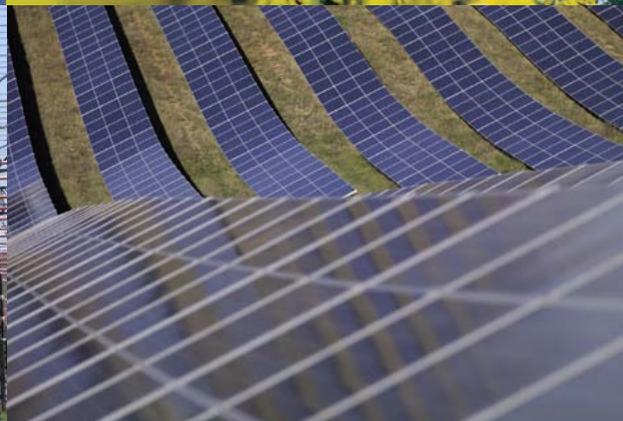


VDE-Studie



Erneuerbare Energie braucht flexible Kraftwerke – Szenarien bis 2020

Gesamttext

ETG

VDE

Autoren

ETG-Task Force Flexibilisierung des Kraftwerksparks

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Günther Brauner, TU Wien (Leitung)

Dipl.-Ing. Wolfgang Glaunsinger, VDE/ETG

Dipl.-Ing. Stefan Bofinger, IWES-Fraunhofer

Dipl.-Ing. Markus John, ABB AG, Division Energietechnik-Systeme

Dipl.-Ing. Wendelin Magin, ABB AG, Division Energietechnik-Systeme

Dr.-Ing. Ireneusz Pyc, Siemens, Energy Sector, Technology und Innovation

Dipl.-Ing. Steffen Schüler, Vattenfall Europe

Dipl.-Ing. Stephan Schulz, 50Hertz Transmission GmbH

Dr.-Ing. Ulrich Schwing, EnBW Kraftwerke AG

Dr. sc. Philipp Seydel, EnBW Trading GmbH

Dr. Florian Steinke, Siemens Corporate Technology

Impressum

VDE VERBAND DER ELEKTROTECHNIK
ELEKTRONIK INFORMATIONSTECHNIK e.V.

Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG)

Stresemannallee 15 · 60596 Frankfurt am Main

Telefon 069 6308-346 · E-Mail etg@vde.com · <http://www.vde.com/etg>

Titelbild: Siemens AG

Gestaltung: Michael Kellermann · Graphik-Design · Schwielowsee-Caputh

April 2012

Erneuerbare Energie braucht flexible Kraftwerke – Szenarien bis 2020

**Studie der
Energietechnischen Gesellschaft im VDE (ETG)**

Gesamttext

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	5
Abbildungsverzeichnis	7
Einleitung	11
1 Energiestrategie in Deutschland.....	13
2 Wind.....	15
2.1 Entwicklung der Windenergie in Deutschland	15
2.2 Netzintegration von Windanlagen.....	19
2.3 Leistungsänderungen durch Windenergie.....	20
3 Photovoltaik.....	25
3.1 Wirtschaftliche und technische Entwicklung der Photovoltaik	25
3.2 Belastbarkeit von Niederspannungsnetzen durch PV	27
3.3 Energieaktive Siedlungen und „smart cities“	29
3.4 Einfluss der Photovoltaik auf die Residuallast und die Leistungsgradienten 32	
4 Flexibilität thermischer und hydraulischer Kraftwerke.....	37
4.1 Änderungen der Voraussetzungen.....	37
4.2 Thermische Kraftwerke	38
4.3 Hydraulische Kraftwerke	42
5 Energiemodell Deutschland	45
5.1 Externer Blick	45
5.1.1 Entwicklung der Stromerzeugung 2000-2010	45
5.1.2 Überblick zukünftiger Energiemix, externe Studien.....	47
5.2 Modellierung VDE - Szenarien	52
5.2.1 Annahmen und Randbedingungen zu VDE-Szenarien	52
5.2.2 Stromverbrauch und Netzlast.....	53
5.2.3 Stilllegungen.....	55
5.2.4 Neubauszenarien.....	56
5.3 Konsequenzen der VDE-Szenarien.....	57
5.3.1 Stromerzeugung.....	59
5.3.2 Installierte Leistung	61
5.3.3 CO ₂ -Emissionen.....	65
5.4 Zeitliche Analyse der Residuallast im Referenzszenario AT40	66
5.4.1 Vorhersageunsicherheit bei der Einspeisung erneuerbarer Energien .	68
5.5 Räumlich-Zeitliche Modellierung des Kraftwerkseinsatzes im Referenzszenario AT40	70

5.5.1	Das Regionenmodell.....	70
5.5.2	Typische Fahrpläne im Vergleich heute und im Szenario VDE-AT40 .	72
5.6	Diskussion.....	74
6	Netz und Handel	81
6.1	Aufgaben des Übertragungsnetzes.....	81
6.1.1	Primärregelung.....	83
6.1.2	Sekundärregelung.....	85
6.1.3	Minutenreserve	86
6.2	Regelzone und Regelblock	87
6.3	Bilanzkreise.....	88
6.4	Ausgleichsversorgung.....	89
6.5	Großhandelsmärkte Strom.....	92
6.5.1	Day-Ahead-Markt.....	92
6.5.2	Intra-Day-Markt	94
6.5.3	Terminmarkt.....	94
6.6	Integration erneuerbarer Energien in Deutschland.....	94
6.6.1	Erneuerbare-Energien-Gesetz–EEG.....	94
6.6.2	Finanzielle Wälzung	95
6.6.3	Direktvermarktung.....	96
6.7	Neue Anforderungen an den Großhandelsmarkt	97
7	Flexibilisierung der thermischen Erzeugung.....	99
7.1	Einfluss der erneuerbaren Energien auf den Kraftwerksbetrieb	99
7.2	Leistungen und Lastgradienten der erneuerbaren Erzeugung	101
7.3	Gradientenregelverhalten der thermischen Kraftwerke	106
7.4	Einsatzstrategien für thermische Kraftwerke	111
7.5	Einfluss der EE auf die Volllaststunden.....	114
7.6	Wirtschaftlichkeit der thermischen KW im Vergleich mit Speichern.....	115
8	Einfluss des Netzausbaus und der Speicher	119
8.1	Netze.....	119
8.1.1	Netzausbau im Regionenmodell	119
8.1.2	Netzausbau, Redispatch und Marktzone n	121
8.2	Speicher.....	123
8.3	Speicherkonzept Power-to-Gas	128
9	Zusammenfassung, Schlussfolgerungen, Handlungsbedarf	133
	Literatur	139

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Mehrertrag einer 2 MW WEA im Binnenland (Bayern) durch Vergrößerung der Nabenhöhe und des Rotordurchmessers [28]	17
Abbildung 2: Verteilung der Binnenlandflächen für Windstandorte (Quelle: Fraunhofer IWES).	18
Abbildung 3: Schwankungen der Windeinspeisung in Deutschland (Quelle: Energie für Deutschland, WEC-DNK, Mai 2010)	20
Abbildung 4: Schwankungen der Windeinspeisung im Jahr 2020, AT40-Szenario, (Wind-gesamt)	22
Abbildung 5: Schwankungen der Windeinspeisung im Jahr 2020, AT40-Szenario (on- und offshore)	23
Abbildung 6: Entwicklung der Preise von Photovoltaikmodulen [17]	25
Abbildung 7: Spezifische Preise von PV-Anlagen	26
Abbildung 8: Zeitliche Entwicklung der PV-Kapazität in Deutschland.....	27
Abbildung 9: Erzeugungs- und Lastprofil einer energieaktiven Siedlung am 21. Juni	30
Abbildung 10: Ausgleichsenergie einer energieaktiven Siedlung (Quelle: TU Wien) 31	
Abbildung 11: Erzeugungsprofil einer Energieautarken Siedlung mit unterschiedlichen Deckungsraten am 21. Juni (Quelle: TU Wien).....	31
Abbildung 12: Einfluss der Ausrichtung der PV-Anlagen auf die Erzeugungscharakteristik (Quelle: IWES).....	32
Abbildung 13: Lastprofil des deutschen Netzes am 3. Mittwoch im Januar und prinzipielle solare Erzeugung am 21. Juni und 21. Dezember (normierte Darstellung) (Quelle: TU Wien).....	33
Abbildung 14: Häufigkeitsverteilung der Leistungsänderung von Photovoltaikanlagen für das Referenzszenario AT40	34
Abbildung 15: Netto-Engpassleistung der konventionellen Kraftwerke in Deutschland 2009, [3].....	38
Abbildung 16: Bildliche Darstellung des Kohlekraftwerk-Prozesses	39
Abbildung 17: Beispiel eines modernen Wasserkraftwerks mit Rohrturbinen in landschaftsfreundlicher Flachbauweise, Quelle: Energie Baden- Württemberg AG .	43
Abbildung 18: Entwicklung der Stromerzeugung in Deutschland in TWh	45
Abbildung 19: Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern in TWh [6]	46
Abbildung 20: Energiekonzept – Szenarien Stromerzeugung, Jahr 2020 in TWh [15]	48
Abbildung 21: Vergleich externer Aussagen zur Struktur der Stromerzeugung im Jahr 2020 in TWh bzw. %, [5], [13], [22], [15].....	49
Abbildung 22: Szenarien der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energieträger im Jahr 2020 in TWh bzw. % [5]; [13], [22]	51
Abbildung 23: Stromanteil am Endenergieverbrauch in ausgewählten Regionen [26], [5] Basisszenario	54

Abbildung 24: Szenarien des Brutto-Stromverbrauchs Deutschland in TWh [5], [22], [42], [15].....	55
Abbildung 25: VDE-Szenarien, 2020 (backlog: im Bau befindliche Anlagen)	57
Abbildung 26: Verfügbarkeitsfaktoren der PV- Anlagen gegenüber der Wind Onshore-/Offshore-Leistung in der Winterzeit (Quelle: eigene Darstellung basierend auf Daten aus [25])	58
Abbildung 27: Verfügbarkeitsfaktoren der PV- Anlagen gegenüber der Wind Onshore-/Offshore-Leistung in der Sommerzeit (Quelle: eigene Darstellung basierend auf Daten aus [25])	59
Abbildung 28: Vergleich der VDE-Szenarien für die Stromerzeugung im Jahr 2020 in TWh	60
Abbildung 29: Szenarien der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energieträger im Jahr 2020 in TWh	61
Abbildung 30: Vergleich der VDE-Szenarien für installierte Leistung im Jahr 2020 in GW	62
Abbildung 31: Vergleich erforderliche und überschüssige thermische Leistung im VDE-Szenario AT40	64
Abbildung 32: Vergleich der VDE-Szenarien für CO ₂ -Emissionen im Jahr 2020	65
Abbildung 33: Residuallast im VDE-AT40-Referenzszenario in Stunden- (schwarz) und Wochenauflösung (rot)	66
Abbildung 34: Einspeisung aus erneuerbaren Energien für zwei beispielhafte Wochen im VDE-AT40-Szenario im Jahr 2020.....	67
Abbildung 35: Gradienten der Residuallast im VDE-AT40-Referenzszenario im Vergleich mit dem Basisjahr 2009	68
Abbildung 36: Hochrechnung der Abweichungen der Vortagsprognose für die Wind-, bzw. Solareinspeisung im VDE-AT40-Szenario, basierend auf der heutigen Prognosegüte	69
Abbildung 37: Regionen des verwendeten techno-ökonomischen Modells mit den regionalen Erzeugungskapazitäten (Quelle: Schaber/Siemens).....	70
Abbildung 38: Energiemix für zwei beispielhafte Wochen. A) Szenario 2009, b) VDE-Szenario AT40 im Jahr 2020	74
Abbildung 39: Beispielhafte Darstellung verschiedener Lastbänder.....	75
Abbildung 40: Volllaststunden und Starthäufigkeit für verschiedene Residuallastbänder, Szenario VDE-AT40 im Vergleich zum Jahr 2010	76
Abbildung 41: Residuallastgradienten pro einer Stunde, Vergleich des Jahres 2010 und des Szenarios VDE-AT40.....	77
Abbildung 42: Frequenzverlauf bei Primär- und Sekundärregelung	85
Abbildung 43: Netzregelverbund mit Sekundär-Regelleistungs-Optimierung (Quelle: FNN).....	86
Abbildung 44: Regelblöcke (dicke Linien) und Regelzonen (dünne Linien) in Europa (Quelle: ENTSO-E, Stand Februar 2011)	88
Abbildung 45: Definition von Regelzonen und Bilanzkreisen.....	89

Abbildung 46: Wahrscheinlichkeitsdichte der Verteilung eines Bilanzkreises von einem ($\sigma = 1$) und von 16 Teilnehmern ($\sigma = \frac{1}{4}$)	91
Abbildung 47: Schematische Darstellung der Merit-Order und exemplarische Einflussfaktoren auf den Großhandelspreis (Quelle: EnBW)	92
Abbildung 48: Preisbildung im Strommarkt	93
Abbildung 49: Vereinfachte Darstellung der Vermarktung des EEG-Stroms sowie der Kostenwälzung	96
Abbildung 50: Vermarktungsformen EEG-förderfähigen Stroms (Quelle: EnBW)	97
Abbildung 51: Rampen- und Stundenprodukte	98
Abbildung 52: Kraftwerksbetrieb heute	99
Abbildung 53: Zukünftiger Erzeugungsmarkt bei überwiegender EE	101
Abbildung 54: Verteilungsfunktionen der Gradienten für Leistungsänderungen innerhalb einer Stunde für Windenergie und Photovoltaik (s. Kap. 2.3 und 3.4)	103
Abbildung 55: Tageszeitliche Abhängigkeit des maximalen Leistungsgradienten von PV-Anlagen und von Windenergie für das Szenario VDE-AT40	104
Abbildung 56: Jahresgang der monatlichen Volllaststunden (geglättet nach [35]) ..	104
Abbildung 57: PV-Gradienten in Abhängigkeit von WEA-Gradienten für das Szenario VDE-AT40	105
Abbildung 58: Häufigkeitsverteilung der Gradienten von PV, WEA und PV + WEA	106
Abbildung 59: Flexible Auslegung der thermischen Kraftwerke	108
Abbildung 60: Abfahr- und Wiederanfahrvorgang von thermischen Kraftwerken (T_{LA} Last-Abfahrvorgang, T_{VA} Abfahrverzögerung, T_{VW} Wiederanfahrverzögerung, T_{LW} Lastaufnahme beim Wiederanfahren, $T_{VA} + T_{VW}$: technische Mindeststillstandszeit)	109
Abbildung 61: Wirkungsgrad von GuD-Anlagen im Teillastbereich [40]	110
Abbildung 62: Schematisierte Leistungsgradienten von thermischen Kraftwerken im Vergleich	111
Abbildung 63: Ausgleich der Residuallast durch Börsenprodukte a) Stundenprodukte, b) Gradientenprodukte aus flexiblen Kraftwerken, c) Gradientenprodukte aus konventionellen thermischen Kraftwerken	112
Abbildung 64: Erforderliche flexible Kraftwerksleistung bei unterschiedlichen Gradientenfähigkeiten der thermischen Kraftwerke	113
Abbildung 65: Jahresgang der Erzeugung aus EE für das Szenario AT40	114
Abbildung 66: Kapazitätsnutzungsrate der thermischen Backupversorgung	115
Abbildung 67: Erzeugungsvollkosten CCPP und SPP (additive Darstellung, Basis 2020)	116
Abbildung 68: Vergleich der Erzeugungskosten mit und ohne CO ₂ -Kosten	116
Abbildung 69: Vergleich der Erzeugungskosten von Speichern [9] mit thermischen Kraftwerken	117
Abbildung 70: Das aggregierte heutige Netz, der modellierte kostenoptimale Netzausbau auf aggregiertem Modellniveau und die überregionalen Energietransporte im Referenzszenario AT40	120

Abbildung 71: Energiemix für zwei beispielhafte Wochen. a) Szenario VDE-AT40, b) Szenario AT40-Netz	121
Abbildung 72: Wahrscheinlichkeit von Redispatch in Abhängigkeit von der Windeinspeisung in der 50Hertz-Regelzone.....	122
Abbildung 73: Vorhandene und bis 2020 geplante Pumpspeicherleistungen in Mitteleuropa (Quelle: TU Wien)	124
Abbildung 74: Entwicklung der absoluten und relativen Leistungen der Pumpspeicher, bezogen auf die EE-Installationen in EU-27 entsprechend NREAP [31]	125
Abbildung 75: Entwicklung der absoluten und relativen Leistungen der Pumpspeicher, bezogen auf die EE-Installationen in Deutschland entsprechend NREAP	126
Abbildung 76: Vergleich der Variationsbereiche der Stromgestehungskosten bei Neubauten und Erweiterungen von Pumpspeicherkraftwerken	127
Abbildung 77: Schematische Darstellung der Strom-Gasnetz-Kopplung.....	128
Abbildung 78: Entladeleistung und zugehörige Entladedauer der deutschen Erdgasspeicher. Quelle: auf Basis von Sedlacek 2009	129
Tabelle 1: Erzeugungskosten von PV-Anlagen in €/kWh	26
Tabelle 2: Kennwerte von Niederspannungsnetzen [29]	28
Tabelle 3: Größtmögliche Leistungsgradienten von Photovoltaik in Deutschland	34
Tabelle 4: Dynamische Kennwerte thermischer Kraftwerke *) bedingt durch die Emissionsgrenzwerte für NOx und CO bei Dauerbetrieb. Quellen: [10], [2], [45], [44], [46], [47].....	40
Tabelle 5: Übersicht der Typen von Regelenergie.....	87
Tabelle 6: Typische Kennwerte des heutigen Kraftwerkseinsatzes in Deutschland	100
Tabelle 7: Anteil der EE an der Elektrizitätserzeugung 2020 entsprechend VDE-AT40-Szenario (s. Abb. 29 und 30)	102
Tabelle 8: Anfahrzeiten, Wirkungsgrade und Gradienten im Teillastbereich	110
Tabelle 9: Energiewirtschaftliche Kennwerte von thermischen Kraftwerken.....	116
Tabelle 10: Geplante Pumpspeicherleistungen und Wälzenergien in Mitteleuropa (Quelle: TU Wien).....	124

Einleitung

Für den Wirtschaftsstandort Deutschland ist die zuverlässige und kostengünstige Energieversorgung ein zentraler Wirtschaftlichkeitsfaktor. Gleichzeitig nimmt der Stellenwert der Schonung der Umwelt in der Öffentlichkeit immer weiter zu. Mit den volatilen Energiepreisen, hier insbesondere für Treibstoff aber auch für Strom, rücken Themen wie Reserven und Importe fossiler Energieträger, Höhe der Subventionen für regenerative Energien und Gewährleistung einer sicheren Energieversorgung zunehmend in das Bewusstsein der Verbraucher und in die Auseinandersetzung um die Festlegung der zukünftigen energiepolitischen Ziele. Diese scheinen sich nun nach der Vorstellung des deutschen Energiekonzepts im Herbst 2010 auf das alles überragende Ziel der 80 – 95 %igen CO₂-Emissionseinsparung bis zum Jahr 2050 zu konzentrieren. Bei einer Energiewirtschaft, die noch zu 80 % vom Verbrauch fossiler Energieträger abhängig ist, bedeutet diese Absicht eine tiefgreifende Transformation der Versorgungsstruktur zu einem weitgehend regenerativen und CO₂-freien System. Um das Ziel der CO₂-Emissionsreduktion kristallisieren sich nun mehrere Handlungsfelder, die zu den Schlüsselfaktoren der erfolgreichen Systemtransformation werden können. Neben der schnellen Dekarbonisierung der Stromerzeugung, muss der Anpassung von Stromübertragungs- und Verteilungsnetzen höchste Priorität eingeräumt werden. Die erforderlichen Netzbau- und Netzverstärkungsmaßnahmen, die einerseits durch das Wegfallen der Einspeisungen aus Kernkraftwerken, andererseits durch die Aufnahme neuer Windenergie- und stark dezentraler Solarenergiekapazitäten hervorgerufen werden, müssen unabhängig von bestehenden gesellschaftlichen Behinderungen und planungsrechtlichen Verzögerungen zügig umgesetzt werden. Entsprechende Handlungsempfehlungen, die sich im Wesentlichen auf die Hochspannungsebene beziehen, sind in der DENA-II-Netzstudie ausgesprochen worden [10]. Neben der Erweiterung des Hochspannungsnetzes, der an den Ausbau der Windkraft gebunden ist, bedingt der starke Zubau der Photovoltaik-Leistung (PV) die Notwendigkeit der Erweiterung von Mittel- und Niederspannungsnetzen. Hierbei rückt das Thema der zu sichernden Netzstabilität ins Zentrum der Aufmerksamkeit. Auch während der Systemtransformation muss die Versorgungssicherheit gewährleistet werden. Mit einer entsprechenden Abschätzung des erforderlichen Ausbaubedarfs von Verteilungsnetzen aufgrund der Photovoltaik- und Windeinspeisung hat sich das im März 2011 veröffentlichte BDEW – Gutachten [4] befasst.

Es steht viel auf dem Spiel. Während die technischen Lösungen und Maßnahmen zur Anpassung der Netzinfrastruktur weitgehend identifiziert wurden, erscheint der zunehmende Zeitdruck und Widerstand entlang der geplanten Leitungstrassen als einer der kritischen Faktoren bei den anstehenden Aufgaben. Sollten entsprechende Netzverstärkungs- und Netzausbau-Maßnahmen nicht rechtzeitig umgesetzt werden, drohen in Zeiten von Starkwind oder bei hoher Einspeisung aus PV-Anlagen

Netzüberlastungen und demzufolge Abschaltung von regenerativen Stromerzeugungsanlagen.

Neben der Anpassung der Netze ist die Erhöhung der Flexibilität entlang der gesamten Stromversorgungskette ein zweites wichtiges Handlungsfeld. Der wesentliche Grund dafür ist, dass der elektrische Strom sich im Gegensatz zu anderen Energieträgern nur aufwendig und noch vergleichsweise teuer speichern lässt. Die Integration immer größer werdender Leistungen fluktuierender erneuerbarer Energien erfordert eine deutliche Verbesserung der Flexibilität thermischer Kraftwerke, die die Volatilität der Einspeisung erneuerbarer Energien ausgleichen müssen. Schaffung von stationären und mobilen Speicherkapazitäten bildet die nächste, wichtige Herausforderung, die für eine erfolgreiche Transformation des Versorgungssystems von immenser Bedeutung bleiben wird. Ihre Einführung, mit dem Ziel der Erleichterung der Betriebsführung eines hochkomplexen, flexiblen Versorgungssystems, muss sich allerdings neben der technischen Zuverlässigkeit noch hinsichtlich ihrer Wirtschaftlichkeit bewähren. Mit diesem Thema hat sich ausführlich die VDE-Studie „Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger“ [43] befasst.

Nicht zuletzt werden eine zunehmende Dezentralisierung der Erzeugung und die Einbindung einer Vielzahl von Speichern und von konventionellen thermischen Anlagen von einer Durchdringung der Systemführung durch Informations- und Kommunikationstechnologien ermöglicht. Um die hierzu erforderlichen Investitionen auslösen zu können, sind neben der Etablierung innovativer technischer Lösungen geeignete Geschäftsmodelle zu finden.

Die aufgeführten Handlungsfelder zeigen die Dimension der technischen Herausforderungen während der Zeit der Systemtransformation zur Errichtung einer nachhaltigen Stromversorgung in Deutschland. Die deutsche Elektrizitätswirtschaft, die Forschungsstellen und die Industrie werden an manchen Stellen Risiken eingehen und Pionierrollen übernehmen müssen. Die dabei erzielten Lerneffekte sollten aber vielmehr im Licht der zukünftigen Chancen gesehen werden. Der historische Erfolg der deutschen Technologie und Industrie beruht auf den innovativen Pioniertaten der Ingenieure. Die Transformation der Elektrizitätswirtschaft bietet nun im strategisch so wichtigen Sektor Energietechnik eine einzigartige Chance, durch die Schaffung eines Wissens- und demzufolge Wettbewerbsvorsprungs an die Erfolgsgeschichte der deutschen Technologie und Exportwirtschaft anzuschließen.

Mehrere der angesprochenen Themen sind in den letzten Jahren in einschlägigen VDE-Studien und Veröffentlichungen behandelt worden. Das Thema der Flexibilität konventioneller Kraftwerke wurde dabei noch nicht aufgegriffen. Darauf wird in dieser Studie eingegangen.

1 Energiestrategie in Deutschland

Der aktuelle Eckpfeiler der europäischen Energiestrategie ist ein Klimaschutzpaket, das am 17. Dezember 2008 durch das Europäische Parlament verabschiedet worden ist. Darin verpflichten sich die EU-Staaten, die CO₂-Emissionen bis 2020 um 20 % gegenüber 1990 zu senken, die Energieeffizienz um 20 % zu verbessern und den Anteil der erneuerbaren Energien auf 20 % zu steigern [19]. Infolge dieses Beschlusses werden die einzelnen EU-Mitgliedstaaten angehalten, über die Festlegung von Maßnahmen zur Erreichung des verbindlichen nationalen Ziels sogenannte Nationale Aktionspläne für erneuerbare Energien zu entwickeln und umzusetzen [20]. Trotz der nach wie vor angespannten Finanzlage und der erfolglosen Klimagipfel in Kopenhagen 2009, Cancun 2010 und Durban 2011 setzt die EU27 unbeirrt darauf, dass die „20-20-20 Ziele“ und damit „die Verwandlung Europas in eine kohlenstoffarme Wirtschaft“ (José Manuel Barroso) fortgesetzt werden.

Die Energiestrategie der Bundesregierung ist in die Energie- und Klimapolitik der Europäischen Union eingebettet. Sie orientiert sich an den Zielen des EU-Klimaschutzpakets und stützt sich weitgehend auf die Vorgaben aus dem Integrierten Energie- und Klimapaket [27] vom August 2007. Die darin formulierten Ziele für das Jahr 2020 im Energiesektor sind:

- Verdoppelung der Energieproduktivität
- Steigerung der Energieeffizienz gegenüber dem Trend um 20%
- Steigerung des Anteils regenerativer Energieträger am Energieverbrauch bei:
 - Wärme auf 14%
 - Kraftstoffen auf 17%
 - Stromerzeugung auf 30%
- Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) auf 25%
- Ausbau der Biomasse – KWK
- Neubau fossiler Kraftwerksleistung mit KWK
- Umwandlung von Einzelheizungen in netzgebundene Wärmeversorgung

Das vorrangige Ziel dieser Maßnahmen ist die Reduktion der CO₂-Emissionen um mindestens 20 % bis zum Jahr 2020.

Das strategisch wichtigste Dokument seit der Veröffentlichung des IEKP-Pakets ist das im Herbst 2010 publizierte Energiekonzept der Bundesregierung [15]. Im Vorfeld der Veröffentlichung wurde das Beraterkonsortium aus EWI (Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln), GWS (Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforchung mbH) und Prognos AG vom Bundesministerium für Wirtschaft und

Technologie beauftragt, ein Konzept entlang der Ziele Deutschlands vor dem Hintergrund der europäischen Energiepolitik zu entwickeln. Die zugehörigen Energieszenarien reichen bis zum Jahr 2050. Das vorrangige Ziel in diesem Dokument ist, geeignete Wege zu 80 – 95 %iger CO₂-Emissionseinsparung bis zum Jahr 2050 zu finden und die Energiepolitik dementsprechend auszurichten. Ein wesentliches Ergebnis der Studie ist die Bestätigung der Machbarkeit einer weitgehend regenerativen und CO₂-freien Zukunft. Dafür werden zwei entscheidende Erfolgsfaktoren identifiziert: Steigerung der Energieeffizienz und radikale Umstrukturierung der Elektrizitätswirtschaft. Eine Reihe von Handlungsempfehlungen wird vorgeschlagen. Die meisten von ihnen entfallen auf die zahlreichen Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz entlang der Erzeugungs- und Verbrauchskette, sowie auf die breite Förderung regenerativer Energien. Die Einbindung internationaler Projekte, wie Clean Development Mechanism (CDM) oder Joint Implementation (JI) ergänzt das Spektrum heimischer Maßnahmen zur Senkung von CO₂ Emissionen.

Der Elektrizitätswirtschaft wird eine signifikante Rolle bei der Erreichung von CO₂-Einsparungszielen zufallen. Im Jahr 2050 soll der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung bis auf 80 % und am Bruttoenergieverbrauch auf 60 % ansteigen. Die Kernenergie wurde zunächst im Energiekonzept als Übergangstechnologie in das regenerative Zeitalter angesehen. In der Konsequenz hätte das eine durchschnittliche Nutzungsdauerverlängerung der bestehenden Anlagen um 12 Jahre bedeutet. Trotz eines bis zum Jahr 2050 um 25 % sinkenden Stromverbrauchs sollte der Anteil der Stromimporte auf 20 – 30 % ansteigen. Ein Ausbau und das Umformen der Übertragungs- und Verteilungsnetze in "intelligente" Netze, sowie der Ausbau der Stromspeicherkapazitäten wurden als wesentliche Komponenten der zukünftigen Elektrizitätswirtschaft empfohlen.

Bedingt durch die Unfälle in den japanischen Kernkraftwerken wurde im Juni 2011 eine der wichtigsten Empfehlungen des Energiekonzepts bezüglich der Nutzungsdauerverlängerung deutscher Kernkraftwerke revidiert. Die langfristig formulierten Strategien bleiben jedoch bestehen. Die nun getroffene Entscheidung, alle Kernkraftwerke bis zum Jahr 2022 stillzulegen und die ehrgeizigen Ziele für die Nutzung erneuerbarer Energien, stellen die deutsche Elektrizitätswirtschaft kurzfristig vor vielfältige Herausforderungen. Dazu gehören der Umbau und die Erweiterung der Netzinfrastruktur, die Schaffung erforderlicher Ersatzkapazitäten für stillzulegende Kernkraftwerke, die Erweiterung der Speicherkapazitäten und die Erhöhung der Systemflexibilität entlang der gesamten Stromversorgungskette. Ein weiteres und abgestimmtes Zusammenwirken der gesetzgeberischen, marktwirtschaftlichen und industriellen Kräfte ist unabdingbar, um die formulierten Ziele des Transformationsprozesses Wirklichkeit werden zu lassen.

2 Wind

2.1 Entwicklung der Windenergie in Deutschland

Der Ausbau der Windenergie in Deutschland schaut inzwischen auf eine 20-jährige Geschichte zurück. Eine besonders starke Dynamik des Zubaus war im letzten Jahrzehnt zu beobachten, in dem fast 80 % der heute gesamt installierten Windleistung von 29 GW installiert wurde. Damit verfügt Deutschland nach China (63 GW) und den USA (47 GW) über die weltweit drittgrößte Flotte von Windenergieanlagen (WEA). Gemessen an der Entwicklung des jährlichen Neubaus hat hingegen die Rolle des deutschen Marktes an Bedeutung verloren. Nach Angaben des Global Wind Energy Council [24] wurden im Jahr 2011 weltweit 41,2 GW installiert, davon 18 GW allein in China. Hatte der deutsche Markt im Jahr 2005 noch 15 % des weltweiten Volumens ausgemacht, waren es im Jahr 2011 nur noch 5 % der weltweit neu errichteten WEA. Nach Erhebungen des Bundesverbands der Windenergie [11] ist nach einem relativ schwachen Jahr 2010, in dem 754 neue WEA mit 1 551 MW installiert wurden, im Jahr 2011 eine Markterholung eingetreten. Es wurden dabei 895 WEA mit 2086 MW installiert. Die gesamte Windenergieleistung ist damit auf 29 060 MW angestiegen.

Mit der Errichtung des Testfeldes Alpha Ventus im Jahr 2009 begann für Deutschland die Nutzung der Windenergie. Mit den Projekten „Baltic 1“ und „Bard 1“, die zusammen über 108 MW Leistung verfügen, sind im Jahr 2010 zwei größere offshore-Windparks errichtet worden. Im Laufe des Jahres 2011 kamen mit nur 6 neuen WEA 30 MW hinzu. Mit der gesamten offshore Leistung von 215 MW bleibt man deutlich hinter den anfänglichen Ausbauplänen zurück, nach denen im Jahr 2011 ca. 10 offshore Windparks mit ca. 3 GW bereits im Betrieb sein sollten. Dieses Ziel wird wohl erst im Jahr 2014 erreicht werden.

Die Wiederbelebung des Neubaus wird vor allem vor dem Hintergrund der nationalen Ziele zum Ausbau erneuerbarer Energien und der in der Perspektive für das Jahr 2022 abgeschlossenen Stilllegung aller deutschen Kernkraftwerke notwendig. Ein forcierter Ausbau der Windenergie, insbesondere im Offshore-Bereich, muss als wesentliche Komponente im Transformationsprozess der Elektrizitätswirtschaft zum nachhaltigen und wirtschaftlichen Versorgungssystem der Zukunft angesehen werden.

Im späteren Verlauf dieser Studie wird das Referenzszenario AT40 (s. Kap. 5.3) gewählt, in dem der Anteil regenerativer Stromerzeugung im Jahr 2020 40 % beträgt. Damit steigt der Anteil der Stromerzeugung aus Windenergie von 6 % (36,5 TWh) im Jahr 2010 auf über 20 % (127 TWh) im Jahr 2020 an. Ein wesentlicher Beitrag wird dabei dem Zubau im Offshore-Bereich beigemessen. So gehen wir in diesem Szenario davon aus, dass die hohen Auslastungsfaktoren auf See und die daraus

resultierenden hohen Stromerzeugungsmengen einen signifikanten Beitrag zur Füllung der nach Stilllegung von Kernkraftwerken entstehenden Erzeugungslücke liefern können. Um die in diesem Szenario angesetzten 16 GW im Offshore-Bereich im Jahr 2020 zu erreichen, müssen jedoch entsprechende Maßnahmen zur Beschleunigung der sich viel langsamer als erwartet entwickelnden Neuinstallationen unmittelbar umgesetzt werden. Der Neubau in der 2.Hälfte dieser Dekade müsste auf ca. 2 GW/a gesteigert werden. Dazu ist eine weitgreifende „Industrialisierung“ der noch jungen offshore-Technologien beim Transport, Bau und der Anbindung von WEA notwendig. Darüber hinaus sind geeignete Mechanismen in der Finanzierung und Vergütung von Offshore-WEA zu schaffen, die sich auf eine angemessene Vergütungsstruktur, wie auch solide Anschubfinanzierung erstrecken und den Weg zum dynamischen Aufbau der Windanlagen auf dem Meer garantieren sollen. Die Beschleunigung in Planungsverfahren, Integration der Sprinterprämie von 2 c/kWh in die Anfangsvergütung (Anstieg auf 15 c/kWh) und die Verabschiedung des Sonderprogramms zur Finanzierung der Investitionen (5 Mrd. €) weisen bereits in die richtige Richtung. Sie reichen möglicherweise aber noch nicht aus, die erforderlichen Investitionen kurzfristig auszulösen. Ergänzende flexible Maßnahmen und Modelle, sowohl in der Finanzierung als auch in der Vergütung (z. B. Stauchungsmodell) und Gesetzgebung (z. B. Anbindungsverpflichtungen) würden sicherlich helfen, die hohen Erwartungen an die zukünftige Rolle der Offshore-WEA im Mix der Stromerzeugung Wirklichkeit werden zu lassen.

Neben dem Aufbau der Offshore-Windparks selbst, ist die Erweiterung und Anpassung der Transport-Infrastruktur eine unabdingbare Voraussetzung zur Integration von Offshore-Anlagen in das existierende Versorgungssystem. Dem Ausbau der Erzeugungsleistung muss unbedingt der Ausbau der Übertragungsnetze folgen. An der Investitionsbereitschaft auf der Seite der Industrie mangelt es nicht. Nach den Angaben der Bundesnetzagentur ist eine Umsetzung der erforderlichen Investitionen in die Netze durchaus möglich. Zurzeit liegen über 20 Anträge auf Genehmigung eines Investitionsbudgets für die Netzanbindung von Offshore-Windparks in Höhe von ca. 10 Mrd. € vor. Mehr als die Hälfte dieser Anträge ist bereits genehmigt. Bedingung für ihre Umsetzung jedoch ist, dass die langwierigen Planungsverfahren beschleunigt und Bedenken der Bevölkerung entlang der geplanten Trassen schnell beseitigt werden können.

Neben dem Windenergieausbau im Offshore-Bereich ist die erweiterte Nutzung von Binnenland-Standorten eine wichtige Aufgabe. So gehen wir davon aus, dass in dem als Referenzfall ausgewählten AT40-Szenario eine Rückkehr zu Neubauraten von 2 GW/a und größer möglich sein wird. Eine nötige Voraussetzung dafür wird in der Erschließung von Schwachwindregionen gesehen. Neuere Schätzungen, wie die des Fraunhofer Instituts für Windenergie und Energiesystemtechnik [23] weisen z. B. ein Binnenland-Windpotenzial von knapp 200 GW aus. Insbesondere in Süddeutschland werden noch hohe Ausbaupotenziale ausgemacht.

Die Technologie von WEA, deren Entwicklungsfortschritt u.a. in der stetigen Zunahme der Anlagenleistung zum Ausdruck kommt, entwickelt sich dynamisch. Die mittlere Größe der installierten Anlagen ist von 180 kW im Jahr 1990 auf 1,1 MW im Jahr 2000 und auf 2,05 MW pro Anlage im Jahr 2010 angestiegen. Mit der Erhöhung der Nabenhöhe von WEA und einer Reduktion ihrer spezifischen Leistung je Rotorfläche ließen sich auch in windschwächeren Regionen attraktive Erträge erzielen. Die Erklärung dafür ist, dass die mittlere Windgeschwindigkeit mit zunehmender Nabenhöhe ansteigt und dass bei zunehmender Rotorfläche und gleichbleibender Generatornennleistung die Nennwindgeschwindigkeit abnimmt. Beides zusammen sorgt für höhere Volllaststundenzahlen und somit für höhere Erträge.

Ausgewählte Beispiele zu Mehrerträgen einer 2 MW WEA, die aus der Erhöhung der Nabenhöhe und/oder der Vergrößerung des Rotors resultieren, sind in der unteren Abbildung 1 zu finden.

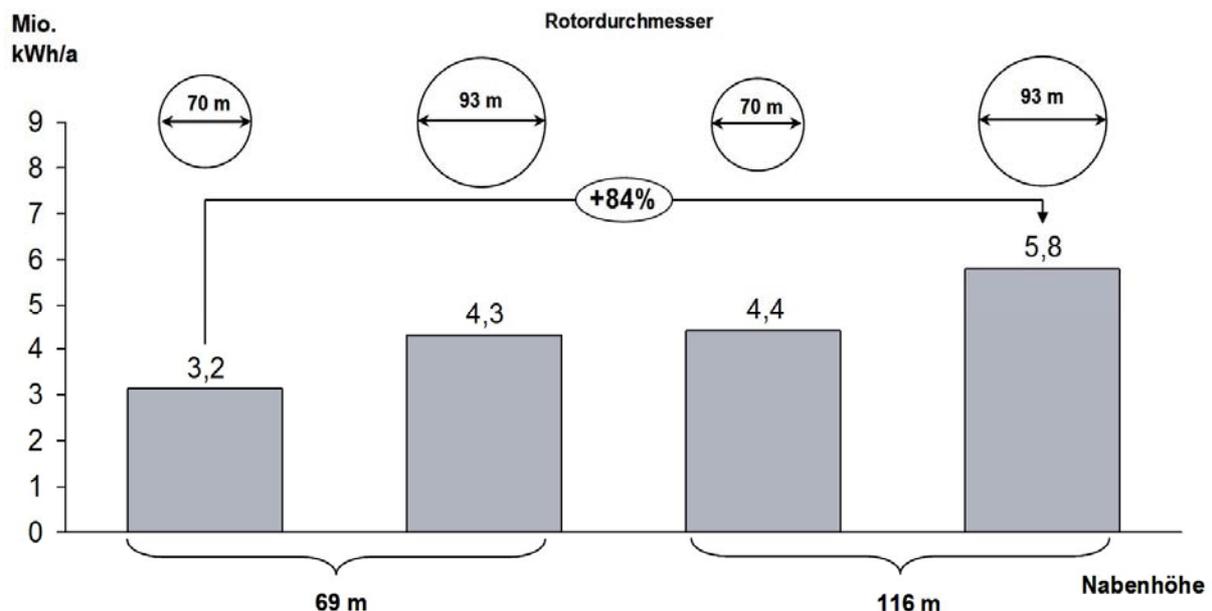


Abbildung 1: Mehrertrag einer 2 MW WEA im Binnenland (Bayern) durch Vergrößerung der Nabenhöhe und des Rotordurchmessers [28]

Darin wird deutlich, dass mit der Nutzung der heutigen Technik im Binnenland, die eine Erhöhung der Nabenhöhe auf 116 m und des Rotordurchmessers auf 93 m ermöglicht, eine Erzeugungssteigerung von bis zu 84 % möglich wird. Im Zusammenhang mit einer besseren Ausnutzung von windschwachen Regionen mit Hilfe größerer und effizienter Anlagen gewinnt das Repowering älterer Anlagen immer größere Bedeutung. Zwar sind diese Maßnahmen noch von relativ geringer Bedeutung. Im Jahr 2010 ist durch Ersatz von älteren Anlagen eine Leistung von 183 MW und im Jahr 2011 von 238 MW neu installiert worden. Es ist dennoch davon auszugehen, dass diese Zahl in den nächsten Jahren deutlich ansteigen wird. Auch soll an dieser Stelle erwähnt werden, dass über Veränderungen im Planungs- und

Genehmigungsrecht entsprechende Voraussetzungen geschaffen werden müssen, um solche Maßnahmen zu erleichtern.

Während der letzten 20 Jahre lag die durchschnittliche Auslastung von WEA bei ca. 1500 h/a. In Summe der Potenzialabschätzung geht IWES von einer mittleren Binnenland-Auslastung (Volllaststunden) von über 2000 h/a aus, die eine Stromerzeugung von 390 TWh (ca. 60 % der Gesamterzeugung) ermöglichen würde [23]. Eine entsprechende Verteilung von Flächen für gute Standorte und Schwachwindstandorte auf Basis der DWD-Daten ist in der folgenden Abbildung 2 zu erkennen.

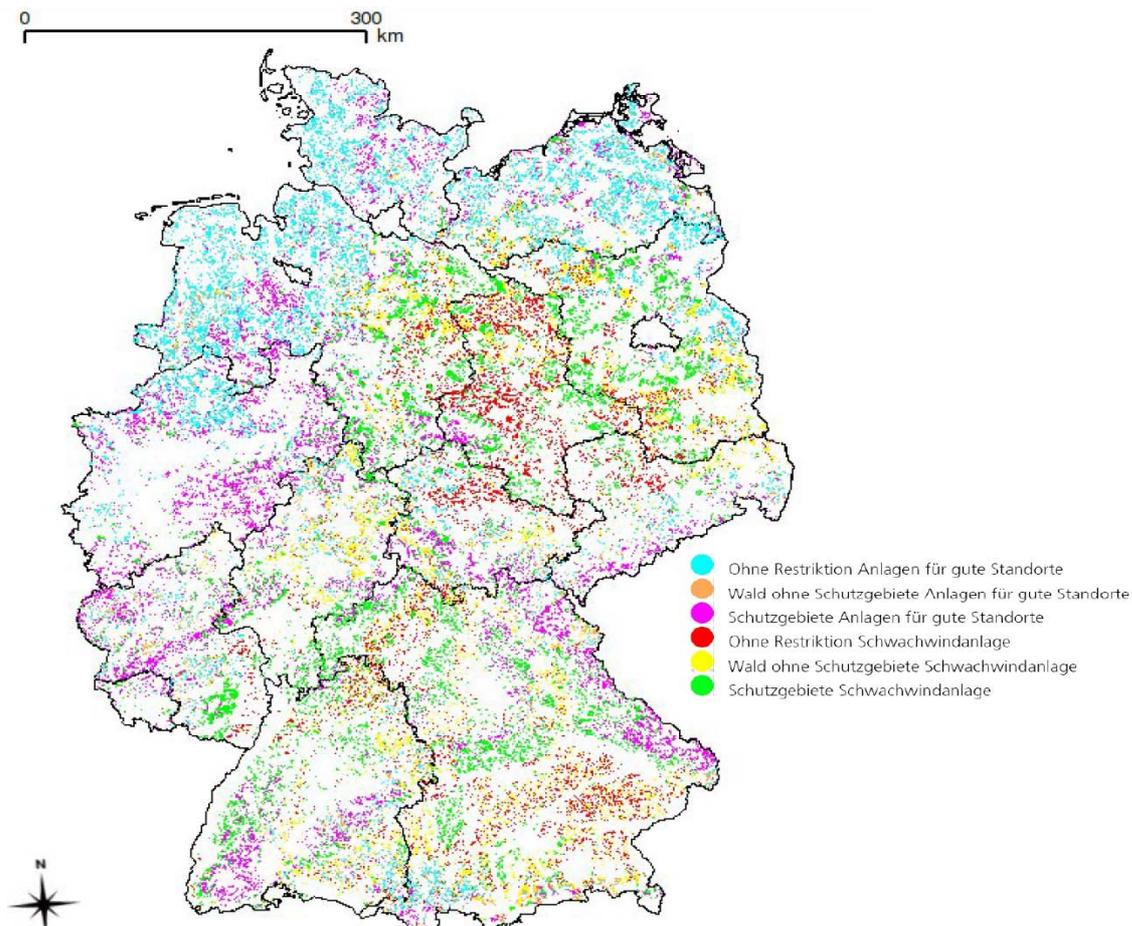


Abbildung 2: Verteilung der Binnenlandflächen für Windstandorte (Quelle: Fraunhofer IWES).

In dem AT40-Szenario werden bis zum Jahr 2020 die von IWES benannten Potenziale zu ca. 20 % genutzt, es bleibt damit noch signifikanter Raum für eine weitere Steigerung der Binnenland-Winderzeugung in den Jahren nach 2020 frei. In den VDE-Szenarien wird unterstellt, dass sich über Repowering und Neuerrichtung von Onshore-WEA die mittleren Volllaststundenzahlen von durchschnittlich 1500 Volllaststunden auf 1750 – 1800 h/a in 2020 verbessern. Für Offshore-Anlagen liegen bisher relativ wenige Erfahrungswerte vor. In dieser Studie gehen wir davon aus, dass in deutschen offshore Windparks im Jahr 2020 durchschnittliche Auslastungen von 3400 h/a erreicht werden können.

Um die im AT40-Szenario modellierte Erzeugung aus WEA zu erreichen, müssten die zuletzt beobachteten Zubauraten von 1500 – 2000 MW/a zumindest verdoppelt werden. Das gesamte, bis zum Jahr 2020 zu tätige Investitionsvolumen für 33 GW neuer Windleistung würde sich auf ca. 7,0 Mrd. €/a belaufen. Zusätzlich sind die Netzerweiterungskosten hinzuzurechnen, die allerdings nicht allein der Integration der Windenergie zuzuschlagen sind.

2.2 Netzintegration von Windanlagen

Die Netzanbindung großer Leistungen an der Küste, wie an den neuen Binnenland-Standorten erfordert erhebliche Netzverstärkungen. Mehrere Analysen, insbesondere DENA – Studien [10] zeigen hierzu Lösungsansätze. Einerseits ist die Energieübertragung im Offshore-Bereich über Hochleistungskabel und Energieplattformen zu ermöglichen, andererseits ist eine ausreichende Übertragungskapazität im Höchstspannungsnetz zu den Ballungszentren sicherzustellen. Dabei ist zu klären, ob mit derzeitigen Übertragungsspannungen von 380 kV ausreichende Kapazitäten bereitgestellt werden können. Langfristig sind auch die Möglichkeiten höherer Übertragungsspannungen als Gleichspannungssysteme von +800 kV (Übertragungsfähigkeit 6 GW) oder Ultrahochspannungs-Wechselspannungssysteme (mit 1000 kV und einer Übertragungsfähigkeit bis 8 GW je Doppelleitung) zu prüfen. Bis zum Jahr 2020 werden derartige Systeme im dicht besiedelten europäischen Raum voraussichtlich nicht umgesetzt werden können und werden hier nicht weiter betrachtet. Derzeit wird diese Technologie in Japan und China bereits verwendet und ist in Ländern wie Indien, Brasilien, USA und Canada in Planung. Neben dem Bau neuer Leitungen ist die Bereitstellung der Blindleistung, die zur Spannungshaltung benötigt und gleichmäßig verteilt über das gesamte Netz zur Verfügung gestellt werden muss, ein weiteres Problem des Netzbetriebes im System mit hohen Anteilen regenerativer Energieträger, insbesondere mit hohen Anteilen photovoltaischer Leistung. Ein Teil von Windanlagen ist dazu verpflichtet, an diesbezüglichen Anforderungen der Übertragungsnetzbetreiber mitzuwirken. Heute wird die Regelung der Blindleistung vorwiegend durch den konventionellen (hydraulischen und thermischen) Kraftwerkspark zuverlässig gewährleistet. Mit dem abnehmenden Einsatz der thermischen Leistung durch erhebliche Zunahme der Einspeisung aus Photovoltaik und Wind (wie späteres VDE-Referenzszenario), ist damit zu rechnen, dass kurzfristig Blindleistungsdefizite auftreten können. In den Zeiten von Schwachlast, z. B. an Wochenenden, in Kombination mit hoher Wind- und Solarenergieeinspeisung muss dann im Sinn eines stabilen Netzbetriebs dafür gesorgt werden, dass genügend regelfähige Einheiten, die erforderliche Kurzschlussleistung bereitstellen können, den Netzbetreibern zur Verfügung stehen.

2.3 Leistungsänderungen durch Windenergie

Die Winderzeugung zeichnet sich durch eine ausgeprägte Schwankung im Tages- und Jahresverlauf aus. Die Leistungs- und Erzeugungsschwankungen sind zwischen 0 und 85 % der installierten Kapazität nicht außergewöhnlich. Die besonders starken Windeinspeisungen sind am Nachmittag und Windschwachzeiten am frühen Vormittag in der Winterzeit zu beobachten. Dabei zeigen sich deutliche Abweichungen zu langjährigen Mittelwerten. Mit kürzer werdender Beobachtungszeit werden die Abweichungen zu den beobachteten Mittelwerten immer größer. Letztendlich zeigt die Betrachtung der letzten Jahre, dass es von Jahr zu Jahr erhebliche Schwankungen in Windverhältnissen sowohl für Monate und Jahre gibt, siehe Abbildung 3. Auch in der Zukunft muss damit gerechnet werden, dass derartige

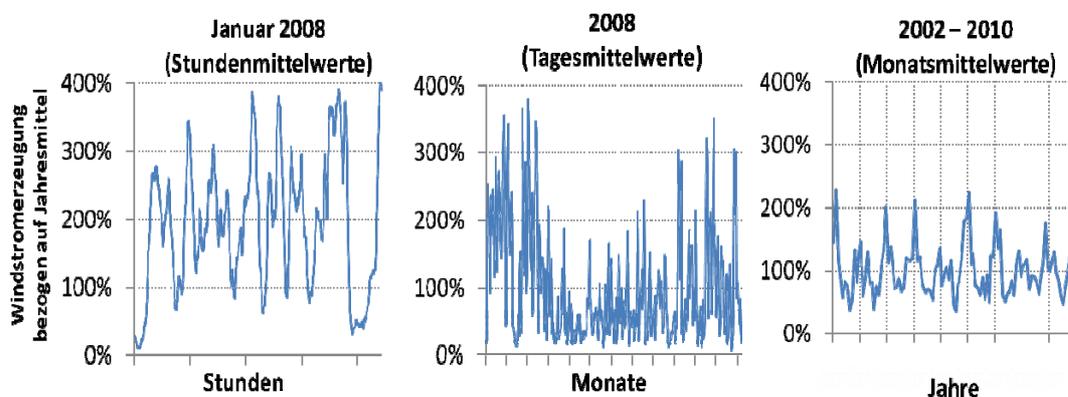


Abbildung 3: Schwankungen der Windeinspeisung in Deutschland (Quelle: Energie für Deutschland, WEC-DNK, Mai 2010)

Ausschläge unterschiedliche Windenergie-Einspeisemuster mit entsprechender Auswirkung auf die Fahrweise konventioneller Kraftwerke verursachen werden. Damit die Schwankungen der Wind-Einspeisung den stabilen Netzbetrieb nicht gefährden, ist eine möglichst genaue Prognose der zu erwartenden Erzeugung und Leistung unentbehrlich. Erfreulicherweise hat sich die Qualität der Windprognosen deutlich verbessert. Der minimale Prognosefehler mit einem 24 h Vorlauf hat sich in den letzten 10 Jahren halbiert, was einer Unsicherheit von ca. 1 200 MW entspricht. Bei einer einstündigen Vorlaufzeit geht die Unsicherheit weiter, bis 2 – 3 % der installierten Windleistung (500 bis 750 MW) zurück. Aber auch hier, ähnlich den Abweichungen der durchschnittlichen Einspeisungen, gibt es bei der Prognosequalität ausgedehnte Schwankungen. So wurden z. B. im Jahr 2010 maximale Abweichungen der Prognose von 30 %, d.h. von ca. 7 500 MW beobachtet. Die beiden Eckwerte in den Prognosefehlern geben eine Vorstellung für die Herausforderungen an eine ausreichend sichere Planung und den Betrieb der konventionellen Kraftwerksflotte. Die Prognosefehler für die Leistung und Erzeugung aus PV-Anlagen liegen noch im unzureichenden Ausmaß vor. Für die Gewährleistung der Systemsicherheit und als Maß der Herausforderungen an konventionelle Kraftwerke wird nun die Überlagerung der Fehler aus der Windstärke-

und Sonneneinstrahlungsprognose von großer Bedeutung sein. Sie werden den zukünftigen Rahmen für die Bestimmung des zukünftigen Bedarfs an konventionellen Kraftwerken und für die Anforderungen an ihre Fahrweise ergeben.

Für die Gewährleistung einer ausreichenden und flexiblen Leistung bei konventionellen Kraftwerken ist zusätzlich zu der Höhe der Windeinspeisung auch die Geschwindigkeit der positiven und negativen Leistungsänderung von großer Bedeutung. Bereits heute stellen die aus der Windeinspeisung resultierenden Anforderungen an die konventionelle Flotte eine Herausforderung für den Kraftwerks- und Netzbetrieb dar. Für die möglichen zukünftigen Leistungsgradienten der konventionellen Kraftwerke ist die Simulation von möglichst lokalen Wetterverhältnissen unter Berücksichtigung von Szenarien des zukünftigen Ausbaus fluktuierender Einspeisung aus Wind- und Solaranlagen notwendig. Damit können wichtige Hinweise für die bevorstehenden Anforderungen an die Flexibilität der konventionellen Flotte gewonnen werden. Eine „ideale“ Simulation sollte regionale Kopplung der Erzeugungskapazität- und Netzausbauszenarien, sowie die Einspeisung von Solar- und Windanlagen in einem Zeitraster von weniger als einer Stunde beinhalten. Solche Simulationen gehen über den Stand der bereits erstellten Analysen hinaus und zeigen vielmehr das Feld für die zukünftigen Analysen auf. In dieser Studie wird ein ideales Netz in sechs Regionen angenommen und das Zeitraster der Wetterverhältnisse auf eine Stunde begrenzt. Diesbezügliche Analysen, bezogen auf das AT40-Szenario sind im Kapitel 5.5 dieser Studie dargestellt.

Um die Charakteristik der zukünftigen Leistungsänderungen von Onshore- und Offshore- Windeinspeisung zu beschreiben, soll an dieser Stelle die Häufigkeit von Windleistungsgradienten vorgestellt werden. Die folgende Abbildung 4 zeigt, dass bei der im AT40-Szenario unterstellten Onshore-Leistung von 42 GW und einer Offshore - Leistung von 16 GW mit zum Teil erheblichen Leistungssprüngen zu rechnen ist. Man kann den dargestellten Histogrammen entnehmen, dass innerhalb einer Stunde ein Leistungsanstieg bzw. -abfall von +12/-8 GW (+20 % / -14 %) auftreten kann. Rampen von +/- 2 GW treten ca. 100 mal/Jahr auf. Bei stabilen Wetterlagen bleibt die Windeinspeisung über 400 mal im Jahr eine Stunde lang auf gleicher Höhe. Mit der Zunahme des Betrachtungszeitraums sinkt die Häufigkeit der Ereignisse, dafür werden die Leistungsänderungen größer. Die Darstellung der Änderungen innerhalb von 20 Stunden, was einem Tag nahe kommt, zeigt, dass ca. 70 % der installierten Windleistung (40 GW) entweder positiv oder negativ die Charakteristik der Tageslast abbilden können. Es ist davon auszugehen, dass es im Jahr 2020 Zeitperioden geben kann, vor allem während der Niedriglast in der Nacht und an Wochenenden, in denen die Windenergie allein die gesamte Last abdecken könnte.

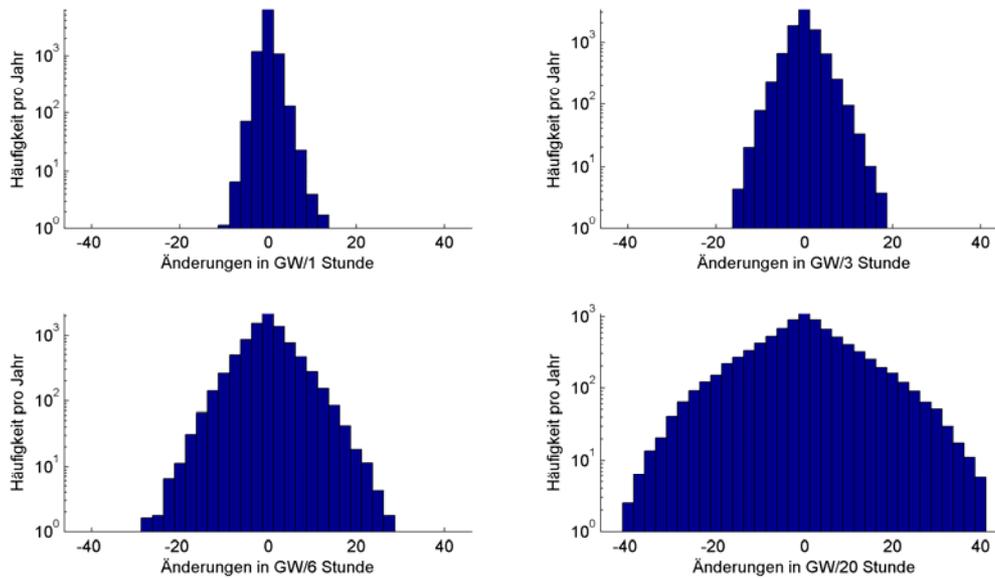


Abbildung 4: Schwankungen der Windeinspeisung im Jahr 2020, AT40-Szenario, (Windgesamt)

Betrachtet man die Schwankungen der Windenergie getrennt im Offshore- und Onshore-Bereich (s. Abb. 5), fallen unterschiedliche charakteristische Muster auf. Bei sehr guter Stetigkeit der Windverhältnisse auf See gibt es über die meiste Zeit des Jahres gemessen über eine Stunde keine Veränderung der Windeinspeisung. Nur kleinere Fluktuationen treten auf, wenn sich die Windleistung um +/- 1 GW innerhalb einer Stunde nur 1000-mal im Jahr verändert. Allerdings gibt es auch extreme Situationen (shut-down bei starkem Wind), die wenige Male im Jahr zu hohen Leistungsgradienten führen.

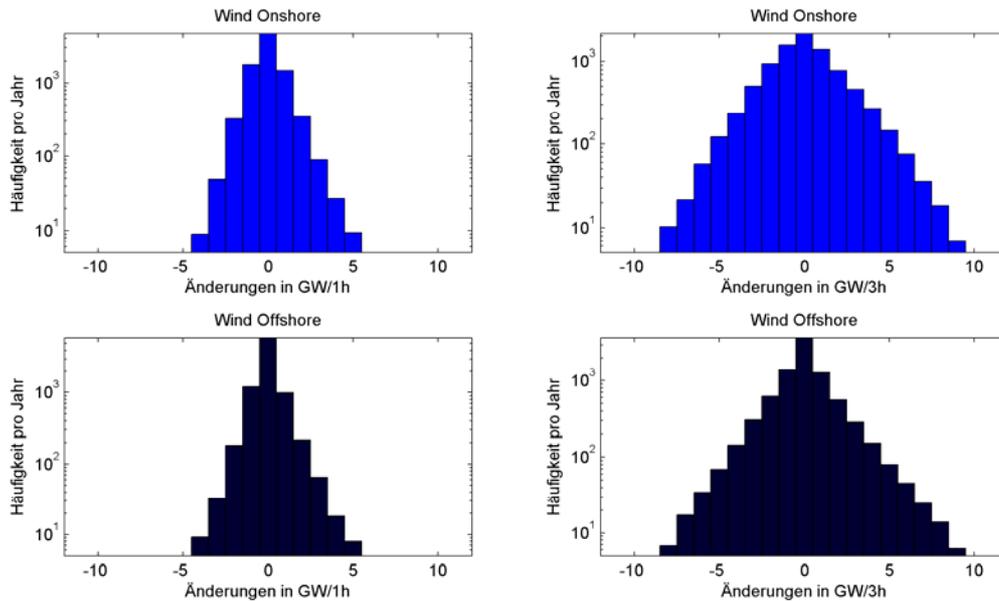


Abbildung 5: Schwankungen der Windeinspeisung im Jahr 2020, AT40-Szenario (on- und offshore)

Im Binnenland fluktuiert der Wind hingegen öfter, aber nicht mit so extremen Werten. Das liegt vor allem daran, dass bei Binnenlandaufstellung die Windturbinen über eine größere geographische Region verteilt sind. Neben Perioden des Starkwinds sind natürlich auch gegenteilige Extremsituationen möglich. An windstillen Zeiten muss dann genügend konventionelle Erzeugungskapazität vorhanden sein, um die nicht vorhandene Winderzeugung zu ersetzen. Bei Berücksichtigung von möglichen Netzengpässen können die dargestellten Fluktuationen zu sehr hohen Anforderungen an die Lastwechselfähigkeit der thermischen Kraftwerke führen. Nach dem Jahr 2020 werden durch weiter ansteigende WEA-Leistung die Leistungsgradienten weiter zunehmen. Der Netzausbau und die Flexibilität der thermischen Kraftwerke werden an Bedeutung gewinnen.

3 Photovoltaik

3.1 Wirtschaftliche und technische Entwicklung der Photovoltaik

Die technologische und fertigungstechnische Entwicklung der Photovoltaik schreitet derzeit rasch voran. Nachdem sich die Windenergie seit dem Jahr 1970 rasch entwickeln konnte und breit eingesetzt wird, gilt dies für die Photovoltaik ab dem Jahr 2005 ebenfalls. Für die Durchsetzung einer neuen Technologie steht die Wirtschaftlichkeit im Vordergrund. Abbildung 6 zeigt die Lernkurve für Photovoltaikmodule etwa ab dem Jahr 1980.

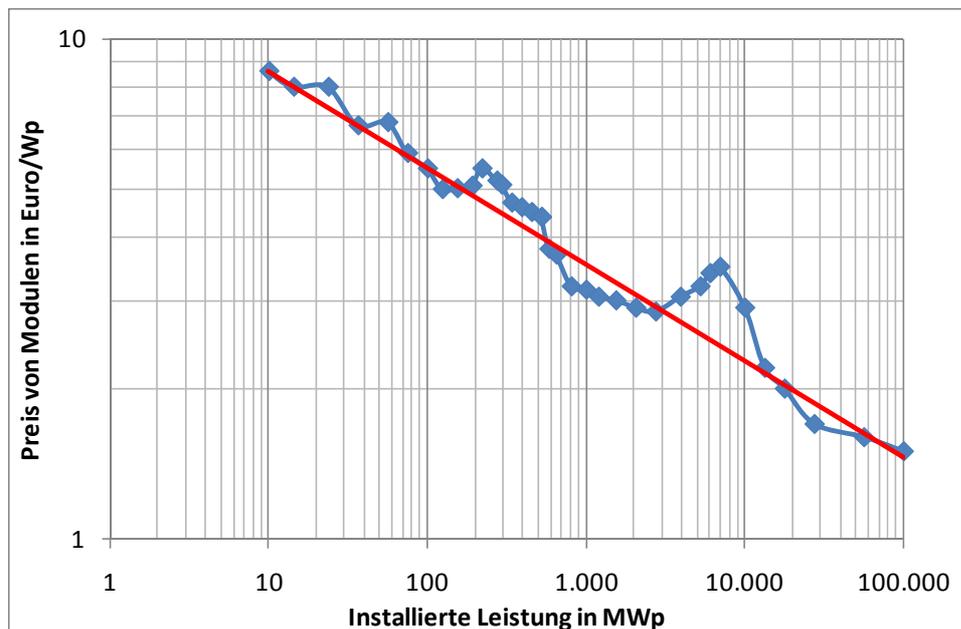
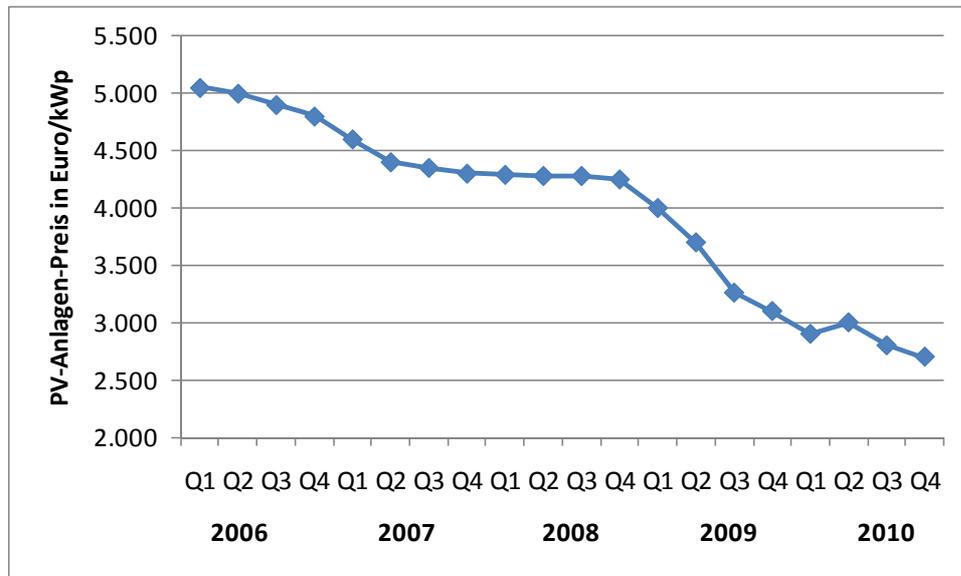


Abbildung 6: Entwicklung der Preise von Photovoltaikmodulen [17]

Im Jahr 2010 lagen die Preise für Module etwa bei 1,5 Euro/Wp. Eine Verdoppelung der Produktionskapazität ist hierbei jeweils mit einer Preisminderung von 15 bis 20 % verbunden. Installierte PV-Anlagen einschließlich Montagestrukturen und Inverter zeigen ebenfalls eine Preisdegression (Abb. 7). In den letzten fünf Jahren hat sich der Preis für PV-Anlagen halbiert. Falls sich diese Tendenz fortsetzen kann, sind bis zum Jahr 2020 Anlagenpreise von unter 1,0 Euro/Wp zu erwarten. In den Anlagenpreisen sind alle Aufwendungen für den Bau einer PV-Anlage enthalten einschließlich der Kosten für die Wechselrichter. Die Modulpreise liegen bei etwa 60 % der Anlagenkosten.

Tabelle 1: Erzeugungskosten von PV-Anlagen in €/kWh

Anlagenpreis In Euro/Wp	Jährliche Volllaststunden h/a				
	800	900	1.000	1.1 00	1.200
2,75	0,280	0,249	0,224	0,204	0,187
2,00	0,204	0,181	0,163	0,148	0,136
1,75	0,153	0,136	0,122	0,111	0,102

**Abbildung 7: Spezifische Preise von PV-Anlagen**

Bei einem Zinsfuß von 5 % und einer Abschreibungs- und Nutzungsdauer von 20 Jahren und jährlichen Betriebs- und Wartungskosten von 1,5 % des Investitionswertes zeigt Tabelle 1 die PV-Stromerzeugungskosten für Volllaststunden von 800 bis 1.200 h/a. Aus der Sicht der Endnutzer von elektrischer Energie sind PV-Anlagen dann wirtschaftlich, wenn sie unter den Bezugspreisen von Elektrizität aus dem öffentlichen Netz liegen (derzeit bei etwa bei 0,2 Euro/kWh). Bei heutigen Anlagenpreisen erreichen PV-Anlagen in sonnigen Regionen mit 1 100 Volllaststunden die Wirtschaftlichkeit. In wenigen Jahren werden sie bei einer weiteren Preisreduktion auf 2,0 Euro/Wp auch unter mittleren Normalbedingungen in Deutschland mit etwa 800 bis 1 000 Volllaststunden bereits wirtschaftlich sein. Dies wird einen weiteren großen Boom auch für ungeforderte PV-Anlagen auslösen.

Für eine subventionsfreie Wettbewerbsfähigkeit von großtechnischen PV-Anlagen an den Strombörsen sind aus der Sicht des Stromhandels Erzeugerpreise von 0,05 bis 0,08 Euro/kWh erforderlich. Dies bedeutet, dass ohne Förderungsanreize die PV-Anlagen zuerst im Endkundenmarkt ihre Verbreitung finden werden und erst später in großtechnischen zentralen Installationen.

Abbildung 8 zeigt die voraussichtliche Entwicklung der installierten PV-Gesamtleistung in Deutschland. Bis zum Jahr 2020 sind zwei Szenarien dargestellt. Die niedrigeren Werte entsprechen dem Leitszenario 2009 des BMU [5]. Die hohen Werte entsprechen dem hier zugrunde gelegten Szenario AT40 mit 40 % EE bis 2020.

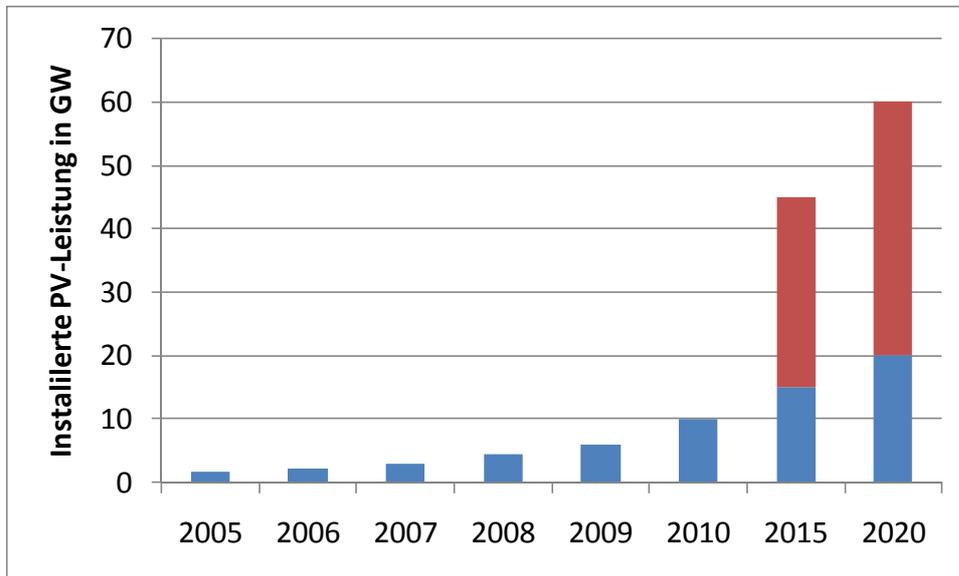


Abbildung 8: Zeitliche Entwicklung der PV-Kapazität in Deutschland

3.2 Belastbarkeit von Niederspannungsnetzen durch PV

Photovoltaik-Anlagen werden überwiegend auf Dächern und an Fassadenflächen installiert. Großtechnische Installationen auf bereits versiegelten Flächen und landwirtschaftlichen Flächen sind ebenfalls möglich. Die Möglichkeiten für landwirtschaftliche Flächen wurden jedoch im Rahmen der neuesten EEG-Novelle stark eingeschränkt. Demnach dürfen nur noch Flächen entlang von Autobahnen und Schienenwegen genutzt werden, die – gemessen ab den Rändern des befestigten Untergrundes – innerhalb von 110 m liegen. Die verbrauchsnahe Installation an Gebäuden bietet Vorteile hinsichtlich des Netzausbaus, da bis zu einer durch die Netzstruktur und die Belastbarkeit der Netzbetriebsmittel vorgegebenen Übertragungskapazität die vorhandenen Verteilungsnetze ohne zusätzliche Ausbaumaßnahmen verwendet werden können. Außerdem kann ein Teil der erzeugten Energie bereits dezentral genutzt werden, wodurch kostenintensive Netzausbaumaßnahmen vermieden werden können.

Im Folgenden wird davon ausgegangen, dass Photovoltaik zukünftig überwiegend auf Dächern und an Fassaden von Gebäuden installiert wird. Im Bereich der Stadtkerne ist wegen der hohen Siedlungsdichte und der damit verbundenen Bauwerkshöhe und engen Straßenführung überwiegend eine Installation nur auf Dachflächen möglich. Im Bereich der Vorstädte, der Dörfer und der Streusiedlungen stehen auf Grund der niedrigen Bebauungsdichte genügend Dach- und

Fassadenflächen zur Verfügung. Die zulässige Leistung von Photovoltaikanlagen im Niederspannungsnetz wird bestimmt durch die Nennleistung und Kurzschlussspannung des Ortsnetztransformators, die thermische Belastbarkeit der Freileitungen oder Kabel und die Netzlänge, die entscheidend für die Einhaltung der vorgegebenen Spannungsbänder ist.

Tabelle 2 zeigt Kennwerte von Niederspannungsnetzen im Bereich von Vorstädten, Dörfern und Streusiedlungen in Bayern [29]. Im Landnetz beträgt der Anteil von Niederspannungsfreileitungen noch 50 %, die im Vergleich zum Kabel höhere Impedanzen und kleinere Querschnitte aufweisen und damit sowohl aufgrund der thermischen Belastbarkeit als auch der schlechteren Spannungshaltung niedrigere Installationsleistungen zulassen. In küstennahen Gebieten sind wegen der Probleme mit Salznebeln fast alle Niederspannungsnetze voll verkabelt. Die dargestellten Kennwerte können aber als typisch für die meisten Regionen von Deutschland aufgefasst werden. Wegen der langen Nutzungsdauer von Verteilungsnetzen, gelten die kleineren Querschnitte meistens für historisch gewachsene Netze, während bei neuen Netzen meistens mit großen Einheits-Querschnitten von 185 mm² oder 240 mm² verkabelt wird.

Tabelle 2: Kennwerte von Niederspannungsnetzen [29]

	Landnetz mit Streusiedlungen	Dorfnetz	Vorstadt-Netz
Transformator kVA	50 - 250	160 - 630	250 - 800
Medianwert Trafo MVA	100	400	630
Trafoleistung je Kunde in kVA	5	6	12
Mittlerer Netzabstand zum Nachbarn in m	50	30	10
Anteil von Freileitungen	50 %	< 10 %	< 10 %

Niederspannungsnetze werden heute fast ausschließlich mit einheitlichen Querschnitten der Freileitungen und Kabel ausgestattet. Freileitungen enthalten Einheitsquerschnitte von 50 mm² Al, 70 mm² Al und 95 mm² Al. Bei Verkabelung werden Einheitsquerschnitte von 150 mm² Al, 185 mm² Al und 240 mm² Al verwendet. Historisch sind auch teilweise noch Kabel mit Querschnitten von 70 mm² Cu vorhanden [29].

Die Netzstrukturen sind heute überwiegend Niederspannungs-Strahlennetze, die in der Transformatorstation Schmelzsicherungen haben. Wegen des einfacheren Netzbetriebes und der geringeren Installationskosten wurden in den letzten

Jahrzehnten Niederspannungs-Maschennetze überwiegend in eine strahlenförmige Strukturen überführt.

Wie die Tabelle 2 zeigt, sind für jeden Einzelanschluss im Niederspannungsnetz etwa 5 bis 12 kVA an Transformatorleistung installiert. Entsprechend den standardisierten Lastprofilen (VDEW, H0-Lastprofil) sind je Haushalt bis etwa 1 kVA Spitzenlast im statistischen Mittel zu erwarten. Eine installierte Transformatorleistung von 2 kVA je Anschluss wäre damit ausreichend und würde zu einer Transformatorauslastung von 50 % führen. Die Analysen der Tabelle 2 zeigen, dass im Mittel die vorgesehene Transformatorreserve deutlich größer ist.

Bei mäßigem Ausbau der PV stellt die Grenzbelastbarkeit der Verteilungstransformatoren im allgemeinen nicht die Ursache für die Begrenzung der zulässigen PV-Installationen dar, sondern die Spannungshaltung im Niederspannungsnetz. Nach der Richtlinie für Erzeugungsanlagen im Niederspannungsnetz [41], sind mehrere Kriterien für den Anschluss entscheidend: statische Spannungsanhebung, Spannungsänderungen durch Schaltmaßnahmen, Flicker und Oberschwingungen. Insbesondere die Spannungsanhebungen sind durch die Netzlängen, die Einspeisungsleistungen und deren zugehörige Leistungsfaktoren bestimmt. Bei großen Einspeisungsleistungen von PV wirken Leistungsfaktoren im induktiven Bereich von 0,95 bis 1,0 spannungssenkend und erlauben höhere Einspeisungsleistungen.

Neben einer Beteiligung der PV-Wechselrichter an der Spannungshaltung durch entsprechende induktive Leistungseinspeisung ist zur Realisierung möglichst großer PV-Einspeisungsleistungen erforderlich, dass die Wechselrichter dreiphasig ausgeführt werden, bzw. einphasige Inverter gleichmäßig auf alle Außenleiter aufgeteilt werden. Dies wird in der neuen VDE-Richtlinie [41] bereits vorgegeben.

Derzeit lebt etwa die Hälfte der Bevölkerung in Deutschland in ländlichen Regionen mit Gemeinden, Dörfern und Kleinsiedlungen mit jeweils weniger als 30 000 Einwohnern [36]. Insgesamt hat Deutschland derzeit etwa 40 Mio. Wohnungen, davon etwa 20 Mio. in den ländlichen Regionen. Allein die Wohnungen der ländlichen Regionen können bei gut ausgebauten Verteilungsnetzen mit einer mittleren Netzanschlussleistung von jeweils 5 kVA insgesamt ein Potenzial von PV-Installation von 100 GW bereitstellen. Damit erscheinen die geplanten Installationszahlen entsprechend den aktuellen Szenarien im Bereich von 25 bis 60 GW bis 2020 und 30 bis 70 GW bis 2030 an Dach- und Fassadenflächen realistisch.

3.3 Energieaktive Siedlungen und „smart cities“

Abbildung 9 zeigt als Beispiel eine energieaktive Siedlung mit photovoltaischer Stromversorgung am 21. Juni bei höchstem Sonnenstand. Dargestellt sind der

Belastungsverlauf (in per unit) für das normierte H0-Lastprofil für Haushalte und die durch Photovoltaik erzeugte Elektrizität. Die Differenz zwischen Last und Erzeugung stellt die Ausgleichsenergie dar (Abb. 10). Bei Sonnenaufgang haben die Last und die Solareinspeisung ähnliche Gradienten, wodurch der Bedarf an Ausgleichsenergie nahezu konstant und gering bleibt. Bei Sonnenuntergang sind die Gradienten entgegengesetzt, wodurch die Ausgleichsenergie aus Speichern oder Kraftwerken mit hohem Gradienten erzeugt werden muss. Die Ausgleichsenergie muss infolge des abendlichen Lastanstiegs innerhalb von fünf Stunden den vollen Hub durchlaufen. Zur Mittagszeit entsteht ein Erzeugungsüberschuss, der entweder in Elektrofahrzeugen und in dezentralen Batteriespeichern aufgenommen oder in die überlagerten Netzebenen exportiert werden kann.

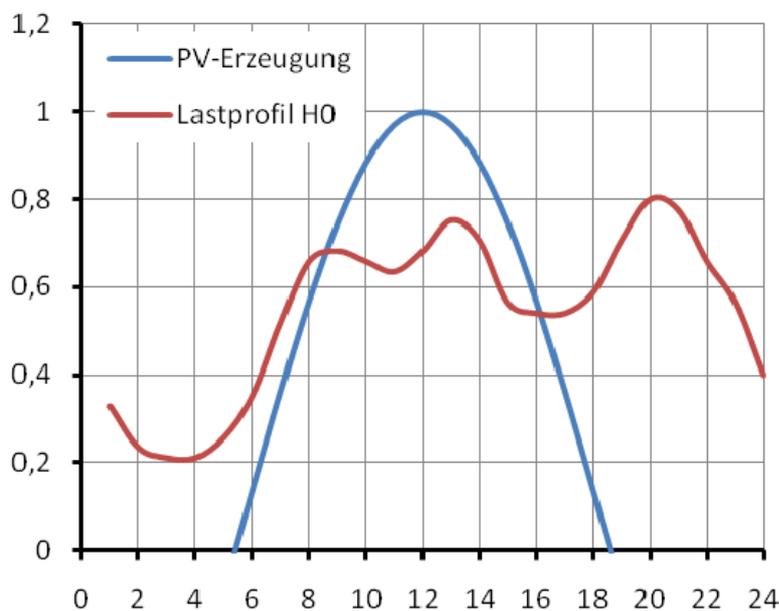


Abbildung 9: Erzeugungs- und Lastprofil einer energieaktiven Siedlung am 21. Juni

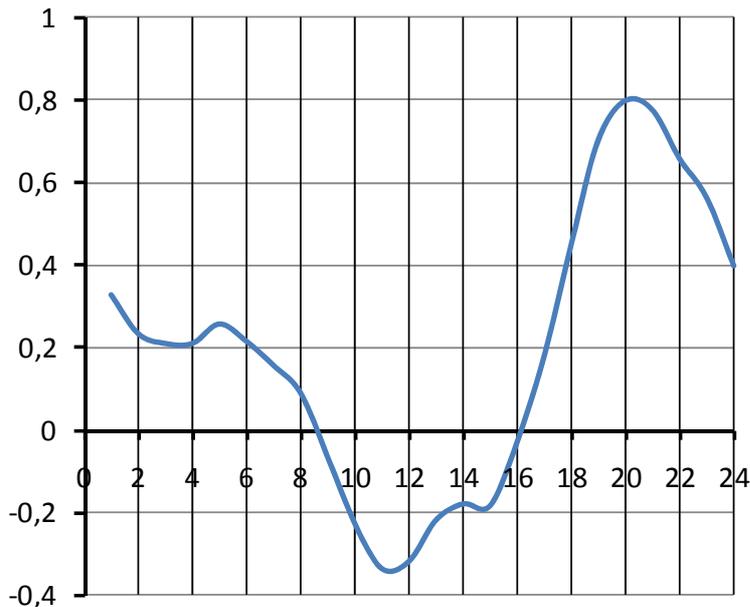


Abbildung 10: Ausgleichsenergie einer energieaktiven Siedlung (Quelle: TU Wien)

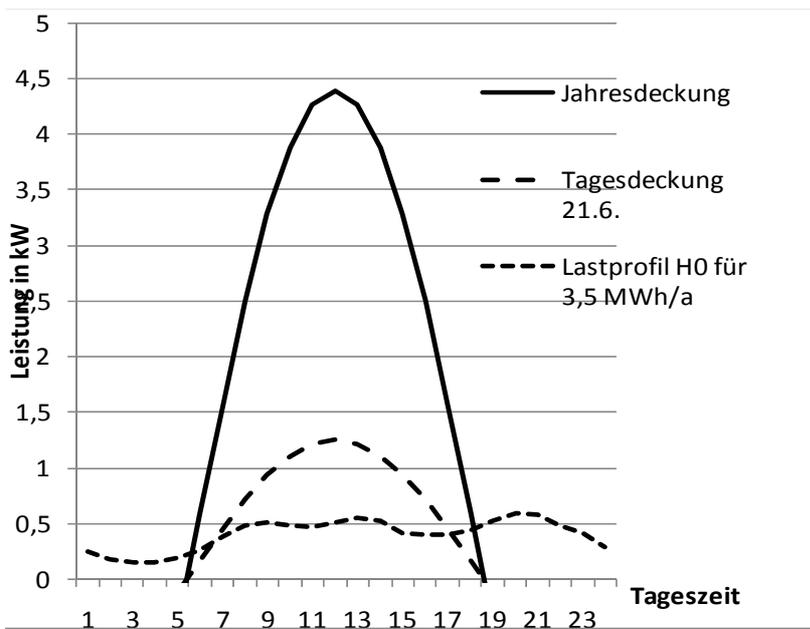


Abbildung 11: Erzeugungsprofil einer Energieautarken Siedlung mit unterschiedlichen Deckungsraten am 21. Juni (Quelle: TU Wien]

Abbildung 11 zeigt Erzeugungsprofile in einer energieaktiven Siedlung, in der für die Jahresdeckung von 3 500 kWh je Haushalt jeweils PV-Leistungen von 4,4 kWp installiert sind. Zur Deckung des Tagesbedarfs ist unter optimalen Strahlungsbedingungen eine PV-Installation von 1,3 kWp erforderlich. Insbesondere bei Auslegung für die Jahresdeckung sind 4,4 kW erforderlich und hohe Überschussleistungen zu erwarten. Die Überschüsse können auf verschiedene Art zentral oder dezentral genutzt werden. Beispielsweise kann der Überschussstrom an benachbarte Anwohner, die keine eigene PV-Anlage besitzen, weitergeleitet werden, für andere dezentrale Anwendungen wie Elektro-Mobilität oder Kältepumpen direkt

verwendet oder in das Niederspannungsnetz eingespeist werden. Wird der Überschussstrom im Niederspannungsnetz nicht benötigt, so wird er in die überlagerten Netzebenen zurückgespeist und kann letztendlich auch in Pumpspeichern für einen Tag-Nacht-Ausgleich zwischengespeichert werden. Insgesamt trägt die energieaktive Siedlung so zu einer Minderung des Einsatzes thermischer Kraftwerke bei.

Die auf Dächern installierten PV-Anlagen können entsprechend der Ausrichtung der Dachachse auch in Richtung Ost oder West angeordnet sein. Dies wirkt sich günstig auf die Gesamterzeugungseigenschaft aus (Abbildung 12). Insgesamt führt dies zu einem verbreiterten Tagesprofil mit etwas geringeren Gradienten.

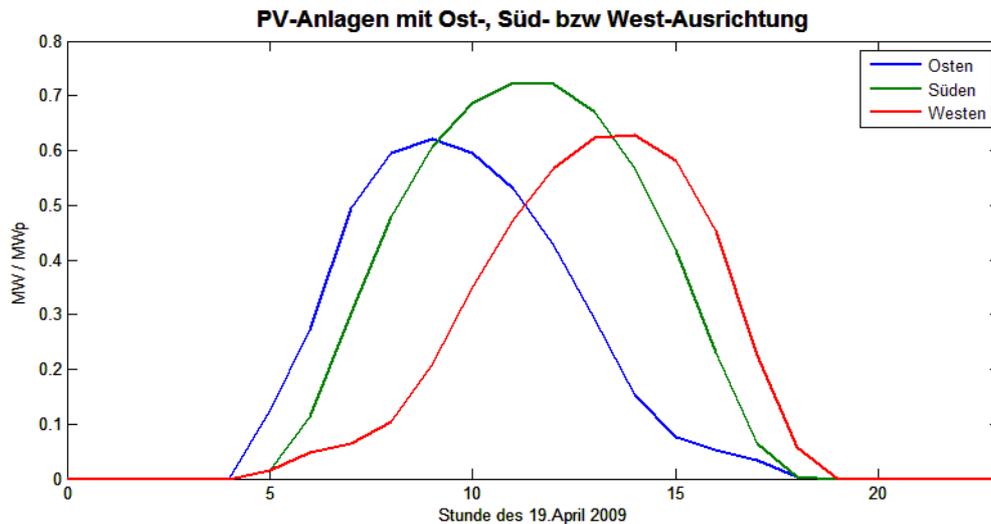


Abbildung 12: Einfluss der Ausrichtung der PV-Anlagen auf die Erzeugungseigenschaft (Quelle: IWES)

3.4 Einfluss der Photovoltaik auf die Residuallast und die Leistungsgradienten

Das Lastprofil aller Elektrizitätsanwendungen in Deutschland in Abbildung 13 zeigt, dass die Nachtabenkung nur noch etwa 30 % beträgt und die Lastgradienten über den Tag und insbesondere am Abend gering sind. Dadurch ergeben sich aus der Sicht des vernetzten deutschen Energiesystems geringere Anforderungen an die Leistungsgradienten der Ausgleichsenergie.

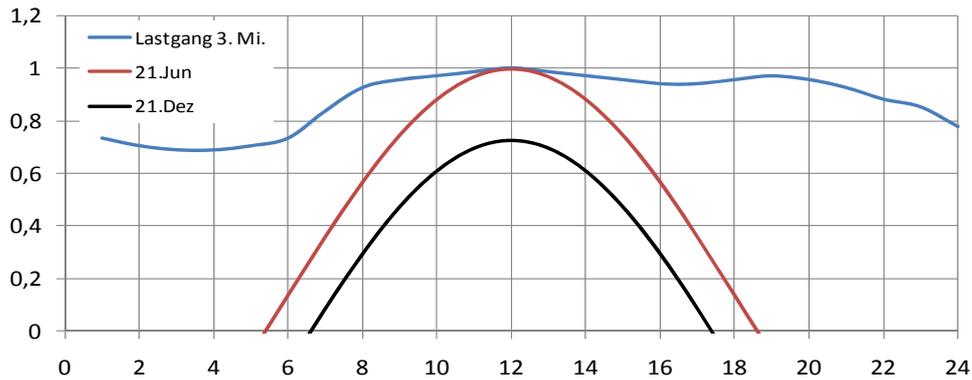


Abbildung 13: Lastprofil des deutschen Netzes am 3. Mittwoch im Januar und prinzipielle solare Erzeugung am 21. Juni und 21. Dezember (normierte Darstellung) (Quelle: TU Wien)

Deutschland liegt zwischen dem sechsten und fünfzehnten Grad östlicher Länge und dem 47ten und 55ten Grad nördlicher Breite. Die Sonnenaufgangszeit ist daher zwischen Ost und West nur um 36 Minuten gegeneinander verschoben. Bei wolkenfreien Großwetterlagen setzt daher die photovoltaische Erzeugung fast zeitgleich ein. Da nicht alle PV-Anlagen die gleiche Ausrichtung haben sondern neben Süd- auch Ost- und Westausrichtungen möglich sind, führt dies zu einer Verbreiterung der der PV-Erzeugungskurve mit geringerer Spitzeneinspeisung.

Die größtmöglichen Leistungsgradienten bei großflächiger Verteilung von Photovoltaikanlagen in Deutschland sind in Tabelle 3 zusammengestellt, einerseits absolut in GW/h und relativ auf die Netzlast von 80 GW bezogen.

Bei hoher Sonneneinstrahlung ohne Windenergie bedeutet dies z. B., dass bei einer effektiven installierten Leistung zwischen 25 und 50 GW am Abend bei den größten Gradienten im Jahr 2020 innerhalb einer Stunde eine Kraftwerksleistung zwischen 6,5 und 13 GW hochgefahren werden muss. Für die Pumpspeicherkraftwerke ist dies in Bezug auf den Leistungsgradienten kein Problem, aber in Bezug auf die erforderliche Gesamtleistung selbst. Alternativ müssten zwischen 16 und 32 thermische Kraftwerke mit je 400 MW hochgefahren werden. Voraussetzung dabei ist, dass diese Kraftwerke innerhalb einer Stunde auf die volle Leistung hochgefahren werden können. Wenn die Hochfahrzeit 2 Stunden beträgt, ist z. B. die doppelte Zahl von Kraftwerksblöcken erforderlich und es kann zu einer Überversorgung kommen. Eine weitere Möglichkeit wären Kraftwerke, die vorausschauend im Teillastbetrieb waren und auf ihre volle Leistung hochfahren. Außerdem können in den Situationen der beschriebenen Extremfälle auch Anlagen, die für ein Lastmanagement in Frage kommen, ihre Last reduzieren und somit dem Leistungsmangel entgegenwirken. Bei dem solaren Erzeugungsszenario nach Abbildung 11 ist ein tägliches Ab- und Anfahren erforderlich. Bei verminderter Sonneneinstrahlung können in Abhängigkeit von der nicht regenerativ gedeckten Erzeugungslücke einige Grundlastkraftwerke durchfahren und die maximalen

Gradienten vermindern sich entsprechend der solaren Spitzenleistung und damit auch die Zahl der hochzufahrenden Kraftwerke.

Tabelle 3: Größtmögliche Leistungsgradienten von Photovoltaik in Deutschland

Photovoltaik-Leistung	Maximaler Gradient	PV-Last in % der Netzlast
GW	GW / h	% / h
10	2,6	3,2
25	6,5	8,1
50	13,1	16,4
75	19,6	24,5

Für das Referenzszenario AT40 mit sechs Onshore-Regionen und vermehrtem PV-Einsatz im süddeutschen Raum wurden die Häufigkeitsverteilungen für Leistungsänderungen innerhalb einer und innerhalb von drei Stunden für die gesamten PV-Installation von 60 GW in Deutschland berechnet. Die Leistungsänderungen innerhalb einer Stunde liegen in den Intervallgrenzen bei -16 und +11 GW/h. Hieraus folgt, dass die in Tabelle 3 ermittelten maximalen Gradienten mit einer sehr geringen Wahrscheinlichkeit von wenigen Ereignissen pro Jahr auftreten können, aber nicht ausgeschlossen sind. Leistungsänderungen von 8 GW/h treten mit einer Häufigkeit von ca. 200 pro Jahr auf und werden zukünftig daher den Normalbetrieb darstellen (Abb. 14). Die Ursache für die maximalen Gradienten ist bei der Betrachtung von ganz Deutschland die Änderung der Sonnenhöhe im Tagesverlauf.

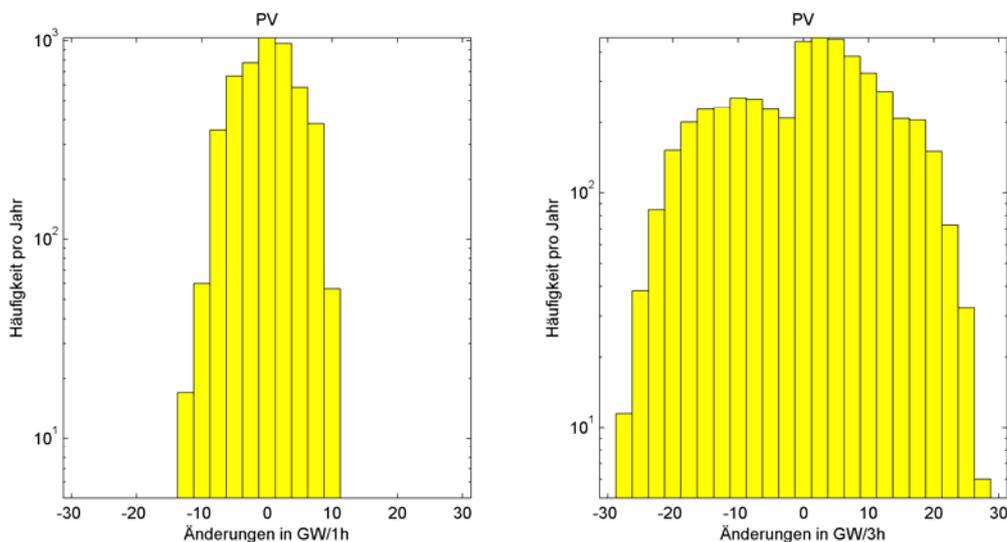


Abbildung 14: Häufigkeitsverteilung der Leistungsänderung von Photovoltaikanlagen für das Referenzszenario AT40

Innerhalb eines Intervalls von drei Stunden sind Leistungsänderungen bis 30 GW wahrscheinlich. Hieraus wird deutlich, dass die vermehrte Integration von PV-Anlagen große Herausforderungen an den Netzbetrieb stellen wird.

4 Flexibilität thermischer und hydraulischer Kraftwerke

4.1 Änderungen der Voraussetzungen

Aufgrund der gesetzlichen Stellung und der niedrigen variablen Stromgestehungskosten wird die Leistung aus erneuerbaren Energien mit Vorrang zur Bedarfsdeckung herangezogen. Den konventionellen Erzeugungseinheiten wird dadurch in der zukünftigen Versorgungswelt die Rolle zugewiesen, die verbleibende Last, die sogenannte Residuallast, abzudecken.

Diese Rolle passt nicht mehr zur üblichen Aufteilung in Grund-, Mittel und Spitzenlast. Während die konventionellen Kraftwerke bislang nur die Dynamik des Tageslastgangs nachzufahren hatten, überlagert sich nun noch das Geschehen aus Windangebot und Sonneneinstrahlung. Dies hat Auswirkungen auf die zukünftigen Fahrpläne der konventionellen Kraftwerke in Form von verstärkter Lastfolgefahrweise, Betrieb im Teillastbereich sowie häufiger und stärkerer Laständerung. In diesem dynamischeren Umfeld ist es von Vorteil, wenn diese Kraftwerke schneller an das Netz gebracht werden können, also kurze Anfahrzeiten haben und durch Optimierung ihrer Schwachlastfähigkeit zur Vermeidung der kosten- und verschleißintensiven Ab- und Anfahrten am Netz gehalten werden können. Auch Anforderungen zur Sicherstellung der Netzstabilität können zu dieser Fahrweise zwingen.

Auch ist abzusehen, dass durch die zunehmende Produktion aus wetterabhängigen erneuerbaren Quellen die Inanspruchnahme von Regeleistung auf Grund von Prognoseabweichungen zunehmen wird. Vorliegende Studien [10] gehen zwar davon aus, dass die für Primär- und Sekundärregelung vorzuhaltenden Leistungen in dem betrachteten Zeitraum bis 2020 auf dem heutigen Niveau ausreichen. Es ist aber nachvollziehbar, dass mit zunehmendem Anteil fluktuierender Leistung zumindest die Häufigkeit der Inanspruchnahme der kontrahierten Regelleistung zunehmen wird.

Vor diesem Hintergrund soll in diesem Abschnitt dargestellt werden, welche Fähigkeiten der heutige Kraftwerkspark mitbringt, um diese Anforderungen abdecken zu können und wo Optimierungsmöglichkeiten oder auch Grenzen bestehen.

In Abbildung 15 ist die Netto-Engpasseleistung der konventionellen Kraftwerke in Deutschland im Jahre 2009 dargestellt [3]. Allein schon aus den summarischen Leistungen ist zu erkennen, dass die Eigenschaften der thermischen Kraftwerke für die Flexibilisierung des Gesamtsystems entscheidend sein werden.

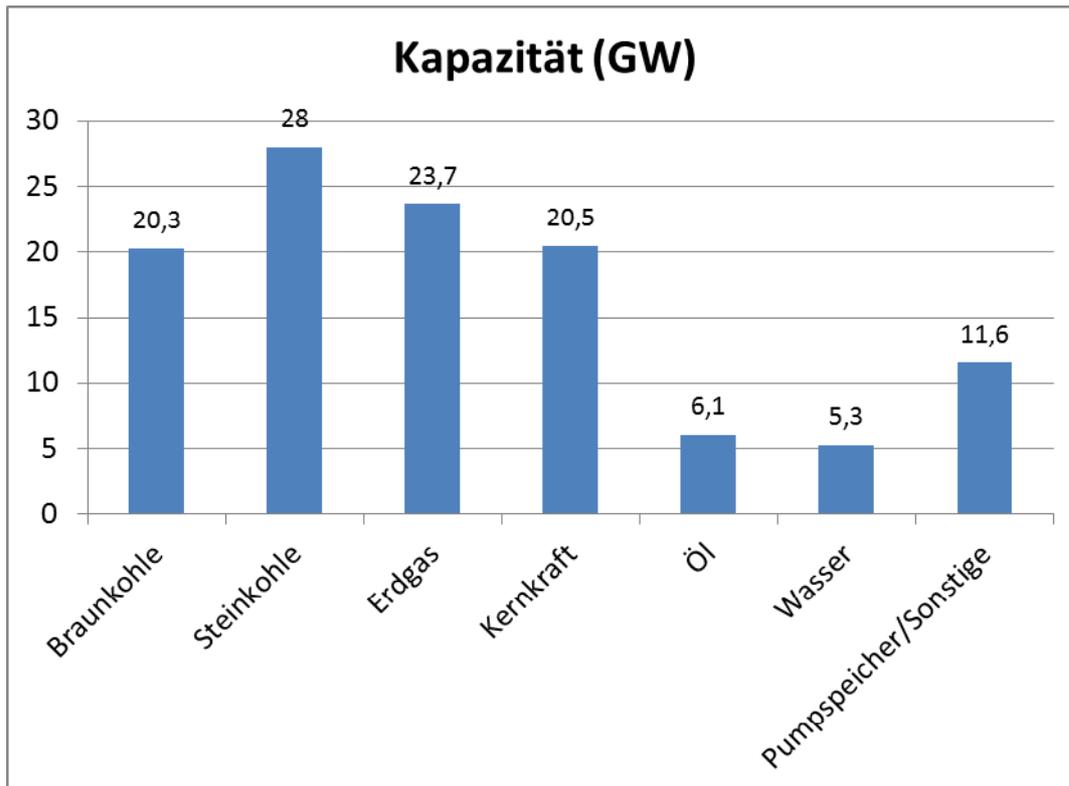


Abbildung 15: Netto-Engpassleistung der konventionellen Kraftwerke in Deutschland 2009, [3]

4.2 Thermische Kraftwerke

In thermischen Kraftwerken wird die in einem Brennstoff gebundene Energie genutzt, um in einem thermodynamischen Kreislaufprozess eine Wärme-Kraftmaschine anzutreiben, deren mechanische Leistung über einen Generator in elektrische Leistung umgewandelt wird. Entscheidend für die Manövrierfähigkeit ist, wie schnell und in welchen Grenzen diese Brennstoffenergie in den Kreislaufprozess eingebunden werden kann und der Kraftmaschine zur Verfügung steht.

Brennstoffe wie Braun- oder Steinkohle und auch Biomasse müssen aufbereitet, bzw. gemahlen werden und mechanisch zugeführt werden; flüssige und gasförmige Brennstoffe können dem Kreislaufprozess einfacher zugeführt werden.

In Abbildung 16 sind die Zusammenhänge der Einzelprozesse in einem Kohlekraftwerk vereinfachend bildlich dargestellt. Das Bild vermittelt auf anschauliche Weise die Komplexität der Gesamtanlage mit Wasserdampfkreislauf, Brennstoffversorgung, Luft- und Rauchgasweg und Reststoffverwertung.

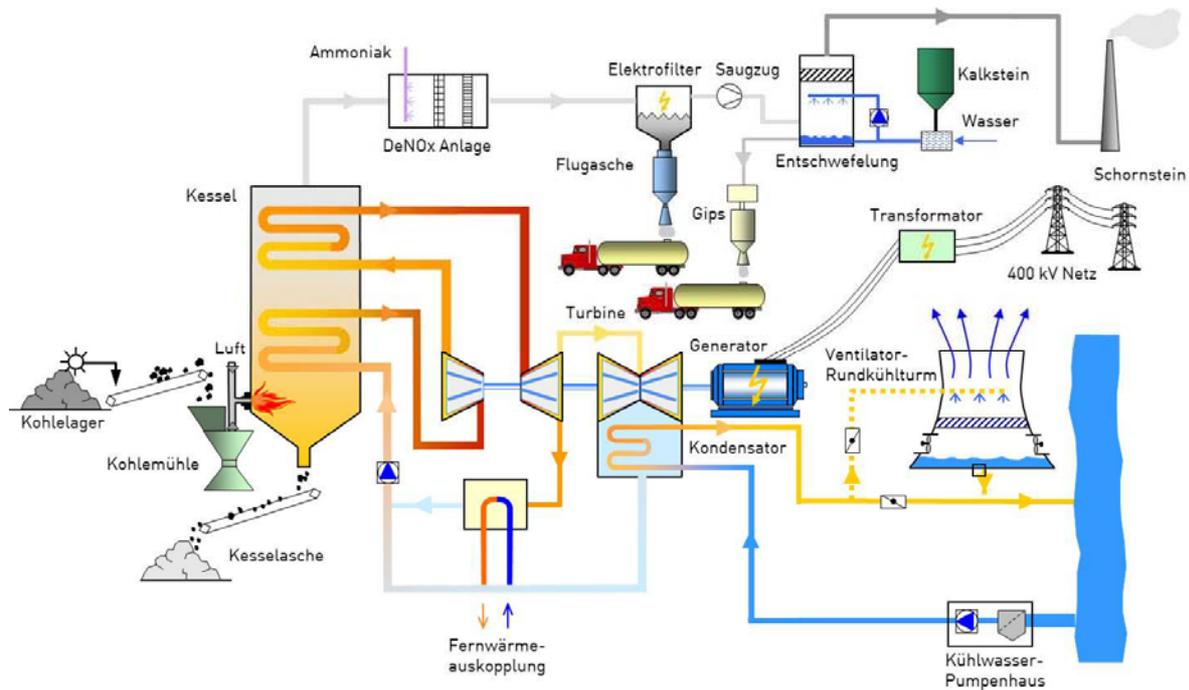


Abbildung 16: Bildliche Darstellung des Kohlekraftwerk-Prozesses

Bei Leistungsänderungen dynamisch begrenzend wirken in erster Linie die Speicher- und Ausspeichermöglichkeiten in den Kohlemühlen. Hier sind Kohle, Mahlbewegung, Mühlenluft und Partikelsichtung so eng aufeinander abzustimmen, dass eine optimal angepasste Beschickung der einzelnen Brenner mit den erforderlichen Luft- und Brennstoffmengen für den jeweiligen Lastzustand sichergestellt ist. Eine weitere Begrenzung ergibt sich durch festgelegte maximale Temperaturgradienten in dickwandigen Bauteilen im Hochdruckteil des Dampfkreislaufs, die aus Gründen der Materialermüdung nicht überschritten werden dürfen. Diese Grenze wirkt sich im Wesentlichen bei An- und Abfahrten und bei Leistungsänderungen im unteren Lastbereich aus.

Selbstverständlich hängen die dynamischen Eigenschaften von Kohlekraftwerken ganz wesentlich von ihrem Anlagenzweck, der hauptsächlich zum Einsatz kommenden Kohle, der Mühlen- und Kesselbauart ab. Trotzdem lassen sich für die heutigen Kraftwerke der öffentlichen Versorgung, die in den letzten 30 Jahren entstanden sind, entsprechende Anhaltswerte zusammenstellen. Diese Anhaltswerte sind in Tabelle 4 dargestellt.

Dabei stellt der erste der drei Werte den heute üblichen Wert dar, der den Anforderungen und der betrieblichen Optimierung genügt. Der mittlere Wert repräsentiert den Stand der in den Anlagen realisierten Technik, vor dem Hintergrund der häufigen Teilnahme am Lastfolgebetrieb unter Inkaufnahme von höherem Verschleiß. Der dritte Wert soll das in der Fachliteratur genannte Potenzial

beschreiben, das sich durch Optimierung und technische Anpassungen in bestehenden und zukünftigen Anlagen heben lässt.

Tabelle 4: Dynamische Kennwerte thermischer Kraftwerke *) bedingt durch die Emissionsgrenzwerte für NO_x und CO bei Dauerbetrieb. Quellen: [10], [2], [45], [44], [46], [47]

Kraftwerkstyp		Steinkohle	Braunkohle	Gas- und Dampfkraftwerk (GuD)	Gasturbine solo
Lastgradient	%PN/m in	1,5 / 4 / 6	1 / 2,5 / 4	2 / 4 / 8	8 / 12 / 15
im Bereich	%PN	40 – 90	50 - 90	40*) - 90	40*) - 90
Minimallast	%PN	40 / 25 / 20	60 / 50 / 40	50 / 40 / 30	50 / 40 / 20
Anfahrzeiten:					
Heiß (< 8 h)	h	3 / 2,5 / 2	6 / 4 / 2	1,5 / 1 / 0,5	< 0,1
Kalt (> 48 h)	h	10 / 5 / 4	10 / 8 / 6	4 / 3 / 2	< 0,1

Die genannten Anfahrzeiten verstehen sich als der Zeitbedarf bis zu einer Durchwärmung der Anlage, die einen Vollast- oder Lastfolgebetrieb erlaubt. Allerdings zeigt die neuere Literatur auch Handlungsbedarf auf, insbesondere bei der Absenkung der Mindestlast [48], [18]. Letztendlich ist es die nach unten zu erweiternde Bandbreite der Massenströme von Brennstoff, Luft, Rauchgas und Dampf, die in der Komponentenauslegung zu berücksichtigen ist.

Beim Quervergleich der Kennwerte ist leicht festzustellen, dass Gasturbinen (GT) und Gas-/Dampf-Kombikraftwerke (GuD) sehr gute Eigenschaften für einen dynamischen Lastfolgebetrieb mit sich bringen. Dies ist auf folgende Merkmale der Gasturbinen zurückzuführen: unmittelbare Einbindung der Brennstoffwärme in der Turbine und vergleichsweise einfacher Aufbau mit begrenztem Komponentenvolumen, in dem hohe Werkstoffbelastung auftritt. Die Technologie ist aus der Anwendung in Spitzenlastkraftwerken und auch aus der Luftfahrt langjährig erprobt. In der Konfiguration als GuD-Kraftwerk ist der Gasturbine üblicherweise ein Dampferzeuger (Abhitzeessel) nachgeschaltet, der die Wärme der Abgase in einem Wasser-Dampf-

Kreislauf mit Dampfturbine zur zusätzlichen Energiewandlung in Strom nutzt. Der Wirkungsgrad zur Stromerzeugung kann dadurch von etwa 40 % (GT solo) auf ca. 60 % (GuD) gesteigert werden. In der üblichen einsträngigen Verschaltung sind die möglichen Leistungssteigerungsraten durch die zulässigen Temperaturgradienten im Dampfteil begrenzt. Dem kann durch zusätzliche Maßnahmen wie Abgas-Bypass vor Abhitzeessel, Warmhaltung des Dampfteils oder Anfahren unter Umgehung des Dampfturbinenteils begegnet werden. Auch die Kombination mehrerer Gasturbinen mit einem Abhitzeessel erhöht die Flexibilität der Anlage. Somit kann die Flexibilität der GuD-Anlagen dem reinen GT-Betrieb angenähert werden. Die angegebene Beschränkung der Teillastfähigkeit ergibt sich aus den erhöhten NOX- und CO-Werten im Abgas, die im Dauerbetrieb nach aktueller Emissionsschutz-Gesetzgebung nicht zulässig sind. Somit ergibt sich auch hier Entwicklungsbedarf, wenn im zukünftigen Lastfolgebetrieb eine höhere Dynamik ausgenutzt werden soll.

Nicht zuletzt ist zu erwähnen, dass Anlagen, die im heutigen Verständnis als Grundlastkraftwerke einzuschätzen sind, durchaus ihren Beitrag zur Flexibilisierung leisten können. Neueste Braunkohlekraftwerke können die heute üblichen Laständerungsraten von Steinkohleblöcken annähernd erreichen, obwohl sie mit bis zur vierfachen spezifischen Brennstoffmenge (und damit auch Reststoffmenge) umgehen müssen.

Schon aus der prognostizierten Kraftwerkskapazität im Jahr 2020 wird deutlich, dass die thermischen Kraftwerke den wesentlichen Teil der Residuallastdeckung übernehmen müssen. Ihr Einsatz wird entsprechend den Erzeugungsprognosen der EE erfolgen müssen. Dabei sei dahingestellt, ob dies über eine reine Merrit-Order-Betrachtung oder unter Berücksichtigung anderer Notwendigkeiten wie Systemstabilität, KWK-Verpflichtungen oder Laständerungsbedarf (Rampen-Produkte) geschehen wird. Sofern nicht längerfristig vereinbart, wird der Fahrplan der thermischen Kraftwerke „Day-Ahead“ oder „Intraday“ festgelegt.

Formal unabhängig davon ist die Bereitstellung von Regelleistung als Systemdienstleistung zu sehen. Die Übertragungsnetzbetreiber haben die Aufgabe, das Leistungsgleichgewicht zwischen Stromerzeugung und Stromabnahme ständig aufrecht zu erhalten. Ungleichgewichte entstehen durch Ausfälle, Fahrplanabweichungen und zukünftig vermehrt durch Fehlprognosen. Die Ausregelung geschieht durch Leistungs-Frequenzregelung. Dazu wird Regelleistung in unterschiedlicher Qualität hinsichtlich Abruf, Menge und zeitlicher Aktivierung benötigt.

Primärregelleistung ist von den teilnehmenden Kraftwerken automatisch (entsprechend der aktuellen Frequenzabweichung, nach vorgegebener Statik) innerhalb von 30 sec. zu aktivieren und für mindestens 15 min. abzugeben. Nach geltendem Transmission-Code müssen Erzeugungseinheiten mit einer Nennleistung

größer 100 MW in der Lage sein, ein Primärregelband von +/- 2 % ihrer Nennleistung bereitzustellen. Die im deutschen Netzgebiet bereitzustellenden ca. 600 MW werden überwiegend von thermischen Mittellastblöcken gestellt. Die wirtschaftlich ungünstige Androsselung der Frischdampfventile wird üblicherweise durch spontane Aktivierung von inhärenten Wärmespeichern im Wasser-Dampf-Kreislauf vermieden. Dies geschieht z. B. durch Drosselung der Kondensatrückführung in den Speisewasserbehälter (Verringerung der Vorwärmung) oder Wassereinspritzung in den Frischdampf. Beides führt dazu, dass der Turbine spontan mehr Dampf zur Verfügung steht; gleichzeitig wird die Brennstoffzufuhr zum späteren Ausgleich überproportional erhöht (übersteuert).

Sekundärregelleistung hat die Aufgabe, die automatische Primärregelung abzulösen. Sie wird vom Übertragungsnetzbetreiber direkt bei den vertraglich verbundenen Kraftwerken abgerufen, muss innerhalb von 5 min. aktiviert sein und für 60 min. abgegeben werden können. Im Netzgebiet der deutschen Übertragungsnetzbetreiber ist derzeit eine Leistung von ca. +/- 2000 MW bereitzustellen. Beteiligte mittellastfähige Kohleblöcke reservieren dafür Leistungsbänder in ihrem Lastbereich. Zur Einhaltung der Zeitvorgaben reicht in der Regel eine Erhöhung der Brennstoffzufuhr allein nicht aus, so dass wie bei der Primärregelung auf die Aktivierung inhärenter Wärmespeicher zurückgegriffen werden muss. Bereitstellung von Sekundärregelleistung ist die klassische Domäne der Gasturbinen- und Pumpspeicher-Kraftwerke.

4.3 Hydraulische Kraftwerke

Wasserkraftwerke sind mit der Entwicklung der Elektrizitätsversorgung von ihren Ursprüngen an verbunden. Durch Aufstauen eines Gewässers mit ausreichendem natürlichem Gefälle kann die kinetische Energie des strömenden Wassers mittels Turbinen in mechanische Leistung und durch den gekoppelten Generator in Elektrizität umgewandelt werden.

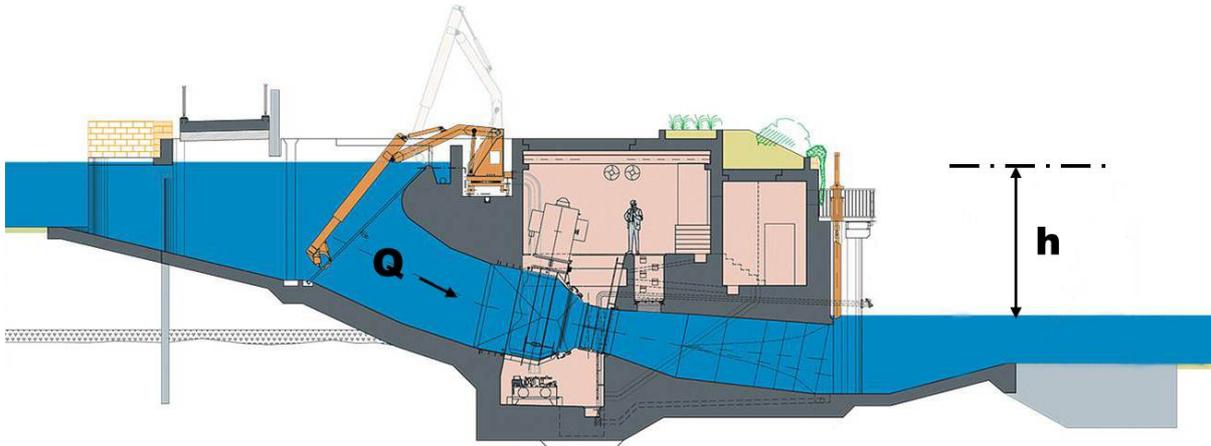


Abbildung 17: Beispiel eines modernen Wasserkraftwerks mit Rohrturbinen in landschaftsfreundlicher Flachbauweise, Quelle: Energie Baden- Württemberg AG

Die Leistung eines Wasserkraftwerks ist proportional dem Wasserdurchfluss Q und der Fallhöhe h . Die eingesetzten Turbinen und Generatoren sind langjährig erprobte Komponenten und erlauben bei entsprechender hydraulischer Strömungsgestaltung Gesamtwirkungsgrade bis über 90 %. Die möglichen Leistungsänderungsraten werden grundsätzlich nur durch die Öffnungs- oder Schließzeiten der Verschluss- und Regeleinrichtungen sowie durch die Massenträgheit des Wasserstroms begrenzt.

Nutzt ein hydraulisches Kraftwerk nur die momentane Zuflussmenge des Gewässers und hat keinen ausgeprägten oberwasserseitigen Stauraum, so spricht man von einem Laufwasserkraftwerk (Abb. 17). Diese Kraftwerke arbeiten kontinuierlich und nutzen die aktuelle Wasserführung ihres Gewässers. Sie finden sich üblicherweise in Flussläufen, die größeren Kraftwerke oft auch in Kombination mit Schleusenanlagen zur Schiffbarmachung der Gewässer (Main, Neckar, Mosel, Donau, Rhein). Über die Anzahl der in Betrieb befindlichen Anlagen gibt es unterschiedliche Angaben, je nachdem in welcher Tiefe die Kleinwasserkraft mitbetrachtet wurde. Bei Laufwasserkraftwerken geht man von einer derzeit installierten Gesamtleistung von etwa 5 GW aus.

Da Laufwasserkraftwerke üblicherweise ohne größeres Speichervolumen die aktuelle Wasserführung ausnutzen, sind sie der Grundlast zuzuordnen, obwohl ihre Maschinenausrüstung flexiblen Betrieb zulassen würde. Eine neuere Untersuchung sieht hier erhebliches Potenzial [30], erkennt aber auch, dass einschränkende Randbedingungen wie Fischschutz, Gewässerschutz, Schifffahrt usw. diese erheblich einschränken. Üblicherweise sind Bedingungen wie höchster und niedrigster Ober- und Unterwasserpegel in der Betriebsgenehmigung festgeschrieben. In der Praxis bewährt hat sich der sogenannte Schwallbetrieb, bei dem eine gesamte Kraftwerkskette konzertiert in der Schwachlastzeit nachts anstaut

und tagsüber bei Starklast diesen Stau wieder abbaut. Durch diese Verlagerung sind Leistungssteigerungen von etwa 5 % erzielbar.

Erlaubt es die geografische Lage, so können oberwasserseitig Speicherbecken angelegt werden, die den natürlichen Zufluss eines gesamten Einzugsgebiets sammeln und in Speicherkraftwerken nutzbar machen. Speicher und Maschinenanlage sind üblicherweise räumlich getrennt und durch Druckrohrleitungen miteinander verbunden. Je nach Speichervolumen, der Zuflussmenge und deren zeitlichem Anfall ergibt sich die wirtschaftlichste Nutzung als Jahres-, Monats- oder Tagesspeicher. Diese Kraftwerke haben traditionell die Aufgabe, Wasserkraft für Starklastzeiten aufzuspeichern und können somit auch für die Bereitstellung von Sekundärregelleistung und zukünftig für Programmfahrten bei starkem Residuallastanstieg genutzt werden. Reine Speicherkraftwerke haben in Deutschland eine Gesamtleistung von knapp unter 0,5 GW.

Für die Bereitstellung von Sekundärregelleistung und Ausgleichsenergie sehr gut geeignet sind Pumpspeicher-Kraftwerke. Sie besitzen zusätzlich zum Oberbecken ein entsprechendes Unterbecken und in der Regel Pumpturbinensätze oder kuppelbare Pumpen als Maschinenausrüstung. Startzeiten oder Wechselzeiten von Pump- in Generatorbetrieb liegen bei 1 bis 2 Minuten, übliche Leistungssteigerungsraten bei 40 bis 90 %PN/min. Insgesamt sind in Deutschland derzeit Pumpspeicherkraftwerke mit einer Gesamtleistung von etwa 7 GW in Betrieb. Wenn die derzeit laufenden Planungen realisiert werden, können es im Jahr 2020 etwa 10 GW sein. Betrachtet man den nutzbaren Speicherinhalt, so reicht dieser üblicherweise für etwa 8 h Vollastbetrieb.

Dies erscheint ausreichend für kurzfristige Umlastungen von zukünftig zu erwartenden Erzeugungsspitzen in darauf folgende Zeiten hohen Verbrauchs (z. B. Tagesgang der Photovoltaik), stellt aber keine ausreichenden Kapazitäten für den Ausgleich des Residuallastgangs dar. Hier können Pumpspeicherkraftwerke lediglich die Anfahrzeiten thermischer Kraftwerke überbrücken oder Fehlprognosen ausgleichen.

5 Energiemodell Deutschland

Um die Auswirkungen der Entwicklung der erneuerbaren Energien auf den Kraftwerksbetrieb genauer beschreiben zu können, gehen wir in diesem Kapitel speziell auf die dynamischen, zeitlichen Aspekte der Residuallastdeckung durch den thermischen Kraftwerkspark ein. Dafür wurden mehrere, zeitnahe Szenarien entwickelt und hinsichtlich ihrer Plausibilität und Umsetzbarkeit im Zeithorizont 2020 bewertet. Anhand des ausgewählten Referenzszenarios wird zuerst eine resultierende Residuallastzeitreihe genauer untersucht. Anschließend wird ein Kraftwerkseinsatz simuliert. Letztlich wird der Einfluss des Vorhersagefehlers für die Einspeisung der Erneuerbaren analysiert.

5.1 Externer Blick

Bevor wir uns den Aussagen zur Höhe und der Struktur der zukünftigen Stromerzeugung, wie den diesbezüglichen Szenarien widmen, ist es hilfreich, einen Blick auf die bereits in der Vergangenheit eingetretenen Entwicklungen und Trends in der Stromerzeugung und im Stromverbrauch zu werfen.

5.1.1 Entwicklung der Stromerzeugung 2000-2010

In den Jahren 2000-2010 ist die Stromerzeugung mit durchschnittlich 1 %/a gestiegen (Abb. 18). Nach dem Krisenjahr 2009, in dem die Stromerzeugungsmenge um ca. 7 % zurückgegangen war, ist mit der deutlichen Erholung der Konjunktur im Laufe des Jahres 2010 ein Stromerzeugungsanstieg um 4,7 % beobachtet worden [6]. Der Rückgang des Jahres 2009 konnte damit allerdings nicht vollständig kompensiert werden.

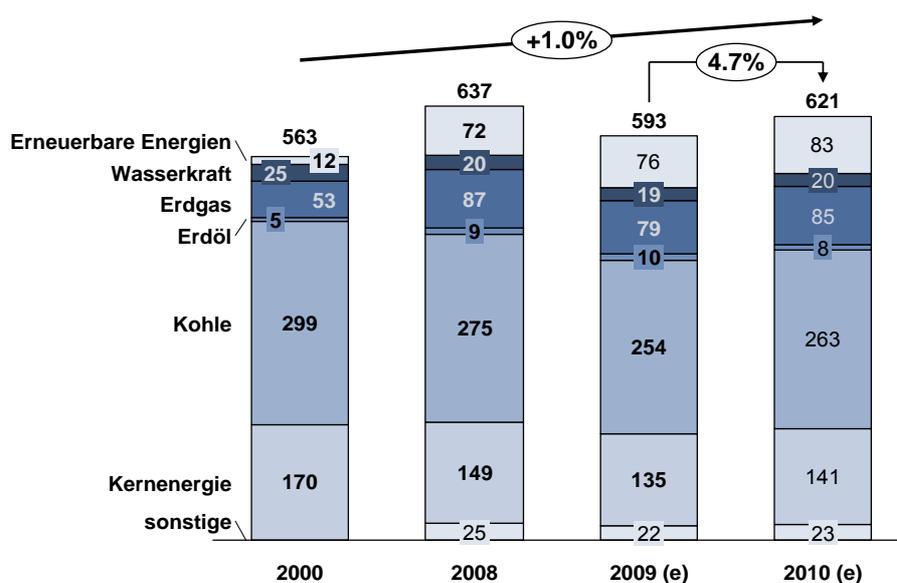


Abbildung 18: Entwicklung der Stromerzeugung in Deutschland in TWh

Im Jahr 2010 betrug die Stromproduktion 621 TWh. Davon entfielen 23 % auf die Kernenergie, 57 % auf die fossilen Energieträger und 16 % auf erneuerbare Energien. Die Struktur der Stromerzeugung in Deutschland verschiebt sich bereits seit einigen Jahren zu mehr Erzeugung aus regenerativen Energieträgern und Erdgas und weniger aus Kohle und Kernenergie. Das ursprüngliche Ziel der Bundesregierung [27] ist, bis zum Jahr 2020 den Anteil regenerativer Energieträger am Stromverbrauch auf 30 % zu steigern.

Die Erzeugung aus regenerativen Energien hat sich in der Zeit 2000-2010 fast verdreifacht und damit einen Anteil von 16 % an der Gesamterzeugung erreicht. Insbesondere die Jahre 2006 – 2008 zeigten eine außerordentlich hohe Dynamik in der Leistungs- und Erzeugungszunahme. Hierbei hatten vor allem Windenergie und Biomasse die höchsten Zuwächse aufzuweisen. Die Erzeugung aus Windanlagen, die noch fast ausschließlich auf Onshore-Standorte beschränkt ist, zeigte nach Jahren eines dynamischen Wachstums in den Jahren 2000 – 2007 zuletzt eine Stagnation. Die weiteren Impulse bei der Onshore- Winderzeugung müssten neben der Erschließung windschwächerer Regionen, durch den Ersatz der Anlagen der ersten Generation durch größere und ertragsstärkere Anlagen der neuesten Generation (Repowering) erfolgen. Im Offshore-Bereich ist dagegen ein starker Neubau zu forcieren, der durch ein entsprechendes, im EEG verankertes Sofortprogramm in den nächsten Jahren beschleunigt werden soll. Die Abbildung 19 zeigt, dass man auf dem Weg zu hohen Anteilen regenerativer Energieträger bereits in der Vergangenheit gut vorangeschritten ist.

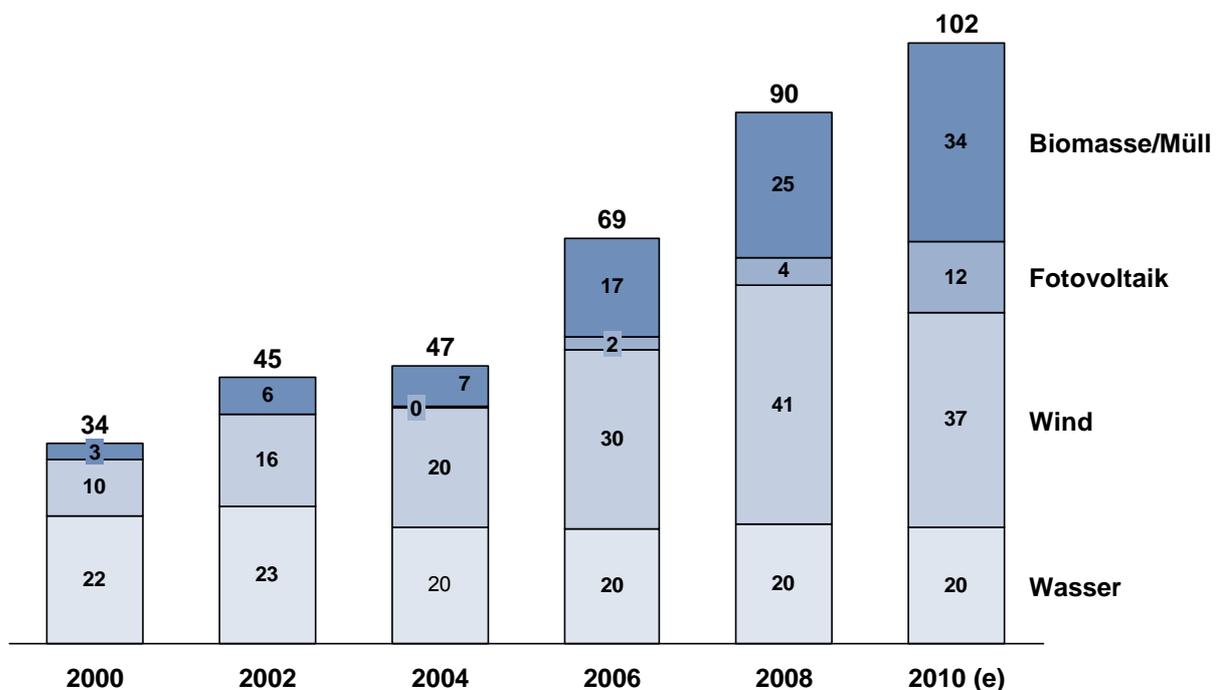


Abbildung 19: Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern in TWh [6]

Eine besondere Rolle fällt dabei der Photovoltaik zu. Sie hat zuletzt eine rasende Entwicklung erfahren. Nach dem PV-Zubau von 1,6 GW im Jahr 2008, 3,8 GW im Jahr 2009 wird die neuinstallierte PV-Leistung im Laufe des Jahres 2010 auf ca. 7 bis 7,4 GW geschätzt [32]. Mit einem Anteil an Gesamterzeugung von ca. 2 % ist der PV-Anteil zwar noch sehr klein, der PV-Zubau sorgt aber, verbunden mit fortlaufendem Ausbau von Wind und Biomasse für eine weitere Verschiebung der Erzeugungsstruktur zu mehr regenerativen Energieträgern.

Der starke PV-Zubau hat trotz des kleinen Erzeugungsbeitrags wegen der lokal erreichten hohen Leistungseinspeisung eine hohe systemtechnische Relevanz erreicht. Aus diesem Grund soll der Photovoltaik und ihrer Auswirkung auf die zukünftigen Anforderungen an die konventionellen Anlagen eine besondere Aufmerksamkeit gewidmet werden. Die PV-Technologie hat nach längerer Zeit technologischer Stagnation bei unverändert hohen Investitionskosten in den letzten zwei Jahren bedeutende Fortschritte erzielen können. Damit ist sowohl die Entwicklung der mittlerweile zahlreichen, miteinander konkurrierenden PV-Technologielinien selbst, wie die Senkung ihrer Produktionskosten gemeint. Der durch gestiegene Produktionskapazitäten erfolgte Preisrückgang bringt die Stromerzeugungskosten aus PV-Anlagen in die Nähe der Netzparität. Das Erreichen der Wirtschaftlichkeitsschwelle zum Strombezugspreis aus dem Netz, ist ein wesentlicher Meilenstein, der die Photovoltaik zum sogenannten „game changer“ im gesamten Versorgungssystem befähigen könnte. An diesem Beispiel zeichnet sich der systemische Konflikt zwischen dem dynamischen Ausbau der regenerativen Stromerzeugung und der existierenden, im Wesentlichen grundlastorientierten konventionellen Flotte ab. Dieses Thema wird uns im weiteren Verlauf dieser Studie im Kontext der Anforderungen an die konventionellen, thermischen Kraftwerke noch beschäftigen.

5.1.2 Überblick zukünftiger Energiemix, externe Studien

Der zukünftige Mix der Stromerzeugung unterlag in den vergangenen Jahren extensiver Diskussion in der Wirtschaft und der Energiepolitik. Es ist deswegen nicht weiter überraschend, dass die zur langfristigen Neuausrichtung des Stromerzeugungssektors in Deutschland veröffentlichten Studien zum Teil zu unterschiedlichen Ergebnissen bezüglich des optimalen Mix der Stromerzeugung kommen.

Das im Herbst 2010 veröffentlichte Energiekonzept der Bundesregierung [15] befasst sich mit der Umgestaltung der deutschen Elektrizitätswirtschaft im Zeithorizont bis zum Jahr 2050. Diese Studie formuliert zahlreiche, langfristige Energieszenarien, die den Weg zu einer weitgehend CO₂-emissionsfreien Elektrizitätswirtschaft beschreiben. Das Referenzszenario stützt sich auf die projizierten Trends in der bereits angelegten Energiepolitik, die verbleibenden Szenarien richten sich nach den Zielen für die Minderung der Treibhausgasemissionen und nach der Höhe der Anteile

regenerativer Energieträger am Erzeugungsmix. Wegen der Bedeutung dieses Strategiepapiers für die deutsche Energiewirtschaft wäre es gut, auf alle Szenarien des Energiekonzepts einzugehen und in ihrem vollständigen Zusammenhang im Zeitrahmen bis zum Jahr 2050 näher zu betrachten. Dieser Vorgang würde allerdings den Rahmen dieser Studie sprengen. Deshalb werden für den weiteren Quervergleich mit anderen Quellen das Referenzszenario (BR-Referenz) und die der aktuellen Erwartung am nächsten kommenden Szenarien I A (BR IA) ausgewählt (Abb. 20).

In allen Szenarien des Energiekonzepts geht man von einer zurückgehenden Erzeugung aus. Im Mix der Erzeugung wird hauptsächlich die Rolle von Kernenergie, Steinkohle und Erdgas variiert. Die Erzeugung aus regenerativen Energieträgern wird dagegen annähernd konstant gehalten. Diese Annahmen überraschen. Allein den Unsicherheiten beim weiteren Zubau von PV- oder Windkraft-Anlagen sollte durch breitere Variation der Ausbauszenarien des Energiekonzepts Rechnung getragen werden. Neben Szenarien des Energiekonzepts ist in den letzten Jahren eine Reihe von Alternativaussagen zum zukünftigen Mix getroffen worden.

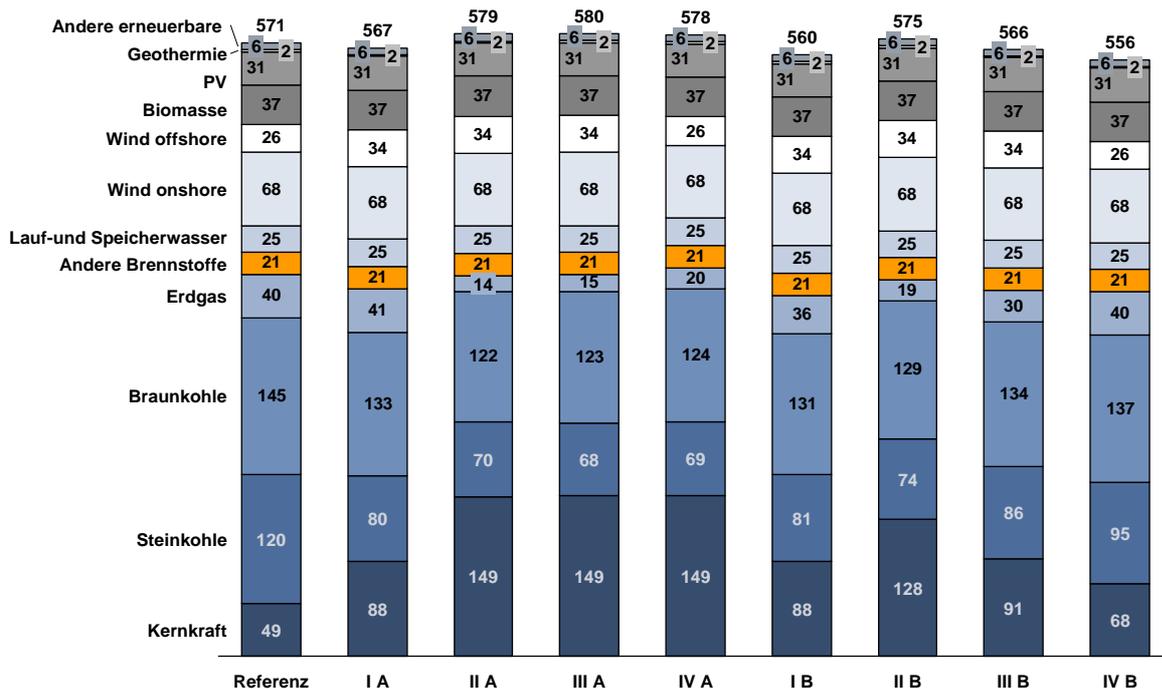
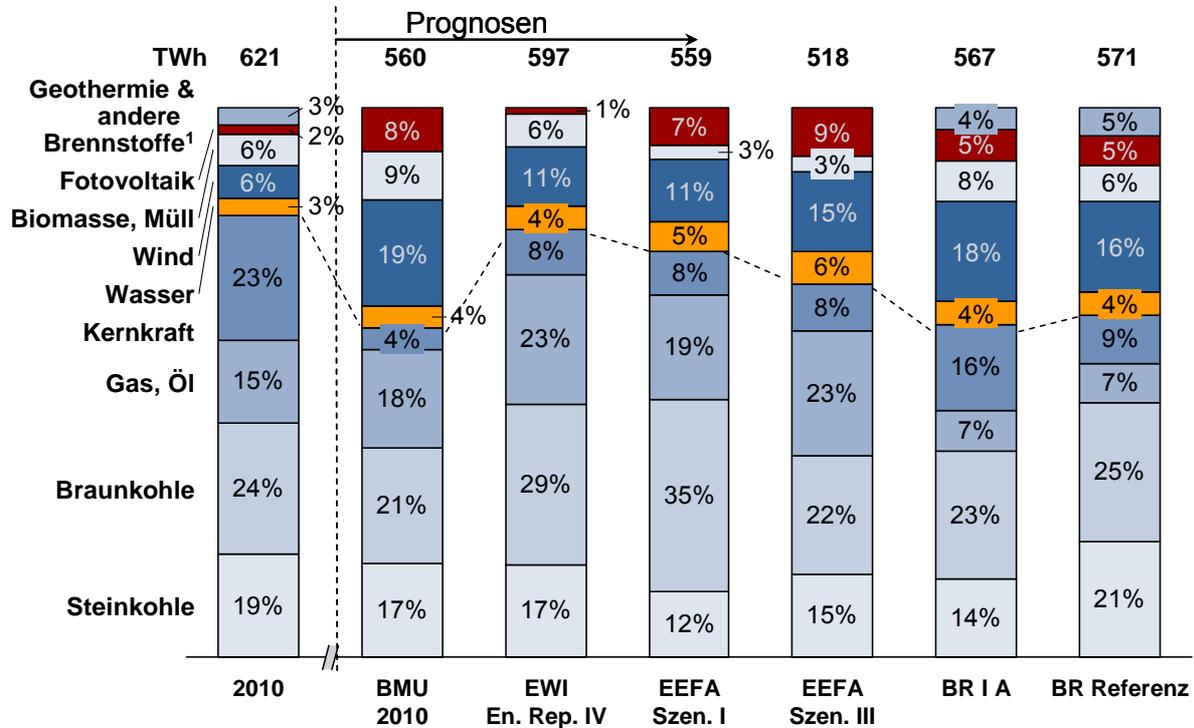


Abbildung 20: Energiekonzept – Szenarien Stromerzeugung, Jahr 2020 in TWh [15]

In der Abbildung 21 werden daher neben Szenarien des Energiekonzeptes die Erwartungen des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit [5], Aussagen ausgesuchter Szenarien des Energy Environment Forecast Analysis (EEFA) [13] und des Energiewirtschaftlichen Instituts der Universität zu Köln [22] gegenübergestellt. Trotz der relativ kurzen Vorausschau bis 2020, zeigt sich eine hohe Variation der Aussagen zur Höhe und Struktur der Stromerzeugung. Die wesentlichen Gründe dafür können in der Veränderungen der Energiepolitik, in

schneller aber auch mit Unsicherheiten behafteter Technologieentwicklung, wie in der Volatilität von Brennstoff- und CO₂-Preisen gefunden werden. Auch die unterschiedliche Einschätzung von Umstrukturierungskosten ist ein Grund für die Breite der unterschiedlichen Erwartungen des zukünftigen Mix der Stromerzeugung.



¹ Müll, Grubengas und sonstige nicht-EE, Geothermie und andere EE

Abbildung 21: Vergleich externer Aussagen zur Struktur der Stromerzeugung im Jahr 2020 in TWh bzw. %, [5], [13], [22], [15]

Trotzdem gehen sämtliche Szenarien davon aus, dass der Anteil der Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern tendenziell zurückgehen wird. So bleiben im Energiekonzept-Referenzszenario die Gewichte von Kohle auf dem heutigen Niveau, während sich der Anteil von Erdgas auf 7 % halbiert. Der Rückgang des Erdgasanteils ist im BR IIA- und IIIA-Szenario noch stärker ausgeprägt, er geht von heutigen 15 % bis 2020 auf 2 % zurück. Die BR-Szenarien stehen diesbezüglich im Kontrast zu allen anderen Szenarien, bei denen eine weitgehende Meinungsgleichheit hinsichtlich der wachsenden Rolle gasbefeuerteter Kraftwerke besteht. Ein derartig hoher Rückgang, wie in den BR-Szenarien festgehalten, erscheint angesichts des beschlossenen Ausstiegs aus der Kernenergienutzung unrealistisch. Neben dem Schließen einer entstehenden Erzeugungslücke ist bei schnell ansteigendem Verhältnis der Wind- und Solarleistung zu der Netzlast damit zu rechnen, dass erdgasbefeuerte Anlagen zur Erfüllung der Regelaufgaben vermehrt benötigt werden. Mit Verspätungen in der Netzerweiterung, oder im Aufbau von Speicherkapazitäten wird es erforderlich sein, eine lokal verteilte, hochflexible Kapazität in Form gasbefeuerteter GUD- und GT-Kraftwerke aufzubauen. Allerdings wird der zukünftige Einsatz von erdgasbefeuerten

Kraftwerken hauptsächlich davon abhängen, inwieweit die bestehenden, kohlebefeuerten Kraftwerke und möglicherweise Kernkraftwerke an der Systemregelung, insbesondere in Regionen mit hohen Anteilen an fluktuierender Einspeisung aus erneuerbaren Energien, beteiligt werden können. Im Gegenteil zu den Szenarien des Energiekonzepts gehen das Basisszenario des BMU und die EWI/Prognos- und EEFA-Szenarien von steigender Bedeutung von Erdgas aus.

Zu der Rolle der Kernenergie gibt es deutlich voneinander abweichende Aussagen. Sie reichen von fast vollständigem Rückbau [5] bis zu weitgehender Erhaltung des heutigen Erzeugungsniveaus, wie im Energiekonzept, Szenario IIA, IIIA und IVA. In den Szenarien IA/IB geht man dagegen vom Rückgang von 23 % auf 15 % aus. Die Aussagekraft dieser Szenarien sollte allerdings anhand der getroffenen Entscheidungen relativiert werden. Seit Herbst 2010 galt es als beschlossen, die Lebensdauer der Kernkraftwerke als Brückentechnologie zum Zeitalter erneuerbarer Energieträger um durchschnittlich 12 Jahre zu verlängern. Dieses Szenario entspricht weitgehend den im BR IIA-Szenario getroffenen Annahmen. Durch den Unfall in Fukushima ist auf Basis der Regierungsbeschlüsse vom Juni 2011 davon auszugehen, dass alle Kernkraftwerke bis zum Jahr 2022 stillgelegt werden. Diesem Fall kommt das BMU-Szenario von Dezember 2010 relativ nahe.

Trotz andauernder Diskussionen und bestehender Unsicherheiten hinsichtlich der hohen Ausbaurkosten regenerativer Energieträger, gehen alle in den letzten Jahren veröffentlichten Szenarien davon aus, dass die Bedeutung erneuerbarer Energien im Mix der Stromerzeugung zunehmen wird. Je nach Quelle wurde in den früheren Szenarien ihr Anteil zwischen 22 % [22] und 33 % [5] prognostiziert. Die neueren Aussagen sind ausnahmslos optimistischer geworden. So hat im Vorfeld der Veröffentlichung des Energiekonzepts die Bundesregierung im August 2010 die Novellierung des Nationalen Aktionsplans für regenerative Energieträger beschlossen. Darin geht sie davon aus, dass das früher benannte nationale Ziel für erneuerbare Energien am Endenergieverbrauch in 2020 deutlich übertroffen wird. Für den Strombereich wird im Nationalen Aktionsplan für regenerative Energieträger derzeit ein Anteil von 38,6 % erneuerbaren Energien am Stromverbrauch 2020 genannt. Die im Rahmen des Energiekonzepts der Bundesregierung veröffentlichten Szenarien nennen einen Anteil erneuerbarer Erzeugung von 35 % bis 37 %. Das Basisszenario des BMU von Dezember 2010 prognostiziert gar 40 % im Jahr 2020. Die zuletzt formulierten Ziele bedeuten, dass nach der Verdreifachung der Erzeugungsmenge aus erneuerbaren Energien im letzten Jahrzehnt eine Verdoppelung des heutigen Erzeugungsniveaus für die laufende Dekade ansteht. Die prognostizierte, hohe Dynamik des Ausbaus regenerativer Stromerzeugung bildet neben der Herausforderung eines schnellen Zubaus der Erzeugungsleistung den Kernpunkt der systemtechnischen Herausforderung für Übertragungs- und Verteilungsnetze. Sie formuliert gleichzeitig wesentliche Kriterien und Anforderungen an die Flexibilität der konventionellen Kraftwerksflotte.

Bei einer spezifischeren Betrachtung der Rolle einzelner regenerativer Energieträger in unterschiedlichen Szenarien (Abb. 22), stellt man fest, dass neben den absoluten Beiträgen auch ihre Anteile stark schwanken. Auffällig ist dabei die Berichtigung der Bedeutung von Photovoltaik, deren zukünftiger Deckungsbeitrag zuletzt immer optimistischer eingeschätzt wurde. Diese Aktualisierung basiert auf dem zuletzt wahrgenommenen, dynamischen Trend bei der Installation von neuen PV-Anlagen. Die Wasserkraft spielt in den Ausbauszenarien eine untergeordnete Rolle, auch wenn vor allem im Bereich der neuen Kleinwasserkraftwerke noch Ausbaupotenziale vorhanden sind und über die Modernisierung von Altanlagen Leistungssteigerungen um bis zu 30 % für möglich gehalten werden. Allerdings sind gemessen am gesamten Erzeugungsvolumen nur relativ kleine Steigerungen der Erzeugung möglich.

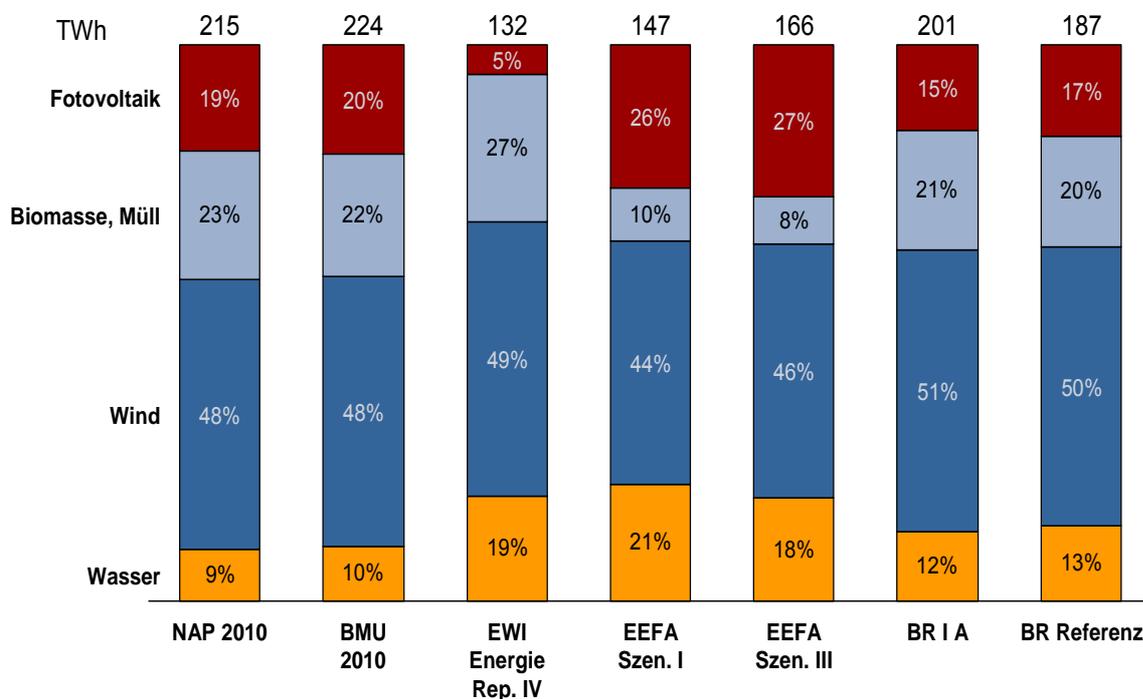


Abbildung 22: Szenarien der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energieträger im Jahr 2020 in TWh bzw. % [5]; [13], [22]

Die Bedeutung der Windkraft wird in unterschiedlichen Quellen anteilmäßig ähnlich gesehen. Ihr Anteil an der Erzeugung aus regenerativen Energien schwankt zwischen 44 % und 50 % und steigt in den zuletzt veröffentlichten Szenarien auf über 100 TWh in 2020. Der Beitrag von Biomasse und Müll wird in den neuesten Szenarien auf 40 bis 50 TWh geschätzt, was einen 50 %-Anstieg gemessen am heutigen Niveau bedeutet. Der Geothermie und sonstigen erneuerbaren Energien werden gemessen an Wind, Solar, Biomasse und Wasserkraft, zumindest bis zum Jahr 2020 eine untergeordnete Bedeutung beigemessen.

5.2 Modellierung VDE - Szenarien

Die im vorigen Kapitel beschriebenen Szenarien weisen teilweise deutliche Unterschiede auf. Es erstaunt nicht weiter, da die zukünftige Ausrichtung der Elektrizitätswirtschaft einer andauernden Diskussion und Anpassung auf der Seite der Politik, Gesellschaft und Wirtschaft unterliegt. Über die nationalspezifischen Kursänderungen in der Energiepolitik nimmt auch externes Geschehen einen Einfluss auf die Veränderung der Szenarien. Ein aktuelles Beispiel dafür ist der Unfall im Kernkraftwerk Fukushima. Die im Juni 2011 nach dem Beschluss vom Jahr 2001 zum zweiten Mal beschlossene Stilllegung der Kernkraftwerke ist als direkte Folge dieses Unfalls zu werten. Eine weitere vor kurzer Zeit noch für unwahrscheinlich gehaltene Entwicklung betrifft die Marktaussichten für PV-Anlagen. Eine effektive Unterstützung über das Erneuerbare-Energien-Gesetz [14], die von einem fast rutschartigen Preisrückgang begleitet wurde, hat zu einem sehr hohen Zubau von PV-Anlagen, vor allem im süddeutschen Raum geführt.

Auf der Seite fossil befeuerter Kraftwerke ist es aufgrund fehlender gesellschaftlicher Akzeptanz zum Stillstand in der Entwicklung neuer, kohlebefeuerter Kraftwerke gekommen. Ein unentschiedenes Vorgehen bei der Implementierung von CCS-Technologien und das CO₂-Speichergesetz, das gegensätzliche Interpretationen erlaubt, lassen heute den vor kurzer Zeit noch stark forcierten Bau von CCS-Anlagen in Deutschland als unwahrscheinlich erscheinen. Die zuletzt hinzugekommenen technischen Probleme mit den neueingesetzten Hochtemperaturstählen in den im Bau befindlichen kohlebefeuerter Kraftwerken ergänzen das Spektrum der neuesten Geschehnisse in der Elektrizitätswirtschaft, die in sämtlichen externen Szenarien nicht entsprechend berücksichtigt werden konnten.

Die Einbeziehung dieser Faktoren in die Szenarientwicklung besitzt - hinsichtlich der zukünftigen Anforderungen an die Flexibilität der konventionellen Stromerzeugung sowie an den stabilen Netzbetrieb - eine hohe systemtechnische Relevanz. Um diesen neuesten und sich zurzeit abzeichnenden Entwicklungen Rechnung tragen zu können, wird in dieser Studie auf eigens entwickelte Szenarien zurückgegriffen.

5.2.1 Annahmen und Randbedingungen zu VDE-Szenarien

Die VDE-Szenarien basieren im Wesentlichen auf drei Projektionen des Stromverbrauchs und jeweils drei unterschiedlichen Erwartungen zum Anteil regenerativer Energieträger am Mix der Stromerzeugung. Weiterhin wurde über die Stilllegungs- und Neubauprozesse die Stromerzeugungsstruktur modelliert. Dabei wurden die bis zur Mitte des Jahres 2011 getroffenen energiepolitischen Entscheidungen und die sich abzeichnenden Tendenzen, sowie daraus resultierenden Konsequenzen berücksichtigt.

Auf die wichtigsten Annahmen der VDE-Szenarien soll im Folgenden eingegangen werden.

5.2.2 Stromverbrauch und Netzlast

Die Höhe des zukünftigen Strombedarfs ist seit langer Zeit ein Gegenstand vieler Analysen und Gutachten. In den meisten, zuletzt veröffentlichten Analysen wird ein Rückgang des Stromverbrauchs erwartet. Dabei wird davon ausgegangen, dass eine spezifische Stromeinsparung über höhere Effizienz in zahlreichen Stromanwendungen erreicht werden und zum sinkenden Strombedarf führen kann.

Eine frühere VDE-Studie „Effizienz- und Einsparpotentiale elektrischer Energie in Deutschland“ [42] beschäftigt sich ausführlich mit den Treibern und der Entwicklung des zukünftigen Stromverbrauchs in Deutschland. Dabei kommt sie zum Ergebnis, dass bei Nutzung aller vorhandenen Technologiepotenziale und ohne jegliche Mengensteigerung beim Einsatz von Elektrogeräten der Stromverbrauch in Deutschland um etwa 40 % bis 2025 sinken kann. Dazu ein kurzer Einblick in die Verbrauchsstruktur. Der höchste Anteil am Stromverbrauch ist im Querschnitt aller Sektoren durch elektrische Antriebe mit nahezu 50 % zu finden. An zweiter Stelle mit 27 % folgt der Bereich der Wärme, wie sie beispielsweise in industriellen Prozessen, aber auch in Haushalten zum Einsatz kommt. Der Stromverbrauch für die Bereiche Beleuchtung und für die Informations- und Kommunikationsgeräte liegt jeweils unter 10 %. An jeder Stelle sind noch Einsparungen realisierbar. So können z. B. nach der Einschätzung der Studie bei einer Erhöhung der Wirkungsgrade von Kleinmotoren in den rund 100 Millionen Haushaltsgeräten von derzeit 40 bis 75 % auf mögliche 85 % Einsparungen von mehr als 1 % des gesamten Verbrauchs pro Jahr erreicht werden. Durch den Einsatz verbrauchsärmerer Geräte und ein energiesparendes Verhalten ließen sich allein die Stand-by-Verluste in den Haushalten um die nächsten 1 bis 2 %-Punkte reduzieren. Die größten Potenziale stecken jedoch in der Optimierung von Gesamtanlagen. Hier sind Einsparungen bis zu 40 % realisierbar.

Neben bestehenden Potenzialen zur Bedarfsminderung gibt es allerdings Effekte die den Stromverbrauch ansteigen lassen. So beschäftigt sich die erwähnte VDE-Studie neben der sektoralen Analyse von Effizienzverbesserungspotenzialen auch mit zunehmend auftretenden Substitutionseffekten vom Primär- zum Sekundär- und Endenergiesektor, die letztendlich die Einsparung von Primärenergie- und CO₂-Emissionen zum Ziel haben. Die vermehrte Anwendung von Strom ist insbesondere bei Stromerzeugung auf Basis CO₂-armer Erzeugungstechnologien zweckmäßig. Hierzu sei als Beispiel ein Ersatz von Öl-, oder Gasheizung durch eine Wärmepumpe genannt, die einen elektrischen Antrieb benötigt. Auch die elektrische Speicherheizung könnte angesichts des steigenden Anteils der regenerativen Energieträger einen Anteil von Öl- und Gasheizungen ersetzen. Auch hier gilt es, die thermischen durch elektrische Verfahren im Sinn der Effizienzsteigerung und CO₂-Emissionseinsparungen zu ersetzen. Ebenso heute erkennbare neue Anwendungen,

wie Ersatz mechanischer durch elektrische Antriebe im Industriesektor, vermehrte Anwendung von Klimageräten und Elektromobilität könnten den Stromverbrauch bedeutsam ansteigen lassen. Mit diesen, bereits heute zur Verfügung stehenden und strombasierten Technologien und Maßnahmen ließen sich überproportionale Einsparungen im Primärsektor erzielen. Im Endergebnis könnten die spezifischen Einsparungen bei Geräten und durch energiesparendes Verhalten über die beschriebenen Substitutions- und Mengeneffekte kompensiert oder sogar übertroffen werden.

Der Trend zu höherem Stromverbrauch im Vergleich zu anderen Endenergieträgern ist bereits seit längerer Zeit in allen Weltregionen zu beobachten. Dabei liegt der Anteil von Elektrizität an der Endenergienutzung in den industrialisierten Regionen am Höchsten. Nach Erwartung der Internationalen Energie-Agentur [26] soll sich dieser Trend, gestärkt durch die Veränderung in der Stromerzeugungsstruktur zugunsten CO₂-armer Erzeugungstechnologien, weiter fortsetzen (Abb. 23).

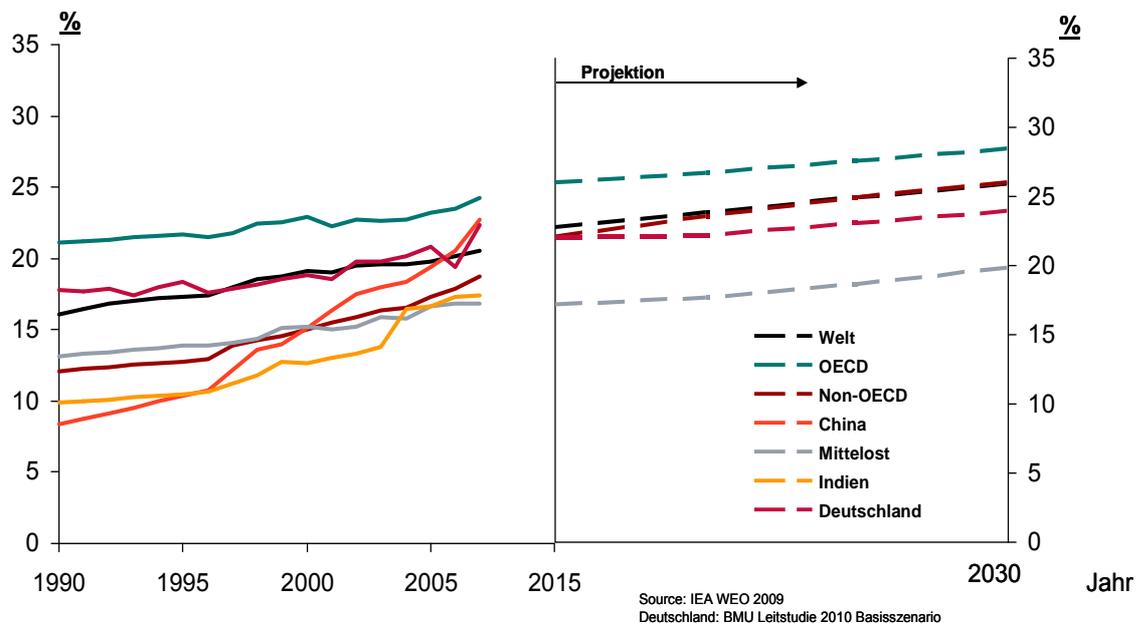


Abbildung 23: Stromanteil am Endenergieverbrauch in ausgewählten Regionen [26], [5] Basis-szenario

Ein dazu abweichendes Bild wird von den meisten nationalen Analysen für Deutschland gezeichnet. Der Stromanteil am Endenergieverbrauch bleibt z. B. nach den Projektionen der letzten BMU-Leitstudie bis 2020 stabil, um danach nur leicht anzusteigen. Damit bleibt Deutschland, neben der Region Mittelost, die durch das Öl- und Gasreichtum geprägt ist, das Land mit konservativsten Erwartungen hinsichtlich zukünftiger Dynamik des Stromverbrauchs. Die Verläufe der Last wurden an die Verläufe des Stromverbrauchs angelegt und unter Berücksichtigung der Eigenerzeuger entsprechend skaliert. Der Import-Export Saldo hat sich seit dem Jahr 2003 zugunsten der steigenden Exporte entwickelt. Nach einer ausgeglichenen ersten Hälfte der letzten Dekade betrug der Überschuss des Jahres 2010 ca.

17 TWh. In den folgenden VDE-Szenarien sind die Netto-Exporte zwischen 0 und 40 TWh verändert worden.

Um den bestehenden Unsicherheiten bei den Treibern des zukünftigen Stromverbrauchs Rechnung tragen zu können, wurde der Höhe des zukünftigen Stromverbrauchs eine relativ hohe Bandbreite zugrunde gelegt. Unter Berücksichtigung der ausführlichen Analyse in der erwähnten VDE-Studie bewegen sich die Zuwachsraten des Stromverbrauchs zwischen -1,6 %/a (Szenario Verbrauchsrückgang: VR) 0% (Szenario Aktueller Trend: AT) und +1,8 %/a (Szenario Langfristiger Trend: LT) (Abb. 24). Der Anteil der Stromerzeugung auf Basis regenerativer Energieträger lag im Jahr 2010 bei 16,4 %. Das IEKP-Ziel der Bundesregierung für das Jahr 2020 liegt bei 30 %. In der neuesten Erwartung aus dem Nationalen Aktionsplan für regenerative Energieträger [31] wird ein Anteil von 38,6 % erneuerbaren Energien am Stromverbrauch in 2020 benannt.

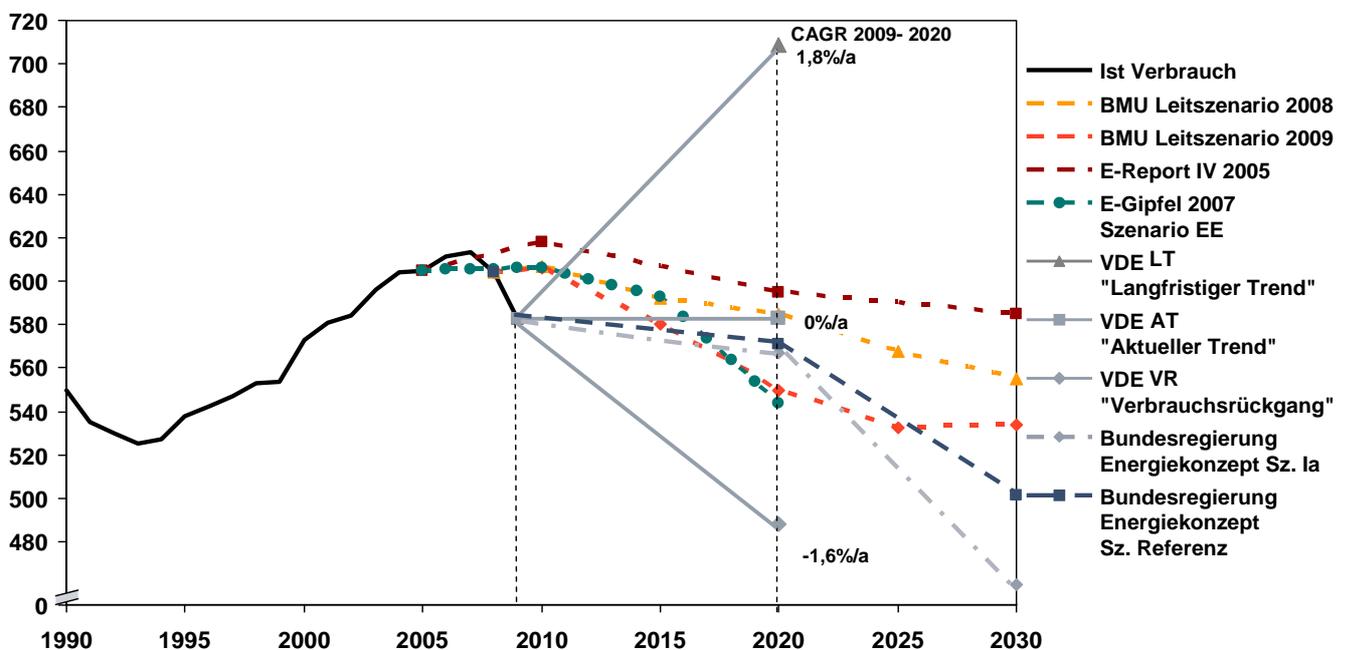


Abbildung 24: Szenarien des Brutto-Stromverbrauchs Deutschland in TWh [5], [22], [42], [15]

Auf der anderen Seite führt vor allem die Diskussion über die hohen Ausgaben zur Finanzierung des Ausbaus regenerativer Energie dazu, dass ihr weiterer Ausbau in Frage gestellt wird. Um möglichst die gesamte Bandbreite an Meinungen widerspiegeln zu können, wurde in dieser Studie eine relativ große Bandbreite der Anteile regenerativer Energieträger an der gesamten Erzeugung von jeweils 20 %, 30 % und 40 % in jedem Verbrauchsszenario modelliert.

5.2.3 Stilllegungen

Die Lebensdauer der Anlagen wurde entweder nach bekannten Angaben der Betreiber zum Weiterbetrieb der einzelnen Anlagen, oder nach eigenen

Schätzungen, insbesondere bei Kleinkraftwerken vorgenommen. Diese Schätzungen beinhalten auch die Stilllegung der ersten Generation von Windanlagen. Nach den aktuellen Plänen der Bundesregierung wird es im Fall der Kernenergie zu einer Konzentration der Stilllegung von Kernkraftwerken in den Jahren 2020 bis 2022 kommen. Binnen zwei Jahren werden dann mehr als 8,5 GW an der KKW-Leistung abgeschaltet. Dieser, sowohl aus der Sicht der Netzstabilität, wie der notwendigen Ersatzinvestitionen ungünstige Ansatz wird hier nicht übernommen und eine zeitlich gestaffelte Stilllegung nach früheren Regierungsplänen modelliert. Das gesamte Stilllegungsvolumen wird im Wesentlichen durch die Möglichkeiten des technischen und wirtschaftlichen Weiterbetriebs von existierenden Anlagen bestimmt. Besondere Bedingungen dürften sich für den Weiterbetrieb von Dampfkraftwerken bei hohen Anteilen regenerativer Energieträger ergeben. Die Höhe der Residuallast und die Geschwindigkeit ihrer Veränderung könnten den weiteren wirtschaftlichen Betrieb dieser Kraftwerke negativ beeinflussen und entsprechenden Einfluss auf das Stilllegungsvolumen nehmen. In den VDE-Szenarien gehen wir von einer gesamten Leistung zwischen 50 und 65 GW (inkl. Leistung auf Basis regenerativer Energieträger), die in der Zeit von 2010 bis 2020 stillgelegt oder in die Kaltreserve übergeführt wird.

5.2.4 Neubauszzenarien

Die Neubauszzenarien für regenerative Energien orientieren sich an den gesetzten Zielen für regenerative Stromerzeugung von 20 %, 30 % und 40 %. Darüber hinaus werden für die Modellierung der Neubaustruktur die aktuellen und die sich abzeichnenden Trends bei einzelnen Technologien berücksichtigt. Die neuesten energiepolitischen Festlegungen insbesondere eine weitere Unterstützung von PV-Anlagen und Offshore-Windparks wurden hinsichtlich ihrer Relevanz für die Modellierung herangezogen. Die Aussagen von Energieerzeugungsunternehmen lieferten den Hintergrund für die Annahmen zum Neubau von Kohlekraftwerken. In allen Szenarien gehen wir davon aus, dass außer der Fertigstellung der im Bau befindlichen Anlagen nur sehr wenige Neuprojekte in Verbindung mit Demonstration der CCS-Technologie entwickelt und umgesetzt werden. Der Neubau von gasbefeuerten Anlagen richtet sich nach den in einzelnen Szenarien entstehenden Erzeugungslücken und nach der Höhe der Leistungsreserve in der Winterzeit. Dabei wird angenommen, dass die Leistungsreserve den Wert von 10 % nicht unterschreiten soll. Diese Festlegung bildet den Ausgangspunkt für die Höhe der zu jedem anderen Zeitpunkt zur Verfügung stehenden Leistung. Die gasbefeuerten Anlagen bilden mit ihren universellen Lasteigenschaften die erforderliche Säule zur Deckung der durch Stilllegung der Kernkraftwerke entstehenden Erzeugungslücke und stellen die wesentliche Komponente der Regelleistung dar, die zur Gewährleistung der Netzstabilität unerlässlich ist. Beim Bau von neuen Pumpspeicherkraftwerken gehen wir davon aus, dass bis zum Jahr 2020 keine großen Kraftwerke ans Netz genommen werden. Die wenigen Anlagen, die sich in

der Planungsphase befinden, können im Fall ihrer Fertigstellung bis zum Jahr 2020 nur eine kleine Abhilfe schaffen. Auch sonstige zentrale und dezentrale Speichertechnologien tragen in den VDE-Szenarien im Zeithorizont 2020 einen unwesentlichen Beitrag zur Verbesserung der Flexibilität des Versorgungssystems bei. Eine zusammenfassende Darstellung wesentlicher Annahmen für die VDE-Szenarien ist der folgenden Abbildung 25 zu entnehmen.

Verbrauchsrückgang (VR)			Aktueller Trend (AT)			Langfristiger Trend (LT)		
...zurückgehender Verbrauch -1,6%/a			...stagnierender Verbrauch 0 %/a			...Übergang zu einem "electrical age" 1,8 %/a		
Anteile regenerativer Energieträger in 2020								
regenerative Stromerzeugung „RE“ 20% 30% 40%			regenerative Stromerzeugung „RE“ 20% 30% 40%			regenerative Stromerzeugung „RE“ 20% 30% 40%		
PV Ausbau								
• Niedrig bis moderat			• Moderat bis stark			• Stark bis sehr stark		
Wind Ausbau								
• Niedrig bis moderat			• Moderat bis stark			• Stark bis sehr stark		
Kohle Ausbau								
• backlog + 1 CCS Demo Anlage			• backlog + 2 CCS Demo Anlagen			• backlog + 3- 4 CCS Demo Anlagen		
Erdgas-Ausbau								
• Niedriger bis moderater Gas-Ausbau.			• Moderater bis starker Gas- Ausbau.			• Starker Gas- Ausbau.		

Abbildung 25: VDE-Szenarien, 2020 (backlog: im Bau befindliche Anlagen)

5.3 Konsequenzen der VDE-Szenarien

Bevor auf die Ergebnisse der Szenarienrechnungen eingegangen wird, sollen im Folgenden die wesentlichen Eckpunkte der Systemmodellierung beschrieben werden. Unter Berücksichtigung der im früheren Kapitel beschriebenen Annahmen wurde das Energiesystem für die Stromversorgung des Jahres 2020 modelliert. Für die Gewährleistung einer zuverlässigen Versorgung auf der Erzeugungsseite ist eine ausreichende Leistungsreserve notwendig. Sie hängt von der Höhe der abzudeckenden Last und der dafür zur Verfügung stehenden Leistung ab. Die Verfügbarkeit der installierten Leistung wird über die Verfügbarkeitsfaktoren gemessen. Sie sind bei der konventionellen thermischen Flotte technischer Art und liegen üblicherweise bei mehr als 90 %. Anders stellt sich die Situation bei Solar- und Windanlagen dar. Hier werden die Verfügbarkeiten im Wesentlichen durch das Wetter bedingt. Hierzu liegen langjährige Wetterdaten vor [25], die trotz unterschiedlicher, jahresbezogener Wettermuster Rückschlüsse auf Verfügbarkeiten und mögliche Auslastungen einzelner Technologien erlauben. Diese Daten wurden für die Szenarienrechnungen, wie für die Rechnungen des später dargestellten Regionalmodells im Referenzszenario verwendet. Für die Systemauslegung tritt der kritische Fall in der Winterzeit auf, zur Zeit der Jahreshöchstlast, bei gleichzeitiger schlechter Verfügbarkeit von Wind- und Solarenergie. Beispielhaft wurden solche

Verfügbarkeitsfaktoren aus den resultierenden einzelnen 1h-Zeitreihen für On-/Offshore-Wind und PV für die Mittagstunden (11 – 14 h) der Monate Dezember/Januar in der Abbildung 26 dargestellt. Es wird dabei deutlich, dass die für die Systemauslegung relevanten, minimalen Verfügbarkeitsfaktoren von PV- und Windanlagen im einstelligen Prozentbereich liegen. Sie sind also praktisch an bewölkten und windstillen Tagen kaum verfügbar. In dieser Zeit muss noch eine ausreichende Leistungsreserve durch thermische Kraftwerke, Speicher oder durch Strombezug aus Nachbarländern abgedeckt werden.

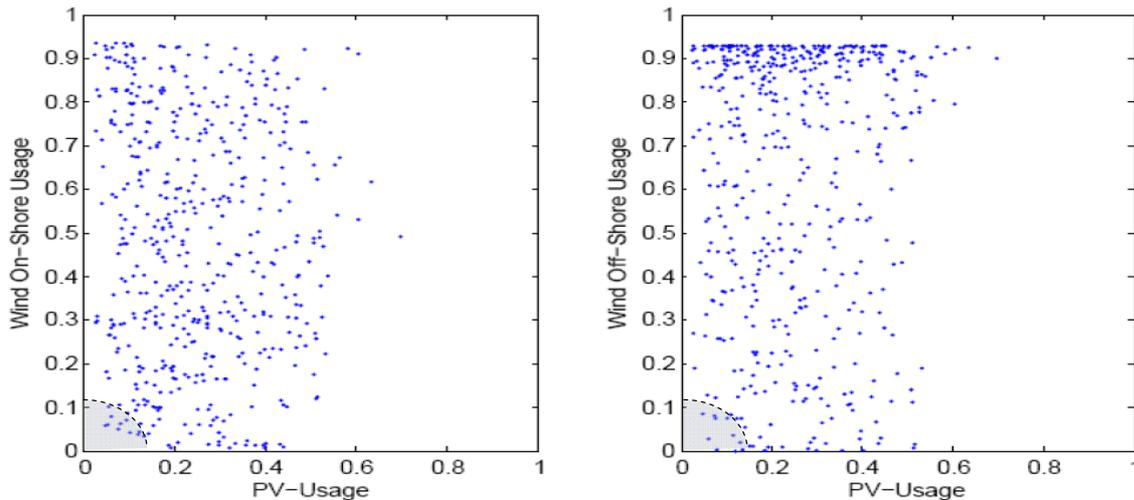


Abbildung 26: Verfügbarkeitsfaktoren der PV- Anlagen gegenüber der Wind Onshore-/Offshore-Leistung in der Winterzeit (Quelle: eigene Darstellung basierend auf Daten aus [25])

Die Bedeutung der stark fluktuierenden Verfügbarkeit von Wind- und Solarenergie soll auch für die Sommerzeit verdeutlicht werden (Abb. 27). Die Systemauslegung für die minimal zulässige Leistungsreserve in der Winterzeit bestimmt die zur Verfügung stehende Leistung zu allen anderen Zeiten des Jahres. In den Fällen, wo gleichzeitig kleine Last, wie z. B. am Sommerwochenende und hohe Verfügbarkeiten von Wind und Solarenergie zusammenkommen, sind Leistungs- und Erzeugungsüberschüsse zu erwarten. Mit stark ansteigender Leistung der PV- und Windenergieanlagen ist mit solchen Situationen immer häufiger zu rechnen. Auf diese Fälle wird in späteren Teilen der Studie genauer eingegangen.

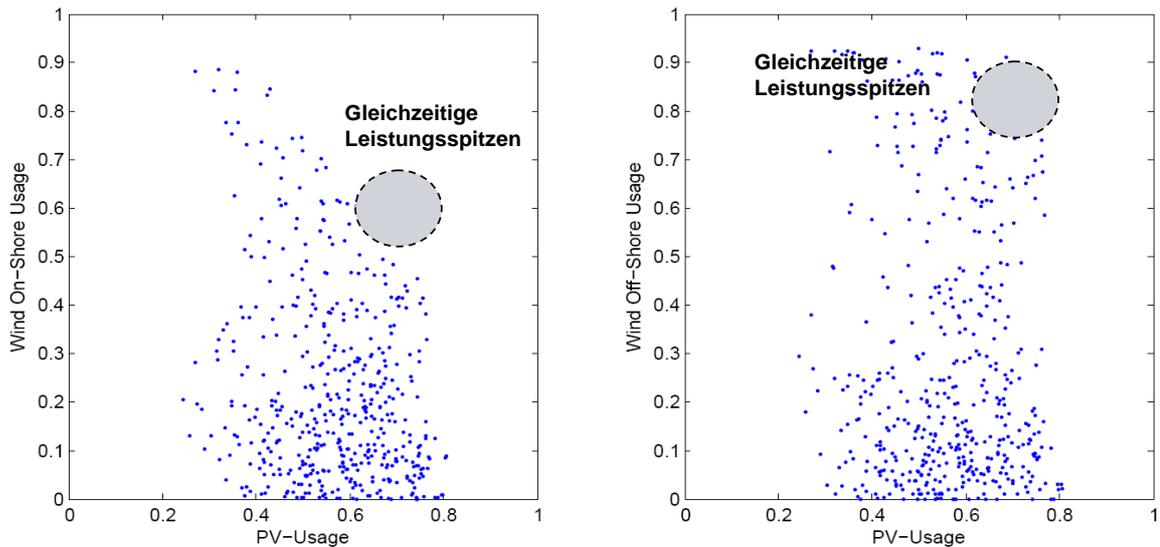


Abbildung 27: Verfügbarkeitsfaktoren der PV-Anlagen gegenüber der Wind Onshore-/Offshore-Leistung in der Sommerzeit (Quelle: eigene Darstellung basierend auf Daten aus [25])

5.3.1 Stromerzeugung

Ausgehend von den Szenarien für den Stromverbrauch und den Import-Export Saldo lassen sich jeweilige Szenarien für die Höhe der Stromerzeugung erstellen. Die Berücksichtigung von Stilllegungen, Neubau, Verfügbarkeitsfaktoren und Auslastungen ermöglicht die Modellierung der zukünftigen Erzeugungsstruktur.

Im Kapitel 5.2.2 wurde der Einfluss verschiedener Faktoren auf die Höhe des Verbrauchs diskutiert. Die Variation der Verbrauchszuwachsrates zwischen $-1,6\%/a$ und $1,8\%/a$ bedeutet eine erhebliche Spannweite von Mehr/Mindererzeugung bis zum Jahr 2020. So geht im VDE-Szenario VR „Verbrauchsrückgang“ (Abb. 28) die Erzeugungsmenge von heute 620 TWh um ca. 100 bis 120 TWh zurück. Im mittleren VDE-Szenario AT „Aktueller Trend“ verbleibt die Erzeugung auf heutigem Niveau, während sie im VDE-Szenario LT „Langfristiger Trend“ um ca. 100 TWh bis 2020 ansteigen müsste. Angesichts des beschlossenen Ausstiegs aus der Kernenergienutzung und der Stilllegung weiterer konventioneller Anlagen würde in den Szenarien mit ansteigendem Strombedarf ein sehr hoher Bedarf an Neuanlagen entstehen. Er würde sich je nach Szenario für Anteile regenerativer Energieträger zwischen 90 GW (20 % regenerative) und 180 GW (40 % regenerative) bewegen. Ungeachtet des dafür erforderlichen Netzausbaus sind derartige Neubauvolumina sehr hoch und lassen die Szenarien mit stark ansteigendem Stromverbrauch in den nächsten Jahren eher unrealistisch erscheinen.

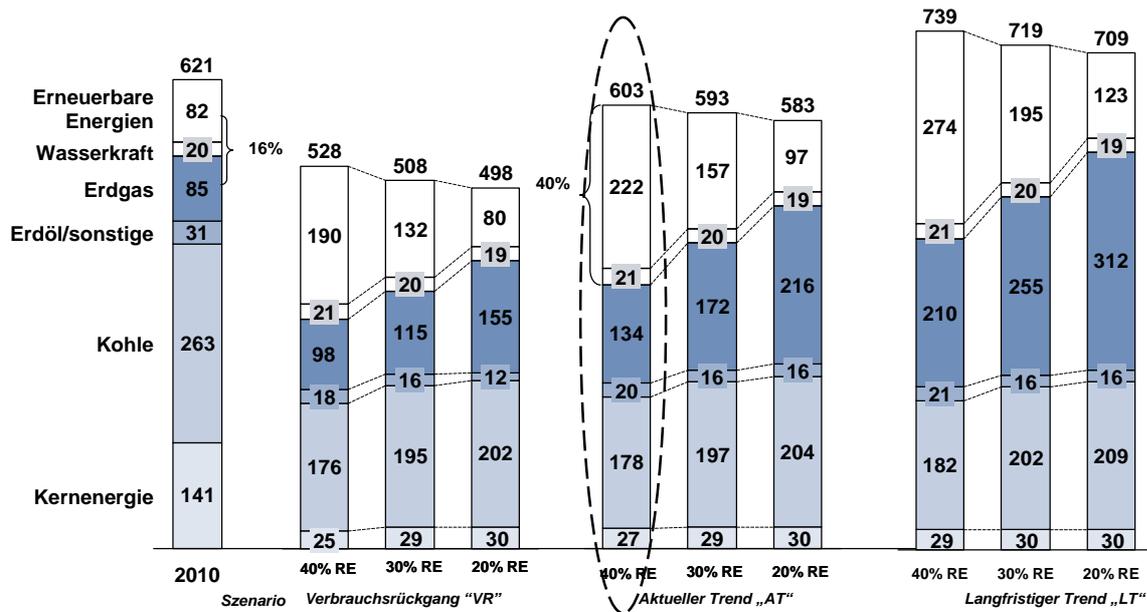


Abbildung 28: Vergleich der VDE-Szenarien für die Stromerzeugung im Jahr 2020 in TWh

Die Szenarien mit flachem Verlauf des Stromverbrauchs weisen einen Neubaubedarf zwischen 50 GW und 130 GW und die mit dem zurückgehenden Stromverbrauch zwischen 30 GW und 80 GW auf. Die große Spannweite der Neubauszzenarien ist im Wesentlichen auf die unterschiedlichen Höhen des Neubaus von PV-Anlagen zurückführbar.

In allen Szenarien verändert sich die Stromerzeugungsstruktur zu Lasten von Kohle und Kernenergie. Im mittleren VDE-Szenario AT40 geht beispielhaft die Erzeugung aus Kohle bei sinkenden Lastfaktoren (Steinkohle: -10 %, Braunkohle: -15 %) um ein Drittel zurück. Die Auslastung der noch am Netz verbleibenden Kernkraftwerke geht je nach Szenario aufgrund ihres Lastfolgebetriebs ebenfalls zurück. Die Dampfkraftwerke werden soweit technisch möglich und wirtschaftlich sinnvoll in die Regelaufgaben hineingenommen. Die Hauptlast des Ausgleichs fluktuierender Einspeisungen wird allerdings von gasbefeuerten Anlagen und Pumpspeichern übernommen werden müssen. In allen VDE-Szenarien gehen wir davon aus, dass trotz im Durchschnitt sinkender Auslastung der gasbefeuerten Kraftwerksflotte ihre Erzeugungsmenge ansteigen wird. An dieser Stelle sei bemerkt, dass für die zukünftige Sicherstellung eines wirtschaftlichen Anlagenbetriebs zunehmend erforderlich sein wird, neben Stromerzeugungsmengen von thermischen Anlagen, ihre netzdienstleistungs-relevanten Eigenschaften, wie Frequenzstützung oder Blindleistungsregelung und insbesondere positive und negative Leistungsgradienten in die Wirtschaftlichkeits- und Investitionsrechnungen einzubeziehen.

In Abbildung 29 steigen die Erzeugungsmengen aus regenerativen Energien stark an. Besonders in den Fällen „LT“ mit ansteigendem Stromverbrauch erscheinen die Zuwächse in einer Zeitspanne von 10 Jahren, ähnlich zu dem Zuwachs der Gesamterzeugung als anspruchsvoll.

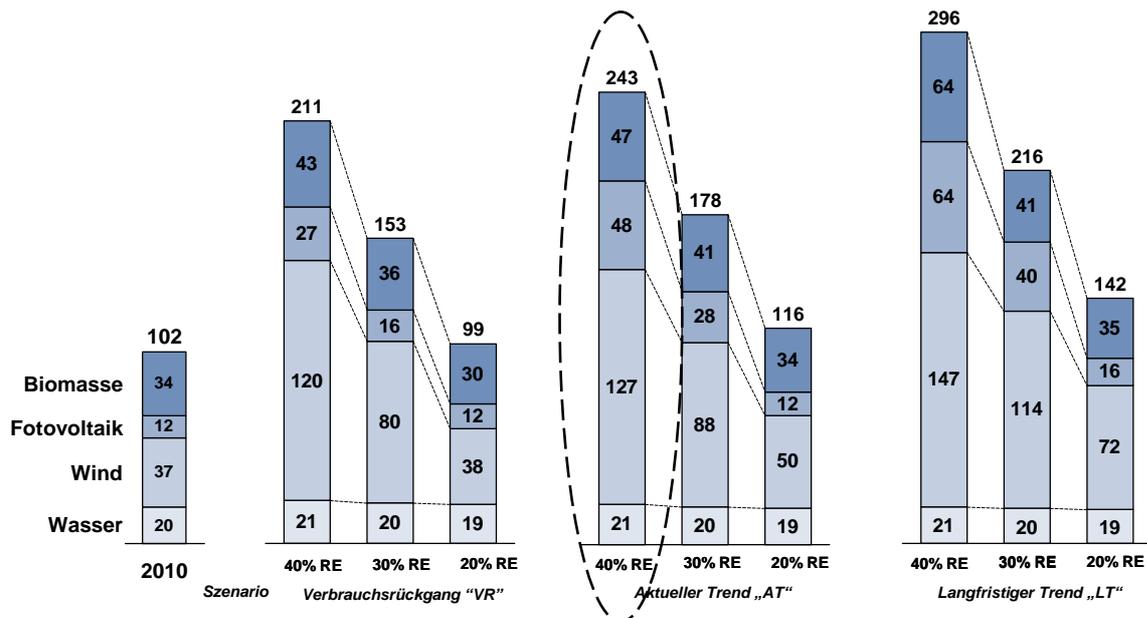


Abbildung 29: Szenarien der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energieträger im Jahr 2020 in TWh

Der flache Verlauf des Stromverbrauchs in den AT-Szenarien mit einem 30 %igen bis 40 %igen Anteil regenerativer Erzeugung in 2020 wird dagegen aus heutiger Sicht als umsetzbar eingeschätzt. In diesem Bereich liegen auch die zuletzt angesetzten Ziele der Bundesregierung. Betrachtet man die Erzeugungsbeiträge separat, so fällt dem Beitrag der Winderzeugung eine überragende Bedeutung zu. Im Rückschluss bedeutet es, dass ohne schnellen Zubau neuer Windenergieanlagen, insbesondere im Offshore-Bereich, die 30 %- bis 40 %-Ziele für den Anteil regenerativer Erzeugung am Verbrauch nur schwer erreichbar sein werden. Mit einem deutlichen Abstand zur Winderzeugung entwickeln sich die Biomasse und zunehmend auch die Photovoltaik zu tragenden Quellen der regenerativen Stromerzeugung in Deutschland. Eine deutlich kleinere Rolle spielt dagegen die Wasserkraft, deren Ausbaupotenziale als begrenzt angesehen werden. Auch der Geothermie messen wir in der Perspektive des Jahres 2020 nur geringe Bedeutung zu.

5.3.2 Installierte Leistung

Die Szenarien für Leistungsbedarf liefern eine Basis für den zukünftigen Stromerzeugung und den Mix der installierten Leistung. Der Bedarf für die Leistung einzelner Kraftwerkstypen wird mit Hilfe von kraftwerksspezifischen Auslastungsfaktoren bestimmt. Mit Ausnahme der Biomasse sind auf der Seite regenerativer Energieträger die wetterbedingten Einflüsse, die eine Verknüpfung zwischen Stromerzeugung und Leistung darstellen. Die hierzu relevanten Daten, wie Solareinstrahlung und Windverhältnisse stammen aus der letzten Dekade und basieren auf Wetterinformationen [25]. Sie liegen in einem 50 km x 50 km Raster für Deutschland vor. Diese Daten, wie die Erfahrungswerte der letzten 10 Jahre für

Windenergie, PV, Wasserkraft und Biomasse wurden als repräsentativ für das Jahr 2020 angesehen und für die Simulation der Einspeisung aus regenerativen Energien, sowie für die Ableitung der erforderlichen Leitung in allen Szenarien verwendet. Die zukünftige Verteilung der neu zugebauten Leistung für PV- und Onshore-Windenergieanlagen wird dabei aus heutigen Verteilungsmustern der installierten Leistung abgeleitet. Während die Wetterverhältnisse die Verfügbarkeit von Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien beeinflussen, bestimmen die technischen Verfügbarkeitsfaktoren die Einsatzbereitschaft von thermischen Kraftwerken. Typischerweise liegen diese Faktoren bei über 90 %. Über den Einsatz thermischer Kraftwerke und ihre Jahresauslastung entscheiden dann die Anforderungen zur Abdeckung der Residuallast und kraftwerksspezifische variable Betriebskosten. Auch die Gesichtspunkte der zu gewährleistenden Netzstabilität werden zunehmend über den Einsatz von thermischen Kraftwerken entscheiden. Hierzu werden die Flexibilität der Anlagen und ihre Fähigkeit, sich am Regelbetrieb zu beteiligen, von steigender Bedeutung sein.

Die Abbildung 30 zeigt analog zur Darstellung von Erzeugungsszenarien die Szenarien mit den zugehörigen installierten Leistungen. Während die Höhe der Leistung auf Basis erneuerbarer Energien durch Zielwerte der Erzeugung in den einzelnen Szenarien und durch die Wetterverhältnisse bestimmt wird, richtet sich die Höhe der thermischen Leistung nach der minimalen Reserve, die in dieser Studie 10 % nicht unterschreiten soll. Diese zwei wichtigen Randbedingungen, die Höhe der Erzeugung (Leistung) auf Basis erneuerbarer Energien und die nicht zu unterschreitende Leistungsreserve während der Spitzenlast haben für das System weitreichende Folgen.

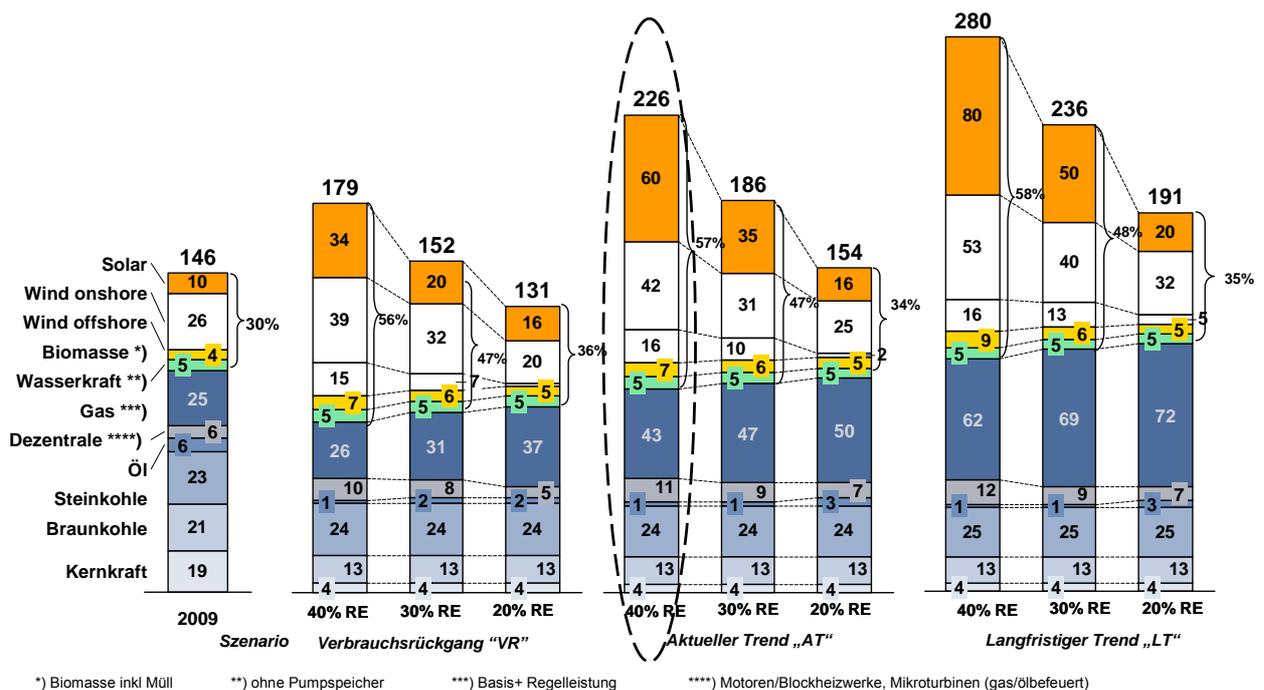


Abbildung 30: Vergleich der VDE-Szenarien für installierte Leistung im Jahr 2020 in GW

Wie schon erwähnt, erscheinen die LT-Szenarien mit steigendem Stromverbrauch wegen des kurzfristigen, hohen Gesamt-Neubaubedarfs von 90 bis 180 GW innerhalb von 10 Jahren als sehr anspruchsvoll und weniger realistisch als die VR-, und AT-Szenarien. In den mittleren AT-Verbrauchsszenarien, die mit den aktuellen Regierungszielen weitgehend kompatibel sind, wird ein moderater Neubaubedarf ermittelt, auch wenn im VDE-Szenario AT40 mit einem immer noch erheblichen Neubauvolumen von ca. 90 GW zu rechnen ist. Etwa die Hälfte davon würde auf PV-Anlagen entfallen.

In den meisten Szenarien geht die thermische Leistung nur leicht zurück. Sie wird zur Deckung der Last an bewölkten, windstillen Tagen weiterhin benötigt. Der minimale Wert wird, wie schon erwähnt, durch die als minimal angesetzte Reserve von 10 % bestimmt. Auf der anderen Seite ist aber mit komplett anderen Situationen zu rechnen. An windigen und sonnigen Tagen werden hohe Verfügbarkeiten von PV- und Offshore-Anlagen erreicht (Abb. 27). In der Sommerzeit, in der die Leistungsnachfrage vergleichsweise gering ist, entstehen vorzugsweise in den Szenarien mit 30 % bis 40 % Anteilen an erneuerbarer Energie signifikante Leistungs- und Erzeugungsüberschüsse. Die verfügbare Leistung steigt in einigen Fällen bis auf das 2- bis 3-fache des Bedarfs. Das PV- und das Windleistungsangebot allein übersteigen die Nachfrage, besonders an Tagen, an denen die Industrienachfrage gering ist. Dies geschieht an Wochenenden und Feiertagen, wenn die Industrieproduktion gedrosselt wird. Diese zwei extremen Situationen werden in der folgenden Abbildung am Beispiel des AT40-Szenarios veranschaulicht. Da wir davon ausgehen, dass während der nächsten 10 Jahre kein signifikanter Zubau von Speicherleistung geschieht, aber durch Setzung der Ziele für die Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien und die Stilllegung erheblicher thermischer Leistung eine signifikante Veränderung im Leistungsmix erfolgen wird, werden zwangsweise zwei parallel existierende Erzeugungssysteme etabliert. In der Konsequenz, so lange keine Erhöhung der Speicherkapazität erfolgt, werden die erneuerbaren Energien letztendlich in der „fuel saver“ Funktion nur eine Brennstoffeinsparung in den thermischen Kraftwerken bewirken können. An diesem Beispiel zeigt sich bei der schnell erfolgenden Veränderung der Erzeugungsstruktur die Dringlichkeit einer technologisch und wirtschaftlich abgestimmten Vorgehensweise bei der Anpassung der Infrastruktur für den Stromtransport- und die Stromspeicherung.

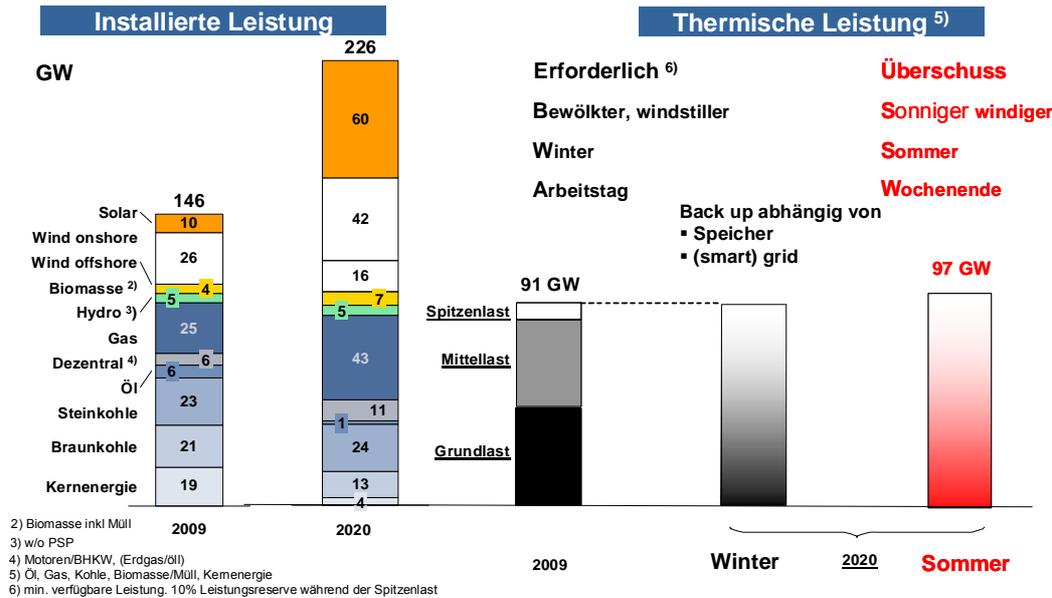


Abbildung 31: Vergleich erforderliche und überschüssige thermische Leistung im VDE-Szenario AT40

Bezüglich der Struktur der thermischen Leistung gehen wir davon aus, dass immer weniger Grundlast, dafür mehr Mittel- und Spitzenlastanlagen gefragt sein werden. Aus diesem Grund und wegen ihrer schlechten Akzeptanz geht die Leistung kohlebefeuertter Kraftwerke trotz vieler Anlagen, die sich noch in der Bauphase befinden in allen Szenarien zurück. Außer in wenigen Projekten zur Demonstration der CCS-Technologie gibt es kaum zusätzliche Neubauten. Die Anlagenauslastung geht zurück und die Wirtschaftlichkeit des Anlagenbetriebs verschlechtert sich. Falls eine Beteiligung am zukünftigen Regelbetrieb und an zu erbringenden Systemdienstleistungen nicht mehr zwingend notwendig sein sollte, erscheinen vorzeitige Stilllegungen der unwirtschaftlichsten kohlebefeuerten Kraftwerke als durchaus denkbare Konsequenz.

Deutlich günstiger sind die Aussichten für gasbefeuerte Anlagen, die zunächst im Mittellastbereich eingesetzt werden. Mit ansteigenden Anteilen erneuerbarer Erzeugung werden sie allerdings immer mehr Spitzenlastaufgaben übernehmen müssen. Ihre durchschnittliche Auslastung würde im AT40-Szenario unter 2000 h/a fallen. In diesem Szenario müsste sich aber die Leistung gasbefeuertter Kraftwerke um ca. 18 GW erhöhen, um die Stromerzeugungslücke decken und erforderliche, flexible Regelleistung erbringen zu können. An diesem Beispiel zeigt sich die Notwendigkeit der Schaffung von neuen Marktmechanismen, die die erforderlichen Investitionen z. B. über die Schaffung von Kapazitäts- oder Netzsystemdienstleistungsmärkten erleichtern würden.

5.3.3 CO₂-Emissionen

Das vorrangige Ziel der Transformation der Stromerzeugung ist die Einsparung von CO₂-Emissionen in Höhe von mindestens 20 % bis zum Jahr 2020. Als Basisjahr für die Reduktion ist das Jahr 1990 zugrunde gelegt. Wie die folgende Abbildung 32 zeigt, wird die Mindestzielmarke für die Reduzierung von CO₂-Emissionen trotz der unterstellten Stilllegung der Kernkraftwerke, in den meisten VR- und AT-Szenarien erreicht. In den Szenarien mit steigendem Stromverbrauch wird eine 20 %ige Reduktion der CO₂-Emissionen nur bei 40 %igem Anteil regenerativer Energieträger zu erzielen sein. Eine wichtige Voraussetzung für das Erreichen der Reduktionsziele ist der Rückgang der Erzeugung aus kohlebefeuerten Anlagen, darunter besonders aus Braunkohle. Eine gewisse Unsicherheit bei der Berechnung der Emissionen, insbesondere aus kohlebefeuerten Anlagen stellt ihre zukünftige Beteiligung am Regelbetrieb dar. Die durch den Teillastbetrieb verursachte Verschlechterung der Wirkungs- und Nutzungsgrade der Anlagen verursacht höhere spezifische CO₂-Emissionen. Unterstellen wir z. B. dass die heutigen Nutzungsgrade je nach Szenario um 1 bis 2 % im Vergleich zu heutigen Werten zurückgehen, so würde sich eine Bandbreite der Unsicherheit von ca. 20 bis 35 Mio. t CO₂/a eröffnen (Abb. 32).

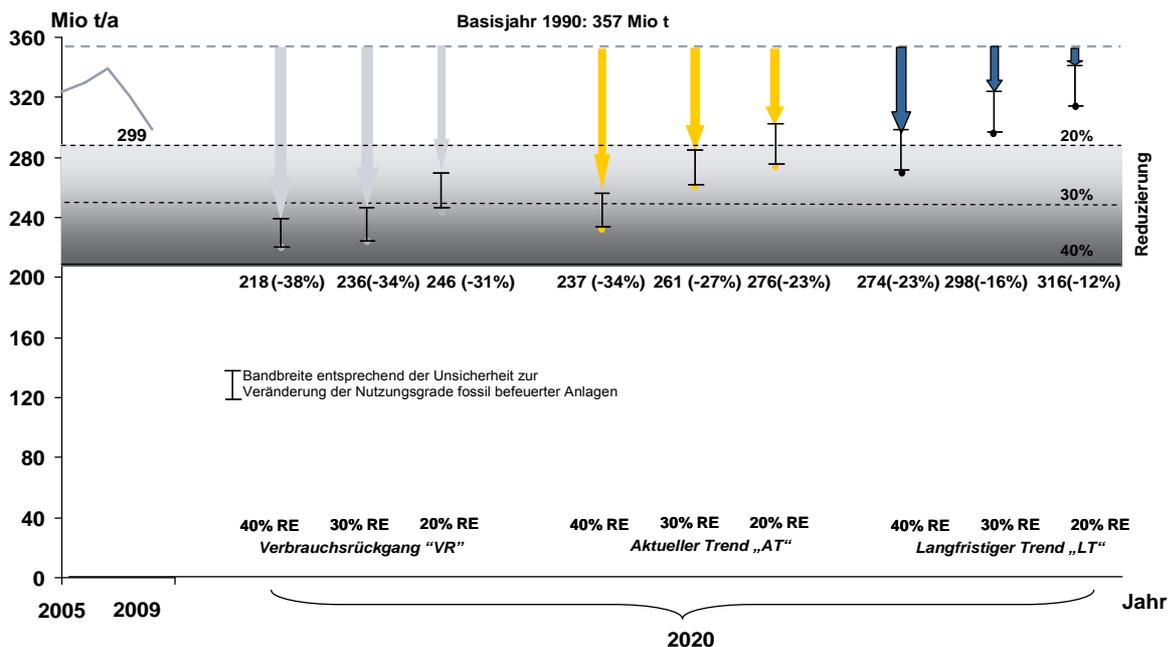


Abbildung 32: Vergleich der VDE-Szenarien für CO₂-Emissionen im Jahr 2020

Die vorangegangenen Szenarien-Analysen des Stromverbrauchs, der Ziele für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und für die Reduktion von CO₂-Emissionen, sowie die Bewertung des erforderlichen Anlagen-Neubaus lassen die AT-Szenarien mit 30 % bis 40 % Anteilen erneuerbarer Energien als durchführbar und aus heutiger Sicht wahrscheinlich erscheinen. Das Szenario AT40 ist gleichzeitig der für die Anforderungen an die Flexibilität konventioneller Kraftwerke schwierigste Fall und wird für weitere Betrachtungen als der Referenzfall ausgewählt.

5.4 Zeitliche Analyse der Residuallast im Referenzszenario AT40

Weitere Aussagen über die zukünftigen Flexibilitätsanforderungen an die thermischen Kraftwerke, die in Zukunft zu einem großen Maß zur Ausregelung der fluktuierenden erneuerbaren Einspeisung benötigt werden, ergeben sich aus einer genauen Betrachtung der Residuallastzeitreihe für das Referenzszenario AT40.

Dazu wurde von der Lastkurve [16] die nicht steuerbare, nach EEG vorrangig zu behandelnde, erneuerbare Erzeugung aus Wind, Sonne, Laufwasser- und Biomassekraftwerken abgezogen. Die Zeitreihen für Wind- und Solareinspeisung beruhen auf Berechnungen aus Wetterdaten in stündlicher Auflösung [25]. Für die Laufwasser- und Biomasseeinspeisung wurde ein zeitlich konstanter Verlauf angenommen.

Die resultierende Zeitreihe für das AT40-Szenario (Abb. 33) fluktuiert stark, mit positiven Spitzen in Höhe der heutigen Maximallast und negativen Spitzen, d.h. Überschüssen aus erneuerbarer Produktion von bis zu 20 GW. Das Auftreten negativer Residuallasten führt zu geringen oder negativen Strompreisen. Diese werden bereits heute temporär beobachtet und werden in Zukunft noch deutlich häufiger auftreten – vor allem wenn man berücksichtigt, dass einige konventionelle Must-Run-Kraftwerke sowie die wärmegeführten KWK-Anlagen, die zu deckende Residuallast weiter reduzieren, was in der in Abbildung 33 dargestellten Residuallast nicht enthalten ist.

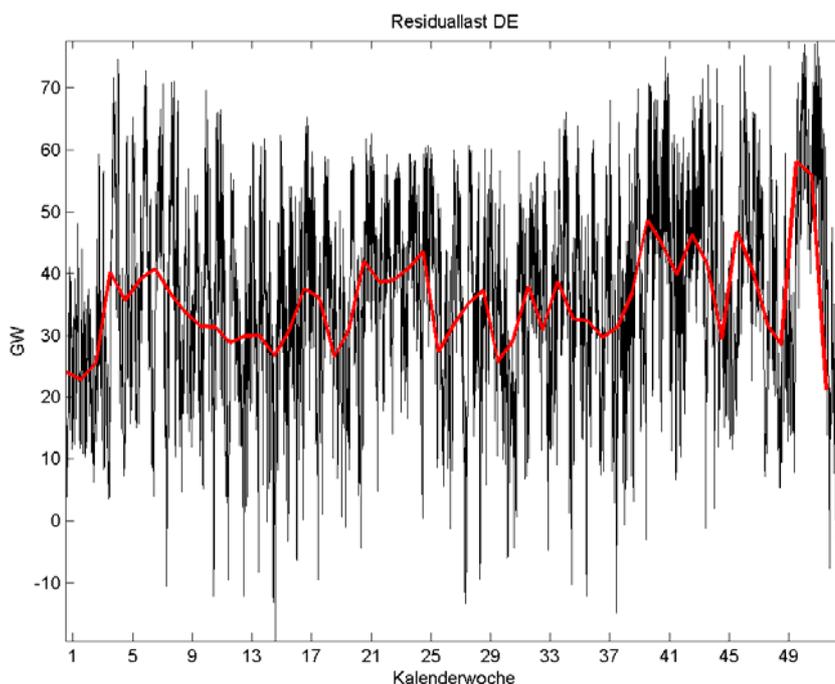


Abbildung 33: Residuallast im VDE-AT40-Referenzszenario in Stunden- (schwarz) und Wochenaufösung (rot)

In Abbildung 34 sind der Verlauf der Einspeisung aus erneuerbaren Energien, die Lastkurve und die aus beiden resultierende Residuallast (weißer Bereich unter der Lastkurve) für zwei typische Wochen, je eine aus dem Januar und eine aus dem Juli, dargestellt. Es ist darin erkennbar, dass sich bei Starkwindphasen im Winter die Residuallast teilweise für mehrere Tage auf weniger als die Hälfte der Gesamtlast reduziert. In den Sommermonaten sind starke tageszeitabhängige Spitzen der Solarerzeugung zu beobachten.

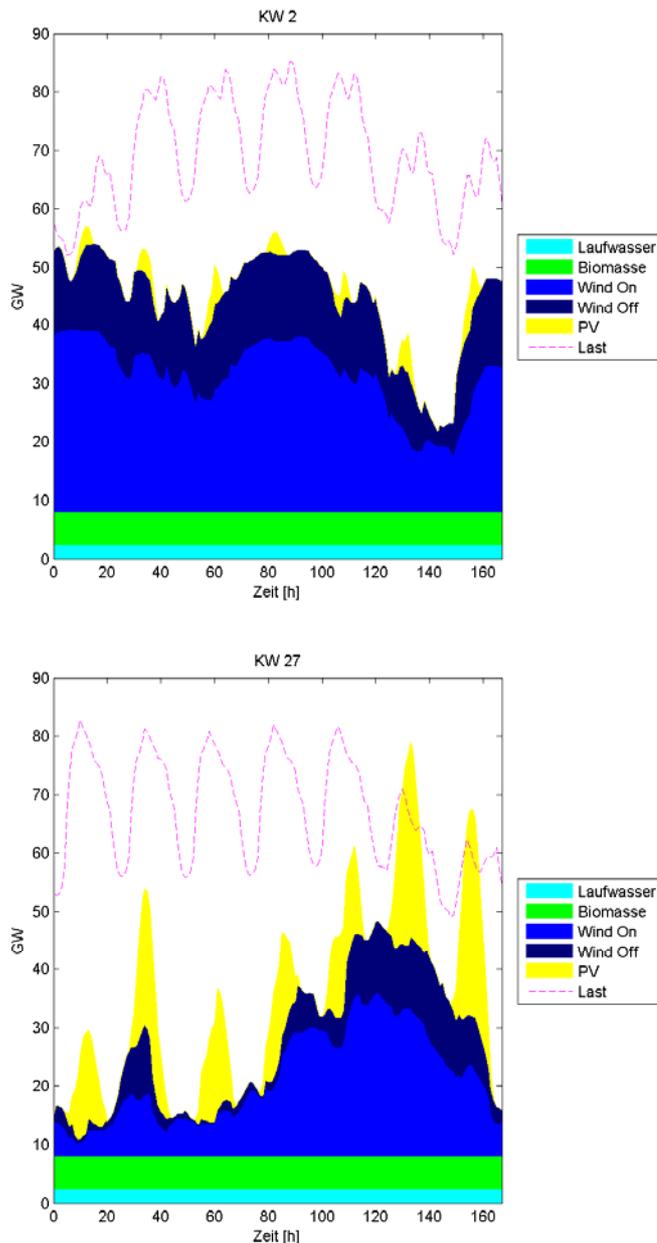


Abbildung 34: Einspeisung aus erneuerbaren Energien für zwei beispielhafte Wochen im VDE-AT40-Szenario im Jahr 2020

Die Bedeutung der veränderten Residuallast für den konventionellen Kraftwerkspark wird außerdem deutlich in der Darstellung der Histogramme der auftretenden Residuallastgradienten (Abb. 35).

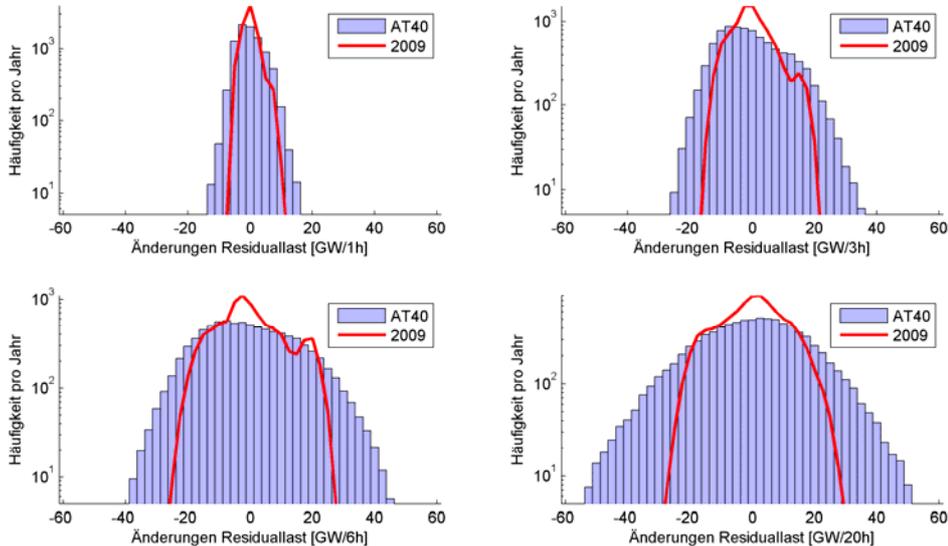


Abbildung 35: Gradienten der Residuallast im VDE-AT40-Referenzscenario im Vergleich mit dem Basisjahr 2009

Im Vergleich zur Last, die den traditionellen Betrieb der konventionellen Kraftwerke bestimmt, ergeben sich bei einer Nachbildung der zukünftigen Residuallastkurven deutlich höhere Gradienten. Betrachtet man zum Beispiel die Laständerung über 3 h, so steigt der maximale positive Gradient mit einer Häufigkeit von mehr als zehnmal im Jahr von 20 GW/3h auf über 32 GW/3h. In einer Stunde steigt diese Anforderung von 10 GW/h auf 16 GW/h. Abgesehen von den Extremwerten wird auch die Häufigkeit großer Gradienten deutlich anwachsen. Daraus resultieren höhere Anforderungen an die Lastwechselfähigkeit der thermischen Kraftwerke. Inwieweit diese mit dem vorhergesagten Kraftwerkspark beherrscht werden können, wird in Kapitel 7 genauer diskutiert.

5.4.1 Vorhersageunsicherheit bei der Einspeisung erneuerbarer Energien

Als wichtig ist hier zu bemerken, dass die bisherigen Überlegungen zu den Anforderungen infolge der Leistungsgradienten nicht die Unsicherheit der Einspeisevorhersage beinhalten, sondern nur für die erst im Nachhinein bekannten Gradienten der tatsächlichen Residuallast gültig sind. Unsicherheiten in der Vorhersage stellen eine zusätzliche Anforderung an die Lastwechselfähigkeit und dem zufolge an die Kraftwerkseinsatzplanung dar. So verursachen Prognoseabweichungen bei der Stromerzeugung aus fluktuierenden Quellen wie

Wind und Sonne einen zusätzlichen Regelbedarf. Darauf wurde schon in den Kapiteln 2 und 3 eingegangen.

Um die Prognoseunsicherheiten quantifizieren zu können, analysieren wir im Folgenden die veröffentlichten Einspeiseprognosedaten der Übertragungsnetzbetreiber. Für die Solarprognose verwenden wir die Daten der Regelzone der Tennet GmbH für den Raum Bayern im Zeitraum von Ende 2010 bis Mitte 2011. Für die Windprognose verwenden wir die Daten der Regelzone „50Hertz Transmission GmbH“ für das Jahr 2010. Diese Regelzonen nutzen heute jeweils den höchsten Anteil des jeweiligen erneuerbarer Energieträgers. Wir berechnen jeweils die relativen Fehler der Vortagsprognose und skalieren diese mit den angenommenen Kapazitäten für Wind und Sonne im VDE-AT40-Szenario.

In Abbildung 36 zeigt sich, dass bei heutigem Stand der Prognosetechnik Fehler der Vortagsprognose bis in den Bereich von 15 GW bei Windenergie und +30 GW bzw. -20 GW bei der Photovoltaik mit einer Häufigkeit von mehr als zehnmal pro Jahr auftreten.

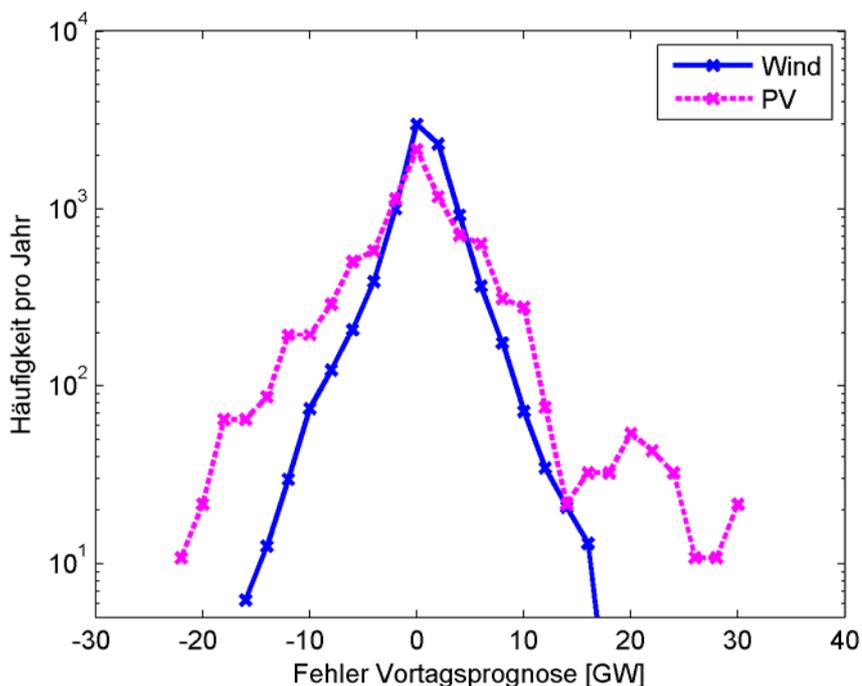


Abbildung 36: Hochrechnung der Abweichungen der Vortagsprognose für die Wind-, bzw. Solareinspeisung im VDE-AT40-Szenario, basierend auf der heutigen Prognosegüte

Trotz dieser Ergebnisse, die eine Zunahme des kurzfristigen Ausgleichsenergiebedarfs nahe legen, wird in der DENA Netzstudie II [10] kein Anstieg der notwendigen Regelenergie bis 2020 prognostiziert. Dies liegt jedoch daran, dass dort nur der Prognosefehler auf einer Zeitskala weniger Stunden als relevant für die Regelenergie berücksichtigt wurde. Damit wird implizit angenommen, dass zum Ausgleich der Fehler der Vortagsprognose immer mehr Leistung am Intraday-Markt

kurzfristig beschafft werden kann. Diese Entwicklung lässt sich an der Zunahme der Umsätze am Intraday-Markt bereits heute beobachten. Für den Betrieb der thermischen Kraftwerke bedeutet die absehbare Entwicklung der Einspeisung aus Erneuerbaren daher trotzdem eine verstärkte Tendenz hin zu häufigen, kurzfristigen Laständerungen mit großer Amplitude.

5.5 Räumlich-Zeitliche Modellierung des Kraftwerkseinsatzes im Referenzszenario AT40

Im Folgenden sollen nun die Auswirkungen der veränderten Residuallast auf den Betrieb des Kraftwerksparks mittels einer einfachen Einsatzsimulation untersucht werden.

5.5.1 Das Regionenmodell

Die Berechnungen dieses Kapitels beruhen auf einem europäischen technisch-ökonomischen Regionenmodell [37], welches für diese Studie regional auf Deutschland eingeschränkt wurde und folgend kurz beschrieben werden soll. In dem Modell ist Deutschland in sechs Onshore-Regionen unterteilt, die sich in etwa an den Regelzonen der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) orientieren. Dazu kommen noch je eine Offshore-Region für Nord- und Ostsee, wie in der Abbildung 38 abgebildet.

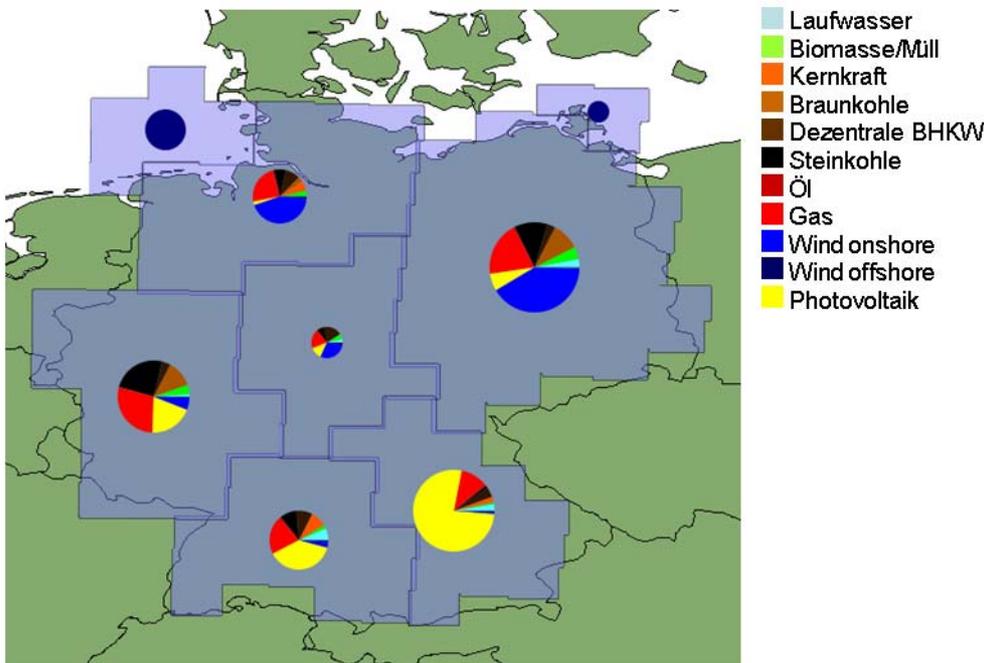


Abbildung 37: Regionen des verwendeten techno-ökonomischen Modells mit den regionalen Erzeugungskapazitäten (Quelle: Schaber/Siemens)

In jeder Region werden die Kraftwerke typabhängig aggregiert, wobei On- und Offshore-Wind, Photovoltaik, Biomasse/Müll, Laufwasser, Steinkohle, Braunkohle,

Uran, Gas, Dezentrale Blockheizkraftwerke (BHKW) und Pumpspeicher als separate Klassen modelliert werden. Die Gesamtkapazitäten der einzelnen Erzeuger richten sich nach dem jeweiligen Szenario. Ihre regionale Verteilung ist proportional zu den heutigen Installationen angenommen. Übertragungskapazitäten zwischen den Regionen werden ebenfalls aggregiert dargestellt. Als Speicher werden die heutigen Pumpspeicherwerke, jedoch keine neuartigen Druckluft- oder Wasserstoffspeicher verwendet.

Für jede Region werden dann aus Wetterdaten die Erzeugungspotenziale von Windenergie und PV in stündlicher Auflösung abgeleitet [25]. Zusammen mit der Lastkurve berechnet das technisch-ökonomische Modell dann gesamtkostenoptimale Fahrpläne für alle Kraftwerke und Speicher in jeder Region, sowie die optimalen Transporte zwischen den Regionen.

In einer linearen Optimierung werden auf Kraftwerksseite die verschiedenen Brennstoffkosten pro Kraftwerkstyp und maximale Laständerungsgradienten berücksichtigt. Beim Transport werden die Leistungsbegrenzungen der Leitung berücksichtigt, aber kein echter physikalischer Leistungsfluss berechnet. Speichereinsatz erfolgt ebenfalls im Sinne der Gesamtkostenoptimierung, d.h. Speicher werden eingesetzt, um im zeitlichen Mittel zusätzliche Erzeugung aus teuren Erzeugungseinheiten zu vermeiden. Die Einsatzplanung entspricht damit dem Merit-Order-System, ergänzt um die technischen Beschränkungen der Kraftwerksgradienten und die Netztransportkapazitäten.

Zur Genauigkeit der Einsatzplanung muss bemerkt werden, dass hier nicht kraftwerksscharf gerechnet wird, sondern auf einem regional aggregierten Level. D.h. alle Kraftwerke eines Typs werden in einer Region zu einem Ersatzblock zusammengefasst. Des Weiteren ist die zeitliche Auflösung der Einsatzrechnung eine Stunde, d.h. schnelle dynamische Effekte können nicht beschrieben werden. Ebenso sind Betrachtungen des Regelleistungsmarktes, der Reaktionen auf unvorhergesehene Schwankungen sowie der Netzsicherheitsaspekte, wie z. B. der Momentanreserve oder der Blindleistungsbereitstellung nicht Teil dieser Rechnungen. Kraftwerksscharfe Rechnungen mit einem detaillierteren, nicht-linearen Kraftwerksmodell und unter Berücksichtigung der Regelenergie sind im Moment an der Universität Rostock in Bearbeitung [50]. In diesem Bericht sollen aber schon einmal mit dem beschriebenen einfacheren Modell wichtige qualitative Ergebnisse erarbeitet werden.

Wir simulieren zwei Szenarien, um die Auswirkungen des Referenzszenarios mit dem heutigen Betrieb der Kraftwerke vergleichen zu können:

- 2009: Erzeugungs- und Transportkapazitäten entsprechen dem Stand 2009. Der Betrieb der Kraftwerkstypen wird durch die Optimierung berechnet.

- VDE-AT40: Die Erzeugungskapazitäten und Jahresenergiemengen entsprechen dem Referenzszenario AT40, das Transportnetz dem Stand 2009. Der Einsatz der Kraftwerke wird optimiert.

In beiden Szenarien wird kein Export oder Import modelliert, da ansonsten Annahmen über das europäische Umland erforderlich wären, die nicht Teil dieser Studie sind.

5.5.2 Typische Fahrpläne im Vergleich heute und im Szenario VDE-AT40

Ausschnitte aus den vom Modell berechneten optimalen Fahrplänen des Kraftwerksparks werden für beide Szenarien in Abbildung 39 dargestellt. Es werden die gleichen Beispielwochen wie in Abbildung 34 gezeigt.

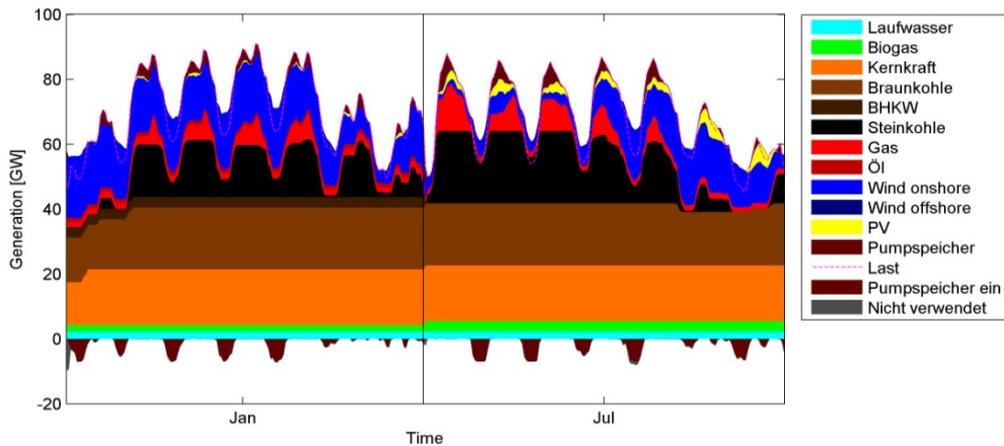
Zuerst soll bemerkt werden, dass das Simulationsmodell des heutigen Kraftwerksparks plausible Fahrpläne ergibt, in denen Braunkohle- und Kernkraftwerke die Grundlast liefern, die Steinkohle als Mittellastkraftwerk den groben Tag-/Nacht-Rhythmus regelt und die Gas- und Pumpspeicher die kurzfristigen Lastspitzen decken.

Für das Referenzszenario VDE-AT40 ist die kostenoptimale Betriebsweise jedoch stark verschieden und stellt neue Herausforderungen an die Flexibilität der thermischen Kraftwerke: Einerseits verdrängen die erneuerbaren Energien großteils die Grund- und Mittellastkraftwerke. Andererseits können trotz der weitgehenden Abschaltung der atomaren Erzeuger die Braunkohlekraftwerke nicht im konstanten Grundlastbetrieb fahren. Ein höherer Gesamtanteil an Mittel- und Spitzenlastkraftwerken ist damit wirtschaftlich sinnvoll. Die hohe Mittagsspitze der Solarerzeugung führt zum anderen dazu, dass es anstatt zu einer Bedarfsspitze pro Tag in Zukunft zwei Phasen mit hoher Residuallast geben wird: die Morgen- und die Abendstunden, mit einem starken Lastrückgang dazwischen. Dies führt zu zwei täglichen Zyklen für die Mittel- und Spitzenlastkraftwerke, so dass deren Anforderungen an die Lastwechselfähigkeit stark zunehmen. Insgesamt ist der Verlauf der Residuallast im 2020-Referenzszenario deutlich unregelmäßiger als heute. Kurzfristige Wetterschwankungen, die zu einem stark schwankenden Angebot der EE führen, machen schnell verfügbare, flexible Kraftwerke zusätzlich attraktiv.

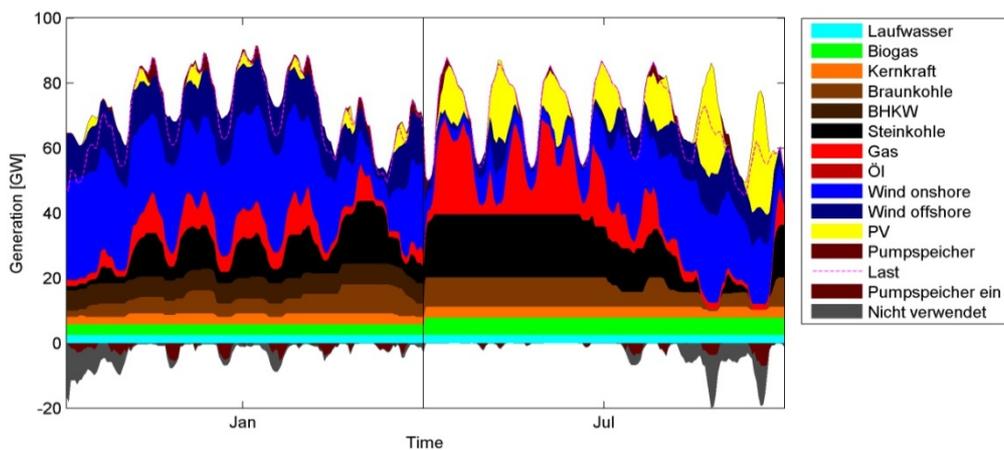
Es ergeben sich auch signifikante Änderungen für den Betrieb der Pumpspeicherwerke. Einerseits werden die heutigen regelmäßigen Tag-Nacht-Rhythmen durch wesentlich unregelmäßigere Einsätze zum Abfedern der Schwankungen der erneuerbaren Erzeugung abgelöst. Interessanterweise zeigen die Modellergebnisse gleichzeitig auch Perioden auf, in denen die Pumpspeicher sehr wenig benutzt werden, zum Beispiel in der ersten Hälfte der dargestellten Juliwoche. Dies lässt sich dadurch erklären, dass in dieser Zeit mit hoher

Residuallast Tag und Nacht etliche teure Gaskraftwerke im Einsatz sind und damit die täglichen Preisschwankungen zwischen Tag und Nacht im Hinblick auf die Merit-Order sehr klein ausfallen. Der Einsatz der Pumpspeicher, der ja immer mit Verlusten verbunden ist, lohnt sich in diesem Zeitraum daher nicht.

Bezüglich der temporären Energieüberschüsse im Gesamtsystem treten zwei unterschiedliche Situationen auf. Zum einen ergeben sich im Winter längere Phasen, in denen die Windenergie weite Teile der Stromnachfrage decken kann (siehe z. B. die ersten Tage der Januarwoche in der Abbildung 38 b). Obwohl in Deutschland insgesamt ein Leistungsüberschuss auftritt, können einige fossile Kraftwerke im Süden nicht vom Netz genommen werden, da der notwendige Energietransport von Nord nach Süd nicht mit dem heutigen Netz realisiert werden kann. Im Sommer hingegen ergeben sich kurzzeitige Solarspitzen in den Nachmittagsstunden. Abgesehen von eventuellen Transportproblemen sind die Überproduktionen hier vor allem durch die Trägheit der thermischen Kraftwerke zu erklären, die nicht für wenige Stunden komplett aus dem Netz genommen werden können. Die Überschüsse können und werden zur Aufladung der Pumpspeicherwerke genutzt. Jedoch liegen die Leitungsspitzen teilweise deutlich über der Speicherleistung der vorhandenen Pumpspeicherwerke, weshalb WEA- und PV-Leistung abgeregelt werden muss.



A)



B)

Abbildung 38: Energiemix für zwei beispielhafte Wochen. A) Szenario 2009, b) VDE-Szenario AT40 im Jahr 2020

5.6 Diskussion

Als Konsequenz des Ausbaus der Erneuerbaren ergeben sich signifikante und vielfach neue Herausforderungen für alle Bereiche des Energiesektors. Für die hier im Fokus stehenden Flexibilitätsanforderungen an die thermischen Kraftwerke lassen sich vor allem folgende Stichpunkte hervorheben:

- Niedrigere Auslastung
- Erhöhung der Startzahl
- Häufige, hohe Gradienten
- Unsicherheiten in der Planung

Bevor wir in die Diskussion der Zusammenhänge mit den Veränderungen der Auslastung und der Startzahl der Kraftwerke einsteigen, soll der Residuallastverlauf

lassen sich dagegen die Volllaststunden und die Unterbrechungen sämtlicher Lastbänder für das gesamte Jahr im VDE-AT40-Szenario ablesen.

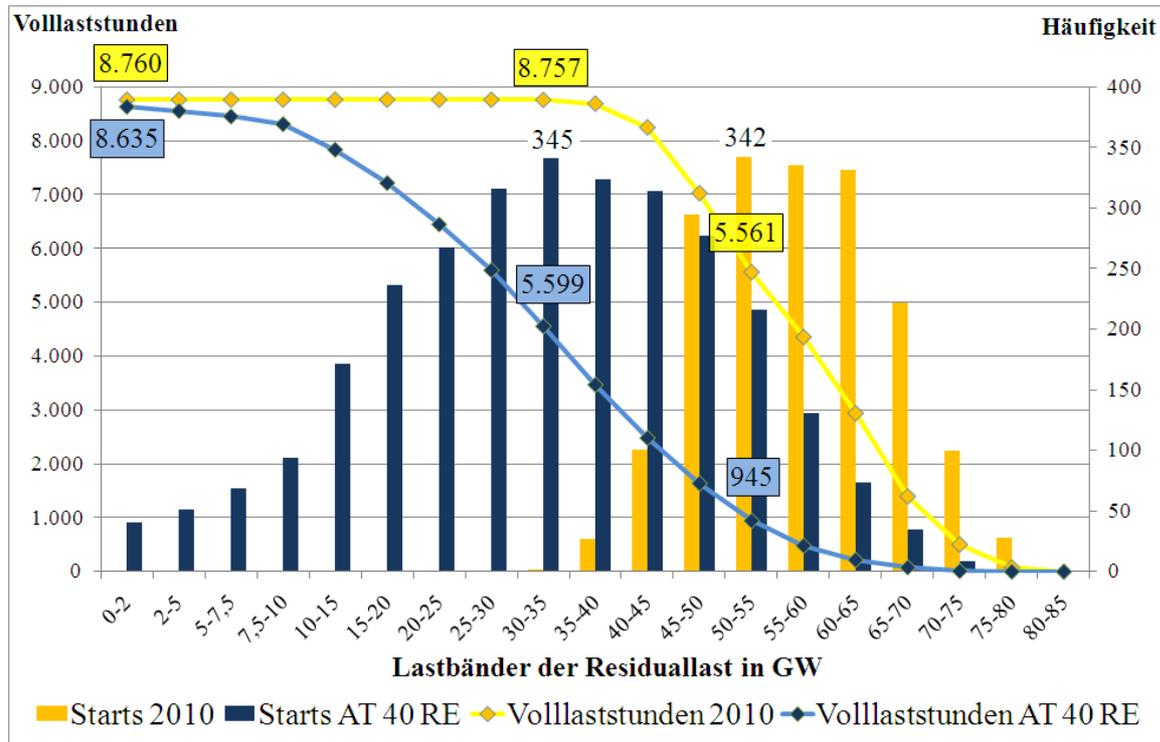


Abbildung 40: Volllaststunden und Starthäufigkeit für verschiedene Residuallastbänder, Szenario VDE-AT40 im Vergleich zum Jahr 2010

Wie anhand der vergleichenden Gegenüberstellung deutlich zu erkennen ist, liegen die Volllaststunden der verschiedenen Lastbereiche für das Jahr 2010 über denen des untersuchten AT40-Szenarios. Während im Jahr 2010 die Lastbänder von 0 bis 35 GW nahezu das gesamte Jahr durchlaufen und erst in den darüber liegenden Lastbereichen unterbrochen werden (Grundlastbetrieb), ist im Szenario AT40 schon im niedrigsten Bereich von 0 bis 2,5 GW eine verringerte Volllaststundenzahl zu verzeichnen. Der Grundlastbedarf geht also deutlich zurück.

Es ist ebenfalls sichtbar, dass die Häufigkeitskurve der Anfahrvorgänge um ca. 20 GW in Richtung kleinerer Lastbänder verschoben wird. Sind es heute ca. 20 bis 25 GW Kraftwerksleistung, die täglich angefahren werden, so werden es in 10 Jahren ca. 30 bis 35 GW, die einen täglichen Start durchführen. Das bedeutet letztendlich, dass infolge der fluktuierenden Einspeisung der erneuerbaren Energien innerhalb eines Tages sehr hohe Schwankungen der Residuallast durch An- und Abfahren thermischer Anlagen (alternativ: Speicher) ausgeglichen werden müssen [34].

Das Bild zeigt, dass die thermischen Anlagen insgesamt deutlich weniger ausgelastet werden. Beispielsweise sinkt der Bedarf für Anlagen mit typischer Grundlast-Auslastung von größer 7000 h (Kernkraftwerke und Braunkohle-Kraftwerke) von heutigen 35 bis 40 GW auf ca. 20 GW in 2020 und entspricht dann

in etwa der Leistung der zu diesem Zeitpunkt noch in Betrieb verbleibenden Kern- und Braunkohlekraftwerke.

Die häufigen, hohen Lastgradienten haben viele Auswirkungen. Sie können sowohl aus der Perspektive der abzudeckenden Residuallast, also von der Erzeugungsseite, wie auch von der Netzseite betrachtet werden. In der Abbildung 41 sind zunächst die Häufigkeiten der stündlichen Lastgradienten für das Jahr 2010 und im AT40RE Szenario aufgeführt. Darin ist zu erkennen, dass die stündlichen Veränderungen im Jahr 2010 kaum mehr als minus 6 GW und plus 8 GW betragen. Die deutliche Mehrheit der Gradienten lag zwischen ± 2 GW pro Stunde.

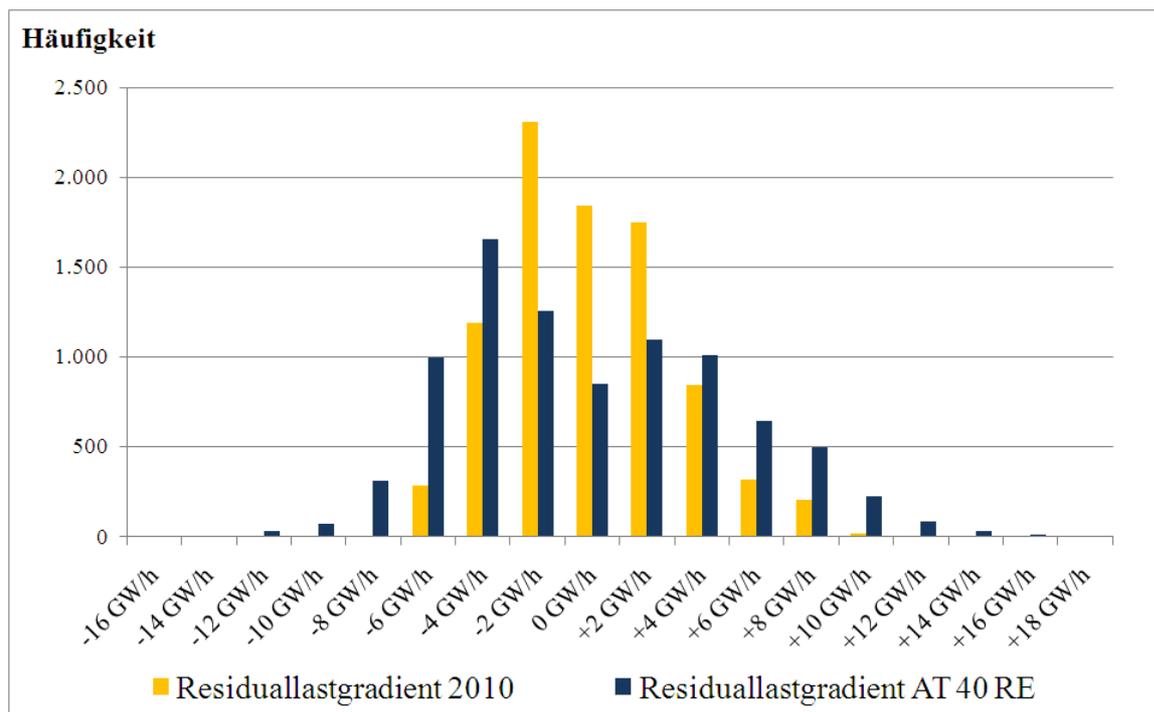


Abbildung 41: Residuallastgradienten pro einer Stunde, Vergleich des Jahres 2010 und des Szenarios VDE-AT40

Im Vergleich zu den Werten für das Jahr 2010 weisen die stündlichen Residuallastgradienten in dem Szenario AT40 eine deutlich breitere Verteilung auf. So sind Lastwechsel von über 8 GW pro Stunde, sowohl in positive als auch in negative Richtung, zu verzeichnen. Außerdem kommt es im AT40-Szenario nur noch 850 mal vor, dass zwischen zwei aufeinander folgenden Stunden keine Leistungsänderung (0 GW/h) auftritt, gegenüber 1 900 derselben Ereignisse im Jahr 2010.

Wird die Residuallast des Szenarios AT40 mit dem Verlauf der verwendeten Netzlast verglichen, ergeben sich weitere Erkenntnisse. Wie bereits in der Abbildung 35 als die Häufigkeitsverteilung der (Residual-) Lastgradienten dargestellt, sind stündliche Schwankungen der reinen Last jenseits von 10 GW sehr selten zu verzeichnen. Diese Grenze wird bei der Residuallast im betrachteten Szenario auf 20 GW

verschoben. Für Änderungen im Zeitraum von 3 h verschiebt sich die maximale Grenze der Residuallast von 20 GW auf 35 GW und auch die weiteren Zeiträume (6 und 20 Stunden) weisen in etwa eine Verdoppelung der Grenze auf.

Diese analytischen Grenzwerte, die relativ seltene Ereignisse darstellen, müssen für einen sicheren Netzbetrieb durch dafür vorgesehene Maßnahmen beherrschbar sein. Die kritischen Situationen werden möglicherweise beim Zusammenkommen hoher Einspeisung aus regenerativen Energiequellen zu Zeiten niedriger Last, d.h. am früheren Wochenend-Nachmittag, zu erwarten sein.

In dem Zusammenhang gesehen ist die Verstärkung der Stromtransport-Infrastruktur als unabdingbare Voraussetzung des weiteren Ausbaus regenerativer Energien zu sehen und dies ist bereits mehrfach zum Ausdruck gebracht worden. Durch ein leistungsfähiges Übertragungsnetz können sich die Fluktuationen der einzelnen Erzeugungsregionen teilweise ausgleichen, wodurch die Häufigkeit großer Schwankungen bei Betrachtung des gesamten deutschen Gebietes abnimmt. Wegen der sich auch zukünftig abzeichnenden, begrenzten Übertragungsfähigkeit der Netze kann dieser Effekt in der Realität nicht voll genutzt werden. Es ist daher zukünftig notwendig, Windparks mit regional verfügbaren Kraftwerken innerhalb ihrer Zone bereits einen teilweisen Ausgleich der Fluktuationen vornehmen zu lassen, um damit Überlastungen von Übertragungsleitungen zu vermeiden. Durch die Bildung von Energieregionen mit entsprechend ausgebauten internen Übertragungskapazitäten ergeben sich potentiell geringere Erzeugungsüberschüsse. Die derzeitigen Tendenzen im Übertragungsnetz, Regelzonen innerhalb Deutschlands zu größeren Einheiten zusammenzufassen, gehen in diese Richtung. Auch die Verstärkung von grenzüberschreitenden Leitungsverbindungen würde helfen, Erzeugung und Verbrauch in größeren Zonen besser in Einklang zu bringen. Sollten die beschriebenen Möglichkeiten ausgeschöpft sein, muss auf sich anbietende Alternativen zurückgegriffen werden. In zunehmend wahrscheinlicher werdenden Situationen von hoher Winderzeugung und gleichzeitiger Einspeisung anderer regenerativer Energieträger, wie PV, Laufwasser und Biomasse, bei Unterstellung von lokal bestehenden Netzengpässen soll dann auf Möglichkeiten zur Speicherung des überschüssigen Windstroms zurückgegriffen werden. In diesen Situationen sollen hauptsächlich Technologien mit flexiblen Eigenschaften zur Aufnahme von größeren Stromüberschussmengen Hilfe verschaffen. Da die Pumpspeicherkraftwerke eine geringe Energieaufnahmekapazität haben, kann in solchen Situationen die Verwendung von Elektrolyse mit anschließender Methanisierung durch Synthese mit CO₂ zur Produktion von synthetischem Erdgas eine praktikable und relativ schnell umsetzbare Lösung werden. Diese Alternative wird bereits von mehreren Stellen in Demonstrationsprojekten auf ihre technische und wirtschaftliche Umsetzbarkeit geprüft. Sollten hier keine Lösungen umgesetzt werden, wird mit zunehmenden Redispatching zu rechnen sein, wie im Kapitel 8 beschrieben.

Hinsichtlich des Betriebs thermischer Kraftwerke stellen die sinkende Auslastung, häufigere Starts und hohe Gradienten erhebliche technische und wirtschaftliche Herausforderungen dar. Häufige Lastwechsel verursachen häufige hohe Temperaturdifferenzen und damit starke thermische Spannungen in den Kraftwerksblöcken, was zu erhöhtem Verschleiß wichtiger Kraftwerkskomponenten führt. Häufige Anfahrvorgänge generieren zusätzlich Kosten durch den zusätzlichen Brennstoffverbrauch im Anfeuerungsvorgang. Darüber hinaus weisen thermische Kraftwerke typischerweise im Teillastbetrieb reduzierte Wirkungsgrade auf, was wiederum zu einem erhöhten Brennstoffbedarf pro erzeugter Energieeinheit führt. Aus Sicht der Einsatzplanung sind hohe, schnelle Gradienten der Residuallast ebenfalls eine Herausforderung, da hier große Kraftwerksparks gemeinsam handeln müssen. Jede zusätzliche kWh Erzeugung aus Erneuerbaren bedeutet eine sinkende Auslastung der konventionellen Kraftwerke. Im AT40-Szenario geht z. B. die durchschnittliche Auslastung gasbefeuerter Anlagen und Kraftwerke deutlich zurück. Diese Entwicklung stellt die Kraftwerke vor große wirtschaftliche Herausforderungen, da innerhalb weniger Betriebsstunden die Investitionskosten verdient werden müssen.

All diese Herausforderungen lassen einen grundsätzlichen Wandel der Rolle thermischer Kraftwerke erkennen. Waren diese bisher hauptsächlich als Energieerzeuger eingesetzt worden, so rückt in Zukunft immer stärker die Rolle des Systemdienstleisters in den Vordergrund: Die thermischen Anlagen müssen neben der Sicherung einer ausreichenden Leistungsreserve immer mehr die fluktuierende Einspeisung der Erneuerbaren ausgleichen. Zusätzlich fällt heute und in naher Zukunft die Erbringung wichtiger Netzsystemdienstleistungen hauptsächlich den thermischen Kraftwerken zu. Dazu zählen unter anderem Regel- und Blindleistungsbereitstellung, Schwarzstartfähigkeit oder die Kurzschlussstromerbringung, die allesamt benötigt werden, um einen sicheren Betrieb der Übertragungs- und Verteilnetze zu gewährleisten.

Wie bereits erwähnt, müssten diese Eigenschaften der thermischen Kraftwerke entsprechend monetär berücksichtigt werden. Zur Sicherstellung der Wirtschaftlichkeit des Kraftwerksbetriebs ist eine Prüfung der bestehenden Vermarktungsmöglichkeiten nötig. Vorschläge und Möglichkeiten hierfür werden in den folgenden Kapiteln vorgestellt.

6 Netz und Handel

Die elektrische Energieversorgung in Europa verzeichnete im 20. Jahrhundert ein rasantes Wachstum. Von einzelnen kleinen Netzen in Städten über regionale Verteilnetze entstand ein schließlich europaweites elektrisches Verbundsystem. Dabei wurde das heutige 380 kV-Netz in Deutschland im Wesentlichen erst ab 1950 gebaut. Die Prämisse der verbrauchsnahe Erzeugung war eine wesentliche Randbedingung bei der Strukturierung und Auslegung des Netzes. Das Gebiet mit einer synchronen Netzfrequenz von 50 Hz wurde kontinuierlich erweitert, und ermöglicht so das heutige bekannte hohe Niveau der Versorgungssicherheit in Europa. Die Hauptaufgabe des damaligen Verbundnetzes war die gegenseitige Vorhaltung von Reserveleistung bei Kraftwerksausfällen und die Sicherstellung der Synchronität.

Die Veränderung der gesellschaftlichen, politischen und damit auch regulatorischen Rahmenbedingungen stellt nunmehr aktuell und vermehrt in der Zukunft andere Anforderungen an die heutigen Übertragungsnetze. Die energiepolitischen Ziele der EU und deren nationale Umsetzung führen zu einem wesentlichen Wandel der Netze von vorgenannten Zielen hin zu der Funktion eines Marktplatzes für elektrische Energie. Das Netz ist der physische Teil des Marktgeschehens für die elektrische Energie.

6.1 Aufgaben des Übertragungsnetzes

Die Betreiber von Übertragungsnetzen sind für die Bereitstellung der Systemdienstleistungen verantwortlich und beschaffen sich diese am Markt, so dass ein hohes Niveau der Versorgungsqualität und die Betriebssicherheit des Netzes aufrechterhalten werden kann. Im Folgenden soll untersucht werden, welchen Einfluss der Ausbau der EE auf die Systemdienstleistungen hat. Die Systemdienstleistungen sind in den Grid Codes festgelegt:

Frequenzhaltung

Die Frequenzhaltung umfasst die Primär-, Sekundärregelung und Minutenreserve der Kraftwerke. Da die Frequenz eine globale Netzgröße darstellt, ist eine Koordination der Regelfähigkeit im europäischen Verbundnetz entsprechend den ENTSO-E-Empfehlungen erforderlich. Insgesamt muss in Europa eine Regelleistung von 1 % der Spitzenlast, also 3 000 MW bereitgehalten werden. Jeder Staat muss sich entsprechend seinem elektrischen Jahresenergieverbrauch im Vergleich zum Gesamtenergieverbrauch der ENTSO E Region Central Europe an dieser Regelleistung beteiligen. Die Regelleistung wird von den Kraftwerksbetreibern angeboten und wird entsprechend den Angebotspreisen in einer Liste (Merit-Order) zusammengestellt. Die Bilanzkreisverantwortlichen melden den Fahrplan ihres

Bilanzkreises und sind dafür verantwortlich, diesen auszugleichen (Ausgleichsleistung), sodass hierfür keine Regelleistung vorzuhalten ist.

Der Regelleistungsbedarf ist bis heute unabhängig von der Höhe des Anteils der erneuerbaren Energien definiert. Der Ausbau der Erneuerbaren hat folgenden Einfluss auf die Netzdienstleistungen:

Spannungshaltung und Blindleistungsbereitstellung

Das zugelassene Spannungsband ist an allen Netzknoten einzuhalten. Hierzu muss Blindleistung lokal erzeugt werden, da sie wegen des hohen induktiven Widerstandes des Netzes nicht weit transportiert werden kann. Des Weiteren sollen Blindleistungsflüsse über Kuppelknoten zu benachbarten Übertragungsnetzen gering gehalten werden, um die durch den Transport von Blindleistung entstehenden Verluste gering zu halten und die Kapazitäten des Netzes für den Transport von Blindleistung frei zu halten. Dies erfordert eine Abstimmung zwischen benachbarten ÜNB. Die Spannungshaltung zählt zu den Aufgaben des Netzbetreibers und ist bereits in den Netznutzungsentgelten berücksichtigt. Der Blindleistungsbedarf des Netzes wird derzeit hauptsächlich von den aktiven konventionellen Kraftwerken bereitgestellt. Wenn diese wegen einer hohen Erzeugungsquote aus EE abgeschaltet sind, übernehmen bereits heute die EE, derzeit moderne Windparks, diese Aufgabe teilweise mit. Probleme können hierbei entstehen, wenn diese überwiegend am Rand des Netzes angesiedelt sind, z. B. hoher Anteil an Offshore-Windenergie. Durch die Stilllegung von Kraftwerken im Binnenland entstehen hier lokale Blindleistungsengpässe, wodurch die Übertragungskapazität der Leitungen sinkt. Eine vorübergehende Möglichkeit zur Blindleistungskompensation stellen die stillgelegten Kernkraftwerke dar, die Generatorleistungen bis 1 650 MVA haben. Wenn diese Generatoren im Phasenschieberbetrieb (ohne Dampfturbine) betrieben werden, können lokale Blindleistungsengpässe vermieden werden.

Versorgungswiederaufnahme

Der ÜNB hat in seinem Netz sicherzustellen, dass nach einem Blackout ein rascher Wiederaufbau des Netzes nach einer Großstörung möglich ist und dass die dafür vorgesehenen Maßnahmen vorbereitet sind. Hierzu gehören die Inselbetriebsfähigkeit aller und die Schwarzstartfähigkeit ausgewählter Kraftwerke, die in jeder Regelzone vorhanden sein müssen. Unter Schwarzstartfähigkeit versteht man, dass ein Kraftwerk ohne Verbindung zum Netz (schwarz) aus eigener Kraft z. B. über eigene Dieselgeneratoren starten kann. Da die EE, abgesehen von einem kleinen Anteil an Biomasse und Geothermie, hauptsächlich vom Dargebot abhängig sind, ist mit Ihnen allein derzeit keine sichere Versorgungswiederaufnahme möglich. Daher kommen hierfür auch in Zukunft lediglich schnell startfähige thermische

Kraftwerke und Wasserkraftwerke in Frage. Langfristig müssen die EE in Richtung Schwarzstartfähigkeit weiterentwickelt werden.

Diese Systemdienstleistungen werden von den ÜNB für ihr jeweiliges Netz beschafft. Diese Kosten für diese Leistungen sind in den Netzentgelten enthalten.

6.1.1 Primärregelung

Kinetik der Schwungmassen

Bei einem plötzlichen Leistungsdefizit, z. B. durch Abschaltung eines Windparks oder Ausfall eines Kraftwerks mit großer installierter Leistung, wird das Leistungsgleichgewicht von Erzeugung und Last gestört. Hierdurch entsteht ein Frequenzrückgang und die fehlende Leistung wird zunächst aus den Schwungmassen der Generatoren entnommen. Der anfängliche Frequenzgradient wird durch die Kinetik der Schwungmassen aller im Netz aktiven konventionellen und regenerativen Generatoren bestimmt (Abb. 42).

Der Frequenzgradient ist hierbei gegeben durch [7]:

$$\frac{\Delta f}{\Delta t} = -\frac{f_n}{T_A} \cdot \frac{\Delta P}{P_n}$$

mit:

$\Delta f/\Delta t$ Anfangsgradient der Frequenz

f_n Netzfrequenz

$\Delta P/P_n$ relatives Leistungsdefizit bezogen auf die Nennleistungen der Generatoren

T_A Anlaufzeitkonstante der Generatorschwungmassen.

Photovoltaikanlagen haben keine natürlichen Schwungmassen und speisen überwiegend frequenzunabhängig je nach Strahlungsdargebot Leistung in das Netz ein. WEA besitzen zwar mit Rotor und Generator nicht unerhebliche Schwungmassen, da sie aber gewöhnlich über Umrichter ans Netz angeschlossen sind, können diese Schwungmassen nicht zur Frequenzstabilisierung beitragen. Derzeit hat die mittlere Netzanlaufzeitkonstante einen Wert von 10 Sekunden. Wenn die Zahl der thermischen Kraftwerke und damit die Schwungmasse, bei überwiegend regenerativer Einspeisung halbiert wird, bedeutet dies, dass die relative Anlaufzeitkonstante im Netz halbiert wird und sich hierbei die anfänglichen Frequenzgradienten verdoppeln.

Beispielsweise sind bei einem Leistungsdefizit von 10 % bei o. g. Anlaufzeitkonstante von 10 s Frequenzgradienten von 0,5 Hz/s zu erwarten. Ohne

Einfluss der Frequenzregelung würde hierbei innerhalb von 2,5 Sekunden die Untergrenze der Netzfrequenz von 47,5 Hz erreicht, bei der sich alle thermischen Kraftwerke abschalten müssen um keinen mechanischen Schaden zu nehmen. Wenn durch vermehrten Einsatz von Erzeugungsleistung mit Leistungselektronik die mittlere Anlaufzeitkonstante auf 5 s absinkt, entstehen bei dem gleichen Defizit bereits Frequenzgradienten von 1 Hz/s, wodurch bereits in 1,25 s diese untere Frequenzgrenze erreicht wird und die Primärregelung muss viel rascher reagieren.

Das dynamische Frequenzminimum f_d (Abb. 42) darf nie den unteren Frequenzwert von 47,5 Hz unterschreiten, da dann das Netz zusammenbricht. Es wird durch die möglichen Anfangs-Leistungsgradienten dP_G/dt der Kraftwerke bestimmt, die Primärregelung bereitstellen [7]:

$$f_d = -\frac{f_n}{T_A} \cdot \frac{(\Delta P)^2}{2P_n \frac{dP_G}{dt}}$$

Je kleiner die Netzanlaufzeitkonstante T_A wird, umso größer müssen die Regelgradienten der thermischen Kraftwerke werden. Bei einer Netzanlaufzeitkonstante von 10 s und einem Leistungsdefizit von 10 % muss der Leistungsgradient dP_G/dt der primär geregelten Kraftwerke bezogen auf die Netzlast 1 %/s betragen. Wenn die Netzanlaufzeitkonstante durch den zunehmenden Einsatz von EE auf 5 s sinkt müssen die Leistungsgradienten 2 %/s betragen, damit die untere Grenze des dynamischen Frequenzminimums von 47,5 Hz nicht unterschritten wird.

Primärregler

Die Primärregelung stellt eine automatische Funktion der Turbinenregler dar. Als proportionale Regel-Reaktion auf Frequenzänderungen wird das Leistungsgleichgewicht bei einer Frequenzabweichung f_s durch Ungleichgewicht zwischen Erzeugung und Last hergestellt (Abb. 42).

Die Primärregelung stellt ein solidarisches Prinzip im Synchronbetrieb dar, bei dem sich alle an der Primärregelung beteiligten Kraftwerke entsprechend der an den Reglern eingestellten Statik proportional an der Ausregelung des Leistungsdefizits beteiligen.

Die einzelnen Regelblöcke sollen sich anteilig entsprechend ihrer Jahresarbeit an der Primärregelleistung beteiligen.

Für den deutschen Regelblock, der aus vier Regelzonen besteht, bedeutet dies ein Regelvermögen von 567 MW (von 3 000 MW). Diese Leistung wird auf die einzelnen Regelzonen in Deutschland entsprechend aufgeteilt.

Es ist zu überprüfen, ob die Dimensionierung der Regelleistung von heute 3 000 MW im europäischen Netz auch zukünftig noch ausreichend ist. Gegebenenfalls sind sowohl die Regelleistung zu erhöhen wie auch der maximale Regelgradient anzupassen. Dies muss einheitlich für alle Staaten innerhalb des Synchrongebietes Central Europe von ENTSO E erfolgen und kann nicht unabgestimmt innerhalb einer Regelzone oder eines Regelblocks erfolgen. Es gibt Überlegungen, die EE an der Primärregelung zu beteiligen. Für die Bereitstellung von positiver Regelleistung müssten sie aber ein Regelband freihalten und können dann nicht mit voller Leistung einspeisen.

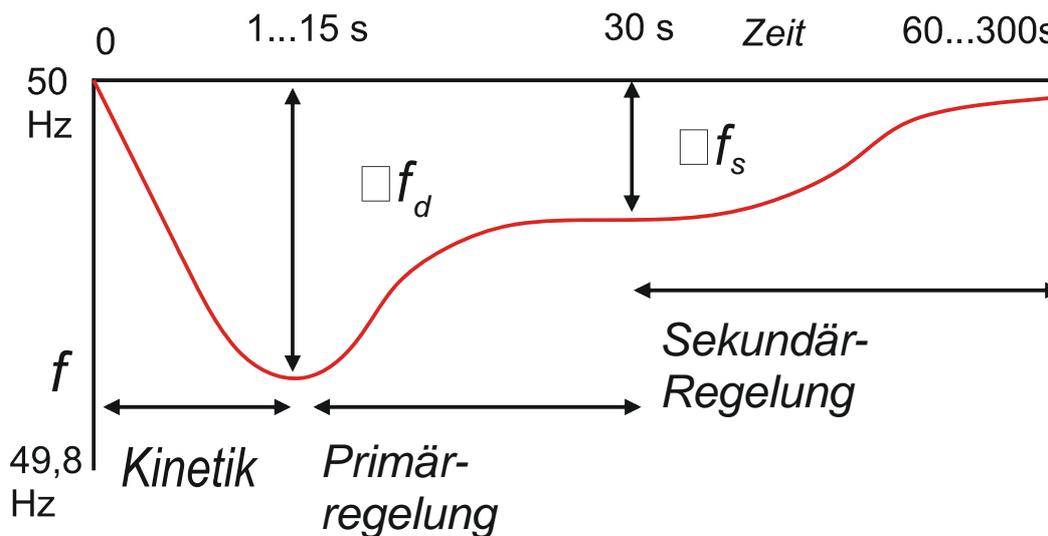


Abbildung 42: Frequenzverlauf bei Primär- und Sekundärregelung

6.1.2 Sekundärregelung

Die Sekundärregelung ist eine zentralisierte automatische Funktion, um die Erzeugung in einer Regelzone so zu regeln, dass deren Austauschleistungen gegenüber allen anderen Regelzonen auf einem Sollwert gehalten werden und die Frequenz auf ihren Sollwert zurückgeführt wird, um so die für die Primärregelung eingesetzten Leistungsreserven (Primärregelreserve) wieder verfügbar zu machen.

Am Sekundärregler wird die Austauschleistung zwischen den Regelzonen eingestellt, die sich aus der Summe aller angemeldeten Fahrpläne der Bilanzkreise innerhalb einer Regelzone ergibt. Die Aufgabe des Sekundärreglers ist aber nicht, dauerhaft Fahrplanausregelungen bei Abweichungen in den Bilanzkreisen vorzunehmen sondern nur vorübergehend diese Aufgabe zu übernehmen, bis die Bilanzkreise über den freien Stromhandel (z. B. Intra-Day-Handel) ihre individuellen Fahrplanabweichungen selbst ausgeglichen haben.

In Deutschland wird die Bereitstellung der Sekundärregelleistung in den vier Regelzonen gemeinschaftlich im Netzregelverbund sichergestellt. So wird erreicht, dass nach der Ausschreibung des jeweiligen Bedarfs innerhalb des Netzregelverbundes immer der günstigste Anbieter aus der gemeinsamen Merit-

Order-Liste zum Zuge kommt. Außerdem wird vermieden, dass die beteiligten Regelzonen u. U. Sekundärregelleistung genau gegenläufig einsetzen (Abb. 43).

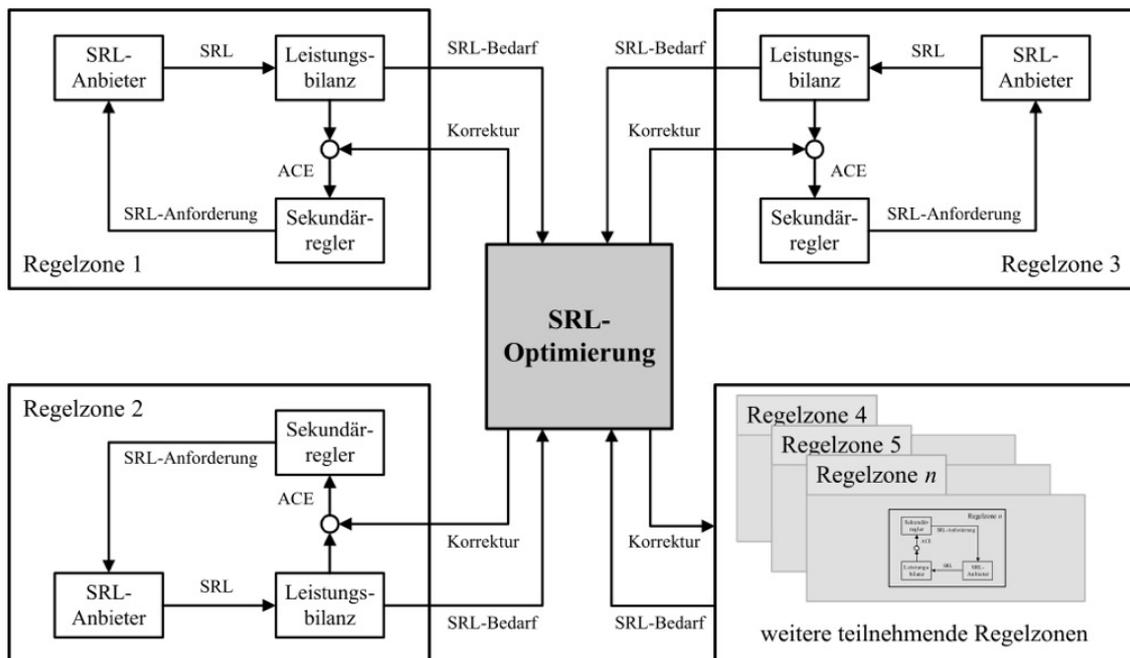


Abbildung 43: Netzregelverbund mit Sekundär-Regelleistungs-Optimierung (Quelle: FNN)

Über die sogenannte Tertiärregelung wird dann das vorgesehene Regelband der Sekundärregelung wieder freigegeben. Die Rückführung der Frequenz und der Übergabeleistungen auf den Sollwert sollte spätestens nach 30 s beginnen und nach 15 min. abgeschlossen sein. Sie ist damit von der Primärregelung zeitlich entkoppelt, die nach 30 s abgeschlossen sein soll. Die Ansprechempfindlichkeit des Sekundärreglers soll 1,0 bis 1,5 mHz betragen. Die Sekundärregelleistung wird in Deutschland mit rd. +/- 2 200 MW bei quartalsweiser Aktualisierung dimensioniert (s. Tab. 5).

6.1.3 Minutenreserve

Die Aktivierung der Minutenreserve erfolgt von dem Übertragungsnetzbetreiber, in dessen Regelzone eine Fahrplanabweichung aufgetreten ist, wenn absehbar ist, dass das Leistungsungleichgewicht länger als 15 Minuten bestehen bleiben wird. In diesem Fall wird durch den Abruf der Minutenreserve die Sekundärregelleistung abgelöst, so dass sie wieder für weiteren Regelbedarf zur Verfügung steht.

Die Ausschreibung der Minutenreserveleistung erfolgt werktäglich für den nächsten Tag bzw. an einem Freitag für die nächsten drei Tage. Der Abruf der Minutenreserveleistung erfolgt nach einer auf die vier Übertragungsnetzbetreiber aufgeteilten Merit-Order-Liste. Es wird angestrebt, dass der Abruf auf Grundlage einer gemeinsamen deutschlandweiten Merit-Order-Liste automatisch erfolgt. Dieses

komplexe System bedarf insbesondere vor dem Hintergrund der Systemsicherheit noch Vorbereitungszeit.

Tabelle 5: Übersicht der Typen von Regelenergie

Spezifikation	Primärregelleistung	Sekundärregelleistung	Minutenreserve
vollständiger Abruf nach	30 s	5 min	15 min
Abrufdauer	0 ... 15 min	60 min	1 h (1/4-h-Raster)
Umfang in Deutschland	567 MW	ca. +/- 2200 MW	ca. -2400 MW +1700 MW

6.2 Regelzone und Regelblock

Die Organisation des Strommarktes erfolgt über Bilanzkreise (BK), die weiter unten in ihrer Funktion dargestellt sind. Die Bilanzkreisverantwortlichen melden Fahrpläne an, die im Raster von Viertelstunden die Leistungsbilanzsummen des BK angeben. Aus den Fahrplänen der einzelnen BK wird ein Gesamtfahrplan für jede der vier Regelzonen zusammengestellt. Hieraus ergeben sich die Leistungsflüsse für das Übertragungsnetz und die Kuppelstellen zum benachbarten Ausland, ebenfalls im Raster von Viertelstunden.

Dieser Fahrplan soll genau eingehalten werden, auch dann wenn einzelne BK von ihren Fahrplänen abweichen. Abweichungen vom Fahrplan machen sich in Frequenzänderungen bemerkbar, die zunächst von der Primärregelung und dann durch den Netzregler (Sekundärregler) ausgeregelt werden.

Fahrplanabweichungen bei den Einspeisungen oder der Netzlast sind durch die Bilanzkreisverantwortlichen auszugleichen und werden durch Erhöhung oder Verminderung von Kraftwerksleistung ausgeregelt. Die hierfür erforderliche Energie wird als Regel- und Ausgleichsenergie bezeichnet. Im europäischen Übertragungsnetz werden hierzu Regelblöcke und Regelzonen gebildet (Abb. 44).

Die Regelzone ist die kleinste Einheit eines Verbundsystems, die mit den oben dargestellten Netzreglern ausgerüstet ist. Mehrere Regelzonen können einen Regelblock bilden. In einer Regelzone muss entsprechend dem Operational Handbook der ENTSO-E ein primäres Mindestregelvermögen sichergestellt sein. Nach einer Frequenzabweichung im Übertragungsnetz und entsprechender netzübergreifender Primärregelung zur Stabilisierung der Netzfrequenz muss die verursachende Regelzone ausreichend Sekundärregelleistung bereit stellen, um die

gesamte abgerufene Primärregelleistung abzulösen und die Netzfrequenz vollständig auf den Sollwert zurückzuführen.

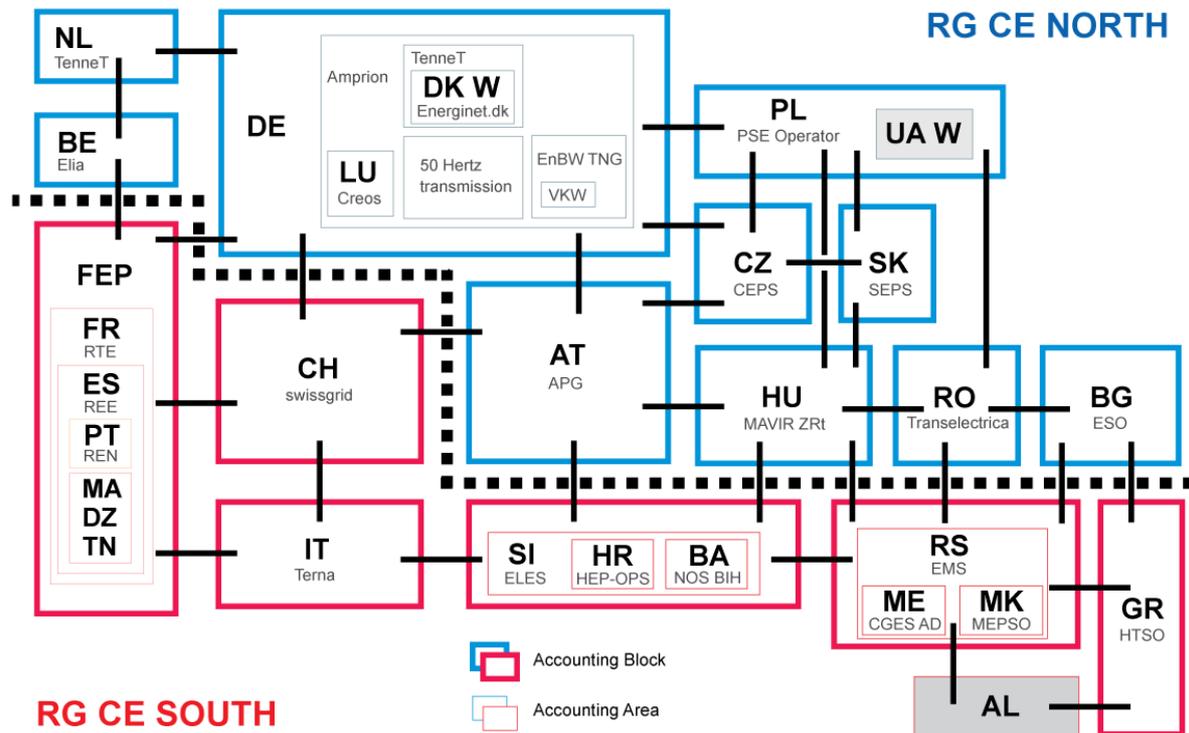


Abbildung 44: Regelblöcke (dicke Linien) und Regelzonen (dünne Linien) in Europa (Quelle: ENTSO-E, Stand Februar 2011)

6.3 Bilanzkreise

Die Abbildung des liberalisierten Elektrizitätsmarkts im Elektrizitätsversorgungssystem wird mittels Bilanzkreis (BK) vorgenommen. Der kleinste BK besteht aus einem Mitglied (z. B. einem Kraftwerk oder einem Abnehmer). BK sind virtuelle Gebilde die aus unabhängigen Erzeugern und Abnehmern bestehen können.

BK können nur innerhalb einer Regelzone gebildet werden, da nur dann eine verursachungsgerechte Aufteilung der Ausgleichsenergie möglich ist. Entsprechend Abbildung 45 muss ein BK, der sich über mehrere Regelzonen erstreckt, aufgeteilt werden [8].

In der folgenden hierarchischen Organisation wird der Strommarkt organisiert:

- Regelzonenführer (RZF)
- Bilanzkreisverantwortlicher (BKV)
- Bilanzkreis-Mitglied (BKM)

Bilanzkreismitglied

Das Bilanzkreis-Mitglied teilt dem BGV seinen Fahrplan mit. In angemessenen Abständen werden die Profile vom zugeordneten Netzbetreiber erfasst. Kleinabnehmer und Kleinerzeuger werden über Standard Last- und Erzeugungsprofile geschätzt.

Bilanzkreisverantwortlicher

Der Bilanzkreisverantwortliche erstellt aus den Fahrplänen und Profilen seiner Mitglieder einen Gesamtfahrplan der Bilanzkreise. Der Fahrplan muss auch über den Bilanzkoordinator am vorhergehenden Tag dem Regelzonenführer mitgeteilt werden, damit dieser sein Austauschprogramm am Netzregler einstellen kann. Fahrpläne müssen nicht genehmigt, sondern nur angemeldet werden.

Jeder BKV muss die Einspeisungen und Entnahmen seiner Mitglieder entsprechend der gemessenen ¼-h-Mittelwerte saldieren. Abweichungen zwischen Messwerten werden automatisch durch den Bezug bzw. die Lieferung von Ausgleichsenergie ausgeglichen. Teilweise gleichen sich die Fahrplanabweichungen der verschiedenen BK innerhalb einer Regelzone gegenseitig aus. Die verbleibenden Abweichungen nach Zusammenfassen aller BK werden vom Regelzonenbetreiber durch Abruf von Regelleistung ausgeglichen.

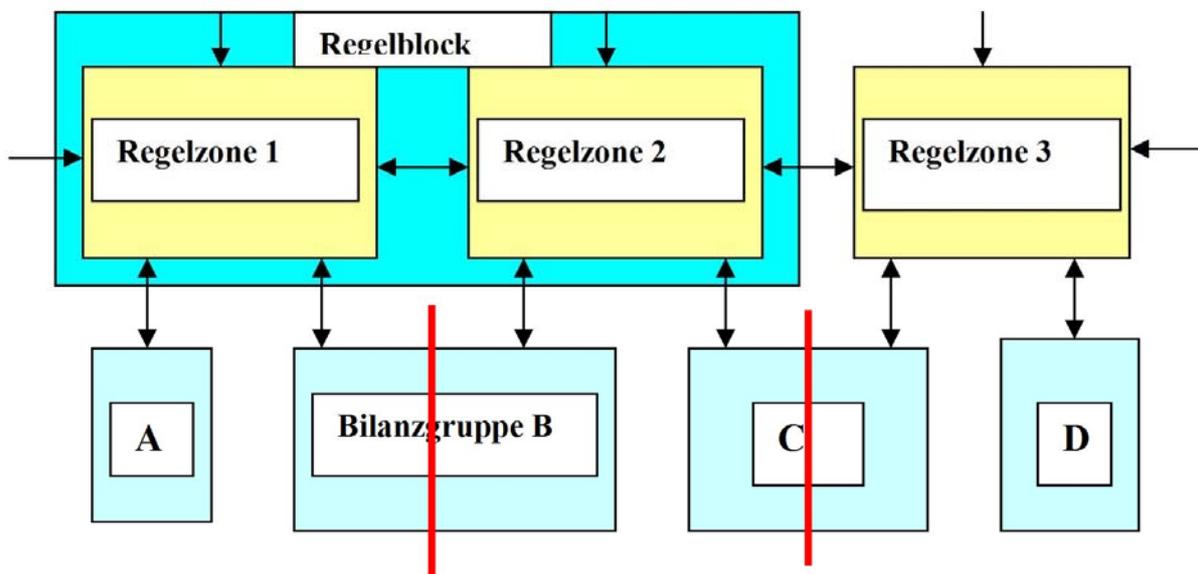


Abbildung 45: Definition von Regelzonen und Bilanzkreisen

6.4 Ausgleichsversorgung

Der für eine Regelzone verantwortliche Übertragungsnetzbetreiber muss Ausgleichsenergie in ausreichendem Umfang zur Verfügung haben, um Fahrplanabweichungen jederzeit ausgleichen zu können und damit die vereinbarten

Fahrpläne der Übergabeleistungen im Verbundbetrieb einhalten zu können. Die erforderliche Ausgleichsleistung richtet sich nach der Wahrscheinlichkeit für Fahrplanabweichungen.

Als Beispiel sei eine Gauß'sche Normalverteilung für die Fahrplanabweichung angenommen. Abbildung 46 zeigt die Wahrscheinlichkeitsdichte für Fahrplanabweichungen um einen vereinbarten Programmwert.

$$f(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\left(\frac{x-\mu}{\sigma}\right)^2}$$

mit: μ Mittelwert der Verteilung

σ Standardabweichung der Verteilung

Falls mehrere Teilnehmer (Erzeuger, Abnehmer) mit einer derartigen Wahrscheinlichkeitsverteilung der Fahrplanabweichung einen Bilanzkreis bilden, ergibt sich eine Wahrscheinlichkeitsverteilung des Summenfahrplans der Bilanzkreise.

$$f_n(x) = f_1(x_1) \cdot f_2(x_2) \cdots f_n(x_n)$$

Der Einfachheit halber wird hier vorausgesetzt, dass alle Bilanzkreismitglieder die gleiche Leistung einspeisen.

$$f(x) = \left[\frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\left(\frac{x-\mu}{\sigma}\right)^2} \right]^n = \frac{1}{(\sigma\sqrt{2\pi})^n} e^{-\left(\frac{x-\mu}{\sigma/\sqrt{n}}\right)^2}$$

Dies entspricht einer Verteilungsfunktion mit einer Varianz von nur

$$\sigma_n = \frac{\sigma}{\sqrt{n}}$$

Dies bedeutet z. B. wenn ein Bilanzkreisteilnehmer ein vorgegebenes Toleranzband mit 10 % Wahrscheinlichkeit verletzt (Grenze bei $0,26 \sigma$), so würden bei fünf gleichartigen Verbrauchern nur noch mit einer Wahrscheinlichkeit von 0,235% das Toleranzband verletzt.

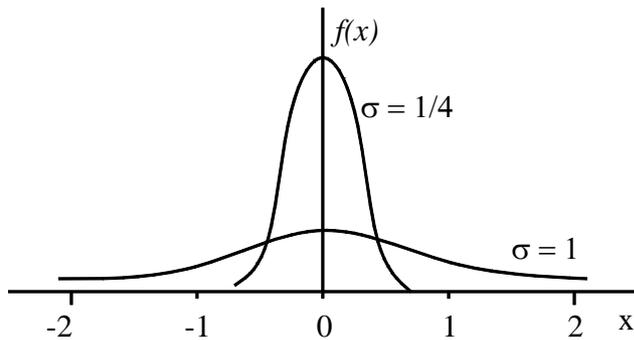


Abbildung 46: Wahrscheinlichkeitsdichte der Verteilung eines Bilanzkreises von einem ($\sigma = 1$) und von 16 Teilnehmern ($\sigma = 1/4$)

Damit müsste nur noch ungefähr ein 1/40 der Ausgleichsenergie je Teilnehmer vorgehalten werden.

Zeitweilig können die Verteilungsfunktionen asymmetrisch werden, z. B. wenn sich z. B. bei Temperaturwechsel viele Verbraucher in gleicher Richtung verändern, z. B. Mehrbedarf haben. Dies ändert aber prinzipiell nichts an dem Verhalten großer Verbraucherkollektive im Vergleich zu kleinen Gruppen.

Aus dem obigen Beispiel mit dem Sonderfall von mehreren Verbrauchern mit einer gleichartigen Verteilungsfunktion der Abweichungen der Fahrpläne um den Sollwert lassen sich folgende allgemeine Regeln ableiten:

- Bei Bilanzkreisen mit kleinen Kollektiven sind größere Fahrplanabweichungen zu erwarten, als bei solchen mit vielen Teilnehmern.
- Die Standardabweichung σ nimmt mit der Wurzel der Teilnehmerzahl n ab.

$$\sigma_n = \frac{\sigma_1}{\sqrt{n}}$$

Ein Bilanzkreis sollte daher möglichst viele Teilnehmer enthalten.

- Wenn die Ausgleichsenergie innerhalb einer kleinen Regelzone erzeugt wird, ist dies unwirtschaftlich, da relativ große Regelhübe zu erwarten sind. Weiterhin ist es wahrscheinlich, dass diese Regelleistung in unterschiedlichen kleinen Regelzonen in verschiedener Polarität und damit betragsmäßig mehrfach erzeugt wird, obwohl sich die Abweichungen der verschiedenen Bilanzkreise bereits teilweise ausgleichen.
- Es ist daher zweckmäßig, die Ausgleichsenergie innerhalb einer größeren Regelzone nur einmal für alle Bilanzkreise zu erzeugen, da dann gegenläufige Fahrplanabweichungen zwischen verschiedenen Bilanzkreise bereits ausgeglichen sind und nur die tatsächlich benötigte Regelleistung bezahlt werden muss.

Die Ausgleichsenergie sollte möglichst durch Regelzonen im Übertragungsnetz und nicht im 110-kV-Verteilungsnetz bereitgestellt werden, da dann sichergestellt ist, dass ausreichend große Kollektive entstehen können. Es ist daher günstig, das Übertragungsnetz entsprechend auszubauen, um einen Transit der EE über größere Entfernungen zu ermöglichen.

6.5 Großhandelsmärkte Strom

6.5.1 Day-Ahead-Markt

Grundlage für die Preisbildung im Stromgroßhandel sind die variablen Kosten der Kraftwerke. Man erhält die so genannte Merit-Order, wenn man die Kraftwerke entsprechend ihrer Auslastung unterteilt und nach ihren variablen Kosten sortiert. Es ist zu erkennen, dass die Kraftwerke in unterschiedlicher Intensität genutzt werden, um die Stromnachfrage, also den Stromverbrauch, abzudecken. So werden Grundlastkraftwerke wie Kernkraft-, Braunkohle- oder Laufwasserkraftwerke mit niedrigen variablen Kosten relativ häufiger eingesetzt als Mittellastkraftwerke wie Steinkohle- und GuD-Kraftwerke (Gas) oder Spitzenlastkraftwerke (z. B. Gasturbinen oder Pumpspeicher) mit hohen variablen Kosten.

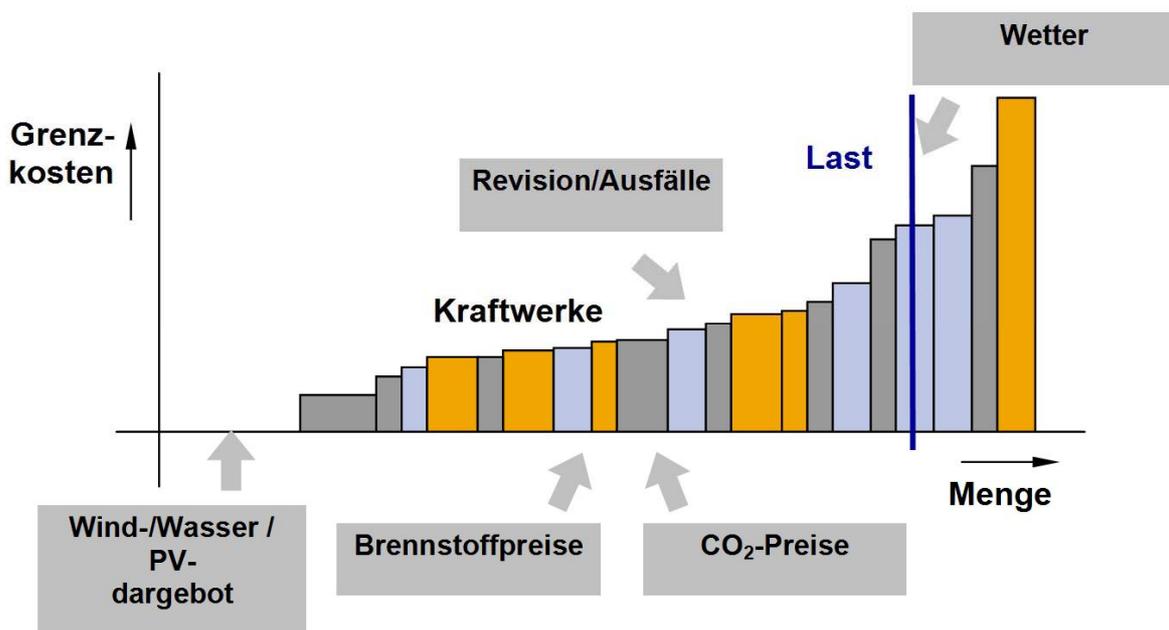


Abbildung 47: Schematische Darstellung der Merit-Order und exemplarische Einflussfaktoren auf den Großhandelspreis (Quelle: EnBW)

Die variablen Kosten des sogenannten Grenzkostenkraftwerkes legen den Großhandelsmarktpreis für Strom fest, der als Markträumungspreis dafür sorgt, dass Angebot und Nachfrage ausgeglichen sind. Denn ökonomisch macht es keinen Sinn, ein Kraftwerk einzusetzen, das höhere variable Kosten als das Grenzkostenkraftwerk aufweist. Um die Nachfrage nach Strom genau zu decken, ist es auch nicht möglich, diesen zu niedrigeren Erzeugungskosten anzubieten. Das Angebot bei dem dann

geringeren Großhandelspreis würde nicht ausreichen, um die Nachfrage zu decken. Dieser Mechanismus stellt also sicher, dass das vorgegebene Nachfrageniveau mit den minimalen Kosten gedeckt wird.

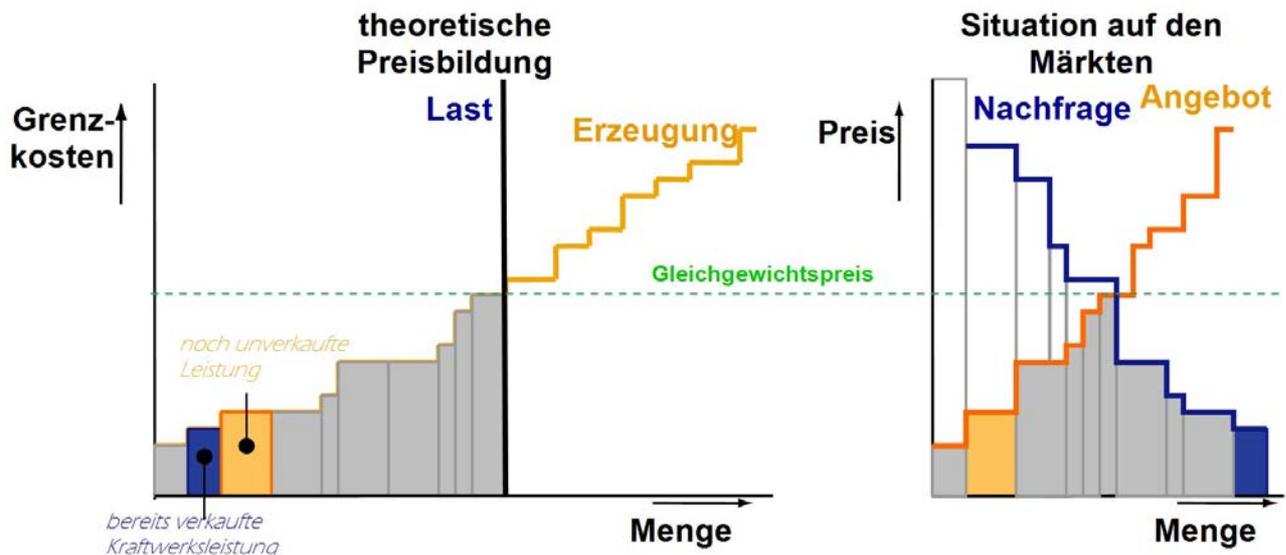


Abbildung 48: Preisbildung im Strommarkt

Einflussgrößen auf den Großhandelspreis

Grundsätzlich unterliegen die Preise auf den Großhandelsmärkten zahlreichen Einflussparametern.

Da der Spotmarkt zum kurzfristigen Kauf und Verkauf von Strom herangezogen wird, haben hier täglich veränderliche Einflussgrößen wie Witterung (z. B. Temperaturen, Niederschläge, Wind und Sonne), Kraftwerksverfügbarkeiten und Verbraucherverhalten (z. B. Raumheizung, Nutzung von Klimaanlage, Einsatz von Beleuchtung), einen starken Einfluss auf die Höhe der Preise. Insbesondere wetterbedingte Einflüsse stellen signifikante Parameter für die Spotpreise am Stromhandelsmarkt dar.

Während die Spotmärkte im Wesentlichen von den verfügbaren Kraftwerkskapazitäten und der Witterung beeinflusst werden, orientieren sich die Preise im Stromterminmarkt an den mittel- bis langfristigen Erwartungen der Marktteilnehmer, die frei von kurzfristigen Einflussfaktoren sind. Das sind insbesondere die zukünftige Struktur der Stromerzeugung, die konjunkturelle Entwicklung sowie die politischen Rahmenbedingungen. Grundsätzlich ist die Preisbildung im Terminmarkt beeinflusst von:

- Terminmarktpreisen der anderen Commodities: Gas, Steinkohle, Öl, CO₂, Seefrachten, EUR/USD-Verhältnis

- Erwartung der Entwicklung der politischen Rahmenbedingungen in Deutschland und Europa: KKW-Ausstieg, EEG-Förderung, Ausgestaltung des Emissionshandels
- Erwartung über In- und Außerbetriebnahmen von Kraftwerken inkl. EEG-Energieerzeugung
- Erwartung über Inbetriebnahmen von Interkonnektoren zum Ausland, Strom und Gas/Pipelines
- Erwartung über Positionen der Marktteilnehmer: Wann kommt welche Position in den Markt? z. B. CO₂-Verkäufe der Industrie, Hedge-Verhalten Erzeuger/Vertriebe, Sourcing Vertriebskunden, spekulative Positionen
- Erwartung über künftigen Verbrauch: Konjunktur

6.5.2 Intra-Day-Markt

Nach der Stundenauktion beginnt der fortlaufende Handel für den aktuellen Tag. Hier können für jede Stunde des Folgetages sowie bis zu 45 min vor Erfüllung stündlich und für die Frontstunde $\frac{1}{4}$ h-Produkte gehandelt werden. Im Intra-Day-Markt werden im Wesentlichen die bis zu dieser Zeit bekannten Prognosefehler durch Last, Wind, PV sowie Kraftwerksausfälle gehandelt. Insbesondere mit der Zunahme der Einspeisung der erneuerbaren Energien hat dieses Marktsegment an Bedeutung gewonnen. Da hier noch einmal die Möglichkeit für die Bilanzkreisverantwortlichen (im Wesentlichen ÜNB sowie Direktvermarkter) besteht, auf neueste Prognosen für Wind und PV zu reagieren und so Ihre Bilanzkreise nicht mit vergleichsweise teurer Ausgleichsenergie glattstellen zu müssen.

6.5.3 Terminmarkt

Der Terminmarkt stellt im Wesentlichen einen Markt für vom Day-Ahead-Markt abgeleitete Jahres- bzw. Monatsprodukte dar. Geschäfte werden an diesem Markt hauptsächlich von Kraftwerksbetreibern sowie großen Verbrauchern und Vertrieben zur Absicherung gegen Preisschwankungen sowie von Intermediären wie Banken und Eigenhändlern vorgenommen. Der Terminmarkt stellt einen zentralen Baustein im Rahmen des Risikomanagements dar, um Preise und Mengen in der Zukunft abzusichern. Letztendlich werden aber alle hier gehandelte Produkte am aktuellen Spotmarkt optimiert, so dass eine genauere Betrachtung des Terminmarktes an dieser Stelle nicht von Bedeutung ist.

6.6 Integration erneuerbarer Energien in Deutschland

6.6.1 Erneuerbare-Energien-Gesetz–EEG

Das Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) regelt den vorrangigen Anschluss von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus

erneuerbaren Energien und aus Grubengas an die Netze für die allgemeine Versorgung mit Elektrizität, die vorrangige Abnahme, Übertragung, Verteilung und Vergütung dieses Stroms durch die Netzbetreiber.

Es regelt auch die Prämien für die Integration dieses Stroms in das Elektrizitätsversorgungssystem und den bundesweiten Ausgleich des abgenommenen Stroms, für den eine Vergütung oder eine Prämie gezahlt worden ist.

Das erste Erneuerbaren Energien Gesetz (EEG) trat 2000 in Kraft und löste das Stromeinspeisegesetz von 1991 ab. Ziel des EEG ist die Förderung von erneuerbaren Energien. Gefördert wird dabei die Einspeisung (Einspeisetarife) von Strom aus erneuerbaren Energien über einen garantierten Zeitraum (z. B. 20 Jahre PV).

Durch das EEG wird dem Anlagenbetreiber ein Anschlussrecht eingeräumt. Darüber hinaus besteht für den Anlagenbetreiber eine Abnahmegarantie zu fixen Vergütungssätzen. Damit trägt er im Gegensatz zu anderen Stromproduzenten kein Vermarktungsrisiko. Die gesetzlich garantierten Vergütungssätze orientieren sich dabei am Vollkostenniveau der geförderten Technologien und deren jeweiligen Leistungsklassen. Die Förderung erfolgt damit technologiespezifisch und lässt so auch die Förderung unterschiedlicher Technologien in unterschiedlicher Höhe zu. Für die Förderhöhe ist des Weiteren das Inbetriebnahmejahr (Degressionsfaktor) der Anlage entscheidend, da sich die Vergütung über die gesamte Förderdauer durch das Inbetriebnahme Jahr festgelegt wird. Für Windtechnologien wird zusätzlich noch in eine Anfangs- und Endvergütung unterschieden. Dabei sinkt der Vergütungssatz in der Endvergütung gegenüber der Anfangsvergütung. Durch eine längere Gewährung der Anfangsvergütungen werden schlechtere Wind-Standorte (z. B. im Binnenland) innerhalb des EEG ausgeglichen.

6.6.2 Finanzielle Wälzung

Seit 2010 ist die finanzielle Wälzung eingeführt, die die verpflichtende Abnahme des EEG-Stroms durch die Vertriebe ablöst. Ersetzt wurde die physikalische Abnahme des Stroms von den Vertrieben durch die zentrale Vermarktung des EEG-Stroms im Spot-Markt durch die ÜNB. Die Vertriebe entrichten daher eine im Vorjahr festgelegte in Deutschland einheitliche Umlage auf jede verkaufte kWh an eine zentrale Stelle, dem sogenannten „EEG-Konto“, welches durch die ÜNB geführt wird.

Die vom Endverbraucher zu zahlende, im Vorjahr festgelegte, deutschlandeinheitliche Umlage berechnet sich im Wesentlichen aus:

- der Schätzung der Einnahmen des EEG Kontos für das kommende Jahr (Einnahmen durch Verkauf des Stroms an der Börse)

- der Schätzung der Ausgaben der Fahrplanerfüllung
- der Schätzung der Ausgaben (garantierte Zahlungen an die Anlagenbetreiber)
- einem Ausgleichsposten für das Vorjahr aufgrund der Differenz zwischen Ist und Schätzung
- sowie der Schätzung des Endverbrauchs

Die vom ÜNB abgenommenen EEG-Mengen werden von diesen am Markt verkauft. Die Abbildung 49 zeigt vereinfacht die Vermarktung des nach EEG vom Netzbetreiber aufgenommenen und nach EEG vergüteten Stroms.

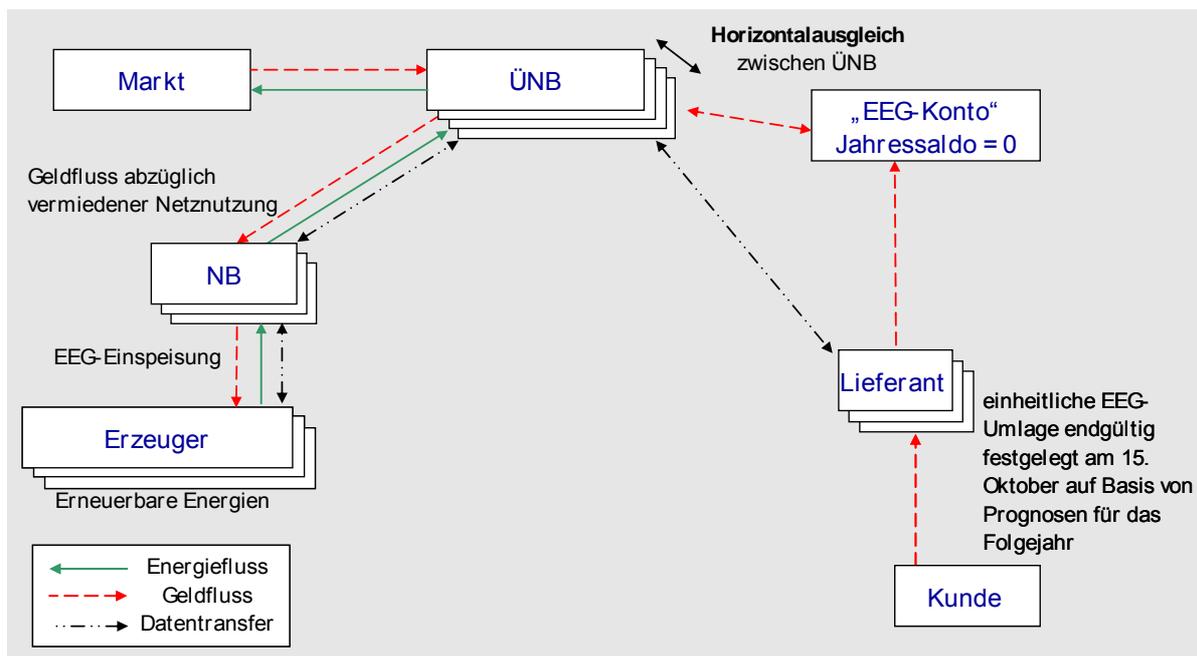


Abbildung 49: Vereinfachte Darstellung der Vermarktung des EEG-Stroms sowie der Kostenzwälzung

6.6.3 Direktvermarktung

Ziel der Direktvermarktung ist die Marktintegration der erneuerbaren Energien. Ihre Bedeutung wird mit der zunehmenden EE-Erzeugung zunehmen, und durch diese kann die Netz- und Systemintegration der EE weiter unterstützt werden.

Das Fördersystem des EEG selbst bietet erstmals ab 1.1.2012 durch die Marktprämie einen Anreiz zum nachfrage- bzw. marktorientierten Betrieb von EE-Erzeugungsanlagen (Abb. 50).

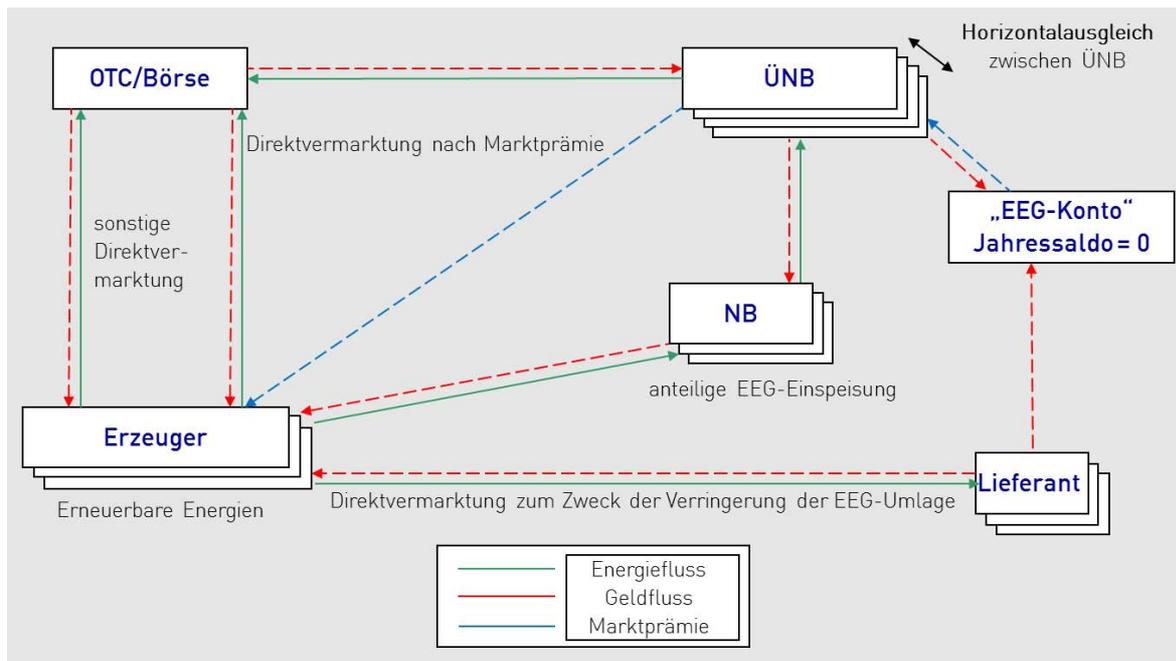


Abbildung 50: Vermarktungsformen EEG-förderfähigen Stroms (Quelle: EnBW)

Mit dem Marktprämienmodell soll ein Anreiz zur marktorientierten Erzeugung und somit zur bedarfsgerechten Einspeisung geschaffen werden. Dadurch wird die Systemintegration weiterentwickelt.

Diese Art der Direktvermarktung entlastet teilweise das oben beschriebene EEG-Wälzungsverfahren und entbindet auf der einen Seite die Netzbetreiber von Vermarktungsaufgaben, belastet aber auf der anderen Seite durch die Prämie das EEG-Konto und durch den zusätzlichen Abwicklungsaufwand die Netzbetreiber.

Durch das Marktprämienmodell erhält der Anlagenbetreiber die Chance mit verringertem Risiko Erfahrungen zur Vermarktung seiner EE-Erzeugung auf den Marktplätzen zu sammeln.

6.7 Neue Anforderungen an den Großhandelsmarkt

Durch den wachsenden Anteil fluktuierender Einspeisung ist der Strommarkt im Wesentlichen mit folgenden zwei Herausforderungen konfrontiert:

- Thermische Kraftwerke werden von den fluktuierenden Erneuerbaren verdrängt und erlangen dadurch deutlich niedrigere Auslastungen als bisher. Insbesondere den teuren und zugleich flexiblen thermischen Kapazitäten, die nicht der EEG-Förderung unterliegen, wird zukünftig die Deckung Ihrer Fix- und Kapitalkosten nur deutlich schwerer als bisher gelingen. Ob und wie weit sich hier ein Markt für die Bereitstellung von Kapazitäten zur Deckung der deutschen Spitzenlast ergeben könnte ist zurzeit noch offen.

- Durch die sich abzeichnenden steilen Rampen in der residualen Last und die daraus folgende erhöhte Flexibilität der thermischen Erzeuger können auch neue Produkte am Großhandelsmarkt sinnvoll erscheinen. Diese sollten allerdings zwingend die bestehenden Produkte flankieren, um einer internationalen Integration nicht entgegen zu stehen. Eine Möglichkeit, den sich abzeichnenden Herausforderungen zu begegnen, wäre die Einführung eines Rampenproduktes als flankierendes Produkt zur Day-Ahead-Stundenauktion (Abb. 51). Ein solches Produkt sollte dabei energieneutral bilanzierend ausgestaltet sein, so dass keine zweite Energieauktion für eine Stunde eingeführt wird, die zu einer Zersplitterung des Marktes führen würde. Der Day-Ahead-Markt scheint als zentraler Markt, auf dem sich sowohl Energieerzeuger wie auch Nachfrager treffen, aufgrund seiner großen Liquidität als der günstigste Platz für ein mögliches Rampenprodukt. Dieses würde sowohl dem Vertrieb wie auch den Produzenten die Möglichkeit geben die „day-ahead“ erwarteten Flexibilitätsanforderungen zu handeln.

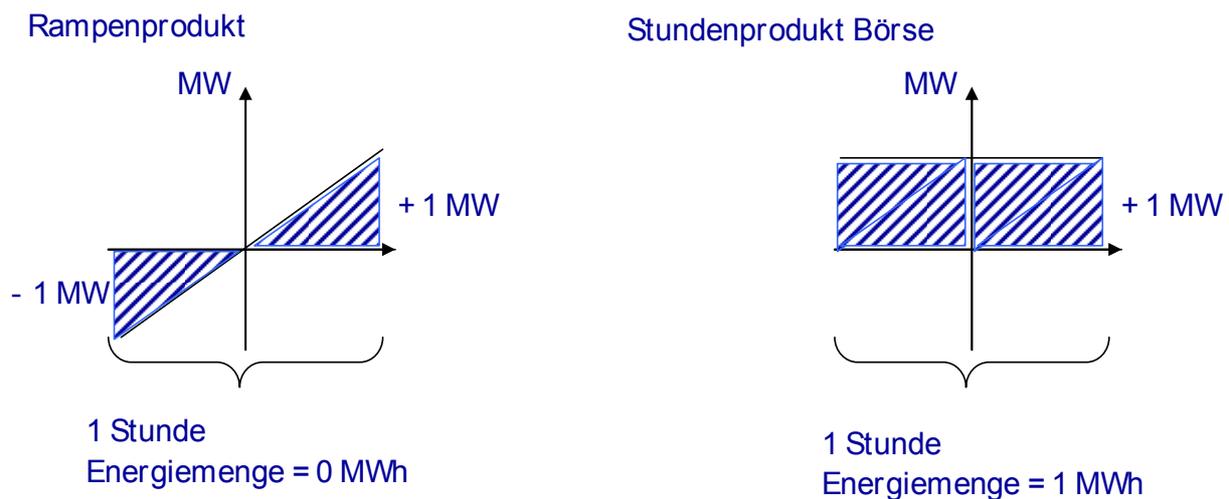


Abbildung 51: Rampen- und Stundenprodukte

7 Flexibilisierung der thermischen Erzeugung

7.1 Einfluss der erneuerbaren Energien auf den Kraftwerksbetrieb

Im Folgenden wird untersucht, welche Auswirkungen eine Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung auf 40 % auf die thermischen Kraftwerke haben wird. Insbesondere die kleineren Volllaststundenzahlen und die damit verbundenen größeren installierten Leistungen sowie die größeren Fluktuationen werden große Veränderungen bei Einsatz der thermischen Kraftwerke bewirken. Die Stromerzeugung aus thermischen Kraftwerken wird bisher aus Grundlast-, Mittellast- und Spitzenlastkraftwerken bereitgestellt (Abb. 52).

Grundlastkraftwerke wie z. B. Laufwasser-, Braunkohle- und Kernkraftwerke fahren durchgehend mit annähernd konstanter Leistung und nehmen kaum am Ausgleich der Residuallast teil. Die thermischen Grundlastkraftwerke sind auf hohe Auslastung und eine geringe Zahl von An- und Abfahrvorgängen ausgelegt.

Mittellastkraftwerke werden in Blöcken von mehreren Stunden bis Tagen und gleichen Leistungsschwankungen mit entsprechenden Zeithorizonten aus. Typische Mittellastkraftwerke sind Kohle- und Gas- und Dampf-Kombikraftwerke.

Spitzenlastkraftwerke werden zur Zeit der Höchstlast eingesetzt und sind meist nur eine bis wenige Stunden in Betrieb. Typische Kraftwerke dieses Typs sind Pumpspeicherkraftwerke, Spitzenlast-Gasturbinen oder Dieselmotorkraftwerke.

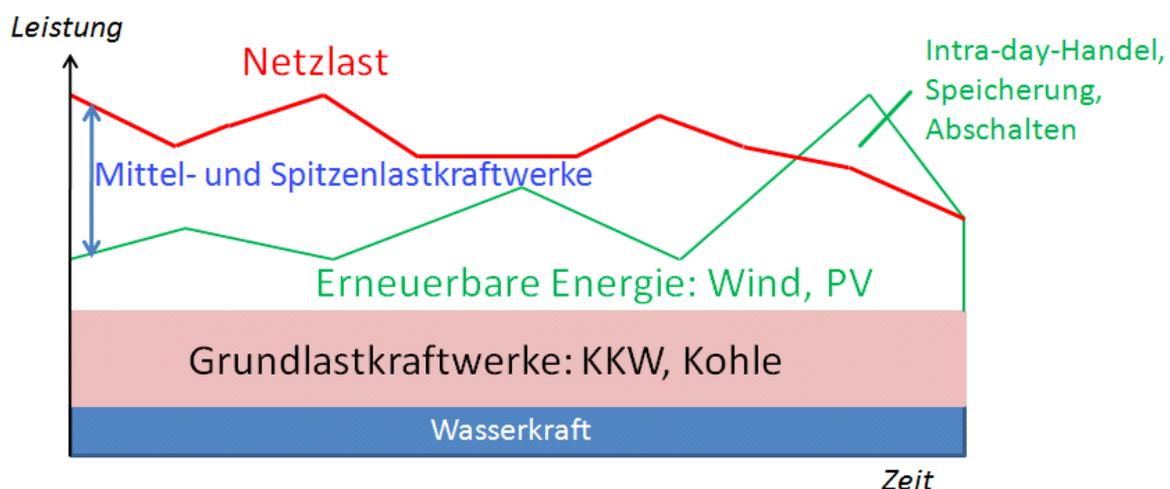


Abbildung 52: Kraftwerksbetrieb heute

Die Residuallast, die sich aus der Differenz zwischen Netzlast und erneuerbarer plus thermischer Grundlast-Erzeugung ergibt, wird durch gut regelbare Mittel- und Spitzenlastkraftwerke jederzeit ausgeglichen.

Tabelle 6 zeigt die Kennwerte der thermischen Kraftwerke bei heutigem Einsatz. Mittel- und Spitzenlastkraftwerke haben einen Anteil von 40 % an der Energiebereitstellung, während sich der Anteil der Grundlastkraftwerke auf 60 % beläuft. Durch den zunehmenden Ausbau der EE wird zunächst der Anteil der Grundlastkraftwerke zurückgehen, d.h. ein Teil dieser Kraftwerke wird nicht mehr benötigt werden und die restlichen können ähnlich wie bisher betrieben werden. Bei massivem weiterem Ausbau der EE wird mit zunehmender Häufigkeit die Situation eintreten, dass zeitweise alle Grundlastkraftwerke abgeschaltet werden müssen. Falls das Wiederhochfahren nach einer solchen Phase nicht zeitgerecht erfolgen kann, müssen Mittel- und Spitzenlastkraftwerke vorübergehend einspringen. Irgendwann wird dann ein Zustand erreicht werden, in dem kein Kraftwerk mehr die für Grundlastkraftwerke charakteristischen hohen Volllaststunden erreichen kann. Dann bleiben bei überwiegend regenerativer Versorgung nur noch flexible Mittellast- und Spitzenlastkraftwerke übrig und es muss evtl. ein verstärktes Demand-Side-Management bei den Verbrauchern eingeführt werden, um deren Bedarf stärker an das verfügbare Angebot anpassen zu können.

Tabelle 6: Typische Kennwerte des heutigen Kraftwerkseinsatzes in Deutschland

Kraftwerkstyp	Anteil an der installierten Leistung	Volllaststunden h/a	Anteil an der Jahresenergie
Grundlastkraftwerk	50 %	5 000 – 8 760	60 %
Mittellastkraftwerk	40 %	1 500 – 5 000	35 %
Spitzenlastkraftwerk	10 %	0 000 – 1 500	5 %

Die mittlere Volllaststundenzahl der thermischen Kraftwerke bei rein fossiler Stromerzeugung würde in Deutschland bei etwa 6 700 h/a liegen (Quotient aus Jahresenergie von 600 TWh und installierter Kraftwerksleistung von 90 GW inklusive Reserven). Durch den forcierten Ausbau der EE werden die Volllaststundenzahlen sinken. Bereits im Jahr 2020 kann die Leistung der aktiven EE zeitweilig die Spitzenlast des Energiesystems erreichen oder übertreffen.

Bei einem hohen Anteil von EE sind Perioden zu erwarten, bei denen der überwiegende Teil der Erzeugung aus diesen Quellen stammt. Die EE stellen dann quasi die Basiserzeugung dar und die thermischen Kraftwerke haben dann zusammen mit den Speichern die Aufgabe, die Residuallast flexibel auszugleichen. Die Grundlastkraftwerke müssen dann zeitweilig abgestellt werden. Sie werden bei fluktuierenden Erzeugungssituationen als erste verdrängt. Pumpspeicher werden insbesondere zur Tag-Nacht-Verlagerung von PV-Erzeugung benötigt und finden hier einen planbaren Einsatz bei dem die Speicherzeitkonstanten, die der Entladezeit eines Pumpspeichers bei vollem Turbinenbetrieb entsprechen, ausreichend sind.

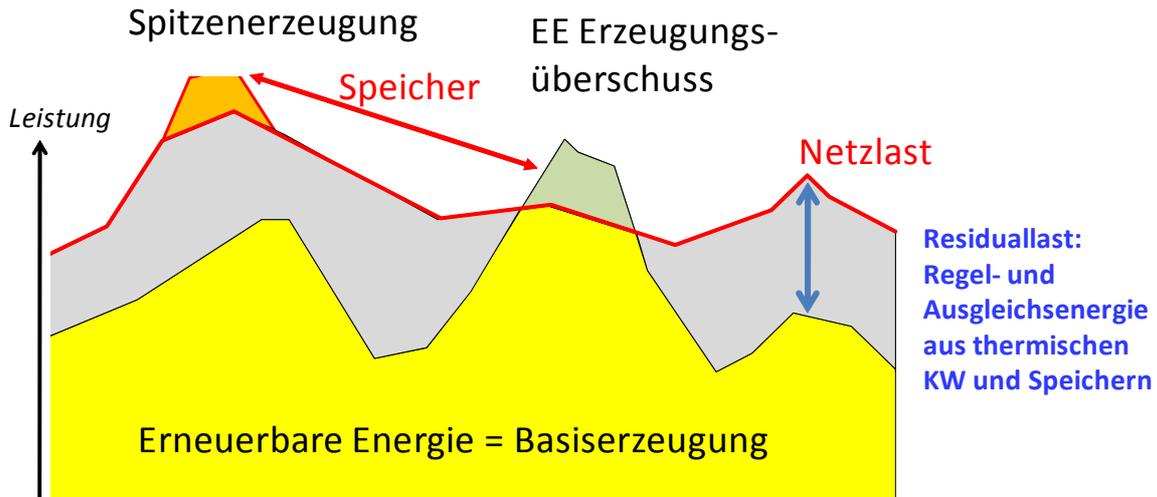


Abbildung 53: Zukünftiger Erzeugungsmarkt bei überwiegender EE

Die derzeitigen an der Netzfrequenz orientierten Leistungs-Frequenz-Netzregelungskonzepte mit Primär- und Sekundärregelung erfordern planbare Erzeugungskapazitäten mit wirksamen Schwungmassen. Sie wird derzeit von den thermischen und hydraulischen Kraftwerken bereitgestellt. Zukünftig sollen sich die EE auch an der Primärregelung im Rahmen ihrer Möglichkeiten beteiligen.

Durch das gleichmäßige Dargebot und die hohe Zahl von Volllaststunden stellt die Stromerzeugung aus Laufwasser, Biomasse und Geothermie eine geringere leistungsorientierte Netzbelastung als Windenergie und PV dar. Durch die gute Qualität der Prognose ist zudem der verursachte Bedarf an Regel- und Ausgleichsenergie vergleichsweise gering. Diese erneuerbaren Energiequellen stellen gewissermaßen die neuen nachhaltigen „Grundlastkraftwerke“ dar.

7.2 Leistungen und Lastgradienten der erneuerbaren Erzeugung

Das hier untersuchte VDE-Szenario AT40 (2020) sieht einen regenerativen Erzeugungsmix aus 60 GW Photovoltaik, 42 GW Onshore- und 16 GW Offshore-Windenergie vor. Da im AT40-Szenario vorausgesetzt wird, dass die Netzlasterzeugung kein Wachstum zeigt und bei einem Jahresbedarf von 607 TWh liegt, entspricht der Anteil der regenerativen Energien einer Jahresarbeit von 40 % entsprechend 243 TWh/a. Tabelle 7 zeigt die Eckdaten der einzelnen Energieträger und ihren Anteil an der Energiebereitstellung in Deutschland im Szenarienjahr 2020.

Tabelle 7: Anteil der EE an der Elektrizitätserzeugung 2020 entsprechend VDE-AT40-Szenario (s. Abb. 29 und 30)

EE-Träger	Leistung in GW	Volllaststunden h/a	Jahresenergie in TWh	Anteil an Gesamtenergie
Wind onshore	42	1.750	73,4	12,2 %
Wind offshore	16	3.350	53,6	8,9 %
Photovoltaik	60	800	48,0	8,0 %
Biomasse	7	6.700	47,0	7,8 %
Wasserkraft	5	4.500	21,0	3,5 %
Summe	130		243,0	40,2 %

Wie ein Vergleich von Offshore-Windenergie und Photovoltaik in Tabelle 7 zeigt, müssen logischerweise bei Technologien mit geringen Volllaststunden höhere Leistungen installiert werden, um gleiche Jahresenergien zu erreichen, z. B. entsprechen 16 GW Offshore Windenergie in der Jahresenergie 67 GW Photovoltaik. Hohe Installationsleistungen können aber aus der Sicht der Netze mit hohen Leistungsgradienten verbunden sein.

Für die Regelfähigkeit des Netzes stellen insbesondere hohe Leistungsgradienten eine große Herausforderung dar. Für die thermischen Kraftwerke sind insbesondere die Gradienten, die innerhalb einer Stunde zu erwarten sind, eine besondere Herausforderung. In Abbildung 54 sind nochmals die Verteilungsfunktionen für die Gradienten der PV und Windenergie-Einspeisung zusammengestellt. Windenergie entsteht in einem räumlichen Gradientenfeld des Luftdrucks, das sich mit der Wanderungsgeschwindigkeit der Wetterfronten ausbreitet. Der Wind bewegt die Luft aus dem Zentrum eines Hochdruckgebietes in das Zentrum eines Tiefdruckgebietes. Innerhalb dieser Zentren ist die Windgeschwindigkeit daher Null. Zwischen Hoch- und Tiefdruckfeldern entspricht die Windgeschwindigkeit den lokalen Druckgradienten. Da sich diese Gebiete mit Wanderungsgeschwindigkeiten von 20 bis 30 km/h ausbreiten, ist eine gleichzeitige großflächige Änderung der Windgeschwindigkeit eher unwahrscheinlich, sondern Gebiete mit abnehmender Windgeschwindigkeit kompensieren sich teilweise mit solchen mit zunehmender. Dadurch ergeben sich – bezogen auf die installierte Windleistung – nur relativ langsame Änderungen.

Bei der Photovoltaik zeigt sich ein breiteres Gradientenband. Ursache hierfür ist, dass die PV-Anlagen über die Charakteristik des Dargebots synchronisiert sind. Wie in Kapitel 3 gezeigt wurde, entstehen bei Sonnenauf- und -untergang die größten Gradienten. Deutschland liegt zwischen 6° und 15° östlicher Länge und 47° und 55° nördlicher Breite. Der Sonnenaufgang zwischen Ost und West ist daher nur um 36 Minuten verschoben. Bei wolkenfreien Großwetterlagen setzt daher die photovoltaische Erzeugung überall fast zeitgleich ein. Bei genauerer

Berücksichtigung der Ost-West-Verschiebung des Strahlungseinsatzes steigt innerhalb der ersten 36 min. der Gradient von null auf den vollen Gradienten an, was eine räumliche und zeitliche Synchronisierung der Erzeugung darstellt.

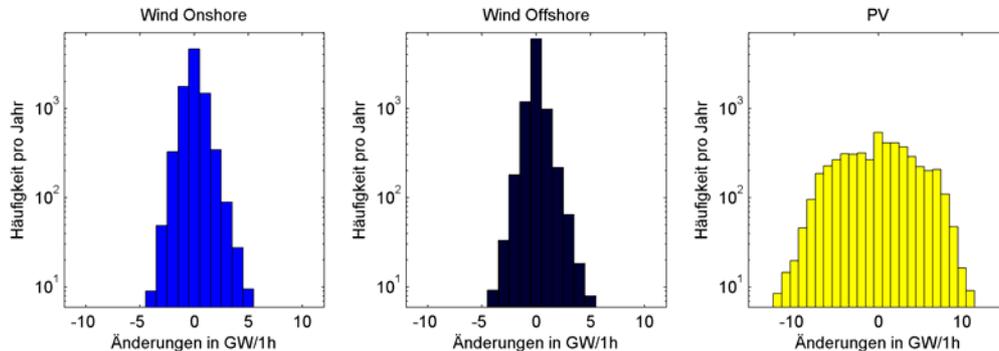


Abbildung 54: Verteilungsfunktionen der Gradienten für Leistungsänderungen innerhalb einer Stunde für Windenergie und Photovoltaik (s. Kap. 2.3 und 3.4)

Abbildung 55 zeigt die tageszeitliche Abhängigkeit der Erzeugungsgradienten für PV und zum Vergleich die von Onshore- und Offshore-Wind entsprechend dem Szenario AT40. Theoretisch sind bei einer PV-Installation von 60 GW Leistungsgradienten bis 15 GW/h möglich. Praktisch tritt dies aber nicht auf:

- Die PV-Module sind nicht alle nach Süden ausgerichtet, sondern ein Teil ist nach West oder Ost ausgerichtet, wodurch sich zeitlich versetzte Gradienten ergeben.
- Bei starker Sonneneinstrahlung erwärmen sich die PV-Module, wodurch sich ihre Leistung um etwa 10 bis 15 % vermindert.

Realistisch sind daher PV-Gradienten von etwa 12 GW/h. Diese können nur bei großflächigen Hochdrucklagen auftreten. Die Häufigkeit liegt hierbei in der Größenordnung von 10 bis 15 Ereignissen pro Jahr.

Bei atmosphärischer Trübung oder Aufhellung infolge von Dunstschleiern und Wolken entstehen ebenfalls große Leistungsgradienten, die auch mittags möglich sind. Da die Wolkenbildungen räumlich und zeitlich verschieden sind, ergeben sich aber vergleichsweise kleinere Gradienten, die in der Größenordnung derer der Windenergie liegen. Detaillierte Untersuchungsergebnisse hierüber standen nicht zur Verfügung.

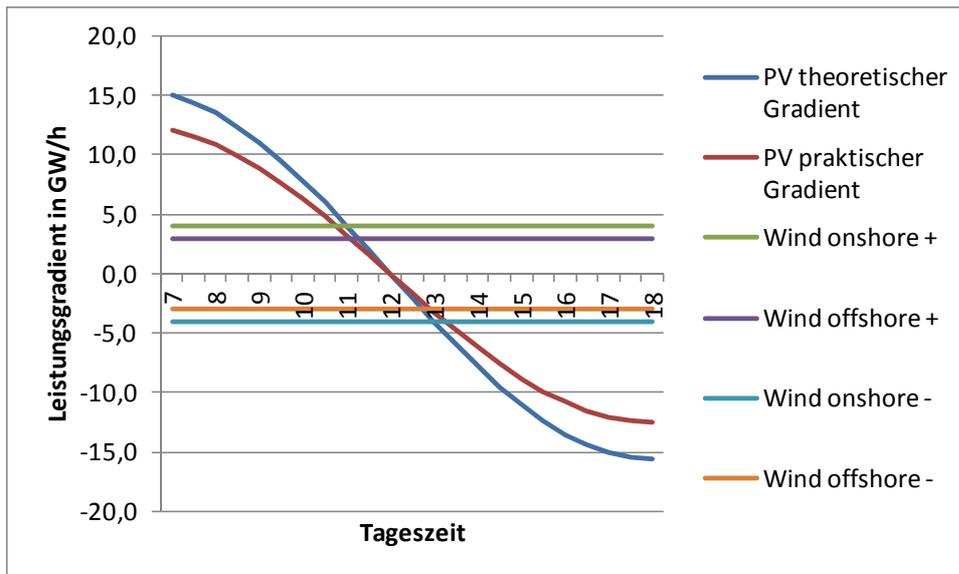


Abbildung 55: Tageszeitliche Abhängigkeit des maximalen Leistungsgradienten von PV-Anlagen und von Windenergie für das Szenario VDE-AT40

Windenergie zeigt diese tageszeitliche Abhängigkeit nicht. Aus der Sicht des Netzbetriebes interessiert, ob die in Abbildung 55 dargestellten maximalen Gradienten für Wind und PV gleichzeitig auftreten können und daher linear zu überlagern sind.

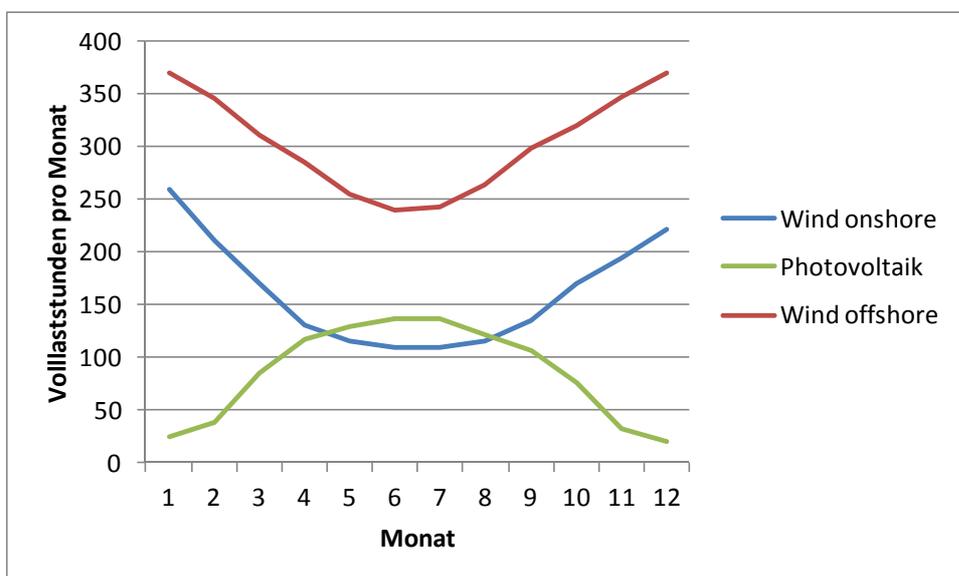


Abbildung 56: Jahrgang der monatlichen Volllaststunden (geglättet nach [35])

Abbildung 56 zeigt die monatlichen Volllaststunden von Windenergie und Photovoltaik. Aus der Sicht der gelieferten Jahresenergie ergänzen sich die Charakteristiken von Windenergie und PV. Aus der Sicht der Leistungsgradienten innerhalb einer Stunde gilt dies aber nicht unbedingt. Die mit großflächigen Hochdruckgebieten verbundene hohe PV-Erzeugung ist mit zwar geringen

Windpotenzialen verbunden, es sind aber Zustände möglich, bei denen sich hohe Gradienten beider Erzeugungsarten überlagern.

In Abbildung 57 sind, auf Basis des Wetterjahrs 2009, für jede Stunde des Szenariensjahres 2020 (AT40) die Leistungsgradienten von PV in Abhängigkeit von den Leistungsgradienten von WEA abgebildet. Bei der Erstellung dieses Diagramms wurde von einer Gleichverteilung der PV- und WEA-Kapazität über ganz Deutschland ausgegangen, so dass die Ergebnisse den Fall einer maximalen räumlichen Glättung der Leistungskurven widerspiegeln. Der Korrelationskoeffizient der zugrundeliegenden Leistungszeitreihen von PV und WEA ist mit 0,0165 sehr gering. Es besteht also zumindest kein linearer Zusammenhang der beiden Leistungskurven.

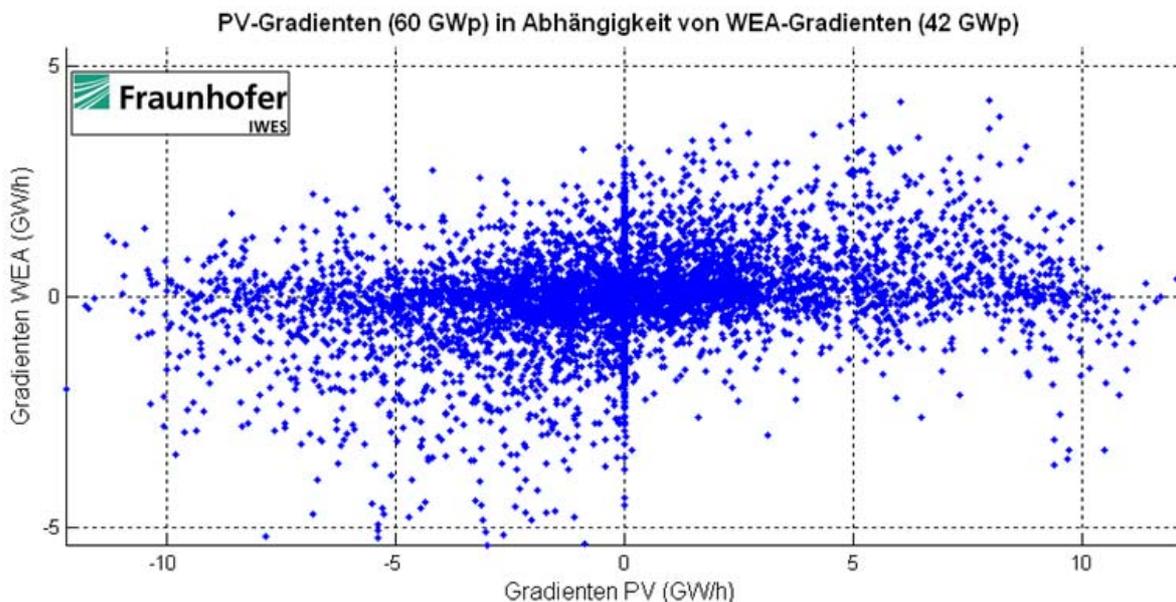


Abbildung 57: PV-Gradienten in Abhängigkeit von WEA-Gradienten für das SzenarioVDE-AT40

Das Diagramm lässt keine klare Abhängigkeit der PV- von den WEA-Gradienten erkennen. Die Gradienten treten nahezu in jeder Kombination auf, mit einer Konzentration um Null herum. Die einzige Tendenz die man erkennen kann ist, dass bei positiven PV-Gradienten, also überwiegend vormittags, bei den WEA selten große negative Gradienten auftreten. D. h. es werden vormittags relativ selten stark abnehmende Windgeschwindigkeiten beobachtet.

In Abbildung 58 sind Häufigkeitsverteilungen der Gradienten, für installierte Kapazitäten entsprechend dem AT40 Szenario, für PV, Onshore-WEA und die Summe von beiden dargestellt. Die stündlich aufgelösten Zeitreihen der Gradienten, die Abbildung 58 zugrunde liegen, sind identisch mit denen die für Abbildung 57 verwendet wurden.

Hier ist klar zu erkennen, dass die maximal auftretenden Gradienten von PV und WEA zusammen (+13/-15 GW/h) deutlich kleiner als die Summe (+19/-18 GW/h) der maximalen Gradienten von PV (+13/-13 GW/h) und WEA (+6/-5 GW/h) sind.

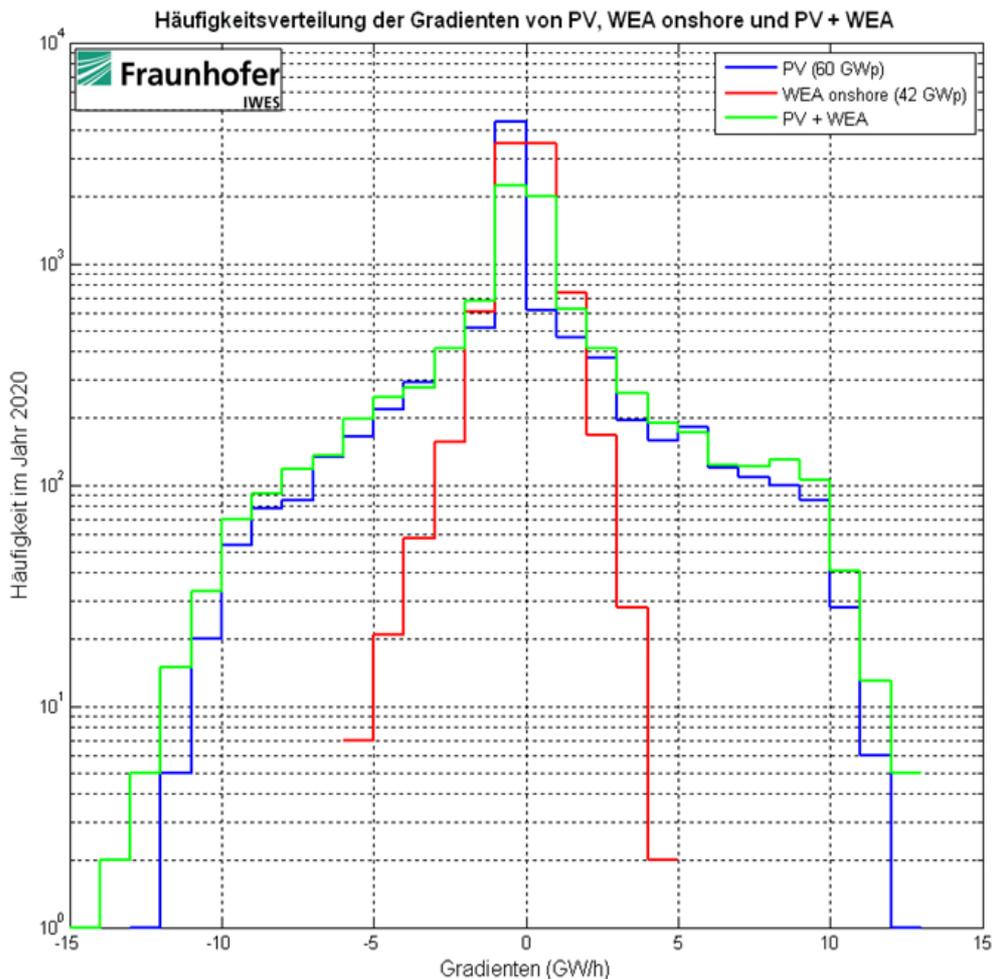


Abbildung 58: Häufigkeitsverteilung der Gradienten von PV, WEA und PV + WEA

Insgesamt wird als Höchstwert des Erzeugungsgradienten aus Windenergie und PV ein Wert von +15 GW/h als Planungswert für die zeitgerechte Bereitstellung von Ausgleichsenergie angenommen. Höhere Gradienten sollten wegen ihrer geringen Wahrscheinlichkeit durch andere Maßnahmen wie Erzeugungsbeeinflussung behandelt werden (z. B. Abschaltung EE).

7.3 Gradientenregelverhalten der thermischen Kraftwerke

Wie in Abbildung 55 gezeigt wurde, sind an klaren Tagen durch eine installierte PV-Leistung von etwa 60 GW ab Sonnenaufgang Gradienten zu erwarten, die bei hohen Werten beginnen und bis zum Mittag innerhalb von 6 Stunden gegen Null gehen, um anschließend wieder bis Sonnenuntergang anzusteigen. Aus der Sicht der

thermischen Kraftwerke bedeutet dies, dass über einen Zeitraum von mehreren Stunden am Morgen Kraftwerkskapazitäten zurück- und am Abend wieder hochgefahren werden müssen. Dies bedeutet aber, dass auch langsam regelbare Kraftwerke sich an der Deckung der Residuallast beteiligen können. Große Gradienten sind durch folgende Maßnahmen beherrschbar:

Positive Erzeugungsgradienten der EE

Unter dem Aspekt des Vorrangs der EE kann durch das Anfahren der Pumpen von Pumpspeicherkraftwerken die Überschussenergie aufgefangen werden. Da die Pumpleistung nur 7 % der installierten EE ausmacht, sowie wegen ihrer geringen Speicherzeitkonstante von unter acht Stunden, ist diese Maßnahme nur bei kleinen Gradienten über begrenzte Zeiträume ausreichend. Außerdem muss hierbei vorausgesetzt werden, dass die Speicher der Oberseen nicht bereits durch voraus gegangenen Überschusssituationen gefüllt sind.

Thermische Kraftwerke können durch Zurückfahren der Leistungen die nicht zur Verfügung stehenden Pumpspeicher ersetzen. Hierzu muss eine ausreichende Anzahl von Kraftwerken auf einem ausreichend hohen Leistungsniveau in Bereitschaft sein.

Falls diese beiden Möglichkeiten nicht ausreichen, können die EE in ihrer Einspeiseleistung begrenzt werden, indem vorübergehend Windparks oder PV-Anlagen teilweise abgeregelt werden. Dies ist insbesondere bei selten auftretenden hohen Gradienten von längerer Dauer interessant, da die Bereitstellung aus konventionellen Kraftwerken für seltene Bilanzierungsaufgaben unwirtschaftlich ist. Wegen der Möglichkeit zur schnellen und automatischen Abschaltung von EE stellen positive Leistungsgradienten der EE (negative Gradienten der Residuallast) die weniger kritische Situation im Vergleich zu negativen Gradienten der EE dar.

Negative Erzeugungsgradienten der EE

Hierbei kommt es zu einem raschen Rückgang der erneuerbaren Einspeisung durch Änderung des Dargebots oder durch störungsbedingte Ausfälle. Um die Residuallast weiterhin zu versorgen, können entweder Pumpspeicher im Turbinenbetrieb gefahren oder thermische Kraftwerke hochgefahren werden.

Pumpspeicher haben auch hier den Vorteil, dass sie nachhaltige Energielieferanten sind. Aber auch hier gilt, dass sie weder in ihrer Leistung noch in ihrer volumenbedingten Einsatzdauer größere Gradienten langer Dauer beherrschen können. Thermische Kraftwerke können hier die erforderliche Regelenergie bereitstellen, sofern sie rasch genug einsetzbar sind. Dies bedeutet, dass eine ausreichende Leistungsreserve bei Mindestlast in Bereitschaft gehalten werden muss.

Anforderungen an die Flexibilisierung der thermischen Kraftwerke

Der Ausbau der EE ist mit zunehmend wahrscheinlicher werdenden Erzeugungssituationen verbunden, bei denen die thermischen Kraftwerke verdrängt werden. Die wenigen im Netz verbliebenen thermischen Kraftwerke haben dann erhöhte Anforderungen für einen flexiblen Betrieb zu erfüllen:

- Sie sollen hohe Leistungsgradienten beherrschen und dabei nur eine geringe Minderung der Lebensdauer zeigen.
- Die Leistungsgradienten sollen über einen großen Leistungsbereich ohne vorübergehendes Verharren bei einer Leistung zum Zweck des thermischen Ausgleichs in den Kraftwerkskomponenten möglich sein.
- Die Mindestlast sollte möglichst niedrig sein und anstelle von bisher 40 bis 50 % der Nennleistung bei 20 bis 25 % liegen.
- Der Wirkungsgrad der Kraftwerke sollte im Teillastbereich ausreichend hoch bleiben. Bisher wurden die Kraftwerke für einen hohen Wirkungsgrad im Nennpunkt optimiert. Dieses Vorgehen ist bei hohen Volllaststundenzahlen im Bereich von 4 000 bis 8 000 h/a zweckmäßig. Zukünftig werden die Volllaststunden im Bereich von 1 500 bis 3 000 h/a liegen. Die Kraftwerke werden dann überwiegend im Teillastbereich betrieben. Daher ist eine Optimierung der Wirkungsgrade für den Teillastbereich wirtschaftlich sinnvoll.

Abbildung 59 zeigt den Unterschied zwischen thermischen Kraftwerken in Standardauslegung und solchen für flexiblen Betrieb, die höhere Leistungsgradienten und eine niedrigere Mindestlast zulassen. Die Kraftwerke bleiben in dem hier dargestellten Wälzbetrieb bei der Mindestlast aktiv und können rasch Ausgleichsenergie bereitstellen.

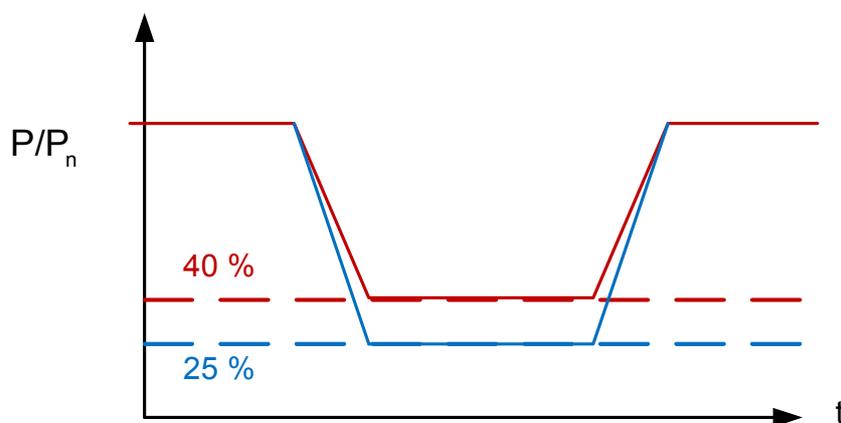


Abbildung 59: Flexible Auslegung der thermischen Kraftwerke

Vergleichsweise ist in Abbildung 60 ein Vorgang mit Abfahren und zeitlich versetztem Wiederauffahren dargestellt. Nach dem Herunterfahren wird innerhalb der Abfahrverzögerung T_{VA} der Kraftwerksprozess in den Stillstand mit wärmeconservierenden Maßnahmen überführt. Bei Wiederauffahren werden während der Anfahrverzögerung T_{VW} die Hilfsaggregate aktiviert und der Kessel bzw. die Gasturbine angefahren bis die Betriebsbedingungen (Temperatur, Druck, Massenströme) erreicht sind. Danach erfolgt die Lastaufnahme im Bereich der zulässigen Lastgradienten. Die Summe der Verzögerungszeiten von T_{VA} und T_{VW} stellt die technische Mindeststillstandszeit dar. Sie unterscheidet sich von der energiewirtschaftlichen Mindeststillstands- und Mindesteinsatzzeit, bei denen die Restwärmeverluste und Lebensdauererminderungen bewertet werden. Wie bereits in Tabelle 4 gezeigt wurde, werden Stillstandszeiten unter 8 h als Heißstart bezeichnet, solche über 48 h als Kaltstart und unter 24 h als Warmstart.

Die zulässigen Leistungsgradienten von thermischen Kraftwerken hängen von der Höhe des Leistungshubes ab (Tab. 8). Die dort dargestellten Anfahrzeiten gelten für den Heißstart und Einblockanlagen [40].

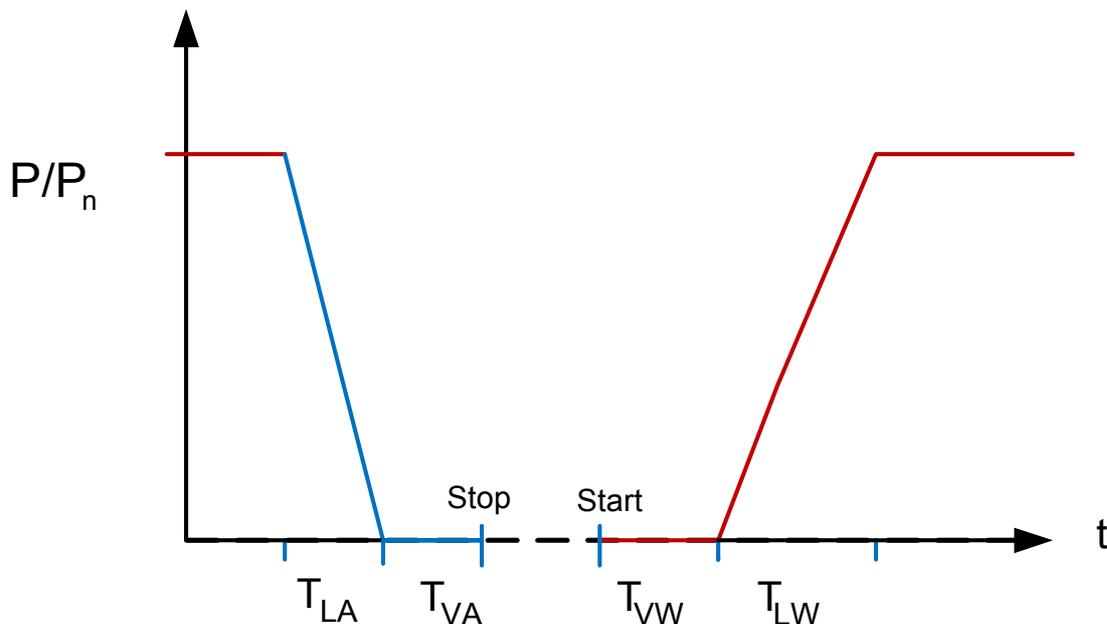
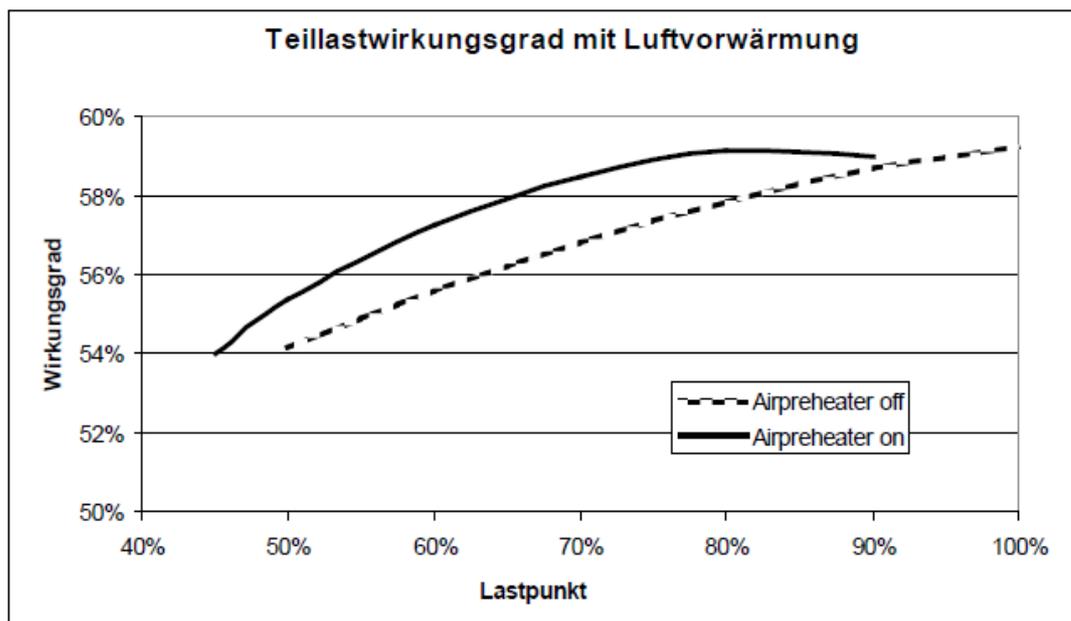


Abbildung 60: Abfahr- und Wiederauffahrvorgang von thermischen Kraftwerken (T_{LA} Last-Abfahrvorgang, T_{VA} Abfahrverzögerung, T_{VW} Wiederauffahrverzögerung, T_{LW} Lastaufnahme beim Wiederauffahren, $T_{VA} + T_{VW}$: technische Mindeststillstandszeit)

Tabelle 8: Anfahrzeiten, Wirkungsgrade und Gradienten im Teillastbereich

	Anfahrzeit h	Mindestlast %	Wirkungsgrad Nennpunkt P_n	Wirkungsgrad bei 50% P_n
stand alone Gas-turbine	< 0,1	20 – 50 %	30 – 35 %	27- 32 %
GuD Standard	0,75-1,0	30 – 50 %	58 – 59 %	54 - 57 %
GuD flexibel	0,5	15 – 25 %	>60 %	52 – 55 %
Steinkohle Standard	2- 3	40	42 – 45 %	40 – 42 %
Steinkohle flexibel	1 - 2	20	45 – 47 %	42 – 44 %

In Abbildung 61 ist der Verlauf des Wirkungsgrades von GuD-Anlagen im Teillastbereich dargestellt. Durch Luftvorwärmung lässt sich hier zukünftig ein geringerer Rückgang erreichen [40].

**Abbildung 61: Wirkungsgrad von GuD-Anlagen im Teillastbereich [40]**

In Abbildung 62 sind die Leistungsgradienten von Gas-Kombikraftwerken (GuD) im Vergleich zu einem Kohlekraftwerk dargestellt. Flexible Gas-Kombikraftwerke erreichen heute im Heißstart Anfahrzeiten aus dem Stillstand von etwa 30 min. auf Vollast. Hierbei wird die Dampfturbine aus einem Wärmespeicher beim Start der Gasturbine vorgewärmt, so dass diese beim Erreichen der Nennleistung der Gasturbine mit vollem Lastgradienten starten kann. Bei den bisher gebauten

Standard-Gas-Kombikraftwerken hat zuerst die Gasturbine die Last aufgenommen. Die Dampfturbine konnte nur verzögert starten, da erst durch die Abhitze der Gasturbine der Dampfkessel aufgeheizt werden musste. Steinkohle- und Braunkohle-Dampfkraftwerke haben zum Vergleich Anfahrzeiten im Bereich von 1 bis 3 h. Da die EE neben hohen Gradienten häufig auch geringe Leistungsgradienten aufweisen, können die Braun- und Steinkohlekraftwerke ebenfalls zur Residuallastdeckung beitragen.

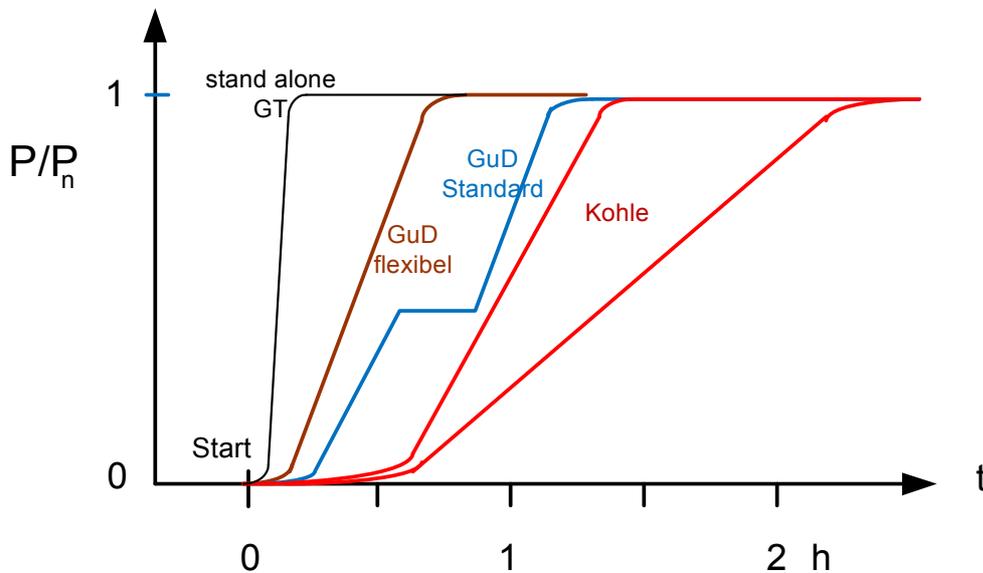


Abbildung 62: Schematisierte Leistungsgradienten von thermischen Kraftwerken im Vergleich

7.4 Einsatzstrategien für thermische Kraftwerke

Beim Übergang zur nachhaltigen Energieversorgung mit massivem Ausbau von Windenergie und Photovoltaik wird das zeitgereichte Regel- und Ausgleichsvermögen der thermischen Kraftwerke durch das Verhältnis ihrer aktiven Leistung und des verfügbaren freien Regelbandes im Verhältnis zur aktiven Leistung der EE bestimmt. Bei hohem Anteil der EE werden nur noch wenige thermische Kraftwerke benötigt. Bei kurzfristigen Leistungsfluktuationen müssen diese Kraftwerke dann in der Lage sein, die Regelhübe mit den entsprechend benötigten Gradienten durchzuführen. Dies bedeutet, je weniger thermische Kraftwerke im Einsatz sind, umso höher sind die Anforderungen an deren Flexibilität.

Bisher werden im Day-Ahead-Elektrizitätsmarkt Stundenprodukte gehandelt. Die Handelsvolumina werden dabei durch Prognosen der EE stark beeinflusst. Die Fahrplanwechsel der Stundenprodukte erfolgen zur jeweils vollen Stunde, wobei der Einspeisewechsel der beteiligten Kraftwerke über einen Zeitraum von 5 min. vor bis 5 min. nach der vollen Stunde im Form von Gradienten erfolgen soll.

Zukünftig ist zu prüfen, ob ein Übergang zu Gradientenprodukten in Ergänzung zu Stundenprodukten sinnvoll ist. Hierbei fahren die ausgewählten thermischen

Kraftwerke einen konstanten Gradienten innerhalb eines vereinbarten Zeitfensters. Der Vorteil der Gradientenprodukte ist, dass sich im Prinzip alle thermischen Kraftwerke entsprechend ihren betrieblich zulässigen Gradienten beteiligen können. In Abbildung 63 ist hierzu der Kraftwerkseinsatz von Blöcken mit niedrigen und hohen Gradienten gegenübergestellt.

Bei hohen betrieblich zulässigen Kraftwerksgradienten genügen wenige Kraftwerksblöcke, um einen vorgegebenen Gradienten zu erfüllen (Abb. 63 b). Dies stellt einen wirtschaftlichen Vorteil dar, da wenige Kraftwerke bei Mindestlast in Bereitschaft gehalten werden müssen. Die Kraftwerke durchlaufen den Teillastbereich relativ rasch und erreichen bald den Volllastpunkt, in dem sie verharren. Dadurch vermindern sich die Wirkungsgradverluste im Teillastbereich. Bei weiter anstehendem Gradientenbedarf müssen weitere Blöcke angefahren werden. Eine kurze Anfahrzeit ist hier ebenfalls von Vorteil.

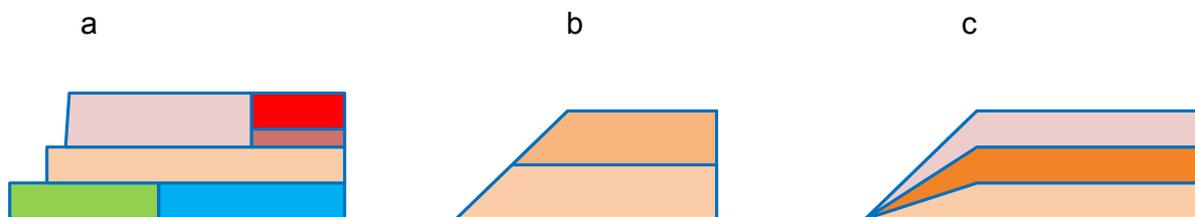


Abbildung 63: Ausgleich der Residuallast durch Börsenprodukte a) Stundenprodukte, b) Gradientenprodukte aus flexiblen Kraftwerken, c) Gradientenprodukte aus konventionellen thermischen Kraftwerken

Bei einem Einsatz von Kraftwerken mit niedrigen betrieblich zulässigen Gradienten, müssen viele Blöcke gleichzeitig eingesetzt werden, die dann längere Zeit im Teillastbereich bei geringeren Wirkungsgraden verbleiben (Abb. 63 c). Vorteilhaft ist, dass weniger Ablösevorgänge durch weitere Kraftwerke notwendig sind. Bei großen Gradienten von längerer Dauer sind allerdings bei beiden Verfahren etwa gleich viele Blöcke im Einsatz.

Aus der Sicht des Netzbetriebes erscheint das zweite Verfahren mit geringeren Kraftwerksgradienten aus der Sicht der Spannungshaltung im Netz vorteilhaft, da alle im Teillastbetrieb aktiven Kraftwerke zur Spannungsregelung am Kraftwerksstandort mittels der Generator-Erregereinrichtungen eingesetzt werden können. Hierdurch wird die Übertragungskapazität des Netzes verbessert.

Wie schon gezeigt wurde, können hohe Gradienten in der Leistungsregelung entweder durch wenige thermische Kraftwerke mit hoher Flexibilität aber auch durch viele Kraftwerke mit kleinen zulässigen Leistungsänderungsgeschwindigkeiten bereitgestellt werden. Damit können sich sowohl die hoch flexiblen Kombikraftwerke (CCPP: Combined Cycle Power Plant) mit Gradienten bis etwa 3 %/min und damit einem vollen Nennleistungshub innerhalb von einer halben Stunde als auch

Kohlekraftwerke mit Hochfahrzeiten von ein bis zwei Stunden und zulässigen Gradienten von 1 bis 2 %/min beteiligen.

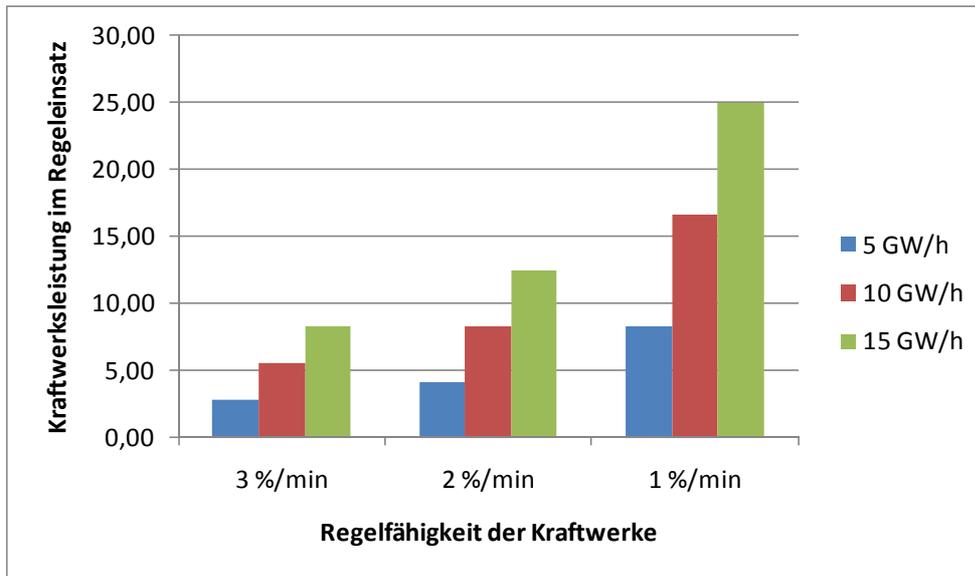


Abbildung 64: Erforderliche flexible Kraftwerksleistung bei unterschiedlichen Gradientenfähigkeiten der thermischen Kraftwerke

Bei längerfristigen Leistungsgradienten über mehrere Stunden, wie sie insbesondere bei PV auftreten, können daher alle thermischen Kraftwerkstypen gleichwertig eingesetzt werden. Bei kurzfristigen Leistungsfluktuationen sind die hochflexiblen Kraftwerke im Vorteil, da dann nur wenige Blöcke eingesetzt werden müssen, die bis in die Nähe der Nennleistungen gefahren werden können. Sind weitere Gradienten erforderlich, dann müssen weitere Kraftwerke folgen (Abb. 64). Bei weniger flexiblen Kraftwerken und kurzen Fluktuationen, bedeutet dies, dass viele Blöcke gleichzeitig einzusetzen sind und eventuell bei Beendigung des zu bedienenden Lastgradienten in einem niedrigen Teillastbereich weitergefahren werden müssen, was sowohl aus Sicht der Wirkungsgrade wie auch des Kraftwerksbetriebes ungünstig und unwirtschaftlich ist.

Die Anforderungen an die Flexibilität der thermischen Erzeugungsanlagen wie Häufiges An- und Abfahren mit geringem Verschleiß und Lebensdauerverminderungen, geringe Mindestlast zu fahren und die Fähigkeit zu größeren Leistungsgradienten, bringen neue technologische und energiewirtschaftliche Herausforderungen.

Sie stehen im Gegensatz zu bisherigen Tendenzen, Kraftwerke mit höheren Dampfzuständen und höheren Wirkungsgraden für den Nennbetriebspunkt zu bauen. Da die thermischen Kraftwerke zukünftig häufiger An- und Abgefahren und dabei auch längerfristig im Teillastbereich gefahren werden sind daher hohe thermische Wirkungsgrade im Bestpunkt allein nicht mehr das oberste Optimierungsziel. Sinnvoller sind daher Auslegungen, die gute Wirkungsgrade auch im Teillastbereich,

eine bessere Regelfähigkeit mit höheren Gradienten und ein häufigeres An- und Abfahren bei begrenztem und definiertem Verschleiß ermöglichen. Weiterhin kann eine vereinfachte Instandhaltung mit geringen Stillstandszeiten von Vorteil sein.

7.5 Einfluss der EE auf die Volllaststunden

Der Jahresgang der erneuerbaren Energieerzeugung im Szenario AT40 (Abb. 65) zeigt, dass Windenergie und PV aufgrund ihres komplementären Jahresgangs insgesamt zu einem flachen Erzeugungsverlauf im Monatsmittel führen.

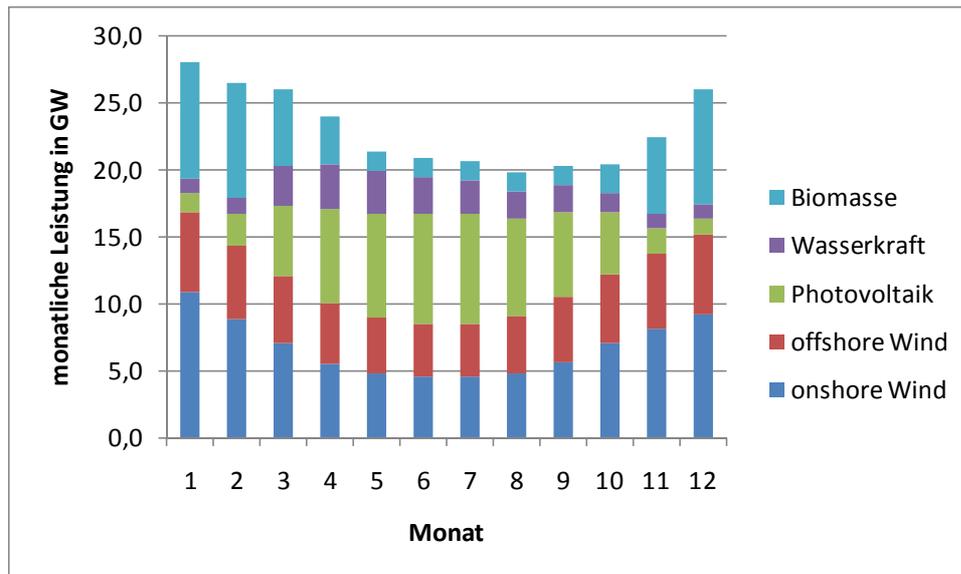


Abbildung 65: Jahresgang der Erzeugung aus EE für das Szenario AT40

Die Wasserkraft hat die höchsten Erzeugungspotenziale im Frühjahr bei der Schneeschmelze und über den Sommer durch die Niederschläge. Die Biomasse-Stromerzeugung hat als KWK den höchsten Erzeugungsanteil von Oktober bis April aufgrund des in dieser Zeit hohen Heizwärmebedarfs. Die Pumpspeicherkraftwerke sind aufgrund ihrer vergleichsweise kleinen Leistungskapazitäten und ihrem begrenzten Arbeitsvermögen als Kurzzeitspeicher vorwiegend für einen Ausgleich innerhalb eines Zeitraumes von Stunden bis Tagen von Bedeutung. Die thermischen Kraftwerke haben die Aufgabe einer Backup-Versorgung sicherzustellen, die sowohl Perioden mit geringem Anteil von EE als auch Zeiträume mit hohem Anteil bzw. hohen Fluktuationen überbrücken können. Hierzu müssen sie eine Leistung in der Größenordnung der Netzspitzenlast bereitstellen können und zusätzlich etwa 10 % Reserveleistung zur Abdeckung von Revisionen oder Kraftwerksausfällen nach unvorhergesehenen Störungen. Für dieses thermisches Erzeugungsszenario zeigt Abbildung 66 die monatlichen prozentualen Kapazitätsnutzungsraten, die im Bereich von 40 bis 50 % liegen und über das Jahr relativ gleichmäßig bleiben.

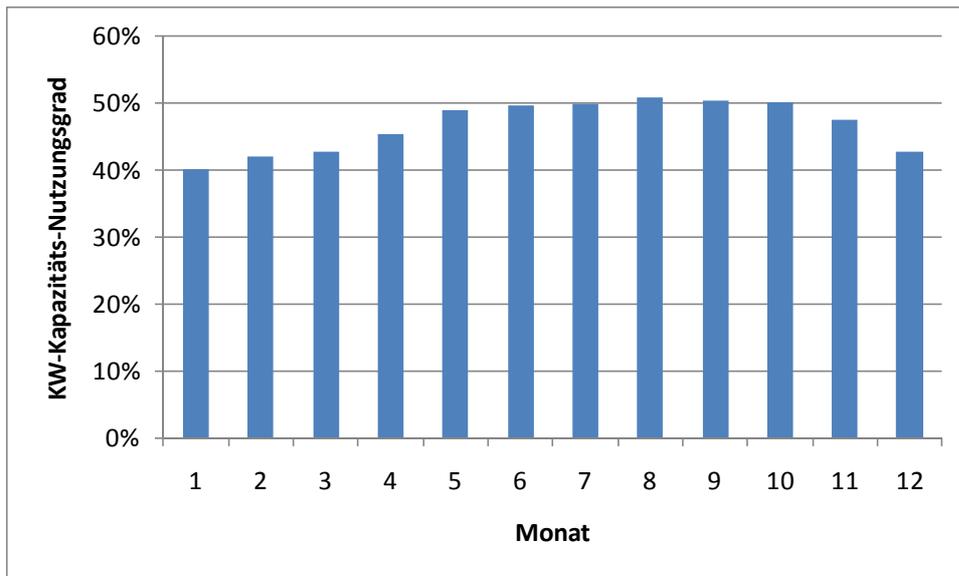


Abbildung 66: Kapazitätsnutzungsrate der thermischen Backupversorgung

Insgesamt ergibt sich für den thermischen Kraftwerkspark durch den Ausbau der EE entsprechend dem Szenario AT40 eine Verminderung der mittleren Vollaststundenzahl auf 4 030 h/a. Der erneuerbare Erzeugungsmix bewirkt eine Verschiebung der Höchstwerte der thermischen Backupversorgung auf die Sommermonate, wodurch die Fernwärmeauskopplung benachteiligt wird. Andererseits wird durch den vermehrten Einsatz der Biomasse-Blockheizkraftwerke die Wärmebereitstellung für die zukünftig nach Passivhausstandard erneuerten Gebäude auf nachhaltige Wärmeversorgung auf niedrigerem Niveau vorbereitet.

7.6 Wirtschaftlichkeit der thermischen KW im Vergleich mit Speichern

Die Verkürzung der jährlichen Einsatzstunden der thermischen Kraftwerke durch den Ausbau der erneuerbaren Energien führt zu einer Erhöhung des Anteils der Fixkosten aufgrund von Abschreibungen an den Stromgestehungskosten. Für ein Gas-Kombikraftwerk und ein Kohlekraftwerk soll auf Basis der Beschaffungskosten und der Brennstoffkosten im Jahr 2020 eine vergleichende wirtschaftliche Beurteilung erfolgen.

Der Kraftwerkstyp CCPP (combined cycle power plant) stellt ein Kombi-Gas-und-Dampfkraftwerk dar und SPP 600 (steam power plant) ein Kohlekraftwerk der neuesten Generation mit 600 °C Dampftemperatur. Die energiewirtschaftlichen Kennwerte dieser Kraftwerke auf Basis der Jahre 2010 und 2020 zeigt Tabelle 9. Zur Beurteilung der Zertifikatkosten für CO₂-Emissionen wird ein Preis von 24 €/t CO₂ angesetzt. Aus den spezifischen Emissionen des Brennstoffs, der auf den unteren Heizwert bezogenen wird, lassen sich die Emissionen und damit die Zertifikatkosten bestimmen. Kohle hat spezifische Emissionen von 0,343 kg CO₂ pro kWh_{therm} und

Erdgas 0,198. Abbildung 67 zeigt die Vollkostenanteile, die aus Abschreibungen für fixe und variable Kosten, Brennstoffkosten und CO₂-Kostenanteilen bestehen. Im Bereich niedriger Volllaststunden dominieren die Fixkostenanteile.

Tabelle 9: Energiewirtschaftliche Kennwerte von thermischen Kraftwerken

	S _n MW	Invest. €/kW 2010	Invest. €/kW 2020	O&M variable ct/kWh	O&M fix €/kW/a	eta %	Nutzung Jahre	Zinssatz %
CCPP	800	650	750	0,19	18	60	25	6
SPP 600	800	1.400	1.500	0,40	35	47	35	6

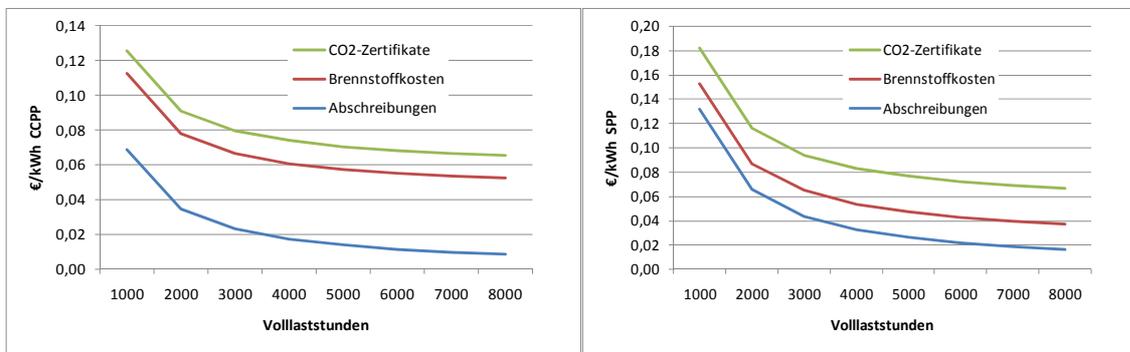


Abbildung 67: Erzeugungsvollkosten CCPP und SPP (additive Darstellung, Basis 2020)

Die Kohlekraftwerke haben niedrigere spezifische Brennstoffkosten aber höhere Fixkosten und CO₂-Kosten. Ohne Berücksichtigung der Zertifikatkosten sind sie daher, wie dies in der Vergangenheit war, bei hohen Einsatzstunden ab 3.000 h/a wirtschaftlicher als Gas-Kombikraftwerke. Durch die zukünftigen Zertifikatkosten werden aber die Gas-Kombikraftwerke im gesamten Einsatzbereich wirtschaftlicher sein, wie Abbildung 68 zeigt.

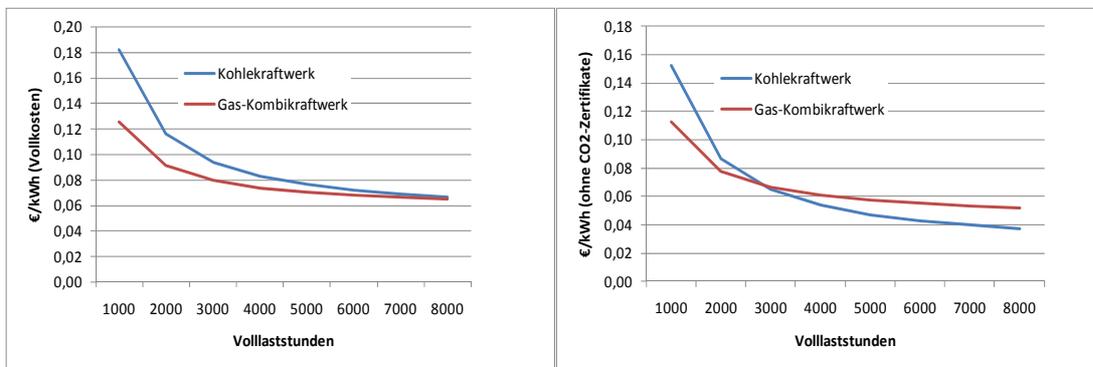


Abbildung 68: Vergleich der Erzeugungskosten mit und ohne CO₂-Kosten

Ohne Zertifikatkosten wären die Kohlekraftwerke im Bereich über 3 000 Volllaststunden wirtschaftlicher. Mit Zertifikaten liegen die Grenzkosten bei 4 000 h/a von CCPP bei 7,4 ct/kWh (Gaspreis 29 €/MW_{th}) und von SPP600 bei 8,3 ct/kWh (Steinkohlepreis 9 €/MWh_{th}). Falls eine Verdrängung der Blöcke durch Marktmechanismen erfolgt und sich hierdurch die Einsatzstunden auf 2 000 h/a verringern, würde der Erzeugerpreis bei CCPP bei einem Wert von 9,1 ct/kWh liegen und bei SPP 600 bei 11,6 ct/kWh.

Da die thermischen Kraftwerke zukünftig auch die Aufgabe haben, Regel- und Ausgleichsenergie bereitzuhalten, sind hierdurch verringerte Einsatzstunden möglich. Pumpspeicherkraftwerke sind voll regenerative Anlagen. Es ist aber aus Gründen der Wirtschaftlichkeit, der nutzbaren Ausbaupotenziale und der Akzeptanz in der Bevölkerung nicht zu erwarten, dass bis zum Jahr 2020 ausreichende Kapazitäten zur Verfügung stehen, um den gesamten Regel- und Ausgleichsenergiebedarf mit Pumpspeicherkraftwerken decken zu können. Thermische Kraftwerke stellen zwar keine regenerativen Anlagen dar, als Backup-Kraftwerke zur Aufbringung der Residuallast vermindern sie aber ihre CO₂-Emissionen entsprechend ihrer verminderten Volllaststundenzahl und helfen somit auch bei begrenztem Ausbau der Pumpspeicher, eine gesicherte Elektrizitätsversorgung für den Industriestandort Deutschland mit großen Anteilen an regenerativer Energie zu ermöglichen.

Abbildung 69 zeigt einen Vergleich der hier ermittelten Grenzkosten von thermischen Kraftwerken im Regeleinsatz mit anderen Speichertechnologien.

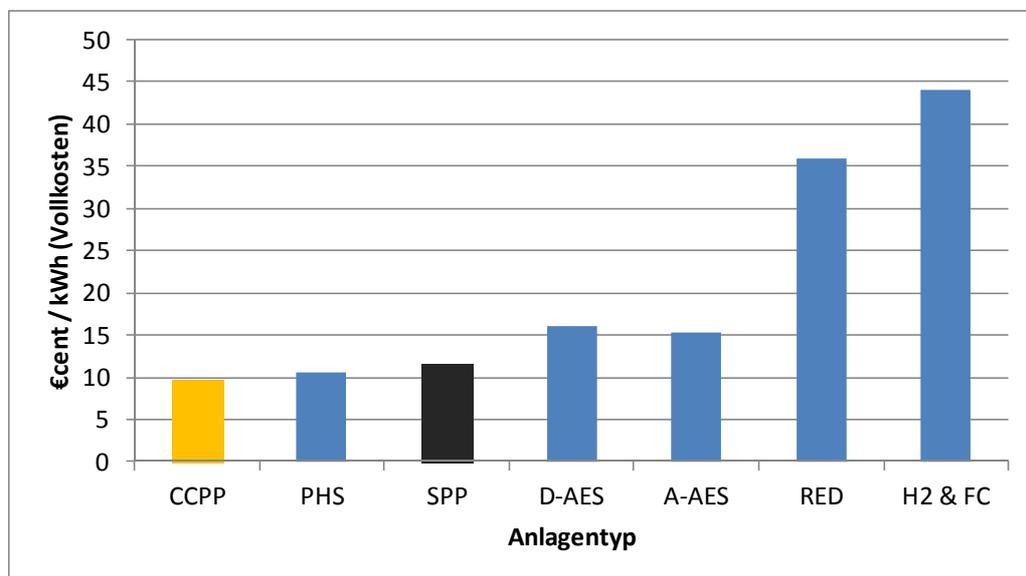


Abbildung 69: Vergleich der Erzeugungskosten von Speichern [9] mit thermischen Kraftwerken

Im Einzelnen bedeutet hier:

CCPP *combined cycle power plant, natural gas fired*

PHS *pumped hydro storage*

SPP *steam power plant, coal fired*

D-AES *diabatic air energy storage*

A-AES *adiabatic air energy storage*

RED *redox battery*

H2 & FC *hydrogen and fuel cell*

Der in der DENA-NNA-Studie [9] untersuchte Pumpspeicher wurde für 1 300 h im Pumpbetrieb und 1 000 h im Turbinenbetrieb untersucht.

Eine Analyse der bereits gebauten oder geplanten Pumpspeicherprojekte in Deutschland und Österreich (Kap. 8.3) zeigt, dass Neubauprojekte durch die zusätzlich zu errichtenden Speicherbauwerke teurer als Erweiterungen bei bestehenden Speicherseen sind. Derzeit überwiegen die Erweiterungen mit Pump- bzw. Turbinenleistungen im Bereich von jeweils etwa 350 bis 1 000 MW. Zukünftig ist durch effizientere Tunnelbohrmaschinen, verbesserte Baulogistik und Fertigungsverfahren bei den maschinentechnischen und elektrischen Anlagen der Pumpspeicherkraftwerke zu erwarten, dass die Erzeugungskosten bei 2 000 Turbinen-Volllaststunden im Bereich von etwa 10 ct/kWh liegen werden. Hierbei sind die Stromgestehungskosten und die Netztarifanteile für den Pumpstrom bereits berücksichtigt.

Zum Vergleich wurden die thermischen Kraftwerke mit 2 000 Volllaststunden (in beiden Regelrichtungen) eingesetzt. Sie liegen somit mit ihren Stromgestehungskosten in der Größenordnung des Pumpspeichers und sind damit im Regelenergiemarkt prinzipiell mit Pumpspeichern wettbewerbsfähig. Aus der DENA-Studie ergibt sich auch, dass alle alternativen Speichertechnologien deutlich höhere Kosten aufweisen (Abb. 69). Die Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie könnte dennoch wettbewerbsfähig sein, wenn der aus elektrischer Überschussenergie gewonnene Wasserstoff für die Elektromobilität mit Brennstoffzellenfahrzeuge eingesetzt wird, da hier andere Preisniveaus vorliegen.

8 Einfluss des Netzausbaus und der Speicher

Die Flexibilitätsanforderungen an die thermischen Kraftwerke sind stark abhängig von den Entwicklungen der Transport- und Verteilnetze, sowie den Speicherkapazitäten. Eine umfassende Beschreibung dieser Felder geht über den Rahmen dieser Studie hinaus. Jedoch sollen einige wichtige Zusammenhänge im Folgenden genauer diskutiert werden.

8.1 Netze

Der geplante Ausbau der erneuerbaren Erzeugung aus Wind und Sonne erfordert einen signifikanten Netzausbau in allen Spannungsebenen zur Erreichung verschiedener Ziele wie

- Anschluss der dezentralen Photovoltaikleistung,
- Transport der Windeinspeisung zu den Verbrauchszentren,
- Optimierung des Betriebs der Backupkraftwerke und
- Sicherung einer möglichst einheitlichen Energiemarktzone in Deutschland.

Die Herausforderungen an die Verteilnetze, die aus der dezentralen Photovoltaikeinspeisung resultieren, wurden bereits in Kapitel 3 kurz beschrieben. Die Anforderungen für den Transport der Windenergie in die Lastzentren wurden im Kapitel 2.2 behandelt und ausführlich z. B. in der Dena 2 Studie [10] genau untersucht. In diesem Kapitel soll hingegen untersucht werden, welchen Einfluss der Netzausbau auf den Betrieb der thermischen Kraftwerke haben würde.

8.1.1 Netzausbau im Regionenmodell

Dazu soll nochmals auf das Einsatzmodell aus Kapitel 5.5 zurückgegriffen werden. Dieses Modell erlaubt neben der Einsatzplanung auch die Bestimmung eines kostenoptimalen Netzausbaus zwischen den Regionen. Dazu haben wir aufbauend auf dem VDE-AT40 Szenario ein Szenario AT40-Netz definiert, worin es dem technisch-ökonomischen Modell überlassen wird, Erweiterungen für die Kuppelkapazitäten zwischen den Regionen des Modells vorzuschlagen, wenn diese zu einer Reduzierung der Gesamterzeugungskosten beitragen.

Die berechneten neuen Übertragungskapazitäten und die resultierenden Energietransporte über die jeweiligen Regionengrenzen sind in der Abbildung 70 dargestellt. Aufgrund der stark aggregierten Modellierung können natürlich nur qualitative Aussagen aber keine trassenscharfen Netzpläne abgeleitet werden. Trotzdem finden sich in den Ergebnissen einige Trends wieder, die auch in der Dena 1 und Dena 2 Studie berichtet wurden.

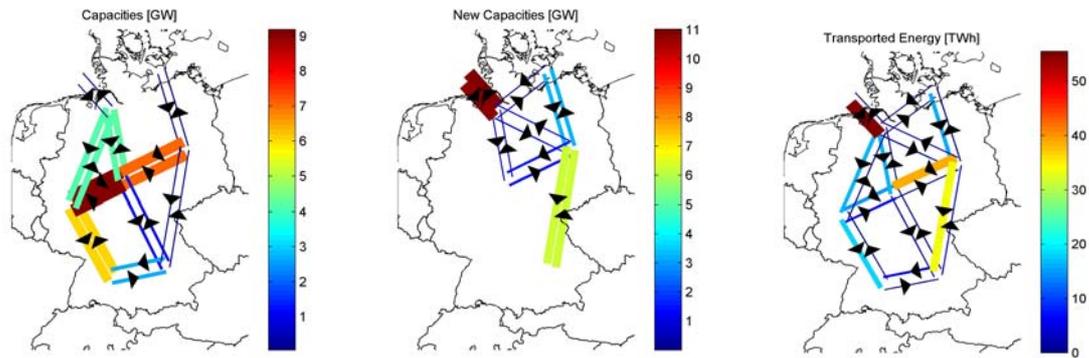
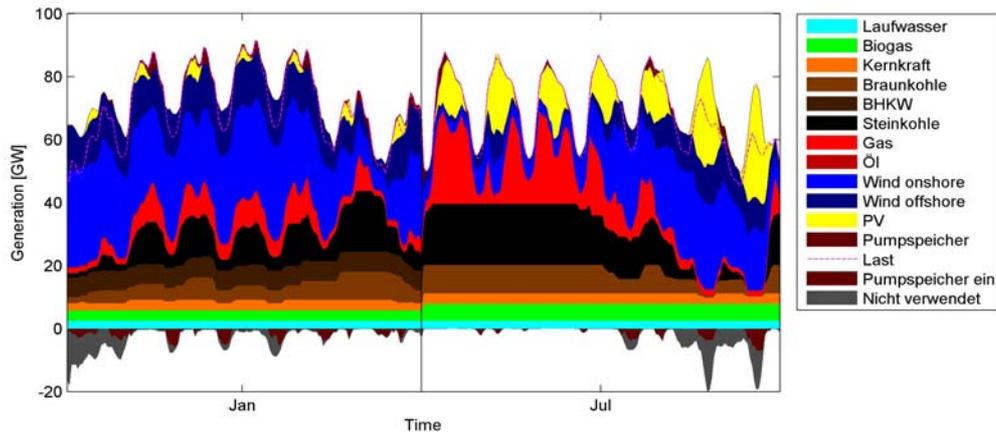


Abbildung 70: Das aggregierte heutige Netz, der modellierte kostenoptimale Netzausbau auf aggregiertem Modellniveau und die überregionalen Energietransporte im Referenzszenario AT40

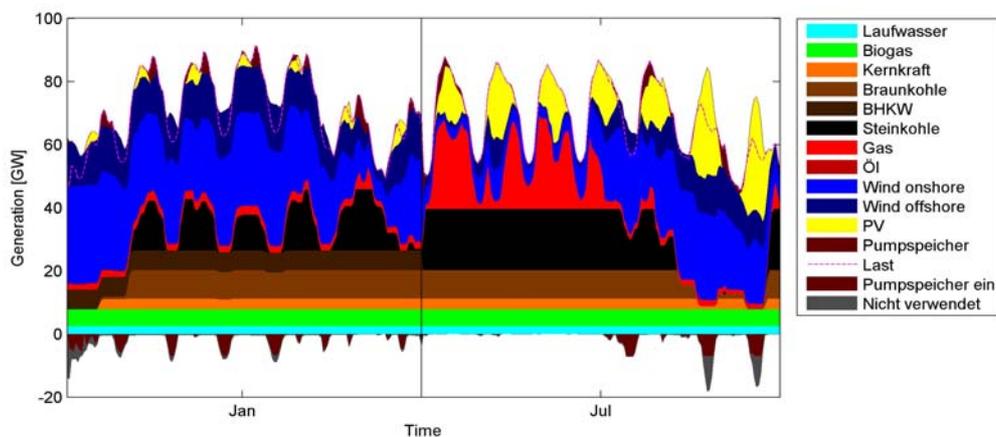
Die neuen Netzkapazitäten folgen dem Trend, einen stärkeren Nord-Süd-Ausgleich zu schaffen, um die zusätzliche Offshore-Windenergie sinnvoll verbrauchen zu können. Dies sollte auch mithilfe einer besseren Integration von Ostdeutschland in Richtung Bayern erfolgen, siehe zum Beispiel die in Dena 1 vorgeschlagene Verbindung Halle-Schweinfurt.

Zur Untersuchung der Auswirkungen solcher signifikanter Netzausbauten auf den Betrieb des Kraftwerksparks betrachten wir nun Abbildung 71, wo der zeitliche Erzeugungsmix für das AT40 und das AT40-Netzscenario miteinander verglichen werden.

Man kann beobachten, dass die Fahrweise der Kraftwerke nach Ausbau der Netze wieder traditionellere Formen annimmt, mit deutlich weniger Schwankungen bei den Grund- und Mittellastkraftwerken. Eine volle Wiederherstellung der heutigen Betriebsweise kann aber auch mit einem signifikanten Netzausbau nicht erreicht werden. Die Überschüsse in den ersten Tagen der Januarwoche können nun aber vermieden werden, da die starken Windeinspeisungen aus dem Nordseebereich besser in die Lastzentren transportiert werden können.



a)



b)

Abbildung 71: Energiemix für zwei beispielhafte Wochen. a) Szenario VDE-AT40, b) Szenario AT40-Netz

Die Erklärung für diese Einflüsse des Netzausbaus ist naheliegend. Ein verstärktes Netz erlaubt eine bessere Integration der erneuerbaren Energien. So kann zum Beispiel die Windenergie aus dem norddeutschen Raum besser in benachbarte Lastzentren verteilt werden. Dadurch reduziert sich in den Regionen mit erneuerbarem Energieüberschuss der Druck, die Grundlasterzeugung zeitweise einzuschränken. Im Gegenzug werden in den angrenzenden Regionen allerdings mehr Mittel- und Spitzenlastkraftwerke vom Markt verdrängt. Während das Gesamtsystem damit optimaler gefahren werden kann, verschieben sich durch den Netzausbau jedoch die Einnahmen und Gewinne zwischen den verschiedenen Erzeugungstypen und ihren regionalen Betreibern.

8.1.2 Netzausbau, Redispatch und Marktzone

Bereits heute treten häufig Netzengpässe im deutschen Übertragungsnetz auf. In Abbildung 72 ist für eine gegebene Windeinspeisung jeweils die Wahrscheinlichkeitsverteilung von Notfallmaßnahmen nach EnWG §13 in der Regelzone der 50Hertz Transmission GmbH farblich codiert. Die dargestellte

schwarze Linie zeigt den Mittelwert der Notfallmaßnahmen für die gegebene jeweilige Windeinspeisung an. Die verwendeten Daten basieren auf Veröffentlichungen der 50Hertz Transmission GmbH für das Jahr 2010.

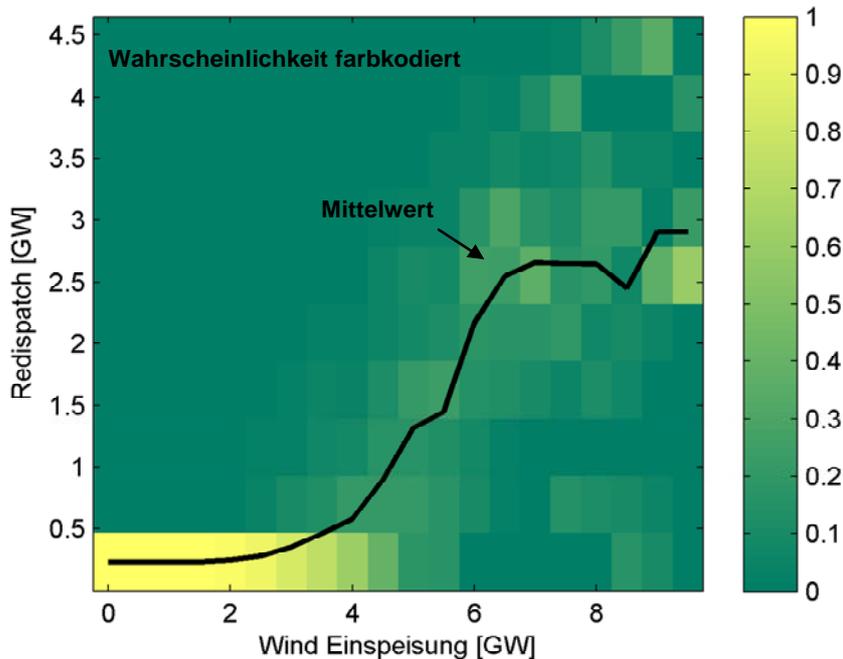


Abbildung 72: Wahrscheinlichkeit von Redispatch in Abhängigkeit von der Windeinspeisung in der 50Hertz-Regelzone

Man kann ersehen, dass heute in der 50Hertz Regelzone bei Windeinspeisungen von mehr als etwa 3 GW fast immer Netzengpässe auftreten. Diese veranlassen den Netzbetreiber dazu, gegen den Markt zu handeln, um im Rahmen von Redispatch-Maßnahmen nach EnWG §13 die Netzsicherheit zu garantieren. Im Jahr 2010 waren solche Maßnahmen durchschnittlich in 14 % der Zeit aktiv. Skaliert man die heutige Windeinspeisung entsprechend dem AT40 Szenario nach oben, so ergeben sich in 2020 in 38 % der Zeit Windeinspeisungen von über 3 GW und damit verbundene Netzengpässe. Teilweise können diese Engpässe durch die geplanten und im Bau befindlichen Netzerweiterungen in Deutschland reduziert werden. Allerdings berücksichtigt die vorgestellte Hochrechnung der Netzengpässe nur die Onshore-Windeinspeisung in der 50Hertz Regelzone selbst. Die geplante Offshore-Windinstallation und die angenommene PV-Leistung von 60 GW in 2020 werden in Zukunft voraussichtlich auch in anderen Netzbereichen zu signifikanten Engpässen führen.

Es ist daher anzunehmen, dass sich die Anforderungen an die konventionellen Kraftwerke, im Vergleich zu den in dieser Studie dargestellten Werten, zum Teil noch deutlich erhöhen werden. Damit einhergehen wird eine starke Abhängigkeit der möglichen Betriebsweisen eines Kraftwerks von der Region, in der es verortet ist. Bei

anzunehmenden hohen Zeitanteilen im Redispatch-Betrieb werden sich damit auch regional unterschiedliche Geschäftsmodelle herausbilden.

8.2 Speicher

Die Tendenzen gehen bei nachhaltiger Energieversorgung immer stärker zu hohen installierten Leistungen und größeren Leistungsgradienten. Zunehmend können auch Situationen im Netz auftreten, bei denen die Erzeugung aus Wind, Fotovoltaik, Wasserkraft und Biomasse die Last im Netz deutlich übersteigt. Aus wirtschaftlichen und ökologischen Gründen ist es wünschenswert, dass die regenerative Energie weitgehend verwendet und zur Ablösung von fossilen Energieträgern benutzt wird.

Zum Ausgleich von Erzeugungssituationen mit Überschuss und Mangel eignen sich insbesondere Speichertechnologien. Folgende Technologien stehen prinzipiell zur Verfügung:

- Hydraulische Pumpspeicher
- Druckluftspeicher
- Elektrochemische Speicher, insbesondere Batterien (von Elektrofahrzeugen)
- Wasserstoffelektrolyse und Brennstoffzelle

Diese Speichertechnologien lassen prinzipiell eine bidirektionale Nutzung mit Laden und Entladen zu, wobei jeweils das Endprodukt wieder Elektrizität ist.

Daneben kann Überschussenergie auch in andere Energieformen z. B. durch Direktheizungen oder Wärmepumpen in Heizungswärme umgewandelt werden. Durch Elektrolyse ist auch eine Umwandlung in Wasserstoff möglich. Dieser kann entweder direkt in Brennstoffzellenfahrzeugen für die nachhaltige und emissionsarme Mobilität verwendet werden, in der petrochemischen Industrie zur Herstellung von Raffinerieprodukten eingesetzt werden, oder durch Hydrierung von Kohlenstoff in Öko-Methan umgewandelt werden. Die letzte Möglichkeit erscheint zukünftig interessant zu sein, da einerseits sehr große Speichervolumina durch Kavernenspeicher und die Porenspeicher der ehemaligen Erdgaslagerstätten zur Verfügung stehen, andererseits damit Gaskraftwerke mit geschlossenem nachhaltigen Kohlenstoffkreislauf betrieben werden können. Allerdings ist hier noch eine Reihe von Fragen zum erreichbaren Gesamtwirkungsgrad der Umwandlungskette und zur Wirtschaftlichkeit gegenüber H₂ und fossilem Erdgas zu klären.

Bis zum Jahr 2020 sind wahrscheinlich im großtechnischen Maßstab vor allem Pumpspeicher und Batterien für Elektrofahrzeuge verfügbar. Diese beiden Speichertechnologien sollen daher hier primär betrachtet werden.

Abbildung 72 zeigt die derzeit vorhandenen und bis 2020 geplanten Pumpspeicherleistungen in Mitteleuropa (AT, DE, CH, FR, IT). Da der Bau neuer Staudämme mit langen Genehmigungsverfahren und hohen Kosten verbunden ist, werden derzeit überwiegend vorhandene Stauanlagen mit leistungsstarken Pumpturbinen aufgerüstet. Wie Tabelle 10 zeigt, stehen nur begrenzte Speichervolumina und damit nur mittlere Füll- bzw. Entleerungszeiten von etwa 7 bis 9 Stunden zur Verfügung. Die meisten Pumpspeicher verfügen nur über relativ kleine Unterseen, wodurch sich die kurzen Speicherzeiten ergeben. Eine Ausnahme bildet z. B. der Pumpspeicher Limberg II & III, der auf insgesamt 960 MW ausgebaut wird und wegen der symmetrischen Ober- und Unterseevolumina eine Lade- bzw. Entlade-Zeitkonstante von 60 Stunden aufweisen wird.

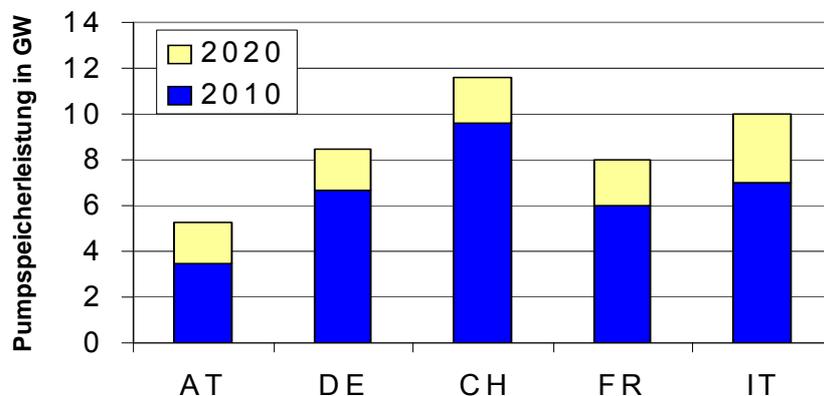


Abbildung 73: Vorhandene und bis 2020 geplante Pumpspeicherleistungen in Mitteleuropa (Quelle: TU Wien)

Pumpspeicher haben den Vorteil, dass sie einen hohen Lade-Entladewirkungsgrad von etwa 80 % aufweisen und voll regenerativ sind.

Tabelle 10: Geplante Pumpspeicherleistungen und Wälzenergien in Mitteleuropa (Quelle: TU Wien)

Land	Pumpleistung in GW	Energieinhalt in GWh	Mittlere Lade- / Entladezeit in h
Österreich	5,0	43	8,6
Schweiz	11,5	100	8,7
Deutschland	8,0	52	6,5
Frankreich	8,0	56	7,0
Italien	10,0	70	7,0
Summe	42,5	321	7,6

Sie können nach der Synchronisierung im Zeitbereich von etwa 30 bis 50 Sekunden von Null auf volle Nennleistung gefahren werden. Neue Anlagen ermöglichen weiterhin einen Wechsel von Pump- zum Turbinenbetrieb und umgekehrt innerhalb

von zwei Minuten. Pumpspeicher erlauben daher sehr hohe Lastgradienten von 100 bis 200 % der Nennleistung pro Minute.

Verglichen mit den Ausbauleistungen der EE und den zu erwartenden Leistungsgradienten sind die in Mitteleuropa vorhandenen Pumpspeicherleistungen begrenzt. In der EU-27 werden unter allen EE in der Perspektive der nächsten 10 Jahre hauptsächlich Wind- und Solarenergie ausgebaut. So sind nach den nationalen Aktionsplänen für erneuerbare Energie (NREAP) bis 2020 etwa 140 GW Onshore-Wind, 40 GW Offshore-Wind und 80 GW PV zu erwarten. Insgesamt wird dann die installierte Leistung von Wind und PV also voraussichtlich insgesamt 260 GW und die gesamte Leistung EE ca. 480 GW ausmachen.

In der kürzlich veröffentlichten Zusammenstellung der Ausbauziele der Mitgliedsstaaten der EU-27 bis 2020 im „National Renewable Energy Action Plan“ [31] können die dort dargestellten Ausbauziele in Bezug auf die EE und die hydraulischen Speicher miteinander verglichen werden.

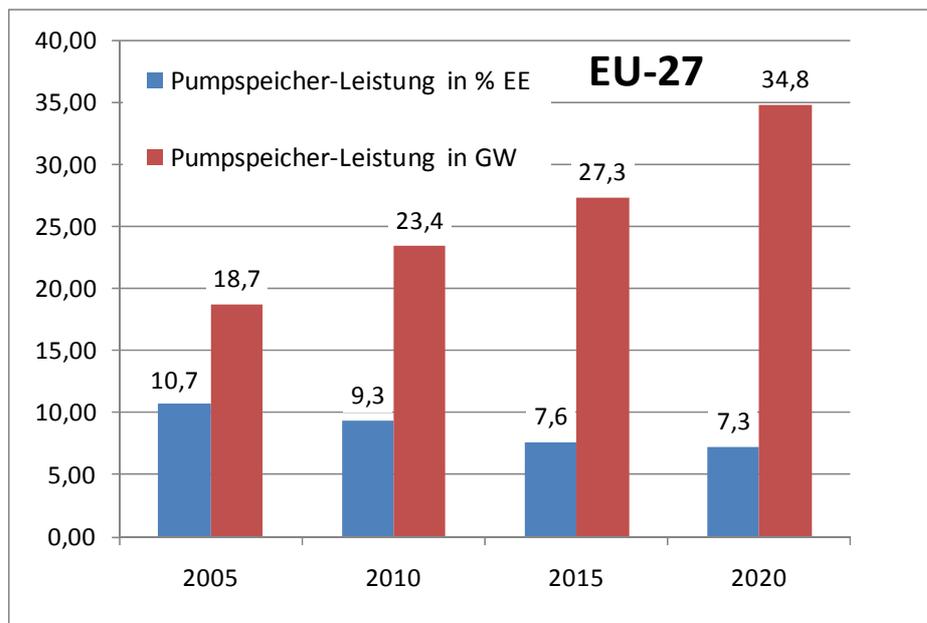


Abbildung 74: Entwicklung der absoluten und relativen Leistungen der Pumpspeicher, bezogen auf die EE-Installationen in EU-27 entsprechend NREAP [31]

Die EU-27 Staaten verdoppeln hiernach ungefähr die Pumpspeicherleistung auf 34,8 GW bis 2020 gegenüber 2005 (Abb. 73). Die Pumpspeicherleistung im Verhältnis zur installierten Leistung der EE nimmt aber von 10,7 % bis 2020 auf nur mehr 7,3 % ab, d.h. die Pumpspeicherleistungen können mit dem raschen Ausbau der EE nicht anteilig mithalten.

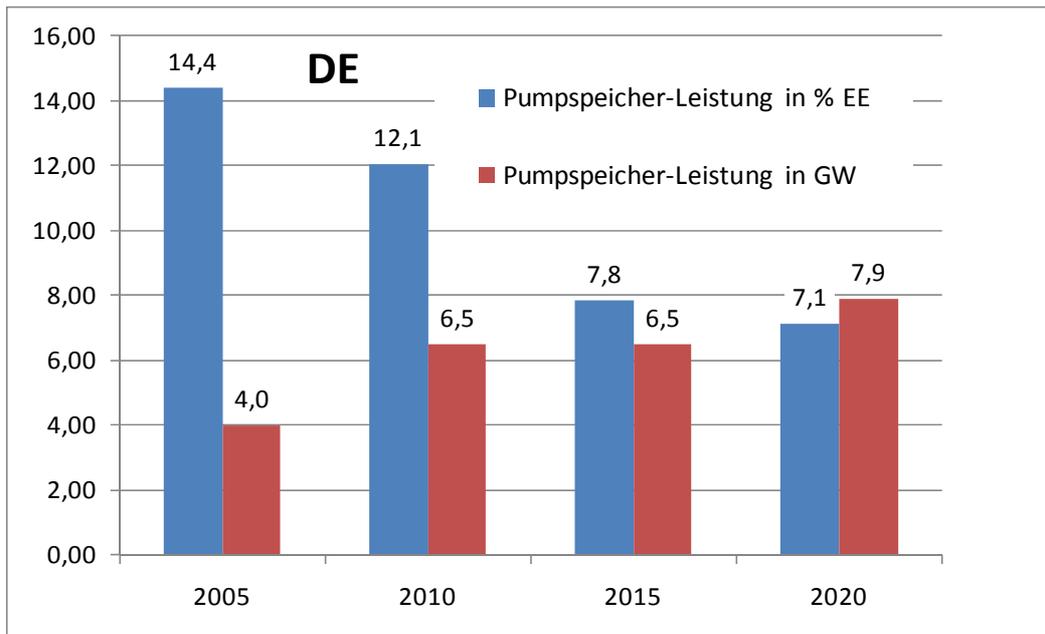


Abbildung 75: Entwicklung der absoluten und relativen Leistungen der Pumpspeicher, bezogen auf die EE-Installationen in Deutschland entsprechend NREAP

Für Deutschland zeigt Abbildung 75 ähnliche Verhältnisse, die Pumpspeicherleistungen sinken relativ zum Ausbau der EE von 14,4 % auf 7,1 % bis 2020 ab. Die Möglichkeiten zur Speicherung und Netzregelung mit Pumpspeichern verschlechtern sich daher bis 2020 dramatisch.

Die Pumpspeicherkapazitäten reichen daher mit ihrem Leistungs- und Arbeitsvermögen nicht aus, um eine längerfristige Bilanzierung des Ausgleichsenergiemarktes erfüllen zu können. Wegen ihrer kurzen Startzeiten und der hohen Leistungsgradienten sind sie aber hervorragend für schnelle Reaktionen bei Engpasssituationen geeignet. Außerdem können die zukünftig verfügbaren großen Wasserkraftgeneratoren im Phasenschieberbetrieb zur Spannungsstützung im Netz beim Abschalten vieler thermischer Kraftwerke bei hohem erneuerbaren Dargebot dienen und mit ihren Schwungmassen stabilitätsverbessernd wirken.

Aus der Sicht Deutschlands können nur die innerhalb dieses Gebietes installierten Pumpspeicher und einige in Tirol und Vorarlberg, an denen Deutschland beteiligt ist bzw. dort Nutzungsrechte erworben hat, für die Regelzone Deutschland verwendet werden. Insgesamt werden damit etwa 10 bis 12 GW Regelleistung aus Pumpspeicherkraftwerken zur Verfügung stehen. Damit können Leistungshübe von 10 % der Netzlast theoretisch ausgeregelt werden. Das verfügbare Arbeitsvermögen ist aber auf wenige Stunden, bei einigen großen Pumpspeichern auf wenige Tage begrenzt.

Derzeit werden sowohl Neubauprojekte wie auch Erweiterungen von bestehenden Pumpspeicherkraftwerken geplant. Erweiterungen bieten den wirtschaftlichen Vorteil, dass die vorhandenen Speicherseen mit ihren Staubbauwerken verwendet werden

können. Es werden die Pumpen- und Turbinenleistungen erhöht. Hierzu sind unterirdische Triebstollen zu bohren und neue Kavernen für die Aufnahme der Generatoren mit ihren Pumpturbinen zu errichten. Hierdurch ergeben sich vereinfachte Umweltverträglichkeitsprüfverfahren und durch den Entfall der Errichtung von Speicherbauwerken ist es zusätzlich kostengünstiger (Abb. 75).

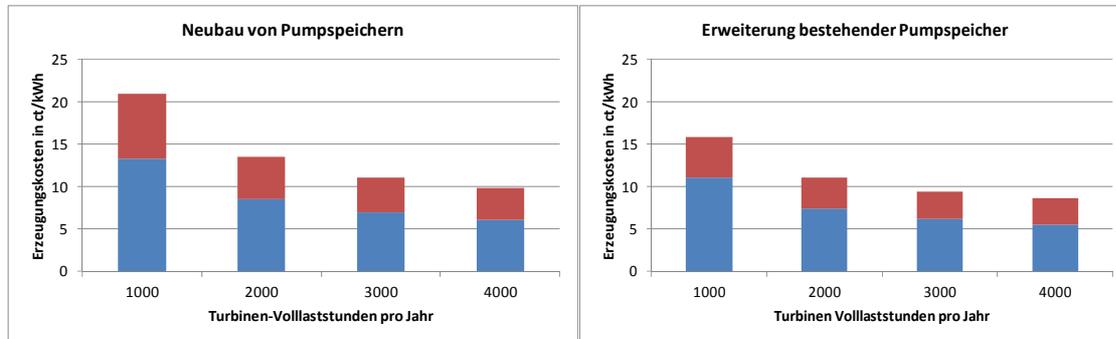


Abbildung 76: Vergleich der Variationsbereiche der Stromgestehungskosten bei Neubauten und Erweiterungen von Pumpspeicherkraftwerken

Die spezifischen Errichtungskosten von Neubauanlagen liegen derzeit bei etwa 1 300 bis 2 000 €/kW. Bei Erweiterungen liegen die spezifischen Kosten im Bereich von 850 bis 1 300 €/kW. Unter Berücksichtigung einer mittleren Nutzungsdauer von 50 Jahren, einem Zinssatz von 6 % und den Strombezugskosten im Pumpbetrieb einschließlich der zukünftig hierbei zu verrechnenden Netzgebühren ergeben sich die in Abbildung 75 dargestellten Variationsbereiche der Erzeugungskosten.

Die Einsatzstunden der Pumpspeicher bestehen aus den Zeiten im Pump- und im Turbinenbetrieb. Die Turbinenvolllaststunden stellen daher einen Zeitraum von etwa der Hälfte der Betriebsstunden dar. Derzeit liegen die Turbinenvolllaststunden im Bereich von 750 bis 1 200 h/a. Durch den vermehrten Ausbau der EE sind möglicherweise Turbinenvolllaststunden von mindestens 2 000 h/a bis 3 000 h/a zu erwarten und 4 000 h/a stellen eine theoretische Grenze dar. Bei 2 000 Turbinenvolllaststunden liegt der mittlere Erzeugungspreis der Pumpspeicher im Bereich von 7,5 bis 13,5 ct/kWh bei geplanten Erweiterungen bzw. Neubauten. Als Mittelwert kann 10 ct/kWh angenommen werden (siehe auch Abb. 69). Das hier verwendete Modell stellt ein Einsatz-Vollkostenmodell dar.

Die Batterien der Elektrofahrzeuge stellen eine weitere Möglichkeit zur Speicherung dar. Die Nutzerakzeptanz wird aber eher eine Aufladung nicht aber eine Entladung akzeptieren. Weiterhin sind die Speicherkapazitäten beschränkt. Wenn z. B. 10 Mio. Elektrofahrzeuge mit 2 kW gleichzeitig geladen werden, so entspricht dies 20 GW. Zusätzliche Elektrizitätsverbraucher können die Verteilungsnetze ohne Kapazitätserweiterung oder wirksame Demand Side Management (DSM) Maßnahmen derzeit nicht aufnehmen. Bis 2020 ist aber ein entsprechender Ausbau

der Verteilungsnetze bei den heutigen Regulierungsansätzen sicherlich nicht finanzierbar.

Die Speichertechnologien sind daher insbesondere zum Ausgleich häufiger kleinerer Leistungshübe geeignet, weniger aber für die seltenen Ereignisse mit großen Hüben oder längeren Leistungsperioden. Sie müssen daher durch andere Technologien abgelöst werden wie z. B. Einsatz von thermischen Kraftwerken, Demand Side Management Maßnahmen, Redispatch und Verwendung des Überschussstromes aus erneuerbaren Energien zur H₂ Herstellung

8.3 Speicherkonzept Power-to-Gas

Das hier vorgestellte Langzeitspeicherkonzept geht über die reine Wasserstoffherzeugung hinaus und basiert auf der bidirektionalen Kopplung von Strom- und Erdgasnetz (Abb. 76). Die Energie regenerativer Stromüberschüsse kann genutzt werden, um Wasser über eine Elektrolyse in seine Bestandteile Wasserstoff und Sauerstoff zu zerlegen. Der Wasserstoff wird mit CO₂ über die Methanisierung zu Methan konvertiert. Das erneuerbare Methan wird anschließend gespeichert, transportiert und je nach Bedarf als Regel- und Reserveenergie über eine Rückverstromung, z. B. in Gaskraftwerken oder BHKWs, oder im Verkehr eingesetzt. Dezentral erzeugter regenerativer Strom wird auf diese Weise in einen CO₂-neutralen Energieträger mit hoher Energiedichte umgewandelt [39], [38].

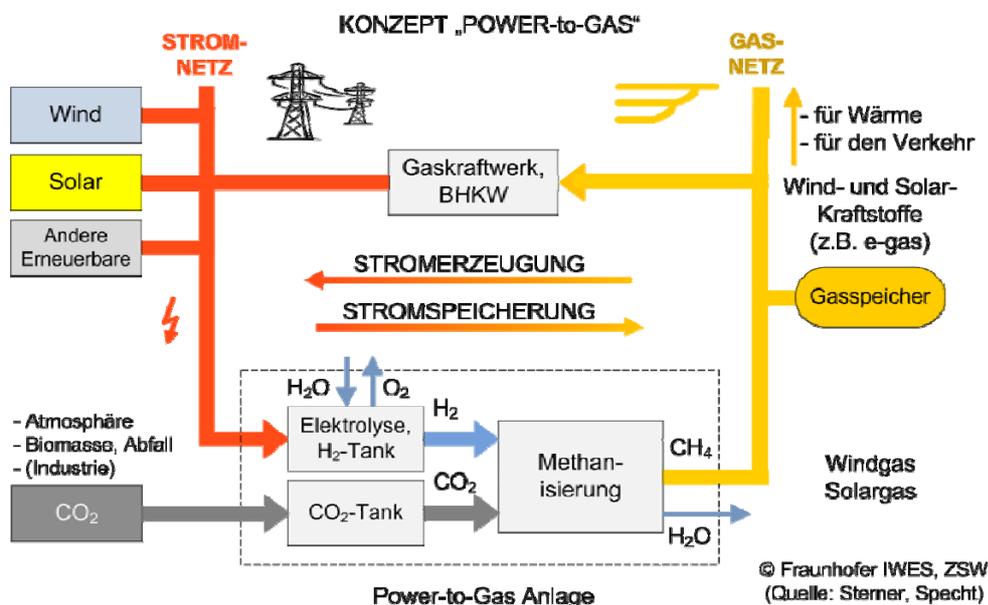


Abbildung 77: Schematische Darstellung der Strom-Gasnetz-Kopplung.

Das auf diese Weise erzeugte Speichergas hat eine vergleichbare chemische Zusammensetzung wie herkömmliches Erdgas. Daher kann erneuerbares Methan als Austauschgas quasi unbegrenzt in das heute verfügbare Erdgasnetz eingespeist werden. Dem erneuerbaren Methan stehen damit ohne weitere Anpassungen

sämtliche Anwendungs-, Verteil- und Speichermöglichkeiten offen, die auch für herkömmliches Erdgas zur Verfügung stehen.

Insbesondere bezüglich der Verteil- und Speichermöglichkeiten weist das Gasnetz enorme Kapazitäten auf. Abbildung 77 gibt eine Übersicht über die deutschen Erdgasspeicher, die durch die Strom-Gasnetz-Kopplung auch für die Langzeitspeicherung von erneuerbaren Stromüberschüssen genutzt werden können. Aufgetragen ist die maximale Plateau-Entladeleistung und gegenüber der möglichen Entladedauer, die sich bei Verknüpfung der Entladeleistung mit dem zur Verfügung stehenden Arbeitsgasvolumen ergibt.

Auf Basis des maximal nutzbaren Arbeitsgasvolumens ergibt sich für die Speicherung von Erdgas eine kumulierte Speicherkapazität von 203 TWh. Die kumulierte Entladeleistung umfasst ca. 200 GWth. Setzt man einen Wirkungsgrad von 55 % für die Rückverstromung des gespeicherten Methans an, so erhält man ein Äquivalent für die elektrische Speicherkapazität des Gasnetzes von 110 TWh. Dieser Wert lässt sich nun auch mit anderen Speichertechnologien vergleichen. Alle deutschen Pumpspeicher zusammengenommen weisen beispielsweise eine Speicherkapazität von 40 GWh auf. Damit übersteigt die Speicherkapazität der Gasspeicher die der deutschen PSW um mehr als das 2500-fache.

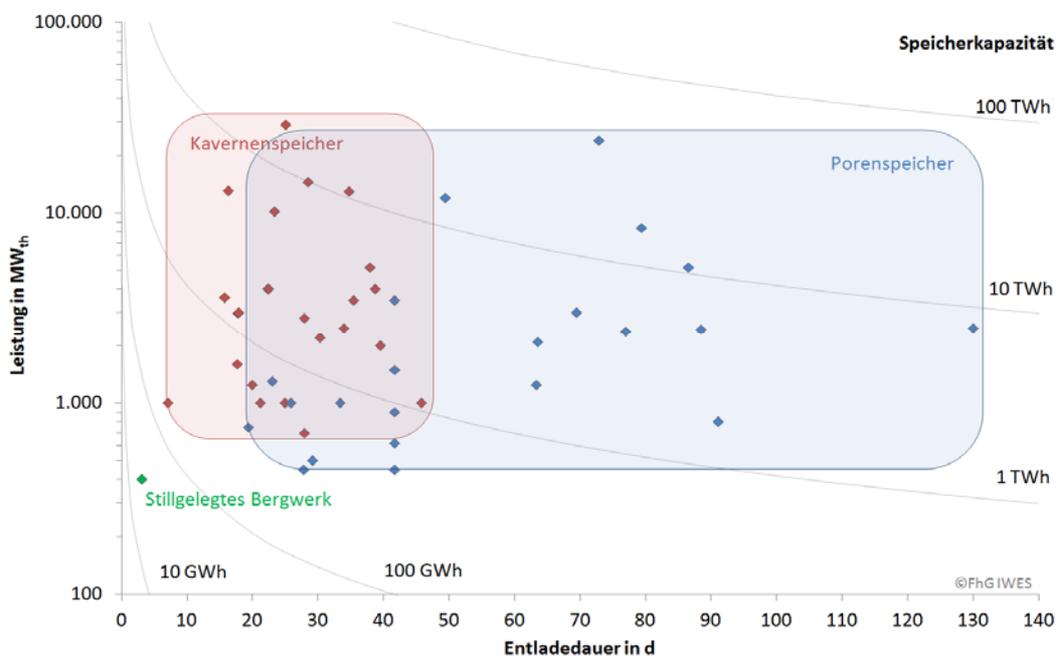


Abbildung 78: Entladeleistung und zugehörige Entladedauer der deutschen Erdgasspeicher. Quelle: auf Basis von Sedlacek 2009

EE-Methan versus EE-Wasserstoff

Durch den zusätzlichen Konvertierungsschritt, der zur Herstellung von EE-Methan gegenüber EE-Wasserstoff notwendig ist, weist der EE-Methan-Langzeitspeicher insgesamt einen geringeren Wirkungsgrad η als EE-Wasserstoff auf (Strom zu Wasserstoff: η 60 bis 75 % ohne Komprimierung zur Einspeisung und Speicherung; Wasserstoff zu EE-Methan 60 bis 70 % und Strom zu EE-Methan η ca. 36 bis 50 %). Daher liegt die Frage nahe, ob die Wirkungsgradnachteile von EE-Methan gegenüber EE-Wasserstoff durch andere Vorteile kompensiert oder sogar übertroffen werden können bzw. ob EE-Wasserstoff nicht der sinnvollere chemische Energieträger für die Zukunft ist.

Prinzipiell können über den chemischen Energieträger Wasserstoff die zukünftig notwendigen Langzeitspeicherkapazitäten ebenfalls erreicht werden, wobei aufwändige technische Modifikationen an der Gasversorgung zu tätigen sind. Bei einem Vergleich der Energiedichten von Wasserstoff und Methan zeigt sich, dass eine Volumeneinheit Methan jedoch ca. dreimal so viel Energie wie eine Volumeneinheit Wasserstoff enthält, weshalb bei der Speicherung von reinem Methan gegenüber reinem Wasserstoff nur ca. 1/3 des Speichervolumens notwendig ist. Hinzu kommt, dass zur Speicherung von Wasserstoff aufgrund der kleineren Gasmoleküle und der Reaktion von Wasserstoff mit Begleitstoffen wie Schwefel höchstens Kavernenspeicher nicht jedoch Porenspeicher geeignet sind. Damit ist das Volumen, welches zur Speicherung von EE-Methan nutzbar gemacht werden kann und die energetische Auslastung im Vergleich zu Wasserstoff deutlich größer.

Neben der Speicherfrage spielt zunächst die Frage der Einspeisung und der Verteilung des chemischen Energieträgers eine Rolle. Da EE-Methan eine vergleichbare chemische Zusammensetzung wie herkömmliches Erdgas erreicht, kann EE-Methan als Austauschgas quasi unbegrenzt in das heute verfügbare Erdgasnetz eingespeist werden. Damit stehen EE-Methan ohne weitere Anpassung sämtliche Anwendungs-, Verteil- und Speichermöglichkeiten offen, die auch für herkömmliches Erdgas zur Verfügung stehen.

Im begrenzten Umfang kann Wasserstoff über die Beimischung als Zusatzgas ebenfalls dem Erdgasnetz zugeführt werden. Nach dem derzeitigen DVGW Regelwerk G 260 ist die Einspeisung von Wasserstoff auf 5 Vol.-% (1,5 %-energetisch) begrenzt, wobei unter Beachtung von technischen Restriktionen in Verdichtern und Porenspeichern gegenwärtig von Gasfachleuten nur 1-3 Vol.-% (0,33-1 %-energetisch) als möglich und unproblematisch erachtet werden. Neuere Untersuchungen führen zu dem Ergebnis, dass stellenweise ggf. eine höhere Einspeisung bis zu 10 Vol.-% möglich sind, jedoch das Gasnetz nicht an allen Stellen dafür ausgelegt und geeignet ist [12]. Wasserstoff kann daher nur eingeschränkt in Erdgasnetzen transportiert und verteilt werden. Für höhere Wasserstoffanteile als

3 Vol.-% bzw. 5 Vol.-% sind Modifikationen in der Mess- und Abrechnungstechnik und verschiedener Gasanwendungen (Gasturbinen, Prozessgas, Brenner) notwendig. Ferner ist der Versprödung von Materialien und der sicherheitstechnisch relevanten Diffusion von Wasserstoff vorzubeugen [12]. Neben den vorgestellten Vor- und Nachteilen der H₂- gegenüber der CH₄- Nutzung werden jeweils die zukünftige Nachfrage und Preise über die Verwendung dieser Speicheroptionen und der Energieträger entscheiden. An dieser Stelle soll nur erwähnt werden, dass es weiterhin möglich sein wird, z. B. über Fischer-Tropsch Verfahren, H₂ zur Synthese flüssiger Kohlenwasserstoffe zu verwenden. Damit wäre eine weitere Verschmelzung der Strom- Gas- und Infrastruktur für flüssige Treibstoffe möglich.

9 Zusammenfassung, Schlussfolgerungen, Handlungsbedarf

Der Weg zur nachhaltigen Energieversorgung ist notwendig und unumkehrbar.

- Die Entwicklung der regenerativen Elektrizitätsversorgung ist aus der Sicht des Klimaschutzes notwendig und verringert die Abhängigkeit von Importen aus fossilen Energieträgern. Die Europäische Union hat hierzu Klimaschutzziele definiert (20-20-20 until 2020) und nationale Umsetzungen gefordert (NREAP – National Renewable Energy Action Plan).
- Die Ressourcen der fossilen Primärenergieträger sind zeitlich begrenzt.

Windenergie und Photovoltaik werden die wesentlichen Energiequellen der Zukunft.

- Die erneuerbare Energie (EE) wird ausgehend vom heutigen Ausbau der verschiedenen regenerativen Erzeugungsarten zukünftig überwiegend durch Zubau von Windenergie- und Photovoltaikanlagen charakterisiert. Bei den erneuerbaren Energien haben die Wasserkraft, Biomasse und Geothermie nur begrenzte Entwicklungspotenziale in Deutschland. Windenergie hat im Onshore-Bereich etwa 1 700 bis 2 300 Volllaststunden und erreicht im Offshore-Bereich etwa 3 300 bis 4 000 Volllaststunden. Photovoltaik hat in Deutschland etwa 800 bis 1 000 Volllaststunden.
- Beide erneuerbaren Energiequellen zeigen in ihrer Erzeugungscharakteristik starke Fluktuationen. Photovoltaik hat eine Erzeugungscharakteristik entsprechend dem Tagesgang der Sonne. Windenergie kann unregelmäßige Schwankungen in variableren Zeitintervallen haben.
- Um die politischen Ziele der Installation von Windenergieanlagen im Jahr 2020 – insbesondere im Offshore-Bereich - zu erreichen, sind beschleunigte Planungsverfahren und Finanzierungsmechanismen zu schaffen.

Die fluktuierende erneuerbare Leistung braucht eine disponierbare Absicherung zur Vermeidung einer Erzeugungslücke:

- Zum Ausgleich der Erzeugungsdifferenz (Residuallast) zwischen nachhaltiger Erzeugung und Lastgang des Netzes stehen mehrere technische Maßnahmen zur Verfügung:
 - Speicher können Überschussenergie aufnehmen und diese bei Erzeugungsmangel wieder abgeben. Die Pumpspeicher in Deutschland haben derzeit eine Gesamtleistung von 6,7 GW und werden bis 2020 voraussicht-

lich auf 7,9 GW wachsen. Im Vergleich zu den installierten erneuerbaren Erzeugungskapazitäten wird aber ihr Anteil von 14,4 % (2005) auf 7,1 % (2020) absinken, d.h. die erneuerbaren Energiequellen wachsen rascher als der Pumpspeicherausbau folgen kann. Außerdem haben die Pumpspeicher in Deutschland eine Volumenzeitkonstante von nur 7,6 Stunden. Sie sind daher nur für kurzfristige Speichervorgänge einsetzbar.

- Elektrische Netze erlauben einen Energieaustausch zwischen Regionen und können damit den Bedarf an Energiespeichern mindern. Im Vergleich zu den Laufwasser-Kraftwerken benötigt die Windenergie etwa die 2,5-fache installierte Leistung für die gleiche Jahresenergie und die Photovoltaik etwa die fünffache Leistung. Die Netzübertragungskapazitäten müssten daher für Wind und PV überproportional ausgebaut werden.
- Thermische Kraftwerke können die Fluktuationen der erneuerbaren Energie ausgleichen. Sie sind allerdings nicht emissionsfrei. Durch ihre verminderte Einsatzstundenzahl, bedingt durch den Vorrang der erneuerbaren Energien, sparen sie aber fossile Brennstoffe ein und haben damit verminderte Jahresemissionsbilanzen. Längerfristige Erzeugungsflauten und Mangel an Speicher- sowie Übertragungskapazitäten können mittelfristig nur von den thermischen Kraftwerken aufgefangen werden.
- Durch den Ausbau der erneuerbaren Energien im Ausmaß von 40 % des Erzeugungsmix von Deutschland im Jahr 2020 können große Leistungsgradienten zum Ausgleich der Residuallast entstehen. Es sind Gradienten bis etwa 15 GW/h zu erwarten. Diese müssen entweder durch vorhandene bzw. noch zu schaffende Speicher ausgeglichen werden oder es ist der Einsatz flexibler thermischer Kraftwerke erforderlich.

Die Transformationsphase zur voll regenerativen Energieversorgung ist mit zahlreichen neuen Herausforderungen verbunden.

Anstelle eines kurzfristigen sektoralen Aktionismus ist eine fachlich qualifizierte Betrachtung des Gesamtsystems erforderlich.

Kernpunkte der Transformationsphase sind:

- **Anpassung und Erweiterung der Netzinfrastruktur**
 - Obwohl der Netzausbau politisch gewollt ist, bestehen Zweifel, ob eine Umsetzung in adäquater Zeit dem Ausbau der EE folgen kann.
 - Auch ein optimaler Ausbau des Netzes allein ist nicht in der Lage Erzeugungsfuktuation vollständig auszugleichen.

- **Schaffung von zentralen und dezentralen Speicherkapazitäten**
 - Geeignete Technologien sind verfügbar, stehen aber nicht in ausreichendem Maße zur Verfügung unter Berücksichtigung der Wirtschaftlichkeit.
 - Großtechnische Langzeitspeicher können nicht zeitgerecht zum Ausbau der EE entwickelt werden und sind nicht wirtschaftlich darstellbar.
 - In der Transformationsphase ist davon auszugehen, dass der relative Speicheranteil trotz Ausbau, bezogen auf die installierte EE-Leistung sogar sinkt.
- **Erhaltung ausreichender disponibler Erzeugungskapazitäten**
 - Solange ausreichende Speicher- und Netzkapazitäten nicht zur Verfügung stehen, sind Parallelsysteme aus fluktuierender EE und konventionellen Kraftwerken sowie nicht fluktuierender EE (z. B. Wasserkraft) in etwa gleicher Größenordnung erforderlich. Folge ist der grundsätzliche Wandel der Rolle thermischer Kraftwerke vom Energieerzeuger zum Systemdienstleister.
- **Flexibilisierung des Erzeugungssystems**
 - Speicher- und Netzausbau allein können die Erzeugungsflektuationen nicht ausgleichen.
 - In der Transformationsphase sind Brückentechnologien notwendig unter Nutzung vorhandener Erzeugungsstrukturen.
 - Die Flektuation der EE benötigt flexible disponible Kraftwerke.
 - Für eine sichere Stromversorgung müssen die thermischen Kraftwerke bei längerfristigem Ausbleiben der EE Reserve-Funktionen erfüllen.
 - Die thermischen Kraftwerke müssen im Lastfolgebetrieb die Residuallast bei steilen Gradienten abdecken. Daraus ergeben sich erhöhte Anforderungen an die thermischen Kraftwerke mit häufigem An- und Abfahren, niedriger Mindestlast und häufigem Betrieb in der Teillast und hierdurch erhöhten Verschleiß und Lebensdauerminde rung. Je weniger thermische Kraftwerke am Netz sind, umso höhere Flexibilität der Kraftwerke ist erforderlich.
 - Die Auslastung der thermischen Kraftwerke wird drastisch sinken und damit ist deren wirtschaftlicher Betrieb unter den heutigen Marktbedingungen gefährdet.
 - Auch die vorhandenen thermischen Kraftwerke können prinzipiell die technischen Anforderungen eines zukünftig flexiblen Einsatzes erfüllen, solange ein wirtschaftlicher Betrieb möglich ist.
 - Neue Handelsprodukte (z. B. Gradientenprodukte), um die Bereitstellung der Flexibilität am Markt abzubilden, sollten eingeführt werden. Neue Marktregeln und Geschäftsmodelle, die stärker die zu erbringende Netzsystemdienstleistung berücksichtigen, sind erforderlich, um einen ausreichend großen Kraftwerkspark wirtschaftlich betreiben zu können.

- Langfristig ist ein Zusammenwachsen der Infrastrukturen Strom – Wärme – Gas im Sinne von „Power to Gas“ sowie Nah- und Fernwärmeversorgung erforderlich, um die zeitweilige Überproduktion der EE einer energetisch sinnvollen Verwendung zuzuführen.

Handlungsbedarf

- Adäquate Netzverstärkung und Netzausbau entsprechend dem strukturellen Aufbau der EE: Hierzu ist die beschleunigte Umsetzung von Masterplänen für die Entwicklung der Übertragungsnetze und die Strukturierung zukünftiger Verteilungsnetze in Regionen mit hoher Einspeisung dezentraler EE notwendig.
- F&E zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit von zentralen und dezentralen Speichertechnologien.
- Rascher Ausbau der Kurzzeit- und Tages-Speicherkapazitäten sowohl zentral (Pumpspeicher) als auch dezentral (stationäre und mobile Batterien) sowie Schaffung wirtschaftlicher Anreize unter Berücksichtigung gesamtwirtschaftlicher Optimierungskriterien.
- F&E-Initiativen zum mittelfristigen Ausbau der Langzeitspeicher mit Wasserstoffelektrolyse und Herstellung von Ökomethan, als auch dessen Integration und Speicherung im vorhandenen Gasversorgungssystem.
- Um die strategischen Emissions- und Nachhaltigkeitsziele bei ausreichender Versorgungssicherheit zu erreichen, ist es notwendig Anreize zu setzen, den thermischen Kraftwerkspark durch Ertüchtigen oder Ersatzneubauten in Richtung eines flexibleren Betriebes mit geringen Emissionen im Teillastbereich zu bringen. Hierzu sind geeignete Regulierungs- und Geschäftsmodelle zu entwickeln, um eine thermische Mindestkapazität auch bei niedrigen Volllaststunden wirtschaftlich darstellen zu können.
- Das derzeitige Erneuerbare-Energien-Gesetz sieht eine Subventionierung der EE vor, während sich die thermischen Kraftwerke im freien Elektrizitätsmarkt befinden. Durch verringerte Volllaststundenzahlen und Teillastbetrieb mit geringerem Wirkungsgrad und häufigeren An- und Abfahrprozessen werden die thermischen Kraftwerke in der zukünftig gewünschten und notwendigen Kapazität nicht mehr alle wirtschaftlich betreibbar sein.
- Zukünftig muss das Marktdesign des Energiesystems so angepasst werden, dass Rampenfahrweise und Systemdienstleistungen wie Blindleistungsbereitstellung, Schwarzstartfähigkeit und Frequenzstützung auch zukünftig wirtschaftlich möglich sind.

- Zur Sicherung der notwendigen Kapazitäten sind neue Marktmechanismen für den flexiblen Weiterbetrieb bestehender Anlagen und Investitionen in neue thermische Anlagen zur Überbrückung der Transformationsphase zu schaffen.

Resümee

- Eine mittel- und längerfristige Konvertierung der elektrischen Energieversorgung in Richtung erneuerbare Energien ist zweckmäßig und prinzipiell machbar. Es sind aber aus systemtechnischer Sicht technische und wirtschaftliche Herausforderungen im Bereich der Netze, Speicher und der thermischen Kraftwerke zu bewältigen.
- Insbesondere besteht dringender Handlungsbedarf, eine dauerhaft stabile und sichere Stromversorgung in Deutschland zu garantieren. Dabei spielt der wirtschaftliche Betrieb der thermischen Kraftwerke eine Schlüsselrolle, da nur diese in der Lage sind, sowohl kurz- wie auch längerfristige Kapazitätsmängel bei den Netzen, Speichern und erneuerbaren Energien auszugleichen.
- Die erneuerbaren Energien sind nach einer Phase der Anschubfinanzierung stärker in den Markt zu integrieren um eine faire Wertschöpfungskette, für alle an der Energiebereitstellung und -übertragung beteiligten zu ermöglichen.
- Zur Sicherung der Versorgungssicherheit sind auch zukünftig zwei parallele Systeme aus dem Bereich der fluktuierenden erneuerbaren Energien und dem Bereich der Netze, Speicher sowie hydraulischen und thermische Erzeugungseinheiten erforderlich.
- Die erneuerbaren Energien werden derzeit stark gefördert, während die sicherheitsrelevanten parallelen Systeme aus Netzen bzw. Speichern und Kraftwerken sich im regulierten bzw. freien Markt befinden. Die sich einstellende Schiefelage, insbesondere im Bereich der thermischen Kraftwerke, erfordert sowohl marktwirtschaftliche wie auch regulatorische Korrekturen im Sinne einer gesamtheitlichen Versorgungssicherheit.

Literatur

- [1] Balling, L., Tomschi, U., Pickard, A., Meinecke, G.: Fast cycling and grid support capability of combined cycle power plants. Power Gen-Europe, Amsterdam 2010.
- [2] Balling, L. et al., Flexiblen Kraftwerken gehört die Zukunft. Energy 2.0 Kompendium 2011, S. 136-139.
- [3] Netto-Engpassleistung der Kraftwerke in Deutschland. BDEW, September 2010.
- [4] Abschätzung des Ausbaubedarfs in deutschen Verteilungsnetzen aufgrund von Photovoltaik- und Windeinspeisungen bis 2020, BDEW, BET, E-Bridge, IAEW, 16.März 2011.
- [5] Langfristige Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. BMU – FKZ 03MAP146, Fraunhofer IWES, DLR, IfnE, Dez. 2010.
- [6] Gesamtausgabe der Energiedaten - Datensammlung des BMWi, Berlin 15.08.2011.
- [7] Schutztechnik in elektrischen Netzen 1. Grundlagen und Anwendungsbeispiele. Kapitel „Frequenzabhängige Lastanpassung“, S. 233 – 251. vde-verlag gmbh, Berlin - Offenbach, 2. Auflage, 1993.
- [8] Brauner, G.: Bilanzgruppen und Ausgleichsenergie. 2. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien 2001, (IEWT 2001), „Strategien und Instrumente für den Wettbewerb in der Energiewirtschaft“, 21. – 23. Februar 2001.
- [9] Untersuchung der energiewirtschaftlichen und energiepolitischen Auswirkungen der Erhebung von Nutzungsentgelten für den Speicherstrombezug von Pumpspeicherkraftwerken. Deutsche Energie Agentur (dena) 2008.
- [10] dena-Netzstudie II: Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025, Berlin, November 2010.
- [11] Status der Windenergienutzung in Deutschland (Stand 31.12.2010). dewi 2010.
- [12] DVGW: Untersuchung der Zumischung von Wasserstoff zum Erdgas H im Rahmen der G 260. DBI Gas- und Umwelttechnik.
- [13] Studie Energiewirtschaftliches Gesamtkonzept 2030, 31. März
- [14] Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich und zur Änderung damit zusammenhängender Vorschriften. BGBl. 008, Nr. 49 vom 25. Oktober 2008.
- [15] Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung. Projekt 12/10, EWI, GWS Prognos, im Auftrag von BMWi, 27. August 2010.
- [16] European Network of Transmission System Operators for Electricity, 2011.
- [17] Solar Generation 6: Solar Photovoltaic Electricity Empowerin the World. European Photovoltaic Industry Association (EPIA) 2011.
- [18] M. John et al., Anforderungen hinsichtlich Flexibilisierung an konventionelle Kraftwerke, ETG Kongress Würzburg, 2011.
- [19] 20 20 by 2020 – Europe’s climate change opportunity. EU Commission 2008.
- [20] Nationaler Aktionsplan für erneuerbare Energie gemäß Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus Erneuerbaren Quellen. Bundesrepublik Deutschland 2009.
- [21] Oceans of Opportunity – Harnessing Europe’s largest domestic energy resource. European Wind Energy Association (EWEA), September 2009.
- [22] EWI/Prognos – Studie: Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030, Energiewirtschaftliche Referenzprognose, Energiereport IV – Mai 2005.
- [23] Bofinger et al „Studie zum Potenzial der Windenergienutzung an Land, März 2011.
- [24] Annual market update 2010, April 2011, http://www.gwec.net/fileadmin/images/Publications/GWEC_annual_market_update_2010_-_2nd_edition_April_2011.pdf
- [25] Heide, D., Lueder von Bremen, Greiner, M., Hoffmann, C., Speckmann, M., Bofinger, s.: Seasonal optimal mix of wind and solar power in a future, highly renewable Europe. Renewable Energy, 2010.

- [26] World Energy Outlook 2009, International Energy Agency, Nov. 2009.
- [27] Integriertes Energie- und Klimaprogramm (IEKP) der Bundesregierung, 5. Dezember 2007, BMWi.
- [28] Raphael Spiekermann, Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Kassel November 2011.
- [29] Kerber, G., Witzmann, R.: Statistische Analyse von NS-Verteilungsnetzen und Modellierung von Referenznetzen. ew 107(2008),H. 6, S. 22-26.
- [30] Mayer, O. et al.: Wasser Marsch bei Flaute. Erneuerbare Energien 9/2010, S. 124-131.
- [31] Burskens, L.W.M., Hekkenberg, M.: Renewable Energy Projections as Published in the National Renewable Action Plans of the European Member States. European Environmental Agency (ECN), 2011. ECN-E-10-069.
- [32] Das Solarstrom – Magazin: Statistik Zubau in Deutschland 2009-2011.
- [33] Investitionen durch den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland. Berlin, April 2010.
- [34] I. Pyc, F. Steinke, B. Gernsmeier: Szenarien der nachhaltigen und dezentralen Erzeugung in Deutschland bis 2020 und die Auswirkungen auf den Kraftwerksbetrieb, VDE-ETG Kongress, Würzburg 9.November 2011.
- [35] Reichmut, M. et.al.: Jahresprognose 2011 der deutschlandweiten Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen. Leipziger Institut für Energie, 2010.
- [36] Statistisches Bundesamt: Gemeinden mit 5.000 und mehr Einwohnern nach Fläche und Bevölkerung. Gebietsstand 31.12.2009.
- [37] Katrin Schaber, Florian Steinke, Thomas Hamacher: Regional Effects of Variable Renewable Energies on Electricity Markets and Conventional Power Plants in Dependence on Grid Expansions, eingereicht für Energy Policy 2010.
- [38] Specht, M.; Brellocks, J.; Frick, V.; Stürmer, B.; Zuberbühler, U.; Sterner, M.; Waldstein, G.: Speicherung von Bioenergie und erneuerbarem Methan im Erdgasnetz. Erdöl Erdgas Kohle, 126. Jg. 2010, Heft 10, S. 342-346.
- [39] Sterner, M.: Bioenergy and renewable power methane in integrated 100 % renewable energy systems.
- [40] Tomschi, U.: Anforderungen an die konventionellen Kraftwerke und deren Möglichkeiten. VDE-Kongress: „Die Dynamik des Netzes“, 23. – 24.03.2011, München.
- [41] VDE: Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz. E VDE-AR-N 4205, Entwurf 2010.
- [42] Effizienz- und Einsparpotentiale elektrischer Energie in Deutschland. Perspektive bis 2025 und Handlungsbedarf. VDE-ETG, Januar 2008.
- [43] Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger – Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf 2009.
- [44] Blockregelung von Wärmekraftwerken, VDI/VDE Richtlinie 9/2003.
- [45] F. Bauer, VBG Power Tech, Interference i-RES - Dispatchable Generation, 2010.
- [46] Voß, A. et al.: Kernkraft und erneuerbare Energien. VGB PowerTech 1-2/2011, S. 54-57.
- [47] Wiss. Beirat des VGB PowerTech e. V., Stellungnahme Kraftwerke 2020+, 2010.
- [48] W. A. Benesch et al., Konsequenzen der Schwachlastfahrweise für das gesamte Kohlekraftwerk. VGB PowerTech, 7/2011, S. 40-43.
- [49] Ziems, Ch.: Auswirkungen steigender Windstromproduktion auf den Kraftwerksbetrieb in Deutschland. Quelle: VGB-Tagung 2009.
- [50] Ziems Ch., Weber H., Meinke S., Ergebnisse von Studien zum Verhältnis von Erzeugung/Netz, VGB Powertech e.V., Kraftwerke im Wettbewerb, 2011.

VDE

**VERBAND DER ELEKTROTECHNIK
ELEKTRONIK INFORMATIONSTECHNIK e.V.**

Stresemannallee 15
60596 Frankfurt am Main

Telefon 069 6308-0
E-Mail service@vde.com
<http://www.vde.com>

