

ERGEBNISDOKUMENT

AGGREGATION LOKALER ENERGIEFLÜSSE UND FLEXIBILITÄT

Über Aggregationsstrategien in zellulär geprägten Energiesystemen und das Potenzial von flexiblen Anlagenpools zur Bereitstellung von Flexibilitätsdienstleistungen

High-Level-Use-Case 050D, TP5, AP 5.3
C/Sells-Blaupause: Grün

Autoren:	Kraft, Emil	Karlsruher Institut für Technologie, IIP Kontakt: emil.kraft@kit.edu
	Lehmann, Nico	Karlsruher Institut für Technologie, IIP
	Klempp, Nikolai	Universität Stuttgart, IER
	Kumm, Julia	Universität Stuttgart, IER
	Huber, Julian	FZI Forschungszentrum Informatik
	Ramm, Oliver	EAM EnergiePlus GmbH

Juni 2021

FÖRDERVERMERK

Die Autoren bedanken sich für die finanzielle Unterstützung durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie unter dem Förderkennzeichen 03SIN120 (C/sells, im Rahmen des SINTEG-Programms).

The authors acknowledge the financial support of the German Federal Ministry for Economic Affairs and Energy under grant number 03SIN120 (C/sells, in the scope of the SINTEG programme).

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	ii
Einordnung in TP5 und AP5.3	1
1. Aggregation lokaler Energieflüsse und Flexibilität	3
1.1 Definition von Flexibilität und Anforderungen an Flexibilität in einem zellulär geprägten Energiesystem	4
1.2 Strategien für die Aggregation dezentraler Flexibilität und Evaluation hinsichtlich Geschäftsmodellen.....	7
1.3 Aggregation dezentraler Flexibilitätsoptionen und Auswertung derer Potenziale zur Teilnahme am Regelleistungsmarkt	9
2. Wesentliche Schlussfolgerungen aus den Arbeiten im HLUC050D	15
Literatur	16
3. Partnerspezifische Use Cases	17
3.1 KIT: Definition von Flexibilität	17
3.2 KIT: Definition der Anforderungen an dezentrale Flexibilitäten, Festlegung der Aggregatoren als Bereitsteller dezentraler Flexibilität	17
3.3 KIT: Definition des Akteursverhaltens und Ablauf der Bereitstellung von Energie und Flexibilität durch Aggregator	18
3.4 KIT: Aggregationsmodelle zur Koordination des Anlageneinsatzes auf Liegenschaftsebene.....	22
Kurzfassung.....	22
3.5 KIT: Klassifizierung und Bewertung von Aggregationsstrategien für heutige und zukünftige Geschäftsmodelle.....	24
3.6 KIT-IIP: Auswertung der Potentiale von Anlagen und Anlagenverbänden zur Teilnahme an Reservemärkten	24
Kurzfassung.....	24
Motivation und Zielsetzung	25
Regelleistung und Präqualifikation	26
Methodik	36
Ergebnisse.....	48
Zusammenfassung und Schlussfolgerungen.....	70
Literatur	72
3.7 Universität Stuttgart, IER: Konzept zur Vermarktung von Flexibilität aus raumluftechnischen Anlagen	75

Flexibilitatspotenziale von RLT-Anlagen – Hintergrund und Motivation.....	75
Anforderungen an RLT-Anlagen fur die Erbringung von Regelenergie.....	76
Status Quo der Betriebsweise von RLT-Anlagen	76
Allgemeine Bedingungen zur Erbringung von PRL	77
Anforderungen an eine RLT-Anlage als TE zur PRL-Erbringung Methodik	78
Konzept zur Flexibilitatsvermarktung einer RLT-Anlage.....	79
Konzept zur Teilnahme am PRL-Markt.....	79
Konzept zur Abrechnung der PRL-Erbringung	84
Zusammenfassung und Ausblick.....	84
Anhang.....	86
Raumklimamodell.....	86
3.7.1.1 Analyse der historischen Netzfrequenz.....	89
Literatur	91

1 Einordnung in TP5 und AP5.3

Energie- und Flexibilitätsprognosen einzelner Zellen (HLUC050A) sind Querschnittsanwendungen und betreffen beinahe jeden HLUC bzw. Anwendungsfall in C/sells. Auch in diesem HLUC werden Prognosen, u.a. für die Abschätzung der Potentiale für die Reservemärkte, verwendet. Die Quantifizierung und Bereitstellung der Flexibilitätsdaten (HLUC050B) sowie die Bereitstellung von Messdaten für Prosumer (HLUC050C) sind für die praktische Umsetzung und Demonstration der in diesem HLUC erarbeiteten Konzepte unabdinglich, werden jedoch für diesen HLUC als gegeben vorausgesetzt. In diesem Zusammenhang liefert der vorliegende HLUC die Schnittstelle zu den Märkten, indem Potenziale von aggregierten Anlagenverbänden ermittelt werden oder Aggregationsstrategien erarbeitet und diskutiert werden.

Hinsichtlich der Aggregation der Flexibilität komplexer Zellen mit zahlreichen energietechnischen Anlagen und internen Restriktionen sowie Wechselwirkungen, wie beispielsweise am Campus Nord des KIT, wird an dieser Stelle auf die HLUC050E verwiesen. Ziel ist es hierbei, die Flexibilität lediglich am Übergabepunkt, also dem Netzanschlusspunkt der Zelle, nach außen zu kommunizieren und hierfür neu entwickelte, generische Flexibilitätsdatenmodelle zu verwenden.

Die Abgrenzung zu AP5.2, HLUC050J, HLUC050K und HLUC050L ist dergestalt, dass die Vermarktung in diesem HLUC nicht betrachtet wird. Die Schnittstellen hierzu sind jedoch insbesondere bei der Erbringung des Produktes gemäß Vorgaben des jeweiligen Marktes, der Eignung von Aggregationsstrategien für verschiedene Märkte¹ und sich daraus ergebender Geschäftsmodelle sowie bei der Präqualifikation von dezentralen Anlagen für die Reservemärkte zu verorten.

Die Abgrenzung zu AP5.4, HLUC050E, HLUC050F, HLUC050G und HLUC050H liegt darin, dass im vorliegenden HLUC Energiemanagement(EMS)-Anwendungen und Optimierungen auf Geräteebene nicht im Fokus stehen. Hierfür sei auf die genannten HLUCs verwiesen. In diesem HLUC wird eine Definition von Flexibilität erarbeitet, basierend auf den Aggregationsstrategien Geschäftsmodelle bewertet und das Flexibilitätspotenzial von Anlagenverbänden untersucht. Die

¹ In diesem Dokument werden die Begriffe „Markt“ und „Handelsplatz“ synonym verwendet.

Themen Aggregation (wie in diesem HLUC verwendet) und EMS betrachten die optimierte Nutzung der vorhandenen energietechnischen Einheiten in einem System auf unterschiedlichen Flugebenen, wobei die Grenzen in gewissen Anwendungsfällen nicht klar zu ziehen sind (bspw. Campus-EMS des Energy Lab 2.0 am KIT).

Im Hinblick auf das AP5.5 und den HLUC050I wird in diesem HLUC die Nutzung von sicheren Kommunikationskanälen für die Arbeiten und Umsetzungen als gegeben angenommen.

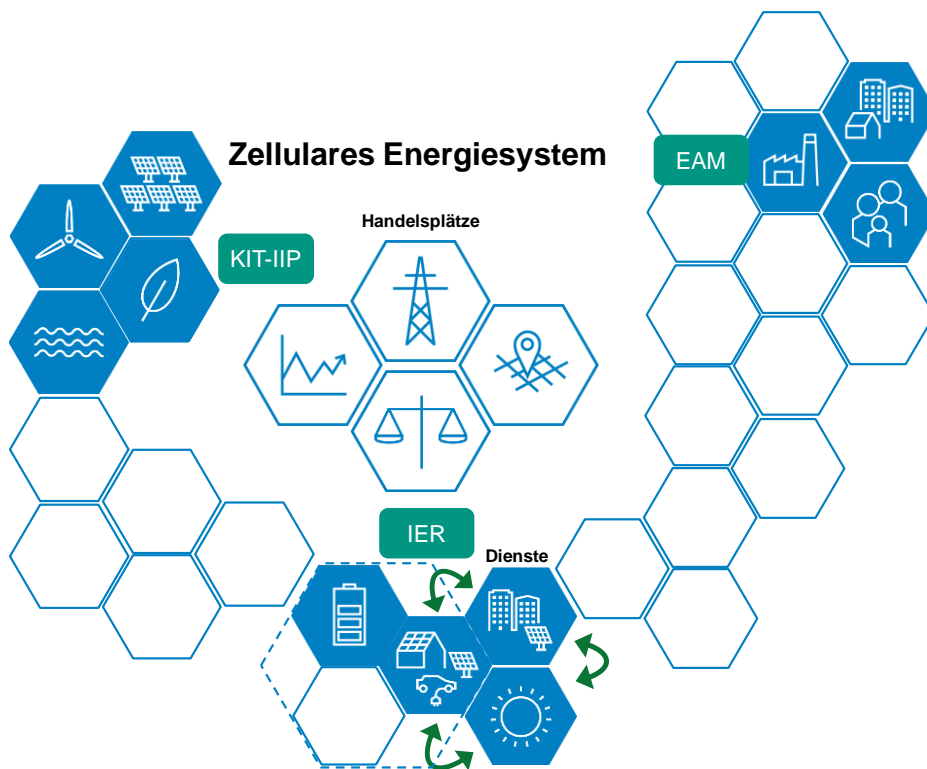


Abbildung 1.1-1: Einordnung des HLUC050D in das TP5 und AP5.3.

2 Aggregation lokaler Energieflüsse und Flexibilität

In C/sells soll untersucht werden, wie sich Millionen von einzelnen technischen Einheiten sinnvoll zu einem Gesamtsystem zusammenfügen lassen. Da die Kosten für den Marktzutritt, die Marktteilnahme sowie für die IKT-Infrastruktur typischerweise unabhängig von der Größe der technischen Einheit anfallen, ist eine Anbindung an die Marktplätze (vgl. HLUC050L), insbesondere für kleine Anlagen, in vielen Fällen nicht wirtschaftlich darstellbar. Die Bildung eines Anlagenverbundes (Aggregats) stellt eine Möglichkeit dar, diese Markteintrittsbarrieren für eine aktive Partizipation am Energiesystem abzubauen. Darüber hinaus liefert das Konzept Aggregation weitere Vorteile für die Teilnahme am Strommarkt oder die Erbringung von Dienstleistungen im Energiesystem (angelehnt an die Präsentation von Next Kraftwerke beim TP5 Treffen am 15.09.2017):

- Risikoübernahme durch Aggregator
- Ausgleichseffekte (Portfolio unterliegt weniger Volatilität)
- Bessere Prognosen möglich
- Ausfall einzelner Anlagen kann abgefangen werden
- Präzisere Steuerung ermöglicht Erbringung von höherer Produktqualität¹

Vor diesem Hintergrund untersucht der HLUC050D, welche Umsetzungsmöglichkeiten der Aggregation existieren und welche der identifizierten Aggregationsstrategien am vielversprechendsten sind.

Voraussetzung für die Arbeiten innerhalb des vorliegenden HLUC sind eine gemeinsame Definition des Begriffes und der Ausgestaltungen von Flexibilität. Darauf aufbauend untersucht der HLUC einerseits Aggregationsstrategien basierend auf Ansteuerungskategorien für Flexibilität und diskutiert deren Eignung für Geschäftsmodelle im heutigen und zukünftigen Marktumfeld. Schlussfolgerungen hieraus bestehen zum einen darin, dass die implizite Bereitstellung von Flexibilität einer quantifizierbaren Unsicherheit unterliegt, sprich ein kalkulierbares Risiko

¹ Unter „Produktqualität“ sind bspw. Reaktionszeiten bei der Erbringung von Flexibilität oder größere Leistungsgradienten zu verstehen.

darstellt, das von einem Aggregator übernommen werden kann. Zum anderen bietet eine aktive Umsetzung des Steuersignals den Erhalt der Autonomie der aggregierten Anlagen und Anlagenverbände und ermöglicht somit ein auf dem Subsidiaritätsprinzip und Partizipation basierendes zukünftiges Energiesystem. Hinsichtlich der Eignung für (neue) Geschäftsmodelle erweisen sich neben der Vermarktung am Spotmarkt vor allem Lastmanagement und aufkommende DSO Services als vielversprechend für die identifizierten Aggregationsstrategien, während der Regelleistungsmarkt aufgrund von Präqualifikation und Anforderungen an Informationstechnik in seiner heutigen Form ungeeignet erscheint.

Des Weiteren werden, basierend auf Flexibilitätserbringung durch kommunikationsbasierte Ansteuerung mit explizitem Abrufsignal, in diesem HLUC Potenziale zur Erbringung von Regelleistung aus Anlagenverbänden ermittelt. Es wird deutlich, dass räumliche und zeitliche Diversifizierung für die Erbringung von Regelleistung aus einem Anlagenpool von Vorteil ist und dass kürzere Produktlaufzeiten zu einem erhöhten Potenzial von Windenergie und PV führen.

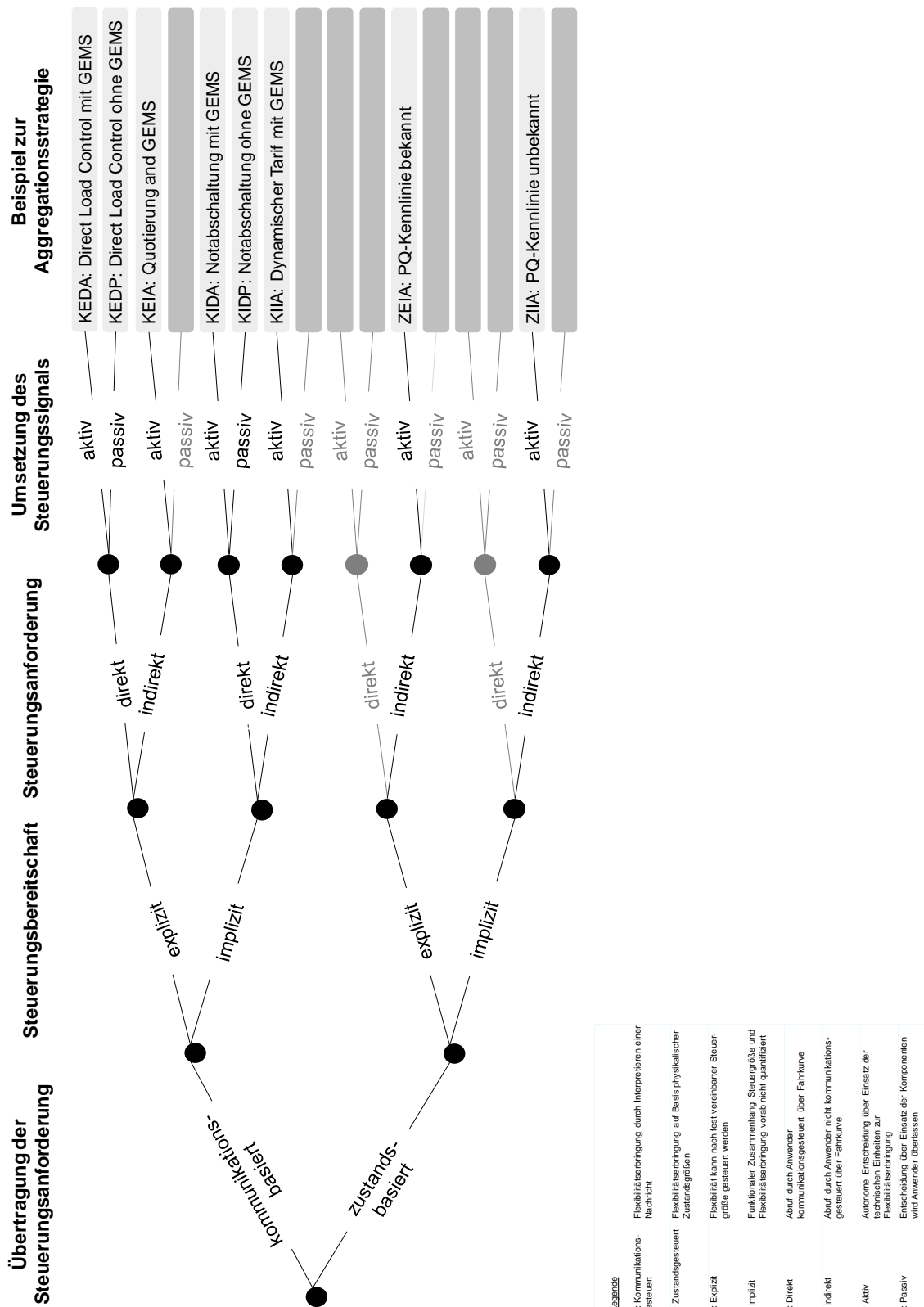
Am Beispiel von raumlufttechnischen Anlagen wird zudem ein Konzept entwickelt, das flexiblen dezentralen Verbrauchern durch entsprechende Aggregation die Erbringung und Abrechnung von Systemdienstleistungen wie Primärregelleistung ermöglicht.

1.1 Definition von Flexibilität und Anforderungen an Flexibilität in einem zellulär geprägten Energiesystem [KIT]

In einem ersten Schritt ergeben sich jedoch grundlegende wissenschaftliche Fragestellungen in Bezug auf Flexibilität im Kontext von C/sells. Was ist Flexibilität in einem zellulär geprägten Energiesystem? Welche verschiedenen Auffassungen und Interpretationen lassen sich unterscheiden und wie lassen sich diese klassifizieren?

Hierfür wird durch das KIT zunächst Flexibilität in einem zellulär geprägten Energiesystem definiert (vgl. Kapitel 5.1 und [1]). Um Flexibilität zu beschreiben und zu definieren, bedarf es eines gemeinsamen Verständnisses und der Schärfung der in den Diskussionen vorherrschenden Flexibilitätsbegriffe. Bereits existierende nationale und internationale Definitionen des Begriffs Flexibilität werden jedoch den Anforderungen, die sich durch ein zelluläres Energiesystem ergeben, nicht gerecht. Ziel ist es daher, diese Flexibilitätsbegriffe zu definieren, zu separieren und zu kombinieren und damit ein gemeinsames Verständnis zu schaffen, sodass eine einheitliche und eindeutige Verwendung der Begriffe garantiert ist.

Die Flexibilitätsbegriffe werden in drei Kapiteln subsummiert und darin beschrieben, voneinander abgegrenzt und kombiniert. Das erste Kapitel beschreibt die technisch-ökonomischen Flexibilitätsbegriffe *Fahrkurve*, *Flexibilitätsbereitstellung*, *Flexibilitätserbringung*, *Quantifizierbarkeit*, *Prognostizierbarkeit* sowie *explizite* und *implizite Flexibilität*. Im zweiten Kapitel werden Begriffe beschrieben, die mit der Ansteuerung und dem Abruf von Flexibilität einhergehen. Darunter fallen die *aktive* und *passive Flexibilitätserbringung*, der *zustands-* und *kommunikationsgesteuerte Flexibilitätsabruf* sowie der *direkte* und *indirekte Flexibilitätsabruf*. Das letzte Kapitel umfasst die Anwendersicht und definiert den system-, netz- oder marktdienlichen Einsatz von Flexibilität. Im Rahmen dessen werden Kommunikations- und Steuerungskonzepte vorgestellt und kategorisiert.



Legende	
K: Kommunikationsgesteuert	Flexibilitätsbringung durch Interpretieren einer Nachricht
Z: Zustandsgesteuert	Flexibilitätsbringung auf Basis physikalischer Zustandsgrößen
E: Explizit	Flexibilität kann nach fest vereinbarter Steuergröße geteilt werden
I: Implizit	Einfluss der Zusammensetzung Steuergröße und Flexibilitätsbringung vorab nicht quantifiziert
D: Direkt	Ablauf durch Anwender kommunikationsgesteuert über Fahrkurve
I: Indirekt	Ablauf durch Anwender nicht kommunikationsgesteuert über Fahrkurve
A: Aktiv	Autonome Entscheidung über Einsatz der technischen Erhalten zur Flexibilitätsbringung
P: Passiv	Entscheidung über Einsatz der Komponenten wird Anwender überlassen

Abbildung 1.1-1: Herleitung der Aggregationsstrategien in [3].

Die Veröffentlichung [2] baut auf [1] auf und beschreibt Mechanismen für den Austausch von Flexibilität in einem zellulären Energiesystem. Das Papier erörtert mögliche Besonderheiten und

erklärt, wie diese zu verschiedenen Mechanismen kombiniert werden können, um die Flexibilität dezentralisierter Energieressourcen in den zellularen Ansatz zu integrieren.

2.1 Strategien für die Aggregation dezentraler Flexibilität und Evaluation hinsichtlich Geschäftsmodellen [KIT, FZI]

Ebenfalls basierend auf dieser Definition der Flexibilitätsbegriffe und Steuerungskonzepte [1] werden Aggregationsstrategien abgeleitet. Darunter sind mögliche (neue) Aggregationskonzepte zu verstehen, die für die Bereitstellung von Flexibilität infrage kommen. Anschließend wird deren Eignung als potenzielle Geschäftsmodelle diskutiert. Abbildung 1.1-1 veranschaulicht die Herleitung der Aggregationsstrategien, die sich grundsätzlich in einem zellulären Energiesystem umsetzen lassen und die auf die Eignung für Geschäftsmodelle hin untersucht werden. [3]

Hierfür werden zunächst die heutigen Geschäftsmodelle, zugehörige Value Streams und potenzielle zukünftige Value Streams beleuchtet, die sich aus den Anwendungsfällen für Flexibilität ergeben. Dabei zeigt sich, dass sich heute vornehmlich Aggregationskonzepte etabliert haben, die durch eine zentrale Kommunikation und Steuerung eine gemeinsame Vermarktung von Anlagen ermöglichen. Es wird häufig übersehen, dass das Potenzial dieses Aggregationskonzepts dahingehend beschränkt ist, dass es sich zumindest nach heutigem Stand erst ab einer bestimmten Anlagengröße wirtschaftlich umsetzen lässt. Neue Aggregationskonzepte, bei denen seitens des Flexibilitätsanbieters keine Fahrkurven kommuniziert werden, sondern nur die generelle Bereitschaft, Flexibilität auf ein Signal hin (z.B. Preis) bereitzustellen, gehen zwar mit einer größeren Unsicherheit für den Flexibilitätsnutzer einher, könnten jedoch bislang ungenutzte technische Flexibilitätspotenziale heben.

Ohne neue Aggregationskonzepte droht daher ein großer Teil des vorhandenen technischen Flexibilitätspotenzials unerschlossen zu bleiben. Die Grenzen der heutigen Geschäftsmodelle liefern die Grundlage für die anschließende Diskussion dieser neuen Aggregationskonzepte.

Für eine eingehendere Beschreibung der Aggregationsstrategien und der Diskussion der Eignung und des Potenzials von Geschäftsmodellen sei auf Abschnitt 5.5 bzw. auf die darin referenzierte wissenschaftliche Publikation [3] verwiesen.

		Aggregationsstrategie							
		1	2	3	4	5	6	7	8
Value Stream	Beschreibung	KEDA	KEDP	KEIA	KIDA	KIDP	KIIA	ZEIA	ZIIA
		Spotmarkt	Asset-Management & Optimierung (Day-Ahead-Markt, Intraday-Markt)	+	+	+	(+)	(+)	+
Regelenergie und andere Systemdienstleistungen	PRL	-	-	-	-	-	-	-	-
	SRL	+	+	-	-	-	-	-	-
	MRL	+	+	-	-	-	-	-	-
	AbLaV	+	+	-	-	-	-	-	-
Lastmanagement	DSO Services	-	+	-	+	+	+	+	-
	Lastmanagement (Gewerbe & Industrie)	+	+	+	+	+	+	+	+
Lastmanagement (Haushalte)	Lastmanagement (Haushalte)	+	+	+	+	+	+	+	+

Legende

- 1. Buchstabe K: Kommunikationsgesteuert
- 2. Buchstabe Z: Zustandsgesteuert
- 3. Buchstabe E: Explizit
- 4. Buchstabe I: Implizit
- 1. Buchstabe D: Direkt
- 2. Buchstabe I: Indirekt
- 3. Buchstabe A: Aktiv
- 4. Buchstabe P: Passiv

Tabelle 2.1-1: Aggregationsstrategien und ihre Eignung für die betrachteten Value Streams. [3]

2.2 Aggregation dezentraler Flexibilitätsoptionen und Auswertung derer Potenziale zur Teilnahme am Regelleistungsmarkt [KIT, EAM]

Besondere Aufmerksamkeit wurde der Auswertung der Potenziale von dezentralen Flexibilitätsoptionen zur Teilnahme am Regelleistungsmarkt gewidmet (siehe auch Abschnitt 5.6 und Abschnitt 5.7).

Die konkrete Forschungsfragestellung hierzu lautet: Welche Potenziale haben dezentrale Energieflüsse und damit verbundene Flexibilitätspotenziale zur Vermarktung am zentralen Flexibilitätsmarkt für Regelleistung?

Neben der Optimierung am Spotmarkt in Day-Ahead- und Intraday-Handel stellt heutzutage der Regelleistungsmarkt die Haupterlösquelle für Flexibilität dar. Hierfür muss die Flexibilität gemäß heutigem Marktdesign und gültiger Präqualifikationsanforderungen jedoch kommunikationsgesteuert abrufbar sowie explizit und direkt ansteuerbar sein, da insbesondere die Versorgungssicherheit von der ausfallfreien und präzisen Bereitstellung von Regelleistung abhängig ist.

Für die Bestimmung der Potenziale von aggregierten dezentralen Energieflüssen und Flexibilitäten zur Teilnahme am (zentralen) Regelleistungsmarkt wird in Abschnitt 5.6 eine Methodik vorgestellt, mit der basierend auf den Vorgaben der ÜNB zur Präqualifikation und Erbringung von Regelleistung die vermarktbare Leistung eines Anlagenverbundes bestehend aus dezentralen Erzeugungsanlagen bestimmt werden kann. Hierbei werden die Technologien Photovoltaik, Windkraft, Biomasse und Batteriespeicher abgebildet, welche sich modular zu räumlich verteilten Anlagenverbänden zusammensetzen lassen. Die Ermittlung des Potenzials des jeweils definierten Anlagenverbunds hinsichtlich der Erbringung von Regelleistung erfolgt durch eine gemischt-ganzzahlige Optimierung unter Berücksichtigung technischer und regulatorischer Restriktionen.

Grundsätzlich wird ein beträchtliches technisches Potenzial festgestellt. Für eine wirtschaftliche Untersuchung der Vermarktung von Flexibilität am Regelleistungsmarkt sei an dieser Stelle auf den HLUC050L verwiesen. In den Ergebnissen (siehe Kapitel 5.6) wird ersichtlich, dass die Zusammensetzung eines Anlagenverbundes, sowohl technologisch als auch räumlich, einen großen Einfluss auf das Regelleistungspotenzial hat.

Darüber hinaus ergeben sich naturgemäß saisonale Unterschiede, insbesondere für Verbünde mit hohen Anteilen Photovoltaik (siehe Abbildung 2.2-1), aber auch für Verbünde mit hohen Anteilen Wind (siehe Abbildung 2.2-2).

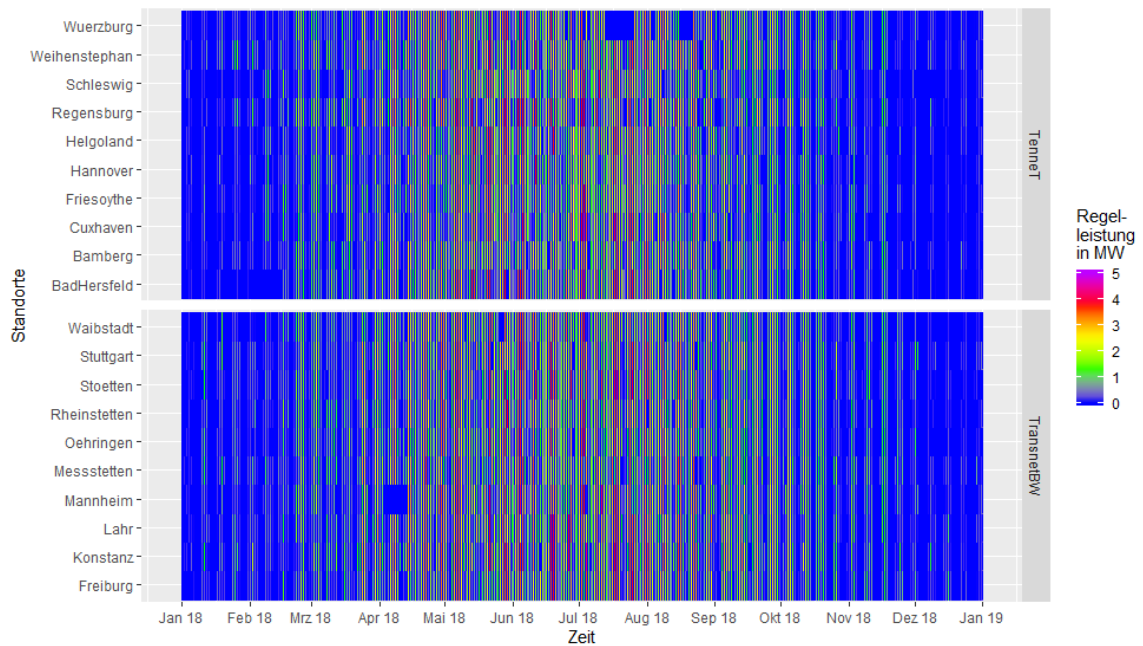


Abbildung 2.2-1: Darstellung des saisonalen Effekts der möglichen Einspeisung (Auflösung 15 Minuten) einer hypothetischen PV-Anlage mit Nennleistung $4,2 \text{ MW}_{\text{peak}}$ an den 20 untersuchten Standorten für das Jahr 2018.

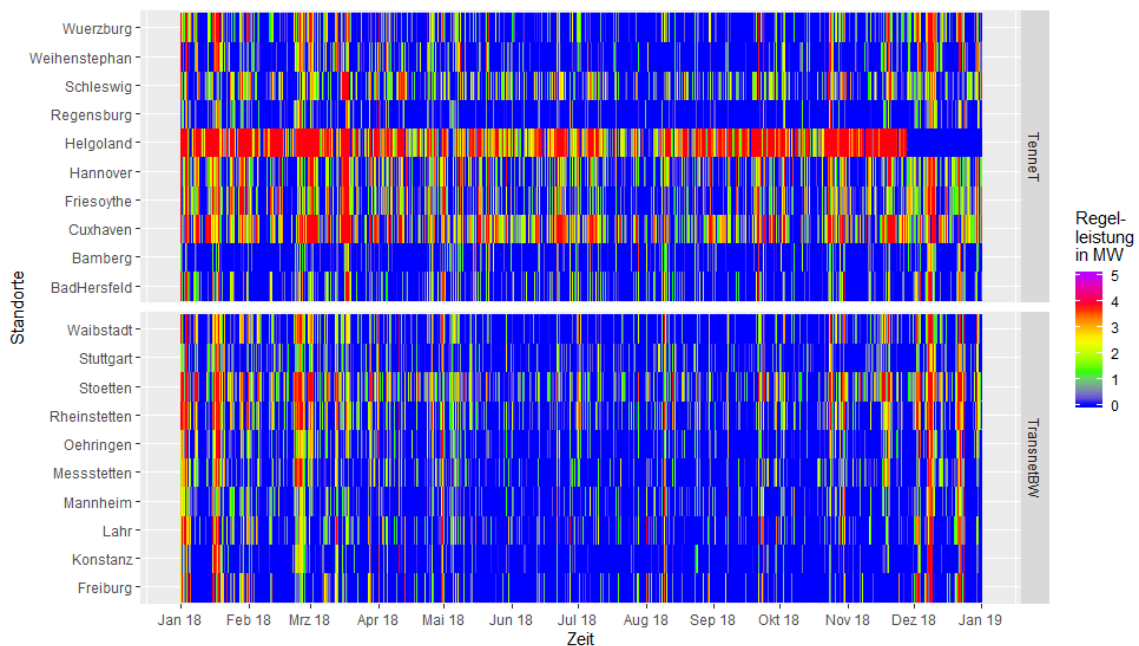


Abbildung 2.2-2: Darstellung des saisonalen Effekts der möglichen Einspeisung (Auflösung 15 Minuten) einer hypothetischen Wind-Anlage mit Nennleistung $4,2 \text{ MW}_{\text{peak}}$ an den 20 untersuchten Standorten für das Jahr 2018.

Abbildung 2.2-1 und Abbildung 2.2-2 lassen zunächst sehr ausgeprägte Gleichzeitigkeiten (Korrelationen) bei den Einspeisungen an den betrachteten Standorten vermuten. Durch entsprechende Untersuchungen konnte jedoch gezeigt werden, dass die räumliche Diversifizierung deren Ausgleichseffekte ein Schlüssel zum Erfolg der Aggregation dezentraler Energieflüsse und Flexibilität darstellt. Abbildung 2.2-3 verdeutlicht den Effekt der räumlichen Diversifizierung exemplarisch. Es wird klar ersichtlich, dass das Profil der möglichen Einspeisung - also des Regelleistungspotenzials - durch eine Diversifizierung auf 10 der untersuchten Standorte (siehe Abschnitt 5.6) eine deutlich glattere Form auf einem hohen Niveau annimmt. Der Einbezug aller 20 untersuchten Standorte verstärkt diesen Ausgleichseffekt am betrachteten Tag nur marginal. Aus Übersichtsgründen wurde die betrachtete Leistung für den Fall *SO 1-20* verdoppelt.

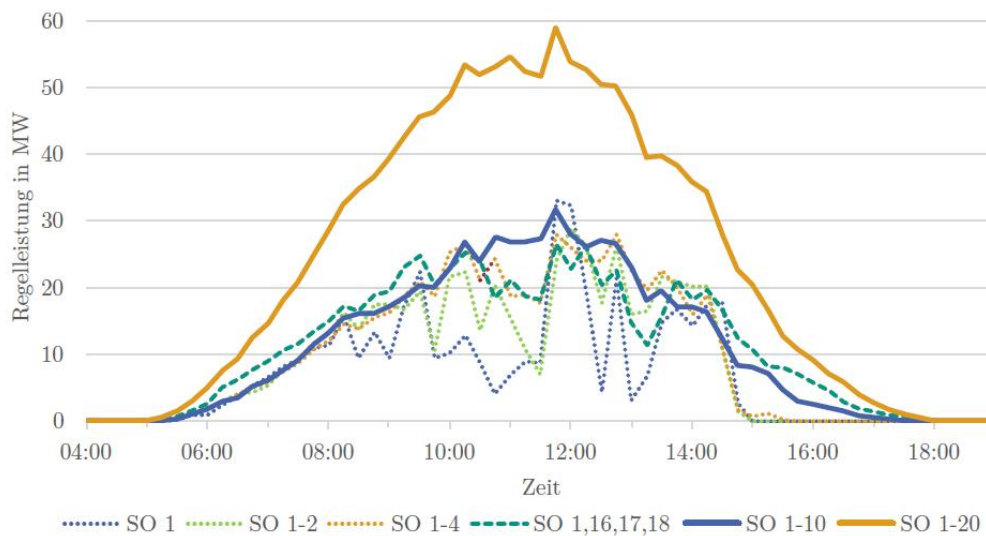


Abbildung 2.2-3: Einfluss der räumlichen Diversifizierung der PV-Anlagen im Portfolio auf die mögliche Einspeisung bzw. das Regelleistungspotenzial. Es wurden bis zu 20 Standorte (SO) berücksichtigt.

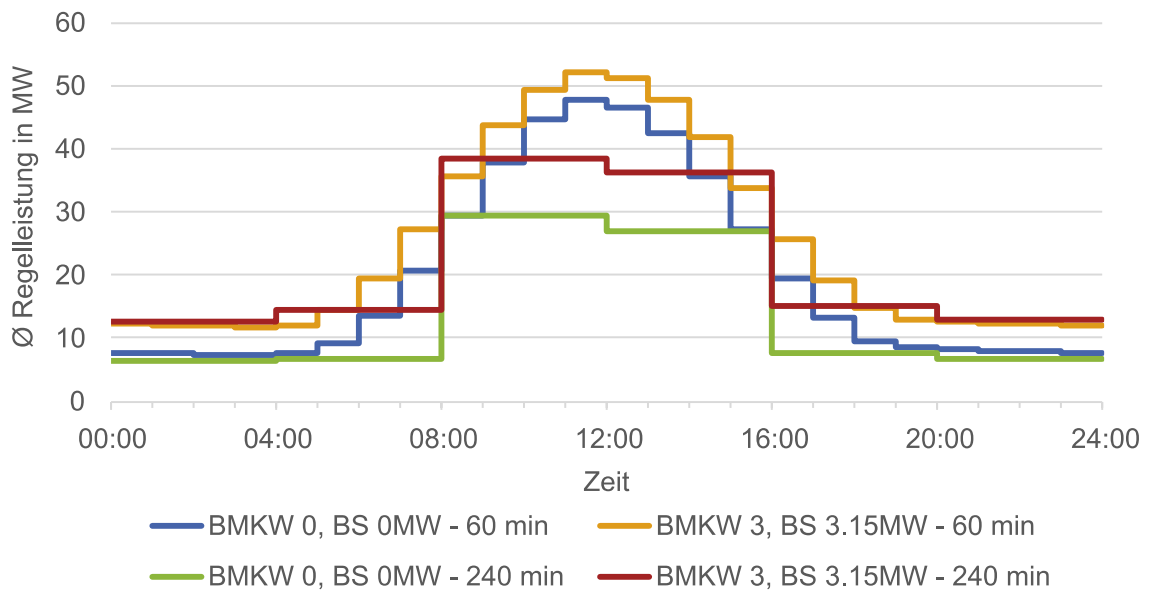


Abbildung 2.2-4: Einfluss der Zeitscheibenlänge (240 und 60 Minuten) auf das durchschnittliche Regelleistungspotenzial aus Anlagenverbänden mit und ohne zusätzliches Biomassekraftwerk (BMKW) und mit und ohne zusätzlichem Batteriespeicher (BS).

Für zukünftige Entwicklungen im Marktdesign für Regelleistung und Regelenergie ergeben sich weitere Forschungsfrage, denen in der Untersuchung Rechnung getragen wird. Mit der Einführung des Regelarbeitsmarktes gemäß *System Operation Guideline* der Europäischen Kommission sollen die Produktzeitscheiben für die Erbringung von Regelarbeit von 24 (Primärregelung vor 01.07.2020) bzw. vier Stunden (Sekundär- und Minutenreserve, PRL ab

01.07.2020) perspektivisch auf eine Granularität von 15 Minuten verkürzt werden. Die Untersuchung ergibt, dass sich das Regelleistungspotenzial von Anlagenverbänden, insbesondere von Anlagenverbänden mit einem großen Anteil an dargebotsabhängiger Einspeisung, durch die Verkürzung erhöht und somit ein höherer Anteil von dezentralen und erneuerbaren Energieressourcen in der Regelleistung realisiert werden kann. Wie in Abbildung 2.2-4 gezeigt ermöglicht die Reduzierung der Zeitscheibenlänge von vier Stunden auf eine Stunde insbesondere in den Stunden mit hohen Einspeisegradien von Wind und PV eine höhere Regelleistungsbereitstellung. Grund hierfür ist, dass das Profil des Einspeisepotenzials präziser abgebildet werden kann. Eine zusätzliche Verkürzung auf 15 Minuten profitiert vom selben Effekt, jedoch sind die zusätzlichen Potenziale verglichen mit der Reduzierung von 240 auf 60 Minuten nicht so drastisch.

Eine weitere Untersuchung zur Aggregation von dezentralen Energieflüssen im Rahmen dieses HLUC wurde durch das IER der Universität Stuttgart durchgeführt. Ziel war es, das Potenzial von aggregierten bedarfsgesteuerten Flexibilitätspotenzialen am Beispiel von raumluftechnischen Anlagen zur Erbringung von Systemdienstleistungen zu untersuchen. Im Rahmen dessen wurde ein Konzept zur Teilnahme am Primärregelungsmarkt entwickelt und untersucht, wie sich die Erbringung der Regelleistung abrechnen lässt. Hierfür wird eine Betriebsstrategie vorgestellt, welche auf einer fahrplanbasierten Betriebsweise der Anlagen beruht. Im C/sells UAP 7.3.1 wird die Anwendbarkeit des vorgestellten theoretischen Konzeptes am Beispiel des Flughafens Stuttgart und der dort vorliegenden raumluftechnischen Anlagen in praktischer Hinsicht untersucht.

Inhaltlich steht dem HLUC zudem ein Arbeitsinhalt der EAM EnergiePlus aus dem TP7 sehr nahe, die ebenfalls in AP5.3 aktiv war. Die untersuchte Forschungsfrage lautet folgendermaßen: Wie lässt sich die Erbringung von Dienstleistungen für Dritte aus einem Anlagenpool erfassen und abrechnen?

In den Demonstrationsvorhaben der EAM EnergiePlus im TP7 werden verschiedene Ebenen der Aggregation von Anlagen angewendet. In der ersten Ebene wurden detaillierte energetische Analysen in Industrie- und Gewerbebetrieben durchgeführt, in denen sämtliche Energieströme im Objekt sowie die Energieerzeugungsanlagen nach steuerbaren und nicht beeinflussbaren Anlagen kategorisiert wurden. Für die einzelnen Energieströme wurden Maßnahmen zur Bereitstellung von stromseitigen Flexibilitäten entwickelt und bewertet.

Diese einzelnen Flexibilitäten wurden mittels einer techno-ökonomischen Simulation bewertet und die aggregierte Flexibilität des Industrie- oder Gewerbebetriebs ermittelt.

In einer weiteren Ebene erfolgt die Anbindung und Aggregation der Flexibilitäten der Industrie- und Gewerbebetriebe mit dem Ziel der Vermarktung der Flexibilität. Dabei werden individuelle Betriebsstrategien für die flexiblen Anlagen ermittelt. Diese Anlagen werden an das zentrale Leitsystem angebunden und dort aggregiert und gesteuert. Die ausführliche Dokumentation der Demonstration sowie der zugehörigen Vermarktung von Flexibilität wird in der Use-Case-Beschreibung des UAP 7.3.2. erläutert.

3 Wesentliche Schlussfolgerungen aus den Arbeiten im HLUC050D

Aufgrund der durchgeführten Arbeiten lassen sich die nachstehenden Schlussfolgerungen als Hypothesen formulieren. Für eine eingehende Erläuterung dieser Schlussfolgerungen sei auf die in den Kapiteln 5.1 bis 5.7 beschriebenen partnerspezifischen Use Cases sowie die damit verbundenen Veröffentlichungen verwiesen.

- 1) Aggregation ermöglicht Vielfalt in einem zellulär organisierten Energiesystem, da eine Vielzahl von koordinierten kleinen Anlagen in der Lage ist, Flexibilität für das Energiesystem oder für zellinterne Zwecke zuverlässig bereitzustellen.
- 2) Es gibt verschiedene Aggregationsstrategien für dezentrale Flexibilitätsoptionen. Aus organisatorischer (Aggregatoren-)Sicht sind solche, die eine Steuerbarkeit und eine explizite Darstellung der Fahrkurve ermöglichen, besser geeignet, um heutige (und zukünftige) Geschäftsmodelle umzusetzen.
- 3) Für die wirtschaftliche Hebung von Potenzialen aus Kleinstflexibilitäten im Energiesystem muss auf die im HLUC vorgestellten Aggregationsstrategien zurückgegriffen werden. Die Geschäftsmodelle hierfür sind jedoch im heutigen Marktumfeld begrenzt.
- 4) Geographische Ausgleichseffekte stehen einer regional beschränkten Organisation des Energiesystems insofern entgegen, als dass sich bei einer einzelnen Technologie mit regionaler Diversifizierung Flexibilität besser bereitstellen lässt als ohne.
- 5) Technologische Ausgleichseffekte können geographische Ausgleichseffekte dahingehend unterstützen, dass die zusätzliche technologische Diversifizierung die Hebung zusätzlicher Flexibilitätspotenziale ermöglicht.
- 6) Eine Verkürzung der Zeitscheiben am Regelenergiemarkt erhöht das Marktpotenzial der Flexibilitätsoptionen, insbesondere in den Zeitscheiben mit hohem Einspeisungsgradienten.

4 Literatur

- [1] Lehmann, Nico; Kraft, Emil; Duepmeier, Clemens; Mauser, Ingo; Förderer, Kevin; Sauer, Dominique (2019): Definition von Flexibilität in einem zellulär geprägten Energiesystem. In: Tagungsunterlagen. Zukünftige Stromnetze. Berlin, 30.-31. Januar 2019. Pforzheim: Conexio, S. 459-469, DOI: 10.5445/IR/1000090455, verfügbar unter: <https://publikationen.bibliothek.kit.edu/1000090455>
- [2] Lehmann, Nico; Huber, Julian; Kießling, Andreas (2019): Flexibility in the context of a cellular system model. In: 16th International Conference on the European Energy Market (EEM). Ljubljana, 18-20 September 2019. Piscataway, NJ: IEEE, DOI: 10.1109/EEM.2019.8916358
- [3] Kraft, Emil; Lehmann, Nico; Huber, Julian; Poplavskaya, Ksenia (2020): Klassifizierung und Bewertung von Aggregationsstrategien für heutige und zukünftige Geschäftsmodelle. In: Tagungsunterlagen. Zukünftige Stromnetze. Berlin, 29.-30. Januar 2020, 291–309, Pforzheim: Conexio, DOI: 10.5445/IR/1000105433, verfügbar unter: <https://publikationen.bibliothek.kit.edu/1000105433>

5 Partnerspezifische Use Cases

In diesem Kapitel stellt jeder Partner seine Arbeiten zum HLUC ausführlicher dar. Sofern Publikationen im Rahmen der Arbeiten entstanden sind, werden diese referenziert.

5.1 KIT: Definition von Flexibilität

Siehe Veröffentlichungen:

Lehmann, Nico; Kraft, Emil; Duepmeier, Clemens; Mauser, Ingo; Förderer, Kevin; Sauer, Dominique (2019): Definition von Flexibilität in einem zellulär geprägten Energiesystem. In: Tagungsunterlagen. Zukünftige Stromnetze. Berlin, 30.-31. Januar 2019. Pforzheim: Conexio, S. 459-469, DOI: 10.5445/IR/1000090455, verfügbar unter: <https://publikationen.bibliothek.kit.edu/1000090455>

Lehmann, Nico; Huber, Julian; Kießling, Andreas (2019): Flexibility in the context of a cellular system model. In: 16th International Conference on the European Energy Market (EEM). Ljubljana, 18-20 September 2019. Piscataway, NJ: IEEE, DOI: 10.1109/EEM.2019.8916358

5.2 KIT: Definition der Anforderungen an dezentrale Flexibilitäten, Festlegung der Aggregatoren als Bereitsteller dezentraler Flexibilität

Durch entsprechende Anreizsignale motiviert oder durch Handelsmechanismen wird dezentral Energie bzw. Flexibilität bereitgestellt oder abgerufen. Dies kann durch einen Aggregator oder durch Produzenten, Konsumenten sowie Prosumenten selbst erfolgen – im Kontext von C/sells umfasst dies eine Zelle mit in den meisten Fällen beschränkter räumlicher Verteilung oder einen Aggregator. Die Anreizsignale, Steuersignale und Abrufe ausgehandelter Flexibilität, die an die Zelle gerichtet werden, können zum einen von den verfügbaren Handelsplätzen (zentrale Energiemärkte, Regelenergiemärkte, möglicherweise dezentrale/regionalisierte Märkte für Energie bzw. System-/Netzdienstleistungen) stammen. Zum anderen können die Abrufsignale von einem zwischengeschalteten Dienstleister oder Aggregator stammen.

Wesentliche Dienste eines Dienstleisters/Aggregators können Risikoübernahme, Bereitstellung von Prognosen, Vermarktung (unter Berücksichtigung von Prognosen und Preissignalen),

Administration (Speicherung und Abrechnung der Transaktionen) und die eigentliche Planung und Optimierung sein.

Der Abruf kann automatisiert und direkt (autorisierter Anlagenzugriff) oder indirekt durch ein Signal erfolgen, auf das die bereitstellende Zelle reagiert. Die Bereitstellung der Flexibilität innerhalb der Zelle erfolgt durch die gezielte Nutzung von Anlagen zur Bereitstellung, Speicherung, Umwandlung, Verteilung und dem Verbrauch von Energie.

5.3 KIT: Definition des Akteursverhaltens und Ablauf der Bereitstellung von Energie und Flexibilität durch Aggregator

Grundsätzlich muss zwischen Energiebereitstellung im klassischen Sinne, Regelenenergiebereitstellung und Flexibilitätsbereitstellung unterschieden werden. Unter dem Begriff Händler ist im Folgenden ein Aggregator oder Vermarkter der einzelnen Zelle bzw. des Anlagenverbunds zu verstehen.

Der Ablauf der Energiebereitstellung erfolgt basierend auf der Vermarktungsentscheidung des Händlers. Ist das Ergebnis der Vermarktungsentscheidung eine Vermarktung am zentralen Strommarkt, so gibt der Händler sein(e) Gebot(e) bestehend aus Volumen und Arbeitspreis für eine Zeitscheibe an der Strombörse ab. Bei Zuschlag wird der entsprechende Fahrplan viertelstundenscharf ausgeführt.

Bei der Regelenenergiebereitstellung ist eine erfolgreiche Präqualifikation Voraussetzung für die Teilnahme an den Ausschreibungsverfahren (siehe HLUC050L). Hierbei muss zwischen PRL, SRL und MRL unterschieden werden. Ist ein Händler für eine Regelenenergiequalität präqualifiziert, ermöglicht ihm dies die Abgabe von Geboten bestehend aus Volumen, Leistungspreis (und Arbeitspreis bei SRL und MRL) für eine Produktzeitscheibe. Bei Kontrahierung muss die Leistung während der Produktzeitscheibe vorgehalten werden und gemäß Präqualifikationsbedingungen aktivierbar sein. Für die genauen technischen Anforderungen der einzelnen Regelleistungsqualitäten sei auf die jeweils geltende Marktbeschreibung auf der Ausschreibungsplattform regelleistung.net verwiesen.

Der detaillierte Ablauf der Flexibilitätsbereitstellung bzw. des -abrufes hängt stark vom gewählten Koordinationsmechanismus (aus AP5.2, HLUC050J: Bezugsmodell und Quotenmodell wurden diskutiert) ab. Hier müssen entsprechende Schnittstellen und Marktstrukturen vorgegeben

werden, um eine effiziente Allokation der Flexibilität auf die Nachfragergruppen sowie eine angemessene Kompensation der Flexibilität zu garantieren.

Zudem muss zwischen verschiedenen Aggregationsstrategien unterschieden werden, mit denen der Aggregator die Bereitstellung und Erbringung der Flexibilität realisieren kann. Hierfür sei auf die Kapitel 5.1 sowie 5.5 im vorliegenden Dokument verwiesen.

Exemplarisch für den HLUC050D Aggregation werden nachfolgend die Bereitstellung und Vergütung von Flexibilität und Energie aus einem Anlagenverbund bestehend aus flexiblen dezentralen Produzenten, flexiblen dezentralen Konsumenten sowie flexiblen dezentralen Prosumenten in zwei Sequenzdiagrammen für zwei Anwendungsfälle dargestellt. Einerseits wird der detaillierte Ablauf der Aggregation zum Zweck der Bereitstellung von Sekundärregelleistung (SRL) aus einem Anlagenverbund aufgezeigt (Abbildung 5.3-1), andererseits der detaillierte Ablauf der Aggregation zum Zweck des optimierten Einsatzes bzw. der optimierten Vermarktung des Anlagenverbundes auf dem Spotmarkt (Abbildung 5.3-2).

HLUC050D: Aggregation - Marktdientliche Flexibilität aus Anlagenverbund

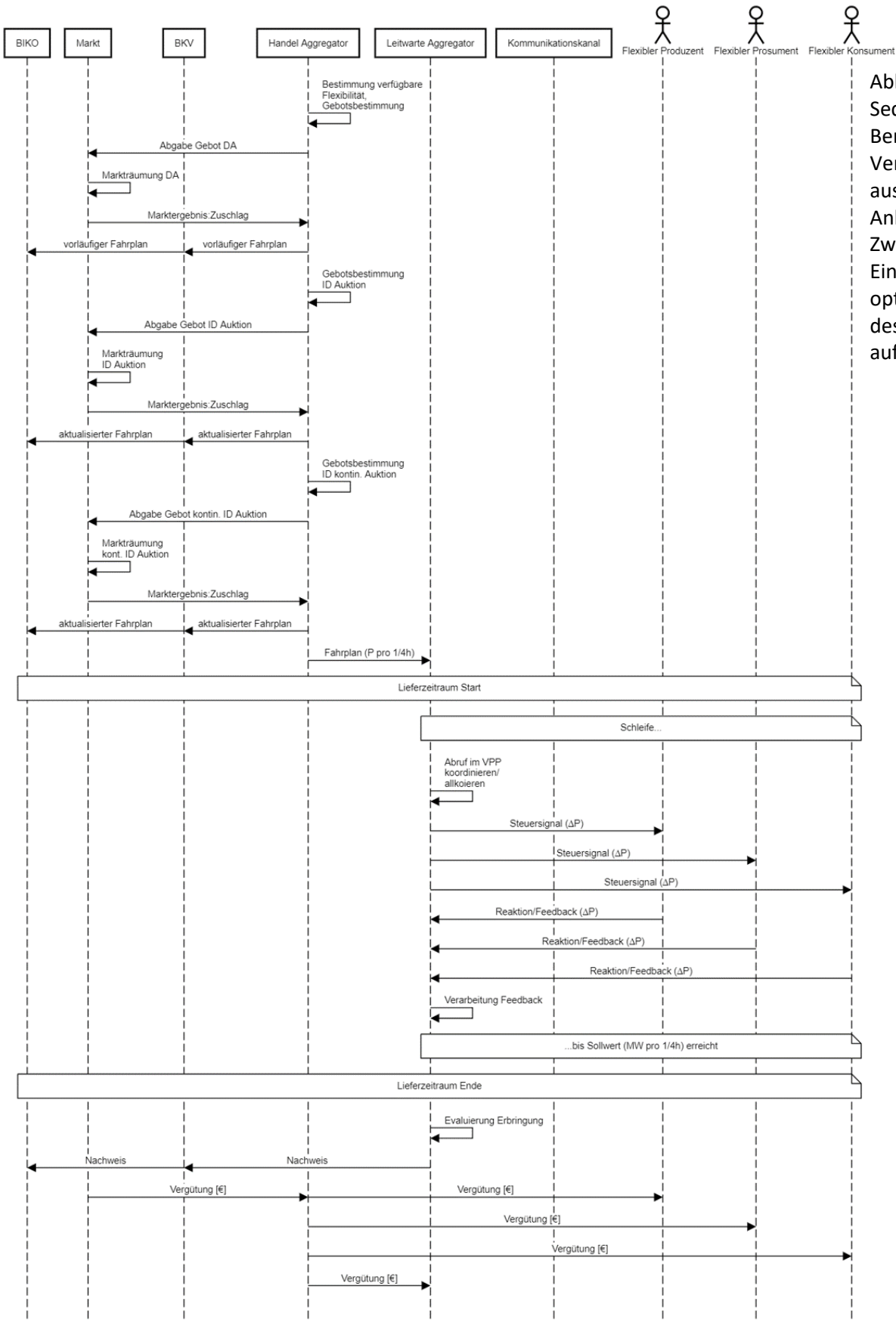


Abbildung 5.3-1: Sequenzdiagramm der Bereitstellung und Vergütung von Flexibilität aus einem Anlagenverbund zum Zweck des optimierten Einsatzes bzw. der optimierten Vermarktung des Anlagenverbundes auf dem Spotmarkt.

HLUC050D: Aggregation - Sekundärregelleistungsbereitstellung aus Anlagenverbund

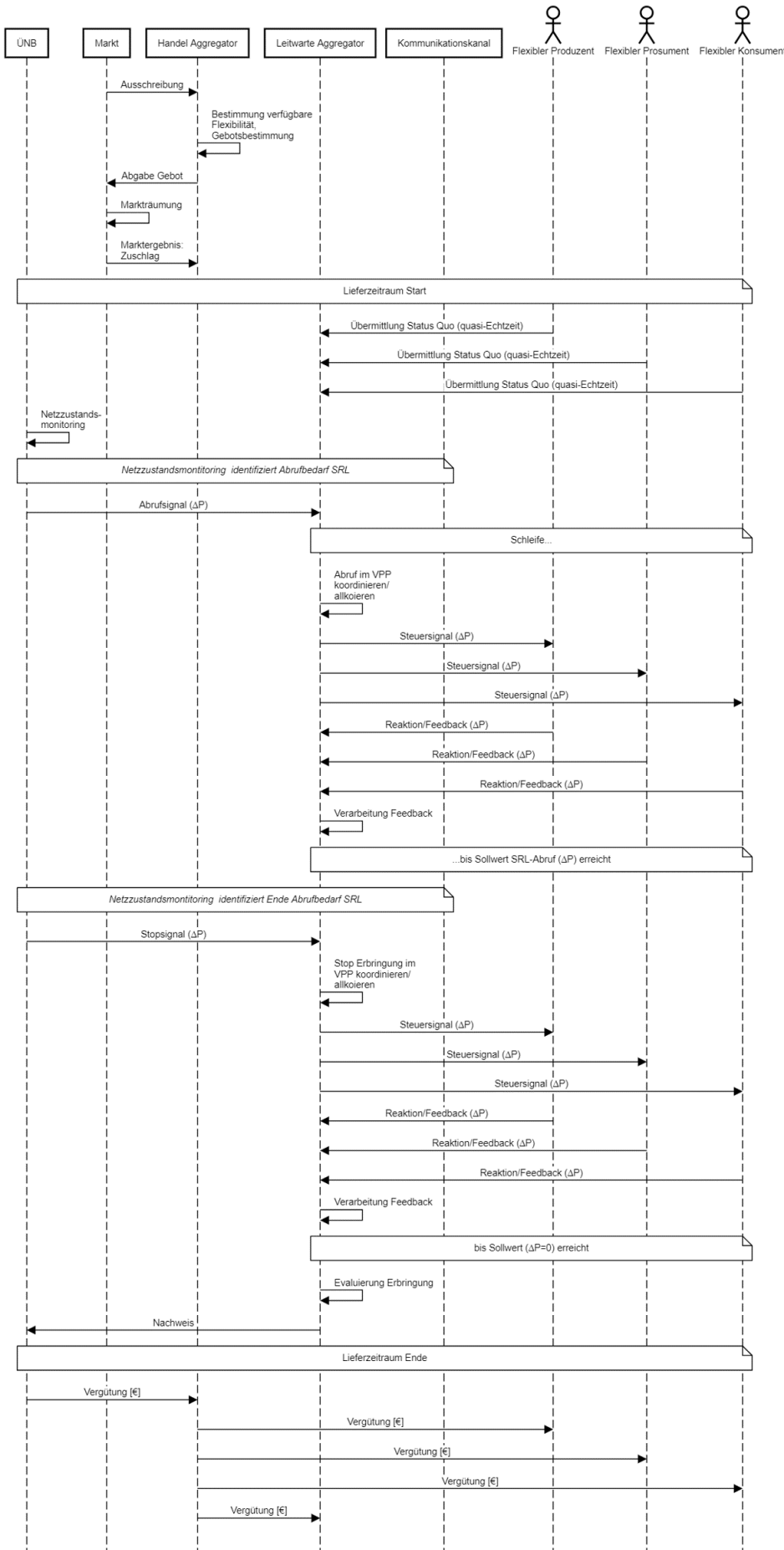


Abbildung 5.3-2: Sequenzdiagramm der Bereitstellung und Vergütung von Flexibilität aus einem Anlagenverbund zum Zweck der Bereitstellung von Sekundärregelleistung (SRL).

5.4 KIT: Aggregationsmodelle zur Koordination des Anlageneinsatzes auf Liegenschaftsebene

Die in diesem Kapitel präsentierte Kurzfassung basiert auf nachstehender Veröffentlichung:

Mauser, I., Müller, J., Förderer, K., & Schmeck, H. (2017). Definition, Modeling, and Communication of Flexibility in Smart Buildings and Smart Grid. ETG Congress 2017 - Die Energiewende (S. 605-610). Bonn: VDE VERLAG.

5.4.1 KURZFASSUNG

Für die Umsetzung der Bereitstellung von dezentraler Flexibilität auf Liegenschaftsebene, z.B. in den Demonstratoren ESHL und Energy Lab 2.0 des KIT, ergeben sich aus den identifizierten Anforderungen mehrere Koordinationsmechanismen.

Die Aufgabe des Energiemanagementsystems (EMS) bzw. des Aggregators ist hierbei die optimale Vermarktungsentscheidung gemäß den lokalen Optimierungszielen (in der Regel Kostenreduktion) für die aggregierten Anlagen zu treffen und diese entsprechend einzusetzen (Dispatch).

Die Preissignale vonseiten der Handelsplätze (umfasst die drei C/sells Handelsplätze) können kurzfristig (wenige Minuten bis 1 Tag), mittelfristig (bis 1 Monat) oder langfristig (bis zu 1 Jahr) vorher bekannt sein. Bei der Ausgestaltung der Zellen (z.B. Design von EMS, Vertragsgestaltung Zelle bzw. Prosumer mit Aggregator, ...) ist dies zu berücksichtigen.

Der Einsatz kann auf unterschiedliche Weisen koordiniert werden. Hierbei gibt es vier wesentliche Grundtypen (engl. patterns). Diese sind in den nachstehenden Abbildungen visualisiert.

1. Physical Demand Response (autorisierter Anlagenzugriff)
2. Direct Market Demand Response (Zelle oder Anlagen der Zelle werden abstrahiert einer übergeordneten Zelle oder Aggregator zur Verfügung gestellt)
3. Indirect Market Demand Response (Signal geht in Zelle, Zelle/EMS reagiert darauf oder eben nicht)
4. Decentralized Market Demand Response (Koordination und Abruf finden dezentralisiert statt)

Funktionen des hierbei genannten Energiemanagementgateways (EMG) können auch durch die HAN/CLS-Schnittstelle des Smart Meter Gateways (SMGW) übernommen werden.

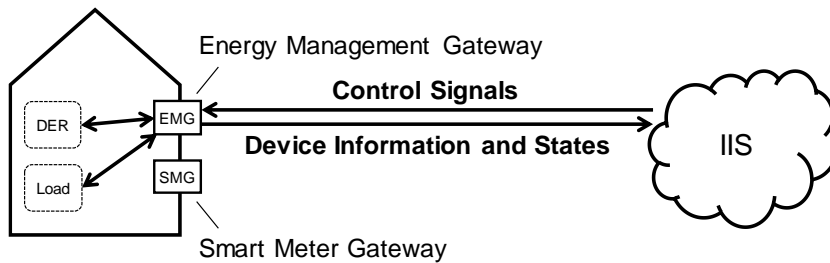


Abbildung 5.4-1: Physical Demand Response

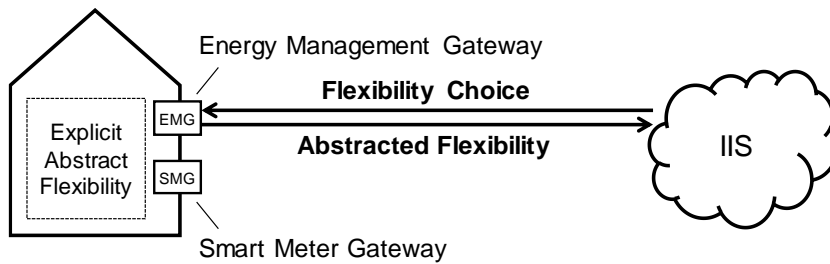


Abbildung 5.4-2: Direct Market Demand Response

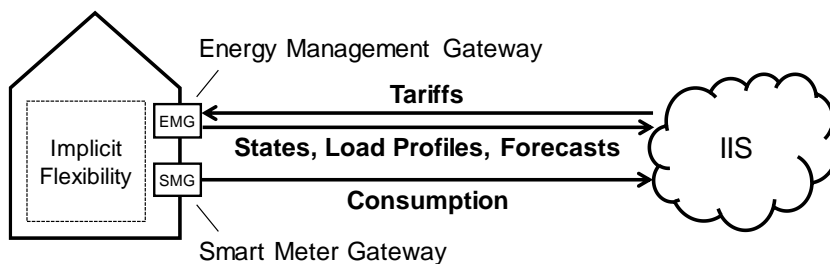


Abbildung 5.4-3: : Indirect Market Demand Response

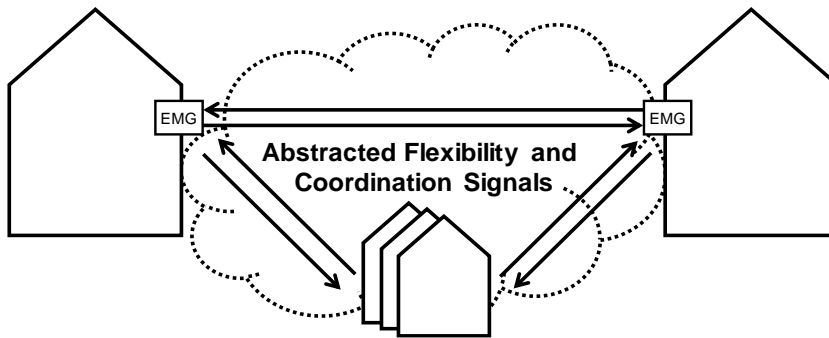


Abbildung 5.4-4: Decentralized Market Demand Response

5.5 KIT: Klassifizierung und Bewertung von Aggregationsstrategien für heutige und zukünftige Geschäftsmodelle

Siehe Veröffentlichung:

Kraft, Emil; Lehmann, Nico; Huber, Julian; Poplavskaya, Ksenia (2020): Klassifizierung und Bewertung von Aggregationsstrategien für heutige und zukünftige Geschäftsmodelle. In: Tagungsunterlagen. Zukünftige Stromnetze. Berlin, 29.–30. Januar 2020, 291–309, Pforzheim: Conexio, DOI: 10.5445/IR/1000105433, verfügbar unter: <https://publikationen.bibliothek.kit.edu/1000105433>

5.6 KIT: Auswertung der Potentiale von Anlagen und Anlagenverbänden zur Teilnahme an Reservemärkten

5.6.1 KURZFASSUNG

Um das Stromnetz stabil zu halten müssen sich die Erzeuger- und Verbraucherseite permanent im Gleichgewicht befinden. Die Aufgabe der Übertragungsnetzbetreiber ist es, dieses Gleichgewicht zu bewahren. Unvorhergesehene Leistungsschwankungen werden dabei mithilfe von Regelleistung ausgeglichen. In dieser Arbeit wird untersucht, welche Potentiale zur Teilnahme an Reservemärkten (Regelleistungsmärkten) sich aus einem räumlich diversifizierten Anlagenportfolio mit Biomassekraftwerken, Batteriespeichern, Photovoltaikanlagen und Windenergieanlagen bestimmen lassen. Als Grundlage dafür dienen Wetterdaten, um die mögliche Einspeisung aus diesen Anlagen zu simulieren. Mit der möglichen Einspeisung und

mithilfe eines Optimierungsmodells wird die Regelleistung dann aus einem Anlagenpool bestimmt. In den Ergebnissen zeigt sich, dass eine Zusammenlegung von Photovoltaikanlagen und Windenergieanlagen zwar vorteilhaft ist für die Bereitstellung von Regelleistung, aber sich dennoch Probleme bei der allgemeinen Verfügbarkeit aufzeigen. So steht häufig zwischen 8 und 16 Uhr viel Regelleistung zur Verfügung, außerhalb dieser Zeiten nimmt die Verfügbarkeit aber stark ab. Es wird gezeigt, dass eine Erweiterung des Anlagenpools um Biomassekraftwerke und Batteriespeicher die Bereitstellung von Regelleistung dahingehend verbessert. Durch eine Verkürzung der Produktzeitscheibenlänge von 240 Minuten auf 60 Minuten kann außerdem tagsüber eine höhere Ausnutzung des Regelleistungspotentials erreicht werden. Eine weitere Verkürzung der Produktzeitscheibenlänge zeigt hingegen kaum weitere Verbesserungen.

5.6.2 MOTIVATION UND ZIELSETZUNG

Der Bedarf an Regelleistung wird heutzutage noch zum großen Teil von konventionellen Kraftwerken bereitgestellt. Jedoch befindet sich der Energiesektor seit einigen Jahren in einem stetigen Wandel. Die Liberalisierung des Strommarktes, das Zusammenwachsen auf europäischer Ebene, die Digitalisierung und die Energiewende in Deutschland, mit dem Ziel, mehr regenerative Energieerzeuger in das Stromnetz einzubinden, zählen dabei zu den Hauptgründen dieser Veränderungen. Große zentrale Kraftwerke werden langsam durch viele kleinere, dezentrale Einheiten wie Photovoltaik- oder Windenergieanlagen ersetzt. Durch diesen Strukturwandel kommt es zu neuen Herausforderungen im Energiesektor. Eine wesentliche Herausforderung ist, wie wir in Zukunft Regelleistung bereitstellen können.

Eine Möglichkeit den Wegfall großer Kraftwerke zu kompensieren, ist der Zusammenschluss von vielen kleinen Kraftwerken zu einem virtuellen Kraftwerk. Moderne Informations- und Kommunikationstechniken ermöglichen es, eine Vielzahl von kleinen Kraftwerken zentral zu vernetzen, wodurch der Zugang zum Energie- bzw. Regelleistungsmarkt möglich wird. Heutzutage stellen dadurch vor allem Biomassekraftwerke Regelleistung am Markt bereit [1]. Auf welche Art Windenergieanlagen oder Photovoltaikanlagen zur Bereitstellung von Regelleistung beitragen können, untersuchte bereits das Fraunhofer Institut für Windenergiesysteme (IWES, heute IEE) in mehreren Forschungsprojekten. Zu nennen sind hier die Projekte Regelennergie durch Windkraftanlagen [2] und Regelennergie durch Wind- und Photovoltaikparks [3]. Aber auch im Zuge des Forschungsprojekts Kombikraftwerke 2 wurde in einem Szenario aus 100% Erneuerbaren Energien die Systemstabilität im Hinblick auf Regelleistung untersucht [4]. Ebenfalls läuft seit 2015 eine Pilotphase der Übertragungsnetzbetreiber zur Bereitstellung von Regelleistung aus Windenergieanlagen [5]. Im Zuge dessen beschreiben die

Übertragungsnetzbetreiber auch welche Anforderungen bzgl. der Präqualifikation von Windenergieanlagen bestehen. Hierbei greifen sie auch das vom IWES entwickelte Verfahren Mögliche Einspeisung auf. Ein Präqualifikationsverfahren für Photovoltaikanlagen gibt es hingegen bisher nicht, jedoch kann auch hier der Ansatz der möglichen Einspeisung eingesetzt werden.

Diese Arbeit untersucht die Fragestellung, wie viel Regelleistung man aus einem Anlagenportfolio mit regenerativen Energien bereitstellen kann. Um fundierte Aussagen treffen zu können, wird ein Optimierungsmodell eingesetzt. Das Modell setzt eine solide Datengrundlage voraus. Mangels geeigneter Datensätze, die man als Ausgangsbasis für die Optimierung verwenden kann, muss zunächst eine Datengrundlage geschaffen werden, die das Einspeiseverhalten von volatilen Energieerzeugern widerspiegelt. Für das Modell wird ein Anlagenpool konzipiert, der aus Biomasse-, Photovoltaik- und Windenergieanlagen sowie Batteriespeicher besteht. Daran wird untersucht, wie sich das Regelleistungspotential verändert, z.B. durch den Einbezug mehrerer geographisch voneinander getrennten Standorte, durch die Betrachtung verschiedener Zeiträume oder durch unterschiedliche Produktzeitscheibenlängen.

Das Modell ist so ausgelegt, dass der Nutzer sich sein gewünschtes Anlagenportfolio selbst zusammenstellen kann und somit direkten Einfluss auf den Ausgang der Berechnungen hat. Es soll möglich sein, den betrachteten Zeitraum, die Produktzeitscheibenlänge, die Anzahl der Kraftwerke, die Kraftwerksleistung und die einzubeziehenden Standorte zu verändern. Bei der Bestimmung der Regelleistung soll das Modell technische und regulatorische Anforderungen berücksichtigen. Diese müssen in einer allgemeinen Einführung zur Regelleistung dargestellt werden. Wie die einzelnen Anlagen miteinander vernetzt werden, ist hingegen nicht Gegenstand dieser Arbeit und wird als gegeben vorausgesetzt. Zum Abschluss sollen die Ergebnisse ausgewertet und Schlussfolgerungen daraus gezogen werden.

5.6.3 REGELLEISTUNG UND PRÄQUALIFIKATION

„Präqualifikation bezeichnet das Verfahren zur Überprüfung der Übereinstimmung einer Reserveeinheit oder -gruppe mit den vom ÜNB festgelegten Anforderungen.“ [6, S. 95]

Die SO GL enthält Vorgaben zur Erstellung von Präqualifikationsverfahren für die Regelreservearten (SO GL, 2017, Art. 155, 159). Außerdem sieht sie zwei Betriebsvereinbarungen nach Artikel 118 und 119 vor, in denen weitere Anforderungen an die Regelreservearten beschrieben werden. Die ÜNBs erarbeiten alle relevanten Anforderungen in das Dokument PQ-

Bedingungen ein. Darin wird das PQ-Verfahren behandelt. Damit stellt es ein wichtiges Dokument für alle Regelreserveanbieter dar. [6, S. 3]

Die Anforderungen an die Vorhaltung und Erbringung von Regelleistung stehen im Fall einer Bezuschlagung im Rahmenvertrag, der zwischen dem Regelreserveanbieter und dem zuständigen ÜNB abgeschlossen wird. Die Anforderungen überschneiden sich dabei zum Großteil mit den Anforderungen in den PQ-Bedingungen. [6, S. 11]

Reserveeinheit, Reservegruppe und Pool

Die Präqualifikation kann für eine Reserveeinheit (RE) oder Reservegruppe (RG) beantragt werden und ist für maximal fünf Jahre gültig (50Hertz et al., 2019j, S. 19). REs bestehen aus einzelnen oder aggregierten Stromerzeugungsanlagen oder Verbrauchseinheiten, jeweils auch als Technische Einheit (TE) bezeichnet, die einen gemeinsamen Netzanschlusspunkt haben und die Anforderungen hinsichtlich der Bereitstellung von PRL, SRL oder MRL, erfüllen. RGs können sich aus einzelnen oder mehreren REs und TEs zusammensetzen. Somit haben die Einheiten in einer RG unterschiedliche Netzanschlusspunkte. Die Form des Zusammenschlusses entspricht dem Prinzip eines virtuellen Kraftwerks. Um die Regelleistung der RG zu bestimmen, betrachtet man damit die Summe der Einspeisung aller TEs und REs, die sich in der RG befinden und nicht einzelne Einheiten für sich [6, S. 75].

Für die Teilnahme am Regelleistungsmarkt, muss ein Regelreserveanbieter für jede Regelreserveart mindestens einen Pool einrichten. Ein Pool kann sich aus beliebig vielen REs und RGs zusammensetzen, wobei die Zusammenstellung für eine Viertelstunde gleich bleiben muss. Besteht ein Pool beispielsweise aus drei RGs, die jeweils 50MW vorhalten, und muss der Anbieter insgesamt 100MW Regelleistung erbringen, obliegt es dem Anbieter aus welchen zwei RGs die Regelleistung bezogen werden soll. [6, S. 11-13]

PQ-Leistung und vermarktbare Leistung

Das PQ-Verfahren unterscheidet zwischen:

- PQ-Leistung
- Vermarktbare Leistung
- Vermarktbare Leistung eines Pools

Die PQ-Leistung ergibt sich aus dem Ergebnis der Betriebsfahrt. Die Betriebsfahrt wird in Abschnitt 2.6.5 näher vorgestellt. Bei der Bestimmung der vermarktbar Leistung wird auch die Erbringungsdauer berücksichtigt. Sie ist diejenige Leistung, die kontinuierlich über den Zeitraum von vier Stunden abgegeben werden kann. Vor allem bei Anlagen auf Basis von regenerativen Energien oder Energiespeichern ist die vermarktbar Leistung von Relevanz, da ihre Leistung nicht kontinuierlich gehalten werden kann. Die vermarktbar Leistung eines Pools berücksichtigt zusätzlich noch eine ausreichende Besicherung, die z.B. ein Kraftwerksausfall kompensieren muss. [6, S. 16-17]

Die in dieser Arbeit vorgestellte Methodik bestimmt die vermarktbar Regelleistung eines Anlagenpools. In dieser Arbeit werden die Begriffe Anlagenportfolio, Anlagenpool oder Anlagenverbund als Synonyme verwendet.

Arbeitsvermögen

Im Stromnetz treten Ungleichgewichte permanent auf, daher können auch mehrere Störfälle hintereinander auftreten. Zu diesem Zweck gibt es neben den Anforderungen hinsichtlich der zeitlichen Aktivierung von Regelleistung auch Anforderungen an das Arbeitsvermögen. Die Anforderungen sind zu erfüllen, wenn ein Anbieter einen Zuschlag zur Vorhaltung und Erbringung von Regelleistung erhält. Allgemein müssen alle REs/RGs nachweisen, dass sie zu einer kontinuierlichen Aktivierung der gesamten vermarktbar Leistung über einen Zeitraum von vier Stunden in der Lage sind [6, S. 42]. Bei der Erbringung von PRL gelten noch strengere Vorgaben, hier müssen REs/RGs bei einer Frequenzabweichung von bis zu $\pm 100\text{mHz}$ für unbegrenzte Zeit ihre Regelleistung erfüllen können [6, S. 55]. Außerhalb von $\pm 100\text{mHz}$ beträgt die Erbringungsdauer nur 30 min. Können REs/RGs kontinuierlich und ohne Zusatzmaßnahmen Regelleistung über vier Stunden liefern, gelten sie als nicht begrenzte Energiespeicher, selbst wenn sie insgesamt begrenzt sind [6 S. 38]. Im Falle, dass sie begrenzt sind, gelten für sie abweichende Vorgaben bzgl. des Arbeitsvermögens.

Um die Sicherheit in Ausnahmefällen zu gewährleisten, forderten die ÜNBs eine minimale Erbringungsdauer bei PRL von 30 min, wenn es sich um einen begrenzten Energiespeicher handelt. Dies wurde jedoch am 2. Mai 2019 durch die Bundesnetzagentur abgelehnt und damit muss nur eine Erbringungsdauer von 15 min gewährleistet sein [7]. Das nutzbare Arbeitsvermögen muss bei begrenzten Energiespeichern und in Hinblick auf SRL und MRL mindestens eine Stunde, bezogen auf die vermarktbar Leistung, betragen. Des Weiteren müssen für Speichermanagementmaßnahmen gesorgt werden, die eine kontinuierliche, gesicherte

Erbringung über vier Stunden ermöglicht. Z.B. kann der Intraday-Handel oder ein Speicher innerhalb der RE/RG zu dieser Erfüllung beitragen. [6, S. 63]

Die Auswirkungen einer bestimmten Erbringungsdauer soll anhand eines Beispiels für PRL und SRL/MRL verdeutlicht werden. In Bezug auf PRL ist durch die minimale Erbringungsdauer von 15 min, ein Energie-Leistungs-Verhältnis von 1:1 möglich. Einem Speichervermögen von 1MWh würde dabei eine Leistung von 1MW gegenüberstehen. Der Ladestand könnte sich zwischen 25% und 75% bewegen. Bei einer Erbringungsdauer von 30 min und gleichem Verhältnis, müsste der Ladestand stets 50% betragen und damit wäre der Einsatz nicht sinnvoll. Somit muss bei einer Erbringungsdauer von 30 min das Energie-Leistungs-Verhältnis größer als eins sein. Ein größeres Verhältnis wird jedoch aus wirtschaftlicher Sicht zunehmend unrentabel [8, S. 31].

Bei SRL und MRL bezieht sich die minimale Erbringungsdauer von 1 h auf die vermarktbare Leistung. Nimmt man das zuvor bei PRL genannte Beispiel als Basis, so führt der Speicher stets eine Reserve von 25% der Speicherkapazität. Zusammen mit der minimalen Erbringungsdauer ergibt sich daraus eine vermarktete Leistung des Batteriespeichers von 0,25MW. Für den Einsatz auf dem SRL/MRL-Markt eignen sie sich daher aktuell weniger. Dies zeigt sich auch anhand der Kennzahlen zur präqualifizierten Leistung nach Technologie.

Zeitverfügbarkeit

Generell muss bei PRL auf Ebene der REs/RGs eine 100%-ige Zeitverfügbarkeit gewährleistet sein, bei SRL und MRL reicht eine 100%-ige Zeitverfügbarkeit auf Poolebene aus. Für technische Ausfälle, beispielsweise einem Kraftwerksausfall, müssen ausgefallene Leistungen spätestens in der darauffolgenden Viertelstunde, in dem der Besicherungsfall eingetreten ist, ersetzt sein. Fällt ein Kraftwerk um 12.05 Uhr aus, muss diese Leistung bis 12.30 Uhr ersetzt sein. Zur Besicherung kann man poolinterne oder poolexterne Lösungen benutzen. [6, S. 37-38] Eine Besicherung von PRL muss innerhalb der gleichen Regelzone erfolgen, bei SRL und MRL kann dies seit dem 12. Juli 2019 auch außerhalb der Regelzone erbracht werden, sofern in der gleichen Regelzone keine Möglichkeiten bestehen [6, S. 51]. Eine Besicherung ist im Regelfall ausreichend, wenn diese gleichwertig zur größten vermarktbaren Leistung der RE/RG des Pools ist [6, S. 15]. Allgemein sind Strukturen in der Energieversorgung redundant ausgelegt. Wenn z.B. eine Leitung oder ein Kraftwerk ausfällt, kann es durch eine andere Komponente kompensiert werden. Dabei geht man vom Worst Case aus, damit auch bei einem Ausfall der Leitung mit der größten Leitungskapazität oder des größten Kraftwerks Reserven bestehen. Dieses Kriterium an der Besicherung ist auch als N-1-Kriterium bekannt.

Betriebsfahrt

Jede RE oder RG muss im Zuge des PQ-Verfahrens eine Betriebsfahrt absolvieren und nachweisen, dass sie die Anforderungen zur RL-Erbringung erfüllt. Die Betriebsfahrt ist ein praktischer Test nach standardisierten Kriterien, mit dem die technische Eignung der RE/RG bestätigt wird. Bis zu einer PQ-Leistung von 100MW führt der Anbieter den Test selbst durch und übermittelt die dabei aufgezeichneten Rohdaten dem verantwortlichen ÜNB, vgl. Abbildung. Der Arbeitspunkt stellt die geplante bzw. gemeldete Einspeisung oder den gemeldeten Leistungsbezug an den ÜNB dar. Entspricht der Regelreserveanbieter nicht dem Betreiber der RE/RG, muss er trotzdem in der Lage sein den aktuellen Arbeitspunkt zu bestimmen [6, S. 75].

Der Soll-Wert bei der PRL ergibt sich aus der Abweichung zur Netzfrequenz, bei der SRL übermittelt der ÜNB direkt den Wert an den Regelreserveanbieter und bei der MRL erhält der Anbieter den Wert vom Merit-Order-List-Server. Die Ist-Messung spiegelt hingegen die wirksame Leistung im öffentlichen Netz wieder und berücksichtigt Eigenverluste der Einheiten [6, S. 11].

Die Vorgaben für die Betriebsfahrt unterscheiden sich je nach Regelreserveart, der Verlauf entspricht aber bei in allen Fällen der Doppelhöckerkurve, vgl. Abbildung. Die Doppelhöckerkurve besteht aus drei Vorhaltephasen VP und zwei Erbringungsphasen EP. Bei PRL und SRL entspricht die Dauer der Phasen jeweils 15 min und gleicht damit einem Fahrplanintervall. Bei MRL sind die Phasen jeweils 30 min lang. Der RL-Ist-Wert ergibt sich dann aus der Differenz des Arbeitspunktes und dem RL-Soll-Wert. Anhand des RL-Ist-Wert überprüft man die zuvor beschriebenen Anforderungen an die Regelleistung. Im Idealfall entspricht der RL-Ist-Wert dem RL-Soll-Wert. [6, S. 23-27]

Die PQ-Leistung P_{PQ} , in nachstehender Abbildung rechts unten zu sehen, bestimmt sich durch die Mittelwerte der Regel-Ist-Werte $MW_{EP,VP}$ in den jeweiligen Phasen wie folgt:

$$P_{PQ} = \text{Min}\{MW_{EP1}, MW_{EP2}\} - \text{Max}\{MW_{VP1}, MW_{VP2}, MW_{VP3}\}$$

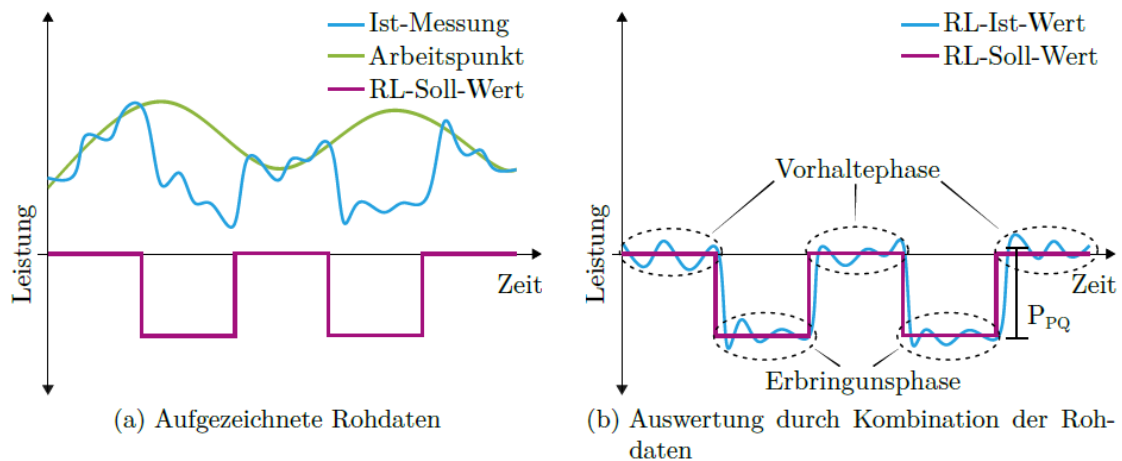


Abbildung 5.6-1: Schematische Darstellung der Aufzeichnung und Auswertung einer Betriebsfahrt am Beispiel einer negativen Erbringung von Regelleistung (Eigene Darstellung nach [6, S. 26])

Technologien

Für die drei Regelreservearten eignen sich verschiedenen Kraftwerkstypen oder Technologien unterschiedlich gut. Thermische Kraftwerke wie z.B. Atomkraftwerke, sowie Stein- und Braunkohlekraftwerke können über das Dampfspeichervermögen der Kessel schnelle Leistungsänderungen liefern. Die Leistung entspricht dabei den PRL-Anforderungen, jedoch ist das Speichervermögen mengenmäßig nur begrenzt vorhanden. Wasserkraft eignet sich für allen Arten gut, weil schnelle Laständerungen möglich sind und zwischen dem Pump- und Turbinenbetrieb gewechselt werden kann. Batteriespeicher, als relativ neue Technologie am Markt, sind ideal für die Bereitstellung von Regelleistung. Sie können den RL-Soll-Wert nahezu identisch abbilden [8]. Ihr Nachteil ist jedoch, dass ihr Arbeitsvermögen begrenzt ist, weshalb sie sich für längere Einsätze weniger eignen. Das spiegelt sich auch in der präqualifizierten Leistung wieder, Batteriespeicher sind bisher nur unter PRL gelistet. Gaskraftwerke oder Biomassekraftwerke (BMKWs) kommen vornehmlich für SRL und MRL in Frage. Gaskraftwerke können bei Bedarf auch aus dem Stillstand schnell hochgefahren werden. [9]

Tabelle 5.6-1: Übersicht der Präqualifizierten Leistung nach Technologie in Deutschland, Angaben in GW [1]

Technologie	PRL	SRL+	SRL-	MRL+	MRL-
Kernenergie	0,50	0,42	0,42	2,04	2,04
Braunkohle	0,66	1,22	1,22	4,81	4,85
Steinkohle	0,67	1,48	1,48	4,87	4,66
Gas	0,25	3,06	3,10	8,35	8,02
Öl	-	0,34	0,02	2,10	0,14
Biogas/-masse	0,03	1,59	1,98	1,85	2,46
Wasser	3,83	14,43	14,27	15,48	15,74
Batteriespeicher	0,25	-	-	-	-
Nachfrage/DSM	0,08	0,54	0,66	0,88	0,84
Windkraft	-	-	-	-	0,10
Sonstige	0,02	0,06	0,09	0,32	0,75
Σ in GW	6,29	23,14	23,24	40,70	39,60

Die Eignung einer Technologie für einer Regelreserveart spiegelt sich auch in der Leistung wider, die insgesamt in Deutschland präqualifiziert wurde, vgl. Tabelle. REs/RGs können prinzipiell für mehrere Regelreservearten präqualifiziert werden, daher sollten die Zahlen in der Tabelle nicht ergänzend betrachtet werden. Für PRL wurden insgesamt 6,29GW symmetrisch präqualifiziert, für SRL in beide Richtungen ca. 23GW und für MRL in beide Richtungen ca. 40GW.

Zusammenfassung der Regelreservearten

Nachfolgende Tabelle fasst abschließend wesentliche Aspekte der in Deutschland unterschiedenen Regelleistungsqualitäten zusammen. Zu beachten sind die Ergänzungen in den Fußnoten. Sie sind nicht weniger wichtig, jedoch passen sie aus Formatgründen nicht in die Tabelle.

Tabelle 5.6-2: Gegenüberstellung der Regelreservearten.

Fußnoten:

¹1MW, 2MW, 3MW oder 4MW ist auch zulässig, wenn ein Anbieter nur ein einziges Angebot je Produktzeitscheibe der positiven oder negativen RL abgibt.

²Ausnahme bei MRL: Zur erstmaligen Erreichung der Mindestangebotsgröße ist auch eine regelzonenübergreifende Angebotspoolung möglich.

³Ausnahme bei SRL/MRL: Eine Besicherung ist seit dem 12.07.2019 auch regelzonenübergreifend zulässig, wenn es innerhalb des regelzoneninternen Anlagenpools des Anbieters nicht möglich ist.

	PRL	SRL	MRL
Abruf	Über Frequenzmessung	Direkt vom ÜNB	Über MOLS
Aktivierungszeit	≤ 30 s	≤ 5 min	≤ 15 min
Erbringungsdauer	Unbegrenzt innerhalb ±100 mHz 30min außerhalb ±100 mHz	≥ 4 h bzgl. der vermarktbar Leistung	
Erbringungsdauer begrenzter Energiespeicher	≥ 15 min bzgl. der PQ-Leistung	≥ 1 h bzgl. der vermarktbar Leistung	
Zeitverfügbarkeit	100 % auf RE/RG-Ebene	100 % auf Poolebene	
Mindest- angebotsgröße	±1 MW	5 MW ¹	
Angebotspoolung	Ja, regelzonenintern ²		
Besicherung durch Dritte	Ja, regelzonenintern ³		
Ausschreibungs- zeitraum	werktäglich	kalendertäglich	
Produktzeitscheibe	24 h	4 h	
Vergütungsprinzip	Leistungspreis	Leistungspreis und Arbeitspreis	
Zuschlagskriterium	Maßgebend der günstigste Leistungspreis		
Ausgeschriebene Leistung (Q3 2019)	±605 MW	1889 MW (pos.) 1781 MW (neg.)	1952 MW (pos.) 1094 MW (neg.)
Abgerufene Regelenergie im Jahr 2018	-	1081 GWh (pos.) 1243 GWh (neg.)	67 GWh (pos.) 128 GWh (neg.)
Anzahl Anbieter (12.07.2019)	30	37	45

Regelleistung aus Photovoltaik- und Windenergieanlagen

PVAs und WEAs werden bisher für Regelleistung gar nicht oder kaum eingesetzt, vgl. Tabelle 5.6-1. Dafür gibt es verschiedene Gründe. Lange Zeit sahen gesetzliche Vorgaben den Einsatz dieser beiden Technologien nicht vor. Eine wichtige Vorgabe wurde im § 21 des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2017 geregelt. Demnach dürfen Anlagen, die eine Einspeisevergütung in Anspruch nehmen, nicht am Regelenergiemarkt teilnehmen. Das gilt jedoch nicht für Anlagen, die ihren Strom direkt vermarkten. Erst 2012 wurde die Möglichkeit der Direktvermarktung eingeführt, zunächst auf freiwilliger Basis und ab Mitte 2014 Pflicht für Neuanlagen ab einer Größe von 500

kW. Dieser Wert ist inzwischen auf 100 kW zurückgegangen. Im Gegensatz zur EEG-Förderung erhalten direkt vermarktende Anlagen keinen festen Vergütungssatz von den ÜNBs, sondern sie verkaufen den Strom an der Börse oder übertragen die Aufgabe an ein Unternehmen, das sich darauf spezialisiert hat. [10]

Vor allem lange Produktzeitscheiben in Kombination mit der 100%-igen Zeitverfügbarkeit erschweren den Einsatz der beiden Technologien auf dem Regelleistungsmarkt, denn ihre Erzeugungsleistung kann nicht exakt vorhergesagt werden und mit längeren Produktzeitscheiben erhöht sich die Vorhersageunsicherheit. Gleiche Problematik besteht auch bei längeren Ausschreibungsintervallen, diese wurden aber inzwischen auf werktägliche (PRL) und kalendertägliche (SRL/MRL) Ausschreibungen verkürzt, vgl. Abschnitt 2.8. Die Produktzeitscheiben verkürzten sich im gleichen Zuge auf 24 h (PRL) und 4 h (SRL/MRL). Eine weitere Verkürzung der Produktzeitscheiben soll mithilfe des Optimierungsmodells in Kapitel 3 untersucht werden.

Des Weiteren fehlten Regelungen von Seiten der ÜNBs, wie eine mögliche Integration der Technologien aussehen könnte. In dem Forschungsprojekt Regelleistung durch Windkraftanlagen des Fraunhofer Institut für Windenergiesysteme (IWES) [2] wurden hierfür Möglichkeiten vorgestellt, wie dies aussehen könnte. Eines davon war das Verfahren Mögliche Einspeisung. Dieses Verfahren wird seit Dezember 2015, anhand der Erbringung von MRL durch WEAs, in einer Pilotphase der ÜNBs getestet. Die Pilotphase soll noch bis mindestens Ende 2019 laufen. Die dafür abweichenden Anforderungen hinsichtlich der Präqualifikation von WEAs wurden in einem Leitfaden zusammengefasst [5]. Welche Anforderungen an PVAs bestehen würden, haben die ÜNBs bisher noch nicht veröffentlicht. Die Bereitstellung von Regelleistung mittels der möglichen Einspeisung ist prinzipiell aber auch hier anwendbar.

Normalerweise dient der Fahrplan bzw. der Arbeitspunkt als Referenzpunkt zur Bestimmung des RL-Ist-Wertes. Bei WEAs oder auch bei PVAs fehlt dieser Referenzpunkt. Daher wurde die mögliche Einspeisung als neuer Referenzpunkt eingeführt. Der Arbeitspunkt entspricht hier dann der möglichen Einspeisung. Im Leitfaden wurde nur das Konzept zur Erbringung negativer Regelleistung vorgestellt. Dabei wurden auch die Phasen Aktivierung A und Deaktivierung D, neben der Vorhaltephase V und Erbringungsphase E, neu eingeführt. In der Aktivierungsphase muss die Leistung auf den angeforderten RL-Soll-Wert sinken. Während der Erbringungsphase muss dann im Verhältnis zur möglichen Einspeisung die Regelleistung konstant gehalten werden. Anschließend muss in der Deaktivierungsphase die Leistung wieder auf das Ursprungsniveau zurückkehren. Nach der Deaktivierung wird gefordert, dass die Einspeiseleistung hinreichend

genau der möglichen Einspeisung entspricht. Dieser Vorgang zeigt Abbildung 5.6-2. Allgemein ist die genaue Bestimmung der möglichen Einspeisung in jeder Phase von großer Bedeutung.

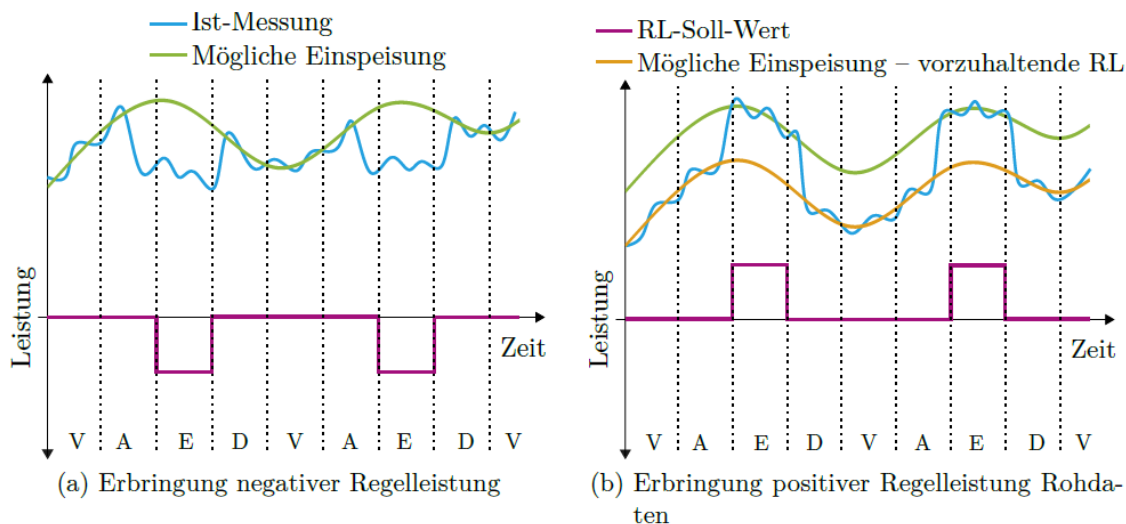


Abbildung 5.6-2: Erbringungskonzept von Regelleistung anhand der möglichen Einspeisung für die Phasen Vorhaltung V, Aktivierung A, Erbringung E und Deaktivierung D (Eigene Darstellung nach [5])

Entsprechend der anderen PQ-Bedingung muss bei einer Bezuschlagung die Regelleistung zu 100% verfügbar sein. Die Zeitverfügbarkeit kann z.B. über probabilistische Prognosen oder Punktprognosen mit einem entsprechenden Sicherheitsabschlag geschätzt werden [6, S. 5]. Für das PQ-Verfahren müssen die Anbieter außerdem die Genauigkeit der möglichen Einspeisung anhand von historischen Daten gegenüber dem ÜNB beweisen. Der Betrachtungszeitraum muss dabei mindestens 30 zusammenhängende Tage betragen und die Doppelhöckerkurve muss währenddessen absolviert worden sein. Laut des Leitfadens müssen die Anbieter zur Bestimmung der PQ-Leistung voraussichtlich folgende Anforderungen nach (während) der Pilotphase erfüllen [6, S. 6-7]:

- Die Anzahl der Werte innerhalb des Fehlerbereichs von $\pm 10\%$ der PQ-Leistung muss mindestens 99,73% (95,45%) betragen.
- Die Anzahl der Werte innerhalb des Fehlerbereichs von $\pm 3,3\%$ ($\pm 5\%$) der PQ-Leistung muss mindestens 68,27% (68,27%) betragen.
- Der Absolutwert des Mittelwertes der Abweichungen darf nicht größer als $\pm 1\%$ der PQ-Leistung sein.
- Die PQ-Leistung wird auf Basis der Doppelhöckerkurve ermittelt.

In dem Forschungsprojekt von IWES wurde auch die Erbringung von positiver Regelleistung erläutert [2]. Mit den zusätzlichen Phasen aus dem Leitfaden wurde dies in Abbildung 5.6-2(b) dargestellt. In der Abbildung ist zu erkennen, dass die mögliche Einspeisung um die vorzuhaltende Regelleistung reduziert wurde. Die Leistung wird im Bedarfsfall zunächst aktiviert und anschließend konstant um den angeforderten RL-Soll-Wert erhöht. Der RL-Soll-Wert muss dabei nicht der vorzuhaltenden Leistung entsprechen und kann prinzipiell auch niedriger ausfallen. Besteht kein Bedarf mehr an Regelleistung, wird die Leistung deaktiviert und verharrt dann wieder in der Vorhaltephase bis der nächste Abruf erfolgt oder die Produktzeitscheibe endet und die Erzeugungsanlage keine Regelleistung mehr vorhalten muss.

Bei einer Vorhaltung über eine Produktzeitscheibe von 4 h bliebe damit jedoch Energie ungenutzt. Eine Reduzierung der Produktzeitscheibenlänge würde diesen Effekt minimieren. Allgemein ist jedoch die Bereitstellung von positiver Regelleistung momentan noch aus konventionellen Kraftwerken vorzuziehen, da sie ihre Leistung im Bedarfsfall einfach durch Zugabe von Betriebsmittel erhöhen können. In einem zukünftigen Szenario, in dem erneuerbare Energien den Großteil der Stromproduktion ausmachen, wäre dies eventuell nicht mehr der Fall, wobei es hier verschiedene Ansichten gibt aus welchen Technologien zukünftig Regelleistung bereitgestellt werden soll. [2, S. 116-121]

Die Bestimmung des Regelleistungspotentials wurde in dem Forschungsprojekt Regelenergie durch Windkraftanlagen [2, S. 144-155] und dem Nachfolgeprojekt Regelenergie durch Wind- und Photovoltaikparks [3, S. 78-85] mittels eines virtuellen Kraftwerks bestimmt. An dieses Prinzip knüpft auch das in dieser Arbeit vorgestellte Optimierungsmodell an. Die dafür nötige Informations- und Kommunikationstechnik wird durch Vorarbeiten¹ als gegeben vorausgesetzt.

5.6.4 METHODIK

Um das Regelleistungspotential bestimmen zu können, wird die mögliche Einspeisung der PVAs und WEAs benötigt. Die mögliche Einspeisung wird in dieser Arbeit mithilfe von Wetterdaten simuliert. Unter Berücksichtigung einer technischen Untergrenze kann anhand der möglichen Einspeisung das maximale Regelleistungspotential einer Anlage bestimmt werden. Dieses Maximum bildet letztendlich die Ausgangslage des Optimierungsmodells.

¹ Im Rahmen von C/sells z.B. durch die Arbeiten im sowie AP5.2 (HLUC050L) und AP5.5 (HLUC050G und HLUC050I) bearbeitet.

Ziel des Modells ist es, das Regelleistungspotentials aus einem räumlich diversifizierten Anlagenportfolio zu berechnen. Das Portfolio kann dazu mehrere Standorte umfassen und die Anzahl der Kraftwerke kann an den Standorten beliebig variieren.

Zur Auswahl stehen ca. 250 mögliche Standorte mit unterschiedlichen Kraftwerkstypen wie BMKWs, PVAs und WEAs [11]. Die Leistungen und Anzahl der Kraftwerke kann für jeden Standort gesondert eingestellt werden. Die Leistung für BMKWs und PVAs wird hierfür in MW bzw. MW Peak angegeben. Bei den WEAs ist sie durch die Nennleistung des Anlagentyps vorgegeben. Das Optimierungsmodell beschränkt sich aktuell nur auf einen Anlagentyp. Eine Erweiterung des Modells mit der Auswahl unterschiedlicher Anlagentypen wäre aber möglich.

Zusätzlich zu den Kraftwerken steht ein Batteriespeicher für ein internes Speichermanagement zur Verfügung. Bei kurzzeitigen Erzeugungsspitzen kann der Batteriespeicher die Energie in Zeiten verschieben in der die Erzeugung geringer ausfällt.

Die für das Modell nötigen Daten basieren auf 10-minütige Stationsmessungen des Deutschen Wetterdienstes (DWD). Daher beschränkt sich die Standortauswahl auch auf dessen Wetterstationen. Grundsätzlich deckt der DWD einen sehr großen Zeitraum ab, für den es diese 10-minütige Stationsmessungen gibt. Um die Berechnungen im Rahmen zu halten, liegt der Fokus dieser Arbeit auf dem Jahr 2018. Innerhalb dieses Jahres kann jedoch ein beliebiger Zeitraum gewählt werden.

Zudem ist es möglich eine Zeitscheibenlänge von 15–1440 min einzustellen. Die Zeitscheibenlänge muss lediglich ein ganzzahliger Teiler von 1440 min (= 24 h) sein. Des Weiteren berücksichtigt das Modell, gesondert für jeden Tag, das N-1-Kriterium in Abhängigkeit der möglichen Einspeisung. Dadurch wird immer das Kraftwerk, das in einer Zeitscheibe die meiste Regelenergie bereitstellen kann, nicht im Optimierungsmodell berücksichtigt.

Bestimmung der vermarktbaren Leistung eines Anlagenverbundes auf Basis der möglichen Einspeisung

Das IWES hat in ihrem Forschungsprojekt Regelenergie durch Windkraftanlagen die mögliche Einspeisung aus Windparks vorgestellt [2]. Für WEAs untersuchte es dazu vier Modelle: Letzer Leistungswert, Referenz-WKA, Leistungskurve und das Physikalische Modell. Am besten schnitt dabei das Physikalische Modell ab. Es benutzt die Windgeschwindigkeit und die Leistungskurve der WEA, um auf die mögliche Einspeisung zu schließen. Die Windgeschwindigkeit wird über ein Anemometer gemessen, der sich auf der Gondel einer WEA befindet. Die gemessene

Geschwindigkeit wird korrigiert, um die aktuelle Abregelung der WEA und Abschattungseffekte durch benachbarte Anlagen zu berücksichtigen. [2]

In Bezug auf PVAs untersuchte es die Modelle Referenzwechselrichter und Referenzzellen. Hier lieferte die Methode der Referenzwechselrichter die besseren Ergebnisse. Dazu nimmt man in einem PV-Park die gemessene elektrische Leistung einzelner Wechselrichter als Referenz für die eingespeiste Leistung. Sie sind dabei so im Park verteilt, dass räumlich verteilte Leistungsunterschiede gut abgebildet werden. Verschiedenartige PV-Module oder unterschiedliche Wirkungsgrade der Wechselrichter können diese räumlichen Leistungsunterschiede verursachen. Anzumerken ist hier, dass die Referenzwechselrichter nicht zur Regelleistung beitragen können, da sie als Referenz nicht abgeregelt werden.

Das Referenzzellenmodell basiert hingegen nicht auf einer elektrischen Messung, sondern auf einer meteorologischen Messung der Sonneneinstrahlung in der Mitte des PV-Parks. Anhand dieser wird dann die Leistung berechnet. Die hieraus gewonnene mögliche Einspeisung stimmt grundsätzlich gut mit realen Vergleichsmessungen überein, auch Fluktuationen werden gut abgebildet, jedoch genügt es nicht den Anforderungen der PQ-Bedingungen, die auch für WEAs angesetzt wurden. Der Fehlerbereich von $\pm 10\%$ der PQ-Leistung lag bei den Tests nicht innerhalb der geforderten 99,73%. Die Fehler werden vor allem durch Verschattungen hervorgerufen, die bei häufigem Wechsel zwischen klarem Himmel und Wolken entstehen. Die punktuelle Messung kann nicht genau genug die Leistungsunterschiede widerspiegeln, die sich bei einer Ausdehnung des PV-Parks über mehrere Hektar ergeben. Hier könnte eine Verteilung, wie bei den Referenzwechselrichtern, das Ergebnis verbessern. Außerdem wiesen sie in den Untersuchungen darauf hin, dass sich die Ergebnisse nicht zwingend auf andere PV-Parks übertragen lassen. Zudem schlug das IWES vor, einen kombinierten Ansatz beider Modelle einzusetzen, um eine mögliche Verbesserung des Gesamtergebnisses zu erwirken. [3]

Wie in den Untersuchungen des IWES werden in dieser Arbeit ähnliche Ansätze zur Bestimmung der möglichen Einspeisung gewählt. Eine Erläuterung folgt im Abschnitt 3.2.3. Eine möglichst hohe Genauigkeit der möglichen Einspeisung zu erzielen, stand dabei nicht im Vordergrund. Das wäre aufgrund mangelnder Vergleichsdaten auch nicht umsetzbar. Wichtig ist es jedoch, dass sich in der Simulation der möglichen Einspeisung, grundsätzliche Verhaltensmuster wie Fluktuationen der Leistung widerspiegeln.

Datengrundlage

Die Simulation geeigneter Datensätze gestaltet sich vor allem für die Energieträger Wind und Sonne schwierig, da ihre Leistungsabgabe nicht konstant ist, sondern in Abhängigkeit der Wetterbedingungen stark ändern kann. Um diesem Umstand Rechnung zu tragen, wird die Stromerzeugung bzw. mögliche Einspeisung anhand von Wetterdaten hergeleitet. Dieser intuitive Ansatz weist die Problematik auf, dass Wetterdaten im Allgemeinen in entsprechender Qualität und benötigter räumlicher wie zeitlicher Auflösung meist nur kommerziell verfügbar sind (z.B. Anemos GmbH). In dieser Arbeit wird der Versuch unternommen, die Untersuchung basierend auf frei zugänglichen Daten vorzunehmen. Das Climate Data Center (CDC) vom DWD stellt hierfür eine seriöse, zuverlässige und frei zugängliche Quelle für Wetterdaten bereit [12]. Neben der öffentlichen Zugänglichkeit bietet diese Quelle weitere Vorzüge. So stehen u.a. Datensätze in täglicher, stündlicher und zehnminütiger Auflösung getrennt nach den jeweiligen Wetterstationen bereit. Ein weiterer Vorteil ist, dass der DWD mit seinen Messreihen einen langen Zeitraum abdeckt. Das stellt vergleichbare Bedingungen für die Auswertung verschiedener Szenarien sicher. Für die meisten Messreihen stehen beispielsweise Datensätze in 10min-Intervallen seit dem Jahr 2000 zur Verfügung. Zusätzlich ermöglicht der DWD durch sein breites Stationsnetz standortabhängige Analysen. Die möglichen Standorte für das Optimierungsmodell hängen dabei von den Standorten der Wetterstationen ab, bei denen alle benötigten Messreihen in 10min-Intervallen vorliegen – derzeit ca. 250 Stationen. Für diese Arbeit relevante Messreihen sind in nachstehender Tabelle zusammengefasst.

Tabelle 5.6-3: Verwendete Messreihen des DWD [13].

Messreihe	Auflösung	Einheit	Messhöhe	Typ. Messinstrument
Lufttemperatur	10min-Instantanwerte	°C	2 m	Widerstandstherm.
Globalstrahlung	10min-Summe	J/cm ²	-	Pyranometer
Windgeschw.	10min-Mittel	m/s	10 m	Schalensternanem.

Bei der Messung der Lufttemperatur wird alle 10 min ein Momentanwert aufgezeichnet. Die anderen Messungen erfolgen hingegen kontinuierlich. Die über 10 min gemessene Globalstrahlung summiert man am Ende der Zeit auf und speichert sie als Messwert ab. Bei der Windgeschwindigkeit protokolliert man stattdessen einen Mittelwert der vergangenen 10 min. Die größte Einschränkung, die durch die Nutzung der DWD-Daten entsteht, liegt in der Verwendung und Approximation der Werte für die Windgeschwindigkeit. Da die Messung in 10 Metern Höhe erfolgt, die Nabenhöhe einer Windturbine jedoch typischerweise >100 Meter ist, muss eine approximierte Umrechnung erfolgen (siehe nächster Abschnitt). Alle Messwerte sind mit einer ID und einem Zeitstempel versehen, die eine genaue Zuordnung zu den verschiedenen Wetterstationen und den Messperioden ermöglicht. Die Messwerte werden in der Coordinated Universal Time (UTC) angegeben, möchte man simulierte mit realen Werten vergleichen, muss die Abweichung zur UTC beachtet werden. Für die Umrechnung der simulierten Daten gilt für Deutschland im Winter UTC+1h und im Sommer UTC+2h. Weitere Details zu den Messverfahren lassen sich aus dem Technikhandbuch Vorschriften und Betriebsunterlagen Nr. 3 des (DWD) entnehmen. [14]

Die Umrechnung der 10-minütlich aufgelösten Werte in die für die vorliegende Untersuchung verwendete Intervalllänge von 15 Minuten erfolgt für die Wind- und Temperaturdaten durch Bildung des gewichteten Mittelwerts. Für die Globalstrahlung wird zur aufsummierten Globalstrahlung der 10 Minuten der Summenwert des entsprechenden angrenzenden Intervalls zur Hälfte addiert (entweder 5 Minuten davor oder 5 Minuten danach). Zur Illustration zeigt nachstehende Abbildung die 10-min-Summe, die 15-min-Summe sowie ergänzend die 60-min-Summe der Globalstrahlung für einen exemplarischen Tag mit hoher Volatilität der Strahlung. Es wird deutlich, dass die vorgenommene Intervallanpassung die Volatilität hinreichend gut erhält, wohingegen die Verwendung von 60-min-Intervallen eine zu starke Vereinfachung mit sich brächte.

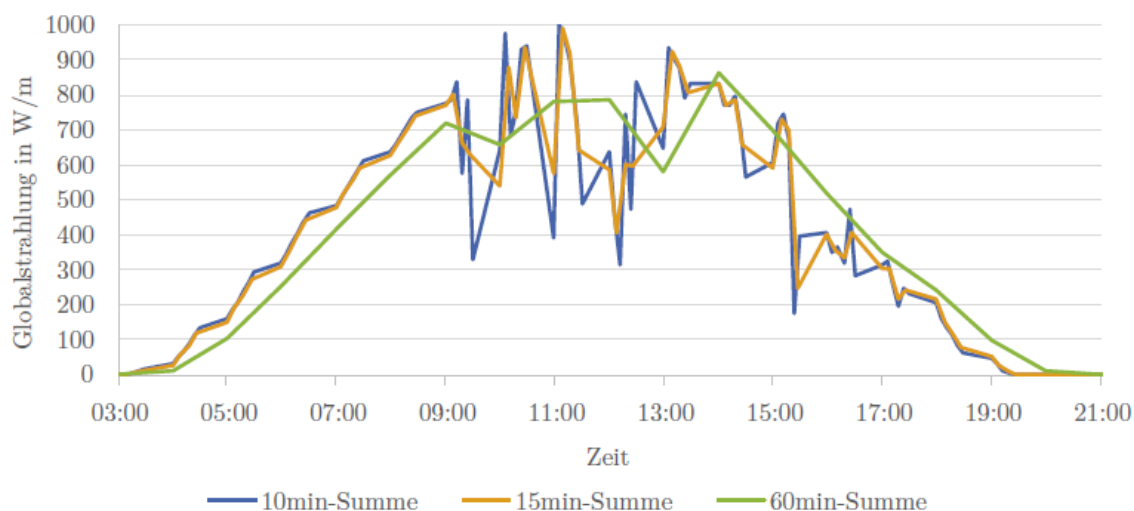


Abbildung 5.6-3: Exemplarische Darstellung der 10min-, 15min- und 60min-Summenwerte der Globalstrahlung im Vergleich.

Simulation und Validierung der möglichen Einspeisung aus PV und WEA

Für die Berechnung der möglichen Einspeisung aus PV wird das Verfahren von Huld et al. (2011) herangezogen. Damit lässt sich die Leistung eines PV-Moduls bestimmen. Hierfür benötigt man die umgerechnete Globalstrahlung \tilde{M}_{ijt}^G ($\text{Ws}/(\text{cm}^2 \cdot 15\text{min})$). Um die Globalstrahlung G_{ijt} (W/m^2) bzw. normierte Globalstrahlung G'_{ijt} letztendlich in der Formel 3.3 benutzen zu können, müssen die Messwerte zunächst auf ein anderes Einheitenformat gebracht werden (Formeln 3.1 und 3.2).

$$G_{ijt} = \tilde{M}_{ijt}^G \frac{\text{Ws}}{\text{cm}^2 \cdot 15\text{min}} \frac{10000 \text{ cm}^2/\text{m}^2}{900 \text{ s}/15\text{min}} = \tilde{M}_{ijt}^G 11,11 \frac{\text{W}}{\text{m}^2} \quad (3.1)$$

$$G'_{ijt} = \frac{G_{ijt}}{1000} \quad (3.2)$$

$$\forall i \in \text{Standorte}, j \in \text{Datum}, t \in \text{Zeit}$$

P^{PV}	Modulleistung (W)
G'	Normierte Globalstrahlung (dimensionslos)
$P_{STC,m}$	Maximale Modulleistung bei Standard-Testbedingungen (W)
Tm'	Normierte Modultemperatur ($^{\circ}\text{C}$)
$k_1 - k_2$	Experimentell bestimmte Koeffizienten (dimensionslos)
$k_4 - k_6$	Experimentell bestimmte Koeffizienten ($^{\circ}\text{C}^{-1}$)

$$P_{ijt}^{PV} = G'_{ijt} [P_{STC,m} + k_1 \ln(G'_{ijt}) + k_2 \ln(G'_{ijt})^2 + k_3 Tm'_{ijt} + k_4 Tm'_{ijt} \ln(G'_{ijt}) + k_5 Tm'_{ijt} \ln(G'_{ijt})^2 + k_6 Tm'_{ijt}{}^2] \quad (3.3)$$

$$\forall i \in \text{Standorte}, j \in \text{Datum}, t \in \text{Zeit}$$

Tabelle 5.6-4: Koeffizienten für Formel 3.3 zur Berechnung der Einspeiseleistung aus Photovoltaikanlagen [15].

k_1	k_2	k_3	k_4	k_5	k_6
0.01724	-0.04047	-0.004702	0.000149	0.000147	0.000005

Die Modulleistung bzw. die mögliche Einspeisung lässt sich dann anhand der Gleichung 3.3 berechnen. Die experimentell bestimmten Koeffizienten, die bei der Bestimmung der Leistung verwendet werden sind in Tabelle 5.6-4 angegeben.

$$Tm_{ijt} = Ta_{ijt} + \frac{G_{ijt}}{U_0 + U_1 W_{ijt}} \quad (3.4)$$

$$Tm'_{ijt} = Tm_{ijt} - 25 \quad (3.5)$$

$$\forall i \in \text{Standorte}, j \in \text{Datum}, t \in \text{Zeit}$$

Die Leistung einer WEA kann mithilfe der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe W_{ijt}^N simuliert werden [2]. Der DWD misst die Windgeschwindigkeit i.d.R. in 10m Höhe, welches der Referenzhöhe z_r (m) entspricht [13]. Die Messwerte müssen dann für die Weiterverarbeitung auf die Nabenhöhe z (m) umgerechnet werden. Das kann näherungsweise über das logarithmische Windprofil bestimmt werden [16]. Dazu verwendet man das 15min-Mittel der gemessenen Windgeschwindigkeit \tilde{M}_{ijt}^M (m/s). Ferner muss noch eine Rauigkeitslänge z_0 (m) für die Stationen gewählt werden. Hier wurde vereinfacht für alle Stationen der Standardwert von 0,1m angenommen. Das entspricht einem landwirtschaftlichen Gelände mit einigen Häusern und 8m hohen Hecken mit Abstand von ca. 250m [16]. In der Literatur finden sich weitere Werte für die Rauigkeitslänge. Je größer die Rauigkeitslänge ist, desto höher fallen auch die Windgeschwindigkeiten auf Nabenhöhe aus.

$$W_{ijt}^N = \tilde{M}_{ijt}^W \frac{\ln(z/z_0)}{\ln(z_r/z_0)} \quad (3.6)$$

$$\forall i \in \text{Standorte}, j \in \text{Datum}, t \in \text{Zeit}$$

Die Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe kann anschließend einer Leistung der WEA zugeordnet werden, das entspricht gleichzeitig der möglichen Einspeisung P_{ijt}^W . Hierfür ist die Leistungskurve der WEA $P^{\text{Anlagentyp}}$ erforderlich.

$$P_{ijt}^W = P^{\text{Anlagentyp}}(M_{ijt}^W) \quad (3.7)$$

$$\forall i \in \text{Standorte}, j \in \text{Datum}, t \in \text{Zeit}$$

Für diese Arbeit wird die Windenergieanlage E-141 EP4 mit einer Nennleistung von 4,2MW des Herstellers Enercon gewählt. Ausschlaggebend dafür war, dass die Leistungskurve dieser Anlage ausfindig gemacht werden konnte (www.wind-turbinemodels.com). Zum Vergleich, die durchschnittliche Nennleistung der WEAs an Land betrug im ersten Halbjahr 2019 3,3MW und auf See 4,9MW [17,18]. Die Nabenhöhe dieser Anlage liegt bei 129m. Außerdem schaltet sie sich bei einer Windgeschwindigkeit von 3m/s ein und erreicht bei 14m/s ihre Nennleistung. Die Abschaltgeschwindigkeit liegt bei 34m/s.

Grundsätzlich ist zu beachten, dass die Umrechnung der Windgeschwindigkeit nur bis zum Wechsel der Windschichten hinreichend genau ist. Ab dem Übergang der Prandtl- zur Ekman-Schicht bei einer Höhe von ca. 100m ändern sich die Windbedingungen. Je weiter man darüber hinaus geht, desto schlechter entspricht das Windprofil der Realität [19]. Ferner führt die einheitliche Rauiglängs und eine Vernachlässigung der Abschattungseffekte durch andere WEAs zu weiteren Prognoseunsicherheiten.

Würde man die mögliche Einspeisung als die maximal erreichbare Regelleistung einer Anlage definieren, dann könnte die Regelleistung Werte von Null bis zur möglichen Einspeisung annehmen. Das würde aber auch bedeuten, dass die Anlagen bei einer Erbringung von Regelleistung im Zweifelsfall bis auf Null abgeregelt werden müssen. Prinzipiell können PVAs und WEAs auf Null abgeregelt werden, jedoch kann es dabei zu einer Verzögerung kommen bis die Anlagen wieder anfahren. Eine Einführung von Minimalwerten für die Einspeisung würde hier Abhilfe schaffen [3]. Dies wurde auch in der Vorbereitung der Datengrundlage für diese Arbeit berücksichtigt. Die technische Untergrenze richtet sich nach den Empfehlungen des Fraunhofer IWES [3]. Alle Werte, die sich unterhalb von 3% (PVA) bzw. 10% (WEA) der Nennleistung $P_N^{PVA,WEA}$ bewegen, fließen nicht in das Modell mit ein. Demnach bestimmt sich das Maximum der Regelleistung $RL_{max,ijt}^{PVA,WEA}$ aus der Differenz der möglichen Einspeisung mE_{ijt} und der technischen Untergrenze U_t . Das Maximum kann für PVAs und WEAs auch wie folgt ausgedrückt werden:

$$RL_{max,ijt}^{PVA,WEA} = \begin{cases} 0, & \text{wenn } mE_{ijt} \leq U^t P_N^{PVA,WEA} \\ \text{Min}\{0, mE_{ijt} - U^t P_N^{PVA,WEA}\}, & \text{sonst} \end{cases}$$

$$\forall i \in \text{Standorte}, j \in \text{Datum}, t \in \text{Zeit}$$

Modellierung der Biomassekraftwerke

Die Leistungssteuerung der BMKWs orientiert sich an dem Konzept, dass das Deutsche Biomasseforschungszentrum vorgestellt hat und kann durch den Einsatz von Gasspeichern erreicht werden [20]. Für die simulierten BMKWs wird eine konstante Gaserzeugung angenommen und sie sind für einen Dauerbetrieb bei 75% der Nennleistung ausgelegt. Je nach Bedarf können sie aber ihre Leistung anpassen. Die Leistung darf dabei zwischen 50–100% der Nennleistung betragen. Damit der Gasspeicher nicht zu voll oder zu leer wird, muss am Ende eines Tages so viel Gas verbrannt worden sein, wie es im Dauerbetrieb der Fall gewesen wäre. Ein Beispiel soll dieses Verhalten verdeutlichen.

Die durchschnittliche installierte Leistung der rund 9400 Biogasanlagen, die es 2018 in Deutschland gab, beträgt ca. 5MW [21]. Nimmt man diesen Wert als Nennleistung für ein simuliertes BMKW an, dann kann es eine Regelleistung von maximal 2,5MW erbringen. Das BMKW könnte beispielsweise innerhalb von 12 h eine Regelleistung von 2,5MW bereitstellen, zum Ausgleich des Gasspeichers müsste dann die Regelleistung in den anderen 12 h 0MW betragen. Es könnte z.B. aber auch konstant über 24 h eine Regelleistung von 1,25MW erbringen.

Bei den modellierten BMKWs handelt es sich nicht um begrenzte Energiespeicher, da sie die Leistung über einen Zeitraum von 4 h halten kann. Durch die Steuerung der Brennstoffzufuhr, wird prinzipiell angenommen, dass die abgegebene Leistung innerhalb einer Viertelstunde konstant ist. Zu jedem Viertelstundenwechsel kann sich die Leistung auf einen Wert zwischen 50-100% der Nennleistung ändern. Die technische Untergrenze liegt den BMKWs bei 50% der Nennleistung. Damit kann bei diesen Kraftwerken die Regelleistung maximal Werte von Null bis 50% der Nennleistung annehmen.

Modellierung der Batteriespeicher

Der Batteriespeicher kann mit dem Gasspeicher der BMKWs verglichen werden, er erzeugt zwar keine zusätzliche Energie, jedoch bietet er sich für ein internes Speichermanagement an. Der Batteriespeicher kann Energie in Zeiten aufnehmen, in denen viel Strom erzeugt wird und ihn wieder abgeben, wenn weniger Strom erzeugt wird.

Vor allem kurzfristige Leistungsschwankungen können so ausgeglichen werden. Das wirkt sich wiederum positiv auf das allgemeine Regelleistungspotential aus. Würde beispielsweise innerhalb einer Zeitscheibe die Leistung stark zurückgehen oder stark schwanken, kann der Batteriespeicher diese Leistungsschwankungen ausgleichen und erhöht damit das Regelleistungspotential.

Bei dem simulierten Batteriespeicher handelt es sich um einen Speicher mit einem Energie/Leistungs-Verhältnis von 1:1. Bei einer Speicherkapazität von 5MWh könnte er damit eine Leistung von bis zu 5MW sowohl in positiver als auch in negativer Richtung bereitstellen. Der Batteriespeicher stellt einen Speicher innerhalb einer Reserveeinheit oder Reservegruppe dar. In diesem Fall wird die PQ-Leistung anhand der gesamten RE/RG ermittelt, deswegen ist er auch nicht an die Vorgaben der ÜNBs für begrenzte Speicher gebunden, sofern mit den anderen Einheiten zusammen die PQ-Leistung über 4 h erbracht werden kann. Daher muss er kein minimales Arbeitsvermögen aufweisen können.

Der Batteriespeicher erzeugt selbst keine eigene Energie und daher auch keine Regelleistung. Er verschiebt das Regelleistungspotential der Erzeugungseinheiten anderer Technologien in Zeiten, in denen beispielsweise die dargebotsabhängigen Technologien aufgrund volatiler Verläufe der möglichen Erzeugung nicht in der Lage wären, die Leistung konstant zu erbringen. Er ist dabei nicht durch eine technische Untergrenze limitiert.

Um jedoch Tiefentladungen zu vermeiden und allgemein den Alterungsprozess zu verlangsamen, darf sich der Speicher nur zwischen einem Ladestand von 25% und 75% bewegen [22]. Im Notfall könnte der Speicher somit auch zu jeder Zeit die volle PQ-Leistung für 15 min erbringen und erfüllt dadurch auch die Anforderungen an begrenzte Speicher bei der PRL. Bei den Anforderungen an begrenzte Speicher sind im Zuge der Einführung des Regelarbeitsmarktes und weiteren Verkürzung der Zeitscheiben in den nächsten Jahren weitere Anpassungen zu erwarten.

Besicherung des Anlagenpools

Damit die Regelleistung auf Poolebene bestimmt werden kann, muss der Pool angemessen gegen einen Ausfall der Leistung besichert sein. Hierzu wird Regelleistungserbringung aus Anlagenverbänden das N-1-Kriterium angewendet. Dabei ist nicht die Nennleistung der Kraftwerke ausschlaggebend, sondern das Maximum des Regelleistungspotentials, welches im vorherigen Abschnitt beschrieben ist. Für jede Erzeugungseinheit innerhalb des Verbundes wird das Regelleistungspotential über einen Tag aufsummiert und diejenige mit der größten Summe identifiziert. Deren potenzielle Erbringung wird anschließend aus dem Potenzial des Anlagenverbands subtrahiert. Dies entspricht der Berücksichtigung des N-1-Kriterium im Ergebnis der Optimierung.

Modellannahmen

Zur Vereinfachung des Modells wurden einige Annahmen getroffen. So wird angenommen, dass die aus den Wetterdaten simulierte mögliche Einspeisung der tatsächlich möglichen Einspeisung entspricht. Es wurde lediglich frei zugängliche Daten verwendet. Insbesondere für die Modellierung der Windturbinen stellt dies eine insofern eine Vereinfachung dar, als dass an unterschiedlichen Standorten unterschiedliche Gegebenheiten (z.B. Rauigkeit) vorliegen, dass die Windgeschwindigkeiten auf Narbenhöhe nur approximiert berechnet werden und dass hinsichtlich der Anlagentypen in der Realität eine höhere Diversifizierung der Anlagentypen vorherrscht.

In dieser Untersuchung gehen die Wetterdaten und somit die Werte der möglichen Erzeugung in 15-minütiger Auflösung in die Betrachtung ein. Durch höher aufgelöste Daten und die damit potenziell höhere Volatilität der Wind- und PV-Einspeisung ließen sich der Zusammenhänge zwischen Regelleistungserbringung, der notwendigen Flexibilität des Anlagenverbundes und der Zeitscheibenlänge eingehender betrachten. Im Rahmen dieser Untersuchung steht jedoch keine bessere Datengrundlage zur Verfügung.

Des Weiteren können die im Modell eingesetzten Kraftwerke nicht ausfallen. Ein möglicher Ausfall wird jedoch zu jeder Zeit über die Besicherung berücksichtigt.

Die Leistungsänderungsgeschwindigkeit aller Anlagen ist beliebig hoch. Beim Übergang von einer Viertelstunde zur nächsten, könnte sich damit das Leistungsniveau unmittelbar vom Minimum zum Maximum ändern. Innerhalb einer Viertelstunde bleibt die Leistung jedoch konstant. Auch spezielle Eigenschaften wie z.B. das Anfahrverhalten, Oberschwingungsverhalten, Umwandlungsverluste werden für alle Anlagentypen vernachlässigt. Das Modell wird außerdem wie ein virtuelles Kraftwerk angesehen. Der hierfür nötige Datenaustausch findet ohne Probleme und zeitlichen Verzug statt.

Die Kraftwerke werden innerhalb einer Viertelstunde nur eine Regelleistungsart erbringen. Weiterhin hat die Produktzeitscheibe für allen Regelreservearten immer die gleiche Länge. Somit kann eine Unterscheidung der Zeitscheibenlänge von 24 h bei PRL und gleichzeitig 4 h bei SRL/MRL nicht erfolgen. Allgemein kann aber die Länge geändert werden.

Das Modell bestimmt das generelle Regelleistungspotential eines Anlagenpools, daher hängt dies nicht von den Anforderungen ab, die die Anlagen hinsichtlich der Aktivierungszeit erfüllen müssen. Das Potential beschreibt daher immer die Menge, die erbracht werden könnte, wenn die volle Leistung der Anlage zur Verfügung stünde.

Aufgrund der Untersuchungen des Fraunhofer IWES [3] wird angenommen, dass die Dynamik von PVAs und WEAs ausreicht, um SRL und MRL bereitstellen zu können. Sie werden im Modell jedoch nicht für die PRL berücksichtigt.

In der vorliegenden Betrachtung wird zudem davon ausgegangen, dass der Betreiber des Anlagenverbunds (= der Aggregator) perfekte Voraussicht auf die Wetterdaten an den Standorten seines Verbundes hat. In der Realität würde ein Aggregator sein Potenzial basierend auf den besten verfügbaren Prognosen bestimmen, eine perfekte Voraussicht stellt hierbei eine Vereinfachung der durch Prognosen induzierten Unsicherheit dar. Da es sich bei der vorliegenden Arbeit aber um eine Abschätzung des Regelleistungspotenzials handelt und bereits im Jahr 2020 Regelarbeitsmärkte mit Vorlaufzeiten von 60 Minuten eingeführt werden sollen, stellt diese Vereinfachung eine vertretbare Modellannahme dar.

Modellbildung, Zielfunktion und Nebenbedingungen

Bei dem Optimierungsmodell handelt es sich um ein gemischt-ganzzahliges lineares Programm, im englischen auch als Mixed-Integer-Linear-Program (MILP) bekannt. Es kann neben kontinuierlichen, reellen Werten auch ganzzahlige Variable, insb. Binärvariablen, beinhalten. Das Modell inklusive der Datenvorbereitung wurde mit der Software General Algebraic Modeling System (GAMS) umgesetzt. Gelöst wurde das Modell mithilfe des Solvers CPLEX 12.9 von IBM.

In der weiteren Beschreibung werden folgende Indizes verwendet. Die Standorte entsprechen den betrachteten Wetterstationen des DWD. Die Anzahl der Zeitscheiben variieren je nach Produktzeitscheibenlänge, z.B. für 15-min-Zeitscheiben 96 Zeitscheiben pro Tag und für 4-Stunden-Zeitscheiben 6 Zeitscheiben pro Tag.

$$\begin{aligned}
 i \in \text{Standorte} &= \{\text{Freiburg, Helgoland, ..., Rheinstetten}\} \\
 j \in \text{Datum} &= \{01.01.2018, \dots, 31.12.2018\} \\
 t \in \text{Zeit} &= \{0000, 0015, \dots, 2345\} \\
 r \in \text{Regelreservearten} &= \{PRL_{sym}, SRL_{pos}, SRL_{neg}, MRL_{pos}, MRL_{neg}\} \\
 z \in \text{Zeitscheibe} &= \{0, \dots, 95\}
 \end{aligned}$$

Aus der Zielfunktion erhält man den Zielwert der Optimierung, er gibt das gesamte Regelleistungspotenzial RE_{Ges} der Regelreservearten an. Die Optimierung bestimmt gleichzeitig für jede Regelreserveart und für jede Viertelstunde (bei abweichender Zeitscheibenlänge je Zeitscheibe) die maximal zur Verfügung stehende Regelleistung im als Betrachtungshorizont vordefinierten Zeitraum, z.B. einem Tag oder einem Jahr. Die Werte können aus der Variablen $Regelleistung_{jrz}$ in Gleichung 3.20 abgelesen werden.

Negative Regelleistung fließt immer als Betrag in den Zielwert ein. Die Zielfunktion ergibt sich somit als gewichtete Summe der potenziellen Erbringung der einzelnen Regelleistungsarten. Über die Gewichtungsfaktoren kann eine Priorisierung einzelner Regelleistungsarten vorgenommen werden, z.B., dass das Potential nur für die negative SRL bestimmt werden soll ($\alpha=\beta=\delta=\epsilon=0, \gamma=1$). Bei einer Gleichverteilung entsprächen alle Gewichtungsfaktoren dem Wert 0,2.

$$\begin{aligned} \max RE^{Ges} = & \alpha * RE_{PRL\ sym} + \beta * RE_{SRL\ pos} + \gamma * RE_{SRL\ neg} \\ & + \delta * RE_{MRL\ pos} + \epsilon * RE_{MRL\ neg} \end{aligned}$$

Die Nebenbedingungen ergeben sich zum einen aus den technischen Nebenbedingungen der volatilen erneuerbaren Technologien (mögliche Einspeisung sowie Mindestlast), den Nebenbedingungen der Biomasseanlagen sowie den Nebenbedingungen der Batteriespeicher (Lade- und Entladegradienten, Einhaltung Ladezustandsbereich 25-75% sowie Speicherstand zu Beginn jedes Tages bei 50%). Zum anderen wird die notwendige Besicherung über das N-1-Kriterium als Nebenbedingung eingeführt, indem die technische Einheit mit dem größten Beitrag zum Regelleistungspotenzial aus dem Anlagenverbund abgezogen wird.

5.6.5 ERGEBNISSE

Das in den vorigen Abschnitten präsentierte Modell ermöglicht eine modulare Zusammensetzung von Anlagenverbänden verschiedener Technologien an verschiedenen Standorten und die Untersuchung verschiedener Zeitscheibenlängen. Hierdurch ergeben sich eine Vielzahl an

Anwendungsfällen die mit dem Modell untersucht werden könnten. Im Folgenden werden die Untersuchungen

- Einfluss der Standortauswahl auf das Regelleistungspotenzial aus Anlagenverbänden mit PV und Wind,
- Einfluss der räumlichen Diversifikation auf das Regelleistungspotenzial aus Anlagenverbänden mit PV

sowie

- Einfluss der Produktzeitscheibenlänge auf das Regelleistungspotenzial aus Anlagenverbänden mit PV und Wind sowie mit PV, Wind, Biomasse und Speicher

näher beschrieben. Hierfür werden die in Abbildung 5.6-4 dargestellten Standorte in die Betrachtung einbezogen und mit verschiedenen Anlagenportfolios ausgestattet.

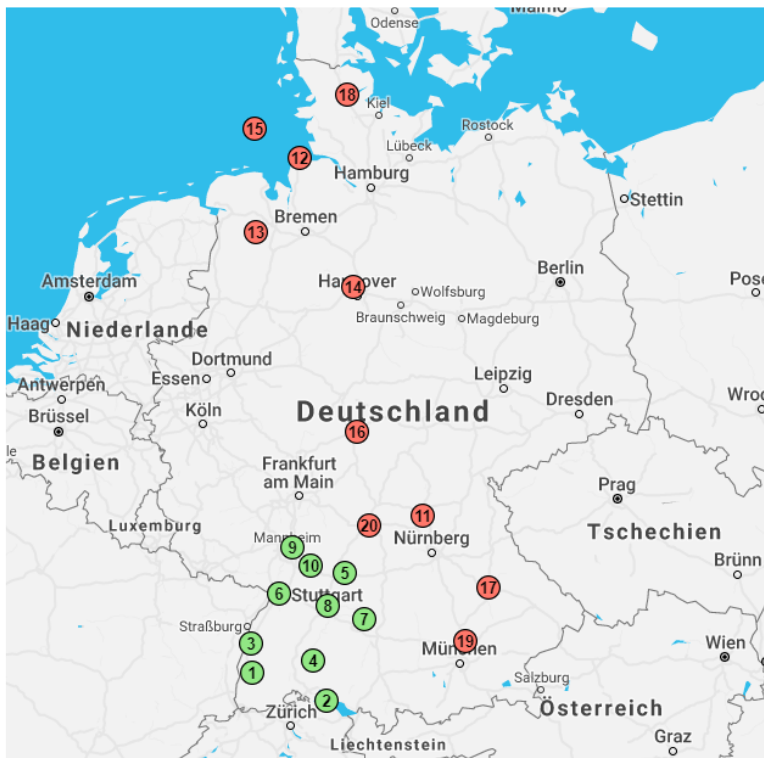


Abbildung 5.6-4: Die untersuchten Standorte in den Szenarien gruppiert nach der Regelzone, eine rote Markierung entspricht der Regelzone TenneT, eine grüne Markierung entspricht der Regelzone TransnetBW (erstellt mit Google Maps, 2019).

Die Parameter einer Untersuchung werden hierbei beschrieben durch die Bezeichnung des Anlagenpools, die gewählten Standorte, die Kraftwerke (KW) im Anlagenverbund (bei den vorgestellten Ergebnissen wird immer eine Gleichverteilung angesetzt, PVA 20 entspricht also

einer PV-Anlage je Standort), die installierte Leistung an Batteriespeichern (BS) sowie der gewählten Zeitscheibenlänge Z_{laenge} für Regelleistungsprodukte. Zum besseren Verständnis sowie zur Einordnung der Ergebnisse wird zudem die Nennleistung des untersuchten Anlagenverbunds P_N angegeben.

Einfluss der Standortauswahl auf das Regelleistungspotenzial aus Anlagenverbänden mit PV und Wind

In diesem Abschnitt wird das maximale Regelleistungspotenzial untersucht, die die PVAs und WEAs im Jahr 2018 nach ihrem Standort erbringen hätten können. BMKWs oder der Batteriespeicher sind in diesem Abschnitt nicht Teil der Untersuchung. Die Parameter der Untersuchung sind in der Tabelle 5.6-5 zusammengefasst.

Tabelle 5.6-5: Parameter der Untersuchung *Einfluss der Standortauswahl auf das Regelleistungspotenzial aus Anlagenverbänden mit PV und Wind*. Es werden die Standorte 1 bis 20 (siehe Karte in Abbildung 5.6-4) verwendet, die Anlagenpools bestehen aus 20 PV- bzw. 20 Windanlagen zu je 4,2 MW Nennleistung, keinen Batteriespeichern und es wird eine Zeitscheibenlänge von 15 Minuten untersucht. Die Nennleistung ergibt sich jeweils zu 84 MW.

Anlagenpool	Standorte	KW	BS	Z_{laenge}	P_N
PVA nach Standort	1–20	PVA 20	0 MW	15 min	84 MW
WEA nach Standort	1–20	WEA 20	0 MW	15 min	84 MW

Die Regelleistung wird mit einer Zeitscheibenlänge von 15 min berechnet. Damit wird erreicht, dass das volle Potential der einzelnen Anlagen sichtbar wird. Die Anlagen werden jeweils anhand einer Heatmap für PVAs und WEAs dargestellt. In der Heatmap sind die Standorte jeweils nach der Regelzone gegliedert. Jede Zeile bzw. jeder Standort setzt sich aus rund 35 040 Farbstrichen (ein Wert je Viertelstunde des Jahres) zusammen. Insgesamt fließen bei 20 Standorten mehr als 3 Mio. Messwerte in das Endergebnis ein. Die Farbstriche geben die Höhe des Regelleistungspotenzials in einer Viertelstunde an. Dunkelblau steht für das niedrigste Niveau und lila für das Höchste, die Farbübergänge sind hierbei kontinuierlich. Dies wurde bewusst gewählt, um vor allem niedrigere Niveaus identifizieren zu können.

In Abbildung 5.6-5 sieht man, dass bei den PVAs erst ab Mitte März bis Mitte Oktober ein nennenswertes Regelleistungspotenzial vorliegt. Die PVAs können in den Wintermonaten nur sehr wenig Regelleistung bereitstellen. Neben dem niedrigen Niveau im Winter bräuchte man auch eine komplementäre Erzeugungstechnologie zu den PVAs, die nachts Regelleistung

bereitstellen kann oder man müsste die Speicherkapazitäten massiv ausbauen, um die Regelleistung gleichmäßig auf den Tag verteilen zu können.

Betrachtet man nur die Regelzone von TransnetBW, so fällt außerdem auf, dass sich ein erhöhtes Regelleistungspotential meist an allen Standorten gleichzeitig abbildet. Erkennbar ist das an den horizontalen Linien, die sich von Waibstadt bis Freiburg durchziehen. Hingegen ist bei der Regelzone von TenneT teilweise ein Unterschied zwischen den nördlich und südlich gelegenen Städten sichtbar. Dies wird z.B. Ende März, Mitte August oder Mitte September deutlich. Hier ist bei dem südlich gelegenen Teil des Anlagenpools eine höhere Leistung zu erkennen. Um Ausgleichseffekte zwischen den Standorten zu erreichen bzw. Gleichzeitigkeitseffekte zu vermeiden, scheint eine weite Verteilung der Standorte sinnvoll zu sein. Die nachfolgende Untersuchung greift diesen Punkt nochmals eingehender auf.

Auch die im Jahr 2018 möglich abrufbare Regelleistungsmenge zeigt, dass man mit PV im Süden Deutschlands generell bessere Werte erzielen kann. Sie sind daher bei einer Standortauswahl bevorzugt zu wählen. Auf den ersten beiden Plätzen stehen dabei Konstanz und Regensburg mit 5032MWh und 4964MWh. Auf dem vorletzten Platz liegt Friesoythe in Niedersachsen mit 4156MWh, Schlusslicht bildet Schleswig mit 4101MWh. Innerhalb der Regelzone von TransnetBW weist Waibstadt 4585MWh das niedrigste Regelleistungspotenzial auf. Damit schwankt das Potenzial innerhalb der Regelzone von TransnetBW um 8,9% und innerhalb von TenneT um 17,3%.

Die höchste gemessene Globalstrahlung ist am 26. Juni 2018 um 11.15 Uhr in Konstanz. Sie beträgt zu dem Zeitpunkt 1086W/m². Zum Vergleich: Die Leistungsbewertung eines Solarmoduls wird, laut der Norm DIN EN 60904-3, bei den Standard-Testbedingungen von 1000W/m² gemessen. Die erzeugte Leistung der PVA liegt mit 4,56MW damit über der Peakleistung von 4,2MW und nach Abzug der technischen Untergrenze ergibt sich ein Regelleistungspotential von 4,43MW. Wegen der technischen Untergrenze kann erst oberhalb einer Leistung von 0,126MW bei PVAs Regelleistung erbracht werden. Bei 20 Anlagen stehen allein dadurch rund 2,5MW nicht zur Verfügung. Besonders im Winter wirkt sich das verhältnismäßig stark aus.

Vergleicht man die Stromerträge der möglichen Einspeisung und potenziell erbringbaren Regelleistungsmenge, dann reduziert sich im Durchschnitt der Ertrag pro Anlage um ca. 500MWh. Damit können nur rund 90% des Ertrages aus der möglichen Einspeisung genutzt werden. Es ist daher erstrebenswert, durch entsprechende Leistungselektronik eine möglichst niedrige technische Untergrenze zu erreichen.

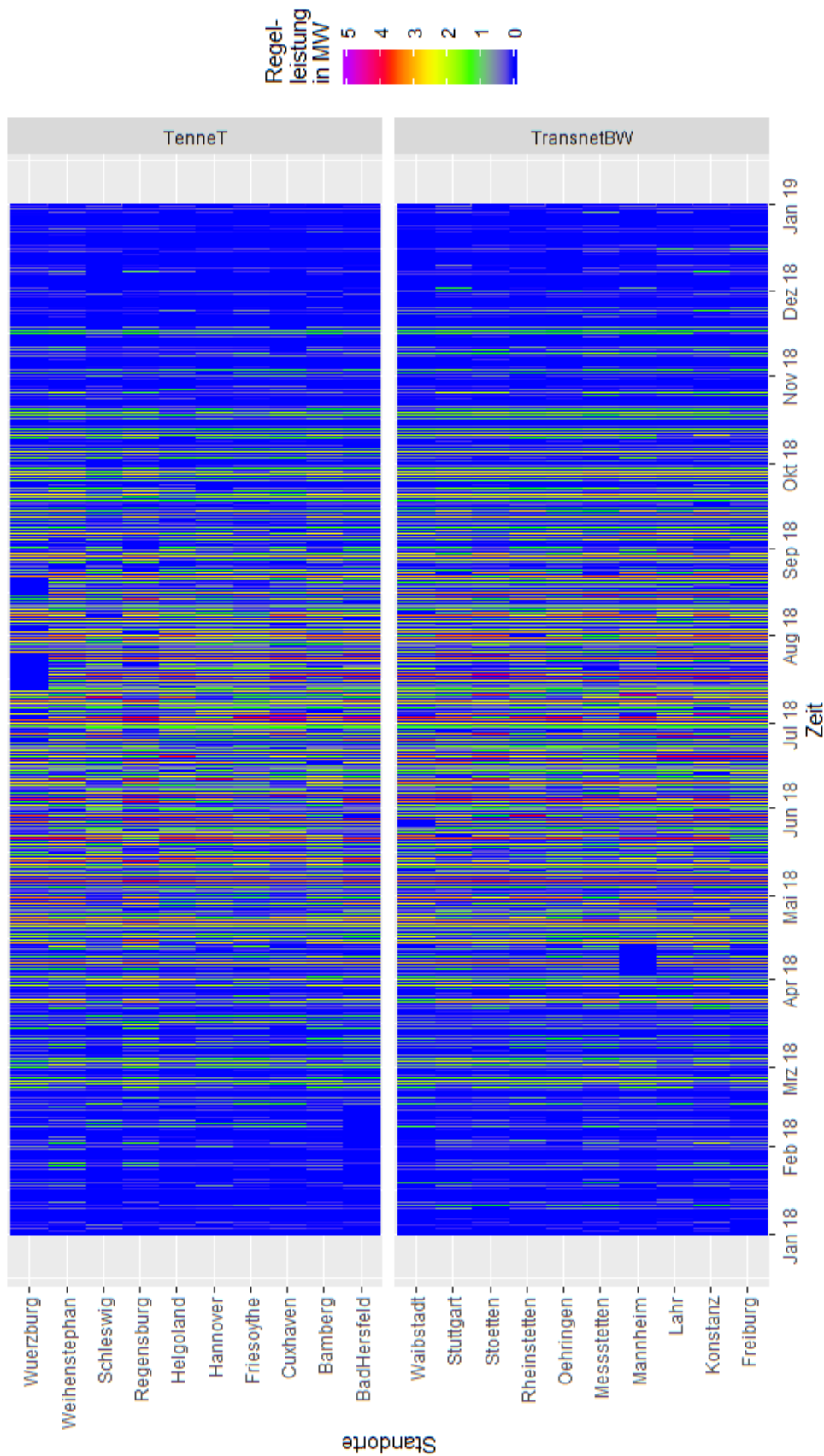


Abbildung 5.6-5: Das Regelleistungspotential der Photovoltaikanlagen an ihrem Standort unterteilt nach der zugehörigen Regelzone. Es wird deutlich, dass Standorte im Süden Deutschlands über eine höhere mögliche Einspeisung verfügen und daher auch ein höheres Regelleistungspotenzial aufweisen. Zudem ist eine stark saisonale Charakteristik zu erkennen, vor allem von Mai bis Oktober sind signifikante Potenziale vorhanden, während in den Wintermonaten kaum Potenzial vorhanden ist. Die Standorte in der Regelzone der TransnetBW (rechts) weisen eine höhere Gleichzeitigkeit auf als die Standorte in der Regelzone der TenneT (links).

Bei den Ergebnissen in der Abbildung 5.6-6 sticht vor allem der Standort Helgoland hervor. Er liegt ca. 63km von der Küstenstadt Cuxhaven entfernt. In der Nähe von Helgoland liegen viele der deutschen Offshore-Windparks [17]. An diesem Standort wird also deutlich, warum Offshore-WEAs so attraktiv sind. Fast das ganze Jahr über wird hier Strom produziert und damit steht auch entsprechend viel Regelleistung zur Verfügung. Nur von Mitte Juli bis Mitte August treten häufigere Lücken in der Regelleistung auf. Im Dezember fehlen aufgrund von Messfehlern beim DWD die Werte zur mögliche Einspeisung. Bei dieser Station ist außerdem zu beachten, dass die Leistung der WEA wahrscheinlich überschätzt wird. Neue Offshore-WEAs werden mit einer durchschnittlichen Nabenhöhe von 103m errichtet, auf dem Land weisen neue WEAs hingegen eine durchschnittliche Nabenhöhe von 133m auf [17,18]. Der in dem Modell verwendete Anlagentyp entspricht mit einer Nabenhöhe von 129m eher den WEAs an Land. Auch die angenommene einheitliche Rauigkeitslänge von 0,1m ist besser auf ländliches Terrain abgestimmt als auf Gewässer. Auf See wird z.B. eine Rauigkeitslänge von 0,0002m angenommen [16]. Das führt dazu, dass die Umrechnung der Windgeschwindigkeit von 10m auf 129m zu hoch ausfällt. Positiv hervorzuheben ist aber, dass es auch außerhalb von Helgoland Standorte gibt, die über mehrere Tage ein hohes Regelleistungspotenzial aufweisen. Vermehrt sind diese in den Wintermonaten anzutreffen. Insgesamt überwiegen jedoch die „Lücken“, sodass auch für die Erzeugungstechnologie Wind geeignete komplementäre Erzeugungstechnologien oder Speicherkapazitäten zum Anlagenverbund hinzugefügt werden sollten. Auch windschwache Standorte wie z.B. Bamberg sind gut in der Abbildung erkennbar.

Allgemein kann man feststellen, dass die Regelzone TenneT mit den nördlichen Standorten ein höheres Potenzial ausweist als die Standorte, die in der Regelzone von TransnetBW liegen. Schaut man sich die jährlich potenziell gelieferte Regelenergie an, so heben sich Helgoland mit 21.589MWh und das küstennahe Cuxhaven mit 13.933MWh deutlich von den übrigen Standorten ab. Dahinter liegt die WEA am 734m über N.N. gelegenen Standort Stötten mit 9136MWh. Konstanz und Regensburg als die sonnenreichsten Standorte, bieten die schlechtesten Bedingungen für WEAs. Hier könnte nur eine Regelenergie von 2235MWh bzw. 2207MWh im Jahr 2018 geliefert werden. Im Vergleich zu den PVAs ergeben sich bei WEAs größere Unterschiede zwischen den Standorten. Die Standortauswahl nimmt daher einen größeren Stellenwert ein als bei den PVAs.

Wegen der technischen Untergrenze kann erst oberhalb einer Leistung von 0,42MW bei WEAs Regelleistung erbracht werden. Bei 20 Anlagen stehen allein dadurch rund 8,4MW nicht für die

Erbringung von Regelleistung zur Verfügung. Vergleicht man die Erträge aus der möglichen Einspeisung und der Regelleistung, dann reduziert sich im Durchschnitt der Ertrag pro Anlage um ca. 2000MWh, wobei sich der Ertrag an den nördlicheren Standorten verhältnismäßig stärker reduziert. Nur rund 75% der Strommenge der möglichen Einspeisung können daher genutzt werden. Die technische Untergrenze hat damit bei den WEAs einen größeren Einfluss auf die Regelenenergie als bei den PVAs. Hier lohnt es sich also mehr, eine möglichst niedrige Untergrenze zu erreichen.

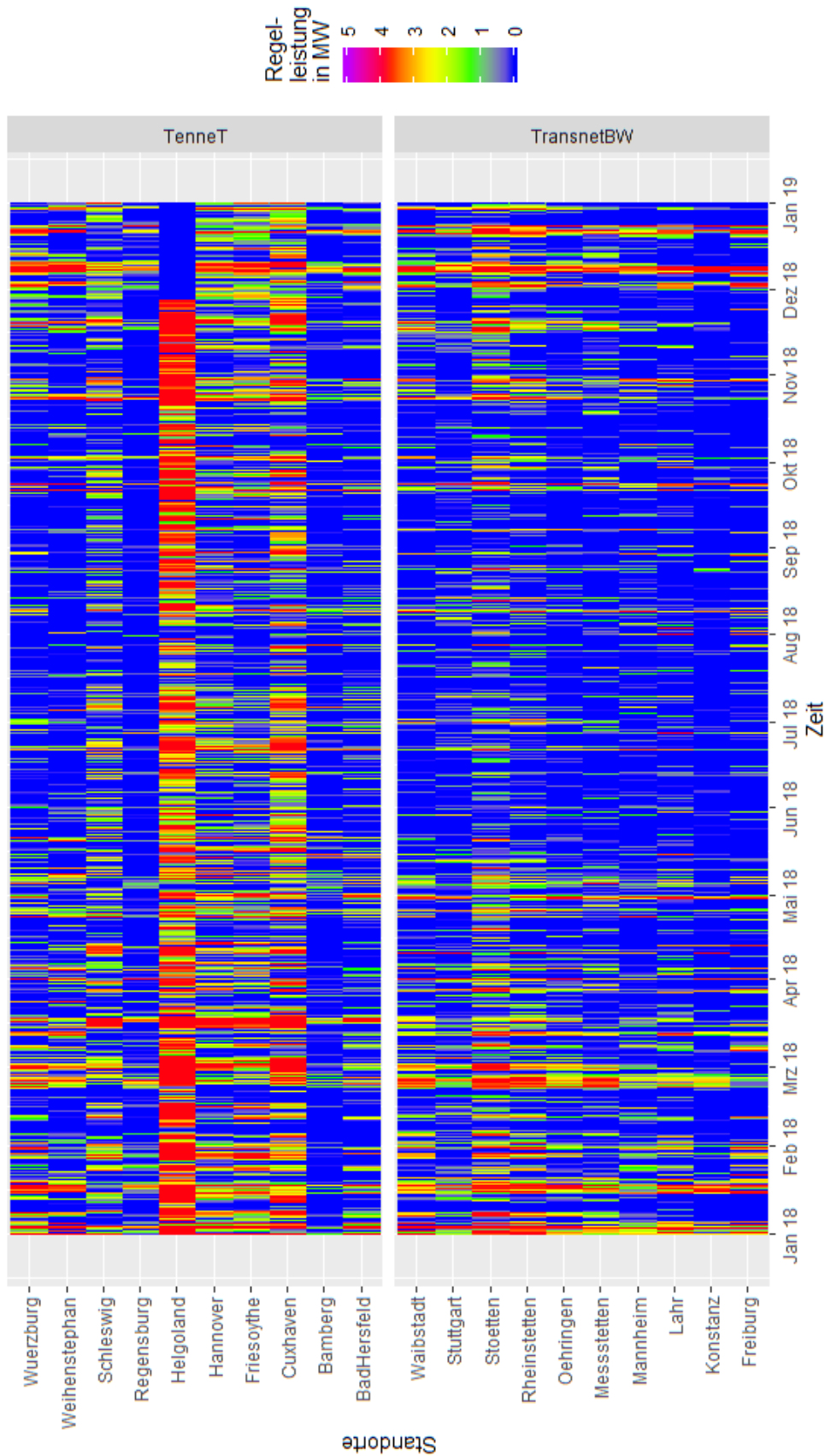


Abbildung 5.6-6: Das Regelleistungspotential der Windkraftanlagen an ihrem Standort unterteilt nach der zugehörigen Regelzone. Es wird deutlich, dass Standorte im Norden Deutschlands, insbesondere in Küstennähe, über eine höhere mögliche Einspeisung verfügen und daher auch ein höheres Regelleistungspotenzial aufweisen. Zudem ist eine saisonale Charakteristik zu erkennen, vor allem in den Wintermonaten sind signifikante Potenziale vorhanden

Einfluss der räumlichen Diversifikation auf das Regelleistungspotenzial aus Anlagenverbänden mit PV

In diesem Abschnitt soll untersucht werden, wie sich das Regelleistungspotential in Abhängigkeit der räumlichen Diversifikation verhält. Dies soll anhand von PVAs beispielhaft für den 6. Juni 2018 analysiert werden. Bei PVAs spielt die Verschattung von PV-Modulen eine wichtige Rolle. Durch vorbeiziehende Wolken kann die Leistung kurzzeitig zurückgehen. Dieser Effekte könnte durch den Einbezug mehrerer Standorte ausgeglichen werden.

Um die Anlagenpools zu vergleichen, wird eine Nennleistung von 42 MW wie in Tabelle 5.6-6 beschrieben auf unterschiedliche Standorte verteilt. Um darüber hinaus zu vergleichen, ob sich die Diversifikationseffekte bei einer weiteren Steigerung der Standortanzahl weiter verändern, wird außerdem der Anlagenpool SO 1–20 aus voriger Untersuchung dargestellt. Dieser Pool berücksichtigt 20 Standorte mit einer Nennleistung von insgesamt 84MW. Die Parameter der Untersuchung sind in Tabelle 5.6-6 zusammengefasst:

Tabelle 5.6-6: Parameter der Untersuchung *Einfluss der räumlichen Diversifikation auf das Regelleistungspotenzial aus Anlagenverbänden mit PV*. Es werden die Standorte 1 bis 20 (siehe Karte in Abbildung 5.6-4) in verschiedenen Kombinationen verwendet, die Anlagenpools bestehen aus 10 PV-Anlagen zu je 4,2 MW Nennleistung, keinen Batteriespeichern und es wird eine Zeitscheibenlänge von 15 Minuten untersucht. Es gibt sich eine Nennleistung von 42 MW. Die Parameterkombination in Zeile 6 stammt aus vorstehender Untersuchung, dient als Referenz für eine vollständige Verteilung auf alle untersuchten Standorte und enthält, insbesondere zur graphischen Vergleichbarkeit mit Zeile 5, 20 PV-Anlagen zu je 4,2 MW (Nennleistung 84 MW).

Anlagenpool	Standorte	KW	BS	Z_{laenge}	P_N
SO 1	1	PVA 10	0 MWh	15 min	42 MW
SO 1–2	1–2	PVA 10	0 MWh	15 min	42 MW
SO 1–4	1–4	PVA 10	0 MWh	15 min	42 MW
SO 1,16,17,18	1,16,17,18	PVA 10	0 MWh	15 min	42 MW
SO 1–10	1–10	PVA 10	0 MWh	15 min	42 MW
SO 1–20	1–20	PVA 20	0 MWh	15 min	84 MW

Ein glockenförmiger bzw. gleichmäßiger Verlauf ist vor allem bei längeren Zeitscheiben wichtig. Wenn sich die Leistung innerhalb der Zeitscheibe stets nah am Durchschnitt befindet, kann auch eine hohe Regelleistung vorgehalten werden. Durch Ausreißer, die stark unterhalb des Durchschnitts liegen, verringert sich die Leistung, die ein Regelreserveanbieter vorhalten kann. In Abbildung 5.6-7 ist die Regelleistung der Anlagenpools dargestellt. Bei dem Pool, der nur Standort 1 (Freiburg) berücksichtigt, wirken sich Leistungsschwankungen am stärksten aus. Sie sind z.B. zwischen 12 Uhr und 14 Uhr deutlich zu erkennen. Bereits mit einem weiteren Standort (Konstanz)

können die Schwankungen an dieser Stelle gemildert werden. Bezieht man die ersten vier Standorte in die Berechnung ein, wird der Verlauf der Kurve nochmals gleichmäßiger und ähnelt sich bereits sehr dem Pool SO 1–10.

Der maximale Abstand zwischen den ersten vier Standorten beträgt ca. 127km und bei den Standorten 1, 16, 17 und 18 ca. 733km. Vergleicht man diese Kurven miteinander, so kann man nicht generell sagen, dass eine räumliche Diversifikation der anderen überlegen. Beispielsweise sinkt die Leistung bei den weit entfernten Standorten gegen 13 Uhr stärker ab als bei den nahe beieinanderliegenden. Jedoch geht bei ihr die Leistung ab 15 Uhr kontinuierlicher zurück als bei den nah beieinanderliegenden Standorten.

Auch die Kurven der Pools SO 1–10 und SO 1–20 sind nicht perfekt glatt (mathematisch: stetig differenzierbar) und glockenförmig. Es lässt sich aber generell feststellen, dass, je mehr Standorte einbezogen werden, die Kurven tendenziell gleichmäßiger und glatter verlaufen.

Die vorgestellten Ergebnisse sind exemplarisch zu verstehen und haben einen indikativen Charakter. Räumlich verteilte Wetter- und somit auch Einspeisekonstellationen lassen sich nicht in geschlossener Form beschreiben, sondern lediglich empirisch nachvollziehen. Daher lässt sich aus den vorliegenden Ergebnissen der Untersuchung lediglich die Tendenz ableiten, dass eine

räumliche Diversifikation glättende und ausgleichende Auswirkungen auf die mögliche Einspeisung und somit das Regelleistungspotenzial von Anlagenverbänden hat.

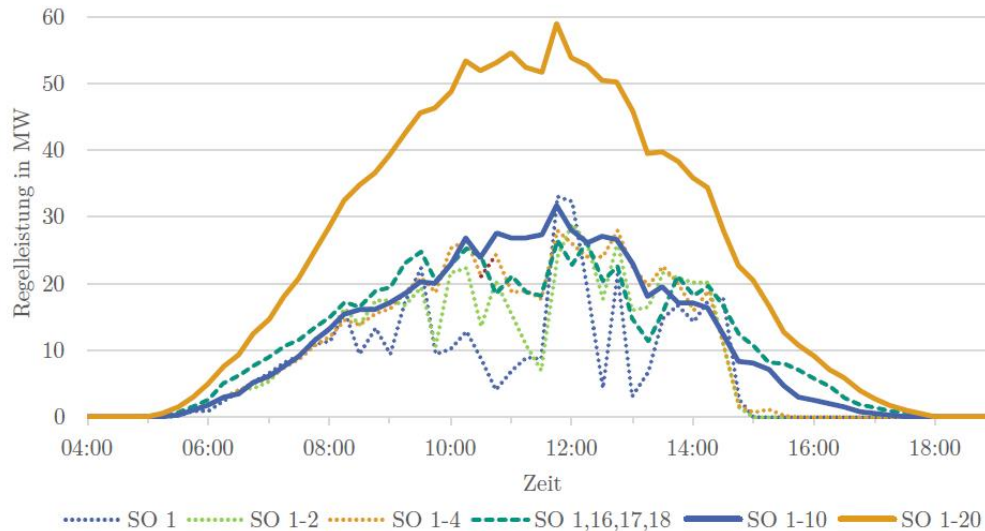


Abbildung 5.6-7: Das Regelleistungspotenzial von PVAs in Abhängigkeit der einbezogenen Standorte. Mit der Anzahl der Standorte nimmt die Kurve des Regelleistungspotenzials aus dem Anlagenverbund einen zunehmend glatteren Verlauf an. Weit auseinanderliegende Standorte (SO 1,16,17,18) und nahe beieinanderliegende Standorte (SO 1-4) zeigen einen ähnlichen Verlauf, ein Anlagenverbund an den Standorten 1-10 zeigt eine ähnliche Charakteristik wie ein Anlagenverbund, der alle 20 Standorte miteinbezieht.

Einfluss der Produktzeitscheibenlänge auf das Regelleistungspotenzial aus Anlagenverbänden mit PV und Wind sowie mit PV, Wind, Biomasse und Speicher

In diesem Abschnitt soll untersucht werden, wie sich das Regelleistungspotenzial in Abhängigkeit der Zeitscheibenlänge verhält. Hierfür werden je vier Anlagenpools für drei Zeiträume betrachtet. Als Zeiträume untersucht werden dabei eine Woche im Winter, eine Woche im Sommer, sowie das gesamte Jahr 2018.

Die vier Anlagenpools beziehen alle 20 Standorte ein, eine Differenzierung nach Regelzone entfällt damit. Dies entspricht den jüngsten Entwicklungen am Regelleistungsmarkt/Regelarbeitsmarkt, nach denen die Regelleistungserbringung aus einem Anlagenverbund nicht mehr getrennt für jede Regelzone erfolgen muss. Je Standort werden eine PVA und eine WEA angenommen. Des Weiteren wird bei der Zusammensetzung der Anlagenpools variiert, ob null oder drei BMKWs zu je 4,2 MW eingesetzt werden und ob die verfügbare Leistung des Batteriespeichers 0MW oder 3,15MW beträgt. Die Leistung des Batteriespeichers entspricht der Regelleistung, die von drei

BMKWs dauerhaft abgegeben werden kann (75% von 4,2 MW). Kommen drei BMKWs zum Einsatz, erhöht sich die Nennleistung des Anlagenpools leicht von 168MW auf 180,6MW.

Zur Untersuchung des Einflusses der Zeitscheibenlänge auf das Regelleistungspotenzial des jeweiligen Anlagenverbundes wird jede Kombination (siehe Tabelle 5.6-7) mit einer Zeitscheibenlänge von 15 min, 30 min, 60 min, 120 min und 240 min analysiert.

Während Regelleistung Stand 2020 über eine Zeitscheibenlänge von 4 Stunden (240 min) hinweg vorgehalten bzw. erbracht werden muss, um am Regelleistungsmarkt teilzunehmen, wird die Harmonisierung der europäischen Regelleistungs- und -arbeitsmärkte mittelfristig zu einer Granularität des Regularbeitsmarktes von 15 min führen (gemäß Zielmodell der Guideline on Electricity Balancing). Um den Effekt dieser Verkürzung näher zu beleuchten, werden Zwischenschritte untersucht, um eine Einschätzung hinsichtlich einer sinnvollen maximalen Zeitscheibenlänge zu gewinnen.

Tabelle 5.6-7: Parameter der Untersuchung *Einfluss der Produktzeitscheibenlänge auf das Regelleistungspotenzial aus Anlagenverbänden mit PV und Wind sowie mit PV, Wind, Biomasse und Speicher*. Es werden die Standorte 1 bis 20 (siehe Karte in Abbildung 5.6-4) verwendet, die Anlagenpools bestehen aus 20 PV-Anlagen und 20 Windturbinen (je 1 je Standort) zu je 4,2 MW Nennleistung. In vier Fällen werden die Kombinationen aus Biomassekraftwerken (3x4,2 MW oder 0 MW) und Batteriespeichern (3,15 MW oder 0 MW nutzbare Leistung) untersucht. Es werden Zeitscheibenlängen von 15 Minuten bis 4 Stunden untersucht. Es ergibt sich eine Nennleistung von 168 bzw. 180,6 MW.

Anlagenpool	SO	KW	BS	Z _{laenge}	P _N
BMKW 0, BS 0 MW	1-20	BMKW 0, PVA/WEA	20 0 MW	15-240 min	168 MW
BMKW 0, BS 3,15 MW	1-20	BMKW 0, PVA/WEA	20 3,15 MW	15-240 min	168 MW
BMKW 3, BS 0 MW	1-20	BMKW 3, PVA/WEA	20 0 MW	15-240 min	180,6 MW
BMKW 3, BS 3,15 MW	1-20	BMKW 3, PVA/WEA	20 3,15 MW	15-240 min	180,6 MW

Die Auswertung erfolgt wiederum anhand einer Heatmap. Die x-Achse zeigt den betrachteten Zeitraum an, die primäre y-Achse bezieht sich auf die Zeitscheibenlänge und auf der sekundären y-Achse steht der zugehörige Anlagenpool. Die vier Anlagenpools werden in der Heatmap untereinander und in der gleichen Reihenfolge wie in Tabelle 5.6-7 abgebildet. Die Farbskala beschreibt das ermittelte Regelleistungspotenzial, es bezieht sich im Gegensatz zu den vorigen Untersuchungen aber auf diskrete Größen. Dadurch kann die Einhaltung der Mindestgröße des Anlagenpools betrachtet werden. Beträgt die Leistung bis zu 5MW wird die Regelleistung blau dargestellt. Werte bis 20MW sind grün gekennzeichnet, bis 40MW gelb, bis 60MW rot und alle Werte über 60MW lila.

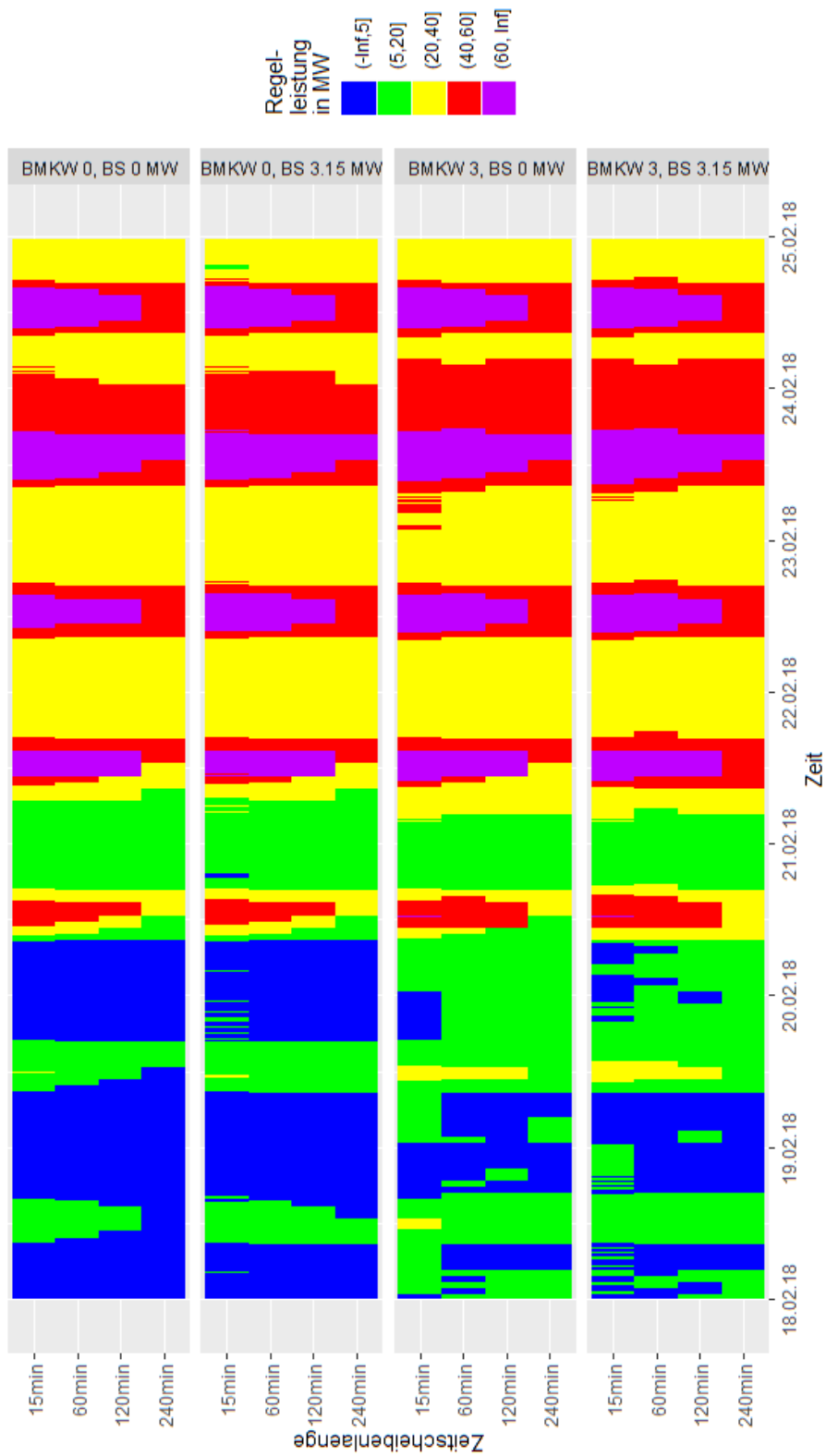


Abbildung 5.6-8: Die Regelleistungspotenziale der untersuchten Anlagenverbünde unterteilt nach verschiedenen Zeitscheibenlängen in der betrachteten Winterwoche 18.-25.02.2018.

Die Abbildung 5.6-8 zeigt die vier Anlagenpools im Zeitraum vom 18.–25.02.2018. Betrachtet man in der Abbildung zuerst alle Pools, dann fällt auf, dass sich das Regelleistungsniveau in den einzelnen Zeitscheiben mit einer Verkürzung der Zeitscheibenlänge tendenziell erhöht. Dies ist intuitiv, da das Minimum nur über eine kürzere Zeitscheibe gebildet werden muss und Ausreißer daher auch nur einen kürzeren Zeitraum beeinflussen. Des Weiteren kann man erkennen, dass ab dem 21.02. bis zum Ende des Zeitraums die Regelleistung meist nicht unter das Niveau von 20MW fällt, auch nachts nicht. Vor allem die WEAs stellen hierbei einen großen Anteil bereit. Ansonsten fällt auf, dass es bei jedem Pool Zeitscheiben gibt, in der die Mindestleistung von 5MW nicht erreicht werden kann.

In den unteren beiden Pools, bei denen drei BMKWs aktiv sind, ist dieser Zustand aber seltener anzutreffen. BMKWs können in Zeiten, in denen wenig Regelleistung aus PVAs und WEAs zur Verfügung steht, dabei helfen, die Mindestleistung zu erreichen. Bei genauerer Betrachtung lässt sich feststellen, dass beim obersten Pool BMKW 0, BS 0 MW stets die Regelleistung mindestens so hoch ist wie bei der jeweils nächst längeren Zeitscheibenlänge. Die Leistung ist z.B. bei einer Zeitscheibenlänge von 120min immer mindestens so hoch wie bei einer Zeitscheibenlänge von 240min. Wird ein Batteriespeicher zum Anlagenverbund hinzugefügt (Pool BMKW 0, BS 3,15 MW), so erhöht sich die Regelleistung stärker als im Fall ohne Batteriespeicher. Dies kann man gut erkennen, wenn man die Zeitscheibenlänge von 240 min der Pools am 18. und 19.02. miteinander vergleicht. Mit Ausnahme des ersten Pools erhöht sich aber nicht zu jedem Zeitpunkt die Regelleistung. Beispielsweise liegt am 24.02. bei Anlagenpool BMKW 3, BS 3,15 MW und 120min-Zeitscheiben die Regelleistung bis 4 Uhr im roten Bereich und geht dann in den gelben Bereich über. Bei 60min-Zeitscheiben fängt der gelbe Bereich bereits ab 3 Uhr an. Je nachdem welche Zeitscheibe das BMKW mehr unterstützt, können sich somit Unterschiede ergeben. Dieser Effekt entsteht durch die Struktur der Zielfunktion, die alle Regelleistungspotenziale unabhängig von der Zeitscheibe betrachtet und die Gesamtsumme maximiert.

Die Lade- und Entladevorgänge des Batteriespeichers können dies ebenfalls bewirken. Die gesamte erzeugte Regelenergie ist aber strikt größer, hierfür sorgt die Maximierung der Regelenergie im Optimierungsmodell. Schließlich lässt sich eine Eigenschaft des Modells erkennen, die vornehmlich bei einer Zeitscheibenlänge von 15 min und mit Batteriespeicher auftritt. Durch das verlustfreie Verschieben von Energie in andere Zeitscheiben ergeben sich 15min-Intervalle, deren Regelleistungspotenzial im Optimierungsmodell aufgrund der Hinzunahme des Batteriespeichers sinkt. Dieses Verhalten ist beispielsweise am 24.02. beim Pool BMKW 0, BS 3,15 MW anhand des grünen Strichs zu erkennen. Würde man Verluste beim Lade-

und Entladevorgang des Batteriespeichers berücksichtigen, könnte ein derartiges Verhalten unterbunden werden, da unter Berücksichtigung der Verluste jeder Lade- oder Entladevorgang die gesamte Regelenergie reduzierte.

Abbildung 5.6-9 zeigt die vier Anlagenpools im Zeitraum vom 4.–10. Juli 2018. In der Abbildung wird deutlich, dass im Sommer die Regelleistungspotenziale der Pools hauptsächlich durch die PVAs geprägt sind. Die Tag-Nacht-Wechsel, die vor allem die Leistung der PVAs beeinflussen, sind sehr gut in den Mustern erkennbar. Das führt vor allem in dem oberen Pool, bei dem kein BMKW und kein Batteriespeicher als Flexibilitätsoption aktiv ist, dazu, dass nachts keine Regelleistung erbracht werden kann und tagsüber die Regelleistung sehr hoch ausfällt. Durch die Verkürzung der Zeitscheibe zeigt sich auch hier eine Verbesserung im Niveau, sowie in der zeitlichen Verfügbarkeit. In der Winterwoche konnte die Mindestangebotsgröße von 5MW nicht dauerhaft gehalten werden. In der Sommerwoche ist bei den Anlagenpools mit den BMKWs dies jedoch stets möglich. Mithilfe der BMKWs können in diesem Fall die Lücken der möglichen Einspeisung der erneuerbaren Energien geschlossen werden. Sie sind demnach eine sinnvolle Ergänzung für den Anlagenpool.

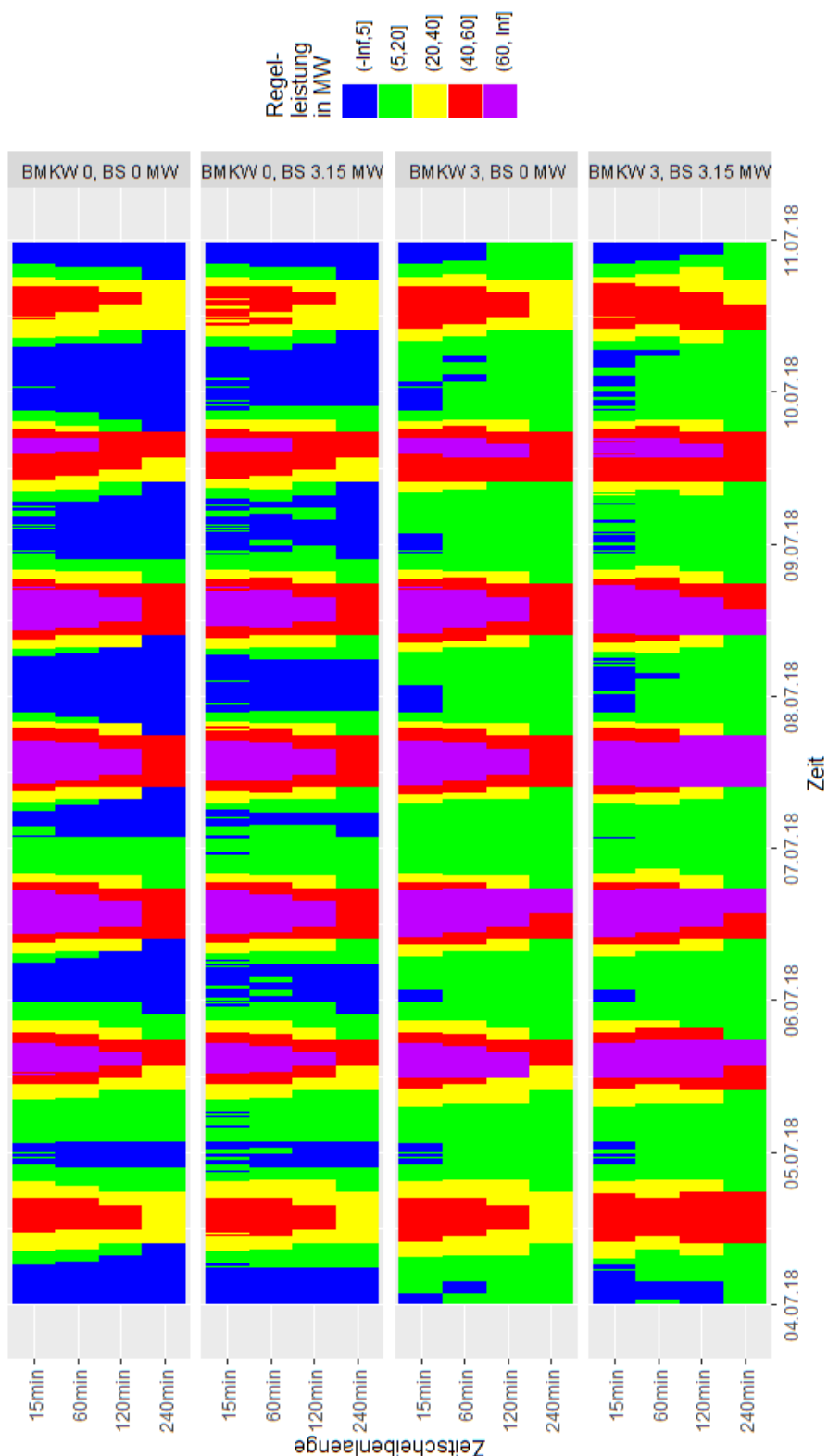


Abbildung 5.6-9: Die Regelleistungspotenziale der untersuchten Anlagenverbünde unterteilt nach verschiedenen Zeitscheibenlängen in der betrachteten Sommerwoche 04.-10.07.2018.

Nachfolgend wird nochmals die Sommerwoche in einer anderen Darstellungsform betrachtet. Für eine bessere Übersicht wird hierfür der Zeitraum auf vier Tage gekürzt. Zudem wird nur der

Anlagenpool BMKW 0, BS 0 MW und BMKW 3, BS 3,15 MW mit den Zeitscheibenlängen 240 min, 60 min, 15 min abgebildet.

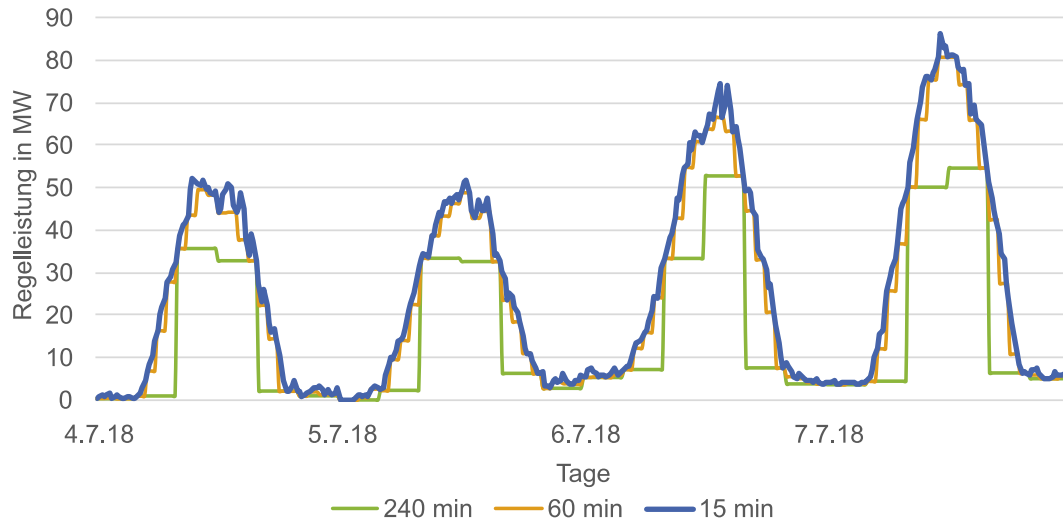


Abbildung 5.6-10: Vergleich des Regelleistungspotenzials des Anlagenpools *BMKW 0, BS 0 MW* mit unterschiedlichen Zeitscheibenlängen (240 Minuten, 60 Minuten, 15 Minuten) für die Tage 04.-07.07.2018.

In Abbildung 5.6-10 ist deutlich zu erkennen, dass sich das Regelleistungspotential der längeren Zeitscheiben immer unterhalb des Potentials der 15min-Zeitscheiben befindet. Die Kurve mit 60min-Zeitscheiben ist jedoch eine gute Näherung zur Kurve mit 15min-Zeitscheiben und unterscheidet sich lediglich in Zeiten mit hohem Leistungsgradienten der PV-Erzeugung sichtbar. Bei der Kurve mit 240min-Zeitscheiben kann hingegen ein beträchtlicher Anteil des Regelleistungspotentials des Falls mit Zeitscheibenlänge 15min nicht genutzt werden.

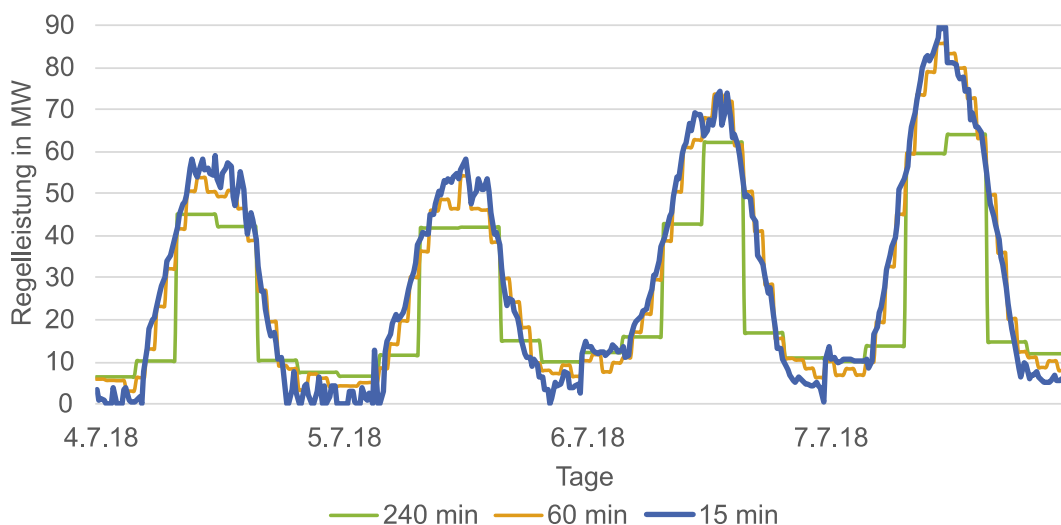


Abbildung 5.6-11: Vergleich des Regelleistungspotenzials des Anlagenpools mit 3 BMKW (je 4,2 MW) und 3,15 MW Batteriespeicher mit unterschiedlichen Zeitscheibenlängen (240 Minuten, 60 Minuten, 15 Minuten) für die Tage 04.-07.07.2018.

Abbildung 5.6-11 zeigt den Anlagenpool mit 3 BMKW à 4,2 MW Nennleistung und einem Batteriespeicher mit 3,15 MW. Durch den optimierten Einsatz der BMKWs und des Batteriespeichers muss die Kurve mit den 15min-Zeitscheiben nicht mehr notwendigerweise das Maximum der drei Kurven darstellen. Bei längeren Zeitscheiben kann eine andere Verteilung der Energiemengen von den BMKWs und dem Batteriespeicher zu einem insgesamt höheren Regelleistungspotenzial auf den Zeitraum betrachtet führen. Wie bereits weiter oben erwähnt kann sich aufgrund des Speichermanagements bei Anlagenpools mit BMKWs oder einem Batteriespeicher als Flexibilitätsoptionen die Mindestleistung bei kürzeren Zeitscheibenlängen verringern. Dies ist insbesondere in den Nachtstunden an der gelben und blauen Kurve zu erkennen, die sich unterhalb der grünen und gelben Kurve befinden.

Abbildung 5.6-12 stellt die vier Anlagenpools für den gesamten Betrachtungshorizont im Jahr 2018 dar. Auch hier ist der positive Einfluss einer Verkürzung der Zeitscheibenlänge zu beobachten. Eine Reduzierung von 240 min auf 120 min zeigt hierbei die größten Veränderungen. Insbesondere der obere Anlagenverbund, in dem kein BMKW und kein Batteriespeicher enthalten ist, profitiert von einer verkürzten Länge. Der in den kurzen Zeitausschnitten im Winter und im Sommer beobachtete Zusammenhang kann damit bestätigt werden. Dies lässt sich auch anhand der potenziell bereitgestellten Regelenergie im Jahr 2018 zeigen.

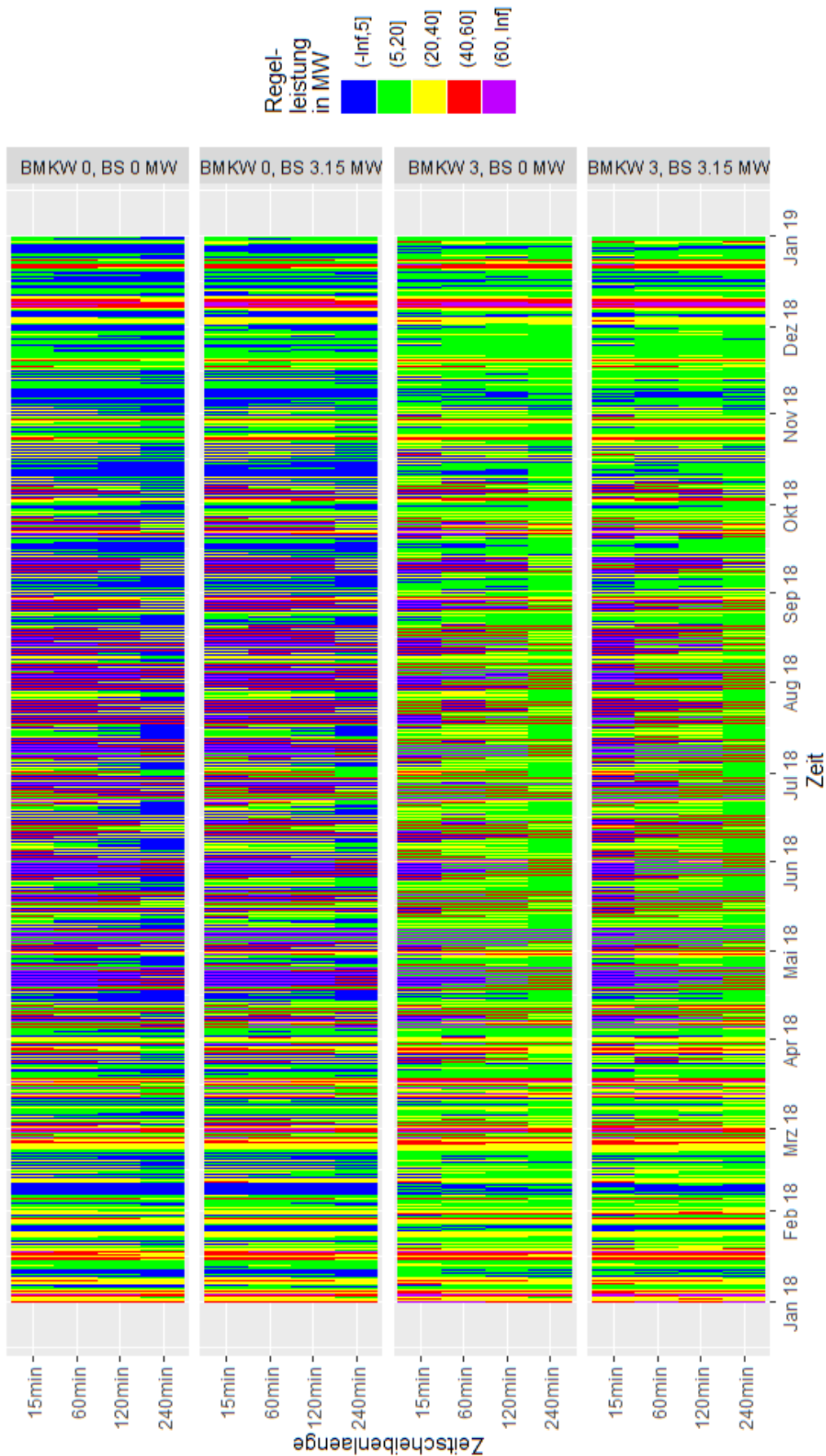


Abbildung 5.6-12: Das Regelleistungspotential unterteilt nach Zeitscheibenlängen 15 Minuten, 60 Minuten, 120 Minuten und 240 Minuten sowie den Anlagenpools aus Tabelle 5.6-7 für den gesamten Betrachtungszeitraum des Jahres 2018.

Tabelle 5.6-8: Regelenergiepotenzial [MWh] der vier Anlagenpools aus Tabelle 5.6-7 für verschiedene Zeitscheiben im Jahr 2018. Rot markiert sind die Werte, bei denen zum ersten Mal über 95% der maximal möglichen Einspeisung als Regelenergie bereitgestellt werden kann. Für flexiblere Anlagenverbünde wirkt sich die Verkürzung der Zeitscheibenlänge weniger stark auf das Verhältnis zwischen maximal möglicher Einspeisung und Regelenergiepotenzial aus, da die Flexibilitätsoptionen Fluktuationen der möglichen Einspeisung von dargebotsabhängigen Erzeugungseinheiten ausgleichen können.

Anlagenpool	240 min	120 min	60 min	30 min	15 min
BMKW 0, BS 0 MW	122186	155709	173429	183747	190844
BMKW 0, BS 3,15 MW	139736	173385	187794	190739	190844
BMKW 3, BS 0 MW	175848	206161	216295	218282	218388
BMKW 3, BS 3,15 MW	189530	213304	218238	218384	218388

Tabelle 5.6-8 zeigt, dass das Regelenergiepotenzial mit kürzer werdenden Zeitscheiben steigt, wobei die Zuwachsraten sinken, je näher man sich dem Maximum bei 15 min nähert. Die rot markierten Werte indizieren das erstmalige Überschreiten von 95% des Verhältnisses zwischen Regelenergiepotenzial und maximal möglicher Einspeisung. Beim Anlagenpool, bei dem kein BMKW und kein Batteriespeicher aktiv ist, erhöht sich das Regelenergiepotenzial nochmals bei einer Verkürzung von 60 min auf 30 min, während bei den Anlagenverbänden mit Flexibilitätsoptionen unterhalb von 60 min kaum noch Verbesserungen erzielt werden können. Sobald BMKWs eingesetzt werden, stagnieren die Zuwachsraten unter 60 min bzw. unter 120 min. Die Regelenergie nähert sich demnach schneller ihrem Maximum, umso mehr Speicherkapazitäten durch BMKWs oder Batteriespeicher zur Verfügung stehen. Generell lässt sich also festhalten, dass die Verkürzung der Zeitscheibenlänge für unflexiblere Anlagenverbünde von größerem Vorteil ist als für Anlagenverbünde mit höheren Anteilen steuerbarer und flexibler Erzeugung (und Nachfrage). In dieser Untersuchung gehen die Werte der möglichen Erzeugung in 15-minütiger Auflösung in die Betrachtung ein. Durch höher aufgelöste Daten und die damit potenziell höhere Volatilität der Wind- und PV-Einspeisung ließe sich der Zusammenhang zwischen der Flexibilität des Anlagenverbundes und der Zeitscheibenlänge eingehender betrachten. Im Rahmen dieser Untersuchung steht jedoch keine bessere Datengrundlage zur Verfügung.

In Abbildung 5.6-12 sind bei allen vier Anlagenpools Blauanteile zu erkennen, eine Mindestleistung von 5MW wird demnach nicht durchgehend über das gesamte Jahr vorgehalten. Das deckt sich mit den vorherigen Ergebnissen aus den Winter- und Sommerwochen. Der Anlagenpool ohne Flexibilitätsoptionen kann beispielsweise bei einer Zeitscheibenlänge von 240 min nur zu 53% eine Leistung von 5MW erbringen. Der Wert steigert sich auf 65% bzw. 69% bei

einer Zeitscheibenlänge von 60 min bzw. 15 min. Die Regelleistung des Anlagenpools mit BMKWs und Batteriespeicher hingegen beträgt bereits bei 240min-Zeitscheiben in 95% über 5MW, bei 60 min bzw. 15 min nur noch in 87% bzw. 79% der Zeit. Dies liegt, wie bereits vorher beschrieben an der gewählten Zielfunktion, die das Regelenergiepotenzial als Gesamtsumme maximiert. Es liegt im Ermessen des Aggregators/Regelreserveanbieters, wie er seine Flexibilitätsoptionen einsetzt. Hierbei sind verschiedene Zielfunktionen denkbar, beispielsweise, dass immer eine gewisse Mindestleistung zur Verfügung steht, oder dass in bestimmten Zeiten möglichst viel Regelleistung bereitgestellt werden kann. In der Realität ginge die Optimierung der Regelleistungsbereitstellung mit hoher Wahrscheinlichkeit aus dem Anlagenverbund heraus mit einer Optimierung der erwarteten Erlöse durch die Vermarktung der Erzeugung und der Flexibilität an verschiedenen Strommärkten (Stichworte: Spotmärkte, Regelleistungsmarkt, regionale Flexibilitätsmärkte) einher.

Abschließend zeigt Abbildung 5.6-13 das durchschnittliche Regelleistungspotenzial mit unterschiedlichen Zeitscheibenlängen des Anlagenpools ohne Flexibilitätsoptionen (BMKW 0, BS 0 MW) sowie des Anlagenpools mit Biomasse und Batteriespeicher als Flexibilitätsoptionen (BMKW 3, BS 3,15 MW) über den Tag verteilt für den Betrachtungshorizont 2018. Allgemein lässt sich dabei feststellen, dass zwischen 8–16 Uhr durchschnittlich das meiste Regelleistungspotenzial zur Verfügung steht. Durch die Verkürzung der Zeitscheiben erhöht sich vor allem in der Mittagszeit das Regelleistungspotenzial, zwischen 11–12 Uhr erreicht es dabei das Maximum. Außerdem kann in den Stunden mit hohen Leistungsgradienten bei der PV-Einspeisung (von 5–8 Uhr und von 16–19 Uhr) mehr Regelleistung bereitgestellt werden, da die Steigung in feinerer Granularität nachgefahren werden kann. In der Nacht hingegen ist kein wesentlicher Unterschied zwischen den 240min-Zeitscheiben und 60min-Zeitscheiben zu erkennen. Eine Verkürzung der Zeitscheibenlänge wirkt sich daher vor allem tagsüber positiv auf das Regelleistungspotential aus. Auch hier wird wiederum ersichtlich, dass Flexibilitätsoptionen das Regelleistungspotenzial von Anlagenverbänden erhöhen. Einerseits (natürlich) durch die steuerbare Erzeugung aus dem BMKW, andererseits durch zeitliche Verschiebung von Energie in Zeiten mit geringer möglicher Einspeisung der dargebotsabhängigen erneuerbaren Einspeiser Wind und PV.

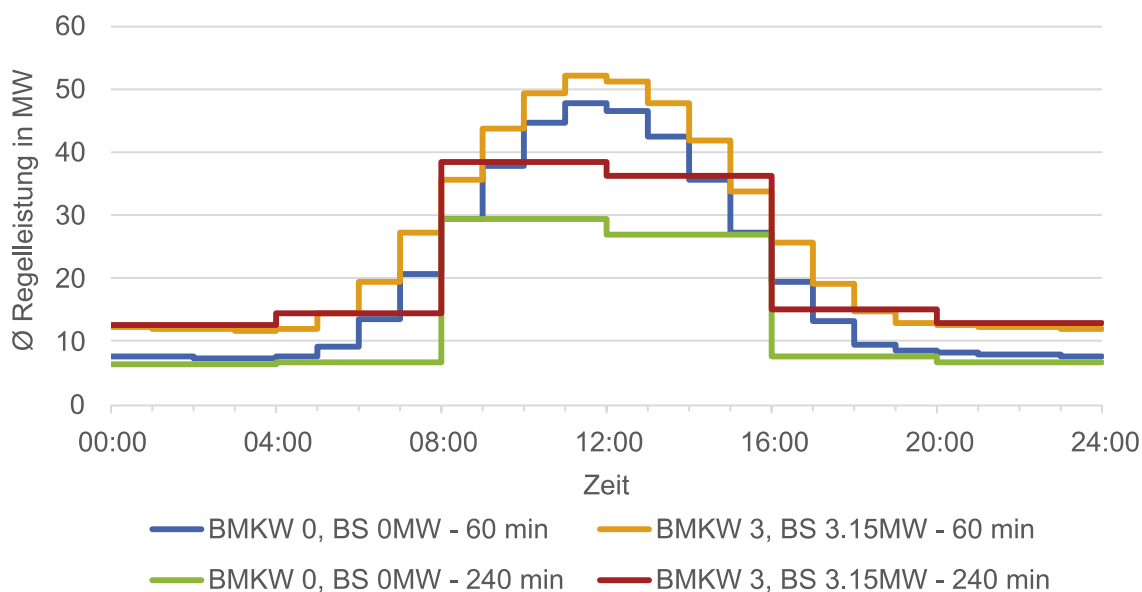


Abbildung 5.6-13: Durchschnittliches Regelleistungspotenzial der Anlagenverbünde mit und ohne Flexibilitätsoptionen über den Tag verteilt bei Variation der Zeitscheibenlänge.

5.6.6 ZUSAMMENFASSUNG UND SCHLUSSFOLGERUNGEN

Ziel dieser Arbeit ist es, die Regelleistung mithilfe eines Optimierungsmodells aus einem Anlagenpool zu bestimmen. Dabei sollte eine geeignete Datenbasis aufgebaut werden anhand der das Regelleistungspotential analysiert werden kann. Mithilfe des Anlagenpools sollte untersucht werden, wie sich das Regelleistungspotential verändert, wenn mehrere geographisch voneinander getrennte Standorte einbezogen werden, sich der Betrachtungszeitraum ändert oder wenn eine unterschiedliche Produktzeitscheibenlänge eingestellt wird. Außerdem sollte das Modell technische und regulatorische Anforderungen berücksichtigen. Mit den Daten aus dem Climate Data Center des DWD konnte eine geeignete Grundlage geschaffen werden, die es ermöglichte die Leistung aus PVA und WEA zu simulieren. Diese Leistung, bzw. die mögliche Einspeisung, diente als Referenz für die Bestimmung des Regelleistungspotenzials. Das gemischt-ganzzahlige lineare Optimierungsmodell berechnet unter der Berücksichtigung von Nebenbedingungen die potentielle Regelleistungserbringung für einen durch technologische und geografische Zusammensetzung definierten Anlagenpool in einem bestimmten Zeitraum.

Da sowohl die technischen als auch regulatorischen Anforderungen an die Regelleistung und an den Anlagenpool sehr umfangreich sind, konnten bestimmte Anforderungen nur vereinfacht umgesetzt werden.

In den Modellergebnissen zeigte sich, dass sich die verschiedenen Regelreservearten nicht nennenswert voneinander unterscheiden – aufgrund der Granularität der Wetterdaten lassen sich lediglich Aussagen für die Sekundär- und Minutenreserve ableiten. Es wurde daher im weiteren Verlauf auf das Potenzial für die Sekundärregelleistung fokussiert. Das Modell müsste neben einer feineren Granularität der Eingangsdaten um weitere Nebenbedingungen ergänzt werden, die dazu führen, dass sich die Regelreservearten in den einzelnen Situationen stärker voneinander abgrenzen. Es konnte gezeigt werden, dass sich die Standortauswahl auf den Anlagenpool stark auswirken kann. Vor allem bei den WEAs ist der Standort ausschlaggebend für die mögliche Einspeisung und somit das Regelenergiepotenzial. Mit Offshore-WEAs können hier die besten Ergebnisse erzielt werden, aber auch küstennahe Standorte sind potentiell gute Standorte. Bei PVAs sind die Anforderungen an den Standort nicht ganz so groß. Südlich gelegene Standorte sind hierfür aber bevorzugt zu wählen.

Großen Einfluss auf das Regelenergiepotenzial hat die Eigenschaft, wie flexibel eine Anlage abgeregelt werden kann. Durch die durch Leistungselektronik induzierte technische Untergrenze reduziert sich die Regelenergie gegenüber dem Ertrag aus der möglichen Einspeisung um ca. 10% bei PVAs und um 25% bei WEAs. Eine möglichst niedrige Untergrenze ist hier erstrebenswert. Die Ergebnisse der Auswertung zeigen außerdem, dass es derzeit schwierig ist, mit einem Anlagenverbund rein aus PVAs und WEAs Regelleistung über das gesamte Jahr hinweg bereitzustellen. Denn selbst mit einem Verbund von 168MW kann die Mindestangebotsgröße von 5MW im untersuchten Fall nur in der Hälfte der Zeit erbracht werden. Eine Präqualifikation einzelner Anlagen sowie einzelner Technologien erscheint daher nicht als sinnvoll.

Durch die Aufnahme von Flexibilitätsoptionen (drei BMKWs und einem Batteriespeicher) kann diese Schwelle deutlich häufiger erreicht werden. Der Anlagenpool schafft es in 95% der Zeit eine Leistung von 5MW anzubieten. Sie stellen daher eine sinnvolle Ergänzung des Anlagenpools dar. Würde man die Zeitscheibenlänge gegenüber den derzeitigen Vorgaben der ÜNBs verkürzen, würde dies zu einem höheren Regelleistungspotential beitragen. Der größte Zuwachs konnte bei einer Verkürzung von 240min-Zeitscheiben auf 120min-Zeitscheiben festgestellt werden. Aber auch noch bei der Verkürzung auf 60min-Zeitscheiben können weitere Verbesserungen erzielt werden, insbesondere, wenn der Anlagenpool mit wenig Flexibilitätsoptionen ausgestattet ist. Unterhalb einer Zeitscheibenlänge von 60 min sind die Auswirkungen jedoch geringfügig, dies ist jedoch auch der zeitlichen Auflösung der verfügbaren Eingangsdaten geschuldet. Je flexibler der Anlagenpool auf die Fluktuationen der möglichen Einspeisung von Wind und PV reagieren kann, desto weniger relevant ist eine möglichst kurze Zeitscheibenlänge. Insbesondere in

Zeitscheiben mit hohem Einspeisegradien von PV-Anlagen (z.B. 8-12 Uhr, 16-20 Uhr) ermöglicht eine Verkürzung der Zeitscheibenlänge eine deutlich höhere Regelleistungsbereitstellung durch die dargebotsabhängigen Anlagen.

Bei einer Reduzierung der Zeitscheibenlänge konnte ebenfalls gezeigt werden, dass bei den flexibleren Anlagenpools seltener die Mindestangebotsgröße erreicht wurde. Dieses Verhalten konnte damit erklärt werden, dass das Regelenergiepotenzial als Gesamtsumme über den Betrachtungszeitraum bestimmt wird und dass das Optimierungsmodell keine durchgängige Mindestleistung oder priorisierte Erbringung in bestimmten Zeitscheiben berücksichtigt. Bei einer Zeitscheibenverkürzung sank die Regelleistung im Modell daher in manchen Zeitscheiben unter die Mindestangebotsgröße und stieg im Gegenzug in anderen Zeitscheiben die Regelleistung zusätzlich, wo bereits viel Regelleistung zur Verfügung stand. Ob versucht werden soll, möglichst oft die Mindestleistung zu erreichen oder ob eine höhere Leistung in bestimmten Zeiten bevorzugt wird, liegt im Ermessen des Regelreserveanbieters. Für die praktische Anwendung wäre es beispielsweise zielführend, Preiserwartungen für Regelleistung und andere Märkte in die Optimierung miteinzubeziehen (siehe HLUC050L).

5.6.7 LITERATUR

- [1] 50Hertz, Amprion, TenneT & TransnetBW. (2018). Präqualifizierte Leistung in Deutschland. Stand 01.11.2018. Zugriff 31. Juli 2019 unter https://www.regelleistung.net/ext/download/pq_capacity
- [2] Fraunhofer IWES. (2014). Regelenergie durch Windkraftanlagen. Zugriff 1. August 2019 unter https://www.iee.fraunhofer.de/content/dam/iwes-neu/energiesystemtechnik/de/Dokumente/Veroeffentlichungen/Abschlussbericht_Regelenergie_durch_Windkraftanlagen.pdf
- [3] Fraunhofer IWES. (2017). Regelenergie durch Wind- und Photovoltaikparks. Zugriff 1. August 2019 unter <https://forschung-stromnetze.info/projekte/regelleistung-durch-wind-und-photovoltaikparks/>
- [4] Fraunhofer IWES, Siemens, Fachgebiet Elektrische Energieversorgung der Universität Hannover & CUBE Engineering. (2014). Kombikraftwerk 2. Zugriff 1. August 2019 unter http://www.kombikraftwerk.de/fileadmin/Kombikraftwerk_2/Abschlussbericht/Abschlussbericht_Kombikraftwerk2_aug14.pdf
- [5] 50Hertz, Amprion, TenneT & TransnetBW. (2018). Leitfaden zur Präqualifikation von Windenergieanlagen zur Erbringung von Minutenreserveleistung im Rahmen einer Pilotphase. Zugriff 1. August 2019 unter <https://www.regelleistung.net/ext/download/pqWindkraft>

- [6] 50Hertz, Amprion, TenneT & TransnetBW. (2019). Präqualifikationsverfahren für Regelreserveanbieter (FCR, aFRR, mFRR) in Deutschland (“PQ-Bedingungen“). Version 1.02 vom 23.05.2019. Zugriff 29. Juli 2019 unter https://www.regelleistung.net/ext/download/PQ_Bedingungen_FCR_aFRR_mFRR
- [7] Bundesnetzagentur. (2019). Bundesnetzagentur - Abgeschlossene Verfahren - Vorschlag der regelzonenverantwortlichen deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) für eine von FCR-Einheiten und Gruppen mit begrenzten Energiespeichern zwischenzeitlich sicherzustellende Mindestaktivierungszeit gemäß Art. 156 Abs. 9 der Verordnung (EU) 2017/1485. Zugriff 31. Juli 2019 unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2017/2017_0001bis0999/BK6-17-234/BK6-17-234_beschluss_vom_02_05_2019.html?nn=411978
- [8] Stenzel, P. (2016). Bereitstellung von Primärregelleistung durch stationäre Großbatteriespeicher. Zugriff 31. Juli 2019 unter <https://juser.fz-juelich.de/record/809893/files/Vortrag%20LRST%202016%20PRL.pdf>
- [9] Consentec. (2014). Beschreibung von Regelleistungskonzepten und Regelleistungsmarkt. Zugriff 29. Juli 2019 unter <https://www.regelleistung.net/ext/download/marktbeschreibung>
- [10] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. (2017). Was ist eigentlich Direktvermarktung? Zugriff 31. Juli 2019 unter <https://www.bmwi-energiewende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2017/16/Meldung/direkt-erklaert.html>
- [11] Deutscher Wetterdienst. (2019). Standortauswahl von 10-minütige Stationsmessungen. Die Standortauswahl beschränkt sich auf die Standorte, die sowohl unter Lufttemperatur, Solar als auch unter Wind zu finden sind. Insgesamt 266, Stand 13.05.2019. Zugriff 19. Juni 2019 unter https://opendata.dwd.de/climate_environment/CDC/observations_germany/climate/10_minutes/
- [12] Deutscher Wetterdienst. (2019). Climate Data Center. Zugriff 19. Juni 2019 unter <https://cdc.dwd.de/portal/>
- [13] Deutscher Wetterdienst. (2019). Beschreibung der Messdaten. Die Beschreibung der Messdaten wurde aus den Unterordnern entnommen, die Dateien heißen: BESCHREIBUNG_obsgermany_climate_10min_tu_recent_de.pdf, BESCHREIBUNG_obsgermany_climate_10min_solar_recent_de.pdf, BESCHREIBUNG_obsgermany_climate_10min_wind_recent_de.pdf. Zugriff 2. August 2019 unter https://opendata.dwd.de/climate_environment/CDC/observations_germany/climate/10_minutes/
- [14] Deutscher Wetterdienst. (2015). Vorschriften und Betriebsunterlagen Nr. 3, Technikhandbuch. Zugriff 2. August 2019 unter

https://www.dwd.de/DE/leistungen/pbfb_verlag_vub/pdf_einzelbaende/vub_3_thb_gesamt_pdf.pdf?__blob=publicationFile&v=5

- [15] Huld, T., Friesen, G., Skoczek, A., Kenny, R. P., Sample, T., Field, M. & Dunlop, E. D. (2011). A power-rating model for crystalline silicon PV modules. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 95 (12), 3359–3369. PII: S0927024811004442. doi:10.1016/j.solmat.2011.07.026
- [16] van Radecke, H. (Hrsg.). (2012). *Einführung in die Windenergietechnik*. Carl Hanser Verlag GmbH & Company KG.
- [17] Deutsche Windguard. (2019a). Status des Offshore-Windenergieausbaus in Deutschland - Erstes Halbjahr 2019. Zugriff 2. August 2019 unter https://www.windenergie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/pressemitteilungen/2019/Status_des_Offshore-Windenergieausbaus_Halbjahr_2019.pdf
- [18] Deutsche Windguard. (2019b). Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland - Erstes Halbjahr 2019. Zugriff 2. August 2019 unter https://www.windenergie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/06-zahlen-und-fakten/20190725_Factsheet_Status_des_Windenergieausbaus_an_Land_-_Halbjahr_2019.pdf
- [19] Deutsche Windguard. (2017). *Wirtschaftlichkeit unterschiedlicher Nabenhöhen von Windenergieanlagen*.
- [20] Schaubach, K., Postel, J., Trommler, M., Nebel, E. & Dotzauer, M. (2014). *Leistungsfähigkeit von Biogasanlagen im Energiemix der Zukunft am konkreten Beispiel Honigsee*. Zugriff 2. August 2019 unter https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Projektdatenbank/Endbericht_Honigsee_FINAL.pdf
- [21] Fachverband Biogas. (2019). *Branchenzahlen 2018 und Prognose der Branchenentwicklung 2019*.
- [22] Ecker, M., Nieto, N., Käbitz, S., Schmalstieg, J., Blanke, H., Warnecke, A. & Sauer, D. U. (2014). Calendar and cycle life study of Li(NiMnCo)O₂-based 18650 lithium-ion batteries. *Journal of Power Sources*, 248, 839–851. doi:10.1016/j.jpowsour.2013.09.143

5.7 Universität Stuttgart, IER: Konzept zur Vermarktung von Flexibilität aus raumluftechnischen Anlagen

Autoren: Julia Kumm¹, Nikolai Klemp¹, Kai Hufendiek¹

1) Universität Stuttgart, IER- Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung

5.7.1 FLEXIBILITÄTSPOTENZIALE VON RLT-ANLAGEN – HINTERGRUND UND MOTIVATION

Raumluftechnische Anlagen (RLT-Anlagen) in Bürogebäuden verfügen über ein Flexibilitätspotenzial, das noch kaum erschlossen ist. Prinzipiell könnten sie jedoch Flexibilität für die Integration erneuerbarer Energien oder für die Reduktion von Netzengpässe bereitstellen und gleichzeitig betriebliche Erlöse generieren.

Das Flexibilitätspotenzial von RLT-Anlagen ist dadurch gegeben, dass das Gebäudeklima, welches durch die RLT-Anlagen gewährleistet wird, über einen gewissen ‚Komfortspeicher‘ verfügt. D.h. wird die Leistung einer RLT-Anlage nur über einen kurzen Zeitraum verändert, so wird der Komfort der Gebäudenutzer nicht spürbar eingeschränkt. Würde beispielsweise an einem Wintertag die Lüftungsleistung reduziert, so würde die Temperatur im Gebäude zwar mit der Zeit abfallen, aber die Behaglichkeit der Gebäudenutzer würde sich nicht sofort, sondern – je nach Gebäudeart und -auslastung – erst nach einer gewissen Weile, wenn eine Mindesttemperatur unterschritten wird, d.h. der Komfortspeicher geleert wurde, spürbar verschlechtern. Prinzipiell wäre es daher möglich, die Leistung von RLT-Anlagen in einem gewissen Umfang zu flexibilisieren und bspw. über die Regelleistungsmärkte überbetrieblich zu vermarkten. Voraussetzung hierfür ist, dass dabei die Höhe dieser gebäudeinhärenten Komfortspeicher nicht überschritten wird, so dass die Behaglichkeit der Gebäudenutzer auch im Falle einer Flexibilisierung stets gewährleistet ist.

In Bürogebäuden in Deutschland sind nach einer Schätzung raumluftechnische Anlagen mit einer Lüftungsleistung von insgesamt etwa 61 MW installiert, über 40 MW davon befinden sich in großen Bürogebäuden mit mehr als 100 Mitarbeitern [1]. Diese Lüftungsanlagen sind üblicherweise bereits an eine Gebäudeleittechnik angeschlossen und wären damit prinzipiell mit sehr geringen zusätzlichen Betriebs- und Erschließungskosten flexibilisierbar. Obwohl hier ein erhebliches kosteneffizientes Flexibilitätspotenzial vorhanden ist, werden bislang praktisch keine RLT-Anlagen für die Flexibilitätsbereitstellung, bspw. über die Regelleistungsmärkte, eingesetzt. Ziel der vorliegenden Arbeit ist es daher, ein Konzept zu entwickeln, das eine Vermarktung von Flexibilität aus RLT-Anlagen über den Primärregelleistungsmarkt ermöglicht.

Im Folgenden soll daher im nachfolgenden Abschnitt zunächst dargestellt werden, wie RLT-Anlagen aktuell betrieben werden und welche Anforderungen eine Vermarktung über den Primärregelleistungsmarkt (PRL-Markt) an den Betrieb von RLT-Anlagen stellen würde. Im darauffolgenden Abschnitt wird dann ein Konzept vorgestellt, mit dem die bestehenden organisatorischen Hemmnisse zur Teilnahme am PRL-Markt gelöst werden können und RLT-Anlagen überbetrieblich flexibilisiert werden könnten. In abschließenden Abschnitt folgt eine kurze Zusammenfassung des theoretischen Konzepts und ein Ausblick auf die Untersuchung der Umsetzbarkeit im C/sells UAP 7.3.1.

5.7.2 ANFORDERUNGEN AN RLT-ANLAGEN FÜR DIE ERBRINGUNG VON REGELENERGIE

Um die Vermarktungsmöglichkeiten von Flexibilität aus RLT-Anlagen am Primärregelleistungsmarkt auszuwerten, werden hier zunächst die Anforderungen zusammengestellt, die der Regelenergiemarkt an seine Anbieter stellt. Zudem wird zunächst dargestellt, wie RLT-Anlagen aktuell typischerweise betrieben werden.

Status Quo der Betriebsweise von RLT-Anlagen

Lüftungsanlagen werden üblicherweise bedarfsorientiert betrieben, d.h. die Leistung der Anlagen wird als Reaktion auf Messwerte von im Gebäude installierter Sensorik verändert, die die Raumklimasituation bspw. anhand der Temperatur erfassen. Beispielsweise wird die Betriebsleistung der Anlage erhöht, wenn ein definierter Temperaturgrenzwert überschritten wird bzw. wenn die Abweichung vom vorgegeben Sollwert wächst und somit ein höherer Lüftungsbedarf signalisiert wird. Aufgrund der schnellen Reaktionsfähigkeit der Lüftungsanlagen kann eine angenehme Raumklimasituation mit bedarfsgesteuerten Anlagen üblicherweise zuverlässig garantiert werden, wenn die Regelung geeignet eingestellt ist. Diese übliche bedarfsgeführte Regelung hat den großen Vorteil, dass dafür keine komplexen Modelle zum Raumklimaverhalten oder Prognosen des Lüftungsbedarfs notwendig sind.

Hinsichtlich einer Flexibilisierung der Lüftungsleistung lässt die bedarfsgesteuerte Regelung jedoch nur sehr begrenzte Möglichkeiten zu und wird dementsprechend üblicherweise kaum dafür eingesetzt. Eine aktuell realisierbare Nutzung der Flexibilität stellt der Flexibilitätseinsatz für das Spitzenlastmanagement dar, welcher jedoch ‚blind‘, d.h. ohne Prognose der Raumklimawirkung, umgesetzt werden muss. D.h. bei Gefahr einer Leistungsspitze im Strombezug, die entsprechend hohe Leistungspreise verursachen würde, wird die Lüftungsanlage – unabhängig von der Raumklimasituation – gedrosselt oder abgeschaltet. Aufgrund der

vergleichsweise hohen Kosteneinsparungen werden hierbei ggf. auftretende Verletzungen der Komfortsituation im Gebäude in Kauf genommen.

Allgemeine Bedingungen zur Erbringung von PRL

Die Regelenergiemärkte befinden sich aktuell aufgrund der fortschreitenden europäischen Integration der Energiemärkte [2, 3] in einem regen Wandel. Grundlage der folgenden Darstellung der Anforderungen für das Anbieten und Erbringen von Primärregelleistung (PRL) bzw. Frequency Containment Reserve (FCR) stellen zudem die aktuellen Präqualifikationsbedingungen [4] und das für Sommer 2020 geplante Marktdesign dar [5].

Primärregelleistung wird in Form von symmetrischen Produkten gehandelt, die eine Mindestgröße und -produktauflösung von 1 MW aufweisen und die sich jeweils auf den Erbringungszeitraum einer vierstündigen Produktzeitscheibe eines Tages beziehen (0-4h, 4-8h, 8-12h, 12-16h, 16-20h, 20-24h). Die Angebote müssen 2 Tage vor dem Produktzeitpunkt bis 15:00 MEZ (GTC: Gate-closure-time) mit einem zugehörigen Leistungspreis abgegeben werden.

Beispiel: Für den Erbringungszeitraum der Zeitscheibe 4-8 Uhr am 20.3 möchte ein präqualifizierter Anbieter 2 MW symmetrische Flexibilität als PRL anbieten. Hierfür muss er das Angebot über diese 2 MW bis zum 18.3. um 15:00 Uhr mit seinem Angebotsleistungspreis (z.B. 200 EUR/MW) übermitteln.

Eine Stunde später, um 16:00 MEZ, werden die Auktionsergebnisse, die sich aufgrund des PRL-Bedarfs und der Leistungspreise aller abgegebenen Angebote ergeben haben, veröffentlicht. Der Anbieter erfährt somit, ob sein Angebot bezuschlagt wurde und er die PRL in dem Erbringungszeitraum vorhalten muss.

Der bezuschlagte Anbieter muss spätestens eine Viertelstunde vor Bezuschlagungszeitraum (im Beispiel ab 3:45 Uhr am 20.3.) damit beginnen, bestimmte Daten der erbringenden Technischen Einheit bzw. des Pools in 1-sekündlicher Auflösung in Echtzeit an den Reserven anschließenden ÜNB zu übertragen. Die zu übertragenden Daten umfassen u.a. die Höhe des Leistungsbezugs bzw. der Einspeisung, den aktuellen Arbeitspunkt, den Regelleistungssollwert, den Regelleistungswert und die aktuelle Vorhalteleistung. Beruht die Vorhaltung oder Erbringung der PRL auf einer neuartigen Technologie oder einem neuartigen Erbringungskonzept, kann zudem auch die Übertragung eines vorausseilenden Arbeitspunktes (z.B. für T + 5 min) gefordert werden.

Mit dem Start des Bezuschlagungszeitraums (im Beispiel ab 4:00 Uhr am 20.3.) muss die PRL erbracht werden, d.h. die Leistung der erbringenden Technischen Einheit muss so angepasst werden, dass der Regelleistungswert (d.h. der Messwert von Einspeisung/Leistungsbezug minus gemeldeter Arbeitspunkt) dem Regelleistungssollwert (vorgehaltene PRL-Leistung der TE multipliziert mit der lokal gemessenen Frequenzabweichung) entspricht. Sprich die Leistung der Technischen Einheit muss über den Bezuschlagungszeitraum kontinuierlich so angepasst werden, dass sie um den jeweiligen Regelleistungssollwert von der eigentlich geplanten Leistung (Arbeitspunkt) abweicht. Nach Ende des Bezuschlagungszeitraums müssen die Daten noch 15 min lang (im Beispiel bis 8:15 Uhr) übertragen werden, zudem werden alle Daten der Bezuschlagung beim Anbieter gespeichert und dem ÜNB nachträglich zur Verfügung gestellt. Ein Ausschnitt der zeitlichen Abfolge für Angebot und Erbringung aus Sicht eines PRL-Anbieters sind in der nachfolgenden Abbildung 5.7-1 dargestellt.

Timeline-Ausschnitt für Anbieter von Primärregelleistung

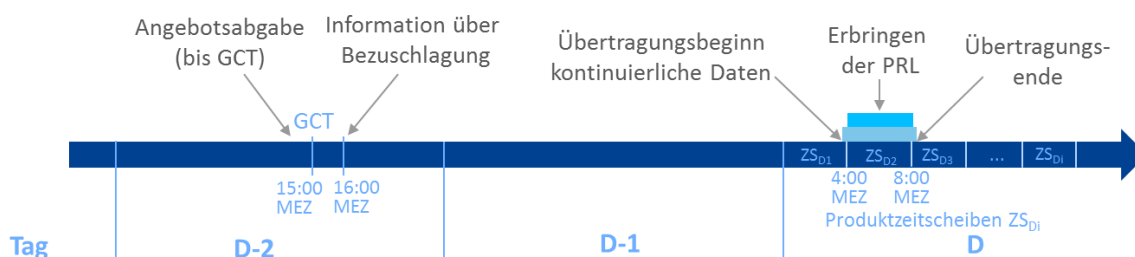


Abbildung 5.7-1: Timeline-Ausschnitt zur Darstellung relevanter Zeitpunkte für das Anbieten und Erbringen von Primärregelleistung aus Sicht eines Anbieters

Anforderungen an eine RLT-Anlage als TE zur PRL-Erbringung Methodik

Aus den beschriebenen Regeln zur Erbringung von Primärregelleistung lassen sich mehrere Anforderungen ableiten, die eine RLT-Anlage erfüllen muss, wenn sie als Technische Einheit (TE) an diesem Regelleistungsmarkt eingesetzt werden soll.

Um ein ausreichend großes Produkt direkt anbieten zu können, müsste die RLT-Anlage mindestens eine Leistung von 2 MW umfassen. Hier wird von einer kleineren Anlage ausgegangen, die über einen Aggregator angeboten wird. Dann müssen die Daten entsprechend dem Aggregator statt direkt den ÜNB bereitgestellt werden. Zudem muss zunächst der Präqualifizierungsprozess und die IKT-Anbindung durchlaufen werden, auf die hier jedoch nicht genauer eingegangen werden soll. Da die Erbringung von PRL mithilfe von RLT-Anlagen noch nicht üblich ist, sollte davon ausgegangen werden, dass ein vorausseilender Arbeitspunkt gefordert wird. Es ergeben sich folgende weitergehende Anforderungen:

- I) Es muss (an D-2) bis 15 Uhr ein (ungefährer) Fahrplan für die Zeitscheiben ZS_{Di} in zwei Tagen (in D) bekannt sein, damit eine Entscheidung über ein Angebot und seine Höhe getroffen werden kann.
- II) Im Fall einer Zuschlagung müssen die erforderlichen Daten im Zuschlagszeitraum über den Aggregator den ÜNB zur Verfügung gestellt werden. Hierfür sind u.a. kontinuierlich der Arbeitspunkt und der vorausseilende Arbeitspunkt der RLT-Anlage zu bestimmen, die als Baseline für die Regelleistungserbringung dienen.

Aus den Darstellungen in Abschnitt zum Status Quo wird deutlich, dass diese Anforderungen von den bisher eingesetzten RLT-Anlagen bzw. ihren Betriebsweisen nicht erfüllt werden. Aufgrund der bedarfsorientierten Fahrweise liegt zwei Tage im Voraus kein Fahrplan für die RLT-Anlage vor und auch ein vorausseilender Arbeitspunkt kann nicht bestimmt werden. Zudem kann auch der aktuelle Arbeitspunkt nicht zuverlässig ermittelt werden, da dieser vom Lüftungsbedarf abhängt und damit auch von der kurz zuvor getätigten Fahrweise, welche durch eine PRL-Erbringung jedoch verändert würde.

Der letztere Punkt wird anhand eines Beispiels verdeutlicht: Angenommen, eine bedarfsgeregelte RLT-Anlage würde PRL-Leistung erbringen und ihre Leistung würde daher vom aufgrund des Bedarfes bestimmten Arbeitspunktes abweichen, z.B. hat sie aufgrund der PRL-Erbringung in den letzten 15 Minuten durchschnittlich 10% weniger Leistung verwendet als aufgrund des Bedarfes optimal gewesen wäre. Damit steigt jedoch der Lüftungsbedarf und damit steigt der daraus abgeleitete aktuelle Arbeitspunkt. Der neue Arbeitspunkt würde damit der PRL-Erbringung entgegenlaufen, was nicht zulässig ist.

Es lässt sich festhalten, dass eine überbetriebliche Vermarktung der potenziellen Flexibilität einer RLT-Anlage über den PRL-Markt mit einer bedarfsgeregelten Betriebsweise nicht umsetzbar ist.

5.7.3 KONZEPT ZUR FLEXIBILITÄTSVERMARKTUNG EINER RLT-ANLAGE

Es soll ein Konzept erarbeitet werden, das die Umsetzung einer überbetrieblichen Nutzung von Flexibilitätspotenzialen aus RLT-Anlagen ermöglicht. Konkret soll dargestellt werden, wie die Flexibilität aus RLT-Anlagen für die Vermarktung am Primärregelleistungsmarkt genutzt werden kann.

Konzept zur Teilnahme am PRL-Markt

Im vorherigen Abschnitt ist deutlich geworden, dass eine RLT-Anlage die Anforderungen des PRL-Marktes nicht erfüllen kann, wenn sie mit einer bedarfsgeführten Regelung betrieben wird. Hier wird daher ein Konzept vorgestellt, wie eine RLT-Anlage auf eine fahrplanbasierte Betriebsweise umgestellt werden kann und somit am PRL teilnehmen kann.

Methodische Grundlage des Konzeptes ist ein Gebäudeklimamodell, welches ein virtuelles Duplikat des Gebäudes und des Raumklimas in Form eines Simulationsmodells ist. Dieses Modell ermöglicht es, auf Basis angenommener Inputparameter (Wetter, Belegung, innere Lasten) und definierter Raumklimasollwerten den erforderlichen Lüftungsbedarf zu bestimmen (Modus A), vgl. Abbildung 5.7-2. Alternativ kann das Modell auf Basis der Inputparameter (Wetter, Belegung, innere Lasten) und der Lüftungsleistung den Verlauf des Raumklimas simulieren (Modus B). Das Raumklima wird hierbei mit den drei Parametern Temperatur (T), relative Luftfeuchte (ρ) und CO₂-Konzentration (β_{CO_2}) beschrieben. Die Funktionsweise des Modells wird im Anhang genauer beschrieben.

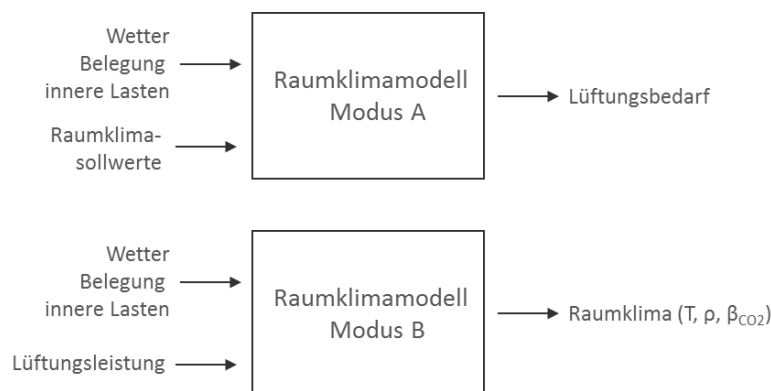


Abbildung 5.7-2: Grundlegende Funktionalität des Raumklimamodells in Modus A und Modus B.

Mit Hilfe des Modells können nun die Anforderungen I und II wie folgt erfüllt werden.

(I) Fahrplanerstellung und Angebotsabgabe, vgl. Aktivitätsdiagramm in Abbildung 5.7-3.

Für die Entscheidung, ob und wieviel PRL für eine Zeitscheibe ZS_{Di} am Tag D angeboten werden soll, wird am Tag D-2 vor der GTC mithilfe des Raumklimamodells ermittelt. Zunächst wird der Lüftungsbedarf während der Zeitscheibe ZS_{Di} ermittelt. Hierzu müssen zunächst die Inputparameter (Wetter, Belegung, innere Lasten) für den Zeitraum der Zeitscheibe (zzgl. der vorausgehenden und der anschließenden Viertelstunde) prognostiziert und an das Modell übergeben werden. Zudem werden die Raumklimasollwerte (eng) definiert, z.B. eine Solltemperatur von $23 \pm 0,5$ °C. Dann wird das Raumklimamodell im Modus A angewendet und es wird somit ein zeitlich aufgelöster Lüftungsbedarf für die Zeitscheibe ZS_{Di} und die angrenzenden

Viertelstunden bestimmt. Dieser Lüftungsbedarf wird anschließend innerhalb der Zeitscheibe stündlich gemittelt und als Lüftungsfahrplan $P_{soll,j}$ für die Stunden $j=1-4$ und für die angrenzenden Viertelstunden ($j=0$ und $j=5$) der Zeitscheibe ZS_{Di} interpretiert.

Dieser Fahrplan wird dann mit dem Raumklimamodell im Modus B hinsichtlich seiner Auswirkungen auf das Raumklima in der Zeitscheibe ZS_{Di} geprüft. Hierfür werden die Raumklimagrenzwerte entsprechend des Komfortempfindens etwas großzügiger definiert, z.B. zulässige Raumtemperaturen von 23 ± 2 °C im Frühjahr, was einem Ausnutzen des ‚Komfortspeichers‘ entspricht. Werden die Raumklimagrenzwerte nicht überschritten, wird berechnet, welche maximale Leistung $PRL_{ZS_{Di},max}$ theoretisch als PRL erbracht werden könnte.

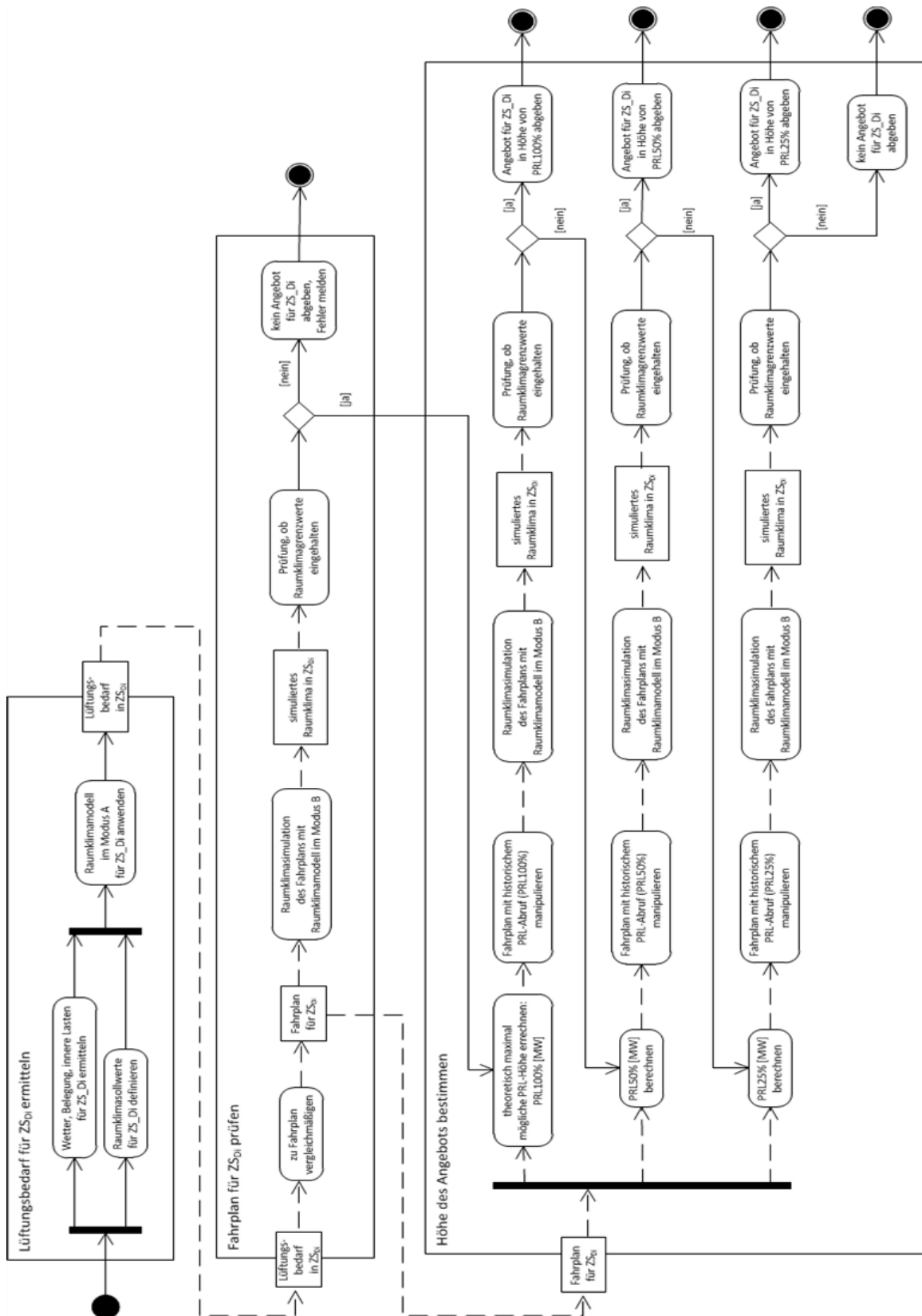


Abbildung 5.7-3: Aktivitätsdiagramm zur Visualisierung des Vorgehens für die Angebotsermittlung

Da die PRL ein symmetrisches Produkt ist, wird hierfür das Minimum aus den Sollwerten des Fahrplans $P_{soll,j}$ und aus den Differenzen der maximalen Lüftungsleistung zum Sollwert bestimmt:

$$PRL_{ZS_{D_i},max} := \min\{P_{RLT,inst} - P_{soll,j}, P_{soll,j}, j = 1..4\}$$

Aus historischen Netzfrequenzen kann abgeleitet werden, dass die Lüftungsleistung durch einen PRL-Abruf normalerweise nicht mehr als um $0,05 \cdot PRL_{ZS_{D_i},max}$ bzw. normalerweise um weniger als 5% der Lüftungsleistung P_j abweicht, vgl. Anhang. Somit kann eine weitere Prüfung mit dem Raumklimamodell im Modus B durchgeführt werden, indem die Komfortsituation untersucht wird, die entsteht, wenn die Lüftungsleistungen $P_j \pm 0,05 \cdot PRL_{ZS_{D_i},max}$ angewendet werden. Werden die Komfortgrenzen nicht überschritten, kann ein PRL-Angebot mit einer Leistung von $PRL100\% := PRL_{ZS_{D_i},max}$ gemacht werden. Werden die Komfortgrenzen verletzt, kann ein Angebot in geringerer Höhe, z.B. mit der Leistung $PRL50\% := 0,5 \cdot PRL100\%$ in Erwägung gezogen werden. Hierfür kann wiederum mit dem Raumklimamodell im Modus B geprüft werden, ob die Komfortrestriktionen bei Lüftungsleistungen von $P_j \pm 0,05 \cdot PRL50\%$ eingehalten werden. Falls der Komfort gewährleistet ist, kann ein PRL-Angebot in Höhe von $PRL50\%$ abgegeben werden, ansonsten kann die entsprechende Prüfung nochmals für eine geringere PRL-Leistung, z.B. für $PRL25\% := 0,25 \cdot PRL100\%$ durchgeführt werden und dann ggf. ein Angebot in Höhe von $PRL25\%$ abgegeben werden. Werden die Komfortgrenzen auch für die geringen Leistungsänderungen verletzt, wird für die Zeitscheibe ZS_{D_i} kein Angebot gemacht.

Durch den beschriebenen Ablauf wird zum einen der Fahrplan für ZS_{D_i} bestimmt und zum anderen kann über die Höhe eines PRL-Angebots für ZS_{D_i} entschieden werden.

Falls das PRL-Angebot für ZS_{D_i} bezuschlagt wird, muss die bezuschlagte Leistung $P_{vorgehalten}$ zum Zeitpunkt der ZS_{D_i} vorgehalten werden und es müssen zudem die in den Anforderungen unter II) beschriebenen Daten zur Verfügung gestellt werden. Das Vorgehen hierzu wird im Folgenden beschrieben.

(II) Steuerung und Datenbereitstellung im Bezuschlagungszeitraum

Bereits eine Viertelstunde vor dem Bezuschlagungszeitraum muss die RLT-Anlage fahrplanbasiert betrieben werden, damit die in den allgemeinen Bedingungen beschriebenen Echtzeitdaten ermittelt und bereitgestellt werden können. Hierzu wird der zuvor berechnete Fahrplan $P_{soll,j}$ ab dem dem Bezuschlagungszeitraum vorausgehenden Viertelstunde ($j=0$) umgesetzt. (Bei größeren Prognoseunsicherheiten kann auch kurz vorher nochmals ein aktualisierter Fahrplan berechnet werden. Dieser muss dann jedoch noch darauf geprüft werden, ob mit ihm die bezuschlagte

Leistung erbracht werden kann, bzw. sonst entsprechend modifiziert werden.) Auf Basis des Fahrplans können die erforderlichen Daten, u.a. der Arbeitspunkt und vorausseilende Arbeitspunkt ermittelt und übertragen werden. Während der Zeitscheibe der Regelleistungserbringung ($j=1-4$) kann so zudem anhand der Differenz der Leistungsmessung zum Arbeitspunkt $P_{soll,j}$ der Regelleistungswert zur Verfügung gestellt werden. Der Fahrplan $P_{soll,j}$ muss eine Viertelstunde über die bezuschlagte Zeitscheibe hinaus ($j=5$) umgesetzt werden, um die erforderlichen Daten weiter ermitteln zu können. Anschließend kann die RLT-Anlage entweder bedarfsorientiert oder weiterhin fahrplanbasiert betrieben werden.

Konzept zur Abrechnung der PRL-Erbringung

Nach den Regeln der PRL-Erbringung wird die PRL, die im Bezuschlagungszeitraum im Rahmen definierter Toleranzgrenzen ordnungsgemäß erbracht wurde, entsprechend des Angebots (Leistungspreis) vergütet. (Im Beispiel aus Abschnitt „Allgemeine Bedingungen“ wurde das Angebot über 2 MW zu 200 EUR/MW bezuschlagt und erbracht, so dass der Anbieter für diese Zeitscheibe 400 EUR erhält.) Zukünftig wird die Abrechnung nicht mehr entsprechend des gebotenen Leistungspreises (pay-as-bid) erfolgen, sondern entsprechend des teuersten noch bezuschlagten Angebots (marginal pricing). (Im Beispiel könnten weitere Angebote mit teureren Leistungspreisen bezuschlagt worden sein, deren maximaler Leistungspreis z.B. bei 300 EUR/MW lag. Der betrachtete Anbieter erhält dann wie alle anderen Anbieter 300 EUR/MW für seine bezuschlagten 2 MW, d.h. 600 EUR.) Aufgrund der fahrplanbasierten Betriebsweise der RLT-Anlage im Bezuschlagungszeitraum (und angrenzenden Viertelstunden) kann u.a. kontinuierlich der Regelleistungswert bestimmt und so die Erbringung der Regelleistung einfach nachgewiesen werden.

Zusammengefasst kann festgehalten werden, dass mit dem vorgestellten Konzept, welches mithilfe des Raumklimamodells eine fahrplanbasierte Betriebsweise von RLT-Anlagen ermöglicht, die dargestellten technisch-organisatorischen Anforderungen des PRL-Marktes erfüllt werden können und zudem eine Abrechnung nach den Regeln des PRL-Marktes erfolgen kann.

5.7.4 ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK

Raumlufttechnische (RLT-) Anlagen verfügen über ein erhebliches Flexibilitätspotenzial, das jedoch bislang praktisch nicht überbetrieblich vermarktet wird. Ein Hauptgrund hierfür wird in der weit verbreiteten bedarfsorientierten Betriebsweise der RLT-Anlagen gesehen, mit der sich die Anforderungen, die beispielsweise der Primärregelleistungsmarkt (PRL-Markt) an seine Anbieter stellt, in organisatorischer Hinsicht nicht erfüllen lassen. Die Regeln des PRL-Marktes ab Mitte

2020 sehen vor, dass zwei Tage vor PRL-Erbringung in einer 4-stündigen Zeitscheibe ein Angebot abgegeben wird, welches angebotene Leistung und Mindestvergütungspreis für diese Zeitscheibe enthält. Zudem ist es erforderlich, während der Erbringung der PRL im Bezuschlagungszeitraum u.a. kontinuierlich einen Arbeitspunkt und ggf. einen vorseilenden Arbeitspunkt zu bestimmen und an den ÜNB bzw. Aggregator zu übermitteln. Mit einer bedarfsgesteuerten RLT-Anlage lassen sich diese Anforderungen nicht erfüllen, da es keine Möglichkeit gibt, die zukünftige Betriebsleistung der RLT-Anlage im Vorfeld zu bestimmen. Daher wird hier ein Konzept für die PRL-Vermarktung von Flexibilität aus RLT-Anlagen vorgestellt, welches auf einer fahrplanbasierten Betriebsweise der Anlagen beruht. Grundlage hierfür ist ein Raumklimamodell, mit dem auf Basis bestimmter Einflussfaktoren wie Wetterdaten und Belegung die erforderliche Lüftungsleistung für ein Gebäude oder Gebäudeteil im Vorfeld berechnet werden kann. Zudem kann damit im Vorfeld geprüft werden, wie sich Raumklima und Komfort in dem Gebäude entwickeln würden, wenn ein so berechneter Fahrplan umgesetzt würde bzw. wenn es aufgrund eines PRL-Abrufs zu unsymmetrischen Abweichungen kommen würde. Hierdurch ist es möglich, die zukünftige Lüftungsleistung im Voraus zu bestimmen und daraus fristgerecht ein Angebot für den PRL-Markt abzuleiten, welches den Komfort der Gebäudenutzer später bei der PRL-Erbringung nicht gefährdet. Im Bezuschlagungszeitraum können über den Fahrplan zudem u.a. Arbeitspunkt, vorseilender Arbeitspunkt und Regelleistungswert bestimmt werden. Somit wird die PRL-Erbringung transparent nach den Regeln des PRL-Marktes nachgewiesen und kann entsprechend abgerechnet und vergütet werden.

Abschließend kann festgehalten werden, dass eine überbetriebliche Vermarktung der Flexibilität aus RLT-Anlagen mit dem vorgestellten Konzept über den PRL-Markt umgesetzt werden könnte.

Für das vorgestellte Konzept bildet das Raumklimamodell das methodische Herzstück. Mithilfe des Raumklimamodells wird eine fahrplanbasierte Betriebsweise der RLT-Anlage ermöglicht, auf Basis derer die technisch-organisatorischen Anforderungen des PRL-Marktes erfüllt werden können und zudem eine unkomplizierte Abrechnung nach den Regeln des PRL-Marktes realisiert werden kann. Eine fahrplanbasierte Betriebsweise ist nicht nur für die Abrechnung, sondern überhaupt für die Teilnahme am PRL-Markt eine zentrale Voraussetzung.

Im C/sells UAP 7.3.1 wird die Anwendbarkeit des vorgestellten theoretischen Konzeptes am Beispiel des Flughafens Stuttgart und der dort vorliegenden RLT-Anlagen in praktischer Hinsicht untersucht. Für eine Umsetzbarkeit des Konzeptes muss insbesondere betrachtet werden, ob sich das Raumklima der betrachteten Gebäude mit dem Raumklimamodell adäquat modellieren lässt und sich anhand von Wetterprognosen und erwarteten Gebäudebelegungen auch ein passender

Fahrplan prognostizieren lässt. Hierbei spielt auch die tatsächliche Datenverfügbarkeit eine Rolle. Nicht zuletzt müssen technische Randbedingungen hinsichtlich der Umstellung auf eine fahrplanbasierte Betriebsweise berücksichtigt werden.

5.7.5 ANHANG

Raumklimamodell

Das Raumklimamodell [6] ist ein Simulationsmodell, das in Matlab implementiert ist und in Abhängigkeit von äußeren Einflussparametern die Entwicklung der Behaglichkeitsparameter Raumlufttemperatur, CO₂-Konzentration und relative Luftfeuchtigkeit für einen Raum bzw. ein Gebäude berechnet. Es ist als bilanzielles Modell ausgestaltet, d.h. es wird von einem homogenen Raumluftvolumen ausgegangen und für die drei Behaglichkeitsparameter Raumtemperatur, Luftfeuchte und CO₂-Konzentration wird jeweils eine Bilanzgleichung aufgestellt, welche die jeweiligen Einflussfaktoren berücksichtigen. Dabei sind folgende Größen abgebildet:

- Leistung und Volumenstrom der raumlufttechnischen Anlage
- Personen im Büro als Wärme, Feuchte- und CO₂-Quelle
- Informations- und Kommunikationstechnik IKT als Wärmequelle
- PCs und Beleuchtung als Wärmequelle
- Fugenlüftung/Infiltration
- Wärmetransport durch Wände, Decken, Böden unter Berücksichtigung der Außentemperatur
- Solare Einstrahlung durch Fensterflächen
- Wärmespeicherung in Raumluft, Wänden, Decken und Böden

Eine Benutzerschnittstelle ermöglicht dem Anwender die Vorgabe der unterschiedlichen Parameter, wie z.B. Gebäudefläche, Gebäudealter, Lasten (Personenanzahl, IKT-Ausstattung), Jahreszeit, Datum, Uhrzeit und Luftwechselzahl. Zudem sind in Abhängigkeit des Gebäudealters Wärmekennzahlen des Gebäudes wie Wärmedurchgangskoeffizienten, Wärmeübergangskoeffizienten und Wärmespeicherparameter hinterlegt, und Wetterdaten wie Außentemperatur und Einstrahlung können über den Zeitpunkt zugefügt werden.

Die Berechnung der Raumluftparameter erfolgt unter Berücksichtigung dieser Einflussfaktoren über die im Folgenden dargestellten Bilanzgleichungen:

Wärmebilanz

Die Änderung der Raumlufttemperatur wird über die Summe der ein- und austretenden Wärmeströme $\dot{Q}_{i,t}$ und der Summe der im Raum gegebenen Wärmekapazitäten anhand folgender Gleichung bestimmt.

$$\Delta T_t = \frac{\Delta t \cdot \sum \dot{Q}_{i,t}}{\sum C_i}$$

Die im Modell betrachteten Einflussfaktoren sind in Abbildung 5.7-4 abgebildet.

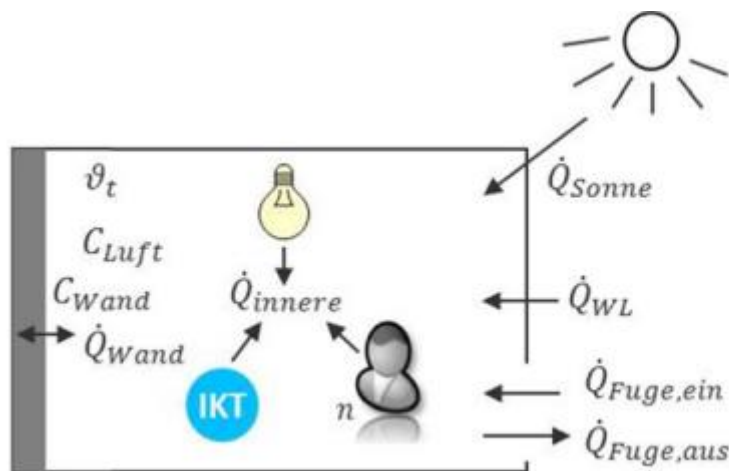


Abbildung 5.7-4: Bilanzbetrachtung der Wärmeströme im Modell [1]

Die Summe der Wärmeströme bildet sich durch die Wärmeströme der inneren Lasten \dot{Q}_{innere} (IKT, Personen, Beleuchtung), der Wärmeleitung durch Außenwände \dot{Q}_{WL} , der Sonneneinstrahlung durch die Fenster \dot{Q}_{Sonne} , der gespeicherten Wärme der Geschosdecke bzw. des Fußbodens \dot{Q}_{Wand} und durch den Wärmestrom, verursacht durch die Fugenlüftung \dot{Q}_{Fuge} .

$$\sum \dot{Q}_{i,t} = \dot{Q}_{innere} + \dot{Q}_{WL} + \dot{Q}_{Sonne} + \dot{Q}_{Wand} + \dot{Q}_{Fuge}$$

Die Wärmeübergangskoeffizienten zwischen Raumluft und Wand werden nach der Norm VDI 2078 angenommen und setzen sich aus einem strahlenden und konvektiven Anteil zusammen. Des Weiteren unterscheidet sich der Wärmeübergangskoeffizient zwischen vertikalen und horizontalen Flächen. Der Wärmestrom zwischen Wand und Raumluft wird nach

$$\dot{Q}_{Wand} = (\vartheta_{Wand} - \vartheta_t) \cdot \left(\sum A_{hor} \cdot \alpha_{hor} + \sum A_{ver} \cdot \alpha_{ver} \right)$$

In Abhängigkeit der Wandtemperatur ϑ_{Wand} berechnet. Die Wandtemperatur wird dynamisch nach der VDI-Norm 6007-1 berechnet [7]. Das thermische Verhalten des Raumes wird in dieser Norm durch ein Zwei-Kapazitäten-Modell beschrieben (2-K-Modell). Vereinfacht wird angenommen, dass eine homogene Raumlufthtemperaturverteilung im Raum herrscht. Durch diese Annahme können alle Außenbauteile, wie Außenfenster, Außenwände und Dächer, sowie alle Innenbauteile zu anders temperierten Nachbarräumen zu einem asymmetrisch beaufschlagten Bauteil zusammengefasst werden. Alle Innenbauteile, wie Geschossdecke, Fußboden und Innenwände zu gleich temperierten Nachbarräumen werden zu einem symmetrisch beaufschlagten Bauteil vereinfacht. Die Zusammenfassung der Raumelemente auf zwei Bauteile ermöglicht es, das thermische Verhalten des Raumes mit zwei Kapazitäten zu beschreiben. In Abbildung 5.7-5 ist das vollständige Ersatzmodell für das 2-K-Modell dargestellt.

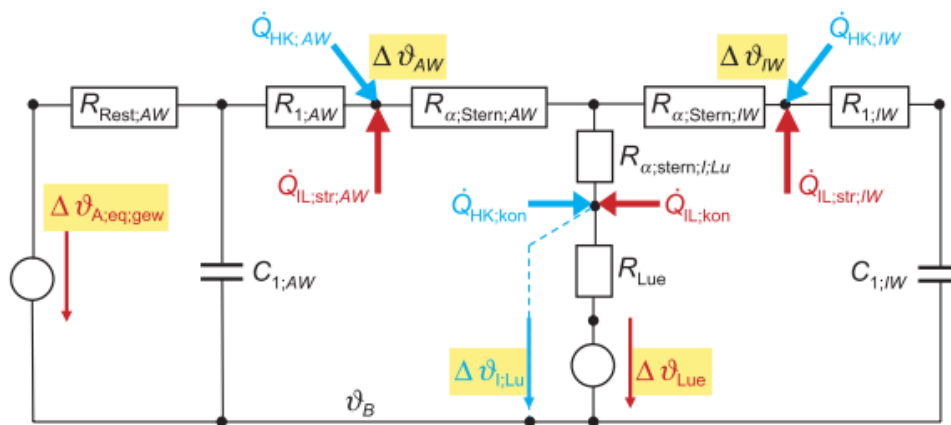


Abbildung 5.7-5: Vollständiges Ersatzmodell für das 2-K-Modell [7]

Das thermische Verhalten der einzelnen Bauteile wird nach der Richtlinie VDI 6020 als elektrisches Ersatzmodell beschrieben. Das Ersatzmodell einer mehrschichtigen Wand wird vereinfacht durch drei Widerstände und zwei Kapazitäten beschrieben. Die Ersatzmodelle der einzelnen Bauteile werden zu dem bereits genannten asymmetrisch bzw. symmetrisch beaufschlagten Bauteil zusammengefasst.

Die Summe der Wärmekapazitäten im Raum wird aus der Wärmekapazität der Raumlufthtemperatur C_{Luft} und den Wärmekapazitäten der umgebenden Innenwände C_{IW} , Außenwände C_{AW} , Geschossdecken C_{GD} , Fußböden C_{FB} und des Daches C_D gebildet. Vereinfachend wird das Mobiliar der Büroräume nicht mitbetrachtet.

$$\sum C_i = C_{Luft} + \sum C_{i,Wände} = C_{Luft} + C_{IW} + C_{AW} + C_{GD} + C_{FB} + C_{Dach}$$

Feuchtebilanz

Der Verlauf der relativen Luftfeuchte ϕ im Büro berechnet sich aus dem Quotienten des Partialdrucks des Wasserdampfes p_D und dem Sättigungsdampfdruck p_S .

$$\phi = \frac{p_D(T)}{p_S(T)}$$

Sowohl der Partialdruck des Wasserdampfes als auch der Sättigungsdampfdruck ist abhängig von der Temperatur der Büroräume und wird anhand der berechneten Temperatur der Wärmebilanz ermittelt.

Für die Bestimmung des Partialdrucks des Wasserdampfes wird die absolute Luftfeuchte, unter Berücksichtigung des Wassereintrags der im Raum befindlichen Personen und der Änderung des Wassergehalts durch die Fugenlüftung, bestimmt.

CO₂-Bilanz

Für die Bestimmung des CO₂-Inhalts in einem Büroraum wird angenommen, dass ausschließlich der CO₂-Ausstoß der im Raum befindlichen Personen sowie der Volumenstrom der Fugenlüftung und der Lüftungsanlage ($\dot{V}_{Lüftung} = \dot{V}_{Fuge} + \dot{V}_{RLT}$), die CO₂-Konzentration beeinflusst.

Folgende Bilanz ergibt sich für den CO₂-Inhalt in einem Büroraum mit dem Raumvolumen V_R zum Zeitpunkt $t + \Delta t$:

$$C_{CO_2,t+\Delta t} \cdot V_R = C_{CO_2,t} \cdot V_R + n \cdot C_{CO_2,Person} \cdot \dot{V}_{CO_2,Pers} \cdot \Delta t \\ + \dot{V}_{Lüftung} \cdot C_{CO_2,frisch} \cdot \Delta t - (\dot{V}_{Lüftung} + n \cdot \dot{V}_{CO_2,Pers}) \cdot C_{CO_2,t} \cdot \Delta t$$

Der CO₂-Gehalt zum Zeitpunkt $t + \Delta t$ berechnet sich aus dem CO₂-Gehalt zum Zeitpunkt t , den CO₂-Eintrag durch die Personen im Raum und den CO₂-Eintrag bzw. CO₂-Austrag durch die Lüftung.

5.7.5.1 Analyse der historischen Netzfrequenz

Anhand von historischen Frequenzabweichungen kann analysiert werden, um wie viel die Netzfrequenz über 4 Stunden gemittelt normalerweise bzw. maximal von der mittleren Frequenz von 50 Hz abweicht. Hierfür werden exemplarisch die Frequenzdaten vom Juli 2016 [8]

ausgewertet. In Abbildung 5.7-6 ist ein Histogramm abgebildet, das die Häufigkeitsverteilung der mittleren Netzfrequenzen während der 186 4-stündigen Zeitscheiben im Juli 2016 zeigt.

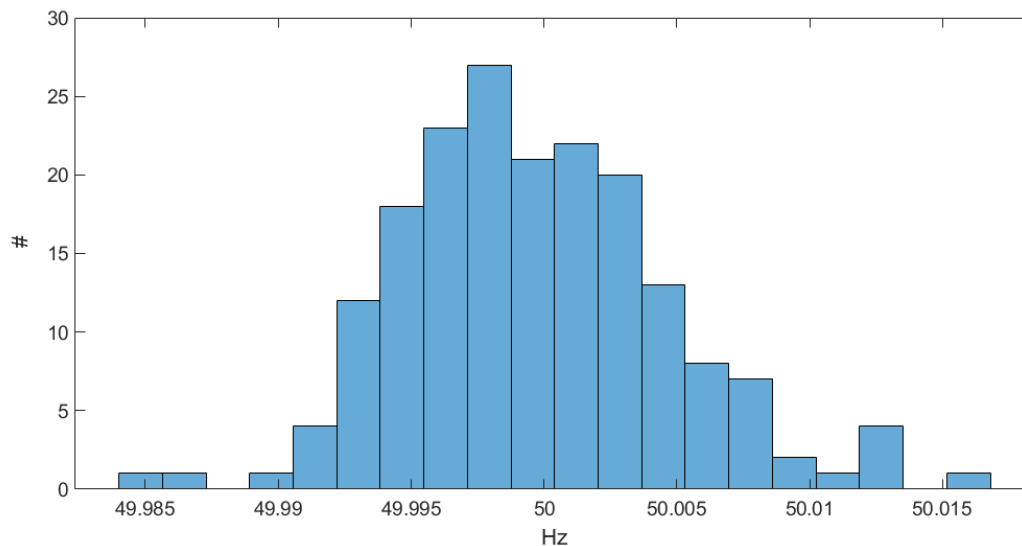


Abbildung 5.7-6: Histogramm der über die 4-stündigen Zeitscheiben gemittelten Netzfrequenzen im Juli 2016

Die 4-Stunden-Mittel der Netzfrequenz haben einen Mittelwert von $49,9997 \text{ Hz} \approx 50,000 \text{ Hz}$ und eine Standardabweichung von $\sigma = 0,005 \text{ Hz}$. Damit befinden sich die 4-Stunden-Mittel der Frequenzen mit einer 95-prozentigen Wahrscheinlichkeit (2 Sigma) im Intervall $[49,990 \text{ Hz} ; 50,010 \text{ Hz}]$. Die Intervallgrenzen werden hier als Extremfälle betrachtet und für diese Frequenzabweichungen $\Delta f_{\text{extrem}} = 0,01 \text{ Hz}$ können die Regelleistungswerte FCR_{Soll} berechnet werden:

$$FCR_{\text{Soll}} = -\frac{\Delta f_{\text{extrem}}}{0,2 \text{ Hz}} \cdot P_{\text{vorgehalten}} = -\frac{0,01 \text{ Hz}}{0,2 \text{ Hz}} \cdot P_{\text{vorgehalten}} = -0,05 \cdot P_{\text{vorgehalten}}$$

Daraus ist ersichtlich, dass bei einem PRL-Abruf in 95 % der Fälle, die Lüftungsleistung nicht um mehr als 5% der vorgehaltenen Leistung von der Sollleistung abweicht. Da die vorgehaltene Leistung nie höher ist als die Sollleistung des Fahrplans, weicht damit die Lüftungsleistung durch einen PRL-Abruf über die Zeitscheibe gemittelt nie mehr als 5% vom Sollwert ab.

Beispiel: Wenn eine RLT-Anlage mit 210 kW während der Zeitscheibe ZS_{Dj} mit $P_j = 110 \text{ kW}, j = 1..4$ Leistung betrieben werden soll, könnte ein PRL-Angebot über 100 kW ($= P_{\text{vorgehalten}} = \text{PRL}100\%$) gemacht werden. Im extremen Erbringungsfall (über 4h gemittelte Frequenzabweichung $\Delta f = 0,01 \text{ Hz}$) würde die RLT-Anlage über die 4 Stunden durchschnittlich statt mit 110 kW (ohne PRL-

Erbringung) mit 105 kW bzw. 115 kW laufen. In 95% der Fälle wäre die durchschnittliche Leistungsabweichung noch geringer.

5.7.6 LITERATUR

- [1] T. Henzler et al., Untersuchung der Realisierbarkeit von Lastverschiebungspotentialen durch die zeitliche Flexibilisierung von RLT-Anlagen. Projektbericht. Verfügbar unter: <http://www.zfes.uni-stuttgart.de/deutsch/projekte.html>.
- [2] Verordnung (EU) 2017/2195 der Kommission vom 23. November 2017 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem: C/2017/7774, 2017.
- [3] Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG, 2009.
- [4] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO, Präqualifikationsverfahren für Regelreserveanbieter (FCR, aFRR, mFRR) in Deutschland ("PQ-Bedingungen"), 2019.
- [5] Transmission System Operators, Proposal for the establishment of common and harmonised rules and processes for the exchange and procurement of Frequency Containment Reserve (FCR) in accordance with Art. 33 of COMMISSION REGULATION (EU) 2017/2195 establishing a guideline on electricity balancing, 2018.
- [6] M. Zeile, „Weiterentwicklung eines bilanziellen Modells zur Simulation des Raumklimas in MATLAB“. Studienarbeit, IER, Universität Stuttgart, Stuttgart, 2018.
- [7] Berechnung des instationären thermischen Verhaltens von Räumen und Gebäuden - Raummodell, 6007 Blatt 1, 2015.
- [8] TransnetBW, Regelenergie Bedarf + Abruf: Datei für Juni 2016. [Online] Verfügbar unter: <https://www.transnetbw.de/de/strommarkt/systemdienstleistungen/regelenergie-bedarf-und-abruf#netz2016>.