

**Forschungsvorhaben
zu Auswirkungen
der sich ändernden
Randbedingungen
im europäischen
Verbundnetz auf die
Betriebsweise deutscher
Kernkraftwerke**

**Forschungsvorhaben
zu Auswirkungen
der sich ändernden
Randbedingungen
im europäischen
Verbundnetz auf die
Betriebsweise deutscher
Kernkraftwerke**

Robert Arians
Henriette Gatz
Christian Lambertus
Claudia Quester
Dagmar Sommer

Oktober 2020

Anmerkung:

Das diesem Bericht zugrunde liegende Forschungsvorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU) unter dem Kennzeichen 4717R01332 durchgeführt.

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt beim Auftragnehmer.

Der Bericht gibt die Auffassung und Meinung des Auftragnehmers wieder und muss nicht mit der Meinung des Auftraggebers übereinstimmen.

Deskriptoren

elektrische Energieversorgung, Kernkraftwerke, Lastfolgebetrieb, Redispatch, Verbundnetz

Kurzfassung

Die Randbedingungen im europäischen Verbundnetz haben sich aufgrund diverser Entwicklungen, wie beispielsweise dem Zuwachs erneuerbarer Energien und der Liberalisierung des Strommarktes, seit einigen Jahren grundlegend verändert. Aus diesem Grund ist für deutsche Kernkraftwerke ein konstanter Leistungsbetrieb bei Nennleistung immer weniger möglich, stattdessen steigen die Anforderungen an die Flexibilität von deren Einspeisung in das europäische Verbundnetz. In diesem Vorhaben wurden die in deutschen Kernkraftwerken vorhandenen Maßnahmen zur flexiblen Einspeisung in das Verbundnetz betrachtet. Außerdem wurden Daten zum Verbundnetz aus diversen Quellen, wie beispielsweise Daten zu Redispatch-Maßnahmen, Daten zur erzeugten Leistung und Daten zu Verläufen der Netzfrequenz, hinsichtlich der Art und Häufigkeit netzstützender Maßnahmen ausgewertet. Des Weiteren wurden Auswirkungen des Einsatzes netzstützender Maßnahmen auf deutsche Kernkraftwerke betrachtet. Dabei wurde zum einen betrachtet, welche Austauschmaßnahmen in der Leittechnik deutscher Kernkraftwerke vorgenommen wurden. Zum anderen wurde untersucht, welche Systeme und Komponenten durch den flexiblen Betrieb möglicherweise höher belastet werden und ob der vermehrte flexible Betrieb bisher zu vermehrten Ausfällen dieser Systeme und Komponenten geführt hat.

Abstract

The boundary conditions in the European interconnected grid have changed fundamentally in recent years due to various developments, such as the growth of renewable energies and the liberalisation of the electricity market. For this reason, it is becoming less and less possible for German nuclear power plants to operate at a constant power level at nominal output. Instead, the demands on the flexibility of their feed-in into the European interconnected grid are increasing. In this project, the measures available in German nuclear power plants for flexible feed-in into the interconnected grid were examined. In addition, data from various sources concerning the grid, such as data on redispatch measures, data on the generated power and data on grid frequency curves, were evaluated with regard to the type and frequency of grid support measures. Furthermore, the effects of the use of grid support measures on German nuclear power plants were examined. On the one hand, it was examined which replacement measures were carried out in the I&C systems of German nuclear power plants. On the other hand, it was examined which systems and components are possibly subject to higher loads due to flexible operation and whether the increased flexible operation has so far led to increased failures of these systems and components.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung, Aufgabenstellung und Zielsetzung.....	1
1.1	Arbeitspaket 1: Aufarbeitung des für das Vorhaben relevanten Standes von Wissenschaft und Technik	2
1.2	Arbeitspaket 2: Betrachtung der Maßnahmen zur flexiblen Einspeisung in das Verbundnetz.....	3
1.3	Arbeitspaket 3: Untersuchung von Art und Häufigkeit netzstützender Maßnahmen	3
1.4	Arbeitspaket 4: Auswirkungen des Einsatzes netzstützender Maßnahmen auf Kernkraftwerke	4
2	Aufarbeitung des für das Vorhaben relevanten Standes von Wissenschaft und Technik.....	5
2.1	Änderung der Randbedingungen im europäischen Verbundnetz	5
2.2	Ergebnisse bisheriger Untersuchungen	11
2.2.1	GRS-Studie zur Lebensdauer drucktragender Komponenten	11
2.2.2	GRS-Studie zu Auswirkungen des Lastfolgebetriebs	12
2.2.3	TAB-Studie zur Lastfolgefähigkeit deutscher Kernkraftwerke.....	13
2.2.4	Greenpeace-Studie zu Sicherheitsrisiken des Lastfolgebetriebs.....	14
2.2.5	Erfahrungsrückfluss des französischen KKW-Betreibers EDF	15
2.2.6	Bericht der IAEA zu flexiblem Betrieb von Kernkraftwerken	17
2.2.7	Bericht des JRC zum Lastfolgebetrieb von Kernkraftwerken.....	18
2.2.8	OECD/NEA-Studie zum Lastfolgebetrieb von Kernkraftwerken.....	19
2.3	Besuch von Seminaren und Workshops	20
2.4	Kapitelzusammenfassung.....	21
3	Betrachtung der Maßnahmen zur flexiblen Einspeisung in das Verbundnetz.....	25
3.1	Netzspezifische Begrifflichkeiten bezüglich Maßnahmen zur flexiblen Einspeisung	25
3.2	Auswertung der BHB bezüglich flexibler Einspeisung, unterschiedlicher Fahrweisen und Regelfähigkeiten	29

3.2.1	Lastfolgebetrieb	31
3.2.2	Voraussetzungen/Einschränkungen zum Betrieb der Primärregelung.....	32
3.2.3	Voraussetzungen/Einschränkungen zum Betrieb der Sekundärregelung	36
3.2.4	Blindleistungsbetrieb.....	37
3.2.5	Minutenreserve.....	39
3.2.6	Windenergieausgleich	39
3.2.7	Möglichkeit gleichzeitiger Fahrweisen.....	40
3.2.8	Art der Anforderung der Fahrweisen.....	40
3.2.9	Leistungsgradienten	42
3.2.10	Leistungsänderungsgeschwindigkeiten bei stetigen Leistungsänderungen	43
3.2.11	Voraussetzungen für stoßfreies Abschalten der Primärregelleistung	44
3.2.12	Sprungförmige Leistungsänderungen	44
3.2.13	Borsäurekonzentration.....	44
3.2.14	Sonstiges.....	45
3.3	Kapitelzusammenfassung.....	46
4	Untersuchung von Art und Häufigkeit netzstützender Maßnahmen ..	49
4.1	Leistungsanpassungen aufgrund von Redispatch.....	49
4.1.1	Auswertung aller Redispatch-Maßnahmen in den deutschen Regelzonen	52
4.1.2	Auswertung der Redispatch-Maßnahmen in den einzelnen Regelzonen .	59
4.2	Auswertung der Redispatch-Maßnahmen in Kernkraftwerken.....	61
4.2.1	Beteiligung von Kernkraftwerken an Redispatch-Maßnahmen.....	63
4.2.2	Kernkraftwerk Brokdorf	66
4.2.3	Kernkraftwerk Emsland.....	69
4.2.4	Kernkraftwerk Grohnde.....	71
4.2.5	Kernkraftwerk Philippsburg, Block 2.....	74
4.2.6	Gemeinschaftskraftwerk Neckar, Block 2.....	77
4.2.7	Kernkraftwerk Isar, Block 2	80
4.2.8	Kernkraftwerk Gundremmingen, Block B und C	82

4.3	Auswertung von Verläufen der Netzfrequenz.....	85
4.4	Korrelation von Daten aus verschiedenen Quellen	91
4.4.1	Vergleich viele/wenige Redispatch-Maßnahmen im Kernkraftwerk Brokdorf.....	91
4.4.2	Vergleich von Daten aus Betreiberberichten mit anderen Daten.....	97
4.4.3	Einbeziehung von witterungsbedingten Ereignissen	100
4.5	Kapitelzusammenfassung.....	107
5	Auswirkungen des Einsatzes netzstützender Maßnahmen auf Kernkraftwerke	109
5.1	Betrachtung von Austauschmaßnahmen	109
5.1.1	Adaptive Leistungsverteilungs- und Bankstellungsregelung.....	111
5.2	Mögliche Auswirkungen des flexiblen Betriebs auf Systeme und Komponenten	113
5.2.1	Ermittlung der zu betrachtenden Systeme und Komponenten	114
5.2.2	Mögliche Auswirkungen auf ermittelte Systeme und Komponenten	120
5.3	Kapitelzusammenfassung.....	129
6	Zusammenfassung	131
	Literaturverzeichnis.....	135
	Abbildungsverzeichnis.....	143
	Tabellenverzeichnis.....	147

1 Einleitung, Aufgabenstellung und Zielsetzung

Die für deutsche Kernkraftwerke im europäischen Verbundnetz gegebenen Randbedingungen sind seit einigen Jahren grundlegenden Änderungen unterworfen. Entwicklungen wie beispielsweise der Zuwachs der erneuerbaren Energien und der damit verbundenen volatilen Einspeisung in das Verbundnetz, die Reduzierung der Grundlastkapazitäten oder die Liberalisierung des Strommarktes haben Auswirkungen auf die Betriebsweise deutscher Kernkraftwerke. Ein konstanter Leistungsbetrieb der Kernkraftwerke bei Nennleistung ist immer weniger möglich, stattdessen steigen aus einer Vielzahl von Gründen die Anforderungen an die Flexibilität der Einspeisung der deutschen Kernkraftwerke in das europäische Verbundnetz. Zu dieser Flexibilität zählen beispielsweise die Bereitstellung von Regelkapazitäten für Primär- und Sekundärregelung, die Ermöglichung steilerer Lastrampen beim sogenannten Lastfolgebetrieb, die erhöhte Bereitstellung von Blindleistung sowie häufigere Leistungsanpassungen aufgrund von Redispatch¹.

Die erhöhten Anforderungen an die Flexibilität der Einspeisung der deutschen Kernkraftwerke in das europäische Verbundnetz erfordern vermehrte regeltechnische Eingriffe von verschiedenen leittechnischen Einrichtungen der Kernkraftwerke, von der Turbinenregelung bis hin zur Reaktivitätsregelung. Des Weiteren kommt es zu einem möglichen Änderungsbedarf leittechnischer Einrichtungen, insbesondere der Leittechnik von Turbine und Generator, um mit den erhöhten Anforderungen umgehen zu können. Die deutschen Kernkraftwerke sind zwar grundsätzlich für eine Lastwechselfahrweise ausgelegt /BFA 11/, /GRS 90/, /GRS 10/, durch die erhöhten Anforderungen an die Flexibilität der Einspeisung in das Verbundnetz können Optimierungen für eine anlagenschonende Fahrweise sowie eine Minderung der zusätzlichen Beanspruchungen durch Lastwechsel aber erforderlich werden. Des Weiteren sind mögliche Auswirkungen auf diverse verfahrenstechnische Systeme der Kernkraftwerke nicht auszuschließen. Diese Systeme können aufgrund von häufigeren Lastwechseln höheren Komponentenbelastungen ausgesetzt sein.

Die Zielsetzung des Vorhabens ist es, die in deutschen Kernkraftwerken vorhandenen Maßnahmen zur flexiblen Einspeisung in das Verbundnetz zu betrachten, wobei Betriebsunterlagen sowie die Betriebserfahrung hinsichtlich netzstützender Maßnahmen

¹ Begriffe wie Redispatch, Regelleistung, Lastfolgebetrieb usw. werden in Abschnitt 3.1 eingeführt.

ausgewertet werden. Des Weiteren wird anhand der Auswertung diverser Daten die Art und Häufigkeit netzstützender Maßnahmen in deutschen Kernkraftwerken untersucht. Außerdem werden die Auswirkungen des Einsatzes netzstützender Maßnahmen auf deutsche Kernkraftwerke betrachtet.

Im Rahmen des Vorhabens wurden vier Arbeitspakete aufgestellt, die von der GRS bearbeitet wurden. Diese sind in den folgenden Abschnitten kurz beschrieben.

1.1 Arbeitspaket 1: Aufarbeitung des für das Vorhaben relevanten Standes von Wissen- schaft und Technik

Der für die Bearbeitung des Arbeitspunktes relevante Stand von Wissenschaft und Technik wird in diesem Arbeitspaket erfasst und aufbereitet. Dazu werden die Änderungen der Randbedingungen im europäischen Verbundnetz dargestellt. Außerdem wird eine Recherche zu bisherigen Untersuchungen über Auswirkungen der sich ändernden Randbedingungen im europäischen Verbundnetz auf die Betriebsweise von Kernkraftwerken durchgeführt. Dabei werden sowohl nationale als auch internationale Informationsquellen herangezogen.

Ebenfalls im Rahmen dieses Arbeitspakets wurden vier nationale und internationale Seminare und Workshops besucht, auf denen der Stand von Wissenschaft und Technik hinsichtlich netzstützender Maßnahmen diskutiert wurde. Folgende Seminare und Workshops wurden besucht:

- VGB-Konferenz „Elektrotechnik, Leittechnik und Informationsverarbeitung im Kraftwerk (KELI)“, 16. – 17. Mai 2018, Potsdam,
- Vortragsreihe „Garching Seminare“, Vortrag des Übertragungsnetzbetreibers Amprion zum Thema „Aktuelle Herausforderungen für die Transportnetzbetreiber im 380-kV-Netz“, 14. Juni 2018, GRS Garching,
- Energiforsk-Seminar „Grid Interference in Nuclear power plant Operations 2019 – Flexible nuclear power and ancillary services“, 02. April 2019, Stockholm, Schweden und
- ETSO-Workshop „Safety Implications of NPP Load Following Operation“, 16. – 17. Mai 2019, Trnava, Slowakei.

1.2 Arbeitspaket 2: Betrachtung der Maßnahmen zur flexiblen Einspeisung in das Ver- bundnetz

Dieses Arbeitspaket umfasst die Auswertung der Betriebsunterlagen deutscher Kernkraftwerke hinsichtlich der möglichen Maßnahmen zur flexiblen Einspeisung in das Verbundnetz. Dazu werden die Betriebsunterlagen der insgesamt 8 sich zu Beginn des Vorhabens im Leistungsbetrieb befindlichen Kernkraftwerke ausgewertet. In diesem Arbeitspaket wird eine Übersicht über die möglichen Fahrweisen der einzelnen Kernkraftwerke sowie Voraussetzungen bzw. Einschränkungen für diese gegeben. Außerdem werden die Art der Anforderung der verschiedenen Fahrweisen sowie die von den Kernkraftwerken möglichen Leistungsänderungsgeschwindigkeiten dargestellt.

1.3 Arbeitspaket 3: Untersuchung von Art und Häufigkeit netzstützender Maßnahmen

In diesem Arbeitspaket werden Daten hinsichtlich Art und Häufigkeit des Einsatzes netzstützender Maßnahmen ausgewertet. Dabei werden folgende Daten genutzt:

- Daten zu Redispatch-Maßnahmen in deutschen Kraftwerken,
- Daten zum Verlauf der Netzfrequenz im europäischen Verbundnetz,
- Daten zur erzeugten Leistung in deutschen Kraftwerken und
- Daten hinsichtlich witterungsbedingter Ereignisse, insbesondere Stürme.

Die Daten zu Redispatch-Maßnahmen in deutschen Kraftwerken werden für die Jahre 2014 bis 2018, teilweise bis Mitte des Jahres 2019 ausgewertet. Dabei werden die Redispatch-Maßnahmen aller Kraftwerke betrachtet. Außerdem werden die Redispatch-Maßnahmen speziell von Kernkraftwerken betrachtet und für jeden deutschen Kernkraftwerksstandort, an dem sich zu Beginn des Vorhabens im Leistungsbetrieb befindliche Kernkraftwerke befanden, einzeln ausgewertet.

Die Daten von Verläufen der Netzfrequenz im europäischen Verbundnetz werden zum Zeitpunkt ausgewählter Leistungsreduktionen von Kernkraftwerken ausgewertet (Daten für den Volllastbetrieb von Kernkraftwerken wurden nicht ausgewertet). Dabei wird untersucht, inwieweit sich eine Leistungsreduktion bzw. der Ausfall eines Kernkraftwerks auf die Netzfrequenz auswirkt.

Außerdem werden in diesem Arbeitspaket Daten aus verschiedenen Quellen korreliert. Dabei werden Daten aus Redispatch-Maßnahmen mit Daten zur erzeugten Leistung der Kernkraftwerke verglichen. Außerdem fließen Daten aus Verläufen der Netzfrequenz sowie Tages- und Monatsverläufe für Einzelereignisse sowie Naturereignisse, insbesondere Stürme, mit in die Auswertung ein.

1.4 Arbeitspaket 4: Auswirkungen des Einsatzes netzstützender Maßnahmen auf Kernkraftwerke

In diesem Arbeitspaket werden die Auswirkungen des Einsatzes netzstützender Maßnahmen auf deutsche Kernkraftwerke behandelt. Dazu werden Austauschmaßnahmen in der Leittechnik von Kernkraftwerken betrachtet. Inwieweit diese aufgrund des vermehrten flexiblen Betriebs der Kernkraftwerke durchgeführt wurden, kann von der GRS nicht beurteilt werden. Insbesondere wird auf den Einsatz der adaptiven Leistungsverteilungs- und Bankstellungsregelung in einigen deutschen Kernkraftwerken eingegangen.

Außerdem wird betrachtet, welche Systeme und Komponenten aufgrund der, bedingt durch den vermehrten flexiblen Betrieb von Kernkraftwerken, auftretenden Transienten höher beansprucht werden als im Konstantlastbetrieb (zwischen Vollast- und Teillastbetrieb wurde nicht unterschieden), wobei auch die möglichen Auswirkungen auf diese Systeme und Komponenten beschrieben werden. Abschließend wird die Betriebserfahrung dieser Systeme und Komponenten hinsichtlich Hinweisen auf Auswirkungen des Einsatzes netzstützender Maßnahmen untersucht.

2 Aufarbeitung des für das Vorhaben relevanten Standes von Wissenschaft und Technik

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der Arbeiten zu Arbeitspaket 1 „Aufarbeitung des für das Vorhaben relevanten Standes von Wissenschaft und Technik“ dargestellt. In Abschnitt 2.1 werden die Änderungen der Randbedingungen im europäischen Verbundnetz kurz dargestellt. Daran anschließend folgt in Abschnitt 2.2 die Darstellung der Ergebnisse der Recherche zu bisherigen Untersuchungen über Auswirkungen der sich ändernden Randbedingungen im europäischen Verbundnetz auf die Betriebsweise von Kernkraftwerken. In Abschnitt 2.3 folgt eine kurze Darstellung der Erkenntnisse von den im Rahmen des Vorhabens besuchten Seminaren und Workshops. Eine Kapitelzusammenfassung der Ergebnisse zu Arbeitspaket 1 wird in Abschnitt 2.4 dargestellt.

Das Ziel der Arbeiten in diesem Arbeitspaket war neben der Darstellung der veränderten Randbedingungen im europäischen Verbundnetz die Recherche nach bisherigen Erkenntnissen hinsichtlich der Auswirkungen des flexiblen Betriebs auf Kernkraftwerke sowie der Gewinn aktueller Erkenntnisse durch den Besuch von Seminaren und Workshops.

2.1 Änderung der Randbedingungen im europäischen Verbundnetz

Die Energieerzeugerlandschaft in Deutschland befindet sich momentan in einem Umbau. Der Anteil erneuerbarer Energien am Energiemix wächst stetig. Damit verbunden ist ein Wandel von einer von Großkraftwerken getragenen Energieerzeugung zu einer dezentralen Einspeisung elektrischer Energie in das europäische Verbundnetz. Dies sowie der schrittweise Ausstieg aus der Kernenergie stellt Energieversorgungsunternehmen vor neue Herausforderungen. Diese haben auch Auswirkungen auf die sich im Betrieb befindlichen deutschen Kernkraftwerke. Aus einer Vielzahl von Gründen steigen die Anforderungen an die Flexibilität der Einspeisung von deutschen Kernkraftwerken in das europäische Verbundnetz.

Das Verbundnetz als elektrisches Energieversorgungssystem setzt sich aus den folgenden drei Komponenten zusammen:

- Erzeuger,
- Verbraucher und
- Übertragungs- und Verteilnetz.

Die Erzeuger dienen der Erzeugung elektrischer Energie. Dies sind also zum einen die Großkraftwerke, die ans Verbundnetz angeschlossen sind, wie beispielsweise Kohle-, Gas- oder Kernkraftwerke. Aber auch Windenergie- oder Photovoltaikanlagen speisen Energie ins Verbundnetz ein und fallen somit unter die Gruppe der Erzeuger. Die Verbraucher nehmen elektrische Energie auf. Darunter fallen beispielsweise Industriebetriebe oder Haushalte. Da die Energie in den seltensten Fällen genau dort produziert wird, wo sie verbraucht wird, wird noch ein Übertragungs- und Verteilnetz benötigt, um die Energie von den Erzeugern zu den Verbrauchern zu übertragen. Dazu dient das Stromnetz, welches in verschiedene Spannungsebenen (Höchst-, Hoch-, Mittel- und Niederspannungsebene) unterteilt ist.

Als europäisches Verbundnetz wird die grenzüberschreitende, synchrone Zusammenschaltung der nationalen Verbundnetze in Europa bezeichnet, darunter auch das deutsche Verbundnetz. Im Rahmen dieses Vorhabens ist als europäisches Verbundnetz das zentraleuropäische Verbundnetz zu verstehen. Es kommt also zu einem länderübergreifenden Austausch elektrischer Energie im europäischen Verbundnetz. Im zentraleuropäischen Verbundnetz sind die Verbundnetze von z. B. Belgien, Bulgarien, Dänemark, Deutschland, Frankreich, Griechenland, Italien, Niederlande, Österreich, Polen, Portugal, Schweiz, Spanien, Tschechien und Ungarn miteinander verbunden. Die Größe des europäischen Verbundnetzes hat den Vorteil, dass es aufgrund der Vielzahl an Erzeugern einfacher ist, Schwankungen im Verbrauch und in der Erzeugung auszugleichen, als wenn jedes Land ausschließlich ein eigenes, von den anderen Ländern isoliertes Verbundnetz betreiben würde.

Um die Versorgung der Allgemeinheit mit elektrischer Energie zuverlässig zu gewährleisten, sind folgende Punkte durch geeignete Maßnahmen sicherzustellen:

- Versorgungssicherheit,
- Frequenzstabilität und
- Spannungsstabilität.

Die Versorgungssicherheit wird durch diverse Aspekte gewährleistet. Eine wichtige Rolle spielen beispielsweise der Netzaufbau und die Netzreserven, damit auch beim Ausfall einer Leitung nicht das gesamte Verbundnetz kollabiert. Ein weiterer wichtiger Aspekt zur Versorgungssicherheit ist der Mix bei den Kraftwerkstypen.

Energieträger	1990	1995	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018 ¹⁾
	Mrd. kWh																				
Braunkohle	170,9	142,6	148,3	154,8	158,0	158,2	158,0	154,1	151,1	155,1	150,6	145,6	145,9	150,1	160,7	160,9	155,8	154,5	149,5	148,4	145,5
Steinkohle	140,8	147,1	143,1	138,4	134,6	146,5	140,8	134,1	137,9	142,0	124,6	107,9	117,0	112,4	116,4	127,3	118,6	117,7	112,2	92,9	83,2
Kernenergie	152,5	154,1	169,6	171,3	164,8	165,1	167,1	163,0	167,4	140,5	148,8	134,9	140,6	108,0	99,5	97,3	97,1	91,8	84,6	76,3	76,0
Erdgas	35,9	41,1	49,2	55,5	56,3	62,9	63,0	72,7	75,3	78,1	89,1	80,9	89,3	86,1	76,4	67,5	61,1	62,0	81,3	86,7	83,4
Mineralölprodukte	10,8	9,1	5,9	6,1	8,7	10,3	10,8	12,0	10,9	10,0	9,7	10,1	8,7	7,2	7,6	7,2	5,7	6,2	5,8	5,6	5,2
Erneuerbare darunter	19,7	25,1	37,9	38,9	46,1	46,2	57,4	63,5	72,6	89,4	94,3	96,0	105,5	123,8	143,5	152,5	162,5	188,6	189,9	216,2	226,4
- Windkraft onshore ²⁾	k.A.	1,5	9,5	10,5	15,8	19,2	26,1	27,9	31,4	40,5	41,4	39,5	38,9	49,7	51,7	52,0	57,0	72,2	67,9	87,9	92,2
- Windkraft offshore						0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,9	1,5	8,3	12,3	17,7	19,3
- Wasserkraft ³⁾	19,7	21,6	24,9	23,2	23,7	17,7	20,1	19,6	20,0	21,2	20,4	19,0	21,0	17,7	22,1	23,0	19,6	19,0	20,5	20,2	16,6
- Biomasse	k.A.	0,7	1,6	3,3	4,5	6,7	8,4	11,5	15,0	20,1	23,3	26,5	29,1	32,1	38,4	40,1	42,2	44,6	45,0	45,0	45,7
- Photovoltaik	k.A.	0,0	0,0	0,1	0,2	0,3	0,6	1,3	2,2	3,1	4,4	6,6	11,7	19,6	26,4	31,0	36,1	38,7	38,1	39,4	46,2
- Hausmüll ⁴⁾	k.A.	1,3	1,8	1,9	1,9	2,2	2,3	3,3	3,9	4,5	4,7	4,3	4,7	4,8	5,0	5,4	6,1	5,8	5,9	6,0	6,2
Übrige Energieträger ⁵⁾	19,3	17,7	22,6	21,4	18,2	20,2	21,1	23,8	25,2	26,3	24,5	21,2	26,6	25,4	25,5	26,2	27,0	27,3	27,3	27,5	27,0
Bruttoerzeugung insgesamt	549,9	536,8	576,6	586,4	586,7	609,3	618,0	623,2	640,3	641,4	641,5	596,5	633,6	612,9	629,7	638,9	627,8	648,1	650,7	653,6	646,8
Stromflüsse aus dem Ausland	31,9	39,7	45,1	43,5	46,2	45,8	44,2	53,4	46,1	44,3	40,2	40,6	42,2	49,7	44,2	38,4	38,9	33,6	27,0	28,4	31,5
Stromflüsse in das Ausland	31,1	34,9	42,1	44,8	45,5	53,8	51,5	61,9	65,9	63,4	62,7	54,9	59,9	56,0	67,3	72,2	74,5	85,4	80,7	83,4	82,7
Stromaustauschsaldo Ausland	+0,8	+4,8	+3,1	-1,3	+0,7	-8,1	-7,3	-8,5	-19,8	-19,1	-22,5	-14,3	-17,7	-6,3	-23,1	-33,8	-35,6	-51,8	-53,7	-55,0	-51,2
Brutto-Inlandsstromverbrauch ⁶⁾	550,7	541,6	579,6	585,1	587,4	601,2	610,7	614,7	620,5	622,2	619,0	582,2	615,9	606,6	606,6	605,1	592,2	596,3	597,0	598,7	595,6
Veränderung gegenüber Vorjahr in %	X	+2,0	X	+1,0	+0,4	+2,4	+1,6	+0,7	+0,9	+0,3	-0,5	-6,0	+5,8	-1,5	0,0	-0,3	-2,1	+0,7	+0,1	+0,3	-0,5
	Struktur der Bruttoerzeugung in %																				
Braunkohle	31,1	26,6	25,7	26,4	26,9	26,0	25,6	24,7	23,6	24,2	23,5	24,4	23,0	24,5	25,5	25,2	24,8	23,8	23,0	22,7	22,5
Steinkohle	25,6	27,4	24,8	23,6	22,9	24,0	22,8	21,5	21,5	22,1	19,4	18,1	18,5	18,3	18,5	19,9	18,9	18,2	17,2	14,2	12,9
Kernenergie	27,7	28,7	29,5	29,3	28,1	27,1	27,0	26,2	26,1	21,9	23,2	22,6	22,2	17,6	15,8	15,2	15,5	14,2	13,0	11,7	11,8
Erdgas	6,5	7,7	8,5	9,5	9,6	10,3	10,2	11,7	11,8	12,2	13,9	13,6	14,1	14,0	12,1	10,6	9,7	9,6	12,5	13,3	12,9
Mineralölprodukte	2,0	1,7	1,0	1,0	1,5	1,7	1,7	1,9	1,7	1,6	1,5	1,7	1,4	1,2	1,2	1,1	0,9	1,0	0,9	0,9	0,8
Erneuerbare darunter	3,6	4,7	6,6	6,6	7,9	7,6	9,3	10,2	11,3	13,9	14,7	16,1	16,7	20,2	22,8	23,9	25,9	29,1	29,2	33,1	35,0
- Windkraft onshore	k.A.	0,3	1,6	1,8	2,7	3,2	4,2	4,5	4,9	6,3	6,5	6,6	6,1	8,1	8,2	8,1	9,1	11,1	10,4	13,4	14,3
- Windkraft offshore																0,1	0,2	1,3	1,9	2,7	3,0
- Wasserkraft ³⁾	3,6	4,0	4,3	4,0	4,0	2,9	3,3	3,1	3,1	3,3	3,2	3,2	3,3	2,9	3,5	3,6	3,1	2,9	3,2	3,1	2,6
- Biomasse	k.A.	0,1	0,3	0,6	0,8	1,1	1,4	1,8	2,3	3,1	3,6	4,4	4,6	5,2	6,1	6,3	6,7	6,9	6,9	6,9	7,1
- Photovoltaik	k.A.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,3	0,5	0,7	1,1	1,8	3,2	4,2	4,9	5,8	6,0	5,9	6,0	7,1
- Hausmüll ⁴⁾	k.A.	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,5	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	1,0	0,9	0,9	0,9	1,0
Übrige Energieträger ⁵⁾	3,5	3,2	3,9	3,6	3,1	3,3	3,4	3,8	4,0	4,1	3,8	3,5	4,1	4,2	4,1	4,1	4,3	4,1	4,2	4,1	4,1
Bruttoerzeugung insgesamt	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Abweichungen in den Summen durch Rundungen																					
Stand: 06.03.2019																					
¹⁾ Vorläufige Angaben, z.T. geschätzt. - ²⁾ Rückwirkende Korrektur Windstromerzeugung onshore unter Einbeziehung des erzeugten Eigenverbrauchs ab 2003. - ³⁾ Strom aus Lauf- und Speicherwasserkraftwerken sowie aus natürlichem Zufluss in Pumpspeicherwerke. - ⁴⁾ Strom aus biogenem Anteil des Hausmülls (50%). - ⁵⁾ Strom aus nicht-biogenem Anteil des Hausmülls (50%), Pumpspeicherwerken ohne natürlichen Zulauf, sonstigen Gasen, Industrieabfall, sonstigen Energieträgern (nicht weiter differenzierbar). - ⁶⁾ Einschließlich Netzverluste und Eigenverbrauch. Quellen: Statistisches Bundesamt; Bundesministerium für Wirtschaft und Energie; BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.; Statistik der Kohlenwirtschaft e.V.; Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW); AG Energiebilanzen e.V.																					

Abb. 2.1 Bruttostromerzeugung in Deutschland nach Energieträgern im Zeitraum 1990-2018 /AGE 19/

In Abb. 2.1 sind die Bruttostromerzeugungskapazitäten der einzelnen Energieträger in Deutschland im Zeitraum 1990-2018 dargestellt. Aus dieser Abbildung wird deutlich, dass die bereitgestellten Erzeugungskapazitäten aus erneuerbaren Energien, insbesondere Windenergie und Photovoltaik, in den letzten Jahren stark gestiegen sind, während die Erzeugungskapazitäten aus Braunkohle in den letzten Jahren nahezu konstant geblieben sind, aus Gas nur leicht gestiegen sind und aus Steinkohle und Kernenergie gesunken sind.

Weitere wichtige Punkte zur Erhöhung der Versorgungssicherheit sind die Anzahl und Verteilung der speisenden Generatoren und die Vorhaltung von Ausfall- und Regelreserven.

Die Netzfrequenz wird durch das Verhältnis von erzeugter zu verbrauchter Wirkleistung beeinflusst. Somit kann beispielsweise durch die Steigerung des Dampfdurchsatzes der Turbinen von Kraftwerken einer Abnahme der Netzfrequenz verursacht durch einen steigenden Verbrauch entgegengewirkt werden. Beim Sinken des Verbrauchs wird die Generatorleistung entsprechend verringert. Die Spannungsstabilität wird mittels einer Gleichgewichtsbetrachtung für die Blindleistung gesichert. Ein Ungleichgewicht zwischen erzeugter und verbrauchter Blindleistung sorgt für eine Abweichung von der Soll-Netzspannung. Einem Absinken oder Ansteigen der Netzspannung aufgrund steigenden oder sinkenden Verbrauchs an Blindleistung kann bei den Synchrongeneratoren in Großkraftwerken durch die Einstellung des Erregerstroms begegnet werden. Durch die Steuerung des Erregerstroms wird der Phasenwinkel der erzeugten Leistung verändert, wodurch sowohl induktive als auch kapazitive Blindleistung zur Verfügung gestellt werden kann.

Der Energiebedarf ist generell relativ großen Schwankungen unterworfen. In der Nacht wird beispielsweise deutlich weniger Energie verbraucht als mittags, an Wochenenden wird weniger Energie verbraucht als an Werktagen. Zusätzlich zu diesen Schwankungen waren aufgrund diverser Veränderungen im europäischen Verbundnetz die gegebenen Randbedingungen für den Betrieb der deutschen Kernkraftwerke in den letzten Jahren grundlegenden Änderungen unterworfen. Die Einspeisung erneuerbarer Energien, insbesondere Windenergie und Photovoltaik, ins Verbundnetz erfolgt beispielsweise nicht konstant, sondern ist vor allem aufgrund sich ändernder Wetterbedingungen sehr volatil. Diese Volatilität führt zusammen mit der bereits erwähnten Tatsache, dass die bereitgestellten Erzeugungskapazitäten aus Windenergie und Photovoltaik in den letzten Jahren stark gestiegen sind, dazu, dass die eingespeiste Energie ins Verbundnetz stark

schwankt. Diese Schwankungen müssen durch die Kraftwerke, die mit anderen Energieträgern arbeiten (z. B. Kohle, Gas, Kernenergie) ausgeglichen werden.

Weitere Gründe für sich ändernde Randbedingungen im europäischen Verbundnetz sind die Reduzierung von Grundlastkapazitäten oder die Liberalisierung des Strommarktes. All diese Gründe haben Auswirkungen auf die Betriebsweise der deutschen Kernkraftwerke. Während in frühen Jahren des Betriebs deutscher Kernkraftwerke nahezu immer ein konstanter Leistungsbetrieb bei Nennlast gefahren wurde, ist dies mittlerweile immer weniger möglich. Aus den bereits genannten Gründen ergibt sich, dass auch die deutschen Kernkraftwerke immer stärker flexibel ins Verbundnetz einspeisen müssen, um die vorhandenen Schwankungen auszugleichen. Daher steigen die Anforderungen an die Flexibilität der deutschen Kernkraftwerke. Es müssen vermehrt Regelkapazitäten für Primär- und Sekundärregelung² bereitgestellt werden und steilere Lastrampen beim Lastfolgebetrieb müssen ermöglicht werden. Außerdem muss vermehrt Blindleistung bereitgestellt werden und es kommt zu häufigeren Leistungsanpassungen aufgrund von Redispatch.

Wie bereits erwähnt wurde, sind die Erzeugungskapazitäten aus regenerativen Energien in den letzten Jahren stark angestiegen. Gemäß Erneuerbare-Energien-Gesetz /EEG 17/ folgt zudem, dass Energie aus regenerativen Energien bevorzugt ins Verbundnetz eingespeist werden muss. Allerdings ist die Energieeinspeisung aus regenerativen Energien aufgrund ihrer hohen Abhängigkeit von den Witterungsbedingungen sehr volatil. Dies führt dazu, dass konventionelle und nukleare Kraftwerke zur Erhöhung der Netzstabilität verstärkt flexibel arbeiten müssen. In Tab. 2.1 ist die Bereitstellung von Regelleistung, ausgedrückt in Volllasttagen, am Beispiel eines deutschen Kernkraftwerks dargestellt. Es ist deutlich zu erkennen, dass die bereitgestellte Regelleistung zwischen den Jahren 2011 und 2015 stetig angestiegen ist.

Tab. 2.1 Bereitstellung von Regelleistung eines deutschen Kernkraftwerkes in den Jahren 2011 bis 2015

2011	2012	2013	2014	2015
3,6 Tage	5,6 Tage	7,4 Tage	10 Tage	12,5 Tage

² Begriffe wie Redispatch, Regelleistung, Lastfolgebetrieb usw. werden in Abschnitt 3.1 eingeführt.

2.2 Ergebnisse bisheriger Untersuchungen

Im Rahmen des Vorhabens wurde eine Recherche zu bisherigen Untersuchungen über Auswirkungen der sich ändernden Randbedingungen im europäischen Verbundnetz auf die Betriebsweise von Kernkraftwerken durchgeführt. Dabei wurden Untersuchungen diverser nationaler und internationaler Institutionen ausgewertet. Die Ergebnisse dieser Untersuchungen werden in diesem Abschnitt kurz dargestellt.

2.2.1 GRS-Studie zur Lebensdauer drucktragender Komponenten

Das Ziel der Studie der GRS war die Beurteilung der Lebensdauer drucktragender Komponenten von deutschen Kernkraftwerken bei der Betriebsweise des Lastfolgebetriebs. Im Mittelpunkt der Untersuchungen standen die druckführende Umschließung des Primärkühlkreises einschließlich des Volumenregelsystems und der Reaktorwasserreinigung sowie einige Komponenten des Wasser-Dampf-Kreislaufs. Die Ergebnisse der Untersuchungen wurden unter dem Titel „Informationen und Bewertungsansätze zur Lebensdauer drucktragender Komponenten unter Berücksichtigung des Lastfolgebetriebs“ /GRS 90/ im Jahr 1990 veröffentlicht und werden nachfolgend zusammengefasst.

Ein Ergebnis der Studie war, dass Kernkraftwerke in Deutschland für die Betriebsform Lastfolgebetrieb ausgelegt und ausgerüstet seien. Die während der Studie durchgeführte Auswertung der Betriebserfahrung diente der Bestimmung möglicher Schädigungen wie Ermüdung, Korrosion und Erosionskorrosion, da diese Schädigungsformen für die Betrachtung des langfristigen Betriebes relevant sind. Die Auswertung der Betriebserfahrung zeigte keine Einflüsse aus dem Lastfolgebetrieb, allerdings war der Beobachtungszeitraum zum Zeitpunkt der Studie (1990) relativ kurz, da die Kernkraftwerke zu diesem Zeitpunkt noch nicht lange in Betrieb waren.

Im Rahmen der Studie wurden die tatsächlichen Leistungsänderungs-Geschwindigkeiten ausgewertet. Dabei wurden die Druck- und Temperaturgradienten eines Druck- und eines Siedewasserreaktors während des Lastfolgebetriebs ermittelt. Dabei wurde festgestellt, dass die Druck- und Temperaturgradienten weit unter den spezifizierten Auslegungswerten lagen. Ebenfalls wurde festgestellt, dass es während der Regelvorgänge zur Konstanzhaltung des Druckes im Primärkreis von Druckwasserreaktoren zu Schwankungen des Wasserfüllstandes im Druckhalter kam, wobei die Schwankungsbreite und Frequenz im Lastfolgebetrieb höher als im Konstantlastbetrieb war.

Im Rahmen der Studie wurden auch Spannungs- und Ermüdungsanalysen durchgeführt, um den Anteil des Lastfolgebetriebs an der Gesamterschöpfung von Komponenten zu ermitteln. Die Auswertung ergab, dass der rechnerische Anteil der Erschöpfung infolge des Lastfolgebetriebs an der Gesamterschöpfung relativ klein sei. Die ebenfalls im Rahmen der Studie durchgeführte Auswertung der Alterung von aktiven Komponenten (z. B. Pumpen, Ventile) hat ergeben, dass eine Vielzahl von aktiven Komponenten während des Lastfolgebetriebs mit einer höheren Anzahl an Schaltspielen betrieben wird. Es wurden keine eingehenden Analysen durchgeführt, um detailliertere Aussagen treffen zu können. Ebenfalls durchgeführte Untersuchungen hinsichtlich möglicher Schädigungen aufgrund veränderter Zustände der Wasserchemie im Lastfolgebetrieb konnten keine Schädigungen, die mit veränderten Zuständen der Wasserchemie in Verbindungen gebracht werden können, aufzeigen.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass zum Zeitpunkt der Studie der GRS zur Lebensdauer drucktragender Komponenten von Kernkraftwerken bei der Betriebsweise des Lastfolgebetriebs keine langfristige Erfahrung mit dieser Betriebsweise vorlag. Die durchgeführten Untersuchungen haben zum Zeitpunkt der Studie ergeben, dass keine negativen Auswirkungen gegenüber dem Konstantlastbetrieb bekannt waren oder erwartet werden konnten. Es sind aber laut der Studie detaillierte Auswertungen zur Bestätigung dieser These notwendig.

2.2.2 GRS-Studie zu Auswirkungen des Lastfolgebetriebs

Das Ziel der Arbeiten der GRS war es, die möglichen Auswirkungen des Lastfolgebetriebs auf die in Kernkraftwerken eingesetzten technischen Einrichtungen zu diskutieren sowie den Einfluss vermehrter Lastwechsel auf den Ablauf von Ereignissen zu untersuchen. Die Ergebnisse der Untersuchungen wurden unter dem Titel „Auswirkungen des Lastfolgebetriebs auf technische Einrichtungen und den Ablauf von Ereignissen in deutschen Kernkraftwerken“ /GRS 10/ im Jahr 2010 veröffentlicht und werden nachfolgend zusammengefasst.

Die Studie hat gezeigt, dass sich für den Lastfolgebetrieb zusätzliche bzw. veränderte Beanspruchungen von Komponenten im Vergleich zum Konstantlastbetrieb ergeben. Im Rahmen der Studie wurden möglicherweise aus dem Lastfolgebetrieb entstehende zusätzliche Beanspruchungen und Schädigungsmechanismen diskutiert, insbesondere denkbare Auswirkungen wie Hüllrohrschäden an Brennelementen, Rissbildungen an

Steuerelementen, Schädigungen an druckführenden Komponenten sowie der Verschleiß mechanischer Komponenten. Dabei ist die Studie zu dem Ergebnis gekommen, dass die Auslegung und die konstruktive Ausführung der technischen Einrichtungen sowie die implementierten Maßnahmen (z. B. Nachweisführung, Überwachung) grundsätzlich geeignet seien, sicherheitstechnisch bedeutsame Auswirkungen des Lastfolgebetriebs zu vermeiden bzw. rechtzeitig zu erkennen. Weitergehende, detailliertere Untersuchungen können nur anlagenspezifisch vorgenommen werden, wurden im Rahmen der Studie aber nicht durchgeführt.

Hinsichtlich der Auswirkungen des Lastfolgebetriebs auf den Ablauf von Ereignissen wurden exemplarische Analysen für vier Ereignisabläufe (Ausfall der Hauptwärmesenke, ATWS mit Notstromfall, Leck in der Frischdampfleitung und Dampferzeuger-Heizrohrleck) durchgeführt. Diese untersuchten Ereignisabläufe stellten kein abdeckendes Spektrum zur Bewertung des Einflusses des Lastfolgebetriebs dar, die durchgeführten Analysen ergaben auch kein einheitliches Bild zur Bewertung der Prozessgrößen. Es wurde ausgesagt, dass bezüglich der Auswirkungen des Lastfolgebetriebs auf Ereignisabläufe weitergehende Untersuchungen notwendig wären. Hinsichtlich der Auswirkungen des Lastfolgebetriebs auf die Häufigkeit von Ereignissen wurde ausgesagt, dass diese nur auf Basis probabilistischer Analysen bestimmt werden können. Die dafür erforderliche Datenbasis ist laut Aussage der Studie nicht vorhanden.

2.2.3 TAB-Studie zur Lastfolgefähigkeit deutscher Kernkraftwerke

Eine zentrale Fragestellung der Studie des Büros für Technikfolgen-Abschätzung beim deutschen Bundestag (TAB) war, ob die Leistung von Kernkraftwerken mit ausreichend hoher Geschwindigkeit an Lastsituationen angepasst werden kann. Weitere Fragestellungen waren, ob der Betrieb von Kernkraftwerken in der Betriebsart Lastfolgebetrieb ökonomisch sinnvoll ist und ob der Lastfolgebetrieb Implikationen für die Sicherheit der Anlagen mit sich bringen könnte. Die Ergebnisse der Untersuchungen wurden unter dem Titel „Lastfolgefähigkeit deutscher Kernkraftwerke“ /TAB 17/ im Jahr 2017 veröffentlicht und werden nachfolgend zusammengefasst.

Hinsichtlich der Flexibilität von Kernkraftwerken hat sich im Rahmen der Studie gezeigt, dass diese *„hinsichtlich der Geschwindigkeit, mit der Leistungsänderungen vorgenommen werden können, eine durchaus beachtliche Flexibilität aufweisen“* /TAB 17/. Vor allem im oberen Lastbereich (oberhalb 50 % der Nennleistung) sind die möglichen Leistungsänderungsgeschwindigkeiten in der gleichen Größenordnung wie bei Kohle- oder

Erdgaskraftwerken. Lediglich Gasturbinen sind wesentlich schneller regelbar. Im unteren Lastbereich ist laut Aussage der Studie ebenfalls der Lastfolgebetrieb möglich, wird allerdings im regulären Betrieb nicht eingesetzt. Hinsichtlich der Anfahrzeiten wurde in der Studie ausgesagt, dass der Anfahrvorgang eines kalten Reaktors 1 bis 2 Tage dauert. Abschaltvorgänge lassen sich deutlich schneller regeln, von 100 % auf 0 % Leistung beträgt die Abfahrzeit laut Studie 30 Minuten.

Hinsichtlich der ökonomischen Aspekte des Lastfolgebetriebs von Kernkraftwerken wurde in der Studie ausgesagt, dass es, aufgrund der Tatsache, dass Kernkraftwerke in Zeiten von negativen Strompreisen nicht komplett abschaltbar sind, Zeiten gibt, in denen ein ökonomischer Betrieb nicht mehr möglich sei.

Zur Fragestellung der Sicherheitsaspekte des Lastfolgebetriebs von Kernkraftwerken wurden im Rahmen der Studie Thesen erarbeitet, die auf einem Workshop mit Betreibern, Herstellern, Gutachtern, Behördenvertretern und weiteren Wissenschaftlern diskutiert werden sollten. Dieser Workshop wurde allerdings abgesagt, somit wurden die Thesen nicht abschließend bewertet. Des Weiteren gehen diese Thesen von der fiktiven Annahme aus, dass Kernkraftwerke in Zukunft verstärkt auch im unteren Lastbereich (bis 20 % Leistung sowie vereinzelt komplettes Abfahren) im Lastfolgebetrieb gefahren werden, was nicht den aktuellen Betriebsstrategien entspricht. Aus diesem Grund werden die Thesen nicht in diese Zusammenfassung aufgenommen.

2.2.4 Greenpeace-Studie zu Sicherheitsrisiken des Lastfolgebetriebs

Das Ziel der von Greenpeace beauftragten Studie war es, die Grenzen und Sicherheitsrisiken des Lastfolgebetriebs von Kernkraftwerken mit Blick auf die zum Zeitpunkt der Studie geplante Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke sowie unter Berücksichtigung steigender Erzeugungskapazitäten aus Wind- und Solarenergie zu bestimmen. Die Ergebnisse der Untersuchungen wurden unter dem Titel „Grenzen und Sicherheitsrisiken des Lastfolgebetriebs von Kernkraftwerken“ /BFA 11/ im Jahr 2011 veröffentlicht und werden nachfolgend zusammengefasst.

In der Studie wird ausgesagt, dass es insbesondere durch die Einspeisung von Wind- und Solarenergie zu einem kurz- bis mittelfristig zeitlich sehr schwankenden Überangebot an elektrischer Energie kommt. Dadurch stoßen Energieversorgungsunternehmen bei der Ausregelung dieser Effekte immer häufiger an ihre Grenzen und sind gezwungen,

Strom zeitweise zu verschenken oder sogar noch zusätzliche Abnahmeprämien zu zahlen. Die laut der Studie beschränkte Möglichkeit der Kernkraftwerke, im Lastfolgebetrieb zu arbeiten, soll dabei zu einer ökonomischen Konkurrenz zwischen elektrischer Energie aus Kernkraftwerken und erneuerbaren Energiequellen führen.

Des Weiteren wurde in der Studie ausgesagt, dass das Regelvolumen der Kernkraftwerke nur sehr begrenzt sei. Zum Zeitpunkt der Studie wurde von einer maximalen Regelreserve der Kernkraftwerke von 5 GW ausgegangen, dem mehr als 60 GW installierte Leistung aus Wind- und Solaranlagen (ebenfalls zum Zeitpunkt der Studie) gegenüberstehen. Somit könnte die Kernenergie lediglich 10 % der Schwankungen aus Wind- und Solarstromspeisung ausgleichen.

Hinsichtlich der Sicherheitsrisiken von Kernkraftwerken wurde im Rahmen der Studie ausgesagt, dass diese durch den Lastfolgebetrieb erhöht werden würden. Der Lastfolgebetrieb führe zu erhöhten Lasten und Anforderungen in praktisch allen sicherheitstechnisch wichtigen Bauteilen. Auch an das Personal der Anlagen würden laut der Studie erhöhte Anforderungen gestellt, die Wahrscheinlichkeit von Fehlhandlungen würde steigen. Um welchen Betrag das Risiko durch den Lastfolgebetrieb zunimmt, wurde im Rahmen der Studie nicht geklärt.

2.2.5 Erfahrungsrückfluss des französischen KKW-Betreibers EDF

Im Rahmen des IAEA Meetings „IAEA Technical Meeting on Flexible (Non-baseload) Operation Approaches for Nuclear Power Plants“ zur Thematik „Lastfolgebetrieb von Kernkraftwerken“ wurde von der französischen Elektrizitätsgesellschaft EDF, die unter anderem Betreiber der französischen Kernkraftwerke ist, ein Vortrag gehalten, der sich mit dem Erfahrungsrückfluss aus der Betriebsweise des Lastfolgebetriebs der französischen Kernkraftwerke beschäftigt. Der Vortrag mit dem Titel „Load Following – EDF Experience Feedback“ /EDF 13/ ist aus dem Jahr 2013, die wesentlichen Inhalte werden nachfolgend zusammengefasst.

Da rund 75 % der französischen Stromproduktion auf dem Betrieb von Kernkraftwerken basiert, haben diese schon immer einen hohen Anteil an der Regelung des Netzes, dazu kommen jetzt laut EDF noch verstärkte Aufgaben aufgrund von Wind- und Solarstromspeisung.

In den französischen Kernkraftwerken wird der Lastfolgebetrieb laut EDF verstärkt am Zyklusanfang gefahren, wobei eine Absenkung auf bis zu 20 % der Nennleistung möglich ist. Der Grund für das verstärkte Fahren des Lastfolgebetriebs am Zyklusanfang ist laut EDF, dass Xenon aufgrund der höheren Borkonzentration zu diesem Zeitpunkt leichter eingefangen werden kann. Zur Frequenzstützung des Netzes werden laut EDF dauerhaft ca. 14 % der Nennleistung der Kernkraftwerke bereitgestellt. Im Vollastbetrieb würden die französischen Kernkraftwerke nur an wenigen Tagen im Monat betrieben.

In Frankreich wird laut EDF vom Netzbetreiber täglich ein Programm zur Erzeugung elektrischer Energie am Folgetag berechnet und an die Kernkraftwerke verschickt. Dieses Programm kann aber jederzeit geändert werden. Dabei hat die Schichtmannschaft laut EDF 15 Minuten Zeit, das neue Programm anzuwenden. Leistungsänderungen werden nur von der Schichtmannschaft vorgenommen, vom Netzbetreiber kommen nur die entsprechenden Anfragen. Das Fahren des Lastfolgebetriebs wird von der Schichtmannschaft speziell trainiert, insbesondere ist laut EDF ein gutes Verständnis von Xenon-, Deionat- und Boreffekten sowie viel Erfahrung notwendig.

Ereignisse aufgrund des Lastfolgebetriebs sind laut EDF selten, im Schnitt käme es zu weniger als einer Reaktorschnellabschaltung (RESA) pro Jahr aufgrund des Lastfolgebetriebs, bei insgesamt 35 Reaktorschnellabschaltungen pro Jahr für die gesamte französische KKW-Flotte. Laut EDF reduzieren sich durch den Lastfolgebetrieb die Sicherheitsmargen bei Ereignissen, diese bleiben aber positiv. Hinsichtlich der durch den flexiblen Betrieb auftretenden Druck- und Temperaturtransienten wurde ausgesagt, dass es bei Frequenzstützung mit ± 7 % der Nennleistung zu einem maximalen Temperaturanstieg von 5 °C am heißen Bein im Primärkreis käme, der ohne Zeitbegrenzung gefahren werden könne. Beim Lastfolgebetrieb käme es zu Temperaturtransienten größer als 5 °C, daher ist die Anzahl der Lastwechsel auf maximal 2 Variationen pro Tag begrenzt.

Laut EDF wird der Lastfolgebetrieb als ein Beitrag für Pellet-Cladding-Interaction (PCI), also eine mechanische und korrosive Einwirkung der Brennstab-Pellets auf die Hüllrohre, gesehen. Bei verringerter Leistung kommt es laut EDF zur Dekonditionierung des Brennstoffs, beim Vollastbetrieb dann wieder zur Rekonditionierung. Aus diesem Grund wird laut EDF die Zeit des Fahrens bei reduzierter Last begrenzt und muss durch eine gewisse Vollastzeit unterbrochen werden.

Hinsichtlich der Auswirkungen auf die Wartung der Kernkraftwerke wurde von EDF ausgesagt, dass der Lastfolgebetrieb nahezu keine Auswirkungen auf den Primärkreislauf habe. Temperaturtransienten trafen verstärkt den Sekundärkreislauf, wodurch es zu Schäden kommen kann. Dies seien laut EDF Leckagen an Schweißverbindungen, Erosion von Rohrleitungen sowie Alterung von Wärmetauschern. Aus diesem Grund wäre der Wartungsaufwand während der Revision aufgrund des Lastfolgebetriebs höher und der Lastfolgebetrieb müsse im Programm zur vorbeugenden Instandhaltung berücksichtigt werden. Des Weiteren wurde von EDF ausgesagt, dass die Steuerstäbe aufgrund des Lastfolgebetriebs öfter verfahren werden und die entsprechenden Antriebe entsprechend früher ersetzt werden müssten.

2.2.6 Bericht der IAEA zu flexiblem Betrieb von Kernkraftwerken

Der IAEA-Bericht NP-T-3.23 mit dem Titel „Non-baseload Operation in Nuclear Power Plants: Load Following and Frequency Control Modes of Flexible Operation“ /IAE 18/ aus dem Jahr 2018 beschäftigt sich mit dem Lastfolgebetrieb und dem flexiblen Betrieb von Kernkraftwerken. Die Kernaussagen dieses Berichtes werden nachfolgend zusammengefasst.

Laut dem IAEA-Bericht ist der Vollastbetrieb zur Grundlastversorgung die bevorzugte Betriebsweise für Kernkraftwerke, weil dieser ökonomisch am sinnvollsten und verfahrenstechnisch einfacher als andere Betriebsweisen ist. Allerdings gäbe es aufgrund einer Vielzahl von Gründen den Bedarf, dass auch Kernkraftwerke flexibel betrieben werden sollten. Aufgrund dessen wurden in dem IAEA-Bericht Untersuchungen zum Lastfolgebetrieb und zur Frequenzstützung von Kernkraftwerken, basierend auf dem Erfahrungsrückfluss und der Betriebserfahrung von Ländern, deren Kernkraftwerke bereits flexibel arbeiten, durchgeführt, um Hilfestellungen für andere Länder zu gewinnen.

Laut Aussage des IAEA-Berichtes ist es grundsätzlich möglich, bestehende Kernkraftwerke sicher, zuverlässig und effizient im flexiblen Betrieb zu betreiben. Dabei müssten die Bedürfnisse der Netzbetreiber und die Möglichkeiten der Kernkraftwerke miteinander abgestimmt werden. Der flexible Betrieb der Kernkraftwerke erhöht laut IAEA-Bericht die Kosten für Wartung und Instandhaltung. Eventuell könnten diese höheren Kosten, in Abhängigkeit von der Lage am Elektrizitätsmarkt, nicht wieder eingenommen werden. Die Auswirkungen des flexiblen Betriebs der Kernkraftwerke können laut IAEA-Bericht durch betriebliche und verfahrenstechnische Änderungen sowie die Schulung aller Beteiligten minimiert werden.

2.2.7 Bericht des JRC zum Lastfolgebetrieb von Kernkraftwerken

Die gemeinsame Forschungsstelle der europäischen Kommission (Joint Research Centre, JRC) hat Untersuchungen zur Thematik des Lastfolgebetriebs von Kernkraftwerken durchgeführt. Die Ergebnisse der Untersuchungen wurden unter dem Titel „Load-following operating mode at Nuclear Power Plants (NPPs) and incidence on Operation and Maintenance (O&M) costs“ /JRC 10/ im Jahr 2010 veröffentlicht und werden nachfolgend zusammengefasst.

Ziel der Untersuchungen der JRC war die Frage, in welchem Umfang Kernkraftwerke in der Betriebsweise Lastfolgebetrieb gefahren werden können, um damit die aufgrund der Veränderungen im europäischen Verbundnetz notwendigen Maßnahmen zur Netzstützung mittragen zu können. Dabei wurde ausschließlich die volatile Einspeisung durch Windenergie und deren Ausgleich zur Netzstützung betrachtet.

In dem Bericht der JRC wurde auf die Möglichkeiten von Kernkraftwerken zur Primärregelung eingegangen. Laut Aussage der JRC sind europäische Kernkraftwerke in der Lage, zur Primärregelung beizutragen. Dabei kann die Leistung der Kernkraftwerke mit einem Gradienten von mindestens 1 % der Nennleistung pro Minute verändert werden. Der Gradient kann bei Bedarf auf 5 % der Nennleistung pro Minute erhöht werden. Die Primärregelung ist laut Aussage der JRC innerhalb von 30 Sekunden verfügbar. Zur Sekundärregelung kann laut JRC mit einer Regelfähigkeit von 3 % der Nennleistung pro Minute, die nach einer Zeit von 20 Minuten verfügbar ist, beigetragen werden.

Diese Regelfähigkeiten passen laut Aussage der JRC gut zu beobachteten Transienten der erzeugten Leistung von Windparks während Stürmen. Laut Aussage der JRC sind Kernkraftwerke auch während Stürmen in der Lage, die volatile Einspeisung aus Windparks in das Verbundnetz in ausreichendem Maße zu regeln. Allerdings wäre zu beachten, dass Kernkraftwerke am Ende des Zyklus nicht in der Betriebsweise Lastfolgebetrieb gefahren werden und deshalb mehrere Kernkraftwerke notwendig sind, um auch für diesen Fall ausreichende Regelkapazitäten zur Verfügung zu haben.

2.2.8 OECD/NEA-Studie zum Lastfolgebetrieb von Kernkraftwerken

Die OECD/NEA hat eine Studie zum Thema Lastfolgebetrieb von Kernkraftwerken durchgeführt, in der technische und ökonomische Aspekte betrachtet wurden. Die Ergebnisse der Studie wurden unter dem Titel „Technical and Economic Aspects of Load Following with Nuclear Power Plants“ /OEC 11/ im Jahr 2011 veröffentlicht und werden nachfolgend zusammengefasst.

Ziel der Studie war es, die Fähigkeit von Kernkraftwerken zum Fahren der Betriebsweise Lastfolgebetrieb zu untersuchen, da diese bisher hauptsächlich als Grundlastkraftwerke genutzt wurden. Dabei wurden sowohl technische als auch ökonomische Aspekte, die durch den Lastfolgebetrieb auftreten können, betrachtet.

Laut Aussage der OECD/NEA sind Kernkraftwerke in Europa für das Fahren der Betriebsweise Lastfolgebetrieb ausgelegt, wobei vor allem bei Kernkraftwerken in Frankreich und Deutschland diese Betriebsweise auch tatsächlich eingesetzt wird. Die zu fahrenden Regelbänder und Lastrampen werden laut OECD/NEA vom Netzbetreiber auf Basis der Möglichkeiten der Anlagen festgelegt. Laut OECD/NEA müssen Kernkraftwerke mindestens in der Lage sein, ein Regelband zwischen 50 % und 100 % der Nennleistung mit Leistungsänderungsgeschwindigkeiten von 3 % bis 5 % der Nennleistung pro Minute zu durchfahren. Die meisten europäischen Kernkraftwerke sind laut OECD/NEA in der Lage, noch stärker flexibel eingesetzt zu werden, wobei auch Leistungsänderungsgeschwindigkeiten von einigen Prozent der Nennleistung pro Sekunde in einem schmalen Regelband möglich wären.

Hinsichtlich der Alterung von Komponenten wurde von der OECD/NEA ausgesagt, dass der Lastfolgebetrieb keinen oder nur einen sehr geringen Einfluss auf die Alterung von Großkomponenten hat, der innerhalb der Auslegungsreserven liegt. Es gibt laut OECD/NEA aber einen Einfluss auf die Alterung einiger anderer Komponenten wie beispielsweise Armaturen, was zu einer Erhöhung der Wartungskosten führen kann. Außerdem kann es laut OECD/NEA vor allem bei älteren Kraftwerken zu notwendigen Investitionen in die Leittechnik der Anlagen kommen.

2.3 Besuch von Seminaren und Workshops

Im Rahmen des Vorhabens wurden folgende Seminare und Workshops besucht:

- VGB-Konferenz „Elektrotechnik, Leittechnik und Informationsverarbeitung im Kraftwerk (KELI)“, 16. – 17. Mai 2018, Potsdam,
- Vortragsreihe „Garching Seminare“, Vortrag des Übertragungsnetzbetreibers Amprion zum Thema „Aktuelle Herausforderungen für die Transportnetzbetreiber im 380-kV-Netz“, 14. Juni 2018, GRS Garching,
- Energiforsk-Seminar „Grid Interference in Nuclear power plant Operations 2019 – Flexible nuclear power and ancillary services“, 02. April 2019, Stockholm, Schweden und
- ETSO-Workshop „Safety Implications of NPP Load Following Operation“, 16. – 17. Mai 2019, Trnava, Slowakei.

Auf den besuchten Veranstaltungen wurde ausgesagt, dass sich die Auslastung des Verbundnetzes in den letzten Jahren stark erhöht hat und dass es immer aufwendiger wird, das Verbundnetz in einem stabilen Zustand zu halten. Aus diesem Grund besteht die Notwendigkeit, dass alle Kraftwerke, also auch Kernkraftwerke, verstärkt mittels flexiblen Betriebs zur Stabilisierung des Netzes beitragen.

Hinsichtlich des flexiblen Betriebs von Kernkraftwerken konnte aus den besuchten Veranstaltungen die Erkenntnis gewonnen werden, dass Kernkraftwerke prinzipiell in der Lage sind, im flexiblen Betrieb zu arbeiten, dass aber möglicherweise kraftwerksspezifische Untersuchungen hinsichtlich des Einflusses des flexiblen Betriebs erforderlich sind. Momentan wird der flexible Betrieb nach den auf den Veranstaltungen gewonnenen Erkenntnissen vor allem in Frankreich und Deutschland genutzt. Diverse andere europäische Länder ziehen zwar einen flexiblen Betrieb ihrer Kernkraftwerke in Betracht, praktizieren diesen momentan nach Kenntnis der GRS aber kaum.

Hinsichtlich der Belastungen der Systeme und Komponenten in Kernkraftwerken aufgrund deren flexiblen Betriebs lässt sich aus den besuchten Veranstaltungen zusammenfassen, dass diverse Systeme und Komponenten aufgrund des flexiblen Betriebs stärker belastet werden, dass dies aber mittels geeigneter Maßnahmen beherrscht werden kann.

Als Beispiele können hier ein erhöhter Verschleiß von Steuerstabantrieben (beherrschbar durch erhöhten Wartungsaufwand) sowie das Auftreten von Hüllrohr-Pellet-Wechselwirkung (PCI, Pellet-Cladding-Interaction) (beherrschbar durch Anpassung der Reaktorschutzgrenzwerte) erwähnt werden.

2.4 Kapitelzusammenfassung

In Abschnitt 2.1 wurden die Änderungen der Randbedingungen im europäischen Verbundnetz, die einen flexiblen Betrieb der Energieerzeuger, auch der deutschen Kernkraftwerke, erforderlich machen, dargestellt.

Die Ergebnisse der Auswertung bisheriger Untersuchungen zu den Auswirkungen der sich ändernden Randbedingungen im europäischen Verbundnetz auf die Betriebsweise von Kernkraftwerken wurden in Abschnitt 2.2 gezeigt. In Abschnitt 2.3 wurden die Ergebnisse der im Rahmen des Vorhabens besuchten Veranstaltungen zusammengefasst. Prinzipiell decken sich die Aussagen auf den besuchten Veranstaltungen mit denen in den Abschnitten 2.1 und 2.2.

Im Folgenden werden die wesentlichen Aussagen zusammengefasst, wobei verschiedene Aspekte dargestellt werden.

Auslegung:

Das zusammenfassende Ergebnis der ausgewerteten Studien ist, dass deutsche und europäische Kernkraftwerke für die Betriebsweise Lastfolgebetrieb ausgelegt und ausgerüstet sind. Der Einsatz von Kernkraftwerken zur Grundlastversorgung wäre zwar die bevorzugte Betriebsweise für Kernkraftwerke, weil dieser ökonomisch am sinnvollsten und verfahrenstechnisch einfacher ist, es ist aber grundsätzlich möglich, bestehende Kernkraftwerke in Europa sicher, zuverlässig und effizient im flexiblen Betrieb zu betreiben. Die Betriebsweise Lastfolgebetrieb wird in Europa vor allem in Frankreich und Deutschland auch tatsächlich eingesetzt.

Flexibilität:

Hinsichtlich der Flexibilität von Kernkraftwerken wird im Großteil der Studien ausgesagt, dass Kernkraftwerke in der Lage sind, flexibel betrieben zu werden und zur Regelung des Verbundnetzes beizutragen. In einigen Studien wird ausgesagt, dass die Geschwindigkeit, mit der Leistungsänderungen vorgenommen werden können, durchaus in der Größenordnung wie bei anderen Großkraftwerken (z. B. Kohle- und Gaskraftwerke) liegt. In einer Studie wird ausgesagt, dass die Flexibilität von Kernkraftwerken sehr beschränkt ist.

Beanspruchung von Systemen und Komponenten:

Hinsichtlich der Beanspruchung von Systemen und Komponenten kann zusammengefasst werden, dass es aufgrund des flexiblen Betriebs zu zusätzlichen und veränderten Beanspruchungen von Komponenten kommen kann. Die meisten Studien kamen zum Ergebnis, dass der Lastfolgebetrieb keinen oder nur einen sehr geringen Einfluss auf die Alterung von Großkomponenten hat, der innerhalb der Auslegungsreserven liegt. Insbesondere für eine Vielzahl aktiver Komponenten wie beispielsweise Armaturen in Kernkraftwerken ist während des Lastfolgebetriebs aber aufgrund einer erhöhten Anzahl an Schaltspielen mit einer verstärkten Belastung zu rechnen. Laut einer Studie habe der Lastfolgebetrieb nahezu keine Auswirkungen auf den Primärkreislauf, Temperaturtransienten trafen verstärkt den Sekundärkreislauf. In einer weiteren Studie wird ausgesagt, dass die Sicherheitsrisiken von Kernkraftwerken aufgrund des Lastfolgebetriebs erhöht werden. Die Aussage dieser Studie ist, dass der Lastfolgebetrieb in praktisch allen sicherheitstechnisch wichtigen Komponenten zu erhöhten Lasten und Anforderungen führen würde. Die Mehrheit der Studien ist aber der Ansicht, dass die Auslegung und implementierte Maßnahmen wie z. B. Überwachungseinrichtungen grundsätzlich geeignet sind, sicherheitstechnisch bedeutsame Auswirkungen des Lastfolgebetriebs zu vermeiden bzw. rechtzeitig zu erkennen und das Auswirkungen des flexiblen Betriebs der Kernkraftwerke durch betriebliche und verfahrenstechnische Änderungen minimiert werden können.

Personal:

In den Studien wird zusammenfassend ausgesagt, dass das Personal der Anlagen vor erhöhte Anforderungen gestellt werden würde und dass das Fahren des Lastfolgebetriebs von der Schichtmannschaft speziell trainiert werden müsste. Der Großteil der Studien ist aber der Ansicht, dass die Auswirkungen des flexiblen Betriebs durch die Schulung aller Beteiligten minimiert werden können.

Betriebserfahrung:

Hinsichtlich der Betriebserfahrung bezüglich des flexiblen Betriebs ist die Aussage der Studien zu deutschen Kernkraftwerken, dass der Lastfolgebetrieb nicht zu einer vermehrten Anzahl an Ereignissen geführt hat. Auch laut dem französischen Anlagenbetreiber sind Ereignisse aufgrund des Lastfolgebetriebs selten, wobei sich die Sicherheitsmargen bei Ereignissen reduzieren aber positiv bleiben.

Ökonomie:

Hinsichtlich ökonomischer Aspekte wird in den Studien ausgesagt, dass Grundlastversorgung die bevorzugte Betriebsweise für Kernkraftwerke ist, weil diese ökonomisch am sinnvollsten ist. Aufgrund der Tatsache, dass Kernkraftwerke in Zeiten negativer Strompreise nicht komplett abschaltbar sind, kann es Zeiten geben, in denen ein ökonomischer Betrieb von Kernkraftwerken nicht mehr möglich ist. Des Weiteren kann es aufgrund des Einflusses des flexiblen Betriebs auf die Alterung einiger Komponenten zu einer Erhöhung der Kosten für Wartung und Instandhaltung kommen. Eventuell könnten diese höheren Kosten, in Abhängigkeit von der Lage am Elektrizitätsmarkt, nicht wieder eingenommen werden.

3 Betrachtung der Maßnahmen zur flexiblen Einspeisung in das Verbundnetz

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der Arbeiten zu Arbeitspaket 2 „Betrachtung der Maßnahmen zur flexiblen Einspeisung in das Verbundnetz“ dargestellt. Dazu werden in Abschnitt 3.1 stromnetzspezifische Begrifflichkeiten bezüglich Maßnahmen zur flexiblen Einspeisung kurz dargestellt. In Abschnitt 3.2 werden die Ergebnisse der Auswertung der Betriebshandbücher der acht zu Beginn des Vorhabens im Leistungsbetrieb befindlichen deutschen Kernkraftwerke hinsichtlich möglicher Maßnahmen zur flexiblen Einspeisung in das Verbundnetz gezeigt. Eine Zusammenfassung der Ergebnisse zu Arbeitspaket 2 wird in Abschnitt 3.3 dargestellt.

Das Ziel der Arbeiten in diesem Arbeitspaket war die Darstellung einer kurzen Definition stromnetzspezifischer Begrifflichkeiten hinsichtlich der Möglichkeiten zur flexiblen Einspeisung in das Verbundnetz. Des Weiteren sollte anhand der Auswertung der Betriebshandbücher festgestellt werden, welche der acht zu Beginn des Vorhabens im Leistungsbetrieb befindlichen deutschen Kernkraftwerke flexibel eingesetzt werden können, welche Regelfähigkeiten diese Kernkraftwerke haben und welche Einschränkungen es hinsichtlich des flexiblen Betriebs gibt.

3.1 Netzspezifische Begrifflichkeiten bezüglich Maßnahmen zur flexiblen Einspeisung

Im Folgenden werden stromnetzspezifische Begrifflichkeiten bezüglich möglicher Maßnahmen zur flexiblen Einspeisung kurz erläutert.

Regelleistung:

Regelleistung wird genutzt, um Schwankungen der Netzfrequenz im Verbundnetz auszugleichen, wodurch das Verbundnetz stabilisiert wird. Von positiver Regelleistung wird gesprochen, wenn auf Anforderung der Übertragungsnetzbetreiber zusätzliche Leistung in das Verbundnetz eingespeist wird. Da dadurch die Netzfrequenz erhöht wird, können damit Schwankungen der Netzfrequenz in Richtung kleiner 50 Hz ausgeglichen werden. Zur Bereitstellung positiver Regelleistung halten an der Netzregelung teilnehmende Kraftwerke beispielsweise Leistung vor, die nicht für den Vollastbetrieb verwendet wird (z. B. Vollastbetrieb bei 97 % Nennleistung und nicht bei 100 % Nennleistung). Von ne-

gativer Regelleistung wird gesprochen, wenn auf Anforderung der Übertragungsnetzbetreiber Leistung aus dem Verbundnetz entnommen wird. Da dadurch die Netzfrequenz gesenkt wird, können damit Schwankungen der Netzfrequenz in Richtung größer 50 Hz ausgeglichen werden. Dazu kann beispielsweise die eingespeiste Leistung von Kraftwerken reduziert werden. /NEX 20/

Der Begriff Regelleistung kann je nach Beginn und Dauer der bereitgestellten Leistung noch in weitere Begriffe unterteilt werden (Primärregelung, Sekundärreserve, Minutenreserve). Diese Begriffe werden im Folgenden erläutert und sind im untenstehenden Prinzipbild (Abb. 3.1) dargestellt.

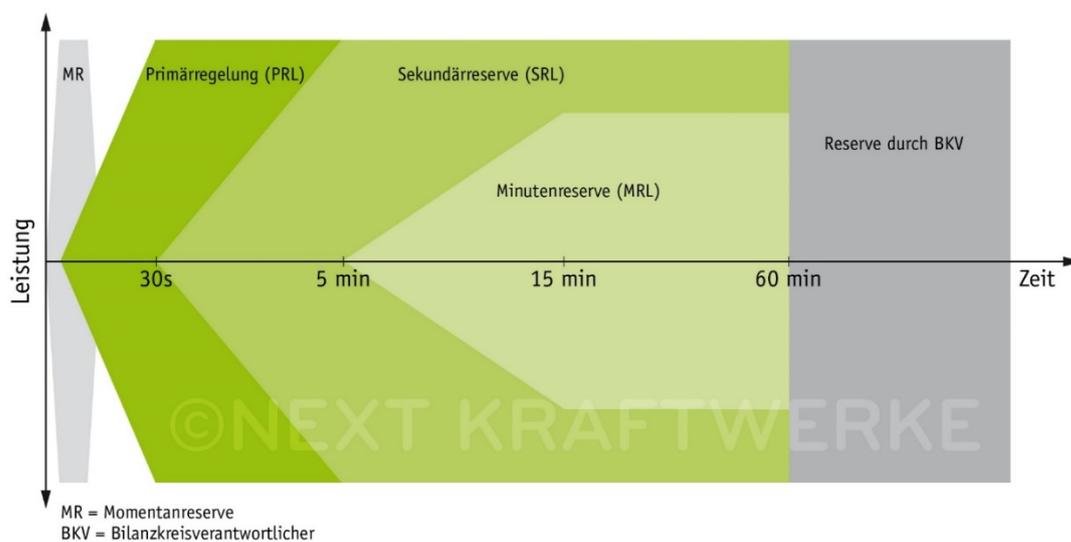


Abb. 3.1 Darstellung verschiedener Regelarten /NEX 20/

Primärregelung:

Die Primärregelung ist die Regelleistung, die als erstes aktiviert wird, um Schwankungen der Netzfrequenz auszugleichen. Durch den Einsatz der Primärregelung sollen vor allem kurzfristige Leistungsänderungen abgedeckt werden. Aus diesem Grund muss die gesamte von den Kraftwerken angebotene Primärregelenergie innerhalb von maximal 30 Sekunden vollständig erbracht werden können. Eine durchgängige Verfügbarkeit der Primärregelenergie muss für mindestens 15 Minuten sichergestellt sein. Die Aktivierung der Primärregelenergie erfolgt frequenzabhängig. Dazu wird vom Anbieter der Primärregelenergie eigenständig die Frequenz gemessen und es wird unmittelbar auf Änderungen der Netzfrequenz reagiert. Die Bereitstellung der Primärregelleistung erfolgt dabei im Verbund der europäischen Übertragungsnetzbetreiber. /NEX 20/

Eine Leistungsänderung der an der Primärregelung teilnehmenden Erzeugereinheiten erfolgt automatisch, sobald die Netzfrequenz das Totband zwischen 49,99 Hz und

50,01 Hz verlassen hat. Im Regelbereich zwischen 49,8 Hz und 50,2 Hz erfolgt dann proportional zur Frequenzänderung die Aktivierung der Primärregelleistung zwischen 0 % und 100 %. In Kernkraftwerken wird dazu beispielsweise die Generatorleistung in Abhängigkeit von der Netzfrequenz aufgrund der Frequenzabweichung automatisch erhöht oder verringert, um Schwankungen der Netzfrequenz auszugleichen. /NEX 20/ Jede an der Primärregelung teilnehmende Erzeugereinheit muss mindestens 2 % seiner Nennleistung als Primärregelleistung vorhalten und bei Abweichungen der Netzfrequenz wie zuvor beschrieben aktivieren. /VGB 15/

Sekundärreserve:

Die Sekundärreserve dient als kurzfristig aktivierbare Reserve, um Schwankungen der Netzfrequenz ausgleichen zu können. Die Sekundärreserve hat dabei die Aufgabe, die aufgrund des Proportionalreglers der Primärregelung bleibende Frequenzabweichung mittels einer Integralregelung auf null zurückzuführen. Die Sekundärreserve wird im Gegensatz zur Primärregelleistung nicht im europäischen Verbund, sondern von jedem Übertragungsnetzbetreiber einzeln bereitgestellt. Sie muss spätestens nach 30 Sekunden aktiviert werden und innerhalb von 5 Minuten zur Ablösung der Primärregelung vollständig bereitgestellt werden können. Während des Zuschaltens der Sekundärreserve wird die eingebrachte Leistung der Primärregelung proportional zurückgefahren, damit die Primärregelung wieder bereitgestellt werden kann. Die Anbieter der Sekundärreserve sind über eine Kommunikationsverbindung mit dem zuständigen Übertragungsnetzbetreiber verbunden. Die Abrufung der Sekundärreserve erfolgt vollautomatisch vom jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber an die bezuschlagten Anbieter. /NEX 20/, /VGB 15/

Zur Bereitstellung der Sekundärreserve haben potentielle Anbieter einen Rahmenvertrag mit dem zuständigen Übertragungsnetzbetreiber geschlossen, in welchen z. B. die maximal lieferbare Leistung, das Regelband und die erlaubten Gradienten abgestimmt sind. Innerhalb dieser Vorgaben kann der Übertragungsnetzbetreiber über die erwähnte Kommunikationsverbindung die Sekundärreserve bei den Anbietern abrufen. Dazu berechnet der Übertragungsnetzbetreiber die benötigte Sekundärreserve und teilt diese unter den Kraftwerken, die Sekundärreserve anbieten, auf. /NEX 20/, /VGB 15/

Minutenreserve:

Die Minutenreserve dient zum Ausgleich von Schwankungen der Netzfrequenz, wenn die von der Sekundärreserve bereitgestellte Regelleistung nicht ausreicht oder eine längerfristige Störung vorliegt. Sie muss innerhalb von 15 Minuten aktivierbar sein. Bei der Minutenreserve kann in positive und negative Minutenreserve unterschieden werden.

Die positive Minutenreserve dient als Reservekapazität, um eine Leistungsunterproduktion abfedern zu können und die Frequenz im Verbundnetz zu erhöhen. Die negative Minutenreserve dient zur Absenkung der Netzfrequenz durch eine Drosselung der Leistungsproduktion bzw. eine Steigerung des Stromverbrauchs. /NEX 20/, /VGB 15/

Die Minutenreserve muss nicht in der eigenen Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers bereitgehalten werden. Da der Abruf seltener erfolgt, wird diese manuell aktiviert, z. B. durch eine telefonische Anforderung des Übertragungsnetzbetreibers im Kraftwerk. Dabei wird die Anforderung vom Übertragungsnetzbetreiber gestellt und die Anlage stellt die im Gespräch abgestimmte Leistung und den Gradienten manuell ein. /VGB 15/

Dispatch/Redispatch:

Unter Dispatch wird die Kraftwerkseinsatzplanung durch den Kraftwerksbetreiber bezeichnet, die auf Basis der an den Strommärkten ausgehandelten Strommengen und unter Berücksichtigung von Unverfügbarkeiten täglich für den Folgetag vorgenommen wird. Diese Planungen werden an den zuständigen Übertragungsnetzbetreiber gemeldet. Die Übertragungsnetzbetreiber prüfen mittels Lastflussberechnungen die Beanspruchung des Stromnetzes durch den Dispatch und weisen bei Bedarf, also einem Engpass im Stromnetz, betroffenen Kraftwerke einen Redispatch zu. Der Redispatch ist die Verlagerung der Stromproduktion von einem Kraftwerk auf ein anderes Kraftwerk, um einen Engpass im Stromnetz zu entlasten. Durch den Redispatch werden also regionale Überlastungen einzelner Betriebsmittel im Verbundnetz vermieden (präventiver Redispatch) oder beseitigt (kurativer Redispatch). /REI 19/, /BDE 18/

Detaillierte Informationen zu Dispatch und Redispatch finden sich in Abschnitt 4.1 in diesem Bericht.

Lastfolgebetrieb:

Beim Lastfolgebetrieb passt eine Erzeugereinheit seine Stromproduktion an die Anforderungen des Übertragungsnetzbetreibers an. Dabei müssen die Erzeugereinheiten in der Lage sein, über einen längeren Zeitraum mit reduzierter Leistungsabgabe betrieben zu werden. Der Mindestlastpunkt, also die Minimalleistung bzw. Mindestbetriebsleistung, gibt an, bis auf wie viel Prozent der Nennleistung die Erzeugereinheit heruntergefahren werden kann. Für den Lastfolgebetrieb wird der Mindestlastpunkt in Absprache zwischen Erzeugereinheit und Übertragungsnetzbetreiber vereinbart. Für den Lastfolgebetrieb

müssen Leistungsänderungsgeschwindigkeiten im festgelegten Bereich zwischen Mindestlastpunkt und Volllast von mindestens 1 % pro Minute bezogen auf die Nennleistung möglich sein. /TRA 07/

Blindleistungsregelung:

Blindleistung resultiert aus den vorhandenen Blindwiderständen, also Induktivitäten (z. B. Freileitungen) und Kapazitäten (z. B. Kabel). Deshalb wird zwischen induktiver und kapazitiver Blindleistung unterschieden. Im Gegensatz zur Wirkleistung erfolgt durch Blindleistung kein Energietransport, sondern ein wechselnder Austausch von Energie zwischen Kapazitäten und Induktivitäten. /BNE 17/

Ein Ungleichgewicht zwischen erzeugter und verbrauchter Blindleistung sorgt für eine Abweichung von der Soll-Netzspannung. Durch die Bereitstellung von Blindleistung wird dafür gesorgt, dass die Spannung im Verbundnetz im zulässigen Rahmen gehalten wird. Einem Absinken oder Ansteigen der Netzspannung aufgrund steigenden oder sinkenden Verbrauchs an Blindleistung kann bei den Synchrongeneratoren in Großkraftwerken durch die Einstellung des Erregerstroms und somit des Leistungsfaktors begegnet werden. Durch die Steuerung des Erregerstroms wird der Phasenwinkel der erzeugten Leistung verändert, wodurch sowohl induktive als auch kapazitive Blindleistung zur Verfügung gestellt werden kann. /BNE 17/

3.2 Auswertung der BHB bezüglich flexibler Einspeisung, unterschiedlicher Fahrweisen und Regelfähigkeiten

Im Rahmen des Vorhabens wurden die Betriebshandbücher (BHB) der acht zu Beginn des Vorhabens im Leistungsbetrieb befindlichen Kernkraftwerke hinsichtlich deren Möglichkeiten zum flexiblen Betrieb durchsucht. In Tab. 3.1 sowie den nachfolgenden Abschnitten sind nur 7 Kernkraftwerke aufgeführt, was damit erklärt werden kann, dass es sich bei zwei der untersuchten Kernkraftwerke um eine Doppelblockanlage mit identischen Betriebshandbüchern für beide Blöcke handelt, die zu einem Kraftwerk zusammengefasst wurden.

Die in diesem Kapitel gemachten Angaben basieren, soweit nicht anders angegeben, auf Informationen aus den jeweiligen Betriebshandbüchern der Kernkraftwerke. Die Abbildungen in diesem Kapitel sind ebenfalls den entsprechenden Betriebshandbüchern entnommen.

Tab. 3.1 Erwähnung der verschiedenen Fahrweisen im BHB der Kraftwerke

„✓“ steht für eine Erwähnung der jeweiligen Fahrweise in dem entsprechenden BHB
 „-“ zeigt an, dass in dem jeweiligen Fall keine Erwähnung im BHB gefunden werden konnte

	Lastfolge- betrieb	Primär- regelung	Sekundär- regelung	Minuten- reserve	Wind- energie- ausgleich ¹	Blind- leistungs- betrieb
KKW 1	✓	✓	-	-	-	✓
KKW 2	✓	✓	✓	-	-	-
KKW 3	-	✓	✓	✓	-	✓
KKW 4	✓	✓	✓	-	-	✓
KKW 5	✓	✓	✓	-	-	✓
KKW 6	✓	✓	-	-	-	✓
KKW 7	✓	(✓) ²	(✓) ²	✓	✓	✓

1) „Windenergieausgleich“ (auch: „Dauerreserve“) bezeichnet die vom Kraftwerksbetreiber bereitzustellende Reserve für den Ausfall von Erzeugungseinheiten. Der Windenergieausgleich beginnt (falls benötigt) eine Stunde nach dem Einsetzen der Primärregelung. /WEB/

2) Primär- und Sekundärregelung unterliegen laut BHB des KKW 7 nicht den Vorgaben des Lastfolgebetriebs und werden deshalb im BHB nicht näher beschrieben.

In Tab. 3.1 ist dargestellt, für welche der untersuchten Kernkraftwerke die unterschiedlichen Fahrweisen in den jeweiligen Betriebshandbüchern erwähnt werden. Im Folgenden werden die wesentlichen Angaben der BHBs zu den möglichen Fahrweisen der Kernkraftwerke thematisch sortiert aufgeführt. Fließdiagramme zu Maßnahmen und Informationen über das Fahren der Bänke und ähnliches wurden in diese Zusammenfassung nicht übernommen. Falls das BHB eines Kraftwerks keine Angaben zu einer bestimmten Fahrweise enthält (vgl. Tab. 3.1), wird dies nicht explizit erwähnt. Da die Informationen aus den BHBs nicht öffentlich sind, werden die Kernkraftwerke anonymisiert dargestellt.

3.2.1 Lastfolgebetrieb

KKW1:

Laut BHB enthält die Schichtanweisung „Fahrregeln zum Lastwechselbetrieb und zur Brennstoffschonung“ Vorgaben zu den Haltezeiten, Laständerungsgeschwindigkeiten, Konditionierungsgrenzen und Steuerstabziehungsgeschwindigkeiten.

KKW2:

Das BHB enthält Checklisten zu dem Thema „Generatorleistung erhöhen auf 100 % mit Reaktorlastfolgebetrieb > 25 % bis 100 %“.

KKW4:

Laut BHB wird der Lastfolgebetrieb nach den Vorgaben des BHB ausgeführt.

KKW5:

In KKW 5 ist der Lastfolgebetrieb eine Unterfunktion der D-BARE³.

KKW6:

Das BHB beinhaltet ein Kapitel „Leistungsbetrieb, Lastwechselbetrieb“, aus dem die Informationen in den folgenden Abschnitten entnommen sind.

KKW7:

Der Betrieb der Anlage unterhalb von 100 %-Nennleistung auf Anforderung des Lastverteilers wird als Lastfolgebetrieb bezeichnet. Dies beinhaltet die Leistungsabsenkung mit

³ D-BARE: D-Bank-Reaktivitäts-Regelung, eine Funktion der Reaktor-Leistungsregelung. Die D-Bank ist die „schwache“ Bank (Gruppe weniger Steuerstäbe), mit der die integrale Reaktorleistung reguliert wird.

vorgegebenen Gradienten, das Anlagenfahren im Teillastbetrieb für einen vorgegebenen Zeitraum, sowie das abschließende Anheben der Leistung mit einem vorgegebenen Gradienten auf 100 %-Nennleistung. Minutenreserve und Windausgleichsbetrieb bilden Spezialfälle des Lastfolgebetriebs. Die im BHB beschriebenen manuellen Eingriffe und automatischen Maßnahmen gelten bis zum Mindestlastpunkt (Leistungshub ca. 900-1000 MW). Zudem enthält das BHB zahlreiche Angaben zum Fahren der D- und L-Bank⁴ im Lastfolgebetrieb. In Dauer und Häufigkeit ist der Lastfolgebetrieb nicht eingeschränkt.

3.2.2 Voraussetzungen/Einschränkungen zum Betrieb der Primärregelung

KKW1:

Die Primärregelung (Frequenzeinfluss) kann nur eingeschaltet werden, wenn der Kern auf 100 % Leistung konditioniert ist und keine BE-Schäden vorliegen. Eingeschaltet wird die Primärregelung ausschließlich auf Anforderung durch den Lastverteiler. Abhängig von der Netzfrequenz kann die Generatorleistung um bis zu ± 40 MW variieren. Bei einer Vielzahl an RMA⁵-Störmeldungen (z. B. „Konditionierte Stableistung“, Wärmebilanzstörung, ...) muss der Frequenzeinfluss ausgeschaltet werden.

KKW2:

Der Frequenzeinfluss kann mit folgenden maximalen Variationen der Generatorleistung gefahren werden: 20 MW, 40 MW, 60 MW, 70 MW, 90 MW, 110 MW oder 130 MW.

KKW3:

Bei Leistungsvorgaben durch die Kraftwerkseinsatzleitstelle wird ein Primärregelanteil von ± 45 MW berücksichtigt. Der Abweichung der Netzfrequenz vom 50-Hz-Sollwert wird im Turbinenregler somit bei zugeschalteter Primärregelung mit bis zu ± 45 MW, bzw. bei zusätzlich eingeschalteter asymmetrischer Primärregelung mit -45 MW⁶; entgegengewirkt. Ein Einsatz der Primärregelung erfolgt nicht unter 870 MW (Brutto). Das Einschalten und Ausschalten der (asymmetrischen) Primärregelung erfolgt auf Anforderung durch die Kraftwerkseinsatzleitstelle nach Freigabe durch die Schichtleitung.

⁴ „Starke“ Bank (Gruppe der nicht zur D-Bank gehörenden Steuerstäbe), mit der die axiale Leistungsdichteverteilung geregelt wird. Zudem dient Sie dem Kompensieren langsamer Reaktivitätsänderungen.

⁵ Rechnermeldeanlage

⁶ Das BHB spricht bei Primärregelung von „mit bis zu ± 45 MW“ und bei asymmetrischer Primärregelung von „mit -45 MW“.

KKW4:

Um die Anlage mit Primärregelung zu betreiben, muss eine Leistungsfreigabe eingestellt werden. Für Leistungsanhebung und Leistungsabsenkung kann diese Freigabe getrennt eingestellt werden. Der Lastverteiler gibt den Betrag für positive und negative Primärregelleistung vor, wobei die obere und die untere Begrenzung für die Primärregelung dabei jeweils maximal 45 MW betragen. Die Anforderung der Primärregelung läuft in folgenden Schritten ab:

- Übermittlung der Anforderung des Lastverteilers an das Kraftwerk,
- Quittierung der Anforderung durch das Kraftwerk und
- Ein- oder Ausschalten der Frequenzstützung durch das Kraftwerk.

Falls kraftwerksinterne Gründe gegen den Betrieb der Primärregelung sprechen sollten, ist der Lastverteiler zu informieren. Im letzten Schritt wird mit der Ein- bzw. Ausschaltung der Frequenzstützung eine gesonderte Meldung an den Lastverteiler über die „Netzleit-technische Unterverteilstationen Lastverteiler“ übertragen und im Lastverteilersystem signalisiert.

KKW5:

Die Grenzen für den positiven und negativen Regelanteil der Frequenzregelleistung (Primärregelung) können zwischen -45 MW bis +45 MW variabel und asymmetrisch eingestellt werden. Abb. 3.2 zeigt ein Beispiel des asymmetrischen Frequenzregelbetriebs. Die Abbildung ist dem BHB entnommen, die hier folgenden Erklärungen sind größtenteils von der GRS für diesen Abschlussbericht erstellt und nicht dem BHB entnommen.

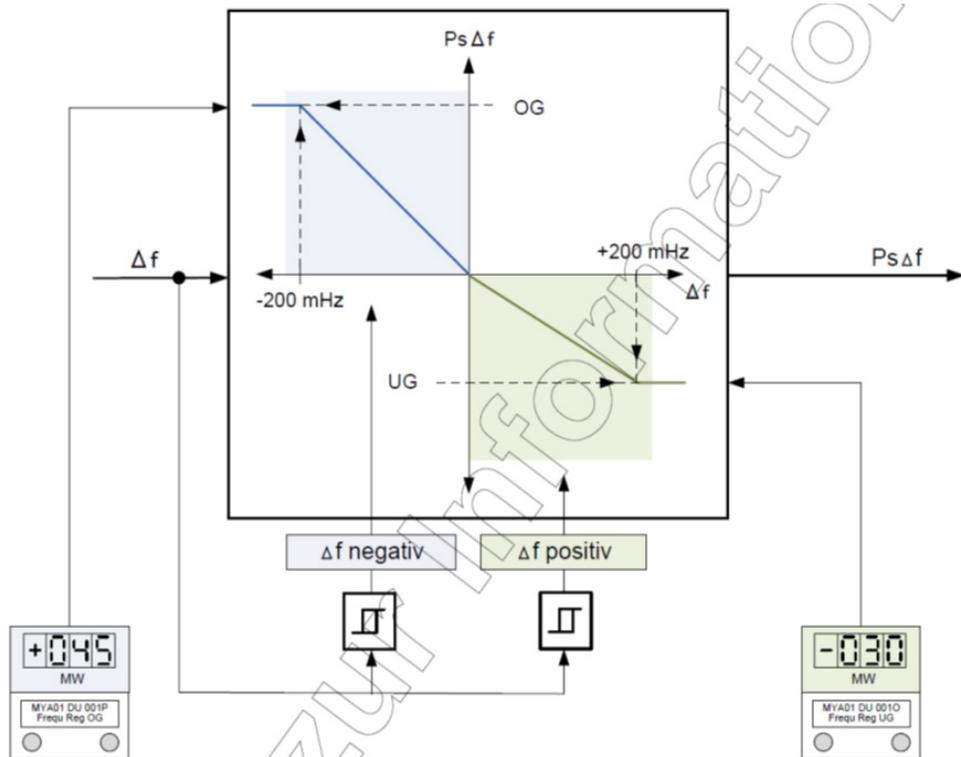


Abbildung: Beispiel asymmetrischer Frequenzregelbetrieb (+45 MW / -30 MW)

Abb. 3.2 Beispiel eines asymmetrischen Frequenzregelbetriebs

Auf der x-Achse ist die Regelfrequenz „ Δf “ aufgetragen. Dies entspricht der Frequenzabweichung von der Sollfrequenz „ S “⁷. Die y-Achse zeigt den Leistungs-Sollwert-Anteil „ $P_s \Delta f$ “. Dies ist die zusätzliche Leistung, die benötigt wird, um die Frequenzabweichung „ Δf “ von der Sollfrequenz „ S “ zu kompensieren. Die blau und grün eingezeichneten Linien stellen den Zusammenhang zwischen der jeweiligen Frequenzabweichung und der für die Korrektur benötigten Leistung zwischen der Obergrenze „OG“ = +45 MW und der Untergrenze „UG“ = -30 MW dar. Diese Grenzen entsprechen einer maximal möglichen Frequenzkorrektur von ± 200 mHz. Im Ursprung liegt „ $\Delta f = 0$ Hz“, was typischerweise einer absoluten Frequenz von 50 Hz entspricht. An diesem Punkt beträgt „ $P_s \Delta f = 0$ MW“, da in diesem Fall keine zusätzliche Leistung zur Frequenzkorrektur benötigt wird. Der Einfachheit halber ist in dieser Darstellung das sogenannte „Totband“, innerhalb dessen keine Regelung erfolgt, nicht berücksichtigt. Zusätzlich ist schematisch dargestellt, wie „ Δf “ auf der linken Seite als Messwert eingespeist und auf der rechten Seite der Wert „ $P_s \Delta f$ “ ausgegeben und an ein anderes Gerät weitergeleitet wird.

⁷ Standardmäßig beträgt die Sollfrequenz 50 Hz.

Abb. 3.3 zeigt beispielhaft drei verschiedene Frequenzstatik-Kennlinien. Die Abbildung ist dem BHB von KKW5 entnommen, die hier folgenden Erklärungen sind größtenteils von der GRS für diesen Abschlussbericht erstellt und nicht im BHB enthalten.

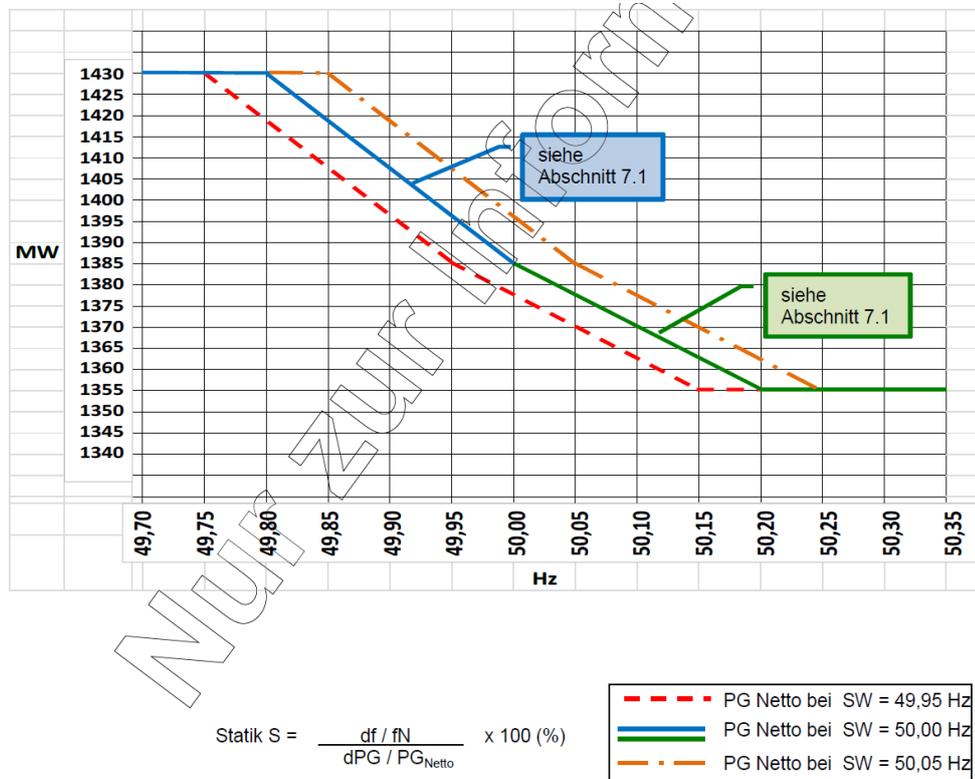


Abb. 3.3 Beispiel variabler Frequenzstatik-Kennlinien

In dieser Abbildung sind, anders als in Abb. 3.2, auf x- und y-Achse die Absolutwerte der Frequenz und der Generatorleistung angegeben. Die Verweise der blauen und grünen Linie auf „Abschnitt 7.1“ beziehen sich auf Abb. 3.2 und zeigen den Standardfall mit einem Frequenzsollwert von 50 Hz.

Im Falle eines längerfristigen Aufaddierens von Netzfrequenzabweichungen kann es zu einer merklichen Abweichung der Netzzeit kommen. Dies war beispielsweise im Jahr 2018 mit einer Abweichung von bis zu ca. 6 Minuten im europäischen Verbundnetz deutlich spürbar /SWI 19/. Die sogenannte Quartärregelung kann genutzt werden, um eine solche Abweichung, auch Gangfehler oder Phasenfehler genannt, zu korrigieren /ROS 14/. Hierfür wird die Sollfrequenz zeitweise auf 49,95 Hz abgesenkt oder auf 50,05 Hz angehoben. In diesem Fall würde eine der gestrichelten beispielhaften Frequenzstatik-Kennlinien in Abb. 3.3 zur Anwendung kommen.

Die Statik des Drehzahlreglers (auch „Kennwert der Statik“) drückt aus, wie stark sich eine Frequenzänderung auf die Leistungsänderung eines Kraftwerks auswirkt. Somit stellt sie eine Verbindung zwischen der Drehzahlabweichung und der Ventilstellung dar. Sie kann mit folgender Formel ausgerechnet werden:

$$\text{Statik } S = \frac{df/fN}{dPG/PG_{\text{Netto}}} \times 100 (\%),$$

wobei „df“ die Frequenzdifferenz, „fN“ die Nennfrequenz (standardmäßig 50 Hz) und „PG“ die Generatorleistung, bzw. „PG_{Netto}“ die Nettogeneratorleistung darstellt. Der Kennwert der Statik entspricht der negativen Steigung des in Abb. 3.2 dargestellten Graphen.

KKW6:

Für die Primärregelung können ein positives und ein negatives Regelband getrennt bis maximal 75 MW eingestellt werden.

KKW7:

Die Primärfrequenzregelung unterliegt laut BHB nicht den Vorgaben zum Lastfolgebetrieb und wird daher im BHB nicht weiter behandelt.

3.2.3 Voraussetzungen/Einschränkungen zum Betrieb der Sekundärregelung

KKW2:

Manuelle Leistungsänderungen sind während des Sekundärregelbetriebs nur zur vollen Viertelstunde zulässig.

KKW3:

Das Einschalten der Sekundärregelung erfolgt auf Anforderung der Kraftwerkseinsatzleitstelle und nach Freigabe durch die Schichtleitung. Das Wartpersonal kann die Sekundärregelung jederzeit ausschalten. Die Leistungsvorgabe der Sekundärregelung erfolgt im Rahmen des Verbundnetzes automatisch. Sie kann zwischen 825 MW (Brutto) und dem aktuellen 100 % Generatorleistungswert (Brutto) betragen.

KKW4:

Wenn die Sekundärregelung zugeschaltet ist, kann der Lastverteiler die Generatorleistung zwischen 800 MW und dem maximalen Netto-Sollwert der Sekundärregelung, der in der Rechneranlage berechnet wird, kontinuierlich verstellen. Dabei sollte der Leistungsgradient nach Absprache mit dem Lastverteiler vom Kraftwerk am Leitstand eingestellt werden. Eine Handkorrektur des Leistungssollwertes ist bei eingeschalteter Sekundärregelung nicht möglich.

KKW5:

Die Blockleistung kann von der Kraftwerkseinsatzzentrale bei eingeschalteter Sekundärregelung nur in den Grenzen von „ $P_{\text{kann Min}}$ “ bis „ $P_{\text{kann Max}}$ “ geregelt werden. Der Minimalwert „ $P_{\text{kann Min}}$ “ soll ≥ 875 MW betragen. Der Maximalwert „ $P_{\text{kann Max}}$ “ muss entsprechend der aktuell maximal möglichen Generatorleistung eingestellt werden.

KKW7:

Die Sekundärregelung unterliegt laut BHB nicht den Vorgaben zum Lastfolgebetrieb und wird daher im BHB nicht weiter behandelt.

3.2.4 Blindleistungsbetrieb

KKW1:

In KKW1 kann der Strom der Maschinentransformatoren durch Stufen in Richtung $\cos(\phi) = 1$ reduziert werden.⁸ Dies reduziert die Blindleistung. Im Falle von induktiver Last lässt sich der Strom des höher belasteten Trafos reduzieren, indem sein Übersetzungsverhältnis verkleinert wird. Somit wird in Richtung kapazitiv gestuft. Wenn die Generatorspannung aufgrund sinkender Netzspannung absinkt, sollte der Erregersollwert erhöht werden, bis die Generatorspannung wieder 27 kV beträgt. Dabei erhöht sich die induktive Blindleistung. Darüber hinaus wird Blindleistung im BHB im Zusammenhang mit verschiedenen RMA-Warnungen oder Schutzauslösungen in der Beschreibung des Meldetextes, der Folgen und Maßnahmen erwähnt.

⁸ Als $\cos(\phi)$ wird der Leistungsfaktor bezeichnet, also das Verhältnis von Wirkleistung zu Scheinleistung. Beträgt $\cos(\phi) = 1$ ist die Wirkleistung gleich der Scheinleistung, es wird also keine Blindleistung produziert.

KKW3:

Die Bereitstellung von Blindleistung erfolgt nach Anforderung unter Beachtung des Generator-Leistungsdigramms.

KKW4:

Bei mehreren Störungsmeldungen wird u. a. das Höher- oder Tieferstufen der Blindleistung als Maßnahme erwähnt. Zudem werden Vorgaben zur Blindleistung auch für die Synchronisation des Blockes aus dem Inselbetrieb und der Vorgabe der 380-kV-Netzspannung vom Lastverteiler an den Block gemacht.

KKW5:

Für den Blindleistungsbetrieb sind beide Maschinentransformatoren überspannungsseitig mit einem versenkten Sternpunktstufenschalter⁹ ausgestattet. Dieser kann von Hand am Wartenleitstand oder vom Übertragungsnetzbetreiber gesteuert werden.

KKW6:

Das Bereitstellen von Blindleistungsreserve ist innerhalb des in Abb. 3.4 dargestellten Generatorbelastungsdiagramms möglich.

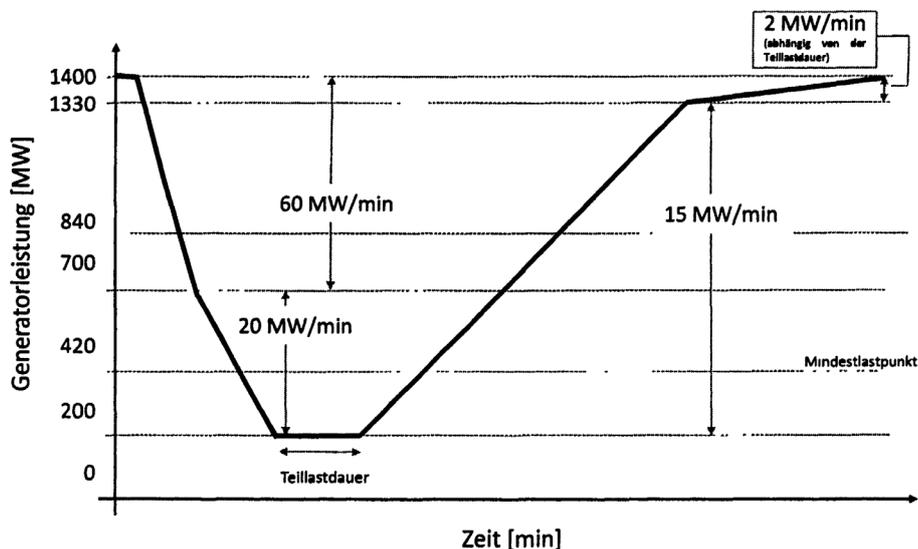


Abb. 3.4 Darstellung des Generatorbelastungsdiagramms

⁹ Als „Sternschaltung“ wird die Zusammenschaltung mehrerer Anschlüsse in einem gemeinsamen Punkt bezeichnet, dem sogenannten „Sternpunkt“. Zwischen den jeweiligen Anschlüssen und dem Sternpunkt ist jeweils ein Widerstand geschaltet. Stufenschalter werden bei Leistungstransformatoren zur Einstellung des Übersetzungsverhältnisses genutzt.

Die Betriebsspannung im 380-kV-Netz sollte nach Aufforderung bzw. nach Rücksprache mit dem Übertragungsnetzbetreiber durch Stufen der Maschinentransformatoren zwischen 408 kV und 417 kV gehalten werden. Zum Erhöhen der Netzspannung kann die erzeugte Blindleistung induktiv vergrößert werden (abwärts stufen). Zum Verringern der Netzspannung kann aufwärts gestuft werden. Bei Änderungen der Blindleistung müssen sowohl der erlaubte Betriebsbereich als auch die 27-kV-Generator клемmspannung¹⁰ beachtet werden.

KKW7:

Im BHB ließen sich keine generellen Aussagen zum Blindleistungsbetrieb finden. Es wird aber beispielsweise im Unterkapitel „Rechnermeldeanlage“ erwähnt, dass bei Ausfall der gesamten Umluftkühlanlage die Blindleistung nach Absprache mit dem Lastverteiler umgehend reduziert werden soll.

3.2.5 Minutenreserve

KKW3:

Die Leistungsreduzierung darf maximal 300 MW betragen. Zudem darf eine Bruttoleistung von 825 MW nicht unterschritten werden.

KKW7:

Die Anforderung der Minutenreserve erfolgt zunächst telefonisch, der elektronische Kraftwerksfahrplan und das Fax werden nachgereicht. Gradient und Leistungszielwert werden manuell eingestellt.

3.2.6 Windenergieausgleich

KKW7:

Die Anforderung des Windenergieausgleichs erfolgt zunächst telefonisch, der elektronische Kraftwerksfahrplan und das Fax werden nachgereicht. Gradient und Leistungszielwert werden manuell eingestellt.

¹⁰ „Klemmspannung“ bezeichnet die zwischen den beiden Anschlüssen einer Spannungs- oder Stromquelle bei geschlossenem Stromkreis vorhandene elektrische Spannung.

3.2.7 Möglichkeit gleichzeitiger Fahrweisen

KKW2:

Ein gleichzeitiger Betrieb von Sekundärregelung und Primärregelung ist möglich.

KKW3:

Die Primärregelung kann zusammen mit den Durchführungsanforderungen „Fahrplan“, „Mindestlast“ und „Volllast“ durchgeführt werden. Wenn die Durchführungsanforderung „Volllast“ gemeinsam mit der Primärregelung betrieben werden soll, muss der Zielwert der Generatorleistung auf den aktuellen 100 % Generatorleistungswert minus einem Regelanteil von 45 MW eingestellt werden. Der aktuelle Anlagenzustand (z. B. Abbrand, Kühlwasser, ...) bestimmt dabei die Generatorleistung von 100 %. Wenn die Primärregelung gleichzeitig mit der Durchführungsanforderung „Mindestlast 755 MW“ (Netto [825 MW Brutto]) betrieben werden soll, muss die Generatorleistung auf den minimal zulässigen Regelbereichswert für die netzstützende Leistungsregelung (825 MW [Brutto]) plus einen Regelanteil von 45 MW eingestellt werden. Wenn „Mindestlast 350 MW“ (Netto [400 MW Brutto]) angefordert wurde, ist ein gleichzeitiger Betrieb der Durchführungsanforderung „Fahrplan“ oder der Primär- und/oder Sekundärregelung nicht möglich. Die Minutenreserve kann sowohl bei Volllast als auch bei Teillastzuständen durchgeführt werden. Ein gleichzeitiger Betrieb der Primärregelung mit der Minutenreserve ist möglich, wobei der Regelanteil von 45 MW beachtet werden muss. Bei gleichzeitigem Betrieb der Fahrweisen Primärregelung und „Fahrplan“ kann die Leistungsvorgabe Werte zwischen 870 MW (Brutto) und dem aktuellen 100 % Generatorleistungswert (Brutto) minus dem Regelanteil von 45 MW annehmen.

KKW5:

Primärregel- und Sekundärregelbetrieb können gleichzeitig betrieben werden.

3.2.8 Art der Anforderung der Fahrweisen

KKW3:

„Die Durchführungsanforderung „Fahrplan“ erfolgt durch die Kraftwerkseinsatzleitstelle und nur nach Freigabe durch die Schichtleitung.“ „Die Durchführungsanforderung „Minutenreserve“ erfolgt telefonisch durch die Kraftwerkseinsatzleitstelle und nur nach Freigabe durch die Schichtleitung.“ Mithilfe des Sekundärreglers wird die erforderliche Leistungsänderung durchgeführt. Die Kraftwerkseinsatzleitstelle meldet eine Leistungsstei-

gerung ebenfalls telefonisch an, so dass der Gradient rechtzeitig auf 10 MW/min zurückgestellt werden kann. Das Ausstellen der Regelung kann durch das Wartenpersonal jederzeit durchgeführt werden.

KKW4:

Es existieren Übertragungsanlagen (Netzleittechnische Unterverteilstationen Lastverteiler NUL) zwischen Lastverteiler (LV) und Kraftwerk, über die der Lastverteiler Befehle und Anforderungen an das Kraftwerk senden kann. An den Block wird der Befehl „Sekundärregelung“ ausgesandt. Dies wird vom Block mit der Rückmeldung „Quittierung Sekundärregelung EIN“ beantwortet und im LV-System signalisiert.

KKW5:

Die Änderung der Blindleistung kann von Hand am Wartenleitstand oder ferngesteuert durch den Übertragungsnetzbetreiber erfolgen. Über die Fernkommandoanlage (FKA) erfolgt die Anforderung „Sekundärregelung EIN“.

KKW6:

Leistungsänderung und Primärregelleistung werden telefonisch durch den Lastverteiler oder Übertragungsnetzbetreiber angefordert. Dabei werden dem Schichtleiter der Wert und Gradient der Leistungsänderung sowie die voraussichtliche Dauer der Leistungsänderung mitgeteilt. Die Generatorblindleistung wird nach Möglichkeit gemäß der Anzeige am Hauptleitstand nach Aufforderung bzw. Rücksprache mit dem Übertragungsnetzbetreiber eingestellt.

KKW7:

In der Regel erfolgt die Anforderung des Lastfolgebetriebs durch die Einsatzplanung über einen elektronischen Kraftwerksfahrplan, der geprüft und separat freigegeben werden muss. Der elektronische Fahrplan wird im Kraftwerk durch ein paralleles Fax verifiziert. Im Fall von Minutenreserve und Windausgleichsbetrieb erfolgt die Anforderung zunächst telefonisch, der elektronische Kraftwerksfahrplan und das Fax werden nachgereicht. Gradient und Leistungszielwert werden in diesem Fall manuell eingestellt.

3.2.9 Leistungsgradienten

KKW2:

Das Zuschalten der Sekundärregelung erfolgt mit einem Leistungsgradienten von ≥ 20 MW/min. Das Abschalten der Sekundärregelung erfolgt mit einem Leistungsgradienten von ≥ 15 MW/min.¹¹

KKW3:

Bei angeforderter Minutenreserve erfolgt die Leistungsreduzierung mit einem Gradienten von 20 MW/min. Die Leistungssteigerung (positive Minutenreserve) wird mit einem Gradienten von 10 MW/min durchgeführt. Bei Anforderung der Sekundärregelung oder des Fahrens nach Fahrplan wird der „Leistungsgradientensteller DP/DT “ auf 5-10 MW/min (falls erforderlich auf maximal 35 MW/min) eingestellt. Bei der Anforderung der Primärregelung und asymmetrischen Primärregelung wird der „Leistungsgradientensteller DP/DT “ auf 10 MW/min eingestellt. Bei angeforderter „Mindestlast 350 MW Netto“ (400 MW Brutto) wird DP/DT auf ≤ 10 MW/min eingestellt.

KKW4:

Ein Gradient von 30 MW/min sollte bei der Sekundärregelung nicht überschritten werden.

KKW5:

Falls die Gefahr von Leitungsabschaltungen aufgrund von Störungen im Verbundnetz besteht (z. B. aufgrund von Seiltanzen), kann vom Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) eine Leistungsabsenkung angeordnet werden. In diesem Fall muss die Generatorleistung mit einem Gradienten von 80 MW/min auf 75 % (ca. 110 MW) abgesenkt werden.

KKW6:

Die Änderungen der Generatorleistung werden sowohl als stetige als auch als sprunghafte Leistungsänderungen durchgeführt. Ein Durchfahren des gesamten Leistungsbereichs ist im Allgemeinen innerhalb von 30-60 min möglich.

¹¹ Die Angabe „ \geq “ findet sich so im BHB. Nach Meinung der GRS müsste es „ \leq “ heißen.

KKW7:

Bei der Auslegung wurden sowohl stetige als auch sprunghafte Leistungsänderungen betrachtet. Es werden jedoch keine sprungförmigen Leistungsänderungen im Lastfolgebetrieb angewendet. Im praktischen Anlagenbetrieb werden alle Varianten des Lastfolgebetriebs mit einem Gradienten von 1%/min (ca. 13 MW/min) durchgeführt. Der Gradient kann durch den Einsatzrechner fest vorgegeben oder manuell eingestellt (Einsatzrechner ausgeschaltet) werden. Änderungen des vorgegebenen Gradienten für den Lastfolgebetrieb sind innerhalb der in Abschnitt 3.3.10 aufgeführten Grenzen zulässig.

3.2.10 Leistungsänderungsgeschwindigkeiten bei stetigen Leistungsänderungen

Für KKW5, KKW6 und KKW7 gelten im Normalbetrieb mit 20 — 100 % Nennleistung, ausgehend von einem stationären Zustand, die folgenden Angaben:

- Bei Leistungsänderungen bis maximal 20 % der Nennleistung sind Leistungsänderungen von 10 % der Nennleistung pro Minute zulässig und
- Bei Leistungsänderungen bis maximal 50 % der Nennleistung sind Leistungsänderungen von 5 % der Nennleistung pro Minute zulässig.

Für KKW5 gilt zusätzlich:

- Bei Leistungsänderungen bis maximal 80 % der Nennleistung sind Leistungsänderungen von 3 % der Nennleistung pro Minute zulässig.

Für KKW6 und KKW7 gilt zusätzlich:

- Bei Leistungsänderungen bis maximal 80 % der Nennleistung sind Leistungsänderungen von 2 % der Nennleistung pro Minute zulässig.

Des Weiteren sind für KKW5 und KKW6 Beschränkungen durch den Wandtemperatur-Einfluss der Turbine (Turbinenleitreechner) sowie durch die Reaktorleistungsbegrenzung (wobei im BHB von KKW5 zusätzlich „GLAD: gleitender Ansprechwert der Leistungsdichte-Verteilung [PCI¹²-Begrenzung]“ vermerkt ist) beim Durchfahren großer Leistungs-

¹² Pellet-Cladding-Interaction: Wechselwirkung zwischen Brennstoffpellets und Hülle.

bereiche möglich. Beim Hochfahren nach längerem Teillastbetrieb, am Zyklusende sowie beim erstmaligen Anfahren nach einem Wechsel der Brennelemente, können besondere Einschränkungen (Anweisungen des Teilbereichs Physik) gelten.

3.2.11 Voraussetzungen für stoßfreies Abschalten der Primärregelleistung

KKW3:

Zur stoßfreien Abschaltung des Primärregeleinflusses sollte die aktuelle Leistungskorrektur ± 3 MW nicht überschreiten.

KKW5:

Die Frequenzregelung wird über den eingebauten Integrator für stoßfreie Abschaltung mit einem Gradienten von 100 MW/min durchgeführt.

3.2.12 Sprungförmige Leistungsänderungen

KKW6:

Sprungförmige Leistungsänderungen sind im Normalbetrieb innerhalb eines Leistungsbereiches von 40-100 % Nennleistung mit einer Größe von ± 10 % der Nennleistung erlaubt. Es sollten 5 Minuten Mindestabstand zwischen zwei sprunghöhen > 1 % eingehalten werden.

KKW7:

Für den Lastfolgebetrieb werden keine sprunghöhen Leistungsänderungen angewendet.

3.2.13 Borsäurekonzentration

KKW6:

Unterhalb einer Borkonzentration von 100 mg/kg im Primärkreis sollten keine Leistungsänderungen und unterhalb von 50 mg/kg keine Primärregelleistung angefordert werden.

KKW7:

Lastfolgebetrieb ist mit Freigabe durch den Fachbereich Betrieb nach Abschluss einer Revision bis zu einer Borsäurekonzentration von ca. 100 ppm am Zyklusende zulässig.

Falls eine Leistungsabsenkung bei Borkonzentrationen¹³ < 100 ppm nötig sein sollte, muss das Fahrprogramm vor der Leistungsabsenkung mit dem Teilbereich Physik abgesprochen werden.

3.2.14 Sonstiges

KKW1:

Es existieren Schichtanweisungen „Fahrregeln zum Lastwechselbetrieb und zur Brennstoffschonung“. Diese enthalten Vorgaben zu Haltezeiten, Laständerungsgeschwindigkeiten, Konditionierungsgrenzen und Steuerstabsziehgeschwindigkeiten.

KKW3:

Der minimal zulässige Regelbereichswert für die netzstützende Leistungsregelung beträgt 825 MW (Brutto).

KKW4:

Um Arbeitspunkte vorzugeben wird der Fahrplan im Leistungsbetrieb vom Lastverteiler vorgegeben. Zum Anfordern von Leistungswerten überträgt der Lastverteiler einen Sollwert. Dieser wird im Kraftwerk auf der Rechneranlage angezeigt. Die Anforderung des Fahrplans läuft in folgenden Schritten ab:

- Übermittlung der Lastverteiler-Leistungs-Anforderung an das Kraftwerk,
- Generierung der Änderungsmeldung durch den Lastverteiler,
- Quittierung der Anforderung „Fahrplan“ durch das Kraftwerk und
- Anfahren des vorgegebenen Wertes durch das Kraftwerk.

KKW5:

Falls die Gefahr von Leitungsabschaltungen aufgrund von Störungen im Verbundnetz besteht (z. B. aufgrund von Seiltanzen) kann vom ÜNB eine Leistungsabsenkung angeordnet werden. In diesem Fall muss die Generatorleistung mit einem Gradienten von 80 MW/min auf 75 % (ca. 110 MW) abgesenkt werden. Die Blindleistung muss so eingestellt werden, dass sich $\cos(\phi) \approx 1$ gilt.

¹³ Das BHB „springt“ hier tatsächlich in zwei aufeinanderfolgenden Sätzen zwischen den Begriffen „Borsäurekonzentration“ und „Borkonzentration“.

3.3 Kapitelzusammenfassung

In Abschnitt 3.1 wurden Definitionen zu in diesem Bericht verwendeten stromnetzspezifischen Begrifflichkeiten hinsichtlich der flexiblen Einspeisung in das Verbundnetz, wie Regelleistung, Dispatch/Redispatch, Lastfolgebetrieb und Blindleistungsregelung gegeben.

In Abschnitt 3.2 wurden die Ergebnisse der Untersuchung der Betriebshandbücher der acht zu Beginn des Vorhabens im Leistungsbetrieb befindlichen deutschen Kernkraftwerke hinsichtlich Angaben zu Möglichkeiten des flexiblen Betriebs dargestellt. Wie in Tab. 3.1 dargestellt ist, werden in allen untersuchten Betriebshandbüchern Angaben zu Möglichkeiten des flexiblen Betriebs gemacht. Die Detailtiefe bzw. das Vorhandensein von Angaben zu Möglichkeiten des flexiblen Betriebs unterscheiden sich dabei zwischen den einzelnen Anlagen erheblich. Während in einigen BHB Angaben in großer Detailtiefe gemacht sind, finden sich in anderen BHB zum Teil nur unvollständige oder keine Angaben zu einzelnen Möglichkeiten des flexiblen Betriebs. Die Ursache für diese stark unterschiedliche Detailtiefe ist der GRS nicht bekannt.

Die Darstellung der möglichen Leistungsänderungsgeschwindigkeiten der Anlagen ist in den untersuchten Betriebshandbüchern ebenfalls sehr uneinheitlich. Während für einige Anlagen konkrete und übereinstimmende Angaben zu möglichen Leistungsänderungsgeschwindigkeiten wie

- bei Leistungsänderungen bis maximal 20 % der Nennleistung sind Leistungsänderungen von 10 % der Nennleistung pro Minute zulässig und
- bei Leistungsänderungen bis maximal 50 % der Nennleistung sind Leistungsänderungen von 5 % der Nennleistung pro Minute zulässig

gemacht wurden, sind in anderen BHB nur uneinheitliche oder gar keine Angaben vorhanden. Die Ursache hierfür ist der GRS ebenfalls nicht bekannt.

In den untersuchten BHB finden sich teilweise Angaben zur Blindleistungsabgabe, den Fahrweisen, der Anforderungsart für den flexiblen Betrieb sowie Hinweise und Einschränkungen zu den jeweiligen Anforderungen. Die Verantwortung für den sicheren Betrieb der Anlagen trägt der Betreiber, d. h. wenn aus Sicht des Betreibers sicherheitstechnisch wichtige Aspekte gegen den flexiblen Betrieb sprechen, wird dieser nicht

durchgeführt. Darüber hinaus können je nach Anlage und Anlagenzustand weitere betriebliche Gründe zu Einschränkungen des flexiblen Betriebs führen. Dazu zählen beispielsweise das erstmalige Anfahren nach einem Brennelement-Wechsel oder der Streckbetrieb am Zyklusende. /BFS 10/

Die deutschen Kernkraftwerke müssen aufgrund der Regelungen bezüglich des Anschlusses an das Verbundnetz (z. B. /TRA07/) in der Lage sein, bestimmte Maßnahmen zur flexiblen Einspeisung erbringen zu können. Allerdings konnten nicht in allen untersuchten BHB Informationen zu allen verschiedenen Fahrweisen gefunden werden (siehe Tab. 3.1). Da diese Regelungen betrieblich und nicht sicherheitstechnisch relevant sind, müssen diese nicht im BHB enthalten sein. In einigen Anlagen sind diese Fahrweisen in Fachanweisungen geregelt. Diese liegen der GRS allerdings nicht vor und finden somit keine Berücksichtigung in diesem Bericht.

Insgesamt lässt sich sagen, dass in den untersuchten BHB der deutschen Kernkraftwerke diverse Angaben zu Maßnahmen des flexiblen Betriebs enthalten sind. Diese unterscheiden sich aber zwischen den einzelnen BHB zum Teil erheblich, wobei die Gründe für diese Unterschiede der GRS nicht bekannt sind.

4 Untersuchung von Art und Häufigkeit netzstützender Maßnahmen

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der Arbeiten zu Arbeitspaket 3 „Untersuchung von Art und Häufigkeit netzstützender Maßnahmen“ dargestellt. Dabei wird in Abschnitt 4.1 auf Leistungsanpassungen von Kraftwerken aufgrund von Redispatch-Maßnahmen eingegangen. In Abschnitt 4.2 werden die Ergebnisse der Auswertung der Daten zu Redispatch-Maßnahmen in Kernkraftwerken ausgewertet. Dabei wird sowohl auf die Beteiligung von Kernkraftwerken an Redispatch-Maßnahmen allgemein als auch für jeden Kernkraftwerksstandort einzeln eingegangen. Die Auswertung von Verläufen der Netzfrequenz im Verbundnetz wird in Abschnitt 4.3 dargestellt. Des Weiteren wurden Daten aus verschiedenen Quellen wie Daten zu Redispatch-Maßnahmen, Daten zu erzeugter Leistung, Daten zu Verläufen der Netzfrequenz sowie Daten zu Einzelereignissen (insbesondere wurden Zeitpunkte betrachtet, an denen Stürme auftraten) korreliert. Die Ergebnisse dieser Auswertungen sind in Abschnitt 4.4 gezeigt. Eine Kapitelzusammenfassung der Ergebnisse zu Arbeitspaket 3 wird in Abschnitt 4.5 dargestellt.

Das Ziel der Arbeiten in diesem Arbeitspaket war es, anhand der Auswertung und Korrelation von Daten zu Redispatch-Maßnahmen, zu Verläufen der Netzfrequenz sowie zur erzeugten Leistung von Kraftwerken einen Überblick zu erhalten, in welchem Ausmaß Kraftwerke, insbesondere Kernkraftwerke, zu Maßnahmen zur Unterstützung des Verbundnetzes herangezogen werden. Insbesondere sollte dabei auf Redispatch-Maßnahmen eingegangen werden, da die Datenlage bezüglich der Redispatch-Maßnahmen sehr gut war. Außerdem sollte ausgewertet werden, welchen Einfluss der Ausfall von Kraftwerksleistung auf die Netzfrequenz hat und welchen Einfluss witterungsbedingte Ereignisse, insbesondere Stürme, haben.

4.1 Leistungsanpassungen aufgrund von Redispatch

Die zuverlässige Versorgung der Allgemeinheit mit elektrischer Energie aus dem Übertragungsnetz hängt letztlich von einer ausgeglichenen Bilanz zwischen Stromeinspeisung auf der einen Seite und Stromverbrauch auf der anderen Seite ab. Dies schließt aufgrund der nicht deckungsgleichen geographischen Verteilung von einspeisenden Kraftwerken und Stromverbrauchern den Transport großer Strommengen über teils beachtliche räumliche Distanzen mit ein.

Die Kraftwerksbetreiber nehmen auf Basis der an den Strommärkten ausgehandelten Strommengen und unter Berücksichtigung von Unverfügbarkeiten täglich eine Kraftwerkseinsatzplanung für den Folgetag vor, die beinhaltet, welche Kraftwerke für welche Zeiträume und mit welcher Auslastung betrieben werden sollen. Bei Solar- und Windkraftanlagen schließt die Planung eine Analyse der Wetterdaten ein. Diese Einsatzplanungen, genannt Dispatch, werden an den zuständigen Übertragungsnetzbetreiber gemeldet. Alle Einsatzplanungen in den vier deutschen Regelzonen¹⁴ ergeben zusammengekommen den bundesdeutschen Dispatch. Demgegenüber steht der von den Übertragungsnetzbetreibern aufgrund von Erfahrungswerten prognostizierte Stromverbrauch. Die Übertragungsnetzbetreiber prüfen nun mittels Lastflussberechnungen und auf Grundlage der vorhandenen Netzkapazitäten (maximale mögliche Stromflüsse auf den Leitungen des Verbundnetzes) die voraussichtliche Beanspruchung der einzelnen Teile des Stromnetzes durch den Dispatch. Werden hierbei voraussichtliche Engpässe identifiziert, hat der Übertragungsnetzbetreiber das Recht, in die Fahrweise der Erzeugungsanlagen einzugreifen und einen sogenannten Redispatch zur Verlagerung der Stromproduktion von einem auf ein anderes Kraftwerk anzuweisen. Dabei bleibt die Stromeinspeisung der beiden betroffenen Kraftwerke in Summe gleich, aber die Einzelanteile werden so verschoben, dass das Kraftwerk, welches in Richtung des Lastflusses vor dem Engpass liegt, weniger Strom einspeist, und das Kraftwerk, welches hinter dem Engpass liegt, mehr Strom einspeist, was insgesamt zu einer Engpassentlastung führt. Ein Redispatch kann grundsätzlich sowohl innerhalb einer Regelzone als auch über eine Regelzongrenze hinweg angewiesen werden. An die deutschlandweite Koordination hinsichtlich der Prognose für Engpässe im Übertragungsnetz und die Anweisung entsprechender Redispatch-Maßnahmen (präventiver Redispatch-Prozess 1) ab 14:30 Uhr des Vortrags schließt sich ab 18:00 Uhr die europäische Koordination (DACF – Day ahead congestion forecast) mit anschließender Überprüfung der bereits ergriffenen und eventuellen Anweisung weiterer Redispatch-Maßnahmen an (präventiver Redispatch-Prozess 2). Am Tag selbst können auf Basis des Intraday-Congestion Forecast (IDCF) und von ständigen Berechnungen der Netzsicherheit gegebenenfalls weitere Maßnahmen angewiesen werden (kurativer Redispatch). /REI 19/, /BDE 18/

¹⁴ Auf die Übertragungsnetzbetreiber und Regelzonen im deutschen Übertragungsnetz wird in Abschnitt 4.1.2 genauer eingegangen.

Die „Systemverantwortung der Betreiber von Übertragungsnetzen“ ist in §13 EnWG festgelegt, wonach diese *„sofern die Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems in der jeweiligen Regelzone gefährdet oder gestört ist [...] berechtigt und verpflichtet“* sind, *„die Gefährdung oder Störung zu beseitigen“* /BMJ 05/. Grundsätzlich erstreckt sich *„die Verpflichtung, sich der Anpassung der Wirkleistungseinspeisung bzw. des -bezugs durch die Übertragungsnetzbetreiber zu unterwerfen, [...] gemäß §13s EnWG auf alle Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung elektrischer Energie mit einer elektrischen Netto-Nennwirkleistung größer oder gleich 10 MW unabhängig von der Spannungsebene“* /AMP 18/. Eine solche Anpassung der Wirkleistungseinspeisung *„umfasst auch die Anforderung einer Einspeisung oder eines Bezugs aus Anlagen, die derzeit nicht einspeisen oder beziehen und erforderlichenfalls erst betriebsbereit gemacht werden müssen oder auch zur Erfüllung der Anforderung einer Einspeisung oder eines Bezugs eine geplante Revision verschieben müssen“* /AMP 18/.

Generell lässt sich sagen, dass eine Redispatch-Maßnahme der Einhaltung von Strom- und Spannungsgrenzwerten sowie der Erhaltung der (n-1)-Ausfallsicherheit¹⁵, also einer Erhöhung der Versorgungssicherheit des Verbundnetzes, dient. Es wird zwischen strombedingten und spannungsbedingten Anpassungen von Wirkleistungseinspeisung und -bezug unterschieden. In der Regel entstehen durch Redispatch-Maßnahmen Zusatzkosten, da sie eine Abweichung vom ursprünglich geplanten, auf seine Wirtschaftlichkeit hin optimierten Dispatch darstellen. Die Anzahl der angewiesenen Redispatch-Maßnahmen spiegelt also, wie gut die vorhandenen Netzkapazitäten zu den geographischen Gegebenheiten des Netzes im Hinblick auf Stromeinspeisung und Stromausspeisung sowie den damit verbundenen ökonomischen Interessen passt. Eine vergleichsweise hohe Anzahl von Redispatch-Maßnahmen kann daher als Indikator für eine angespannte Situation im Übertragungsnetz angesehen werden.

Für den vorliegenden Bericht wurden Daten der gemeinsamen Informationsplattform der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber, www.netztransparenz.de /NET 19/, ausgewertet. Auf dieser Plattform werden auf Grundlage einer Festlegung der Bundesnetzagentur /BNE 12/ tagesscharfe Daten zu Redispatch-Maßnahmen veröffentlicht, die Anpassungen von in einer der vier deutschen Regelzonen angeschlossenen Kraftwerken

¹⁵ Der Grundsatz der (n-1)-Ausfallsicherheit im Bereich von Stromnetzen besagt, dass in einem Stromnetz auch bei maximaler Auslastung die Versorgungssicherheit des Netzes gewährleistet bleibt, wenn es zum Ausfall oder zur Abschaltung einer Komponente, z. B. einer Leitung, kommt. Es darf in einem solchen Fall nicht zu Versorgungsunterbrechungen oder einer Ausweitung der Störung kommen.

betreffen. Dies bedeutet, dass bei grenzüberschreitenden Redispatch-Maßnahmen nur der Teil in den Daten erfasst ist, der sich auf ein in Deutschland angeschlossenes Kraftwerk bezieht. Die oben genannte Festlegung der Bundesnetzagentur /BNE 12/ wurde inzwischen zurückgezogen (siehe Beschluss der Bundesnetzagentur /BNE 15/), davon unberührt bleibt aber die Transparenz- und Nachweispflicht. Diese ist auch auf europäischer Ebene durch die „*Verordnung über die Übermittlung und Veröffentlichung von Daten in Strommärkten*“ /EKO 13/ geregelt sowie in der freiwilligen „*Selbstverpflichtung nach §11 Abs. 2 Satz 4 ARegV der deutschen Übertragungsnetzbetreiber für strom- und spannungsbedingte Wirkleistungsanpassungen*“ /AMP 18/ beschrieben.

Auf der gemeinsamen Informationsplattform der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber sind Daten zu Redispatch-Maßnahmen vom 02. April 2013 an veröffentlicht. Es liegen also ab dem Kalenderjahr 2014 vollständige Datensätze für die vergangenen Jahre vor. Diese Daten, in manchen Fällen ergänzt durch Daten aus dem dritten und vierten Quartal des Jahres 2013 und dem ersten und zweiten Quartal des Jahres 2019, bilden die Grundlage der folgenden Auswertungen. Später veröffentlichte Daten wurden im Rahmen dieses Vorhabens nicht ausgewertet.

4.1.1 Auswertung aller Redispatch-Maßnahmen in den deutschen Regelzonen

Ein erster Eindruck über die zeitliche Entwicklung der Notwendigkeit von Redispatch-Maßnahmen im Übertragungsnetz ergibt sich aus der Anzahl aller Redispatch-Maßnahmen pro Monat wie in Abb. 4.1 dargestellt.

Es ist ersichtlich, dass in den Wintermonaten häufiger Redispatch-Maßnahmen notwendig werden als in den Sommermonaten. Außerdem ist die jährliche Gesamtzahl der angewiesenen Redispatch-Maßnahmen im Schnitt seit dem Jahr 2015 höher als davor. Letzteres wird auch aus einer Detailauswertung der durchschnittlichen Anzahl der pro Tag angewiesenen Redispatch-Maßnahmen deutlich. Während diese in den Jahren 2013¹⁶ und 2014 bei durchschnittlich knapp 10 Redispatch-Maßnahmen pro Tag lag, liegt die durchschnittliche Anzahl seit dem Jahr 2015¹⁷ bereits bei knapp 15 Redispatch-Maßnahmen pro Tag.

¹⁶ Hinweis: Entsprechende Daten sind erst ab 02. April 2013 verfügbar.

¹⁷ Zur Berechnung wurden Daten bis einschließlich 05. Juni 2019 berücksichtigt.

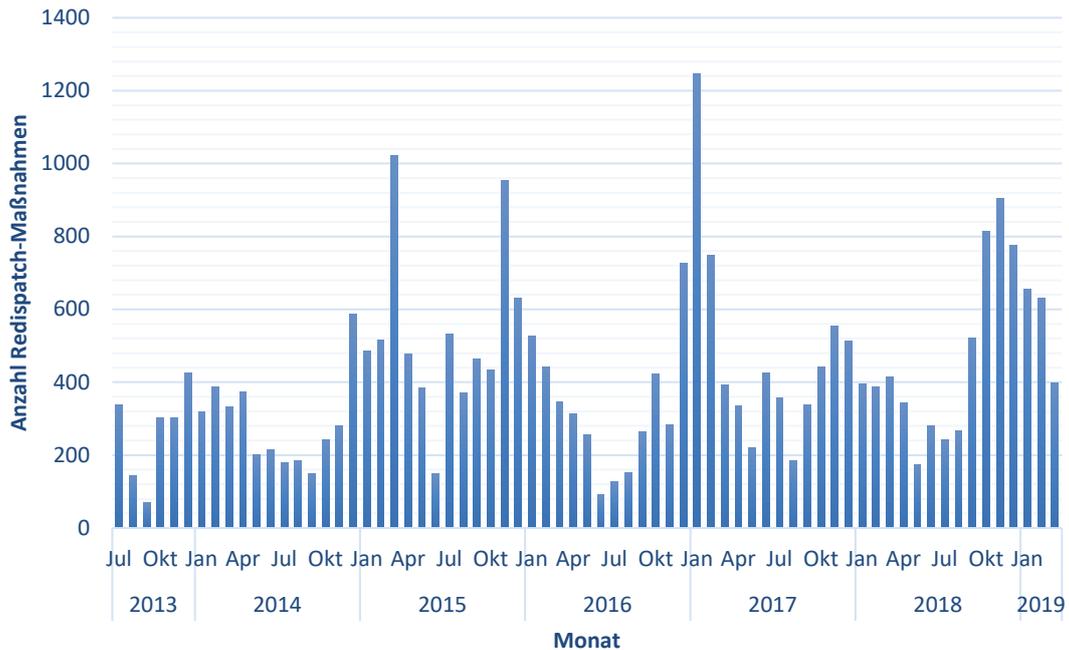


Abb. 4.1 Monatliche Anzahl der Redispatch-Maßnahmen im Zeitraum Juli 2013 bis März 2019

Bei der Analyse der Häufigkeit von Redispatch-Maßnahmen ist es wesentlich, die Gründe für die einzelnen Redispatch-Maßnahmen differenziert zu betrachten. Hierbei kann im Wesentlichen zwischen strom- und spannungsbedingtem Redispatch unterschieden werden. Während der strombedingte Redispatch durch die Entlastung einzelner Netzabschnitte auf die Vermeidung oder Beseitigung einer Überlastung von Betriebsmitteln im Verbundnetz abzielt, dient der spannungsbedingte Redispatch der Erhaltung einer stabilen Netzfrequenz durch zusätzliche Bereitstellung von Blindleistung im betroffenen Netzabschnitt. In den ausgewerteten Daten zu Redispatch-Maßnahmen werden außerdem noch „sowohl spannungs- als auch strombedingte Redispatch-Maßnahmen“ sowie „Maßnahmen zum gezielten Leistungsausgleich beim Einspeisemanagement auf Basis von erneuerbaren Energien (§14 EEG)“ genannt.

Auf der Informationsplattform www.netztransparenz.de /NET 19/ sind für den Zeitraum Juli 2013 bis März 2019 insgesamt 28.388 Einzelmaßnahmen zum Redispatch gelistet. Von den Einzelmaßnahmen entfallen über 93 % auf rein strombedingte Redispatch-Maßnahmen und etwa 6 % auf rein spannungsbedingte Redispatch-Maßnahmen. Bei sehr viel weniger Einzelmaßnahmen wird als Grund strom- und spannungsbedingter Redispatch und der gezielte Leistungsausgleich beim Einspeisemanagement genannt (je-

weils < 1 %). Die weitaus häufigste Ursache für Redispatch-Maßnahmen sind im betrachteten Zeitraum daher Engpässe im Übertragungsnetz. Da es sich bei der überwiegenden Anzahl der Redispatch-Maßnahmen um rein strombedingte Maßnahmen handelt, ist es wenig überraschend, dass die in Abb. 4.2 dargestellte Verteilung dieser Maßnahmen im Wesentlichen der in Abb. 4.1 dargestellten Verteilung aller Redispatch-Maßnahmen im selben Zeitraum entspricht.

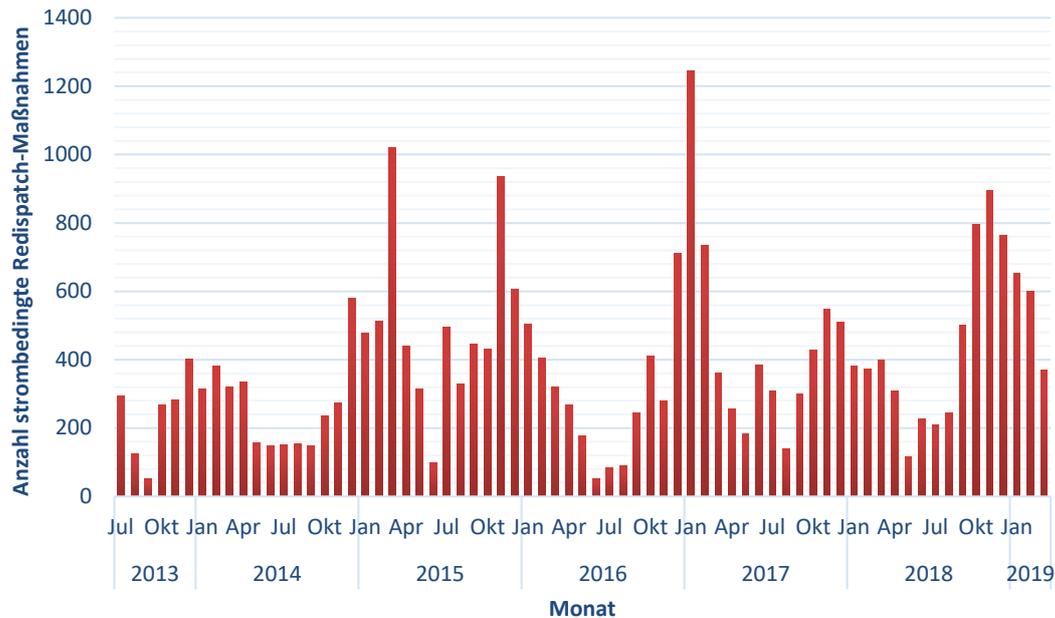


Abb. 4.2 Monatliche Anzahl der rein strombedingten Redispatch-Maßnahmen im Zeitraum Juli 2013 bis März 2019

Ein verstärkter Einsatz der strombedingten Redispatch-Maßnahmen findet vor allem in den Wintermonaten statt. Dies spiegelt zum einen die Tatsache wider, dass der Stromverbrauch an kalten, dunklen Wintertagen merklich höher ist als an warmen, hellen Sommertagen, und zum anderen die Tatsache, dass die Einspeisung aus erneuerbaren Energien sowohl zeitlich als auch geographisch starken jahreszeitlichen Schwankungen unterliegt. Letzteres wurde für einen Zeitraum von 20 Jahren vom Deutschen Wetterdienst ausgewertet und in einer Veröffentlichung für die Klimapressekonferenz des Jahres 2018 in Berlin thematisiert /DWD 18/.

In /DWD 18/ wird erwähnt, dass die Bereitstellung von Solarenergie im Winter geringer und von Windenergie höher ist, als im Sommer. In Deutschland führt dies im Winter zu einer geographischen Verschiebung der Einspeisung von Süden nach Norden. Damit verstärkt sich der Stromtransport von Norddeutschland nach Süddeutschland in den

Wintermonaten zusätzlich. Ohnehin hat dieser durch den Ausbau von Erzeugungsanlagen im Norden und die Stilllegung von Erzeugungsanlagen im Süden in Verbindung mit der geographischen Anordnung industrieller Großverbraucher in Süddeutschland zugenommen. Damit kommt es in diesen Monaten noch deutlich häufiger zu Engpässen im Übertragungsnetz, die durch strombedingte Redispatch-Maßnahmen vermieden oder behoben werden.

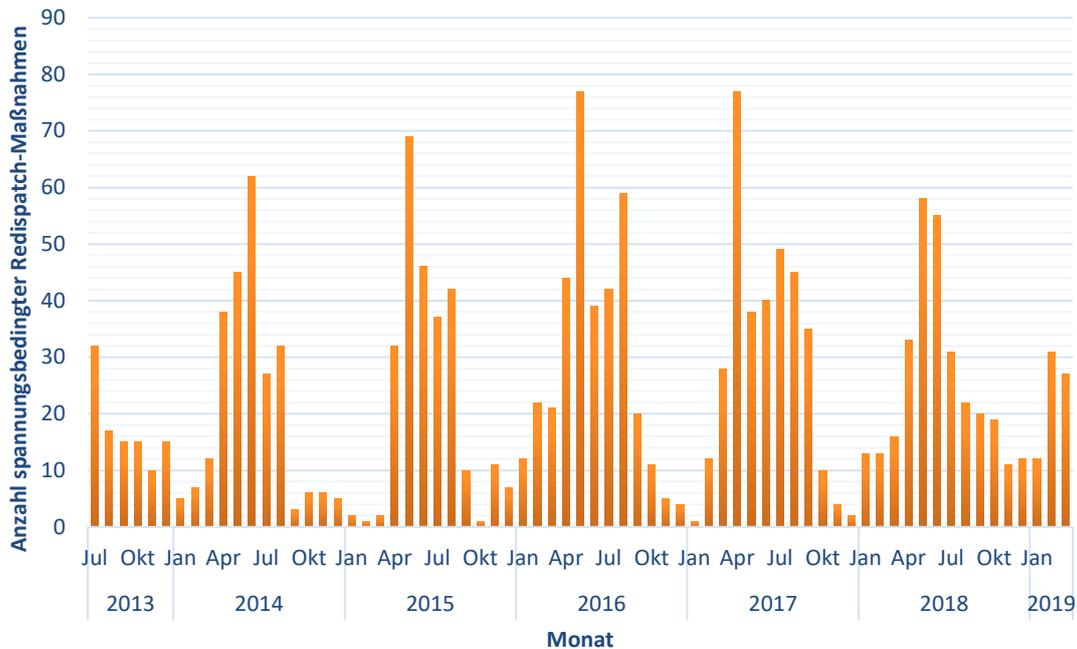


Abb. 4.3 Monatliche Anzahl der rein spannungsbedingten Redispatch-Maßnahmen im Zeitraum Juli 2013 bis März 2019

Während die beschriebenen jahreszeitlichen Schwankungen und die damit verbundene geographische Verlagerung der Einspeisung einen starken Einfluss auf die Auslastung der Leitungen des Übertragungsnetzes und damit auf die Anzahl der strombedingten Redispatch-Maßnahmen haben, unterliegen die spannungsbedingten Redispatch-Maßnahmen Schwankungen von Wirk- und Blindleistungseinspeisung bzw. -verbrauch auf der Verbraucher- und Einspeiseseite. Wie aus Abb. 4.3 ersichtlich wird, treten spannungsbedingte Redispatch-Maßnahmen verstärkt in den Sommermonaten auf. Dies lässt sich unter anderem darauf zurückführen, dass es typischerweise im Sommer aufgrund von Revisionstätigkeiten eine höhere Unverfügbarkeit von Kohle-, Gas- und Kernkraftwerken gibt. Da diese üblicherweise für die Blindleistungsbereitstellung sorgen, wer-

den zur Aufrechterhaltung der Nennspannung im Verbundnetz, was konkret die Bereitstellung von Blindleistung erfordert, verstärkt spannungsbedingte Redispatch-Maßnahmen erforderlich.

Die Anzahl der in den vergangenen Jahren angeordneten Redispatch-Maßnahmen ist nur ein Hinweis auf die Bedeutung, die Redispatch inzwischen für die Aufrechterhaltung der Stromversorgung in Deutschland hat. Ein weiterer wichtiger Aspekt ist der Umfang der angeforderten Maßnahmen, der sich sowohl über die angeforderte Veränderung der Leistung als auch die Dauer der Maßnahme, also letztlich über die Arbeit pro Maßnahme quantifizieren lässt. Die jährliche Gesamt-Arbeit der angeordneten Redispatch-Maßnahmen in TWh ist in Abb. 4.4 dargestellt.

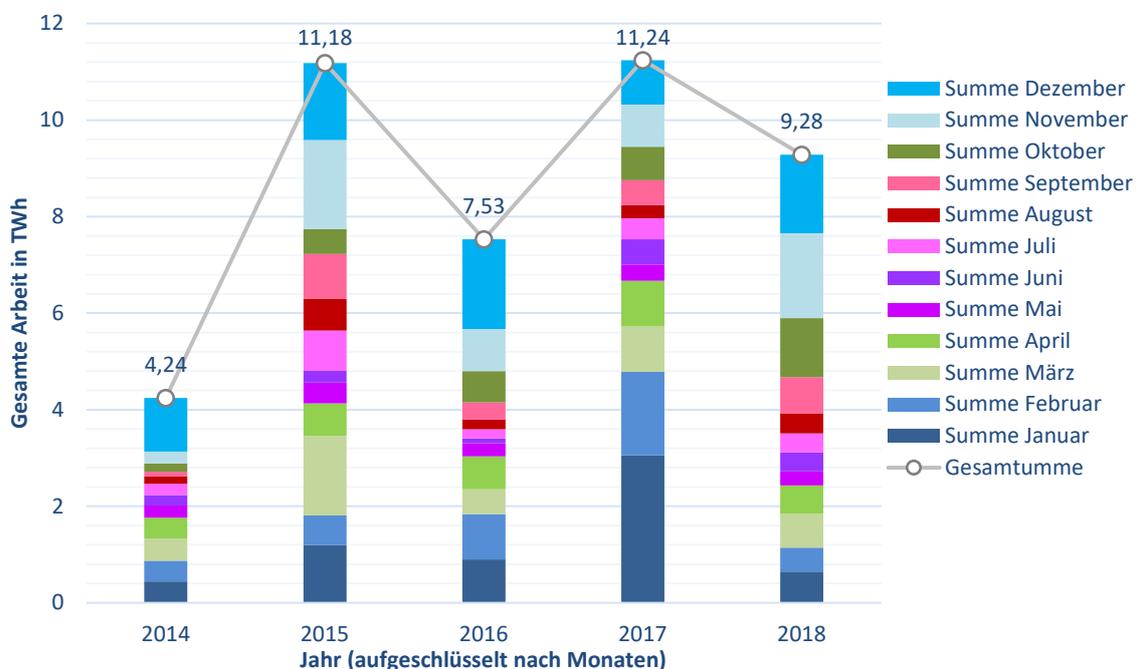


Abb. 4.4 Pro Jahr aufsummierte Arbeit aller Redispatch-Maßnahmen für den Zeitraum 2014 bis 2018, aufgeschlüsselt nach Monaten

Die Detailauswertung der während der Redispatch-Maßnahmen geleisteten Arbeit bestätigt die Ergebnisse der bisherigen Betrachtungen zur Anzahl der Redispatch-Maßnahmen. Aus Abb. 4.4 wird deutlich, dass Redispatch-Maßnahmen in den letzten Jahren in großem Umfang eingesetzt wurden.

Während die gesamte Redispatch-Arbeit im Jahr 2014 noch ca. 4,23 TWh betrug, waren es in den Jahren 2015 und 2017 jeweils mehr als 11 TWh. Besonders auffällig ist hier der Winter 2016/2017. Allein in den Monaten Januar und Februar des Jahres 2017 wurde mehr Redispatch-Arbeit geleistet, als im gesamten Jahr 2014.

Aus einer Betrachtung der jahreszeitlichen Verteilung der Redispatch-Arbeit für die Jahre 2014 bis 2018 wird deutlich, dass auch die Redispatch-Arbeit aller strombedingten Redispatch-Maßnahmen in den Wintermonaten deutlich höher liegt, als in den Sommermonaten (siehe Abb. 4.5). So liegt für diese Jahre die aufsummierte Arbeit im Monat Dezember mit 7,06 TWh fast sieben Mal so hoch wie in den Monaten Mai und Juni mit 1,03 TWh bzw. 1,05 TWh.

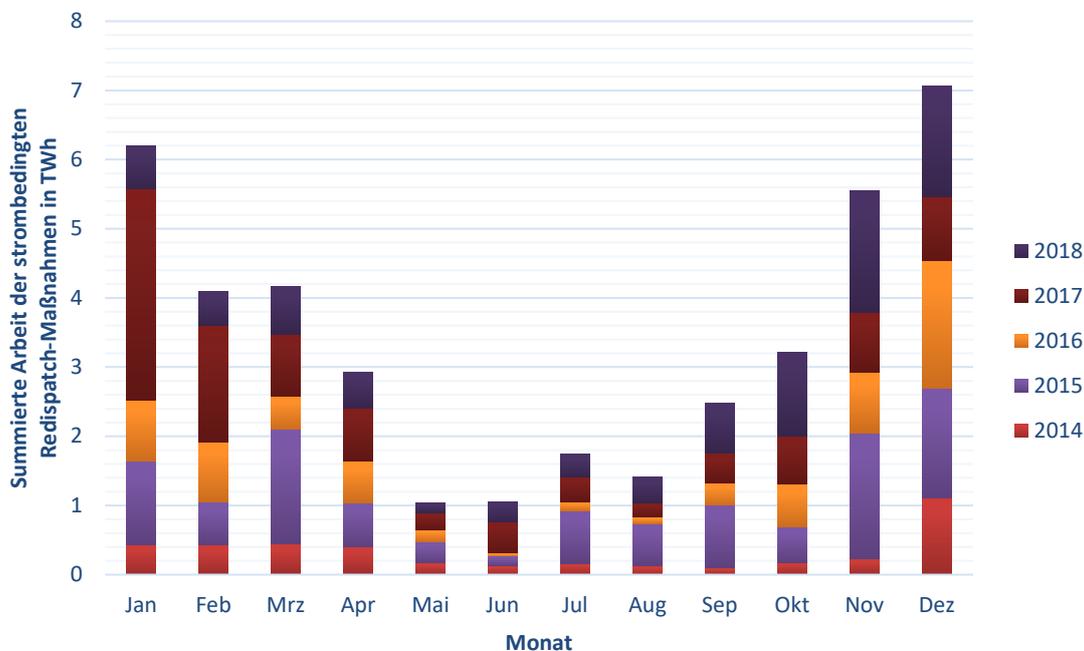


Abb. 4.5 Jahreszeitliche Verteilung der strombedingten Redispatch-Arbeit, aufsummiert für die Jahre 2014 bis 2018

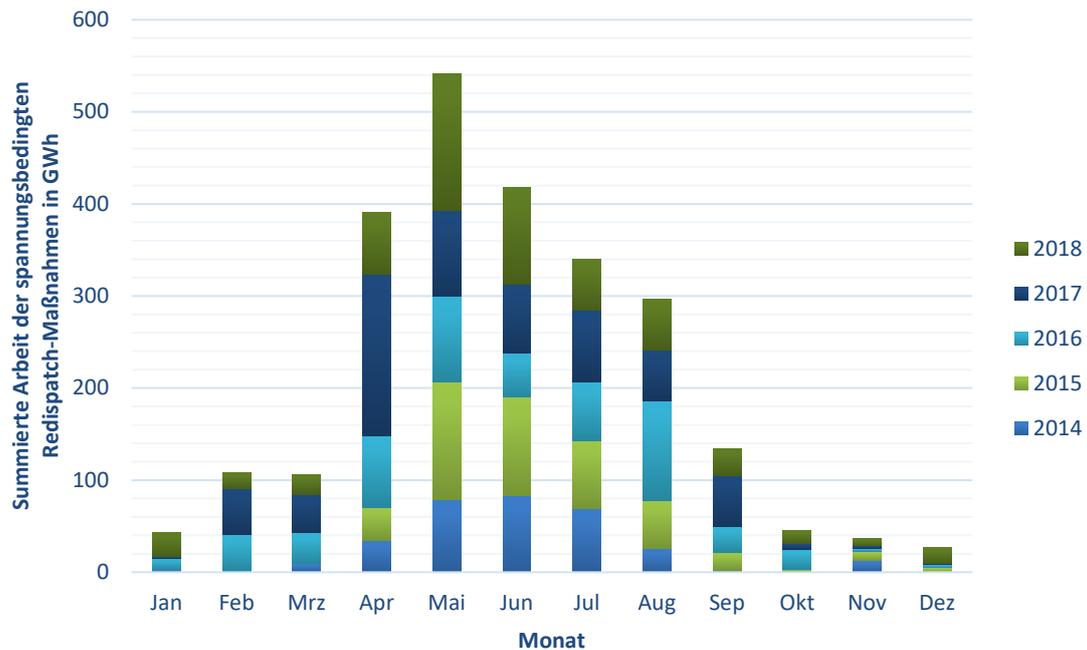


Abb. 4.6 Jahreszeitliche Verteilung der spannungsbedingten Redispatch-Arbeit, aufsummiert für die Jahre 2014 bis 2018

Noch ausgeprägter sind die jahreszeitlichen Unterschiede bei den spannungsbedingten Redispatch-Maßnahmen (siehe Abb. 4.6). Hier liegt die aufsummierte Arbeit mit 541 GWh für den Monat Mai etwa zwanzig Mal höher als für den Monat Dezember mit weniger als 27 GWh. Auch die Monatswerte für die geleistete Redispatch-Arbeit schwanken sehr stark. Beispielsweise wurde im April 2017 mit etwa 175 GWh mehr spannungsbedingte Redispatch-Arbeit geleistet als im betrachteten Fünf-Jahres-Zeitraum in den Monaten Januar, Oktober, November und Dezember zusammen (siehe Abb. 4.6).

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die Anzahl an Redispatch-Maßnahmen in den letzten Jahren gestiegen ist, wobei die gesamte Anzahl an Redispatch-Maßnahmen im Winter höher ist als im Sommer. Das zeigt, dass das Verbundnetz im Winter, wo es zu einer verstärkten Einspeisung von Windenergie im Norden und einer geringeren Einspeisung von Solarenergie im Süden in Verbindung mit dem Ausbau von Erzeugungsanlagen im Norden und der Anordnung industrieller Großverbraucher im Süden kommt, häufiger stark belastet ist. Entstehende Engpässe können durch strombedingte Redispatch-Maßnahmen behoben werden, die dementsprechend im Winter verstärkt erfolgen. Im Sommer ist die Anzahl an Redispatch-Maßnahmen insgesamt deutlich geringer als im Winter.

Werden ausschließlich spannungsbedingte Redispatch-Maßnahmen betrachtet, treten diese allerdings verstärkt im Sommer auf. Dies lässt sich durch die revisionsbedingten Abschaltungen von Großkraftwerken erklären, welche während der Revision nicht zur Blindleistungsbereitstellung zur Verfügung stehen.

4.1.2 Auswertung der Redispatch-Maßnahmen in den einzelnen Regelzonen

In Deutschland sind die vier Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW für das Übertragungsnetz zur überregionalen Versorgung und Übertragung im Höchstspannungsbereich verantwortlich. Dabei ist jeder Übertragungsnetzbetreiber für einen geographisch festgelegten Verbund von Hoch- bzw. Höchstspannungsnetzen, die so genannte Regelzone, zuständig. In Abb. 4.7 sind die vier Regelzonen der Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland dargestellt.

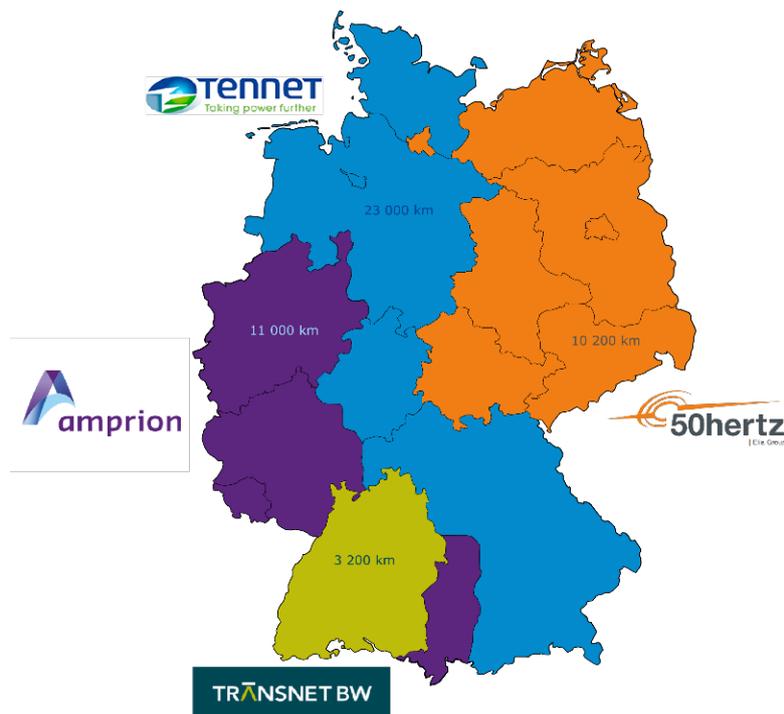


Abb. 4.7 Die vier Regelzonen der Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland mit Angabe der jeweils betriebenen Stromkreislänge an Hoch- und Höchstspannungsleitungen

(Diese Angaben beruhen auf Informationen der vier Übertragungsnetzbetreiber /TRA 19/, /TEN 19/, /AMP 19/, /FUE 19/)

Der Übertragungsnetzbetreiber TenneT betreibt mit 23.000 km Stromkreislänge fast die Hälfte der deutschen Hoch- und Höchstspannungsleitungen (48,5 %), während auf die

Übertragungsnetzbetreiber Amprion und 50Hertz jeweils knapp ein Viertel (23,2 % bzw. 21,5 %) entfallen. Der Übertragungsnetzbetreiber TransnetBW hat mit 3.200 km Stromkreislänge die kleinste der deutschen Regelzonen (6,8 % der Hoch- und Höchstspannungsleitungen).

Neben der in Abschnitt 4.1.1 dargestellten Auswertung der Redispatch-Maßnahmen in allen deutschen Regelzonen ist eine weitere mögliche Betrachtungsweise die Auswertung der Redispatch-Maßnahmen in den einzelnen Regelzonen. In /DWD 18/ wird ausgesagt, dass der Großteil der Windenergieanlagen im Norden Deutschlands, insbesondere an den Küsten, aufgestellt ist. Aus diesem Grund wird klar, dass die Übertragungsnetzbetreiber von küstennahen Netzbereichen am stärksten von Schwankungen hinsichtlich der Windenergiebereitstellung betroffen sind. Dies sind die Übertragungsnetzbetreiber TenneT und 50Hertz (siehe Abb. 4.7).

Eine Aufschlüsselung der jährlichen Gesamtarbeit an Redispatch-Maßnahmen nach anweisendem Übertragungsnetzbetreiber für die Jahre 2013 bis 2018 zeigt, dass tatsächlich Kraftwerke in den Regelzonen der Übertragungsnetzbetreiber TenneT und 50Hertz am stärksten von Leistungsanpassungen bei Redispatch-Maßnahmen betroffen sind (siehe Abb. 4.8). Allerdings ist der Übertragungsnetzbetreiber TenneT mit einem jährlichen prozentualen Anteil zwischen 22,8 % und 37,1 % an allen Redispatch-Maßnahmen weniger stark betroffen als der Anteil von TenneT an den deutschen Hoch- und Höchstspannungsleitungen vermuten lässt. Im Vergleich mit ihrem Anteil am Übertragungsnetz überproportional betroffen sind dagegen die Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz mit einem jährlichen prozentualen Anteil zwischen 30,9 % und 51,8 % an den Leistungsanpassungen aufgrund von Redispatch-Maßnahmen sowie TransnetBW mit einem jährlichen prozentualen Anteil zwischen 14,3 % und 24,8 %. Wesentlich weniger stark betroffen, als der reine Anteil am Übertragungsnetz vermuten lässt, ist hingegen der Übertragungsnetzbetreiber Amprion mit einem jährlichen prozentualen Anteil zwischen 2,6 % und 22,7 %.



Abb. 4.8 Jährliche Betrachtung der Redispatch-Arbeit, aufgeschlüsselt nach anweisendem Übertragungsnetzbetreiber

4.2 Auswertung der Redispatch-Maßnahmen in Kernkraftwerken

Die Nettostromerzeugung in Deutschland verschiebt sich immer mehr von nuklearen und konventionellen Kraftwerken hin zu erneuerbaren Energien. Während der Anteil der Kernkraftwerke an der Nettostromerzeugung im Jahr 2014 noch bei 17,1 % lag, waren es im Jahr 2018 nur noch 13,2 %. Ebenso ist der Anteil der Braun- und Steinkohlekraftwerke von 26,2 % bzw. 20,1 % auf 24,0 % bzw. 13,2 % gesunken. Gleichzeitig ist der Anteil der erneuerbaren Energien an der Nettostromerzeugung von 29,4 % im Jahr 2014 auf 40,6 % im Jahr 2018 gestiegen¹⁸. /ISE 19a/

¹⁸ Diese Zahlen basieren auf einer Auswertung des Fraunhofer Instituts für Solare Energiesysteme ISE von Daten der Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW sowie von Destatis und EEX.



Abb. 4.9 Die vier Regelzonen der Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland mit den Standorten der dort jeweils angeschlossenen Kernkraftwerke mit Berechtigung zum Leistungsbetrieb

Für diesen Bericht wurden im Betrachtungszeitraum (Juli 2013 bis Mai 2019) Kernkraftwerke mit Berechtigung zum Leistungsbetrieb in drei der vier deutschen Regelzonen berücksichtigt (siehe Abb. 4.9). Vier Kraftwerksblöcke befinden sich in der Regelzone von TenneT (Brokdorf, Emsland, Grohnde, Isar Block 2), zwei Kraftwerksblöcke in der Regelzone von TransnetBW (Neckarwestheim Block 2, Philippsburg Block 2) und zwei Kraftwerksblöcke in der Regelzone von Amprion (Gundremmingen Block B, Gundremmingen Block C). Daten für die Anlage Grafenrheinfeld, die sich bereits seit dem zweiten Halbjahr 2015 im dauerhaften Nichtleistungsbetrieb befindet, wurden in die folgenden Auswertungen nicht mit einbezogen.

In den nachfolgenden Auswertungen werden die Kernkraftwerke explizit genannt und nicht anonymisiert, da die Auswertungen auf öffentlich verfügbaren Daten der Informationsplattform [www.netztransparenz.de/NET 19/](http://www.netztransparenz.de/NET_19/) beruhen.

4.2.1 Beteiligung von Kernkraftwerken an Redispatch-Maßnahmen

Der überwiegende Anteil von Redispatch-Maßnahmen wird von Braunkohlekraftwerken wie Boxberg, Jänschwalde, Lippendorf, Schwarze Pumpe oder Neurath sowie von Steinkohlekraftwerken wie Heyden, Heilbronn, Mehrum, Wilhelmshaven oder Staudinger ausgeführt. Des Weiteren werden Gas-und-Dampfturbinenkraftwerke wie Irsching, Hamm Uentrop, Knappsack oder Emsland sowie Wasserkraftwerke wie Goldisthal, Markersbach oder Teile des Kraftwerksparks der Vorarlberger Illwerke eingesetzt. Zunehmend werden auch Kernkraftwerke an Redispatch-Maßnahmen beteiligt (siehe Abb. 4.10). Während in den Jahren 2013 (Daten der Quartale II bis IV berücksichtigt) und 2014 noch etwa 1 % der Redispatch-Maßnahmen von Kernkraftwerken ausgeführt wurde, waren es in den Jahren 2015 bis 2018 zwischen 3,3 % und 5,0 %. In den ersten Monaten des Jahres 2019 (Daten bis Ende Mai berücksichtigt) waren es sogar 5,7 %.

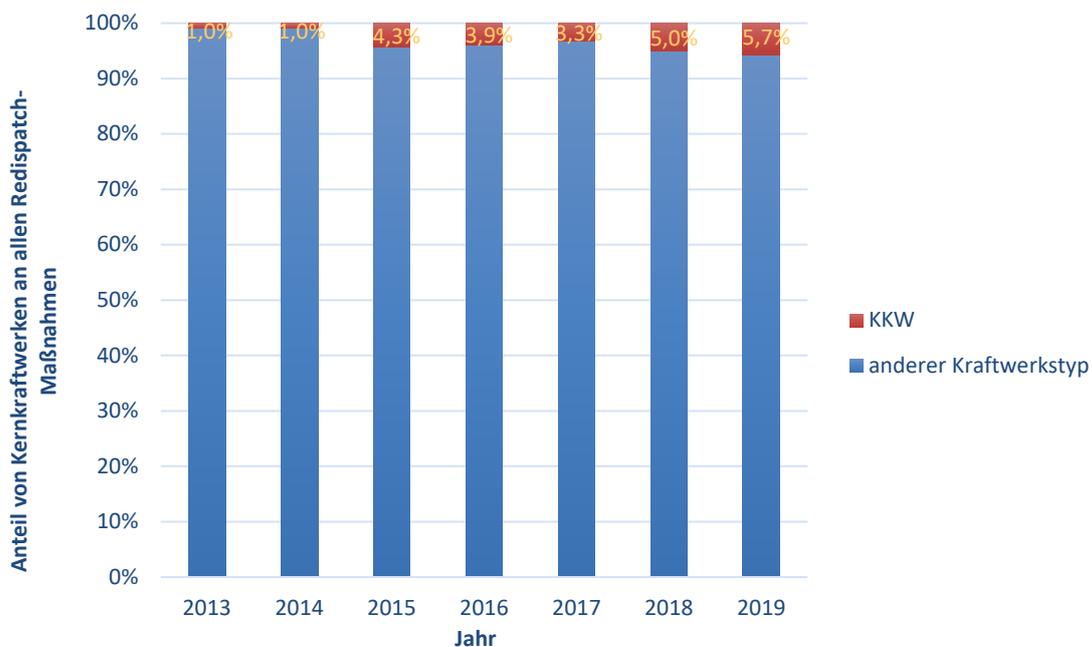


Abb. 4.10 Überblick über alle Redispatch-Maßnahmen zwischen Juli 2013 und Mai 2019

Aufgeschlüsselt nach dem jeweiligen Anteil von Kernkraftwerken und anderen Kraftwerkstypen

Wird nicht nur der Anteil der Kernkraftwerke an allen Redispatch-Maßnahmen betrachtet, sondern die gesamte Redispatch-Arbeit (siehe Abb. 4.11), die von Kernkraftwerken geleistet wurde, fallen insbesondere zwei Aspekte auf. Zum einen zeigt sich auch in Be-

zug auf die geleistete Arbeit eine steigende Tendenz bei der Beteiligung von Kernkraftwerken an Redispatch-Maßnahmen. So betrug die gesamte von Kernkraftwerken geleistete Redispatch-Arbeit im Jahr 2014 knapp 44 GWh. Im Jahr 2018 waren es mit etwa 465 GWh mehr als das Zehnfache. Zum anderen gibt es mit dem Jahr 2015 in dieser Betrachtung einen deutlichen Ausreißer nach oben. Hier betrug die gesamte, von Kernkraftwerken geleistete Redispatch-Arbeit sogar 531 GWh. Aus der Aufschlüsselung dieses Wertes nach den einzelnen Kernkraftwerken (siehe ebenfalls Abb. 4.11) wird ersichtlich, dass der überwiegende Anteil (460 GWh) dieser Redispatch-Arbeit von einem einzelnen Kraftwerk geleistet wurden. Das Kernkraftwerk Brokdorf ist insgesamt an einem überdurchschnittlichen Anteil der Redispatch-Maßnahmen unter Einbeziehung von Kernkraftwerken beteiligt. Auf den gesamten Betrachtungszeitraum gesehen wurden 69 % aller Redispatch-Maßnahmen von Kernkraftwerken von der Anlage Brokdorf (siehe Abb. 4.12) durchgeführt. Im Jahr 2015 waren es sogar 85 %.

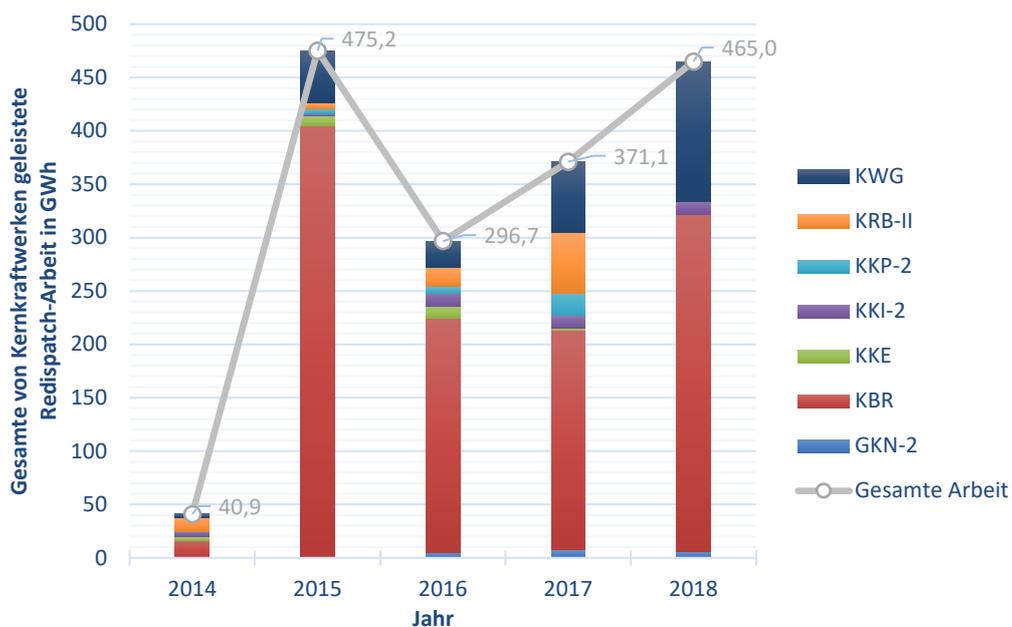


Abb. 4.11 Von Kernkraftwerken geleistete Redispatch-Arbeit, aufgeschlüsselt nach den einzelnen Kraftwerken

Am zweithäufigsten wurden Redispatch-Maßnahmen im Betrachtungszeitraum vom Kernkraftwerk Grohnde (mehr als 18 %, siehe Abb. 4.12) ausgeführt, wobei hier eine zunehmende Tendenz auszumachen ist. Im Jahr 2018 lag der Anteil von Grohnde an allen Redispatch-Maßnahmen von Kernkraftwerken bei etwa 28 %.

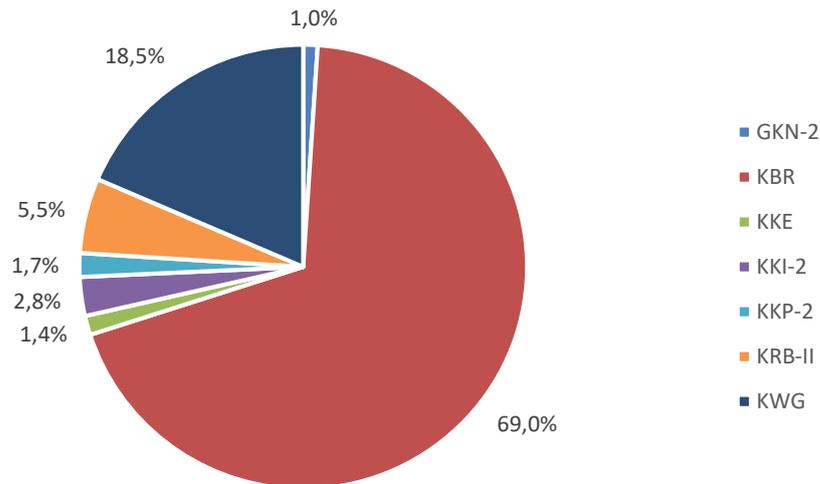


Abb. 4.12 Aufteilung der Redispatch-Maßnahmen von Kernkraftwerken auf die einzelnen Anlagen (Betrachtungszeitraum Juli 2013 bis Mai 2019)

Im Folgenden wird der Aspekt Leistungsanpassungen aufgrund von Redispatch-Maßnahmen für jeden Kernkraftwerksstandort einzeln betrachtet. Hierbei werden die Kernkraftwerke unabhängig von der Regelzone vom nördlichsten zum südlichsten Standort innerhalb des Bundesgebietes angeordnet.

Für die nachfolgenden Abschnitte 4.2.2 bis 4.2.8 gelten folgende Aussagen:

- Die geänderte Arbeit ergibt sich aus der Multiplikation der Dauer einer Redispatch-Maßnahme mit der bei der entsprechenden Maßnahme geänderten Leistung. Die Dauer der Redispatch-Maßnahmen wird in diesem Bericht nicht detailliert dargestellt.
- Folgende Zahlenwerte sind in den Tabellen bezüglich Redispatch-Maßnahmen gegeben:

- Anzahl Redispatch-Maßnahmen:

Gesamte Anzahl an Redispatch-Maßnahmen für das entsprechende Jahr,

- Änderung Arbeit gesamt in MWh:

Für das entsprechende Jahr aufsummierte Änderung der Arbeit aufgrund von Redispatch-Maßnahmen,

- Maximale Leistungsänderung in MW:

Maximale Leistungsänderung im entsprechenden Jahr aufgrund einer Redispatch-Maßnahme und

- Anzahl Leistungsänderungen zwischen xxx MW – xxx MW:

Gesamte Anzahl an Leistungsänderungen im angegebenen Bereich aufgrund von Redispatch-Maßnahmen im entsprechenden Jahr.

4.2.2 Kernkraftwerk Brokdorf

In Abb. 4.13 ist für das Kernkraftwerk Brokdorf die monatliche aufsummierte Änderung der Arbeit aufgrund von Redispatch-Maßnahmen für die Monate Januar 2014 bis Mai 2019 dargestellt. In der Darstellung ist die Änderung der Arbeit zusätzlich nach anforderndem Übertragungsnetzbetreiber aufgeschlüsselt.

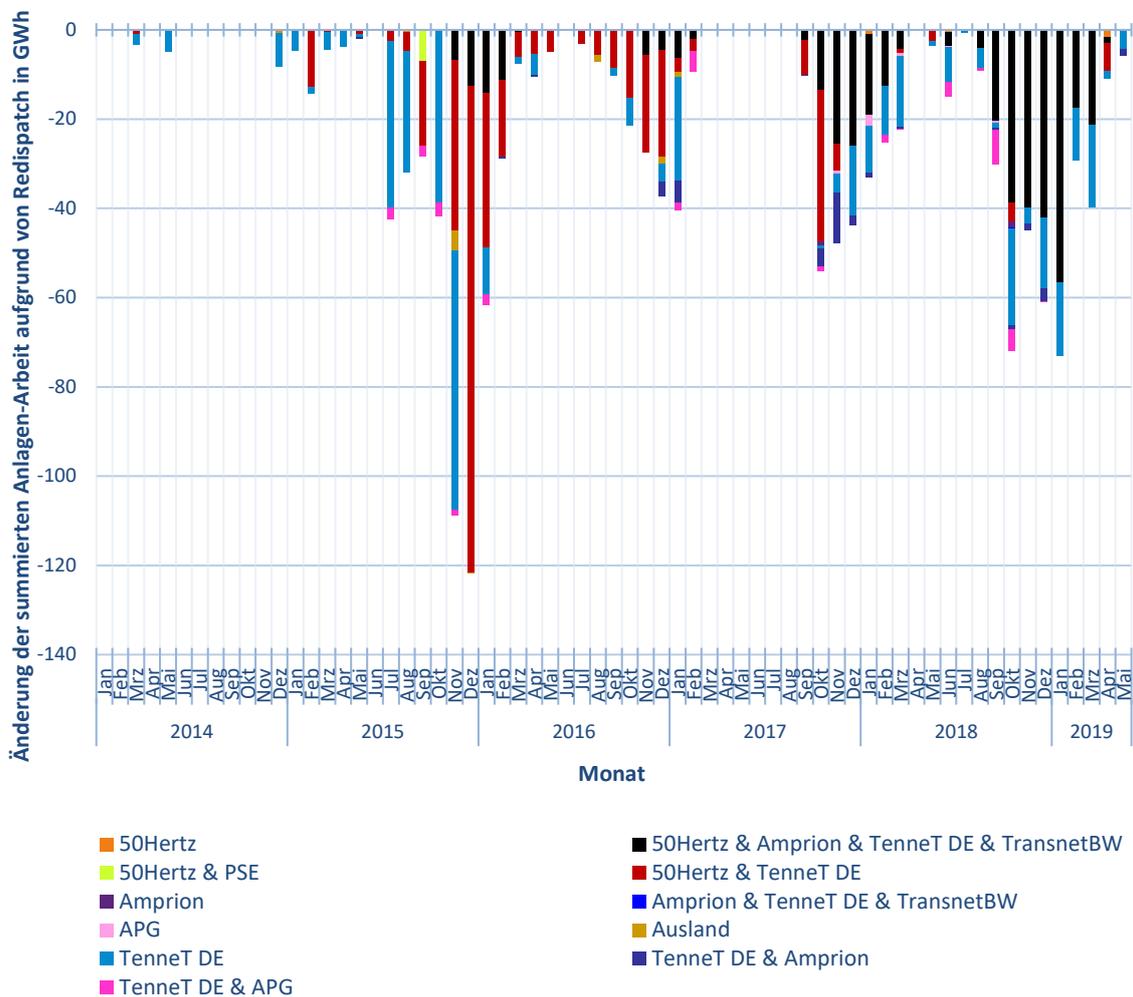


Abb. 4.13 Änderung der summierten Arbeit aufgrund von Redispatch-Maßnahmen im Kernkraftwerk Brokdorf

Aufgeschlüsselt nach Monaten sowie anforderndem Übertragungsnetzbetreiber (eine Reduktion der Arbeit wird auf der negativen Vertikalachse dargestellt, während eine Erhöhung der geleisteten Arbeit auf der positiven Vertikalachse dargestellt wird)

Im Jahr 2014 kam es nur in einzelnen Monaten zu geringen Änderungen der Arbeit aufgrund von Redispatch-Maßnahmen. In den darauffolgenden Jahren ist eine deutliche Zunahme in der Änderung der Arbeit zu erkennen, es zeigt sich also auch hier eine steigende Tendenz bei der Beteiligung des Kernkraftwerks Brokdorf an Redispatch-Maßnahmen. Deutlich zu erkennen ist auch, dass die Redispatch-Maßnahmen größtenteils im Winter durchgeführt wurden, was dadurch zu erklären ist, dass nahezu ausschließlich strombedingte Redispatch-Maßnahmen durchgeführt wurden, die verstärkt im Winter auftreten (siehe Abschnitt 4.1.1). Aus Abb. 4.13 wird ersichtlich, dass im Kernkraftwerk Brokdorf ausschließlich Redispatch-Maßnahmen gefahren wurden, bei denen die Leistung reduziert wurde.

Die Dauer der Redispatch-Maßnahmen in den ausgewerteten Daten zum Kernkraftwerk Brokdorf betrug zwischen 15 Minuten und 48 Stunden. In Abb. 4.14 ist der Betrag für das monatliche Maximum der geänderten Leistung in den Monaten Januar 2014 bis Dezember 2018 für das Kernkraftwerk Brokdorf dargestellt. In dieser Abbildung wird deutlich, dass Redispatch-Maßnahmen im Kernkraftwerk Brokdorf mit Leistungsänderungen im Bereich mehrerer hundert MW gefahren werden. Im September 2015 betrug die maximal geänderte Leistung während einer Redispatch-Maßnahme im Kernkraftwerk Brokdorf 700 MW (Leistungsreduktion).

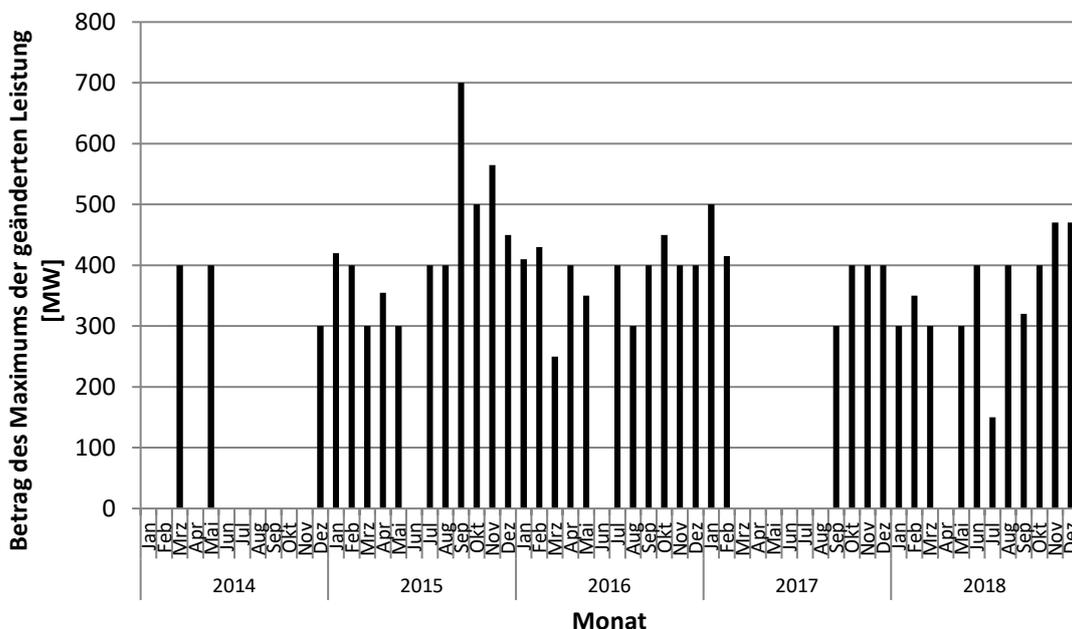


Abb. 4.14 Betrag des Maximums der geänderten Leistung in KBR

Wie aus Tab. 4.1 ersichtlich wird, wurde das Kernkraftwerk Brokdorf im Jahr 2014 nur in 12 Fällen für Redispatch-Maßnahmen eingesetzt. In den darauffolgenden Jahren hat sich die Anzahl der Redispatch-Maßnahmen drastisch erhöht, was auch in der Änderung der Arbeit aufgrund von Redispatch-Maßnahmen ersichtlich wird. Während die geänderte Arbeit aufgrund von Redispatch-Maßnahmen im Jahr 2015 ihr bisheriges Maximum hatte, hatte die Anzahl an Redispatch-Maßnahmen im Jahr 2018 ihr bisheriges Maximum. Das spricht dafür, dass zwar die Anzahl an Redispatch-Maßnahmen gestiegen ist, dass sich aber die geänderte Leistung aufgrund von Redispatch-Maßnahmen oder die Dauer einer Leistungsänderung verringert haben. In Tab. 4.1 wird deutlich, dass es im Kernkraftwerk Brokdorf im Jahr 2015 zu relativ vielen Leistungsänderungen größer 300 MW, bis hin zu 700 MW kam. In den darauffolgenden Jahren hat sich die Höhe der Leistungsänderungen aufgrund von Redispatch-Maßnahmen tendenziell eher verringert. Die meisten Leistungsänderungen aufgrund von Redispatch-Maßnahmen lagen im Bereich zwischen 101 MW und 300 MW.

Tab. 4.1 Redispatch-Maßnahmen im Kernkraftwerk Brokdorf für die Jahre 2014 bis 2018

	2014	2015	2016	2017	2018	Summe
Anzahl Redispatch-Maßnahmen	12	189	132	138	237	708
Änderung Arbeit gesamt in MWh	16299	404053	219934	205617	316479	1162382
maximale Leistungsänderung in MW	400	700	450	500	470	xxx
Anzahl Leistungsänderungen zwischen 1 MW - 100 MW	2	18	7	28	56	111
Anzahl Leistungsänderungen zwischen 101 MW - 200 MW	4	62	61	48	67	242
Anzahl Leistungsänderungen zwischen 201 MW - 300 MW	3	42	45	47	86	223
Anzahl Leistungsänderungen zwischen 301 MW - 400 MW	3	49	16	12	22	102
Anzahl Leistungsänderungen zwischen 401 MW - 500 MW	0	15	3	3	6	27
Anzahl Leistungsänderungen zwischen 501 MW - 600 MW	0	2	0	0	0	2
Anzahl Leistungsänderungen zwischen 601 MW - 700 MW	0	1	0	0	0	1
Anzahl Leistungsänderungen zwischen 701 MW - 800 MW	0	0	0	0	0	0

4.2.3 Kernkraftwerk Emsland

In Abb. 4.15 ist die monatlich aufsummierte Änderung der Arbeit aufgrund von Redispatch-Maßnahmen für die Monate Januar 2014 bis Mai 2019 für das Kernkraftwerk Emsland dargestellt. Zusätzlich ist die Änderung der Arbeit nach anforderndem Übertragungsnetzbetreiber aufgeschlüsselt.

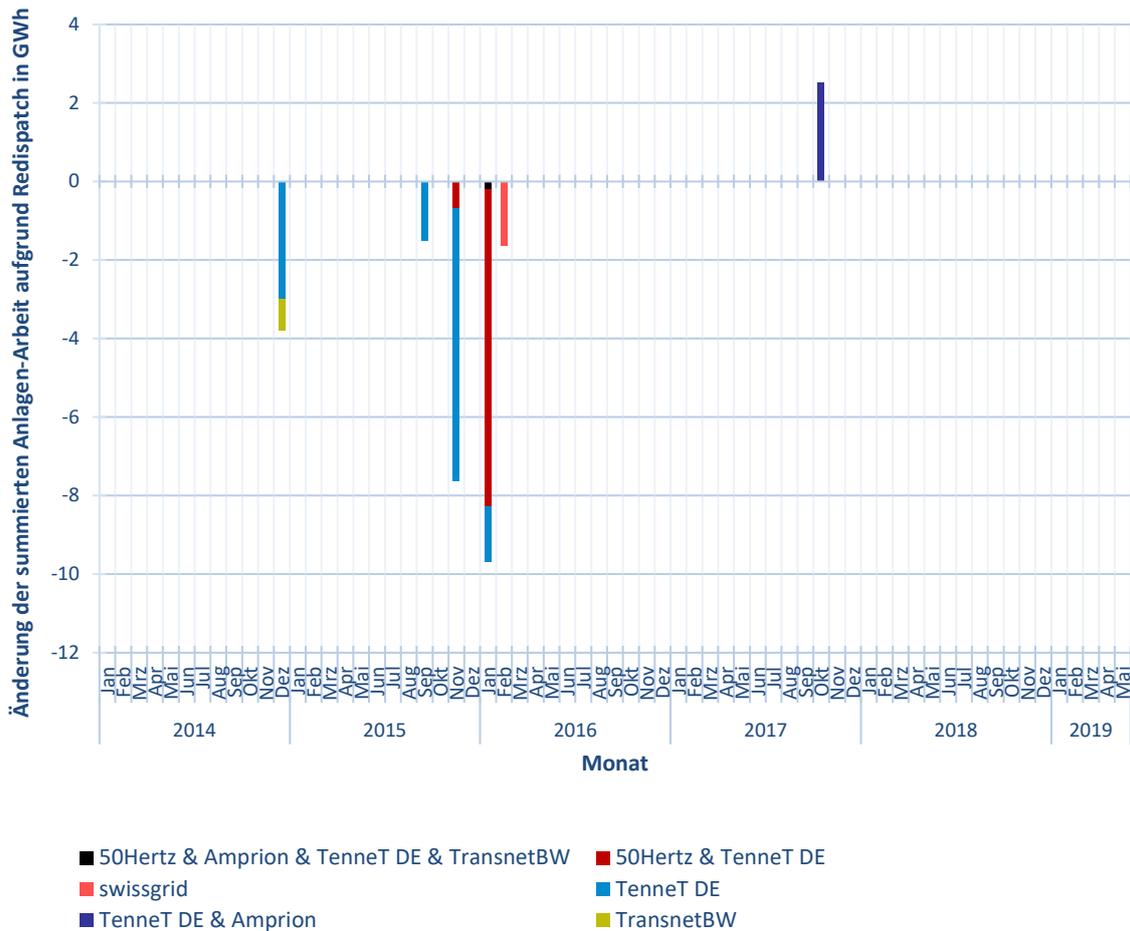


Abb. 4.15 Änderung der summierten Arbeit aufgrund von Redispatch-Maßnahmen im Kernkraftwerk Emsland

Aufgeschlüsselt nach Monaten sowie anforderndem Übertragungsnetzbetreiber (eine Reduktion der Arbeit wird auf der negativen Vertikalachse dargestellt, während eine Erhöhung der geleisteten Arbeit auf der positiven Vertikalachse dargestellt wird)

Insgesamt ist zu erkennen, dass es im Kernkraftwerk Emsland nur in sehr geringem Ausmaß zu Redispatch-Maßnahmen kam. Im Betrachtungszeitraum kam es nur in 7 Monaten überhaupt zu Redispatch-Maßnahmen. Diese Tatsache war bereits in Abb. 4.12 zu erkennen, da im Kernkraftwerk Emsland nur 1,4 % der von Kernkraftwerken insgesamt angeforderten Redispatch-Maßnahmen durchgeführt wurden. In den meisten Fäl-

len waren die Redispatch-Maßnahmen im Kernkraftwerk Emsland strombedingt, in wenigen Ausnahmen wurde als Grund ein strom- und spannungsbedingter Redispatch angegeben. Bis auf eine Ausnahme im Oktober 2017 wurde die Leistung aufgrund der Redispatch-Maßnahmen reduziert.

Im Januar 2016 kam es im Betrachtungszeitraum zum Maximum der Änderung der summierten Arbeit von ca. 10 GWh aufgrund von Redispatch-Maßnahmen. Dieser Wert liegt deutlich unter dem Maximum der Änderung der summierten Arbeit von ca. 120 GWh im Kernkraftwerk Brokdorf, wodurch wiederholt deutlich wird, dass das Kernkraftwerk Emsland nur in geringem Ausmaß an den Redispatch-Maßnahmen beteiligt ist.

In den ausgewerteten Daten zum Kernkraftwerk Emsland betrug die Dauer der Redispatch-Maßnahmen zwischen einer Stunde und 47 Stunden. In Abb. 4.16 ist der Betrag für das monatliche Maximum der geänderten Leistung in den Monaten Januar 2014 bis Dezember 2018 für das Kernkraftwerk Emsland dargestellt. In dieser Abbildung wird deutlich, dass die Redispatch-Maßnahmen im Kernkraftwerk Emsland mit Leistungsänderungen bis zu mehreren hundert MW gefahren wurden. Im November 2015 betrug die maximal geänderte Leistung während einer Redispatch-Maßnahme im Kernkraftwerk Emsland 800 MW (Leistungsreduktion).

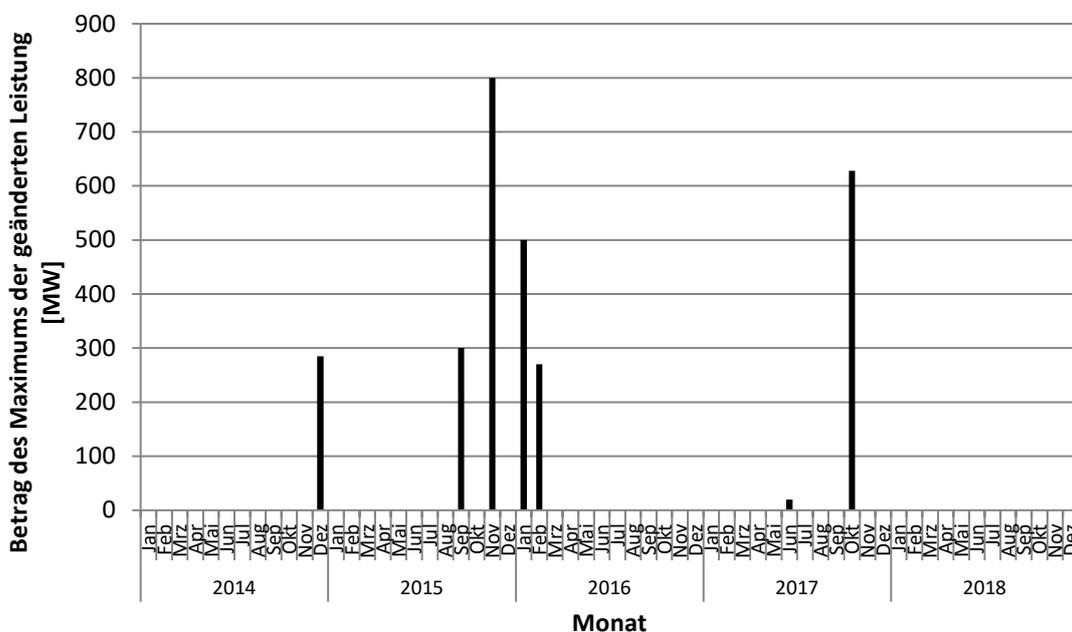


Abb. 4.16 Betrag des Maximums der geänderten Leistung in KKE

Anhand der in Tab. 4.2 enthaltenen Zahlenwerte lässt sich sagen, dass im Kernkraftwerk Emsland nur in geringem Maße Redispatch-Maßnahmen angefordert worden sind. In den Jahren 2014 bis 2018 kam es in insgesamt 18 Fällen zur Anforderung von Redispatch-Maßnahmen, wobei es im Jahr 2018 zu keiner Redispatch-Maßnahme gekommen ist. Entsprechend ist auch die Änderung der Arbeit aufgrund von Redispatch-Maßnahmen im Kernkraftwerk Emsland nur gering. Verglichen mit dem Kernkraftwerk Brokdorf beträgt die insgesamt in den Jahren 2014 bis 2018 geleistete Arbeit aufgrund von Redispatch-Maßnahmen nur ein Bruchteil der in Brokdorf in einem Jahr geleisteten Arbeit. Der Großteil der Leistungsänderungen aufgrund von Redispatch-Maßnahmen fand im Kernkraftwerk Emsland im Bereich zwischen 101 MW und 300 MW statt, wobei im Kernkraftwerk Emsland die von allen an Redispatch-Maßnahmen beteiligten Kernkraftwerken höchste Leistungsänderung von 800 MW stattfand.

Tab. 4.2 Redispatch-Maßnahmen im Kernkraftwerk Emsland für die Jahre 2014 bis 2018

	2014	2015	2016	2017	2018	Summe
Anzahl Redispatch-Maßnahmen	2	6	8	2	0	18
Änderung Arbeit gesamt in MWh	3802	9124	11334	2532	0	26792
maximale Leistungsänderung in MW	285	800	500	628	0	xxx
Anzahl Leistungsänderungen zwischen 1 MW - 100 MW	1	0	0	1	0	2
Anzahl Leistungsänderungen zwischen 101 MW - 200 MW	0	2	3	0	0	5
Anzahl Leistungsänderungen zwischen 201 MW - 300 MW	1	2	4	0	0	7
Anzahl Leistungsänderungen zwischen 301 MW - 400 MW	0	0	0	0	0	0
Anzahl Leistungsänderungen zwischen 401 MW - 500 MW	0	0	1	0	0	1
Anzahl Leistungsänderungen zwischen 501 MW - 600 MW	0	1	0	0	0	1
Anzahl Leistungsänderungen zwischen 601 MW - 700 MW	0	0	0	1	0	1
Anzahl Leistungsänderungen zwischen 701 MW - 800 MW	0	1	0	0	0	1

4.2.4 Kernkraftwerk Grohnde

In Abb. 4.17 ist für das Kernkraftwerk Grohnde die monatliche aufsummierte Änderung der Arbeit aufgrund von Redispatch-Maßnahmen für die Monate Januar 2014 bis Mai 2019 dargestellt. In der Darstellung ist die Änderung der Arbeit zusätzlich nach anforderndem Übertragungsnetzbetreiber aufgeschlüsselt.

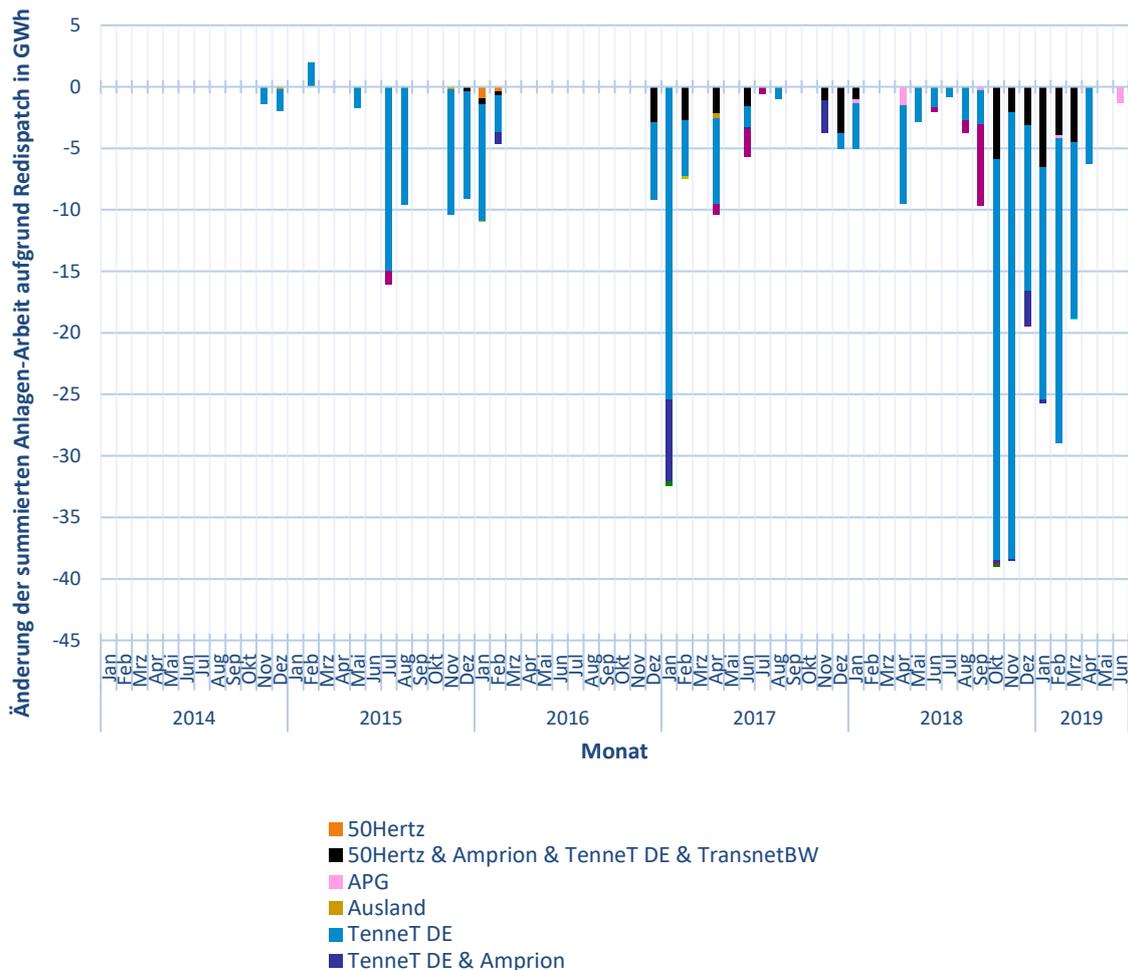


Abb. 4.17 Änderung der summierten Arbeit aufgrund von Redispatch-Maßnahmen im Kernkraftwerk Grohnde

Aufgeschlüsselt nach Monaten sowie anforderndem Übertragungsnetzbetreiber (eine Reduktion der Arbeit wird auf der negativen Vertikalachse dargestellt, während eine Erhöhung der geleisteten Arbeit auf der positiven Vertikalachse dargestellt wird)

In der Darstellung ist deutlich zu erkennen, dass es in den letzten Jahren zu einer Zunahme in der Änderung der geleisteten Arbeit des Kernkraftwerks Grohnde aufgrund von Redispatch-Maßnahmen gekommen ist. Während im Jahr 2014 nahezu keine Redispatch-Maßnahmen erfolgten, kam es im Winter 2015/2016 sowie im Winter 2016/2017 zu einer starken Zunahme in der Änderung der Arbeit. Besonders deutlich ist die Zunahme der Änderung der Arbeit aufgrund von Redispatch-Maßnahmen im Winter 2018/2019 zu erkennen. Hier kam es in den Monaten Oktober 2018 bis März 2019 immer zu einer Änderung der Arbeit von mindestens 18 GWh. Auch das Maximum der Änderung der aufsummierten Arbeit von knapp 40 GWh im Oktober 2018 liegt in diesem Zeitraum. Auch beim Kernkraftwerk Grohnde ist wie schon beim Kernkraftwerk Brokdorf deutlich zu erkennen, dass die Redispatch-Maßnahmen größtenteils im Winter durchge-

führt wurden, auch im Kernkraftwerk Grohnde wurden nahezu ausschließlich strombedingte Redispatch-Maßnahmen durchgeführt. Mit einer Ausnahme im Mai 2015 wurden im Kernkraftwerk Grohnde ausschließlich Redispatch-Maßnahmen gefahren, bei denen die Leistung reduziert wurde.

In den ausgewerteten Daten zum Kernkraftwerk Grohnde betrug die Dauer der Redispatch-Maßnahmen zwischen 15 Minuten und 48 Stunden. In Abb. 4.18 ist der Betrag für das monatliche Maximum der geänderten Leistung in den Monaten Januar 2014 bis Dezember 2018 für das Kernkraftwerk Grohnde dargestellt. In dieser Abbildung wird deutlich, dass Redispatch-Maßnahmen im Kernkraftwerk Grohnde mit Leistungsänderungen im Bereich mehrerer hundert MW gefahren werden. Im November 2018 betrug die maximal geänderte Leistung während einer Redispatch-Maßnahme im Kernkraftwerk Grohnde 500 MW (Leistungsreduktion).

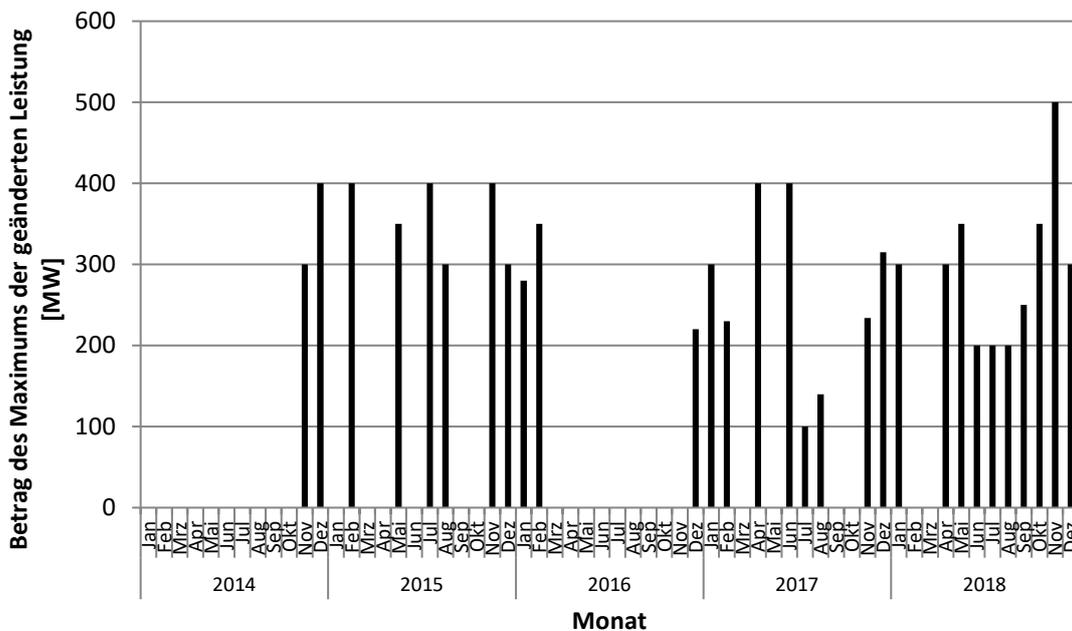


Abb. 4.18 Betrag des Maximums der geänderten Leistung in KWG

Aus Tab. 4.3 wird ersichtlich, dass im Kernkraftwerk Grohnde im Jahr 2014 nur in sehr geringem Ausmaß Redispatch-Maßnahmen angefordert wurden. Für die Jahre 2015 bis 2017 ist die Anforderung an Redispatch-Maßnahmen im Vergleich zum Jahr 2014 um etwa den Faktor 10 gestiegen. Für das Jahr 2018 kam es im Kernkraftwerk Grohnde im Vergleich mit den Jahren 2015 bis 2017 nochmals um einen Anstieg um den Faktor 3 hinsichtlich der Anforderung von Redispatch-Maßnahmen. Auch für das Kernkraftwerk

Grohnde lässt sich sagen, dass bei dem Großteil der Redispatch-Maßnahmen Leistungsänderungen zwischen 101 MW und 300 MW vollzogen wurden.

Tab. 4.3 Redispatch-Maßnahmen im Kernkraftwerk Grohnde für die Jahre 2014 bis 2018

	2014	2015	2016	2017	2018	Summe
Anzahl Redispatch-Maßnahmen	3	34	22	34	103	196
Änderung Arbeit gesamt in MWh	3444	48805	24768	66398	130800	274215
maximale Leistungsänderung in MW	400	400	350	400	500	xxx
Anzahl Leistungsänderungen zwischen 1 MW - 100 MW	0	5	5	4	19	33
Anzahl Leistungsänderungen zwischen 101 MW - 200 MW	0	9	13	14	48	84
Anzahl Leistungsänderungen zwischen 201 MW - 300 MW	2	13	3	13	31	62
Anzahl Leistungsänderungen zwischen 301 MW - 400 MW	1	7	1	3	3	15
Anzahl Leistungsänderungen zwischen 401 MW - 500 MW	0	0	0	0	2	2
Anzahl Leistungsänderungen zwischen 501 MW - 600 MW	0	0	0	0	0	0
Anzahl Leistungsänderungen zwischen 601 MW - 700 MW	0	0	0	0	0	0
Anzahl Leistungsänderungen zwischen 701 MW - 800 MW	0	0	0	0	0	0

4.2.5 Kernkraftwerk Philippsburg, Block 2

Die monatlich aufsummierte Änderung der Arbeit aufgrund von Redispatch-Maßnahmen im Kernkraftwerk Philippsburg-2 für die Monate Januar 2014 bis Mai 2019 ist in Abb. 4.19 dargestellt. Zusätzlich ist in der Darstellung die Änderung der Arbeit nach anforderndem Übertragungsnetzbetreiber aufgeschlüsselt. Aus der Darstellung wird deutlich, dass das Kernkraftwerk Philippsburg-2 nur in geringem Maße an Redispatch-Maßnahmen beteiligt ist. Das spiegelt sich in der Tatsache, dass im Kernkraftwerk Philippsburg-2 nur 1,7 % der von Kernkraftwerken insgesamt angeforderten Redispatch-Maßnahmen durchgeführt wurden (siehe Abb. 4.12). Im gesamten Betrachtungszeitraum von Januar 2014 bis Mai 2019 wurden im Kernkraftwerk Philippsburg-2 insgesamt nur 17 Änderungen der Arbeit aufgrund von Redispatch-Maßnahmen durchgeführt, wobei es sich in allen Fällen um einen strombedingten Redispatch gehandelt hat. In sieben Fällen wurde bei den Redispatch-Maßnahmen die Leistung erhöht, in 10 Fällen die Leistung reduziert. Im Juli 2017 kam es im Betrachtungszeitraum zum Maximum der Änderung der summierten Arbeit von ca. 10 GWh aufgrund von Redispatch-Maßnahmen.

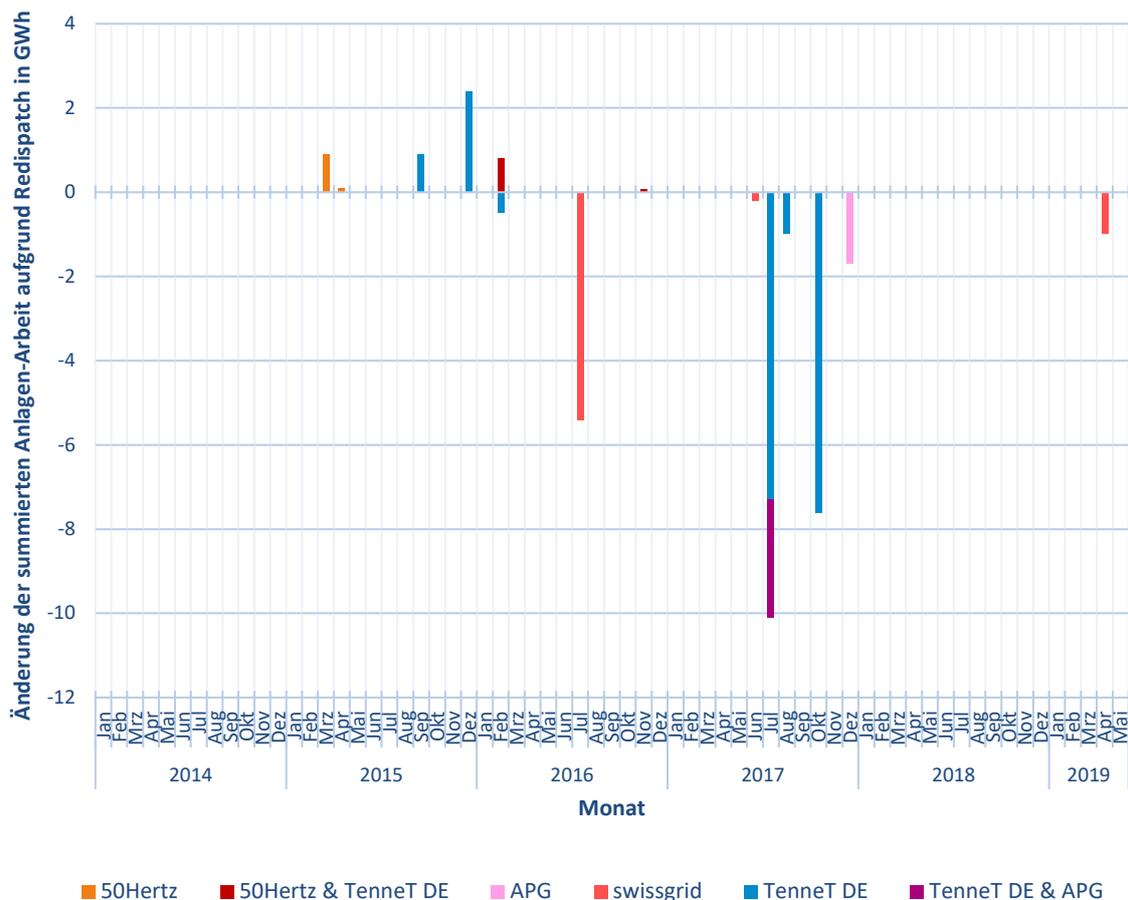


Abb. 4.19 Änderung der summierten Arbeit aufgrund von Redispatch-Maßnahmen im Kernkraftwerk Philippsburg, Block 2

Aufgeschlüsselt nach Monaten sowie anforderndem Übertragungsnetzbetreiber (eine Reduktion der Arbeit wird auf der negativen Vertikalachse dargestellt, während eine Erhöhung der geleisteten Arbeit auf der positiven Vertikalachse dargestellt wird)

In den ausgewerteten Daten zum Kernkraftwerk Philippsburg-2 betrug die Dauer der Redispatch-Maßnahmen zwischen 30 Minuten und 28 Stunden. In Abb. 4.20 ist der Betrag für das monatliche Maximum der geänderten Leistung in den Monaten Januar 2014 bis Dezember 2018 für das Kernkraftwerk Philippsburg-2 dargestellt. In dieser Abbildung wird deutlich, dass Redispatch-Maßnahmen im Kernkraftwerk Philippsburg-2 mit Leistungsänderungen im Bereich mehrerer hundert MW gefahren wurden. Im Juli 2017 betrug die maximal geänderte Leistung während einer Redispatch-Maßnahme im Kernkraftwerk Philippsburg-2 600 MW (Leistungsreduktion).

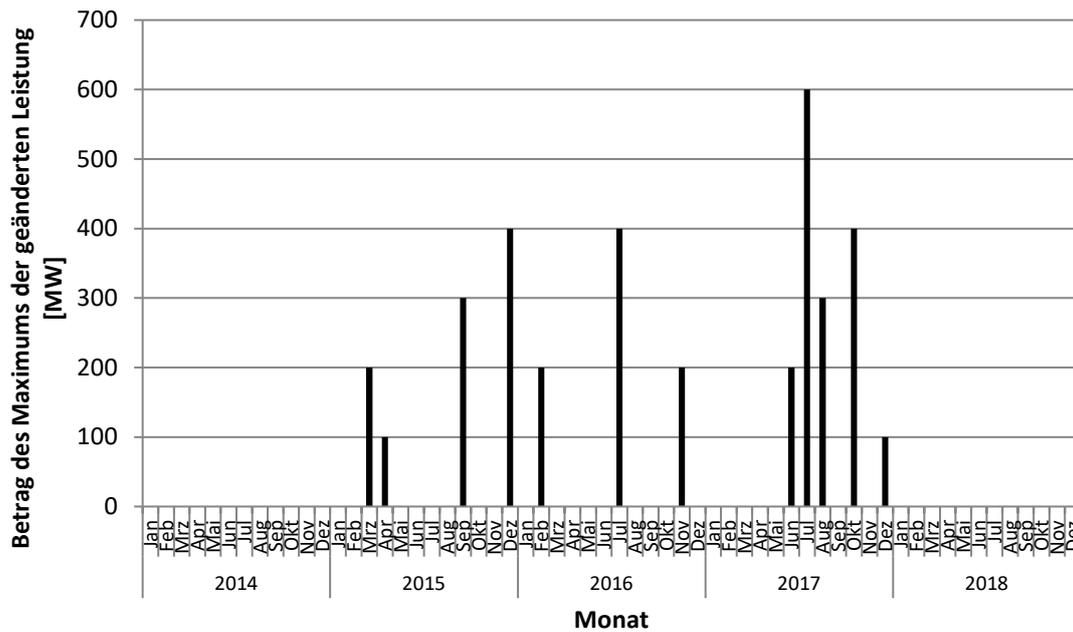


Abb. 4.20 Betrag des Maximums der geänderten Leistung in KKP-2

Aus Tab. 4.4 wird deutlich, dass das Kernkraftwerk Philippsburg-2 in den Jahren 2014 bis 2018 nur in geringem Maße zu Redispatch-Maßnahmen herangezogen wurde. Innerhalb dieses Zeitraums kam es nur in insgesamt 16 Fällen zu Leistungsänderungen aufgrund von Redispatch-Maßnahmen, wobei es im Jahr 2018 zu keiner Redispatch-Maßnahme kam. Die aufgrund von Redispatch-Maßnahmen geänderte Arbeit liegt im Kernkraftwerk Philippsburg-2 in einer ähnlichen Größenordnung wie im Kernkraftwerk Emsland und damit um ein Vielfaches unter der geänderten Arbeit aufgrund von Redispatch-Maßnahmen im Kernkraftwerk Brokdorf. Im Vergleich zu den bisher betrachteten Kernkraftwerken fand der Großteil der Leistungsänderungen aufgrund von Redispatch-Maßnahmen im Kernkraftwerk Philippsburg-2 im etwas höheren Leistungsbereich zwischen 301 MW und 400 MW statt.

Tab. 4.4 Redispatch-Maßnahmen im Kernkraftwerk Philippsburg-2 für die Jahre 2014 bis 2018

	2014	2015	2016	2017	2018	Summe
Anzahl Redispatch-Maßnahmen	0	5	5	6	0	16
Änderung Arbeit gesamt in MWh	0	4300	6755	20595	0	31650
maximale Leistungsänderung in MW	0	400	400	600	0	xxx
Anzahl Leistungsänderungen zwischen 1 MW - 100 MW	0	1	0	1	0	2
Anzahl Leistungsänderungen zwischen 101 MW - 200 MW	0	1	3	1	0	5
Anzahl Leistungsänderungen zwischen 201 MW - 300 MW	0	1	0	1	0	2
Anzahl Leistungsänderungen zwischen 301 MW - 400 MW	0	2	2	2	0	6
Anzahl Leistungsänderungen zwischen 401 MW - 500 MW	0	0	0	0	0	0
Anzahl Leistungsänderungen zwischen 501 MW - 600 MW	0	0	0	1	0	1
Anzahl Leistungsänderungen zwischen 601 MW - 700 MW	0	0	0	0	0	0
Anzahl Leistungsänderungen zwischen 701 MW - 800 MW	0	0	0	0	0	0

4.2.6 Gemeinschaftskraftwerk Neckar, Block 2

In Abb. 4.21 ist für das Gemeinschaftskraftwerk Neckar, Block 2 die monatlich aufsummierte Änderung der Arbeit aufgrund von Redispatch-Maßnahmen für die Monate Januar 2014 bis Mai 2019 dargestellt. Zusätzlich ist in der Darstellung die Änderung der Arbeit nach anforderndem Übertragungsnetzbetreiber aufgeschlüsselt. Aus der Darstellung wird deutlich, dass GKN-2 nur in geringem Maße überhaupt an Redispatch-Maßnahmen beteiligt ist (1,0 % der von Kernkraftwerken insgesamt angeforderten Redispatch-Maßnahmen, siehe Abb. 4.12). Im Zeitraum von Januar 2014 bis Mai 2019 wurden in Gemeinschaftskraftwerk Neckar, Block 2 insgesamt nur 14 Änderungen der Arbeit aufgrund von Redispatch-Maßnahmen durchgeführt. In allen 14 Fällen hat es sich um einen strombedingten Redispatch gehandelt, wobei in 5 Fällen die Leistung erhöht und in 9 Fällen die Leistung reduziert wurde. Im Dezember 2017 kam es im Betrachtungszeitraum zum Maximum der Änderung der summierten Arbeit von ca. 5 GWh aufgrund von Redispatch-Maßnahmen.

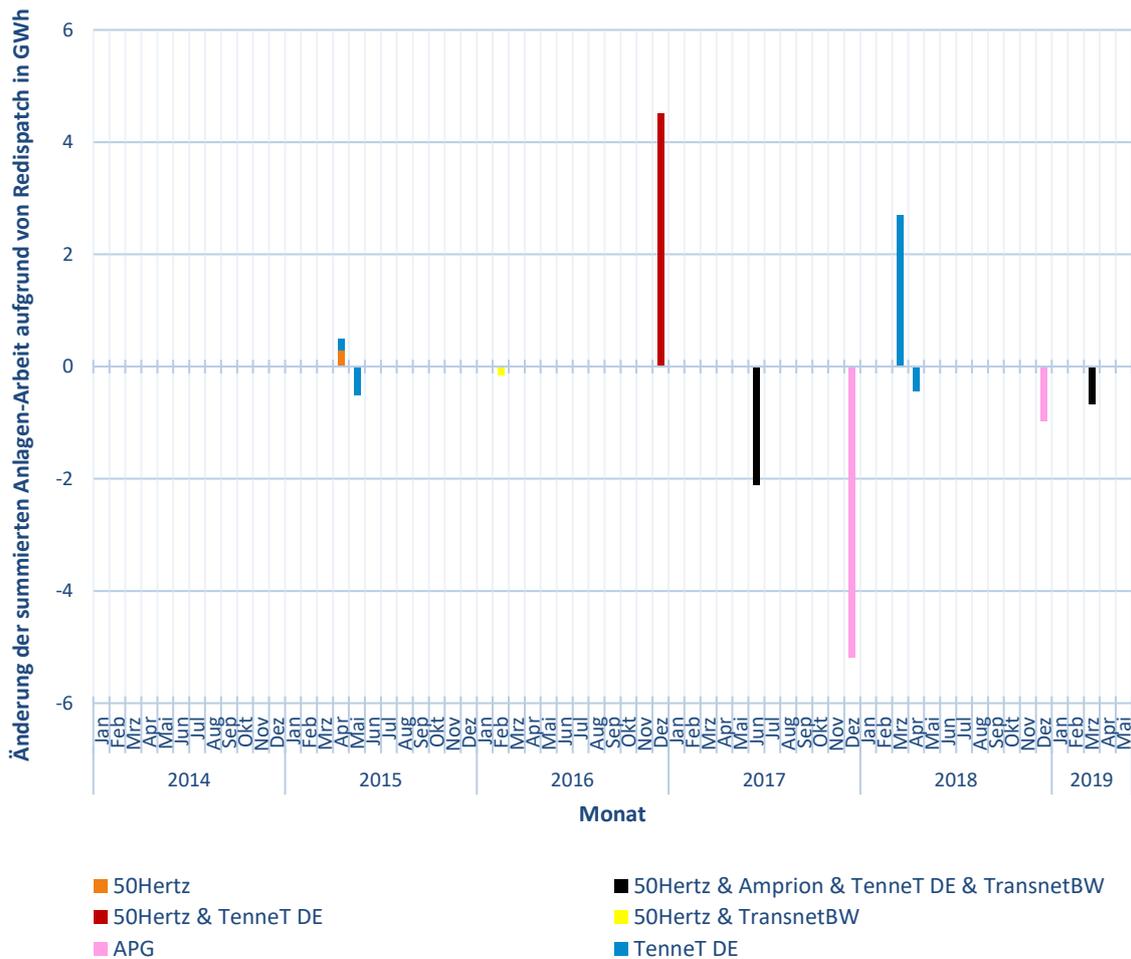


Abb. 4.21 Änderung der summierten Arbeit aufgrund von Redispatch-Maßnahmen im Gemeinschaftskraftwerk Neckarwestheim, Block 2

Aufgeschlüsselt nach Monaten sowie anforderndem Übertragungsnetzbetreiber (eine Reduktion der Arbeit wird auf der negativen Vertikalachse dargestellt, während eine Erhöhung der geleisteten Arbeit auf der positiven Vertikalachse dargestellt wird)

In den ausgewerteten Daten zu GKN-2 betrug die Dauer der Redispatch-Maßnahmen zwischen einer Stunde und 30 Stunden. In Abb. 4.22 ist der Betrag für das monatliche Maximum der geänderten Leistung in den Monaten Januar 2014 bis Dezember 2018 für GKN-2 dargestellt. In dieser Abbildung wird deutlich, dass Redispatch-Maßnahmen in GKN-2 mit Leistungsänderungen im Bereich mehrerer hundert MW gefahren werden. Im März 2018 betrug die maximal geänderte Leistung während einer Redispatch-Maßnahme in GKN-2 600 MW (Leistungserhöhung).

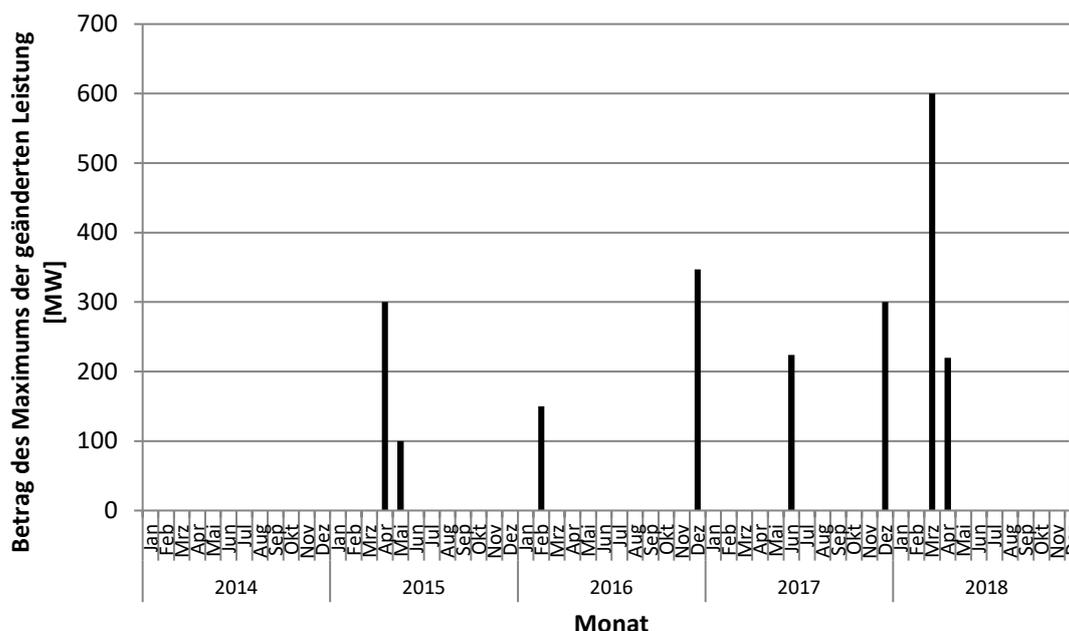


Abb. 4.22 Betrag des Maximums der geänderten Leistung in GKN-2

Wie die Kernkraftwerke Emsland und Philippsburg-2 wurde auch das Gemeinschaftskraftwerk Neckar, Block 2 nur selten zu Redispatch-Maßnahmen angefordert (siehe Tab. 4.5).

Tab. 4.5 Redispatch-Maßnahmen im Gemeinschaftskraftwerk Neckar, Block 2 für die Jahre 2014 bis 2018

	2014	2015	2016	2017	2018	Summe
Anzahl Redispatch-Maßnahmen	0	3	3	3	4	13
Änderung Arbeit gesamt in MWh	0	1000	4666	7273	5396	18335
maximale Leistungsänderung in MW	0	300	347	300	600	xxx
Anzahl Leistungsänderungen zwischen 1 MW - 100 MW	0	1	0	0	0	1
Anzahl Leistungsänderungen zwischen 101 MW - 200 MW	0	1	1	1	1	4
Anzahl Leistungsänderungen zwischen 201 MW - 300 MW	0	1	0	2	2	5
Anzahl Leistungsänderungen zwischen 301 MW - 400 MW	0	0	2	0	0	2
Anzahl Leistungsänderungen zwischen 401 MW - 500 MW	0	0	0	0	0	0
Anzahl Leistungsänderungen zwischen 501 MW - 600 MW	0	0	0	0	1	1
Anzahl Leistungsänderungen zwischen 601 MW - 700 MW	0	0	0	0	0	0
Anzahl Leistungsänderungen zwischen 701 MW - 800 MW	0	0	0	0	0	0

In den Jahren 2014 bis 2018 kam es in GKN-2 zu insgesamt 13 Redispatch-Maßnahmen, wobei die Anzahl der Maßnahmen seit dem Jahr 2015 konstant geblieben ist. Der Großteil der Redispatch-Maßnahmen in GKN-2 fand im Leistungsbereich zwischen 101 MW und 300 MW statt.

4.2.7 Kernkraftwerk Isar, Block 2

Die monatlich aufsummierte Änderung der Arbeit aufgrund von Redispatch-Maßnahmen im Kernkraftwerk Isar-2 für die Monate Januar 2014 bis Mai 2019 ist in Abb. 4.23 dargestellt. Zusätzlich ist in der Darstellung die Änderung der Arbeit nach anforderndem Übertragungsnetzbetreiber aufgeschlüsselt.

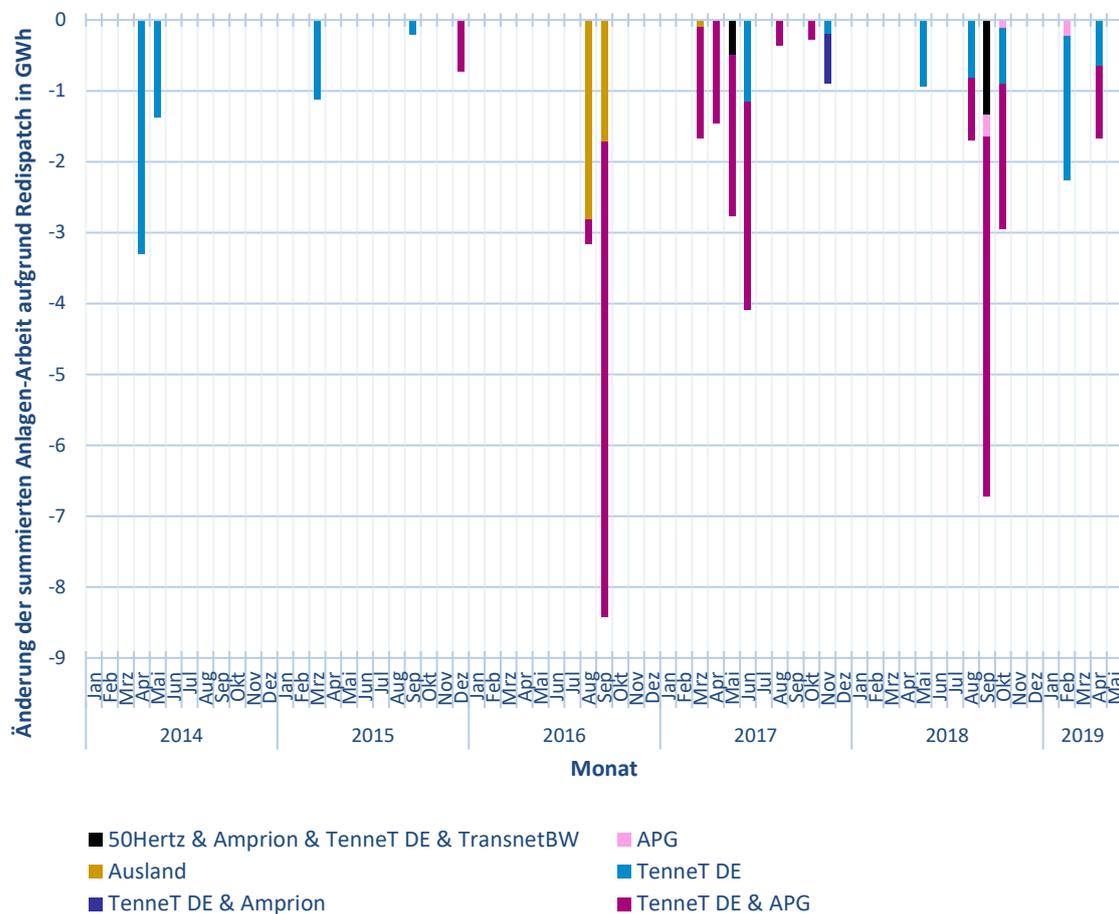


Abb. 4.23 Änderung der summierten Arbeit aufgrund von Redispatch-Maßnahmen im Kernkraftwerk Isar, Block 2

Aufgeschlüsselt nach Monaten sowie anforderndem Übertragungsnetzbetreiber (eine Reduktion der Arbeit wird auf der negativen Vertikalachse dargestellt, während eine Erhöhung der geleisteten Arbeit auf der positiven Vertikalachse dargestellt wird)

In der Darstellung ist zu erkennen, dass es in den letzten Jahren zu einer Zunahme in der Änderung der geleisteten Arbeit der Kernkraftwerks Isar-2 aufgrund von Redispatch-Maßnahmen gekommen ist. Während in den Jahren 2014 und 2015 nur in relativ wenigen Monaten Änderungen der Arbeit aufgrund von Redispatch-Maßnahmen erfolgten, ist ab dem Jahr 2016 eine deutliche Zunahme von Redispatch-Maßnahmen zu erkennen. Während es sich bei den Redispatch-Maßnahmen im Jahr 2014 nahezu ausschließlich um spannungsbedingte Maßnahmen gehandelt hat, waren die Redispatch-Maßnahmen in den darauffolgenden Jahren nahezu ausschließlich strombedingt. In allen Fällen wurde die Leistung reduziert. Im September 2016 kam es im Betrachtungszeitraum zum Maximum der Änderung der summierten Arbeit von gut 8 GWh aufgrund von Redispatch-Maßnahmen.

In den ausgewerteten Daten zum Kernkraftwerk Isar, Block 2 betrug die Dauer der Redispatch-Maßnahmen zwischen 15 Minuten und 27,25 Stunden. In Abb. 4.24 ist der Betrag für das monatliche Maximum der geänderten Leistung in den Monaten Januar 2014 bis Dezember 2018 für das Kernkraftwerk Isar-2 dargestellt. In dieser Abbildung wird deutlich, dass Redispatch-Maßnahmen im Kernkraftwerk Isar-2 in den meisten Fällen mit Leistungsänderungen im Bereich mehrerer hundert MW gefahren werden. Die maximal geänderte Leistung während einer Redispatch-Maßnahme im Kernkraftwerk Isar-2 betrug 300 MW (Leistungsreduktion).

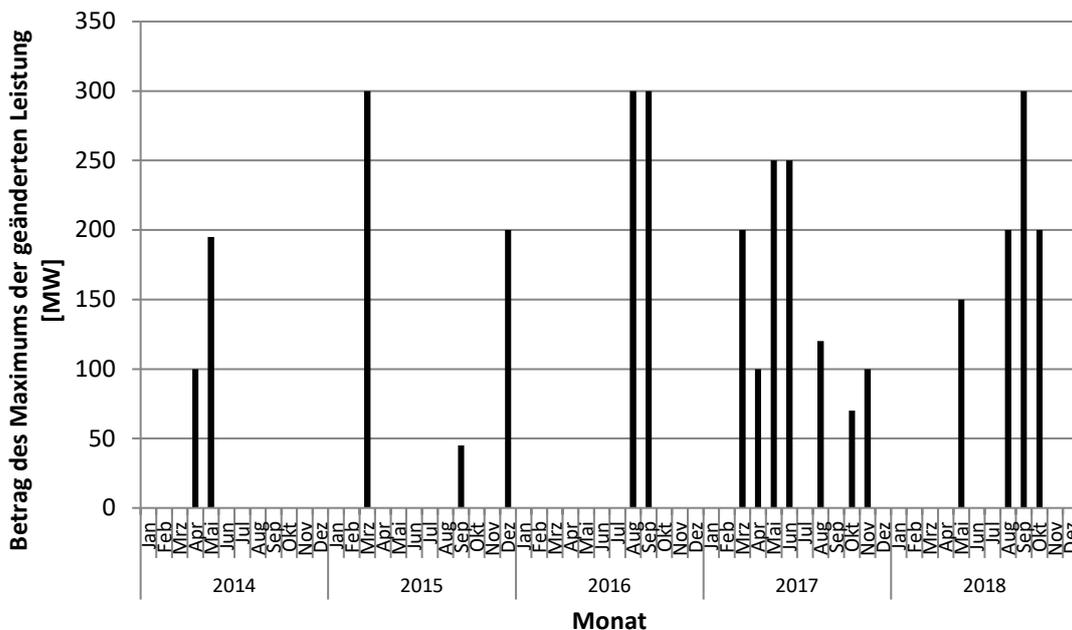


Abb. 4.24 Betrag des Maximums der geänderten Leistung in KKI-2

Wie aus den Zahlenwerten in Tab. 4.6 ersichtlich wird, war die gesamte Änderung der Arbeit aufgrund von Redispatch-Maßnahmen im Kernkraftwerk Isar-2 in den Jahren 2014 bis 2018 in einer ähnlichen Größenordnung wie bei den Kernkraftwerken Emsland, Philippsburg-2 und GKN-2. Allerdings war die Anzahl an Redispatch-Maßnahmen im Kernkraftwerk Isar-2 in diesem Zeitraum deutlich höher als in den anderen genannten Kernkraftwerken. Dies ist dadurch zu erklären, dass der Großteil der Redispatch-Maßnahmen im Leistungsbereich zwischen 1 MW und 100 MW durchgeführt wurde, also waren die Leistungsänderungen aufgrund von Redispatch-Maßnahmen im Kernkraftwerk Isar-2 kleiner als in den anderen Kernkraftwerken. Dies wird auch aus der maximalen Leistungsänderung aufgrund von Redispatch-Maßnahmen deutlich, welche im Kernkraftwerk Isar-2 mit 300 MW den geringsten Wert aller untersuchten Kernkraftwerke hatte.

Tab. 4.6 Redispatch-Maßnahmen im Kernkraftwerk Isar-2 für die Jahre 2014 bis 2018

	2014	2015	2016	2017	2018	Summe
Anzahl Redispatch-Maßnahmen	12	4	14	20	25	75
Änderung Arbeit gesamt in MWh	4672	2052	11580	11530	12309	42143
maximale Leistungsänderung in MW	195	300	300	250	300	xxx
Anzahl Leistungsänderungen zwischen 1 MW - 100 MW	11	2	4	15	12	44
Anzahl Leistungsänderungen zwischen 101 MW - 200 MW	1	1	7	3	11	23
Anzahl Leistungsänderungen zwischen 201 MW - 300 MW	0	1	3	2	2	8
Anzahl Leistungsänderungen zwischen 301 MW - 400 MW	0	0	0	0	0	0
Anzahl Leistungsänderungen zwischen 401 MW - 500 MW	0	0	0	0	0	0
Anzahl Leistungsänderungen zwischen 501 MW - 600 MW	0	0	0	0	0	0
Anzahl Leistungsänderungen zwischen 601 MW - 700 MW	0	0	0	0	0	0
Anzahl Leistungsänderungen zwischen 701 MW - 800 MW	0	0	0	0	0	0

4.2.8 Kernkraftwerk Gundremmingen, Block B und C

In Abb. 4.25 ist für die Blöcke B und C des Kernkraftwerks Gundremmingen die monatliche aufsummierte Änderung der Arbeit aufgrund von Redispatch-Maßnahmen für die Monate Januar 2014 bis Mai 2019 dargestellt. In der Darstellung ist die Änderung der Arbeit zusätzlich nach anforderndem Übertragungsnetzbetreiber aufgeschlüsselt. In der

Darstellung ist zu erkennen, dass das Kernkraftwerk Gundremmingen bis auf wenige Ausnahmen nur sehr geringe oder gar keine Änderungen der geleisteten Arbeit aufgrund von Redispatch-Maßnahmen vornimmt, wobei die Änderung der summierten Arbeit für die Blöcke B und C des Kernkraftwerks Gundremmingen gemeinsam dargestellt ist. Die größte Ausnahme bildet der Juni 2017, in dem es zum Maximum der Änderung der summierten Arbeit von ca. 35 GWh aufgrund von Redispatch-Maßnahmen gekommen ist. Seit Ende des Jahres 2017 wurden für das Kernkraftwerk Gundremmingen keine Redispatch-Maßnahmen mehr angefordert, wobei zu beachten ist, dass Block B sich seit Ende des Jahres 2017 im dauerhaften Nichtleistungsbetrieb befindet. Im Kernkraftwerk Gundremmingen wurden nahezu ausschließlich strombedingte Redispatch-Maßnahmen durchgeführt, wobei bei allen Redispatch-Maßnahmen die Leistung reduziert wurde.

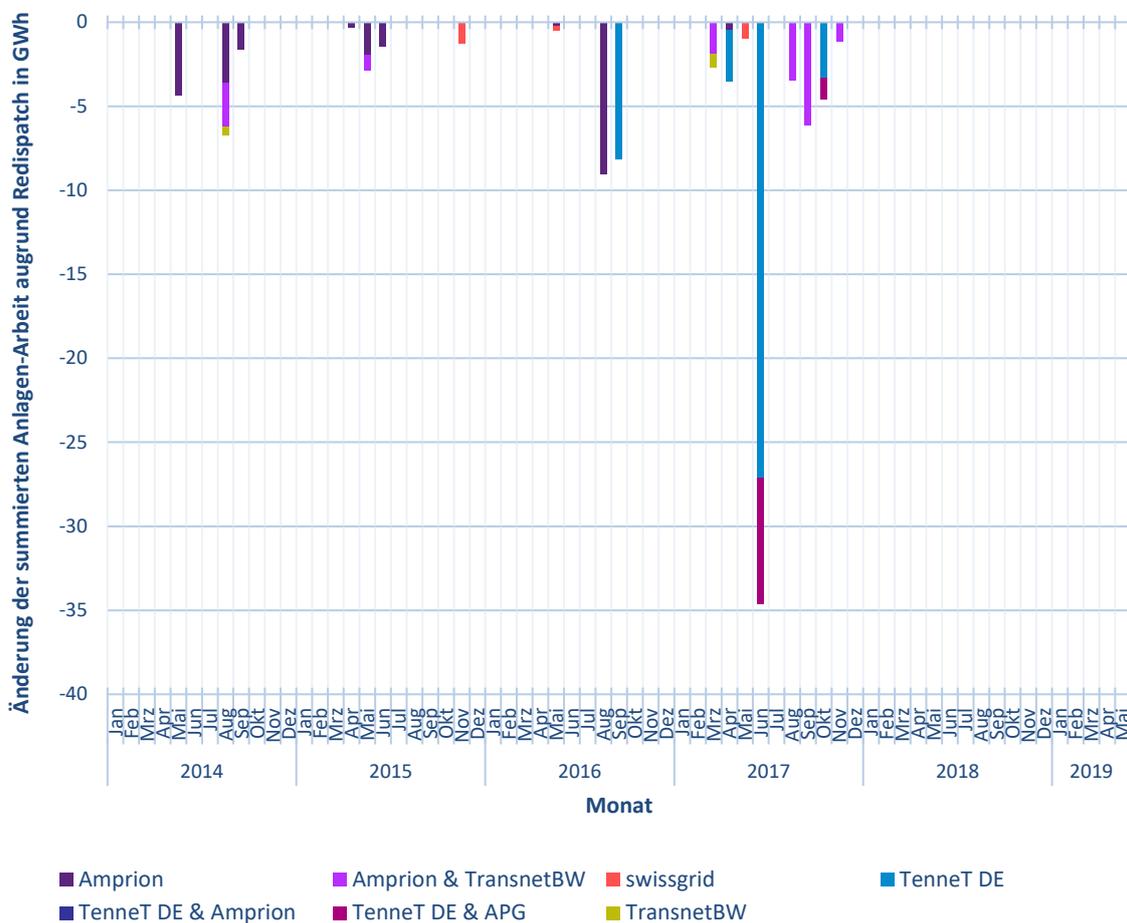


Abb. 4.25 Änderung der summierten Arbeit aufgrund von Redispatch-Maßnahmen im Kernkraftwerk Gundremmingen

Aufgeschlüsselt nach Monaten sowie anforderndem Übertragungsnetzbetreiber (eine Reduktion der Arbeit wird auf der negativen Vertikalachse dargestellt, während eine Erhöhung der geleisteten Arbeit auf der positiven Vertikalachse dargestellt wird). Die Änderung der summierten Arbeit wird für die beiden Blöcke des Kernkraftwerks, B und C, gemeinsam dargestellt. Hierbei ist zu beachten, dass Block B sich seit Ende des Jahres 2017 in dauerhaftem Nichtleistungsbetrieb befindet.

In den ausgewerteten Daten zum Kernkraftwerk Gundremmingen betrug die Dauer der Redispatch-Maßnahmen zwischen 15 Minuten und 29 Stunden. In Abb. 4.26 ist der Betrag für das monatliche Maximum der geänderten Leistung in den Monaten Januar 2014 bis Dezember 2018 für das Kernkraftwerk Gundremmingen dargestellt. In dieser Abbildung wird deutlich, dass Redispatch-Maßnahmen im Kernkraftwerk Gundremmingen mit Leistungsänderungen im Bereich mehrerer hundert MW gefahren wurden. Im November 2015 betrug die maximal geänderte Leistung während einer Redispatch-Maßnahme im Kernkraftwerk Gundremmingen 500 MW (Leistungsreduktion).

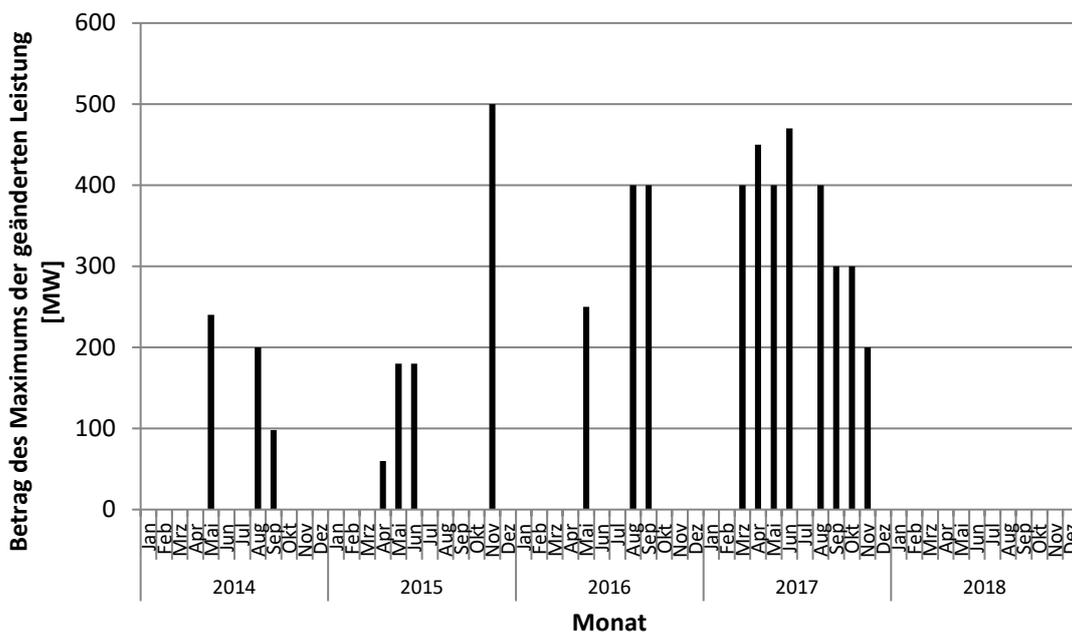


Abb. 4.26 Betrag des Maximums der geänderten Leistung in KRB-II

Wie aus Tab. 4.7 ersichtlich wird, wurde das Kernkraftwerk Gundremmingen in den Jahren 2014 bis 2017 zu Redispatch-Maßnahmen herangezogen. Die Anzahl an Redispatch-Maßnahmen und auch die Änderung der Arbeit aufgrund von Redispatch-Maßnahmen lag im Kernkraftwerk Gundremmingen in den Jahren 2014 bis 2017 in der gleichen Größenordnung wie im Kernkraftwerk Grohnde, welches im Zeitraum 2014 bis 2018 am zweithäufigsten zu Redispatch-Maßnahmen angewiesen wurde. Während es aber im Jahr 2018 im Kernkraftwerk Grohnde zu einer zunehmenden Tendenz an Redispatch-Maßnahmen kam, gingen die Redispatch-Maßnahmen für das Kernkraftwerk Gundremmingen im Jahr 2018 auf null zurück. Dies ist möglicherweise dadurch zu erklären, dass sich Block B des Kernkraftwerks Gundremmingen seit Ende des Jahres 2017 im dauerhaften Nichtleistungsbetrieb befindet. Ob in den Jahren 2014 bis 2017 ausschließlich Block B des Kernkraftwerks Gundremmingen zu Redispatch-Maßnahmen

herangezogen wurde, kann aufgrund der Daten nicht verifiziert werden. Der Großteil der Leistungsänderungen aufgrund von Redispatch-Maßnahmen im Kernkraftwerk Gundremmingen fand im Leistungsbereich zwischen 101 MW und 300 MW statt.

Tab. 4.7 Redispatch-Maßnahmen im Kernkraftwerk Gundremmingen, Blöcke B und C für die Jahre 2014 bis 2018

	2014	2015	2016	2017	2018	Summe
Anzahl Redispatch-Maßnahmen	19	12	22	32	0	85
Änderung Arbeit gesamt in MWh	12726	5858	17695	57173	0	93452
maximale Leistungsänderung in MW	240	500	400	470	0	xxx
Anzahl Leistungsänderungen zwischen 1 MW - 100 MW	7	7	3	1	0	18
Anzahl Leistungsänderungen zwischen 101 MW - 200 MW	11	4	7	8	0	30
Anzahl Leistungsänderungen zwischen 201 MW - 300 MW	1	0	7	6	0	14
Anzahl Leistungsänderungen zwischen 301 MW - 400 MW	0	0	5	10	0	15
Anzahl Leistungsänderungen zwischen 401 MW - 500 MW	0	1	0	7	0	8
Anzahl Leistungsänderungen zwischen 501 MW - 600 MW	0	0	0	0	0	0
Anzahl Leistungsänderungen zwischen 601 MW - 700 MW	0	0	0	0	0	0
Anzahl Leistungsänderungen zwischen 701 MW - 800 MW	0	0	0	0	0	0

4.3 Auswertung von Verläufen der Netzfrequenz

Die Nenn-Netzfrequenz im europäischen Verbundnetz beträgt 50 Hz. Diese wird durch das Verhältnis von erzeugter zu verbrauchter Wirkleistung im Netz beeinflusst. Da der Strom immer zu dem Zeitpunkt erzeugt werden muss, zu dem er auch verbraucht wird, wird z. B. bei einem erhöhten Verbrauch von Wirkleistung im Netz die Netzfrequenz sinken. Um dem entgegen zu wirken, wird die Wirkleistung z. B. durch Steigerung des Dampfdurchsatzes in den Turbinen von Großkraftwerken erhöht, wodurch die Netzfrequenz wieder steigt. Entsprechend wird bei einem Rückgang der Nachfrage die Leistung der Kraftwerke zurückgefahren, um die durch den Rückgang an benötigter Wirkleistung steigende Netzfrequenz wieder zu senken. Das Gleichgewicht von erzeugter zu verbrauchter Wirkleistung lässt sich somit an der Netzfrequenz ablesen.

Um das Gleichgewicht von erzeugter zu verbrauchter Wirkleistung zu erhalten und damit die Netzfrequenz nahe ihrer Nennfrequenz zu halten, wird von den Kraftwerken sowohl positive als auch negative Regelleistung bereitgestellt. Für kurzfristige Schwankungen wird dabei die Primärregelung genutzt, welche innerhalb weniger Sekunden bereitgestellt wird. Zusätzlich zur Primärregelung gibt es noch die Sekundärregelung und die Minutenreserve (Tertiärregelung) (siehe Abschnitt 3.1). Ist die Abweichung der Netzfrequenz von der Nennfrequenz nur sehr klein und liegt innerhalb des Totbandes von ± 10 mHz /NEX 20/ wird noch keine Regelleistung eingesetzt.

Für den vorliegenden Bericht wurden frei verfügbare Daten der Netzfrequenz des französischen Übertragungsnetzbetreibers Réseau de Transport d'Electricité (RTE) ausgewertet, welche ab Oktober 2014 öffentlich vorliegen /RTE 19/. Auf dieser Plattform werden 10-Sekunden-genaue Daten der Netzfrequenz im europäischen Verbundnetz veröffentlicht. Die Daten des französischen Übertragungsnetzbetreibers können zur Auswertung der Netzfrequenz in Deutschland verwendet werden, da es sich beim europäischen Verbundnetz um ein synchronisiertes Netz handelt, d. h. in allen an das europäische Verbundnetz direkt angeschlossenen Ländern ist die Netzfrequenz gleich. Um dies zu zeigen, wurden die Netzfrequenz-Daten des französischen Übertragungsnetzbetreibers mit einem Testdatensatz des deutschen Anbieters www.netzfrequenzmessung.de /NET 18/ verglichen. Die Datensätze des Anbieters www.netzfrequenzmessung.de sind ausschließlich käuflich zu erwerben, ein Kauf der Daten für die Netzfrequenz war im Rahmen dieses Vorhabens nicht geplant.

In Abb. 4.27 und Abb. 4.28 ist der Testdatensatz für den Verlauf der Netzfrequenz von www.netzfrequenzmessung.de für den 19. März 2015 und den 20. März 2015 im Vergleich zum Datensatz für den gleichen Zeitraum vom französischen Netzbetreiber RTE dargestellt. Es ist zu erkennen, dass der Verlauf der Netzfrequenz bei beiden Anbietern identisch ist, einzig muss berücksichtigt werden, dass die Uhrzeiten im Datensatz von www.netzfrequenzmessung.de in koordinierter Weltzeit (Coordinated Universal Time, UTC) angegeben sind. Daraus ergibt sich, dass die Daten von RTE, die nach der auch in Deutschland gültigen Zeit aufgezeichnet sind, um eine Stunde verschoben sind (UTC + 1 Stunde = mitteleuropäische Zeit (MEZ)).

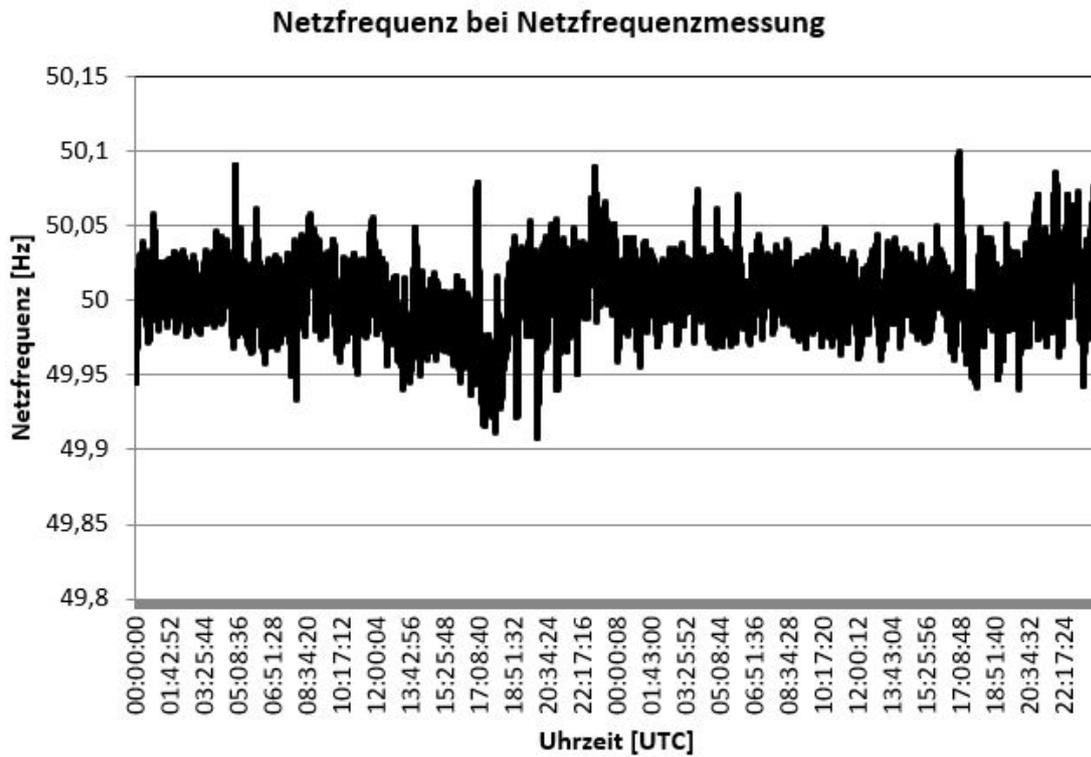


Abb. 4.27 Verlauf der Netzfrequenz am 19. März 2015 und 20. März 2015, zugehörige Daten abgerufen auf /NET 18/

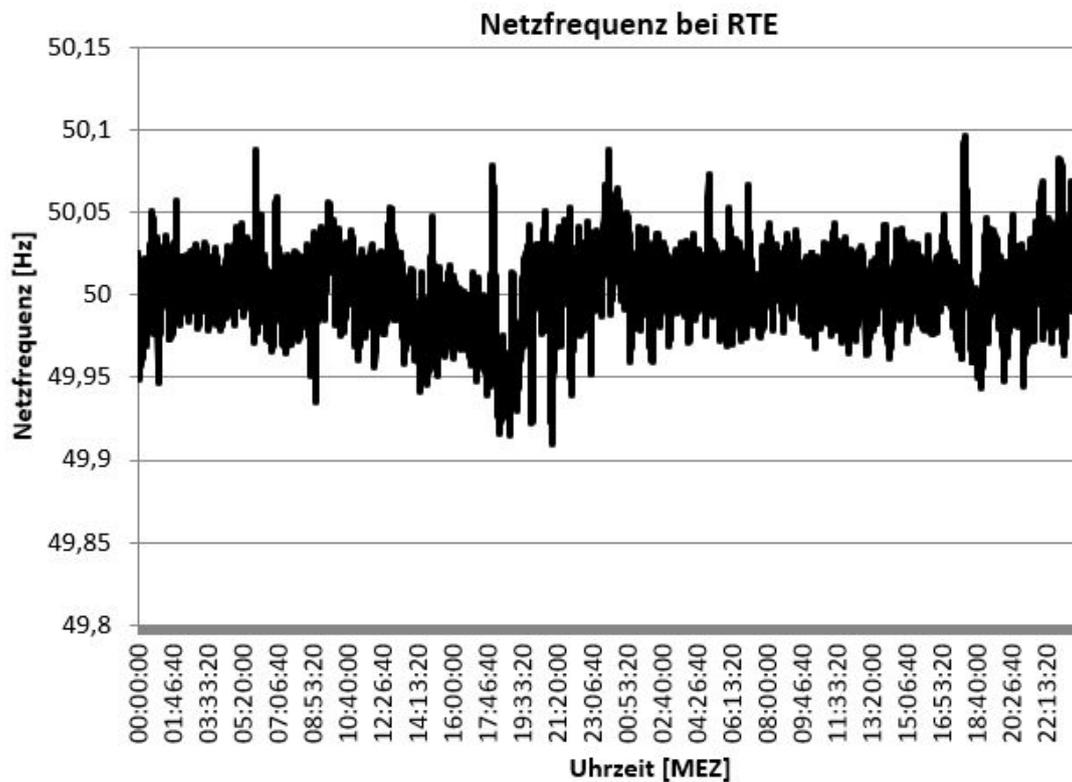


Abb. 4.28 Verlauf der Netzfrequenz am 19. März 2015 und 20. März 2015, zugehörige Daten abgerufen auf /RTE 19/

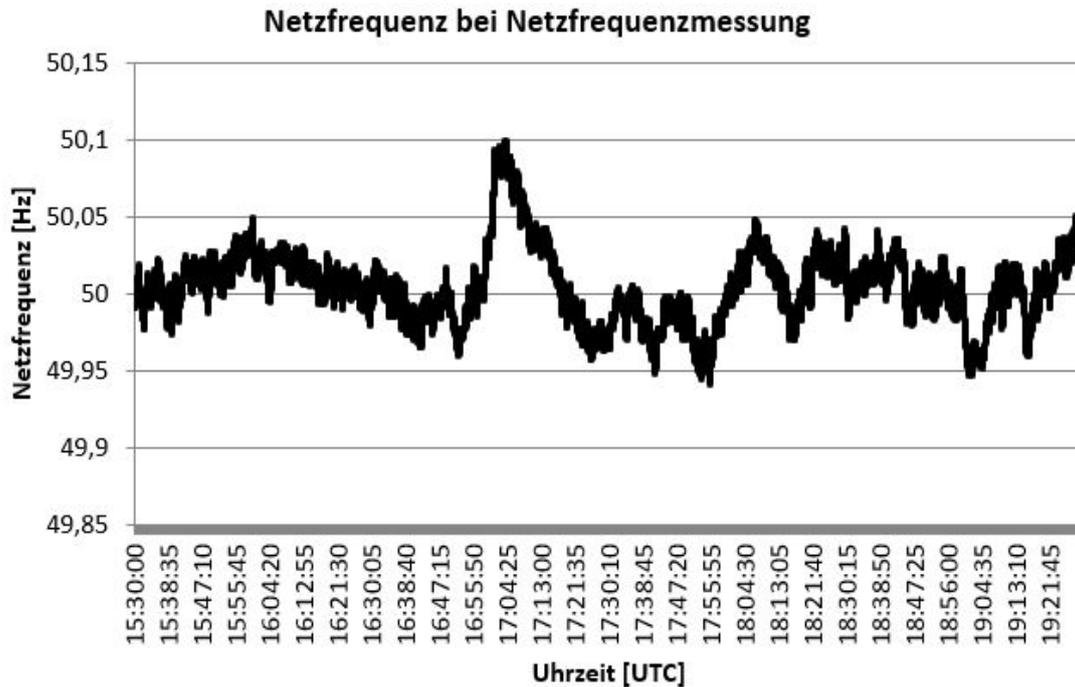


Abb. 4.29 Verlauf der Netzfrequenz am 20. März 2015 zwischen 15:30 Uhr (UTC) und 19:30 Uhr (UTC), zugehörige Daten abgerufen auf /NET 18/

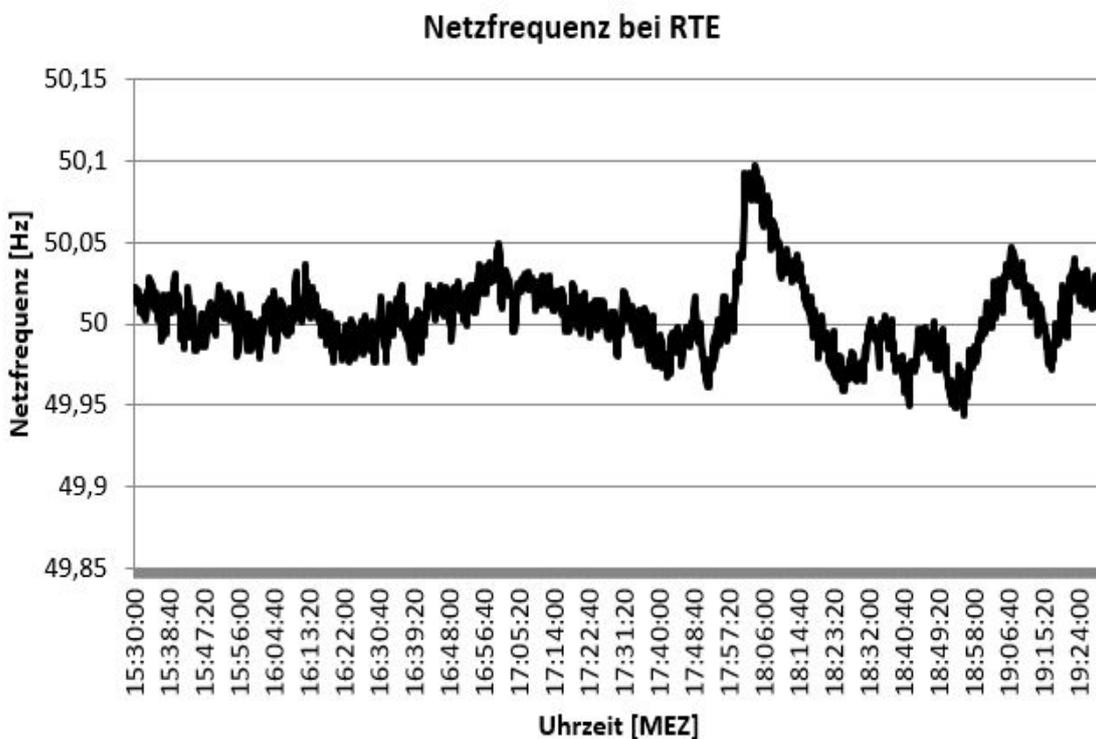


Abb. 4.30 Verlauf der Netzfrequenz am 20. März 2015 zwischen 15:30 Uhr (MEZ) und 19:30 Uhr (MEZ), zugehörige Daten abgerufen auf /RTE 19/

Eine detailliertere Ansicht ist in Abb. 4.29 und Abb. 4.30 gegeben, welche den Vergleich der beiden Datensätze, allerdings nur für die Zeit zwischen 15:30 Uhr und 19:30 Uhr am 20. März 2015, darstellt. Auch bei diesen Abbildungen wird deutlich, dass die Netzfrequenz in Deutschland mit der Netzfrequenz in Frankreich identisch ist. Somit ist eine Verwendung der Datensätze für die Netzfrequenz vom französischen Übertragungsnetzbetreiber RTE im Rahmen dieses Vorhabens möglich.

Im Rahmen des Vorhabens wurden Verläufe der Netzfrequenz mit ausgewählten Leistungsreduktionen von Kernkraftwerken korreliert. Es wurde nur der Einfluss von sprunghaften Leistungsreduktionen (z. B. aufgrund einer Reaktorschnellabschaltung) auf den Verlauf der Netzfrequenz betrachtet. Leistungserhöhungen wurden nicht betrachtet, da diese nicht sprunghaft erfolgen und somit keinen Einfluss auf die Netzfrequenz haben. Um Ereignisse mit einer sprunghaften Leistungsreduktion von Kernkraftwerken zu identifizieren, wurde in der VERA-Datenbank der GRS, in der alle meldepflichtigen Ereignisse aus deutschen Kernkraftwerken gesammelt werden, nach Ereignissen recherchiert, in denen es zu einer Leistungsreduktion in einem Kernkraftwerk von mindestens 400 MW_{el} kam. Dazu wurde die VERA-Datenbank ab Oktober 2014 durchsucht, da ab diesem Jahr Daten für den Verlauf der Netzfrequenz im europäischen Verbundnetz vorliegen.

In diesem Bericht wird ein Beispiel für die Auswertung des Verlaufs der Netzfrequenz zum Zeitpunkt eines Ereignisses dargestellt. Am 25. März 2015 kam es um 08:34 Uhr in einem deutschen Kernkraftwerk zu einer Reaktorschnellabschaltung. Die Generatorleistung der Anlage fiel sprunghaft von 1360 MW_{el} auf 0 MW_{el}. In Abb. 4.31 ist der Verlauf der Netzfrequenz zum Ereigniszeitpunkt (rot markiert) dargestellt. Zum Zeitpunkt des Ereignisses kommt es zu einem Abfall der Netzfrequenz um ca. 45 mHz. Es kann nicht mit Sicherheit gesagt werden, dass dieser Abfall der Frequenz aufgrund des sprunghaften Ausfalls von Erzeugungsleistung durch das Ereignis geschieht. Auch zu anderen Zeitpunkten im Verlauf der Netzfrequenz kommt es zu Abfällen oder Anstiegen in einer ähnlichen Größenordnung. Sichtbar ist aber, dass nach dem Abfall der Netzfrequenz innerhalb kurzer Zeit gegengesteuert wird und die Netzfrequenz wieder ansteigt. Dies geschieht mittels der im Übertragungsnetz vorgehaltenen Primärregelreserve, welche innerhalb von 30 Sekunden automatisch von anderen Kraftwerken bereitgestellt wird (siehe Abschnitt 3.1).

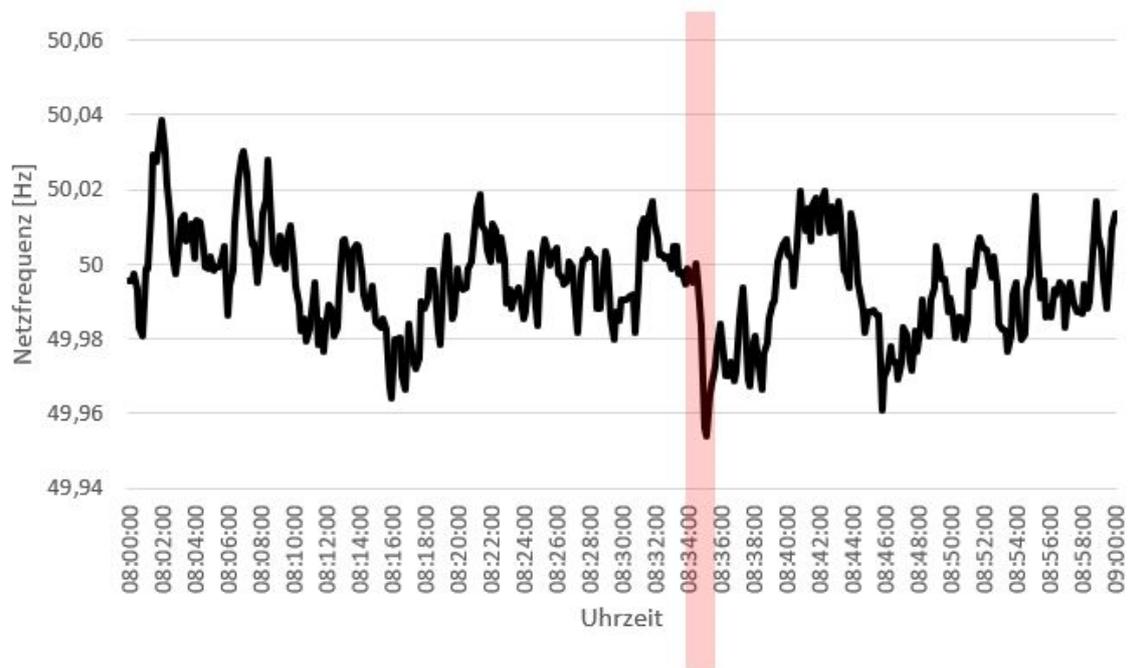


Abb. 4.31 Verlauf der Netzfrequenz zum Zeitpunkt des Ereignisses, zugehörige Daten abgerufen auf /RTE 19/

Im Rahmen des Vorhabens wurden noch weitere Verläufe der Netzfrequenz zu Zeitpunkten, an denen die Leistung von Kernkraftwerken sprunghaft um mindestens 400 MW_{el} reduziert wurde, ausgewertet. Dabei kam es in einigen Fällen ebenfalls zu einem Abfall der Netzfrequenz, der aber ebenso wie in dem in Abb. 4.31 dargestellten Beispiel nicht eindeutig auf den Abfall der Erzeugungsleistung zurückgeführt werden konnte. In einigen der betrachteten Fälle konnte kein Abfall der Netzfrequenz zum Zeitpunkt des Ausfalls der Erzeugungsleistung beobachtet werden.

Zusammenfassend lässt sich zu den Auswertungen des Verlaufs der Netzfrequenz zum Zeitpunkt des Abfalls der Erzeugerleistung um mindestens als 400 MW_{el} sagen, dass es zwar in einigen Fällen beim Ausfall von Erzeugerleistung zu einem Abfall der Netzfrequenz gekommen ist, dass es aber in anderen Fällen zu keinem Abfall der Netzfrequenz gekommen ist. Es kann also aus den Auswertungen des Verlaufs der Netzfrequenz bei Ereignissen mit einem Ausfall an Erzeugungsleistung nicht gefolgert werden, dass der Ausfall eines Kraftwerks einen messbaren Einfluss auf die Netzfrequenz hat. Prinzipiell ist bei jedem Ausfall an Erzeugerleistung mit einem Sinken der Netzfrequenz zu rechnen. Das der Ausfall eines Kraftwerks mit einer Erzeugungsleistung von etwa 1000 MW_{el} im europäischen Verbundnetz, welches über eine installierte Leistung von insgesamt ca. 1450 GW (Stand 01. Januar 2020, /KRA 20/) verfügt, aber nahezu nicht ins Gewicht fällt, ist durchaus plausibel. Was in allen ausgewerteten Frequenzverläufen ersichtlich ist, ist

das durch die im Verbundnetz vorgehaltene Regelreserve innerhalb kürzester Zeit bei Veränderungen der Netzfrequenz, egal ob in positiver oder negativer Richtung, gegengeregt wird.

4.4 Korrelation von Daten aus verschiedenen Quellen

Im Folgenden werden Daten aus verschiedenen Quellen korreliert. Dabei werden die Daten aus den Redispatch-Maßnahmen, die in Abschnitt 4.1 und Abschnitt 4.2 diskutiert wurden, mit Daten zur erzeugten Leistung der deutschen Kernkraftwerke aus den Fraunhofer Energy Charts /ISE 19b/ verglichen. Außerdem fließen in den Vergleich Daten aus Frequenzverläufen sowie Tages- und Monatsauswertungen für Einzelereignisse, z. B. Naturereignisse (insbesondere Stürme), mit ein. In den Fällen, bei denen die Auswertungen auf den Daten öffentlich verfügbarer Quellen basieren (z. B. Informationsplattform www.netztransparenz.de /NET 19/ bezüglich Redispatch-Maßnahmen sowie Fraunhofer Energy Charts /ISE 19b/ bezüglich erzeugter Leistung), werden die Namen der Kernkraftwerke explizit genannt und nicht anonymisiert.

4.4.1 Vergleich viele/wenige Redispatch-Maßnahmen im Kernkraftwerk Brokdorf

Im Kernkraftwerk Brokdorf kam es, wie in Abb. 4.13 zu erkennen ist, in den Monaten November 2015 und Dezember 2015 zu einer im Vergleich mit anderen Monaten sehr hohen Änderung der Arbeit aufgrund von Redispatch-Maßnahmen. In Abb. 4.32 und Abb. 4.33 sind für die Monate November 2015 und Dezember 2015 die Daten zur erzeugten Leistung aus dem Kernkraftwerk Brokdorf dargestellt.

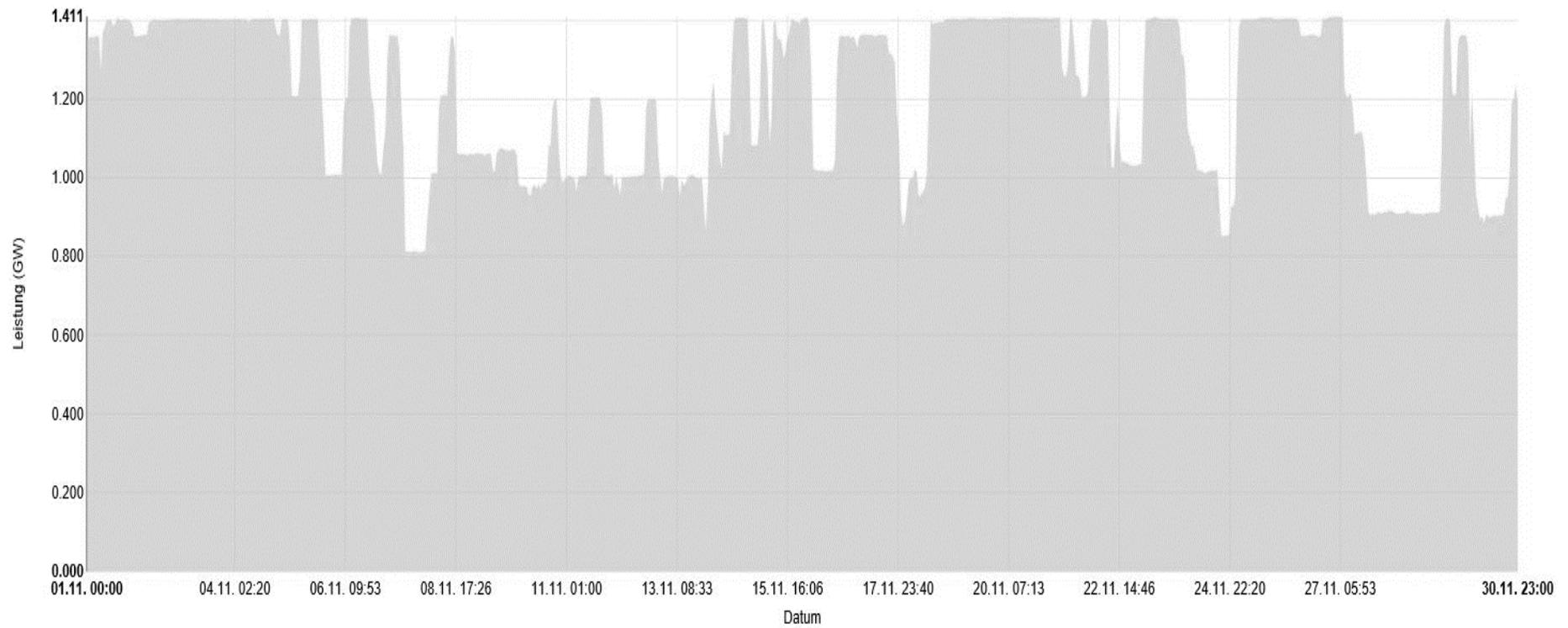


Abb. 4.32 Erzeugte Leistung des Kernkraftwerks Brokdorf im November 2015 /ISE 19b/

Die vertikale Achse zeigt die Leistung in GW, die horizontale Achse zeigt Datum und Uhrzeit, Auflösung/Schriftgröße durch Webseite vorgegeben und nicht veränderbar

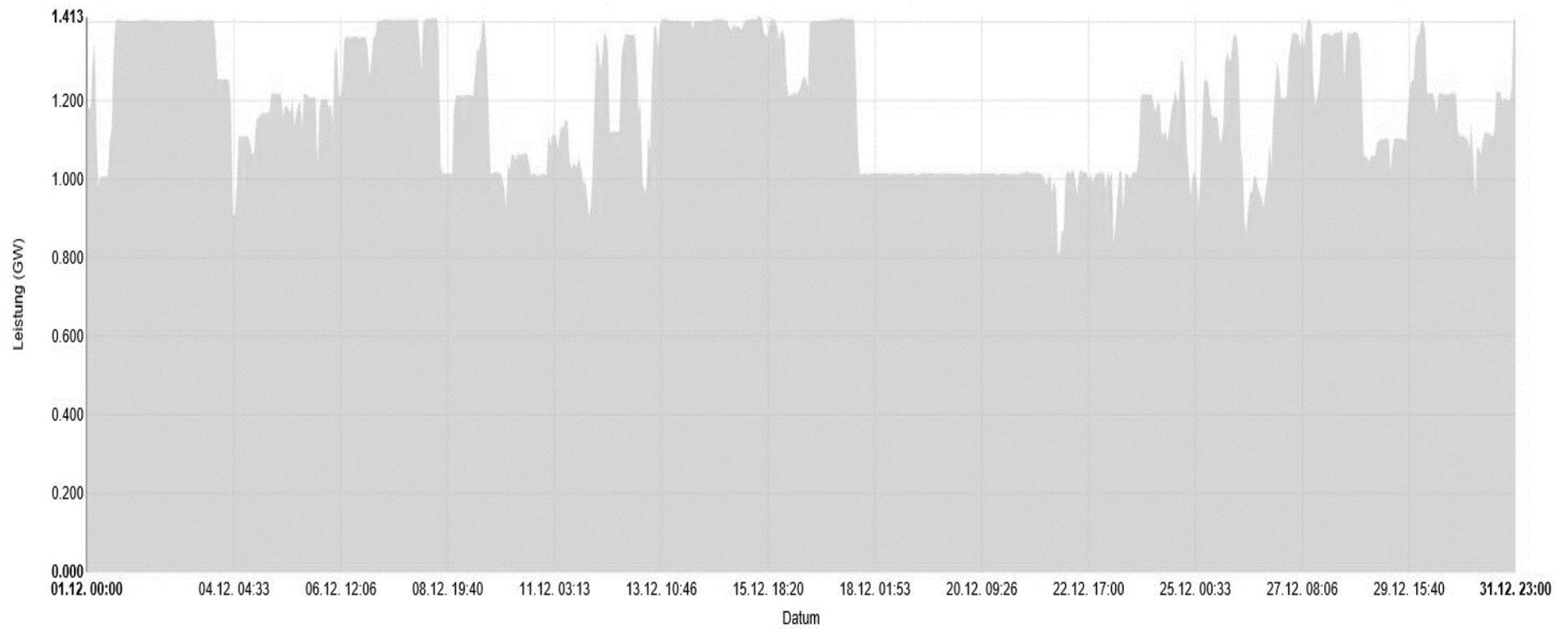


Abb. 4.33 Erzeugte Leistung des Kernkraftwerks Brokdorf im Dezember 2015 /ISE 19b/

Die vertikale Achse zeigt die Leistung in GW, horizontale Achse zeigt Datum und Uhrzeit,
Auflösung/Schriftgröße durch Webseite vorgegeben und nicht veränderbar

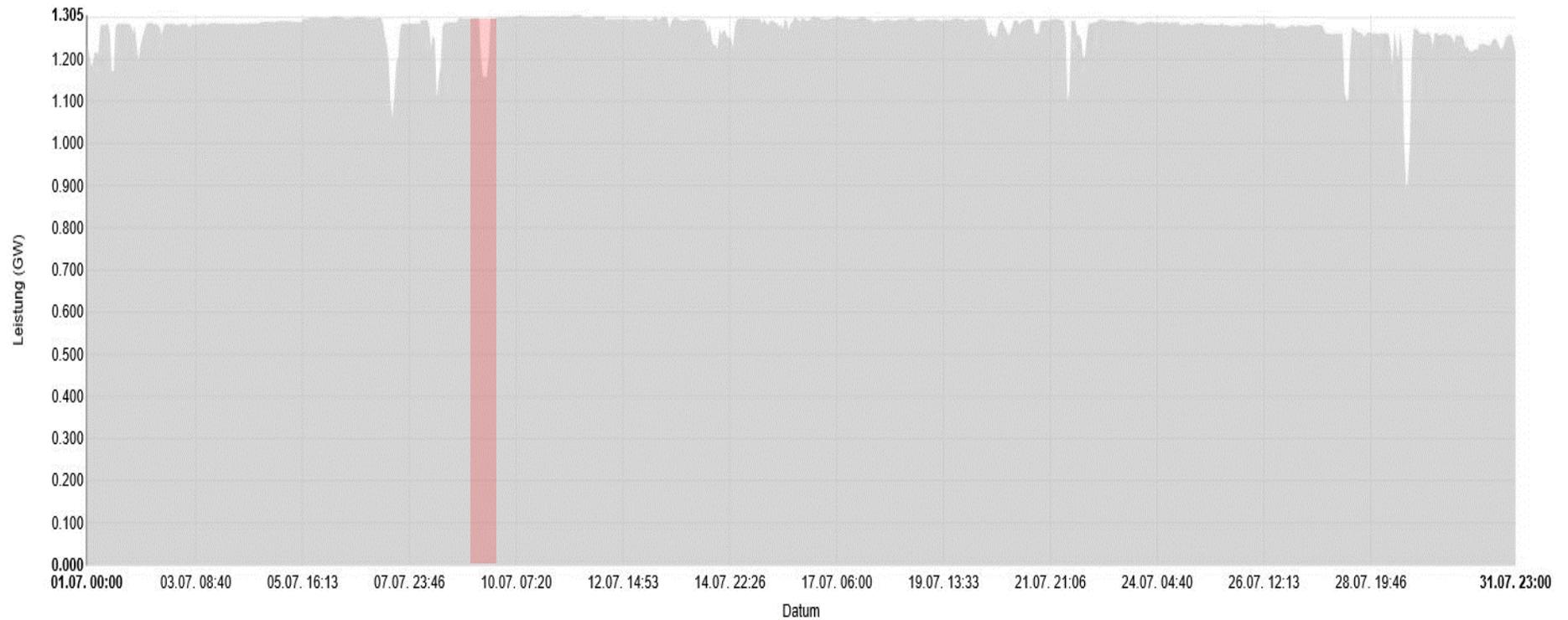


Abb. 4.34 Erzeugte Leistung des Kernkraftwerks Brokdorf im Juli 2018 /ISE 19b/

Die vertikale Achse zeigt die Leistung in GW, die horizontale Achse zeigt Datum und Uhrzeit.
Auflösung/Schriftgröße sind durch die Webseite vorgegeben und nicht veränderbar.
Die einzige in diesem Monat angewiesene Redispatch-Maßnahme ist rot markiert.

In den Abbildungen zur Leistungsproduktion ist deutlich erkennbar, dass die erzeugte Leistung im Kernkraftwerk Brokdorf in den Monaten November und Dezember 2015 starken Schwankungen unterlegen war, was mit der Tatsache, dass es in diesen Monaten zu einer hohen Anzahl an Redispatch-Maßnahmen kam, übereinstimmt. Im Detail ist jede einzelne Änderung der Leistung aufgrund von Redispatch-Maßnahmen in den Daten zur erzeugten Leistung auffindbar. Neben den Leistungsänderungen aufgrund von Redispatch-Maßnahmen sind aber noch weitere Leistungsänderungen aus anderen Gründen vorgenommen worden. Dies können z. B. Leistungsänderungen aufgrund von Primärregelung, Dispatch, Störungen oder WKP sein.

Im Juli 2018 war die Änderung der Arbeit aufgrund von Redispatch-Maßnahmen im Kernkraftwerk Brokdorf sehr gering (siehe Abb. 4.13). In diesem Monat gab es nur eine Redispatch-Maßnahme am 09. Juli 2018. In Abb. 4.34 ist die erzeugte Leistung des Kernkraftwerks Brokdorf im Juli 2018 dargestellt, wobei die Redispatch-Maßnahme in diesen Monat markiert ist. Im Vergleich der erzeugten Leistung im Kernkraftwerk Brokdorf zwischen den Monaten November/Dezember 2015 und Juli 2018 ist deutlich erkennbar, dass es im Juli 2018 zu weniger Schwankungen gekommen ist, was auch mit der in diesem Monat sehr geringen Änderung der Arbeit aufgrund von Redispatch-Maßnahmen übereinstimmt. In Abb. 4.34 zur erzeugten Leistung im Juli 2018 ist aber auch zu erkennen, dass es neben der Redispatch-Maßnahme (markiert) noch zu anderen größeren Reduktionen der erzeugten Leistung gekommen ist. Als Grund hierfür können beispielsweise vorgeplante Dispatch-Anweisungen infrage kommen. Diese können allerdings im Rahmen dieses Vorhabens nicht ausgewertet werden, da für diese keine öffentlich zugängliche Datenbank existiert. Des Weiteren ist zu erkennen, dass die Leistung, auch wenn keine großen Leistungsänderungen vorliegen, nicht konstant ist, sondern immer in einem kleinen Bereich schwankt. Dies ist beispielsweise durch die im Einsatz befindliche Primärregelung zu erklären.

Nachfolgend wird für die Monate November 2015 (starke Schwankungen der erzeugten Leistung sowie viele Redispatch-Maßnahmen im Kernkraftwerk Brokdorf) und Juli 2018 (wenige Schwankungen der erzeugten Leistung sowie wenige Redispatch-Maßnahmen im Kernkraftwerk Brokdorf) ausgewertet, wie sich die Netzfrequenz verhalten hat. Dazu wurden die frei verfügbaren Daten der Netzfrequenz des französischen Übertragungsnetzbetreibers Réseau de Transport d'Electricité (RTE) /RTE 19/ ausgewertet. Der Verlauf der Netzfrequenz für den November 2015 ist in Abb. 4.35 dargestellt, Abb. 4.36 zeigt den Verlauf für die Netzfrequenz im Juli 2018.

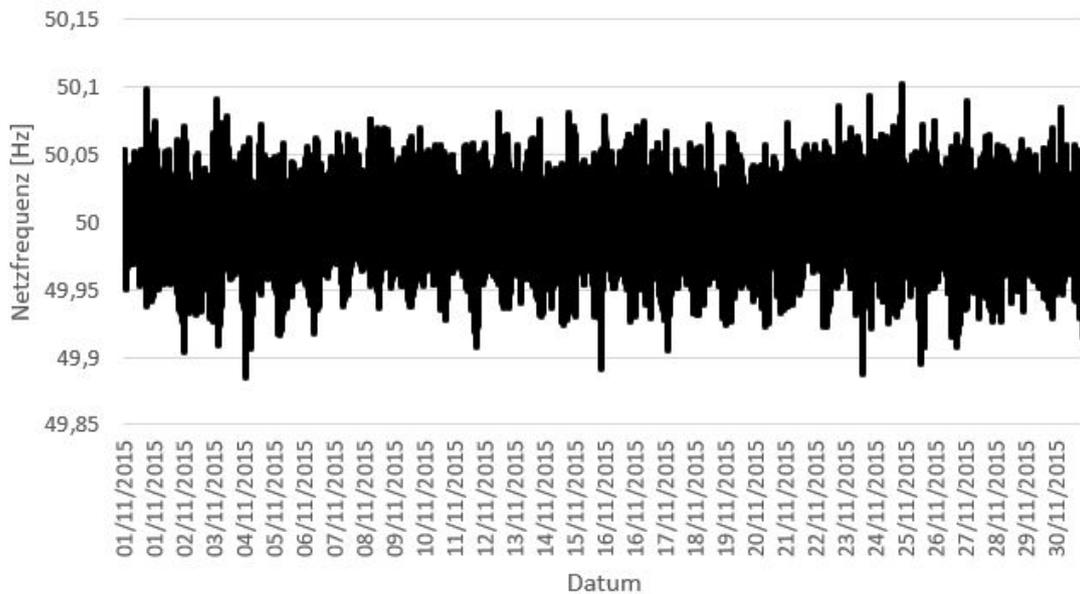


Abb. 4.35 Verlauf der Netzfrequenz im November 2015, zugehörige Daten abgerufen auf /RTE 19/

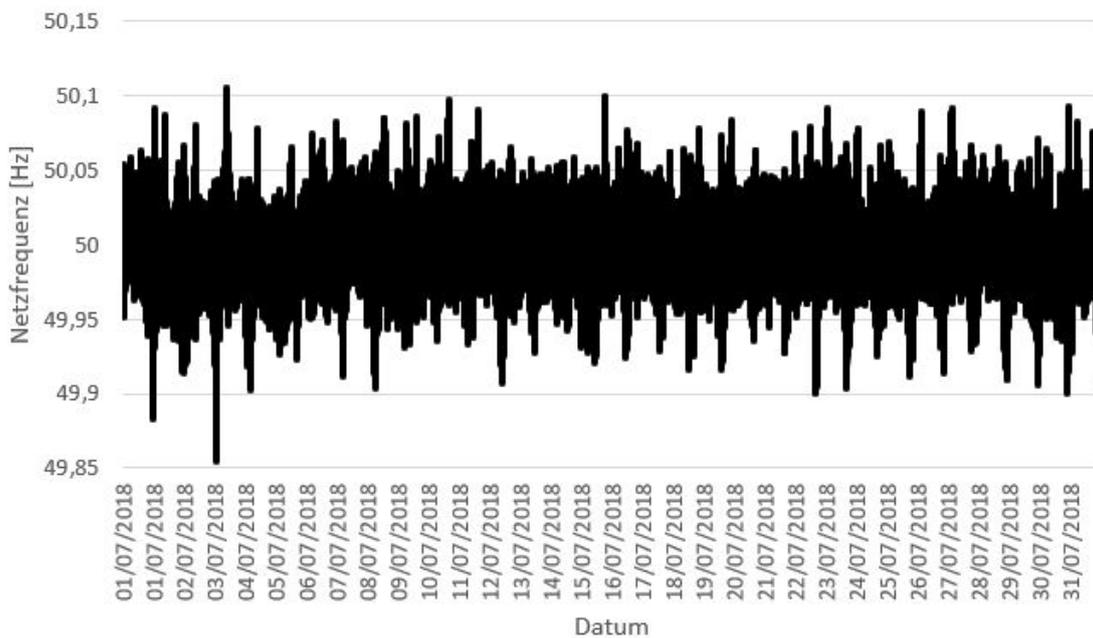


Abb. 4.36 Verlauf der Netzfrequenz im Juli 2018, zugehörige Daten abgerufen auf /RTE 19/

In beiden Verläufen der Netzfrequenz ist zu erkennen, dass die Netzfrequenz meistens im Bereich zwischen 49,95 Hz und 50,05 Hz liegt, wobei es vereinzelt zu Ausreißern bis 49,90 Hz bzw. 50,10 Hz kommt (sehr vereinzelt auch zu noch höheren Ausreißern).

Beide Frequenzverläufe weisen aber prinzipiell keine großen Unterschiede auf. Aus der Tatsache, dass in einem Monat viele und im anderen Monat wenige Redispatch-Maßnahmen in einem einzelnen Kernkraftwerk durchgeführt werden, können also keine direkten Rückschlüsse auf die Netzfrequenz gezogen werden. Das kann daran liegen, dass die ausgewertete Netzfrequenz in Frankreich gemessen wurde und lokale Einflüsse, die in der Nähe des Kernkraftwerks Brokdorf vielleicht sichtbar wären, in der dargestellten Netzfrequenz des europäischen Verbundnetzes nicht darzustellen sind. Eine weitere mögliche Begründung wäre die bereits in Abschnitt 4.3 beschriebene installierte Leistung im europäischen Verbundnetz. Da diese im Vergleich zur Leistung eines einzelnen Kraftwerks sehr groß ist, sind die Schwankungen der erzeugten Leistung eines Kraftwerks vernachlässigbar klein.

4.4.2 Vergleich von Daten aus Betreiberberichten mit anderen Daten

Die in den Betreiberberichten vorliegende Datenlage hinsichtlich der erzeugten Leistung unterschied sich untereinander sehr stark in ihrer Aussagekraft. Während sich in den Betreiberberichten einiger Anlagen keine Daten zur erzeugten Leistung fanden, gab es in den Betreiberberichten anderer Anlagen Angaben dazu, wie viele Stunden im Monat das Kernkraftwerk mit aktivierter Primär- oder Sekundärregelung gefahren wurde. Dabei wurde nicht erwähnt, ob nur die Regelung aktiviert war oder ob sich tatsächlich auch die erzeugte Leistung geändert hat. Nur in wenigen Anlagen gab es in den Betreiberberichten detaillierte Angaben zu Leistungsänderungen aufgrund netzstützender Maßnahmen. Zur Korrelation dieser wenigen detaillierten Angaben zu Leistungsänderungen in den Betreiberberichten mit den auf der Informationsplattform www.netztransparenz.de /NET 19/ zu beziehenden Daten zu Redispatch-Maßnahmen kam dann erschwerend hinzu, dass diese in den Betreiberberichten häufig identisch begründet wurden (z. B. aufgrund Lastfolgebetrieb), auf /NET 19/ dann aber mal genannt wurden und mal nicht. Der Grund für den unterschiedlichen Umgang mit den Daten zu Leistungsänderungen auf /NET 19/, obwohl diese in den Betreiberberichten identisch begründet sind, wird aus den vorliegenden Daten nicht klar. Aus diesen Gründen ist eine Interpretation der verschiedenen Datensätze nicht immer möglich und es konnte keine detaillierte Auswertung der Daten zur erzeugten Leistung aus den Betreiberberichten erfolgen.

Nachfolgend wird ein Beispiel für die Auswertung von Daten zur erzeugten Leistung aus den Betreiberberichten und die Korrelation dieser Daten mit Daten aus anderen Quellen dargestellt. Die Darstellung erfolgt hierbei anonymisiert, da es sich bei den Betreiberberichten um nicht öffentliche Quellen handelt.

In den Betreiberberichten wurde nach Leistungsänderungen recherchiert, die nicht mit den auf der Informationsplattform www.netztransparenz.de /NET 19/ zu beziehenden Daten zu Redispatch-Maßnahmen übereinstimmen. Am 05. September 2015 kam es beispielsweise in einem Kernkraftwerk laut Betreiberbericht aufgrund von Lastfolgebetrieb zu Leistungsabsenkungen auf 1218 MW zwischen 02:38 Uhr und 04:00 Uhr sowie auf 1000 MW zwischen 13:05 Uhr und 19:00 Uhr. Diese Leistungsabsenkungen aufgrund von Lastfolgebetrieb sind in den Daten zu Redispatch-Maßnahmen /NET 19/ nicht ersichtlich. In den Daten zu Redispatch-Maßnahmen ist für dieses Kernkraftwerk am 05. September 2015 eine Redispatch-Maßnahme enthalten. Diese fand zwischen 15:00 Uhr und 18:00 Uhr statt und beinhaltete die Erhöhung der Wirkleistungseinspeisung um 300 MW. Die zweite im Betreiberbericht genannte Leistungsabsenkung fällt also mit der in den Daten zu Redispatch-Maßnahmen ausgewiesenen Wirkleistungserhöhung überein. Der Grund, warum die Wirkleistungserhöhung im Betreiberbericht nicht genannt wird, ist anhand der vorliegenden Unterlagen nicht ersichtlich. In der erzeugten Leistung des betroffenen Kernkraftwerks, die in Abb. 4.37 dargestellt ist, sind die oben genannten Vorgänge ersichtlich.

Die erste im Betreiberbericht erwähnte Leistungsabsenkung aufgrund des Lastfolgebetriebs ist in Abb. 4.37 durch die linke Markierung verdeutlicht. Sowohl die Zeit (02:38 Uhr bis 04:00 Uhr im Betreiberbericht, 01:00 Uhr bis 04:00 Uhr in den Daten zur erzeugten Leistung /ISE 19b/) als auch der Leistungswert (1218 MW im Betreiberbericht, 1170 MW minimale Leistung in den Daten zur erzeugten Leistung /ISE 19b/) stimmen nicht hundertprozentig überein. Der Grund für diese Abweichung ist anhand der vorliegenden Unterlagen nicht ersichtlich. Die zweite Leistungsabsenkung erfolgte laut Betreiberbericht zwischen 13:05 Uhr und 19:00 Uhr, wobei die Leistung laut Betreiberbericht auf 1000 MW abgesenkt wurde. In Abb. 4.37 ist dieser im Betreiberbericht genannte Zeitpunkt durch die rechte Markierung verdeutlicht.

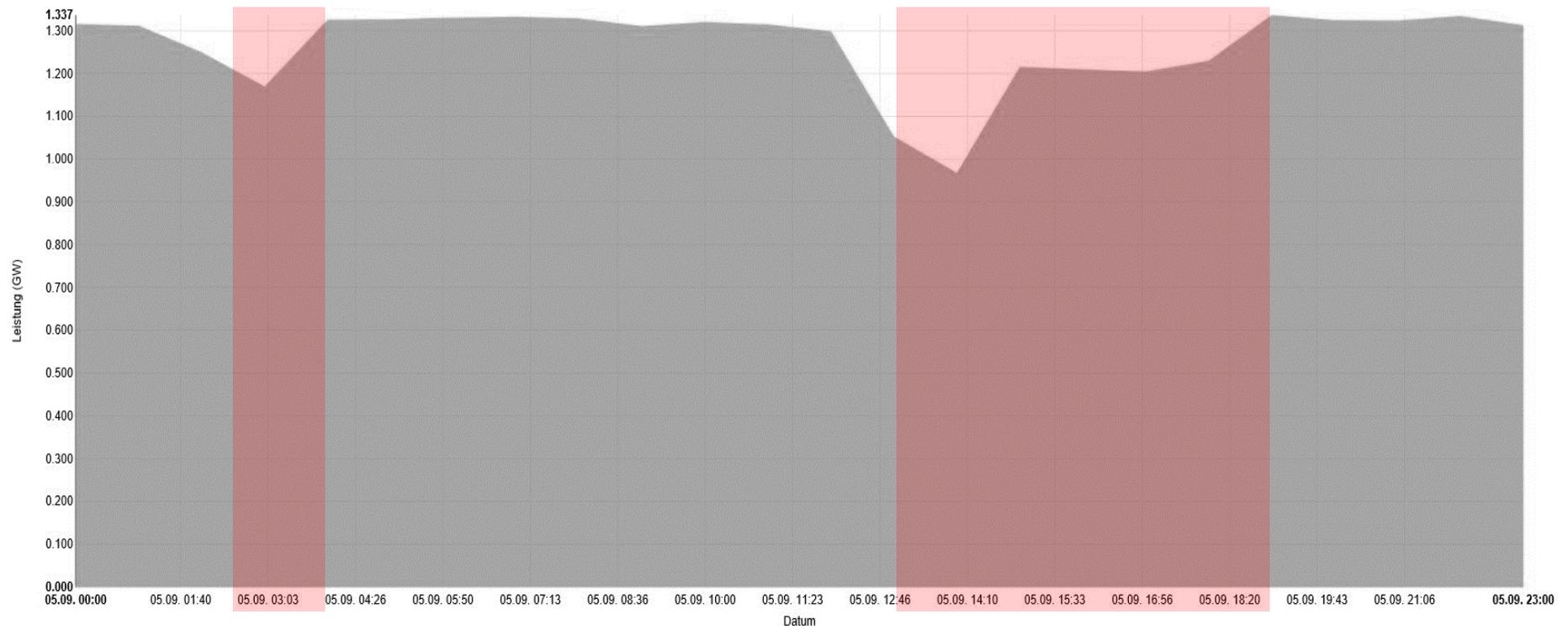


Abb. 4.37 Eingespeiste Leistung des betroffenen Kernkraftwerks am 05. September 2015 /ISE 19b/

Die vertikale Achse zeigt die Leistung in GW, die horizontale Achse zeigt Datum und Uhrzeit.

Auflösung/Schriftgröße sind durch die Webseite vorgegeben und nicht veränderbar.

Die Zeitpunkte für die beiden im Betreiberbericht erwähnten Leistungsabsenkungen sind in der Abbildung rot markiert.

In den Daten zur erzeugten Leistung /ISE 19b/ ist zu erkennen, dass die eingespeiste Leistung des betroffenen Kernkraftwerks zwischen 12:00 Uhr und 14:00 Uhr auf einen Wert von minimal 968 MW abfiel, danach zwischen 15:00 Uhr und 18:00 Uhr bei einem Wert von ca. 1210 MW lag und dass sich die Anlage ab 19:00 Uhr wieder im Vollastbetrieb befand. Sowohl die Zeit für die Leistungsabsenkung (13:05 Uhr bis 19:00 Uhr im Betreiberbericht, 12:00 Uhr bis 19:00 Uhr in den Daten zur erzeugten Leistung) als auch der Leistungswert (1000 MW im Betreiberbericht, 968 MW minimale Leistung in den Daten zur erzeugten Leistung) stimmen wiederum nicht hundertprozentig überein. In den Daten zur erzeugten Leistung /ISE 19b/ ist ein Anstieg der Leistung ab 14:00 Uhr um ca. 250 MW zu erkennen. Diese Leistungserhöhung zeigt die Redispatch-Maßnahme, wobei sowohl die Zeit (ab 14:00 Uhr in den Daten zur erzeugten Leistung /ISE 19b/, 15:00 Uhr bis 18:00 Uhr in den Daten zu den Redispatch-Maßnahmen /NET 19/) als auch der Leistungswert (Erhöhung um ca. 250 MW in den Daten zu erzeugten Leistung, Erhöhung um 300 MW in den Daten zu den Redispatch-Maßnahmen) nicht hundertprozentig übereinstimmen.

4.4.3 Einbeziehung von witterungsbedingten Ereignissen

Um die Auswirkungen witterungsbedingter Einflüsse auf den Betrieb von Kernkraftwerken zu untersuchen, wurden im Zuge der Datenauswertungen diverse Stürme in den Jahren 2013 bis 2019 untersucht. Im ersten Schritt wurde dabei nach Stürmen recherchiert, bei denen besonders hohe mittlere Windgeschwindigkeiten aufgetreten sind. Bei dieser Recherche wurden ca. 20 Stürme ermittelt. Für die Zeitpunkte, an denen diese Stürme aufgetreten sind, wurde untersucht, ob die Anzahl der Redispatch-Maßnahmen, der Verlauf der Netzfrequenz sowie die eingespeiste Leistung von Kernkraftwerken Besonderheiten aufwiesen.

Hinsichtlich der Anzahl der Redispatch-Maßnahmen (abgerufen auf /NET 19/) konnte kein großer Einfluss von Stürmen auf diese festgestellt werden. Lediglich bei einem der ca. 20 untersuchten Stürme kam es zu einer signifikant höheren Anzahl der Redispatch-Maßnahmen, wobei Kernkraftwerke an diesen nahezu nicht beteiligt waren. Bei Sturm „Xaver“ kam es am 05. Dezember 2013 zu 40 und am 06. Dezember 2013 zu 65 Redispatch-Maßnahmen, während es im Durchschnitt des Jahres 2013 zu ca. 12 Redispatch-Maßnahmen pro Tag kam. Daten für den Verlauf der Netzfrequenz und die eingespeiste Leistung von Kernkraftwerken zu diesem Zeitpunkt konnten nicht ausgewertet werden, da diese für diesen Zeitpunkt nicht öffentlich verfügbar sind.

Hinsichtlich des Einflusses von Stürmen auf den Verlauf der Netzfrequenz lassen sich keine Aussagen treffen. Es wurden Verläufe der Netzfrequenz zum Zeitpunkt von Stürmen mit Verläufen der Netzfrequenz an Tagen, an denen keine Stürme aufgetreten sind, verglichen. Dabei konnten im Vergleich dieser Frequenzverläufe keine Unterschiede festgestellt werden, die mit Sicherheit auf den Einfluss der Stürme zurückzuführen sind.

Der Einfluss von Stürmen auf die eingespeiste Leistung von Kernkraftwerken (abgerufen auf ISE 19b/) wird nachfolgend anhand eines Beispiels dargestellt. Dazu wurde die eingespeiste Leistung zu einem Zeitpunkt im Sommer, für den kein witterungsbedingtes Ereignis gemeldet wurde und an dem wenige Redispatch-Maßnahmen durchgeführt wurden (es wurde der 15. Juni 2016 gewählt) verglichen mit der eingespeisten Leistung zum Zeitpunkt des Auftretens eines Sturms (hier exemplarisch der Sturm „Friederike“ am 18. Januar 2018 dargestellt). In Abb. 4.38 ist die eingespeiste Leistung aller Kraftwerke für den Zeitraum um den 15. Juni 2016 (kein witterungsbedingtes Ereignis) dargestellt. Abb. 4.39 zeigt die eingespeiste Leistung aller Kernkraftwerke für diesen Zeitraum. Für den Zeitraum um den 18. Januar 2018 (Sturm „Friederike“) ist die eingespeiste Leistung aller Kraftwerke in Abb. 4.40 dargestellt. Die eingespeiste Leistung aller Kernkraftwerke mit Ausnahme vom Kernkraftwerk Brokdorf ist in Abb. 4.41 und die eingespeiste Leistung des Kernkraftwerks Brokdorf in Abb. 4.42 gezeigt. In Abb. 4.38 für den Zeitraum um den 15. Juni 2016 ist zu erkennen, dass die von der Solarenergie eingespeiste Leistung am Tag relativ hoch war. Die von der Windenergie eingespeiste Leistung war relativ gering. In Abb. 4.40 (Zeitraum um den 18. Januar 2018) hingegen war die von der Solarenergie eingespeiste Leistung relativ gering und die von der Windenergie eingespeiste Leistung sehr hoch und außerdem stark schwankend. Werden jetzt Abb. 4.39 sowie Abb. 4.41 und Abb. 4.42 betrachtet, ist zu erkennen, dass die Kernkraftwerke im Zeitraum um den 15. Juni 2016 nahezu konstant eingespeist haben (das Kernkraftwerk Grohnde wurde am 15. Juni 2016 nach Revision wieder angefahren) während es im Zeitraum um den 18. Januar 2018 vor allem im Kernkraftwerk Brokdorf zu erheblichen Schwankungen in der eingespeisten Leistung gekommen ist. Von den Kernkraftwerken ist vor allem das Kernkraftwerk Brokdorf betroffen, da es relativ nah an der Küste steht und schwankende Einspeisungen unter anderem der Offshore-Windparks ausgleichen muss.

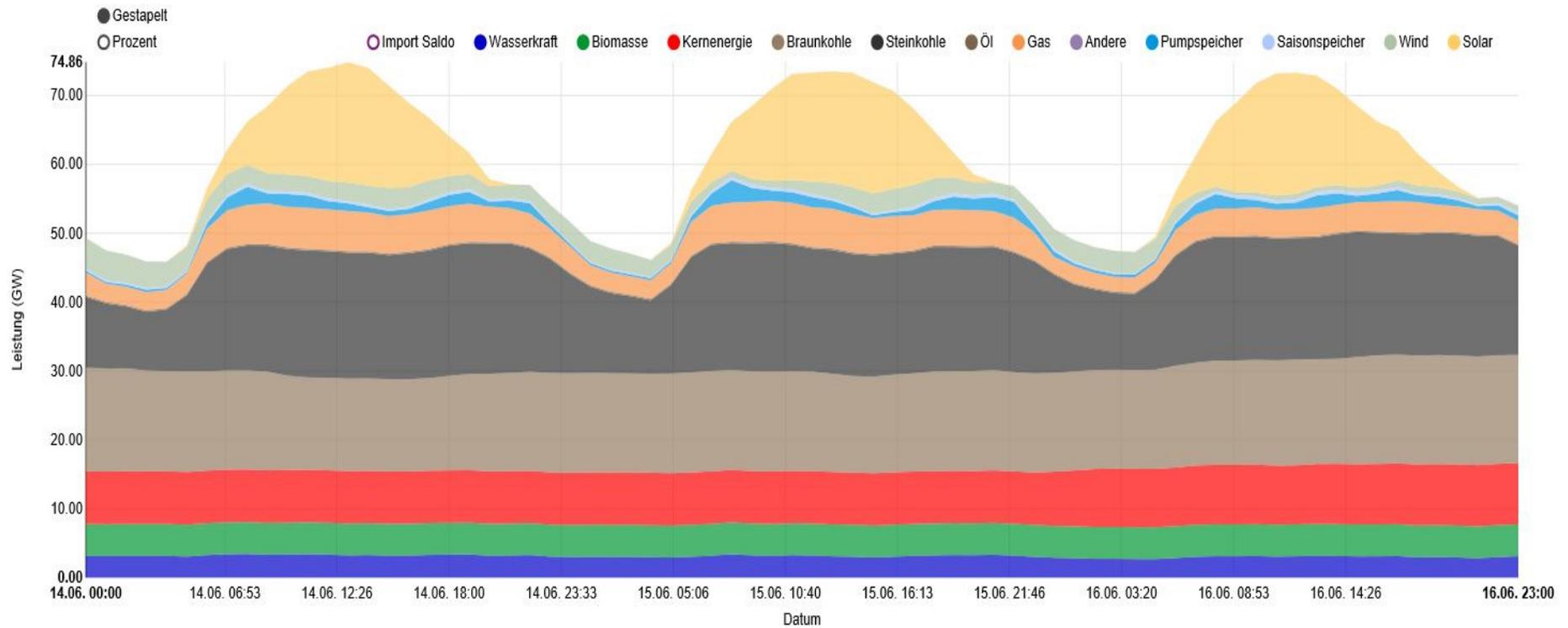


Abb. 4.38 Eingespeiste Leistung aller Kraftwerke vom 14. Juni 2016 bis zum 16. Juni 2016 /ISE 19b/

Die vertikale Achse zeigt die Leistung in GW, horizontale Achse zeigt Datum und Uhrzeit, Auflösung/Schriftgröße durch Webseite vorgegeben und nicht veränderbar

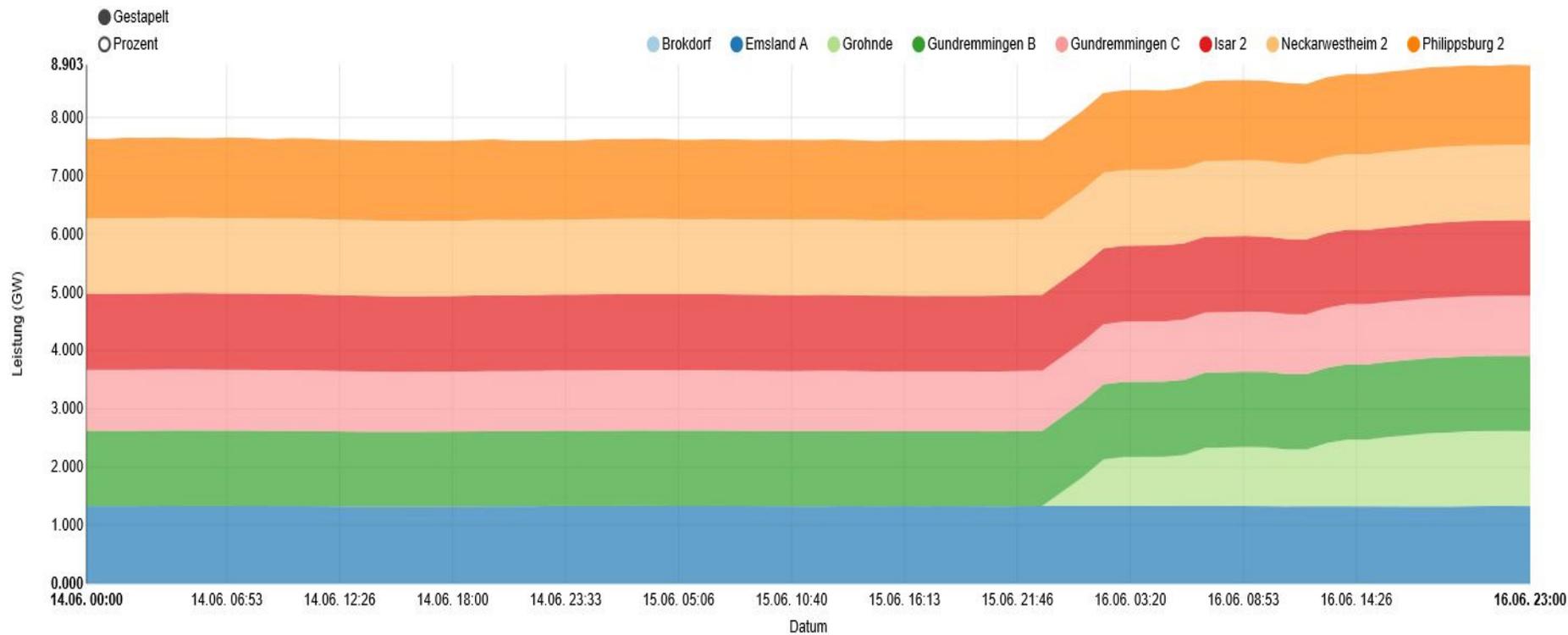


Abb. 4.39 Eingespeiste Leistung aller Kernkraftwerke vom 14. Juni 2016 bis zum 16. Juni 2016 /ISE 19b/

Die vertikale Achse zeigt die Leistung in GW, horizontale Achse zeigt Datum und Uhrzeit, Auflösung/Schriftgröße durch Webseite vorgegeben und nicht veränderbar

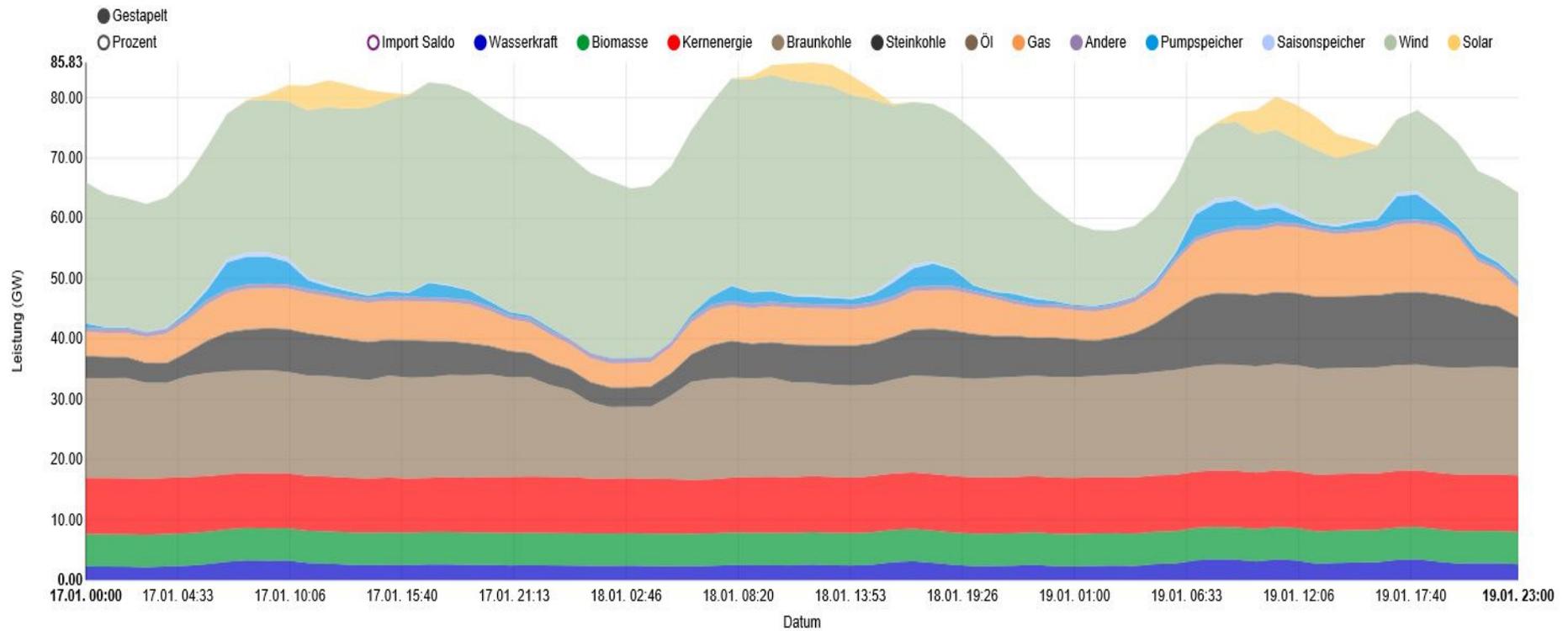


Abb. 4.40 Eingespeiste Leistung aller Kraftwerke vom 17. Januar 2018 bis zum 19. Januar 2018 /ISE 19b/

Die vertikale Achse zeigt die Leistung in GW, horizontale Achse zeigt Datum und Uhrzeit, Auflösung/Schriftgröße durch Webseite vorgegeben und nicht veränderbar

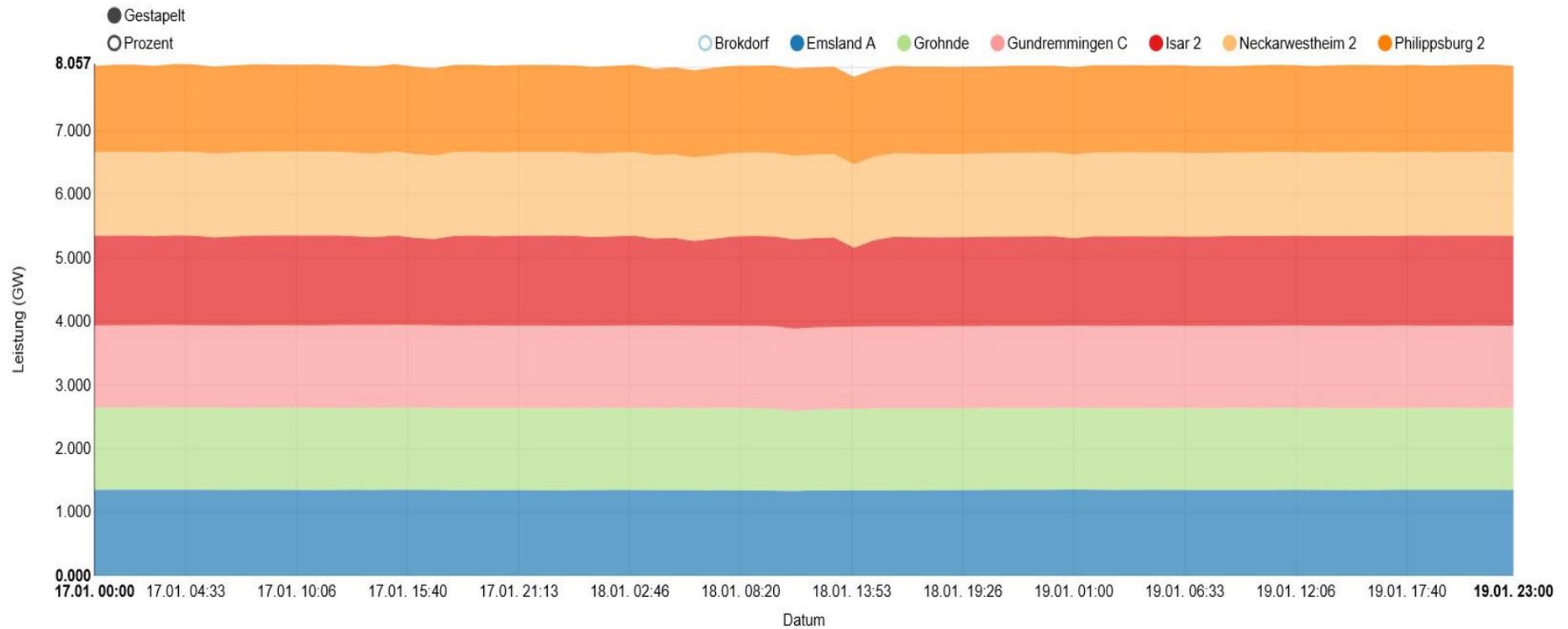


Abb. 4.41 Eingespeiste Leistung aller Kernkraftwerke mit Ausnahme vom Kernkraftwerk Brokdorf vom 17. Januar 2018 bis zum 19. Januar 2018 /ISE 19b/

Die vertikale Achse zeigt die Leistung in GW, horizontale Achse zeigt Datum und Uhrzeit, Auflösung/Schriftgröße durch Webseite vorgegeben und nicht veränderbar

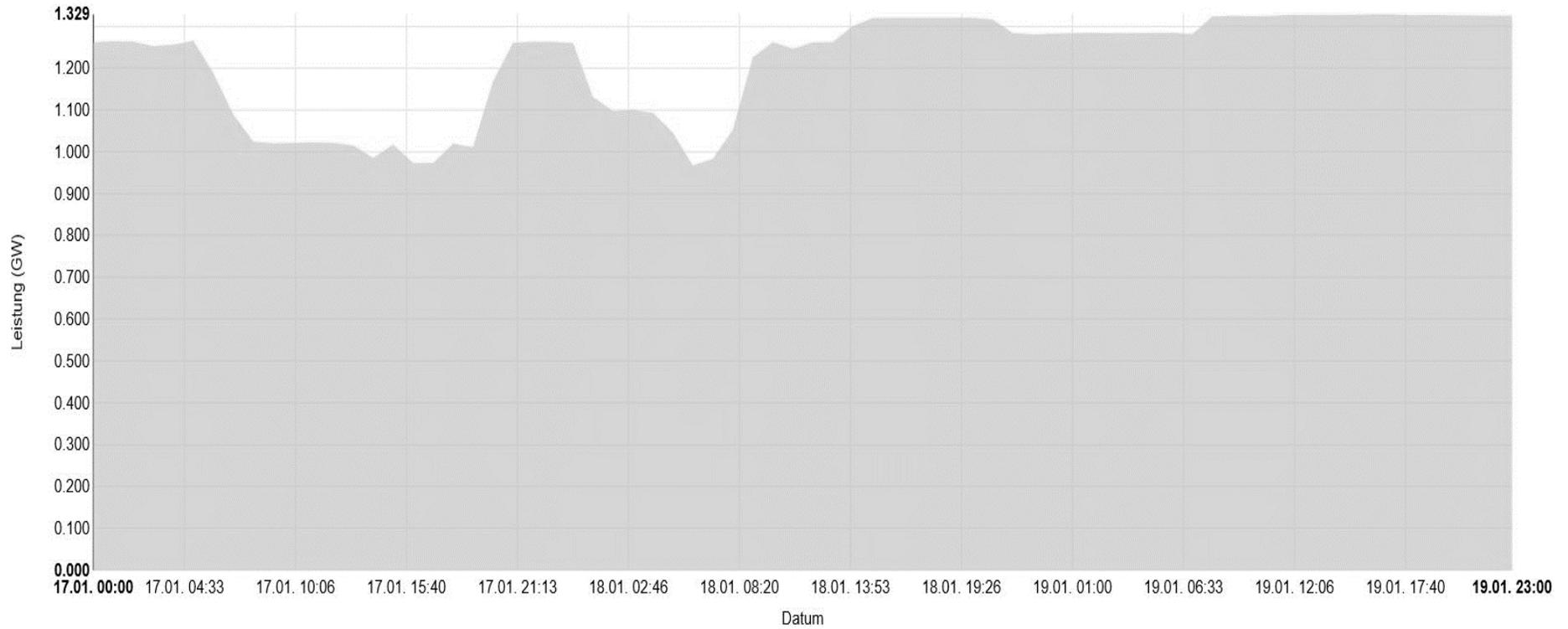


Abb. 4.42 Eingespeiste Leistung des Kernkraftwerks Brokdorf vom 17. Januar 2018 bis zum 19. Januar 2018 /ISE 19b/

Die vertikale Achse zeigt die Leistung in GW, horizontale Achse zeigt Datum und Uhrzeit, Auflösung/Schriftgröße durch Webseite vorgegeben und nicht veränderbar

4.5 Kapitelzusammenfassung

In Abschnitt 4.1 wurden die Ergebnisse der Auswertung der Redispatch-Maßnahmen in allen deutschen Kraftwerken dargestellt. Ein Ergebnis der Auswertung war, dass es in den Wintermonaten häufiger zu Redispatch-Maßnahmen kommt als in den Sommermonaten. Außerdem wurde ersichtlich, dass die jährliche Anzahl der Redispatch-Maßnahmen seit 2015 gestiegen ist. Die Aufteilung der Redispatch-Maßnahmen nach strom- und spannungsbedingtem Redispatch hat gezeigt, dass strombedingte Redispatch-Maßnahmen den Großteil aller Redispatch-Maßnahmen ausmachen und dass diese verstärkt in den Wintermonaten vorkommen. Das lässt darauf schließen, dass das Verbundnetz in den Wintermonaten am stärksten belastet ist. Eine Aufschlüsselung der Redispatch-Maßnahmen nach anweisendem Übertragungsnetzbetreiber hat gezeigt, dass die Kraftwerke in den Regelzonen der küstennahen Übertragungsnetzbetreiber TenneT und 50Hertz am stärksten an Redispatch-Maßnahmen beteiligt sind. Der Grund hierfür ist, dass der Großteil der Windenergieanlagen im Norden Deutschlands aufgestellt ist und die Übertragungsnetzbetreiber von küstennahen Netzbereichen am stärksten von Schwankungen hinsichtlich der Windenergiebereitstellung betroffen sind.

In Abschnitt 4.2 wurden die Ergebnisse der Auswertung der Redispatch-Maßnahmen in den deutschen Kernkraftwerken dargestellt. Dabei wurde ersichtlich, dass zunehmend auch Kernkraftwerke an Redispatch-Maßnahmen beteiligt werden. Zu Beginn des Betrachtungszeitraums wurden ca. 1 % der Redispatch-Maßnahmen von Kernkraftwerken ausgeführt, in den ausgewerteten Monaten des Jahres 2019 waren es 5,7 %. Die Betrachtung der Redispatch-Maßnahmen in den einzelnen Kernkraftwerksblöcken hat ergeben, dass 69 % aller Redispatch-Maßnahmen von Kernkraftwerken im Betrachtungszeitraum vom Kernkraftwerk Brokdorf durchgeführt wurden. Im Jahr 2015 wurden sogar 85 % aller von Kernkraftwerken ausgeführten Redispatch-Maßnahmen vom Kernkraftwerk Brokdorf ausgeführt. Am zweithäufigsten wurde das Kernkraftwerk Grohnde zu Redispatch-Maßnahmen herangezogen, wobei eine zunehmende Tendenz in den letzten Jahren auszumachen ist. Des Weiteren wurden in Abschnitt 4.2 detaillierte Auswertungen der Redispatch-Maßnahmen für einzelne Kernkraftwerksstandorte dargestellt.

Das Ergebnis der Auswertungen bezüglich des Einflusses des Ausfalls von Kernkraftwerksleistung auf den Verlauf der Netzfrequenz wurde in Abschnitt 4.3 dargestellt. Bei den Auswertungen konnte kein eindeutiger Einfluss des Ausfalls von Erzeugerleistung eines Kernkraftwerks auf den Verlauf der Netzfrequenz festgestellt werden. Das zeigt,

dass der Ausfall eines einzelnen Kernkraftwerks aufgrund der vergleichsweise hohen im europäischen Verbundnetz installierten Leistung nahezu nicht ins Gewicht fällt.

In Abschnitt 4.4 wurden Daten aus verschiedenen Quellen, wie Daten zu Redispatch-Maßnahmen, Daten zu Verläufen der Netzfrequenz, Daten zur erzeugten Leistung in Kraftwerken und Daten zu Stürmen miteinander korreliert.

Der Vergleich von Monaten mit vielen Redispatch-Maßnahmen und Monaten mit wenigen Redispatch-Maßnahmen in einem einzelnen Kernkraftwerksblock hat gezeigt, dass die erzeugte Leistung in Monaten mit vielen Redispatch-Maßnahmen aufgrund dieser Maßnahmen deutlich stärker schwankt als in Monaten mit wenigen Redispatch-Maßnahmen. Die Korrelation mit Verläufen der Netzfrequenz hat gezeigt, dass die Frequenzverläufe keine großen Unterschiede aufwiesen.

Die Korrelation der Daten zu Redispatch-Maßnahmen, der Daten zu Verläufen der Netzfrequenz sowie der Daten zur erzeugten Leistung von Kraftwerken mit den Zeitpunkten, an denen Stürme aufgetreten sind, hat gezeigt, dass es hinsichtlich der Anzahl an Redispatch-Maßnahmen zu keinem großen Einfluss von Stürmen kommt. Hinsichtlich des Einflusses von Stürmen auf den Verlauf der Netzfrequenz lassen sich keine Aussagen treffen. In Vergleichen des Verlaufs der Netzfrequenz zum Zeitpunkt von Stürmen mit dem Verlauf der Netzfrequenz an windstillen Tagen wurden keine Unterschiede festgestellt, die auf den Einfluss der Stürme zurückzuführen sind. Hinsichtlich des Einflusses von Stürmen auf die eingespeiste Leistung von Kernkraftwerken konnte festgestellt werden, dass es vor allem im Kernkraftwerk Brokdorf beim Auftreten von Stürmen zu Schwankungen in der eingespeisten Leistung gekommen ist. Eine mögliche Begründung hierfür ist die Lage des Kernkraftwerks Brokdorf in Küstennähe und den damit verbundenen notwendigen Ausgleich der schwankenden Einspeisung unter anderem aus Offshore-Windparks.

5 Auswirkungen des Einsatzes netzstützender Maßnahmen auf Kernkraftwerke

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der Arbeiten zu Arbeitspaket 4 „Auswirkungen des Einsatzes netzstützender Maßnahmen auf Kernkraftwerke“ dargestellt. Dabei werden in Abschnitt 5.1 Austauschmaßnahmen in der Leittechnik von Kernkraftwerken betrachtet. Dabei wird insbesondere auf die der Reaktorleistungsregelung zugehörige adaptive Leistungsverteilungs- und Bankstellungsregelung eingegangen, die in einigen deutschen Kernkraftwerken eingesetzt wird. Die Beschreibung, welche Systeme und Komponenten durch den flexiblen Betrieb höher beansprucht werden, findet sich in Abschnitt 5.2. Dabei werden auch mögliche Auswirkungen auf diese Systeme und Komponenten beschrieben und die Ergebnisse der Auswertung der Betriebserfahrung dieser Systeme und Komponenten dargestellt. Eine Kapitelzusammenfassung der Ergebnisse zu Arbeitspaket 4 wird in Abschnitt 5.3 dargestellt.

Ein Ziel der Arbeiten in diesem Arbeitspaket war es, zu betrachten, welche Teile der Leittechnik zur Ermöglichung bzw. zur Vereinfachung des flexiblen Betriebs ausgetauscht wurden. Außerdem sollten die Auswirkungen des Einsatzes netzstützender Maßnahmen in deutschen Kernkraftwerken auf beteiligte Systeme und Komponenten untersucht werden.

5.1 Betrachtung von Austauschmaßnahmen

Die in Abschnitt 2.1 dargestellten veränderten Randbedingungen im Verbundnetz haben zu der Notwendigkeit einer veränderten, flexiblen Fahrweise von Kernkraftwerken geführt. Im Rahmen des Vorhabens wurde betrachtet, inwieweit diese flexible Fahrweise Auswirkungen auf deutsche Kernkraftwerke hat. Dazu wurden Austauschmaßnahmen in der Leittechnik von deutschen Kernkraftwerken betrachtet. Zu Beginn dieses Abschnitts wird kurz auf Austauschmaßnahmen hin zu programmierbarer oder rechnerbasierter Leittechnik eingegangen. In Abschnitt 5.1.1 wird speziell auf die Adaptive Leistungsverteilungs- und Bankstellungsregelung der Firma Framatome eingegangen.

In allen acht in diesem Vorhaben untersuchten Kernkraftwerksblöcken wurden Teile der Leittechnik auf programmierbare oder rechnerbasierte Einrichtungen umgerüstet und dafür Austauschmaßnahmen vorgenommen. Eine Zusammenfassung dieser Austauschmaßnahmen findet sich in /GRS 15/. Da die GRS in die Genehmigungsverfahren

für die Umrüstung von Leittechnik üblicherweise nicht eingebunden ist, liegen ihr keine entsprechenden Genehmigungsbescheide und somit keine genauen Informationen vor. Aus den der GRS vorliegenden (in /GRS 15/ genannten) Unterlagen werden die Beweggründe für die Austauschmaßnahmen nicht ersichtlich. Aus diesem Grund kann keine Aussage dazu getroffen werden, ob ein Zusammenhang zwischen den Austauschmaßnahmen und den Anforderungen des flexiblen Betriebs besteht.

In deutschen Kernkraftwerken kommt rechnerbasierte oder programmierbare Leittechnik in betrieblichen Systemen und in Leittechnik-Funktionen der Kategorie B¹⁹ zum Einsatz. Hierzu zählen beispielsweise die Steuer- und Schutzsysteme der Turbinenregelung, digitale Messeinrichtungen, Begrenzungs- und Regelungseinrichtungen, die Steuerung der Brennelemententlademaschine sowie Prozessrechner, die Prozessparameter aufzeichnen und den Betriebszustand beurteilen. Für den Einsatz eines Kernkraftwerks im flexiblen Betrieb ist eine programmierbare oder rechnerbasierte Leittechnik von Turbine und Generator jedoch nicht zwingend notwendig.

Generell wurde die betriebliche Leittechnik in mehreren Anlagen auf ein programmierbares oder rechnerbasiertes System, wie beispielsweise das von der Firma ABB²⁰ vertriebene Leittechniksystem SYMPHONY MELODY, umgestellt. Ein weiteres häufig und vielfältig eingesetztes programmierbares oder rechnerbasiertes Leittechniksystem ist TELEPERM XS der Firma Framatome. Seine Einsatzgebiete unterscheiden sich in den jeweiligen Kernkraftwerken und umfassen beispielsweise die Generatorleistungsbegrenzung und -regelung, die Leistungsverteilungsregelung, die KMT-Begrenzung, die Reaktorregelung und Reaktorleistungsbegrenzung sowie die Leistungsverteilungsüberwachung. Zudem wird TELEPERM XS teilweise in Verbindung mit der bildschirmbasierten grafischen Benutzeroberfläche OM 690 des Prozessrechnersystems SPPA-T2000 der Firma Siemens genutzt. Auch TELEPERM XP, ein Leittechniksystem der Siemens AG, wird zum Teil in den Kernkraftwerken eingesetzt. Dies umfasst beispielsweise die Stabsteuerung und die Reaktorleistungsbegrenzung und -regelung sowie die Prozessrechanlage eines Kugelmessrechners.

¹⁹ „Die Leittechnik-Funktionen der Kategorie B umfassen alle Funktionen, die erforderlich sind, um anomale Betriebszustände (vgl. SiAnf Anhang 1) zu beherrschen, so dass das Eintreten von Störfällen vermieden wird.“ /KTA 15/

²⁰ ABB Ltd (Asea Brown Boveri); schwedisch-schweizer Energie- und Automatisierungstechnikkonzern.

5.1.1 Adaptive Leistungsverteilungs- und Bankstellungsregelung

Laut Ausführungen der Firma Framatome /SAL 16/, /STO 16/ kann die von ihr entwickelte Adaptive Leistungsverteilungs- und Bankstellungsregelung (ALV) speziell für Druckwasserreaktoren verwendet werden, um die Kontrolle der Reaktoraktivität zu verbessern. Die Bezeichnung „Adaptiv“ bezieht sich darauf, dass die Reaktorregelung an den jeweiligen neuen Kern nach einem Brennelement-Wechsel angepasst wird, indem die Reaktivitätskoeffizienten²¹ über Kennlinien abbrandabhängig erfasst werden /WIE 17/. Laut der Firma Framatome wurde die ALV nicht speziell für Leistungsanpassungen aufgrund äußerer Faktoren entwickelt, kann aber genutzt werden, um die flexible Fahrweise zu vereinfachen. Aus diesem Grund wird die ALV hier kurz beschrieben. Sämtliche in Abschnitt 5.1.1 enthaltenen Informationen sind Vorträgen und Veröffentlichungen der Firmen Framatome, Preussen Elektra und E.ON entnommen.

Die ALV wird in Kombination mit einem programmierbaren oder rechnerbasierten Leitsystem, wie beispielsweise TELEPERM XS, eingesetzt. Während ALV als deutsches Projekt betrachtet wird, vertreibt die Firma Framatome international das Produkt „Advanced Load Following Control“ (ALFC), dessen Hauptbestandteil die ALV ist /KUH 17a/.

Die ALV ermöglicht laut der Firma Framatome eine adaptive Leistungsverteilung und Kontrolle der Position der Steuerstabbänke in Kombination mit einer optimierten Regelung der Kühlmitteltemperatur. Dabei werden folgende Ziele angestrebt: /KOH 15/

- Ein möglicher Leistungsgradient von bis zu 40 MW_{el}/min über den gesamten Leistungsbereich zwischen minimaler und maximaler Reaktorleistung,
- die Möglichkeit eines Lastwechsels im gesamten Regelbereich ohne die Notwendigkeit von manuellen Eingriffen,
- Beibehaltung der Auslegung der Reaktorregelung und
- keine Eingriffe in das Reaktorschutzsystem oder in bestehende Begrenzungen.

²¹ In der Kerntechnik wird der Differenzialkoeffizient, der die durch die Änderung eines anderen Parameters hervorgerufene Änderung der Reaktivität eines Reaktors beschreibt, als Reaktivitätskoeffizient bezeichnet.

Mithilfe der ALV werden die axiale Leistungsdichteverteilung im Reaktorkern und die Reaktivitätsbilanz²² durch eine Vielzahl an Adaptionsalgorithmen, die die Reaktorphysik betrachten, reguliert. Hierfür erhält die Reaktorleistungsregelung bei jeder Neubeladung des Kerns einen neuen Satz Reaktivitätskoeffizienten. Diese Koeffizienten und Ihre Änderungen sind durch die Referenzkonzentration an Borsäure bestimmt, die im Laufe eines Brennelementzyklus abnimmt. /KUH 17a/

Die relevanten Reaktivitätskoeffizienten sind: /KUH 17b/

- Borsäure Reaktivitätskoeffizient,
- D-Bank Reaktivitätskoeffizient (zur genaueren Kontrolle der Leistungsverteilung nahe dem Volllastzustand),
- durchschnittlicher D-Bank-Wert für Reaktivitätsbilanzen in Verbindung mit Lastzyklen,
- L-Bank Reaktivitätskoeffizient,
- Kühlmitteltemperaturkoeffizient und
- Leistungsreaktivitätskoeffizient (entspricht etwa der Doppler-Reaktivität²³).

Mit Hilfe der ALV lässt sich laut der Firma Framatome die Leistungsverteilung im Kern gut kontrollieren, so dass sich die Totbänder der Steuerstabbänke reduzieren lassen. Um die axiale Leistungsdichteverteilung während des gesamten Brennelementzyklus möglichst konstant zu halten, wird ein adaptiver Leistungsdichteverteiler genutzt. Dieser wird durch eine 2-Punkt Xenon-Berechnung für die obere und untere Kernhälfte gesteuert. Die Berechnungen der Reaktivitätsbilanz schließen die Berechnungen der Xenon Reaktivität in Bezug auf den gesamten Kern ein und berücksichtigen Effekte der Totzeit²⁴ im Volumenregelsystem. Mithilfe dieser Berechnungen und der nahezu konstant gehaltenen axialen Leistungsdichteverteilung, wird der Übergang von Teillast zu Volllast unterstützt. Somit kann der Reaktor laut Aussage der Firma Framatome stark automatisiert

²² „Die Reaktivitätsbilanz ist die Darstellung einer Reaktivitätsdifferenz zwischen zwei Zuständen als Summe von Reaktivitätsäquivalenten einfacher oder zusammengesetzter Zustandsänderungen.“ /KTA 79/

²³ Bei sinkender Reaktorleistung aufgrund sinkender Temperatur ergibt sich ein geringerer Resonanzein-fang. Dadurch erhöht sich die Reaktivität. Dies wird als die im Brennstab gespeicherte Doppler-Reaktivität bezeichnet. /NUK 19/

²⁴ Als Totzeit wird in der Regelungstechnik die Zeit zwischen einer Signaländerung am Systemeingang und der zugehörigen Signalantwort am Systemausgang einer Regelstrecke bezeichnet.

betrieben werden, während zugleich eine große Flexibilität bezüglich des Lastfolgebetriebes gegeben sein soll. /KUH 17a/

In folgenden Kernkraftwerken wurde die ALV oder ALFC implementiert: /SAL 16/, /KUH 17/, /SAL 19/

- KKP-2, seit dem Jahr 2008, Betreiber: EnBW,
- KKI-2, seit dem Jahr 2014, Betreiber: E.ON,
- KBR, seit dem Jahr 2015, Betreiber: E.ON,
- KWG, seit dem Jahr 2015, Betreiber: E.ON,
- KKG-D (Kernkraftwerk Gösgen-Däniken [Schweiz]), seit dem Jahr 2017, Betreiber: ALPIQ²⁵ und
- teilweise ALFC-Implementation: KCB (Kernkraftwerk Borssele [Niederlande]), seit dem Jahr 2017, Betreiber: EPZ²⁶.

5.2 Mögliche Auswirkungen des flexiblen Betriebs auf Systeme und Komponenten

Wie aus den Auswertungen der Daten in Kapitel 4 zu erkennen ist, werden Kernkraftwerke in den letzten Jahren verstärkt zu netzstützenden Maßnahmen herangezogen. In diesem Abschnitt sollen die Auswirkungen des Einsatzes netzstützender Maßnahmen auf Systeme und Komponenten untersucht werden. Dazu werden aufbauend auf bisherigen Untersuchungen der GRS /GRS 90/, /GRS 10/ die Systeme und Komponenten ermittelt, die bei der Umsetzung netzstützender Maßnahmen verstärkt im Einsatz sind und aufgrund der häufigeren Lastwechsel eine höhere Belastung erfahren als im Konstantlastbetrieb. Daran anschließend werden die möglichen Auswirkungen auf diese Systeme und Komponenten betrachtet. Dabei wird auch untersucht, ob in der Betriebserfahrung Hinweise auf Auswirkungen des Einsatzes netzstützender Maßnahmen auf die beteiligten Systeme und Komponenten zu finden sind. Hinsichtlich der Auswertung der Betriebserfahrung steht der GRS die VERA-Datenbank zur Verfügung, in der alle meldepflichtigen Ereignisse in deutschen Kernkraftwerken gesammelt werden.

²⁵ Alpiq Holding AG; schweizerisches Energieversorgungsunternehmen.

²⁶ Elektriciteits Productiemaatschappij Zuid-Nederland (Electricity Production Company South-Netherlands); niederländisches Energieversorgungsunternehmen.

Die in der VERA-Datenbank gesammelten Ereignisse werden daraufhin untersucht, ob die Ereignisse möglicherweise auf den Einsatz netzstützender Maßnahmen zurückzuführen sind. Es ist aber durchaus möglich, dass Ereignisse, die aufgrund netzstützender Maßnahmen auftreten (z. B. erhöhter Verschleiß, der während einer wiederkehrenden Prüfung erkannt wird oder Ereignisse im konventionellen Teil) nicht meldepflichtig sind. Da der GRS keine Informationen zu Ereignissen vorliegen, die nicht meldepflichtig sind, werden diese im Rahmen des Vorhabens nicht ausgewertet. Im Rahmen der Betrachtung der Auswirkungen des flexiblen Betriebs auf Systeme und Komponenten wird auch betrachtet, inwieweit mögliche Schädigungsmechanismen bereits in der Auslegung und im Anlagenbetrieb (z. B. Überwachung, Prüfungen) berücksichtigt sind.

5.2.1 Ermittlung der zu betrachtenden Systeme und Komponenten

Beim Einsatz netzstützender Maßnahmen kommt es zu einer Veränderung der Kraftwerksleistung. Durch die Änderung der Leistung treten in den beteiligten Systemen und Komponenten Temperatur- und/oder Druckänderungen sowie Änderungen des Massenstroms auf. Aufgrund dieser Änderungen von Temperatur, Druck und Massenstrom erfahren die betroffenen Systeme und Komponenten eine Änderung ihrer Beanspruchung verglichen mit der Beanspruchung beim Konstantlastbetrieb. Nachfolgend werden Systeme und Komponenten dargestellt, die bei netzstützenden Maßnahmen verstärkt beansprucht werden, getrennt nach Druckwasser- und Siedewasserreaktor. Bei der Darstellung handelt es sich um eine generische Betrachtung, detaillierte anlagenspezifische Untersuchungen konnten im Rahmen dieses Vorhabens nicht durchgeführt werden.

5.2.1.1 Druckwasserreaktor

Im Druckwasserreaktor werden diverse Systeme und Komponenten aufgrund des flexiblen Betriebs unterschiedlich im Vergleich zum Konstantlastbetrieb beansprucht. Dies sind insbesondere der Reaktorkern, der Primärkreis, der Sekundärkreis sowie Hilfssysteme, die ergänzende Funktionen erbringen. Außerdem können unterstützende Komponenten von Rohrleitungen wie Aufhängungen und Befestigungsmittel (z. B. Schrauben, Bolzen) durch wechselnde Beanspruchung aufgrund der mit Leistungsänderungen verbundenen Dehnungen und Verschiebungen verstärkt beansprucht werden.

Reaktorkern:

Aufgrund der vermehrt stattfindenden Lastwechsel beim flexiblen Betrieb und den damit verbundenen Änderungen der lokalen Brennstableistung erfahren die Brennelemente erhöhte Belastungen aufgrund der resultierenden Temperaturwechsel. Insbesondere muss eine mechanische und korrosive Einwirkung der Brennstab-Pellets auf die Hüllrohre (Pellet-Cladding-Interaction, PCI) berücksichtigt werden, da dies zu einer Beschädigung der Hüllrohre führen kann.

Bei Leistungsregelungen unter Zuhilfenahme der Steuerelemente wird die axiale Leistungsdichteverteilung beeinflusst. Werden Steuerelemente beispielsweise eingefahren, konzentriert sich die Leistung auf den mittleren und unteren Kernbereich, wodurch in diesen Bereichen möglicherweise stärkere Belastungen auftreten können. Werden Steuerelemente teilweise in den Reaktorkern eingefahren, treten vor allem in der Nähe der Spitzen der Steuerelementfinger erhöhte Neutronenfluenzen auf. Dies kann zu verstärkter Rissbildung in den Hüllrohren der Steuerelementfinger, ausgelöst durch das Schmelzen des Absorbermaterials aufgrund erhöhter Neutronenbestrahlung, führen /ARE05/. Gerade beim flexiblen Betrieb kommt es verstärkt dazu, dass die Anlagen mit teilweise eingefahrenen Steuerelementen gefahren werden, was in der Folge dazu führen kann, dass sich die Einsatzzeiten der Steuerelemente verkürzen.

Primärkreis:

Bei aktiver Regelung auf eine konstante mittlere Kühlmitteltemperatur erfahren die Komponenten des Primärkreises aufgrund der Druckregelung durch den Druckhalter nahezu keine Druckänderungen. Zur Druckregelung bei Lastwechseln muss das während Lastwechseln entstehende thermodynamische Ungleichgewicht im Druckhalter mittels Heizens oder Sprühens an den Gleichgewichtszustand herangeführt werden. Es kann somit während des flexiblen Betriebs zu verstärkten Füllstandsschwankungen im Druckhalter sowie zu Strömungen in der Volumenausgleichsleitung und möglicherweise Temperaturschichtungen kommen, was hinsichtlich einer thermischen Ermüdung zu berücksichtigen ist.

Die Kühlmiteleintritts- und austrittstemperaturen ändern sich proportional zur Leistung, d. h. es kommt zu leistungsabhängigen Temperaturänderungen im Primärkreis, was hinsichtlich thermischer Ermüdung zu berücksichtigen ist. Das Volumenregelsystem sowie einige daran angeschlossene Systeme werden bei Lastwechseln ebenfalls in Anspruch

genommen. Unter anderem haben das Volumenregelsystem und daran angeschlossene Systeme die Aufgaben, Volumenschwankungen im Druckhalter auszugleichen und die Qualität des Wassers nach den Vorgaben der Wasserchemie in spezifizierten Grenzen zu halten. Dabei erfahren auch die Rohrleitungen des Volumenregelsystems leistungsabhängige Temperaturänderungen, die hinsichtlich einer thermischen Ermüdung zu berücksichtigen sind.

Des Weiteren werden zur Reaktorregelung Deionat bzw. Borsäure eingespeist. Während Temperatur- bzw. Druckänderungen in diesen Systemen bei Lastwechseln nur gering sind, werden erhöhte Anforderungen an die Regelfähigkeit dieser Systeme gestellt. Wird die Reaktivität bei Leistungsänderungen mit den Steuerstäben und die Xenonvergiftung durch Änderung der Borsäurekonzentration kompensiert, müssen verstärkt Deionat bzw. Borsäure eingespeist werden.

Die Wasserchemie ist bei Lastwechseln verstärkten Schwankungen unterworfen, da sich bei Lastwechseln die Bor- und Deionateinspeisemengen ändern, was Einfluss auf die Wasserchemie hat. Außerdem sind Änderungen der Lithiumkonzentration zu betrachten, da der Lithiumgehalt in Abhängigkeit von der Borsäurekonzentration geregelt wird und Änderungen der Lithiumkonzentration Auswirkungen auf den pH-Wert haben können. Die Schwankungen in der Wasserchemie machen eine höhere Reinigungsrate des Kühlmittels erforderlich. Die Einflüsse aus Änderungen der Wasserchemie können auch einen Einfluss auf die Korrosion von Komponenten im Primärkreis (z. B. Hüllrohrkorrosion der Brennelemente) haben, insbesondere Änderungen der Borsäure- und Lithiumkonzentration sowie Verunreinigungen (z. B. Chloride) sind hier zu berücksichtigen.

Folgende Systeme und Komponenten im Primärkreis von Druckwasserreaktoren sind bei vermehrten Lastwechseln aufgrund der beschriebenen Vorgänge erhöhten Beanspruchungen ausgesetzt:

- Volumenregelung,
- Kühlmittelreinigung,
- Kühlmittelentgasung,
- Kühlmittellagerung und –aufbereitung,
- Borsäure- und Deionateinspeisung,
- Chemikalieneinspeisung,
- Rekuperativ-Wärmetauscher,
- Hochdruckkühler,

- Hochdruckreduzierstation,
- Rohrleitungen,
- Reaktordruckbehälter,
- Dampferzeuger,
- Druckhalter und
- Hauptkühlmittelpumpen.

Sekundärkreis:

Der Sekundärkreis gliedert sich in vier Hauptsysteme:

- Frischdampfsystem,
- Turbine mit Turbinenstellventil,
- Hauptkondensatsystem mit Niederdruckvorwärmstrecke und
- Hauptspeisewassersystem mit Hochdruckvorwärmstrecke.

Die Komponenten der Systeme im Sekundärkreis unterliegen bei Lastwechseln schwankenden Temperaturen und Drücken. Beispielsweise steigen Frischdampfdruck sowie Frischdampftemperatur mit abnehmender Leistung. Außerdem wird in Abhängigkeit von der angeforderten Leistung der Frischdampfstrom variiert, wovon das Frischdampfsystem, das Hauptkondensatsystem und das Hauptspeisewassersystem betroffen sind. Das Turbinenregelventil fungiert hierbei als Hauptstellglied für den Frischdampfstrom. Im Hauptkondensatsystem und im Hauptspeisewassersystem sind die dem System zugeordneten Pumpen zu nennen, die bei häufigen Lastwechseln verstärkt in Anspruch genommen werden. Speisewasserdurchsatz und Dampfeuchte ändern sich ebenfalls in Abhängigkeit von der Leistung.

Auch im Sekundärkreis ist die Wasserchemie aufgrund von Lastwechseln und den damit einhergehenden Veränderungen in den Massenflüssen Schwankungen unterworfen, wodurch erhöhte Anforderungen an die Kondensatreinigung zu erwarten sind. Des Weiteren kommt es bei verstärkten Lastwechseln möglicherweise zu einem erhöhten Anfall an Erosions- und Korrosionsprodukten.

Folgende Systeme und Komponenten im Sekundärkreis von Druckwasserreaktoren sind bei vermehrten Lastwechseln aufgrund der beschriebenen Vorgänge erhöhten Beanspruchungen ausgesetzt:

- Kondensatreinigung,
- Hydrazin- und Deionateinspeisung,
- Kühlmittellagerung,
- Dampferzeugerabschlämmung,
- Komponenten und Bauteile des Frischdampfsystems,
- Komponenten und Bauteile des Speisewassersystems,
- Systeme im Bereich des Hochdruck- und Niederdruckanzapfsystems und
- Speisewasserbehälter.

5.2.1.2 Siedewasserreaktor

Im Siedewasserreaktor werden diverse Systeme und Komponenten aufgrund des flexiblen Betriebs unterschiedlich im Vergleich zum Konstantlastbetrieb beansprucht. Dies sind insbesondere der Reaktorkern und der Wasser-Dampf-Kreislauf sowie Hilfssysteme, die ergänzende Funktionen erbringen. Außerdem können unterstützende Komponenten von Rohrleitungen wie Aufhängungen und Befestigungsmittel (z. B. Schrauben, Bolzen) durch wechselnde Beanspruchung aufgrund der mit Leistungsänderungen verbundenen Dehnungen und Verschiebungen verstärkt beansprucht werden.

Reaktorkern:

Beim Siedewasserreaktor kann es im flexiblen Betrieb mit vermehrt stattfindenden Lastwechseln und dadurch bedingten Änderungen der lokalen Brennstableistung zu vermehrten Temperaturwechseln kommen, die zu höheren Belastungen der Brennelemente führen können. Wie beim Druckwasserreaktor ist auch im Siedewasserreaktor Pellet-Cladding-Interaction zu berücksichtigen.

Wird beim Siedewasserreaktor die Reaktorleistung unter Zuhilfenahme einer Drehzahlveränderung der Zwangsumwälzpumpen verändert, bleibt die Leistungsverteilung im Reaktorkern nahezu gleich. Allerdings können im Bereich der Mindestdrehzahl der Zwangsumwälzpumpen Neutronenflussschwingungen auftreten.

Für die Steuerelemente in Siedewasserreaktoren gelten ähnliche Aussagen bezüglich der Neutronenfluenzen wie beim Druckwasserreaktor. Allerdings werden Siedewasserreaktoren nur bei niedriger Reaktorleistung mittels Steuerelementen geregelt, wodurch die Neutronenfluenzen prinzipiell geringer sind als beim Druckwasserreaktor.

Wasser-Dampf-Kreislauf:

Bei Lastwechseln im Siedewasserreaktor ist der gesamte Wasser-Dampf-Kreislauf beteiligt und wird teilweise erhöht beansprucht. Die Leistungsregelung im Siedewasserreaktor erfolgt über den Massendurchsatz durch den Kern, welcher über die Zwangsumwälzpumpen variiert wird. Bei niedriger Reaktorleistung kann die Leistung auch über die Steuerstäbe geregelt werden. Das Frischdampfsystem wird bei Laständerungen also vor allem durch die Änderung des Durchsatzes beansprucht. Allerdings ist im Hauptkondensatsystem und im Speisewassersystem bei Lastwechseln mit Temperaturänderungen zu rechnen. Nimmt die Leistung ab, wird beispielsweise die Eintrittstemperatur des Speisewassers gesenkt, wodurch sich die Temperaturdifferenz zwischen Speisewasser und Umlaufwasser erhöht. Hiervon betroffen sind beispielsweise Reaktordruckbehälter-Speisewasserstutzen, Speisewasserverteiler, Reaktordruckbehälter, Kernmantel, Zwangsumwälzpumpen sowie untere Kerneinbauten.

Zur Regelung bei Lastwechseln werden die Turbinenstellventile zur Reaktordruckregelung sowie die Speisewasserpumpen für die Reaktorfüllstandsregelung genutzt, weswegen diese beim flexiblen Betrieb erhöht in Anspruch genommen werden.

Möglicherweise verstärkt anfallende Erosions- und Korrosionsprodukte können zu einer erhöhten Inanspruchnahme der Kühlmittelentnahme und -rückführung sowie der Kühlmittelreinigung und Kondensatreinigung führen.

Folgende Systeme und Komponenten im Wasser-Dampf-Kreislauf von Siedewasserreaktoren sind bei vermehrten Lastwechseln aufgrund der beschriebenen Vorgänge erhöhten Beanspruchungen ausgesetzt:

- Reaktordruckbehälter und –einbauten,
- Umwälzpumpen,
- Kühlmittelentnahme und –rückführung,
- Kühlmittelreinigung,
- Frischdampfsystem,

- Turbine und Turbinenstellventile,
- Kondensatreinigung,
- Hauptkondensatsystem mit Niederdruckvorwärmstrecke und
- Speisewassersystem mit Hochdruckvorwärmstrecke.

5.2.2 Mögliche Auswirkungen auf ermittelte Systeme und Komponenten

Nachfolgend soll für die in Abschnitt 5.2.1 ermittelten Systeme und Komponenten, welche bei netzstützenden Maßnahmen höhere Beanspruchungen erfahren, betrachtet werden, welche möglichen Auswirkungen der flexible Betrieb auf diese Systeme und Komponenten hat. Bei der Darstellung handelt es sich um eine generische Betrachtung, detaillierte anlagenspezifische Untersuchungen konnten im Rahmen dieses Vorhabens nicht durchgeführt werden. Auch wird die Betriebserfahrung dieser Systeme und Komponenten nach Hinweisen auf Auswirkungen netzstützender Maßnahmen ausgewertet, wobei der Fokus dabei auf die meldepflichtigen Ereignisse in deutschen Kernkraftwerken gerichtet ist. Ereignisse unterhalb der Meldeschwelle werden im Rahmen dieses Vorhabens nicht mit einbezogen. Des Weiteren wird betrachtet, inwieweit mögliche Schädigungsmechanismen bereits in der Auslegung und im Anlagenbetrieb, z. B. durch Überwachung oder Prüfungen, berücksichtigt sind.

5.2.2.1 Druckwasserreaktor

Die Brennelemente erfahren möglicherweise erhöhte Belastungen aufgrund von Temperaturwechseln. Zur Verhinderung von Pellet-Cladding-Interaction sind beim flexiblen Betrieb die Leistungsgradienten begrenzt.

Die Auswertung der Betriebserfahrung hat keine Schäden an Brennelementen durch den flexiblen Betrieb gezeigt. Es ist in der Vergangenheit vereinzelt zu Verformungen von Brennelementen gekommen. Als Grund hierfür wird ein relativ wenig biegesteifes Skelett der Brennelemente mit relativ dünnen Führungsrohren gesehen. Der flexible Betrieb wird nicht als Ursache für die Brennelement-Verbiegung genannt. Des Weiteren kam es in mehreren Fällen zu defekten Brennelementen, wobei auch nicht der flexible Betrieb ursächlich für diese Defekte ist. In einigen Fällen kam es zu erhöhten Oxidschichtdicken der Brennstabhüllrohre, was zu einer Versprödung des Hüllrohr-Werkstoffs und daraufhin zu höheren Schadensraten an den Hüllrohren führen kann. Die Ursache für die übermäßige Korrosion der Brennstabhüllrohre ist zum Zeitpunkt der Berichtserstellung noch Gegenstand von Untersuchungen. Der flexible Betrieb wird hierbei als ein möglicherweise beeinflussender Faktor gesehen, aber nicht als ursächlich für die Korrosion. Die

bisherigen Erklärungsansätze zur Ursache der Hüllrohroxidationen reichen nicht aus, um alle aufgetretenen Fälle zu erklären.

Die Steuerelemente werden vor allem an den Steuerelementfingern stärkeren Belastungen aufgrund erhöhten Neutronenfluenzen ausgesetzt, was zu Rissen in den Steuerelementfingern führen kann.

Die Auswertung der Betriebserfahrung hat gezeigt, dass es in diversen deutschen Druckwasserreaktoren zu Rissen in den Steuerelementfingern gekommen ist. Als Grund hierfür wird ein strahlungsbedingtes Schwellen des Absorbermaterials in den Steuerelementen gesehen, was zu einer Dehnung der Hüllrohre führt. Aufgrund der Betriebserfahrung wurde der als kritisch angesehene Wert für Neutronenfluenzen, bei dessen Überschreitung das Steuerelement in jeder Revision auf Risse hin überprüft wird, nach einer Häufung der Rissbefunde abgesenkt /RSK 05/. Inwieweit der flexible Betrieb ursächlich für die Rissbefunde ist, kann anhand der vorliegenden Unterlagen nicht bewertet werden.

Die Steuerstabantriebe werden zur Leistungsregelung im flexiblen Betrieb vermehrt betrieben. Die Thematik „Aktive mechanische Komponenten“ wird in Abschnitt 5.2.2.5 behandelt.

Die Auswertung der Betriebserfahrung hat keine Schäden an Steuerstabantrieben durch den flexiblen Betrieb gezeigt. Es wurden zwar vereinzelt Schäden an Steuerstabantrieben gemeldet, aber in keinem Fall wird von einer Schädigung aufgrund des flexiblen Betriebs ausgegangen.

Es kommt zu leistungsabhängigen Temperaturschwankungen im Primärkreis, was hinsichtlich thermischer Ermüdung zu berücksichtigen ist. Die Thematik „Ermüdungsrelevante Beanspruchungen“ wird in Abschnitt 5.2.2.3 behandelt.

Der Druckhalter ist verstärkten Füllstandsschwankungen unterworfen. Außerdem werden die Druckhaltersprühventile sowie die Heizstäbe der Druckhalterheizung während Lastwechseln verstärkt beansprucht, um das entstehende thermodynamische Ungleichgewicht mit Heizen oder Sprühen auszugleichen.

Die Auswertung der Betriebserfahrung hat sowohl für den Druckhalter als auch für die Druckhaltersprühventile sowie die Heizstäbe der Druckhalterheizung keine Schäden durch den flexiblen Betrieb gezeigt.

In der Volumenausgleichsleitung kann es zu verstärkten Strömungen und möglicherweise Temperaturschichtungen kommen, was hinsichtlich einer thermischen Ermüdung

zu berücksichtigen ist. Die Thematik „Ermüdungsrelevante Beanspruchungen“ wird in Abschnitt 5.2.2.3 behandelt.

Die Auswertung der Betriebserfahrung hat keine Schäden der Volumenausgleichleitung aufgrund des flexiblen Betriebs gezeigt.

Die Rohrleitungen des Volumenregelsystems erfahren leistungsabhängige Temperaturänderungen, was hinsichtlich thermischer Ermüdung zu berücksichtigen ist. Die Thematik „Ermüdungsrelevante Beanspruchungen“ wird in Abschnitt 5.2.2.3 behandelt.

Es kam nach Auswertung der Betriebserfahrung in keinem Fall zur Leckage einer Rohrleitung des Volumenregelsystems, bei dem als Ausfallursache der flexible Betrieb angegeben wurde.

Die Systeme zur Deionat- und Boreinspeisung werden verstärkt genutzt.

Die Auswertung der Betriebserfahrung hat keine Schäden an den Systemen zur Deionat- und Boreinspeisung aufgrund des flexiblen Betriebs gezeigt.

Einflüsse aus Änderungen der Wasserchemie können Einfluss auf die Korrosion von Komponenten im Primärkreis haben. Die Thematik „Korrosive Beanspruchungen“ wird in Abschnitt 5.2.2.4 behandelt.

Neben den oben genannten sind diverse weitere Systeme und Komponenten im Primärkreis beim flexiblen Betrieb erhöhten Beanspruchungen ausgesetzt. Dies sind: Volumenregelung, Kühlmittelreinigung, Kühlmittelentgasung, Kühlmittellagerung und -aufbereitung, Chemikalieneinspeisung, Rekuperativ-Wärmetauscher, Hochdruckkühler, Hochdruckreduzierstation, Reaktordruckbehälter, Dampferzeuger, Hauptkühlmittelpumpen sowie diverse Rohrleitungen.

Die Auswertung der Betriebserfahrung hat gezeigt, dass es in einigen der genannten Systeme und Komponenten zu diversen Ausfällen gekommen ist. Lediglich in der Kühlmittellagerung und -aufbereitung gab es vereinzelt Leckagen aufgrund Wechselbeanspruchung an Wärmetauschern, die aufgrund thermisch induzierter Spannungsspitzen, möglicherweise im Zusammenhang mit Lastfällen erhöhter Temperaturdifferenzen, aufgetreten sind. Ob diese aber tatsächlich auf den flexiblen Betrieb zurückzuführen sind, ist unklar. Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die Auswertung der Betriebserfahrung keine gehäuften Schäden an den genannten Systemen und Komponenten aufgrund des flexiblen Betriebs gezeigt hat.

Frischdampfsystem, Hauptkondensatsystem und Hauptspeisewassersystem sind von einem veränderten Frischdampfstrom aufgrund des flexiblen Betriebs betroffen.

Die Auswertung der Betriebserfahrung für diese Systeme hat keine Schäden aufgrund des flexiblen Betriebs gezeigt.

Im Hauptkondensatsystem und Hauptspeisewassersystem werden die zugeordneten Pumpen verstärkt in Anspruch genommen. Die Thematik „Aktive mechanische Komponenten“ wird in Abschnitt 5.2.2.5 behandelt.

Es gab keinen Fall bezüglich der Hauptkondensat- und Hauptspeisewasserpumpen, der auf den flexiblen Betrieb zurückzuführen wäre.

Die Turbinenregelventile sind als Hauptstellglieder für den Frischdampfstrom vermehrter Belastung unterworfen. Die Thematik „Aktive mechanische Komponenten“ wird in Abschnitt 5.2.2.5 behandelt.

Die Auswertung der Betriebserfahrung hat gezeigt, dass es zu keinen Ausfällen der Turbinenregelventile aufgrund des flexiblen Betriebs kam.

Einflüsse aus Änderungen der Wasserchemie können Einfluss auf die Korrosion von Komponenten im Sekundärkreis haben. Die Thematik „Korrosive Beanspruchungen“ wird in Abschnitt 5.2.2.4 behandelt.

Die Kondensatreinigung ist aufgrund der Veränderungen in der Wasserchemie und einem möglicherweise vermehrten Anfall an Erosions- und Korrosionsprodukten erhöhten Anforderungen unterworfen. Die Thematik „Korrosive Beanspruchungen“ wird in Abschnitt 5.2.2.4 behandelt.

Die Auswertung der Betriebserfahrung hat keine Ereignisse in der Kondensatreinigung aufgrund des flexiblen Betriebs gezeigt.

Neben den oben genannten sind diverse weitere Systeme und Komponenten im Sekundärkreis beim flexiblen Betrieb verstärkt im Einsatz. Dies sind: Hydrazin- und Deionateinspeisung, Dampferzeugerabschlammung, Hochdruck- und Niederdruckanzapfung sowie Speisewasserbehälter.

Die Auswertung der Betriebserfahrung hat für keines dieser Systeme oder einer dieser Komponenten einen Ausfall aufgrund von flexiblem Betrieb ergeben.

Es kommt zu leistungsabhängigen Temperaturschwankungen im Sekundärkreis, was hinsichtlich thermischer Ermüdung zu berücksichtigen ist. Die Thematik „Ermüdungsrelevante Beanspruchungen“ wird in Abschnitt 5.2.2.3 behandelt.

5.2.2.2 Siedewasserreaktor

Die Brennelemente erfahren möglicherweise erhöhte Belastungen aufgrund von Temperaturwechseln. Zur Verhinderung von Pellet-Cladding-Interaction sind beim flexiblen Betrieb die Leistungsgradienten begrenzt.

Die Auswertung der Betriebserfahrung hat keine Schäden an Brennelementen aufgrund des flexiblen Betriebs gezeigt.

Die Zwangsumwälzpumpen werden zur Leistungsregelung im flexiblen Betrieb vermehrt beansprucht. Die Thematik „Aktive mechanische Komponenten“ wird in Abschnitt 5.2.2.5 behandelt.

Die Auswertung der Betriebserfahrung hat keine Schäden an den Zwangsumwälzpumpen aufgrund des flexiblen Betriebs gezeigt.

Im Bereich der Mindestdrehzahl der Zwangsumwälzpumpen können Neutronenflussschwingungen auftreten.

Die Auswertung der Betriebserfahrung hat keine Schäden an Steuerelementen aufgrund des flexiblen Betriebs gezeigt.

Das Frischdampfsystem wird durch die Änderung des Dampfdurchsatzes beansprucht. Die Auswertung der Betriebserfahrung hat keine Schäden am Frischdampfsystem aufgrund des flexiblen Betriebs gezeigt.

Hauptkondensatsystem und Speisewassersystem sind von Temperaturänderungen betroffen. Insbesondere zu nennen ist hier die Temperaturdifferenz zwischen Speisewasser und Umlaufwasser. Betroffen hiervon sind beispielsweise Reaktordruckbehälter-Speisewasserstutzen, Speisewasserverteiler, Reaktordruckbehälter, Kernmantel, Zwangsumwälzpumpen sowie untere Kerneinbauten. Die Thematik „Ermüdungsrelevante Beanspruchungen“ wird in Abschnitt 5.2.2.3 behandelt.

Die Auswertung der Betriebserfahrung hat keine Ausfälle des Hauptkondensatsystems und des Speisewassersystems aufgrund des flexiblen Betriebs gezeigt.

Die Turbinenstellventile sowie die Speisewasserpumpen werden beim flexiblen Betrieb erhöht in Anspruch genommen. Die Thematik „Aktive mechanische Komponenten“ wird in Abschnitt 5.2.2.5 behandelt.

Die Auswertung der Betriebserfahrung hat keine Ausfälle der Turbinenstellventile sowie der Speisewasserpumpen aufgrund des flexiblen Betriebs gezeigt.

Möglicherweise verstärkt anfallende Erosions- und Korrosionsprodukte können zu einer erhöhten Inanspruchnahme der Kühlmittelentnahme und -rückführung, der Kühlmittelreinigung sowie der Kondensatreinigungsanlage führen. Die Thematik „Korrosive Beanspruchungen“ wird in Abschnitt 5.2.2.4 behandelt.

Die Auswertung der Betriebserfahrung hat keine Ausfälle der genannten Systeme aufgrund des flexiblen Betriebs gezeigt.

Einflüsse aus Änderungen der Wasserchemie können Einfluss auf die Korrosion von Komponenten im Wasser-Dampf-Kreislauf haben. Die Thematik „Korrosive Beanspruchungen“ wird in Abschnitt 5.2.2.4 behandelt.

Neben den oben genannten Systemen und Komponenten ist auch die Turbine beim flexiblen Betrieb möglicherweise höheren Belastungen ausgesetzt.

Die Auswertung der Betriebserfahrung hat keine Ausfälle der Turbine aufgrund des flexiblen Betriebs gezeigt.

5.2.2.3 Ermüdungsrelevante Beanspruchungen

Wie in Abschnitt 5.2.1 beschrieben wurde, kommt es beim Einsatz netzstützender Maßnahme aufgrund von Temperatur-, Druck- oder Massenflussänderungen zu veränderten Beanspruchungen in den betroffenen Systemen und Komponenten verglichen mit dem Konstantlastbetrieb. Da zum Zeitpunkt der Auslegung der deutschen Kernkraftwerke damit gerechnet wurde, dass diese zu einem höheren Prozentsatz an der Stromerzeugung in Deutschland beteiligt sind, als sie letztendlich waren, wurde für die deutschen Kernkraftwerke ein umfangreiches Lastkollektiv zugrunde gelegt, welches auch Lastfälle des flexiblen Betriebs aufgrund von netzstützenden Maßnahmen berücksichtigt. Dabei wurde die Anzahl der Lastfälle so hoch angesetzt, dass diese für den flexiblen Betrieb der Kernkraftwerke über eine vorgesehene Lebensdauer der Anlagen von 40 Jahren ausreichend sein sollten, wobei sowohl sprung- als auch rampenförmige Lastfälle spezifiziert wurden. Die in der Auslegung festgelegte Anzahl der Lastfälle ist in Tab. 5.1 für Druckwasserreaktoren und in Tab. 5.2 für Siedewasserreaktoren dargestellt.

Die Anzahl der tatsächlich aufgetretenen Lastfälle wird in den Anlagen dokumentiert /TÜV 88/. Da die deutschen Kernkraftwerke vor allem in den ersten beiden Jahrzehnten ihres Betriebes zum großen Teil im konstanten Vollastbetrieb gefahren wurden sowie die spezifizierte Lebensdauer von 40 Jahren nicht erreichen werden, ist mit einem Überschreiten der spezifizierten Anzahl an Lastfällen nicht zu rechnen.

Tab. 5.1 Art und Häufigkeit der spezifizierten Lastzyklen für Druckwasserreaktoren /GRÜ 85/

Art der Lastzyklen		Häufigkeit der Lastzyklen ¹⁾
Sprungförmig: um 10 %		100.000
Rampenförmig:	100 - 80 - 100 %	100.000 ²⁾
	100 - 60 - 100 %	15.000
	100 - 40 - 100 %	12.000
	100 - 20 - 100 %	1.000 ³⁾
	100 - 0 - 100 %	400
	Summe	128.400
¹⁾ Die Lastzyklen des anomalen Betriebs und der Störfälle sind hierin nicht enthalten ²⁾ ca. 7 Zyklen pro Tag ³⁾ ca. 2 Zyklen pro Monat		

Tab. 5.2 Art und Häufigkeit der spezifizierten Lastzyklen für Siedewasserreaktoren /KRÜ 81/

Art der Lastzyklen		Häufigkeit der Lastzyklen ¹⁾
Sprungförmig:	nach unten	10.000
	nach oben	10.000
Rampenförmig:	100 - 70 - 100 %	10.000
	100 - 10 - 100 %	10.000
¹⁾ Die Lastzyklen des anomalen Betriebs und der Störfälle sind hierin nicht enthalten		

Nicht in der Auslegung berücksichtigt waren durch die Zusammenführung unterschiedlicher Medien entstehende Temperaturschichtungen, durch welche es zu thermischen Wechselbeanspruchungen kommen kann. Die erkannten Bereiche, an denen solche Temperaturschichtungen, auch als Folge vom flexiblen Betrieb, auftreten können, wur-

den weitgehend instrumentiert. Die dort ermittelten Messwerte werden in Ermüdungsüberwachungssystemen erfasst und ausgewertet, um die tatsächlich aufgetretenen Belastungen zu erfassen und zu bewerten /KKP 06/, /KBR 07/.

Die üblicherweise gefahrenen Leistungsänderungsgeschwindigkeiten zwischen 1 %/min und 5 %/min sind relativ gering. Die spezifizierten Werte liegen, wie in Abschnitt 3.2 dargestellt ist, teilweise deutlich darüber. Aus diesem Grund sind keine überhöhten Beanspruchungen aus Temperaturdifferenzen zu erwarten. Besonders kritische Stellen wurden bereits beim Bau der Anlagen entsprechend konstruiert. Als Beispiele können für den Druckwasserreaktor die Speisewassereintrittsstutzen an den Dampferzeugern und für den Siedewasserreaktor die Speisewassereintrittsstutzen am Reaktordruckbehälter genannt werden, welche jeweils mit Wärmeschutzrohren konstruiert sind.

Aufgrund von Temperaturänderung infolge vermehrter Leistungsänderungen durch den flexiblen Betrieb kann es zu vermehrten Dehnungen und Verschiebungen von Rohrleitungen kommen. Das kann zur Folge haben, dass Unterstützungen dieser Rohrleitungen wie beispielsweise Aufhängungen oder Befestigungsmittel (z. B. Schrauben, Bolzen) stärker beansprucht werden. Die Auswertung der Betriebserfahrung hat keine gehäuften Schäden an Unterstützungen von Rohrleitungen durch den flexiblen Betrieb gezeigt.

5.2.2.4 Korrosive Beanspruchungen

Durch den flexiblen Betrieb ändert sich neben Druck, Temperatur und Massenstrom auch die Wasserchemie. All dies kann möglicherweise zu Korrosion an den betroffenen Rohrleitungen und Komponenten führen und ist deshalb zu betrachten. In Bezug auf die Wasserchemie sind für die in Deutschland betriebenen Kernkraftwerke Anforderungen vorhanden, die in der VGB-Richtlinie R 401 J /VGB 06/ enthalten sind. In dieser Richtlinie sind neben den Normalbetriebswerten auch sogenannte Action Level enthalten. Werden die festgelegten Action Level überschritten, sind entsprechende Korrekturmaßnahmen erforderlich. Je höher der überschrittene Action Level ist, desto früher sind diese Korrekturmaßnahmen einzuleiten, bis hin zum Abfahren der Anlage. Das System der wasserchemischen Kontrolle auf Grundlage der VGB-Richtlinie ist in den Betriebshandbüchern der Anlagen umgesetzt. Daher wird eine Abweichung von den Normalbetriebswerten frühzeitig bemerkt und es werden entsprechende Maßnahmen getroffen, mit denen eine Korrosionsgefährdung der betroffenen Komponenten praktisch ausgeschlossen werden kann. Der GRS ist nicht bekannt, ob der flexible Betrieb zu einem häufigeren Erreichen der Action Level führt.

Korrosive Einflüsse auf den Primärkreis im DWR:

Eine Korrosionsgefahr für die Komponenten des Primärkreises, welche aus hochlegierten Werkstoffen bestehen, wäre dann gegeben, wenn sich die Sauerstoff- und Chloridkonzentration aufgrund des flexiblen Betriebs signifikant erhöhen würde. Aufgrund der wasserchemischen Überwachung würde ein solcher Anstieg aber frühzeitig erkannt werden und ist somit über längere Zeiträume praktisch ausgeschlossen. Deshalb besteht für die Komponenten des Primärkreises im Druckwasserreaktor beim flexiblen Betrieb im Vergleich zum Konstantlastbetrieb keine höhere Korrosionsgefahr.

Korrosive Einflüsse auf den Sekundärkreis im DWR:

Um im Sekundärkreis, in dem verschiedene Komponenten mit unterschiedlichem Korrosionsverhalten mit Wasser und Dampf in Kontakt stehen, die Korrosionsmechanismen zu beherrschen, ist die wasserchemische Fahrweise entsprechend anzupassen. In allen deutschen Druckwasserreaktoren ist in den Sekundärkreisläufen die Hoch-AVT-Fahrweise realisiert (pH-Wert > 9,8), welche sich als geeignet erwiesen hat. /GRS 10/

Korrosive Einflüsse auf den Wasser-Dampf-Kreislauf im SWR:

Im Siedewasserreaktor wird eine sehr hohe Reinheit des Reaktorspeisewassers gefordert, um möglichst wenige Salze und Korrosionsprodukte in den Reaktor einzutragen. Dazu wird die Wasserchemie entsprechend überwacht und ein Eintrag von Korrosionsprodukten würde frühzeitig erkannt werden.

5.2.2.5 Aktive mechanische Komponenten

Aufgrund der Regelvorgänge, die jede Leistungsänderung mit sich bringt, kommt es durch den flexiblen Betrieb zu vermehrten Betätigungen von aktiven mechanischen Komponenten. Es werden beispielsweise Regelventile (z. B. Speisewasser, Turbine, Haupt- und Nebenkondensat) vermehrt betätigt, die Fördermenge von Pumpen (z. B. Zwangsumwälzpumpen) vermehrt verändert oder einzelne Pumpen vermehrt ab- oder zugeschaltet (z. B. Speisewasser). Primär an der Leistungsregelung beteiligt sind die Zwangsumwälzpumpen sowie Speisewasserpumpen im Siedewasserreaktor und die Steuerstabantriebe im Druckwasserreaktor, die aufgrund vermehrter Betätigung auch stärker beansprucht werden. Diese vermehrten Betätigungen führen zu einem erhöhten Verschleiß der aktiven mechanischen Komponenten, was dazu führen kann, dass diese

Komponenten ihre Funktion verlieren oder nur noch eingeschränkt funktionsfähig sind. Mögliche Schäden für aktive Komponenten können beispielsweise Lagerschäden, Schäden an Wellen, Dichtungsschäden oder Schäden an elektromechanischen Einrichtungen sein.

Etwaigen Ausfällen kann durch eine angepasste vorbeugende Instandhaltung begegnet werden. Dazu können folgende vorbeugende Maßnahmen in Betracht gezogen werden:

- Vorzeitiger Austausch von Verschleißteilen,
- verkürzte Wartungsintervalle und
- vermehrte Funktionsprüfungen.

Inwieweit diese Maßnahmen in deutschen Kernkraftwerken angewendet werden, ist der GRS auf Basis der für dieses Vorhaben gesichteten Unterlagen nicht bekannt.

5.3 Kapitelzusammenfassung

In Abschnitt 5.1 wurde betrachtet, welche Teile der Leittechnik in den acht in diesem Vorhaben untersuchten Kernkraftwerken auf programmierbare oder rechnerbasierte Einrichtungen umgerüstet wurde. Des Weiteren wurde die Adaptive Leistungsverteilungs- und Bankstellungsregelung (ALV) für Druckwasserreaktoren vorgestellt. Laut Aussage der Firma Framatome kann diese verwendet werden, um die Kontrolle der Reaktoraktivität zu verbessern und die flexible Fahrweise von Druckwasserreaktoren zu vereinfachen, obwohl die ALV nicht speziell für Leistungsanpassungen aufgrund äußerer Faktoren entwickelt wurde. Druckwasserreaktoren können laut Aussage der Firma Framatome mit Hilfe der ALV stark automatisiert betrieben werden, während zugleich eine große Flexibilität bezüglich des Lastfolgebetriebes gegeben sein soll. Inwieweit diese Aussagen der Firma Framatome tatsächlich zutreffen, kann von der GRS anhand der vorliegenden Unterlagen im Rahmen dieses Vorhabens nicht beurteilt werden.

In Abschnitt 5.2 wurden die möglichen Auswirkungen des Einsatzes netzstützender Maßnahmen in deutschen Kernkraftwerken auf beteiligte Systeme und Komponenten untersucht. Dazu wurden im ersten Schritt für Druckwasser- und Siedewasserreaktoren jeweils die Systeme und Komponenten generisch ermittelt, die bei der Umsetzung netzstützender Maßnahmen verstärkt im Einsatz sind und aufgrund der häufigeren Lastwechsel eine höhere Belastung erfahren. Im nächsten Schritt wurden mögliche Auswirkungen des flexiblen Betriebs auf die ermittelten Systeme und Komponenten betrachtet.

Dabei wurde anhand einer Auswertung der VERA-Datenbank auch untersucht, ob in der Betriebserfahrung für diese Systeme und Komponenten Hinweise auf Auswirkungen des Einsatzes netzstützender Maßnahme zu finden sind. Die Auswertung der Betriebserfahrung anhand der VERA-Datenbank hat für keines der ermittelten Systeme und Komponenten Schäden aufgrund des flexiblen Betriebs gezeigt.

Des Weiteren wurden zusammenfassende Aussagen hinsichtlich ermüdungsrelevanter und korrosiver Beanspruchungen sowie Beanspruchungen aktiver mechanischer Komponenten gemacht. Hinsichtlich ermüdungsrelevanter Beanspruchungen kann ausgesagt werden, dass der flexible Betrieb bei der Auslegung deutscher Kernkraftwerke berücksichtigt wurde und dass nicht mit einem Überschreiten der spezifizierten Anzahl an Lastfällen zu rechnen ist. Hinsichtlich korrosiver Beanspruchungen werden Abweichungen von den vorgegebenen Werten der Wasserchemie, die zu Korrosion führen können, aufgrund der wasserchemischen Kontrolle frühzeitig bemerkt werden. Eine Korrosionsgefährdung kann somit praktisch ausgeschlossen werden. Aktive mechanische Komponenten werden infolge des flexiblen Betriebs verstärkt beansprucht. Dem kann durch eine angepasste vorbeugende Instandhaltung, z. B. durch vorzeitigen Austausch, verkürzte Wartungsintervalle oder vermehrte Prüfungen begegnet werden. Inwieweit diese Maßnahmen in deutschen Kernkraftwerken angewendet werden, ist der GRS auf Basis der für dieses Vorhaben gesichteten Unterlagen nicht bekannt.

6 Zusammenfassung

Im Rahmen des Vorhabens 4717R01332 „Forschungsvorhaben zu Auswirkungen der sich ändernden Randbedingungen im europäischen Verbundnetz auf die Betriebsweise deutscher Kernkraftwerke“ wurden die Änderungen der Randbedingungen im europäischen Verbundnetz dargestellt. Dabei wurde kurz erläutert, wie das Verbundnetz aufgebaut ist und welche Maßnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit des Verbundnetzes getroffen werden. Es wurde dargestellt, dass die Erzeugungskapazitäten aus regenerativen Energien in den letzten Jahren stark angestiegen sind und dass an Kernkraftwerke erhöhte Anforderungen zur flexiblen Einspeisung gestellt werden, um die Netzstabilität zu gewährleisten.

Die Ergebnisse diverser nationaler und internationaler Untersuchungen über die Auswirkungen der sich ändernden Randbedingungen im europäischen Verbundnetz auf die Betriebsweise von Kernkraftwerken wurden ausgewertet. In einer Vielzahl dieser Untersuchungen wurde ausgesagt, dass der flexible Betrieb mit Kernkraftwerken prinzipiell möglich ist, dass allerdings möglicherweise zusätzliche Beanspruchungen und Schädigungsmechanismen entstehen, die beobachtet werden müssten und dass sich die Kosten für Wartung und Instandhaltung erhöhen könnten.

Die Auswertung der Betriebshandbücher der acht sich zum Beginn des Vorhabens im Leistungsbetrieb befindlichen Kernkraftwerke in Deutschland hat ergeben, dass in allen betrachteten Kernkraftwerken diverse Maßnahmen zum flexiblen Betrieb im Betriebshandbuch erwähnt sind. Dabei wurden Maßnahmen wie Lastfolgebetrieb, Primärregelung, Sekundärregelung, Minutenreserve (Tertiärregelung) sowie Blindleistungsbetrieb genannt. Welche Maßnahmen in den jeweiligen Betriebshandbüchern erwähnt werden, unterscheidet sich von Anlage zu Anlage. Hinsichtlich der möglichen Leistungsänderungsgeschwindigkeiten der Kernkraftwerke zur Ermöglichung des flexiblen Betriebs lassen sich ebenfalls keine einheitlichen Aussagen treffen. Es sind laut den Betriebshandbüchern einiger Anlagen teils erhebliche Leistungsänderungsgeschwindigkeiten von bis zu 10 % der Nennleistung pro Minute in einem bestimmten Leistungsbereich zulässig.

Zur Untersuchung der Art und Häufigkeit netzstützender Maßnahmen wurden diverse Daten ausgewertet, wobei die Auswertung der Daten zu Redispatch-Maßnahmen aufgrund der guten Datengrundlage am detailliertesten durchgeführt werden konnte. Bei der Auswertung der Daten zu Redispatch-Maßnahmen wurde festgestellt, dass es aufgrund der im Winter stärker angespannten Situation im europäischen Verbundnetz in

den Wintermonaten häufiger zu Redispatch-Maßnahmen kommt als in den Sommermonaten. Des Weiteren wurde festgestellt, dass die Gesamtzahl der angewiesenen Redispatch-Maßnahmen im Schnitt seit dem Jahr 2015 höher ist als davor, was auch in der ausgewerteten Arbeit aller Redispatch-Maßnahmen ersichtlich geworden ist. Die Auswertung der Redispatch-Maßnahmen von Kernkraftwerken hat ergeben, dass Kernkraftwerke in den letzten Jahren verstärkt zu Redispatch-Maßnahmen herangezogen worden sind, wobei der Anteil der Redispatch-Maßnahmen von Kernkraftwerken im Jahr 2018 ca. 5 % der gesamten Redispatch-Maßnahmen betragen hat. Insbesondere ist hier das Kernkraftwerk Brokdorf zu nennen, welches in den Jahren 2014 bis 2018 ca. 69 % aller von deutschen Kernkraftwerken durchgeführten Redispatch-Maßnahmen ausgeführt hat.

Die Auswertung von Verläufen der Netzfrequenz hat gezeigt, dass die Leistungsreduktion bzw. der Ausfall einzelner Kernkraftwerke keinen nachweisbaren Einfluss auf die Netzfrequenz haben. Bei den Auswertungen von Verläufen der Netzfrequenz wurde ersichtlich, dass es bei Veränderungen der Netzfrequenz innerhalb kürzester Zeit aufgrund der vorgehaltenen Regelreserven zu regulierenden Maßnahmen kommt, um die Netzfrequenz wieder auf den Sollwert zu regeln.

Im Rahmen des Vorhabens wurden auch Daten aus verschiedenen Quellen korreliert, wobei Daten aus Redispatch-Maßnahmen, Daten zur erzeugten Leistung von Kernkraftwerken, Daten aus Verläufen der Netzfrequenz sowie Daten für Stürme ausgewertet wurden. Die Korrelation des Verlaufs der Netzfrequenz mit der Anzahl an Redispatch-Maßnahmen in einem Kernkraftwerk hat keinen Einfluss der Anzahl von Redispatch-Maßnahmen in einem Kernkraftwerk auf den Verlauf der Netzfrequenz gezeigt. Die Einbeziehung von Daten zu Stürmen hat gezeigt, dass Stürme in den untersuchten Fällen keinen Einfluss auf die Anzahl von Redispatch-Maßnahmen haben. Die Auswertung der eingespeisten Leistung von Kraftwerken hat gezeigt, dass sich bei Stürmen die Einspeisung aus Windenergieanlagen im Vergleich zu Tagen ohne Sturm deutlich erhöht, wobei die eingespeiste Leistung auch stark schwankt. Durch Regelung der eingespeisten Leistung der anderen Kraftwerke müssen diese Schwankungen entsprechend ausgeglichen werden, wobei bei den im Verlauf des Vorhabens ausgewerteten Stürmen von den Kernkraftwerken vor allem das Kernkraftwerk Brokdorf verstärkt betroffen war. Dies ist vermutlich auf die Lage des Kernkraftwerks Brokdorf in relativer Küstennähe und die stark schwankende Einspeisung der Offshore-Windparks zurückzuführen.

Hinsichtlich der Auswirkungen des Einsatzes netzstützender Maßnahmen auf Kernkraftwerke wurden im Rahmen des Vorhabens Austauschmaßnahmen in deutschen Kernkraftwerken betrachtet. Dabei wurde auf die adaptive Leistungsverteilungs- und Bankstellungsregelung eingegangen, welche laut der Firma Framatome eine Optimierung des flexiblen Betriebs ermöglichen soll und die in einigen deutschen Kernkraftwerken eingesetzt wird.

Im Rahmen des Vorhabens wurden auch mögliche Auswirkungen des flexiblen Betriebs auf solche Systeme und Komponenten betrachtet, die bei der Umsetzung netzstützender Maßnahmen verstärkt beansprucht werden. Dazu wurden im ersten Schritt Systeme und Komponenten ermittelt, die aufgrund des flexiblen Betriebs stärker belastet werden. Anschließend wurden mögliche Auswirkungen auf diese Systeme und Komponenten betrachtet. Die im Zuge dessen durchgeführte Auswertung der Betriebserfahrung dieser Systeme und Komponenten auf Basis der VERA-Datenbank hat keine Hinweise auf eine erhöhte Anzahl an Ausfällen aufgrund des flexiblen Betriebs gezeigt.

Hinsichtlich ermüdungsrelevanter Beanspruchungen wurde dargestellt, dass deutsche Kernkraftwerke bereits zum Zeitpunkt der Auslegung für den flexiblen Betrieb ausgelegt wurden und dass die spezifizierte Anzahl an Lastwechseln aufgrund der verbliebenen Laufzeit der Kernkraftwerke nicht überschritten wird. Des Weiteren wurde gezeigt, dass die tatsächlich gefahrenen Leistungsänderungsgeschwindigkeiten im Vergleich zu den laut den Betriebshandbüchern zulässigen relativ gering sind. Hinsichtlich korrosiver Beanspruchungen wurde verdeutlicht, dass die Anforderungen an die Wasserchemie in deutschen Kernkraftwerken hoch sind und das aufgrund der Überwachung der Wasserchemie eine Korrosionsgefährdung aufgrund des flexiblen Betriebs praktisch ausgeschlossen ist. Für aktive mechanische Komponenten kann es aufgrund des flexiblen Betriebs zu einem erhöhten Aufwand für Wartung und Instandhaltung aufgrund häufigerer Betätigungsvorgänge dieser Komponenten kommen.

Im Rahmen des Vorhabens erarbeitete Ergebnisse wurden im Rahmen des Energieforsch Seminars „Flexible nuclear power and ancillary services“ im April 2019 präsentiert. Die gewonnenen Erkenntnisse erweitern die Kompetenz der GRS und bilden die Grundlage für zukünftige sachgerechte Bewertungen hinsichtlich des flexiblen Betriebs von Kernkraftwerken. Außerdem können die Erkenntnisse aus diesem Vorhaben im Rahmen von Stellungnahmen sowie in einschlägigen Arbeitsgremien und Fachausschüssen und beim Fortschreiben des kerntechnischen Regelwerks verwendet werden und besitzen daher auch einen hohen generischen Wert.

Insgesamt betrachtet kommt es aufgrund der Ergebnisse der in diesem Vorhaben durchgeführten Arbeiten zu keinen Konsequenzen für den Betrieb der deutschen Kernkraftwerke.

Literaturverzeichnis

- /AMP 18/ Amprion GmbH
Freiwillige Selbstverpflichtung nach §11 Abs. 2 Satz 4 ARegV der deutschen Übertragungsnetzbetreiber für strom- und spannungsbedingte Wirkleistungsanpassungen (Redispatch-Maßnahmen) und den Umgang mit den daraus resultierenden Kosten für die dritte Regulierungsperiode Oktober 2018
- /AMP 19/ Amprion
Übertragungsnetz und Netzgebiet, www.amprion.net, abgerufen am 24. Juni 2019
- /AGE 19/ AG Energiebilanzen e. V.
www.ag-energiebilanzen.de, abgerufen am 25. November 2019
- /ARE 05/ Areva
Fuchs, Dewes, Beck, Betriebsverhalten von DWR-Steuerelementen, Vortrag für Sitzung des RSK-Ausschusses Reaktorbetrieb, Februar 2005
- /BDE 18/ BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V., Redispatch als Teil des marktlichen Engpassmanagements, August 2018
- /BFA 11/ Büro für Atomsicherheit
Studie im Auftrag von Greenpeace, Grenzen und Sicherheitsrisiken des Lastfolgebetriebs von Kernkraftwerken, Januar 2011
- /BFS 10/ Bundesamt für Strahlenschutz SK 2/SK 4
Lastfolgebetrieb bei deutschen Kernkraftwerken: Berücksichtigung zukünftiger Entwicklung ansteigender Regelleistung im Netz durch den Zubau erneuerbarer Energieträger und dessen Auswirkung auf den Betrieb der Kernkraftwerke, 2010
- /BMJ 05/ BMJV Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz
Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG), Juli 2005

- /BNE 12/ BNetzA, Bundesnetzagentur
Festlegung BK6-11-098, Oktober 2012
- /BNE 15/ BNetzA, Bundesnetzagentur
Aufhebungsbeschluss BK6-11-098-A, Juni 2015
- /BNE 17/ BNetzA, Bundesnetzagentur
Diskussionspapier – Blindleistungsbereitstellung für den Netzbetrieb, 2017
- /DWD 18/ DWD
Dr. Paul Becker, Deutscher Wetterdienst analysiert wetterbedingte Ertragsausfälle erneuerbarer Energien, Klimapressekonferenz des Deutschen Wetterdienstes (DWD), März 2018
- /EDF 13/ EDF
Load Following – EDF Experience Feedback, IAEA Technical Meeting on Flexible (Non-baseload) Operation Approaches for Nuclear Power Plants, September 2013
- /EEG 17/ EEG 2017
Erneuerbare-Energien-Gesetz, Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien, Letzte Neufassung vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), letzte Änderung vom 20. November 2019 (BGBl. I S. 1719, 1722)
- /EKO 13/ Europäische Kommission
Verordnung (EU) Nr, 543/2013 der Kommission vom 14. Juni 2013 über die Übermittlung und die Veröffentlichung von Daten in Strommärkten und zur Änderung des Anhangs I der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates, Amtsblatt der Europäischen Union, Juni 2013
- /EON 03/ EON
Müller, Karl, Lastfolgebetrieb und Primärregelung: Erfahrungen mit dem Verhalten des Reaktors, Kerntechnische Gesellschaft: Fachtagung Reaktorbetrieb und Kernüberwachung, 2003

- /FUE 19/ 50Hertz
Das Übertragungsnetz von 50Hertz, www.50hertz.com, abgerufen am 24. Juni 2019
- /GRS 90/ Gesellschaft für Reaktorsicherheit (GRS) mbH, Informationen und Bewertungsansätze zur Lebensdauer drucktragender Komponenten unter Berücksichtigung des Lastfolgebetriebs, GRS-A-1724, November 1990
- /GRS 00/ Gesellschaft für Anlagen und Reaktorsicherheit (GRS) mbH, TÜV e. V. Nord, Schäden an SWR-Steuerelementen des Herstellers ABB, Sitzung des RSK-Ausschusses Reaktorbetrieb, April 2000
- /GRS 10/ Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS) mbH, Auswirkungen des Lastfolgebetriebs auf technische Einrichtungen und den Ablauf von Ereignissen in deutschen Kernkraftwerken, Juli 2010
- /GRS 15/ Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS) gGmbH, Entwicklung und Einsatz von Analysemethoden zur Beurteilung softwarebasierter leittechnischer Einrichtungen in deutschen Kernkraftwerken, GRS-355, März 2015
- /GRÜ 85/ Grün, A.
Kraftwerksunion, Die Lastwechselfähigkeit von KWU-Kernkraftwerken, Oktober 1985
- /IAE 18/ IAEA
NP-T-3.23, Non-baseload Operation in Nuclear Power Plants: Load Following and Frequency Control Modes of Flexible Operation, April 2018
- /ISE 19a/ Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme ISE, Nettostromerzeugung in Deutschland in 2019, www.energy-charts.de/energy_pie_de.htm, abgerufen am 4.7.2019
- /ISE 19b/ Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme ISE, Stromproduktion in Deutschland, www.energy-charts.de/power_de.htm, abgerufen 2019

- /JRC 10/ Joint Research Centre (JRC)
Load-following operating mode at Nuclear Power Plants (NPPs) and incidence on Operation and Maintenance (O&M) costs. Compatibility with wind power variability, 2010
- /KBR 07/ Kernkraftwerk Brokdorf (KBR)
Alterungsmanagement im Kernkraftwerk Brokdorf, Basisbericht, April 2007
- /KKP 06/ Kernkraftwerk Philippsburg (KKP)
EnBW Kraftwerke, Alterungsmanagement Maschinentechnik, Basisbericht KKP-1 und KKP-2, Dezember 2006
- /KOH 15/ Kohlpaintner, W.; Klaus, P., E.ON
Improved Load Following Operation at ISAR 2, Januar 2015
- /KRA 20/ Kraftwerke und Verbundnetze in Europa
www.kraftwerkskarten.de, abgerufen am 18. Februar 2020
- /KRÜ 81/ Kernkraftwerk Krümmel
Belastungsangaben für Rohrleitungssysteme der Class 1 innerhalb des Sicherheitsbehälters, Arbeitsbericht der KWU, 1981
- /KTA 15/ Kerntechnischer Ausschuss, KTA
KTA 3501, Reaktorschutzsystem und Überwachungseinrichtungen des Sicherheitssystems, Fassung 2015-11
- /KTA 79/ Kerntechnischer Ausschuss, KTA
KTA 3104, Ermittlung der Abschaltreaktivität, Oktober 1979
- /KUH 17a/ Kuhn, A.; Klaus, P.
Improving Automated Load Flexibility of Nuclear Power Plants with ALFC, atw Vol. 62, Issue 3, März 2017
- /KUH 17b/ Kuhn, A.; Schirrmeister, K.
Advancing load following control, Nuclear Engineering International, November 2017

- /MOR 16/ Morokhovskiy, V., Areva
Plant Flexibility (Manoeuvrability), März 2016
- /NET 18/ Netzfrequenzmessung, Informationsplattform zu Daten über die Netzfrequenz in Deutschland, www.netzfrequenzmessung.de, abgerufen 2018
- /NET 19/ Netztransparenz, Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TransnetBW GmbH, TenneT TSO GmbH, www.netztransparenz.de, abgerufen am 24. Juni 2019
- /NUK 19/ Nuklearia e. V.
<https://nuklearia.de/2012/06/13/die-freiheitsmaschine-der-integral-fast-reactor-teil-3-sicherheit/>, abgerufen am 21. August 2019
- /NEX 20/ Next Kraftwerke GmbH
www.next-kraftwerke.de, abgerufen am 19. Februar 2020
- /OEC 11/ OECD/NEA
Technical and Economic Aspects of Load Following with Nuclear Power Plants, Juni 2011
- /REI 19/ Reinke, F., 50 Hertz, Status und Ausblick Engpassmanagement, Vortrag Strommarkttreffen, März 2019
- /ROS 14/ Rossmann, A., Strukturbildung und Simulation technischer Systeme, Band 2/7, Technische Dynamik, epubli GmbH, Berlin, ISBN 978-3-7375-0869-8, Januar 2014
- /RSK 05/ Reaktor-Sicherheitskommission RSK, Stellungnahme, Wirbelstrombefunde an Steuerelementen – Meldepflichtige Ereignisse 02/2003 im Kernkraftwerk Brokdorf, 02/2004 im Kernkraftwerk Neckarwestheim, Block 2, und 08/2004 im Kernkraftwerk Emsland, Anlage 2 zum Ergebnisprotokoll der 384. Sitzung der RSK, Juli 2005

- /RTE 19/ Réseau de Transport d'Electricité RTE
 Informationsplattform des französischen Übertragungsnetzbetreibers RTE,
 Daten für die Netzfrequenz, https://clients.rte-france.com/lang/an/visiteurs/vie/vie_frequence.jsp, abgerufen 2019
- /SAL 16/ Salnikova, T.; Gottwalt, S., Areva, Load Follow Capabilities of German NPPs – Germany's Experience with Flexible Operation, EPRI NPC Advisory Meeting, Oktober 2016
- /SAL 19/ Salnikova, T., Ancillary and balancing services provided by NPPs under new political and economic conditions in Germany, Energieforsk-Seminar „Grid Interference in Nuclear power plant Operations 2019 – Flexible nuclear power and ancillary services“, April 2019
- /STO 16/ Stoll, U., Areva, Neue Produkte und Entwicklungen für die Sicherheit und den Betrieb von Kernkraftwerken, März 2016
- /SWI 19/ Swissgrid, www.swissgrid.ch/de/home/about-us/newsroom/news-feed/20180306-01.html, Frequenzabweichung im kontinentaleuropäischen Verbundnetz führt zu Abweichung der Netzzeit, abgerufen am 11. Januar 2019
- /TAB 17/ Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim deutschen Bundestag (TAB), Lastfolgefähigkeit deutscher Kernkraftwerke, März 2017
- /TEN 19/ TenneT, Unser Netz, www.tennet.eu, abgerufen am 24. Juni 2019
- /TRA 07/ Transmission Code 2007, Verband der Netzbetreiber VDN e. V. beim VDEW, Berlin, Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, Version 1.1, August 2007
- /TRA 19/ TransnetBW, TransnetBW auf einen Blick, www.transnetbw.de, abgerufen am 24. Juni 2019
- /TÜV 88/ Technischer Überwachungs-Verein (TÜV) Norddeutschland e. V., Einfluss des Lastfolgebetriebs bei Kernkraftwerken auf die Ermüdungsfestigkeit von Komponenten, Mai 1988

- /VGB 06/ VGB PowerTec e. V., R 401 J, Richtlinie für das Wasser in Kernkraftwerken mit Leichtwasserreaktoren, 2006
- /VGB 15/ VGB PowerTec e. V., Regelleistungsverschleißmodell für primär- und sekundäreregelte thermische Kraftwerke im ENTSO-E-Netz, Februar 2015
- /WIE 17/ Wiedenhofer, A.; Frintz, A., bay. StMUV, Referat 85, Adaptive Leistungsverteilungsregelung (ALV) im Kernkraftwerk Isar 2, Vortrag bei der Deutsch-Schweizerische Kommission, Arbeitsgruppe Anlagensicherheit, April 2017
- /ZIE 13/ Ziegler, Albert; Allelein, Hans-Josef, Reaktortechnik, Physikalisch-technische Grundlagen, 2. neu bearbeitete Auflage, 2013

Abbildungsverzeichnis

Abb. 2.1	Bruttostromerzeugung in Deutschland nach Energieträgern im Zeitraum 1990-2018 /AGE 19/	8
Abb. 3.1	Darstellung verschiedener Regelarten /NEX 20/	26
Abb. 3.2	Beispiel eines asymmetrischen Frequenzregelbetriebs.....	34
Abb. 3.3	Beispiel variabler Frequenzstatik-Kennlinien.....	35
Abb. 3.4	Darstellung des Generatorbelastungsdiagramms	38
Abb. 4.1	Monatliche Anzahl der Redispatch-Maßnahmen im Zeitraum Juli 2013 bis März 2019.....	53
Abb. 4.2	Monatliche Anzahl der rein strombedingten Redispatch-Maßnahmen im Zeitraum Juli 2013 bis März 2019	54
Abb. 4.3	Monatliche Anzahl der rein spannungsbedingten Redispatch-Maßnahmen im Zeitraum Juli 2013 bis März 2019.....	55
Abb. 4.4	Pro Jahr aufsummierte Arbeit aller Redispatch-Maßnahmen für den Zeitraum 2014 bis 2018, aufgeschlüsselt nach Monaten.....	56
Abb. 4.5	Jahreszeitliche Verteilung der strombedingten Redispatch-Arbeit, aufsummiert für die Jahre 2014 bis 2018	57
Abb. 4.6	Jahreszeitliche Verteilung der spannungsbedingten Redispatch-Arbeit, aufsummiert für die Jahre 2014 bis 2018.....	58
Abb. 4.7	Die vier Regelzonen der Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland mit Angabe der jeweils betriebenen Stromkreislänge an Hoch- und Höchstspannungsleitungen.....	59
Abb. 4.8	Jährliche Betrachtung der Redispatch-Arbeit, aufgeschlüsselt nach anweisendem Übertragungsnetzbetreiber	61
Abb. 4.9	Die vier Regelzonen der Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland mit den Standorten der dort jeweils angeschlossenen Kernkraftwerke mit Berechtigung zum Leistungsbetrieb	62
Abb. 4.10	Überblick über alle Redispatch-Maßnahmen zwischen Juli 2013 und Mai 2019.....	63
Abb. 4.11	Von Kernkraftwerken geleistete Redispatch-Arbeit, aufgeschlüsselt nach den einzelnen Kraftwerken.....	64
Abb. 4.12	Aufteilung der Redispatch-Maßnahmen von Kernkraftwerken auf die einzelnen Anlagen (Betrachtungszeitraum Juli 2013 bis Mai 2019)	65

Abb. 4.13	Änderung der summierten Arbeit aufgrund von Redispatch-Maßnahmen im Kernkraftwerk Brokdorf.....	66
Abb. 4.14	Betrag des Maximums der geänderten Leistung in KBR.....	67
Abb. 4.15	Änderung der summierten Arbeit aufgrund von Redispatch-Maßnahmen im Kernkraftwerk Emsland	69
Abb. 4.16	Betrag des Maximums der geänderten Leistung in KKE	70
Abb. 4.17	Änderung der summierten Arbeit aufgrund von Redispatch-Maßnahmen im Kernkraftwerk Grohnde	72
Abb. 4.18	Betrag des Maximums der geänderten Leistung in KWG.....	73
Abb. 4.19	Änderung der summierten Arbeit aufgrund von Redispatch-Maßnahmen im Kernkraftwerk Philippsburg, Block 2.....	75
Abb. 4.20	Betrag des Maximums der geänderten Leistung in KKP-2	76
Abb. 4.21	Änderung der summierten Arbeit aufgrund von Redispatch-Maßnahmen im Gemeinschaftskraftwerk Neckarwestheim, Block 2	78
Abb. 4.22	Betrag des Maximums der geänderten Leistung in GKN-2	79
Abb. 4.23	Änderung der summierten Arbeit aufgrund von Redispatch-Maßnahmen im Kernkraftwerk Isar, Block 2.....	80
Abb. 4.24	Betrag des Maximums der geänderten Leistung in KKI-2	81
Abb. 4.25	Änderung der summierten Arbeit aufgrund von Redispatch-Maßnahmen im Kernkraftwerk Gundremmingen.....	83
Abb. 4.26	Betrag des Maximums der geänderten Leistung in KRB-II.....	84
Abb. 4.27	Verlauf der Netzfrequenz am 19. März 2015 und 20. März 2015, zugehörige Daten abgerufen auf /NET 18/.....	87
Abb. 4.28	Verlauf der Netzfrequenz am 19. März 2015 und 20. März 2015, zugehörige Daten abgerufen auf /RTE 19/.....	87
Abb. 4.29	Verlauf der Netzfrequenz am 20. März 2015 zwischen 15:30 Uhr (UTC) und 19:30 Uhr (UTC), zugehörige Daten abgerufen auf /NET 18/	88
Abb. 4.30	Verlauf der Netzfrequenz am 20. März 2015 zwischen 15:30 Uhr (MEZ) und 19:30 Uhr (MEZ), zugehörige Daten abgerufen auf /RTE 19/	88
Abb. 4.31	Verlauf der Netzfrequenz zum Zeitpunkt des Ereignisses, zugehörige Daten abgerufen auf /RTE 19/.....	90

Abb. 4.32	Erzeugte Leistung des Kernkraftwerks Brokdorf im November 2015 /ISE 19b/.....	92
Abb. 4.33	Erzeugte Leistung des Kernkraftwerks Brokdorf im Dezember 2015 /ISE 19b/.....	93
Abb. 4.34	Erzeugte Leistung des Kernkraftwerks Brokdorf im Juli 2018 /ISE 19b/	94
Abb. 4.35	Verlauf der Netzfrequenz im November 2015, zugehörige Daten abgerufen auf /RTE 19/.....	96
Abb. 4.36	Verlauf der Netzfrequenz im Juli 2018, zugehörige Daten abgerufen auf /RTE 19/	96
Abb. 4.37	Eingespeiste Leistung des betroffenen Kernkraftwerks am 05. September 2015 /ISE 19b/.....	99
Abb. 4.38	Eingespeiste Leistung aller Kraftwerke vom 14. Juni 2016 bis zum 16. Juni 2016 /ISE 19b/.....	102
Abb. 4.39	Eingespeiste Leistung aller Kernkraftwerke vom 14. Juni 2016 bis zum 16. Juni 2016 /ISE 19b/.....	103
Abb. 4.40	Eingespeiste Leistung aller Kraftwerke vom 17. Januar 2018 bis zum 19. Januar 2018 /ISE 19b/	104
Abb. 4.41	Eingespeiste Leistung aller Kernkraftwerke mit Ausnahme vom Kernkraftwerk Brokdorf vom 17. Januar 2018 bis zum 19. Januar 2018 /ISE 19b/.....	105
Abb. 4.42	Eingespeiste Leistung des Kernkraftwerks Brokdorf vom 17. Januar 2018 bis zum 19. Januar 2018 /ISE 19b/	106

Tabellenverzeichnis

Tab. 2.1	Bereitstellung von Regelleistung eines deutschen Kernkraftwerkes in den Jahren 2011 bis 2015	10
Tab. 3.1	Erwähnung der verschiedenen Fahrweisen im BHB der Kraftwerke	30
Tab. 4.1	Redispatch-Maßnahmen im Kernkraftwerk Brokdorf für die Jahre 2014 bis 2018	68
Tab. 4.2	Redispatch-Maßnahmen im Kernkraftwerk Emsland für die Jahre 2014 bis 2018	71
Tab. 4.3	Redispatch-Maßnahmen im Kernkraftwerk Grohnde für die Jahre 2014 bis 2018	74
Tab. 4.4	Redispatch-Maßnahmen im Kernkraftwerk Philippsburg-2 für die Jahre 2014 bis 2018	77
Tab. 4.5	Redispatch-Maßnahmen im Gemeinschaftskraftwerk Neckar, Block 2 für die Jahre 2014 bis 2018	79
Tab. 4.6	Redispatch-Maßnahmen im Kernkraftwerk Isar-2 für die Jahre 2014 bis 2018	82
Tab. 4.7	Redispatch-Maßnahmen im Kernkraftwerk Gundremmingen, Blöcke B und C für die Jahre 2014 bis 2018	85
Tab. 5.1	Art und Häufigkeit der spezifizierten Lastzyklen für Druckwasserreaktoren /GRÜ 85/	126
Tab. 5.2	Art und Häufigkeit der spezifizierten Lastzyklen für Siedewasserreaktoren /KRÜ 81/	126

**Gesellschaft für Anlagen-
und Reaktorsicherheit
(GRS) gGmbH**

**Schwertnergasse 1
50667 Köln**
Telefon +49 221 2068-0
Telefax +49 221 2068-888

**Boltzmannstraße 14
85748 Garching b. München**
Telefon +49 89 32004-0
Telefax +49 89 32004-300

**Kurfürstendamm 200
10719 Berlin**
Telefon +49 30 88589-0
Telefax +49 30 88589-111

**Theodor-Heuss-Straße 4
38122 Braunschweig**
Telefon +49 531 8012-0
Telefax +49 531 8012-200

www.grs.de

ISBN 978-3-947685-84-4