izes gGmbH
Institut für ZukunftsEnergieSysteme

Fraunhofer IWES

SymBioSE

Beiträge zur Systemtransformation durch Erbringung von Systemdienstleistungen von biogen betriebenen Stromerzeugungsanlagen

Projektendbericht

FKZ: 0325700A, 0325700B

Gesamtlaufzeit: 01.08.2014 - 31.07.2016

Veröffentlicht am 27.02.2017

Gefördert durch:

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

VORGELEGT VON:

FRAUNHOFER INSTITUT FÜR WINDENERGIE UND ENERGIESYSTEMTECHNIK (IWES)

Prof. Dr.-Ing. Uwe Holzhammer (Projektleiter)
Technische Hochschule Ingolstadt
Tel.: 0841 / 9348-5025
E-Mail: uwe.holzhammer@thi.de

Norman Gerhardt
Manuel Stelzer

Fraunhofer IWES
Königstor 59
34119 Kassel

und

INSTITUT FÜR ZUKUNFTSENERGIESYSTEME (IZES)

Eva Hauser, M.A.
Arbeitsfeld Energiemärkte
Tel: 0681 / 9762-845
E-Mail: hauser@izes.de

Hermann Guss; sowie
unter weiterer Mitarbeit von Alexander Zipp,
Martin Luxenburger und Steffen Schmiedeke

IZES gGmbH
Altenkesseler Straße 17
D - 66115 Saarbrücken

Das diesem Bericht zugrunde liegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie unter dem Förderkennzeichen 0325700A, 0325700B gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt beim Autor.

Inhalt

1 Einleitung und Heranführung 5

2 Methodik 7
2.1 Grundsätzliche Methodik des Vorhabens 7
2.2 Simulation des Energiesystems 11
2.2.1 Modellbeschreibung 11
2.2.2 Szenariorahmen 2025 18

3 Lastabweichende Fahrweisen: Ursachen und Möglichkeiten zu ihrer Minimierung 20
3.1 Aufgaben des Energiesystems, die gegenwärtig zu lastabweichenden Fahrweisen führen können 21
3.1.1 Stabile Netzfrequenz 21
3.1.2 Spannungshaltung 47
3.1.3 Schwarzstartfähigkeit 68
3.1.4 Wärmeversorgung 69
3.2 Weitere Sachverhalte, die zu einer lastabweichenden Fahrweise führen 77
3.2.1 Akteursbedingte Ursachen für lastabweichende Fahrweisen 78
3.2.2 Regulatorisch bedingtes Must-Run-Verhalten 92
3.3 Zwischenfazit: Minimierung bestehender und zukünftiger lastabweichender Kraftwerksfahrweisen 94
3.3.1 Minimierung bzw. Vermeidung lastabweichender Kraftwerksfahrweisen aufgrund notwendiger Aufgaben innerhalb des Energiesystems 94
3.3.2 Ökonomische und regulatorische Ursachen von lastabweichenden Fahrweisen 97

4 Systemdienstleistungen und Annahmen für die Simulation 99
4.1 Blindleistungsbedarf (Methodik der Simulation) 99
4.1.1 Grundprämissen zur Blindleistung für die Simulation 99
4.1.2 Blindleistung auf den Netzebenen: 110 kV, 220 kV, 380 kV im Jahresverlauf 104
4.1.3 Blindleistung auf der MS-Ebene im Jahresverlauf 105
4.2 Regelleistungsbedarf (Methodik der Simulation) 107
4.3 Vorstellung der untersuchten Varianten 109

5 Besonderheiten der Biomasse als Grundlage für die Simulation 112
5.1 Biomasseanlagen im Energiesystem 112
5.1.1 Status Quo der Stromerzeugung aus Biomasse 112
5.1.2 SDL der Biomasseanlagen im Energiesystem 119
5.2 Von den Biomasseanlagen im Energiesystem zum BiomassePark in der Simulation 122
5.3 Biogastechnologie – BiogasPark, ein Teil des BiomasseParks 125
5.3.1 Beschreibung des aktuellen BiogasPark (Status quo) 126
5.3.2 Biogasanlagentechnik und wesentliche bauliche und technische Komponenten 133
5.3.3 Beschreibung der Biogasanlagen im BiogasPark in der Simulation 140
5.3.4 Beschreibung BiogasPark als Teil des BiomasseParks in der Simulation 145
5.4 Biomasseheizkraftwerkstechnik - ein Teil des BiomasseParks in der Simulation 147
5.4.1 Beschreibung des aktuellen BMHKWParks (StatusQuo) 147
5.4.2 BMHKW-Anlagentechnik und wesentliche bauliche und techn. Komponenten 151
5.4.3 Beschreibung der Biomasseheizkraftwerke im BMHKWPark 158
5.4.4 Beschreibung des BMHKWPark in der Simulation 161

6 Übersicht über die Szenarien und die Simulation 165

7 Simulationsergebnisse 167
7.1 Indirekte Wirkung bzw. Wechselwirkung mit konventionellem Kraftwerkspark 171
7.1.1 Wirkung auf die Residuallastversorgung – noch benötigte Kraftwerksleistungen 171
7.1.2 Auswirkung auf die Residuallastversorgung - Strommengen 175
7.1.3 Auswirkung auf die Wärmeversorgung durch die konventionellen Kraftwerke 179
7.1.4 Abregelung (von nicht nutzbaren Strommengen) und Speicherverluste 183
7.2 Direkte Wirkung – kostenoptimale Bereitstellung biogener Systemdienstleistungen 188
7.2.1 Regelleistung 188
7.2.2 Blindleistung 193

8 Gesamtergebnis und Fazit 198
8.1 Ergebnis 198
8.2 Fazit und resultierende Handlungsempfehlungen 199
8.3 Diskussion der Ergebnisse und des Fazits: 204

1 Einleitung und Heranführung

Die zunehmende Energiemenge, die durch dargebotsabhängige regenerative und CO_2-emissionsarme Kraftwerke bereitgestellt wird, erfordert zusätzliche Maßnahmen mit dem Ziel, auch unter diesen neuen Bedingungen eine sichere, kosteneffiziente und qualitativ hochwertige Energieversorgung sicherzustellen. Die fluktuierenden EE-Kraftwerke (Wind und Sonne) treffen auf einen historisch entwickelten Kraftwerkspark, der nicht auf extreme Bedarfsschwankungen (Residuallast) vorbereitet ist. Die zum Teil behäbigen Reaktionszeiten müssen durch andere Kraftwerke mit sehr hoher Flexibilität, durch Abregeln von EE-Kraftwerken oder Stromspeichertechnologien (i.d.R. bestehende Pumpspeicher) ausgeglichen werden. Hierzu kommen verschiedene Maßnahmen zum Einsatz, die dazu geeignet sind, die zur Erreichung einer hohen Versorgungssicherheit geforderten Parameter einzuhalten. Dazu zählen beispielsweise steile Laständerungsgradienten ebenso wie die Spannungs- und Frequenzhaltung oder die Blindleistungskompensation. Die Sicherstellung einiger der geforderten Parameter ist teilweise zeit- und/oder systemkritisch. Das bedeutet, dass der nicht fluktuierende Kraftwerkspark und dessen Steigerung der Gesamtflexibilität mit dem Ausbau der fluktuierenden Energieerzeugung und den damit steigenden Anforderungen mithalten müssen. Auch ein korrigierendes Eingreifen in die Stromproduktion durch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) muss innerhalb sehr kurzer Zeit sehr sicher erfolgen, da sonst die Systemstabilität des gesamten Systems gefährdet sein kann.

Eine der möglichen Maßnahmen ist das Vorhalten und in Betrieb halten von Kraftwerkskapazitäten, die in der Lage sind, schnell auf Veränderungen, z.B. Bilanzabweichungen durch einen Regelleistungsabruf zu reagieren. Dies ist ein wichtiger Aspekt, der zu lastabweichenden Verhalten führt. Hierbei müssen teilweise erhebliche Leistungen innerhalb kürzester Zeit mobilisiert werden. Thermische Kraftwerke können für diese Aufgaben meist nicht aus dem Stillstand aktiviert werden, weil Aktivierungszeit und realisierbare Lastgradienten dagegen sprechen. Aus diesen Gründen werden Kraftwerke bei einem Arbeitspunkt im Betrieb gehalten, der es ermöglicht, die Anforderungen zu erfüllen und schnell auf diese externen Anforderungen reagieren zu können. Der dadurch notwendige durchgängige Betrieb dieser thermischen Kraftwerke sorgt jedoch auch außerhalb des Eingriffsfalles dafür, dass in dargebotsstarken Zeiten von Wind- und PV-Strom Stromüberschüsse resultieren oder sogar noch verstärkt und ggf. Erneuerbare Energien abgeregelt werden müssen. Dieser Sachverhalt wird landläufig mit dem Begriff „Must-Run-Verhalten“ beschrieben bzw. die Kraftwerke als Must-Run-Units bezeichnet. Dabei dient diese Untersuchung gerade dazu, inwieweit wirklich von „Müssen“ bzw. „Must“ die Rede sein sollte, da letztlich andere Gründe (kraftwerksspezifischer, regulatorischer oder ökonomischer Art) dazu führen, dass diese Kraftwerke lastabweichendes Verhalten an den Tag legen.

Die begleitenden technischen Eigenschaften der Kraftwerke bei der Bereitstellung von Systemdienstleistungen, die unabhängig von der aktuellen Residuallast betrieben werden (lastabweichendes Verhalten), entstanden im Kontext einer fossil-nuklearen, zentralen Stromerzeugungsstruktur. In einer dezentralen, erneuerbaren Erzeugungsstruktur sind diese Systemdienstleistungen nicht minder wichtig; vielmehr wird zukünftig auch eine besondere Form der Flexibilität darin bestehen, regelmäßig steile Laständerungsgradienten erbringen zu können. Der Unterschied zur Vergangenheit liegt darin, dass die möglichen Kraftwerke, die sich aus Gründen der Residuallastdeckung noch im Betrieb befinden, mit zunehmenden EE-Anteilen immer weiter abnehmen. Um die Versorgungsicherheit dennoch zu gewährleisten, werden Kraftwerke auch ohne Residuallastanforderung weiter betrieben, was zu negativen Preisen, zu höheren Speicherbedarfen und der Abschaltung von EE-Anlagen führen kann. Somit besteht eine große Notwendigkeit darin, regelbare Erneuerbare Stromerzeugungsanlagen zu befähigen, diese Systemdienstleistungen sukzessive

anstelle der konventionellen (v.a.) Kondensationskraftwerke zu erbringen. Diese Rolle muss die Bioenergie im Rahmen der Systemtransformation erbringen können.

Ebenso haben sich die Regelwerke und die darin definierten Anforderungen an die Kraftwerke und die gesetzlichen Rahmenbedingungen historisch entwickelt ohne hohe Anteile von EE zu berücksichtigen. Die Anforderungen an die für diese Systemdienstleistungen eingesetzten Kraftwerke sind dementsprechend. Eine z. T. dezentral geprägte, regenerative Energieversorgung führt jedoch bei einer entsprechenden netztechnischen Einbindung durch die hohe Redundanz zu völlig veränderten Anforderungen an die Definition der Zugangsvoraussetzungen und der Betriebsanforderungen. Auch diese rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen beeinflussen die Flexibilität der elektrischen Kapazitäten im Versorgungssystem und führen auch zu lastabweichenden Verhaltensweisen. Ebenso beeinflussen die historisch entwickelten und aktuell definierten Stromhandelsabläufe und Produkte entsprechend die betriebswirtschaftlichen Möglichkeiten einzelner Erzeugungskapazitäten auf residuale Bedarfsschwankungen zu reagieren.

Daraus stellen sich folgende Fragen:

- Welche technischen, handelsorganisatorischen und regulatorischen Sachverhalte führen zu lastabweichenden Verhalten (Erzeugungskapazitäten als MRU) im Versorgungssystem?

- Kann das im Stromerzeugungssystem vorhandenen lastabweichende Verhalten (von sog. Must-Run-Units) durch ein geschicktes Umgestalten der rechtlichen, handelsorganisatorischen und regulatorischen Rahmenbedingungen reduziert werden?

- Wie können die regelbaren EE, d.h. vor allem die Bioenergie, zu einer relevanten Reduzierung des lastabweichenden Verhaltens (insb. von konventionellen Kraftwerken) beitragen?

- Welches Verhalten des Parks an Biomasseanlagen (BiomassePark) führt zu reduzierter Abregelung von EE-Strommengen und geringeren Bedarfen an Stromzwischenspeicherung (und somit zu geringeren Speicherverlusten) im Versorgungsystem, als Beitrag zur Verminderung des lastabweichenden Verhalten des Erzeugungsparks?

- In welchem Umfang kann mittelfristig der konventionelle Kraftwerkspark im Jahr 2025 (nach dem Atomausstieg) durch die Bioenergie von Aufgaben der Gewährleistung von Versorgungssicherheit durch die Bereitstellung von SDL ersetzt werden?

- Welche Eigenschaften des BiomasseParks sind am einflussreichsten, welche Wechselwirkungen und Einflussgrößen spielen dabei eine Rolle?

2 Methodik

2.1 Grundsätzliche Methodik des Vorhabens

Die einzelnen elektrischen Erzeugungskapazitäten sind in ihren Fahrplan von verschiedenen Größen beeinflusst. Die aus Gesamtkostensicht optimale Betriebsweise der einzelnen elektrischen Kapazitäten kann Aufgrund regulatorischer, rechtlicher, technischer aber auch Aufgrund der Ausgestaltung der Energiemärkte (Wärme, Strom, SDL) und Anforderungen der Systemsicherheit (Stromübertragung, Stromnetz) nicht erreicht werden. Die folgende Abbildung zeigt Einflussgrößen systematisch auf, welche den Betrieb von elektrischen Kapazitäten beeinflusst.

Abbildung 2-1: Übersicht über Faktoren welche den gesamtkostenoptimalen Betrieb der Erzeugungskapazität beeinflussen

Neben den beschriebenen Einflüssen besteht ebenso eine Interaktion mit alternativen Erzeugungseinheiten, d.h. Anlagen welche ebenfalls zur Residuallastversorgung und SDL-Bereitstellung beitragen können. Insbesondere stellt sich die Frage in wie weit Anlagen welche Biomasse einsetzen das lastunabhängige Verhalten der konventionellen Erzeugungseinheiten beeinflussen. Die Stromerzeugung aus Bioenergie stellt eine erneuerbare Flexibilitätsoption im Energiesystem dar. Deren Flexibilität in Zukunft verstärk Beiträge zur Residuallastdeckung und zur SDL-Versorgung leisten kann. Die erneuerbare Strommengen aus Bioenergie sind u.a. aufgrund der hohen Erzeugungskosten kontrovers diskutiert, aufgrund dessen dieser Frage nachgegangen wird.

Das Vorhaben Symbiose untersucht die Rolle der Stromerzeugung aus Biomasse mit dem Fokus auf der Reduzierung von Lastunabhängigen (z.B. durch MRU) Verhalten. Dabei wird neben dem Einfluss des Beitrages zur Residuallastversorgung auch die Bereitstellung von SDL untersucht. Die folgende Abbildung beschreibt die Grundsätzliche Methodik. Die Einflussgrößen, welche zu ein lastabweichenden Verhalten führen und nicht durch die Aufgaben der elektrische Kapazitäten (Residuallastversorgung, SDL-Bereitstellung) und deren technischen Fähigkeiten zu Stande kommen, werden begrifflich unter „Sachverhalte“ die zu lastabweichenden Verhalten führen gesammelt.

Um den Einfluss der Bioenergie zu ermitteln, gilt es Vorweg die weitern genannten Sachverhalte zu bewerten und Vorschläge, zum Abbau dieser, zu erarbeiten. Die reduzierten bzw. abgebauten Sachverhalte und die Anpassung der Aufgaben und Kennwerte (RL-Bedarf und BL-Bedarf, EE-Anteil, restlicher Kraftwerkspark) des Energiesystems für das Jahr 2025 stellen die Basis der weiteren Untersuchungen dar. Dabei wird insbesondere der Einfluss der Bioenergie auf die Reduzierung des lastabweichenden Verhaltens ermittelt. Diese Untersuchung wird somit in einem, von diesen Einflüssen und Sachverhalten, weitgehend bereinigtem Umfeld vorgenommen.

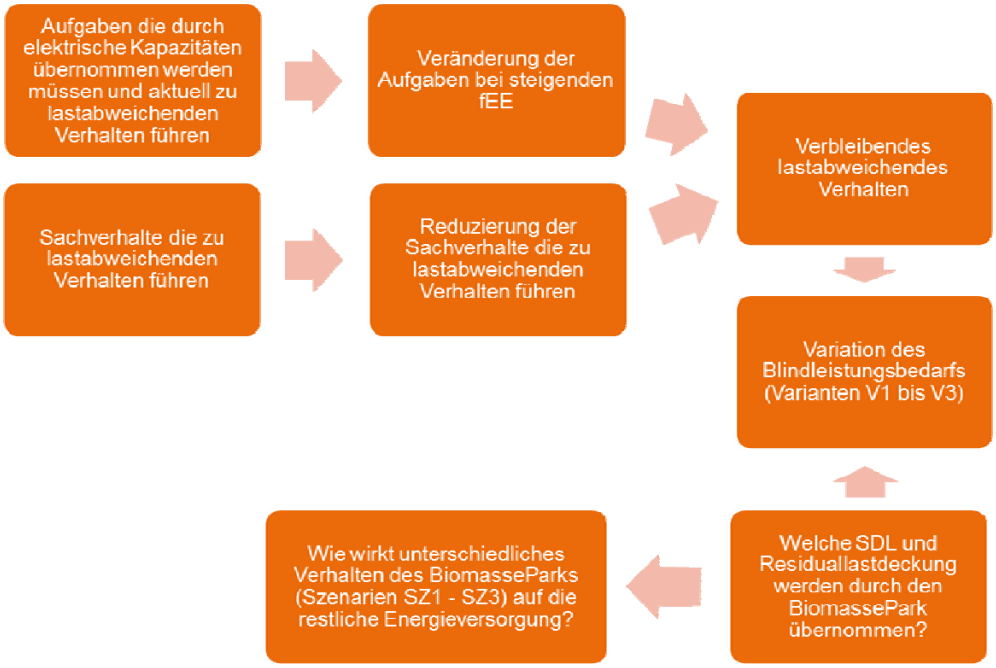


Abbildung 2-2: Grundsätzliche Methodik

Zur Bewertung der Veränderung des lastabweichenden Verhaltens werden, neben weiteren Kennwerten, die Veränderung der Abregelung von EE-Strommengen und der Stromspeicherverluste als Hauptindikatoren genutzt. Die Ergebnisse basieren somit auf den technischen Möglichkeiten des BiomasseParks und des Gesamtkostenoptimums der residualen Versorgung.

Die flexiblen Strommengen der Biomasseanlagen treten in den unterschiedlichen Zusammenhängen in Wechselwirkung mit den konventionellen Stromerzeugungseinheiten.

Die kostenoptimale Kraftwerkseinsatzreihenfolge zur Residuallastdeckung wird grundsätzlich von den Grenzkosten der einzelnen Kraftwerke bestimmt. Darüber hinaus spielen Startkosten, Mindestlaufzeiten, Mindeststillstandzeiten,

Laständerungsgradienten ebenso eine Rolle wie zusätzliche Verpflichtungen eine Wärmesenke kostenoptimal zu versorgen, Die Wärmesenke kann dann durch alternative Wärmeerzeuger (z.B. Back-up-Kessel mit Öl/Gas) versorgt werden, sowie mit KWK-Wärme. Das Kostenoptimum bestimmt den jeweiligen Einsatz zur Versorgung der Wärmesenke.

Der Markt als Optimierer versucht grundsätzlich allen Kostenpositionen zu berücksichtigen und die Strombereitstellungskosten so gering wie möglich zu organisieren.

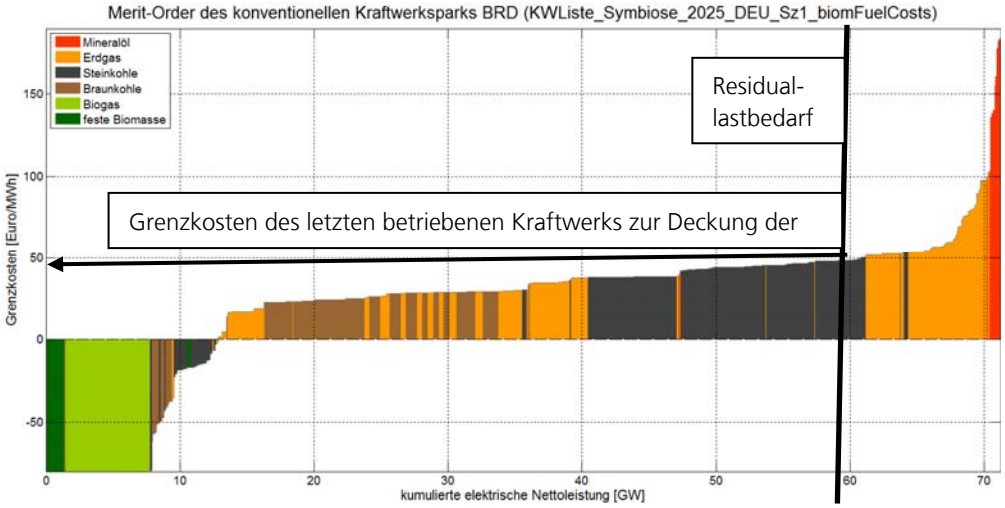


Abbildung 2-3: Beispielhaft Merit Order im Jahr 2025 (Wetterjahr 2025), Scope-Simulation

Die Stromproduktion mittels Biomasse ist aufgrund der bestehenden gesetzlichen Regelungen (Vorrang der EE) in der Kraftwerkseinsatzreihenfolgen sehr weit links (d.h. am Anfang der Reihenfolge) und können in der Regel vor konventionellen Kraftwerken die Strommengen zur Residuallastdeckung einsetzen. Die schwarze senkrechte Linie skizziert beispielhaft einen Residuallastbedarf und somit links davon die betriebenen Kraftwerkskapazitäten zur Deckung der Last. Die horizontale Linie zeigt die Grenzkosten des letzten Kraftwerkes. Die Differenz zwischen der installierten Kraftwerkskapazität und der in Betrieb befindlichen Anlagenleistung, stellen die Reservekapazitäten (z.T. genutzt für Regelleistung und Redispatch, Ersatzkraftwerke, kalte Reserve) dar.

Die Strommengen aus Biomasseanlagen haben somit einen Platz in der Einsatzreihenfolge und verändert die betriebene elektrische konventionelle Leistung. Darüber hinaus kann die Bereitstellung von SDL ebenfalls Einfluss auf die Kraftwerksreihenfolge nehmen.

Nachfolgend werden wichtige Einflüsse einer aktiven Bereitstellung von SDL durch Biomasseanlagen auf das Energieversorgungssystem, unterteilt in direkte und indirekte, aufgezeigt, welchen im Rahmen des Vorhabens nachgegangen wird:

Direkter Einfluss von SDL-Bereitstellung durch Biomasseanlagen

- stabilisieren der Netzfrequenz in Form von Beitrag zur Deckung des Regelleistungsbedarfs (RL-Bedarf)

- stabilisieren der Spannung und Erhöhung der Auslastung und der Übertragungseffizienz der Stromnetze bzw. Betriebsmittel durch die gezielte Bereitstellung von Blindleistung

- Stützung des Netzes im Fehlerfall

    - Bereitstellen von Kurzschlussleistung

    - Schwarzstartfähigkeit

    - Inselnetz-Versorgung

Indirekter Einfluss von SDL-Bereitstellung durch Biomasseanlagen

- Bedarf an konventionellen Kraftwerken zur SDL-Bereitstellung sinkt

- Notwendigkeit der konventionellen Kraftwerksleistung SDL bereitzustellen sinkt und damit der Einfluss der SDL-Bereitstellung auf lastabweichendes Verhalten

- konventionellen Erzeuger können sich durch die Entlastung von der SDL-Bereitstellung kostenoptimaler an der Residuallastversorgung orientieren

- weniger Bedarf an alternative Anlagentechnik zur SDL-Bereitstellung

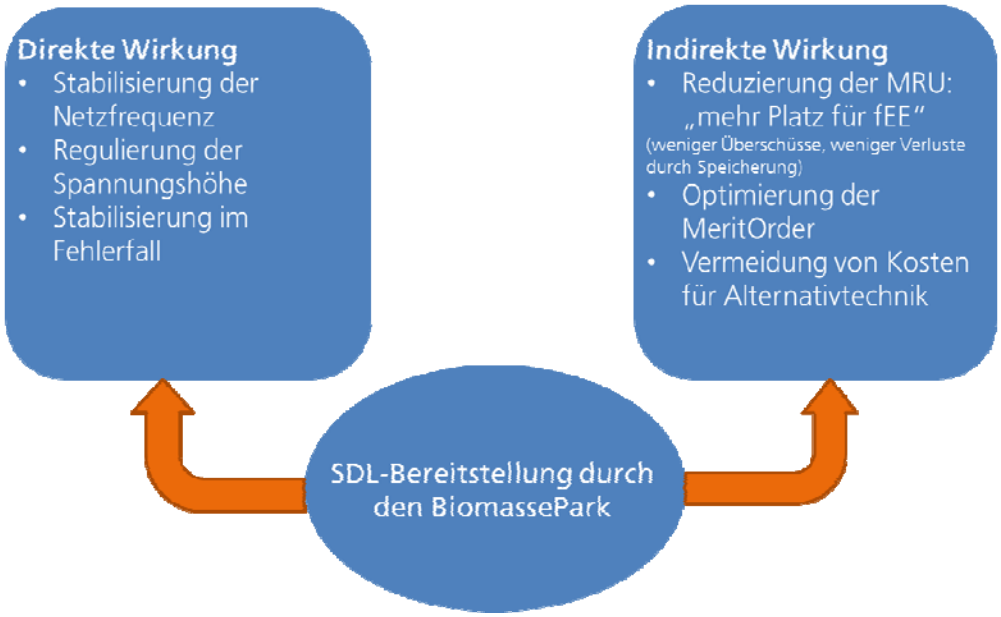


Abbildung 2-4: Direkte und indirekte Wirkung der Bereitstellung von SDL durch den BiomassePark

Aktuell müssen die Stromnetzbetreiber, auf Basis der gesetzlichen Verpflichtung die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems aufrecht zu halten, in den Netzbetrieb aktiv auch durch Einspeisemanagementmaßnahmen eingreifen. Durch die Eingriffe der Netzbetreiber in die Stromerzeugung beispielhaft entstanden ca. 1,1 Mrd. € Kosten im Jahr 2015, welche über die Stromnetzentgelte kompensiert wurden. Die wachsende Anzahl der notwendigen Eingriffe ist allerdings durch den verzögerten Ausbau der Stromnetze zu begründen, welcher nicht mit den Zubau, insbesondere von fluktuierenden erneuerbaren Erzeugungskapazitäten, mithalten kann. Dennoch ist auch

zukünftig zu erwarten, dass bei zu geringer Flexibilität des Energieversorgungssystems auch die Abregelung aufgrund Erzeugungsspitzen (Erzeugung aller Kapazitäten den Bedarf übersteigt) erhöhen und Kosten für die Verluste dieser Strommengen erhöhen. Eine Analyse der Rolle der Bioenergie auf die Abregelung von EE-Strommengen scheint auch aus diesem Aspekt heraus sehr sinnvoll.

Was wird untersucht: Im Rahmen des Vorhabens wird der Einfluss unterschiedlicher Verhaltensweisen der Bioenergieanlagen im Jahr 2025 auf die konventionellen Kraftwerke und deren Betriebsweise untersucht. Es wird geprüft, inwieweit das lastabweichende Verhalten aufgrund von SDL-Bereitstellung und der flexiblen Residuallastversorgung durch den BiomassePark positiv beeinflusst werden kann. Die Bewertung findet mittels der Auswertung von Kenndaten zum Energieversorgungssystem statt. Als wichtige Indikatoren sind die Änderung der Abregelung und der Speicherverluste zu nennen, aber auch die betriebene Kraftwerksleistung zur Residuallastdeckung, der betriebene Kraftwerksmix und der KWK-Anteil an der Versorgung der Wärmesenken werden untersucht.

2.2 Simulation des Energiesystems

Zur Abbildung des volkswirtschaftlichen Nutzens, der durch die Teilnahme von Bioenergie am Regelleistungsmarkt entsteht, wird das am IWES entwickelte Simulationsmodell zur Kraftwerkseinsatzplanung für Deutschland und Europa verwendet. Im Folgenden sollen dazu vorab die verwendeten Modelle kurz beschrieben werden und anschließend der Szenariorahmen für das verwendete Zielszenariojahr 2025 vorgestellt werden. Im Rahmen dieses Projektes erfolgte eine Ergänzung um eine weitere Rahmenbedingung der Blindleistungskompensation.

2.2.1 Modellbeschreibung

Die für die Untersuchungen verwendeten Modelle des IWES können unterschieden werden in Modelle, die zur Kraftwerkseinsatzmodellierung (KWEM) vorgelagert ablaufen und dieser Inputdaten liefern sowie die KWEM selbst.

Als vorgelagerte Modelle wurden für dieses Projekt die folgenden Modelle verwendet:

- Modellierung der Stromeinspeisung durch Erneuerbaren Energieträger (EE)
- Bestandsmodell des konventionellen Kraftwerksparks

Die darauf aufbauende KWEM wird zweistufig durchgeführt. Im ersten Schritt wird der Strommarkt in Europa mit einem vereinfachten Modell und ohne Regelleistung abgebildet. Mit den sich aus der Europamodellierung ergebenden Import-/Exportleistungen wird anschließend eine detaillierte KWEM für Deutschland durchgeführt, in der auch die Regelleistungsmärkte abgebildet werden.

Modellierung der EE-Stromeinspeisung

Die Abbildung der Einspeisung durch Erneuerbare Energien erfolgt mit Hilfe eines räumlich und zeitlich hochaufgelösten Modells des Fraunhofer IWES, welches bereits für diverse nationale Studien eingesetzt und im Rahmen der Arbeiten zum BMU-Projekt Roadmap Speicher auf Europa erweitert wurde.[1] Basis für alle Simulationen der Erneuerbaren Energien bildet das Gitter des COSMO-EU-Modells des Deutschen Wetterdienstes mit einer räumlichen Auflösung von ca. 7 x 7 km² und COSMO-DE mit einer räumlichen Auflösung von 2,8 x 2,8 km².

Ausgehend vom aktuellen Anlagenbestand auf Basis von EEG-Stammdaten, der Betreiber-Datenbasis etc. sowie verfügbarer Informationen für Europa, werden zunächst bereits errichtete EE-Anlagen berücksichtigt und für die Differenz zwischen Bestand und Szenarioannahmen bzw. Zielfunktion mithilfe einer Zubausimulation zusätzliche EE-Anlagen platziert. Die räumliche Verteilung erfolgt anhand von Geoinformationen auf geeigneten Flächen unter Berücksichtigung von Nutzungs- und Naturschutzrestriktionen sowie der verfügbaren regenerativen Ressource.

Auf Grundlage der installierten Leistung der verschiedenen EE-Technologien pro Gitterfläche werden anhand der historischen Wetterdaten mithilfe physikalischer Modelle der Erneuerbaren Energien stündlich aufgelöste Zeitreihen der EE-Einspeisung erstellt. In der Wirtschaftlichkeitsbewertung wird je Standort zwischen verschiedenen Schwachwind- vs. Starkwindanlagentypen unterschieden. Das Modell der Photovoltaik berücksichtigt die Ausrichtung der Aufdachanlagen auf Basis einer statistischen Analyse bestehender Installationen während Freiflächenanlagen nach Süden mit optimalem Aufstellwinkel ausgerichtet sind.

[1] IWES; IAEW; SUER (2014): Roadmap Speicher – Speicherbedarf für erneuerbare Energie – Speicheralternativen – Speicheranreiz – Überwindung rechtlicher Hemmnisse. Endbericht.

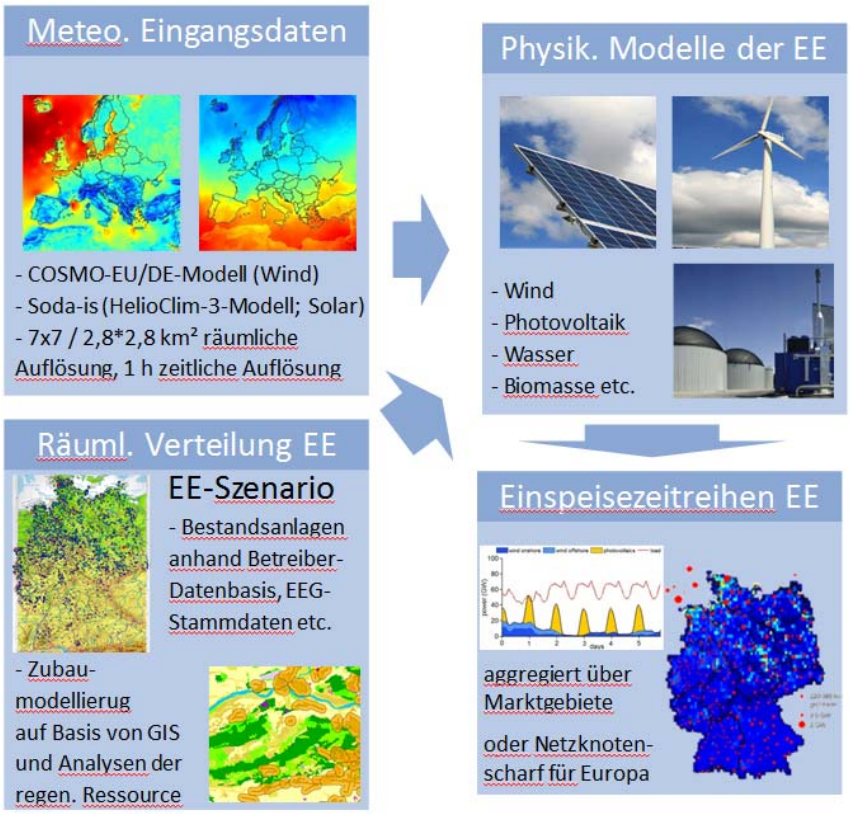


Abbildung 2-5: Aufbau des Modells zur Simulation der Einspeisung von Windenergie und Photovoltaik

Die Simulation der stündlichen Einspeisung der Laufwasserkraft wird auf Basis einer Aufstellung deutscher Wasserkraftanlagen mit einer Nennleistung, die größer ist als 1 MW, simuliert. Während die Abflussraten den zeitlichen Verlauf der Stromerzeugung durch die Wasserkraft vorgeben, wurde die Jahresenergie unter Berücksichtigung der Einspeisemengen für das verwendete meteorologische Jahr linear skaliert. Eingangsdaten für die Stromerzeugung aus Wasserkraft bilden tagesmittlere Wasserdurchflussraten an kraftwerksnahen Messstandorten der gewässerkundlichen Ämter von Bund und Ländern an den für die Simulation betrachteten deutschen Flüssen. Zur Abbildung der Laufwasserkraft in Resteuropa wurden vereinfachend langjährige Durchflusszeitreihen großer Flüsse mit den Kraftwerksstandorten verknüpft und mithilfe einer angenommenen Leistungskennlinie Einspeisezeitreihen der Laufwasserkraft abgebildet.

Für die Simulation der Erzeugung aus Biomasse sowie EE-Gase (Deponie- und Klärgas) wird auf EEG-Stammdaten und GIS-Daten zur Flächennutzung zurückgegriffen. Dabei wird eine Differenzierung zur Aufteilung des Energieträgers Biogas in Vor-Ort-Verstromung und Biomethan-Einspeisung und Holz in Holzheizkraftwerken und Holzvergasung vorgenommen. Weitere Festlegungen sind der unterstellte Anteil von Anlagen, die flexibel (wärmeentkoppelt) oder wärmegeführt bzw. unflexibel betrieben werden und die Anlagenauslegung für einen flexiblen Betrieb.

Modellierung des Regelleistungsbedarfs

Die Zunahme der fluktuierenden Erzeugung aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen führt zu einem steigenden Bedarf an Regelleistung. Wie sehr sich der Regelleistungsbedarf in Zukunft verändern wird, hängt wesentlich von der Güte der Einspeiseprognosen für Windenergie- und PV-Anlagen ab. Bei dem in Deutschland

verwendeten Verfahren nach Graf/Haubrich[1,2] werden die einzelnen Fehler betrachtet, welche einen Einsatz an Regelleistung verursachen. Dies sind beispielsweise Prognosefehler für Einspeisungen aus EE-Anlagen oder der Last, Kraftwerksausfälle und Fahrplansprünge.

Unter der Annahme, dass zukünftig die Ermittlung des Regelleistungsbedarfs dynamisch erfolgen wird, wird mithilfe eines Verfahrens zur stündlichen Reservebemessung auf Basis der ermittelten Fehlerverteilungen der Gesamtregelleistungsbedarf an Sekundärregelleistung (SRL) und Minutenreserve (MR) ermittelt.[3] Dabei werden zunächst die Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung für EE-Einspeiseprognosefehler, Kraftwerksausfälle, Lastprognosefehler und Lastrauschen in Abhängigkeit der stündlichen Last- und Einspeisesituation bestimmt. Aus der Faltung der verschiedenen Funktionen ergibt sich für jede betrachtete Reservequalität (SRL und MR) in jeder Stunde die gesamte Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion eines auszugleichenden Leistungsungleichgewichtes. Aus dieser Verteilung sowie einem anzustrebenden Sicherheitsniveau kann für jede Reservequalität die benötigte Regelleistung in positiver und negativer Richtung bestimmt werden. Das angewandte Verfahren zur dynamischen Reservebemessung wird in folgender Abbildung dargestellt.

[1] Consentec; Haubrich, H.J. (2008): Gutachten zur Höhe des Regelenergiebedarfs. Gutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Bonn.

[2] Roggenbau, M. (1999): Kooperation der Übertragungsnetzbetreiber zur Minutenreservehaltung in elektrischen Verbundsystemen. Aachen: Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Bd. 57.

[3] Breuer, C.; Echternacht, D.; Linnemann, C.; Moser, A. (2011): Technical and economic comparison of national and joint cross-border curative congestion management application. In: Proceedings of the Conference on European Energy Markets (EEM11). Zagreb, Kroatien.

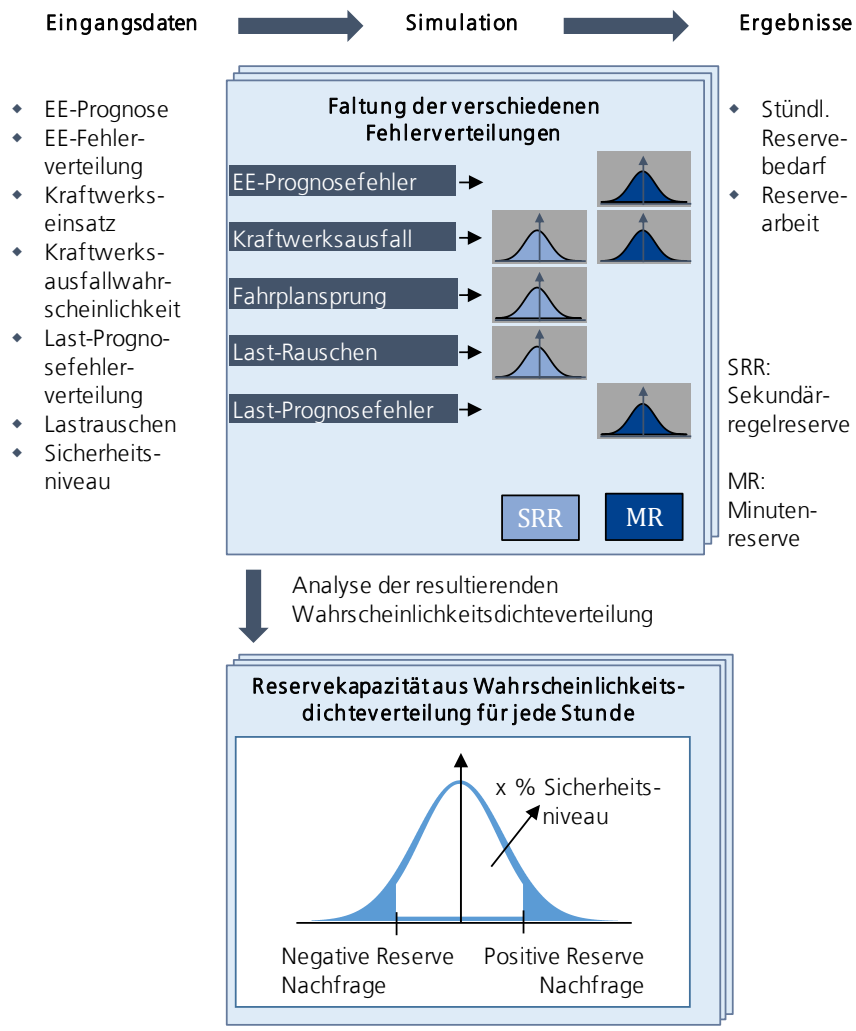


Abbildung 2-6: Modellierung dynamische Reservebemessung[1]

Der dimensionierte, stündliche Bedarf an Regelleistung ist anschließend zu jedem Zeitpunkt durch Erzeugungsanlagen vorzuhalten. Auf diese Weise können Speicher ebenfalls durch die Bereitstellung von Regelleistung einen wichtigen Beitrag zur Systemintegration von EE leisten.

Bestandsmodell des konventionellen Kraftwerksparks

Die Kraftwerksparks der konventionellen (d.h. nicht erneuerbaren) Kraftwerke für Deutschland und Europa werden auf Basis der Platts-Datenbank (Europa) sowie der Kraftwerksliste der Bundesnetz-Agentur (Deutschland)[2] erstellt. Bestandskraftwerke werden für die Zukunft mittels üblicher Laufzeiten fortgeschrieben und bekannte

[1] IWES; IAEW; SUER (2014): Roadmap Speicher – Speicherbedarf für erneuerbare Energie – Speicheralternativen – Speicheranreiz – Überwindung rechtlicher Hemmnisse. Endbericht.

[2] BNetzA (2016): Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur, https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html.

Neubauprojekte ab der geplanten Inbetriebnahme übernommen. Kraftwerke mit einer Erzeugungsleistung kleiner als 50 MW werden dabei aggregiert abgebildet. Sofern für ein Zukunftsszenario die gesicherte Leistung des auf diese Weise erzeugten Kraftwerksparks zur Deckung der Residuallast nicht ausreicht, erfolgt ein Zubau zusätzlicher Gas-und-Dampf(GuD)-Kraftwerke. Der konventionelle Kraftwerkspark wird dabei nach folgenden Technologien unterschieden:

- Entnahmekondensationskraftwerke
  KWK-Anlagen mit variabler Wärmeauskopplung (P-Q-Kennfeld), Back-up-Kessel (Erdgas), elektrischer Heizstab, Wärmespeicher, elektrische Mindestleistung, ansteigender elektrischer Wirkungsgrad von Pmin bis Pmax, Lastwechselkosten, Anfahrzeit, Mindestlaufzeit, Mindeststillstandzeit
- Gegendruck-Anlagen
  KWK-Anlagen mit fixer Wärmeauskopplung (Stromkennzahl), Back-up-Kessel (Erdgas), elektrischer Heizstab, Wärmespeicher, elektrische Mindestleistung, ansteigender elektrischer Wirkungsgrad von Pmin zu Pmax, Lastwechselkosten, Anfahrzeit, Mindestlaufzeit, Mindeststillstandzeit
- Kondensationskraftwerke
  elektrische Mindestleistung, ansteigender elektrischer Wirkungsgrad von Pmin zu Pmax, Lastwechselkosten, Anfahrzeit, Mindestlaufzeit, Mindeststillstandzeit
- Gasturbinen
  elektrische Mindestleistung, ansteigender Wirkungsgrad von Pmin zu Pmax, Lastwechselkosten
- Erdgas-BHKW (KWK-Anlagen)
  aggregierte Blockheizkraftwerke des öffentlichen Bereichs und der Industrie, fixe Wärmeauskopplung (Stromkennzahl), Back-up Kessel (Erdgas), elektrischer Heizstab, Wärmespeicher, konstanter elektrischer Wirkungsgrad
- Pumpspeicherwerke
  Pump- und Turbinenleistung, konstanter elektrischer und hydromechanischer Wirkungsgrad, Speicherbecken als Energiespeicher

Nicht bekannte Kennzahlen der Kraftwerke wie Voll- und Teillastwirkungsgrade, Stromkennzahlen, KWK-Anteile, Mindestleistungen, Anfahrzeiten, Anfahrkosten, Mindestlauf- und Mindeststillstandzeiten werden baujahr-, technologie- und brennstoffspezifisch aus eigenen Annahmentabellen interpoliert bzw. errechnet.

KWK-Anlagen erhalten als Randbedingung einen zu deckenden Wärmesummenlastgang der Sektoren Gewerbe-Handel-Dienstleistungen und Haushalte (Raumwärme inkl. Warmwasser). Die Wärmelastgänge des zugehörigen Wetterjahres werden auf Basis historischer Wetterdaten (Temperatur, Solarstrahlung), unterstellter Heizgrenztemperatur und unter Berücksichtigung von Strahlungsgewinnen generiert und mittels realer Lastgänge kalibriert.

Kraftwerkseinsatzsimulation

Die Anlageneinsatzoptimierung Strommarkt ist zweistufig aufgebaut und es werden für ein vorgegebenes Szenario nur die variablen Betriebskosten minimiert (siehe die folgende Abbildung – rechts).

Mittels einer vorgelagerten europäischen linearen Jahresplanung (Vernachlässigung von Teillastzuständen und Mindestzeiten) mit stündlicher Auflösung wird der Speicherfüllstand der saisonalen Speicherwasserkraftwerke (Skandinavien und Alpenraum) ermittelt und die Import-Export-Lastflüsse unter Berücksichtigung der Netto-Übertragungskapazitäten der Grenzkuppelstellen (NTC-Werte) bestimmt.

Diese Zeitreihen dienen als Eingangswerte für die nachgelagerte gemischt-ganzzahlige-lineare Einsatzplanung (GGLP) der Nationalstaaten im Rahmen einer rollierenden Planung mit stündlicher Auflösung. Durch die periodische Überarbeitung einer 3 Tagesplanung und Konkretisierung der initialen Planung z.B. im täglichen Intervall, kann hierbei die Unsicherheit im Strommarkt realitätsnaher abgebildet werden. Als zusätzliche Randbedingung werden dabei die Regelleistungsvorhaltung und die Regelleistungsabrufwahrscheinlichkeit berücksichtigt. Zielfunktion ist dabei die Minimierung der variablen Kosten (Brennstoffkosten inkl. CO2-Zertifikatekosten und Anfahrkosten) unter Berücksichtigung der technischen Restriktionen (Teillast, Mindestzeiten, Lastdeckung und Regelleistungsvorhaltung).

Die volkswirtschaftliche Optimierung kann damit den grenzkostenbasierten Kraftwerkseinsatz, welcher in der Praxis über die Spotmärkte und Regelleistungsmärkte erfolgt, nachbilden. Der geografische Betrachtungsraum des Strommarktes bildet Europa abzüglich Balkan und Baltikum ab.

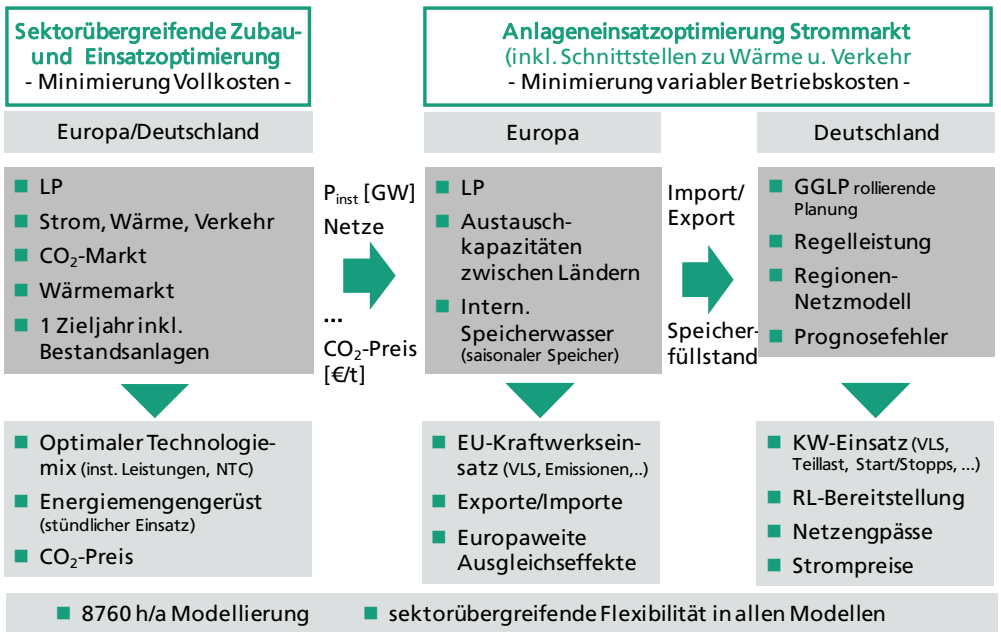


Abbildung 2-7: Schematische Darstellung der Kraftwerkseinsatzplanung

2.2.2 Szenariorahmen 2025

Für die Entwicklung der Brennstoff- und CO2-Preise wurde der in folgender Tabelle aufgezeigte Preisepfad zu Grunde gelegt:

Tabelle 2-1: Entwicklung der Brennstoffpreise für das Jahr (Brennwert)

	2025
Braunkohle [€/MWh_{th}]	8,39
Steinkohle [€/MWh_{th}]	7,03
Erdgas [€/MWh_{th}]	4,23
Uran [€/MWh_{th}]	0,21
Heizöl HEL [€/MWh_{th}]	5,46
Heizöl HS [€/MWh_{th}]	5,88
CO2 [€/t]	21

Grundsätzlich wurden für den EE-Ausbau die Szenariowerte der installierten Leistungen übernommen. Die Stromerzeugung ergibt sich dabei aus eigenen Berechnungen zur EE-Einspeisung entsprechend Standort, Anlagenentwicklung und Wetterjahr.

Für Europa basieren die Daten aus dem Scenario Outlook and Adequacy Forecast (SOAF)[1] und für Deutschland auf dem Netzentwicklungsplan (NEP).[2] Für den EE-Ausbau in Europa basieren die Annahmen auf dem SOAF 2013 – 2030 – Szenario B. Dabei wurden die Angaben für 2025 aus den Daten 2020/30 interpoliert. Die Stromverbräuche in Europa basieren auf dem SOAF 2012 – 2030 – Szenario EU 2020 NREAP Effizienz (da keine Angaben in SOAF 2013 – 2030). Für die Kuppelleistungen zwischen den Ländern Europas wird ein verzögerter Netzausbau für 2025 angenommen. Hier wird unterstellt, dass nur die Hälfte der Projekte, welche als Ziel für 2025 vorgesehen sind (NEP-Daten für Deutschland Grenzen / TYNDP-Ausbauprojekte als europäischer 10Jahresplan für Rest Europa) umgesetzt werden. (Interpolation zwischen den aktuellen NTC-Werten (getrennt für Sommer/Winter – Import/Export) und den Zielwerten für das 2035).

Für Deutschland basieren die Annahmen zum EE-Ausbau auf dem Szenariorahmen des NEP 2015. Für PV wird eine Leistung von 55,8 GW im Jahr 2025 unterstellt. Für Windkraft-Onshore 67 GW und für Windkraft Offshore 11,6 GW. Bezüglich des Stromverbrauchs wird das Ziel der Bundesregierung, eine Reduktion um 25% bis 2050 auf den herkömmlichen Stromverbrauch bezogen (ohne Sektorkopplung) zu erreichen. Hinzu kommen neue Stromverbrauchsanwendungen, um in den Sektoren Wärme und Verkehr fossile Brennstoffe zu substituieren. Vereinfacht wurde hier von einem gleichbleibenden Stromverbrauch von 562,2 TWh inkl. Netzverluste ausgegangen, und das historische Stromprofil des Jahres 2011 auf diese Höhe skaliert. Aus der vorgelagerten europäischen Strommarktsimulation ergibt sich ein Netto-Stromexport von 21,5 TWh.

[1] ENTSO-E (2014): Scenario Outlook & Adequacy Forecasts. Dataset für SO&AF 2014-2030, SO&AF 2013-2030, SO&AF 2012-2030, https://www.entsoe.eu/publications/system-development-reports/adequacy-forecasts/Pages/default.aspx.

[2] ÜNB (2014): Szenariorahmen zum NEP/O-NEP 2015, http://www.netzentwicklungsplan.de/begleitdokumente/2015.

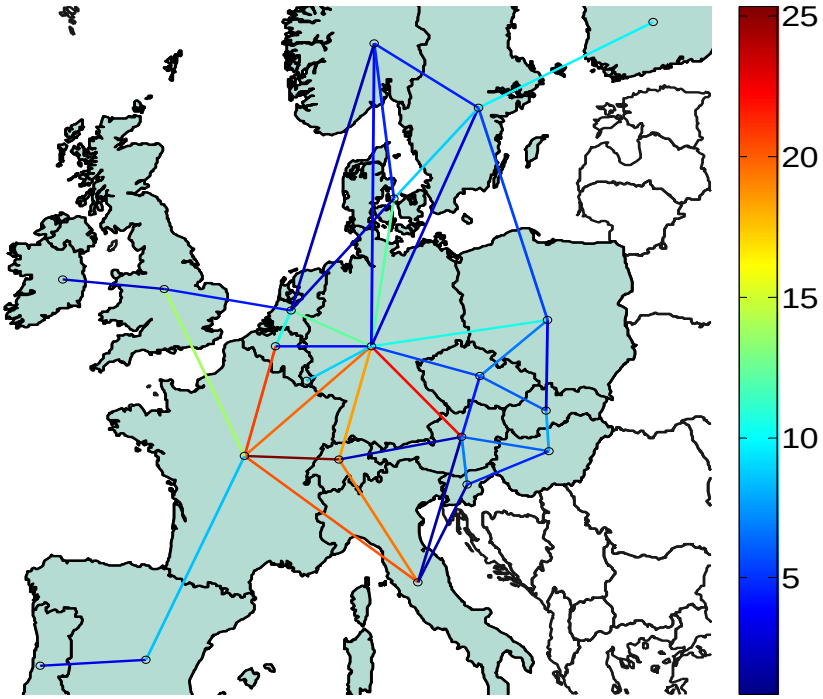


Abbildung 2-8: Stromaustausch als Jahresbilanz (in TWh) – Ergebnis der vorgelagerten europäischen Strommarktsimulation

Das Ergebnis der simulierten EE-Erzeugung und des Austausches mit dem Ausland in 2025 für das Wetterjahr 2011 ist in folgender Tabelle dargestellt. In den nationalen Sensitivitätsrechnungen dieses Projektes (Import-Export-Zeitreihe wird dabei festgesetzt) wird nachfolgend der Einfluss von verschiedenen BiomasseParks in Wechselwirkung mit dem konventionellen nationalen Kraftwerkspark in Hinblick auf die Bereitstellung von Regelleistung und Blindleistung bewertet.

Tabelle 2-2: Charakterisierung von Stromverbrauch, EE-Stromerzeugung und Import-Export in 2025 für das Wetterjahr 2011 (ohne Biomasse)

	Nettostrom-verbrauch inkl. Netzverluste	Wind-Onshore	Wind-Offshore	PV	Wasserkraft	Geothermie	Residuallast 1	Importe	Exporte	Residuallast 2
Max [GW]	88,6	53,1	10,0	40,3	3,7		79,8	18,6	20,3	64,3
Ø [GW]	64,2	15,5	4,8	6,5	2,7		34,7	5,3	7,8	37,1
Min [GW]	37,6	0,1			1,6		-15,7	0,0	0,2	-0,9
Σ [TWh]	562,2	136,0	41,7	57,0	23,9		303,6	46,8	68,4	325,2
P_{inst} [GW]		67,0	11,6	55,8	4,7					
VLS [h]		2031	3592	1021	5108					

3 Lastabweichende Fahrweisen: Ursachen und Möglichkeiten zu ihrer Minimierung

Die zunehmende Energiemenge, die durch dargebotsabhängige regenerative und CO2-emissionsarme Kraftwerke bereitgestellt wird, erfordert systemische Anpassungen, um auch weiterhin eine sichere, kostengünstige und qualitativ hochwertige Energieversorgung sicherzustellen. Neben der Gewährleistung ausreichender Mengen an elektrischer Arbeit bedarf es zur Erreichung einer hohen Versorgungssicherheit der Bereitstellung der notwendigen Systemdienstleistungen wie z.B. die Spannungs- und Frequenzhaltung oder die Blindleistungskompensation. Die Sicherstellung dieser Systemdienstleistungen ist teilweise zeit- und/oder systemkritisch.

Eine der möglichen Maßnahmen zu ihrer Sicherstellung ist das Vorhalten und in Betrieb halten von Kraftwerkskapazitäten, die in der Lage sind, schnell auf Veränderungen, z.B. Prognosefehler zu reagieren. Thermische Kraftwerke können jedoch für diese Aufgaben nicht aus dem Stillstand mobilisiert werden können, weil ihre Aktivierungszeiten und realisierbare Lastgradienten dies nicht oder nur unter Inkaufnahme einer verstärkten Materialabnutzung zulassen. Aus diesen Gründen werden Kraftwerke bei einem Arbeitspunkt im Betrieb gehalten, der es ermöglicht, die Anforderungen zu erfüllen und schnell auf diese reagieren zu können.

Dieses Verhalten gilt als einer der wesentlichen Gründe dafür, dass im Vortageshandel der EPEX negative Preise auftreten. Die Erzeuger, die aufgrund der Bereitstellung von Systemdienstleistungen, insbesondere der Regelenergie, nicht vom Netz gehen wollen bzw. können, bieten in diesen Fällen mit negativen Preisen an. Das heißt, sie sind bereit, dafür zu zahlen, dass ihr Kraftwerk nicht gedrosselt oder vollständig abgeschaltet wird. Diese negative Preise treten auch bereits bei noch verbleibenden positiven Residuallasten auf. Sie sind zum heutigen Zeitpunkt nur selten das Resultat echter FEE-Überschüsse.[1]

Allerdings ist nicht auszuschließen, dass es noch weitere Gründe dafür gibt, dass konventionelle Kraftwerke ihre Fahrweise nicht den tatsächlich aus der Lastanforderung resultierenden Mengen anpassen. In den folgenden Abschnitten soll diese Frage näher untersucht werden, um mögliche Anpassungsvorschläge zur Gestaltung eines an hohe Mengen FEE-Stroms angepassten Stromsystems erarbeiten zu können.

[1] Hauser, E.; Baur, F.; Noll, F. (2014): Beitrag der Bioenergie zur Energiewende. Im Auftrag des Fachverbandes Biogas e.V. Bochum: Ponte Press, S. 32f. sowie Hauser, E.; Schaubach, K.; Burger, B.; Gawel, E.; Rauner, S. (2016): Instrumente für eine gelingende Energiewende. Vortrag bei der FVEE-Jahrestagung 2016. FVEE. Berlin, 02.11.2016, http://www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Themenhefte/th2016-1/th2016_02_02.pdf; Folie 17.

Abbildung 3-1: Differenzierung des M-R-V und mögliche Ansatzpunkte zu dessen Reduktion

In einem ersten Schritt ist zu differenzieren zwischen dem technisch notwendigen Must-Run-Verhalten (M-R-V) von vornehmlich konventionellen Kraftwerken zum Erhalt der Netzsicherheit und einer lastunabhängigen Fahrweise aus einzelwirtschaftlichen Motiven oder regulatorischen Rahmenbedingungen. Diese Fahrweise sollte korrekterweise mit dem Begriff „Keep-Running-Verhalten" (=K-R-V) bezeichnet werden. Diese Unterscheidung ist notwendig, um das nicht-technisch bedingte K-R-V durch die Setzung marktlicher oder regulatorischer Rahmenbedingungen weitestmöglich begrenzen zu können, wohingegen beim netztechnisch notwendigen M-R-V nach technologischen Alternativen gesucht werden sollte.

3.1 Aufgaben des Energiesystems, die gegenwärtig zu lastabweichenden Fahrweisen führen können

Dieses Kapitel wird sich zunächst vertieft dem technisch bedingten M-R-V widmen. In diesem Kapitel werden auch mögliche Anreize für ein M-R-V von KWK-Anlagen untersucht, da an dieser Stelle die Wärmebereitstellung als Aufgabe des Energiesystems verstanden wird.

3.1.1 Stabile Netzfrequenz

Die Frequenz des Stromnetzes wird maßgeblich durch den Grad der Ausgeglichenheit von Erzeugung und Nachfrage beeinflusst. Ungleichgewichte wirken sich auf die Netzfrequenz aus, deren Zielwert zwingend in einem engen Band um 50,2 Hz gehalten werden muss. Eine zu hohe Nachfragelast reduziert und eine zu hohe Erzeugung steigert die Netzfrequenz. Sämtliche Bilanzkreisverantwortliche sind dazu angehalten, eine ausgeglichene Bilanz anzustreben und entsprechende Fahrpläne zu erstellen. Zu diesem Zweck soll während des normalen Betriebszustandes der wirtschaftliche Anreiz zur Vermeidung von Ausgleichsenergie und des einhergehenden wirtschaftlichen Risikos für die Bilanzkreisverantwortlichen greifen.[1] Netztechnische Systemdienstleistungen zur Frequenzhaltung werden benötigt, sobald unerwartete Bilanzkreisabweichungen beispielsweise durch einen Kraftwerksausfall oder den

[1] In (Agora (2014): Negative Strompreise: Ursachen und Wirkungen. Eine Analyse der aktuellen Entwicklungen - und ein Vorschlag für ein Flexibilitätsgesetz. Analyse durch die Energy Brainpool GmbH & Co. KG. Berlin, S. 37) wird jedoch darauf hingewiesen, dass oftmals von einer aktiven Bilanzkreisbewirtschaftung (im Sinne eines kurzfristigen Ausgleichs am Intraday-Handel) abgesehen wird, da die Kosten der Ausgleichsenergie für Bilanzkreisabweichungen oftmals keine ausreichende Pönale darstellen.

Mehrverbrauch von Kunden eintreten. In solchen Fällen greift zunächst sehr kurzfristig die Momentanreserve.

3.1.1.1 Bereitstellung von Momentanreserve

Einführung und Nutzen

Die Trägheit der rotierenden Masse z.B. von synchron gekoppelten Turbosätzen in thermischen Kraftwerken dämpft augenblicklich den Frequenzabfall bei einem Erzeugungsausfall im Netz. Dies führt zu einer Begrenzung des Frequenzgradienten und überbrückt die Zeitspanne (im Sekundenbereich) bis zum Einsetzen der Primärregelleistung und Selbstregeleffekt. Damit die Momentanreserve zur Verfügung steht, müssen die beitragenden Kraftwerke in Betrieb sein.

Sie wird augenblicklich, unmittelbar und unaufgefordert durch die physikalisch-technischen Eigenschaften der am Netz angeschlossenen Erzeuger erbracht. Maßgebliche Erbringer sind die rotierenden Schwungmassen in den bestehenden Großkraftwerken, weshalb teils synonym für die Momentanreserve auch Ausdrücke wie „rotierende Massen am Netz“ verwendet werden.

Heutige Erbringung

Wie zuvor erwähnt wird die Momentanreserve wesentlich durch im Betrieb befindlichen Großkraftwerke erbracht. Die Massenträgheit der dort in Rotation befindlichen Turbinen und Generatoren wirkt dämpfend auf ein plötzliches Leistungsungleichgewicht, wie z.B. einem Kraftwerksausfall. Die Momentanreserve verzögert so die Auswirkungen eines Ungleichgewichts, kann dieses jedoch nicht dauerhaft ausgleichen. Diese Massenträgheit ermöglicht es den Erzeugern entsprechend zeitig auf kritische Leistungssprünge zu reagieren, da technologieabhängig deren Möglichkeit zur Leistungserhöhung bzw. -verminderung (Lastgradient) beschränkt ist. Die Momentanreserve überbrückt somit den Zeitraum, bis die Primärregelung wirksam wird.

Regulatorische Anforderung

Eine explizite technische Anforderung und damit einhergehende Verpflichtung zur Erbringung einer Momentanreserve existiert nicht. Dies war auch historisch betrachtet nicht nötig. In der Vergangenheit wurde Strom ausschließlich in Großkraftwerken mit Synchrongeneratoren erzeugt, die aufgrund ihrer physikalisch-technischen Eigenschaften mehr als ausreichend Momentanreserve bereitstellen. Erst mit der zunehmenden alternativen Stromerzeugung in dezentralen Einheiten (Erneuerbare Energien, wie auch kleinere Kraft-Wärme-Kopplung) stellt sich die Frage, ob zukünftig ausreichend Momentanreserve zur Verfügung stehen wird, da viele dezentrale Erzeuger technologisch nicht oder nur wenig zur Momentanreserve beitragen.[1]

[1] ef.Ruhr; Rehtanz, C. (2014): Gutachten "Systemdienstleistungen 2030". Basis für dena (2014): dena-Studie Systemdienstleistungen 2030. Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Zusammenfassung der zentralen Ergebnisse durch die Projektsteuergruppe. Berlin, S. 31f.

Vergütung und Angebotsverhalten

Da die Momentanreserve ausreichend durch die physikalisch-technischen Eigenschaften der am Netz befindlichen konventionellen Kraftwerke inhärent und ohne zusätzlichen Aufwand (Kosten) erbracht wird, existiert auch keine Vergütung für diese. Konstruktions- und ablaufbedingt wird die für die Momentanreserve verbrauchte Energie durch die einsetzende Regelleistung wieder den konventionellen Erbringern zugeführt. Entsprechend besteht auch kein Einfluss auf das Angebotsverhalten der konventionellen Stromerzeuger.

(Zukünftig) benötigte Leistung zur SDL-Erbringung

Für die Momentanreserve ist primär nicht die Einspeiseleistung der Erzeuger am Netz wichtig, sondern die von Erzeugern augenblickliche Möglichkeit zur Leistungsabgabe basierend auf kurzfristig nutzbarer bzw. gespeicherter Energie. Aus Modellrechnungen ergibt sich für Deutschland eine für die Momentanreserve nötige Bremsleistung von 372 MW.[1] Wie viel Bremsleistung ein Erzeuger anbieten kann, ist stark technologieabhängig und nahezu unabhängig von dessen Einspeiseleistung. Die Bremsleistung eines konventionellen Kraftwerks ist grundsätzlich im Betrieb gleich, unabhängig davon, ob dieses mit Mindest- oder Maximalleistung einspeist. Eine pauschale Aussage zu einer für die Momentanreserve nötigen Wirkleistungseinspeisung, die zukünftig zu einem Must-Run-Verhalten von konventionellen Erzeugern führen könnte, ist daher schwer zu treffen. Verschiedene Studien kommen jedoch zu dem Schluss, dass auch zukünftig bei Abnahme der konventionellen Erzeugung ausreichend Momentanreserve am Netz sein wird.[2] Die nötige Momentanreserve wird in Teilen durch die verbleibende konventionelle Erzeugung in Deutschland, der konventionellen Erzeugung im europäischen Verbund sowie durch Windkraftanlagen erfolgen. Auch Batteriespeicher können technisch hierzu beitragen.[3] Damit Windkraftanlagen zukünftig sicher ausreichend Momentanreserve anbieten, müssen jedoch frühzeitig entsprechende technische Richtlinien angepasst werden.[4]

[1] ef.Ruhr; Rehtanz, C. (2014): Gutachten "Systemdienstleistungen 2030". Basis für dena (2014): dena-Studie Systemdienstleistungen 2030. Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Zusammenfassung der zentralen Ergebnisse durch die Projektsteuergruppe. Berlin, S. 60.

[2] FGH; CONSENTEC; IAEW (2012): Studie zur Ermittlung der technischen Mindesterzeugung des konventionellen Kraftwerksparks zur Gewährleistung der Systemstabilität in den deutschen Übertragungsnetzen bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien. Studie im Auftrag der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Aachen, S. 40 und ef.Ruhr; Rehtanz, C. (2014): Gutachten "Systemdienstleistungen 2030". Basis für dena (2014): dena-Studie Systemdienstleistungen 2030. Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Zusammenfassung der zentralen Ergebnisse durch die Projektsteuergruppe. Berlin, S. 48ff.

[3] Sterner, M.; Eckert, F.; Thema, M.; Bauer, F. (24.03.2015): Der positive Beitrag dezentraler Batteriespeicher für eine stabile Stromversorgung - Ergebnisse der Kurzstudie. OTH Regensburg, .Folie 30.

[4] ef.Ruhr; Rehtanz, C. (2014): Gutachten "Systemdienstleistungen 2030". Basis für dena (2014): dena-Studie Systemdienstleistungen 2030. Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Zusammenfassung der zentralen Ergebnisse durch die Projektsteuergruppe. Berlin, S. 62.

3.1.1.2 Redispatch

Einführung und Nutzen

Dem innerdeutschen Stromhandel liegt die Annahme der so genannten ‚Kupferplatte' zugrunde. Demnach wird angenommen, dass es keine Netzengpässe oder sonstige netztechnische Einschränkungen gibt, die Handelsgeschäfte beeinflussen könnten. In der Realität jedoch können Situationen auftreten, in denen Übertragungsnetzbetreiber Maßnahmen zur Vermeidung oder Beseitigung von Netzengpässen (präventiver oder kurativer Redispatch) ergreifen müssen.

Die Bundesnetzagentur definiert den Redispatch folgendermaßen:

- *„Redispatch bezeichnet den Eingriff in den marktbasierten Fahrplan der Erzeugungseinheiten zur Verlagerung der Kraftwerkseinspeisungen, um Leitungsüberlastungen vorzubeugen (präventiver Redispatch) oder Leitungsüberlastungen zu beheben (kurativer Redispatch). Strombedingter Redispatch dient dazu kurzfristig auftretende Netzengpässe in Leitungen und Umspannwerken zu vermeiden oder zu beseitigen. Spannungsbedingter Redispatch zielt hingegen auf die Aufrechterhaltung der Spannung im betroffenen Netzgebiet durch die zusätzliche Bereitstellung von Blindleistung ab."*[1]

Damit ist der Redispatch quasi per Definition eine Korrektur des auf der Basis der Marktergebnisse ermittelten Dispatches. Per se muss dies nicht mit einem lastabweichenden Verhalten einhergehen. Wichtig ist es aber zu beobachten,

- welche Rolle Redispatch zukünftig spielen wird,
- welche Mengen davon benötigt bzw. toleriert werden und
- welche Auswirkungen ein Zurückgehen der fossil-nuklearen Stromerzeugungskapazitäten auf
    - die Notwendigkeit für Redispatch und
    - die Erbringung des Redispatch hat.

Technische Anforderungen zur Erbringung

Derzeit wird von Anlagen zur Erzeugung und Speicherung elektrischer Energie mit einer elektrischen Nennwirkleistung größer oder gleich 50 MW verlangt, sich der Verpflichtung zur Anpassung der Wirkleistungseinspeisung durch die Übertragungsnetzbetreiber zu unterwerfen. Diese Anforderung bezieht ebenfalls KWK-Anlagen ein, die zumindest in einem Betriebszustand über eine disponible - d. h. keinen Einschränkungen durch die Wärmeproduktion unterworfene - elektrische Netto-Nennwirkleistung größer oder gleich 50 MW verfügen. Ebenfalls unterliegen dieser Anforderung Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung elektrischer Energie eines

[1] BNetzA; BKartA (2013): Monitoringbericht 2013. gemäß § 63 Abs. 3 i. V.m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V.m. § 53 Abs. 3 GWB, S. 56f.

Betreibers, deren Summe der an einem Netzknoten angeschlossenen elektrischen Nettowirkleistung mindestens 50 MW beträgt.[1]

Die Anforderung zur Anpassung der Wirkleistungseinspeisung gilt für einen Leistungsbereich zwischen 0 MW bis hoch auf die jeweilige maximal technisch mögliche Einspeiseleistung. Dies gilt ebenfalls für Anlagen, die zum Zeitpunkt der Ankündigung zur Wirkleistungsanpassung nicht einspeisen. Speicheranlagen können darüber hinaus zu einem Wirkleistungsbezug angewiesen werden. Diese Anforderungen gelten für die Gesamtheit aller an einem Netzknoten angeschlossenen Anlagen eines Betreibers. Anlagen, deren Brennstoffverfeuerung oder Primärenergieverbrauch aufgrund von gesetzlichen oder behördlichen Vorgaben oder aufgrund von industriellen Produktionsprozessen, die an die Stromproduktion gekoppelt sind, nicht disponibel ist, sind von der Pflicht zur Wirkleistungsanpassung ausgenommen.[2]

Die grundlegende technische Anforderung zur Teilnahme an Redispatchmaßnahmen ist die Fähigkeit zur planmäßigen (Beginn, Ende und zeitlicher Verlauf) Anpassung der Wirkleistungseinspeisung.

Regulatorischer Rahmen

In der ‚Festlegung zur Standardisierung vertraglicher Rahmenbedingungen für Eingriffsmöglichkeiten der Übertragungsnetzbetreiber in die Fahrweise von Erzeugungsanlagen' der Bundesnetzagentur BK6-11-098[3] sind sowohl technische (siehe oben) als auch organisatorische Belange der Durchführung von Redispatchmaßnahmen festgelegt.

Konkret sind in der oben genannten Festlegung[4] allgemeine Zuständigkeiten und Pflichten sowie Kriterien zur Auswahl von Anlagen für Redispatchmaßnahmen festgehalten. Demnach werden bei einer Erhöhung der Wirkleistungseinspeisung zunächst diejenigen Anlagen mit dem höchsten Quotienten aus netzstützender Wirkung (bezogen auf das betroffene Netzelement) und zu entrichtender Vergütung angewiesen. Die Anweisung erfolgt in abfallender Reihenfolge bis hin zu den Anlagen mit den niedrigsten Quotienten. Bei einer geforderten Wirkleistungsreduzierung erfolgt die Anforderung in umgekehrter Richtung beginnend bei den Anlagen mit dem niedrigsten Quotienten hin zu den Anlagen mit den höchsten Quotienten. Wird eine Anweisung zur Wirkleistungsanpassung ausgesprochen, tauschen Übertragungsnetz- und Anlagenbetreiber einen Fahrplan im Viertelstundenraster mit konstanten

[1] BNetzA (30.10.2012): Festlegung von Kriterien für die Bestimmung einer angemessenen Vergütung bei strombedingten Redispatchmaßnahmen und bei spannungsbedingten Anpassungen der Wirkleistungseinspeisung. Beschlusskammer 8. BK8-12-019, S. 8.

[2] BNetzA (30.10.2012): Festlegung von Kriterien für die Bestimmung einer angemessenen Vergütung bei strombedingten Redispatchmaßnahmen und bei spannungsbedingten Anpassungen der Wirkleistungseinspeisung. Beschlusskammer 8. BK8-12-019, S. 3f.

[3] BNetzA (20.10.2012): Standardisierung vertraglicher Rahmenbedingungen für Eingriffsmöglichkeiten der Übertragungsnetzbetreiber in die Fahrweise von Erzeugungsanlagen. BK6-11-098.

[4] BNetzA (30.10.2012): Festlegung von Kriterien für die Bestimmung einer angemessenen Vergütung bei strombedingten Redispatchmaßnahmen und bei spannungsbedingten Anpassungen der Wirkleistungseinspeisung. Beschlusskammer 8. BK8-12-019.

Leistungswerten je Viertelstunde, sowie Beginn, Ende und zeitlichem Verlauf der Wirkleistungsanpassung zur Bestätigung aus. Leistungsscheiben, die für die Erbringung von Regelenergie vorgehalten werden, dürfen nicht für strom- oder spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen eingesetzt werden. Maßnahmen nach §13 Abs.2 EnWG sind von dieser Regelung ausgenommen.[1]

Vergütungsmodalität

Grundsätzliche Vergütungsmodalitäten sind in §13 EnWG geregelt. Demnach sind marktbezogene Maßnahmen (beispielsweise Einsatz von Regelenergie, abschalt- und zuschaltbare Lasten sowie in diesem Zusammenhang relevant: das Management von Engpässen) angemessen zu vergüten.[2] Ebenfalls wird in diesem Paragraphen festgelegt, dass die Regulierungsbehörde nach §29 Absatz 1 EnWG berechtigt ist, u.a. Kriterien für die Bestimmung der angemessenen Vergütung zu konkretisieren. Diese Konkretisierung wurde in den Jahren 2012 bis 2016 gemäß dem Beschluss BK8-12-019 der Bundesnetzagentur ‚Festlegung von Kriterien für die Bestimmung einer angemessenen Vergütung bei strombedingten Redispatchmaßnahmen und bei spannungsbedingten Anpassungen der Wirkleistungseinspeisung' geregelt. Nach der Klage eines Kraftwerksbetreibers entschied das Oberlandesgericht Düsseldorf,[3] dass diese Vergütungsregeln aufgehoben werden müssen und der Beschluss der Bundesnetzagentur BK-8-12-019 rückwirkend unwirksam sei. Eine Neuregelung der Vergütungsmechanismen für den Redispatch erfolgte mit der Neufassung des EnWG vom 22.12.2016, welche dazu führt, dass die bislang bezahlten Vergütungen (wie sie im Folgenden beschrieben werden) für den Redispatch neu berechnet werden müssen. Diese Änderungen erfolgten jedoch nach Abschluss der inhaltlichen Arbeit an diesem Kapitel und konnten daher nicht mehr hier aufgenommen werden.

Im Beschluss BK8-12-019 wurden grundsätzlich zwei Fälle unterschieden:[4]

1. Vergütung bei hochfahrenden Erzeugungsanlagen

   Die Übertragungsnetzbetreiber entschädigen die Betreiber hochfahrender Erzeugungsanlagen in der Höhe der tatsächlich verursachten, zusätzlich entstehenden Aufwendungen (Aufwandsersatz).

2. Vergütung bei absenkenden Erzeugungsanlagen

   Die Betreiber absenkender Erzeugungsanlagen vergüten den Übertragungsnetzbetreibern die durch die Redispatchmaßnahme ersparten

[1] §13 Absatz 2 EnWG: „Lässt sich eine Gefährdung oder Störung durch Maßnahmen nach Absatz 1 nicht oder nicht rechtzeitig beseitigen, so sind Betreiber von Übertragungsnetzen im Rahmen der Zusammenarbeit nach § 12 Abs. 1 berechtigt und verpflichtet, sämtliche Stromeinspeisungen, Stromtransite und Stromabnahmen in ihren Regelzonen den Erfordernissen eines sicheren und zuverlässigen Betriebs des Übertragungsnetzes anzupassen oder diese Anpassung zu verlangen…."

[2] §13 Absätze 1 und 1a EnWG

[3] OLG Düsseldorf (2015): Rechtsprechung vom 28.04.2015. Aktenzeichen Az. VI-3 Kart 369/12 (V).

[4] BNetzA (30.10.2012): Festlegung von Kriterien für die Bestimmung einer angemessenen Vergütung bei strombedingten Redispatchmaßnahmen und bei spannungsbedingten Anpassungen der Wirkleistungseinspeisung. Beschlusskammer 8. BK8-12-019, S. 2.

Aufwendungen. Nicht zu vergüten sind Marktprämie, Gewinnzuschläge und Opportunitäten.

Der Redispatch soll zu keiner Besser- oder Schlechterstellung betroffener Erzeugungsanlagen führen und ist für diese kostenneutral. Auf diese Weise soll sichergestellt werden, dass keine Anreize gesetzt werden, durch gezielten Kraftwerkseinsatz Engpässe zu erzeugen.[1]

Sofern die Maßnahmen nicht 0,9 % der jeweiligen Einspeisemenge des Vorjahres überschreiten, erfolgt eine Pauschalvergütung nach dem folgenden Modell: [2]

> *„a) Für das Hochfahren der Einspeiseleistung ist das Produkt aus der redispatchbedingten Veränderung der Einspeisemenge und den aus den stündlichen EPEX-Spot-Preisen (Deutschland) abgeleiteten Grenzkosten zu vergüten. Die Grenzkosten werden durch den niedrigsten Preis bestimmt, zu dem die Erzeugungsanlage im Kalendermonat vor dem Einsatzzeitpunkt im Normalbetrieb eingespeist hat.*
>
> *b) Für das Herunterfahren der Einspeiseleistung ist als Grenzkostenersparnis das Produkt aus den redispatchbedingten Veränderung der Einspeisemenge und den aus den EPEX-Spot-Preisen (Deutschland) abgeleiteten Grenzkosten zu vergüten.*
>
> *c) Für ein im Rahmen der Erbringung von Redispatchmaßnahmen zusätzliches An- oder Abfahren einer Erzeugungsanlage erhält der Anbieter vom Übertragungsnetzbetreiber je An- oder Abfahrvorgang die zusätzlichen Aufwendungen erstattet.*
>
> *d) Sollte die Erzeugungsanlage im Kalendermonat vor der Redispatchmaßnahme nicht im Normalbetrieb eingespeist haben, so hat der jeweilige Übertragungsnetzbetreiber die angemessene Vergütung anhand vergleichbarer Erzeugungsanlagedaten der letzten 12 Vormonate abzuleiten.“*

Bei Überschreiten der Bagatellgrenze (0,9 %) erfolgt die Vergütung von Redispatchmaßnahmen nach Aufwand. Dabei bekommt der Kraftwerksbetreiber die bei der Redispatchmaßnahme zusätzlich entstandenen Kosten gemäß Kostennachweis ersetzt.[3]

[1] BNetzA (30.10.2012): Festlegung von Kriterien für die Bestimmung einer angemessenen Vergütung bei strombedingten Redispatchmaßnahmen und bei spannungsbedingten Anpassungen der Wirkleistungseinspeisung. Beschlusskammer 8. BK8-12-019, S. 5.

[2] BNetzA (30.10.2012): Festlegung von Kriterien für die Bestimmung einer angemessenen Vergütung bei strombedingten Redispatchmaßnahmen und bei spannungsbedingten Anpassungen der Wirkleistungseinspeisung. Beschlusskammer 8. BK8-12-019, S. 3.

[3] OLG Düsseldorf (2015): Beschluss vom 28. April 2015. Az. VI-3 Kart 1/13 (V).

Falls die Redispatchmaßnahmen jährlich mehr als 10 % der Einspeisemenge des Vorjahres betreffen, kann darüber hinaus noch die Vergütung eines Leistungspreises für Fixkosten vereinbart werden.[1]

Einsatz verschiedener Kraftwerkstypen und Flexibilitätsoptionen beim Redispatch

Aufgrund der Häufung von Redispatch-Maßnahmen in den vergangenen Jahren hat die Bundesnetzagentur per Festlegungsverfahren die Betreiber aller an das Hoch- und Höchstspannungsnetz angeschlossener Erzeugungsanlagen (sowie Speicher) verpflichtet, auf Anforderung der Übertragungsnetzbetreiber an bestimmten Maßnahmen zur Sicherung der Netzstabilität mitzuwirken. In der Begründung des Beschlusses BK6-11-098[2] führt die Bundesnetzagentur an, dass u.a. die Außerbetriebnahme einiger deutscher Kernkraftwerke eine verstärkte Wirkleistungsanpassung der übrigen Kraftwerke erfordert.

Mit der Aufnahme des § 13 Abs. 1a in das EnWG verpflichtet der Gesetzgeber neben den Erzeugungsanlagen auch Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie dazu, gegen angemessene Vergütung die Wirk- und Blindleistungseinspeisung anzupassen.

Zur Erstellung der folgenden Abbildungen und Tabellen wurden die Informationen über die Redispatchmaßnahmen, welche durch die Übertragungsnetzbetreiber auf der gemeinsamen Homepage www.netztransparenz.de veröffentlicht werden, mit den Kraftwerksdaten aus der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur abgeglichen. Auf diese Weise ist es möglich, den Redispatchmaßnahmen Daten wie beispielsweise die Nennleistungen der Kraftwerke oder die eingesetzten Brennstoffe zuzuordnen. Zur Auswertung der gegebenen Daten über die Leistungsmittelwerte und die gesamte Arbeit der Redispatchmaßnahmen kann abgeleitet werden, zu welchen Zeitanteilen die verschiedenen Kraftwerkstypen für Redispatchmaßnahmen heran gezogen werden. Diese Auswertungen werden im Folgenden sowohl für strombedingte als auch für spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen dargestellt. In beiden Fällen wird dabei zwischen den Fällen „Erhöhen der Wirkleistung“ und „Reduzieren der Wirkleistung“ differenziert. Es wird ausdrücklich darauf hingewiesen, dass die Zuordnung der Redispatchmaßnahmen zu den angewiesenen Anlagen Ungenauigkeiten unterliegt, da oftmals mehrere Anlagen an Redispatchmaßnahmen beteiligt sind, ohne dass die jeweiligen Anteile in den Quelldaten explizit ausgewiesen sind.

[1] BNetzA (30.10.2012): Festlegung von Kriterien für die Bestimmung einer angemessenen Vergütung bei strombedingten Redispatchmaßnahmen und bei spannungsbedingten Anpassungen der Wirkleistungseinspeisung. Beschlusskammer 8. BK8-12-019, S. 3.

[2] BNetzA (20.10.2012): Standardisierung vertraglicher Rahmenbedingungen für Eingriffsmöglichkeiten der Übertragungsnetzbetreiber in die Fahrweise von Erzeugungsanlagen. BK6-11-098.

Tabelle 3-1: Datenauswertung Strombedingter Redispatch Erhöhen der Wirkleistung

Strombedingter -Erhöhen der Wirkleistung-			Redispatch
Gesamte Arbeit [MWh]	Leistung Mittelwert [MW]	Energieträger	Zuordnungs-ungenauigkeit [MWh]
29.064	1.450	Braunkohle	-
1.017.780	763	Steinkohle	31.091
346.597	900	Erdgas	-
50.493	704	Pumpspeicher	125
228.047		nicht eindeutig	550
3.375	1.324	Kernenergie	-
63.046	368	Mineralölprodukte	-

Die Datenauswertung zeigt, dass bisher zu ca. 67 % Steinkohlekraftwerke und an zweiter Stelle mit einem Anteil von 19 % Erdgaskraftwerke für strombedingten Redispatch mit Erhöhung der Wirkleistung angefordert werden (siehe Tabelle 3-1 und Abbildung 3-2).

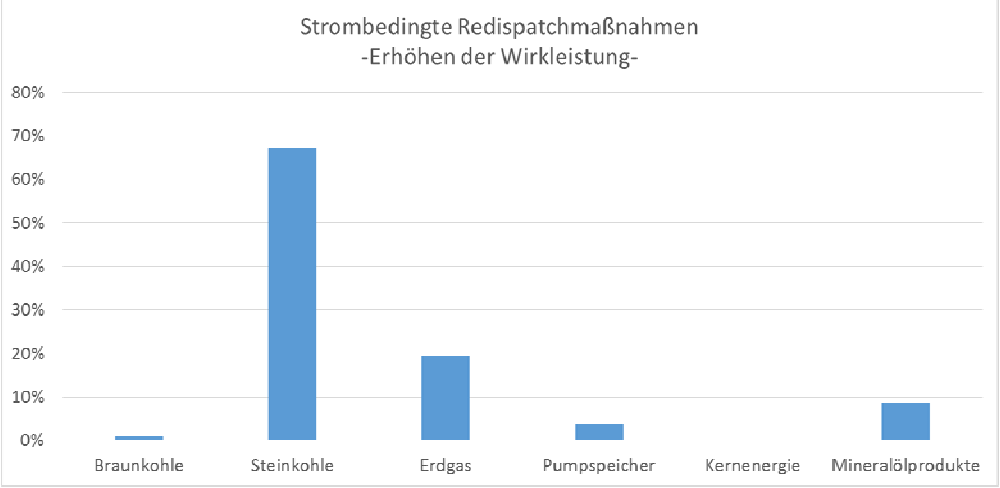


Abbildung 3-2: Anteil der verschiedenen Kraftwerkstypen an strombedingten Redispatchmaßnahmen, bei denen die Wirkleistung erhöht wurde (April 2013 bis Oktober 2014)

Eine deutlich andere Verteilung ergibt sich bei der Auswertung der Daten zu strombedingten Redispatchmaßnahmen, bei denen die Wirkleistungseinspeisung reduziert wurde. In ca. 85 % der Fälle werden Braunkohlekraftwerke angewiesen, gefolgt von Steinkohlekraftwerken (ca. 6 %), Kernkraftwerken (ca. 5 %) und Pumpspeicherkraftwerken (3 %) (siehe Tabelle 3-2 und Abbildung 3-3).

Tabelle 3-2: Datenauswertung Strombedingter Redispatch Reduzieren der Wirkleistung

Strombedingter -Reduzieren der Wirkleistung-			Redispatch
Gesamte Arbeit [MWh]	Leistung Mittelwert [MW]	Energieträger	Zuordnungs-ungenauigkeit [MWh]
1.848.560	1.526	Braunkohle	122.808
49.908	594	Steinkohle	-
1.531	245	Erdgas	1.600
44.000	1.020	Pumpspeicher	149.813
-		nicht eindeutig	216.529
135.182	1.988	Kernenergie	-
5.018	386	Mineralölprodukte	-

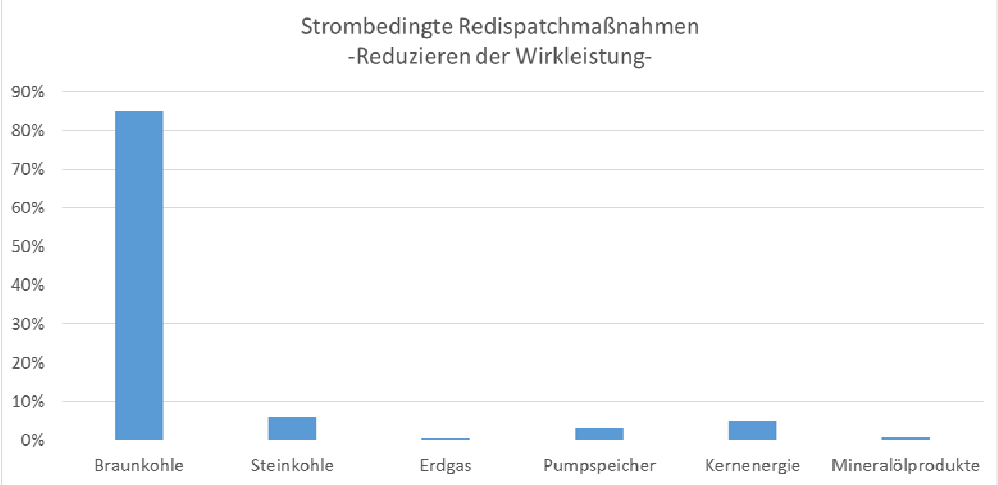


Abbildung 3-3: Anteil der verschiedenen Kraftwerkstypen an strombedingten Redispatchmaßnahmen, bei denen die Wirkleistung reduziert wurde (April 2013 bis Oktober 2014)

Zukünftige Entwicklungen

Die zukünftige Entwicklung des Redispatch ist nur bedingt abzuschätzen. Laut der Bundesnetzagentur[1] trugen im Jahr 2015

- die vorzeitige Abschaltung des AKW Grafenrheinfeld,
- ein hoher Windzubau sowie ein relativ windreiches Wetter,

[1] BNetzA; BKartA (2016): Monitoringbericht 2016. Bonn, S. 98.

- eine verspätete Umsetzung der Netzausbaumaßnahmen nach EnLAG und nach dem Bundesbedarfsplangesetz und

- die vorübergehende Außerbetriebnahme von Netzelementen, um Baumaßnahmen zur Netzerweiterung durchführen zu können

- sowie hohe Stromexporte insbesondere nach Österreich bei.

Gleichzeitig ist zu konstatieren, dass sich sowohl der Strom- als auch der spannungsbedingte Redispatch sehr stark auf wenige Netzabschnitte konzentrieren. Bislang ist keine verlässliche Aussage dazu möglich, inwieweit die Fertigstellung neuer Netztrassen die Anzahl und Mengen der Redispatchmaßnahmen limitieren wird. Auch die Trennung der Marktgebiete zwischen der Bundesrepublik Deutschland und Österreich soll dazu dienen, das Redispatchaufkommen in der Bundesrepublik zu verringern.

Gleichzeitig ist darauf hinzuweisen, dass die absoluten Mengen an Redispatchabrufen und –arbeiten seit 2014 messbar zugenommen haben. Das Ausmaß des benötigten Redispatches ist letztlich aber auch ein Ergebnis eines Austarierens zwischen den Kosten und der Machbarkeit und Umsetzbarkeit des Netzum- und –ausbaus und den Kosten, die durch den Redispatch entstehen. Dabei werden die Redispatchkosten auch teilweise medial überhöht im Vergleich zu den bestehenden Kosten der Systemdienstleistungen und den Gesamtmengen an Stromerzeugung.[1] Diese Entscheidung ist jedoch gesellschaftlich und politisch und zu treffen. Im Rahmen dieser gesellschaftlichen Entscheidungsfindung sind von wissenschaftlicher Seite mindestens zwei Fragen zu klären:

- Inwieweit trägt ein Abbau der bestehenden (fossil-nuklearen) Überkapazitäten im Erzeugungsbereich und den daraus resultierenden Exportüberschüssen zu den bestehenden Mengen an Redispatch bei?

- Wie hoch ist der Prozentsatz an EE-Erzeugung, den man gesellschaftlich toleriert (mittels Redispatch) abregeln darf (nach Ausnutzung der diversen Flexibilitätspotentiale), um das Netz nicht bis zur Aufnahme der „letzten Kilowattstunde“ EE ausbauen zu müssen?[2]

Weiterhin ist auch zu untersuchen, welche Änderungen sich durch die neue ‚Verordnung zu abschaltbaren Lasten‘ (AbLaV) mittel- und langfristig für die Erbringung des Redispatch ergeben werden. Bis zu ihrer Überarbeitung nutzten die ÜNB die abschaltbaren Lasten auch im Rahmen des Redispatch, um den Einsatz dieser Lasten zu testen und den Teilnehmerkreis für die Erbringung der Systemdienstleistungen Regelenergie und Redispatch zu vergrößern. Da insbesondere das letztgenannte Ziel nicht erreicht wurde, wurde die AbLaV im Verlauf des Jahres 2016 modifiziert. Die Auswirkungen dieser Modifikation insbesondere auf die Erschließung neuer

[1] Diese Punkte wurden vom IZES im Rahmen des laufenden BMUB-Projekts „Weiterentwicklung der Energiewende im Hinblick auf die Klimaschutzziele 2050 (Förderkennzeichen: 03KE0016) untersucht. Die Veröffentlichung dieser Arbeiten ist im Lauf des Jahres 2017 geplant.

[2] Dabei ist dies nicht nur eine technische Frage, sondern auch eine der gesellschaftlichen gewollten Ausgestaltung der Energiewende. Hier empfiehlt sich ein offener Energiewendediskurs, der die Notwendigkeit und Chancen der Umgestaltung des Energiesystems als Prämisse setzt, aber offen die Vor- und Nachteile verschiedener Umsetzungspfade der Energiewende thematisiert.

Flexibilitätspotentiale sollten ebenso weiterhin kritisch und auch von wissenschaftlicher Seite untersucht werden.[1] Für die zukünftige Bereitstellung des Redispatch wäre es auch hilfreich, auch zusätzliche zuschaltbare Lasten zu aktivieren, die jedoch keine neuen Mehrbedarfe an konventioneller Erzeugung[2] generieren sollten.

3.1.1.3 Regelleistung

Unter der Regelleistungsreserve versteht man elektrische Reserveleistungen, welche gezielt zum Ausgleich zwischen Stromerzeugung und -bedarf kurzfristig automatisiert aktiviert wird, und dafür sorgt, dass jederzeit (!) die Wirkleistungsbilanz im europäischen Verbundsystem ausgeglichen ist. Ungleichgewichte zwischen Erzeugung und Bedarf können durch Prognosefehler bei Erzeugung (z.B. Wind, PV) oder Verbrauch (Lastprognose), aber auch durch ungeplante Kraftwerksausfälle entstehen Ein Maß für dieses Gleichgewicht stellt die Netzfrequenz dar (im europäischen Verbundnetz 50,00 Hz). Abweichungen von den Fahrplanprognosen zu Stromerzeugung und -verbrauch (z.B. durch ausgefallene Kraftwerkskapazitäten oder Ungenauigkeiten bei der Wettervorhersage zur Wind- und PV-Stromerzeugung) führen ständig zu Abweichungen von der Netz-Sollfrequenz von 50,00 Hz und werden umgehend automatisiert durch positive oder negative Regelleistung kompensiert, wodurch die Netzfrequenz als Regelgröße wieder auf ihren Sollwert zurückgeführt wird. Um die Regelleistung verlässlich bereitstellen zu können, müssen bestimmte Erzeugungskapazitäten mit Regelleistungspotential bereitgehalten werden. Die verschiedenen Arten der Regelleistung werden nach der Schnelligkeit unterschieden, mit der sie auf die geforderten (pos. oder neg.) Ausgleichsanforderungen des Stromnetzes reagieren können. Regelleistung wird von den Übertragungsnetzbetreibern in Form von Primärregelleistung (PRL), Sekundärregelleistung (SRL) und Minutenreserveleistung (MRL) ausgeschrieben.

Einführung und Nutzen

Über Regelleistung werden aktiv und ununterbrochen Frequenzschwankungen im Stromnetz ausgeglichen. Dies ist nötig, um im europäischen Verbundnetz das Gleichgewicht zwischen Stromerzeugung und Stromverbrauch aufrechtzuerhalten. Wäre dies nicht der Fall und die Abweichungen würden zu groß, würden partielle oder flächendeckende Stromausfälle stattfinden oder elektrische Geräte beschädigt werden. Basierend auf Prognosen gleichen Bilanzkreisverantwortliche viertelstündig Angebot und Nachfrage bestmöglich über Handelsgeschäfte aus. Danach werden über die Bereitstellung von Regelleistung die verbleibenden Abweichungen ausgeglichen. Hier hat sich ein dreistufiger Ansatz durchgesetzt. Bei einem Leistungsdefizit oder -überschuss greift als erstes die Primärregelung und gleicht die Störung aus. Handelt es

[1] Hauser, E. (2016): Stellungnahme im Rahmen der öffentlichen Anhörung zur „Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (Verordnung zu abschaltbaren Lasten - AbLaV)" (BT-Drs. 18/8561). A-Drs. 18(9)852. In: Zusammenstellung der schriftlichen Stellungsnahmen - Öffentliche Anhörung - Mittwoch, den 22.Juni 2016, A-Drs. 18(9)853, S.40.

[2] Hier ist z.B. die Frage nach der Thermosensibilität anzusprechen, d.h. die Verursachung einer höheren Stromlast je Kelvin sinkender Außentemperatur durch strombasierte Heizsysteme. Hauser, E.; Schmidt, D. (2012): Eignung von KWK und Wärmepumpen zum Ausgleich der fluktuierenden Stromerzeugung (FEE): eine energiewirtschaftliche Betrachtung. In: FVEE-Themen: Zusammenarbeit von Forschung und Wirtschaft für Erneuerbare Energien und Energieeffizienz. Beiträge zur FVEE-Jahrestagung 2012, Berlin, S. 80-83.

sich um eine längerfristige Störung, dann übernimmt die Sekundärregelung, damit die Primärregelung wieder für mögliche weitere Störungen bereitsteht. Dauert die Leistungsabweichung weiterhin an, übernimmt die Minutenreserve. Insgesamt geht der Einsatz aller drei Regelleistungsarten bis zu einer Stunde, spätestens dann muss das Leistungsungleichgewicht durch Handelsgeschäfte der Bilanzkreisverantwortlichen wieder ausgeglichen sein. In der folgenden Abbildung ist dieser Ablauf am Beispiel eines Kraftwerksausfalls in Österreich verdeutlicht. Nach dem Kraftwerksausfall übernimmt schnellstmöglich die europaweit zur Verfügung stehende Primärregelung und gleicht das Leistungsdefizit aus. Danach übernimmt die Sekundärregelung innerhalb der Regelzone des Leistungsdefizits. Bleibt das Defizit bestehen, übernehmen explizit angeforderte Kraftwerkseinheiten im Rahmen der Tertiärregelung bzw. Minutenreserve.[1]

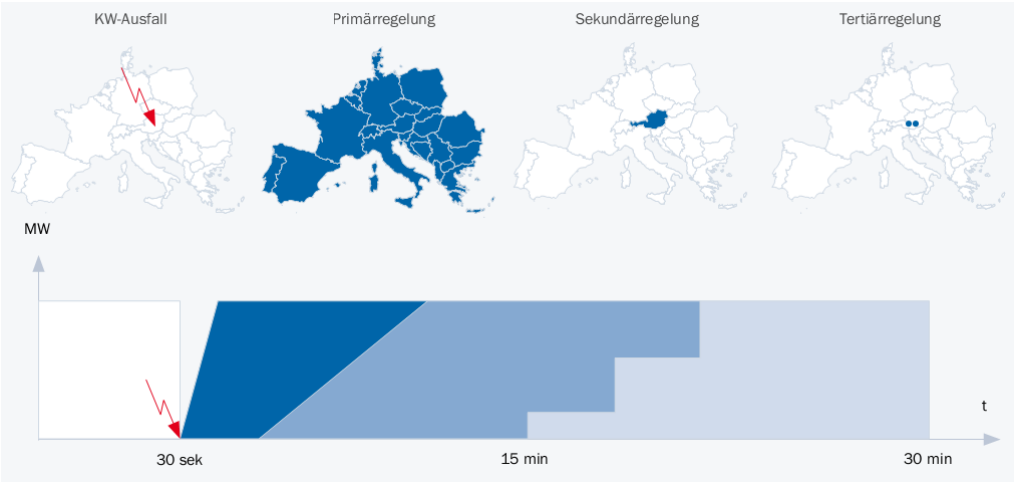


Abbildung 3-4: Ausgleich zwischen Erzeugung und Verlauf[2]

Heutige Erbringung

Für das europäische Verbundnetz werden 3.000 MW an Primärregelleistung (PRL) benötigt,[3] für Deutschland ergibt sich anteilig eine Leistungsanforderung von ca. +/- 600 MW. Diese Leistung muss vollständig innerhalb von 30 Sekunden erbringbar sein und bis zu 15 Minuten erbracht werden können. Dabei wird die Primärregelung dezentral und autonom erbracht, d.h. es findet keine Anforderung durch die Netzbetreiber statt, sondern die Erbringer handeln eigenverantwortlich basierend auf eigenen Messwerten. Für Stromerzeuger größer gleich 100 MW besteht die Pflicht, PRL anbieten zu können.[4] Es besteht jedoch keine Pflicht, dies auch zu tun. Die nötige

[1] Minutenreserve und Tertiärregelung sind nur unterschiedliche Ausdrücke für dieselbe Regelleistungsart. Im Folgenden wird weiterhin der in Deutschland übliche Ausdruck der Minutenreserve verwendet.

[2] E-Control (2011): 10 Jahre Energiemarkt-Liberalisierung. Ein Geburtstag, von dem alle profitieren. Bericht. Wien, S. 54.

[3] Angenommener Ausfall von zwei großen Kraftwerksblöcken.

[4] VDN (2007): TransmissionCode 2007. Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Berlin, S. 27.

Regelleistung insgesamt wird durch die Übertragungsnetzbetreiber über Auktionen marktlich beschafft. Die Preise für die Erbringung von +/- 1 MW über eine Woche liegen zum Zeitpunkt der Untersuchung, Februar 2015, zwischen 3.600 und 3.800 €. Die Erbringer von RPL sind nicht direkt bekannt. Durch eine kleine Anfrage an die Bundesregierung aus dem Jahr 2010 sind jedoch grundlegende Informationen zu den zum damaligen Zeitpunkt präqualifizierten[1] technischen Einheiten[2] bekannt.[3] Insgesamt waren 2010 156 technische Einheiten für die PRL präqualifiziert, davon waren 82 Einheiten Kraftwerke. 22 dieser Einheiten besitzen eine Nennleistung unter 100 MW, wovon wiederum 9 Einheiten Pumpspeicherkraftwerke sind. Die kumulierte Leistung der präqualifizierten Kraftwerke ist in der folgenden Tabelle primärenergieträgerscharf dargestellt:

Art des Kraftwerks/ Primärenergieträger	elektrische Nennleistung (MW)
thermisch	53.117
davon:	
Braunkohle	18.494
Gas	1.480
Kernenergie	15.429
Öl	2.964
Steinkohle	14.750
hydraulisch	7.454
Summe	60.571

Abbildung 3-5: Elektrische Leistung PRL präqualifizierter Kraftwerke 2010[4]

In der Antwort zur Anfrage konnten keine Angaben zur Erbringung der PRL durch einzelne Einheiten gemacht werden. PRL Anbieter bieten nicht jede Einheit einzeln, sondern diese bieten Einheitenpools, d.h. abhängig von Verfügbarkeit und kurzfristiger ökonomischer Einsatzoptimierung kann sich die Zusammensetzung der PRL-Erbringer untertägig mehrfach ändern.[5] Tendenziell kann jedoch davon ausgegangen werden, dass das Gros der PRL durch konventionelle Kraftwerke erbracht wird. Es gibt aber auch zunehmend Anbieter, die EE – insbesondere regelbare Bioenergie-Kraftwerke – bündeln und auf den Regelleistungs-Märkten anbieten.

[1] Um Regelleistung anbieten zu können, müssen die Erbringer eine Präqualifikation durchlaufen, in der sie den Übertragungsnetzbetreibern ihre Eignung zur Leistungserbringung beweisen.

2 Nicht nur reguläre Stromerzeuger können Regelleistung anbieten, sondern umgekehrt auch Verbraucher, indem diese Ihr Verbrauchsverhalten anpassen.

3 BReg (2010): Primärregelleistung in Deutschland. Antwort auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Ingrid Nestle, Hans-Josef Fell, Bärbel Höhn, weiterer Abgeordneter und der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN. Drucksache 17/2904. Deutscher Bundestag (Hrsg.). Berlin.

4 BReg (2010): Primärregelleistung in Deutschland. Antwort auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Ingrid Nestle, Hans-Josef Fell, Bärbel Höhn, weiterer Abgeordneter und der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN. Drucksache 17/2904. Deutscher Bundestag. Berlin, S. 2.

5 BReg (2010): Primärregelleistung in Deutschland. Antwort auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Ingrid Nestle, Hans-Josef Fell, Bärbel Höhn, weiterer Abgeordneter und der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN. Drucksache 17/2904. Deutscher Bundestag. Berlin, S. 3.

In Deutschland werden für die Sekundärleistung (SRL) ca. +/- 2.100 MW benötigt. Der Bedarf wird vierteljährig basierend auf den Last- und Einspeisedaten sowie deren Prognose der vier vorhergehenden Quartale bestimmt.[1] Die SRL muss innerhalb von 5 Minuten vollständig aktivierbar sein und ihre Leistung bis zu 15 Minuten erbringen. Für ihren Abruf wird vom Übertragungsnetzbetreiber dauerhaft ein Soll-Signal übertragen. Entsprechend hoch sind die Anforderungen an die Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) der SRL-Anbieter[2] und -Erbringer. Die Verfügbarkeit der Verbindung muss für zwei redundante Systeme über 98,5 % liegen und die Signalübertragung von Übertragungsnetzbetreiber zum eigentlichen Erbringender darf maximal 5 Sekunden betragen.[3] Diese begünstigt größeren Erzeugungsanlagen mit entsprechend höheren absoluten Einnahmen, da für alle Anlagengrößen in etwa gleiche Kosten für Kommunikation und Informationstechnik anfallen. Abhängig von der Zeitscheibe liegen zum Zeitpunkt der Untersuchung, Ende Februar 2015, die Preise für negative SRL zwischen 24 und 271 €/MW und Woche, sowie die Preise für positive SRL bei 310 bis 540 €/MW und Woche. Zusätzlich zu den Leistungspreisen werden bei Abruf auch Arbeitspreise gezahlt.[4] Dabei werden die erbringenden SRL-Anbieter in einer Auktion über den Leistungspreis bestimmt und in der Reihenfolge ihrer Arbeitspreise abgerufen (günstigste zuerst).

Tabelle 3-3: Bezuschlagte Leistungspreise aus der Auktion für die Sekundärreserve im Zeitraum vom 23.02.-01.03.2015

Richtung	Zeitraum	kleinster Leistungspreis	größter Leistungspreis
Negative SRL	Werktage 8 bis 20 Uhr	24 €/MW	71 €/MW
	übrige Zeit	145 €/MW	271 €/MW
Positive SRL	Werktage 8 bis 20 Uhr	310 €/MW	410 €/MW
	übrige Zeit	436 €/MW	540 €/MW

1 ÜNB (o.J.): Bestimmung des Bedarfs an Sekundärregelleistung und Minutenreserve, https://www.regelleistung.net/ext/tender/remark.

2 Unter Anbieter wird hier ein kommerzieller Akteur verstanden, der verschiedene Regelleistungserbringer in einem Pool zusammenschließt und diese gebündelt am Regelleistungsmarkt anbietet.

3 ÜNB (2014): Mindestanforderungen an die Informationstechnik des Anbieters für die Erbringung von Sekundärregelleistung, https://www.regelleistung.net/ext/.

4 Datenquellen: www.regelleistung.net

Tabelle 3-4: Arbeitspreise der bezuschlagten Anbieter aus der SRL-Auktion für den Zeitraum vom 23.02.-01.03.2015

Richtung	Zeitraum	kleinster Arbeitspreis	größter Arbeitspreis
Negative SRL	Werktage 8 bis 20 Uhr	-18,5 €/MWh	6.000 €/MWh
	übrige Zeit	- 13 €/MWh	6.000 €/MWh
Positive SRL	Werktage 8 bis 20 Uhr	57 €/MWh	7.510 €/MWh
	übrige Zeit	57 €/MWh	7.570 €/MWh

Aufgrund der Systematik mit Leistungspreisen und Arbeitspreisen können verschiedene Bietstrategien durch die SRL-Anbieter rational sein. Ein niedriger Arbeitspreise bedeutet beispielsweise eine hohe Abrufwahrscheinlichkeit und umgekehrt. Entsprechend bestehen deren Angebote aus Mischkalkulationen basierend auf Wahrscheinlichkeitsannahmen. Ebenso wie bei der PRL sind die wirklichen Erbringer nicht direkt bekannt. Es ist jedoch davon auszugehen, dass vermehrt größere Biomasse und KWK-Anlagen SRL anbieten.

Der Bedarf an Minutenreserveleistung (MRL) wird ebenso wie der Bedarf an SRL basierend auf den Last- und Erzeugungsdaten sowie deren Prognosen ermittelt. Dabei ergeben sich ein negativer Bedarf von ca. 2.500 MW sowie ein positiver Bedarf von ca. 2.100 MW. Die MRL muss vollständig innerhalb von 15 Minuten erbracht werden und ihre Leistung bis zu 45 Minuten erbringen. Ihr Abruf erfolgt durch den Regelzonenbetreiber individuell. Während die Minutenreserve zuvor noch telefonisch abgerufen wurde, erfolgt seit Mitte 2012 der Abruf automatisch über einen Server, der Merit Order List Server, kurz MOLS. Dabei nimmt der Server erst im Bedarfsfall Kontakt mit dem MRL-Anbieter auf. Im Vergleich zur SRL sind entsprechend die Anforderungen an die Kommunikationstechnik des Anbieters um ein vielfaches geringer. Aktuell liegen die Leistungspreise für MRL abhängig von der Zeitscheibe zwischen 0 und 35 € pro MW für 4 Stunden; die Arbeitspreise schwanken für die negative Erbringen zwischen minus 5 und plus 5.998 €/MWh sowie für die positive Erbringung zwischen 52 und 14.000 €/MWh.[1]

[1] Datenquellen: www.regelleistung.net

Tabelle 3-5: Bezuschlagte Leistungspreise aus der Auktion für die Minutenreserve vom 25.02.2015

Richtung	Zeitraum	kleinster Leistungspreis	größter Leistungspreis
Negative MRL	0 bis 4 Uhr	2,65 €/MW	9,30 €/MW
	4 bis 8 Uhr	2,35 €/MW	9,40 €/MW
	8 bis 12 Uhr	0 €/MW	2,00 €/MW
	12 bis 16 Uhr	0 €/MW	1,30 €/MW
	16 bis 20 Uhr	0 €/MW	1,28 €/MW
	20 bis 24 Uhr	0 €/MW	1,09 €/MW
Positive MRL	0 bis 4 Uhr	0 €/MW	0 €/MW
	4 bis 8 Uhr	0 €/MW	1,40 €/MW
	8 bis 12 Uhr	0 €/MW	0,44 €/MW
	12 bis 16 Uhr	0 €/MW	0,14 €/MW
	16 bis 20 Uhr	3,50 €/MW	35,00 €/MW
	20 bis 24 Uhr	0 €/MW	0,12 €/MW

Tabelle 3-6: Arbeitspreise der bezuschlagten Anbieter aus der MRL-Auktion vom 25.02.2015

Richtung	Zeitraum	kleinster Arbeitspreis	größter Arbeitspreis
Negative MRL	0 bis 4 Uhr	-5 €/MWh	5.997,99 €/MWh
	4 bis 8 Uhr	0,1 €/MWh	5.997,99 €/MWh
	8 bis 12 Uhr	-2,8 €/MWh	5.997,99 €/MWh
	12 bis 16 Uhr	-3 €/MWh	5.997,99 €/MWh
	16 bis 20 Uhr	0 €/MWh	5.997,99 €/MWh
	20 bis 24 Uhr	-1,8 €/MWh	5.997,99 €/MWh
Positive MRL	0 bis 4 Uhr	52 €/MWh	280 €/MWh
	4 bis 8 Uhr	93,1 €/MWh	9.999 €/MWh
	8 bis 12 Uhr	89 €/MWh	10.001 €/MWh
	12 bis 16 Uhr	95 €/MWh	9.800 €/MWh
	16 bis 20 Uhr	105 €/MWh	14.001 €/MWh
	20 bis 24 Uhr	89 €/MWh	9.800 €/MWh

Wie bei der SRL werden die Anbieter nach Leistungspreis bezuschlagt und in der Reihenfolge ihrer Arbeitspreise, günstigster zuerst, abgerufen. Entsprechend nutzen hier Anbieter ebenfalls verschiedenste Bietstrategien mit unterschiedlichen Abrufwahrscheinlichkeiten zur Gewinnmaximierung. Der individuelle Erbringer von MRL ist hier auch nicht bekannt. Bekannt ist jedoch, dass hier die verschiedensten Erbringer von klassischen Kraftwerken, über Blockheizkraftwerke, Netzersatzanlagen (Notstromaggregate) und abschaltbaren Lasten (thermische Prozesse, Kühlhäuser) in vielzähligen Pools zusammenschließen. Hier bieten auch viele Biomasseanlagen negative MRL an und mit steigernder Flexibilität, angereizt durch die Flexibilitäts-Prämie im Erneuerbare-Energien-Gesetz, auch positive Regelenergie.

Regulatorische Anforderung

Die grundsätzlichen technischen Anforderungen für die Regelleistung werden durch den Verband der Europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) vorgegeben.[1] Diese technischen Vorgaben werden wiederum von dem Verband der deutschen Netzbetreiber aufgegriffen und in die Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber übernommen.[2] Danach sind die Übertragungsnetzbetreiber für die Einhaltung der technischen Richtlinien verantwortlich und müssen entsprechend die nötige Regelleistung für ihre Regelzonen beschaffen. Dies hat wiederum nach den Vorgaben der Bundesnetzagentur (BNetzA) zu geschehen, die in diesem Fall für die wettbewerbliche Ausgestaltung der Regelleistungsbeschaffung verantwortlich ist.

Die Beschaffung der Regelleistung hat nach den Beschlüssen der BNetzA durch Auktionen stattzufinden.[3] In der folgenden Tabelle sind die grundsätzlichen Rahmenbedingungen der Auktionen nach Regelleistungsart unterschieden dargestellt.

Tabelle 3-7: Rahmenbedingungen der Regelleistungsausschreibungen

	Primärregelleistung PRL	Sekundärregel-leistung SRL	Minutenreserve MRL
Produkte	1 Produkt, symmetrisches Regelleistungsband für 1 Woche	4 Produkte, jeweils ein positives und negatives Regelleistungsband für zwei Zeitscheiben[4]	12 Produkte, positive und negative Bänder für jeweils sechs Zeitscheiben über eine Dauer von 4 Stunden
Mindest-angebotsgröße	1 MW in beide Richtungen	jeweils 5 MW	jeweils 5 MW
Ausschreibungs-zeitraum	1 Woche	1 Woche	täglich (nur Werktage)
Angebotsabgab e	bis Dienstag der Vorwoche, 15 Uhr	bis Mittwoch der Vorwoche, 15 Uhr	Vortag bis 10 Uhr (vor EPEX-Handel)
Auktions-kriterium	Günstigster Leistungspreis	Günstigster Leistungspreis	Günstigster Leistungspreis
Vergütung	Leistungspreis	Leistungs- und Arbeitspreis	Leistungs- und Arbeitspreis
Abruf	Autonom	Abruf nach Arbeitspreis	Abruf nach Arbeitspreis

[1] ENTSO-E (o. J.): Continental Europe Operation Handbook. Systemregeln der Europäischen Netzbetreiber, https://www.entsoe.eu/publications/system-operations-reports/operation-handbook/Pages/default.aspx.

[2] VDN (2007): TransmissionCode 2007. Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Berlin.

[3] BNetzA (12.04.2011): Festlegung zu Verfahren zur Ausschreibung von Regelenergie in Gestalt der Primärregelung. BK6-10-097 für PRL, BNetzA (12.04.2011): Festlegung zu Verfahren zur Ausschreibung von Regelenergie in Gestalt der Sekundärregelung. BK6-10-098. für SRL und BNetzA (18.10.2011): Festlegung zu Verfahren zur Ausschreibung von Regelenergie in Gestalt der Minutenreserve. BK6-10-099. für MRL.

[4] HT = Hauptzeit = Werktage von 8 bis 20 Uhr, NT = Nebenzeit = Rest der Woche

Es fällt insbesondere auf, dass die Primärregelleistung symmetrisch, nicht in positive und negative Richtung getrennt, ausgeschrieben wird. Dies erfolgt aufgrund von Bedenken der Netzbetreiber zur Systemsicherheit. Die grundsätzliche Möglichkeit zur Teilnahme von Regelleistungsanbietern, die in nur eine Regelrichtung anbieten können, wird über die Möglichkeit der Poolung mit anderen Anbietern jedoch explizit eingeräumt.[1] Weiterhin wird aus Gründen der Systemsicherheit die weitere Unterteilung des wöchentlichen PRL-Produktes in kürzere Zeitscheiben abgelehnt, damit kein Erbringerwechsel in typischen Zeiten mit Frequenzschwankungen sowie in Zeiten, in denen die anderen Regelleistungsarten ihre Erbringer wechseln, stattfinden.[2] Die Vergütung erfolgt nur nach Leistungspreis. Durch den sekündlichen Abruf, der weit unterhalb der derzeit üblichen viertelstündlichen Energiebilanzierung und -messung stattfindet, können die Netzbetreiber auch nicht nachvollziehen, welchen Beitrag ein einzelner PRL-Erbringer für den Ausgleich der Frequenzschwankungen erbringt.[3]

Aktuell strebt die europäische Regulierungsbehörde ACER im Auftrag der Europäischen Kommission eine Vereinheitlichung der Netz- und Systemregeln innerhalb der Union an. Dies wird zukünftig höchstwahrscheinlich auch Einfluss auf die Ausgestaltung der deutschen Regelenergiemärkte haben.[4]

Vergütung und Angebotsverhalten

Die Regelleistung wird nach den in den Auktionen festgestellten Preisen vergütet. Alle bezuschlagten Anbieter erhalten den gleichen Leistungspreis und bei Abruf den von ihnen gebotenen Arbeitspreis ausgezahlt. Durch die marktliche Ausgestaltung und der Möglichkeit, in Pools anzubieten, kann nicht auf die Kosten einzelner Erbringer rückgeschlossen werden. Da nicht alle Gebote bekannt gemacht werden, ist es ebenfalls schwierig, das Angebotsverhalten aller Anbieter zu untersuchen. Dies gilt im speziellen für die SRL- und MRL-Auktionen, da dort basierend auf Abrufwahrscheinlichkeiten verschiedenste Bietstrategien möglich sind. Grundsätzlich kann jedoch zwischen zwei Angebotsstrategien unterschieden werden. Zum einen einer leistungspreisorientierten Strategie, bei der ein möglichst hoher Leistungspreis erzielt werden soll. Der Arbeitspreis wird möglichst hoch gesetzt, damit ein Abruf unwahrscheinlich ist. Dabei sollen die Einnahmen ausschließlich durch die Vorhaltung aus den Leistungspreisen erzielt werden. Zum anderen existiert die Strategie, bei der der Leistungspreis sehr gering gewählt wird, damit auf jeden Fall ein Zuschlag erfolgt. Der Arbeitspreis wird ebenfalls eher gering gewählt, so dass eine hohe Abrufwahrscheinlichkeit besteht. Der Arbeitspreis muss jedoch die Kosten des Abrufes plus einen Gewinnaufschlag erzielen. Hier sollen durch den Regelleistungsabruf die Einnahmen erzielt werden und nicht durch die Leistungsvorhaltung. Die Kosten, die den Einnahmen gegenüberstehen, können beim Regelleistungsangebot entweder

[1] BNetzA (12.04.2011): Festlegung zu Verfahren zur Ausschreibung von Regelenergie in Gestalt der Primärregelung. BK6-10-097, S. 36.

[2] BNetzA (12.04.2011): Festlegung zu Verfahren zur Ausschreibung von Regelenergie in Gestalt der Primärregelung. BK6-10-097, S. 35f.

[3] BNetzA (12.04.2011): Festlegung zu Verfahren zur Ausschreibung von Regelenergie in Gestalt der Primärregelung. BK6-10-097, S. 37 mit Verweis auf BNetzA (31.08.2007): Festlegung zu Verfahren zur Ausschreibung von Regelenergie in Gestalt der Primärregelung. BK6 06-065, S. 17.

[4] ACER (o.J.): Framework Guidelines & Network Codes. Background and timeline, http://www.acer.europa.eu/en/electricity/FG_and_network_codes/Pages/Background-and-timeline.aspx.

wirkliche Kosten (z.B. Brennstoffkosten) oder Opportunitätskosten sein. Für konventionelle Kraftwerke ist es beispielsweise nur rational Primärregelleitung anzubieten, wenn sie damit höhere Deckungsbeiträge erwirtschaften können als mit dem regulären Verkauf von Energie in diesem Zeitraum. Bei einem Leistungspreis für PRL von 3.800 € pro MW und Woche bedeutet dies, dass die Deckungsbeiträge aus dem regulären Stromverkauf niedriger oder gleich 22,62 €/MWh sein müssen, sonst würde das Kraftwerk keine PRL anbieten. Entsprechend besteht ein Zusammenhang zwischen den Regelleistungsmärkten und den Stromgroßhandelsmärkten:

- Positives Regelleistungsangebot: Wenn der Großhandelspreis gleich den variablen Erzeugungskosten (Grenzkosten) ist, dann existieren keine Opportunitätskosten, d.h. es ist rational an den Regelleistungsmärkten zu Grenzkosten anzubieten. Liegt der Großhandelspreis über den Erzeugungskosten, dann müssen die Regelleistungsmärkte zusätzlich die Deckungsbeiträge (Opportunität) aus dem Großhandelsmarkt abdecken, d.h. es ist rational, mit den Erzeugungskosten zuzüglich entgehender Deckungsbeiträge aus dem Großhandelsmarkt anzubieten. Entsprechend können die Kraftwerke, deren Erzeugungskosten in der Nähe des Großhandelspreises liegen, am günstigsten Regelleistung anbieten.

- Negatives Regelleistungsangebot: Stromerzeuger, die ihre Leistung reduzieren um Regelleistung anzubieten, kommen weiterhin ihren bestehenden Lieferverpflichtung nach. Entsprechend bleiben deren Einnahmen aus den Großhandelsmärkten bestehen. Sie sparen somit durch den Regelleistungsabruf Erzeugungskosten und können in deren Höhe negativ anbieten. Entsprechend können Kraftwerke mit relativ hohen Erzeugungskosten - knapp unter dem Großhandelspreis - am günstigsten Regelleistung anbieten.

Durch den zeitlichen Ablauf der Vermarktung (Terminmarkt, Regelleistungsmarkt, Spotmarkt) können zukünftig Konflikte in der kurzfristigen Vermarktung an den Spotmärkten entstehen, die zu Must-Run-Verhalten führen. Kraftwerke, die ihren Strom schon über die Terminmärkte abgesichert haben und entsprechend am Spotmarkt Make-or-buy-Entscheidungen durchführen würden, können dies teilweise nicht mehr, wenn diese Verpflichtungen an den Regelleistungsmärkten eingegangen sind. Entsprechend würden diese an den Spotmärkten unlimitiert bieten und es würden als Indikator für diese Inflexibilität negative Preise auftreten.

(Zukünftig) benötigte Leistung zur Regelleistungs-Erbringung

Nach den Annahmen der Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen des Netzentwicklungsplans wird von einem durchschnittlichen PRL-Angebot von 3 % der jeweiligen installierten Kraftwerksleistung ausgegangen.[1] Ein Kohlekraftwerksblock mit 800 MW würde somit 24 MW PRL anbieten. Dafür müsste dieser mit einer angenommenen Mindestleistung von 50 % plus den nötigen Regelleistungshub am Netz sein,[2] d.h. mit 424 MW einspeisen. Entsprechend müssen bei einer

[1] ÜNB (2014): Auswirkungen reduzierter Schwungmasse auf einen stabilen Netzbetrieb. Detaillierte Untersuchung im Rahmen des Netzentwicklungsplans, S. 21.

2 Feldmüller, A. (09.01.2013): Wie flexibel ist der heutige konventionelle Kraftwerkspark aus Herstellersicht? Workshop, BMWi – dena: "Flexibilität von Bestandskraftwerken – Entwicklungsoptionen für den Kraftwerkspark durch Retrofit". Siemens Energy. Berlin, S. 9.

ausschließlichen Erbringung von 600 MW PRL fünfundzwanzig 800 MW Kohlekraftwerke mit ca. 11 GW an Mindestleistung bzw. Must-Run am Netz sein. Theoretisch könnten diese Kraftwerke ebenfalls den nötigen Bedarf an positiver und negativer SRL (+/- 84 MW pro Block)[1] und MRL (+ 100 MW; - 84 MW pro Block) erbringen, entsprechend müsste dafür die Mindesteinspeisung auf ca. 592 MW pro Block ansteigen. Insgesamt würde dann bei ausschließlicher Erbringung von Regelleistung in Kohlekraftwerken ein Must-Run von 15 GW am Netz sein. Dies deckt sich in etwa mit Überlegungen aus einer Studie für die Übertragungsnetzbetreiber, bei der ein Must-Run von 13 GW durch 20 Kohlekraftwerksblöcke unterstellt wurde.[2] Maßgebliche Unterschiede, die zu den unterschiedlichen Ergebnissen führen, sind ein Primärregelungsband von 5 – 6 % der Nennleistung und eine unterstellte Mindestleistung von 40 %. Nachfolgend ist der ermittelt Must-Run zur Erbringung von Regelleistung nochmals tabellarisch zusammengefasst.

Tabelle 3-8: Aktueller Regelleistungsbedarf und Must-Run bei ausschließlicher Erbringung in Kohlekraftwerken

	aktueller Bedarf	Must-Run bei Erbringung durch Kohle-KW
Primärregelleistung	+/- 600 MW	11 GW nur PRL
Sekundärregelleistung	+/- 2.100 MW	13 GW PRL & SRL
Minutenreserveleistung	+ 2.500 MW - 2.100 MW	15 GW PRL, SRL & MRL

Das Ausmaß an Regelleistung bedingten Must-Run ist daher stark von der Technologie des Erbringers abhängig.

Auch kann der zukünftige Bedarf an Regelleistung heute noch nicht sicher ermittelt werden:

In einer Studie zur optimalen Integration von erneuerbaren Energien (EE) aus 2010 wurde grundsätzlich bei steigenden EE-Anteilen ein steigender SRL- und MRL-Bedarf gesehen. Bis zu einem EE-Anteil von 30 % kann eine Verbesserung der Prognosegüte von EE-Erzeugung einen steigenden Bedarf ausgleichen. Bei höheren EE-Anteilen nimmt der dämpfende Einfluss der Prognosegüte ab, so dass bei einem EE-Anteil von 50 % mit einer Verdopplung des SRL & MRL Bedarfs gerechnet wird.[3]

1 SRL Bedarf geteilt durch die angenommenen 25 Kraftwerksblöcke.

2 FGH; CONSENTEC; IAEW (2012): Studie zur Ermittlung der technischen Mindesterzeugung des konventionellen Kraftwerksparks zur Gewährleistung der Systemstabilität in den deutschen Übertragungsnetzen bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien. Studie im Auftrag der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Aachen, S. 34ff.

3 CONSENTEC; r2b (2010): Voraussetzungen einer optimalen Integration erneuerbarer Energien in das Stromversorgungssystem. Studie im Auftrag des BMWi. Aachen/Köln, S. 57ff.

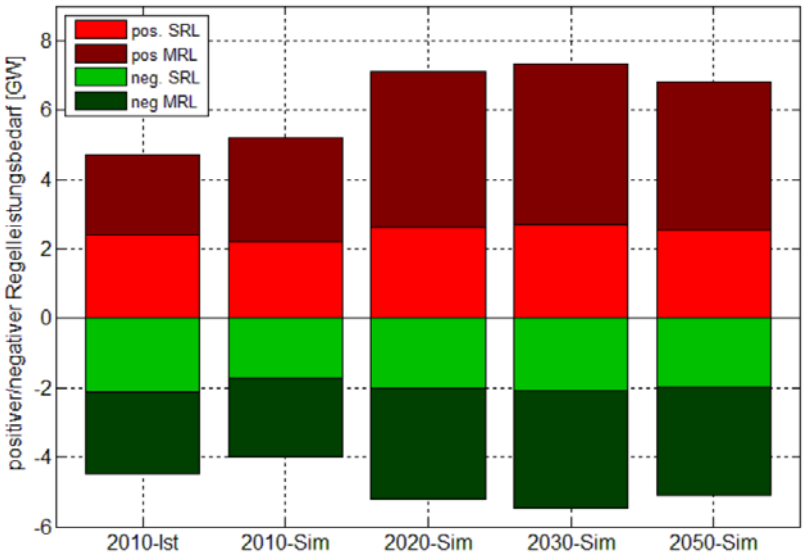


Abbildung 3-6: Bedarf an SRL & MRL nach der Leitstudie 2011[1]

In der Fortführung der Leitstudien für das BMU wurde dieser Aspekt 2012 ebenfalls untersucht. Analog wurde die Prognosegüte der EE-Erzeugung als wesentliche Einflussgröße identifiziert. Im Ergebnis nimmt jedoch, trotz teils höher Unterstellter EE-Anteile (bis über 75 %), nur der MRL-Bedarf zu (siehe Abbildung 3-6).[2]

Für die aktuelle dena-Studie Systemdienstleistungen 2033 wurde der Aspekt des Regelenergiebedarfs ebenfalls erneut untersucht. Um dem zukünftigen Stromsystem mit hohen Anteilen fluktuierender Erzeugung, insbesondere der Windkraft, gerecht zu werden wird dort ein neues adaptives Verfahren zur Dimensionierung der SRL und MRL vorgeschlagen. Dort wird basierend auf täglichen Prognosen der Regelleistungsbedarf dynamisch ermittelt (siehe Abbildung 3-7).[3]

[1] DLR; IWES; IfnE (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Stuttgart/Kassel/Teltow, S. 189.

2 DLR; IWES; IfnE (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Stuttgart/Kassel/Teltow, S. 186ff.

[3] ef.Ruhr; Rehtanz, C. (2014): Gutachten "Systemdienstleistungen 2030". Basis für dena (2014): dena-Studie Systemdienstleistungen 2030. Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Zusammenfassung der zentralen Ergebnisse durch die Projektsteuergruppe. Berlin, S. 73ff.

Bilanzunsicherheit	Heutiger Ansatz	Adaptiver Ansatz
Kraftwerke	ges. KW-Park	nur aktive KW
Lastrauschen	Jahreshöchstlast	Lastprognose
Lastprognosefehler	Jahreshöchstlast	Lastprognose
EE-Einspeisung	inst. EE-Leistung	prognostizierte EE-Leistung
EE-Prognosefehler	Prognosefehler bezogene auf die installierte Leistung, σ_N	leistungsabhängiger Prognosefehler, $\sigma_m(P_{EE})$

Abbildung 3-7: Vergleich aktuelle Regelleistungsbedarfsrechnung und neuer adaptiver Ansatz[1]

Das neue Verfahren hat den Vorteil, dass insgesamt weniger Regelleistung benötigt wird. Die maximal nötige Leistung bleibt jedoch annähernd gleich (vgl. Abbildung 3-8). Für 2033, mit einem EE-Anteil von über 60 %,[2] liegt der Bedarf an positiver und negativer MRL bei annähernd 4.000 - 4.200 MW und für SRL bei annähernd + 3.000 MW und – 2.200 MW.

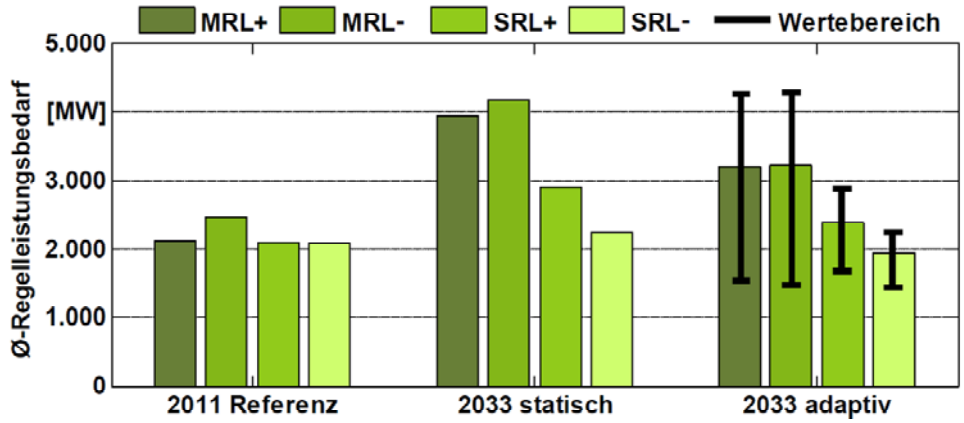


Abbildung 3-8: Heutiger und zukünftiger SRL- und MRL-Bedarf in Abhängigkeit vom gewählten Berechnungsansatz[3]

1 ef.Ruhr; Rehtanz, C. (2014): Gutachten "Systemdienstleistungen 2030". Basis für dena (2014): dena-Studie Systemdienstleistungen 2030. Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Zusammenfassung der zentralen Ergebnisse durch die Projektsteuergruppe. Berlin, S. 75.

2 ef.Ruhr; Rehtanz, C. (2014): Gutachten "Systemdienstleistungen 2030". Basis für dena (2014): dena-Studie Systemdienstleistungen 2030. Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Zusammenfassung der zentralen Ergebnisse durch die Projektsteuergruppe. Berlin, S. 19 mit Verweis auf den Netzentwicklungsplan 2013 (siehe ÜNB (2013): Netzentwicklungsplan Strom 2013. Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, S. 58).

3 ef.Ruhr; Rehtanz, C. (2014): Gutachten "Systemdienstleistungen 2030". Basis für dena (2014): dena-Studie Systemdienstleistungen 2030. Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Zusammenfassung der zentralen Ergebnisse durch die Projektsteuergruppe. Berlin, S. 75.

Insbesondere in Zeiten hoher FEE könnte ein Maximum an Regelleistung nötig werden. Würde in diesen Zeiten die RL-Erbringung ausschließlich durch konventionelle Kraftwerke erfolgen, könnten Konflikte mit der FEE-Einspeisung entstehen.

Technologien zur alternativen Erbringung

Bis auf die fluktuierenden erneuerbaren Energien nehmen heute grundsätzlich alle Stromerzeugungs- und Speichertechnologien sowie eine Vielzahl von größeren Verbrauchern (z.B. Kühlhäuser) bereits an den RL-Märkten teil, wobei natürlich nicht jede Technologie für jede RL-Art anwendbar ist. Insbesondere die PRL wird aufgrund ihrer hohen Anforderungen maßgeblich durch konventionelle Kraftwerke erbracht. Mit steigenden Anteilen fluktuierender erneuerbarer Energien (FEE) mehren sich die Zeiten, in denen größtenteils bzw. nur noch FEE am Netz sein sollten. Entsprechend sollten die FEE auch in der Lage sein, Regelleistung anbieten zu können, um einen Must-run von konventionellen Kraftwerken zu verhindern.

Dies wurde und wird in verschiedensten Forschungsvorhaben angesprochen und untersucht. Beispiele hierfür sind die Projekte Kombikraftwerk II, TWENTIES, Regelenergie durch Windkraftanlagen, das Gutachten zur dena-Systemdienstleistungsstudie 2033 sowie die Kurzstudie Optimierung der Marktbedingungen für die Regelleistungserbringung durch erneuerbare Energien, die Ergebnisse aus den vorgenannten Projekten mit heranzieht.[1] Rein technisch betrachtet ist ein Minutenreserveangebot durch Windkraft bereits heute in Zeiten hohen Windangebots möglich[2] und im Verbund mit anderen Erneuerbaren, Speichern und flexiblen Back-up-Kraftwerken (befeuert aus erneuerbarem Gas) wird ein stabiles Stromsystem aus 100 % erneuerbarer Einspeisung für möglich erachtet.[3]

Damit fluktuierende Erneuerbare überhaupt am Regelleistungsmarkt teilnehmen können, müssen jedoch die Präqualifikationsbedingungen sowie das Marktdesign angepasst werden. Konkret bedeutet dies:[4]

[1] IWES; Siemens; Institut für Energieversorgung und Hochspannungstechnik der Universität Hannover; CUBE Engineering (2014): Kombikraftwerk 2. Kurzbericht, CORDIS (2013): TWENTIES. Transmission system operation with large penetration of Wind and other renewable Electricity sources in Networks by means of innovative Tools and Integrated Energy Solutions. Projektbeschreibung, http://cordis.europa.eu/project/rcn/94496_de.html/, IWES (2014): Regelenergie durch Windkraftanlagen. Abschlussbericht. Projekt im Auftrag des BMUB. Kassel, ef.Ruhr; Rehtanz, C. (2014): Gutachten "Systemdienstleistungen 2030". Basis für dena (2014): dena-Studie Systemdienstleistungen 2030. Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Zusammenfassung der zentralen Ergebnisse durch die Projektsteuergruppe. Berlin und IWES (2014): Optimierung der Marktbedingungen für die Regelleistungserbringung durch erneuerbare Energien. Kurzstudie im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energie e. V. und der Hannover Messe BUNDESVERBANDES. Kassel.

[2] IWES (2014): Regelenergie durch Windkraftanlagen. Abschlussbericht. Projekt im Auftrag des BMUB. Kassel, S. 71f.

[3] IWES; Siemens; Institut für Energieversorgung und Hochspannungstechnik der Universität Hannover; CUBE Engineering (2014): Kombikraftwerk 2. Abschlussbericht, S. 6.

[4] IWES (2014): Optimierung der Marktbedingungen für die Regelleistungserbringung durch erneuerbare Energien. Kurzstudie im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energie e. V. und der Hannover Messe BUNDESVERBANDES. Kassel, S. 37ff.

- Kürzere Vorlaufzeiten: Der Zeitpunkt der Angebotsabgabe und der Erbringungszeitraum müssen eng zusammenliegen, damit die Prognose für Wind- und PV-Einspeisung auseichend zuverlässig ist. Ein Tag Vorlauf wird dafür als ausreichend angesehen.
- Reduzierte Produktlängen: Über die Produktlänge wird das Potenzial von FEE-Anlagen zur RL-Erbringung stark beeinflusst. Eine Stunde wird als optimale Länge gesehen, um ausreichend FEE-Potenzial zu heben.
- Abschaffung des Verbotes von Regelzonen übergreifendem Pooling: Das Verbot von Regelzonen übergreifendem Pooling verhindert die Nutzung von Ausgleichseffekten der FEE-Einspeisung. Somit werden nötige Verbesserungen in der Prognosequalität von FEE verhindert. Das Verbot ist historisch bedingt. Durch die Einführung des gemeinsamen Netzregelverbundes ist dieses jedoch systemisch überholt.
- Präqualifikationsbedingungen für fluktuierende Einspeiser: Entsprechend des dargebotsbedingten Einspeiseverhaltens von FEE müssen die Präqualifikationsbedingungen angepasst werden.

Eine weitere Regelleistungsalternative für Zeiten mit 100 % FEE-Einspeisung sind Batterien. In den Informationen der ÜNB zur Qualifikation für Primärregelleitungen werden Batteriespeicher bereits explizit erwähnt und deren Freiheitsgrade in der Erbringung von PRL aufgezeigt.[1] Es nehmen auch bereits erste Batteriespeicher am PRL-Markt teil. Bekannte Beispiele für Großspeicher sind die folgenden 2014 in kommerziellen Betrieb genommen Batteriespeicher:

- 1 MW an Lithium-Ionen Batterien in Völklingen. Der Speicher wurde im Rahmen des Forschungsprojektes LESSY installiert. Betreiber ist die STEAG GmbH.[2]
- 2 MW installierte Blei-Säure Batterien auf dem ehemaligen Militärflugplatz Alt Daber im Rahmen eines Pilotprojekts des PV-Projektierers Belectric. Die Vermarktung des Batteriespeichers am Primärregelmarkt übernimmt dabei Vattenfall.[3]
- 5 MW Lithium-Ionen Batterien in Schwerin, errichtet durch Younicos für den kommunalen Versorger WEMAG. Hierfür wurde ca. ein Fünftel der Investitionskosten durch das BMWi gefördert.[4]

[1] ÜNB (2014): Eckpunkte und Freiheitsgrade bei Erbringung von Primärregelleistung. Leitfaden für Anbieter von Primärregelleistung, https://www.regelleistung.net/ext/.

[2] STEAG (2014): Großbatteriespeicher LESSY im kommerziellen Betrieb. Bundesweit einer der ersten Lithium-Ionen-Batteriespeicher im Regelleistungsmarkt, https://www.steag.com/s-pressemeldungen-detailansicht+M5e9f4463062.html.

[3] PV Magazine (2014): Belectric und Vattenfall koppeln erstmals Batteriespeicher an großes Solarkraftwerk. Pressemitteilung vom 26.11.2014, http://www.pv-magazine.de/nachrichten/details/beitrag/belectric-und-vattenfall-koppeln-erstmals-batteriespeicher-an-groes-solarkraftwerk_100017462/.

[4] WEMAG (2014): Europaweit erstes kommerzielles Batteriekraftwerk eröffnet. Großspeicher stabilisiert Netzfrequenz effizienter als konventionelle Kraftwerke. Pressemitteilung vom 16.09.2014, https://www.wemag.com/ueber_die_wemag/presse/pressemeldungen/2014/09_16_Eroeffnung_Batteriespeicher.html.

Im Rahmen der dena-Systemdienstleistungsstudie 2033 werden als Batteriespeicher als kostengünstige Ergänzung zum PRL- und SRL-Angebot durch EE angesehen.

Weiterhin bestehen am Markt auch Pooling-Anbieter, die das Pooling von PV in Kombination mit kleinen Batteriespeichern für die Regelenergiemärkte als Service anbieten[1] oder im Angebot hatten. Allerdings lässt sich dabei nicht nachvollziehen, wer für diese Anbieter Poolungsdienstleister ist oder war, da beide nicht selbst präqualifiziert sind.[2] Um die Mindestangebotsgröße von ± 1 MW für Batteriepools auf dem PRL-Markt zu erreichen, müssten (bei einer durchschnittlichen PV-Heimspeichergröße von 6,6 kWh mit einer Entladetiefe von 90 % und einem Systemwirkungsgrad von 90 %) mindestens 380 Speicher gepoolt werden. Dabei wird vereinfachend die doppelte Menge an Speichern gewählt, da die entladene Arbeit zwischenzeitlich wieder nachgeladen können werden muss. Um die gesamte PRL von 583 MW mit 5,35 kWh nutzbarer Speicherkapazität zu erbringen, wären gemäß dieser Überschlagsrechnung entsprechend 218.000 PV-Batterien notwendig. Verglichen mit den aktuell rund 34.000 installierten Speichersystemen (zwishen 2013 und Anfang 2016 installiert) in Deutschland und einer nutzbaren Speicherkapazität bei 55 % geförderter Systeme von 110 MWh, bedeutet dies einen notwendigen Zubau vom Achtfachen der vorhandenen Menge. *Rein zahlenmäßig betrachtet* stellt zumindest die Bereitstellung von PRL durch Batteriespeicher keine bedeutenden Hindernisse dar.

Kosten der alternativen Erbringer

Abhängig von der RL-Art variieren die absoluten Kosten für die IKT-Anbindung sowie die Vermarktungskosten. Wiederum abhängig von der Leistung des RL-Erbringers können sich diese Kosten relativ pro kW sehr stark unterscheiden. Für die grundsätzliche Fragestellung sind diese Kosten jedoch nur von untergeordneter Bedeutung. Primär stehen hier die technologiebedingten Kosten im Vordergrund.

Die Kosten der Regelleistungserbringung sind im Fall von FEE nicht trivial zu bestimmen. Die Stromerzeugungskosten von FEE bestehen fast ausschließlich aus Kapitalkosten. Wird nun im Rahmen negativer RL FEE-Strom abgeregelt, so entstehen volkswirtschaftlich betrachtet keine zusätzlichen Kosten, wohl aber eine entgangene FEE-Einspeisung. Betriebswirtschaftlich betrachtet entstehen dem FEE Betreiber durchaus Opportunitätskosten in Höhe der entgangenen Marktprämie, die nur für tatsächlich eingespeisten Strom gezahlt wird.[3] Ob diese gezahlt wird bzw. wer diese zahlt, ist wiederum eine Verteilungsfrage. Dies führt jedoch nicht zu zusätzlichen volkswirtschaftlichen Kosten. Volkswirtschaftlich relevante Kosten entstehen jedoch, wenn FEE aufgrund eines RL bedingten Must-Runs konventioneller Kraftwerke abgeregelt werden müssen. Diese liegen dann in Höhe der variablen Stromerzeugungskosten[4] der konventionellen Kraftwerke. Wie in Kapitel 3.2.1 ausführlich dargestellt kann lastabweichendes Verhalten von konventionellen

[1] FENECON Energy Pool (o.J.): https://fenecon.de/page/stromspeicher-energy-pool.

[2] Krämer, M. (2016): Stromspeicher als Freiheitsgrad der Erzeugung? Marktliche und systemische Einordnung von Stromspeichern im Rahmen der Systemtransformation. unveröffentlichte Masterthesis. htw saar, Saarbrücken, S. 82-86.

[3] § 34 Abs. 1 EEG 2014

[4] Brennstoff-, CO2-Kosten sowie weitere variable Kosten.

Kraftwerken durch ein Einsparen von An- und Abfahrkosten ökonomisch sinnvoll sein. Entsprechend ist ein einfacher alternativen Vergleich basierend auf Kostenannahmen nicht möglich, sondern muss im Rahmen einer gesamtwirtschaftlichen Einsatzsimulation geschehen. Diese wird im nachfolgenden Vorhabensteil demgemäß durchgeführt.

Die Kosten für Batteriespeicher zur RL-Erbringung sind stark abhängig von der RL-Art sowie abhängig von den Anforderungen und insbesondere den benötigten Energiemengen bzw. Kapazitäten. Je nach Anforderung (Reaktionsfähigkeit, Kapazität, Zyklenfestigkeit) können unterschiedliche Batterietechnologien (Blei-Säure, Lithium-Ionen, Redox-Flox, …) sowie Kombinationen daraus sinnvoll sein. Viele der Batterietechnologien haben auch noch ein großes Entwicklungspotenzial, sowohl hinsichtlich ihrer technischen Eigenschaften als auch bezogen auf mögliche zukünftige Kostendegressionen.[1] Die zuvor genannten Batteriespeicher zum Angebot von PRL erhielten eine Förderung; ohne wäre eine kommerzielle Inbetriebnahme nicht wirtschaftlich gewesen. Indirekt sind nur ungefähre Kostenangaben für den 5 MW-Lithium Ionen Speicher der WEMAG bekannt: Diese beliefen sich auf ca. 6,5 Mio. €, von denen 1,3 Mio. € durch das BMWi gefördert wurden.[2] Ein nicht unerheblicher Kostenfaktor ist der Netzanschluss eines solchen Speichers, der sich durch Installation an einem bestehenden Kraftwerksstandort minimieren lässt.[3] Im Betrieb des Speichers treten zusätzlich noch Speicherverluste (Wirkungsgrad, Lehrlaufverluste) sowie abhängig von dem RL-Abruf noch die entsprechenden Energiekosten auf.

3.1.2 Spannungshaltung

Um im bestehenden Stromversorgungssystem den Betrieb von Anlagen und Geräten ermöglichen zu können, bedarf es der Festlegung von Standards. Hierzu gehört, dass sich die Spannung in einem Stromnetz in dem hierfür definierten Bereich bewegen muss, damit die an dieses Netz angeschlossenen und dafür ausgelegten Abnehmer betrieben werden können. Der Netzbetreiber stellt dies durch verschiedene Maßnahmen wie eine angepasste Netzauslegung sowie die Bereitstellung und Anpassung der Blind- und der Kurzschlussleistung sicher.

3.1.2.1 Blindleistung

Blindleistung wird gezielt genutzt, um die benötigte Spannungsqualität sicherzustellen und die notwendigen Blindleistungsflüsse zu begrenzen. Der Blindleistungsbedarf mancher technischer Einrichtungen und Betriebsmittel (kapazitiv: z.B. gering belastete Freileitungen, Erdkabel, Kondensatormotoren; induktiv: Relais, Drosselspule, Transformator, Asynchrongenerator/-motor, stark belastete Freileitungen) beeinflussen

[1] efzn (2013): Eignung von Speichertechnologien zum Erhalt der Systemsicherheit. Studie. Goslar, S. 41ff. und Energie & Technik (2013): Batterien für die Primärregelleistung verdienen Geld. Interview, http://www.energie-und-technik.de/energiespeicher/artikel/95067/.

[2] WEMAG (2014): Europaweit erstes kommerzielles Batteriekraftwerk eröffnet. Großspeicher stabilisiert Netzfrequenz effizienter als konventionelle Kraftwerke. Pressemitteilung vom 16.09.2014, https://www.wemag.com/ueber_die_wemag/presse/pressemeldungen/2014/09_16_Eroeffnung_Batteriespeicher.html.

[3] PV Magazine (2014): Steag will sechs Großbatterien mit 90 Megawatt für 100 Millionen Euro bauen, http://www.pv-magazine.de/archiv/artikel/beitrag/steag-will-sechs-grobatterien-mit-90-megawatt-fr-100-millionen-euro-bauen_100021036/?L=1&cHash=adc6c5837d60911c8f68f54ae4d44867.

entsprechend die Spannungshöhe und erhöhen die Belastung der Netze und der dazugehörigen Betriebsmittel. Dies kann sich wiederum negativ auf die Systemsicherheit auswirken,[1] wenn dem nicht rechtzeitig entgegengewirkt wird. Darüber hinaus verursachen die Blindleistungsflüsse auch zusätzliche Verluste bei der Stromübertragung, die kompensiert werden müssen, und verringern die Fähigkeit der Netze, Wirkleistung zu übertragen. Aufgrund dessen führt die gezielte dezentrale Bereitstellung von Blindleistung (induktiv sowie kapazitiv) zur Kompensation des Blindleistungsbedarfs und damit zu einer Erhöhung der Effizienz des Netzbetriebs.

Für die Bereitstellung von Blindleistung muss keine mechanische Arbeit verrichtet werden, weshalb direkt kein zusätzlicher Energiebedarf für dessen Bereitstellung entsteht. Allerdings erhöht sich der Stromfluss in Abhängigkeit der Blindleistungsbereitstellung, welcher über den Leitungswiderstand Verluste verursacht (z.B. Widerstand Ständerwicklung, zusätzlicher Erregerstrom).

Die Blindleistungsbereitstellung sollte zu relevanten Teilen nahe am Blindleistungsbedarf erfolgen, um die Entfernung zwischen Blindleistungsbedarf und -erzeugung gering zu halten und diese nicht über höhere Netzebenen transportieren zu müssen.

Einführung und Nutzen

Generell lassen sich zwei Arten von Blindleistung mit jeweils entgegengesetztem Vorzeichen unterscheiden: induktive und kapazitive Blindleistung. Aufgrund induktiver und kapazitiver Eigenschaften des Netzes sowie der an das Netz angebundenen technischen Einheiten existieren stets regionale Phasenverschiebungen von Spannung und Strom. Entgegen der nutzbaren Wirkleistung belastet die aus der Phasenverschiebung resultierende Blindleistung lediglich die Kapazitäten der technischen Komponenten sowie des Netzes und ist daher auf ein notwendiges Minimum zu begrenzen bzw. zu kompensieren.[2] Je nach (lokaler) Netzbelastungssituation ist dabei die gezielte Erbringung induktiver Blindleistung oder kapazitiver Blindleistung erforderlich.

Über die eingespeiste Blindleistung kann u. a. auch das Spannungsniveau des Netzes lokal beeinflusst werden. In Hoch- und Höchstspannungsnetzen ist es geübte Praxis, die Spannung über einen geregelten Blindleistungsaustausch in Kraftwerken zu stabilisieren. Der zur Deckung des längs einer Freileitung im HöS-Netz entstehenden Blindleistungsbedarfs fließende Blindstrom führt zur Abnahme der Spannung am Leitungsende. Durch ausreichend regional verteilte, steuerbare Blindleistungsquellen

[1] Crastan, V. (Hrsg.) (2007): Elektrische Energieversorgung 1. Netzelemente, Modellierung, stationäres Verhalten, Bemessung, Schalt- und Schutztechnik. 2. Auflage, Heidelberg: Springer-Verlag.

[2] Eine vollständige Kompensation auf einen cos(phi) =1 ist auch unerwünscht, da z.B. Asynchronmotoren auf eine gewisse Phasenverschiebung angewiesen sind.

kann die Spannung an diesen Netzknoten geregelt werden.[1] Dies trägt zur Einhaltung der Spannungsgrenzen bei und verhindert den sog. Spannungskollaps.[2]

Dieses Prinzip wurde in die Mittelspannungsnetze übertragen. In der Niederspannung ist die Effektivität der Spannungshaltung mit Blindleistung aufgrund des vorwiegend ohmschen Anteils der Leitungsimpedanzen nicht so groß. Es sei angemerkt, dass durch das bei PV-Wechselrichtern weitverbreitete Q(P)-Verfahren das Niederspannungsnetz bei hoher Sonneneinstrahlung stark induktiv wird und dass dieser induktive Blindleistungsbedarf in den oberen Spannungsebenen kompensiert werden muss.

Heutige Erbringung

Die statische[3] Spannungshaltung wird gegenwärtig durch die planerische Auslegung des Netzes sowie betrieblich durch konventionelle Kraftwerke mit Synchrongeneratoren, Stufungen der Transformatoren oder Kompensationsanlagen erbracht (dena 2014).[4]

Durch eine lastnahe Erzeugung wurde in der Vergangenheit der Bereich hoch ausgelasteter Leitungen minimiert und gleichzeitig für diese Leitungen lokal Blindleistung bereitgestellt. Zur Einhaltung der maximalen Betriebsspannung bei niedriger Last und stillstehendem Kraftwerk existieren zuschaltbare Reaktanzen in Umspannwerken.[5]

Grundsätzlich wird Blindleistung gegenwärtig ‚top-down', also aus dem Übertragungsnetz für die Verteilnetze erbracht. Aufgrund der begrenzten Transformatorenkapazitäten in den unterlagerten Netzebenen wäre eine anders gerichtete Kompensation nur aufwendig zu leisten. Eine lokale Kompensation von Blindleistung (etwa mit Kondensatorbänken) findet primär in Gewerbe- und Industrieunternehmen statt, die neben der Wirkleistung auch ihren Blindleistungsbezug vergüten müssen.

Es sei an dieser Stelle darauf verwiesen, dass die Blindleistungserbringung von PV-Wechselrichtern auf eine lokale Spannungssenkung im Verteilnetz abzielt, die etwaige Abregelungen durch eine Verletzung der oberen Spannungsgrenze vermeiden soll.

[1] FGH; CONSENTEC; IAEW (2012): Studie zur Ermittlung der technischen Mindesterzeugung des konventionellen Kraftwerksparks zur Gewährleistung der Systemstabilität in den deutschen Übertragungsnetzen bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien. Studie im Auftrag der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Aachen, S.16.

[2] Der umgekehrte Fall einer unzulässig hohen Spannung ist ebenfalls problematisch, da Betriebsmittel beschädigt werden können.

[3] Charakteristik: System kehrt nach kleineren Störungen in den stationären Anlagenzustand zurück

[4] dena (2014): dena-Studie Systemdienstleistungen 2030. Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Zusammenfassung der zentralen Ergebnisse durch die Projektsteuergruppe. Berlin, S. 13.

[5] FGH; CONSENTEC; IAEW (2012): Studie zur Ermittlung der technischen Mindesterzeugung des konventionellen Kraftwerksparks zur Gewährleistung der Systemstabilität in den deutschen Übertragungsnetzen bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien. Studie im Auftrag der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Aachen, S. 16ff.

Netzebenenübergreifend handelt es sich hierbei jedoch um das Auftreten zusätzlicher Induktivität, die durch kapazitiv wirkende technische Einheiten in den vorgelagerten Netzebenen kompensiert werden müssen.

Der Aspekt der lokalen oder regionalen Erbringung von Blindleistung stellt einen wesentlichen Unterschied zur Bereitstellung der Frequenzhaltung dar, die durch eine Vielzahl (weitestgehend) beliebig verteilter Generatoren erfolgen kann.

Regulatorische Anforderungen

In Abhängigkeit von der Netzspannung gibt der Transmission Code,[1] die TAB Hochspannung[2] sowie die BDEW MS-Richtlinie[3] bereits eine blindleistungsbezogene Fahrweise (übererregt/unterregt) vor. Im Niederspannungsnetz existieren Vorgaben an die Blindleistungsbereitstellung durch die angeschlossenen Erzeugungsanlagen, die von der maximalen Scheinleistung der Erzeugungsanlagen abhängig sind und in der VDE-AR-N 4105, die auch als Niederspannungsrichtlinie bezeichnet wird, festgelegt sind.

Jede Erzeugungseinheit muss daher definierte Mindestanforderungen hinsichtlich des Leistungsfaktors erfüllen (Blindleistungsbereitstellung bei Nennwirkleistung sowie im Teillastbetrieb), um z.B. an das Übertragungsnetz angeschlossen zu werden. Darüber hinaus gehende Eingriffe werden bilateral zwischen Erzeuger und ÜNB verhandelt. Im Rahmen der Spannungshaltung kann es erforderlich werden, auch aktiv in die Wirkleistungserzeugung der Kraftwerke einzugreifen (spannungsbedingter Redispatch). Regelungen zum Abruf und der Vergütung von technischen Einheiten finden sich dabei in den Beschlüssen BK6-11-098 und BK8-12-019 der Bundesnetzagentur. Durch einen erzwungenen Kraftwerksbetrieb mit einer Mindestwirkleistungseinspeisung muss zur Wahrung der Bilanzneutralität ggf. die Einspeisung anderer Kraftwerke reduziert werden. Die Thematik des Redispatches, gleich ob strombedingt (Betriebsmittelüberlastung) oder spannungsbedingt (Einhaltung Spannungsband) wird separat in diesem Kapitel aufgegriffen.

Vergütung und Angebotsverhalten

An das Übertragungsnetz angeschlossene Kraftwerke bzw. deren Betreiber schließen einen Anschlussnutzungs- und Netznutzungsvertrag ab, in dem die Höhe der zu erbringenden Blindleistung sowie die Vergütung davon geregelt sind. Dies betrifft beispielsweise in der Amprion-Regelzone ausschließlich induktive Blindarbeit; kapazitive Blindarbeit ist hingegen von einer Vergütung ausgenommen.[4] Im Fall von Amprion ist in Abhängigkeit von der Spannungsebene des Netzanschlusses in „Anlage A“ des

[1] VDN (2007): TransmissionCode 2007. Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Berlin.

[2] Gegenwärtig finden die Regelungen des TransmissionCode auch für die Hochspannungsebene Anwendung, nach Abschluss einer Übergangsfrist wird zum 01.01.2017 jedoch die VDE-Anwendungsregel VDE-AR-N 4120 (in Kraft seit 01.01.2015) in dieser Spannungsebene die Regelungen des TransmissionCodes außer Kraft setzen.

[3] Derzeit befindet sich die VDE-Anwendungsregel VDE-AR-N 4110 im Entwurfsstadium, sie soll perspektivisch die Mittelspannungsrichtlinie ablösen und auch Vorgaben aus den auf europäischer Ebene erarbeiteten Network Codes beinhalten.

[4] Amprion (2012): Anschlussnutzungs- u. Netznutzungsvertrag, S. 12–14.

Anschlussnutzungs- und Netznutzungsvertrag ein Bereich definiert, in welchem die Erbringung von Blindleistung in einen vertraglich vereinbarten Rahmen fällt, der den ‚normalen Anforderungen entspricht'. Die innerhalb dieses technisch definierten Rahmens erbrachte Blindleistung wird nach „Anlage C" des Anschlussnutzungs- und Netznutzungsvertrag geregelt, wonach sich die spezifische Vergütung für induktive Blindarbeit aus der folgenden Formel ergibt:

$$P_{Q,ind} = \frac{P_{P,bezug}}{P_{P,bezug,0}} * 0{,}41€/MVArh$$

Mit

$P_{Q,ind}$: spezifische Vergütung für induktive Blindarbeit des betreffenden Jahres

$P_{Q,bezug}$: arithmetischer Mittelwert der EEX Settlement-Kurse für den EEX-Baseload Jahresfuture des Folgejahres an den Handelstagen des letzten Quartals vor der Preisanpassung

$P_{Q,bezug,0}$: arithmetischer Mittelwert der EEX Settlement-Kurse für den EEX-Baseload Jahresfuture 2005 an den Handelstagen des letzten Quartals im Kalenderjahr 2004 (=33,99 €/MWh)

Mit Hilfe der Formel und der historischen EEX Settlement-Kurse für Baseload-Strom lassen sich die Vergütungssätze von Amprion für induktive Blindarbeit in den vergangenen Jahren berechnen (siehe Abbildung 3-9). Durch die direkte Kopplung an den Großhandelspreis für Einjahresfutures unterliegt die Blindleistungsvergütung jährlichen Schwankungen, welche die Erwartungen über künftige Großhandelspreise wiederspiegeln, welche wiederum von der erwarteten Nachfrage, dem Angebot, den Brennstoffpreisentwicklungen sowie der preissenkenden Einspeisung aus erneuerbaren Energien beeinflusst wird. Wie in Abbildung 3-9 zu sehen, stieg die Vergütung für Blindleistung seit 2005 bis 2009 kontinuierlich an, sank danach jedoch wieder ungefähr auf das ursprüngliche Niveau ab und liegt 2014 bei 0,45 €/MVArh.[1] Vergleicht man die Blindleistungsvergütung in 2013 (0,56 €/MVArh) mit dem durchschnittlichen EEX-Spotmarktpreis in 2013 (37,8 €/MWh) entspricht dies ungefähr 1,5 % der Vergütung für ein konstantes Leistungsband.

Im Folgenden soll die finanzielle Bedeutung der Blindleistungsvergütung anhand der konkreten Regeln zu ihrer Erbringung detailliert analysiert werden.

[1] Im Gegensatz zur Wirkarbeit wird die Blindarbeit in der Regel nicht mit KWh, sondern der äquivalenten Einheit Kilovarstunde (KVarh) angegeben.

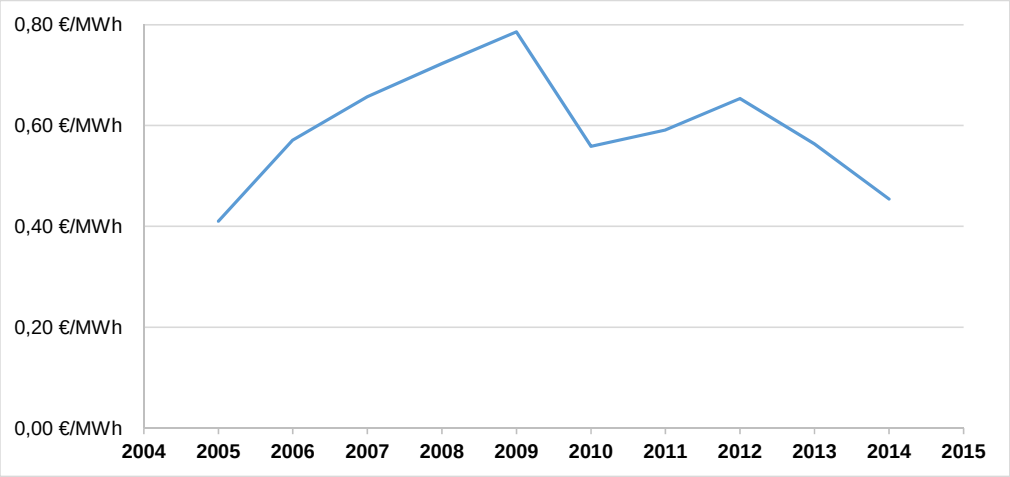


Abbildung 3-9: Vergütung für erbrachte Blindleistung innerhalb des vereinbarten Rahmens (Daten: EEX)

Die Referenzsituation für die folgende Analyse sieht folgendermaßen aus: Das betrachtete Kraftwerk erbringt Blindleistung innerhalb des mit dem ÜNB vereinbarten Rahmens, ohne seine Wirkleistungsabgabe außerplanmäßig reduzieren zu müssen und erhält hierfür die dargestellte Vergütung. Davon abweichend können folgende Situationen eintreten

a) **Das Kraftwerk muss seine Wirkleistung *außerplanmäßig reduzieren*, um eine Blindleistung in einer Höhe zu erbringen, die sich noch *innerhalb des mit dem ÜNB vereinbarten Rahmens* befindet und von diesem angefordert wird.**
   Hierfür erhält der Kraftwerksbetreiber trotz der außerplanmäßigen, aber notwendigen Wirkleistungsreduktion keine gesonderte Zusatzvergütung, sondern weiterhin die übliche Vergütung. Die Kosten für die Wirkleistungsreduktion hat demzufolge der Kraftwerksbetreiber selbst zu tragen.

b) **Das Kraftwerk muss seine Wirkleistung *außerplanmäßig reduzieren*, um eine Blindleistung in einer Höhe zu erbringen, die sich *außerhalb des mit dem ÜNB vereinbarten Rahmens* befindet und von diesem angefordert wird.**
   Hierfür muss der Kraftwerksbetreiber aufgrund der außerplanmäßigen Reduktion der Wirkleistung eine Grenzkostenersparnis an den ÜNB zahlen, die sich nach dem Beschluss BK8-12-019 der Bundesnetzagentur richtet. Diese wiederum wird festgelegt als „Produkt aus der redispatchbedingten Veränderung der Einspeisemenge und den aus den stündlichen EPEX-Spot-Preisen abgeleiteten Grenzkosten."[1]

c) **Das Kraftwerk muss seine Wirkleistung *außerplanmäßig erhöhen*, um eine Blindleistung in einer Höhe zu erbringen, die sich *oberhalb des mit dem ÜNB vereinbarten Rahmens* befindet und von diesem angefordert wird.**
   Hierfür erhält der Kraftwerksbetreiber aufgrund der außerplanmäßigen Erhöhung

[1] BNetzA (30.10.2012): Festlegung von Kriterien für die Bestimmung einer angemessenen Vergütung bei strombedingten Redispatchmaßnahmen und bei spannungsbedingten Anpassungen der Wirkleistungseinspeisung. Beschlusskammer 8. BK8-12-019, S. 3.

der Wirkleistung eine Vergütung/Kompensation vom ÜNB, die sich nach dem Beschluss BK8-12-019 der Bundesnetzagentur richtet. Diese wiederum wird festgelegt als „Produkt aus der redispatchbedingten Veränderung der Einspeisemenge und den aus den stündlichen EPEX-Spot-Preisen abgeleiteten Grenzkosten". Dabei werden „die Grenzkosten […] durch den niedrigsten Preis bestimmt, zu dem die Erzeugungsanlage im Kalendermonat vor dem Einsatzzeitpunk im Normalbetrieb eingespeist hat."[1] ‚Normalbetrieb' bedeutet hier der reguläre Betrieb laut vorher gesendeten/geplanten Fahrplänen[2] ohne Einfluss von äußeren Einwirkungen. [3] Demzufolge werden Zeiträume mit den nachstehenden Ereignissen nicht bei der Bestimmung des Kompensationspreises berücksichtigt:[4]

- Die Anlage hat Regelleistung vorgehalten oder Regelleistung erbracht
- Betrieb in Mindestlast, um Ab- und Abfahrvorgänge zu vermeiden
- Probebetrieb
- Teilnahme an Redispatchmaßnahmen
- An- und Abfahrvorgänge
- Rein wärmegeführte Phasen von KWK-Anlagen

Situationen, in denen der EPEX-Preis unterhalb der Grenzkosten eines Kraftwerks liegt und sich dieses im Teillastbetrieb befindet, sind in der Regel kein Normalbetrieb und entfallen somit in der Betrachtung. Dies gilt insbesondere für Phasen mit negativen EPEX-Preisen.

d) Die vom Kraftwerk *geplante Einsatzzeit* zur Erbringung von Wirkleistung *ist kürzer* als die *vom ÜNB gewünschte Einsatzdauer* zur Erbringung von Blindleistung.

In diesem Fall wird der weitere Einsatz des Kraftwerks zwischen dem Kraftwerksleitstand und der Netzführung abgestimmt. Falls aufgrund dessen der Kraftwerkseinsatz verlängert werden muss, wird die zusätzlich erzeugte Wirkleistung als Redispatch behandelt[5] und die Vergütung erfolgt entsprechend dem Beschluss BK8-12-019 der Bundesnetzagentur, siehe auch Vergütung unter Punkt c).

e) Im Rahmen der Erbringung einer Redispatchmaßnahme (z.B. die Erbringung von

[1] BNetzA (30.10.2012): Festlegung von Kriterien für die Bestimmung einer angemessenen Vergütung bei strombedingten Redispatchmaßnahmen und bei spannungsbedingten Anpassungen der Wirkleistungseinspeisung. Beschlusskammer 8. BK8-12-019, S. 3.

[2] Der Kraftwerksbetreiber hat dem ÜNB bis 14.30 Uhr des Vortages einen verbindlichen Einspeisefahrplan im viertelstündlicher Auflösung zuzusenden (Amprion (2013): Netzführungsvertrag, S.10).

[3] Die Definition sowie die zusätzlichen Informationen stammen von der Amprion GmbH als Reaktion auf eine Anfrage seitens der IZES gGmbH.

[4] BNetzA (30.10.2012): Festlegung von Kriterien für die Bestimmung einer angemessenen Vergütung bei strombedingten Redispatchmaßnahmen und bei spannungsbedingten Anpassungen der Wirkleistungseinspeisung. Beschlusskammer 8. BK8-12-019, S. 16.

[5] Amprion (2013): Netzführungsvertrag, S. 11.

Blindleistung außerhalb des mit dem ÜNB vereinbarten Rahmens) ist ein zusätzlicher An- oder Abfahrvorgang erforderlich.

In diesem Fall erhält der Kraftwerksbetreiber vom ÜNB die zusätzlichen Aufwendungen für den An- oder Abfahrvorgang.[1] Die Höhe der Vergütung wird individuell festgelegt, d.h. es gibt keine pauschale Formel zur Berechnung.[2]

Alle beschriebenen Maßnahmen und deren Vergütungen sind gültig, solange diese nicht die Bagatellgrenze von 0,9 % der Einspeisemenge des entsprechenden Kraftwerks im Vorjahr überschreitet. Generell stehen dabei folgende Überlegungen im Vordergrund:[3]

- Die Vergütung für eine erforderliche Leistungserhöhung soll die zusätzlichen Aufwendungen decken.
- Die Zahlung im Fall einer Leistungssenkung soll den entsprechenden Ersparnissen entsprechen. Marktprämien, Gewinnzuschläge und Opportunitäten sind explizit nicht zu vergüten.
- Die Bundesnetzagentur verfolgte mit dem Beschluss BK8-12-019 das Ziel der Schaffung einer eindeutigen und einheitlichen Rechtslage für die Vergütung von strombedingten Redispatchmaßnahmen. Dabei soll die Vergütung der Notsituation angemessen sein und gleichzeitig soll sichergestellt werden, dass keine Anreize für die Erzeugung von Engpässen seitens der Kraftwerke geschaffen werden. Hierfür ist erforderlich, dass die Vergütung in keinem Fall zu zusätzlichen Gewinnen führt.

In begründeten Einzelfällen kann der ÜNB abweichend von den Regelungen für Vergütung von Dispatchmaßnahmen innerhalb der Bagatellgrenze einen individuellen Aufwandsersatz zahlen, welcher jedoch der Bundesnetzagentur zu melden und von dieser zu genehmigen ist.[4,5] Eine weitere Sonderregelung betrifft Kraftwerke, welche Redispatchmaßnahmen innerhalb eines Jahres leisten, die in der Summe 10 % der Einspeisemengen des Vorjahres übertreffen. In diesem Fall kann der ÜNB in

[1] Diese werden hauptsächlich durch zusätzliche Brennstoff- und Zertifikatskosten zur Anfeuerung der ausgekühlten Anlage sowie einer generell ineffizienten Brennstoffausnutzung während des An- und Abfahrvorgangs verursacht.

[2] BNetzA (30.10.2012): Festlegung von Kriterien für die Bestimmung einer angemessenen Vergütung bei strombedingten Redispatchmaßnahmen und bei spannungsbedingten Anpassungen der Wirkleistungseinspeisung. Beschlusskammer 8. BK8-12-019, S. 3 sowie Amprion (2012): Anschlussnutzungs- u. Netznutzungsvertrag, Anhang D.

[3]. BNetzA (30.10.2012): Festlegung von Kriterien für die Bestimmung einer angemessenen Vergütung bei strombedingten Redispatchmaßnahmen und bei spannungsbedingten Anpassungen der Wirkleistungseinspeisung. Beschlusskammer 8. BK8-12-019, S. 4f.

[4] BNetzA (30.10.2012): Festlegung von Kriterien für die Bestimmung einer angemessenen Vergütung bei strombedingten Redispatchmaßnahmen und bei spannungsbedingten Anpassungen der Wirkleistungseinspeisung. Beschlusskammer 8. BK8-12-019, S. 3.

[5] Laut der Bundesnetzagentur sind Ausnahmeregelungen v. a. für folgende Fälle gedacht: Ein Speicherkraftwerk erbringt eine Redispatchleistung, es können keine belastbaren Kosten geschätzt werden oder die Bagatellregelung führ zu nicht-plausiblen Ergebnissen, beispielswese Grenzkosten nahe Null oder deutlich über einem gewöhnlichen Niveau.

Abstimmung mit der Bundesnetzagentur einen zusätzlichen Leistungsanteil vergüten. Ebenso betrifft eine Sonderregelung bestimmte Ausnahmefälle, in denen der ÜNB auch für innerhalb der Bagatellgrenze eingesetzte Kraftwerke einen individuellen Aufwandsersatz zahlen kann. Dieser muss jedoch diskriminierungsfrei sein und muss verpflichtend der Bundesnetzagentur gemeldet werden.

Die Abruf- und Vergütungssystematik von Blindleistung im Rahmen von Redispatchmaßnahmen wird von der Bundesnetzagentur mit dem Nichtvorhandensein eines funktionierenden Marktes aufgrund der sehr begrenzten Anbieterzahl, welche überhaupt für die Behebung des Netzengpass oder der zusätzlich notwendigen Blindleistung in Frage kommen, begründet. Der Grundgedanke der Bundesnetzagentur, dass für einen von Redispatchmaßnahmen betroffenen Kraftwerksbetreiber weder Vor- noch Nachteile entstehen sollen, vermeidet theoretisch Wettbewerbsverzerrungen auf dem Erzeugermarkt. In der Praxis ist die Festlegung der tatsächlichen Kosten jedoch mit einem nicht unerheblichen Aufwand verbunden. Um diesen zu begrenzen, werden Kosten für Einsätze innerhalb der Bagatellgrenze nach pauschalen Sätzen vergütet. Erst bei Überschreiten der Bagatellgrenze wird eine detaillierte „Spitzabrechnung" (auf Nachweis) der Kosten durchgeführt.

Im Fall einer Erhöhung der Einspeisung können neben den zusätzlichen Brennstoffeinsätzen[1] folgende zusätzliche Aufwendungen nach einem auf Plausibilität geprüften Nachweis erstattet werden:[2]

- Kosten für zusätzliche An- und Abfahrvorgänge
- Kosten für Hilfs- und Einsatzstoffe
- Kosten für CO_2-Emissionsrechte
- Kosten für arbeitsabhängige Instandhaltungen
- Kosten für verkürzte Revisionszyklen

Im Fall einer Absenkung der Einspeisung müssen die hierdurch eingesparten Kosten für den Brennstoffeinsatz und den Kauf von CO_2-Emissionsrechten an den ÜNB gezahlt werden. Falls durch den Abfahrvorgang sonstige zusätzliche Aufwendungen (siehe Auflistung) entstehen, sind diese von den Erstattungskosten abzuziehen.

Es ist festzuhalten, dass die Bereitstellung von Blindleistung nicht dazu geeignet ist, langfristig planbar und systematisch Kraftwerkserlöse zu erzielen. So sollen entsprechend der Motivation der Bundesnetzagentur durch Aufwandsentschädigungen und Rückzahlungen von Ersparnissen etwaige Besser- oder Schlechterstellungen in der Kraftwerksvermarktung vermieden werden. Aus regionalen/lokalen netztechnischen Anforderungen kann die Einsatzzeit und Abrufhäufigkeit einzelner Kraftwerke (ggf. temporär) über der einer rein marktbasierten Einsatzweise liegen. Diese Tatsache eröffnet dem Kraftwerksvermarkter unter Umständen auch zusätzliche Erlösmöglichkeiten, die an den Kraftwerksbetrieb gekoppelt sind. Aufgrund des

[1] Hier ist zu beachten, dass die tatsächlichen Anschaffungskosten für Rohstoffe laut der Finanzbuchhaltung herangezogen werden. Damit soll vermieden werden, dass sich an den Preisen der Großhandelsplätze orientiert wird, die individuellen Lieferverträge aber zu Preisen unterhalb der Großmarktpreise abgeschlossen wurden.

[2] BNetzA (30.10.2012): Festlegung von Kriterien für die Bestimmung einer angemessenen Vergütung bei strombedingten Redispatchmaßnahmen und bei spannungsbedingten Anpassungen der Wirkleistungseinspeisung. Beschlusskammer 8. BK8-12-019, S. 13.

Unbundlings und der Trennung von Netzbetrieb und Erzeugung hat das Kraftwerk jedoch keinen direkten Einfluss auf einen Abruf. Die Bereitstellung von Blindleistung betreffend kann dementsprechend nicht als ökonomisch motiviertes Must-Run-Verhalten bezeichnet werden.

Benötigte zukünftige Leistung zur SDL-Erbringung

In (FGH; CONSENTEC; IAEW 2012)[1] wird mit Hilfe eines heuristischen Optimierungsverfahrens die erforderliche Mindesterzeugung zur Spannungshaltung derart ermittelt, dass sukzessive Erzeugungsanlagen vom Netz genommen werden, bis das Spannungsband verletzt wird oder die Importkapazität erreicht ist. Hierbei zeigt sich, dass die erforderliche Höhe und regionale Verteilung der Mindesterzeugung in Form von Blindleistungsbereitstellung stark vom aktuellen Belastungszustand des Übertragungsnetzes abhängt. In den beiden Fällen Schwachlast/Starkwind sowie Starklast/Starkwind ist überwiegend ein übererregter Betrieb der Synchrongeneratoren erforderlich. Zur Spannungshaltung wird im Szenario Starkwind/Schwachlast eine übererregte regionale Blindleistungsbereitstellung von 2-6 GVar sowie eine untererregte von <0,6 GVar bestimmt. Im Szenario Starkwind/Starklast wurden eine übererregte Blindleistungsquellen i.H. von 12-16 GVar sowie untererregte von <0,3 GVar errechnet. Hiermit verbunden sind resultierende Mindestwirkleistungserzeugungen von 4 - 8 GW bzw. 16 - 20 GW. Die Mindesterzeugung ist dabei insbesondere in den Lastzentren der Rhein-Ruhr-Region sowie dem Main-Neckar-Raum lokalisiert. Die Bereitstellung kapazitiver Blindleistung ist lediglich im Nordosten erforderlich. Eine Zuordnung der zu erbringenden Blindleistung sowie der Mindestwirkleistungserzeugung ist nachstehenden Abbildungen zu entnehmen.

[1] FGH; CONSENTEC; IAEW (2012): Studie zur Ermittlung der technischen Mindesterzeugung des konventionellen Kraftwerksparks zur Gewährleistung der Systemstabilität in den deutschen Übertragungsnetzen bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien. Studie im Auftrag der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Aachen.

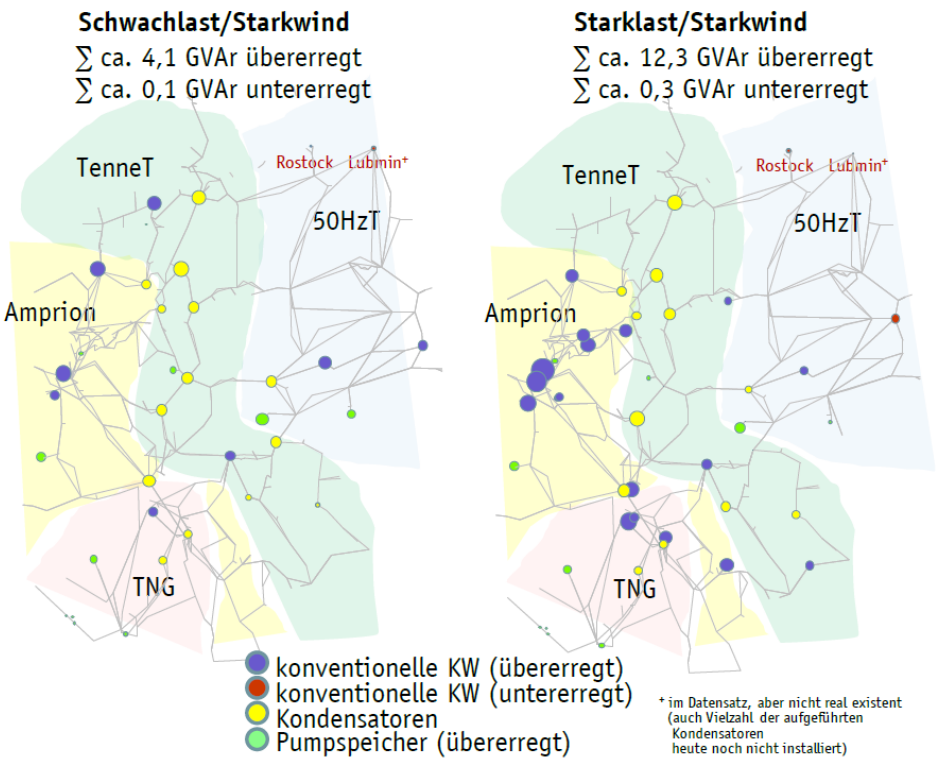


Abbildung 3-10: Regionale Verteilung der Blindleistungseinspeisung[1]

[1] FGH; CONSENTEC; IAEW (2012): Studie zur Ermittlung der technischen Mindesterzeugung des konventionellen Kraftwerksparks zur Gewährleistung der Systemstabilität in den deutschen Übertragungsnetzen bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien. Studie im Auftrag der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Aachen, S. 20.

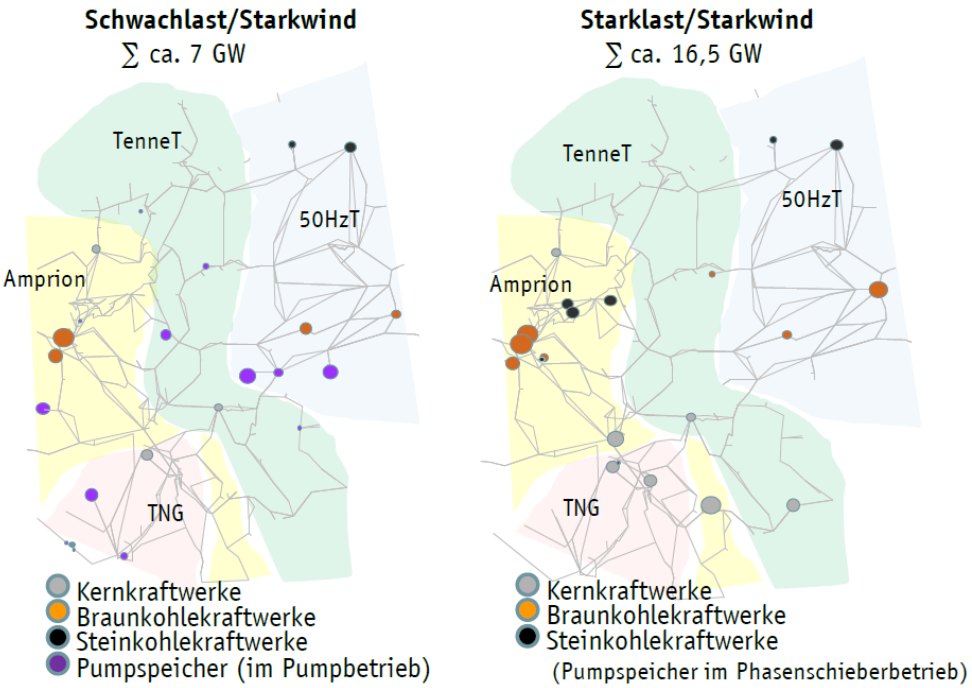


Abbildung 3-11: Regionale Verteilung der resultierenden Mindestwirkleistungseinspeisung[1]

In (dena 2014)[2] wurde für das Jahr 2033 der kapazitive und induktive Blindleistungsbedarf für den n-0 Fall (Netzgrundzustand) sowie n-1 Fall (Ausfallereignis) an 31 deutschen Netzknoten stundenscharf simuliert. Neben dem absoluten Bedarf wird auch der „zusätzliche Bedarf" an den Netzknoten ausgewiesen. Dieser ergibt sich unter Berücksichtigung bereits bestehender und geplanter Blindleistungsquellen. Speziell in der Rhein-Ruhr-Region (bzw. den Knoten 14 und 20) ist der Bedarf und zusätzliche Bedarf an kapazitiver Blindleistung besonders hoch; im Allgemeinen stellt sich ein Bedarf zur Bereitstellung überwiegend kapazitiver Blindleistung heraus.

[1] FGH; CONSENTEC; IAEW (2012): Studie zur Ermittlung der technischen Mindesterzeugung des konventionellen Kraftwerksparks zur Gewährleistung der Systemstabilität in den deutschen Übertragungsnetzen bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien. Studie im Auftrag der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Aachen, S. 20.

[2] dena (2014): dena-Studie Systemdienstleistungen 2030. Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Zusammenfassung der zentralen Ergebnisse durch die Projektsteuergruppe. Berlin, S. 102ff.

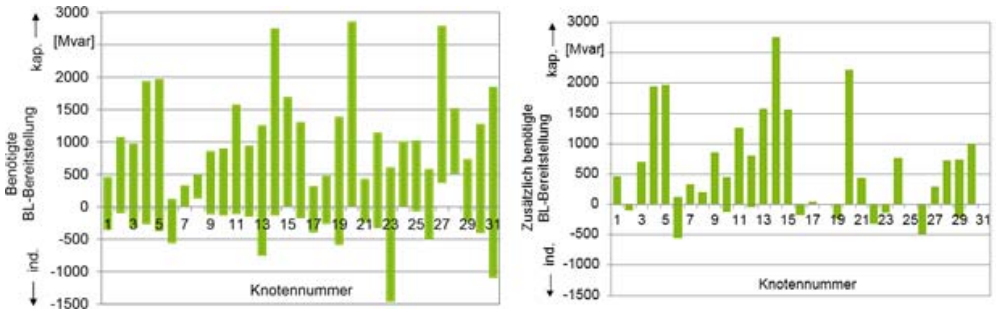


Abbildung 3-12: Spanne des Blindleistungsbedarfes sowie des zusätzlichen Blindleistungsbedarfes im Betrachtungsjahr 2033.[1]

Anhand der Ergebnisse wurden zwei bemessungsrelevante Netzbelastungsszenarios identifiziert. Szenario 1 (hohe Wind- und PV-Einspeisung bei hoher Last) ist gekennzeichnet durch einen hohen kapazitiven Bedarf bei gleichzeitig einem maximalen zusätzlichen kapazitiven Bedarf an einem Netzknoten innerhalb des Betrachtungsjahres. Szenario 2 (Mittlere Windeinspeisung, geringe Last) geht von einem hohen induktiven Bedarf bei gleichzeitig einem maximalen zusätzlichen induktiven Bedarf an einem Netzknoten innerhalb des Betrachtungsjahres aus.

Die folgenden Darstellungen könnten dabei als weiterer Ansatzpunkt genutzt werden, um kritische Regionen und Netzknoten im Kontext der Außerbetriebnahme konventioneller Kraftwerke zu identifizieren.[2]

[1] dena (2014): dena-Studie Systemdienstleistungen 2030. Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Zusammenfassung der zentralen Ergebnisse durch die Projektsteuergruppe. Berlin, S. 112f.

[2] Es ist jedoch nicht möglich die Notwendigkeit einzelner Kraftwerke zur Spannungshaltung abzuleiten. Gerade in Regionen mit nur geringem Blindleistungsbedarf können wenige vorhandene Kraftwerke einen bedeutenden Beitrag leisten.

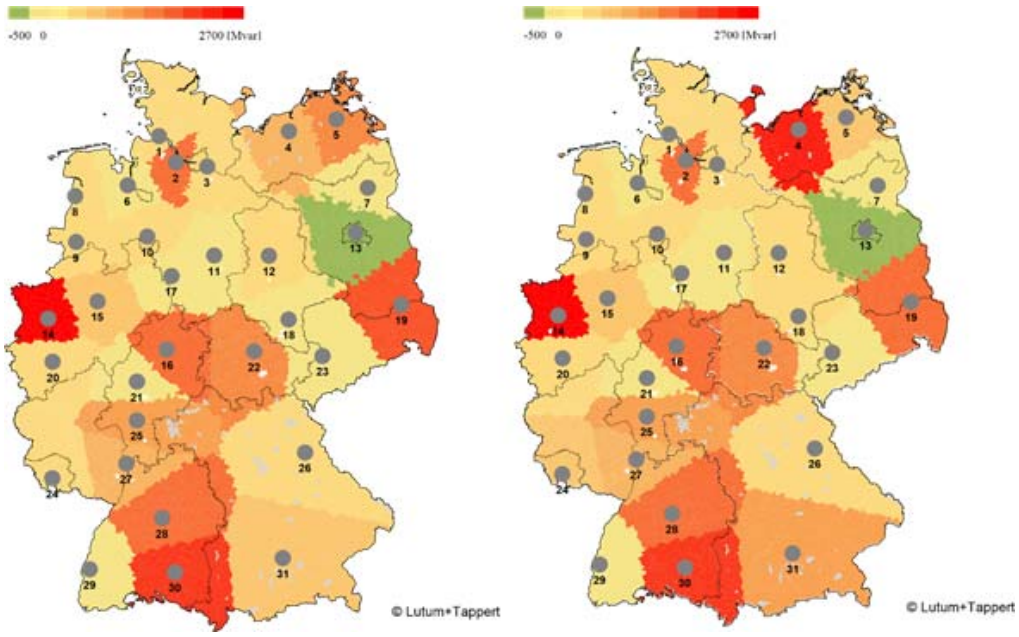
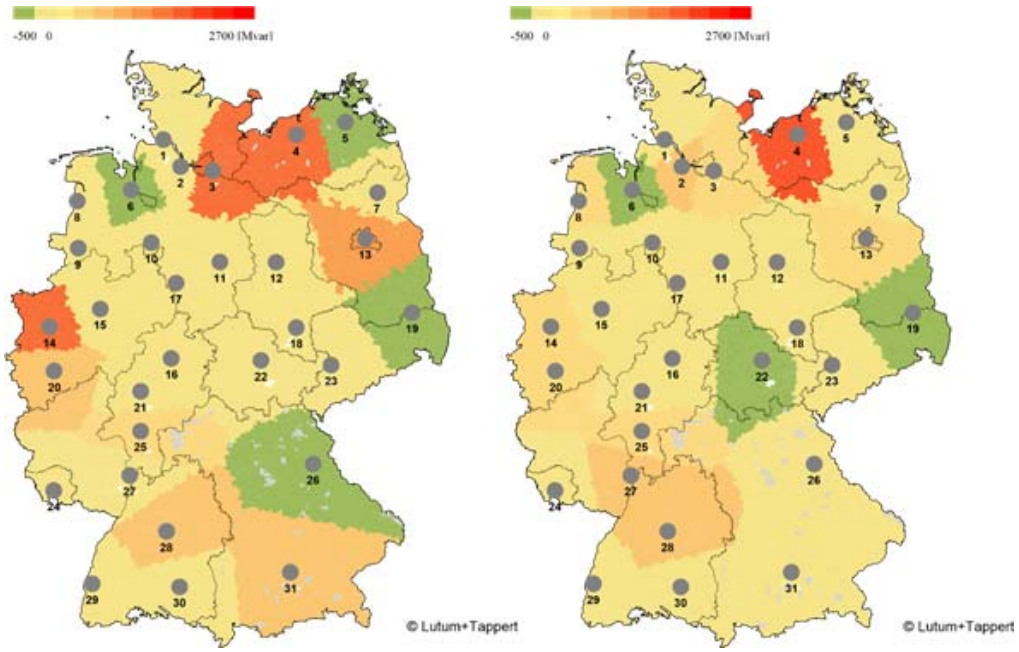


Abbildung 3-13: links: Blindleistungsbedarf für die bemessungsrelevante Stunde kapazitiv im ausgewählten (n-1)-Fall; rechts: Blindleistungsbedarf für die bemessungsrelevante Stunde kapazitiv im (n-0)-Fall[1]



[1] dena (2014): dena-Studie Systemdienstleistungen 2030. Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Zusammenfassung der zentralen Ergebnisse durch die Projektsteuergruppe. Berlin, S. 114, 118.

Abbildung 3-14: links: Blindleistungsbedarf für die bemessungsrelevante Stunde induktiv im (n-0)-Fall; rechts: Blindleistungsbedarf für die bemessungsrelevante Stunde induktiv im ausgewählten (n-1)-Fall[1]

Im Hinblick auf die zunehmenden Transportentfernungen und Leistungstransite wird künftig ein höherer Blindleistungsbedarf erwartet. Nach vorstehender Analyse wird ein erhöhter kapazitiver Blindleistungsbedarf insbesondere in der Rhein-Ruhr-Region, dem Main-Neckar-Raum und der Region um Rostock erwartet. Ein zusätzlicher Bedarf an der Bereitstellung induktiver Blindleistung wird vor allem im Osten Deutschlands erwartet.[2]

Technologien zur alternativen Erbringung

Durch das Vorhandensein zahlreicher Synchrongeneratoren (der Großkraftwerke) im Übertragungsnetz ergab sich bislang nur ein geringer Bedarf an technologischen Alternativen. Gleichwohl existieren diese und können wie folgt klassifiziert werden:

- Kompensationsanlagen (Spulen, Kondensatorbänke, SVC – statischer Blindleistungskompensator, STATCOM – Stromrichter im Pulsbetrieb),
- Rotierende Phasenschieber (alleinstehend/neu errichtet oder Ertüchtigung stillgelegter Kraftwerke zum Phasenschieberbetrieb),
- Blindleistungsbereitstellung aus dezentraler Erzeugung in der 110 kV-Ebene,
- sowie die Regelung in HGÜ-Umrichterstationen.

FACTS-Elemente (Flexible AC Transmission Systems) sind reine netzdienliche leistungselektronische Komponenten. Sie substituieren konventionelle Betriebsmittel und bieten zusätzliche Funktionsmöglichkeiten. Im Gegensatz zu konventionellen, zuschaltbaren Blindleistungserzeugern sind z.B. STATCOM und SVC nahezu stufenlos regelbar. STATCOM und SVC unterscheiden sich wiederum hinsichtlich der eingesetzten Halbleitertypen und der technischen Eigenschaften. So ist die Blindleistungserzeugung beim SVC abhängig von der anliegenden Netzspannung. Im Vergleich zeichnen sich statische Blindleistungskompensatoren (SVC, STATCOM etc.) gegenüber rotierenden Phasenschiebern dadurch aus, dass nahezu kein Verschleiß eintritt und sie schneller und dynamischer auf Schwankungen reagieren können. Der größte Mehrwert eines Phasenschiebers gegenüber eines STATCOM liegt in der Bereitstellung von Kurzschlussleistung und rotierender Masse für das Übertragungsnetz.[3]

Vor dem Hintergrund, dass HGÜ-Konverter primär zu Transportzwecken errichtet und finanziert werden, steht der Stellbereich für Blindleistung prinzipiell kostenfrei zur Spannungsregelung zur Verfügung. Nach dena 2014 werden sie intensiv eingesetzt. Der verbleibende Regelungsbedarf soll der Empfehlung folgend kurzfristig aus

[1] dena (2014): dena-Studie Systemdienstleistungen 2030. Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Zusammenfassung der zentralen Ergebnisse durch die Projektsteuergruppe. Berlin, S. 116, 120.

[2] dena (2014): dena-Studie Systemdienstleistungen 2030. Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Zusammenfassung der zentralen Ergebnisse durch die Projektsteuergruppe. Berlin, S. 102 ff.

[3] Korrespondenz mit Hr. Braeuer, ABB Schaltanlagensysteme, 17.10.2014.

dezentralen Erzeugungsanlagen in der Hochspannungsebene erfolgen.[1] Den letzteren Aspekt aufgreifend soll nochmals auf die Bedeutung vorgelagerter Netzebenen zur Blindleistungsbereitstellung eingegangen werden.

In einem ersten Schritt könnte zunächst ein ausgeglichener Blindleistungshaushalt auf der jeweiligen Netzebene angestrebt werden. Somit sinkt der Bedarf einer Kompensation aus dem vorgelagerten Übertragungsnetz bzw. allgemein den vorgelagerten Netzebenen. In einem weiteren Schritt wäre es vorstellbar, die an das Übertragungsnetz angebundenen Verteilnetze (insbesondere der Hochspannung) ebenso gleichwertig als technische Komponente zur Spannungshaltung im Übertragungsnetz einzubinden. Praktiziert wird dies beispielsweise in der Schweiz, wo direkt an das Übertragungsnetz angeschlossene Verteilnetze sowie Endkunden die Möglichkeit erhalten, aktiv an der Spannungshaltung im Übertragungsnetz teilzunehmen und hierfür finanziell entschädigt werden.[2]

Kosten der alternativen Erbringer

Da elektrotechnische Lösungen zur Spannungsregelung oftmals nach regionalspezifischen Anforderungen ausgelegt werden, ist es schwierig, durchschnittliche Investitions- und Betriebskosten zu benennen. Hinweise lassen sich jedoch in (dena 2010)[3] und (dena 2014)[4] finden.

So weist dena 2010 die Investitionskosten einiger Kompensationsmittel sowie der ggf. zur Einbindung notwendigen Schaltfelder auf.

Tabelle 3-9: Modellkosten der Kompensationsmittel und Schaltfelder[5]

Kompensationsanlage		Investitionskosten	Annuität 2020
380-kV-Serienkompensation	100 Mvar	2,00 Mio. €	0,16 Mio. €/a
380-kV-Kompensationsspule	100 Mvar ohne SF	1,30 Mio. €	0,10 Mio. €/a
380-kV-MSCDN	100 Mvar ohne SF	1,40 Mio. €	0,11 Mio. €/a
380-kV-SVC	100 Mvar ohne SF	3,20 Mio. €	0,26 Mio. €/a

Quelle: ÜNB

[1] dena (2014): dena-Studie Systemdienstleistungen 2030. Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Zusammenfassung der zentralen Ergebnisse durch die Projektsteuergruppe. Berlin, S. 148.

[2] swissgrid (2010): Spannungshaltung 2011. Konzept für die Spannungshaltung im Übertagungsnetz der Schweiz ab 2011, S. 2.

[3] dena (2010): dena-Netzstudie II. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025. Berlin, S. 303.

[4] dena (2014): dena-Studie Systemdienstleistungen 2030. Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Zusammenfassung der zentralen Ergebnisse durch die Projektsteuergruppe. Berlin, S. 141.

[5] dena (2010): dena-Netzstudie II. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025. Berlin, S. 303.

Maßnahme an Schaltanlagen	Investitionskosten	Annuität 2020
380-kV-Schaltfeld , Luft isoliert, für Freileitung	2,00 Mio. €	0,20 Mio. €/a
380-kV-Schaltfeld bis 200-Mvar-Kompensationsspule	2,00 Mio. €	0,20 Mio. €/a
380-kV-Schaltfeld bis 200-Mvar SVC	2,00 Mio. €	0,20 Mio. €/a
380-kV-Schaltfeld bis 200-Mvar MSCDN	2,00 Mio. €	0,20 Mio. €/a

Quelle: ÜNB

Eine aktuellere und umfassendere Übersicht ist in dena 2014 aufgeführt. Hierbei wurde jedoch bei einigen Technologien auf die vorstehenden Erhebungen (mit [1] gekennzeichnet) zurückgegriffen. Für Blindleistungserzeuger, deren Bau aus anderen Gründen erforderlich ist, werden keine Kosten angesetzt. Der Wert der Bindleistungsbereitstellung aus dem Verteilnetz wird in (dena 2014)[1] durch die günstigste Alternative im Übertragungsnetz bestimmt.

[1] dena (2014): dena-Studie Systemdienstleistungen 2030. Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Zusammenfassung der zentralen Ergebnisse durch die Projektsteuergruppe. Berlin, S. 147.

Tabelle 3-10: Modellkosten der verschiedenen Blindleistungsquellen[1,2]

Blindleistungsquelle	Kostenkomponenten	Kosten
Drosselspule (100 Mvar inkl. SF)	Investition: 4 Mio. € [1] Betriebskosten: 2 % Invest. p.a. Nutzungsdauer: 35 Jahre Zins: 8 %	420.000 €/a
Kondensator (100 Mvar inkl. SF)	Investition: 3,3 Mio. € [1] Betriebskosten: 2 % Invest. p.a. Nutzungsdauer: 35 Jahre Zins: 8 %	350.000 €/a
HGÜ-Konverter	-	-
SVC (100 Mvar inkl. SF)	Investition: 5,2 Mio. € [1] Betriebskosten: 2 % Invest. p.a. Nutzungsdauer: 35 Jahre Zins: 8 %	550.000 €/a
STATCOM (100 Mvar inkl. SF)	Investition: 6,8 Mio. € Betriebskosten: 2 % Invest. p.a. Nutzungsdauer: 35 Jahre Zins: 8 %	720.000 €/a
Phasenschieber	Investition: 7 Mio. € Betriebskosten: 3,5 % Invest. p.a. Nutzungsdauer: 30 Jahre Zins: 8 %	870.000 €/a
Spannungsbedingter Redispatch	Grenzkosten: 50…180 €/MW Mindestwirkleistungserzeugung: 0…20 MW Benutzungsstunden im Jahr: n	0…3.600 € · n
Verteilnetz	-	-

Aus einer Validierung der Tabellenwerte durch eine Praxisbefragung geht hervor, dass die genannten Investitionskosten für SVC und STATCOM gegenwärtig eher die Kostenuntergrenze darstellen. Abhängig von den Rahmenparametern liege die Obergrenze bis zu 30 % über den genannten Kosten. Mit stärkeren Kostendegressionen sei perspektivisch insbesondere bei der STATCOM zu rechnen, aufgrund des Reifegrads der Technologie und der großen bereits installierten Basis sind bei SVC erheblich geringere Kostendegressionen zu erwarten.[3]

[1] dena (2014): dena-Studie Systemdienstleistungen 2030. Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Zusammenfassung der zentralen Ergebnisse durch die Projektsteuergruppe. Berlin, S. 141.

[2] Eine Bezugsgröße des Phasenschiebers wird hier leider nicht angeführt.

[3] Korrespondenz mit Hr. Braeuer, ABB Schaltanlagensysteme, 16.10.2014.

Neu errichtete rotierende Phasenschieber rangieren in einem Leistungsbereich von 100 und 400 Mvar, ihre Investitionskosten sind vergleichbar mit denen eines STATCOM oder höher. Hiervon zu differenzieren sind umgerüstete Kraftwerksgeneratoren, welche oftmals über einen großen Stellbereich verfügen. Umgerüstete Kraftwerksgeneratoren werden in der Praxis jedoch eher aus technischer und terminlicher Notwendigkeit gewählt, aufgrund hoher Instandhaltungs- und Betriebskosten (z.B. Stickstoffkühlung und Personalbedarf) sind sie aus wirtschaftlicher Perspektive meist keine zu präferierende Lösung.[1]

Die Investitionskosten eines umgerüsteten Kraftwerksgenerators werden etwa für die von Amprion und Siemens durchgeführte Maßnahme im Block A des AKW Biblis mit 7 Mio. Euro beziffert.[2] In Phasen mit niedriger und hoher Netzspannung ist diese Einrichtung in der Lage, die Blindleistung im Bereich von -400 bis +900 MVar zu regeln.[3]

3.1.2.2 Bereitstellung von Kurzschlussleistung

Die Kurzschlussleistung muss, um einen Netzfehler beherrschen zu können, in ausreichender Geschwindigkeit, über einen definierten Zeitraum und in bestimmter Höhe bereit stehen. Durch die Anforderungen an die Kurzschlussleistung durch den Netzbetreiber wird die Funktionsfähigkeit der Sicherheitskette im Fehlerfall – insbesondere zum Schutz der Betriebsmittel – sichergestellt.

Einführung und Nutzen

Ein Kurzschluss liegt vor, wenn eine niederohmige Verbindung zwischen einem spannungsführenden Leiter und mindestens einem weiteren Leiter zustande kommt.[4] Für solche Kurzschlüsse bzw. Erdschlüsse kommen die folgenden Ursachen in Betracht:[5]

- Verschmutzung
- Alterung der Isolation
- Äußere Einwirkungen (z.B. Bagger)
- Innere (Schaltüberspannung) oder äußere (Blitzüberspannung) Überspannung

Derartige Kurzschlüsse führen u.a. zu den folgenden Wirkungen in Drehstromnetzen:[1]

[1] Korrespondenz mit Hr. Braeuer, ABB Schaltanlagensysteme, 17.10.2014.

[2] Amprion (2010): Bilanzkreisvertrag. über die Führung eines Bilanzkreises. Grundvertragsmodul.

[3] Siemens (2013): Der Generator von Biblis A stabilisiert als Phasenschieber das Netz. Referenz – Elektrotechnik, http://www.energy.siemens.com/hq/pool/hq/automation/power-generation/electrical-engineering/e3000/download/biblis-a-rwe-power-ag-elektrotechnik-generator-phasenschieber-sppa-e3000.pdf.

[4] Ausführung der Verbindung metallisch = ‚satter Kurzschluss'; Kurzschluss über einen Lichtbogen = ‚Lichtbogen Kurzschluss'; Verbindung von mindestens einem spannungsführenden Leiter mit der Erde = ‚Erdschluss'

[5] Lipphardt, G. (2006): Elektrische Anlagen und Netze, S. 92.

- Thermische Wirkung der Stromwärme
- Elektromagnetische Ausgleichsvorgänge im Netz
- Dynamische Kräfte auf stromdurchflossene Leiter (Stromkräfte)
- Anregung mechanischer Schwingungen der Generatoren, dadurch Schwingungen der Wirk- und Blindleistungen mit der Folge eines möglichen Stabilitätsverlusts im Netz
- Für andere Stromkreise des betroffenen Netzes oder benachbarte Netze ergeben sich Spannungseinbrüche während der Dauer der Fehlerbeseitigung (wenige Millisekunden bis einige hundert Millisekunden)

Durch die von den ÜNB organisierte Vorhaltung einer ausreichend hohen Kurzschlussleistung im Netz sollen Kurzschlussereignisse sicher detektiert werden, die transiente Stabilität[2] elektrischer Maschinen gewährleistet und Spannungseinbrüche möglichst lokal begrenzt bleiben.

Eine ausreichend hohe Kurzschlussleistung ist jedoch nicht nur im tatsächlichen Eintrittsfall von Kurzschlüssen von Relevanz, sie trägt zudem allgemein zur „Power Quality" bei, sodass etwa Flicker leichter ausgeglichen werden können.

Heutige Erbringung

Gegenwärtig wird eine ausreichend hohe Kurzschlussleistung automatisch durch die am Netz angebundenen Erzeugungsanlagen, insbesondere die konventionellen Kraftwerke mit Synchrongeneratoren erbracht.

Regulatorische Anforderung

Der TransmissionCode führt die Forderung an, dass „kraftwerksnahe Kurzschlüsse nicht zum Trennen der Erzeugungseinheit vom Netz führen"[3] dürfen. Neben dem Weiterbetrieb im Kurschlussfall müssen Erzeugungseinheiten während einer dynamischen Spannungsänderung auch einen definierten Blindstrom einspeisen.[4]

Vergütung und Angebotsverhalten

Eine Vergütung der Bereitstellung von Kurzschlussleistung existiert nicht.

[1] Lipphardt, G. (2006): Elektrische Anlagen und Netze, S. 93 und Schneider Electric (1992): Technisches Heft Nr. 158. Berechnung von Kurzschlußströmen, S. 6.

[2] Transiente Stabilität (auch als Großsignalstabilität bezeichnet) beschreibt die Fähigkeit eines Elektroenergiesytems zur Wahrung des Synchronismus bei großen, sprungartigen Störungen. Dies können beispielsweise Änderungen der Netztopologie durch Abschalten von Kurzschlüssen sein. (hierzu Schwab, A.J. (2009): Elektroenergiesysteme. Erzeugung, Transport, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie. Berlin/Heidelberg: Springer-Verlag, S. 837). Bei fehlender transienter Stabilität können nach größeren Störungen einzelne oder mehrere Generatoren von Erzeugungseinheiten außer Tritt geraten und asynchron gegenüber der Synchronfrequenz des Übertragungsnetzes umlaufen sowie Netzbetriebsmittel überlastet werden, was den sicheren Betrieb des Elektrizitätsversorgungssystems beeinträchtigen kann.

[3] VDN (2007): TransmissionCode 2007. Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Berlin, S. 33.

[4] Neumann, T. (o.J.): Dynamische Untersuchungen eines netzgekoppelten Photovoltaik-Wechselrichters unter Fehlerbedingungen, S. 1.

Benötigte Leistung zur SDL-Erbringung

Eine Erzeugungsanlage erhöht den Kurzschlussstrom des Netzes insbesondere in der Umgebung ihres Übergabepunktes. Der Kurzschlussstrom einer Erzeugungsanlage lässt sich grob

- bei Synchrongeneratoren um das 8-fache
- bei Asynchrongeneratoren um das 6-fache
- sowie bei Generatoren mit Stromrichtern um das 1-fache

der Summe der Generatorströme ansetzen.[1]

(dena 2014) kommt zum Schluss, dass sich im Mittel die Kurzschlussleistung in Deutschland zwischen 2011 und 2033 um ca. 20 % erhöhen wird, ohne dass sich eine Über- bzw. Unterschreitung der minimalen und maximalen Kurzschlussleistungen ergeben wird. Die Kurzschlussleistung in industriell geprägten Regionen wird auch zukünftig weitaus höher sein als in ländlichen Regionen.[2]

Laut (FGH; CONSENTEC; IAEW 2012)[3] leitet sich für die Sicherstellung einer ausreichend hohen minimalen Kurzschlussleistung keine zusätzliche Mindesterzeugungsanforderung aus konventionellen Kraftwerken ab. Diese Aussage basiert jedoch auf der Annahme eines unveränderten Beitrages aus dem europäischen Ausland (und dem Erhalt der dortigen Synchrongeneratoren). Es wird angeführt, dass selbst bei Abschaltung sämtlicher Synchrongeneratoren in Deutschland (theoretisches Szenario) nur in Einzelfällen Grenzwertverletzungen auftreten.

Technologien zur alternativen Erbringung

Auch über Umrichter angeschlossene Erzeugungseinheiten tragen in Höhe ihres Bemessungsstroms zur Kurzschlussleistung bei. Ein leistungselektronisches Bauteil wie ein Transistor ist durch die Stromtragfähigkeit begrenzt. Er wird in der Regel nur knapp über dem Nennstrom ausgelegt. In dargebotsbedingten Teillastzeiten kann eine Stromerhöhung bei Kurzschluss eingestellt werden, bis die Grenze der Stromtragfähigkeit erreicht ist. Durch die Kopplung der Bereitstellung von Kurzschlussleistung aus Erneuerbaren Energien an die Wirkleistungseinspeisung wird jedoch die zur Verfügung stehende Leistung stark wetter- und tageszeitabhängig sein. Die künftige Herausforderung liegt in der Entkopplung von der

[1] BDEW (2008): Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz. Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz, S. 26.

[2] dena (2014): dena-Studie Systemdienstleistungen 2030. Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Zusammenfassung der zentralen Ergebnisse durch die Projektsteuergruppe. Berlin, S. 182-183.

[3] FGH; CONSENTEC; IAEW (2012): Studie zur Ermittlung der technischen Mindesterzeugung des konventionellen Kraftwerksparks zur Gewährleistung der Systemstabilität in den deutschen Übertragungsnetzen bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien. Studie im Auftrag der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Aachen.

Wirkleistungseinspeisung durch Erneuerbare-Energien-Anlagen.[1] Technisch kann dies durch selbstgeführte Vollumrichter realisiert werden.[2]

Das Energie-Forschungszentrum Niedersachsen 2013 verweist darauf, dass genaue Aussagen bezüglich des zukünftigen Umfangs der Änderungen der Kurzschlussleistungen im Verbundnetz ohne umfangreiche Netzuntersuchungen nicht möglich sind.[3] Auch die Auswirkung von Speichertechnologien auf die Kurzschlussleistungserbringung ist u.a. abhängig von der Netztopologie und bedarf detaillierter Berechnungen. Generell wird jedoch festgehalten, „*dass Speichersysteme mit konventionellen Generatoren, wie unter anderem PSW und Druckluftspeicher, die Kurzschlussleistung merklich erhöhen, während über Umrichter angeschlossene Speicher nur einen geringen Beitrag zur Kurzschlussleistung liefern können. Die gleiche Aussage trifft ebenfalls auf an das Netz angeschlossene dezentrale Erzeuger auf Basis erneuerbarer Energien zu.*"[4]

Kosten der alternativen Erbringer

Da Umrichter, Phasenschieber etc. nicht primär zur Bereitstellung von Kurzschlussleistung ins Netz eingebunden werden, können/werden ihnen die entsprechenden Investitions- und Betriebskosten nur anteilig oder ggf. auch gar nicht zugeordnet.

3.1.3 Schwarzstartfähigkeit

Für den Fall eines großflächigen Stromausfalls ist es für den Netzwiederaufbau nötig, die Stromversorgung in Teilnetzen stückweise nach und nach wiederherzustellen. Da der Eigenstrombedarf der Kraftwerke, welche mit dem Versorgungsaufbau beginnen müssen, nicht über das Übertragungsnetz bezogen werden kann, müssen ausreichend Kraftwerke mit einer sog. Schwarzstartfähigkeit vorhanden sein, um auch unter diesen Bedingungen einen Netzwiederaufbau zu ermöglichen. Dies sind in erster Linie hydraulische Kraftwerke (u.a. PSW), welche anschließend den Eigenstrombedarf von thermischen, konventionellen Kraftwerken bereitstellen. Beim Netzwiederaufbau kommt es zu starken Schwankungen in der Netzfrequenz, da beim Zuschalten von Laststrängen Stromerzeugung und -bedarf häufig nicht im Einklang stehen. Auf diese Schwankungen müssen die Kraftwerke hochflexibel reagieren können, ohne sich direkt wieder vom Netz zu trennen.

[1] dena (2014): dena-Studie Systemdienstleistungen 2030. Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Zusammenfassung der zentralen Ergebnisse durch die Projektsteuergruppe. Berlin, S. 149 ff.

[2] dena (2014): dena-Studie Systemdienstleistungen 2030. Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Zusammenfassung der zentralen Ergebnisse durch die Projektsteuergruppe. Berlin, S. 151.

[3] Hierbei sollte auch grundsätzlich beachtet werden, dass historisch in Zeiten mit noch deutlich geringerer dezentraler Erzeugung in den unteren Netzebenen der Kurzschlussstrom größtenteils über den Transformator von der darüber liegenden Netzebene geliefert wurde.

[4] efnz (2013): Studie Eignung von Speichertechnologien zum Erhalt der Systemsicherheit. FA 43/12. Abschlussbericht. Niedersachsen, S. 110.

Insbesondere da es in Zukunft immer weniger konventionelle Kraftwerke geben wird, die diese Aufgaben übernehmen können, gilt es, das Energieversorgungssystem darauf vorzubereiten und entsprechende Vorkehrungen zu treffen.

3.1.4 Wärmeversorgung

Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen werden in einer Studie von Agora Energiewende als ein bedeutender Grund für negative Preise genannt.[1] Sie werden maßgeblich als Must-Run-Anlagen angesehen, die nur im geringen Maße ihre Wirkleistung bei negativen Preisen anpassen. Als maximale Menge lastabweichenden Verhaltens wurden überschlägig ca. 8 GW identifiziert. Unabhängig von den unterstellten Annahmen sowie der abgeschätzten Größenordnung des KWK-Must-Runs stellt sich die Frage, ob Wärmebereitstellung generell ein hinreichendes Kriterium für Must-Run-Betrieb sein kann. Insbesondere für die großen KWK-Anlagen gilt mindestens dieselbe Vielzahl von Gründen für Must-Run-Verhalten wie für konventionelle Kraftwerke.

3.1.4.1 Kategorien von KWK-Anlagen

Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen können in ihrer Bauart und Anwendung sehr verschieden sein. Das Spektrum reicht von Mikro-BHKW (Blockheizkraftwerk), Kleinstanlagen (1-2 kW_{el}), die sich gut mit ihrem Beinamen „stromerzeugende Heizungen“ beschreiben lassen, bis hin zu Großkraftwerken mit mehreren Kraftwerksblöcken, wie z.B. das Großkraftwerk Mannheim (~ 1.500 MW_{el}), die ganze Großstädte mit Fernwärme versorgen. Für die nähere Untersuchung von KWK-Must-Run ist daher eine Untergliederung von KWK-Anlagen nötig. Hierfür bietet sich die grundsätzliche Klassifizierung in KWK zur allgemeinen Versorgung (Fernwärme), Industrie-KWK (Eigenbedarfsdeckung), kleine KWK < 1 MW (Nahwärme- und Objektversorgung) sowie biogene KWK (Erneuerbare-Energien-Anlagen) an. In der nachfolgenden Tabelle sind die Stromerzeugung und installierten elektrischen Leistungen in diesen verschiedenen Kategorien ersichtlich.

[1] Agora (2014): Negative Strompreise: Ursachen und Wirkungen. Eine Analyse der aktuellen Entwicklungen - und ein Vorschlag für ein Flexibilitätsgesetz. Analyse durch die Energy Brainpool GmbH & Co. KG. Berlin, S. 30f.

Tabelle 3-11: KWK-Leistung und –stromerzeugung nach Kategorien und Technologien[1]

	Engpass-leistung elektrisch	KWK-Leistung	Kond-Leistung	KWK-Strom-erzeugung
	GW			MWh
Gesamt	**81,8**	**30,5**	**51,3**	**95.107.071**
Dampfturbinen	56,1	15,9	40,2	39.088.969
Gasturbinen	19,1	10,4	8,7	36.555.106
Motoren + Sonstige Anlagen	6,6	4,2	2,5	19.462.996
Allgemeine Versorgung	**68,7**	**20,1**	**48,6**	**51.109.837**
Dampfturbinen	50,6	11,0	39,6	25.788.714
Gasturbinen	16,4	7,8	8,6	21.358.371
Motoren + Sonstige Anlagen	1,7	1,3	0,4	3.962.752
Industrielle Kraftwirtschaft	**8,2**	**7,7**	**0,4**	**28.280.249**
Dampfturbinen	5,0	4,8	0,3	12.010.104
Gasturbinen	2,7	2,6	0,1	15.196.735
Motoren + Sonstige Anlagen	0,4	0,4	0,0	1.073.411
Außerhalb der Statistik	**5,0**	**2,7**	**2,3**	**15.716.984**
Fossile BHKW unter 1 MW	1,3	1,3	0,0	4.516.984
Motoren	1,3	1,3	0,0	4.516.984
Biogen betriebene Maschinen außerhalb der Statistik	3,7	1,4	2,3	11.200.000
dv. Dampfturbinen	0,4	0,2	0,3	1.290.151
dv. Motoren	3,3	1,2	2,0	9.909.849

Die größte Bedeutung für die KWK, sowohl in Erzeugungsmenge als auch in –leistung, haben die Kraftwerke in der allgemeinen Versorgung und die der Industrie, weshalb im Folgenden nur diese beiden Kategorien betrachtet werden.

Kraftwerke der allgemeinen Versorgung und Industriekraftwerke unterliegen vordergründig einer stark abweichenden Betriebslogik mit häufig komplett unterschiedlichen ökonomischen Rahmenbedingungen. Während Kraftwerke der allgemeinen Versorgung ihren Strom maßgeblich in die öffentlichen Netze einspeisen, mindern Industriekraftwerke den Strombedarf in den jeweiligen Industrieanlagen. Für Kraftwerke der allgemeinen Versorgung ist somit der Stromgroßhandelsmarkt von Bedeutung, für Industrieanlagen sollten der Strombezugspreis, die Netzentgelte sowie entsprechende Ausnahmeregelungen zum Stromeigenverbrauch bedeutend sein. KWK-Anlagen in der Industrie werden typischerweise in energieintensiven Betrieben eingesetzt. Die Betriebe zahlen größtenteils nur geringe Netzentgelte und diesen werden ebenso umfangreiche Ausnahme von Umlagen- und Abgaben zuteil, wie z.B. der Erlass oder zumindest eine deutliche Verminderung der EEG-Umlage über die besondere Ausgleichsregelung des EEG. Daher kann davon ausgegangen werden, dass sich der Großteil der industriellen KWK-Erzeugung in der Einsatzplanung direkt an den

[1] Öko-Institut (2014): Aktueller Stand der KWK-Erzeugung. (September 2014). Im Auftrag des BMWi. Berlin, S. 58.

Stromgroßhandelspreisen orientiert.[1] Entsprechend wird im Folgenden nicht mehr zwischen industrieller KWK und KWK in der allgemeinen Versorgung unterschieden, sondern das mögliche Must-Run-Verhalten der KWK exemplarisch an Beispielen der allgemeinen Versorgung untersucht.

3.1.4.2 Flexibilität von KWK-Anlagen in der allgemeinen Versorgung

Der Wärmebedarf in der Fern- und Nahwärmeversorgung zeichnet sich durch einen starken Anteil an saisonaler Heizwärme aus, der über das ganze Jahr durch einen Sockel aus Warmwasserbedarf und Prozesswärme erweitert wird (vgl. Abbildung 3-15).

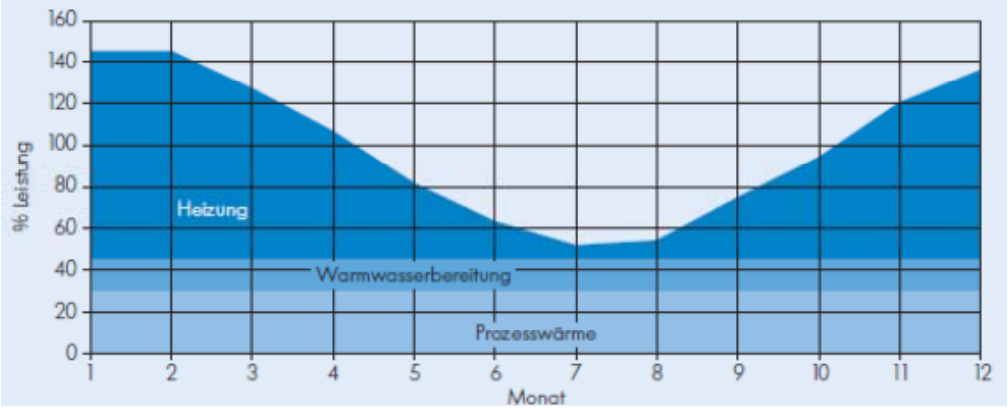


Abbildung 3-15: Beispiel für den Wärmebedarf in Nah- und Fernwärmenetzen[2]

Bei der Auslegung von KWK-Anlagen wird ein Optimum zwischen den Deckungsbeiträgen[3] aus Strom- und Wärmeproduktion und den fixen Kosten, die wiederum maßgeblich aus Kapitalkosten bestehen, ermittelt. In der folgenden Abbildung ist dies am Beispiel einer Auslegung eines BHKWs[4] plus Kesselanlage grafisch verdeutlicht. Der Wärmebedarf ist hier als geordnete Jahresdauerlinie (dunkelblaue Linie) dargestellt. Das BHKW übernimmt die Erzeugung des Wärmebedarfs, der der hellblauen Fläche entspricht, und die Kesselanlage die Erzeugung in den mittelblauen Bereichen.

[1] Prognose; Fraunhofer IFAM; IREES; BHKW-Consult (2014): Potenzial- und Kosten-Nutzen-Analyse zu den Einsatzmöglichkeiten von Kraft-Wärme-Kopplung (Umsetzung der EU-Energieeffizienzrichtlinie) sowie Evaluierung des KWKG im Jahr 2014. Endbericht zum Projekt I C 4 - 42/13. Im Auftrag des BMWi. Berlin, S. 140ff.

[2] ASUE (2007): BHKW-Checkliste. Orientierungshilfe zu Auslegung und Wirtschaftlichkeit. Kaiserslautern, S. 4.

[3] Erlöse abzüglich betriebsgebundenen Kosten (hauptsächlich Brennstoffkosten).

[4] In bestehenden Fernwärmenetzen kommt jedoch hinzu, dass bereits eine Vielzahl von KWK-Anlagen und Kesselanlagen bestehen und somit mehr Parameter in die Optimierung einfließen. Die grundsätzliche Herangehensweise ist jedoch dieselbe. Selbiges gilt auch für größere KWK-Anlagen, wie GuD- und Dampfkraftwerke mit Entnahmekondensationsturbinen, die auch zur reinen Stromerzeugung genutzt werden können.

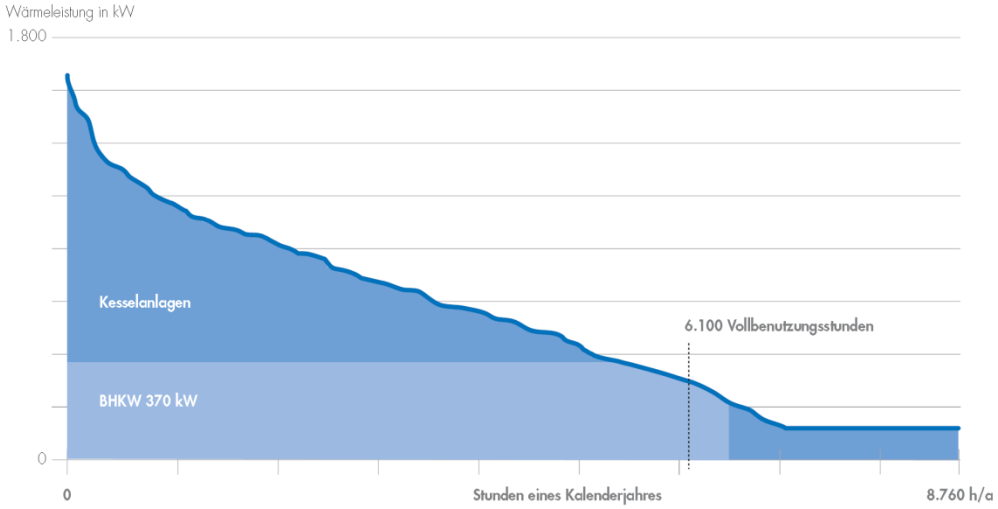


Abbildung 3-16: Beispiel für die Auslegung einer KWK-Anlage[1]

Auf das Jahr betrachtet bedeutet dies für das BHKW einen Dauerbetrieb in den Übergangszeiten und im Winter, während der übrige Wärmebedarf durch Kesselanlagen erbracht wird. Aus Gründen der Redundanz wird, falls die KWK-Anlage einmal ausfällt, die Kesselleistung nicht nur in Höhe des winterlichen Spitzenbedarfs (maximale Wärmelast abzüglich KWK-Wärmeleistung), sondern in Höhe der maximalen Wärmelast installiert. Während Daten zu den eigentlichen KWK-Anlagen (BHKW, Gasturbinen, GUD- und Dampfkraftwerken) in Statistiken, Untersuchungen und Unternehmenspräsentationen häufig relativ ausführlich dargestellt werden, sind nur wenige verwertbare Angaben zu installierten alternativen Wärmeerzeugern verfügbar. Eine der wenigen Quellen hierzu ist der Hauptbericht des Fernwärmebranchenverbandes AGFW. Darin ist die Wärmehöchstlast aller dort berücksichtigten Netze[2] von 31 GW_{th} verzeichnet, der eine gesicherte Engpassleistung von 38 GW_{th} gegenübersteht.[3] Diese Wärmeengpassleistung verteilt sich in gleichen Teilen, jeweils 19 GW_{th}, auf KWK- und Kesselanlagen.[4] Die dort ebenfalls verzeichneten Ausnutzungsdauern der Kesselanlagen von durchschnittlich 574 Stunden pro Jahr legen einen Kombinationsbetrieb dieser Kessel mit KWK-Anlagen nahe. Insbesondere vor dem Hintergrund, dass die Wärmehöchstlast nur in wenigen Stunden im Jahr anliegt (vgl. Jahresdauerlinie in Abbildung 3-16), sollte daher davon ausgegangen werden können, dass ein Großteil der KWK-Anlagen der allgemeinen Versorgung ihre Wärmeverpflichtung rein technisch auch durch Kesselanlagen erbringen kann.

[1] ASUE (2010): BHKW-Grundlagen. Hamburg: Verlag Rationeller Erdgaseinsatz, S. 27.

[2] Etwa 55 % (28 TWh_{el} von 51 TWh_{el}) der KWK-Stromerzeugung in der allgemeinen Versorgung wird durch die Mitgliedsunternehmen des AGFW repräsentiert.

[3] AGFW (2013): AGFW-Hauptbericht 2012. Variante für AGFW-Mitglieder, Behörden und Forschungsinstitute. Frankfurt am Main, S. 10.

[4] AGFW (2013): AGFW-Hauptbericht 2012. Variante für AGFW-Mitglieder, Behörden und Forschungsinstitute. Frankfurt am Main, S. 26f.

Entsprechend kann die technische Wärmebereitstellung kein hinreichender Grund für ein Must-Run-Verhalten von KWK-Anlagen sein.[1]

3.1.4.3 Rahmenbedingungen zur flexiblen Nutzung von KWK-Anlagen

Die Freiheitsgrade von Kraftwerken werden aus ökonomischen Erwägungen stark begrenzt (vgl. Kapitel 3.2). Bei konventionellen Kraftwerken spielen für Make-or-buy-Entscheidungen insbesondere An- und Abfahrkosten eine entscheidende Rolle. Bei KWK-Anlagen kommen zusätzlich noch Kosten für die alternative Wärmebereitstellung hinzu und für geförderte Anlagen weiterhin der KWKG-Zuschlag. In Tabelle 3-12 werden die Erlös- und Kostenpositionen für den Erzeugungs- („Make“) und den Stromzukauf-Fall („Buy“) gegenübergestellt.[2] Die rot hervorgehobenen Komponenten stellen die Kosten des „Make“-Falls dar, die blau hervorgehobenen die Kosteneinsparungen in diesem Fall.

Tabelle 3-12: Erlös- und Kostenpositionen bei der Make-or-buy-Entscheidung von KWK-Anlagen

	„Make“-Fall: KWK-Erzeugung	„Buy“-Fall: Stromkauf und alternative Wärmeerzeugung
Erlöse	• Stromerlöse • Wärmeerlöse • Vermiedene Netzentgelte (vNE) • KWKG-Zuschlag (E_{KWKG})	• Stromerlöse • Wärmeerlöse
Kosten	• Brennstoffkosten (K_{Br}) • CO_2-Kosten (K_{co2}) • Variable Betriebskosten (K_{var})	• Stromkauf* (K_{Strom}) • Kosten für alternative Wärmebereitstellung (K_{th}) • An- und Abfahrkosten (K_{AA})

* zusätzliche Stromerlöse im Fall von negativen Großhandelspreisen

Entsprechend findet ein Stromzukauf statt, wenn die Kosten für den Stromkauf kleiner oder gleich der Summe der vermiedenen Kosten abzüglich der zusätzlichen Kosten sind, wobei vermiedene Netzentgelte als zusätzliche Opportunitätskosten in die Betrachtung eingehen. In der folgenden Formel ist dieser Zusammenhang nochmals mathematisch zusammengefasst.

$$K_{Strom} \leq K_{br} + K_{CO2} + K_{var} - vNE - K_{AA} - K_{th} - E_{KWKG}$$

Nachfolgend wird am Beispiel zweier KWK-Anlagen das Ausmaß der alternativen Wärmekosten und des KWKG-Zuschlages für die Make-or-buy-Entscheidung von KWK-Anlagen im Vergleich zu konventionellen Kraftwerken verdeutlicht. Dafür werden zwei

[1] In der Industrie kann direkt davon ausgegangen werden, das zur Absicherung des Wärme- und Prozessdampfbedarfs ausreichend Reservekessel vorhanden sind (Prognos; Fraunhofer IFAM; IREES; BHKW-Consult (2014): Potenzial- und Kosten-Nutzen-Analyse zu den Einsatzmöglichkeiten von Kraft-Wärme-Kopplung (Umsetzung der EU-Energieeffizienzrichtlinie) sowie Evaluierung des KWKG im Jahr 2014. Endbericht zum Projekt I C 4 - 42/13. Im Auftrag des BMWi. Berlin, S. 140).

[2] Die kostenlos zugeteilten CO_2-Zertifikate werden in diesen Fällen nicht mit betrachtet, da diese nur anteilig Ausgegeben werden sowie grundsätzlich Zeitpunkts unabhängig kontingentiert sind und somit nachgeholt werden können.

Beispielanlagen, ein GuD-Kraftwerk und ein Steinkohle-Kraftwerk aus einer aktuellen Untersuchung von (Prognose et al. 2014)[1] für das BMWi herangezogen.[2] Für den Betrieb des GuD-Kraftwerks wird eine Förderung über das KWKG unterstellt. In Tabelle 3-13 sind die Ausgangsparameter sowie die für die Make-or-buy-Entscheidung nötigen errechneten Betriebsparameter dargestellt. Als alternativer Wärmeerzeuger wird ein Gaskessel mit einem Nutzungsgrad von 83 %[3] angenommen.[4]

Tabelle 3-13: Betrachtete KWK-Anlagen und deren Betriebsparameter[5]

	GuD-Kraftwerk	Steinkohle-Kraftwerk
Leistung	450 MW	400 MW
Brennstoff	Erdgas	Steinkohle
Emissionsfaktor	0,202 t_{CO2}/MWh_{Br}	0,338 t_{CO2}/MWh_{Br}
Brennstoffpreis	34 €/MWh_{Hu}	9 €/MWh
CO_2-Preis	5 €/t_{CO2}	5 €/t_{CO2}
Wirkungsgrad elektrisch	55 %	38 %
Wirkungsgrad thermisch	33 %	15 %
variable Betriebskosten	1,5 €/MWh_{el}	3 €/MWh_{el}
vermiedene Netznutzungsentgelte	2 €/MWh_{el}	2 €/MWh_{el}
KWKG-Zuschlag	18 €/MWh_{el}	
Anfahrkosten	40 €/MW_{el}	80 €/MW_{el}
Wärmebezugspreis (alt. Erzeuger)	49 €/MWh_{th}	49 €/MWh_{th}
Brennstoffkosten	62 €/MWh_{el}	24 €/MWh_{el}
CO_2-Kosten	2 €/MWh_{el}	4 €/MWh_{el}
Kosten der alternativen Wärmeerbringung	30 €/MWh_{el}	20 €/MWh_{el}

Bezogen auf den stündlichen Stromgroßhandel müssen die leistungsbezogenen Anfahrkosten auf den Zeitraum der „Buy"-Entscheidung umgelegt werden. Entsprechend ändert sich die Höhe der Strompreise, die zum Stromzukauf führen über die Dauer des Zukaufs. In Abbildung 3-17 sind die Stromgroßhandelspreise, die theoretisch zur „Buy"-Entscheidung führen, in Abhängigkeit von der Bezugsdauer für

[1] Prognos; Fraunhofer IFAM; IREES; BHKW-Consult (2014): Potenzial- und Kosten-Nutzen-Analyse zu den Einsatzmöglichkeiten von Kraft-Wärme-Kopplung (Umsetzung der EU-Energieeffizienzrichtlinie) sowie Evaluierung des KWKG im Jahr 2014. Endbericht zum Projekt I C 4 - 42/13. Im Auftrag des BMWi. Berlin.

[2] Eine 450 MW GuD-KWK-Anlage sowie eine 400 MW-Steinkohle-KWK-Anlage (Prognos; Fraunhofer IFAM; IREES; BHKW-Consult (2014): Potenzial- und Kosten-Nutzen-Analyse zu den Einsatzmöglichkeiten von Kraft-Wärme-Kopplung (Umsetzung der EU-Energieeffizienzrichtlinie) sowie Evaluierung des KWKG im Jahr 2014. Endbericht zum Projekt I C 4 - 42/13. Im Auftrag des BMWi. Berlin, S. 33).

[3] Durchschnittlicher Jahresnutzungsgrad (AGFW (2013): AGFW-Hauptbericht 2012. Variante für AGFW-Mitglieder, Behörden und Forschungsinstitute. Frankfurt am Main, S. 27).

[4] Für den Gaskessel wird ein Erdgaspreis von 40 €/MWh_{Hu} angesetzt, dieser ergibt sich aus dem Erdgaspreis von 34 €/MWh_{Hu} zuzüglich der Energiesteuer.

[5] Eigene Berechnung basierend auf Ausgangswerten aus Prognos; Fraunhofer IFAM; IREES; BHKW-Consult (2014): Potenzial- und Kosten-Nutzen-Analyse zu den Einsatzmöglichkeiten von Kraft-Wärme-Kopplung (Umsetzung der EU-Energieeffizienzrichtlinie) sowie Evaluierung des KWKG im Jahr 2014. Endbericht zum Projekt I C 4 - 42/13. Im Auftrag des BMWi. Berlin, S. 33, 182 und 187.

die Beispielanlagen dargestellt. Die gelben Linien stehen für das Erdgas-GuD-Kraftwerk, die schwarzen Linien für das Steinkohlekraftwerk, wobei die durchgezogenen Linien diese im KWK-Betrieb mit entsprechender Wärmelieferverpflichtung darstellen und die gestrichelten Linien die Kraftwerke ohne Berücksichtigung der Wärmeseite, was einer rein konventionellen Stromerzeugung in diesen Kraftwerken gleichkommt.

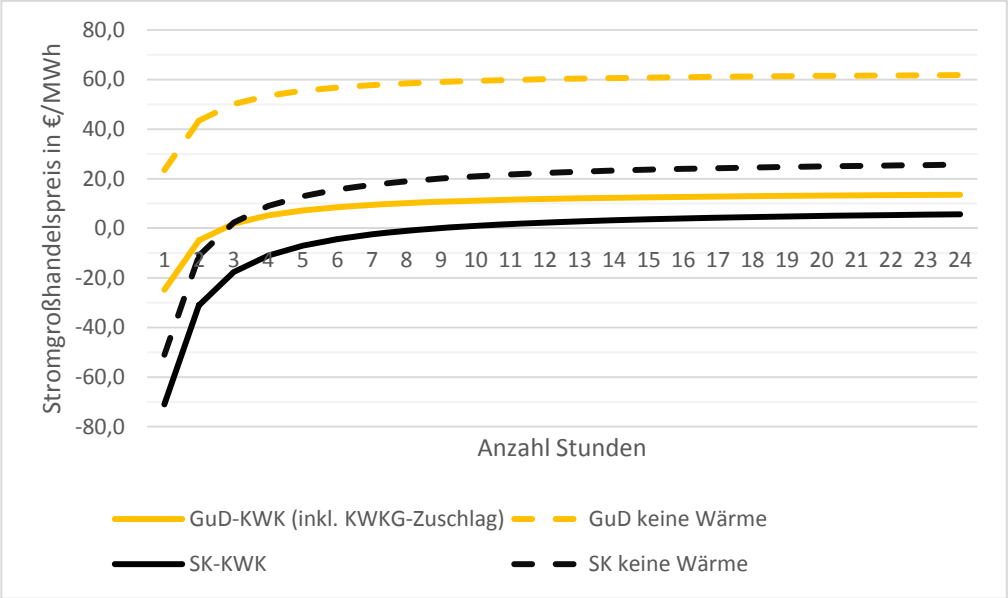


Abbildung 3-17: Stromgroßhandelspreise, die theoretisch zur „Buy"-Entscheidung führen, in Abhängigkeit von der Bezugsdauer des eingekauften Stroms

Im Vergleich zu rein konventionellen Kraftwerken müssen für KWK-Anlagen demnach die Stromgroßhandelspreise um die Kosten der alternativen Wärmebereitstellung und bei geförderten Anlagen zusätzlich um den KWKG-Zuschlag niedriger sein, damit diese vom Netz gehen und Strom alternativ am Großhandelsmarkt beziehen.

Inwieweit KWK-Anlagen sich in dem oben beschriebenen ökonomischen Rahmen tatsächlich flexibel verhalten, ist schwer nachzuprüfen. Häufig wird zur Betrachtung von Kraftwerksfahrweisen auf die Transparenzdaten der Strombörse EEX zurückgegriffen. Dort können stundenscharf die kumulierte Einspeisung der Kraftwerke größer oder gleich 100 MW_{el} sowie auf Basis freiwilliger Meldungen von Kraftwerksbetreibern nach Brennstoffen differenzierte kumulierte Einspeiselastgänge betrachtet werden. In diesen Daten existiert jedoch keine Unterteilung zwischen reiner Stromerzeugung und KWK-Stromerzeugung. Versuche, die KWK-Erzeugung über die Wechselbeziehung mit anderen Zeitreihen wie Tagesmitteltemperaturen und synthetischen Wärmeprofilen zu identifizieren, führten im Rahmen dieser Betrachtung nicht zu verwertbaren Ergebnissen. Zum einen stellen die brennstoffscharfen freiwilligen Meldungen nur einen Teil der jeweiligen Gesamterzeugung dar (ca. zwei Drittel der installierten Leistung aus Steinkohlekraftwerken und nur ca. ein Drittel der installierten Gaskraftwerksleistung). Zum anderen steigt auch der Strombedarf bei niedrigen Temperaturen und somit kann nicht einfach bei einer höheren kumulierten Erzeugung auf KWK-Erzeugung rückgeschlossen werden.

Vereinzelt ist es jedoch dank der Veröffentlichungspflichten für Verteilnetzbetreiber möglich, KWK-geprägte Einspeiselastgänge zur Betrachtung heranzuziehen. Im Folgenden wurde exemplarisch der Zeitraum von Donnerstag, dem 21.03.2013, bis Mittwoch, dem 27.03.2013, betrachtet. Dieser Zeitraum wurde gewählt, da er den 24.03.2013 umfasst, über den in der Agora-Studie zu negativen Preisen ein KWK-Must-Run von 8 GW begründet wurde. Als KWK-geprägte Verteilnetze wurden das

saarländische 110-kV-Stromnetz der VSE Verteilnetz GmbH und das Berliner 110-kV–Stromnetz der Stromnetz Berlin GmbH betrachtet.[1] Diese beiden Netze wurden gewählt, da die angesiedelten dezentralen Erzeugungsanlagen diametrale Fahrweisen aufzeigen. Dies ist in Abbildung 3-18 gut ersichtlich. Dort sind für den Betrachtungszeitraum die jeweiligen stündlichen Spotmarktpreise der EPEX als orangefarbene Balken dargestellt, parallel dazu der relative Wärmebedarf zum Jahreshöchstbedarf[2] als grauer Hintergrund sowie die dezentrale Einspeisung im VSE Verteilnetz als Linie in rot und im Stromnetz Berlin in blau, ebenfalls relativ zur Jahreshöchsteinspeisung.

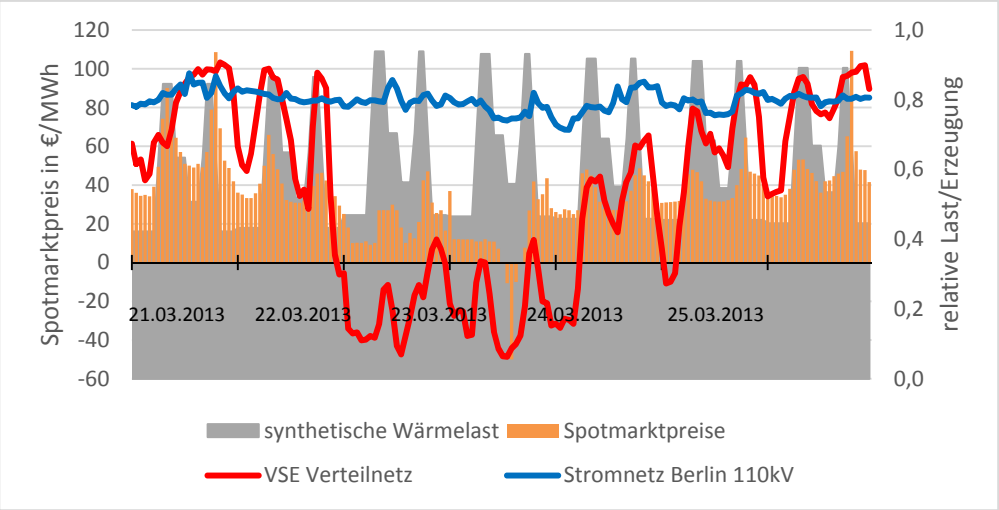


Abbildung 3-18: Spotmarktpreise und KWK geprägte Einspeisungen im Zeitraum 21.03.2013 – 27.03.2013

Während die Erzeugungsanlagen im Stromnetz Berlin unabhängig von den Strompreissignalen nahezu Strich fahren, reagieren die saarländischen Erzeuger im VSE Verteilnetz stark auf die Spotmarktpreise. Im Vergleich zur maximalen Erzeugung im Betrachtungszeitraum von 564 MW im VSE Verteilnetz ist zum Zeitpunkt der negativen Preise nur noch eine Leistung von 39 MW am Netz. Dies bedeutet, dass trotz hoher Wärmelast mindestens eines der KWK-Kraftwerke in Völklingen-Fenne nicht am Netz gewesen sein sollte,[3] obwohl diese zu den Haupterzeugern der Fernwärme Schiene Saar gehören.[4] Dies zeigt erneut, dass Wärmeerbringung kein hinreichendes Kriterium für ein mögliches Must-Run-Verhalten von KWK-Anlagen sein kann.

[1] Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur, Stand 29.10.2014.

[2] Synthetisch ermittelt basierend auf gewichteten Tagesmitteltemperaturen für Deutschland.

[3] Bei einer theoretisch angenommenen Mindestleistung der Steinkohleblöcke von 45- 50 MW (25 % der Nennleistung, Feldmüller, A. (09.01.2013): Wie flexibel ist der heutige konventionelle Kraftwerkspark aus Herstellersicht? Workshop, BMWi – dena: "Flexibilität von Bestandskraftwerken – Entwicklungsoptionen für den Kraftwerkspark durch Retrofit". Siemens Energy. Berlin, S. 9).

[4] FVS (2014): Die Fernwärmeschiene Saar. Wir verbinden. Broschüre, http://www.fvs.de/downloads/pdf/info/FVS_Broschuere.pdf.

Ein Grund für die besonders flexible Fahrweise der saarländischen KWK-Anlagen sollte der in der Fernwärmeschiene Saar installierte Wärmespeicher sein.[1] Durch ihn lässt sich die Wärmeerzeugung der KWK-Anlagen zeitlich verschieben und ebenfalls die Kosten der alternativen Wärmeerzeugung verringern,[2] was die Flexibilität, auf Strompreissignale zu reagieren, merklich erhöht. Für Berlin sind mittlerweile aktuell mehrere Fernwärmespeicher in Planung,[3] die die Flexibilität der dortigen Anlagen ebenfalls erhöhen sollten. Wärmespeicher werden deswegen im aktuellen KWKG bereits gefördert.[4] Zukünftig kann daher davon ausgegangen werden, dass sich ein betriebswirtschaftliches Must-Run-Verhalten von KWK-Anlagen verringert.

3.1.4.4 Fazit

KWK-Anlagen können ein Must-Run-Verhalten aufweisen, wobei deren Wärmebereitstellung kein hinreichendes technisches Must-Run-Kriterium ist. Aufgrund ihrer Kostenstruktur besitzen sie stärkere betriebswirtschaftliche Anreize (Kosten der alternativen Wärmebereitstellung und KWKG-Zuschlag) für ein Must-Run-Verhalten als ihre rein konventionellen Gegenstücke. Dies kann z.B. durch den Zubau von Wärmespeichern stark gemindert werden. Das Beispiel der flexiblen KWK-geprägten Erzeugung im Verteilnetz der VSE zeigt, dass überschlägige, am Wärmebedarf orientierte Must-Run-Abschätzungen zu kurz greifen und KWK kein Must-Run sein muss bzw. technisch ist.

3.2 Weitere Sachverhalte, die zu einer lastabweichenden Fahrweise führen

Dieses Kapitel wird sich vertieft den nicht-technisch bedingten lastabweichenden Fahrweisen widmen und dabei insbesondere die ökonomisch geprägten Anreize herausarbeiten, die zu einem „Keep-Running-Verhalten“ führen.

Zum heutigen Zeitpunkt verhalten sich Kraftwerke lastabweichend, wenn sie unabhängig von der Deckung der jeweiligen Nachfragelast und dem hierfür notwendigen (nach der Merit-Order ermittelten) Kraftwerkseinsatz, Leistung erbringen. Hierfür können – neben der Erfüllung der im vorigen Abschnitt beschriebenen Aufgaben des Energiesystems - verschiedene Motivationen existieren, so z.B.:

[1] FVS (2014): Die Fernwärmeschiene Saar. Wir verbinden. Broschüre, http://www.fvs.de/downloads/pdf/info/FVS_Broschuere.pdf.

[2] Kosten der KWK-Wärmeerzeugung zuzüglich Speicherverluste.

[3] Vattenfall (2013): Vattenfall-Wärmespeicher vermeidet jährlich bis zu 100.000 Tonnen CO2. Erste Anlage dieser Art in Berlin macht den Kraftwerkspark der Hauptstadt noch effizienter. Pressemitteilung vom 29.06.2013, https://corporate.vattenfall.de/newsroom/pressemeldungen/pressemeldungen-import/vattenfall-warmespeicher-vermeidet-jahrlich-bis-zu-100.000-tonnen-co2/ und Prognos; Fraunhofer IFAM; IREES; BHKW-Consult (2014): Potenzial- und Kosten-Nutzen-Analyse zu den Einsatzmöglichkeiten von Kraft-Wärme-Kopplung (Umsetzung der EU-Energieeffizienzrichtlinie) sowie Evaluierung des KWKG im Jahr 2014. Endbericht zum Projekt I C 4 - 42/13. Im Auftrag des BMWi. Berlin, S. 176.

[4] Bundestag (2012): Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes. Gesetzentwurf der Bundesregierung. Drucksache 17/8801. Berlin, S. 14.

- einzelwirtschaftliche Optimierungskalküle eines einzelnes Kraftwerks oder eines Kraftwerksportfolios, die zu einer Nichtabschaltung oder unzureichenden Drosselung der Leistung führen,
- aus dem Lastfolgebetrieb (und ggf. mangelnder Flexibilität) resultierende Mindestleistungen oder durch technische und betriebswirtschaftliche Restriktionen hervorgerufenen flache Leistungsänderungsgradienten.

In den folgenden Kapiteln werden mittels einer empirischen Analyse Gründe für eine lastabweichende Fahrweise von Kraftwerken, welche nicht auf netztechnische Gegebenheiten zurückgeführt werden kann, zusammengetragen und die Auswirkungen dieses Verhaltens aufgezeigt.

3.2.1 Akteursbedingte Ursachen für lastabweichende Fahrweisen

Als Grundlage für die weitergehenden Analysen erfolgt zunächst eine allgemeine Erläuterung der strategischen, taktischen und operativen Kraftwerks-Vermarktungsplanung. Im Zusammenhang mit der langfristigen Vermarktungsplanung bzw. einer frühzeitigen Preisabsicherung wird dabei der Frage nachgegangen, inwiefern hieraus eine spätere Fahrweise resultieren kann, die von der kurzfristig grenzkostenbasierten Preisbildung am Spotmarkt und dem daraus resultierenden – in der Lehrbuchökonomie als am effizientesten geltenden - Dispatch abweicht. Ob und in welchem Ausmaß die Kraftwerksvermarkter den aufgezeigten (bestmöglichen) Vermarktungsstrategien in der Praxis folgen, wird in aggregierter Form brennstoffspezifisch analysiert. Daran anknüpfend werden in separaten Abschnitten konkrete ökonomische, ökonomisch-regulative sowie durch die marktliche Erbringung von SDL einhergehende Must-Run-Verhalten diskutiert.

3.2.1.1 Zeitlicher Ablauf der Kraftwerksvermarktung

Unter folgenden Prämissen soll zunächst die grundsätzliche kurz- bis langfristige Vermarktung von Erzeugungseinheiten diskutiert werden:

- Es handelt sich zunächst um eine Erzeugungseinheit.
- Das Kraftwerk ist bereits in Betrieb.
- Die Veräußerung des Kraftwerks wird nicht als Option angesehen.
- Die Entscheidung zur Stilllegung oder zum Weiterbetrieb des Kraftwerks wird einmal am Anfang der Betrachtungsperiode getroffen.
- Innerhalb der Betrachtungsperiode erfolgen keine grundlegenden technischen Veränderungen, die das Grenzkostenkalkül des Kraftwerks verändern.

Die Einstiegsentscheidung zum Anfang einer längerfristigen Periode liegt in der Stilllegung oder dem Weiterbetrieb des Kraftwerks.

Abbildung 3-19: Vermarktungszeitstrahl Kraftwerk

Ein Weiterbetrieb wird dann erfolgen, wenn die Summe der erwarteten Erlöse die Summe der erwarteten Kosten in der betreffenden Periode übersteigt. Die Kostenseite umfasst dabei fixe und variable Kosten des Kraftwerksbetriebs, die Erlösseite potentielle Erlöse des Terminmarktes sowie darüber hinausgehende, mit Unsicherheiten behaftete, erwartete Erlöse (etwa aus dem Energy Only Markt oder der Bereitstellung von

Systemdienstleistungen).

Aus der Entscheidung für einen Weiterbetrieb in t_0 erfolgt je nach Risikoaffinität der Verkauf von Strommengen am Terminmarkt und ein Hedge[1] des benötigten Rohstoffs, auf Währungsschwankungen und CO2-Zertifikatepreise. Im Hinblick auf die terminliche Vermarktung wird weiter zwischen finanziellen und physischen Handelsgeschäften unterschieden. Physische Transaktionen zielen auf eine tatsächliche Lieferung/Erzeugung hin, während finanzielle Geschäfte primär durch Ausgleichszahlungen beendet werden.

Zunächst werden die grundsätzlichen Vermarktungsalternativen für Kraftwerke in Abhängigkeit von der Vorlaufzeit zum Lieferzeitpunkt aufgezeigt und die jeweiligen operativen Unternehmensabteilungen beispielhaft dargestellt.

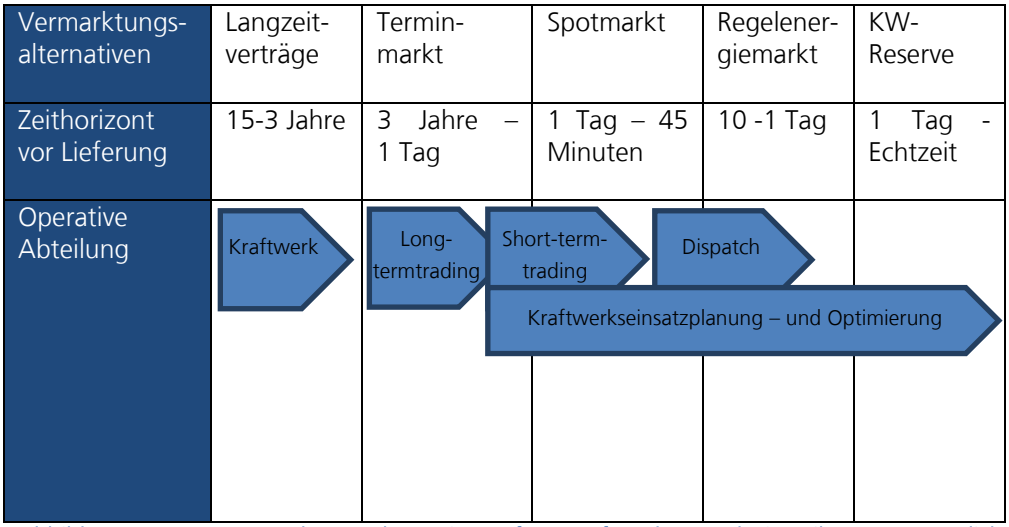


Abbildung 3-20: Vermarktungsalternativen für Kraftwerke und jeweils verantwortliche Unternehmensabteilungen[2]

Im Rahmen der langfristigen Kraftwerksvermarktung werden, im Einklang mit den Risikostrategien, Strompositionen und Brennstoffe stückweise über Termingeschäfte abgesichert. In einem regelmäßigen Rhythmus wird die im Geld befindliche Position des Kraftwerksparks (liegen die aktuellen Strom-Terminmarktpreise über oder unter den eigenen Erzeugungskosten) bestimmt und die erwartete Strommenge sowie der Bedarf an Brennstoffen und CO_2-Zertifikaten errechnet. Die Ziele der langfristigen Vermarktung liegen in der Risikominimierung sowie der Maximierung der Erlösmöglichkeiten.

Mit Beginn der kurzfristigen Vermarktung sind bereits die Positionen größtenteils vermarktet. Die Aufgabe des „Short Term Tradings" besteht darin, den Zeitwert zu realisieren, d. h. jeweils geeignete Handelsgeschäfte zu tätigen und damit weitere zusätzliche Erlöse zu erwirtschaften. Dies umfasst den (Rück-)Kauf von Strom und den (Wieder-)Verkauf von Brennstoffen und CO_2, wenn der Strommarktpreis unter den Erzeugungskosten liegt, sowie den Verkauf von Strom und den Kauf von Brennstoffen

[1] D.h. eine finanzielle Absicherung des angestrebten Preises

[2] Bünting, H. (2013): Risk Management in the energy industry - Example RWE. RWE Innogy.

und CO_2, wenn sich der Strompreis wieder oberhalb der Erzeugungskosten befindet.

Die Dispatchabteilung stellt den Kraftwerkspark (während den Handelsperioden) am Spotmarkt ein, um Deckungsbeiträge zu maximieren und bietet in der Regelenergieauktion. Durch eine Gesamtbetrachtung der zur Verfügung stehenden Kraftwerke sollen auch mögliche Portfolioeffekte in Zusammenarbeit mit der Kraftwerkseinsatzplanung und -optimierung realisiert werden, wobei Marktentwicklungen innerhalb eines Tages überprüft und die sich bietenden Opportunitäten genutzt werden. Es erfolgt eine permanente Make-or-buy Entscheidung auf der Basis der vom Disptach und der Einsatzplanung bereitgestellten Informationen (diese beinhalten beispielsweise die Grenzkosten vermarktbarer Kapazitäten aus dem Kraftwerksportfolio).[1]

Das hier beschriebene Vorgehen ist von Betreiber zu Betreiber unterschiedlich ausgestaltet und somit nur beispielhaft zu verstehen. Im Folgenden soll das Verhalten auf den Teilmärkten Terminmarkt und Spotmarkt dargestellt werden.

3.2.1.2 Langfristvermarktung auf Terminmärkten

In der langfristigen Vermarktung spielen Aspekte des Risikomanagements eine wesentliche Rolle. Ein Vermarkter hält durch seine Kraftwerke im Kontext des Risikomanagement eine natürliche Long-Position (d.h. er möchte diese verkaufen) für den produzierbaren Strom sowie eine natürliche Short-Position für die Brennstoffe (Gas, Kohle, CO_2, die er hierfür einkaufen muss). Der Kauf- und Verkauf der jeweiligen Positionen kann von Vermarkter zu Vermarkter sehr unterschiedlich, je nach Risikoeinschätzung, Know-how, Größe etc., ausgestaltet sein.

Eine Vermarktungsmöglichkeit bestünde darin, die Stromposition für eine zukünftige Lieferung zu einem Zeitpunkt vollständig zu verkaufen und entsprechend Brennstoffe und Zertifikate einzukaufen. Hier besteht das Risiko, dass dies zu einem ungünstigen Zeitpunkt in Bezug auf die Marktpreise geschieht. Es könnte auch gewartet werden, mit dem Risiko, dass die Preise sich weiter verschlechtern.

Eine Möglichkeit dies zu lösen besteht darin, jeweils nur eine Teilmenge zu einem Zeitpunkt zu vermarkten, so dass zu unterschiedlichen Zeitpunkten und Preisen am Markt gehandelt wird. Das Risikomanagement gibt dabei sowohl ein oberes Limit vor, das zu einem Zeitpunkt auf jeden Fall vermarktet werden muss, und ein unteres, das nicht vermarktet werden darf. Dazwischen bestehen Freiheitsgrade für den jeweiligen Händler, um Preistrends und –Erwartungen auszunutzen.

[1] Bünting, H. (2013): Risk Management in the energy industry - Example RWE. RWE Innogy

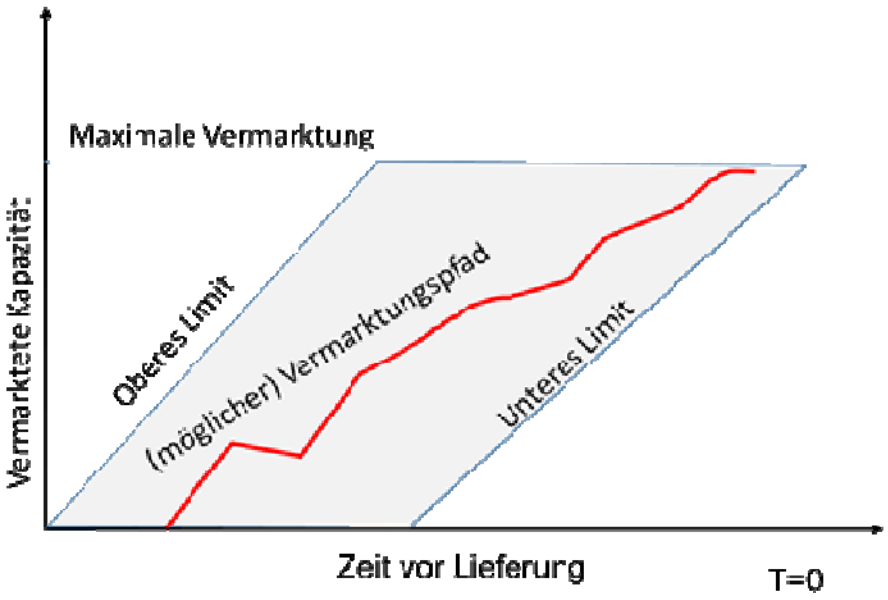


Abbildung 3-21: Risikomanagement in der Kraftwerksvermarktung[1]

Nahezu risikolose Erlöse können im Lauf der Vermarktungsphase durch ein ständiges „aktives Positionsmanagement" erzielt werden. Ein Beispiel hierfür ist in folgender Abbildung abgetragen. Unter der vereinfachten Annahme fixer Erzeugungskosten ist die Stromerzeugung des dargestellten Kraftwerks zu verschiedenen Handelszeitpunkten für dieselbe Lieferperiode „im Geld" oder „aus dem Geld". Wird Strom zu 55 € verkauft, also 15 € über den Erzeugungskosten, stellt dies zunächst ohne weiteres Zutun den Gewinn des Kraftwerks dar. Es eröffnet sich jedoch später die Möglichkeit, den Strom günstiger zurückzukaufen als selbst zu erzeugen (und den zuvor eingekauften Brennstoff zu veräußern). Das Ausnutzen dieser Konstellation erlaubt einen zusätzlichen Gewinn in Höhe von 10 €. Da nun kein aktiver Betrieb des Kraftwerks mehr vorgesehen ist, kann durch steigende Preise das Kraftwerk erneut vermarktet und weiterer Profit erzielt werden. Eine aktive Portfoliobewirtschaftung (Rück- und Verkauf) im Vergleich zu einer statischen (nur Verkauf) bietet somit zusätzliche Gewinnchancen, allerdings ist eine kontinuierliche Beobachtung des Marktes, eine schnelle Reaktion und eine größere Handelsabteilung notwendig, was zu erhöhten Kosten führen kann.

[1] E.ON (2011): Energy Trading.

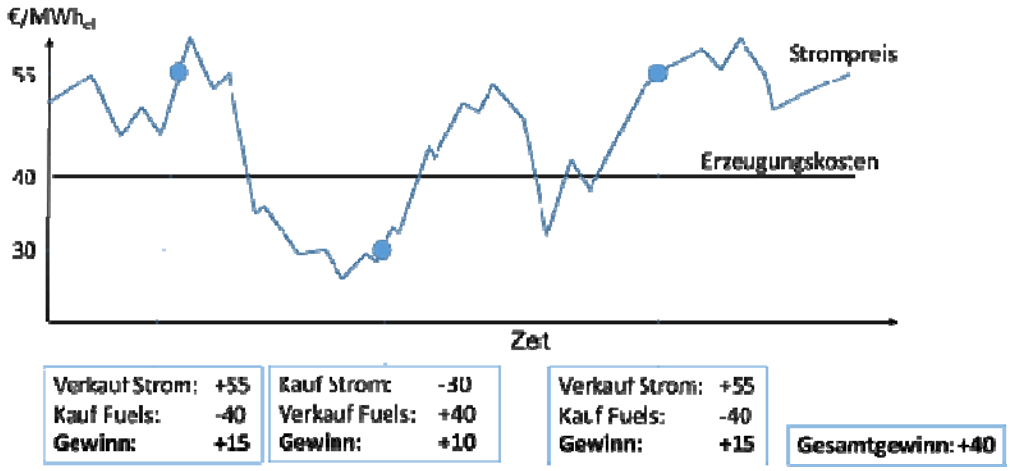


Abbildung 3-22: Aktive Positionsführung[1]

3.2.1.3 Kurzfristvermarktung auf Spotmärkten/Regelenergiemärkten

Die aktive Portfoliobewirtschaftung kann vor dem Lieferzeitraum beliebig oft durchgeführt werden, sofern eine Preisbewegung zu erkennen ist. Spätestens auf dem Spotmarkt muss allerdings die Entscheidung getroffen werden, ob das Kraftwerk in Betrieb sein soll oder nicht. Die folgende Tabelle zeigt die zu realisierenden Gewinne der Entscheidung (Kraftwerk ist an- oder abgeschaltet) in Abhängigkeit vom Verhältnis Strompreis zu Grenzkosten. Weiterhin wird dargestellt, ob eine Terminvermarktung Auswirkungen auf die Entscheidung des Kraftwerksbetreibers hat. Dazu wird zur Illustration ein fiktives Beispiel gewählt: Der Kraftwerksbetreiber hat im Fall einer Terminvermarktung Strom zu 50 €/MWh verkauft und Brennstoffe und CO2 zu 40€/MWh$_{el}$ eingekauft. Auf dem Spotmarkt liegen nun die Preise in einer Stunde bei 65 €/MWh für Strom, in einer zweiten Stunde bei 45 €/MWh. Der Marktpreis für Brennstoffe in beiden Stunden liegt bei 50 €/MWh.

Es wird deutlich, dass unabhängig von einer Terminvermarktung ein Abschalten immer dann sinnvoll ist, wenn der Strompreis unterhalb der Kosten für Brennstoffe und CO2 liegt. Ist das Kraftwerk schon auf dem Terminmarkt vermarktet und die Strompreise liegen unterhalb der Brennstoffkosten, so kann durch Abschaltung der Deckungsbeitrag über die Terminvermarktung hinaus noch gesteigert werden. Wenn allerdings nicht abgeschaltet wird, so werden immer noch Deckungsbeiträge in Höhe der Terminvermarktung erzielt. Dementsprechend entstehen keine Verluste, die in Form von negativen Deckungsbeiträgen sichtbar werden, wie es bei einem nicht vermarkteten Kraftwerk der Fall wäre, sondern lediglich entgangene Gewinne, die durch Nichtabschalten nicht realisiert werden. Im oberen Beispiel liegen die Kosten oberhalb der Erlöse (rechte Seite der Tabelle), so dass ohne vorangegangene Vermarktung ein Verlust von -5 bei der Produktion vorliegen würde. Ist auf Termin vermarktet worden und das Kraftwerk produziert, so werden trotzdem Deckungsbeiträge von +10 erzielt. Die 5 €/MWh fehlen nicht bilanziell oder in Form von Geld, sondern nur opportun, da diese zusätzlich erzielt werden könnten (Insgesamt +15, statt +10), wäre das Kraftwerk abgeschaltet worden.

[1] Bünting, H. (2013): Risk Management in the energy industry - Example RWE. RWE Innogy

Tabelle 3-14: Bewertung von Kraftwerkseinsatzoptionen bei der Vermarktung auf dem Spotmarkt

	Spotmarkt			
	$Preis_{Strom}$ >$Preis_{Brennstoffe+CO2}$ 65 €/MWh > 50 €/MWh		$Preis_{Strom}$ <$Preis_{Brennstoffe+CO2}$ 45 €/MWh < 50 €/MWh	
	KW an	KW aus	KW an	KW aus
Auf Termin vermarktet Strom = 50 Brennstoffe= 40	**Gewinn = Termingeschäft** **50 -40** **= +10**	Auflösen des Termingeschäfts (50-65) – (50-40) **= - 25**	Gewinn = Termingeschäft 50-40 = +10	**Auflösen des Termingeschäfts** **(50-45)** **-(40 – 50)** **= + 15**
Nicht auf Termin vermarktet	**Gewinn = Spotmarktgeschäft** **65 – 50** **=+15**	0	Gewinn = Spotmarktgeschäft 45 – 50 = -5	0

Die geplante Stromerzeugung des Kraftwerks orientiert sich somit zunächst daran, ob die variablen Erzeugungskosten unterhalb des erwartbaren Strompreises liegen, das Kraftwerk somit „im Geld ist". Dies ist etwa bei Kernenergie- und Braunkohlekraftwerken in der überwiegenden Zeit der Fall, bei Spitzenlastkraftwerken hingegen weitaus seltener.

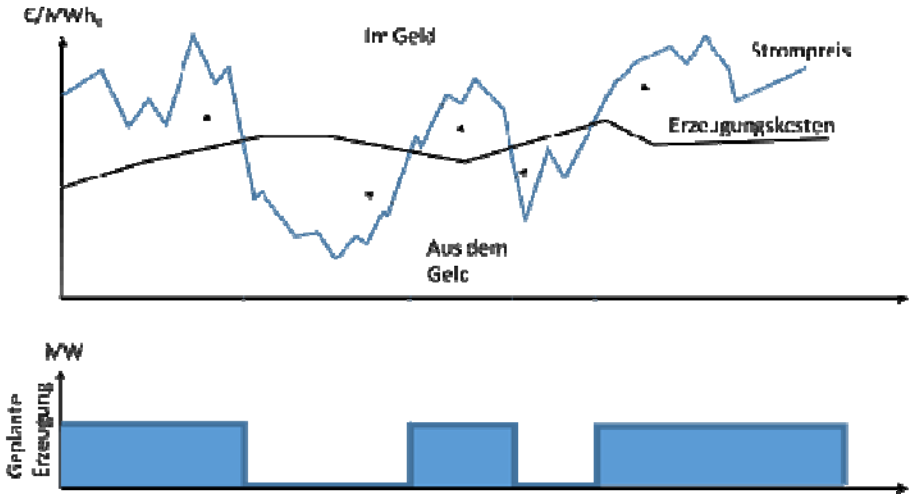


Abbildung 3-23: Positionsbestimmung und geplante Stromerzeugung[1]

Dementsprechend sollte aus ökonomischer Sicht ein Kraftwerk produzieren, wenn der Strompreis oberhalb der Grenzkosten liegt und abgeschaltet sein, wenn dies nicht der Fall ist. Dies ist in Abbildung 3-24 dargestellt, jedoch wird dabei ignoriert, dass es technische Restriktionen und ökonomische Opportunitäten gibt, die ein Abschalten bei Preisen unter Grenzkosten auch aus ökonomischer Sicht verhindern. Diese sollen im Folgenden näher erläutert werden:

[1] Bünting, H. (2013): Risk Management in the energy industry - Example RWE. RWE Innogy

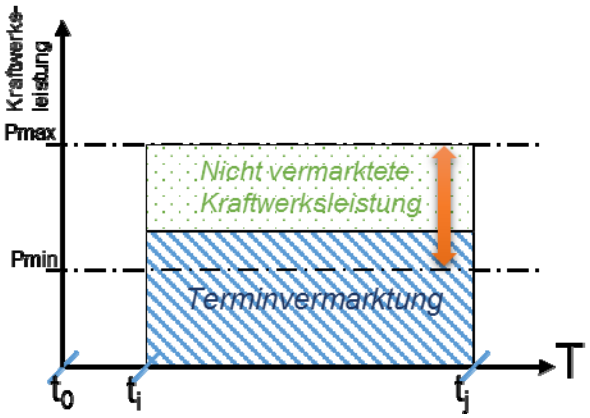


Abbildung 3-24: Ausgangssituation der kurzfristigen Vermarktung

In Abbildung 3-24 ist der bereits auf dem Terminmarkt veräußerte Leistungsbereich des Kraftwerks als blau schraffierte Fläche zu entnehmen, die noch verfügbare Leistung ist grün gekennzeichnet. Die Zeiträume t_i und t_j sind so groß gewählt, dass bei einem vollständigen Abschalten in t_i, das Kraftwerk erst wieder nach t_j verfügbar ist. Zum Zeitpunkt t_i hat der Erzeugungsvermarkter folgende Entscheidungsoptionen:

- Option 1: Verkauf bis zur Maximallast.

  Die Differenz aus maximaler Erzeugung und Terminvermarktung wird am Spotmarkt/ kurzfristigen Terminmarkt verkauft.

- Option 2: Rückkauf bis zur Minimallast.

  Die Differenz aus Terminvermarktung und Mindestlast wird am Spotmarkt/ kurzfristigen Terminmarkt (zurück-) gekauft.

- Option 3: Vermarktung von Regelenergie.

  Die Differenz zwischen Terminvermarktung und Mindestlast wird als negative Regelleistung vorgehalten, bzw. die Differenz aus maximaler Erzeugung und Terminvermarktung wird als positive Regelenergie vorgehalten.

- Option 4:Vollständiger Rückkauf und Abschalten des Kraftwerks

  Die Terminmarktverpflichtung wird nicht durch eine eigene Erzeugung erbracht, sondern das Kraftwerk wird vollständig heruntergefahren und die schon verkaufte Strommenge zurückgekauft. Das Kraftwerk steht still und kann nicht sofort wieder angefahren werden.

Grundsätzlich sind die Optionen 1-3 kombinierbar und somit differenziert von der Option 4 zu betrachten. Die Option 4 sollte dann gewählt werden, wenn sie günstiger ausfällt als eine (optimierte) Kombination der Übrigen.

Eine mögliche Kombinierbarkeit der Optionen in der Zeitspanne t_i bis t_j ist symbolisch in der nachstehenden Abbildung (auf der rechten Seite) dargestellt. In den unterschiedlichen Optionen kann der Vermarkter im Hinblick auf seine zu Beginn eingegangene Terminvermarktung zusätzlich als Verkäufer der restlichen Kraftwerksleistung oder (Rück-)Käufer bis hin zu seiner Mindestleistung auftreten (Optionen 1-3).

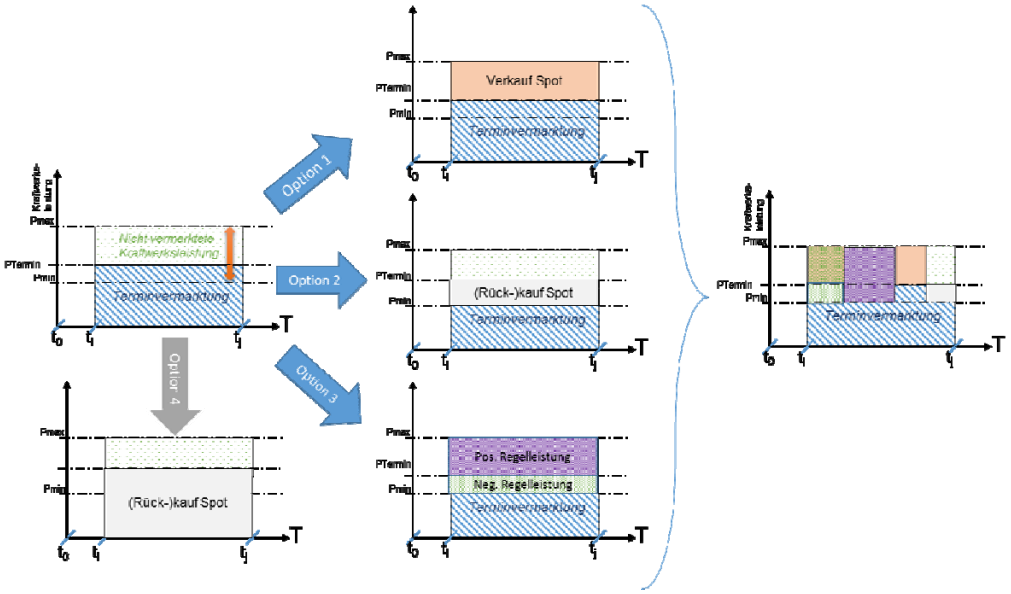


Abbildung 3-25: Kurzfristige Optimierungsoptionen

Hinsichtlich der Optionen gilt bezüglich der Risikoaffinität zu beachten, dass die Erlöse auch auf Erwartungen beruhen. Während in allen Optionen sowohl Terminmarkterlöse als auch die Brennstoffkosten als bekannt angenommen werden können, sind der zusätzliche Erlös am Spotmarkt bei Option 1 und 2 sowie in Option 3 die Erlöse aus der Regelenergievermarktung ungewiss (zudem sind in Option 3 ggf. ersparte Aufwendungen im Falle negativer Regelleistung zu berücksichtigen).

Eine nicht dargestellte Einschränkung der Freiheitsgrade tritt zusätzlich bei Wahl der Option 3 durch die Handelsfristen der unterschiedlichen Regelenergieprodukte[1] ein. In den übrigen Optionen können die vermarkteten und vermarktbaren Erzeugungsmengen, im Rahmen der technischen Kraftwerksrestriktionen, im Zeitverlauf nahezu beliebig veräußert und rückgekauft werden.

Im Folgenden sollen die Erlöse und Kosten (inkl. der möglichen Opportunitätskosten) der Option 4 etwas detaillierter untersucht werden.

Kosten:

- Durch das erforderliche An- und Abfahren des Kraftwerkes entstehen Kosten, welche individuell abgeschätzt werden.
- Die Lieferverpflichtung des Terminkontrakts wird durch Rückkauf des Stroms erfüllt. Diese Kosten am Termin- oder Spotmarkt können, müssen aber nicht bereits vollständig bekannt sein.
- Durch die Kraftwerksabschaltung steht das Kraftwerk nicht sofort wieder zur Verfügung, so dass positive Deckungsbeiträge, die in einer Folgeperiode bis zum Wiederanfahren auftreten könnten, nicht erzielt werden. Es entstehen dadurch Opportunitätskosten.

[1] PRL wird Dienstags für die Folgewoche gehandelt, SRL wird Mittwochs für die Folgewoche gehandelt, MRL am Vortag um 10h (d.h. noch vor gate closure des day-ahead-Handels)

Erlöse

- Es verbleiben die Erlöse aus dem bereits getätigten Terminmarktgeschäft.
- Erlöse aus ersparten Aufwendungen werden erzielt, indem Brennstoff und CO2 wieder verkauft werden können (da zur Liefererfüllung kein Brennstoff und keine CO_2-Zertifikate notwendig sind).

Letztlich ergibt sich ein Saldo aus der Option 4, der einer Kombination der Salden aus den Optionen 1-3 gegenüberzustellen ist. Sofern eine Kombination der Optionen 1-3 vorteilhafter als die Option 4, sollte davon abgesehen werden, das Kraftwerk vollständig herunterzufahren.

Die entsprechende Ungleichung lautet:

$$P_1 \times Saldo_1 + P_2 \times Saldo_2 + P_3 \times Saldo_3 \geq Saldo_4$$

(mit P_n = Menge, die der entsprechenden Option zugeordnet ist

sowie $Saldo_n$ = Saldo der jeweiligen Option

Vorstehende Planungsgrundsätze lassen sich primär auf konventionelle Erzeugungsanlagen mit niedrigen Grenzkosten und hohen erwartbaren Einsatzstunden anwenden, die der **Grundlast** und zu Teilen der Mittellast zuzuordnen sind.

Der wirtschaftliche Betrieb von **Spitzenlastkraftwerken** kann oftmals nicht vergleichbar in der Langfrist sichergestellt werden.[1] Somit rücken für diese Kraftwerke Prognosen über die Ausprägung und Dauer von Preisspitzen in den Vordergrund. Ein (Weiter-)Betrieb des Kraftwerks erfolgt dann, wenn genügend Stunden mit hohen Spotmarktpreisen erwartet werden, die eine Kostendeckung (sowie einen Erlös) ermöglichen. Folgende Abbildung zeigt qualitativ eine Dauerlinie der Prognose des Spotmarktpreises, sowie (vereinfacht) die für das Spitzenlastkraftwerk wirtschaftlich nutzbaren Stunden.

[1] Es existieren allerdings Vermarktungsstrategien, bei denen Kraftwerke zu Vermarktungserlösen unterhalb der Grenzkosten terminlich vermarktet werden, mit der Erwartung, dass die Mengen günstiger rückgekauft werden können, wenn der Handelspreis fällt und auf diese Weise Erlöse generiert werden. Derartige spekulative Ansätze sollen jedoch nicht berücksichtigt werden.

Abbildung 3-26: Dauerlinie als Prognose der Wirtschaftlichkeit von Spitzenlast-KW

Nachdem vorstehend die grundsätzlichen Strategien und Entscheidungsspielräume für die Vermarkter von Kraftwerken aufgezeigt wurden, werden in den folgenden Abschnitten einzelne Aspekte einer nicht netztechnisch bedingten lastabweichenden Fahrweise tiefer gehend analysiert. Beginnend soll die Anwendung bzw. das Ausbleiben kurzfristiger Optimierungen in den Kraftwerksvermarktungen zunächst empirisch belegt werden.

3.2.1.4 Empirie zur Anwendung kurzfristiger Optimierungen in der Kraftwerksvermarktung

Make-or-buy-Entscheidungen der Kraftwerksvermarkter stellen eine Besonderheit im Energiehandel dar, da sie bei einem bereits wirtschaftlich vermarkteten Kraftwerk optionale Erlösmöglichkeiten bieten, denen kein entsprechendes Risiko gegenübersteht. Die Nicht-Anwendung führt folglich ‚lediglich' zu entgangenen Erlösen. Im Gegensatz hierzu muss ein Lieferant den Endkundenbedarf jederzeit und ggf. zu jedem Preis über den Energieeinkauf decken, bzw. überdeckte Mengen verkaufen. Lediglich der Rückgriff auf ein Kraftwerk als sogenannte „Realoption" würde dem Lieferanten die Wahl zwischen Eigenerzeugung und Fremdbezug ermöglichen.

Werden Endkundenpreiseffekte zunächst außer Acht gelassen, hat die Umsetzung von Make-or-buy-Entscheidungen fossil-atomarer Kraftwerke auch eine ökologische Dimension, da in Stunden mit einem hohen fEE-Dargebot und niedrigen Börsenpreisen zunächst die mit externen Effekten verbundene Erzeugung gedrosselt werden sollte.

Anhand der Analyse der freiwilligen Meldungen von Marktteilnehmern an der Strombörse EEX können Make-or-buy-Entscheidungen von Kraftwerksbetreibern brennstoffscharf dargestellt sowie deren Ausmaß abgeschätzt werden.[1] Als Indikator für Make-or-buy-Entscheidungen bietet sich der brennstoffspezifische relative Marktwert an. Der relative Marktwert errechnet sich aus dem mengengewichten durchschnittlichen Wert des erzeugten Stromes dividiert durch den durchschnittlichen Börsenpreises des Stromes im selben Zeitraum. Ein ‚Strich-fahrendes' Grundlastkraftwerk würde somit in der Jahresbetrachtung einen relativen Marktwert von 1 besitzen. Wird die Erzeugung in Zeiten günstiger Strompreise (‚Buy-Entscheidung') reduziert, steigt der Marktwert auf über 1. In der folgenden Tabelle sind die brennstoffspezifischen Marktwerte sowie deren entsprechender Vergleichswert

[1] Wobei nur ein Drittel der in Deutschland installierten Gaskraftwerke freiwillig melden, weshalb diese im Folgenden nicht mehr betrachtet werden.

(Base oder Peak-Fahrweise).

Tabelle 3-15: Brennstoffspezifische Marktwerte von Kraftwerken und deren Vergleichswert

Freiwillige KW-Meldungen	Marktwert	Vergleichswert
Braunkohle 2012-14	1,03	1,0 (Base)
Steinkohle 2012	1,14	1,14 (Peak zu Base)
Steinkohle 2013	1,16	1,14 (Peak zu Base)
Steinkohle 2014	1,16	1,12 (Peak zu Base)

Für Braunkohlekraftwerke ist in den 3 Jahren von 2012 bis 2014 ein relativer Marktwert von 1,03 ersichtlich. Diese konnten somit durch Buy-Entscheidungen ihre Einnahmen um 3 % erhöhen. Bei einer Erzeugungsmenge von 160 TWh pro Jahr[1] und einem Base-Preis von 35 €/MWh entsprechen diese jährlichen 3 % Mehreinnahmen 168 Mio.

Die meldenden Steinkohlekraftwerke erzielten in den letzten 3 Jahren relative Marktwerte zwischen 1,14 und 1,16, die teils merkbar über dem Verhältnis von Peak zu Base lagen. Im Jahr 2013 lag der Peak-Preis bei 43,13 €/MWh und der absolute Marktwert der meldenden Steinkohlekraftwerke bei 43,67 €/MWh. Bei 5.000 unterstellten Vollbenutzungsstunden bedeutet die kurzfristig flexible Fahrweise somit für 2013 theoretische Mehreinnahmen von 2.700 € pro MW, was beispielsweise für einen kleinen Steinkohleblock von 200 MW Mehreinnahmen von 540.000 € bedeuten würde. 2014 ist dieser Anreiz aufgrund des fallenden Peak zu Base Verhältnisses sowie vor dem Hintergrund der grundsätzlich fallenden Strompreise weiter gestiegen. Für das Beispiel eines 200 MW Steinkohleblockes bedeutet dies Mehreinnahmen bei einer flexiblen Fahrweise von 1.3 Mio. €.[2]

Generell haben somit Kohlekraftwerke einen starken finanziellen Anreiz, ihre Erzeugung kurzfristig zu optimieren. Die Mehreinnahmen liegen in Größenordnungen, die einen 24/7 Handel mehr als rechtfertigen. Entsprechend ist zukünftig davon auszugehen, dass sich das im Folgenden beschriebene Keep-Running-Verhalten aufgrund von fehlendem Personal und Technik zur Durchführung von kurzfristigen Optimierungen heute selbst ökonomisch nicht mehr rechtfertigen lässt.

3.2.1.5 Ökonomisch begründete Ursachen für lastabweichende Fahrweisen

Personal und Technik zur Durchführung von kurzfristigen Optimierungen (insb. der Grund- und Mittellastkraftwerke)

Die Möglichkeit des Kraftwerkbetreibers, kürzerfristige Vermarktungsmöglichkeiten und Optimierungen durchzuführen, kann nur im Rahmen des organisatorisch und

[1] Circa die aktuelle jährliche Erzeugungsmenge von Braunkohlekraftwerken.

[2] Basepreis 2014: 32,76 €/MWh; Peakpreis: 36,80 €/MWh.

technisch Möglichen erfolgen. Entsprechend ist die Bereitstellung von Flexibilität mit Kosten verbunden. Anzuführen sind dabei Investitionskosten (in Personal z.B. für die 24/7-Kraftwerkssteuerung und für Handel, Technik, Arbeitsmittel etc.) sowie Kosten der Rohstoffbeschaffung/ des Hedgings sowie Risikokosten aus der Flexibilitätsvermarktung. Auf der Erlösseite sind die erwarteten Erlöse der zusätzlichen Leistung oder Leistungsreduzierung zu nennen. Allgemein sind Erlöse durch die Flexibilisierung insbesondere beim Vorliegen einer hohen Volatilität zu erwarten. In der strategischen Planung müssen die Kosten der Flexibilisierung zumindest durch die Erlöse kompensiert werden. Hierbei ist zu beachten, dass die Entscheidung zur Flexibilität bereits die Freiheitsgrade und Entscheidungsoptionen späterer Perioden wesentlich beeinflusst.[1]

Da gerade die Erlösseite sehr stark auf Erwartungen abzielt, sind geeignete Indikatoren zu benutzen, um das Risiko zu begrenzen.

Eine ausbleibende (kurzfristige) Optimierung der Kraftwerksvermarktung führt zu Einspeisungen, die letztlich unabhängig von kurzfristigen Preiseffekten und Versorgungssituationen erfolgen. Aufgrund der Inhomogenität der Erzeugungsakteure, insbesondere hinsichtlich Größe und Ressourcen, können Inflexibilitäten gerade bei kleineren Erzeugungsunternehmen (wie z.B. Stadtwerken) auch perspektivisch bestehen bleiben, sofern die Kraftwerke „im Geld sind".

Freiheitsgrade auf der Einsatzseite (Gaslieferverträge etc.)

Bzgl. der im vorigen Abschnitt aufgezeigten Optimierungsoptionen wurde bislang eine flexible Brennstoffbereitstellung unterstellt. Hierzu gilt es zu berücksichtigen, dass mit der Einsatzplanung des Kraftwerks unter Umständen auch weitere Prozesse, Handelsgeschäfte und Lieferungen längerfristig verknüpft sind. Dies kann dazu führen, dass bei abweichender Kraftwerksvermarktung die vorgesehene Brennstofflieferung zwischengespeichert oder ausgesetzt werden muss sowie auch eine Anpassung der gebuchten Transportkapazitäten erforderlich ist. Die hieraus resultierenden Kosten müssen ebenso in die Entscheidung zur Durchführung von Optimierungsgeschäften eingehen und können zusätzliche Inflexibilitäten begründen. Besteht beispielsweise ein Take-or-pay-Vertrag für den Bezug von Gas ohne direkten Handelszugang, so muss die Gasmenge, die unterhalb der Mindestabnahmemenge liegt, ob abgenommen oder nicht, bezahlt werden. Jede (auch nur geringfügig) gewinnbringende Nutzungsmöglichkeit des Gases sollte entsprechend genutzt werden.

Höhe der Abschaltkosten

Die Kosten für einen Abschaltvorgang können zwar über die Betriebsstunden von Bauteilen, Verschleißtests, EOH-Kalkulation usw. und damit mit Ersatzkosten abgeschätzt werden, beruhen aber zum Teil auf Erwartungen. Wird durch eine flexiblere Fahrweise die Lebensdauer eines Kraftwerks reduziert, so bestehen die Kosten aus zukünftig entgangenen Gewinnen während der verlorenen Lebensdauer. Wird beispielsweise im Extremfall davon ausgegangen, dass keine Gewinne in der Zukunft realisiert werden können, wären die Abschaltkosten vereinfacht mit 0 €/MWh anzusetzen. Werden die Kosten einer Instandhaltung aber statisch betrachtet (der Zustand des Kraftwerks mit Abschalten muss dem Zustand des Kraftwerks nach x Jahren ohne Abschalten entsprechen, weswegen entsprechend öfters gewartet werden

[1] Dies betrifft im Wesentlichen den Anteil der langfristig vermarkteten Kraftwerksleistung.

muss), so sind diese entsprechend höher. Aus dieser Argumentation folgt, dass ein Abschaltvorgang und die damit verbundenen Kosten unterschiedlich bewertet werden und somit zu unterschiedlichem Gebotsverhalten führen können.

Erwartung an höhere Preise

Einzelne Stunden können erst auf dem Day-Ahead-Markt gehandelt werden, so dass davor Erwartungen statt sichere Preise vorliegen. Werden hohe Preisspitzen erwartet, kann es sinnvoll sein, das Kraftwerk bei negativen Spreads mit einer ‚überhöhten Leistung' zu fahren, damit die volle Kraftwerkskapazität in Stunden mit hohen Preisen verfügbar ist. Somit können die Kosten durch die Produktion in einer bekannten Periode durch die Chance eines (unbekannten und unsicheren) höheren Gewinns in der Zukunft gerechtfertigt werden. Das Kraftwerk somit wenigstens auf Mindestlast zu betreiben und damit u.U. Verluste zu generieren, entspricht somit dem Kauf einer Option, schnell an möglichen, höheren Preisen partizipieren zu können. Die somit resultierende Fahrweise ist beispielhaft in unten stehender Abbildung dargestellt, im Vergleich zu einer mit perfektem Vorwissen und ohne technische Restriktionen belegten idealisierten Fahrweise.

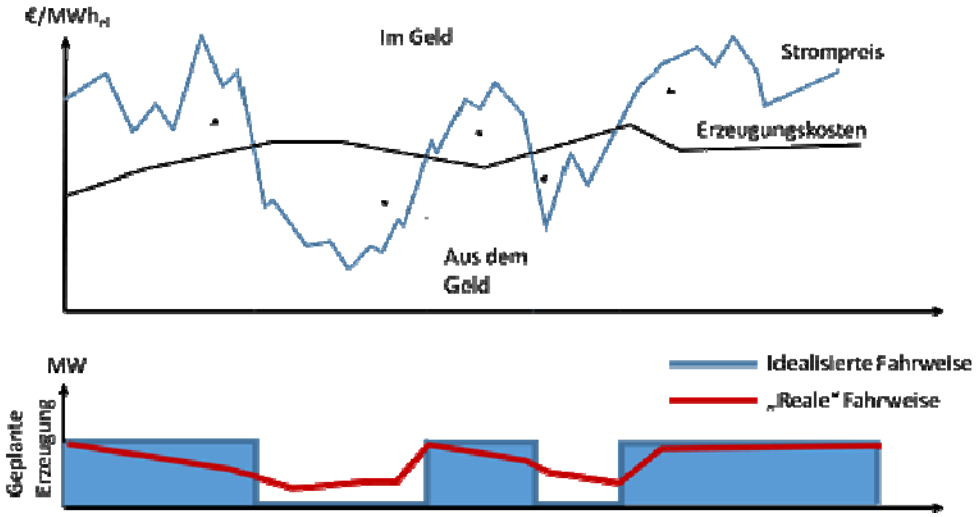


Abbildung 3-27: Idealisierte und tatsächliche Fahrweise eines Kraftwerks[1]

3.2.1.6 Besonderheiten von Kraftwerksportfolien

Während vorstehende Analysen zunächst zur Vereinfachung auf Einzelkraftwerke bezogen wurden, stellt sich die Frage, welche einzelwirtschaftlichen (ggf. auch gesamtsystemischen) Vorteile und Strategien aus der Bündelung unterschiedlicher Einheiten hervorgehen. Hierbei können sich die Einzeleinheiten in vielerlei Hinsicht unterscheiden: Kraftwerksleistung, Netzanbindung, Brennstoff, anteilige Eigentumsverhältnisse (Kraftwerksscheiben) etc. Neben reinen Erzeugungsanlagen sind in diesem Kontext auch Speicher zu berücksichtigen.

[1] Bünting, H. (2013): Risk Management in the energy industry - Example RWE. RWE Innogy

Im vollkommenen Markt sollte es zunächst unerheblich sein, welches Kraftwerk bzw. welche Kraftwerke in welchem Eigentum / unter welcher Führung stehen. In der Realität ergeben sich jedoch zu untersuchende Aspekte in der Vermarktung unterschiedlicher Portfolien, etwa bzgl.:

- der Transaktionskosten
- des Risiko-Hedgings (z.B. im Bereich Rohstoffeinkauf)
- der Einhaltung von Mindesterzeugungsleistungen
- usw.

Ein weiterer wichtiger Aspekt ist die organisatorische Ansiedlung der Kraftwerkseinsatzplanung bzw. einer Gesamtportfoliooptimierung. Durch das Unbundling werden in vertikal integrierten Unternehmen die Bereiche Erzeugung, Handel, Transport und Vertrieb unterschieden. Deckt ein Energieversorgungsunternehmen mehrere Bereiche ab, wird es unter Beachtung der regulatorischen Vorgaben (insb. den Transport betreffend) eine Maximierung des Gewinns des Gesamtunternehmen anstreben. So kann insbesondere ein gesamtwirtschaftliches Optimum für die Bereiche Stromhandel und Erzeugung angesteuert werden, welches nicht den einzelnen Optima entsprechen muss.

Restriktionen der Optimierung

Wie bereits angedeutet ist insbesondere eine strategische Gesamtoptimierung unter Einbindung des Netzbetriebs schwierig bis unmöglich, da keine Informationsasymmetrien gegenüber den übrigen Marktakteuren entstehen dürfen.

Hinsichtlich der Vermarktung eines Erzeugungspools in einer Einheitspreisauktion bestünden für Betreiber eines diversifizierten Erzeugungsparks unter Ausübung von Marktmacht Optimierungsmöglichkeiten durch physische Kapazitätszurückhaltungen (ausbleibende Marktteilnahme) oder finanzielle Kapazitätszurückhaltungen (durch Gebotszuschläge). So werden durch die partielle Kapazitätszurückhaltung höhere Erlöse für die erzeugenden Einheiten angestrebt (der Mehrerlös muss die entgangenen Erlöse der zurückgehaltenen Kapazität überkompensieren) oder vorhersehbar preissetzende Kraftwerke erhöhen ihren Gebotspreis und heben so das Auktionsergebnis. Folgende Aspekte sorgen jedoch dafür, dass die Kapazitätszurückhaltung gegenwärtig von nachgeordneter Bedeutung ist:

- Es existieren weiterhin konventionelle, steuerbare Überkapazitäten. Dies sorgt dafür, dass auch bei geringer EE-Einspeisung sich der Auktionsschnittpunkt im „flachen" Bereich der Angebotskurve bewegt und Angebotszurückhaltungen einen deutlich schwächer ausgeprägten Preiseffekt erzielen als im steilen Bereich.
- Das Market-Coupling mit dem länderübergreifenden Austausch von Energiemengen zur Angleichung der Preise erschwert missbräuchliche Eingriffe in die Angebotskurve.
- Durch die individuell optimierte Vermarktung von EE, speziell fEE durch Direktvermarkter tritt ein individuelles Angebotsverhalten auf, das ein daran angepasstes Verhalten der Kapazitätszurückhaltung erschwert.

3.2.2 Regulatorisch bedingtes Must-Run-Verhalten

3.2.2.1 Vermeidung bzw. Bereitstellung von Ausgleichsenergie als Begründung von Must-Run-Verhalten

Neben den aufgezeigten marktlichen Optionen des Zu- und Verkaufs von Energie eröffnet sich dem Bilanzkreisverantwortlichen (z.B. einem Kraftwerksvermarkter) auch die Option, bewusst Lieferverpflichtungen nicht oder gar überzuerfüllen, da die resultierenden Differenzenergiemengen durch ggf. preislich attraktivere Ausgleichsenergie abgedeckt werden. Hiervon ist jedoch zwingend abzuraten, da in den Bilanzkreisverträgen der ÜNB unmissverständlich klargestellt wird: „*Regelenergie dient ausschließlich der Aufrechterhaltung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des elektrischen Übertragungssystems und ist keine disponible Größe des Bilanzkreisverantwortlichen zur Bewirtschaftung seines Bilanzkreises*". Weiter heißt es „*Demzufolge sind zu viel oder zu wenig eingespeiste Energiemengen, die nicht durch Prognoseungenauigkeiten [..] begründet werden können, als Prognosepflichtverletzung anzusehen*".[1] Entsprechend riskiert der Bilanzkreisverantwortliche durch eine bewusste Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie die Aufkündigung seines Bilanzkreisvertrages. Überdies ist zu beachten, dass die Preise für Ausgleichsenergie ex-post ermittelt werden und somit der Einsatz von Ausgleichsenergie zumindest ein wirtschaftliches Risiko darstellt.

Zur Vermeidung der Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie für Optimierungsgeschäfte beschloss die Bundesnetzagentur (BNetzA) Eckpunkte zur Weiterentwicklung des Ausgleichsenergiepreis-Abrechnungssystems (BK6-12-024), die ab dem 01.12.2012 umgesetzt wurden. Als wesentliche Änderung zum vorherigen System ist die Kopplung des bundesweiten, viertelstündlichen Ausgleichsenergiepreis (reBAP) an den Börsenpreis zu nennen. Überdies wird im Fall des Überschreitens von 80 % der in Deutschland kontrahierten Regelleistung in Abhängigkeit vom Vorzeichen des Saldos der eingesetzten Regelarbeit entweder ein Zu- oder Abschlag auf den Ausgleichsenergiepreis angewendet. Die bewusste Inkaufnahme von Ausgleichsenergie erscheint daher nicht als ein Faktor, der zu Must-Run-Verhalten führen sollte.

Ein anderer Ansatz verfolgt nicht die bewusste Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie, sondern adressiert gegenteilig deren Vermeidung und somit die Vermeidung des wirtschaftlichen Risikos aufgrund der ex-post ermittelten Preise. Zwar wäre es ökonomisch sinnvoller, am Markt zu agieren, aber das Kraftwerk wird zur Vermeidung von (eigener) Ausgleichsenergie gefahren. So wird eine Unterdeckung des eigenen Bilanzkreises dazu genutzt, das Kraftwerk hoch zu regeln, obwohl der Marktpreis ein Herunterregeln implizieren würde bzw. am Markt nicht mehr gehandelt werden kann. Dies sollte insbesondere dann von Interesse sein, wenn eine Verbindung zwischen Erzeugung und Vertrieb/Handel besteht und das Kraftwerk so etwa z.B. sehr kurzfristig erwartbare Lastprognoseabweichungen oder etwa eine nur stündlich und nicht viertelstündliche Eindeckung des Vertriebes kompensiert. Die Entscheidung kann dabei im Zeitraum zwischen der Handelsfrist im Intradaymarkt und dem Erzeugungszeitpunkt getroffen werden oder - sofern etwa kein kurzfristiges Bilanzkreismanagement mit Intradayhandel vorhanden ist - dieses gar ersetzen. Der Einsatz eigener Kraftwerkskapazität zur Vermeidung von Ausgleichsenergie kann somit ein (mengenmäßig vermutlich eher wenig ausschlaggebender) Faktor für Must-Run-Verhalten sein.

[1] Amprion (2010): Bilanzkreisvertrag. über die Führung eines Bilanzkreises. Grundvertragsmodul.

3.2.2.2 Ökonomischer Must-Run durch BesAR, Netzentgelte (Eigenstrom)

Im Kontext der Eigenerzeugung ergeben sich von der öffentlichen Versorgung abweichende Kostenstrukturen durch verschiedene Vergünstigungen (hinsichtlich EEG-Umlage, Netzentgelte, Stromsteuer etc.). Grundsätzlich sollte auch die Eigenerzeugung aus Kraftwerken und (ggf. ortsfernen) Kraftwerksscheiben bei einer günstigeren Eindeckung über den Großhandelsmarkt durch Fremdbezug substituiert werden, sofern keine zwingenden Anforderungen zur gekoppelten Erzeugung von Wärme vorliegen, bzw. die Wärme nicht alternativ erbracht werden kann. Aufgrund der Vielzahl an Vergünstigungen (gerade für Bestandsschutz genießende Konstellationen von Eigenversorgungsmodellen über das öffentliche Versorgungsnetz) dürfte ein Abregeln der Eigenerzeugungsanlagen aufgrund ökonomischer Rahmenbedingen jedoch nur sehr selten wirtschaftlich interessant sein. Somit orientiert sich die Erzeugung zunächst primär am Bedarf des individuellen (Eigen-)Verbrauchers; über ein Anbieten von Regelenergie, Netzreserve o.ä. können darüber hinausgehende Zusatzerlöse erzielt werden.

Ein weiterer Aspekt betrifft die Netzentgelte, speziell der Leistungsanteil der vermiedenen Netznutzungsentgelte (vNNE) für Erzeugungsanlagen im Verteilnetz. Es wäre möglich, dass Zusatzerlöse für Kraftwerke dadurch erzielt werden können, dass in der bemessungsrelevanten Stunde eine möglichst hohe Einspeiseleistung nachgewiesen werden kann. Der Einsatz des Kraftwerks erfolgt somit temporär nicht markt- oder nachfrageorientiert, sondern erfüllt lediglich primär den Zweck, die Erlöse aus vermiedenen Netznutzungsentgelten zu erhöhen. Dies betrifft Anlagen, die nach dem Verfahren auf Basis tatsächlicher Vermeidungsleistung vergütet werden. Die Kalkulation der Vergütung der Vermeidungsleistung ist in § 18 StromNEV bestimmt, wonach „die Vermeidungsleistung die Differenz zwischen der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus der Netz- oder Umspannebene und der maximalen Bezugslast dieses Jahres aus der vorgelagerten Netz- oder Umspannebene in Kilowatt“ ist. Demzufolge erhält eine Anlage ausschließlich eine Vergütung der Vermeidungsleistung, wenn diese zum Bemessungszeitpunkt tatsächlich Leistung erbracht und in das Netz eingespeist hat. Auf der Grundlage statistischer Überlegungen kann durch eine gezielte Einspeisung zu Zeitpunkten, bei denen die Wahrscheinlichkeit hoch ist, dass diese ex-post den relevanten Bestimmungszeitpunkt darstellen, die Vergütungshöhe der Vermeidungsleistung maximiert werden. Für diese Zeitpunkte kann sich entsprechend eine Einspeisung ergeben, die nach üblichen ökonomischen Überlegungen auf Grenzkostenbasis nicht erfolgt wäre, beispielsweise zu sehr niedrigen oder negativen Spotmarktpreisen. Wird jedoch der Bemessungszeitpunkt „getroffen“, kann die Vergütung der Vermeidungsleistung negative Deckungsbeiträge mehr als kompensieren und daher rentabel sein.

Der beschriebene Anreiz für eine Einspeisung zur Maximierung der Vergütung der Vermeidungsleistung entfällt für Anlagen, welche über keine registrierende Lastgangmessen verfügen oder nach der verstetigten Bewertung vergütet werden.

3.3 Zwischenfazit: Minimierung bestehender und zukünftiger lastabweichender Kraftwerksfahrweisen

3.3.1 Minimierung bzw. Vermeidung lastabweichender Kraftwerksfahrweisen aufgrund notwendiger Aufgaben innerhalb des Energiesystems

Innerhalb des Energiesystems müssen mehrere Aufgaben erbracht werden, damit eine sichere momentane[1] Versorgung mit Strom und Wärme gewährleistet werden kann. Die Erbringung dieser Aufgaben wird zum heutigen Zeitpunkt vielfach durch konventionelle Kraftwerke erbracht. Dabei wurde im Rahmen dieser Studie untersucht, inwieweit die Erfüllung dieser Aufgaben selbst wiederum dazu führt, dass konventionelle Kraftwerke am Netz bleiben und mit einer gewissen Mindest- oder gar höheren Leistung einspeisen, obwohl dies zur Erbringung der notwendigen Stromlast eigentlich nicht notwendig wäre, da zumindest arbeitsseitig ausreichend Erneuerbare Energien am Netz sind.

Die Untersuchung der einzelnen Systemdienstleistungen – inklusive der notwendigen Wärmeerzeugung – erbrachte die folgenden Ergebnisse:

3.3.1.1 Momentanreserve

Eine Abschätzung des zukünftigen Bedarfs an notwendigen installierten Leistungen oder ggf. weiteren Betriebsmitteln zur Bereitstellung der Momentanreserve ist kaum zu treffen, da diese gegenwärtig von den bestehenden Kraftwerken mit rotierenden Massen ohne Vergütung und ohne expliziten Abruf erbracht wird. Daher kann auch nicht von einer hierdurch verursachten lastabweichenden Fahrweise gesprochen werden. Ein Ersatz der heutigen Erbringer der Momentanreserve ist technisch durchaus machbar (so z.B. durch Kraftwerke mit rotierenden Massen im Ausland und auch durch Windkraftanlagen sowie durch Batteriespeicher). Insbesondere für die Nutzung von Windkraftanlagen hierfür gilt es, die geltenden technischen Richtlinien anzupassen.

3.3.1.2 Redispatch

Der Bedarf an Redispatch entsteht dadurch, dass die marktlich getroffenen Entscheidungen über den Kraftwerksdispatch ein Netz als Kupferplatte ohne technische Restriktionen unterstellen. Da dies in der Realität nicht durchgängig der Fall ist, müssen die ÜNB mittels Redispatch Korrekturen an den an den Märkten getroffenen Entscheidungen, wer wann und wo einspeisen darf, vornehmen. Dies führt per Definition nicht zu einem lastabweichenden Verhalten, da die Summe der Einspeisungen nicht geändert wird, wohl aber der Ort. Dies kann jedoch dazu führen, dass die Einspeisung Erneuerbarer Energien abgeregelt und durch konventionelle Energie ersetzt werden muss. Wie sich der zukünftige Bedarf an Redispatch entwickeln wird, ist schwer abzuschätzen, da auch der Fortschritt des Netzaus- und umbaus, die Entscheidung für einen Kohleausstieg und die Geschwindigkeit von dessen Umsetzung sowie die Veränderung der Marktgebiete (Trennung des gemeinsamen Marktgebietes von Österreich und Deutschland) die Zahl und Menge der Redispatchaufrufe beeinflusst. Allerdings gibt es keine Quantifizierung dieser Einflüsse. Zusätzlich

[1] Die langfristige Gewährleistung der Versorgungssicherheit ist ebenso eine wesentliche Herausforderung im Rahmen der Energiewende, steht aber nicht im Fokus dieser Darstellungen.

Bislang ist keine verlässliche Aussage dazu möglich, inwieweit die Fertigstellung neuer Netztrassen die Anzahl und Mengen der Redispatchmaßnahmen limitieren wird. Auch die Trennung der Marktgebiete zwischen der Bundesrepublik Deutschland und Österreich soll dazu dienen, das Redispatchaufkommen in der Bundesrepublik zu verringern.

Das Ausmaß des benötigten Redispatches ist letztlich aber auch ein Ergebnis eines Austarierens zwischen den Kosten und der Machbarkeit und Umsetzbarkeit des Netzum- und –ausbaus und den Kosten, die durch den Redispatch entstehen. Diese Entscheidung ist jedoch gesellschaftlich und politisch und zu treffen. Im Rahmen besteht Forschungsbedarf zu drei Punkten:

- Inwieweit trägt ein Abbau der bestehenden (fossil-nuklearen) Überkapazitäten im Erzeugungsbereich und den daraus resultierenden Exportüberschüssen zu den bestehenden Mengen an Redispatch bei?

- Wie hoch ist der Prozentsatz an EE-Erzeugung, den man gesellschaftlich toleriert (mittels Redispatch) abregeln darf (nach Ausnutzung der diversen Flexibilitätspotentiale und Speichertechnologien), um das Netz nicht bis zur Aufnahme der „letzten Kilowattstunde" EE ausbauen zu müssen?[1]

- Weiterhin ist auch zu untersuchen, welche Änderungen sich durch die neue ‚Verordnung zu abschaltbaren Lasten' (AbLaV) mittel- und langfristig für die Erbringung des Redispatch ergeben werden. Für die zukünftige Bereitstellung des Redispatch wäre es auch hilfreich, auch zusätzliche zuschaltbare Lasten zu aktivieren, die jedoch keine neuen Mehrbedarfe an konventioneller Erzeugung generieren sollten.

3.3.1.3 Regelleistung

Regelleistung gehört zu den Systemdienstleistungen, die unter den heutigen Voraussetzungen lastabweichendes Verhalten generieren. Dabei schwanken die Angaben zur bzgl. der zur Erbringung der Regelenergie am Netz benötigten Leistung ungefähr zwischen 13-15 GW, wenn man von einer ausschließlichen Erbringung durch Kohlekraftwerke ausgeht. Wie sich der Bedarf an für die Regelenergie zukünftiger vorzuhaltender Leistung zukünftig entwickeln wird, ist Gegenstand wissenschaftlicher Kontroversen. Auch wenn sich durch organisatorische und regulatorische Änderungen der Regelenergieerbringung die mittleren Bedarf ggf. vermindern könnten ist davon auszugehen, dass die Spitzenbedarfe nicht gesenkt werden können.

Aus technischer Sicht stellt eine alternative Erbringung von Regelenergie keine unüberwindbaren Herausforderungen dar, da es sich um Wirkleistungserbringung bzw. Lastabsenkung handelt. Weitaus spannender sind die regulatorischen und ökonomischen Herausforderungen, die es beim Ersatz der konventionellen Regelleistungserbringung zu meistern gilt. Zwei wesentliche Fragen sind hier sicherlich

[1] Dabei ist dies nicht nur eine technische Frage, sondern auch eine der gesellschaftlichen gewollten Ausgestaltung der Energiewende. Hier empfiehlt sich ein offener Energiewendediskurs, der die Notwendigkeit und Chancen der Umgestaltung des Energiesystems als Prämisse setzt, aber offen die Vor- und Nachteile verschiedener Umsetzungspfade der Energiewende thematisiert.

- die Einbindung fluktuierender Energieträger in die Erbringung von Regelenergie und der damit verbundene Verzicht auf deren Einspeisung (durch Abregelung als negative Regelleistung und Drosselung der Anlagen zur Ermöglichung positiver Regelleistung). Bei einer zukünftigen überwiegenden Lastabdeckung durch fluktuierende Erneuerbare Energien mag diese Einspeisereduktion als tolerabel gelten. Daher kann es sicherlich noch für einen längeren Zeitraum von Bedeutung sein, umweltfreundliche Flexibilitätsoptionen zur Erbringung von Regelenergie zu bringen.

- Damit einher geht auch die Frage nach der Auskömmlichkeit und den Investitionsanreizen für neue Regelenergieerbringer. Zum heutigen Zeitpunkt ist der Markt durch das Überangebot an konventioneller Erzeugung gesättigt; in der Zukunft könnte wiederum eine grenzkostenfreie Regelleistungsbereitstellung durch FEE für ein dauerhaft niedriges Preisniveau in den entsprechenden Märkten sorgen. Beides könnte den Markteintritt und die Rentabilität alternativer Erbringer verhindern.

3.3.1.4 Blindleistung

Die heute bestehenden Regelungen insb. zur Vergütung der Blindleistungserbringung führen dazu, dass die Erlöse aus dieser Systemdienstleistung an den regulären Kraftwerksbetrieb gekoppelt sind. Es ist festzuhalten, dass die Bereitstellung von Blindleistung nicht dazu geeignet ist, langfristig planbar und systematisch Kraftwerkserlöse zu erzielen. So sollen entsprechend der Motivation der Bundesnetzagentur durch Aufgrund des Unbundlings und der Trennung von Netzbetrieb und Erzeugung hat das Kraftwerk jedoch keinen direkten Einfluss auf einen Abruf. Die Bereitstellung von Blindleistung betreffend kann dementsprechend nicht als ökonomisch motiviertes Must-Run-Verhalten bezeichnet werden. Dementsprechend kann hier nicht von einer aktiven lastabweichenden Fahrweise gesprochen werden. Sicher ist jedoch, dass Blindleistung eine wichtige Systemdienstleistung ist, deren Erbringung heute zu bedeutenden Teilen von den konventionellen Kraftwerken übernommen wird.

Dabei ist davon auszugehen, dass es durchaus ausreichend technische Alternativen zur Blindleistungserbringung gibt, die jeweils auch spezifische Vor- und Nachteile aufweisen. Die größere Herausforderung im Rahmen der Dekarbonisierung des Stromsystems wird es hingegen sein, auf welcher Basis mögliche Investitionen in alternative Erbringer getätigt werden sollen. Hierfür müssen die entsprechenden Rahmenbedingungen geschaffen werden, so dass entweder Netz- oder Kraftwerksbetreiber oder mögliche Dritte ausreichende Anreize bekommen, diese Betriebsmittel anzuschaffen. In Bezug auf den Betrieb dieser Betriebsmittel ist zu entscheiden, inwieweit eine Neuverteilung der Aufgaben zwischen ÜNB und VNB angestrebt werden sollte und ob die Blindleistung als mittels marktbasierter Allokationsmechanismen oder auf der Basis technischer Regelungen und Normen (inkl. möglicher Vergütungen hierfür) erbracht werden kann.

3.3.1.5 Kurzschlussleistung

Die Kurzschlussleistung ist gegenwärtig quasi ein „Koppelprodukt“ des normalen Kraftwerksbetriebs. Diese wird gegenwärtig nicht explizit erbracht, sondern durch den konventionellen Kraftwerkspark gesichert. Damit stellt auch die Kurzschlussleistung kein lastabweichendes Verhalten dar. Dabei kann davon ausgegangen werden, dass die Kurzschlussleistung, die in der Bundesrepublik benötigt wird, aktuell auch mittels ausländischer (konventioneller) Kraftwerke bereitgestellt werden kann. Für die Zukunft müssen jedoch Lösungen gefunden werden, wie auch bei einer in ganz Europa

umgesetzten Energiewende mit abnehmenden Zahlen an konventioneller Leistung ausreichend Kurzschlussleistung bereitgestellt werden kann.

3.3.1.6 Schwarzstartfähigkeit

Diese Systemdienstleistung wird nach einem partiellen oder flächendeckenden Stromausfall benötigt, um die Versorgung nach und nach gesichert wieder aufbauen zu können. Daher führt die Schwarzstartfähigkeit quasi per Definition nicht zu lastabweichendem Verhalten.

3.3.1.7 Wärmebereitstellung aus KWK

KWK-Anlagen können durchaus ein lastabweichendes Verhalten aufweisen, wobei deren Wärmebereitstellung kein hinreichendes technisches Must-Run-Kriterium ist. Aufgrund ihrer Kostenstruktur besitzen sie zwar stärkere betriebswirtschaftliche Anreize (Kosten der alternativen Wärmebereitstellung und KWKG-Zuschlag) für ein Keep-Running-Verhalten als ihre rein konventionellen Gegenstücke. Dies kann jedoch z.B. durch den Zubau von Wärmespeichern stark gemindert werden.

In der Summe ist zu sagen, dass der wesentliche Auslöser für „aktive" lastabweichende Fahrweisen die Bereitstellung von Regelenergie (vor allem der drei Regelenergiearten Primär-, Sekundär- und Minutenreserve) ist. Deren Erbringung durch konventionelle Kraftwerke führt dazu, dass diese am Netz bleiben müssen, auch wenn ausreichend EE zur Lastabdeckung vorhanden sind.

Weiterhin ist es wichtig, für viele der weiteren Systemdienstleistungen nach verlässlichen Ersatzmöglichkeiten zu suchen und Lösungen zu implementieren, mit denen die die notwendigen Investitionen hierfür getätigt werden können und deren zukünftiger Einsatz geregelt wird. Dabei erscheint aus heutiger Sicht die Erbringung der Kurzschlussleistung als größte technische Herausforderung, während die Erbringung der anderen Systemdienstleistungen zur erfolgreichen Umsetzung insbesondere regulatorische und teilweise auch marktliche Regelungen benötigen.

3.3.2 Ökonomische und regulatorische Ursachen von lastabweichenden Fahrweisen

Neben den systemischen bedingten Ursachen für mögliches lastabweichendes Verhalten können auch ökonomische oder regulatorische Gründe dafür bestehen, dass Kraftwerke quasi „über den Bedarf hinaus" Strom produzieren. Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass es für konventionelle Kraftwerksbetreiber ausreichend finanzielle Anreize gibt, eine am Day-ahead-Preis orientierte Fahrweise umzusetzen und aktiv Make-or-buy-Entscheidungen zu treffen. Die hierdurch möglichen Gewinne rechtfertigen im Regelfall eine 24/7-Einsatzoptimierung ihres Kraftwerkes. Allerdings bestehen weiterhin auch ökonomisch begründete Hemmnisse verschiedenster Art bei der Nutzung dieser Optimierungsmöglichkeiten, die hier zusammengefasst werden:

- personelle und technische Ausstattung der notwendigen (Dispatch-)Abteilungen: Auch wenn eine solche Investition als lohnend gelten kann, bedeutet sie auch mögliche organisatorische Umstellungen in den betroffenen Unternehmen, weswegen Veränderungen nicht angegangen werden.

- Höhe der Abschaltkosten: Diese sind auch eine Funktion der Erwartungen an die zukünftigen Gewinne, die mit dem betreffenden Kraftwerk realisiert werden können. Dabei können unterschiedliche Erwartungen bzgl. einer Minderung der Lebensdauer des Kraftwerks bei einer flexibilisierten Fahrweise

dazu führen, dass unterschiedliche Gebotsverhalten auftreten und damit lastabweichende Verhalten.

- Erwartungen an kurzfristig eintretende höhere Preise: Solche Erwartungen an höhere Strompreise in den kommenden Stunden können dazu führen, dass Kraftwerke stundenweise mit einer höheren Last als eigentlich benötigt fahren, um ausreichend schnell auf Volllast in Zeiten mit hohen Deckungsbeiträgen kommen zu können.

Weiterhin bestehen auch durch verschiedene Ausnahmeregelungen bei der Eigenstromproduktion durchaus bedeutsame Anreize, ein lastabweichendes Verhalten an den Tag zu legen. Hierzu gehören insbesondere die Besondere Ausgleichsregelung und Ausnahmeregelungen bei den Netzentgelten. Allerdings lassen sich diese Effekte ohne vertiefte Analysen kaum quantifizieren. Dennoch besteht hier Handlungsbedarf von Seiten der Politik, damit diese Verhaltensweisen weitgehend unterbunden werden. Dabei ist jedoch darauf zu achten, dass ausreichend zielsichere und verursachungsgerechte Lösungen gefunden werden.

4 Systemdienstleistungen und Annahmen für die Simulation

Neben den regulatorischen, organisatorischen und ökonomisch-technischen Einflüssen auf ein lastabweichendes Verhalten, stehen die Erzeugungskapazitäten selbst in Wechselwirkung miteinander. Insbesondere stellt sich die Frage, inwieweit ein BiomassePark mit bestimmten Eigenschaften dazu beitragen kann, das lastabweichende Verhalten des restlichen Kraftwerkspark positiv zu beeinflussen.

Das lastabweichende Verhalten wird insbesondere durch die Analyse der Veränderung von abgeregelten Strommengen und Stromspeicherverlusten bewertet. Aber auch weitere Wechselwirkungen mit den restlichen Kraftwerksparkt, wie die Veränderung der betriebenen Erzeugungskapazitäten zur Residuallastdeckung, der Strommix zur Residuallastdeckung, der Einfluss auf die Wärmeversorgung der konv. KWK-Anlagen werden diskutiert. Darüber hinaus gilt es zu prüfen, welche SDL der BiomassePark in Zukunft den konventionellen Kraftwerken abnehmen kann, so dass die Absicherung der Versorgungssicherheit zunehmend auch von erneuerbaren Erzeugungsanlagen übernommen wird.

Die unterschiedlichen SDL, welche für eine sichern Versorgung mittels Strom notwendig sind, wurden in vorangegangen Kapitel beschrieben. In der Simulation wird ein Fokus auf Blindleistung und Regelleistung gelegt und als SDL festgelegt.

4.1 Blindleistungsbedarf (Methodik der Simulation)

4.1.1 Grundprämissen zur Blindleistung für die Simulation

4.1.1.1 Einführung Blindleistung

Viele elektrische Verbraucher und Erzeuger weisen ein Blindleistungsverhalten auf. Diese elektrischen Kapazitäten benötigen für den Aufbau magnetischer oder elektrostatischer Felder im Betrieb induktive oder kapazitive Blindleistung. Die Blindleistung wird zwar in den einzelnen elektrischen Kapazitäten nicht verbraucht, muss allerdings dennoch von den Erzeugungsanlagen bereitgestellt werden. Darüber hinaus weisen die Stromnetze in Abhängigkeit ihrer technischen Ausführung und der Last ebenfalls einen Bedarf an Blindleistung auf. Das Blindleistungsverhalten der elektrischen Netze und Netzanschlussnehmer steht im zeitlichen Verlauf ständig im Wechsel und wird von verschiedenen Faktoren beeinflusst.

Grundsätzlich ist das Blindleistungsverhalten und der damit verbundene Bedarf an Blindleistung abhängig von:

- der Verbraucherstruktur (welche technische Anlagen werden mit Strom versorgt, welchen Blindleistungsbedarf weisen diese Anlagen auf),
- dem zeitlichen Verlauf des Strombedarfs,
- dem Verkabelungsgrad des Netzes,
- dem Blindleistungsbedarf der Betriebsmittel (insbesondere Transformator).

Das Blindleistungsverhalten, aber auch die Blindleistungsversorgungsstruktur ändert sich im Zuge der Energiewende. Durch den starken Ausbau der fluktuierenden Erneuerbaren Energien, insbesondere im Norden Deutschlands, steigt die

Notwendigkeit, Strom zu transportieren, wodurch sich der Blindleistungsbedarf insbesondere auf der Übertragungsnetzebene ändert. Gleichzeitig werden zukünftig immer weniger Kraftwerke konventioneller Art betrieben, welche in der Vergangenheit die Blindleistung in ausreichenden Mengen (insbesondere auf den höheren Netzebenen), zwar zentral, aber dennoch in Deutschland verteilt, bereitgestellt haben. Diese Kraftwerke stellten den Blindleistungsbedarf nicht nur für die Übertragungsnetzebene bereit, sondern liefern zu großen Teilen auch die Blindleistung für die Verteilnetzebenen. Durch die Dezentralität und der verhältnismäßig kleinen Erzeugungskapazität, z.B. der PV-Anlagen (aber auch der Biomasseanlagen), steigt der Verkabelungsgrad auf den unteren Netzebenen (insbesondere der MS-Ebene) z.T. massiv an, wodurch der Blindleistungsbedarf auf dieser Netz-Ebene ebenso beeinflusst wird. Die Mittelspannungsrichtlinie reagierte auf diese Entwicklung, indem eine Blindleistungsfähigkeit dieser Erzeugungsanlagen seit 2008 eingefordert wird. In den letzten Jahren ist zu beobachten, dass die Netzbetreiber diese technische Fähigkeit zunehmend nutzen, wenn auch noch nicht in vollem Umfang.

Der Bedarf an Blindleistung auf der Mittelspannungsebene kann durch folgende technische Einrichtungen bereitgestellt werden:

- Stromerzeugungsanlagen des MS-Netzes (PV, Biomasseanlagen, konv. Kraftwerke (kleinere KWK), WEA)
- Kompensationsanlagen (z.B. Kondensatorbänke am Umspannwerk)
- Bereitstellung durch konv. Erzeugungsanlagen aus vorgelagerten Netzebenen (und deren Blindleistungserzeugung)
- Blindleistungsbereitstellung (Q) durch benachbarte Netze (durch Gleichzeitigkeitseffekte der umliegenden MS-Netzen)
- Phasenschieber

Die Q-Bereitstellung erfolgt mittels verschiedenere Regelungen:

- Q(U)
- Q(P) (Teillast)
- Q=konstant
- cos(phi)=konstant

Angestrebt wird, dass die benötigten Blindleistungsmengen der unterschiedlichen Netzebenen tendenziell auf diesen auch bereitgestellt werden können. Dadurch wird sichergestellt, dass die Netzkoppelstellen zwischen den Netzebenen MS/HS nicht zusätzlich durch die Blindleistungsübertragung belastet werden. So können zum einen die Betriebsmittel stärker für die Wirkleistungsübertragung genutzt werden und zum anderen können die perspektivisch weniger werdenden Erzeugungsanlagen auf der HS- und HöS-Ebene für die Deckung des Bedarfs auf deren Netzebene herangezogen werden.

In der Simulation werden die Netzebenen HS/HöS und MS deshalb voneinander virtuell getrennt. Im Ergebnis bedeutet dies, dass ein Blindleistungsbedarf für die jeweilige Ebene festgelegt wird und die elektrischen Kapazitäten auf der jeweiligen Eben diesen (selbst) decken müssen. Ein Austausch an BL-Bereitstellung zwischen den Ebenen wird nicht zugelassen. Des stellt in Rahmen der Untersuchungen eine Vereinfachung dar,

welche es dennoch ermöglicht den Einfluss von unterschiedlichen BiomasseParks auf das Energiesystem zu bewerten.

Biomasseanlagen, insbesondere Biogasanlagen produzieren zukünftig stärker Wirkleistung in Abhängigkeit des Ausgleichsbedarfs an Strom, somit i. d. R. nicht mehr in Volllast zu Zeiten hoher PV-und Windeinspeisung. Grundsätzlich könnten Biomasseanlagen insbesondere den Blindleistungsbedarf in Zeiten mit geringer fluktuierender Stromproduktion liefern.

Biomasseanlagen, Biogasanlagen ebenso wie Anlagen welche feste Biomasse Nutzen (BMHKW) befinden sich weit überwiegend auf der Mittelspannungsebene.

4.1.1.2 Abschätzung des maximalen BL-Bedarfs auf der Hochspannungsebene + Höchstspannungsebene

Der gesamte Blindleistungsbedarf auf den verschiedenen Netzebenen unterliegt sehr unterschiedlichen Entwicklungsmöglichkeiten, welche z.B. stark von der Netzausbaugeschwindigkeit, vom EE - Zubau auf den unterschiedlichen Netzebenen, und auch vom zukünftigen Umgang eingesetzter Gleichstromtechnik für die Stromübertragung abhängen. Die Berechnung des Blindleistungsbedarfs unter Einfluss dieser Größen ist nicht Teil dieses Vorhabens. Aufgrund dessen gilt es den BL-Bedarf auf den Netzebenen entsprechend fundiert abzuschätzen.

Der Blindleistungsbedarf auf der Hoch und Höchstspannungsebene (HS/HöS) wird auf Basis der Blindleistungsbilanz der Fachpublikation VDE Anlagentechnik für elektrische Verteilungsnetze (Blindleistungskompensation) abgeschätzt.[1] Der Blindleistungsbedarf wird für die HS/HöS-Ebene somit auf 13.300 Mvar für die Simulation des Energiesystems des Jahres 2025 festgelegt. Die möglichen Änderungen des Blindleistungsbedarfs auf der HS/HöS und die Möglichkeiten diesen zu kompensieren werden aktuell nicht als Problem für das Jahr 2025 diskutiert. Dieser Sachverhalt rechtfertigt die Nutzung der vorgeschlagenen VDI-Daten, obwohl der Einfluss des EE-Zubaus der letzten Jahre auf HS/HöS-Ebene in diese Zahlen noch nicht eingeflossen ist. Die, im Rahmen der Simulation, angewandte Trennung des BL-Bedarfs zwischen MS-Ebene und den darüber liegenden Ebenen HS/HöS stützt diese Herangehensweise, da die Kernaussagen des Vorhabens dadurch nicht relevant vom BL-Bedarf aus der HS/HöS-Ebene beeinflusst werden.

[1] Cichowski, R.R. (Hrsg.) (2013): Blindleistungskompensation, Systemdienstleistung, Netzqualität. 2. Auflage, Berlin/Offenbach: VDE Verlag.

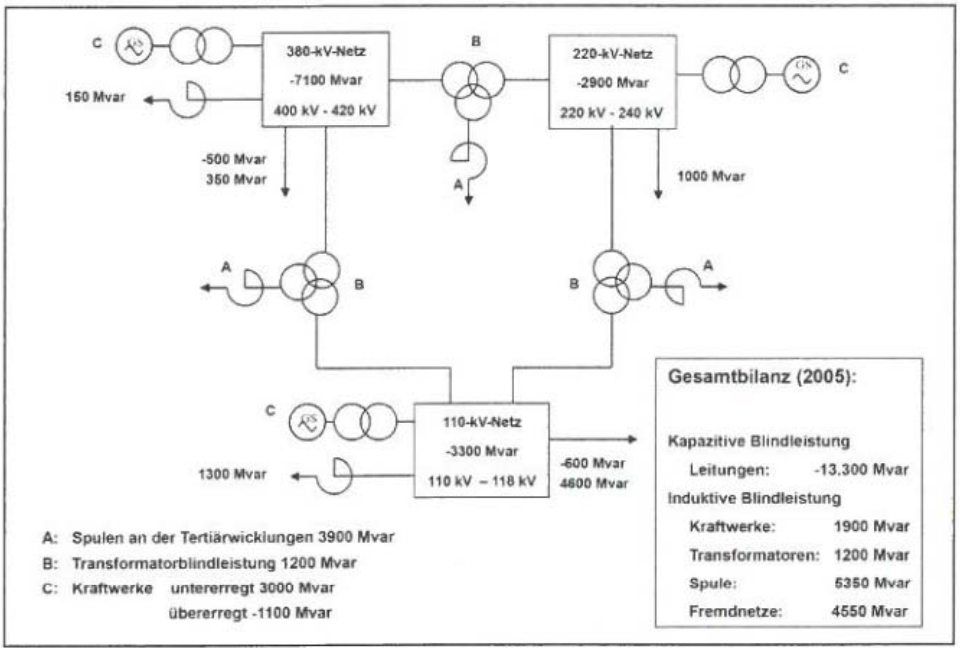


Abbildung 4-1: Blindleistungsbilanz des deutschen Verbundnetzes VDE Anlagentechnik für elektrische Verteilungsnetze - Blindleistungskompensation (Verbraucherzählpfeilsystem, negative Werte: Kapazitive BL, positive Werte: induktive Blindleistung)[1]

4.1.1.3 Abschätzung des maximalen Blindleistungsbedarfs auf der Mittelspannungsebene in D

Der Blindleistungsbedarf kann zwischen den einzelnen Mittelspannungsnetzen, welche über ein Umspannwerk an der Hochspannungsebene verbunden sind, sehr unterschiedlich sein. Zwischen den (parallelen) MS-Netzen gibt es ebenfalls ein Kompensationspotential, welches allerdings über das vorgelagerte Netz, bzw. die nächste höhere Netzebene (HS) und die verbindenden Betriebsmittel (Umspannwerke) ausgetauscht werden muss. Gleichzeitig müssen die Betriebsmittel zur Übertragung der Blindleistung die entsprechenden freien Kapazitäten (am Zeitpunkt des Bedarfs) aufweisen. Untersuchungen zeigen, dass, wenn 8 Netze zusammengefasst betrachtet werden, ein zeitgleicher Jahreshöchstblindleistungsbedarf (1/4 h) pro MS-Netz von ca. 3,3 GVar besteht.[2,3] Die bestehenden Ausgleichseffekte zwischen den Netzen sind

[1] Cichowski, R.R. (Hrsg.) (2013): Blindleistungskompensation, Systemdienstleistung, Netzqualität. 2. Auflage, Berlin/Offenbach: VDE Verlag.

[2] Power Engineering Society in the VDE (ETG) (Hrsg.) (2015) : ETG-Fachbericht 147 : International ETG Congress 2015. Vertical Reactive Power Flexibility based on Different Reactive Power Characteristics for Distributed Energy Resources. Bonn : VDE-Verlag.

[3] Mit der Erfassung der notwendigen Mengen an Blindleistung befassen sich zum Beispiel Wang, H.; Stetz, T.; Kraiczy, M.; Diwold, K.; Schmidt, S.; Braun, M. (2015): Zentrales Blindleistungsmanagement für die Netzverknüpfungspunkte Hochspannung/ Mittelspannung der Bayernwerk AG. ETG-Fachtagung, Kassel und Kraiczy, M.; Stetz, T.; Wang, H.; Schmidt, S.; Braun, M. (2015): Entwicklung des Blindleistungsbedarfs eines Verteilnetzes bei lokaler Blindleistungsregelung der PV-Anlagen im Niederspannungsnetz. ETG-Fachtagung, Kassel.

entsprechend berücksichtigt worden. Diese Abschätzung dient als Grundlage für die Ermittlung des BL-Bedarfs auf MS-Ebene Deutschlands.

Nachfolgend wird für die Simulation des Energiesystems der Blindleistungsbedarf der MS-Ebene in Summe abgeschätzt, wobei die Anzahl der Transformatoren, welche die HS und die MS-Ebene miteinander verbinden als Basis herangezogen werden. Aktuell kann von ca. 7.500 Transformatoren (HS/MS-Ebene)[1] ausgegangen werden. Die (n-1)-Regel führt größtenteils zu einer doppelten Ausführung der Transformatoren, wodurch die hohe Versorgungsicherheit gewährleistet wird. Auf Basis dieser Überlegungen werden überschlägig 3785 Umspannwerke abgeleitet, die das MS-Netz mit dem HS-Netz verbinden.

Jedes einzelne Mittelspannungsnetz weist einen bestimmten Blindleistungsbedarf auf, welcher sich im Tagesverlauf relevant ändert. Der verbleibende Blindleistungsbedarf am Umspannwerk (UW) ist somit stark von den dezentralen Energieerzeugungsanlagen (DEA) und der Last (Netzanschlussnehmer), aber auch dem MS-Netz selbst (z.B. Verkabelungsgrad) geprägt. Für die Simulation muss eine entsprechende Vereinfachung getroffen werden, da die MS-Netze nicht im Rahmen des Vorhabens simuliert werden. Jedes MS-Netz und dessen BL-Bedarf wird deshalb gleich behandelt und entsprechend überschlägig abgeschätzt.

Durch den beschriebenen zukünftigen höheren PV-Anteil an der Stromerzeugung und den höheren Verkabelungsgrad wird von einem zeitgleichen maximalen Blindleistungsbedarf von 4 Mvar (Maximalwert in einer 1 h) im Jahr 2025 ausgegangen. Der unterstellte BL-Bedarf pro Netzverknüpfungspunkt ist die maximale Blindleistung auf der MS-Ebene, welche von elektrischen Kapazitäten gedeckt werden muss.

Da es aktuell keine belastbaren Studien zum gesamten BL-Bedarf auf der MS-Ebene im Jahr 2025 gibt, und die vorgestellte Abschätzung nur überschlägig ist, wird eine Variation des BL-Bedarf vorgenommen, um den Einfluss des BL-Bedarfs darzustellen und so die Unsicherheit bei der Datenbasis zu berücksichtigen. Folgende Varianten für den maximalen verbleibenden Blindleistungsbedarf auf der MS-Ebene werden aufgrund dieser Vorüberlegungen unterstellt:

- V0: Kein Blindleistungsmarkt (die Simulation berücksichtigt keinen BL-Bedarf)
- V1: Hoher BL-Bedarf: 4 Mvar/(MS/HS-UW): 15.000 Mvar
- V2: Mittlerer Bedarf: 2 Mvar/(MS/HS-UW): 7.500 Mvar
- V3: Geringer Bedarf: 1 Mvar/(MS/HS-UW): 3.750 Mvar

Der ermittelte Bedarf an Blindleistung wird in der Simulation mittels der vorgestellten Varianten 1, 2 und 3 berücksichtigt und damit die Unsicherheit über den zukünftigen BL-Bedarf auf dieser Netzebene Rechnung getragen. Variante o (V0) ermöglicht den Einfluss des BL-Marktes generell auf den restlichen Erzeugungspark zu beurteilen.

[1] VDN (2007): TransmissionCode 2007. Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Berlin.

4.1.2 Blindleistung auf den Netzebenen: 110 kV, 220 kV, 380 kV im Jahresverlauf

Der maximale Gesamtbedarf wird auf der HoS- und HöS-Ebene mit 13.300 Mvar festgelegt. Das Blindleistungsbedarfsprofil im Jahresverlauf ist von unterschiedlichen Einflüssen geprägt. Die Simulation berücksichtigt dies, so dass der Blindleistungsbedarf im Jahresverlauf schwankt:

- Blindleistungsbedarf ist ein Band mit einer Lastabhängigkeit. Bei maximaler Last stellt sich der maximale BL-Bedarf von 13.300 Mvar ein, entsprechend mit der Laständerung wird eine Änderung des Blindleistungsbedarfs unterstellt[1]. Der Zusammenhang wird linear angenommen.

- er so ermittelte Blindleistungsbedarf wird durch die BL-Bereitstellung der (vereinzelten) Freiflächen-PV-Leistungen, der Onshore-WEA und der Laufwasserkraftanlagen nur auf dieser Netzebene um deren BL-Lieferung (cos(phi) = 0,95) reduziert.

Der so ermittelte Blindleistungsbedarf auf den HS/HöS-Netzebenen wird von den Blindleistungsquellen auf diesen Netzebenen versorgt. Der verbleibende BL-Bedarf muss somit durch die restlichen Kraftwerke (konv. KW, PSW) gedeckt werden.

In der Simulation hat die kostenoptimale Kraftwerkseinsatzoptimierung als Nebenbedingung zur Lastdeckung zusätzlich die Deckung der BL auf die HS/HöS-Netzebene als Aufgabe. Im Modell wird die Blindleistungsbereitstellung (als Arbeit) indirekt vergütet (in Form optionaler Kosten für eine alternative BL-Bereitstellung.

Hinweis: Gleichzeitig wird der Bedarf an RL ebenso bedient. Der Regelleistungsbedarf kann mittels Kraftwerken aus allen Netzebenen bedient werden. Entsprechend bestimmt die Kraftwerkseinsatzoptimierung ein Kostenminimum unter all diesen Randbedingungen.

Technische Annahmen zur Deckung des Blindleistungsbedarfs:

- Für i.d.R. große konventionellen Erzeugungsanlagen wird eine Q = konstant Regelung unterstellt. Wenn Kraftwerke eine Mindestlast aufweisen z.B. 50 %. Diese Kraftwerke variieren somit ihre Wirkleistungsbereitstellung zwischen 100 % und 50 %. Während dieser Betriebsweise in Teillast stellen sie immer die gleiche BL-Menge bereit. Wenn sie ausgeschaltet werden, stellen sie keine Wirk- und somit auch keine Blindleistung bereit.

- Für i.d.R. kleinere Erzeugungsanlagen welche in der Simulation aggregiert abgebildet werden und deswegen nicht als ein- oder ausgeschaltet differenziert werden können, wird cos (phi)=konstant - Regelung unterstellt, d. h. die Anlagen stellen BL mit den gleichen cos (phi) bei einer Wirkleistungsbereitstellung zwischen 100 % und 0 % bereit.

- Pumpspeicherkraftwerke können sehr flexibel Wirk- und Blindleistung bereitstellen (100 bis 0 % Leistungsänderung möglich, bei cos (phi) = konstant)

[1] (Q = f*0.0718Gvar/GW*P + 13.3 Gvar, f=13.3/(13.3+x); x e {15;7.5;3.75})

- Sind die Erzeugungsleistungen nicht in der Lage den Blindleistungsbedarf zu decken, wird eine externe / zusätzliche BL-Quelle durch die Simulation mit entsprechenden Kosten herangezogen, um die Optimierungsaufgabe lösbar zu halten. Die Optimierung greift nicht auf die vorgelagerte Netzebene zurück (MS). Diese zusätzliche BL-Quelle könnten neue Phasenschieber darstellen.

- Es wird unterstellt, dass die HS / HöS ausschließlich deren BL-Bedarf versorgen muss. Aktuell wird durch diese Netzebene auch BL-Bedarf auf der MS-Ebene z. T. mit gedeckt.

4.1.3 Blindleistung auf der MS-Ebene im Jahresverlauf

Maximaler Der BL-Bedarf auf der MS-Ebene wird mit den Varianten V3= 3750 Mvar, V2= 7.500 Mvar und V1= 15.000 Mvar (jeweils Maximalwerte der Variationen) festgelegt, um der beschriebenen Datenunsicherheit zu begegnen. Die Variante V0 lässt einen Blindleistungsmarkt unberücksichtigt.

- Der Blindleistungsbedarf auf der MS-Ebene ist ebenso von der Last abhängig und im Jahresverlauf davon beeinflusst.[1] Am Zeitpunkt mit der höchsten Last wird der jeweils höchste Blindleistungsbedarf unterstellt.

- Der so ermittelte Blindleistungsbedarf wird durch die BL-Bereitstellung der PV-Leistungen der WEA und der Laufwasserkraftwerke und deren BL-Lieferung (cos(phi) = 0,95) auf der MS-Ebene reduziert. Der verbleibende BL-Bedarf muss durch die restlichen Kraftwerke (konv. KW, ErdgasBHKW) und den Biomasse-Park gedeckt werden (alle cos(phi)=0,95).

Die kostenoptimale Kraftwerkseinsatzoptimierung hat, als Nebenbedingung zur Lastdeckung, die Deckung der BL auf MS-Netzebene (ebenso wie die Deckung der BL auf HS/HöS-Ebene). Die BL-Versorgung kann dazu führen, dass teurere Kraftwerke auf der MS-Ebene betrieben werden, welche günstigere Kraftwerke auf der HS/HöS-Ebene verdrängen.

Hinweis: Gleichzeitig wird der Bedarf an RL ebenso bedient, welcher die Kraftwerksreihenfolge zusätzlich beeinflusst.

Technische Annahmen zur Deckung des Blindleistungsbedarfs:

- Für Erzeugungsanlagen wird cos(phi) = konstant Regelung unterstellt, wenn die Wirkleistung zwischen 0 und 100 % in Abhängigkeit des Bedarfs variiert werden kann. Anlagen die einen Teillastbetriebspunkt (Mindestlast) aufweisen, stellen bis zu der Teillastleistung Q=konstant bereit und danach gar keine BL.

- Dem BiomassePark wird eine cos(phi) = konstant - Regelung unterstellt. Dies stellt eine übliche Anforderung der Mittelspannungsrichtlinie dar.

- Der Blindleistungsbedarf der MS-Netzebene wird ausschließlich von Blindleistungsquellen dieser Netzebene versorgt.

[1] Q = f*0.0718Gvar/GW*P + x Gvar, f=x/(13.3+x); x e {15;7.5;3.75}

- Sind die Erzeugungsanlagen nicht in der Lage, den Blindleistungsbedarf zu decken, wird ein zusätzliche BL-Quelle mit entsprechenden hohen Kosten durch die Simulation herangezogen, um die Optimierungsaufgabe lösbar zu halten. Diese Blindleistungsmengen wären dann mit alternativer Technik oder über eine BL-Lieferung der vorgelagerten Netzebenen zu decken.

- Es wird unterstellt, dass die MS-Ebene alleine deren BL-Bedarf versorgen muss. Dagegen ist aktuell in der Praxis eine Durchlässigkeit zwischen den Netzebenen vorhanden, so dass i. d. R. Blindleistung von den höheren Ebenen an die MS-Ebene geliefert wird.

Die folgende Abbildung 4-2 zeigt schematisch die methodische Herangehensweise mit den entsprechenden Annahmen (Beispiel V2 für BL-Bedarf der MS-Ebene).

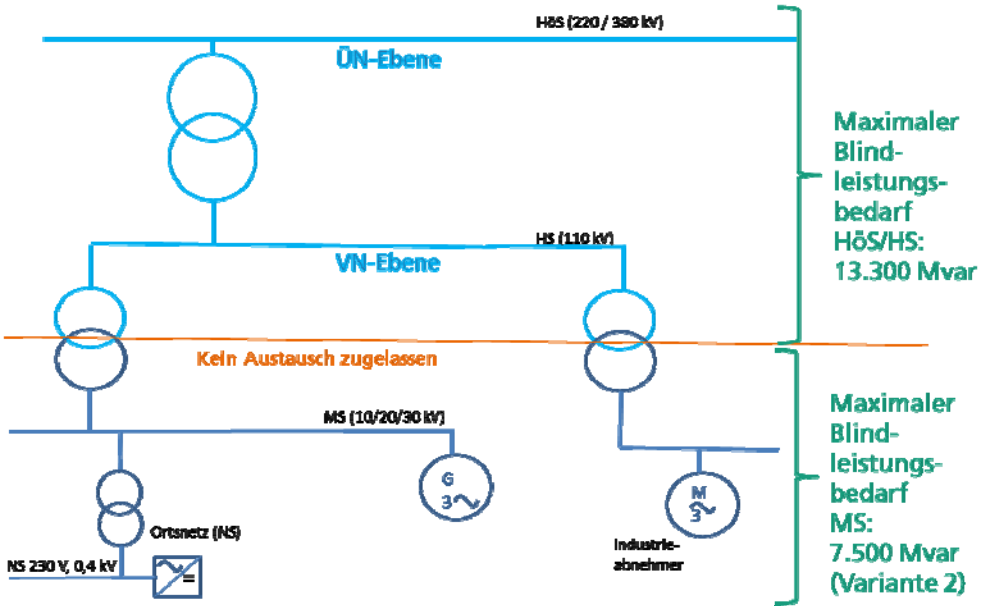


Abbildung 4-2: Schematische Darstellung der Annahmen für die Simulation der Blindleistung (Beispiel: V2 = Variante 2 mit mittleren BL-Bedarf)

Aufgrund der Unsicherheiten bezüglich der Annahmen gilt es die Auswertung verstärkt unter den qualitativen Aspekten zu bewerten und den Einfluss der Szenarien zu untersuchen.

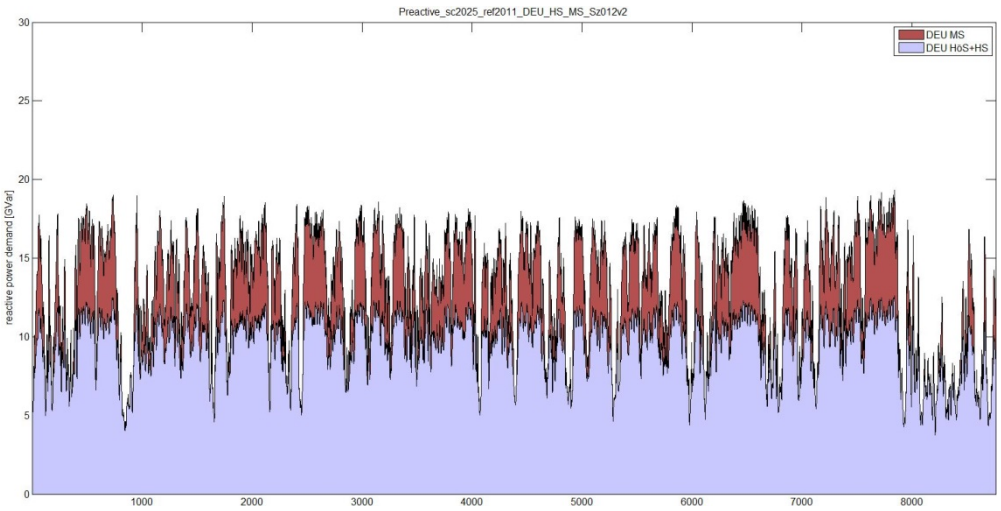


Abbildung 4-3: Blindleistungsbedarf auf der MS-Ebene und HS/HöS-Ebene 2025 – Beispiel V2

4.2 Regelleistungsbedarf (Methodik der Simulation)

Regelleistungsbedarfs herangezogen. Damit beeinflusst die RL-Bereitstellung die Kraftwerksreihenfolge. Die Kraftwerke müssen den Anforderungen des Regelleistungsbedarfs und der Versorgung der Residuallast gerecht werden. Die Kraftwerke stellen in Abhängigkeit ihrer spezifischen Leistungsänderungsgradienten und der Anforderungen der einzelnen RL-Produkte die Regelleistung bereit. Die Höhe des spezifischen Regelleistungspotenzials der Einzelanlage ist somit von den technischen Eigenschaften der einzelnen Erzeugungsanlage abhängig.

Technische Annahmen zur Deckung des Regelleistungsbedarfs:

- Regelleistung wird durch konv. Kraftwerke bereitgestellt, in Abhängigkeit derer spezifischen Teillastfähigkeit und den Stromerzeugungskosten, Anforderung an die Wärmelieferung bzw. deren Kosten der alternativen Wärmelieferung.

- Ebenso kann der BiomassePark Regelleistung bereitstellen. Dabei wird ebenfalls deren Teillastfähigkeit berücksichtigt. Die Biogasanlagen weisen keine Mindestlast auf, die Biomasseheizkraftwerke entsprechend ihren technischen Möglichkeiten schon.

Der Regelleistungsbedarf im Jahr 2025 wurde unter der Maßgabe dynamischer Bedarfsdimensionierung konsistent für das Szenario für SRL und MRL als Jahreszeitreihe durch ein eigenes Modell[1] bestimmt. Für PRL basiert der Bedarf auf dem Status Quo. Der Regelleistungsbedarf ändert sich stündlich und ist abhängig von:

- Lastnachfrage (Lastprognosefehler)
- Wind-Einspeisung (> Windprognosefehler)
- PV-Einspeisung (> PV-Prognosefehler)
- Residuallast (> betriebene konv. Kraftwerksleistung, Kraftwerksausfälle)
- Import/Export (> Fahrplansprungabweichungen)

Ermittelter Regelleistungsbedarf in 2025 im Mittel (maximaler Regelleistungsbedarf in Klammern)

- +/-PRL: 500 MW (+/-PRL: 500 MW)
- +SRL: 1989 MW (+SRL: 3267 MW)
- -SRL: 1655 MW (-SRL: 3319 MW)
- +MRL: 1431 MW (+MRL: 4160 MW)
- -MRL: 1594 MW (-MRL: 2606 MW)

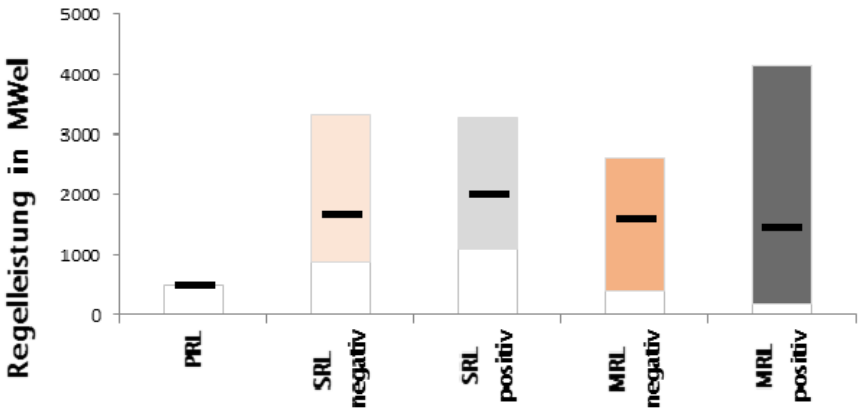


Abbildung 4-4: Ermittelter Regelleistungsbedarf im Jahr 2025 – dynamische Bedarfsdimensionierung (Mittelwert, Jahres-Minimal- und Maximalwert)

Unterscheidung von Angebot und Abruf:

Angebot: RL wird in Abhängigkeit des Bedarfs an RL durch den Kraftwerksparks kostenoptimal vorgehalten, so dass die der Gesamtkosten für die Residuallastdeckung unter dieser zusätzlichen Nebenbedingung minimal sind. Es wird stundenscharf eine Kraftwerksreihenfolge ermittelt. Einen zusätzlichen Kosteneinfluss stellt die Abrufwahrscheinlichkeit dar. Für einzelne Technologien wirkt sich diese auf den Betrieb unterschiedlich aus (z.B. Speicherfüllstand bei Pumpspeicher, Brennstoffkosten für Kraftwerke, Wärmebereitstellung bei KWK-Anlagen saisonal unterschiedlich) und wird in der Minimierung der Gesamtkosten mit optimiert.

[1] Verweis auf das Projekt „Dynamische Bedarfsdimensionierung"

Abruf: Die Abrufwahrscheinlichkeit für die einzelnen RL-Arten ist auf Basis der historischen Abrufwahrscheinlichkeit der letzten Jahre festgelegt und wird nicht nach Anlagetypen differenziert (Vereinfachung). Unterstellte Abrufwahrscheinlichkeiten sind:

- PRL:
  - +/- 4%
- SRL:
  - positiv: 20,6 %
  - negativ: 22,6%
- MRL:
  - positiv: 1,8 %
  - negativ: 2,4 %

4.3 Vorstellung der untersuchten Varianten

Die unterschiedlichen Varianten unterscheiden den Blindleistungsbedarf zwischen V1 - hoher BL-Bedarf - über V2 -mittlerer BL-Bedarf- bis hin zu V3 mit niedrigem Blindleistungsbedarf. Folgende Abbildung zeigt die Varianten noch einmal in einer systematischen Darstellung. Die Variation ermöglicht den Einfluss der Blindleistungshöhe auf das Ergebnis zu diskutieren.

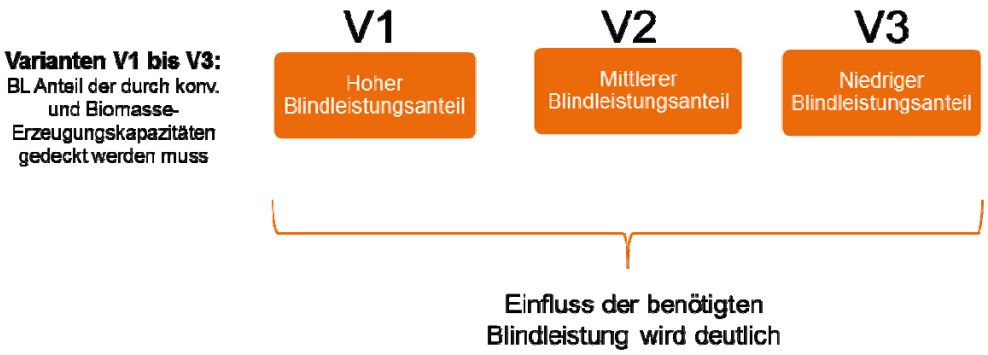


Abbildung 4-5: Variantenbaum Einfluss der Blindleistung

Eine weitere in der Simulation berücksichtige SDL stellt der Regelleistung dar, welche ebenfalls durch die Biomasseanlagen zumindest Teile des Bedarfs bereitgestellt werden kann. Der Gesamtbedarf an Regelleistung wird im Rahmen der Simulation nicht variiert. Der Regelleistungsbedarf ist bei allen Varianten des BL- Bedarfs (V1 bis V3) unverändert.

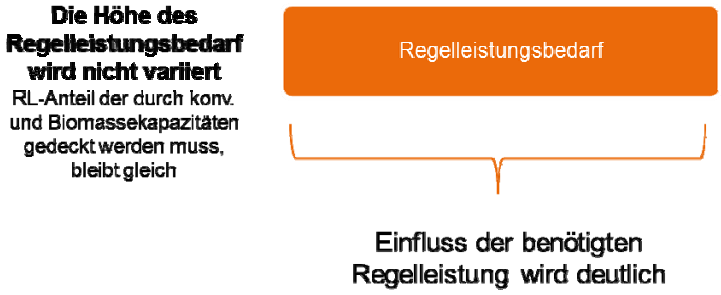


Abbildung 4-6: Regelleistungsbedarf

In Summe stellen der BL-Bedarf und der RL-Bedarf den SDL-Bedarf in der Simulation dar, welcher über die Kraftwerke, über die PSW und den BiomassePark Jahresverlauf, neben der Residuallast, kostenoptimal gedeckt werden muss.

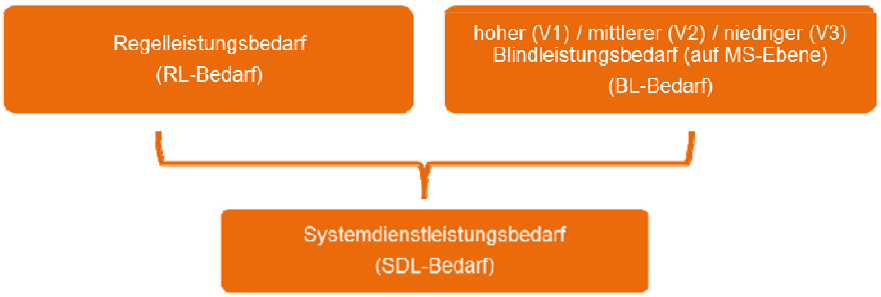


Abbildung 4-7: Der Regelleistungsbedarf und der Blindleistungsbedarf stellen zusammen in der Simulation den Systemdienstleistungsbedarf darf.

Die Variante 0 wurde nicht in der Abbildung aufgeführt, um die Darstellung übersichtlicher zu halten. Die Variante 0 berücksichtigt keinen BL-Markt, so dass der generelle Einfluss verdeutlicht werden kann.

Die Optimierung SCOPE sucht stundenscharf nach dem kostenoptimalen Ergebnis, und ermittelt darüber den entsprechenden Kraftwerkseinsatz, den Einsatz der PSW, inkl. des Einsatzes des Biomasseparks.

Neben der Höhe des Blindleistungsbedarfs als Teil der SDL werden die Kennwerte des BiomassePark verändert. In unterschiedlichen Szenarien werden der Grad der Flexibilität und die Jahressumme der biogenen Stromerzeugung variiert. Folgende Abbildung zeigt systematisch die Deckung des SDL-Bedarfs durch den BiomassePark, in Abhängigkeit der unterstellten Biomasseszenarien S1, S2 und S3. Der BiomassePark weist ein Potential auf, einen Teil des SDL-Bedarfs zu decken. Die Optimierung der Simulation des Energiesystems wird entsprechen auf diese Option SDL bereit zu stellen zurückgreifen, wenn dies zu einem kostenoptimalen Ergebnis führt.

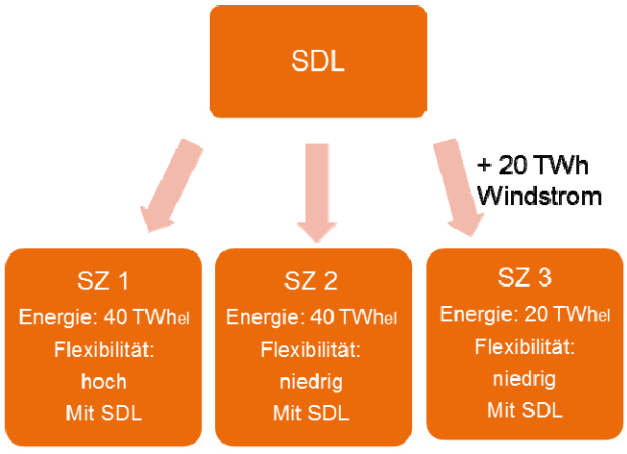


Abbildung 4-8: Systematische Darstellung des SDL-Bedarf, welcher z.T. auch durch den BiomassePark gedeckt werden kann. Die Simulation greift zur Deckung des SDL-Bedarfs auf die entsprechenden BiomasseParks (Sz1, Sz2 und Sz3) zurück.

Der BiomassePark kann in Abhängigkeit seiner Eigenschaften einen Teil des SDL-Bedarfs decken. Gleichzeitig stehen auch die konventionellen Kraftwerke und Pumpspeicher entsprechend zur SDL-Lieferung bereit. In Abhängigkeit der Varianten kann die Simulation auch auf alternative SDL-Quellen mit höheren Kosten

zurückgreifen. Durch den Zugriff der Simulation auf alternative Techniken zur SDL-Bereitstellung findet die Simulation auch bei sehr hohem Bedarf, z.B. an BL, eine (kostenoptimale) Lösung. Der Einfluss der fluktuierenden EE-Einspeisung auf die Blindleistungsbereitstellung wurde vorab schon berücksichtigt und entsprechend vom Bedarf abgezogen. Der genannte SDL-Gesamtbedarf stellt somit einen sog. residualen SDL-Bedarf dar. Die folgende Abbildung zeigt die Deckung der SDL systematisch auf. Über die 3 aufgezeigten Quellen für SDL wird der Bedarf mittels der SCOPE-Simulation kostenoptimal gedeckt.

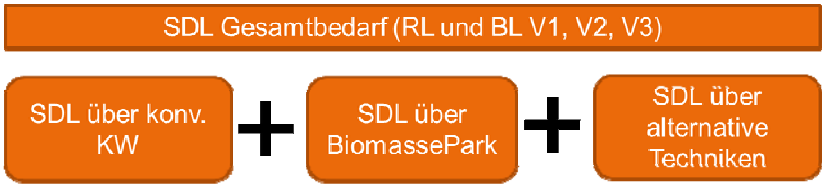


Abbildung 4-9: Systematische Darstellung der SDL-Deckung durch das konv. Kraftwerk, den BiomassePark (Sz1, Sz2, Sz3) und alternative Technik

Stellt der BiomassePark keine SDL bereit, so wird dennoch der jeweilige BiomassePark mit seiner entsprechenden Flexibilität zur kostenoptimalen Residuallastdeckung berücksichtigt. Dies wird mit der Bezeichnungsergänzung „0“ (Null) verdeutlicht, d.h. die Szenarien Sz 10, Sz 20, Sz 30 berücksichtigen den BiomassePark mit seiner entsprechenden Flexibilität und Strommenge ohne dass dieser SDL liefert. Somit decken die restlichen elektrischen Kapazitäten den SDL-Bedarf entsprechend.

In den Szenarien des BiomasseParks SZ 10, Sz20 und Sz 30 ist dem BiomassePark somit nicht gestattet sich an der Deckung des Bedarfs an SDL zu beteiligen. In diesen Fällen gilt die Systematik, wie in Abbildung 4-9: nicht mehr. Vollständigkeitshalber zeigt die Abbildung 4-10: die systematische Deckung der SDL durch den konventionellen Kraftwerkspark (inkl.PSW) und der alternativen Techniken auf.

Abbildung 4-10: Systematische Darstellung der SDL-Deckung durch konv. Kraftwerk und alternativer Technik, ohne dem BiomassePark (Sz 10, Sz 20, Sz 30)

Die unterschiedlichen SDL, welche für eine sichern Versorgung mittels Strom notwendig sind, wurden in vorangegangen Kapitel beschrieben. In der Simulation wird ein Fokus auf Blindleistung und Regelleistung gelegt.

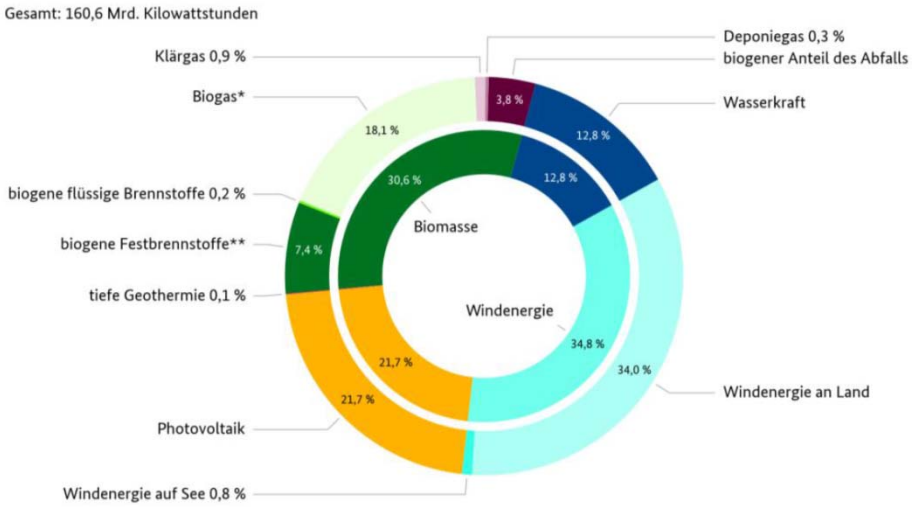
5 Besonderheiten der Biomasse als Grundlage für die Simulation

5.1 Biomasseanlagen im Energiesystem

5.1.1 Status Quo der Stromerzeugung aus Biomasse

5.1.1.1 Strommengen und Anlagenbestand

Der Anteil von Strom aus EE an der gesamten Versorgung belief sich im Jahr 2014 auf ca. 160,6 Mrd. kWh und trug damit zu 27,8 % am Bruttostromverbrauch in Deutschland bei. Strom, der durch die energetische Biomassenutzung produziert wird, entspricht knapp einem Drittel des gesamten EE-Anteils. Die Strommengen aus Biogas und biogenen Festbrennstoffen machen mit ca. 18,1 % bzw. 7,4 % den Hauptanteil aus. Eine Übersicht der Strombereitstellung aus EE in Deutschland im Jahr 2014 zeigt nachfolgende Abbildung.[1]



* inkl. Biomethan
** inkl. Klärschlamm

Abbildung 5-1: Stromerzeugung durch Erneuerbare Energien in Deutschland 2014[2]

Laut dem Zwischenbericht der Deutschen Biomasseforschungszentrum gGmbH (DBFZ) zur Stromerzeugung aus Biomasse (Stand Juni 2014) umfasst das Leistungsspektrum der nach dem EEG vergütungsfähigen Biomasseanlagen im Jahr 2013, welche Biogas und feste Biomasse einsetzen, knapp 5 GW_{el}. Diese Anlagen repräsentieren somit über

[1] BMWi (Hrsg.) (2015.): Erneuerbare Energien im Jahr 2014. Erste Daten zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland auf Grundlage der Angaben der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik. Berlin.

[2] BMWi (Hrsg.) (2015.): Erneuerbare Energien im Jahr 2014. Erste Daten zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland auf Grundlage der Angaben der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik. Berlin.

90 % der in Deutschland installierten Biomasseanlagenleistung. Die Entwicklung des Biomasseanlagenzubaus bis zum Jahr 2013 (ohne Stromerzeugung aus Biomethananlagen) zeigt Abbildung 5-2:[1]

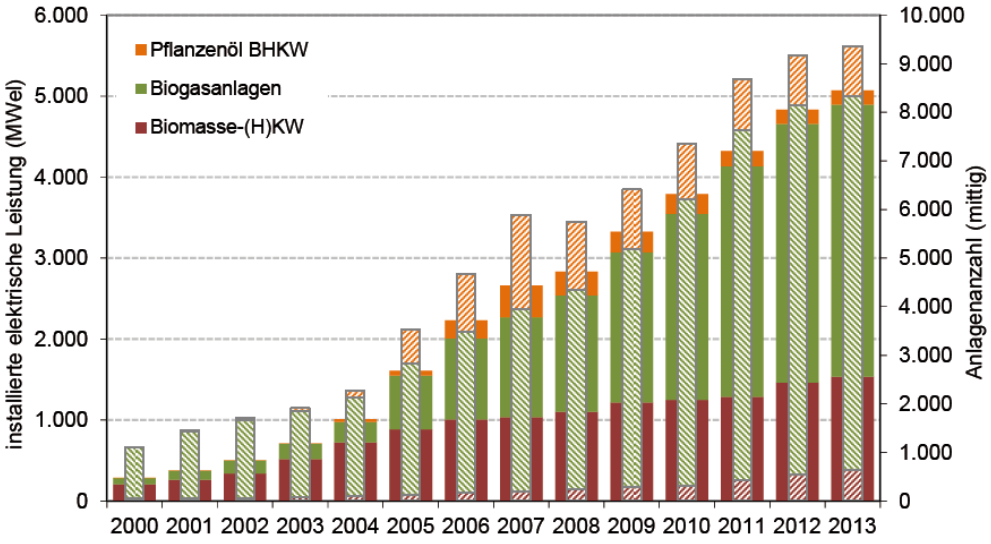


Abbildung 5-2: Entwicklung der installierten elektrischen Anlagenleistung sowie Anlagenanzahl zur Stromerzeugung aus Biomasse in Deutschland 2000 - 2013[2,3]

5.1.1.2 Netzanschlussverteilung (Einspeisespannungsebenen)

Durch die Übertragungsnetzbetreiber (50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH; im Folgenden: ÜNB) werden öffentlich EEG-Stammdaten bereitgestellt, welche eine Auswertung aktueller Entwicklungen, u.a. im Bereich der Biomasseanlagen in Deutschland, ermöglichen.

Zur Einordnung der technischen Möglichkeiten von Biomasseanlagen, SDL zu erbringen, ist es erforderlich die Verteilung der Anlagen nach den Netzanschlussebenen bzw. Einspeisespannungsebenen zu analysieren. Grundlage der Datenauswertung bilden die aktuell verfügbaren Anlagenstammdaten aus dem Jahr 2013, wobei eine Gesamtbiomasseleistung von ca. 6,2 GW_{el}, aufgeteilt auf rund 14.000 Anlagen, ermittelt wurde.[4] In Abbildung 5-3 wird die Aufteilung der Biomasseanlagen nach

[1] DBFZ (Hrsg.); IWES (2014): Stromerzeugung aus Biomasse (Vorhaben IIa Biomasse). Zwischenbericht Juni 2014. Berlin.

[2] DBFZ (Hrsg.); IWES (2014): Stromerzeugung aus Biomasse (Vorhaben IIa Biomasse). Zwischenbericht Juni 2014. Berlin.

[3] Hinweis: Darstellung ohne Berücksichtigung der Stromeinspeisung aus Biomethananlagen, Anlagen der Zellstoff- und Papierindustrie ohne EEG-Vergütung. Darstellung ausschließlich der in Betrieb befindlichen Pflanzenöl BHKW.

[4] Die Stammdaten im Rahmen der EEG-Jahresabrechnung 2013 der an die ÜNB gemeldeten Anlagen (Stand 27.08.2014) geben im Allgemeinen den Stand zum 31.12.2013 oder des Tages der Außerbetriebnahme/ Netzabgang wider. Es handelt sich ausschließlich um Biomasseanlagen, welche nach dem EEG gefördert

Anzahl und Leistung nach den Netzanschlussebenen aufgezeigt.

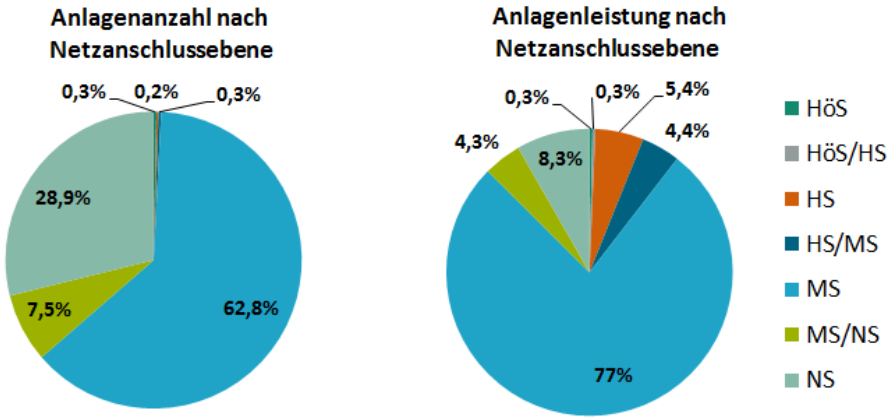


Abbildung 5-3: Aufteilung der Biomasseanlagen nach Anzahl (linkes Diagramm) und Leistung (rechtes Diagramm) auf die einzelnen Netzanschlussebenen[1]

Die ausgewiesenen Zahlen zu HöS/MS, MS/NS und MS/NS beschreiben die Anschlüsse der Biomasseanlagen direkt an den Verknüpfungspunkten zwischen den Netzebenen.

Die weitaus größte Anzahl der Biomasseanlagen speist den Strom ins Mittelspannungsnetz (MS; 1 kV bis 30 kV) ein und macht dabei einen Anteil von ca. 63 % der Gesamtanlagenanzahl aus. Gefolgt von rund 29 %, welche in das Niederspannungsnetz (NS) (230 V/ 400 V) einspeisen. 7,5 % der Anlagen sind an den Netzverknüpfungspunkten zwischen Mittel- und Niederspannungsnetz (NS) (230 V/ 400 V) angeschlossen. Die verbleibenden Einspeisespannungsebenen weisen mit insgesamt ca. 0,8 % eine geringe Relevanz auf.

Bei einer Untersuchung auf die Anschlussleistung hin ergibt sich ein ähnliches Bild, so dass ca. 77 % der Anlagen, bezogen auf die gesamte Biomasseanlagenleistung, auf der Mittelspannungsebene einspeisen. Knapp über 8 % der Leistung sind an das NS-Netz angeschlossen und ca. 5,4 % an das Hochspannungsnetz (HS; meist 110 kV). Die Verknüpfungspunkte HS/MS bzw. MS/NS haben mit je etwas über 4 % eine geringere Bedeutung. Das Höchstspannungsnetz (HöS; meist 220 kV oder 380 kV) wird nur vereinzelt, vermutlich von sehr großen BMHKW (vgl. Kapitel 5.1.1), als Einspeisespannungsebene genutzt.

Bei der Netzanschlussverteilung ist ebenfalls die räumliche Verteilung der Biomasseanlagen von Interesse. Dazu werden die verfügbaren Stammdaten nach Anlagenanzahl und Anlagengröße (Leistungsklassen) ausgewertet und den jeweiligen Netzanschlussebenen zugeordnet, in welche die Biomasseanlagen ihre Leistung bzw. elektrische Energie einspeisen. Abbildung 5-4 zeigt die Darstellung der räumlichen Verteilung der Biomasseanlagen in Deutschland nach Anlagenanzahl und kumulierter Anlagenleistung, bezogen auf die jeweiligen Postleitzahlengebiete.

---

werden. Die Auswertungen umfassen eine unterschiedliche Datenbasis ggü. vorigen Ausführungen bzw. Darstellungen, sodass es zu Abweichungen aufgrund von Unsicherheiten bei Annahmen zur unterjährigen Inbetriebnahme von Neuanlagen und der real installierten Leistung kommt.

[1] IWES (2015): Darstellung IWES auf Grundlage der EEG-Anlagenstammdaten zur Jahresabrechnung 2013, https://www.netztransparenz.de/EEG/Anlagenstammdaten.

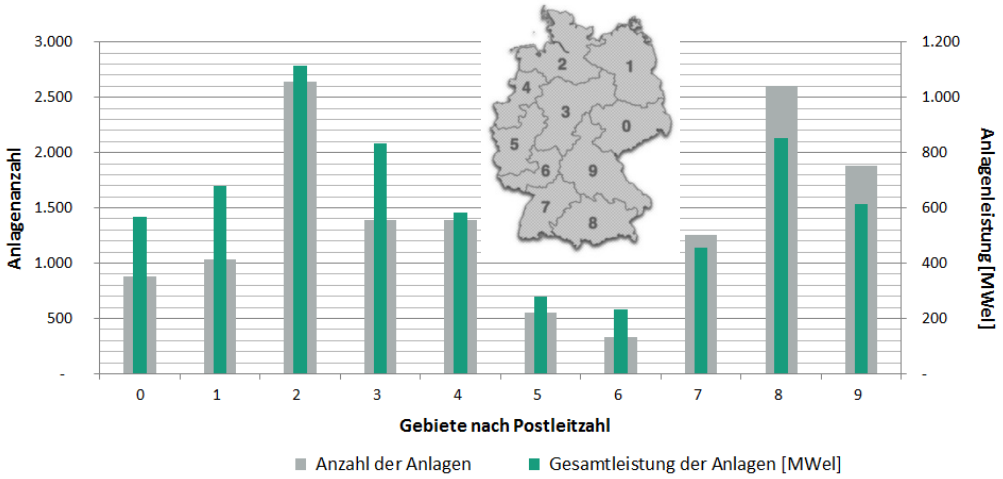


Abbildung 5-4: Geographische Verteilung der Biomasseanlagen in Deutschland (Anzahl und el. Leistung) nach Postleitzahlgebieten[1]

Im Norden Deutschlands (PLZ-Gebiete 1, 2 und 4) befinden sich rund 5.100 Biomasseanlagen mit einer installierten Leistung von ca. 2,4 GW_{el}. Im mittleren Teil von Deutschland (PLZ 5, 3 und 0) finden sich ca. 2.800 Biomasseanlagen mit einer kumulierten Leistung von ca. 1,7 GW_{el}. Die verbleibenden ca. 6.100 Anlagen sind im Süden Deutschlands (PLZ 6, 7, 8, 9) und mit einer elektrischen Kapazität von rund 2,1 GW_{el} lokalisiert.[2]

5.1.1.3 Stromproduktion aus Biomasseanlagen

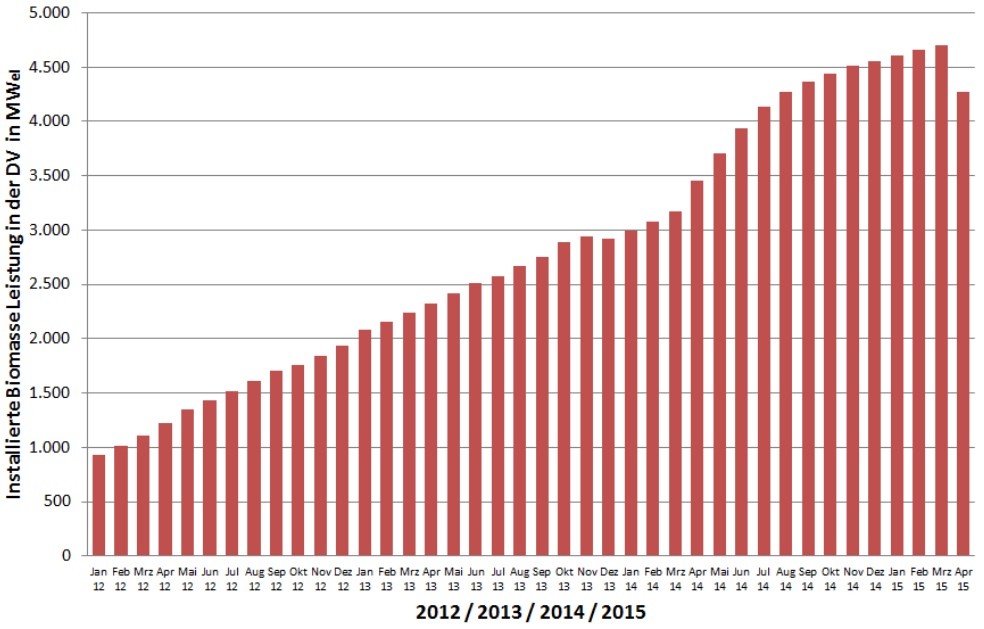
Die Biomasseanlagen produzieren Strom und nützen diesen nur zu einem geringen Teil selbst. Die gesetzlichen Rahmenbedingungen der letzten Jahre haben es den Anlagenbetreiber/innen erlaubt, die produzierten Strommengen den Netzbetreiber zu übergeben. Dieser hat die eingespeisten Strommengen entsprechend der Förderkriterien vergütet und an den Stromhandel weitergegeben. Seit 2012 haben die Anlagenbetreiber/innen die Möglichkeit den produzierten Strom an den Strommärkten direkt zu veräußern. Die Direktvermarktung ist somit die Grundlage für die Reaktion der Stromerzeugung aus Biomasse auf Angebots- und Nachfrageschwankungen. Die Strombörse signalisiert über den Strompreis den Bedarf an Strom und verbindet Stromangebot und Nachfrage entsprechend. Die Direktvermarktung (DV) des Stroms von Biomasseanlagen ist darüber die Voraussetzung für die Teilnahme am Regelleistungsmarkt.

Die veröffentlichten Daten der ÜNB ermöglichen eine Auswertung der aktuellen Entwicklung der Direktvermarktung des Stroms der Biomasseanlagen, welche in Abbildung 5-5 gezeigt wird.[3]

[1] IWES (2015): Darstellung IWES auf Grundlage der EEG-Anlagenstammdaten zur Jahresabrechnung 2013, https://www.netztransparenz.de/EEG/Anlagenstammdaten.

[2] Datenquelle: EEG-Stammdaten

[3] Die Entwicklung der Direktvermarktung von Strom aus Biomasse wird bzw. wurde regelmäßig im Rahmen eines anderen Forschungsvorhabens evaluiert. Siehe dazu IKEM; Fraunhofer ISI; Fraunhofer IWES; BBH (2015): 12. Quartalsbericht - Laufende Evaluierung der Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren



Quelle www.netztransparenz.de, Stand April 2015

Abbildung 5-5: Entwicklung der Direktvermarktung von Strom aus Biomasse seit Januar 2012[1]

Seit Januar 2012 steigt die elektrische Leistung der Anlagen, die den Strom direkt vermarktet, kontinuierlich an. Insgesamt werden in Deutschland derzeit (Stand April 2015) knapp 4,27 GW_{el} Strom aus Biomasse direkt vermarktet – fast ausschließlich unter Inanspruchnahme des Marktprämienmodells. Das Interesse der Anlagenbetreiber/innen, sich stärker am Marktgeschehen zu beteiligten, ist weiter groß. Dies wird insb. durch eine auffallend verstärkte Marktteilnahme seit April 2014 bestätigt. Während im März 2014 eine Biomasseanlagenleistung von etwa 3,2 GW_{el} direkt vermarktet worden war, so befanden sich bis einschließlich März 2015 ca. 4,7 GW_{el} in der Direktvermarktung. Innerhalb von 12 Monaten ist somit ein Zuwachs von rund 1,5 GW_{el} zu verzeichnen. Die gemeldete Biomasseanlagenleistung in der DV steigt bis einschl. März 2015 und fällt im April wieder um ca. 400 MW_{el} auf rund 4,3 GW_{el}. Anlagen, die nach dem EEG gefördert werden, müssen laut dem novellierten EEG 2014 ab dem 01. April 2015 fernsteuerbar sein (siehe insb. § 34 bis § 36 EEG 2014), um einen Anspruch auf die Zahlung der Marktprämie im Rahmen der Direktvermarktung zu erhalten.[2]

Insgesamt ist davon auszugehen, dass sich leistungsbezogen derzeit (Stand April 2015) ca. 76 % der Biomasseanlagen innerhalb der Direktvermarktung befinden. D.h. lediglich ca. ein Viertel der Anlagen, bezogen auf die gesamte Biomasseleistung in Deutschland, nehmen nicht am Modell der Direktvermarktung teil.

Energien - Stand 02/2015. Förderkennzeichen: 03MAP237. Laufendes Forschungsvorhaben. Im Auftrag des BMWi. Die nachfolgenden Ausführungen sind dem 13. Quartalsbericht entnommen.

[1] IKEM; Fraunhofer ISI; Fraunhofer IWES; BBH (2015): 13. Quartalsbericht - Laufende Evaluierung der Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien - Stand 05/2015.

[2] Neuanlagen, die ab dem 1. August 2014 in Betrieb genommen wurden, müssen zu Beginn des zweiten Monats nach Inbetriebnahme eine Fernsteuerbarkeit nachweisen.

Die in Abbildung 5-5 aufgezeigte Biomasseanlagenleistung in der DV beschreibt alle Anlagen, die den Strom direkt vermarkten. Dabei ist es aufgrund der Datenlage nicht ersichtlich wie sich diese kumulierte Leistung nach Art bzw. Aggregatzustand der Biomasse aufteilt. Entsprechend wird in Abbildung 5-6 eine Abschätzung der Aufteilung der Anschlussleistung vorgenommen. Demnach befindet sich eine Anlagenleistung bei gasförmiger Biomasse (Biogas und Biomethan) in Höhe ca. 2,7 GW_{el} in der Direktvermarktung, wovon der weitaus überwiegende Teil durch Biogasanlagen mit Vor-Ort-Verstromung repräsentiert wird. Weiter gibt es Biomasseanlagen mit einer elektrischen Leistung von knapp 1,5 GW_{el}, welche feste Biomasse zur Verstromung einsetzen. Nur weitere ca. 100 MW_{el} werden von Anlagen vermarktet, die flüssige Biomasse verwenden.

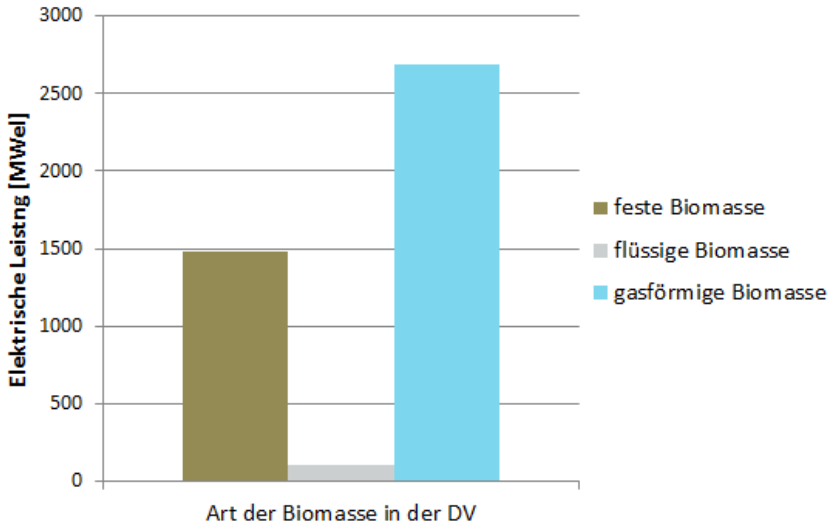


Abbildung 5-6: Abschätzung der Aufteilung der Biomasseanlagenleistung in der Direktvermarktung nach Aggregatzustand[1]

Mit dem EEG 2014 wird die sogenannte verpflichtende Direktvermarktung eingeführt. Diese tritt stufenweise (zuerst die größeren, später die kleineren Anlagen) in Kraft, damit sich alle Marktakteure darauf einstellen können. Seit 1. August 2014 gilt diese Verpflichtung für alle Neuanlagen ab einer Leistung von 500 Kilowatt. Ab 1. Januar 2016 ist die Direktvermarktung für alle Neuanlagen ab einer Leistung von 100 Kilowatt Pflicht. Neben dieser Vorgabe ist insgesamt mit einem weiteren Interesse an der Direktvermarktung zu rechnen, wenngleich es auch Anlagen geben wird, die nicht für die Direktvermarktung geeignet sind. Gründe hierfür sind die Anlagengröße und die Betriebsqualität, d.h. manche Anlagen sind zu klein, um sie mit vertretbarem Aufwand im Direktvermarktungspool aufzunehmen (z.B. Gülle-Anlagen mit einer elektrischen Leistung von 75 kW_{el}). Zudem weisen manche Anlagen ein für den Vermarkter nicht planbares Verhalten auf, was eine gewinnbringende Stromvermarktung nur bedingt bzw. z.T. unmöglich macht.

Strom aus gasförmiger Biomasse (Biogasanlagen und Biomethan-BHKW-Anlagen)

[1] IKEM; Fraunhofer ISI; Fraunhofer IWES; BBH (2015): 13. Quartalsbericht - Laufende Evaluierung der Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien - Stand 05/2015.

Ende des Jahres 2013 waren ca. 7.700 Biogasanlagen (Vor-Ort-Verstromung) mit einer Gesamtanlagenleistung von rund 3.400 MWel in Betrieb und produzierten etwa 25,4 TWh Strom. Bei der Verteilung der vorgestellten Größenordnungen wird deutlich, dass Biogasanlagen mit Vor-Ort-Verstromung durch eine Vielzahl kleinerer Anlagen repräsentieren werden (mittlere elektrische Leistung ca. 441 kWel).

Die Anlagen, welche organische Reststoffe einsetzen (Grüngut und Biogut) stellen eine Leistung von 102 MWel bereit. Diese Anlagen sind im Durchschnitt mit ca. 900 MWel entsprechend größer.[1]

Die Stromerzeugung aus Biomethananlagen bzw. -BHKW, die im Rahmen des EEGs betrieben wurden, trugen im Jahr 2013 mit ca. 1,84 TWh_{el} (ca. 500-600 BHKW, Anlagenleistung ca. 330 MWel) im Vergleich zu Biogas und fester Biomasse zu einer weitaus geringeren Stromproduktion aus Biomasse bei.[2,3]

Die Stromproduktion aus den EE (Wind und Sonne) wird in den nächsten Jahren weiter wachsen, wobei sich der Zubau der Stromerzeugung aus Biomasse voraussichtlich auf niedrigem Niveau fortsetzen wird.

Strom aus feste Biomasse (BMHKW)

Im Jahr 2013 produzierten 640 Biomasseheizkraftwerke mit einer Kapazität von 1.537 MW_{el} rund 10,9 TWh Strom. Die elektrische Leistung ist bei BMHKW auf eine wesentlich kleinere Anlagenanzahl verteilt und die Anschlusskapazitäten liegen meist im Megawattbereich.[4]

BMHKW sind technisch sehr unterschiedlich ausgeführt und weisen auch in der Betriebsweise große Bandbreiten auf. Diese sind stark geprägt von der eingesetzten Technik. Nachfolgend werden Betriebsweisen beschrieben, welche durch die technische Ausführung des Heizkraftwerks bestimmt sind.

Gegendruckbetrieb: BMHKW mit Gegendruckturbinen werden genutzt wenn insbesondere Prozessdampf (höhere Temperaturen) benötigt wird. Die Turbine wird in Abhängigkeit des Wärmebedarfs betrieben. Eine Stromproduktion ohne Wärmeabnahmen ist nicht möglich. Die Stromerzeugung ist somit stark beeinflusst vom Wärmebedarf. Aufgrund dessen wird diese Technik dann eingesetzt, wenn der Dampfbedarf verhältnismäßig konstant ist und wenig schwankt.

Kondensationsbetrieb: BMHKW mit Kondensationsturbinen werden mit einer starken Fokussierung auf die Stromproduktion betrieben. Die (Niederdruck-)Turbine entspannt

[1] Wiemer, K.; Kern, M.; Raussen, T. (Hrsg.) (2014): Biogas-Atlas 2014/2015. Anlagenhandbuch der Vergärung biogener Abfälle in Deutschland und Europa. 0. Auflage, neue Ausgabe, Witzenhausen: Witzenhausen-Institut für Abfall, Umwelt u. Energie.

[2] DBFZ (Hrsg.); IWES (2014): Stromerzeugung aus Biomasse (Vorhaben IIa Biomasse). Zwischenbericht Juni 2014. Berlin.

[3] IWES (2015): Darstellung IWES auf Grundlage der EEG-Anlagenstammdaten zur Jahresabrechnung 2013, https://www.netztransparenz.de/EEG/Anlagenstammdaten.

[4] DBFZ (Hrsg.); IWES (2014): Stromerzeugung aus Biomasse (Vorhaben IIa Biomasse). Zwischenbericht Juni 2014. Berlin.

den Frischdampf auf Stattdampfniveau, der nachgeschaltete Kondensator senkt die Temperaturen und somit den Gegendruck ab. Dadurch können höhere elektrische Wirkungsgrade realisieret werden.

Entnahme-Kondensationsbetrieb: BMHKW mit Kondensationsturbine bieten die Möglichkeit in Abhängigkeit des Bedarfs an Prozesswärme diese gezielt zu entnehmen. Je mehr Wärme entnommen wird, umso niedriger sind die Dampfmengen für den Stromerzeugungsprozess.

5.1.2 SDL der Biomasseanlagen im Energiesystem

Der rasante Ausbau der EE und die dadurch wachsende Anzahl von dezentralen Erzeugungsanlagen stellt die ÜNB und Verteilnetzbetreiber vor eine größer werdende Herausforderung Versorgungssicherheit und Zuverlässigkeit des Netzbetriebs zu gewährleisten. Die Stromerzeugung mittels Biomasse kann technisch so ausgestattet werden, um verschiedene Aufgaben zur sicheren Energieversorgung zu übernehmen, während der Bedarf an systemstabilisierenden, konventionellen Kraftwerkskapazitäten reduziert werden kann. Die zukünftigen Aufgaben der Biomasseanlagen gehen somit über die reine Stromproduktion weit hinaus. Aktuelle Entwicklungen zeigen dies schon deutlich und lassen ein hohes Potential erkennen.[1,2]

Nachfolgend werden die Möglichkeiten zur SDL-Bereitstellung, differenziert nach den Verfahren Biogasanlagentechnik und Biomasseheizkraftwerke, systematisch untersucht. Eine weitere Aufschlüsselung erfolgt durch die zu erbringenden SDL, wobei die Eigenschaften der einzelnen SDL für bestimmte Anwendungsfälle festgelegt werden. Der Fokus liegt in der Beschreibung der Sichtweise von Einzelanlagen, welche letztlich in Summe und in der Simulation aggregiert betrachtet werden.

5.1.2.1 Blindleistung durch Biomasseanalgen

Die Biomasseanlagenbetreiber/innen sind verpflichtet gesetzliche Vorgaben, wie z.B. BDEW-Mittelspannungsrichtlinie[3,4], zu erfüllen und stehen somit in der Verantwortung die Biomasse-Anlagen netzkonform zu betreiben und zur Netzstabilität beizutragen.[5] Anlagen, welche ans Mittelspannungsnetz (1 kV bis 30 kV) angeschlossen sind, müssen sich durch die Einspeisung von Blindleistung an der Spannungshaltung beteiligen.

[1] IWES (2016): FLEXHKW. Flexibilisierung des Betriebes von Heizkraftwerken. Förderkennzeichen: 03KB092A. Kassel.

[2] Stelzer, M. (28.01.2015): Status Quo Bericht: Biogas, die tun was! 24. Internationale Jahrestagung Biogas, Bremen.

[3] Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz.

[4] Die Vorangegangenen Analysen zeigen, dass die meisten Biomasseanlagen im Mittelspannungsnetz zu finden sind, weshalb die MS-Richtlinie i.d.R. maßgeblich für Biomasseanlagen ist.

[5] BDEW (2008): Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz. Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz.

Dabei stützt die statische und dynamische Bereitstellung von Blindleistung das Stromnetz in unterschiedlicher Weise.[1]

5.1.2.2 Regelleistung durch Biomasseanlagen

Im Rahmen des Forschungsvorhabens zur laufenden Evaluierung der Direktvermarktung aus EE bzw. Biomasse wurden im Jahr 2014 Fragebögen verschiedener Akteure der Branche ausgewertet.[2] Eine Befragung von zehn Stromhändlern im Jahr 2014 durch das Fraunhofer IWES hat ergeben, dass der Regelleistungsmarkt verstärkt in den Fokus der EE-Strom-Direktvermarkter rückt, sodass zunehmend auch Biomasseanlagen am Regelleistungsmarkt teilnehmen und sich als fester Bestandteil in den Stromhändler-Portfolios etablieren.
Nachfolgende Abbildung zeigt den Anteil der präqualifizierten Biomasseanlagenleistung nach Art der Regelleistung am Gesamt-Biomasseportfolio der befragten Stromhändler in Höhe von ca. 1.400 MW_{el} im Jahr 2014. Dabei ist zu erwähnen, dass im Wesentlichen Biogasanlagen mit Vor-Ort-Verstromung vertreten sind. Zudem sind Doppelnennungen, aufgrund der Präqualifikationsmöglichkeiten einer Anlage für mehrere Regelleistungsarten, möglich.[3] Zum Vergleich, aktuell werden ca. 4000 MW positive und negative Regeleistung durch die 4 Übertragungsnetzbetreiber ausgeschrieben.

[1] Die vollständige dynamische Netzstützung für BHKW spätestens einzuhalten ab dem 01.01.2013, während die statische Netzstützung bereits seit 01.01.2010 verpflichtend ist.

[2] IKEM; Fraunhofer ISI; Fraunhofer IWES, BBH (2015): Laufende Evaluierung der Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien. Förderkennzeichen: 03MAP237. Laufendes Forschungsvorhaben. Im Auftrag des BMWi.

[3] Zwei Stromhändler haben keine Angaben gemacht und wurden in der Auswertung nicht berücksichtigt. Der relevante Datenbestand umfasst eine Biogas-Anlagenleistung von knapp 1.124 MW_{el}. Feste Biomasse macht ca. 200 MW_{el} aus, Biomethan-KWK-Anlagen ca. 76 MW_{el}. Flüssige Biomasse ist nicht vertreten.

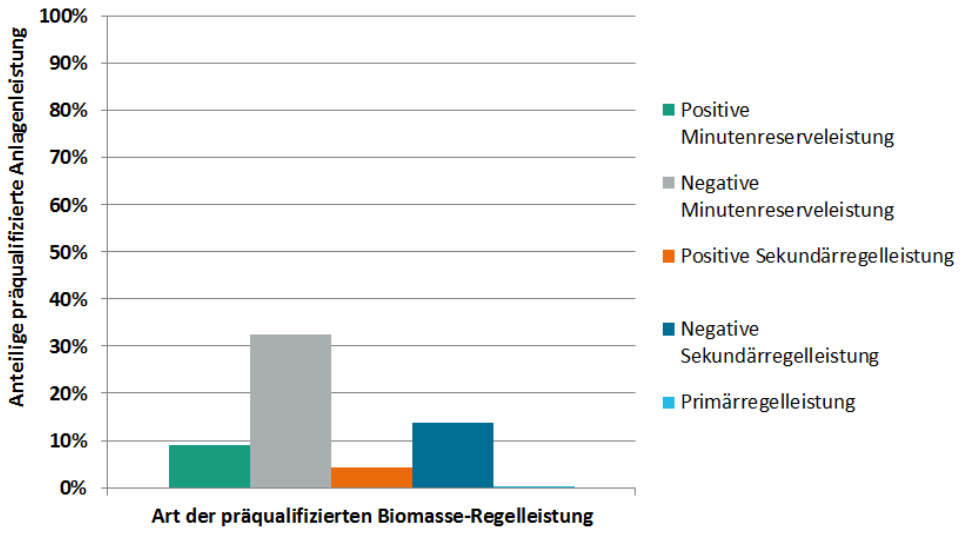


Abbildung 5-7: Anteil der präqualifizierten Biomasseanlagenleistung (Biogas und Holzheizkraftwerke) nach Art der Regelleistung am Biomasse-Gesamtportfolio befragter Stromhändler (Stand 2014)[1]

Abbildung 5-7 zeigt, dass die Bereitstellung von neg. MRL mit ca. 32 % den Hauptteil der präqualifizierten Leistung im Biomasse-Portfolio ausmacht; gefolgt von neg. SRL mit ca. 14 %. Positive MRL bzw. SRL spielen (zum Stand der Auswertungen) mit 9 % bzw. 4 % in der Befragung eine untergeordnete Rolle. Bemerkenswert ist, dass es erste Akteure gibt, welche die Anforderungen zur Primärregelleistungsbereitstellung bereits erfüllen können (zu Details der Biogasanlagentechnik und BMHKW-Technologie siehe Kapitel 5.3 und 5.4). Aktuell, im Jahre 2016, also 2 Jahre später, ist zu erwarten, dass sich noch mehr Biomasseanlagen für den Regelleistungsmarkt präqualifiziert haben und es einen weiteren Zuwachs seither gab. Ebenso ist es im Rahmen einer Pilotphase seit dem 17. Dezember 2016 Windenergieanlagen möglich am MRL teilzunehmen.[2]

5.1.2.3 Schwarzstartfähigkeit

Die konventionellen Erzeugungskapazitäten welche den Schwarzstart in der Vergangenheit gewährleistet haben, werden zurückgedrängt. Die gezielte Strombereitstellung durch dezentrale Erzeugungseinheiten kann den Wiederaufbau[3] bzw. den Schwarzstart der Stromversorgung unterstützen, wenn diese über ein geeignetes IKT-System und entsprechender technischer Ausrüstung verfügen. Dezentrale Biomasseanlagen und Erdgas-BHKW-Anlagen können diese Aufgabe mit übernehmen. Den Biomasseanlagen wird unter den Erneuerbaren Energien ein

[1] IKEM; Fraunhofer ISI; Fraunhofer IWES, BBH (2015): Laufende Evaluierung der Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien. Förderkennzeichen: 03MAP237. Laufendes Forschungsvorhaben. Im Auftrag des BMWi.

[2] Amprion; 50 Hz; TransnetBW; Tennet (2015): Pilotprojekt bietet Windparks Teilnahme am Regelenergiemarkt. http://www.amprion.net/pressemitteilung-223.

[3] Versorgungswiederaufbau durch die gezielte und geregelte Stromversorgung einzelner Verbraucher und durch Blindleistungsbereitstellung zu Laden von Leitungsabschnitten

relevantes Potential zugesprochen. Weitere Untersuchungen und Forschungsanstrengungen sind hierzu notwendig und werden aktuell durchgeführt.[1]

5.2 Von den Biomasseanlagen im Energiesystem zum BiomassePark in der Simulation

Das Energieversorgungssystem besteht aus unterschiedlichen Erzeugungseinheiten. Auch im Jahr 2025 wird ein Teil der elektrischen Kapazitäten Biomasseanlagen darstellen. Es ist aktuell offen wie sich diese Kapazitäten bis dahin entwickeln werden, also welche Leistung und welche Eigenschaft diese Biomasseanlagen aufweisen werden.

Die nachfolgenden Untersuchungen legen den Schwerpunkt auf Biogas und fester Biomasse zur Strom- (und Wärme-)produktion. Zur Festlegung der Strommengen des BiomasseParks in der Simulation werden somit Biogasanlagen mit Vor-Ort-Verstromung als auch Biomasseanlagen, welche feste Biomasse (BMHKW) einsetzen betrachtet. Anlagen, welche flüssige Biomasse als Energieträger einsetzen werden nicht speziell berücksichtigt, ebenso die Energiebereitstellung durch Biomethan-KWK-Anlagen. Letztere Techniken sind in Ihren Fähigkeiten stark mit den Möglichkeiten von Erdgas-BHKW-Anlagen vergleichbar und werden diesen Strommengen bilanziell in der Simulation zugeordnet.

Die Kraftwerkseinsatzoptimierung SCOPE soll in Abhängigkeit verschiedener Einflussfaktoren den kostenoptimalen Fahrplan des BiomasseParks ermitteln und die Wechselwirkungen mit dem restlichen Kraftwerkspark aufzeigen.

Für das Jahr 2025 werden analog zu den Varianten des zukünftigen SDL-Bedarfs (dabei wird der Blindleistungsbedarf variieren) drei verschiedene Biomasse-Szenarien (SZ1 bis SZ3) abgeleitet.

Die Szenarien SZ2 und SZ3 unterscheiden sich zunächst durch zwei unterschiedliche Annahmen bei den bereitgestellten Strommengen aus Biomasse im Jahr 2025. Dadurch kann aufgrund von Unsicherheiten Entwicklung der Strommengen aus Biomasse bis zum Jahr 2025 eine Bandbreite abgebildet werden. Für Biogasanlagen und BMHKW wird für die Szenarien SZ1 und SZ2 eine Strommenge auf 40 TWh_{el} festgelegt, was ungefähr dem Status Quo des Jahres 2015 entspricht. Für das SZ3 wird mit einer Reduzierung der Biomasseanlagenkapazitäten und mit entsprechend geringeren Biomasse-Strommengen in Höhe von 20 TWh_{el} bis zum Jahr 2025 gerechnet, was einer Reduktion von 50 % zu 2015 bedeutet. In diesem Zusammenhang wird gleichzeitig unterstellt, dass der Rückbau relevanter Biomasseleistung durch zusätzliche ca. 20 TWh_{el} Wind-Strommengen kompensiert wird. Dadurch kann sichergestellt werden, dass im Jahr 2025 der gleiche EE-Anteil an der Stromversorgung gewährleistet ist.

Neben den beiden Varianten in der Stromproduktion durch den Biomassepark, wird ebenso die technische Flexibilität der Anlagen und somit der produzierten Strommengen in den Szenarien variiert. Die SZ1 und SZ2 unterscheiden sich in der

[1] IWES (laufendes Forschungsprojekt): Netzkraft. Netzwiederaufbau unter Berücksichtigung zukünftiger Kraftwerkstrukturen. Förderkennzeichen: 0325776. Im Auftrag des BMWi.

Flexibilität der Stromproduktion, das heißt in der Möglichkeit des BiomasseParks auf Flexibilitätsanforderungen des Energiesystems zu reagieren. Die SZ2 und SZ3 weisen die gleiche geringe Flexibilität auf.

Die Szenarien SZ10, SZ20, SZ30 unterscheidet sich gegenüber SZ1, SZ2 und SZ3, dass die Biomasseanlagen nicht in der Lage sind SDL dem Energiesystem bereit zu stellen. Dabei müssen die konv. Kraftwerke alleine die SDL bereitstellen. Durch den Vergleich zwischen den Szenarien wird die Auswirkung der biogenen SDL-Bereitstellung deutlich.

Die definierten Szenarien werden nachfolgend mittels einer übersichtsartigen Abbildung beschrieben.

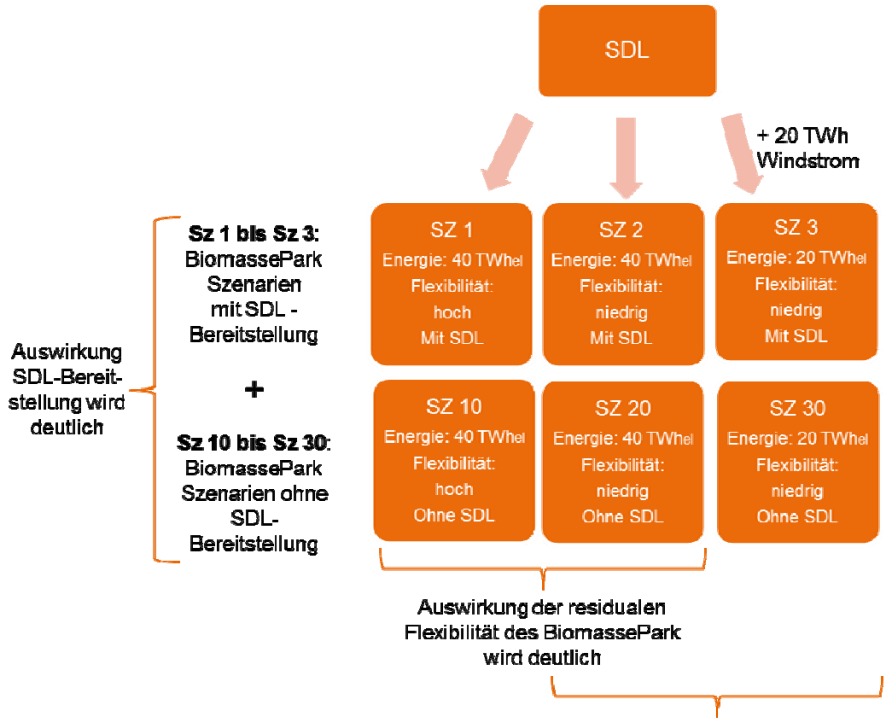


Abbildung 5-8: Übersicht (SZ1 bis SZ3 / SZ10 bis SZ30) über die jeweiligen Biomasseszenarien

Die gezielt festgelegten Szenarien dienen zur Untersuchung und Bewertung unterschiedlicher Aspekte.

a) Durch die Unterscheidung zwischen SZ1 und SZ10 (bzw. SZ2 und SZ20 oder SZ3 und SZ30) kann der Einfluss der SDL Bereitstellung durch BiomassePark generell bewertet werden.

b) Durch die Unterscheidung zwischen SZ1 und SZ2 (ebenso ohne SDL-Bereitstellung: SZ10 und SZ20), welche unterschiedliche Flexibilität des BiomasseParks berücksichtigt, kann dessen Einfluss entsprechend verdeutlichen.

c) Die Auswirkungen der Höhe der Strommengen aus Biomasse werden durch das zusätzliche Szenario SZ3 im Vergleich mit SZ2 deutlich. Hierbei gilt zu beachten, dass die fehlenden Strommengen der Biomasseanlagen durch Windstrommengen aufgefüllt wurden.

Wie beschrieben werden Strommengen aus dem BiomassePark zum einen mittels Strom aus Biogas (BiogasPark) und Strom aus fester Biomasse (BMHKWPark) zusammengesetzt.

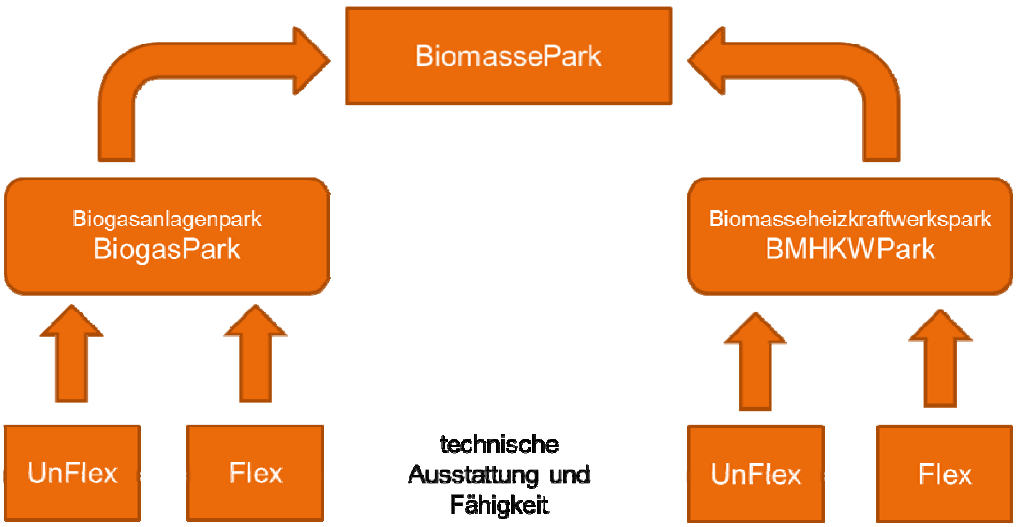


Abbildung 5-9: Grundsätzliche Systematik zur Zusammensetzung des BiomasseParks in der Simulation

Angelehnt an das aktuelle energetische Verhältnis zwischen Strom aus Biogas und fester Biomasse, wird eine Zusammensetzung der Strommengen des BiomasseParks für das Jahr 2025 ermittelt. Die grundlegende Systematik wird durch Abbildung 5-9 graphisch dargestellt. Die Abbildung 5-10 zeigt hingegen übersichtsartig die konkret festgelegten Strommengen aufgeteilt zwischen dem BiogasPark und dem BMHKWPark, differenziert nach den vorgestellten Szenarien SZ1 bis SZ3 bzw. SZ10 bis SZ30.

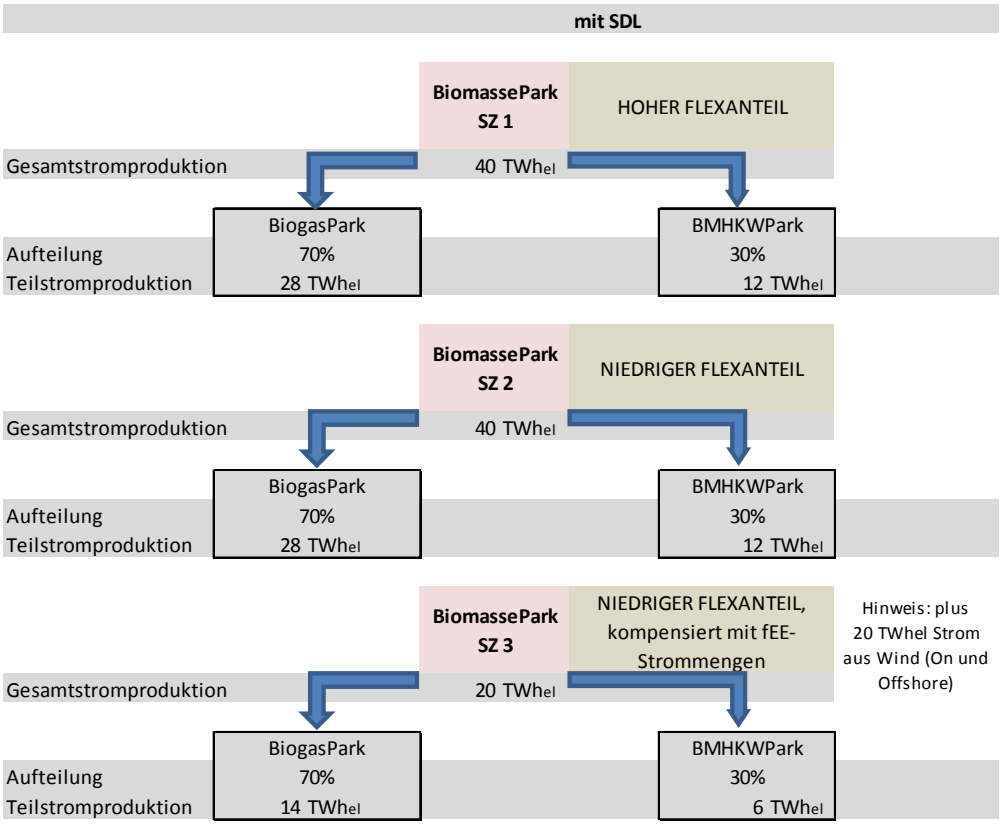


Abbildung 5-10 Aufteilung der einzelnen Szenarien zwischen BiogasPark und BMHKWPark, inkl. der Ausweisung der einzelnen Strommengen

Die technischen Eigenschaften dieser Biomasseanlagentypen, welche Biogas oder feste Biomasse nutzen, sind sehr verschieden, weshalb es diese auch entsprechend in den weiteren Analysen zu ermitteln gilt.

5.3 Biogastechnologie – BiogasPark, ein Teil des BiomasseParks

Wie in Abschnitt 5.1 beschrieben, repräsentiert die Biogastechnik, bezogen auf die installierte elektrische Leistungskapazität von rund 63 %, den Großteil der Biomasseleistung in Deutschland und hat somit eine hohe Relevanz innerhalb der Untersuchungen.[1,2] Diese Leistung teilt sich auf eine Vielzahl kleinerer Vor-Ort-Verstromungsanlagen auf und konzentriert sich deutschlandweit in unterschiedlicher Ausprägung.

[1] Bezogen auf den Datenbestand des DBFZ für das Jahr 2013. Die gesamte EEG-fähige Biomasseanlagenleistung betrug im genannten Jahr 5.419 MW_{el}.

[2] DBFZ (Hrsg.); IWES (2014): Stromerzeugung aus Biomasse (Vorhaben IIa Biomasse). Zwischenbericht Juni 2014. Berlin.

An dieser Stelle wird die aktuell verfügbare Biogastechnik, sowie deren technische Möglichkeiten zur Strom- und SDL-Bereitstellung analysiert, um Annahmen für die zukünftigen technologischen Entwicklungen und Betriebsweisen der untersuchten Biogasanlagen innerhalb der bereits beschriebenen Varianten bzw. Biomasseszenarien ableiten zu können. Dazu werden auf Basis des Status Quo Referenz- bzw. Durchschnittsanlagen mit unterschiedlicher Flexibilität und SDL-Eigenschaften (und somit Kosten) festgelegt und Annahmen getroffen, welche in die Simulation mit einfließen.

5.3.1 Beschreibung des aktuellen BiogasPark (Status quo)

In diesem Abschnitt werden zunächst die Entwicklung des Biogasanlagenbestands (Vor-Ort-Verstromung) und dessen räumliche Verteilung in Deutschland aufgezeigt. Anschließend erfolgt ein Überblick zum aktuellen Stand der bedarfsorientierten Stromproduktion durch Biogasanlagen, unter Inanspruchnahme der im EEG 2012 eingeführten Flexibilitätsprämie und deren Fortschreibung im EEG 2014 mittels eines „Flexibilitätszuschlags". Ebenfalls wird auf die Entwicklungen bereitgestellter SDL bzw. Regelleistung (RL) durch Biogasanlagen eingegangen. Schließlich werden wesentliche Aspekte hinsichtlich der Biogasanlagentechnik erarbeitet.

Seit Inkrafttreten des EEG 2000 hat der Ausbau des Biogasanlagenbestandes kontinuierlich zugenommen, wie nachfolgende Abbildung 5-11 zeigt.

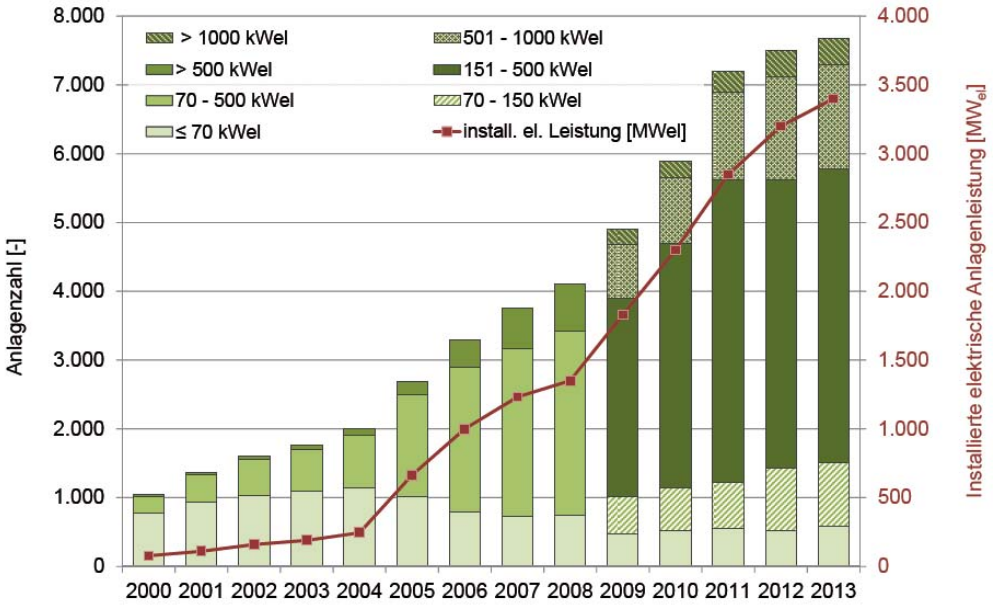


Abbildung 5-11: Entwicklung des Biogasanlagenbestands in Deutschland in den Jahren 2000 bis 2013[1,2]

Während im Jahr 2000 ca. 100 MW_{el} und etwa 1.000 Anlagen installiert waren, so stieg die Anlagenanzahl bis 2004 auf ca. 2.000 Anlagen (bei einer elektrischen

[1] Ohne Abbildung von Biogasaufbereitungsanlagen. Stand Mai 2014.

[2] DBFZ (Hrsg.); IWES (2014): Stromerzeugung aus Biomasse (Vorhaben IIa Biomasse). Zwischenbericht Juni 2014. Berlin.

Gesamtleistung von ca. 250 MW_{el}) an. Ein deutlicher Zubau an Erzeugungskapazität ist insbesondere ab dem Jahr 2005 zu verzeichnen und wurde maßgeblich durch das novellierte EEG 2004 angereizt. In der weiteren Entwicklung ab dem Jahr 2012 (Novelle des EEG 2012) ist ein merklich reduzierter Anlagenzubau zu erkennen. Im Jahr 2013 wurde eine elektrische Leistung von lediglich rund 200 MW_{el} zugebaut und umfasste ca. 200 neue Biogasanlagen. Bis Ende 2013 wuchs die installierte Leistung der Biogasanlagen auf etwa 3,4 GW_{el} bei ca. 7.700 Anlagen an.[1] Die überwiegend landwirtschaftlich betriebenen Biogasanlagen haben Ende 2013, unter Berücksichtigung des beschriebenen Gesamtanlagenbestands, eine durchschnittliche installierte Anlagenleistung von etwa 441 $kW_{el.}$[2] wobei von einer mittleren Bemessungsleistung über alle Anlagen von rund 400 kW_{el} ausgegangen werden kann.[3] Im Jahr 2014 wurden Biogasanlagen mit einer Gesamtleistung von lediglich ca. 100 $MW_{e\ l}$[4] hinzugebaut, was einer deutlichen Verringerung im Vergleich zu den Vorjahren entspricht.[5]

Dieser Durchschnitt setzt sich zusammen aus Biogasanlagen mit einer installierten Leistung unter 50 kW_{el} bis hin zu Anlagen, die mehrere MW_{el} aufweisen. Der mehrheitliche Teil der Biogasanlagen liegt in einer Leistungsgruppe zwischen 150 kW_{el} und 500 kW_{el}, gefolgt von Anlagen zwischen 500 kW_{el} und 1000 kW_{el}.[6]

Die geografische Verteilung der el. Leistungskapazitäten in Deutschland nach Landkreisebene zeigt Abbildung 5-12. Bereits hier lassen sich die Potentiale zur Systemdienstleistungserbringung auf regionaler Ebene andeuten.

Es wird erkenntlich, dass sich die installierte elektrische Leistung der Biogasanlagen mit Vor-Ort-Verstromung insb. in Süddeutschland (Bayern, Baden-Württemberg) und Norddeutschland (Niedersachsen, Schleswig-Holstein, Mecklenburg-Vorpommern) konzentriert. Dabei gibt es einige Landkreisebenen, welche eine Kapazität von über 30 MW_{el} aufweisen.

[1] DBFZ (Hrsg.); IWES (2014): Stromerzeugung aus Biomasse (Vorhaben IIa Biomasse). Zwischenbericht Juni 2014. Berlin.

[2] DBFZ (Hrsg.); IWES (2014): Stromerzeugung aus Biomasse (Vorhaben IIa Biomasse). Zwischenbericht Juni 2014. Berlin.

[3] Unter der Annahme, dass die Anlagen jährlich mit 8000 Volllaststunden betrieben werden.

[4] Im Zuge der flexiblen Stromproduktion erfolgte zusätzlich eine Erweiterung bzw. Überbauung von el. Leistungskapazitäten bei bestehenden Anlagen von ca. 150 MW_{el}, die für den Gesamtumfang der Stromerzeugung jedoch nicht relevant sind.

[5] BMWi (Hrsg.) (2015.): Erneuerbare Energien im Jahr 2014. Erste Daten zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland auf Grundlage der Angaben der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik. Berlin.

[6] DBFZ (Hrsg.); IWES (2014): Stromerzeugung aus Biomasse (Vorhaben IIa Biomasse). Zwischenbericht Juni 2014. Berlin.

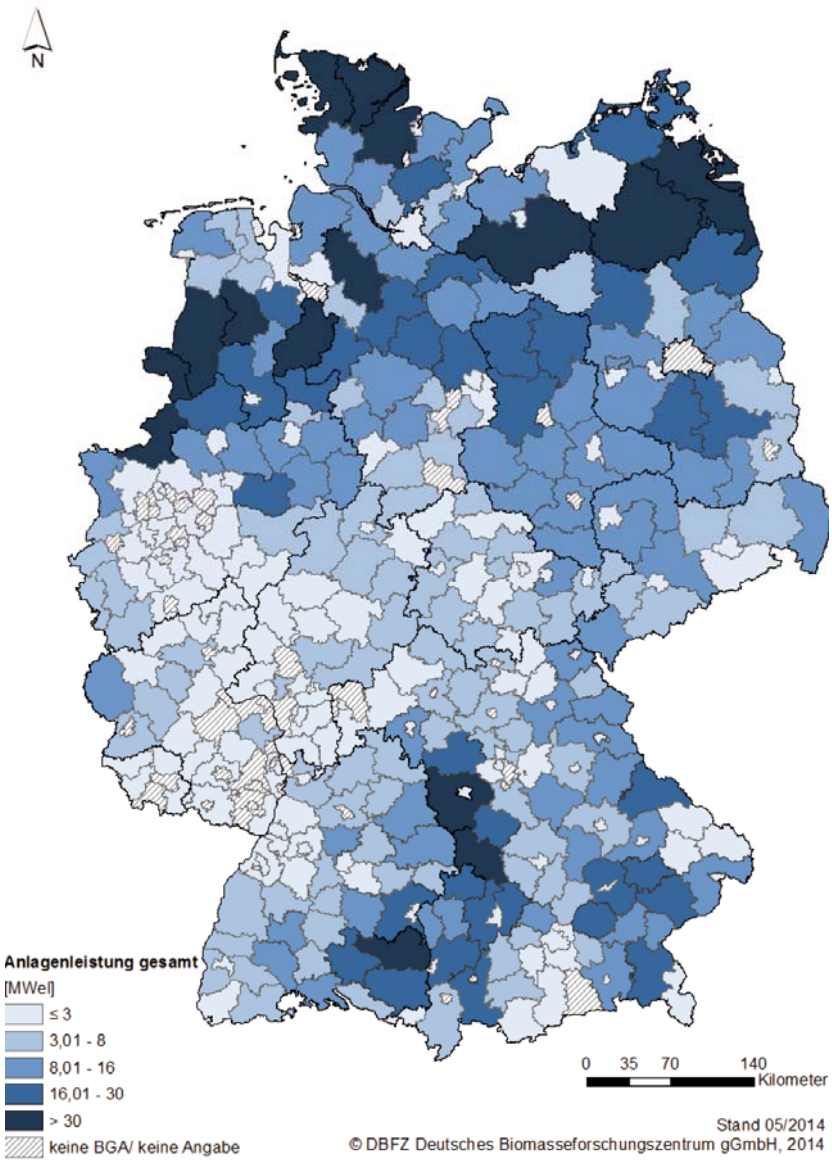


Abbildung 5-12: Installierte elektrische Gesamtleistung der Biogasanlagen in Deutschland, Bezugsebene: Landkreis[1]

Im mittleren Teil Deutschlands (insb. Nordrhein-Westfalen, Rheinland-Pfalz, Saarland, Hessen und Thüringen) sind tendenziell geringere kumulierte Anlagenleistungen auf Landkreisebene vorzufinden.
Die durchschnittliche installierte Anlagenleistung ist dabei im Norden und Osten Deutschlands wesentlich höher als in den verbleibenden Landesteilen.[2,1]

[1] DBFZ (Hrsg.); IWES (2014): Stromerzeugung aus Biomasse (Vorhaben IIa Biomasse). Zwischenbericht Juni 2014. Berlin.

[2] Während die mittlere installierte Anlagenleistung in Sachsen-Anhalt und Mecklenburg-Vorpommern bei rund 588 kW_{el} und 688 kW_{el} liegt, so sind in Süddeutschland, Teilen von Rheinland-Pfalz und Hessen durchschnittliche Leistungen von kleiner 350 kW_{el} vorzufinden. Die durchschnittliche el. Kapazität in Bayern liegt bei etwa 314 kW_{el}.

Seit Inkrafttreten des EEG 2012 werden, neben der Marktprämie, durch die Einführung einer Flexibilitätsprämie verstärkt Anreize gesetzt, die Stromerzeugung aus Biogas- und Biomethan-BHKW zunehmend nach dem allgemeinen Bedarf auszurichten. Mit dem neuen EEG 2014 wird dieser bereits bekannte Fördermechanismus zum 1. August 2014 für Bestandsanlagen nach § 54 EEG 2014 fortgeführt, wenngleich ein Förderdeckel von 1350 MW_{el} für die zusätzlich installierte Anlagenleistung festgelegt wurde.[2] Die Flexibilitätsprämie setzt Anreize, die Anlage technisch so auszustatten, dass der produzierte Strom nach dem Bedarf bzw. Strompreis ausgerichtet werden kann. Die Anlagen können somit die Stromproduktion in Abhängigkeit des Strombedarfs bzw. anhand des erzielbaren Börsenpreises ändern. Ebenso wird gleichzeitig der Preis für Regelleistung und auch an Wärmeleistung in der Fahrplanerstellung berücksichtigt. Der/die Anlagenbetreiber/in erzielt dabei die höchsten Erlöse mit der betriebswirtschaftlichen Optimierung zwischen den genannten Märkten und unter Berücksichtigung individueller Kostenstrukturen. Die ergänzende Vergütung durch die Flexibilitätsprämie honoriert dabei die zusätzlichen Investitionen für eine höhere bereitgestellte Leistung bzw. eine geringere Auslastung der Anlage.

An dieser Stelle ist zu erwähnen, dass es seit August 2014 für Neuanlagen nicht mehr möglich ist die Flexibilitätsprämie, wie sie ursprünglich im EEG 2012 definiert wurde, zu nutzen. Jedoch wird mit dem EEG 2014 ein Flexibilitätszuschlag für Anlagen gewährt, welche ab dem 01. August 2014 in Betrieb genommen wurden und deren Leistung 100 kW_{el} übersteigt. Als wichtige Voraussetzung für eine finanzielle Förderung für Strom aus Biogas und Biomethan ist, das die Bemessungsleistung der Anlage 50 Prozent der installierten Leistung nicht übersteigt und somit eine relevante „Überkapazität" aufweist (vgl. § 47 Abs. 1 EEG 2014). Diese Vorgabe zeigt, dass weiterhin Anreize geschaffen werden sollen, die Stromproduktion aus Biogas zunehmend nach dem allgemeinen Strombedarf auszurichten. Wenngleich diese Regelung den Anlagenbetrieb nicht so flexibel auf Bedarfsveränderungen auf den durch Biogasanlagen bedienten Märkten reagieren lässt, wie das mit der Flexibilitätsprämie der Fall gewesen wäre. Es ist zu erwarten, dass Neuanlagen immerfort mit jährlich 4000 VLH/ betrieben werden, unabhängig der Schwankungen innerhalb der Betriebsjahre. Diese Betriebsweise erwirtschaftet i.d.R. für diese Anlagen die höchsten Erlöse. Die flexibilisierten Bestandsanlagen werden weiterhin den Anlagenbetrieb und die damit verbundenen Volllaststunden entsprechend der Erlöspotentiale am Strom-, Regelleistungs- und Wärmemarkt ausrichten und optimieren.

Ein immer weiter zunehmender Teil der Anlagen, welche Biogas (und Biomethan) einsetzen und den Strom direkt vermarkten, nutzen diese Flexibilitätsprämie gem. § 33 i nach dem EEG 2012 bzw. gem. § 54 nach dem EEG 2014. Die Entwicklung der Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie seit Januar 2013 zeigt Abbildung 5-13.

[1] DBFZ (Hrsg.); IWES (2014): Stromerzeugung aus Biomasse (Vorhaben IIa Biomasse). Zwischenbericht Juni 2014. Berlin.

[2] Ab August 2014 müssen sich die Anlagen, welche die Flexibilitätsprämie beziehen über das Anlagenregister der Bundesnetzagentur (BNetzA) anmelden. Für die Anrechnung auf den im EEG 2014 beschlossenen Förderdeckel von 1350 MW_{el} ist der Umfang der Erhöhung der installierten Leistung von Anlagen relevant, die vor dem 1. August 2014 in Betrieb genommen wurden.

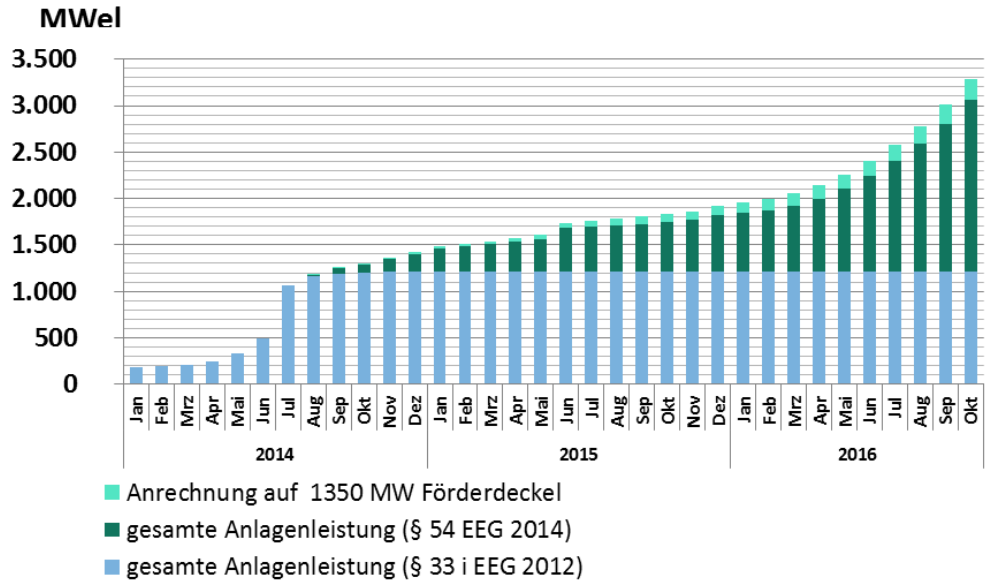


Abbildung 5-13: Entwicklung der Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie nach § 33 i EEG 2012 und § 54 EEG 2014 von Januar 2012 bis Februar 2014 [1]

Seit Januar 2012 nimmt die Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie bis heute kontinuierlich zu. Anfang 2012 nutzten 3 Anlagen mit insgesamt ca. 6 MW_{el} dieses Instrument, während es im Januar 2013, wie die Abbildung 5-13 zeigt, 179 Anlagen mit 68 MW_{el} installierter Leistung waren. Diese moderate Entwicklung setzte sich während des Jahres 2013 fort, sodass Anfang 2014 369 Anlagen mit einer kumulierten Leistung von ca. 184 MW_{el}, die Biogas und Biomethan einsetzen, sich für die Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie gemeldet hatten. Bis einschließlich Februar 2015 war ein deutlicher Zuwachs auf eine kumulierte Anlagenleistung von ca. 1,43 GWel, aufgeteilt auf etwa 2536 Anlagen, zu verzeichnen. Dabei ist insb. eine erhöhte Dynamik der hinzu gemeldeten Anlagen von Mai 2014 bis August 2014 zu erkennen.[2] Die Biogas- und Biomethan-BHKW, welche sich seit dem Inkrafttreten der EEG-Novelle 2014 im August 2014 nach § 54 EEG 2014 für die Flexibilitätsprämie gemeldet haben, beläuft sich – bei einer kumulierten Leistung von ca. 212 MW_{el} – auf knapp 300 Anlagen (bis einschl. Februar 2015).[3]

Wird die flexible Anlagenleistung mit der kumulierten Leistung der Anlagen, welche Biogas und Biomethan einsetzen und sich in der Direktvermarktung befinden

[1] IWES; IKEM; Fraunhofer ISI (2016): Monitoring der Direktvermarktung. Quartalsbericht (12/2016). Karlsruhe/Kassel/Berlin.

[2] Zu begründen ist dies mit der Befürchtung der Betreiber/innen, dass das Instrument der Flexibilitätsprämie nach dem EEG 2012 wegfällt bzw. dass sich bestehende Konditionen gem. dem neuen EEG 2014 negativ auf die Wirtschaftlichkeit der Anlagen auswirken. Hintergrund war das veröffentlichte Eckpunktepapier der Bundesregierung zur Reform des EEG und dem anschließenden Referentenentwurf im März 2014.

[3] IKEM; Fraunhofer ISI; Fraunhofer IWES; BBH (2015): 13. Quartalsbericht - Laufende Evaluierung der Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien - Stand 05/2015.

verglichen, so richten knapp über 50 %[1] dieser Anlagen ihre bereitgestellte Leistung (in unterschiedlicher Ausprägung) nach einer bedarfsorientierten Betriebsweise aus bzw. beziehen die Flexibilitätsprämie und sind dadurch in der Lage ihre Anlage technisch aus- bzw. umzurüsten.[2] Die bisherige Auslastung der „flexiblen" Anlagen, welche Biogas und Biomethan einsetzen liegt bei rund 6.600 Volllaststunden jährlich und ist im Vergleich zu den Anlagen mit einer Betriebsweise in Grundlaststromproduktion mit über 7.700 Stunden auf einem deutlich niedrigeren Niveau.[3,4]

Neben dem Engagement der Biogasanlagenbetreiber/innen am Spotmarkt, spielt gleichzeitig auch der Regelleistungsmarkt eine zunehmend wichtige Rolle.

Biogasanlagen sind auch ohne eine Erweiterung der BHKW-Leistung oder einer Absenkung der Bemessungsleistung in der Lage, negative Sekundär- oder Minutenreserveleistung bereit zu stellen.[5] Wird aber in zusätzliche Erzeugungskapazität investiert und werden die Anlagen mit geringeren Volllaststunden betrieben, besteht sowohl die Möglichkeit negative als auch positive Sekundärregel- oder Minutenreserveleistung bereit zu stellen. Perspektivisch ist auch die Bereitstellung von PRL denkbar und wird mit ersten Anlagen bereits heute umgesetzt. BHKW-Hersteller beschäftigen sich zunehmend intensiv mit diesem Thema.[6]

Eine Übersicht zur Einschätzung, welche Art der Regelleistung in welcher Höhe durch Biogasanlagen präqualifiziert ist, zeigt Abbildung 5-14. Dabei handelt es sich um eine spezifische Auswertung der Stromhändlerbefragungen bzgl. der präqualifizierten Biogasanlagenleistung, bezogen auf das gesamte, für die Auswertung relevante Biogasanlagen-Portfolio (ca. 1.124 MWel).

[1] Verglichen mit einer Leistungskapazität von ca. 2,7 GW_{el} (gasförmige Biomasse).

[2] IKEM; Fraunhofer ISI; Fraunhofer IWES; BBH (2015): 13. Quartalsbericht - Laufende Evaluierung der Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien - Stand 05/2015.

[3] Die Angaben zur Anlagenauslastung sind im Zuge einer Befragung von Umweltgutachtern ermittelt worden und sind nicht repräsentativ für den Anlagenbestand in Deutschland anzusehen, sondern als Anhaltspunkt, da diesbezüglich keine weiteren Daten bzw. Informationen vorliegen.

[4] IKEM; Fraunhofer ISE; Fraunhofer IWES; BBH (2015): 12. Quartalsbericht - Laufende Evaluierung der Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien - Stand 02/2015. Förderkennzeichen: 03MAP237. Im Auftrag des BMWi.

[5] Holzhammer, U.(2012): Chancen und Perspektiven der Direktvermarktung von Strom aus Biogas. Hirschaid/Bamberg.

[6] Siehe Informationen der Hersteller (Internetauftritt): Schnell Motoren AG, MWM GmbH, 2G Energy AG, Jenbacher GmbH & Co. OG und Weitere. Stand 11.05.2015.

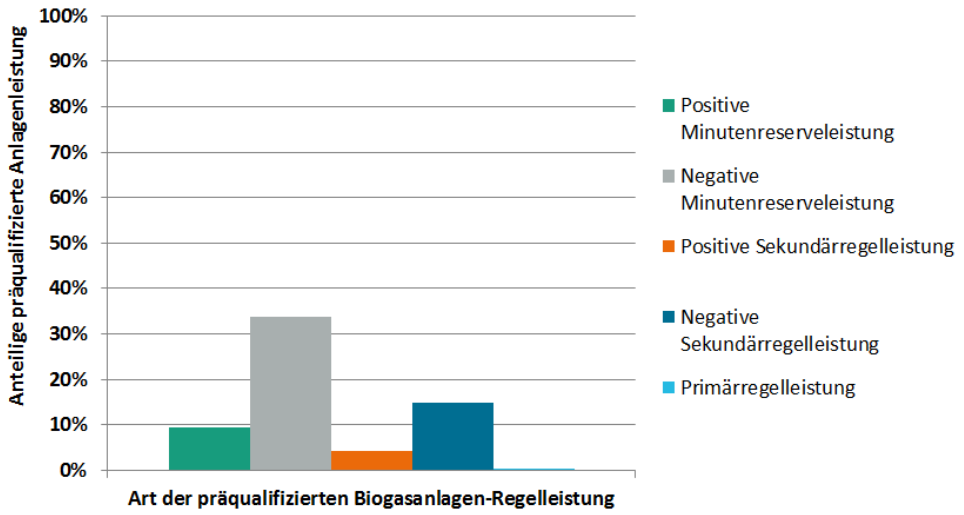


Abbildung 5-14: Anteil der präqualifizierten Biogasanlagenleistung nach Art der Regelleistung am Biogasanlagen-Gesamtportfolio befragter Stromhändler (Stand 2014)[1]

Es ergibt sich ein ähnliches Bild wie es bereits in Kapitel 5.1.2.2 (Abbildung 5-7) gezeigt wurde. Entsprechend spielt die präqualifizierte neg. MRL und die neg. SRL mit 34 % bzw. 15 % die wichtigste Rolle. Pos. MRL und pos. SRL machen ca. 9 % bzw. 4 % des gesamten untersuchten Biogasanlagenportfolios der Stromhändler aus. Bemerkenswert ist, dass eine Biogasanlagenleistung von 1 MW_{el} für die Bereitstellung von Primärregelleistung präqualifiziert ist.

Durch das beschriebene Engagement der BHKW-Hersteller und Stromhändler ist mit weiteren Anlagen zu rechnen, die in Zukunft Primärregelleistung erbringen können.

Nach Aussagen der Stromhändler ist, abhängig von der Marktentwicklung, mit einer weiteren Anlagen-Präqualifikation und der Teilnahme am RL-Markt bis in den Gigawattbereich zu rechnen.[2] Durch die Flexibilisierung und den z.T. umgesetzten Überbau an Anlagenleistung erhöht sich entsprechend die Möglichkeit, positive Sekundärregel- oder Minutenreserveleistung und PRL zu erbringen.

[1] IKEM; Fraunhofer ISE; Fraunhofer IWES; BBH (2015): 12. Quartalsbericht - Laufende Evaluierung der Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien - Stand 02/2015. Förderkennzeichen: 03MAP237. Im Auftrag des BMWi.

[2] IKEM; Fraunhofer ISE; Fraunhofer IWES; BBH (2015): 12. Quartalsbericht - Laufende Evaluierung der Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien - Stand 02/2015. Förderkennzeichen: 03MAP237. Im Auftrag des BMWi.

5.3.2 Biogasanlagentechnik und wesentliche bauliche und technische Komponenten

Die aktuell eingesetzte Biogasanlagentechnik zur Strom- und Wärmeproduktion kann je nach verwendeten Einsatzstoffen und Standortbedingungen sehr unterschiedlich ausfallen. Der überwiegende Anteil der Biogasanlagen in Deutschland wird mittels eines Substratinputs durch nachwachsende Rohstoffe und landwirtschaftlicher Reststoffe (insb. Gülle und Festmist) betrieben. Im Rahmen einer Betreiberumfrage des DBFZ umfasst der „durchschnittliche Substratmix" (massebezogen) ca. 48 % nachwachsende Rohstoffe, 44% Exkremente, 6 % Reststoffe aus Industrie, Gewerbe und Landwirtschaft und etwa 2 % regionale Bioabfälle.[1] Die Einsatzstoffe zur Biogasproduktion beeinflussen die zum Einsatz kommende Biogasanlagentechnik und somit auch die Kosten für Investition und Betrieb einer Biogasanlage mit Vor-Ort-Verstromung.

Aufgrund einer hohen Komplexität und Diversität bei der Biogasanlagentechnik sollen an dieser Stelle wesentliche bauliche und technische Einrichtungen vorgestellt werden, wobei verstärkt auf Anlagenelemente eingegangen wird, welche in Zusammenhang mit der Bereitstellung von SDL stehen. Nachfolgende Überlegungen sind die Basis für die Definition der Referenzanlagen in Kapitel 5.3.4, wobei hier folgende Aspekte näher betrachtet bzw. erläutert werden:

(1) Gasspeicher (intern/ extern)

(2) Informations- und Kommunikationstechnik (Fernwirktechnik zur Kommunikation mit dem Stromhändler im Rahmen der Strom-Direktvermarktung)

(3) Biogasvorbehandlung (Verbesserung der Biogasqualität für einen störungsfreien BHKW-Betrieb durch Entschwefelung und Gaskältetrockung)

(4) Stromnetzanbindung (Transformatoraustausch und Anpassung der Stromnetzanbindung an eine bedarfsorientierte Stromerzeugung bei erhöhter el. Leistung)

(5) BHKW inkl. Peripherie (Motorwarmhaltung, Anlassersystem, etc.)

(6) Wärmespeicherkapazitäten

(7) Sonstiges (Planung und Genehmigung, Zertifikate, usw.)

Folgende Abbildung soll die Punkte 1 - 6 visualisieren und die Anordnung der jeweiligen baulichen und technischen Komponenten verdeutlichen:

[1] DBFZ (Hrsg.); IWES (2014): Stromerzeugung aus Biomasse (Vorhaben IIa Biomasse). Zwischenbericht Juni 2014. Berlin.

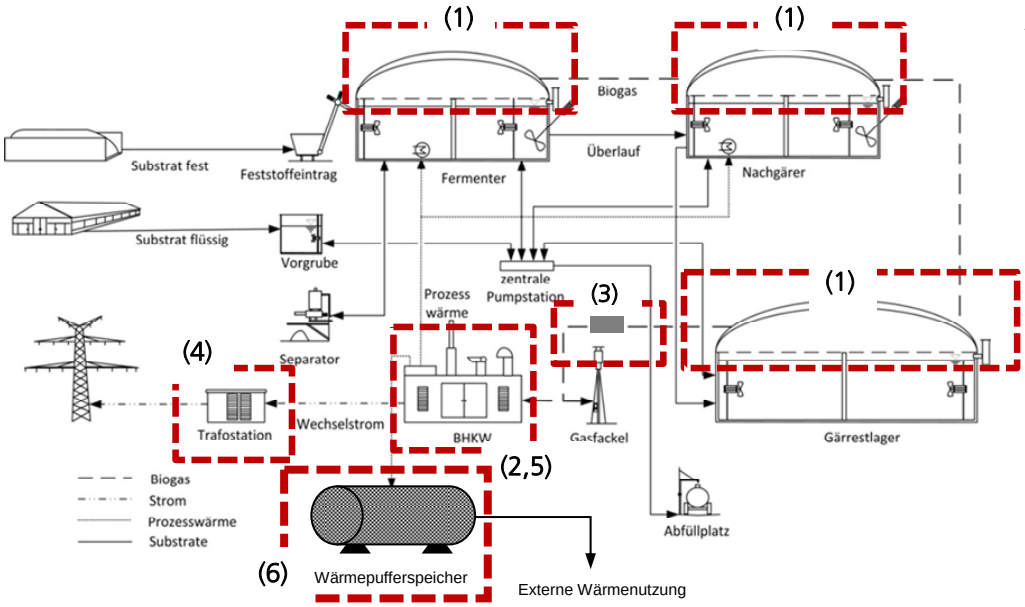


Abbildung 5-15: Schema einer Biogasanlage mit wesentlichen Anlagenelementen als Voraussetzung zur SDL-Bereitstellung (rot markiert) (Quelle: Modifiziert nach[1])

Auf die angedeuteten Anlagenelemente wird nachfolgend eingegangen.

5.3.2.1 Gasspeicher (intern/extern) (1)

Die Biogasproduktion ist ein kontinuierlicher Prozess und findet aktuell i.d.R. unter gleichmäßiger Substratzufuhr statt. Schwankungen im Gasanfall und in der Gasqualität sind dabei bedingt durch das Einbringen und Aufrühren der Substrate. Um den Biogasverbrauch bzw. die Stromproduktion von der Biogasproduktion zu entkoppeln, wird ein Gasspeicher zur Pufferung benötigt. Je größer der Gasspeicher dimensioniert wird, umso höher ist das Potential auf Residuallastschwankungen und auf den Bedarf an SDL zu reagieren.[2] Durch eine Erweiterung des Gasspeichervolumens und durch eine „flexibilisierte" Biogasanlage ist es möglich, neben neg. RL, auch pos. RL bereit zu stellen.[3] Wird dabei die Erzeugungskapazität erhöht, so steigt damit ebenso die Fähigkeit SDL zu liefern.

<u>Interne Gasspeicher</u>

Interne Gasspeicher werden direkt über bzw. auf den Behältern (Fermenter und Gärrestlager) installiert, wobei grundsätzlich verschiedene Systeme in Frage kommen. Dazu zählen etwa Einfachfolienhauben (EPDM), Stützengetragene Systeme und

[1] KTBL (2013): Wirtschaftlichkeitsrechner Biogas.

[2] Holzhammer, U.; Lavall, D.; Krause T. (2013): Gasspeicher bedarfsgerecht dimensionieren. Die Gasspeichertechnik und die korrekte Dimensionierung ihrer aktiven Volumina sind im Hinblick auf eine bedarfsorientierte Stromproduktion von großer Bedeutung. Biogas Journal(3), S. 72–75.

[3] Böhrnsen, A. (2013): Biogasspeicher für die Flex-Fahrweise: Die Gashaube aufblasen. Profi Energie 12/2013.

Doppelmembran-Tragluftsysteme. Letzteres eignet sich insb. für diejenigen Biogasanlagen an, welche bedarfsorientiert bzw. flexibel Strom produzieren, da diese, bezogen auf den Durchmesser des Behälters auf dem sie aufgesetzt sind, das größte Speichervolumen zur Verfügung stellen.[1]

Die Gasspeicherkapazität von internen Doppelmembran-Tragluftdächern wird maßgeblich von dem jeweiligen Fermenterdurchmesser und der Kugelschnittform bestimmt.[2] Tragluftgasspeicher bieten sich besonders für die Speicherung großer Gasvolumina an.

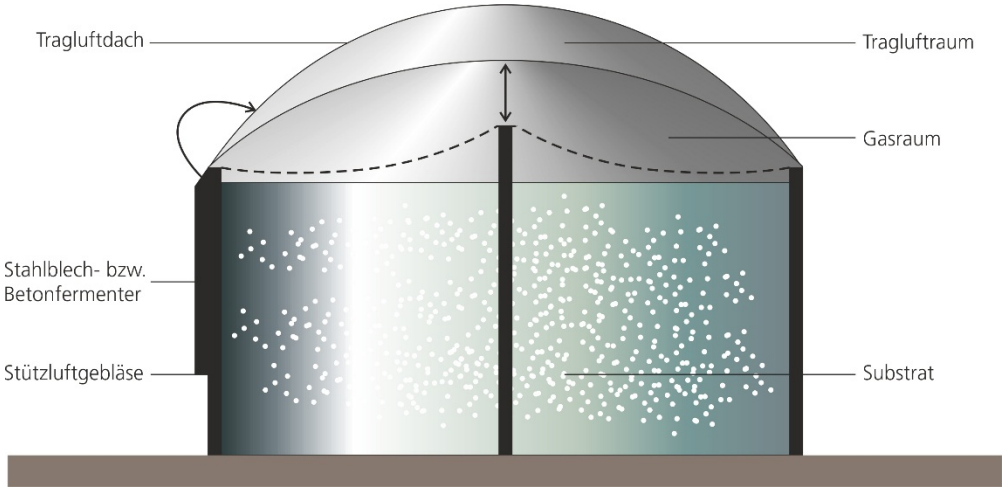


Abbildung 5-16: Aufbauprinzip eines Doppelmembran-Tragluftspeichers

Externe Gasspeicher

Externe Gasspeicher können zur Erweiterung bestehender interner Gasspeicher genutzt werden. Diese sind meist als Trockengasspeicher ausgeführt, um eine Kondensation innerhalb des Speichers nahezu auszuschließen. Dies erfordert, dass das Biogas vor der Einspeicherung getrocknet wird. Hierzu wird dann zusätzlich eine Gastrocknungsanlage benötigt.

Diese Bauform ermöglicht die Realisierung großer Speichervolumina mit bis zu über 5.000 m³ Nutzvolumen.[3]

Für einen konstanten Betriebsdruck wird ein ausreichend dimensioniertes Gebläse benötigt.

[1] Arbeitsgemeinschaft Landtechnik und Landwirtschaftliches Bauwesen in Bayern e.V. (Hrsg.) (2013): Technische Anforderungen an Biogasanlagen für die flexible Stromerzeugung.

[2] Die Gasspeicherform gibt es standardisiert Formen im 1/4, 1/3 oder im 1/2 Kugelschnitt, sowie im individuellen Zuschnitt. Im Grundlastbetrieb kommen regelmäßig auch andere Gasspeichertechniken zum Einsatz (z.B. einschalige Gasmembranen oder ein- und zweischalige Zeltdächer).

[3] Sattler AG (2014): Broschüre Biogasspeicher, https://www.sattler-global.com/biogas/de/gasspeicher-dmgs-1078.jsp.

5.3.2.2 Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) (2)

Wie in Abschnitt 5.1.1.3 beschrieben müssen Biogasanlagenbetreiber/innen (neben anderen EE-Anlagenbetreiber/innen) ab dem 01. April 2015 im Rahmen der Stromdirektvermarktung über eine entsprechende IKT bzw. Fernwirktechnik verfügen und ihre Anlagen entsprechend ausrüsten, damit die eingespeiste Leistung bzw. Stromproduktion gedrosselt werden kann. D.h. der Stromhändler bzw. Vermarkter kann somit von außen auf die Anlage zugreifen, zu jedem Zeitpunkt die Ist-Einspeisung abzurufen und die Einspeiseleistung im Rahmen der bedarfsorientierten Stromproduktion entsprechend reduzieren.

Der Stromproduktionsfahrplan der Biogasanlage wird dabei i.d.R. zwischen Betreiber/in und Vermarkter im Vorfeld abgestimmt. Durch die installierte Fernwirktechnik kommt es zu einem bidirektionalen Datenaustausch zwischen der Anlagensteuerung der Biogasanlage und dem Prozessleitsystem des Stromhändlers. Somit kann sichergestellt werden, dass die einerseits zur Erzeugung der vermarkteten Strommenge notwendige Biogasmenge vorhanden ist und andererseits eine Überfüllung des Gasspeichers vermieden wird. Alle Gasspeicherbauformen benötigen daher auch eine zuverlässige und möglichst präzise Füllstandsmessung, damit die realisierbaren Betriebs- bzw. Stillstandzeiten der BHKW auch sicher ermittelt werden können. Je kürzer die Reaktionszeiten für die vermarkteten Stromprodukte sind (insbesondere bei Bereitstellung von Regelenergie), umso wichtiger ist die automatisierte und funktionierende Datenübertragung.

5.3.2.3 Biogasvorbehandlung (3)

Wesentliche Aufgaben, die unter den Begriff Gasvorbehandlung zusammengefasst werden, gelten der Verbesserung der Biogasqualität, um einen störungsfreien Betrieb zu gewährleisten und um vorgegebene Fahrpläne bzw. Regelleistung mit hoher Zuverlässigkeit und geringen Kosten bedienen zu können. Insb. bei einer flexiblen Fahrweise der Biogasanlage muss die Biogasstrecke und Biogasvorbehandlung (ggf. nur teilweise) an einen temporär erhöhten Biogasdurchfluss, bei einer maximalen Stromproduktion (und einer erhöhten BHKW-Leistung) angepasst werden. Dies betrifft die Biogasleitungen, Armaturen sowie die Vorrichtungen zur Entschwefelung und Biogas-Trocknung. Bei den ursprünglich installierten Rohrleitungen der Gasregelstrecke ist, auch für einen flexiblen Betrieb davon auszugehen, dass diese ausreichend groß dimensioniert sind.[1] Je nach Anlagenkonstellation kann es für eine optimierte Betriebsweise notwendig sein, zusätzliche Entschwefelungstechnik (Aktivkohlefilter), ein Gastrocknungssystem (Kompressionskältetrockner) und Gebläse nachzurüsten, um Biogas-Maximalvolumenströme zur energetischen Verwertung im BHKW hinreichend aufbereiten und transportieren zu können. In der Regel ist aufgrund der höheren Gasvolumenströme im Flexibilisierungsfalle mit höheren Kosten für diese Komponenten zu rechnen.

[1] Stelzer, M.; Holzhammer, U. (2014): Techniken zur flexiblen Stromeinspeisung aus Biogasanlagen. Marktanalyse im Auftrag des KTBL.

5.3.2.4 Stromnetzanbindung (4)

Wesentliches Element bei der Stromnetzanbindung ist der Transformator (Trafo), welcher i.d.R. den Verknüpfungspunkt zwischen dem Generator (des BHKW) und dem Einspeisepunkt in das öffentliche Stromnetz darstellt. Der Transformator muss von dem/der Anlagenbetreiber/in vorgehalten werden, dessen Kosten auch ihm/ihr zur Last fallen.

Wird die elektrische Leistung einer Biogasanlage (im Rahmen der Anlagenflexibilisierung) erweitert, so ist es in Abhängigkeit der Höhe der erweiterten el. Leistung erforderlich, die Transformatorenleistung ebenfalls entsprechend auszulegen und ggf. anzupassen. Prinzipiell ist davon auszugehen, dass der ursprünglich installierte Transformator, ausgetauscht werden muss. Hierdurch können weitere Kosten z.B. durch Baumaßnahmen entstehen. Ebenso muss der Netzanschluss an das öffentliche Stromnetz die vorgesehene Leistung aufnehmen können, weshalb es gilt die Netzanschlussbedingungen zu prüfen.

5.3.2.5 BHKW inkl. Peripherie (5)

Ein Biogas-Blockheizkraftwerk (BHKW) erzeugt, aus dem in der Biogasanlage entstehenden Biogas, elektrischen Strom und Wärme. Die erzeugte Wärme wird Vor-Ort vorwiegend zur Beheizung des Fermenters verwendet. Bei externer Wärmenutzung werden häufig lokale Verbraucher über Nahwärmenetze versorgt.[1]

Die techn. Einrichtungen zur energetischen Verwertung des Biogases sind meist für den Grundlastbetrieb, d.h. für eine gleichmäßige Strom- und Wärmeproduktion über den Jahresverlauf hinweg, konzipiert.

Zurzeit kommen überwiegend zwei BHKW-Arten zum Einsatz. Ihr Betriebsverhalten wirkt sich unterschiedlich auf eine Flexibilisierung aus.

<u>Zündstrahlmotoren</u>

Zündstrahlmotoren benötigen zur Entzündung des Biogas-Luft-Gemisches eine geringe Menge Zündöl (ca.5% der Gesamtleistung). Sie werden häufig bei kleinen Leistungen bis ca. 500 kWel eingesetzt. In diesem Leistungsbereich weisen sie z.T. deutlich höhere Wirkungsgrade als Otto-Gasmotoren auf und sind weniger anfällig bei Schwankungen in der Biogasqualität. Im Gegensatz zu Otto-Gasmotoren weisen Zündstrahl-BHKW geringere Investitionskosten auf, haben dafür aber höhere Betriebs- und Wartungskosten und eine deutlich kürzere Haltbarkeit. Für einen bedarfsorientierten Betrieb sind sie nur bedingt einsetzbar, da meist Motor- bzw. Generatorleistungen von über 500 kWel benötigt werden und es nur wenige Modelle in dieser Leistungsklasse

[1] IKEM; Fraunhofer ISI; Fraunhofer IWES, BBH (2015): Laufende Evaluierung der Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien. Förderkennzeichen: 03MAP237. Laufendes Forschungsvorhaben. Im Auftrag des BMWi.

gibt. Ein weiterer Aspekt ist ein erhöhter Zündölverbrauch während der Startphase bis zum Normalbetrieb (im Warmzustand).

Otto-Gasmotoren

BHKW mit Otto-Gasmotoren entzünden das Gemisch mittels Zündkerzen. Sie werden i. d. R. bei Leistungen über 500 kWel eingesetzt, wobei auch der Leistungsbereich ab 350 kWel zunehmend genutzt wird. Otto-Gasmotoren eignen sich, im Vergleich zu Zündstrahlmotoren besser für die bedarfsorientierte Stromproduktion, insb. da eine entsprechende Auswahl in höheren Leistungsklassen existiert.

Mit zunehmender Anlagenleistung steigt bei höheren Leistungsklassen der Wirkungsgrad. Die Investitionskosten sind höher als bei Zündstahlmotoren. Allerdings fallen Wartungsaufwand und -kosten niedriger aus. Hinzu kommt eine deutlich höhere Haltbarkeit bzw. Laufzeit.

BHKW-Peripherie

Die BHKW-Peripherie umfasst die Anpassung der ursprünglich für den Grundlastbetrieb ausgelegten BHKW. Nach Rücksprache mit Herstellern ist festzustellen, dass diese sich mit der Thematik der Flexibilisierung zunehmend beschäftigen. Viele sind diesbezüglich noch in der Entwicklungsphase, wobei ein Hersteller angegeben hat, dass die Ausstattung für ein BHKW in Grundlastbetrieb prinzipiell identisch mit einem BHKW ist, welches flexibel gefahren werden soll. Von einigen Herstellern wurden jedoch insb. folgende notwendige bzw. anzupassende Komponenten (BHKW-Peripherie) genannt:

- Einsatz eines Netzstartgerätes (BHKW startet nicht mehr mit den sonst gelieferten BHKW-Batterien sondern über Strom aus dem Netz – es wäre dann aber auch nicht mehr Schwarzstartfähig)
- Vorwärmung des Kühlwassers und des Ölkühlkreislaufs (mind. 60 °C)
- Verstärkte Anlassertechnik, Anpassen der Startprogrammierung des BHKW
- Umluftregelung der Lüftungsanlage
- elektrischer Öldruckaufbau vor dem Startvorgang
- konstruktive Kondensatfallen
- Edelstahlausführungen in Problembereichen (durch verstärkt auftretendes schwefelhaltiges Kondensat)
- Einbau einer Kommunikationsbox und Verdrahtung mit BHKW-SPS
- Anpassungen an die Anforderungen der Biogasgasqualität (z.B. Schwefelgehalt, Temperatur, Feuchte etc.)

Welche Maßnahmen notwendig sind und von dem einzelnen Hersteller umgesetzt werden, ist stark abhängig vom Hersteller selbst („Firmenphilosophie“) und von der eingesetzten Biogas-Anlagentechnik.[1]

5.3.2.6 Wärmespeicherkapazitäten (6)

Neben Strom stellt ein BHKW gleichzeitig bzw. zusätzlich Wärme bereit, die es mit Hinblick auf eine effiziente Biomassenutzung und Wirtschaftlichkeit der Biogasanlage, möglichst vollständig zu verwerten gilt. Wie und in welchem Umfang die anfallende Wärme am Biogasanlagenstandort genutzt wird hängt insb. von der Art der Wärmesenke und von deren Bedarfsprofil (Leistung und zeitlicher Lastverlauf) ab. Bei landwirtschaftlichen Biogasanlagen erfolgt die Wärmenutzung z.B. durch die Beheizung von landwirtschaftlichen Ställen und Betriebsgebäuden, Wohnhäusern und kommunale Einrichtungen, Gewerbe- und Industriebetriebe, etc.

Biogasanlagen im „unflexiblen“ Grundlastbetrieb weisen parallel zur Stromerzeugung ein durchgängiges Wärmeproduktionsprofil auf, wobei (standortabhängig) häufig auf die Nutzung von Wärmespeichern verzichtet wird. In der Praxis wird ein Wärmeanteil von durchschnittlich 35 % extern genutzt.[2] Darüber hinaus werden weitere 25% der Wärme für die Fermenterbeheizung benötigt.[3] Daraus ergibt sich aktuell ein durchschnittlicher Wärmenutzungsgrad von ca. 60%.

Im Falle der Flexibilisierung von Biogasanlagen wird die bereitstellbare Wärmemenge nur unwesentlich geringer sein. Allerdings fällt sie nicht mehr kontinuierlich an. Entsprechend gilt es zu berücksichtigen, dass ausreichende Wärmespeicherkapazitäten, z.B. in Form von Pufferspeichern oder sonstigen Speichervorrichtungen innerhalb von Nahwärmenetzen, zur Entkopplung von Wärmeproduktion und -verbrauch vorhanden sein müssen, um bestehende Wärmelieferverpflichtungen nicht zu gefährden. Je mehr das Stromerzeugungsprofil des BHKW (stromgeführt) vom Wärmeverbrauchsprofil abweicht, umso eher müssen solche Wärmespeicherkapazitäten vorgesehen werden. Das Erzeugungsprofil wird sowohl vom (flexiblen) Anlagenbetrieb als auch durch die Bereitstellung von SDL bzw. Regelleistung beeinflusst. Ausreichend dimensionierte Wärmespeicherkapazitäten bewirken somit eine erhöhte Unabhängigkeit zwischen den Märkten (Strom-/Regelleistungsmarkt und Wärmelieferung).

[1] Stelzer, M.; Holzhammer, U. (2014): Techniken zur flexiblen Stromeinspeisung aus Biogasanlagen. Marktanalyse im Auftrag des KTBL.

[2] FNR (2014): Wärmeversorgung durch Biogasanlagen. Pressemitteilung vom 22.05.2014, https://www.fnr.de/presse/pressemitteilungen/.

[3] FNR (2013): Leitfaden Biogas – Von der Gewinnung zur Nutzung. 6., überarbeitete Auflage, Gülzow-Prüzen: FNR.

Die benötigte Größe der Wärmespeicherkapazität hängt dabei insbesondere von folgenden Faktoren ab (vereinfacht):

- Genutzte thermische Nennleistung des/der BHKW
- Maximale Heizlast der Wärmesenken (Verbraucherseite)
- Gleichzeitigkeit von Wärmeerzeugung und -verbrauch (Berücksichtigung von Jahresverläufen (unterschiedliche Jahreszeiten) und Prozesswärmebedarf auf der Verbraucherseite einerseits und Wärmeproduktionsprofilen andererseits)
- Vor- und Rücklauftemperaturen (Temperaturspreizung)

5.3.2.7 Sonstiges (7)

Gem. der neuen Mittelspannungsrichtlinie 2014 ist für BHKW mit einer Leistung von größer 1 MW_{el} oder 2 km Zuleitung ab dem 01.01.2014 ein Anlagenzertifikat vorzulegen. Dieses Anlagenzertifikat muss schließlich für den Netzanschluss vom Anlagenbetreiber vorgelegt werden und ist vergütungsrelevant. Bei der Umstellung auf einen flexiblen Betrieb wird dieser Aspekt für BHKW mit einer Leistung größer als 1 MWel berücksichtigt. Dabei werden z.B. der vom Energieversorgungsunternehmen zugewiesene Netzanschlusspunkt und die technischen Vorgaben geprüft, um geforderte Systemdienstleistungen anforderungsgemäß bereit zu stellen. Weiterhin müssen gutachterliche Tätigkeiten (z.B. Umweltgutachten, Schallschutzgutachten) für den Nachweis der Umstellung auf einen flexiblen Betrieb berücksichtigt werden.

5.3.3 Beschreibung der Biogasanlagen im BiogasPark in der Simulation

Auf Grundlage des aufgezeigten Status Quo des bestehenden BiogasParks in Abschnitt 5.3.1 werden in diesem Abschnitt Annahmen zur Festlegung relevanter technischer Eigenschaften zur Anlagentechnik und zum Betrieb der Biogasanlagen getroffen. Dadurch können die zukünftigen technischen Möglichkeiten in die weiteren Betrachtungen zur Bereitstellung von Flexibilität und SDL (für die Simulation) einfließen. Die Eigenschaften des BiogasParks werden dabei über die Festlegung zu Einzelanlagen erarbeitet. Dabei gilt es entsprechende Standardanlagen festzulegen, welche die verschieden Anlagenkonzepte in sich ausreichend vereinen. Auf dieser Grundlage können im Anschluss Analysen für die verschiedenen Szenarien vorgenommen werden.

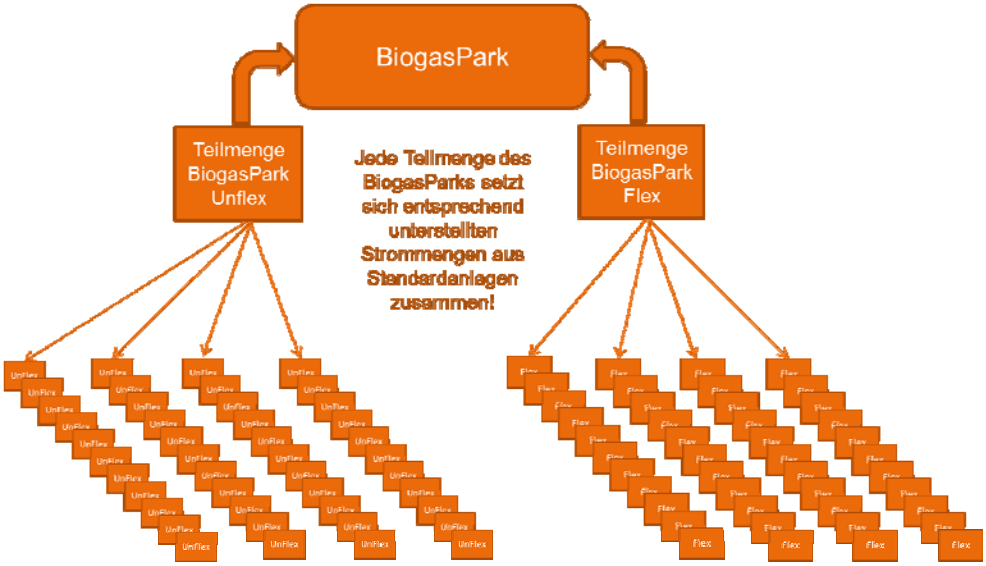


Abbildung 12-17: Systematische Darstellung der Methodik zur Ermittlung des BiogasParks mittels Standardanlagen mit „Unflex"-Betriebsweise und „Flex"-Betriebsweise

Die hier zu definierende einzelne Biogasanlage als Standardanlage soll, aufgrund der notwendigen Begrenzung der zu untersuchenden Anlagenkonstellationen, eine Art „Durchschnittsanlage" über alle zukünftigen Biogasanlagen in Deutschland darstellen. Diese im Weiteren als Standardanlage bezeichnete Anlage, ist mit ihren Eigenschaften in kumulierter Form Bestandteil des angenommenen zukünftigen BiogasParks. Die Standardanlage wird in unflexibel und flexibel, mit und ohne der Fähigkeit SDL bereit zu stellen ausgestattet und entsprechend den Biomasseszenarien SZ 0 bis SZ 3 (vgl. Abschnitt 5.2) in der Modellierung des BiogasParks berücksichtigt. Zur Bildung der Standardanlage (Unflex ebenso wie Flex) werden in einer Anlage verschiedene Eigenschaften und Kenndaten vereint. Diese würden in der Praxis nicht zwingend in einer Anlage zusammenkommen, sondern in verschiedenen Einzelanlagen im gesamten BiogasPark. Die Standardanlage stellt somit, wie beschrieben, eine Art „Durchschnittsanlage" für das Jahr 2025 dar, wenngleich deren Ermittlung über Expertenwissen erfolgt ist (nicht durch eine statistische Erhebung).

Biogasanlagen werden auch in Zukunft in flexible und unflexible Betriebsführung zu unterteilen sein. Weshalb, wie schon andiskutiert, zwischen Unflex und Flex Anlagen unterschieden wird, deren Bemessungsleistung bei beiden Anlagentypen auf 460 kW_{el}[1] festgelegt wird.

- „Unflex": Die Stromproduktion dieser Anlagen erfolgt über den Jahresverlauf gleichmäßig und trägt nicht flexibel zur Deckung von Residuallasten bei („Grundlastbetrieb"). SDL können bereitgestellt werden, wenngleich ohne das Produkt der positiven Regelleistung.

[1] Im Vergleich zu Abschnitt 5.1.1.3 wird von einer höheren Bemessungsleistung ausgegangen, da es eine Vielzahl von kleineren Biogasanlagen (insb. Gülleanlagen) gibt, welche voraussichtlich auch in Zukunft ihren Strom nicht direkt vermarkten werden. Der Mittelwert der bisherigen durchschnittlichen Bemessungsleistung wird um diese Anlagen bereinigt.

- „Flex“: Die Stromproduktion lässt sich (leicht) vom allgemeinen Strombedarf beeinflussen („flexibler Betrieb“). SDL kann in vollem Umfang dem Energiesystem bereitgestellt werden.

Die nachfolgende Tabelle 5-1 beschreibt die technischen Eigenschaften und Kenndaten der beiden Standard-Anlagen Unflex und Flex:

Tabelle 5-1: Übersicht der wesentlichen baulichen und techn. Eigenschaften und Einrichtungen der Referenzanlagen

Bezeichnung	Betriebsweise „Unflex“	Betriebsweise „Flex“
1. Anlagen- und Betriebsparameter		
Jährliche Stromproduktion	4.000.000 kWh/a	4.000.000 kWh/a
Installierte el. Leistung	505 kW_{el}	1010 kW_{el}
Jährliche Volllaststunden	8000 h/a	4000 h/a
Bedarfsberücksichtigung	Keine	Tag/Woche
Fütterungsmanagement	Nein	Ja
Anlagenlaufzeit	20 Jahre	20 Jahre
Fahrweise	An-Aus-Betrieb (kein Teillastbetrieb)	An-Aus-Betrieb (kein Teillastbetrieb)
Wärmenutzungsgrad	50 % (ohne Wärmespeicher)	50 % (mit Wärmespeicher)
2. Wesentliche bauliche und techn. Einrichtungen und Größen		
Gasspeicherdauer (äquivalent)	4 h	1 ½ Tage
IKT	vorhanden	vorhanden
zusätzliche Biogasvorbehandlung	nein	Ja
Transformator	630 kVA	1250 kVA
BHKW	1	1
3. Netzanschluss		
Spannungsebene	20 kV	20 kV
Stromnetzanbindung	mit Anlagenzertifikat MS-RL 2014	mit Anlagenzertifikat MS-RL 2014

Der produzierte Strom wird immer direkt vermarktet (Grundlage, um am Strom- und RL-Markt teilzunehmen). Die aufgezeigten Betriebsweisen der Standardanlagen „Unflex" und „Flex" unterscheiden sich zunächst hinsichtlich der installierten elektrischen Leistung und der jährlichen Volllaststunden, während die jährliche Stromproduktion für beide Betriebsweisen 4.000.000 kWh beträgt. Die Betriebsweise der „Unflex" - Biogasanlagen entspricht einem Grundlastbetrieb, bei dem von einer Anlagenauslastung von 8.000 h/a ausgegangen wird.[1]

Für die Betriebsweise „Flex" wird von einer Bedarfsberücksichtigung im Tages- bzw. Wochenverlauf, bei 4.000 Volllaststunden jährlich, ausgegangen.[2] D. h. diese Anlagen werden so gesteuert, dass sie tendenziell zu den Zeiten mit dem höchsten (residualen) Strombedarf betrieben werden und über den Tages- und Wochenverlauf (Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche) auf Residuallastschwankungen „reagieren".

Biogasanlagen, welche in Grundlast kontinuierlich betrieben werden, weisen parallel zur Stromerzeugung ein kontinuierliches Wärmeproduktionsprofil auf, wobei (standortabhängig) häufig auf die Nutzung von Wärmespeichern verzichtet wird. Die von den BHKW ausgekoppelte Wärme wird insb. für die Beheizung der Fermenter zur Biogasproduktion benötigt und macht ca. 25 % der produzierten Wärme aus.[3] Die zusätzlich extern genutzte Wärme kann aktuell auf ca. 35 %[4] beziffert werden.[5] Insgesamt ergibt sich in der Praxis somit ein durchschnittlicher Gesamtwärmenutzungsgrad der produzierten Abwärme von rund 60 %. Zur Beschreibung der Standardanlagen wird von einem konservativen Wert in Höhe von 50 % für die Betriebsweise „Unflex" festgelegt. Für Anlagen in „Flex"-Fahrweise wird, bei einer identischen Wärmenutzung ein zusätzlicher Wärmespeicher vorgesehen, um die bedarfsorientierte Stromproduktion vom Wärmebedarf (der Fermenter und externer Verbraucher) zeitlich entkoppeln zu können.

Wie in Kapitel 5.3.2 aufgezeigt wurde, haben die vorhandenen Gasspeicherkapazitäten der Biogasanlagen einen wichtigen Einfluss auf potentiell zu erbringende Systemdienstleistungen und auf den Umfang der Möglichkeiten ihre Stromproduktion nach dem allgemeinen Strombedarf auszurichten. Für die Standardanlagen der Betriebsweise „Unflex" und „Flex" wird eine Gasspeicherkapazität von 1.500 Nm³ (Speicherdauer 4 h) bzw. 10.000 Nm³ (Speicherdauer 1 ½ Tage) Biogas festgelegt. Bei

[1] KTBL (Hrsg.) (2013): Faustzahlen Biogas. 3. Ausgabe. Darmstadt.

[2] In dem Forschungsvorhaben OptiKobi² konnte gezeigt werden, das bei einer zukünftigen Biogas-BHKW-Auslastung von 4000 h/a eine kostenoptimale Betriebsweise bei der Bedarfsberücksichtigung Tag/Woche erfolgt (Szenario für das Jahr 2030). Die genannte Bedarfsberücksichtigung über den Wochenverlauf hinweg wird dabei über angepasste Gasspeicherkapazitäten in Verbindung mit Fütterungsmanagement realisiert. Diese Ergebnisse begründen die hier getroffenen Annahmen, welche für SymbioSe festgelegt und als zielführend für das Jahr 2025 erachtet werden. IWES (2015): OptiKobi²: Optimale Konzepte für eine steuerbare und bedarfsorientierte Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan. Abschlussbericht. Kassel.

[3] FNR (2013): Leitfaden Biogas – Von der Gewinnung zur Nutzung. 6., überarbeitete Auflage, Gülzow-Prüzen: FNR.

[4] FNR (2014): Wärmeversorgung durch Biogasanlagen. Pressemitteilung vom 22.05.2014, https://www.fnr.de/presse/pressemitteilungen/.

[5] Im Jahr 2013 stellten Biogasanlagen in Deutschland etwa 11,8 TWh Nutzwärme zur Beheizung externer Wärmeabnehmer (z.B. Nahwärmenetze für Gewerbe, Industrie und Haushalte) zur Verfügung.

Letzterem ist das Gasspeichervolumen so in der Simulation festgelegt, als ob gleichzeitig ein Fütterungsmanagement zum Einsatz kommt. Dieses reduziert den realen Gasspeicherbedarf um ca. 30 %.

Entsprechend der Anforderungen der verpflichtenden Fernsteuerbarkeit ab dem 1. April 2015 wird eine adäquate Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) zwischen Biogasanlage und Stromhändler für die verschiedenen Betriebsweisen im Jahr 2025 als existierend vorausgesetzt. Die Biogasanlage im „Flex"-Betrieb verfügt zusätzlich über eine Biogasvorbehandlung (Gaskältetrockner), um festgelegte Stromfahrpläne (mit dem Stromhändler) mit hoher Zuverlässigkeit zu gewährleisten. Die angegebenen Transformatorscheinleistungen von 630 kVA („Unflex") und 1250 kVA („Flex") werden anhand der in der Praxis verfügbaren Größenordnungen gewählt. Hinsichtlich der techn. Voraussetzungen der BHKW werden keine gesonderten Anforderungen gestellt.

Wie in Kapitel 5.1.1.2 beschrieben, wird die überwiegende Biomasseanlagenleistung in das Mittelspannungsnetz eingespeist. Dementsprechend werden die 20 kV-Einspeisespannungsebenen für die hier beschriebenen Standardanlagen angenommen. Für die „Flex"-Betriebsweise wird aufgrund einer festgelegten installierten Anlagenleistung von 1.010 kW_{el} und Vorgaben aus der MS-Richtlinie 2014 ein Anlagenzertifikat erforderlich.

Im Rahmen des Vorhabens wird durch das SZ0 ein BiogasPark vorgenommen, welcher keine SDL bereitstellt. Die anderen Szenarien SZ1 bis SZ3 unterstellen den Anlagen das technische Vermögen SDL dem Energiesystem zur Verfügung zu stellen. Die im Rahmen des Vorhabens untersuchten SDL ist die Bereitstellung von Regelleistung (PRL, SRL und MRL) und von Blindleistung. Indirekte Effekte zur Strombegrenzung, Kurzschlussleistung und zum Netzwiederaufbau kommen innerhalb der Simulation nicht bzw. nur in Teilaspekten zum Tragen.

Beim zukünftigen Betrieb von Biogasanlagen wird davon ausgegangen, dass grundlastbetriebene Anlagen („Unflex") bereits in relevantem Umfang Systemdienstleistungen erbringen werden (mit Ausnahme im SZ0). Lediglich Regelleistung in Form von pos. MRL und pos. SRL können auf Grund der kontinuierlichen (Volllast-) Betriebsweise nicht bereitgestellt werden. Biogasanlagen die im Jahr 2025 flexibel betrieben werden („Flex"), leisten in vollem Umfang ihren Beitrag zur Stabilisierung des Stromnetzes in Form von Regelleistung. Diese können je nach Fahrplan, entsprechend positive und negative Regelleistung bereitstellen. Das Regelleistungspotential liegt in voller Höhe der installierten Leistung, da die Aktivierungszeiten der Regelleistungsprodukte SRL und MRL für die BHKW-Anlagen keine Begrenzung darstellen. Anders ist dies bei der Primärregelleistung. Diese wird in ihrer Höhe von den unterstellten Laständerungsgradienten der BHKWs in Bezug auf die Simulation von Stundenmittelwerten auf ca. 15% der BHKW-Leistung begrenzt.

Die in der Simulation berücksichtigte weitere Systemdienstleistung zur Spannungshaltung (d. h. Blindleistungsbereitstellung) wird durch einen Leistungsfaktor (cos phi) von 0,95 festgelegt. Der Leistungsfaktor entspricht den aktuellen Anforderungen der Mittelspannungsrichtlinie aus dem Jahr 2014.

Für die beiden untersuchten Arten der Systemdienstleistungen Regelleistung und Blindleistung kann vereinfacht unterstellt werden, dass die Anlagen diese ohne relevante Zusatzkosten realisiert werden können. Ist eine Anlage flexibel ausgeführt, so ist diese auch heute schon in der Lage die Laständerungen in beiden Richtungen innerhalb der Präqualifikationsanforderungen der Netzbetreiber auszuführen. Auch für Anlagen, welche die Strommengen nicht steuerbar bereitstellen, ist die Bereitstellung von neg. Regelleistung kein technisches Problem. Ebenso setzt die

Mittelspannungsrichtlinie von neuen BHKW-Anlagen die Fähigkeit zur Blindleistungslieferung mit einem Leistungsfaktor von 0,95 voraus. Somit gehen der Blindleistungslieferung keine zusätzlichen Investitionskosten voraus. Lediglich die Blindleistungslieferung kann zu einen, in geringen Umfang, steigenden Eigenstrombedarf führen. Wurde das Generator–Motorverhältnis entsprechend der Anforderungen ausgelegt, dann kann der zusätzliche Eigenstrombedarf bei einem Leistungsfaktor von 0,95 vernachlässigt werden.[1]

5.3.4 Beschreibung BiogasPark als Teil des BiomasseParks in der Simulation

Der BiogasPark mit seinen spezifischen Eigenschaften ist ein Teil des BiomassePark, wie die Abbildung 5-10 aufzeigt. Die einzelnen Standardanlagen werden in unterschiedlicher Konstellation zu einem Biogaspark zusammengefasst. Hinter den festgelegten Szenarien stehen bestimmte Eigenschaften des BiogasParks.

5.3.4.1 Szenario 1 (SZ1 und SZ10) BiogasPark

Die nachfolgende Darstellung zeigt die Aufteilung der Gesamtstrommengen aus Biogas von 28 TWh_{el} in einen unflexiblen (20 % „Unflex"= 22,4 TWh mit 5,6 GW) und flexiblen Anteil (80 % „Flex" = 5,6 TWh mit 0,7 GW). Die Aufteilung erfolgt bezogen auf die produzierte Energie. Die Szenarien SZ10 und SZ1 beschreiben einen Biogaspark welcher in Summe sehr flexibel betrieben werden kann. Die Standardanlagen sind in Tabelle 5-1 definiert.

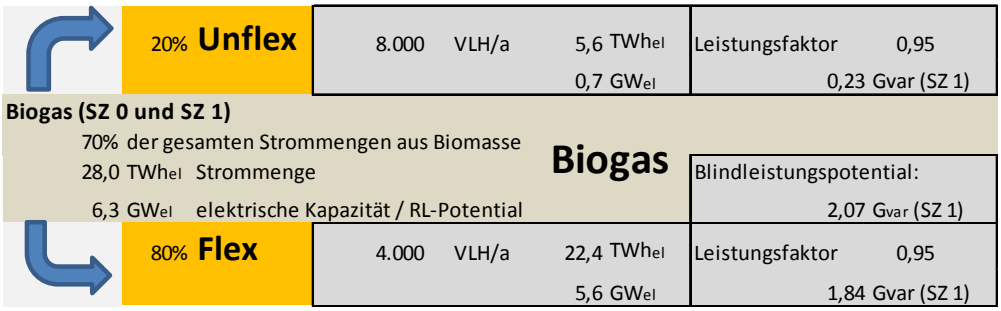


Abbildung 5-18: Aufteilung der Strommengen aus Biogas (BiogasPark) in „Unflex" und „Flex"-Anteile des SZ10 und SZ1, ausweisen der entsprechenden Durchschnittsanlagen

Für das Szenario SZ1 gelten die gleichen Annahmen wie für das SZ10, mit Ausnahme der zusätzlich angenommenen Systemdienstleistungspotential (z.B. Blindleistungsbereitstellung „Unflex" mit 0,23 GVar, „Flex" mit 1,84 GVar bei einem Leistungsfaktor von 0,95). Ebenso können die Anlagen in SZ1 Regelleistung bereitstellen und so die Netzfrequenz stützen. Hierbei wird ein Potential mit einer Gesamtleistung 6,3 GW_{el} als maximal mögliche Regelleistung unterstellt.

[1] Würde allerdings von den Anlagen ein höherer Leistungsfaktor (> 0,95) eingefordert, was im Rahmen dieses Vorhabens nicht vertieft untersucht wurde, dann wäre mit einem relevanten zusätzlichen Eigenstrombedarf zu rechnen.

5.3.4.2 Szenario 2 (SZ2) BiogasPark

Das Szenario SZ 2 teilt die Strommengen aus Biogas entsprechend anders auf, so dass 80 %, also 22,4 TWhel, der Strommengen in unflexiblen Erzeugungsanlagen mit einer Gesamtleistung von 2,8 GWel erzeugt werden. Der „Unflex"-Anteil der Anlagen stellt ein Blindleistungspotential von 0,95 GVar bereit, ebenfalls mit einem Leistungsfaktor von 0,95. Der Flex-Anteil liegt entsprechend bei den verbleibenden 20 %. Es werden die 5,6 TWhel durch eine Erzeugungsleistung von 1,4 GWel dem Energiesystem als Potential bereitgestellt. Das Blindleistungspotential des Flex-Anteils beträgt 0,46 GVar. Die hinter diesen beiden Teilportfolien unterstellten einzelnen Standardanlagen entsprechen der Tabelle 5-1.

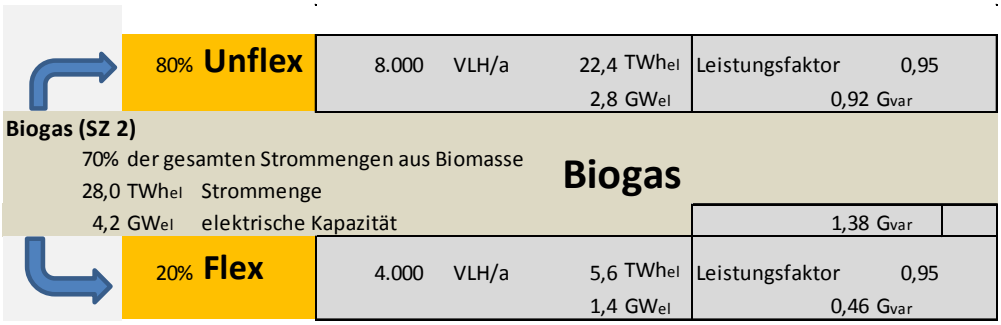


Abbildung 5-19: Aufteilung der Strommengen aus Biogas in „Unflex" und „Flex"-Anteile des SZ2

Das SZ20 ist ein Szenario, welches keine SDL-Bereitstellung durch den Biogas-Park vorsieht, also keine Bereitstellung von Regelleistung und Blindleistung.

5.3.4.3 Szenario 3 (SZ3) BiogasPark

Das Szenario SZ3 weist insgesamt geringe Mengen an Strom aus Biogas auf (14 TWhel bei 2,1 GWel). Die angenommen Strommenge entspricht der Hälfte der Szenarien SZ0 bis SZ2. 80 % der Strommengen (also 11,4 TWhel, 1,4 GWel) werden demnach in unflexiblen Erzeugungsanlagen erzeugt. Der Unflex-Anteil der Anlagen stellt ein Blindleistungspotential von 0,46 GVar bereit, wieder mit einem Leistungsfaktor von 0,95. Der Flex-Anteil liegt entsprechend bei den verbleibenden 20 % (2,8 TWhel, 0,7 GWel). Das Blindleistungspotential des Flex-Anteils beträgt 0,23 GVar. Die hinter diesen beiden Teilportfolien unterstellten einzelnen Standardanlagen entsprechen der Tabelle 5-1.

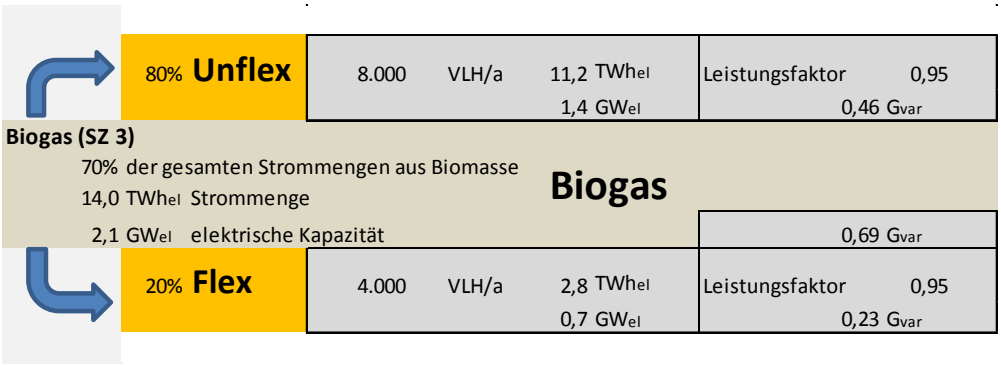


Abbildung 5-20: Aufteilung der Strommengen aus Biogas in „Unflex" und „Flex"-Anteile des SZ3

Das SZ30 ist ein Szenario, welches keine SDL-Bereitstellung durch den Biogas-Park vorsieht, also keine Bereitstellung von Regelleistung und Blindleistung.

5.4 Biomasseheizkraftwerkstechnik - ein Teil des BiomasseParks in der Simulation

Analog zu Kapitel 5.3 wird in diesem Kapitel auf Biomasseanlagen eingegangen, welche feste Biomasse einsetzen. BMHKW repräsentieren leistungsbezogen knapp 30 % der gesamten in Deutschland installierten EEG-fähigen Biomasseleistung und machen somit einen relevanten Anteil am EE-Kraftwerkspark aus.[1,2] Diese Leistung teilt sich, im Vergleich zu Biogasanlagen mit Vor-Ort-Verstromung, tendenziell auf eine kleinere Anzahl größerer Kraftwerke auf.

5.4.1 Beschreibung des aktuellen BMHKWParks (StatusQuo)

Wie in Kapitel 5.1.1 beschrieben, beläuft sich die installierte elektrische Leistung der Ende 2013 in Betrieb befindlichen Anlagen, die feste Biomasse einsetzen und nach dem EEG vergütungsfähig sind, auf rund 1537 MW_{el}. Diese Kapazität teilt sich auf etwa 640 Anlagen auf, wobei im Jahr 2013 etwa 10,1 TWh_{el} EEG-vergütungsfähiger Strom ins Netz eingespeist wurde.[3] Eine Übersicht der Entwicklung des Zubaus von BMHKW zeigt Abbildung 5-21. Seit Inkrafttreten des EEG im Jahr 2000 ist ein dynamischer Zuwachs an elektrischer Leistungskapazitäten zu erkennen, welcher sich jedoch seit dem Jahr 2009 in den Folgejahren abgeschwächt hat.[4]

[1] Bezogen auf den Datenbestand des DBFZ für das Jahr 2013. Die gesamte EEG-fähige Biomasseanlagenleistung betrug im genannten Jahr 5.419 MW_{el}. (DBFZ (Hrsg.); IWES (2014): Stromerzeugung aus Biomasse (Vorhaben IIa Biomasse). Zwischenbericht Juni 2014. Berlin).

[2] DBFZ (Hrsg.); IWES (2014): Stromerzeugung aus Biomasse (Vorhaben IIa Biomasse). Zwischenbericht Juni 2014. Berlin.

[3] Die Bruttostromerzeugung in Holzvergaseranlagen und sonstigen BMHKW im Jahr 2013 belief sich dabei auf insgesamt 10,9 TWh_{el}. BMHKW der Papier- und Zellstoffindustrie lieferten dabei 1,74 TWh_{el}.

[4] DBFZ (Hrsg.); IWES (2014): Stromerzeugung aus Biomasse (Vorhaben IIa Biomasse). Zwischenbericht Juni 2014. Berlin.

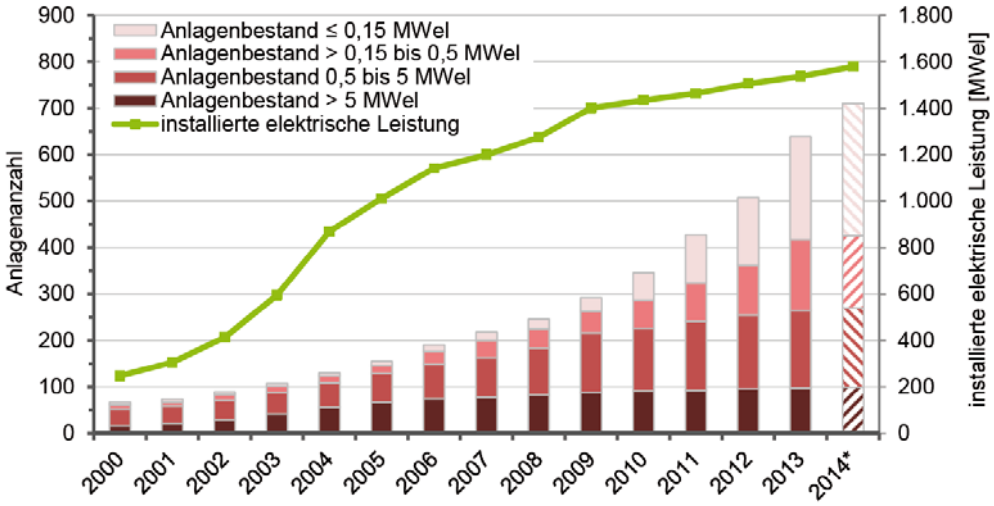


Abbildung 5-21: Anlagenanzahl und installierte elektrische Leistung der in Betrieb befindlichen und *prognostizierten EEG-fähigen BMHKW[1,2]

Den Hauptanteil der zugebauten Leistung machten im Jahr 2013 Anlagen mit einer Leistung von größer als 0,5 MW_{el} aus, wobei das Segment der Anlagen über 5 MW_{el} einen wesentlichen Teil der gesamten Biomasseleistung beitrug. Gleichzeitig ist insb. seit dem Jahr 2009 der Trend zu beobachten, dass zunehmend BMHKW im Leistungsbereich < 1 MW_{el} errichtet wurden, welche auf der Technologie der thermo-chemischen Holzvergasung aufbauen. So wurden 2013 126 Holzvergasungsanlagen mit einer Leistung von insgesamt ca. 13 MW_{el} hinzugebaut, während im selben Zeitraum lediglich fünf größere Anlagen mit einer kumulierten Leistung von etwa 18 MW_{el} errichtet wurden.[3] Die Aufteilung der BMHKW nach Anlagenleistungsklassen zeigt nachfolgende Tabelle.

[1] Nicht enthalten sind Biomasseanlagen, welche Biomasse nur ergänzend, neben anderen Brennstoffen, nutzen. Zudem werden keine Kleinst-KWK-Anlagen < 10 kW_{el} und die vergüteten Leistungsanteile der Papier- und Zellstoffindustrie berücksichtigt. Stand Mai 2014. (DBFZ; IWES (2014): Stromerzeugung aus Biomasse (Vorhaben IIa Biomasse). Zwischenbericht Juni 2014. Berlin).

[2] DBFZ (Hrsg.); IWES (2014): Stromerzeugung aus Biomasse (Vorhaben IIa Biomasse). Zwischenbericht Juni 2014. Berlin.

[3] DBFZ (Hrsg.); IWES (2014): Stromerzeugung aus Biomasse (Vorhaben IIa Biomasse). Zwischenbericht Juni 2014. Berlin.

Tabelle 5-2: Aufteilung der Biomasse-Heizkraftwerke nach Leistungsklassen Stand Ende 2013[1]

Leistungsklasse	Anlagenanzahl	Verteilung Gesamtanlagenanzahl [%]
≤ 0,15 MW_{el}	224	35%
> 0,15 bis 0,5 MW_{el}	154	24%
> 0,5 bis 5 MW_{el}	166	26%
> 5 MW_{el}	96	15%
Gesamt	640	100%

Abbildung 5-22 zeigt die räumliche Verteilung der BMHKW in Deutschland für das Jahr 2013 nach aktuellem Stand des Wissens. Erkennbar ist, dass der Großteil aller Anlagen in Bayern angesiedelt ist. Zudem werden waldreiche Gebiete bei der Standortwahl oft bevorzugt. Im Norden Deutschlands sind aus diesem Grund nur wenige Holzheizkraftwerke vorhanden. Baden-Württemberg und Nordrhein-Westfalen können nach Bayern die meisten BMHKW vorweisen.

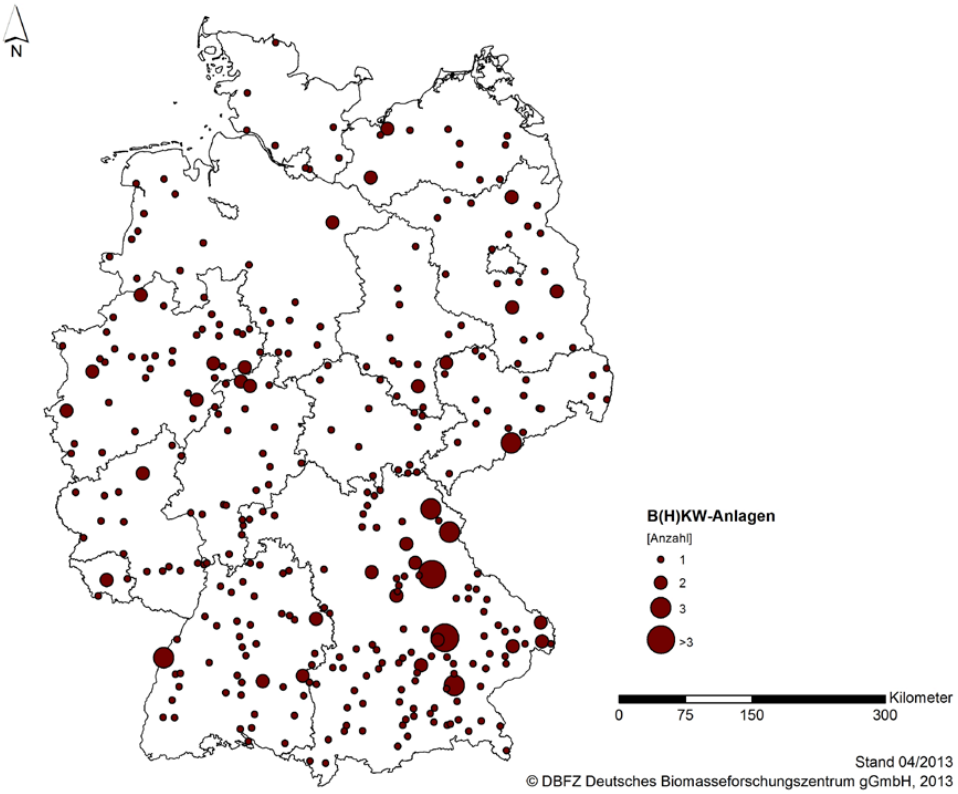


Abbildung 5-22: Räumliche Verteilung der Biomasse-Heizkraftwerke in 2013[2]

Analog zu Kapitel 5.3.1 soll an dieser Stelle der Stand der Regelleistungsbereitstellung durch BMHKW in Deutschland erläutert werden. Auf Grundlage von Stromhändlerbefragungen, welche BMHKW-Anlagenleistung für welche Art der

[1] DBFZ (Hrsg.); IWES (2014): Stromerzeugung aus Biomasse (Vorhaben IIa Biomasse). Zwischenbericht Juni 2014. Berlin.

[2] DBFZ (2013): Stromerzeugung aus Biomasse. Förderkennzeichen: 03MAP250. Zwischenbericht, S. 89.

Regelleistung präqualifiziert ist, zeigt Abbildung 5-23 eine Auswertung von vier Stromhändlern, bezogen auf eine installierte Leistung von insgesamt ca. 200 MW_{el}.

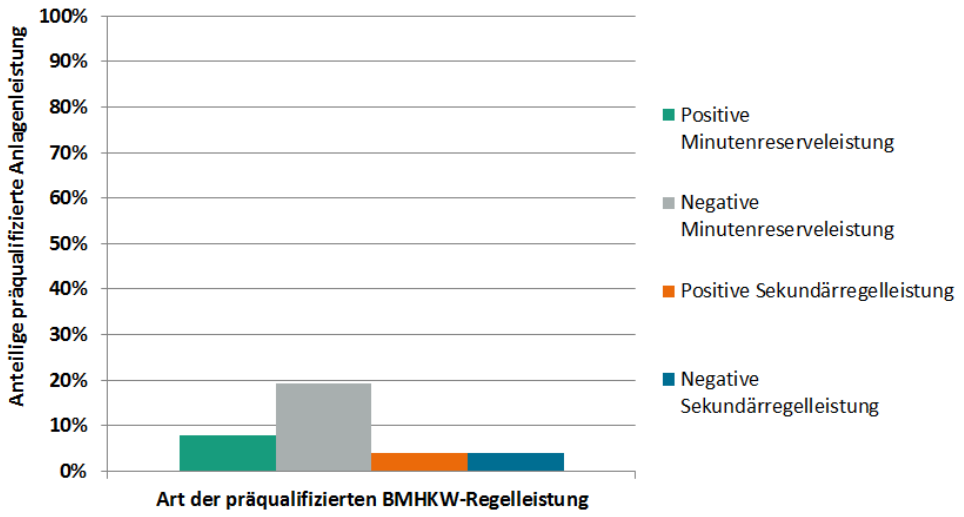


Abbildung 5-23: Anteil der präqualifizierten Anlagenleistung des Anlagen-Portfolios bei Biomasseheizkraftwerken nach Art der Regelleistungsbereitstellung (Stand 2014)[1]

Von einer BMHKW-Leistung von ca. 200 MW_{el} sind ca. 19 % bzw. 8 % für die Bereitstellung von neg. bzw. pos. MRL präqualifiziert. Lediglich jeweils 4 % erbringen die Voraussetzungen für neg. und pos. SRL. Anlagen mit einer Präqualifikation für Primärregelleistung sind nicht vertreten.

Ein ähnliches Bild ergibt sich bei Auswertungen von Fragebögen der Deutschen Gesellschaft für Abfallwirtschaft e. V. (DGAW), welche die techn. Fähigkeiten von BMHKW zur Bereitstellung von Regelleistung adressierten. Insgesamt erhielten dazu 314 Anlagen einen Fragebogen, wobei letztlich 95 Antworten ausgewertet werden konnten. Im Ergebnis nahmen bzw. nehmen 28 BMHKWs am Regelenergiemarkt teil (knapp 30 %). 10 weitere Anlagen planen die Präqualifikation ihrer Anlage und den Einstieg in den Regelleistungsmarkt. Es zeigt sich, dass Anlagen im größeren Leistungsbereich (zwischen 15 und 20 MW_{el}) vermehrt am Regelenergiemarkt teilnehmen, im Vergleich zu kleineren Leistungsgrößen. Alle Anlagen welche Regelleistung anbieten, stellen negative Regelleistung zur Verfügung. Einige dieser Anlagen können zusätzlich positive Regelleistung bereitstellen. Bemerkenswert ist die Angabe von 46 % der Befragten, dass zusätzliche Investitionen erforderlich waren, um am Regelleistungsmarkt teilzunehmen. Insb. wurde in regelungstechnische Maßnahmen investiert, wobei die Zusatzausgaben zwischen 10 000 und 50 000 Euro pro Anlage liegen. Etwa 50% der befragten Anlagenbetreiber sehen in ihrem BMHKW die technische Fähigkeit, Regelleistung anzubieten bzw. wären durch Nachrüstungen dazu in der Lage.

[1] IKEM; Fraunhofer ISI; Fraunhofer IWES; BBH (2015): Laufende Evaluierung der Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien. Förderkennzeichen: 03MAP237. Laufendes Forschungsvorhaben. Im Auftrag des BMWi.

Gründe, welche aus Sicht der Betreiber gegen eine Teilnahme am Regelleistungsmarkt sprechen, können wie folgt zusammengefasst werden:

- Eine unzureichende elektrische Leistungsgröße,
- eine wärmegeführte Fahrweise (Prozesswärme wird für Produktion benötigt; 100% Eigenenergiebedarf),
- Nichteinhaltung des Zeitrahmens für die Realisierung des Abrufes bzgl. MRL und/oder SRL,
- hoher techn. und administrativer Aufwand (Regelungstechnik und Organisation) für den Einstieg in den Regelleistungsmarkt,
- verhältnismäßig zu geringe Vergütung (EEG-Einspeisung/ Direktvermarktung)
- Verschleiß der Anlage unverhältnismäßig, schwankender Brennstoff

Die Fragebogenauswertungen lassen die Vermutung zu, dass durch notwendige Investitionen in Regelungstechnik und sonstige technische Maßnahmen der Anteil der BMHKW, die am Regelenergiemarkt teilnehmen, deutlich gesteigert werden kann. Eine wichtige Voraussetzung ist dabei, dass Anlagenbetreiber über die Prozedere zur Teilnahme am Regelleistungsmarkt aufgeklärt werden.

5.4.2 BMHKW-Anlagentechnik und wesentliche bauliche und techn. Komponenten

Heutige BMHKW können sehr unterschiedlich betrieben werden. Neben lokalen Gegebenheiten ist vor allem das eingesetzte Substrat ein zu beachtender Faktor bei der Wahl der Anlagentechnik. Die Investitionen in BMHKW sind wesentlich vom regionalen Wärmebedarf und Holzaufkommen abhängig. Als Brennstoff werden, bezogen auf die gesamte BMHKW-Leistung in Deutschland, überwiegend Altholz und Reststoffe der Papier- und Zellstoffindustrie genutzt. Kleinere Holzvergaseranlagen setzen ab den Jahren 2012 und 2013 hauptsächlich naturbelassenes Holz (z.B. Waldrestholz oder Landschaftspflegeholz) und teilweise auch Holzpellets ein (siehe Abbildung 5-24).[1]

[1] DBFZ (Hrsg.); IWES (2014): Stromerzeugung aus Biomasse (Vorhaben IIa Biomasse). Zwischenbericht Juni 2014. Berlin.

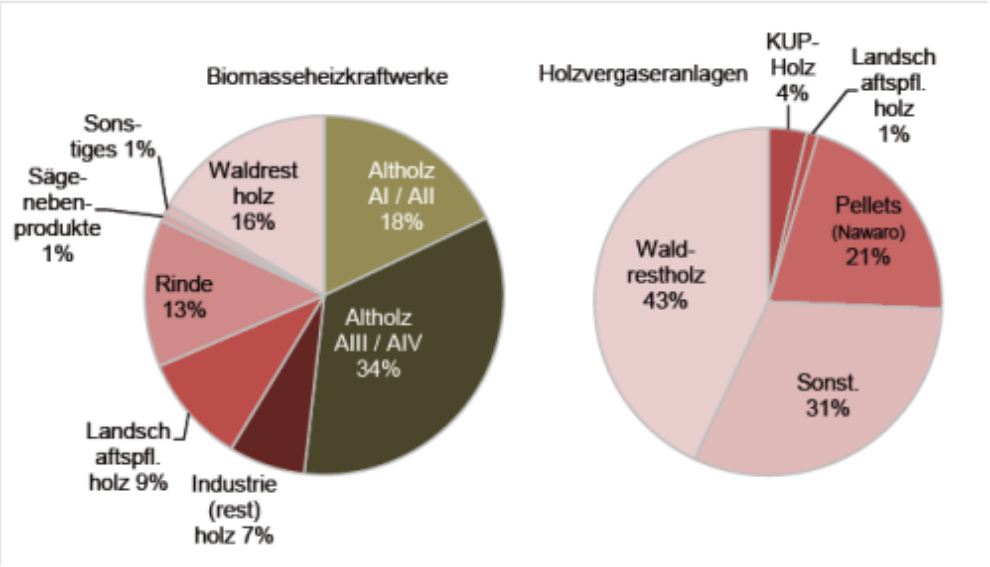


Abbildung 5-24: Brennstoffeinsatz in Biomasse-Heizkraftwerken und Holzvergaseranlagen im Jahr 2013[1]

Ähnlich wie bei Biogasanlagen (siehe Kapitel 5.3.2) gibt es durch die Vielzahl und Komplexität möglicher Varianten keine „Standardanlage" für BMHKW. Im Folgenden sollen primäre bauliche und technische Elemente erläutert werden. Dabei liegt der Fokus auf Anlagenelementen, die im Zusammenhang mit der Bereitstellung von SDL stehen. Die getroffenen Überlegungen stellen die Basis für die Definition der Referenzanlagen in Kapitel 5.4.3 dar:

(1) Feuerung

(2) Informations- und Kommunikationstechnik (Fernwirktechnik zur Kommunikation mit dem Stromhändler im Rahmen der Stromdirektvermarktung)

(3) Kessel

(4) Energiekonverter

(5) Stromnetzanbindung (Transformatoraustausch und Anpassung der Stromnetzanbindung an eine bedarfsorientierte Stromerzeugung bei erhöhter el. Leistung)

(6) Wärmespeicherkapazitäten

(7) Sonstiges (Planung und Genehmigung, Zertifikate, usw.)

Abbildung 5-25 soll die Punkte 1 - 6 visualisieren und die Anordnung der einzelnen baulichen und technischen Komponenten verdeutlichen:

[1] DBFZ (Hrsg.); IWES (2014): Stromerzeugung aus Biomasse (Vorhaben IIa Biomasse). Zwischenbericht Juni 2014. Berlin.

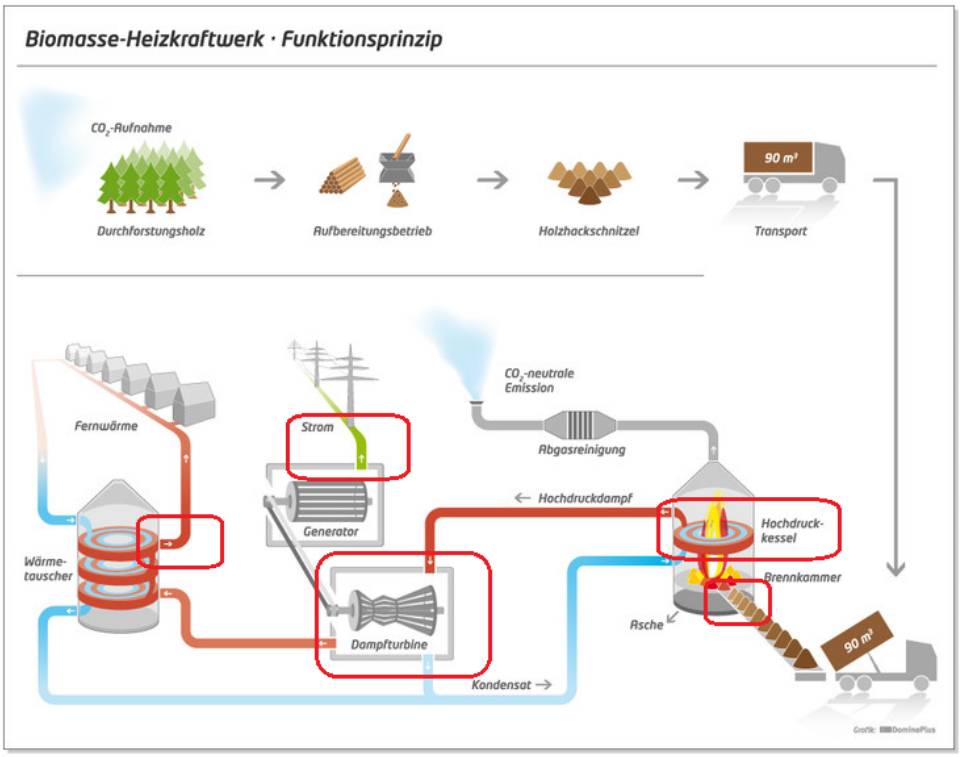


Abbildung 5-25: Schematischer Aufbau eines BMHKW[1]

Die einzelnen Anlagenelemente werden nachfolgend beschrieben.

5.4.2.1 Feuerung (1)

Die meisten Anlagen, die Regelleistung anbieten, besitzen als Feuerungsart eine Rostfeuerung mit Stößelbeschickung oder Wurfradbeschickung. Teilweise sind auch zirkulierende Wirbelschichten vertreten, jedoch werden mit 61 % primär Anlagen durch Rostfeuerung betrieben.[2]

Entscheidend für die Wahl der Feuerung ist die Brennstoffqualität welche bzgl. Stückigkeit und Wassergehalt des Holzes stark abweichen kann. Je nach Feuerungstyp führt dies zu stark unterschiedlichen möglichen Laständerungsgeschwindigkeiten was wiederum die Fähigkeiten zur Flexibilität der Strombereitstellung beeinflusst.

Bei den Rostfeuerungssystemen handelt es sich um Systeme die hinsichtlich der Flexibilität zur Laständerung in etwa vergleichbar sind. Wanderroste weisen eine leicht erhöhte Flexibilität auf, sind jedoch aufgrund anderer Nachteile unüblich. Wirbelschichtsysteme weisen hohe spezifische Investitionskosten auf und sind daher nur bei Anlagenleistungen > 50 MW Brennstoffwärmeleistung üblich. In diesem

[1] Stadtwerke Jena (o.J.): Schema eines Blockheizkraftwerks, https://www.job-jena.de/produkteservice/betrieb-von-anlagen-zur-energieerzeugung/biomasseheizkraftwerk/funktionsweise.html.

[2] Deutsche Gesellschaft für Abfallwirtschaft e.V. (2014): Biomasse als Regelenergie.

Leistungsbereich sind fast ausschließlich Altholzfeuerungsanlagen zu finden. Diese stellen Einzelanlagen dar, welche nicht gesondert in die Betrachtung einfließen.

Durch die Feuerung mit Wurfradbeschickung ist es möglich die Lasteinsenkung bei Regelenergiebereitstellung über Reduzierung der Brennstoffmenge umzusetzen.

5.4.2.2 Informations- und Kommunikationstechnik (Fernwirktechnik zur Kommunikation mit dem Stromhändler im Rahmen der Strom-Direktvermarktung) (2)

Die Fernsteuerbarkeit ist Voraussetzung für die Direktvermarktung wie schon bei Biogas und generell in Abschnitt 5.1.1.3 beschrieben. D. h. der Stromhändler bzw. Vermarkter kann somit von außen auf die Anlage zugreifen, um zu jedem Zeitpunkt die Ist-Einspeisung abzurufen und die Einspeiseleistung im Rahmen der bedarfsorientierten Stromproduktion entsprechend zu reduzieren. Durch die tendenziell höheren Anlagenleistungen im Bereich der BMHKW reduziert sich der spezifische Effekt der Kosten für diese Komponenten.

5.4.2.3 Kessel (3)

Insgesamt verwenden 61 % der Regelenergie anbietenden Anlagen einen Wasserohrkessel, 4 % einen Naturumlaufkessel, 7 % einen Trommelkessel und 7 % einen Thermoölkessel.[1]

Unabhängig hiervon kann die Wärmeübertragung über sogenannte Rauchrohre/Flammrohre erfolgen (bei denen das Rauchgas im Rohr geführt wird, das Wärmeträgermedium außen vorbeiströmt), oder es kommen Wasserrohrkessel zum Einsatz. Ähnlich wie beim Wasserrohrkessel (Dampfkessel) wird auch beim Thermoölkessel das Wärmeträgermedium im Rohr geführt.

Im Weiteren werden die für Holz-Heizkraftwerke in Deutschland üblichsten zwei Systeme, der Thermoölkessel und der Wasserrohrkessel, näher beschreiben.

Thermoölkessel

Dieser Kesseltyp wird in Verbindung mit dem Organic Rankine Cycle (ORC) eingesetzt, bei dem statt Wasser ein organisches Lösemittel verdampft wird. Diese Anlagen bewegen sich insbesondere im unteren Leistungsbereich, d.h. bei Kesselleistungen < 15 MW. Der Kesselkörper besteht meist aus einer gewickelten Rohrschlange welche von Thermoöl durchströmt und von außen durch die heißen Rauchgase erhitzt wird. Für den Thermoölkessel ist die sichere Durchströmung der Thermoöl führenden Leitungen sicherzustellen. Diesbezüglich ist eine mit Diesel betriebene Pumpe oder ein Notstromaggregat bzw. sonstige gesicherte Stromversorgung vorhanden. Vor diesem Hintergrund sind Thermoölkessel nur bedingt Teillastfähig, da zu geringe Umlaufgeschwindigkeiten aus Sicherheitsgründen zu vermeiden sind. Das Teilastverhalten ist aber in etwa vergleichbar mit den Wasserrohrkesseln.

Wasserrohrkessel (Dampfturbine)

In größeren Kraftwerken ab ca. 10 - 15 t/h Dampfleistung und Betriebsdrücken > 30 bar werden Wasserrohrkessel verwendet. Wasserrohrkessel sind Wärmetauscher, bei

[1] Deutsche Gesellschaft für Abfallwirtschaft e.V. (2014): Biomasse als Regelenergie.

denen das zu erhitzende Medium in Rohren geführt wird. Die wichtigsten Merkmale des Wasserrohrkessels mit Bezug auf eine mögliche Flexibilisierung sind:

- systembedingt deutlich höhere mögliche Betriebsdrücke als beim Rauchrohrkessel.
- Aufgrund des geringeren spezifischen Wasservolumens reagiert der Wasserrohrkessel empfindlicher auf Druckschwankungen bei plötzlichem Lastwechsel.
- Höhere spezifische Kosten als bei Rauchrohrkesseln.

5.4.2.4 Energiekonverter (4)

Für die Verstromung der festen Biomasse gibt es fünf Verfahren, die gängig für derzeitige Anlagen sind. Nach Informationen des DBFZ ist die Holzvergasung mit anschließender Verstromung durch ein Blockheizkraftwerk mit 50% die mengenmäßig am meisten eingesetzte Variante. Üblich für diese Anlagen sind Leistungen unter 150 kW_{el}. Seit 2011 werden jedoch auch vermehrt Anlagen in der Leistungsklasse von 0,5 – 5 MW_{el} gebaut.

Eine Dampfturbine für die Stromerzeugung verwenden 32% der Anlagen. Der Leistungsbereich geht von 0,5 MW_{el} bis 20 $MW_{el.}$ 18% aller Anlagen verwenden für die Stromerzeugung eine ORC-Turbine mit einem Leitungsspektrum von 0,2 - 3,1 MW_{el} (Siehe Tabelle 5-3).

Trotz der hohen Anzahl an Holzvergasern stammt der überwiegende Teil der erzeugten Strommenge aus Anlagen mit Dampfturbinen. Das liegt zum einen daran, dass die installierte Leistung deutlich größer ist als bei Holzvergasern, zum anderen aber auch die Volllaststunden deutlich höher liegen.

Tabelle 5-3: Aufteilung nach Energiekonvertern, Stand 2012[1]

Energiekonverter	Anzahl	Aufteilung in %	Leistungsklasse	el. Wirkungsgrad [%]
Dampfturbine	159	32	0,5 bis 20 MW	10 bis 40
ORC-Turbine	89	18	0,2 bis 3,1 MW	15
Holzvergaser mit Gasmotor	252	50	meist < 0,15 MW, seit 2011 vermehrter Zubau aber bei der Leistungsklasse von 0,5 bis 5 MW	25-40
	499			

Der elektrische Brutto-Wirkungsgrad der einzelnen Energiekonverter ist Abbildung 5-26 zu entnehmen. Bei den Holzvergasern mit Gasmotoren liegt dieser zwischen 25% und 40%. ORC-Turbinen finden sich im Bereich zwischen 5% und 20%. Vereinzelt gibt es auch Anlagen mit Wirkungsgraden bis zu 30%. Dampfturbinen liegen mit 10% bis

[1] Aus DBFZ (2013): Stromerzeugung aus Biomasse. Förderkennzeichen: 03MAP250. Zwischenbericht, noch keine aktuelleren Daten in 2014 enthalten.

40% elektrischem Wirkungsgrad ähnlich hoch wie Holzvergaser mit Gasmotoren, dies aber erst bei deutlich höheren Leistungen.

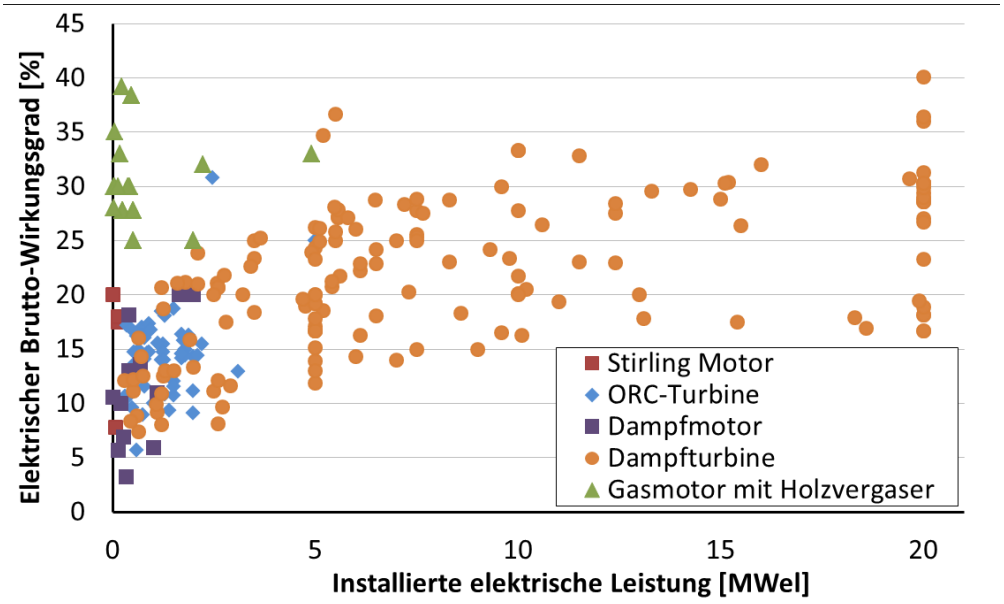


Abbildung 5-26: Elektrischer Brutto-Wirkungsgrad in Abhängigkeit der elektrischen Leistung[1]

Dampfturbine

Beim Dampfturbinenprozess wird grundsätzlich zwischen zwei Turbinentypen unterschieden:

- Gegendruckdampfturbine
- Entnahme-Kondensationsturbine (EKT)

<u>Gegendruckdampfturbine</u>

In Gegendruckdampfturbinen wird der Heißdampf bis auf den entsprechend eingestellten Gegendruck hinter der Dampfmaschine entspannt. Der Gegendruck liegt oberhalb dem Kondensationsdruck bei Umgebungs- bzw. Kühlwassertemperatur und besitzt hierdurch eine für die Wärmeerzeugung nutzbare Temperatur. Die Gegendrücke, welche unterschiedlich eingestellt werden, richten sich nach dem Wärmebedarf der Verbraucher. Der gesamte Dampfstrom wird durch die Turbine, sowie den Heizkondensator geführt. Infolgedessen bleibt die Stromkennzahl bei Gegendruckturbinen stets konstant, da die Strom- und Wärmeerzeugung nicht getrennt geregelt werden kann. In den Sommermonaten muss sichergestellt werden, dass genügend Abnehmer für die entstehende Prozesswärme verfügbar sind. Andernfalls ist ein wirtschaftlicher Betrieb der Anlage nicht sichergestellt. Diese Eigenschaften schränken die Flexibilisierungsmöglichkeit ein.

[1] DBFZ (2013): Stromerzeugung aus Biomasse. Förderkennzeichen: 03MAP250. Zwischenbericht, S. 92.

Entnahme-Kondensationsturbine (EKT)

Bei Entnahme-Kondensationsturbinen kann ein Teil des Dampfes aus dem Mittelteil der Turbine entnommen werden, um Wärme oder Prozessdampf zur Verfügung zu stellen. Durch die Entnahme eines Teil-Dampfstromes kann die Wärmeauskopplung geregelt werden, wodurch ein flexibler Betrieb ermöglicht wird.

Organic-Rankine-Prozess (ORC-Prozess)

Das gute Teillastverhalten sowie die Möglichkeit eines vollautomatischen Betriebs zeichnen den ORC-Prozess besonders aus.

5.4.2.5 Stromnetzanbindung (Transformatoraustausch und Anpassung der Stromnetzanbindung an eine bedarfsorientierte Stromerzeugung bei erhöhter el. Leistung) (5)

Analog wie in Abschnitt 5.3.2.4 für Biogas beschrieben wird der der Strom von BMHKW auf i.d.R. auf Mittelspannung mit 20 kV transformiert und eingespeist (vgl. Kapitel 5.1.1.2). Der Transformator muss von dem/der Anlagenbetreiber/in vorgehalten werden, dessen Kosten auch ihm/ihr zur Last fallen. Die Auslegung des Transformators ist abhängig von der Einspeiseleistung. Transformatoren werden in der Regel so ausgelegt, dass die maximale zu übertragende Wirkleistung bei ca. 70 % der Transformatorscheinleistung liegt.

5.4.2.6 Wärmespeicherkapazitäten (6)

Bei den Arten der Wärmespeicherung sind grundsätzlich drei Kategorien zu unterscheiden. Unterteilt wird dabei in sensible Wärmespeicher (oder auch kapazitive Speicher), Latentwärmespeicher und thermo-chemische Wärmespeicher. Sensible Speicher verändern ihre fühlbare Temperatur beim Be- und Entladevorgang. Bei Latentwärmespeichern wird die Wärmeenergie, welche bei Phasenübergängen (flüssig zu fest, gasförmig zu flüssig oder umgekehrt) aufgenommen wird, genutzt. Die thermo-chemischen Wärmespeicher speichern Wärme durch eine endotherme Reaktion und geben diese wieder über eine exotherme Reaktion frei. Zusätzlich zu den Wärmespeichern mit reversiblen chemischen Reaktionen gehören auch die Sorptionsspeicher zu den thermochemischen Speichern. Sorptionsspeicher speichern Wärme durch Desorption eines Arbeitsmediums (meist Wasser) und geben diese bei Bedarf durch Ad- bzw. Absorption wieder.

Alle BMHKW, die nicht auf der Holzvergasertechnologie beruhen, erreichen erst bei relativ großen Leistungen (mehrere MW) ähnlich hohe Wirkungsgrade wie Biogas BHKW. Daher ist ein erstrebenswertes Ziel von BMHKW primär zur Wärmeversorgung zu dienen und erst sekundär elektrische Energie bereit zu stellen, auch wenn die bedingt durch Fehlanreize nicht immer so realisiert wurde. Eine Flexibilisierung in der elektrischen Energiebereitstellung erfordert daher bei BMHKW meist einen Wärmespeicher, um die Wärmeversorgungsaufgabe nicht zu beeinträchtigen. Aufgrund der hohen Leistungen der BMHKW müssen die Wärmespeicher ggf. recht groß ausgeführt werden. Im Falle der Bedienung größerer Wärmenetze bietet aber bereits eine temporär größere Spreizung der Vor-/ Rücklauftemperaturdifferenz einen

gewissen Spielraum. (FlexHKW).[1] Es ist meist eine Einzelfallprüfung unter Berücksichtigung der vereinbarten Wärmeprofile und der angestrebten Stromprofile notwendig.

Im Projekt FlexHKW konnte jedoch gezeigt werden, dass ein Wärmespeicher gerade bei steigender Anschlussleistung im Wärmenetz die Notwendigkeit des Einsatzes der typischerweise vorhandenen Spitzenlastkessel reduziert und so einen wichtigen Beitrag zur Refinanzierung des Speichers liefert.

5.4.3 Beschreibung der Biomasseheizkraftwerke im BMHKWPark

Auf Grundlage des aufgezeigten Status Quo des bestehenden BMHKWParks in Abschnitt 5.4.1 werden Annahmen zu den Strommengen, den relevanten technischer Eigenschaften der Anlagentechnik und zum Betrieb der zukünftigen Biomasseheizkraftwerke getroffen. Dadurch können die zukünftigen technischen Möglichkeiten zur Bereitstellung von Flexibilität und von SDL beschrieben werden. Die Eigenschaften des BMHKWParks werden analog zur Methodik zur Beschreibung des BiogasParks über die Festlegung von Standardanlagen erarbeitet. Auf dieser Grundlage können im Anschluss Analysen mittels verschiedener Szenarien vorgenommen werden. Die erarbeiten Standardanlagen werden aggregiert und zum BMHKWPark zusammengefasst.

Der Biomasseheizkraftwerkspark setzt sich in der Praxis, ebenso wie im Biogasbereich, aus sehr unterschiedlichen Einzelanlagenkonzepten zusammen. Der Unterschied zum Biogasbereich liegt allerdings darin, dass sich die Verfahrenskonzepte darüber hinaus auch grundlegend unterscheiden können. Dies ist deshalb wichtig, da die Verfahrenskonzepte relevante Auswirkungen auf die technischen Möglichkeiten haben Flexibilität bereitzustellen.

Entsprechend der Anforderungen der verpflichtenden Fernsteuerbarkeit ab dem 1. April 2015 wird eine adäquate Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) zwischen BMHKW und Stromhändler, analog zu Biogas, für die verschiedenen Betriebsweisen im Jahr 2025 als existierend vorausgesetzt.

Die einzelnen technischen Verfahren feste Biomasse energetisch zu nützen wurden in Abschnitt 5.4.2 vorgestellt. Tendenziell kann festgestellt werden, dass sich die Verfahren der BMHKW in Abhängigkeit der Anlagengröße ausprägen. Anlagen welche unter 1 MWel liegen, setzen verstärkt das Gegendruckverfahren ein. Gleichzeitig gibt es allerdings auch Anlagenkonzepte, welche das Gegendruckverfahren in höheren Leistungsklassen nützen. Sehr selten sind Anlagenkonzepte mit den Entnahmekondensationsverfahren im unteren Leistungsbereich zu finden. Grundsätzlich weist das Gegendruckverfahren eingeschränktere Möglichkeiten auf, flexibel auf den Strombedarf zu reagieren, d. h. die Flexibilität in der Stromproduktion ist entsprechend geringer im Vergleich zum Entnahmekondensationsverfahren.

[1] IWES (2016): FLEXHKW. Flexibilisierung des Betriebes von Heizkraftwerken. Förderkennzeichen: 03KB092A. Kassel.

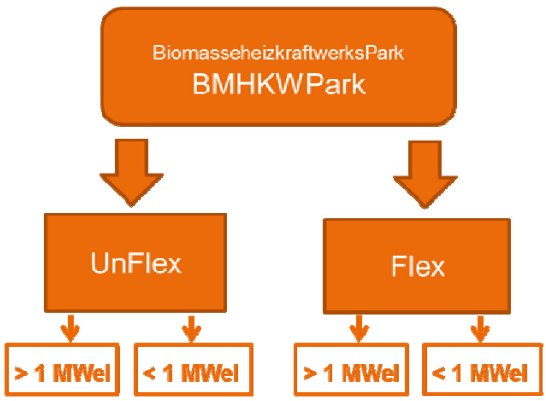


Abbildung 5-27: Schematische Darstellung der Zusammensetzung des BMHKWParks, differenziert nach „UnFlex" und „Flex", sowie nach Anlagen unter 1MWel und über 1 MWel

Gleichzeitig wird die Systematik eingehalten und zwischen unflexiblen Betriebskonzepten („Unflex") und flexibler Anlagenfahrweise („Flex") unterschieden. Dadurch ergibt sich die Notwendigkeit, dass der BMHKWPark in Anlagen welche „Unflex" und „Flex" sind unterteilt und gleichzeitig zwischen Anlagen über und unter 1 MW_{el} differenziert. Auf Basis der Status quo-Analyse wird die Standardanlage mit 0,6 MW_{el} (600 kWel) für die Kategorie unter 1 MW_{el} gewählt. Für die Kategorie über 1 MW_{el} wird die Standardanlage mit 2, 5 MW_{el} Anlagenleistung festgelegt.

Generell beschreibt „Unflex" und „Flex" bestimmte grundsätzliche Betriebsweisen der BMHKW:

- „Unflex": Die Stromproduktion dieser Anlagen erfolgt stark wärmebedarfsorientiert, die Stromproduktion wird nicht durch die Residuallast beeinflusst. Die Stromproduktion kann nur in Abhängigkeit der Feuerung verändert werden, was die Flexibilität der Stromproduktion stark einschränkt. Die Anlagen weisen geringe Teillastfähigkeit auf, was das Potential Regelleistung bereitzustellen entsprechend mindert.

- „Flex": Die Stromproduktion kann innerhalb gewisser Grenzen von der Residuallast beeinflusst werden, steht aber dennoch stark in Wechselwirkung mit der Wärmeversorgung. Die Feuerung und die Stromproduktion sind durch entsprechende Abkühleinrichtungen in gewissen Umfang voneinander entkoppelt, d. h. die Stromproduktion kann reduziert werden, auch wenn die Feuerung noch volle Leistung liefert. Gehen Wärmemengen ungenutzt verloren, so gilt dies auch für die entsprechend eingesetzte Biomasse. Der Wärmebedarf wird mit dem Back-up-Kessel abgesichert und stellt entsprechend die (Kosten-) Opportunität dar. Dies kommt dann zu tragen, wenn die Stromproduktion erhöht wird und entsprechend weniger Wärme geliefert werden kann. Liegt die Lieferung unter dem Bedarf, so deckt der Back-up-Kessel den Wärmebedarf entsprechend. Die Teillastfähigkeit ist etwas höher angenommen, als das bei den unflexiblen Anlagenkonzepten unterstellt wird. Das führt entsprechend zu einer gewissen Ausweitung des Regelleistungspotentials.

Die nachfolgenden Tabellen beschreiben angenommene technische Parameter für Biomasseheizkraftwerke für 0,6 MWel als Standardanlage im Jahr 2025. Ebenso wurden technische Kennwerte für BMHKW angenommen, welche 2,5 MW_{el} aufweisen.

Tabelle 5-4 und Tabelle 5-5 differenzieren zwischen „Unflex“ und „Flex“–Betriebsweise und stellt die Kennwerte einer entsprechenden Standardanlage im Jahr 2015 gegenüber.

Tabelle 5-4: Kennwerte für die unterstellte Standardanlage BMHKW (2015 und 2025) unter 1 MW_{el}, differenziert nach „Unflex“ und „Flex“

unter 1 MWel	Unflex		Flex	
	2015	2025	2015	2025
Anlagenkonzept	geprägt von Gegendruck (z.B. ORC-Technik)	weiterhin geprägt von Gegendruck	Gegendruck (z.B. ORC-Techik)	Gegendruck und ORC + Kühleinrichtung
Stromkennzahl (SKZ)	0,23	0,23	0,23	0,25
el. Nennleistung in MWel	0,6	0,6	0,6	0,6
minimale Teillastleistung (für Regelleistung)	85%	80%	60%	50%
Regelleistung in MWel	0,09	0,12	0,24	0,3
thermische Leistung in MWth	2,6	2,6	2,6	2,4
Backup-Kessel-Leistung (z.B. = 1,0 * max. Wärmelast)	1,0	1,0	1,0	1,0
Backup-Kesselbrennstoff	Öl/Erdgas	Öl/Erdgas	Öl/Erdgas	Öl/Erdgas
el. Wirkungsgrad Nennleistung	15%	15%	15%	16%
Leistungsgradient positiv in %PN/min	12	12	12	15
Leistungsgradient negativ %PN/min	12	12	12	15
Volllaststunden in h/a (Stromproduktion)	5.650	4.688	5.650	6.344
Leistungsfaktor	0,95	0,95	0,95	0,90
Blindleistung in Mvar	0,20	0,20	0,20	0,20

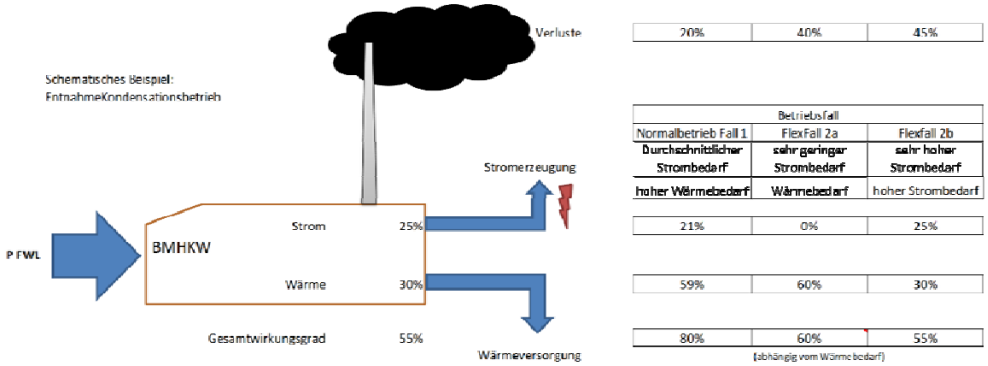
Tabelle 5-5: Kennwerte für die unterstellte Standardanlage BMHKW (2015 und 2025) über 1 MWel, differenziert nach „Unflex“ und „Flex“

über 1 MWel	UnFlex		Flex	
	2015	2025	2015	2025
Anlagenkonzept	geprägt von Gegendruck	geprägt von Entnahme-kondensation	geprägt von Entnahme-kondensation	geprägt von Entnahme-kondensation
Stromkennzahl (SKZ)	0,30	0,35	0,42	0,44
Stromverlustkennzahl (SVKZ)	-	0,14	0,2	0,1
el. Nennleistung Einzelanlage in MWel	2,5	2,5	2,5	2,5
el. Nennleistung bei voller Wärmeleistung in MWel	2,5	1,8	2,1	1,9
minimale Teillastleistung (für Regelleistung)	80%	70%	50%	40%
Regelleistung in MWel	0,5	0,8	1,3	1,5
thermische Leistung in MWth	8,3	5,1	5,2	4,3
Backup-Kessel-Leistung (z.B. = 1,0 * max. Wärmelast)	1,0	1,0	1,0	1,0
Backup-Kesselbrennstoff	Öl/Erdgas	Öl/Erdgas	Öl/Erdgas	Öl/Erdgas
el. Wirkungsgrad Nennleistung	22%	23%	27%	27%
Leistungsgradient positiv in %PN/min	12	15	12	15
Leistungsgradient negativ in %PN/min	12	15	12	15
Volllaststunden in h/a der Stromproduktion	6.500	6.555	6.776	6.710
Leistungsfaktor	0,95	0,95	0,95	0,95
Blindleistung in Mvar	0,82	0,82	0,82	0,82

Diese Kennwerte fließen in die weiteren Untersuchungen mit ein und stellen die Grundlage zur Ermittlung des BiomasseParks dar.

Die unterstellten Kennwerte basieren auf einen ausführlichen Dialog mit Experten, Anlagenbetreibern und Herstellern. Die Kennwerte für die angenommen Standardanlagen stellen keine statistische Erhebung dar, wenngleich der Anspruch besteht, durch die ermittelten Standardanlagen ein breites Spektrum der Biomasseheizkraftwerke mit deren Eigenschaften und Fähigkeiten abzudecken. Darüber hinaus gilt es noch darauf hinzuweisen, dass die Kennwerte der Standardanlage Anlagenkonzepte miteinander verbinden und beschreiben, welche höhere und niedrigere Werte aufweisen. Zur Bildung der Standardanlage („Unflex“

ebenso wie „Flex“) werden somit in einer Anlage verschiedene Eigenschaften vereint. Diese würden in der Praxis nicht zwingend in einer Anlage zusammenkommen, sondern in verschiedenen Einzelanlagen im gesamten BMHKWPark. Die Standardanlage stellt somit, wie beschrieben, eine Art Durchschnittsanlage für das Jahr 2025 dar.



20%	40%	45%

BetriebsFall		
Normalbetrieb Fall 1	FlexFall 2a	Flexfall 2b
Durchschnittlicher Strombedarf	sehr geringer Strombedarf	sehr hoher Strombedarf
hoher Wärmebedarf	Wärmebedarf	hoher Strombedarf
21%	0%	25%
59%	60%	30%
80%	60%	55%

(abhängig vom Wärmebedarf)

Abbildung 5-28: Schematische Darstellung eines BMHKW (Entnahmekondenstationsverfahren)

Die Standardanlagen werden in unflexibel und flexibel, mit und ohne SDL aufgeteilt und entsprechend den Varianten zur Höhe des Blindleistungsbedarf V1 bis V3 bzw. Biomasseszenarien SZ0 bis SZ3 (vgl. Abschnitt 5.2) zusammensetzt und stellen so einen Teil des gesamten BiomassePark dar. Durch die unterschiedliche Gewichtung der zwischen „Unflex“ und „Flex „-Anlagen, werden entsprechen mögliche Entwicklungsszenarien berücksichtig. Die Simulation berücksichtigt den Biomasseheizkraftwerkspark aggregiert, somit fließen die Einzelanlagen als aggregierte Anlage mit ein. Aufgrund dessen müssen die möglichen Einzelanlagen zu einem BiomasseheizkraftwerksPark zusammengefasst werden.

5.4.4 Beschreibung des BMHKWPark in der Simulation

Der Anteil des BiomasseHeizkraftwerksPark im BiomassePark der Simulation wird in der Höhe variiert. Ebenso wird die Zusammensetzung zwischen den Anlagen mit flexibler („Flex“) und unflexibler Betriebsweise („Unflex“) geändert. Nachfolgend werden die einzelnen Szenarien näher beschrieben.

5.4.4.1 Szenario 1 (SZ1 und SZ10) - BMHKWPark

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Aufteilung der Strommengen des BMHKWPark von 11,9 TWh_{el} in einen unflexiblen (25 % Unflex) und flexiblen Anteil (75 % Flex) in den Szenarien SZ0 und SZ1. Die BMHKWe mit den entsprechenden Betriebsweisen werden ein weiteres Mal aufgeteilt und zwischen Anlagen über ein 1 MW_{el} (Standardanlage mit 2,5 MW_{el}) und unter 1 MW_{el} (Standardanlage 0,6 MW_{el}) differenziert. Dadurch wird sichergestellt, dass die unterschiedlichen Anlagentypen und deren spezifischen Eigenschaften entsprechend in der Simulation berücksichtigt werden können.

Das SZ10 ist ein Szenario, welches keine SDL-Bereitstellung durch den BMHKW-Park vorsieht, also keine Bereitstellung von Regelleistung und Blindleistung.

Flexible Anlagen werden unter „Flex“-Anteil gebündelt, weisen eine installierte Leistung von 1,3 GW_{el} auf und stellen 9 TWh_{el} dem Energiesystem im Jahresverlauf zur Verfügung. Sie werden zwischen Anlagen über 1 MW_{el} (größter Anteil) und unter 1 MW_{el} aufgeteilt.

Der „Unflex"-Anteil des Stroms des BMHKWPark weist in SZ0 und SZ1 eine Erzeugungsleistung von insgesamt 0,5 GW_{el} auf und eine Stromproduktion von 3,0 TWh_{el} wobei die Anlagen mit über 1 MW auch wieder den größten Anteil ausmachen.

Das SZ1 unterstellt dem BMHKWPark ein bestimmtes Potential an SDL in Form von ca. 0,9 GW_{el} Regelleistung und 0,6 GVar an Blindleistung. In wie weit diese SDL-Potentiale genutzt werden und zur Deckung des RL und BL-Bedarf beitragen, wird die Simulation entsprechend zeigen.

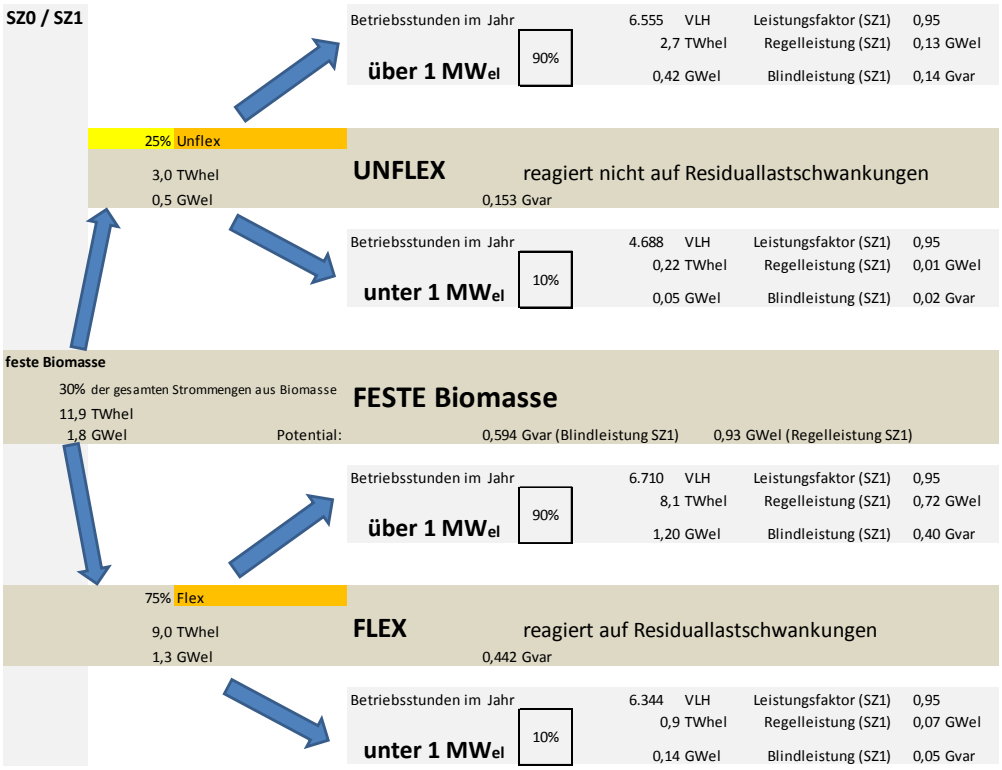


Abbildung 5-29: SZ10 und SZ1 der BMHKW

5.4.4.2 Szenario 2 (SZ2) BMHKWPark

Das Szenario 2 (SZ2) berücksichtigt einen BMHKWPark, welcher unflexibler ist als SZ1. Die produzierten Strommengen mittels BMHKW setzen sich mit 75 % aus Anlagen mit unflexibler Betriebsweise zusammen und nur noch mit 25 % aus Anlagen mit flexibler Betriebsweise. Die Anlagenleistung mit unflexibler Betriebsweise liegt bei 1,4 GW_{el} und flexiblen Anlagen weisen 0,4 GW_{el} auf. Auch hier wird wieder zwischen den unterschiedlichen Anlagentypen (über und unter 1 MWel) unterschieden. Die folgende Abbildung zeigt die entsprechenden Zahlen auf.

Das SZ2 unterstellt das Potential von SDL des BMHKWParks von ca. 0,7 GWel Regelleistung und 0,5 GVar Blindleistung.

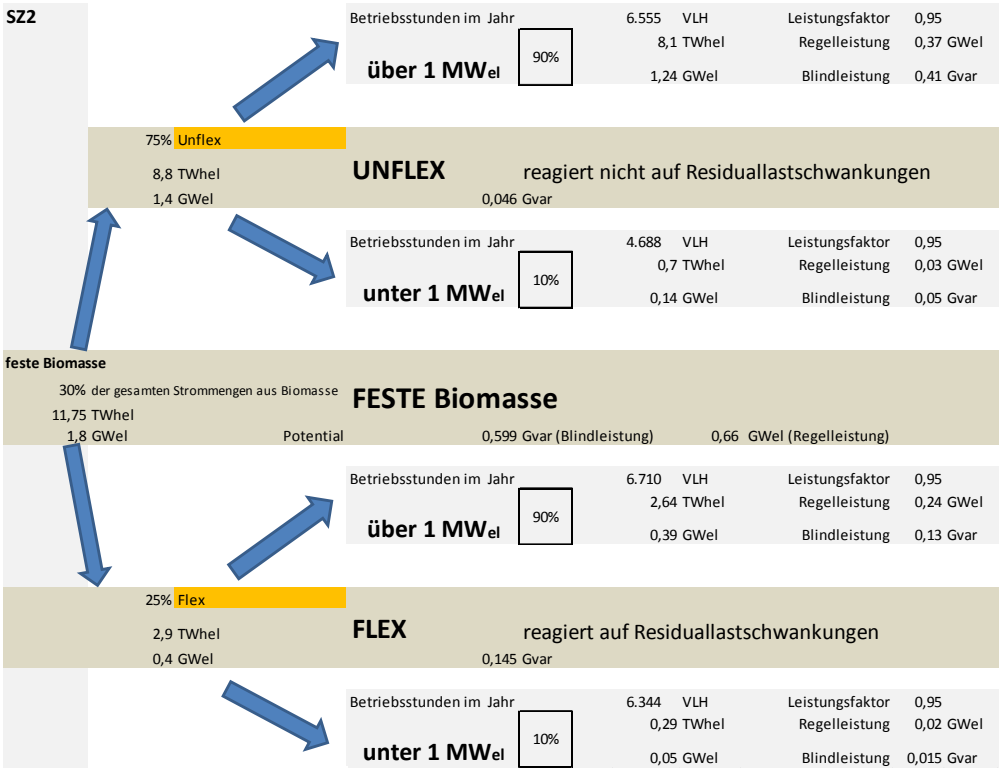


Abbildung 5-30: SZ2 der BMHKW

Das SZ20 ist ein Szenario, welches keine SDL-Bereitstellung durch den BMHKW-Park vorsieht, also keine Bereitstellung von Regelleistung und Blindleistung.

5.4.4.3 Szenario 3 (SZ3) BMHKWPark

Das Szenario 3 (SZ3) unterscheidet sich in der Flexibilität nicht von SZ2, allerdings sind die Strommengen aus dem BMHKW im Jahr 2025 halbiert, d. h. mit 5,9 TWh_{el} nur noch 50 % im Vergleich zum SZ2 und SZ1. Entsprechend sinken auch die elektrischen Kapazitäten, welche dem Energiesystem durch die BMHKWe zur Verfügung gestellt werden. Ebenso sinkt das Potential an SDL-Bereitstellung ab. Die folgende Abbildung zeigt die entsprechenden Zahlen zum BMHKWPark im SZ3 auf.

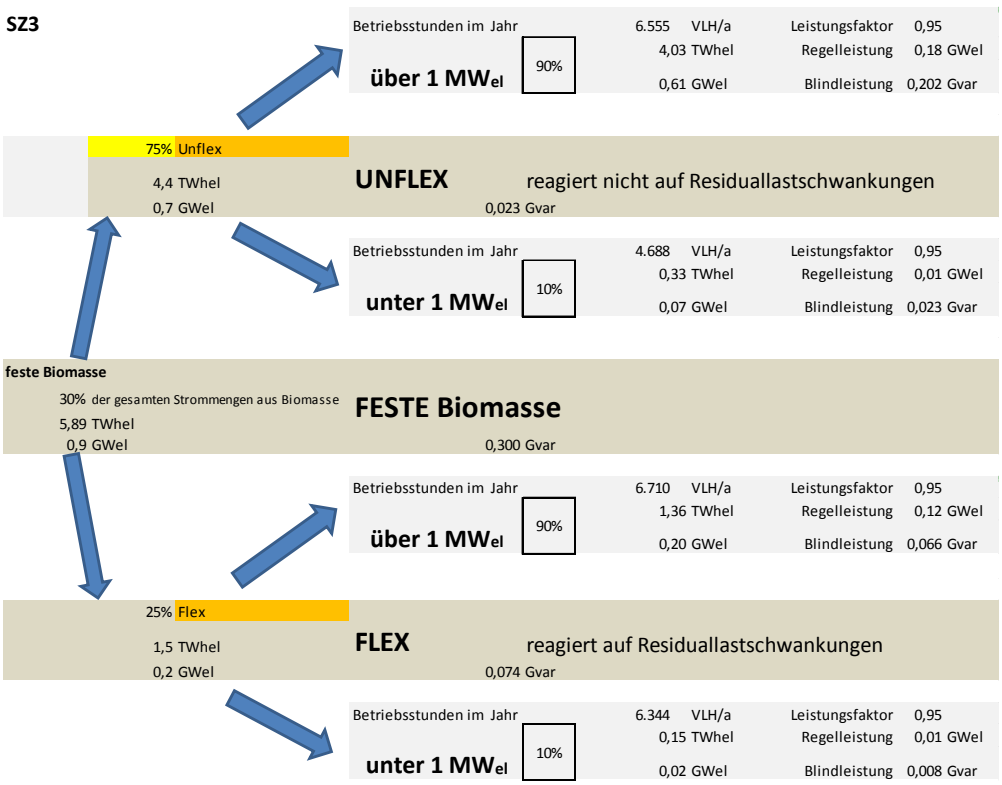


Abbildung 5-31: SZ3 der BMHKW

Das SZ30 ist ein Szenario, welches keine SDL-Bereitstellung durch den BMHKW-Park vorsieht, also keine Bereitstellung von Regelleistung und Blindleistung.

6 Übersicht über die Szenarien und die Simulation

Der BiogasPark und der BMHKWPark bilden zusammen den BiomassePark. In Abhängigkeit der Szenarien SZ1 bis SZ2 weist der BiomassePark unterschiedliche Kennwerte bei gleichbleibenden Strommengen von 40 TWh_{el} auf. Die Ausnahme bildet SZ3, welches nur 20 TWh_{el} als Beitrag zur Residuallastdeckung mittels des BiomassePark unterstellt. Die nachfolgende Abbildung zeigt die in Abhängigkeit der Szenarien SZ1 bis SZ3 festgelegten Kennzahlen zur installierten Leistung, zur Strommenge und zum SDL-Potential (Regelleistungs- und Blindleistungspotential) auf. Die Darstellung schlüsselt den BiomassePark entsprechend nach den BiogasPark und BMHKW-Park auf.

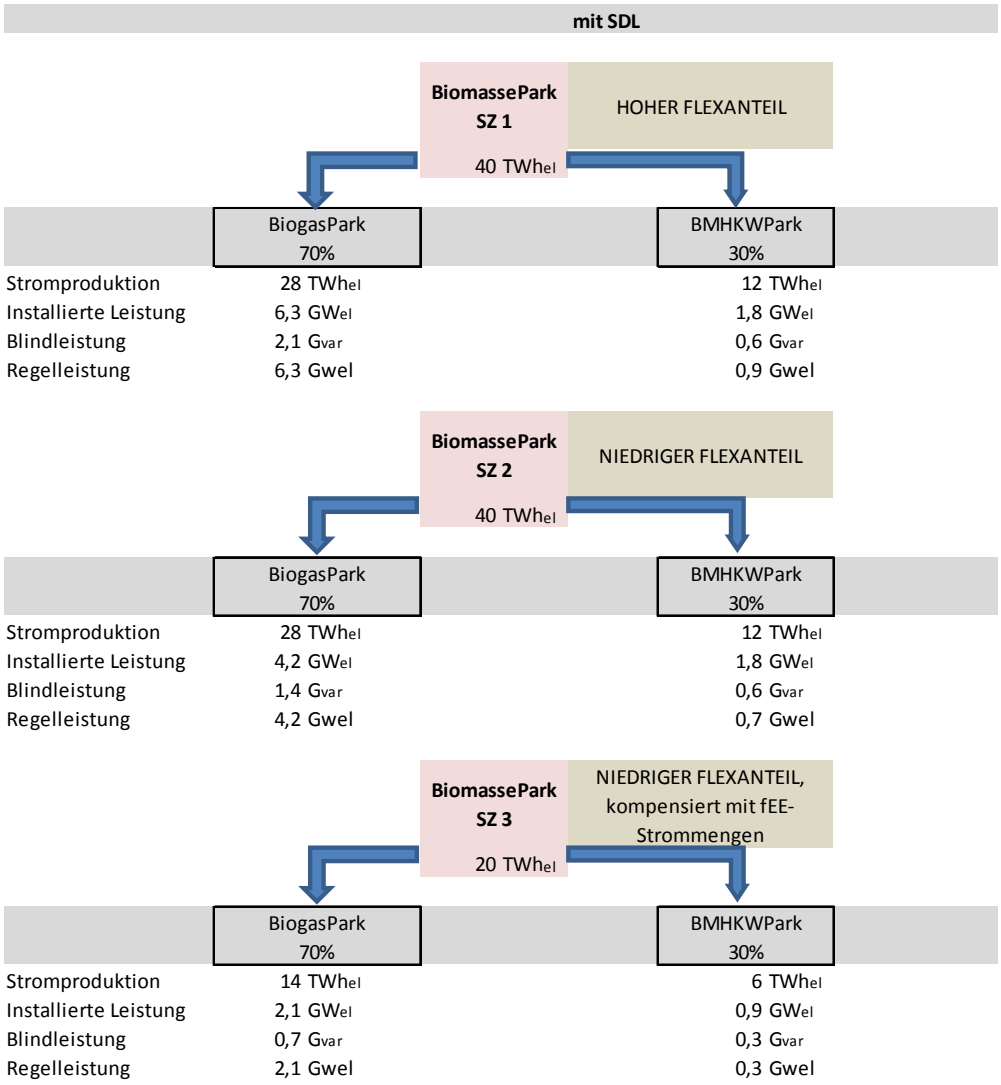


Abbildung 6-1: Aufschlüsselung der Szenarien SZ1 bis SZ3 nach Stromproduktion, installierte Leistung, Blind- und Regelleistungspotential, differenziert nach BiogasPark und BMHKWPark

Zusätzlich werden 3 Szenarien gerechnet, in denen Biomasse keine Systemdienstleistung bereitstellt. Dabei handelt es sich um SZ10, SZ20 und SZ30.

Die genannten Szenarien SZ1 bis SZ3 werden 3 verschiedenen Varianten des Blindleistungsbedarfs ausgesetzt (V1, V2 und V3). D.h. die Optimierung sucht nach der kostenoptimalen Residuallastversorgung in Abhängigkeit der SDL-Variationen und das

für jedes Szenario (von SZ1 bis SZ3 und SZ10 bis Sz30). Die folgende Abbildung zeigt die unterschiedlichen Variationen und Szenarien entsprechend auf.

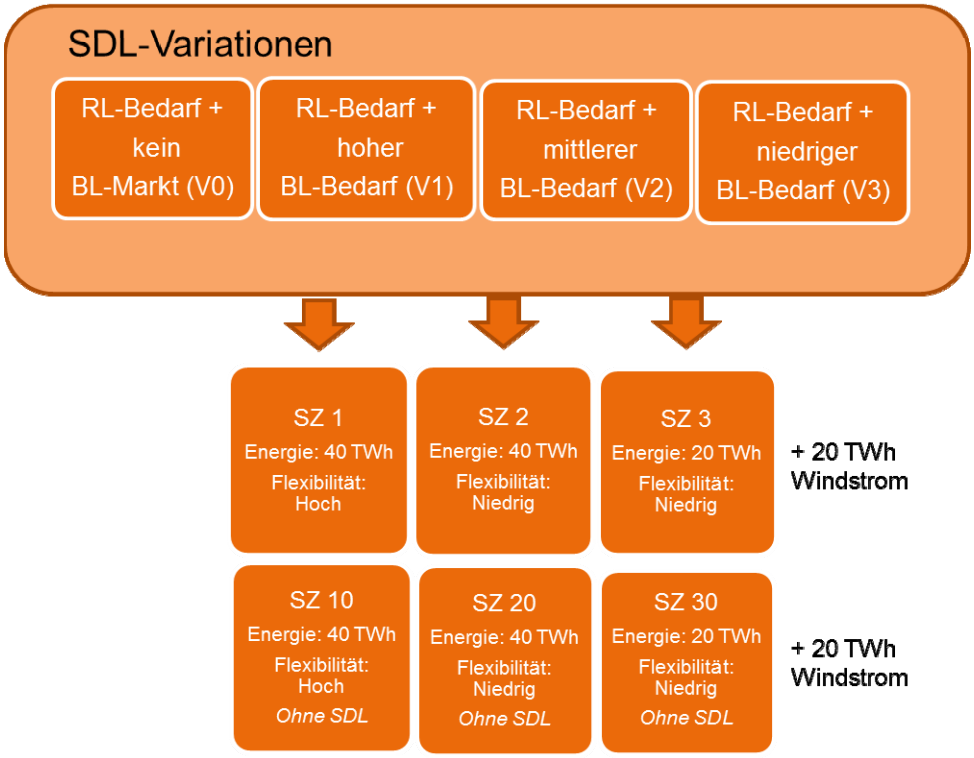


Abbildung 6-2: Übersicht: Variantenbaum für die SDL-Variationen (konstanter RL-Bedarf und Varianten des Blindleistungsbedarf V0 und V1 bis V3) und die jeweiligen Biomasse-Szenarien als Grundlage für die Simulation.

Die Abbildung 5-8 zeigt die Simulationsvariationen zur Ermittlung des Einflusses des BiomasseParks und deren Eigenschaften auf den konventionellen Kraftwerkspark (betriebene Kraftwerksleistung, Strommix, Wärmeversorgung) und den damit verbundenen Abregelung von EE-Strommengen und Stromspeicherverlusten.

Die Variante VO zeigt Simulationsergebnisse ohne dass ein BL-Markt berücksichtigt wurde, d.h. BiomassePark und konventioneller Kraftwerkspark stellen keine BL bereit.

7 Simulationsergebnisse

Der Einfluss des BiomassePark auf das Energiesystem mit starken Fokus auf die Wechselwirkung mit der residualen Stromversorgung und der kosteneffizienten Integration von fluktuierenden erneuerbaren Energien wurde in indirekte und direkte Wechselfelder unterteilt und untersucht. Als Voraussetzung für die Simulation wurde angenommen, dass die erarbeiteten regulatorischen, rechtlichen und marktorganisatorischen Hemmnisse bis zum Jahr 2025 beseitigt werden können. Die Simulation setzt somit einen funktionierenden Markt voraus.

Der BiomassePark stellt Flexibilität – also steuerbare und sichere elektrisch Kapazität - und das mit der Flexibilität verbundene SDL-Potential (BL und RL) dem Energiesystem bereit. Im Rahmen der Simulation des Energiesystems wird das kostenoptimale Verhalten aller Erzeugungskapazitäten ermittelt, unter der Randbedingung, dass die Stromnachfrage und der unterstellte Bedarf an SDL (BL und RL) in jeder Stunde eines Jahres (mind.) gedeckt wird. Eine Unterdeckung des Bedarfs ist nicht zulässig. Die vorgenommenen Untersuchungen adressieren das Jahr 2025, als ein Szenario welches in naher Zukunft liegt, um den Einfluss des BiomasseParks zu diskutieren.

Die Wirkung des BiomasseParks und deren szenarioabhängige Flexibilität bzw. deren SDL-Potential teilt sich zwischen direkte und indirekte Effekte auf, wie folgende Abbildung schematisch aufzeigt.

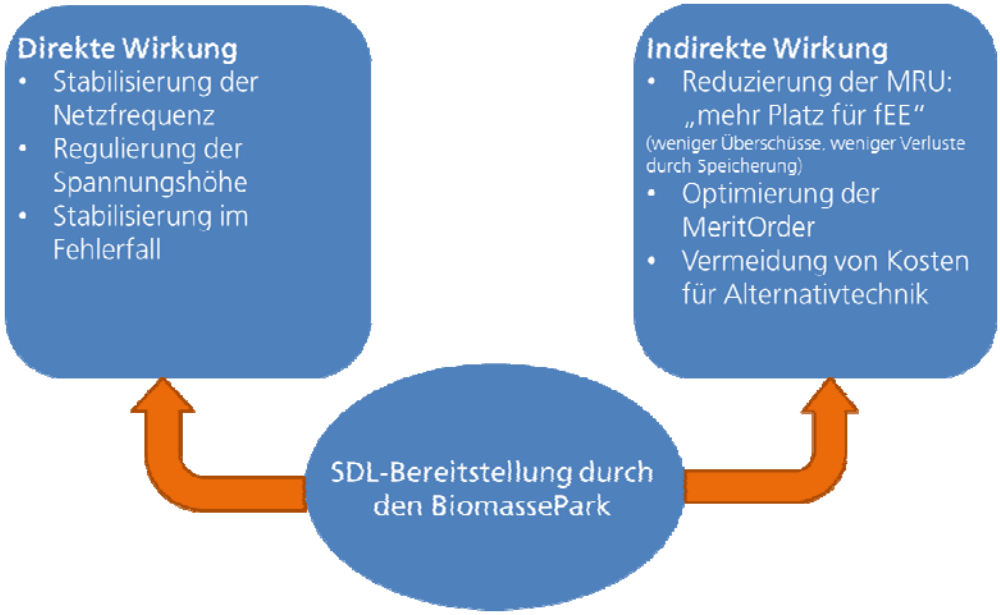


Abbildung 7-1: Schematische Darstellung der Wirkung von SDL-Bereitstellung durch den BiomassePark

Die Flexibilität des BiomasseParks, als eine in der Simulation vorrangig behandelte erneuerbare Energieform, wirkt sich auf die Kraftwerksreihenfolge aus. Vorrangig heißt, dass Strom aus Biomasse als genutzte erneuerbare Strommenge in der Simulation behandelt wird und somit in jedem Fall die gesamten unterstellten Strommengen im Jahresverlauf dem Energiesystem zur Deckung der Residuallast zugeführt werden (40 TWh_{el} (V1 und V2) bzw. 20 TWh_{el} (V3)). Ebenso vorrangig werden die anderen Erneuerbaren Strommengen behandelt, mit dem Unterschied, dass fluktuierende Erneuerbare Energien (Wind, PV) stark von Witterungsbedingungen abhängig sind. Verändert sich die Flexibilität dieser Strommengen nach den

unterstellten Szenarien und die Fähigkeit die Nebenbedingungen RL-Bedarf und BL-Bedarfs zu decken, verändern sich gleichzeitig die kostenoptimalen Kraftwerksreihenfolgen. Dadurch ändern sich wiederum die Abregelung von EE-Strommengen, der Speicherbetrieb und somit die Speicherverluste, der zur Residuallastdeckung genützte Kraftwerkspark, der Strommix, usw. Die folgende Abbildung zeigt beispielhaft eine Kraftwerksreihenfolge für die Versorgung der Residuallast (BiomassePark SZ1).

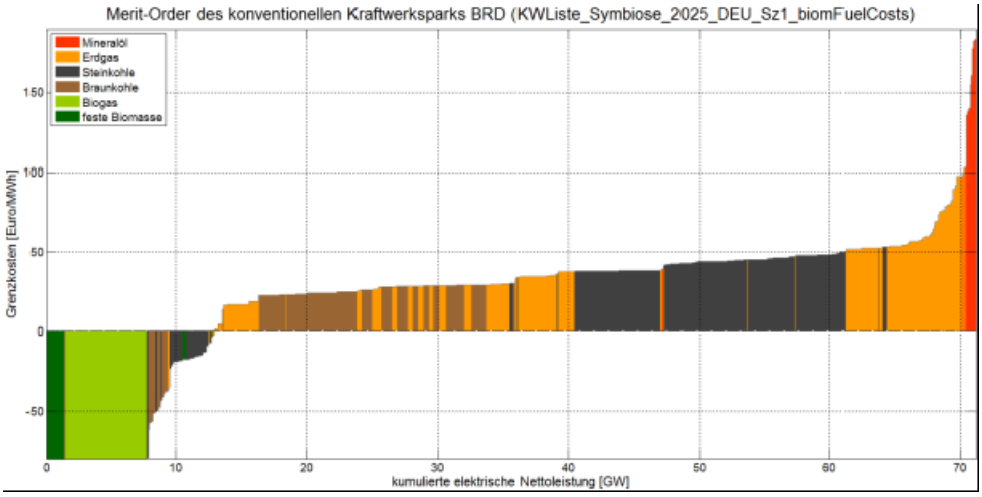


Abbildung 7-2: Beispielhafte Kraftwerksreihenfolge (Merit-Order) für eine Stunde in der Simulation des BiomasseParks SZ1

Nachfolgend werden einzelne Aspekte der Wechselwirkung einer flexiblen Stromproduktion des BiomasseParks und der damit verbundenen SDL-Bereitstellung mit dem restlichen Energieversorgungssystem beschrieben.

Folgende Vergleiche werden dazu durchgeführt

- Einfluss von Flexibilität und Strommenge des BiomasseParks
    - Vergleich eines flexiblen und größeren BiomasseParks, welcher SDL bereitstellen kann, mit einem unflexiblen und kleineren BiomasseParks, welcher ebenfalls SDL bereitstellen kann → SZ1 gegenüber SZ3

      Annahme: Kleiner BiomassePark wird technisch relevant weiterentwickelt, obwohl der BiomassePark im Vergleich zum Status quo im Jahr 2016 massiv abnimmt und der Branchenumsatz relevant sinkt.

    - Vergleich eines flexiblen und größeren BiomasseParks, welcher SDL bereitstellen kann, mit einem unflexiblen und kleineren BiomasseParks, welcher **keine** SDL bereitstellen kann → SZ1 gegenüber SZ30

      Annahme: Kleiner BiomassePark ist im Vergleich zum großen BiomassePark nicht in der Lage SDL bereitzustellen, da die Branche keine Innovationskraft, aufgrund der massiven Reduktion des BiomasseParks im Vergleich zum Status Quo 2016, aufweist.

- Vergleich eines flexiblen und größeren BiomasseParks, welcher **keine** SDL-bereitstellen kann, mit einem unflexiblen und kleineren BiogasPark, welcher ebenfalls **keine** SDL bereitstellen kann →**SZ10 gegenüber SZ30**

  Annahme: BiomassePark, egal welcher Größe, ist technisch nicht in der Lage SDL bereitzustellen. SDL müssen ausschließlich vom restlichen Kraftwerkspark geliefert werden.

Anmerkung: In SZ1 ist ein BiomassePark, welcher sich technisch gegenüber dem Status quo 2016 weiterentwickeln muss, um die unterstellte Flexibilität zu erreichen. Dadurch ist zu erwarten, dass ein Umsatz generiert wird der entsprechende Innovationen hervorruft, obwohl die Strommengen auf vergleichbarer zur aktuellen Höhe (Status quo 2016) angenommen wurden.

- Einfluss Strommenge des BiomasseParks
  - Vergleich eines gleichartigen begrenzt flexiblen - aber größeren - BiomasseParks, welcher SDL bereitstellen kann, mit einem kleineren BiomassePark, welcher ebenfalls SDL bereitstellen kann. → **SZ2 gegenüber SZ3**

    Annahme: Kleiner BiomassePark wird technisch relevant weiterentwickelt, obwohl der BiomassePark im Vergleich zum Status quo im Jahr 2016 massiv abnimmt und der Branchenumsatz sinkt.

  - Vergleich eines größeren BiomasseParks, welcher SDL bereitstellen kann, mit einem kleineren BiomassePark mit gleich geringer Flexibilität, der **keine** SDL bereitstellen kann. → **SZ2 gegenüber SZ30**

    Annahme: Kleiner BiomassePark ist im Vergleich zum großen BiomassePark nicht in der Lage SDL bereitzustellen, da die Branche keine Innovationskraft aufgrund der abgesenkten Strommengen im Vergleich zum Status Quo 2016 mobilisiert.

  - Vergleich eines größeren BiomasseParks, welcher **keine** SDL-bereitstellen kann, mit einem kleineren BiomassePark mit gleich geringer Flexibilität, der ebenfalls **keine** SDL bereitstellen kann. →**SZ20 gegenüber SZ30**

    Annahme: BiomassePark, egal welcher Größe, ist technisch nicht in der Lage SDL bereitzustellen. SDL müssen ausschließlich vom restlichen Kraftwerkspark geliefert werden.

Anmerkung: In SZ2 ist ein BiomassePark, welcher sich technisch zum Status quo 2016 vergleichbar ist. Die Strommengen aus Biomasse sind in ähnlicher Höhe wie der aktuelle BiomassePark im Jahr 2016.

- Einfluss der Bereitstellung von SDL durch den BiomassePark

- Vergleich eines großen flexiblen BiomasseParks mit SDL-Bereitstellung mit dem gleichen BiomassePark ohne SDL-Bereitstellung. → SZ1 gegenüber SZ10
- Vergleich eines großen BiomasseParks mit SDL-Bereitstellung mit dem gleichen BiomassePark ohne SDL-Bereitstellung. → SZ2 gegenüber SZ20
- Vergleich eines kleinen BiomassePark mit SDL-Bereitstellung, mit dem gleichen BiomassePark ohne SDL-Bereitstellung → SZ3 gegenüber Sz30

- Einfluss der RL-Bereitstellung (ohne BL-Bedarf) durch den Biomassepark :
  - Variation V0: unterstellt ausschließlich einen Regelleistungsmarkt. Keiner der elektrischen Kapazitäten muss BL bereitstellen. Dadurch kann der Einfluss einer RL-Bereitstellung durch den BiomassePark abgeschätzt werden.
    - → SZ1V0 gegenüber SZ10V0
    - → SZ2V0 gegenüber SZ20V0
    - → SZ30V0 gegenüber SZ30V0
- Einfluss der BL-Bereitstellung (inkl. RL-Bereitstellung) durch den BiomassePark:
  - Variation V1: unterstellt hohen BL-Bedarf und gleichzeitig RL-Bedarf
    - → SZ1 bis SZ3 V1
    - → SZ10 bis SZ30 V1
  - Variation V2: unterstellt mittleren BL-Bedarf und gleichzeitig RL-Bedarf
    - → SZ1 bis SZ3 V2
    - → SZ10 bis SZ30 V2
  - Variation V3: unterstellt niedrigen BL-Bedarf und gleichzeitig RL-Bedarf
    - → SZ1 bis SZ3 V3
    - → SZ10 bis SZ30 V3

Hinweis: Die unterstellten Vergleiche und die damit verbundenen Annahmen sollen Entwicklungskorridore aufzeigen. In der Praxis ist zu erwarten, dass die Entwicklung innerhalb dieser Korridore, in Abhängigkeit der gesetzten Rahmenbedingungen, verläuft.

7.1 Indirekte Wirkung bzw. Wechselwirkung mit konventionellem Kraftwerkspark

Die Beschreibung und Untersuchung der indirekten Wirkung der SDL-Bereitstellung durch den BiomassePark in seiner unterschiedlichen Ausführung adressiert verschiedene Kennwerte des Energieversorgungssystems. Die indirekte Wirkung kann nur schwer von direkten Wechselwirkungen, z.B. der flexiblen Bereitstellung von elektrischen Leistungen durch den BiomassePark, getrennt werden. Ebenso beeinflussen sich die Bereitstellung von BL und RL gegenseitig, so dass ein Herauslösen der Wirkung einer SDL auf das Energiesystem als kein alleinstehender Teilaspekt beschrieben werden kann. Ebenso spielt, wie beschrieben, der Bedarf an Residuallast und der restliche Kraftwerkpark eine Rolle, wie auch der Bedarf an Wärme, und somit die unterschiedlichen Heizgradtage. Um die Gesamtwirkung zu beschreiben werden BL- und RL-Bedarfsdeckung gleichzeitig mit Residuallastversorgung simuliert. Durch die Unsicherheit bezüglich des BL-Bedarfs auf der MS-Ebene, wird der Gesamtbedarf auf dieser Ebene variiert in den Varianten V1 bis V3.

Die nachfolgenden Auswertungen beschreiben somit kombinierte Wechselwirkungen zwischen Residuallastversorgung, BL und RL-Bedarfsdeckung, wenngleich immer wieder auf die indirekte Wirkung der SDL-Bereitstellung eingegangen wird.

7.1.1 Wirkung auf die Residuallastversorgung – noch benötigte Kraftwerksleistungen

Die Strommengen zur Residuallastversorgung werden von unterschiedlichen elektrischen Kapazitäten bereitgestellt. In Abhängigkeit des Strombedarfs und der Flexibilität der Bestandteile des Versorgungssystems werden entsprechende elektrische Kapazitäten betrieben. Zwischen den Szenarien SZ3 und SZ2 bzw. SZ1 für den BiomassePark liegen 3 GW_{el} bzw. 5,1 GW_{el} Biomasseerzeugungskapazitäten. Im BiomassePark-Szenario SZ3 mit 3 GW_{el} sind 8,9 GW_{el} Onshore-Windkraftanlagenleistung zusätzlich (im Vergleich zu SZ2 und SZ1) installiert, welche im Jahresverlauf 20 TWh_{el} bereitstellen. So wird der EE-Anteil zwischen SZ3 und SZ2/SZ2 auf gleicher Höhe garantiert. Auf eine Darstellung dieser Windkraftleistung wird im Nachfolgenden verzichtet.

Um das generelle Potential einer aktiven Rolle von Biomasse verbunden mit einer biogenen SDL-Bereitstellung durch Biomasse zu bewerten wird SZ1 und SZ2 mit SZ30 verglichen. SZ30 ist, wie beschrieben, ein unflexibler BiomassePark ohne SDL-Lieferfähigkeiten mit nur 50% der Strommengen gegenüber SZ1 und SZ2. SZ3 weist gleiche Kennwerte auf allerdings mit entsprechender SDL-Bereitstellung. Die größeren Strommengen werden im SZ1 mit höherer und SZ2 mit vergleichbarer Flexibilität wie SZ3 und SZ30 bereitgestellt. Die Biomasseanlagen bringen in SZ 1 und SZ2 allerdings ihr SDL-Potential mit ein.

Die Veränderung des BiomasseParks durch die unterstellte zusätzliche Strommenge (SZ1, SZ2) und Flexibilität (nur SZ1) und Systemdienstleistungsbereitstellung in SZ1 und SZ2 gegenüber SZ30 führt zu einer Absenkung der zur Residuallastversorgung notwendigen konventionellen Kraftwerksleistung. Der BiomassePark steht in Wechselwirkung mit den restlichen elektrischen Kapazitäten.

Die folgende Abbildung zeigt zum einen die Ergebnisse des Vergleichs zwischen BiomassePark SZ30 und SZ1 auf (zweiter Balken von links SZ2-Sz30). Die Y-Achse beschreibt die Leistungsänderung (innerhalb eines Jahres mindestens einmal abgerufene Kraftwerke – Leistungsdifferenz in GW_{el}) im Vergleich zu den betriebenen Kapazitäten mit einem BiomassePark SZ30.

Es wird gleichzeitig zwischen unterschiedlichem Bedarf an BL unterschieden, welche durch drei Balkenpaare dargestellt werden. Die Versionen V1 bis V3 beschreiben einen hohen, über mittleren bis hin zu einem niedrigen Blindleistungsbedarf. Die Beschriftung der einzelnen Balken gibt Aufschluss über den mit SZ30 verglichenen BiomassePark. Der BiomassePark in SZ2 und SZ1 stellen SDL bereit und somit auch BL.

- Die Balken 1 und 2 zeigen Ergebnisse, welche einen sehr hohen BL-Bedarf auf der MS-Ebene unterstellen (V1). → Die Nachfrage ist stets höher als das Angebot.

- Die weiteren Balken 3 und 4 beschreiben die Veränderung der Kraftwerksleistung gegenüber Varianten mit einem mittleren Bedarf an BL auf der MS Ebene (V2). → In dieser Variante gibt es immer wieder Phasen, in denen das Angebot an BL den Bedarf übersteigt und umgekehrt.

- Die Balken 5 und 6 zeigen das Ergebnis mit niedrigem BL-Bedarf auf der MS-Ebene (V3). → Diese Variante unterstellt einen BL-Bedarf der regelmäßig unter dem Angebot auf der MS-Ebene liegt.

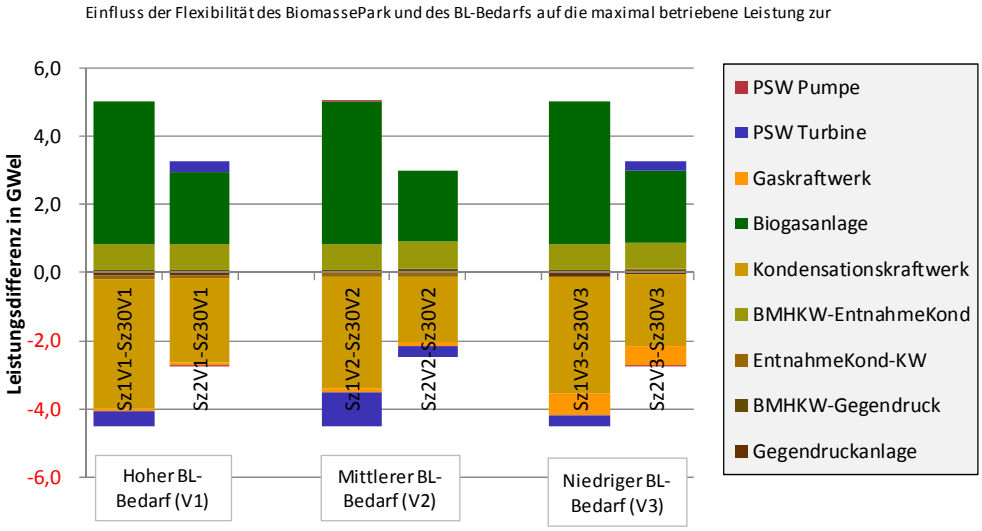


Abbildung 7-3: Änderung der Zusammensetzung der betriebenen elektrischen Kapazität zur Residuallastdeckung in Abhängigkeit der Flexibilität eines aktiven Biomasseparks, im Vergleich mit SZ30 (weniger Strom aus Biomasse ohne SDL-Bereitstellung), differenziert nach den BL-Bedarf

Die Erweiterung des BiomasseParks (um 20 TWhel und 3 GWel) im SZ2 gegenüber SZ30 führt gleichzeitig zu einer Reduzierung der betriebenen konventionellen Kraftwerksleistung (neben der Windkraftleistung[1]) zur Residuallastdeckung.

Die ersten beiden Balken 1 und 2 beschreiben das Ergebnis, welches einen hohen Blindleistungsbedarf auf der MS-Ebene unterstellt. Der EE-Kraftwerkspark ist in SZ2 in

[1] Die gesicherte Leistung der Windkraft zur Residuallastversorgung, welche durch den Erhöhung des BiomasseParks bzw. der Reduzierung der Windkraftanlagen verursacht wird, reduziert sich laut der Simulation um 0,5 GWel.

Summe, trotz reduzierter Windkraftleistung, etwas unflexibler als die verdrängte konventionelle Kraftwerksleistung, weshalb z.T. im geringen Umfang zusätzliche Turbinenleistung der PSW (genutzt wird, um die kostenoptimale Lösung zur Residuallastdeckung zu erreichen und SDL-Versorgung sicher zu stellen. Der um knapp 3 GW_{el} erweiterte BiomassePark verdrängt hauptsächlich Kondensationskraftwerks-kapazitäten, was der 2te Balken (SZ2V1-SZ30V1) zeigt.

Wird der BiomassePark neben der höheren Strommenge zusätzlich flexibilisiert (SZ1) und weist somit eine Leistungserhöhung von über 5 GW_{el} gegenüber den SZ30 auf, so kann laut Simulationsergebnis auf weitere Kondensationskraftwerksleistung verzichtet werden, um die Residuallast sicher zu decken und SDL bereit zu stellen. Die zusätzliche Flexibilität führt auch zu einer Reduzierung der betriebenen Turbinenleistung, im Vergleich zwischen Balken 1(SZ1V1-SZ30V1) zu Balken 2 (SZ2V1-SZ30V1), welche zur Deckung der maximalen Residuallast (und SDL-Bereitstellung) herangezogen wird. Der BiomassePark im SZ1 ist somit so flexibel, dass auf etwas Flexibilität, welche durch die Turbine der PSW geleistet wird, verzichtet werden kann. Diese Änderung liegt aber auf sehr geringem Niveau, so dass der Einfluss auf PSW als gering bewertet werden kann.

Um den Einfluss der biogenen Strommenge von der Frage der biogenen SDL-Bereitstellung zu separieren, wird ein weiterer Vergleich gezogen. Würde das Vergleichsszenario SZ3 auch SDL bereitstellen und vergleicht man die Szenarien SZ2 und SZ1 mit diesen, so ändern sich die Ergebnisse nur in geringem Umfang, wie die folgende Abbildung zeigt. Auch durch diese Ergebnis wird deutlich, dass der BiomassePark verstärkt Kondensationskraftwerke verdrängt und nicht wie oft diskutiert Gaskraftwerksleistung.

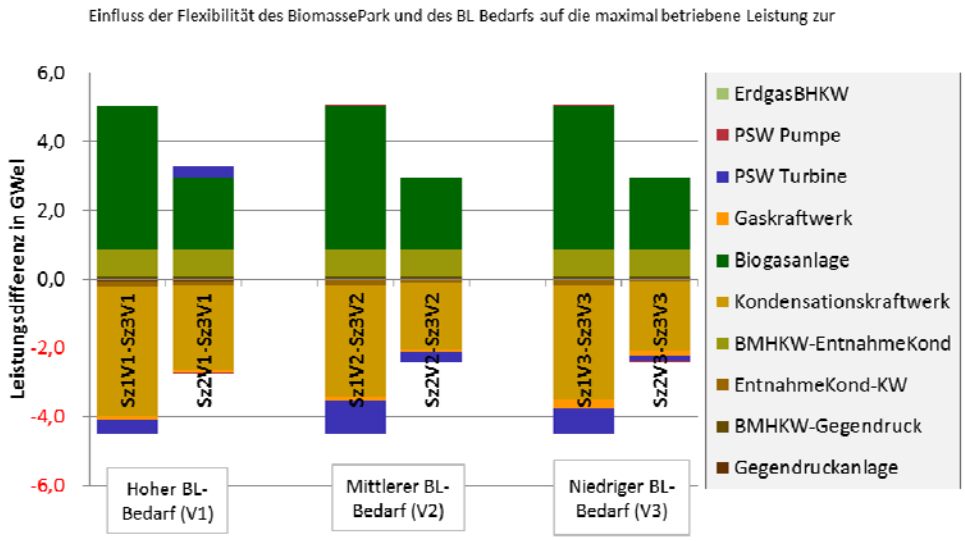


Abbildung 7-4: Änderung der Zusammensetzung der betriebenen elektrischen Kapazität zur Residuallastdeckung in Abhängigkeit des Biomasseparks, im Vergleich mit SZ3 (mit SDL-Bereitstellung), differenziert nach den BL-Bedarf

Der BiomassePark stellt Flexibilität bereit und reduziert die elektrischen Kapazitäten, welche sonst zur sicheren Residuallastversorgung betrieben werden müssen. Offen ist, inwieweit der BiomassePark durch die SDL-Bereitstellung zu einer Veränderung des Mix an Kraftwerksleistung zur Residuallastdeckung beitragen kann. Grundsätzlich kann angenommen werden, dass SDL Bereitstellung die Flexibilität der einzelnen elektrischen Kapazitäten beeinflusst, dies ist bei konventionellen Kraftwerken ebenso wie bei Kapazitäten des BiomassePark zu erwarten.

Um den Einfluss der biogenen SDL-Bereitstellung selbst zu separieren, wird jedes BiomasseSzenario mit sich selbst, aber ohne SDL verglichen. Die nachfolgende Abbildung zeigt die Veränderung des Mixes an Kraftwerksleistung zur verlässlichen Residuallastdeckung in GW_{el}. Die Darstellung wird für die BiomassePark-Szenarien SZ1 bis Szenario SZ3 im Vergleich mit dem jeweiligen BiomassePark-Szenario gleicher Flexibilität ohne SDL-Lieferfähigkeit aufgezeigt (Beispielhaft bei mittlerem BL-Bedarf (V2)).

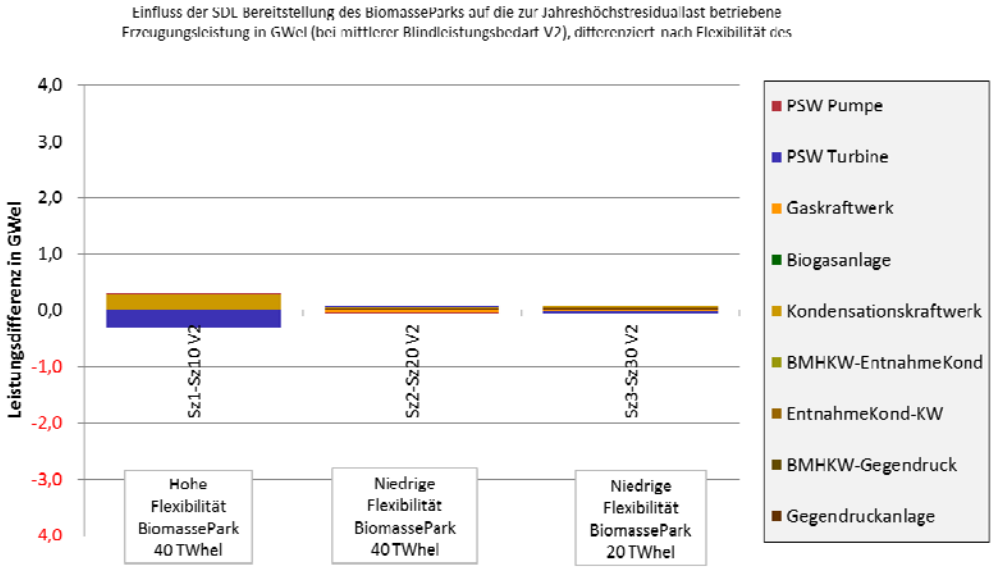


Abbildung 7-5: Einfluss der SDL Bereitstellung durch den BiomassePark auf die maximal betriebene Kraftwerksleistung zur Residuallastversorgung, in Abhängigkeit der Szenarien SZ1 bis SZ3 des BiomassePark, bei gleichen BL (V2) und RL Bedarf.

Stellt somit der BiomassePark nach seinen Möglichkeiten SDL bereit, verändert sich der zur Deckung der Residuallast zu betreibende Kraftwerkspark in V2 nur in geringem Umfang. Die kostenoptimale Einsatzoptimierung zeigt nur leichte Veränderungen in den zur Residuallast notwendigen Kraftwerkskapazitäten. Durch die Bereitstellung von SDL mittels des BiomasseParks SZ1 müssen beispielsweise 0,3 GW_{el} geringere Turbinenleistung von Pumpspeicherkraftwerken betrieben werden. Allerdings wird gleichzeitig eine Steigerung von ca. 0,3 GW_{el} elektrische Leistung von Gaskraftwerken notwendig, um die Residuallast zu jedem Zeitpunkt decken und SDL bereitstellen zu können. Die Untersuchung fokussiert V2, da in dieser Variante der BL-Bedarf und BL-Angebot in der Simulation auf vergleichbarer Höhe liegen und somit eine Wechselwirkung zwischen den Erzeugungskapazitäten unterstellt werden kann. Auf eine Darstellung der V1 und V3 wurde verzichtet, da diese Wechselwirkung in V1 und V3 nicht gegeben ist und die Ergebnisse deshalb nicht diese Aussagekraft besitzen.

Die mindestens einmal im Jahresverlauf abgerufenen Kraftwerksleistungen ändern sich bei dem unterstellten Bedarf an BL (V2) laut der Simulationsergebnisse nur in sehr geringem Umfang. Die Bereitstellung von SDL (Regelleistung und Blindleistung) durch den BiomassePark hat somit geringe Auswirkung auf die betriebenen elektrischen Kapazitäten zur Deckung der Residuallast.

Die folgende Abbildung zeigt eine Darstellung der Änderung der Leistung, ohne einen Blindleistungsmarkt. Somit zeigt die Darstellung isoliert den Einfluss der RL-Bereitstellung durch den BiomassePark in Abhängigkeit der Szenarien SZ1 bis SZ3 auf die Kraftwerkszusammensetzung zur Residuallastversorgung. Die Leistungsveränderung

ist ebenfalls entsprechend gering. Die RL-Bereitstellung führt in geringem Umfang dazu, dass Turbinen der Pumpspeicherkraftwerke mit etwas höherer Leistung betrieben und die Kondensationskraftwerke an Leistung reduziert werden, allerdings auf niedrigem Niveau.

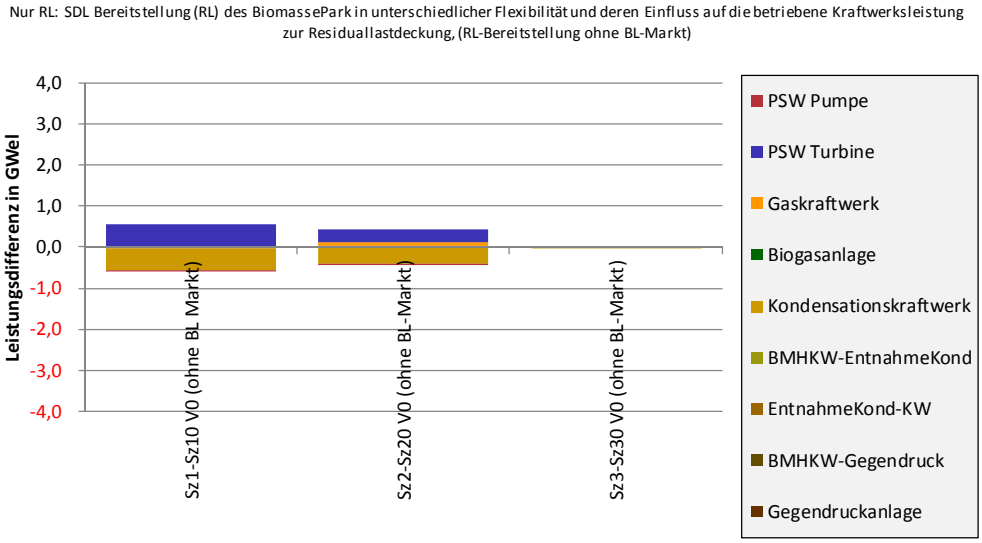


Abbildung 7-6: Analyse des Einflusses des RL-Bereitstellung durch den Biomassepark auf die betriebenen Kraftwerkskapazitäten, in Abhängigkeit der Szenarien SZ1 bis SZ3 des BiomassePark (ohne BL-Markt)

Die Residuallastversorgung, die Regelleistungsbereitstellung und die Deckung des Blindleistungsbedarfs stehen in Wechselwirkung und beeinflussen sich gegenseitig. Der kostenoptimale Fahrplan z.B. für den BiomassePark wurde über die SCOPE - Optimierung ermittelt.

Fazit: Eine Erhöhung der Erzeugungsleistung des BiomasseParks führt zu einem geringeren Bedarf an konventioneller Kraftwerksleistung. Insbesondere müssen weniger Kondensationskraftwerke zur Residuallastversorgung betrieben werden. Die zur Versorgung der Residuallast notwendige noch zu betreibende Kraftwerkszusammensetzung verändert sich nur unwesentlich durch die Bereitstellung von SDL mittels des BiomasseParks. Je kleiner die Flexibilität und die Strommengen des BiomassePark, umso mehr sinkt dieser geringe Einfluss noch weiter ab.

7.1.2 Auswirkung auf die Residuallastversorgung - Strommengen

Der BiomassePark stellt dem Energiesystem in Abhängigkeit der Biomassepotentiale entsprechende Strommengen bereit. Für das Szenario SZ3 sind 20 TWh_{el} und für die Szenarien SZ2 und SZ1 40 TWh_{el} für das Jahr 2025 festgelegt worden, wie in den Kapiteln zum BiomassePark ausführlich beschrieben. Diese Strommengen leisten somit zur Deckung des Jahresstrombedarfs im Jahr 2025 von 562 TWh_{el} ihren entsprechenden Beitrag.

Wie im vorangegangen Abschnitt beschrieben, haben die unterschiedlichen Szenarien des BiomasseParks Auswirkungen auf die Kraftwerke, welche zur Residuallastversorgung betrieben werden. Somit haben die Biomasseszenarien SZ1 bis SZ3 Auswirkungen auf die Betriebszeiten und den Fahrplan der einzelnen elektrischen

Kapazitäten im System. Die nachfolgenden Darstellungen beschreiben die Untersuchungsergebnisse bezüglich der Änderung des Strommixes, also der Zusammensetzung der Strommengen in der Jahressumme, durch den BiomassePark.

Die erste Abbildung zeigt in 6 Balken die veränderte Zusammensetzung der Strommengen zur Residuallastversorgung im Jahr 2025. Die 3 Balkenpaare sind jeweils nach dem BL-Bedarf differenziert (V1, V2, V3). Innerhalb eines Paares wird der Vergleich zwischen SZ1 zu SZ30 und SZ2 zu Sz30 vorgenommen, also den Einfluss einer grundsätzlich aktiveren Rolle von Biomasse durch SDL-Bereitstellung bei Erhöhung der Strommengen und der Flexibilität (SZ1) bzw. nur der Strommengen des BiomasseParks (SZ2).

Die einzelnen Farben der Balken zeigen die Zusammensetzung der Strommengenänderung auf. Dabei kann abgelesen werden, dass die abgeregelte Strommenge (Abregelung) in allen Szenarien und Varianten durch die Erweiterung des BiomasseParks im Vergleich zu SZ30 reduziert werden kann. Die positive Position des grünen Abschnittes der Balken beschreibt die Differenz zwischen Abregelung nach SZ1 und SZ30. Das positive Ergebnis zeigt, dass die Abregelung im SZ30 um diesen Betrag höher liegt als im SZ1. Diese Strommengen müssen entsprechend weniger produziert werden, um den Strombedarf zu decken. Ebenso können laut Simulationsergebnis die Strommengen, welche über den Pumpenbetrieb der Pumpspeicherkraftwerke aufgenommen werden, reduziert werden. Der positive Wert für PSW Pumpe zeigt die Reduktion des Strombedarfs für Pumpen der PSW auf. Entsprechend reduziert sich auch der Turbinenbetrieb, da diese Strommengen nicht mehr zwischengespeichert werden müssen. Das wird mit einem negativen Wert für den Strom für Turbinen in der Graphik gezeigt. Gleichzeitig kommt es darüber hinaus zu einer Reduktion der Strommengen aus Kondensationskraftwerken von über 2 TWh_{el} und in den Varianten V2 und V3 auch zu einer Reduzierung der Strommengen der flexiblen Gaskraftwerke. Der Effekt auf die Strommengen aus Gaskraftwerken ist bei niedrigen BL-Bedarf (V3) am höchsten. Strommengen aus KWK-Gegendruckanlagen (braune Fläche) erhöhen sich leicht.[1]

[1] Die zusätzlichen 20 TWh Biomassestrommengen im SZ1 und SZ2 gegenüber SZ3 ersetzen entsprechend Windstrommengen. Beide EE-Strommengen werden aus Gründen der Übersichtlichkeit in der Darstellung nicht aufgezeigt.

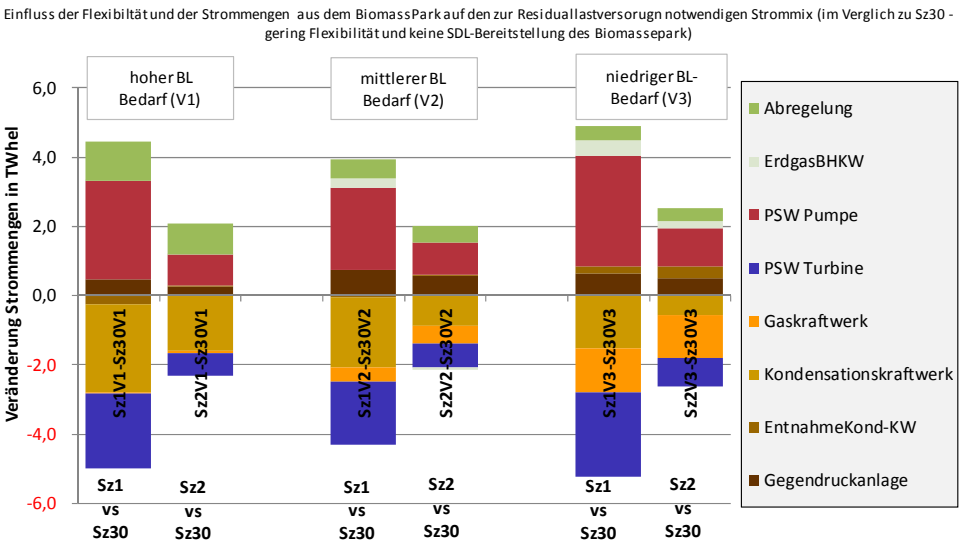


Abbildung 7-7: Veränderung des Stromerzeugungsmix in TWh, in Abhängigkeit unterschiedlicher Erzeugungskapazitäten, Verbraucher (PSW Pumpe) und EE-Abregelung – Einfluss der biogenen SDL-Bereitstellung, höheren biogenen Strommengen und Flexibilität

Werden die Balken innerhalb eines Balkenpaares verglichen, so zeigt sich der Einfluss der Flexibilisierung des BiomasseParks deutlich. Insbesondere kann die Notwendigkeit, Strom zu speichern, reduziert werden. Auch kann der Strombedarf aus Kondensationskraftwerken etwas abgesenkt werden, wenngleich die Strommengen aus Gegendruckanlagen leicht steigen.

Der BL-Bedarf hat einen gewissen Einfluss auf den Strommix. Sinkt der Gesamtbedarf an BL auf der MS-Ebene, so werden wie erwähnt stärker Strommengen aus Gaskraftwerken verdrängt als aus Kondensationskraftwerken.

Wird der gleiche Vergleich mit dem Unterschied vorgenommen, dass der BiomassePark SZ3 ebenso nach seinen Möglichkeiten SDL bereitstellt (Rolle von Strommenge und Flexibilität auf das Gesamtsystem), so zeigt sich, dass insbesondere in der Variante V3 die Strommengen von Gaskraftwerken sich weniger verändern. Hintergrund ist die Reduktion von Gaskraftwerken durch die Bereitstellung von SDL durch den BiomassePark im SZ3, so dass der Einfluss der SZ1 bzw. SZ2 weniger stark ausfällt.

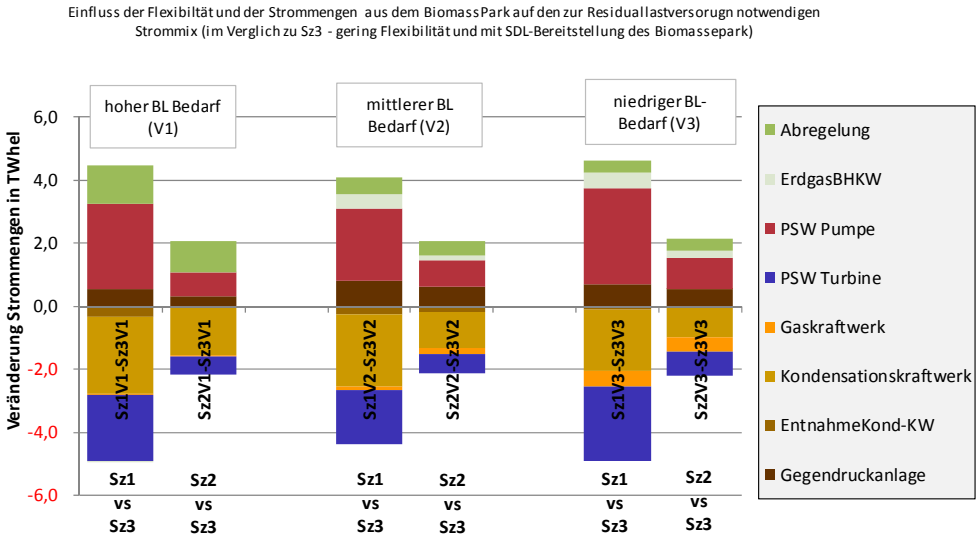


Abbildung 7-8: Veränderung des Stromerzeugungsmix in TWh, in Abhängigkeit unterschiedlicher Erzeugungskapazitäten, Verbraucher (PSW Pumpe) und EE-Abregelung – Einfluss von biogener Flexibilität und Strommenge.

Diesen Sachverhalt bestätigt auch die folgende Abbildung bei einem direkten Vergleich von der Kombination beider SDL (bestehend aus Blindleistung V1, V2, V3 und Regelleistung) zu einer Simulation nur mit Regelleistung ohne Blindleistung (V0) für alle Kraftwerkstypen. Durch die Bereitstellung von SDL im BiomassePark werden tendenziell Strommengen aus Gaskraftwerken etwas reduziert und entsprechende Strommengen aus Entnahmekondensations- und Kondensationsanlagen entsprechend erhöht.

Der Einfluss auf die Veränderung des Strommixes steigt bei sinkendem BL-Bedarf auf MS-Ebene. Ein geringer BL-Bedarf kann die Kraftwerkzusammensetzung somit stärker beeinflussen, da der Bedarf durch wenige günstige Kraftwerke gedeckt werden kann. Somit steigen die Anteile an Strom aus Kondensationskraftwerken und Entnahmekondensationskraftwerke an. Dies ist allerdings auch durch deren unterstellten technischen Eigenschaften zu begründen.

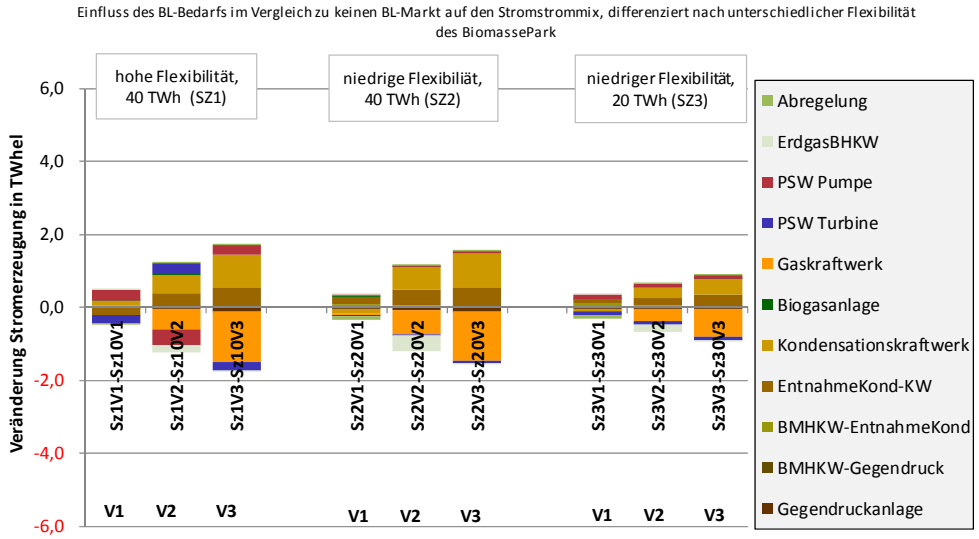


Abbildung 7-9: Veränderung des Stromerzeugungsmix in TWh, in Abhängigkeit unterschiedlicher Erzeugungskapazitäten, Verbraucher (PSW Pumpe) und EE-Abregelung – Einfluss von Blindleistung.

Die technischen Eigenschaften und Möglichkeiten der Kraftwerkskapazitäten zur SDL-Bereitstellung haben grundsätzlich einen Einfluss auf die Veränderung der Zusammensetzung der Strommengen aufgrund der Möglichkeiten des BiomasseParks. Deshalb können die vorgestellten Ergebnisse von der unterstellten technischen Entwicklung auf der konventionellen Kraftwerkseite, aber auch auf der BiomasseParkseite beeinflusst werden. Eine Variation der technischen Eigenschaften, insbesondere das Potential BL bereitzustellen, wurde allerdings nicht vorgenommen, weshalb dazu keine abschließenden Aussagen getroffen werden können.

Fazit: Die Zusammensetzung des Strommixes zur Versorgung der Residuallast im Jahresverlauf wird durch die Strommengen aus dem BiomassePark und einer Zunahme der Flexibilität verändert. Die Veränderungen zeigen einen geringeren Bedarf an Stromspeicherung und eine Reduzierung von EE-Abregelung bzw. Überschüssen. Darüber hinaus kann der Strombedarf aus Kondensationskraftwerken etwas reduziert werden. Stellt der BiomassePark SDL bereit, so werden Strommengen aus Gaskraftwerke gegen Strom aus KWK-Entnahmekondensations- und KWK-Gegendruckanlagen getauscht, wenngleich diese Interkation nicht stark ist und von den technischen Möglichkeiten der Anlagen abhängt. Somit kann postuliert werden, dass die SDL-Bereitstellung durch den BiomassePark nur geringen Einfluss auf den Strommix besitzt. Der unterschiedliche Blindleistungsbedarf hat dagegen laut Simulation mehr Einfluss auf den Strommix, wenngleich dieser auch relevant durch die unterstellten Eigenschaften der Kraftwerkskapazitäten hervorgerufen wird.

7.1.3 Auswirkung auf die Wärmeversorgung durch die konventionellen Kraftwerke

Ein Teil der konventionellen Kraftwerke produzieren ihren Strom, zumindest in Anteilen, in KWK-Betrieb (Entnahmekondensationskraftwerke, Erdgas-BHKW-Anlagen, Gegendruckanlagen) und weist entsprechend eine Wärmenutzung auf. Die für sechs Regionen in Deutschland ermittelten Wärmebedarfsprofile, wurden entsprechend des Standortes den Kraftwerken zugewiesen. Dabei ist die jeweilige Wärmehöchstlast höher als die KWK-Wärmeleistung der Kraftwerke. Reichen diese KWK-Wärmemengen

nicht aus oder ist es aus Strommarktsicht kostengünstiger auf die gleichzeitige Strom- und Wärmeproduktion zu verzichten, wird ein sog. Back-up-Kessel als Wärmequelle genützt. Die Primärenergie für diese Kessel ist mit 50/50 Erdgas/Heizöl festgelegt. Der Bedarf an Strom zur Residuallastdeckung hat Auswirkung auf die gleichzeitige Wärmeproduktion. Ob die Wärme sinnvoll genutzt werden kann bzw. ob die KWK-Anlage in den Zeiten betrieben wird, während der Wärmebedarf auf hohem Niveau liegt, ist von einigen Faktoren abhängig, welche zum Teil in der Simulation berücksichtigt sind. Als wichtigste Einflussfaktoren gelten die technischen Eigenschaften der Erzeugungsanlage, das Wärmebedarfsprofil, das Auslegungskonzept, Energiebezugskosten und die Wärmespeicherkapazitäten.

Die nachfolgenden Auswertungen dokumentieren die Veränderungen der Wärmebereitstellung der Back-up-Kessel an den Wärmestandorten, welche mit konventionellen KWK-Systemen versorgt werden.

Grundsatzfrage ist auch hier wieder, welches Potenzial eine höhere Flexibilität oder eine höhere Strommenge liefern kann. Hierfür wird SZ1 und SZ2 gegenüber SZ3 ausgewertet. Dabei wird die Höhe des BL-Bedarfs variiert (V1, V2, V3). In nachfolgender Abbildung beschreibt die Y-Achse die Reduktion der Wärmebereitstellung der Back-up-Kessel in den einzelnen Varianten gegenüber weniger Flexibilität und/oder weniger Strommenge (SZ3). Die Wechselwirkungen der Back-up-Kessels an den Standorten der Biomasseanlagen wurden nicht in der Darstellung berücksichtigt.

Die Flexibilisierung und Erweiterung des BiomasseParks bringt in jeder BL-Bedarfs-Variante eine Einsparung an Wärmemengen, welche sonst durch den Back-up-Kessel bereitgestellt würden. Liegt der BL-Bedarf sehr hoch (V1), so liegt die Einsparung am geringsten. Bei V2 und V3 (mittlerer und geringer BL-Bedarf) führt die Flexibilisierung des BiomasseParks zu einer weiteren Reduzierung der Wärmemengen aus dem Back-up-Kessel. In V1 steht die SDL-Bereitstellung im Vordergrund, sodass aus kostenoptimaler Sicht die Einsparung der Brennstoffe für den Back-up-Kessel geringere Kostenvorteile bringt als die SDL-Bereitstellung. Die Einsparung durch das Ausnutzen der Biomassepotenziale für SDL liegt maximal bei 2,0 TWh_{th} (SZ1) bis 1,5 TWh_{th} (SZ2). Die SDL Bereitstellung durch konventionelle KWK beeinflusst diese Erzeugungskapazitäten und deren Möglichkeiten, die Wärmesenke zu versorgen, negativ.

Die Flexibilisierung und Erweiterung des BiomasseParks erhöht den Anteil an KWK-Wärme der konventionellen Kraftwerke bzw. senkt den Bedarf an Wärme aus den Back-up-Kessel. Der Einspareffekt aufgrund der Flexibilisierung reduziert sich bei sehr hohem Bedarf an BL.

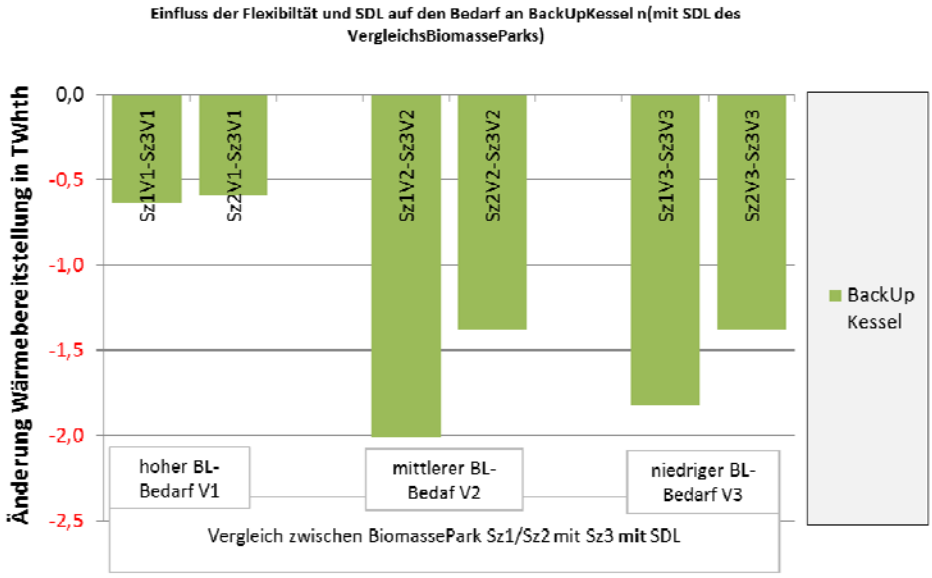


Abbildung 7-10: Reduktion der Wärmelieferung durch Back-up-Kessel bei konventionellen KWK-Systemen in Abhängigkeit der zusätzlichen Flexibilität und/oder zusätzlichen Strommenge des BiomasseParks mit SDL-Bereitstellung durch den BiomassePark, differenziert nach den BL-Bedarf (V1-V3)

Der Vollständigkeit halber ist in folgender Abbildung dieser Vergleich (Einfluss Flexibilität und/oder Strommenge) ohne SDL dargestellt (also SZ10 mit SZ30 und SZ20 mit SZ30). Die Balkenpaare zeigen die Einsparungen bei der Wärmebereitstellung durch den Back-up-Kessel. Die systematischen Zusammenhänge bleiben erhalten, wenngleich es kleine Änderungen gibt.

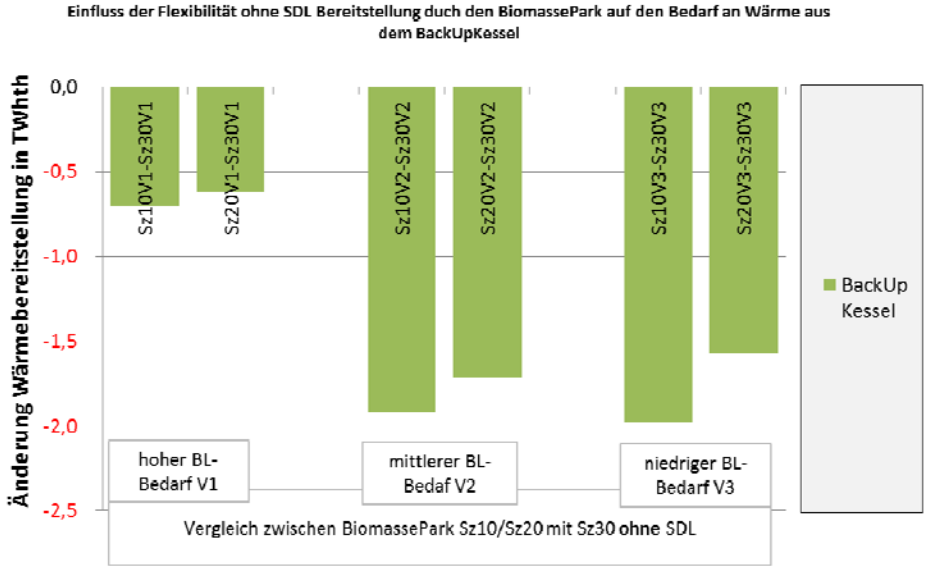


Abbildung 7-11: Reduktion der Wärmelieferung durch Back-up-Kessel in konv. KWK-Systemen in Abhängigkeit der Flexibilität und Strommenge des BiomasseParks ohne einer SDL-Bereitstellung durch den BiomassePark, differenziert nach den BL-Bedarf (V1-V3)

Der zusätzliche biogene KWK-Anteil an der Wärmeversorgung durch den BiomassePark wird in den aufgezeigten Analysen nicht dargestellt. Die Auswertungen fokussieren die Auswirkungen auf die Back-up-Kessel an den Standorten der konventionellen Kraftwerkwerke.

Anlagen, welche feste Biomasse einsetzen, weisen einen sehr hohen KWK-Anteil am Standort auf (> 95 %). Diese Biomasseanlagen sind weniger stark flexibel als z. B. Biogasanlagen, weshalb die SDL-Bereitstellung nur zu geringfügiger Veränderung des notwendigen Back-up-Kesselanteils in diesen biogenen KWK-Systemen führt. Kann das BMHKW nach den beschriebenen Möglichkeiten flexibilisiert werden, so können allerdings Wärmemengen des Back-up-Kessels an den Standorten der Anlagen eingespart bzw. der biogene KWK-Wärmeanteil trotz Flexibilisierung hoch gehalten werden. Dies zeigen nicht dargestellte Analyseergebnisse dieses Vorhabens. Auf die Darstellung wurde aufgrund der geringen absoluten Höhe der Änderung verzichtet.

Bei Biogasanlagen im Jahre 2025 kann mit einen Wärmenutzungsanteil von ca. 50 % gerechnet werden. Aufgrund dessen und der Unterstellung von ausreichenden Wärmespeicherkapazitäten an den Standorten, kann von einem geringen Einfluss der SDL-Bereitstellung auf den Back-up-Kesselanteil an der Wärmeversorgung ausgegangen werden. Dieser Zusammenhang wurde im Rahmen dieses Vorhabens nicht näher untersucht.

Der BiomassePark leistet somit selbst einen Beitrag zur klimaschonenden Wärmeversorgung. Dieser Beitrag wurde allerdings nicht näher untersucht und dargestellt.

Um den Einfluss der biogenen SDL-Bereitstellung deutlicher herauszuarbeiten, wird in folgender Abbildung jedes Biomasseszenario mit sich selbst mit gleichen Eigenschaften nur ohne SDL verglichen (also SZ1 – SZ10, SZ2 – SZ20 usw.). Die SDL-Bereitstellung führt zu einer Reduzierung der Flexibilität des Biomasseparks, was wie dargestellt zu einer Erhöhung der Wärmemengen aus dem Back-up-Kessel führt. Das bedeutet gleichzeitig, würde der BiomassePark keine SDL bereitstellen, ist er etwas flexibler und kann den konventionellen KWK-Anlagen ermöglichen, den KWK-Anteil an der Versorgung von Wärmesenken etwas zu erhöhen. Die konventionellen Kraftwerkskapazitäten können entsprechend ein wenig unflexibler aus Sicht der Residuallastversorgung betrieben werden und sich stärker der Versorgung mit KWK-Wärme widmen.

Abbildung 7-12: Erhöhung der Wärmebereitstellung durch die Back-up-Kessel an den Standorten der konv. KWK-Anlagen aufgrund der SDL-Bereitstellung des BiomasseParks, differenzieren nach den BL-Bedarf.

Fazit: Die biogene SDL-Bereitstellung führt zu einer Reduzierung der biogenen Flexibilität. Und sie führt zu einem reduzierten Einsatz anderer elektrischer Kapazitäten in Verbindung mit einer tendenziell (leichten) Minderung der Wärmeanteile der konv. KWK-Anlagen an der Versorgung der Wärmesenken. Der Einfluss der SDL-Bereitstellung des Biomassepark auf den KWK-Anteil an der Wärmeversorgung kann aber in Summe als geringe gewertet werden.

Die Erweiterung und Flexibilisierung des BiomasseParks führt zu einer Erhöhung der konv. KWK-Wärme an der Versorgung der Wärmesenken. Die SDL-Bereitstellung durch den BiomassePark führt also zu einer leichten Minderung dieses grundsätzlich positiven Effektes der Biomassestrommengen und Flexibilisierung. Ein steigender BL-Bedarf hat eine Reduzierung der Effekte durch den BiomassePark zur Folge.

Darüber hinaus leitet der BiomassePark selbst ebenfalls einen Beitrag zur klimaschonenden Wärmeversorgung. Dieser Beitrag wurde allerdings nicht näher untersucht.

7.1.4 Abregelung (von nicht nutzbaren Strommengen) und Speicherverluste

Zwei weitere sehr wichtige Aspekte zur Bewertung der Wechselwirkung des BiomasseParks mit dem restlichen Energieversorgungssystem sind zum einen die Abregelung von produzierten, nicht durch die Last nutzbaren EE-Strommengen, und zum anderen die Veränderung der Stromspeicherverluste. Können die Strommengen vor der Abregelung geschützt, sowie der notwendige Speicherbetrieb (und die damit verbundenen Speicherverluste) reduziert werden, so stehen dem Energiesystem zusätzliche EE-Strommengen zur Nutzung bereit. Diese Strommengen müssen somit nicht mehr konventionell produziert werden und erhöhen den EE-Anteil. Diese beiden Kennwerte können gleichzeitig als starke Indikatoren zum Abbau von lastunabhängigen Verhalten gedeutet werden. Ist das Gesamtsystem flexibler, so

können Abregelungen von EE-Strommengen und der Bedarf Strom zu speichern (und somit die damit verbundenen Verluste) reduziert werden.

Eingangs wird wieder der Einfluss der biogenen Flexibilität und/oder Strommengen analysiert (SZ1 – SZ3 bzw. SZ2 – SZ3). Die folgende Abbildung zeigt auf der Y-Achse die Veränderung der Strommengen, welche als Speicherverluste und als abzuregelnde, nicht nutzbare Strommengen gelten. Die blau/grünen Balkenpaare beschreiben die Veränderung der Speicherverluste und der abgeregelten Strommengen zum jeweiligen Szenario des BiomasseParks in Abhängigkeit des BL-Bedarfs (V1 bis V3).

Der BL-Bedarf hat nur geringe Auswirkungen auf die Speicherverluste, und somit auf den Betrieb der Pumpspeicherkraftwerke, wie der Vergleich der unterschiedlichen blauen Balkenpaarabschnitte zeigt.

Anders wirkt sich die Höhe des BL-Bedarf auf die Vermeidung von Strommengen, welche abgeregelt werden müssten, aus. Mit steigendem BL-Bedarf kann der BiomassePark mehr dazu beitragen, die abzuregelnden, nicht nutzbaren, Strommengen zu vermeiden.

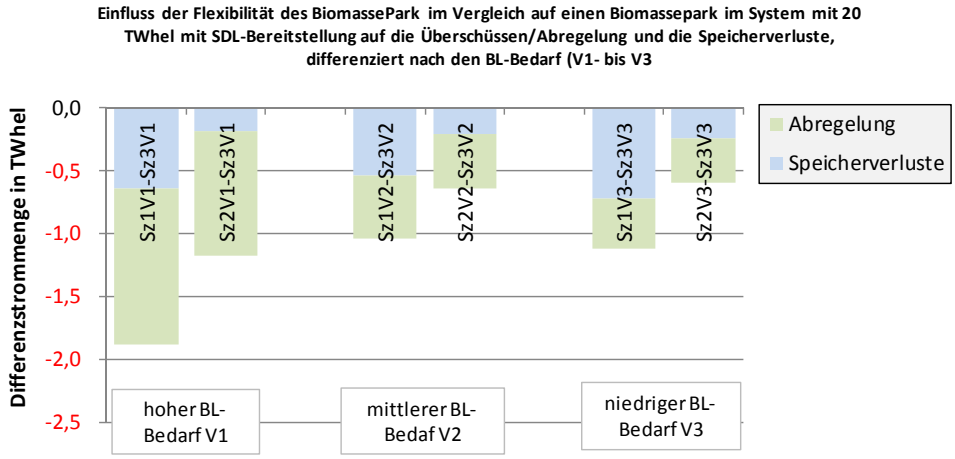


Abbildung 7-13: Vermeidung der abgeregelten oder als Speicherverluste verlorengegangenen Strommengen, in Abhängigkeit der biogenen Flexibilität und/oder Strommenge, jeweils mit SDL-Bereitstellung, differenziert nach den BL-Bedarfsvarianten (V1-V3)

Der Vollständigkeit halber zeigt folgende Abbildung die Speicherverluste und Abregelung in Abhängigkeit der unterschiedlichen Szenarien des BiomasseParks auf, wenn diese keine SDL bereitstellen. Der Vergleich mit der vorangegangenen Abbildung zeigt keinen großen Einfluss.

Die Erhöhung der Strommengen des BiomasseParks bei gleicher Flexibilität führt zu einer Reduzierung der EE-Abregelung. Einfluss dabei hat neben der Eigenschaften des BiomasseParks, insbesondere die geringe Volatilität der EE-Erzeugung, da 20 TWh weniger fluktuierende Windenergiemengen im System sind. Werden die Strommengen des BiomasseParks bei gleicher Flexibilität verdoppelt, so können ca. 0,5 TWhel zusätzlich dem Energiesystem bereitgestellt werden. Die Flexibilitätssteigerung des BiomasseParks bringt einen Abbau lastunabhängigen Verhaltens mit sich und verdoppelt die Einsparung durch die Reduzierung der abgeregelten und durch Speicherverluste verloren Strommengen.

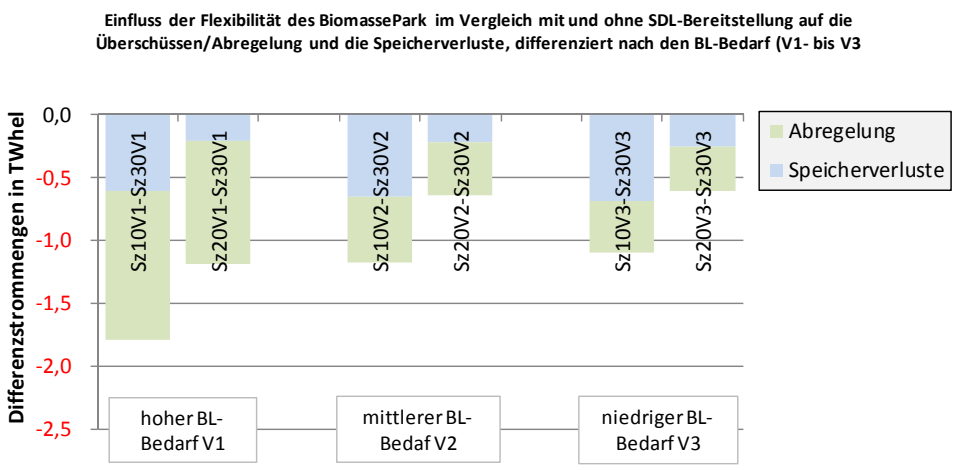


Abbildung 7-14: Vermeidung der abgeregelten oder als Speicherverluste verlorengegangenen Strommengen, in Abhängigkeit der biogenen Flexibilität und/oder Strommenge, jeweils ohne SDL-Bereitstellung, differenziert nach den BL-Bedarfsvarianten (V1-V3).

Die folgende Abbildung führt die beiden vorhergehenden Abbildungen zusammen und macht die Unterschiede bzw. den Einfluss der SDL-Bereitstellung durch den BiomassePark auf die Speicherverluste und Abregelung von Strommengen deutlich. Die Analyseergebnisse zeigen eine nur sehr geringe Wechselwirkung auf. Der BiomassePark kann durch die Bereitstellung von SDL die Abregelung, aber auch die Speicherverluste bzw. den Bedarf Strom zu speichern nicht in relevanten Umfang beeinflussen.

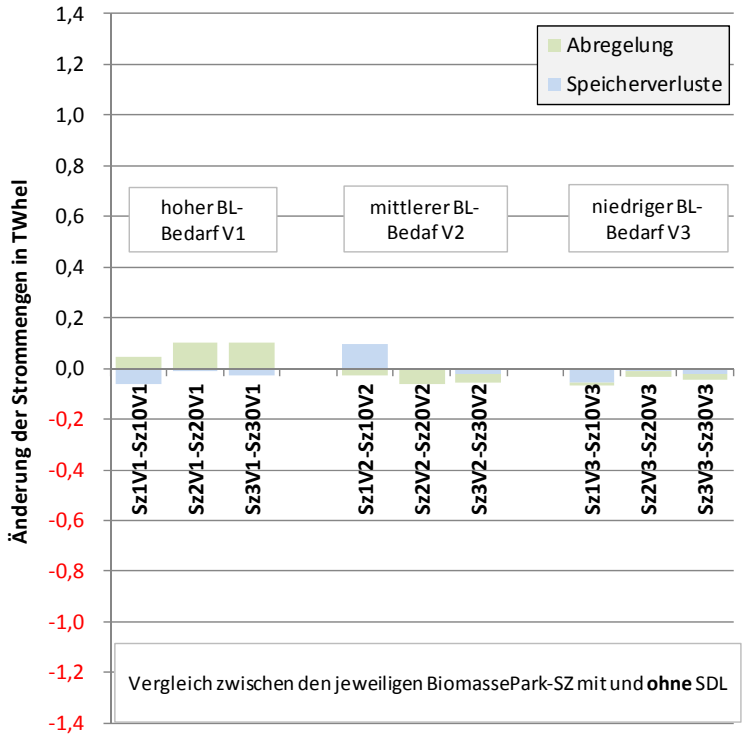


Abbildung 7-15: Änderung der abgeregelten oder als Speicherverluste verlorengegangenen Strommengen, durch die biogene SDL-Bereitstellung, differenziert nach den BL-Bedarfsvarianten (V1-V3)

Werden die zusätzlichen Strommengen aus verminderter Abregelung und reduzierten Stromspeicherverlusten dem BiomassePark zugerechnet, so erhöhen sich diese Strommengen um 2-5 %, ohne zusätzliche Biomasse einsetzen zu müssen.

Werden die Veränderungen der Speicherverluste und der Abregelungen von EE zu den absoluten Zahlen jeweils in Relation gesetzt, wird der relative Einfluss des BiomasseParks deutlich. In der nachfolgenden Abbildung wird der Frage nachgegangen, um wie viel Prozent die jeweiligen Speicherverluste und Abregelung sich durch den BiomassePark verändert bzw. reduzieren. Die blauen Balken beschreiben relative Veränderung der Speicherverluste und die grünen Balken die relative Veränderung der abgeregelten Strommengen. Durch den SZ2 BiomassePark können die Speicherverluste um ca. 10 % reduziert werden die Abregelung um ca. 50 bis 60 %. Durch die Flexibilisierung können die Speicherverluste um 30 bis 40 % reduziert werden. Ebenso können zusätzliche Strommengen vor der Abregelung bewahrt werden. Diese Steigt auf über 60 % an, wenngleich die Steigerung nicht so hoch ausfällt. Relativ gesehen wirkt sich der Einfluss des flexiblen BiomassePark stärker auf die Notwendigkeit Strommengen zu speichern aus, aus auf die Reduzierung von Überschüssen. Der Einfluss der Bereitstellung liegt bei ca. 1 bis 2 %-Punkte, so dass dieser als untergeordneter Einfluss angesehen werden kann. Der Einfluss des Blindleistungsbedarfs stellt keine große Einflussgröße auf die relativen Änderungen der Speicherverluste und abgeregelten Strommengen dar, wenngleich tendenziell bei steigendem BL-Bedarf die relativen Einsparungen an abgeregelten Strommengen abnehmen. Die relativen Speicherverluste verhalten sich ähnlich (mit einer Ausnahme SZV2-SZ3V1).

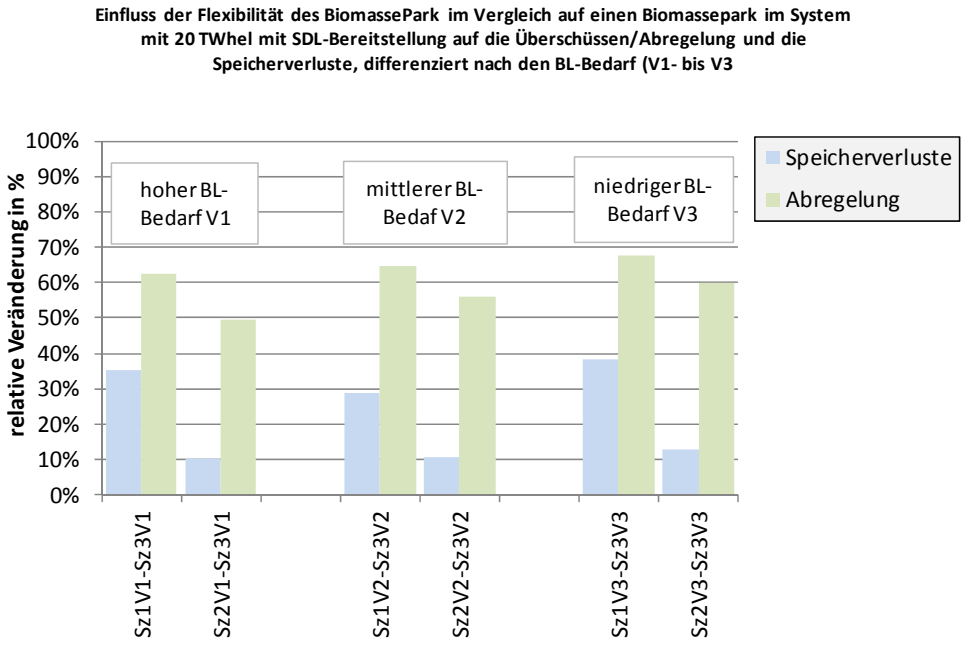


Abbildung 7-16: Relative Veränderungen bzw. Reduktion bezogen auf die absoluten Speicherverluste und Abgeregelten Strommengen.

Fazit: Die Flexibilisierung und Erweiterung des BiomasseParks führen zu einer Reduzierung der Abregelung und zu einer Verringerung der Stromspeichernotwendigkeit und den damit verbunden Stromverlusten. Die beiden Kennwerte stellen Indikatoren bezüglich des lastunabhängigen Verhaltens der elektrischen Kapazitäten im Versorgungssystem dar. Der BiomassePark ist in der Lage dieses Verhalten positiv zu beeinflussen, d.h. zu reduzieren. Der relative Einfluss ist dabei, bezogen auf die absolut abgeregelten Strommengen und die Stromspeicherverluste, mit bis zu 60 % (in Abhängigkeit der BiomassePark-Szenarien) enorm. Anderseits sind die absoluten Werte der Änderung mit bis zu knapp 2 TWh_{el} im Verhältnis zum jährlichen Strombedarf niedrig. Für die Änderung des lastunabhängigen Verhaltens der elektrischen Kapazitäten sind folgende Effekte hauptverantwortlich. Der reduzierte fluktuierende EE-Anteil im System bei gleichzeitig steigenden Strommengen aus Biomasse (und damit gleichen EE-Strommengen im System) und dessen zusätzliche Flexibilität sind die wichtigsten Einflussgrößen. Es ist zu erwarten, dass der Einfluss bei höheren fluktuierenden Anteilen steigt, dies wurde allerdings in Rahmen des Vorhabens nicht näher untersucht. Die SDL-Bereitstellung durch den BiomassePark führt nicht zu einer relevanten Beeinflussung der Strommengen, welche abgeregelt werden oder auch als Verluste verloren gehen. Die SDL-Bereitstellung des BiomasseParks führt zwar zu einer Zunahme der Flexibilität der konventionellen Kraftwerksleistung, welche dann etwas stärker auf den Residuallastbedarf reagieren kann. Gleichzeitig nimmt aber die Reaktionsfähigkeit des BiomassePark durch die SDL-Lieferung etwas ab, so dass der Effekt sich in etwa aufhebt. Der stärkere Effekt zur Reduzierung des lastunabhängigen Verhaltens hat somit die bedarfsorientierte Fahrweise bezogen auf die Residuallast und nicht die SDL-Bereitstellung.

7.2 Direkte Wirkung – kostenoptimale Bereitstellung biogener Systemdienstleistungen

Die zusätzlichen Strommengen des BiomasseParks im SZ1 und SZ2 gegenüber SZ3 stellen aufgrund der weiteren Annahmen keine direkte Wirkung dar. Grund hierfür ist die gleichzeitig reduzierte Menge an Windstrom in SZ 1 und SZ2, wodurch der EE-Anteil somit gleich bleibt. Die Strommengen aus den konventionellen Kraftwerken bleiben somit, bis auf die Änderungen durch die geringere Abregelung von EE-Strommengen und den geringeren Stromverlusten bei der Speicherung, gleich.

Die zusätzliche elektrische Kapazität des BiomasseParks in SZ1 und SZ2 gegenüber SZ3 stellt allerdings eine direkte Wirkung für das Energieversorgungssystem dar. Zum einen kann, neben der Reduzierung von knapp 9 GW_{el} Windanschlussleistung, auch - wie in Kapitel 7.1.1 beschrieben - nahezu die äquivalente Anlagenleistung zum BiomassePark an konventionell betriebener Anlagenleistung reduziert werden. Diese erneuerbare Leistung des jeweiligen BiomasseParks kann laut Simulationsergebnis im Jahr 2025 in relevanten Umfang zur Absicherung der fluktuierenden Erzeugung und der Lastdeckung eingerechnet werden. Darauf wurde in den vorangegangen Kapitel 7.1 schon eingegangen, weshalb innerhalb dieses Kapitels zur direkten Wirkung darauf verzichtet wird. Die direkte Wirkung der SDL-Bereitstellung des BiomasseParks liegt in der Deckung des SDL-Bedarfs, was nachfolgend hingegen ausführlich beschrieben wird.

7.2.1 Regelleistung

Eine wichtige Systemdienstleistung zum Abgleich der Erzeugung und der Last ist die Regelleistung. Diese wird aufgeteilt zwischen positiver und negativer Regelleistung. Positive Regelleistung kann bereitgestellt werden, in dem die Erzeugungsleistung, abweichend von der ursprünglichen Planung, erhöht (oder der Verbrauch abgesenkt) wird. Negative Regelleistung wird wiederum bereitgestellt indem die Erzeugungsleistung, abweichend vom Fahrplan, reduziert wird (oder der Verbraucherleistung erhöht wird).

Positive Regelleistung kann demnach nur von Erzeugungskapazitäten bereitgestellt werden, welche in dem Moment nicht oder zumindest nicht auf Volllast betrieben werden. Negative Regelleistung kann nur von den elektrischen Erzeugungskapazitäten geliefert werden, welche in diesem Moment betrieben werden. Somit wird klar, dass die einzelnen Erzeugungsleistungen und somit auch der BiomassePark ein technisches Potential aufweisen, deren Nutzbarkeit stark von der in dem Moment geplanten Betriebsweise abhängig ist. Somit muss jede einzelne Erzeugungsanlage, welche RL bereitstellt, den Betrieb entsprechend anpassen. Die kostenoptimale Gesamtbetriebsweise der Residuallastdeckung im Rahmen der SCOPE-Simulation wählt zur Erfüllung des RL-Bedarfs - als Nebenbedingung zur sicheren Residuallastversorgung - die aus Gesamtkosten optimale Regelleistungs-Option aus. Die Simulation berücksichtigt die einzelnen Regelleistungsprodukte Primärregeleistung, Sekundärregelleistung und Minutenreserveleistung mit den entsprechenden aktuellen Anforderungen, welche in den vorangegangenen Kapiteln ausführlich beschrieben wurden. Auf eine differenzierte Aufschlüsselung wurde aus Gründen der Übersicht und des geringen zusätzlichen Informationsgehaltes verzichtet.

7.2.1.1 Positive Regelleistung

Das Regelleistungspotential des BiomasseParks ist stark von der installierten elektrischen Leistung und der Reaktionsfähigkeit (Änderungsgeschwindigkeit) der elektrischen Kapazität abhängig. Das Szenario SZ1 weist die höchste elektrische

Leistung und demnach das höchste technische RL-Potential aus, befolgt von SZ2. Das SZ3 stellt den kleinsten BiomassePark dar und somit auch den Park mit dem geringsten RL-Potential.

Die folgende Abbildung zeigt auf der Y-Achse die im Jahresverlauf summierten Regelleistungsabrufe in GWh_{el}/a, dabei wird nicht nach den Regelleistungsarten (PRL, SRL, MRL) differenziert, sondern entsprechend zusammengefasst. Die X-Achse zeigt die unterschiedlichen Szenarien der unterstellten BiomasseParks, zum einen mit (SZ1 bis SZ3) und zum anderen ohne (SZ10 bis SZ30) der Fähigkeit SDL bereit zu stellen, dar. Mit dieser Unterscheidung kann der Einfluss der SDL-Bereitstellung durch den BiomassePark verdeutlicht werden. Ebenso wird durch die drei Darstellungsblöcke zwischen den unterschiedlichen BL-Bedarfen auf der MS-Ebene differenziert (Varianten V1 bis V3). Dadurch kann abgelesen werden, welchen Einfluss der BL-Bedarf auf die Zusammensetzung der Erzeugungsanlagen zur RL-Bereitstellung hat.

Die Ergebnisse zeigen, dass unabhängig vom Szenario der Regelleistungsbedarf insgesamt durch den Kraftwerkspark gedeckt werden kann. Die kostenoptimale Einsatzoptimierung nützt regelmäßig Biogasanlagen zur Bereitstellung von positiver Regelleistung im Jahresverlauf (bzw. ruft Biogasanlagen zur Regelleistungsbereitstellung ab). BMHKW spielen erwartungsgemäß aufgrund geringerer Flexibilität eine zweitrangige Rolle innerhalb des BiomasseParks und stellen wenig Regelleistung bereit. Der sehr flexible BiomassePark im SZ1 stellt einen relevanten Teil der positiven Regelleistung im Jahresverlauf bereit. Die Regelleistungsabrufe reduzieren sich mit abnehmender Flexibilität und Größe des BiomasseParks. Der BL-Bedarf hat keinen großen Einfluss auf die Kraftwerksauswahl beim Regelleistungsabruf. Die Wechselwirkung zwischen BL-Bedarf und der kostenoptimalen Einsatzreihenfolge auf Grund der Versorgung des RL-Bedarfs kann als gering eingeschätzt werden. Stellen die Biomasseanlagen keine SDL bereit, werden diese Abrufe durch konventionelle Kraftwerke sowie durch höhere Betriebszeiten der PSW-Turbine erreicht. Die Aktivierung der PSW-Pumpe als positive RL (wie in der Abbildung dargestellt) bedeutet das Abschalten der PSW-Pumpe (als Verbraucher) zur Bereitstellung von positiver RL.

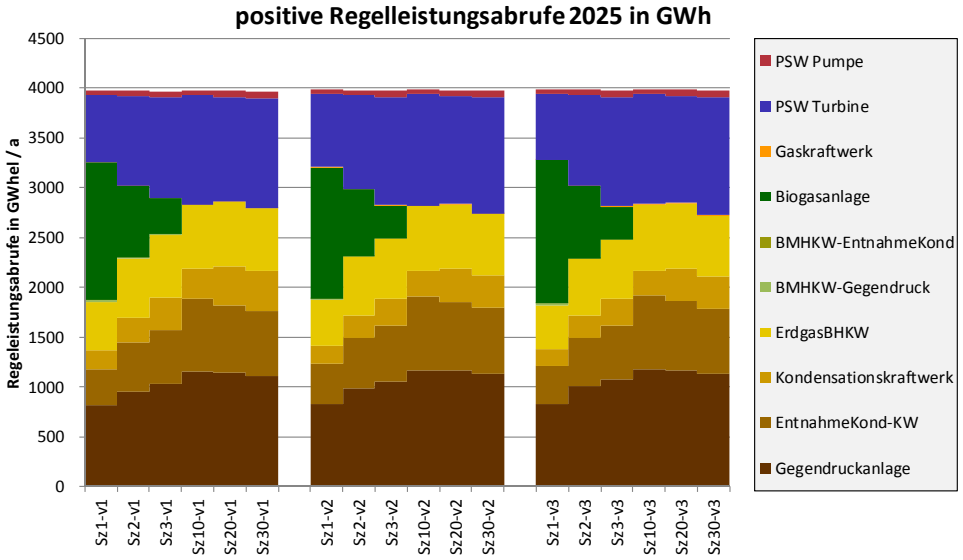


Abbildung 7-17: Positiver Regelleistungsabruf im Jahr 2025 in GWh, abgeteilt in die unterschiedlichen elektrischen Kapazitäten, aufgeteilt in unterschiedliche Biomasse-Szenarien mit und ohne der Bereitstellung von SDL durch die Biomasseanlagen, differenziert nach Varianten des BL-Bedarfs.

Der BiomassePark, besonders der Biogasanlagenanteil des Parks, wird zur Bereitstellung von positiver Blindleistung abgerufen. Die folgende Abbildung zeigt die Änderung der positiven Abrufe an RL durch die biogene SDL-Bereitstellung. Dazu wird von jedem Biomasse-Szenario die Variante ohne SDL abgezogen (SZ1 – SZ10 usw.), um den Einfluss der SDL-Bereitstellung zu verdeutlichen. Der BiomassePark verdrängt unterschiedliche Bereitstellungskapazitäten, insbesondere PSW-Turbinenleistung, Entnahmekondensationsanlagen und Gegendruckanlagen, aber auch Kondensationskraftwerksleistung und Erdgas-BHKW-Leistung.

Die Regelleistungsabrufe auf der konventionellen Kraftwerksseite steigen mit abnehmendem RL-Potential des BiomasseParks erwartungsgemäß. Insbesondere das RL-Potential des Biogasanteils des BiomasseParks wird umfangreich zur RL-Bedarfsdeckung genutzt und stellt laut der Optimierung eine kostenoptimale RL-Quelle dar. Die Aufteilung der verdrängten Regelleistungsabrufe auf der konventionellen Kraftwerkseite durch den BiomassePark bleibt trotz der unterschiedlichen RL-Potentiale der Szenarien ähnlich. Der BL-Bedarf hat geringen Einfluss auf die Regelleistungsabrufe des BiomasseParks. Die Flexibilisierung des BiomasseParks führt zu einer überproportional starken Steigerung (über 100 % Steigerung) im Vergleich zur RL-Potentialsteigerung (unter 50 % Steigerung) zwischen SZ2 zu SZ1. Die Flexibilisierung hat somit einen positiven Einfluss auf den RL-Aufruf des BiomasseParks.

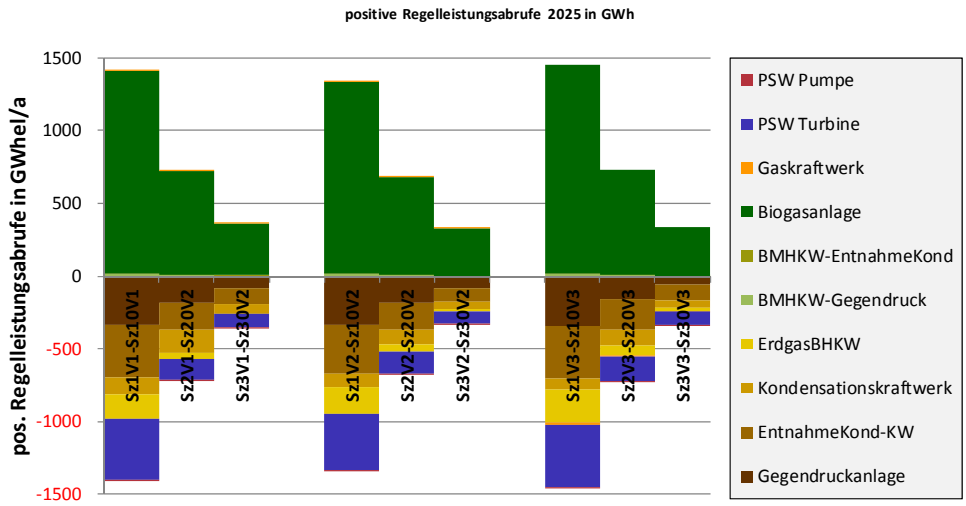


Abbildung 7-18: Abruf von positiver Regelleistung des Biomasseparks (oben), verdrängte positive Regelleistungsabrufe anderer elektrischer Kapazitäten (unten) durch die SDL-Bereitstellung durch den BiomassePark, differenziert nach BL-Bedarf (V1 bis V3)

7.2.1.2 Negative Regelleistung

Das negative Regelleistungspotential des BiomasseParks ist ebenfalls stark von der installierten elektrischen Leistung und der Reaktionsfähigkeit abhängig. Das Szenario SZ1 weist somit ebenfalls die höchste elektrische Leistung und somit das höchste RL-Potential auf. Entsprechend sinkt das RL-Potential mit den Szenarien SZ2 und SZ3 ab.

Die folgende Abbildung zeigt auf der Y-Achse die im Jahresverlauf summierten negativen Regelleistungsabrufe in GWh_{el}/a, dabei wird nicht nach den Regelleistungsarten (MRL, SRL, PRL) differenziert, wenngleich diese in der Simulation mit ihren entsprechenden Eigenschaften berücksichtigt sind. Die X-Achse zeigt die

unterschiedlichen Szenarien zu den unterstellten BiomasseParks mit und ohne der Fähigkeit SDL bereit zu stellen. Ebenso wird durch die drei Darstellungsblöcke zwischen den unterschiedlichen BL-Bedarfen differenziert (V1 bis V3). Dadurch kann wieder abgelesen werden, welchen Einfluss der BL-Bedarf auf die Zusammensetzung der Erzeugungsanlagen zur Bereitstellung von negativer Regelleistung hat.

Die Ergebnisse zeigen, dass unabhängig vom Szenario – ähnlich wie beim Bedarf der positiven Regelleistung, der Bedarf an negativer Regelleistung ebenso jederzeit gedeckt werden kann. Die kostenoptimale Einsatzoptimierung nützt auch hier regelmäßig Biogasanlagen zur Bereitstellung von Regelleistung im Jahresverlauf bzw. ruft Biogasanlagen zur Regelleistungsbereitstellung ab. BMHKW spielen auch bei der Bereitstellung von negativer Regelleistung keine Rolle. Die höheren Kosten für die Bereitstellung von negativer Regelleistung im Abruffall gegenüber Biogas und den anderen Optionen führen zu einer geringen Anzahl und sehr kurzen Abrufen, was sehr niedrige Regelleistungsabrufe, summiert im Jahresverlauf, zur Folge hat.

Der sehr flexible BiomassePark im SZ1 stellt wieder einen umfangreichen Teil der benötigten Regelleistung im Jahresverlauf bereit, wenngleich nicht in der gleichen Höhe, wie er dies bei der Bereitstellung von positiver Regelleistung tut. Die Regelleistungsabrufe reduzieren sich wieder entsprechend mit abnehmender Flexibilität und Größe des BiomasseParks.

Der BL-Bedarf hat ebenso wie bei positiven auch keinen großen Einfluss auf den negativen Regelleistungsabruf. Die Wechselwirkung kann somit ebenfalls als gering bewertet werden. Stellen die Biomasseanlagen keine SDL bereit, werden diese Abrufe durch konventionelle Kraftwerke sowie durch Verringerung der Betriebszeiten der PSW-Turbine erreicht. Der Abruf von PSW-Pumpe bedeutet, dass in diesem Fall das Einschalten der Pumpe als Verbraucher als RL (im Fall von MRL) genutzt wird.

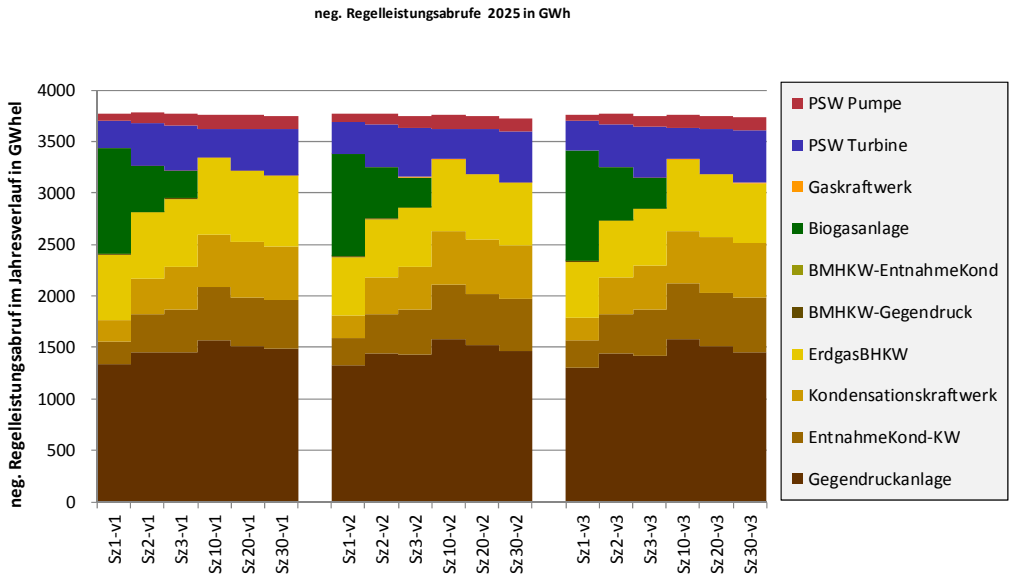


Abbildung 7-19: Negativer Regelleistungsabruf im Jahr 2025 in GWh, abgeteilt in die unterschiedlichen elektrischen Kapazitäten, aufgeteilt in unterschiedliche Biomasse-Szenarien mit und ohne der Bereitstellung von SDL durch Biomasseanlagen, differenziert nach Varianten des BL-Bedarfs.

Der BiomassePark, insbesondere der Biogasanlagenanteil des Parks, wird zur Bereitstellung von negativer Blindleistung in relevantem Umfang herangezogen. Im Szenario SZ1 wird etwas mehr als ein Viertel der abgerufenen Regelleistung innerhalb

des Jahres 2025 durch den BiomassePark geliefert. Die folgende Abbildung zeigt die Auswirkung der biogenen Bereitstellung der negativen RL auf die verdrängten Abrufe durch konventionelle Kraftwerke. Der BiomassePark verdrängt unterschiedliche Bereitstellungskapazitäten, insbesondere negative BL aus Kondensationskraftwerken, Entnahmekondensationsanlagen und Gegendruckanlagen, aber auch BL aus Erdgas-BHKWs und Pumpspeicher-Pumpen.

Die absoluten Regelleistungsabrufe von konventioneller Kraftwerksleistung nehmen mit steigendem RL-Potential des BiomasseParks ab. Aber die relative Aufteilung der verdrängten Technologien zueinander bleibt auch bei geringeren Potential des BiomasseParks ähnlich, mit weiterhin hoher Dominanz von verdrängten RL-Abrufen von Kondensationskraftwerken. Der BL-Bedarf hat geringen Einfluss auf die Zusammensetzung der verdrängten Regelleistungsabrufe durch den BiomassePark.

Hinweis: Die geringere Rolle der BMHKW an der Regelleistungsbereitstellung (ob positiv oder negativ) im Vergleich zu den aktuellen Aktivitäten der Branche, kann in der Simulationsmethodik und der damit verbundenen Fokussierung auf Arbeitspreise gesucht werden. Der Abruf von RL ist heute wie zukünftig bei BMHKW kostenintensiver als bei flexibleren Biogasanlagen. Aktuell beteiligen sich die BMHKW mit einem bestimmten Bieterverhalten (zuschlagsfähiger Leistungspreis, sehr hoher Arbeitspreis) am Regeleistungsmarkt. Dennoch werden die Anlagen auch heute schon selten und wenn dann nur sehr kurz abgerufen. Grundsätzlich sind die heutigen RL-Marktpreise höher als die theoretischen Grenzkosten des Kraftwerksparks. Die Simulation berücksichtigt aber nur Grenzkosten auf Basis eines perfekten Wettbewerbs. Es gibt demnach 2025 keine speziellen Leistungspreise, weshalb der Abruf der BMHKW entsprechend niedrig ist. Auch beim der negativen Regelleistung führt die Flexibilisierung des BiomasseParks zu einer starken Steigerung des Abrufes (über einer Verdoppelung, wobei sich das RL Potential nur um knapp 50 % von SZ2 auf SZ1 steigert).

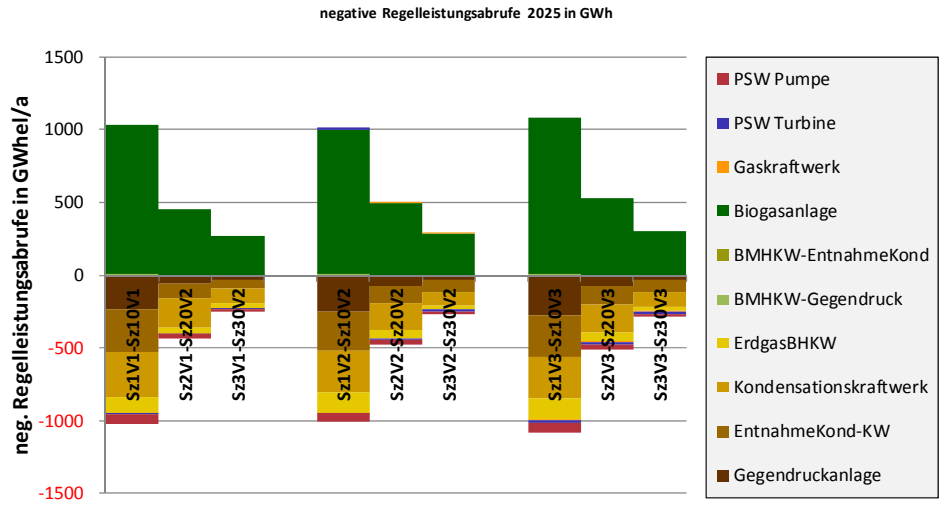


Abbildung 7-20: Abruf von negativer Regelleistung des Biomasseparks (oben), verdrängte Regelleistungsabrufe anderer elektrischer Kapazitäten (unten), durch die SDL-Bereitstellung durch den BiomassePark, differenziert nach BL-Bedarf (V1 bis V3)

Fazit: Der BiomassePark kann dem Energiesystem ein relevantes Regelleistungspotential zur Verfügung stellen. Insbesondere der BiogasPark, als Teil des BiomasseParks, erfährt einen bedeutsamen Abruf des Potentials. Die positive Regelleistung wird besonders regelmäßig vom flexiblen BiogasPark bedient, aber auch bei der Bereitstellung von negativer RL spielt dieser eine dominierende Rolle. Die Flexibilität des BiomasseParks wirkt sich sehr positiv auf den Regelleistungsabruf aus und erhöht den Abruf überproportional. Der BMHKW-Park wird zukünftig bei der Regelleistungsbereitstellung, im Wettbewerb mit den restlichen RL-Optionen, eine untergeordnete Rolle spielen. Der RL-Bedarf kann auch ohne SDL-Bereitstellung durch den BiomassePark gedeckt werden. Der BiomassePark sorgt allerdings in Summe für eine relevante Wettbewerbssteigerung. Die geringen Zusatzkosten, welche ein flexibilisierter BiogasPark zur RL-Bereitstellung aufwenden muss, lassen einen preisdämpfenden Einfluss auf die RL-Preise erwarten. Dies wird durch die aktuelle Preisentwicklung am RL-Markt bestätigt.

7.2.2 Blindleistung

Der Blindleistungsbedarf fällt auf den unterschiedlichen Netzebenen in unterschiedlicher Höhe und zu unterschiedlichen Zeiten an. Dadurch können sich Synergien zwischen den Netzebenen (BL-Kompensation) ergeben, indem sich die BL-Bedarfe kompensieren. Gleichzeitig können sich aber auch konkurrierende Situationen einstellen, in dem sich die resultierenden BL-Bedarfe addieren und dadurch relevant steigen (Addition der Teilbedarfe). Auch aufgrund dessen wurde - wie beschrieben - auf einen BL-Austausch zwischen den HöS/HS Ebenen und der MS-Ebene in der Simulation verzichtet und der BL-Bedarf auf der MS-Ebene variiert.

Der zukünftige Blindleistungsbedarf ist generell von großer Unsicherheit gekennzeichnet, was ebenfalls ein Grund ist für die MS-Ebene drei Varianten an BL-Bedarf (V1 bis V3) zu definieren.

7.2.2.1 HöS und HS Ebene

Der HöS/HS-Ebene wurde ein Blindleistungsbedarf zugewiesen. Der residuale BL-Bedarf kann nur von den großen Kraftwerkskapazitäten und PSW auf dieser Ebene gedeckt werden. Das BL-Potential auf der MS-Ebene, z. B. des BiomasseParks, kann keinen Beitrag zur Deckung auf HöS und HS-Ebene leisten.

Dennoch kann es indirekt zu Wechselwirkungen kommen, wenn elektrische Kapazitäten auf der HöS und HS-Ebene aufgrund des BL-Bedarf betrieben werden und dadurch die Erzeugung auf MS-Ebene beeinflusst wird. Ebenso kann diese Wechselwirkung auch umgekehrt erfolgen.

Die folgende Abbildung zeigt die Deckung des BL-Bedarfs im Jahresverlauf durch unterschiedliche elektrische Kapazitäten auf HöS/HS-Ebene. Auf der Y-Achse ist die summierte Blindarbeit im Jahresverlauf aufgetragen. Die X-Achse zeigt die Ergebnisse, aufgeteilt nach den unterschiedlichen BiomassePark-Szenarien mit und ohne SDL-Bereitstellung SZ1 bis SZ3 und SZ10 bis SZ30). Die drei Darstellungsblöcke beschreiben den unterschiedlichen BL-Bedarf auf MS-Ebene.

Der absolute residuale BL-Bedarf ist in Abhängigkeit der Szenarien etwas unterschiedlich, dies liegt auch an den unterschiedlichen fluktuierenden EE-Anteilen zwischen SZ1/SZ2 zu SZ 3 und an dem unterschiedlichen Betrieb von PSW.

Insbesondere Entnahmekondensationskraftwerke und Kondensationsanlagen stellen laut Simulationsergebnis die Blindleistungsmengen auf den HöS/HS-Ebene bereit. Der unterstellte Bedarf kann jederzeit problemlos gedeckt werden. Würde der Bedarf relevant steigen, würden weiter Kraftwerke auf der HS/HöS zu Verfügung stehen. Falls die Blindleistungskapazitäten nicht ausreichen würde die Simulation auf (hochpreisige) alternative Techniken zurückgreifen. Dies kam mit den unterstellten Annahmen nicht vor.

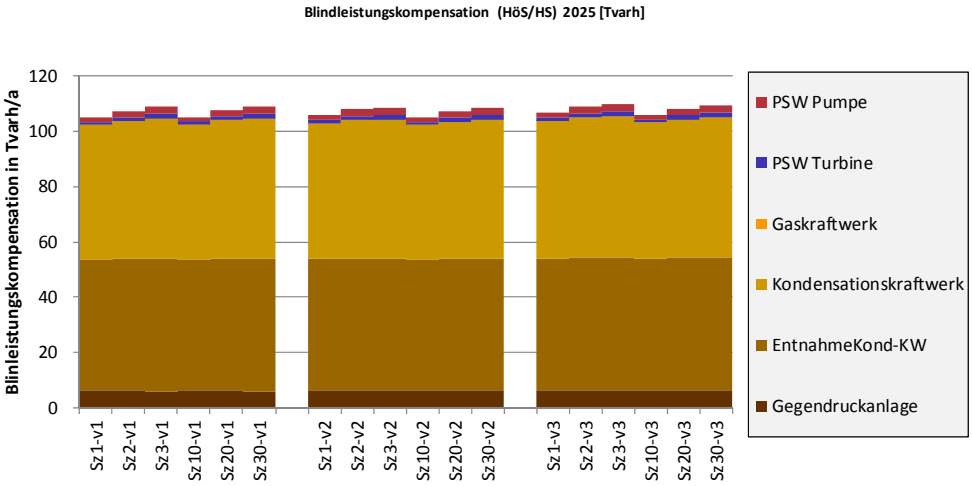


Abbildung 7-21: Blindleistungskompensation im Jahr 2025 auf HöS/HS, Aufteilung zwischen den einzelnen elektrischen Kapazitäten, unterteilt in unterschiedliche Biomasseszenarien, mit und ohne biogene SDL-Bereitstellung auf MS-Ebene, differenziert nach den BL-Bedarf auf MS-Ebene

Der BL-Bedarf auf der MS-Ebene hat nur geringen Einfluss, wie die Ergebnisse zeigen. Ebenso beeinflusst die SDL-Bereitstellung auf MS-Ebene die BL-Bereitstellungskapazitäten auf HS / HöS –Ebene nur in minimalem Umfang. Dies bedeutet, dass die Änderung der Kraftwerksreichenfolge durch die BL-Bedarfsdeckung auf der MS-Ebene den Fahrplan auf der HS / HöS –Ebene nicht so verändert, dass die BL-Deckungsstruktur beeinflusst wird. Der Einfluss aus der MS-Ebene auf die BL-Deckung kann somit laut Simulationsergebnis vernachlässigt werden kann.

7.2.2.2 MS-Ebene

Der BL-Bedarf auf MS-Ebene wurde in drei verschiedene Höhen festgelegt und als Varianten V1 bis V3 bezeichnet. Dies ist wie beschrieben deshalb notwendig, da der zukünftige Bedarf an BL im Jahr 2025 aktuell nur schwer abgeschätzt werden kann. Die Bandbreiten sollen die Sensitivität des BL-Bedarfs auf die Ergebnisse aufzeigen.

Die Simulation nimmt eine (teure) Blindleistungsquelle zusätzlich als Lieferant mit auf. Diese alternative Quelle könne Phasenschieber, Kondensatorbänke, zusätzlich regelbare Ortsnetztrafos (RONT, als technische Einheit, welche den BL-Bedarf senkt) oder technische Erweiterungen (welche den cos (phi) unter 0,95 sinken lassen) darstellen. Die Simulation greift auf diese alternative Quelle zurück, wenn andere kostengünstigere Lösungen bereits ausgenutzt wurden. Die Summe der abgerufenen Blindarbeit im Jahresverlauf kann den Bedarf übersteigen, da die Simulation einen Mindestbedarf kosteneffizient zu decken versucht und elektrische Kapazitäten nicht abregelt, wenn der BL-Bedarf überdeckt ist (solange dadurch kein Kostenvorteil entsteht). In der Realität würden die BL-Quellen mit dynamischer BL-Bereitstellung die Blindleistung entsprechend reduzieren. Die Simulation unterstellt statische Regelungen, weshalb die beschriebene Übererfüllung möglich ist.

Die folgende Abbildung zeigt den Blindleistungsbedarf und deren Deckung in Abhängigkeit der unterschiedlichen Szenarien und Varianten. Auf der Y-Achse ist die Summe der Blindarbeit im Jahresverlauf aufgetragen. Die X-Achse zeigt die einzelnen festgelegten Szenarien (mit und ohne SDL-Bereitstellung durch den BiomassePark) und die unterschiedlichen Varianten beim BL-Bedarf auf MS-Ebene.

Im ersten der drei Darstellungsblöcke, welcher für den sehr hohen Bedarf an BL auf MS-Ebene steht (V1), werden die Blindleistungspotentiale aller Quellen ausgeschöpft und dennoch muss der weit überwiegende Teil der benötigten Blindarbeit durch alternative (teure) Quellen bereitgestellt werden. Der Blindleistungsbedarf im Jahresverlauf kann zu keinem Zeitpunkt durch die vorhandenen elektrischen Kapazitäten gedeckt werden. Soweit aus Gesamtkostensicht sinnvoll, werden die BL-Quellen auf der MS-Ebene entsprechend betrieben, um die alternative Technik so wenig wie möglich einsetzen zu müssen. Die bereitgestellte Blindarbeit des BiomasseParks ist im SZ1 gleich dem SZ2, da die produzierten Strommengen ebenfalls identisch sind, und die Bereitstellung von Blindarbeit an den Betrieb der Anlagen gekoppelt ist. Die biogenen Strommengen sind im SZ3 entsprechend kleiner, weshalb ebenso das Potential, Blindarbeit zu liefern, sinkt. Der hohe Bedarf reduziert den Einfluss auf den Fahrplan am Strommarkt des BiomasseParks. Denn für den BiomassePark ist es im Grunde gleichgültig, wann die BL bereitgestellt wird, da immer ein hoher Bedarf besteht und das Potential immer genutzt wird. In den Szenarien, die eine SDL Bereitstellung durch den BiomassePark untersagen (SZ10 bis SZ30), steigt entsprechend der Bedarf von Blindarbeit aus alternativen Quellen.

Anders stellt sich das im zweiten Block V2 der Abbildung dar. In manchen Stunden des Jahres ist es möglich, dass der Bedarf unter das Angebot rutscht. In diesen Momenten werden dann die günstigsten BL-Quellen zur Deckung des BL-Bedarfs herangezogen und der Fahrplan am Strommarkt zur Residuallastversorgung durch den ökonomischen Anreiz bzw. der Opportunitätskosten für BL (etwas) beeinflusst. Die Jahressumme an bereitgestellter Blindarbeit laut der Abbildung 7-22 übersteigt die Summe der Blindarbeit im Jahr. In diesem Fall tritt der beschriebene Effekt auf, dass die Simulation keine dynamische BL-Bereitstellung berücksichtigt und eine Überkompensation zulässt.

Dennoch kann der BiomassePark sein gesamtes Blindarbeitspotential nur bei sehr hohen BL-Bedarf (V1) einbringen wie die detailliertere Auswertung, dargestellt durch die Tabelle 7-1, zeigt. Das Potential des BiomasseParks kann zwar größtenteils zur Blindleistungskompensation genutzt werden, allerdings nicht vollständig, wie eben auch die Tabelle 7-1 zeigt. Grund hierfür ist der Effekt, dass der BL-Bedarf unter den BL-Potential des BiomasseParks im Jahresverlauf sinken kann und umgekehrt. Der Gesamtbedarf an Blindarbeit (Blindleistung pro Stunde im Jahresverlauf addiert) kann laut Simulation zwischen 38 % (SZ1) über 36 % (SZ2) und 19 % (SZ3) durch den BiomassePark in V2 gedeckt werden, obwohl das Deckungspotential bei ca. 50 % bzw. ca. 25 % liegt.

Der theoretisch über den BiomassePark zu kompensierende Blindleistungsbedarf, bezogen auf die durch die Simulation ausgewertet maximal gleichzeitig eingebrachte BL des BiomassePark, liegt zwischen 49 % (SZ1), 36 % (SZ2) und 18 % (SZ3). Die Flexibilisierung des BiomasseParks führt zu einer relevanten Steigerung des Potentials an Blindleistungsbereitstellung, Dadurch ist zu erwarten, dass der flexible BiomassePark (SZ1) in größeren Umfang den Bedarf an Anlagen die Blindleistung bereitstellen, kompensieren könnte.

Der Blindleistungsbedarf aus alternativen teuren Quellen steigt in den Szenarien relevant, wenn der BiomassePark keine SDL bereitstellt oder nach SZ3 die Strommengen des BiomasseParks geringer sind.

Der dritte und letzte Block der Abbildung beschreibt eine Situation mit geringem Bedarf an BL auf der MS-Ebene (V3). Hier kommt der Effekt der Überkompensation noch einmal deutlich zum Tragen. Der BL-Bedarf wird jederzeit durch die vorhandenen Quellen gedeckt und sogar weit überkompensiert, wenn der BiomassePark SDL bereitstellen kann. Ein Bedarf an alternativen (in der Simulation teuren) Quellen besteht nicht. Der BiomassePark sorgt in allen drei Szenarien zu einer relevanten Überkompensation des Blindleistungsbedarfs laut der folgenden Abbildung. Die benötigte Blindarbeit im Jahresverlauf kann dennoch nur zu 27 % bzw. 23 % gedeckt werden, da es Phasen des Blindleistungsbedarfs gibt, während der der BiomassePark nicht ausreichend Blindleistung bereitstellen kann. Das heißt, dass trotz des hohen Blindleitungspotentials des BiomasseParks, andere Quellen benötigt werden. Diese können in V3 durch den restlichen Kraftwerkspark dargestellt und es muss nicht auf z. T. teure alternative Techniken zurückgegriffen werden.

Stellt der BiomassePark keine BL bereit, so müssen allerdings alternative z.T. teure Techniken zu Einsatz kommen, um die Blindarbeit in Zeiten mit hohem Bedarf und geringem Angebot bereitstellen zu können. Trotz der Überkompensation in der Jahressumme, kommt es in manchen Phasen im Jahr zu ungedecktem BL-Bedarf, welcher in der Simulation durch die alternativen (und in der Simulation teuren) Quellen gedeckt wird.

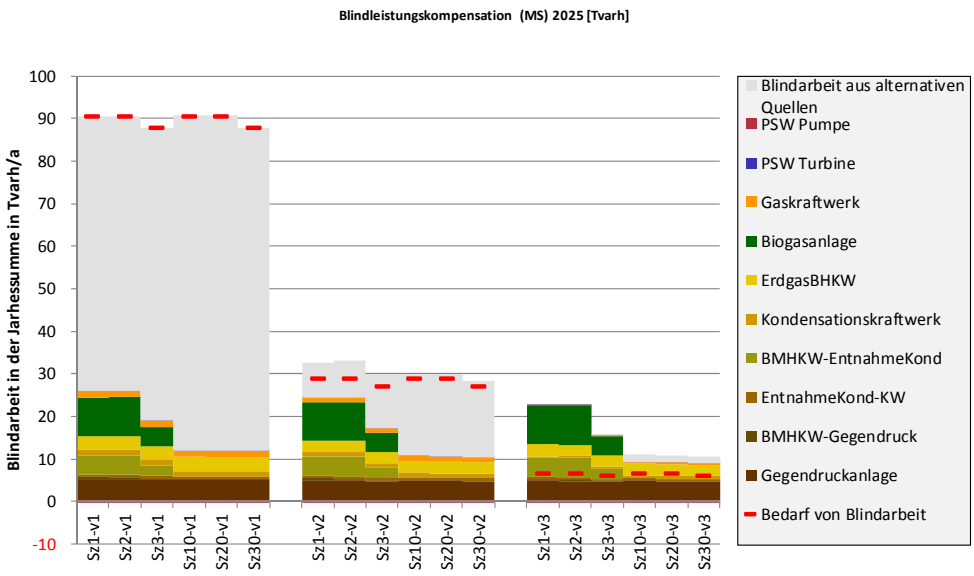


Abbildung 7-22: Blindleistungskompensation im Jahr 2025 auf MS, Aufteilung zwischen den einzelnen elektrischen Kapazitäten, unterteilt in unterschiedliche Biomasseszenarien, mit und ohne biogene SDL-Bereitstellung auf MS-Ebene, differenziert nach den BL-Bedarf auf MS-Ebene

Die Analyse des jährlichen Blindarbeitsbedarfes und deren Deckung stellen jedoch nur einen Gesichtspunkt dar. Für die Auslegung der Blindleistungsquellen ist aus ökonomischen Gründen eine Leistungsbetrachtung von noch größerem Interesse als eine Bilanz der Blindarbeit in der Jahressumme. Der BiomassePark kann der MS-Ebene zwischen knapp 1 GVar bis knapp 2,7 GVar Blindleistung (kapazitiv und induktiv) in Abhängigkeit des Biomasse-Szenarios bereitstellen. Die flächendeckende räumliche Verteilung der biogenen Erzeugungskapazitäten bietet dabei Vorteile, wenngleich dennoch nicht sicher ist ob das gesamte Potential in der Praxis nutzbar bereitgestellt werden kann.

Die folgende Tabelle zeigt Energie und Leistungsbilanzen differenziert nach den Szenarien und der Varianten des BiomasseParks. In allen Varianten kann der BiomassePark einen Beitrag leisten. Bei einem mittleren Bedarf an BL (V2) und einen

flexiblen BiomassePark mit 40 TWhel (SZ1) liegt der Beitrag des BiomassePark bei max. 49 % an der benötigten Leistung und kompensiert knapp 30 % der benötigten Blindarbeit. Auch wenn durch die räumlichen Restriktionen und der Stromnetztopologie davon vielleicht nur die Hälfte wirken kann, kann der Beitrag relevant für einen effizienten Netzbetrieb sein.

Tabelle 7-1: Leistung und Energiebilanz der BL-Bereitstellung in Abhängigkeit der unterschiedlichen Biomasseszenarien (SZ1, SZ2, SZ2) und der BL-Bedarfsvarianten (V1, V2, V3)

BiomassePark		SZ 1	SZ 2	SZ 3	
Blindleistungspotential BiomassePark (max)		2.668	1.987	994	Mvar
Residualer Blindleistungsbedarf	**v1**	12.778	12.759	12.740	Mvar
Residualer Blindleistungsbedarf	**v2**	5.467	5.448	5.429	Mvar
Residualer Blindleistungsbedarf	**v3**	1.885	1.885	1.875	Mvar
Maximal eingebrachte BL-Leistung des BiomasseParks	**v1**	2.663	1.988	990	Mvar
Maximal eingebrachte BL-Leistung des BiomasseParks	**v2**	2.663	1.985	992	Mvar
Maximal eingebrachte BL-Leistung des BiomasseParks	**v3**	1.885	1.885	991	Mvar
maximal theoretisch mögliche Kompensation des	**v1**	21%	16%	8%	
Blindleistungsgesamtbedarfs durch den BiomassePark	**v2**	49%	36%	18%	
(bezogen auf die Blindleistung)*	**v3**	100%	100%	53%	
Blindarbeitbereitstellungspotential BiomassePark (max)		14,1	14,1	7,1	Tvarh/a
residualer Bedarf Blindarbeit	**v1**	90,6	90,6	87,8	Tvarh/a
residualer Bedarf Blindarbeit	**v2**	28,9	28,9	27,1	Tvarh/a
residualer Bedarf Blindarbeit	**v3**	6,5	6,5	6,0	Tvarh/a
Nutzung Blindarbeit des BiomasseParks	**v1**	14,1	14,1	7,1	Tvarh/a
Nutzung Blindarbeit des BiomasseParks	**v2**	11,1	10,4	5,2	Tvarh/a
Nutzung Blindarbeit des BiomasseParks	**v3**	1,8	1,8	1,3	Tvarh/a
maximal mögliche Kompensation des	**v1**	16%	16%	8%	
Gesamtbedarfs an Blindarbeit durch den BiomassePark	**v2**	38%	36%	19%	
(bezogen auf die Blindarbeit)	**v3**	27%	27%	23%	
genutzter Anteil am Potential der Blindarbeit	**v1**	100%	100%	100%	
des BiomasseParks	**v2**	78%	74%	73%	
(bezogen auf die Blindarbeit)	**v3**	12%	12%	19%	

* Es wurde keine Analyse über die maximal mögliche Verdrängung von alternativen BL-Leistungen vorgenommen

Fazit: Das Blindleistungspotential des BiomasseParks ist direkt abhängig von der installierten Leistung. Je flexibler der BiomassePark ausgelegt ist, desto mehr Blindleistungsbedarf kann kompensiert werden. Die bereitgestellte Blindarbeit in der Jahressumme ändert sich durch die Flexibilisierung nicht, sondern ist von der bereitgestellten Wirkarbeit abhängig. Umso größter der BiomassePark ist, je mehr Blindarbeit kann dem Energiesystem bereitgestellt werden. Die bereitgestellte Blindarbeit ist somit von der produzierten Strommenge im Jahresverlauf abhängig. Ein flexibilisierter BiomassePark kann substantielle Beiträge zur Deckung des BL-Bedarfs auf der MS-Ebene übernehmen, wenn der Blindleistungsbedarf zukünftig auf der MS-Ebene in relevanter Höhe liegt. Fällt der BiomassePark im Jahr 2025 relevant kleiner aus als zum Status Quo, und liegt der Blindleistungsbedarf in etwa auf mittlerer Höhe wie in der Variante V2 angenommen, so muss auf z.T. teure alternative Technik zurückgegriffen werden. Kann der BL-Bedarf auf der MS-Ebene auf ein niedriges Niveau reduziert werden, so können nur in geringem Umfang alternative BL-Quellen durch den BiomassePark kompensiert werden.

8 Gesamtergebnis und Fazit

8.1 Ergebnis

Eine Energiebereitstellung mit hoher Versorgungssicherheit, klimaschonend und kosteneffizient zu organisieren ist der Kern der Energiewende. Um diese Ziele zu erreichen, müssen erneuerbare Erzeugungskapazitäten entsprechend integriert werden, was zu einem Rückgang betriebener konventioneller Kraftwerke führt. Diese haben in der Vergangenheit nicht „nur" die Strommengen zum Bedarfszeitpunkt sicher bereitgestellt, sondern auch unterschiedlichste Aufgaben zur Stützung der Stromübertragung übernommen. Diese dafür notwendigen Systemdienstleistungen (SDL) für eine verlässliche Stromübertragung befinden sich darüber hinaus im Wandel, worauf sich Netzbetreiber, Stromerzeuger ebenso wie Stromnutzer gleichermaßen vorbereiten müssen. Die Bereitstellung von SDL führt in dieser, durch stark wachsende Anteile an fluktuierenden Erzeugern, veränderten „Welt" zu lastunabhängigen Verhalten von Erzeugungskapazitäten. Dabei handelt es sich um Erzeugungsleistungen, welche betrieben werden (müssen), obwohl der (residuale) Strombedarf ein anderes Signal gibt.

Der aktuelle Strompreisverlauf mit Phasen negativer Preise deutet konkret diese Inflexibilität der Erzeugung und des Verbrauches an, insbesondere die Tatsache, dass die EE-Erzeugung in Deutschland noch nie den Strombedarf überschritten hat (und darüber hinaus auch ein Bedarf an Strom bei unseren europäischen Nachbarn besteht, der ebenfalls durch EE-Strommengen bedient werden kann). Der Grund für den Effekt von negativen Preisen kann teilweise im lastunabhängigen Verhalten von einem Teil der Erzeugungskapazitäten (z.B. Industrie-Eigenstromversorgungs-KWK-Anlagen oder Braunkohle-Kraftwerke) gesucht werden.

Die flexible Stromproduktion mittels Biomasse ist grundsätzlich in der Lage, zur Residuallastdeckung und zur Stützung der Stromübertragung beizutragen. Die Rückwirkungen auf das Energiesystem bzw. auf den konventionellen Kraftwerkpark sind vielschichtig und grundsätzlich abhängig von den flexiblen Strommengen und der dazu gehörigen installierten Leistung. Die Übernahme von Systemdienstleistungen führt zur Möglichkeit des Ersatzes der konventionellen Erzeuger hierbei. Dadurch ist zu erwarten, dass sich diese Erzeugungsanlagen ohne diese Restriktion an der Residuallastversorgung kostenoptimaler beteiligen.

Der Sachverhalt des Indikators negativer Preise und die Tatsache, dass die Förderung der Bioenergie sehr kontrovers diskutiert wird, wurden zum Anlass genommen, das Vorhaben Symbiose zu starten. Symbiose soll Aufschluss über den Grund des lastunabhängigen Verhaltens von elektrischen Kapazitäten geben und klar machen, inwieweit ein unterschiedlich ausgestalteter BiomassePark eine Beitrag leisten kann, dieses Verhalten zu reduzieren. Dadurch kann sichergestellt werden, dass die fluktuierenden Erneuerbaren Energien kosteneffizient in das Versorgungssystem integriert werden und der BiomassePark seine Rolle im System findet.

Um die Fragen zu beantworten ‚wurden systematische Untersuchungen des Energiesystems, der Märkte und regulatorischen Rahmenbedingungen, der etablierten Prozesse usw. vorgenommen und die möglichen Anpassungspotentiale ermittelt.

Darüber hinaus wurde eine umfangreiche Simulation des Energiesystems, welche den Bedarf an SDL berücksichtigt, vorgenommen, um die Wirkung des BiomasseParks auf eine Reduzierung von lastunabhängigen Verhalten zu bewerten. Dabei wurden insbesondere die beiden Indikatoren Abregelung von EE und Speicherbetrieb und die

damit verbundenen Verluste genutzt. Eine Simulation des Stromnetzes wurde nicht vorgenommen.

Der Einfluss des BiomasseParks auf das Energiesystem mit starkem Fokus auf die Wechselwirkung mit der residualen Stromversorgung und der kosteneffizienten Integration von fluktuierenden Erneuerbaren Energien wurde in indirekte und direkte Wirkungen unterteilt und untersucht. Als Voraussetzung für die Simulation wurde angenommen, dass die im Rahmen des Vorhabens erkannten regulatorischen, rechtlichen und marktorganisatorischen Gründe für ein lastunabhängiges Verhalten bis zum Jahr 2025 beseitigt werden können. Die Simulation setzt somit einen funktionierenden Markt ohne diese Hemmnisse voraus.

Die Ergebnisse zeigen, dass der direkte Einfluss eines flexiblen BiomasseParks zu einer Reduzierung von konventioneller Erzeugungsleistung, insbesondere Kondensationskraftwerksleistung, führt, um die gesicherte Leistung zur Residuallastversorgung zu gewährleisten. Auch der Bedarf an Stromspeicherung und somit die notwendige Aktivität der Speicher sinkt entsprechend etwas. Es können durch das Vermeiden von EE-Abregelung und von Speicherverlusten dem Energiesystem zusätzliche EE-Strommengen zur Nutzung bereitgestellt werden. Die benötigten Strommengen aus Kondensationskraftwerken an der Residuallastversorgung nehmen entsprechend etwas ab. Darüber hinaus kann durch höhere Strommengen aus dem BiomassePark und zusätzlicher Flexibilität der KWK-Anteil an der Wärmeversorgung durch konventionelle Anlagen etwas erhöht werden. Auch der Wärmeversorgungsanteil durch die Biomasse-KWK kann gesteigert und so der generelle Anteil der EE an der Wärmeversorgung erhöht werden. Eine vertiefende Untersuchung dieses Effektes wurde nicht vorgenommen.

Die Bereitstellung von Regelleistung durch den BiomassePark und entsprechenden Abrufen führt zu einem relevant höheren Angebot an RL zur Deckung des Bedarfs, was wiederum eine kostenoptimalere Deckung des Bedarfs erwarten lässt. Die Flexibilisierung des BiomasseParks steigert das RL-Potentials und auch den Anteil an den Abrufen relevant. Der BiomassePark beteiligt sich insbesondere am positiven RL-Bedarf und kann eine dominante Rolle beim Abruf einnehmen. Die Rolle von Anlagen welche feste Biomasse einsetzen spielt bei der RL-Bereitstellung eine untergeordnete Rolle, im Vergleich zum BiogasPark (als Teile des BiomassePark).

Die Bereitstellung von BL auf der MS-Ebene durch den BiomassePark kompensiert, in Abhängigkeit vom zukünftigen Bedarf an BL auf dieser Ebene, umfangreiche zusätzlich notwendige BL-Quellen. Insbesondere bei der Blindleistungsbereitstellung kann ein flexibler BiomassePark eine größere Rolle übernehmen. Bei der Lieferung von Blindarbeit bleibt der Beitrag zwischen unflexiblen und flexiblen BiomassePark annähernd gleich.

8.2 Fazit und resultierende Handlungsempfehlungen

Der BiomassePark kann direkt einen positiven Einfluss auf eine effiziente Residuallastversorgung erreichen, wobei der flexible BiomassePark einen größeren Effekt erzielt. Die SDL-Bereitstellung durch den BiomassePark führt zu umfangreicher Kompensation von anderen SDL-Quellen. Der positive Effekt durch die biogene SDL-Bereitstellung auf den konventionellen Kraftwerkspark ist zwar relativ gesehen (bezogen auf die abgeregelten Strommengen und die Speicherverluste im Jahr 2025) relevant, aber bezogen auf die absoluten Mengen eher gering. Vielmehr ist es wichtig, die regulatorischen Hemmnisse abzubauen, um das resiudallastunabhängige Verhalten

zu reduzieren. Diese betreffen die Systemdienstleistungen der Momentanreserve, den Redispatch, die Regelleistung

Momentanreserve

Ein Ersatz der heutigen Erbringer der Momentanreserve ist technisch durchaus machbar (so z.B. durch Kraftwerke mit rotierenden Massen im Ausland und auch durch Windkraftanlagen sowie durch Batteriespeicher). Insbesondere für die Nutzung von Windkraftanlagen hierfür gilt es, die geltenden technischen Richtlinien anzupassen.

Redispatch

Wie beschrieben ist das Ausmaß des benötigten Redispatches letztlich ein Ergebnis eines Austarierens zwischen den Kosten und der Machbarkeit und Umsetzbarkeit des Netzum- und –ausbaus und den Kosten, die durch den Redispatch entstehen. Diese Entscheidung ist jedoch gesellschaftlich und politisch und zu treffen. Zur Reduktion des Redispatchvolumens wäre es von politischer Seite hilfreich,

- die bestehenden (fossil-nuklearen) Überkapazitäten, deren Verbleib im Energiesystem mittelfristig nicht im Einklang mit der Erreichung der Klimaziele steht, abzubauen,

- mittelfristig verlässliche, und mit den COP 21-Zielen kompatible Ausstiegspfade für die verbleibenden Kohlekraftwerke zu erarbeiten und umzusetzen,

- den realen Fortschritt des für den EE-Ausbau notwendigen Netzausbaus besser zu kontrollieren und, wo nötig, effektivere Gegenmaßnahmen zu ergreifen und

- zu untersuchen, welche Änderungen sich durch die neue ‚Verordnung zu abschaltbaren Lasten' (AbLaV) mittel- und langfristig für die Erbringung des Redispatch ergeben werden. Für die zukünftige Bereitstellung des Redispatch wäre es auch hilfreich, zusätzliche zuschaltbare Lasten zu aktivieren, die jedoch keine neuen Mehrbedarfe an konventioneller Erzeugung generieren sollten.

Regelleistung

Regelleistung gehört zu den Systemdienstleistungen, die unter den heutigen Voraussetzungen wesentlich dazu beitragen, lastabweichendes Verhalten zu generieren. Gerade hier ist es daher besonders wichtig, die regulatorischen und ökonomischen Voraussetzungen zu schaffen, damit die Regelleistungserbringung durch die bisherigen konventionellen Kraftwerke ersetzt werden kann. Hier sollte die Politik v.a. drei Maßnahmen ergreifen.

- Eine wesentliche Maßnahme hierbei ist die Dynamisierung der Regelleistungsberechnung, um die Menge der Regelleistung an die steigenden Mengen an FEE-Einspeisung anzupassen. Dies führt zwar nicht unbedingt dazu, dass die Spitzenbedarfe gesenkt werden können, sicherlich aber die Mengen der „mittleren" Bedarfe.

- Die grundsätzlichen Voraussetzungen für die Einbindung fluktuierender Energieträger in die Erbringung von Regelenergie zu schaffen; gleichzeitig jedoch darauf zu achten, dass dies nur mit einem vertretbaren Verzicht auf deren Einspeisung (durch Abregelung als negative Regelleistung und Drosselung der Anlagen zur Ermöglichung positiver Regelleistung) einhergeht.

Bis zu einer zukünftigen überwiegenden Lastabdeckung durch fluktuierende Erneuerbare Energien sollte die Politik vor allem dafür sorgen, dass ausreichend umweltfreundliche Flexibilitätsoptionen zur Erbringung von Regelenergie zur Verfügung stehen. Hierzu gehört auch ein flexibilisierter Bioenergieanlagenbestand.

- In der Zukunft könnte die annähernd grenzkostenfreie Regelleistung durch FEE für ein dauerhaft niedriges Preisniveau in den entsprechenden Märkten sorgen. Mittelfristig könnte es daher notwendig werden, für hinreichende und zuverlässige Investitions- und Betriebsanreize für Regelenergieerbringer zu sorgen.

Blindleistung

In dieser Arbeit ist gezeigt worden, dass es ausreichend technische Alternativen zur Blindleistungserbringung gibt, wozu auch die Bioenergie gehört. Eine wesentliche Herausforderung im Rahmen der Dekarbonisierung des Stromsystems wird es sein, auf welcher Basis mögliche Investitionen in alternative Erbringer getätigt werden sollen. Hierfür müssen die entsprechenden Rahmenbedingungen geschaffen werden, so dass entweder Netz- oder Kraftwerksbetreiber oder mögliche Dritte ausreichende Anreize bekommen, diese Betriebsmittel anzuschaffen. In Bezug auf den Betrieb dieser Betriebsmittel ist zu entscheiden, inwieweit eine Neuverteilung der Aufgaben zwischen ÜNB und VNB angestrebt werden sollte und ob die Blindleistung mittels marktbasierter Allokationsmechanismen oder auf der Basis technischer Regelungen und Normen (inkl. möglicher Vergütungen hierfür) erbracht werden kann. Gegebenenfalls erfordert dies auch Anpassungen der bestehenden Regeln zum Unbundling.

Kurzschlussleistung

Die Kurzschlussleistung ist gegenwärtig quasi ein „Koppelprodukt" des normalen Kraftwerksbetriebs. Diese wird gegenwärtig nicht explizit erbracht, sondern durch den konventionellen Kraftwerkspark gesichert. Damit stellt auch die Kurzschlussleistung kein lastabweichendes Verhalten dar. Dabei kann davon ausgegangen werden, dass die Kurzschlussleistung, die in der Bundesrepublik benötigt wird, aktuell auch mittels ausländischer (konventioneller) Kraftwerke bereitgestellt werden kann. Für die Zukunft müssen jedoch Lösungen gefunden werden, wie auch bei einer in ganz Europa umgesetzten Energiewende mit abnehmenden Zahlen an konventioneller Leistung ausreichend Kurzschlussleistung bereitgestellt werden kann.

Wärmebereitstellung aus KWK

KWK-Anlagen können durchaus ein lastabweichendes Verhalten aufweisen, wobei die Wärmebereitstellung jedoch kein hinreichendes technisches Must-Run-Kriterium ist. Aufgrund ihrer Kostenstruktur besitzen sie zwar stärkere betriebswirtschaftliche Anreize (Kosten der alternativen Wärmebereitstellung und KWKG-Zuschlag) für ein lastabweichendes Verhalten als ihre rein konventionellen Gegenstücke. Dies kann jedoch z.B. durch den Zubau von Wärmespeichern stark gemindert werden. Sofern hierfür keine ausreichenden ökonomischen Anreize bestehen, wäre ein Gegensteuern durch Politik notwendig.

Ökonomische und regulatorische Ursachen von lastabweichenden Fahrweisen

Neben den systemischen bedingten Ursachen für mögliches lastabweichendes Verhalten können auch ökonomische oder regulatorische Gründe dafür bestehen, dass Kraftwerke quasi „über den Bedarf hinaus" Strom produzieren. Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass es für konventionelle Kraftwerksbetreiber ausreichend finanzielle

Anreize gibt, eine am Day-ahead-Preis orientierte Fahrweise umzusetzen und aktiv Make-or-buy-Entscheidungen zu treffen. Die hierdurch möglichen Gewinne rechtfertigen im Regelfall eine 24/7-Einsatzoptimierung ihres Kraftwerkes, wobei gezeigt werden konnte, dass auch weiterhin ökonomisch begründete Hemmnisse verschiedenster Art bei der Nutzung dieser Optimierungsmöglichkeiten bestehen.

Weiterhin bestehen auch durch verschiedene Ausnahmeregelungen bei der Eigenstromproduktion durchaus bedeutsame Anreize, ein lastabweichendes Verhalten an den Tag zu legen. Hierzu gehören insbesondere die Besondere Ausgleichsregelung und Ausnahmeregelungen bei den Netzentgelten. Allerdings lassen sich diese Effekte ohne vertiefte Analysen kaum quantifizieren. Dennoch besteht hier Handlungsbedarf von Seiten der Politik, damit diese Verhaltensweisen weitgehend unterbunden werden. Dabei ist jedoch darauf zu achten, dass ausreichend zielsichere und verursachungsgerechte Lösungen gefunden werden.

Handlungsbedarf in Bezug auf die Planung des Netzausbaus

Über die regulatorischen Rahmenbedingungen hinaus besteht jedoch auch Handlungsbedarf in Bezug auf die Planung des Netzausbaus. In der hier vorgenommenen Modellierung wurden die Annahmen des Netzentwicklungsplans 2015 (= NEP 2015) in Teilen übernommen. Dabei ist festzustellen, dass die Annahmen zum EE-Ausbau im Netzentwicklungsplan auch in den heute geltenden Versionen für die Erreichung der Klimaschutzziele nicht ausreichend sind. Dies betrifft insbesondere die Photovoltaik, aber auch die Windenergie. Ein Vergleich zwischen dem zuletzt genehmigten Szenariorahmen für das Zieljahr 2030 und aktuellen Szenarien, die eine nach der COP 21 notwendige Dekarbonisierung des gesamten Energiesektors der Bundesrepublik modellieren, zeigen deutliche Unterschiede bei den Annahmen zum EE-Ausbau auf. [1]

Die Betrachtung abweichender Leistungen und Verbräuche bergen die Gefahren einer Über- oder Unterdimensionierung des zukünftig nötigen Netzes, von Fehlinvestitionen in Bezug auf die Erbringung der Systemdienstleistungen und weiterer Auswirkungen auf die nötige Akzeptanz für den Netzausbau. In den Konsultationen zum Szenariorahmen und zum Netzentwicklungsplan wird eine Ablehnung des Netzausbaus und einzelner Trassen maßgeblich damit begründet, dass das Ausmaß des festgestellten Netzausbaubedarfs nicht dem für den Klimaschutz nötigen Netzausbau entspricht.

Daher ist eine wesentliche Forderung, die aus diesem Projekt resultiert, dass im Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans ein explizites Klimaschutzszenario betrachtet werden sollte. Dieses Szenario sollte einen expliziten Ausstieg aus der Kohleverstromung berücksichtigen[2] und einen dementsprechenden Ausbau der

[1] Welches hier als Grundlage genommen wird, da es für die verschiedenen Klimaschutzszenarien (Erreichung des 80- bzw. 95%-Ziels über alle Energiesektoren hinweg in den Szenarien KS 80 und KS 95) auch Zwischenwerte für die Zieljahre des NEP angibt. Dabei weichen die verschiedenen Szenarien, die eine Erreichung des 95%-Ziels anvisieren, für 2050 zwar in der Menge der jeweils installierten FEE durchaus ab, liegen aber im Schnitt alle weit über den Annahmen des Netzentwicklungsplans. Hierzu auch Hauser, E. (2017): Folgen eines grundlegenden Paradigmenwechsel im EEG für die Dekarbonisierung. Ein Diskussionsbeitrag. In: EnergieRecht 01.17, S. 9f.

[2] Klima-Allianz Deutschland (2016): Klimaschutzplan 2050 der deutschen Zivilgesellschaft, http://germanwatch.org/de/download/14935.pdf, S. 4.

Erneuerbaren Energien. „Der Szenariorahmen umfasst mindestens drei Entwicklungspfade (Szenarien), die … die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen im Rahmen der mittel- und langfristigen energiepolitischen Ziele der Bundesregierung abdecken." (§ 12a Abs. 1 EnWG). Die Betrachtung eines expliziten Klimaschutzszenarios ist jedoch nicht vorgesehen, was dies theoretisch zwar nicht ausschließt. Praktisch müsste dies ohne ausdrückliche gesetzliche Basis aber freiwillig geschehen. Auf die Stellungnahmen der Konsultation eingehend schreibt die BNetzA folgerichtig in ihrer Genehmigung des aktuellen Szenariorahmens, dass der auf der UN-Klimakonferenz in Paris ausgehandelte Vertrag nicht berücksichtigt werden kann, da er noch nicht in geltendes nationales Recht überführt wurde.[1] Entsprechend ist für die Betrachtung eines expliziten Klimaschutzszenarios im Netzentwicklungsplan eine Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes nötig. Dieses Szenario sollte bevorzugt vom für den Klimaschutz zuständigen Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) (oder von einer von BMUB beauftragten Institution) erstellt werden.

Gelingt es nicht oder nur in eingeschränktem Maß, diese regulatorischen Vorgaben im Sinne der Transformation zu verändern, so ist zu erwarten, dass die Wirkung des BiomasseParks dieses Verhalten zu reduzieren zunimmt. Diese Variation wurde allerdings mittels einer Simulation nicht untersucht.

Ein flexibler BiomassePark kann somit gleichzeitig mit dem grundsätzlichen Umbau von über Jahrzehnte etablierten Prozessen, Abläufen und Rahmenbedingungen zu einem in Summe geringeren Anteil an EE-Abregelung und niedrigerem Bedarf an Stromspeicherung beitragen. Ein vorzeitiger Rückzug aus der erneuerbarer Erzeugung aus Bioenergie sollte aufgrund dieser Aspekte nicht erfolgen.

Beitrag des flexiblen BiomassePark:

a) BiomassePark als Flexibilitätsoption im Energiesystem
    a. Abregelung zu mindern
    b. Notwendigkeit Stromspeicherung und Speicherverluste reduzieren
    c. Zusätzliche Leistung zur Absicherung der fEE
    d. Reduzierter Bedarf an Kondensationskraftwerken (Kohlekraftwerken)
    e. positiver Einfluss auf Wärmebereitstellung durch KWK
b) BiomassePark als RL-Lieferant
    a. Wettbewerb kann erhöht werden
    b. reduziert Preise auf den RL Markt

1 ÜBN (2016): Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2030. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, S. 75.

c) BiomassePark als BL Lieferant

   a. Geringerer Anteil alternativer Technik zur BL-Bereitstellung notwendig

   b. Möglicher steigender Bedarf von BL auf der MS-Ebene kann effizient entgegnet werden

   c. Effizienter Netzbetrieb kann flankiert werden, und bietet zusätzliche Freiheitsgrade der BL-Bedarfsdeckung

8.3 Diskussion der Ergebnisse und des Fazits:

Grundsätzlich wurde in der Simulation unterstellt, dass bis 2025 (exemplarische Zeit nach dem Kernkraftausstieg, in welchem auch Stromerzeugungskapazitäten in Süddeutschland fehlen) bestehende Hemmnisse für Inflexibilität im heutigen Strommarkt abgebaut werden.

Dies betrifft insbesondere die Eigenstromerzeugung von Industrie-KWK-Anlagen, vermiedene Netznutzungsentgelte für Fernwärme-KWK-Anlagen und die Abschaltbarkeit von Braunkohle-Kraftwerken. Wenn diese Hemmnisse abgebaut werden, dann ist auch bei nur moderatem Ausbau der Kuppelleitungen mit dem europäischen Ausland eine Integration der fluktuierenden EE-Einspeisung zu diesem Stützjahr 2025 ohne große strommarktbedingte EE-Abregelungsmengen möglich. Die Flexibilität aus Import/Export, bestehender Pumpspeicher und des konventionellen Kraftwerksparks ist dann relativ groß. Die verursachten absoluten Mengen an abgeregelten EE-Strommengen und Speicherverlusten sind verhältnismäßig gering. Auch wenn diese durch den geschickten Einsatz der Strommengen des BiomasseParks um ca. 50% reduziert werden können, ist das sinnvoll und grundsätzlich anstrebenswert, bewegt sich aber auf –absolut gesehen – auf niedrigem Niveau.

Aufgrund der geringen strommarktbedingten EE-Abregelungsmengen und Stromspeicherung ist es zu erklären, dass Biomasse zwar sehr hohe Anteile am Regelleistungsmarkt und Blindleistungsmarkt aufweist und zusätzliche Flexibilität bereitstellt, aber der Einfluss auf die absolut vermiedenen Strommengen, welche sonst abgeregelt oder durch Speicherverluste verloren gegangen wären, dennoch gering ist. Dies würde sich aber schnell ändern, wenn man den Abbau der Inflexibilitäten nicht unterstellen würde.

Der BiomassePark kann mit der zusätzlichen Flexibilität und der damit verbundenen SDL-Bereitstellung die Effizienz und die Kosten des Energieversorgungssystems reduzieren. Dabei sind die Vorteile nicht unbedingt technischer Natur, sondern eher ökonomisch und der Systemtransformation dienlich. Das zusätzliche Angebot an RL durch den BiomassePark führt in jedem Fall zu mehr Wettbewerb und dadurch zu niedrigeren Preisen.

Bei geringem BL-Bedarf auf der MS-Ebene könnte dies voraussichtlich größtenteils vom vorhandenen Kraftwerkspark geliefert werden. Liegt der BL-Bedarf höher sind z.T. zusätzliche Maßnahmen nötig, um den BL-Bedarf zu decken ohne auf relevante BL-Lieferung aus vorgelagerten Netzebenen angewiesen zu sein. Im Rahmen der Untersuchung wurde dem BiomassePark ein hohes technisches Potenzial einer Blindleistungsbereitstellung im Hinblick auf den Arbeitsbezug ermittelt. Um jedoch auch die Blindleistung in Bezug auf die Höhe der Leistung und deren Kosteneffekt zu bewerten, müssen vertiefende Analyse auf Verteilnetzebene durchgeführt werden. Für eine zusätzliche Blindleistungsvorhaltung, welche nicht durch die regional vorhandenen

elektrischen Leistungen bereitgestellt werden können, können wiederum relevante Kosten für das Energieverteilungssystem entstehen. Die Ergebnisse zeigen, dass der BiomassePark einen z.T. erheblichen Beitrag zur Kompensation eines solchen Bedarfs leisten kann. In welchem Umfang dieses Potential zum Tragen kommen kann, ist letzten Endes von den regionalen Stromnetzgegebenheiten und den BL-Potential der anderen Erzeugungskapazitäten in dem Netzgebiet abhängig. Den Netzbetreibern müsste es ermöglicht werden, die Höhe der Blindleistung ansteigend gegenzufinanzieren, und den normalerweise alleinig strommarktbedingten Fahrplan der Biomasseanlagen lokal entsprechend der Blindleistungsanforderungen anzupassen, um so das Potential vollständig zu nützen. Ein solcher Ansatz betrifft aber auch Grundsatzfragen des Unbundlings zwischen Stromerzeugung und Netzbetrieb. Dies wurde in den Simulationen nicht umgesetzt. Stattdessen wurde dies mit einem festgelegten Wert für die Blindarbeit und nicht einem aufsteigenden Leistungspreis umgesetzt. Theoretisch bzw. technisch wären hier hohe Kosteneinsparungen durch Systemdienstleistung mit Bioenergie möglich.

Grundsätzlich basieren die Untersuchungen auf einem deutschlandweiten aggregierten Ansatz. Lokal können sich aber deutliche Unterschiede in Hinblick auf die energiewirtschaftliche und elektrotechnische Versorgungssituation ergeben. Zudem muss berücksichtigt werden, dass Bioenergie zukünftig eine zusätzlich ökologische Dienstleistungsaufgabe im ländlichen Raum einnehmen muss - im Hinblick auf Fruchtfolgen, Reststoffverwertung, lokale Stoffkreisläufe u.a. Bestehende Anlagen werden insbesondere an den Standorten eine hohe Bedeutung aufweisen können, wo sie diese Aufgaben auch wahrnehmen können. An anderen Standorten, wo Bioenergie nicht diese Rolle einnehmen kann, müssen bestehende Anlagen auch anders bewertet werden.