

Schriftenreihe Energiesystem im Wandel - Teil I

## Statusbericht Flexibilitätsbedarf im Stromsektor

Eine Analyse der aktuellen marktwirtschaftlichen und technischen Herausforderungen an Speicher und Kraftwerke im Zuge der Energiewende.



**Autoren:** Buttler, A.; Hentschel, J.; Kahlert, S.; Angerer, M.

**Leitung:** Prof. Dr.-Ing. Hartmut Spliethoff  
Technische Universität München  
Lehrstuhl für Energiesysteme  
Boltzmannstr. 15  
85748 Garching b. München

**Stand:** 15.03.2015

Titelbilder: Siemens AG, E.ON SE, Vattenfall GmbH, ABB Ltd

## Kurzfassung

In der vorliegenden Studie werden zur Quantifizierung des aktuellen Flexibilitätsbedarfs verschiedene Analysen, basierend auf Zeitreihen der Last sowie der Einspeisung der volatilen Energiequellen Wind und Solar und der Reaktion der konventionellen Kraftwerke, durchgeführt. Als Grundlage wird zudem ein Überblick über die Flexibilität und Wirkungsgrade von Kraftwerken und Speichern gegeben. Außerdem wird der aktuelle Stand der Energiewende analysiert und die marktwirtschaftlichen Herausforderungen, basierend auf Analysen des Spotmarkts, diskutiert. Die erneuerbaren Energien erreichten im Jahr 2014 einen Anteil am Bruttostromverbrauch von 27,3 %. Dies ist insbesondere eine Folge des hohen Zubaus an Windenergieanlagen von 4,5 GW (Netto) im Jahr 2014. Trotz einer installierten Gesamtleistung von Wind und PV von 76,2 GW betrug die minimale Einspeisung in den untersuchten Jahren 2012 bis 2014 jeweils unter 200 MW bei einer maximalen gemeinsamen Einspeisung von bis zu 40 GW. Diese Differenz macht die hohe Volatilität deutlich. Die maximalen Gradienten der Residuallast liegen jedoch mit +11,4/-9,8 GW/h nur geringfügig über den Gradienten der Last und können trotz zurückgehender konventioneller Leistung problemlos gedeckt werden. Allerdings führt die Einspeisung von Wind und PV zu einer starken Reduktion der minimalen Residuallast (um 18 bis 20 GW). Dies resultiert in einer Zunahme der negativen Spotmarktpreise als Folge nicht reagierender Kraftwerke bei niedriger Residuallast. Dies ist bedingt durch wärmegeführte Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen sowie technische Limitierungen (Mindestlast und Anfahrzeit), die aus wirtschaftlichen Gründen (Opportunitätskosten) oder aus Gründen der Systemstabilität (Bereitstellung von Systemdienstleistungen) zu einer konventionellen Mindesterzeugung führen. Basierend auf Daten des Jahres 2012 zeigte sich, dass die Mindesterzeugung der konventionellen Kraftwerke über 20 GW lag, wobei Braunkohle- und Kernkraftwerke ihre Leistung nur auf die technische Mindestlast senkten. Vereinfachte Abschätzungen ergeben, dass zur Sicherstellung der Systemstabilität aktuell eine Mindesterzeugung der konventionellen Kraftwerke im Bereich von 4 bis 20 GW notwendig ist. Diese wird benötigt um ausreichend Blindleistung und Wirkleistungsreserve zur Reaktion auf die fluktuierende Einspeisung von Wind und PV bereitzustellen. Zudem wird deutlich, dass der Bedarf an flexiblen Kraftwerken zur Deckung der Spitzenlast nur geringfügig zurückging. Die Jahreshöchstlast konnte durch Wind und PV nur um 1 bis 6 GW auf 81 bis 84 GW abgesenkt werden. Allerdings erhöht der starke Rückgang der Spotmarktpreise (2014:  $\bar{\phantom{x}} 32,6$  €/MWh) sowie der geringe Tages-spread (2014:  $\bar{\phantom{x}} 24,3$  €/MWh) den wirtschaftlichen Druck auf konventionelle Kraftwerke und Speicher. Dies zeigt die aktuelle Herausforderung regelbarer Leistungsbereitstellung zur Sicherstellung der Systemstabilität mit steigenden Flexibilitätsanforderungen und gleichzeitig geringen Erlösaussichten.



# Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis .....	V
Tabellenverzeichnis .....	IX
Abkürzungsverzeichnis .....	XI
1 Einleitung .....	13
1.1 Motivation und Zielstellung der Studie .....	13
1.2 Gliederung der Studie .....	13
2 Die aktuelle Entwicklung der Energiewende .....	15
3 Flexibilitätsanforderungen durch Regelenergie .....	22
4 Flexibilität thermischer Kraftwerke und Speicher .....	24
4.1 Thermische Kraftwerke .....	24
4.2 Thermische Speicher .....	29
4.3 Elektrische Speicher .....	34
5 Aktuelle Herausforderungen für Kraftwerke und Speicher .....	39
5.1 Datengrundlage .....	39
5.2 Analyse der Residuallast .....	40
5.2.1 Einspeiseprofile der erneuerbaren Energien .....	41
5.2.2 Zeitlicher Verlauf der Residuallast .....	46
5.2.3 Gradienten .....	50
5.3 Aktuelle Marktsituation .....	54
5.4 Betriebsweise der thermischen Kraftwerke .....	61
5.4.1 Einspeiseverhalten .....	61
5.4.2 Kraftwerksgradienten .....	66
5.4.3 Analyse der konventionellen Mindesterzeugung .....	67
6 Zusammenfassung .....	71
7 Literatur .....	i
Anhang .....	i



## Abbildungsverzeichnis

<i>Abbildung 1 Historische Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Deutschland und Zielsetzung des deutschen Energiekonzepts bis 2050 (Datengrundlage: Umweltbundesamt 2014 [3, 4] und Datenübersicht Monitoring der Energiewende [5]).</i>	15
<i>Abbildung 2 Historische Entwicklung und zukünftige Zielsetzung der Bundesregierung a) für den Rückgang des Bruttostromverbrauchs und b) für den Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch (Datengrundlage: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen 2014 [7]).</i>	17
<i>Abbildung 3 Historische Entwicklung der installierten Erzeugungsleistung (Brutto) in Deutschland (Datengrundlage: BMWi und Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) 2014 [8, 9], *vorläufige Ergebnisse 2014 basierend auf der Kraftwerksliste 2014 [13], PV- und Biomasse-Meldungen aus dem Anlagenregister der Bundesnetzagentur [12] und dem Windenergieanlagen-Betreiberverzeichnis der enveco GmbH [11]).</i>	18
<i>Abbildung 4 Jährlicher Netto-Zubau von Wind, PV und Biomasse in den Jahren 2000 bis 2014.</i>	19
<i>Abbildung 5 Historische Entwicklung der Stromerzeugung nach Energiequellen (Datengrundlage: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen 2014 [7]).</i>	19
<i>Abbildung 6 Verhältnis der regelbaren Leistung (konventionelle und Biomasse-Kraftwerke) zur fluktuierenden Leistung (Wind und PV) in Deutschland 2004-2014.</i>	21
<i>Abbildung 7 Zeitliche Einteilung der Netzregelung [15].</i>	22
<i>Abbildung 8: Anfahrvorgänge verschiedener thermischer Kraftwerke (theoretisch vom Heißstart ausgehend).</i>	26
<i>Abbildung 9 Relative Teillastwirkungsgrade verschiedener Kraftwerksarten (eigene Darstellung basierend auf [24, 26, 27]).</i>	28
<i>Abbildung 10 Klassifizierung der Einsatzfelder für Stromspeicher und des Einsatzzeitraums (nach [37]).</i>	34
<i>Abbildung 11 Normierte Jahresdauerlinie (Anteil der installierten Leistung über Stunden im Jahr) von Onshore-Wind und PV in Deutschland (Rohdaten: [73–76]).</i>	41
<i>Abbildung 12 Normierte Jahresdauerlinie (Anteil der installierten Leistung über Stunden im Jahr) von Offshore-Windenergieanlagen in Deutschland (Rohdaten:[74]) und Dänemark (Rohdaten: [80, 81]).</i>	42
<i>Abbildung 13 Entwicklung der jährlichen Volllaststunden von PV, Wind Onshore und Offshore (Eigene Berechnung basierend auf [73–76, 80, 81]).</i>	43
<i>Abbildung 14 Zeitlicher Verlauf der Einspeisung von PV und Wind für die Jahre 2013 und 2014 (Daten: [73–76]).</i>	44
<i>Abbildung 15 Jahresverlauf der Stromerzeugung der Laufwasserkraftwerke im Jahr 2012 (Daten: [71]).</i>	45

---

Abbildung 16 Historisch durchschnittliche Auslastung von Laufwasser- und Biomassekraftwerken in Deutschland (eigene Berechnungen basierend auf [7, 9]).	45
Abbildung 17 Nettostromverbrauch und EE-Einspeisung für einen Beispielmonat (März 2013).	47
Abbildung 18 Last und PV-Einspeisung an einem Winter- und einem Sommertag	47
Abbildung 19 Zeitreihen des Nettostromverbrauchs inklusive Netzverluste für die Jahre 2013 und 2014 (Rohdaten: [83])	48
Abbildung 20 Geordnete Jahresdauerlinie der Last und der Residuallast in Deutschland im Jahr 2014	49
Abbildung 21 Vergleich der Absenkung der Spitzen- und Mindestlast durch Wind und PV (Res1) sowie die konstant angenommene Einspeisung von Biomasse, Laufwasser und Geothermie (Res2) in den Jahren 2012 bis 2014	49
Abbildung 22 Häufigkeit des Auftretens von Gradienten der Residuallast sowie der Wind- und PV-Einspeisung für verschiedene Zeitspannen (Daten 2014)	51
Abbildung 23 Extremwerte der Gradienten der Last, der Residuallast sowie der Wind und PV-Einspeisung (Daten 2014)	52
Abbildung 24 Leistungsänderungen der PV-Einspeisung aufgetragen über die Leistungsänderung der Windeinspeisung zum jeweiligen Zeitpunkt (Daten 2014)	52
Abbildung 25 Häufigkeit des Auftretens von Gradienten der Residuallast innerhalb von 15 Minuten normiert auf die jeweilige Residuallast	53
Abbildung 26 Zeitliche Reihenfolge der Großhandelsmärkte in Deutschland	54
Abbildung 27 Einfluss der erneuerbaren Energien auf den Grenzpreis (Merit-Order-Effekt)	55
Abbildung 28 Abhängigkeit des Spotmarktpreises von der Residuallast (Daten 2014, eigene Berechnungen basierend auf EPEX [70])	55
Abbildung 29 Anzahl Stunden mit negativen Preisen oder einem Preis von null €/MWh am Day-ahead Spotmarkt (Eigene Berechnung, Rohdaten: EPEX [70])	56
Abbildung 30 Verteilung der Dauer negativer Day-Ahead Spotmarktpreise	57
Abbildung 31 Verlauf des Day-ahead Strompreises in den Jahren 2006 bis 2014 (Daten: EPEX [70])	57
Abbildung 32 Entwicklung der Einfuhrpreise von Steinkohle und Erdgas sowie der CO <sub>2</sub> -Zertifikatspreise seit 2006 (Daten: [8])	58
Abbildung 33 Entwicklung des Clean Spark Spreads und des Clean Dark Spreads seit 2005 (eigene Berechnungen basierend auf dem EPEX Day Peak Preis [70] und Grenzübergangspreisen von Steinkohle und Erdgas sowie der CO <sub>2</sub> -Zertifikatspreise basierend auf BMWi [8], mit einem GUD-Wirkungsgrad von 54 % und einem Steinkohle-Dampfkraftwerkwirkungsgrad von 42 %)	59

<i>Abbildung 34 Durchschnittlicher Tagesverlauf des Day-Ahead-Spotmarktpreises und der Residuallast im Jahr 2013, sowie Verlauf am Samstag den 16.03.2013 mit hoher PV-Einspeisung (eigene Berechnungen).</i>	59
<i>Abbildung 35 Entwicklung des durchschnittlichen Tagesverlaufs des Day-Ahead-Spotmarktpreises zwischen 2005 und 2014 (eigene Berechnung basierend auf EPEX Spot [70])</i>	60
<i>Abbildung 36 Entwicklung des Tagesspread, berechnet als Verhältnis zwischen dem durchschnittlichen Preis der vier Stunden mit dem Höchst- und Niedrigstpreis pro Tag (eigene Berechnungen basierend auf EPEXSpot [70]).</i>	60
<i>Abbildung 37 Erzeugungszeitreihen der konventionellen Kraftwerke aufgeschlüsselt nach Energieträgern für das Jahr 2012 (Eigene Darstellung basierend auf [71, 77]).</i>	62
<i>Abbildung 38 Jahresdauerlinie der konventionellen Kraftwerke geordnet nach der Gesamteinspeisung der konventionellen Kraftwerke (Daten 2012, eigene Berechnung basierend auf [71, 77]).</i>	63
<i>Abbildung 39 Jahresdauerlinie der konventionellen Kraftwerke geordnet nach der Einspeisung der Kraftwerksarten (Daten 2012, eigene Berechnungen basierend auf [71, 77]).</i>	64
<i>Abbildung 40 Anteil der Erzeugung an der verfügbaren Leistung geordnet nach der Einspeisung der Kraftwerksarten (Daten 2012, eigene Berechnungen basierend auf [71, 77]).</i>	64
<i>Abbildung 41 Entwicklung der durchschnittlichen Volllaststunden konventioneller Kraftwerke (Eigene Berechnungen basierend auf [8]).</i>	65
<i>Abbildung 42 Entwicklung der Auslastung des Block 5 des GUD-Kraftwerks Irsching (Daten: [87])</i>	66
<i>Abbildung 43 Häufigkeit der absoluten Gradient der konventionellen Kraftwerke (Jahr 2012).</i>	67
<i>Abbildung 44 Abhängigkeit der Kraftwerksauslastung vom Intraday Spotmarktpreis für verschiedene Energieträger (Daten: Jahr 2012 basierend auf EPEX [70] und EEX Transparency [71])</i>	68
<i>Abbildung 45 Aufteilung eines einzelnen Kraftwerksbandes sowie die Gesamt-Mindestenerzeugung zur Sicherstellung der Wirkleistungsregelbarkeit im Basisfall sowie bei Bereitstellung der Primärregelleistung durch Batteriespeicher (PRL Batterie) und im Falle einer Minimierung der Mindestlast auf 20 %.</i>	70
<i>Abbildung 46 Normierte Einspeisung der Laufwasserkraftwerke in Abhängigkeit vom Day-Ahead-Spotmarktpreis (PHELIX) (Daten 2012).</i>	i
<i>Abbildung 47 Korrelation zwischen Wind und PV-Einspeisung (Jahr 2013).</i>	ii
<i>Abbildung 48 Extremwerte der Last, der Residuallast sowie der Einspeisung von Wind und PV im Jahr 2012.</i>	ii
<i>Abbildung 49 Extremwerte der Last, der Residuallast sowie der Einspeisung von Wind und PV im Jahr 2013.</i>	iii

*Abbildung 50 Vergleich der Häufigkeit der Leistungsänderungen der Residuallast pro Stunde in den Jahren 2012 bis 2014..... iii*

*Abbildung 51 Geplante und Ungeplant Nichtbeanspruchbarkeiten von Erzeugungseinheiten mit einer Nettoleistung  $\geq 100$  MW (Daten 2012)..... iv*

*Abbildung 52 Auslastung der verfügbaren Leistung (Daten 2012). ..... v*

## Tabellenverzeichnis

<i>Tabelle 1</i> Eigenschaften der Regelenergieprodukte.....	22
<i>Tabelle 2</i> Lastdynamik thermischer Kraftwerke [23, 24].....	25
<i>Tabelle 3</i> Überblick über sensible Speichermedien [31] (mit eigenen Berechnungen)	31
<i>Tabelle 4</i> Überblick über gängige Latentwärmespeichermaterialien nach [32].....	32
<i>Tabelle 5</i> Überblick über Materialien für Ad-/Absorptions- oder thermochemische Wärmespeicher nach [31, 33–36].....	33
<i>Tabelle 6</i> Kennwerte großtechnischer Speichertechnologien.....	36
<i>Tabelle 7</i> Abdeckungsgrad der Zeitreihen der Nettowerte der Last (inklusive Netzverluste), der volatilen erneuerbaren Energien und der konventionellen Kraftwerke (Steinkohle SK, Braunkohle BK, Kernkraft KK, Gas).....	40



## Abkürzungsverzeichnis

<b>Abkürzung</b>	<b>Bedeutung</b>
BNetzA	Bundesnetzagentur
CAES	Druckluftspeicher (Compressed Air Energy Storage)
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
EE	Erneuerbare Energien
GUD	Gas- und Dampfkraftwerk
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
PSW	Pumpspeicherkraftwerke
PtG	Power-to-Gas
THG	Treibhausgasemissionen
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
WEA	Windenergieanlagen



# 1 Einleitung

## 1.1 Motivation und Zielstellung der Studie

Seit der Einführung des erneuerbaren Energien Gesetzes (EEG) im Jahr 2000 nahm der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch stark zu. Im Jahr 2013 erreichte er 25,4 % und ist nach vorläufigen Ergebnissen im Jahr 2014 auf 27,3 % gestiegen. Dies ist insbesondere auf den hohen Zubau an Wind- und PV-Anlagen zurückzuführen mit einer installierten Gesamtleistung zu Beginn des Jahres 2014 von über 75 GW.

In der vorliegenden Studie werden die Auswirkungen der veränderten Erzeugerstruktur und der steigenden volatilen Einspeisung der erneuerbaren Energien auf die Einsatzweise und Wirtschaftlichkeit konventioneller Kraftwerke und Speicher untersucht. Zudem wird auf den aktuellen Stand der ehrgeizigen Ziele des Energiekonzepts der Bundesregierung eingegangen.

Diese Untersuchungen stellen den ersten Teil einer geplanten dreiteiligen Studienreihe „Energiesystem im Wandel“ des Lehrstuhls für Energiesysteme dar:

**Teil I: Statusbericht Flexibilitätsbedarf im Stromsektor:** *Eine Analyse der aktuellen marktwirtschaftlichen und technischen Herausforderungen an Speicher und Kraftwerke im Zuge der Energiewende.*

**Teil II: Kampf der Studien:** *Eine Metaanalyse aktueller Energiesystemstudien zum Bedarf und den Anforderungen an Kraftwerke und Speicher im Kontext der historischen Entwicklung.*

**Teil III: Kraftwerkspark 2050:** *Bestimmung des optimalen Kraftwerksparks und der zukünftigen Flexibilitätsanforderungen für verschiedene Szenarien bis 2050.*

## 1.2 Gliederung der Studie

Im folgenden Kapitel 2 wird zunächst die energiepolitische Strategie der Bundesregierung vorgestellt und die quantifizierten zukünftigen Zielgrößen der aktuellen Entwicklung gegenübergestellt. Anschließend wird auf den Flexibilitätsbedarf durch Regelenergie (Kapitel 3) und die technisch limitierte Flexibilität thermischer Kraftwerke und Speicher eingegangen sowie ein Vergleich der dynamischen Kennwerte der einzelnen Kraftwerkstypen durchgeführt (Kapitel 4). Basierend auf Erzeugungs- und Verbrauchszeitreihen aus dem Jahr 2012 und 2013 wird in Kapitel 5.2 zunächst die fluktuierende Einspeisung von Wind und PV untersucht, welche die aktuellen Anforderungen an die Flexibilität thermischer Kraftwerke und Speicher bestimmt. Zudem wird auf die Auswirkungen auf die Strombörsenpreise und Wirtschaftlichkeit konventioneller Kraftwerke und Speicher eingegangen (Kapitel 5.3). Anschließend werden die derzeitigen Betriebsweisen konventioneller Kraftwerke näher untersucht und insbesondere das Verhalten zu Zeiten negativer Strompreise diskutiert (Kapitel 5.4).



## 2 Die aktuelle Entwicklung der Energiewende

Mit dem Energiekonzept 2010, dem Energiepaket 2011 und den Eckpunkten der EEG-Reform 2014 hat die deutsche Bundesregierung ihre mittel- und langfristige energiepolitische Strategie für Deutschland vorgelegt [1, 2]. Die Reduktion der Treibhausgasemissionen bis 2050 um mindestens 80 % (ggü. 1990) stellt dabei das Kernziel dar. Dies soll unter anderem durch die Transformation des deutschen Energiesystems zu einem auf erneuerbaren Energien basierendem nachhaltigen Energiesystem und durch die Reduktion des Stromverbrauchs bedingt durch Effizienzsteigerungen erreicht werden. Der Anteil der erneuerbaren Energien soll bis 2050 auf 80 % gesteigert und der Bruttostromverbrauch um 25 % gegenüber 2008 reduziert werden.

Die bislang erfolgreiche Reduktion der Treibhausgasemissionen seit 1990 sowie die zukünftige Zielsetzung ist in Abbildung 1 auf Datengrundlage des Umweltbundesamtes 2014 [3, 4] dargestellt.

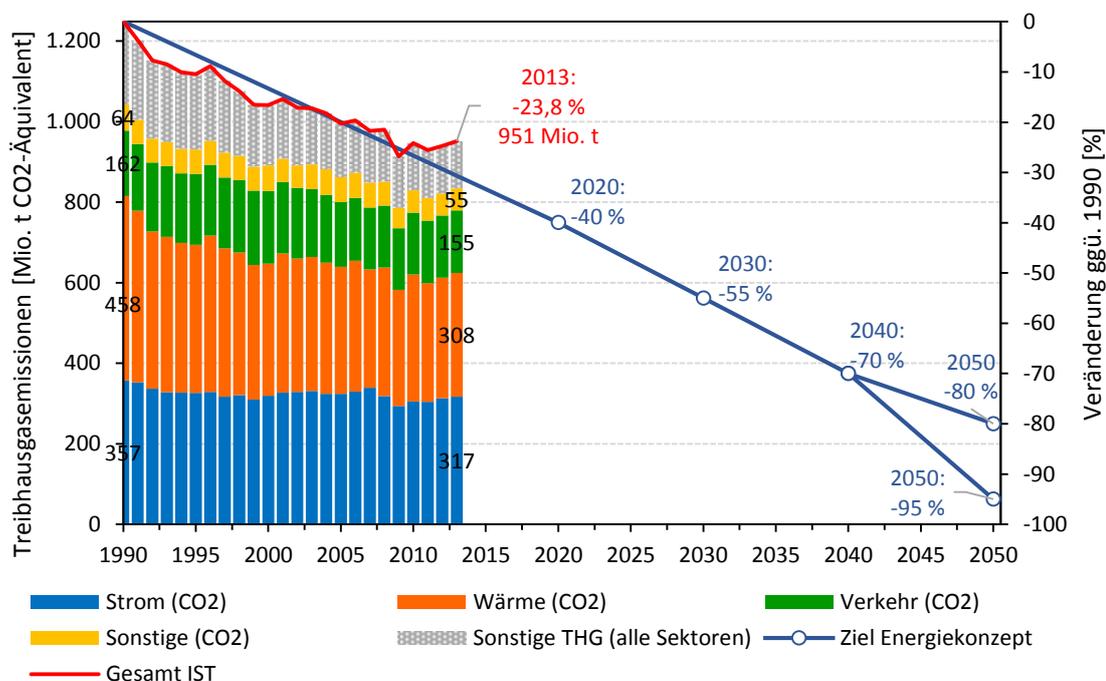


Abbildung 1 Historische Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Deutschland und Zielsetzung des deutschen Energiekonzepts bis 2050 (Datengrundlage: Umweltbundesamt 2014 [3, 4] und Datenübersicht Monitoring der Energiewende [5]).

Nach der Wiedervereinigung 1990 ergaben sich in den neuen Bundesländern große Reduktionen durch den Strukturwandel und Modernisierungen im Industrie- und Energiesektor. Bis 2009 konnten die Treibhausgasemissionen bereits auf 913 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalent reduziert werden, was einem Rückgang von 26,9 % gegenüber 1990 entspricht. Seit 2009 ist eine Zunahme der Treibhausgasemissionen zu beobachten. Im Jahr 2013 betragen die Treibhausgasemissionen 951 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalent (inkl. sonstiger THG-Emissionen, z.B. durch CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O, FKW, SF<sub>6</sub>), wodurch die relative Reduktion auf 23,9 % gegenüber 1990

abnahm. Die Ursachen hierfür sind zum Teil auf eine zunehmende Kohleverstromung bedingt durch relativ zum Erdgas gesehen niedrige Kohlepreis sowie geringe CO<sub>2</sub>-Kosten (siehe auch Kapitel 5.3) und ein wachsendes Exportsaldo zurückzuführen. Die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Braunkohlekraftwerke konnten 2013 trotz zunehmender Stromerzeugung durch Effizienzsteigerungen reduziert werden [4]. Die Treibhausgasemissionen des Stromsektors, die ca. 33 % der Gesamtemissionen ausmacht, erreichte bis 2009 eine Minderung um 19,2 % gegenüber 1990. Seit 2009 nahmen die Treibhausgasemissionen des Stromsektors jedoch zu, sodass 2013 die Reduktion gegenüber 1990 nur noch 11,2 % betrug. Für 2014 kommt eine vorläufige Auswertung von Agora zu dem Ergebnis, dass die Treibhausgasemissionen des Stromsektors leicht zurückgingen auf 301 Mio. t CO<sub>2</sub> [6]. Unter den derzeitigen Rahmenbedingungen wird die notwendige jährliche Minderung der Gesamtemissionen von 2,8 % zur Erreichung des ambitionierten Ziels von -40 % bis 2020 vom Umweltbundesamt allerdings als nicht realistisch eingeschätzt [4].

Der Bruttostromverbrauch nimmt in Deutschland seit dem Höchstwert von 621 TWh im Jahr 2007 ab (Abbildung 2 a). Der starke Einbruch des Bruttostromverbrauchs im Jahr 2009 ist dabei auf die Wirtschaftskrise zurückzuführen. Im Jahr 2014 betrug der Bruttostromverbrauch 576 TWh und lag damit um 6,8 % unter dem Referenzwert des Jahres 2008 von 618 TWh. Der starke Rückgang des Bruttostromverbrauchs im Jahr 2014 ist zum Großteil auf einen sehr milden Winter zurückzuführen sowie teilweise auf Effizienzsteigerungen in allen Sektoren. Während der Trend in den Jahren 2010 bis 2013 noch hinter den Zielen des Energiekonzepts der Bundesregierung lag, scheint nach dem starken Rückgang 2014 ein Verringerung des Bruttostromverbrauchs bis zum Jahr 2020 um 10 % gegenüber 2008 aktuell realistisch.

Der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch lag 2014 bei 27,3 % und übertrifft damit die nötige Zunahme bei Annahme einer linearen Entwicklung zwischen 2010 und 2020 zur Erreichung des Ziels von 35 % (Abbildung 2 b). Im Jahr 2011 stieg der Anteil der erneuerbaren Energien um 3,4 Prozentpunkte. Ein ähnlich hoher Wert konnte 2012 mit 3,1 Prozentpunkten erreicht werden. 2013 und 2014 nahm der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch um 1,8 bzw. 1,9 Prozentpunkte zu.

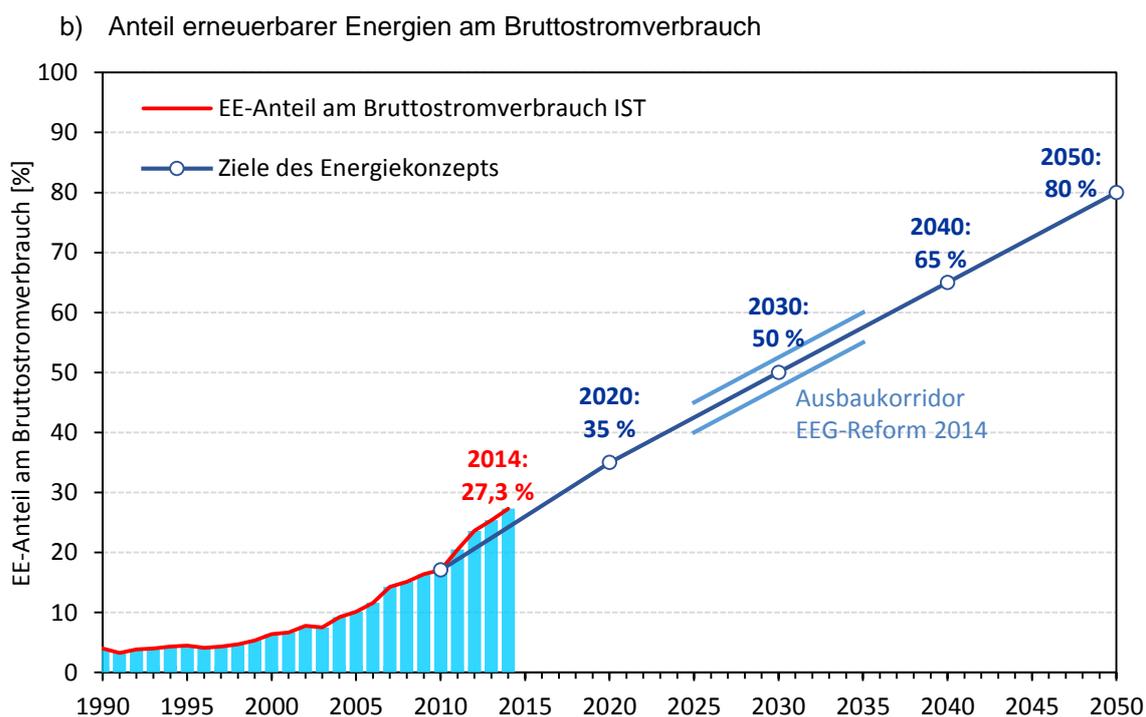
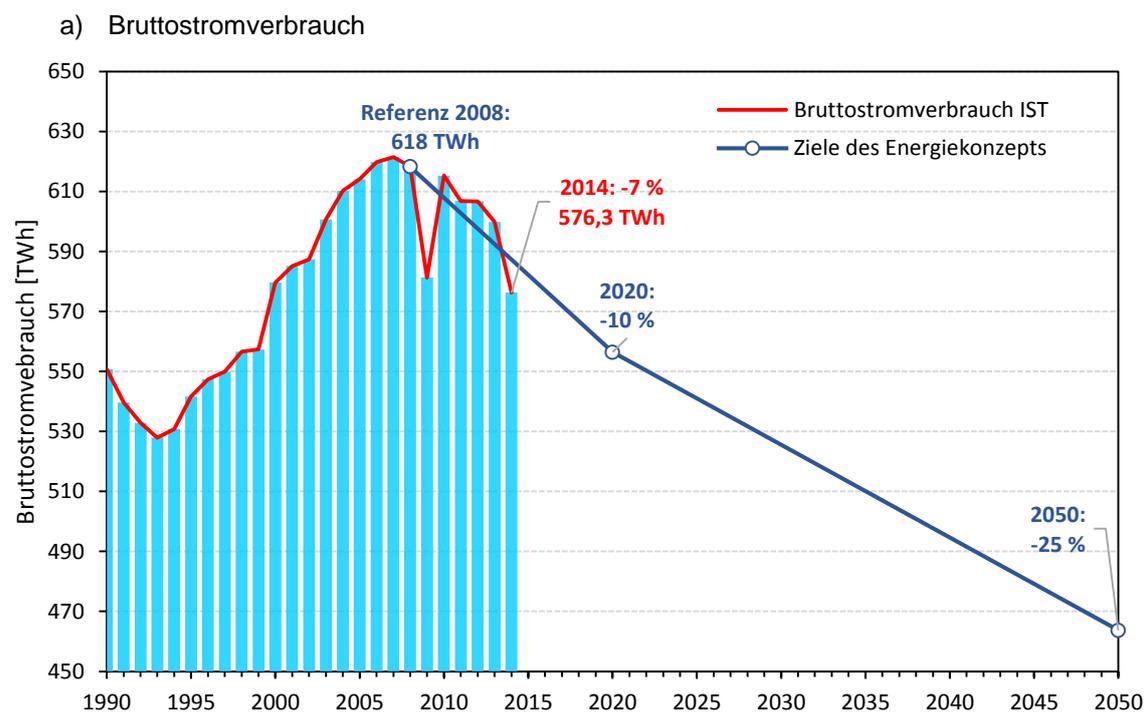


Abbildung 2 Historische Entwicklung und zukünftige Zielsetzung der Bundesregierung a) für den Rückgang des Bruttostromverbrauchs und b) für den Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch (Datengrundlage: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen 2014 [7]).

Der Ausbau der erneuerbaren Energien basiert insbesondere auf Wind, Photovoltaik und Biomasse (Abbildung 3, Datengrundlage: BMWi und Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) 2014 [8, 9]). Die installierte Windleistung hat sich in den letzten 10 Jahren von 14,6 GW in 2003 auf 39,1 GW in 2014 fast verdreifacht. Dabei handelt es sich überwiegend um Onshore-Anlagen, während der Ausbau der Offshore-Windparks schlep-pend vorangeht (aktuell 1,0 GW). Wind Onshore erreichte im Jahr 2014 nach einem aktu-ellen Bericht des Bundesverbandes der Windenergie und des VDMA [10] einen Rekordzu-bau von 4750 MW (Brutto), wobei ca. 1150 MW auf das Repowering entfielen. Der Abbau an Altanlagen betrug 365 MW im Jahr 2014, wodurch sich eine Nettozunahme der instal-lierten Leistung im Vergleich zum Vorjahr von knapp 4400 MW ergibt (nach Zahlen der Betreiber-Datenbasis des Windmonitor [11] ergibt sich sogar ein Nettozubau von 4491 MW). Dies liegt damit deutlich über der Zielvorgabe des EEG 2014 von 2500 MW/a (Netto). Während der Zubau von Windanlagen 2014 einen Rekord erreichte, hat der Nettoausbau von PV im letzten Jahr stark abgenommen auf nur 1900 MW/a (basierend auf dem Anla-genregister der BNetzA [12]), wodurch die Zielvorgabe des EEG 2014 von 2500 MW/a (Brutto) vermutlich deutlich unterschritten wurde (Abbildung 4). Ausgehend von 0,4 GW in 2003 auf 38,2 GW in 2014 verzeichnete Photovoltaik die größte Steigerung. Die installierte Biomasseleistung hat von 2,3 GW in 2003 auf 8,1 GW in 2014 zugenommen. Die Erzeu-gungsleistung von Geothermiekraftwerken ist mit 0,03 GW weiterhin sehr gering.

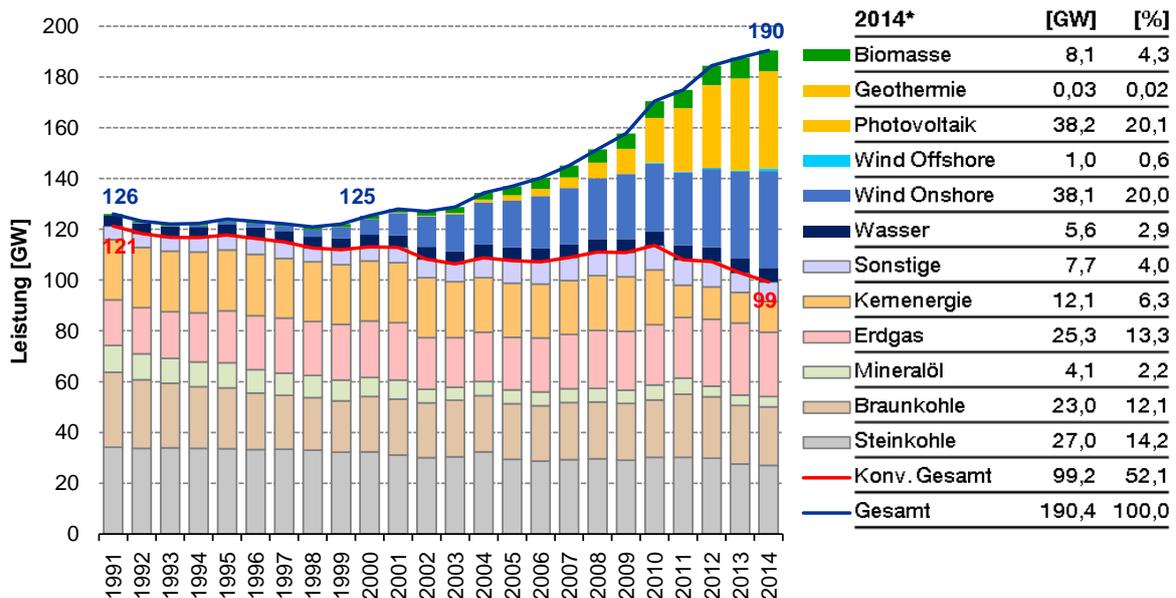


Abbildung 3 Historische Entwicklung der installierten Erzeugungsleistung (Brutto) in Deutschland (Da-tengrundlage: BMWi und Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) 2014 [8, 9], \*vor-läufige Ergebnisse 2014 basierend auf der Kraftwerkliste 2014 [13], PV- und Biomasse-Meldungen aus dem Anlagenregister der Bundesnetzagentur [12] und dem Windenergieanlagen-Betreiber-ver-zeichnis der enveco GmbH [11])

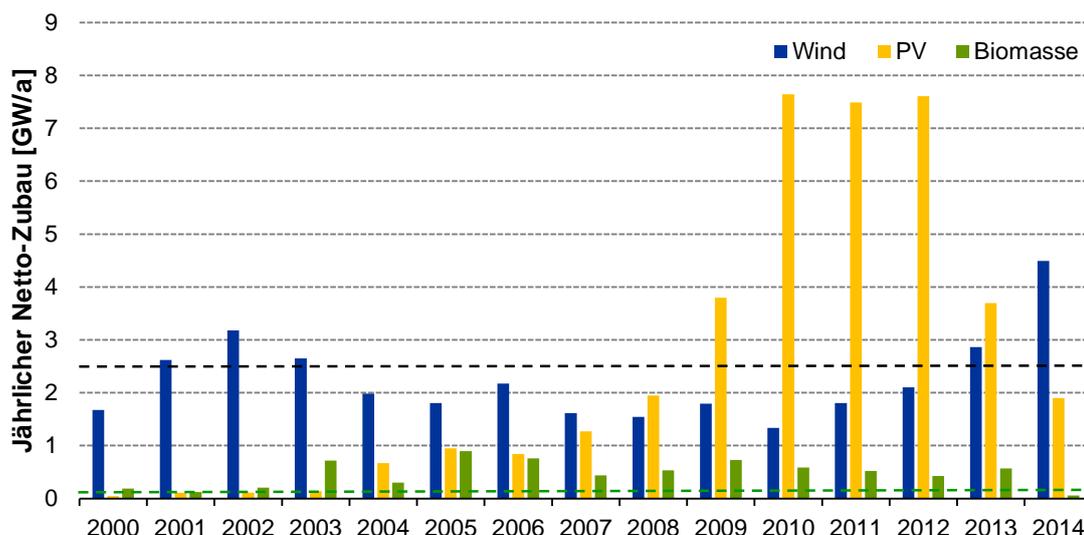


Abbildung 4 Jährlicher Netto-Zubau von Wind, PV und Biomasse in den Jahren 2000 bis 2014.

Den größten Beitrag der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch im Jahr 2014 liefert die Windenergie mit 8,6 %, gefolgt von Biomasse mit 8,0 % und Photovoltaik mit 5,8 % (Abbildung 5, Datengrundlage: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen 2014 [7]). Der Beitrag der Stromerzeugung aus Wasserkraft liegt seit vielen Jahren konstant bei 3,2 bis 3,6 % des Bruttostromverbrauchs.

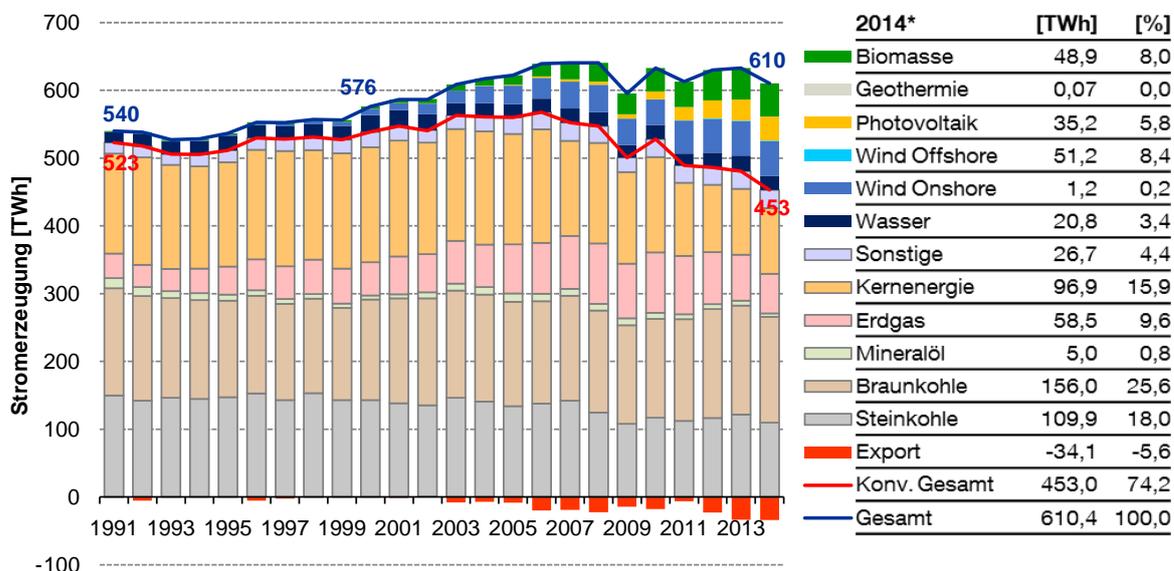


Abbildung 5 Historische Entwicklung der Stromerzeugung nach Energiequellen (Datengrundlage: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen 2014 [7])

Trotz des starken Zubaus an erneuerbaren Energien seit Inkrafttreten des EEG im Jahr 2000 nahm die in Betrieb befindliche Leistung der konventionellen Kraftwerke nur geringfügig von 113 GW im Jahr 2000 auf 99 GW im Jahr 2013 ab (Abbildung 3). In Folge dessen

ist die installierte Gesamtleistung deutlich angestiegen von ca. 126 GW in den Jahren vor 2000 auf 188 GW im Jahr 2014. Dabei ging die Leistung der Kernkraftwerke nach dem im Rahmen des von der Bundesregierung vor dem Hintergrund der Reaktorkatastrophe in Fukushima beschlossenen Moratoriums der Laufzeitverlängerung am 14.03.2011 deutlich zurück. Nach der Abschaltung von 8 Kraftwerken mit 8,8 GW Bruttoleistung betrug die am Netz befindliche Leistung der Kernkraftwerke im Jahr 2013 noch 12,1 GW.

Die Jahreserzeugung der Kohleverstromung nahm mit Ausnahme von 2014 in den letzten Jahren zu (Abbildung 5). Die Stromerzeugung aus Steinkohle stieg von 108 TWh in 2009 auf 124 TWh in 2013. Im Jahr 2014 ergab sich ein Rückgang auf 110 TWh. Die Braunkohleverstromung nahm von 146 TWh in 2009 auf 162 TWh in 2013 zu und verzeichnete 2014 einen leichten Rückgang auf 156 TWh. Der Beitrag der Kernenergie ging 2011 deutlich von 141 TWh in 2010 auf 108 TWh zurück und lag 2014 bei 97 TWh. Die Stromerzeugung aus Erdgas nimmt seit dem Höchstwert von 89 TWh in 2010 stark ab und erreichte 2014 lediglich 59 TWh.

Die Gesamterzeugung der fossilen Kraftwerke (ohne Kernenergie) ist in den Jahren 2011 bis 2013 mit 361 TWh bzw. 359 TWh nahezu konstant geblieben. 2014 ergab sich ein Rückgang auf 329 TWh. Trotzdem wurde mit einem Nettoexport von 34,1 TWh im Jahr 2014 ein neuer Höchstwert nach dem bisherigen Rekordjahr 2013 mit 33,8 TWh erreicht. Die geringen Grenzkosten des Erzeugungsmixes aus erneuerbaren Energien, Grundlastkraftwerken und zum Teil modernen Steinkohlekraftwerken führen dabei zu einer Verdrängung teurer Kraftwerke im europäischen Verbundnetz.

Bedingt durch den starken Ausbau der erneuerbaren Energien, insbesondere der Wind- und Photovoltaikleistung, nimmt das Verhältnis zwischen fluktuierender Erzeugungsleistung von Wind und PV und der zum Ausgleich verfügbaren regelbaren Leistung thermischer Kraftwerke (fossile und biogene Brennstoffe) stark ab. 2004 betrug dieser Kennwert noch 5,8. Dies bedeutet, dass einem GW an fluktuierender Leistung 5,8 GW an regelbarer Leistung gegenüberstehen. 2014 betrug dieser Wert nur noch 1,3. Die Herausforderungen die durch Fortschreitung dieser Entwicklung auftreten werden in den folgenden Kapiteln detaillierter untersucht und diskutiert.

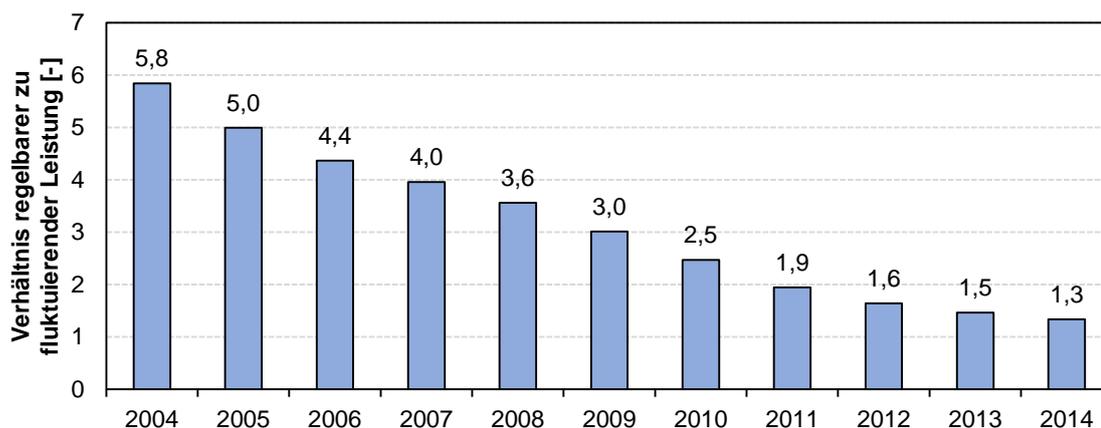


Abbildung 6 Verhältnis der regelbaren Leistung (konventionelle und Biomasse-Kraftwerke) zur fluktuierenden Leistung (Wind und PV) in Deutschland 2004-2014.

#### **Ergebnisse Kap. 2 Die aktuelle Entwicklung der Energiewende:**

- Bedingt durch den starken Ausbau der erneuerbaren Energien wird im Jahr 2014 mit einem Anteil der erneuerbaren Energien von 27,3 % am Bruttostromverbrauch die benötigte jährliche Entwicklung zur Erreichung des 2020-Ziels von 35 % übertroffen.
- Nach einer deutlichen Reduktion der THG um 27 % ggü. 1990 bis 2009 kommt es seither zu einer leichten Zunahme. Das Ziel eines Rückgangs um 40 % ggü. 1990 bis 2020 scheint mit einem relativen Rückgang von -23,8 % im Jahr 2013 aktuell nicht realistisch.
- Nach einem deutlichen Rückgang des Bruttostromverbrauchs im Jahr 2014 auf 576 TWh bzw. 6,8 % gegenüber 2008 scheint das mittelfristige Ziel von -10 % bis 2020 möglich.
- Der Ausbaukorridor des EEG-2014 von 2,5 GW/a wurde 2014 von Wind deutlich überschritten mit 4,4 GW, während der PV-Ausbau mit 1,9 GW darunter lag.
- Trotz starkem EE-Zubau hat die in Betrieb befindliche Leistung der konventionellen Kraftwerke nur geringfügig von 113 GW im Jahr 2000 auf 100 GW im Jahr 2014 abgenommen, die Gesamtleistung (inkl. EE) nahm dabei von 126 GW vor 2000 auf 188 GW im Jahr 2014 zu.
- Im Jahr 2014 wird nach einem ansteigenden Trend in den letzten Jahren erstmals ein leichter Rückgang der Stromerzeugung aus Kohle beobachtet.
- Die Jahresarbeit der Gaskraftwerke nimmt weiter stark ab (2014: 56 TWh).
- Das Exportsaldo erreichte 2014 einen neuen Höchstwert mit 34,1 TWh.
- Das Verhältnis zwischen fluktuierender Erzeugungsleistung von Wind und PV und der zum Ausgleich verfügbaren regelbaren Leistung thermischer Kraftwerke (fossile und biogene Brennstoffe) nimmt stark ab (2004: 5,8; 2014: 1,3)

### 3 Flexibilitätsanforderungen durch Regelenergie

Die Frequenzhaltung erfolgt durch den Übertragungsnetzbetreiber, indem das Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch durch den Einsatz von Regelenergie sichergestellt wird. Eine Abweichung zwischen Erzeugung und Verbrauch führt zu einer Erhöhung bzw. Verringerung der Frequenz. Schnelle Frequenzänderungen werden dabei zunächst durch die Trägheit der rotierenden Massen aller am Netz befindlichen Generatoren gedämpft (Momentanreserve). Die zunehmende Einspeisung erneuerbarer Energien über Umrichter führt zu einem Rückgang der Momentanreserve. Eine technische Nachrüstung der Leistungselektronik würde jedoch auch einen Beitrag erneuerbarer Energien zur Momentanreserve ermöglichen [14]. Bei Frequenzabweichungen wird die Primärregelung automatisch aktiviert und muss innerhalb von 30 s mit voller Leistung verfügbar sein. Dabei passen die kontrahierten Kraftwerke ihre Leistung automatisch proportional zur Frequenzabweichung an. Aufgrund der kurzen Reaktionszeit wird diese hauptsächlich von am Netz befindlichen konventionellen Kraftwerken oder Pumpspeichern bedient. Die Primärregelung wird durch die Sekundärregelung automatisch nach 5 Minuten abgelöst. Bei weiterergehender Abweichung der Netzfrequenz kommt nach 15 Minuten die Minutenreserve zum Einsatz. Primärregelleistung wird ausschließlich mit einem Leistungspreis vergütet und muss zudem sowohl positiv als auch negativ bereitgestellt werden können. Im Gegensatz dazu werden Sekundär- und Minutenreserve mit einem Leistungs- und einem Arbeitspreis vergütet und es kann entweder positive oder negative Regelleistung angeboten werden. Ein Überblick über die Eigenschaften der Regelenergiearten wird in Tabelle 1 gegeben.

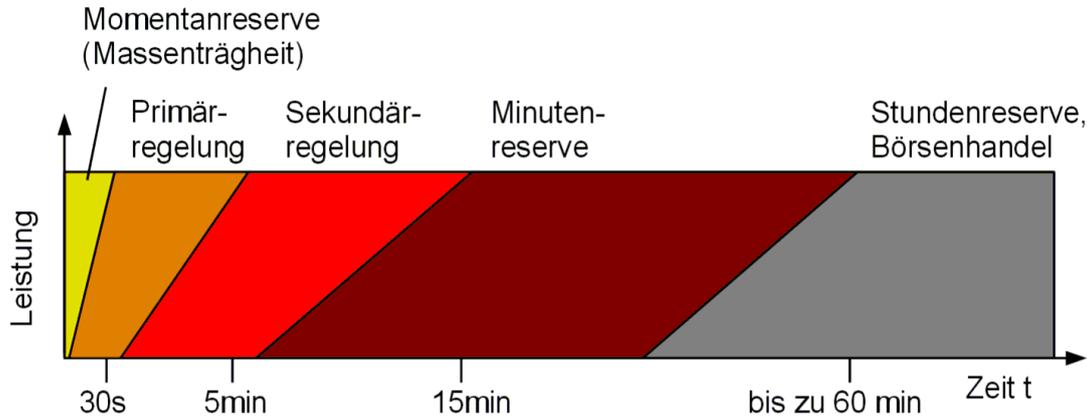


Abbildung 7 Zeitliche Einteilung der Netzregelung [15]

Tabelle 1 Eigenschaften der Regelenergieprodukte

	Primärregelleistung	Sekundärregelleistung	Minutenreserve
<b>Mind.-Angebot</b>	2% v. P <sub>nenn</sub> +/- 1 MW	5 MW	5 MW
<b>Aktivierung</b>	30 Sekunden	5 Minuten	15 Minuten
<b>Ausschreibung</b>	wöchentlich	wöchentlich	täglich
<b>Vergütung</b>	Leistungspreis	Leistungs- und Arbeitspreis	Leistungs- und Arbeitspreis
<b>Produkte</b>	Positiv und negativ	Positiv und/oder negativ	Positiv und/oder negativ
<b>Bedarf ca.</b>	+/- 600 MW	+/- 2000 MW	+/- 2100 bis 2900 MW

Zunehmend treten als virtuelle Kraftwerke gekoppelte Biogas-Anlagen in den Sekundär- und Minutenreservemarkt sowie Großbatteriespeicher in den Primärregelenergiemarkt ein [16, 17]. Zudem wurden Ende 2014 auch erste Laufwasserkraftwerke zur Bereitstellung von Regelleistung zugelassen [18]. Zukünftig könnten zudem Windenergieanlagen unter geänderten Marktbedingungen mit kürzeren Ausschreibungszeiträumen zur Bereitstellung von Regelenergie beitragen [14, 19]. Aktuell werden die Regelleistungen jedoch überwiegend durch konventionelle Kraftwerke und Pumpspeicher bereitgestellt. Auf die technisch limitierte Flexibilität dieser wird im folgenden Kapitel genauer eingegangen.

## 4 Flexibilität thermischer Kraftwerke und Speicher

Thermische Kraftwerke und Energiespeicher übernehmen vielfältige Aufgaben im Energienetz. Neben der Deckung der Residuallast bzw. der Stromnachfrage zählen hierzu verschiedene Systemdienstleistungen wie Frequenzhaltung, die Spannungshaltung (Blindleistungskompensation), der Versorgungswiederaufbau (Schwarzstartfähigkeit nach Netzzusammenbruch) und das Netzengpassmanagement (Vermeidung der Überlastung der von Stromleitungen durch Eingriff in Kraftwerkpläne). Diese dienen der Gewährleistung eines sicheren und stabilen Betriebs des Stromversorgungsnetzes. Diese Aufgaben stellen zum Teil hohe Anforderungen an die Reaktionszeit und Dynamik der Kraftwerke. Im Folgenden werden die dynamischen Eigenschaften von thermischen Kraftwerken, thermischen Speichern und elektrischen Speichern miteinander verglichen und ein Überblick über zukünftige Entwicklungen diesbezüglich gegeben.

### 4.1 Thermische Kraftwerke

Die Integration der zunehmenden fluktuierenden Einspeisung von Wind und PV stellt große Herausforderungen an die Flexibilität thermischer Kraftwerke sowie an deren wirtschaftliche Situation aufgrund sinkender Auslastung. Bedingt dadurch nimmt die Bedeutung der Lastflexibilität charakterisiert durch die Anfahrzeit, die Laständerungsgeschwindigkeit Mindestlast und das Teillastverhalten zu.

#### Anfahrzeit

Die Auswahl der Start/Stop-Regime und Abschätzung der Lastwechselzahlen erfolgt während der Auslegung der einzelnen Anlagen. Mit dem Eindringen der erneuerbaren Energien in den Bereich der Mittel- und Grundlast, treten über die Lebensdauer der Kraftwerke stark gesteigerte Anzahlen der Lastzyklen im Betrieb auf. Mit diesem geänderten Beanspruchungsprofil nehmen aber auch damit in Zusammenhang stehende Schadensmechanismen, verursacht durch zusätzliche thermische Spannungen zu [20]. Die Folgen sind ungeplante Kraftwerksstillstände und zusätzliche Kosten für die Instandsetzung der Einheiten [21].

Basierend auf der Dauer eines Stillstandes und des damit verbundenen vorherrschenden Druck- und Temperaturniveaus innerhalb der Komponenten, werden Startvorgänge in kalt (Stillstand > 48 h), warm (Stillstand 8-48 h) und heiß (Stillstand < 8 h) unterteilt. Jede Art von Startvorgang ist mit verschiedenen Kosten für die Anfahrt aus Brennstoffverbrauch und O&M Kosten, aufgrund von Brennstoff, Chemikalien und Hilfsstoffen belegt [22]. Die verschiedenen Kraftwerkstypen setzen unterschiedliche Startprozeduren voraus und damit auch unterschiedliche Kosten und Stillstandszeiten. In Tabelle 2 sind typische Anfahr Dauern für konventionelle Kraftwerkstypen aufgeführt [23, 24]. Die gezeigten Werte beziehen sich dabei auf die Spreizung zwischen dem technisch realisierbaren Potential, dem aktuellen Stand der Technik, sowie der Zusammensetzung der aktuellen Kraftwerksflotte. Abfahrvorgänge spielen hinsichtlich ihrer Dauer kaum eine Rolle für die Kraftwerksflexibilität, da ein sofortiges Abschalten bei allen Technologien für Notfälle beherrschbar sein muss.

Limitierend wirken bei dem Anfahren von Kraftwerken die thermischen Spannungen der dickwandigen Bauteile. Um eine Schädigung des Materials zu verhindern, werden die zulässigen Aufheizraten festgelegt. Der Rotor von Dampfturbinen lässt beispielsweise nur

Aufheizraten von 2-3 K/min zu [25]. Ohne eine Warmhaltung kommt es dadurch zu sehr langen Anfahrzeiten. Weitere kritische Bauteile sind die Hochdruckdampftrömmel (bei Umlaufverdampfern) und die Überhitzersammler aufgrund der hohen Temperaturen und Drücke. Neben den thermischen Spannungen spielt beim Anfahren auch die komplexe Automatisierung eine Rolle. Vor allem bei älteren Bestandsanlagen ist die Leittechnik konservativ ausgelegt und die prozesstechnischen Abläufe laufen langsamer ab als notwendig.

Tabelle 2 Lastdynamik thermischer Kraftwerke [23, 24]

	Steinkohle	Braunkohle	GuD	GT
Wirkungsgrade	42-47%	38-43%	55-60%	34-40%
<b>Anfahrdauer [h]</b>				
Heißstart (<8h Stillstand)	1-3	2-6	0,5-1	< 0,1
Warmstart (8-48h Stillstand)	3-10	7-10	1-2	< 0,1
Kaltstart (> 48h Stillstand)	4-10	6-10	2-4	
<b>Minimallast</b>				
Minimallast [% der Nennlast]	20 – 40	40-60	30-50	20-50
<b>Laständerungsgeschwindigkeit in Abhängigkeit des Lastbereiches [%/min]</b>				
Laständerungsrate [%/min]	1,5 – 6	1 – 4	2 – 8	8 - 15
Lastbereich	40 – 90%	50 – 90%	40 – 90%	40 – 90%

Abbildung 8 zeigt schematische Heißstartvorgänge für verschiedene konventionelle Kraftwerkstechnologien in der aktuellen Flottenzusammensetzung auf. Gasturbinen können innerhalb weniger Minuten Leistung bereitstellen. Diese Zeit wird benötigt um die Gasturbine anzudrehen, die Feuerung zu zünden, die Nenndrehzahl zu erreichen und den Generator zu synchronisieren. Anschließend kann die Gasturbine im reinen Gasturbinenkraftwerk schnell auf Vollast gebracht werden, während bei GuD-Kraftwerken der Abhitzedampferzeuger und die Dampfturbine den Anfahrvorgang verlangsamt. Bei flexiblen GuD-Anlagen kann die Dampfturbine durch Warmhaltemaßnahmen mit der ersten Dampfproduktion in Betrieb genommen werden (siehe Abbildung 8 „GuD flexibel“). Bei Dampfkraftwerken wird die Leistungsbereitstellung durch das Erwärmen des Dampferzeugers und der Dampfturbine verzögert. Aufgrund der größeren Dimension der Komponenten und der Trägheit der Kohlefeuerung dauert der Anfahrvorgang im Vergleich zu GuD-Anlagen deutlich länger. Auch bei Dampfkraftwerken kann durch eine geeignete Prozessführung das Anfahren beschleunigt werden. Die in Abbildung 8 gezeigten Anfahrvorgänge sind exemplarisch. Die Anfahrleistungsänderungsgeschwindigkeit und die Haltepunkte unterscheiden sich im Einzelfall in Abhängigkeit von der Anlagengröße, der Anlagenkonfiguration und der leittechnisch umgesetzten Anfahrsequenz.

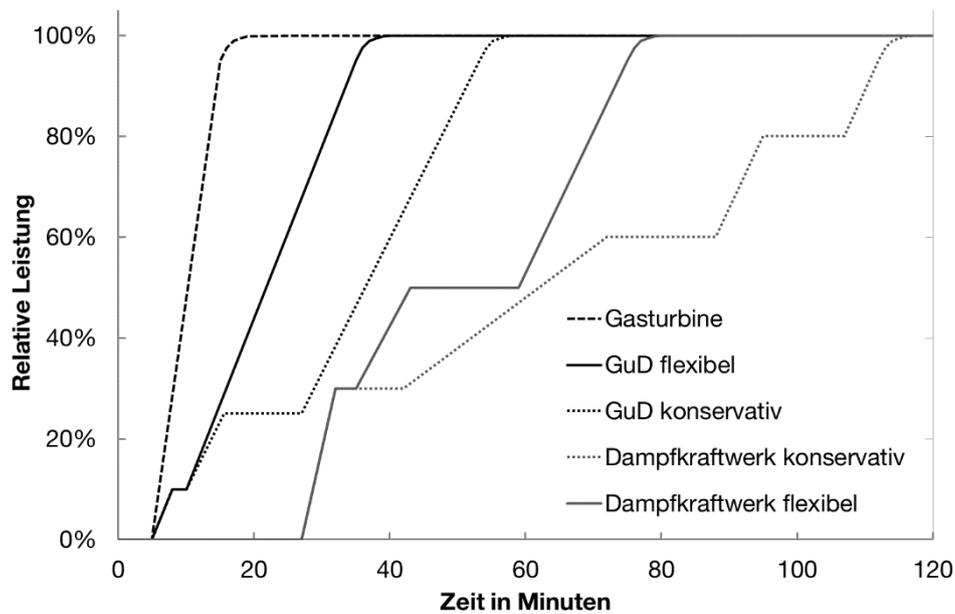


Abbildung 8: Anfahrvorgänge verschiedener thermischer Kraftwerke (theoretisch vom Heißstart ausgehend)

### Laständerungsgeschwindigkeit

Die Lastrampen von Kraftwerken beschreiben das dynamische Verhalten von Kraftwerken bei Nachführung der Leistung an den momentanen Bedarf. Die Änderungsrate der Last wird als Laständerungsgeschwindigkeit bezeichnet. Eine hohe Laständerungsgeschwindigkeit bedeutet in diesem Zusammenhang eine höhere Flexibilität und besseres Reaktionsvermögen auf die Marktbedingungen. Kraftwerke des Lastfolgebetriebs sind im Allgemeinen im Mittellastsegment angesiedelt. Dazu zählen Steinkohle- sowie Gas- und Dampfkraftwerke. Klassischerweise waren vorwiegend Gaskraftwerke im Spitzenlastbetrieb angesiedelt. Ihre Technologie ermöglicht besonders hohe Laständerungsgeschwindigkeiten und sie kommen auch bei zyklischem Betrieb mit geringen Grenzkosten aus.

Laständerungsgeschwindigkeiten ergeben sich aus einer Vielzahl physikalischer und wirtschaftlicher Faktoren. Im Falle von Kohlekraftwerken bestimmt unter anderem das Speicherverhalten des Dampferzeugers und die Regelung das Ansprechverhalten auf Lastanforderungen. Aufgrund des Zeitverzugs zwischen Brennstoffzufuhr und Turbinenantwort, haben Kohlekraftwerke niedrigere Laständerungsgeschwindigkeiten im Vergleich zu Gas- und Dampfkraftwerken. Eine weitere Limitierung der Lastgradienten stellen, ähnlich zu den Anfahrvorgängen, die thermischen Spannungen in dickwandigen Bauteilen und ungleichmäßige Verformungen dar. GUD-Anlagen profitieren zudem von der hohen Laständerungsrate der Gasturbine, während der Dampfkreislauf aufgrund seiner großen thermischen Kapazität verzögert reagiert. Zu den üblichen Methoden der Laständerung im Bereich der Regelenenergiebereitstellung bei Kohlekraftwerken zählen die modifizierte Gleitdruckregelung und der Einsatz von Kondensatstoppverfahren, wodurch eine Leistungsänderung innerhalb weniger Sekunden ermöglicht wird [20]. Bei der modifizierten Gleitdruckregelung erfolgt eine Leistungserhöhung durch Öffnung des angedrosselten Turbineneinlassventils,

wodurch sich der Massenstrom durch die Turbine erhöht. Gleichzeitig muss die Brennstoffzufuhr erhöht werden, um dem Dampfspeicher innerhalb des Dampferzeugers wieder aufzufüllen und die Dampftemperatur konstant zu halten. Beim Kondensatstoppverfahren kann eine Leistungserhöhung durch Schließen der Turbinenanzapfungen für die Speisewasservorwärmung erhöht werden. Dadurch steht mehr Dampf für die Stromproduktion in der Turbine an. Allerdings reduziert sich dabei der Wirkungsgrad der Anlage. Zusammen mit weiteren Flexibilisierungsmaßnahmen, wie der indirekten Feuerung zur Überbrückung des trägen Mühlenverhaltens in Kohleblöcken, kann hierdurch die Laständerungsgeschwindigkeit erhöht werden.

### Mindestlast

Ein weiterer wichtiger Parameter für den konventionellen Kraftwerksbetrieb ist die Mindestlast. Sie beschreibt den niedrigsten sicheren und stabilen Betriebspunkt, der ohne den Einsatz einer Zusatzfeuerung angefahren werden kann. Der Betrieb im niedrigen Lastbereich ist im Allgemeinen durch schlechte Emissionswerte und gesenkte Wirkungsgrade gekennzeichnet, welche sich beide negativ auf die Erzeugungsgrenzkosten auswirken. Auf der anderen Seite können Betreiber durch den Betrieb bei Mindestlast teure An- und Abfahrvorgänge umgehen, um dadurch die monetären Verluste bei einem negativen Spread (theoretische Marge zwischen aktuellem Strompreis und Brennstoffkosten) zu reduzieren. Auf diese Weise bleibt das Kraftwerk am Netz und ist damit bereit auf schnelle Lastanforderungen zu reagieren und am Regelenergiemarkt teilzunehmen. Neuere Steinkohleblöcke wurden bereits auf niedrige Teillasten ausgelegt und können dadurch bereits auf bis zu 20% der Nominallast abgesenkt werden. Voraussetzung hierfür ist ein stabiler 1-Mühlenbetrieb sowie die Gewährleistung der Verdampfermindestmenge und die Aufrechterhaltung der Frischdampf- und Zwischenüberhitzer-Temperaturen. Durch Modifikationen im Bereich der Speisewasser- und Dampferzeugerregelung und Brenneroptimierungen sowie Turbinenretrofits und Messeinrichtungen zur Feuerraumüberwachung und Flammendetektierung kann das Teillastverhalten verbessert werden und geringere Mindestlasten auch bei älteren Bestandsanlagen erreicht werden. Aktuell wird die Mindestlast bei Bestandsanlagen durch die Unterschreitung der Taupunkttemperaturen im Rauchgas und durch eine reduzierte Katalysatoreffektivität in der Rauchgasentstickungsanlage begrenzt.

In Bezug auf das Teillastverhalten ist festzuhalten, dass die meisten Bestandskraftwerke und auch aktuelle Neubauten bereits in der Auslegung nicht auf Teil- und Mindestlast optimiert sind. Daraus ergeben sich verschlechterte Wirkungs- und Nutzungsgrade in Teillast und damit gesteigerte spezifische Brennstoffkosten und CO<sub>2</sub>-Emissionen im Vergleich zum Vollastbetrieb. Abbildung 9 zeigt eine Übersicht des Wirkungsgradverhaltens über dem Lastbereich von verschiedenen Kraftwerkstypen ([24, 26, 27]).

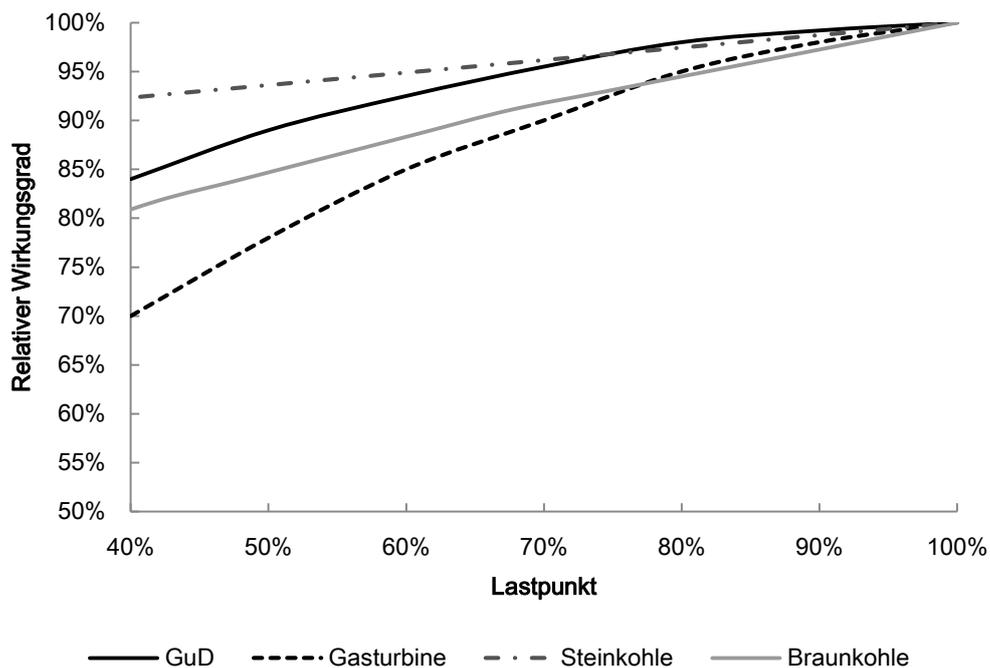


Abbildung 9 Relative Teillastwirkungsgrade verschiedener Kraftwerksarten (eigene Darstellung basierend auf [24, 26, 27])

Bei GUD- und Gasturbinenkraftwerken limitiert die Verbrennung die Mindestlast. Um die niedrigen Emissionsgrenzwerte einzuhalten wird eine Vormischflamme eingesetzt, wobei eine magere Verbrennung weit unterhalb der adiabaten Flammentemperatur realisiert wird. In Teillast kann der Luftmassenstrom nur im Betriebsbereich des verstellbaren Vorleitgitters angepasst werden und sobald dieses nicht mehr verstellt werden kann (unterhalb einer Last von ca. 50%) würde die Löschgrenze erreicht werden und es muss auf eine Diffusionsflamme mit hohen Emissionen umgeschaltet werden. Eine Absenkung der Mindestlast ist dabei durch eine zweistufige Verbrennung möglich oder indem GUD-Kraftwerke mit zwei Gasturbinen ausgestattet werden, von denen eine komplett ausgeschaltet werden kann. Ein Vergleich der Mindestlasten unterschiedlicher Kraftwerkstypen ist in Tabelle 2 gegeben.

### Systemdienstleistungen

Der zulässige Lastbereich und die Laständerungsgeschwindigkeiten (aus dem Stillstand auch die Anfahrzeit) bestimmen über den Umfang, in welchem **Regelleistung** angeboten werden kann. Während Gasturbinen und Gas- und Dampfkraftwerke durch die hohe Dynamik der Gasturbine diese hohen Anforderungen für Primärregelleistung ohne weitere Maßnahmen erfüllen, müssen bei Dampfkraftwerken Maßnahmen ergriffen werden, damit eine Laständerung in der erforderlichen Zeit erfolgt. Sekundärregelleistung (SRL) anzubieten ist grundsätzlich bei allen thermischen Kraftwerken möglich, die im Betrieb sind. Bei dem Angebot von positiver SRL müssen dabei dauerhaft eine Leistungsreserve vorhanden sein und der Wirkungsgradverlust durch den Teillastbetrieb in Kauf genommen werden. Minutenreserve, auch Tertiärregelleistung genannt, ist sowohl durch die Laständerung von laufenden Kraftwerken möglich, als auch durch das Anfahren von schnellstartfähigen Anlagen, vor allem von Gasturbinen und Gasmotoren.

Die **Schwarzstartfähigkeit** ist eine wichtige Fähigkeit von Kraftwerken für den Fall, dass es zu einem flächendeckenden Black-Out kommt. Ohne eine externe Stromversorgung muss es dann möglich sein, das Kraftwerk in Betrieb zu nehmen. Die benötigte elektrische Energie für die Pumpen und zum Andrehen der Turbinen muss dabei über eine Notstromversorgung bereitgestellt werden. Da thermische Kraftwerke bis zu 10% ihrer Nennlast an Eigenverbrauch aufweisen können, werden klassischerweise kleine Anlagen, bevorzugt Gasturbinenanlagen verwendet. Dampfkraftwerke werden aufgrund der langen Anfahrzeiten und des hohen Eigenverbrauchs nicht schwarzstartfähig ausgeführt [28].

Neben der Frequenzhaltung spielt die Spannungshaltung eine große Rolle. Hierbei übernehmen thermische Kraftwerke die wichtige Aufgabe der **Blindleistungsbereitstellung**. Blindleistung tritt auf bei einer Phasenverschiebung zwischen Strom und Spannung, welche sich durch induktive und kapazitive Lasten ergibt. Übertragungsleitungen, Transformatoren und Motoren benötigen Blindleistung. Problematisch ist der Transport von Blindleistung über große Distanzen, da es hierbei zu einem Spannungsabfall und einer Verringerung der Übertragungskapazität des elektrischen Netzes kommt. Alle netzsynchron gekoppelten Generatoren können über die Variation der Erregerströme Blindleistung bereitstellen. Der Anteil der Blindleistung in dem Generator ist dabei durch die Stromstärken im Stator oder Rotor begrenzt, da ein Überhitzen zu einer Beschädigung des Isolierungsmaterials führen kann [29].

#### Besonderheiten thermischer Kraftwerke mit Kraft-Wärme-Kopplung

Bei thermischen Kraftwerke mit Kraft-Wärme-Kopplung treten zwei Besonderheiten hinsichtlich des Lastverhaltens auf. Einerseits werden sie bei hohem Wärmebedarf häufig wärmegeführt betrieben und sind dadurch nur begrenzt in der Lage auf Preissignale vom Strommarkt zu reagieren oder Regelleistung anzubieten. Andererseits zeigt sich bei großen Fernwärmenetzen oder bei integrierten Wärmespeichern, dass sich die elektrische Leistung sehr flexibel bereitstellen lässt. Der produzierte Dampf kann dabei in der Dampfturbine entspannt oder in den Heizkondensatoren kondensiert werden. Alternativ kann erzeugter Strom in Elektrokesseln verheizt werden. Als Folge lassen sich elektrische und thermische Lasten flexibel verschieben, wodurch ein breites Betriebsspektrum und große Laständerungsgeschwindigkeiten ermöglicht werden [30].

## 4.2 Thermische Speicher

Die Speicherung von Wärmeenergie lässt sich nach Typ in drei Hauptkategorien unterteilen. Sensible Wärmespeicher speichern Wärme als fühlbare Temperaturerhöhung, bei latenten Wärmespeichern wird die Energie im Phasenübergang des Speichermediums gespeichert. Thermochemische- und Sorptionspeicher speichern Wärmeenergie reversibel als chemische Reaktions- oder Ad-/Absorptionswärme. Im Folgenden sollen die drei Haupttypen kurz vorgestellt und ihre Vor- und Nachteile diskutiert werden.

### Sensible Wärmespeicher

Sensible Speicher sind die einfachste Form der Wärmespeicherung. Durch Temperaturerhöhung wird die Wärme fühlbar in einem Stoff gespeichert. Theoretisch kann das Speicher-

material alle Aggregatzustände annehmen, meist werden wegen der höheren Dichte jedoch Feststoffe oder Flüssigkeiten eingesetzt. Die eingespeicherte Wärmemenge lässt sich nach folgender Formel berechnen:

$$Q = m_{\text{Speicher}} \cdot c_{p,\text{Speicher}} \cdot \Delta T$$

Wobei  $m_{\text{Speicher}}$  die Masse des Speichers,  $c_{p,\text{Speicher}}$  die Wärmekapazität des Speichermaterials und  $\Delta T$  der Temperaturhub ist. Es lässt sich bereits erkennen, dass der Energieinhalt des Speichers vom Temperaturunterschied zwischen heißer und kalter Seite, dem so genannten Temperaturhub abhängig ist. Dieser hängt zum einen vom Speichermaterial, zum anderen vom vorliegenden Prozess ab. Weite Temperaturspreizungen erlauben hohe Energiedichten, geringe Temperaturhübe führen immer auch zu geringen Energiedichten.

Maximal mögliche Temperaturhübe werden häufig durch das Speichermaterial begrenzt. Bei Feststoffen ist die maximale Betriebstemperatur entweder durch Schädigung des Materials (z.B. durch thermische Zersetzung) oder durch den Phasenübergang hin zur Flüssigkeit begrenzt. Bei flüssigen Speichermaterialien sind die möglichen Temperaturen in der Regel nach unten durch den Erstarrungspunkt der Flüssigkeit und nach oben durch den Siedepunkt vorgegeben. Bei Salzschnmelzen und Thermoölen tritt häufig auch bereits unterhalb des Siedepunktes thermische Zersetzung des Speichermaterials auf, so dass die maximal erreichbaren Temperaturen und damit der maximal mögliche Temperaturhub, niedriger liegen. In Tabelle 3 sind verschiedene Materialien und ihre Temperaturhübe und Speicherdichten, sowie ungefähre Materialkosten aufgeführt. Bei diesen ist zu beachten, dass sie abhängig vom Temperaturhub gegebenenfalls beträchtlich ansteigen können.

In der Haustechnik sind sensible Wärmespeicher im Bereich der Warmwasserversorgung bereits seit Jahrzehnten im kommerziellen Einsatz. Zunehmend setzen auch Stadtwerke Druckwasserspeicher (bis etwa 150 °C) ein um Lastspitzen in Fernwärmenetzen abzudecken. Diese Anlagen liegen im Bereich weniger MWh. Ein wichtiges Anwendungsfeld im Hochtemperaturbereich sind solarthermische Kraftwerke. Hier werden bereits Salzschnmelzen und Thermoöle kommerziell eingesetzt, für diesen Bereich findet auch verstärkte Forschung in Richtung Sand- oder Betonspeicher statt. Im Bereich der Kraftwerksflexibilisierung sind darüber hinaus Dampfspeicher in der Entwicklung, mit deren Hilfe vor allem die Bereitstellung von Regelleistung verbessert werden kann.

Tabelle 3 Überblick über sensible Speichermedien [31] (mit eigenen Berechnungen)

	Temperaturbereich [°C]	Wärmekapazität [kJ/kg-K]	Dichte [kg/m <sup>3</sup> ]	Wärmekapazität [kJ/m <sup>3</sup> -K]	Kosten (Speichermedium) [€/kWh]
<b>Flüssig</b>					
Wasser	0-100	4,175	1000	4175	0,1
Wärmeträgeröl	0-400	1,5-2,3	700-900	1360-1620	4-80
Nitrat-Salzschnmelzen	250-570	1,5-1,6	1850	2775-2960	4
Natrium	100-800	0,88-1,09	850	750-925	20
Carbonat-Salzschnmelzen	450-850	1,8	2100	3780	10
<b>Fest</b>					
Kies-Wasser-Schüttung	0-100	1,452	2000	2904	4,0
Beton	0-500	0,84-1,04	2000	1672-2074	1,0
Kies/Sand	0-800	0,91	1400-1900	1278-2074	4,0
Granit	0-800	0,65	2800	2062	1,5
Eisen	0-800	0,46	7874	3655	30
Ziegel	0-1000	0,74-0,8	1600-2000	1176-1596	6,0

Vorteil von sensiblen Speichern sind die gute Verfügbarkeit und der einfache Aufbau, wodurch sich geringe leistungsbezogene Kosten ergeben (kosten pro kW). Prozesstechnisch sind verschiedene Einbindungen möglich. Neben dem einfach Prinzip, bei dem der Wärmetauscher dem Speicher entspricht (z.B. bei Betonspeichern), können Speicher und Wärmetauscher bei förderfähigem Speichermedium getrennt werden (z.B. Salzschnmelzen oder Sand) oder es kann auf einen Wärmetauscher verzichtet werden und das Arbeitsmedium direkt gespeichert werden (z.B. Wasser, Dampf oder Thermoöl).

Nachteilhaft sind die meist relativ hohen Kosten pro kWh, sowie durch Wärmeisolation zwar verringerbare, jedoch immer vorhandene Verluste über der Speicherdauer. Damit eignen sich sensible Speicher vor allem für schnell ansprechende Pufferspeicher mit begrenzter Ein- und Ausspeicherdauer und hoher Zyklenzahl. Weniger geeignet sind sie für saisonale oder Langzeitspeicher großer Energiemengen.

#### Latente Wärmespeicher

Bei latenten Wärmespeichern wird die thermische Energie in der Verdampfungs- oder Schmelzenthalpie des Speichermediums gespeichert. In der Regel wird der Phasenübergang zwischen der festen und der flüssigen Phase verwendet, da bei diesem Übergang der Dichteunterschied gering ist und das Speichersystem damit kontrollierbar bleibt. Ausnahme sind Wasser/Dampf-Speicher, die beispielsweise in Fernwärmenetzen oder Dampfkraftwerken eingesetzt werden können. Sie sind jedoch aufgrund des kritischen Punktes von Wasser auf etwa 220 °C beschränkt. Einige Speichermedien sind in Tabelle 4 aufgeführt.

Vorteil latenter Wärmespeicher ist die gegenüber sensiblen Speichern meist erhöhte Energiedichte, sowie die geringeren Verluste über der Speicherdauer. Nachteilhaft ist vor allem der, abgesehen vom System Wasser/Dampf, relativ geringe Entwicklungsstand, sowie die prozesstechnische Notwendigkeit Speicher und Wärmetauscher als eine Einheit auszuführen, da die feste Phase in der Regel nicht förderbar ist. Dies führt zu hohen Kosten pro gespeicherte Energiemenge. Ein weiterer wesentlicher Nachteil ist die meist sehr schlechte Wärmeleitfähigkeit des Speichermediums im festen Aggregatzustand. Dies führt dazu, dass

die Wärmeströme beim Entladen des Speichers schnell abfallen. In der Regel wird diesem Effekt durch Berippung der Wärmeübertragerflächen begegnet, was jedoch die Kosten pro kW erhöht.

*Tabelle 4 Überblick über gängige Latentwärmespeichermaterialien nach [32]*

Speichermaterial	Umwandlung	Temperatur [°C]	Umwandlungswärme [kJ/kg]
Wasser	fest/flüssig	0	335
	flüssig/gas	100	2540
Eicosan	fest/flüssig	36,6	243
Rohparaffin	fest/flüssig	34,3	142
Laurinsäure	fest/flüssig	44	183
Myristinsäure	fest/flüssig	54	187
Stearinsäure	fest/flüssig	69,7	221
Na <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> ·10H <sub>2</sub> O	fest/flüssig	32	241
Na <sub>2</sub> S <sub>2</sub> O <sub>3</sub> ·5H <sub>2</sub> O	fest/flüssig	48	201,2
Ba(OH) <sub>2</sub> ·8H <sub>2</sub> O	fest/flüssig	78	266,7
48NaCl/52MgCl <sub>2</sub>	fest/flüssig	450	432
67NaCl/33MgF <sub>2</sub>	fest/flüssig	832	618

#### Thermochemische- und Ad-/Absorptionsspeicher

Neben fühlbaren und latenten Speichern lassen sich auch reversible chemische Reaktionen, oder Ad- und Absorptionsprozesse als Wärmespeicher nutzen. Durch Zuführung thermischer Energie läuft dabei entweder eine chemische Dissoziationsreaktion oder eine Desorption ab. Die beiden dabei entstehenden Reaktionspartner können dann getrennt voneinander gelagert werden, ohne dass Lagerverluste auftreten. Will man die Wärme wieder ausspeichern, werden die beiden Reaktanden wieder zusammengeführt und es läuft die exotherme Rückreaktion (Ad-/Absorption) ab.

Theoretisch können die Reaktanden dabei jeden beliebigen Aggregatzustand einnehmen, in der Praxis dominieren jedoch Gas-Feststoff Systeme, da diese ausreichend hohe Reaktionsgeschwindigkeiten zulassen und gleichzeitig leicht trennbar (nötig für die getrennte Lagerung) sind. Tabelle 5 zeigt verschiedene Ad/Absorptions- oder thermochemische Speichermaterialien.

Tabelle 5 Überblick über Materialien für Ad-/Absorptions- oder thermochemische Wärmespeicher nach [31, 33–36]

Reaktionstyp	Reaktion	Temperaturbereich
Dehydratisierung von Salzhdraten	$\text{MgSO}_4 \cdot 7\text{H}_2\text{O} \leftrightarrow \text{MgSO}_4 \cdot \text{H}_2\text{O} + 6\text{H}_2\text{O}$	100 – 150 °C
	$\text{MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O} \leftrightarrow \text{MgCl}_2 \cdot \text{H}_2\text{O} + 5\text{H}_2\text{O}$	100 – 130 °C
	$\text{CaCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O} \leftrightarrow \text{CaCl}_2 \cdot \text{H}_2\text{O} + 5\text{H}_2\text{O}$	150 – 200 °C
	$\text{CuSO}_4 \cdot 5\text{H}_2\text{O} \leftrightarrow \text{CuSO}_4 \cdot \text{H}_2\text{O} + 4\text{H}_2\text{O}$	120 – 160 °C
	$\text{CuSO}_4 \cdot \text{H}_2\text{O} \leftrightarrow \text{CuSO}_4 + \text{H}_2\text{O}$	210 – 260 °C
Deammonierung von Ammoniakaten anorganischer Chloride	$\text{CaCl}_2 \cdot 8\text{NH}_3 \leftrightarrow \text{CaCl}_2 \cdot 4\text{NH}_3 + 4\text{NH}_3$	25 – 100 °C
	$\text{CaCl}_2 \cdot 4\text{NH}_3 \leftrightarrow \text{CaCl}_2 \cdot 2\text{NH}_3 + 2\text{NH}_3$	40 – 120 °C
	$\text{MnCl}_2 \cdot 6\text{NH}_3 \leftrightarrow \text{MnCl}_2 \cdot 2\text{NH}_3 + 4\text{NH}_3$	40 – 160 °C
Dehydrierung von Metallhydraten	$\text{MgH}_2 \leftrightarrow \text{Mg} + \text{H}_2$	200 - 400
	$\text{Mg}_2\text{NiH}_4 \leftrightarrow \text{Mg}_2\text{Ni} + 2\text{H}_2$	150 - 300
	$\text{Mg}_2\text{FeH}_6 \leftrightarrow 2\text{Mg} + \text{Fe} + 3\text{H}_2$	400 - 550
Dehydratisierung von Metallhydroxiden	$\text{Mg}(\text{OH})_2 \leftrightarrow \text{MgO} + \text{H}_2\text{O}$	250 - 350
	$\text{Ca}(\text{OH})_2 \leftrightarrow \text{CaO} + \text{H}_2\text{O}$	450 - 550
	$\text{Ba}(\text{OH})_2 \leftrightarrow \text{BaO} + \text{H}_2\text{O}$	700 - 800
Decarboxylierung von Metallcarbonaten	$\text{ZnCO}_3 \leftrightarrow \text{ZnO} + \text{CO}_2$	100 - 150
	$\text{MgCO}_3 \leftrightarrow \text{MgO} + \text{CO}_2$	350 - 450
	$\text{PbCO}_3 \leftrightarrow \text{PbO} + \text{CO}_2$	350 - 500
	$\text{CaCO}_3 \leftrightarrow \text{CaO} + \text{CO}_2$	850 - 950
	$\text{BaCO}_3 \leftrightarrow \text{BaO} + \text{CO}_2$	~ 1500
Ammoniaksynthese	$2\text{NH}_3 \leftrightarrow \text{N}_2 + 3\text{H}_2$	450 - 750
Schwefeloxide	$\text{H}_2\text{SO}_4 \leftrightarrow \text{SO}_3 + \text{H}_2\text{O}$	400
	$\text{SO}_3 \leftrightarrow \text{SO}_2 + 0,5\text{O}_2$	600 - 900
Metalloxide	$2\text{PbO}_2 \leftrightarrow 2\text{PbO} + \text{O}_2$	~ 400
	$2\text{PtO}_2 \leftrightarrow 2\text{PtO} + \text{O}_2$	~ 420
	$2\text{Sb}_2\text{O}_5 \leftrightarrow 2\text{Sb}_2\text{O}_4 + \text{O}_2$	~ 520
	$4\text{MnO}_2 \leftrightarrow 2\text{Mn}_2\text{O}_3 + \text{O}_2$	~ 530
	$6\text{UO}_3 \leftrightarrow 2\text{U}_3\text{O}_8 + \text{O}_2$	~ 670
	$2\text{BaO}_2 \leftrightarrow 2\text{BaO} + \text{O}_2$	~ 800
	$2\text{Co}_3\text{O}_4 \leftrightarrow 6\text{CoO} + \text{O}_2$	~ 900
	$6\text{Mn}_2\text{O}_3 \leftrightarrow 4\text{Mn}_3\text{O}_4 + \text{O}_2$	~ 900
	$4\text{CuO} \leftrightarrow 2\text{Cu}_2\text{O} + \text{O}_2$	~ 1025
	$6\text{Fe}_2\text{O}_3 \leftrightarrow 4\text{Fe}_3\text{O}_4 + \text{O}_2$	~ 1300
Dampfreformierung	$\text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O} \leftrightarrow \text{CO} + \text{H}_2$	~ 690

### Der Einfluss von Wärmespeichern auf den Strommarkt

Im Gegensatz zu Stromspeichern beeinflussen Wärmespeicher den Strommarkt nicht direkt. Je nach Anwendung der Speicher können sich jedoch indirekte Auswirkungen ergeben.

Einen wichtigen Einfluss können Wärmespeicher in Fernwärmenetzen haben, wenn die Wärme in Kraftwerken mit Wärmeauskopplung (KWK) erzeugt wird. Ohne Speicher muss der Betrieb solcher Anlagen sich stets am Wärmebedarf orientieren, diese Anlagen werden damit den „Must-Run“-Anlagen zugeordnet und verringern z.B. in Starkwind/Schwachlast-Zeiten die Residuallast zusätzlich, ohne aber im gleichen Umfang wie andere Kraftwerke Systemdienstleistungen erbringen zu können. Bereits relativ kleine Speicher können dazu beitragen, dass KWK-Anlagen zusätzliche Systemdienstleistungen erbringen können. Größere Speicher ermöglichen eine zeitweilige Entkopplung von Strom- und Wärmebereitstellung und ermöglichen dem Kraftwerk damit, deutlich flexibler am Markt zu agieren.

Weiterhin können in viele thermische Speicher elektrische Heizer eingebaut werden, so dass überschüssiger elektrischer Strom zumindest zu Heizzwecken zeitverzögert genutzt werden kann. Hochtemperaturwärmespeicher können damit auch als Stromspeicher genutzt werden, indem die Wärme später, beispielsweise über einen Dampfkraftprozess, rückverstromt wird.

Zuletzt können in Kraftwerken eingesetzte Wärmespeicher die im vorangegangenen Kapitel beschriebene Lastflexibilität von Kraftwerken hinsichtlich Mindestlast und Laständerungsgeschwindigkeit deutlich verbessern und damit einen erheblich flexibleren Betrieb ermöglichen. Dies kann insbesondere in Zeiten mit besonders hohen Gradienten oder besonders hoher/ geringer Nachfrage zu einer deutlichen Entlastung des Strommarktes führen.

### 4.3 Elektrische Speicher

Die Speicherung von elektrischer Energie stellt eine große Herausforderung dar. Es gibt eine Vielzahl an Speichertechnologien, die sich aufgrund ihrer Eigenschaften für verschiedene Einsatzzwecke anbieten. Ein Überblick über elektrische Speichertechnologien klassifiziert nach Leistungsgröße des Energiewandlers sowie Speicherzeitraum (bzw. Speicherkapazität) und den daraus resultierenden Anwendungsgebieten ist in Abbildung 10 dargestellt.

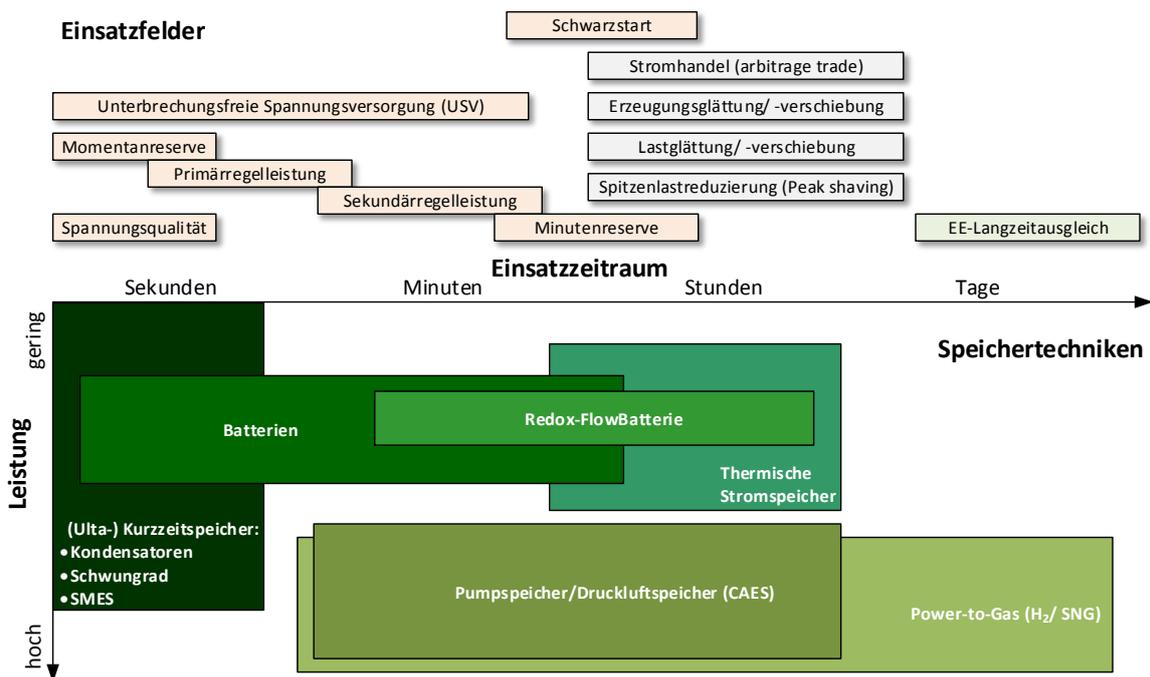


Abbildung 10 Klassifizierung der Einsatzfelder für Stromspeicher und des Einsatzzeitraums (nach [37])

Schwunghmassenspeicher (SMS), welche elektrische Energie kinetisch mittels einer rotierenden Masse speichern, werden aufgrund ihrer Eigenschaft innerhalb von Millisekunden große Leistungen aufzunehmen oder abzugeben insbesondere zur Frequenzstabilisierung eingesetzt (z.B. 20 MW Anlagen in Stephen Town sowie Hazle Township von Beacon

Power [38]). Nachteilig sind die hohen Stand-By-Verluste, wodurch der Einsatz auf Anwendungen im Sekunden- bis wenige Minutenbereich beschränkt ist und sich vor allem für viele Lade-/Entladezyklen eignet [39]. Ähnliche Eigenschaften weisen Elektrochemische Doppelkondensatoren (EDLC) und Supraleitende Magnetische Energie-Speicher (SMES) auf, welche aktuell jedoch nur in geringem Maße Anwendung finden.

Elektrochemische Batterien haben die generellen Eigenschaften einer begrenzten Zyklusstabilität (1500-7000 Zyklen), eines hohen Wirkungsgrades (90-95% Lithium-Ionen, 80-90% Blei-Säure, 70% NiCd) und der festen Kopplung von Energiewandler und –speicher [39]. Die am häufigsten eingesetzte Batterietechnologie im Energiesektor stellt dabei der Blei-Säure-Akkumulator dar. In aktuellen großtechnischen Speicherprojekten wird zudem verstärkt die Lithium-Ionen-Technologie eingesetzt [37]. Stationäre Batteriespeicher werden großtechnisch zur Unterbrechungsfreien Spannungsversorgung (USV), Spannungshaltung, Spitzenlastreduzierung, Lastglättung, Erzeugungsglättung (Entkoppelung von Windanlagen und Stromnetz) und Frequenzstabilisierung eingesetzt. Aktuell gibt es zudem zahlreiche Projekte zur Bereitstellung von Regelenergie mittels stationärer Batteriespeicher. Beispiele stellen das Batteriespeicherkraftwerk von Vattenfall in Berlin mit einer Leistung von 2 MW und einer Speicherkapazität von 2,6 MWh dar sowie der von STEAG betriebene Batteriespeicher im Projekt LESSY (Lithium-Elektrizitäts-Speicher-System) mit einer Leistung von 1 MW (0,68 MWh) [37]. Diese dienen zur Bereitstellung von Primär- und Sekundärregelenergie. Zudem werden Batteriespeicher auch als Notstromversorgung zur Überbrückung von mehreren Stunden eingesetzt. Eine Ausnahme bei den elektrochemischen Batteriespeichern stellen die Redox-Flow-Batterien dar, bei denen die elektrische Energie in zwei flüssigen Elektrolytlösungen gespeichert wird. Dies ermöglicht eine unabhängige Dimensionierung der Speicherkapazität von dem Energiewandler durch die Größe der Speichertanks. Zudem zeigen Redox-Flow-Batterien eine hohe Zyklusstabilität. Anwendungsfelder aktueller Anlagen mit Leistung bis zu 4 MW und Speicherkapazitäten von bis zu 6 MWh sind Spannungsqualität, Spitzenlastreduzierung, Erzeugungs- und Lastglättung mit Aus- und Einspeicherzeiten von bis zu 10 h [40].

Für große Speichermengen (>1 GWh) und längere Speicherzeiträumen (Stunden bis Wochen) kommen im Gegensatz zu den genannten Speichertechnologien aufgrund der Kosten der Speicherkapazität<sup>1</sup> nur Pumpspeicherkraftwerke (PSW), Druckluftspeicher (Compressed Air Energy Storages, CAES) und Power-to-Gas-Speicher (Wasserstoff oder Synthetisches Erdgas) in Frage. Die wichtigsten Kennwerte dieser großtechnischen Speichertechnologien sind in Tabelle 6 zusammengefasst.

---

<sup>1</sup> Z.B. Blei-Säure-Batterie: 100-300 €/kWh, Li-Ionen mittelfristig ca. 300 €/kWh [39]

Tabelle 6 Kennwerte großtechnischer Speichertechnologien.

		PSW	CAES (diabat)	CAES (adiabat)	PtG (H2)	PtG (CH4) <sup>#1</sup>
<b>Flexibilität</b>						
Minimale Teillast	%	0-100 [41]	15-100 / 65-100 (Turb./Komp.) [42]	40-100 [43]	0/25-100 % (Elektrolyse) <sup>#2</sup> 40-100 % (Gasturbine)	
Anfahrzeit		25-185 s <sup>#3</sup>	6-11/20-35 min <sup>#4</sup>	15 min [39]	1 s -10 min <sup>#5</sup>	
Laständerungs- rate		>100 %/min	16-20/35 %/min (Turb./Komp.) [42, 44]	k.A.	10-100 %/s (PEMEL) [45, 46] 50-100 %/min (AEL) [47-49]	
<b>Eigenschaften</b>						
Wirkungsgrad (Strom zu Strom)	%	72-80 [50]	42-54 [51]	70 [52]	34-44 <sup>#6</sup> [53]	30-38 <sup>#6</sup> [53]
Speicherdichte <sup>#7</sup>	kWh/m <sup>3</sup>	0,7	1,6-6,5	2,1-8,4	230	870
Technologiestatus	-	Stand der Technik	Ausgereift	Entwicklung	Entwicklung	Entwicklung
Stand-by Verlust	%/Tag	0-0,005 [54]	k.A.	5-10 [54]	0-0,01 [54]	k.A.
<b>Investitionskosten [55, 56]</b>						
Wandler	€/kW	550	600	850	1000	2000
Speicher	€/kWh	10	40	40	0,3-0,6	0,1
Lebensdauer Speicher	a	80	40	40	40	40
Lebensdauer Wandler	a	35	25-35	25-35	25	25
<b>Systemdienstleistungen</b>						
PRL <sup>#8</sup>		nein	nein	nein	ja (EL)/nein (GT)	
SRL		ja	nein	nein	ja (EL)/nein (GT)	
MRL		ja	ja	ja	ja	
Blindleistung		ja	ja	ja	nein (EL)/ja (GT)	
Schwarzstart		ja	ja	ja	ja (GT)	
Massenträgheit		ja	ja	ja	nein (EL)/ja (GT)	

#1 Für dynamische Betrachtungen wird aufgrund der langsameren Dynamik der Methanisierung von einer Entkopplung von der Elektrolyse durch einen Zwischenspeicher ausgegangen. Experimente mit einer 250 kW Demonstrationsanlage zeigten jedoch auch, dass ein Methanisierungsreaktor innerhalb von 5 Minuten hochgefahren werden kann, wenn er auf Temperatur gehalten wird [57].

#2 PEM-Elektrolyseure können variabel zwischen 0-100 % betrieben werden. Alkalische Elektrolyseure haben eine Teillastbeschränkung aufgrund der Gefahr eines entzündbaren Gemisches durch Querdiffusion von Produktgasen über das Diaphragma [58, 59]

#3 ternärer Pumpspeichersatz mit Pelton-Turbine, Pumpe und hydraulischem Wandler [39, 50, 60]

#4 Längere Anfahrzeit der bestehenden Anlage in McIntosh aufgrund der Rekuperator-Anordnung [51, 61]

#5 Ausgehend von einem Stack, der auf der Betriebstemperatur von 5-90°C gehalten wird [45-49].

#6 Speicherdruck 200 bar

#7 Inklusive Speicherverlusten, Randbedingungen: PSW-Fallhöhe 300 m; CAES-Druckspiel 20-85 bar, Maximaler Druck 70-135 bar [39]; PtG-Speicherdruck 200 bar

#8 Aus Stand-by.

Bei Druckluftspeichern wird die elektrische Energie in Form von verdichteter Luft in Salzkavernen gespeichert und kann dann durch Entspannung in einer Turbine zurückgewonnen werden. Ausgehend davon ob die bei der Kompression freiwerdende Wärme gespeichert oder an die Umgebung abgegeben wird, kann zwischen adiabaten und diabaten Druckluftspeichern unterschieden werden. Im Falle der diabaten Anlagen muss die beim Expansionsvorgang benötigte Wärmezufuhr mittels Gasfeuerung erfolgen, während dies bei adiabaten Druckluftspeichern durch den Wärmespeicher geschieht. Bei Power-to-Gas-Speichern wird die Energie mittels Wasserelektrolyse chemisch in Wasserstoff gespeichert (bzw. in einem zusätzlichen Schritt in synthetisches Erdgas durch Umwandlung von Wasserstoff zusammen mit Kohlenstoffdioxid). Die Rückverstromung ist in Gasturbinen bzw. Brennstoffzellen und Verbrennungsmotoren möglich.

Pumpspeicher sind Stand der Technik mit aktuell 6,4 GW installierter Leistung in Deutschland und einem Speichervolumen von 40 GWh [62]. Die elektrische Energie wird in potentieller Energie durch Hochpumpen von Wasser von einem Unterbecken in ein Oberbecken gespeichert und kann dann umgekehrt in einer Turbine wieder zurückgewandelt werden. Pumpspeicher zeichnen sich durch hohe Wirkungsgrade und eine schnelle Reaktionszeit im Bereich von Sekunden bis Minuten aus. Zudem weisen Peltonturbinen ein sehr gutes Teillastverhalten mit annähernd stabilem Wirkungsgrad bis 20-30 % der Nennlast auf. Francisurbinen zeigen jedoch ebenso wie die eingesetzten Kreiselpumpen ein deutlichen Wirkungsgradabfall bei Teillast [63]. Nachteilig wirken sich zudem die vergleichsweise geringe Energiedichte und die benötigten topographischen Voraussetzungen aus, die zu einem geringen Zubaupotential in Deutschland führt. Mittelfristig sind Projekte mit einer Leistung von rund 7 GW und 50 GWh geplant, wobei die Realisierung zu großem Teil aufgrund von wirtschaftlichen Schwierigkeiten sowie der öffentlichen Akzeptanz für die erheblichen Eingriffe an der Umwelt fraglich ist [62]. Große Pumpspeicherpotentiale existieren in Skandinavien mit ca. 120 TWh (82 TWh in Norwegen, 34 TWh in Schweden und 5,5 TWh in Finnland) [64]. Die Erschließung dieser Potentiale wird jedoch durch die öffentliche Akzeptanz zum Ausbau der Stromnetze (z.B. Widerstand gegen das Umspannwerk Mooriem im Rahmen der Seekabelverbindung NorGer), und unklare rechtliche bilaterale Regelungen erschwert. Nach der VDE-Studie „Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energien“ [39] stellen Pumpspeicher sowohl für den Fall Stundenspeicher (ca. 2,5-5,5 ct/kWh) als auch Wochenspeicher (ca. 3-10,5 ct/kWh) die kostengünstigste Option dar. Aufgrund des geringen Ausbaupotentials scheint jedoch die mit Vollkosten von 9-23,5 ct/kWh deutlich teurere Power-to-Gas-Technologie die kostengünstigste realisierbare Variante darzustellen. Als Stundenspeicher kommen zudem Druckluftspeicher in Frage, für die mittelfristig vergleichbare Kosten zu Pumpspeichern prognostiziert werden.

Druckluftspeicher zeichnen sich durch ein hohes Wirkungsgradpotential und ein gutes Teillastverhalten aus. Im Gegensatz zu Gasturbinen ermöglicht die Trennung von Kompressor und Turbine bei Druckluftspeichern die Regelung des Luftvolumenstroms und daher eine konstante Turbineneintrittstemperatur. Dies führt zu einem besseren Teillastverhalten [61]. Der Wirkungsgrad der Turbine des bestehenden Druckluftspeicherkraftwerks in McIntosh sinkt zum Beispiel nur gering von 83,1 % bei Volllast auf 75,8 % bei 20 % Last [44]. Weltweit sind bisher zwei diabate CAES-Anlagen im Einsatz. Dies ist zum einen die 290 MW-Anlage in Huntorf, die von E.ON seit 1978 betrieben wird ( $\eta=42\%$ , 8 h Kompressions-, 2 h Turbinenbetrieb), zum anderen eine 110-MW-Anlage in McIntosh. Diese ist seit 1991 in Betrieb

und weist einen höheren Wirkungsgrad von 54 % auf, bedingt durch einen Rekuperator zur Vorwärmung der Speicherluft mit der Abwärme der Gasturbine [65]. Im Gegensatz dazu befinden sich adiabate Druckluftspeicher in der Konzeptphase. Im Rahmen des Projektes Adele (Adiabatischer Druckluftspeicher für die Elektrizitätsversorgung) sollte bis 2020 eine Demonstrationsanlage mit einer Leistung von 240 bis 260 MW, einer Speicherkapazität von 1 GWh (4 Turbinen-Volllaststunden) und einem Wirkungsgrad von 70 % realisiert werden. Aufgrund der aktuellen Marktbedingungen für Energiespeicher wurde das wirtschaftliche Risiko jedoch als zu hoch eingestuft. Das Projekt wurde daher neu ausgerichtet, mit dem Ziel die Anlagenkonzepte zu optimieren sowie die zukünftige Einnahmesituation zu untersuchen [66]. Generell ist das Speicherpotential von Druckluftspeichern bedingt durch die geographischen Gegebenheiten in Deutschland mit einem Arbeitsvolumen der Kavernenspeicher von 36.800 Mio. Nm<sup>3</sup> [67] auf 0,7-3,5 TWh beschränkt (abhängig von Speicherdruck und unter Berücksichtigung des Rückverstromungswirkungsgrades). Demgegenüber ermöglicht die chemische Speicherung als Wasserstoff oder Methan ein deutlich höheres Speicherpotential in Deutschland. Unter Berücksichtigung der jeweiligen Energiedichte ergibt sich ein elektrisches Speicherpotential von ca. 66 TWh für Wasserstoff und 300 TWh für Methan, wobei im Falle von Methan zusätzlich auch Porenspeicher mit einem Arbeitsgasvolumen 13.600 Mio. Nm<sup>3</sup> [67] genutzt werden können. Zudem könnte in der bestehenden Erdgasinfrastruktur bereits 120 TWh als synthetisches Erdgas bzw. 1,8 TWh als Wasserstoff gespeichert werden. Das deutliche geringere Speicherpotential von Wasserstoff resultiert neben der geringeren Energiedichte insbesondere aus der gesetzlichen Zumischungsbeschränkung<sup>2</sup> von maximal 5 Vol.-% [68]. Die Power-to-Gas Technologie befindet sich aktuell in der Demonstrationsphase mit mehreren Pilotanlagen im einstelligen MW-Bereich. Die derzeit leistungsstärkste Anlage in Werlte mit einer Leistung von 6 MW wurde 2013 in Betrieb genommen und bezieht das CO<sub>2</sub> von einer nahegelegenen Abfall-Biogasanlage [69]. Der Gesamtwirkungsgrad der Power-to-Gas Technologie ist mit 30-44 % relativ gering. Allerdings hat diese Technologie den Vorteil, dass bestehende Infrastrukturen zur Speicherung und Rückverstromung (Gasturbinenkraftwerke und Gasmotoren) genutzt werden können und zudem eine chemische Nutzung möglich ist. Der Gesamtnutzungsgrad kann darüber hinaus durch Kraft-Wärme-Kopplung gesteigert werden. Außerdem nimmt der Wirkungsgrad von Elektrolyseuren in Teillastbetrieb zu. Auf der anderen Seite weisen Gasturbinen einen signifikanten Wirkungsgradrückgang in Teillast auf. Bedingt durch die schnelle Reaktionszeit könnten PtG-Speicher zudem Regelleistung inklusive negativer Primärregelleistung bereitstellen. Pumpspeicher und Druckluftspeicher eignen sich als Stunden- und Tagespeicher und können zudem Sekundärregelleistung und Minutenreserve bereitstellen.

Zukünftig werden unterschiedliche Speichertechnologien benötigt, die Systemdienstleistungen übernehmen und zum Ausgleich von EE-Erzeugung und Last sowohl kurzzeitiger als auch saisonaler Schwankungen dienen. Auf den zukünftigen Bedarf an Speichern wird im Teil II und III der Studienreihe „Energiesystem im Wandel“ eingegangen werden.

---

<sup>2</sup> Wasserstoff führt zu Versprödung, erhöhter Korrosion, einer Zunahme der Permeation, einer Erhöhung des Zündbereichs und Senkung des Brennwertes des Gasgemisches. Zusätzlich sind die Auswirkungen auf verschiedene Gasanwendungen unklar (z.B. Gasturbinen, Gasheizungen).

## 5 Aktuelle Herausforderungen für Kraftwerke und Speicher

Basierend auf aktuellen Daten werden im Folgenden die derzeitigen Anforderungen an die Flexibilität und die Wirtschaftlichkeit konventioneller Kraftwerke und Speicher sowie deren aktuelle Betriebsweise und Dynamik untersucht. Hierbei wird zunächst auf den aktuellen Verlauf und die Gradienten der Residuallast eingegangen, welche den Betrieb der konventionellen Kraftwerke maßgeblich bestimmen. Anschließend werden die Auswirkungen des steigenden Anteils der erneuerbaren Energien auf die Spotmarktpreise sowie den Bedarf an Systemdienstleistungen untersucht. Vor diesem Hintergrund wird abschließend die aktuelle Betriebsweise des konventionellen Kraftwerksparks analysiert und dabei insbesondere auf dessen Mindesterzeugung eingegangen.

### 5.1 Datengrundlage

Die durchgeführten Analysen des aktuellen deutschen Energiesystems basieren auf aufbereiteten, öffentlich zugänglichen Datensätzen (v.a. aus den Jahren 2012-2014) aus den folgenden Quellen:

- Day-Ahead und Intraday Spotmarktpreisdaten: Europäische Strombörse (EPEX Spot [70])
- Erzeugungszeitreihen der konventionellen Kraftwerke für 2012 (1-h Auflösung): EEX-Transparenzplattform [71]
- Angaben über geplante und ungeplante Nichtbeanspruchbarkeiten von Erzeugungseinheiten  $\geq 100$  MW für 2012: EEX-Transparenzplattform [71]
- Zeitreihen der prognostizierten und tatsächlichen Last für 2012 bis 2014 (1-h Auflösung): Transparenzplattform des Verbandes der Europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) [72]
- Erzeugungszeitreihen und Prognose von Wind und PV (1/4-h Auflösung): Deutsche Übertragungsnetzbetreiber (50Hertz [73], Tennet [74], TransnetBW [75], Amprion [76])

Die Datensätze der Zeitreihen weisen hierbei eine unterschiedliche Abdeckung verglichen mit veröffentlichten Jahresezeugungswerten auf. Der Abdeckungsgrad der einzelnen Datensätze ist in Tabelle 7 zusammengefasst. Die Erzeugung der konventionellen Kraftwerke aufgeschlüsselt nach Primärenergieträger wurde hierbei mit Angaben des statistischen Bundesamtes abgeglichen [77], der Nettostromverbrauch inklusive Netzverlusten sowie die Erzeugung von Wind und PV mit Daten der AG Energiebilanzen e.V. [7, 78]. Für die folgenden Untersuchungen wurden die Zeitreihenwerte der Jahre 2012 bis 2014 an die Jahresezeugung (für die konventionellen Kraftwerke die Daten von 2012 an die Monatserzeugung) angepasst. Dies beinhaltet eine Unsicherheit insbesondere für die Erzeugung aus den Energieträgern Gas und Steinkohle sowie für die Last. Die Zeitreihen der Last wurden auf den Jahresbruttostromverbrauch hochskaliert, wobei 50 % der Fehlmenge als konstanter

Block (Industrieverbraucher) angenommen wurde<sup>3</sup>. Zur Berechnung der konventionell zu deckenden Residuallast wurde die Erzeugung aus Laufwasser-, Biomasse- und Geothermiekraftwerken ebenfalls als konstant über das Jahr angenommen. Die Erzeugungszeitreihen von Wind und PV liegen in ¼-Stunden Auflösung vor. Im Gegensatz dazu werden die Zeitreihen der Last lediglich in 1-Stunden Auflösungen von den ENTSO-E bereitgestellt. Die ¼-Stundenwerte wurden daraus durch Interpolation gewonnen.

*Tabelle 7 Abdeckungsgrad der Zeitreihen der Nettowerte der Last (inklusive Netzverluste), der volatilen erneuerbaren Energien und der konventionellen Kraftwerke (Steinkohle SK, Braunkohle BK, Kernkraft KK, Gas).*

Jahr Beschreibung	2013			2014			2012			
	Last	Volatile EE		Last	Volatile EE		Konv. Kraftwerke			
		Wind	PV		Wind	PV	SK	BK	KK	Gas
Quelle der Zeitreihen	[72]	[73–76]		[72]	[73–76]		[71]			
Auflösung	1 h	1/4 h		1 h	1/4 h		1 h			
Jahresarbeit Zeitreihen [TWh]	463,3	47,2	29,7	457,3	51,4	32,8	64,5	135,2	93,6	16,9
Jahresarbeit Statistiken [TWh]	554,8	51,7	31,0	532,3	52,4	35,2	105,8	142,7	94,2	49,9
Abdeckungsgrad [%]	83,5	91,3	95,7	85,9	98,2	93,2	60,9	94,8	99,3	33,9

## 5.2 Analyse der Residuallast

Mussten die konventionellen Kraftwerke und Speicher früher nur Änderungen der Last sowie Abweichungen von der Lastprognose ausgleichen, führt die fluktuierende Einspeisung von Wind und PV zu einem neuen Freiheitsgrad und stellt damit neue Anforderungen an die Einsatzweise des konventionellen Kraftwerksparks. Hierbei sind insbesondere die erforderlichen Laständerungsraten zur Deckung der Residuallast sowie die Abweichung von der Einspeiseprognose, die auch Auswirkungen auf den Bedarf an Regelleistung hat, relevant. Die **Residuallast** ergibt sich aus der aktuellen Last abzüglich der Einspeisung der volatilen erneuerbaren Energien Wind und PV. Die **konventionelle Residuallast** (bzw. von den konventionellen Kraftwerken zu deckende Residuallast) folgt aus der Residuallast abzüglich der vorrangigen Einspeisung sonstiger EE (Biomasse-, Laufwasser- und Geothermiekraftwerke).

<sup>3</sup> Die Lastdaten von ENTSO-E bilden insbesondere den industriellen Stromverbrauch mit eigenen Kraftwerken, den Kraftwerkseigenverbrauch (für Bruttostromverbrauch) und den in unteren Netzebenen erzeugten und vor Ort verbrauchten Strom nicht ab. Der Kraftwerkseigenverbrauch sowie der Stromverbrauch in den unteren Netzebenen sind ungefähr proportional zur Gesamtlast, während der industrielle Eigenverbrauch überwiegend konstanten Charakter aufweist.

### 5.2.1 Einspeiseprofile der erneuerbaren Energien

Ein wichtiger Kennwert der von dem natürlichen Angebot abhängigen erneuerbaren Energien Wind und PV stellt der Jahresnutzungsgrad bzw. die jährlichen Volllaststunden dar. Abbildung 11 zeigt die geordneten und auf die installierte Leistung normierten Einspeiseprofile von PV und Onshore-Wind in Deutschland für die Jahre 2012 bis 2014. Es wird deutlich, dass nur geringe Abweichungen zwischen den verschiedenen Jahren auftreten. Die Onshore-Windenergieanlagen erreichen hierbei mittlere Volllaststunden von 1671 (2012) bis 1430 (2014). Die Auslastung der PV-Anlagen liegt mit 900 (2012) bis 951 (2013) Volllaststunden pro Jahr deutlich darunter. Die mittleren Volllaststunden wurden hierbei unter der Annahme eines monatlich gleichmäßigen Zubaus über das Jahr berechnet. Die Windenergieleistung (On- und Offshore) beträgt in den betrachteten Jahren im Minimum nur 24 bis 130 MW was unter 0,5 % der jeweils installierten Leistung entspricht. Die maximale Einspeisung liegt für Onshore-Wind bei 80 bis 85 % der installierten Leistung. Für PV-Anlagen liegt diese mit maximal 70 % der installierten Leistung deutlich niedriger. Über 6000 Stunden im Jahr liegt die Einspeisung von Wind in den betrachteten Jahren jeweils um die 2500 MW (2473-2671 MW). Dies entspricht 7 bis 9 % der jeweils installierten WEA-Leistung. Die Einspeisung von Wind und PV zusammen beträgt über 6000 Stunden im Jahr minimal 4400 bis 4600 MW (ca. 6 bis 7 % der installierten Leistung).

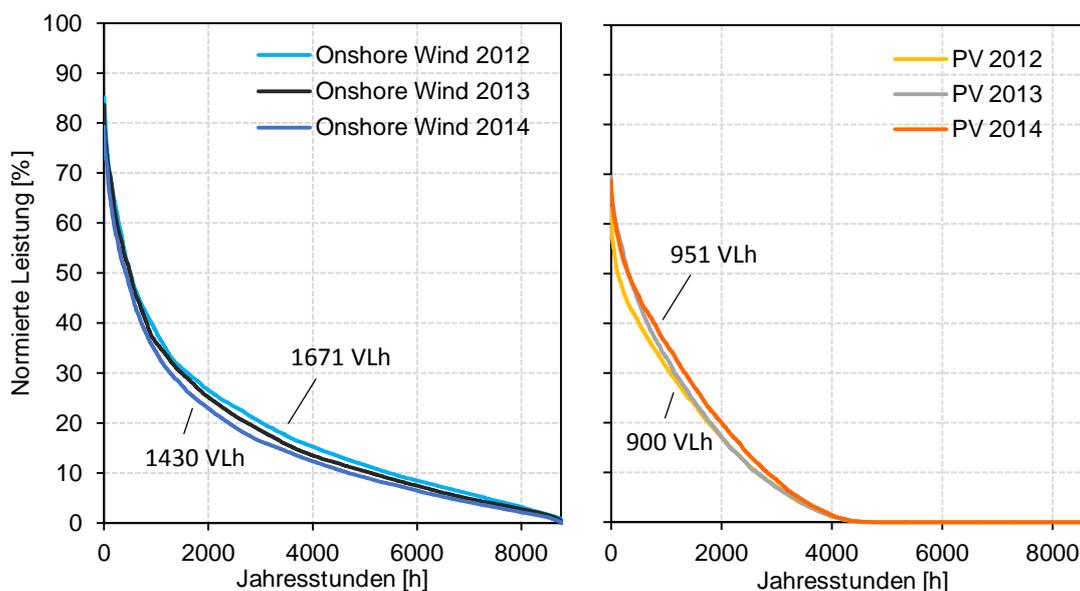


Abbildung 11 Normierte Jahresdauerlinie (Anteil der installierten Leistung über Stunden im Jahr) von Onshore-Wind und PV in Deutschland (Rohdaten: [73–76]).

Die Offshore-Windenergie soll zukünftig einen hohen Anteil an der Stromerzeugung der erneuerbaren Energien beitragen. Aktuell ist die Erzeugung in Deutschland mit 1,2 TWh (2014) jedoch noch sehr gering [7]. Viertelstündliche Daten zur Erzeugung in der Nordsee werden von Tennet bereitgestellt [74]. Allerdings sind diese Daten aufgrund des geringen Umfangs an installierter Leistung und des in den letzten Jahren relativ gesehenen starken Ausbaus nur sehr begrenzt aussagekräftig. Dies zeigt sich in den geordneten Jahresdauerlinien der Erzeugung der Offshore-Windenergieanlagen in Deutschland in den Jahren

2012 bis 2014 (Abbildung 12). Hierbei sind deutliche Knickpunkte erkennbar aufgrund der schrittweisen Inbetriebnahme etlicher Offshore Windparks in den letzten Jahren (2013: Bard Offshore 1/400 MW; 2014: Meerwind/288 MW, Riffgat/108 MW). Diese machen den Großteil der bis Ende 2014 am Netz befindlichen Leistung von 865,5 MW in der Nordsee aus [79].

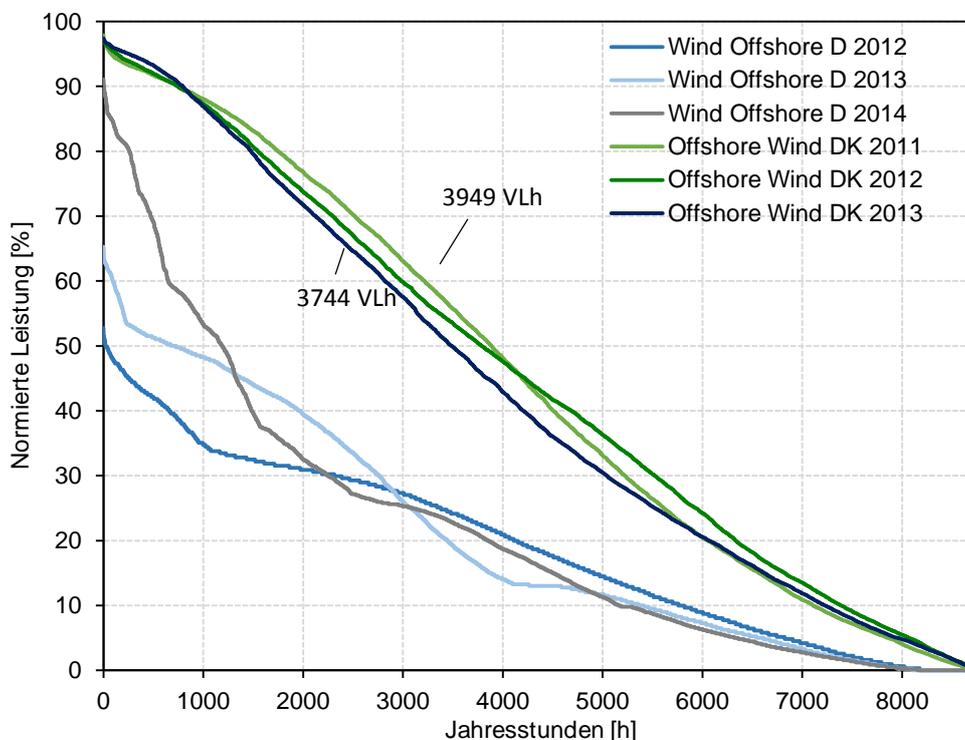


Abbildung 12 Normierte Jahresdauerlinie (Anteil der installierten Leistung über Stunden im Jahr) von Offshore-Windenergieanlagen in Deutschland (Rohdaten:[74]) und Dänemark (Rohdaten: [80, 81]).

Aus diesem Grund wurden zusätzlich die Daten der dänischen Offshore Windenergieanlagen ausgewertet, welche sich in geographisch vergleichbarer Lage in der Nord- und Ostsee befinden. Die Jahreserzeugung liegt hierbei mit 3,5 TWh (2012) bzw. 4,4 TWh (2013) deutlich höher als in Deutschland bei einer installierten Leistung von 921,8 MW (2012) bzw. 1271 MW (2013) [80, 81]. Zusätzlich liegen für Dänemark detaillierte Informationen über die Inbetriebnahme jedes einzelnen Windrades vor [81]. Dies ermöglicht das Erstellen aussagekräftiger normierter Offshore-Windprofile. Die Erzeugungsprofile der Jahre 2011, 2012 und 2013 weisen dabei eine geringe Schwankungsbreite auf, mit jährlichen Volllaststunden zwischen 3949 (2012) und 3744 (2013) Stunden (Abbildung 12). Die im Vergleich zur Onshore-Windenergieerzeugung deutlich höheren Volllaststunden sind das Hauptargument für den Ausbau der Offshore-Windenergienutzung. Der hohe Nutzungsgrad wirkt sich vergleichmäßigend auf die Gesamteinspeisung von Wind aus.

In Abbildung 13 ist die Entwicklung der Volllaststunden von PV, Wind Onshore und Offshore dargestellt. Die Unsicherheit durch den unterjährigen Zubau wurde als Fehlerbalken dargestellt. Der obere Wert bezieht sich auf die installierte Leistung zu Beginn des Jahres, der untere Wert auf die installierte Leistung am Ende des Jahres. Für Dänemark ist aufgrund des detailliert dokumentierten Zubaus an Windenergieanlagen eine bereinigte Berechnung möglich. Für Deutschland wird zudem die bereinigte Volllaststundenzahl unter der Annahme

eines über das Jahr gleichmäßig verteilten Zubaus dargestellt. Es ist eine leichte Zunahme der Volllaststunden für PV zu erkennen von 698 VLh in 2004 auf ca. 860 bis 950 VLh in den Jahren 2011 bis 2014. Die Auslastung der Onshore-Windenergie liegt im Bereich von 1450 bis 1850. Der höchste mittlere Wert der Onshore-WEA in Deutschland wurde 2007 mit 1852 Volllaststunden erreicht. Die Korrelation der Volllaststunden der Onshore-WEA in Dänemark mit denen in Deutschland ist gut zu erkennen. Die WEA in Dänemark weisen dabei aufgrund der besseren Windverhältnisse am Meer insgesamt etwas höhere Volllaststunden auf als der deutsche Durchschnittswert. Eine deutliche Zunahme der jährlichen Volllaststunden zeigt sich in den letzten 10 Jahren bei der Offshore-Windenergienutzung. Dies ist unter anderem auf den Trend zu weiteren Küstenentfernungen der Windparks zurückzuführen. Die höchste Auslastung wurde 2012 mit 3949 Volllaststunden erreicht. Einzelne Windparks weisen deutlich höhere Werte auf. Der deutsche Offshore-Windpark Alpha Ventus erreichte mit seinen zwölf 5 MW WEA im Jahr 2011 4450 Volllaststunden [82].

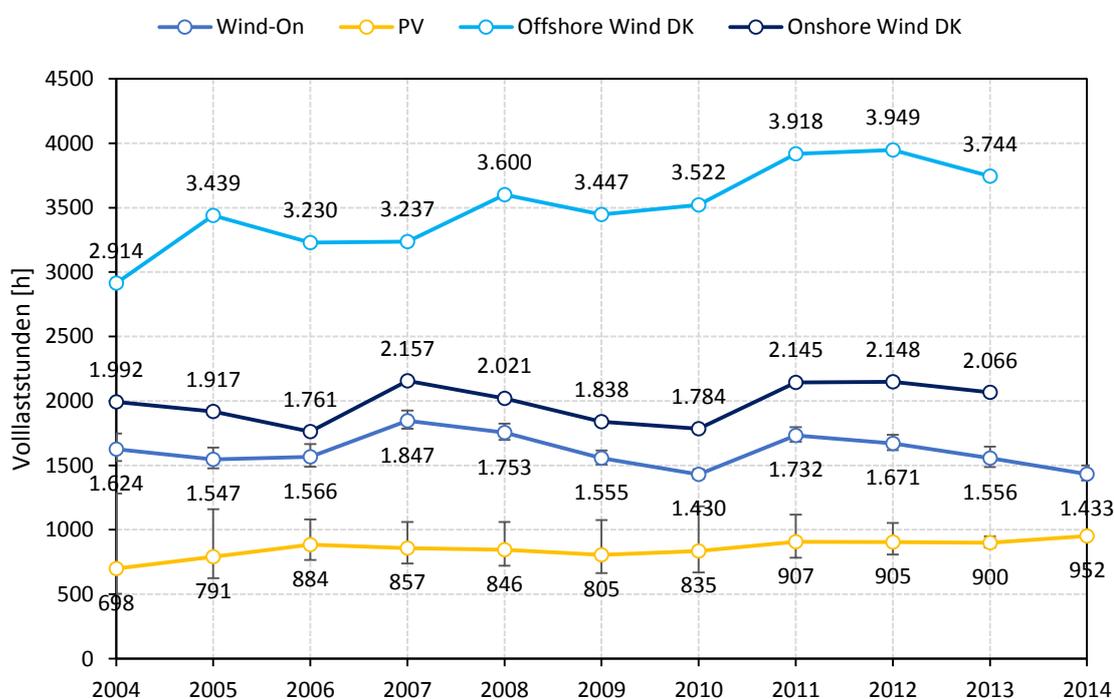


Abbildung 13 Entwicklung der jährlichen Volllaststunden von PV, Wind Onshore und Offshore (Eigene Berechnung basierend auf [73–76, 80, 81]).

Der jahreszeitliche Verlauf der Wind- und PV-Einspeisung ist in Abbildung 14 für die Jahre 2013 und 2014 dargestellt. Die PV-Einspeisung zeigt eine deutliche Zunahme in den Sommermonaten, mit einer maximalen Einspeisung von 25,1 GW in 2013 und 26,0 GW in 2014 bei einer installierten Gesamtleistung von 36,3 bzw. 38,2 GW. Im Gegensatz dazu weist die Windeinspeisung höhere Werte im Winter auf. Die maximale Leistung betrug 28,7 GW in 2013 und 30,2 GW in 2014 bei einer installierten Leistung von 34,0 bzw. 39,1 GW. Im Mittel ergänzen sich somit Wind und PV über das Jahr. Auf der anderen Seite können Wind und PV in nur sehr geringem Umfang zur gesicherten Leistung beitragen. PV-Anlagen speisen nachts nicht ein und die Leistung der Windanlagen in Deutschland beträgt in Schwachwind-

zeiten unter 200 MW in den betrachteten Jahren. Dadurch werden die starken Schwankungen der Wind- und PV-Einspeisung deutlich. Das gemeinsame Maximum der Wind- und PV-Einspeisung liegt mit 38,5 (2013) bzw. 39,4 (2014) GW jedoch deutlich unterhalb der Summe der jeweiligen einzelnen Maxima (2013: 53,8 GW; 2014: 56,2 GW).

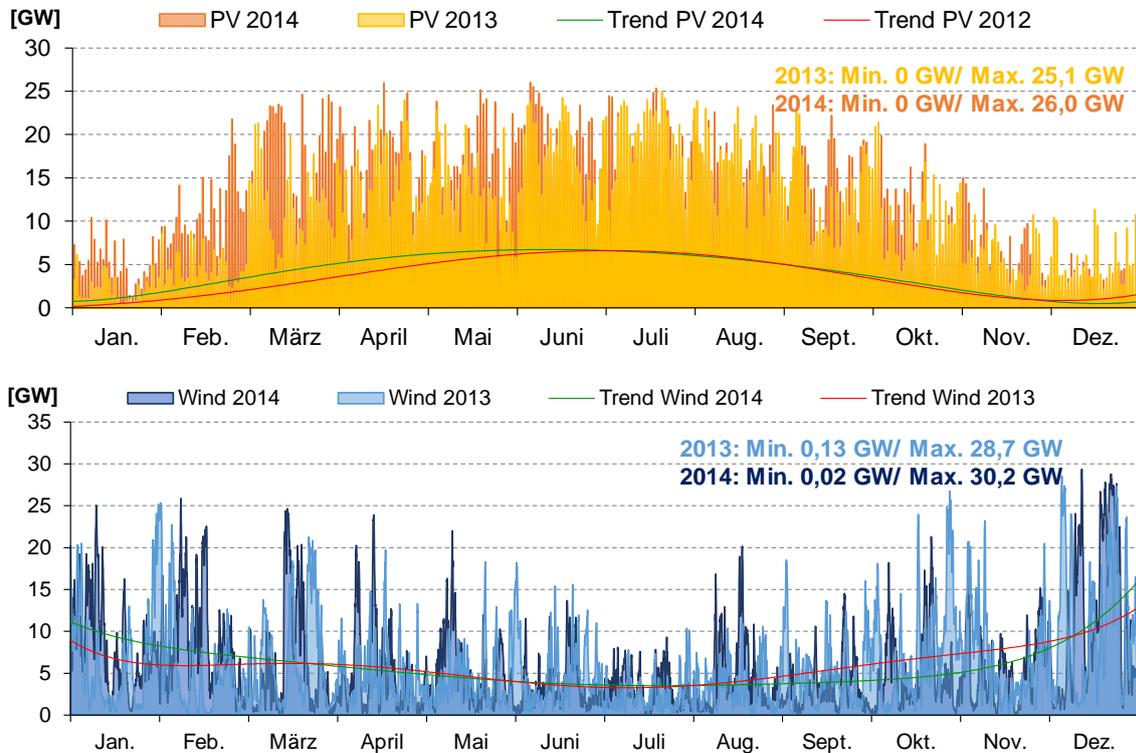


Abbildung 14 Zeitlicher Verlauf der Einspeisung von PV und Wind für die Jahre 2013 und 2014 (Daten: [73–76]).

Laufwasser-, Biomasse- und Geothermiekraftwerke speisen aktuell sehr konstant in das Deutsche Energienetz ein. In Abbildung 15 ist der jahreszeitliche Verlauf der Erzeugung aus Laufwasserkraftwerken in Deutschland dargestellt. Dieser weist nur geringe Schwankungen auf. Ein Vergleich mit den Spotmarktpreisen zeigt zudem, dass diese Schwankungen eher naturbedingt als preisgebunden sind (Anhang A). Wasserkraftwerke erreichen im Durchschnitt zwischen 3500 und 4000 VLh. Die durchschnittliche Auslastung der Biomassekraftwerke ist in den letzten Jahren gestiegen und beträgt aktuell ca. 6000 VLh (Abbildung 16). Mit der Flexibilitätsprämie im EEG 2012 und EEG 2014 wurden gezielt Anreize zum flexiblen Betrieb von Biomassekraftwerken geschaffen. Nach Stelzer und Holzhammer [16] wurden im April 2014 65 % der Biomasseleistung (3,5 GW) direkt vermarktet, wobei ca. 195 MW die Flexibilitätsprämie nutzen. Bis zu 820 MW der Biomasseleistung stehen dem Regelleistungsmarkt zur Verfügung. Allerdings wird dabei überwiegend negative Sekundärregelleistung und Minutenreserve durch Biomasseanlagen im Grundlastbetrieb erbracht. Anlagen, die auch positive Regelleistung erbringen, sind die Ausnahme. Für Geothermiekraftwerke lassen sich aufgrund der geringen Anzahl noch keine Aussagen treffen, es kann jedoch von einem angestrebten Grundlastbetrieb ausgegangen werden.

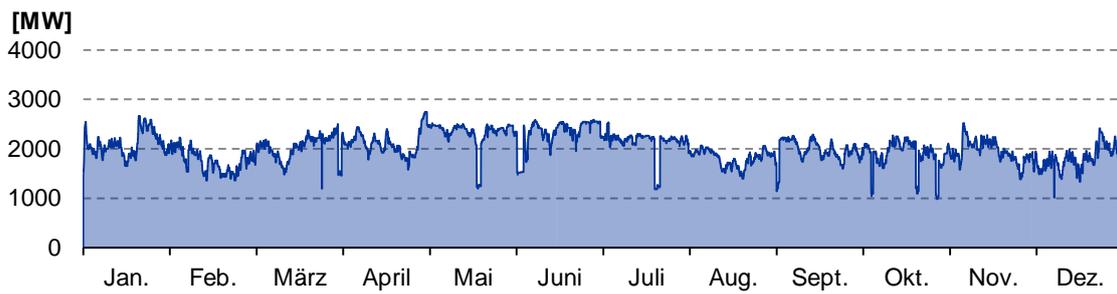


Abbildung 15 Jahresverlauf der Stromerzeugung der Laufwasserkraftwerke im Jahr 2012 (Daten: [71]).

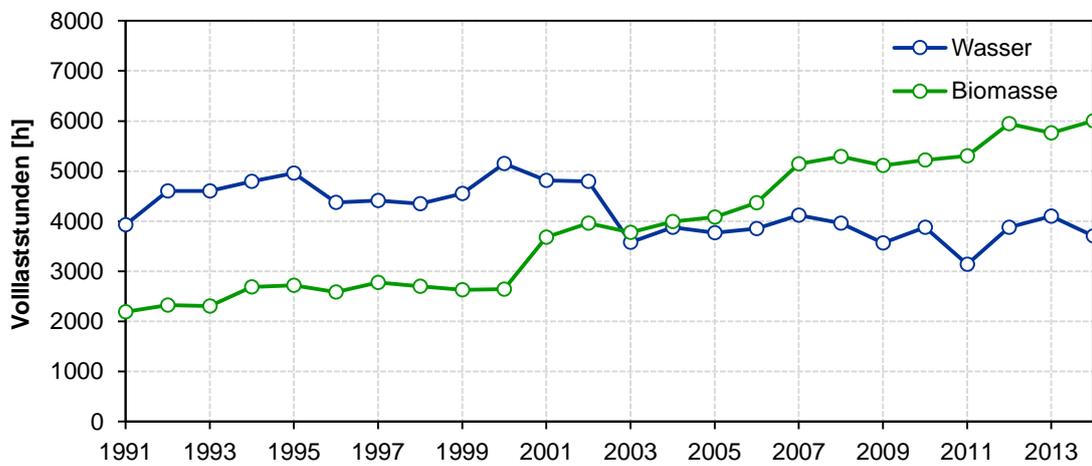


Abbildung 16 Historisch durchschnittliche Auslastung von Laufwasser- und Biomassekraftwerken in Deutschland (eigene Berechnungen basierend auf [7, 9]).

**Ergebnisse Kap. 5.2.1 Einspeiseprofile der erneuerbaren Energien:**

- Onshore-Windenergieanlagen (D): 1430 bis 1850 Volllaststunden
- Offshore-Windenergieanlagen (DK): 3200 bis 3950 Volllaststunden (steigender Trend aufgrund höherer Küstenentfernung und Anlagengröße)
- PV-Anlagen (D): 700 bis 950 Volllaststunden
- Biomasse: Zunahme der Volllaststunden auf ca. 6000 Stunden
- Wasserkraft: ca. 3000 bis 5000 Volllaststunden
- Die minimale Einspeisung von PV und Wind gemeinsam betrug in den Jahren 2012 bis 2014 jeweils zwischen 90 und 190 MW und liegt damit unter 0,3 % der installierten Leistung
- Über 6000 Stunden im Jahr beträgt die Einspeisung von Wind und PV über 4400 MW (ca. 6 bis 7 % der installierten Leistung)
- Die maximale Windeinspeisung betrug 28,7 (2013) bzw. 30,2 (2014) GW (>80 % der installierten Leistung)
- Die maximale PV-Einspeisung betrug 25,1 (2013) bzw. 26,0 (2014) GW (<70 % der installierten Leistung)
- Die geringe Korrelation zwischen Wind- und PV-Einspeisung führt zu einer nur moderat höheren gemeinsamen maximalen Einspeisung von 38,4 (2013) bzw. 39,5 (2014) GW (<55 % der installierten Gesamtleistung)
- Die Differenz zwischen minimaler und maximaler Einspeisung von Wind und PV macht die extremen Schwankungen deutlich
- Über das Jahr gesehen ergänzt sich die durchschnittliche Einspeisung von Wind (Winter) und Sonne (Sommer)

## 5.2.2 Zeitlicher Verlauf der Residuallast

Die Analyse des zeitlichen Verlaufs der aktuellen Last und der daraus unter Berücksichtigung der Einspeisung von Wind und PV resultierende Residuallast ermöglicht Aussagen über die derzeitigen Leistungsschwankungen und daraus folgende Anforderungen an den konventionellen Kraftwerkspark zu treffen. In Abbildung 17 ist der Nettostromverbrauch und die fluktuierende Einspeisung von Wind und PV beispielhaft anhand des Monats März 2013 dargestellt. Die Last zeigt ein wiederkehrendes Tages- und Wochenprofil, mit maximaler Nachfrage um die Mittagszeit (ca. 12 Uhr) und minimaler Nachfrage nachts (ca. 3-5 Uhr). Im Winter kann zusätzlich eine zweite Nachfragespitze abends im Zeitraum zwischen 18 und 20 Uhr beobachtet werden. Außerdem wird der Verbrauchsrückgang an Wochenenden und Feiertagen (29.03.2013, Karfreitag) bedingt durch Betriebsschließungen im industriellen und gewerblichen Sektor deutlich. Im Gegensatz zu der PV-Einspeisung zeigt die Erzeugung aus Windenergie einen stark unregelmäßigen Verlauf. Dabei sind hohe Schwankungen innerhalb eines Tages möglich, wie zum Beispiel am 22.03.2013 mit einer Leistung von 2758 MW um 0 Uhr morgens und 17921 MW um 23 Uhr abends.

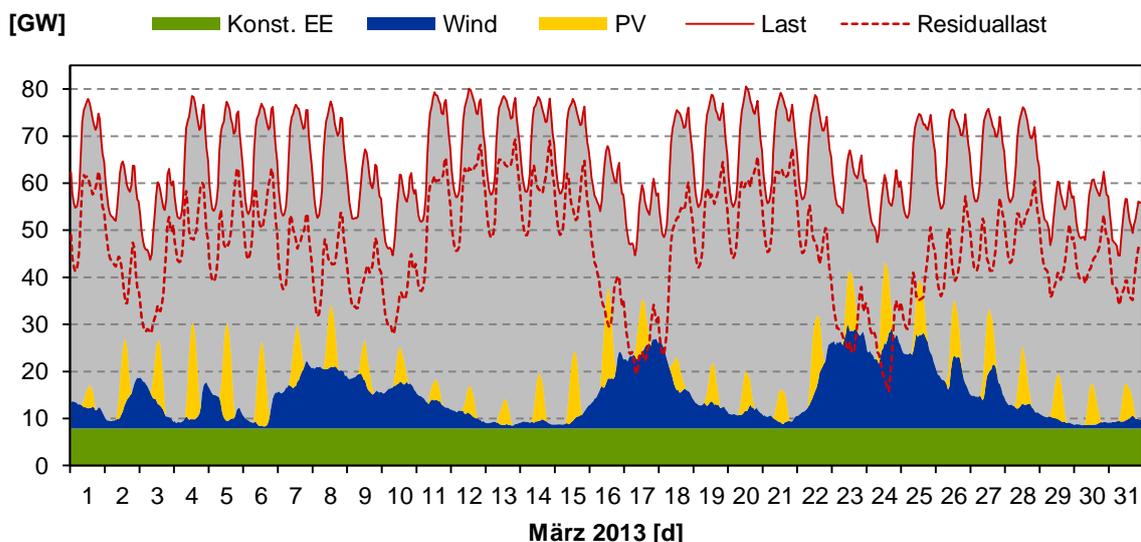


Abbildung 17 Nettostromverbrauch und EE-Einspeisung für einen Beispielmonat (März 2013).

Die Einspeisung der PV-Anlagen bildet das Tagesprofil der Sonneneinstrahlung nach. Sie variiert daher täglich innerhalb von 4 bis 7 Stunden von null GW vor Sonnenaufgang (5-8 Uhr) auf den Maximalwert um die Mittagszeit (12-13 Uhr) von bis zu 25,1 GW (2013). Anhand des in Abbildung 18 dargestellten Tagesverlauf der Last und der PV-Einspeisung ist jedoch zu erkennen, dass diese extremen Leistungsgradienten sehr gut mit dem Verlauf der Last korrelieren. Die maximale Einstrahlung um die Mittagszeit dämpft die Mittagsspitze der Last ab. Allerdings wird schon heute bei hoher PV-Einspeisung im Sommer die zukünftige Tendenz deutlich, bei der die Mittagsspitze durch zwei Spitzen um die Vormittags- und Abendzeit ersetzt wird. Dies führt dazu, dass die konventionellen Spitzenlastkraftwerke zwei Spitzen statt einer abfahren müssen. Zusätzlich reduziert sich die maximale Residuallast durch die PV-Einspeisung nicht, da die im Winter auftretende Abendspitze (18-20 Uhr) nicht durch PV-Anlagen abgedeckt werden kann.

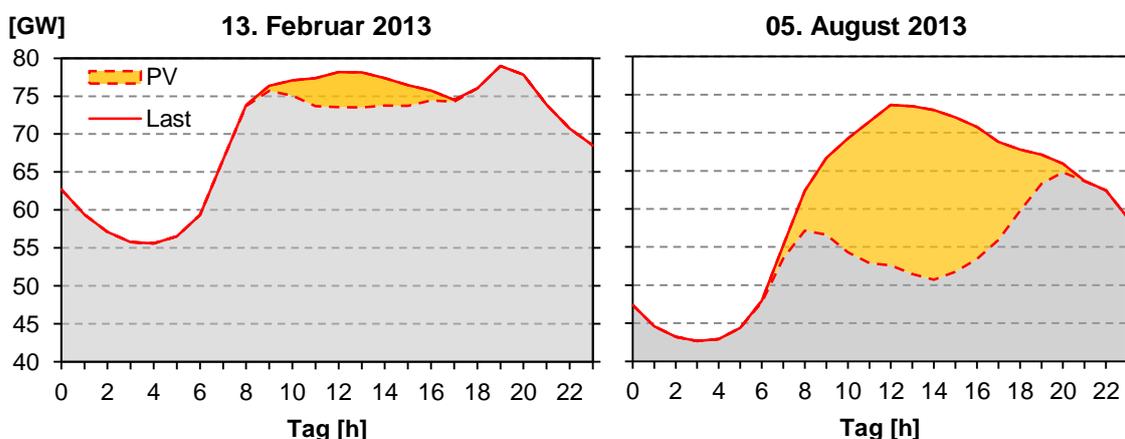


Abbildung 18 Last und PV-Einspeisung an einem Winter- und einem Sommertag

Der jahreszeitliche Verlauf der Last ist in Abbildung 19 für die Jahre 2013 und 2014 dargestellt. Die Nachfrage weist einen gleichmäßigen Verlauf über das Jahr auf, mit leichter Zunahme in der Winterzeit und einem signifikanten Verbrauchsrückgang um den Jahreswechsel aufgrund der Feiertage.

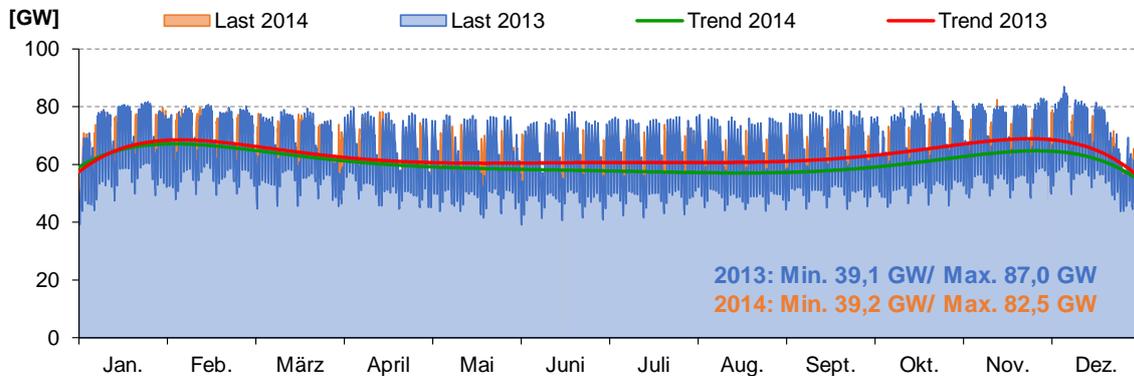


Abbildung 19 Zeitreihen des Nettostromverbrauchs inklusive Netzverluste für die Jahre 2013 und 2014 (Rohdaten: [83])

Die aus Last sowie die aus der Einspeisung der erneuerbaren Energien resultierende konventionelle Residuallast ist in Abbildung 20 als geordnete Jahresdauerlinie dargestellt. Die Spitzenlast (Netto inkl. Netzverluste) von 82,5 GW im Jahr 2014 wird dabei durch die Wind- und PV-Einspeisung nur geringfügig um 1,3 GW auf 81,2 GW (Res 1) gesenkt. Inklusiv der als konstant angenommenen Einspeisung von Geothermie, Biomasse und Laufwasser reduziert sich die konventionelle Residuallast (Res 2) auf 73,2 GW. Im Gegensatz dazu wird die Minimallast durch Wind und PV stark reduziert auf 19,5 GW, was 19,7 GW unter der minimalen Last von 39,2 GW liegt. Abzüglich der konstanten Einspeisung von Biomasse, Laufwasser und Geothermie beträgt die minimale Residuallast 11,6 GW. Das Phänomen einer starken Reduzierung der Mindestlast und nur geringfügigen Reduktion der Spitzenlast ist auch in den Jahren 2012 und 2013 zu beobachten (Abbildung 21). Die Spitzenlast wurde dabei durch Wind und PV nur zwischen 1,3 und 6 GW abgesenkt bei einer installierten Leistung von ca. 75 GW. Auf der anderen Seite wurde die Mindestlast deutlich um 19 bis 21 GW reduziert. Inklusiv der konstanten EE-Einspeisung lag die minimale Residuallast dabei zwischen 10 bis 13 GW.

Die maximale Deckung des Stromverbrauchs durch erneuerbare Energien wurde am 11.05.2014 um 13:45 Uhr mit einem EE-Anteil von 80 % am Nettostromverbrauch (inkl. Netzverluste) erreicht. Hierbei wurde auch die minimale Residuallast von 19,5 GW bzw. inklusive konstanter EE-Einspeisung von 11,6 GW erreicht.

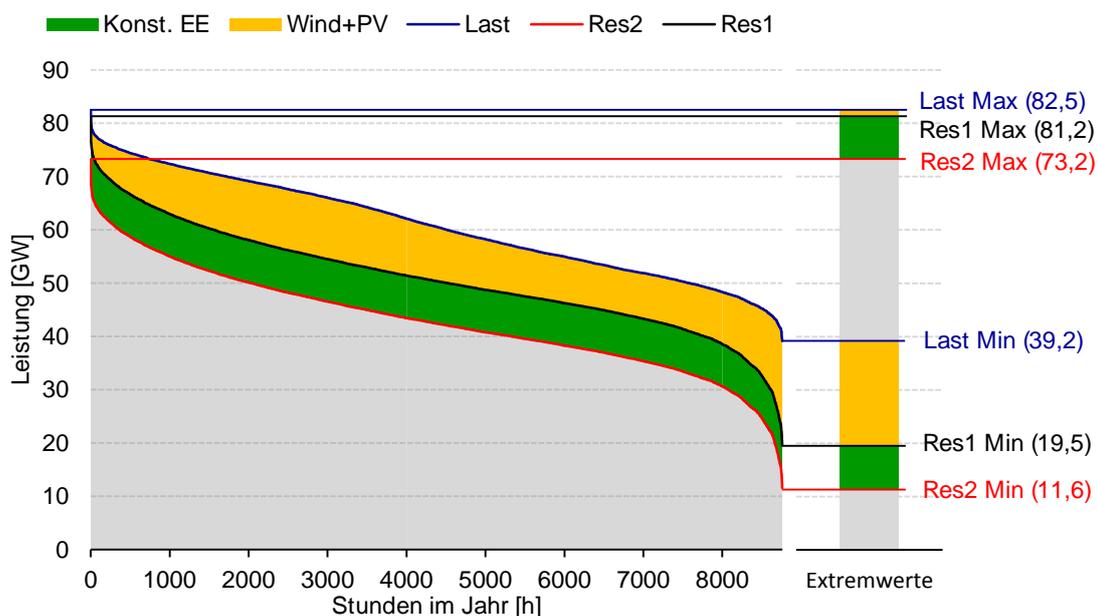


Abbildung 20 Geordnete Jahresdauerlinie der Last und der Residuallast in Deutschland im Jahr 2014.

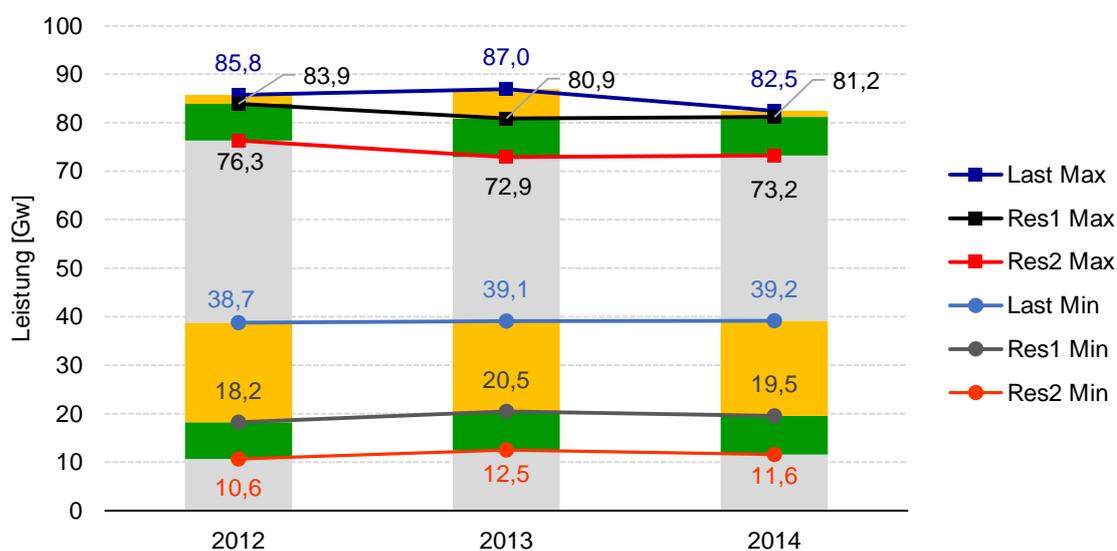


Abbildung 21 Vergleich der Absenkung der Spitzen- und Mindestlast durch Wind und PV (Res1) sowie die konstant angenommene Einspeisung von Biomasse, Laufwasser und Geothermie (Res2) in den Jahren 2012 bis 2014.

**Ergebnisse (5.2.2) Zeitlicher Verlauf der Residuallast:**

- Die PV-Einspeisung korreliert mit der Mittagsspitze der Last und dämpft diese deutlich.
- Die PV-Einspeisung führt zu keiner Absenkung der Spitzenlast, da die im Winter abends auftretende Lastspitze nicht abgedeckt werden kann.
- Die Spitzenlast wird durch Wind und PV nur geringfügig abgesenkt (zwischen 1,3 bis 6 GW) auf 81 bis 84 GW in den Jahren 2012 bis 2014.
- Die minimale Residuallast wird durch Wind und PV stark reduziert (zwischen 19 bis 21 GW) auf 20,5 (2013) bzw. 19,5 (2014) GW.
- Die Einspeisung von Laufwasser-, Geothermie- und Biomassekraftwerken senken die minimale konventionell zu deckende Residuallast weiter ab auf 12,5 (2013) bzw. 11,6 (2014) GW
- Die erneuerbaren Energien deckten im Jahr 2014 bis zu 80 % des momentanen Nettostromverbrauchs (inkl. Netzverluste).

### 5.2.3 Gradienten

Neben der absoluten Leistungsänderung und deren Häufigkeit stellt die zeitliche Änderung bzw. der Gradient der Residuallast eine wesentliche Anforderung an den konventionellen Kraftwerkspark dar. Dieser muss zu jeder Zeit in der Lage sein, die notwendigen Gradienten bedienen zu können.

In der Abbildung 22 sind für das Jahr 2014 die Leistungsgradienten der Einspeisung von Wind und PV sowie der Last und der Residuallast pro 15 Minuten, eine Stunde, 2 Stunden und 6 Stunden dargestellt. Die Einspeisung der Windenergieanlagen zeigt hierbei eine deutlich geringere Häufigkeit hoher Leistungsänderungen im Vergleich zu den PV-Anlagen, insbesondere im Hinblick auf längere Zeiträume von 1 bis 6 Stunden. Dies ist begründet durch den täglichen Wechsel zwischen 0 GW bei Nacht und Maximalwert um die Mittagstunden für PV. Last und Residuallast weisen nur geringfügige Unterschiede bei der Häufigkeit des Auftretens von Gradienten auf. Dies zeigt sich auch in der in Abbildung 23 dargestellten Vergleich der Extremwerte der Wind- und PV-Einspeisung sowie der Last und der Residuallast für 2014. Die maximalen Gradienten der Residuallast liegen mit +3,1/-2,6 GW/15 min, +11,4/-9,8 GW/1 h und +30,0/-32,0 GW/6 h meist nur geringfügig über denen der Last. In den Jahren 2012 und 2013 lagen die Werte jedoch in allen drei betrachteten Zeitspannen bei der Residuallast um ca. 10 % über den Gradienten der Last (Anhang C).

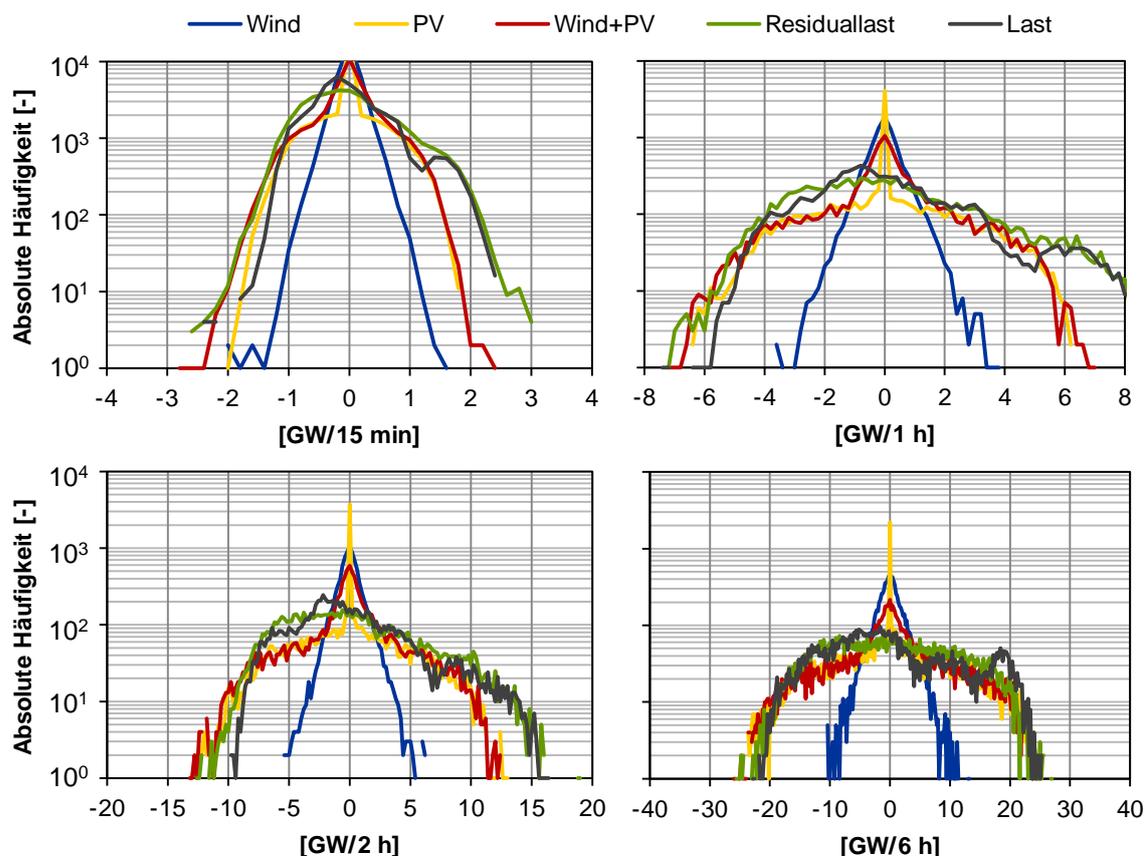


Abbildung 22 Häufigkeit des Auftretens von Gradienten der Residuallast sowie der Wind- und PV-Einspeisung für verschiedene Zeitspannen (Daten 2014<sup>4</sup>)

Wind zeigt mit +1,6/-2,1 GW/15 min und +16,9/-13,0 GW/6 h etwas geringere maximale Gradienten als PV mit +2,2/-1,9 GW/15 min und +25,1/-25,2 GW/6 h. Die Extremwerte der Gradienten der gemeinsamen Einspeisung von Wind und PV sind wesentlich niedriger als die Summe der einzelnen Extremwerte. Bezogen auf eine Stunde weist die gemeinsame Einspeisung von Wind und PV in 2014 Leistungsänderungen von bis zu +7,1/-7,7 GW auf, während die einzelnen Extremwerte von Wind +4,1/-4,3 GW betragen und von PV +6,7/-6,3 GW. Die geringe Korrelation zwischen der Leistungsänderung der Wind- und PV-Einspeisung sowie das häufigere Auftreten hoher Gradienten bei der PV-Einspeisung wird auch in Abbildung 24 deutlich. Hierbei wurden die Laständerungen der PV-Einspeisung über die jeweiligen Laständerungen der Wind-Einspeisung zu diesem Zeitpunkt aufgetragen.

<sup>4</sup> Häufigkeit für 15-min basierend auf ¼-Stundenwerten, die anderen basierend auf Stundenwerten

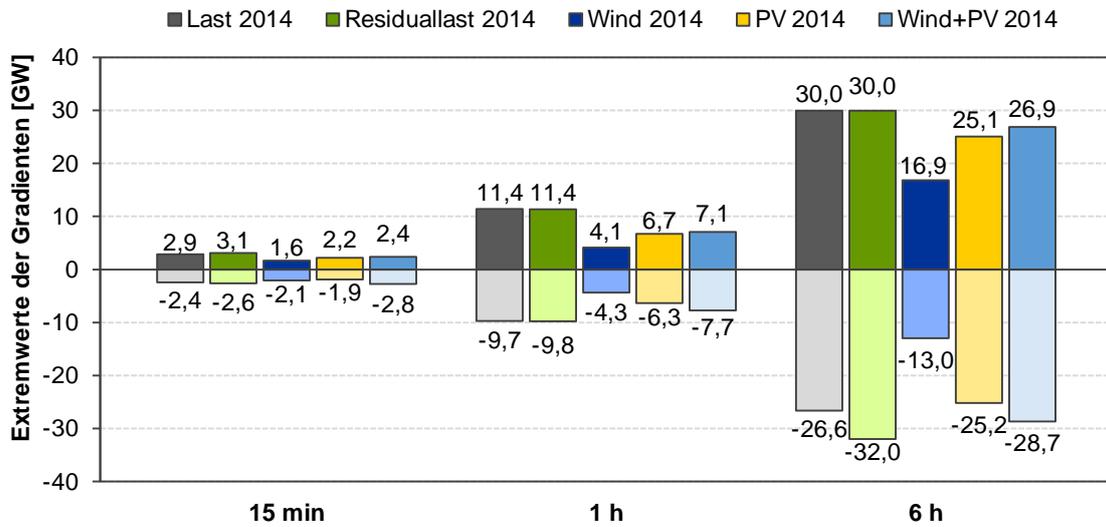


Abbildung 23 Extremwerte der Gradienten der Last, der Residuallast sowie der Wind und PV-Einspeisung (Daten 2014)

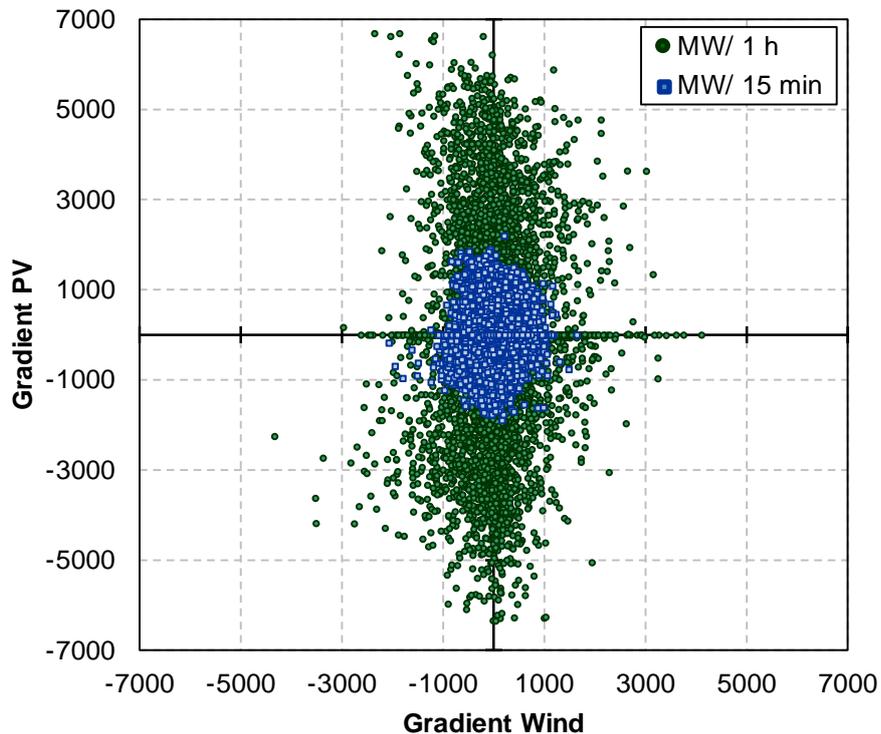


Abbildung 24 Leistungsänderungen der PV-Einspeisung aufgetragen über die Leistungsänderung der Windeinspeisung zum jeweiligen Zeitpunkt (Daten 2014)

Für die Deckung der Residuallast spielt zudem die Leistungsänderung relativ zur jeweiligen Residuallast eine Rolle, da insbesondere die kurzfristigen Leistungsschwankungen von am

Netz befindlichen konventionellen Kraftwerken gedeckt werden müssen. Die Leistungsänderung der Residuallast innerhalb von 15 Minuten normiert auf die jeweilige Residuallast ist in Abbildung 25 für die Jahre 2012 bis 2014 dargestellt. Innerhalb von 15 Minuten ergeben sich dabei maximal notwendige Leistungsänderungen der Residuallast von bis zu 10 bis 11 % der jeweiligen Residuallast. Nach Kapitel 4.1 können thermische Kraftwerke Laständerungsraten von 4 bis 8 %/min bezogen auf die Nominallast fahren. Aus diesem Grund stellen die aktuellen Gradienten bei Reaktion des gesamten Kraftwerkspark kein Problem dar. Allerdings muss hierbei berücksichtigt werden, dass Leistungsänderungen unter 15 Minuten nicht untersucht werden konnten. Zudem können negative Gradienten bedingt durch Mindestlastbeschränkungen problematisch werden. Bezogen auf eine Stunde erhöhen sich die Extremwerte der Leistungsänderung auf ca. 40 % der jeweiligen Residuallast.

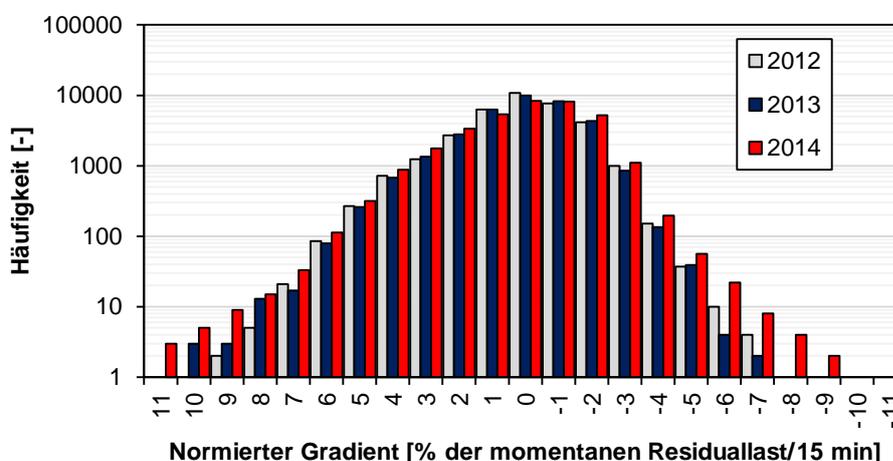


Abbildung 25 Häufigkeit des Auftretens von Gradienten der Residuallast innerhalb von 15 Minuten normiert auf die jeweilige Residuallast

### Ergebnisse (5.2.3) Gradienten:

- Die Residuallast weist im Vergleich zur Last ähnliche Gradienten auf, mit Extremwerten im Bereich von +/-3 GW/15 min und +/- 30 GW/6 h.
- Die PV-Einspeisung zeigt häufiger hohe Lastgradienten als die Windeinspeisung.
- Die Leistungsänderung der Windeinspeisung betrug in 2014 bis zu +1,6/-2,1 GW/15 min und +17/-13 GW/6 h.
- Die Leistungsänderung der PV-Einspeisung betrug in 2014 bis zu +2,2/-1,9 GW/15 min und +/- 25 GW/6 h.
- Bezogen auf die jeweilige konventionelle Residuallast traten Leistungsänderungen von bis zu +11/-9 %/15 min auf. Diese kann unter Einbeziehung des gesamten Kraftwerksparks der jeweiligen Residuallast gut bewältigt werden, wobei negative Gradienten bedingt durch Mindestlastbeschränkungen unter Umständen problematisch sein können. Zudem können keine Aussagen über Schwankungen unter 15 Minuten gemacht werden.

### 5.3 Aktuelle Marktsituation

Der Stromgroßhandelsmarkt in Deutschland funktioniert nach dem Prinzip des „Energy-Only-Markt“ (EOM) wobei die Einführung eines Kapazitätsmarktes zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit diskutiert wird. Dies würde bedeuten, dass im Gegensatz zum reinen Handel von Strom (MWh) am Energy-Only-Markt auch die Verfügbarkeit von Stromerzeugungsleistung (MW) vergütet werden könnte. Dadurch würde die Wirtschaftlichkeit von regelbaren konventionellen Kraftwerken erhöht, welche aktuell durch die Einspeisung der erneuerbaren Energien unter Druck geraten.

Die zeitliche Staffelung der Stromgroßhandelsmärkte in Deutschland ist in Abbildung 26 dargestellt. Der Terminmarkt bietet die Möglichkeit langfristig im Voraus Liefer- und Bezugsverpflichtungen (physischer Forward) bzw. Zahlungsverpflichtungen (finanzieller Future) abzuschließen. Der kurzfristige Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage geschieht dann über den Day-Ahead bzw. Intraday Markt an der Strombörse EPEX Spot. Am Day-Ahead-Markt können bis 12:00 Uhr des Vortages Verkaufs- und Kaufgebote für Stundenauktionen getätigt werden. Bis 45 Minuten vor dem eigentlichen Liefertermin können Abweichungen der Nachfrage bzw. Stromerzeugung von vorhergehenden Prognosen (z.B. aktuellere Prognosen der Wind- und PV-Einspeisung) durch die Marktteilnehmer am Intraday-Markt ausgeglichen werden (¼ h-Produkte). Danach müssen die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) durch kurzfristigen Handel und den Einsatz von Regelenergie sicherstellen, dass zu jedem Zeitpunkt das Gleichgewicht zwischen Netzeinspeisungen und –entnahmen und damit die Systemstabilität gewährleistet ist.[84]

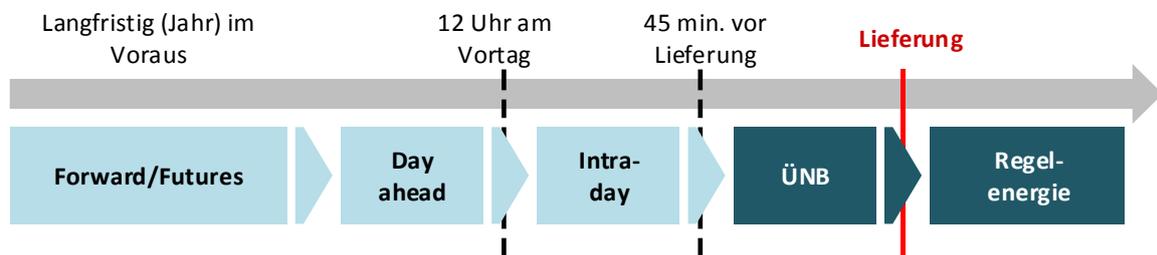


Abbildung 26 Zeitliche Reihenfolge der Großhandelsmärkte in Deutschland

Der markträumende Strompreis und die Strommenge ergeben sich durch den Schnittpunkt von Angebots- (Merit-Order) und Nachfragekurve, welche der geordneten Reihenfolge der Angebots- bzw. Nachfragepreise entspricht. Dadurch wird die Stromnachfrage basierend auf der Merit-Order-Kurve durch die Kraftwerke gedeckt, die die geringsten variablen Betriebskosten aufweisen. Der Strompreis wird durch das jeweils teuerste Kraftwerk (Grenzkraftwerk), das zur Deckung der Nachfrage benötigt wird, bestimmt. Die einheitliche Preisbildung („uniform pricing“) ermöglicht das Erwirtschaften von Deckungsbeiträgen für Investitions- und fixe Betriebskosten für alle Kraftwerke mit variablen Kosten unterhalb der Kosten des Grenzkraftwerks. Bedingt durch die niedrigen variablen Kosten von Wind und PV sowie generell durch die festgelegte Einspeisevergütung von erneuerbaren Energien kommen diese vorrangig zum Einsatz. Die Höhe der Einspeisung der erneuerbaren Energien hat daher großen Einfluss darauf, welches Kraftwerk das Grenzkraftwerk darstellt und damit den Preis an der Strombörse festlegt (Abbildung 27). Dieser Zusammenhang wird auch aus

der in Abbildung 28 dargestellten Abhängigkeit von Spotmarktpreis und Residuallast ersichtlich. Der Spotmarktpreis nimmt mit der Residuallast ab. In Extremfällen kommt es sogar zu negativen Preisen.

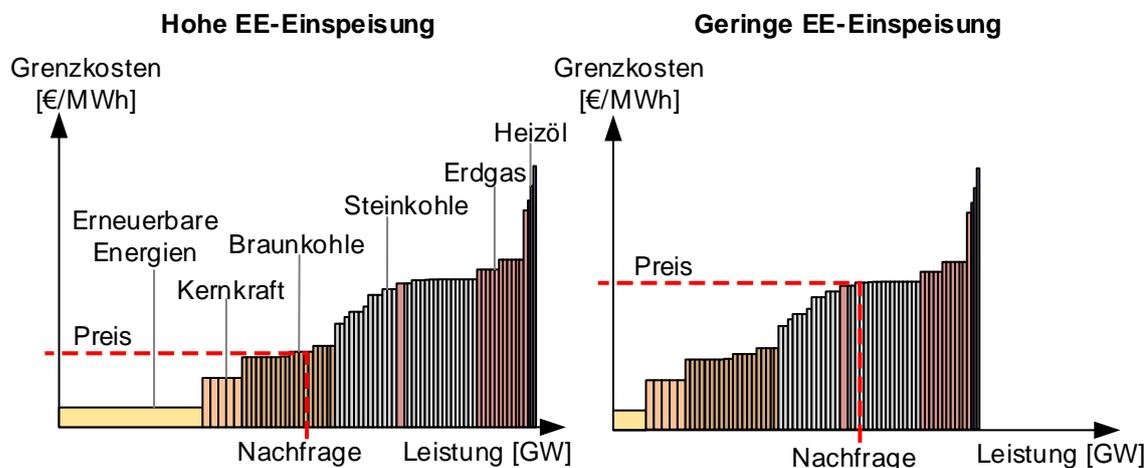


Abbildung 27 Einfluss der erneuerbaren Energien auf den Grenzpreis (Merit-Order-Effekt)

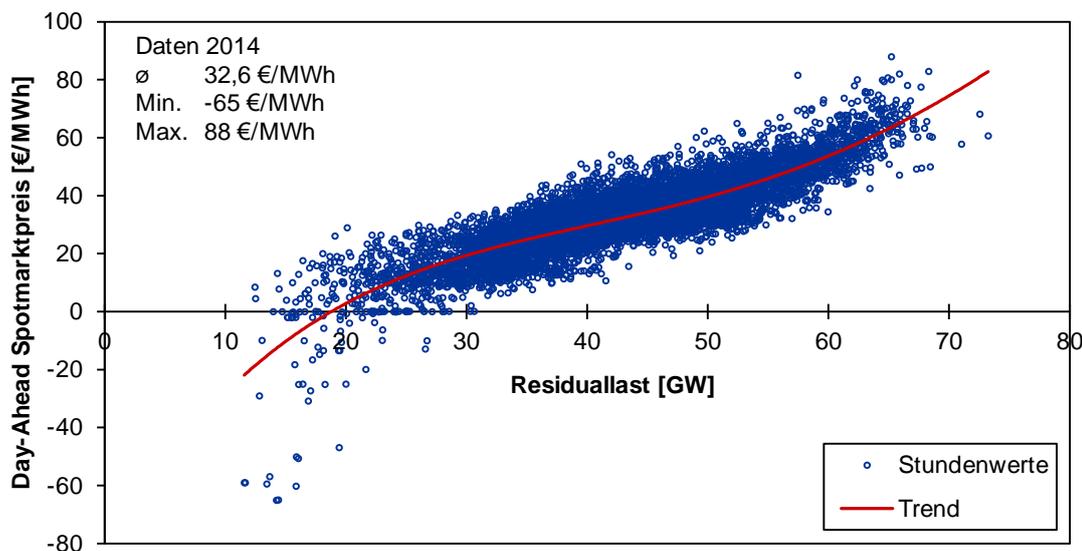


Abbildung 28 Abhängigkeit des Spotmarktpreises von der Residuallast (Daten 2014, eigene Berechnungen basierend auf EPEX [70])

Da Erzeugung und Verbrauch jederzeit exakt übereinstimmen muss, wird in Situationen in denen das Stromangebot höher ist als der Verbrauch durch fallende Strompreise der Anreiz zur Abregelung von Kraftwerksleistung bzw. Erhöhung des Verbrauchs gegeben. Bedingt durch den zunehmenden Ausbau der fluktuierenden Wind- und PV-Erzeugung, sowie der im nachfolgenden Kapitel 5.4.3 diskutierten konventionellen Mindesterzeugung, kommt es dabei seit der Zulassung negativer Strompreise an der EPEX im Jahr 2008 am Day-ahead-Markt (seit 2007 am Intraday-Markt) immer wieder zu negativen Spotmarktpreisen. Diese

ergeben sich als Folge nichtreagierender Marktteilnehmer insbesondere zu Zeiten geringer Nachfrage und hoher Wind- und PV-Einspeisung. Daher kommt es in den letzten Jahren regelmäßig in den Feiertagen um den Jahreswechsel zu negativen Strompreisen.

Die Häufigkeit negativer Strompreise und Strompreise mit null €/MWh ist in Abbildung 29 dargestellt. Im Jahr 2009 traten 71 Stunden mit negativen Preisen auf. Bedingt durch die höhere Stromnachfrage im Zuge der Erholung der Wirtschaft nach dem Krisenjahr 2009 sowie durch die Anpassung der Kraftwerksbetreiber an die neue Situation nahm die Anzahl negativer Stunden in 2010 stark ab auf 12 Stunden. Die Anzahl der Stunden mit negativen Preisen nahm in der Folge im Zeitraum 2011 bis 2014 zu von 15 auf 64 h für den Day-Ahead-Preis und von 49 auf 92 h für den Intraday-Preis. Der niedrigste Wert wurde in 2009 mit -500,02 €/MWh erreicht sowie am 25.12.2012 mit -270 (Intraday) bzw. -222 €/MWh (Day-Ahead).

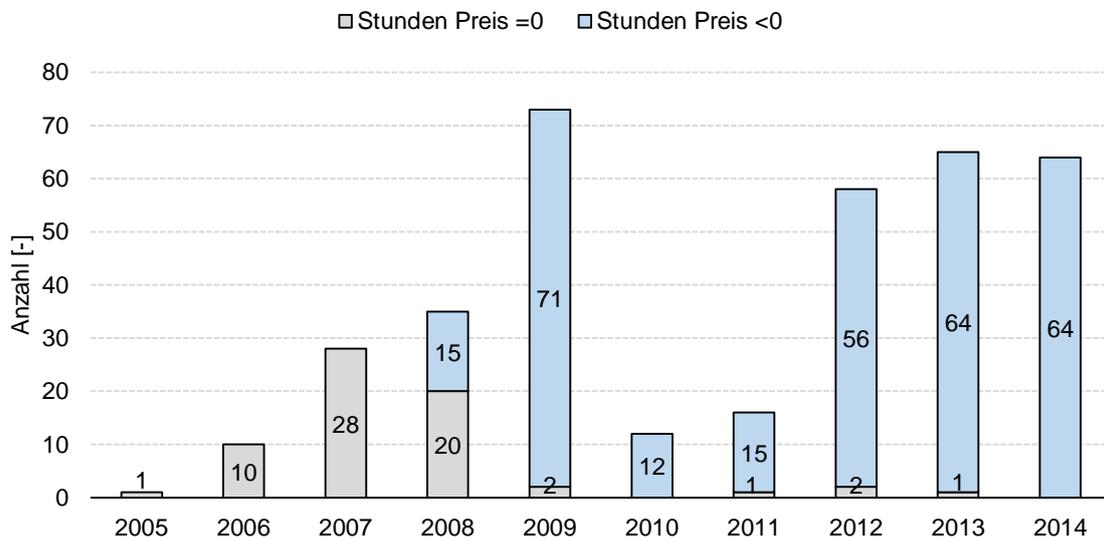


Abbildung 29 Anzahl Stunden mit negativen Preisen oder einem Preis von null €/MWh am Day-ahead Spotmarkt (Eigene Berechnung, Rohdaten: EPEX [70])

Die Dauer der Situationen mit negativen Spotmarktpreisen betrug bis zu 11 Stunden (Abbildung 30). Das Phänomen negativer Spotmarktpreise ist auch in dem in Abbildung 31 dargestellten Verlauf des Day-Ahead Spotmarktpreises in den Jahren 2005 bis 2014 ab 2008 zu erkennen. Der Ausbau der erneuerbaren Energien bei annähernd gleichbleibenden Kapazitäten an konventionellen Kraftwerken führt in den letzten Jahren zudem zu einem Absinken der durchschnittlichen Börsenpreise. Der durchschnittliche Day-Ahead Spotmarktpreis nahm dabei von 51,1 €/MWh im Jahr 2011 auf 32,6 €/MWh im Jahr 2014 ab. Allerdings traten niedrige durchschnittliche Preise auch in 2007 (38,0 €/MWh) und 2009 (38,9 €/MWh) auf, weswegen der Trend nicht allein auf den Ausbau an erneuerbaren Energien zurückzuführen ist, sondern zudem durch die wirtschaftlich gesehenen Überkapazitäten (diese sind zum Teil jedoch aus Versorgungssicherheit systemrelevant) an konventionellen Kraftwerken bedingt wird. Diese Überkapazitäten werden auch durch den Rückgang der Preisspitzen seit dem Jahr 2009 deutlich, was darauf hinweist, dass ausreichend kostengünstige Erzeugungsleistung zur Deckung der Nachfrage vorhanden war. [85]

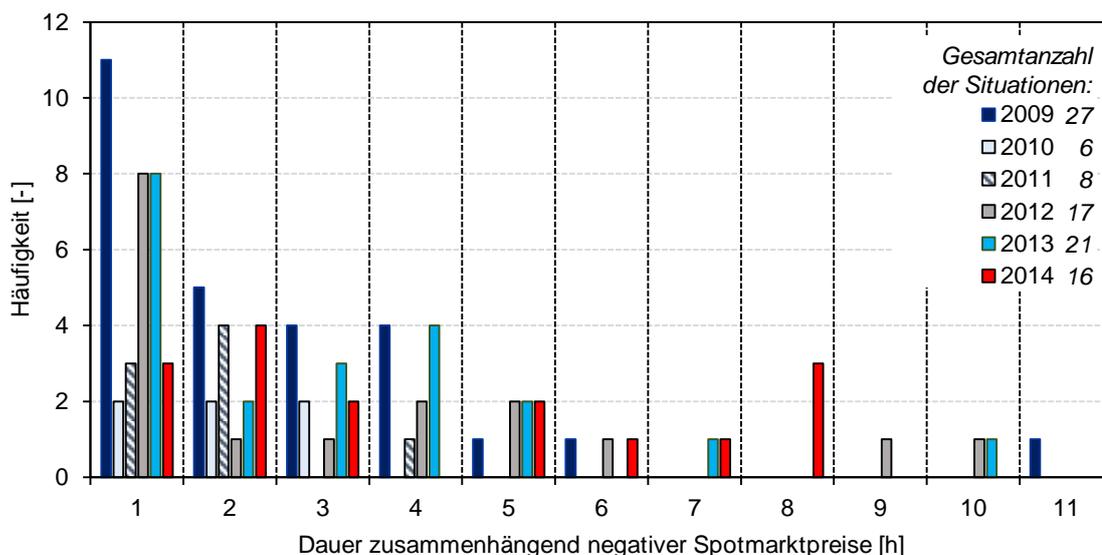


Abbildung 30 Verteilung der Dauer negativer Day-Ahead Spotmarktpreise.

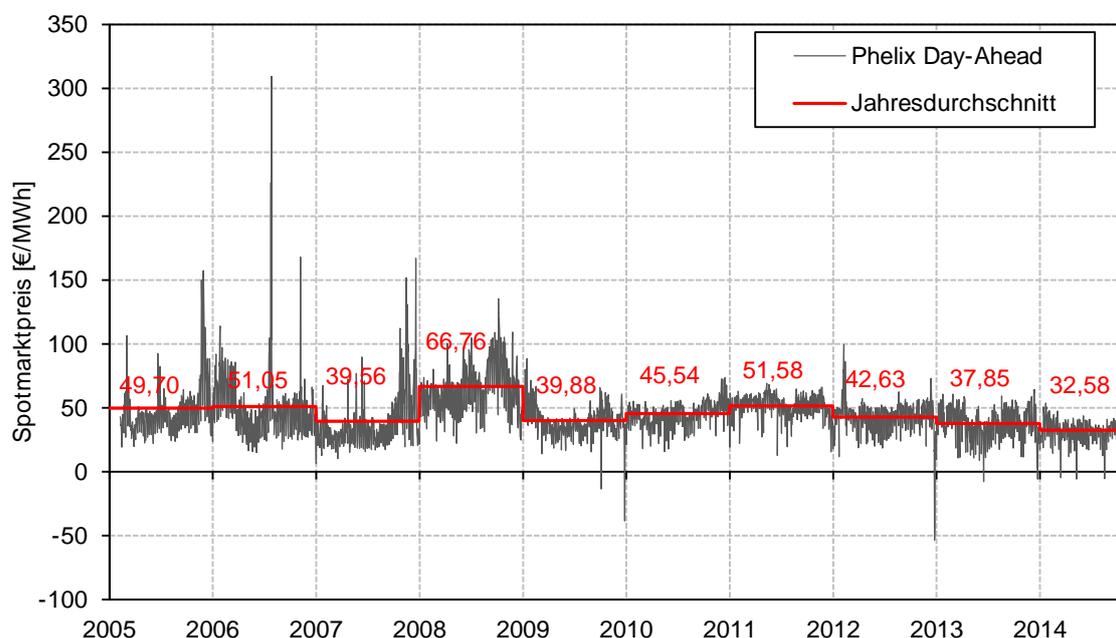


Abbildung 31 Verlauf des Day-ahead Strompreises in den Jahren 2006 bis 2014 (Daten: EPEX [70])

Bedingt durch eine zunehmende Preisdifferenz zwischen Erdgas- und Kohlebezugspreis sowie geringer CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise (Abbildung 32) werden Gaskraftwerke durch Kohlekraftwerke als preisbestimmendes Grenzkraftwerk verdrängt. Ein Anhaltspunkt für die Wirtschaftlichkeit von Kraftwerken stellt der Verlauf des Clean Spark Spread (Gaskraftwerke) und Clean Dark Spread (Kohlekraftwerke) dar. Diese ergeben sich als Differenz zwischen Strompreis und Brennstoff- sowie CO<sub>2</sub>-Zertifikatskosten. Wie in Abbildung 33 zu sehen,

führen die zuvor genannten Effekte zu einer steigenden Differenz zwischen Kohle- und Gaskraftwerken. Zudem rutscht der Clean Spark Spread seit Mitte 2011 überwiegend in den negativen Bereich. Dies bedeutet, dass Gaskraftwerke nicht mehr das Grenzkraftwerk darstellen und in diesem Fall nicht zum Einsatz kommen. Mit dem Absinken des Erdgaspreises seit Mitte 2014 nimmt die Konkurrenzfähigkeit der Gaskraftwerke jedoch zu.

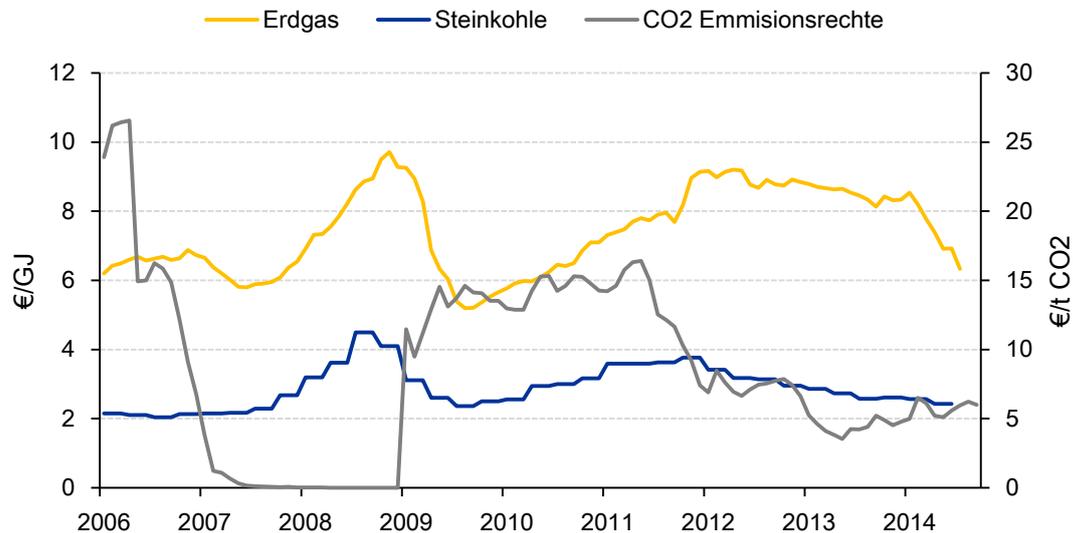


Abbildung 32 Entwicklung der Einfuhrpreise von Steinkohle und Erdgas sowie der CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise seit 2006 (Daten: [8])

Auch (Pump-)Speicher tun sich in dem aktuellen Marktumfeld schwer. Die Abhängigkeit zwischen Spotmarktpreis und Residuallast zeigt sich im Tagesverlauf mit Preisspitzen morgens (7-9 Uhr) und abends (18-20 Uhr), siehe Abbildung 34. Die früher auftretende Preisspitze um die Mittagszeit wird durch die Einspeisung von PV stark abgesenkt. Zum Teil kommt es durch hohe PV-Erzeugung sogar zu Niedrigstpreisen um die Mittagszeit, wie am Samstag den 16.03.2013. Bedingt dadurch, sowie durch den Wegfall von Grundlastkapazität nach dem Kernkraftwerksmoratorium 2011 hat sich der Preisunterschied (Spread) zwischen Spitzenlaststunden und Schwachlaststunden deutlich verringert (Abbildung 35 und Abbildung 36). Dies hat Auswirkungen auf die Einsatzweise von Pumpspeichern, welche früher überwiegend einem konstanten Tag-Nachtzyklus folgten und damit den Spread zwischen günstigen Nachtpreisen zum Hochpumpen und hohen Mittagspreisen zum Turbinenbetrieb nutzten. Der gesunkenen Spread erhöht damit den wirtschaftlichen Druck auf Pumpspeicher, welche durch die Bereitstellung von Regelleistung versuchen zusätzliche Einnahmen zu generieren. Problematisch ist für Speicher zudem die Einstufung als Letztverbraucher und die damit einhergehende Pflicht zur Zahlung von Netzentgelten [86]. Die wirtschaftliche Lage wird mittelfristig durch den Kernkraftausstieg (steigende Nachtpreise) und die zunehmende PV-Einspeisung (absinkende Mittagspreise) voraussichtlich weiter erschwert.

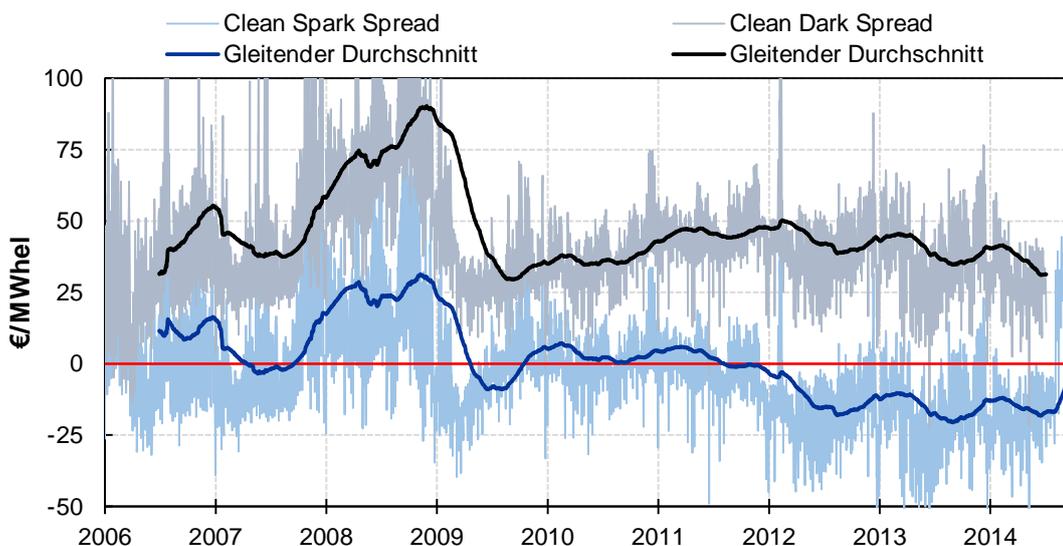


Abbildung 33 Entwicklung des Clean Spark Spreads und des Clean Dark Spreads seit 2005 (eigene Berechnungen basierend auf dem EPEX Day Peak Preis [70] und Grenzübergangspreisen von Steinkohle und Erdgas sowie der CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreisen basierend auf BMWi [8], mit einem GUD-Wirkungsgrad von 54 % und einem Steinkohle-Dampfkraftwerkwirkungsgrad von 42 %)

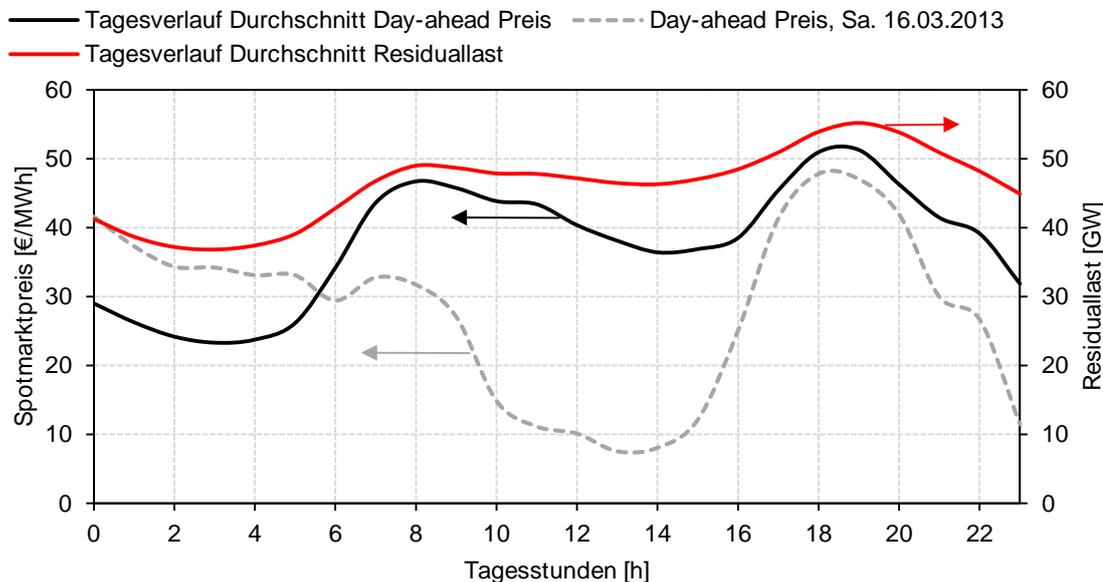


Abbildung 34 Durchschnittlicher Tagesverlauf des Day-Ahead-Spotmarktpreises und der Residuallast im Jahr 2013, sowie Verlauf am Samstag den 16.03.2013 mit hoher PV-Einspeisung (eigene Berechnungen).

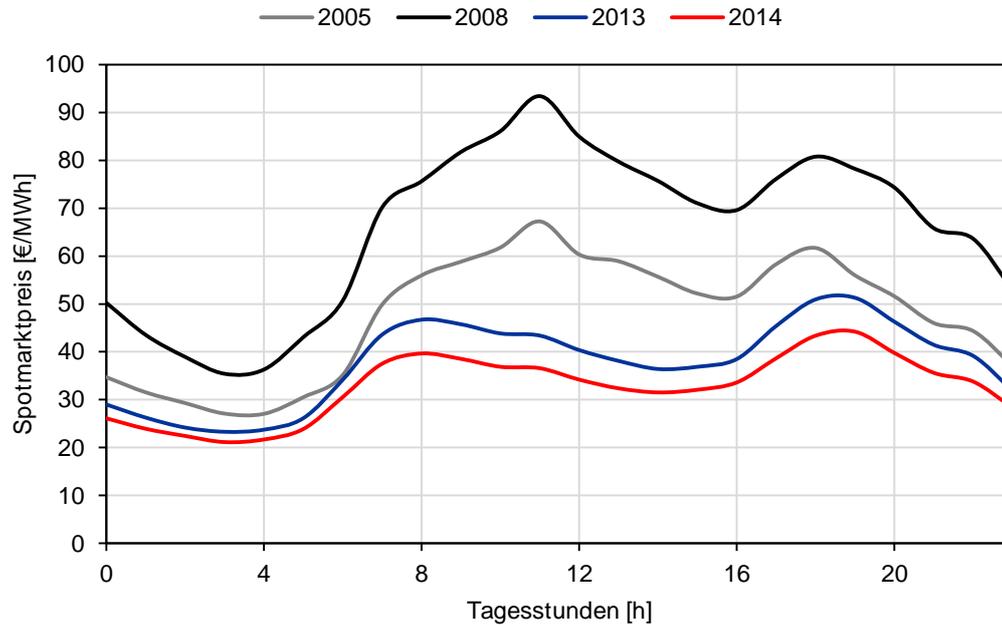


Abbildung 35 Entwicklung des durchschnittlichen Tagesverlaufs des Day-Ahead-Spotmarktpreises zwischen 2005 und 2014 (eigene Berechnung basierend auf EPEX Spot [70])

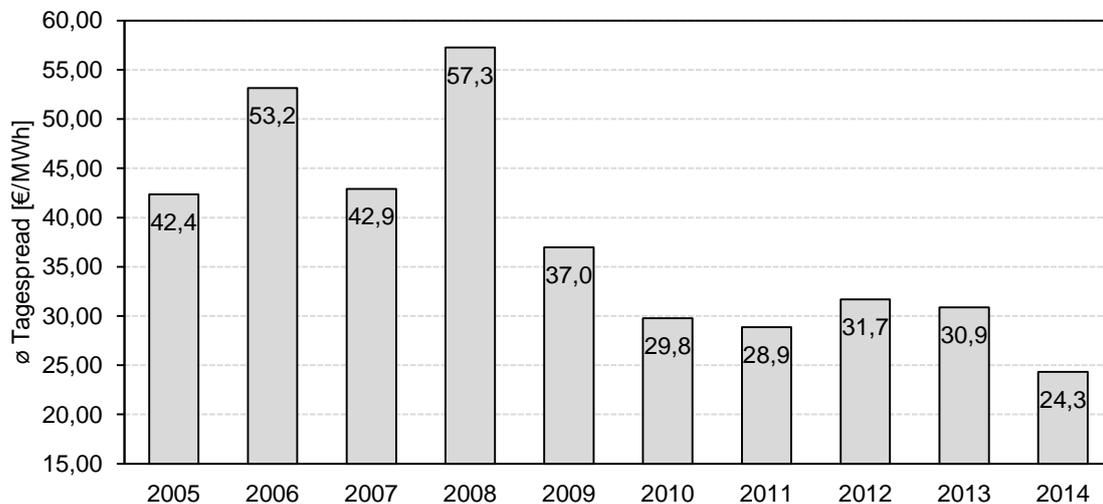


Abbildung 36 Entwicklung des Tagesspread<sup>5</sup>, berechnet als Verhältnis zwischen dem durchschnittlichen Preis der vier Stunden mit dem Höchst- und Niedrigstpreis pro Tag (eigene Berechnungen basierend auf EPEXSpot [70]).

<sup>5</sup> Diese Werte sind als qualitative Orientierung zu sehen. Durch eine für jeden Tag abgestimmte Fahrweise kann der Spread weiter erhöht werden.

## 5.4 Betriebsweise der thermischen Kraftwerke

Im Folgenden wird die aktuelle Betriebsweise der thermischen Kraftwerke in Deutschland basierend auf stündlichen Daten des Jahres 2012 untersucht. In diesem Zusammenhang wird zudem die Ursache negativer Spotmarktpreise und die Bestimmung des Must-Run der thermischen Kraftwerke zur Gewährleistung der Systemstabilität diskutiert.

### 5.4.1 Einspeiseverhalten

Der Einsatz der konventionellen Kraftwerke wird wie in Kapitel 5.3 beschrieben durch die Merit-Order-Kurve bestimmt. Die Einsatzreihenfolge wird dabei durch die Reihenfolge der variablen Kosten jedes einzelnen Kraftwerks bestimmt. Nach Energieträgern unterteilt ist die Reihenfolge aktuell Kernenergie gefolgt von Braunkohle, Steinkohle und Gaskraftwerken. Die genaue Reihenfolge hängt dabei neben den Brennstoffkosten von verschiedenen Faktoren, wie zum Beispiel dem Wirkungsgrad, ab. Bedingt durch das Alter eines Kraftwerks ergeben sich daher zum Teil für ältere Steinkohlekraftwerke höhere Grenzkosten als für Gaskraftwerke. Zukünftig könnte sich die Reihenfolge durch Änderungen bei den Brennstoffpreisen (z.B. aufgrund von Fracking) sowie durch höhere CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise verschieben. Die genannte Einsatzweise zeigt sich in Abbildung 37 im stündlich aufgelösten Jahresverlauf der Einspeisung der konventionellen Kraftwerke. Kernkraftwerke werden weitestgehend konstant bei Volllast betrieben und müssen nur teilweise auf die Einspeisung der erneuerbaren Energie reagieren. Im Vergleich dazu zeigen Braunkohlekraftwerke eine etwas höhere Volatilität. Die Mittellast wird von sehr flexibel betriebenen Steinkohlekraftwerken abgedeckt. Gaskraftwerke kommen überwiegend zu Spitzenlastzeiten zum Einsatz.

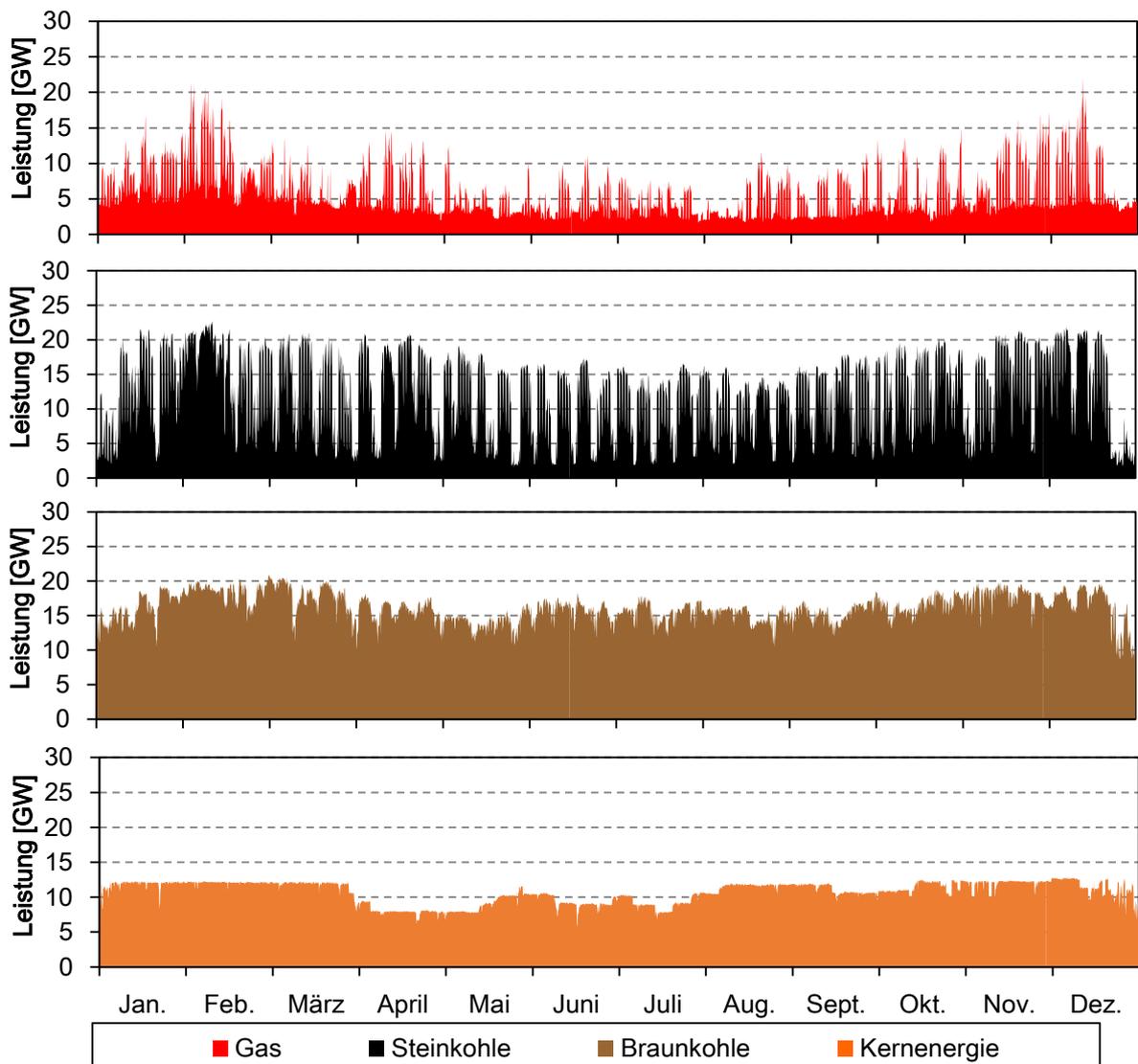


Abbildung 37 Erzeugungszeitreihen der konventionellen Kraftwerke aufgeschlüsselt nach Energieträgern für das Jahr 2012 (Eigene Darstellung basierend auf [71, 77])

Die geordnete Jahresdauerlinie der Gesamteinspeisung des konventionellen Kraftwerk-parks ist in Abbildung 38 dargestellt. Hierbei wird ebenfalls die Einsatzcharakteristik der einzelnen Energieträger deutlich. Die maximale Nettoleistung im Jahr 2012 betrug 75,0 GW, die minimale Einspeisung 22,1 GW. Die Mindesterzeugung liegt dabei deutlich über der in Kapitel 5.2.2 ermittelten minimalen Residuallast von 10,6 GW in 2012.

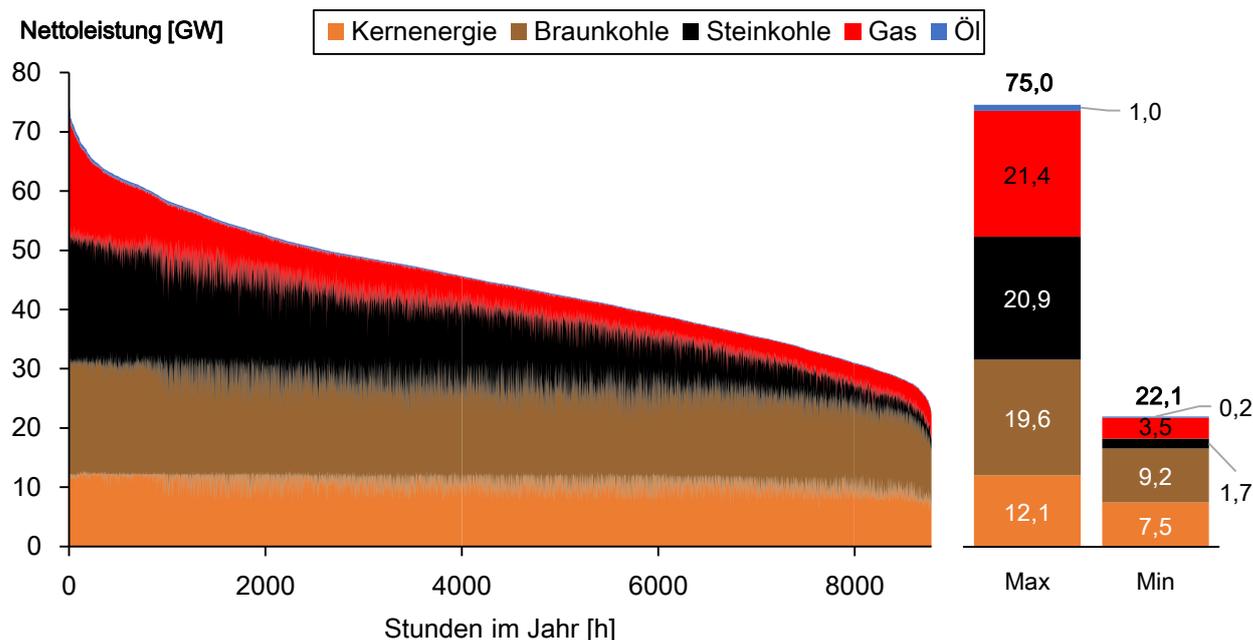


Abbildung 38 Jahresdauerlinie der konventionellen Kraftwerke geordnet nach der Gesamteinspeisung der konventionellen Kraftwerke (Daten 2012, eigene Berechnung basierend auf [71, 77]).

Zur detaillierteren Betrachtung der Einspeisung der einzelnen Energieträger ist in Abbildung 39 und Abbildung 40 die Jahresdauerlinie der Leistung der Kraftwerksarten und des Anteils an der verfügbaren Leistung dargestellt. Unter Berücksichtigung der jeweilig verfügbaren Kraftwerkskapazitäten beträgt die Einspeisung der Kernkraftwerke im Durchschnitt 98 % der verfügbaren Leistung. Die minimale Einspeisung der Kernkraftwerke trat mit 6117 MW am 17.06.2012 um 5:00 Uhr auf. Der minimale Anteil an der verfügbaren Leistung wurde mit 56 % am 31.12.2012 um 5:00 Uhr erreicht. Der Braunkohlekraftwerkspark weist mit durchschnittlich 90 % der verfügbaren Leistung ebenfalls eine hohe Auslastung auf. Die Mindesterzeugung betrug im Jahr 2012 7,7 GW bei einer maximalen Einspeisung von 19,3 GW. Während die Kernkraftwerke nur in Ausnahmefällen nennenswert auf den Lastverlauf reagieren, zeigen die Braunkohlekraftwerke einen Lastfolgebetrieb im Bereich zwischen 100 und 80 % der verfügbaren Leistung bei einer minimalen Erzeugung von 43 % der verfügbaren Leistung. Im Vergleich dazu werden die Steinkohle- und Gaskraftwerke deutlich flexibler betrieben. Dies zeigt sich auch in der großen Spreizung zwischen der minimalen Leistung von 1,6 GW für Steinkohle und 1,7 GW für Gas und der maximalen Leistung von 21,2 GW (Steinkohle) beziehungsweise 20,3 GW (Gas). Die Erzeugung wird auf bis zu 7 % der verfügbaren Leistung für Steinkohle und 9 % für Gaskraftwerke gesenkt. Im Vergleich zu Braunkohle- und Kernkraftwerken, die nur bis auf die technisch bedingte Mindestlast von 40-55 % heruntergefahren werden, werden Steinkohle- und Gaskraftwerke aufgrund der deutlich kürzeren Ab- und Anfahrzeit bei Bedarf heruntergefahren. Trotzdem weist die Einspeisung der Steinkohle- und Gaskraftwerke eine Mindesterzeugung auf, welche überwiegend durch Limitierungen aufgrund von Kraft-Wärme-Kopplung und der Bereitstellung von

Regelleistungen zurückzuführen ist. Diese konventionelle Mindesterzeugung hat die in Kapitel 5.3 angesprochenen negativen Strompreise zur Folge, worauf in Kapitel 5.4.3 näher eingegangen wird.

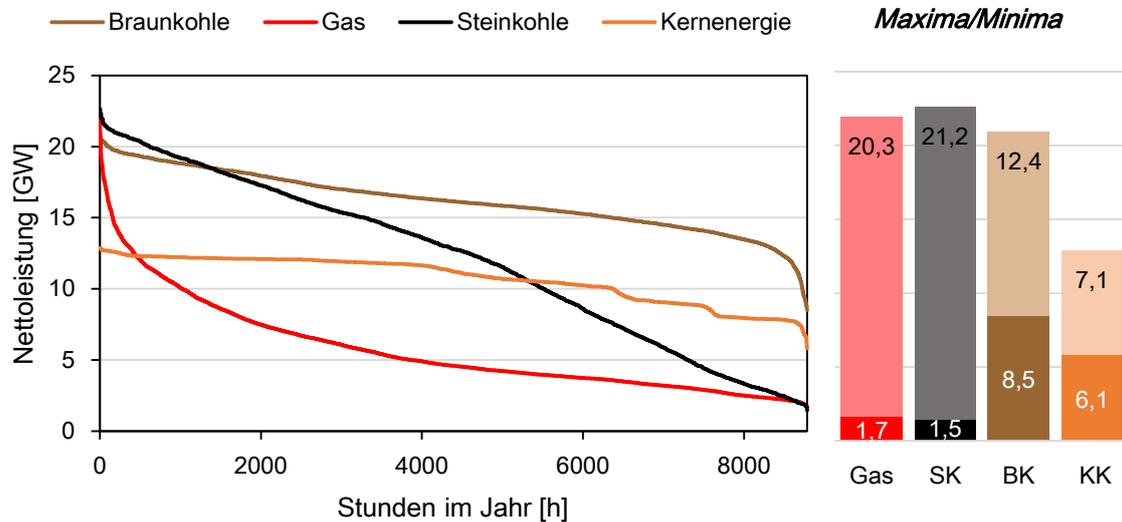


Abbildung 39 Jahresdauerlinie der konventionellen Kraftwerke geordnet nach der Einspeisung der Kraftwerksarten (Daten 2012, eigene Berechnungen basierend auf [71, 77]).

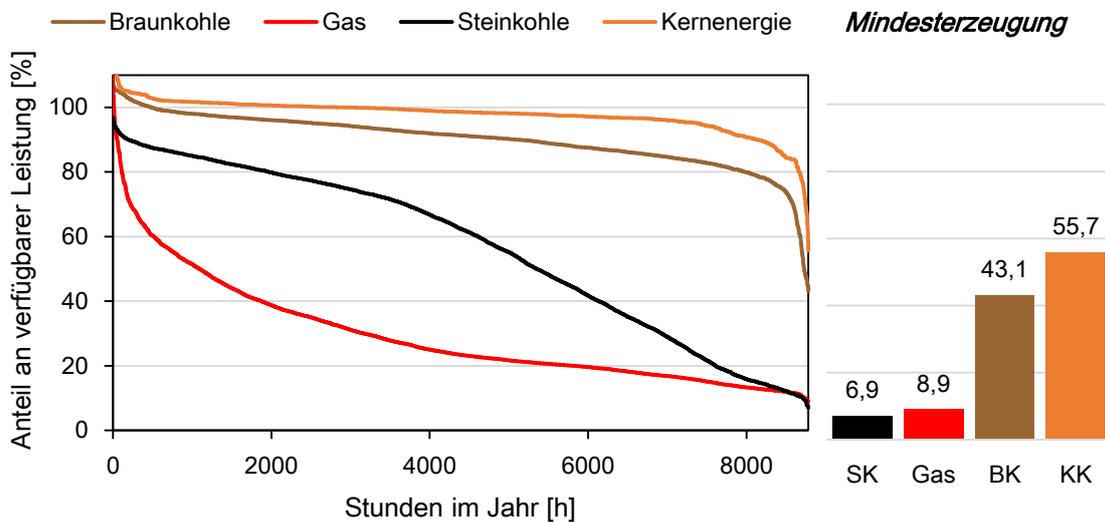


Abbildung 40 Anteil der Erzeugung an der verfügbaren Leistung geordnet nach der Einspeisung der Kraftwerksarten (Daten 2012, eigene Berechnungen basierend auf [71, 77]).

Die Entwicklung der durchschnittlichen Auslastung der konventionellen Kraftwerke ist in Abbildung 41 dargestellt, berechnet basierend auf der installierten Leistung und der jährlichen Stromerzeugung. Seit 2008 ist ein rückläufiger Trend der Auslastung von Gaskraftwerken ersichtlich. Im Jahr 2014 betrug die durchschnittliche Auslastung lediglich 2300 Volllaststunden. Die durchschnittliche Auslastung der Kohlekraftwerke lag 2014 bei 6780

VLh für Braunkohle und 4070 VLh für Steinkohle. Die höchste Auslastung erreichen Kernkraftwerke mit durchschnittlich 8030 VLh. Hierbei ist ein starker Anstieg nach dem Kernkraftmoratorium 2010 zu erkennen. Die Kohlekraftwerke zeigen ebenfalls eine im historischen Vergleich gleichbleibende Auslastung (Steinkohle) bzw. sogar hohe Auslastung (Braunkohle).

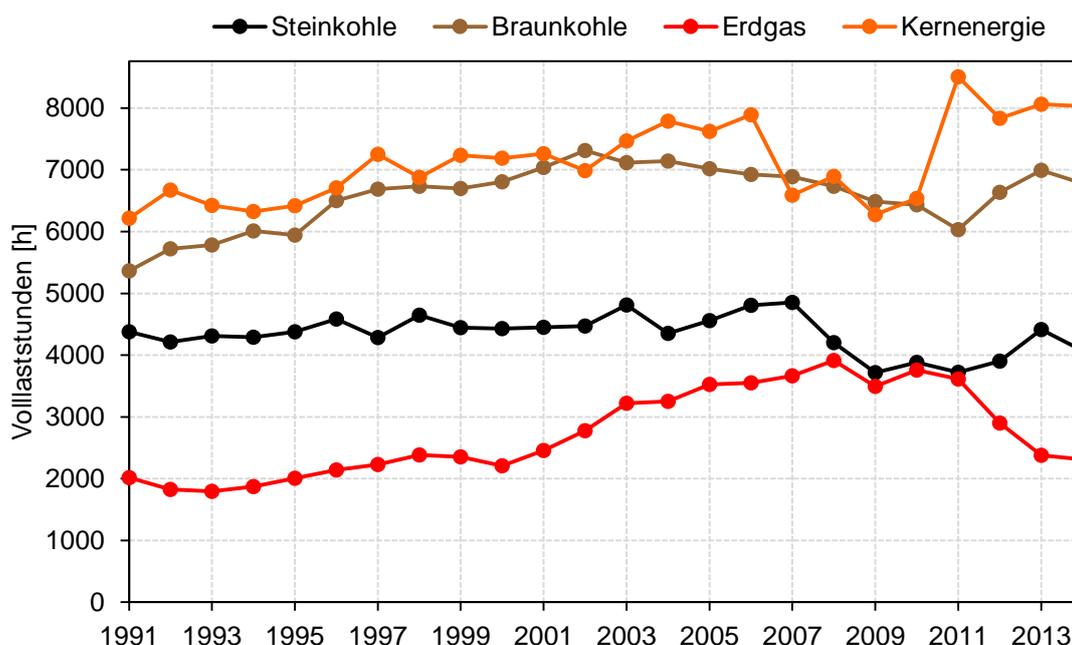


Abbildung 41 Entwicklung der durchschnittlichen Volllaststunden konventioneller Kraftwerke (Eigene Berechnungen basierend auf [8])

Die sinkende Auslastung von Gaskraftwerken zeigt sich sehr drastisch am Beispiel des GuD-Kraftwerks Irsching. Der 2010 in Betrieb genommene Block 5 erreichte 2010 und 2011 noch ca. 4700 VLh. Trotz des hohen Wirkungsgrades von 59,7 % sank die Auslastung durch die steigende Einspeisung der erneuerbaren Energien sowie die hohen Grenzkosten bis zum Jahr 2013 auf nur noch 680 VLh. Dies liegt deutlich unter der durchschnittlichen Auslastung von Gaskraftwerken und ist dadurch begründet, dass hier im Vergleich zu vielen anderen Gaskraftwerken keine Kraft-Wärme-Kopplung stattfindet.

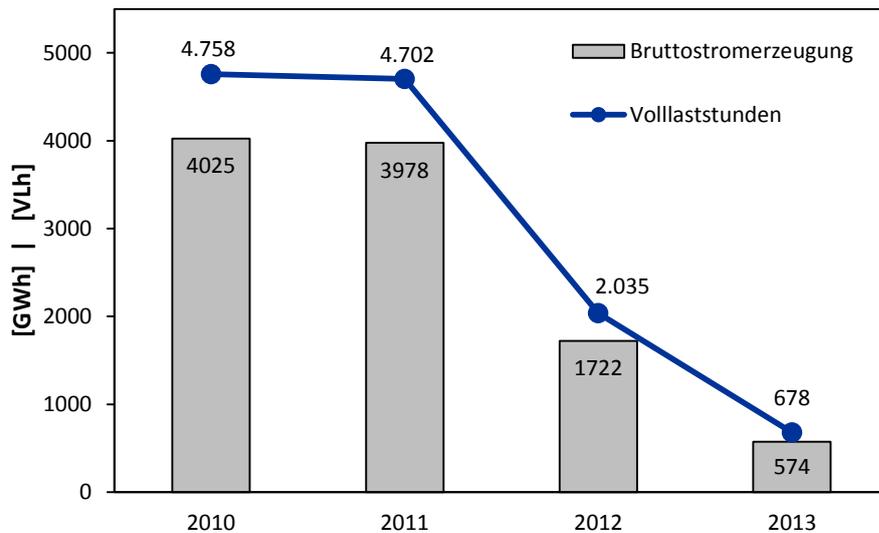


Abbildung 42 Entwicklung der Auslastung des Block 5 des GUD-Kraftwerks Irsching (Daten: [87])

#### Ergebnisse (5.4.1) Einspeiseverhalten konventioneller Kraftwerke:

- Die Mindesterzeugung des konventionellen Kraftwerksparks lag im Jahr 2012 mit 22,1 GW deutlich über der minimalen Residuallast von 10,6 GW.
- Braunkohle- und Kernkraftwerke drosselten ihre Einspeisung nur auf die technische Mindestlast von 40 bis 55 %.
- Gas- und Steinkohlekraftwerke werden sehr flexibel betrieben. Die Mindesterzeugung beträgt 7 bis 9 % der verfügbaren Leistung und wird durch KWK und Systemdienstleistungen bestimmt
- Die Auslastung von Gaskraftwerken ging in den letzten Jahren stark zurück auf durchschnittlich 2300 VLh. Im Gegensatz dazu erreichten Steinkohle mit durchschnittlich 4070 VLh, Braunkohle mit 6780 VLh und Kernkraftwerken mit 8030 VLh stabile bzw. hohe Auslastungen im historischen Vergleich.

#### 5.4.2 Kraftwerksgradienten

Die unterschiedlich flexible Betriebsweise der einzelnen Kraftwerkstypen ist auch aus den in Abbildung 43 dargestellten Häufigkeiten der auftretenden Gradienten pro Stunde ersichtlich. Die größten absoluten Gradienten werden von der Steinkohlekraftwerksflotte erbracht. Ebenfalls hohe Gradienten werden von den Gaskraftwerken gefahren, während die Braunkohle- und Kernkraftwerke wesentlich inflexibler betrieben werden. In Einzelfällen können für den Steinkohlekraftwerkspark maximale Gradienten von +9,6 GW/h und -7,2 GW/h beobachtet werden, für Gas treten Gradienten von bis zu +5,8/-6,2 GW/h auf. Im Gegensatz dazu zeigen Braunkohle- und Kernkraftwerke geringere maximale Gradienten von +3,4/-4,0 GW/h und +2,4/-2,6 GW/h. Bezogen auf die installierte Leistung entspricht dies maximalen Gradienten von ca. 35 %/h für Steinkohle-, 22 % für Gas-, 21 % für Kernenergie- und 17 % für Braunkohlekraftwerke. Diese Gradienten werden bedingt durch die in Kapitel 5.2.3

dargestellte Dynamik der Residuallast. Aus diesem Grund ist in Zukunft von einer weiteren Zunahme der Gradienten auszugehen.

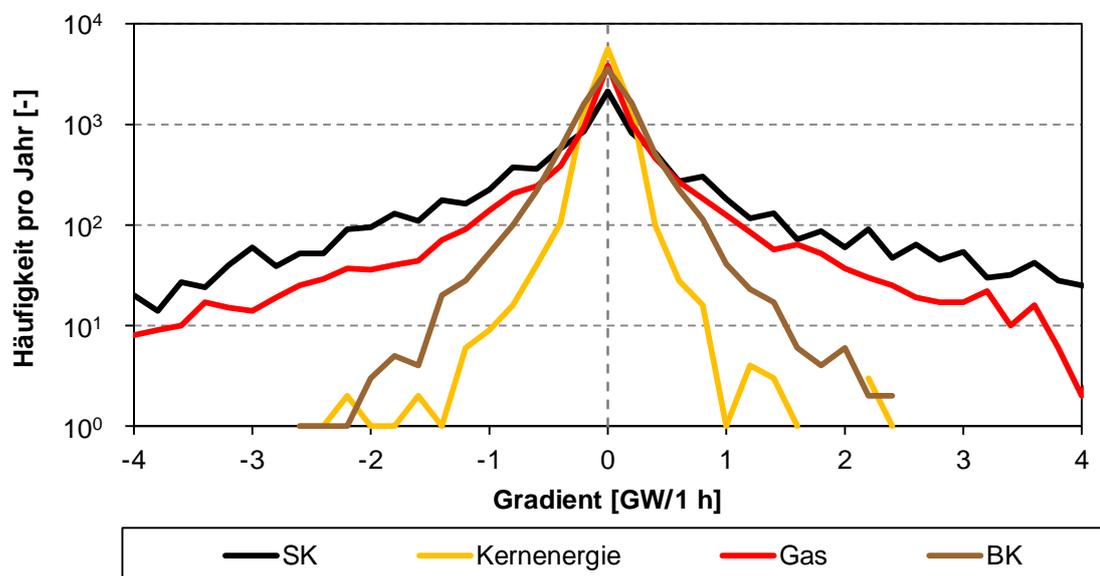


Abbildung 43 Häufigkeit der absoluten Gradient der konventionellen Kraftwerke (Jahr 2012).

### 5.4.3 Analyse der konventionellen Mindesterzeugung

In Zeiten geringer Residuallast kommt es zu Situationen, in denen der konventionelle Kraftwerkspark nicht mehr auf fallende Preissignale am Day-Ahead und Intraday-Spotmarkt reagiert und sogar negative Preise (siehe Kapitel 5.3) in Kauf nimmt. In Abbildung 44 ist die Auslastung der Kraftwerke nach Energieträgern im Jahr 2012 dargestellt aufgetragen über den jeweiligen Spotmarktpreis. Hierbei wird deutlich, dass in den 17 Situationen mit insgesamt 56 Stunden negativen Preisen und einem maximal negativen Preis von 222 €/MWh die Kraftwerke ihre Leistung nur bis zu einem gewissen Maß drosseln. Die Braunkohlekraftwerke wurden bei negativen Preisen bis auf ca. 45 % der verfügbaren Leistung heruntergefahren, Kernkraftwerke sogar nur auf 75 %. Steinkohle- und Gaskraftwerke wurden bei 10 bzw. 20 % der verfügbaren Leistung gehalten. Dies bedeutet, dass Kernkraftwerke und Braunkohlekraftwerke nicht vom Netz gegangen sind, sondern Ihre Einspeisung maximal bis auf Mindestlast gedrosselt haben, während Steinkohle- und Gaskraftwerke Großteils heruntergefahren wurden. Die konventionelle Mindesterzeugung lag dadurch im Jahr 2012 mit 22,1 GW deutlich über der minimalen Residuallast von 10,6 GW (siehe Kapitel 5.2.2 und 5.4.1).

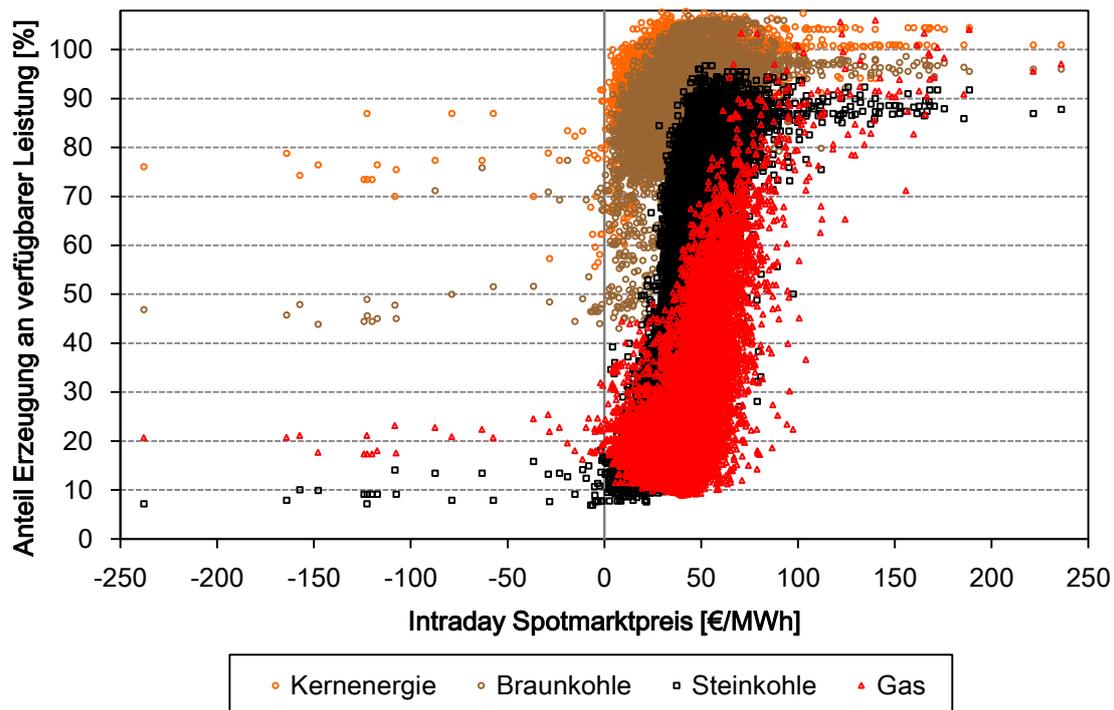


Abbildung 44 Abhängigkeit der Kraftwerksauslastung vom Intraday Spotmarktpreis für verschiedene Energieträger (Daten: Jahr 2012 basierend auf EPEX [70] und EEX Transparency [71])

Generell weisen konventionelle Kraftwerke technisch limitierte Mindesterzeugungen auf (siehe Kapitel 3.1). Niedrigere Leistungen sind daher nur durch Herunterfahren eines Teils des Kraftwerksparks erreichbar. Aus ökonomischer Perspektive wird dabei das Herunterfahren einer Anlage durch die Opportunitätskosten bestimmt, welche durch das Abfahren und (spätere) Anfahren sowie die während dieser Zeit entgangenen Erlöse sowie die auftretenden Kosten bestimmt werden. Dies führt insbesondere für Braunkohle- und Kernkraftwerke mit einer langen An- und Abfahrzeit dazu, dass diese aufgrund der hohen Opportunitätskosten auch negative Strompreise in Kauf nehmen und nur bis auf ihre Mindestlast gedrosselt werden. Im Gegensatz dazu weisen Gas- und Steinkohlekraftwerke eine hohe Flexibilität auf. Ihre Mindesterzeugung ist daher auf eine wärmegeführte Kraft-Wärme-Kopplung (insbesondere im Industriesektor) zurückzuführen. Gaskraftwerke werden zu über 50 % mit Kraft-Wärme-Kopplung betrieben [88]. Diese Kraftwerke müssen also am Netz bleiben, um den benötigten Wärmebedarf (z.B. Prozessdampf für die Industrie) zu decken und sind daher gezwungen das Nebenprodukt Strom trotz negativer Preise anzubieten. In einer Studie von Agora Energiewende (2014) [89] wird die mittlere Wirkleistung von KWK-Anlagen auf 2 bis 8 GW abgeschätzt.

Neben diesen Aspekten ist eine konventionelle Mindesterzeugung aktuell aus Gründen der Systemstabilität notwendig, um flexibel auf die Schwankungen der Last und der Erzeugung von Wind und PV zu reagieren. Darüber hinaus übernehmen die konventionellen Kraftwerke aktuell zum überwiegenden Teil die Aufgaben der Systemdienstleistungen. Diese beinhalten die Bereitstellung von Blindleistung zur Spannungshaltung und die Vorhaltung von Regelleistung zur flexiblen Reaktion auf Abweichungen von der Last- und Erzeugungs-

prognose. Bedingt durch die begrenzte Dynamik, Mindestlast und Dauer der An- und Abfahrzeiten der Kraftwerke müssen diese dazu in einem Arbeitspunkt betrieben werden, der ausreichend positive und negative Flexibilität garantiert. In einer Studie der Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V. [90] im Auftrag der deutschen Übertragungsnetzbetreiber wurde eine Mindestwirkleistungserzeugung zur Blindleistungsbereitstellung von 4 GW und bis zu 20 GW in Starklastzeiten mit hoher Windeinspeisung und hoher vertikaler Blindlast berechnet. Zur Sicherstellung der notwendigen Systemflexibilität wurde basierend auf dem aktuellen Bedarf an Regelleistung sowie der maximalen beobachteten vertikalen Netzgradienten von 2009 und 2010 eine notwendige Wirkleistung der thermischen Kraftwerke im Bereich von 10 bis 15 GW abgeleitet. Bei der Berechnung wurde hierbei folgende vereinfachte Vorgehensweise angewendet [90]:

- Die am Netz befindlichen thermischen Kraftwerke müssen den Bedarf an vorgehaltener Primär- und Sekundärregelleistung sowohl positiv als auch negativ ( $P_{PRL+}$ ;  $P_{PRL-}$ ;  $P_{SRL+}$ ;  $P_{SRL-}$ ) sowie die negative Minutenreserve ( $P_{MRL-}$ ) decken.
- Positive Minutenreserve ( $P_{MRL+}$ ) und Wirkleistung zur Bewältigung benötigter positiver Leistungsgradienten ( $P_{LFF+}$ ) können durch stillstehende schnellstartbare Kraftwerke (Pumpspeicher, Gaskraftwerke) erbracht werden.
- Das freie Regelband zur Bewältigung negativer Leistungsgradienten ( $P_{LFF-}$ ) muss ausreichend dimensioniert sein, um den höchsten negativen 1-h-Gradient der vertikalen Netzlast durch Anpassung der Erzeugung zu bewältigen. Gradienten mit größeren Zeitkonstanten können durch An- und Abfahren von Kraftwerken erbracht werden.
- Die benötigte Mindesterzeugung wird von einem durchschnittlichen thermischen Kraftwerk (z.B. Steinkohle) erbracht: Nennleistung  $P_{nenn}$ : 800 MW, Mindestleistung  $P_{min}$ : 40% von  $P_{nenn}$ , Primärregelband: 5,6 % von  $P_{nenn}$ , Dynamik: 4 %  $P_{nenn}$ /Minute.

Sensitivitätsanalysen ergaben, dass die Bereitstellung von Sekundär- Minutenreserve durch hydraulische Kraftwerke nur einen geringen Einfluss auf die benötigte Mindesterzeugung der thermischen Kraftwerke hat. Die Dimensionierung der Mindesterzeugung wurde jedoch maßgeblich durch die Annahme der Mindestlastbegrenzung des thermischen Referenzkraftwerks bestimmt. Wendet man diese Methodik auf den maximalen negativen 1-h-Gradienten der Residuallast des Jahres 2014 (-9,8 GW) an, ergibt sich eine vorzuhaltende Mindesterzeugung von 19,4 GW zur Sicherstellung der Wirkleistungsregelfähigkeit. Eine Reduktion ist insbesondere durch die Optimierung der technisch bedingten Mindestlast auf 20 % sowie durch die Bereitstellung von Primärregelleistung durch Batteriespeicher möglich (Abbildung 45). Allerdings würde die benötigte Mindesterzeugung zur Gewährleistung der Systemstabilität trotz dieser Maßnahmen 13,8 GW betragen. Zudem führt die Zunahme der Residuallastgradienten durch den Ausbau von Wind und PV zu einem weiteren Anstieg.

Der zukünftige Bedarf dieser thermischen Mindesterzeugung wird daher zum einen davon abhängen, in welchem Umfang Blindleistung durch erneuerbare Energiequellen oder aus Netzbetriebsmitteln (z.B. Phasenschiebergeneratoren) bereitgestellt werden kann. Zum anderen werden die Entwicklung des Regelleistungsbedarfs sowie dessen Must-Run-freie Deckung entscheidend sein. Regelleistung kann zum Beispiel durch Batteriespeicher (Primärregelleistung), Demand-Side-Management und den Ausbau von Pumpspeichern, Druckluftspeichern und schnellstartbaren Spitzenlastkraftwerken (Sekundär- und Minutenreserve)

bereitgestellt werden. Zusätzlich könnte negative Regelleistung durch Abregeln von Windenergieanlagen aufgebracht werden. Die zukünftige Entwicklung des Regelleistungsbedarfs hängt zudem stark von der Prognosegüte der Wind- und PV-Einspeisung sowie der Last ab.

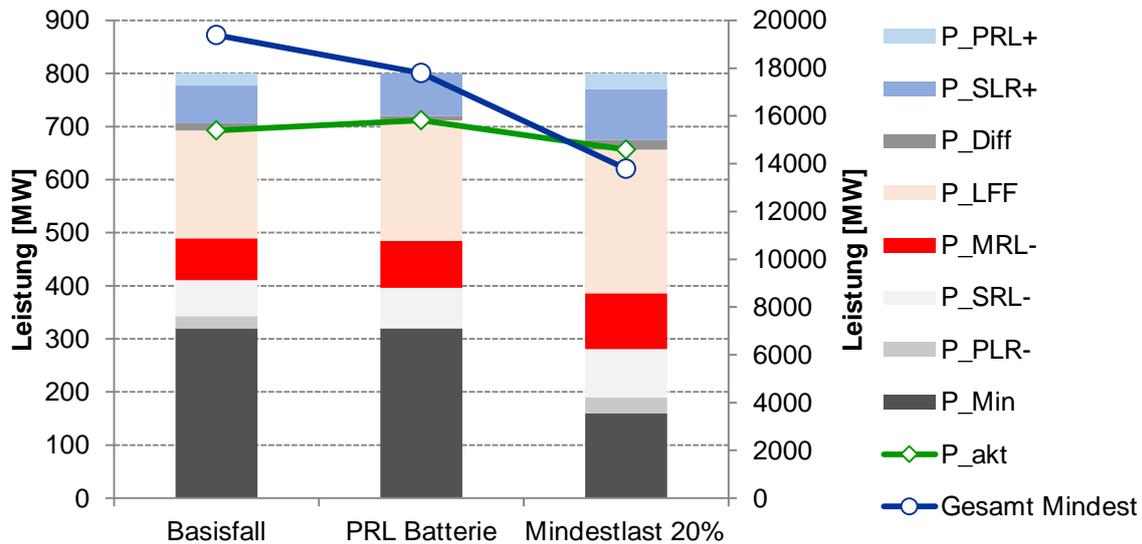


Abbildung 45 Aufteilung eines einzelnen Kraftwerksbandes sowie die Gesamt-Mindestenerzeugung zur Sicherstellung der Wirkleistungsregelfähigkeit im Basisfall sowie bei Bereitstellung der Primärregelleistung durch Batteriespeicher (PRL Batterie) und im Falle einer Minimierung der Mindestlast auf 20 %.

Zusammenfassend zeigt sich, dass aus Gründen der Systemstabilität aktuell eine Mindestenerzeugung der konventionellen Kraftwerke im Bereich von 4 bis 20 GW notwendig ist. Dies bildet einen Widerspruch zu der notwendigen flexiblen Reaktion konventioneller Kraftwerke auf die Einspeisung erneuerbarer Energien und führt schon heute in Zeiten hoher Wind- und PV-Einspeisung sowie geringer Last zu Problemen. Insbesondere unter dem Hintergrund zukünftig erwarteter negativer Residuallasten, bei der die EE-Erzeugung die momentane Nachfrage übersteigt, ist eine Reduktion der konventionellen Mindestenerzeugung essentiell.

## 6 Zusammenfassung

In der vorliegenden Studie werden die Auswirkungen des Ausbaus der erneuerbaren Energien im aktuellen deutschen Energiesystem auf regelbare Kraftwerke und Speicher quantitativ untersucht. Insbesondere der, durch die fluktuierende Einspeisung von Wind und PV notwendige Flexibilitätsbedarf sowie die marktwirtschaftlichen Herausforderungen von Speichern und Kraftwerken stehen hierbei im Fokus. Zunächst werden hierzu die aktuelle Entwicklung des Stromsektors und der Fortschritt der ehrgeizigen quantitativen Ziele des Energiekonzepts der Bundesregierung aufgezeigt. Die wichtigsten Ergebnisse sind nachfolgend zusammengefasst:

- Der Ausbau der erneuerbaren Energien liegt über dem Zielpfad des Energiekonzepts der Bundesregierung aus dem Jahr 2010 mit einem Anteil am Bruttostromverbrauch von 27,3 % im Jahr 2014.
- Die Treibhausgasemissionen in Deutschland steigen seit dem Jahr 2009 an und lagen 2013 mit einem Rückgang von 23,8 % gegenüber 1990 deutlich hinter dem Zielpfad zur Einhaltung des Reduktionziels von -40 % bis 2020. Dieses Energie-wende-Paradox ist eine Folge der Verdrängung von Gas- durch Kohlekraftwerke aufgrund relativ gesehen günstiger Kohlepreise sowie niedriger CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise. Im Jahr 2014 gehen vorläufige Berechnungen das erste Mal seit 2009 von einem Rückgang der Treibhausgasemissionen des Stromsektors aus. Dies wird jedoch auch durch einen starken Rückgang des Bruttostromverbrauchs von 600 TWh in 2013 auf 576 TWh in 2014 als Folge eines milden Winters bedingt.
- Die durchschnittliche Auslastung der Gaskraftwerke geht seit einem Höchststand von über 3900 VLh im Jahr 2008 stark zurück auf 2300 VLh im Jahr 2014. Im Gegensatz dazu blieb die Auslastung der Steinkohlekraftwerke in den letzten Jahren stabil (ca. 4000 VLh) und die durchschnittliche Auslastung von Braunkohle- und Kernkraftwerken nahm sogar zu auf 6780 VLh bzw. 8030 VLh in 2014.
- Das deutsche Exportsaldo nimmt weiter zu und erreichte 2014 einen neuen Rekord von 34,1 TWh (6 % des Bruttoinlandstromverbrauchs). Dies bedeutet, dass deutsche Kraftwerke (inkl. EE) bedingt durch niedrige Grenzkosten ausländische Erzeugungskapazitäten verdrängen.
- Die durchschnittlichen Spotmarktpreise gingen in den letzten Jahren deutlich zurück auf nur 32,6 €/MWh (Day-Ahead) im Jahr 2014. Dies erschwert die Wirtschaftlichkeit konventioneller Kraftwerke.
- Der wirtschaftliche Druck auf Energiespeicher wächst aufgrund sinkender Spreads am Spotmarkt bedingt durch den Wegfall der Mittagspreisspitze durch die hohe Einspeisung von PV. Der durchschnittliche Spread der vier Stunden mit Höchst- und Niedrigstpreis ist seit 2010 auf einem niedrigen Niveau und erreichte 2014 mit 24,3 €/MWh ein neues Rekordtief. Im Vergleich dazu ergab sich 2008 mit 57,3 €/MWh ein mehr als doppelt so hoher durchschnittlicher Tagesspread.
- Der Zubau an Windenergieanlagen erreichte 2014 einen Rekordwert von 4,5 GW (Netto) während der Zubau an PV-Anlagen auf 1,9 GW zurückging und damit unter dem Ziel des EEG 2014 liegt. Die installierte Windanlagenleistung beträgt 39,1 GW im Jahr 2014. Die PV-Leistung liegt bei 38,2 GW.

- Das Verhältnis der regelbaren (konventionelle Kraftwerke, Biomasse) zur fluktuierenden Leistung ging in diesem Zug stark zurück auf aktuell 1,3:1.
- Der starke Zubau an erneuerbaren Energien führte zu einem starken Anstieg der installierten Gesamtleistung in Deutschland von ca. 125 GW in der Zeit vor der Einführung des EEG im Jahr 2000 auf 190 GW im Jahr 2014. Dies liegt deutlich über der Jahreshöchstlast im Bereich von 85 GW.
- Der Bedarf an flexiblen Kraftwerken zur Deckung der Spitzenlast ging trotz einer installierten Leistung von über 75 GW an Wind und PV nur geringfügig zurück. Die Jahreshöchstlast wurde in den betrachteten Jahren nur um 1 bis 6 GW auf 81 bis 84 GW abgesenkt. Dies liegt insbesondere daran, dass durch die Einspeisung von PV zwar die Mittagsspitze der Last abgedämpft wird, die im Winter auftretende Abendspitze jedoch nicht abgedeckt werden kann.
- Die minimale Residuallast wurde durch die Einspeisung von Wind und PV in den untersuchten Jahren 2012 bis 2014 stark reduziert (um 18,2 bis 20,5 GW) auf fast 10 GW.
- Die erneuerbaren Energien deckten im Jahr 2014 in Einzelfällen bis zu 80% des momentanen Nettostromverbrauchs ab.
- Die starke Reduzierung der minimalen Residuallast führt zu einer Zunahme der Zeiten negativer Spotmarktpreise. In den Jahren 2013 und 2014 traten negative Preise am Spotmarkt an jeweils 64 Stunden auf, mit einer zusammenhängenden Dauer von bis zu 11 Stunden. Diese ergeben sich aufgrund nicht reagierender Kraftwerke bedingt durch wärmegeführte Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen sowie technische Limitierungen (Mindestlast und Anfahrzeit) die aus wirtschaftlichen Gründen (Opportunitätskosten) oder aus Gründen der Systemstabilität (Bereitstellung von Systemdienstleistungen) zu einer konventionellen Mindestenerzeugung führen.
- Basierend auf Daten des Jahres 2012 zeigte sich, dass die konventionellen Kraftwerke ihre Leistung nur auf 22,1 GW drosselt. Dies liegt deutlich über der minimalen Residuallast im Jahr 2012 von 10,6 GW. Braunkohle- und Kernkraftwerke senkten ihre Einspeisung nur auf die minimale technische Mindestlast. Obwohl Gas- und Steinkohle sehr flexibel betrieben werden, speisen diese auch bei negativen Preisen mit 7 bis 9 % der verfügbaren Leistung ein. Dies ist auf KWK-Anlagen und die Bereitstellung von Regelleistung zurückzuführen.
- Die minimale Einspeisung von Wind und PV lag in den untersuchten Jahren bei jeweils unter 200 MW, bei einer maximalen gemeinsamen Einspeisung von bis zu 40 GW in 2014 (installierte Gesamtleistung 76,2 GW). Diese Differenz macht die starken Schwankungen deutlich.
- Die Einspeisung von PV weist im Vergleich zu Wind höhere Gradienten auf (z.B. Extremwerte PV +6,7/-6,3 GW/1 h im Vergleich zu Wind +4,1/-4,3 GW/1 h).
- Die Residuallast weist geringfügig höhere Gradienten auf als die Last mit maximal +11,4/-9,8 GW/h im Jahr 2014.
- Steinkohlekraftwerke decken hochflexibel die Mittellast ab und zeigen im Verhältnis zu der installierten Leistung die höchsten Gradienten von 35 %/h (+9,6/-7,2 GW/h). Gaskraftwerke weisen Leistungsänderungen von maximal 22 % der installierten Leistung auf (+5,8/-6,2 GW/h).

- Vereinfachte Abschätzungen ergeben, dass zur Sicherstellung der Systemstabilität aktuell eine Mindesterzeugung der konventionellen Kraftwerke im Bereich von 4 bis 20 GW notwendig ist, um ausreichend Blindleistung und Wirkleistungsreserve zur Reaktion auf die fluktuierende Einspeisung von Wind und PV bereitzustellen.

Zusammenfassend zeigt sich die aktuell schwierige wirtschaftliche Situation für konventionelle Kraftwerke und Speicher. Zudem wachsen die Herausforderungen an die Flexibilität, wobei insbesondere die Absenkung der Mindestlast konventioneller Kraftwerke und die Must-Run-freie Sicherstellung der Systemstabilität im Vordergrund stehen.



## 7 Literatur

- [1] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), Bundesministerium für Umwelt/Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), *Das Energiekonzept der Bundesregierung 2010 und die Energiewende 2011: Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung 2011*.
- [2] Bundestag, *Entwurf eines Gesetzes zur grundlegenden Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Bestimmungen des Energiewirtschaftsrechts 2014*.
- [3] Umweltbundesamt, *Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Deutschland nach Sektoren 2014*.
- [4] Umweltbundesamt, *Treibhausgasausstoß in Deutschland 2013: Vorläufige Ergebnisse aufgrund erster Berechnungen und Schätzungen des Umweltbundesamtes 2014*.
- [5] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), *Datenübersicht Monitoring der Energiewende*, [www.bmwi.de/](http://www.bmwi.de/) **2014**.
- [6] P. Graichen, M. M. Kleiner, P. Litz, C. Podewils, *Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2014: Rückblick auf wesentliche Entwicklungen sowie Ausblick auf 2015 2015*.
- [7] AG Energiebilanzen e.V., *Stromerzeugung 1990 - 2014 2014*.
- [8] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), *Zahlen und Fakten Energiedaten 2014*.
- [9] F. Musiol et al., *Erneuerbare Energien im Jahr 2013: Erste vorläufige Daten zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland auf der Grundlage der Angaben der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) 2014*.
- [10] Deutsche Windguard GmbH im Auftrag des BDW und VDMA, *Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland 2014*, [www.wind-energie.de/](http://www.wind-energie.de/).
- [11] J. Keiler, H. Häuser, *Betreiberdatenbasis. IWET Datenbank*, <http://www.btrdb.de/>.
- [12] Bundesnetzagentur, *Anlagenregister*, <http://www.bundesnetzagentur.de/>.
- [13] Bundesnetzagentur, *Kraftwerkliste - Stand 29.10.2014*, <http://www.bundesnetzagentur.de/>.
- [14] A.-C. Agricola et al., *dena-Studie Systemdienstleistungen 2030. Voraussetzungen für eine sichere und zuverlässige Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien.*, **2014**.
- [15] E. Waffenschmidt, *Elektrische Netze*, **2011**.
- [16] M. Stelzer, U. Holzhammer, *Die Direktvermarktung: aktueller Stand, Möglichkeiten und Ausblick*, Fachtagung: Dezentrale flexible Strombereitstellung aus Biogas, Berlin **2014**.

- [17] Younicos, *Firmenhomepage*, <http://www.yunicos.com/>.
- [18] EnergieDienst, *Presseinformation: Energiedienst-Wasserkraftwerke leisten zukünftig wertvollen Beitrag zur Netzstabilität*, [http://www.energie-dienst.de/cms/medienboard/pdf/Presse/Presse\\_2014/20141210\\_PM\\_Systemdienstleistungen\\_final.pdf](http://www.energie-dienst.de/cms/medienboard/pdf/Presse/Presse_2014/20141210_PM_Systemdienstleistungen_final.pdf) **2014**.
- [19] K. Kaspar et al., *Kombikraftwerk 2: Abschlussbericht* **2014**.
- [20] J. Lindsay, K. Dragoon, *Summary Report on Coal Plant Dynamic Performance Capability* **2010**.
- [21] R. Dr.-Ing. Jeschke, *Bewertung verschiedener Flexibilitätsoptionen für staubgefeuerte Kraftwerke*, 2. VDI Fachkonferenz: Konventionelle Kraftwerkstechnologie der nächsten Generation, Berlin **2013**.
- [22] D. Iannuzzi, M. Pagano, *International Conference on Clean Electrical Power* **2009**, 555.
- [23] N. Kumar et al., *Power Plant Cycling Costs* **2012**.
- [24] G. Brauner et al., *Erneuerbare Energie braucht flexible Kraftwerke - Szenarien bis 2020: Gesamtttext* **2012**.
- [25] S. Can Gülen, K. Kim, *J. Eng. Gas Turbines Power* **2014**, 136 (1), 011601.
- [26] R. Kehlhofer, *Combined-cycle gas & steam turbine power plants*, 3rd ed., PennWell, Tulsa, Okla **2009**.
- [27] Dr. Andreas Feldmüller, *Wie flexibel ist der heutige konventionelle Kraftwerkspark aus Herstellersicht?*, Flexibilität von Bestandskraftwerken - Entwicklungsoptionen für den Kraftwerkspark durch Retrofit, Berlin **2013**.
- [28] Steve Turner, *Protective Relay Engineers* **2010**, 63rd Annual Conference.
- [29] A. E. Fitzgerald, C. Kingsley, S. D. Umans, *Electric machinery*, 7th ed., McGraw-Hill Higher Education, New York, London **2013**.
- [30] Sabine Gores, Ralph O. Harthan, Hauke Hermann, Charlotte Loreck, Dr. Felix Chr. Matthes, *Perspektiven der Kraft-Wärme-Kopplung im Rahmen der Energiewende* **2013**.
- [31] A. Hauer, S. Hiebler, M. Reuß, *Wärmespeicher*, Fraunhofer IRB Verlag, Stuttgart **2013**.
- [32] N. Fisch et al., *Wärmespeicher*, TÜV-Verlag GmbH, Köln **2005**.
- [33] C. Sattler, A. Wörner, *Thermochemical Energy Storage*, [http://elib.dlr.de/80545/1/2013\\_01\\_08\\_Solar\\_Thermochemical\\_Storage\\_final.pdf](http://elib.dlr.de/80545/1/2013_01_08_Solar_Thermochemical_Storage_final.pdf) **2013**.
- [34] K. Lovegrove, A. Luzzi, H. Kreetz, *Solar Energy* **1999**, 309.
- [35] H. Kerskes, F. Bertsch, B. Mette, A. Wörner, *Chemie Ingenieur Technik* **2011**, 2014.
- [36] B. Bogdanovic et al., *Journal of Alloys and Compounds* **2002**, 77.
- [37] P. Stenzel et al., *BWK* **2013**, 65 (4), 58.
- [38] Beacon POWER, *Firmen Website*, <http://beaconpower.com/>.

- [39] U. Bünger et al., *Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger: Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf* **2009**.
- [40] D. Connolly, A Review of Energy Storage Technologies for the integration of fluctuating renewable energy, University of Limerick **2010**.
- [41] Vorarlberger Illwerke AG, *Technische Besonderheiten des Pumpspeicherwerkes Kopswerk II*, <http://www.kopswerk2.at/>.
- [42] Dresser-Rand Group Inc., *COMPRESSED AIR ENERGY STORAGE (CAES)*, <http://www.dresser-rand.com/literature/general/85164-10-CAES.pdf> **2010**.
- [43] S. Zunft, C. Jakiel, A. Nowi, *Adiabate Druck luftspeicherkraftwerke für die netzverträgliche Integration erneuerbarer Energien*, VDE-Kongress 2006: Erzeugungs- und Netzstrukturen in Deutschland und in Europa - Herausforderungen für die Zukunft, Aachen **2006**.
- [44] S. Succar, R. Williams, *Compressed Air Energy Storage: Theory, Resources, And Applications For Wind Power* **2008**.
- [45] A. Tremel, *Electrolysis and chemical synthesis as key technologies for future power-to-product routes*, TUM – Workshop SNG als Schlüssel für künftige Energiesysteme, München **2014**.
- [46] E. Anderson, K. Ayers, C. Capuano, *R&D Focus Areas Based on 60,000 hr Life PEM Water Electrolysis Stack Experience*, First International Workshop on Durability and Degradation Issues in PEM Electrolysis Cells and its Components, Freiburg **2013**.
- [47] M. Barisic, *Alkalische Elektrolyseure – Industrielle Anwendungen und dynamischer Betrieb*, TUM – Workshop „SNG als Schlüssel für künftige Energiesysteme“, München **2014**.
- [48] J. O. Jensen et al., *Pre-investigation of water electrolysis: PSO-F&U 2006-1-6287, Draft 04-02-2008*, 130.226.56.153/rispubl/NEI/NEI-DK-5057.pdf **2008**.
- [49] M. Specht, U. Zuberbühler, A. Bandi, *Experimental Data on Renewable Methanol/Methane Generation from Atmospheric CO<sub>2</sub> in Pilot Plants*, Brainstorming Workshop Sustainable methanol: An alternative green fuel for the future, Potsdam **2011**.
- [50] S. Linder, *Höchst flexible und energieeffiziente Pumpspeicherkraftwerke: ABB Power Systems*, ABB Automation & Power World 2013 **2013**.
- [51] N. Hartmann et al., *Betreibermodelle für Stromspeicher Ökonomisch - ökologische Analyse und Vergleich von Speichern in autonomen, dezentralen Netzen und für regionale und überregionale Versorgungsaufgaben: Zwischenbericht anlässlich des Statuskolloquiums Umweltforschung Baden - Württemberg 2014* **2014**.
- [52] S. Freund, R. Schainker, R. Moreau, *Commercial Concepts for Adiabatic Compressed Air Energy Storage*, Proceedings of the 7th international renewable energy storage conference and exhibition IRES, Berlin, Germany **2012 November 12–14**.

- [53] M. Sterner, M. Jentsch, U. Holzhammer, *Energiewirtschaftliche und ökologische Bewertung eines Windgas-Angebotes: Gutachten* **2011**.
- [54] R. Grether, *Potenziale und Repowering von Pumpspeicherwerken: Voith Hydro Holding GmbH*, Dialogforum "Neue Pumpspeicher für die Stromversorgung in Deutschland", Berlin **2012**.
- [55] F. Adamek et al., *Energiespeicher für die Energiewende: Speicherungsbedarf und Auswirkungen auf das Übertragungsnetz für Szenarien bis 2050* **2012**.
- [56] D. Fürstenwert et al., *Stromspeicher in der Energiewende: Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz* **2014**.
- [57] M. Specht, *Power to Gas – zwischen Mythos und Wahrheit: P2G® in der Praxis: Erfahrungen und Ergebnisse*, dena Jahreskonferenz Power to Gas, Berlin **2014**.
- [58] T. Smolinka, M. Günther, J. Garche, *Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien: Kurzfassung des Abschlussberichts* **2011**.
- [59] A. Ursúa, L. M. Gandía, P. Sanchis, *Proc. IEEE* **2011** (99), 1.
- [60] J.-P. Albrecht, *Pumpspeichertechnologien im Vergleich Markt und Umfeld, Konzepte, Ausrüstung: VOITH, AGAW Symposium, Wasserkraft für Europa* **2011**.
- [61] *Huntorf Air Storage Gas Turbine Power Plant: Sonderdruck der Brown, Boveri & Cie.*
- [62] P. Stenzel et al., *BWK* **2014**, 66 (4), 42.
- [63] H. Sigloch, *Strömungsmaschinen: Grundlagen und Anwendungen*, 5th ed., Hanser, Carl, München **2012**.
- [64] M. Sterner et al., *Energiewirtschaftliche Bewertung von Pumpspeicherwerken und anderen Speichern im zukünftigen Stromversorgungssystem: Endbericht* **2010**.
- [65] P. Kreutzkamp et al., *Analyse der Notwendigkeit des Ausbaus von Pumpspeicherwerken und anderen Stromspeichern zur Integration der erneuerbaren Energien.: Abschlussbericht.* **2010**.
- [66] P. Moser, *Status der Entwicklung des adiabaten Druckluftspeichers ADELE*, Leopoldina-Symposium, Halle **2014**.
- [67] T. Klaus et al., *Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen* **2010**.
- [68] DVGW Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfaches e.V., *Arbeitsblatt G 260: Gasbeschaffenheit* **2008**.
- [69] S. Rieke, *gwf-Gas/Erdgas* **2013**, September, 660.
- [70] *Homepage von EPEX SPOT*, <http://www.epexspot.com/>.
- [71] *Homepage der EEX-Transparenzplattform*, <http://www.transparency.eex.com/>.
- [72] *ENTSO-E Transparency Platform*, <https://www.entsoe.net/>.
- [73] *50 Hertz, Firmenwebpage*, <http://www.50hertz.com/de/>.

- [74] *Tennet, Firmenwebpage*, <http://www.tennet.eu/de/home.html>.
- [75] *Transnet BW, Firmenwebpage*, <http://www.transnetbw.de/>.
- [76] *Amprion, Firmenwebpage*, <http://www.amprion.net/>.
- [77] *Homepage des Statistischen Bundesamtes*, <https://www.destatis.de/>.
- [78] AG Energiebilanzen e.V., *Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2013*, [www.ag-energiebilanzen.de/index.php?article\\_id=29&fileName=ageb\\_jahresbericht2013\\_20140317.pdf](http://www.ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=ageb_jahresbericht2013_20140317.pdf) **2014**.
- [79] Wirtschaftsforum Regenerative Energiewirtschaft (IWR) und Stiftung Offshore-Windenergie im Auftrag des Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), *Info-Plattform zur Offshore-Windenergie in Deutschland*, <http://www.offshore-windenergie.net/>.
- [80] *Energienet.dk, Firmenwebpage*, <http://www.energinet.dk/>.
- [81] Danish Energy Agency, *Register of wind turbines (Denmark)*, <http://www.ens.dk/>.
- [82] Uwe Krengel, *alpha ventus: Forschung und Industrie präsentieren gemeinsame Erfolge* **2011**.
- [83] *ENTSO-E Webpage: Country Data Package*, <https://www.entsoe.eu/db-query/country-packages/production-consumption-exchange-package>.
- [84] Frontier Economics Ltd., Formaet Services GmbH, *Strommarkt in Deutschland - Gewährleistet das derzeitige Marktdesign Versorgungssicherheit?: Bericht für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)* **2014**.
- [85] Connect Energy Economics GmbH im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, *LEITSTUDIE STROMMARKT ARBEITSPAKET OPTIMIERUNG DES STROMMARKTDESIGNS* **2014**.
- [86] M. Loga, H. Altmann, in *Kraftwerkstechnik 2014: Strategien, Anlagentechnik und Betrieb*, Kraftwerkstechnik (Eds: M. Beckmann, A. Hurtado), SAXONIA. Freiberg, Sachs **2014**.
- [87] R. Ritter, *Kraftwerk Irsching - Besuch TU München*, Irsching **2014**.
- [88] S. Gores et al., *KWK-Ausbau: Entwicklung, Prognose, Wirksamkeit der Anreize im KWK-Gesetz unter Berücksichtigung von Emissionshandel, Erneuerbare-Energien-Gesetz und anderen Instrumenten: FKZ 3710 97 198* **2012**.
- [89] P. Götz, J. Henkel, T. Lenk, K. Lenz, *Negative Strompreise: Ursachen und Wirkung: Eine Analyse der aktuellen Entwicklungen - und ein Vorschlag für ein Flexibilitätsgesetz* **2014**.
- [90] Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft (FGH) e.V., CONSENTEC, Institut für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft (IAEW) der RWTH Aachen, *Studie zur Ermittlung der technischen Mindestleistung des konventionellen Kraftwerksparks zur Gewährleistung der Systemstabilität in den deutschen Übertragungsnetzen bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien: Abschlussbericht* **2012**.



## Anhang

### A) Abhängigkeit der Einspeisung aus Laufwasserkraftwerken vom Spotmarktpreis

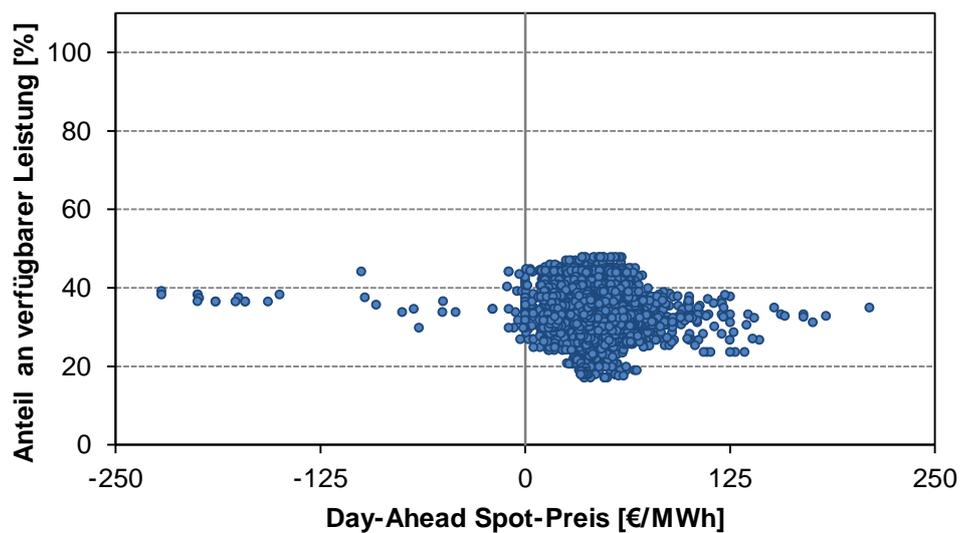


Abbildung 46 Normierte Einspeisung der Laufwasserkraftwerke in Abhängigkeit vom Day-Ahead-Spotmarktpreis (PHELIX) (Daten 2012).

## B) Korrelation zwischen Wind- und PV-Einspeisung

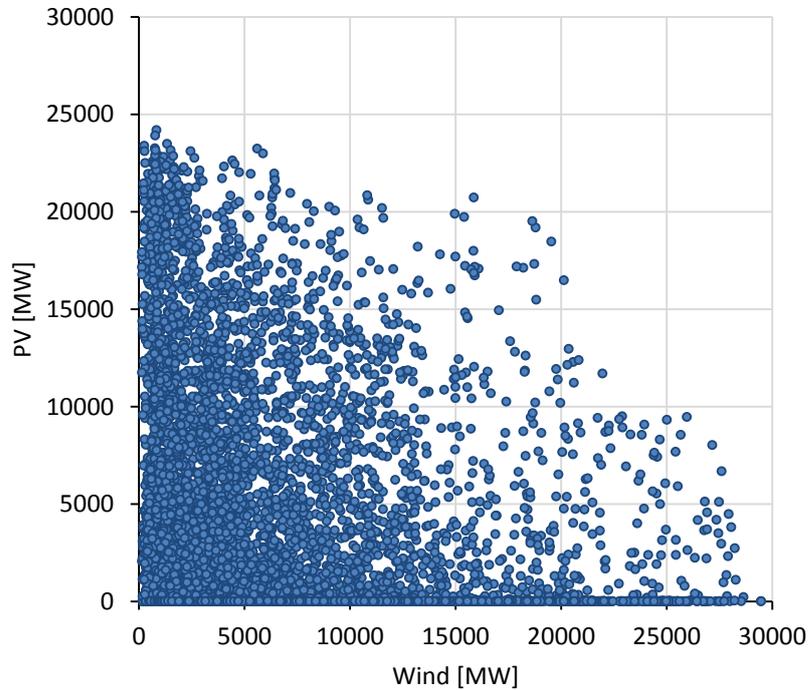


Abbildung 47 Korrelation zwischen Wind und PV-Einspeisung (Jahr 2013).

## C) Aktuelle Extremwerte der Leistungsänderungen

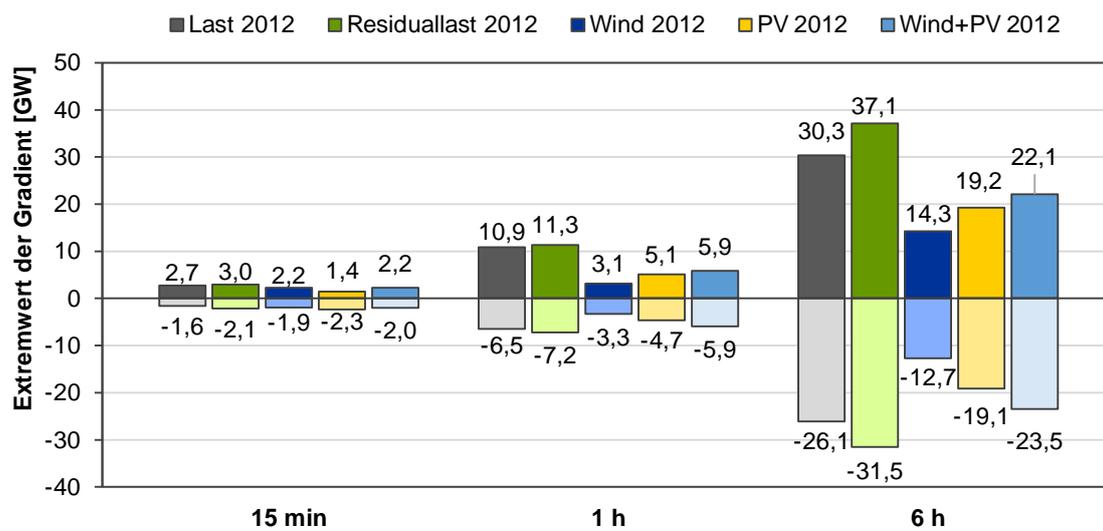


Abbildung 48 Extremwerte der Last, der Residuallast sowie der Einspeisung von Wind und PV im Jahr 2012.

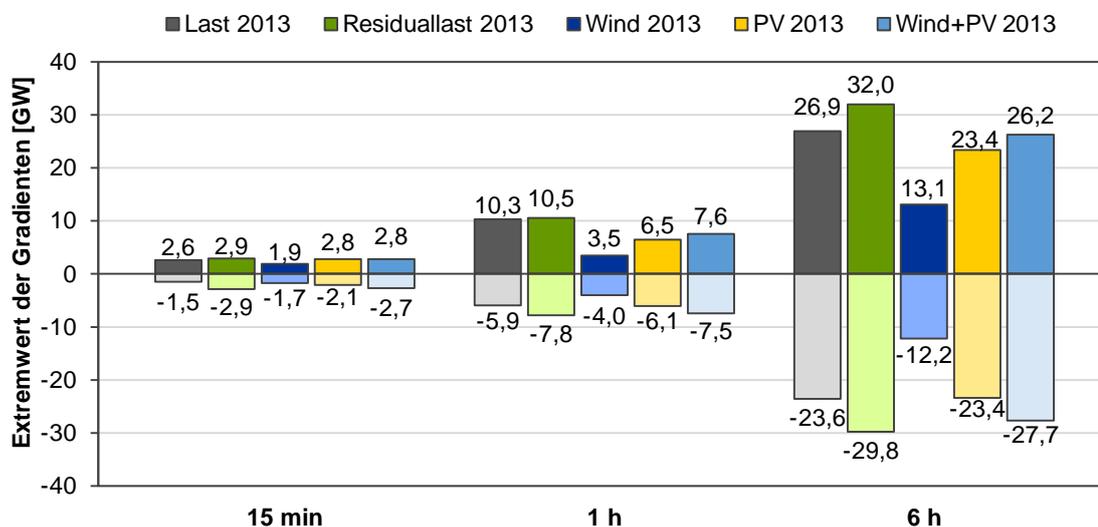


Abbildung 49 Extremwerte der Last, der Residuallast sowie der Einspeisung von Wind und PV im Jahr 2013.

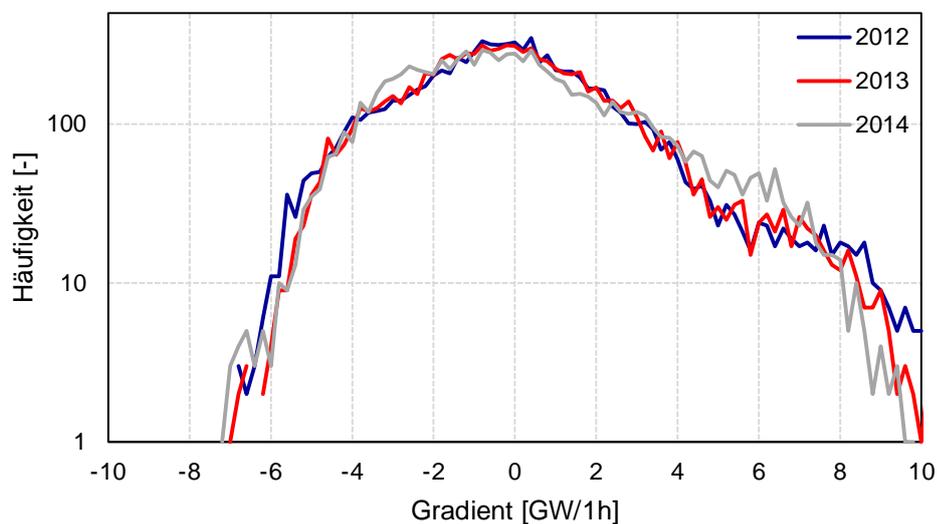


Abbildung 50 Vergleich der Häufigkeit der Leistungsänderungen der Residuallast pro Stunde in den Jahren 2012 bis 2014.

D) Geplante- und ungeplante Nichtbeanspruchbarkeit sowie Auslastung der konventionellen Kraftwerke

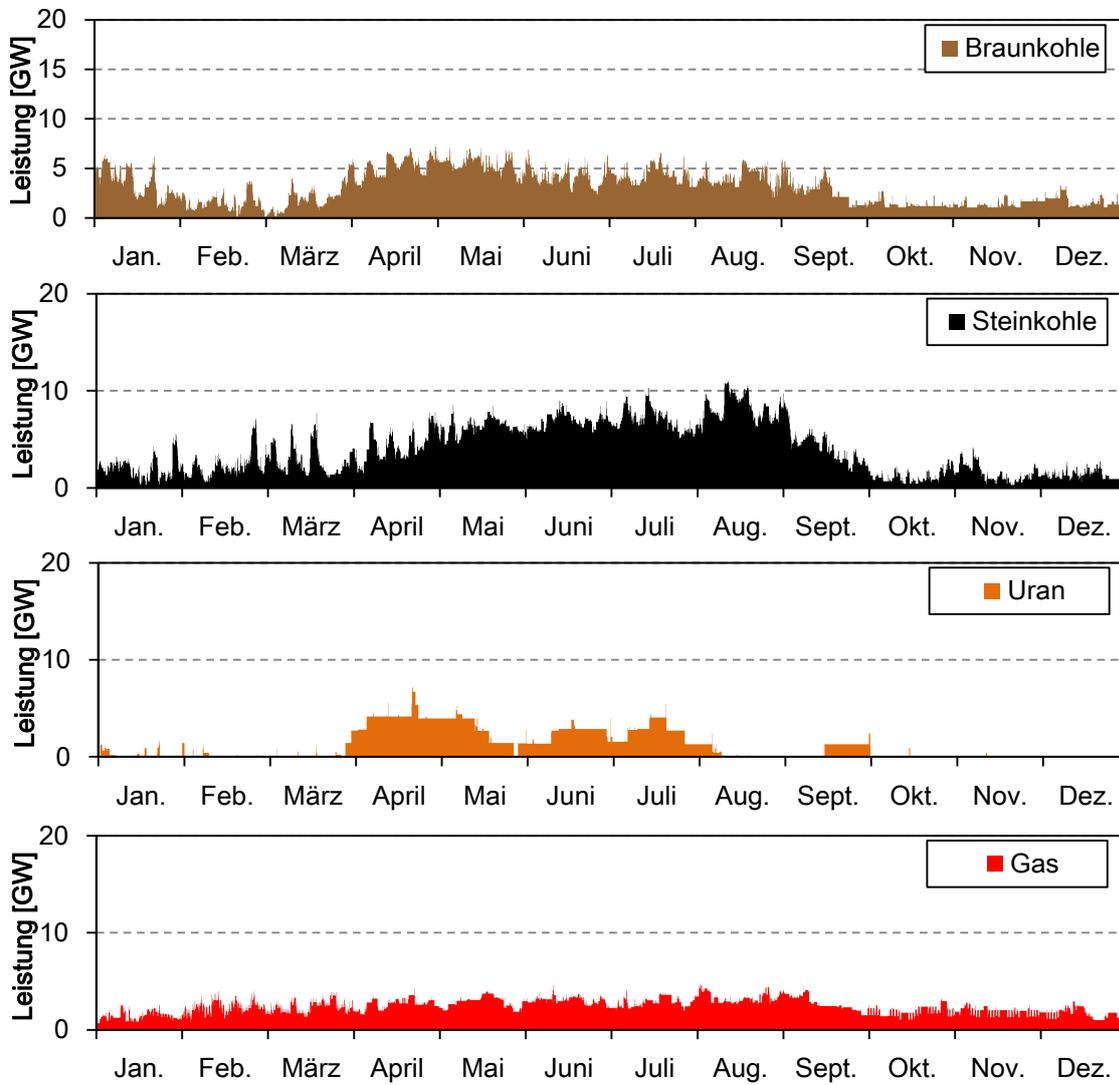


Abbildung 51 Geplante und Ungeplant Nichtbeanspruchbarkeiten von Erzeugungseinheiten mit einer Nettoleistung  $\geq 100$  MW (Daten 2012).

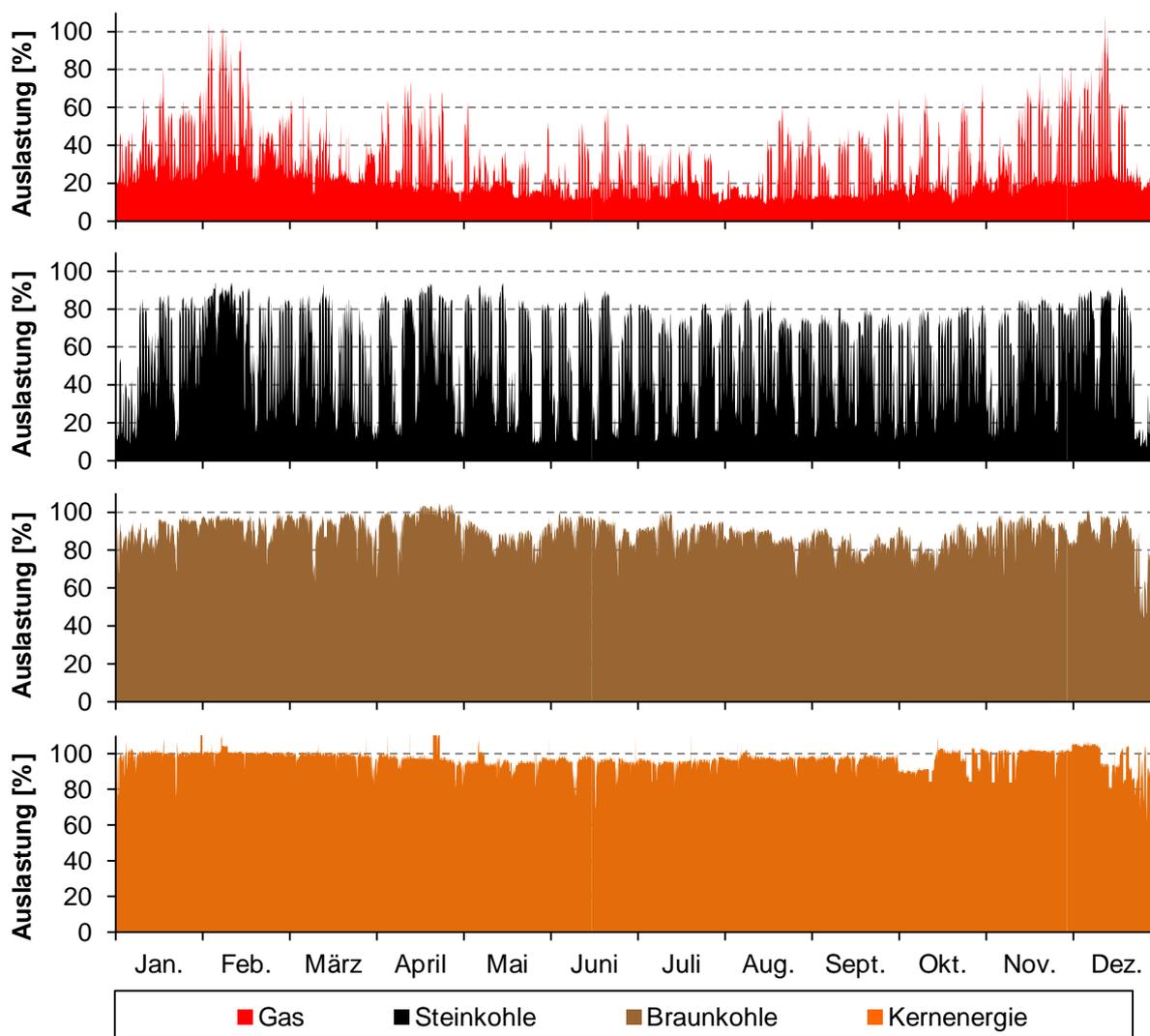


Abbildung 52 Auslastung der verfügbaren Leistung (Daten 2012).