärregelung abgelöst werden. Nachdem durch die Primärregelung die Netzfrequenz stabilisiert wurde, soll nun die Sekundärregelung, wie in Abbildung 7 gezeigt, die Frequenz durch den Einsatz von SRL wieder auf ihren Sollwert von 50 Hz zurückführen. Hierbei unterstützt sie die Primärregelung, da sie diese gleichmäßig ablöst. Durch Bereitstellen der PRL in allen Regelzonen herrscht kein Leistungsgleichgewicht zwischen den verschiedenen Regelzonen vor. Das Gleichgewicht muss nun durch die Sekundärregelung wiederhergestellt werden, sodass sie in den meisten Fällen in der betroffenen Regelzone erbracht wird. Die SRL-Bereitstellung erfolgt im Gegensatz zur PRL nicht selbstständig, sondern wird von den ÜNB angefordert. Hierbei wird der Abruf von SRL über einen zentralen Leistungs-Frequenz-Regler je Regelzone gesteuert. Dieser ruft, in Abhängigkeit vom Leistungsungleichgewicht in der Regelzone, automatisch SRL von den beteiligten Anlagen ab. Der Leistungs-Frequenz-Regler ist zentral in den Leitwarten der ÜNB installiert und alle beteiligten Anlagen sind online mit diesem verbunden. Wie auch bei der Primärregelung können die ÜNB eine Teilnahme an der Sekundärregelung anordnen. Die SRL wird bei thermischen Kraftwerken durch die Veränderung der Brennstoffzufuhr und damit der abgegebenen Leistung erbracht. Bei Pumpspeicher- und Laufwasserkraftwerken ist dies durch die Anpassung der Durchflussmenge möglich. Die Sekundärregelung muss innerhalb von 30 Sekunden nach Auftreten der Frequenzabweichung reagieren und nach fünf Minuten 100% der Leistung bereitstellen. Hierbei muss die Aktivierungsgeschwindigkeit mindestens +/- 2% der Nennleistung P_n pro Minute betragen. Die SRL löst die Primärregelung gleichmäßig ab, um sicherzustellen, dass die Reserven an PRL wieder zur Verfügung stehen.

Minutenreserve

Herrscht das Leistungsungleichgewicht länger als 15 Minuten vor, kommt es zur Aktivierung der MRL. Diese löst die Sekundärregelung gleichmäßig ab. Zusammen mit der Sekundärregelung kann so die Netzfrequenz wieder auf ihren Sollwert zurückgeführt werden und die PRL- sowie SRL-Reserven stehen erneut zur Verfügung. Die Minutenreserve wird seit Juli 2012 elektronisch (automatisch) aktiviert und hat eine Vorlaufzeit von 7,5 Minuten zur nächsten Viertelstunde. Falls die Minutenreserve angefordert wird, muss der Anlagenbetreiber die Minutenreserveleistung auf Fahrplanbasis für bis zu 45 Minuten bereitstellen. Auch hier wird nach positiver und negativer MRL unterschieden, sodass die Leistungsabgabe in das Übertragungsnetz entweder erhöht oder gesenkt werden muss. Wie bei der Primär- und Sekundärregelung können die ÜNB auch bei der Minutenreserve eine Teilnahme anordnen, sollte der Bedarf nicht durch die Ausschreibung gedeckt werden können.

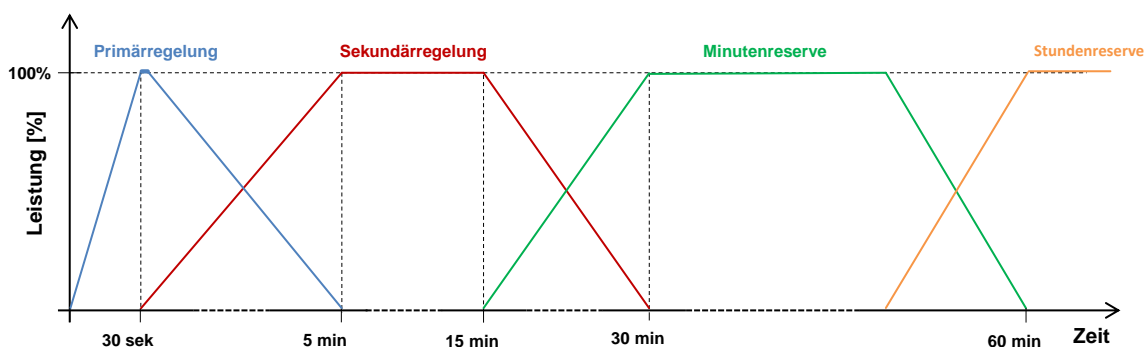


Abbildung 8: Regelleistungseinsatz

Bei der Regelleistungsbereitstellung kommt es zu sich überschneidenden Phasen, in denen mehrere Regelleistungsarten aktiviert sind. Dies liegt an den unterschiedlichen Reaktions- und Aktivierungsgeschwindigkeiten und ist in Abbildung 8 dargestellt. Des Weiteren ist zu erkennen, dass sich die Regelleistungsarten gleichmäßig ablösen. Der Einsatz der Minutenreserve und damit der Regelenergie kann bis zu 60 Minuten erfolgen. Während dieser Zeit sind die ÜNB für das Ausgleichen des Leistungsungleichgewichtes verantwortlich. Nach den 60 Minuten ist der Bilanzkreisverantwortliche, in dessen Bilanzkreis das Ungleichgewicht auftrat, dafür verantwortlich. Hierzu wird die Stundenreserve aktiviert, welche nicht mehr zur Regelenergie gehört und somit an dieser Stelle nicht weiter betrachtet wird.

2.3 Beschaffung und Erbringung

Regelenergiemarkt – Konzept und Produkte

Ein erster Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch erfolgt über die Strommärkte (Future, Day-Ahead und Intra-Day) auf Basis von Standardprodukten und Prognosen im Rahmen des Energy-Only-Market. Dieser marktbasierter Ausgleich ist jedoch bereits heute und verstärkt in Zukunft nicht mehr ausreichend, um den zeitgenauen Energiebilanzausgleich sicherzustellen. Damit Erzeugung und Verbrauch ausgeglichen bleiben, müssen mögliche Abweichungen daher von den Übertragungsnetzbetreibern fortlaufend mittels kontinuierlich anpassbarer Einspeisungen aus zentralen und dezentralen Erzeugungsanlagen kompensiert werden. Um die Netzfrequenz jederzeit stabil zu halten, stehen dem Übertragungsnetzbetreiber die Möglichkeiten des Regelenergiemarktes zur Verfügung. Hier werden sich zeitlich ablösende Produkte zur Wiederherstellung der Nennfrequenz angeboten.

Die ÜNB sind verpflichtet, die im Rahmen der Frequenzhaltung erforderliche Regelenergie öffentlich und anonymisiert, gemäß § 6 Abs. 1 der Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV), auszuschreiben. Die Ausschreibung findet dabei gemeinschaftlich im deutschen Netzregelverbund über die Internetplattform www.regelleistung.net statt. Allerdings ist jeder ÜNB nach § 6 Abs. 2 StromNZV dazu berechtigt, einen technisch notwendigen Anteil an Regelenergie innerhalb seiner eigenen Regelzone auszuschreiben. Die gemeinsame Ausschreibung im deutschen Netzregelverbund dient dazu, das Gegeneinanderregeln der einzelnen Regelzonen zu verhindern. Anstatt die Leistungsungleichgewichte der jeweiligen Regelzone einzeln durch Regelenergiebeschaffung zu beheben, wird so lediglich der im Netzregelverbund verbleibende Leistungssaldo ausgeregelt. Somit können die entstehenden Kosten für die Regelenergiebeschaffung sowie die Höhe des gesamten Regelenergiebedarfes reduziert werden. Bei der Ausschreibung von Regelenergie wird in die Produkte PRL, SRL und MRL unterschieden, sodass für die verschiedenen Regelenergiearten einzelne Ausschreibungen stattfinden. Um an diesen teilnehmen zu können, müssen die Erzeugungsanlagen gewisse Präqualifikationsanforderungen erfüllen, welche im TC 07 detailliert beschrieben sind. Alle Betreiber, deren Anlagen diese Anforderungen erfüllen, sind berechtigt, am Regelenergiemarkt teilzunehmen. Hierzu wird zwischen dem ÜNB und dem Anlagenbetreiber ein Rahmenvertrag je Regelenergieart geschlossen, welcher alle Einzelheiten regelt und die Voraussetzung für die Teilnahme am Ausschreibungsverfahren darstellt. Im Teil V der Studie wird auf die verschiedenen Präqualifikationsanforderungen detailliert eingegangen.

Im Gegensatz zum Day-Ahead- oder Intra-Day-Markt erhalten Anbieter am Regelenergiemarkt einen Leistungs- und einen Arbeitspreis. Da die gelieferte Energiemenge im Fall der PRL aus technischen Gründen nicht gemessen werden kann, erhalten Anbieter von PRL nur einen Leistungspreis. Der Leistungspreis (in €/MW) vergütet die angebotene und damit vorgehaltene Leistung einer Erzeugungsanlage. Der Arbeitspreis (in €/MWh) hingegen vergütet die tatsächlich abgerufene Energiemenge. Seit dem 08.05.2018 wird gemäß der BK6-Beschlüsse BK6-18-019 und BK6-18-020 für die Vermarktung von SRL und MRL zum gebotenen Leistungspreis anteilig ebenfalls der Arbeitspreis addiert. Der so errechnete Zuschlagswert stellt die für den Zuschlag relevante Angebotsgröße dar, nach der die Anbieter aufsteigend sortiert werden. Die Berechnungsschritte können wie folgt dargestellt werden:

$$\text{Zuschlagswert [€/MWh]} = \text{Leistungswert [€/MWh]} + \text{Arbeitswert [€/MWh]}$$

$$\text{Leistungswert [€/MWh]} = \text{Leistungspreis [€/MW]} / \text{Produktlänge [h]}$$

$$\text{Arbeitswert [€/MWh]} = \text{Arbeitspreis [€/MWh]} \times \text{Gewichtungsfaktor}$$

Der Gewichtungsfaktor wird hierbei quartalsweise anhand des Verhältnisses der abgerufenen Regelarbeit zur höchsten abrufbaren Regelarbeit (entspricht der durchschnittlichen Abrufwahrscheinlichkeit) der jeweils letzten zwölf Kalendermonate berechnet und gilt regelzonenübergreifend. Es erfolgt eine separate Ermittlung jeweils für negative und positive Regelleistung. Bei identischem Zuschlagswert entscheidet der geringere Leistungspreis über den Zuschlag. Ist auch der Leistungspreis gleich, werden die Gebote in der Reihenfolge des Eingangs berücksichtigt. Ziel der Umstellung auf das neue Zuschlagsverfahren ist die Beschränkung von unverhältnismäßig hohen Arbeits- und somit auch Ausgleichsenergiepreisen [2] [3].

Die Ausschreibung geschieht in Form einer mehrdimensionalen Auktion mit zwei unabhängigen Merit Orders. Hierbei bieten die Anlagenbetreiber sowohl einen Leistungs- als auch einen Arbeitspreis und werden zunächst in einem ersten Schritt aufsteigend anhand ihrer Zuschlagswerte sor-

tiert. So kann, analog zur Merit Order im Day-Ahead-Markt, die kostenoptimale Kraftwerkseinsatzreihenfolge bestimmt werden. Die Nachfrage an Regelleistung ist in diesem Fall allerdings nicht vom Preis abhängig und damit perfekt preisunelastisch. Die ÜNB treten hier als alleinige Nachfrager am Markt auf und bestimmen so die gesamte Nachfrage. Zur Deckung dieses Bedarfs werden zuerst die Anlagen mit den geringeren Leistungspreisen herangezogen. Dies geschieht solange, bis die Nachfrage vollständig gedeckt ist. Erzeugungsanlagen, welche aufgrund zu hoher Leistungspreise nicht zur Nachfragedeckung eingesetzt werden, erhalten keinen Zuschlag und somit auch keine Vergütung in Höhe ihres Leistungspreises. In einem zweiten Schritt werden nun die verbleibenden Anlagen aufsteigend nach ihren Arbeitspreisen sortiert. Sollten die ÜNB tatsächlich Regelleistung benötigen, werden zunächst die Erzeugungsanlagen mit den geringsten Arbeitspreisen eingesetzt, bis die Nachfrage vollständig gedeckt ist. Wie auch im ersten Schritt werden die Anbieter mit den höchsten Geboten zuletzt eingesetzt und erhalten ggf. keine Vergütung in Höhe ihres Arbeitspreises. Gemäß § 8 Abs. 1 StromNZV bekommen alle Anbieter, welche den Zuschlag erhalten haben, ihre Vorhaltung und/oder Energielieferung zu ihren angebotenen Preisen vergütet. Es existiert also kein Markträumungspreis wie im Day-Ahead-Markt, welcher sich aus dem Schnittpunkt von Angebot und Nachfrage ergibt. Dies wird auch als pay as bid bezeichnet. Abbildung 9 stellt den beschriebenen Prozess beispielhaft für die MRL-Beschaffung dar.

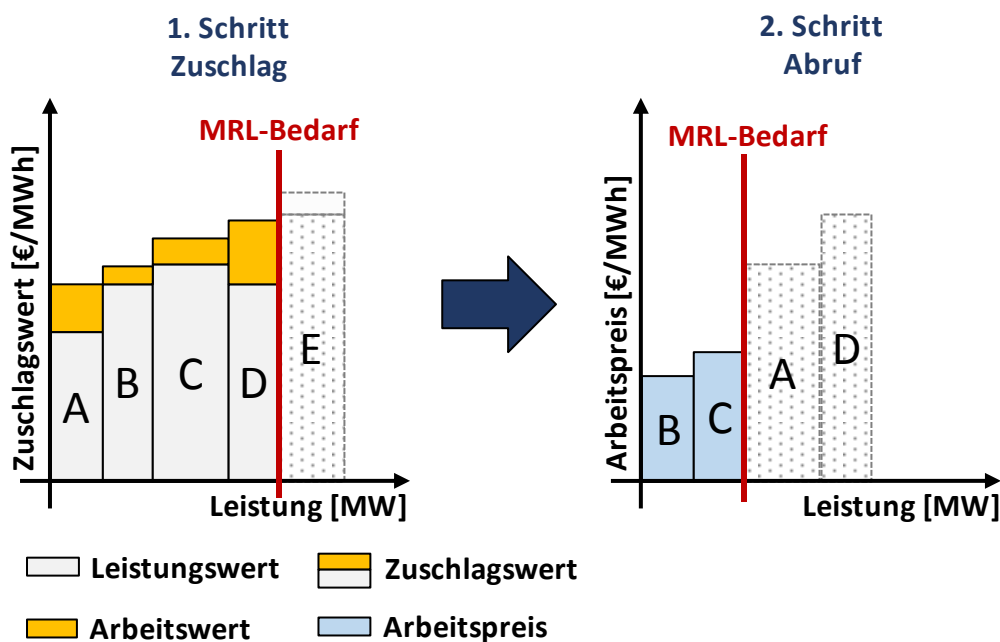


Abbildung 9: Mehrstufige Auktion im Regelle Energiemarkt

Im gezeigten Beispiel erhalten die Anbieter A-D im ersten Schritt den Zuschlag und bekommen ihre vorgehaltene Leistung in voller Höhe zu ihrem jeweils angebotenen Leistungspreis vergütet. Anbieter E scheidet aus dem Markt aus, da die Nachfrage bereits zu 100% gedeckt ist und er den höchsten Leistungspreis geboten hat. Im zweiten Schritt werden nun die Anbieter A-D anhand ihres jeweiligen Arbeitspreises erneut sortiert. Hierbei scheidet Anbieter A und D aus. Lediglich die Leistung von Anbieter B und C wird in Anspruch genommen und vergütet. Die Höhe der Vergütung hängt dabei von der angebotenen Leistung, dem Arbeitspreis sowie der Dauer der abgerufenen Leistung ab. Die Kosten, welche dem ÜNB durch die Beschaffung von Regelleistung entstehen, müssen nach § 8 Abs. 1 StromNZV den Netznutzern in Rechnung gestellt werden.

Auch auf dem Regelleistungsmarkt wird in positive und negative Regelleistung unterschieden. Nach § 6 Abs. 3 StromNZV erfolgt die Ausschreibung der PRL synchron. Demnach müssen Anbieter, welchen den Zuschlag erhalten haben, sowohl positive als auch negative PRL in gleichem Maße vorhalten und bei Bedarf bereitstellen. Bei der SRL und MRL findet eine getrennte Ausschreibung von positiver und negativer Regelleistung statt. Die PRL-Ausschreibung findet wöchentlich für die Folgewoche und die SRL- und MRL-Ausschreibung täglich für den Folgetag statt. Bei der PRL muss für den gesamten Zeitraum von einer Woche sowohl positive als auch negative Regelleistung vorgehalten werden (symmetrische Vorhaltung). SRL und MRL wird hingegen in sechs Blöcken von jeweils vier Stunden gehandelt. Somit ergibt sich für PRL ein Produkt und für SRL und die MRL jeweils 12 Produkte (sechs pos. Blöcke + sechs neg. Blöcke). Zudem schreiben die ÜNB Mindestgebotsgrößen bezüglich der anzubietenden Leistung vor. Diese betragen bei SRL und MRL jeweils 5 MW und bei PRL 1 MW. Um kleineren Anlagen die Teilnahme zu ermöglichen, ist es gestattet, mehrere Anlagen zu einem Regelleistungspool zusammenzufassen. Es können sich jedoch nur bereits präqualifizierte Erzeugungsanlagen an dem Regelleistungspool beteiligen. Der ÜNB der jeweiligen Regelzone hat die Möglichkeit, die Regelung der Regelleistungspools auf zwei Arten zu realisieren. Entweder erfolgt die Steuerung über die ÜNB-Poolsteuerung, bei der ein Gesamtsollwert vom Leistungs-Frequenz-Regler erzeugt wird, der dann den gesamten Pool beaufschlagt oder es wird eine Einzelansteuerung der einzelnen Erzeugungsanlagen innerhalb des Pools mit individuellen Einzelsollwerten vorgenommen.

Merkmale	Primär-regelleistung	Sekundär-regelleistung	Minuten-reserveleistung
Ausschreibungsfrist	wöchentlich	kalendertäglich	kalendertäglich
Anzahl der Produkte	1	12	12
Produkttyp	symmetrisch, Wochenblock	pos./neg., 4 h Blöcke	pos./neg., 4 h Blöcke
Produktlänge	1 Woche	4 Stunden	4 Stunden
Leistungspreis	Ja	Ja	Ja
Arbeitspreis	Nein	Ja	Ja
Minimalgebot	1 MW	5 MW (1 MW für einzelne Gebote in Regelzone)	5 MW (1 MW für einzelne Gebote in Regelzone)
Anzahl der Anbieter	23	37	47

Tabelle 2: Charakteristika der Regelleistungsmärkte

Die Informationen zur Ausschreibung und die anonymisierten Ausschreibungsergebnisse werden, wie bei den anderen Regelleistungsarten, auf der gemeinsamen Internetplattform der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber veröffentlicht (www.regelleistung.net).

Die beschriebenen Merkmale des aktuellen Regelleistungsmarktes sowie die Anzahl der präqualifizierten Anbieter sind in Tabelle 2 zusammengefasst (Stand: 26.04.2018).

Als zusätzliche Regelungsmöglichkeit stehen dem ÜNB variabel zu- und abschaltbare Lasten zur Verfügung, um entsprechend auf die Nachfrageseite einwirken zu können. In der Praxis besteht diese Möglichkeit allerdings aktuell in keinem nennenswerten Umfang.

Regelenergiemarkt – Akteure

Regelenergie wird heute vorrangig von konventionellen Erzeugungsanlagen bereitgestellt, die überwiegend an das Übertragungsnetz angeschlossen sind. Zunehmend beteiligen sich aber auch dezentrale Anlagen aus unterlagerten Netzebenen über die Zusammenfassung zu Anlagenpools an der Bereitstellung von Regelenergie. Elektroenergieverbraucher haben ebenso die Möglichkeit, am Regelenergiemarkt teilzunehmen. So gibt es z. B. bereits Konzepte für Pth-Anlagen.

Die Nachfrage an Regelenergie wird direkt durch die ÜNB bestimmt, sodass diese als alleinige Nachfrager am Regelenergiemarkt auftreten.

Abbildung 10 verdeutlicht schematisch die vorgehend beschriebenen Prozesse der Frequenzhaltung.

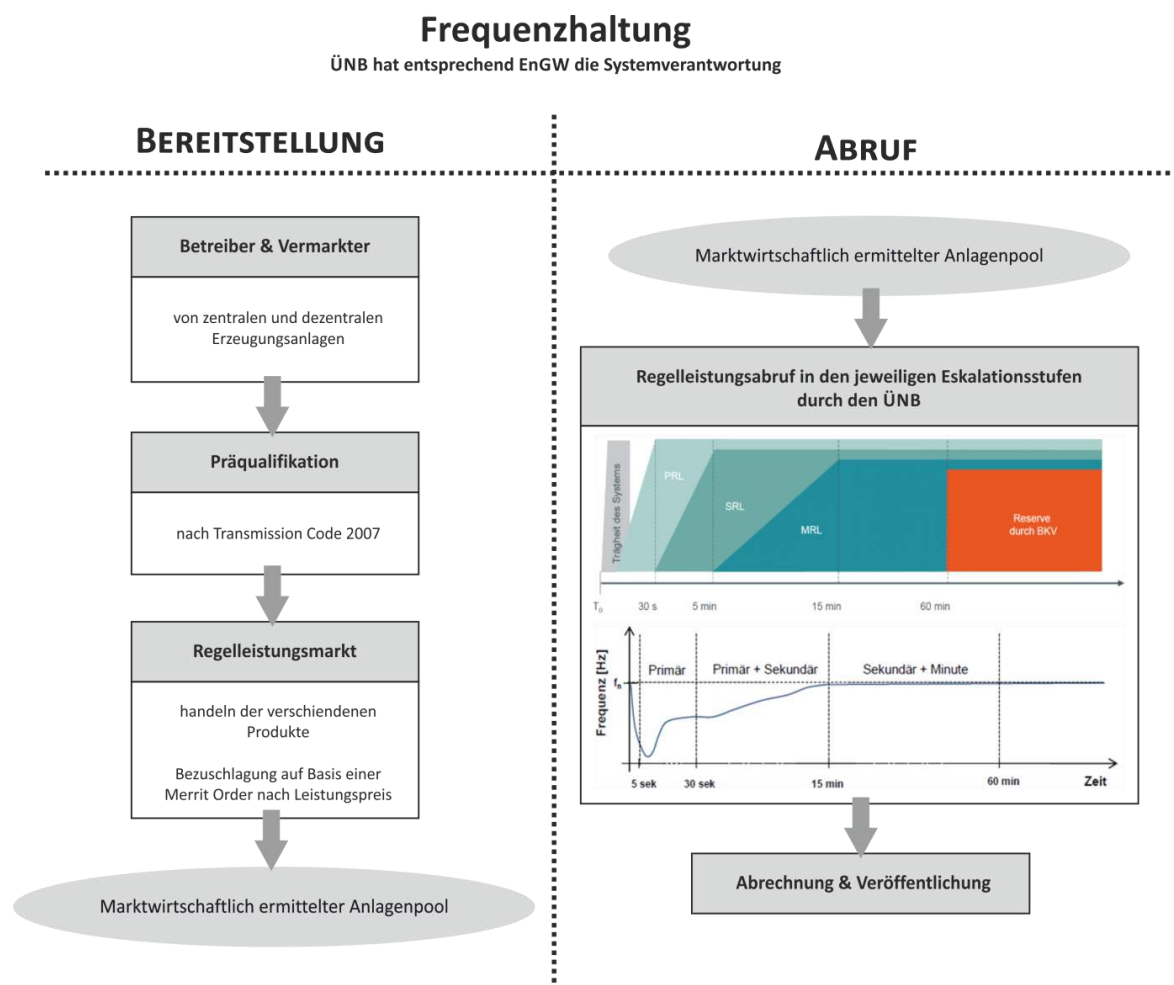


Abbildung 10: Ablaufschema Frequenzhaltung

3 Spannungshaltung

3.1 Technische Grundlagen

Neben der Frequenzhaltung sind die Netzbetreiber ebenfalls dazu verpflichtet, ein anforderungsgerechtes Spannungsprofil im Übertragungsnetz aufrechtzuerhalten. Unter dem Begriff Spannungshaltung werden die hierfür notwendigen Prozesse beschrieben.

Der elektrische Strom wird im EEVS über verschiedene Spannungsebenen transportiert. Im europäischen Höchstspannungsnetz sind vorwiegend die Spannungsebenen 380 kV sowie 220 kV anzutreffen, welche die Übertragungsnetzebene bilden. Die Verteilnetzebene gliedert sich deutschlandweit in Hochspannung (110 kV) sowie Mittel- und Niederspannung (von 30 kV bis 230 V) auf. In jeder Ebene muss die Betriebsspannung innerhalb vorgeschriebener Grenzen gehalten werden. Über- oder Unterschreitungen dieser Grenzen können zur Überbeanspruchung von Betriebsmitteln im Netz oder in Kundenanlagen bzw. in Verbindung mit Blindleistungsdefiziten zum Spannungskollaps (vollständiger Zusammenbruch der Spannung) führen. Die Netzbetreiber sind daher verpflichtet, die Spannung über die Systemdienstleistung „Spannungshaltung“ in den zulässigen Grenzen zu halten.

Blindleistung

Den Netzbetreibern stehen zur Spannungshaltung mehrere Möglichkeiten zur Verfügung. Eine wesentliche Einflussgröße zur Einhaltung des zulässigen Spannungsniveaus ist hierbei die Regelung der Blindleistung. Die Bereitstellung der erforderlichen Blindleistung zur Deckung des Blindleistungsbedarfes steht daher in einem unmittelbaren Zusammenhang mit der Spannungshaltung.

Die elektrischen Energieversorgungsnetze und ihre Betriebsmittel sind Leiteranordnungen, die aufgrund ihrer konstruktiven Gestaltung ein Netzwerk von verteilten Kapazitäten und Induktivitäten darstellen. Beim Betrieb der Netze mit Wechselstrom (Drehstrom) werden in jeder Halbwelle der Spannung elektrische Felder auf- und wieder abgebaut und ebenso in jeder Halbwelle des Stromes magnetische Felder auf- und wieder abgebaut. Beim Auf- und Abbau von Feldern pendelt ständig Energie zwischen Einspeisung und Abnehmern. Dieser sogenannte Blindenergiebedarf ist physikalisch unumgänglich und äußert sich als Blindstrom bzw. Blindleistung des Netzes und der Abnehmer [4]. Blindleistung bezeichnet somit die elektrische Leistung, welche zum Aufbau von elektrischen sowie magnetischen Feldern notwendig ist und nicht zur nutzbaren Arbeit beiträgt.

Betriebsmittel, bei denen der Stromfluss dominierend zum Aufbau eines magnetischen Wechselfeldes dient, wirken als Induktivität und beziehen induktiven Blindstrom aus dem Netz beziehungsweise speisen kapazitiv in das Netz ein. Induktive Lasten sind beispielsweise Transformatoren oder elektrische Motoren. Betriebsmittel, bei denen der Stromfluss dominierend zum Aufbau eines elektrischen Wechselfeldes dient, wirken als Kapazität und beziehen kapazitiven Blindstrom aus dem Netz beziehungsweise speisen induktiv in das Netz ein. Hierbei handelt es sich um Kondensatoren.

Das Blindleistungsverhalten des EEVS setzt sich aus dem Blindleistungsbezug der Verbraucher und der Netzbetriebsmittel zusammen. Bei den Netzbetriebsmitteln dominieren die Netztransformatoren, deren Blindleistungsbedarf rein induktiv und abhängig von der Übertragungsleistung ist (proportional dem Quadrat des Belastungsstromes). Die Blindleistung einer Übertragungsleitung ergibt sich aus der vektoriellen Überlagerung des induktiven Anteils und der kapazitiven Ladeleistung.

Während die kapazitive (Blind)Ladeleistung nahezu unabhängig von der aktuellen Übertragungsleistung ist, hängt der induktive Blindleistungsbedarf maßgeblich von der Belastung ab. Je nach Belastungsfall kann die Leitung kapazitives (Schwachlast) oder induktives Verhalten (Starklast) zeigen. Im Falle der Belastung der Leitung mit der sogenannten natürlichen Leistung ist der Blindleistungsbedarf gleich Null, da sich induktive und kapazitive Blindleistung vollständig kompensieren.

Die an die Netze angeschlossenen elektrischen Verbraucher haben ebenfalls einen Bedarf an Blindleistung. Großindustrielle Abnehmer sind überwiegend durch einen hohen Anteil an motorischen Verbrauchern gekennzeichnet, die einen induktiven Blindleistungsbedarf haben. Bei großzügiger Dimensionierung der Motorbemessungsleistung im Verhältnis zur geforderten Antriebsleistung für die Arbeitsmaschine muss im Betrieb mit einem deutlich höheren induktiven Blindleistungsbedarf als bei Bemessungsbetrieb gerechnet werden. Darüber hinaus kommen heutzutage verstärkt drehzahlgeregelte Stromrichterantriebe zum Einsatz, deren Stromrichteranlagen einen Blindleistungsbedarf an Steuer- und Kommutierungsblindleistung haben [5].

Die Blindleistung ist letztendlich Bestandteil der sogenannten elektrischen Scheinleistung, die sich aus der vektoriellen Addition von Wirkleistung (welche eine Arbeit verrichtet) und Blindleistung (damit Wirkleistung übertragen werden kann) zusammensetzt. Die Auslegung der Übertragungskapazität von Leitungen und somit ganzen Netzen erfolgt nach der Scheinleistung, wodurch die zu übertragende Blindleistung mitberücksichtigt wird. Demzufolge gilt, dass mit steigendem Anteil an Blindleistung im Netz die Übertragungskapazität für Wirkleistung sinkt. Weiterhin verursachen Blindleistungsflüsse, genauso wie der Wirkleistungstransport, Übertragungsverluste, sodass in mit Blindleistung stark belasteten Netzen unerwünschte zusätzliche Netzverluste auftreten. Daher ist es sinnvoll, die Blindleistung lokal, möglichst in der Nähe des Entstehungsortes zu kompensieren, um weiträumige Blindleistungstransite in den Netzen zu vermeiden. Je nach Art der zu kompensierenden Blindleistung können Kompensationsdrosselspulen oder Kondensatorbänke eingesetzt werden, deren eigener Blindleistungsbedarf eine vektoriell entgegengesetzte Kompensationsleistung darstellt. Die Blindleistung pendelt dann nur lokal zwischen Last und Kompensationsanlage und belastet nicht das übrige Netz. Je nach Anschlussort im Netz unterscheidet man zwischen Einzel-, Gruppen- oder Zentralkompensation.

Eine weitere Besonderheit der Blindleistung ist ihr Einfluss auf die Betriebsspannung im Netz. Der kapazitive bzw. induktive Blindleistungsfluss bewirkt eine Erhöhung bzw. Verringerung der Betriebsspannung. Daher sind für den sicheren Netzbetrieb unter Einhaltung der Grenzwerte der Betriebsspannung die Blindleistung im Drehstromnetz, deren Bereitstellungs- und Regelungsmöglichkeiten sowie die Blindleistungsflüsse von zunehmend hoher Bedeutung.

3.2 Blindleistungsbereitstellung

Aufgabe der Netzbetreiber ist es, die Betriebsspannung innerhalb eines Toleranzbandes von +/- 10% der Nennspannung U_n beim Letztverbraucher zu halten. Hierfür ist es notwendig, dass jede an ein Stromnetz angeschlossene Erzeugungseinheit die jeweiligen Mindestanforderungen der Netzbetreiber erfüllt. Definiert sind diese unter anderem im Transmission Code 2007, dem Distribution Code sowie den Technischen Anschlussbedingungen. Für eine zusammenfassende Darstellung des regulatorischen Rahmens sei auf Kapitel 6 verwiesen.

Zur Spannungshaltung stehen den Netzbetreibern verschiedene Möglichkeiten zur Verfügung. Es wird dabei zwischen statischer und dynamischer Spannungshaltung unterschieden. Als statische Spannungshaltung wird die Spannungshaltung während des Normalbetriebes bezeichnet, bei der

die langsamen Spannungsänderungen innerhalb der zulässigen Grenzen gehalten werden. Zur statischen Spannungshaltung stehen folgende technische Möglichkeiten zur Verfügung:

- Stufung bzw. Schaltung von Transformatoren,
- Betrieb von statischen Kompensationsanlagen,
- rotierende Phasenschieber (einschließlich In-Betrieb-Bleiben eines Kraftwerksblockes ohne Wirkleistungseinspeisung zur ausschließlichen Bereitstellung von Blindleistung),
- Beeinflussung der Fahrweise von Erzeugungsanlagen,
- Spannungsbedingter Redispatch: Anpassung der Wirkleistungseinspeisung zur Beeinflussung der lokalen Spannung,
- Änderung der Netztopologie.

Unter der dynamischen Spannungsstützung ist die Spannungshaltung bei Spannungseinbrüchen infolge von Netzfehlern zu verstehen, um eine ungewollte Abschaltung großer Einspeiseleistungen und damit Netzzusammenbrüche zu verhindern. Als Mittel zur dynamischen Spannungsstützung stehen zur Verfügung:

- Bereitstellung von Kurzschlussleistung aus Erzeugungsanlagen,
- schnell regelbare, dynamische Blindleistungskompensationsanlagen,
- rotierende Phasenschieber.

Mit Blick auf die hohe Anzahl von dezentralen Erzeugungsanlagen wird deren Einbeziehung zur dynamischen Netzstützung immer bedeutsamer. Das Blindleistungsverhalten eines Stromnetzes ist keine statische Größe, sondern ergibt sich aus der momentanen Last- und Einspeisesituation sowie der Art und Belastung der Netzbetriebsmittel. Daher ist eine ständige Regelung der Blindleistung entsprechend der aktuellen Situation im Netz erforderlich.

Die für den Netzbetrieb erforderliche Blindleistung wird vom Netzbetreiber durch Erzeugungsanlagen (konventionelle Kraftwerke, dezentrale Erzeugungsanlagen) eingespeist, oder über Kompensationsanlagen bereitgestellt. Die in den konventionellen Kraftwerken vorhandenen Turbogeneratoren sind Synchrongeneratoren, die durch entsprechende Regelung je nach Bedarf induktive Blindleistung (übererregter Betrieb) oder kapazitive Blindleistung (untererregter Betrieb) einspeisen können. Das entsprechende Vermögen wird durch das Generatorleistungsdiagramm ausgedrückt, woraus hervorgeht, dass die Blindleistungseinspeisung nicht vollständig unabhängig von der Wirkleistungseinspeisung ist. Gemäß dem bisherigen Prinzip einer zentralen Versorgung wurde die von den Kraftwerken in der Übertragungsnetzebene eingespeiste Blindleistung über die unterlagernten Spannungsebenen bis zu den Netzregionen transportiert, wo sie benötigt wird.

Aufgrund des starken Zubaus dezentraler Erzeugungsanlagen in den Spannungsebenen unterhalb der Übertragungsnetzebene muss das Potenzial dieser Anlagen zur Bereitstellung von Blindleistung erschlossen und genutzt werden. Moderne EE-EZA speisen über Umrichter ein, wodurch eine Blindleistungsbereitstellung und -regelung ermöglicht wird. Das technisch notwendige Blindleistungsverhalten von dezentralen Erzeugungsanlagen wird beim Netzanschlussbegehren gemäß den technischen Richtlinien für die betreffende Spannungsebene und der Bemessungsleistung/Anschlusswirkleistung der Anlage durch den jeweiligen Netzbetreiber vorgegeben. Es werden verschiedene

Verfahren zur Vorgabe des Blindleistungsverhaltens angewendet, maßgebend ist dabei der Netzanschlusspunkt der Erzeugungsanlage:

- konstante, fest vorgegebene Blindleistung Q ,
- konstanter, fest vorgegebener Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$,
- Blindleistungs-Spannungskennlinie $Q(U)$,
- Q -Kennlinie als Funktion der Wirkleistung $Q(P)$.

Die Sollwerte für die jeweiligen Verfahren sowie das Verfahren selbst können fest vorgegeben werden oder heutzutage per Fernwirkanlage während des Betriebes variabel verändert werden.

Zur geeigneten Einbindung von Erzeugungs-, Bezugs- und anderen Anlagen (vgl. Kapitel 3.1) in ein Blindleistungsmanagement ist die fernwirktechnische Veränderung der Blindleistungsfahrweise erforderlich. Mit Hilfe des Blindleistungsmanagements kann auch eine Koordinierung der Bereitstellung von Blindleistung aus dem Verteilnetz (HS, MS, NS) sowie aus dem Übertragungsnetz (HöS) mit den dort direkt angeschlossenen Windparks realisiert werden.

Sollten die installierten Kompensationselemente sowie mögliche Schalthandlungen und die vertraglich zugesicherten Vorleistungen nicht ausreichen, können die ÜNB einzelne Anlagen zur Blindleistungsbereitstellung anweisen.

4 Versorgungswiederaufbau

4.1 Technische Grundlagen

Die in den vorstehenden Kapiteln beschriebenen elektrischen Betriebsparameter müssen sich jederzeit innerhalb der zulässigen Grenzwerte befinden. Kurzzeitigen Verletzungen der Grenzwerte kann mit den in Kapitel 2 und 3 beschriebenen Maßnahmen entgegengewirkt werden. Sollte dies jedoch nicht gelingen und die Grenzwertverletzung über einen längeren Zeitraum auftreten, kann dies durch kaskadierende Auslösungen von Schutzeinrichtungen zum vollständigen Zusammenbruch der Elektroenergieversorgung führen. Konkrete Ursachen hierfür umfassen unter anderem:

- witterungsbedingte Beeinträchtigungen einzelner Netzelemente (z. B. durch Sturm, Flut, Erdbeben),
- unerwartete Ausfälle großer Kraftwerksleistungen durch technische Störungen,
- Angriffe auf Netz-, Erzeugungs- oder Verbrauchsinfrastrukturen.

Im Falle eines großflächigen Zusammenbruchs der Stromversorgung durch eine Großstörung gilt es, die Stromversorgung so schnell wie möglich wiederherzustellen. Hierfür sind im Rahmen der SDL Versorgungswiederaufbau die betroffenen ÜNB verantwortlich. Diese koordinieren den Netzwiederaufbau in Zusammenarbeit mit angrenzenden ÜNB, den untergelagerten VNB sowie den Betreibern der Erzeugungsanlagen [6].

Der Versorgungswiederaufbau umfasst dabei diejenigen technischen und organisatorischen Maßnahmen, welche zur Störungseingrenzung und zur Aufrechterhaltung bzw. Wiederherstellung der Versorgungsqualität durchgeführt werden müssen. Auch die Ausrüstung von Anlagen für die Bewältigung eventueller Großstörungen zählt zum Versorgungswiederaufbau [7].

Wesentliche Eigenschaften von Erzeugungsanlagen sind in diesem Zusammenhang die

- Schwarzstartfähigkeit sowie die
- Inselnetzbetriebsfähigkeit.

Die Schwarzstartfähigkeit bezeichnet dabei die Eigenschaft einer Erzeugungsanlage, bei einer Trennung vom Netz mit netzunabhängigen Mitteln selbstständig hochzufahren und Last aufnehmen zu können. Die Inselnetzbetriebsfähigkeit ermöglicht die Trennung der Erzeugungsanlagen vom Netz und deren Weiterbetrieb in einem lokal geinselten Stromnetz. Während die Schwarzstartfähigkeit gemäß des TC keine Mindestanforderung darstellt, muss jede Erzeugungsanlage mit einer elektrischen Leistung über 100 MW zum Inselnetzbetrieb fähig sein. Dieser muss über mehrere Stunden aufrechterhalten werden können [7].

Der Wiederaufbau der Stromversorgung nach einer Großstörung ist im Vergleich zu den anderen SDL keine tägliche Routine. Die Netzbetreiber halten aus diesem Grund spezielle Netzwiederaufbaukonzepte vor und führen regelmäßig Schulungen und Trainings durch. Dabei gibt es je nach betroffenem Netzgebiet unterschiedliche Herangehensweisen und Herausforderungen. Ist nur ein regionales Verteilnetz von einer Unterbrechung der Stromversorgung betroffen, müssen andere Maßnahmen eingeleitet werden als beim Ausfall des überregional betroffenen Übertragungsnetzes [6]. Der Netzwiederaufbau erfolgt dabei nach festen Prozessen, welche im Folgenden näher vorgestellt werden.

4.2 Heutige Netzwiederaufbaukonzepte

Die Führung und Koordination aller Beteiligten beim Versorgungswiederaufbau liegt bei den betroffenen ÜNB in enger Zusammenarbeit mit den unterlagerten VNB. In einem ersten Schritt wird zunächst die aktuell vorherrschende Netzsituation schnell und präzise analysiert. Dies geschieht mit Hilfe störungsfreier Kommunikationssysteme. Zu analysieren sind insbesondere:

- Status und Verfügbarkeit benachbarter Übertragungsnetze,
- Status der Betriebsmittel im Übertragungsnetz, Umspannwerke und Kraftwerke,
- Verfügbarkeit der Netze, Kraftwerke und des Leitsystems,
- Zustand der Kommunikations- und Schutzsysteme sowie der Eigenbedarfsversorgung,
- Bearbeitung von Warn- und Störmeldungen.

Ist die Netzsituation analysiert, trifft der ÜNB anschließend die Entscheidung, welche Wiederaufbaustrategie angewandt wird. In Abhängigkeit der gewählten Strategie wird auf präventiv erstellte Netzwiederaufbaupläne zurückgegriffen [8]. Je nach Störungsausmaß und Netzsituation wird der Versorgungswiederaufbau mit den folgenden Maßnahmen durchgeführt:

- Hilfe durch angrenzende Übertragungsnetze (Verbundnetz),
- Aufbau mit Kraftwerken, die sich im Inselnetzbetrieb gehalten haben,
- Start mit schwarzstartfähigen Kraftwerken [6].

Die aktuellen Netzwiederaufbaukonzepte verfolgen das Prinzip von „oben“ nach „unten“ (topdown). Dies bedeutet, dass die Versorgung beginnend mit großen Kraftwerken zentral wiederhergestellt wird. Dabei wird schrittweise vorgegangen, indem der ÜNB dem VNB an den Übergabe-Umspannwerken Spannung vorschaltet und dieser daraufhin im Rahmen koordinierter Vorgehensweisen seine Netznutzer sukzessive wieder versorgen kann. Hierbei ist der Netzbetreiber gegenüber allen Betreibern von Erzeugungsanlagen weisungsberechtigt.

Erste Priorität bei der Wiederversorgung haben in den Netzwiederaufbaukonzepten:

- die Sicherung des Eigenbedarfs der Netzbetreiber zur Aufrechterhaltung der Funktionsfähigkeit der Netzinfrastruktur, der Kommunikationswege und des Datenaustausches,
- der Eigenbedarf der Kraftwerke sowie
- die Sicherung der Brennstoffversorgung [6].

Dies kann zum Beispiel durch den Einsatz von Batterien oder Notstromaggregaten realisiert werden. Zu Beginn des Wiederaufbaus bilden schwarzstartfähige Kraftwerke einzelne Inselnetze. Nachdem die schwarzstartfähigen Kraftwerke hochgefahren sind, koordinieren die ÜNB die sukzessive Synchronisierung und Zusammenschaltung mit anderen Inselnetzen [9]. So werden nach und nach das Verbundnetz und damit die Stromversorgung wiederaufgebaut. Die Schwarzstartfähigkeit können neben Laufwasser- und Pumpspeicherkraftwerken auch speziell ausgerüstete konventionelle Kraftwerke (z. B. Gasturbinen) aufweisen, sofern sie über eine entsprechende Notstromversorgung verfügen.

Beispielkonzept

Im Folgenden soll die beschriebene Vorgehensweise im Falle eines Versorgungswiederaufbaus anhand eines Beispielkonzeptes (zu finden in [8] und [10]) näher erläutert werden.

Ausgangszustand

- komplettes Netz mit allen unterlagerten Spannungsebenen spannungslos
- thermische Kraftwerke im Eigenbedarf
- Herstellen eines definierten Ausgangsschaltzustandes durch horizontale und vertikale Trennung

Das weitere Vorgehen unterscheidet sich darin, ob eine Spannungsvorgabe durch benachbarte Übertragungsbetreiber möglich ist. Hierzu muss an mindestens einem Kuppelknoten Spannung anliegen.

Spannungsvorgabe möglich

1. schrittweises Zuschalten der Leitungen (ausgehend von den spannungsführenden Kuppelknoten hin zu den thermischen Kraftwerken)
2. Zuschalten von Teillasten und Kompensationsinduktivitäten (unter Beachtung der zulässigen Grenzwerte für Wirk- und Blindleistung an den Knoten)
3. Zuschalten schwarzstartfähiger Kraftwerke (an die spannungsführenden Leitungen ggf. Übernahme von Wirk- und Blindleistung)
4. Synchronisation mit den im Eigenbedarf laufenden Kraftwerken
5. Übernahme der Wirkleistung durch thermische Kraftwerke
6. Zuschalten weiterer Lasten
7. Synchronisation der entstandenen Teilnetze

Spannungsvorgabe nicht möglich

1. Starten der schwarzstartfähigen Kraftwerke (z.B. Pumpspeicherkraftwerke und Gasturbinen)
2. schrittweises Zuschalten der Leistungen (ausgehend von den schwarzstartfähigen Kraftwerken hin zu den thermischen Kraftwerken)
3. Zuschalten von Teillasten und Kompensationsinduktivitäten (unter Beachtung der Leistungsdiagramme der einspeisenden Generatoren)
4. Synchronisation mit den im Eigenbedarf laufenden Kraftwerken
5. Übernahme der Wirkleistung durch thermische Kraftwerke
6. Zuschalten weiterer Lasten
7. Synchronisation der entstandenen Teilnetze

Sollten keine schwarzstartfähigen Kraftwerke vorhanden sein, werden mit den thermischen Kraftwerken im Eigenbedarf Inselnetze gebildet und diese durch schrittweises Zuschalten definierter Teillasten synchronisiert [10].

Technische Schwierigkeiten

Die vorstehend beschriebenen Verfahren zum Versorgungswiederaufbau beinhalten verschiedene technische Herausforderungen. In [10] wird dabei in drei Problembereiche unterschieden.

Problembereich Blindleistung

Leerlaufende elektrische Leitungen benötigen relativ große kapazitive Ladeleistungen, welche durch die wenigen Kraftwerksgeneratoren, die am Netzwiederaufbau beteiligt sind bzw. durch das benachbarte Übertragungsnetz bereitgestellt werden müssen. Aus diesem Grund sind alle möglichen Maßnahmen der Blindleistungskompensation auszuschöpfen (z.B. durch den Einsatz von Kompensationsdrosselspulen oder Phasenschiebergeneratoren). Darüber hinaus ist es zweckmäßig, nicht benötigte Leitungen abzuschalten. Ein weiteres Hilfsmittel ist der Betrieb von Leitungen mit abgesenkter Spannung.

Im Falle eines Versorgungswiederaufbaus ohne Spannungsvorgabe durch benachbarte Übertragungsnetze müssen die Spannungsregler der einspeisenden Generatoren mit einer Blindleistungsstatik arbeiten, um die Blindleistung definiert auf alle Generatoren aufteilen zu können.

Problembereich Wirkleistung

Der Betrieb im Eigenbedarfsmodus stellt für die konventionellen thermischen Kraftwerke einen ungünstigen Betriebszustand dar, welcher nur kurze Zeit aufrechterhalten werden kann. Aus diesem Grund muss der Versorgungswiederaufbau zügig ablaufen. Außerdem muss die Höhe der zugeschalteten Lasten begrenzt werden, um die Frequenz nicht zu weit absinken zu lassen. Ist eine Spannungsvorgabe durch benachbarte Übertragungsnetze nicht möglich, müssen die Drehzahlregler der Turbinensätze mit einer Drehzahlstatik arbeiten, um die Wirkleistung bedarfsgerecht auf die einzelnen Generatoren aufteilen zu können.

Das Zuschalten definierter und zuverlässiger Lasten nach einem völligen Zusammenbruch der Elektroenergieversorgung stellt eine große Herausforderung dar. Auch die begrenzte Kapazität der Wasserspeicher von Pumpspeicher- und Laufwasserkraftwerken kann bei einer länger anhaltenden Störung ein Problem darstellen.

Ungewollte Schutzauslösungen

Zusätzlich zu den beschriebenen Problemen kann auch die ungewollte Auslösung der Schutzeinrichtungen verschiedener elektrischer Betriebsmittel technische Schwierigkeiten hervorrufen. So kann das Zuschalten von leerlaufenden Leitungen (Ferranti-Effekt) sowie großer Wirk- und Blindleistungslasten zur Auslösung von Schutzeinrichtungen führen.

Akteure

Historisch bedingt wird der Versorgungswiederaufbau gemäß heutigen Netzwiederaufbaukonzepten ausschließlich durch konventionelle Großkraftwerke, Pumpspeicher- und Laufwasserkraftwerke sowie einzelne Verbraucher realisiert [9]. Teilnehmende Akteure sind somit ÜNB und VNB, große Energieversorgungsunternehmen, Betreiber von Großkraftwerken und Speichern sowie Stadtwerke.

Dezentrale Erzeugungsanlagen spielen in heutigen Netzwiederaufbaukonzepten hingegen keine Rolle. Dies liegt unter anderem darin begründet, dass der volatile Einspeisecharakter (Verfügbarkeit, Prognosegüte) von Wind- und Photovoltaikanlagen ein definiertes und zuverlässiges Zuschalten sowie den Inselnetzbetrieb stark erschwert. So werden EE-EZA in heutigen Wiederaufbauprozessen komplett abgeschaltet [6].

Für eine ausführliche Betrachtung der Rolle von EE-EZA bei der SDL-Bereitstellung im zukünftigen EE-EVS wird auf das Kapitel 7 verwiesen.

5 Betriebsführung insbesondere Netzengpassmanagement

5.1 Technische Grundlagen

Betriebsführung

Für den Betrieb der Netzinfrastruktur überwacht und steuert der Netzbetreiber das Netz im Rahmen der Betriebsführung mit dem Ziel der Einhaltung der Grenzwerte der elektrischen Parameter (Strom, Spannung, Frequenz) und der Aufrechterhaltung der allgemeinen elektrischen Versorgung. Hierfür müssen entsprechende Kommunikationswege existieren sowie fortlaufend Prozessdaten in Echtzeit erfasst, weitergeleitet und in zentralen Systemen verarbeitet werden. Dies erfolgt aktuell nahezu vollständig für die Höchst- und Hochspannungsebene sowie teilweise in der Mittelspannungsebene. In Niederspannungsnetzen ist heute auf Grund des bisherigen Betriebskonzeptes eine großflächige Erhebung und Überwachung von aktuellen Zustandsparametern nicht vorhanden. Dies ist durch die Anlagenvielzahl, die ehemals eher niedrige Netzauslastung und die vormals gerichtete Leistungsflusssituation bedingt.

Die erhobenen Daten werden letztlich in der Netzleitstelle zusammengeführt und aufbereitet, von wo aus der Betrieb des Netzes durch Fachpersonal überwacht wird. Wenn bei der Netzüberwachung das Erreichen von Grenzparametern absehbar ist, wird mittels Steuerungseingriffen durch die Netzleitstelle die Netz- und Systemführung verändert.

Die wichtigsten Maßnahmen umfassen die

- Überwachung der Betriebsmittel hinsichtlich der Einhaltung zulässiger Grenzwerte,
- Steuerung des Schaltzustands,
- Steuerung des Leistungsflusses zur Einhaltung der Betriebsmittelgrenzwerte,
- Steuerung des Blindleistungseinsatzes zur Spannungshaltung,
- Durchführung von Einspeisemanagement gemäß EEG,
- Durchführung von Anpassungsmaßnahmen gemäß dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) (z. B. Übertragungsnetzbetreiber-Redispatch),
- Wiederversorgung/Wiederherstellung von Schaltzuständen nach Störungen,
- Betrieb der notwendigen Mess- und Zähleinrichtungen,
- Datenerhebung, -aggregation sowie der Datenaustausch,
- Fahrplanmanagement.

Zusätzlich zu den betrieblichen Maßnahmen sind weitere Abstimmungsmaßnahmen entsprechend

- Notfall- und Krisenmanagement,
- Erarbeitung der Grundlagen des Netzbetriebes,

durchzuführen.

Des Weiteren gehört zum Aufgabenumfang der Betriebsführung die Betriebsplanung, um Instandhaltungen sowie Um- und Neubauten im laufenden Betrieb zu ermöglichen.

Netzengpassmanagement

Durch den Ausbau der erneuerbaren Energien insbesondere in ländlichen Regionen (wie z.B. Brandenburg) bedarf es neuer Anforderungen an die Energieübertragung und -verteilung [11]. Der überregionale Energietransport im Übertragungsnetz ist vor allem durch ein weiträumiges Ungleichgewicht in Deutschland zwischen Regionen mit einem deutlichen Erzeugungsüberschuss und Regionen mit hohem Verbrauch geprägt, mit der Folge, dass ein Netzausbau im erheblichen Maß notwendig wird.

Insbesondere der Anschluss der erneuerbaren Erzeugungstechnologien im Verteilnetz macht neben dem überregionalen Netzausbau auch eine Verstärkung und Anpassung in der Verteilnetzebene notwendig.

Die Folge einer vermehrten Einspeisung in das bestehende Netz ist eine hohe Auslastung und somit starke thermische Beanspruchung der im Netz vorhandenen Betriebsmittel. Um Störungssituationen mit der Folge von Netzausfällen zu vermeiden, haben die Netzbetreiber Systeme geschaffen, welche entsprechend den aktuellen Erfordernissen Stromein- und -ausspeisungen anpassen. Dieses Engpass- bzw. Einspeisemanagement soll im Folgenden näher erläutert werden.

Eine technische Maßnahme des ÜNB zur Anpassung der Stromeinspeisung in seinem Verantwortungsbereich (Netz) ist der sogenannte Redispatch. Dabei greift der ÜNB direkt in die Einsatzplanung (Dispatch) von Kraftwerken ein. In Hinblick auf einen ausgeglichenen Bilanzkreis ist der Redispatch immer mit einer zweiseitigen Anpassung der Erzeugungsleistung verbunden. Während in Engpassnähe die Wirkleistungseinspeisung der Kraftwerke reduziert wird, muss anderswo im Bilanzkreis die gleiche Leistung angehoben werden. Abbildung 11 zeigt ein Beispiel eines regelzonenübergreifenden Redispatch mit Beteiligung von zwei ÜNB.

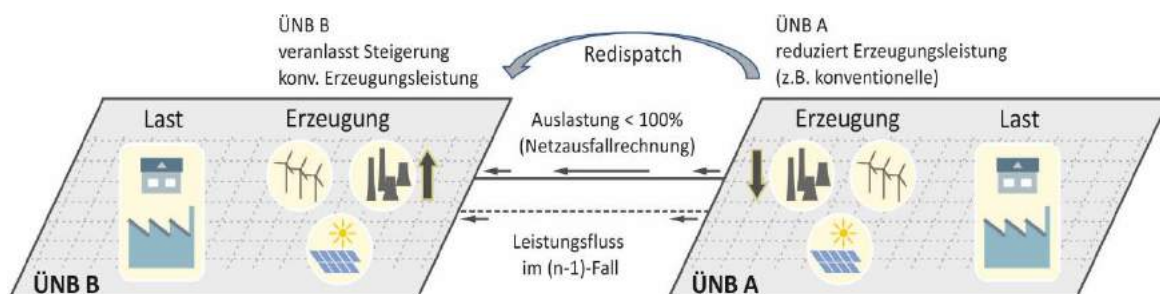


Abbildung 11: Beispiel für regelzonenübergreifenden Redispatch

Der Redispatch wird im Rahmen der marktbezogenen Maßnahmen am Vortag geplant. Reicht zum Zeitpunkt des Auftretens einer Überlastung die eingeleitete Entlastung des Netzes nicht aus, hat der ÜNB die Möglichkeit, weitere Erzeugungsanlagen anzupassen. Hierzu ist auch die Anweisung zur Wirkleistungsanpassung von Erzeugungsleistung in unterlagerten Netzebenen möglich, was bereits heute einen Koordinierungs- und Abstimmungsbedarf zwischen den Netzbetreibern innerhalb der Regelzone voraussetzt.

Der VNB übernimmt in seinem Verantwortungsbereich die Aufgabe zur Gewährleistung der Netz- und Systemsicherheit. Unter Berücksichtigung der Engpasswirkung und der Priorität des Energieträgers fordert der VNB direkt Erzeugungsanlagen auf, die Wirkleistungseinspeisung zu reduzieren, um den Engpass zu verringern. Bei der Bestimmung der zu reduzierenden Leistung wird zyklisch bei aktuellem Netzzustand im (n-1)-Zustand eine Netzberechnung durchgeführt. Wird ein Netzengpass erkannt, berechnet das System die zu reduzierende Leistung. Die Erzeugungsanlagen werden direkt

angewiesen, ihre Wirkleistungseinspeisung entsprechend anzupassen. Eine ständige Neuberechnung des Systems gewährleistet, dass immer nur so viel Wirkleistung wie unbedingt notwendig abgesenkt wird.

Die rechtliche Basis für die Anwendung eines Netzengpassmanagements der Netzbetreiber für Erzeugungsanlagen bildet das EnWG [12] und EEG [13].

Gemäß § 13 EnWG sind die ÜNB in einer Störungs- oder Gefährdungssituation berechtigt und verpflichtet, entsprechende Maßnahmen nach einem Stufensystem durchzuführen. Diese Maßnahmen werden entsprechend eingeteilt (siehe Tabelle 3).

netzbezogene Maßnahmen	§ 13(1) Nr. 1 EnWG	z. B. Netzschaltungen
marktbezogenen Maßnahmen	§ 13(1) Nr. 2 EnWG	z. B. Redispatch, Einsatz Regelenergie, zu- und abschaltbare Lasten
„Notfallmaßnahmen“	§ 13(2) EnWG § 14 EEG	Anpassung sämtlicher Stromeinspeisungen, Stromtransite und Stromabnahmen

Tabelle 3: Maßnahmen des Netzengpassmanagements
Reihenfolge entspricht Priorität

Das Stufensystem ist entsprechend dieser Reihenfolge einzuhalten. So können gemäß § 13(2) EnWG die „Notfallmaßnahmen“ erst durchgeführt werden, wenn die Störung oder Gefährdung durch die Maßnahmen nach § 13(1) nicht beseitigt werden konnten. Gemäß § 14 EnWG gelten die Bestimmungen des § 13 EnWG auch für Verteilnetzbetreiber im Rahmen ihrer Verteilungsaufgaben.

Für erneuerbare Energien gelten für das Engpassmanagement die Bestimmungen des § 14 EEG (Einspeisemanagement) [13]. Hierbei dürfen Netzbetreiber unter Berücksichtigung des Vorrangs erneuerbarer Energien bei einer Gefährdung oder Störung des Netzes die Einspeisung von Erzeugungsanlagen den Erfordernissen eines sicheren Netzbetriebs anpassen. Gemäß § 15 EEG ist den Anlagenbetreiber im Falle einer Absenkung der Einspeiseleistung (nach § 14 EEG) für 95% der entgangenen Einnahmen eine Entschädigung durch den aufrufenden Netzbetreiber zu leisten.

Im Rahmen des Netzengpassmanagements des ÜNB gemäß § 13(2) EnWG werden bereits erneuerbare Energien im erheblichen Maß abgesenkt. Der Verteilnetzbetreiber handelt dann auf Basis von § 13(2) in Verbindung mit § 14 EEG entsprechend in seinem Verantwortungsbereich. Hierbei wirkt auch die Kaskade, in der die Anforderung eines übergeordneten Netzbetreibers nach einer Einspeiseabsenkung durch untergeordnete Netzbetreiber durchgeführt werden muss.

6 Regulatorischer Rahmen

Die Schaffung eines gesamtumfassenden Regelwerks für die Erbringung von SDL ist umfangreich und benötigt eine europäische Betrachtung der Thematik. Dabei stehen vor allem verschiedene EU-Verordnungen an der Spitze der jeweiligen Rahmengesetzgebungen. Dabei sind neben eher allgemeinen Regelwerken wie dem EEG oder EnWG auch spezifischere Verordnungen und Anschlussbedingungen notwendig, um einen eindeutigen und lückenlosen Rahmen für die Erbringung von SDL im EEVS zu schaffen. Dabei sind diese Rahmenbedingungen keinesfalls als statisch anzusehen. Es bedarf dabei vielmehr einer immer wiederkehrenden Novellierung und Überarbeitung der einzelnen Verordnungen sowie die Ausweitung auf andere Bereiche.

Die Grundlage des rechtlichen Rahmens bildet der übergeordnete, europäische ENTSO-E Netzwerkkodex mit den verschiedenen Verordnungen in den Bereichen Markt, Betriebsführung und Anschluss. Diese Regelungen müssen dabei jeweils Einzug in nationale Regelwerke halten. Je nach Spannungsebene existieren verschiedene Vorgaben auf Basis dieser europäischen Rahmenverordnungen. Derzeit finden umfangreiche Verschiebungen und Neufassungen der einzelnen Regelwerke aufgrund erneuerter EU-Verordnungen statt. Dabei steht vor allem die EU-Verordnung 2016/631 „Requirements for Generators (RfG)“ aus dem Jahre 2016 im Mittelpunkt der Veränderungen.

Abbildung 12 zeigt die derzeit gültigen europäischen und nationalen Rahmengesetzgebungen und Verordnungen.

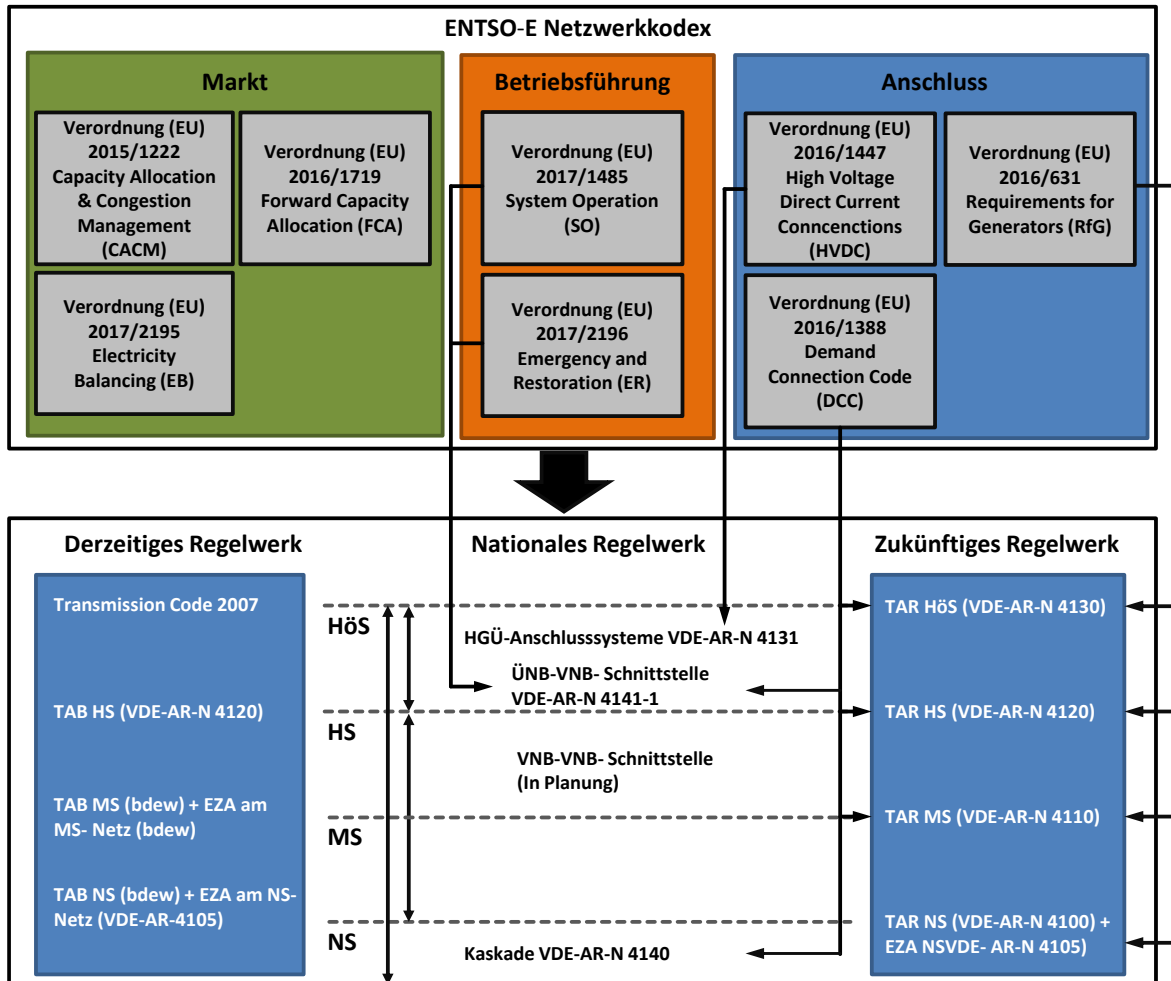


Abbildung 12: Europäische und nationale Rahmengesetzgebungen

In Ergänzung zu den bereits aufgezeigten Verordnungen existieren weitere Normen, Codes und Anwendungsrichtlinien, welche beispielsweise von den Netzbetreibern, der Bundesnetzagentur oder dem FNN erarbeitet wurden. Die Tabellen 4 bis 6 zeigen eine zusammenfassende Übersicht über die derzeit geltenden regulatorischen Rahmenbedingungen, aufgeschlüsselt nach den jeweiligen SDL-Arten sowie nach ihrem Inkrafttreten.

Kategorie	Kurzform	Titel	Gültigkeit	Status	FH	SH	BF	VWA
Gesetze	EnWG	Energiewirtschaftsgesetz	ab 29.07.2017	Aktuell gültig	✓	✓	✓	✓
	EEG	Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz)	ab 01.01.2017	Aktuell gültig	✓	✓	✓	✓
Verordnungen	NELEV	Verordnung zum Nachweis elektrotechnischer Eigenschaften von Energieanlagen	ab 01.07.2017	Aktuell gültig (erweitert SDLWindV)	✓	✓	✓	✓
	StrNZV	Stromnetzzugangsverordnung	ab 23.12.2017	Aktuell gültig	✓	✓	✓	✓
	SDLWindV	Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen	ab 01.01.2017	Aktuell gültig	✓	✓	✓	✓
	Ablav	Verordnung zu abschaltbaren Lasten	ab 01.10.2016	Aktuell gültig	✓	✓	✓	✓
Normen	DIN EN 50160	Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen	ab 02/2011	Aktuell gültig	✓	✓	✓	✓
	DCC	Demand Connection Code	ab 17.08.2016	Aktuell gültig	✓	✓	✓	✓
ENTSO-E Netzwerk-Codes	HVDC	High Voltage Direct Current Connections	ab 26.08.2016	Aktuell gültig	✓	✓	✓	✓
	Rfg	Requirements for Generators	ab 14.04.2016	Aktuell gültig	✓	✓	✓	✓
	SO	System Operations	ab 02.08.2017	Aktuell gültig	✓	✓	✓	✓
	ER	Emergency and Restoration	ab 24.11.2017	Aktuell gültig	✓	✓	✓	✓
	CACM	Capacity Allocation & Congestion Management	ab 24.07.2015	Aktuell gültig	✓	✓	✓	✓
	EB	Electricity Balancing	ab 23.11.2017	Aktuell gültig	✓	✓	✓	✓
	FCA	Forward Capacity Allocation	ab 26.09.2016	Aktuell gültig	✓	✓	✓	✓
	TC07	Transmission Code	ab 01.08.2007	Aktuell gültig	✓	✓	✓	✓
	DC	Distribution Code	ab 01.08.2007	Aktuell gültig	✓	✓	✓	✓
	TAB	Technische Anschlussbedingungen	verschieden	Aktuell gültig	✓	✓	✓	✓

FH – Frequenzhaltung; SH – Spannungshaltung; BF – Betriebsführung; VWA – Versorgungswiederaufbau

Tabelle 4: Übersicht der SDL-Rahmenbedingungen (1)

Kategorie	Kurzform	Titel	Gültigkeit	Status	FH	SH	BF	VWA
VDE- Anwendungsregeln (FNN)	VDE-AR-N 4100	Technische Anschlussregeln für die Niederspannung	ab 28.04.2019	Notifizierung (Basis: RfG)	✓	✓	✓	✓
	VDE-AR-N 4105	Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz	ab 28.04.2019	Notifizierung (Basis: RfG)	✓	✓	✓	✓
	VDE-AR-N 4110	Technische Anschlussregeln für die Mittelspannung	ab 28.04.2019	Notifizierung (Basis: RfG)	✓	✓	✓	✓
	VDE-AR-N 4120	Technische Anschlussregeln für die Hochspannung	ab 28.04.2019	Notifizierung (Basis: RfG)	✓	✓	✓	✓
	VDE-AR-N 4130	Technische Anschlussregeln für die Höchstspannung	ab 28.04.2019	Notifizierung (Basis: RfG)	✓	✓	✓	✓
	VDE-AR-N 4141-1	Technische Regeln für den Betrieb und die Planung von Netzbetreibern – Teil 1: Schnittstelle Übertragungs- und Verteilnetze	-	Entwurf/ Konsultation	✓	✓	✓	✓
	VDE-AR-N 4131	Technische Anschlussregeln für HGÜ-Systeme und über HGÜ-Systeme angeschlossene Erzeugungsanlagen	-	Entwurf/ Konsultation	✓	✓	✓	✓
	VDE-AR-N 4140	Kaskadierung von Maßnahmen für die Systemicherheit von elektrischen Energieversorgungsnetzen	ab 01.02.2017 (Umsetzung bis 02/2019)	Aktuell gültig	✓	✓	✓	✓
	TAB MS	Technische Anschlussbedingungen für den Anschluss an das Mittelspannungsnetz	01.06.2008 bis 27.04.2019	Aktuell gültig wird ersetzt durch VDE-AR-N 4110	✓	✓	✓	✓
	TAB NS	Technische Anschlussbedingungen für den Anschluss an das Niederspannungsnetz	01.01.2011 bis 27.04.2019	Aktuell gültig wird ersetzt durch VDE-AR-N 4100/4105	✓	✓	✓	✓

FH – Frequenzhaltung; SH – Spannungshaltung; BF – Betriebsführung; VWA – Versorgungswiederaufbau

Tabelle 5: Übersicht der SDL-Rahmenbedingungen (2)

Kategorie	Kurzform	Titel	Gültigkeit	Status	FH	SH	BF	VWA
BNetzA	BK6-15-158	Festlegungsverfahren zu den Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für Sekundärregelleistung	ab 12.07.2018	Aktuell gültig	✓			
	BK6-15-159	Festlegungsverfahren zu den Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für Minutenreserve	ab 12.07.2018	Aktuell gültig	✓			
	BK6-10-097	Festlegungsverfahren zu den Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für Primärregelleistung	ab 27.06.2011	Aktuell gültig	✓			
	BK6-18-019	Festlegungsverfahren zur Änderung der Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten von Sekundärregelung	ab 08.05.2018	Aktuell gültig Ergänzung zur BK6-15-158	✓			
	BK6-18-020	Festlegungsverfahren zur Änderung der Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten von Minutenreserve	ab 08.05.2018	Aktuell gültig Ergänzung zur BK6-15-159	✓			

FH – Frequenzhaltung; SH – Spannungshaltung; BF – Betriebsführung; VWA – Versorgungswiederaufbau

Tabelle 6: Übersicht der SDL-Rahmenbedingungen (3)

7 Ausblick SDL

7.1 Einleitung

Die bislang vorherrschenden Konzepte zur SDL-Erbringung sind das Resultat einer zentralen Versorgungsstruktur, in der thermische Kraftwerke die Energieversorgung sicherstellen und die für den Netzbetrieb erforderlichen SDL dem ÜNB bereitstellen. Hierbei stellte das Verteilnetz ein rein passives Element dar und die Wechselwirkungen zwischen den ÜNB und den VNB reduzierten sich auf ein aggregiertes und leicht zu prognostizierendes Lastverhalten [14].

Der Ausbau der EE-EZA führt zu steigenden Anforderungen an die Stromübertragung und Stromverteilung. Die Volatilität der wetterabhängigen Wirkleistungseinspeisung der EE-EZA ist durch häufige Lastflussschwankungen gekennzeichnet. Die dezentrale Netzanschlusstopologie der EE-EZA auf den unterlagerten Spannungsebenen bedingt zunehmend vertikale Wirkleistungsflüsse von den unterlagerten zu den überlagerten Spannungsebenen. Darüber hinaus muss der Strom zwischen den industriellen Lasten im Süden und der volatilen Windkraftherzeugung im Norden über weite Strecken transportiert werden. Gleichzeitig kommen konventionelle Kraftwerke immer seltener in die Merit Order und stehen somit nicht zur SDL-Erbringung zur Verfügung [9] [15].

Die SDL-Erbringung wird in Zukunft von den Flexibilitätspotenzialen der Netznutzer und der Entwicklung der Erzeugungs-, Last- und Netzstruktur beeinflusst. Parallel dazu ist mit einem steigenden Flexibilitätsbedarf zu rechnen. Dabei sind verstärkt Stunden mit negativer Residuallast sowie hohen Lastgradienten zu erwarten und die Flexibilitätspotenziale werden zunehmend im Verteilnetz zu finden sein. Die SDL-Bereitstellung auf den unterlagerten Spannungsebenen und die Erschließung alternativer Flexibilitätsoptionen werden daher stark an Bedeutung gewinnen [14] [16].

Der Bedarf an verfügbaren netz- und systemdienlichen Elementen wird weiter ansteigen. Da Einspeisung und Entnahme von elektrischer Energie stets im Gleichgewicht sein müssen, besteht die Notwendigkeit, die Energieinfrastruktur und deren Betrieb besser an die volatile und dezentrale Einspeisecharakteristik der EE-EZA anzupassen und diese als potenzielle Quelle zur SDL-Erbringung zu erschließen.

Mehr als 90% der EE-EZA sind in den Verteilnetzen und den unterlagerten Mittel- und Niederspannungsnetzen angeschlossen [17]. Es ist daher erforderlich, dass in Zukunft die SDL-Bereitstellung zunehmend in diesen Netzebenen erfolgen muss. In diesem Zusammenhang müssen neue Konzepte entwickelt und Maßnahmen ergriffen werden, welche die Rollen und Aufgabengebiete von Stromerzeugern, Netzbetreibern und Verbrauchern nachhaltig verändern werden.

In diesem Kapitel werden die aktuellen Handlungsfelder (vgl. Abbildung 13) und zukünftigen Entwicklungen im Bereich der SDL diskutiert.

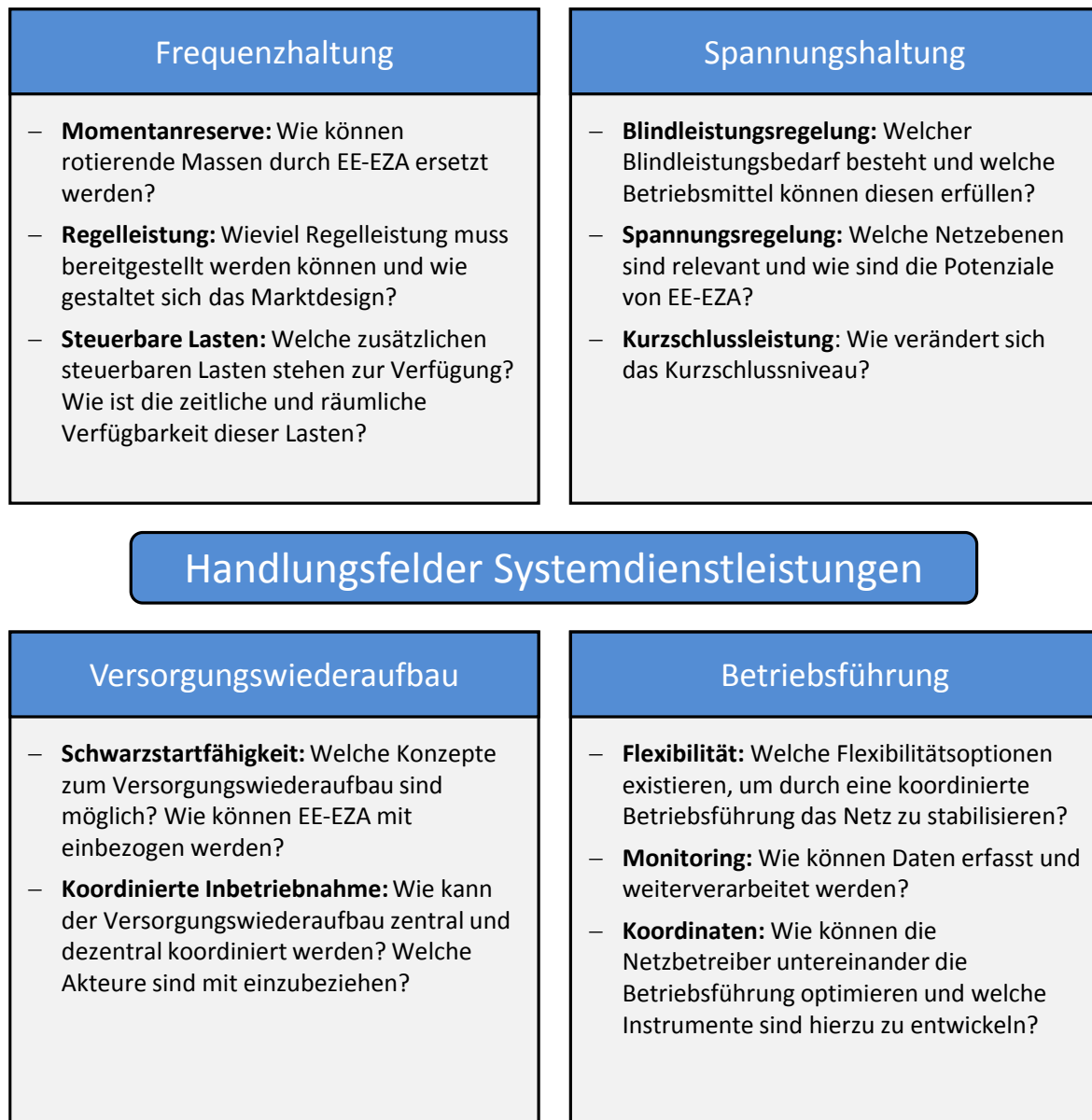


Abbildung 13: Handlungsfelder in den vier Säulen der Systemdienstleistungen

7.2 Frequenzhaltung

Momentanreserve

Die in einem System benötigte Momentanreserve wird durch den maximal zulässigen Frequenzgradienten unmittelbar nach Eintritt einer Störung bestimmt. Die Momentanreserve dient der Kompensation von plötzlichen Leistungsgradienten. In einem zukünftigen Energiesystem mit hohem Anteil von EE-EZA, welche hauptsächlich durch Umrichter mit dem Netz verbunden sind, wird es weniger rotierende Massen zur Erbringung von Momentanreserve geben [9] [15].

Im Gegensatz zu den netzgekoppelten Generatoren der thermischen Kraftwerke tragen EE-EZA aktuell nicht zur Momentanreserve bei. In einem Energiesystem mit hohem Anteil von EE-EZA kann es im Fehlerfall dazu kommen, dass nicht genug Schwungmasse für die Momentanreserve zur Verfügung steht, um die Zeit bis zur Regelleistungserbringung zu kompensieren. Die daraus resultierende geringere Systemträchtigkeit wirkt sich negativ auf die Systemstabilität aus. Es ist demzufolge

erforderlich, von der rotierenden Schwungmasse der konventionellen Erzeugung unabhängige Konzepte zur Erbringung von Momentanreserve zu erschließen [9] [15].

Die Bereitstellung von Momentanreserve durch beispielsweise WEA ist allerdings lange noch nicht Stand der Technik. In der Literatur werden Ansätze zur Nutzung der synthetischen Schwungmassen aus Windenergieanlagen in Modellbetrachtungen durch das Abbilden einer entsprechenden Windinertia-Kennlinie aus Netzsicht beschrieben. Dabei wird angenommen, dass die WEA mit einer implementierten Frequenzregelung versehen sind. Demzufolge kann dem Netz nach einem Störungseintritt zusätzliche Leistung zur Verfügung gestellt werden, welche nicht inhärent, aber theoretisch sehr schnell vorliegt. Nach Bereitstellung der synthetischen Schwungmasse muss die ausgespeicherte Rotationsenergie jedoch wieder aufgefüllt werden, was mit einer anschließenden reduzierten Wirkleistungseinspeisung verbunden ist. Eine praktische Umsetzung dieses theoretischen Ansatzes steht bislang aus [18].

Sofern sich WEA zukünftig an der Erbringung von Momentanreserve beteiligen, ist Wetterabhängigkeit der Bereitstellung zu beachten. Darüber hinaus muss die regionale Verteilung der zur Erbringung von Momentanreserve vorgesehenen WEA im Falle einer störungsbedingten Systemauftrennung und der daraus resultierenden Inselssysteme beachtet werden [9] [19].

Regelleistung

Der wachsende Anteil volatiler EE-EZA erhöht den Bedarf an Regelenergie im System, insbesondere den Bedarf an Sekundär- und Minutenregelleistung. Der zusätzliche Bedarf an Regelleistung wird mit 30-70 MW pro 1.000 MW volatiler EE-EZA angenommen. Mittelfristig werden zu windreichen Zeiten nicht genügend konventionelle Kraftwerke zur Verfügung stehen, um in ausreichendem Maße Regelleistung bereitstellen zu können [16] [20].

Die Erbringung von negativer Regelleistung ist der Genauigkeit der Wetterprognosen unterworfen. Die Abweichungen der Wind- und Photovoltaikeinspeisung von den Einspeiseprognosen verursachen untertägigen Anpassungsbedarf. Der tatsächliche Regelleistungsbedarf ist stark von der Effizienz der Kurzfristmärkte, wie dem Intra-Day-Markt, und der regelzonenübergreifenden Vernetzung abhängig. Durch grenzüberschreitende Ausgleichseffekte und untertägige Handelsmöglichkeiten können Prognoseabweichungen vor Einsatz der Regelleistung kompensiert und somit der Regelleistungsbedarf verringert werden [9] [15].

Die Effizienz der untertägigen Fahrplananpassung wird neben dem zukünftigen Markt- und Produktdesign auch durch die Prognosegüte und die Verfahren zur Regelleistungsbemessung bestimmt. Die Entwicklung dynamischer Prognoseverfahren zur Ermittlung des Regelleistungsbedarfs innerhalb einer Regelzone stellt ein wichtiges Instrument dar, um die Regelleistungsvorhaltung optimieren zu können. Eine Verkürzung der Ausschreibungszeiträume und ein auf die zukünftigen Erfordernisse zugeschnittenes Präqualifikationsregelwerk können den Zugang zum Regelleistungsmarkt erleichtern [16] [9].

Grundsätzlich können dezentrale EE-EZA Flexibilität bereitstellen. Aus ökonomischen und ökologischen Erwägungen sollten EE-EZA jedoch ausschließlich zur Erbringung von negativer Sekundär- und Minutenregelleistung herangezogen werden. Eine gedrosselte Fahrweise zur positiven Regelleistungserbringung ist daher nicht in Erwägung zu ziehen. Aufgrund der prognoseabhängigen und volatilen Erzeugungsprofile dieser Technologien ist die mögliche negative Regelleistungserbringung

nur kurzfristig vorhersagbar. Da Photovoltaikanlagen (PVA), bspw. durch Verschattung vorüberziehender Wolken, sehr kurzzeitigen, intermittierenden Schwankungen unterliegen, ist es nur stark eingeschränkt möglich, sie für die gesicherte Regelleistungserbringung heranzuziehen [16] [21].

Die Wirkleistungseinspeisung von WEA lässt sich wesentlich genauer vorhersagen als die von PVA und eignet sich daher besser zur Vorhaltung von negativer Regelleistung. Aktuelle Ansätze zur Einbindung von EE-EZA umfassen die Akkumulation mehrerer PVA und WEA in einem Regelleistungspool, bestehend aus verschiedenen Typen von Erzeugungsanlagen. Die Optimierung der Vorhersagewahrscheinlichkeit für die gesicherte Wirkleistungseinspeisung dieser Pools bedarf jedoch der Weiterentwicklung der probabilistischen Methoden [16] [21].

Die Vorhaltung von Regelleistung durch Verbraucher und Erzeuger im Verteilnetz kann zu Engpässen im Verteilnetz führen. Hierbei kann es zu Zielkonflikten zwischen dem Engpassmanagement des VNB und der Frequenzhaltung durch den ÜNB kommen. Um derartige Zielkonflikte zu vermeiden, muss zukünftig die Koordination zwischen den ÜNB und VNB intensiviert werden. Außerdem gewinnen die Kommunikations- und Abstimmungsprozesse zwischen den Akteuren

- Netzbetreiber,
- Direktvermarkter und
- Anlagenbetreiber

an Bedeutung [16] [9] [14].

Insbesondere bedarf es eines klaren Regelwerks zur Regelleistungsbereitstellung aus dem Verteilnetz und der Definition eindeutiger Schnittstellen für den Informationsaustausch zwischen ÜNB und VNB im Rahmen eines ganzheitlichen Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) Systems. Um diese Zielkonflikte zu lösen, sind neue Konzepte für eine Koordination der Regelleistungserbringung erforderlich. In Anbetracht der Dezentralisierung des Stromsystems müssen die Konzepte zur Frequenzhaltung neu überdacht und die zukünftigen Aufgabenbereiche der Netzbetreiber auf den Prüfstand gestellt werden. [16] [9]. Für weiterführende Informationen sei hierzu auf den fünften Teil der Studie verwiesen.

In einem mit EE-EZA dominierten Energiesystem wird die Regelleistungserbringung zunehmend auch durch Biogasanlagen und großtechnische Lasten gesichert werden. Darüber hinaus können auch fernsteuerbare EE-EZA sowie kleine Erzeugungsanlagen wie Blockheizkraftwerke (BHKW) und flexible Kleinverbraucher im Rahmen von Demand-Side-Management (DSM) in einem Regelleistungspool herangezogen werden. Moderne Speichersysteme können aufgrund ihrer schnellen Regelbarkeit und Leistungsbandbreite einen wesentlichen Beitrag zur Systemstabilität leisten und zur Regelleistungserbringung herangezogen werden [16] [9].

Steuerbare Lasten

Verbraucher sind in der Lage, durch Zu- oder Abschaltung ihrer elektrischen Lasten dem System Flexibilität zur Verfügung stellen. Zu unterscheiden sind industrielle Großprozesse, die punktuell hohe Flexibilitäten bereitstellen können, und Verbrauchergruppen wie Haushalte und Gewerbe, die durch Speicherheizungen, Wärmepumpen und Anwendungen wie der Elektromobilität vorwiegend dezentrale steuerbare Lasten vorhalten [16].

Steuerbare Lasten werden in einem integrierten Energiesystem eine immer wichtigere Rolle spielen. Durch eine zunehmende Verbreitung der Power-to-X (PtX) Technologien

- Power-to-Heat (PtH),
- Power-to-Gas (PtG) und
- Power-to-Mobility (PtM)

werden Flexibilitäten auf den unterlagerten Spannungsebenen erschlossen. Diese Flexibilitäten können aufgrund ihrer hohen Lastgradienten und Bandbreiten Regelleistung vorhalten sowie für das Netzengpassmanagement des VNB eingesetzt werden. Das netzdienliche Verhalten dieser Technologien wird durch eine räumliche Nähe der steuerbaren PtX-Lasten zur dezentralen Erzeugungsleistung und den Netzengpässen ermöglicht. Um neben dem netzdienlichen auch einen wirtschaftlichen Betrieb der PtX-Technologien zu gewährleisten, gilt es, strategische Schnittstellen zwischen der Stromnetzinfrastuktur und den Kopplungsmöglichkeiten in den Gas- und Wärmenetzen sowie dem Mobilitätssektor zu identifizieren [22] [23].

7.3 Spannungshaltung

Blindleistung und Spannungsregelung

Die Bereitstellung von Blindleistung wurde bisher überwiegend durch Netzbetriebsmittel und konventionelle Erzeugungsanlagen mit Anschluss an die HöS- und HS-Ebene gewährleistet. Die Technischen Anschlussbedingungen (TAB) verpflichten Betreiber von Erzeugungsanlagen dazu, ein bestimmtes Maß an Blindleistung entgeltlos zur Verfügung zu stellen. Die Stilllegung konventioneller Kraftwerksleistung führt zu einer Verringerung der konventionellen Bereitstellung von Blindleistung, gleichzeitig erhöht der Zubau von EE-EZA in den unterlagerten Spannungsebenen den Bedarf für eine Blindleistungserbringung [24] [15].

Durch Verlagerung der Erzeugung verlagert sich ebenfalls das Blindleistungspotenzial der EE-EZA in die Verteilnetzebene. Die Beiträge dieser Anlagen müssen ausgenutzt und zielführend für die netzbetrieblichen Erfordernisse eingesetzt werden. Dies erfordert jedoch den Aufbau eines umfangreichen Blindleistungsmanagements und dessen Koordinierung zwischen ÜNB und VNB. Zusätzlich werden Verfahren benötigt, mit denen die Blindleistungsbereitstellung durch EE-EZA zuverlässig prognostiziert werden kann. Die Entwicklung und Integration derartiger Abläufe sind zeitaufwändige Prozesse, deren Praxistauglichkeit und Robustheit im praktischen Netzbetrieb schrittweise erprobt und weiterentwickelt werden müssen [25] [18] [14].

In Zukunft wird die HS-Ebene zur Bereitstellung von Blindleistung für die Übertragungsnetze (HöS-Ebene) an Bedeutung gewinnen, um die Spannungshaltung im Übertragungsnetz zu unterstützen. Eine wirkleistungsabhängige Beschränkung des Blindleistungsaustauschs zwischen ÜNB und VNB und die Vorgabe von Sollwerten für den VNB sind wirksame Instrumente zur Koordinierung der Blindleistungserbringung zwischen den Netzebenen. Hierbei steuert der VNB die Blindleistungseinspeisung der Erzeugungs- und Kompensationsanlagen derart, dass die Anforderungen an die Spannungshaltung im Verteilnetz und gleichzeitig die Vorgaben vom Übertragungsnetzbetreiber eingehalten werden [14].

In Ergänzung zu den EE-EZA sind zukünftig weitere alternative Blindleistungsquellen in den Netzen zu integrieren. Neben den bereits erwähnten schaltbaren und stufbaren konventionellen Betriebsmitteln bieten sich hier in Zukunft auch aktive leistungselektronische Elemente an, die unter dem Begriff FACTS (Flexible-AC Transmission-Systems) zusammengefasst werden. FACTS-Elemente stellen in gewisser Weise eine leistungselektronische Weiterentwicklung konventioneller Blindleis-

tungskompensatoren dar. Sie ermöglichen eine sehr schnelle Regelung zur Einhaltung der Spannungs- und Blindleistungsgrenzen. Geeignet hierfür sind als Shuntelement arbeitende Blindleistungskompensatoren mit Thyristorventilen (SVC: Static-Var-Compensator) oder selbstgeführte Umrichter (STATCOM: Static-Synchronous-Compensator). Diese Betriebsmittel können neben weiteren Aufgaben (z. B. Verbesserung der statischen und dynamischen Stabilität) die Funktion der Blindleistungsbereitstellung übernehmen. Darüber hinaus bieten sich auch rotierende Phasenschieber für die regelbare Blindleistungserzeugung an. Aktuelle Beispiele im deutschen Übertragungsnetz belegen, dass diese Phasenschieber an Einspeiseknoten ehemaliger Kraftwerke errichtet werden, um die spannungsstützende Wirkung konventioneller Kraftwerke adäquat ersetzen zu können [18].

7.4 Kurzschlussleistung

Die Vorhaltung von Kurzschlussleistung dient der sicheren Erfassung von [9]:

- Kurzschlussereignissen durch die entsprechenden Schutzgeräte,
- der transienten Stabilität elektrischer Maschinen und
- der Gewährleistung eines möglichst lokal begrenzten Spannungseinbruchs im Störfall.

Die zur Verfügung stehende Kurzschlussleistung ist von der Anzahl und Leistung der netzparallelen Synchrongeneratoren sowie deren elektrischer Distanz zur Fehlerstelle abhängig [25].

Die Reduktion konventioneller Kraftwerkskapazitäten hat demzufolge Auswirkungen auf die Kurzschlussverhältnisse im Netz. Konventionelle Erzeugungsanlagen mit Synchrongeneratoren speisen ein Vielfaches ihres Bemessungsstromes als Kurzschlussstrom im Fehlerfall ein. Dagegen sind umrichtergekoppelte EE-EZA in ihrem Beitrag zum Kurzschlussstrom auf die Höhe ihres Bemessungsstromes begrenzt [18].

Die Höhe der Kurzschlussleistung ist abhängig von der Netztopologie, dem Netzausbau und dem Generatoreinsatz. Ein höherer Vermaschungsgrad der Netze, einhergehend mit einer geringeren Netzimpedanz, führt zu einer allgemein höheren Kurzschlussleistung. Eine Analyse der Kurzschlussleistung in Deutschland zeigt, dass tendenziell keine Verringerung des mittleren Kurzschlussniveaus zu erwarten ist. Die geplanten Netzausbaumaßnahmen kompensieren die Reduktion der Kurzschlussleistung aufgrund der zunehmenden Substitution thermischer Kraftwerke durch umrichtergekoppelte EE-EZA. Trotzdem können lokal Maßnahmen erforderlich sein, um das Kurzschlussniveau auf dem heutigen Stand zu halten [26].

In Energiesystemen mit einem hohen Anteil an volatilen EE-EZA ist die Kurzschlussleistung zunehmend den tageszeit- und wetterabhängigen Schwankungen unterworfen. Selbstgeführte Vollumrichter von EE-EZA können ohne Wirkleistungseinspeisung einen Blindstrom einspeisen und Kurzschlussleistung zur Verfügung stellen. Hierdurch kann die Kurzschlussleistung von den tageszeit- und wetterabhängigen Schwankungen entkoppelt und regional vergleichmäßigt werden [9].

Eine weitere Folge der Substitution im Erzeugungsbereich ist der vergrößerte regionale Einflussbereich von Netzfehlern. Fehlende Beiträge lokaler Kraftwerke zur Kurzschlussleistung werden durch weiter entfernte Anlagen bereitgestellt. Die Folge ist ein deutlich vergrößerter Spannungstrichter im Fehlerfall. Zukünftige Untersuchungen sollten das Ziel haben, die getätigten Kernaussagen für den Fall einer störungsbedingten Systemauftrennung (Systemsplit) im europäischen Verbundnetz zu analysieren und Maßnahmen für den Fall einer Netztrennung zu entwickeln [26].

7.5 Versorgungswiederaufbau

Schwarzstartfähigkeit

Im heutigen EEVS sind für den Versorgungswiederaufbau ausschließlich konventionelle Kraftwerke verfügbar, welche anhand eines zentralen Konzeptes im Übertragungsnetz Inselnetze bilden und das Netz stufenweise wiederaufbauen können (siehe Kapitel 4). Bei den für den Netzwiederaufbau geeigneten Kraftwerken handelt es sich um schwarzstartfähige Wasserkraftwerke (vorwiegend Pumpspeicherkraftwerke) und Gaskraftwerke auf der Übertragungsebene. Durch die zunehmende Verdrängung konventioneller Kraftwerksleistung durch EE-EZA und die einhergehende Verlagerung der Leistung auf die unterlagerten Spannungsebenen, müssen in Zukunft neue Konzepte für den sicheren und planbaren Versorgungswiederaufbau gefunden werden [9].

Alternativ zum zentralen Netzwiederaufbaukonzept könnte ein dezentrales Konzept auf Verteilnetzebene den Netzwiederaufbau ermöglichen. Einzelne Verteilnetze könnten die Versorgung anhand von lokaler Wirkleistungseinspeisung gewährleisten und sich schrittweise zum Verbundnetzbetrieb zusammenschließen. Das dezentrale Netzwiederaufbaukonzept ist jedoch mit hohem mess-, steuer- und regelungstechnischen (MSR) Aufwand verbunden [9]. Darüber hinaus ist fragwürdig, inwieweit die benötigte IKT im Falle eines Blackouts zur Verfügung steht. Nichtsdestotrotz müssen die EE-EZA auf den unterlagerten Spannungsebenen berücksichtigt und durch aktive Steuerung in Konzepte zum Versorgungswiederaufbau mit einbezogen werden. Allerdings ist die Wirkleistungserbringung von EE-EZA tageszeit- und wetterabhängig, weshalb sie nicht jederzeit für den Versorgungswiederaufbau zur Verfügung stehen. Für den Netzwiederaufbau in EEVS mit einem hohen Anteil an EE-EZA erlangen somit das Wissen über das lokale Wetter und andere erzeugungsrelevante Daten sowie eine robuste Kommunikation zunehmend an Bedeutung [9].

Abgesehen von der Vorhaltung schwarzstartfähiger Kraftwerke gibt es gegenwärtig keine weiteren Möglichkeiten für den Netzwiederaufbau. Alternative Konzepte sehen Batteriegroßspeicher und andere Speichersysteme auf den unterlagerten Spannungsebenen vor. Der Netzwiederaufbau wird dabei nur im Zusammenwirken mit schwarzstartfähigen Kraftwerken auf der Übertragungsebene als sinnvoll erachtet [9]. Hierzu sollten zukünftige Reserve- und Spitzenlastkraftwerke, bspw. Gasmotoren- und Gasturbinenkraftwerke, technisch für den Schwarzstart ausgerüstet sein und die für den Netzwiederaufbau notwendige Leistung besichert vorgehalten werden.

Koordinierte Inbetriebnahme

Die größte Herausforderung eines zukünftigen Versorgungswiederaufbaus unter Einbeziehung von EE-EZA besteht darin, den Versorgungswiederaufbau nicht zu behindern. Die Verbraucher und EE-EZA sind überwiegend im Verteilnetz angeschlossen, wodurch die VNB die Verbraucher und zunehmend auch die Erzeugungsanlagen im Rahmen des Versorgungswiederaufbaus nach Vorgabe der ÜNB zuschalten. Dieser Prozess umfasst das Zuschalten von einzelnen Netzgruppen. Mit zunehmender Durchdringung der Verteilnetze mit EE-EZA kann ein unkontrolliertes Wiederanfahren dieser Erzeugungsanlagen während des Versorgungswiederaufbaus zu Störungen führen. Um solche Störungen zu vermeiden, müssen die VNB in Zukunft die erwartete Leistungsbilanz einer Netzgruppe vorhersagen können, wodurch die Steuer- und Beobachtbarkeit von Verbrauch und Erzeugung im Verteilnetz sowie die notwendige MSR-Technik eine hohe Bedeutung erfahren [14].

Die Wiederversorgungsmaßnahmen werden sich in Abhängigkeit der Einspeise- und Entnahmesituation unterscheiden, so dass individuelle und Istwert-abhängige Entscheidungen sowie eine komplexe MSR-Infrastruktur notwendig werden [14].

Dezentral orientierte Konzepte für den Versorgungswiederaufbau sehen die Schwarzstartfähigkeit von EE-EZA und KWK-Anlagen sowie die Inselnetzfähigkeit von Verteilnetzen vor. Im Falle einer Großstörung könnten die VNB einen Inselnetzbetrieb aufbauen, um Teile der Verbraucher weiter zu versorgen. Das Versorgungswiederaufbaukonzept der ÜNB müsste dann die Synchronisierung dieser Inselnetze vorsehen. Zukünftige Versorgungswiederaufbaukonzepte sollten auch die Eigenschaften von Microgrids berücksichtigen, in denen eingegrenzte Verteilnetzbereiche grundsätzlich im Inselnetzbetrieb arbeiten können. Solche Microgrids können sich beim Erkennen einer Störung vom Netz trennen und als Inselnetz weiterbetrieben werden, bevor sie sich nach erfolgreichem Versorgungswiederaufbau wieder mit dem Netz synchronisieren [14].

7.6 Betriebsführung

Die Integration von EE-EZA und steuerbaren Lasten auf der Verteilnetzebene verlangt von den VNB einen zunehmend aktiven Netzbetrieb. Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit sind die Schlüsselinstrumente, um den zukünftigen Herausforderungen des Transformationsprozesses gerecht zu werden. Die erforderliche Verfügbarkeit von Messtechnik zur Beobachtung des Netzzustands ist heute auf der NS-Ebene so gut wie nicht und auf der MS-Ebene nur in wenigen Fällen gegeben. Langfristig ist für die Umsetzung von Maßnahmen in der Betriebsführung eine nahezu vollständige Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit des Verteilnetzes über alle Netzebenen erforderlich. Hierzu benötigen die VNB Prognosemodelle, die den zukünftigen Netzzustand antizipieren können und eine sichere Vorhersage erlauben [27] [14].

In Zukunft müssen die VNB ihren aktuellen Netzzustand im Rahmen eines Echtzeitmonitorings (EZM) auf der NS- und MS-Ebene erfassen und im Falle von Netzengpässen die Erzeuger und Verbraucher aktiv steuern können. Im Verteilnetz besteht die Möglichkeit, Schätzwerte von nicht gemessenen EE-EZA und Lasten zu antizipieren. Um die Beobachtbarkeit des Netzes zu gewährleisten, ist die Verfügbarkeit von zusätzlichen Messwerten erforderlich. Die auszubringende Messtechnik ist dabei vom Installationsort und den zu erfassenden Messgrößen abhängig. Im Rahmen des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende (GDEW) werden Letztverbraucher und Erzeugungsanlagen bestimmter Leistungsklassen verpflichtend mit intelligenten Messsystemen, wie bspw. Smart-Meter, ausgestattet. Zur Erfassung der Netzzustandsgrößen müssen die VNB auf die Messwerte dieser Messsysteme zugreifen können, um die Beobachtbarkeit des Netzzustandes zu optimieren. Neben der Erfassung der Netzzustandsgrößen werden in Zukunft auch einheitliche Datenaustauschplattformen benötigt, um gemeinsame Prozesse zwischen ÜNB und VNB koordinieren zu können [27] [14].

Die Häufigkeit der netzbezogenen Maßnahmen im Rahmen des Einspeisemanagements erhöht die Komplexität der Betriebsführung. Zunehmende Engpässe ausschließlich über netzbezogene Maßnahmen und über Anpassungsmaßnahmen nach § 13 und § 14 EnWG zu beheben, erscheint langfristig ökonomisch nicht sinnvoll. Stattdessen könnte auf regionalen Flexibilitätsmärkten netzdienliche Flexibilität, bspw. in Form von zusätzlichen steuerbaren Lasten, angeboten werden, welche durch die VNB zur Behebung der Netzengpässe eingesetzt wird. Innerhalb eines Ampelsystems ließe sich die Flexibilität nicht nur marktdienlich, sondern auch netzdienlich bereitstellen. Die Flexi-

bilitätsampel soll den Lieferanten und Aggregatoren von Flexibilität bevorstehende Flexibilitätsabrufe des VNB signalisieren und eine Vorrangregelung implementieren. Hierzu müssen verbindliche Regeln für die Anforderung an die Mehrfachvermarktung geschaffen werden [14].

Das Einspeisemanagement stellt ein regulatorisches Instrument zur Stabilisierung der Netze dar, führt jedoch zu Ausfallarbeit. Unzureichender Netzausbau und ein Mangel an Flexibilitäten bedingen den häufigen Einsatz von EinsMan-Maßnahmen. Wohingegen der Einsatz von Kurz- und Langzeitspeichern sowie modernen Power-to-X (PtX) Technologien als steuerbare Lasten an netzkritischen Punkten dazu beitragen, die Anzahl und Häufigkeit von EinsMan-Maßnahmen durch „Nutzen statt Abregeln“ (NSA) zu minimieren [23].

Da die Betriebsführung und Koordination der Prognose, Erfassung und Regelung des Netzzustandes sowie die Erbringung von SDL-Maßnahmen immer komplexer wird, müssen die Kommunikations- und Informationsbeziehungen zwischen den Netzbetreibern sowie Verbrauchern und Erzeugern zukünftig weiterentwickelt werden. Zur besseren Koordinierung der SDL-Erbringung stehen die folgenden Maßnahmen im Fokus [9] [27] [14] [17]:

- Verstärkte Kooperation zwischen ÜNB und VNB sowie eine verstärkte Kommunikation zwischen den Netzbetreibern,
- Weiterentwicklung und Ausweitung des Kaskadenprinzips zum Austausch und der Kommunikation von Informationen bezüglich der Betriebszustände einzelner Netzelemente und Erzeugungsanlagen zwischen Leitstellen und Netzplanern der Netzbetreiber im Rahmen einer Schnittstelle „ÜNB und VNB“,
- Erhöhter Daten- und Kommunikationsaustausch zwischen Netz- und Anlagenbetreiber,
- Erfassung von Netzzustandsgrößen in allen Netzebenen und
- Entwicklung eines Energieinformationsnetzes, welches u. a. Stammdaten, Planungsdaten, Online-Daten und Zähldaten beinhaltet.

7.7 Zusammenfassung

Die Erbringung von Systemdienstleistungen muss in Zukunft zunehmend in den unterlagerten Spannungsebenen erfolgen. Die bisherigen zentralen Konzepte zur SDL-Bereitstellung für das Übertragungsnetz können daher nicht ohne weiteres auf ein System mit einem hohen Anteil an volatilen EE-EZA übertragen werden. Die Aufgaben zum sicheren Netzbetrieb und zum Erhalt der Systemstabilität unterliegen einem fortschreitenden Wandel. Bereits bestehende Konzepte zur SDL-Erbringung müssen daher unter Berücksichtigung

- der zunehmenden Dezentralisierung,
- des steigenden IKT- und MSR-Bedarfs und
- der individuellen Fähigkeiten der Verteilnetze

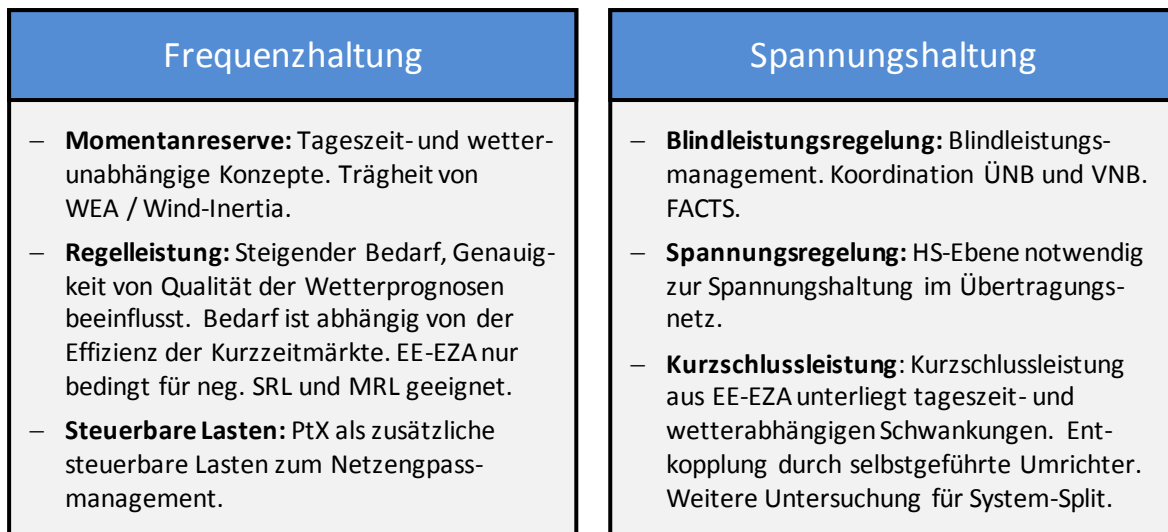
weiterentwickelt werden.

Die Weiterentwicklung der Konzepte zur SDL-Erbringung wird zu einer stärkeren Einbindung der VNB führen. Darüber hinaus erfordert die wachsende Verantwortung der VNB eine intensivere Abstimmung und Koordination zwischen VNB und ÜNB.

Die Betriebsplanung wird als Teil der Betriebsführung immer mehr Bedeutung erhalten. Die notwendigen Maßnahmen zum Engpassmanagement müssen im Rahmen der Betriebsplanung koordiniert werden. Das Engpassmanagement muss zudem mit den vielfältigen Aufgaben der VNB abgestimmt und die Instrumente des Engpassmanagements durch ein marktbasierendes Flexibilitätsmanagement erweitert werden.

Die zunehmend erforderliche Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit der Verteilnetze bedingt eine Weiterentwicklung der operativen Aufgaben der VNB. Die Beobachtbarkeit der Verteilnetzebene und die Einbindung von Erzeugungsprofilen mit hoher Prognosegüte werden für die Betriebsplanung unerlässlich.

Die fortschreitende Durchdringung der Netze mit neuen Netzelementen erhöht den Bedarf an Informationen über den Netzzustand. Eine optimierte und integrierte Betriebsführung auf allen Spannungsebenen wird unumgänglich, ist jedoch nur durch eine konsequente Intensivierung der Kommunikation zwischen den Netz- und Anlagenbetreibern möglich. Die Kommunikation muss dabei auf standardisierten und regulierten Kommunikations- und Informationsinfrastrukturen erfolgen. Hierzu erlangt die MSR-Technik zunehmend an Bedeutung.



Ausblick Systemdienstleistungen

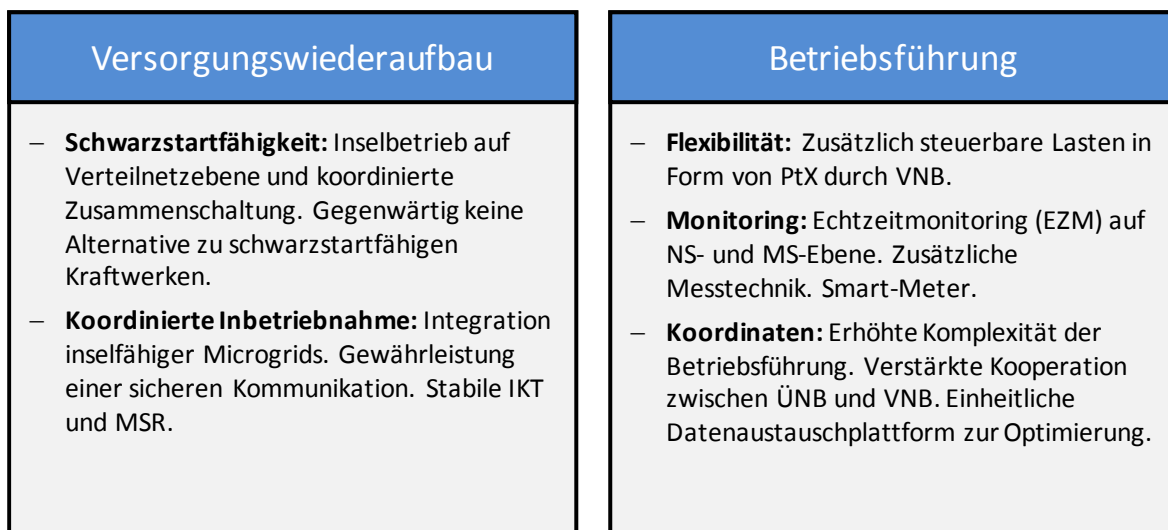
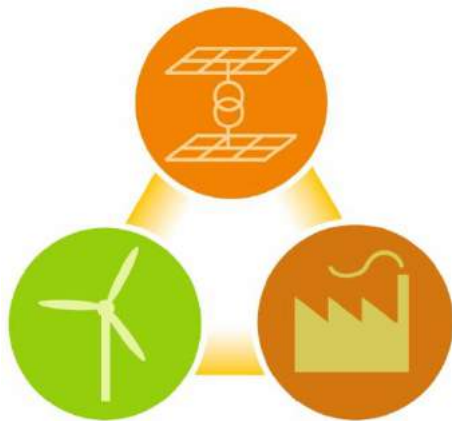


Abbildung 14: Ausblick in den vier Säulen der Systemdienstleistungen

Die zunehmende Integration von Power-to-X, Speichern und steuerbaren Lasten sowie die sich daraus ergebende zeitliche und räumliche Flexibilisierung wird in Zukunft einen hohen Bedarf an Prognose- und Echtzeitdaten von Verbrauchern, EZA und Netzbetriebsmitteln erforderlich machen. Diese Entwicklung zeichnet einen klaren Trend zur Digitalisierung der Energiewende ab. Grundsätzlich werden die Komplexität der Aufgaben und die Anforderungen an die Netzbetreiber zukünftig weiter steigen. Insbesondere die Rolle des VNB wird sich von einem passiven Beobachter des Netzes zu einem aktiven Steuerer entwickeln.



SDL - Studie BB

TEIL II

BLINDLEISTUNGSPOTENZIALE VON EE-EZA IM VERTEILNETZ

Bearbeiter

M. Sc. Saman Amanpour

Dr.-Ing. Klaus Pfeiffer

M. Sc. Kristian Platta

1 Zielstellung

Der sichere Betrieb der elektrischen Energieversorgungsnetze hängt unter anderem von der Spannungshaltung in den Netzen ab. Diese Thematik ist eng mit der Frage eines ausgeglichenen Blindleistungshaushaltes verbunden. Durch den einschneidenden Umbau im Erzeugungssektor ist zu erwarten, dass konventionelle Kraftwerke als regelbare Blindleistungsquellen zunehmend weniger am Netz verfügbar sind. Somit muss untersucht werden, welche Beiträge zur Blindleistungsbereitstellung durch Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien (EE-EZA) geleistet werden können.

Die Zielstellung der in dieser Studie durchgeführten Untersuchung besteht darin, die Blindleistungspotenziale von EE-EZA, die relevant für die Netze der Hoch- und Höchstspannungsebene sind, zu ermitteln. Deshalb werden im Rahmen dieser Studie nur die EE-EZA mit Anschluss an die Hoch- und Höchstspannungsebene betrachtet. Anlagen in den unterlagerten Spannungsebenen werden bei dieser Untersuchung ausgenommen, da eingeschätzt wird, dass deren Wirkung auf die vorgelagerten Spannungsebenen deutlich geringer ist.

Ein Überblick über die betrachteten Varianten der Blindleistungspotenzialanalyse wird in Abbildung 15 gegeben. Um die Untersuchungen abzurunden, werden die Blindleistungspotenziale der EE-EZA und der konventionellen Erzeugungsanlagen mit Anschluss an der Höchstspannungsebene ebenfalls ermittelt. Alle Betrachtungen beziehen sich ausschließlich auf Anlagen und Netze im Land Brandenburg.

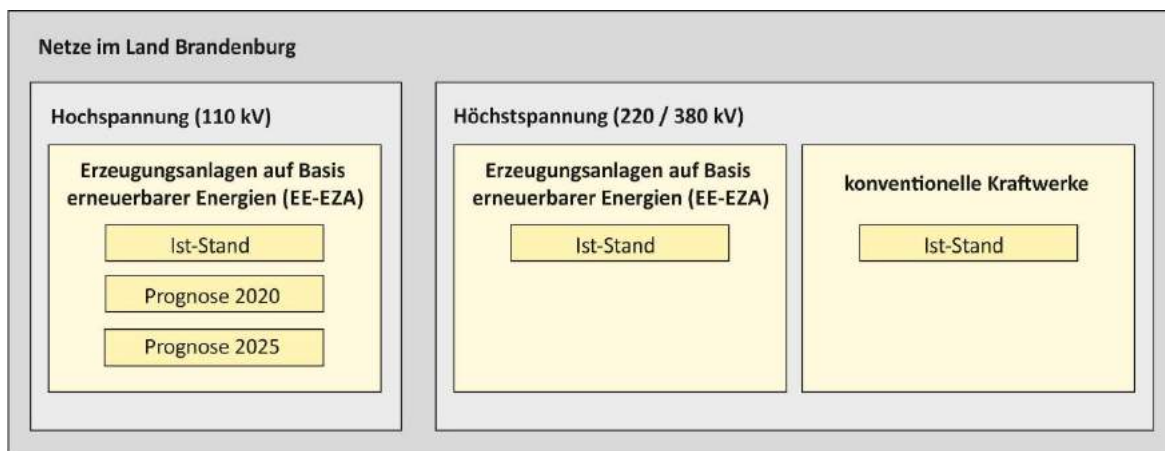


Abbildung 15: Überblick über die betrachteten Varianten

Blindleistungspotenzialanalyse

Aus Abbildung 15 ist ersichtlich, dass neben den Untersuchungen zu den gegenwärtig verfügbaren Blindleistungspotenzialen (Ist-Stand) die Betrachtungen auch auf die für 2020 und 2025 prognostizierten EE-EZA ausgeweitet werden. Diese Leistungsprognosen sind gebiets-scharf, allerdings ist es schwierig, die genauen Netzanschlusspunkte und damit die Anschlussebene vorab zu bestimmen. Somit wurde im ersten Ansatz festgelegt, dass diese zukünftig zu erwartenden Anlagen fast ausschließlich in den Netzen der Verteilnetzebene angeschlossen werden.

2 Methodik

2.1 Definition der Blindleistungsarten und -richtungen

Zur Erläuterung der Bezeichnungen für die Blindleistungsarten wird Abbildung 16 verwendet. Die Bezeichnung der Blindleistung in dieser Studie richtet sich nach der Fließrichtung der Blindleistung von der EE-EZA in Richtung Netz, also nach der Blindleistungsart, welche von der EE-EZA in das Netz eingespeist wird. Beim übererregten Betrieb speist die EE-EZA induktive Blindleistung Q_{ind} in das Netz, während beim untererregten Betrieb kapazitive Blindleistung Q_{kap} in das Netz eingespeist wird.

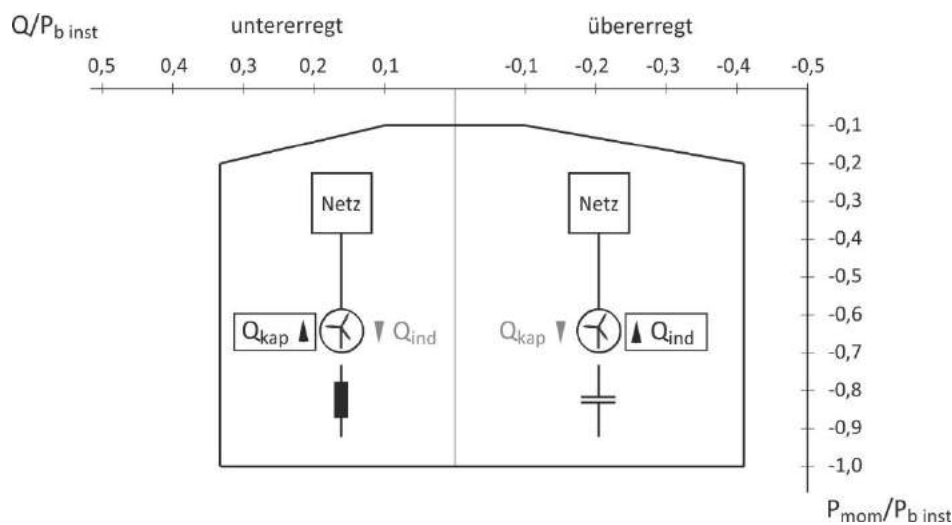


Abbildung 16: Erläuterung der verwendeten Bezeichnungen für die Blindleistungsarten

2.2 EE-EZA mit Anschluss an die Hochspannungsebene

Eine genaue Betrachtung der am Netzanschlusspunkt beim vorgelagerten Netzbetreiber verfügbaren Blindleistungspotenziale aus EE-EZA erfordert die Kenntnis von Betriebsmittelparametern der Windparknetze sowie deren Anschlussleitungen bis zum Netzanschlusspunkt. Alternativ wäre eine Auswertung der EE-Anlagenzertifikate möglich. Beide Varianten konnten jedoch im Rahmen dieser Studie aufgrund der Nichtverfügbarkeit dieser Daten nicht angewendet werden.

Als Alternative erfolgte die Ermittlung der Blindleistungspotenziale der EE-EZA somit über einen pragmatischen Ansatz. Die Blindleistungspotenziale der EE-EZA wurden entsprechend dem Inbetriebnahmedatum und der zu diesen Zeitpunkten geltenden Technischen Anschlussbedingungen (TAB) der jeweiligen Verteilnetzbetreiber vereinfacht ermittelt. Dafür wurde wie folgt vorgegangen:

1. Auswertung der EEG-Anlagenstammdatenbanken der Brandenburger Verteilnetzbetreiber MITNETZ STROM, E.DIS, WEMAG Netz mit Klassifizierung der EE-EZA nach Netzanschlusspunkt und Inbetriebnahmedatum.
2. Eruierung der Blindleistungsanforderungen an die EE-EZA innerhalb der jeweiligen Inbetriebnahmezeiträume je Verteilnetzbetreiber. Dies beinhaltet die Zuordnung der vom Netzbetreiber geforderten Variante des P-Q-Diagramms der Erzeugungsanlage (EZA) am Netzanschlusspunkt. Hierbei handelt es sich um die P-Q-Diagramme nach VDE-Anwendungsrichtlinie VDE-AR-N 4120:2015-01 [28] (siehe Abbildung 17).

Anmerkung: Unter dem Begriff „Blindleistungsanforderungen“ wird hier ausschließlich die statische Netzstabilität verstanden (Blindleistungsbereitstellung im Normalbetrieb je nach vom Verteilnetzbetreiber vorgegebenen Verfahren). Darüberhinausgehende Funktionalitäten wie die dynamische Netzstützung (FRT-Verhalten) bzw. die sogenannte volle SDL-Funktionalität werden hier nicht betrachtet.

3. Ermittlung der aggregierten Blindleistungspotenziale je Netzregion.
4. Kategorisierung der Blindleistungspotenziale in induktiv / kapazitiv:
5. Identifikation von Möglichkeiten zur fernwirktechnischen Veränderung des Verfahrens der Blindleistungsbereitstellung:
 - a. Keine Blindleistungsbereitstellung möglich (Altanlagen),
 - b. festeingestelltes Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung (keine Fernsteuerbarkeit vorhanden; Nachrüstung theoretisch möglich, hier aber nicht betrachtet),
 - c. fernwirktechnisch veränderbares Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung (Fernsteuerbarkeit durch den Netzbetreiber erschlossen und nutzbar).

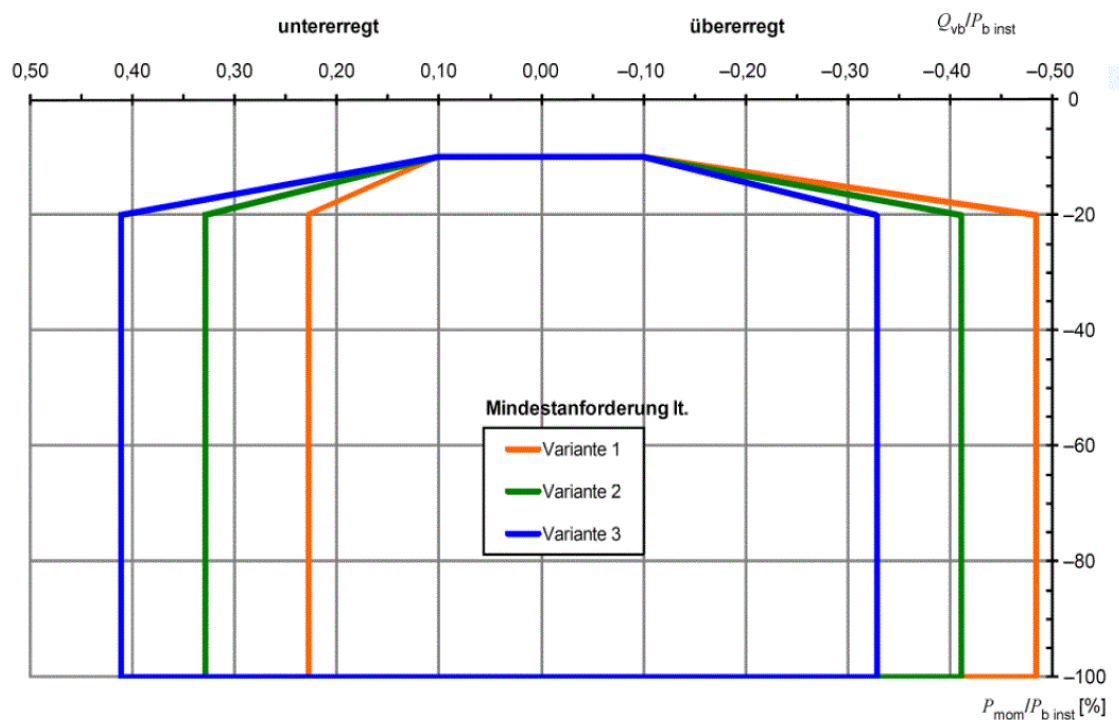


Abbildung 17: P-Q-Diagramme der EZA am Netzanschlusspunkt (Verbraucherzählpeilsystem)

Quelle: [28]

Mit dieser Methodik ist die Größenordnung der Blindleistungspotenziale mit hinreichender Genauigkeit bestimmbar.

Im Folgenden werden die für die Anwendung des vorstehend beschriebenen Verfahrens erforderlichen netzbetreiberspezifischen Blindleistungsanforderungen tabellarisch aufgelistet. Dabei geht es hauptsächlich um die Einteilung der Anlagen entsprechend ihrem Inbetriebnahmedatum und dem zu diesem Zeitpunkt gemäß TAB geforderten Blindleistungsverhalten. Der Zeitraum der Inbetriebnahme bestimmt auch die fernwirktechnische Erschließung der Anlagen.

Wie aus Tabelle 7 zu entnehmen ist, werden die Anlagen in verschiedene Typen klassifiziert:

- Altanlagen,
- Übergangsanlagen,
- Neuanlagen.

		Altanlagen	Übergangsanlagen	Neuanlagen
MITNETZ STROM	Inbetriebnahme	bis 31.12.2008	01.01.2009 bis 31.12.2013	ab 01.01.2014
	P-Q-Variante	keine Blindleistung- stellmöglichkeit	Variante 3 Q/P = 0,33ind bis Q/P = 0,41kap	Variante 3 Q/P = 0,33ind bis Q/P = 0,41kap
E.DIS	Inbetriebnahme	bis 31.12.2008	01.01.2009 bis 01.04.2011	ab 01.04.2011 (Wind) ab 01.04.2014 (PV) ab 01.01.2015 (BHKW/KWK)
	P-Q-Variante	keine Blindleistung- stellmöglichkeit	Variante 3 Q/P = 0,33ind bis Q/P = 0,41kap	Variante 3 Q/P = 0,33ind bis Q/P = 0,41kap
WEMAG Netz	Inbetriebnahme	bis 31.12.2008	01.01.2009 bis 2015	ab 01.08.2015
	P-Q-Variante	keine Blindleistung- stellmöglichkeit	Variante 3 Q/P = 0,33ind bis Q/P = 0,41kap	Variante 3 Q/P = 0,33ind bis Q/P = 0,41kap

Tabelle 7: Übersicht zu den Blindleistungsanforderungen der Verteilnetzbetreiber¹

Für Altanlagen wird in dieser Studie generell festgelegt, dass sich diese nicht an der Blindleistungsbereitstellung beteiligen und somit kein Blindleistungspotenzial besitzen. Eine Nachrüstung zur Erschließung dieses Potenzials wird als nicht wirtschaftlich angesehen und in dieser Studie nicht betrachtet.

Übergangsanlagen besitzen die Fähigkeit, Blindleistung entsprechend einem festgestellten Verfahren bereitzustellen. Das Verfahren ist allerdings während des Betriebs der Anlagen nicht veränderbar. Dies würde eine fernwirktechnische Nachrüstung erfordern, die in dieser Studie nicht betrachtet wird. Auf das Blindleistungspotenzial hat dieser Umstand jedoch keine Auswirkungen, da das Potenzial entsprechend der vom Anschlussnetzbetreiber geforderten Variante des P-Q-Diagramms ermittelt wird und somit unabhängig vom Verfahren der Blindleistungsbereitstellung ist.

Bei Neuanlagen kann das Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung während des Betriebes fernwirktechnisch verändert werden. Dies erlaubt der Betriebsführung, auf die aktuellen Anforderungen des Netzbetriebs mit der Wahl eines dafür am besten geeigneten Verfahrens zur Blindleistungs-

¹ sofern nicht anders erwähnt, gelten die Angaben für alle EE-EZA-Typen.

bereitstellung reagieren zu können. Wie auch bei den Übergangsanlagen wird das Blindleistungspotenzial durch die vom Anschlussnetzbetreiber geforderte Variante des P-Q-Diagramms bestimmt.

Die vorstehend beschriebene Methodik wird auch für die Ermittlung der Blindleistungspotenziale aus dem prognostizierten Zubau von EE-EZA angewendet. Hierbei kann generell davon ausgegangen werden, dass diese Anlagen fernwirktechnisch voll erschlossen sind und somit das Verfahren der Blindleistungsbereitstellung während des Betriebes veränderbar ist. Hinsichtlich des P-Q-Diagramms wird zunächst von einer Beibehaltung der derzeit bei dem jeweiligen Verteilnetzbetreiber gewählten Variante ausgegangen.

2.3 Anlagen mit Anschluss an die Höchstspannungsebene

Bei EE-EZA mit Anschluss an die Höchstspannungsebene handelt es sich ausschließlich um leistungsstarke Windparks. Für diese Anlagen wurden die in Tabelle 8 dargestellten Vorgaben des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz zugrunde gelegt.

		Altanlagen	Übergangsanlagen	Neuanlagen
50Hertz	Inbetriebnahme	bis 31.12.2007	01.01.2008 bis 31.12.2010	ab 01.01.2011
	P-Q-Variante	keine Blindleistungsstellmöglichkeit	Variante 3 Q/P = 0,33ind bis Q/P = 0,41kap	Variante 3 Q/P = 0,33ind bis Q/P = 0,41kap

Tabelle 8: Blindleistungsanforderungen des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz

Es wird dasselbe Verfahren zur Ermittlung der Blindleistungspotenziale wie bei den Anlagen mit Anschluss an die Hochspannungsebene angewendet (siehe Kapitel 2.2).

Für die Ermittlung der Blindleistungspotenziale der Brandenburger Kraftwerksblöcke wurde auf die jeweiligen Generatorleistungsdiagramme zurückgegriffen, die vom Kraftwerksbetreiber LEAG (Lausitz Energie AG, vormals Vattenfall Europe Generation) bereitgestellt wurden. Für einen vereinfachten Ansatz sind diese Diagramme in eine näherungsweise Trapezform überführt worden, so dass das induktive und kapazitive Blindleistungspotenzial je Block bei minimaler und maximaler Wirkleistungsabgabe aufgenommen wurde. In Realität ist das Blindleistungspotenzial der Blöcke jedoch größer, da durch die Näherung mit einer Trapezform das tatsächliche Generatorleistungsdiagramm im Bereich zwischen P_{\min} und P_{\max} beschnitten wird, womit das sich dort befindliche Blindleistungspotenzial für diese Studie keine Berücksichtigung findet.

3 Ergebnisse der Analyse der statischen Blindleistungspotenziale

Unter Anwendung der Methodik nach Kapitel 2 wurden die Blindleistungspotenziale je Netzanschlusspunkt aggregiert ermittelt. Darüber hinaus wurden die Potenziale für eine bessere räumliche Anschaulichkeit mit Hilfe eines GIS-Systems grafisch dargestellt. Dafür sind die Netzgebiete der VNB in einzelne Regionen geclustert worden.

Die diesbezüglichen Grafikdarstellungen sind im Anlagenteil der Studie in den Anlagen 1 bis 15 enthalten. Im Folgenden werden die Ergebnisse vorgestellt und anhand von Vergleichskriterien diskutiert.

3.1 Blindleistungspotenziale der EE-EZA (Hochspannungsebene)

Trotzdem in Brandenburg eine Vielzahl von EE-EZA installiert ist, ist das Blindleistungspotenzial dieser Anlagen zum gegenwärtigen Zeitpunkt vergleichsweise gering. Dies ist der Tatsache geschuldet, dass an sogenannte Altanlagen (Inbetriebnahmedatum bis einschließlich 2008) keine dezidierten Anforderungen an deren Blindleistungseinspeisung gestellt wurden.

Demzufolge leisten diese Anlagen keinen Beitrag zur Blindleistung und speisen nahezu ausschließlich Wirkleistung ein. Erst Anlagen mit einem Inbetriebnahmezeitpunkt ab dem Jahr 2009 beteiligen sich an der Blindleistungsbereitstellung, allerdings nach einem fest eingestellten Verfahren, welches im Betrieb nicht verändert werden kann (siehe Kapitel 2.2). Diese sogenannten Übergangsanlagen stellen ein Blindleistungspotenzial im Bereich 431 Mvar induktiv bis 535 Mvar kapazitiv bereit (siehe Tabelle 9).

	Blindleistungspotenziale			
	Übergangsanlagen		Neuanlagen	
	Q_{ind} [Mvar]	Q_{kap} [Mvar]	Q_{ind} [Mvar]	Q_{kap} [Mvar]
MITNETZ STROM	310	385	45	55
E.DIS	94	117	73	89
WEMAG Netz	27	33	0	0
Brandenburg gesamt	431	535	118	144

Tabelle 9: Blindleistungspotenziale² der EE-EZA auf Hochspannungsebene (Ist-Stand)

Im Vergleich dazu ergibt sich für sogenannte Neuanlagen (je nach VNB Inbetriebnahmedatum nach 2011 bis 2015, siehe Kapitel 2.2) aktuell ein kaum nennenswertes Blindleistungspotenzial (118 Mvar induktiv bis 144 Mvar kapazitiv) für die Netze der Hochspannungsebene in Brandenburg (siehe Tabelle 9). Dies ist der Tatsache geschuldet, dass die Regelungen zum Blindleistungsverhalten erst vor wenigen Jahren in Kraft getreten sind und somit der Zubau an EE-Neuanlagen innerhalb dieser Zeitspanne überschaubar ist.

² Q_{ind} , Q_{kap} : Zur Erläuterung der Blindleistungsbegriffe siehe Kapitel 2.1

Unter Einbeziehung der EE-Prognosen ergeben sich zukünftig deutlich höhere Werte für die verfügbaren Blindleistungspotenziale, da generell an alle neu errichteten Anlagen Anforderungen zur Blindleistungsbereitstellung gestellt werden. Die entsprechenden Ergebnisse sind in Tabelle 10 dargestellt.

	Blindleistungspotenziale			
	Prognose 2020		Prognose 2025	
	Q _{ind} [Mvar]	Q _{kap} [Mvar]	Q _{ind} [Mvar]	Q _{kap} [Mvar]
MITNETZ STROM	1.192	1.485	1.464	1.822
E.DIS	2.759	3.428	3.240	4.025
WEMAG Netz	128	159	141	175
Brandenburg gesamt	4.079	5.072	4.845	6.022

Tabelle 10: Blindleistungspotenziale der EE-EZA auf Hochspannungsebene für EE-Prognosen

Es zeigt sich, dass diese Potenziale um den Faktor 9 bis 11 über den aktuellen Werten liegen. Auffällig ist, dass das kapazitive Blindleistungspotenzial der EE-EZA (Einspeisung von kapazitiver Blindleistung in das Netz) größer ist als das induktive Blindleistungspotenzial (Einspeisung von induktiver Blindleistung in das Netz). Dies ergibt sich aufgrund der von allen Brandenburger VNB gewählten Variante 3 des P-Q-Diagramms (siehe Kapitel 2.2). Damit wird der Tatsache Rechnung getragen, dass die Netze zunehmend kapazitiven Charakter haben, da ein starker Trend zur Verkabelung vor allem in der Mittelspannungsebene besteht. Die sich daraus ergebenden hohen kapazitiven Ladeleistungen dominieren nicht nur in Schwachlastzeiten, sondern auch noch bei normaler Belastung der Netze.

Vergleicht man die Zahlen der einzelnen Netzbetreiber untereinander, ist festzustellen, dass die prognostizierten Blindleistungspotenziale, die den Netzbetreibern zukünftig zur Verfügung stehen, proportional zur Fläche ihres Versorgungsgebietes in Brandenburg sind. Da die E.DIS flächenmäßig in Brandenburg das größte Versorgungsgebiet hat, sind hier auch die größten Flächenpotenziale für den EE-Zubau vorhanden, was sich direkt in den Zahlen für die Blindleistungspotenziale widerspiegelt. Die geringen Zahlenwerte für das Netzgebiet der WEMAG Netz sind allein durch den sehr kleinen Flächenanteil dieses Verteilnetzbetreibers in Brandenburg begründet.

3.2 Blindleistungspotenziale der EE-EZA (Höchstspannungsebene)

Gegenwärtig befinden sich im Land Brandenburg drei Windparks mit Anschluss an das Höchstspannungsnetz. Diese speisen über die Umspannwerke Putlitz, Bertikow und Schönewalde ein. Unter Anwendung der Methodik nach Kapitel 2.2 ergeben sich zum gegenwärtigen Zeitpunkt sehr geringe Blindleistungspotenziale dieser Windparks (Tabelle 11).

	Blindleistungspotenziale			
	Übergangsanlagen		Neuanlagen	
	Q_{ind} [Mvar]	Q_{kap} [Mvar]	Q_{ind} [Mvar]	Q_{kap} [Mvar]
Putlitz	0	0	2	3
Bertikow	46	57	8	10
Schönewalde	31	38	17	21
Gesamt	77	95	27	34

Tabelle 11: Blindleistungspotenziale der Windparks auf Hochspannungsebene (Ist-Stand)

Vergleicht man diese Werte mit denen der konventionellen Erzeugung im Brandenburger Teil des Höchstspannungsnetzes, werden die Größenunterschiede sehr deutlich. In Brandenburg befinden sich die Braunkohlekraftwerke Jänschwalde (6 x 500 MW) und Schwarze Pumpe (2 x 800 MW) sowie das Gasturbinenkraftwerk Thyrow (4 x 37 MW und 4 x 38 MW). Unter Anwendung des Ansatzes nach Kapitel 2.2 besitzen diese Blöcke die Blindleistungspotenziale nach Tabelle 12.

	Blindleistungspotenziale			
	$Q_{\text{ind}} (P_{\text{min}})$ [Mvar]	$Q_{\text{kap}} (P_{\text{min}})$ [Mvar]	$Q_{\text{ind}} (P_{\text{max}})$ [Mvar]	$Q_{\text{kap}} (P_{\text{max}})$ [Mvar]
KW Jänschwalde	2.430	1.050	1.440	360
KW Schwarze Pumpe	1.500	660	1.200	500
GTKW Thyrow	464	144	400	128
Gesamt	4.394	1.854	3.040	988

Tabelle 12: Q-Potenziale der konv. Erzeugung auf Höchstspannungsebene (Ist-Stand)

Es zeigt sich, dass die großen Windparks aktuell kein vergleichbares Blindleistungspotenzial bereitstellen können. Dies wird sich jedoch zukünftig ändern, da an allen drei genannten Standorten ebenfalls Anlagen zugebaut werden, die dann dementsprechend das Potenzial erhöhen.

3.3 Vergleich der Blindleistungspotenziale EE-EZA und konventionelle Erzeugung

Dieser Vergleich ist zunächst aus technischer Sicht nicht ohne weiteres zulässig, da Blindleistungspotenziale miteinander verglichen werden, die in unterschiedlichen Spannungsebenen und ggf. auch an verschiedenen Orten verfügbar sind. Dennoch können hieraus erste Rückschlüsse für eine Grobbewertung gezogen werden.

Aus Tabelle 13 ist ersichtlich, dass die induktiven Blindleistungspotenziale der EE-Prognose 2025 in der gleichen Größenordnung der gegenwärtig verfügbaren Potenziale der konventionellen Erzeugung unter Berücksichtigung der zeitlichen Verfügbarkeit (siehe Kapitel 4) liegen.

	Blindleistungspotenziale	
	Q_{ind} [Mvar]	Q_{kap} [Mvar]
EE-EZA in HS-Ebene Prognose 2025	4.845	6.022
Konv. Erzeugung in HÖS-Ebene Ist-Stand	3.040 ... 4.394	988 ... 1.854

Tabelle 13: Blindleistungspotenziale EE-EZA (Prognose 2025) und der konv. (Ist-Stand)

Bei der kapazitiven Blindleistung werden die Potenziale der konventionellen Erzeugung sogar deutlich übertroffen. Dies ist wiederum dadurch begründet, dass mit der Wahl der P-Q-Variante 3 für EE-EZA der kapazitive Einspeisebereich größer als der induktive Bereich ist. Im Hinblick auf den zu erwartenden weiteren Umbau des Erzeugungssektors kann im ersten Ansatz festgestellt werden, dass die statischen Blindleistungspotenziale der konventionellen Erzeugung größtmäßig adäquat durch die EE-Einspeisung ersetzt werden. Für eine weitere technische Bewertung dieser Aussage sind die Blindleistungsbedarfe der Netze in den verschiedenen Spannungsebenen für unterschiedliche Belastungszustände zu betrachten. Dadurch kann ermittelt werden, welcher Anteil des Blindleistungspotenzials aus der Hochspannungsebene nach Abzug der Deckung des dortigen eigenen Blindleistungsbedarfs noch für die vorgelagerte Höchstspannungsebene bereitgestellt werden kann.

4 Zeitliche Verfügbarkeit der Blindleistungspotenziale aus EE-EZA

Nachdem in Kapitel 3 die Ergebnisse der statischen Blindleistungspotenziale vorgestellt und diskutiert wurden, soll in diesem Kapitel näher auf die zeitliche Verfügbarkeit der Blindleistungspotenziale aus EE-EZA eingegangen werden.

Aus den P-Q-Diagrammen für EE-EZA in Abbildung 17 ist zu erkennen, dass die Blindleistungseinspeisung dieser Anlagen im Bereich $P/P_{\text{inst}} < 0,2$ abhängig von der momentanen Wirkleistungseinspeisung ist. Diese grundlegende Aussage gilt für alle drei Varianten der P-Q-Diagramme. Das Blindleistungsverhalten der EE-EZA kann generell in drei Abschnitte eingeteilt werden:

$P/P_{\text{inst.}} < 0,1$	$Q = 0 \text{ Mvar}$
$0,1 < P/P_{\text{inst.}} < 0,2$	$Q = f(P); 0 < Q < Q_{\text{max}}$
$P/P_{\text{inst.}} > 0,2$	$Q \neq f(P); Q = Q_{\text{max}}$

Entsprechend den aktuellen Anforderungen müssen EE-EZA bei keiner bzw. geringer Wirkleistungseinspeisung im Bereich kleiner 10% ihrer Bemessungsleistung keine Blindleistung einspeisen.

Bei Wirkleistungseinspeisung im Bereich zwischen 10% und 20% der Bemessungsleistung folgt die Blindleistungseinspeisung einer Geradengleichung und liegt im Bereich $Q/P_{\text{inst.}} = 0,1$ bis Q_{max} (entsprechend der jeweils gewählten Variante). Erst bei einer Wirkleistungseinspeisung größer 20% der Bemessungsleistung steht das volle Blindleistungspotenzial Q_{max} zur Verfügung. Dieser Umstand muss bei der Bewertung der in Kapitel 3 ermittelten Blindleistungspotenziale unbedingt berücksichtigt werden.

Der Großteil der EE-EZA sind Windenergie- und PV-Anlagen, deren Wirkleistungseinspeisung darbotsabhängig und somit stark volatil ist. Um die Auswirkungen dieser Volatilität auf die Verfügbarkeit der Blindleistungspotenziale dieser Anlagen zu untersuchen, wurde die reale Summen(wirkleistungs)einspeisung der Wind- und PV-Anlagen im Netzgebiet Brandenburg der MITNETZ STROM für das Jahr 2015 analysiert. Auf Basis dieser Einspeisepprofile wurde die theoretisch abrufbare Blindleistung aus diesen Anlagen ermittelt. Die Ergebnisse lassen sich anschaulich in einer geordneten Jahresdauerlinie darstellen.

Mithilfe der gleichen Methodik wurden die EE-Einspeisepprofile für das gesamtdeutsche Netzgebiet für das Jahr 2017 analysiert und die theoretisch abrufbare Blindleistung aus diesen Anlagen ermittelt. Die geordnete Jahresdauerlinie kann somit mit den Betrachtungen im Netzgebiet der MITNETZ STROM direkt verglichen werden.

Abbildung 18 zeigt die so ermittelte Jahresdauerlinie der theoretisch abrufbaren Blindleistung aus WEA, abgeleitet aus dem Wirkleistungseinspeisepprofil Wind im Jahr 2015 im Netzgebiet Brandenburg der MITNETZ STROM sowie für das gesamtdeutsche Netzgebiet im Jahr 2017. Es ist ersichtlich, dass das Blindleistungspotenzial aus diesen Anlagen nur für ca. 5.300 h (MITNETZ STROM) und ca. 6.000 h (Deutschland) im Jahr verfügbar gewesen wäre. Das maximale Blindleistungspotenzial, welches erst bei $P/P_{\text{inst}} > 0,2$ abrufbar ist, ist dagegen nur für ca. 3.600 h (MITNETZ STROM) bzw. 3.800 h (Deutschland) verfügbar.

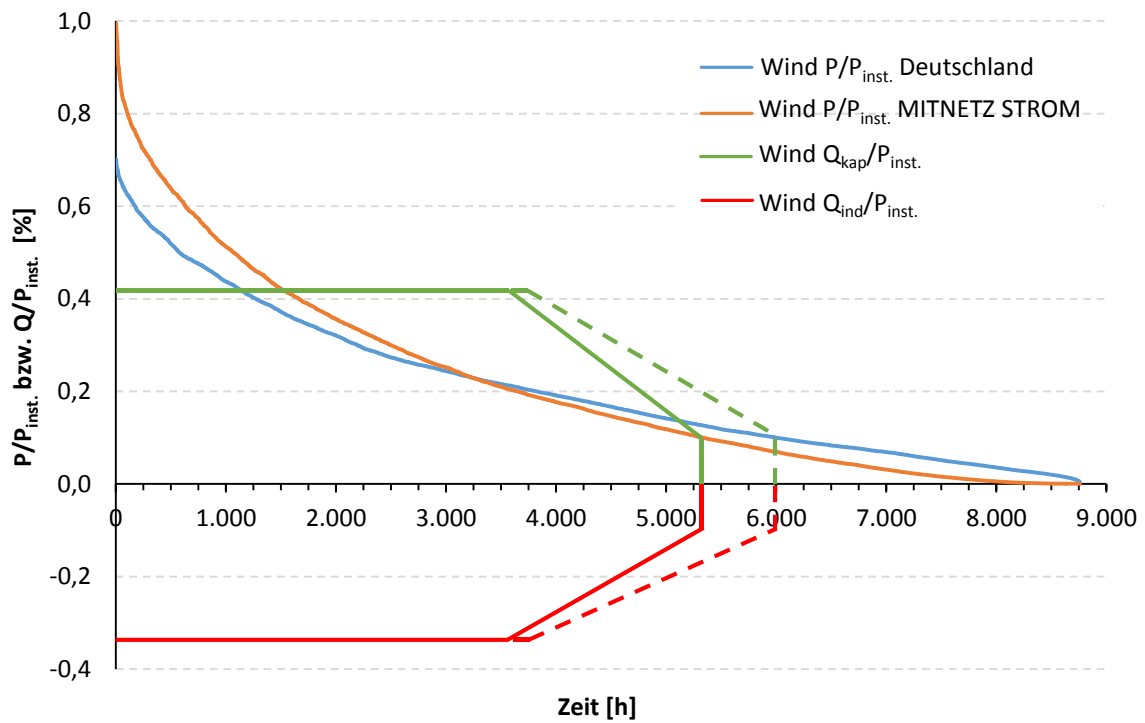


Abbildung 18: Jahresdauerlinie der theoretisch abrufbaren Blindleistung Wind
Quelle: Ermittelt aus dem Summenwirkleistungseinspeiseprofil Wind 2015 im Netzgebiet Brandenburg der MITNETZ STROM sowie dem gesamtdeutschem Netzgebiet 2017
Basis: VDE: VDE-AR-N 4120:2015-01

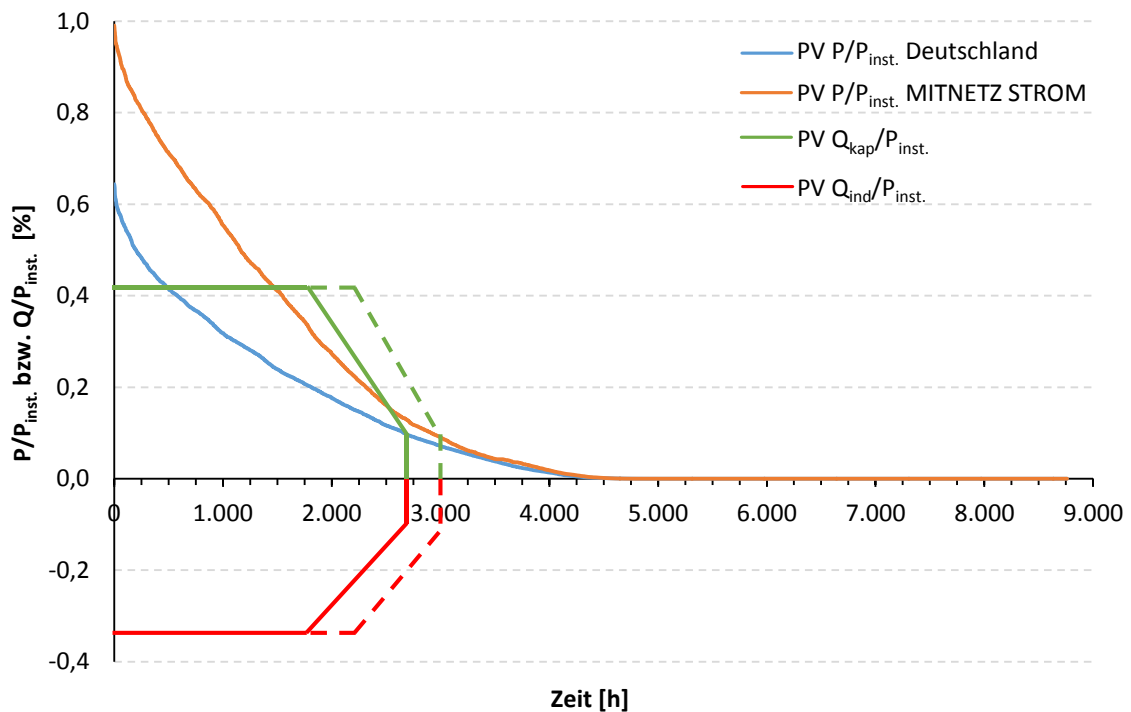


Abbildung 19: Jahresdauerlinie der theoretisch abrufbaren Blindleistung PV
Quelle: Ermittelt aus dem Summenwirkleistungseinspeiseprofil PV 2015 im Netzgebiet Brandenburg der MITNETZ STROM sowie dem gesamtdeutschem Netzgebiet 2017
Basis: VDE: VDE-AR-N 4120:2015-01

Im Vergleich dazu ist in Abbildung 19 die theoretisch abrufbare Blindleistung aus PV-Anlagen, abgeleitet aus dem Wirkleistungseinspeiseprofil der PV-Anlagen im Jahr 2015 im Netzgebiet Brandenburg der MITNETZ STROM sowie im gesamtdeutschen Netzgebiet für 2017 dargestellt.

Da die PV-Einspeisung gegenüber der Windenergieeinspeisung von vornherein schon auf eine geringere Anzahl an Jahresvolllaststunden kommt, ist dieser Sachverhalt auch in der Verfügbarkeit des diesbezüglichen Blindleistungspotenzials erkennbar. Die PV-Anlagen hätten ihr Potenzial für ca. 3.000 h (MITNETZ STROM) bereitstellen können, davon ca. 2.200 h das maximale Blindleistungspotenzial. Für das gesamtdeutsche Netzgebiet wäre das Blindleistungspotenzial ca. 2.700 h verfügbar gewesen, davon 1.800 h mit maximaler Höhe.

Um diese Betrachtung abzurunden, wurden die Einspeiseprofile der Wind- und PV-Anlagen in den beiden Netzgebieten überlagert, was den realen Gegebenheiten der Praxis entspricht. Allerdings verbleibt auch hier ein langer Zeitraum innerhalb des Betrachtungsjahres, in dem keine Blindleistungsbereitstellung durch Wind- und PV-Anlagen möglich ist. Nur für ca. 6.100 h ist das Blindleistungspotenzial im Netzgebiet der MITNETZ STROM verfügbar, davon ca. 3.800 h mit dem maximalen Wert entsprechend der vorgegebenen P-Q-Diagrammvariante (siehe Abbildung 20). Das entspricht einer Nichtverfügbarkeit des Blindleistungspotenzials aus diesen Anlagen von ca. 30 % pro Jahr. Für das gesamtdeutsche Netzgebiet ergibt sich eine Verfügbarkeit der Blindleistungsbereitstellung von ca. 5.800 h, davon ca. 2.900 h in maximaler Höhe. Auch hier verbleibt ca. 1/3 des betrachteten Untersuchungszeitraums ohne jegliche Blindleistungsbereitstellung.

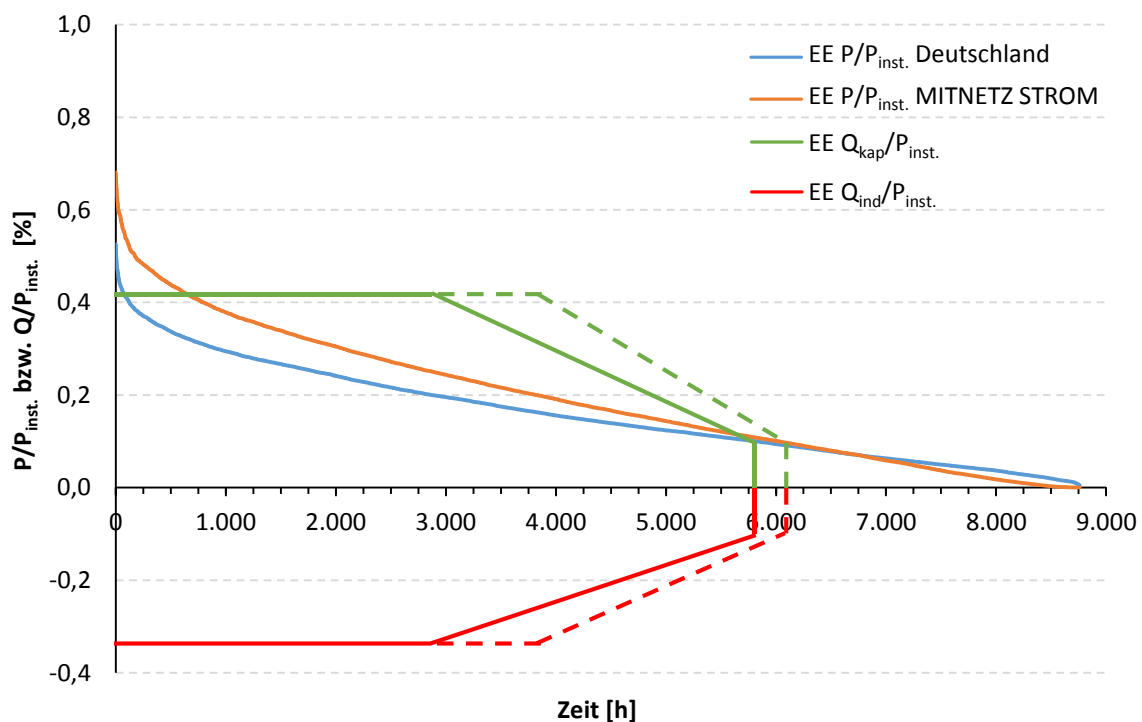


Abbildung 20: Jahresdauerlinie der theoretisch abrufbaren Blindleistung Wind und PV
Quelle: Ermittelt aus dem Summenwirkleistungseinspeiseprofil Wind und PV 2015 im Netzgebiet Brandenburg der MITNETZ STROM sowie dem gesamtdeutschen Netzgebiet 2017
Basis: VDE: VDE-AR-N 4120:2015-01

Aus dem Vergleich der Untersuchungen für das Brandenburger Netzgebiet der MITNETZ STROM 2015 und dem gesamtdeutschen Netzgebiet für 2017 sind zwei generelle Effekte zu beobachten, die nachfolgend als räumlicher Effekt und Ausbaueffekt kurz beschrieben werden sollen.

Die Analyse des Einflusses der räumlichen Ausdehnung des Untersuchungsgebietes zeigt, dass in der gesamtdeutschen Betrachtung die Maxima und Minima im Einspeiseprofil deutlich vergleichmäßigt sind. Es ist zu beobachten, dass im kleineren Untersuchungsgebiet der MITNETZ STROM deutliche höhere Anteile der Energieeinspeisung (gemessen am maximal möglichen Wert) zu erkennen sind, dafür jedoch auch deutlich kleinere Einspeisungen im hinteren Teil der Jahresdauerlinie. Die Auswirkungen auf die zeitliche Verfügbarkeit der Blindleistungsbereitstellung sind jedoch beim Betrachten der verfügbaren Zeitspannen im Jahr äußerst gering.

Der zweite Effekt betrifft den Einfluss des Ausbaus der EE-EZA zwischen den Untersuchungsjahren 2015 und 2017. Hierbei ist zusätzlich zum bereits beschriebenen räumlichen Effekt zu beobachten, dass sich die grundsätzliche Form des Einspeiseprofiles nicht ändert. Einzig allein im hinteren Teil der Jahresdauerlinie (ca. ab Stunde 6.000) ist zu beobachten, dass sich die Kurve leicht nach oben verlagert und sich somit mehr Stunden mit geringer EE-Einspeisung ergeben als vorher. Dies hat jedoch ebenfalls keinen nennenswerten Effekt auf die Blindleistungsbereitstellung, da erst ab 10 % Wirkleistungseinspeisung Blindleistung bereitgestellt werden kann.

Die Ergebnisse für die zeitliche Verfügbarkeit der Blindleistungspotenziale sind demzufolge nahezu unabhängig von der installierten Leistung der EE-EZA, da deren Volatilitätscharakter unverändert bleibt. Somit lassen sich die vorstehend getroffenen Aussagen prinzipiell auch auf die zukünftig verfügbaren Blindleistungspotenziale für die EE-Prognosen übertragen. Eine Erhöhung der zeitlichen Verfügbarkeit ist somit nur über eine Änderung der gewählten Variante des P-Q-Diagramms bzw. über andere technische Maßnahmen (siehe Kapitel 4.3) möglich.

Um die Betrachtungen zur zeitlichen Verfügbarkeit der Blindleistungspotenziale aus EE-EZA abzurunden, werden in Abbildung 21 und Abbildung 22 die Zeitverläufe von Wind- und PV-Einspeisung sowie die dazugehörige rechnerisch ermittelte theoretisch mögliche Blindleistungseinspeisung für eine Woche dargestellt. Somit wird das Zeitverhalten der möglichen Blindleistungsbereitstellung deutlich sichtbar.

Insbesondere bei der PV-Einspeisung ist die zyklische Nichtverfügbarkeit des Blindleistungspotenzials in den Nachtstunden gut erkennbar (siehe Abbildung 22). Die Anforderungen aus dem Netzbetrieb zeigen jedoch, dass mit diesem Verhalten eine bedarfsgerechte Blindleistungseinspeisung nicht umfassend abgedeckt werden kann.

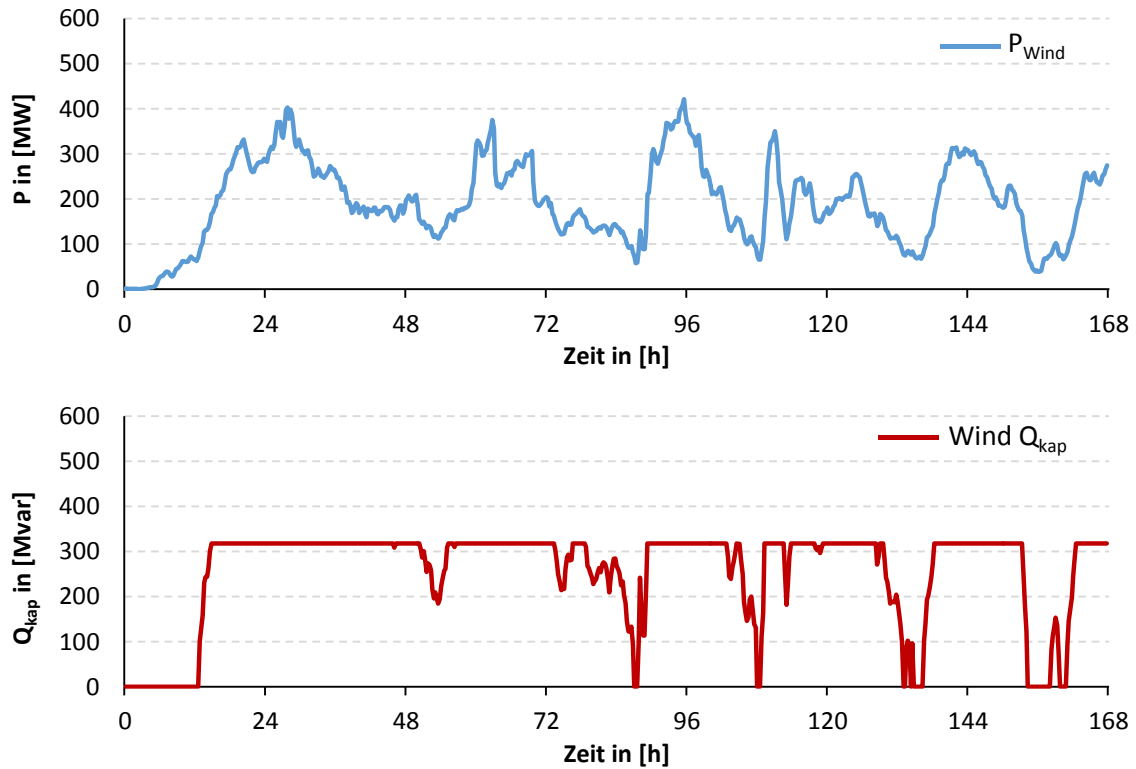


Abbildung 21: Zeitverlauf theoretisch abrufbarer Blindleistung (Wind)
Summenwirkleistungseinspeisung
Netzgebiet Brandenburg der MITNETZ STROM 2015 am Bsp. 26.01.-01.02

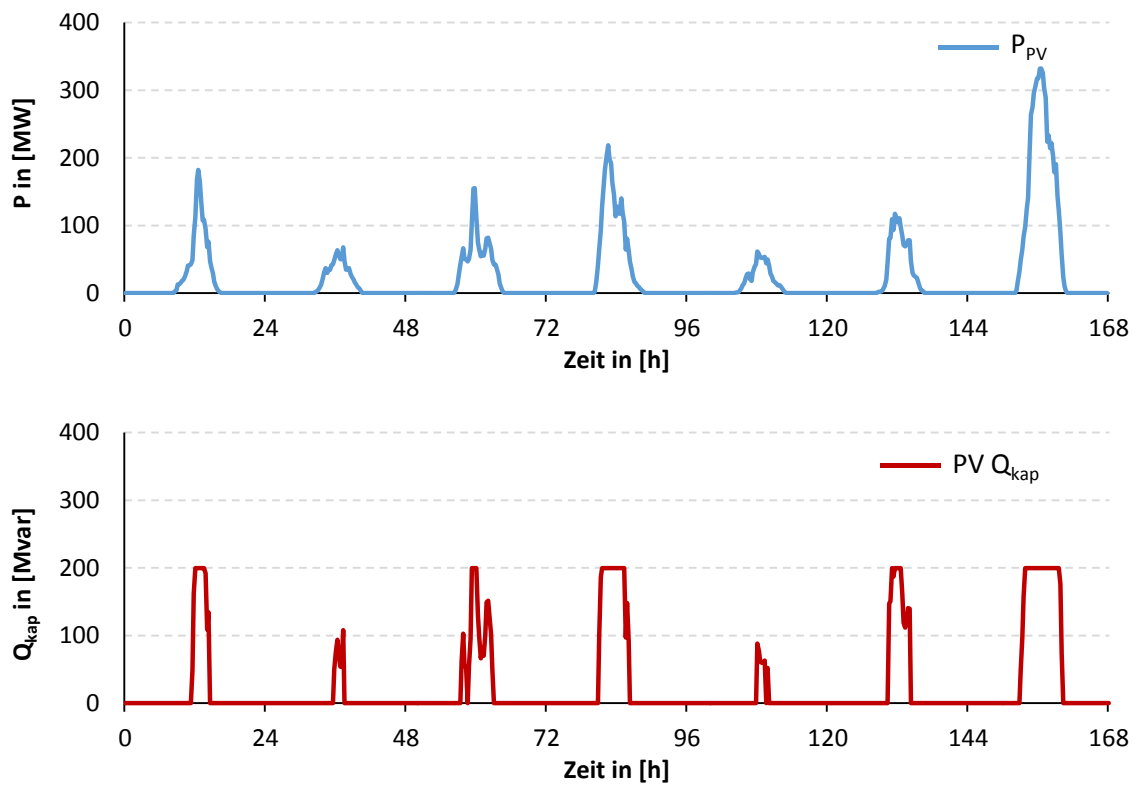


Abbildung 22: Zeitverlauf theoretisch abrufbarer Blindleistung (PV)
Summenwirkleistungseinspeisung
Netzgebiet Brandenburg der MITNETZ STROM 2015 am Bsp. 26.01.-01.02

5 Ansätze für eine Erhöhung der Verfügbarkeit der Blindleistungspotenziale

5.1 Regulatorische Maßnahmen

Derzeit befindet sich die für die Blindleistungsbereitstellung relevante Anwendungsrichtlinie VDE-AR-N 4120 im Entwurf vom Mai 2017 in Konsultation. Dabei soll auch der Bereich für die vorgegebenen P-Q-Diagramme verändert werden. So wird sich die Grenze, in der die EE-EZA keine Blindleistung bereitstellen müssen, auf $P/P_{\text{inst.}} < 0,05$ (vormals 0,1) verringern, der P-Q-Arbeitsbereich somit vergrößert (siehe Abbildung 23).

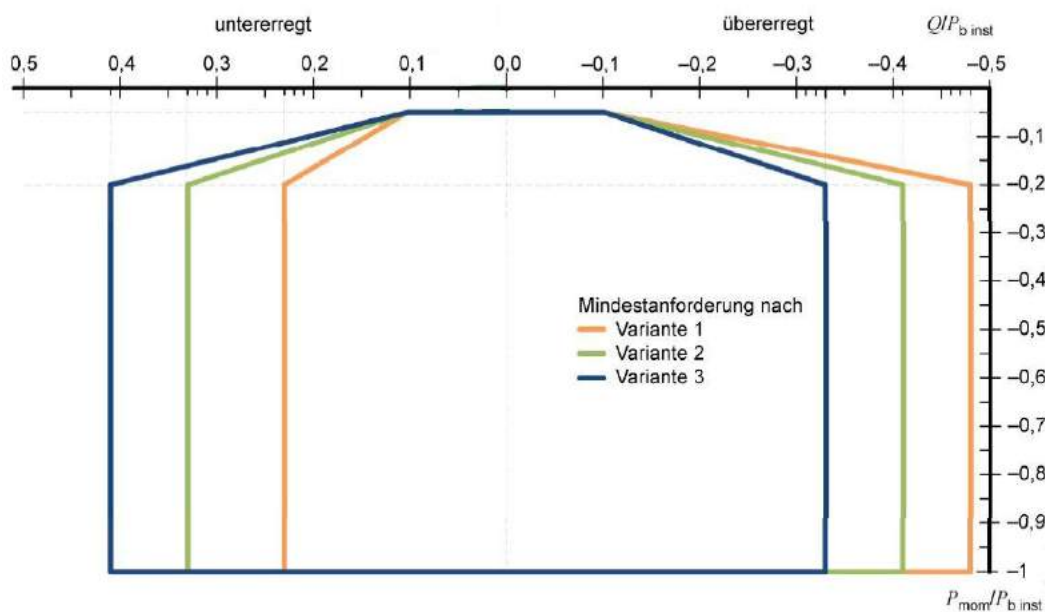


Abbildung 23: P-Q-Diagramme der Erzeugungsanlage am Netzanschlusspunkt Verbrauchszählpfeilsystem; Quelle: [29]

Durch die Verringerung dieser Grenze wird die zeitliche Verfügbarkeit steigen (Abbildung 24 und Abbildung 25). Dabei wird der Einfluss der neuen Richtlinie deutlich sichtbar (gestrichelte Markierung). Die zeitliche Verfügbarkeit wird in beiden Untersuchungsfällen um 1.200 h bzw. 1.900 h steigen, sodass die gesamte Nichtverfügbarkeit der Blindleistungsbereitstellung durch EE-EZA auf deutlich unter 20 % sinkt. Jedoch verbleiben auch mit der neuen Anwendungsrichtlinie Zeiträume ohne theoretisch mögliche Blindleistungseinspeisung.

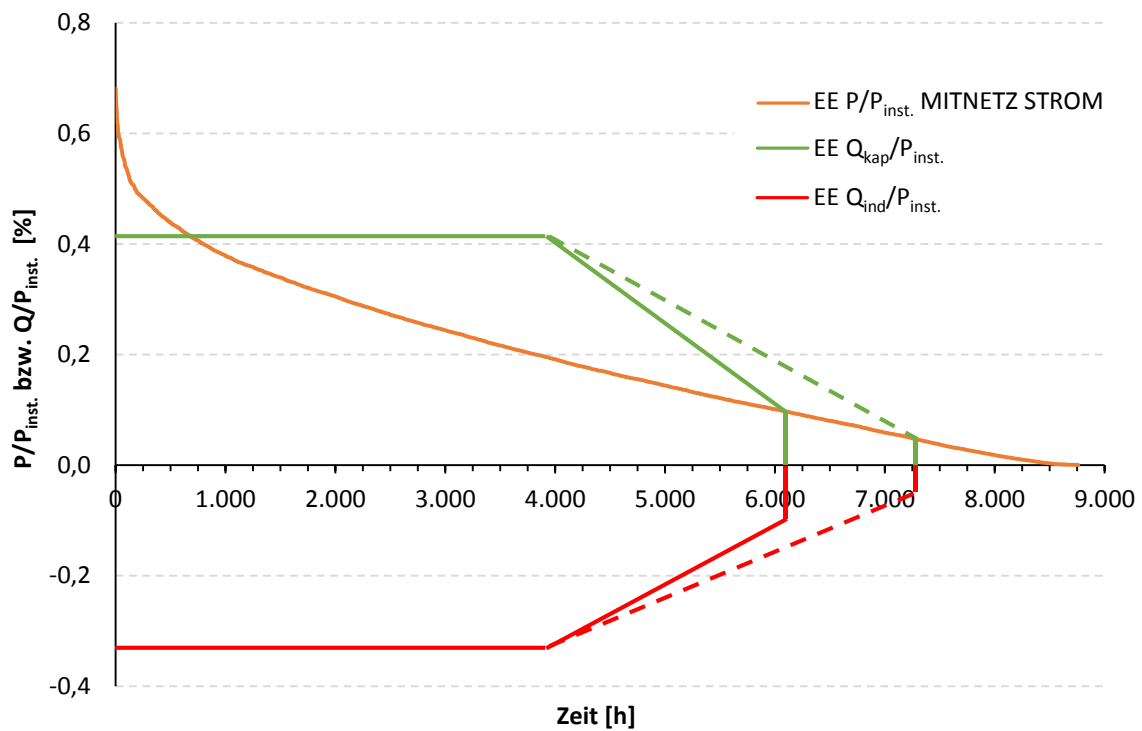


Abbildung 24: Jahresdauerlinie der theoretisch abrufbaren Blindleistung Wind und PV
Quelle: Summenwirkleistungseinspeiseprofil Wind 2017 im gesamtdeutschen Netzgebiet
Basis: VDE: VDE-AR-N 4120:2017-05

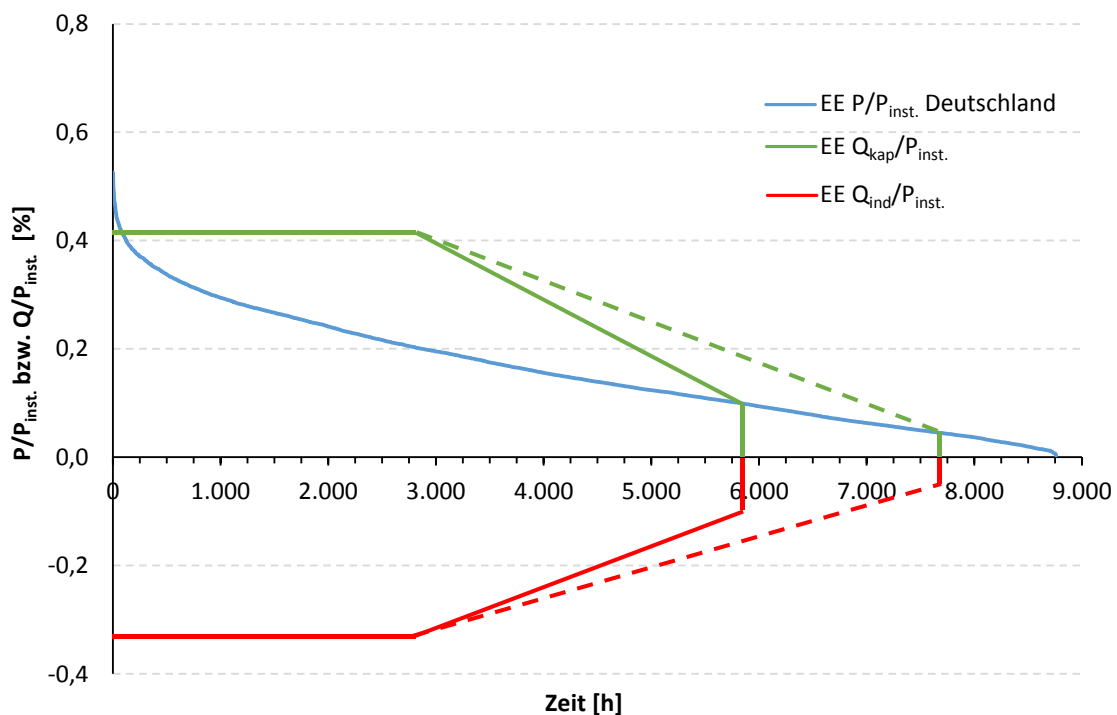


Abbildung 25: Jahresdauerlinie der theoretisch abrufbaren Blindleistung Wind und PV
Quelle: Summenwirkleistungseinspeiseprofil Wind 2015 im Netzgebiet der MITNETZ STROM
Basis: VDE: VDE-AR-N 4120:2017-05

5.2 Technische Maßnahmen

Als technische Maßnahme bieten sich in Zukunft auch aktive leistungselektronische Elemente an, die unter dem Begriff FACTS (Flexible AC Transmission Systems) zusammengefasst werden. FACTS-Elemente stellen in gewisser Weise eine leistungselektronische Weiterentwicklung konventioneller Blindleistungskompensatoren dar. Sie ermöglichen eine sehr schnelle Regelung zur Einhaltung der Spannungs- und Blindleistungsgrenzen. Geeignet hierfür sind beispielsweise selbstgeführte Umrichter (STATCOM, Static Synchronous Compensator). Diese Betriebsmittel können neben weiteren Aufgaben (z. B. Verbesserung der statischen und dynamischen Stabilität) die Funktion der Blindleistungsbereitstellung übernehmen.

Die Kombination mit einem STATCOM ermöglicht der EE-EZA, ähnlich einer konventionellen Anlage, unabhängig vom aktuellen Betriebsbereich den vollständigen Blindleistungsstellbereich auch ohne Wirkleistungseinspeisung zu nutzen. In Abbildung 26 ist die Wirkung des STATCOM im P-Q-Diagramm einer EE-EZA zu sehen. Während die grau gekennzeichnete Fläche den Blindleistungsstellbereich für Variante 2 gemäß der aktuell gültigen VDE-FNN-AR-N 4120:2015-01 darstellt, verdeutlicht die schraffierte Fläche den zusätzlichen Arbeitsbereich für Wirkleistungseinspeisungen kleiner 20 % $P_{b \text{ inst.}}$.

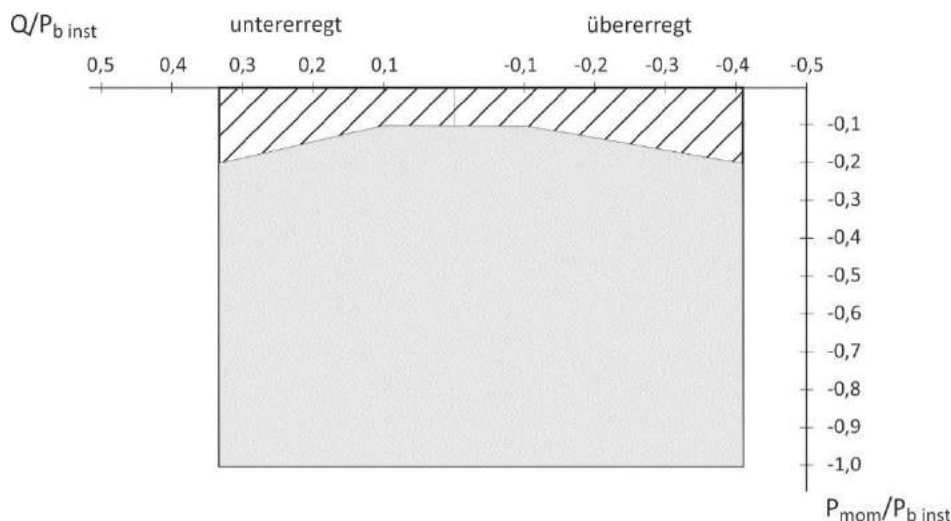
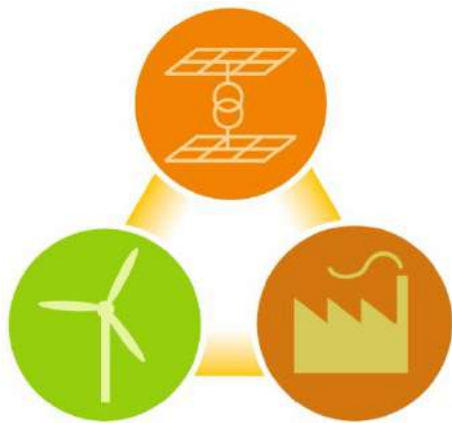


Abbildung 26: P-Q-Diagramm mit erweitertem Blindleistungsstellbereich durch STATCOM

Somit können diese Anlagen auch bei keiner Wirkleistungseinspeisung („Dunkelflaute“) Blindleistung bereitstellen. Dieses Vermögen sollte in Zukunft ausgeschöpft werden, damit EE-Parks in Leerlaufzeiten zumindest ihren eigenen kapazitiven Blindleistungsbedarf (Ladeleistung der Kabel) kompensieren können, um damit das Netz nicht zusätzlich zu belasten. Das technisch vorteilhafte Prinzip der Blindleistungskompensation unmittelbar am Entstehungsort wäre somit ebenfalls umgesetzt.



SDL - Studie BB

TEIL III

BERECHNUNGEN ZUR BEWERTUNG DER BLINDLEISTUNGSPOTENZIALE VON EE-EZA

Bearbeiter

Dipl.-Ing. David Matzekat

Dipl.-Ing. Martin Bendig

1 Netzberechnungen

1.1 Zielstellung und Überblick

Die Netzberechnungen zur Bewertung der Blindleistungspotenziale stützen sich auf die Ergebnisse der statischen Blindleistungspotenzialanalyse aus Teil II dieser Studie. Die Zielstellung der in diesem Kapitel durchgeführten Netzberechnungen besteht darin, die ermittelten Blindleistungspotenziale den entsprechenden Blindleistungsbedarfen gegenüberzustellen. Die Blindleistungsbedarfe werden in einem 3D-Oberflächendiagramm visualisiert und anschließend ausgewertet.

Die Netzberechnungen beschränken sich auf die Verteilnetze im Land Brandenburg und werden für das Jahr 2025 durchgeführt. Das Brandenburger Verteilnetz der WEMAG Netz wird hierbei in Betracht der kleinen anteiligen Netzgröße nicht betrachtet. Es wird angenommen, dass unter Berücksichtigung der beiden großen Verteilnetze der E.DIS und MITNETZ STROM alle relevanten Untersuchungsfälle berücksichtigt werden.

Aus den Blindleistungspotenzialen und -bedarfen werden im Anschluss sogenannte Q-Kennlinien für alle Teilnetze hergeleitet. Die Methodik der Q-Kennlinien wird in Teil II Kapitel 4 näher erläutert. Mit den Q-Kennlinien können die Blindleistungspotenziale von EE-Anlagen zur Deckung des Blindleistungsbedarfes des Netzes bewertet werden. Die Bewertung berücksichtigt dabei die derzeit gültigen Technischen Anschlussbedingungen [28] sowie die zukünftigen technischen Anforderungen gemäß [29].

Des Weiteren wird überprüft, inwiefern die Q-Kennlinien eingesetzt werden können, um den Blindleistungsbedarf mittels einer Q(P)-Blindleistungsregelung zu decken. Zu diesem Zweck werden die EE-Anlagen eines Teilnetzes mit den ermittelten und entsprechend skalierten Q-Kennlinien ausgestattet und die Wirkung auf das resultierende Blindleistungsverhalten des Teilnetzes analysiert, visualisiert und bewertet.

1.2 Datenbasis und Netzmodellierung

Bei den verwendeten Netzmodellen handelt es sich um reale Zielnetze für 2025 der Verteilnetzbetreiber E.DIS und MITNETZ STROM. In den Netzmodellen sind alle für Lastflussberechnungen relevanten Betriebsmittel modelliert und mit entsprechenden Parametern hinterlegt.

Insgesamt ergeben sich in Brandenburg für das Zieljahr 2025 bei Normalschaltzustand zwölf Teilnetze. Die Teilnetze sind nicht galvanisch miteinander verbunden und verfügen über mindestens zwei Verknüpfungspunkten (HÖS/HS-Transformatoren) zum Übertragungsnetz der 50Hertz. Durch Umschaltmaßnahmen können einzelne Teilnetze miteinander verbunden werden, was in dieser Studie jedoch nicht betrachtet wird.

Die Transformatoren werden im Netzmodell automatisch gestuft und regeln innerhalb eines Totbandes von 5 % die Spannung selbstständig. Die Spannungsregelung wirkt sich dabei nur auf die Unterspannungsseite aus. Der Sollwert der Spannung an der geregelten Unterspannungssammelschiene ist dabei variabel und richtet sich nach der Netztopologie und den Erfordernissen des Verteilnetzbetreibers am jeweiligen Anschlussort.

1.3 Methodik zur Ermittlung des Blindleistungsbedarfes

Zur Ermittlung des Blindleistungsbedarfes der Teilnetze werden statische Lastflussberechnungen mit den beschriebenen Netzmodellen durchgeführt. Der Blindleistungsbedarf eines Teilnetzes ist

stark von der Netztopologie und den aktuellen Auslastungsgraden der Betriebsmittel, insbesondere der Transformatoren und Leitungen, abhängig. Es werden die Blindleistungsbedarfe aller 110-kV-Teilnetze des Landes Brandenburg berechnet, sodass unterschiedliche Netztopologien bei den Netzberechnungen bereits eingeschlossen sind. Die Abhängigkeit des Blindleistungsbedarfes von der Auslastung der Leitungen und Transformatoren wird über die Variation der EE-Einspeisungen und Lasten realisiert. Abbildung 27 zeigt einen Ausschnitt aus dem verwendeten Netzmodell und fasst die wichtigsten Aspekte in einer Netzgrafik zusammen.

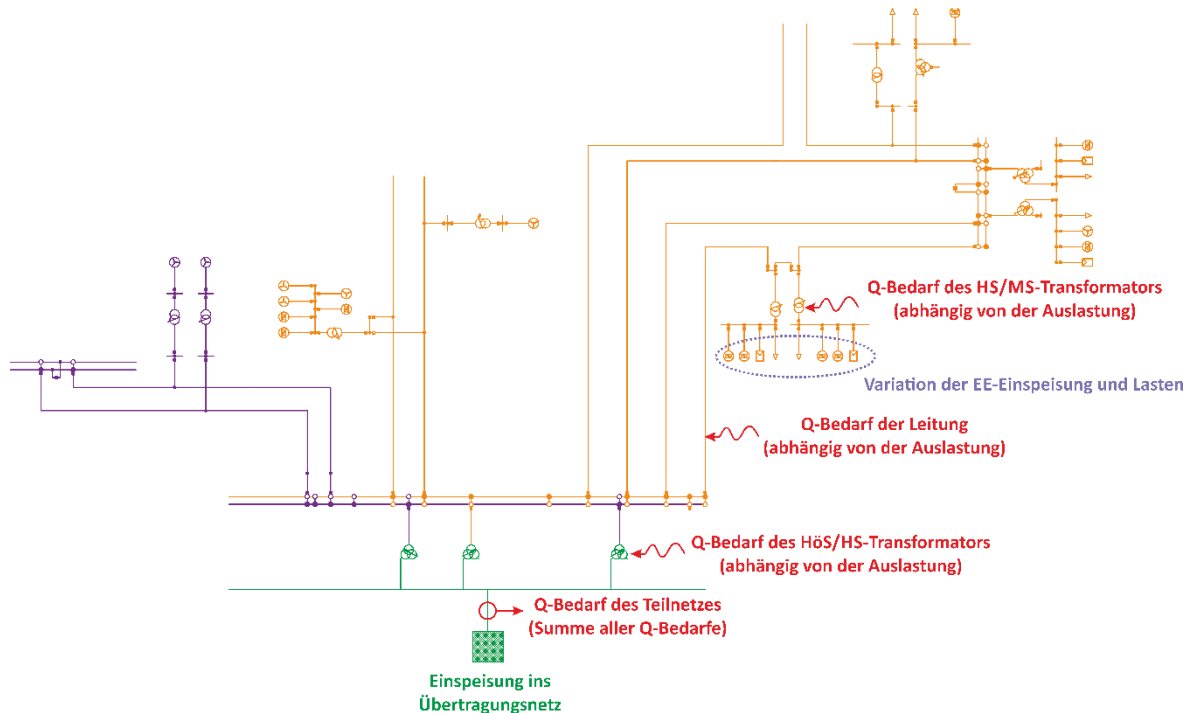


Abbildung 27: Anonymisierter Ausschnitt aus dem verwendeten Netzmodell

Im ersten Rechenschritt wird für einen festen Lastwert die EE-Einspeisung variiert und der Blindleistungsbedarf für das jeweilige Teilnetz aufsummiert. Der Blindleistungsbedarf wird hierbei an der Oberspannungsseite der HöS/HS-Transformators gemessen, sodass deren Blindleistungsbedarf mitberücksichtigt wird.

Zur Variation der EE-Einspeisung wird ein realistischer Leistungsbereich ausgewählt und anschließend vom Minimum aus in 5 %-Schritten sukzessive erhöht. Die Leistungsbereiche der EE-Anlagen orientieren sich an den Skalierungsfaktoren aus dem maximalen EE-Einspeiseszenario:

- PV-Dachanlagen-Leistungsbereich: 0 % bis 70 %,
- PV-Freiflächen-Leistungsbereich: 0 % bis 80 %,
- Windenergieanlagen-Leistungsbereich: 0 % bis 90 %.

Abbildung 28 zeigt die Summe des Blindleistungsbedarfes für ein beispielhaftes Teilnetz in Abhängigkeit des Wirkleistungsbezuges des Netzes.

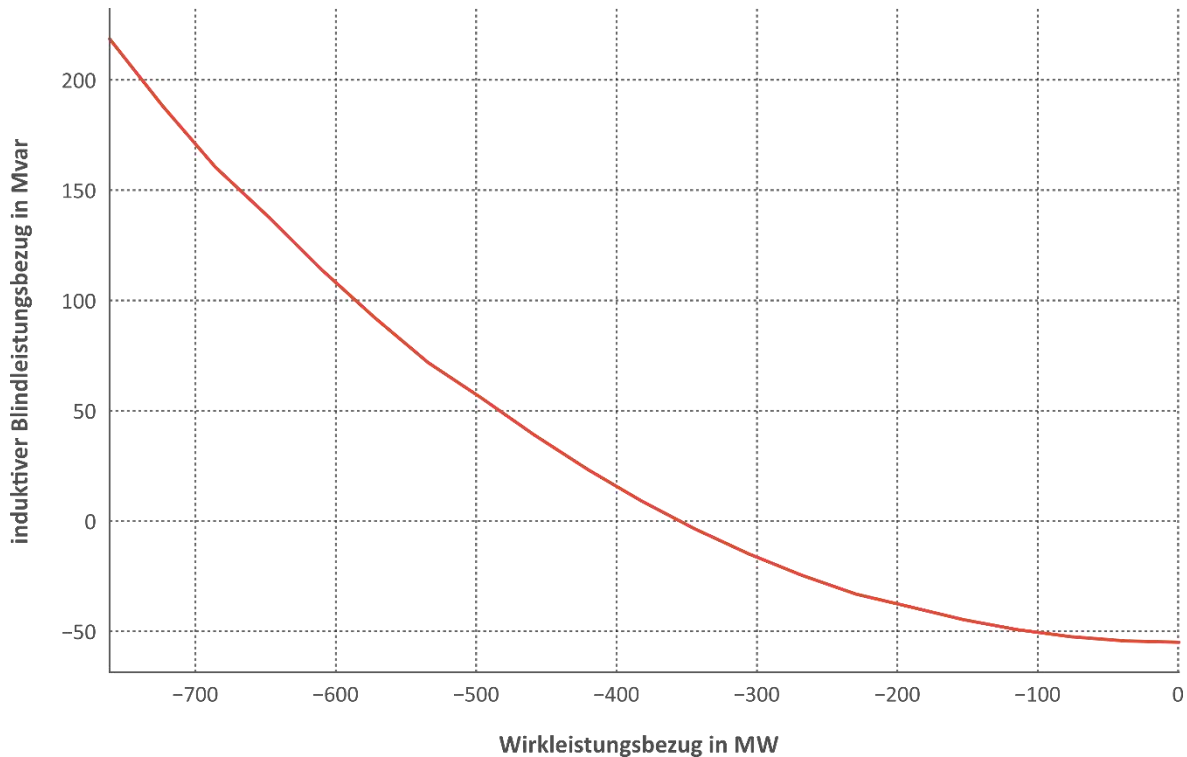


Abbildung 28: Summe des Q-Bedarfes in Abhängigkeit des Wirkleistungsbezuges eines beispielhaften Teilnetzes
pos. Vorzeichen entsprechen einem induktiven Blindleistungsbezug

Diese Berechnung wird für alle Lastfälle wiederholt und somit spannt die Schar von Graphen eine Fläche auf. Die Last wird hierbei im Leistungsbereich von 40 % bis 100 % variiert (analog zu den Skalierungsfaktoren der EE-Einspeisung).

Abbildung 29 visualisiert den Blindleistungsbedarf in einem 3D-Oberflächendiagramm. Die Fläche wurde entsprechend des Blindleistungsbedarfes eingefärbt. Induktiver Blindleistungsbedarf ist rötlich, kapazitiver bläulich und ein Blindleistungsgleichgewicht grünlich dargestellt.

Bei dem hier betrachteten beispielhaften Teilnetz beträgt der Blindleistungsbedarf bei maximaler EE-Einspeisung ca. 230 Mvar (induktiv). Es handelt sich bei dem Teilnetz um ein kleines Netz mit hohem Kabelanteil, welches hauptsächlich zum Einsammeln von EE-Einspeisung dient. Der hohe Kabelanteil wird durch den kapazitiven Bedarf bei geringer Einspeisung deutlich (Ladestrom der Kabel) und beträgt maximal 50 Mvar (kapazitiv).

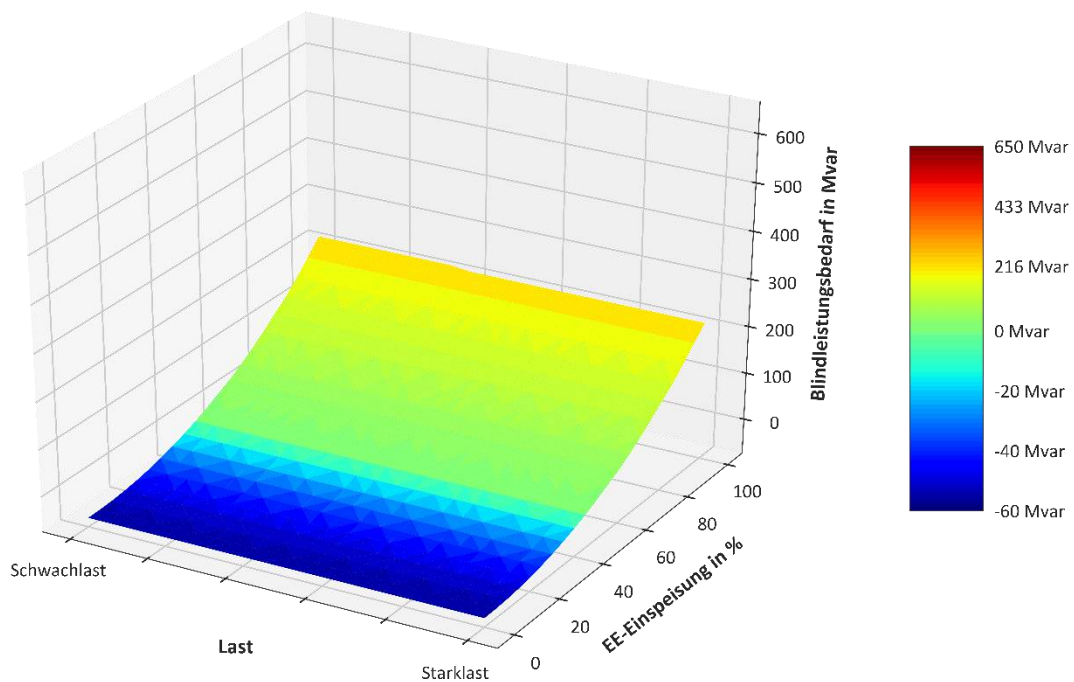


Abbildung 29: Blindleistungsbedarf eines beispielhaften Teilnetzes in Abhängigkeit der EE-Einspeisung und Last

1.4 Methodik der Ermittlung der Q-Kennlinien

Grundlage für die Ermittlung der Q-Kennlinie sind zum einen die Blindleistungsbedarfe in Abhängigkeit der Last- und EE-Einspeisung (vgl. Abbildung 29) und zum anderen die Ergebnisse der statischen Blindleistungspotenzialanalyse aus Teil II der vorliegenden Studie.

Zunächst wird der Blindleistungsbedarf der jeweiligen Teilnetze auf die installierte Leistung der blindleistungsfähigen EE-EZA bezogen. Datengrundlage hierfür ist die Prognose der Blindleistungspotenziale für das Jahr 2025 (siehe Tabelle 10).

Die Q-Kennlinien stellen das Blindleistungsverhalten eines Teilnetzes in Abhängigkeit der Einspeisung dar. Da der Blindleistungsbedarf gleichermaßen von der Last abhängt, wird je Lastwert der maximale kapazitive und induktive Blindleistungsbedarf ermittelt und der größere der beiden Werte der Q-Kennlinie hinzugefügt.

In Abbildung 30 ist die Q-Kennlinie für ein beispielhaftes Teilnetz dargestellt. Weiterhin sind in der Abbildung die Mindestanforderungen an Erzeugungsanlagen für die Blindleistungsbereitstellung gemäß [28] dargestellt.

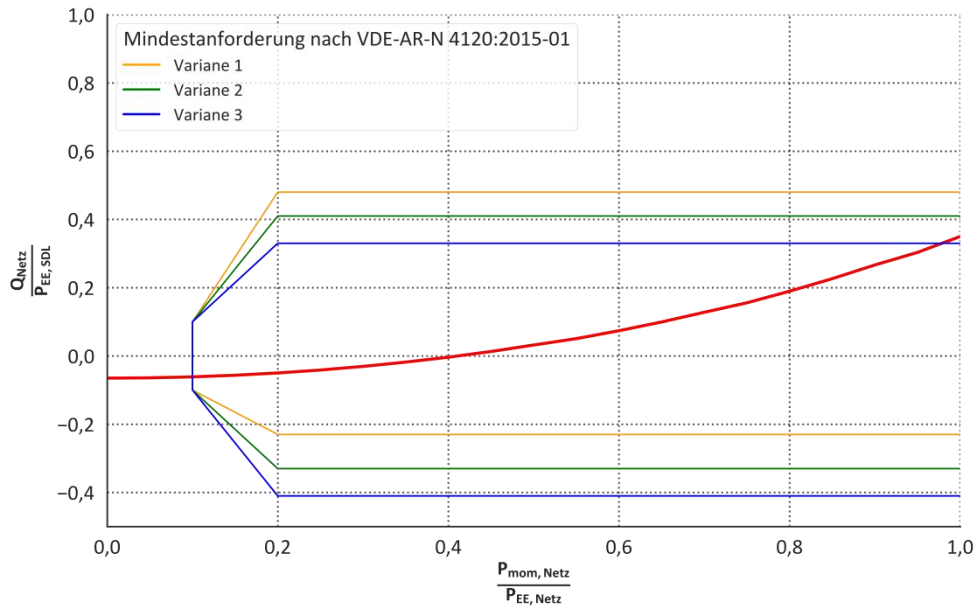


Abbildung 30: Q-Kennlinie für ein beispielhaftes Teilnetz

Des Weiteren können die Q-Kennlinien zur Evaluierung des Blindleistungsbedarfs mittels einer Q(P)-Blindleistungsregelung eingesetzt werden. Zu diesem Zweck werden die blindleistungsfähigen EE-Anlagen eines Teilnetzes mit den ermittelten und entsprechend skalierten Q-Kennlinien ausgestattet und der resultierende Blindleistungsbedarf des Teilnetzes ermittelt.

Die Lastflussberechnungen mit aktiver Q(P)-Blindleistungsregelung berücksichtigen dabei die technischen Mindestanforderungen gemäß Variante 2.

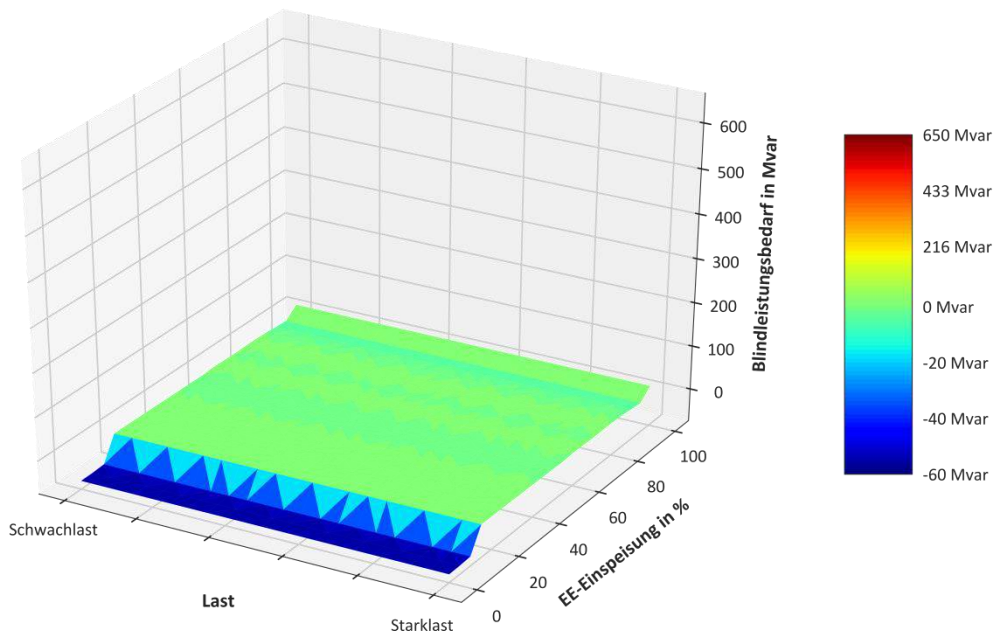


Abbildung 31: Resultierender Blindleistungsbedarf für ein beispielhaftes Teilnetz mit aktiver Blindleistungsregelung

1.5 Auswertung

Die Auswertung der Berechnungen zur Bewertung der Blindleistungspotenziale von EE-EZA stützt sich auf die analysierten Blindleistungsbedarfe und zukünftigen Blindleistungspotenziale sowie den daraus abgeleiteten Q-Kennlinien aller betrachteter Teilnetze. Die entsprechenden Abbildungen befinden sich in der Anlage 19 dieser Studie.

Zur Auswertung dieser Berechnungen wurden die Ergebnisse für zwei repräsentative Teilnetze in einer zusammengesetzten Abbildung visualisiert (Abbildung 32 und Abbildung 33). Es wurde für die Auswertung jeweils ein Kabelnetz und ein Freileitungsnetz ausgewählt.

Beim ersten Teilnetz handelt es sich um das Kabelnetz Prignitz. Das Kabelnetz Prignitz ist ein kleines Teilnetz, in dem fast ausschließlich Windenergieanlagen installiert sind. Es sind dort keine Erzeuger bzw. Lasten vorhanden und das Kabelnetz weist eine vergleichsweise geringe Systemlänge auf. Bei dem zweiten Teilnetz wurde ein typisches Brandenburger Freileitungsnetz mit hohem EE-Anteil und geringer Lastdichte betrachtet. Dieses Teilnetz hat eine deutlich höhere Systemlänge und verfügt über einen mit dem Kabelnetz vergleichbaren EE-Anteil.

Im Allgemeinen ist der induktive Blindleistungsbedarf quadratisch von der Belastung abhängig. Demnach haben die Reaktanzen der Transformatoren und Leitungen neben den Erzeugern und Lasten den größten Einfluss auf das Blindleistungsverhalten des jeweiligen Teilnetzes.

Der Blindleistungsbedarf ist stark von der Auslastung der Betriebsmittel sowie von der Netzgröße abhängig. Je größer das Teilnetz, desto größer sind die Entfernungen zwischen Einspeisung und Umspannung bzw. Lastsenke. Mit steigender Entfernung muss der Strom über weite Strecken transportiert werden, sodass der Blindleistungsbedarf insbesondere der Leitungen stark ansteigt. Weiterhin sind aufgrund des hohen EE-Anteils der Brandenburger Teilnetze zeitweise hohe EE-Überschüsse vorhanden, die über die HöS/HS-Transformatoren rückgespeist werden. Die HöS/HS-Transformatoren haben dementsprechend bei sehr hohen Auslastungsgraden einen wesentlichen Einfluss auf den Blindleistungsbedarf des Teilnetzes. Daraus folgt, dass der Blindleistungsbedarf eines Teilnetzes bei starker EE-Einspeisung, geringem Verbrauch und großer Netzausdehnung sein Maximum erreicht.

Aus dem Vergleich von Kabel- und Freileitungsnetzen lassen sich auf Basis der beschriebenen allgemeinen Erkenntnisse folgende Zusammenhänge ableiten:

- Beim Kabelnetz gibt es bei niedriger EE-Einspeisung unabhängig von der Last einen kapazitiven Blindleistungsbedarf, der von den Kabeln und deren Betriebskapazitäten abhängt.
- Bei Einspeisernetzen auf Kabelbasis ohne Versorgungscharakter sind keine relevanten Lasten installiert, sodass die Einfärbung entlang der Lastachse sehr homogen ist und es keinen nennenswerten Einfluss der Last auf das Blindleistungsverhalten des Teilnetzes gibt. (siehe Abbildung 32 und Anlage 19).
- Bei Freileitungsnetzen sind keine Kabel in relevantem Maßstab installiert, sodass der minimale Blindleistungsbedarf bei Schwachlast und wenig EE-Einspeisung fast ausgeglichen ist.
- Freileitungsnetze haben in der Regel eine deutlich größere räumliche Ausdehnung. Wenn das Freileitungsnetz einen mit dem Kabelnetz vergleichbarem EE-Anteil hat, ist der Blindleistungsbedarf entsprechend höher als beim Kabelnetz (vergleiche Abbildung 32 und Abbildung 33).

- Bei Freileitungsnetzen ist die Einfärbung entlang der Lastachse und damit der Einfluss von Verbrauchern erkennbar. Bei steigender Last sinkt der Blindleistungsbedarf des Teilnetzes, da die EE-Erzeugung lokal durch die Lasten verbraucht wird und die Betriebsmittel weniger ausgelastet sind.

Das wichtigste Kriterium bei der Bewertung der Q-Kennlinien sind zum einen die Anzahl der blindleistungsfähigen EE-EZA und zum anderen die Blindleistungsgrenzen bzw. Mindestanforderungen. Für Kabelnetze, in denen hauptsächlich PVA auf Freiflächen und WEA installiert sind, beläuft sich der Anteil an blindleistungsfähigen Anlagen im Jahr 2025 auf annähernd 100 %. Die Brandenburger Freileitungsnetze haben einen geringeren Durchdringungsgrad mit blindleistungsfähigen Anlagen. Dieser beläuft sich im Durchschnitt auf ca. 75 %.

Der kapazitive Blindleistungsbedarf kann in der Regel gedeckt werden. Bei hoher EE-Einspeisung liegt die Q-Kennlinie teilweise außerhalb der Blindleistungsgrenzen bzw. Mindestanforderungen, sodass der induktive Blindleistungsbedarf nicht in jeder Situation vollständig gedeckt werden kann. Dementsprechend ist bei der Erbringung von induktiver Blindleistung entsprechend der Q-Kennlinie die Variante 1 gemäß VDE-AR-N 4120:2015-01 zu bevorzugen. Hier ist jedoch zu beachten, dass unter Berücksichtigung von Gleichzeitigkeiten die maximale EE-Einspeisung im Bereich von 85 % für Freileitungsnetze und ca. 90 % für Kabelnetze bezogen auf die Anschlussleistung aller EE-EZA liegt. Der Bereich größer 0,9 (Ordinate der Q-Kennlinie) tritt nicht auf, wonach ein Großteil der Bedarfsüberschreitungen für die Praxis nicht relevant ist.

Die EE-EZA müssen sich gemäß den aktuellen Mindestanforderungen gemäß VDE-AR-N 4120:2015-01 bei einer Auslastung kleiner 10 % nicht an der Blindleistungsbereitstellung beteiligen, sodass hier der Blindleistungsbedarf durch die EE-EZA nicht ausgeglichen werden kann. Bei den hier betrachteten Freileitungsnetzen ist allerdings für geringe Auslastungsgrade auch der Blindleistungsbedarf fast ausgeglichen. Dementsprechend stellt dieser Fall zunächst keine kritische Situation dar. Des Weiteren wird bei der hier angewendeten Methodik immer nur die Blindleistungsbilanz des gesamten Teilnetzes betrachtet, sodass die lokalen Verhältnisse davon deutlich abweichen können.

Zukünftig steigen die Anforderungen an die EE-EZA. Demzufolge sollen die Anlagen schon bei 5 % Auslastung Blindleistung bereitstellen können (gemäß VDE-AR-N 4120:2017-05). Dies stellt unter den hier betrachteten Rahmenbedingungen eine sinnvolle Ergänzung zu den aktuellen Anschlussbedingungen dar.

Die Netzberechnungen mit aktiver Q(P)-Blindleistungsregelung berücksichtigen die technischen Mindestanforderungen gemäß Variante 2. Es zeigt sich, dass die EE-EZA zusammen mit den ermittelten Q-Kennlinien und daraus abgeleiteten Q(P)-Kennlinien den Blindleistungsbedarf des jeweiligen Teilnetzes nahezu ausregeln können. Herausfordernd sind bei den Kabelnetzen Auslastungsgrade kleiner 10 % und bei Freileitungsnetzen hohe Auslastungsgrade, wo der Blindleistungsbedarf nicht vollständig ausgeglichen werden kann.

Fazit

Mit den hier durchgeführten Berechnungen konnte gezeigt werden, dass EE-EZA in hohem Maße in der Lage sind, den Bedarf der hier betrachteten 110-kV-Teilnetze auszugleichen. In der Praxis ist allerdings aus Sicht des VNBS ein ausgeglichener Blindleistungshalt nicht alleiniges Ziel, da die Blindleistungsbereitstellung zusammen mit der Spannungshaltung betrachtet werden muss. Hierbei sind

auch die Bedürfnisse der unterlagerten und überlagerten Netzebenen zu berücksichtigen und die Spannungshaltung zwischen den Netzebenen zu koordinieren.

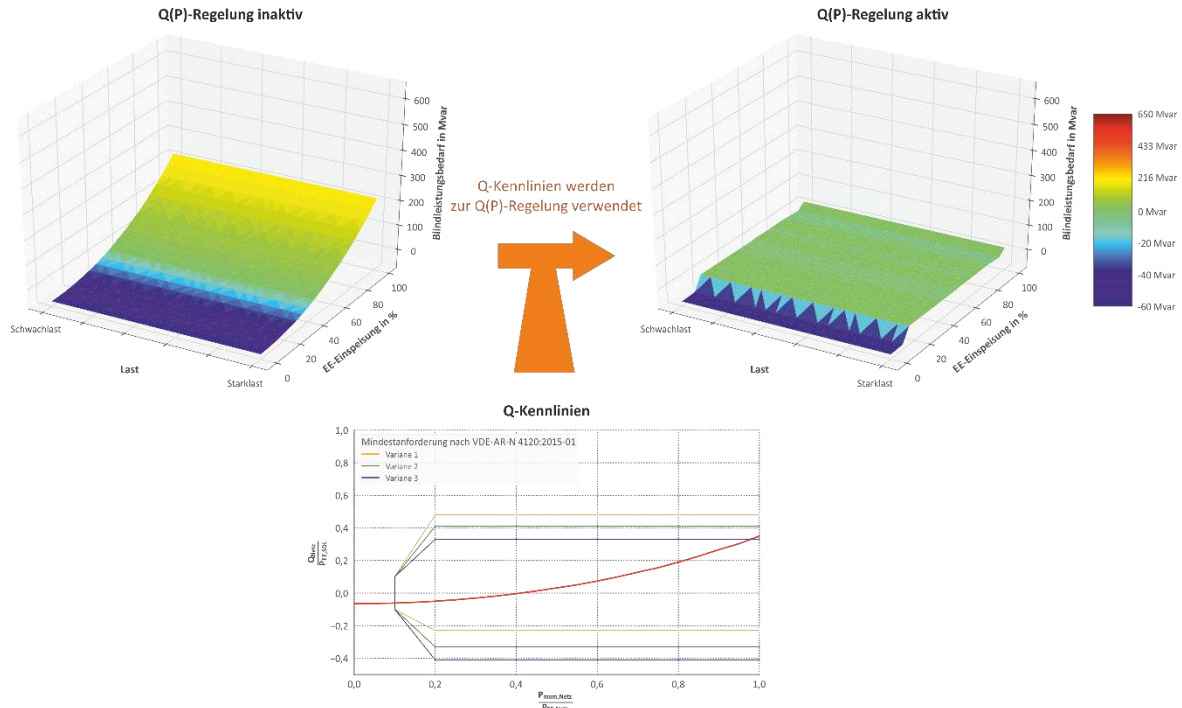


Abbildung 32: Q-Kennlinie und resultierender Blindleistungsbedarf (Kabelnetz Prignitz) mit aktiver Blindleistungsregelung

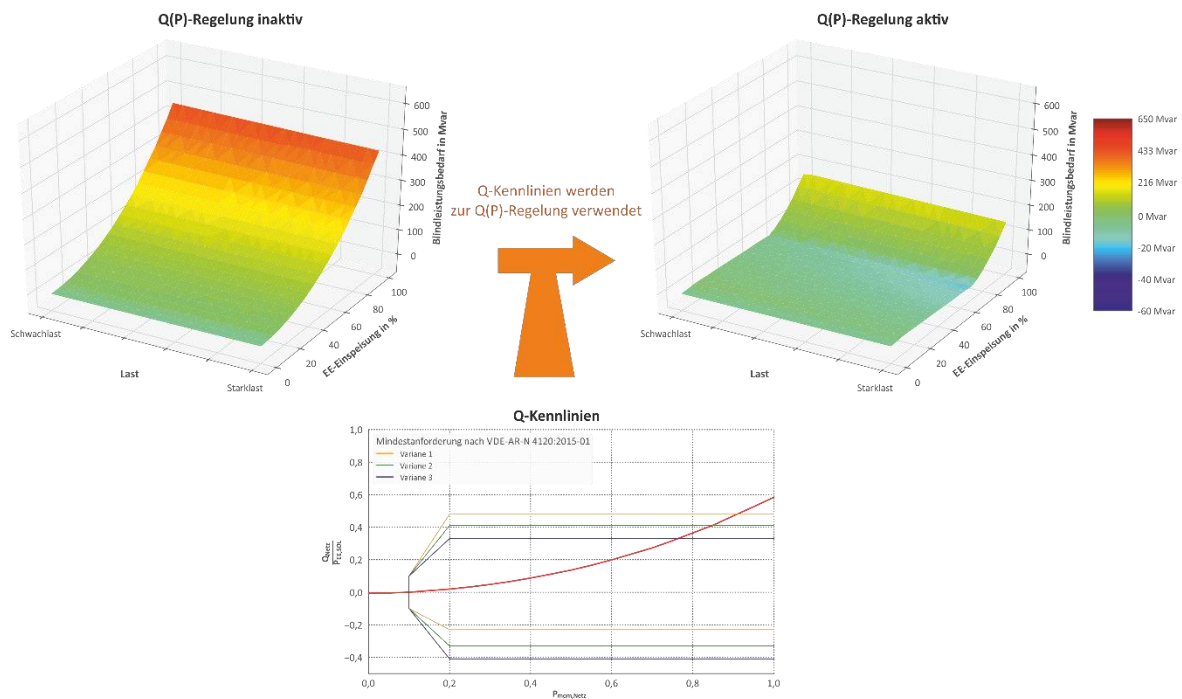


Abbildung 33: Q-Kennlinie und resultierender Blindleistungsbedarf (West-Teilnetz-Nord-1) mit aktiver Blindleistungsregelung

2 Validierung der Gleichzeitigkeitsfaktoren

Die vorstehend analysierten Situationen in den Brandenburger Verteilnetzen bilden ein breites Spektrum an möglichen Netzzuständen ab. Um einschätzen zu können, wie häufig diese Situationen in der Praxis vorkommen, wurden die Wind- und PV-Einspeisezeitreihen der Jahre 2012 bis 2017 statistisch ausgewertet. So gelingt es, die in diesem Kapitel entwickelten Erkenntnisse auf ihre Relevanz für den realen Netzbetrieb bewerten zu können.

2.1 Statistische Untersuchungen

Basis der Untersuchungen bilden die Veröffentlichungen der Übertragungsnetzbetreiber. Diese veröffentlichen auf ihren Internetplattformen in viertelstundenscharfer Auflösung die Hochrechnungen der Wirkleistungseinspeisung in ihrer jeweiligen Regelzone. Für die Untersuchungen in diesem Kapitel wurden die Einspeisezeitreihen sowohl für jede Regelzone separat als auch kumuliert für ganz Deutschland analysiert. Beispielhaft seien hier lediglich die Auswertungen für das Jahr 2017 dargestellt und mit den anderen Betrachtungsjahren verglichen.

Aufgrund des stark volatilen Einspeisecharakters von Wind- und Photovoltaikanlagen ist besonders die Frage nach den Häufigkeiten und Gleichzeitigkeiten der Wirkleistungseinspeisung der einzelnen Erzeugungsanlagen interessant. Vor allem Photovoltaikanlagen weisen bedingt durch die im Betrachtungsgebiet konstante Intensität der Sonneneinstrahlung im unbeeinflussten Fall eine sehr hohe Gleichzeitigkeit auf. Lokale Wettersituationen (z. B. Wolkenzug) besitzen allerdings eine erhebliche Auswirkung auf die Wirkleistungsabgabe von PVA, was zu deutlich geringeren Gleichzeitigkeitsfaktoren führt. Naturgemäß weist die PV-Einspeisung ebenfalls eine geringe Häufigkeit auf, da nur zu bestimmten Stunden des Tages Wirkleistung abgegeben werden kann. Unabhängig von der PV-Einspeisesituation hängt die Wirkleistungsabgabe von WEA hingegen größtenteils von den lokal vorherrschenden Windgeschwindigkeiten ab.

Diese stark unterschiedlichen Einspeisecharakteristika machen eine kumulierte Betrachtung der Wind- und PV-Einspeisung notwendig, um die gesamte EE-Einspeisung in den Brandenburger Verteilnetzen abbilden zu können. Zur Verdeutlichung sind in Abbildung 34 und Abbildung 35 eine Woche mit sehr hoher und eine Woche mit sehr niedriger EE-Einspeisung aus dem Jahr 2017 dargestellt.

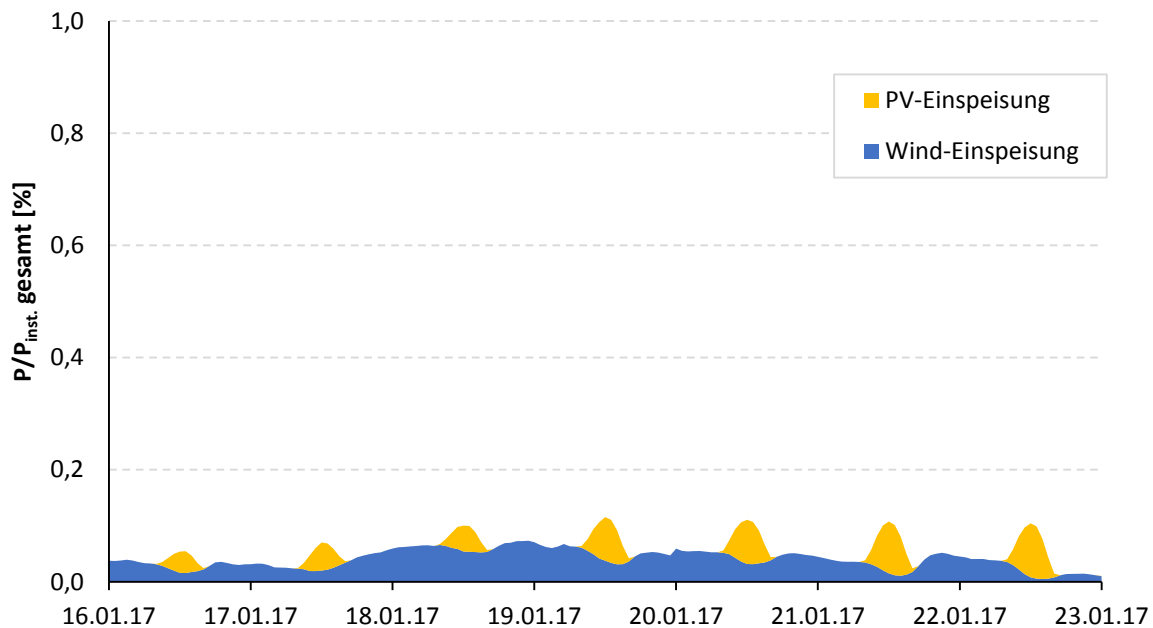


Abbildung 34: Woche mit schwacher EE-Einspeisung im Jahr 2017

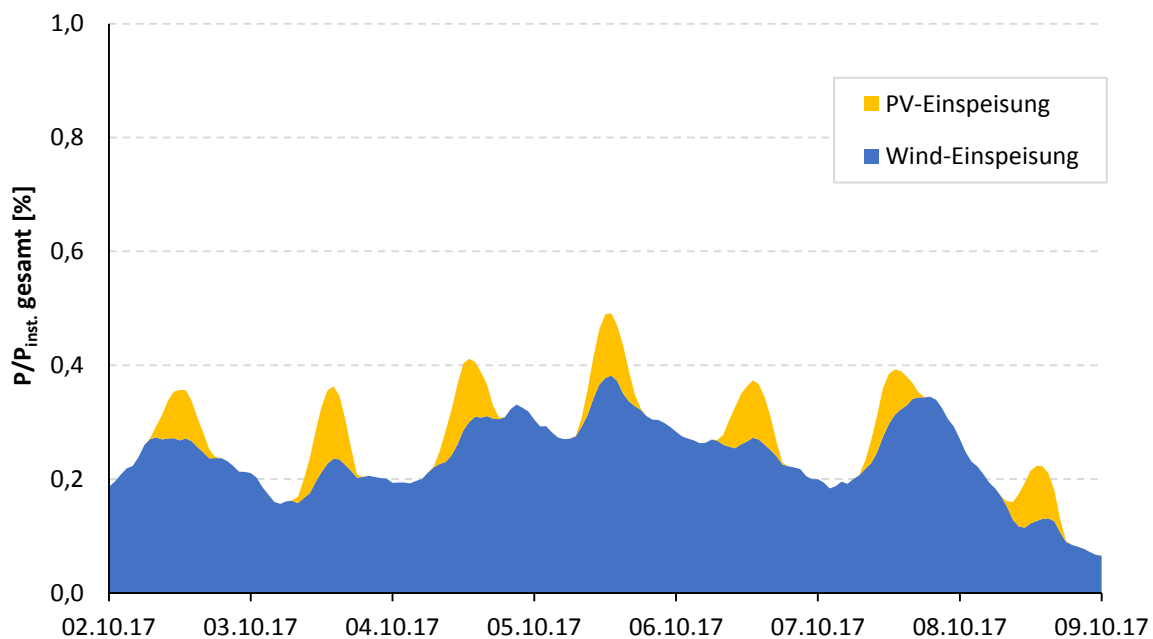


Abbildung 35: Woche mit starker EE-Einspeisung im Jahr 2017

Es ist zu erkennen, dass sowohl Zeiträume von mehreren Tagen mit jeweils hoher und niedriger Wirkleistungseinspeisung vorkommen können. Selbst in der windstarken Woche aus Abbildung 35 verbleibt jedoch die kumulierte Wind- und PV-Einspeisung unter 50 % ihrer installierten Gesamtkapazität. Dies verdeutlicht die geringe Gleichzeitigkeit der EE-Wirkleistungseinspeisung.

Es stellt sich nun die Frage, wie häufig solche Tage und Wochen im gesamten Jahr vorkommen. Dazu wurden die Wind- und PV-Einspeisezeitreihen des gesamten Jahres viertelstundenscharf untersucht und aufsummiert. Daraus wurden anschließend EE-Jahresdauerlinien, bestehend aus Wind- und Photovoltaikeinspeisung, für jedes Betrachtungsjahr erstellt. Abbildung 36 zeigt die EE-Jahresdauerlinie aus dem Jahr 2017 für die 50Hertz-Regelzone.

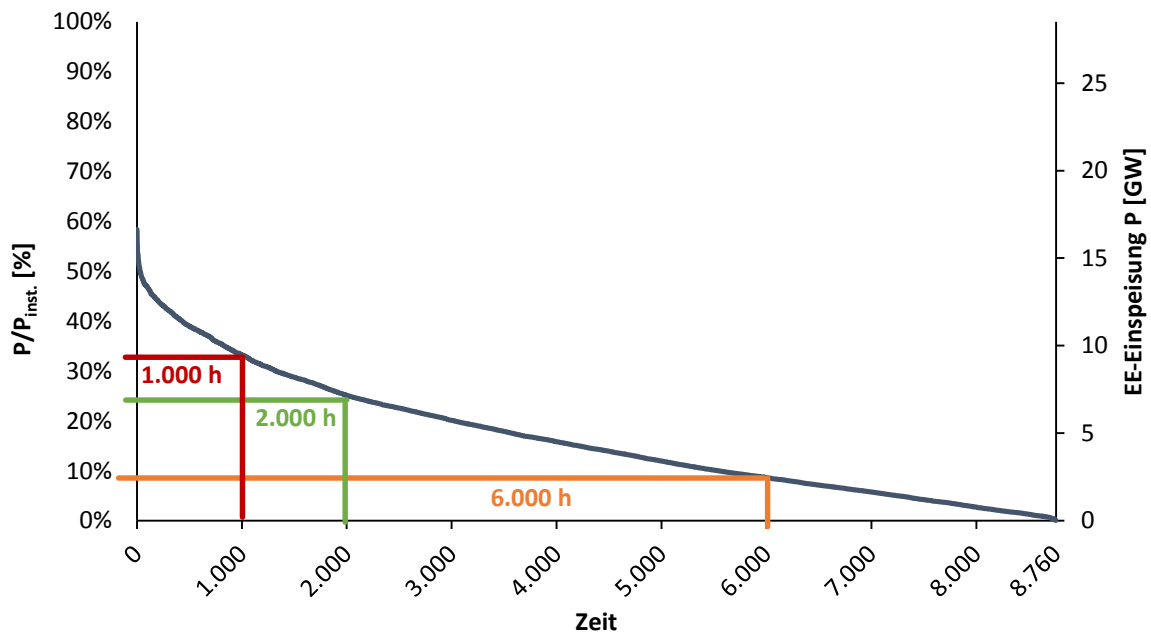


Abbildung 36: Jahresdauerlinie 2017 (EE-Einspeisung in der 50Hertz-Regelzone; Wind + PV)

Es kann festgehalten werden, dass Zeiträume mit einer hohen EE-Einspeisung und somit auch Auslastung der installierten Kapazitäten nur sehr selten vorkommen. Eine Auslastung der im jeweiligen Monat installierten Wind- und PV-Kapazitäten von mehr als 30% konnte im Jahr 2017 in der 50Hertz-Regelzone nur in weniger als 1.500 Stunden realisiert werden. Dies zeigt sich auch in den geringen Volllaststunden im Jahr 2017 (Wind-Onshore: ca. 1.800 h; PV: ca. 850 h). Auch sind die Erzeugungsanlagen selten gleichzeitig voll ausgelastet. Die maximale kumulierte Auslastung aller Wind- und Photovoltaikanlagen im Jahr 2017 ($P/P_{inst.}$) betrug 59%. Tabelle 14 stellt die maximalen Gleichzeitigkeiten in 2017 für Deutschland und die 50Hertz-Regelzone sowie die in den Netzmodellen verwendeten Faktoren dar.

	Wind	PV	Gesamt
Deutschland	74,3%	66,7%	55,1%
50Hertz-Regelzone	81,3%	69,8%	59,2%
Netzmodell*	90,3%	80%**	85....90%

Tabelle 14: Vergleich der maximalen Gleichzeitigkeitsfaktoren für 2017

* Werte entnommen aus den jeweiligen Verteilnetzmodellen; nach den Annahmen der BNetzA

** für Freiflächenanlagen; für Dachanlagen: 70 %

Wie zu erkennen ist, liegen die maximalen Gleichzeitigen von PVA deutlich unter denen von WEA, was deren stark volatilen Einspeisecharakter unterstreicht. Auch liegen die Gleichzeitigkeiten innerhalb der 50Hertz-Regelzone über denen für gesamt Deutschland. Dies ist damit zu begründen, dass ein kleineres Betrachtungsgebiet ähnliche Wettersituationen aufweist.

An dieser Stelle sei erwähnt, dass die 15 Minuten scharfe Wirkleistungseinspeisung bereits Mittelwerte darstellt. Die im Minuten- und Sekundenbereich auftretenden Erzeugungsspitzen und -täler sind so bereits nicht mehr erkennbar. Relevanz für den Netzbetrieb besitzen im Hinblick auf die

thermische Belastbarkeit der elektrischen Netzbetriebsmittel jedoch nur länger andauernde Einspeisesituationen. Die ermittelten relativen Wirkleistungseinspeisungen ermöglichen somit gültige Aussagen über die Häufigkeit und Dauer der in Kapitel 1 dargestellten Zustände in den Brandenburger Verteilnetzen.

Die gewonnenen Erkenntnisse aus den Untersuchungen des Jahres 2017 spiegeln sich auch in den übrigen Betrachtungsjahren wider. Das Jahr 2017 war im Vergleich zu den Jahren 2012 bis 2016 vor allem durch eine hohe Windeinspeisung geprägt. Auch der Vergleich mit den letzten 25 Jahren zeigt, dass das Jahr 2017 als ein repräsentatives EE-starkes Jahr angesehen werden kann.

Hinsichtlich der Gleichzeitigkeiten bzw. der relativen Wirkleistungseinspeisung ist seit 2012 ein leicht ansteigender Trend zu beobachten. Dies könnte unter anderem damit begründet werden, dass in diesem Zeitraum zunehmend Schwachwindanlagen errichtet wurden, welche höhere Volllaststunden aufweisen. Die jeweiligen Maxima entsprechen hierbei jedoch derselben Größenordnung wie im Jahr 2017.

2.2 Bedeutung für die Zieljahre 2025 und 2030

Als wesentliche Einflussgrößen auf die geschilderten Sachverhalte können die folgenden Faktoren festgehalten werden:

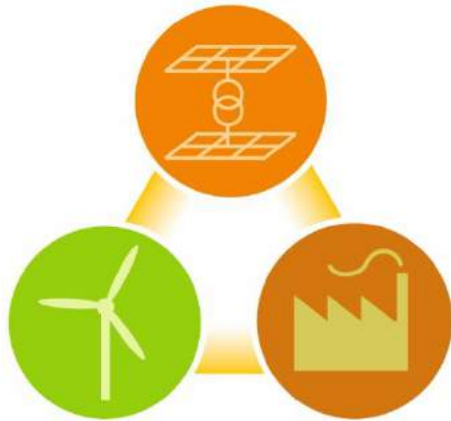
- die jeweilige Wettersituation (keine Trends),
- technologische Weiterentwicklungen der Erzeugungsanlagen,
- eine höhere Durchdringung des EE-Anlagenparks mit modernen Schwachwindanlagen,
- der Rückbau alter EEG-Anlagen nach Ablauf der gesetzlich garantierten Einspeisevergütung.

Die Kombination dieser Faktoren wird nach Annahme der Autoren bis zum Jahr 2030 zu einer leichten Erhöhung der Gleichzeitigkeiten und Volllaststunden führen. Die gewonnenen Erkenntnisse und Aussagen aus den Untersuchungen für die Jahre 2012 bis 2017 behalten hierbei allerdings ihre Gültigkeit, da keine signifikante Veränderung der Größenordnung zu erwarten ist. Für die Zieljahre 2025 und 2030 kann also eine vergleichbare relative Einspeisesituation wie in den Jahren 2012 bis 2017 angenommen werden.

2.3 Relevanz für den Netzbetrieb

Es konnte gezeigt werden, dass lang andauernde Zeiträume mit sehr geringer und nur wenige Zeiträume mit sehr hoher EE-Einspeisung vorherrschen. Je kleiner hierbei das Betrachtungsgebiet gefasst wird, desto höher ist auch die relative Wirkleistungseinspeisung im Vergleich zur installierten Kapazität. Im Rahmen der Netzmodellierung werden die Brandenburger Teilnetze separat untersucht. Somit liegen die Gleichzeitigkeiten höher als für die gesamte 50Hertz-Regelzone und für Deutschland. Situationen, welche durch eine sehr hohe EE-Wirkleistungseinspeisung gekennzeichnet sind, treten allerdings dennoch nur sehr selten und nur für kurze Zeiträume auf. Dies ist deutlich in der Jahresdauerlinie in Abbildung 36 zu erkennen. Der Vergleich der statistisch ermittelten Gleichzeitigkeitsfaktoren mit den im Netzmodell verwendeten Werten zeigt auch, dass die diesbezüglichen Einschätzungen der Verteilnetzbetreiber ausreichend sind, um die tatsächlich auftretenden Erzeugungsspitzen abbilden zu können. Es wurden jedoch nur 15 Minuten Mittelwerte betrachtet, sodass Erzeugungsspitzen im Minuten- und Sekundenbereich nicht untersucht werden konnten.

Vielmehr führen, wie in Kapitel 1 geschildert, die sehr häufig auftretenden Situationen mit geringer EE-Einspeisung dazu, dass der kapazitive Blindleistungsbedarf in den Kabelnetzen nicht vollständig durch EE-EZA gedeckt werden kann. Hierfür ist der Einsatz von Blindleistungskompensationselementen erforderlich. In den übrigen Stunden des Jahres ist möglich, den Blindleistungshaushalt mit den in den jeweiligen Teilnetzen installierten EE-EZA vollständig auszugleichen.



SDL - Studie BB

TEIL IV

FLEXIBILITÄTSPOTENZIALE DES LASTSEKTORS

Bearbeiter

Dipl.-Ing. David Matzekat

1 Einleitung und Motivation

Das Land Brandenburg nimmt einen der Spitzenplätze beim stetig fortschreitenden Aus- und Umbau des Energieversorgungssystems hin zu mehr Nachhaltigkeit ein. Im Land Brandenburg wurden im Jahr 2013 21,2 TWh elektrische Energie erzeugt, wovon 13,1 TWh aus erneuerbaren Energien stammen [30]. Der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch lag in diesem Jahr somit bei 62,1% und damit deutlich über dem Bundesdurchschnitt von 25,2%. 2015 betrug der Anteil der erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch in Deutschland bereits 32,4% [31].

Angesichts der zeitlichen Diskrepanz zwischen erneuerbarer Erzeugung und Verbrauch kommt es aufgrund des hohen Anteils erneuerbarer Energien im Land Brandenburg zeitweise zu hohen regionalen Erzeugungsüberschüssen, welche in die Lastzentren in Süd- und Westdeutschland sowie Berlin transportiert oder gegebenenfalls in Netzengpasssituationen abgeregelt werden müssen.

Bei den Übertragungsnetzbetreibern wird sich diese Situation zukünftig durch den politisch gewollten Ausstieg aus der Kohleverstromung weiter verschärfen, da diesbezüglich weniger dargebotsunabhängige (steuerbare) konventionelle Erzeugung zur Verfügung steht.

Abbildung 37 veranschaulicht das Ungleichgewicht zwischen erneuerbarer Erzeugung und Verbrauch im Jahresverlauf.

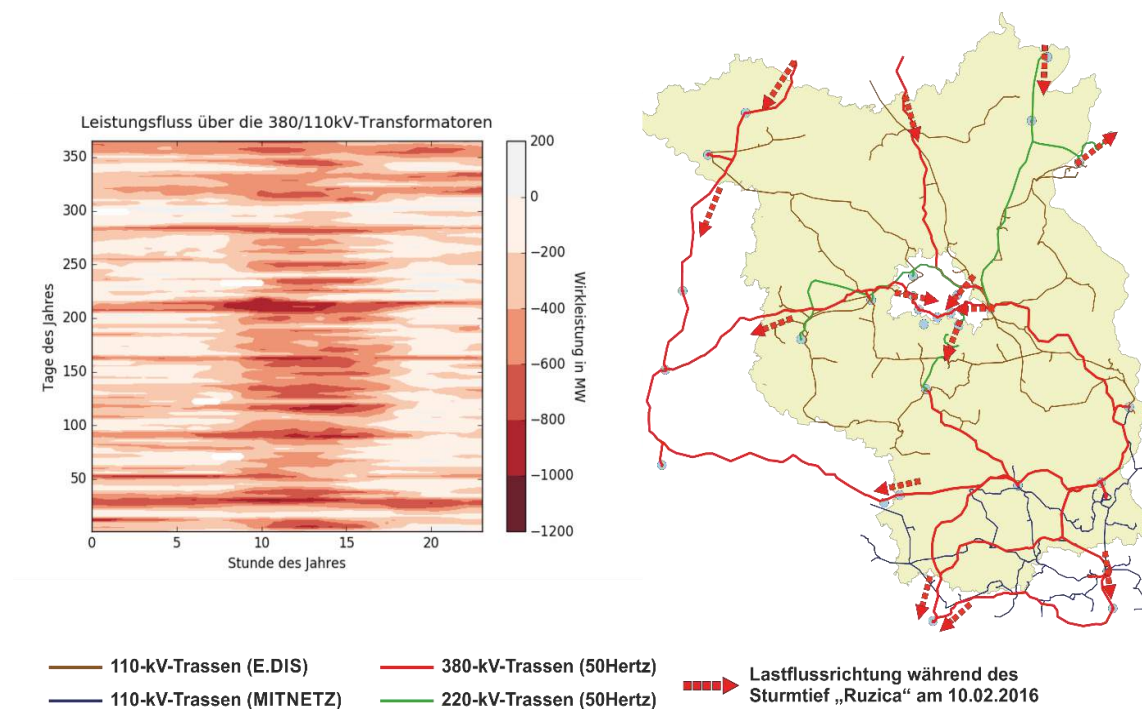


Abbildung 37: HöS-/ HS-Netz Brandenburg und Leistungsfluss 380/110-kV-Transformatoren

Es sind links in der Abbildung 37 sämtliche Leistungsflüsse der HöS-/HS-Transformatoren im Brandenburger Netzgebiet der E.DIS und MITNETZ STROM aufsummiert und die Werte in einem Konturdiagramm dargestellt. Da der Großteil der Verbraucher und Erzeuger im Verteilnetz installiert ist, kann eine Rückspeisung (negativer Leistungsfluss) über die HöS-/HS-Transformatoren in erster Näherung als Überschuss an erneuerbaren Energien interpretiert werden. Es ist deutlich zu erkennen, dass fast ausschließlich elektrische Energie vom Verteilnetz zum vorgelagerten Übertragungsnetz transportiert wird. In der Abbildung 37 rechts sind das Verteilnetz, Übertragungsnetz sowie

die Lastflussrichtungen während eines Sturmtiefs dargestellt. Im Land Brandenburg wird hierbei elektrische Leistung ausschließlich nach Berlin, Polen oder in die Lastzentren in Süd- und Westdeutschland übertragen bzw. exportiert.

Dies stellt die regionalen Verteilnetzbetreiber in Brandenburg vor große Herausforderungen. Es werden immer mehr Eingriffe in das System nötig sein, um den stabilen Netzbetrieb gewährleisten zu können. Ein Mittel, um die erneuerbaren Energien nachhaltiger in das Energieversorgungssystem zu integrieren, ist die Bereitstellung von mehr Flexibilitäten auf der Verbraucher- und Erzeugerseite.

In diesem Zusammenhang werden Flexibilitätsoptionen auf der Verbrauchsseite als ein wichtiger Bestandteil eines zukünftigen Energieversorgungssystems angesehen. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) betont im Weißbuch „Ein Strommarkt für die Energiewende“ [32] die zukünftige Bedeutung von Flexibilitätsoptionen (wie z.B. Lastmanagement) und gibt damit den Anstoß für die Untersuchung, die Lastmanagementpotenziale auf Landesebene im Land Brandenburg zu ermitteln.

In dieser Studie werden die verschiedenen Verbrauchergruppen analysiert und deren Lastmanagementpotenzial quantifiziert und qualitativ beschrieben. Es sind bereits viele Studien durchgeführt worden, die das Lastmanagementpotenzial auf Bundesebene für Deutschland ermittelt haben (u.a. die dena Netzstudie II [33] und die VDE-Studie Demand Side Integration [34]).

Die vorliegende Untersuchung verfolgt nicht das Ziel, den diesbezüglich ohnehin schon großen Literaturbestand noch weiter zu ergänzen. Es wird sich darauf beschränkt, die bereits gewonnenen Erkenntnisse auf die Verhältnisse im Land Brandenburg herunterzubrechen und spezifische Besonderheiten auf Landesebene aufzudecken.

Weiterhin werden Lösungsansätze zur Erschließung der Lastmanagementpotenziale vorgestellt und der damit verbundene Aufwand umrissen. Im Weiteren erfolgt eine grobe Darstellung der erforderlichen rahmenpolitischen Bedingungen und Anreize für die Hebung der Lastmanagementpotenziale.

Ziel dieser Untersuchung ist es, Lastmanagementpotenziale im Land Brandenburg aufzuzeigen und Anstöße zur Nutzbarmachung zu geben.

2 Vorgehensweise bei der Ermittlung des Lastmanagementpotenzials

Die Zielstellung der vorliegenden Untersuchung ist die Durchführung einer Potenzialanalyse für den Lastsektor im Land Brandenburg. Die Ausgangsbasis hierfür ist eine Kategorisierung der Verbrauchsstrukturen in Sektoren und Identifizierung von geeigneten Technologien bzw. Prozessen. Es werden folgende Bereiche detaillierter betrachtet:

- Haushalt,
- Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD),
- Industrie.

Im ersten Schritt wird eine Strukturanalyse des Landes Brandenburg hinsichtlich des Lastmanagementpotenzials durchgeführt. Dabei wird die Wirtschafts- und Bevölkerungsstruktur analysiert, um die Akteursvielfalt und das energetische Lastmanagementpotenzial auf der Verbraucherseite im Land Brandenburg darzustellen.

Die Grundlage für die Ermittlung des technischen Lastmanagementpotenzials sind auf der einen Seite die gewonnenen Erkenntnisse aus der Strukturanalyse des Landes Brandenburg und auf der anderen Seite die Ergebnisse einer umfangreichen Literaturrecherche sowie die Aufbereitung statistischer Berichte des Landes und des Bundes.

Die Ermittlung des technischen Lastmanagementpotenzials erfolgt unter Berücksichtigung der Bevölkerungsentwicklung, Effizienzsteigerungen sowie Branchenentwicklungen, um zukünftige Tendenzen, beispielsweise bei der Elektromobilität oder dem Wärmemarkt, aufzuzeigen.

Abschließend erfolgt eine Bewertung des technischen Lastmanagementpotenzials unter Berücksichtigung verschiedener Nutzungsmöglichkeiten und Hemmnisse. Abbildung 38 stellt die methodische Vorgehensweise in einer Übersicht dar.

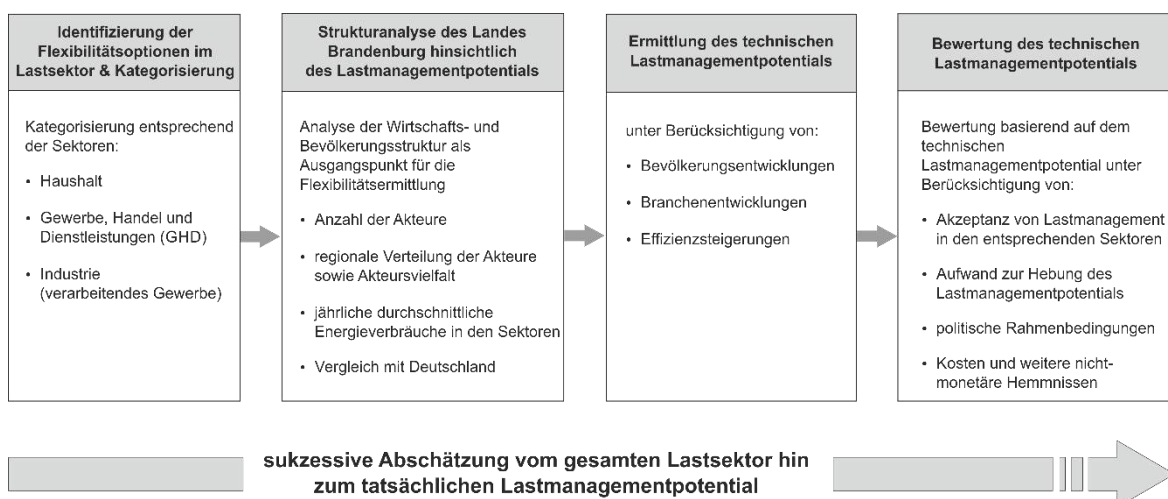


Abbildung 38: Methodisches Vorgehen bei der Ermittlung des Lastmanagementpotenzials

Das Thema Lastmanagement wird bereits seit einiger Zeit diskutiert, sodass sich schon viele Studien mit diesem Thema beschäftigt haben. Um das Lastmanagementpotenzial auf Landesebene zu ermitteln, wurde der vorhandene Literaturbestand gesichtet und ausgewertet. Relevante Studien, auf die sich die vorliegende Arbeit stützt, umfassen:

- „Demand Response – Nichtelektrische Speicher für Elektrizitätsversorgungssysteme mit hohem Anteil erneuerbarer Energien“ 2006 [35]. Hier wurden viele Modelle der Verbraucher im Haushalts- und GHD-Sektor, die auch die zeitliche Verfügbarkeit berücksichtigen, abgeleitet.
- VDE-Studie: „Demand Side Integration – Lastverschiebungspotenziale in Deutschland“ 2012 [34]. Diese Studie befasst sich umfassend mit allen drei Sektoren und hat unter anderem Expertenbefragungen durchgeführt, um das Lastmanagementpotenzial im Industriesektor bewerten zu können.
- „Synergy Potenzial of Smart Appliances in Renewable Energy Systems“ [36]. Die Studie entstand im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit in Bonn 2009. Der Fokus der Studie liegt auf dem Haushaltssektor. Es werden Durchdringungen, Anschlussleistungen, Nutzungsverhalten, Energieverbräuche, etc. auf europäischer Ebene analysiert und Synergieeffekte bei Smart-Home-Anwendungen dargestellt.

Des Weiteren wurden verschiedene statistische Berichte ausgewertet, um die Lastmanagementpotenziale auf das Land Brandenburg zu übertragen. Im Wesentlichen stützen sich die Ergebnisse auf folgende Datenquellen:

- „Ergebnisse der Einkommens- und Verbrauchsstichprobe 2013“ vom Amt für Statistik Berlin-Brandenburg (Ausstattung von Haushalten mit Gebrauchsgütern) [37],
- „Zensus 2011“ von den Statistischen Ämtern des Bundes und des Landes [38],
- „Energieverbrauch des Sektors Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) in Deutschland für die Jahre 2011 bis 2013“ vom Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI) [39],
- „Energie- und CO₂-Bilanz im Land Brandenburg 2013“ vom Amt für Statistik Berlin-Brandenburg [30],
- Anlagen nach Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) im Land Brandenburg³.

³ Der Datenbestand beinhaltet die Geodaten zu den betriebenen Anlagen nach Bundesemissionsschutzgesetz und enthalten jeweils den Standort und die genehmigte Leistung, beispielsweise Windenergieanlagen oder große Industrieanlagen.

3 Begriffsdefinition

Bisher existiert im Bereich des Lastmanagements keine einheitliche Terminologie, sodass im Folgenden für die Zwecke dieser Untersuchung die verwendeten Begrifflichkeiten wie folgt definiert werden.

Demand-Side-Management

Demand-Side-Management (DSM) umfasst die direkte Beeinflussung und Steuerung des Energieverbrauches auf der Verbraucherseite. DSM bezieht sich dabei auf Energieeffizienz- und andere Energiesparmaßnahmen, die zur strategischen Entwicklung des Energieverbrauchs beitragen und weisen damit einen großen zeitlichen Horizont auf [40] [34]. DSM muss demnach nicht zwingend system- bzw. netzdienlich für das Energieversorgungssystem sein.

Hierunter fallen unter anderem:

- Reduzierung der Spitzenlast im Gewerbe und Industrie als Kostensenkungsmaßnahmen,
- optimierte Steuerung vorhandener Energieverbraucher sowie Einbindung von Speichern zur Nutzung von Synergieeffekten (Nachrüsten einer PV-Anlage mit Batteriespeicher),
- Reduzierung des Lastflusses zur Vermeidung von Betriebsmittelüberlastungen (Lastabwurf).

Lastmanagement bzw. Demand Response (DR)⁴

Für die Untersuchung wird die Definition von der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE) verwendet. Das Institut stützt sich dabei auf Definitionen, die im englischsprachigen Raum verwendet werden. Institutionen, die Demand Response definieren, sind das Department of Energy (DoE) und die Europäische Kommission. Lastmanagement bzw. Demand Response wird hier wie folgt definiert:

„Demand Response ist eine kurzfristige und planbare Veränderung der Verbraucherlast als Reaktion auf Preissignale im Markt oder auf eine Aktivierung im Rahmen einer vertraglichen Leistungsreserve. Diese Marktpreise oder Leistungsabrufe werden durch ungeplante, unregelmäßige oder extreme energiewirtschaftliche Ereignisse ausgelöst [41].“

Lastmanagement stellt demgemäß einen Sammelbegriff für jegliche Möglichkeiten dar, welche das Verhalten der Verbraucherseite kurzfristig und planbar beeinflussen zu können.

Nach der vorliegenden Definition ist eine Vielzahl von Lasten bzw. Verbrauchern denkbar, die eine Flexibilisierung der Verbraucherseite erreichen können. Im Folgenden werden in Anlehnung an [42] die unterschiedlichen technologiebedingten Verwendungsarten des Lastmanagements beschrieben.

Charakterisierung des Lastmanagements nach der Verwendungsart

Abbildung 39 stellt die unterschiedlichen Formen des Lastmanagements dar und ordnet diese entsprechend der Verwendungsart ein.

⁴ beide Begriffe sind im Rahmen dieser Studie als Synonyme zu verstehen

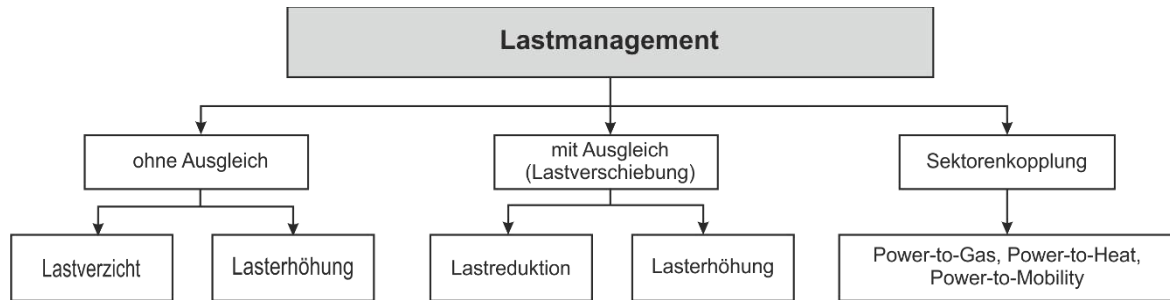


Abbildung 39: Charakterisierung des Lastmanagements nach der Verwendungsart
Quelle: In Anlehnung an [42]

Lastmanagement mit Ausgleich (Lastverschiebung)

Lastmanagement mit Ausgleich ist gekennzeichnet durch zwei Phasen. In der ersten Phase kommt es zu einer Lasterhöhung bzw. -reduktion. In der sich anschließenden zweiten Phase tritt ein Nachholeffekt, bei dem der vorher reduzierte bzw. erhöhte Energiebedarf wieder ausgeglichen wird, auf. Demzufolge kann auch von einer sogenannten Lastverschiebung gesprochen werden.

Bei einer Lasterhöhung mit Ausgleich werden vorübergehend mehr Wärme, Kälte oder Güter produziert und es wird mehr elektrische Energie verbraucht. In der zweiten Phase wird dieser Produktions- bzw. Energieüberschuss wieder abgebaut und die Last bzw. der Energieverbrauch sinkt.

Im Gegensatz hierzu werden bei einer Lastreduktion mit Ausgleich vorübergehend weniger Wärme, Kälte oder Güter produziert und weniger elektrische Energie benötigt. Im Anschluss daran, wird der Produktionsausfall bzw. Energieverlust wieder ausgeglichen.

Charakteristisch für Lastverschiebungen sind Technologien mit einer Speicherfähigkeit oder Produktionsanlagen mit Lagerfähigkeit bzw. Zwischenspeichern. Ein Beispiel für derartige Anwendungen im Haushaltssektor ist die Bereitstellung von Prozesskälte in Form von Kühl- und Gefrierschränken. Im verarbeitenden Gewerbe stellt die Elektrostahlindustrie, bei der die Metallerzeugung kurzzeitig pausieren kann, ein weiteres Beispiel für Lastverschiebungspotenziale dar.

Lastmanagement ohne Ausgleich

Beim Lastverzicht gibt es keinen Ausgleichseffekt und es kommt zu einer einseitigen Reduzierung des elektrischen Energieverbrauchs. In diesem Zusammenhang kommt es in der Regel zu Produktionsausfällen, da der Energieverbrauch nicht ausgeglichen wird.

Analog dazu kommt es bei einer Lasterhöhung ohne Ausgleich zu einer Erhöhung des elektrischen Energieverbrauchs.

Durch die temporäre Nutzung anderer Energieträger, beispielsweise Gas oder Öl, zur Erzeugung von Wärme, Kälte oder Gütern können die Auswirkungen der Reduktion des elektrischen Energiebezugs minimiert werden. Im Haushaltssektor stellen sogenannte Hybridheizungen, welche durch elektrische Heizelemente ergänzt wurden, ein Beispiel dar. Dabei kann durch Kopplung zweier Energieträger der Wärmebedarf elektrisch mithilfe der Heizelemente oder fossil mithilfe der Öl- oder Gasheizung bereitgestellt werden.

Lastmanagement auf Basis der Sektorenkopplung

Unter dem Begriff Sektorenkopplung versteht man im Allgemeinen die Energieumwandlung und den Austausch zwischen den Sektoren Strom, Gas, Wärme und Verkehr. Ziel ist es, den Energiebedarf im Gas-, Wärme- und Verkehrssektor durch erneuerbare Energien zu substituieren, um Synergieeffekte zwischen den Sektoren auszunutzen. Jeder Sektor stellt hierbei eine mögliche Flexibilitätsoption dar.

Als Verknüpfungselemente zwischen den Sektoren steht eine Vielzahl von Technologien (Power-to-X-Technologien) zur Verfügung, deren Ausgestaltung aktueller Forschungsgegenstand ist. Folgende Power-to-X-Technologien stehen unter anderem derzeit im Fokus:

- Power-to-Gas (PtG): Erzeugung von Wasserstoff bzw. Methan aus elektrischer Energie und Kopplung des Gas- und Energieversorgungsnetzes,
- Power-to-Heat (PtH): Erzeugung von Wärme aus elektrischer Energie und Kopplung des Wärme- und Energieversorgungsnetzes,
- Power-to-Mobility (PtM): gesteuertes Laden und Entladen von Elektrofahrzeugen.

Die Power-to-X-Technologien (PtX) sind für sich genommen sehr komplexe Themenfelder und werden im Rahmen dieser Untersuchung zunächst nur am Rande betrachtet.

4 Strukturanalyse des Landes Brandenburg hinsichtlich der Lastmanagementpotenziale

In diesem Kapitel sollen die Verbrauchsstrukturen im Land Brandenburg analysiert werden. Der Schwerpunkt liegt hierbei auf den wirtschaftlichen und demografischen Strukturen. Es erfolgt eine erste grobe Kategorisierung in Sektoren. Weiterhin wird die Akteursvielfalt anhand von Zahlen und Fakten aufgezeigt. Darüber hinaus wird das energetische Lastmanagementpotenzial des Lastmanagements der einzelnen Sektoren in Form von jährlichen elektrischen Energieverbräuchen dargestellt.

Gleichermaßen werden die entsprechenden deutschlandweiten Verbrauchsstrukturen und energetische Lastmanagementpotenziale analysiert, um das Land Brandenburg in einem gesamtdeutschen Kontext betrachten und somit vergleichen zu können. Abschließend werden die regionalen Aufteilungen der Verbrauchsstrukturen in Abhängigkeit der definierten Sektoren untersucht und visualisiert.

Diese Vorbetrachtungen dienen als Ausgangspunkt für tiefergehende Untersuchungen in den kommenden Kapiteln und geben einen ersten Eindruck von der Höhe und dem notwendigen Aufwand zur Hebung der Lastmanagementpotenziale.

Kategorisierung in Sektoren

Die Aufteilung der Energieverbräuche erfolgt in den einschlägigen statistischen Berichten des Landes nach den folgenden vier Sektoren:

- Haushalte,
- Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD),
- verarbeitendes Gewerbe (Industrie)⁵ und
- Verkehr.

Abbildung 40 stellt die elektrischen Energieverbräuche je Sektor für das Land Brandenburg im Jahr 2013 dar. Die verwendeten Daten stammen für Deutschland vom BDEW [43] und für das Land Brandenburg vom Amt für Statistik Berlin-Brandenburg [30].

⁵ in der Statistik geführt unter dem Begriff: Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden sowie verarbeitendes Gewerbe

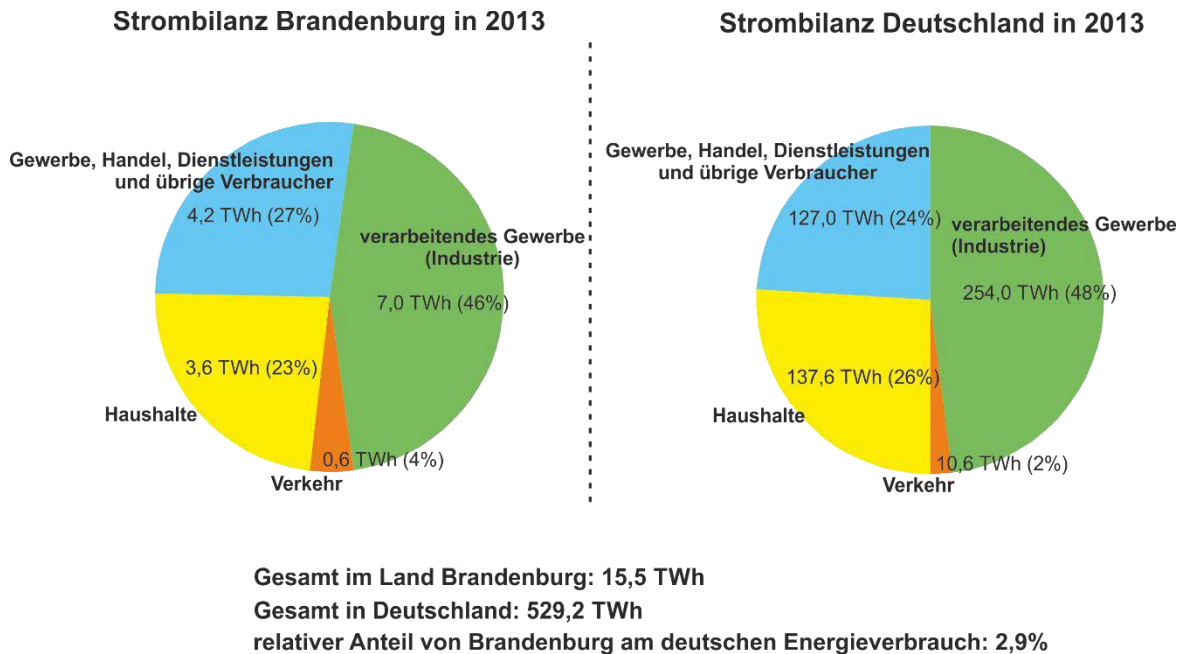


Abbildung 40: Strombilanz Brandenburg und Deutschland in 2013
Quelle: Eigene Darstellung nach [30]

Weiterhin sind in der Abbildung 40 die elektrischen Energieverbräuche und absoluten Anteile für Deutschland dargestellt, um die Strombilanz des Landes Brandenburg im gesamtdeutschen Kontext einordnen zu können. In Deutschland wurden im Jahr 2013 insgesamt 529,2 TWh elektrische Energie verbraucht. Auffällig ist der geringe Anteil Brandenburgs am deutschlandweiten elektrischen Energieverbrauch. Im Land Brandenburg wird aufgrund der wirtschaftlichen Struktur und der Bevölkerungsstruktur nur in geringem Umfang elektrische Energie konsumiert. Der Anteil Brandenburgs am gesamtdeutschen Energieverbrauch beträgt etwa 2,9%.

Die relativen Anteile an den Sektoren unterscheiden sich nur unwesentlich voneinander und bewegen sich für das Land Brandenburg in ähnlicher Höhe wie für Deutschland. Eine Ausnahme stellt hier der Verkehrssektor dar, der mit einem Anteil von 4% doppelt so hoch wie in Deutschland ist.

Für den Verkehrssektor erfolgt keine ausführliche Strukturanalyse hinsichtlich des Lastmanagementpotenzials, da die elektrischen Energieverbräuche im Verkehrssektor aktuell hauptsächlich vom Schienenverkehr verursacht werden und für diesen Wirtschaftszweig keine Lastmanagementpotenziale ausweisbar sind.

Haushaltssektor

Im Land Brandenburg waren ca. 1,25 Millionen Haushalte im Jahr 2013 statistisch erfasst. Es leben ca. 2,48 Millionen Menschen im Land Brandenburg, sodass durchschnittlich 2,09 Personen in einem Haushalt zusammenleben. Diese verursachten einen elektrischen Energieverbrauch von insgesamt 3,6 TWh. Daraus ergibt sich ein durchschnittlicher jährlicher Energieverbrauch von ca. 2.900 kWh pro Haushalt im Jahr 2013. Obwohl für die nächsten Jahrzehnte mit einem Bevölkerungsrückgang gerechnet wird, erwartet man einen größeren Anteil an kleinen Haushalten (1-Personen und 2-Personen-Haushalte), sodass sich die Anzahl der Haushalte nicht signifikant verringern wird.

Für die räumliche Einordnung der Haushalte wurde aufgrund fehlender Daten als Indikator die Bevölkerungsdichte ausgewählt. Es sind im Land Brandenburg große regionale Unterschiede bezüglich

der Bevölkerungsdichte zu erkennen. Die Mehrzahl der Haushalte befindet sich im Berliner Umland. Die Bevölkerungsdichte in der Hauptstadtregion Berlin-Brandenburg bewegt sich, bezogen auf einzelne Gemeinden bzw. Ortsteile, in einem Bereich von 8 (Gemeinde Münchehofe) bis über 17.000 (Berlin-Friedenau) Einwohner (EW) je km² und liegt im Durchschnitt für das Land Brandenburg bei 83 EW/km². Dies ist der zweitgeringste Wert vor Mecklenburg-Vorpommern. Das Land Berlin hingegen hat mit durchschnittlich 3.891 EW/km² die höchste Bevölkerungsdichte in Deutschland [38]. Abbildung 41 verdeutlicht diesen Sachverhalt in einer geografischen Darstellung. Es ist die erhöhte Bevölkerungsdichte im Berliner Umland, dem sogenannten „Berliner Speckgürtel“, deutlich zu erkennen.

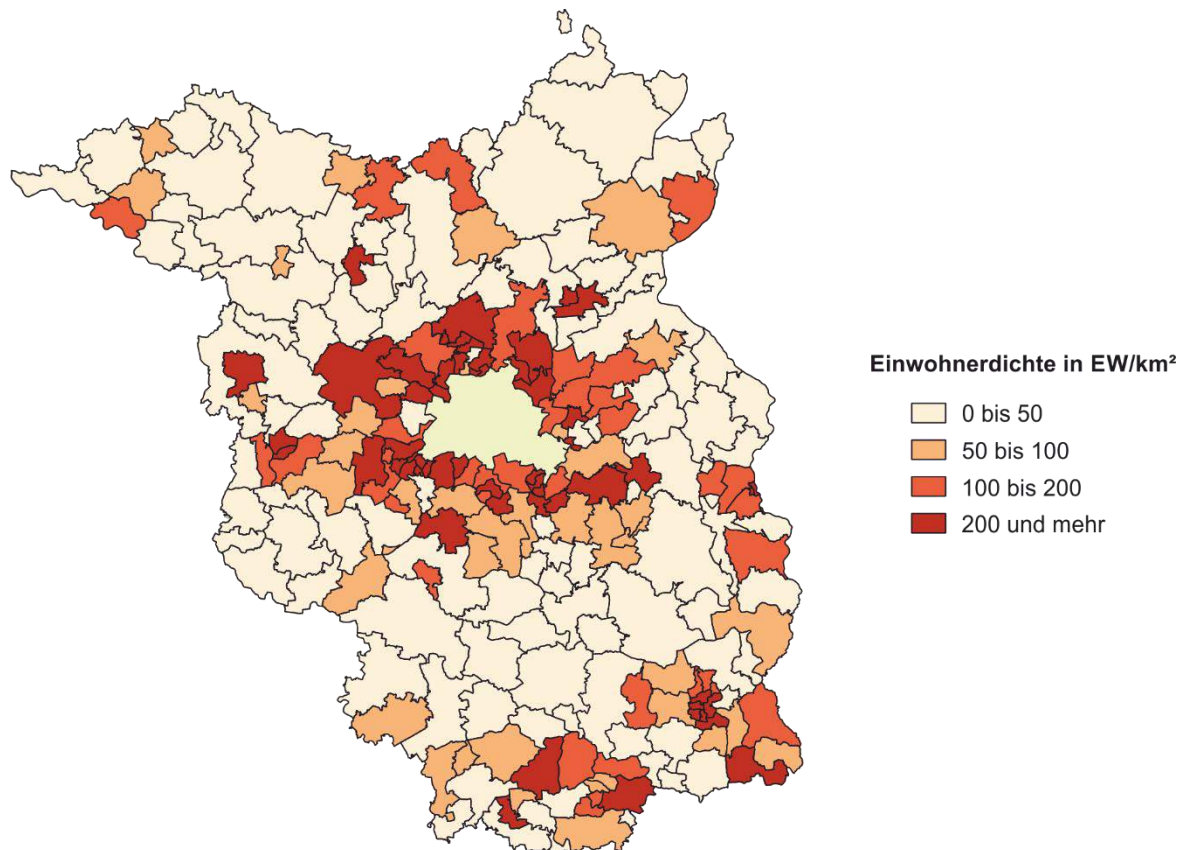


Abbildung 41: Bevölkerungsdichte im Land Brandenburg
Quelle: In Anlehnung an [38]

Industriesektor

Das Land Brandenburg hat hinter Berlin und Mecklenburg-Vorpommern die geringste Industriedichte von Deutschland. Im Jahr 2013 waren 5.662 Betriebe im verarbeitenden Gewerbe statistisch erfasst. Diese verursachten einen elektrischen Energieverbrauch von ca. 7 TWh, was einem Anteil von 46% am elektrischen Energieverbrauch entspricht. Nur 413 Betriebe hatten 20 und mehr Beschäftigte. Deutschlandweit waren 22.495 derartige Betriebe (insgesamt: 250.414) im verarbeitenden Gewerbe statistisch erfasst. Insgesamt verbrauchte der Industriesektor im Jahr 2013 254 TWh elektrische Energie. In absoluten Zahlen entspricht dies einem Anteil Brandenburgs am elektrischen Energieverbrauch im Industriesektor von 2,7%.

Das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle veröffentlicht die stromintensiven Betriebe, die aufgrund des hohen Energieeinsatzes bei der Produktion von einer besonderen Ausgleichregel

betroffen sind und zu großen Teilen von der EEG-Umlage befreit sind. Im Land Brandenburg sind aktuell 117 Betriebe (4,1%) der insgesamt 2.834 privilegierten deutschen Unternehmen angesiedelt.

Strukturbestimmende stromintensive Betriebe sind die Stahlwerke in Eisenhüttenstadt, Hennigsdorf und Brandenburg/Havel. In Schwedt/Oder im Nordosten Brandenburgs befindet sich ein industrieller Schwerpunkt mit einer Erdölraffinerie (PCK Raffinerie GmbH) und zwei Papierfabriken. Eine Triebwerk-Produktionsfabrik der Firma Rolls-Royce befindet sich in Dahlewitz im Landkreis Teltow-Fläming. In der Lausitz im Süden von Brandenburg befinden sich weitere Industriestandorte. Zum einen in der chemischen Industrie (BASF Schwarzheide) und zum anderen die LEAG (ehemals Vattenfall) mit dem Betrieb von mehreren Braunkohletagebauen und konventionellen Großkraftwerken.

Die strukturbestimmenden Betriebe spiegeln sich ferner in den elektrischen Energieverbräuchen in den entsprechenden Wirtschaftszweigen des verarbeitenden Gewerbes wider. Die Metallverarbeitung und -erzeugung hat mit 17% den höchsten Anteil am elektrischen Energieverbrauch im Industriesektor. Weitere wichtige Wirtschaftszweige im Hinblick auf den elektrischen Energieverbrauch sind das Papiergewerbe, die Chemische Industrie, das Glasgewerbe sowie das Ernährungsgewerbe.

Abbildung 42 stellt die elektrischen Energieverbräuche für das verarbeitende Gewerbe in Abhängigkeit zum verursachenden Wirtschaftszweig dar. Die Daten hierfür stammen vom Amt für Statistik Berlin-Brandenburg [30].

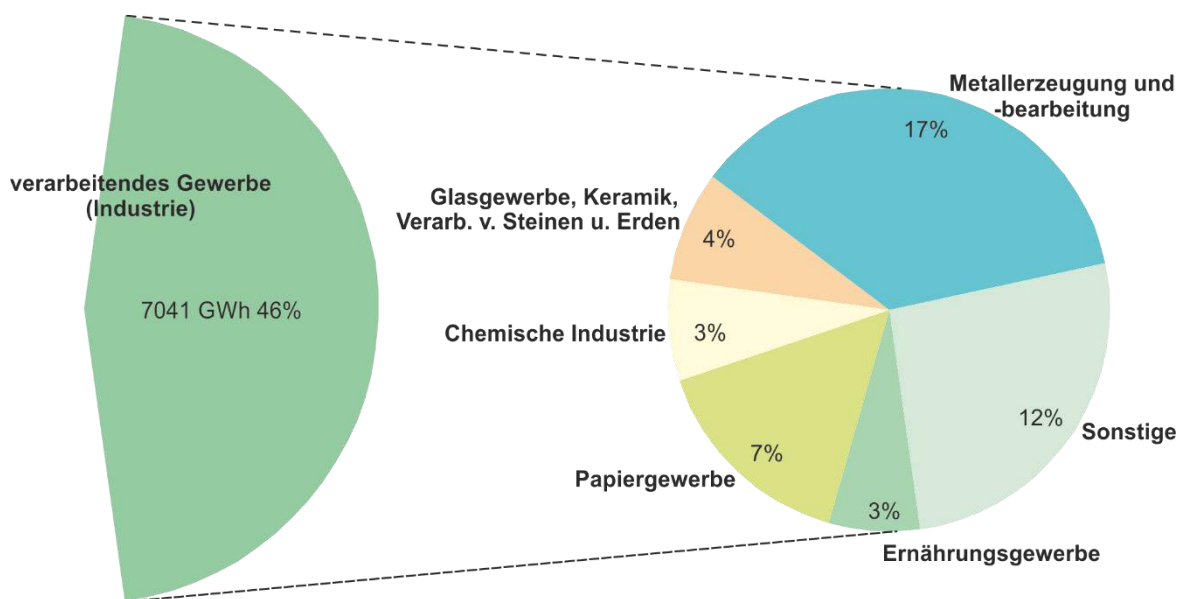


Abbildung 42: Strombilanz von Brandenburg für den Industriesektor in 2013
Quelle: In Anlehnung an [30]

Für den Industriesektor ist eine genaue regionale Aufteilung nach Postleitzahlengebieten nicht möglich, sodass die Analyse auf Kreisebene durchgeführt wird. Abbildung 43 stellt die Anzahl der Betriebe und die Industriedichte⁶ auf Kreisebene dar.

⁶ Definition der Industriedichte: Anzahl sozialversicherungspflichtig Beschäftigter im Bergbau und im verarbeitenden Gewerbe je 1.000 Einwohner

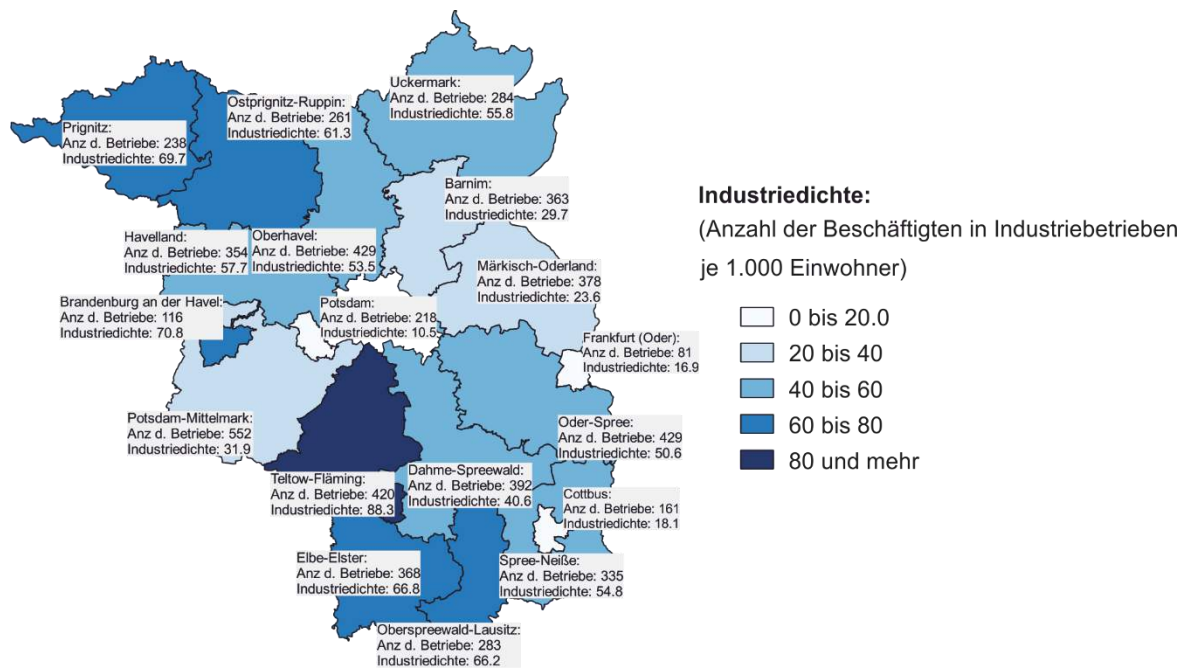


Abbildung 43: Regionale Verteilung der Industriebetriebe sowie Industriedichte auf Kreisebene
Quelle: In Anlehnung an [43]

Die Einfärbung der Karte wurde anhand der Industriedichte vorgenommen. Die Daten für die Darstellung stammen vom Statistischen Bericht „Unternehmen und Betriebe im Land Brandenburg 2013“ vom Amt für Statistik Berlin-Brandenburg [44]. Die regionale Verteilung der Betriebe sowie der Industriedichte spiegeln nicht zwangsläufig die regionale Verteilung der Energieverbräuche wider und sollen hier nur einen groben Überblick über die regionalen Wirtschaftsstrukturen im verarbeitenden Gewerbe geben.

Die Industrie ist in Brandenburg relativ homogen über das gesamte Bundesland verteilt. Der Kreis Teltow-Fläming hat dabei die höchste Industriedichte. Typischerweise haben die Kreisfreien Städte die geringste Industriedichte, da hier hauptsächlich Wohnraum und der GHD-Sektor verstärkt vorzufinden sind. Die durchschnittliche Industriedichte im Land Brandenburg beträgt 49,2. In Deutschland liegt die durchschnittliche Industriedichte bei 80,5, angeführt von Baden-Württemberg mit 121,5 [45].

Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD)

In 2013 waren im Land Brandenburg 93.820 (2,7%) der insgesamt in Deutschland befindlichen 3.38 Millionen deutschen GHD-Betriebe statisch erfasst. Die Brandenburger GHD-Betriebe verursachten einen elektrischen Energieverbrauch von 4,2 TWh (3,2%). Eine genauere Aufteilung der elektrischen Energieverbräuche entsprechend der Wirtschaftszweige und Anwendungen ist aufgrund mangelnder Datenverfügbarkeit nur indirekt möglich. Es werden weder auf Bundesebene noch auf Landesebene hierzu statistische Daten erfasst. Um dennoch eine Aufteilung der elektrischen Energieverbräuche im GHD-Sektor zu erhalten, wird auf eine Untersuchung des Fraunhofer-Instituts für System- und Innovationsforschung (ISI) zurückgegriffen [39]. Diese Untersuchungen erfolgen auf Bundesebene, sodass zunächst überprüft werden muss, ob die strukturellen Verhältnisse im GHD-Sektor in Deutschland auf das Land Brandenburg übertragen werden können oder ob abweichende Ausprägungen auf Landesebene vorliegen (siehe Abbildung 44).

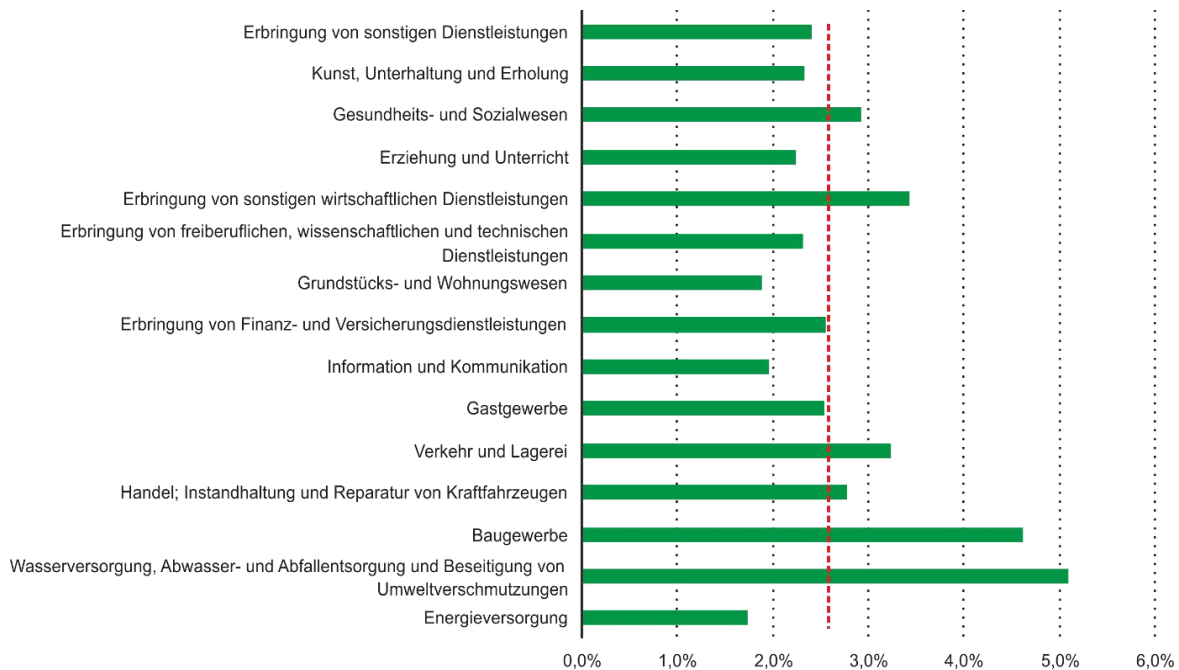


Abbildung 44: Anzahl der GHD-Betriebe bezogen auf die Anzahl der Betriebe in Deutschland
Quelle: In Anlehnung an [44]

Größere Schwankungen sind im Baugewerbe und der Wasser- und Abwasserversorgung zu erkennen. Im Allgemeinen sind die Verhältnisse für das Land Brandenburg annähernd identisch, sodass von keiner besonderen Ausprägung einzelner Wirtschaftszweige gesprochen werden kann. Demnach werden die Angaben vom Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung für den GHD-Sektor durch einfache Skalierung auf das Land Brandenburg übertragen.

Abbildung 45 basiert auf den Daten vom Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung und zeigt die Anwendungsbilanz bezüglich des elektrischen Energieeinsatzes für den GHD-Sektor. Der Großteil an elektrischer Energie wird demnach für die Beleuchtung (36%), mechanische Energie⁷ (25%) und IKT-Infrastruktur benötigt. Weitere elektrische Energie wird für das Heizen, Klimatisieren sowie Prozesskälte und -wärme benötigt.

Eine Betrachtung der elektrischen Energieverbräuche nach Wirtschaftszweigen wird nicht vorgenommen, da die Kategorien vom Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung leider nicht den Kategorien der amtlichen Statistik von Berlin-Brandenburg entsprechen.

⁷ zum Beispiel Belüftung/Konditionierung von Räumen

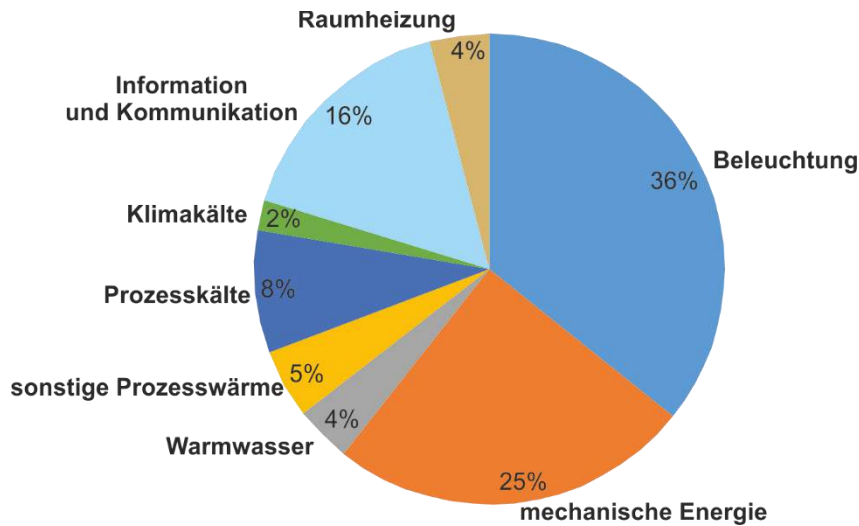


Abbildung 45: Anwendungsbilanz Strom für den GHD-Sektor (2013)
Quelle: Eigene Berechnung basierend auf [30] und [39]

Für den GHD-Sektor ist analog zum Industriesektor eine genaue regionale Aufteilung nach Postleitzahlengebieten nicht möglich, sodass die Analyse ebenfalls auf Kreisebene durchgeführt wird. Abbildung 46 stellt die Anzahl der Betriebe und die Dichte im GHD-Sektor⁸ auf Kreisebene dar.

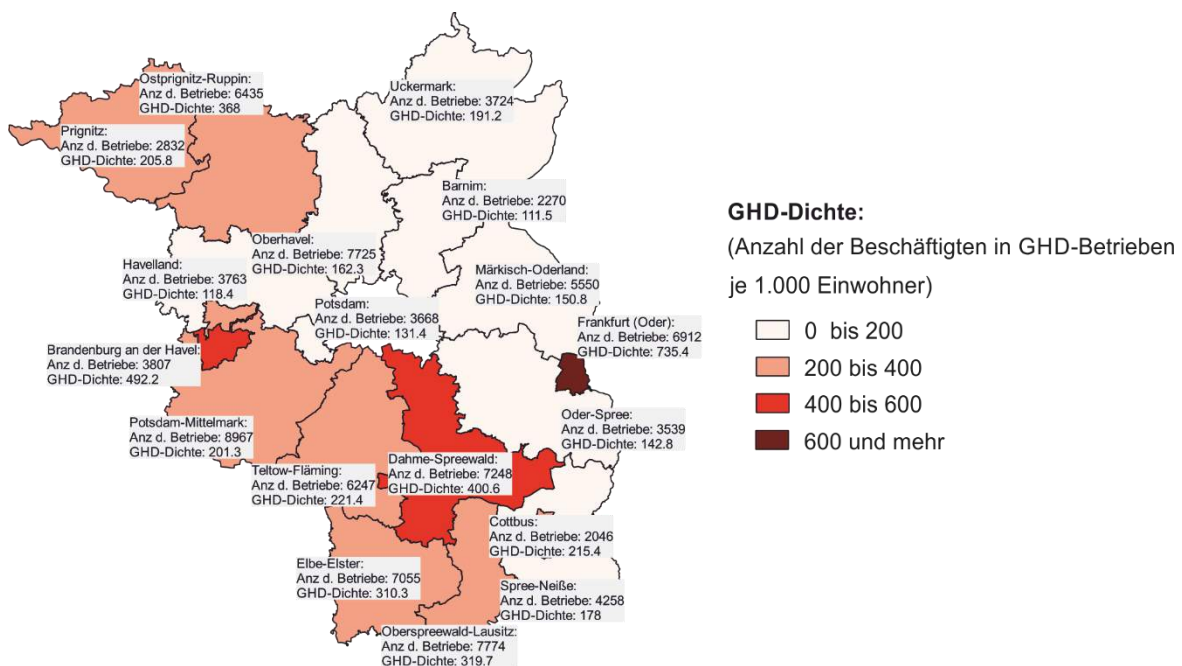


Abbildung 46: Regionale Verteilung der GHD-Betriebe und -Dichte auf Kreisebene
Quelle: In Anlehnung an [44]

Die Einfärbung der Karte wurde anhand der GHD-Dichte vorgenommen. Die Daten für die Darstellung stammen vom Statistischen Bericht „Unternehmen und Betriebe im Land Brandenburg 2013“ vom Amt für Statistik Berlin-Brandenburg [44].

⁸ Es wird analog zur Industriedichte die GHD-Dichte wie folgt definiert: Anzahl sozialversicherungspflichtig Beschäftigter im GHD-Sektor je 1.000 Einwohner

Die regionale Verteilung der Betriebe (GHD-Dichte) sollte hierbei die regionale Verteilung der Energieverbräuche besser widerspiegeln als für den Industriesektor, da hier keine einzelnen Großverbraucher wie Stahlwerke vorhanden sind. Schwerpunktregionen im GHD-Sektor sind die Kreisfreien Städte Frankfurt (Oder) mit einer GHD-Dichte von 735 und Brandenburg/Havel mit 492.

Die durchschnittliche GHD-Dichte im Land Brandenburg beträgt 224. In Deutschland liegt die durchschnittliche GHD-Dichte bei 254. Im Vergleich zum Industriesektor sind im Land Brandenburg folglich ungefähr fünfmal mehr Personen im GHD-Sektor als im Industriesektor beschäftigt.

Fazit

Im Land Brandenburg wird aufgrund der wirtschaftlichen und demografischen Struktur im deutschlandweiten Vergleich relativ wenig elektrische Energie verbraucht. Demgegenüber stehen große regionale EE-Überschüsse, die einen erheblichen Bedarf an Flexibilitäten erfordern oder abtransportiert werden müssen.

Die theoretischen Voraussetzungen für ein Lastmanagement sind in den einzelnen Sektoren unterschiedlich gut. Im Industriesektor konzentrieren sich die elektrischen Energieverbräuche auf vergleichsweise wenig Akteure. Im GHD-Sektor ist die Anzahl der Akteure deutlich höher und dementsprechend der durchschnittliche elektrische Energieverbrauch je Akteur geringer. Diese Auseinanderentwicklung von Akteursanzahl und durchschnittlichen elektrischen Energieverbräuchen setzt sich im Haushaltssektor weiter fort (siehe Abbildung 47). Eine hohe Akteursanzahl bedingt einen hohen Aufwand zur Hebung der partiell vorhandenen Lastmanagementpotenziale.

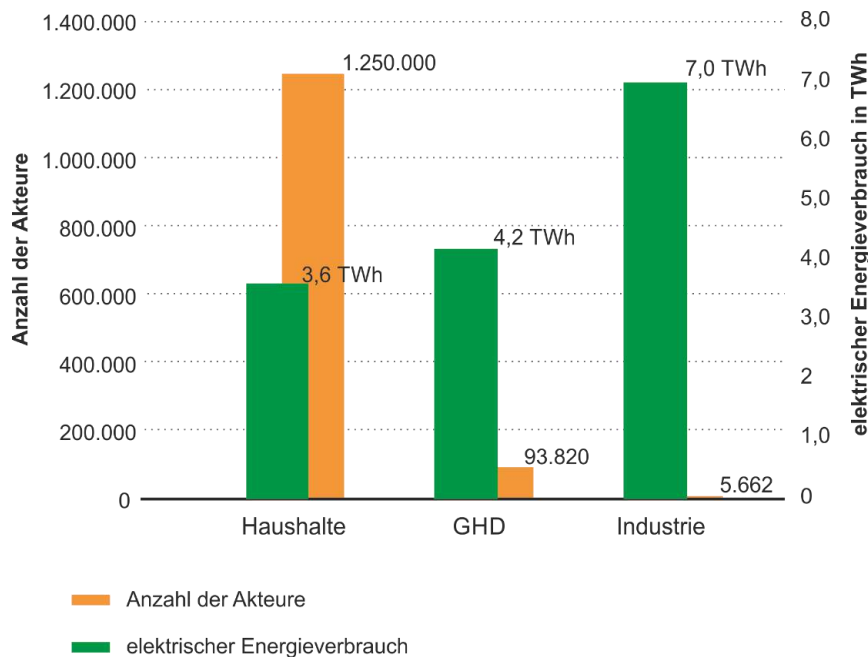


Abbildung 47: Anzahl der Akteure und jährliche elektrische Energieverbräuche

Von den 5.662 Akteuren im Industriesektor haben nur 413 Betriebe mehr als 20 Beschäftigte und 117 gehören der stromintensiven Industrie an. Diese stromintensiven Betriebe sind für einen überproportional großen Anteil des elektrischen Energieverbrauchs im Industriesektor verantwortlich. Die Analyse der regionalen Verteilung für den GHD- und Industriesektor zeigten keine besonderen Ausprägungen. Für den Haushaltssektor zeigt sich erwartungsgemäß ein erhöhtes energetisches Lastmanagementpotenzial im Berliner Umland (siehe Abbildung 41).

5 Analyse des technischen Lastmanagementpotenzials im Land Brandenburg

Die folgenden Kapitel geben einen Überblick über die Prozesse bzw. Technologien, die grundsätzlich für ein Lastmanagement in Frage kommen. Des Weiteren wird die Vorgehensweise bei der Ermittlung der technischen Lastmanagementpotenziale kurz vorgestellt. Abschließend werden die identifizierten technischen Lastmanagementpotenziale für jeden Sektor zusammengefasst dargestellt.

Im Hauptteil dieser Untersuchung werden nur die Ergebnisse der Flexibilitätsermittlung dargestellt. Die ungekürzte Fassung mit detaillierten Ausführungen zur Methodik und zur Ermittlung des technischen Lastmanagementpotenzials befindet sich in den Anlagen 16 bis 18.

5.1 Technisches Lastmanagementpotenzial für den Haushaltssektor

Für den Haushaltssektor kommen prinzipiell nur Prozesse und Technologien in Frage, die über Speicherfähigkeiten verfügen oder ohne größere Komforteinbußen zeitlich verschoben werden können. Prozesse bzw. Geräte, bei denen ein Eingriff erhebliche Komforteinbußen für den Anwender nach sich ziehen würden, beispielsweise die gesamte Informations- und Kommunikationsinfrastruktur sowie Beleuchtung, werden nicht berücksichtigt. Folglich lassen sich die lastmanagement-fähigen Verbraucher im Haushaltssektor in zwei Gruppen einteilen:

- Prozesse bzw. Technologien ohne Speicherfähigkeit,
- Prozesse bzw. Technologien mit Speicherfähigkeit.

Abbildung 48 stellt die relevanten Verbraucher, die ohne größere Komforteinbußen für das Lastmanagement herangezogen werden können, in einer Übersicht dar.

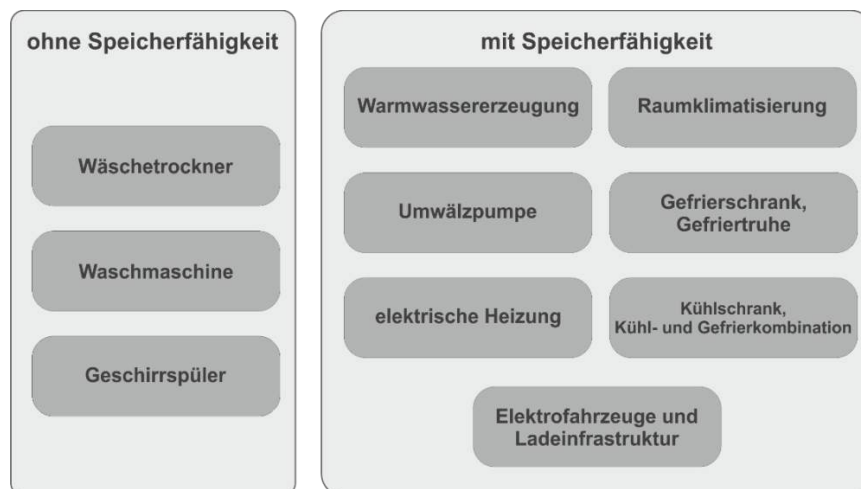


Abbildung 48: Lastmanagementfähige Verbraucher im Haushaltssektor

Für den Haushaltssektor wird eine Bottom-up-Analyse für die Jahre 2013 und 2030 unter Berücksichtigung von Effizienzsteigerungen sowie der Bevölkerungs- und Branchenentwicklungen durchgeführt. Es werden hierbei folgende Sachverhalte erörtert:

- Durchdringung (Anzahl der Prozesse/Geräte),

- spezifische elektrische Energieverbräuche und Anschlussleistungen,
- jährliches energetisches Lastmanagementpotenzial,
- technisches Lastmanagementpotenzial,
- Komforteinbußen bzw. Akzeptanz,
- Gleichzeitigkeit und Verfügbarkeit.

Prozesse bzw. Technologien ohne Speicherfähigkeit

Die erste Gruppe beinhaltet die Haushaltsgroßgeräte Wäschetrockner, Waschmaschine und Geschirrspüler. Diese Haushaltsgroßgeräte sollten während des laufenden Prozesses aus Energieeffizienzgründen nicht unterbrochen werden und verfügen demnach über keine Speicherfähigkeit. Die Bereitstellung des Lastmanagementpotenzials erfolgt über die zeitliche Verschiebung des Prozesses.

Um das technische Lastmanagementpotenzial für diese Gerätegruppe ermitteln zu können, müssen Gleichzeitigkeit und Einsatzzeiten der Geräte berücksichtigt werden, da diese in der Regel nicht kontinuierlich betrieben werden. Hierfür sind die folgenden Schritte notwendig (vgl. Anlage 16):

- Ermittlung der Lastprofile der Geräte,
- Definieren von Gleichzeitigkeitsfaktoren bzw. Einschaltzeitwahrscheinlichkeiten in Abhängigkeit der Tageszeit,
- Verschneidung der Einschaltzeitwahrscheinlichkeiten mit den Lastprofilen, um die Verteilung der Vorgänge an einem Tag zu ermitteln,
- Ermittlung der Anzahl der jährlichen Vorgänge und beziehen der Verteilung der Vorgänge auf einen Durchschnittstag,
- Definieren der maximalen Zeitverschiebung,
- Aggregation der Leistungsbezüge über den maximalen Verschiebungszeitraum, um das maximale Lastmanagementpotenzial zu erhalten.

Waschmaschine

Insofern der Nutzer keine Anforderung bzw. Ansprüche daran hat, wann der Waschvorgang beginnen bzw. enden soll, eignet sich die Waschmaschine zur Lastverschiebung. Der Ausstattungsgrad mit Waschmaschinen ist im Land Brandenburg mit 96,4% sehr hoch und wird in Zukunft nahezu unverändert bleiben. Der elektrische Energieverbrauch je Waschmaschine beträgt ca. 211 kWh/Jahr und wird sich im Zuge von Effizienzsteigerungen in 2030 auf ca. 176 kWh/Jahr reduzieren. Waschmaschinen haben üblicherweise eine Anschlussleistung die im Bereich von 2 kW bis 2,5 kW liegt. Die maximal mögliche Zeitverschiebung ist stark von der Nutzung der Waschmaschine abhängig und liegt im Bereich von 1 bis 6 Stunden.

Die Waschmaschine wird durchschnittlich 141-mal pro Jahr verwendet. In Spitzenzeiten stehen somit im Land Brandenburg ca. 29.000 Waschmaschinen für Lastverschiebungsmaßnahmen zur Verfügung. In der Nacht und den frühen Morgenstunden sind es hingegen weniger als 5.000 Waschmaschinen. Bei einer maximalen zeitlichen Verschiebung der Nutzung von 6 Stunden ergibt sich somit ein maximales Lastverschiebungspotenzial von 334 MW für das Jahr 2013 sowie 227 MW für

das Jahr 2030. Aufgrund der sehr inhomogenen Leistungsaufnahme der Waschmaschine steht das maximale Lastverschiebungspotenzial nur für ca. 15 Minuten zur Verfügung. Durch die sequentielle Ausführung kann jedoch die Aufrufdauer erhöht werden, welche allerdings das Lastverschiebungspotenzial dementsprechend verringert.

Wäschetrockner

Wäschetrockner eignen sich gleichermaßen wie Waschmaschinen zur Lastverschiebung. Der Ausstattungsgrad von Wäschetrocknern im Land Brandenburg ist deutlich geringer und beträgt ca. 24,2% und wird zukünftig leicht ansteigen. In 2013 betrug der durchschnittliche elektrische Energiebedarf ca. 283 kWh/Jahr. Durch den Einsatz von effizienten Wärmepumpen in Wäschetrocknern wird sich der elektrische Energiebedarf zukünftig relativ stark reduzieren. Demnach wird für das Jahr 2030 ein Energieverbrauch von 182 kWh/Jahr angesetzt. Analog zur Waschmaschine hängt die maximale zeitliche Verschiebung der Nutzung stark vom Nutzungsverhalten ab und liegt im Bereich von 1 bis 6 Stunden. Die Nutzung des Wäschetrockners erfolgt in der Regel im Anschluss an den Waschvorgang, sodass hier die zeitliche Verfügbarkeit des Wäschetrockners an die zeitliche Nutzung der Waschmaschine geknüpft und dadurch stärker eingeschränkt ist. Ältere Modelle von Wäschetrocknern (Ablufttrockner) haben eine Anschlussleistung von 2,6 kW bis 2,8 kW. Neuere Modelle von Wäschetrocknern mit Wärmepumpentechnologie haben typischerweise eine Anschlussleistung von ca. 1 kW.

Durchschnittlich werden ca. 0,31 Trocknungsvorgänge pro Tag getätigt, sodass unter Berücksichtigung der Einschaltzeitwahrscheinlichkeit in Spitzenzeiten ca. 6.000 Wäschetrockner für Lastverschiebungsmaßnahmen im Land Brandenburg zur Verfügung stehen. Bei einer maximalen Zeitverschiebung von 6 Stunden wurde ein maximales Lastverschiebungspotenzial von 69 MW (Referenzjahr 2013) und 46 MW (2030) ermittelt.

Geschirrspüler

Geschirrspülmaschinen sind gut für Lastverschiebungsmaßnahmen geeignet, da das Gerät nach dem Befüllen alle notwendigen Arbeitsschritte selbstständig erledigt. Die maximale zeitliche Verschiebung der Nutzung kann deshalb durchaus bis zu 24 Stunden betragen. Im Land Brandenburg waren im Jahr 2013 ca. 844.000 (67,5%) Geschirrspüler statistisch erfasst. Die Anzahl wird in einem gesättigten Markt im Jahr 2030 auf ca. 987.000 (81,9%) ansteigen. Der elektrische Energiebedarf von Geschirrspülern beträgt für das Referenzjahr ca. 229 kWh/Jahr und 195 kWh/Jahr in 2030. Die Anschlussleistung von Geschirrspülern liegt gewöhnlich im Bereich von 2 kW bis 2,4 kW.

Die Geschirrspülmaschine wird durchschnittlich 198-mal pro Jahr verwendet, sodass durchschnittlich jeden zweiten Tag der Geschirrspüler benötigt wird. Es stehen fast während des gesamten Tages mehr als 20.000 Geschirrspülmaschinen potenziell für Lastverschiebungsmaßnahmen zur Verfügung. Aufgrund der hohen zeitlichen Flexibilität beim Nutzerverhalten bezüglich des Geschirrspülvorganges sind die technischen Lastverschiebungspotenziale deutlich größer als im Vergleich zu anderen Haushaltsgroßgeräten. Bei einer maximalen Zeitverschiebung von 24 Stunden wurde ein maximales Lastverschiebungspotenzial von 917 MW für 2013 und 784 MW für 2030 ermittelt. Unter der Annahme einer maximalen Zeitverschiebung von 6 Stunden ergibt sich ein deutlich geringeres Lastverschiebungspotenzial von 296 MW für 2013 und 346 MW für 2030.

Prozesse bzw. Technologien mit Speicherfähigkeit

Diese Gruppe beinhaltet unter anderen alle Verbraucher, die über eine thermische Speicherfähigkeit verfügen. Thermische Speicher können vor allem in Kühl- und Gefriergeräten sowie bei der Warmwasserbereitstellung und elektrischen Heizungssystemen gefunden werden. Bei diesen Prozessen kann durch Ausnutzung des thermischen Speichers sowohl ein Abschalten als auch ein Zuschalten der Verbraucher ohne wesentliche Komforteinbußen realisiert werden. Diese Prozesse bzw. Technologien werden in der Regel kontinuierlich betrieben.

Weiterhin sind zu dieser Gruppe die Elektrofahrzeuge und die Ladeinfrastruktur in privaten Haushalten zu zählen. Das Elektrofahrzeug verfügt über einen Batteriespeicher, der bei Rückspeisefähigkeit genutzt werden kann, elektrische Energie aufzunehmen und wieder abzugeben. Elektrofahrzeuge befinden sich immer noch in einem relativ frühen Marktstadium und haben aktuell noch keinen relevanten Marktanteil im Land Brandenburg.

Die öffentliche Ladeinfrastruktur ist nicht dem Haushaltssektor zuzuordnen und wird deshalb hier nicht berücksichtigt.

Kühl- und Gefriergeräte

Die Prozesskälte zur Nahrungsmittelkühlung wird in Haushalten durch Kühlschränke, Kühlgefrier-Kombinationen und Gefrierschränke sowie Gefriertruhen bereitgestellt. Die aufgezählten Geräte besitzen selbst fast keine Wärmekapazität (Speicherfähigkeit). Erst mithilfe der gekühlten bzw. gefrorenen Güter und deren Wärmekapazität kann ein Kälteaggregat für einen gewissen Zeitraum außer Betrieb genommen werden, ohne dass die Temperatur der Lebensmittel auf unzulässige Temperaturen ansteigt.

Kühlgeräte haben eine nahezu vollständige Marktdurchdringung. Der Ausstattungsgrad von Haushalten mit Kühlschränken bzw. Kühl- und Gefrierkombination beträgt 99,6%. Gefriergeräte haben eine deutlich geringere Marktdurchdringung von 46,6%. Der durchschnittliche elektrische Energieverbrauch von Kühlgeräten beträgt für das Jahr 2013 ca. 255 kWh/Jahr. Für das Jahr 2030 wird durch sukzessiven Austausch alter Kühlgeräte durch neue effiziente Geräte ein elektrischer Energieverbrauch von 159,5 kWh/Jahr pro Gerät erzielt. Analog dazu haben Gefriergeräte einen typischen elektrischen Energieverbrauch von 262 kWh/Jahr für 2013 und 183 kWh/Jahr für 2030. Ältere Modelle von Kühlgeräten haben eine Anschlussleistung von bis zu 150 W und neue Geräte von ca. 90 W. Die Anschlussleistung von Gefriergeräten hängt stark von der Kühlraumgröße ab und liegt im Bereich von 50 W bis 200 W. Die maximal zulässige zeitliche Verschiebung der Nutzung bei Kühl- und Gefriergeräten hängt vom zulässigen Temperaturbereich, von der Isolierung und vom Füllstand ab.

Zur Ermittlung des technischen Lastmanagementpotenzials der Kühl- und Gefriergeräte wird das Modell aus [35] („Demand Response: Nichtelektrische Speicher für Elektrizitätsversorgungssysteme mit hohem Anteil erneuerbarer Energien“) auf das Land Brandenburg übertragen. Demnach ergeben sich für Kühl- und Gefriergeräte die folgenden technischen Lastmanagementpotenziale (siehe Tabelle 15):

Verbraucher	Lasterhöhung in MW		Lastreduktion in MW	
	2013	2030	2013	2030
Kühlschränke, Kühl- und Gefrierkombinationen	101	62	36	22
Gefrierschränke und -truhen	49	37	17	13

Tabelle 15: Technische Lastmanagementpotenziale für Kühl- und Gefriergeräte

Das Lastverschiebungspotenzial für Gefriergeräte unterliegt den gleichen Randbedingungen wie denen bei Kühlgeräten, jedoch ist das maximale Verschiebungspotenzial aufgrund des geringen Ausstattungsgrads nur etwa halb so groß. In der Zukunft wird sich das Verschiebungspotenzial für Kühl- und Gefriergeräte erheblich verringern, da der geringere elektrische Energiebedarf neuer energieeffizienter Kühl- und Gefriergeräte einen größeren Einfluss auf das Lastmanagementpotenzial hat als der leichte Anstieg der Marktdurchdringung der entsprechenden Geräte.

Elektrische Heizungssysteme

Ein großer potenzieller Anwendungsbereich für Lastmanagement im Haushaltssektor ist die Bereitstellung von Raumwärme durch Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen. Insbesondere kann durch die zeitliche Entkopplung der Wärmeabgabe mittels Pufferspeicher ein Lastverschiebungspotenzial zur Verfügung gestellt werden.

Der Anteil der Nachtspeicherheizungen liegt im Land Brandenburg bei ca. 5,7%. In der Energiesparverordnung (EnEV) 2009 wurde ursprünglich ein schrittweises Verbot verankert, welches jedoch 2013 mit dem Hinweis auf die Energiewende und den Bedarf an Speichern wieder gekippt wurde. Weiterhin gelten Nachtspeicherheizungen heutzutage eher als unwirtschaftlich, energieineffizient und teuer. Demnach wird für das 2030 kein Lastmanagementpotenzial ausgewiesen, da der Anteil an Nachtspeicherheizungen zukünftig stark abnehmen und durch andere Technologien substituiert werden. Der durchschnittliche elektrische Energieverbrauch von Nachtspeicherheizungen beträgt 9.670 kWh/Jahr.

Der Ausstattungsgrad mit Wärmepumpen im Land Brandenburg lässt sich nur abschätzen und basiert auf der Branchenstudie vom Bundesverband für Wärmepumpen (BWP). Dementsprechend waren im Land Brandenburg in 2013 ca. 38.800 Wärmepumpen installiert. Für 2030 wird gemäß des Szenarios 1 der BWP-Branchenstudie ein Anstieg auf 97.000 Wärmepumpen prognostiziert. Der durchschnittliche elektrische Energiebedarf für Wärmepumpen beträgt ca. 2.600 kWh/Jahr je Haushalt.

Die Höhe des Lastmanagementpotenzials für Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen ist jahreszeit-, tageszeit- und temperaturabhängig. Für den Fall des Energiebezuges sind Zeitverschiebungen von bis zu 8 Stunden möglich. Beim Entladen des Wärmespeichers bzw. Aussetzen des Energiebezuges sind Zeitverschiebungen an weniger kalten Tagen größer 24 Stunden realisierbar.

Die Ermittlung des technischen Lastmanagementpotenzials für Wärmepumpen und Nachtspeicherheizungen erfolgt unter Anwendung des VDN-Praxisleitfadens „Lastprofile für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen“ (vgl. Anlage 17). Das maximale technische Verschiebungspotenzial für Nachtspeicherheizungen liegt in den Wintermonaten bei ca. 500 MW. In den Sommermonaten ist zweitweise das Verschiebungspotenzial gleich Null. Wärmepumpen haben aufgrund des deutlich

geringeren Energiebedarfs ein kleineres technisches Lastmanagementpotenzial als Nachtspeicherheizungen. Für das Referenzjahr (2013) wurde ein maximales technisches Verschiebungspotenzial von 33 MW ermittelt. Da Wärmepumpen in Zukunft an Bedeutung gewinnen werden, ergibt sich für das Jahr 2030 ein höheres technisches Verschiebungspotenzial von 82 MW.

Warmwasserbereitung

Geräte zur elektrischen Warmwasserbereitung lassen sich in Geräte ohne Speicher (Durchlauferhitzer) und Geräte mit Speicher (Warmwasserspeicher) einteilen. Warmwasserspeicher können für Lastmanagement genutzt werden, da die Erwärmung des Wassers zeitlich von der Entnahme entkoppelt ist.

In Deutschland verwenden ca. 17% der privaten Haushalte Strom, um Warmwasser bereitzustellen, wovon annähernd die Hälfte der Geräte über eine Speicherfähigkeit verfügen. Deren elektrischer Energiebedarf betrug ca. 15 TWh in 2013 (entspricht ca. 12%). Diese Werte werden aufgrund mangelnder Daten auch für das Land Brandenburg angenommen.

Der Energiebezug von elektrisch betriebenen Warmwasserspeichern kann dann erhöht werden, wenn der Speicher nicht vollständig geladen ist und durch den Einsatz elektrischer Energie das Wasser erwärmt wird. Es ergibt sich ein maximales technisches Lastverschiebungspotenzial zur Lasterhöhung von 317 MW (2013) und 264 MW (2030). Wenn der Speicher vollständig entladen war, ist eine Zeitverschiebung von bis zu 8 Stunden möglich.

Hingegen kann der Energiebezug von elektrisch betriebenen Warmwasserspeichern nur dann verringert werden, wenn der Warmwasserspeicher gefüllt ist und den Warmwasserbedarf des Haushaltes decken kann. Das technische Lastverschiebungspotenzial zur Lastreduktion beläuft sich für das Land Brandenburg auf ca. 50 MW (2013) und 42 MW (2030).

Umwälzpumpe

Der überwiegende Teil der Haushalte im Land Brandenburg verwendet Warmwasserheizungen, die mit fossilen Energieträgern betrieben werden. Die Aufgabe von Umwälzpumpen in den fossil betriebenen Heizungsanlagen ist die Verteilung bzw. Beförderung der erzeugten Wärme hin zu den Heizkörpern. Umwälzpumpen können nur zur Lastreduktion verwendet werden. Im Land Brandenburg beziehen ca. 90% aller Haushalte Heizenergie aus Öl, Gas oder festen Brennstoffen und verfügen somit über eine Umwälzpumpe. Die Anschlussleistung und der elektrische Energiebedarf von Umwälzpumpen hängen stark von der verwendeten Technik ab. Ungeregelte Pumpen haben eine Anschlussleistung von 80 W und verbrauchen bei 5.000 Betriebsstunden ca. 400 kWh/Jahr. Stand der Technik sind sogenannte Hocheffizienzpumpen, die nur noch eine Anschlussleistung von 13 W und einen elektrischen Energiebedarf von 65 kWh/Jahr haben.

Das maximale Verschiebungspotenzial entspricht der installierten Leistung und kann in Abhängigkeit der Außentemperatur für ca. eine Stunde zur Verfügung gestellt werden. Im Vergleich zu den elektrischen Heizungssystemen ist die Speicherfähigkeit deutlich geringer, da nur die Speicherkapazität des Wohnraumes angesetzt werden darf.

Unter der Annahme einer Gleichverteilung der eingesetzten Umwälzpumpentechnologie ergibt sich ein Verschiebungspotenzial zur Lastreduktion von 56 MW (2013) und 16 MW (2030).

Klimatisierung

Die Klimageräte in privaten Haushalten stellen in Verbindung mit der Speicherkapazität des Wohnraums eine weitere Technologie dar, die zur Lastverschiebung eingesetzt werden kann. Die Konditionierung des Raumes kann für kurze Zeit ausgesetzt werden, jedoch ist die Speicherfähigkeit im Vergleich zu Heizungssystem deutlich geringer. In privaten Haushalten werden die Anlagen nicht durchgängig betrieben und bedarfsabhängig nur an heißen Sommertagen eingeschaltet. Die maximal mögliche Zeitverschiebung beträgt bis zu 1 Stunde. Ausgehend von den Zahlen für Deutschland wurde für das Land Brandenburg für das Jahr 2013 eine Anzahl von ca. 22.900 Klimageräten ermittelt. Zukünftig ist mit einem leichten Anstieg auf 27.400 in 2030 zu rechnen. Bei einer durchschnittlichen Leistungsaufnahme eines Klimagerätes von ca. 1,53 kW ergibt sich eine aggregierte Anschlussleistung von 35 MW (2013) und 42 MW (2030), welches vereinfachend als maximales Lastverschiebungspotenzial angesetzt wird.

Elektrofahrzeuge und Ladeinfrastruktur

Bei einer zukünftigen hohen Durchdringung von Elektrofahrzeugen und der dazugehörigen Ladeinfrastruktur wird sich das Verbrauchsmuster der privaten Haushalte grundlegend ändern. Die höchste Konzentration von Fahrten wird in den Morgen- und frühen Abendstunden auftreten, so dass tagsüber an semiöffentlichen Ladesäulen, beispielsweise beim Arbeitgeber, und in den Abend- und Nachtstunden zu Hause geladen wird. Im Januar 2016 waren in Deutschland 25.500 Elektrofahrzeuge statistisch erfasst. Für das Land Brandenburg belief sich die Zahl auf 426 Elektrofahrzeuge. Die Hochrechnung aus den Werten vom „Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2030“ ergibt für das Land Brandenburg eine Anzahl von ca. 217.000 Elektrofahrzeugen.

Unter der vereinfachenden Annahme, dass jedes Elektrofahrzeug zu Hause geladen wird sowie einer Gleichverteilung der Ladetechnologien (1-phasig mit max. 1,7 kW und 3-phasig mit max. 5,2 kW) ergibt sich für das Jahr 2030 eine Ladeleistung von 750 MW. Dies entspricht in erster Näherung dem maximalen technischen Verschiebungspotenzial zur Lastreduktion sowie Lasterhöhung. Die maximal mögliche Zeitverschiebung liegt hierbei im Bereich von vier bis acht Stunden.

Fazit und Schlussfolgerungen für den Haushaltssektor

Abbildung 49 stellt das energetische Lastmanagementpotenzial und die technologiebedingte Akteursanzahl für den Haushaltssektor im Land Brandenburg für die Jahre 2013 und 2030 dar. Das energetische Lastmanagementpotenzial berechnet sich hierbei aus der technologiebedingten Akteursanzahl multipliziert mit den durchschnittlichen jährlichen elektrischen Energieverbräuchen der einzelnen Geräte bzw. Technologien.

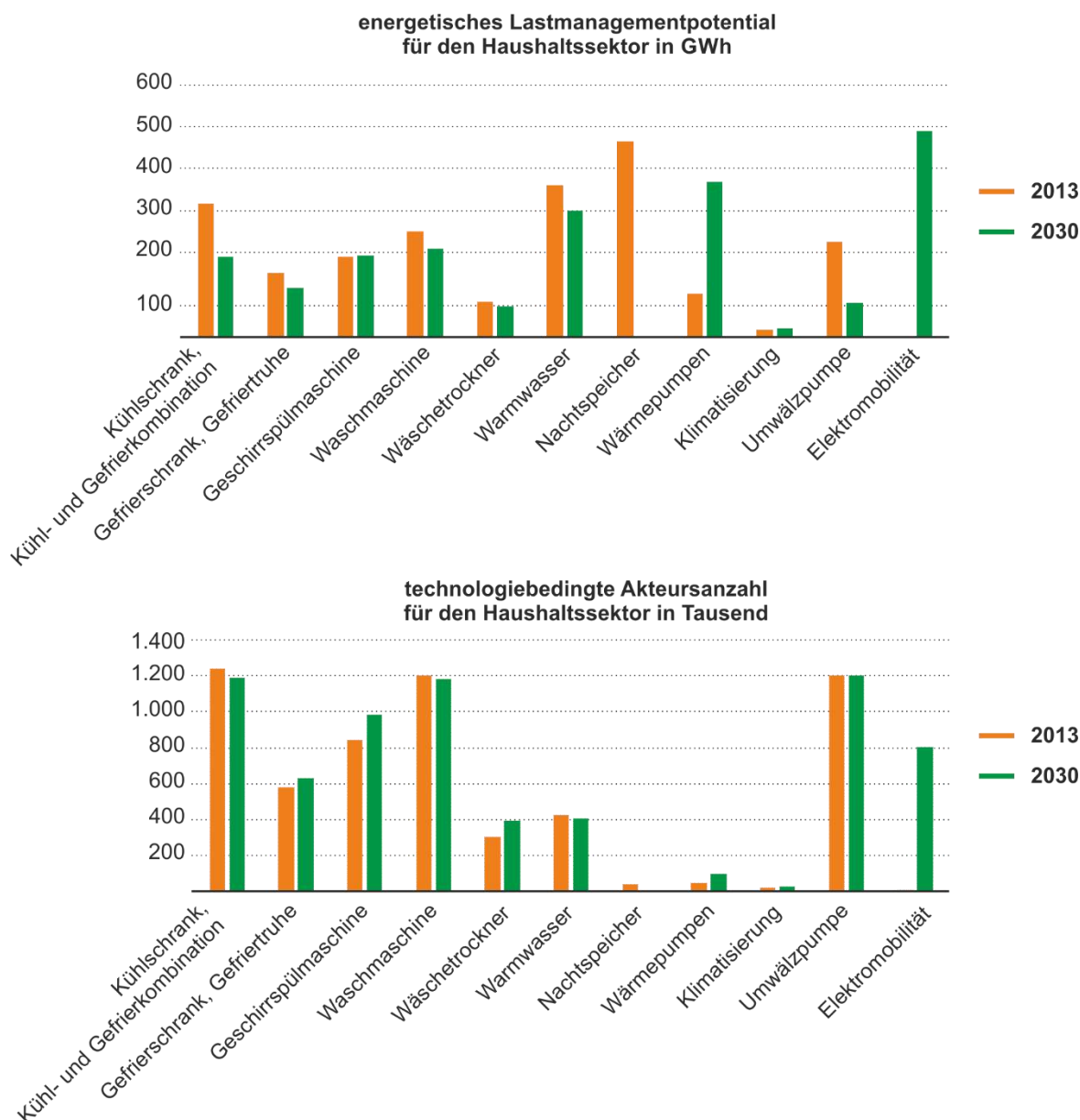


Abbildung 49: Energetisches Lastmanagementpotenzial im Haushaltssektor

In Tabelle 16 sind die technischen Lastmanagementpotenziale für jeden einzelnen Verbraucher zusammengefasst dargestellt. Weiterhin werden die lastmanagementfähigen Verbraucher anhand von Kenngrößen qualitativ eingeordnet. Es ist deutlich zu erkennen, dass die Technologien bzw. Geräte mit Speicherfähigkeit die höchsten Potenziale unter Berücksichtigung aller Kenngrößen auf-

weisen. Durch die Nutzung der Speicher und der damit einhergehenden Entkoppelung des Energieverbrauchs vom Nutzerverhalten können die Komforteinbußen auf ein Minimum begrenzt und somit die Nutzerakzeptanz positiv beeinflusst werden. Insbesondere sind die spezifischen Lastmanagementpotenziale⁹ hierbei deutlich größer als die Lastmanagementpotenziale von beispielsweise Haushaltsgroßgeräten, da Technologien mit Speicherfähigkeit in der Regel durchgängig betrieben werden und damit vereinfachend viel öfter für Lastmanagementmaßnahmen zur Verfügung stehen (siehe Spalte „Verfügbarkeit“ in Tabelle 16).

Mit steigender Anzahl der technologiebedingten Akteure steigt der Koordinierungsaufwand zur Hebung der Lastmanagementpotenziale (siehe Spalte „Akteure“ Tabelle 16) Insbesondere eignen sich die Geräte bzw. Prozesse im Haushaltssektor nur zur Lastverschiebung. Dies führt wiederum zu einem erhöhten Steuerungsaufwand, da die Nachholeffekte der Verbraucher berücksichtigt werden müssen.

Haushaltsgroßgeräte sind zwar vom reinen technischen Lastmanagementpotenzial her nicht zu vernachlässigen, jedoch sind hier Komforteinbußen nicht zu vermeiden. Durch die Schaffung von Anreizen und Einführung von Smart-Home-Anwendungen sind perspektivisch auch hier große Lastmanagementpotenziale zu vermuten.

Eine Sonderstellung im Haushaltssektor nehmen die Wärmepumpen und die Elektromobilität ein. Hier ist auch nach 2030 mit steigenden Absatzzahlen zu rechnen, sodass sich das Lastmanagementpotenzial zukünftig weiter erhöhen wird. Bei allen anderen betrachteten Geräten bzw. Technologien sind keine größeren Änderungen zu erwarten

⁹ Lastmanagementpotenzial bezogen auf die Anzahl

Verbraucher	Lasterhöhung in MW		Lastreduktion in MW		Verschiebung	Komforteinbußen	Akteure	Verfügbarkeit	saisonale Abhängigkeit	
	2013	2030	2013	2030						
ohne Speicher	Waschmaschine	334	227	0	0	1 bis 6 h	Einschränkung des Nutzerverhaltens	hoch	gering	keine
	Geschirrspüler	917	784	0	0	1 bis zu 24 h	Einschränkung des Nutzerverhaltens	hoch	mittel	keine
	Trockner	69	46	0	0	1 bis 6 h	Einschränkung des Nutzerverhaltens	hoch	mittel	hoch
	Kühlschrank, Kühl- und Gefrierkombination	101	62	36	22	3 bis 8 h	keine/kaum Einschränkungen	hoch	sehr hoch	keine
	Gefriergeräte	49	37	17	13	2 bis 4 h	keine/kaum Einschränkungen	hoch	sehr hoch	keine
	Nachtspeicher	500	0	500	0	bis zu 8 h	keine/kaum Einschränkungen	gering	hoch	hoch (im Winter)
	Wärmepumpen	33	82	33	82	bis zu 8 h	keine/kaum Einschränkungen	gering	hoch	hoch (im Winter)
	Umwälzpumpen	56	6	0	0	einige h	keine/kaum Einschränkungen	hoch	hoch	hoch
	Warmwasser	20	16	128	106	bis zu 24 h	keine/kaum Einschränkungen	hoch	sehr hoch	keine
	Klimagerät	35	42	35	42	<= 1 h	Komforteinbußen (keine Speicher)	gering	gering	hoch (im Sommer)
Ladeinfrastruktur	0	750	0	750	4 bis 8 h	keine/kaum Einschränkungen	mittel	hoch	keine	
mit Speicher										

Tabelle 16: Technische Lastmanagementpotenziale für den Haushaltssektor 2013 und 2030

5.2 Technisches Lastmanagementpotenzial im GHD-Sektor

Für den GHD-Sektor basiert die Ermittlung des technischen Lastmanagementpotenzials, aufgrund der schlechteren Datenlage, auf einer Top-Down-Analyse der relevanten Prozessenergien. Es werden hierbei die Jahre 2013 und 2030 unter Berücksichtigung von Effizienzsteigerungen und Branchenentwicklungen analysiert.

Die zugrunde gelegten Modelle für den GHD-Sektor werden teilweise vom Haushaltssektor übernommen, da sich die technologischen Grundprinzipien, beispielsweise bei elektrischen Heizungssystemen, nicht merklich voneinander unterscheiden.

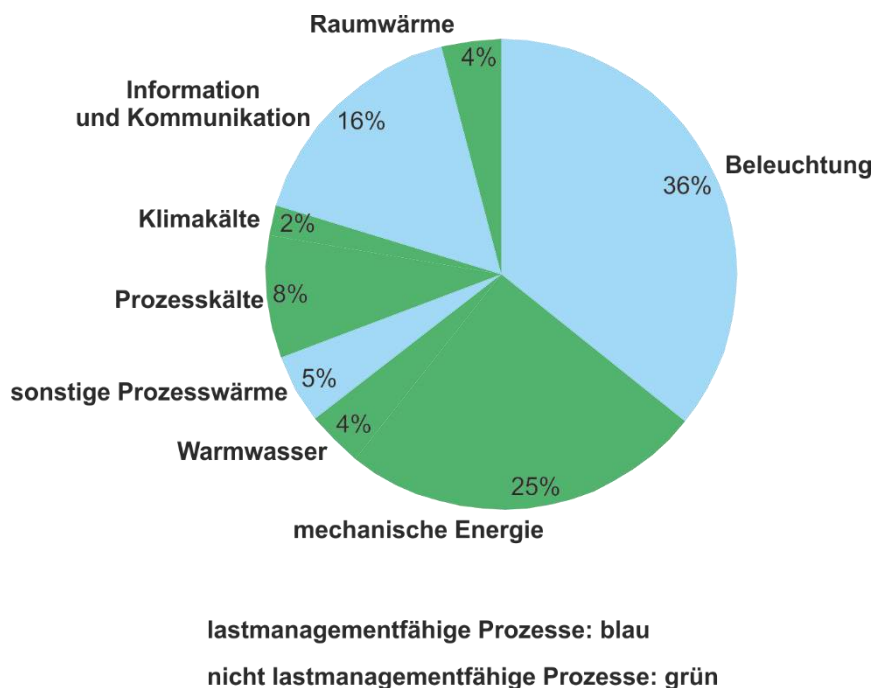


Abbildung 50: Lastmanagementfähige Prozesse im GHD-Sektor

Quelle: Anwendungsbilanz nach [39]

Die Aufteilung der elektrischen Energieverbräuche entsprechend der unterschiedlichen Prozessenergien erfolgt auf Basis von [39] (Abbildung 50). Dort werden die elektrischen Energieverbräuche im GHD-Sektor für Anwendungen bzw. Prozesse in Deutschland analysiert. Die Übertragung der Ergebnisse auf das Land Brandenburg ist im Rahmen dieser Untersuchung zulässig, da die Verhältnisse im GHD-Sektor im Vergleich zu Deutschland annähernd identisch sind (für detaillierte Informationen siehe Kapitel 4).

Im gleichen Maße wie im Haushaltssektor sind auch im GHD-Sektor nicht alle Anwendungen für Lastmanagementmaßnahmen geeignet. Der Anteil des elektrischen Energieverbrauchs der jeweiligen Prozesse, die für Lastmanagement geeignet sind, beläuft sich im Land Brandenburg auf ca. 44 %. Demnach hat der gesamte GHD-Sektor im Land Brandenburg ein jährliches energetisches Lastmanagementpotenzial für Lastmanagementmaßnahmen von 1,8 TWh (siehe Abbildung 50). Der größte Anteil mit ca. 25% entfällt hierbei auf die mechanische Energie, welche maßgeblich für die Belüftung bzw. Ventilation benötigt wird.

Mechanische Energie

Unter dem Punkt mechanische Energie werden die Lastmanagementpotenziale für die Belüftung und Ventilation betrachtet. Lüftungsanlagen müssen innerhalb eines Raumes Luftzustände herstellen, welche die für den Menschen oder für Produktionsprozesse gesetzten Ansprüche an die Luftqualität einhalten. Die Belüftungsanlage stellt in Kombination mit einem luftgefüllten Raum einen Speicher dar, der theoretisch für Lastverschiebungsmaßnahmen genutzt werden kann. Eine Belüftungsanlage kann so lange ausgeschaltet oder mit verminderter Leistung betrieben werden, wie die Luftqualität einen definierten Grenzwert nicht über- oder unterschreitet. Lüftungsanlagen mit sehr hohen Auslastungsgraden kommen für Lastmanagementmaßnahmen nicht in Frage, da je höher der Auslastungsgrad der Belüftungsanlage, desto geringer die mögliche Ausschaltzeit ist.

Ausgehend von den Daten für Deutschland ergibt sich für das Land Brandenburg im Referenzjahr 2013 ein energetisches Lastmanagementpotenzial von ca. 625 GWh. Unter Berücksichtigung der angenommenen Zuwächse an Ventilation bzw. Belüftung sowie der angestrebten Energieeffizienzsteigerungen ergibt sich für das Jahr 2030 ein energetisches Lastmanagementpotenzial von 500 GWh.

Für den GHD-Sektor liegt die typische Betriebszeit der Anlagen zwischen 6:00-22:00 Uhr. Das maximale Verschiebungspotenzial zur Lasterhöhung beträgt hierbei in 2013 ca. 529 MW und steht für ca. 10 Minuten zur Verfügung. Das maximale Verschiebungspotenzial zur Lastreduktion liegt in diesem Jahr bei ca. 203 MW und erstreckt sich über ca. 30 Minuten. Für das Jahr 2030 beläuft sich das technische Verschiebungspotenzial zur Lasterhöhung auf 423 MW und zur Lastreduktion auf 162 MW.

Klimakälte

Analog zum Haushaltssektor sind auch im GHD-Sektor Klimageräten zur Kühlung der Raumluft installiert. Klimageräte funktionieren ähnlich wie Belüftungssysteme, jedoch wird die Kälte in Form von kühler Raumluft gespeichert. Insofern sich die Raumtemperatur innerhalb vorgegebener Grenzen bewegt, können die Kühlkompressoren der Klimageräte für Lastmanagementmaßnahmen wahlweise an- oder ausgeschaltet werden. Für das Land Brandenburg wurde eine Anzahl von ca. 1,66 Millionen Klimageräten im GHD-Sektor ermittelt. Der Absatz von Klimageräten soll sich in den nächsten Jahren leicht erhöhen, sodass für das Jahr 2030 ein Wert von 2,31 Millionen Klimageräten prognostiziert wird.

Das maximale Verschiebungspotenzial zur Lastreduktion bzw. Lasterhöhung von Klimakälte im GHD-Sektor beträgt demgemäß in 2013 ca. 97 MW und in 2030 ca. 113 MW. Die maximal mögliche Zeitverschiebung ist abhängig von der Außentemperatur sowie Wärmedämmung des Gebäudes und beträgt maximal eine Stunde.

Prozesskälte

Neben den Kühl- und Gefriergeräten im Haushaltssektor haben auch die Prozesskälteanwendungen im GHD-Sektor ein großes Potenzial, einen Beitrag zum Lastmanagement zu leisten. Hauptanwendungsgebiet in diesem Bereich ist die Lebensmittelkühlung. Insbesondere stellen Lebensmittelmärkte an dieser Stelle eine interessante Möglichkeit dar, weil hier der weitaus größte Teil (ca. 75%) des elektrischen Energiebedarfs für Prozesskälte benötigt wird. Im GHD-Sektor entfallen ca. 340 GWh/Jahr auf den Bereich Prozesskälte, wobei hiervon ca. 64% zur Lebensmittelkühlung benötigt werden.

Die Ermittlung des technischen Lastmanagementpotenzials erfolgt analog zum Haushaltssektor, jedoch wurde das verwendete Modell hierfür um eine Komponente zur Berücksichtigung von Vorgängen bei Verkaufskühltruhen erweitert.

Das maximale Verschiebungspotenzial zur Lasterhöhung von Prozesskälteanwendungen beträgt in 2013 ca. 62 MW und steht für maximal eine Stunde zur Verfügung. Das maximale Verschiebungspotenzial zur Lastreduktion liegt in diesem Jahr bei ca. 25 MW, erstreckt sich aber über mindestens 2 Stunden und nimmt anschließend langsam ab. Für das Jahr 2030 beläuft sich das technische Verschiebungspotenzial zur Lasterhöhung auf 51 MW und zur Lastreduktion auf 21 MW.

Warmwasser

Die Vorgehensweise für die Ermittlung der Lastmanagementpotenziale für Warmwasser im GHD-Sektor erfolgt auf identische Art und Weise, wie die der elektrischen Warmwasserbereitung im Haushaltsektor, da sich die Grundprinzipien nicht voneinander unterscheiden. Der Anteil der Warmwasserbereitung am elektrischen Energiebedarf im GHD-Sektor wird für das Land Brandenburg mit 160 TWh (Referenzjahr 2013) angegeben. Dieser Wert wird sich aufgrund von Energieeffizienzmaßnahmen bis 2030 auf 133 TWh reduzieren.

Das technische Lastverschiebungspotenzial zur Lastreduktion beläuft sich für das Land Brandenburg in 2013 auf ca. 17 MW und die mögliche Zeitverschiebung für Lastverschiebungsmaßnahmen beträgt maximal 3 Stunden. Für 2030 ergeben sich aufgrund der Effizienzsteigerungen geringere technische Lastmanagementpotenziale (14 MW zur Lastreduktion und 93 MW zur Lasterhöhung).

Raumwärme

Im GHD-Sektor wird in gleichem Maße wie im Haushaltssektor die Raumwärme in bestimmten Anwendungsfällen aus elektrischer Energie durch Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen bereitgestellt. Das gesamte jährliche energetische Lastmanagementpotenzial für Raumwärme beläuft sich für das Land Brandenburg in 2013 auf ca. 169 GWh.

Der Anteil von Wärmepumpen im Land Brandenburg lässt sich für den GHD-Sektor nur abschätzen. Als Grundlage für die Abschätzung dient analog zum Haushaltssektor die Branchenstudie vom Bundesverband Wärmepumpe. Folglich lag der Anteil von Wärmepumpen in 2013 bei ca. 3,1%. Für das Jahr 2030 wird ein Anstieg auf 11,9% prognostiziert. Gemäß der Vorgehensweise im Haushaltsektor ergeben sich die folgenden maximalen technischen Lastmanagementpotenziale zur Lastreduktion und -erhöhung:

Wärmepumpen

- 10 MW (2013)
- 38 MW (2030)

Nachtspeicherheizungen

- 149 MW (2030)

Fazit und Schlussfolgerungen für den GHD-Sektor

Abbildung 51 stellt das jährliche energetische Lastmanagementpotenzial für den GHD-Sektor im Land Brandenburg für 2013 und 2030 dar.

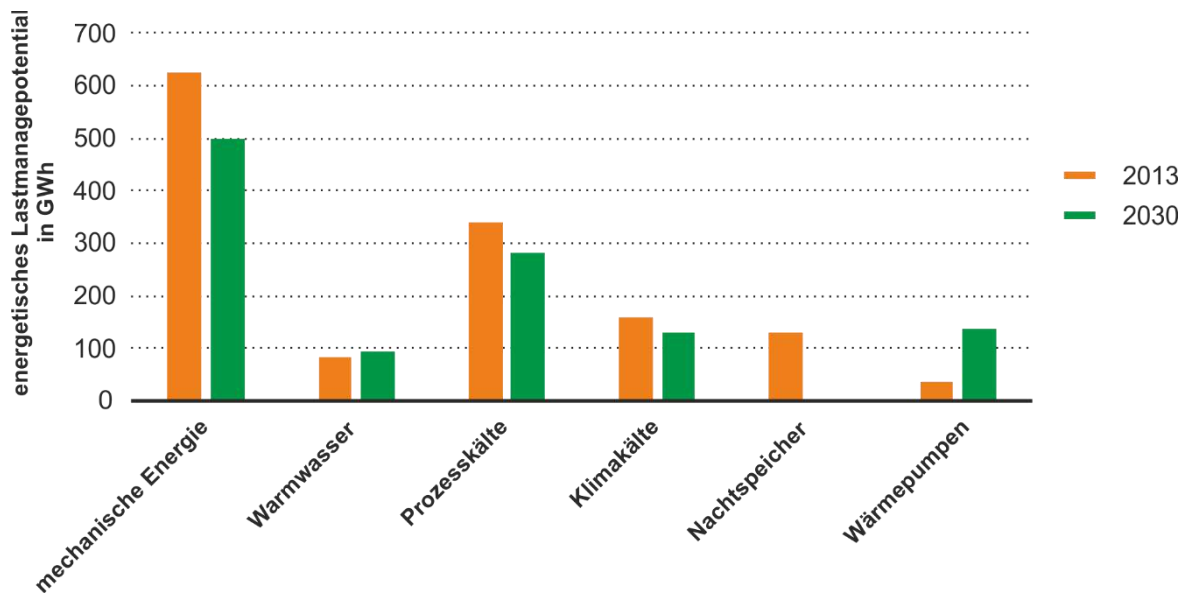


Abbildung 51: Energetisches Lastmanagementpotenzial für den GHD-Sektor 2013 und 2030

In Tabelle 17 sind die technischen Lastmanagementpotenziale für jede einzelne Technologie zusammengefasst dargestellt. Weiterhin werden die lastmanagement-fähigen Technologien anhand von Kenngrößen qualitativ eingeordnet.

Im GHD-Sektor wurden nur Technologien mit Speicherfähigkeit betrachtet, da Einschränkungen bzw. Auswirkungen auf Nutzer im GHD-Sektor einen großen Einfluss auf Betriebsabläufe haben können und somit noch stärker als beim Haushaltssektor ins Gewicht fallen.

Die Belüftung bzw. Ventilation hat im GHD-Sektor das mit Abstand größte technische Lastmanagementpotenzial. Von zunehmender Bedeutung ist der Bereich der elektrischen Bereitstellung von Raumwärme durch Wärmepumpen. Hier ist tendenziell mit einer Zunahme des technischen Lastmanagementpotenzials zu rechnen.

Die Akteursanzahl im GHD-Sektor ist signifikant geringer als im Vergleich zum Haushaltssektor. Der Haushaltssektor hat eine technologiebedingte Akteursanzahl von ca. sechs Millionen, aufgeteilt auf ca. 1,25 Millionen private Haushalte. Im GHD-Sektor sind hingegen nur 93.000 Betriebe, die einen Beitrag zum Lastmanagementpotenzial leisten können, statisch erfasst. Demensprechend ist der Koordinierungsaufwand bei einer fiktiven Hebung der Lastmanagementpotenziale im GHD-Sektor erheblich geringer.

Die zeitliche Verfügbarkeit der einzelnen Prozesse unterscheidet sich nicht wesentlich vom Haushaltssektor, da die technologischen Grundprinzipien vergleichbar sind. Die maximal möglichen Zeitverschiebungen der unterschiedlichen Technologien liegen im Bereich von ein bis acht Stunden.

Prozesse bzw. Technologien	Lasterhöhung in MW		Lastreduktion in MW		Zeitverschiebung	Komforteinbußen	Akteurs- anzahl	Verfügbarkeit	saisonale Abhängigkeit	
	2013	2030	2013	2030						
mit Speicher- fähigkeit	Belüftung bzw. Ventilation	203	162	529	413	bis zu 1 Stunde	geringe Komforteinbußen	gering	gering	keine
	Klimakälte	97	113	97	113	bis zu 1 Stunde	geringe Komforteinbußen	gering	gering	hoch
	Prozesskälte	62	51	25	21	1 bis 4 Stunden	kaum/keine Einschränkungen	gering	mittel	keine
	Warmwasser	112	93	17	14	bis zu 8 Stunden	kaum/keine Einschränkungen	gering	hoch	gering
	Nachtspeicher	149	0	149	0	bis zu 8 Stunden	kaum/keine Einschränkungen	gering	hoch	hoch
	Wärmepumpen	10	38	10	38	bis zu 8 Stunden	kaum/keine Einschränkungen	gering	hoch	hoch

Tabelle 17: Technische Lastmanagementpotenziale für den GHD-Sektor 2013 und 2030

5.3 Technisches Lastmanagementpotenzial im Industriesektor

Das verarbeitende Gewerbe bzw. der Industriesektor deckt fast 50% des gesamten jährlichen elektrischen Energiebedarfes im Land Brandenburg ab. Dabei nutzt die stromintensive Industrie den Hauptteil der elektrischen Energie für Produktionszwecke. Die damit verbundenen Prozesse und lastmanagement-fähigen Technologien sollen in dieser Untersuchung schwerpunktmäßig analysiert werden.

In Anlehnung an [34] werden die folgenden potenziell geeigneten Industriezweige kurz vorgestellt und jeweils technische Lastmanagementpotenziale ermittelt:

- Chemieindustrie,
- Aluminiumindustrie,
- Elektrostahlindustrie,
- Papierindustrie,
- Zementindustrie,
- Abwasserbehandlung (Wasserwirtschaft).

Des Weiteren wird überschläglich das technische Lastmanagementpotenzial bei landwirtschaftlichen Betrieben betrachtet, da im dünn besiedelten Bundesland Brandenburg dieser Sektor von besonderer Bedeutung ist.

Chemieindustrie

Ein für Lastmanagementmaßnahmen geeigneter Prozess ist die Chlorherstellung mithilfe von Elektrolyseanlagen. In Deutschland verteilte sich die Chlorproduktion im Jahr 2015 auf 18 Standorte. Diese Betriebe haben insgesamt 5.113 kt Chlor produziert. Den größten Anteil hat hierbei das Membran-Verfahren mit ca. 3.000 kt Chlor. Der elektrische Energiebedarf der Chlorelektrolyse wurde für das Jahr 2010 mit 11,6 TWh abgeschätzt. Daraus ergibt sich ein spezifischer elektrischer Energieeinsatz von 2,6 MWh/t. Eine Laständerung kann durch zeitliches Verschieben des Einschaltens der Anlage oder durch einen Teillastbetrieb realisiert werden.

Ein weiterer potenziell geeigneter Prozess für Lastmanagementmaßnahmen ist die Luftzerlegung. Hierbei werden elektrisch betriebene Lichtbogenreaktoren zum „Aufknacken“ von Kohlenstoff-Wasserstoff-Molekülketten eingesetzt. Die Lichtbogenreaktoren haben eine Leistung von 5 bis 10 MW. Nachgelagert erfolgt eine Gasaufbereitung, die kontinuierlich betrieben werden muss. Hierfür werden Gasspeicher zur Zwischenspeicherung der Spaltgase eingesetzt.

Für beide Anwendungsfälle sind keine technischen Lastmanagementpotenziale ausweisbar, da zum einen keine relevanten Produktionsstandorte für die Chlorherstellung im Land Brandenburg existieren und zum anderen bezüglich der Luftzerlegung keine validen Statistiken vorliegen.

Aluminiumindustrie

Bei der Herstellung von Aluminium ist die Primärherstellung und insbesondere der Elektrolyseprozess durch einen sehr hohen Energieeinsatz für Lastmanagementmaßnahmen geeignet. Bei der Primäraluminiumherstellung wird zunächst Bauxit in Alumina umgewandelt und anschließend das Bauxit mittels Elektrolyse reduziert, um Aluminium zu erhalten. Im Land Brandenburg befinden sich keine Standorte zur Produktion von Primäraluminium, sodass kein Lastmanagementpotenzial in diesem Industriezweig vorhanden ist.

Elektrostahlindustrie

Die Elektrostahlherstellung erfolgt über das Einschmelzen von recyceltem Stahlschrott in einem Elektrolichtbogenofen. Der spezifische elektrische Energiebedarf beträgt hierbei ca. 792 kWh/t. Im Land Brandenburg hat der italienische Stahlkonzern Riva Stahl zwei Standorte, an denen mithilfe des Elektrostahlverfahrens ca. 2,3 Millionen Tonnen Rohstahl produziert werden.

Die Elektrostahlproduktion ist ein diskontinuierlicher sogenannter Batch-Prozess, sodass das Lastmanagement in die Produktionsplanung eingebunden werden muss. Ein Abschalten während des Betriebes ist kaum zu realisieren und kann gegebenenfalls zu höheren Energieverlusten führen. Die Elektrostahlproduktion kann somit nur für einige Stunden in die Zukunft verschoben werden. Demzufolge können Elektrostahlöfen nur zur Lastreduktion mit anschließenden Ausgleich (Nachholen des Produktionsverlustes) genutzt werden.

Die Produktion des Elektrostahls verteilt sich im Land Brandenburg auf insgesamt vier Elektrolichtbogenöfen. Diese haben zusammen einen maximalen Leistungsbezug von ca. 300 MW¹⁰, welches auch dem maximalen technischen Lastmanagement zur Lastreduktion entspricht. Die maximale Zeitverschiebung liegt bei ca. zwei Stunden.

Papierindustrie

Das Zusammenspiel der einzelnen Prozesse, die zur Herstellung von Zellstoff und Papier notwendig sind, umfasst eine Vielzahl verschiedener Verfahrensschritte. Die wichtigsten Anwendungen, die sich grundsätzlich für Lastmanagementmaßnahmen eignen, sind die Holzschleifer zur Holzstoffherstellung und die Papiermaschinen. Im Land Brandenburg wird ausschließlich Altpapier verarbeitet, sodass keine Holzschleifer zur Produktion von Primärfasern vorhanden sind.

Die Brandenburger Betriebe der Papierindustrie haben an sechs Standorten im Jahr 2015 ca. 2 Millionen Tonnen Papier und Pappe produziert. Die Hochrechnung der deutschlandweit installierten Leistung von Papiermaschinen ergab einen Wert von ca. 2 GW. Das technische Lastmanagementpotenzial für das Land Brandenburg kann nur grob im Vergleich zu den Produktionsmengen in Deutschland abgeschätzt werden. Infolgedessen ergibt sich ein technisches Lastmanagementpotenzial zur Lastreduktion von ca. 150 MW.

Zementindustrie

Für die Herstellung von Zement wird thermische und elektrische Energie benötigt. Brennstoffe werden vor allem für das energieintensive Brennen des Zementklinkers verwendet. Elektrische Energie, die ca. 10 bis 15% des gesamten Energiebedarfs ausmacht, wird insbesondere für die Rohstoffzer-

¹⁰ Eigene Berechnung basierend auf nicht öffentlichen Daten vom Projekt „Smart Capital Region“

kleinerung und Zementmahlung benötigt. Von allen Produktionsschritten sind ausschließlich Zementmühlen für einen flexiblen Betrieb und ein Lastmanagement geeignet. In der Regel verfügen die Standorte über größere Lager, sodass sich hier eine Flexibilität bzw. Speicherfähigkeit ergibt

Im Land Brandenburg gibt es insgesamt drei Zementwerke, die zusammen in 2015 ca. 2,54 Millionen Tonnen Zement produziert haben. Das energetische Lastmanagementpotenzial für den flexiblen Einsatz von Zementmühlen beläuft sich somit auf ca. 110 GWh. Das technische Lastmanagementpotenzial wird ausgehend von den Daten für Deutschland anteilig mithilfe einfacher Skalierung ermittelt und beträgt ca. 27 MW. Des Weiteren werden die identifizierten Potenziale bereits heute für eine optimierte Strombeschaffung (atypische Netznutzung) verwendet.

Abwasserbehandlung (Wasserwirtschaft)

In Kläranlagen entsteht bei der Abwasserbehandlung Klärschlamm bzw. nach einem weiteren Verarbeitungsschritt Faul- bzw. Klärgas. In einigen Kläranlagen wird dieses Gas mithilfe eines Blockheizkraftwerkes zur Wärme und Stromproduktion verwendet. Das technische Lastmanagementpotenzial wird in diesem Bereich in der Erhöhung des Fremdstrombezuges gesehen, indem die Blockheizkraftwerke unter Berücksichtigung des Speicherfüllstandes den Leistungsbezug reduzieren bzw. aussetzen.

Die Analyse für das Land Brandenburg basiert auf den Daten zu den betriebenen Anlagen nach Bundesemissionsschutzgesetz. Es wurden insgesamt sechs Blockheizkraftwerke, die zur Verstromung von Klärgas eingesetzt werden, identifiziert. Die Anlagen haben eine installierte Leistung von 21 MW. Das Herunterfahren eines Blockheizkraftwerkes kann sehr schnell erfolgen und liegt im Sekundenbereich. Das Hochfahren liegt im Bereich von einigen Minuten.

Landwirtschaft

In der landwirtschaftlichen Produktion werden die Lastmanagementpotenziale vor allem in der energieintensiven Viehhaltung gesehen. In der Innenwirtschaft bei der Viehhaltung wird neben der Wärme elektrische Energie hauptsächlich zum Füttern, Belüften und Entmisten benötigt. Anwendungsfälle mit dem höchsten Potenzial zur Flexibilisierung sind Lastspitzen in der Milchviehhaltung, Stalllüftung sowie die Heizung beim Mastbetrieb.

Entsprechend des Tierbestandes im Land Brandenburg ergibt sich ein energetisches Lastmanagementpotenzial von ca. 93 GWh. Die Ergebnisse aus der Analyse eines konkreten Beispiels und des Standardlastprofils lassen auf ein maximales technisches Lastmanagementpotenzial von ca. 3,7 MW schließen.

Zusammenfassung für den Industriesektor

Tabelle 18 stellt das energetische und technische Lastmanagementpotenzial für den Industriesektor im Land Brandenburg zusammengefasst dar.

Aufgrund der geringen Industriedichte sind die technischen Lastmanagementpotenziale im Industriesektor im deutschlandweiten Vergleich eher schwach ausgeprägt. Das größte technische Lastmanagementpotenzial hat die Elektrostahlindustrie mit 300 MW sowie die Papierindustrie mit 150 MW. Das liegt vor allem daran, dass diese beiden Industriezweige schwerpunktmäßig im Land Brandenburg vertreten sind. Das identifizierte Lastmanagementpotenzial verteilt sich in diesem Fall auf nur sehr wenige Standorte und ist somit lokal sehr konzentriert.

Andere Industriezweige wie die Chlorherstellung und Landwirtschaft weisen nur sehr geringe Lastmanagementpotenziale auf und können unter Betrachtung des Gesamtkontextes vernachlässigt werden

Wie bereits ausgeführt, ist die Akteursanzahl im Industriesektor nochmals deutlich geringer als im Vergleich zum GHD-Sektor. Im Industriesektor wurde insgesamt ein technisches Lastmanagementpotenzial von ca. 500 MW identifiziert, wovon ca. 450 MW auf maximal sechs einzelne Akteure zurückgeführt werden können.

Die beschriebenen Anwendungen im Industriesektor, insbesondere die energieintensive Stahl- und Papierindustrie, verfügen in aller Regel über ein eigenes betriebliches Energiemanagement. Des Weiteren werden die benötigten Energiemengen teilweise optimiert am Termin- und Spotmarkt beschafft. Einzelne Anwendungen können weiterhin bereits am Regelleistungsmarkt präqualifiziert sein und Minutenreserve oder als abschaltbare Last Regelleistungserzeugern anbieten. Die Interaktion bzw. Konkurrenz von Lastmanagementmaßnahmen zu anderen Vermarktungsoptionen und Kostenoptimierungspotenzialen ist demzufolge von besonderer Bedeutung und muss berücksichtigt werden.

Industriezweig	Anwendung	Anmerkung	Technisches Lastmanagement-potenzial in MW	Energetisches Lastmanagement-potenzial in MW
Chemie	Chlorherstellung	keine Standorte in Brandenburg	0	0
	Luftzerlegung	keine Daten für Brandenburg	keine Daten	keine Daten
Nichteisen-Metalle	Elektrolyse	keine Standorte in Brandenburg	0	0
Elektrostahl	Lichtbogenofen	2,3 Mio. t Elektro Stahl	300	1,82
	Holzschleifer	nur Altpapier wird verarbeitet	0	0
Papier	Papiermaschinen	2 Mio. t Papier und Pappe	150	1,13
	Zementmühlen	2.800.000 t Zement	27	0,11
Abwasserbehandlung	BHKW	Erhöhung des Fremdstrombezuges; Abschalten des BHKW	20	0,12
Landwirtschaft	Lastmanagement	Sauen-, Mastschwein- und Milchviehhaltung, Kälber- und Hähnchenmast	3,8	0,09

Tabelle 18: Energetische und technische Lastmanagementpotenziale für den Industriesektor

6 Nutzungsmöglichkeiten und Bewertung der identifizierten Lastmanagementpotenziale

In diesem Kapitel wird analysiert, inwiefern die identifizierten Lastmanagementpotenziale innerhalb der Sektoren genutzt werden können. Hierbei werden die verschiedenen Vermarktungsoptionen und Kostenoptimierungspotenziale beim Einsatz von Lastmanagement beschrieben. Im Anschluss werden die Hemmnisse, die zur Hebung der Potenziale überwunden werden müssen, betrachtet und jeweilige Herausforderungen ausgearbeitet.

6.1 Nutzungsmöglichkeiten

Die unterschiedlichen Nutzungsmöglichkeiten der Lastmanagementpotenziale sind unter anderem in der Studie „Potenziale regelbarer Lasten in einem Energieversorgungssystem mit wachsendem Anteil erneuerbarer Energien“ des Umweltbundesamtes [46] sehr ausführlich beschrieben. Hier werden die in Deutschland existierenden Vermarktungsoptionen sowie Optimierungsmöglichkeiten hinsichtlich der Kosten analysiert. Die dort aufgeführten Nutzungsmöglichkeiten lassen sich zunächst wie folgt entsprechend des marktbezogenen Verhaltens einordnen:

- 1) Marktbezug: Bilanzkreisausgleich, Nutzung von Preisunterschieden, etc.
- 2) Systembezug: Regelleistung, Momentanreserve, etc.
- 3) Netzbezug: Engpassmanagement, etc.

Nutzungsmöglichkeiten mit Marktbezug haben ein großes Kostenoptimierungspotenzial und werden vom Anlagenbetreiber selbst vorangetrieben. Beim Systembezug hingegen hat der Übertragungsnetzbetreiber als Bewirtschafter Entwicklungsimpulse für die Mobilisierung von genügend Marktakteuren zu setzen. Der netzdienliche Einsatz der Flexibilitäten liegt im Interesse der Verteil- und Übertragungsnetzbetreiber gleichermaßen, sodass deren Bewirtschaftung im Einklang erfolgen muss.

Im Folgenden werden die Nutzungsmöglichkeiten kurz vorgestellt.

Regelleistungsmarkt

Die identifizierten Lastmanagementpotenziale können zur Bereitstellung von Regelenergie genutzt werden und im Rahmen der Regelenergiemärkte Minutenreserve- oder Sekundärregelleistung anbieten sowie Erlöse erzielen.

Abschaltbare Last gemäß "Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten" (AbLaV)

Mit der "Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten" (AbLaV) wurde die rechtliche Grundlage geschaffen, dass auch Anbieter von großen Verbrauchseinheiten für Maßnahmen zur Aufrechterhaltung der Netz- und Systemsicherheit genutzt werden können. Es erfolgt hierfür eine Ausschreibung von jeweils 1.500 MW sofort abschaltbarer Lasten (SOL) und schnell abschaltbarer Lasten (SNL)¹¹.

¹¹ SOL: innerhalb von einer Sekunde automatisch frequenzgesteuert bei Unterschreitung einer vorgegebenen Netzfrequenz und unverzüglich ferngesteuert durch den Betreiber des Übertragungsnetzes
SNL: innerhalb von 15 Minuten ferngesteuert durch den Betreiber des Übertragungsnetzes

Optimierte Beschaffung und Vermarktung am Spotmarkt

Die Vermarktung bzw. Beschaffung der benötigten Energiemengen und Lastmanagementpotenziale erfolgt entweder in der Regie des Verantwortlichen oder gemeinsam mit Lieferanten oder Dritten. Es wird hierbei auf hohe oder tiefe Preise am Day-Ahead- und Intraday-Spotmarkt reagiert und somit die Kosten für die Strombeschaffung optimiert.

Netzspitzenreduktion, atypische Netznutzung und teilweise Befreiung von den Netzentgelten

An dieser Stelle werden die Lastmanagementpotenziale genutzt, um die Höhe der zu zahlenden Netzentgelte zu reduzieren. In Deutschland zahlen große Verbraucher Netzentgelte in Form einer Leistungs- und einer Arbeitskomponente. Die Leistungskomponente setzt sich aus dem Produkt der Jahreshöchstlast und dem dafür spezifischen Jahresleistungspreis zusammen. Der flexible Einsatz von Lasten kann die Kosten für Netzentgelte einsparen, indem die Verbraucher ihre Jahreshöchstlast durch Lastmanagement absenken.

Bilanzkreisausgleich

Zusätzlich zur Vermarktung am Spotmarkt und den Reservemärkten ist eine Nutzung auch für den internen Bilanzkreisausgleich einzelner Bilanzkreise denkbar. Die Vermarktung der Lastmanagementpotenziale für den Bilanzkreisausgleich ist jedoch durch den Ausgleichsenergiepreis nach oben sehr stark limitiert.

Zukünftige Nutzungsform – Bereitstellung lokaler Systemdienstleistungen

Zur Sicherstellung der Netz- und Systemsicherheit können Verbraucher im Rahmen eines zu definierenden lokalen Flexibilitätsmarkts, gegebenenfalls auch über Aggregatoren, Systemdienstleistungen anbieten.

Beispielsweise können im Rahmen von Engpassmanagementmaßnahmen je nach Auslastungsgrad der Betriebsmittel (drohende Überlastung) oder Spannungssituation (drohende Verletzung der Spannungswerte) koordinierte Ab- und Zuschaltungen von Lasten in betroffenen Netzbereichen erfolgen.

Tatsächliche Nutzung der identifizierten Potenziale

Die energieintensive Industrie vermarktet aktiv und in relevanten Größenordnungen Lastmanagementpotenziale im Rahmen der Regelenergiebereitstellung und der Verordnung über abschaltbare Lasten (AbLaV).

Eine vergleichsweise sehr aktive Nutzung der Vermarktungsmöglichkeiten findet im Industriesektor (und bei großen GHD-Verbrauchern) bei der Optimierung der Netzentgelte statt. Hintergrund hierfür sind die hohen Einsparpotenziale bei den Netzentgelten und die langfristige Planbarkeit der Maßnahmen. Diese Maßnahmen stellen gemäß den Begriffsdefinitionen kein Lastmanagement dar, sondern sind dem Bereich Demand-Side-Management zuzuordnen.

Des Weiteren wird die elektrische Energie in einigen stromintensiven Gewerbe- und Industriebereichen direkt am Spotmarkt beschafft, um die Strombeschaffungskosten zu reduzieren. Als Beispiel

sei an dieser Stelle der VDKL¹²-Strompool aufgeführt. Hier bündeln sich die Unternehmen von Kühlhäusern und können durch die damit entstehende große Energie-Abnahmemenge direkt an der EEX handeln. Standardhandelsprodukte werden dabei am Terminmarkt beschafft und der Restbedarf an den Spotmärkten flexibel und kostenoptimiert eingekauft.

Für private Haushalte und kleine/mittlere GHD-Betriebe gibt es derzeit keine Vermarktungsmöglichkeiten der identifizierten Lastmanagementpotenziale.

6.2 Bewertung der Lastmanagementpotenziale unter Berücksichtigung von unterschiedlichen Hemmnissen

In diesem Kapitel werden die Hemmnisse bei der Erschließung der Lastmanagementpotenziale zusammengefasst dargestellt und die identifizierten technischen Lastmanagementpotenziale bewertet.

Es folgt eine Aufzählung über mögliche Hemmnisse, die zur Nicht-Erschließung von Lastmanagementpotenzialen führen können:

- hohe Komplexität der Prozesstechnik im Industriesektor und Auswirkungen auf die entsprechenden Industrieprozesse und Betriebsabläufe,
- Lastspitzen, die infolge von extern abgerufenen Lastmanagementmaßnahmen verursacht werden, führen zu einer Erhöhung des zu zahlenden Leistungspreises,
- fehlender oder mangelnder Kenntnisstand der Unternehmen bezüglich der Nutzungsmöglichkeiten von Lastmanagementpotenzialen,
- Unsicherheiten bei der wirtschaftlichen Bewertung einschließlich des hohen Aufwandes zur Analyse aller relevanter Einflussfaktoren,
- geringe Volatilität der Strompreise am Day-Ahead-Markt und damit geringe Erlösmöglichkeiten für Lastmanagementmaßnahmen am Spotmarkt,
- mangelnde gesellschaftliche Nutzerakzeptanz im Haushaltsektor,
- keine regulatorischen Voraussetzungen bzw. fehlendes Anreizsystem zur Beteiligung im Haushalts- und GHD-Sektor,
- hoher Koordinierungs- und Automatisierungsaufwand durch die notwendige Aggregation im Haushalts- und GHD-Sektor.

Bewertung der Lastmanagementpotenziale im Haushaltssektor

Der Haushaltssektor ist im Vergleich zum GHD- und Industriesektor durch seine sehr hohe Akteursanzahl und einen geringen spezifischen elektrischen Energieverbrauch gekennzeichnet. Zudem werden die Akteure über Standardlastprofile bilanziert und abgerechnet, wodurch eine Hebung der Lastmanagementpotenziale zurzeit praktisch ausgeschlossen ist.

¹² VDKL: Verband Deutscher Kühlhäuser und Kühllogistikunternehmen

Mit steigender Anzahl der technologiebedingten Akteure steigt der Koordinierungsaufwand zur Hebung der Lastmanagementpotenziale. Insbesondere eignen sich die Geräte bzw. Prozesse im Haushaltssektor nur zur Lastverschiebung. Dies führt wiederum zu einem erhöhten Steuerungsaufwand, da die Nachholeffekte der Verbraucher berücksichtigt werden müssen.

Der Fokus bei der Erschließung der Lastmanagementpotenziale sollte auf Anwendungen mit Speicherfähigkeit gelegt werden, da diese Anwendungen kaum bzw. keine Einschränkungen im Nutzerverhalten zur Folge haben. Die Aufbereitung von Warmwasser, die elektrische Wärmebereitstellung und die Elektromobilität bieten hierbei das größte praktische Lastmanagementpotenzial.

Die Hebung der Lastmanagementpotenziale der Haushaltsgroßgeräte sollte unter Beachtung des Gesamtkontextes zurückgestellt werden bzw. eine geringe Priorität haben. Aufgrund von Nutzereinschränkungen ist hier bei den Verbrauchern mit Akzeptanzproblemen zu rechnen. Hierfür ist auch ein hoher Durchdringungsgrad von steuerbaren Endgeräten (Smart-Meter/Home-Anwendungen) zwingend erforderlich, um die Komforteinbußen auf ein Minimum zu beschränken.

Die technischen Lastmanagementpotenziale lassen sich aufgrund der sehr vielen Akteure nur über einen hohen Standardisierungsgrad heben, da sonst die Kosten zur Erschließung zu hoch wären. Des Weiteren sind Aggregatoren notwendig, um die Potenziale zu bündeln und auf einer zukünftigen Plattform anbieten zu können.

Im Haushaltssektor sind zwar deutlich mehr Akteure vorhanden, jedoch ist die Akteursvielfalt kleiner (immer wiederkehrende Haushaltstrukturen). Bei einer potenziellen Hebung der Lastmanagementpotenziale müssen demnach weniger spezifische Anforderungen beachtet und das Vorgehen kann standardisiert werden. Dies ist im GHD-Sektor nur bedingt und im Industriesektor schwer vorstellbar, da sich die Betriebsabläufe und Produktionsprozess stark voneinander unterscheiden.

Bewertung der Lastmanagementpotenziale im GHD-Sektor

Die Akteursanzahl ist im GHD-Sektor signifikant geringer als im Vergleich zum Haushaltssektor. Der Haushaltssektor hat eine technologiebedingte Akteursanzahl von ca. 6 Millionen, aufgeteilt auf ca. 1,25 Millionen private Haushalte. Im GHD-Sektor sind hingegen nur 93.000 Betriebe, die einen Beitrag zum Lastmanagementpotenzial leisten können, identifiziert worden. Im Vergleich zum Industriesektor sind hier dennoch sehr viele Akteure vorhanden, sodass auch im GHD-Sektor der Koordinierungsaufwand erhebliche Ausmaße annehmen würde.

Im GHD-Sektor wird eine große Zahl von Unternehmen ähnlich wie im Haushaltssektor über Standardlastprofile abgerechnet und bilanziert, sodass die derzeitigen regulatorischen Rahmenbedingungen eine Erschließung des Lastmanagementpotenzials auch hier praktisch ausschließen.

Die technischen Lastmanagementpotenziale lassen sich analog zum Haushaltssektor aufgrund der hohen Akteursanzahl nur über einen hohen Standardisierungsgrad heben. Weiterhin bedarf es Aggregatoren, welche die Lastmanagementpotenziale bündeln.

Die Herausforderung im GHD-Sektor liegt in der kostengünstigen Erschließung kleiner (im Vergleich zur Industrie) Lastmanagementpotenziale mit einer wahrscheinlich etwas höheren technischen Komplexität als im Haushaltssektor. Des Weiteren sind durch die Hebung der Lastmanagementpotenziale im GHD-Sektor auch Auswirkungen auf Betriebsabläufe nicht auszuschließen.

Der Schwerpunkt der Erschließung der Lastmanagementpotenziale sollte hier auf die Belüftung bzw. Ventilation sowie auf die elektrische Bereitstellung von Warmwasser und Raumwärme gelegt

werden. Ein hoher Automatisierungsgrad und Smart-Meter stellen eine Grundvoraussetzung für die Erschließung der Lastmanagementpotenziale dar.

Bewertung der Lastmanagementpotenziale im Industriesektor

Der Industriesektor ist derzeit der einzige Sektor, der Nutzungsmöglichkeiten für Lastmanagementmaßnahmen aufweist. Die identifizierten Lastmanagementpotenziale werden zumeist bereits für eine optimierte Beschaffung gemäß den beschriebenen Nutzungsmöglichkeiten verwendet. Beispielsweise wird in der Zementindustrie und in der Papierindustrie eine atypische Netznutzung praktiziert.

Im Industriesektor konzentrieren sich die Lastmanagementpotenziale auf vergleichsweise wenig Akteure. Hier sind 95 % der identifizierten Potenziale auf sechs Akteure in der Elektro Stahl- und Papierindustrie zurückzuführen, sodass hier mit einem relativ geringen Koordinierungsaufwand zu rechnen ist.

Durch die hohe verfahrenstechnische Komplexität vieler industrieller Prozesse ist die Abschätzung eines möglichen Lastverschiebungspotenzials nur durch eine detaillierte Analyse von Anlagen und Betriebsabläufen einzelner Betriebe möglich. Die einzelnen eingesetzten Prozesse innerhalb einer Branche unterscheiden sich teilweise stark voneinander, sodass die getätigte pauschale Abschätzung der Lastmanagementpotenziale große Unsicherheiten aufweist.

7 Systematisierung und Regionalisierung der Lastmanagementpotenziale

Aufbauend auf den bereits ermittelten technischen Lastmanagementpotenzialen soll in diesem Kapitel ein Modell, welches in Abhängigkeit der jeweiligen Entwicklungsstufen das tatsächlich nutzbare Potenzial abschätzt, entwickelt werden. Hierfür müssen zunächst die zahlreichen gesammelten Erkenntnisse und Kennzahlen systematisiert, notwendige Parameter und ein Entwicklungsmodell definiert und hergeleitet werden.

Das entwickelte Modell soll anschließend zur Regionalisierung der Lastmanagementpotenziale für das Land Brandenburg angewendet werden. Grundsätzlich soll das Modell möglichst flexibel aufgebaut sein, um eine Verwertung in zukünftigen Tätigkeitsfelder, beispielsweise zur Berücksichtigung von Flexibilitäten in der Netzplanung, zu ermöglichen.

Zur Modellbildung und Regionalisierung der Lastmanagementpotenziale sind im Einzelnen die folgenden Arbeitsschritte notwendig:

1. Definition des Modellansatzes,
2. Definition der Modellparameter,
3. Methodik für die Ermittlung des praktischen Lastmanagementpotenzials,
4. Herleitung und Auswahl der Modellparameter,
5. Anwendung des Modells (Regionalisierung der Lastmanagementpotenziale).

Nachfolgend werden die Methodik und die Arbeitsschritte in Grundzügen beschrieben und die regionale Verteilung der Lastmanagementpotenziale für das Land Brandenburg in zwei beispielhaften Szenarien in einer Kartendarstellung visualisiert.

Definition des Modellansatzes

Ziel des Modells ist es, dass tatsächlich praktisch nutzbare Lastmanagementpotenzial abzuschätzen. Da für die Zukunft zunächst keine belastbaren Daten vorhanden sind, soll ein mehrstufiger Prozess quantitativer Abschätzungen genutzt werden, um Ergebnisse auf Basis der bisherigen Untersuchungen und weiterer transparenter Annahmen in der richtigen Größenordnung zu bekommen.

Ausgangspunkt für das Modell ist die Bevölkerungsdichte für jede Gemeinde bzw. Stadt im Land Brandenburg, welche als direkter Bezug für das Lastmanagementpotenzial des Haushaltssektors dient. Darüber hinaus kann auch für den GHD-Sektor vereinfachend die Bevölkerungsdichte als Indikator genutzt werden, da sich GHD-Betriebe im Allgemeinen in der unmittelbaren Nähe von bewohnten Gebieten angesiedelt haben.

Das verarbeitende Gewerbe bzw. die stromintensive Industrie kann mit diesem Modellansatz nicht berücksichtigt werden, da insbesondere große Industriezweige räumlich bzw. geografisch stark konzentriert sind und somit keine hinreichende Korrelation mit der Bevölkerungsdichte vorliegt. In Hinblick darauf, dass ca. 95 % des ermittelten Lastmanagementpotenzials im Industriesektor für das Land Brandenburg auf sechs Akteure in der Elektrostahl- und Papierindustrie zurückzuführen sind, ist eine Regionalisierung auch unabhängig davon nicht zielführend.

Folglich werden gemäß dem vorliegenden Modellansatz die ermittelten technischen Lastmanagementpotenziale für die Sektoren Haushalt und GHD auf einen statistischen Durchschnittshaushalt unter Berücksichtigung wirtschaftlicher und regionaler Besonderheiten gleichmäßig verteilt.

Begriffsdefinition der Modellparameter

Im Zuge der Begriffsdefinition soll auch der Sprachgebrauch in Bezug auf die Lastmanagementpotenziale vereinfacht werden. Hierfür werden die zwei folgenden Kurzworte eingeführt:

FlexLeistung Lastmanagementpotenzial zur Lasterhöhung bzw. zur Lastreduktion,

FlexAnwendung Prozess bzw. Technologie, die für Lastmanagement geeignet ist.

Des Weiteren werden unter Verwendung der Kurzworte die folgenden anwendungs- und sektorspezifischen Parameter definiert (siehe Tabelle 19).

Parameter		Erläuterung
je Sektor	praktische FlexLeistung	verdichtete praktische anwendungsunabhängige FlexLeistung für einen statistischen Durchschnittshaushalt
	Gleichzeitigkeit	Wahrscheinlichkeit der gleichzeitigen zeitlichen Verfügbarkeit der nutzbaren FlexLeistungen
je FlexAnwendung	FlexLeistung in Brandenburg	identifizierte maximale FlexLeistung für das Land Brandenburg (siehe Kapitel 5)
	Technische FlexLeistung	theoretische FlexLeistung für einen statistischen Durchschnittshaushalt
	maximale Abrufdauer	maximal mögliche anwendungsspezifische Zeitverschiebung
	FlexVerfügbarkeit	beinhaltet: technische Fähigkeit, Verfügbarkeit, Grad der Bereitschaft (Anteil der Akteure, die FlexLeistung anbieten), Akzeptanz, Marktentwicklung
	Ausstattungsgrad	Skalierungsfaktor zur Berücksichtigung wirtschaftlicher und regionaler Besonderheiten (städtisch, ländlich)

Tabelle 19: Erläuterungen zu den definierten Modellparametern

Methodik zur Ermittlung des praktischen Lastmanagementpotenzials

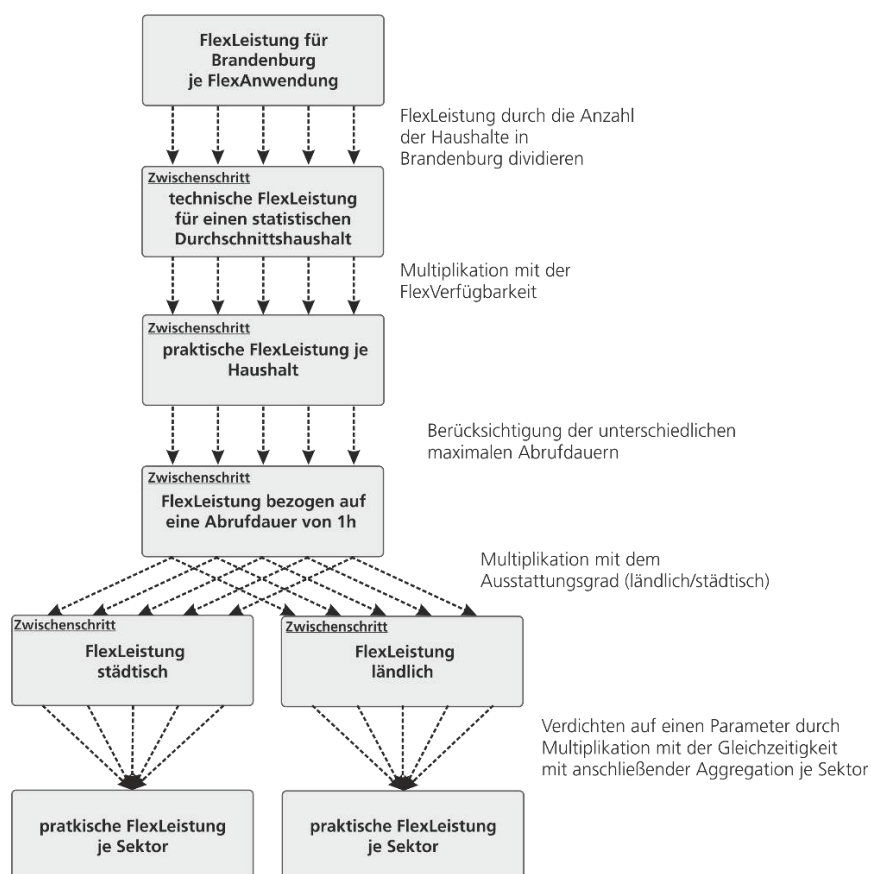
Zunächst wurden alle Informationen aus der Analyse der technischen Lastmanagementpotenziale zusammengetragen und eine Datenbasis mit allen Kennzahlen erstellt. Aufbauend darauf wurde ein Excel-Tool, welches unter Variation der Modellparameter ein verdichtetes, aggregiertes, technologieunabhängiges Lastmanagementpotenzial (FlexLeistung) für einen statistischen Durchschnittshaushalt des Landes Brandenburg berechnet, entwickelt (siehe Abbildung 52).

Startpunkt für die Berechnung der FlexLeistungen sind die ermittelten technischen FlexLeistungen vom Haushalts- und GHD-Sektor (siehe Tabelle 16 und Tabelle 17). Diese Potenziale werden auf die Anzahl der Haushalte vom Land Brandenburg bezogen, um die technische FlexLeistung für einen Durchschnittshaushalt zu erhalten. Anschließend wird unter Berücksichtigung mit der FlexVerfügbarkeit und der maximalen Abrufdauern die technologieabhängige praktische FlexLeistung berechnet. Dabei wird die praktische FlexLeistung auf eine Abrufdauer von einer Stunde bezogen. Insofern

die geforderte Abrufdauer größer als die maximale Abrufdauer ist, kann durch die sequentielle Ausführung die Aufrufdauer erhöht werden. Dies reduziert jedoch das Lastverschiebungspotenzial. Das angesetzte Entwicklungsmodell für die FlexVerfügbarkeit zur Berücksichtigung der Marktentwicklung der FlexLeistungen basiert auf einem logistischen Wachstumsmodell und ist im nachfolgenden Kapitel näher beschrieben.

Um bei der Flexibilitätsermittlung auch regionale und demografische Unterschiede zwischen den Regionen zu berücksichtigen, werden einzelne Technologien im ländlichen bzw. städtischen Raum mithilfe des Ausstattungsgrades höher bzw. niedriger gewichtet. Zum Beispiel beziehen in einer ländlichen Region im Allgemeinen deutlich weniger Haushalte Raumwärme aus einem Fernwärmenetz, somit ist auch das Lastmanagementpotenzial bezüglich Wärmepumpen höher zu gewichten als in einer städtisch geprägten Region. Die Herleitung und Auswahl des Modellparameters „Ausstattungsgrad“ ist im nachfolgenden Kapitel beschrieben.

Letztendlich ergeben sich als Resultat zwei praktische Flexleistungen (städtisch und ländlich) je Sektor für einen statistischen Durchschnittshaushalt. Dieses Verfahren wird zur Ermittlung der Flexleistung zur Lasterhöhung und -reduktion gleichermaßen angewendet und unterscheidet sich nur in den zugrunde gelegten Daten. Die ermittelten FlexLeistungen werden schließlich zur Regionalisierung unter Berücksichtigung der Siedlungsart auf das Land Brandenburg übertragen.



Legende

-----> FlexAnwendungen wie Raumwärme, Haushalts Großgeräte etc.

Abbildung 52: Methodik zur Ermittlung des praktischen Lastmanagementpotenzials

Herleitung und Auswahl der Modellparameter

Im Folgenden werden die Modellparameter „FlexVerfügbarkeit“ und „Ausstattungsgrad“ hergeleitet und ausgewählt.

Mithilfe des Parameters „Ausstattungsgrad“ können in diesem Modell technologiespezifische wirtschaftliche und regionale Besonderheiten berücksichtigt werden. Hierfür wird zwischen städtischen und ländlichen Regionen unterschieden. Als Datengrundlage dienen die unterschiedlichen Gebietskörperschaften im Land Brandenburg.

Für den GHD-Sektor wird in Anlehnung an das Top-Down-Prinzip ein technologieunabhängiger Ausstattungsgrad definiert. Aus dem Vergleich der unterschiedlichen GHD-Dichten (Anzahl der Beschäftigten in GHD-Betrieben) von Städten und Gemeinden wurden die folgenden Ausstattungsgrade ermittelt (siehe Tabelle 20):

	Mittelwert GHD-Dichte	Ausstattungsgrad
städtisch	348,4	149%
ländlich	200,3	86%
Mittelwert (gesamt)	233,2	100%

Tabelle 20: Vergleich der GHD-Dichte zur Herleitung des Ausstattungsgrades des GHD-Sektors

Eine weitere regionale Besonderheit im Land Brandenburg ist der vergleichsweise hohe Anteil von Haushalten, die Raumwärme aus einem Fernwärmenetz beziehen. Fernwärmenetze existieren für gewöhnlich in urbanen Gebieten, da in schwach besiedelten ländlichen Räumen die Abnehmerzahl zu gering und die Wirtschaftlichkeit nicht gegeben ist. Der Fernwärmeanteil liegt im Land Brandenburg bei ca. 32,3% [37]. Der Ausstattungsgrad von Raumwärme (Wärmepumpe und Nachtspeicherheizungen) wird für ländliche Gebiete demzufolge mit dem Faktor 1,3 übergewichtet und für städtische Gebiete mit 0,7 untergewichtet.

Des Weiteren kann angenommen werden, dass die Durchdringung mit privater Ladeinfrastruktur im ländlichen Raum etwas höher ist, als im städtischen Raum, da der Eigenheimanteil und damit die Möglichkeit, sein Elektrofahrzeug zu Hause zu laden, höher ist. Der Ausstattungsgrad von privater Ladeinfrastruktur wird dementsprechend für ländliche Gebiete mit dem Faktor 1,2 übergewichtet und für städtische Gebiete mit 0,8 untergewichtet.

Zur Prognose des langfristigen Wachstums für das Lastmanagementpotenzial wurde der Modellparameter „FlexVerfügbarkeit“ eingeführt. Da hierfür keine belastbaren aktuellen Daten bzw. Prognosen vorliegen, wird ein allgemeines Wachstumsmodell in Form eines logistischen Wachstumsmodells angesetzt.

Das logistische Wachstum läuft zunächst sehr langsam an. Dann folgt ein exponentielles Wachstum, welches in eine lineare Phase übergeht und zum Ende hin langsam die Sättigung bzw. obere Schranke erreicht.

Zur Anwendung des logistischen Wachstumsmodells müssen noch die obere Schranke und der Wachstumsfaktor ermittelt werden.

Als obere Schranke bzw. Sättigung wurde im Rahmen einer Experteneinschätzung ein Wert von 0,8 zugrunde gelegt. Dies bedeutet, dass vom ermittelten Lastmanagementpotenzial maximal 80%

praktisch nutzbar sind. Demgemäß werden unter anderem nicht nutzbare Potenziale, die aus wirtschaftlicher Sicht und Nutzerakzeptanzgründen nicht sinnvoll zu heben sind, nicht berücksichtigt.

Als Datengrundlage zur Identifikation des Wachstumsfaktors dienen typische und relevante Wachstumsprozesse aus der Wirtschaft. Es wurde beispielhaft für den Anteil der Wärmepumpen im Neubau in Deutschland sowie der installierten Leistung von PV-Anlagen in Deutschland der Wachstumsfaktor mittels Regression ermittelt. Auf Basis dieser Werte wurde der Wachstumsfaktor zur Abschätzung der FlexVerfügbarkeit berechnet und hergeleitet (siehe Abbildung 53).

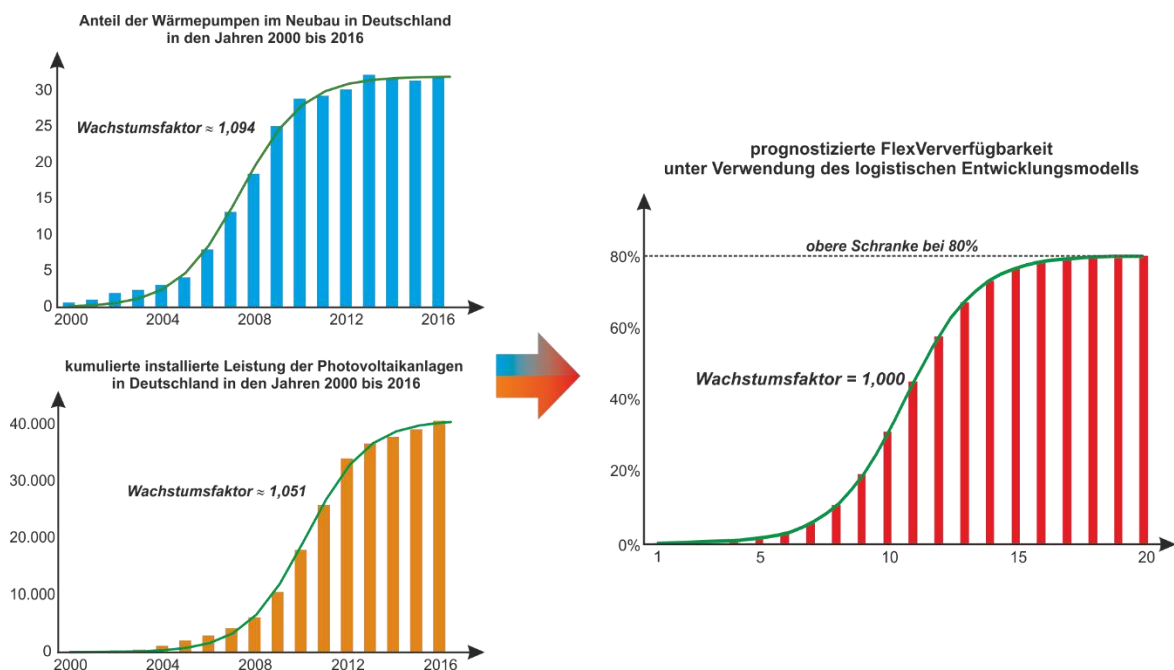


Abbildung 53: Prognose der FlexVerfügbarkeit unter Verwendung des logistischen Wachstumsmodells

Anwendung des Modells (Regionalisierung der Lastmanagementpotenziale)

Im Folgenden wird die regionale Verteilung der Lastmanagementpotenziale zur Lasterhöhung und -reduktion für das Land Brandenburg unter Berücksichtigung von zwei Szenarien vorgestellt. Im Szenario 1 wird zehn Jahre vorausgeblickt. Hier befindet sich die FlexLeistung und somit der Markt für Lastmanagement noch in seiner Wachstumsphase. Ungefähr 20 Jahre nach der Produkteinführung gemäß dem logistischen Wachstumsmodell ist der Markt gesättigt. Unter der Annahme eines Markthochlaufes bzw. Produkteinführung im Jahr 2020 visualisiert das Szenario 1 das Betrachtungsjahr 2030 und das Szenario 2 das Betrachtungsjahr 2040.

Abbildung 54 und Abbildung 55 veranschaulichen diesen Sachverhalt in Kartendarstellungen. Es sind hierbei die deutlich erhöhten FlexLeistungen im Berliner Umland und in den großen kreisfreien Städten zu erkennen. In schwach besiedelten Gebieten im ländlichen Raum sind hingegen kaum relevante FlexLeistungen zu identifizieren.

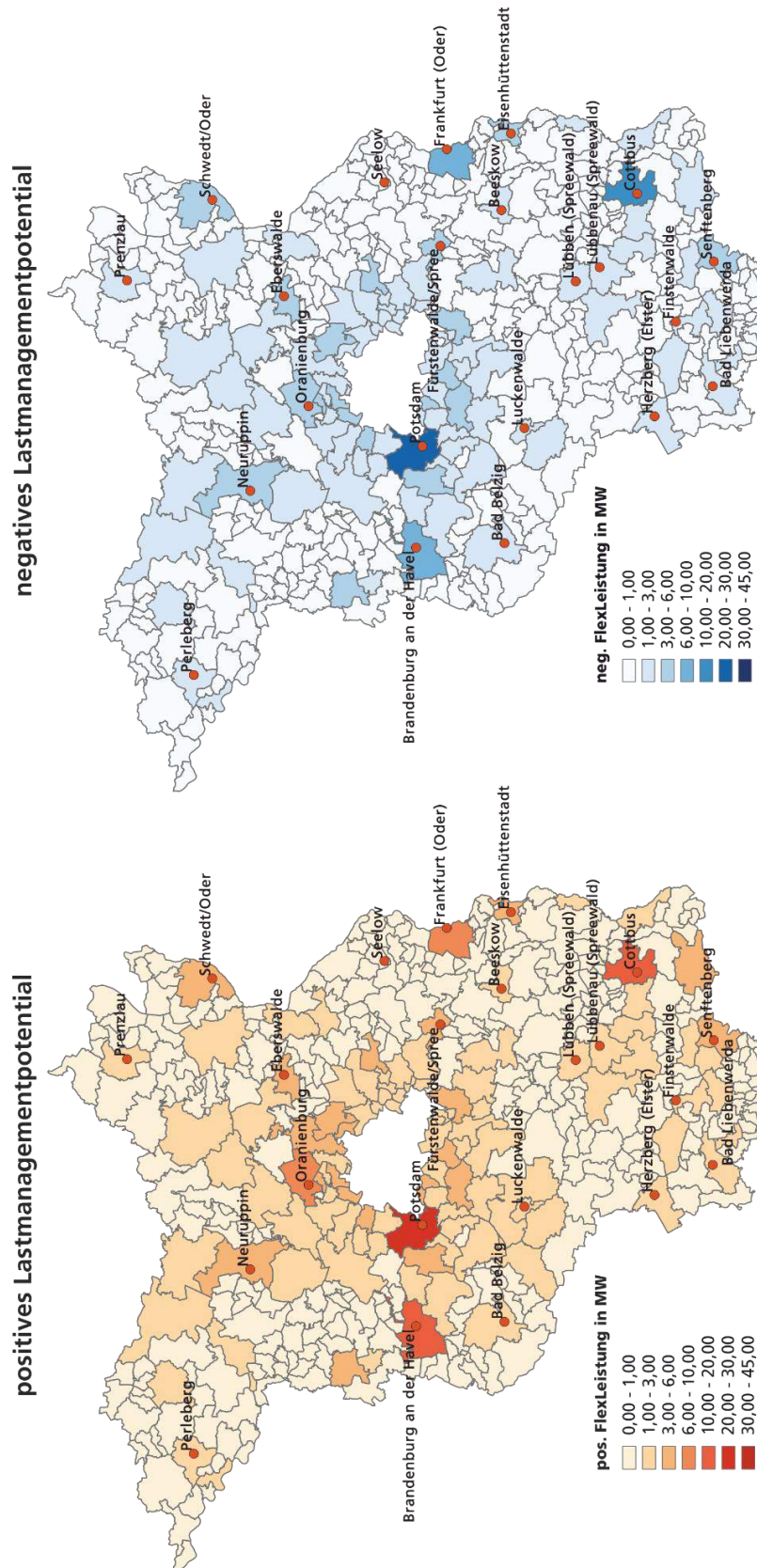


Abbildung 54: Regionale Verteilung der Lastmanagementpotenziale im Land Brandenburg für das Szenario 1 (Wachstumsphase)

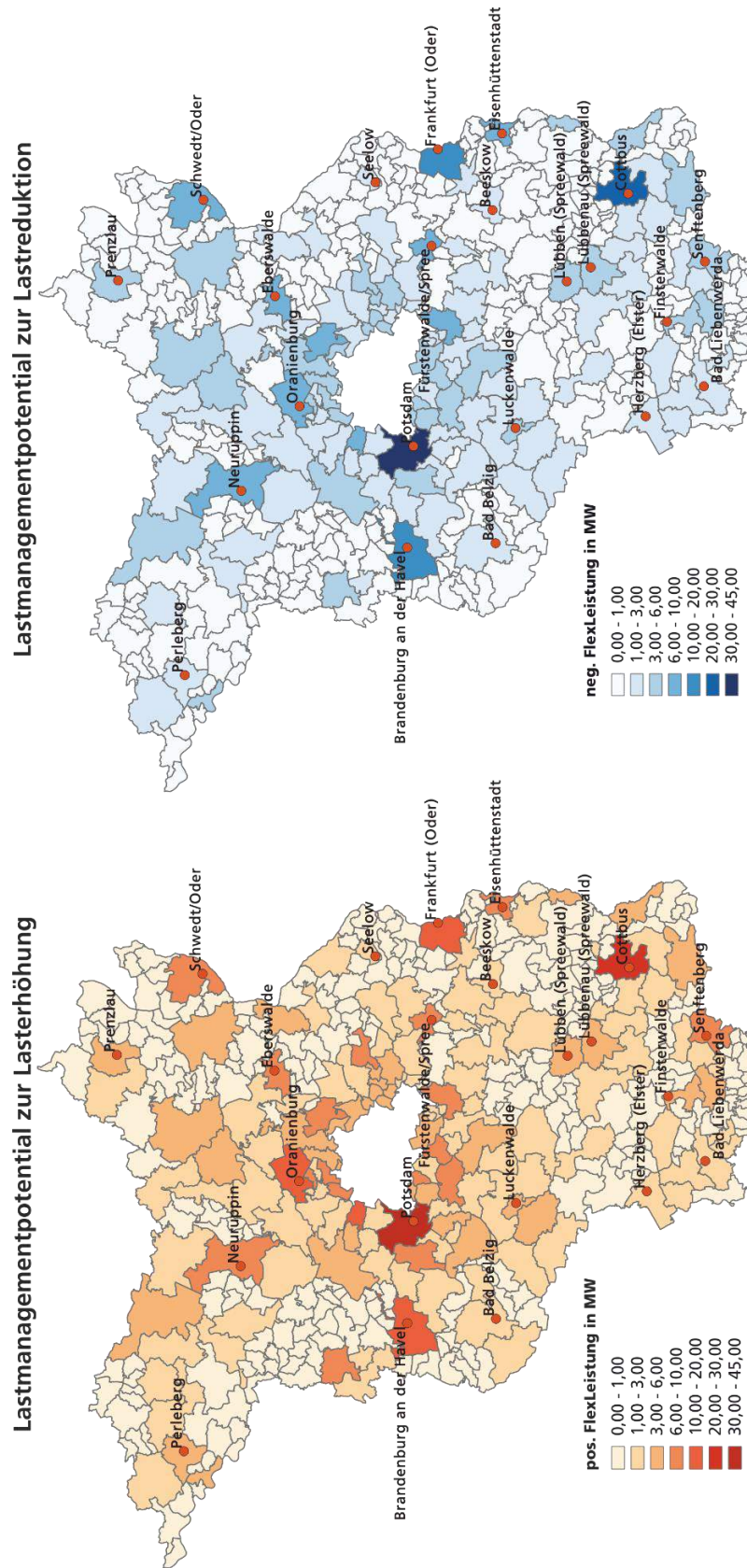
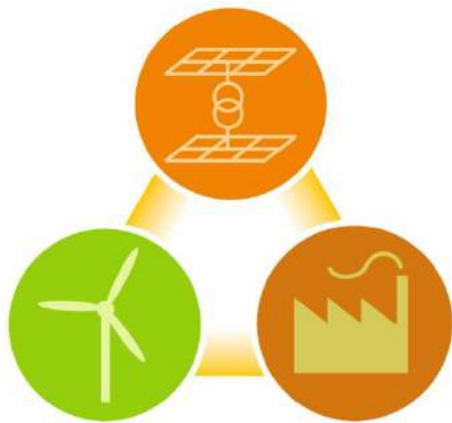


Abbildung 55: Regionale Verteilung der Lastmanagementpotenziale im Land Brandenburg für das Szenario 2 (gesättigter Markt)



SDL - Studie BB

TEIL V

KONZEPT ZUR ERPROBUNG DER REGELLEISTUNGSERBRINGUNG DURCH EE-EZA

Bearbeiter

Dipl.-Ing. Martin Bendig

Dr.-Ing. Klaus Pfeiffer

M. Sc. Kristian Platta

M. Sc. Emanuel Butter

1 Einleitung

Präambel

Innerhalb dieser Studie soll durch die Erarbeitung eines Versuchsprogramms ein Beitrag zur Untersuchung von Möglichkeiten zur Regelleistungserbringung durch EE-EZA geleistet werden. Hierzu wird ein Versuchskonzept entworfen, welches vor allem die technischen und organisatorischen Aspekte und Vorgänge unter Berücksichtigung aller relevanten Akteure, Rahmenbedingungen und Prozesse analysiert. Aufgrund der hohen Komplexität dieser Thematik und der bisher wenig vorhandenen praktischen Erkenntnisse ist die Erprobung der Kommunikations- und Abstimmungsprozesse sowie die Identifikation von Schnittstellen zwingend erforderlich. Das grundsätzliche Ziel ist hierbei die Erstellung eines vollständigen Versuchskonzeptes zur nachfolgenden Nutzung. Dabei soll besonders auf die Interaktion und Kommunikation zwischen Anlagenbetreiber, Direktvermarkter sowie Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber Augenmerk gelegt werden. Schwerpunkt der Untersuchungen ist die Erbringung von negativer Minutenreserve- und Sekundärregelleistung bei gleichzeitig auftretenden EinsMan-Maßnahmen.

Im ersten Kapitel dieses Teils erfolgen die Beschreibung der Zielstellungen des Versuchskonzeptes, der angenommenen Rahmenbedingungen der erforderlichen Prozessketten. Anschließend werden die Präqualifikationsanforderungen (insbesondere für WEA) ausführlich erläutert und für die beiden Anwendungen im Regelleistungsmarkt (MRL und SRL) dargelegt. Es folgt die detaillierte Darstellung des Versuchskonzeptes und der entwickelten Einzelversuchsreihen, der erforderlichen Versuchsanlagen sowie aller relevanten Akteure.

Zielstellungen des Versuchskonzeptes

Das Ziel der Untersuchungen ist der Entwurf eines Versuchskonzeptes zur Erbringung von negativer SRL und MRL durch EE-EZA. Im Fokus stehen dabei vor allem die Kommunikations- und Abstimmungsprozesse zwischen den beteiligten Akteuren sowie die technischen Anforderungen an die beteiligten Erzeugungsanlagen. Im Rahmen der zu planenden Einzelversuchsreihe ist es das Ziel, die wesentlichen Prozessschritte vor, während und nach der Regelleistungserbringung zu analysieren. Dabei werden die nachfolgenden Zielstellungen verfolgt:

- transparente Darstellung und ausführliche Beschreibung aller Prozessschritte,
- Herausarbeitung von Schnittstellen und Kommunikationskanälen zwischen allen Akteuren,
- Untersuchung der Methodik zur Erzeugungsprognose hinsichtlich ihrer Zuverlässigkeit,
- Identifikation von möglichen Problemfeldern und Ableitung von Handlungsempfehlungen.

Die Konzeptionierung des Feldversuchsprogramms umfasst die Betrachtung der Prozessketten in vier Zeitschritten: vor und während der Präqualifikation sowie während und nach der eigentlichen Regelleistungserbringung. Dabei sind eine Reihe von Teilaufgaben in den einzelnen Aspekten zu betrachten, welche unabdingbar für die Erstellung des Versuchskonzeptes sind. Tabelle 21 zeigt die wesentlichen organisatorischen, prozessualen und technischen Aspekte des Feldversuchskonzeptes.

Betrachtung und Erprobung aller Prozesse:	Beschreibung der Teilprozesse
im Vorfeld einer Präqualifikation	<ul style="list-style-type: none"> – Abstimmungen zwischen Herstellern, Betreibern, Eigentümern und Direktvermarkter (DVM) – zentrale mess- und steuerungstechnische Anbindung der teilnehmenden WEA – Vorbereitung der Präqualifikation durch den DVM
während einer Präqualifikation	<ul style="list-style-type: none"> – Prüfung aller Voraussetzungen durch den ÜNB – Kommunikation zwischen allen Beteiligten – entstehende Hürden und erforderliche Nachweisführung gegenüber dem ÜNB
während einer Regelleistungserbringung	<ul style="list-style-type: none"> – Day-Ahead Erzeugungsprognosen des DVM – Netzengpassprognosen der VNB – Angebotserstellung des DVM für verschiedene Regelleistungsprodukte – Intraday-Anpassungen der Erzeugungs- und Engpassprognosen – laufende Ermittlung und Übertragung der benötigten Datenpunkte – Kommunikation und Koordination zwischen DVM, VNB und ÜNB – Abruf der vereinbarten Regelleistung durch den ÜNB – Betrachtung möglicher Engpasssituationen im Verteilnetz – Koordination zwischen Regelleistungserbringung, Netzengpässen und Direktvermarktung – Regelleistungserbringung durch den DVM
nach einer Regelleistungserbringung	<ul style="list-style-type: none"> – Zurückfahren auf den Arbeitspunkt vor Regelleistungsabruf und Beginn erneuter Vorhaltung – Nachweis der erbrachten Regelleistung gegenüber dem ÜNB – Abrechnung und Vergütung der erbrachten Regelleistung

Tabelle 21: Betrachtete Prozesse im Rahmen der Feldversuche

2 Präqualifikationsanforderungen

Für die Teilnahme am Regelleistungsmarkt müssen die Anlagenbetreiber eine Reihe von Anforderungen und Rahmenbedingungen erfüllen, um die erforderliche Erlaubnis des ÜNB zur Regelleistungsbereitstellung zu erhalten. Dabei existiert ein gemeinsamer Anforderungskatalog der ÜNB, welcher die verschiedenen Kriterien für die Teilnahme an den Regelleistungsmärkten im Rahmen einer Präqualifikation definiert. Im Zuge des Präqualifikationsprozesses werden eine Reihe von Tests durchgeführt, deren einzelne Prozessschritte über eine Testplattform beim abuarbeiten sind. Zur optimalen Nutzung dieser Testplattform ist es notwendig, dass der Direktvermarkter (DVM) dem beteiligten ÜNB alle relevanten Informationen über die zur Präqualifikation bestimmten Technischen Einheiten (TE) des Anlagenbetreibers zur Verfügung stellt. Hierzu gehören sowohl technische als auch ortsbezogene Angaben der beteiligten Erzeugungsanlagen sowie die Bestätigung des zuständigen Anschlussnetzbetreibers.

Die ÜNB setzen bereits im Vorfeld des Präqualifikationsprozesses klare Anforderungen an, welche die zu prüfenden Anlagen erfüllen müssen. Dabei existiert eine Reihe von Vorschriften, die den regulatorischen Rahmen der Präqualifikation abstecken. Hierzu gehören unter anderem:

- TransmissionCode 2007, Anhänge D2-2 und D3 [7],
- Beschlüsse der Beschlusskammer 6 der Bundesnetzagentur zur Festlegung von Ausschreibungsbedingungen für SRL und MRL [47] [48],
- Leitfaden zur Präqualifikation von WEA der ÜNB [49],
- Mindestanforderungen an die IT des Anbieters für die Regelleistungserbringung [50],
- Gemeinsame Datenplattform der Übertragungsnetzbetreiber [51].

Im Folgenden werden die Präqualifikationsanforderungen allgemein und speziell für WEA detailliert beschrieben.

Allgemeine Präqualifikationsanforderungen

Für die Präqualifikation von Energieerzeugungsanlagen zur MRL und SRL existieren zahlreiche Kriterien, welche die zu präqualifizierenden Erzeugungsanlagen erfüllen müssen. Diese Kriterien unterscheiden sich dabei für die verschiedenen Regelleistungsprodukte. Eine wesentliche Grundlage zur Präqualifikation dieser Anlagen bildet dabei das Beschlusspapier der Beschlusskammer 6 der Bundesnetzagentur aus dem Juni 2017 [48], welches umfangreiche Änderungen in den Produktzeitscheiben, in der Besicherung der Anlagen, dem Pooling von Anlagen oder der Einführung eines Marktes für Minutenreservearbeit vorschreibt. Aktuelle (und zukünftige) Entwicklungen zielen dabei auf die steigende Möglichkeit zur Teilnahme von EE-EZA am Regelenergiemarkt ab. Tabelle 22 fasst die allgemeinen Präqualifikationsanforderungen der einzelnen Regelleistungsprodukte zusammen.

Kriterien	MRL	SRL
Aktivierungsgeschwindigkeit	100% der Angebotsgröße nach 15 Minuten	100% der Angebotsgröße nach 5 Minuten
Zeitverfügbarkeit / Zuverlässigkeit	100% über den gesamten Angebotszeitraum	95% über den gesamten Angebotszeitraum
Ausschreibungsfrist	kalendertäglich	
Produktlänge	6 x 4 Stunden	
Mindestangebotsgröße	5 MW bei einem Gebot je RZ auch: 1 bis 4 MW	
Auflösung der Datenübermittlung	1 Minute	3 bis 5 Sekunden je nach Datenpunkt
Pooling von Anlagen	nur innerhalb der Regelzone regelzonenübergreifend für Erreichung der Mindestangebotsgröße	
Besicherung	nur innerhalb der Regelzone durch präqualifizierte EZA	

Tabelle 22: Allgemeine Präqualifikationsanforderungen der Regelleistungsmärkte

Neben der Integration von WEA in das Versuchskonzept wurde ebenfalls untersucht, inwieweit PVA zur Regelleistungsbereitstellung genutzt werden können. Um mittels dieser Anlagen zuverlässig Regelleistung bereitstellen zu können, bedarf es mehrerer Anlagenparks sowie Werkzeugen zur präzisen Erstellung von Einspeiseprognosen. Aufgrund dieser Fluktuationen wurde beschlossen, diese Erzeugungsanlagen nicht in das Konzept zur Erbringung von Regelleistung zu integrieren. Wesentliche Ausschlusskriterien sind dabei unter anderem:

- fehlende regulatorische Rahmenbedingungen,
- mangelhafte Prognosegüte der Einspeisung,
- Erfordernis für eine stark angedrosselte Fahrweise der Anlagen,
- starke Beschattungseffekte in kurzen Zeitintervallen.

Spezielle Präqualifikationsanforderungen für WEA

Im Rahmen des Präqualifikationsprozesses muss von den Anlagenbetreibern gegenüber dem jeweiligen ÜNB nachgewiesen werden, dass die entsprechenden Anlagen die geforderten Präqualifikationsanforderungen erfüllen. Speziell bei Energieerzeugungsanlagen mit fluktuierendem Einspeisecharakter (wie WEA und PVA) sind diesbezüglich gesonderte Anforderungen zu betrachten. Um Betreibern dieser Anlagen eine Teilnahme am Regelleistungsmarkt zu ermöglichen, wurde durch die ÜNB ein Leitfaden angefertigt [49], welcher diese Anforderungen in einem Pilotprojekt bis Ende 2018 untersuchen soll. Nachfolgend werden die erforderlichen Anforderungen und Nachweispflichten aufgezeigt:

- Bestimmung der möglichen Ist-Einspeisung (Arbeitspunkt),
- Anforderungen an die Genauigkeit des Algorithmus,
- Verfahren zur Bestimmung der Angebotsmenge,

- Anlagenzusammensetzung,
- Anforderungen an die zu erfassenden Datenpunkte.

Zur Bestimmung der erbrachten Regelleistung ist es notwendig, die Differenz aus der aktuellen Ist-Einspeisung (nach der Leistungsänderung) und der möglichen Ist-Einspeisung (ohne Leistungsänderung) zu bestimmen. Hierfür sind die Anlagenbetreiber verpflichtet, einen Algorithmus zu verwenden, welcher diesen Parameter unter Berücksichtigung verschiedener Einflussgrößen ermittelt. Im Wesentlichen müssen dabei die Beschattungseffekte einzelner WEA und umliegender Parks, das verfügbare Windangebot sowie die technische Verfügbarkeit analysiert werden. Die Anlagenbetreiber müssen dem ÜNB diese Analysen vorlegen und ihre verwendeten Algorithmen während der mehrjährigen Pilotphase verbessern.

Die Verfügbarkeit eines Algorithmus zur Ermittlung der möglichen Ist-Einspeisung ist zwingender Bestandteil für ein Versuchsvorhaben. Dabei erscheint es ebenfalls als möglich, bereits bestehende Algorithmen zu verwenden und auf den jeweiligen Anlagenpark anzupassen. Hierbei sei jedoch erwähnt, dass jeder Anlagenpark spezielle Eigenschaften aufweist. Beispielhaft seien hier die Beschattungseffekte genannt. Abbildung 56 verdeutlicht das Prinzip der Regelleistungseinspeisung anhand der jeweiligen Ist-Einspeisung.

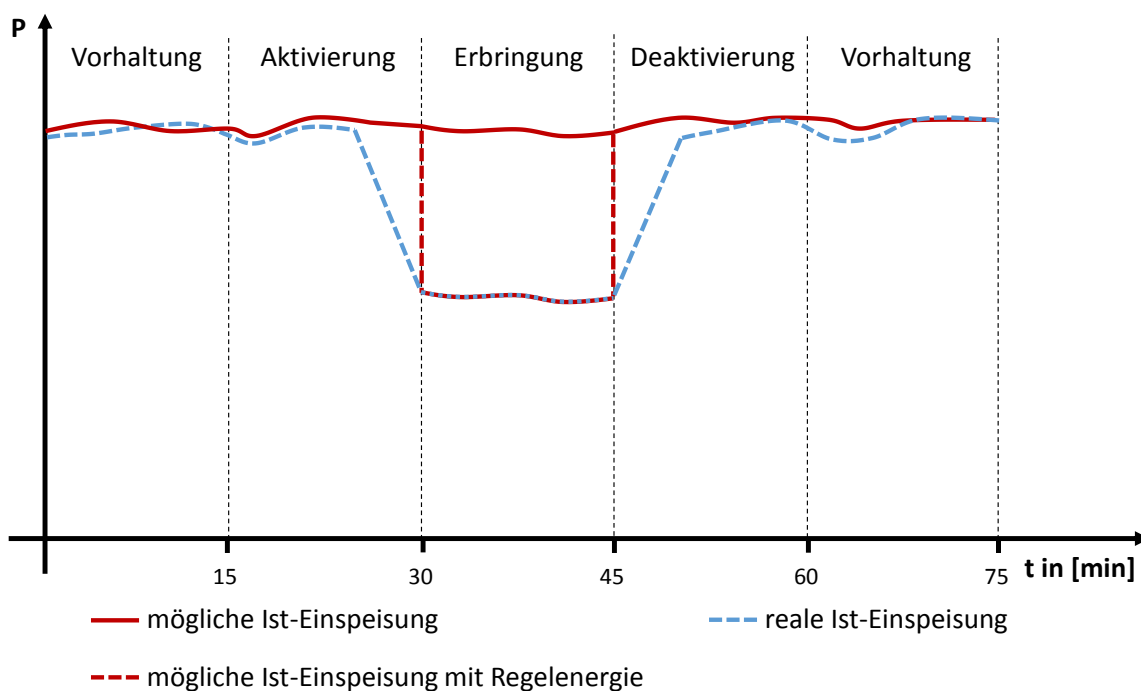


Abbildung 56: Prinzip der möglichen Regelleistungseinspeisung

Bei der Ermittlung der möglichen Ist-Einspeisung sind im Rahmen des Präqualifikationsprozesses spezielle Anforderungen an die Genauigkeit des Algorithmus vorgegeben. Diese müssen vom Anlagenbetreiber gegenüber dem Netzbetreiber fortlaufend nachgewiesen werden. Tabelle 23 fasst die wichtigsten Anforderungen an den Algorithmus zusammen.

Anforderungen an die Genauigkeit des Algorithmus	
Betrachtungszeitraum	mindestens 30 Tage identisch mit dem für Musterprotokolle
zeitliche Auflösung der Datenlieferung	1 Minute
Messwerte	mindestens 10.000 Werte < 10% von P_n werden ausgeschlossen
Genauigkeit während der Pilotphase	95,45% der Werte innerhalb +/- 10% von P_{PQ} 68,27% der Werte innerhalb +/- 5% von P_{PQ}
Genauigkeit nach der Pilotphase	99,73% der Werte innerhalb +/- 10% von P_{PQ} 68,27% der Werte innerhalb +/- 3,3% von P_{PQ} Mittelwert der Abweichung max. +/- 1% von P_{PQ}

Tabelle 23: Anforderungen an den Algorithmus zur Ermittlung der möglichen Ist-Einspeisung

Für jede zu präqualifizierende Technische Einheit sind eine Reihe von Datenpunkten unter Berücksichtigung der o. g. Anforderungen an die Genauigkeit zu erfassen. Diese sind anschließend online und minutenscharf an den jeweiligen ÜNB zu übermitteln. Die erforderlichen Datenpunkte sind in Tabelle 24 aufgeführt.

An den ÜNB zu übermittelnde Datenpunkte	
P_{Ist}	am Zählpunkt gemessene Wirkleistung in MW
P_{mE}	für die TE ermittelte mögliche Einspeiseleistung in MW
$P_{RL Ist}$	aktuelle Regelleistungserbringung in MW ($P_{RL Ist} = P_{Ist} - P_A$)
$P_{RL Soll}$	im Aktivierungsfall zu erbringende Regelleistung in MW
X_{St}	Status: Normalbetrieb, Einspeisemanagement, Rampe, Ausfall, Erbringung RL
$P_{VH neg}$	vorgehaltene (negative) Regelleistung der jeweiligen TE in MW
$P_{RB unten}$	unteres Regelband in MW (technisch mögliche Regelleistungserbringung)
P_{Soll}	Sollwertvorgabe (bedingt z.B. durch Einspeisemanagement) in MW
P_A	Arbeitspunkt (Minimum aus P_{mE} und P_{Soll}) in MW P_A ist damit der Referenzwert für den Fall einer MRL-Erbringung

Tabelle 24: Übersicht Datenpunkte für den Präqualifikationsprozess

Eine wichtige Anforderung im Präqualifikationsprozess ist die Bestimmung der Angebotsmenge. Seitens der Anlagenbetreiber von Windenergieanlagen muss diese über den gesamten Zeitraum zu 100% gewährleistet werden. Der Anbieter muss diesbezüglich dem ÜNB darlegen, mit welchem Konzept er die geforderte Zuverlässigkeit garantieren kann. Hierbei sind z. B. probabilistische Verfahren vorstellbar. Die Verantwortung für die Bestimmung der vermarktbaren Angebotsmenge verbleibt dennoch beim Anlagenbetreiber.

Der gesamte zu präqualifizierende Anlagenpark wird als eine TE betrachtet und muss über einen eindeutigen Zählpunkt sowie eine zentrale Steuerungseinheit verfügen. Dem ÜNB ist die genaue Zusammensetzung des Windparks inkl. der räumlichen Verteilung der einzelnen WEA mitzuteilen. Eventuelle Änderungen sind dem ÜNB frühzeitig und unaufgefordert mitzuteilen. Umfangreiche

Veränderungen in der Zusammensetzung des Windparks (TE) können darüber hinaus dazu führen, dass eine erneute Präqualifikation durchgeführt werden muss.

Anwendung der Präqualifikationsanforderungen im Versuchskonzept

Nach der detaillierten Darstellung der Präqualifikationsanforderungen an die beteiligten Erzeugungsanlagen stellt sich die Frage, wie diese im Rahmen eines Versuchskonzeptes umgesetzt werden können. Dabei entstehen für die Anlagenbetreiber zwei generelle Möglichkeiten. Einerseits können sie ihre Anlagen einem regulären Präqualifikationsprozess durch den ÜNB unterziehen. Dabei werden alle Anforderungen geprüft und die Anlagen können im Anschluss regulär am Regelleistungsmarkt teilnehmen.

Eine zweite Möglichkeit ist die für das Versuchskonzept entwickelte Variante „PQ-light“. Hierbei werden im Rahmen der Versuche vom ÜNB ebenfalls alle existierenden Präqualifikationsanforderungen geprüft. Im Gegensatz zu einer realen Präqualifikation können Anlagenbetreiber im Anschluss jedoch nicht aktiv an den Regelleistungsmärkten teilnehmen. Die Anlagen erhalten dennoch die Zertifizierung „PQ-ready“ bzw. „präqualifikationswürdig“, welche bescheinigt, dass alle geforderten Präqualifikationsanforderungen regulär erfüllt wurden.

Die Variante „PQ-light“ ermöglicht es so, alle relevanten Kriterien zu prüfen und anschließend alle zu untersuchenden Prozesse praktisch durchführen zu können. Hierbei ist die Versuchsdurchführung von den realen Bedürfnissen der Regelleistungsmärkte unabhängig. Das „PQ-ready“-Zertifikat erleichtert Anlagenbetreibern und Direktvermarktern zudem eine zukünftige Präqualifikation. Auch können für alle beteiligten Akteure wertvolle Erfahrungen gesammelt werden.

Anwendbarkeit für den SRL-Markt

Aktuell können sich WEA im Rahmen einer Pilotphase an der Regelleistungsbereitstellung am MRL-Markt beteiligen. Hierfür wurden seitens der ÜNB im Dezember 2015 Rahmenbedingungen geschaffen, um die Teilnahme bis zum Ende des Pilotprojektes 2018 zuzulassen. Der entwickelte „Leitfaden zur Präqualifikation von Windenergieanlagen zur Erbringung von Minutenreserveleistung“ [49] könnte dabei in ähnlicher Form auch auf die zukünftige Teilnahme am SRL-Markt übertragen werden. Ein Großteil der benötigten Infrastruktur und Kommunikationsprozesse sind dabei analog zur MRL-Bereitstellung bereits vorgesehen, so dass allein durch die unterschiedliche Produktgestaltung von MRL und SRL veränderte Anforderungen auftreten können.

Ein wesentlicher Unterschied in den Anforderungen besteht dabei in der zeitlichen Auflösung der Datenübermittlung. Für die Teilnahme am SRL-Markt muss statt der bisher minutenscharfen Auflösung (MRL) eine Datenübermittlungsrate von drei bis fünf Sekunden gewährleistet werden. Weiterhin muss ein fünf Minuten voreilender Arbeitspunkt ermittelt und übertragen werden. Dabei besteht ein Untersuchungsschwerpunkt im Versuchsprogramm, inwiefern dies durch einen Algorithmus des Anlagenbetreibers geleistet werden kann. Es stellt sich ferner die Frage, ob der voreilende Arbeitspunkt zwingend mit einem Vorlauf von fünf Minuten gemeldet werden muss, oder ob ein kürzeres Intervall ausreichen würde. Ebenfalls müssten für eine Ausweitung auf den SRL-Markt bestehende Kommunikationsplattformen bei den ÜNB geprüft werden.

3 Beschreibung des entwickelten Versuchskonzeptes

Grundsätzliches Konzept

Mithilfe verschiedener Einzelversuche soll die Regelleistungserbringung durch EE-EZA in verschiedenen Situationen nachgebildet werden. Das Ziel der entwickelten Versuchsreihe ist die Analyse der notwendigen Kommunikations- und Abstimmungsprozesse, um die Regelleistungserbringung erfolgreich durchführen zu können. Abbildung 57 zeigt das komplette IKT-Schema, welches für das Versuchsprogramm entwickelt wurde.

Für die Durchführung der Einzelversuche werden im Versuchsprogramm mehrere Windparks betrachtet. Diese können sich sowohl in der Anlagengröße und -zusammensetzung unterscheiden. Im Versuchskonzept sind diese Anlagen räumlich in verschiedenen Verteilnetzgebieten angeschlossen. Der Anschluss an mehrere Verteilnetzgebiete bildet hierbei das Pooling mehrerer, weit verteilter Windparks ab, was im Portfolio eines Direktvermarkters zu erwarten ist. Auch dürfen nach aktuellen Beschlüssen der Bundesnetzagentur Erzeugungsanlagen aus verschiedenen Regelzonen zusammengefasst werden, um die Mindestangebotsgröße zu erreichen. Diesem Umstand wird damit ebenfalls Rechnung getragen. Des Weiteren kann so ein höherer Kommunikationsaufwand zwischen den beteiligten Akteuren und somit höhere Anforderungen im Versuch getestet werden.

Die WEA werden durch einen Direktvermarkter zentral gesteuert. Jeder Windpark ist dabei über den jeweiligen Parkregler an die Leitwarte des Direktvermarkters angeschlossen. Die Besicherung der Windparks gegen unerwartete technische Ausfälle wird ebenfalls aus dem Erzeugungsportfolio des Direktvermarkters sichergestellt. Dies kann beispielsweise durch KWK- und Biomasseanlagen erfolgen. Der Einsatz würde allerdings nur dann tatsächlich erforderlich sein, wenn die beteiligten Anlagenparks nicht in der Lage sind, die vereinbarte Regelleistung bereitzustellen. Über den Parkregler erfolgt ebenfalls ein möglicher EinsMan-Aufruf durch den VNB.

Zeitliche Planung des Versuchsprogramms

Bevor die geplanten Einzelversuche laut Versuchskonzept durchgeführt werden können, erfolgt die Prüfung aller Präqualifikationsanforderungen über eine Testplattform der ÜNB. Dabei ist es unerheblich, welche Art der Präqualifikation („PQ-light“ oder reale Präqualifikation durch den ÜNB) der Anlagenbetreiber bzw. Direktvermarkter gewählt hat. Wurde die Präqualifikation real durchlaufen, oder das „PQ-ready“-Zertifikat ausgestellt, kann mit der Durchführung der Einzelversuche begonnen werden.

Das Versuchskonzept sieht hierbei die Durchführung von insgesamt vier Einzelversuchen vor, welche die Bereitstellung von negativer MRL und SRL mit den beteiligten Anlagen erproben soll. Hierbei soll ersichtlich werden, welche Schnittstellen und Plattformen zum Informationsaustausch erforderlich sind. Es hat sich gezeigt, dass aus einer Vielzahl an möglichen Untersuchungsfällen vier Einzelversuche ausreichen, um alle relevanten Situationen zu untersuchen. Somit können die Einzelversuche auch kurz hintereinander stattfinden und die beteiligten Anlagen stehen dem Direktvermarkter nach kurzer Zeit wieder zur Verfügung. So kann auch die „Ausfallarbeit“ der beteiligten Windparks minimiert werden. Abschließend erfolgt die detaillierte Auswertung der Einzelversuche des Versuchsprogramms.

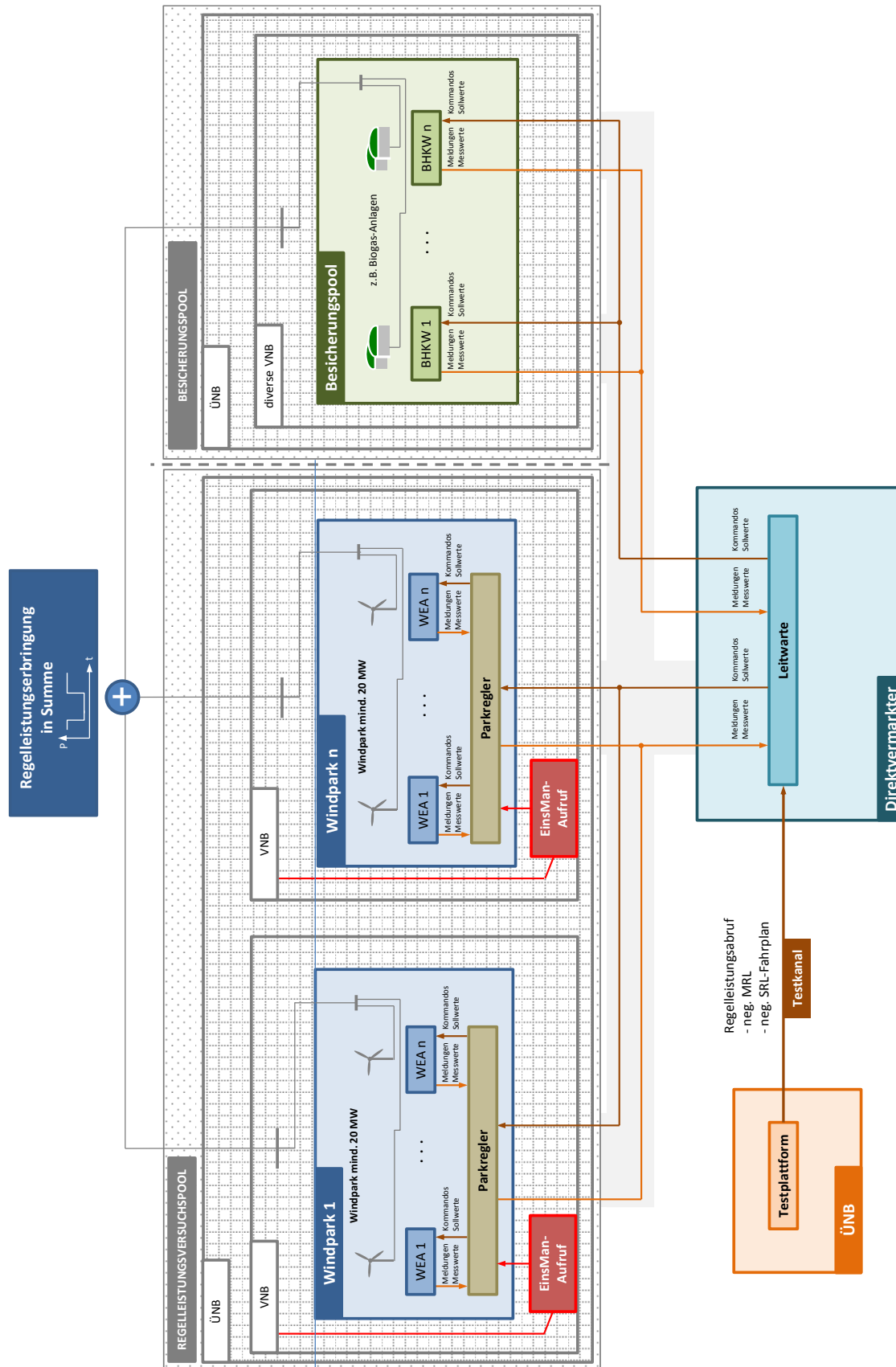


Abbildung 57: IKT-Schema des erarbeiteten Versuchsprogramms

Beschreibung der entwickelten Einzelversuche

Für die Durchführung der genannten Untersuchungsschwerpunkte werden vier verschiedene Einzelversuche entwickelt. Dabei werden die Versuche nach verschiedenen Gesichtspunkten kategorisiert, um somit ein möglichst breites Spektrum verschiedener Kriterien abbilden zu können. Die zwei wesentlichen Hauptmerkmale sind dabei der jeweilige Besicherungsfall sowie das Auftreten einer Netzengpasssituation. Diese Ereignisse haben einen besonderen Einfluss auf die Regelleistungserbringung durch WEA und erfordern damit eine zusätzliche Unterscheidung. Weitere Merkmale der einzelnen Versuche im Versuchsprogramm sind unter anderem:

- Regelleistungsart und Regelleistungsrichtung,
- Abrufgröße der Regelleistung,
- Erbringungsdauer,
- Anzahl der Wiederholungen.

Tabelle 25 zeigt eine Übersicht über die Eigenschaften der Einzelversuche.

Merkmal	Einzelversuche			
	MRL1	MRL2	SRL1	SRL2
Regelleistungsart	Minutenreserveleistung		Sekundärregelleistung	
Regelleistungsrichtung	negativ			
Abrufgröße	5 MW		Fahrplan (0 bis 5 MW)	
Erbringungsdauer	15 min		15 min	
Netzengpasssituation mit Einsatz Besicherung	nein	ja	nein	ja

Tabelle 25: Merkmale der Einzelversuche

Für die Durchführung der Einzelversuche sind für jeden Versuchstag jeweils 2 Stunden vorgesehen. Dabei werden die insgesamt vier Einzelversuche mit einer Dauer von jeweils 15 Minuten durchgeführt, unterbrochen von jeweils 15 Minuten Pausenzeit. Die einzelnen Versuchsblöcke sind dabei wie folgt aufgeteilt:

- 2 x 15 Minuten Einzelversuch negative Minutenreserveleistung; beide Versuche mit identischer Sollwertvorgabe für das Regelleistungssignal,
- 2 x 15 Minuten Einzelversuch negative Sekundärregelleistung nach Fahrplan, Sollwertvorgabe für Regelleistungssignalfahrpläne wird für beide SRL-Versuchstypen identisch vorgegeben.

Der jeweils erste MRL- bzw. SRL-Versuch wird unbeeinflusst durchgeführt, während der jeweils zweite Versuch durch die Vorgabe einer fiktiven Netzengpasssituation auf der Leitung am Anschlusspunkt des jeweiligen Windparks gezielt untersucht werden soll. Hierbei soll es zum Einsatz der Besicherungsanlagen aus dem Portfolio des DVM kommen, um den Regelleistungssollaufruf nachfahren zu können.

Abbildung 58 zeigt die Übersicht über die jeweiligen Einzelversuche sowie den Einsatz der Besicherungsanlagen und das dazugehörige Regelleistungssignal.

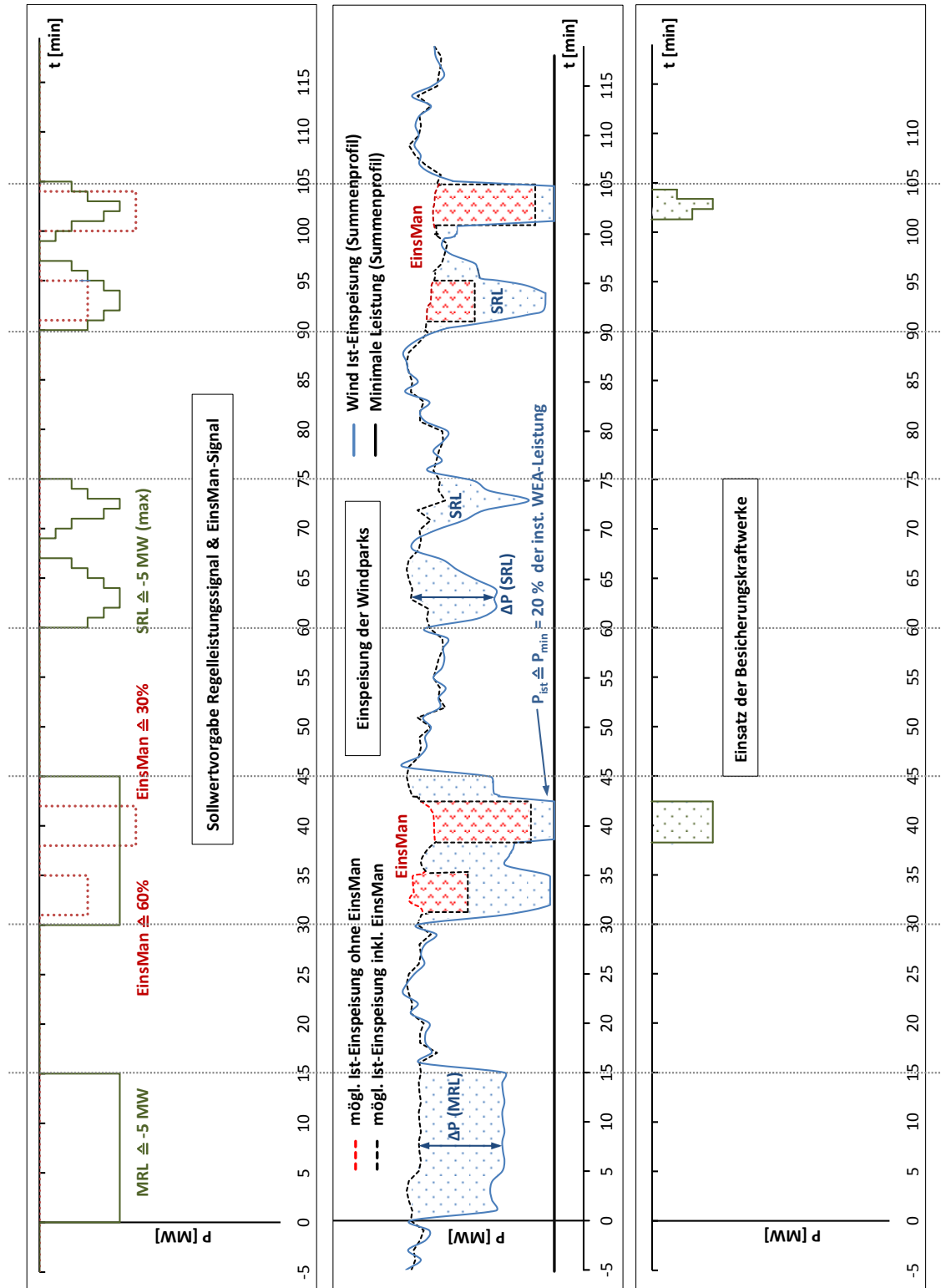


Abbildung 58: Übersicht Einzelversuchstypen

4 Zusammenfassung

Das theoretisch entwickelte Versuchsprogramm zur Regelleistungsbereitstellung durch WEA zeigt, dass bereits mit einer geringen Anzahl an Einzelversuchen umfassende Aussagen zur Eignung dieser Anlagen getroffen werden können. Dabei sind bereits geringe Leistungsbänder und kurze Durchführungzeiträume ausreichend, um den Kosten- und Zeitaufwand der Teilnehmer zu minimieren.

Ein wesentlicher Kernpunkt der Untersuchungen ist der Algorithmus zur Bestimmung der möglichen Ist-Einspeisung P_{me} . Dieser ist äußerst komplex und zudem standortspezifisch für jeden Anlagenpark anzulernen und zu trainieren. Dabei müssen beispielsweise verschiedene Beschattungseffekte anlagenspezifisch (z.B. windrichtungsabhängige Leistungskurven jeder WEA) betrachtet werden. Weiterhin sind längere Vorlaufzeiten zum „Anlernen“ des Algorithmus notwendig, bis dieser qualitativ ausreichende Ergebnisse zeigt. Dabei wird ebenfalls ersichtlich, dass ein Übertragen dieser Thematik auf PVA aufgrund extrem hoher Schwankungen in der Leistungsabgabe im Sekundenbereich nicht möglich und auch nicht sinnvoll ist.

Prozesse vor der Regelleistungsbereitstellung

Bereits vor der eigentlichen Regelleistungsbereitstellung sind seitens der Anlagenbetreiber mehrere Prozesse zu durchlaufen. Alle Anlagen müssen dabei einen Präqualifikationsprozess absolvieren und dabei verschiedenen Anforderungen erfüllen. Dabei müssen die Qualifikationen dem entsprechenden ÜNB nachgewiesen werden, sodass die technische und organisatorische Verfügbarkeit gewährleistet werden kann. Dabei ist jedoch zu beachten, dass nur ein gewisser Prozentsatz der Bemessungsleistung der Anlagen präqualifiziert wird.

Für die Teilnahme von WEA an der Regelleistungserbringung wird den Anlagenbetreibern empfohlen, sich Partner für die Steuerung, Vermarktung und Besicherung der Anlagen zu suchen. Diese DVM übernehmen weitestgehend alle prozessbedingten Abläufe und integrieren die Anlagen in ihren Gesamtvermarktungspool. Darüber hinaus müssen sich interessierte Anlagenbetreiber die Zustimmung zur Präqualifikation und potenziellen Regelleistungserbringung durch den Anschlussnetzbetreiber einholen.

Vor dem Prozess der eigentlichen Regelleistungserbringung sind eine Reihe von Umrüstmaßnahmen erforderlich wie z. B. zusätzliche Messeinrichtungen an den Anlagen und im Netz zur Berechnung der möglichen Ist-Einspeisung P_{me} . Zusätzlich müssen weitere Maßnahmen in der IKT-Struktur für die Steuerung und Kommunikation der Anlagen vorgenommen werden. Eine weitere Anforderung an mögliche Versuchsanlagen ist die stufenlose Regelbarkeit. Bei Anlagen älteren Baujahres ist die Regelbarkeit in Stufen möglich, während neuere Anlagen stufenlos dynamisch regelbar sind. Anlagen des älteren Typus sind somit nicht nutzbar für die Regelleistungsbereitstellung, da Umrüstmaßnahmen ausgeschlossen sind.

Prozesse während der Regelleistungsbereitstellung

Während der eigentlichen Regelleistungsbereitstellung ist vor allem die Kommunikation der beteiligten Akteure im Fokus der Untersuchungen. Dabei stellt sich die Frage, wie benötigte Daten und Informationen in Echtzeit ausgetauscht werden können und wie einzelne Schnittstellen ausgestaltet werden. Es ist dabei notwendig, eine gemeinsame Datenplattform als zentralen Anlaufpunkt zu schaffen. Dabei ist genauestens abzugrenzen, wer Zugriff auf die Plattform hat und wie diese künftig weiterentwickelt werden kann. Hierbei können auch verschiedene Prozesse koordiniert werden

wie z. B. die gleichzeitige Behandlung von technischen Störungen, EinsMan-Maßnahmen und dem Regelleistungsaufwurf. Weiterhin muss geklärt werden, welche dieser Maßnahmen Vorrang haben. Dabei ist zu überprüfen, inwiefern ein fünf Minuten voreilender Arbeitspunkt während einer SRL-Bereitstellung realisierbar und notwendig ist. Etwaige regulatorische Rahmenbedingungen müssen somit dahingehend angepasst werden.

Prozesse nach der Regelleistungsbereitstellung

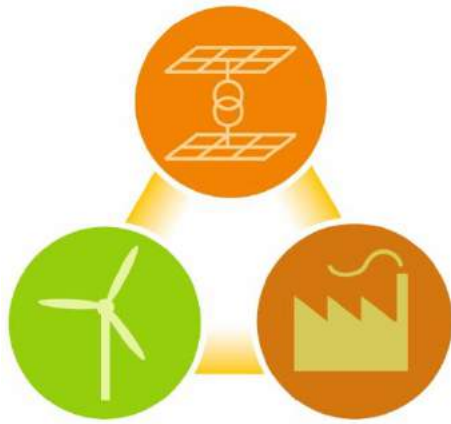
Nach der Regelleistungsbereitstellung finden verschiedene nachgelagerte Prozesse statt, welche die Auswertung der Versuche ermöglichen und gleichzeitig Erkenntnisse für weitere Durchführungen liefern. Dabei stellt sich beispielsweise die Frage nach der Abrechnungsbasis bzw. -grundlage für die erbrachte Regelleistung. Weiterhin steht der Nachweis von Zertifizierungen im Mittelpunkt der nachfolgenden Prozesse. Dabei scheint es denkbar, die entwickelten Versuchsreihen auf andere Produkte unter Berücksichtigung der hier gewonnenen Erkenntnisse zu übertragen.

Ausblick und weiterer Untersuchungsbedarf

Die Vorbereitung und Konzeptionierung des Versuchsprogramms hat gezeigt, dass die Regelleistungsbereitstellung durch EE-EZA sehr komplex und umfangreich ist. Darüber hinaus wurden mehrere weiterführende Fragestellungen für die beteiligten Akteure aufgeworfen. Insbesondere betrifft dies die Frage, welche Rahmenbedingungen und Anreize geschaffen werden müssen, um potenziell interessierte Anlagenbetreiber für die Durchführung gewinnen zu können. Dabei steht vor allem die finanzielle Belastung der Teilnehmer im Mittelpunkt. Das zukünftige Ziel könnte die Erarbeitung einer „Erprobungsklausel“ als zusätzlicher Anreiz für die Durchführung von Versuchsreihen sein. Die Folge wäre eine höhere Durchdringung des Regelleistungsmarktes durch EE-EZA. Diese Klauseln könnten somit für die Betreiber verschiedene Hürden im technischen, finanziellen und administrativen Bereich abschwächen oder gar beseitigen. Weiterhin wurde die Art von Klauseln bereits in anderen Projekten angewandt und erwies sich grundsätzlich als nützlich und praktikabel.

Auf Netzbetreiberseite müssen weiterführende Vorgaben entworfen werden, wie die Regelleistungserbringung auch nach der derzeitigen Testphase für die negative Minutenreserveleistung fortgeführt und auf andere Regelleistungsprodukte übertragen werden kann. Denkbar wäre dies über überarbeitete und weiterführende Leitfäden zur Präqualifikation von WEA analog zu den bisherigen Regelungen. Bei der Regelleistungsbereitstellung aus dezentralen EE-EZA stehen besonders die Kommunikationsstrukturen im Fokus. Dabei gilt es vor allem, sichere und nicht angreifbare Übertragungswege zu schaffen.

Besondere Anforderungen an die IKT-Absicherung skizziert dabei das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI), nach denen sich Anlagenbetreiber zukünftig richten müssen. Dies betrifft sowohl die Einbindung als auch die Steuerung der Anlagen im EEVS. Im Blickpunkt steht dabei die Berücksichtigung der Verfügbarkeit von Flächen-Kommunikationsinfrastrukturen. Sie erfordern eine robuste und zuverlässige Steuerung aller Anlagen im Versorgungsgebiet und den fachgerechten Zugriff auf diese Anlagen. Weiterhin sind im Fehlerfall verschiedene Rückfalloptionen notwendig, beispielweise im Falle einer Manipulation der Anlagen oder bei dem unbefugten Angriff von außen ins System [52]. Daneben spielt die Verfügbarkeit der IKT-Strukturen eine wichtige Rolle. Eine Vernachlässigung der Verfügbarkeit kann zu falschen Beurteilungen der Versorgungszuverlässigkeit führen. Zukünftig scheint es daher als sinnvoll, auch für die IKT-Komponenten Statistiken zur Ausfallhäufigkeit zu erheben, um möglichen Versorgungsausfällen technisch vorzubeugen.



SDL - Studie BB

ZUSAMMENFASSUNG

Bearbeiter

M. Sc. Kristian Platta

Dipl.-Ing. Martin Bendig

Dr.-Ing. Klaus Pfeiffer

Ausgehend von der in Teil I beschriebenen Ausgangssituation wurden mit Hilfe einschlägiger Studien und Veröffentlichungen aktuelle Trends in der Energieversorgung untersucht, um die zukünftige Bereitstellung von SDL umfassend abbilden zu können. Im Folgenden werden die Ergebnisse dieser Untersuchungen vorgestellt, um einen Ausblick über zukünftig zu erwartende Entwicklungen im Bereich der SDL zu geben.

Der Ausbau der Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien wird weiter anhalten und besonders im Norden und Osten Deutschlands eine weiterhin große Rolle einnehmen. Die bevorzugte Spannungsebene zum Anschluss dieser Anlagen bleibt die Verteilnetzebene. Das Land Brandenburg steht im Fokus dieser Entwicklungen und ist deshalb besonders stark von den auftretenden Herausforderungen betroffen. Das Ungleichgewicht zwischen Last und Erzeugung wird sich in den Brandenburger Netzgebieten weiter verschärfen.

Die Bereitstellung der SDL wird sich zukünftig verändern. Anstelle des bisherigen zentralen Erzeugungssystems mit wenigen Anbietern werden künftig eine Vielzahl von Anbietern und Akteuren in einem dezentralen System und damit komplexeren Strukturen vertreten sein. Dezentrale Erzeugungsanlagen werden dabei großtechnische konventionelle Anlagen weiter aus dem Markt drängen und stehen somit in der Pflicht, deren Aufgaben bei der SDL-Bereitstellung zu übernehmen. Eine erfolgreiche Integration der EE-EZA und die Bereitstellung von SDL funktioniert nur in einem System, in dem EE-EZA, Verbraucher und konventionelle Kraftwerke miteinander agieren.

Aus diesen grundlegenden Entwicklungen im Transformationsprozess des EEVS ergeben sich eine Reihe von Fragestellungen und Herausforderungen, die innerhalb der Studie behandelt wurden. Dabei steht die zentrale Frage im Mittelpunkt, ob EE-EZA zukünftig die benötigten SDL in erhöhtem Maße bereitstellen können und somit den sicheren, effizienten und nachhaltigen Betrieb des EEVS gewährleisten. Nachfolgend werden diese zentralen Ergebnisse vorgestellt und Kernbotschaften formuliert.

Systemdienstleistungen

Die Erbringung von SDL muss zukünftig zunehmend in den unterlagerten Spannungsebenen erfolgen. Die bisherigen zentralen Konzepte zur SDL-Erbringung können daher nicht ohne weiteres auf ein System mit hohem Anteil von EE-EA auf die Verteilnetzebene übertragen werden. Die Aufgaben zum sicheren Netzbetrieb und zum Erhalt der Systemstabilität unterliegen einem fortschreitenden Wandel. Bisher bestehende Konzepte zur Erbringung von SDL müssen daher unter Berücksichtigung der zunehmenden Digitalisierung, des steigenden IKT- und MSR-Bedarfs und der individuellen Fähigkeiten der Verteilnetzebene weiterentwickelt werden. Dabei werden die zukünftigen Anforderungen an die Netzbetreiber weiter steigen und sich deren Rolle teilweise verändern.

Die Weiterentwicklung der Konzepte zur SDL-Erbringung führt zur stärkeren Einbindung der VNB in die Prozesse zur Wahrung der Netz- und Systemstabilität. Die dabei wachsende Verantwortung der VNB bedingt eine intensivere Abstimmung zwischen ÜNB und VNB. Besonders die Bereiche Netzbetrieb und Betriebsplanung werden dabei immer mehr an Bedeutung gewinnen. Die notwendigen Maßnahmen zum Engpassmanagement müssen im Rahmen der Betriebsplanung koordiniert und zusätzlich durch marktbasierende Flexibilitätselemente erweitert werden. Der Einbezug des Marktes in die Betriebsführung darf jedoch nicht zu Lasten der Betriebssicherheit gehen.

Die zunehmende Dezentralisierung führt zu einem steigenden Informationsbedarf über den jeweiligen Netzzustand. Die optimierte und integrierte Betriebsführung ist auf allen Spannungsebenen

nur dann möglich, wenn die Kommunikation zwischen den Netz- und Anlagenbetreibern intensiviert wird. Dies betrifft sowohl die Standardisierung der Strukturen im IKT-Bereich als auch die zunehmend größere Bedeutung der Mess-, Steuer- und Regelungsfähigkeit im System.

Durch die zukünftige Integration von Speichern, steuerbaren Lasten und weiteren Flexibilitätsoptionen entsteht ein hoher Bedarf zur Erfassung von Prognosedaten. Die Digitalisierung im Energiesektor ist dabei als klarer Trend anzusehen. Das betrifft insbesondere die VNB, welche Aufgaben zu übernehmen haben, die sie als aktiven Akteur im EEVS ausweisen. Der VNB erhält somit Teilverantwortung für die Systemsicherheit.

Blindleistungspotenziale von EE-EZA im Verteilnetz

In Teil II der SDL-Studie Brandenburg wurden Untersuchungen zur Quantifizierung der Blindleistungspotenziale von EE-EZA und deren zeitlicher Verfügbarkeit in den Brandenburger Verteilnetzen durchgeführt. Dabei wurde ein pragmatischer Ansatz unter Anwendung der VDE-Richtlinie VDE-AR-N 4120:2015-01 gewählt, um die jeweiligen Größenordnungen der Blindleistungspotenziale zu ermitteln.

Gegenwärtig übernehmen konventionelle Kraftwerksblöcke die Bereitstellung von Blindleistung im Rahmen der Spannungshaltung. Im Zuge des Umbaus des EEVS und den damit einhergehenden Veränderungen in der Erzeugungsstruktur werden diese jedoch zukünftig weniger zur Verfügung stehen, sodass Alternativen zur Blindleistungsbereitstellung genutzt werden müssen.

Obwohl das Land Brandenburg ein Vorreiter beim Ausbau der EE-EZA ist, ergeben sich zum gegenwärtigen Zeitpunkt vergleichsweise geringe Blindleistungspotenziale durch EE-EZA im Verteilnetz. Eine vollständige Übernahme der Bereitstellung von Blindleistung durch EE-EZA ist aktuell nicht möglich. Hauptgrund hierfür ist der Großteil an Altanlagen mit Inbetriebnahmedatum vor dem Jahr 2009, an die keine Anforderungen hinsichtlich der Blindleistungseinspeisung gestellt wurden. Erst Neuanlagen mit Inbetriebnahmedatum ab dem Jahr 2014 sind hierzu verpflichtet. Durch den zukünftigen Ausbau der EE-EZA ergeben sich somit deutlich steigende Blindleistungspotenziale.

Die zeitliche Verfügbarkeit der ermittelten Blindleistungspotenziale ist eingeschränkt, da erst ab einer Wirkleistungseinspeisung von $P/P_{\text{inst.}} > 10\%$ Blindleistung bereitgestellt wird. Infolge dessen verbleiben Zeiträume von ca. $1/3$ des Jahres ohne jegliche Blindleistungsbereitstellung durch EE-EZA. Dies wird sich auch durch eine weiter ansteigende installierte Leistung nicht grundsätzlich ändern. Abhilfe kann hier nur die Erweiterung des in der VDE-AR-N 4120 vorgegebenen P-Q-Diagramms schaffen, so wie in der Entwurfsfassung von 2017 geschehen.

Neben der Erbringung durch EE-EZA sind weitere alternative Möglichkeiten zur Blindleistungsbereitstellung vorhanden, beispielsweise durch statische Kompensationsanlagen oder durch den Einsatz von leistungselektronischen Bauelementen wie STATCOM. Der Einsatz ist stark von den regionalen netztechnischen Gegebenheiten abhängig und somit durch den jeweiligen Netzbetreiber individuell zu entscheiden. Eine weitere Entscheidungsmöglichkeit ist die Umrüstung von Altanlagen zur Bereitstellung von Blindleistung.

Die Bereitstellung von Blindleistung muss entsprechend den aktuellen Netzerfordernissen lokal, also in der Nähe zum entsprechenden Blindleistungsbedarf erfolgen. Insofern wird die aktuell diskutierte Thematik der Blindleistungsmärkte aus zwei Gründen kritisch und als nicht zielführend angesehen: zum einen ist die Anzahl von möglichen Akteuren in einem regional begrenzten Markt überschaubar, was die Ausprägung eines Wettbewerbs stark einschränkt. Zum anderen stellt die

Blindleistungsbereitstellung eine für den Netzbetrieb unabdingbare Systemdienstleistung dar. Eine ernsthaft und verantwortungsvoll vorangetriebene Transformation im Erzeugungssektor beinhaltet demzufolge auch eine Übernahme der damit einhergehenden technischen Verpflichtungen.

Die beabsichtigte Vergütung von Blindleistung würde sicherlich die Netzbetreiber zwangsläufig vor die Entscheidung stellen, auf Basis von technischen und ökonomischen Bewertungen zukünftig eigene Kompensationsanlagen je nach Einsatzfall zu errichten. In Anbetracht der ohnehin vorhandenen dezentralen Blindleistungspotenziale aus EE-EZA wäre dies eine volkswirtschaftlich zweifelhafte Entwicklung.

Berechnungen zur Bewertung der Blindleistungspotenziale von EE-EZA

In Teil III der Studie standen die Netzberechnungen zur Bewertung der Blindleistungspotenziale im Mittelpunkt der Untersuchungen. Dabei wurden auch die Ergebnisse der statischen Blindleistungspotenzialanalyse aus Teil II miteinbezogen und somit die ermittelten Blindleistungspotenziale den entsprechenden Blindleistungsbedarfen gegenübergestellt. Untersuchungsschwerpunkt waren die Brandenburger 110-kV-Verteilnetze im Zeithorizont 2025. Die gewonnenen Erkenntnisse werden im Folgenden zusammengefasst.

Mit den durchgeführten Berechnungen konnte gezeigt werden, dass eine Beeinflussung des Blindleistungshaushaltes grundsätzlich möglich ist und die EE-EZA in der Lage sind, den Bedarf der betrachteten 110-kV-Teilnetze maßgeblich auszugleichen. In der Praxis ist allerdings aus Sicht des VNB ein ausgeglichener Blindleistungshalt nicht alleiniges Ziel, da die Blindleistungsbereitstellung zusammen mit der Spannungshaltung betrachtet werden muss. Hierbei sind auch die Bedürfnisse der vor- und nachgelagerten Netzebenen zu berücksichtigen sowie die Spannungshaltung zwischen den Netzebenen zu koordinieren.

Die Spannungshaltung unter Einbeziehung der Blindleistungspotenziale aus EE-EZA wird überwiegend auf eine Kombination von verschiedenen Bereitstellungsmodi (konstantes Q, Q(P), Q(U)) zurückgreifen. An spannungssensitiven Knoten im Netz kann es darüber hinaus für die Netzbetreiber erforderlich sein, einen erweiterten Blindleistungsstellbereich bei den bereitstellenden EE-EZA zur Verfügung zu haben. Für diese Fälle bieten sich individuelle Vereinbarungen zwischen Netzbetreiber und Betreiber der EE-EZA an.

Es konnte gezeigt werden, dass langandauernde Zeiträume mit sehr geringer und nur wenige Zeiträume mit sehr hoher EE-Einspeisung auftreten. Je kleiner hierbei das Betrachtungsgebiet gefasst wird, desto höher ist auch die relative Wirkleistungseinspeisung im Vergleich zur installierten Erzeugungsleistung. Im Rahmen der Netzmodellierung wurden die Brandenburger Teilnetze separat untersucht. Dadurch liegen die Gleichzeitigkeiten höher als für die gesamte 50Hertz-Regelzone und für Deutschland. Situationen, welche durch eine sehr hohe EE-Wirkleistungseinspeisung gekennzeichnet sind, treten allerdings dennoch nur sehr selten und nur für kurze Zeiträume auf.

Wie in Kapitel 1 geschildert, führen die sehr häufig auftretenden Situationen mit geringer EE-Einspeisung dazu, dass der kapazitive Blindleistungsbedarf in den Kabelnetzen nicht vollständig durch EE-EZA gedeckt werden kann. Hierdurch ist der Einsatz von Blindleistungskompensationselementen erforderlich. In den übrigen Stunden des Jahres ist es möglich, den Blindleistungshaushalt mit den in den jeweiligen Teilnetzen installierten EE-EZA sehr gut auszugleichen.

Flexibilitätspotenziale des Lastsektors

Das Land Brandenburg ist einer der Vorreiter in der elektrischen Energieerzeugung aus EE-EZA mit einem Anteil von derzeit über 60 % des Bruttostromverbrauchs. Durch die Diskrepanz zwischen Erzeugung und Verbrauch existieren dabei hohe regionale Energieüberschüsse, die oftmals konträr zu den Lastzentren verteilt sind. Die Bereitstellung von Flexibilitäten auf Verbraucher- und Erzeugerseite ist deshalb unabdingbar. In Teil IV der Untersuchungen wurden die Potenziale dieser Flexibilitätsoptionen ermittelt und lokalisiert sowie regionale Besonderheiten aufgedeckt. Dabei wurden die Verbrauchssektoren Haushalte, GHD und Industrie separat betrachtet. Der Anteil Brandenburgs am gesamtdeutschen Energieverbrauch ist in den Bereichen Haushalte und GHD dabei besonders gering und liegt gegenwärtig unter 3 %. Hinzu kommt eine der deutschlandweit geringsten Industriedichten, wodurch sich strukturbedingt die geringsten Lastmanagementpotenziale ergeben.

Der Bereich Haushalte ist durch eine hohe Anzahl an Akteuren mit geringem spezifischen Energieverbrauch gekennzeichnet. Die Akteure werden dabei oftmals über Standardlastprofile bilanziert, sodass eine generelle Hebung der Potenziale derzeit nicht möglich ist, ohne das Nutzerverhalten grundsätzlich einzuschränken. Die betrachteten Prozesse und Geräte eignen sich derzeit oftmals nur zur Lastverschiebung, wofür ein höherer Kommunikations- und Steuerungsaufwand erforderlich ist. Für die zukünftige Erhöhung der derzeit geringen Flexibilitätspotenziale eignen sich vor allem Anwendungen mit Speicherpotenzial, sodass weniger Einschränkungen im Nutzerverhalten notwendig werden.

Im Bereich GHD lassen sich diese Aussagen oftmals analog übertragen. Die Erfassung erfolgt aufgrund der immer noch hohen Akteursanzahl bilanziell und unterliegt somit einem hohen Standardisierungsgrad. Derzeit sind diese Potenziale ebenfalls nur in geringem Maße nutzbar, sodass die Herausforderung in der kostengünstigen Erschließung neuer Anwendungsmöglichkeiten liegt. Die Anhebung der Lastmanagementpotenziale geht dabei oft mit Auswirkungen auf die Betriebsabläufe einher. Eine Grundvoraussetzung für die zukünftige Nutzung dieser Potenziale liegt in einem hohen Automatisierungsgrad und der flächendeckenden Durchdringung mit Smart Metern.

Im Gegensatz zu den beiden vorherigen Sektoren existiert bereits heute ein hohes Nutzungspotenzial für Lastmanagement im Industriesektor. Durch eine vergleichsweise geringe Anzahl an Akteuren mit jedoch hohem spezifischem Energieverbrauch sind diese Potenziale regional stark konzentriert. Somit ist jedoch in der jeweiligen Nutzung eine Einzelfallanalyse notwendig und keine standardisierte Betrachtung möglich. Aufgrund der hohen Komplexität in den industriellen Verfahren ist eine detaillierte Analyse der Anlagen und Betriebsabläufe notwendig, um die Flexibilitätspotenziale optimal in die Prozesse einbetten zu können.

Flexibilitäten können zudem nur netzdienlich betrieben werden, wenn sie in räumlicher Nähe zu den Erzeugungsanlagen eingesetzt werden. Hier lässt sich ein Widerspruch zwischen den dezentral verteilten EE-EZA und den Lastzentren im Land Brandenburg erkennen. Beim netzdienlichen Einsatz von Flexibilitäten im Lastsektor ist demnach stets deren lokaler Wert zu beachten, sodass Flexibilitäten in den Verteilnetzen kaum Wirkung auf die Situation im Übertragungsnetz haben. Um Flexibilitäten auf Verteilnetzebene netzdienlich einsetzen zu können, müssen sich also Anbieter und Nachfrager lokal zusammenfinden.

Konzept zur Regelleistungserbringung durch EE-EZA

Im letzten Teil der Untersuchungen (Teil V) wurde die Regelleistungserbringung durch EE-EZA umfassend analysiert. Das Ziel war die Entwicklung eines Versuchsprogramms zur Erprobung der Regelleistungserbringung durch WEA unter Berücksichtigung aller technischen und organisatorischen Aspekte vor, während und nach der Regelleistungserbringung sowie der Präqualifikation. Der Fokus der Untersuchungen lag auf dem gleichzeitigen Auftreten von Regelleistungs- und EinsMan-Signalen. Besonders die Kommunikations- und Abstimmungsprozesse zwischen allen beteiligten Akteuren sind hier von Bedeutung. Hierfür konnten verschiedene Einzelversuche entwickelt werden, mit denen praxisnahe Netzsituationen abgebildet wurden.

Bisher existieren wenige praktische Erkenntnisse hinsichtlich der Kommunikations- und Abstimmungsprozesse zwischen den beteiligten Akteuren. Die Interaktion zwischen Anlagenbetreibern, Netzbetreibern und Direktvermarktern stellt jedoch einen wesentlichen Kernpunkt der Regelleistungserbringung durch EE-EZA dar. Ein Ergebnis der Untersuchungen ist dabei die Entwicklung eines IKT-Schemas mit allen benötigten Schnittstellen, Strukturen, Prozessen und Plattformen. Dabei wird ersichtlich, wie die benötigten Informationen und Daten ausgetauscht werden müssen und wer die jeweilige Verantwortung hierfür trägt.

Voraussetzung für eine Teilnahme von EE-EZA am Regelenergiemarkt ist die Entwicklung eines Algorithmus zur Ermittlung der möglichen Ist-Einspeiseleistung. Dieser muss individuell standortspezifische Besonderheiten wie z. B. Beschattungseffekte möglichst exakt berücksichtigen. Die Entwicklung eines solchen Algorithmus ist eine komplexe Aufgabe und stellt eine große Hürde dar. Dabei sind lange Vorlaufzeiten in der Entwicklung nötig, um den Algorithmus standortspezifisch anzulernen.

Das im Rahmen der SDL-Studie BB entwickelte Versuchskonzept ist bereit zur Anwendung und kann, interessierte Anlagenbetreiber und -eigentümer vorausgesetzt, umgesetzt werden. Die Regelleistungserbringung mit WEA scheint unter aktuellen Rahmenbedingungen jedoch kein lukratives Geschäftsmodell zu sein, sodass während der Laufzeit der Studie keine Kooperationspartner aus der Windenergiebranche gewonnen werden konnten.

Übersicht der Studienergebnisse

1

Zukünftig wird eine stärkere Einbindung der VNB in den Netzbetrieb und die Betriebsplanung zur Entwicklung neuer SDL-Konzepte erfolgen. Dies bedingt eine intensivere Abstimmung zwischen ÜNB und VNB im Bereich des Engpassmanagements sowie bei möglichen Flexibilitätsoptionen.

2

Durch die steigende Komplexität im EEVS entsteht ein höherer Informationsbedarf über den jeweiligen Netzzustand. Eine Intensivierung der Kommunikation zwischen Netz- und Anlagenbetreibern sowie die Standardisierung von IKT-Strukturen sind dabei unabdingbar.

3

Durch die Einbindung von EE-EZA und neuen Flexibilitätsoptionen entsteht ein höherer Bedarf an Prognosedaten über den Netzzustand. Die Digitalisierung der Prozesse spielt dabei eine wesentliche Rolle. Der VNB erhält Teilverantwortung für die Systemsicherheit.

4

Konventionelle Erzeugungsanlagen übernehmen derzeit den Großteil der Blindleistungsbereitstellung. EE-EZA besitzen aktuell ein geringes Potenzial, welches ebenfalls nur zeitlich eingeschränkt verfügbar ist. Zukünftig wird das Blindleistungspotenzial durch den weiteren Zubau von EE-EZA weiter ansteigen.

5

Neben den EE-EZA existieren alternative Möglichkeiten zur Bereitstellung von Blindleistung. Hierbei ist durch die jeweiligen Netzbetreiber zu entscheiden, welche Formen der Bereitstellung als zukünftige Alternativen zu konventionellen Erzeugungsblöcken wirtschaftlich und technisch sinnvoll sind.

6

EE-EZA werden durch ihre vorhandenen Blindleistungspotenziale zukünftig in der Lage sein, maßgeblich zum Blindleistungsblanzausgleich in den Untersuchungen betrachteten 110-kV-Teilnetzen beizutragen.

7

Aus Sicht des Verteilnetzbetreibers ist ein ausgeglichener Blindleistungshaushalt nicht alleiniges Ziel. Es müssen auch die Bedürfnisse der unterlagerten und überlagerten Netzebenen berücksichtigt und die Spannungshaltung zwischen den Netzebenen koordiniert werden.

8

Situationen, welche durch eine sehr hohe EE-Wirkleistungseinspeisung und damit durch einen hohen Blindleistungsbedarf gekennzeichnet sind, treten in der Praxis nur sehr selten und für kurze Zeiträume auf.

9

Die Flexibilitätspotenziale im Bereich Haushalte sind derzeit nur in geringem Maße nutzbar. Einzig die Lastverschiebung spielt bei einigen Anwendungen eine erhöhte Rolle. Zukünftig liegen vor allem Prozesse mit Speicherpotenzial im Fokus, um das Lastmanagementpotenzial zu erhöhen.

10

Die Nutzung der Flexibilitätspotenziale im Bereich GHD ist äußerst eingeschränkt. Die Herausforderung liegt in der zukünftigen Erschließung von neuen kostengünstigen Anwendungsmöglichkeiten. Grundvoraussetzung dafür ist dabei eine stärkere Umsetzung von digitalen Maßnahmen.

11

Im Bereich Industrie lassen sich die Flexibilitätspotenziale bereits heute umfangreich nutzen. Aufgrund der Komplexität der industriellen Prozesse sind umfangreiche Einzelbetrachtungen notwendig, um diese Potenziale optimal in die Betriebsabläufe integrieren zu können.

12

Für die Regelleistungserbringung durch EE-EZA sind eine Reihe von Prozessen, Schnittstellen und Strukturen notwendig, um den Daten- und Informationsaustausch zwischen den beteiligten Akteuren zu gewährleisten und für die Anwendung praxistauglich zu gestalten.

13

Um einen höheren Anteil EE in den RL-Märkten zu erreichen, sind eine Reihe von technischen Hürden zu nehmen. Hierzu scheint eine Erprobungsphase durch Feldversuche sinnvoll. Dabei könnten Erprobungsklauseln helfen, den Eintritt und die Umsetzung dieser Konzepte zu erleichtern.

Ausblick

Mit der vorliegenden Studie wurden wesentliche Aspekte der SDL-Bereitstellung aus der Verteilnetzebene untersucht. Dies stellt einen wichtigen Baustein bei der Betrachtung von Aspekten der Transformation des deutschen Energiesystems und dem damit verbundenen Umbau in den einzelnen Energiesektoren dar. Es ist jedoch erforderlich, diesen Ansatz zu erweitern und somit Herausforderungen für die zukünftige Gestaltung des EEVS zu benennen. Nachfolgend werden einige Ansatzpunkte vorgestellt, welche im Rahmen der Untersuchungen identifiziert werden konnten.

Die Untersuchungen der verschiedenen Aspekte zur Thematik der SDL haben gezeigt, dass EE-EZA derzeit bereits einen erheblichen Teil zur SDL-Bereitstellung leisten, zukünftig jedoch weitere Fortschritte erzielt werden müssen. Das EEVS befindet sich derzeit in einem grundsätzlichen Veränderungsprozess. Somit bedarf es verschiedener Maßnahmen, um für zukünftige Entwicklungen vorbereitet zu sein. Die Erfahrung aus fast zwei Jahrzehnten Energiewende haben Änderungsbedarfe in verschiedenen Bereichen aufgezeigt, um das Versorgungssystem auch zukünftig betriebssicher und effizient zu betreiben. Hierbei sind sowohl technische als auch (betriebs)wirtschaftliche Analysen notwendig, die das Gesamtsystem im Blick haben müssen.

Ein grundsätzlicher Ansatzpunkt ist die stetige Weiterentwicklung der Rahmenbedingungen, um zukünftig erforderliche Entwicklungen zu fördern und alternative SDL-Bereitstellungsmöglichkeiten zu schaffen. Dabei müssen verschiedene bisherige Ansatzpunkte (z. B. die Ziele für Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung im Vergleich zu den geplanten Ausbaukorridoren) überdacht werden. Zukünftige Fragestellungen müssen sich mit den Auswirkungen des Atomausstiegs (und später evtl. Kohleausstieg) auf die Versorgungssicherheit im EEVS befassen. Dabei stellt sich die übergeordnete Forschungsfrage der Bereitstellung der Systemdienstleistungen durch EE-EZA bzw. nach weiteren Alternativen.

Die Digitalisierung der Prozesse und Strukturen wird zukünftig einer der wichtigsten Treiber im EEVS sein. Dabei stellt sich die Frage nach dem Datenaustausch, Prozessen und Plattformen zwischen den beteiligten Akteuren. Im Mittelpunkt steht hierbei die Aufgabe einer sicheren Gestaltung dieser Strukturen. Dabei steht auch die Frage nach der IKT-Zuverlässigkeit und wie sensible Daten bestmöglich geschützt werden können. Alle beteiligten Akteure werden sich diesen Entwicklungen in Zukunft stellen müssen, um gemeinsam robuste Prozesse und Plattformen zu entwickeln. Das Ziel eines verstärkten Informationsaustausches ist dabei wesentlicher Bestand eines neuen EEVS.

Für die effiziente Ausnutzung der Blindleistungspotenziale ergeben sich zukünftig verschiedene technische und regulatorische Maßnahmen zur Erhöhung der zeitlichen Verfügbarkeit. Durch die Neufassung der VDE-Richtlinie VDE-AR-N 4120:2017-05 wird die Mindestschwelle zur Blindleistungseinspeisung verkleinert, sodass die ermittelten Blindleistungspotenziale für einen längeren Zeitraum zur Verfügung stehen. In Ergänzung sind leistungselektronische Betriebsmittel denkbar, die unter dem Begriff STATCOM zusammengefasst werden. Dabei kann der komplette Blindleistungsstellbereich ohne Wirkleistungseinspeisung im P-Q-Diagramm genutzt werden, sodass die Blindleistungspotenziale zeitlich nicht mehr eingeschränkt sind.

Für die Einbindung von EE-EZA in die Bereitstellung von Regelleistung müssen zukünftig verstärkt Anreize geschaffen werden, um die theoretisch entwickelten Versuchskonzepte in der Praxis umsetzen können. Derzeit existieren hohe Hürden für interessierte Anlagenbetreiber. Für die praktische Teilnahme am Regelleistungsmarkt mit WEA ergibt sich ein hoher vorgelagerter Entwicklungsaufwand. Dies gilt vor allem für die Umsetzung der geltenden regulatorischen Rahmenbedingungen sowie für die Entwicklung eines Algorithmus zu Bestimmung der möglichen Ist-Einspeisung, die teils langwierige und aufwändige Prozesse bedingen. Eine Förderung kann hierbei über die Einführung einer „Erprobungsklausel“ während der Versuchsphase umgesetzt werden. Diese kann dabei finanzielle Anreize oder Erleichterungen bei den Rahmenbedingungen schaffen.

Systemdienstleistungen sind nach wie vor von hoher Bedeutung für den Netzbetrieb, sodass die Potenziale der EE-EZA zukünftig weiter erschlossen werden müssen. Besonders die Sektorenkopplung bietet für das Land Brandenburg große Chancen, die zukünftigen Herausforderungen zu meistern und EE-EZA weiter zu integrieren.

Abschließend können die folgenden Kernbotschaften der Studie abgeleitet werden.

Kernbotschaften

1. – Berücksichtigung der Auswirkungen von Atom- und Kohleausstieg auf die Versorgungssicherheit und die Bereitstellung von SDL
2. – Digitalisierung als zukünftig zentraler Bestandteil des EEVS
– IKT-Sicherheit und -Zuverlässigkeit für weitere Entwicklungen
– Standardisierung von Prozessen, Schnittstellen und Technologien
3. – Erhöhung zeitliche Verfügbarkeit der Blindleistungspotenziale durch EE-EZA
– Ergänzung durch leistungselektronische Betriebsmittel (STATCOM) zur Erhöhung des Blindleistungsstellbereich
4. – Schaffung von (finanziellen) Anreizen für Anlagenbetreiber zur praktischen Umsetzung von Versuchskonzepten
– Einführung von z.B. „Erprobungsklauseln“ während der Versuchsphasen

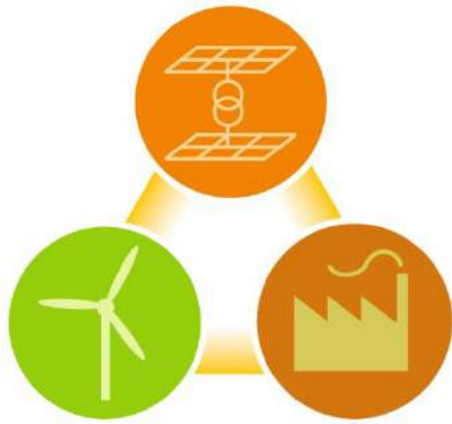
Literaturverzeichnis

- [1] BMWi: Energiedaten 2015, 2015, URL: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/Binaer/Energiedaten>, Zugriff am 15.02.2015.
- [2] BNetzA: Beschluss Az. BK6-18-020 - Festlegungsverfahren zur Änderung der Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten von Minutenreserve, 2018.
- [3] BNetzA: Beschluss Az. BK6-18-019 - Festlegungsverfahren zur Änderung der Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten von Sekundärregelung , 2018.
- [4] Noack, F.: Einführung in die elektrische Energietechnik, Fachbuchverlag Leipzig, 2003.
- [5] Oeding, D., Oswald, B.: Elektrische Kraftwerke und Netze, 7. Hrsg., Berlin Heidelberg: Springer Verlag, 2011.
- [6] 50Hertz, VNB: 10-Punkte-Programm der 110-kV-Verteilnetzbetreiber und des Übertragungsnetzbetreibers der Regelzone 50Hertz zur Weiterentwicklung der Systemdienstleistungen (SDL) mit Integration der Möglichkeiten von dezentralen Energieanlagen, 2014.
- [7] VDN: TransmissionCode 2007 - Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, 2007.
- [8] Krüger, M., Weber, H., Franke, W., Kirsch, R.: Wiederaufbau von Übertragungsnetzen nach Großstörungen, ETG-Tagung, München, 2008.
- [9] Dena: dena-Studie Systemdienstleistungen 2030 - Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien, 2014.
- [10] Prillwitz, F., Krüger, M.: Netzwiederaufbau nach Großstörungen, Universität Rostock, Institut für Elektrische Energietechnik, Rostock, 2007.
- [11] BTU Cottbus-Senftenberg LS EVH: Fortführung der Studie zur Netzintegration der Erneuerbaren Energien im Land Brandenburg, Cottbus, 2011.
- [12] Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 2 Absatz 6 des Gesetzes vom 20. Juli 2017 (BGBl. I S. 2808, 2018 I 472) geändert worden ist.
- [13] Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 21. Juni 2018 (BGBl. I S. 862) geändert worden ist.
- [14] Moser, A., et. al.: Erweiterte Verantwortung der Verteilnetzbetreiber, Aachen, 2016.
- [15] Fraunhofer IWES, Siemens AG, Universität Hannover, CUBE Engineering: Kombikraftwerk 2 - Abschlussbericht, 2014.
- [16] Universität Duisburg-Essen ewl, BET, Trianel: Marktdesign für zukunftsfähige Elektrizitätsmärkte unter besonderer Berücksichtigung der vermehrten Einspeisung von erneuerbaren Energien - DESIRE, Endbericht, Essen, 2014.

- [17] WIBERA Wirtschaftsberatung: Neue Qualität der Zusammenarbeit von Netzbetreibern im dezentralen Energiesystem, 2017.
- [18] BTU Cottbus-Senftenberg LS EVH: Betrachtung zur Mindesterzeugung von Braunkohlekraftwerken im Kontext des Netzbetriebs. Systemmehrwert durch höhere Flexibilität, Cottbus, 2018.
- [19] Dena: Analyse: Momentanreserve 2030. Bedarf und Erbringung von Momentanreserve 2030. Endbericht, Berlin, 2016.
- [20] Hirth, L., Ziegenhagen, I.: Wind, Sonne und Regelleistung, ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE TAGESFRAGEN, Heft 10 63. Jg. 2013.
- [21] Fraunhofer IWES: Regelenenergie durch Wind- und Photovoltaikparks, 2017.
- [22] Kuprat, M., Bendig, M., Pfeiffer, K.: Possible role of power-to-heat and power-to-gas as flexible loads in German medium voltage networks., *Frontiers in Energy* 11 (2), pp. 135-145, 2017.
- [23] BTU Cottbus-Senftenberg LS EVH: Studie Sektorenkopplung - Vier Infrastrukturen - eine optimale Lösung?, 2017.
- [24] Dena: dena NETZFLEXSTUDIE. Optimierter Einsatz von Speichern für Netz- und Marktanwendungen in der Stromversorgung., Berlin, 2017.
- [25] OTH Regensburg INA: Zukünftige Bereitstellung von Blindleistung und anderen Maßnahmen für die Netzsicherheit - Endbericht, 2016.
- [26] RWTH Aachen IFHT: Studie zu Aspekten der elektrischen Systemstabilität im deutschen Übertragungsnetz bis 2023 - Abschlussbericht, Aachen, 2015.
- [27] Dena: Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit im Energiesystem. Handlungsbedarfsanalyse der dena-Plattform Systemdienstleistung, Berlin, 2016.
- [28] VDE: VDE-AR-N 4120:2015-01 - Technische Bedingungen für den Anschluss und Betrieb von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz (TAB Hochspannung), VDE Verlag, 2015.
- [29] VDE: VDE-AR-N 4120:2017-05 - Technische Anschlussregeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Hochspannung), VDE Verlag, 2017.
- [30] Amt für Statistik Berlin-Brandenburg: Energie- und CO₂-Bilanz im Land Brandenburg 2013, Potsdam, 2016.
- [31] AGEB: Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland, Berlin, 2016.
- [32] BMWi: Ein Strommarkt für die Energiewende - Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, Berlin, 2015.
- [33] Dena: dena-Netzstudie II - Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025., Berlin, 2010.

- [34] VDE: Studie: Demand Side Integration - Lastverschiebungspotenziale in Deutschland, 2012.
- [35] Stadler, I.: Demand Response - Nichtelektrische Speicher für Elektrizitätsversorgungssystem mit hohem Anteil Erneuerbarer Energien, Kassel, 2005.
- [36] Stamminger, A.: Synergy Potential of Smart Appliances in Renewable Energy Systems, Bonn, 2009.
- [37] Amt für Statistik Berlin-Brandenburg: Ausstattung mit ausgewählten Gebrauchsgütern und Wohnsituation privater Haushalte, Potsdam, 2014.
- [38] Statistische Ämter des Bundes und der Länder: Zensus 2011.
- [39] Fraunhofer ISI: Energieverbrauch des Sektors Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) in Deutschland für die Jahre 2011 bis 2013, Karlsruhe, 2015.
- [40] Bmvit: LoadShift: Lastverschiebung in Haushalt, Industrie, Gewerbe und kommunaler Infrastruktur - Potenzialanalyse für Smart Grids, Wien, 2015.
- [41] FfE: Demand Response, 31. Januar 2011, URL: <https://www.ffe.de/publikationen/fachartikel/344-demand-response>, Zugriff am 21.10.2016.
- [42] Energieagentur.NRW: Lastmanagement in Nordrhein-Westfalen: Potenziale, Hemmnisse, Handlungsoptionen, Düsseldorf, 2016.
- [43] BDEW: BDEW-Presskonferenz im Rahmen der Hannover Messe 2015: Zahlen und Fakten, Berlin, 2015.
- [44] Amt für Statistik Berlin-Brandenburg: Unternehmen und Betriebe im Land Brandenburg 2013, Potsdam, 2015.
- [45] Statistisches Landesamt Sachsen-Anhalt: Indikator K028 - Industriedichte, 2016, URL: <http://www.statistik.sachsen-anhalt.de/apps/StrukturKompass/indikator/zeitreihe/129>, Zugriff am 01.11.2016.
- [46] BMUB: Potentiale regelbaren Lasten in einem Energieversorgungssystem mit wachsendem Anteil erneuerbarer Energien, Aachen, 2015.
- [47] BNetzA: Beschluss Az.: BK6-15-158 - Festlegungsverfahren zu den Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für Sekundärregelung, 2017.
- [48] BNetzA: Beschluss Az.: BK6-15-159 - Festlegungsverfahren zu den Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für Minutenreserve, 2017.
- [49] ÜNB: Leitfaden zur Präqualifikation von Windenergieanlagen zur Erbringung von Minutenreserveleistung im Rahmen einer Pilotphase, 2016.
- [50] ÜNB: Mindestanforderungen an die IT des Anbieters für die Regelleistungserbringung, 2017.

- [51] ÜNB: Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung, URL: <http://www.regelleistung.net>, Zugriff am 23.05.2018.
- [52] Honecker, H.: Schutz kritischer Infrastrukturen: IKT-Absicherung der Integration erneuerbarer Energien in das Stromnetz, Bonn: Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik, 2018.
- [53] Prognos, EWI, GWS: Entwicklung der Energiemärkte - Energiereferenzprognose, Basel/Köln/Osnabrück, Juli 2014.
- [54] BWP: BWP-Branchenstudie 2015 - Szenarien und politische Handlungsempfehlungen, Berlin, 2016.
- [55] Brockmann, H.: Webgestützte Wärmepumpen Verbrauchsdatenbank, URL: <http://www.waermepumpen-verbrauchsdatenbank.de/index.php?button=impressum>, Zugriff am 11.11.2016.
- [56] MITNETZ STROM: Netznutzung/Netzzugang, 2016. URL: <https://www.mitnetz-strom.de/Netzkunden-Center/Download-Center/NetznutzungNetzzugang>, Zugriff am 12.11.2016.
- [57] Energieberatung der Verbraucherzentrale Rheinland-Pfalz: Energieverbrauch von Heizungspumpen, URL: <https://www.verbraucherzentrale-rlp.de>, Zugriff am 22.08.2016.
- [58] Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie, TZWL: Analyse der Vorstudien für Wohnungslüftung und Klimageräte - Veröffentlichung im Rahmen des Projektes Materialeffizienz und Ressourcenschonung (MaRes) - Arbeitspaket 14, Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt, 2010.
- [59] KBA: Anzahl der Personenkraftwagen mit Elektroantrieb in Deutschland nach Bundesländern (Stand: 1. Januar 2016), 2015.
- [60] ÜNB: Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2030, 2016.
- [61] Euro Chlor: Chlorine Industry Review 2014-2015, Brüssel, 2015.
- [62] Amt für Statistik Berlin-Brandenburg: Statistischer Bericht - Verarbeitendes Gewerbe (sowie Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden) im Land Brandenburg 2014 Produktion, Potsdam, 2015.
- [63] DWA: Positionen zur Energie- und Wasserwirtschaft, Hennef, 2011.
- [64] Cremer, P.: Lastmanagement beim Strombezug in landwirtschaftlichen Betrieben, Hannover, 2013.
- [65] VLK: Energieeffizienzverbesserung in der Landwirtschaft, Berlin, 2009.



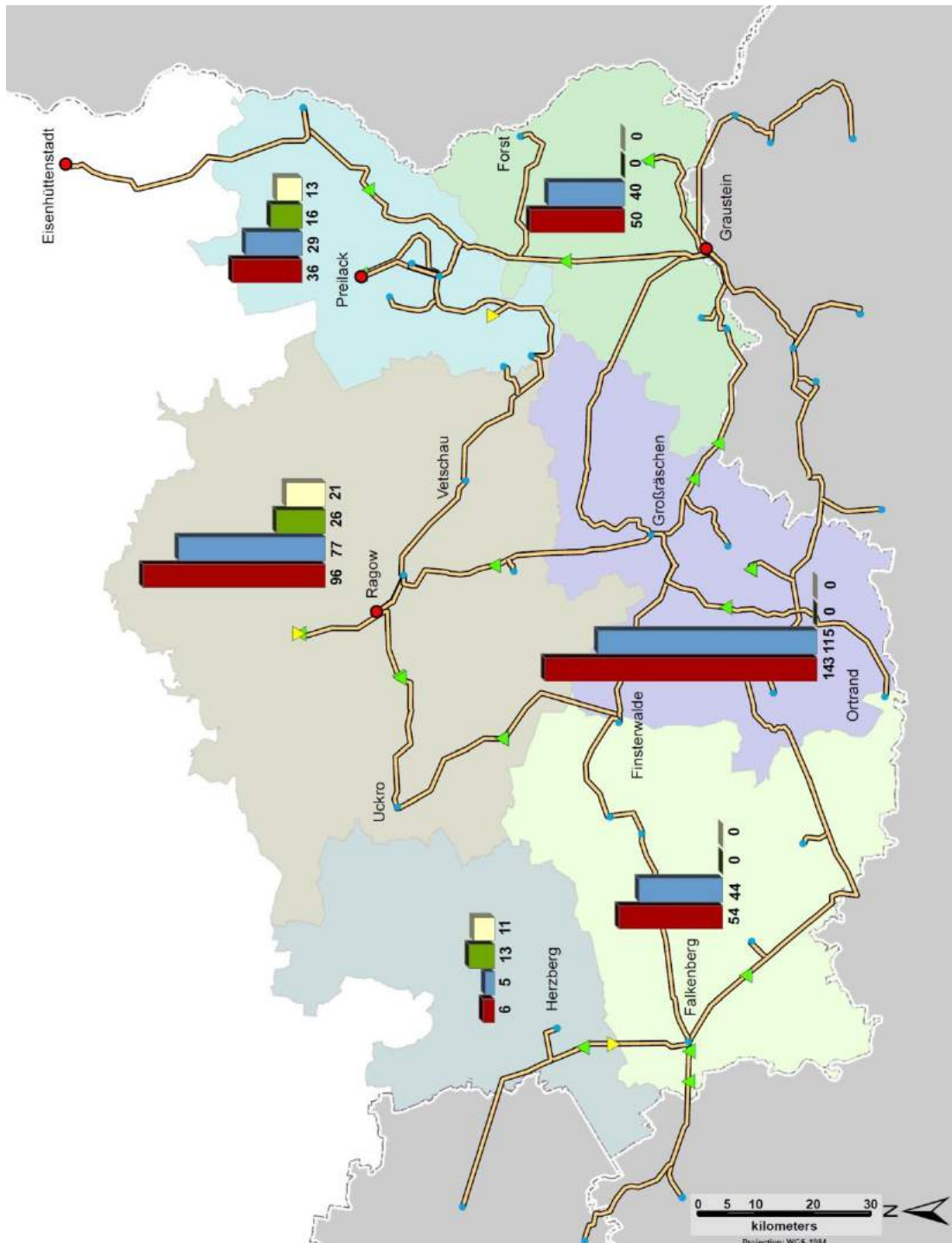
SDL - Studie BB

ANLAGEN

Anhangsverzeichnis

Anlage 1: Blindleistungspotenziale EE-EZA im HS-Netz MITNETZ STROM Ist-Stand.....	XX
Anlage 2: Blindleistungspotenziale EE-EZA im HS-Netz MITNETZ STROM Prognose 2020.....	XXI
Anlage 3: Blindleistungspotenziale EE-EZA im HS-Netz MITNETZ STROM Prognose 2025.....	XXII
Anlage 4: Blindleistungspotenziale EE-EZA im HS-Netz E.DIS Ist-Stand.....	XXIII
Anlage 5: Blindleistungspotenziale EE-EZA im HS-Netz E.DIS Prognose 2020.....	XXIV
Anlage 6: Blindleistungspotenziale EE-EZA im HS-Netz E.DIS Prognose 2025.....	XXV
Anlage 7: Blindleistungspotenziale EE-EZA im HS-Netz WEMAG Netz Ist-Stand.....	XXVI
Anlage 8: Blindleistungspotenziale EE-EZA im HS-Netz WEMAG Netz Prognose 2020.....	XXVII
Anlage 9: Blindleistungspotenziale EE-EZA im HS-Netz WEMAG Netz Prognose 2025.....	XXVIII
Anlage 10: Blindleistungspotenziale EE-EZA in Brandenburger HS-Netzen Ist-Stand.....	XXIX
Anlage 11: Blindleistungspotenziale EE-EZA in Brandenburger HS-Netzen Prognose 2020.....	XXX
Anlage 12: Blindleistungspotenziale EE-EZA in Brandenburger HS-Netzen Prognose 2025.....	XXXI
Anlage 13: Blindleistungspotenziale EE-EZA mit Direktanschluss an HöS-Netz Ist-Stand.....	XXXII
Anlage 14: Blindleistungspotenziale konventioneller Kraftwerke im HöS-Netz Ist-Stand.....	XXXIII
Anlage 15: Blindleistungspotenziale EE-EZA und konv. Erzeugung im HöS-Netz Ist-Stand.....	XXXIV
Anlage 16: Prozesse bzw. Technologien ohne Speicherfähigkeit.....	XXXV
Anlage 17: Prozesse bzw. Technologien mit Speicherfähigkeit im Haushaltssektor.....	XLIII
Anlage 18: Ermittlung des technischen Lastmanagementpotenzials für den GHD-Sektor.....	LVIII
Anlage 19: Blindleistungsbedarfe und Q-Kennlinien.....	LXXII

Anlage 1: Blindleistungspotenziale EE-EZA im HS-Netz MITNETZ STROM Ist-Stand



Legende

- Neuanlagen*
- Übergangsanlagen*
- UW HS/MS
- UW HöS/HS
- 110-KV-Leitung

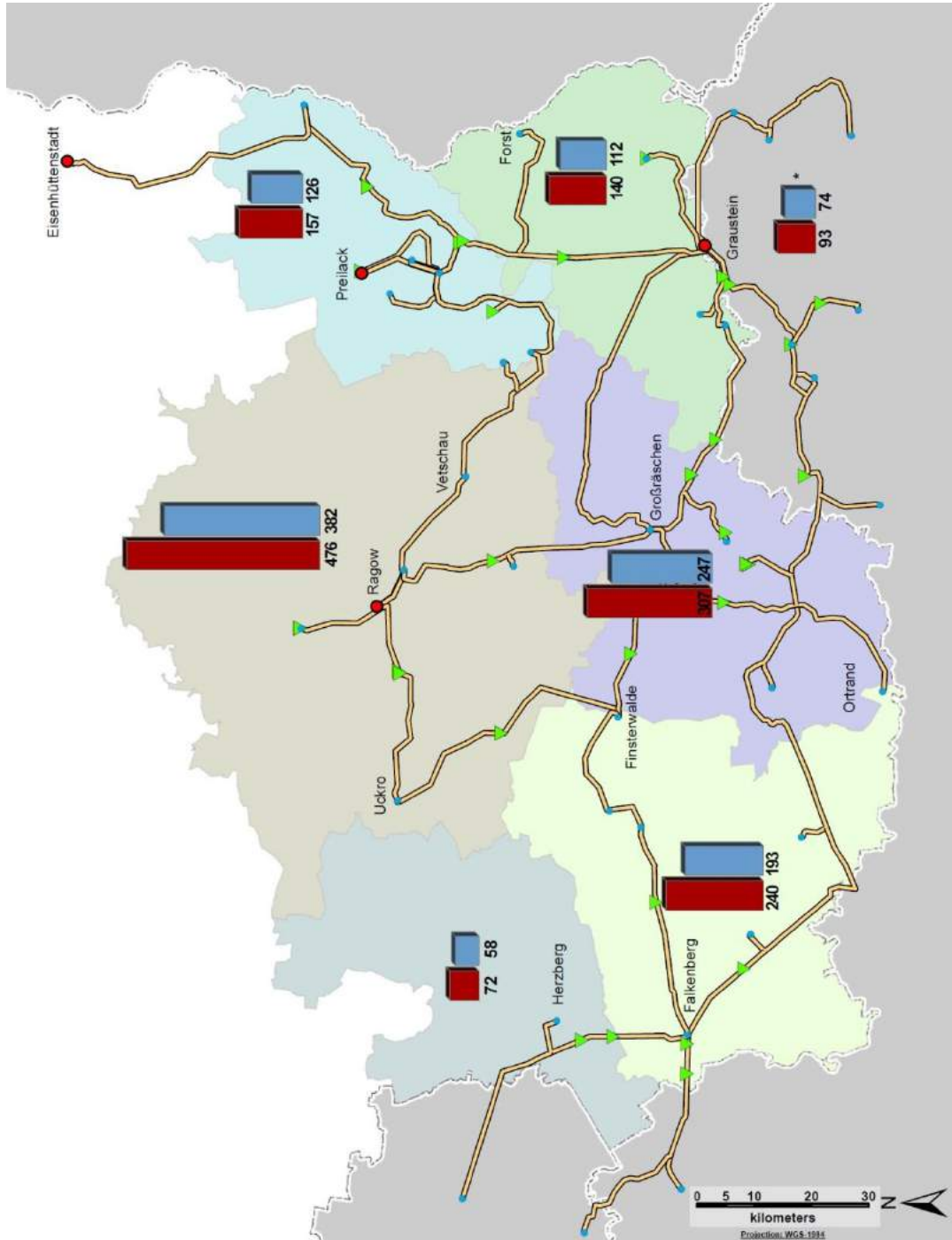
Mvar

- Q_kap Übergangsanlagen
- Q_ind Übergangsanlagen
- Q_kap Neuanlagen
- Q_ind Neuanlagen

* Neuanlagen haben ein fernwirktechnisch veränderbares Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung

* Übergangsanlagen haben ein festeingestelltes Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung

Anlage 2: Blindleistungspotenziale EE-EZA im HS-Netz MITNETZ STROM Prognose 2020



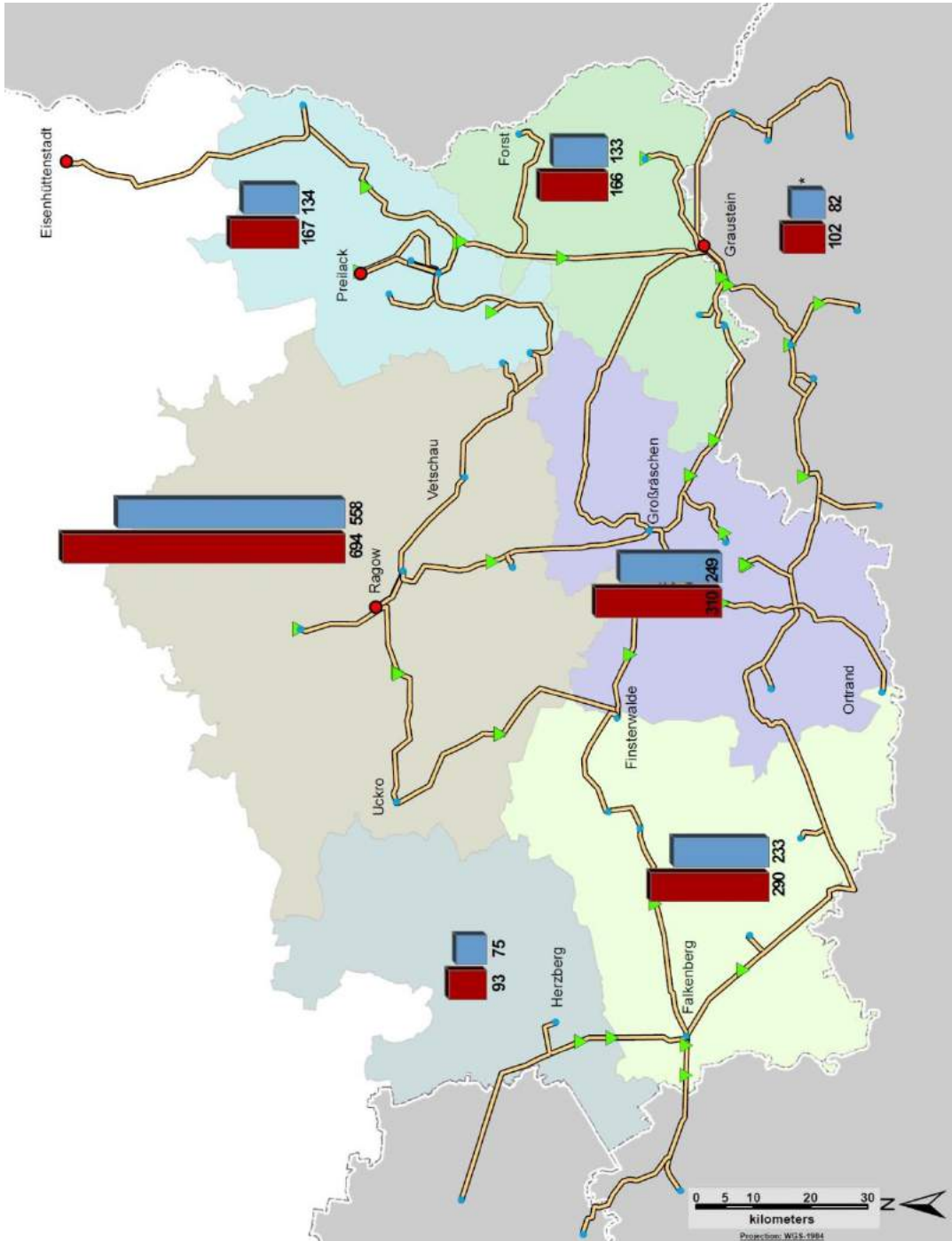
Legende

- EE-Anschluss
- UW HS/MS
- UW H&S/HS
- 110-kV-Leitung

- Mvar**
- Q_kap
 - Q_ind

* Anlagen außerhalb Brandenburg aber zum Netzgebiet Brandenburg der MITNETZ STROM gehörend

Anlage 3: Blindleistungspotenziale EE-EZA im HS-Netz MITNETZ STROM Prognose 2025



Legende

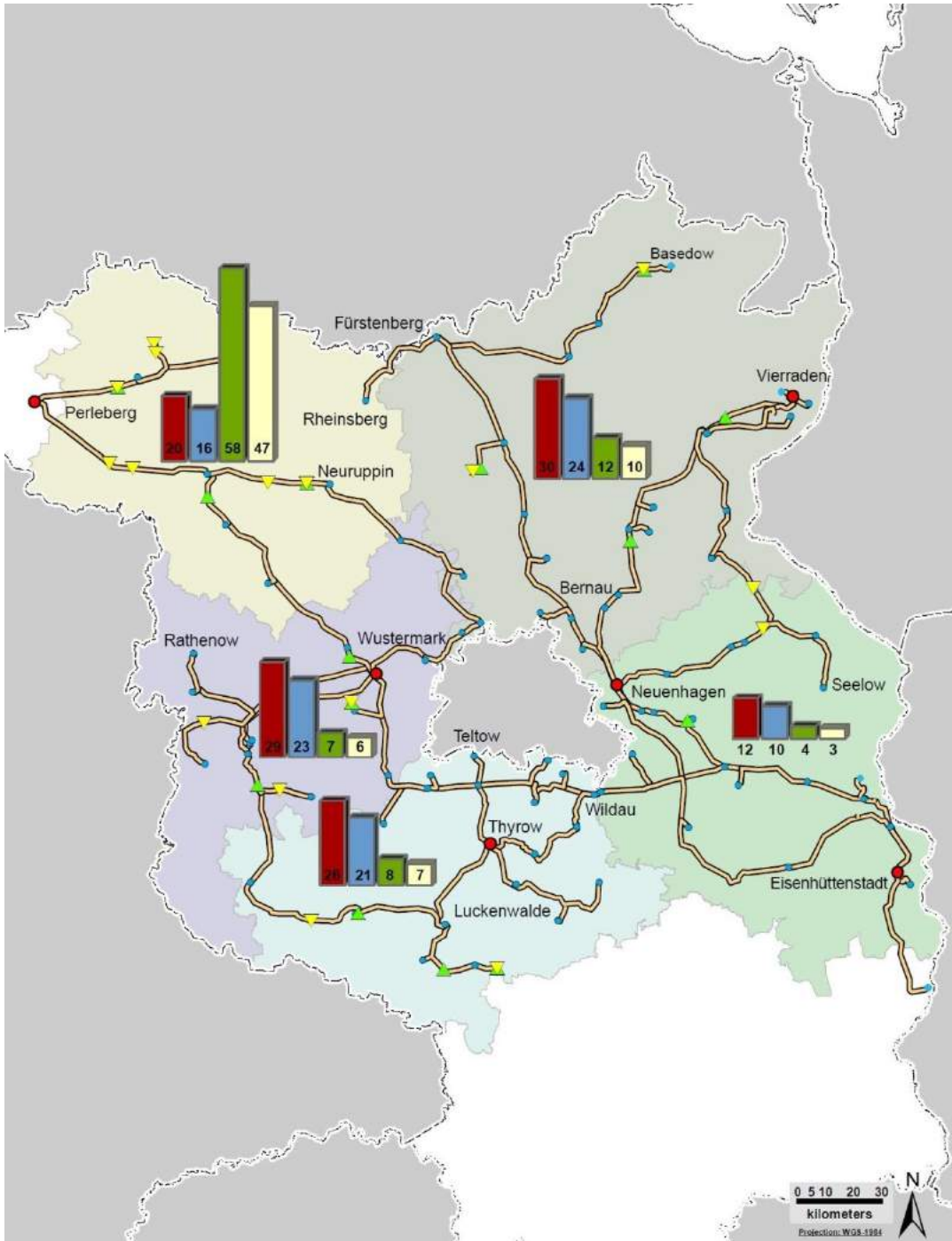
- ▼ EE-Anschluss
- UW HS/MS
- UW H6S/HS
- 110-kV-Leitung

Mvar
■ Q_{kap}
■ Q_{ind}

* Anlagen außerhalb Brandenburg aber zum Netzgebiet Brandenburg der MITNETZ STROM gehörend



Anlage 4: Blindleistungspotenziale EE-EZA im HS-Netz E.DIS Ist-Stand



Legende

- Neuanlagen*
- Übergangsanlagen*
- UW HS/MS
- UW HöS/HS
- 110-kV-Leitung

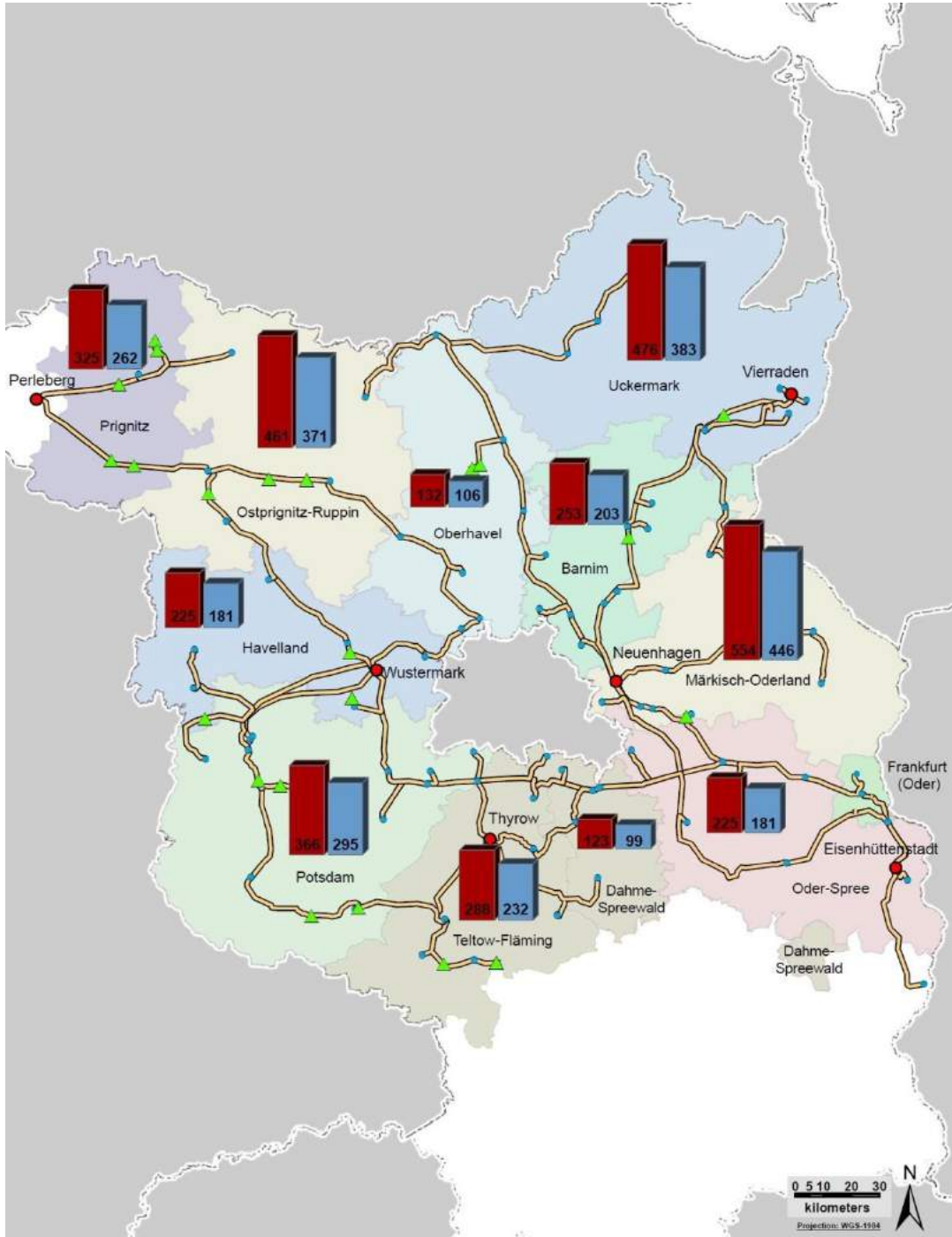
Mvar

- Q_kap Übergangsanlagen
- Q_ind Übergangsanlagen
- Q_kap Neuanlagen
- Q_ind Neuanlagen

* Neuanlagen haben ein fernwirktechnisch veränderbares Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung

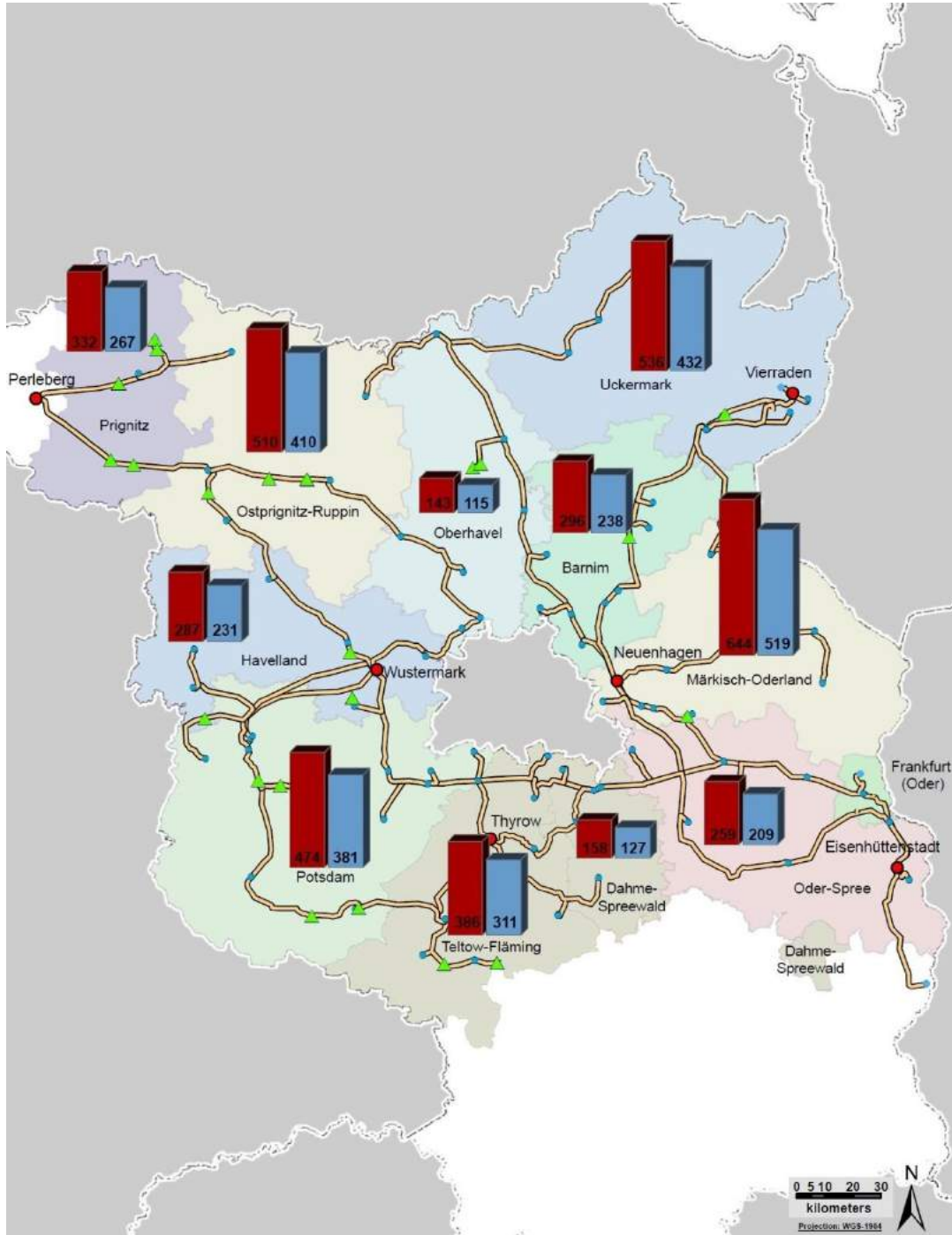
* Übergangsanlagen haben ein festeingestelltes Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung

Anlage 5: Blindleistungspotenziale EE-EZA im HS-Netz E.DIS Prognose 2020



- Legende**
- ▲ EE-Anschluss
 - UW HS/MS
 - UW H6S/HS
 - ══ 110-kV-Leitung
- Mvar**
- Q_{kap}
 - Q_{ind}

Anlage 6: Blindleistungspotenziale EE-EZA im HS-Netz E.DIS Prognose 2025



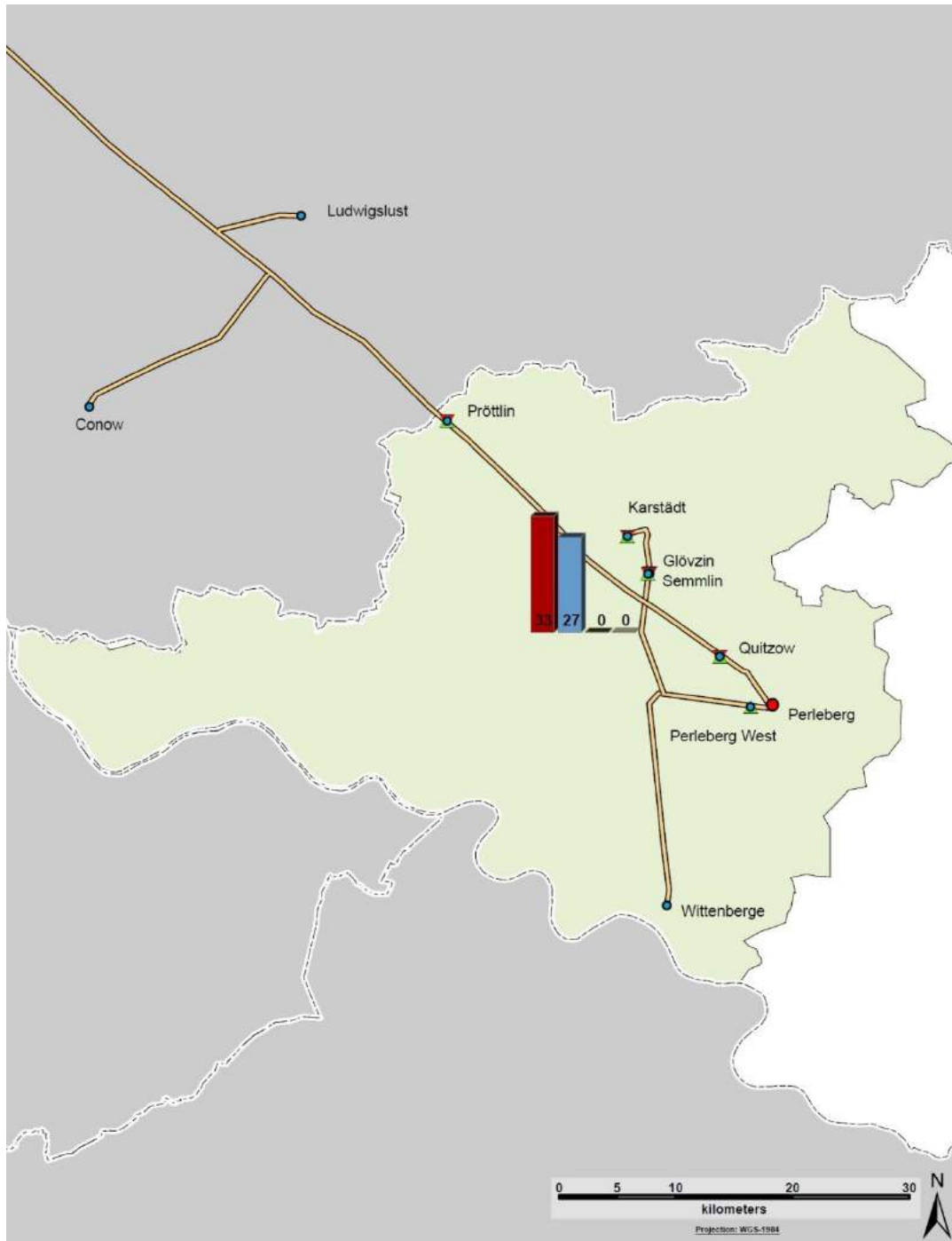
Legende

- Neuanlagen*
 - Übergangsanlagen*
 - UW HS/MS
 - UW HöS/HS
 - 110-kV-Leitung
- Mvar**
- Q_{kap} Übergangsanlagen
 - Q_{ind} Übergangsanlagen
 - Q_{kap} Neuanlagen
 - Q_{ind} Neuanlagen

* Neuanlagen haben ein fernwirktechnisch veränderbares Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung

* Übergangsanlagen haben ein festeingestelltes Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung

Anlage 7: Blindleistungspotenziale EE-EZA im HS-Netz WEMAG Netz Ist-Stand

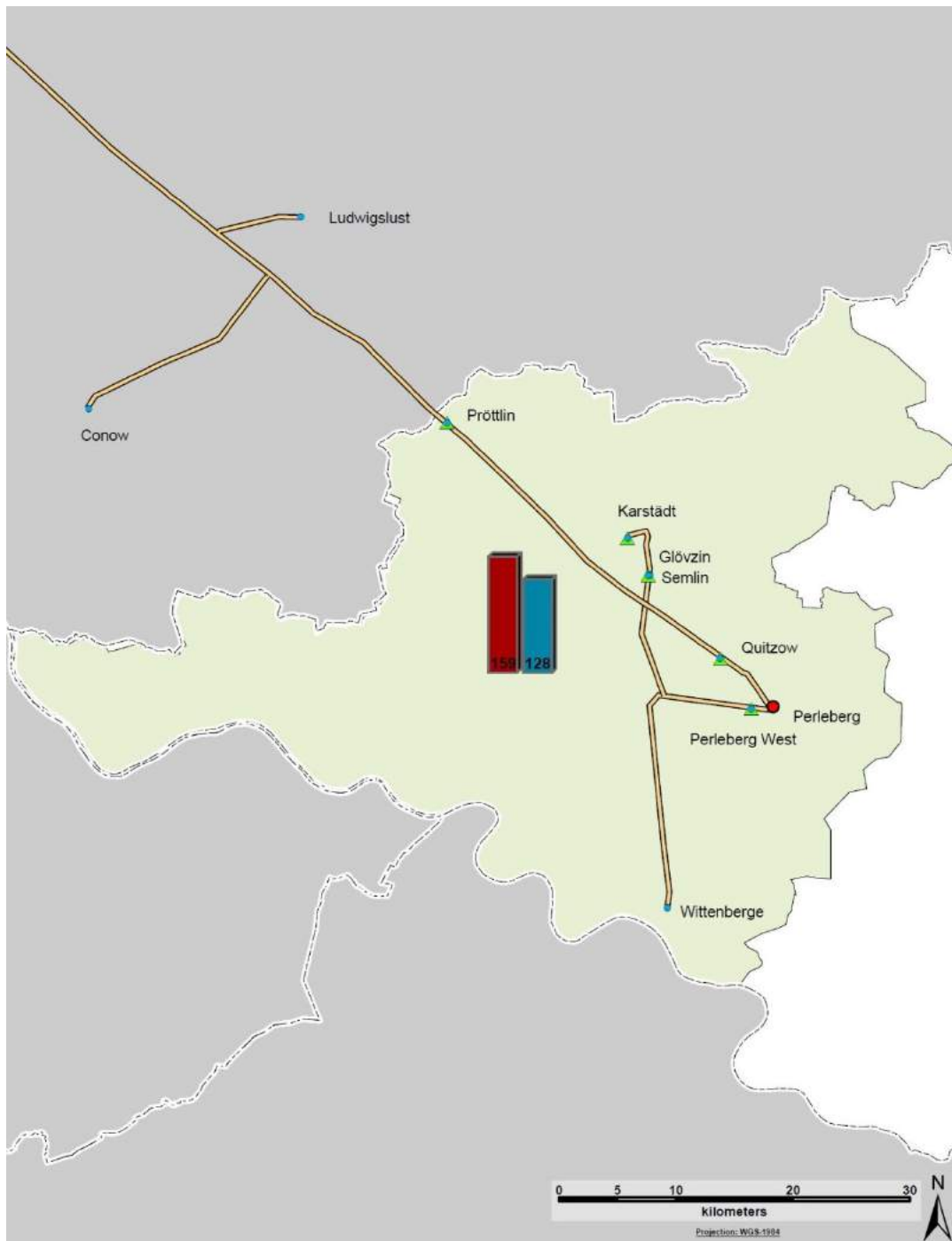


Legende

- | | |
|--------------------|------------------------------------|
| ▲ Übergansanlagen* | Mvar |
| ▼ Altanlagen | ■ Q _{kap} Übergansanlagen |
| ● UW HöS/HS | ■ Q _{ind} Übergansanlagen |
| ● UW HS/MS | ■ Q _{kap} Neuanlagen |
| — 110-kV-Leitung | ■ Q _{ind} Neuanlagen |

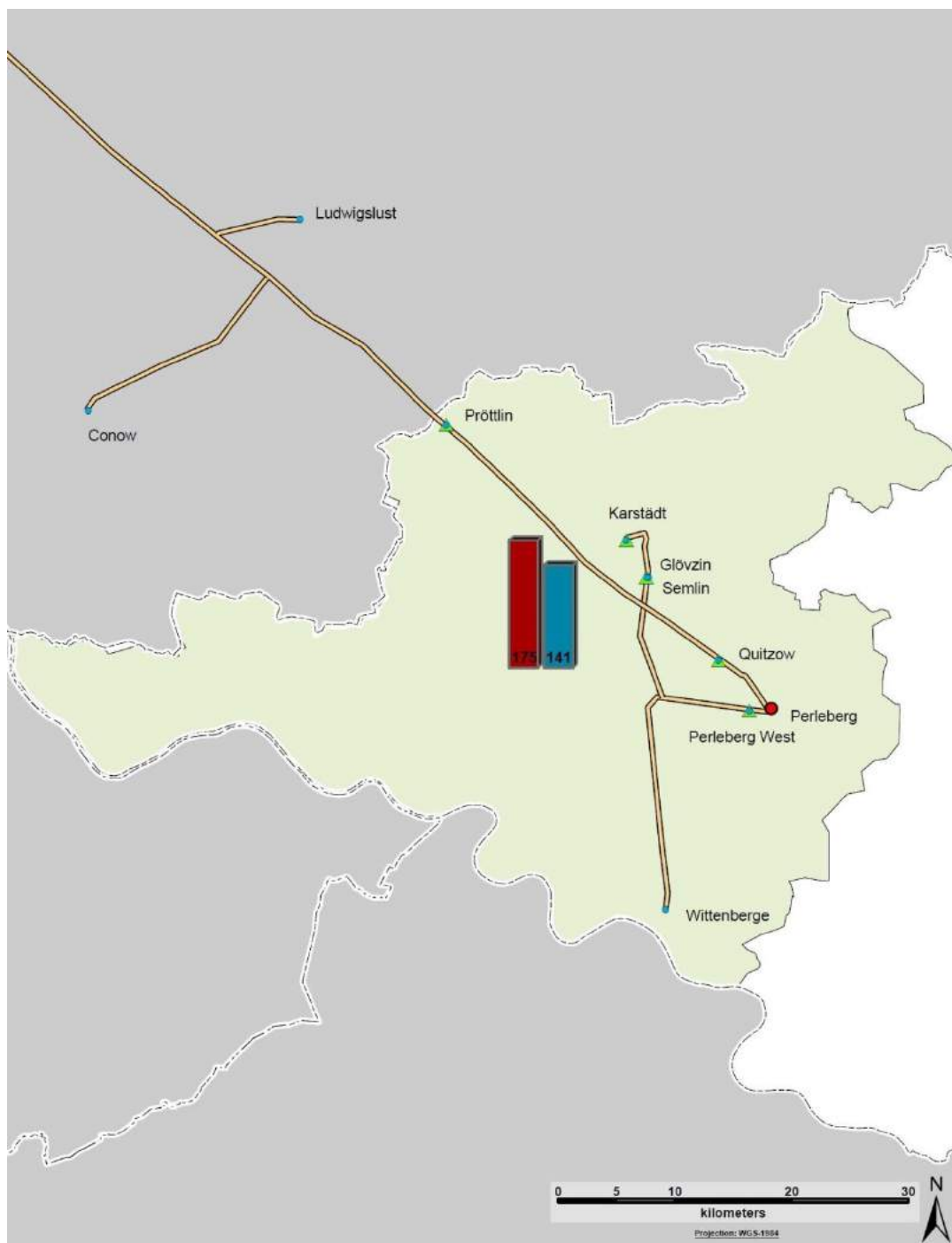
* Übergansanlagen haben ein festgestelltes Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung

Anlage 8: Blindleistungspotenziale EE-EZA im HS-Netz WEMAG Netz Prognose 2020



- Legende**
- ▲ EE-Anschluss
 - UW HöS/HS
 - UW HS/MS
 - 110-kV-Leitung
- Mvar**
- Q_{kap}
 - Q_{ind}

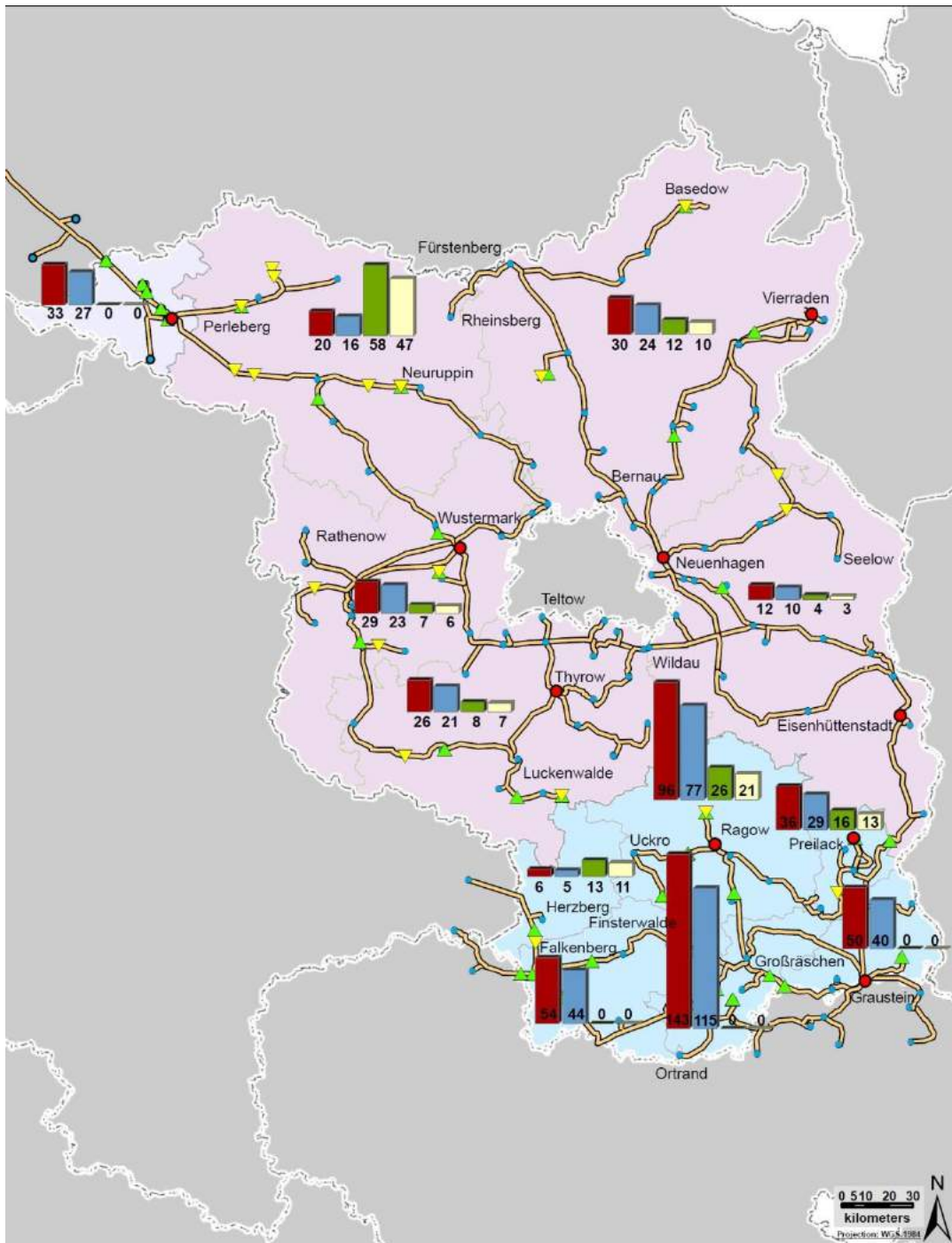
Anlage 9: Blindleistungspotenziale EE-EZA im HS-Netz WEMAG Netz Prognose 2025



Legende

- | | |
|--|--|
|  EE-Anschluss | Mvar |
|  UW HöS/HS |  Q _{kap} |
|  UW HS/MS |  Q _{ind} |
|  110-kV-Leitung | |

Anlage 10: Blindleistungspotenziale EE-EZA in Brandenburger HS-Netzen Ist-Stand



Legende

- Neuanlagen*
- Übergangsanlagen*
- UW HS/MS
- UW HöS/HS
- 110-kV-Leitung

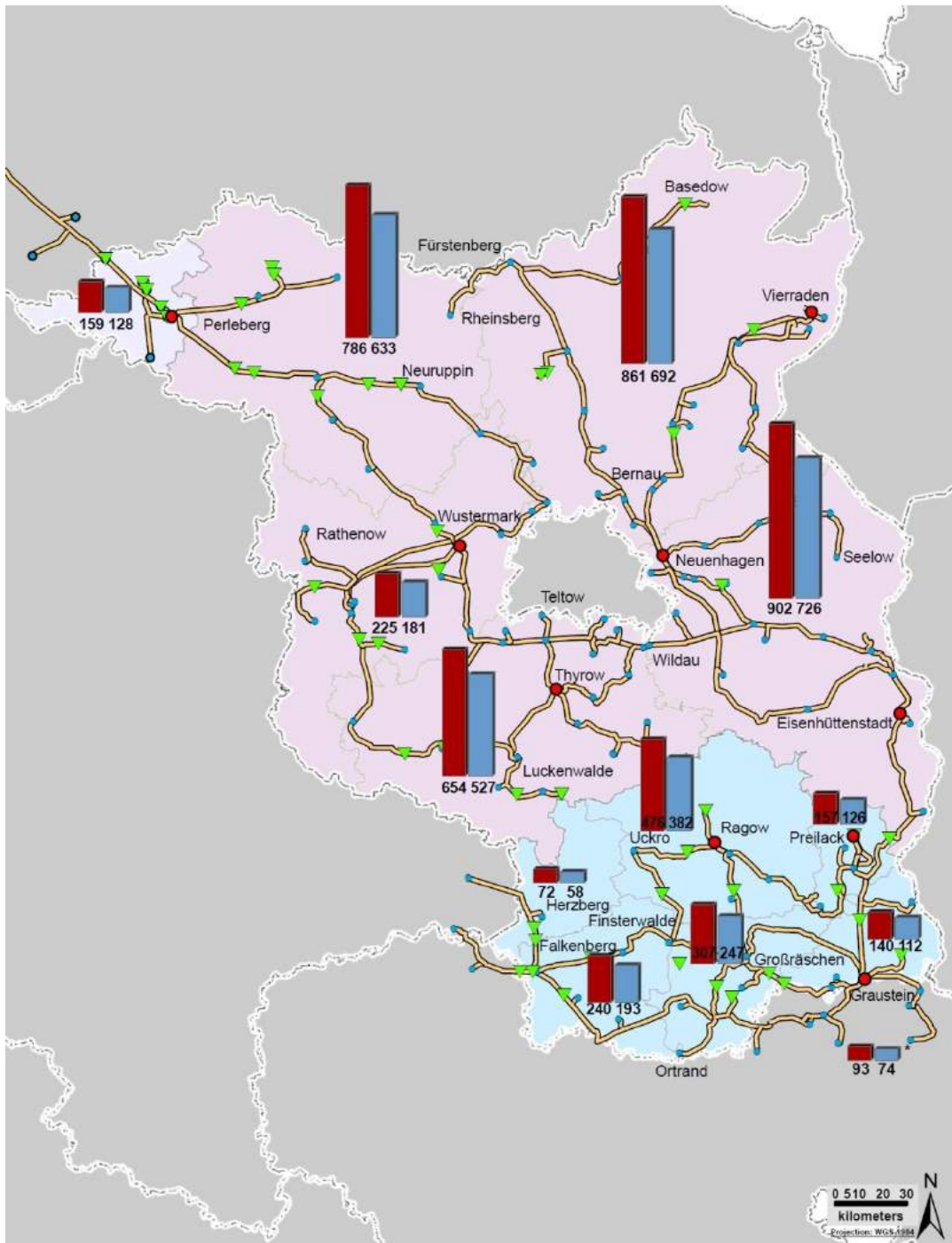
Mvar

- Q_kap Übergangsanlagen
- Q_ind Übergangsanlagen
- Q_kap Neuanlagen
- Q_ind Neuanlagen

* Neuanlagen haben ein fernwirktechnisch veränderbares Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung

* Übergangsanlagen haben ein festeingestelltes Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung

Anlage 11: Blindleistungspotenziale EE-EZA in Brandenburger HS-Netzen Prognose 2020



Legende

- ▼ Neuanlagen*
- ▲ Übergangsanlagen*
- UW HS/MS
- UW HöS/HS
- 110-kV-Leitung

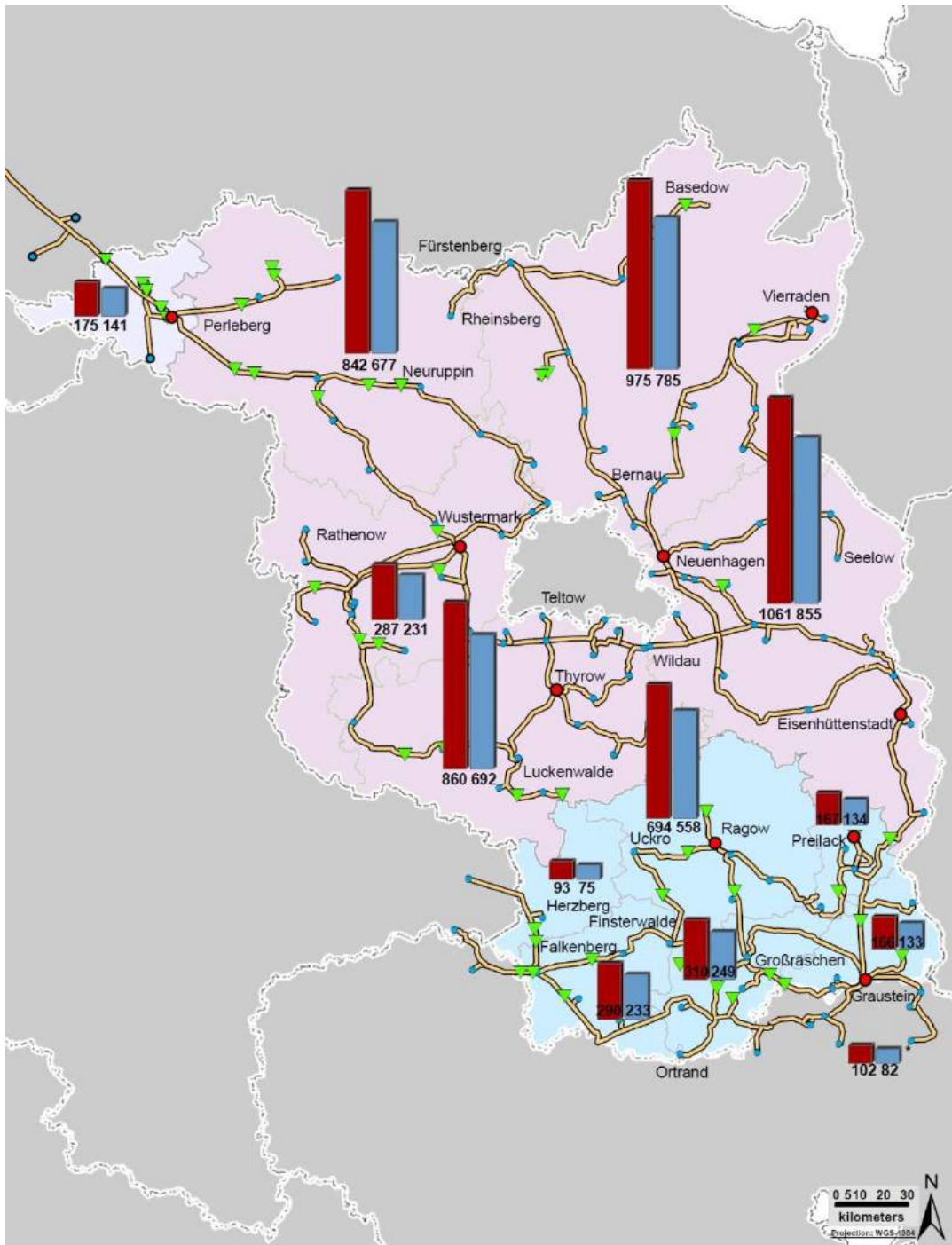
Mvar

- Q_kap Übergangsanlagen
- Q_ind Übergangsanlagen
- Q_kap Neuanlagen
- Q_ind Neuanlagen

* Neuanlagen haben ein fernwirksames veränderbares Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung

* Übergangsanlagen haben ein festeingestelltes Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung

Anlage 12: Blindleistungspotenziale EE-EZA in Brandenburger HS-Netzen Prognose 2025



Legende

- ▼ EE-Anschluss
- UW HS/MS
- UW HöS/HS
- 110-kV-Leitung

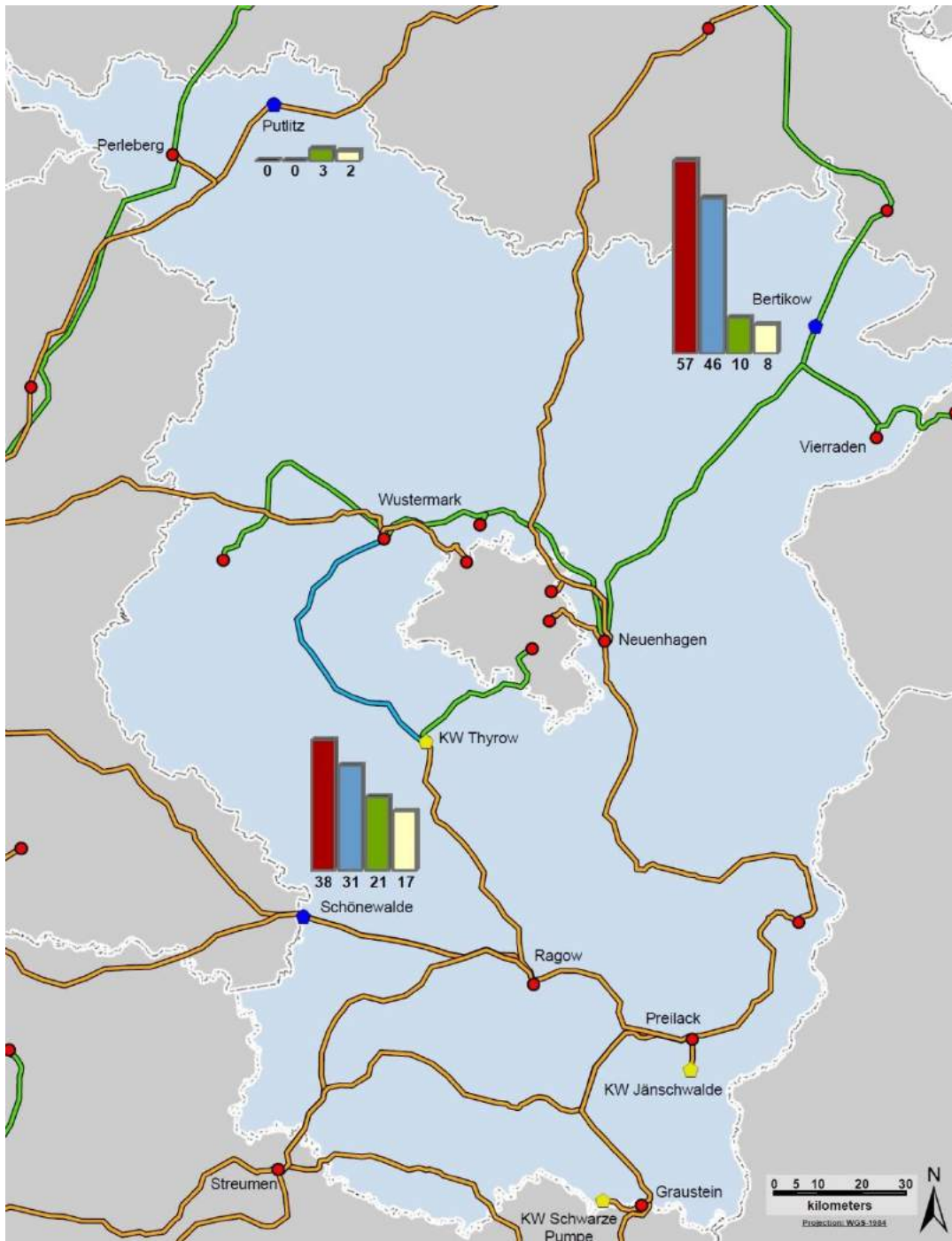
Mvar

- Q_{kap}
- Q_{ind}

* Anlagen außerhalb Brandenburg aber zum Netzgebiet Brandenburg der MITNETZ STROM gehörend



Anlage 13: Blindleistungspotenziale EE-EZA mit Direktanschluss an Hös-Netz Ist-Stand



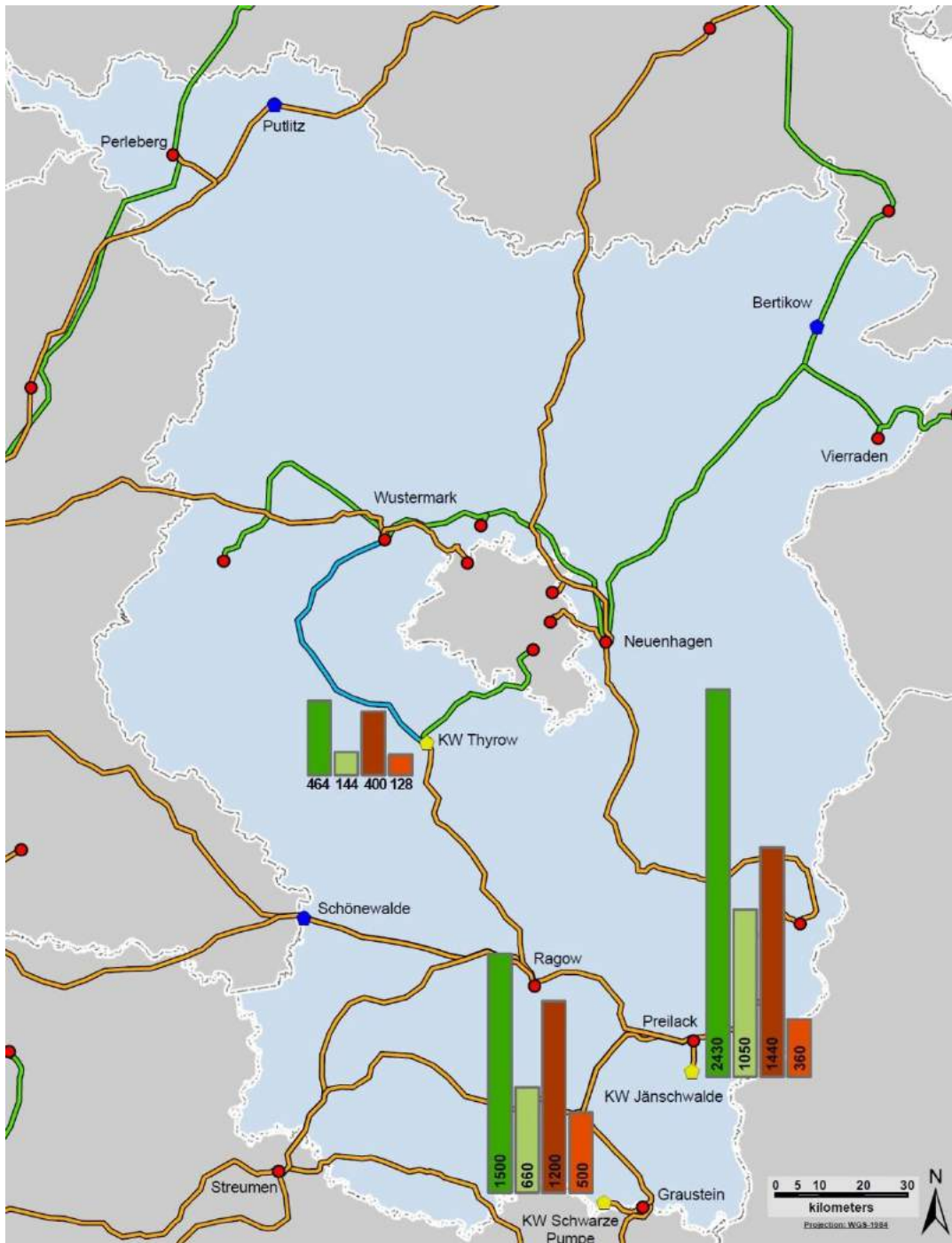
Legende

- Kraftwerk
- EE-Anschluss
- UW Hös/HS
- 380-kV-Freileitung
- 380-kV-Freileitung mit 220-kV-Betrieb*
- 220-kV-Freileitung

Mvar

- Q_{kap} Übergangsanlagen
- Q_{ind} Übergangsanlagen
- Q_{kap} Neuanlagen
- Q_{ind} Neuanlagen

Anlage 14: Blindleistungspotenziale konventioneller Kraftwerke im Hös-Netz Ist-Stand



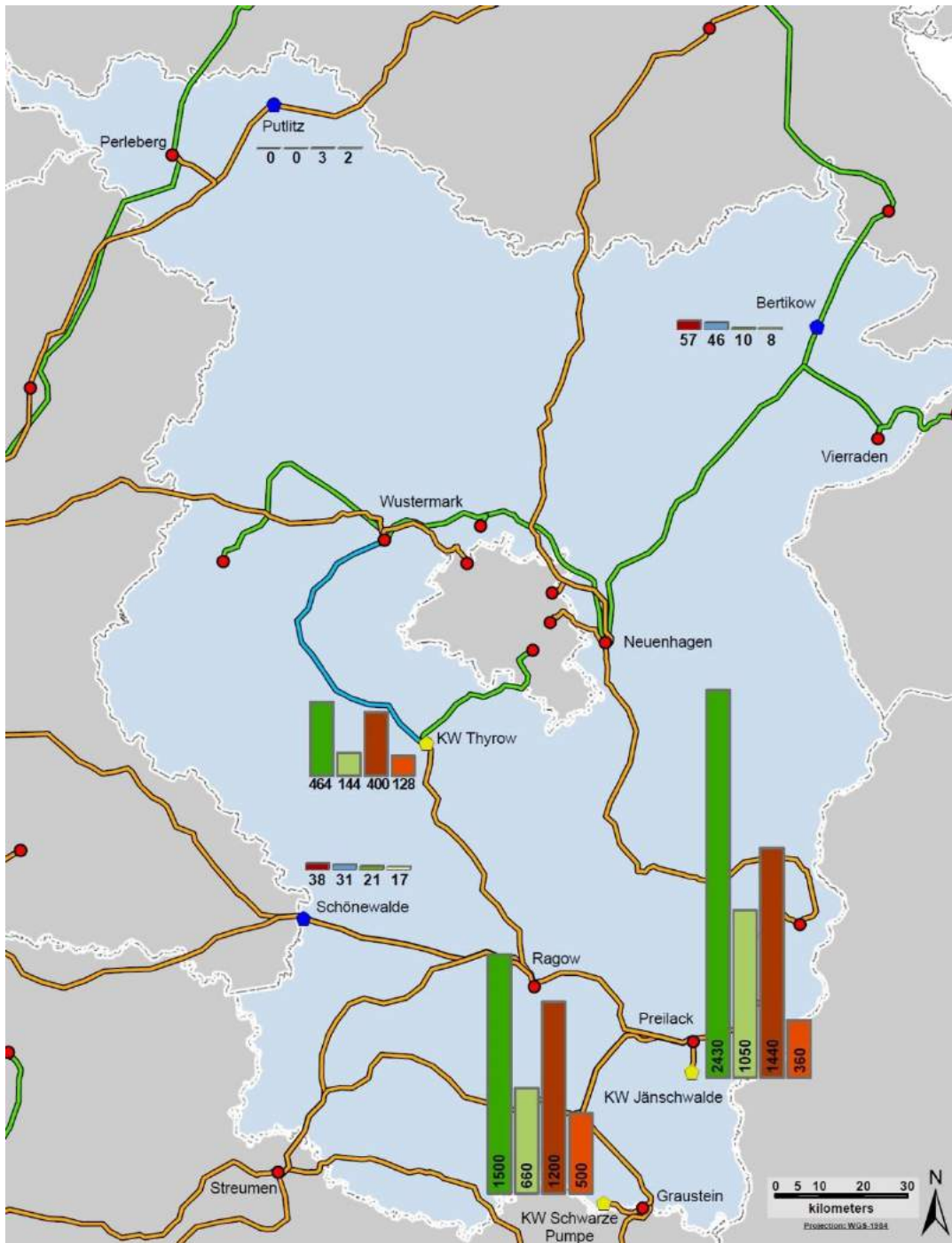
Legende

- Kraftwerk
- EE-Anschluss
- UW Hös/HS
- 380-kV-Freileitung
- 380-kV-Freileitung mit 220-kV-Betrieb*
- 220-kV-Freileitung

Mvar

- Q_ind bei Pmin
- Q_kap bei Pmin
- Q_ind bei Pmax
- Q_kap bei Pmax

Anlage 15: Blindleistungspotenziale EE-EZA und konv. Erzeugung im HöS-Netz Ist-Stand



Legende

- Kraftwerk
- EE-Anschluss
- UW HöS/HS
- 380-kV-Freileitung
- 380-kV-Freileitung mit 220-kV-Betrieb*
- 220-kV-Freileitung

Mvar

- Q_kap Übergangsanlagen
- Q_ind Übergangsanlagen
- Q_kap Neuanlagen
- Q_ind Neuanlagen

Mvar

- Q_ind bei Pmin
- Q_kap bei Pmin
- Q_ind bei Pmax
- Q_kap bei Pmax

Anlage 16: Prozesse bzw. Technologien ohne Speicherfähigkeit

Im Folgenden werden die einzelnen Prozesse bzw. Technologien ohne Speicherfähigkeit vorgestellt und die Ermittlung des energetischen Lastmanagementpotenzials, der Akteursanzahl und des technischen Lastmanagementpotenzials detailliert methodisch beschrieben und hergeleitet.

Waschmaschine

Insofern der Nutzer keine Anforderungen bzw. Ansprüche daran hat, wann der Waschvorgang beginnen und/oder enden soll, eignet sich die Waschmaschine zur Lastverschiebung. Es müssen jedoch einige Rahmenbedingungen beachtet werden:

- eine Vorverlegung des Waschvorganges ist nicht möglich, da die Waschmaschine vorher befüllt werden muss,
- eine Verschiebung in die Nachtstunden in Mehrfamilienhäuser ist gegebenenfalls aufgrund von Lärmbelästigung nicht zulässig.

Der Ausstattungsgrad von Haushalten mit Waschmaschinen beträgt im Land Brandenburg 96,4 %. Insgesamt 1.205.000 Waschmaschinen sind statistisch erfasst [37]. Für die Zukunft wird in [53] von einem marginalen Anstieg des Ausstattungsgrads von Waschmaschinen ausgegangen, sodass im Einklang mit dem geringfügigen Bevölkerungsrückgang im Land, die Anzahl der Waschmaschinen in Zukunft nahezu unverändert bleiben wird.

Der elektrische Energieverbrauch je Waschmaschine pro Jahr betrug im Jahr 2013 ca. 211 kWh. Für das Jahr 2030 wird aufgrund von Effizienzsteigerungen in der Referenzprognose in [53] ein elektrischer Energieverbrauch von 176 kWh pro Jahr angegeben.

Das energetische Lastmanagementpotenzial der Waschmaschinen für das Land Brandenburg ergibt sich aus der Multiplikation des jährlichen elektrischen Energieverbrauchs mit der Anzahl der Haushalte, die eine Waschmaschine besitzen. Das energetische Lastmanagementpotenzial beläuft sich auf:

- 254,3 GWh für das Jahr 2013,
- 208,4 GWh für das Jahr 2030.

Waschmaschinen haben üblicherweise eine Anschlussleistung die im Bereich von 2 kW bis 2,5 kW liegt. Die installierte Anschlussleistung von Waschmaschinen im Land Brandenburg beträgt somit:

- 2,7 GW für das Jahr 2013,
- 2,1 GW für das Jahr 2030.

Die maximale Zeitverschiebung ist stark von der Nutzung der Waschmaschine abhängig und liegt im Bereich von ein bis sechs Stunden [36].

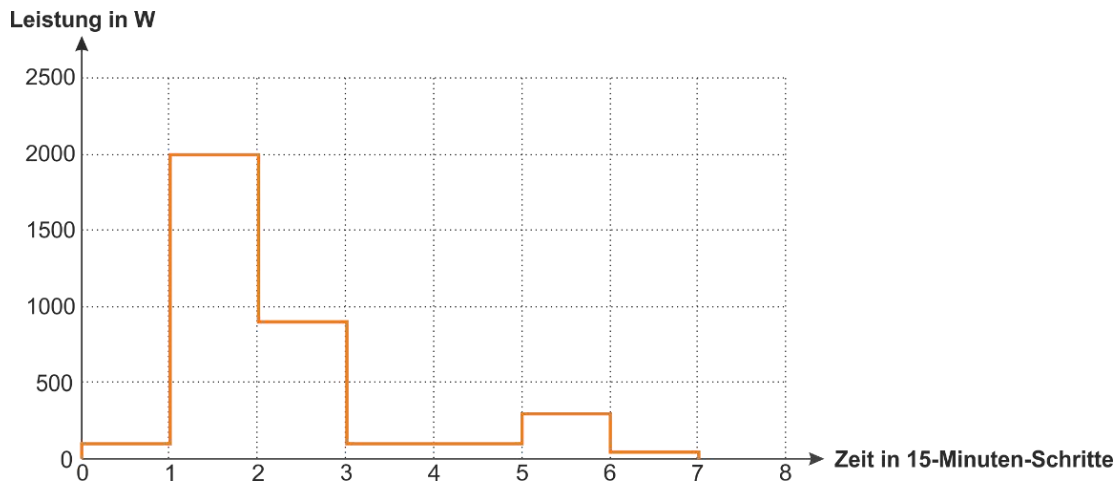


Abbildung 59: Typisches Lastprofil einer Waschmaschine
Quelle: [36] und [37]

Abbildung 59 zeigt ein typisches Lastprofil einer Waschmaschine (Kochwäsche mit Schleudern). Der Großteil des elektrischen Energieverbrauchs wird durch den Aufheizvorgang der Waschlauge kurz nach dem Starten des Waschprogrammes verursacht. Durch die unterschiedlichen Programme der Waschmaschinen sind deutliche Abweichungen vom hier gezeigten Lastprofil möglich. Abbildung 60 zeigt die Anzahl der Waschvorgänge, die an einem durchschnittlichen Tag zur Verfügung stehen, in Abhängigkeit der Tageszeit.

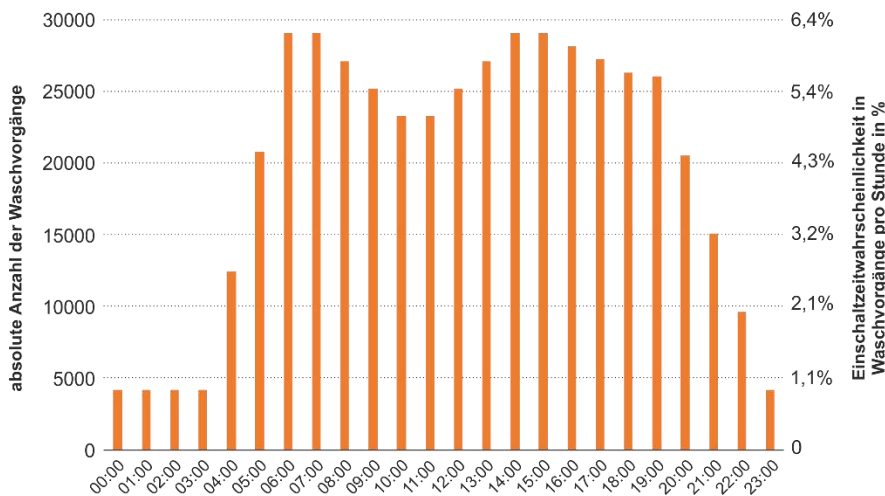


Abbildung 60: Anzahl der Waschvorgänge in Abhängigkeit der Tageszeit
Quelle: Eigene Berechnung basierend auf [36] und [37]

Hier wurde die Anzahl der Waschmaschinen mit der Einschaltzeitwahrscheinlichkeit aus [36] verknüpft¹³. Die Waschmaschine wird durchschnittlich 141-mal pro Jahr verwendet, sodass an einem Durchschnittstag 0,38 Waschvorgänge getätigt werden. In Spitzenzeiten stehen im Land Brandenburg ca. 29.000 Waschmaschinen für Lastverschiebungsmaßnahmen zur Verfügung. In der Nacht und den frühen Morgenstunden sind es hingegen weniger als 5.000 Waschmaschinen.

¹³ Annahme: Im Anschluss an das Waschen erfolgt direkt das Trocknen der Wäsche.

Das maximale technische Lastmanagementpotenzial für die Waschmaschine ergibt sich hier aus dem Maximum der aggregierten Spitzenleistung der laufenden Waschmaschinen für die entsprechende Zeitverschiebung (Abbildung 61).

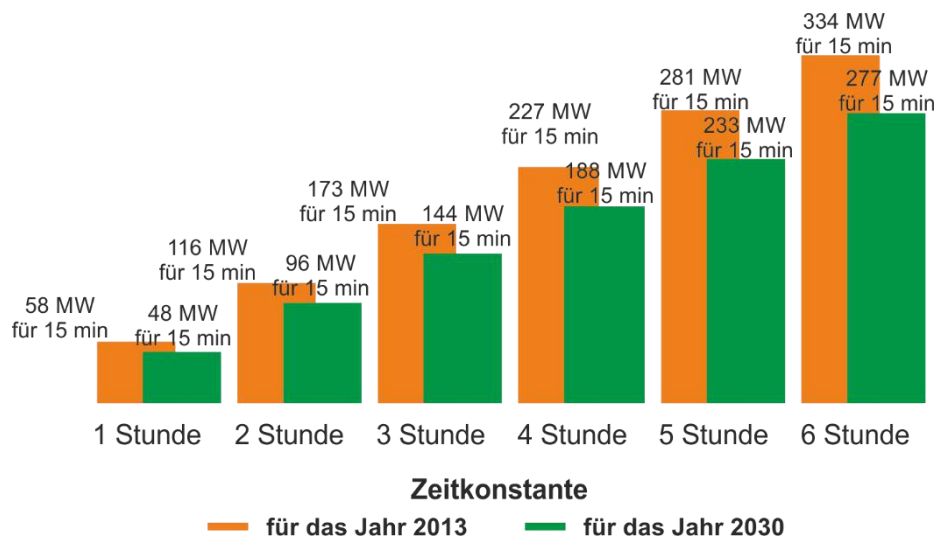


Abbildung 61: Techn. Lastmanagementpotenzial für Waschmaschinen

Bei einer maximalen Zeitverschiebung von 6 Stunden wurde ein maximales Lastverschiebungspotenzial von 334 MW (2013) ermittelt. Infolge der Effizienzsteigerungen wird im Jahr 2030 von einem geringeren Lastverschiebungspotenzial ausgegangen (227 MW).

Die sehr inhomogene Leistungsaufnahme der Waschmaschine führt dazu, dass das maximale Lastverschiebungspotenzial für nur ca. 15 Minuten zur Verfügung steht. Durch die sequentielle Ausführung kann jedoch die Aufrufdauer erhöht werden, welche allerdings das Lastverschiebungspotenzial dementsprechend verringert.

Wäschetrockner

Insofern der Nutzer keine Anforderungen bzw. Ansprüche daran hat, wann der Trocknungsvorgang beginnen und/oder enden soll, eignet sich auch der Wäschetrockner zur Lastverschiebung. Es ist jedoch zu beachten, dass der Wäschetrockner in der Regel direkt nach dem Waschen der Wäsche eingesetzt wird.

Der Ausstattungsgrad von Haushalten mit Wäschetrocknern beträgt im Land Brandenburg 24,2%. Insgesamt sind 303.000 Wäschetrockner statistisch erfasst [37]. Für die Zukunft wird in der Referenzprognose von einem leichten Anstieg des Ausstattungsgrad von Wäschetrocknern ausgegangen [53].

Der elektrische Energieverbrauch je Wäschetrockner pro Jahr beträgt ca. 283 kWh (Referenzjahr 2013). Seit einiger Zeit sind auf dem Markt Wäschetrockner mit Wärmepumpen verfügbar. Diese neuen Geräte haben einen deutlich geringeren elektrischen Energieverbrauch. Es wird im Jahr 2030

davon ausgegangen, dass ältere Wäschetrockner schrittweise durch neue effiziente Wäschetrockner mit Wärmepumpentechnologie ersetzt werden. Für das Jahr 2030 wird demnach ein elektrischer Energieverbrauch von 182 kWh pro Jahr angesetzt [53].

Für Wäschetrockner ergeben sich folgende energetische Lastmanagementpotenziale in den verschiedenen Betrachtungsjahren:

- 82,5 GWh für das Jahr 2013,
- 72,2 GWh für das Jahr 2030.

Ältere Modelle von Wäschetrocknern, sogenannte Ablufttrockner, haben üblicherweise eine Anschlussleistung von 2,6 kW bis 2,8 kW. Wäschetrockner, die über Wärmepumpen verfügen, haben eine Anschlussleistung von ca. 1 kW.

Für die Durchdringung der unterschiedlichen Technologien bei Wäschetrocknern sind keine Daten verfügbar. Für das Jahr 2013 wird vereinfachend eine Gleichverteilung angenommen. In der Zukunft werden vermutlich fast alle Wäschetrockner durch stromsparende Modelle ersetzt worden sein, sodass für das Jahr 2030 nur noch Wäschetrockner mit Wärmepumpen berücksichtigt werden. Die installierte Anschlussleistung von Wäschetrocknern im Land Brandenburg beträgt somit:

- 0,56 GW für das Jahr 2013,
- 0,40 GW für das Jahr 2030.

Analog zur Waschmaschine hängt die maximale Zeitverschiebung stark vom Nutzungsverhalten ab und liegt im Bereich von 1 bis 6 Stunden [36]. Die Nutzung des Wäschetrockners erfolgt im Anschluss an den Waschvorgang, sodass hier die zeitliche Verfügbarkeit des Wäschetrockners an die zeitliche Nutzung der Waschmaschine geknüpft und dadurch stärker eingeschränkt ist.

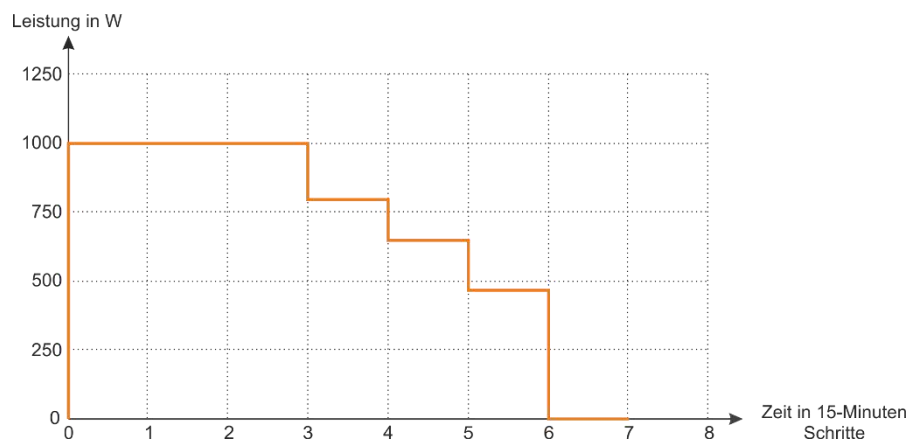


Abbildung 62: Typisches Lastprofil eines Wäschetrockners
Quelle: [36]

Abbildung 62 zeigt ein typisches Lastprofil eines Wäschetrockners. Im Gegensatz zur Waschmaschine arbeitet die Heizung des Wäschetrockners fast durchgängig während des gesamten Trocknungsprozesses.

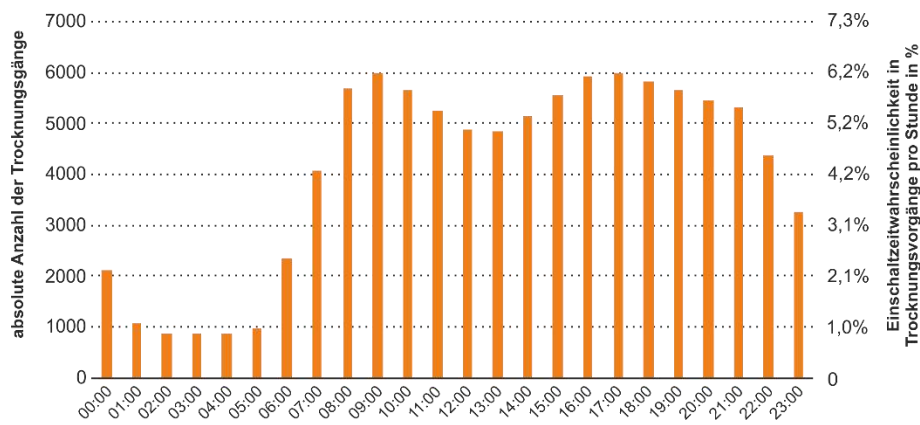


Abbildung 63: Anzahl der Trocknungsvorgänge in Abhängigkeit der Tageszeit
Quelle: Eigene Berechnung basierend auf [36] und [37]

Abbildung 63 zeigt die Anzahl der Trocknungsvorgänge in Abhängigkeit der Tageszeit. Hier wurde die Anzahl der Wäschetrockner mit der Einschaltzeitwahrscheinlichkeit aus [36] verknüpft. Der Wäschetrockner wird durchschnittlich 116-mal pro Jahr verwendet, sodass an einem Durchschnittstag 0,31 Trocknungsvorgänge getätigt werden. In Spitzenzeiten sind im Land Brandenburg ca. 6.000 Wäschetrockner für Lastverschiebungsmaßnahmen verfügbar. In der Nacht und den frühen Morgenstunden sind es hingegen weniger als 1.000 Wäschetrockner.

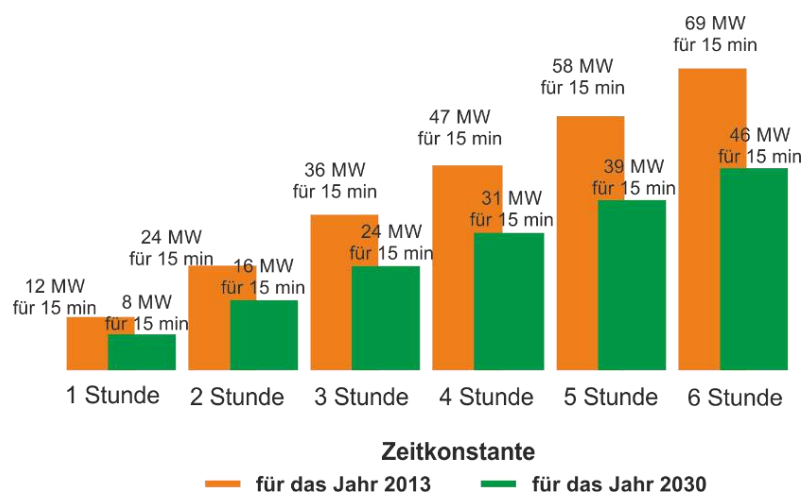


Abbildung 64: Technisches Lastmanagementpotenzial für Wäschetrockner

Die Berechnung des maximalen technischen Verschiebungspotenzials erfolgt analog zur Waschmaschine (siehe Abbildung 64). Bei einer maximalen Zeitverschiebung von 6 Stunden wurde ein maximales Lastverschiebungspotenzial von 69 MW (Referenzjahr 2013) ermittelt. Infolge des Einsatzes

von Wärmepumpen bei Wäschetrocknern wurde für das Jahr 2030 ein Lastverschiebungspotenzial von 46 MW berechnet.

Die homogenere Leistungsaufnahme des Wäschetrockners führt dazu, dass das maximale Lastverschiebungspotenzial für 30 Minuten zur Verfügung steht. Durch die sequentielle Ausführung kann die Aufrufdauer erhöht werden, allerdings verringert sich dadurch das Lastverschiebungspotenzial.

Geschirrspülmaschinen

Die Möglichkeit zur Lastverschiebung ist auch bei Geschirrspülmaschinen vom Nutzerverhalten abhängig und geht mit dem initialen Befüllen des Geschirrspülers einher. Moderne Geschirrspülmaschinen sind mittlerweile relativ leise und bieten gute Voraussetzungen, um auch in den Nacht- und Morgenstunden betrieben werden zu können.

Der Ausstattungsgrad von Haushalten mit Geschirrspülmaschinen beträgt im Land Brandenburg 67,5%. Insgesamt sind 844.000 Geschirrspülmaschinen statistisch erfasst [37]. Die Anzahl wird gemäß [53] in einem gesättigten Markt im Jahr 2030 auf 987.000 (81,9%) ansteigen.

Der elektrische Energieverbrauch je Geschirrspülmaschine pro Jahr beträgt für das Jahr 2013 ca. 228 kWh. Für das Jahr 2030 wird ein elektrischer Energieverbrauch von 195 kWh pro Maschine Jahr angenommen [53].

Das energetische Lastmanagementpotenzial für das Land Brandenburg ergibt sich aus der Multiplikation des jährlichen elektrischen Energieverbrauchs mit der Anzahl der Haushalte, die eine Geschirrspülmaschine besitzen. Das energetische Lastmanagementpotenzial beläuft sich auf:

- 190,6 GWh für das Jahr 2013,
- 192,6 GWh für das Jahr 2030.

Geschirrspülmaschinen haben normalerweise eine Anschlussleistung, die im Bereich von 2 kW bis 2,4 kW liegt. Die installierte Anschlussleistung von Geschirrspülmaschinen im Land Brandenburg beträgt somit:

- 1,9 GW für das Jahr 2013,
- 1,7 GW für das Jahr 2030.

Geschirrspülmaschinen sind gut für Lastverschiebungsmaßnahmen geeignet, da das Gerät nach dem Befüllen alle notwendigen Arbeitsschritte selbstständig erledigt. Die maximale Zeitverschiebung kann deshalb durchaus bis zu 24 Stunden betragen [36].

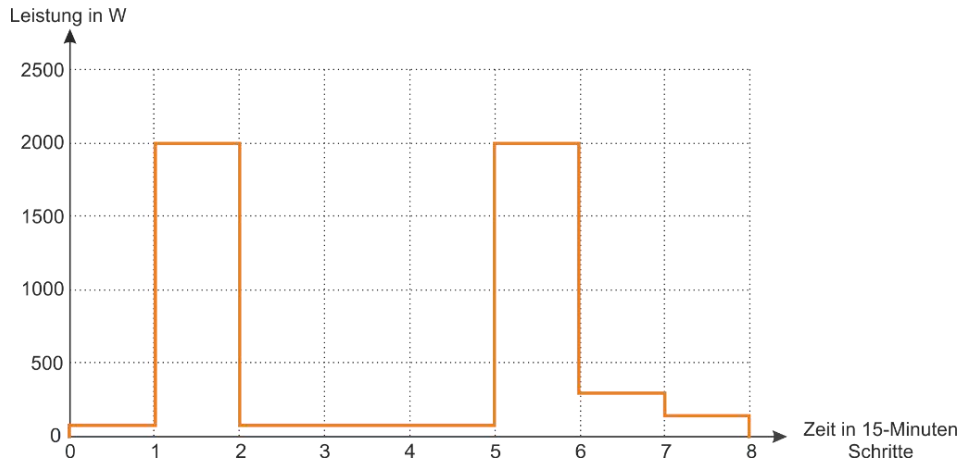


Abbildung 65: Typisches Lastprofil einer Geschirrspülmaschine
 Quelle: In Anlehnung an [36]

Abbildung 65 zeigt das Lastprofil einer Geschirrspülmaschine. Der Großteil des elektrischen Energieverbrauchs wird zu Beginn für die Erhitzung des Spülwassers und am Ende zur Trocknung des Geschirrs benötigt.

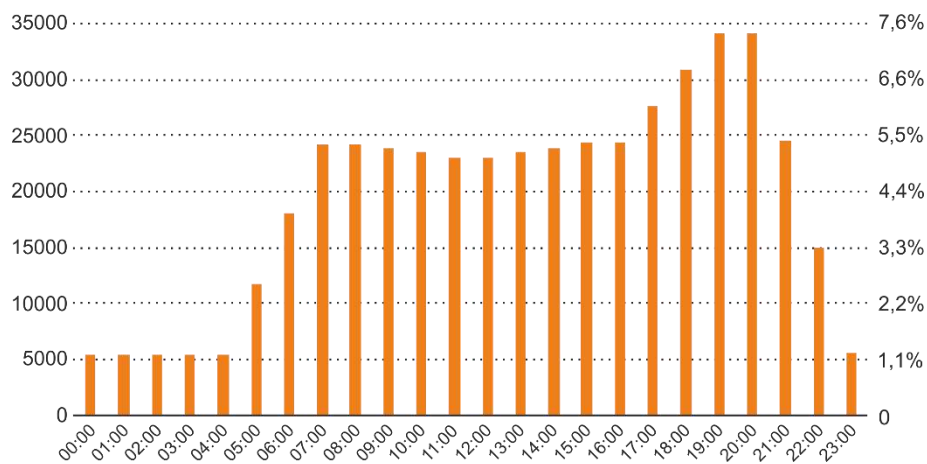


Abbildung 66: Anzahl der Geschirrspülvorgänge in Abhängigkeit der Tageszeit
 Quelle: Eigene Berechnung basierend [36] und [37]

Abbildung 66 zeigt die Anzahl der Geschirrspülvorgänge in Abhängigkeit der Tageszeit. Die Geschirrspülmaschine wird durchschnittlich 198-mal pro Jahr verwendet, sodass durchschnittlich jeden zweiten Tag der Geschirrspüler benötigt wird. Es stehen fast während des gesamten Tages mehr als 20.000 Geschirrspülmaschinen potenziell für Lastverschiebungsmaßnahmen zur Verfügung. In der Nacht und den frühen Morgenstunden sind es ca. 5.000 Geschirrspülmaschinen.

Abbildung 67 stellt das technische Lastmanagementpotenzial für die Geschirrspülmaschine dar. Bei einer maximalen Zeitverschiebung von 24 Stunden wurde ein maximales Lastverschiebungspotenzial von 917 MW für 2013 und 784 MW für 2030 ermittelt. Das maximale Lastverschiebungspotenzial kann für 30 Minuten bereitgestellt werden. Durch die sequentielle Ausführung kann auch hier die Aufrufdauer erhöht werden.

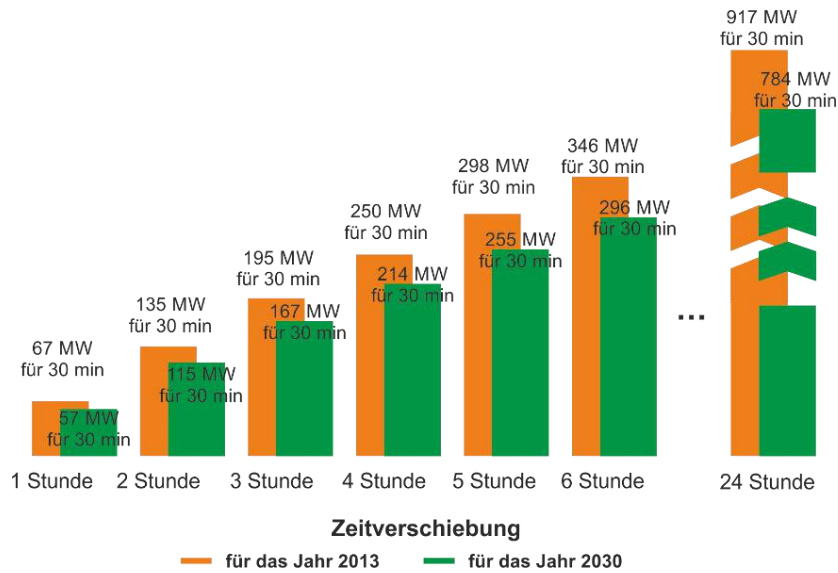


Abbildung 67: Technisches Lastmanagementpotenzial von Geschirrspülmaschinen

Anlage 17: Prozesse bzw. Technologien mit Speicherfähigkeit im Haushaltssektor

Im Folgenden werden die einzelnen Prozesse bzw. Technologien ohne Speicherfähigkeit vorgestellt und die Ermittlung des energetischen Lastmanagementpotenzials, der Akteursanzahl und des technischen Lastmanagementpotenzials detailliert methodisch beschrieben und hergeleitet.

Elektrische Kühl- und Gefriergeräte

Die Prozesskälte zur Nahrungsmittelkühlung wird in Haushalten durch Kühlschränke, Kühl-Gefrier-Kombinationen und Gefrierschränke sowie Gefriertruhen bereitgestellt. Die Geräte arbeiten fast ausschließlich mit einer Kompressionskältemaschine. Bei Kühl- oder Gefriergeräten erfolgt die Ansteuerung der Kompressionskältemaschine in der Regel über einen Zweipunktregler. Die Temperatur schwankt innerhalb eines zulässigen Hysteresebereiches. Sobald die obere bzw. untere Temperaturgrenze erreicht wird, schaltet sich der Kompressor aus bzw. an.

Abbildung 68 verdeutlicht das Betriebsverhalten anhand eines typischen Lastprofils und Temperaturverlaufs eines Kühlschranks.

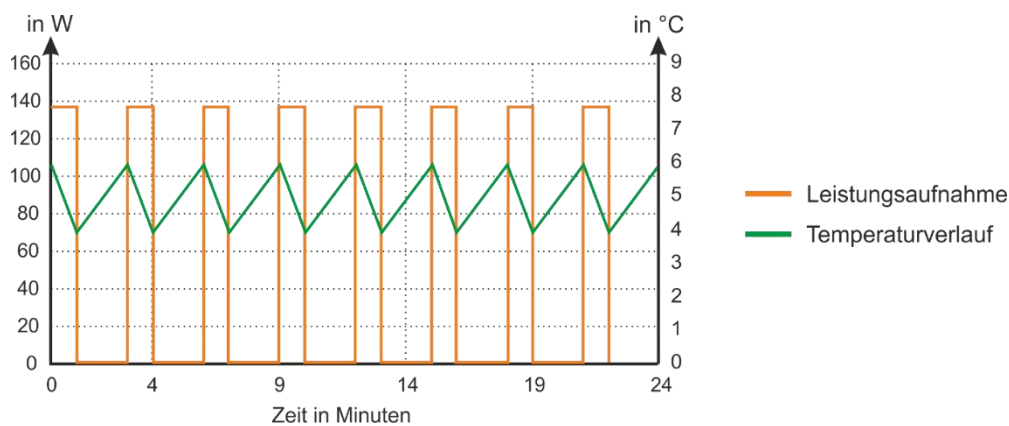


Abbildung 68: Typisches Lastprofil und Temperaturverlauf eines Kühlschranks

Die Verläufe sind qualitativ auch für Gefriergeräte gültig, da beide Geräteklassen nach dem gleichen Prinzip arbeiten.

Die zulässige Temperaturspreizung bei Lebensmitteln für Kühlgeräte beträgt 2 °C bis 7 °C. Für Gefriergeräte wird eine maximale Temperaturspreizung von -18 °C bis -12 °C angegeben [35]. Elektrische Kühl- und Gefriergeräte besitzen selbst fast keine Wärmekapazität, sodass das Temperaturverhalten stark vom Inhalt des Kühl- oder Gefriergeräts abhängt. Aufgrund der Wärmekapazität der gekühlten bzw. gefrorenen Güter kann ein Kälteaggregat für einen gewissen Zeitraum außer Betrieb genommen werden, ohne dass die Temperatur der Lebensmittel auf zu hohe Temperaturen ansteigt. Der notwendige elektrische Energiedarf ist daher flexibel und kann zeitlich verschoben werden.

Kühlgeräte haben eine nahezu vollständige Marktdurchdringung. Der Ausstattungsgrad von Haushalten mit Kühlschränken bzw. Kühl- und Gefrierkombinationen beträgt 99,6%. Insgesamt sind im

Land Brandenburg 1.245.000 Kühlschränke bzw. Kühl- und Gefrierkombinationen statistisch erfasst [37]. Gefriergeräte haben eine Marktdurchdringung von 46,6 % (582.000 Einheiten).

Der elektrische Energieverbrauch je Kühlgerät pro Jahr beträgt für das Jahr 2013 ca. 255 kWh. Für das Jahr 2030 wird durch sukzessiven Austausch alter Kühlgeräte durch neue effiziente Geräte ein elektrischer Energieverbrauch von 159,5 kWh pro Gerät und Jahr angenommen [53]. Analog dazu haben Gefriergeräte einen typischen jährlichen elektrischen Energieverbrauch von 262 kWh für 2013 und 183 kWh für 2030.

Für die Kühl- und Gefriergeräte ergeben sich die folgenden energetischen Lastmanagementpotenziale:

Kühlgeräte

- 316,9 GWh für das Jahr 2013,
- 190,2 GWh für das Jahr 2030.

Gefriergeräte

- 152,2 GWh für das Jahr 2013,
- 115,6 GWh für das Jahr 2030.

Ältere Modelle von Kühlgeräten haben eine Anschlussleistung von bis zu 150 W. Neue Geräte mit der Energieeffizienzklasse A+++ haben eine Anschlussleistung von ca. 90 W. Die Anschlussleistung von Gefriergeräten hängt stark von der Kühlraumgröße ab und liegt im Bereich von 50 W bis 200 W. Die installierte Anschlussleistung von Kühl- und Gefriergeräten im Land Brandenburg beträgt:

Kühlgeräte

- 0,15 GW für das Jahr 2013,
- 0,12 GW für das Jahr 2030.

Gefriergeräte

- 0,097 GW für das Jahr 2013,
- 0,075 GW für das Jahr 2030.

Die maximal zulässige Zeitverschiebung bei Kühl- und Gefriergeräten hängt vom zulässigen Temperaturbereich, von der Isolierung und vom Füllstand ab.

Zur Ermittlung des technischen Lastmanagementpotenzials der Kühl- und Gefriergeräte wird das Modell aus [35] („Demand Response: Nichtelektrische Speicher für Elektrizitätsversorgungssysteme mit hohem Anteil erneuerbarer Energien“) auf das Land Brandenburg übertragen. Es werden die jährlichen elektrischen Energieverbräuche der Kühl- und Gefriergeräte als Eingangsgröße unter Berücksichtigung der folgenden Rahmenbedingungen verwendet:

- Modellierung des instationären Verhaltens der Kühl- und Gefriergeräte, um die Ausschaltzeiten der Kompressoren zu ermitteln,
- Abgleich des Modells mit realen Messdaten,
- Berücksichtigung des Kühlschrankinhaltes (Kältespeicher) und der zulässigen Temperaturspreizung.

Kühl- und Gefriergeräte können zur Lasterhöhung und Lastreduktion verwendet werden. Das maximale Verschiebungspotenzial zur Lastreduktion ist bei Kühlschränken abrufbar, wenn die Geräte eine Innentemperatur von 2 °C (untere Grenze der zulässigen Temperaturspreizung) haben und die Kompressoren abschalten. Das maximale Verschiebungspotenzial ergibt sich, wenn die Kühlschränke eine Innentemperatur von 7 °C (obere Grenze der zulässigen Temperaturspreizung) haben und den Kompressor einschalten. Das maximale Verschiebungspotenzial zur Lasterhöhung steht im Gegensatz zum Verschiebungspotenzial zur Lastreduktion wesentlich kürzer zur Verfügung, da die Kühlung der Geräte schneller als die Erwärmung erfolgt.

Das maximale Verschiebungspotenzial zur Lasterhöhung für Kühlgeräte beträgt ca. 100 MW und steht für maximal 80 Minuten zur Verfügung. Das maximale Verschiebungspotenzial zur Lastreduktion liegt hingegen bei ca. 36 MW, erstreckt sich aber über mindestens 3,5 Stunden und nimmt anschließend langsam ab (siehe Abbildung 69).

Das Lastverschiebungspotenzial für Gefriergeräte unterliegt den gleichen Randbedingungen wie denen bei Kühlgeräten, jedoch ist das maximale Verschiebungspotenzial aufgrund des geringen Ausstattungsgrads nur etwa halb so groß. In der Zukunft wird sich das Verschiebungspotenzial für Kühl- und Gefriergeräte erheblich verringern, da der geringere elektrische Energiebedarf neuer energieeffizienter Kühl- und Gefriergeräte einen größeren Einfluss auf das Lastmanagementpotenzial hat als der leichte Anstieg der Marktdurchdringung der entsprechenden Geräte (siehe Abbildung 69).

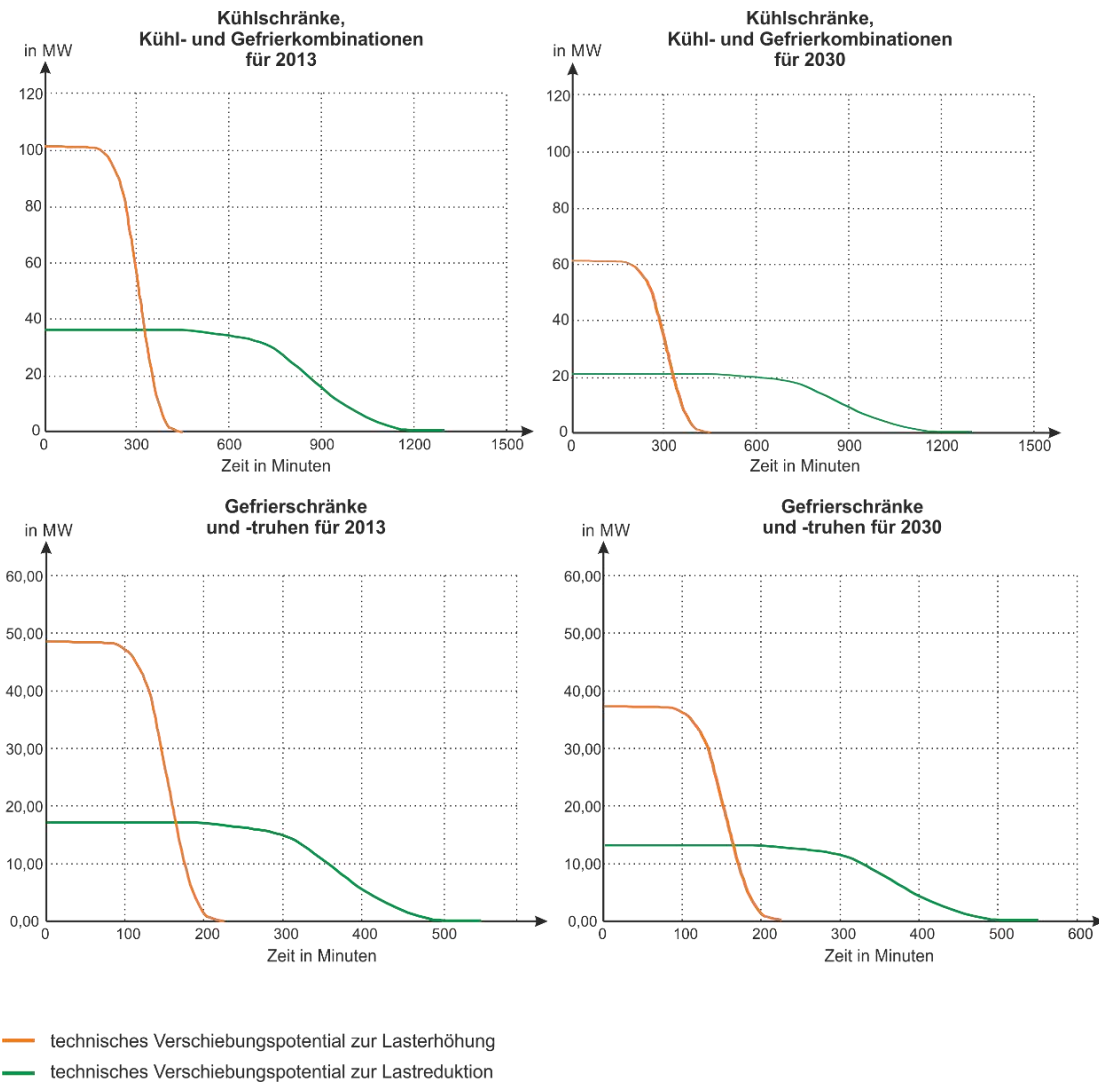


Abbildung 69: Technisches Verschiebungspotenzial für Kühl- und Gefriergeräte
Quelle: In Anlehnung an [35]

Elektrische Heizungssysteme (Wärmepumpen und Nachtspeicherheizungen)

Ein großer potenzieller Anwendungsbereich für Lastmanagement im Haushaltssektor ist die Bereitstellung von Raumwärme durch Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen. Hierbei kann die elektrische Energieaufnahme und Wärmeabgabe durch den Einsatz von Pufferspeichern zeitlich entkoppelt und ein Lastverschiebungspotenzial zur Verfügung gestellt werden.

Im Falle von Nachtspeicherheizungen erfolgt die Aufladung des Wärmespeichers in den Nachtstunden über einen eigenen Stromzähler und wird zeitlich durch den Netzbetreiber über Rundsteuer-technik gesteuert. Tagsüber wird die Wärme kontrolliert je nach Bedarf abgegeben. Durch die große Kapazität des Wärmespeichers und der Rundsteuerung eignen sich Nachtspeicherheizungen sehr gut für ein Lastmanagement.

Heizungsanlagen mit Wärmepumpentechnik müssen zunächst nur so ausgelegt sein, dass die Temperatur während der Sperrzeit nicht über das zulässige Maß hinaus abfällt. Wärmepumpen können auch mit einem größeren Wärmespeicher kombiniert werden, wodurch der elektrische Energiebezug und Wärmebedarf stärker zeitlich voneinander entkoppelt werden kann.

Der Anteil der Nachtspeicherheizungen im Land Brandenburg liegt für das Jahr 2013 bei ca. 5,7%. Insgesamt sind 48.000 Nachtspeicherheizungen statistisch erfasst [37]. In der Energieeinsparverordnung (EnEV) 2009 wurde ursprünglich ein schrittweises Verbot für die meisten Nachtspeicherheizungstypen verankert. Dieses Verbot wurde jedoch politisch im Jahr 2013 wieder gekippt, mit dem Hinweis auf die Energiewende und den Bedarf an Speichern. Nachtspeicherheizungen gelten heutzutage als eher unwirtschaftlich, energieineffizient und teuer. Der Anteil der Nachtspeicherheizungen wird deshalb vermutlich zukünftig stark abnehmen und sukzessive durch andere Heizungstechnologien ersetzt werden. In Einklang mit den Ausführungen aus [34] wird demnach für 2030 kein Lastmanagementpotenzial für Nachtspeicherheizungen ausgewiesen.

Haushalte mit Nachtspeicherheizungen haben einen deutlich höheren durchschnittlichen elektrischen Energieverbrauch im Vergleich zu anderen Haushalten mit Gas- oder Ölheizung. Laut [35] verbraucht eine Nachtspeicherheizung je Haushalt durchschnittlich 9.670 kWh/Jahr.

Die vorhandenen Wärmepumpen im Land Brandenburg lassen sich hingegen nur abschätzen. Als Grundlage für die Abschätzung dient die Branchenstudie vom Bundesverband Wärmepumpe (BWP) [54]. Folglich waren im Land Brandenburg in 2013 ca. 38.800 Wärmepumpen installiert. Für 2030 wird gemäß des Szenarios 1 der BWP-Branchenstudie ein Anstieg auf 97.000 Wärmepumpen prognostiziert.

Um den durchschnittlichen elektrischen Energiebedarf einer Wärmepumpe zu erhalten, wurde auf eine herstellerunabhängige Datenbank zurückgegriffen und durch Mittelwertbildung der durchschnittliche elektrische Energieverbrauch der Wärmepumpe pro Haushalt ermittelt [55]. Der durchschnittliche jährliche elektrische Energiebedarf für Wärmepumpen beträgt ca. 2.600 kWh/Jahr je Haushalt.

Die Ermittlung des technischen Lastmanagementpotenzials für Wärmepumpen und Nachtspeicherheizungen erfolgt unter Anwendung des VDN-Praxisleitfadens „Lastprofile für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen“. Bei der Ermittlung des technischen Lastmanagementpotenzials sind im Einzelnen die folgenden Arbeitsschritte notwendig:

- Beschaffung der normierten Lastprofile für Wärmepumpen/Nachtspeicher $p(t)$ von den Verteilnetzbetreibern in K/h in Abhängigkeit der äquivalenten Tagesmittel-Temperatur
- Berechnung der äquivalenten Tagesmitteltemperatur $T_{m,\bar{a}}$ für ein Jahr

$$T_{m,\bar{a}}(d) = 0,5 \times T_m(d) + 0,3 \times T_m(d-1) + 0,15 \times T_m(d-2) + 0,05 \times T_m(d-3) \quad (1)$$

- Berechnung der Temperaturmaßzahl mithilfe der Bezugstemperatur ($T_{\text{Bezug}} = 17^\circ\text{C}$) und der Begrenzungskonstanten ($K = 1$) für ein Jahr

$$\text{TMZ}(d) = \max(T_{\text{Bezug}} - T_{m,\bar{a}}(d); K) \quad (2)$$

- Berechnung der spezifischen elektrischen Arbeit je Kelvin mithilfe des durchschnittlichen Stromverbrauchs der Heizungsanlage (A_{-1}) und der Temperaturmaßzahl

$$a_{-1} = \frac{A_{-1}}{\sum_{d=1}^n \text{TMZ}(d)} \quad (3)$$

- Multiplikation der temperaturabhängigen normierten Lastprofile mit der spezifischen elektrischen Arbeit, um den Leistungsbezug der Heizung in kW zu erhalten

$$p_k(t) = a_{-1} \times p(t) \quad (4)$$

Wärmepumpen und Nachtspeicherheizungen werden mit einem vergünstigten Heizstromtarif betrieben, der mit Sperrzeiten verbunden ist, in denen die Heizungen nicht mit elektrischer Energie versorgt werden. Die Sperrzeiten werden von den Netzbetreibern festgelegt und können sich gegebenenfalls voneinander unterscheiden. Mit den Sperrzeiten für Wärmepumpen wird beispielsweise die Lastspitze zur Mittags- und Abendzeit gedämpft. Für diese Untersuchung wurden die normierten Lastprofile der MITNETZ STROM verwendet (vgl. Abbildung 68).

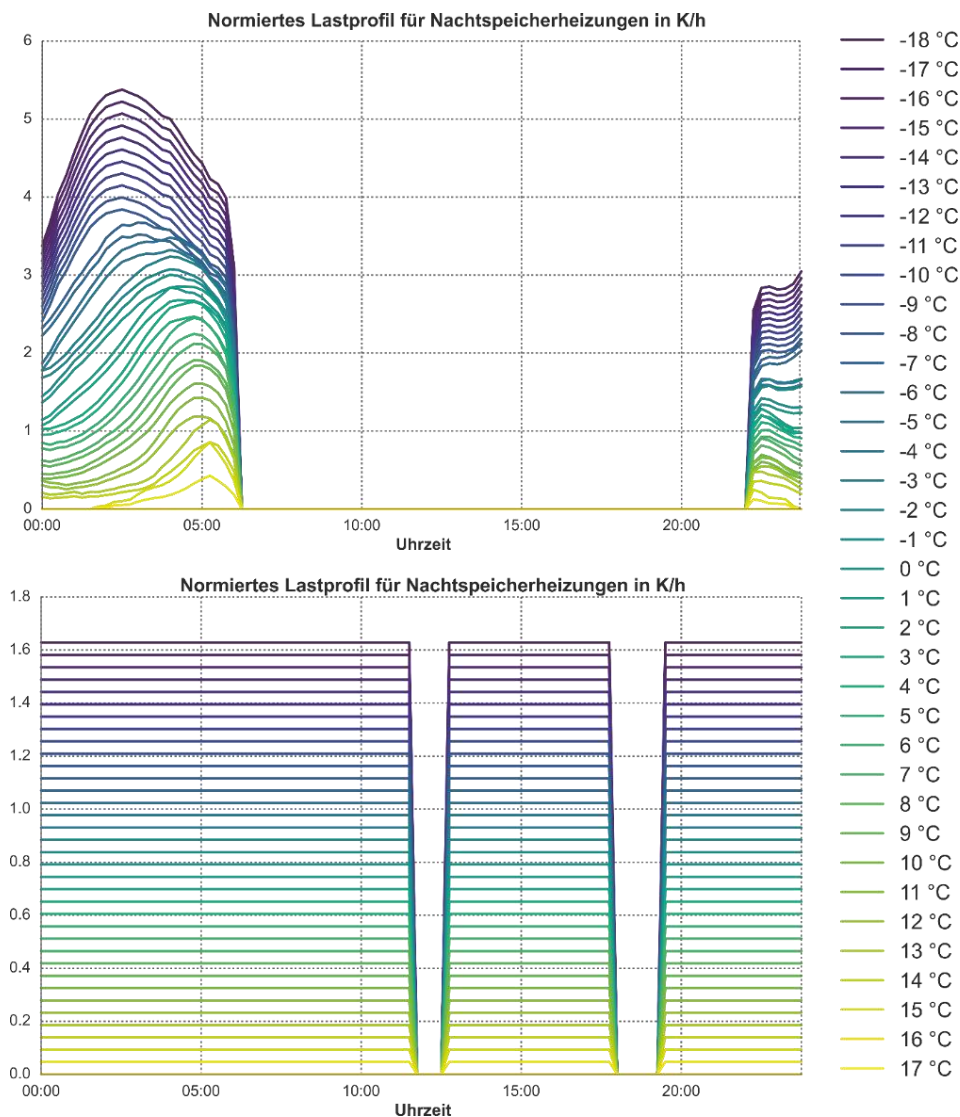


Abbildung 70: Normierte Lastprofile für Wärmepumpen und Nachtspeicher
Quelle: MITNETZ STROM [56]

Die für diese Untersuchung ausgewählte Temperaturmessstelle zur Ermittlung der äquivalenten Tagesmitteltemperatur ist die Messstelle des Deutschen Wetterdienstes (DWD) in Cottbus (siehe Abbildung 71).

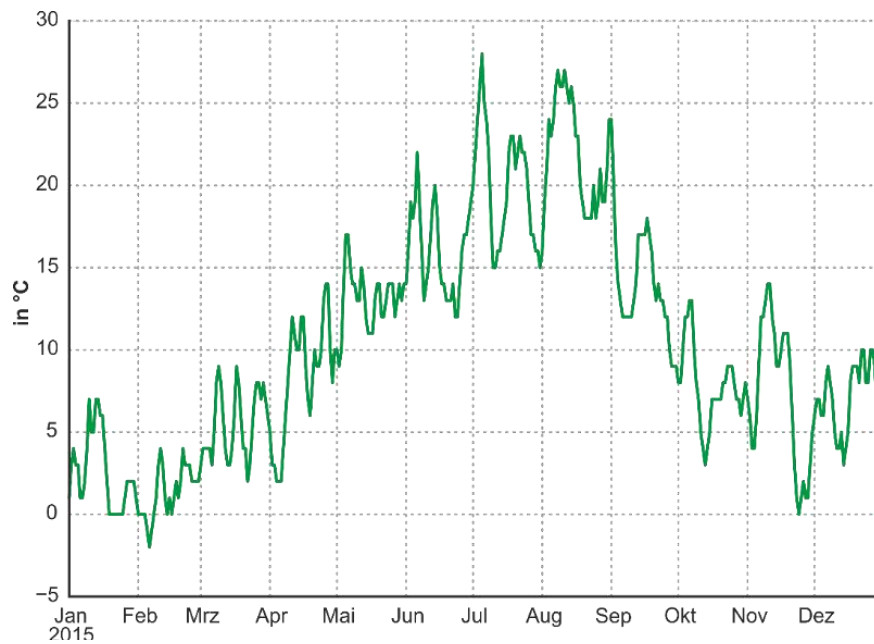


Abbildung 71: Äquivalente Tagesmitteltemperatur für Cottbus in 2015

Die Höhe des Lastmanagementpotenzials für elektrische Heizungssysteme ist jahreszeit-, tageszeit- und temperaturabhängig. Das Füllen des Wärmespeichers bzw. der Energiebezug hängt im Wesentlichen vom Füllstand des Speichers und der Kapazität des Pufferspeichers ab. Für den Fall des Energiebezuges sind durchschnittliche Zeitverschiebungen von bis zu 8 Stunden möglich. Beim Entladen des Wärmespeichers bzw. Aussetzen des Energiebezuges sind Zeitverschiebungen an weniger kalten Tagen größer 24 Stunden realisierbar [34]. Das maximale technische Verschiebungspotenzial für Nachtspeicherheizungen liegt in den Wintermonaten bei ca. 500 MW. In den Sommermonaten ist zweitweise das Verschiebungspotenzial gleich Null (siehe Abbildung 72).

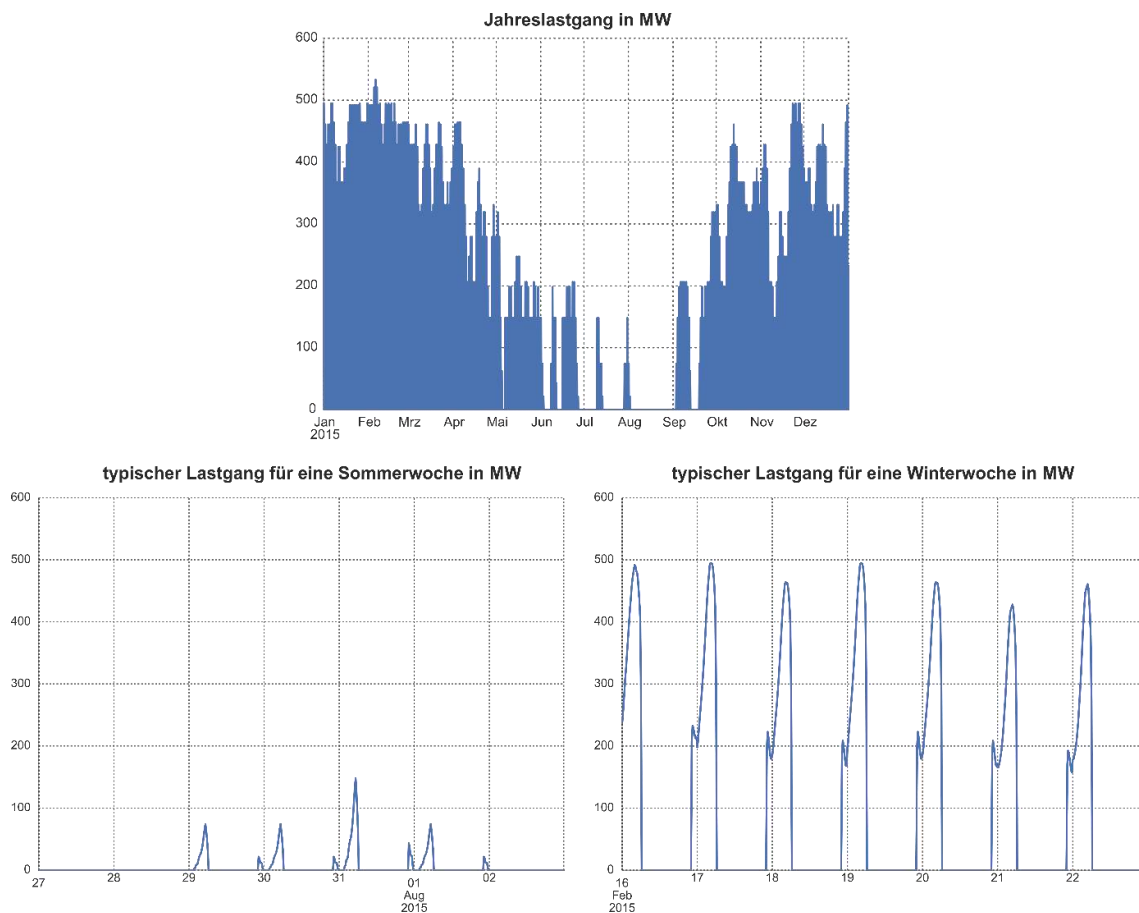


Abbildung 72: Jahreslastgang von Nachtspeicherheizungen 2013

Wie bereits ausgeführt wird für das Jahr 2030 kein technisches Lastmanagementpotenzial ausgewiesen.

Wärmepumpen haben aufgrund des deutlich geringeren Energiebedarfs ein kleineres technisches Lastmanagementpotenzial als Nachtspeicherheizungen. In Abbildung 73 ist der Jahreslastgang von Wärmepumpen für das Land Brandenburg in 2013 dargestellt.

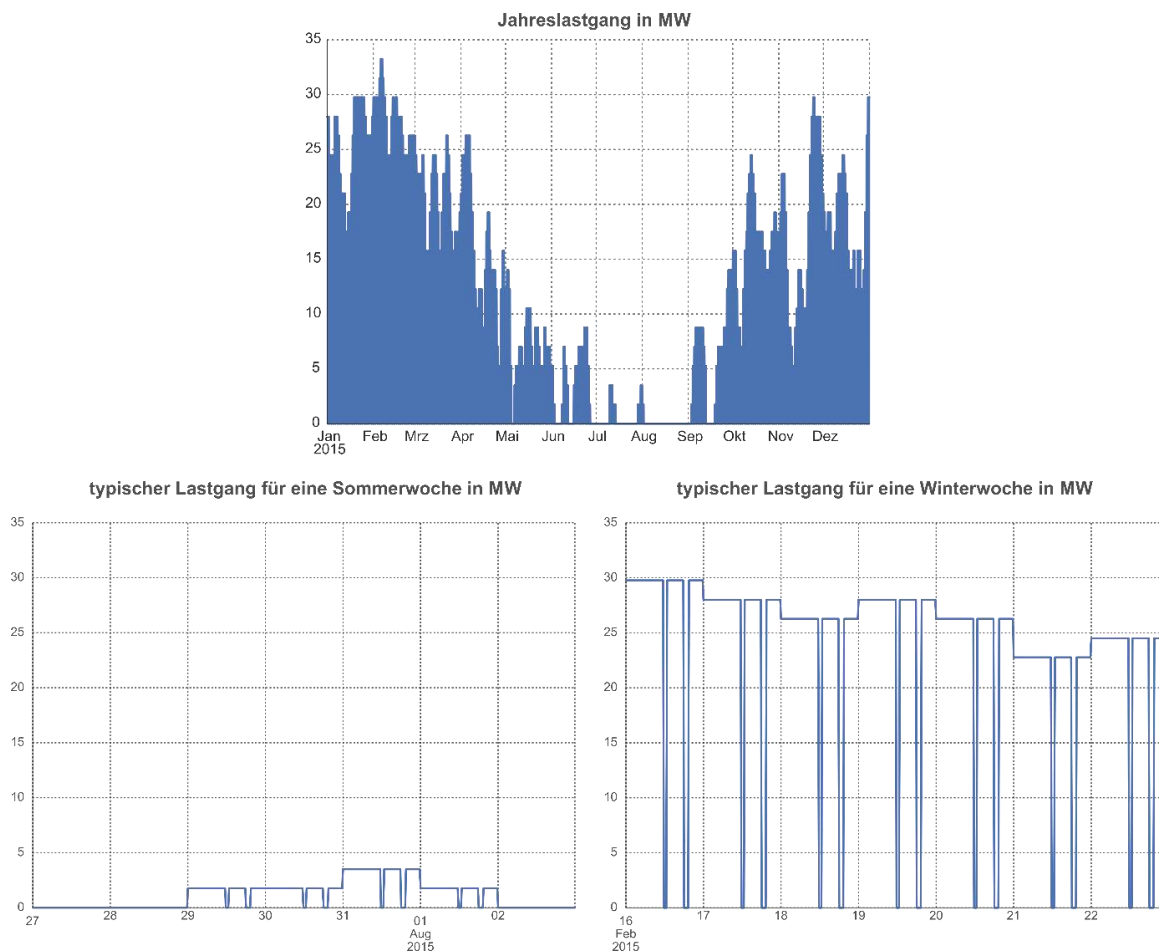


Abbildung 73: Jahreslastgang von Wärmepumpen 2013

Es ergibt sich ein technisches Verschiebungspotenzial von maximal 33 MW. Da davon auszugehen ist, dass Wärmepumpen in Zukunft an Bedeutung gewinnen werden, ergibt sich für das Jahr 2030 ein erhöhtes technisches Verschiebungspotenzial von maximal 82 MW (siehe Abbildung 74).

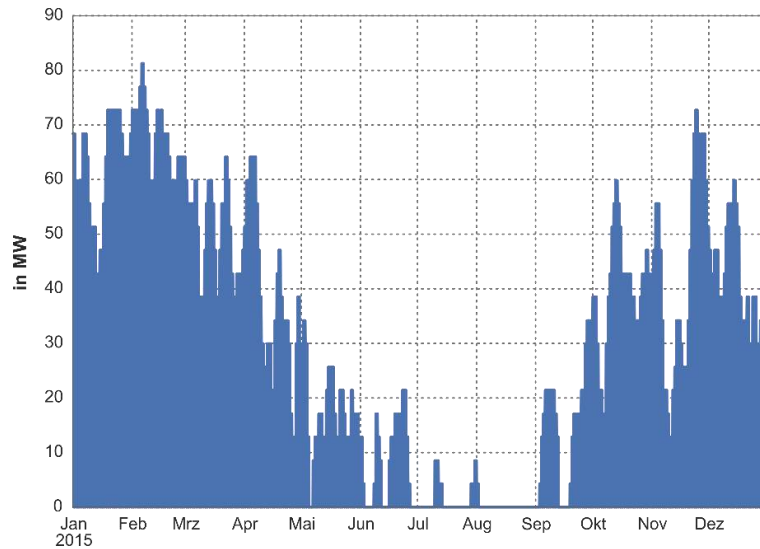


Abbildung 74: Jahreslastgang von Wärmepumpen 2030

Elektrische Warmwasserbereitung

Geräte zur elektrischen Warmwasserbereitung lassen sich in Geräte ohne Speicher (Durchlauferhitzer) und Geräte mit Speicher (Warmwasserspeicher) einteilen. Warmwasserspeicher können für Lastmanagement genutzt werden, da die Erwärmung des Wassers zeitlich von der Entnahme des Wassers entkoppelt ist. Es wird hierbei das Wasser mithilfe einer elektrischen Widerstandsheizung erwärmt und in einem wärmeisolierten Behälter gespeichert. Durchlauferhitzer müssen das Wasser in dem Augenblick erwärmen, in dem es benötigt wird und eignen sich deshalb nicht für Lastmanagement.

Gemäß den Angaben in [35] teilen sich die in Deutschland im Einsatz befindlichen Warmwassergehäte wie folgt auf:

- Durchlauferhitzer: 51 %,
- Speicher und Boiler: 43 %,
- Standspeicher: 6 %.

Der Anteil der Warmwasserbereitstellung am elektrischen Energiebedarf in privaten Haushalten wird für Deutschland mit 15 TWh angegeben [35]. Dies entspricht einem Anteil von 12% am elektrischen Energiebedarf im Haushaltssektor. Dieser Wert wird aufgrund mangelnder Daten auch für das Land Brandenburg übernommen. Hieraus ergibt sich ein energetisches Lastmanagementpotenzial von 400,5 GWh für die elektrische Warmwasserbereitstellung. Für das Jahr 2030 wurde analog zur Energiereferenzprognose in [53] eine jährliche Energieeffizienzsteigerung von 1% pro Jahr prognostiziert, was zu einem elektrischen Energiebedarf von 332,4 GWh führt.

In Deutschland verwenden ca. 17% der privaten Haushalte Strom, um Warmwasser bereitzustellen [1]. Demnach sind in 212.500 Haushalten Geräte zur elektrischen Warmwasserbereitung installiert.

Das technische Lastmanagementpotenzial wurde analog zu den Ausführungen in [35] berechnet. Als Eingangsgröße für das dort beschriebene Modell dient der jährliche elektrische Energiebedarf, der zur Bereitstellung von Warmwasser benötigt wird.

Der Energiebezug von elektrisch betriebenen Warmwasserspeichern kann dann erhöht werden, wenn der Speicher nicht vollständig geladen ist und durch den Einsatz elektrischer Energie das Wasser erwärmt wird. Es ergibt sich ein maximales technisches Lastverschiebungspotenzial von 317 MW. Wenn der Speicher vollständig entladen war, ist eine Zeitverschiebung von bis zu acht Stunden möglich.

Hingegen kann der Energiebezug von elektrisch betriebenen Warmwasserspeichern dann verringert werden, wenn der Warmwasserspeicher gefüllt ist und den Warmwasserbedarf des Haushaltes decken kann. Beispielsweise sind Standspeicher so dimensioniert, dass der Warmwasserbedarf eines ganzen Tages bereitgestellt werden kann. Das technische Lastverschiebungspotenzial zur Lastreduktion beläuft sich für das Land Brandenburg auf ca. 50 MW. Für 2030 ergeben sich aufgrund der Effizienzsteigerungen geringere technische Lastmanagementpotenziale (Abbildung 75).

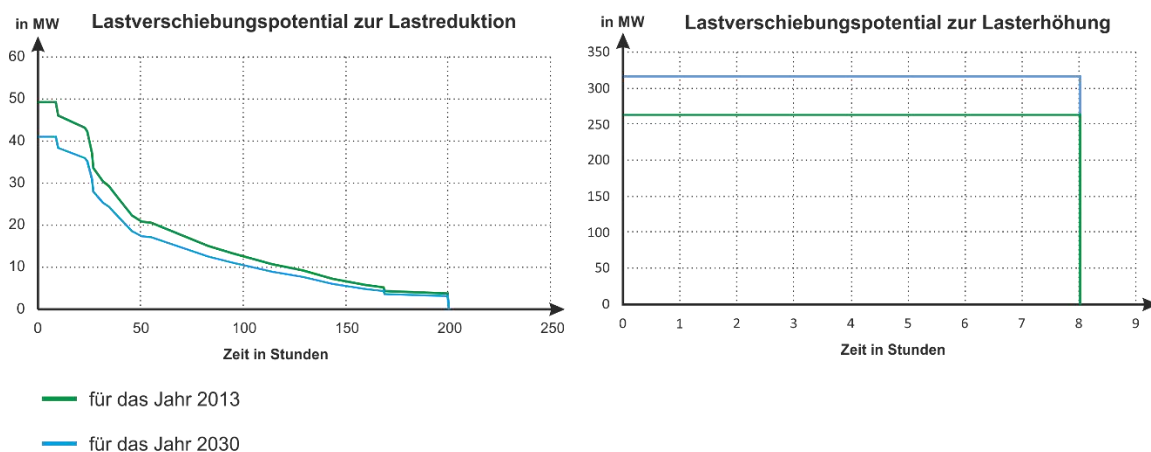


Abbildung 75: Techn. Lastmanagementpotenzial für die el. Warmwasserbereitstellung
Quelle: In Anlehnung an [35]

Umwälzpumpen

Der überwiegende Teil der Haushalte im Land Brandenburg verwendet Warmwasserheizungen, die mit fossilen Energieträgern betrieben werden. Die Aufgabe von Umwälzpumpen in den fossil betriebenen Heizungsanlagen ist die Verteilung bzw. Beförderung der erzeugten Wärme hin zu den Heizungskörpern. Umwälzpumpen können nur zur Lastreduktion verwendet werden.

Für die Bestimmung des potenziellen Beitrags der Umwälzpumpen am Lastmanagement sind die folgenden Randbedingungen von Bedeutung:

- jährlicher elektrischer Energiebedarf der Umwälzpumpen,
- Anzahl der Umwälzpumpen, die im Land Brandenburg betrieben werden,
- Anschlussleistung der Umwälzpumpen,
- Nutzungsdauer.

Aus Abbildung 76 lässt sich erkennen, dass in ca. 90 % aller Haushalte im Land Brandenburg Heizenergie aus Öl, Gas oder festen Brennstoffen beziehen. Es verfügen somit mindestens¹⁴ 1.206.000 Haushalte über eine Umwälzpumpe.

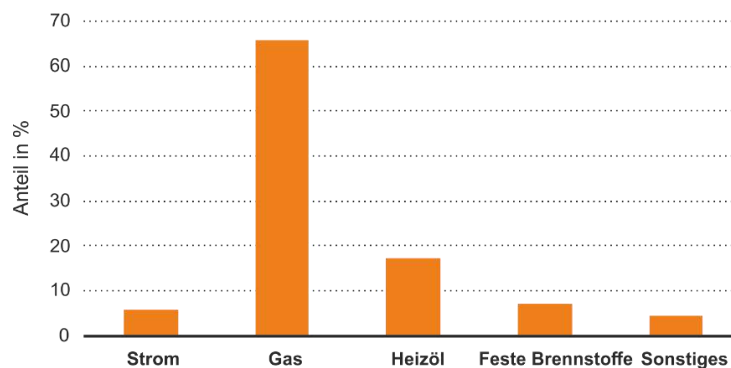


Abbildung 76: Private Haushalte nach Heizenergieart und Heizsystem
Quelle: [37]

Der Vergleich verschiedener Umwälzpumpen für ein Einfamilienhaus zeigt große Unterschiede in der Anschlussleistung. Alte unregelte Pumpen haben eine Anschlussleistung von 80 W und verbrauchen bei einer Betriebsdauer von 5.000 Stunden im Jahr ca. 400 kWh. Regulierte Pumpen haben nur 45 W Anschlussleistung und einen jährlichen elektrischen Energiebedarf von 225 kWh. Stand der Technik sind sogenannte Hocheffizienzpumpen, die nur noch eine Anschlussleistung von 13 W und einen jährlichen elektrischen Energiebedarf von 65 kWh haben [57].

Unter der Annahme einer Gleichverteilung der eingesetzten Umwälzpumpen ergibt sich ein energetisches Lastmanagementpotenzial von 227 GWh je Jahr. Für das Jahr 2030 kann davon ausgegangen werden, dass ineffiziente Umwälzpumpen sukzessive durch moderne stromsparende Varianten ersetzt werden. Es wird vereinfachend angenommen, dass im Jahr 2030 nur noch hocheffiziente Umwälzpumpen eingesetzt werden. Es ergibt sich für das Jahr 2030 ein energetisches Lastmanagementpotenzial von 78,4 GWh.

Das maximale Verschiebungspotenzial entspricht gemäß [35] der installierten Leistung und kann in Abhängigkeit der Außentemperatur für ca. eine Stunde zur Verfügung gestellt werden. Nach einer Stunde fällt das Verschiebungspotenzial signifikant ab.

Es ergeben sich folgende Verschiebungspotenziale zur Lastreduktion für das Land Brandenburg:

- 55,5 MW für das Jahr 2013,
- 15,7 MW für das Jahr 2030.

Klimatisierung

Die Klimageräte in privaten Haushalten stellen in Verbindung mit der Speicherkapazität des Wohnraums eine weitere Technologie dar, die zur Lastverschiebung eingesetzt werden kann. Die Konditionierung des Raumes kann für kurze Zeit ausgesetzt werden, jedoch müssen solche Anlagen über einen Sensor, der die Luftqualität bzw. -temperatur misst, verfügen.

¹⁴ Haushalte, die Raumwärme über die Fernheizung beziehen, brauchen nicht in jedem Fall eine Umwälzpumpe.

In [58] wird eine Analyse der Marktdurchdringung und des Absatzes von Klimatisierungsgeräten für Deutschland präsentiert. Ausgehend von den Zahlen für Deutschland wurde für das Land Brandenburg eine Anzahl von ca. 22.900 Klimageräten ermittelt. Der Absatz von Klimageräten soll sich in den nächsten Jahrzehnten leicht erhöhen, sodass für das Jahr 2030 ein Wert von 27.400 prognostiziert wird.

Die durchschnittliche Kühlleistung eines Klimageräts beträgt ca. 4,6 kW bzw. 1,53 kW bei einem Effizienzfaktor von 3 [58] und wird sich zukünftig nicht signifikant verändern. Die Anzahl der Kühltage in Deutschland beläuft sich auf 122 Tage [36]. Für eine Volllaststundenzahl von 450 h pro Jahr [36] ergibt sich ein energetisches Lastmanagementpotenzial für die Sommermonate von 15,8 GWh für 2013 und 18,9 GWh für 2030. Die Spitzenleistung bzw. Anschlussleistung für Klimageräte beträgt für 2013 ca. 35 MW und für 2030 ca. 42 MW.

Im Vergleich zu Heizungssystemen ist die Speicherfähigkeit deutlich geringer einzuschätzen, da private Haushalte über keinen Kältespeicher verfügen (vgl. Pufferspeicher bei den Heizungssystemen). In privaten Haushalten werden die Anlagen nicht durchgängig betrieben und bedarfsabhängig nur an heißen Sommertagen eingeschaltet. Die maximal mögliche Zeitverschiebung beträgt bis zu einer Stunde.

Elektrofahrzeuge und Ladeinfrastruktur

Bei einer zukünftig hohen Durchdringung von Elektrofahrzeugen und der dazugehörigen Ladeinfrastruktur wird sich das Verbrauchsmuster der privaten Haushalte grundlegend ändern. Es wird angenommen, dass die höchste Konzentration von Fahrten in den Morgen- und frühen Abendstunden auftritt, sodass tagsüber an semiöffentlichen Ladesäulen, beispielsweise beim Arbeitgeber, und in den Abendstunden zu Hause geladen wird.

Im Folgenden wird nur das Lastmanagementpotenzial für die private Ladeinfrastruktur abgeschätzt. Öffentliche und semiöffentliche Ladesäulen werden nicht betrachtet, da sie dem GHD-Sektor zuzuordnen sind. Abgesehen davon stellen sogenannte öffentliche Schnellladestation (DC-Ladestationen) kein großes Lastmanagementpotenzial in Aussicht, da ähnlich wie beim konventionellen Tankvorgang das Elektrofahrzeug schnellstmöglich innerhalb von kurzer Zeit (im Bereich von 30 Minuten) aufgeladen und der Platz für weitere Elektrofahrzeuge wieder freigegeben werden soll.

Im Januar 2016 waren in Deutschland 25.500 Elektrofahrzeuge statistisch erfasst. Für das Land Brandenburg belief sich die Zahl auf 426 Elektrofahrzeuge [59]. Die Hochrechnung aus den Werten vom „Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2030“ [60] ergibt für das Land Brandenburg eine Anzahl von ca. 217.000 Elektrofahrzeugen.

Infolge der äußerst geringen Marktdurchdringung von Elektrofahrzeugen im Jahr 2013 wird nur das Jahr 2030 betrachtet. In privaten Haushalten sind mit einem üblichen Hausanschluss die folgenden maximalen Ladeleistungen realisierbar:

- 3-phasig: 5,2 kW,
- 1-phasig: 1,7 kW.

Unter der vereinfachenden Annahme, dass jedes Elektrofahrzeug zu Hause geladen wird sowie einer Gleichverteilung der Ladetechnologien ergibt sich für das Jahr 2030 eine Ladeleistung von 750 MW. Dies entspricht in erster Näherung dem maximalen technischen Verschiebungspotenzial zur Lastreduktion sowie Lasterhöhung.

Für eine typische Laufleistung von 15.000 km pro Jahr und einem durchschnittlichen Verbrauch von 15 kWh/100 km ergibt sich für das Jahr 2030 ein energetisches Lastmanagementpotenzial von 490 GWh. Da Elektrofahrzeugnutzer nicht nur ausschließlich zu Hause das Fahrzeug aufladen, sondern auch öffentliche und semiöffentliche Ladesäulen nutzen, ist das energetische Lastmanagementpotenzial im Haushaltssektor in Realität deutlich geringer.

Die Ladedauer beträgt bei einem 1-phasigen Ladevorgang ca. acht Stunden. Unter Verwendung eines 3-phasigen Ladesystems lässt sich die Ladezeit auf ca. 2,5 Stunden reduzieren. In [40] wird demzufolge eine maximal mögliche Zeitverschiebung von vier bis acht Stunden angegeben.

Abbildung 77 zeigt den Stromverlauf eines typischen dreiphasigen Ladevorganges eines Elektrofahrzeuges (German E-Cars Cetos). Weiterhin sind dort die typischen Ladephasen kenntlich gemacht.

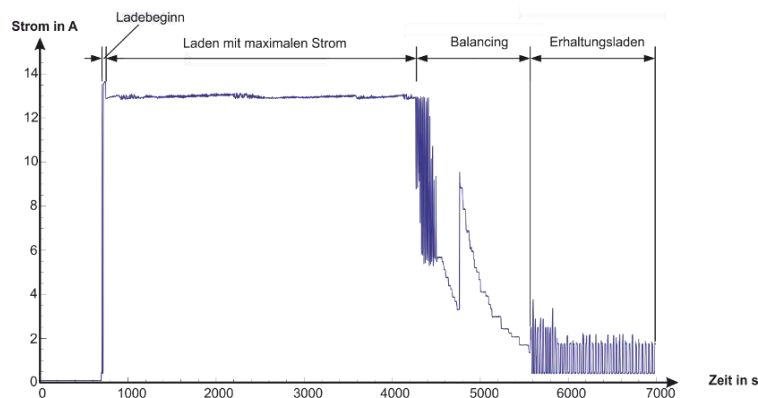


Abbildung 77: Dreiphasiger Ladevorgang eines Elektrofahrzeuges (German E-Cars Cetos)

Anlage 18: Ermittlung des technischen Lastmanagementpotenzials für den GHD-Sektor

Im Folgenden werden die einzelnen Prozesse vorgestellt und die Ermittlung des energetischen und technischen Lastmanagementpotenzials detailliert beschrieben.

Mechanische Energie

Unter dem Punkt mechanische Energie werden die Lastmanagementpotenziale für die Belüftung und Ventilation betrachtet. Lüftungsanlagen müssen innerhalb eines Raumes Luftzustände herstellen, welche die für den Menschen oder für Produktionsprozesse gesetzten Ansprüche an die Luftqualität einhalten. Dabei sind unter anderem folgende Kriterien zu beachten:

- Zufuhr von Frischluft bzw. Sauerstoff,
- Beseitigung von Schadstoffen aus der Luft,
- Einstellung einer angemessenen Lufttemperatur und Luftfeuchtigkeit.

Die Belüftungsanlage stellt in Kombination mit einem luftgefüllten Raum einen Speicher dar, der theoretisch für Lastverschiebungsmaßnahmen genutzt werden kann. Das Speichermedium ist die Luft, wobei der Ladezustand des Speichers durch die Luftqualität bestimmt wird.

Eine Belüftungsanlage kann so lange ausgeschaltet oder mit verminderter Leistung betrieben werden, wie die Luftqualität einen definierten Grenzwert nicht über- oder unterschreitet. Unter diesen Umständen muss die Belüftungsanlage wieder eingeschaltet werden. Lüftungsanlagen mit sehr hohen Auslastungsgraden kommen für Lastmanagementmaßnahmen nicht in Frage, da je höher der Auslastungsgrad der Belüftungsanlage ist, desto geringer ist die mögliche Ausschaltzeit bzw. Speicherfähigkeit der Belüftungsanlage.

Im Jahr 1997 betrug der elektrische Energieverbrauch von Belüftungsanlagen mit einer Leistung zwischen 1 kW und 500 kW in Deutschland ca. 43,2 TWh. Davon entfielen ca. 22,5 TWh (52 %) auf den GHD-Sektor. Es wird ein realistisches Einsparpotenzial von 3,5 % bis 8,5 % angegeben, sodass zusammen mit den angenommenen Zuwächsen sowie den jährlichen Energieeffizienzsteigerungen von ca. 1 % je Jahr von einem Wert von 18,9 TWh im Jahr 2013 und 15,1 TWh im Jahr 2030 auszugehen ist (Berechnung basierend auf [35]).

Gemäß den Daten für Deutschland ergibt sich für das Land Brandenburg im Referenzjahr 2013 ein jährliches energetisches Lastmanagementpotenzial von ca. 625 GWh. Unter Berücksichtigung der angenommenen Zuwächse an Ventilation bzw. Belüftung sowie der angestrebten Energieeffizienzsteigerungen ergibt sich für das Jahr 2030 ein energetisches Lastmanagementpotenzial von 500 GWh.

Zur Berechnung des technischen Lastmanagementpotenzials wird das Modell in [35] angewendet. Als Eingangsgröße dient das ermittelte energetische Lastmanagementpotenzial für die Belüftung bzw. Ventilation. Es wird in [35] eine Ladeleistung, welche dem Verschiebungspotenzial zur Lasterhöhung entspricht, und eine Entladeleistung, welche dem Verschiebungspotenzial zur Lastreduktion entspricht, angegeben. Für den GHD-Sektor liegt die angenommene Betriebszeit der Anlagen zwischen 6:00–22:00 Uhr.

Er ergeben sich folgende maximale Lastverschiebungspotenziale für das Land Brandenburg (siehe Abbildung 78):

Lastreduktion

- 529 MW für das Jahr 2013,
- 423 MW für das Jahr 2030.

Lasterhöhung

- 203 MW für das Jahr 2013,
- 162 MW für das Jahr 2030.

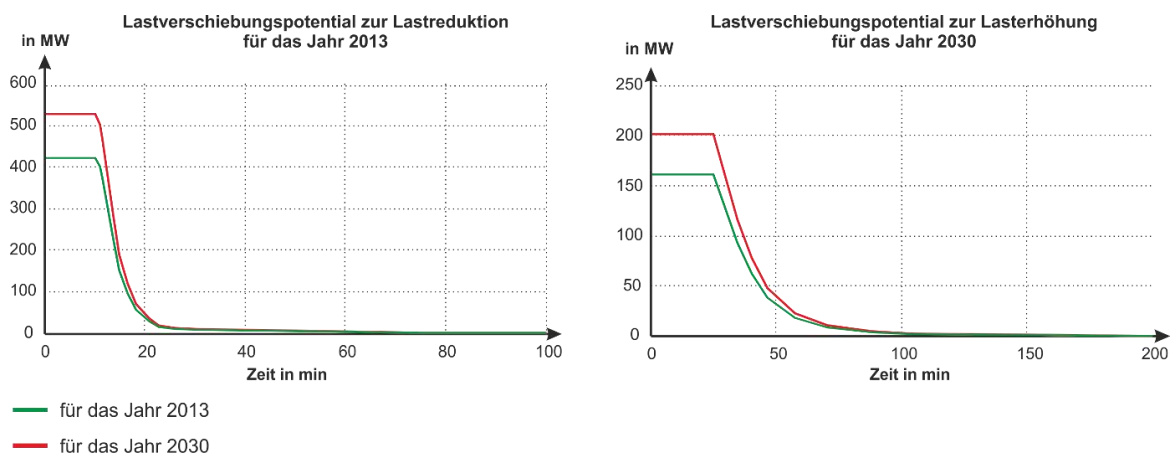


Abbildung 78: Lastmanagementpotenzial von Belüftungsanlagen (GHD) 2013 und 2030

Klimakälte

Analog zum Haushaltssektor sind auch im GHD-Sektor Klimageräte zur Kühlung der Raumluft vorhanden. Klimageräte funktionieren ähnlich wie Belüftungssysteme, wobei die Kälte in Form von kühler Raumluft gespeichert wird. Sofern sich die Raumtemperatur innerhalb definierter Grenzen bewegt, können die Kühlkompressoren für Klimageräte für Lastmanagementmaßnahmen wahlweise an- oder ausgeschaltet werden. Die maximal mögliche Zeitverschiebung ist abhängig von der Außentemperatur sowie der Isolation des Gebäudes und beträgt ca. einer Stunde [33].

Klimatisierung wird vor allem in Banken und Büros eingesetzt. Die zentralen Klimaanlage sind in Einzelfällen ganzjährig in Betrieb. Im Durchschnitt sind es bei den zentralen Anlagen ca. fünf Stunden an 117 Tagen, bei mobilen Kleinklimageräten 7 Stunden an ca. 140 Tagen und bei Klimasplit-Geräten sieben Stunden an ca. 102 Tagen im Jahr [39].

In [58] wird eine Analyse zur Marktdurchdringung von mobilen Geräten und Klimasplitgeräten im Einzelhandel und in Büros für Deutschland präsentiert. Ausgehend von den Zahlen für Deutschland wurde für das Land Brandenburg eine Anzahl von ca. 1,66 Millionen Klimageräten im GHD-Sektor ermittelt. Der Absatz von Klimageräten soll sich in den nächsten Jahrzehnten leicht erhöhen, sodass für das Jahr 2030 ein Wert von 2,31 Millionen Klimageräten prognostiziert wird.

Das jährliche energetische Lastmanagementpotenzial für Klimakälte im GHD-Sektor wird mit 83 GWh abgeschätzt. Unter der Annahme einer Energieeffizienzsteigerung im GHD-Sektor von 1 % je Jahr und der steigenden Anzahl von Geräten ergibt sich für das Jahr 2030 ein Wert von 96 GWh.

Der Bestand von mobilen Klimageräten und Klimasplitgeräten zur Kühlung von Räumen ist annähernd gleich verteilt, sodass von einer durchschnittlichen Volllaststundenzahl von ca. 850 Stunden auszugehen ist. Der Anteil der zentralen Klimaanlage lässt sich hingegen nicht ermitteln.

Das maximale Verschiebungspotenzial zur Lastreduktion bzw. Lasterhöhung von Klimakälte im GHD-Sektor beträgt demgemäß für das Land Brandenburg in 2013 ca. 97 MW und in 2030 ca. 113 MW.

Prozesskälte

Neben den Kühl- und Gefriergeräten im Haushaltssektor haben auch die Prozesskälteanwendungen im GHD-Sektor ein großes Potenzial einen Betrag zum Lastmanagement zu leisten. Hauptanwendungsgebiet in diesem Bereich ist die Lebensmittelkühlung. Insbesondere stellen Lebensmittelmärkte an dieser Stelle eine interessante Möglichkeit dar, weil hier der weitaus größte Teil (ca. 75%) des elektrischen Energiebedarfs für Prozesskälte benötigt wird.

Die eingesetzten Kühlgeräte im GHD-Sektor unterscheiden sich zum Teil erheblich von üblichen Geräten in privaten Haushalten. Das Spektrum reicht von kleinen steckerfertigen Kühlgeräten, bis hin zu zentralen Verbundanlagen, die zentral die Kühlmöbel mit Kälte versorgen [35].

Im GHD-Sektor entfallen ca. 340 GWh je Jahr auf den Bereich Prozesskälte, wobei hiervon ca. 64% zur Lebensmittelkühlung verwendet wird. Gemäß der Anwendungsbilanz im GHD-Sektor für das Jahr 2013 in [39] werden Handel, Beherbergung, Gaststätten, Heime sowie Fleischereien berücksichtigt. Anwendungen von Prozesskälte in Krankenhäusern, übrigen und nicht erfassten Betrieben werden vernachlässigt, da unklar ist, wofür die Prozesskälte in diesen Bereichen eingesetzt wird.

Die Ermittlung des technischen Lastmanagementpotenzials erfolgt analog zum Haushaltssektor, jedoch wurde das verwendete Modell in [35] hierfür um eine Komponente zur Berücksichtigung von Vorgängen bei Verkaufskühltruhen (verglaste Abdeckungen bzw. offene Kühlgeräte) erweitert.

Das maximale Verschiebungspotenzial zur Lasterhöhung von Prozesskälteanwendungen beträgt in 2013 ca. 62 MW und steht für maximal eine Stunde zur Verfügung. Das maximale Verschiebungspotenzial zur Lastreduktion liegt in diesem Jahr bei ca. 25 MW, erstreckt sich aber über mindestens 2 Stunden und nimmt anschließend langsam ab (siehe Abbildung 79). Für das Jahr 2030 beläuft sich das technische Verschiebungspotenzial zur Lasterhöhung auf 51 MW und zur Lastreduktion auf 21 MW.

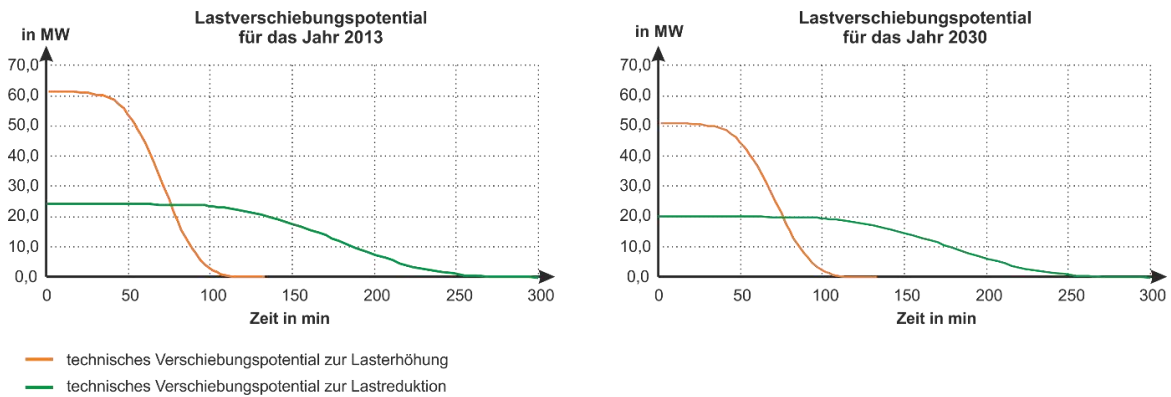


Abbildung 79: Lastmanagementpotential von Prozesskälteanwendungen (GHD) 2013 und 2030

Warmwasser

Die Vorgehensweise für die Ermittlung der Lastmanagementpotenziale für Warmwasser im GHD-Sektor erfolgt auf identische Art und Weise, wie die der elektrischen Warmwasserbereitung im Haushaltsektor, da sich die Grundprinzipien nicht voneinander unterscheiden. Die technologischen Grundlagen für die Warmwasserbereitung sind im Kapitel 5.1 beschrieben und auch für den GHD-Sektor gültig.

Der Anteil der Warmwasserbereitung am elektrischen Energiebedarf im GHD-Sektor wird für das Land Brandenburg mit 160 TWh (Referenzjahr 2013) angegeben. Für das Jahr 2030 wird von einem rückläufigen elektrischen Energieverbrauch aufgrund von Energieeffizienzmaßnahmen ausgegangen und ein Wert von 133 TWh vorausgesagt.

Das technische Lastmanagementpotenzial wurde analog zu den Ausführungen in [35] berechnet. Als Eingangsgröße für das dort beschriebene Modell dient erneut der jährliche elektrische Energiebedarf im GHD-Sektor, der zur Bereitung von Warmwasser benötigt wird.

Der Energiebezug von elektrisch betriebenen Warmwasserspeichern kann nur dann erhöht werden, wenn der Speicher nicht vollständig geladen ist und durch den Einsatz elektrischer Energie das Wasser erwärmt werden kann. Es ergibt sich für das Jahr 2013 ein maximales technisches Lastverschiebungspotenzial von 112 MW. Wenn der Speicher vollständig entladen war, ist eine Zeitverschiebung von bis zu acht Stunden möglich (siehe Abbildung 80).

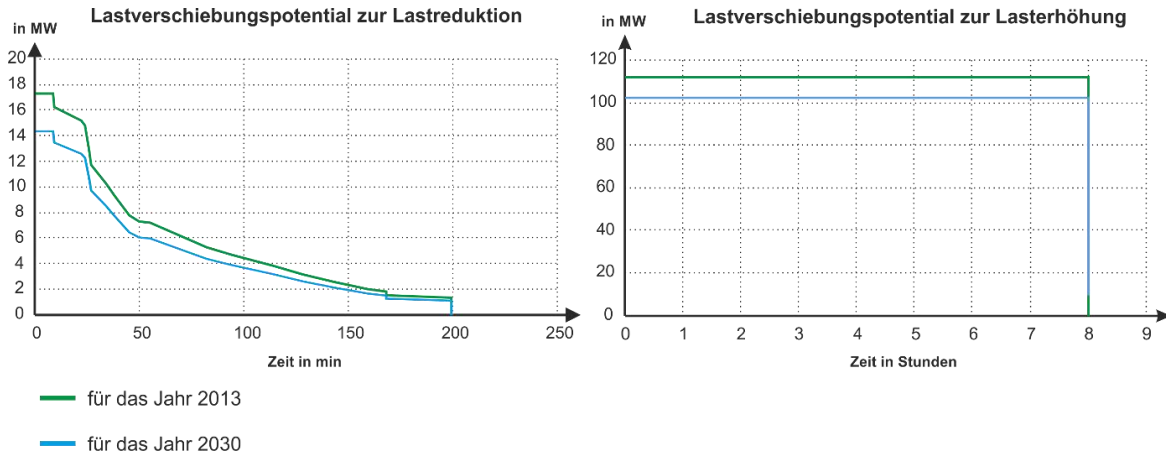


Abbildung 80: Techn. Lastmanagementpotential von Warmwasser (GHD) 2013 und 2030

Der Energiebezug von elektrisch betriebenen Warmwasserspeichern kann nur dann verringert werden, wenn der Warmwasserspeicher gefüllt ist und der Warmwasserbedarf vom Speicher gedeckt werden kann. Das technische Lastverschiebungspotential zur Lastreduktion beläuft sich für das Land Brandenburg in 2013 auf ca. 17 MW und die mögliche Zeitverschiebung für Lastverschiebungsmaßnahmen beträgt maximal drei Stunden. Für 2030 ergeben sich aufgrund der Effizienzsteigerungen geringere technische Lastmanagementpotenziale (14 MW zur Lastreduktion und 93 MW zur Lasterhöhung) (siehe Abbildung 80).

Raumwärme

Im GHD-Sektor wird in gleichem Maße wie im Haushaltssektor die Raumwärme aus elektrischer Energie durch Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen bereitgestellt. Technisch ist die Funktionsweise mit dem Haushaltssektor vergleichbar, sodass an dieser Stelle auf die Erläuterungen in Teil IV - Kapitel 5.1 verwiesen wird. Das gesamte jährlichen energetische Lastmanagementpotenzial für Raumwärme beläuft sich für das Land Brandenburg in 2013 auf ca. 169 GWh.

Der Anteil von Wärmepumpen im Land Brandenburg lässt sich für den GHD-Sektor nur abschätzen. Als Grundlage für die Abschätzung dient analog zum Haushaltssektor die Branchenstudie vom Bundesverband Wärmepumpe (BWP) [54]. Folglich lag der Anteil von Wärmepumpen in 2013 bei ca. 3,1%. Für das Jahr 2030 wird ein Anstieg auf 11,9% prognostiziert. Nachtspeicherheizungen haben einen 3- bis 4-mal höheren elektrischen Energiebedarf als vergleichbare Anlagen, die über Wärmepumpen verfügen. Demnach ergeben sich im GHD-Sektor für die Raumwärme folgende energetische Lastmanagementpotenziale:

Wärmepumpen

- 37 GWh für das Jahr 2013,
- 140 GWh für das Jahr 2030.

Nachtspeicherheizungen

- 132,5 GWh für das Jahr 2013.

In gleichem Maße wie im Haushaltssektor werden für Nachtspeicherheizungen im GHD-Sektor keine Werte für das Jahr 2030 ausgewiesen, da diese Technologie in den nächsten Jahren stark durch effizientere Technologien substituiert werden wird.

In Tabelle 26 sind gemäß der Vorgehensweise im Haushaltsektor die technischen Potenziale zur Lastverschiebung für die Raumwärme im GHD-Sektor dargestellt. Die Jahreslastgänge von Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen im GHD- und Haushaltssektor unterscheiden sich nicht wesentlich voneinander, sodass auf eine grafische Darstellung an dieser Stelle verzichtet wird.

Verbraucher	Lasterhöhung in MW		Lastreduktion in MW	
	2013	2030	2013	2030
Nachtspeicherheizung	149	0	149	0
Wärmepumpen	9,8	37,6	9,8	37,6

Tabelle 26: Technische Lastmanagementpotenziale für den GHD-Sektor

Anlage 18: Ermittlung des technischen Lastmanagementpotenzials für den Industrie-Sektor

Im Folgenden werden die potenziell geeigneten Industriezweige vorgestellt und jeweils technische Lastmanagementpotenziale ermittelt.

Chemieindustrie

Ein für Lastmanagementmaßnahmen geeigneter Prozess ist die Chlorherstellung mithilfe von Elektrolyseanlagen. Für die Chlorherstellung kommen die folgenden vier Verfahren zum Einsatz [34]:

- Membran-,
- Amalgam-,
- Diaphragma-,
- HCl-Verfahren (HCl: Chlorwasserstoff).

Das Amalgam-, Membran sowie das HCl-Verfahren sind grundsätzlich für Lastmanagementmaßnahmen geeignet, da hier die Leistung sehr kurzfristig reduziert werden kann. Das Diaphragma-Verfahren ist für kurzfristige Laständerungen nicht geeignet, da hierdurch die Membran zerstört werden kann.

In Deutschland verteilt sich die Chlorproduktion im Jahr 2015 auf 18 Standorte. Diese Betriebe haben insgesamt 5.113 kt¹⁵ Chlor produziert. Den größten Anteil hat hierbei das Membran-Verfahren mit ca. 3.000 kt Chlor. Der größte Standort in Deutschland liegt in Stade, hier produziert die Firma Dow jährlich 1.585 kt Chlor [61].

Der elektrische Energiebedarf der Chlorelektrolyse wurde für das Jahr 2010 mit 11,6 TWh abgeschätzt. Daraus ergibt sich ein spezifischer elektrischer Energieeinsatz von 2,6 MWh/t. Bei den relevanten Elektrolyseverfahren wird von einer Volllaststundenzahl von 7.771 Stunden ausgegangen [34].

Aus dem spezifischen elektrischen Energieeinsatz und der Produktionsmenge ergibt sich ein energetisches Lastmanagementpotenzial für die Chlorelektrolyse von 39 GWh. Die installierte Leistung und damit das maximale technische Lastmanagementpotenzial ergibt sich aus der Verknüpfung des energetischen Lastmanagementpotenzial mit der Volllaststundenzahl. Demnach beläuft sich das technische Verschiebungspotenzial auf ca. 5 MW.

Eine Laständerung kann durch zeitliches Verschieben des Einschaltens der Anlage oder durch einen Teillastbetrieb realisiert werden. Membranzellen lassen sich auf maximal 40 % der Bemessungsleistung zurückfahren.

Ein weiterer potenziell geeigneter Prozess für Lastmanagementmaßnahmen ist die Luftzerlegung. Hierbei werden elektrisch betriebene Lichtbogenreaktoren zum „Aufknacken“ von Kohlenstoff-Wasserstoff-Molekülketten eingesetzt. Die Lichtbogenreaktoren haben eine Leistung von 5 bis 10 MW. Nachgelagert erfolgt eine Gasaufbereitung, die stets aufrecht erhalten werden muss. Hierfür werden Gasspeicher zur Zwischenspeicherung der Spaltgase eingesetzt. Lichtbogenreaktoren werden über Leistungselektronik ab- und zugeschaltet, sodass unmittelbar Leistung im Sekundenbereich zur Verfügung gestellt werden kann [34].

¹⁵ kt: 1.000.000 kg (Kilo-Tonnen)

Für das Land Brandenburg liegen keine Statistiken vor, mit denen eine Ermittlung des technischen Lastmanagementpotenzials möglich wäre.

Aluminiumindustrie

Bei der Herstellung von Aluminium ist die Primärherstellung und insbesondere der Elektrolyseprozess durch den sehr hohen Energieeinsatz für Lastmanagementmaßnahmen geeignet. Bei der Primäraluminiumherstellung wird zunächst Bauxit in Alumina umgewandelt und anschließend das Bauxit mittels Elektrolyse reduziert, um Aluminium zu erhalten [34].

Primäraluminium wird in vier deutschen Standorten (Hamburg, Voerde, Essen und Neuss) hergestellt. Die dort installierten Elektrolysezellen haben eine installierte Leistung von ca. 1 GW und einen jährlichen elektrischen Energiebedarf von 5,6 TWh. Technisch wird eine Laständerung durch Kurzschließen der Elektrolysezellen erreicht. Demnach ergibt sich ein deutschlandweites Verschiebungspotenzial zur Lastreduktion von 148 MW und zur Lasterhöhung von 30 bis 50 MW [34].

Im Land Brandenburg befinden sich keine Standorte zur Produktion von Primäraluminium, sodass kein Kapazitäts- sowie technisches Lastmanagementpotenzial in diesem Industriezweig vorhanden ist.

Elektrostahlindustrie

Bei der Herstellung von Rohstahl wird zwischen zwei verschiedenen Verfahren unterschieden. Beim Oxygenverfahren wird Eisenerz in einem Hochofen unter Zugabe von kalkhaltigen Zusatzstoffen zu Roheisen geschmolzen und anschließend zu Rohstahl veredelt. Der spezifische elektrische Energiebedarf beträgt hier ca. 112 kWh/t¹⁶. Die Elektrostahlherstellung erfolgt über das Einschmelzen von recyceltem Stahlschrott in einem Elektrolichtbogenofen. Der spezifische elektrische Energiebedarf beträgt hierbei ca. 792 kWh/t. Infolge des viel höheren spezifischen elektrischen Energiebedarfs wird in der Literatur und dieser Untersuchung das Elektrostahlverfahren näher untersucht [34].

Im Land Brandenburg hat der italienische Stahl Konzern Riva Stahl zwei Standorte, an denen mithilfe des Elektrostahlverfahrens ca. 2,3 Millionen Tonnen Rohstahl jährlich produziert werden (siehe Abbildung 81). Hierbei handelt es sich um die folgenden zwei Stahlwerke:

- Brandenburger Elektrostahlwerke GmbH (B.E.S.),
- Hennigsdorfer Elektrostahlwerke GmbH (H.E.S.).

¹⁶ ohne Berücksichtigung der Walzwerke

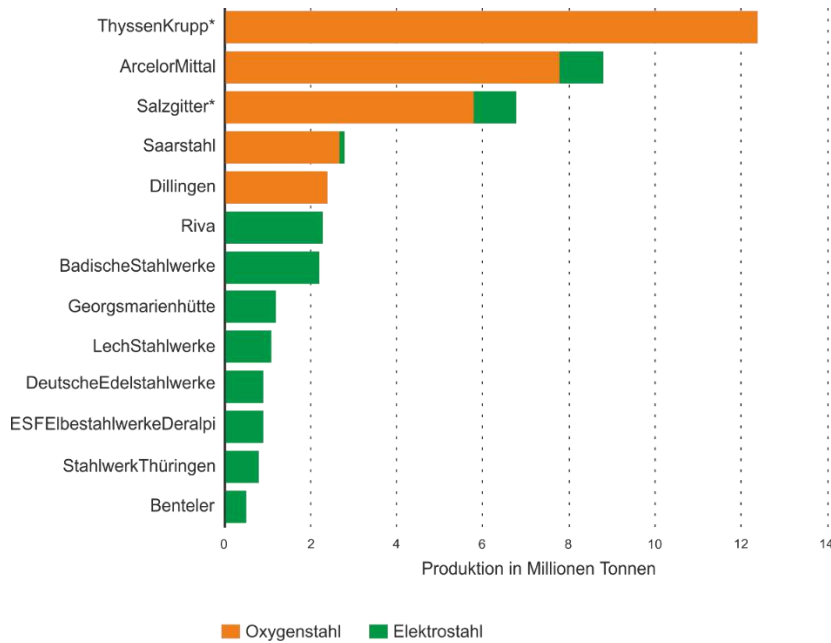


Abbildung 81: Größte Stahlproduzenten in Deutschland nach Produktionsmenge 2015
Quelle: Wirtschaftsvereinigung Stahl

ArcelorMittal hat in Deutschland insgesamt vier Produktionsstandorte und produziert in Eisenhüttenstadt Rohstahl mittels Oxygenverfahren. Die für Lastmanagementmaßnahmen interessante Elektrostahlproduktion befindet sich in Hamburg.

Die Elektrostahlproduktion ist ein diskontinuierlicher sogenannter Batch-Prozess, der in Chargen Rohstahl produziert. Die Elektrostahlproduktion ist auf eine möglichst kontinuierliche Prozessabfolge ausgelegt, um vor allem Wärmeverluste und damit Effizienzverluste zu vermeiden.

Das Lastmanagement muss demnach in die Produktionsplanung eingebunden werden, da ein Abschalten während des Betriebes schwierig zu realisieren ist und gegebenenfalls auch zu höheren Energieverlusten führen kann. Grundsätzlich können jedoch Elektrostahlöfen zur Lastreduktion genutzt werden. In Abhängigkeit der produzierten Stahlsorte liegen die Prozesszeiten für eine Charge bei 30 bis 120 Minuten.

Aus dem spezifischen elektrischen Energiebedarf von 792 kWh/t Elektrostahl und der Produktionsmenge von 2,3 Millionen Tonnen ergibt sich ein energetisches Lastmanagementpotenzial von 1,8 TWh. Die Produktion des Elektrostahls verteilt sich im Land Brandenburg auf insgesamt vier Elektrolichtbogenöfen. Diese haben zusammen einen maximalen Leistungsbezug von 300 MW¹⁷. Dies entspricht wie bereits ausgeführt dem maximalen technischen Lastmanagementpotenzial zur Lastreduktion. Abschaltedauern lassen sich bis zu zwei Stunden realisieren, wobei durch das Auskühlen der Anlage zusätzliche Verluste auftreten können.

Papierindustrie

Das Zusammenspiel der einzelnen Prozesse, die zur Herstellung von Zellstoff und Papier notwendig sind, umfassen eine Vielzahl verschiedener Verfahrensschritte. Die wichtigsten Anwendungen, die

¹⁷ Eigene Berechnung basierend auf nicht öffentlichen Daten vom Projekt „Smart Capital Region“

sich grundsätzlich für Lastmanagementmaßnahmen eignen, sind die Holzschleifer zur Holzstoffherstellung und die Papiermaschinen.

Die Papierproduktion verteilt sich in Deutschland auf insgesamt 165 Produktionsstandorte, die insgesamt 23,2 Millionen Tonnen Papier im Jahr 2010 produziert haben [34]. Im Land Brandenburg gibt es insgesamt sechs Betriebe, die Papier und Pappe herstellen. Die großen Papiererzeuger sind Leipa in Schwedt/Oder, Hamburger Rieger in Spremberg und Propapier in Eisenhüttenstadt. Die Brandenburger Betriebe der Papierindustrie haben im Jahr 2015 ca. 2 Millionen Tonnen Papier und Pappe produziert [62].

Alle Papiererzeuger im Land Brandenburg verarbeiten ausschließlich Altpapier, sodass keine Holzschleifer zur Produktion von Primärfasern (Holzstoff- und Zellstoff) eingesetzt werden. Demnach ist hier kein technisches Lastmanagementpotenzial vorhanden.

Die Hochrechnung der deutschlandweit installierten Leistung von Papiermaschinen ergab einen Wert von ca. 2 GW. Bei einer jährlichen Auslastung von 86% ergibt sich ein energetisches Lastmanagementpotenzial von 15,1 TWh sowie ein maximales technisches Lastmanagementpotenzial zur Lasterhöhung von ca. 1,7 GW [34].

Das technische Lastmanagementpotenzial für das Land Brandenburg kann nur grob im Vergleich zu den Produktionsmengen in Deutschland abgeschätzt werden. Infolgedessen ergibt sich ein technisches Lastmanagementpotenzial zur Lastreduktion von ca. 150 MW.

Bei Papiermaschinen nimmt das Herunterfahren eine Zeitdauer von bis zu zwei Stunden und das Hochfahren von bis zu drei Stunden in Anspruch. Die Voraussetzungen für Lastmanagement sind folglich an eine langfristige Planbarkeit bzw. Voraussagbarkeit der Maßnahmen gebunden.

Zementindustrie

Für die Herstellung von Zement wird thermische und elektrische Energie benötigt. Brennstoffe werden vor allem für das energieintensive Brennen des Zementklinkers verwendet. Elektrische Energie, die ca. 10 bis 15% des gesamten Energiebedarfs ausmacht, wird insbesondere für die Rohstoffzerkleinerung und Zementmahlung benötigt.

Die 22 deutschen Zementwerke haben im Jahr 2014 ca. 32 Millionen Tonnen Zement produziert. Der spezifische Energieeinsatz je kg Zement hat sich in den letzten Jahren kaum verändert und liegt bei ca. 360 kJ/kg (100 kWh/t) (siehe Abbildung 82).

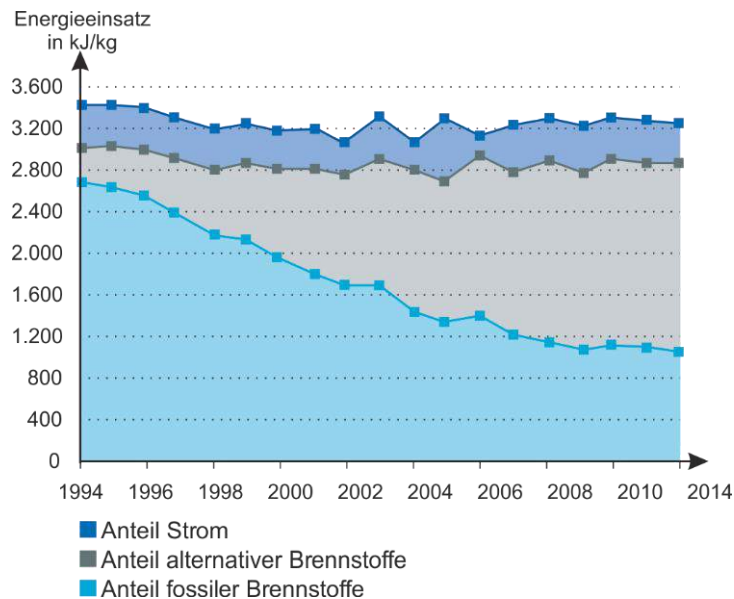


Abbildung 82: Spezifischer Energieeinsatz in der Zementindustrie
Quelle: [36]

Die größten Verbraucher bei der Zementproduktion sind die Zement- und Rohmühlen. Für Zementmühlen wird ein spezifischer Strombedarf von 30 bis 60 kWh/t angegeben, der insbesondere vom Feinheitsgrad des Zements abhängt. Die Rohmühle, in der das Rohmaterial Schotter zu Ofenmehl gemahlen wird, hat einen etwa halb so hohen spezifischen elektrischen Energiebedarf. Ein weiterer großer Stromverbraucher ist der Drehrohrofen, in dem das Rohmehl zu Klinkern gebrannt wird [34].

Von diesen Anwendungen sind gemäß [34] ausschließlich die Zementmühlen für einen flexiblen Betrieb und ein Lastmanagement geeignet. In der Regel verfügen die Standorte über größere Lager, sodass sich hier eine Flexibilität bzw. Speicherfähigkeit ergibt. Die Zementmühlen werden zumeist in den Nachtstunden sowie an den Wochenenden betrieben, um von günstigeren Strompreisen zu profitieren (atypische Netznutzung). Ein typischer Standort erreicht Auslastungsdauern von 5.000 bis 6.000 Stunden.

Im Land Brandenburg gibt es insgesamt drei Zementwerke (siehe Abbildung 83):

- CEMEX Zementwerk mit Klinkererzeugung in Rüdersdorf (Produktionskapazität: 6.000 t/d),
- CEMEX Zementwerk in Eisenhüttenstadt (Produktionskapazität: 2.300 t/d),
- Zementwerk der HeidelbergerCement AG (Produktionskapazität unbekannt).

Diese drei Betriebe haben nach dem statistischen Bericht „Produktion des verarbeitenden Gewerbes“ [62] zusammen ca. 2,54 Millionen Tonnen Zement produziert. Das energetische Lastmanagementpotenzial für den flexiblen Einsatz von Zementmühlen beläuft sich somit auf ca. 110 GWh. Das technische Lastmanagementpotenzial wird in Anlehnung an [34] anteilig mithilfe einfacher Skalierung ermittelt und beträgt 27 MW.

Die identifizierten Potenziale werden heute bereits für eine optimierte Strombeschaffung sowie zur Reduktion der betrieblichen Spitzenlast durch Hoch- und Herunterfahren der Anlagen verwendet.

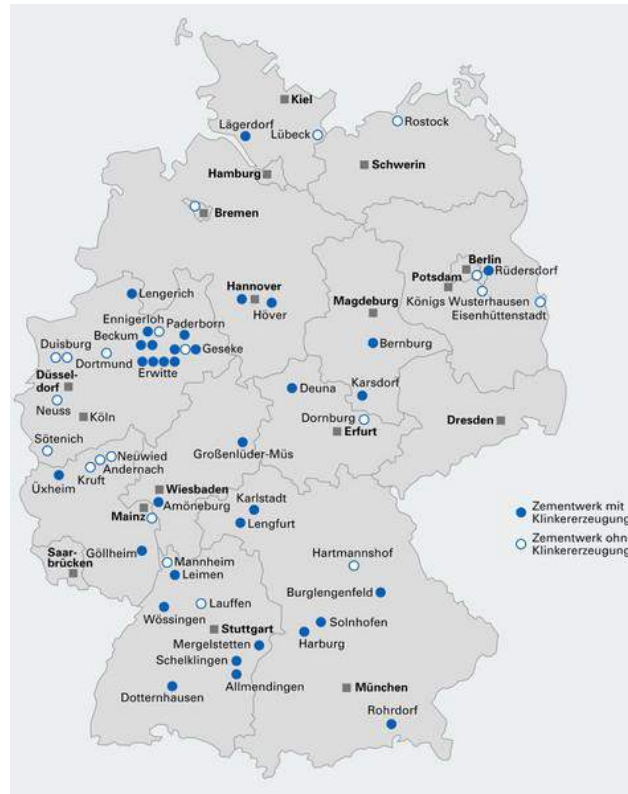


Abbildung 83: Zementwerke in Deutschland

Quelle: [36]

Abwasserbehandlung (Wasserwirtschaft)

Die Wasserwirtschaft ist für den Umgang und die Versorgung mit Wasser zuständig. Einerseits zählt dazu die Bewirtschaftung von Gewässern sowie die Gewinnung, Verteilung und Aufbereitung von Brauch- und Trinkwasser. Auf der anderen Seite steht die Aufbereitung von Abwasser und Entsorgung der entsprechenden Abbauprodukte. Deutschlandweit besteht die Abwasserwirtschaft aus 7.000 bis 8.000 Unternehmen, die mit insgesamt 10.000 Kläranlagen das Abwasser von 95 % der deutschen Bevölkerung behandeln. Kläranlagen sind im kommunalen Bereich die größten elektrischen Energieverbraucher und haben im Jahr 2010 ca. 4,2 TWh elektrische Energie verbraucht. Der spezifische Strombedarf je Einwohner beläuft sich somit auf ca. 54 kWh.

Von den vorhandenen 10.000 Kläranlagen produzieren zurzeit ca. 1.000 Anlagen mit einer installierten Leistung von 200 MW ca. 1,1 TWh elektrische Energie aus Klär-/Faulgas. 2000 weitere Kläranlagen könnten zur Stromerzeugung ausgebaut werden. Insgesamt wird ein zukünftiges Potenzial von 3 TWh angegeben [63]. Die Volllaststunden der Blockheizkraftwerke belaufen sich auf ca. 5.500 Stunden.

Das technische Lastmanagementpotenzial wird in diesem Bereich in der Lasterhöhung beim Fremdstrombezug der Blockheizkraftwerke gesehen, indem die Blockheizkraftwerke unter Berücksichtigung des Speicherfüllstandes den Leistungsbezug reduzieren bzw. aussetzen oder den elektrischen Energiebezug entsprechend erhöhen [34].

Die Analyse für das Land Brandenburg basiert auf den Daten zu den betriebenen Anlagen nach Bundesemissionsschutzgesetz. Dort ist jeweils unter anderem der Standort und die genehmigte Leistung bzw. Produktionskapazität aufgelistet. Im Land wurden insgesamt sechs Blockheizkraftwerke, die zur Verstromung von Klärgas eingesetzt werden, identifiziert. Die Anlagen haben eine installierte Leistung von 21 MW. Die größte Anlage hat eine Bemessungsleistung von 7,85 MW und befindet sich in Eisenhüttenstadt. Die anderen Anlagen liegen im Bereich von 2 MW bis 3 MW. Unter Annahme einer Volllaststundenzahl von 5.500 ergibt sich ein maximales energetisches Lastmanagementpotenzial von 115 GWh.

Das Herunterfahren eines Blockheizkraftwerks kann sehr schnell erfolgen und liegt im Sekundenbereich. Das Hochfahren liegt im Bereich von einigen Minuten. Das Blockheizkraftwerk kann somit relativ kurzfristig und ohne große Vorankündigungszeit für Lastmanagementmaßnahmen genutzt werden, es muss jedoch die maximale Speicherfähigkeit der Klärgasanlage beachtet werden.

Landwirtschaft

In der landwirtschaftlichen Produktion werden die Lastmanagementpotenziale vor allem in der energieintensiven Viehhaltung gesehen. In der Innenwirtschaft bei der Viehhaltung wird neben der Wärme elektrische Energie hauptsächlich zum Füttern, Belüften und Entmisten benötigt. In der Landwirtschaft ergeben sich aus den betrieblichen Abläufen je Sektion unterschiedliche Anwendungsfälle, die eine theoretische Eignung für Lastmanagementmaßnahmen aufweisen [64]:

- Lastspitzen in der Milchviehhaltung, die durch das gleichzeitige Melken, Kühlen und Reinigen der Anlage verursacht werden,
- Stalllüftung im Schweinemastbetrieb,
- Heizung in der Sauenhaltung,
- Heizung in der Geflügelmast.

In [65] sind die spezifischen elektrischen Energieverbräuche und der Heizenergieverbrauch für die Innenwirtschaft in der Viehhaltung veröffentlicht (siehe Tabelle 27).

Betriebszweig	spezifischer elektrischer Energiebedarf	Heizenergiebedarf
Sauenhaltung, inkl. Ferkel bis 28 kg	270 kWh je Sau	950 kWh je Sau
Mastschweinhaltung	35 kWh je Platz	50 kWh je Platz
Milchviehhaltung	400 kWh je Kuh	keine abgesicherten Werte
Kälberhaltung	100 kWh je Platz	1,1 kWh je Platz
Hähnchenmast	0,3 kWh je Tier	1,1 kWh je Tier

Tabelle 27: Jährliche spezifische Energieverbräuche in der Viehhaltung (Innenwirtschaft)

Quelle: [65]

Der höchste elektrische Energieverbrauch ist in der Milchviehhaltung vorzufinden. Unter weiterer Berücksichtigung des Heizenergieverbrauchs hat jedoch die Sauenhaltung insgesamt den größten spezifischen Energieverbrauch. Neben den Effizienzsteigerungen ist auch die Substitution fossiler Energieträger zur Wärmebereitstellung in landwirtschaftlichen Betrieben durchaus denkbar, sodass letztendlich die Sauenhaltung das größte energetische Lastmanagementpotenzial aufweist.

Aus den Daten des Amtes für Statistik Berlin-Brandenburg lässt sich der Tierbestand nachvollziehen und somit das energetische Lastmanagementpotenzial für den Bereich Landwirtschaft ermitteln. Der jährliche elektrische Energiebedarf und das energetische Lastmanagementpotenzial im Land Brandenburg beläuft sich auf ca. 93 GWh.

In [64] wird ein konkretes Beispiel für Lastmanagement in einem großem Milchviehbetrieb vorgestellt. In einem Betrieb mit ca. 1.100 Milchkühen konnte mithilfe eines automatisierten Lastmanagementsystems die Spitzenleistung um ca. 20% von 246 kW auf 197 kW gesenkt werden. Der jährliche elektrische Energiebezug des Betriebes betrug hierbei ca. 1,1 GWh.

Ein weiterer Anhaltspunkt zur Bestimmung des technischen Lastmanagementpotenzials ist das Standardlastprofil der Landwirtschaft. Die Analyse des Standardlastprofils L0 hat folgende Anhaltspunkte geliefert (siehe Abbildung 84):

- Standardlastprofile sind auf 1 GWh normiert,
- Spitzenlast von ca. 240 kW pro GWh jährlichen elektrischen Energiebezug,
- der 15-Minuten-Mittelwert beträgt ca. 60 kW.

Die Ergebnisse aus der Analyse des Standardlastprofils stimmen erstaunlicherweise sehr genau mit den betrachteten Beispiel aus [64] überein, sodass die Ergebnisse vereinfachend für alle Bereiche in der Viehhaltung übertragen werden. Demnach ergibt sich für das Land Brandenburg ein maximales technisches Lastmanagementpotenzial von 3,7 MW.

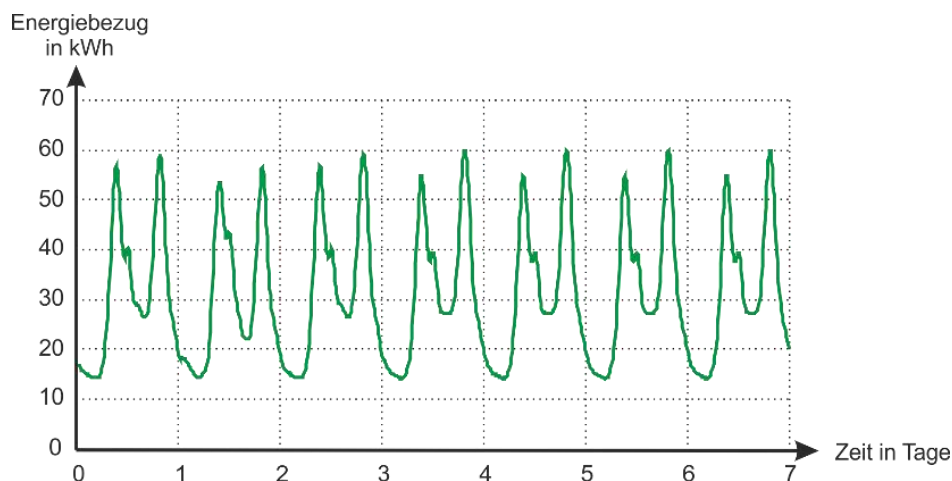


Abbildung 84: Energiebezug eines landwirtschaftlichen Betriebs gemäß Standardlastprofil
Quelle: [56]

Anlage 19: Blindleistungsbedarfe und Q-Kennlinien

Im Folgenden werden die Blindleistungsbedarfe und Q-Kennlinie von den Teilnetzen der E.DIS und MINETZ Strom dargestellt.

Kabelnetz Prignitz (E.DIS)

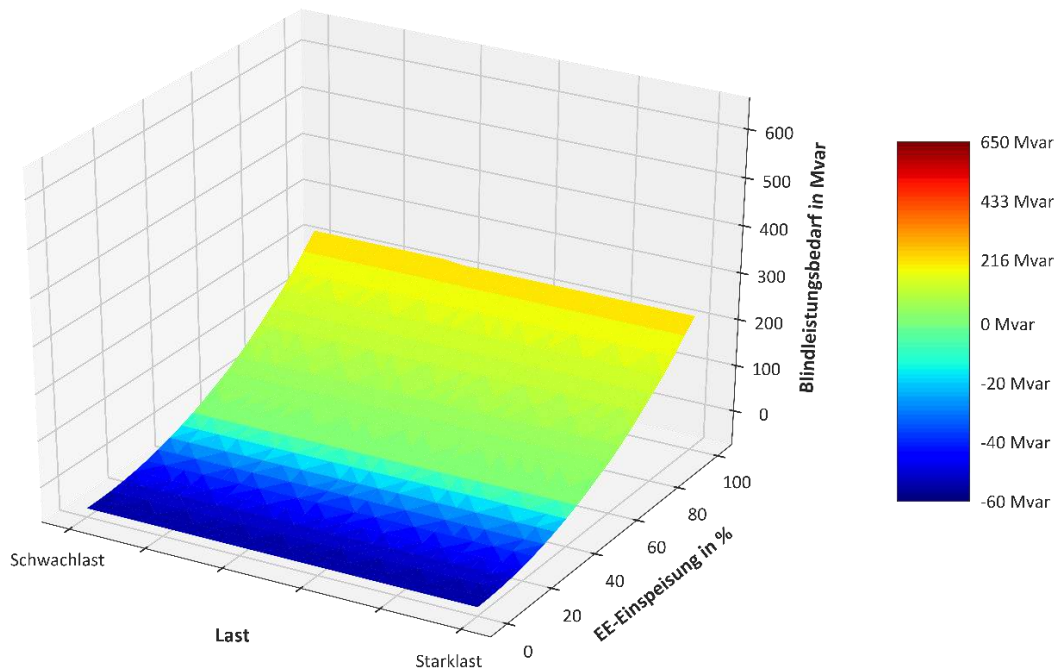


Abbildung 85: Q-Bedarf für das Kabelnetz Prignitz abhängig von EE-Einspeisung und Last

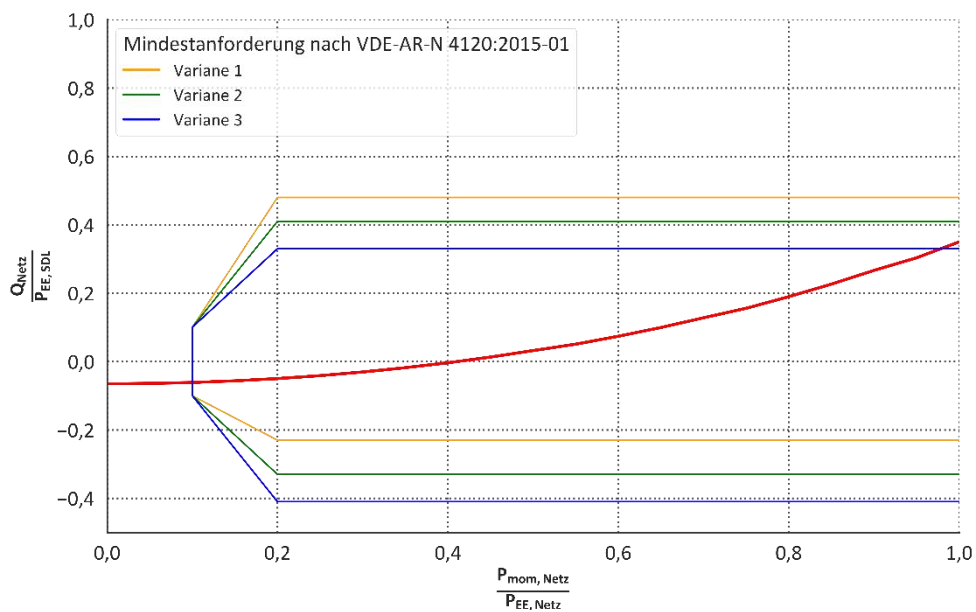


Abbildung 86: Q-Kennlinie für das Kabelnetz Prignitz mit Q-Grenzen für die EE-EZA

Kabelnetz Fläming (E.DIS)

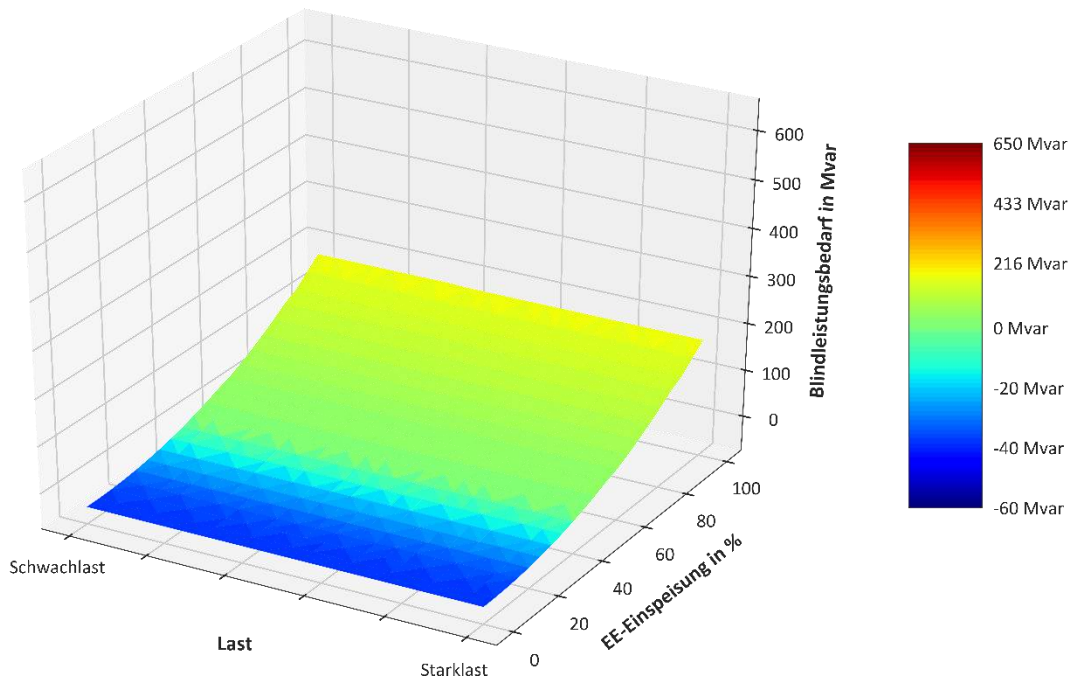


Abbildung 87: Q-Bedarf für das Kabelnetz Fläming abhängig von EE-Einspeisung und Last

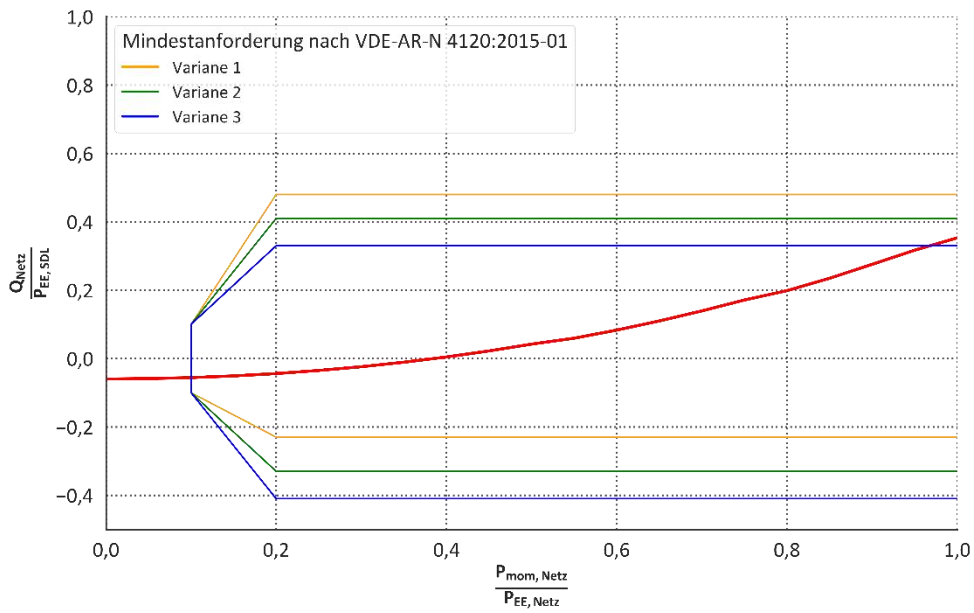


Abbildung 88: Q-Kennlinie für das Kabelnetz Fläming mit Q-Grenzen für die EE-EZA

Kabelnetz Oderland (E.DIS)

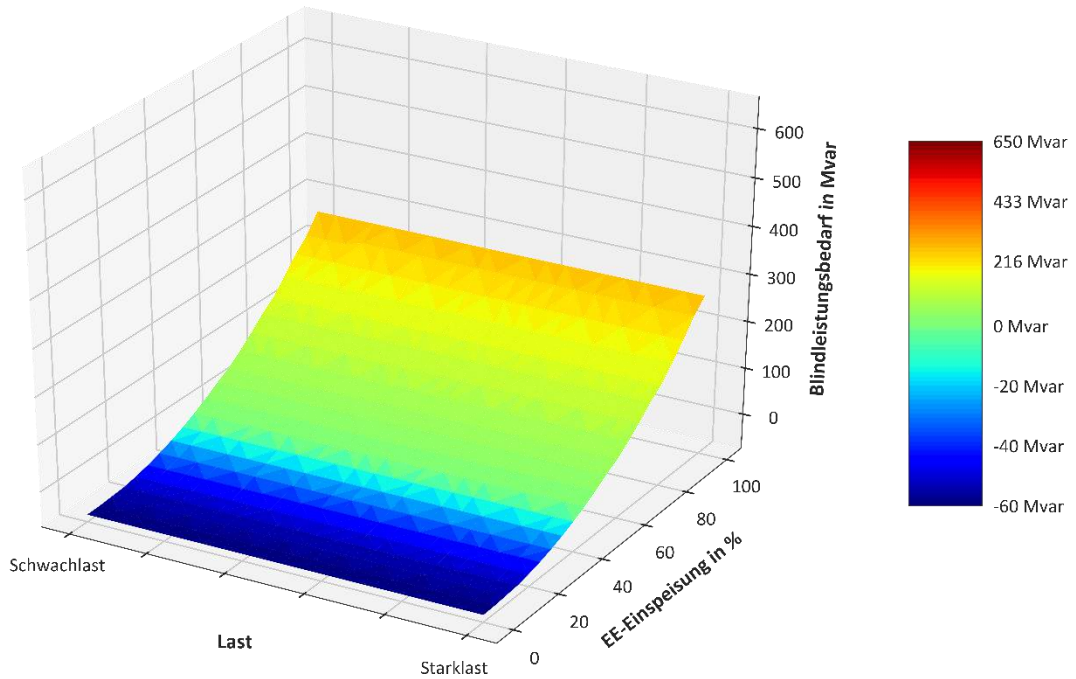


Abbildung 89: Q-Bedarf für das Kabelnetz Oderland abhängig von EE-Einspeisung und Last

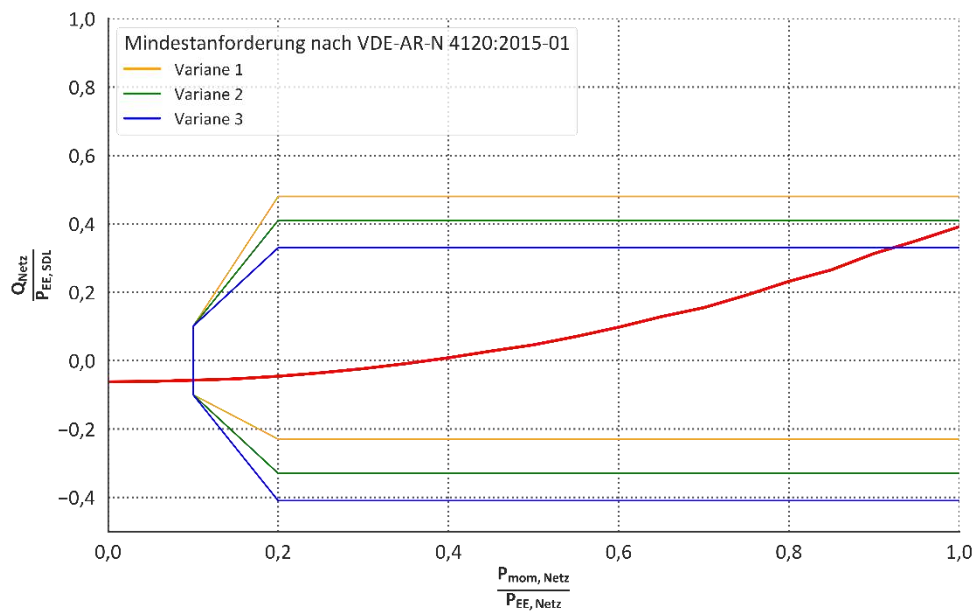


Abbildung 90: Q-Kennlinie für das Kabelnetz Oderland mit Q-Grenzen für die EE-EZA

Nord-Teilnetz Süd (E.DIS)

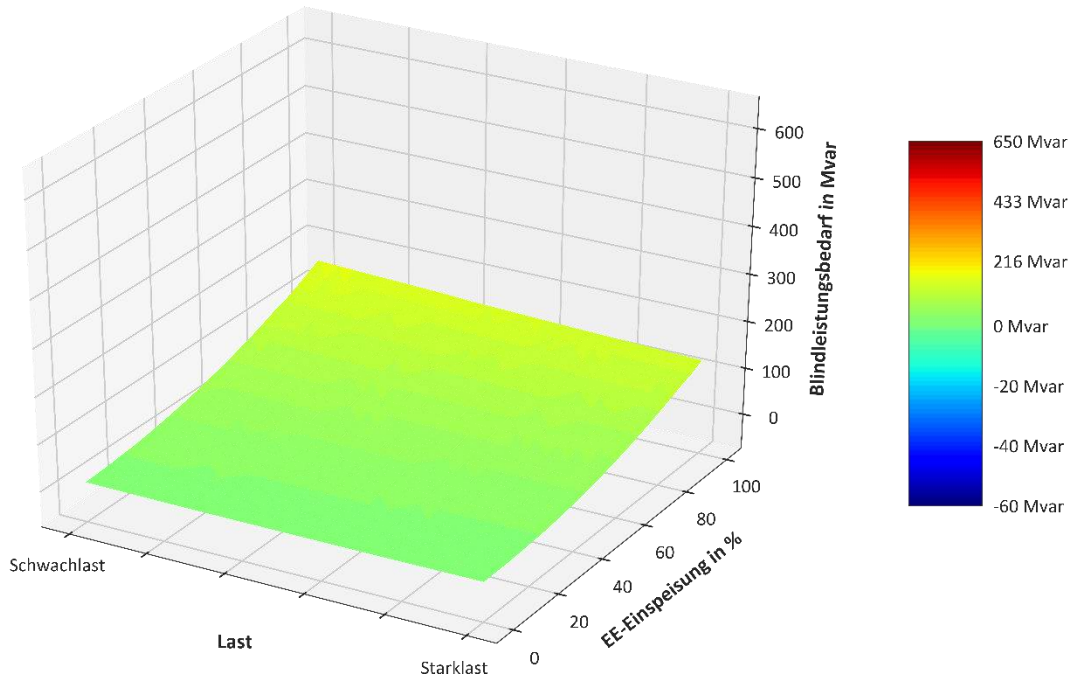


Abbildung 91: Q-Bedarf für Nord-Teilnetz Süd abhängig von EE-Einspeisung und Last

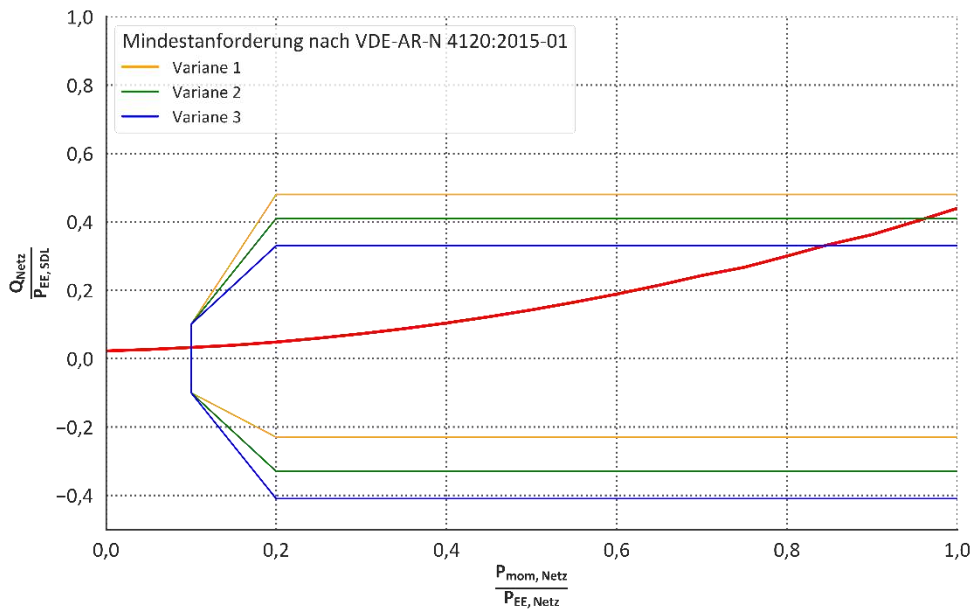


Abbildung 92: Q-Kennlinie für Nord-Teilnetz Süd mit Q-Grenzen für die EE-EZA

Ost-Teilnetz Nord (E.DIS)

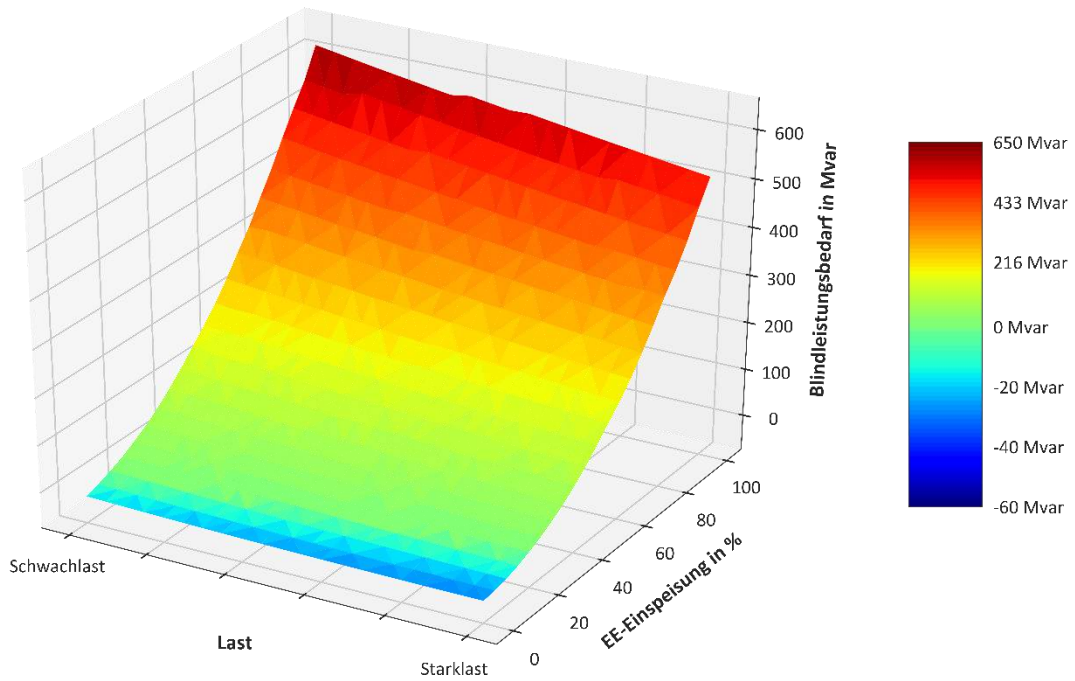


Abbildung 93: Q-Bedarf für Ost-Teilnetz Nord abhängig von EE-Einspeisung und Last

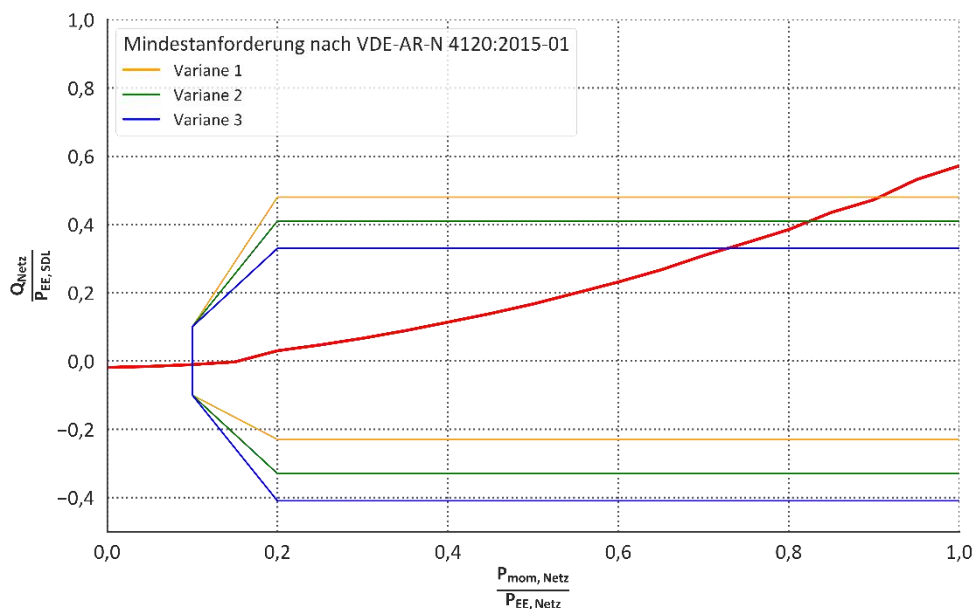


Abbildung 94: Q-Kennlinie für Ost-Teilnetz Nord mit Q-Grenzen für die EE-EZA

Ost-Teilnetz Süd (E.DIS)

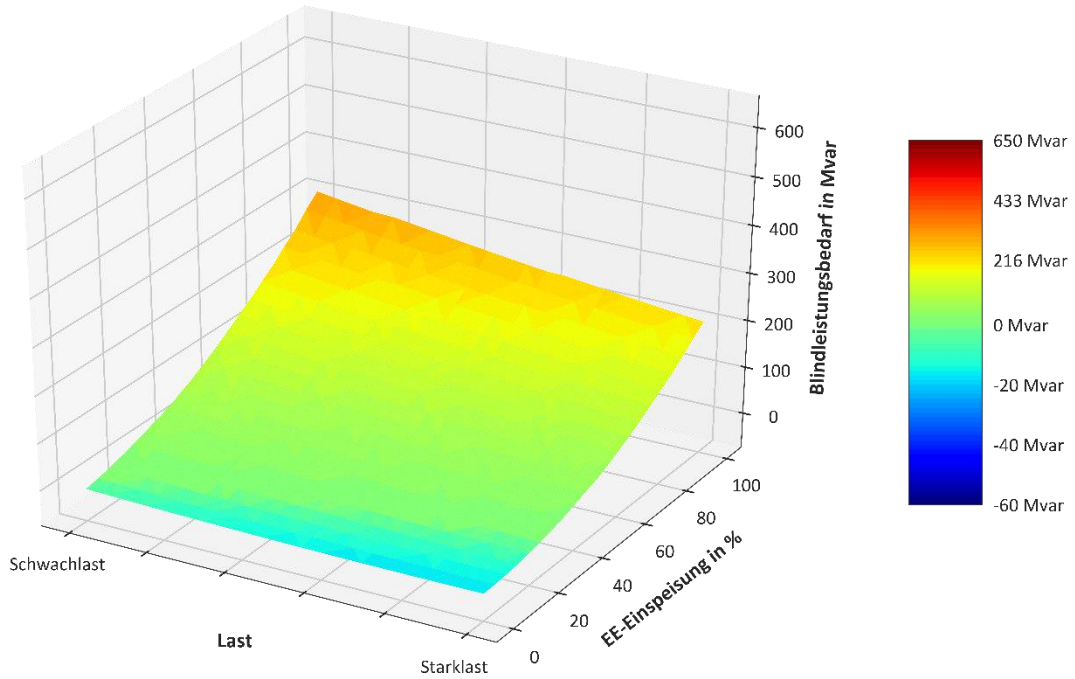


Abbildung 95: Q-Bedarf für Ost-Teilnetz Süd abhängig von EE-Einspeisung und Last

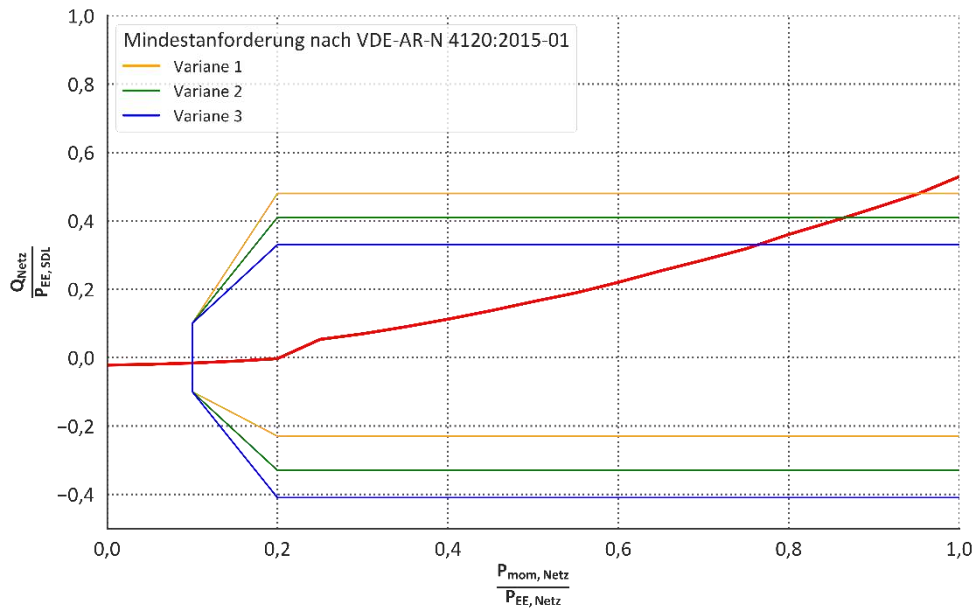


Abbildung 96: Q-Kennlinie für Ost-Teilnetz Süd mit Q-Grenzen für die EE-EZA

West-Teilnetz Nord 1 (E.DIS)

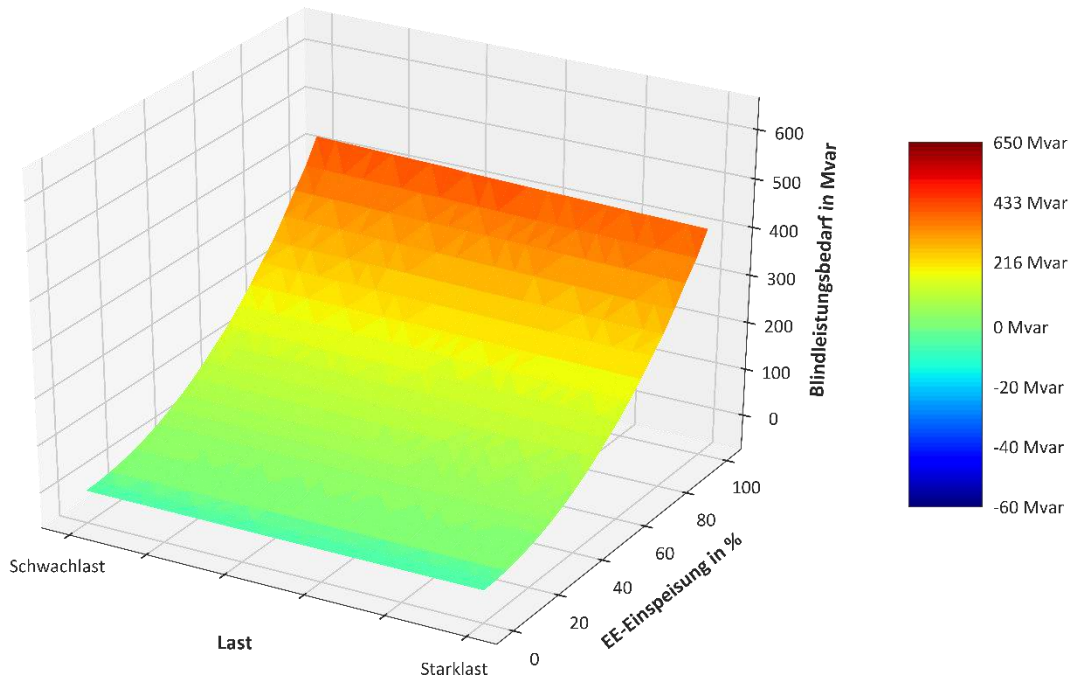


Abbildung 97: Q-Bedarf für West-Teilnetz Nord 1 abhängig von EE-Einspeisung und Last

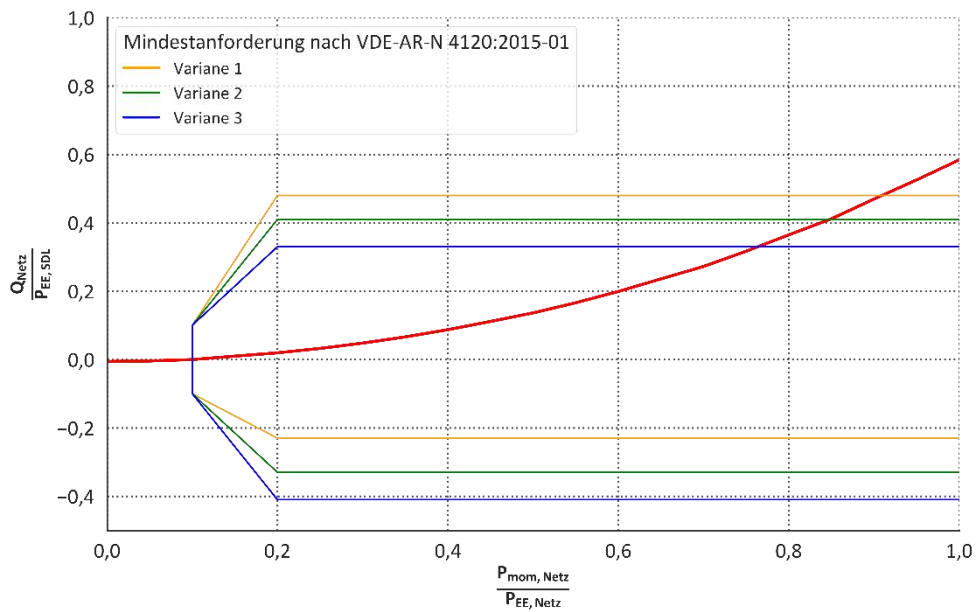


Abbildung 98: Q-Kennlinie für West-Teilnetz Nord 1 mit Q-Grenzen für die EE-EZA

West-Teilnetz Nord 2 (E.DIS)

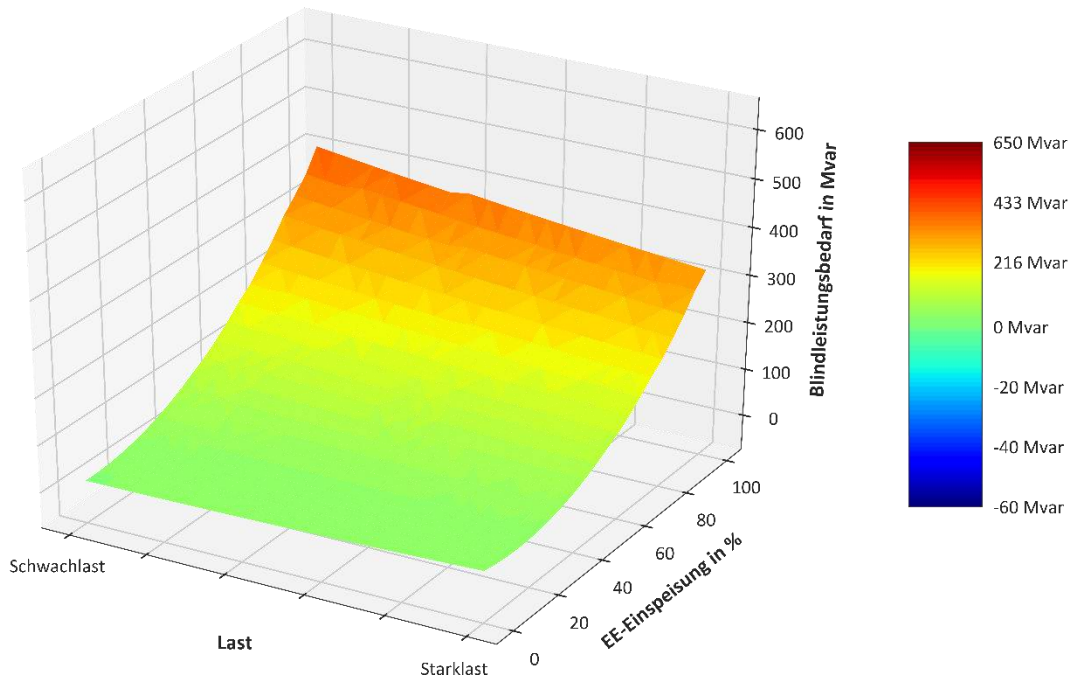


Abbildung 99: Q-Bedarf für West-Teilnetz Nord 2 abhängig von EE-Einspeisung und Last

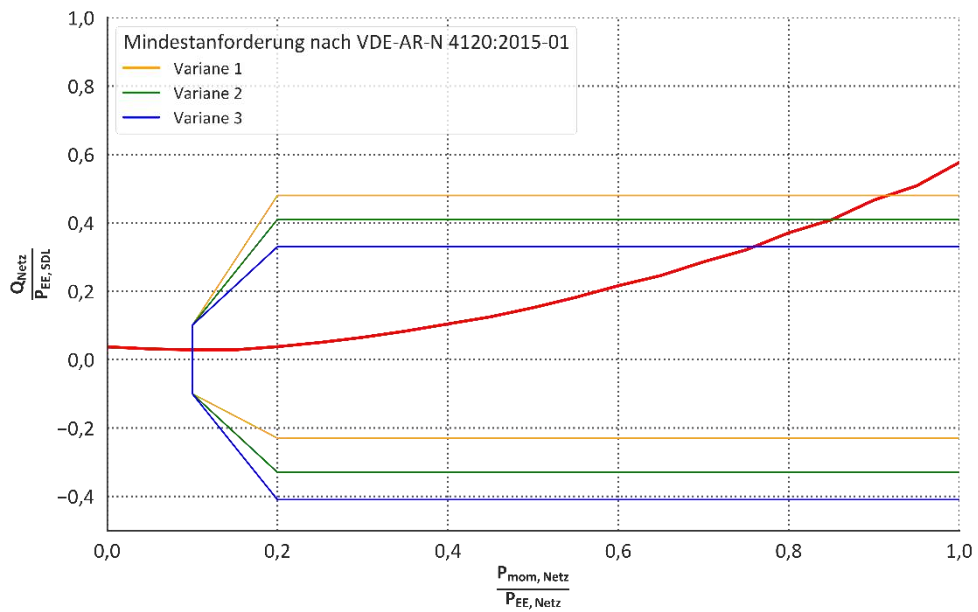


Abbildung 100: Q-Kennlinie für West-Teilnetz Nord 2 mit Q-Grenzen für die EE-EZA

West-Teilnetz Süd 1 (E.DIS)

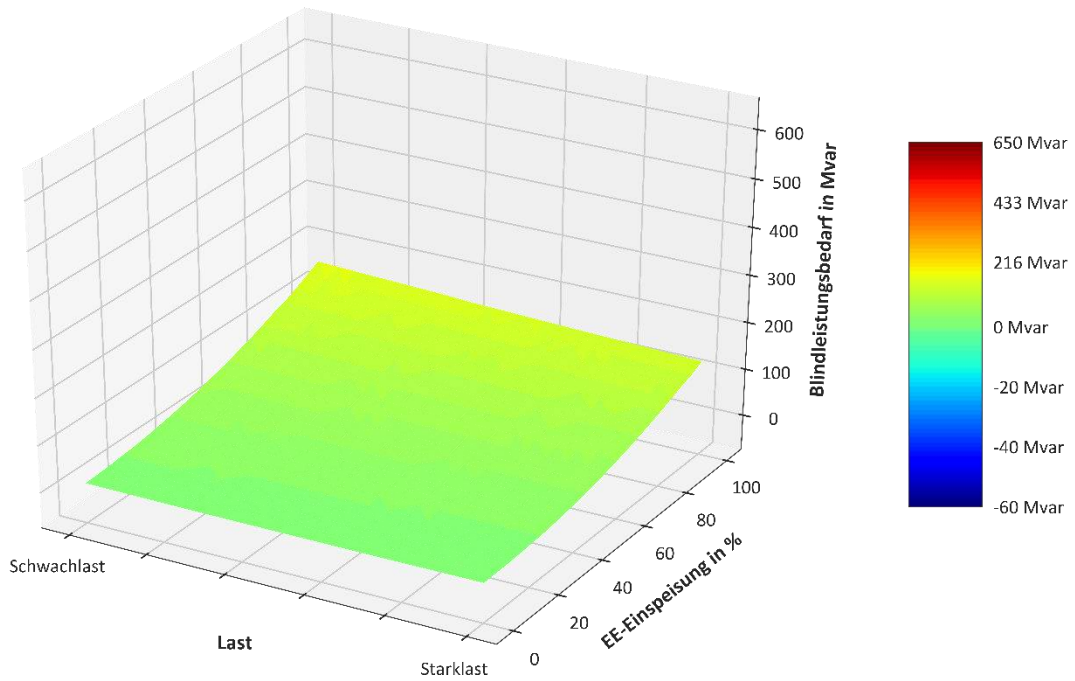


Abbildung 101: Q-Bedarf für West-Teilnetz Süd 1 abhängig von EE-Einspeisung und Last

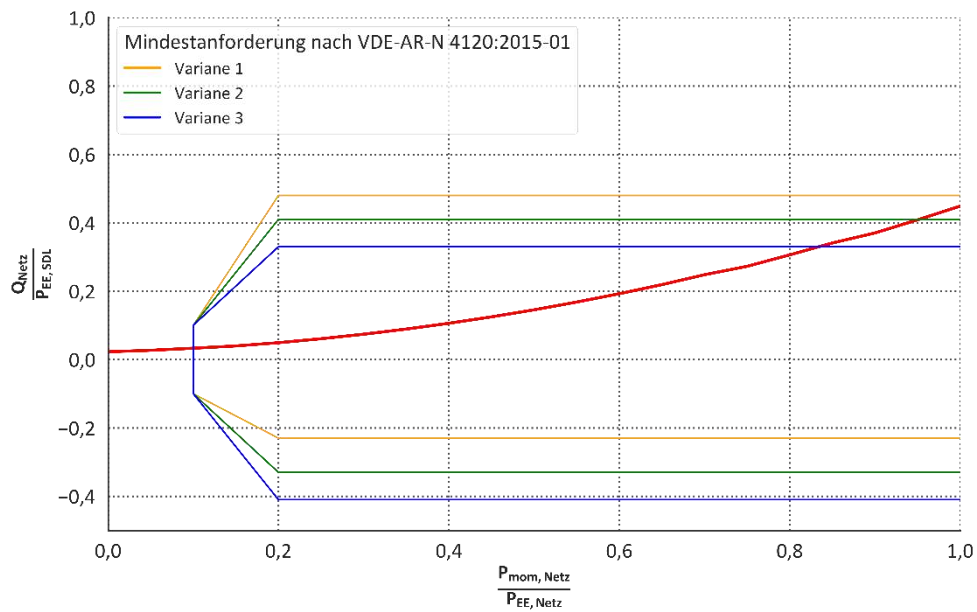


Abbildung 102: Q-Kennlinie für West-Teilnetz Süd 1 mit Q-Grenzen für die EE-EZA

West-Teilnetz Süd 2 (E.DIS)

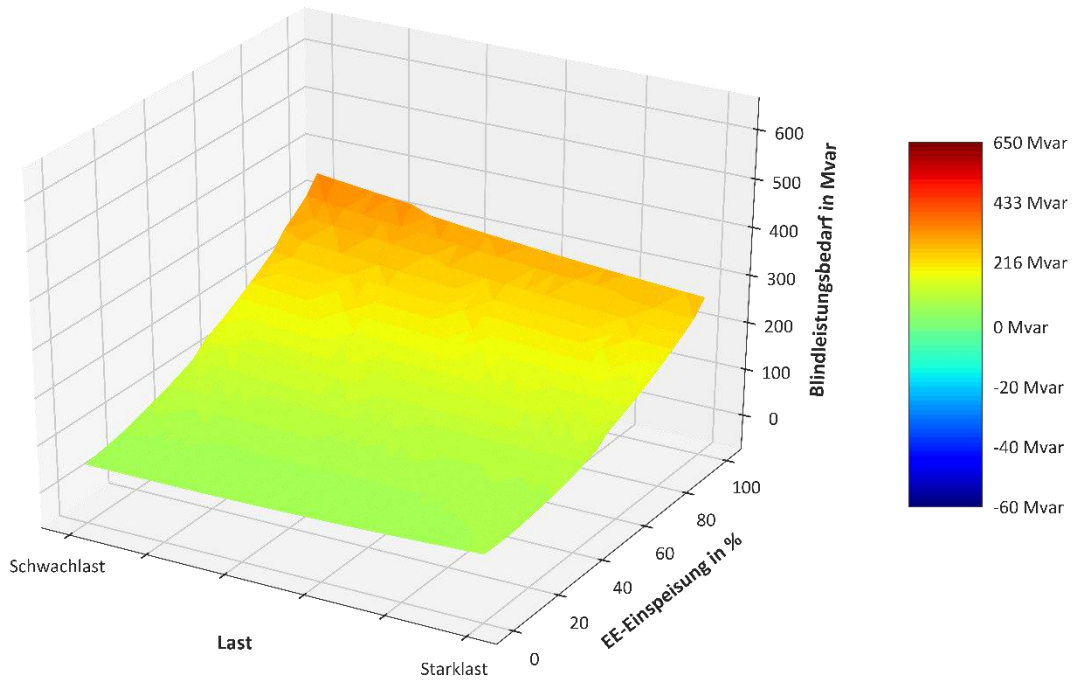


Abbildung 103: Q-Bedarf für West-Teilnetz Süd 2 abhängig von EE-Einspeisung und Last

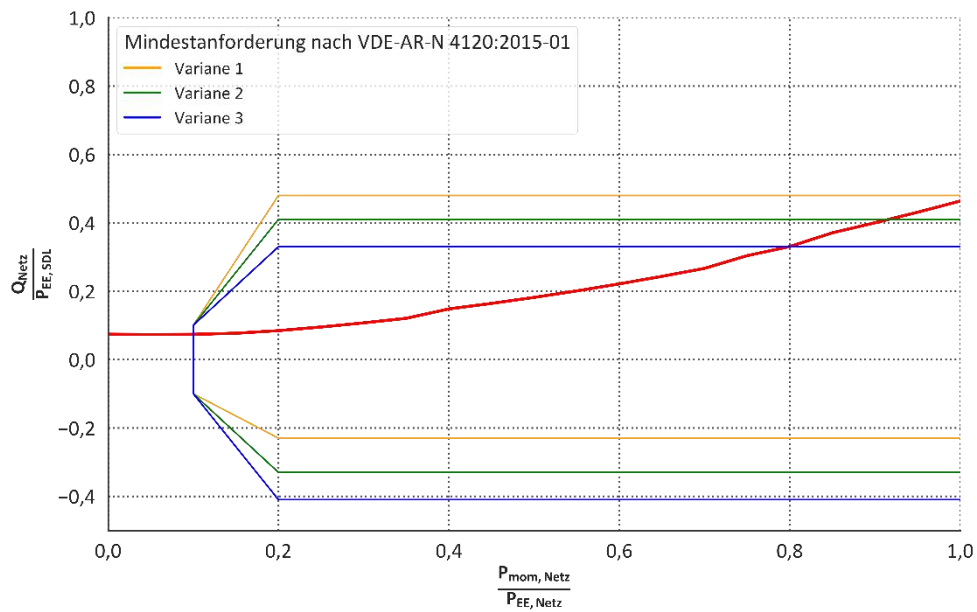


Abbildung 104: Q-Kennlinie für West-Teilnetz Süd 2 mit Q-Grenzen für die EE-EZA

Teilnetz-Brandenburg Rot (MITNETZ Strom)

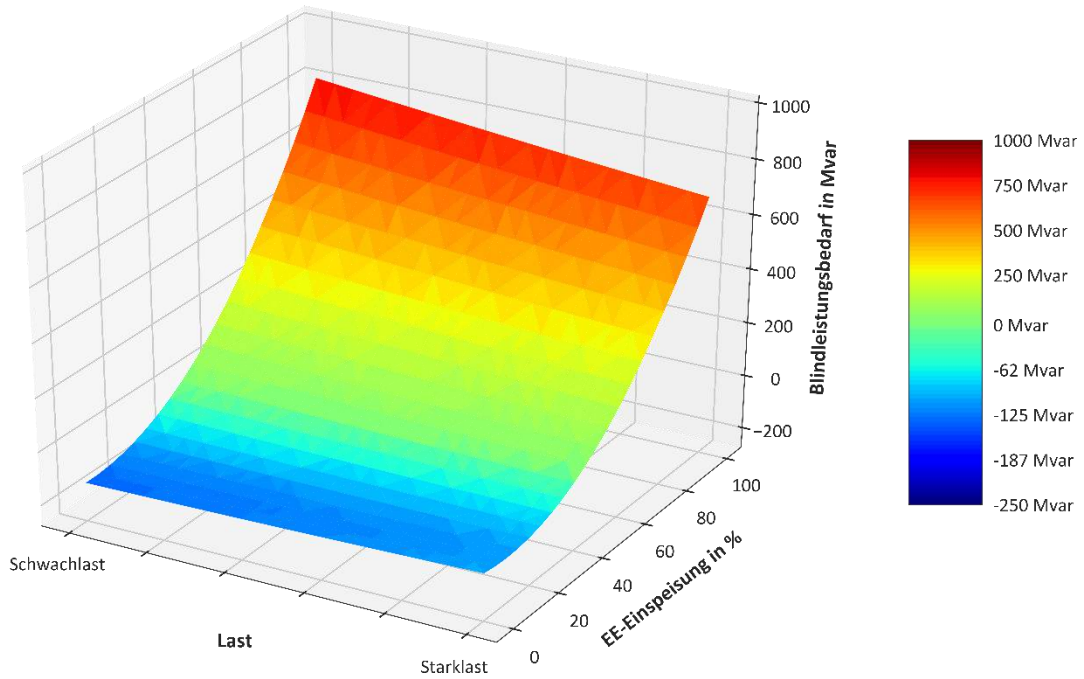


Abbildung 105: Q-Bedarf für Teilnetz-BB Rot abhängig von EE-Einspeisung und Last

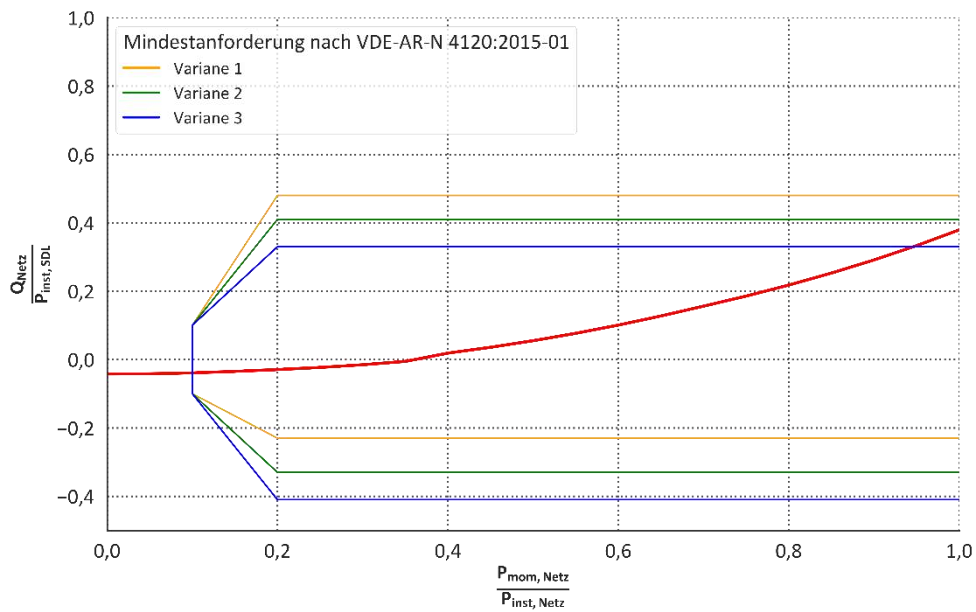


Abbildung 106: Q-Kennlinie für Teilnetz-BB Rot mit Q-Grenzen für die EE-EZA

Teilnetz-Brandenburg Blau (MITNETZ Strom)

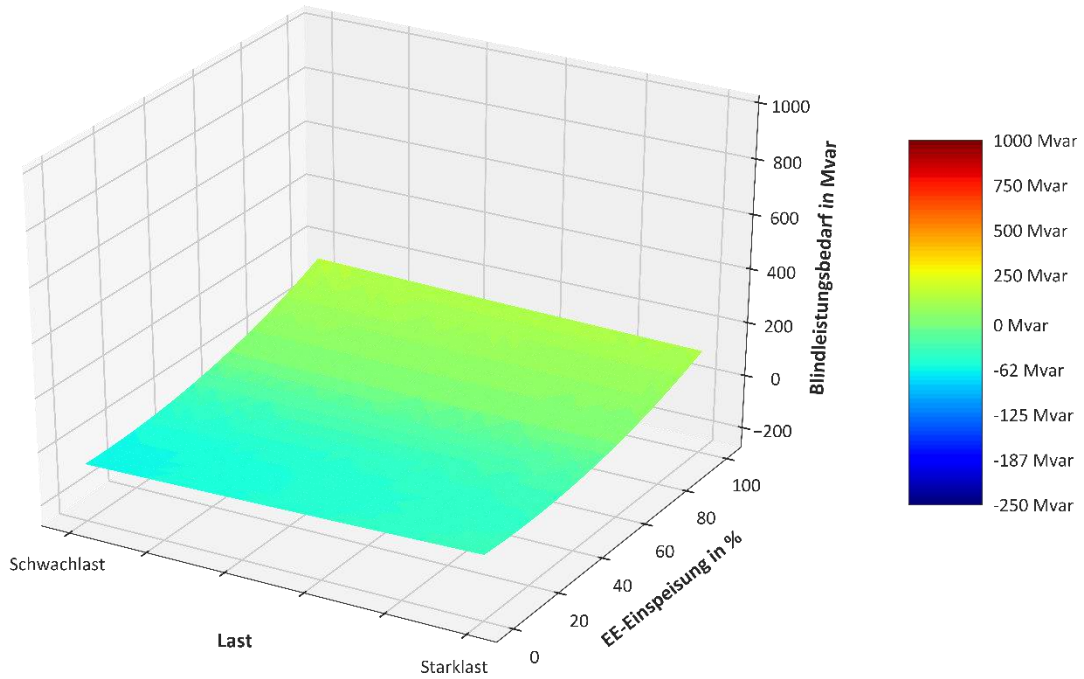


Abbildung 107: Q-Bedarf für Teilnetz-BB Blau abhängig von EE-Einspeisung und Last

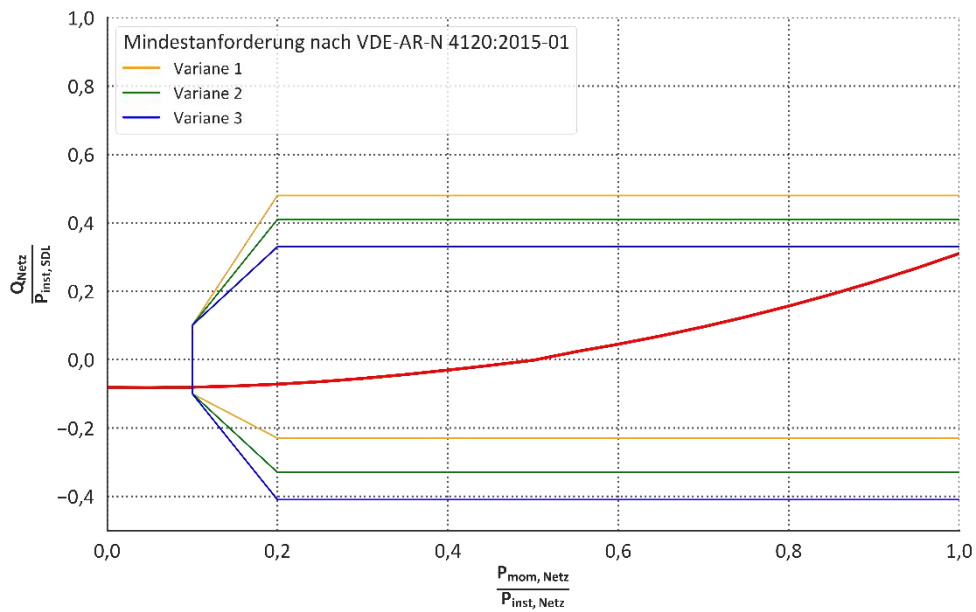


Abbildung 108: Q-Kennlinie für Teilnetz-BB Blau mit Q-Grenzen für die EE-EZA