

**Entwicklung eines vollautomatisierten Regelalgorithmus  
für ein Energiemanagementsystem zur Steuerung einer  
100 % regenerativen Energieversorgung  
am Beispiel Barbados**

**Dissertation**  
**zur Erlangung des akademischen Grades**  
**Doktor der Wirtschaftswissenschaften (Dr. rer. pol.)**  
**an der Europa-Universität Flensburg**

**Von:**

Alexander Kroggel

**Gutachter:**

Prof. Dr. Olav Hohmeyer

Prof. Dr. Rajesh Saiju

Flensburg, Deutschland

Oktober 2024

## Danksagungen

Diese Arbeit ist während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter an der Hochschule Flensburg und anschließender Anstellung bei der Nissen Biogas GmbH & Co. KG sowie der Schleswig-Holstein Netz AG entstanden.

Ich möchte mich bei allen Personen bedanken, die mich während dieser Zeit unterstützt haben. Besonders möchte ich mich bei meinem Doktorvater Prof. Olav Hohmeyer für die Betreuung meiner Arbeit bedanken. Ich konnte viel durch seine konstruktiven Hinweise lernen.

Weiterhin möchte ich mich bei Prof. Saiju für die Betreuung meiner Arbeit als Zweitgutachter und für das entgegengebrachte Vertrauen zur Mitarbeit an verschiedenen Forschungsprojekten bedanken.

Bei Herrn Bernd und Dirk Nissen möchte ich mich für die mehrjährige Zusammenarbeit sowie die Möglichkeit zur Erstellung und Bewertung von sektorübergreifenden Versorgungssystemen bedanken.

Aus tiefstem Herzen möchte ich mich bei meiner Familie und meinen Freunden bedanken, die mich während der gesamten Zeit begleitet und motiviert haben. Vanessa, vielen Dank für deine Geduld und deine Liebe.

Flensburg, Oktober 2024

Alexander Kroggel

## Inhalt

Danksagungen .....	ii
Inhalt.....	iii
Zusammenfassung .....	vi
1. Einleitung .....	- 1 -
1.1. Stand der Technik.....	- 3 -
1.2. Forschungsziel.....	- 4 -
1.3. Methodik .....	- 4 -
1.4. Aufbau der Arbeit.....	- 5 -
2. Eigenschaften von elektrischen Netzen.....	- 7 -
2.1. Regelung Wirkleistungseinspeisung und Frequenzhaltung.....	- 7 -
2.2. Regelung Blindleistungseinspeisung und Spannungshaltung .....	- 10 -
2.3. Zusätzliche Funktionen zur Netzstabilisierung .....	- 11 -
2.4. Berechnung der Stromgestehungskosten.....	- 12 -
3. Barbados.....	- 13 -
3.1. Elektrisches Netz von Barbados.....	- 13 -
3.2. Elektrischer Energiebedarf von Barbados .....	- 13 -
3.3. Wetterbedingungen für Windkraftanlagen auf Barbados .....	- 17 -
3.4. Wetterbedingungen für Photovoltaikanlagen auf Barbados .....	- 20 -
3.5. Auswahl Wetterjahr Windkraft- und Photovoltaikanlagen auf Barbados .....	- 21 -
4. Energiemanagementsystem .....	- 23 -
4.1. Aufbau und Funktionsweise des Energiemanagementsystems .....	- 24 -
4.2. Kraftwerksmodelle für das Energiemanagementsystem .....	- 28 -
4.2.1. Modell Dieselgeneratoren oder Gas- und Dampfturbinen ohne Speicher.....	- 28 -
4.2.2. Modell Gasturbinen mit Speicher.....	- 38 -
4.2.3. Pumpspeicherkraftwerk ohne Regelleistungsbereitstellung .....	- 43 -
4.2.4. Pumpspeicherkraftwerk mit Regelleistungsbereitstellung .....	- 50 -
4.2.5. Modell eines Gas- oder Wasserspeicher.....	- 61 -
4.2.6. Photovoltaik- und Windkraftanlagen.....	- 64 -
4.3. Anpassung elektrische Last an Knotenschwerpunkten .....	- 68 -
4.3.1. Anpassung Last und Regelleistungsbedarf wirtschaftliche Optimierung.....	- 68 -
4.3.2. Anpassung Last Stabilitätsanalyse.....	- 69 -
4.4. Einspeiseleistungsprognose für Photovoltaik- und Windkraftanlagen.....	- 71 -

4.5.	Module Netz.....	- 73 -
4.5.1.	Modell für Knotenschwerpunkte.....	- 73 -
4.5.2.	Kabel oder Freileitungen.....	- 75 -
4.6.	Wirtschaftliche Optimierung und Prüfung der Netzstabilität.....	- 84 -
4.6.1.	Wirtschaftliche Optimierung.....	- 84 -
4.6.2.	Prüfung der Netzstabilität.....	- 84 -
5.	Kraftwerksmodelle zur Analyse des Frequenzverhaltens.....	- 86 -
5.1.	Simulationsmodell eines Dieselgenerator.....	- 86 -
5.2.	Simulationsmodell eines ternären Pumpspeicherkraftwerkes.....	- 90 -
5.3.	Simulationsmodell für unterfrequenzabhängigen Lastabwurf.....	- 94 -
6.	Energiemanagementsystem für Barbados.....	- 95 -
6.1.	Simulationsergebnisse zum Szenario <i>Barbados Referenz</i> .....	- 96 -
6.2.	Simulationsergebnisse zum Szenario <i>Barbados Zukunft</i> .....	- 113 -
7.	Fazit.....	- 128 -
8.	Ausblick.....	- 131 -
	Abbildungsverzeichnis.....	x
	Tabellenverzeichnis.....	xiii
	Abkürzungsverzeichnis.....	xiv
	Symbolverzeichnis.....	xv
	Literaturverzeichnis.....	xxv
	Anhang.....	xxxv
	Anhang A: Ergebnisse Szenario <i>Barbados Referenz</i> .....	xxxvi
	Anhang B: Ergebnisse Szenario <i>Barbados Referenz</i> exkl. Reparaturzeiten.....	xliv
	Anhang C: Leistungsdifferenzen Zeitraum Woche für <i>R01 bis R28</i> .....	xlvii
	Anhang D: Ergebnisse Szenario <i>Barbados Referenz</i> inkl. Reparaturzeiten.....	l
	Anhang E: Ergebnisse Szenario <i>Barbados Referenz</i> inkl. Reparaturzeiten.....	lxvi
	Anhang F: Leistungsdifferenzen Zeitraum eines Jahres <i>Barbados Referenz</i> .....	lxvii
	Anhang G: Technische Eigenschaften der Generatoren Szenario <i>Barbados Referenz</i> .....	lxviii
	Anhang H: Wirtschaftliche Eigenschaften der Generatoren Szenario <i>Barbados Referenz</i> .....	lxix
	Anhang I: Elektrisches Netz Szenario <i>Barbados Referenz</i> .....	lxx
	Anhang J: Ergebnisse Szenario <i>Barbados Zukunft</i> exkl. Reparaturzeiten.....	lxxi
	Anhang K: Ergebnisse Szenario <i>Barbados Zukunft</i> inkl. Reparaturzeiten.....	lxxii
	Anhang L: Ergebnisse Szenario <i>Barbados Zukunft</i> inkl. Reparaturzeiten.....	xcix
	Anhang M: Leistungsdifferenzen Zeitraum eines Jahres <i>Barbados Zukunft</i> .....	c
	Anhang N: Technische Eigenschaften der Generatoren Szenario <i>Barbados Zukunft</i> .....	cii

Anhang O: Wirtschaftliche Eigenschaften der Generatoren Szenario *Barbados Zukunft*..... civ  
Anhang P: Elektrisches Netz Szenario *Barbados Zukunft*..... cv  
Anhang Q: ARIMA-Modelle für Leistungsprognose ..... cvi

## Zusammenfassung

Weltweit haben regenerative Energien im Jahr 2020 lediglich mit 27,8 % bei der Deckung des Bedarfes an elektrischer Energie beigetragen. Ein Ausbau von Photovoltaik- und Windkraftanlagen erhöht die Unabhängigkeit von fossilen Brennstoffen und unterstützt bei der Erreichung der Klimaziele. Die Bereitstellung elektrischer Energie aus diesen Anlagen ist wetterabhängig und daher weniger vorhersagbar als bei konventionellen Kraftwerken. Vorhandene Konzepte zur Deckung von Grund- oder Spitzenlasten sind nicht mehr zeitgemäß und neue Konzepte müssen entworfen werden, um die aktuellen und zukünftigen Anforderungen an ein Energiesystem zu erfüllen. Energiemanagementsysteme können die Integration von Photovoltaik- oder Windkraftanlagen unterstützen, Energieflüsse optimieren und bei der Einhaltung vorgegebener Netzstabilitäten unterstützen. Das elektrische Energiesystem kann mit ihrer Hilfe weiter dekarbonisiert werden, sodass im Idealfall eine 100 % regenerative Energieversorgung entsteht. Bei der Bestimmung optimaler Installationsleistungen verschiedenster elektrischer Anlagen sind neben wirtschaftlichen Eigenschaften auch technische Randbedingungen wie beispielsweise die Netzstabilität und die damit verbundenen Regelleistung zur Stabilisierung zu berücksichtigen. Das in dieser Arbeit gesetzte Forschungsziel ist die Entwicklung eines Energiemanagementsystems, welches auf der einen Seite die wirtschaftliche Betriebsweise eines elektrischen Netzes anstrebt und auf der anderen Seite seine Stabilität berücksichtigt.

Um den Einfluss und die Funktionsweise des zu entwerfenden Energiemanagementsystem darzustellen wird eine Wirtschaftlichkeitsanalyse und Demonstration am Beispiel von Barbados vorgestellt, wobei verschiedene Anforderungen und Randbedingungen zu berücksichtigen sind. Zur Beschreibung des elektrischen Energiesystems mit den enthaltenen elektrischen Anlagen werden Modelle entwickelt, welche verschiedenste Randbedingungen wie beispielsweise das Wetter, die Netzstabilität oder die Verfügbarkeit von Anlagen berücksichtigen. Zusammen mit einem Optimierungsalgorithmus ist das Energiemanagementsystem in der Lage Energieflüsse zu ermitteln, welche zum einen wirtschaftlich optimal sind und zum anderen technische Randbedingungen wie beispielsweise eine geforderte Netzstabilität berücksichtigen. Der Einfluss auf die Stromgestehungskosten und die Arbeitsweise des Energiemanagementsystems werden am Beispiel Barbados mit Hilfe von zwei Szenarien gezeigt. Dies ermöglicht einen Vergleich zwischen einem weitestgehend von Kraftstoffimporten abhängigen elektrischen Energiesystem und einem zukünftigen 100 % regenerativen elektrischen Energiesystem. Im zukünftigen Energiesystem werden Elektroautos und eine Versorgung von Kreuzfahrtschiffen aus dem elektrischen Netz berücksichtigt.

Die Ergebnisse dieser Arbeit zeigen, dass das entwickelte Energiemanagementsystem zum einen auf ein weitestgehend von Kraftstoffimporten abhängiges elektrisches Energiesystem angewandt werden kann und zum anderen in der Lage ist die wirtschaftlich optimalen Energieflüsse in einem 100 % regenerativen Energiesystem zu ermitteln. Dabei berücksichtigt es in beiden Fällen die geforderte Netzstabilität. Die Ergebnisse zeigen weiterhin, dass mit dem Einsatz eines Energiemanagementsystems und dem Aufbau zusätzlicher elektrischer Anlagen die Stromgestehungskosten gesenkt werden können. Das entwickelte Energiemanagementsystem ist in der Lage Elektroautos und die Versorgung von Kreuzfahrtschiffen aus dem elektrischen Netz zu berücksichtigen und greift damit auch in den Verkehrssektor ein, um eine zusätzliche Dekarbonisierung zu ermöglichen. Ein umfangreicher Ausbau von Photovoltaik- und Windkraftanlagen kann durch den Bau eines Pumpspeicherkraftwerkes in Kombination mit einer Batterieanlage erreicht werden. Die notwendig kurze Reaktionszeit ermöglicht es Laständerungen im elektrischen Netz von Barbados weitestgehend ausgeglichen zu können.

Zur Analyse von elektrischen Netzen stehen verschiedene Simulationstools wie PyPSA, oemof, PowerFactory oder NEPLAN zur Verfügung. PyPSA ermöglicht eine Optimierung für linearisierte elektrische Energiesysteme und kann beispielsweise bei der Minimierung jährlicher Systemkosten unterstützen. Mit Hilfe von oemof können ebenfalls Energiesysteme optimiert werden. Unter anderem kann dies eine Minimierung von jährlichen Systemkosten beinhalten. Klassische Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen in elektrischen Systemen sind mit dem Simulationstool PowerFactory möglich. Weiterhin können Wirtschaftlichkeitsberechnungen und Zuverlässigkeitsanalysen durchgeführt werden. Eine Berücksichtigung von Installations- und Betriebskosten unterschiedlicher Komponenten ist innerhalb von PowerFactory möglich. Das Simulationstool NEPLAN ist in der Lage eine mehrperiodische Optimierung von elektrischen Energiesystem durchzuführen und kann dabei die  $n-1$  Ausfallbeschränkung berücksichtigen. Die Versorgungssicherheit kann mit Hilfe der Simulationstools PowerFactory und NEPLAN bewertet werden, jedoch leiten diese daraus keine vorzuhaltenden Regelleistungen ab. Eine Ermittlung des optimalen Einsatzes von Anlagen in einem Energiesystem und die damit verbundenen Einspeise- und Bezugsleistungen sowie die Bereitstellung von Regelleistungen kann somit nicht erfolgen. Die Simulationstools PyPSA und oemof sind mit den in der Bibliothek enthaltenen Funktionen nicht in der Lage die Versorgungssicherheit von elektrischen Energiesystemen ausreichend zu berücksichtigen. Das hier vorgestellte Energiemanagementsystem strebt eine wirtschaftliche Betriebsweise eines elektrischen Netzes an und berücksichtigt dabei die geforderte Netzstabilität sowie technische Randbedingungen.

Für den Ausbau von erneuerbaren Energie wie Photovoltaik- oder Windkraftanlagen werden Energiemanagementsysteme immer wichtiger. Sie ermöglichen eine effiziente Nutzung fluktuierender Energiequellen und können dabei verschiedene Randbedingungen wie Speicherstände, Wetterdaten oder die Netzauslastung bei der Optimierung der Energieflüsse berücksichtigen. Künstliche Intelligenz spielt bei der Weiterentwicklung von Energiemanagementsystemen eine wichtige Rolle, um diese Systeme weiter zu dynamisieren. Selbst lernende Algorithmen können auch bei komplexen elektrischen Netzen in kürzester Zeit effizient Entscheidungen treffen. Durch die steigende Komplexität in einem Netz wird diese Eigenschaft in Zukunft immer wichtiger. Dabei ist es wichtig gesetzte Sicherheitskriterien zu beachten und im Algorithmus zu implementieren. Künstliche Intelligenz kann weiterhin auch für genauere oder schnellere Prognosewerte eingesetzt werden, sodass eine effizientere Einsatzplanung ermöglicht wird. Die Einbeziehung von Bezugsleistungen in den Optimierungsalgorithmus bietet weiteres Potential ein noch effizienteres Gesamtsystem zu erhalten. Es können hierfür einzelne Haushaltsgeräte oder ganze Industrieanlagen in das Energiemanagementsystem aufgenommen werden. Der Bedarf an Speicherkapazitäten kann durch die Optimierung von Bezugsleistungen gesenkt werden. Ein weiteres wichtiges Thema bei automatisierten Energiesystemen ist Cybersicherheit. Erfolgreiche Angriffe auf zunehmend autonom agierender Energiemanagementsysteme haben immer weitreichendere Folgen. Kritische Dienste wie Krankenhäuser oder Verkehrssysteme sind vor den Folgen solcher Angriffe zu schützen. Mit Hilfe von Cybersicherheit können moderne Gesellschaften von den Vorteilen der Energiemanagementsysteme profitieren.

Das in dieser Arbeit vorgestellte Energiemanagementsystem beschränkt sich auf die oberste Spannungsebene, sodass elektrische Lasten an Knotenschwerpunkten zusammengefasst sind. Eine detaillierte Betrachtung innerhalb der Mittel- und Niederspannung findet nicht statt. Damit werden lokale Effekte in diesen Spannungsebenen nicht berücksichtigt. Die Simulationsergebnisse berücksichtigen eine Übertragungsleistung von Leitungen. Es wird davon ausgegangen, dass mögliche Engpässe im Netz wie eine dauerhafte Belastung von Stromwandlern, Leistungsschaltern oder Sammelschienen, die durch Kabel oder Freileitungen mögliche Übertragungsleistung nicht reduzieren. Zur Ermittlung der Übertragungsleistung von Leitungen werden Dauerstrombelastbarkeiten verwendet, sodass die Übertragungsleistung mit konservativen Werten angenommen ist. Selbstlernende Algorithmen finden in dieser Arbeit keine Anwendung, können jedoch die Verarbeitungsgeschwindigkeit von komplexen Systemen erhöhen. Ein solcher Algorithmus ist in der Lage das Anlagenverhalten von Photovoltaik- und Windkraftanlagen zu beschreiben. Er lernt das Anlagenverhalten auf Basis von Wetterdaten für die vorhergesagte Einspeiseleistung und dem Vergleich mit der gemessenen Einspeiseleistung.

## 1. Einleitung

Im Jahr 2020 wird der weltweite Bedarf an elektrischer Energie lediglich mit 27,8 % aus regenerativen Energien gedeckt (bp, 2021, S. 65). Mit 35,1 % stellen Kraftwerke, die durch Kohle betrieben werden, den größten Anteil an der elektrischen Energieproduktion dar. Ein Ausbau der regenerativen Energien führt zu einer von fossilen Brennstoffen unabhängigeren elektrischen Energieproduktion. Jedoch ist der Einsatz von Photovoltaik- und Windkraftanlagen aufgrund ihrer Abhängigkeit vom Wetter mit einem höheren Regelleistungsbedarf verbunden, da Schwankungen in der elektrischen Energieproduktion ausgeglichen werden müssen.

Der IPCC-Report (IPCC, 2022, S. 8) macht deutlich, dass selbst unter Berücksichtigung aller fünf Szenarien von *SSP1-1.9* bis *SSP5-8.5* eine Wahrscheinlichkeit von mehr als 50 % besteht eine globale Erderwärmung um 1,5 °C im Vergleich zum vorindustriellen Zeitalter in naher Zukunft zu erreichen oder sogar zu überschreiten. Regenerative Energien können bei der Erreichung der Klimaziele (BMUB, 2016, S. 2) helfen unabhängiger von fossilen Brennstoffen zu werden. Die Abschaltung von Atomkraft- und Kohlekraftwerken und die Erhöhung der Installationsleistung von Windkraft- und Photovoltaikanlagen führt zu einer Steigerung der Abhängigkeit von Wetterverhältnissen im elektrischen Energiesystem. Um die fluktuierende Bereitstellung von elektrischer Energie auszugleichen und damit das elektrische Netz zu stabilisieren sind Regelleistungen notwendig. Vorhandene Konzepte zur Deckung von Grund- und Spitzenlast sind nicht mehr zeitgemäß und andere Konzepte sind auf Basis der neuen Anforderungen zu entwickeln.

Neben der Ermittlung von optimalen Installationsleistungen für unterschiedliche Anlagen innerhalb eines elektrischen Energiesystems, basierend auf historischen Messwerten, ist sein stabiler Betrieb unter Realbedingungen wichtig. Die Vorhaltung von Regelleistungen soll unerwartete Ereignisse wie beispielsweise einen Generatorausfall, einen Kurzschluss im Netz oder die Änderung der Einspeiseleistung von Photovoltaik und Windkraftanlagen weitestgehend kompensieren, um die Anforderungen an die Netzstabilität zu gewährleisten. Die für einen stabilen Betrieb notwendige Regelleistung hängt von den unterschiedlichen Randbedingungen des zu betrachtenden Netzes ab. Der Regelleistungsbedarf wird ermittelt und ist von den unterschiedlichen elektrischen Anlagen im Netz zu decken. Unter Berücksichtigung von wirtschaftlichen und technischen Eigenschaften werden die zu nutzenden Anlagen für die Regelleistungsbereitstellung ausgewählt. Über ein Kommunikationsnetzwerk gelangt die Information über die Vorhaltung von Regelleistung zu den ausgewählten Einheiten. Eine Aktivierung dieser

Leistung erfolgt in Abhängigkeit von der Netzfrequenz. Somit können die ausgewählten Anlagen schnellstmöglich auf Änderungen im elektrischen Energiesystem reagieren.

Ein Energiemanagementsystem übernimmt die Bestimmung von optimalen Einspeise- und Bezugsleistungen unter Berücksichtigung technischer und wirtschaftlicher Randbedingungen und sorgt für einen sicheren Betrieb des hybriden Kraftwerkspark.

Inseln wie Barbados betreiben ein eigenes elektrisches Energiesystem und besitzen daher keinen Anschluss an das elektrische Netz von Südamerika. Die Versorgung mit elektrischer Energie auf Barbados wird zum größten Teil durch die Verbrennung von Diesel oder Kerosin sichergestellt (Barbados Light & Power Company, 2020, S. 43), (Castalia, 2010, S. 2-16). Für die Gasturbinen werden Diesel und Kerosin als Kraftstoff genutzt. Für das Jahr 2019 betrug der Bedarf an elektrischer Energie rund 1.013 GWh/a wobei 968 GWh/a durch Dieselgeneratoren und Gasturbinen gedeckt wurden. Der Anteil der Brennstoffkosten an den Gesamtkosten für die Versorgung mit elektrischer Energie betrug \$ 280.000.000 bzw. 58 %. Die Regierung von Barbados hat das Ziel definiert bis zum Jahr 2030 eine 100 % erneuerbare und klimaneutrale Bereitstellung von elektrischer Energie auf dieser Insel aufzubauen, um unabhängiger von fossilen Brennstoffen zu werden sowie die Kosten für den Bezug von elektrischer Energie zu senken (Ministry of Energy & Water Resources, 2021, S. 69). Bei der Transformation des elektrischen Energiesystems kann es wirtschaftlich sinnvoll sein wichtige elektrische Leitungen aufgrund des Klimawandels in Form eines Kabels zu verlegen. Verschiedene Förderprogramme wie der Green Climate Fund (Green Climate Fund, 2023, S. 38) helfen bei der Finanzierung solcher Projekte und sorgen dafür, dass Energiesysteme unabhängiger vom Klimawandel werden. Zusätzlich kann die Frage nach der wirtschaftlich optimalen Zusammensetzung von elektrischen Anlagen unterschiedlicher Technologien aufkommen. Bei der Auswahl werden meist unterschiedliche Randbedingungen wie beispielsweise vorhandene Netzstrukturen oder der elektrische Energiebedarf an verschiedenen Orten berücksichtigt. Weiterhin haben verfügbare Bestrahlungsstärken und Windgeschwindigkeiten Einfluss auf eine Auswahl. Neben der Installationsleistung sind auch die Zeitpunkte und Intensität der Nutzung aller Anlagen für einen wirtschaftlichen Betrieb des Gesamtsystems zu ermitteln. Diese Aufgabe kann von verschiedensten Energiemanagementsystemen übernommen werden. Eine Optimierung kann neben wirtschaftlichen Interessen aber auch die Umweltfreundlichkeit der unterschiedlichen Technologien oder die Erfüllung einer vorgegebenen Gesamtsystemstabilitätsgrenze berücksichtigen. So kann unter anderem auch das Ziel einer 100 % regenerativen elektrischen Energieversorgung definiert werden.

## 1.1. Stand der Technik

Um den Bedarf regenerativer Energien oder anderer Anlagen unter Berücksichtigung verschiedenster Randbedingungen abzuschätzen, die zur Deckung einer elektrischen Last notwendig sind, stehen Simulationstools wie beispielsweise PyPSA (Brown et al., 2018, S. 2 ff.), oemof (Hilpert et al., 2018, S. 18 ff.), PowerFactory (DIgSILENT GmbH, 2024) sowie NEPLAN (NEPLAN, o.D.) zur Verfügung.

Mit Hilfe von PyPSA können Optimierungen für linearisierte elektrische Energiesysteme durchgeführt und beispielsweise jährliche Systemkosten minimiert werden. Hierfür stehen die beiden Module *pypsa.opf* und *pypsa.linopf* zur Verfügung (PyPSA, 2021). Eine Berücksichtigung von möglichen Ausfällen von Netzabschnitten und deren Auswirkungen kann über das Modul *pypsa.Network.sclopf()* erfolgen (PyPSA, 2021). Hier werden zusätzliche Randbedingungen genutzt, sodass Netzabschnitte nach einem Ausfall von ausgewählten Teilen des elektrischen Gesamtsystems möglicherweise nicht überlastet werden.

Eine Optimierung von Energiesystemen und Reduzierung von jährlichen Systemkosten ist ebenfalls mit oemof möglich (Hilpert et al., 2018, S. 18 ff.). Neben vordefinierten Modellen für beispielsweise Lasten oder Knotenschwerpunkten besteht auch die Möglichkeit eigene Modelle zu entwerfen oder vorhandene Modelle zu erweitern. Für die Optimierung selbst steht das Modul *oemof.solph* zur Verfügung (Krien et al., 2020, S. 2).

Das Simulationstool PowerFactory bietet neben der klassischen Lastfluss- und Kurzschlussberechnung von elektrischen Systemen ebenfalls eine Möglichkeit zur Wirtschaftlichkeitsberechnung (DIgSILENT GmbH, 2021) und Zuverlässigkeitsanalyse (DIgSILENT GmbH, 2021). Bei der Wirtschaftlichkeitsberechnung können Installations- und Betriebskosten unterschiedlicher Komponenten berücksichtigt werden. Um das Verhalten von fluktuierenden Erzeugungsanlagen nachzubilden, stehen unter anderem die Monte-Carlo oder Quasi-Monte-Carlo Methode zur Verfügung. Die Zuverlässigkeitsanalyse ermöglicht die Untersuchung der Netzstabilität durch die Nutzung verschiedener Ausfallmodelle für z.B. Generatoren, Leitungen oder Transformatoren. Weiterhin bietet sie die Möglichkeit zur Analyse der Fähigkeit eines elektrischen Energieversorgungssystems alle Systemlasten zu versorgen.

NEPLAN ermöglicht eine mehrperiodische Optimierung von elektrischen Energiesystemen unter Berücksichtigung der n-1-Ausfallbeschränkung (NEPLAN, o.D.). Die Versorgungssicherheit kann über die Qualitätskennzahl ERIS (Evaluation of Reliability Index for Electric Systems) bestimmt werden (Axpo, 2020, S. 3).

Die Simulationstools PowerFactory und NEPLAN sind zwar in der Lage die Versorgungssicherheit zu bewerten, jedoch leiten die Programme daraus keine vorzuhaltenden Regelleistungen für ein Energiesystem ab und ermitteln somit nicht die optimalen Anlagen zur Regelleistungsbereitstellung unter Berücksichtigung von wirtschaftlichen und technischen Randbedingungen. Mit den in der Bibliothek enthaltenen Funktionen sind PyPSA und oemof nicht in der Lage die Versorgungssicherheit von elektrischen Netzen ausreichend zu berücksichtigen. Sie bieten aber im Gegensatz zu den Programmen PowerFactory und NEPLAN die Möglichkeit zusätzliche Bedingungen für die Optimierung zu definieren und somit die geforderten Anforderungen an die Versorgungssicherheit zu berücksichtigen.

Für die Ermittlung der optimalen Installationsleistungen der unterschiedlichen elektrischen Erzeugungsanlagen und Speichervolumen auf Barbados sind die Anforderungen an die Netzstabilität, wirtschaftliche und technische Randbedingungen sowie das vorhandene Potential für Windkraft- und Photovoltaikanlagen zu berücksichtigen. Die vorgestellten Simulationstools sind entweder nicht in der Lage eine solche Optimierung durchzuführen oder sie können nicht entsprechend erweitert werden.

### 1.2. Forschungsziel

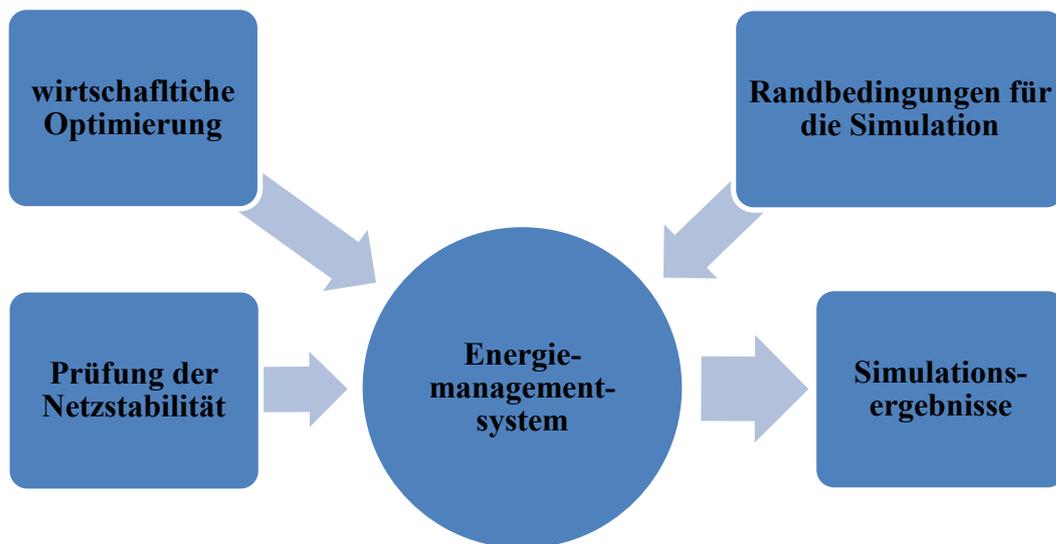
Das Forschungsziel dieser Arbeit ist die Entwicklung eines Energiemanagementsystems, welches auf der einen Seite die wirtschaftliche Betriebsweise eines elektrischen Netzes anstrebt und auf der anderen Seite seine Stabilität berücksichtigt. Die Teilziele sind folgende:

- Entwicklung von Modellen verschiedener Anlagen eines elektrischen Energiesystems
- Wirtschaftlichkeitsanalyse und Demonstration des Energiemanagementsystems am Beispiel von Barbados unter Berücksichtigung von Anforderungen und Randbedingungen

### 1.3. Methodik

Das methodische Vorgehen innerhalb dieser Arbeit ist in Abbildung 1 dargestellt. Die Entwicklung eines Energiemanagementsystems wird mit der Software Matlab durchgeführt. Matlab ist für numerische Berechnungen geeignet, wobei Lösungen mit Hilfe von Matrizen-basierter Mathematik ermittelt werden. Der Funktionsumfang kann durch die Aktivierung verschiedener Toolboxen erweitert werden. Innerhalb dieser Arbeit wird die Optimization Toolbox für die Lösung von Optimierungsproblemen genutzt (MathWorks, 2022). Der entwickelte Programmcode ist auf dem beiliegenden Stick zu finden. Die Randbedingungen für das mögliche

zukünftige und aktuelle Energiesystem von Barbados sind zu ermitteln. Hierzu zählen beispielsweise Installationsleistungen, Nutzung von Funktionen zur Stabilisierung des elektrischen Netzes und Wetterbedingungen auf der Insel. Das zu entwickelnde Energiemanagementsystem wird auf diese Szenarien angewendet, wobei Eigenschaften zur wirtschaftlichen Optimierung wie z.B. Kosten für die Bereitstellung von elektrischer Energie sowie technische Bedingungen wie Ausfallwahrscheinlichkeiten von elektrischen Anlagen zu berücksichtigen sind. Ein modularer Aufbau ermöglicht die individuelle Gestaltung des Energiemanagementsystems, um es optimal an die Gegebenheiten vor Ort anzupassen. Die Auswirkungen von Generatorausfällen oder Kurzschlüssen auf die Netzstabilität können mit Hilfe der Software Simulink ausgewertet werden. Simulink ist eine Erweiterung von Matlab und verwendet grafische Programmiersprachenwerkzeuge für die Modellierungen, Simulationen sowie Analysen verschiedener dynamischer Systeme (MathWorks, 2022).



**Abbildung 1: Methodisches Vorgehen**  
(Quelle: eigene Darstellung)

## 1.4. Aufbau der Arbeit

In Kapitel 2 werden die grundlegenden Eigenschaften und Funktionen innerhalb eines elektrischen Netzes vorgestellt. Hierzu zählen wirtschaftliche und technische Eigenschaften wie beispielsweise Stromgestehungskosten oder eine geforderte Netzstabilität.

Das Kapitel 3 gibt einen Überblick über die aktuelle Bereitstellung von elektrischer Energie und enthält Informationen zu den angenommenen Lastprofilen für Haushalte und Industrieanlagen sowie für Elektrofahrzeuge und eine mögliche Versorgung von Kreuzfahrtschiffen durch einen Landanschluss. Weiterhin beinhaltet es eine Analyse der Wetterdaten auf Barbados für die Jahre 1980 bis 2020.

Das Energiemanagementsystem und die dazugehörigen Funktionen werden im Kapitel 4 vorgestellt. Der modulare Aufbau ermöglicht die Zusammenstellung eines individuellen Energiemanagementsystems mit Hilfe der hier vorgestellten Elemente wie beispielsweise Pumpspeicherkraftwerke oder Freileitungen und Kabel.

Um den Einfluss von Generatorausfällen auf das elektrische Netz zu analysieren werden die hierfür wichtigen Modelle in Kapitel 5 vorgestellt.

In Kapitel 6 werden die beiden ausgewählten Szenarien *Barbados Referenz* sowie *Barbados Zukunft* und die dazugehörigen Simulationsergebnisse vorgestellt. Der Einfluss verschiedener Funktionen auf den Optimierungsprozess zur Auswahl der elektrischen Anlagen wird ebenfalls in diesem Kapitel dargestellt.

Das Kapitel 7 enthält ein Fazit der Arbeit, indem die zentralen Ergebnisse zusammengefasst und bewertet werden.

Das abschließende Kapitel 8 zeigt einen Ausblick auf zukünftige Forschungsperspektiven und mögliche Weiterentwicklungsmöglichkeiten.

## 2. Eigenschaften von elektrischen Netzen

An ein elektrisches Netz können Anlagen angeschlossen werden, die verschiedene Energieformen in elektrische Energie umwandeln und diese dem Netz bereitstellen. Über Kabel, Freileitungen und eventuell notwendige Transformatoren kann die elektrische Energie zu Haushalten oder Industrieanlagen transportiert werden. Netzeigenschaften, wie Frequenz und Spannung, müssen innerhalb vorgegebener Wertebereiche liegen, um beispielsweise eine Beschädigung von Anlagen im elektrischen Netz zu vermeiden.

Auf Barbados beträgt die Nennfrequenz im elektrischen Netz 50 Hz. Die Netzfrequenz ist vom Gleichgewicht zwischen der Bereitstellung und dem Bezug von elektrischer Leistung abhängig. Sie soll laut Netzbetreiber auf Barbados in einem Wertebereich zwischen 49,8 Hz und 50,2 Hz liegen (Barbados Light & Power Company Limited, 2017, S. 141). Hierfür wird Regelleistung vorgehalten, die bei Abweichung der Netzfrequenz von der Nennfrequenz automatisch aktiviert wird. Somit können beispielsweise Änderung der Einspeiseleistung von Photovoltaik- oder Windkraftanlagen aufgrund von Wetterschwankungen, Generatorausfälle oder Änderungen der Einspeiseleistung von Generatoren aufgrund von Fahrplanänderungen ausgeglichen werden. Die Spannungsabweichungen zwischen der Netz- und Nennspannung auf der Insel Barbados liegen bei Normalbetrieb bei  $\pm 6\%$  (Barbados Light & Power Company Limited, 2017, S. 142). Bei größeren Störungen können die Netzfrequenz und die Netzspannung außerhalb dieser vorgegebenen Bereiche liegen. Die vorzuhaltende Regelleistung beeinflusst zum einen technische Eigenschaften wie die Netzstabilität und zum anderen wirtschaftliche Eigenschaften wie die Stromgestehungskosten, sodass zwischen einem wirtschaftlich optimalen Betrieb und der hieraus resultierenden Netzstabilität abzuwägen ist.

### 2.1. Regelung Wirkleistungseinspeisung und Frequenzhaltung

Das Verhalten der Winkelgeschwindigkeit eines Generators lässt sich über die folgenden Gleichungen beschreiben. Das antreibende mechanische Drehmoment eines Generators  $T_m$  kann beispielsweise in einem Pumpspeicherkraftwerk über das Variieren der Durchflussmenge beeinflusst werden. Das bremsende elektrische Drehmoment eines Generators  $T_e$  hängt von der Einspeiseleistung des Generators ab. Die Winkelgeschwindigkeit  $\omega$  der elektrischen Anlage ist über das Trägheitsmoment  $J$  mit den beiden Drehmomenten verknüpft. Eine Änderung des antreibenden oder bremsenden Drehmoments beeinflusst die Netzfrequenz  $f$ .

$$\omega = \frac{1}{J} \int (T_m - T_e) dt \quad (1)$$

$$\omega = 2\pi f \quad (2)$$

Abbildung 2 zeigt die Struktur einer Regelung für die Wirkleistungseinspeisung und Frequenzhaltung eines Generators. Die Regelung der Wirkleistungseinspeisung eines Generators ist abhängig von der Winkelgeschwindigkeit des Rotors  $\omega_m$ , der aktuellen Wirkleistungseinspeisung des Generators  $P_{eo}$  sowie der durch ein Energiemanagementsystem ermittelten Einspeiseleistung  $P_{EMS}$  und der vorzuhaltenden positiven und negativen Regelleistung  $P_{reg,EMS}$ . Um das elektrische Netz bei unvorhergesehenen Ereignissen wie beispielsweise einem Generatorausfall ohne eine durch die Optimierung mit einem Energiemanagementsystem verursachte Zeitverzögerung schnellstmöglich zu stabilisieren, wird eine droop-Kennlinie eingesetzt. Sie befindet sich im lokalen Kraftwerksregler und beschreibt die Aktivierung von Regelleistung in Abhängigkeit der Netzfrequenz.

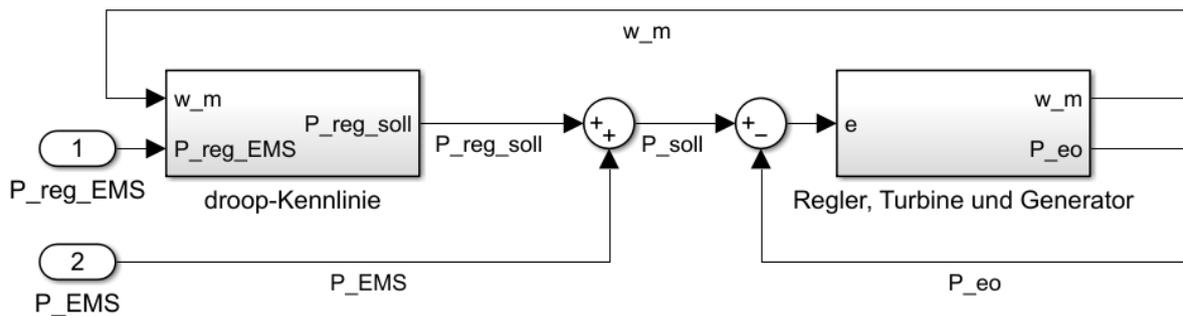
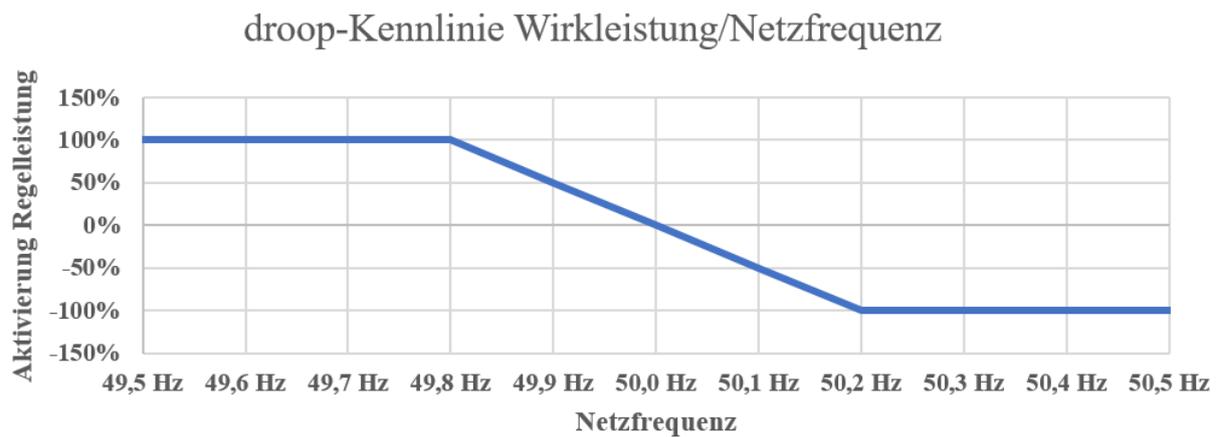


Abbildung 2: Struktur Regelung für Wirkleistungseinspeisung  
(Quelle: eigene Darstellung)

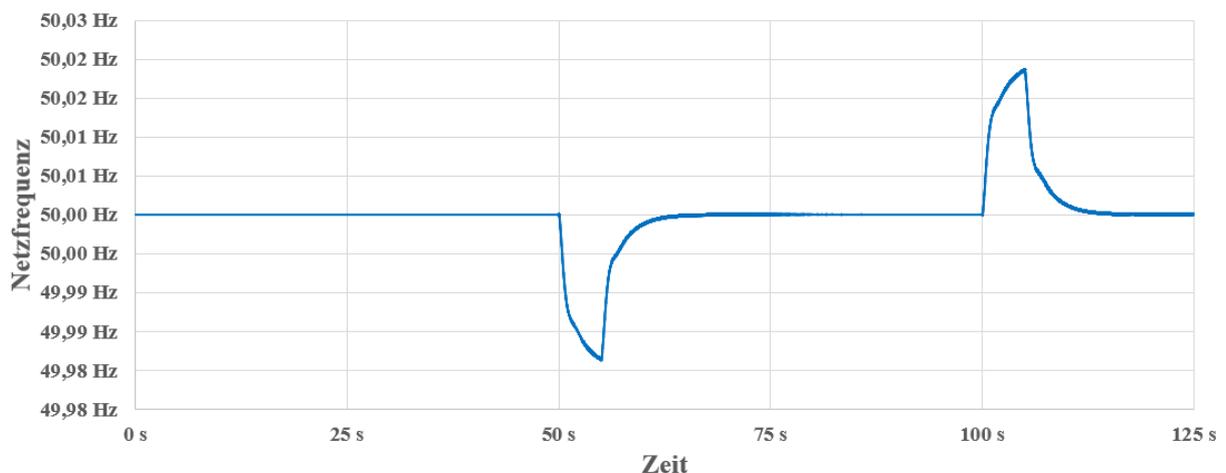
Abbildung 3 zeigt das Verhalten der droop-Kennlinie für die Wirkleistungseinspeisung und Frequenzhaltung. Eine Aktivierung der vollen positiven Regelleistung erfolgt bei Netzfrequenzen unterhalb  $f_{min}$  und eine Aktivierung der vollen negativen Regelleistung erfolgt bei Netzfrequenzen oberhalb  $f_{max}$ . Im Bereich zwischen  $f_{min}$  und  $f_{max}$  ist die Regelleistung in Abhängigkeit der Netzfrequenz zu aktivieren und es wird keine Regelleistung aktiviert, wenn die Netzfrequenz der Nennfrequenz  $f_n$  entspricht. Für den Verbund der zentraleuropäischen Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E betragen die Werte 49,8 Hz für  $f_{min}$ , 50,2 Hz für  $f_{max}$  und 50,0 Hz für  $f_n$  (ENTSO-E, 2011, S. 9).



**Abbildung 3: Verhalten droop-Kennlinie für Wirkleistung/Netzfrequenz**

(Quelle: eigene Darstellung nach (ENTSO-E, 2011, S. 9))

Abbildung 4 zeigt das Verhalten der Netzfrequenz bei Änderungen der elektrischen Last. Die von Generatoren zur Verfügung gestellte Wirkleistung stimmt zu Beginn mit der der elektrischen Last im Netz überein, sodass die Netzfrequenz der Nennfrequenz von 50,00 Hz entspricht. Besteht ein größerer Bedarf an Wirkleistung als von den Generatoren im Netz bereitgestellt wird, nimmt die Netzfrequenz Werte kleiner der Nennfrequenz an. Entsprechend nimmt die Netzfrequenz Werte größer der Nennfrequenz an, wenn ein geringerer Bedarf an Wirkleistung im Netz besteht als von den Generatoren bereitgestellt wird.



**Abbildung 4: Verhalten der Netzfrequenz bei Laständerungen**

(Quelle: eigene Darstellung)

In dem Zeitraum 50 bis 55 s wird der Bedarf an Wirkleistung im Netz erhöht, sodass Regelleistung notwendig ist, um die Netzfrequenz wieder auf die Nennfrequenz zu stabilisieren. In dem Zeitraum 100 bis 105 s wird der Bedarf an Wirkleistung im Netz gesenkt, sodass ebenfalls Regelleistung notwendig ist, um die Netzfrequenz wieder auf die Nennfrequenz zu stabilisieren.

## 2.2. Regelung Blindleistungseinspeisung und Spannungshaltung

In Hochspannungsnetzen können beispielsweise Synchrongeneratoren zur Regelung der Netzspannung eingesetzt werden. In Abhängigkeit der Erregerspannung kann der Synchrongenerator über- oder untererregt betrieben werden. Dies beeinflusst die Blindleistungsbereitstellung der Maschine. Die Spannungsabweichung zwischen Netz und Anlage kann mit Hilfe der Längsspannungsdifferenz  $\Delta V_d$  und der Querspannungsdifferenz  $\Delta V_q$  beschrieben werden. Dabei hängt die Spannungsabweichung von der Netzspannung  $V_{Netz}$  sowie der von der Anlage bezogenen oder eingespeisten Wirkleistung  $P_{Anl}$  und Blindleistung  $Q_{Anl}$  ab. Die Spannungsabweichung wird weiterhin durch den Wirkwiderstand  $R_L$  sowie die Reaktanz  $X_L$  der Leitung zwischen Anlage und Netz beeinflusst (Zeraati et al., 2018, S. 3584). In Hochspannungsnetzen liegt das R/X-Verhältnis im Allgemeinen unter 0,1, sodass die Längs- und Querspannungsdifferenz weitestgehend von der eingespeisten Blindleistung abhängen (Herwig Renner, 2003, S. 20). In Niederspannungsnetzen ist dieses Verhältnis größer, sodass hier die Wirkleistung  $P_{Anl}$  einen stärkeren Einfluss auf die Spannungsdifferenz besitzt.

$$\Delta V_d = \frac{P_{Anl} * R_L + Q_{Anl} * X_L}{V_{Netz}} \quad (3)$$

$$\Delta V_q = \frac{P_{Anl} * R_L - Q_{Anl} * X_L}{V_{Netz}} \quad (4)$$

Um die Erregerspannung von Synchrongeneratoren einzustellen, werden entsprechende Regler eingesetzt (IEEE, 1992, S. 3). Sie erhalten Messwerte zu der Spannung am Netzverknüpfungspunkt und vergleichen diese mit einem Referenzwert. Meist ändert ein PI-Regler in Abhängigkeit der Differenz zwischen den beiden Werten den Erregerstrom, um die Spannung am Netzverknüpfungspunkt dem Referenzwert anzunähern.

Abbildung 5 visualisiert den beschriebenen Zusammenhang zwischen der Spannung an einer Anlage und der dazugehörigen Wirk- und Blindleistungseinspeisung. Die Anlage ist über eine Leitung mit einem R/X-Verhältnis von 0,1 mit einem Hochspannungsnetz verbunden. Aufgrund dieses Verhältnisses hängt die Anlagenspannung weitestgehend von der Blindleistungseinspeisung und nur geringfügig von der Wirkleistungseinspeisung ab.

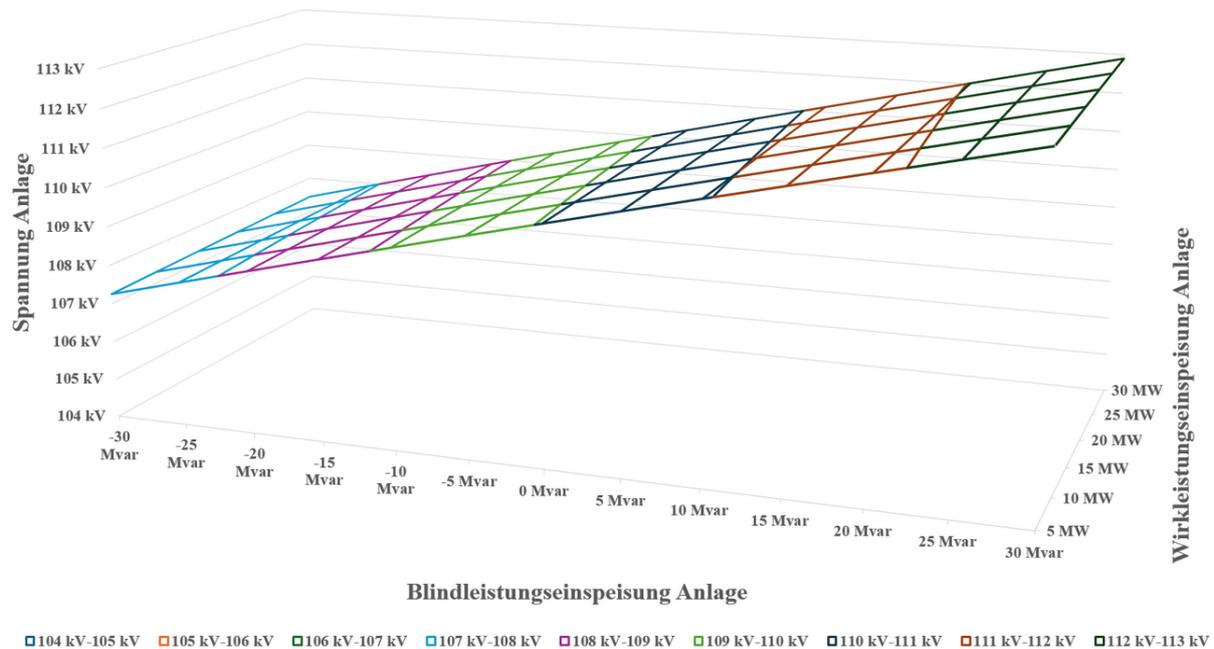


Abbildung 5: Verhalten Spannung bei der Anlage bei Änderungen der Einspeiseleistung  
(Quelle: eigene Darstellung)

### 2.3. Zusätzliche Funktionen zur Netzstabilisierung

Neben der Regelleistungsbereitstellung können unterschiedliche Funktionen wie beispielsweise der unterfrequenzabhängigen Lastabwurf eingesetzt werden, um das Netz im Fehlerfall zu stabilisieren. Reicht die Regelleistung nicht aus, um die Netzfrequenz wieder auf Nennfrequenz zurückzuführen, findet durch diese Funktion ab einer Frequenz unter 49,0 Hz eine Lastanpassung statt. In Abhängigkeit der Netzfrequenz sind stufenweise elektrische Lasten vom Netz zu trennen, um die Netzfrequenz zu erhöhen. Die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber und mehrere Verteilnetzbetreiber haben hierfür die Anwendungsregel VDE-AR-N-4142 erarbeitet (VDE, 2020, S. 10 ff.).

Fehlerhafte Anlagenkomponenten wie Leitungen oder Maschinen können mit Hilfe von Schutzfunktionen wie einem Distanz-, Differential- oder unabhängiger Maximalstromzeit-schutz (Siemens AG, 2020, S. 13) vom Netz getrennt werden, sodass der Rest des Netzes weiterbetrieben werden kann. Dabei greifen die Schutzgeräte je nach eingesetzter Funktion auf Strom- sowie Spannungsmesswerte zurück und geben im Fehlerfall ein Auslösebefehl an den entsprechenden Leistungsschalter.

Die mögliche übertragbare Leistung von Freileitungen oder Kabeln kann durch verschiedene Monitoringsysteme gesteigert werden, um einen notwendige Netzausbau abzuwenden. Hierzu zählen Systeme zum Freileitungs- oder Auslastungsmonitoring (Hannes Seidl, 2016, S. 24).

Beim Freileistungsmonitoring ist die Betriebstemperatur des Leiterseils zu überwachen, welche beispielsweise vom Stromfluss durch den Leiter, der Außentemperatur sowie der Windgeschwindigkeit abhängt. Im Gegensatz hierzu kann ein Auslastungsmonitoring je nach Verschmutzungsgrad des elektrischen Netzes die zu übertragende Leistung um rund 25 %, maximal jedoch bis 50 %, steigern. Im Fehlerfall sind Komponenten des bestehenden Netzes vor Überlast zu schützen, sodass beispielsweise die Einspeiseleistungen von Windkraft- oder Photovoltaikanlagen innerhalb einer Zeitspanne von kleiner 200 Millisekunden zu reduzieren ist. Das Auslastungsmonitoring macht somit für Netzausfälle reservierte Leistungsreserven nutzbar. Eine Kombination beider Monitoringsysteme ist möglich, um die übertragbare Leistung von Freileitungen oder Kabeln ohne einen langjährigen Netzausbau zu steigern.

## 2.4. Berechnung der Stromgestehungskosten

Die Berechnung der Stromgestehungskosten (LCOE) ermöglicht einen Vergleich der Bereitstellungskosten für elektrische Energie von unterschiedlichen Kraftwerken mit unterschiedlichen Eigenschaften. Die Stromgestehungskosten können mit Hilfe der folgenden Gleichungen bestimmt werden (The Oxford Institute for Energy Studies, 2015, S. 13).

Von einer Einheit  $i$  ergeben sich annualisierte Investitionskosten  $c_i^{capex}$  nach Gleichung (5) aus den spezifischen Investitionskosten  $capex_i$ , dem gewichteten Kapitalkostensatz  $WACC$ , der Lebensdauer  $n_i$  sowie den fixen Betriebs- und Instandhaltungskosten  $f_i^{om}$ . Die zu berechnenden Betriebskosten  $c_i^{opex}$  ergeben sich nach Gleichung (6) aus den Brennstoffkosten  $c_i^{brst}$  sowie den variablen Betriebs- und Instandhaltungskosten  $c_i^{var}$ . Zusammen mit der Installationsleistung der gesamten Einheit  $P_i^{inst}$ , der von ihr zum Zeitpunkt  $t$  bereitgestellten elektrischen Leistung  $P_{i,t}$ , der Dauer des Zeitschritts  $\tau$  und dem jährlichen Nettoenergiebedarf  $E_{net}$  berechnen sich die Stromgestehungskosten  $LCOE$  nach Gleichung (7).

$$c_i^{capex} = capex_i * \frac{WACC * (1 + WACC)^{n_i}}{(1 + WACC)^{n_i} - 1} * (1 + f_i^{om}) \quad (5)$$

$$c_i^{opex} = c_i^{brst} + c_i^{var} \quad (6)$$

$$LCOE = \left( \sum_{i=1}^I c_i^{capex} * P_i^{inst} + \sum_t^T \sum_i^I c_i^{opex} * P_{i,t} * \tau \right) * \frac{1}{E_{net}} \quad (7)$$

### **3. Barbados**

Barbados ist eine von mehreren Inseln im karibischen Meer und gehört der Inselgruppe Kleine Antillen an. Auf Barbados leben in 12 Distrikten auf einer Fläche von insgesamt 431 km<sup>2</sup> ungefähr 278.000 Einwohner (BSS Barbados Statistical Service, 2013, S. 365) Es herrscht ein typisches tropisches Klima, wobei die Temperaturen selten unter 21 °C sinken. Weiterhin besitzt Barbados eine windzugewandte und eine windabgewandte Seite. Der Flughafen befindet sich auf der windzugewandten Seite (Tom Rogers et al., 2019, S. 119).

#### **3.1. Elektrisches Netz von Barbados**

Das elektrische Netz von Barbados besteht aus 18 Umspannwerken (USAID, 2021, S. 64), welche über Kabel und Freileitungen miteinander verbunden sind (ABB, 2009, S. 7 ff.). An das elektrische Netz sind im Jahr 2019 Dieselgeneratoren (125 MW), Gasturbinen (86 MW) und Dampfturbinen (40 MW) angeschlossen (Barbados Light & Power Company, 2020, S. 43). Eine 10 MW zentrale Photovoltaikanlage sowie 24 MW verteilte Photovoltaikanlagen unterstützen bei der Versorgung elektrischer Lasten (Fair Trading Commission, 2019, S. 10).

#### **3.2. Elektrischer Energiebedarf von Barbados**

Der elektrische Energiebedarf auf der Barbados ist in den Jahren 2014 bis 2019 von 998 GWh/a auf 1.013 GWh/a geringfügig gestiegen (Barbados Light & Power Company, 2020, S. 43). Er wird hauptsächlich durch Dieselgeneratoren und Gasturbinen gedeckt. Die elektrische Spitzenlast auf Barbados beträgt ungefähr 150 MW.

Für das Jahr 2012 teilt die Energy Transition Initiative den elektrischen Energiebedarf von Barbados in die Sektoren Industrie und Gewerbe (63 %), Wohnungen (31 %) und Verluste (6 %) auf (Energy Transition Initiative, 2015, S. 2). Für das Jahr 2018 gibt sie an, dass sich der Anteil am elektrischen Energiebedarf von Barbados auf die Sektoren Wohnungen (33 %), Kleingewerbe (21 %), öffentlicher Sektor (16 %), Hotels (15 %), Industrie (9 %) und Andere (6 %) aufteilt (Energy Transitions Initiative, 2020, S. 1).

Mit Hilfe von Standardlastprofilen für die unterschiedlichen Sektoren kann der Verlauf der elektrischen Last von Barbados nachgebildet werden (C. Fünfgeld, 1999). Unter Berücksichtigung der zuvor genannten Randbedingungen wie einer Spitzenlast von 150 MW und einem

elektrischen Energiebedarf von 1.013 GWh/a (Barbados Light & Power Company, 2020, S. 43) entsteht der in Abbildung 6 gezeigte Verlauf der elektrischen Last von Barbados. Die durch die Olav Hohmeyer nachgebildete Lastkurve (Hohmeyer, 2014, S. 15) zeigt einen ähnlichen Verlauf.

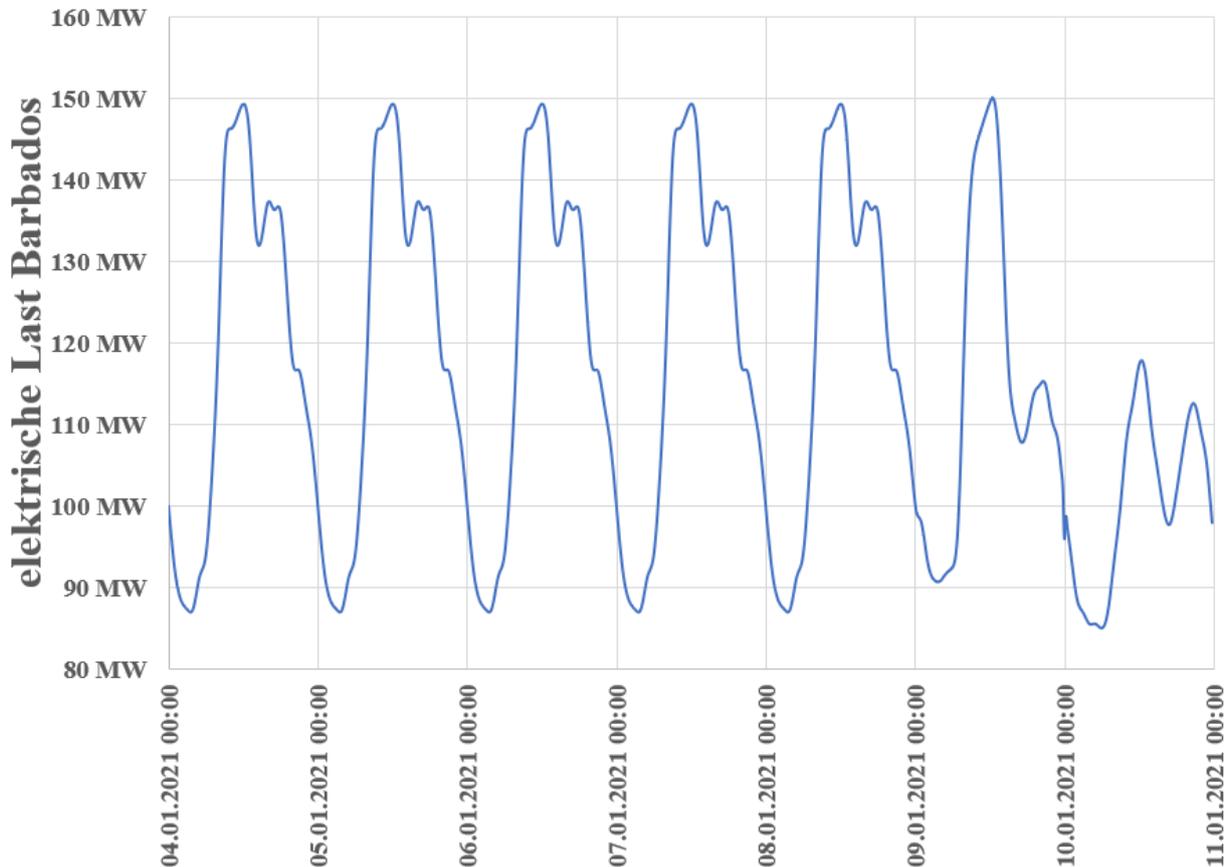


Abbildung 6: Verlauf der elektrischen Last von Barbados

(Quelle: Eigene Darstellung nach (Barbados Light & Power Company, 2020, S. 43))

Mit Hilfe des Aufbaus des elektrischen Netzes von Barbados (Wo, 2019, S. 45), der angenommenen Bevölkerungsverteilung (BSS Barbados Statistical Service, 2013, S. 365) sowie dem jährlichen elektrischen Energiebedarf aus dem Jahresabschlussbericht des Energieversorgers Barbados Light & Power Company (Barbados Light & Power Company, 2020, S. 43) kann der in Abbildung 6 gezeigte Lastverlauf auf die entsprechenden Knotenschwerpunkte im Netz aufgeteilt werden.

Abbildung 7 zeigt die angenommene elektrische Last der Kreuzfahrtschiffe bei Anschluss an das elektrische Netz von Barbados. Die Lastdaten beruhen auf einer detaillierten Hafenstatistik, welche auf der tatsächlichen Ankunft und Aufenthaltsdauer von Kreuzfahrtschiffen aus dem Jahr 2018 basiert (BPI, 2020).

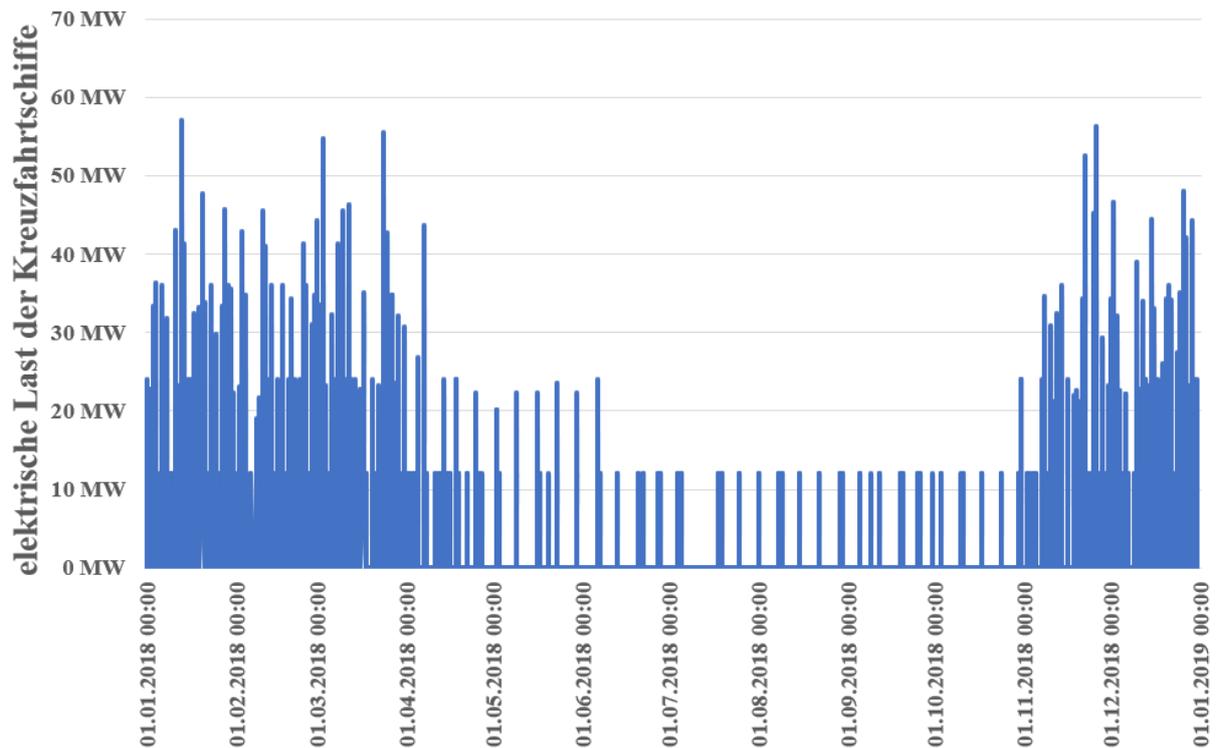


Abbildung 7: angenommene elektrische Last der Kreuzfahrtschiffe  
(Quelle: Eigene Darstellung nach (BPI, 2020))

Bei den zu untersuchenden Szenarien werden zwei Lastprofile für Elektroautos angewendet. Sie besitzen einen elektrischen Energiebedarf von 265 GWh/a bei einer angenommenen Elektrifizierungsrate von 80 % (Gay et al., 2018, S. 75 ff.), (Taibi et al., 2017, S. 4).

Abbildung 8 zeigt das angenommene Lastprofil für Elektrofahrzeuge für das sofortige Laden bei Ankunft zu Hause (Gay et al., 2018, S. 75 ff.), (Taibi et al., 2017, S. 4). Die ersten Elektrofahrzeuge werden gegen 15:00 Uhr geladen. Um 19:00 Uhr ist die Maximallast von 177 MW zu erwarten. Gegen 00:15 Uhr beträgt die elektrische Last durch das Laden der Elektrofahrzeuge wieder 0 MW.

Eine Annahme, dass Elektrofahrzeuge zwischen 16:30 und 17:30 Uhr aufgrund von Hauptverkehrszeiten auf der Insel Barbados nicht geladen werden können (Pariser, 2000, S. 81), hätte zur Folge, dass die elektrische Last aufgrund der fehlenden Lademöglichkeit in den Folgestunden auf einen Maximalwert von 191 MW steigt. Ein solcher Anstieg hätte zur Folge, dass die Installationsleistung der mit Biodiesel betriebenen Generatoren ebenfalls steigen muss.

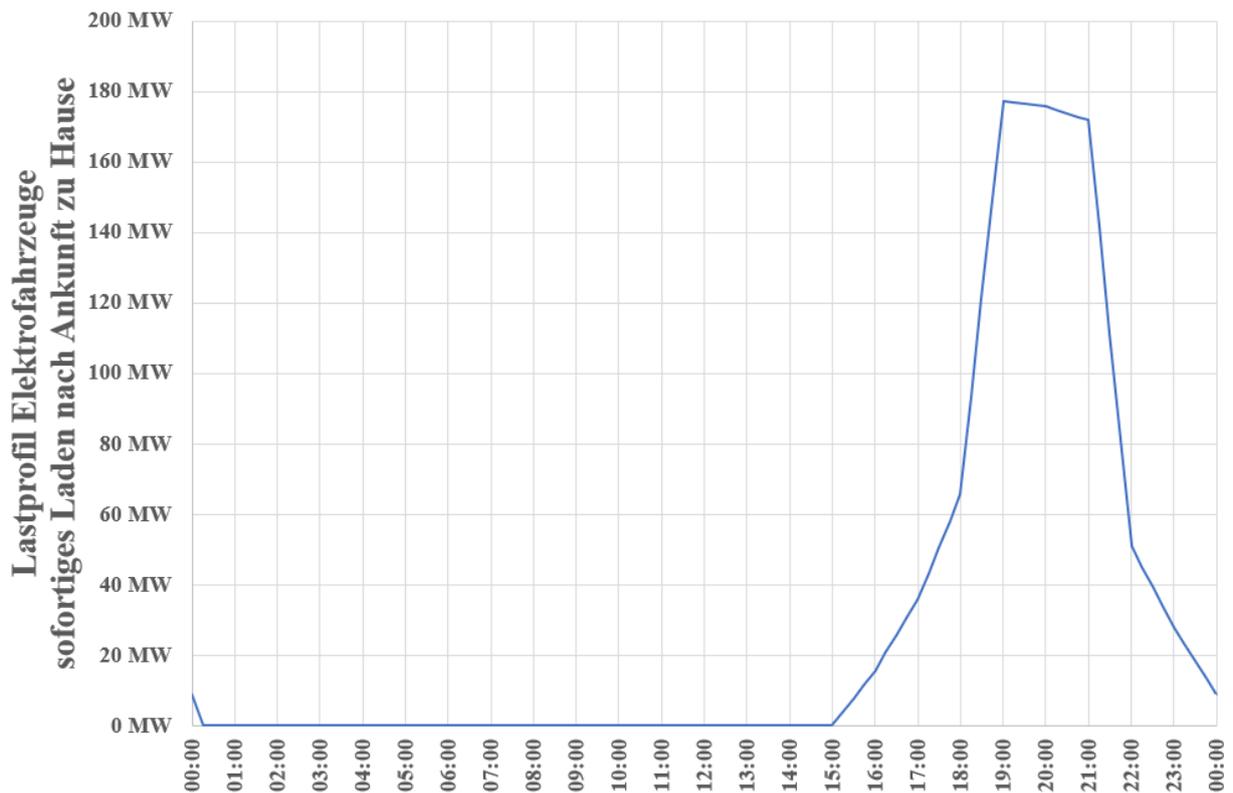


Abbildung 8: Lastprofil Elektrofahrzeuge sofortiges Laden nach Ankunft zu Hause

(Quelle: Eigene Darstellung nach (Gay et al., 2018, S. 75 ff.), (Taibi et al., 2017, S. 4))

Abbildung 9 zeigt das Lastprofil für Elektrofahrzeuge, welches auf dem Einspeiseverhalten von Photovoltaikanlagen auf der Insel Barbados basiert. Die Einspeiseleistungen des ausgewählten Wetterjahres von 2013 beim Breitengrad 13,14 und beim Längengrad -59,61 stammen von *Renewables.Ninja* (Pfenninger et al., 2016, S. 1252 ff.). Zusammen mit der Annahme, dass das Lastprofil dem Mittelwert aus den Einspeiseleistungen der Photovoltaikanlagen entspricht, entsteht das in Abbildung 9 gezeigte Lastprofil für Elektrofahrzeuge auf Barbados. Die ersten Elektrofahrzeuge werden um 05:00 Uhr geladen. Um 11:00 Uhr beträgt die elektrische Last durch das Laden der Elektrofahrzeuge 101 MW und erreicht somit ihren Maximalwert. Erst am Nachmittag um 17:15 Uhr werden keine Elektrofahrzeuge mehr geladen.

Die Last zum Laden der Elektrofahrzeuge steigt bei einer Annahme, dass zu den Hauptverkehrszeiten auf der Insel Barbados keine Elektrofahrzeuge zwischen 07:30 und 08:30 Uhr sowie zwischen 16:30 und 17:30 Uhr geladen werden können (Pariser, 2000, S. 81) auf einen Maximalwert von 112 MW. Ein solcher Anstieg hätte zur Folge, dass die Installationsleistung der mit Biodiesel betriebenen Generatoren ebenfalls steigen muss.

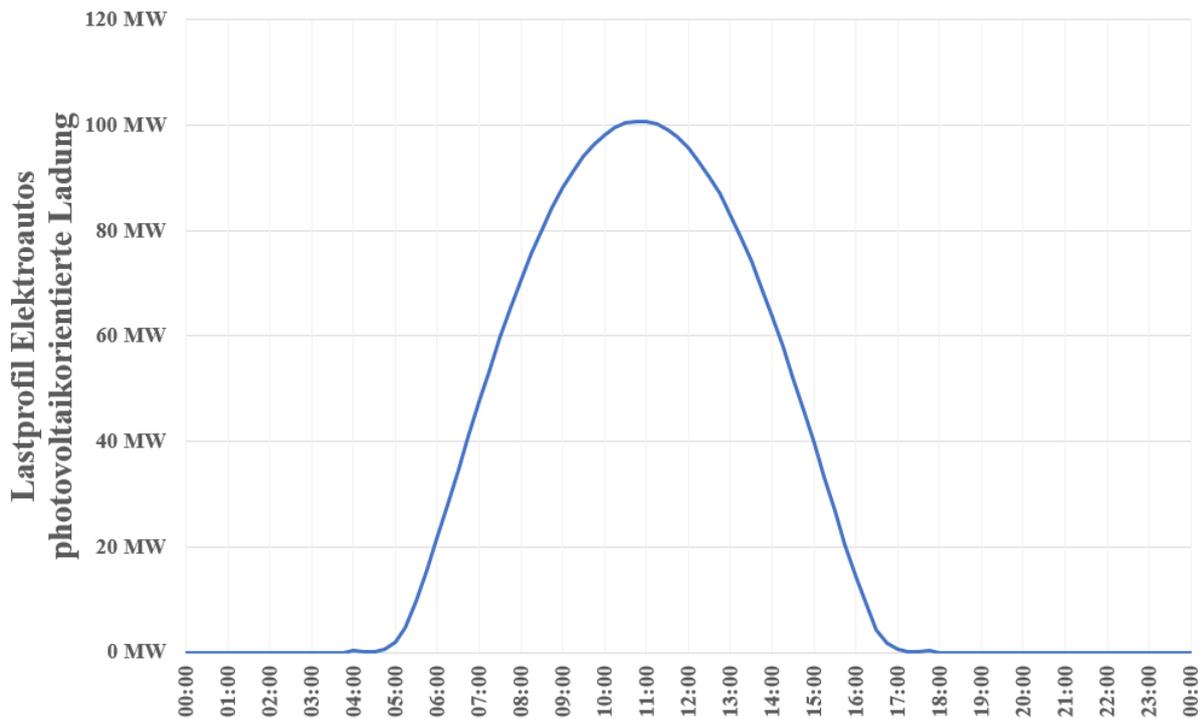


Abbildung 9: Lastprofil Elektrofahrzeuge photovoltaikorientierte Ladung  
(Quelle: Eigene Darstellung nach (Gay et al., 2018, S. 75 ff.), (Taibi et al., 2017, S. 4), (Pfenninger et al., 2016, S. 1252 ff.))

### 3.3. Wetterbedingungen für Windkraftanlagen auf Barbados

Basierend auf den Daten von *Renewables.Ninja* kann auf Barbados für Windkraftanlagen des Typs Enercon E70 2000 mit einer Nabenhöhe von 75 m ein durchschnittlicher Kapazitätsfaktor von 0,386 angenommen werden (Staffell et al., 2016, S. 1227 ff.). Mit Hilfe von Wetterdaten aus Modern-Era Retrospective analysis for Research and Application, Version 2 (MERRA-2) können die Wetterbedingungen für Windkraftanlagen auf Barbados berücksichtigt werden. Abbildung 10 zeigt den täglichen Kapazitätsfaktor sowie das Konfidenzintervall von 95 % der Windkraftanlagen des oben genannten Typs auf Barbados bei einem Breitengrad von 13,15 und einem Längengrad von -59,53 basierend auf den globalen MERRA-2 Wetterdaten der Jahre zwischen 1980 und 2020. Der in schwarz gezeigte Mittelwert des Kapazitätsfaktors besitzt am ersten Tag sein Maximum mit 0,555 und am Tag 246 sein Minimum mit 0,190. Das Jahr 2002 ist das beste Wetterjahr für Windkraftanlagen mit einem durchschnittlichen Kapazitätsfaktor von 0,450 gefolgt vom Jahr 2000 mit einem durchschnittlichen Kapazitätsfaktor von 0,445. Das Jahr 2010 ist das schlechteste Wetterjahr für Windkraftanlagen mit einem durchschnittlichen Kapazitätsfaktor von 0,289 gefolgt vom Jahr 2005 mit einem durchschnittlichen Kapazitätsfaktor von 0,304. Das in Abbildung 10 blau markierte Konfidenzintervall von 95 % zeigt, dass sich im Herbst und Winter der Kapazitätsfaktor für Windkraftanlagen zwischen den Jahren am größten unterscheiden kann.

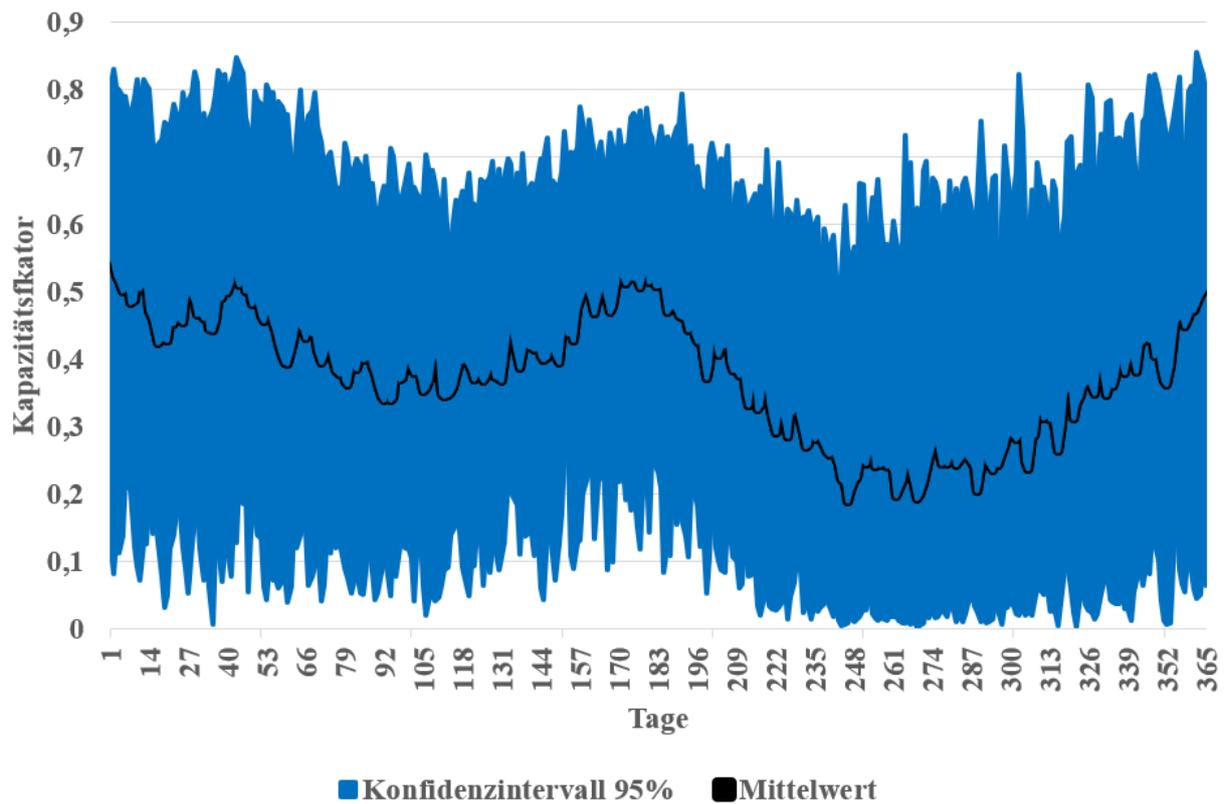


Abbildung 10: Durchschnittlicher Kapazitätsfaktor für Windkraftanlagen auf Barbados  
(Quelle: Eigene Darstellung nach (Staffell et al., 2016, S. 1227 ff.))

Die in Abbildung 11 gezeigten sieben Windzonen zeigen mögliche Installationsstandorte für Windkraftanlagen auf Barbados. Die maximale Installationsleistung für Windkraftanlagen liegt bei 472 MW und die maximale jährliche bereitgestellte elektrische Energie dieser Anlagen liegt bei 1.437 GWh/a bei der Verwendung von Turbinen des Typs 2 MW Enercon E-70 mit einer Nabenhöhe von 75 m (Rogers, 2017, S. 5).

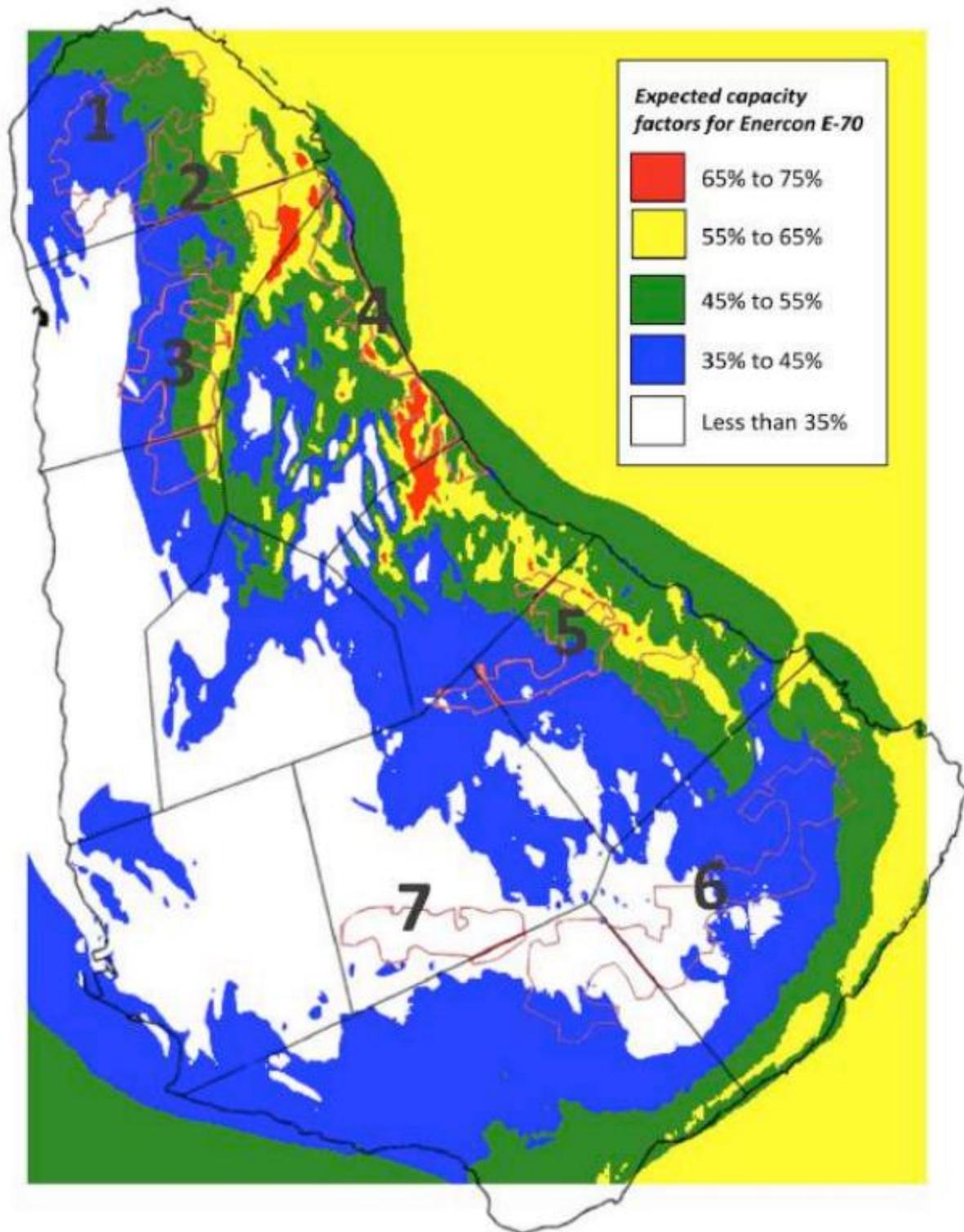


Abbildung 11: mögliche Installationsstandorte von Windkraftanlagen auf Barbados  
(Quelle: Eigene Darstellung nach (Rogers, 2017, S. 16))

Tabelle 1 zeigt, dass Windkraftanlagen auf Barbados vorzugsweise im Norden aufgestellt werden sollten (Rogers, 2017, S. 11). Die Windzone 4 besitzt aufgrund der guten Windverhältnisse die größte jährliche Bereitstellung von elektrischer Energie bezogen auf die Installationsleistung der Windkraftanlagen. Die im Süden befindliche Windzone 7 weist die geringste Bereitstellung elektrischer Energie auf.

Tabelle 1: Daten zu den sieben Windzonen auf Barbados

Windzone	Fläche in km <sup>2</sup>	Installationsleistung in MW	Jährliche Bereitstellung elektrischer Energie in GWh/a	Verhältnis von jährlicher bereitgestellter elektrischer Energie zu Installationsleistung in GWh/a/MW
4	7,0	68	245,5	3,61
2	9,2	66	218,0	3,30
3	9,4	60	193,1	3,22
1	9,4	68	218,1	3,21
5	7,9	54	166,7	3,09
6	16,2	116	301,1	2,60
7	5,2	40	94,7	2,37
<b>Summe</b>	<b>64,2</b>	<b>472</b>	<b>1.437,3</b>	<b>3,04</b>

### 3.4. Wetterbedingungen für Photovoltaikanlagen auf Barbados

Basierend auf den Daten von *Renewables.Ninja* können auf Barbados für die Bereitstellung von elektrischer Energie durch Photovoltaikanlagen bei Südausrichtung, 15° geneigten Modulen und unter Berücksichtigung von 10 % Verlusten durchschnittlich 1.716 kWh elektrische Energie pro kW<sub>p</sub> angenommen werden (Pfenninger et al., 2016, S. 1252 ff.). Abbildung 12 zeigt den täglichen Kapazitätsfaktor sowie das Konfidenzintervall von 95 % der Photovoltaikanlagen auf Barbados bei Breitengrad von 13,15 und einem Längengrad von -59,53 basierend auf den globalen MERRA-2 Wetterdaten der Jahre zwischen 1980 und 2020. Der in schwarz gezeigte Mittelwert des Kapazitätsfaktors besitzt am Tag 80 sein Maximum mit 0,237 und am Tag 291 sein Minimum mit 0,142. Mit einem durchschnittlichen Kapazitätsfaktor von 0,206 ist das Jahr 1994 das beste Wetterjahr für Photovoltaikanlagen gefolgt vom Wetterjahr 1984 mit einem durchschnittlichen Kapazitätsfaktor von 0,203. Das Jahr 2011 ist mit einem durchschnittlichen Kapazitätsfaktor von 0,182 das schlechteste Wetterjahr für Photovoltaikanlagen. Es folgt das Wetterjahr 2005 mit einem durchschnittlichen Kapazitätsfaktor von 0,184. Das in Abbildung 12 gelb dargestellte Konfidenzintervall von 95 % zeigt, dass sich im Herbst der Kapazitätsfaktor für Photovoltaikanlagen zwischen den Jahren am größten unterscheiden kann.

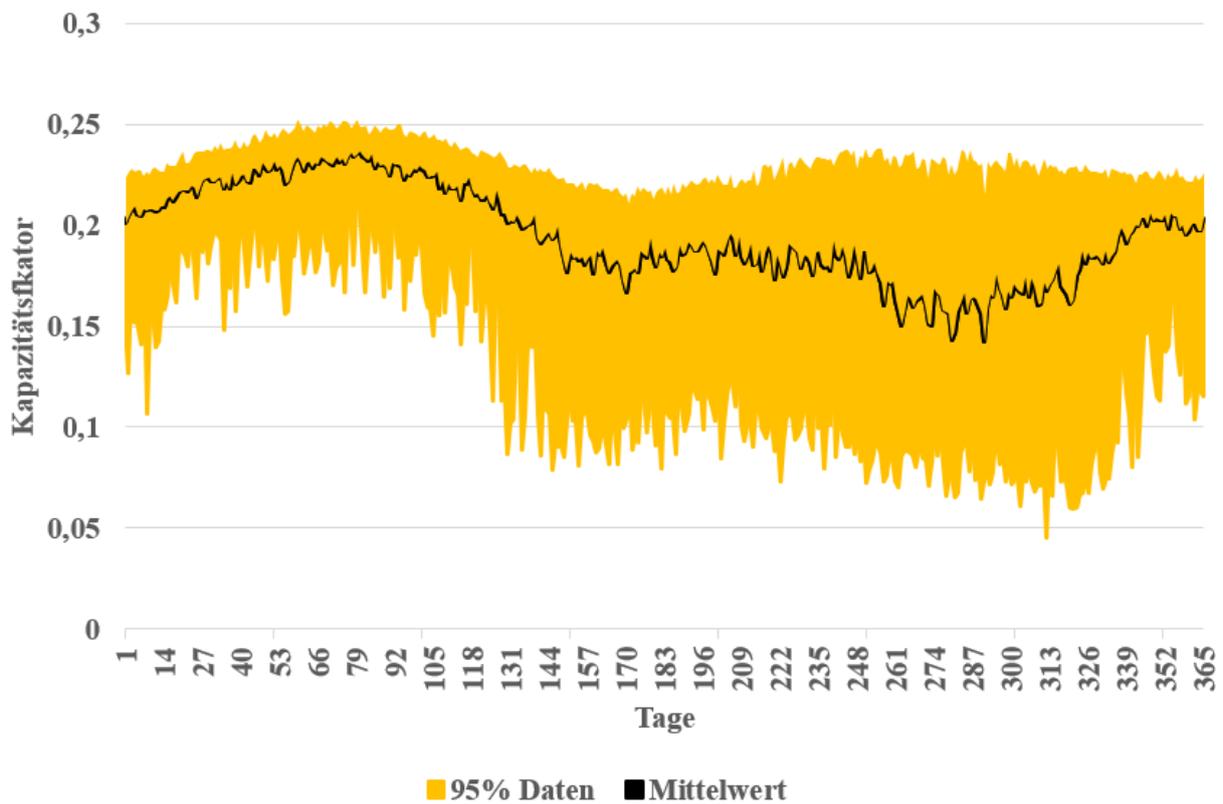


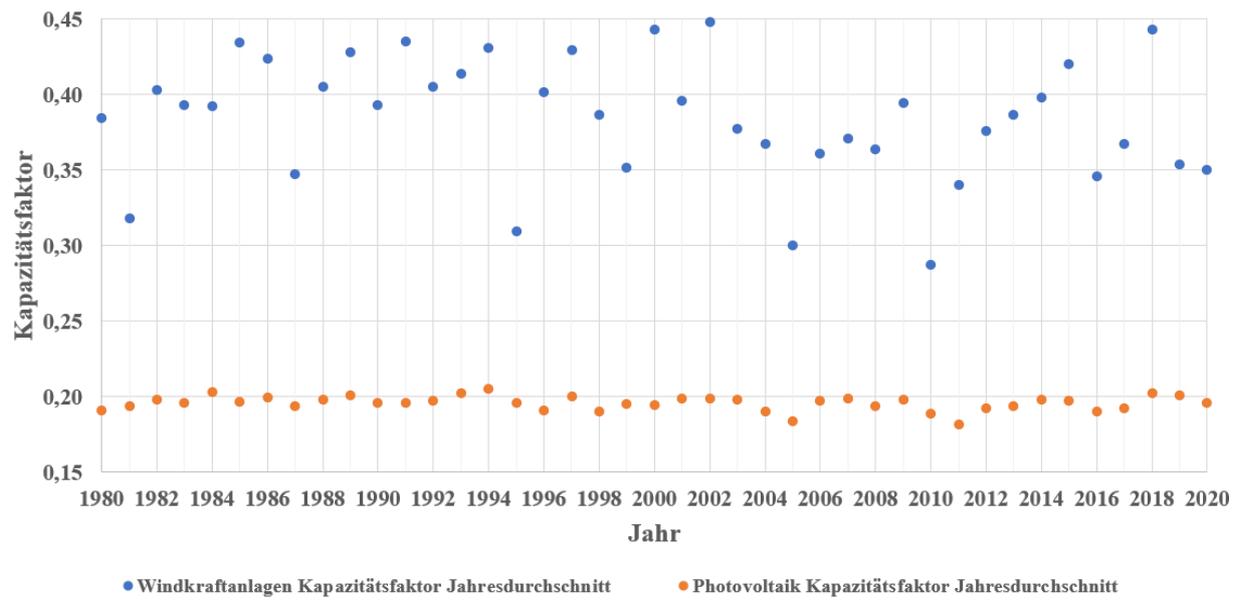
Abbildung 12: Durchschnittlicher Kapazitätsfaktor Photovoltaikanlagen auf Barbados  
(Quelle: Eigene Darstellung nach (Pfenninger et al., 2016, S. 1252 ff.))

### 3.5. Auswahl Wetterjahr Windkraft- und Photovoltaikanlagen auf Barbados

Die Wahl eines Wetterjahrs zur Auslegung der Installationsleistungen und Speicherkapazitäten der unterschiedlichen Anlagen im elektrischen Netz für das zukünftige Szenario basiert auf den in Kapitel 3.3 und 3.4 vorgestellten Wetterdaten von Barbados für die Jahre 1980 bis 2020. Abbildung 13 zeigt die entsprechenden Jahresdurchschnittswerte der Kapazitätsfaktoren von Windkraft- und Photovoltaikanlagen in diesen Jahren. Für Windkraftanlagen liegt der Kapazitätsfaktor zwischen 0,29 und 0,45 und für Photovoltaikanlagen zwischen 0,18 und 0,21.

Das Verhältnis zwischen Installationsleistung von Windkraftanlagen zu Photovoltaikanlagen beeinflusst die Auswahl des Wetterjahres für die Auslegung der Installationsleistungen sowie für die Ermittlung der Stromgestehungskosten des ausgewählten Kraftwerksparks. Liegt das Verhältnis zwischen 0,4 und 1,5 entspricht das Wetterjahr 2013 am ehesten dem Mittelwert des resultierenden Kapazitätsfaktors. Befindet sich das Verhältnis zwischen 1,5 und 5,0, dann entspricht das Wetterjahr 1998 am ehesten dem Mittelwert des resultierenden Kapazitätsfaktors. Zur Einfachheit und aufgrund der Ähnlichkeit zwischen den Wetterjahren 1998 und 2013 wird in den folgenden Szenarien das Wetterjahr 2013 zur Auslegung der Installationsleistungen und Speicherkapazitäten genutzt.

## Barbados



**Abbildung 13: Kapazitätsfaktoren für Windkraft- und Photovoltaikanlagen auf Barbados**

(Quelle: Eigene Darstellung nach (Pfenninger et al., 2016, S. 1252 ff.), (Staffell et al., 2016, S. 1227 ff.))

## 4. Energiemanagementsystem

Energie- und Rohstoffflüsse werden von Energiemanagementsystemen erfasst und verarbeitet, um anschließend verschiedene angeschlossene Anlagen innerhalb des Gesamtsystems optimal anzusteuern oder zu regeln. Sie werden in verschiedenen Bereichen eingesetzt und haben unterschiedliche Aufgaben. Abbildung 14 zeigt den Aufbau eines Energiemanagementsystems. Mit Hilfe der in Grün dargestellten Kommunikationstechnik wird es dem Energiemanagementsystem ermöglicht notwendige Informationen der unterschiedlichen elektrischen Anlagen aus dem hybriden Energiesystem abzufragen und ihnen nach erfolgtem Optimierungsprozess Sollwerte für Einspeise- und Bezugsleistung sowie für die Vorhaltung von positiver und negativer Regelleistung zu übermitteln. Lokale Anlagenregler empfangen diese wichtigen Informationen und regeln dementsprechend die dazugehörigen elektrischen Anlagen auf die geforderten Werte und beeinflussen somit die Netzspannung und die Netzfrequenz innerhalb des Systems. Der im Energiemanagementsystem eingesetzte Optimierungsalgorithmus ermittelt aufgrund der vorliegenden Eingangsdaten und der gewählten Strategie die optimalen Sollwerte für die im System angeschlossenen elektrischen Anlagen unter Berücksichtigung gesetzter Randbedingungen.

Es gibt verschiedene Strukturen von Energiemanagementsystemen, die von der Komplexität des Gesamtsystems und dem Einsatzgebiet abhängen. Sie regeln die Einspeiseleistung verschiedener elektrischer Anlagen wie beispielsweise von Wasserkraftwerken, Dieselgeneratoren, Photovoltaik- und Windkraftanlagen in einem hybriden Energiesystem (Saiju, 2009, S. 86). Dabei kann das hybride Energiesystem mit einem elektrischen Netz verbunden sein oder als alleinstehendes System operieren (Haruni et al., 2010, S. 163). Um die Versorgungssicherheit von wichtigen Einrichtungen wie Krankenhäusern zu verbessern, können Energiemanagementsysteme eingesetzt werden (Hijjo et al., 2015, S. 18 ff.). Über die Versorgung des gesamten oder wichtiger Teile des Krankenhauses entscheidet es in Abhängigkeit der Verfügbarkeit des elektrischen Netzes und der vorhandenen Menge an Treibstoff für das Backup-System. Weiterhin können Energiemanagementsysteme elektrische Anlagen regeln und ihren Einsatz optimieren, die gleichspannungsseitig untereinander verbunden sind. Hierfür gibt es Energiemanagementsysteme und ihre hybriden Energiesysteme, welche einen Anschluss an ein elektrisches Versorgungsnetz besitzen (Zhang et al., 2015, S. 63) oder ohne einen solchen Anschluss auskommen (Li et al., 2017, S. 577). Neben der Optimierung für bereitzustellende elektrische Leistung sind auch Lastmanagementsysteme vorzufinden, welche eine Optimierung der bezogenen Leistung als Aufgabe haben. Hierzu zählen Managementsysteme für das intelligente Laden und Entladen von Elektroautos (Wang et al., 2019, S. 4417 ff.), (He et al., 2018, S. 29).

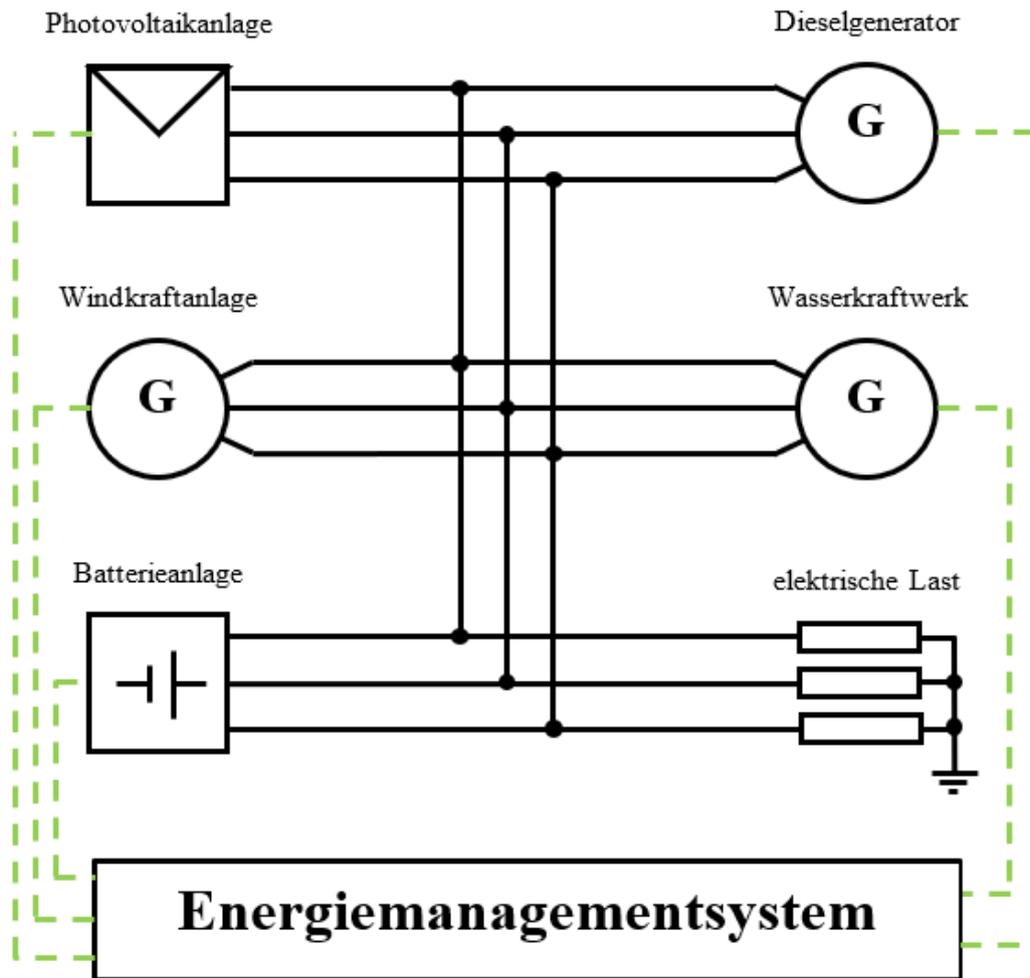


Abbildung 14: Aufbau eines Energiemanagementsystems  
(Quelle: eigene Darstellung)

#### 4.1. Aufbau und Funktionsweise des Energiemanagementsystems

Die Funktionsweise des Energiemanagementsystems ist in Abbildung 15 dargestellt. Nach erfolgter Initialisierung und dem Aufbau des Gleichungssystems für die wirtschaftliche Optimierung sowie zur Prüfung der Netzstabilität werden zum einen der Regelleistungsbedarf für die elektrische Last und zum anderen der Regelleistungsbedarf für eine vollständige Nutzung eventuell vorhandener Photovoltaik- und Windkraftanlagen abgeschätzt. Berücksichtigt werden dabei technische Randbedingungen wie eine geforderte Netzstabilität. Um die erwartete elektrische Last, den dazugehörigen positiven und negativen Regelleistungsbedarf und den durch den Einsatz von Photovoltaik- und Windkraftanlagen in Abhängigkeit der Einspeiseleistung verursachten zusätzlichen Regelleistungsbedarf zu berücksichtigen, ist im Anschluss das Gleichungssystem für die wirtschaftliche Optimierung anzupassen. Mit Hilfe des aktualisierten Gleichungssystems und der Zielfunktion der wirtschaftlichen Optimierung  $opti_{wi}$  kann der optimale Einsatz vorhandener elektrischer Anlagen ermittelt werden. Hierunter fallen Einspeise-

und Bezugsleistungen sowie die Vorhaltung von positiver und negativer Regelleistung für die eingesetzten Anlagen. Die im Anschluss stattfindende Prüfung der Netzstabilität berücksichtigt Generatorausfälle, sich ändernde Wetterbedingungen sowie daraus resultierende wechselnde Einspeiseleistungen für Photovoltaik- und Windkraftanlagen und Änderungen der Bezugsleistung durch Haushalte sowie Industrieanlagen. Um die oben aufgezählten Bedingungen abbilden zu können, werden mit Hilfe der Monte-Carlo-Methode eine Vielzahl von Simulationen für die Prüfung der Netzstabilität durchgeführt. Jedoch basieren alle auf dem Ergebnis der wirtschaftlichen Optimierung und variieren aufgrund der Berücksichtigung von Ausfallwahrscheinlichkeiten von elektrischen Anlagen sowie Wahrscheinlichkeiten der Änderung der Wetterdaten und der elektrischen Last. Zur Stabilisierung des elektrischen Netzes stehen zuvor ermittelte Regelleistungsreserven zur Verfügung. In einem elektrischen Netz werden sie in Abhängigkeit der Netzfrequenz automatisch aktiviert, sodass eine Stabilisierung schnellstmöglich stattfindet. Kann keine Lösung für die Zielfunktion der Prüfung der Netzstabilität  $opti_{st}$  und dem dazugehörigen Gleichungssystem gefunden werden, reichen die vorgehaltenen Regelleistungen nicht aus, um das Netz ausreichend zu stabilisieren. In diesem Fall wird die eine durchgeführte Simulation innerhalb der Prüfung der Netzstabilität als instabil gezählt. Findet der Solver eine Lösung für die Zielfunktion  $opti_{st}$  kann das elektrische Netz mit Hilfe der vorgehaltenen Regelleistungsreserven betrieben und diese Simulation innerhalb der Prüfung der Netzstabilität als stabil gewertet werden. Innerhalb der Simulation werden mittlere Reparaturzeiten von elektrischen Anlagen wie Generatoren, Kabel und Freileitungen berücksichtigt. In Reparatur befindlichen Anlagen können nicht vom Energiemanagementsystem genutzt werden. Nach Ablauf der entsprechenden Reparaturzeit steht die ausgefallene Anlage wieder zur Verfügung. In Realität kann das Energiemanagementsystem über ein Kommunikationsnetzwerk die Verfügbarkeit der am Netz angeschlossenen elektrischen Maschinen abfragen und bekommt durch die Abfrage von Schalterstellungen der Leistungsschalter im elektrischen Netz Informationen über die Verfügbarkeit von Kabeln und Freileitungen. Fehlerhafte, in Reparatur oder Wartung befindliche Netzabschnitte werden allseitig vom restlichen Netz getrennt, sodass die dazugehörigen Leistungsschalter geöffnet sind.

Zur Steigerung der Netzstabilität kann die in Abbildung 18 vorgestellte Funktion zur Begrenzung der Einspeise- und Bezugsleistung genutzt werden, sodass der Einfluss einzelner Ausfälle von Maschinen reduziert werden kann. Weiterhin kann mit Hilfe der in Abbildung 19 dargestellten Funktion ein Mindest- und Maximalwert für die Bereitstellung von Regelleistung festgelegt werden, sodass eine Verteilung von Regelleistung auf alle Anlagen möglich ist. Somit wird der Einfluss von einzelnen Ausfällen elektrischer Maschinen mit Regelleistungsbereitstellung auf die Netzstabilität gesenkt.

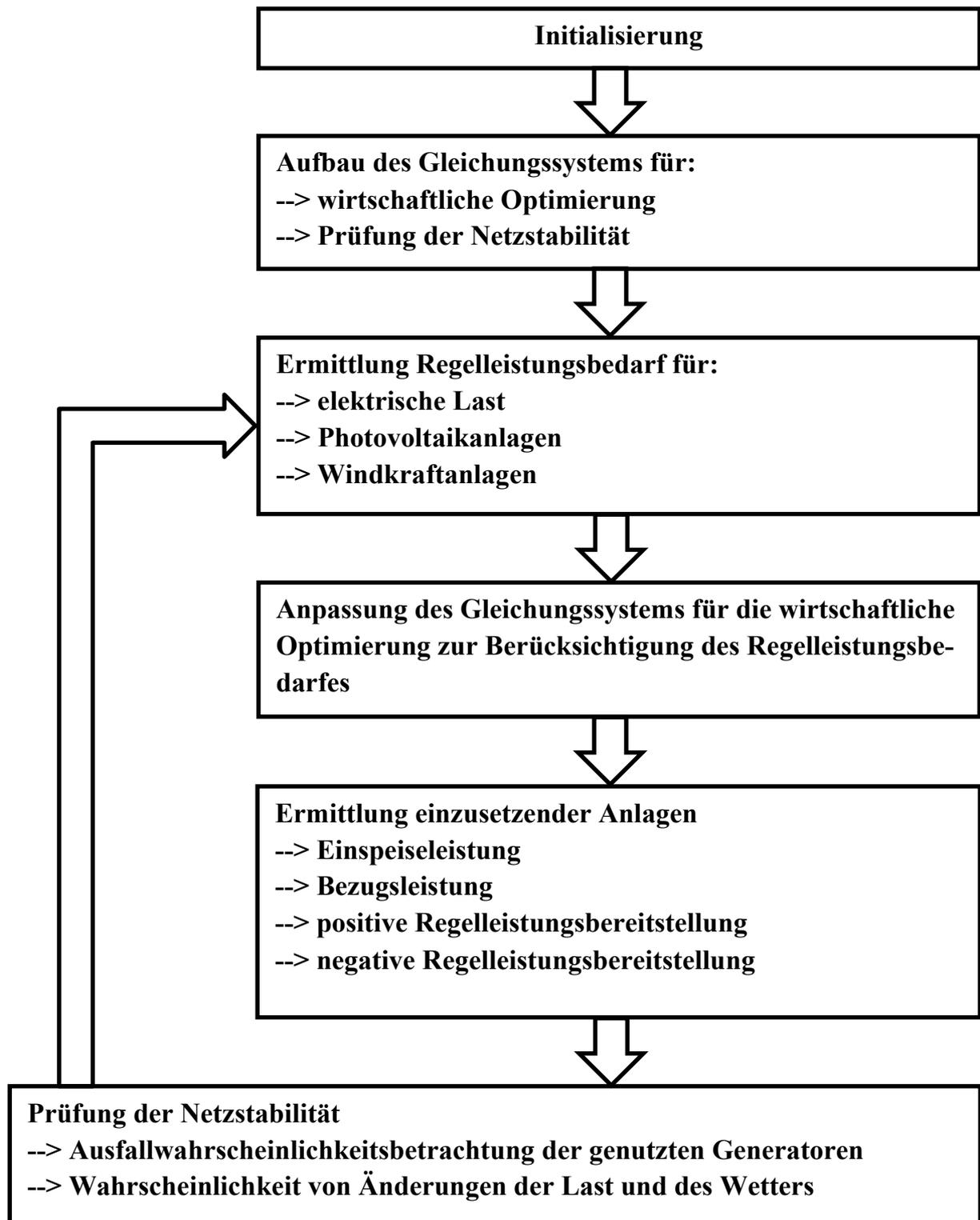


Abbildung 15: Funktionsweise Energiemanagementsystem  
(Quelle: eigene Darstellung)

Das Energiemanagementsystem ist modular aufgebaut, sodass es auf verschiedene hybride Energiesysteme angewendet werden kann. Es besteht die Möglichkeit die notwendigen Gleichungssysteme für eventuelle Erweiterungen des elektrischen Netzes oder neu installierter elektrischer Maschinen zu erweitern.

Für die Ermittlung des wirtschaftlich optimalen Einsatzes der im elektrischen Netz verfügbaren Anlagen sowie für die Prüfung der Netzstabilität nutzt das Energiemanagementsystem einen Mixed-Integer Linear Programming (MILP) Solver. Seit der Matlab Version R2014a steht dieser in der Optimization Toolbox unter dem Namen *intlinprog* zur Verfügung.

Der Solver wird auf die folgenden Gleichungen angewendet, um zum einen unter Berücksichtigung von technischen Randbedingungen die Einspeise- und Bezugsleistung sowie die Bereitstellung von positiver und negativer Regelleistung der unterschiedlichen elektrischen Anlagen im Netz zu ermitteln und zum anderen die daraus resultierenden Folgen auf die Netzstabilität abzubilden.

Hierfür sind die Zielfunktion der wirtschaftlichen Optimierung  $opti_{wi}$  und die Zielfunktion bei der Prüfung der Netzstabilität  $opti_{st}$  notwendig. Innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung enthalten die Matrizen  $A_{wi}$  und  $A_{eq,wi}$  sowie die Vektoren  $b_{wi}$ ,  $b_{eq,wi}$ ,  $lb_{wi}$ ,  $ub_{wi}$  und  $intcon$  die Nebenbedingungen des Optimierungsproblems und somit die technischen Randbedingungen. Die Variable  $wi$  enthält die Ergebnisse der wirtschaftlichen Optimierung und damit die zu wählenden Einspeise- und Bezugsleistungen sowie bereitzustellende positive und negative Regelleistung der unterschiedlichen Anlagen im elektrischen Netz für einen Zeitschritt. Die Matrizen  $A_{st}$  und  $A_{eq,st}$  sowie die Vektoren  $b_{st}$ ,  $b_{eq,st}$ ,  $lb_{st}$  und  $ub_{st}$  enthalten die Nebenbedingungen des Optimierungsproblems für die durchzuführende Prüfung der Netzstabilität. Die Variable  $st$  enthält die Ergebnisse der Prüfung der Netzstabilität und damit die Information, ob das elektrische Netz unter Berücksichtigung verschiedener Einflussfaktoren wie z.B. einem Ausfall von elektrischen Anlagen mit der zur Verfügung stehenden Einspeise- und Bezugsleistung sowie der zur Verfügung stehenden positiven und negativen Regelleistung stabil betrieben werden kann. Das Verhältnis aus der Summe der erfolgreichen Prüfungen der Netzstabilität zur Gesamtzahl durchgeführter Lösungsversuche dieses Optimierungsproblems führt zu einer anzunehmenden Netzstabilität basierend auf der zuvor durchgeführten wirtschaftlichen Optimierung und den hieraus gewählten Einspeise- und Bezugsleistungen sowie vorzuhaltende positive und negative Regelleistungen der zu verwendenden elektrischen Anlagen innerhalb eines Zeitschritts.

$$\min_{wi} opti_{wi}^T wi \text{ unter den Nebenbedingungen} \begin{cases} wi(intcon) \text{ sind Ganzzahlen} \\ A_{wi} * wi \leq b_{wi} \\ A_{eq,wi} * wi = b_{eq,wi} \\ lb_{wi} \leq wi \leq ub_{wi} \end{cases} \quad (8)$$

$$\min_{st} opti_{st}^T st \text{ unter den Nebenbedingungen} \begin{cases} A_{st} * st \leq b_{st} \\ A_{eq,st} * st = b_{eq,st} \\ lb_{st} \leq st \leq ub_{st} \end{cases} \quad (9)$$

Mit Hilfe des aufgezeigten Gleichungssystems ist ein Aufbau eines Energiemanagementsystems für ein elektrisches Netz möglich. Es ist damit in der Lage unter Berücksichtigung einer geforderten Netzstabilität die wirtschaftlich optimalen Einspeise- und Bezugsleistungen aller elektrischer Anlagen zu ermitteln. In Wartung oder in Reparatur befindliche Maschinen oder vom Netz getrennte Kabel- und Freileitungen können dem Energiemanagementsystem als nicht verfügbar gemeldet werden. Diese Anlagen werden innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung nicht verwendet und ermöglichen es dem Energiemanagementsystem ein reales elektrisches Netz zu betreiben.

### 4.2. Kraftwerksmodelle für das Energiemanagementsystem

In den folgenden Kapiteln werden die verschiedenen Anlagentypen vorgestellt. Um die Anzahl an Variablen im Gleichungssystem des zu betrachtenden elektrischen Netzes zu minimieren, können Anlagen mit identischen Eigenschaften und Anschlusspunkt zu einer Einheit zusammengefasst werden.

Die Systemstabilität kann auf Kosten der wirtschaftlichen Optimierung über zwei verschiedene Funktionen gesteigert werden. Zum einen besteht die Möglichkeit die Einspeise- und Bezugsleistung elektrischer Anlagen zu begrenzen, sodass einzelne Ausfälle eher von der vorgehaltenen Regelleistung ausgeglichen werden können. Die beispielhafte Anwendung dieser Funktion ist in Abbildung 18 zu sehen. Zum anderen besteht die Möglichkeit die bereitzustellende Regelleistung unter den zu betreibenden elektrischen Anlagen zu verteilen, sodass der Einfluss eines einzelnen Ausfalls auf die Regelleistungsbereitstellung reduziert werden kann. Die beispielhafte Anwendung dieser Funktion ist in Abbildung 19 gezeigt.

#### 4.2.1. Modell Dieselgeneratoren oder Gas- und Dampfturbinen ohne Speicher

Mit Hilfe des folgenden Modells können die notwendigen Eigenschaften von Dieselgeneratoren oder Gas- und Dampfturbinen ohne Speicher nachgebildet werden. Es enthält vier Variablen für die wirtschaftliche Optimierung und drei Variablen für die Prüfung der Netzstabilität. Auf Barbados wird elektrische Energie größtenteils durch die Verbrennung von Diesel oder Kerosin bereitgestellt (Barbados Light & Power Company, 2020, S. 43), (Castalia, 2010, S. 2-16). Die dort installierten Gasturbinen werden ebenfalls mit Diesel und Kerosin betrieben. Beispielhaft werden in diesem Kapitel die notwendigen Gleichungen für eine Dieselgeneratoreinheit beschrieben. Tabelle 2 enthält alle wichtigen Eigenschaften zur Modellbildung von

Dieseleratoren sowie Gas- und Dampfturbinen ohne Speicher. Mittlere Ausfallzeiten (MTBF) von 1.100 h und durchschnittliche Reparaturzeiten (MTTR) von 50 h sind für Dieseleratoren anzunehmen (Burmeister & Wain Scandinavian Contractor A/S, o. D., S. 3), (Adefarati et al., 2019, S. 1098). Für Gasturbinen sind mittlere Ausfallzeiten von 1.800 h und durchschnittliche Reparaturzeiten von 200 h anzunehmen (El-Berry et al., 2020, S. 17), (Hellberg, 2011, S. 6), (Okafor et al., 2016, S. 7). Für Dampfturbinen können mittlere Ausfallzeiten von 1.150 h und durchschnittliche Reparaturzeiten von 85 h angenommen werden (Okafor et al., 2016, S. 7 ff.), (Dewangan et al., 2014, S. 14916), (Dhurvey et al., 2018, S. 19), (Gupta et al., 2021, S. 10), (Savsar et al., 2012, S. 1604). Die angenommenen variablen Kosten teilen sich für die unterschiedlichen Anlagen in Brennstoffkosten und variable Betriebs- und Instandhaltungskosten auf. Über die in Tabelle 2 enthaltenen Korrekturfaktoren kann die wirtschaftliche Optimierung angepasst werden, um z.B. Regelleistungen von bestimmten Generatortypen bereitstellen zu lassen. Abbildung 17 zeigt die Funktionsweise des Modells.

Die folgenden Gleichungen beschreiben die Nebenbedingungen der Variablen für eine Dieseleratoreinheit in der wirtschaftlichen Optimierung. Die zu berücksichtigenden Variablen sind die Einspeiseleistung der gesamten Dieseleratoreinheit  $P_{diesel,wi}$ , die Anzahl innerhalb der Einheit eingeschalteter Dieseleratoren  $n_{diesel,wi}$  sowie von ihr zur Verfügung gestellte positive Regelleistung  $P_{diesel,reg,pos,wi}$  und negative Regelleistung  $P_{diesel,reg,neg,wi}$ . Weiterhin werden innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung Konstanten wie die maximale Einspeiseleistung eines Dieselerators innerhalb der Einheit  $P_{diesel,max}$ , die minimale Einspeiseleistung eines Dieselerators innerhalb der Einheit  $P_{diesel,min}$ , die Einspeiseleistungsbegrenzung eines Generators innerhalb der Einheit  $P_{grenz,wi}$  und die Konstante zur Beeinflussung der Mindest- und Maximalregelleistungsbereitstellung betriebener Generatoren  $P_{reg,ver}$  verwendet.

$$P_{diesel,wi} \leq P_{grenz,wi} * n_{diesel,wi} \quad (10)$$

$$P_{diesel,reg,pos,wi} \leq P_{diesel,max} * n_{diesel,wi} - P_{diesel,wi} \quad (11)$$

$$P_{diesel,reg,neg,wi} \leq P_{diesel,wi} - P_{diesel,min} * n_{diesel,wi} \quad (12)$$

$$P_{diesel,reg,pos,wi} \geq (P_{diesel,max} - P_{diesel,min}) * \frac{n_{diesel,wi} * P_{reg,ver}}{2} \quad (13)$$

$$P_{diesel,reg,pos,wi} \leq (P_{diesel,max} - P_{diesel,min}) * n_{diesel,wi} * \left(1 - \frac{P_{reg,ver}}{2}\right) \quad (14)$$

$$P_{diesel,reg,neg,wi} \geq (P_{diesel,max} - P_{diesel,min}) * \frac{n_{diesel,wi} * P_{reg,ver}}{2} \quad (15)$$

$$P_{diesel,reg,neg,wi} \leq (P_{diesel,max} - P_{diesel,min}) * n_{diesel,wi} * \left(1 - \frac{P_{reg,ver}}{2}\right) \quad (16)$$

Tabelle 2: Eigenschaften Dieselgeneratoren, Gas- und Dampfturbinen ohne Speicher

<b>Name der Eigenschaft</b>	<b>Beschreibung der Eigenschaft</b>
Name der Einheit	Name der Einheit
Name des Knotenschwerpunktes	Name des Knotenschwerpunktes, an dem die Einheit angeschlossen ist
maximale Einspeiseleistung	maximale Einspeiseleistung eines einzelnen Dieselgenerators in der Einheit
minimale Einspeiseleistung	minimale Einspeiseleistung eines einzelnen Dieselgenerators in der Einheit
maximale Anzahl an Dieselgeneratoren	maximale Anzahl an Dieselgeneratoren innerhalb der Einheit, die betrieben werden können
MTBF	mittlere Ausfallzeit eines einzelnen Dieselgenerators in der Einheit
MTTR	durchschnittliche Reparaturzeit eines einzelnen Dieselgenerators in der Einheit
variable Kosten	variable Kosten bestehend aus Brennstoffkosten und variablen Betriebs- und Instandhaltungskosten
Regelleistungsverteilung	Konstante zur Beeinflussung des Mindest- und Maximalwertes zur Bereitstellung von positiver und negativer Regelleistung für die Optimierung durch den Solver
Einspeiseleistungsbegrenzung	setzen der maximalen Wirkleistungseinspeisung eines Generators in der Einheit für die Optimierung durch den Solver
Korrekturfaktor Einspeiseleistung	Korrekturfaktor für die Variable der Einspeiseleistung in der wirtschaftlichen Optimierung
Korrekturfaktor Regelleistung	Korrekturfaktor für die Variable der positiven Regelleistungsbereitstellung in der wirtschaftlichen Optimierung

Abbildung 16 zeigt beispielhaft das Verhalten eines Dieselgenerators mit einer minimalen Einspeiseleistung von 6,0 MW und einer maximalen Einspeiseleistung von 12,5 MW. Mit Hilfe der wirtschaftlichen Optimierung werden die Einspeiseleistung des Generators, positive und negative Regelleistung ermittelt. Beträgt die ausgewählte Einspeiseleistung des Dieselgenerators beispielsweise 8,0 MW, ergibt sich daraus eine maximal abrufbare positive Regelleistung von 4,5 MW sowie eine maximal abrufbare negative Regelleistung von 2,0 MW. Mit Hilfe der wirtschaftlichen Optimierung wird die bereitzustellende positive und negative Regelleistung ermittelt, welche auch geringer ausfallen kann als die maximal abrufbare Regelleistung bei ausgewählter Einspeiseleistung. Beide Funktionen zur Begrenzung der innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung zu ermittelnden Einspeiseleistung sowie die Verwendung einer Mindest- oder Maximalregelleistungsbereitstellung sind in Abbildung 16 deaktiviert.

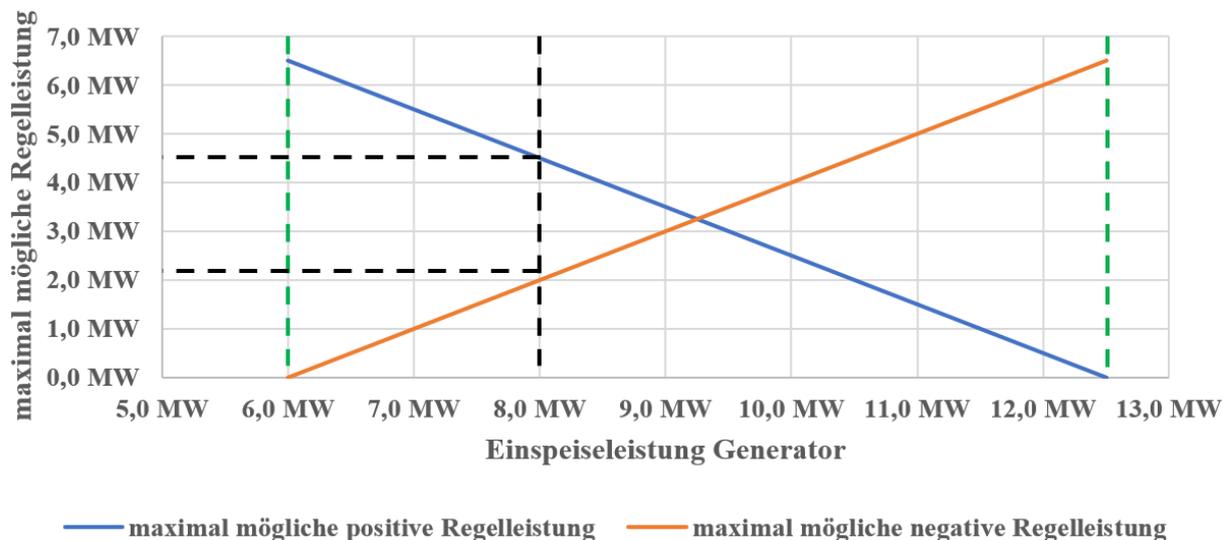


Abbildung 16: mögliche Regelleistung Dieselgeneratoren, Gas- und Dampfturbinen

(Quelle: eigene Darstellung)

Über die Vektoren  $lb_{wi}$  und  $ub_{wi}$  können die vier Variablen einer Dieselgeneratoreinheit für die wirtschaftliche Optimierung begrenzt werden. Um nur positive Werte für die Einspeiseleistung der Dieselgeneratoreinheit und von ihr zur Verfügung gestellte positive Regelleistung sowie negative Regelleistung zuzulassen, werden sie, wie die folgenden Gleichungen zeigen, zwischen Null und Unendlich begrenzt. Die Anzahl innerhalb der Einheit eingeschalteten Dieselgeneratoren wird zwischen Null und der maximal verfügbaren Anzahl an Dieselgeneratoren innerhalb dieser Einheit  $n_{diesel,max}$  begrenzt.

$$0 \leq P_{diesel,wi} \leq inf \quad (17)$$

$$0 \leq P_{diesel,reg,pos,wi} \leq inf \quad (18)$$

$$0 \leq P_{diesel,reg,neg,wi} \leq inf \quad (19)$$

$$0 \leq n_{diesel,wi} \leq n_{diesel,max} \quad (20)$$

Es werden die folgenden Gleichungen benötigt, um innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung die an dem entsprechenden Knotenschwerpunkt angeschlossenen Dieselgeneratoren  $a_{diesel}$  und die von jeder Dieselgeneratoreinheit  $i$  bereitgestellte Einspeiseleistung  $P_{diesel,wi,i}$ , die vorgehaltene positive Regelleistung  $P_{diesel,reg,pos,wi,i}$  sowie die vorgehaltene negative Regelleistung  $P_{diesel,reg,neg,wi,i}$  zu ermitteln. Sie beschreiben beispielhaft die Nebenbedingungen der Variablen für eine oder mehrere Einheiten von Dieselgeneratoren innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung. Zu decken sind die erwartete elektrische Last  $P_{Ksp,wi}$  am entsprechenden Knotenschwerpunkt im Netz, der geschätzte positive Regelleistungsbedarf  $P_{Ksp,reg,pos,wi}$  sowie der geschätzte negative Regelleistungsbedarf  $P_{Ksp,reg,neg,wi}$ .

$$P_{Ksp,wi} = \sum_{i=1}^{a_{diesel}} P_{diesel,wi,i} \quad (21)$$

$$P_{Ksp,reg,pos,wi} = \sum_{i=1}^{a_{diesel}} P_{diesel,reg,pos,wi,i} \quad (22)$$

$$P_{Ksp,reg,neg,wi} = \sum_{i=1}^{a_{diesel}} P_{diesel,reg,neg,wi,i} \quad (23)$$

Die folgende Gleichung beschreibt die Nebenbedingung der Variablen für eine oder mehrere Dieselgeneratoreinheiten innerhalb der Stabilitätsanalyse, um die elektrische Last am Knotenschwerpunkt  $P_{Ksp,st}$  zu decken, welche auch unerwartete Laständerungen berücksichtigt. Sie ergibt sich, wie Abbildung 27 zeigt, aus der erwarteten Last und einem nicht vorhersehbaren Anteil. Die zu berücksichtigenden Variablen der Dieselgeneratoreinheit  $i$  sind die Einspeiseleistung einer Einheit  $P_{diesel,st,i}$ , die aktivierte positive Regelleistung  $P_{diesel,reg,pos,st,i}$  sowie aktivierte negative Regelleistung  $P_{diesel,reg,neg,st,i}$ .

$$P_{Ksp,st} = \sum_{i=1}^{a_{diesel}} P_{diesel,st,i} + P_{diesel,reg,pos,st,i} - P_{diesel,reg,neg,st,i} \quad (24)$$

Über die Vektoren  $lb_{st}$  und  $ub_{st}$  können die Variablen der Dieselgeneratoreinheit für die Einspeiseleistung  $P_{diesel,st}$  und aktivierte positive Regelleistung  $P_{diesel,reg,pos,st}$  sowie aktivierte negative Regelleistung  $P_{diesel,reg,neg,st}$  für die Prüfung der Netzstabilität begrenzt werden. Fehler in der Lastprognose sowie der Ausfall von Generatoren oder anderen Netzkomponenten führen dazu, dass die zuvor in der wirtschaftlichen Optimierung ermittelten Einspeiseleistungen von den Einspeiseleistungen innerhalb der Stabilitätsanalyse abweichen. Die Anzahl ausgefallener Dieselgeneratoren in der Einheit  $n_{diesel,Ausfall}$  wird innerhalb der Stabilitätsanalyse ermittelt. Somit werden bei der Prüfung der Netzstabilität mögliche Generatorausfälle und ermittelte vorzuhaltende Regelleistungen aus der wirtschaftlichen Optimierung berücksichtigt. Auswirkungen eines Generatorausfalls in einer Einheit werden im Kapitel 4.6.2 näher erläutert. Die Generatoreinheit kann maximal die in der wirtschaftlichen Optimierung festgelegte positive und negative Regelleistung zur Stabilisierung des Netzes nutzen.

$$P_{diesel,wi} * \left(1 - \frac{n_{diesel,Ausfall}}{n_{diesel,wi}}\right) \leq P_{diesel,st} \leq P_{diesel,wi} * \left(1 - \frac{n_{diesel,Ausfall}}{n_{diesel,wi}}\right) \quad (25)$$

$$0 \leq P_{diesel,reg,pos,st} \leq P_{diesel,reg,pos,wi} * \left(1 - \frac{n_{diesel,Ausfall}}{n_{diesel,wi}}\right) \quad (26)$$

$$0 \leq P_{diesel,reg,neg,st} \leq P_{diesel,reg,neg,wi} * \left(1 - \frac{n_{diesel,Ausfall}}{n_{diesel,wi}}\right) \quad (27)$$

Um die Variablen der Generatoreinheit in der wirtschaftlichen Optimierung zu berücksichtigen, muss die Zielfunktion  $opti_{wi}$  um den Anteil der Dieselgeneratoreinheit  $opti_{wi,diesel}$  erweitert werden. Innerhalb dieser Arbeit werden variable Kosten für Einspeiseleistungen sowie Kosten für die Bereitstellung von positiver Regelleistung  $K_{diesel,var}$  berücksichtigt. Die Kosten für die Bereitstellung von negativer Regelleistung werden nicht berücksichtigt, da zum Zeitpunkt der wirtschaftlichen Optimierung, die tatsächlich zu aktivierende negative Regelleistung zur Stabilisierung des elektrischen Netzes und eine damit verbundene Reduzierung der Einspeiseleistung oder Steigerung der Bezugsleistung von Anlagen unbekannt ist. Im Extremfall ist keine Änderung der Einspeise- und Bezugsleistung notwendig. Von der Anzahl aktivierter Generatoren variable Kosten werden nicht gesondert berücksichtigt. Sie sind innerhalb der angenommenen variablen Kosten der verschiedenen elektrischen Anlagen enthalten. Mit Hilfe des Korrekturfaktors für die variablen Kosten der Einspeiseleitung  $K_1$  sowie des Korrekturfaktors für die variablen Kosten zur Bereitstellung positiver Regelleistung  $K_2$  kann Einfluss auf die Zielfunktion der Einheit genommen werden.

$$opti_{wi,diesel} = K_{diesel,var} * (K_1 * P_{diesel,wi} + K_2 * P_{diesel,reg,pos,wi}) \quad (28)$$

Mit Hilfe der Zielfunktion für die Prüfung der Netzstabilität  $opti_{st}$  lässt sich die Aktivierung von Regelleistung beeinflussen. Vorrangig sind die innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung ermittelten Einspeiseleistungen der Dieselseinheits zu nutzen, sodass diese Variablen mit dem Faktor  $K_{diesel,reg} = 0$  in der Zielfunktion für die Prüfung der Netzstabilität berücksichtigt werden. Die Variablen zur aktivierten positiven und negativen Regelleistung der Dieselseinheits sind mit dem Faktor  $K_{diesel,reg} = 1$  in dieser Zielfunktion enthalten und werden aufgrund der Minimierung durch den Solver nachrangig genutzt. Die zu verwendende Zielfunktion  $opti_{st}$  wird um den Anteil einer Dieselseinheits  $opti_{st,diesel}$  erweitert, wie die folgende Gleichung zeigt.

$$opti_{st,diesel} = K_{diesel,reg} * (P_{diesel,reg,pos,st} + P_{diesel,reg,neg,st}) \quad (29)$$

Die Funktionsweise der wirtschaftlichen Optimierung für Dieselseinheits oder Gas- und Dampfturbinen ohne Speicher unter Berücksichtigung technischer Randbedingungen, wie beispielsweise einer minimalen Einspeiseleistung von Generatoren, zeigt Abbildung 17. An ein elektrisches Netz sind ein Dieselseinheits, eine Gasturbine und eine Dampfturbine angeschlossen. Jeder Generator besitzt eine minimale Einspeiseleistung von 7,0 MW und eine maximale Einspeiseleistung von 20,0 MW. Die Funktionen zur Begrenzung der Einspeiseleistung von Generatoren sowie das Nutzen von Mindest- und Maximalwerten zur Regelleistungsbereitstellung werden hier nicht angewendet. Die elektrische Last ist zu Beginn bei 10,0 MW und steigt bis auf 50,0 MW. Sie wird zwischen 01:00 und 21:00 Uhr viertelstündlich um 0,5 MW erhöht. Es ist eine Regelleistung von 15 % bezogen auf die elektrische Last vorzuhalten. Der Einsatz des Dieselseinheits ist in diesem Beispiel am wirtschaftlichsten. Es folgt der Betrieb der Gasturbine und letztlich der Betrieb der Dampfturbine.

Das Energiemanagementsystem nutzt bis zu einer elektrischen Last von 17,0 MW den Dieselseinheits, um die elektrische Last und die vorzuhaltende Regelleistung abzudecken. Erst bei elektrischen Leistungen zwischen 17,5 MW und 34,5 MW zieht es die Gasturbine zur Unterstützung hinzu. Soweit möglich betreibt das Energiemanagementsystem die Gasturbine mit ihrer minimalen Einspeiseleistung. Erst wenn der Dieselseinheits mit seiner maximalen Einspeiseleistung ins Netz einspeist, erhöht es die Einspeiseleistung der Gasturbine. Das Energiemanagementsystem aktiviert bei einer elektrischen Last zwischen 35,0 MW und 50,0 MW die Dampfturbine.

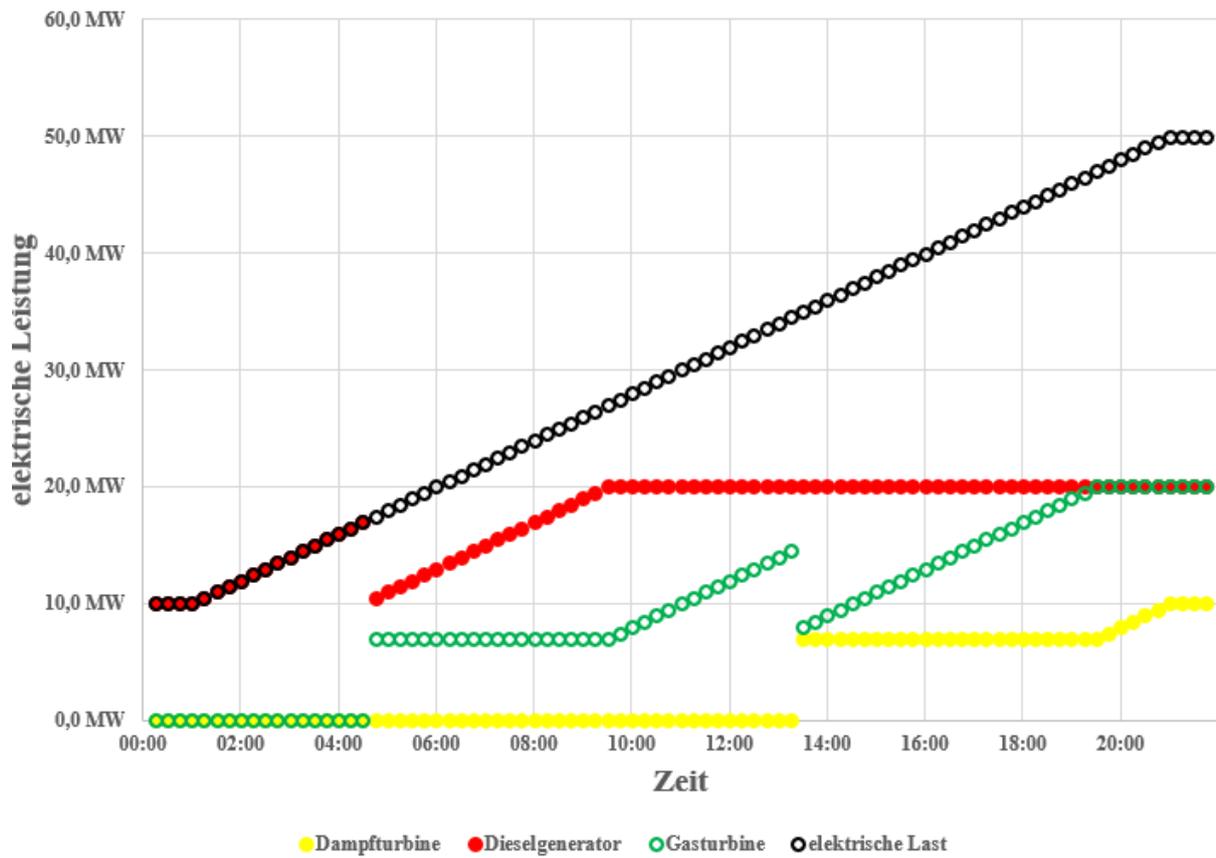


Abbildung 17: Modell Dieseldgeneratoren oder Gas- und Dampfturbinen

(Quelle: eigene Darstellung)

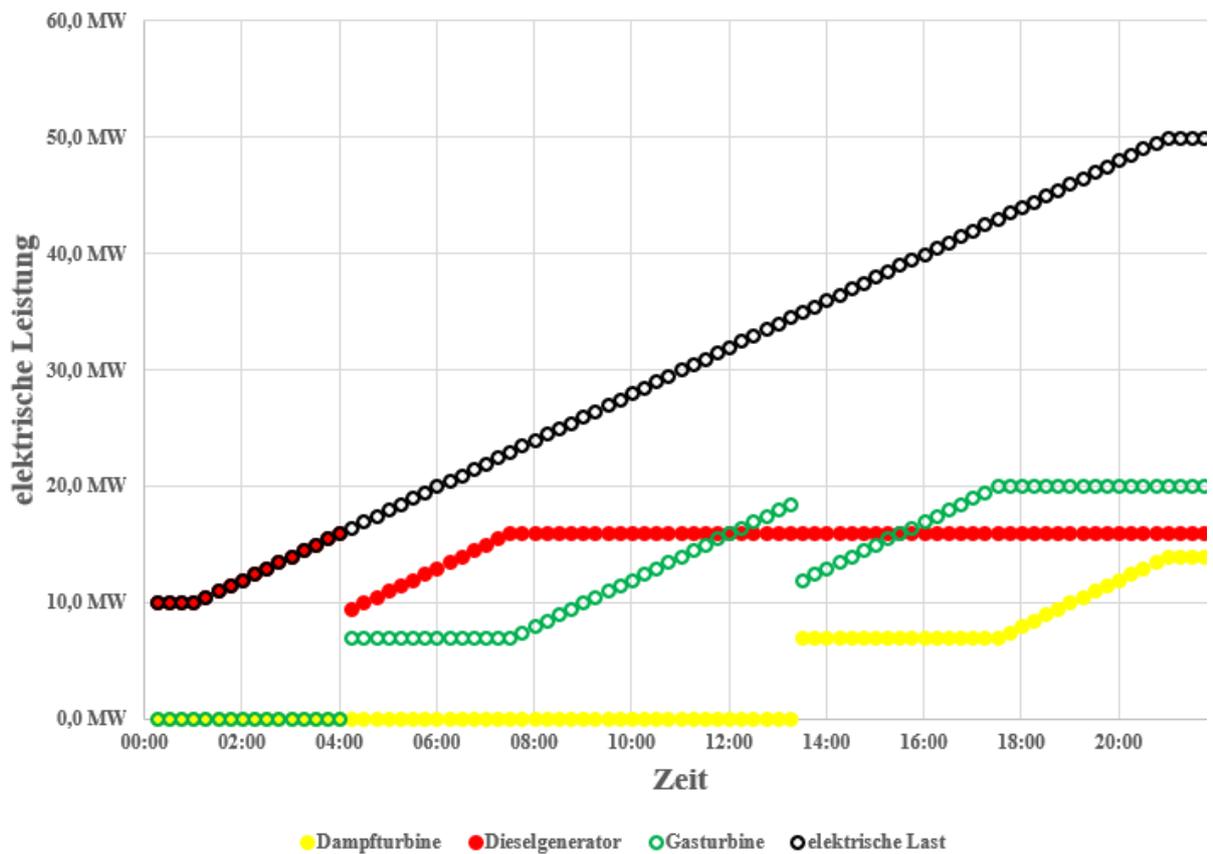


Abbildung 18: Dieseldgeneratoren, Gas- und Dampfturbinen Einspeisebegrenzung

(Quelle: eigene Darstellung)

Abbildung 18 zeigt den Einfluss einer Einspeiseleistungsbegrenzung auf das in Abbildung 17 gezeigte Beispiel. Eine Begrenzung der Einspeiseleistung auf 16,0 MW wird hier für den Dieselgenerator angewendet, sodass dieser die verbleibende Differenz von 4,0 MW zur Installationsleistung von 20,0 MW lediglich noch für die Bereitstellung von positiver Regelleistung nutzen kann. Somit kann die Einspeiseleistung bei vollständiger Aktivierung der positiven Regelleistung 20,0 MW betragen. Bis zu einer elektrischen Last von 16,0 MW nutzt das Energiemanagementsystem den Dieselgenerator, um die elektrische Last und die vorzuhaltende positive sowie negative Regelleistung abzudecken. Zwischen elektrischen Lasten von 16,5 MW und 34,5 MW zieht das Energiemanagementsystem die Gasturbine zur Unterstützung hinzu. Es bevorzugt dabei den Betrieb des Dieselgenerators. Das Energiemanagementsystem nutzt ab einer elektrischen Last von 35,0 MW auch die Dampfturbine. Während des gesamten Betriebs speist der Dieselgenerator aufgrund der gesetzten Einspeiseleistungsbegrenzung maximal 16,0 MW ins elektrische Netz ein. Diese Funktion kann dazu genutzt werden die Höhe der Ausfallleistung von Generatoren zu reduzieren und dazu beitragen die Netzstabilität zu erhöhen.

Die Arbeitsweise der Regelleistungsverteilung ist beispielhaft in Abbildung 19 gezeigt. In dem Beispiel beträgt die Konstante zur Beeinflussung der Mindest- und Maximalregelleistungsbereitstellung für alle Generatoren 0,2. Das führt nach Gleichungen (13) bis (16) dazu, dass die positive und negative Regelleistungsbereitstellung bei Nutzung des Generators auf Mindestwerte von 1,3 MW und Maximalwerte von 11,7 MW beschränkt sind. Bis zu einer elektrischen Last von 17,0 MW nutzt das Energiemanagementsystem den Dieselgenerator, um die elektrische Last und die vorzuhaltende positive sowie negative Regelleistung abzudecken. Bei elektrischen Lasten zwischen 17,5 MW und 34,5 MW setzt es zusätzlich die Gasturbine zur Unterstützung ein und bevorzugt dabei den Betrieb des Dieselgenerators. Ab einer elektrischen Last von 35,0 MW nutzt das Energiemanagementsystem auch die Dampfturbine. Innerhalb dieses Beispiels speist jeder Generator maximal 18,7 MW ein, um im Betrieb eine positive Regelleistung von mindestens 1,3 MW bereitstellen zu können.

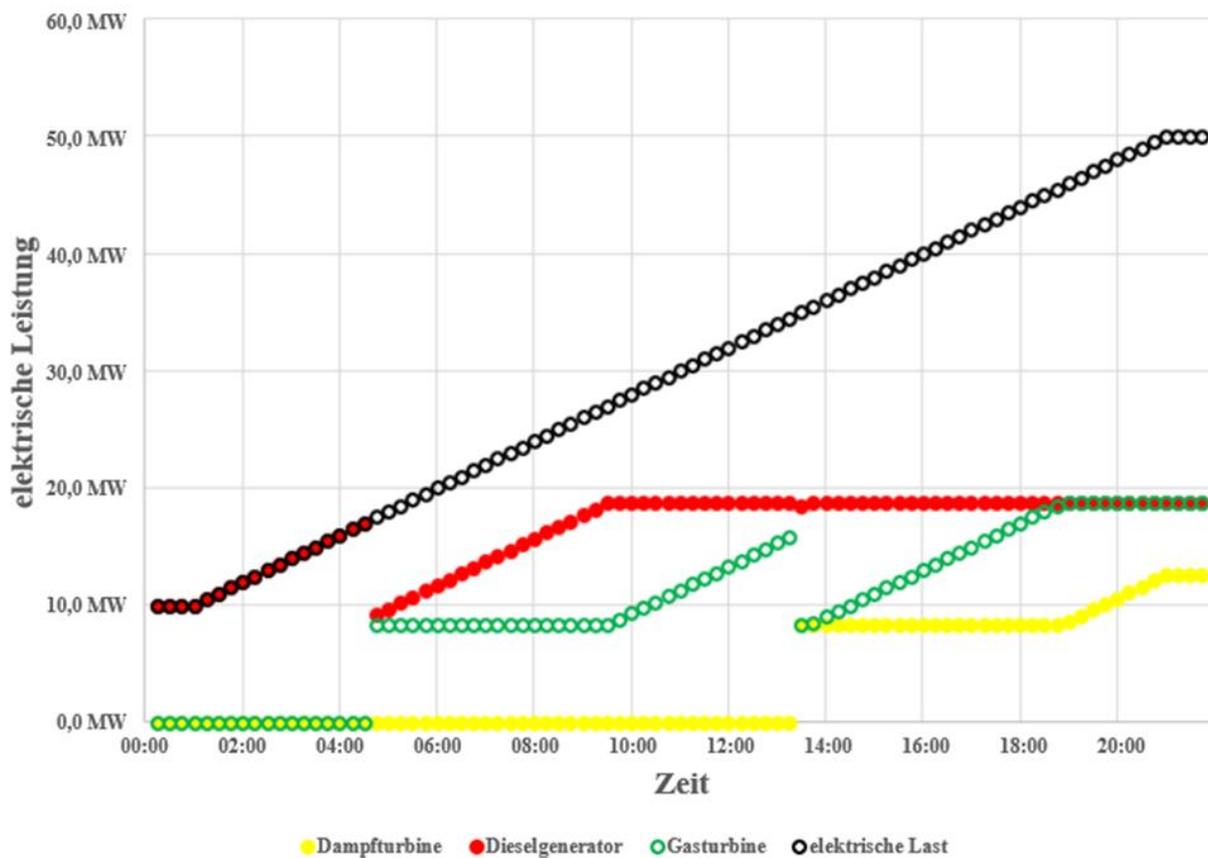


Abbildung 19: Dieselelektrogeneratoren, Gas- und Dampfturbinen Regelleistungsverteilung  
(Quelle: eigene Darstellung)

Das dargestellte Modell für eine Einheit aus Dieselelektrogeneratoren oder Gas- und Dampfturbinen ohne Speicher unterstützt das Energiemanagementsystem eine wirtschaftliche Optimierung und Stabilitätsanalyse des elektrischen Netzes durchführen. Dabei kann im Zusammenspiel zwischen dem Energiemanagementsystem und diesem Modell die Einspeiseleistung und Regelleistungsbereitstellung unter Berücksichtigung wirtschaftlicher und technischer Einflussgrößen für ein elektrisches Netz optimiert werden. Korrekturfaktoren ermöglichen einen Eingriff in den Optimierungsprozess und die Einflussnahme auf die Einspeiseleistung und Regelleistungsbereitstellung einzelner Einheiten aus Dieselelektrogeneratoren oder Gas- und Dampfturbinen. Um die Systemstabilität des elektrischen Netzes mit den zur Verfügung stehenden Anlagen weiter zu erhöhen, stehen die Funktion zur Begrenzung der Einspeiseleistung und die Funktion zur Regelleistungsbereitstellung zur Verfügung. Somit kann die Ausfalleistung von einzelnen Generatoren begrenzt und die Regelleistung auf mehrere Anlagen verteilt werden. Diese Steigerung der Systemstabilität verringert jedoch die wirtschaftliche Betriebsweise der elektrischen Anlagen.

#### 4.2.2. Modell Gasturbinen mit Speicher

Das folgende Modell dient zur Nachbildung einer Einheit aus identischen Gasturbinen mit einem Gasspeicher. Es besitzt vier Variablen für die wirtschaftliche Optimierung und drei Variablen für die Prüfung der Netzstabilität. Beispielfhaft werden in diesem Kapitel die notwendigen Gleichungen für eine Gasturbineneinheit mit Speicher beschrieben. Eine Einheit kann aus mehreren Gasturbinen des gleichen Typs bestehen und ist mit mindestens einem Gasspeicher verbunden. Bei Gasturbinen mit Speicher betragen mittleren Ausfallzeiten 1.800 h und durchschnittlichen Reparaturzeiten 200 h (Dewangan et al., 2014, S. 14916), (Dhurvey et al., 2018, S. 19), (Gupta et al., 2021, S. 10), (Okafor et al., 2016, S. 7 f.), (Savsar et al., 2012, S. 1604). Die folgenden Gleichungen zeigen die Nebenbedingungen der Variablen für eine Gasturbineneinheit innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung. Die zu berücksichtigenden Variablen sind die Einspeiseleistung der gesamten Gasturbineneinheit  $P_{gt,wi}$ , von ihr zur Verfügung gestellte positive Regelleistung  $P_{gt,reg,pos,wi}$  sowie negative Regelleistung  $P_{gt,reg,neg,wi}$  und die Anzahl eingeschalteter Gasturbinen  $n_{gt,wi}$ . Für die wirtschaftliche Optimierung werden Konstanten wie der Wirkungsgrad zur Umwandlung der im Gas gespeicherten chemischen Energie in elektrische Energie  $\eta_{gt}$ , die minimale Einspeiseleistung  $P_{gt,min}$  sowie die maximale Einspeiseleistung  $P_{gt,max}$  einer Gasturbine berücksichtigt. Über den Korrekturfaktor  $K_{gt}$  wird sichergestellt, dass genügend chemische Energie im Gasspeicher  $E_{gt}$  vorhanden ist, um die Einheit für die Dauer eines Zeitschritts  $t$  sicher zu betreiben. Eine mögliche Regelleistungsbereitstellung verhält sich bei ausreichendem Füllstand des Gasspeichers wie in Abbildung 16 gezeigt.

$$P_{gt,wi} \leq P_{grenz,wi} * n_{gt,wi} \quad (30)$$

$$P_{gt,reg,pos,wi} \leq P_{gt,max} * n_{gt,wi} - P_{gt,wi} \quad (31)$$

$$P_{gt,reg,neg,wi} \leq P_{gt,wi} - P_{gt,min} * n_{gt,wi} \quad (32)$$

$$P_{gt,reg,pos,wi} \geq (P_{gt,max} - P_{gt,min}) * \frac{n_{gt,wi} * P_{reg,ver}}{2} \quad (33)$$

$$P_{gt,reg,pos,wi} \leq (P_{gt,max} - P_{gt,min}) * n_{gt,wi} * \left(1 - \frac{P_{reg,ver}}{2}\right) \quad (34)$$

$$P_{gt,reg,neg,wi} \geq (P_{gt,max} - P_{gt,min}) * \frac{n_{gt,wi} * P_{reg,ver}}{2} \quad (35)$$

$$P_{gt,reg,neg,wi} \leq (P_{gt,max} - P_{gt,min}) * n_{gt,wi} * \left(1 - \frac{P_{reg,ver}}{2}\right) \quad (36)$$

$$E_{gt} \geq (P_{gt,wi} + P_{gt,reg,pos,wi}) * \frac{K_{gt} * t}{\eta_{gt}} \quad (37)$$

Tabelle 3: Eigenschaften Gasturbinen mit Speicher

Name der Eigenschaft	Beschreibung der Eigenschaft
Name der Einheit	Name der Einheit
Name des Knotenschwerpunktes	Name des Knotenschwerpunktes, an dem die Einheit angeschlossen ist
Name des Gasspeichers	Name des Gasspeichers, mit dem die Einheit verbunden ist
maximale Einspeiseleistung	maximale Einspeiseleistung einer einzelnen Gasturbine in der Einheit
minimale Einspeiseleistung	minimale Einspeiseleistung einer einzelnen Gasturbine in der Einheit
maximale Anzahl an Gasturbinen	maximale Anzahl an Gasturbinen innerhalb der Einheit, die betrieben werden können
Wirkungsgrad einer Gasturbine	Wirkungsgrad zur Umwandlung der im Gas gespeicherten Energie in elektrische Energie
MTBF	mittlere Ausfallzeit einer einzelnen Gasturbine in der Einheit
MTTR	durchschnittliche Reparaturzeit einer einzelnen Gasturbine in der Einheit
variable Kosten	variable Kosten bestehend aus Brennstoffkosten und variablen Betriebs- und Instandhaltungskosten
Regelleistungsverteilung	Konstante zur Beeinflussung des Mindest- und Maximalwertes zur Bereitstellung von positiver und negativer Regelleistung für die Optimierung durch den Solver
Einspeiseleistungsbegrenzung	setzen der maximalen Wirkleistungseinspeisung einer Gasturbine in der Einheit für die Optimierung durch den Solver
Korrekturfaktor Einspeiseleistung	Korrekturfaktor für die Variable der Einspeiseleistung in der wirtschaftlichen Optimierung
Korrekturfaktor Regelleistung	Korrekturfaktor für die Variable der positiven Regelleistungsbereitstellung in der wirtschaftlichen Optimierung
Korrekturfaktor Speicherstand	Korrekturfaktor für die Kostenänderung in der wirtschaftlichen Optimierung in Abhängigkeit vom Speicherstand

In Tabelle 3 sind alle wichtigen Eigenschaften zur Modellbildung von Gasturbinen mit Speichern aufgelistet. Die wirtschaftliche Zielfunktion kann über die enthaltenen Korrekturfaktoren angepasst werden, um beispielsweise Regelleistung von bestimmten Gasturbinentypen bereitzustellen zu lassen oder Speicherstände bei der Nutzung zu berücksichtigen. Abbildung 20 zeigt die Funktionsweise des Modells an einem Beispiel.

Über die Vektoren  $lb_{wi}$  und  $ub_{wi}$  können die vier Variablen einer Einheit aus Gasturbinen für die wirtschaftliche Optimierung begrenzt werden. Die Einspeiseleistung der Einheit und zur Verfügung gestellte positive sowie negative Regelleistung werden, wie die folgenden Gleichungen zeigen, zwischen Null und Unendlich begrenzt, um nur positive Werte zuzulassen. Die Anzahl innerhalb der Einheit eingeschalteter Gasturbinen wird zwischen Null und der maximal verfügbaren Anzahl an Gasturbinen  $n_{gt,max}$  innerhalb dieser Einheit begrenzt.

$$0 \leq P_{gt,wi} \leq inf \quad (38)$$

$$0 \leq P_{gt,reg,pos,wi} \leq inf \quad (39)$$

$$0 \leq P_{gt,reg,neg,wi} \leq inf \quad (40)$$

$$0 \leq n_{gt,wi} \leq n_{gt,max} \quad (41)$$

Alle Gasturbineneinheiten an einem Knotenschwerpunkt  $a_{gt}$  und die von jeder Einheit bereitgestellte Einspeiseleistung  $P_{gt,wi,i}$ , vorgehaltene positive Regelleistung  $P_{gt,reg,pos,wi,i}$  und negative Regelleistung  $P_{gt,reg,neg,wi,i}$  für die wirtschaftliche Optimierung werden über die folgenden Gleichungen berücksichtigt. Zu decken sind die erwartete elektrische Last am Knotenschwerpunkt sowie der geschätzte positive und negative Regelleistungsbedarf am entsprechenden Knotenschwerpunkt im Netz.

$$P_{Ksp,wi} = \sum_{i=1}^{a_{gt}} P_{gt,wi,i} \quad (42)$$

$$P_{Ksp,reg,pos,wi} = \sum_{i=1}^{a_{gt}} P_{gt,reg,pos,wi,i} \quad (43)$$

$$P_{Ksp,reg,neg,wi} = \sum_{i=1}^{a_{gt}} P_{gt,reg,neg,wi,i} \quad (44)$$

Die folgende Gleichung beschreibt die Nebenbedingung der Variablen für eine oder mehrere Gasturbineneinheiten mit Speicher innerhalb der Stabilitätsanalyse. Berücksichtigt werden die Variablen verschiedener Gasturbineneinheiten  $i$  mit den Einspeiseleistungen  $P_{gt,st,i}$ , aktivierter positiver Regelleistung  $P_{gt,reg,pos,st,i}$  und aktivierte negative Regelleistung  $P_{gt,reg,neg,st,i}$ .

$$P_{Ksp,st} = \sum_{i=1}^{a_{gt}} P_{gt,st,i} + P_{gt,reg,pos,st,i} - P_{gt,reg,neg,st,i} \quad (45)$$

Innerhalb der Prüfung der Netzstabilität können mit Hilfe der Vektoren  $lb_{st}$  und  $ub_{st}$  die Variablen für die Einspeiseleistung  $P_{gt,st}$ , aktivierte positive Regelleistung  $P_{gt,reg,pos,st}$  und aktivierte negative Regelleistung  $P_{gt,reg,neg,st}$  der Gasturbineneinheit mit Speicher begrenzt werden. Die Anzahl ausgefallener Gasturbinen innerhalb der Einheit  $n_{gt,Ausfall}$  sind durch die Stabilitätsanalyse zu ermitteln. Somit werden bei der Prüfung der Netzstabilität mögliche Gasturbinenausfälle und ermittelte vorzuhaltende Regelleistungen aus der wirtschaftlichen Optimierung berücksichtigt. Auswirkungen eines Gasturbinenausfalls in einer Einheit werden im Kapitel 4.6.2 erläutert. Die Einheit kann maximal die in der wirtschaftlichen Optimierung festgelegte positive und negative Regelleistung zur Stabilisierung des Netzes nutzen.

$$P_{gt,wi} * \left(1 - \frac{n_{gt,Ausfall}}{n_{gt,wi}}\right) \leq P_{gt,st} \leq P_{gt,wi} * \left(1 - \frac{n_{gt,Ausfall}}{n_{gt,wi}}\right) \quad (46)$$

$$0 \leq P_{gt,reg,pos,st} \leq P_{gt,reg,pos,wi} * \left(1 - \frac{n_{gt,Ausfall}}{n_{gt,wi}}\right) \quad (47)$$

$$0 \leq P_{gt,reg,neg,st} \leq P_{gt,reg,neg,wi} * \left(1 - \frac{n_{gt,Ausfall}}{n_{gt,wi}}\right) \quad (48)$$

Um die Variablen der Gasturbineneinheit mit Speicher in der wirtschaftlichen Optimierung zu berücksichtigen, muss die Zielfunktion  $opti_{wi}$  um den Anteil der Gasturbineneinheit mit Speicher  $opti_{wi,gt}$  erweitert werden. Ähnlich wie bei Dieselgeneratoren oder Gas- und Dampfturbinen ohne Speicher werden für die Modellierung von Gasturbinen mit Speicher lediglich variable Kosten für Einspeiseleistungen sowie Kosten für die Bereitstellung von positiver Regelleistung  $K_{gt,var}$  berücksichtigt. Kosten für die Bereitstellung von negativer Regelleistung sowie von der Anzahl aktivierter Dieselgeneratoren oder Gas- und Dampfturbinen abhängige variable Kosten werden nicht berücksichtigt. Mit Hilfe eines zusätzlichen Korrekturfaktor  $K_4$  ist die Zielfunktion vom Speicherstand abhängig.

$$opti_{wi,gt} = K_4 * K_{gt,var} * (K_1 * P_{gt,wi} + K_2 * P_{gt,reg,pos,wi}) \quad (49)$$

Die Zielfunktion für die Prüfung der Netzstabilität für eine Gasturbineneinheit mit Speicher ist entsprechend der in Kapitel 4.2.1 beschriebenen Zielfunktion für Dieselgeneratoren oder Gas- und Dampfturbinen ohne Speicher aufgebaut.

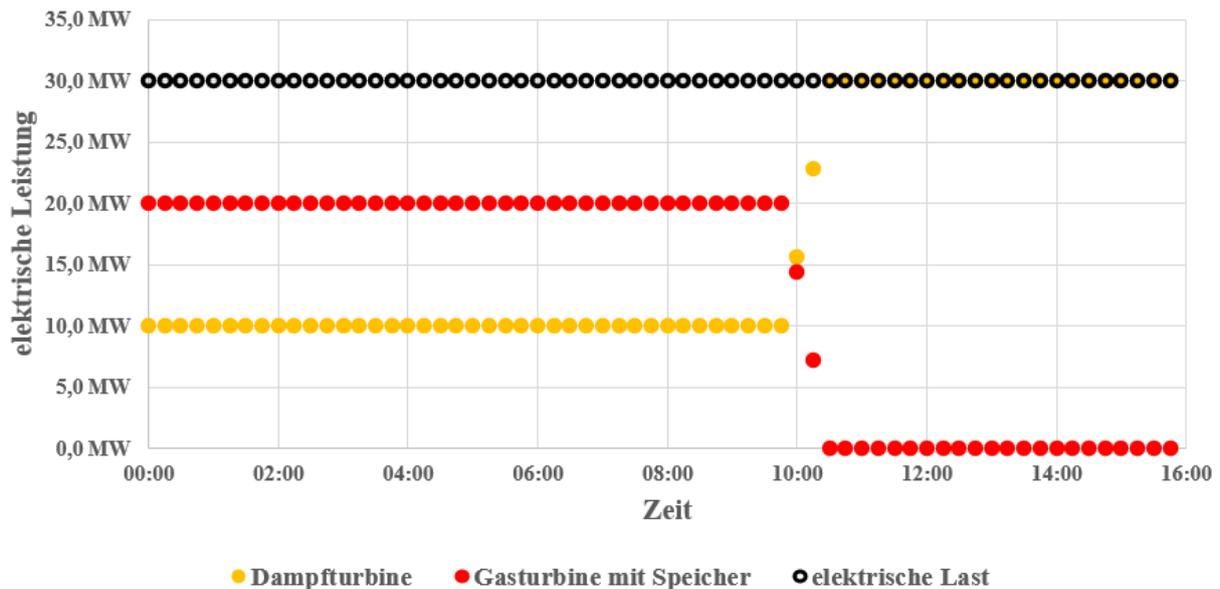


Abbildung 20: Modell für Gasturbinen mit Speicher

(Quelle: eigene Darstellung)

Abbildung 20 zeigt an einem Beispiel die Funktionsweise der wirtschaftlichen Optimierung für Gasturbinen mit Speicher unter Berücksichtigung technischer Randbedingungen wie beispielsweise einer minimalen Einspeiseleistung. An ein elektrisches Netz sind vier Dampfturbinen sowie zwei Gasturbinen mit Speicher angeschlossen. Jede Anlage besitzt eine minimale Einspeiseleistung von 5,0 MW und eine maximale Einspeiseleistung von 10,0 MW. Die elektrische Last beträgt konstant 30,0 MW. Es ist eine Regelleistung von 15 % bezogen auf die elektrische Last vorzuhalten. Der Einsatz von Gasturbinen ist in diesem Beispiel wirtschaftlicher, jedoch durch die gespeicherte Gasmenge von 500 MWh und den Wirkungsgrad der Gasturbinen von 40 % begrenzt. Die Gasspeicher werden innerhalb dieses Beispiels nicht mit neuem Gas befüllt, sodass die Gasturbinen bis um 09:45 Uhr in der Lage sind ihre maximale Einspeiseleistung dem Netz zur Verfügung zu stellen. Sie werden dabei von den Dampfturbinen unterstützt. Im Anschluss übernehmen die Dampfturbinen aufgrund des geringen Füllstandes des Gasspeichers schrittweise die komplette Deckung der Last sowie der geforderten Regelleistung.

Das dargestellte Modell für eine Einheit aus Gasturbinen mit Speicher unterstützt das Energiemanagementsystem eine wirtschaftliche Optimierung und Stabilitätsanalyse des elektrischen Netzes durchzuführen. Zur Ermittlung optimaler Einspeiseleistungen und Regelleistungsbereitstellungen werden wirtschaftliche und technische Einflussgrößen berücksichtigt. Der Einsatz von Korrekturfaktoren ermöglicht den Eingriff in den Optimierungsprozess und die Einflussnahme auf die Einspeiseleistung und Regelleistungsbereitstellung einzelner Gasturbinen mit Speicher. Zur Steigerung der Systemstabilität des elektrischen Netzes stehen die Funktion zur Begrenzung der Einspeiseleistung und die Funktion zur Regelleistungverteilung zur Verfügung. Somit kann die Ausfalleistung von einzelnen Gasturbinen begrenzt und die Regelleistung auf mehrere Anlagen verteilt werden. Diese Steigerung der Systemstabilität verringert jedoch die wirtschaftliche Betriebsweise der elektrischen Anlagen.

#### 4.2.3. Pumpspeicherkraftwerk ohne Regelleistungsbereitstellung

Mit Hilfe des folgenden Modells können Pumpspeicherkraftwerke ohne Regelleistungsbereitstellung modelliert werden. Sie bestehen aus einer mit einem Speicher verbundenen Einheit, welche mehrere identische Maschinen umfasst, die im Turbinen- oder Pumpbetrieb arbeiten können. Das Modell besitzt vier Variablen für die wirtschaftliche Optimierung und zwei Variablen für die Prüfung der Netzstabilität.

Mit Hilfe der folgenden Gleichungen lassen sich die Nebenbedingungen der Variablen für eine als Pumpspeicherkraftwerk ohne Regelleistungsbereitstellung fungierende Maschineneinheit innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung beschreiben. Zu berücksichtigen sind die Einspeiseleistung  $P_{turb,o,wi}$  und die Bezugsleistung  $P_{pump,o,wi}$  der gesamten Maschineneinheit sowie die Anzahl innerhalb dieser Einheit eingeschalteter Maschinen im Turbinenbetrieb  $n_{turb,o,wi}$  und im Pumpbetrieb  $n_{pump,o,wi}$ . Weiterhin werden innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung Konstanten wie die maximale Einspeiseleistung einer Maschine im Turbinenmodus  $P_{turb,max}$ , die maximale Bezugsleistung einer Maschine im Pumpmodus  $P_{pump,max}$ , die Einspeiseleistungsbegrenzung einer Maschine im Turbinenmodus  $P_{grenz,turb,wi}$  und die Bezugsleistungsbegrenzung einer Maschine im Pumpmodus  $P_{grenz,pump,wi}$  berücksichtigt. Über den Korrekturfaktor  $K_w$  wird sichergestellt das ausreichend potenzielle Energie im oberen Reservoir des Pumpspeicherkraftwerkes  $E_{reservoir}$  vorhanden ist, um es für die Dauer eines Zeitschritts sicher zu betreiben. Berücksichtigt werden dabei der Wirkungsgrad zur Umwandlung der potenziellen Energie in elektrische Energie durch Turbinen  $\eta_{turb}$  und der Wirkungsgrad zur Umwandlung der elektrischen Energie in potenzielle Energie durch Pumpen  $\eta_{pump}$ .

$$P_{turb,o,wi} \leq P_{grenz,turb,wi} * n_{turb,o,wi} \quad (50)$$

$$P_{pump,o,wi} \leq P_{grenz,pump,wi} * n_{pump,o,wi} \quad (51)$$

$$P_{turb,o,wi} \leq P_{turb,max} * n_{turb,o,wi} \quad (52)$$

$$P_{pump,o,wi} \leq P_{pump,max} * n_{pump,o,wi} \quad (53)$$

$$E_{reservoir} \geq \left( \frac{K_w}{\eta_{turb}} * P_{turb,o,wi} - \frac{\eta_{pump}}{K_w} * P_{pump,o,wi} \right) * t \quad (54)$$

$$E_{reservoir} \leq \left( K_w * \eta_{pump} * P_{pump,o,wi} - \frac{1}{K_w * \eta_{turb}} * P_{turb,o,wi} \right) * t \quad (55)$$

Tabelle 4 enthält alle wichtigen Eigenschaften zur Modellierung eines Pumpspeicherkraftwerkes ohne Regelleistungsbereitstellung. Für die Modellierung von Pumpspeicherkraftwerken sind mittlere Ausfallzeiten von 3.700 h und durchschnittliche Reparaturzeiten von 300 h anzunehmen (Adamu et al., 2012, S. 7), (Joseph et al., 2018, S. 12), (Minaye et al., 2016, S. 123). Die variablen Kosten zum Betrieb des Pumpspeicherkraftwerkes ohne Regelleistungsbereitstellung beinhalten variable Betriebs- und Instandhaltungskosten. Die in der Tabelle enthaltenen Korrekturfaktoren ermöglichen eine Änderung der wirtschaftlichen Zielfunktion, um beispielsweise die Betriebsweise des Pumpspeicherkraftwerkes vom Füllstand des Reservoirs abhängig zu machen. Abbildung 21 zeigt die Funktionsweise des Modells an einem Beispiel.

Mit Hilfe der Vektoren  $lb_{wi}$  und  $ub_{wi}$  können die vier Variablen dieser Maschineneinheit für die wirtschaftliche Optimierung begrenzt werden. Die Einspeise- und Bezugsleistung der gesamten Maschineneinheit werden, wie die folgenden Gleichungen zeigen, zwischen Null und Unendlich begrenzt, um nur positive Werte zuzulassen. Die Anzahl innerhalb der Einheit eingeschalteten Maschinen im Turbinen- und Pumpbetrieb werden zwischen Null und der maximal verfügbaren Anzahl an Maschinen innerhalb dieser Einheit  $n_{w,max}$  begrenzt.

$$0 \leq P_{turb,o,wi} \leq inf \quad (56)$$

$$0 \leq P_{pump,o,wi} \leq inf \quad (57)$$

$$0 \leq n_{turb,o,wi} \leq n_{w,max} \quad (58)$$

$$0 \leq n_{pump,o,wi} \leq n_{w,max} \quad (59)$$

Tabelle 4: Eigenschaften Maschinen im Pumpspeicherkraftwerk ohne Regelleistung

Name der Eigenschaft	Beschreibung der Eigenschaft
Name der Einheit	Name der Einheit
Name des Knotenschwerpunktes	Name des Knotenschwerpunktes, an dem die Einheit angeschlossen ist
Name des Reservoirs	Name des Reservoirs, mit dem die Einheit verbunden ist
maximale Einspeiseleistung im Turbinenbetrieb	maximale Einspeiseleistung einer einzelnen Maschine im Turbinenbetrieb der Einheit
maximale Bezugsleistung im Pumpbetrieb	maximale Bezugsleistung einer einzelnen Maschine im Pumpbetrieb der Einheit
maximale Anzahl an Maschinen	maximale Anzahl an Maschinen innerhalb der Einheit, die betrieben werden können
Wirkungsgrad im Turbinenbetrieb	Wirkungsgrad zur Umwandlung der im Reservoir gespeicherten potenziellen Energie in elektrische Energie
Wirkungsgrad im Pumpbetrieb	Wirkungsgrad zur Umwandlung von elektrischer Energie in im Reservoir gespeicherte potenzielle Energie
MTBF	mittlere Ausfallzeit einer einzelnen Maschine in der Einheit
MTTR	durchschnittliche Reparaturzeit einer einzelnen Maschine in der Einheit
variable Kosten	variable Kosten bestehend aus variablen Betriebs- und Instandhaltungskosten
Einspeiseleistungsbegrenzung	setzen der maximalen Wirkleistungseinspeisung einer Maschine in der Einheit für die Optimierung durch den Solver
Bezugsleistungsbegrenzung	setzen des maximalen Wirkleistungsbezugs einer Maschine in der Einheit für die Optimierung durch den Solver
Korrekturfaktor Einspeiseleistung	Korrekturfaktor für die Variable der Einspeiseleistung in der wirtschaftlichen Optimierung
Korrekturfaktor Bezugsleistung	Korrekturfaktor für die Variable der Bezugsleistung in der wirtschaftlichen Optimierung
Korrekturfaktor Speicherstand	Korrekturfaktor für die Kostenänderung in der wirtschaftlichen Optimierung in Abhängigkeit vom Speicherstand

Alle Maschineneinheiten von Pumpspeicherkraftwerken ohne Regelleistungsbereitstellung an einem Knotenschwerpunkt  $a_{w,o}$  und die von jeder dieser Einheiten im Turbinenmodus bereitgestellte elektrische Leistung  $P_{turb,o,wi,i}$  sowie die von jeder dieser Einheiten im Pumpmodus bezogene elektrische Leistung  $P_{pump,o,wi,i}$  für die wirtschaftliche Optimierung werden über folgende Gleichung berücksichtigt. Zu decken ist die erwartete elektrische Last im Netz.

$$P_{Ksp,wi} = \sum_{i=1}^{a_{w,o}} P_{turb,o,wi,i} - P_{pump,o,wi,i} \quad (60)$$

Die folgende Gleichung beschreibt die Nebenbedingung der Variablen für mindestens eine Maschineneinheit eines Pumpspeicherkraftwerks innerhalb der Stabilitätsanalyse. Von Pumpspeichermaschineneinheiten  $i$  ohne Regelleistungsbereitstellung werden die Variablen zur Einspeise- und Bezugsleistung im Turbinenbetrieb  $P_{turb,o,st,i}$  und im Pumpbetrieb  $P_{pump,o,st,i}$  berücksichtigt.

$$P_{Ksp,st} = \sum_{i=1}^{a_{w,o}} P_{turb,o,st,i} - P_{pump,o,st,i} \quad (61)$$

Die Variablen für die Einspeiseleistung  $P_{turb,o,st}$  und Bezugsleistung  $P_{pump,o,st}$  der Pumpspeichermaschineneinheit ohne Regelleistungsbereitstellung können innerhalb der Prüfung der Netzstabilität über die Vektoren  $lb_{st}$  und  $ub_{st}$  begrenzt werden. Die Anzahl ausgefallener Maschinen in der Pumpspeichermaschineneinheit  $n_{w,Ausfall,o}$  wird innerhalb der Stabilitätsanalyse ermittelt. Die Auswirkungen eines solchen Ausfalls sind im Kapitel 4.6.2 näher erläutert. Kommt es zu keinem Ausfall einer Maschine innerhalb der Einheit, speist oder bezieht sie die zuvor in der wirtschaftlichen Optimierung ermittelte Leistung ins bzw. vom Netz.

Die Anschlussbedingungen von Barbados fordern eine vollständige Aktivierung von Regelleistung zur Stabilisierung des elektrischen Netzes innerhalb von 20 Sekunden nach Auftreten einer Störung (Barbados Light & Power Company Limited, 2017, S. 130). Benötigte Zeiten von Pumpspeicherkraftwerken für eine Änderung des Betriebsmodus (Fisher et al., 2012, S. 23) führen dazu, dass diese keine positive und negative Regelleistung zur Verfügung stellen können. Erst eine Kombination mit anderen Technologien, wie beispielsweise einer Batterieanlage, ermöglicht eine solche Regelleistungsbereitstellung.

$$P_{turb,o,wi} * \left(1 - \frac{n_{w,Ausfall,o}}{n_{turb,o,wi}}\right) \leq P_{turb,o,st} \leq P_{turb,o,wi} * \left(1 - \frac{n_{w,Ausfall,o}}{n_{turb,o,wi}}\right) \quad (62)$$

$$P_{pump,o,wi} * \left(1 - \frac{n_{w,Ausfall,o}}{n_{pump,o,wi}}\right) \leq P_{pump,o,st} \leq P_{pump,o,wi} * \left(1 - \frac{n_{w,Ausfall,o}}{n_{pump,o,wi}}\right) \quad (63)$$

Um die Variablen dieser Einheit in der wirtschaftlichen Optimierung zu berücksichtigen, muss die Zielfunktion  $opti_{wi}$  um den Anteil der Pumpspeichermaschineneinheit ohne Regelleistungsbereitstellung  $opti_{wi,w,o}$  erweitert werden. Innerhalb dieser Arbeit finden Kosten für Einspeiseleistungen und Bezugsleistungen  $K_{w,var}$  Berücksichtigung. Mit Hilfe des Korrekturfaktors für die variablen Kosten der Bezugsleistung  $K_3$  kann Einfluss auf die Zielfunktion der Pumpspeichermaschineneinheit genommen werden.

$$opti_{wi,w,o} = K_4 * K_{w,var} * (K_1 * P_{turb,o,wi} - K_3 * P_{pump,o,wi}) \quad (64)$$

Abbildung 21 zeigt die Funktionsweise der wirtschaftlichen Optimierung für ein Pumpspeicherkraftwerk ohne Regelleistungsbereitstellung in Kombination mit Windkraftanlagen und Dieselgeneratoren unter Berücksichtigung technischer Randbedingungen wie z.B. minimaler Einspeiseleistungen der Dieselgeneratoren. Es wird eine Netzstabilität von 99,9 % angestrebt, was einen akzeptierten Ausfall von 8,76 h/a entspricht. Die erwartete elektrische Last beträgt konstant 50 MW. Der zum Ausgleich unvorhergesehener Laständerungen benötigte Regelleistungsbedarf zur Erreichung der geforderten Netzstabilität beträgt 8,3 MW und ist in der Abbildung in Orange dargestellt. Zur Deckung der elektrischen Last und zur Bereitstellung von Regelleistung stehen acht Dieselgeneratoren zur Verfügung, welche jeweils eine minimale Einspeiseleistung von 5,0 MW und eine maximale Einspeiseleistung von 12,5 MW besitzen. Die Einspeiseleistung der Dieselgeneratoren ist in der Abbildung in Rot zu sehen. Ein Pumpspeicherkraftwerk mit einer maximalen Einspeise- und Bezugsleistung von 25,0 MW unterstützt bei der Versorgung der elektrischen Last im Netz. Die Einspeiseleistung dieser Anlage ist in Grün und die Bezugsleistung in Lila dargestellt. Aufgrund der technischen Eigenschaften kann es jedoch in diesem Beispiel keine Regelleistung bereitstellen. Zusätzlich installierte Windkraftanlagen des Typs Enercon E70 2000 mit einer Gesamtinstallationsleistung von 100 MW können bei ausreichender Windgeschwindigkeit mit ihrer in Blau dargestellten Einspeiseleistung bei Bedarf eingesetzt werden. Das Energiemanagementsystem hat in diesem Beispiel die Möglichkeit die Einspeiseleistung der Windkraftanlagen zu reduzieren. Der durch diese Anlagen verursachte zusätzliche Regelleistungsbedarf ist der Abbildung in Pink und der

Gesamtregelleistungsbedarf aus der elektrischen Last und den Windkraftanlagen ist in Grau zu sehen. Das obere Reservoir des Pumpspeichers besitzt zu Beginn der Simulation eine potenziell gespeicherte Energiemenge von 2.750 MWh, wobei die Wirkungsgrade der Turbine und Pumpe mit jeweils 0,9 anzunehmen sind. Im oberen Reservoir können maximal 3.000 MWh an potenzieller Energie gespeichert werden. Der Speicherstand ist in der Abbildung in Schwarz zu sehen. Die Windgeschwindigkeit beträgt zu Beginn der Simulation 0 m/s und wird in 15 min Zeitschritten stufenweise zwischen 01:00 und 04:00 Uhr um 1 m/s erhöht. Aufgrund der mangelnden Windgeschwindigkeit und des gefüllten oberen Reservoirs muss das Pumpspeicherkraftwerk zu Beginn im Turbinenbetrieb bei seiner maximalen Einspeiseleistung arbeiten, die Dieselgeneratoren speisen die restlichen 25,0 MW ins elektrische Netz ein und stellen die notwendige positive und negative Regelleistung von 8,3 MW bereit. Um die durch die steigende Windgeschwindigkeit mögliche Einspeiseleistung aus Windkraftanlagen zu nutzen, müssen die Dieselgeneratoren die Bereitstellung von Regelleistung erhöhen. Das führt dazu, dass die Einspeiseleistung der Einheit aus Dieselgeneratoren zu erhöhen ist, um die positive und negative Regelleistungsbereitstellung innerhalb der minimalen und maximalen Einspeiseleistung sicherzustellen. Die hierdurch erforderliche Änderung der Betriebsweise der Dieselgeneratoren sorgt für einen Rückgang der Einspeiseleistung und später zum Betrieb des Pumpspeicherkraftwerkes bei maximaler Bezugsleistung. Nähert sich die im oberen Reservoir gespeicherte potenzielle Energie der maximal speicherbaren Energiemenge an, reduziert das Energiemanagementsystem die Einspeiseleistung der Windkraftanlagen trotz ausreichender Windgeschwindigkeit, um zum einen die Dieselgeneratoren bei geringerer Einspeiseleistung und Regelleistungsbereitstellung betreiben zu können und zum anderen das obere Reservoir vor einem Überlaufen zu bewahren.

Das Modell ermöglicht es dem Energiemanagementsystem ein Pumpspeicherkraftwerk ohne Regelleistungsbereitstellung für eine wirtschaftliche Optimierung und Stabilitätsanalyse zu berücksichtigen. Dabei werden Einspeise- und Bezugsleistungen unter Berücksichtigung von wirtschaftlichen und technischen Einflussgrößen vom Energiemanagementsystem ermittelt, um das elektrische Netz optimal zu betreiben. Der Einsatz von Korrekturfaktoren ermöglicht einen Eingriff in den Optimierungsprozess und die Einflussnahme auf die Arbeitsweise des Pumpspeicherkraftwerkes sowie auf die Sicherstellung, dass genügend potenzielle Energie im oberen Reservoir des Pumpspeicherkraftwerkes zur Verfügung steht, um es für die Dauer eines Zeitschritts sicher zu betreiben. Um die Systemstabilität des elektrischen Netzes weiter zu erhöhen, steht die Funktion zur Begrenzung der Einspeise- und Bezugsleistung zur Verfügung. Sie ermöglicht eine Reduzierung der möglichen Ausfallleistung einzelner Maschinen und steigert somit die Systemstabilität auf Kosten der wirtschaftlichen Betriebsweise.

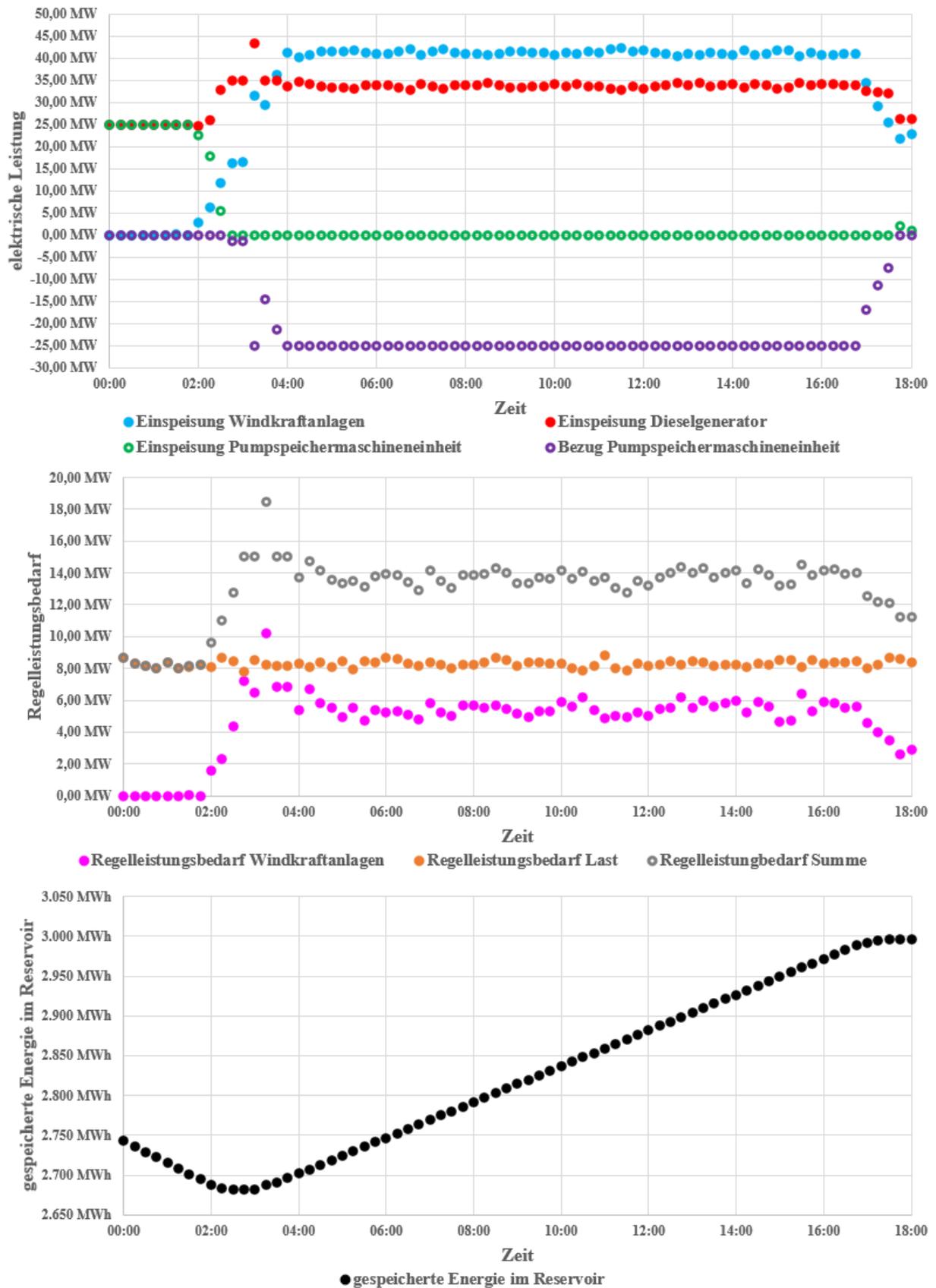


Abbildung 21: Modell für Pumpspeicherkraftwerk ohne Regelleistungsbereitstellung  
(Quelle: eigene Darstellung)

#### 4.2.4. Pumpspeicherkraftwerk mit Regelleistungsbereitstellung

Mit Hilfe des folgenden Modells können Pumpspeicherkraftwerke mit Regelleistungsbereitstellung modelliert werden. Sie sind mit mindestens einem Speicher verbunden und bestehen aus einer oder mehrerer identischer Maschinen, die im Turbinen- oder Pumpbetrieb arbeiten können. Das Modell besitzt sieben Variablen für die wirtschaftliche Optimierung und vier Variablen für die Prüfung der Netzstabilität.

Die folgenden Gleichungen ermöglichen die Berücksichtigung der Nebenbedingungen der Variablen für eine als Pumpspeicherkraftwerk mit Regelleistungsbereitstellung fungierende Maschineneinheit innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung. Enthalten sind die Einspeiseleistung  $P_{turb,m,wi}$  und Bezugsleistung  $P_{pump,m,wi}$  der gesamten Einheit, die hiervon zur Verfügung gestellte positive Regelleistung  $P_{tp,reg,pos,wi}$  und negative Regelleistung  $P_{tp,reg,neg,wi}$ . Die Anzahl innerhalb der Einheit eingeschaltete Maschinen  $n_{tp,m,wi}$  teilt sich in Maschinen im Turbinenbetrieb  $n_{turb,m,wi}$  und im Pumpbetrieb  $n_{pump,m,wi}$  auf.

$$n_{tp,m,wi} \leq n_{turb,m,wi} \quad (65)$$

$$n_{tp,m,wi} \leq n_{pump,m,wi} \quad (66)$$

$$P_{turb,m,wi} \leq P_{grenz,turb,wi} * n_{turb,m,wi} \quad (67)$$

$$P_{pump,m,wi} \leq P_{grenz,pump,wi} * n_{pump,m,wi} \quad (68)$$

$$P_{tp,reg,pos,wi} \geq \frac{P_{reg,ver}}{2} * (P_{turb,max} * n_{tp,m,wi} - P_{turb,m,wi} + P_{pump,m,wi}) \quad (69)$$

$$P_{tp,reg,neg,wi} \geq \frac{P_{reg,ver}}{2} * (P_{pump,max} * n_{tp,m,wi} - P_{pump,m,wi} + P_{turb,m,wi}) \quad (70)$$

$$P_{tp,reg,pos,wi} \leq (P_{turb,max} * n_{tp,m,wi} - P_{turb,m,wi} + P_{pump,m,wi}) * \left(1 - \frac{P_{reg,ver}}{2}\right) \quad (71)$$

$$P_{tp,reg,neg,wi} \leq (P_{pump,max} * n_{tp,m,wi} - P_{pump,m,wi} + P_{turb,m,wi}) * \left(1 - \frac{P_{reg,ver}}{2}\right) \quad (72)$$

$$E_{reservoir} \geq \left(\frac{K_w}{\eta_{turb}} * (P_{turb,m,wi} + P_{tp,reg,pos,wi}) - \frac{\eta_{pump} * P_{pump,m,wi}}{K_w}\right) * t \quad (73)$$

$$E_{reservoir} \leq \left(K_w * \eta_{pump} * (P_{pump,m,wi} + P_{tp,reg,neg,wi}) - \frac{P_{turb,m,wi}}{K_w * \eta_{turb}}\right) * t \quad (74)$$

Tabelle 5: Eigenschaften Maschinen im Pumpspeicherkraftwerk mit Regelleistung

Name der Eigenschaft	Beschreibung der Eigenschaft
Name der Einheit	Name der Einheit
Name des Knotenschwerpunktes	Name des Knotenschwerpunktes, an dem die Einheit angeschlossen ist
Name des Reservoirs	Name des Reservoirs, mit dem die Einheit verbunden ist
maximale Einspeiseleistung im Turbinenbetrieb	maximale Einspeiseleistung einer einzelnen Maschine im Turbinenbetrieb der Einheit
maximale Bezugsleistung im Pumpbetrieb	maximale Bezugsleistung einer einzelnen Maschine im Pumpbetrieb der Einheit
maximale Anzahl an Maschinen	maximale Anzahl an Maschinen innerhalb der Einheit, die betrieben werden können
Wirkungsgrad im Turbinenbetrieb	Wirkungsgrad zur Umwandlung der im Reservoir gespeicherten potenziellen Energie in elektrische Energie
Wirkungsgrad im Pumpbetrieb	Wirkungsgrad zur Umwandlung von elektrischer Energie in im Reservoir gespeicherte potenzielle Energie
MTBF	mittlere Ausfallzeit einer einzelnen Maschine in der Einheit
MTTR	durchschnittliche Reparaturzeit einer einzelnen Maschine in der Einheit
variable Kosten	variable Kosten bestehend aus variablen Betriebs- und Instandhaltungskosten
Einspeiseleistungsbegrenzung	setzen der maximalen Wirkleistungseinspeisung einer Maschine in der Einheit für die Optimierung durch den Solver
Bezugsleistungsbegrenzung	setzen des maximalen Wirkleistungsbezugs einer Maschine in der Einheit für die Optimierung durch den Solver
Regelleistungsverteilung	Konstante zur Beeinflussung des Mindest- und Maximalwertes zur Bereitstellung von positiver und negativer Regelleistung für die Optimierung durch den Solver
Korrekturfaktoren Einspeise-, Bezugs- und Regelleistung sowie Speicherstand	Korrekturfaktor in der wirtschaftlichen Optimierung für die Variable der Einspeise- und Bezugsleistung, der positiven und negativen Regelleistungsbereitstellung sowie für die Kostenänderung in Abhängigkeit vom Speicherstand

Tabelle 5 zeigt alle wichtigen Eigenschaften zur Modellierung eines Pumpspeicherkraftwerkes mit Regelleistungsbereitstellung. Für sie gelten die gleichen mittleren Ausfallzeiten und durchschnittlichen Reparaturzeiten wie bereits im Kapitel 4.2.3 erwähnt. Weiterhin enthält diese Tabelle Korrekturfaktoren, welche eine Änderung der wirtschaftlichen Zielfunktion ermöglichen, um beispielsweise die Betriebsweise des Pumpspeicherkraftwerkes vom Füllstand des Reservoirs abhängig zu machen oder um Regelleistung von bestimmten Generatortypen bereitstellen zu lassen. Abbildung 22 zeigt die Funktionsweise des Modells an einem Beispiel.

Die sieben Variablen dieser Pumpspeichermaschineneinheit für die wirtschaftliche Optimierung können mit Hilfe der Vektoren  $lb_{wi}$  und  $ub_{wi}$  begrenzt werden. Die Einspeise- und Bezugsleistungen, zur Verfügung gestellte positive und negative Regelleistung sowie Anzahl innerhalb der Einheit eingeschaltete Maschinen werden zwischen Null und Unendlich begrenzt, um nur positive Werte zuzulassen. Die Anzahl eingeschalteter Maschinen im Turbinen- oder Pumpbetrieb wird jeweils zwischen Null und der maximal verfügbaren Anzahl an Maschinen innerhalb dieser Einheit begrenzt.

$$0 \leq P_{turb,m,wi} \leq inf \quad (75)$$

$$0 \leq P_{pump,m,wi} \leq inf \quad (76)$$

$$0 \leq P_{tp,reg,pos,wi} \leq inf \quad (77)$$

$$0 \leq P_{tp,reg,neg,wi} \leq inf \quad (78)$$

$$0 \leq n_{tp,m,wi} \leq inf \quad (79)$$

$$0 \leq n_{turb,m,wi} \leq n_{w,max} \quad (80)$$

$$0 \leq n_{pump,m,wi} \leq n_{w,max} \quad (81)$$

Alle Maschineneinheiten von Pumpspeicherkraftwerken mit Regelleistungsbereitstellung an einem Knotenschwerpunkt  $a_{w,m}$  und die von jeder dieser Einheiten im Turbinenmodus bereitgestellte elektrische Leistung  $P_{turb,m,wi,i}$ , die von jeder dieser Einheiten im Pumpmodus bezogene elektrische Leistung  $P_{pump,m,wi,i}$ , die vorgehaltene positive Regelleistung  $P_{tp,reg,pos,wi,i}$  und negative Regelleistung  $P_{tp,reg,neg,wi,i}$  für die wirtschaftliche Optimierung werden über folgende Gleichung berücksichtigt. Zu decken sind die erwartete elektrische Last am Knotenschwerpunkt sowie der geschätzte positive und negative Regelleistungsbedarf am entsprechenden Knotenschwerpunkt im Netz.

$$P_{Ksp,wi} = \sum_{i=1}^{a_{w,m}} P_{turb,m,wi,i} - P_{pump,m,wi,i} \quad (82)$$

$$P_{Ksp,reg,pos,wi} = \sum_{i=1}^{a_{w,m}} P_{tp,reg,pos,wi,i} \quad (83)$$

$$P_{Ksp,reg,neg,wi} = \sum_{i=1}^{a_{w,m}} P_{tp,reg,neg,wi,i} \quad (84)$$

Die Nebenbedingungen der Variablen für mindestens eine Pumpspeichermaschineneinheiten mit Regelleistungsbereitstellung innerhalb der Stabilitätsanalyse können mit Hilfe der folgenden Gleichung berücksichtigt werden. Enthalten sind die Variablen der Pumpspeichermaschineneinheit  $i$  für die Einspeiseleistung  $P_{turb,m,st,i}$ , Bezugsleistung  $P_{pump,m,st,i}$ , aktivierte positive Regelleistung  $P_{tp,reg,pos,st,i}$  und aktivierte negative Regelleistung  $P_{tp,reg,neg,st,i}$ .

$$P_{Ksp,st} = \sum_{i=1}^{a_{w,m}} P_{turb,m,st,i} - P_{pump,m,st,i} + P_{tp,reg,pos,st,i} - P_{tp,reg,neg,st,i} \quad (85)$$

Die Vektoren  $lb_{st}$  und  $ub_{st}$  ermöglichen eine Begrenzung der Variablen für die Einspeiseleistung  $P_{turb,m,st}$ , Bezugsleistung  $P_{pump,m,st}$ , aktivierte positive Regelleistung  $P_{tp,reg,pos,st}$  sowie aktivierte negative Regelleistung  $P_{tp,reg,neg,st}$  einer Pumpspeichermaschineneinheit mit Regelleistungsbereitstellung innerhalb der Prüfung der Netzstabilität. Die Anzahl ausgefallener Maschinen in dieser Einheit  $n_{w,Ausfall,m}$  wird innerhalb der Stabilitätsanalyse ermittelt. Die Auswirkungen eines solchen Ausfalls werden im Kapitel 4.6.2 näher erläutert. Die Pumpspeichermaschineneinheit kann maximal die in der wirtschaftlichen Optimierung festgelegte positive und negative Regelleistung zur Stabilisierung des Netzes nutzen. Somit werden mögliche Generatorausfälle und innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung ermittelten vorzuhaltenden Regelleistungen berücksichtigt.

$$P_{turb,m,wi} * \left(1 - \frac{n_{w,Ausfall,m}}{n_{turb,m,wi}}\right) \leq P_{turb,m,st} \leq P_{turb,m,wi} * \left(1 - \frac{n_{w,Ausfall,m}}{n_{turb,m,wi}}\right) \quad (86)$$

$$P_{pump,m,wi} * \left(1 - \frac{n_{w,Ausfall,m}}{n_{pump,m,wi}}\right) \leq P_{pump,m,st} \leq P_{pump,m,wi} * \left(1 - \frac{n_{w,Ausfall,m}}{n_{pump,m,wi}}\right) \quad (87)$$

$$0 \leq P_{tp,reg,pos,st} \leq P_{tp,reg,pos,wi} * \left(1 - \frac{n_{w,Ausfall,m}}{n_{tp,m,wi}}\right) \quad (88)$$

$$0 \leq P_{tp,reg,neg,st} \leq P_{tp,reg,neg,wi} * \left(1 - \frac{n_{w,Ausfall,m}}{n_{tp,m,wi}}\right) \quad (89)$$

Die Zielfunktion  $opti_{wi}$  muss um den Anteil der Pumpspeichermaschineneinheit mit Regelleistungsbereitstellung  $opti_{wi,w,m}$  erweitert werden. Kosten für die Bereitstellung von negativer Regelleistung sowie von der Anzahl aktivierter Generatoren abhängige variable Kosten werden nicht berücksichtigt.

$$opti_{wi,w,m} = K_4 * K_{w,var} * (K_1 * P_{turb,m,wi} - K_3 * P_{pump,m,wi} + K_2 * P_{tp,reg,pos,wi}) \quad (90)$$

Die Zielfunktion für die Prüfung der Netzstabilität für eine Pumpspeichermaschineneinheit mit Regelleistungsbereitstellung ist entsprechend der in Kapitel 4.2.1 beschriebenen Zielfunktion für einen Dieselgenerator oder eine Gas- und Dampfturbine ohne Speicher aufgebaut.

In den beiden unteren Abbildungen ist die Funktionsweise der wirtschaftlichen Optimierung für ein Pumpspeichermaschineneinheit mit Regelleistungsbereitstellung in Kombination mit Windkraftanlagen und Dieselgeneratoren unter Berücksichtigung technischer Randbedingungen wie beispielsweise minimaler Einspeiseleistung der Dieselgeneratoren gezeigt. Innerhalb dieses Beispiels beträgt die erwartete elektrische Last konstant 50 MW. Weiterhin wird eine Netzstabilität von 99,9 % angestrebt. Der in Abbildung 23 in Orange gezeigte Regelleistungsbedarf der elektrischen Last beträgt 8,3 MW und wird zum Ausgleich unvorhergesehener Änderungen benötigt. Mit dem Netz sind acht Dieselgeneratoren verbunden, welche jeweils eine minimale Einspeiseleistung von 5,0 MW und eine maximale Einspeiseleistung von 12,5 MW besitzen. Die Einspeiseleistung dieser Anlagen ist in Abbildung 22 in Rot zu sehen. Sie stellen die in Abbildung 23 in Gelb gezeigte positive und in Türkis dargestellte negative Regelleistung bereit. Zusätzlich ist ein Pumpspeicherkraftwerk mit einer maximalen Einspeise- und Bezugsleistung von 25,0 MW vorhanden. In Abbildung 22 ist die Einspeiseleistung in Dunkelgrün und die Bezugsleistung in Lila dargestellt. Die von dieser Anlage bereitgestellte positive Regelleistung ist in Abbildung 23 in Dunkelblau und die negative Regelleistung in Hellgrün zu sehen. Windkraftanlagen des Typs Enercon E70 2000 sind ebenfalls mit dem elektrischen Netz

verbunden. Sie besitzen eine Gesamtinstallationsleistung von 100 MW. Die Einspeiseleistung dieser Anlagen ist in Abbildung 22 in Hellblau zu sehen sowie sind in Abbildung 23 der durch den Einsatz zusätzlich erforderliche positive- und negative Regelleistungsbedarf in Pink dargestellt. Es besteht die Möglichkeit bei ausreichender Windgeschwindigkeit die Einspeiseleistung von Windkraftanlagen mit Hilfe des Energiemanagementsystems bei Bedarf zu reduzieren. Der Gesamtregelleistungsbedarf aus der elektrischen Last und den verschiedenen Windkraftanlagen ist in Abbildung 23 in Grau zu sehen. Im oberen Reservoir des Pumpspeichers ist zu Beginn der Simulation eine potenzielle Energie von 2.750 MWh gespeichert, wobei für die Turbine und Pumpe Wirkungsgrade von jeweils 0,9 zu berücksichtigen sind. Das Reservoir kann maximal 3.000 MWh an potenzieller Energie speichern. Der Speicherstand ist in Abbildung 22 in Schwarz dargestellt. Zu Beginn der Simulation beträgt die Windgeschwindigkeit 0 m/s und wird in 15 min Zeitschritten stufenweise zwischen 01:00 und 04:00 Uhr um 1 m/s erhöht. Die geringe Windgeschwindigkeit zu Beginn und das gefüllte obere Reservoir führen dazu, dass zu diesem Zeitpunkt Die Pumpspeichermaschineneinheit im Turbinenbetrieb bei seiner maximalen Einspeiseleistung arbeitet und die Dieselgeneratoren die verbleibenden 25,0 MW ins Netz einspeisen. Die positive und negative Regelleistung wird von den vom Energiemanagementsystem aktivierten Dieselgeneratoren bereitgestellt, damit das Pumpspeicherkraftwerk bei maximaler Einspeiseleistung betrieben werden kann und seine Einspeiseleistung nicht durch den Einsatz von negativer Regelleistung reduzieren muss. Die aufgrund der steigenden Windgeschwindigkeit mögliche Einspeiseleistung aus Windkraftanlagen sorgt für eine Reduzierung der Einspeiseleistung aus Dieselgeneratoren. Jedoch müssen diese Generatoren die Bereitstellung von positiver und negativer Regelleistung erhöhen, um unvorhergesehene Änderungen der Windgeschwindigkeit auszugleichen. Der weitere Anstieg der Windgeschwindigkeit sorgt dafür, dass die Einspeiseleistung der Dieselgeneratoren nicht mehr benötigt wird und die Pumpspeichermaschineneinheit vom Turbinenbetrieb in den Pumpbetrieb wechseln kann. Speist die Pumpspeichermaschineneinheit nicht mehr mit ihrer maximalen Einspeiseleistung ein, übernimmt sie, wenn erforderlich die Bereitstellung von positiver Regelleistung. Sofern der Einsatz von Dieselgeneratoren reduziert werden kann, übernimmt sie auch den Einsatz von negativer Regelleistung. Die im oberen Reservoir gespeicherte Energiemenge kann mit Hilfe der zur Verfügung stehenden Einspeiseleistung der Windkraftanlagen auf 2.990 MWh erhöht werden und erreicht somit nicht die durch die Installation des Reservoirs maximal mögliche Menge von 3.000 MWh. Zu diesem Zeitpunkt reduziert das Energiemanagementsystem die Einspeiseleistung aus den Windkraftanlagen, sodass auch der Gesamtregelleistungsbedarf geringfügig sinkt. Weiterhin achtet es darauf, dass das obere Reservoir nicht komplett gefüllt ist, um im Betrieb ausreichend negative Regelleistung bereitstellen zu können.

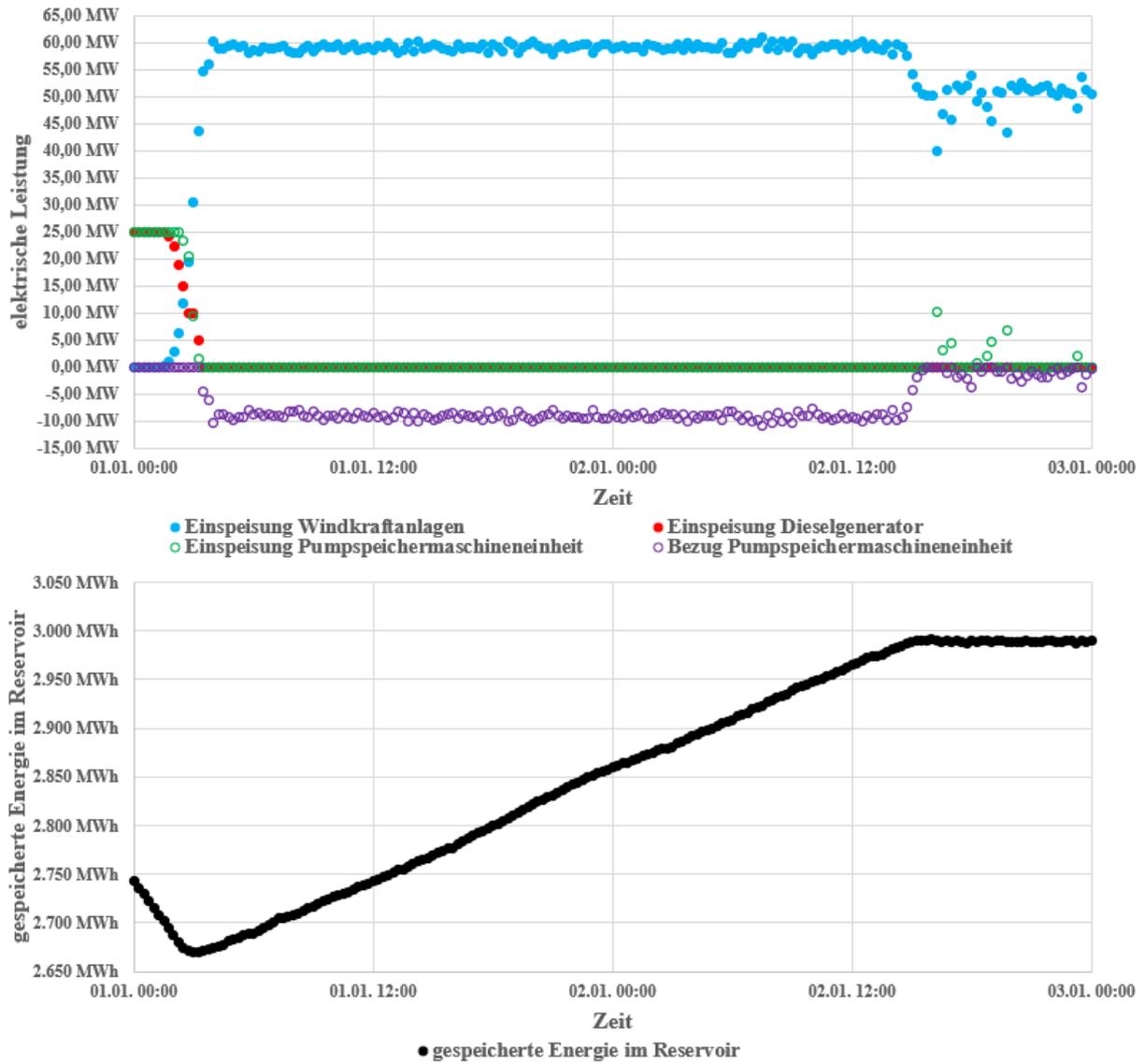


Abbildung 22: Einspeisung und Bezug Pumpspeichermaschineneinheit und Windkraft  
 (Quelle: eigene Darstellung)

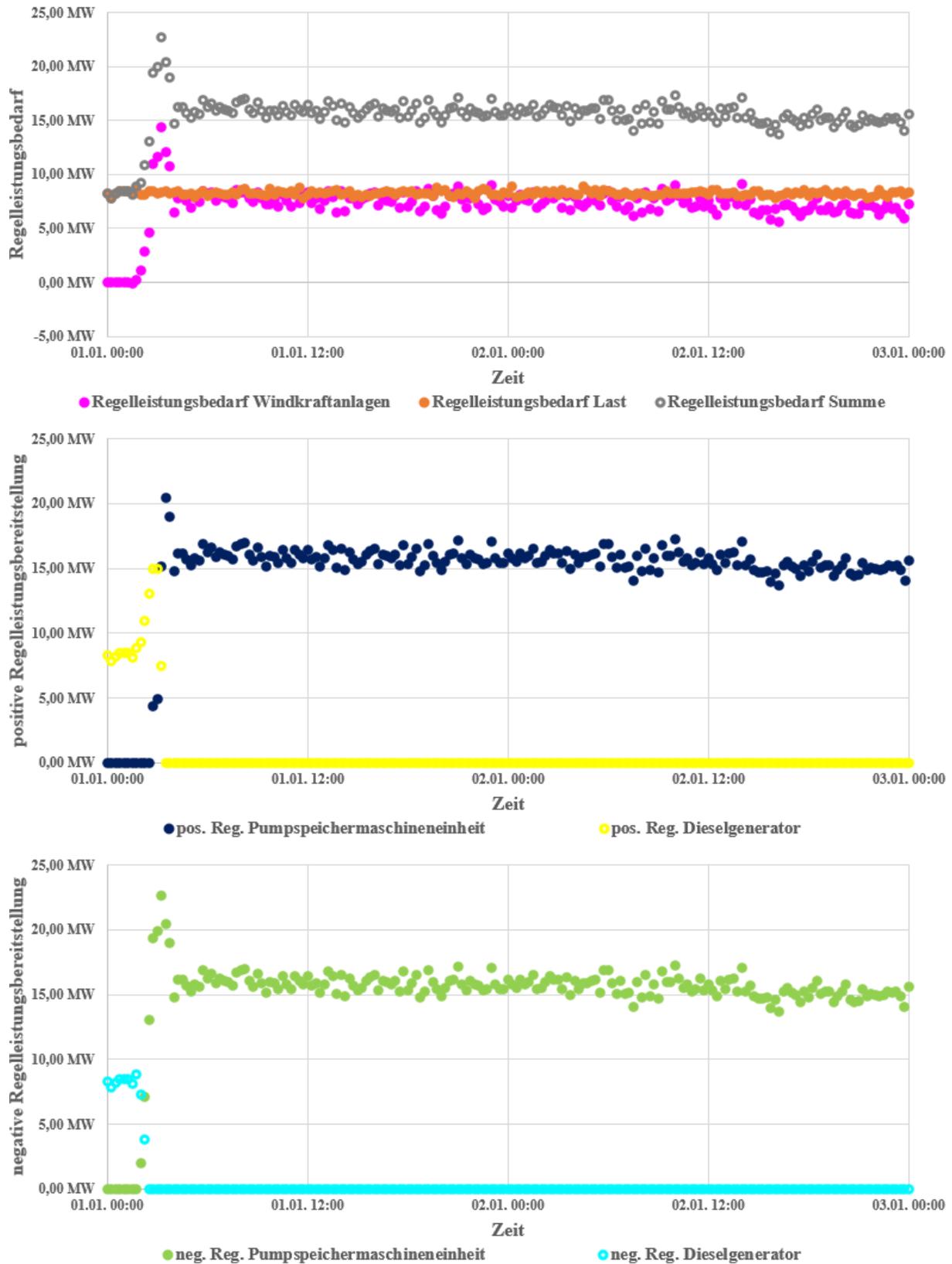


Abbildung 23: Regelleistung Pumpspeichermaschineneinheit und Windkraft  
(Quelle: eigene Darstellung)

Die Funktionsweise der wirtschaftlichen Optimierung für eine Kombination aus Photovoltaikanlagen und einer Pumpspeichermaschineneinheit ist in den folgenden Abbildungen gezeigt. Die Pumpspeichermaschineneinheit besteht aus vier Maschinen, welche jeweils eine Installationsleistung von 25 MW besitzen und im Turbinen- oder Pumpbetrieb arbeiten können. Die erwartete elektrische Last in diesem Beispiel beträgt konstant 50 MW. Es wird eine Netzstabilität von 99,9 % angestrebt. Der in Abbildung 25 in Orange dargestellte Regelleistungsbedarf für die elektrische Last wird zum Ausgleich unvorhergesehener Laständerungen benötigt und beträgt 8,3 MW. In Abbildung 24 ist von der Pumpspeichermaschineneinheit die Einspeiseleistung in Rot und die Bezugsleistung in Lila dargestellt. Die hiervon bereitgestellte positive Regelleistung ist in Abbildung 25 in Dunkelblau und die negative Regelleistung in Hellgrün zu sehen. Mit dem elektrischen Netz sind Photovoltaikanlagen des Typs ASEC-265G6S6A mit einer Gesamtinstallationsleistung von 75 MW<sub>p</sub> verbunden. In Abbildung 24 ist ihre Einspeiseleistung in Hellblau zu sehen sowie sind in Abbildung 25 der durch ihren Einsatz zusätzlich benötigte positive- und negative Regelleistung in Pink dargestellt. Das Energiemanagementsystem hat nicht die Möglichkeit die Einspeiseleistung der Photovoltaikanlagen zu reduzieren. In Abbildung 23 ist der Gesamtregelleistungsbedarf aus der elektrischen Last und den eingesetzten Photovoltaikanlagen in Grau zu sehen. Es ist zu Beginn der Simulation im oberen Reservoir des Pumpspeichers eine potenzielle Energie von 2.750 MWh gespeichert. Es kann maximal 3.000 MWh an potenzielle Energie speichern. In Abbildung 24 ist der Speicherstand in Schwarz dargestellt. Die Bestrahlungsstärke beträgt zu Beginn der Simulation 0 W/m<sup>2</sup> und wird in 15 min Zeitschritten stufenweise zwischen 07:00 und 12:00 Uhr um 50 W/m<sup>2</sup> erhöht. Die Pumpspeichermaschineneinheit arbeitet zu Beginn im Turbinenbetrieb, um aufgrund der geringen Bestrahlungsstärke sowie dem gefüllten oberen Reservoir die elektrische Last zu decken. Es stellt ebenfalls die notwendige positive und negative Regelleistung zur Verfügung. Durch die steigende Bestrahlungsstärke reduziert das Energiemanagementsystem die Einspeiseleistung des Pumpspeicherkraftwerkes und erhöht die Regelleistungsbereitstellung hierdurch, um unvorhergesehene Wetteränderungen weitestgehend ausgleichen zu können. Ab 10:30 Uhr arbeitet die Pumpspeichermaschineneinheit im Pumpbetrieb. Die im oberen Reservoir gespeicherte Energiemenge kann mit Hilfe der Photovoltaikanlagen wieder auf 2.506 MWh erhöht werden.

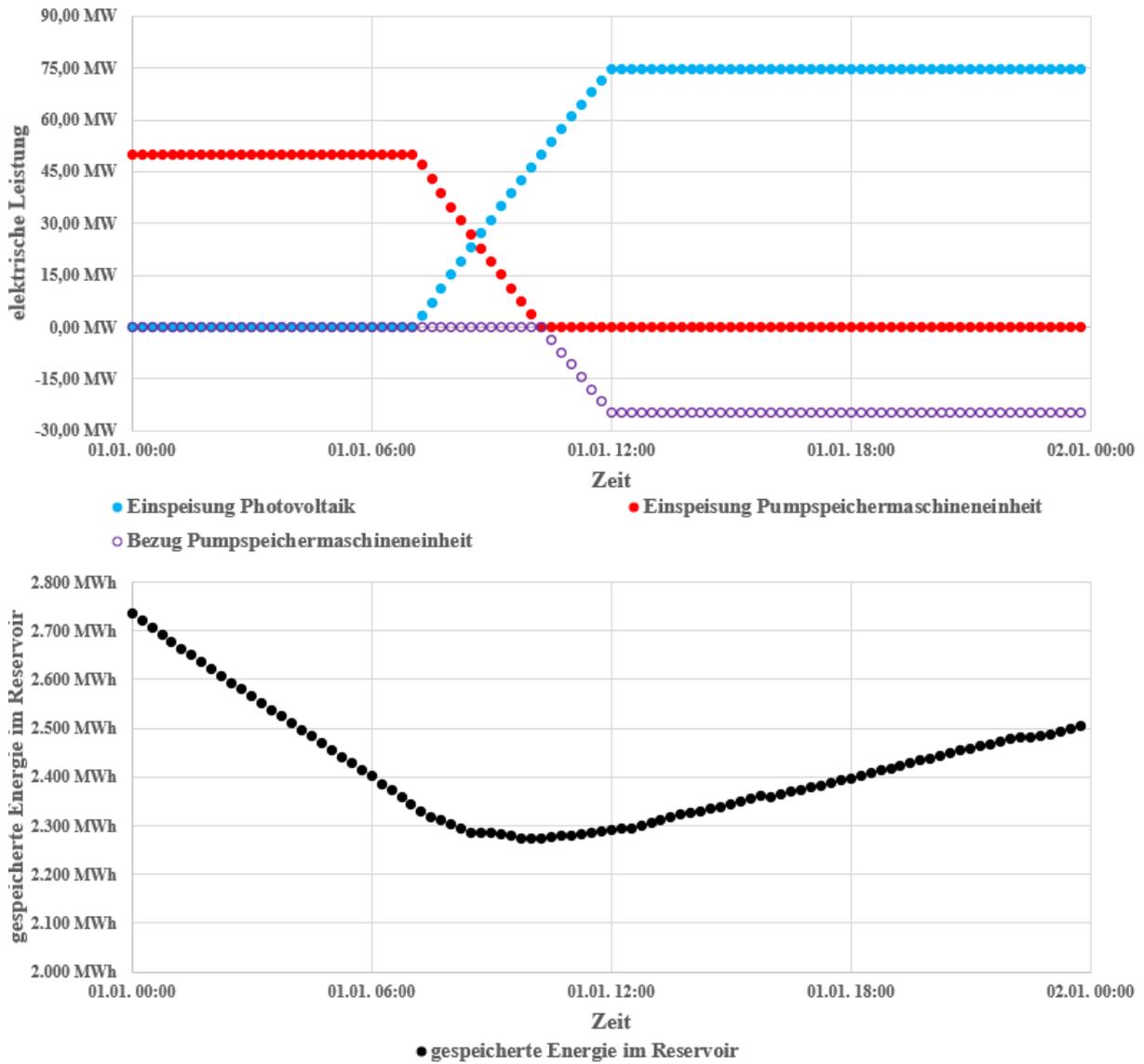


Abbildung 24: Einspeisung und Bezug Pumpspeichermaschineneinheit und Photovoltaik  
(Quelle: eigene Darstellung)

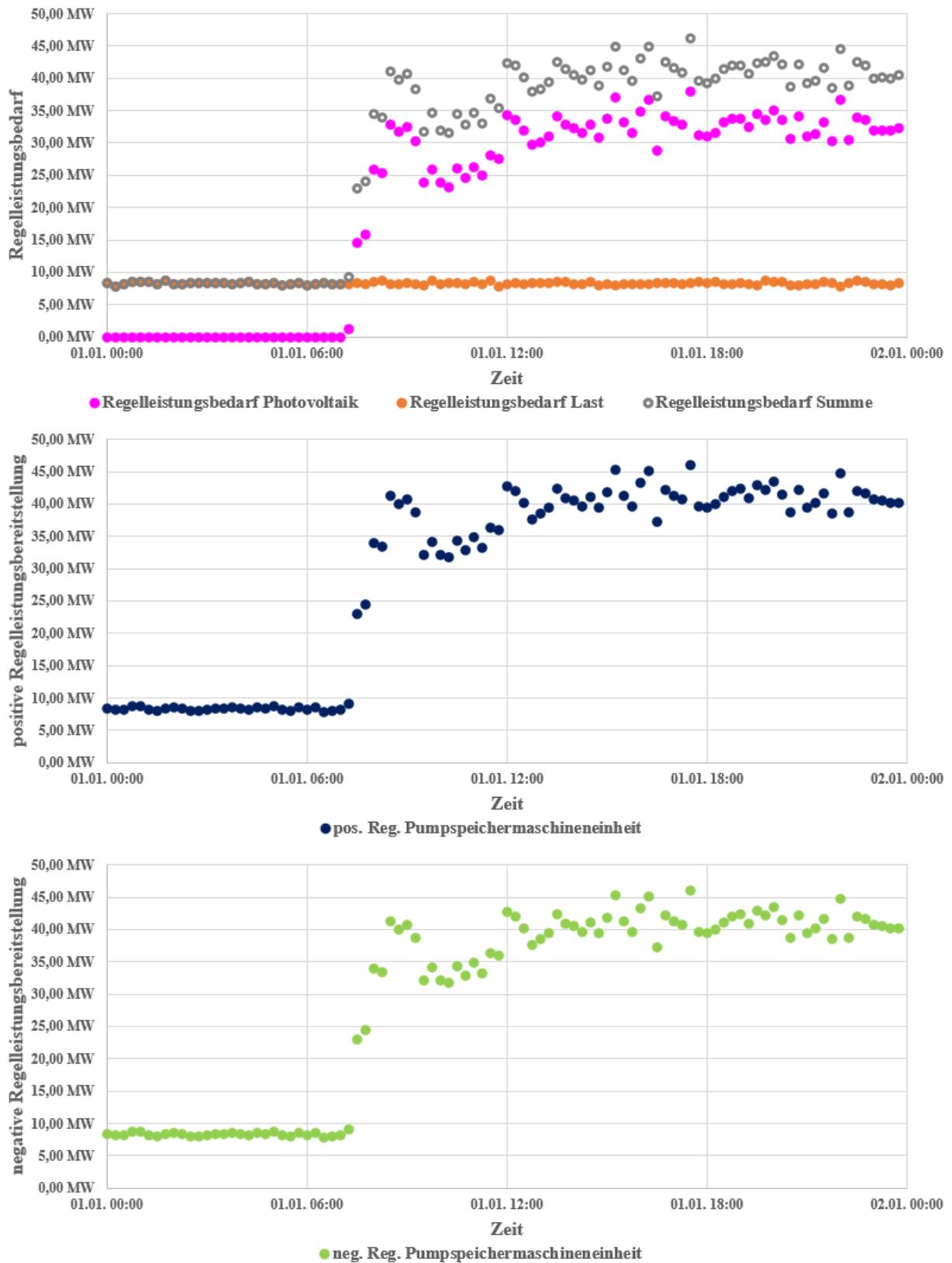


Abbildung 25: Regelleistung Pumpspeichermaschineneinheit und Photovoltaik  
(Quelle: eigene Darstellung)

Dieses Modell ermöglicht es dem Energiemanagementsystem ein Pumpspeicherkraftwerk mit Regelleistungsbereitstellung wirtschaftlich optimal zu betreiben und die Systemstabilität zu berücksichtigen. Die Optimierung der Einspeise- und Bezugsleistung sowie der Bereitstellung von Regelleistung berücksichtigt wirtschaftliche und technische Einflussgrößen. Der Einsatz von Korrekturfaktoren ermöglicht einen Eingriff in den Optimierungsprozess und die Einflussnahme auf die Einspeise- und Bezugsleistung sowie auf die Bereitstellung von Regelleistung einzelner Einheiten aus Pumpspeicherkraftwerken mit Regelleistungsbereitstellung. Weiterhin kann durch einen Korrekturfaktor sichergestellt werden, dass genügend potenzielle Energie im oberen Reservoir des Pumpspeicherkraftwerkes zur Verfügung steht, um es für die Dauer eines Zeitschritts sicher betreiben zu können. Zur Steigerung der Systemstabilität kann die Funktion zur Begrenzung der Einspeise- und Bezugsleistung sowie die Funktion zur Regelleistungsverteilung genutzt werden. Die Ausfalleistung einzelner Maschinen kann somit begrenzt und die Regelleistung auf verschiedene Anlagen verteilt werden. Dies reduziert jedoch die wirtschaftliche Betriebsweise der elektrischen Anlagen.

#### 4.2.5. Modell eines Gas- oder Wasserspeicher

Zur Modellierung von Speichern für z.B. Pumpspeicherkraftwerke oder Gasspeicher kann das folgende Modell genutzt werden. Es enthält eine Variable für die wirtschaftliche Optimierung und keine Variablen für die Prüfung der Netzstabilität. Tabelle 6 enthält alle notwendigen Eigenschaften von Speichern. Das Modell ist so aufgebaut, dass mehrere Generatoren mit dem gleichen Speicher verbunden sein können, wie z.B. bei einem Pumpspeicherkraftwerk mit mehreren Turbinen und Pumpen. Es werden keine mittleren Ausfallzeiten oder durchschnittliche Reparaturzeiten bei Speichern berücksichtigt. Abbildung 20 bis Abbildung 23 zeigen beispielhaft die Funktionsweise des Modells.

**Tabelle 6: Eigenschaften Speicher**

<b>Name der Eigenschaft</b>	<b>Beschreibung der Eigenschaft</b>
Name des Speichers	Name des Speichers
Initialfüllstand	Füll- oder Speicherstand des Speichers zu Beginn der Simulation
Maximalfüllstand	maximaler Füll- oder Speicherstand des Speichers

Die innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung genutzte Variable zur Reduzierung der im Speicher enthaltenen Energiemenge  $E_{redu,wi}$  ist mit Hilfe der Vektoren  $lb_{wi}$  und  $ub_{wi}$  zwischen Null und Unendlich zu begrenzen, um nur positive Werte zuzulassen. Dies ist z.B. durch das Ablassen von Wasser aus dem oberen Reservoir oder durch die Verbrennung von Gas möglich.

$$0 \leq E_{redu,wi} \leq inf \quad (91)$$

Innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung werden über die folgenden Gleichungen alle mit dem Speicher verbundenen Turbinen  $a_{turb}$  oder Pumpen  $a_{pump}$ , die von einer Turbine  $tu$  bereitgestellte elektrische Leistung  $P_{turb,tu}$  und der dazugehörige Wirkungsgrad  $\eta_{turb,tu}$  sowie die von einer Pumpe  $pu$  bezogene elektrische Leistung  $P_{pump,pu}$  und der entsprechende Wirkungsgrad  $\eta_{pump,pu}$  berücksichtigt.

$$E_{reservoir} \geq \sum_{tu=1}^{a_{turb}} \frac{K_w * t}{\eta_{turb,tu}} * P_{turb,tu} - \sum_{pu=1}^{a_{pump}} \frac{\eta_{pump,pu} * t}{K_w} * P_{pump,pu} \quad (92)$$

$$E_{reservoir} \leq \sum_{pu=1}^{a_{pump}} K_w * \eta_{pump,pu} * t * P_{pump,pu} - \sum_{tu=1}^{a_{turb}} \frac{t}{K_w * \eta_{turb,tu}} * P_{turb,tu} \quad (93)$$

In Realität kann das Energiemanagementsystem über ein Kommunikationsnetzwerk Informationen der verschiedenen elektrischen Anlagen abfragen und bekommt somit auch den aktuellen Speicherstand von eventuell im Netz vorhandenen Speichern. Um jedoch innerhalb der durchzuführenden Simulationen Speicherstände abbilden zu können, werden die folgenden Gleichungen für die unterschiedlichen Typen von elektrischen Anlagen benötigt. Das letzte Ergebnis der geforderten Simulationswiederholungen zur Abschätzung der Netzstabilität wird verwendet, um sich ändernde Speicherstände zu berechnen. Dadurch werden eventuelle Ausfälle von elektrischen Anlagen und die Auswirkungen auf eine Änderung der zuvor in der wirtschaftlichen Optimierung ermittelten Einspeise- und Bezugsleistungen sowie vorzuhaltende positive und negativer Regelleistung berücksichtigt. Damit hängt die Speicheränderung von der nach Ausfällen vorhandene Einspeise- und Bezugsleistungen sowie aktivierter positiver und negativer Regelleistung zur Stabilisierung des elektrischen Netzes ab. Konnte das elektrische Netz in der letzten durchzuführenden Simulationswiederholung zur Abschätzung der Netzstabilität nicht ausreichend stabilisiert werden, finden keine Änderungen der Speicherstände statt. In allen anderen Fällen können Änderungen des Speicherstandes wie folgt für die drei

unterschiedlichen Anlagentypen berücksichtigt werden. Bei elektrischen Anlagen wie beispielsweise Gasturbinen mit einem Gasspeicher kann der benötigte Energiebedarf  $E_b$  für die Dauer eines Zeitschritts  $t$  mit Hilfe der folgenden Gleichung ermittelt werden. Der Energiebedarf hängt vom Wirkungsgrad des Generators  $\eta_g$ , der nach einer Ausfallsimulation ermittelten Einspeiseleistung  $P_{einsp}$  und von der aktivierten positiven Regelleistung  $P_{pos,akt}$  sowie aktivierten negativen Regelleistung  $P_{neg,akt}$  ab.

$$E_b = (P_{einsp} + P_{pos,akt} - P_{neg,akt}) * \frac{t}{\eta_g} \quad (94)$$

Der Energiebedarf für elektrische Anlagen, die eine Einspeise- oder Bezugsleistung besitzen ohne Regelleistung bereitzustellen, kann mit Hilfe der folgenden Gleichung bestimmt werden. Der Energiebedarf hängt vom Wirkungsgrad im Turbinenbetrieb  $\eta_t$  und vom Wirkungsgrad im Pumpbetrieb  $\eta_p$  sowie der nach einer Ausfallsimulation ermittelten Einspeiseleistung im Turbinenbetrieb  $P_{turb}$  und einer Bezugsleistung im Pumpbetrieb  $P_{pump}$  ab.

$$E_b = \left( \frac{1}{\eta_t} * P_{turb} - \eta_p * P_{pump} \right) * t \quad (95)$$

Die folgende Gleichung unterstützt bei der Ermittlung des notwendigen Energiebedarfs von elektrischen Anlagen mit einer Einspeise- und Bezugsleistung bei gleichzeitiger Regelleistungsbereitstellung. Die von der Betriebsweise der Pumpspeichermaschineneinheit abhängige Einspeise- oder Bezugsleistung  $P_{betr}$  beeinflusst den notwendigen Energiebedarf.

$$P_{betr} = P_{turb} + P_{pos,akt} - P_{pump} - P_{neg,akt} \quad (96)$$

$$E_b = \begin{cases} \frac{t}{\eta_t} * P_{betr}, & P_{betr} > 0 \\ \eta_p * t * P_{betr}, & P_{betr} \leq 0 \end{cases} \quad (97)$$

Dieses Modell ermöglicht eine Berücksichtigung von Speicherständen eines Gas- oder Wasserspeichers innerhalb eines Energiemanagementsystems. Dabei werden Wirkungsgrade bei der Umwandlung von Energieformen sowie ein Korrekturfaktor berücksichtigt, welcher sicherstellt, dass genügend Energie im Speicher ist, um die gewünschten Maschinen für die Dauer eines Zeitschritts sicher zu betreiben.

#### 4.2.6. Photovoltaik- und Windkraftanlagen

Photovoltaik- und Windkraftanlagen können mit Hilfe der in diesem Kapitel gezeigten Gleichungen modelliert werden. Sofern es sich um identische Maschinen handelt, können sie zu Einheiten zusammengefasst werden. Das Modell besitzt drei Variablen für die wirtschaftliche Optimierung und eine Variable für die Prüfung der Netzstabilität. In Tabelle 7 sind alle wichtigen Eigenschaften zur Modellierung von Photovoltaik- und Windkraftanlagen gezeigt. Photovoltaikanlagen besitzen mittlere Ausfallzeiten von 7.000 h und durchschnittliche Reparaturzeiten von 250 h (K. Otani, 2006, S. 2048), (Takashi Oozeki, 2010, S. 366), (Lubin, 2012, S. 21). Windkraftanlagen besitzen mittlere Ausfallzeiten von 3.000 h und durchschnittliche Reparaturzeiten von 100 h (General Electric Company, 1984, S. 35 f.), (Faulstich et al., 2011, S. 329), (Sahnoun et al., 2015, S. 5). Abbildung 21 bis Abbildung 23 zeigen die Funktionsweise des Modells in Kombination mit einem Pumpspeicherkraftwerk an einem Beispiel.

Die folgenden Gleichungen beschreiben die Modellbildung einer Einheit aus Photovoltaik- oder Windkraftanlagen und ermöglichen die Berücksichtigung von Nebenbedingungen der dazugehörigen Variablen innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung. Enthalten sind der erwartete Maximalwert für eine mögliche Einspeiseleistung der Einheit  $P_{PV,Wind,max,wi}$  sowie die vom Solver gewählte Einspeiseleistung der Einheit  $P_{PV,Wind,wi}$  und der erwartete positive Regelleistungsbedarf  $P_{PV,Wind,reg,pos,wi}$  sowie  $P_{PV,Wind,reg,neg,wi}$  für den negativen Regelleistungsbedarf. Der erwartete Maximalwert der Einspeiseleistung der entsprechenden Einheit und der Faktor  $K_{reg}$  zur Berücksichtigung des zusätzlichen Regelleistungsbedarf durch den Einsatz von Photovoltaik- oder Windkraftanlagen werden mit Hilfe der in Kapitel 4.4 vorgestellten Funktion berechnet.

$$P_{PV,Wind,wi} \leq P_{PV,Wind,max,wi} \quad (98)$$

$$P_{PV,Wind,reg,pos,wi} = -K_{reg} * P_{PV,Wind,wi} \quad (99)$$

$$P_{PV,Wind,reg,neg,wi} = -K_{reg} * P_{PV,Wind,wi} \quad (100)$$

Tabelle 7: Eigenschaften Photovoltaik- oder Windkraftanlagen

Name der Eigenschaft	Beschreibung der Eigenschaft
Name der Einheit	Name der Einheit
Name des Knotenschwerpunktes	Name des Knotenschwerpunktes, an dem die Einheit angeschlossen ist
Typ	Photovoltaikanlage = 1 und Windkraftanlage = 2
Abregelbarkeit	Möglichkeit zur Reduzierung der Einspeiseleistung durch das Energiemanagementsystem 0 für Photovoltaikanlagen bei Haushalten 1 für zentrale Photovoltaikanlagen 1 für Windkraftanlagen (0 nicht abregelbar und 1 abregelbar)
Datenquelle Einspeiseleistungen	Datenquelle für Einspeiseleistungen basierend auf den Wetterdaten und dem ausgewählten Photovoltaikmodul- oder Windkraftanlagentyp
Datenquelle Wetterdaten	Datenquelle für Bestrahlungsstärke oder Windgeschwindigkeit für einen ausgewählten Zeitbereich
Datenquelle historische maximal mögliche Einspeiseleistungen	Datenquelle zur Einschätzung des Regelleistungsbedarfes auf Basis von historischen maximal möglichen Einspeiseleistungen
Installationsleistung	Installationsleistung der Einheit aus Photovoltaik- oder Windkraftanlagen
maximale Anzahl an Maschinen	Anzahl installierter Maschinen innerhalb der Einheit
Prognosehorizont	Prognosehorizont für vorherzusagende Daten mit Hilfe des entsprechenden ARIMA-Modells
p, d und q	p, -d und q-Anteil für das ARIMA-Modell
Installationsleistung Anlage aus der Datenquelle Einspeiseleistung	Installationsleistung Anlage aus der Datenquelle Einspeiseleistung
MTBF	mittlere Ausfallzeit einer einzelnen Maschine in der Einheit
MTTR	durchschnittliche Reparaturzeit einer einzelnen Maschine in der Einheit
Stabilitätswert	Anzahl akzeptabler Ausfälle in der Stabilitätsanalyse

Mit Hilfe der Vektoren  $lb_{wi}$  und  $ub_{wi}$  können die drei Variablen für die wirtschaftliche Optimierung begrenzt werden. Die erwartete Einspeiseleistung ist zwischen Null und Unendlich zu begrenzen, um nur positive Werte zuzulassen. Die Variablen für den erwarteten Regelleistungsbedarf besitzen keine Begrenzung, um negative Werte für die zusätzliche Regelleistung zuzulassen.

$$0 \leq P_{PV,Wind,wi} \leq inf \quad (101)$$

$$-inf \leq P_{PV,Wind,reg,pos,wi} \leq inf \quad (102)$$

$$-inf \leq P_{PV,Wind,reg,neg,wi} \leq inf \quad (103)$$

An einem Knotenschwerpunkt angeschlossene Einheiten von Photovoltaik- oder Windkraftanlagen  $a_{PV,Wind}$ , die von jeder dieser Einheiten zur Verfügung gestellte elektrische Einspeiseleistung  $P_{PV,Wind,wi,i}$ , benötigte positive Regelleistung  $P_{PV,Wind,reg,pos,wi,i}$  und negative Regelleistung  $P_{PV,Wind,reg,neg,wi,i}$  werden innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung über die folgenden Gleichungen berücksichtigt. Um den Regelleistungsbedarf am Knotenpunkt und dem zusätzlichen Regelleistungsbedarf durch den Einsatz von Photovoltaik- und Windkraftanlagen zu decken, sind weitere elektrische Anlagen vorzusehen.

$$P_{Ksp,wi} = \sum_{i=1}^{a_{PV,Wind}} P_{PV,Wind,wi,i} \quad (104)$$

$$P_{Ksp,reg,pos,wi} = \sum_{i=1}^{a_{PV,Wind}} P_{PV,Wind,reg,pos,wi,i} \quad (105)$$

$$P_{Ksp,reg,neg,wi} = \sum_{i=1}^{a_{PV,Wind}} P_{PV,Wind,reg,neg,wi,i} \quad (106)$$

Die Nebenbedingung der Variablen für eine oder mehrere Einheiten von Photovoltaik- oder Windkraftanlagen innerhalb der Stabilitätsanalyse können mit Hilfe der folgenden Gleichung berücksichtigt werden. Hierzu zählt die Einspeiseleistung  $P_{PV,Wind,st,i}$  einer Einheit  $i$ .

$$P_{Ksp,st} = \sum_{i=1}^{a_{PV,Wind}} P_{PV,Wind,st,i} \quad (107)$$

Mit Hilfe der Vektoren  $lb_{st}$  und  $ub_{st}$  können die Variablen für die elektrische Einspeiseleistung  $P_{PV,Wind,st}$  innerhalb der Prüfung der Netzstabilität begrenzt werden. Die Anzahl ausgefallener Photovoltaik- oder Windkraftanlagen  $n_{PV,Wind,Ausfall}$  wird innerhalb der Stabilitätsanalyse ermittelt und mit der Anzahl genutzter Anlagen  $n_{PV,Wind,heil}$  ins Verhältnis gesetzt. Die Auswirkungen eines solchen Ausfalls werden im Kapitel 4.6.2 näher erläutert. Die hieraus resultierende Einspeiseleistung der Photovoltaik- oder Windkraftanlagen  $P_{PV,Wind,real}$  kann aufgrund von sich ändernden Wetterbedingungen von der erwarteten Einspeiseleistung abweichen. In Kapitel 4.4 wird die Vorgehensweise zur Bestimmung dieser Einspeiseleistung von Photovoltaik- und Windkraftanlagen beschreiben.

$$P_{PV,Wind,real} \left( 1 - \frac{n_{PV,Wind,Ausfall}}{n_{PV,Wind,heil}} \right) \leq P_{PV,Wind,st} \leq P_{PV,Wind,real} \left( 1 - \frac{n_{PV,Wind,Ausfall}}{n_{PV,Wind,heil}} \right) \quad (108)$$

Die Zielfunktion der wirtschaftlichen Optimierung  $opti_{wi}$  ist um den Anteil der Einheit aus Photovoltaik- oder Windkraftanlagen  $opti_{wi,PV,Wind}$  zu erweitern. Innerhalb dieser Arbeit finden Kosten für Einspeiseleistungen aus Photovoltaik- oder Windkraftanlagen  $K_{PV,Wind,var}$  Berücksichtigung. Die Kosten zur Bereitstellung von positiver Regelleistung werden innerhalb der Zielfunktion durch andere Einheiten übernommen, sodass sie an dieser Stelle unberücksichtigt bleiben müssen.

$$opti_{wi,PV,Wind} = K_{PV,Wind,var} * P_{PV,Wind,wi} \quad (109)$$

Mit Hilfe des dargestellten Modells wird es dem Energiemanagementsystem ermöglicht Photovoltaik- und Windkraftanlagen wirtschaftlich optimal in einem elektrischen Netzes zu betreiben und dabei die Netzstabilität zu berücksichtigen. Im Optimierungsprozess wird zum einen die aufgrund der Wetterbedingungen erwartete maximale Einspeiseleistung von Photovoltaik- und Windkraftanlagen und zum anderen durch den Einsatz dieser Anlagen verursachte zusätzliche Regelleistungsbedarf berücksichtigt. Je nach Anlagentyp besteht die Möglichkeit über das Energiemanagementsystem die Einspeiseleistung zu reduzieren oder die aus den Wetterbedingungen resultierende Einspeiseleistung zu verwenden. So hat das Energiemanagementsystem in dieser Arbeit die Möglichkeit die Einspeiseleistung von zentral installierten Photovoltaikanlagen sowie von Windkraftanlagen zu reduzieren. Dies ist unter anderem notwendig, wenn aufgrund von Wetterbedingungen die mögliche Einspeiseleistung dieser Anlagen über der aktuellen elektrischen Last liegt und es keine Möglichkeit gibt die Differenz anderweitig zu nutzen.

### 4.3. Anpassung elektrische Last an Knotenschwerpunkten

In diesem Kapitel wird die Anpassung der elektrischen Last für die wirtschaftliche Optimierung und die Stabilitätsanalyse vorgestellt. Der Vektor  $b_{eq,wi}$  wird bei der wirtschaftlichen Optimierung angepasst, um für jeden Zeitschritt die Lastprognose und den geschätzten notwendigen Regelleistungsbedarf an Knotenschwerpunkten zu berücksichtigen. Innerhalb der Stabilitätsanalyse werden zur prognostizierten elektrischen Last normalverteilte Zufallsvariablen addiert, um Prognosefehler zu berücksichtigen. Das Ergebnis wird dem Vektor  $b_{eq,st}$  übergeben.

#### 4.3.1. Anpassung Last und Regelleistungsbedarf wirtschaftliche Optimierung

Mit Hilfe einer Funktion kann die elektrische Last und der erwartete Regelleistungsbedarf am Knotenschwerpunkt im elektrischen Netz für die wirtschaftliche Optimierung angepasst werden. Ihr werden unter anderem die erwarteten Werte für die Einspeiseleistung, positiver und negativer Regelleistungsbedarf und der Name des Knotenschwerpunktes übergeben. Tabelle 8 enthält alle hierfür wichtigen Eigenschaften. Der Vektor  $b_{eq,wi}$  wird so angepasst, dass die erwarteten elektrischen Lasten und der erwartete positive und negative Regelleistungsbedarf an Knotenschwerpunkte für die wirtschaftliche Optimierung bekannt sind. Somit können elektrische Lasten in der wirtschaftlichen Optimierung berücksichtigt werden.

**Tabelle 8: Eigenschaften Funktion Änderung elektrischer Last am Knotenschwerpunkt**

Name der Eigenschaft	Beschreibung der Eigenschaft
Name des Knotenschwerpunktes	Name des Knotenschwerpunktes, an dem die elektrische Last angeschlossen ist
elektrische Last	erwartete Bezugsleistung am Knotenschwerpunkt
positiver Regelleistungsbedarf	erwarteter positiver Regelleistungsbedarf am Knotenschwerpunkt
negativer Regelleistungsbedarf	erwarteter negativer Regelleistungsbedarf am Knotenschwerpunkt

### 4.3.2. Anpassung Last Stabilitätsanalyse

Um Abweichungen zwischen der Lastprognose und der tatsächlichen Last in einem Zeitschritt zu berücksichtigen, werden normalverteilte Zufallsvariablen genutzt. Die Standardabweichung wird mit 5 % eher konservativ angenommen (CONSENTEC, 2008, S. 7). Die elektrische Last am Knotenschwerpunkt inkl. unvorhergesehener Laständerungen ergibt sich, wie die folgende Gleichung zeigt, aus der Lastprognose  $P_{Last,Prognose}$ , der Zufallszahl  $X_w$  und der zuvor gewählten Standardabweichung  $\sigma_{Last}$ . Die hieraus für die Stabilitätsanalyse resultierenden Lasten an den Knotenschwerpunkten werden mit Hilfe der unten gezeigten Gleichung ermittelt. Weiterhin ist eine Aufteilung der ermittelten Gesamtlast auf die ausgewählten Knotenschwerpunkte und eine daraus resultierende Anpassung des Vektors  $b_{eq,st}$  notwendig.

$$P_{Ksp,st} = P_{Last,Prognose} * (1 + X_w * \sigma_{Last}) \quad (110)$$

Abbildung 26 zeigt beispielhaft die zehnfach durchgeführte Simulation der Netzstabilität eines Montags auf Barbados in Abhängigkeit der Anzahl durchgeführter Simulationen innerhalb der Stabilitätsanalyse pro Zeitschritt. Um den eingezeichneten Mittelwert liegen jeweils die zehn Simulationsergebnisse der Netzstabilität. Aus Abbildung 26 und Tabelle 9 gehen hervor, dass mit steigender Anzahl an Simulationen innerhalb der Stabilitätsanalyse die Varianz abnimmt und gleichzeitig die notwendige Simulationszeit innerhalb der Stabilitätsanalyse zunimmt. Die dargestellte relative Simulationsdauer bezieht sich auf die Anzahl von 500 durchgeführten Simulationen innerhalb der Stabilitätsanalyse. Für die Stabilitätsanalyse sollten mindestens 2.000 Simulationen pro Zeitschritt durchgeführt werden, um ein Ergebnis zu erhalten, welches in der Nähe des erwarteten Mittelwertes liegt.

**Tabelle 9: Ermittlung Anzahl notwendiger Simulationen innerhalb der Stabilitätsanalyse**

<b>Anzahl Simulationen Stabilitätsanalyse</b>	<b>Mittelwert</b>	<b>Varianz</b>	<b>Max</b>	<b>Min</b>	<b>relative Simulationsdauer</b>
500	99,9506 %	$1,37 \cdot 10^{-4}$	99,9688 %	99,9250 %	1,00
1.000	99,9476 %	$9,24 \cdot 10^{-5}$	99,9677 %	99,9323 %	1,98
2.000	99,9446 %	$3,58 \cdot 10^{-5}$	99,9536 %	99,9323 %	3,89
5.000	99,9404 %	$1,84 \cdot 10^{-5}$	99,9485 %	99,9352 %	9,31
10.000	99,9420 %	$1,69 \cdot 10^{-6}$	99,9443 %	99,9398 %	19,34
100.000	99,9436 %	$4,87 \cdot 10^{-7}$	99,9439 %	99,9436 %	150,57

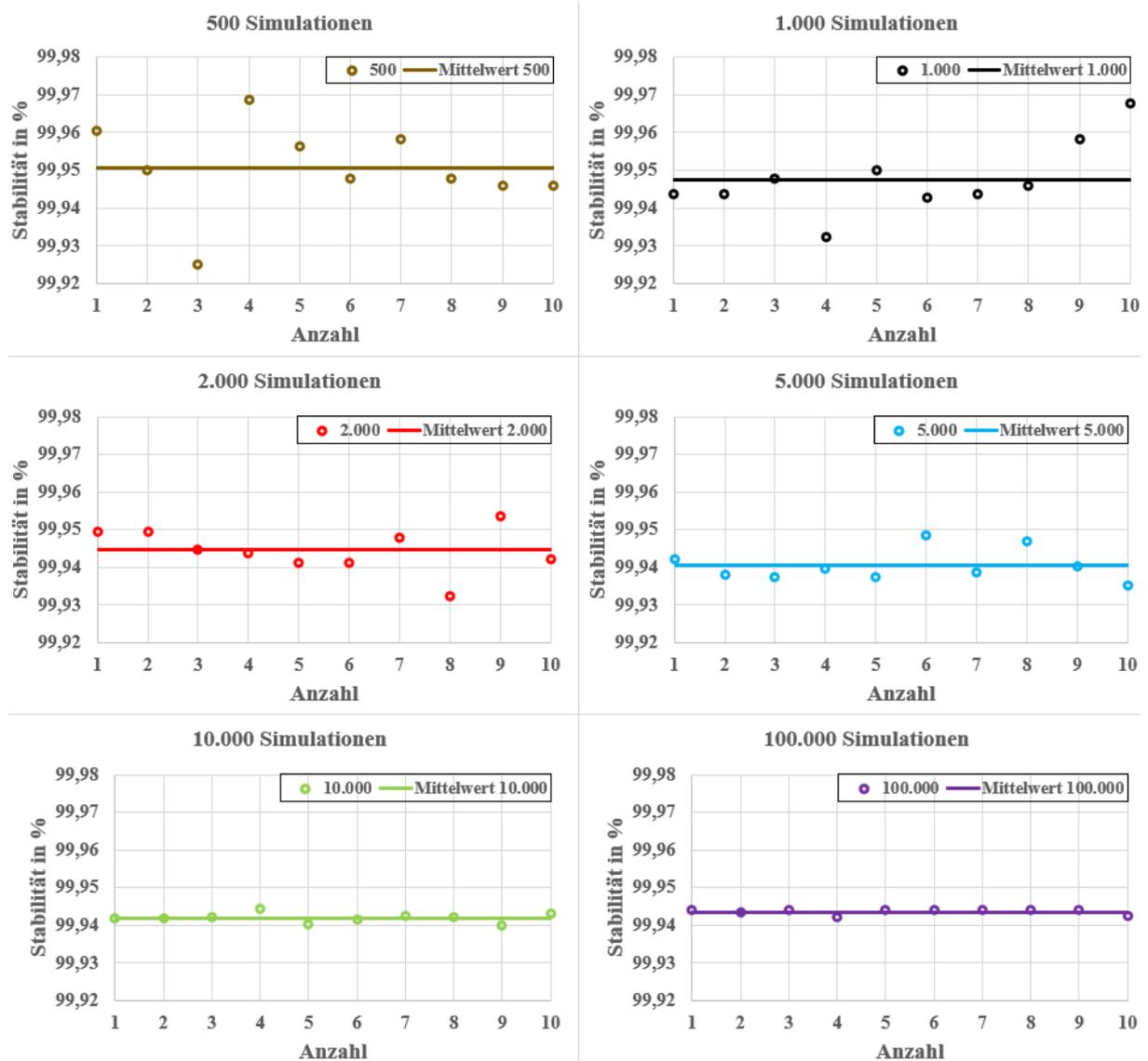
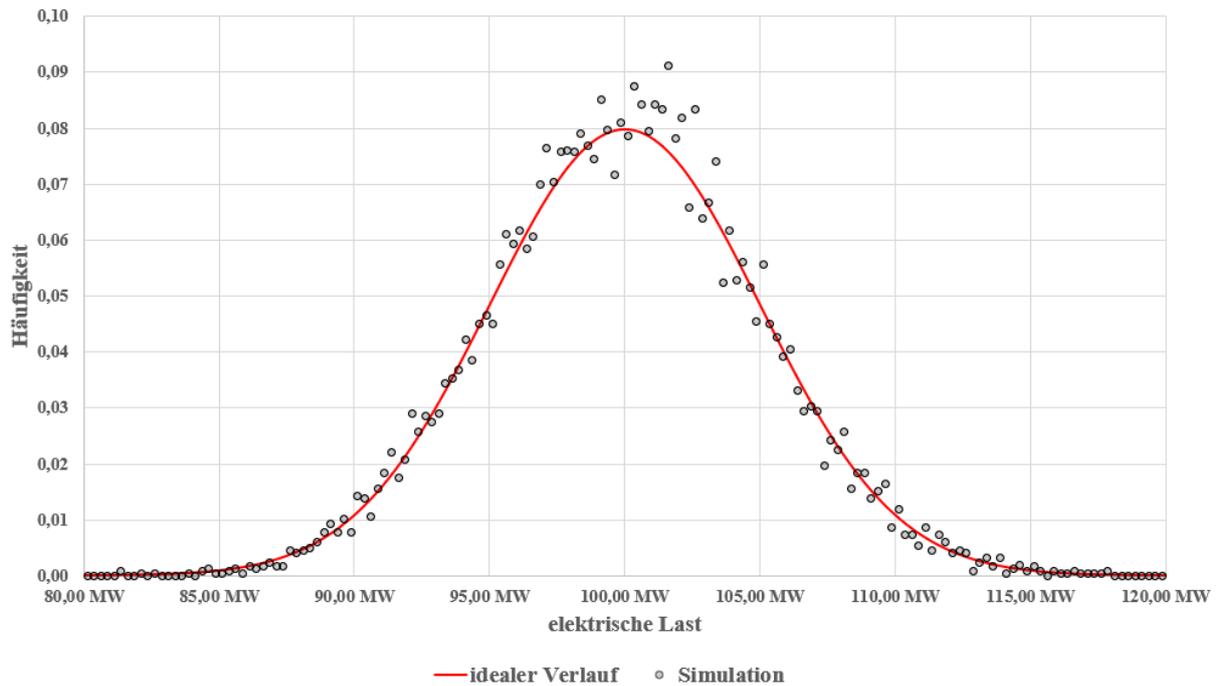


Abbildung 26: Ermittlung Anzahl notwendiger Simulationen Stabilitätsanalyse  
(Quelle: eigene Darstellung)

Abbildung 27 zeigt bei einer gewählten Anzahl von 10.000 Simulationen innerhalb der Stabilitätsanalyse beispielhaft für eine im folgenden Zeitschritt erwartete elektrische Last von 100 MW in Rot die ideale Normalverteilung bei einer Standardabweichung von 5 % und damit mögliche elektrische Lasten inkl. der Berücksichtigung von unvorhergesehen Laständerungen. Die in Grau dargestellten Punkte zeigen die für den folgenden Zeitschritt diese elektrischen Lasten, welche mit Hilfe von Gleichung (110) zu ermitteln sind. Die Abbildungen zeigen, dass die Berücksichtigung von unvorhergesehenen Laständerungen mit einer Standardabweichung von 5 % mit den dargestellten Gleichungen und Konstanten verwendet werden kann, um die Systemstabilität in jedem Zeitschritt zu analysieren.



**Abbildung 27: Berücksichtigung von Lastprognosefehlern in Stabilitätsanalyse**  
(Quelle: eigene Darstellung)

#### 4.4. Einspeiseleistungsprognose für Photovoltaik- und Windkraftanlagen

Für alle Photovoltaik- und Windkraftanlagen sind für die wirtschaftliche Optimierung Prognosewerte für die zu erwartende Einspeiseleistung notwendig. Weiterhin müssen für die Prüfung der Netzstabilität Änderungen der Bestrahlungsstärke und Windgeschwindigkeit berücksichtigt werden.

Auf Basis der möglichen Einspeiseleistung von Photovoltaik- und Windkraftanlagen und der Information über die Anzahl sich in Reparatur befindlicher Anlagen kann mit Hilfe von ARIMA-Modellen ein Prognosewert für die zu erwartende maximal mögliche Einspeiseleistung erstellt werden. Tabelle 32 und Tabelle 33 zeigen, dass ARIMA-Modelle mit den Eigenschaften  $p = 0$ ,  $d = 0$  sowie  $q = 0$  und unter Einbeziehung der Einspeisedaten aus dem vorherigen Zeitschritt den geringsten Fehler bei der Ermittlung der zu erwartenden maximal möglichen Einspeiseleistung für Photovoltaik- und Windkraftanlagen aufweisen. Mit Hilfe der Matlab Funktion *arima* kann die Modellstruktur des ARIMA-Modells festgelegt werden. Die Matlab Funktion *estimate* unterstützt zusammen mit den historischen Daten der maximal möglichen Einspeiseleistung bei der Ermittlung weiterer wichtiger Eigenschaften des ARIMA-Modells. Über die Matlab Funktion *forecast* sind Prognoseleistungen für die maximal mögliche Einspeiseleistung von Photovoltaik- und Windkraftanlagen zu ermitteln. Dabei ist das Gleichungssystem für die wirtschaftliche Optimierung anzupassen, um diese Daten zu berücksichtigen.

Weiterhin werden innerhalb der in diesem Kapitel vorgestellten Funktion Daten für die Prüfung der Netzstabilität vorbereitet. Die Bestrahlungsstärke und Windgeschwindigkeit auf der Insel Barbados sind über *Renewables.Ninja* (Pfenninger et al., 2016, S. 1252 ff.) verfügbar. Über die Wetterstation *ICHRISTC8* von *WUNDERMAP* stehen Bestrahlungsstärken mit einer Auflösung von fünf Minuten aus dem Wetterjahr 2019 zur Verfügung (Weather Underground, 2019). Mit Hilfe dieser Daten können Zufallszahlen für die Änderung der Bestrahlungsstärke erzeugt werden, um Unsicherheiten in der Prognose der maximal möglichen Einspeiseleistung von Photovoltaikanlagen zu berücksichtigen. Um eine Berücksichtigung von Unsicherheiten in der Prognose der maximal möglichen Einspeiseleistung von Windkraftanlagen zu ermöglichen, können auf Basis gemessener Windgeschwindigkeiten einer Windkraftanlage des Typs Tacke TW-600 mit einer Auflösung von zehn Minuten am Standort in Nordhackstedt in Schleswig-Holstein (Nissen Biogas GmbH & Co. KG, 2020) Zufallszahlen erzeugt werden. Diese Unsicherheiten werden mit Hilfe der Änderungen der Windgeschwindigkeit  $v_{wind}'$  berücksichtigt und basieren auf den Zufallszahlen  $a_1$  und  $a_2$ . Die Bestrahlungsstärken und Windgeschwindigkeiten können mit Hilfe von Datenblättern der ausgewählten Photovoltaik- und Windkraftanlagen in maximal zur Verfügung stehende Einspeiseleistungen umgerechnet werden.

$$v_{wind}' = \begin{cases} 0,63 * (0,543 * \log(a_2) + 0,075), & a_1 \leq 0,5 \\ -0,63 * (0,543 * \log(a_2) + 0,075), & a_1 > 0,5 \end{cases} \quad (111)$$

Für die Prüfung der Netzstabilität sind ausreichend Daten für die maximale Einspeiseleistung der im elektrischen Netz vorhandenen Photovoltaik- und Windkraftanlagen zur Verfügung zu stellen. Es wird angenommen, dass das Energiemanagementsystem keinen Einfluss auf Photovoltaikanlagen hat, die auf Dächern von Haushalten installiert sind, sodass die Einspeiseleistung dieser Anlagen nicht reduziert werden kann. Das Energiemanagementsystem hat jedoch über Kommunikationsverbindungen die Möglichkeit die Einspeiseleistung von Windkraftanlagen oder zentral installierten Photovoltaikanlagen zur reduzieren. Der durch die Nutzung dieser Anlagen resultierende erhöhte Regelleistungsbedarf für das akzeptierte Risiko eine Änderung der Einspeiseleistung von Photovoltaik- und Windkraftanlagen durch den Einsatz von Regelleistung nicht ausgleichen zu können kann mit Hilfe eines festgelegten Wertes abgeschätzt werden. Weiterhin sind Lastdaten und die prognostizierten maximalen Einspeiseleistungen wichtig. Das Gleichungssystem zur wirtschaftlichen Optimierung berücksichtigt den abgeschätzten erhöhten Regelleistungsbedarf.

Mit Hilfe von ARIMA-Modellen kann, die aufgrund von Wetterbedingungen vorliegende maximal verfügbare Einspeiseleistung von Photovoltaik- und Windkraftanlagen für ein Energiemanagementsystem ermittelt werden. Unabhängig vom Anlagentyp liefert das ARIMA-Modell mit den Eigenschaften  $p = 0$ ,  $d = 0$  sowie  $q = 0$  den geringsten Fehler bei der Ermittlung von Einspeiseleistungsprognosen. Die innerhalb der Stabilitätsanalyse genutzten Wetteränderungen ermöglichen eine Abschätzung des Regelleistungsbedarfes von Photovoltaik- und Windkraftanlagen, um geforderte Stabilitätskriterien zu erfüllen.

## 4.5. Module Netz

Die zur Beschreibung von Netzstrukturen notwendigen Modelle werden in den nächsten Kapiteln vorgestellt. Zu den benötigten Netzstrukturen zählen Knotenschwerpunkte, Kabel und Freileitungen.

### 4.5.1. Modell für Knotenschwerpunkte

Mit Hilfe des folgenden Modells können die notwendigen Eigenschaften für Knotenschwerpunkte im elektrischen Netz nachgebildet werden. Es enthält keine Variablen für die wirtschaftliche Optimierung und keine Variablen für die Prüfung der Netzstabilität. Die für die wirtschaftliche Optimierung benötigte Matrix  $A_{eq,wi}$  wird um drei Zeilen erweitert, um Knotengleichungen für Einspeiseleistung, positive und negative Regelleistung zu berücksichtigen. Für die Stabilitätsanalyse wird die Matrix  $A_{eq,st}$  um eine Zeile erweitert, um Knotengleichungen für die Einspeiseleistung in das Gleichungssystem einzubeziehen. Der für die wirtschaftliche Optimierung wichtige Vektor  $b_{eq,wi}$  wird mit Hilfe der in Kapitel 4.3.1 vorgestellten Funktion für jeden Zeitschritt auf die Prognosewerte für die elektrische Last sowie den erwarteten positiven und negativen Regelleistungsbedarf aktualisiert. Weiterhin wird der für die Stabilitätsanalyse wichtige Vektor  $b_{eq,st}$  mit Hilfe des in Kapitel 4.3.2 vorgestellten Verfahrens auf die entsprechende elektrische Last eingestellt.

Tabelle 10: Eigenschaften Knotenschwerpunkt

Name der Eigenschaft	Beschreibung der Eigenschaft
Name des Knotenschwerpunktes	Name des Knotenschwerpunktes, an dem verschiedene Einheiten von Generatoren, elektrische Lasten, Kabel oder Freileitungen angeschlossen werden können

Die folgenden Gleichungen beschreiben die für die wirtschaftliche Optimierung notwendigen Nebenbedingungen mit den Variablen zur Beschreibung des Verhaltens von Knotenschwerpunkten im elektrischen Netz. Im Fall von Einspeise- oder Bezugsanlagen wird die innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung zu ermittelnde Einspeiseleistung  $P_{Einspeisung,wi,i}$  oder Bezugsleistung  $P_{Bezug,wi,i}$  der Einheit  $i$ , welche an dem Knotenschwerpunkt angeschlossen ist und die dort befindliche elektrische Last decken muss, berücksichtigt. Um den Bedarf an Regelleistung am Knotenschwerpunkt abzudecken, werden entsprechend die positive Regelleistungsbereitstellung  $P_{Bereitstellung,reg,pos,wi,i}$  sowie mit  $P_{Bereitstellung,reg,neg,wi,i}$  die negative Regelleistungsbereitstellung ermittelt. Die Nutzung von Windkraft- oder Photovoltaikanlagen führt zu einem erhöhten Bedarf an positiver Regelleistung  $P_{Bedarf,reg,pos,wi,i}$  und negativer Regelleistung  $P_{Bedarf,reg,neg,wi,i}$ . Ausfälle von elektrischen Anlagen bleiben bei den oben genannten Variablen unberücksichtigt. Innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung werden alle Einheiten, Kabel und Freileitungen am Knotenschwerpunkt  $a_{Einsp,wi}$  berücksichtigt, die dort elektrische Leistung einspeisen oder Regelleistung bereitstellen. Ebenfalls sind alle Einheiten, Kabel und Freileitungen  $b_{Bezug,wi}$  am Knotenschwerpunkt zu beachten, die dort elektrische Leistung beziehen oder Regelleistung benötigen.

$$P_{Ksp,wi} = \sum_{i=1}^{a_{Einsp}} P_{Einspeisung,wi,i} - \sum_{i=1}^{b_{Bezug}} P_{Bezug,wi,i} \quad (112)$$

$$P_{Ksp,reg,pos,wi} = \sum_{i=1}^{a_{Einsp}} P_{Bereitstellung,reg,pos,wi,i} - \sum_{i=1}^{b_{Bezug}} P_{Bedarf,reg,pos,wi,i} \quad (113)$$

$$P_{Ksp,reg,neg,wi} = \sum_{i=1}^{a_{Einsp}} P_{Bereitstellung,reg,neg,wi,i} - \sum_{i=1}^{b_{Bezug}} P_{Bedarf,reg,neg,wi,i} \quad (114)$$

Die folgende Gleichung beschreibt die für die Stabilitätsanalyse notwendige Nebenbedingung der benötigten Variablen zur Beschreibung des Verhaltens von Knotenschwerpunkten im elektrischen Netz. Im Fall von Einspeise- oder Bezugsanlagen werden von der Einheit  $i$  die Einspeiseleistungen  $P_{Einspeisung,st,i}$ , Bezugsleistungen  $P_{Bezug,st,i}$ , aktivierte positive Regelleistung  $P_{reg,pos,st,i}$  sowie negative Regelleistung  $P_{reg,neg,st,i}$  berücksichtigt. Die Variablen der Einspeise- und Bezugsleistung beinhalten die Berücksichtigung von Ausfällen elektrischer Anlagen. Handelt es sich um ein Kabel oder eine Freileitung stehen sie für die Belastung und Leistungsflussrichtung. Innerhalb der Stabilitätsanalyse werden alle Einheiten, Kabel und Freileitungen am Knotenschwerpunkt  $a_{Anlagen,st}$  beachtet, die die elektrische Last an dieser Stelle im Netz decken sollen.

$$P_{Ksp,st} = \sum_{i=1}^{a_{Anlagen,st}} P_{Einspeisung,st,i} + P_{reg,pos,st,i} - P_{reg,neg,st,i} - P_{Bezug,st,i} \quad (115)$$

Mit Hilfe dieses Modells wird es einem Energiemanagementsystem ermöglicht Knotenschwerpunkte innerhalb eines elektrischen Netzes zu berücksichtigen. Mit Hilfe des beschriebenen Gleichungssystems wird sichergestellt, dass in jedem Knotenschwerpunkt die hin- und abfließenden Ströme gleich sind.

#### 4.5.2. Kabel oder Freileitungen

Die notwendigen Eigenschaften von Kabel und Freileitungen in einem elektrischen Netz können mit Hilfe des folgenden Modells berücksichtigt werden. Es enthält sechs Variablen für die wirtschaftliche Optimierung und zwei Variablen für die Prüfung der Netzstabilität. Tabelle 11 enthält alle wichtigen Eigenschaften zur Modellbildung von Kabeln und Freileitungen. Für sie können mittlere Ausfallzeiten von 45.000 h angenommen werden (Statnett, 2016, S. 22). Die durchschnittliche Reparaturzeit von Kabeln und Freileitungen beträgt 200 h und besitzt daher einen konservativen Wert (Statnett, 2016, S. 13). Beispielhaft werden in diesem Kapitel die notwendigen Gleichungen für ein Kabel oder eine Freileitung beschrieben, welches zwei Knotenschwerpunkte miteinander verbindet. Abbildung 30 zeigt die Funktionsweise des Modells an einem Beispiel.

Tabelle 11: Eigenschaften Kabel und Freileitungen

Name der Eigenschaft	Beschreibung der Eigenschaft
Name des Kabels oder der Freileitung	Name des Kabels oder der Freileitung
Name des ersten Knotenschwerpunktes	Name des ersten Knotenschwerpunktes, an dem das Kabel oder die Freileitung angeschlossen ist
Name des zweiten Knotenschwerpunktes	Name des zweiten Knotenschwerpunktes, an dem das Kabel oder die Freileitung angeschlossen ist
maximale Übertragungsleistung	maximale Wirkleistungsübertragungsleistung des Kabels oder der Freileitung
MTBF	mittlere Ausfallzeit des Kabels oder der Freileitung
MTTR	durchschnittliche Reparaturzeit des Kabels oder der Freileitung

Die folgenden Gleichungen beschreiben die Nebenbedingungen der Variablen für ein Kabel oder eine Freileitung innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung. Die Variablen für die zu übertragende Wirkleistung vom ersten zum zweiten Knotenschwerpunkt  $Kabel_{P,1,2,wi}$  sowie vom zweiten zum ersten Knotenschwerpunkt  $Kabel_{P,2,1,wi}$  werden berücksichtigt. Weiterhin sind die Variablen für die vorzuhaltende Wirkleistungsübertragung für positive Regelleistung vom ersten zum zweiten Knotenschwerpunkt  $Kabel_{P,pos,1,2,wi}$  sowie vom zweiten zum ersten Knotenschwerpunkt  $Kabel_{P,pos,2,1,wi}$  im Modell enthalten. Entsprechend werden ebenfalls die Variablen für die vorzuhaltende Wirkleistungsübertragung für negative Regelleistung vom ersten zum zweiten Knotenschwerpunkt  $Kabel_{P,neg,1,2,wi}$  sowie vom zweiten zum ersten Knotenschwerpunkt  $Kabel_{P,neg,2,1,wi}$  genutzt. Berücksichtigt wird die maximale Wirkleistungsübertragung des Kabels oder der Freileitung mit  $Kabel_{P,max}$ .

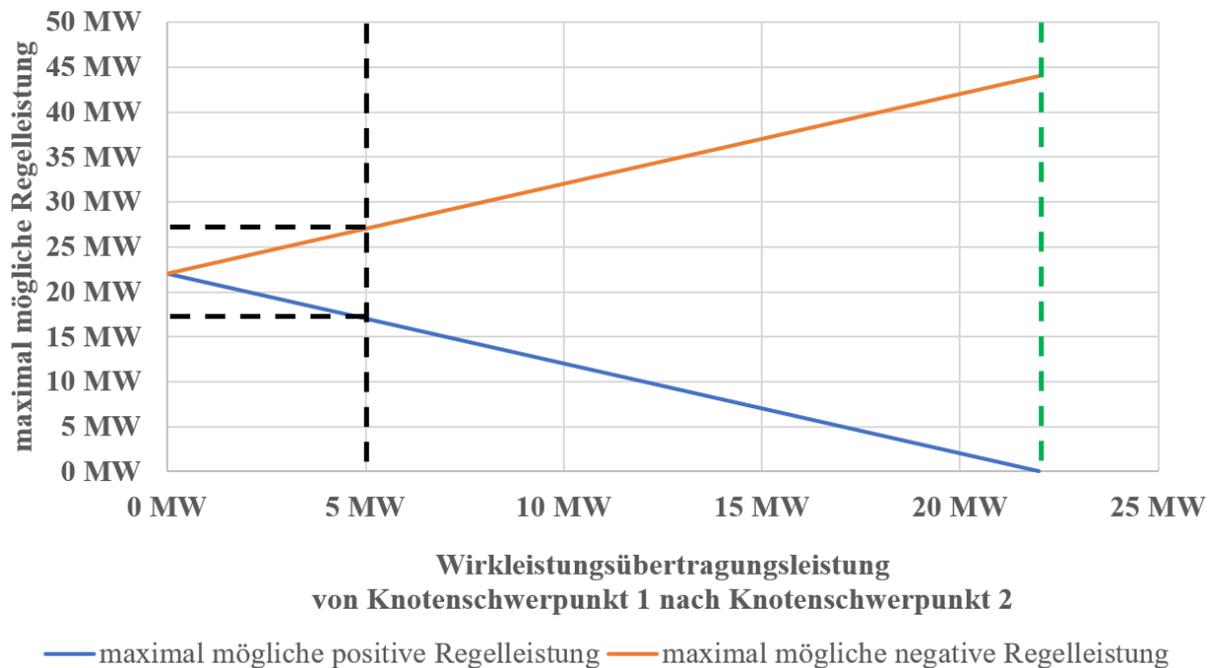
$$Kabel_{P,1,2,wi} + Kabel_{P,pos,1,2,wi} \leq Kabel_{P,max} \quad (116)$$

$$-Kabel_{P,1,2,wi} + Kabel_{P,neg,1,2,wi} \leq Kabel_{P,max} \quad (117)$$

$$Kabel_{P,2,1,wi} + Kabel_{P,pos,2,1,wi} \leq Kabel_{P,max} \quad (118)$$

$$-Kabel_{P,2,1,wi} + Kabel_{P,neg,2,1,wi} \leq Kabel_{P,max} \quad (119)$$

Abbildung 28 zeigt beispielhaft, dass innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung berücksichtigte Verhalten eines Kabels oder einer Freileitung mit einer in grün dargestellten maximalen Wirkleistungsübertragungskapazität von 22 MW und einer Leistungsflussrichtung vom ersten Knotenschwerpunkt zum zweiten Knotenschwerpunkt. Bei einer Wirkleistungsübertragungsleistung von 5 MW kann das Kabel oder die Freileitung eine maximale positive Wirkleistung von 17 MW und eine maximale negative Wirkleistung von 27 MW vom ersten Knotenschwerpunkt zum zweiten Knotenschwerpunkt übertragen.



**Abbildung 28: maximale positive und negative Regelleistung Kabel und Freileitungen**

(Quelle: eigene Darstellung)

Über die Vektoren  $lb_{wi}$  und  $ub_{wi}$  können die sechs Variablen eines Kabels oder einer Freileitung für die wirtschaftliche Optimierung begrenzt werden. Um nur positive Werte für die Wirkleistungsübertragung zuzulassen, werden sie, wie die folgenden Gleichungen zeigen, zwischen Null und Unendlich begrenzt.

$$0 \leq Kabel_{p,1,2,wi} \leq inf \quad (120)$$

$$0 \leq Kabel_{p,2,1,wi} \leq inf \quad (121)$$

$$0 \leq Kabel_{p,pos,1,2,wi} \leq inf \quad (122)$$

$$0 \leq Kabel_{p,pos,2,1,wi} \leq inf \quad (123)$$

$$0 \leq Kabel_{p,neg,1,2,wi} \leq inf \quad (124)$$

$$0 \leq Kabel_{p,neg,2,1,wi} \leq inf \quad (125)$$

Die folgenden Gleichungen beschreiben beispielhaft die Nebenbedingungen der Variablen für ein oder mehrere Kabel oder Freileitungen  $i$  zwischen zwei Knotenschwerpunkten innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung. Für eine Leistungsflussrichtung vom ersten zum zweiten Knotenschwerpunkt besitzt es Wirkleistungsübertragung  $Kabel_{P,1,2,wi,i}$  und hält weiterhin Übertragungsleistungen für positive Regelleistung  $Kabel_{P,pos,1,2,wi,i}$  sowie für negative Regelleistung  $Kabel_{P,neg,1,2,wi,i}$  vor. Es besitzt eine Wirkleistungsübertragung  $Kabel_{P,2,1,wi,i}$  und hält Übertragungsleistungen für positive Regelleistung  $Kabel_{P,pos,2,1,wi,i}$  sowie für negative Regelleistung  $Kabel_{P,neg,2,1,wi,i}$  für eine Leistungsflussrichtung vom zweiten zum ersten Knotenschwerpunkt vor. Zu berücksichtigen sind auch die geschätzten Werte für die Last am ersten Knotenschwerpunkt  $P_{Ksp,1,wi}$ , Last am zweiten Knotenschwerpunkt  $P_{Ksp,2,wi}$ , positiver Regelleistungsbedarf am ersten Knotenschwerpunkt  $P_{Ksp,1,reg,pos,wi}$ , positiver Regelleistungsbedarf am zweiten Knotenschwerpunkt  $P_{Ksp,2,reg,pos,wi}$ , negativer Regelleistungsbedarf am ersten Knotenschwerpunkt  $P_{Ksp,1,reg,neg,wi}$ , negativer Regelleistungsbedarf am zweiten Knotenschwerpunkt  $P_{Ksp,2,reg,neg,wi}$  sowie die Gesamtanzahl am Knotenschwerpunkt angeschlossener Kabel und Freileitungen  $a_{Kabel}$ .

$$P_{Ksp,1,wi} = \sum_{i=1}^{a_{Kabel}} Kabel_{P,2,1,wi,i} - Kabel_{P,1,2,wi,i} \quad (126)$$

$$P_{Ksp,1,reg,pos,wi} = \sum_{i=1}^{a_{Kabel}} Kabel_{P,pos,2,1,wi,i} - Kabel_{P,pos,1,2,wi,i} \quad (127)$$

$$P_{Ksp,1,reg,neg,wi} = \sum_{i=1}^{a_{Kabel}} Kabel_{P,neg,2,1,wi,i} - Kabel_{P,neg,1,2,wi,i} \quad (128)$$

$$P_{Ksp,2,wi} = \sum_{i=1}^{a_{Kabel}} Kabel_{P,1,2,wi,i} - Kabel_{P,2,1,wi,i} \quad (129)$$

$$P_{Ksp,2,reg,pos,wi} = \sum_{i=1}^{a_{Kabel}} Kabel_{P,pos,1,2,wi,i} - Kabel_{P,pos,2,1,wi,i} \quad (130)$$

$$P_{Ksp,2,reg,neg,wi} = \sum_{i=1}^{a_{Kabel}} Kabel_{P,neg,1,2,wi,i} - Kabel_{P,neg,2,1,wi,i} \quad (131)$$

Die folgenden Gleichungen beschreiben die Nebenbedingungen der Variablen für ein Kabel oder eine Freileitung innerhalb der Stabilitätsanalyse. Die zu berücksichtigenden Variablen sind die Wirkleistungsübertragung des Kabels oder der Freileitung  $i$  vom ersten zum zweiten Knotenschwerpunkt  $Kabel_{P,1,2,st,i}$  und vom zweiten zum ersten Knotenschwerpunkt  $Kabel_{P,2,1,st,i}$  sowie die elektrische Last am ersten Knotenschwerpunkt  $P_{Ksp,1,st}$  und am zweiten Knotenschwerpunkt  $P_{Ksp,2,st}$  unter Berücksichtigung von Ausfällen elektrischer Anlagen.

$$P_{Ksp,1,st} = \sum_{i=1}^{a_{Kabel}} Kabel_{P,2,1,st,i} - Kabel_{P,1,2,st,i} \quad (132)$$

$$P_{Ksp,2,st} = \sum_{i=1}^{a_{Kabel}} Kabel_{P,1,2,st,i} - Kabel_{P,2,1,st,i} \quad (133)$$

Über die Vektoren  $lb_{st}$  und  $ub_{st}$  können die Variablen für die Wirkleistungsübertragung zwischen den Knotenschwerpunkten für die Prüfung der Netzstabilität begrenzt werden. Kommt es zu keinem Ausfall des Kabels oder der Freileitung, wird die Wirkleistungsübertragung wie folgt begrenzt.

$$0 \leq Kabel_{P,1,2,st,i} \leq Kabel_{P,max} \quad (134)$$

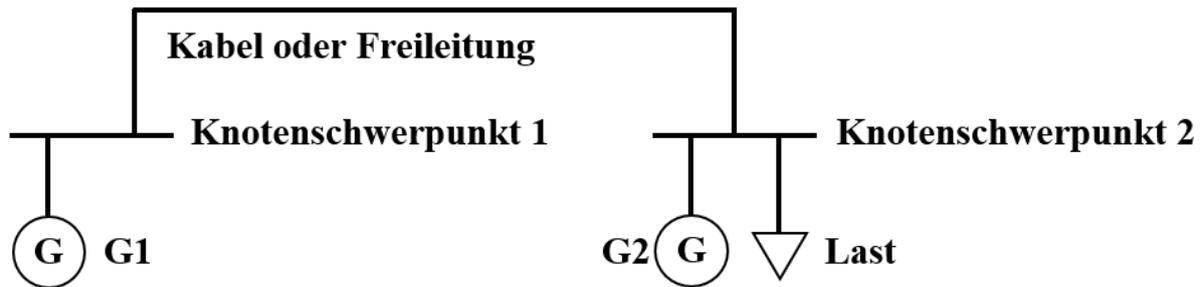
$$0 \leq Kabel_{P,2,1,st,i} \leq Kabel_{P,max} \quad (135)$$

Somit werden bei der Prüfung der Netzstabilität mögliche Ausfälle von Kabeln oder Freileitungen sowie vorgehaltene Reserven zur Wirkleistungsübertragung aus der wirtschaftlichen Optimierung berücksichtigt. Auswirkungen eines Ausfalls eines Kabels oder einer Freileitung werden im Kapitel 4.6.2 näher erläutert.

Es werden keine Kosten für die Nutzung von Kabeln oder Freileitungen angenommen, die von der übertragenen Wirkleistung abhängen, sodass die Zielfunktion für die wirtschaftliche Optimierung nicht von Kabeln oder Freileitungen beeinflusst wird.

Abbildung 30 zeigt die Funktionsweise der wirtschaftlichen Optimierung bei der Nutzung eines Kabels oder einer Freileitung anhand des in Abbildung 29 gezeigten Beispiels unter Berücksichtigung technischer Randbedingungen wie beispielsweise einer maximalen Übertragungsleistung des Kabels oder der Freileitung. Das elektrische Netz besteht aus zwei Knotenschwerpunkten, welche über ein Kabel oder eine Freileitung mit einer maximalen Wirkleistungsübertragung von 22,0 MW miteinander verbunden sind. Am ersten Knotenschwerpunkt ist eine

Dieseleratoreinheit bestehend aus jeweils zwei Generatoren mit einer minimalen Einspeiseleistung von 5,0 MW und einer maximalen Einspeiseleistung von 12,5 MW angeschlossen. Am zweiten Knotenschwerpunkt ist eine Dampfturbineneinheit bestehend aus jeweils zwei Generatoren mit einer minimalen Einspeiseleistung von 5,0 MW und einer maximalen Einspeiseleistung von 12,5 MW angeschlossen. Am zweiten Knotenschwerpunkt befindet sich eine elektrische Last.



**Abbildung 29: Aufbau Modell für Kabel und Freileitungen**  
(Quelle: eigene Darstellung)

Die elektrische Last im Netz ist zu Beginn 15,0 MW und steigt bis auf 40,0 MW. Sie wird zwischen 00:45 und 13:15 Uhr viertelstündlich um 0,5 MW erhöht. Es ist eine Regelleistung von 15 % bezogen auf die elektrische Last vorzuhalten. Die Dieseleratoreinheit besitzt niedrigere Bereitstellungskosten für elektrische Energie und wird daher vom Energiemanagementsystem favorisiert eingesetzt. Bis zu einer elektrischen Last von 19,0 MW setzt es die Dieseleratoreinheit ein, um die elektrische Last und die vorzuhaltende Regelleistung abzudecken. Erst bei elektrischen Lasten zwischen 19,5 MW und 40,0 MW unterstützt die Dampfturbineneinheit. Soweit möglich wird sie vom Energiemanagementsystem auf ihrer minimalen Einspeiseleistung betrieben. Aufgrund der Begrenzung der maximalen Wirkleistungsübertragung des Kabels oder der Freileitung von 22,0 MW kann nicht die gesamte Installationsleistung der Dieseleratoreinheit zur Deckung der Last am zweiten Knotenschwerpunkt genutzt werden. Daher wird die Dieseleratoreinheit mit maximal 22,0 MW bei der entsprechenden elektrischen Last im Netz betrieben. Das Energiemanagementsystem erhöht die Einspeiseleistung der Dampfturbineneinheit schrittweise ab einer elektrischen Last von 27,0 MW.

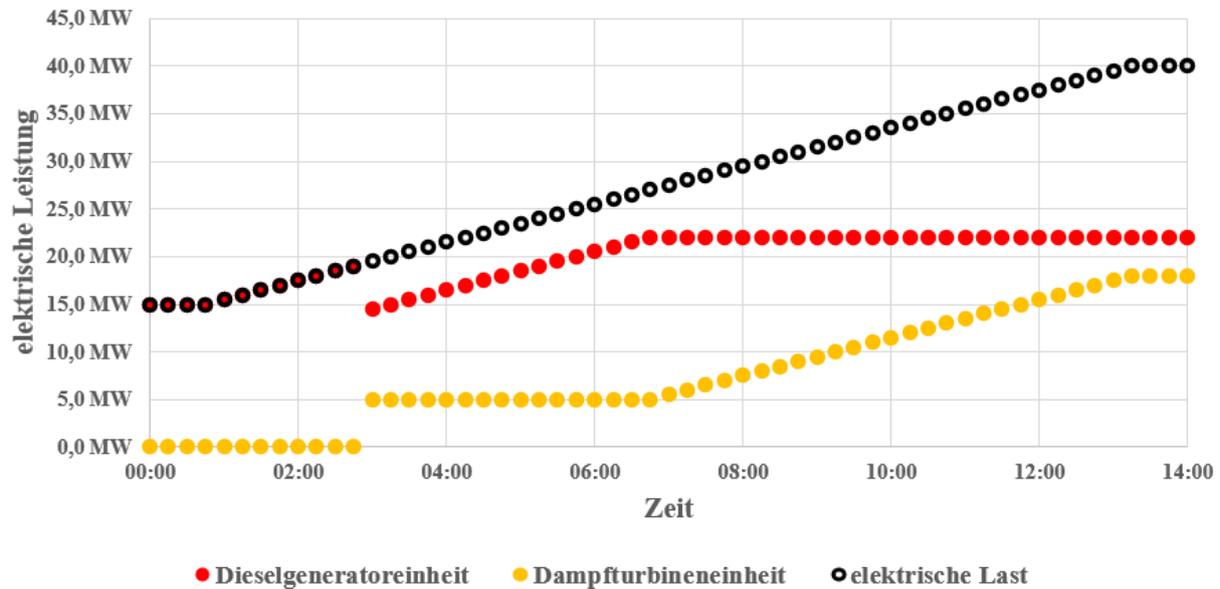


Abbildung 30: Arbeitsweise Modell für Kabel oder Freileitungen

(Quelle: eigene Darstellung)

Das dargestellte Modell ermöglicht es einem Energiemanagementsystem Kabel und Freileitungen in einem elektrischen Netz zu berücksichtigen. Dabei fließen Eigenschaften wie eine maximale Übertragungsleistung in das Modell ein, sodass hierdurch verursachte Engpässe in einem Netz in den Simulationsergebnissen enthalten sind. Neben der Übertragungsleistung von Kabeln oder Freileitungen sind auch Reserven für Regelleistung innerhalb der Optimierung enthalten. Somit können beispielsweise durch einen Generatorsausfall verursachte Leistungsflussänderungen von Kabeln oder Freileitungen in der Stabilitätsanalyse bewertet werden.

Kabel und Freileitungen besitzen eine Dauerstrombelastbarkeit, welche zusammen mit der eingesetzten Spannungsebene zu einer Übertragungsleistung führt. Die angenommenen Übertragungsleistungen auf Barbados (ABB, 2009, S. 7 ff.) basieren auf den Dauerstrombelastbarkeiten sowie Korrekturfaktoren für die Verlegeart (ESTRALIN HVC, o.D., S. 26). Sie betragen 22 MW für die Spannungsebene 24 kV (Nexans, 2012, S. 34), 60 MW für die Spannungsebene 69 kV und 115 MW für die Spannungsebene 132 kV (ESTRALIN HVC, o.D., S. 20).

Neben der Dauerstrombelastbarkeit besitzt eine Freileitung weitere Eigenschaften, über die eine Übertragungsleistung ermittelt werden kann. Sie hängt beispielsweise von der Spannungsebene oder dem Freileitungsseil ab. Bei der Berechnung werden die symmetrischen Komponenten verwendet, sodass sich der Impedanzbelag  $Z_1'$  wie folgt berechnet. Er ergibt sich aus dem Resistanzbelag  $R_L'$ , der Anzahl an Bündelleitern  $n$ , der Netzfrequenz  $f$ , der magnetischen Feldkonstante  $\mu_0$ , dem mittleren Leiterabstand  $d$  und dem Ersatzradius für Bündelleiter  $r_B$  (D. Oeding und B. R. Oswald, 2016, S. 285). In dieser Arbeit wird der Resistanzbelag  $R_L'$  vernachlässigt und eine Anzahl von Bündelleitern  $n = 1$  genutzt. Dies führt zu folgender Vereinfachung (Iowa State University, 2021, S. 2).

$$Z_1' = \frac{R_L'}{n} + j * f * \mu_0 * \left( \ln\left(\frac{d}{r_B}\right) + \frac{1}{4n} \right) \quad (136)$$

$$Z_1' \approx j * f * \mu_0 * \left( \ln\left(\frac{d}{r_B}\right) + \frac{1}{4} \right) \quad (137)$$

Die Übertragungsleistung einer Freileitung  $P_{Fl}$  ergibt sich aus der Netzspannung  $V_{Netz}$ , der Phasenverschiebung  $\delta$ , der Leitungslänge  $l$  und dem Impedanzbelag  $Z_1'$  (Iowa State University, 2021, S. 2). Bei einem angenommenen mittleren Leiterabstand von  $d = 15,75 \text{ m}$  ergeben sich für die verschiedenen Freileitungstypen die in Tabelle 12 dargestellten Impedanzbeläge (D. Oeding und B. R. Oswald, 2016, S. 283). In dieser Arbeit beträgt die Phasenverschiebung aus Stabilitätsgründen maximal  $\delta = 30^\circ$ .

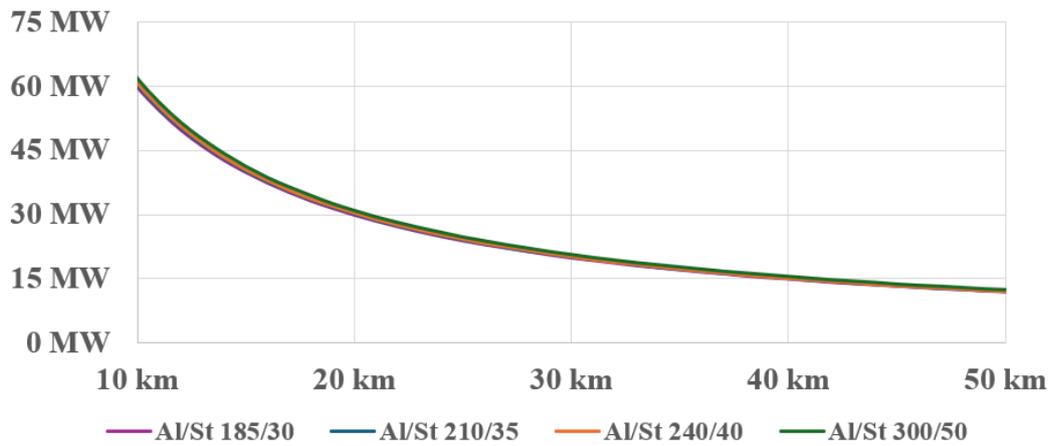
$$P_{Fl} = \frac{V_{Netz}^2 * \sin(\delta)}{l * Z_1'} \quad (138)$$

**Tabelle 12: technische Eigenschaften Freileitung**

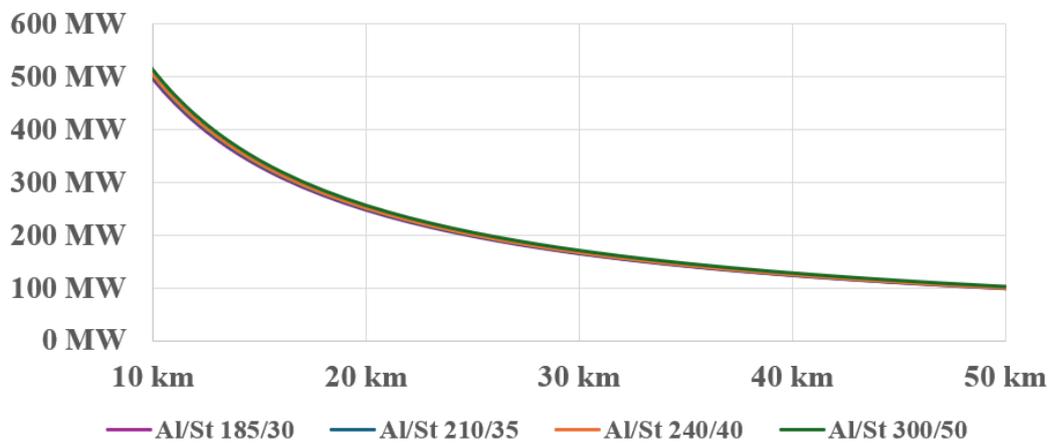
<b>Freileitungstyp</b>	<b>Ersatzradius für Bündelleiter</b>	<b>Impedanzbelag</b>
Al/St 185/30	9,50 mm	0,481 $\Omega/\text{km}$
Al/St 210/35	10,15 mm	0,477 $\Omega/\text{km}$
Al/St 240/40	10,90 mm	0,473 $\Omega/\text{km}$
Al/St 300/50	12,20 mm	0,466 $\Omega/\text{km}$

Abbildung 31 zeigt die von der Leitungslänge abhängige Übertragungsleistung von vier verschiedenen Freileitungsseilen. Aufgrund der Eigenschaften der Insel Barbados kann von einer maximalen Leitungslänge von  $l = 20 \text{ km}$  ausgegangen werden. In diesem Fall liegen die Übertragungsleistungen von Freileitungen bei 34 MW für die Spannungsebene 24 kV, 251 MW für die Spannungsebene 69 kV und 918 MW für die Spannungsebene 132 kV. Diese Übertragungsleistungen liegen über den Übertragungsleistungen, welche eine Dauerstrombelastbarkeit berücksichtigen. In den Simulationen werden die geringeren Übertragungsleistungen für die Kabel und Freileitungen der unterschiedlichen Spannungsebenen angewendet, um eine Dauerstrombelastbarkeit der Betriebsmittel nicht zu überschreiten.

## 24 kV



## 69 kV



## 132 kV

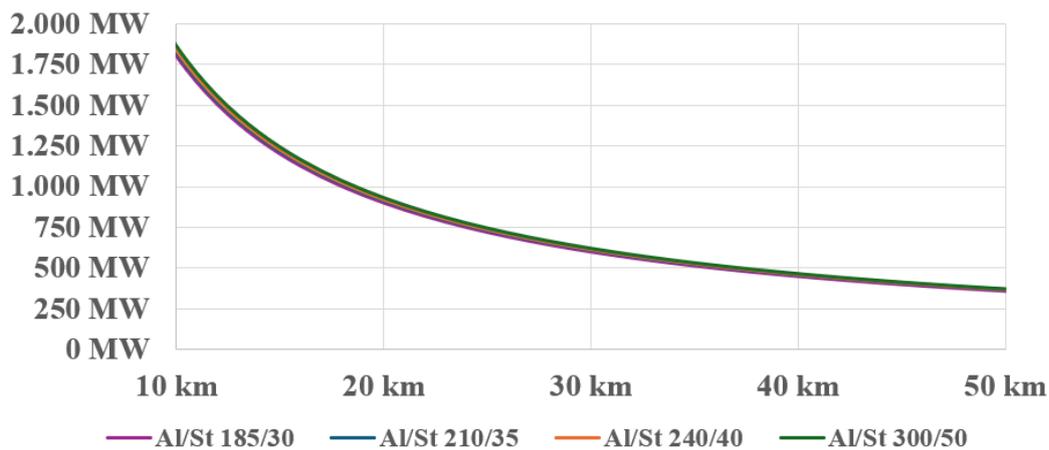


Abbildung 31: Übertragungsleistung von Freileitungen

(Quelle: Eigene Darstellung nach (D. Oeding und B. R. Oswald, 2016, S. 283 ff.), (Iowa State University, 2021, S. 2))

## 4.6. Wirtschaftliche Optimierung und Prüfung der Netzstabilität

Zur Ermittlung des wirtschaftlich optimalen Einsatzes der im elektrischen Netz angeschlossenen Anlagen unter Berücksichtigung der zuvor beschriebenen Nebenbedingungen sowie für die Prüfung der Netzstabilität wird ein Mixed-Integer Linear Programming Solver genutzt. Der Solver namens *intlinprog* ist seit der Matlab Version R2014a in der Optimization Toolbox enthalten.

Der Aufbau des verwendeten Gleichungssystems ermöglicht es einem Energiemanagementsystem auf der einen Seite den Einsatz von elektrischen Anlagen wirtschaftlich zu optimieren und auf der anderen Seite die Netzstabilität zu berücksichtigen. Den Kern des Energiemanagementsystems bilden die beiden Zielfunktionen für die Optimierung mit den entsprechenden Nebenbedingungen.

### 4.6.1. Wirtschaftliche Optimierung

Die wirtschaftliche Optimierung nutzt die Zielfunktion  $opti_{wi}$ , zur Beschreibung des Gleichungssystems notwendige Matrizen  $A_{wi}$  und  $A_{eq,wi}$  sowie Vektoren  $b_{wi}$  und  $b_{eq,wi}$ , den Vektoren  $lb_{wi}$  und  $ub_{wi}$  zur Begrenzung der Variablen und den Vektor *intcon* zum Setzen von Variablen, welche nur ganzzahlige Werte annehmen können. Der oben genannte Solver unterstützt bei der Ermittlung der wirtschaftlich optimalen Lösung unter Berücksichtigung technischer Randbedingungen. In der Variablen *wi* sind die Ergebnisse der Optimierung gespeichert. Sie enthält die Information, welche Einheiten wie viel Einspeiseleistung, positive und negative Regelleistung für das elektrische Netz im nächsten Zeitschritt bereitstellen sollen. Durch beispielsweise Wartungen oder Reparaturen nicht zur Verfügung stehende Einheiten können innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung berücksichtigt werden.

### 4.6.2. Prüfung der Netzstabilität

Die Prüfung der Netzstabilität berücksichtigt eine Ausfallsimulation der innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung ausgewählten elektrischen Anlagen, eine Simulation zur Ermittlung von Einspeiseleistungsänderungen für Photovoltaik- und Windkraftanlagen aufgrund von Änderungen der Bestrahlungsstärke bzw. Windgeschwindigkeit, eine Simulation zur Ermittlung von Laständerungen an den verschiedenen Knotenschwerpunkten sowie die Möglichkeit zur Aktivierung von positiver und negativer Regelleistung zur Stabilisierung des elektrischen

Netzes. Der oben genannte Solver unterstützt bei der Prüfung der Netzstabilität und nutzt die Zielfunktion  $opti_{st}$ , welche auf den Matrizen  $A_{st}$  und  $A_{eq,st}$ , den Vektoren  $b_{st}$  und  $b_{eq,st}$  sowie den Vektoren  $lb_{st}$  und  $ub_{st}$  zur Begrenzung der Variablen basiert. In der Variablen  $st$  sind die Ergebnisse der Optimierung gespeichert. Sie enthält die Information, ob das aufgestellte Gleichungssystem unter Berücksichtigung der oben aufgezählten Einflussfaktoren innerhalb der Prüfung der Netzstabilität lösbar ist und das elektrische Netz demnach stabil betrieben werden kann. Eine Wiederholung dieser Simulation und das hieraus resultierende Verhältnis der erfolgreichen Prüfung der Netzstabilität zur Gesamtanzahl durchgeführter Simulationen führt zu einer ermittelten Netzstabilität, welche mit einem gesetzten Mindeststabilitätswert verglichen werden kann. Wird der Mindestwert unterschritten, kann der Regelleistungsbedarf entsprechend angepasst werden. Die MTBF der unterschiedlich eingesetzten elektrischen Anlagen wird bei der durchzuführenden Ausfallsimulation berücksichtigt und die Einspeiseleistungen mit Hilfe der Vektoren  $lb_{st}$  und  $ub_{st}$  entsprechend begrenzt. Die Prüfung der Netzstabilität greift auf die zuvor ermittelten Einspeiseleistungen von Photovoltaik- und Windkraftanlagen zu, welche Änderungen der Wetterdaten mit Hilfe der in Kapitel 4.4 vorgestellten Funktion berücksichtigt. Die in Kapitel 4.3 gezeigte Funktion unterstützt bei der Berücksichtigung von Lastprognosefehlern an den verschiedenen Knotenschwerpunkten im Netz. Die Zielfunktion zur Prüfung der Netzstabilität  $opti_{st}$  ist so aufgebaut, dass der Solver die nach der Ausfallsimulation ermittelte zur Verfügung stehende Regelleistung nachrangig zur Deckung der elektrischen Last im Netz nutzt.

## 5. Kraftwerksmodelle zur Analyse des Frequenzverhaltens

In diesem Kapitel werden die verschiedenen Kraftwerksmodelle zur Analyse des Frequenzverhaltens bei Maschinenausfällen im elektrischen Netz gezeigt. Die Software Simulink, welche eine Erweiterung von Matlab ist, kann hierfür genutzt werden. Es verwendet grafische Programmiersprachenwerkzeuge zur Modellierung, Simulation sowie Analyse dynamischer Systeme (MathWorks, 2022).

Die Aktivierung vorgehaltener positiver oder negativer Regelleistungsreserven erfolgt automatisch in Abhängigkeit der Netzfrequenz und reduziert somit die Reaktionszeiten. Damit sich die Netzfrequenz wieder der Nennfrequenz annähern kann, wird ein zentraler im Energiemanagementsystem untergebrachter PI-Regler verwendet. Dieser ermittelt in Abhängigkeit der Regelabweichung zwischen diesen Frequenzen die notwendigen Änderungen der Einspeise- und Bezugsleistung der Anlagen, welche an der Regelleistungsbereitstellung teilnehmen.

### 5.1. Simulationsmodell eines Dieselgenerator

Das Simulationsmodell eines Dieselgenerators ist in Abbildung 32 dargestellt. Es besteht aus einem Generator, dem Dieselmotor und einem dazugehörigen Regler sowie einem Regler für die Erregerspannung.

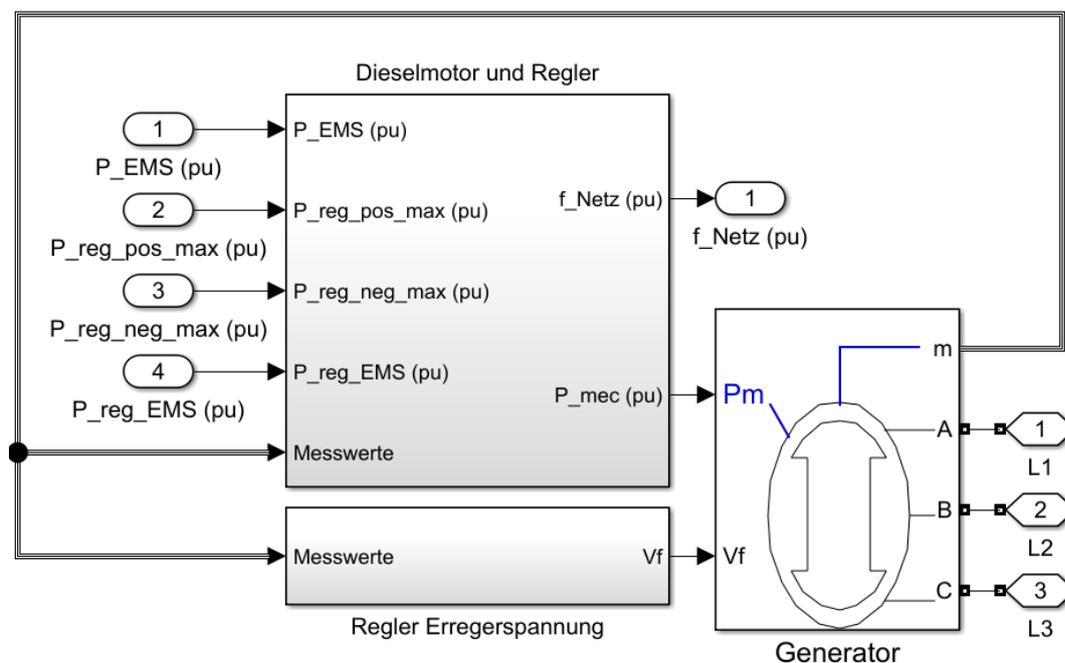


Abbildung 32: Simulationsmodell Dieselgenerator zur Analyse des Frequenzverhaltens  
(Quelle: eigene Darstellung nach (Mocini et al., 2018, S. 3))

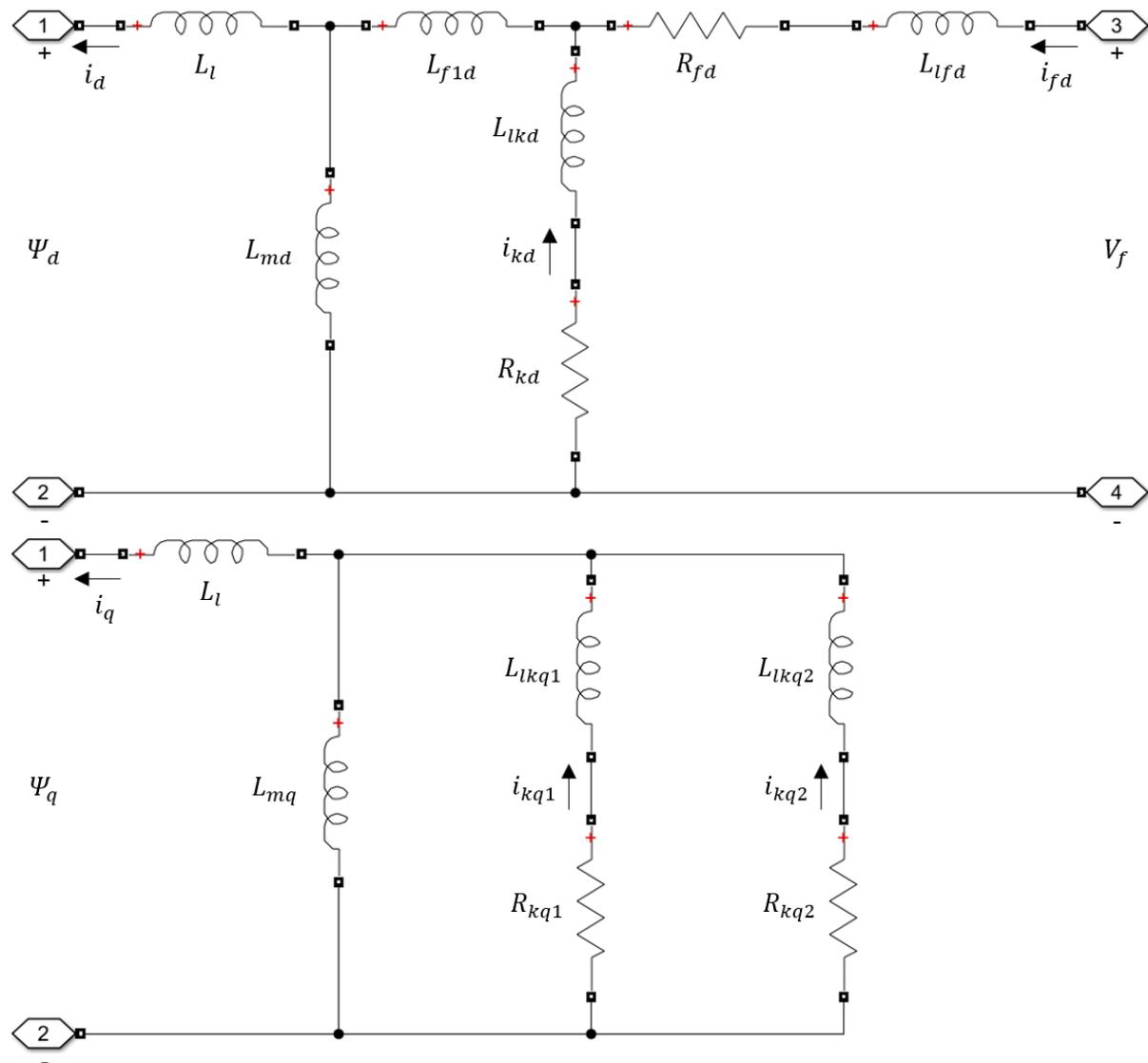


Abbildung 33: Ersatzschaltbild Models Synchronmaschine  
(Quelle: (Moeini et al., 2018, S. 3))

In Abbildung 33 ist das Ersatzschaltbild für ein dynamisches Modell einer Synchronmaschine dargestellt (Moeini et al., 2018, S. 3). Mit Hilfe der folgenden Gleichungen kann das Verhalten der Synchronmaschine beschrieben werden. Berücksichtigt werden unter anderem die Statorstrom-Komponenten im d, q-System  $i_d$  und  $i_q$ , die Statorspannungs-Komponenten im d, q-System  $V_d$  und  $V_q$ , die Flussverkettungen im d, q-System  $\Psi_d$  und  $\Psi_q$  und der Statorwiderstand  $R_s$ . Weiterhin ist für die Erregerwicklung der Widerstand  $R_{fd}$ , die Reaktanz  $L_{1fd}$ , der dazugehörige Strom  $i_{fd}$ , die Flussverkettung  $\Psi_{fd}$  sowie die Erregerspannung  $V_f$  zu berücksichtigen. Für die Beschreibung der Dämpferwicklung sind entsprechend die Widerstände  $R_{kd}$ ,  $R_{kq1}$  und  $R_{kq2}$ , die Reaktanzen  $L_{1kd}$ ,  $L_{1kq1}$  und  $L_{1kq2}$ , die dazugehörigen Ströme  $i_{kd}$ ,  $i_{kq1}$  und  $i_{kq2}$  sowie die Flussverkettung  $\Psi_{kd}$ ,  $\Psi_{kq1}$  und  $\Psi_{kq2}$  zu beachten. Zusätzlich sind Induktivitäten wie die Canay-Induktivität  $L_{f1d}$ , die Ständerstreuinduktivität  $L_l$  sowie die Hauptinduktivitäten  $L_{md}$  und  $L_{mq}$  zu berücksichtigen.

$$V_d = -i_d R_s - \omega \Psi_q + \frac{d\Psi_d}{dt} \quad (139)$$

$$V_q = -i_q R_s + \omega \Psi_d + \frac{d\Psi_q}{dt} \quad (140)$$

$$V_f = \frac{d\Psi_{fd}}{dt} + R_{fd} i_{fd} \quad (141)$$

$$0 = \frac{d\Psi_{kd}}{dt} + R_{kd} i_{kd} \quad (142)$$

$$\begin{bmatrix} \Psi_d \\ \Psi_{kd} \\ \Psi_{fd} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_{md} + L_l & L_{md} & L_{md} \\ L_{md} & L_{lkd} + L_{f1d} + L_{md} & L_{f1d} + L_{md} \\ L_{md} & L_{f1d} + L_{md} & L_{lfd} + L_{f1d} + L_{md} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} -i_d \\ i_{kd} \\ i_{fd} \end{bmatrix} \quad (143)$$

$$\begin{bmatrix} \Psi_q \\ \Psi_{kq1} \\ \Psi_{kq2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_{mq} + L_l & L_{mq} & L_{mq} \\ L_{mq} & L_{mq} + L_{lkq1} & L_{mq} \\ L_{mq} & L_{mq} & L_{mq} + L_{lkq2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} -i_q \\ i_{kq1} \\ i_{kq2} \end{bmatrix} \quad (144)$$

Der Dieselmotor und der dazugehörige Regler sind in einem Subsystem zusammengefasst. Sie sind von verschiedenen Soll- und Messwerten abhängig. Zu den Messwerten gehören die Winkelgeschwindigkeit des Rotors  $\omega_m$  sowie die Wirkleistungseinspeisung des Generators  $P_{eo}$ . Die vom Energiemanagementsystem ermittelte Einspeiseleistung  $P_{EMS}$ , die Vorhaltung von positiver Regelleistung  $P_{reg,pos,max}$  und negativer Regelleistung  $P_{reg,neg,max}$  zählen zu den Sollwerten. Ein weiterer Sollwert  $P_{reg,EMS}$  wird durch den zentralen PI-Regler ermittelt, um mit Hilfe von Regelleistung die Netzfrequenz auf den Wert der Nennfrequenz zu stabilisieren. Wie sich der Sollwert zur Einspeiseleistung des Biodieselmotors  $P_{ref,diesel}$  bildet ist in Abbildung 34 dargestellt.

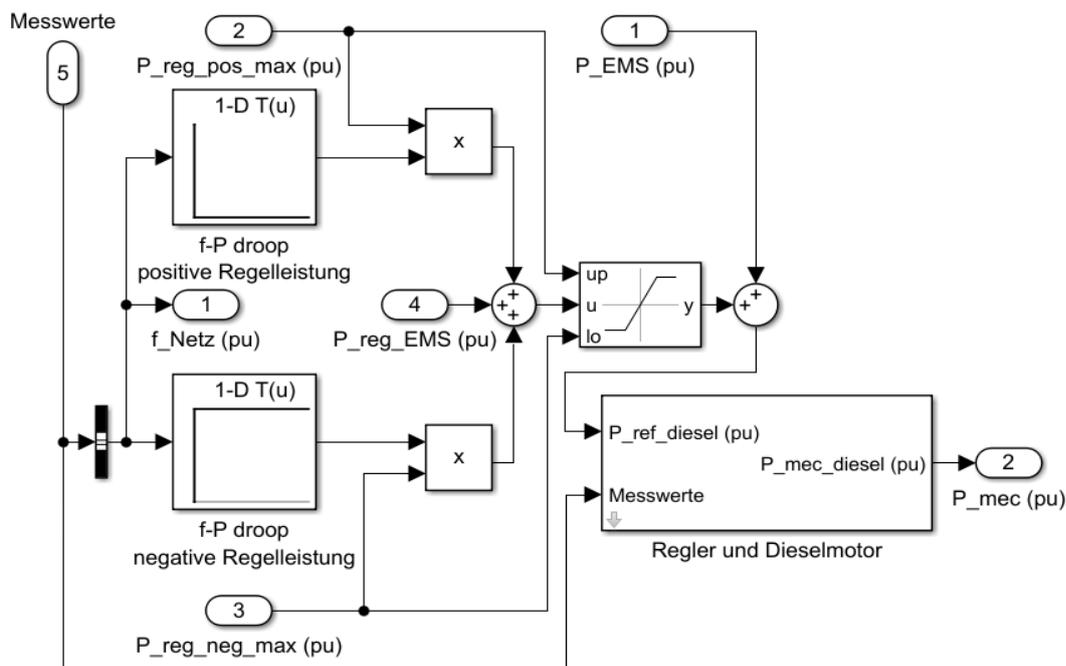


Abbildung 34: Ermittlung Sollwert für Einspeiseleistung für einen Dieselmotor (Quelle: eigene Darstellung)

Um bei unvorhergesehenen Ereignissen wie beispielsweise einem Generatorausfall die elektrische Netzfrequenz schnellstmöglich zu stabilisieren, kann eine droop-Kennlinie verwendet werden. Diese befindet sich im lokalen Kraftwerksregler und beschreibt wie viel der vorgehaltenen Regelleistung in Abhängigkeit der Netzfrequenz zu aktivieren ist. Abbildung 35 zeigt beispielhaft die verwendete droop-Kennlinie für Dieselgeneratoren bei einem gewählten Droop-Faktor  $d_f$  von 3 % (Barbados Light & Power Company Limited, 2017, S. 43). Der Referenzwert für die Wirkleistungseinspeisung des Biodieselgenerators  $P_{ref,diesel}$  wird mit Hilfe der Sollwerte  $P_{EMS}$  und  $P_{reg,EMS}$  sowie der Droop-Charakteristik gebildet.

$$d_f = \frac{f_n - f_{min}}{f_n} \quad (145)$$

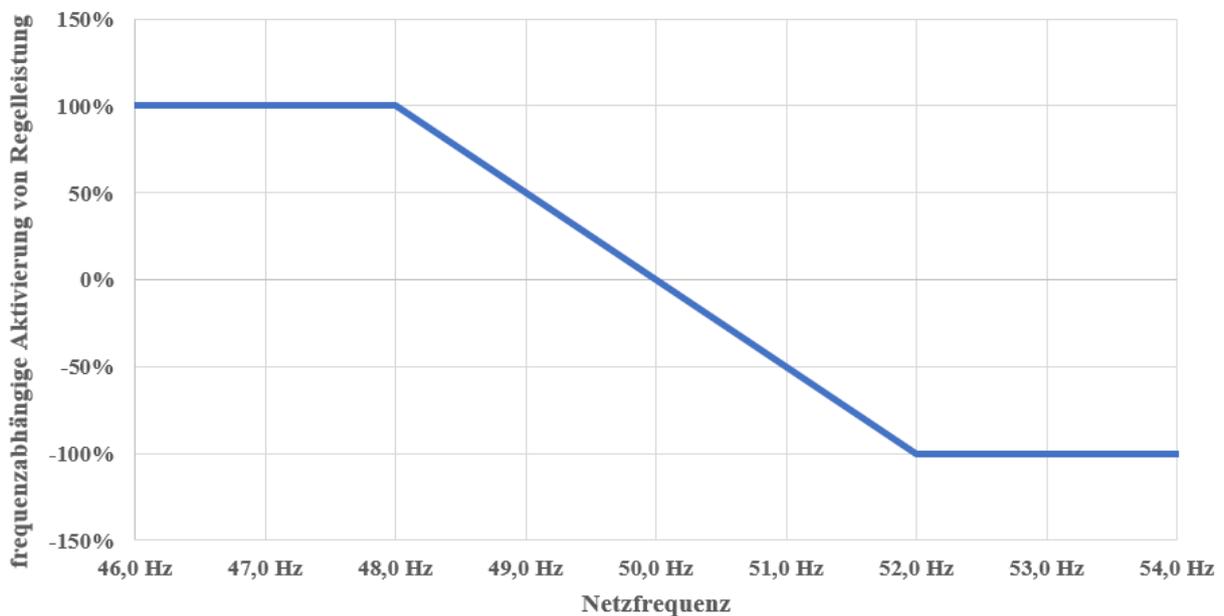


Abbildung 35: Droop-Charakteristik für Dieselgeneratoren mit Droop-Faktor 3 %  
(Quelle: eigene Darstellung)

In Abbildung 36 ist das Modell eines Dieselmotors inklusive des dazugehörigen Reglers zu sehen (Yeager et al., 1993, S. 436). Die Übertragungsfunktion des Reglers  $T_r$  hängt von dem Verstärkungsfaktor  $K_r$  sowie den Zeitkonstanten  $T_1$  bis  $T_3$  ab. Die Zeitkonstanten  $T_4$  bis  $T_6$  beeinflussen die Übertragungsfunktion zur Steuerung der Kraftstoffeinspritzung  $T_a$ .

$$T_r = K_r \frac{1 + T_3 s}{1 + T_1 s + T_1 T_2 s^2} \quad (146)$$

$$T_a = \frac{1 + T_4 s}{s(1 + T_5 s)(1 + T_6 s)} \quad (147)$$

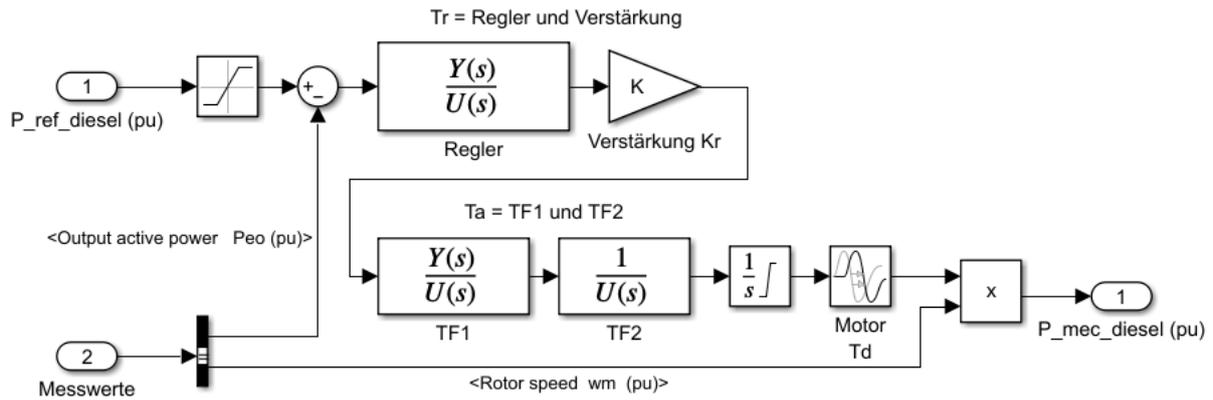


Abbildung 36: Simulationsmodell Dieselmotor zur Analyse des Frequenzverhaltens

(Quelle: eigene Darstellung nach (Yeager et al., 1993, S. 436))

Abbildung 37 zeigt das verwendete Modell zur Regelung der Erregerspannung  $V_f$  einer Synchronmaschine (IEEE, 1992, S. 7). In Abhängigkeit der Messwerte der Statorspannungs-Komponenten im d, q-System  $V_d$  und  $V_q$  sowie dem dazugehörigen Referenzwert  $V_{ref}$  wird die Erregerspannung geregelt.

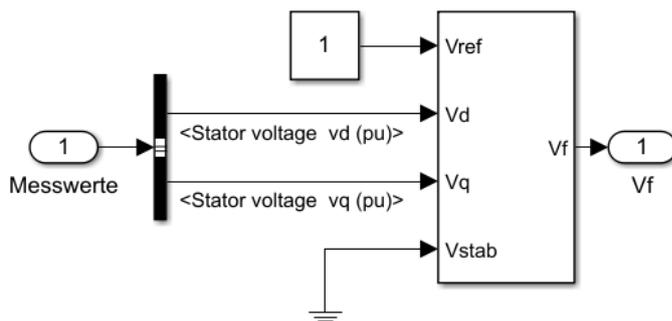


Abbildung 37: Simulationsmodell Regelung Erregerspannung Synchrongenerator

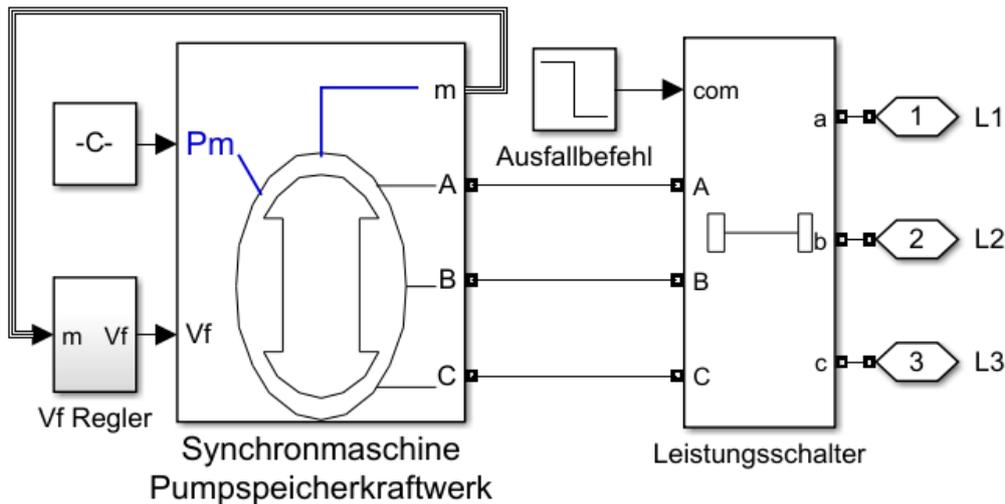
(Quelle: eigene Darstellung nach (IEEE, 1992, S. 7))

Das hier dargestellte Simulationsmodell für einen Dieselgenerator kann verwendet werden, um das Frequenzverhalten im elektrischen Netz zu analysieren. Die lokalen Regler des Dieselgenerators regeln in Abhängigkeit von Messwerten sowie vom Energiemanagementsystem gesendeten Sollwerten die Wirk- und Blindleistungseinspeisung. Eine Droop-Kennlinie unterstützt die Stabilisierung des elektrischen Netzes und die Kommunikation mit dem Energiemanagementsystem ermöglicht eine wirtschaftlich optimale Betriebsweise.

## 5.2. Simulationsmodell eines ternären Pumpspeicherkraftwerkes

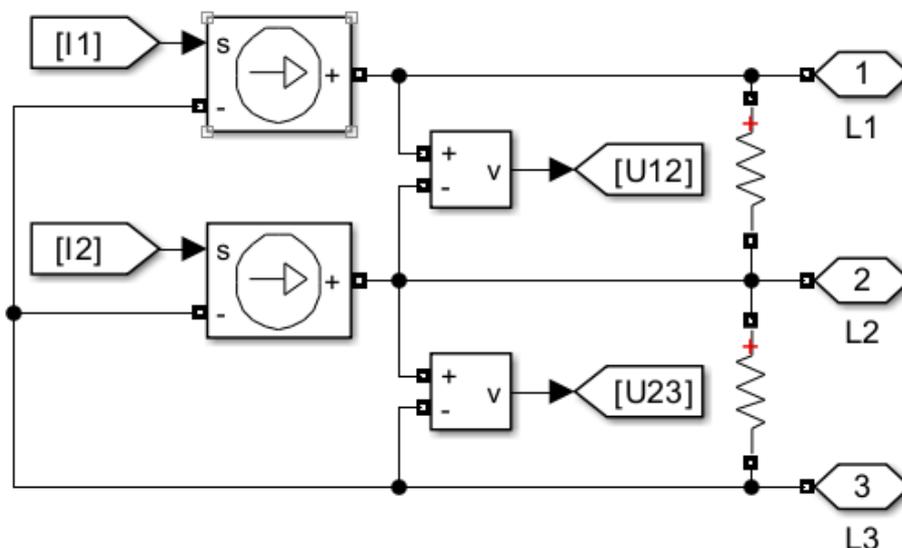
Das Simulationsmodell für das ternäre Pumpspeicherkraftwerk zur Analyse des Frequenzverhaltens im elektrischen Netz ist in Abbildung 38 dargestellt. Es besteht aus einem

Leistungsschalter, einer Synchronmaschine und dem dazugehörigen Regler für die Erreger-  
spannung. Ein Ausfall der Synchronmaschine wird über eine Auslösung des Leistungsschalters  
simuliert, sodass dieser eine Wirk- und Blindleistungseinspeisung ins elektrische Netz unmit-  
telbar unterbricht. Das Modell der Synchronmaschine basiert auf dem in Abbildung 33 gezeig-  
ten Ersatzschaltbild (Moeini et al., 2018, S. 3).



**Abbildung 38: Simulationsmodell Synchronmaschine Pumpspeicherkraftwerk**  
(Quelle: eigene Darstellung nach (Moeini et al., 2018, S. 3))

Damit das ternäre Pumpspeicherkraftwerk Regelleistung bereitstellen kann, wird es mit einem  
Batterieumrichter kombiniert. Abbildung 39 zeigt den Anschluss des Batterieumrichters an das  
elektrische Netz. Die benötigten Außenleiterspannungen  $\underline{U}_{12}$  und  $\underline{U}_{23}$  werden für den in Abbil-  
dung 40 dargestellten Regler gemessen. Die Stromquellen speisen die im Regler ermittelten  
Ströme  $I_1$  und  $I_2$  in das elektrische Netz ein.



**Abbildung 39: Simulationsmodell eines Batterieumrichters**  
(Quelle: eigene Darstellung nach (Hochrainer, 1957, S. 51 ff.))

Ein Drehstromsystem kann mit Hilfe der komplexen Rechnung in symmetrische Komponenten zerlegt werden (Hochrainer, 1957, S. 51 ff.). Sie bestehen aus dem Mit-, Gegen- und Nullsystem und helfen bei der Beschreibung von symmetrischen oder unsymmetrischen Dreileitersystemen. Da ein symmetrisches Drehstromsystem analysiert werden soll, reicht die Anwendung des Mitsystems aus und es kann auf das Gegen- und Nullsystem verzichtet werden.

Der in Abbildung 40 gezeigte Regler des Batterieumrichters benötigt für die Ermittlung der Mitsystemspannung  $\underline{U}_m$  die beiden Außenleiterspannungen  $\underline{U}_{12}$  und  $\underline{U}_{23}$ . Der Referenzwert zur Wirk- und Blindleistungseinspeisung des Batterieumrichters führt zur geforderten Scheinleistung des Mitsystems  $\underline{S}_m$ . Auf Basis dieser Leistung und der ermittelten Mitsystemspannung lässt sich der konjugiert komplexe Mitsystemstrom  $\underline{I}_m^*$  berechnen. Die ins elektrische Netz einzuspeisenden Ströme  $\underline{I}_1$  und  $\underline{I}_2$  basieren auf dem Mitsystemstrom  $\underline{I}_m$ . Um Reaktionszeiten des Batterieumrichters abbilden zu können, werden PT<sub>1</sub>-Glieder verwendet. Die dazugehörige Zeitkonstante ist mit 100 ms konservativ angenommen (Behabtu et al., 2020, S. 7). Der im Energiemanagementsystem untergebrachte PI-Regler zur Annäherung der Netzfrequenz an die Nennfrequenz beeinflusst den Referenzwert der Wirkleistungseinspeisung des Batterieumrichters. Die folgenden Gleichungen beschreiben das Verhalten eines Batterieumrichters im Szenario *Barbados Zukunft*.

$$\underline{a}^2 = e^{j240^\circ} \quad (148)$$

$$\underline{U}_m = \frac{1}{3}(\underline{U}_{12} - \underline{a}^2 \underline{U}_{23}) \quad (149)$$

$$\underline{S}_m = 3 * \underline{U}_m \underline{I}_m^* \quad (150)$$

$$\underline{I}_1 = \underline{I}_m \quad (151)$$

$$\underline{I}_2 = \underline{a}^2 \underline{I}_m \quad (152)$$

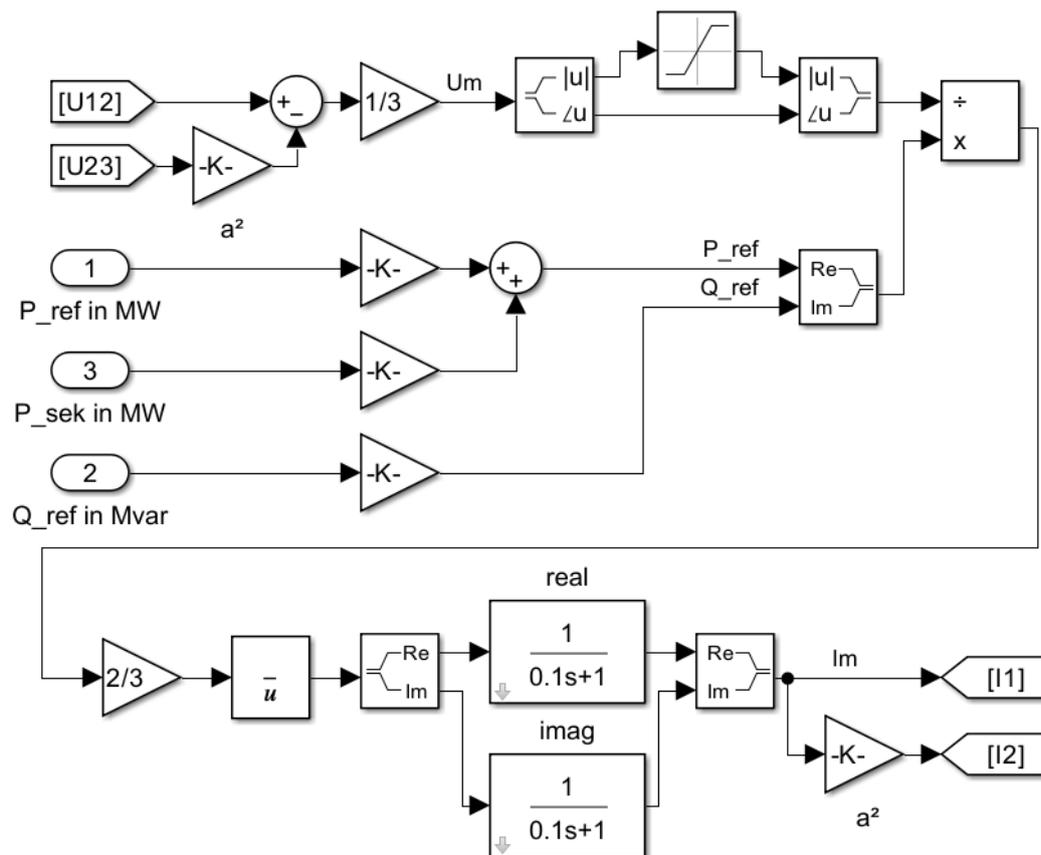


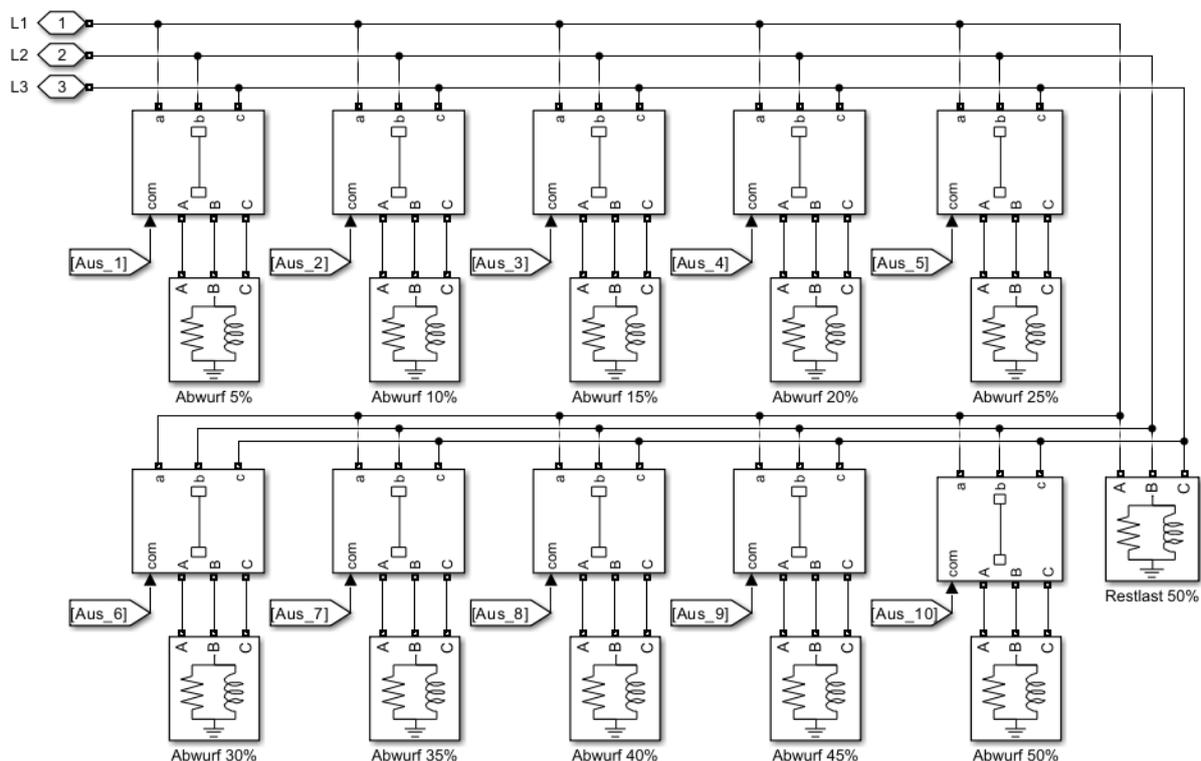
Abbildung 40: Simulationsmodell zur Regelung eines Batterieumrichters

(Quelle: eigene Darstellung nach (Hochrainer, 1957, S. 51 ff.), (Behabtu et al., 2020, S. 7))

Das hier dargestellte Simulationsmodell für ein ternäres Pumpspeicherkraftwerk ist mit einer Batterieanlage kombiniert, um Regelleistung für das elektrische Netz bereitstellen zu können. Mit Hilfe dieses Simulationsmodell ist eine Analyse des Frequenzverhaltens möglich, um beispielsweise Auswirkungen eines Generatorsausfalls auf die Netzfrequenz aufzuzeigen. Die lokalen Regler des ternären Pumpspeichers regeln die Wirk- und Blindleistungseinspeisung in Abhängigkeit von Messwerten sowie gesendeten Sollwerten des Energiemanagementsystems. Somit wird eine wirtschaftlich optimale Betriebsweise des ternären Pumpspeichers ermöglicht und zugleich ein stabiler Netzbetrieb unterstützt. Die Batterieanlage ist so zu dimensionieren, dass genügend Installationsleistung und Speicherkapazität zur Verfügung stehen, um sowohl positive als auch negative Regelleistung bereitstellen zu können. Sie dient primär zur Netzstabilisierung und nicht zur längerfristigen Speicherung von Energie, sodass die Speicherkapazität im Verhältnis zum oberen Reservoir des ternären Pumpspeicherkraftwerkes gering ausfallen kann.

### 5.3. Simulationsmodell für unterfrequenzabhängigen Lastabwurf

Ein unterfrequenzabhängiger Lastabwurf kann neben dem Einsatz von Regelleistung das elektrische Netz im Fehlerfall stabilisieren (VDE, 2020). Um diesen Lastabwurf zu berücksichtigen, kann das in Abbildung 41 dargestellte Modell genutzt werden. Es gibt zehn Frequenzstufen, wobei die erste Stufe bei 49,0 Hz und die zehnte Stufe bei 48,1 Hz liegt. Unterschreitet die Netzfrequenz die erste Auslösefrequenz werden 5 % der elektrischen Last vom Netz getrennt. Mit der Unterschreitung der zehnten Auslösefrequenz werden zusammen mit den vorherigen Frequenzstufen insgesamt 50 % der elektrischen Last vom Netz getrennt.



**Abbildung 41: Simulationsmodell für unterfrequenzabhängigen Lastabwurf**

(Quelle: eigene Darstellung nach (VDE, 2020, S. 10 ff.))

Mit Hilfe dieses Simulationsmodell kann die Funktion des frequenzabhängigen Lastabwurfes bei der Analyse des Verhaltens der Netzfrequenz berücksichtigt werden. Sie bietet eine der letzten Möglichkeiten das elektrische Netz vor einem Zusammenbruch zu bewahren. Mit Hilfe von Frequenzmesswerten und dem Vergleich mit eingestellten Auslösefrequenzen reduziert diese Funktion an verschiedenen Stellen im elektrischen Netz die Bezugsleistung. Somit werden Bezugs- und Einspeiseleistung aneinander angleichen und die Netzfrequenz stabilisiert.

## 6. Energiemanagementsystem für Barbados

In diesem Kapitel wird der Optimierungsalgorithmus des Energiemanagementsystem auf das elektrische Netz mit seiner von Brennstoffimporten abhängigen elektrischen Energieversorgung für das Szenario *Barbados Referenz* angewendet. Dieser Algorithmus wird ebenfalls für ein zukünftiges elektrisches Netz mit einer 100% regenerativen Energieversorgung innerhalb des Szenarios *Barbados Zukunft* verwendet. Neben der Ermittlung der optimalen Einspeise- und Bezugsleistungen der unterschiedlichen elektrischen Anlagen übernimmt der Optimierungsalgorithmus auch die Bestimmung vorzuhaltender positiver und negativer Regelleistung zur Stabilisierung des Netzes, um unvorhergesehene Last- oder Wetteränderungen sowie den Ausfall von Maschinen weitestgehend zu kompensieren. Dabei berücksichtigt er die unterschiedlichen Betriebskosten der im hybriden Kraftwerkspark vorzufindenden elektrischen Anlagen. Es werden zum einen wirtschaftliche Eigenschaften wie beispielsweise die Stromgestehungskosten und zum anderen technische Eigenschaften wie die erwartete Netzstabilität für den ausgewählten Kraftwerkspark der beiden Szenarien dargestellt.

Weiterhin wird der Einfluss verschiedener Funktionen zur Steigerung der Netzstabilität aufgezeigt. Dazu gehören das Nutzen einer Begrenzung der Einspeiseleistung eines Generators sowie eine Verteilung der Regelleistung unter den verwendeten Generatoren durch das Nutzen einer Mindest- und Maximalregelleistungsbereitstellung. Dies reduziert den Einfluss auf die Systemstabilität von einzelnen Generatoren und steigert somit die Netzstabilität. Die geforderten Netzstabilitäten liegen für Barbados bei 99,73 %, für Jamaica und Belize bei 99,45 % sowie für die USA bei 99,97 % (Barbados Light & Power Company, 2014, S. 53). In Deutschland sind Netzstabilitäten von 99,90 % üblich (Brückl, 2006, S. 72). Die nicht durch positive oder negative Regelleistung ausregelbaren Leistungsdifferenzen aufgrund von Ausfällen von Maschinen sowie unerwarteten Last- und Wetteränderungen sind in Abhängigkeit der Eigenschaften der zu untersuchenden Szenarien in den folgenden Kapiteln dargestellt.

Innerhalb des Szenarios *Barbados Zukunft* werden die Stromgestehungskosten und sich ergebende Netzstabilitäten in Abhängigkeit einer möglichen Versorgung von Kreuzfahrtschiffen durch einen Anschluss an das elektrische Netz von Barbados sowie verschiedener Lastprofile für das Laden von Elektroautos aufgezeigt. Hierzu zählen die Nichtberücksichtigung von Elektroautos, das sofortige Laden nach Ankunft zu Hause und das photovoltaikorientierte Laden von Elektroautos.

### 6.1. Simulationsergebnisse zum Szenario *Barbados Referenz*

Das Szenario *Barbados Referenz* basiert auf dem im Jahr 2019 auf Barbados aufgezeichneten elektrischen Energiebedarf von 1.013 GWh/a (Barbados Light & Power Company, 2020, S. 43) sowie den in Abbildung 6 dargestellten Lastverlauf. Die Spitzenlast beträgt 150,00 MW und die Minimallast ist mit 81,26 MW anzunehmen. Im Anhang I ist der Aufbau des verwendeten elektrischen Netzes von Barbados zu sehen. Die Gesamtlast teilt sich mit Hilfe der angenommenen Bevölkerungsverteilung (BSS Barbados Statistical Service, 2013, S. 365) auf die verschiedenen Knotenschwerpunkte (Wo, 2019, S. 45) auf. Abbildung 42 zeigt die für dieses Szenario angenommene Verteilung der elektrischen Last auf die Knotenschwerpunkte im Netz. Die größten elektrischen Lasten sind an den Knotenschwerpunkten GA, ST und SG zu finden.

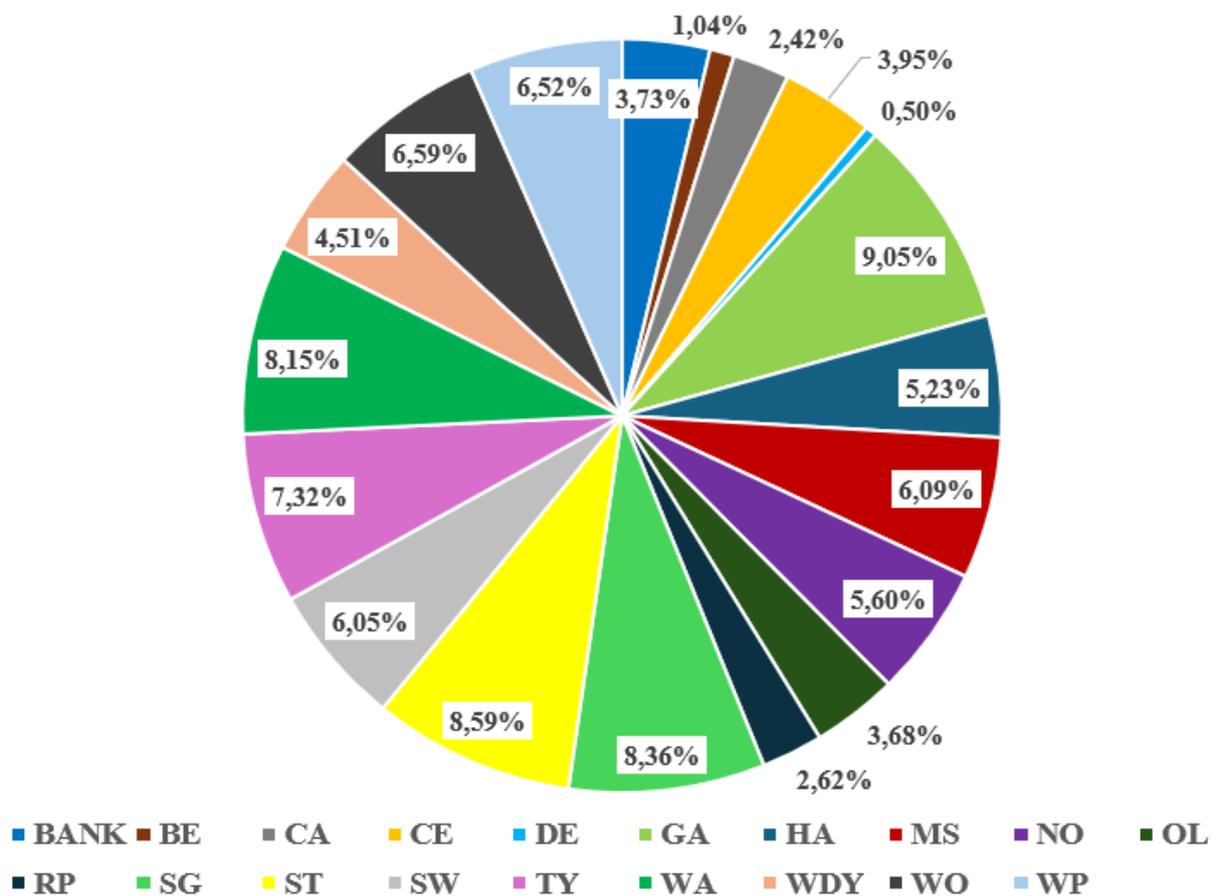


Abbildung 42: Verteilung Last auf Knotenschwerpunkte Szenario *Barbados Referenz*  
(Quelle: eigene Darstellung)

Die angenommene Übertragungsleistung der Kabel und Freileitungen auf der Insel Barbados (ABB, 2009, S. 7 ff.) beträgt 22 MW für die Spannungsebene 24 kV (Nexans, 2012, S. 34) und 60 MW für die Spannungsebene 69 kV (ESTRALIN HVC, o.D., S. 20). Die Übertragungsleistungen berücksichtigen die Dauerstrombelastbarkeit sowie Korrekturfaktoren für Verlegearten der verschiedenen Kabel und Freileitungen (ESTRALIN HVC, o.D., S. 26). Es werden 69 kV-Leitungen zwischen Spring Garden (SG), Central (CE) und Seawell (SW) berücksichtigt (The World Bank, 1990, S. 27) (Fair Trading Commission, 2020, S. 16). Für alle anderen Kabel und Freileitungen auf Barbados sind für die Modellbildung 24 kV als Spannungsebene gewählt. Es wird angenommen, dass die Generatoren eine minimale Einspeiseleistung von 50 % ihrer Installationsleistung besitzen (MAN Diesel & Turbo, 2012, S. 16). Die im Anhang G dargestellte Tabelle 22 enthält die für die Modellbildung angenommenen technischen Daten und Standorte der verschiedenen Generatoren auf der Insel Barbados für das Szenario *Barbados Referenz*. Die gesamte Installationsleistung von 239,1 MW der zur Verfügung stehenden Generatoren auf der Insel Barbados teilt sich mit 153,1 MW auf den Knotenschwerpunkt SG, mit 13 MW auf den Knotenschwerpunkt GA und mit 73 MW auf den Knotenschwerpunkt SW auf (IDB Inter-American Development Bank, 2016, S. 10). Weiterhin sind die entsprechenden mittleren Ausfallzeiten und die durchschnittlichen Reparaturzeiten der Generatoren in der Tabelle aufgelistet. Die zum Jahr 2019 vorhandene zentrale Photovoltaikanlage mit 10 MW sowie die verteilten Photovoltaikanlagen mit 24 MW werden in diesem Szenario nicht berücksichtigt (Fair Trading Commission, 2019, S. 10).

Im Szenario *Barbados Referenz* liegen die Brennstoffkosten für die Generatoren GT02 bis GT06 bei 340 BBD/MWh, für die Generatoren S10 bis S13, CG01, CG02, DA14 und DA15 bei 250 BBD/MWh und für die Generatoren S1 und S2 bei 380 BBD/MWh, wie in Tabelle 23 dargestellt (Barbados Light & Power Company, 2020, S. 43), (Castalia, 2010, S. 2-26). Für die variablen Betriebs- und Instandhaltungskosten können 16 BBD/MWh für die Generatoren S10 bis S13, CG01, CG02, DA14, DA15 sowie GT02 bis GT06 und 10 BBD/MWh für die Generatoren S1 und S2 angenommen werden (Castalia, 2010, S. 2-26).

Als Kompromiss zwischen Genauigkeit und Rechengeschwindigkeit werden 10.000 Simulationen innerhalb der Stabilitätsanalyse für dieses Szenario durchgeführt. Dieses Szenario ist im Vergleich zum Szenario *Barbados Zukunft* weniger komplex, sodass aufgrund des Aufwandes eine größere Anzahl an Simulationen innerhalb der Stabilitätsanalyse durchgeführt wird.

Tabelle 18 bis 20 aus Anhang B enthalten Simulationsergebnisse der ins elektrische Netz von Barbados eingespeisten Energiemengen für den Zeitraum einer Woche für das Szenario *Barbados Referenz*, um die Stromgestehungskosten sowie die Netzstabilität abschätzen zu können und gleichzeitig die Aktivierung von positiver und negativer Regelleistung zu berücksichtigen.

Die durch die Optimierung ermittelten Energiemengen zur Vorhaltung positiver und negativer Regelleistung sowie die bereitzustellenden Energiemengen zur Deckung der elektrischen Last befinden sich ebenfalls in diesen Tabellen. In den verschiedenen Unterszenarien *R01* bis *R28* werden die Begrenzung der Einspeiseleistung eines Generators und die Vorhaltung von Regelleistung sowie deren Verteilung unter den Generatoren variiert. In den Unterszenarien ist der Einfluss der in Kapitel 4.2.1 gezeigten Funktion zur Begrenzung der maximalen Einspeiseleistung von Generatoren auf die Netzstabilität für Werte von 17,5 MW und 20,0 MW zu sehen. Weiterhin sind die Auswirkungen der Deaktivierung dieser Funktion dargestellt. Sofern es die technischen Randbedingungen zulassen wird der Einfluss der in Kapitel 4.2.1 vorgestellten Funktion zur Verteilung der Regelleistung unter Generatoren auf die Netzstabilität für Werte der Konstanten zur Beeinflussung der Mindest- und Maximalregelleistungsbereitstellung zwischen 0,0 und 0,6 gezeigt. Die bereitzustellende positive und negative Regelleistung wird ebenfalls variiert, um den Einfluss auf die Netzstabilität aufzuzeigen. Bezogen auf die elektrische Last sind hierfür Werte zwischen 15 % und 20 % vorgesehen. Um die Simulationsergebnisse miteinander vergleichen zu können, besitzen die Generatoren eine durchschnittliche Reparaturzeit von 15 Minuten, sodass diese nach einem Ausfall für den nächsten Zeitschritt wieder zur Verfügung stehen. In der detaillierten Betrachtung ausgewählter Unterszenarien sind die durchschnittlichen Reparaturzeiten für die unterschiedlichen Generatortypen berücksichtigt, siehe Tabelle 21.

In den Unterszenarien *R01* bis *R28* für das Szenario *Barbados Referenz* liegt die Netzstabilität zwischen 99,658 % für das Unterszenario *R27* und 99,956 % für das Unterszenario *R06*. Die Simulationsergebnisse in Tabelle 20 zeigen, dass für die Insel Barbados die geforderte Netzstabilität von 99,726 % (Barbados Light & Power Company, 2014, S. 53) bei einer Vorhaltung von Regelleistung von 15,0 % bezogen auf die erwartete elektrische Last in einem Zeitschritt nicht eingehalten werden kann. Die Netzstabilitäten liegen in diesem Fall zwischen 99,658 % und 99,682 %. Tabelle 19 zeigt, dass Netzstabilitäten zwischen 99,895 % und 99,919 % mit einer Erhöhung der vorgehaltenen Regelleistung auf 17,5 % bezogen auf die elektrische Last erreicht werden können. Diese liegen damit über der geforderten Stabilitätsgrenze. Tabelle 18 zeigt, dass Netzstabilitäten zwischen 99,947 % und 99,956 % bei einer vorgehaltenen Regelleistung von 20,0 % erreicht werden können, welche ebenfalls über der geforderten Stabilitätsgrenze liegen. Die größte Netzstabilität wird bei einer vorgehaltenen Regelleistung von 20,0 % bezogen auf die elektrische Last, einem Wert von 0,6 für die Konstante zur Beeinflussung der Mindest- und Maximalregelleistungsbereitstellung verschiedener Generatoren und einer Begrenzung der Einspeiseleistung auf maximal 20,0 MW pro Generator erreicht. Die Netzstabilität wird hauptsächlich durch die bereitgestellte Regelleistung beeinflusst, wobei eine höhere

Bereitstellung zu besseren Netzstabilitäten führt. Bei gleichbleibender bereitgestellter Regelleistung führt eine Kombination aus einer Einspeiseleistungsbegrenzung und einer Regelleistungsverteilung zu den besten Netzstabilitäten. Aus Sicht der Netzstabilität sollte möglichst viel Regelleistung vorgehalten und mit einer Einspeiseleistungsbegrenzung sowie Regelleistungsverteilung kombiniert werden.

Für die Unterszenarien *R01* bis *R28* sind Stromgestehungskosten zwischen 0,333 BBD/kWh und 0,376 BBD/kWh zu erwarten. Die geringsten Stromgestehungskosten sind bei deaktivierter Funktion zur Begrenzung der Einspeiseleistung von Generatoren, deaktivierter Funktion zur Verteilung von Regelleistung und einer Vorhaltung von Regelleistung von 15,0 % bezogen auf die elektrische Last vorzufinden. Dies führt zwar zu geringeren Stromgestehungskosten, jedoch zwangsläufig auch zu einer geringeren Netzstabilität. Die größten Stromgestehungskosten liegen bei einer Begrenzung der Einspeiseleistung auf maximal 17,5 MW pro Generator, einer Vorhaltung von Regelleistung von 17,5 % bezogen auf die elektrische Last und einem Wert von 0,4 für die Konstante zur Beeinflussung der Mindest- und Maximalregelleistungsbereitstellung. Die hohen Stromgestehungskosten basieren auf der durch die oben genannten Bedingungen notwendigen Verschiebung von Einspeiseleistung sowie Vorhaltung von Regelleistung von den Generatoren S10 bis S13, CG01, CG02, DA14 und DA15 hin zu den Generatoren GT02 bis GT06, S1 und S2. Die Stromgestehungskosten sind hier um 12,82 % höher verglichen mit dem Unterszenario *R26*. Unter Berücksichtigung der auf Barbados geforderten Netzstabilität von 99,726 % (Barbados Light & Power Company, 2014, S. 53) liegen die Stromgestehungskosten zwischen 0,334 BBD/kWh für das Unterszenario *R17* und 0,376 BBD/kWh für das Unterszenario *R13*. Verglichen mit dem Unterszenario *R26* sind die Stromgestehungskosten damit um 0,33 % bzw. um 12,82 % höher. Es ist zu erkennen, dass höhere Stromgestehungskosten maßgeblich durch die Nutzung einer Einspeiseleistungsbegrenzung von Generatoren verursacht werden. Eine Verteilung der Regelleistungsbereitstellung auf unterschiedliche Generatoren führt zu steigenden Stromgestehungskosten und eine Variation der bereitzustellenden Regelleistung zwischen 15,0 % und 20,0 % bezogen auf die elektrische Last hat wenig Auswirkungen auf die Stromgestehungskosten.

Bei einer Regelleistungsbereitstellung von 20,0 % bezogen auf die elektrische Last werden die Generatoren S1 und S2 nicht benötigt. Tabelle 18 zeigt, dass der Einsatz der Funktion zur Begrenzung der Einspeiseleistung von Generatoren auf Maximalwerte von 20,0 MW und die zeitgleiche Nutzung der Funktion zur Verteilung der Regelleistung auf einen Wert von 0,6 für die dazugehörige Konstante zur Beeinflussung der Mindest- und Maximalregelleistungsbereitstellung zur größten Nutzung der Generatoren GT02 bis GT06 und der geringsten Nutzung der Generatoren S10 bis S13, CG01, CG02, DA14 und DA15 führt. Weiterhin wird ersichtlich,

dass die Deaktivierung dieser beiden Funktionen zur geringsten Nutzung der Generatoren GT02 bis GT06 und zur größten Nutzung der Generatoren S10 bis S13, CG01, CG02, DA14 und DA15 führt. Eine Regelleistungsbereitstellung von 17,5 % bezogen auf die elektrische Last führt lediglich im Unterszenario *R13* dazu, dass die Generatoren S1 sowie S2 benötigt werden. Eine Nutzung einer Einspeiseleistungsbegrenzung oder Regelleistungsverteilung führt dazu, dass die Generatoren GT02 bis GT06 vermehrt benötigt werden und die Generatoren S10 bis S13, CG01, CG02, DA14 und DA15 weniger Einspeiseleistung liefern. Im Unterszenario *R17* mit deaktivierter Funktion zur Begrenzung der Einspeiseleistung pro Generator und Nichtnutzung einer Mindest- und Maximalregelleistungsbereitstellung speisen die Generatoren S10 bis S13, CG01, CG02, DA14 und DA15 die größte elektrische Leistung ins Netz ein. Bei einer Regelleistungsbereitstellung von 15,0 % ist nur für das Unterszenario *R22* der Einsatz der Generatoren S1 und S2 notwendig. Auch bei dieser Menge an Regelleistungsbereitstellung zeigt sich, dass die Generatoren GT02 bis GT06 am meisten durch die Begrenzung der Einspeiseleistung pro Generator und der Nutzung einer Mindest- und Maximalregelleistungsbereitstellung benötigt werden. Dies führt zeitliche zu einem geringeren Bedarf an Einspeiseleistung durch die Generatoren S10 bis S13, CG01, CG02, DA14 und DA15. Erst eine Deaktivierung beider Funktionen führt auch hier dazu, dass die Generatoren GT02 bis GT06 am geringsten und die Generatoren S10 bis S13, CG01, CG02, DA14 und DA15 am meisten genutzt werden. Die Simulationsergebnisse zeigen, dass die Generatoren S1 und S2 in den meisten Fällen lediglich als Reserve dienen. Dies ist beispielsweise der Fall, wenn andere Generatoren gewartet werden oder ausfallen. Erst dann müssen die beiden Generatoren bei der Energieversorgung unterstützen. Eine Nutzung der Funktion zur Begrenzung der Einspeiseleistung oder Verteilung der Regelleistung unter den Generatoren führt unabhängig von der Menge an bereitgestellter Regelleistung dazu, dass sich die Nutzung der Generatoren GT02 bis GT06 erhöht und zeitgleich der Bedarf an den Generatoren S10 bis S13, CG01, CG02, DA14 und DA15 sinkt. Dies ist auf die Ermittlung der Einspeiseleistungen durch das Energiemanagementsystem zurückzuführen. Es reduziert die ermittelte Einspeiseleistung der Generatoren S10 bis S13, CG01, CG02, DA14 und DA15 und nutzt unter Umständen einen Teil der Installationsleistung für die Bereitstellung von Regelleistung.

Die Leistungsdifferenz zwischen benötigter und zur Verfügung gestellter elektrischer Leistung in Fehlerfällen für den simulierten Zeitraum einer Woche bei einer Vorhaltung von Regelleistung von 20,0 % bezogen auf die elektrische Last in einem Zeitschritt sind für die Unterszenarien *R01* bis *R10* in Abbildung 60 zu sehen. In 93 % der Fälle liegen positive Leistungsdifferenzen vor, was einem Defizit an Einspeiseleistung durch Generatoren entspricht. Es sind aktivierte positive und negative Regelleistungen berücksichtigt. Es ergeben sich mittlere

Leistungsdifferenzen zwischen -1,32 MW und 6,53 MW bei der durch den Optimierungsalgorithmus zu ermittelnden Einspeiseleistung eines Generators bei Maximalwerten von 17,5 MW und bei einer Konstanten zur Regelleistungsverteilung von 0,0. Eine Begrenzung der Maximalwerte führt zu einer Steigerung der Netzstabilität. Eine Erhöhung der Konstanten zur Regelleistungsverteilung auf 0,2 resultiert in einer mittleren Leistungsdifferenz zwischen -1,32 MW und 5,66 MW. Eine Deaktivierung der Funktion zur Begrenzung der Einspeiseleistung eines Generators auf Werte unterhalb seiner Installationsleistung bei zeitgleicher Deaktivierung der Funktion zur Regelleistungsverteilung führt zu mittleren Leistungsdifferenzen von -1,21 MW bis 8,08 MW. Diese können durch eine Erhöhung der Konstanten zur Regelleistungsverteilung auf 0,6 auf mittlere Leistungsdifferenzen von -1,23 MW bis 7,36 MW verändert werden. Abbildung 61 zeigt den Einfluss einer Reduzierung der Regelleistung auf 17,5 % bezogen auf die erwartete elektrische Last in einem Zeitschritt für die Unterszenarien *R11* bis *R19*. In 76 % der Fälle liegen positive Leistungsdifferenzen vor. Die mittleren Leistungsdifferenzen betragen zwischen -1,39 MW und 6,92 MW bei deaktivierter Funktion zur Begrenzung der Einspeiseleistung von Generatoren unterhalb ihrer Installationsleistung und der Deaktivierung der Funktion zur Regelleistungsverteilung. Eine Erhöhung der Konstanten zur Regelleistungsverteilung auf 0,4 resultiert in mittleren Leistungsdifferenzen zwischen -1,43 MW und 5,84 MW. Berücksichtigt der Optimierungsalgorithmus nur eine Begrenzung der Einspeiseleistung pro Generator von 17,5 MW, führt dies zu mittleren Leistungsdifferenzen von -1,40 MW bis 5,66 MW. Bei einer zeitgleichen Nutzung der Funktion zur Regelleistungsverteilung und der Begrenzung der Einspeiseleistung sind mittlere Leistungsdifferenzen zwischen -1,40 MW und 2,51 MW anzunehmen. Abbildung 62 zeigt die Leistungsdifferenzen in Fehlerfällen für den simulierten Zeitraum einer Woche für die Unterszenarien *R20* bis *R28* bei einer Vorhaltung von Regelleistung von 15,0 % bezogen auf die erwartete elektrische Last in einem Zeitschritt. In 60 % der Fälle liegen positive Leistungsdifferenzen vor. Eine Nichtnutzung der Begrenzung der Einspeiseleistungen von Generatoren unterhalb ihrer Installationsleistung und einer deaktivierten Funktion zur Regelleistungsverteilung führt zu mittleren Leistungsdifferenzen zwischen -1,62 MW und 4,39 MW. Eine Begrenzung der durch den Optimierungsalgorithmus zu ermittelnden Einspeiseleistung eines Generators auf Maximalwerte von 17,5 MW resultiert in mittleren Leistungsdifferenzen zwischen -1,61 MW und 3,49 MW. Die alleinige Nutzung der Funktion zur Regelleistungsverteilung sorgt für mittlere Leistungsdifferenzen zwischen -1,61 MW und 3,98 MW. Zusammen mit der Funktion zur Begrenzung der Einspeiseleistung pro Generator auf 17,5 MW sind mittlere Leistungsdifferenzen zwischen -1,65 MW und 2,23 MW zu erwarten.

Aus den Simulationsergebnissen für die Unterszenarien *R01* bis *R28* kann entnommen werden, dass eine Steigerung der vorgehaltenen Regelleistung dazu führt, dass vermehrt positive

Leistungsdifferenzen entstehen. Negative Leistungsdifferenzen sind auf unvorhergesehene Laständerungen zurückzuführen. Bei positiven Leistungsdifferenzen sind neben den unvorhergesehenen Laständerungen auch Generatorausfälle als Grund zu nennen. Je mehr Regelleistung dem System zur Verfügung steht, desto besser kann es die unvorhergesehenen Laständerungen ausgleichen. Zum Ausgleich von positiven Leistungsdifferenzen, welche bei steigender Regelleistungsbereitstellung maßgeblich durch Generatorausfälle verursacht werden, sind größere Mengen an Regelleistung vorzuhalten. Demzufolge führt eine Steigerung der Regelleistungsbereitstellung dazu, dass im Vergleich zu den negativen Leistungsdifferenzen vermehrt positive Leistungsdifferenzen nicht durch die Regelleistungsbereitstellung ausgeglichen werden können. Die Wahrscheinlichkeit, dass es zu nicht ausregelbaren Leistungsdifferenzen kommt, sinkt durch den Einsatz einer Begrenzung der durch den Optimierungsalgorithmus zu ermittelnden Einspeiseleistung eines Generators oder die Einführung einer Konstanten zur Verteilung der Regelleistung. Dies ist gleichzusetzen mit einer Steigerung der Netzstabilität.

Die im Anhang A enthaltenen Abbildungen zeigen einen wöchentlichen Ausschnitt des Verhaltens der in den acht ausgewählten Unterszenarien vorzufindenden elektrischen Generatoren unter Vernachlässigung von deren Verfügbarkeiten. Abbildung 54 zeigt hierfür die Simulationsergebnisse für das Unterszenario *R07*, bei dem weder die Funktion zur Begrenzung der Einspeiseleistung noch die Funktion zur Nutzung eines Mindest- und Maximalwertes für die Bereitstellung von Regelleistung genutzt werden. Dies führt dazu, dass bei Spitzenlasten die Generatoren S10 bis S13, CG01, CG02, DA14 und DA15 ihre komplette Installationsleistung als Einspeiseleistung nutzen und daher keine positive Regelleistung zur Verfügung stellen können. Sofern der Betrieb dieser Generatoren ausreicht, um die gesamte elektrische Last auf Barbados zu decken und die notwendigen Regelleistungen bereitzustellen, werden die Generatoren GT02 bis GT06 nicht benötigt. Steigt die elektrische Last an, werden durch das Energiemanagementsystem rechtzeitig die Generatoren GT02 bis GT06 aktiviert, um bei der Deckung der Last sowie bei der Bereitstellung von Regelleistung zu unterstützen. Damit die Generatoren S10 bis S13, CG01, CG02, DA14 und DA15 mit ihren geringeren Betriebskosten möglichst viel elektrische Leistung ins Netz einspeisen bevorzugt der Optimierungsalgorithmus die Bereitstellung positiver Regelleistung durch die Generatoren GT02 bis GT06. Ob vorgehaltene Regelleistung tatsächlich abgerufen wird, hängt von vielen Faktoren ab wie beispielsweise unvorhergesehenen Laständerungen, Generatorausfällen oder Wetteränderungen. Aufgrund der höheren Betriebskosten der Generatoren GT02 bis GT06 werden diese Anlagen bei einer minimalen Einspeiseleistung betrieben, was dazu führt, dass negative Regelleistung aufgrund dieser Eigenschaft nicht von ihnen bereitgestellt wird. Die Generatoren S10 bis S13, CG01, CG02, DA14 und DA15 können aufgrund angestrebter Einspeiseleistungen nahe ihrer Installationsleistung

die notwendige negative Regelleistungsbereitstellung übernehmen. Aufgrund der Nichtnutzung der Funktion zur Begrenzung der Einspeiseleistung und der Funktion für Mindest- und Maximalwerten zur Regelleistungsbereitstellung kann das Energiemanagementsystem auf Kosten der Netzstabilität in diesem Unterszenario einen wirtschaftlicheren Einsatz der Anlagen ermitteln. Abbildung 55 zeigt die Simulationsergebnisse für das Unterszenario *R09*, bei dem im Vergleich zum Unterszenario *R07* Mindest- und Maximalwerte zur Regelleistungsbereitstellung genutzt werden. Dies führt dazu, dass das Energiemanagementsystem selbst in Spitzenlastzeiten positive Regelleistung durch die Generatoren S10 bis S13, CG01, CG02, DA14 und DA15 bereitstellt. Die Forderung von einer minimalen Regelleistungsbereitstellung hat zur Folge, dass die Einspeiseleistung der Generatoren GT02 bis GT06 größer der technischen minimalen Einspeiseleistung sein muss, um negative Regelleistung bereitstellen zu können. Demzufolge besitzen die wirtschaftlich attraktiveren Generatoren S10 bis S13, CG01, CG02, DA14 und DA15 in Spitzenlastzeiten eine Einspeiseleistungen unterhalb ihrer Installationsleistung. Können sie die elektrische Last und die notwendige positive und negative Regelleistung bereitstellen ist der Einsatz der Generatoren GT02 bis GT06 nicht notwendig. Wie die Simulationsergebnisse aus Abbildung 53 für das Unterszenario *R05* zeigen wird der beschriebene Effekt durch den zusätzlichen Einsatz der Funktion zur Begrenzung der Einspeiseleistung von Generatoren weiter verstärkt. Die Generatoren S10 bis S13, CG01, CG02, DA14 und DA15 besitzen in Spitzenlastzeiten eine maximale Einspeiseleistung von rund 88 MW, welche deutlich unter der Installationsleistung von rund 113 MW liegt. Die Zeitpunkte, in denen der Betrieb des Netzes allein durch diese Generatoren möglich ist, nehmen weiter ab. Die im Unterszenario *R03* genutzte Funktion zur Begrenzung der Einspeiseleistung und die Nichtnutzung der Funktion für Mindest- und Maximalwerte für eine Regelleistungsbereitstellung führt zu den in Abbildung 52 dargestellten Simulationsergebnissen. Im Vergleich zu dem Unterszenario *R07* gibt es mehr Zeitpunkte im Netz, wo ein alleiniger Betrieb der Generatoren S10 bis S13, CG01, CG02, DA14 und DA15 den Bedarf an elektrischer Einspeise- und Regelleistung decken kann. In Spitzenlastzeiten speisen sie aufgrund der oben genannten Begrenzung lediglich rund 94 MW ein. Aufgrund der nicht eingesetzten Funktion für Mindest- und Maximalwerte für eine Regelleistungsbereitstellung nutzt das Energiemanagementsystem die Differenz zur Installationsleistung von ca. 113 MW zur Vorhaltung eventuell benötigter positiver Regelleistung. Die technischen und wirtschaftlichen Randbedingungen führen zu den in der Abbildung dargestellten Verhaltens zur Bereitstellung von negativer Regelleistung. Abbildung 56 bis Abbildung 59 zeigen die Simulationsergebnisse für eine Reduzierung der Anforderungen an die Netzstabilität und eine Bereitstellung von positiver und negativer Regelleistung von 20,0 % auf 17,5 % bezogen auf die elektrische Last im Netz. Sie zeigen ein ähnliches Verhalten wie die zuvor beschriebenen

Simulationsergebnisse mit den höheren Anforderungen an die Netzstabilität. Jedoch sinkt der Bedarf an Regelleistung, sodass in Spitzenlastzeiten anstatt 30 MW nur noch rund 26 MW vorgehalten werden. Eine angenommene ständige Verfügbarkeit von elektrischen Generatoren hat zur Folge, dass die Generatoren S1 und S2 in den ausgewählten acht Unterszenarien, wie Abbildung 52 bis Abbildung 59 zeigen, nicht benötigt werden. Eine Berücksichtigung der Nichtverfügbarkeit von elektrischen Generatoren hat zur Folge, dass diese beiden Generatoren benötigt werden, wie Abbildung 63 bis Abbildung 78 zeigen.

Das Energiemanagementsystem betreibt das elektrische Netz mit seinen Anlagen und Generatoren bei einer Nichtnutzung der Funktion zur Begrenzung der Einspeiseleistung sowie der Funktion für Mindest- und Maximalwerte für eine Regelleistungsverteilung am wirtschaftlichsten. Eine Deaktivierung der beiden Funktionen hat jedoch zur Folge, dass die Netzstabilität abnimmt. Unabhängig von der bereitzustellenden Menge an Regelleistung ist zu erkennen, dass in diesem Fall das Energiemanagementsystem die komplette negative Regelleistung durch die Generatoren S10 bis S13, CG01, CG02, DA14 und DA15 bereitstellen lässt. Die positive Regelleistung wird in Spitzenlastzeiten komplett von den Generatoren GT02 bis GT06 bereitgestellt. In allen Unterszenarien ist zu erkennen, dass in Schwachlastzeiten die Generatoren S10 bis S13, CG01, CG02, DA14 und DA15 den Bedarf an Einspeise- und Regelleistung decken können, sodass keine weiteren Generatoren benötigt werden.

Um mittlere Reparaturzeiten von Generatoren sowie von elektrischen Kabeln und Freileitungen zu berücksichtigen, sind die in Tabelle 21 ausgewählten acht Unterszenarien detaillierter zu analysieren. Der Simulationszeitraum ist auf ein Jahr angehoben, um die Verfügbarkeit von elektrischen Anlagen miteinzubeziehen. Die im Anhang D dargestellten Abbildungen zeigen den zeitlichen Verlauf der dazugehörigen Einspeiseleistungen inklusive und exklusive aktivierter Regelleistung sowie vorgehaltene positive und negative Regelleistung der unterschiedlichen Generatoren für das Szenario *Barbados Referenz*. Die Berücksichtigung der mittleren Reparaturzeiten führt dazu, dass der Einsatz von Generatoren mit höheren Betriebskosten aufgrund der Nichtverfügbarkeit von Generatoren mit günstigeren Betriebskosten steigt. Dies hat zur Folge, dass die Einspeiseleistung inklusive aktivierter Regelleistungen und die damit verbundenen Energiemengen der Generatoren S10 bis S13, CG01, CG02, DA14 und DA15 bei allen ausgewählten Unterszenarien im Durchschnitt um 28 GWh/a sinken und die Generatoren GT02 bis GT06 durchschnittliche 25 GWh/a mehr an elektrischer Energie zur Verfügung stellen müssen. Die zur Verfügung gestellte elektrische Energie von 3 GWh/a durch die Generatoren S1 und S2 zeigt, dass sie nur im Notfall benötigt werden. Die Auswirkungen der Berücksichtigung der mittleren Reparaturzeiten auf die Vorhaltung von positiven und negativen Regelleistungen fallen geringer aus, da die Generatoren S10 bis S13, CG01, CG02, DA14 und DA15

durchschnittlich 6 GWh/a weniger Energie für positive und 5 GWh/a weniger Energie für negativer Regelleistung bereitstellen. Die Generatoren GT02 bis GT06 stellen durchschnittlich 6 GWh/a mehr Energie für positive und 5 GWh/a mehr Energie für negative Regelleistung bereit. Die Generatoren S1 und S2 stellen aufgrund ihrer hohen Betriebskosten und ihres geringen Einsatzes lediglich durchschnittlich für alle ausgewählten Unterszenarien 1 GWh/a mehr Energie für positive und negative Regelleistung bereit. Die innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung ermittelten Einspeiseleistungen und die damit verbundene bereitgestellte elektrische Energie durch Generatoren S10 bis S13, CG01, CG02, DA14 und DA15 sinkt durchschnittlich für alle ausgewählten Unterszenarien um 26 GWh/a. Die Generatoren GT02 bis GT06 übernehmen davon durchschnittlich 24 GWh/a und die Generatoren S1 und S2 rund 3 GWh/a. Der Einfluss einer Berücksichtigung von mittleren Reparaturzeiten auf den Einsatz von Generatoren ist aufgrund der vorgestellten Ergebnisse als gering anzusehen.

Die in Tabelle 21 dargestellten Netzstabilitäten für die ausgewählten Unterszenarien des Szenarios *Barbados Referenz* zeigen, dass für eine Regelleistungsbereitstellung von 20,0 % bezogen auf die elektrische Last Netzstabilitäten von durchschnittlich 99,9502 % zu erwarten sind. Eine Reduzierung der Regelleistungsbereitstellung auf Werte von 17,5 % bezogen auf die elektrische Last führt zu durchschnittlichen Netzstabilitäten von 99,8985 %. Ein Vergleich mit den wöchentlichen Simulationsergebnissen aus Tabelle 18 bis Tabelle 20 zeigt, dass die auf den jährlichen Simulationen basierenden Netzstabilitäten lediglich zwischen -0,0006 % und +0,0024 % von den wöchentlichen Ergebnissen abweichen. Die Erweiterung des Simulationszeitraumes auf ein Jahr bringt damit keine wesentlichen Änderungen mit sich. Die größte Netzstabilität wird bei einer vorgehaltenen Regelleistung von 20,0 % bezogen auf die elektrische Last, einem Wert von 0,4 für die Konstante zur Beeinflussung der Mindest- und Maximalregelleistungsbereitstellung verschiedener Generatoren und einer Begrenzung der Einspeiseleistung auf maximal 20,0 MW pro Generator erreicht. Die Netzstabilität ist bei diesem Betrachtungszeitraum weiterhin weitestgehend von der bereitgestellten Regelleistung abhängig, wobei bessere Netzstabilitäten durch erhöhte Regelleistungsbereitstellung erreicht werden. Eine Kombination aus einer Einspeiseleistungsbegrenzung und einer Regelleistungsverteilung führen bei gleichbleibender bereitgestellter Regelleistung ebenfalls zu den besten Netzstabilitäten. Bei einer Analyse der Netzstabilität in den verschiedenen Unterszenarien reicht der Betrachtungszeitraum einer Woche aus, um aussagekräftige Ergebnisse zu erhalten.

Die Stromgestehungskosten steigen im Szenario *Barbados Referenz* bei der Berücksichtigung von mittleren Reparaturzeiten und einer Regelleistungsbereitstellung von 20 % bezogen auf die elektrische Last auf Werte zwischen 0,337 BBD/kWh und 0,346 BBD/kWh. Eine Reduzierung der Bereitstellung von Regelleistung auf 17,5 % bezogen auf die elektrische Last führt zu

ähnlichen Stromgestehungskosten von 0,336 BBD/kWh und 0,346 BBD/kWh. Die Stromgestehungskosten sind im Unterszenario *R17* am geringsten. Mit einem Anstieg der Stromgestehungskosten um 2,82 % besitzt das Unterszenario *R05* die größten Stromgestehungskosten. Wie Tabelle 21 zeigt, steigen die Stromgestehungskosten mit der Nutzung der Funktion zur Begrenzung der Einspeiseleistung eines Generators und der Funktion für Mindest- und Maximalwerte zur Regelleistungsbereitstellung. Ein Vergleich mit den Simulationsergebnissen aus Tabelle 18 bis Tabelle 20 zeigt, dass die Stromgestehungskosten für die ausgewählten acht Unterszenarien im Durchschnitt um 0,003 BBD/kWh ansteigen. Der Einfluss von Ausfällen von elektrischen Anlagen auf die Stromgestehungskosten ist als gering einzuschätzen. Weiterhin ist zu erkennen, dass die Nutzung einer Einspeiseleistungsbegrenzung von Generatoren maßgeblich die Stromgestehungskosten beeinflusst und erhöht. Im Vergleich hat die Nutzung einer Regelleistungsbereitstellung einen geringeren Einfluss auf die Stromgestehungskosten, lässt diese aber ebenfalls steigen. Eine Variation der bereitzustellenden Regelleistung zwischen 17,5 % und 20,0 % bezogen auf die elektrische Last hat wenig Auswirkungen auf die Stromgestehungskosten.

Abbildung 79 zeigt die Leistungsdifferenzen, die nicht durch die vollständige Aktivierung von vorgehaltener positiver oder negativer Regelleistung ausgeglichen werden können. Der Simulationszeitraum beträgt hier ein Jahr und mittlere Reparaturzeiten sind berücksichtigt. Leistungsdifferenzen können durch den Ausfall von elektrischen Anlagen wie beispielsweise einer Turbine oder einer Pumpe eines Pumpspeicherkraftwerkes oder einer unvorhergesehenen Änderung der elektrischen Last entstehen. Bei einer Regelleistungsbereitstellung von 20,0 % bezogen auf die elektrische Last liegen durchschnittlich in 94 % der Fälle positive Leistungsdifferenzen vor, was einem Defizit an Einspeiseleistung durch Generatoren entspricht. Die mittleren positiven Leistungsdifferenzen liegen zwischen 5,91 MW und 7,84 MW und die mittleren negativen Leistungsdifferenzen liegen zwischen -1,28 und -1,29 MW. Die Nutzung der Funktion zur Begrenzung der Einspeiseleistung eines Generators und der Funktion für Mindest- und Maximalwerte für Regelleistungsbereitstellung führen zu mittleren positiven Leistungsdifferenzen von 5,91 MW und mittleren negativen Leistungsdifferenzen von -1,29 MW. Die alleinige Nutzung der Funktion zur Begrenzung der Einspeiseleistung eines Generators führt zu mittleren negativen Leistungsdifferenzen von -1,29 MW und mittleren positiven Leistungsdifferenzen von 7,19 MW und die alleinige Nutzung der Funktion für Mindest- und Maximalwerte der Regelleistungsbereitstellung lässt mittlere positive Leistungsdifferenzen von 7,05 MW und mittlere negative Leistungsdifferenzen von -1,28 MW erwarten. Die Nichtnutzung beider Funktionen liefert mittlere positive Leistungsdifferenzen von 7,84 MW und mittlere negative Leistungsdifferenzen von -1,29 MW. Bei einer Vorhaltung von Regelleistung von 17,5 % bezogen auf die elektrische Last liegen in 77 % der Fälle positive Leistungsdifferenzen vor. Die Nutzung

der Funktion zur Begrenzung der Einspeiseleistung eines Generators und der Funktion für Mindest- und Maximalwerte zur Regelleistungsbereitstellung führen zu mittleren positiven Leistungsdifferenzen von 4,85 MW und mittleren negativen Leistungsdifferenzen von -1,43 MW. Eine alleinige Nutzung der Funktion zur Begrenzung der Einspeiseleistung hat zur Folge, dass mittlere positive Leistungsdifferenzen von 6,08 MW und mittlere negative Leistungsdifferenzen von -1,43 MW zu erwarten sind. Eine alleinige Nutzung der Funktion für Mindest- und Maximalwerte zur Regelleistungsbereitstellung führt zu mittleren positiven Leistungsdifferenzen von 6,01 MW und mittleren negativen Leistungsdifferenzen von -1,43 MW. Eine Nichtnutzung beider Funktionen führt dazu, dass mittlere positive Leistungsdifferenz auf 6,77 MW steigen und mittlere negative Leistungsdifferenzen von -1,42 MW zu erwarten sind. Die Simulationsergebnisse zeigen, dass die mittleren negativen Leistungsdifferenzen weitestgehend von der zur Verfügung gestellten Regelleistung abhängen. Die mittleren positiven Leistungsdifferenzen hängen jedoch weitestgehend von den eingesetzten Funktionen zur Steigerung der Netzstabilität ab. Dabei erzielt die Kombination der Funktion zur Begrenzung der Einspeiseleistung mit der Funktion für Mindest- und Maximalwerte zur Regelleistungsbereitstellung die geringsten mittleren positiven Leistungsdifferenzen. Dies ist auf die Verteilung der Regelleistungsbereitstellung auf die einspeisenden Generatoren sowie auf die Reduzierung der Ausfalleistung zurückzuführen. Die Funktion für Mindest- und Maximalwerte zur Regelleistungsbereitstellung besitzt im Vergleich zur Funktion zur Begrenzung der Einspeiseleistung geringfügig kleinere mittlere positive Leistungsdifferenzen. Eine Berücksichtigung von Reparaturzeiten sowie eine jährliche Analyse führen dazu, dass in 94 % anstatt in 93 % der Fälle bei einer Regelleistungsbereitstellung von 20,0 % mittlere positive Leistungsdifferenzen sowie in 77 % anstatt in 76 % der Fälle bei einer Regelleistungsbereitstellung von 17,5 % mittlere positive Leistungsdifferenzen vorliegen.

Das Verhalten der Netzfrequenz durch einen Ausfall des Generators D14 oder D15 mit einer Installationsleistung von 29,70 MW führt im Szenario *Barbados Referenz* bei einer minimalen elektrischen Last von 81,26 MW zu den in Tabelle 13 gezeigten Reaktionen. In allen Unterszenarien kann die eingesetzte Schutzfunktion für den unterfrequenzabhängigen Lastabwurf das elektrische Netz stabilisieren. Das Unterszenario *R03* zeigt die beste Netzstabilität mit einer minimalen Netzfrequenz von 48,69 Hz aufgrund des Ausfalls des Generators. Dies liegt an der bereitgestellten Regelleistung von 20,0 % bezogen auf die elektrische Last, einer Konstanten zur Regelleistungsverteilung von 0,0 und der Nutzung einer Einspeiseleistungsbegrenzung der Generatoren. Die vierte Frequenzstufe des unterfrequenzabhängigen Lastabwurfs hilft bei der Stabilisierung des elektrischen Netzes, sodass 20 % der elektrischen Last durch den Ausfall vom Netz getrennt werden. Das Unterszenario *R17* besitzt aufgrund der bereitgestellten

Regelleistung von 17,5 % bezogen auf die elektrische Last, einer Konstanten zur Regelleistungsverteilung von 0,0 und der Nichtnutzung einer Einspeiseleistungsbegrenzung je Generator die schlechteste Netzstabilität beim Ausfall des oben genannten Generators. Hier liegt die minimale Netzfrequenz bei 48,48 Hz. Mit Hilfe der sechsten Frequenzstufe des unterfrequenzabhängigen Lastabwurfs kann das elektrische Netz stabilisiert werden, sodass 30 % der elektrischen Last durch den Ausfall vom Netz getrennt werden. Das Starten von weiteren Generatoren oder die zusätzliche Belastung vorhandener Generatoren im Netz hilft die vorerst vom Netz getrennten Lasten wieder zuzuschalten und zu versorgen werden.

**Tabelle 13: Auswirkungen Generatorausfall Minimallast Szenario Barbados Referenz**

<b>Unterszenario ID</b>	<b>Einspeiseleistung Generatoren ohne Ausfall in MW</b>	<b>Bereitstellung positive Regelleistung Generatoren ohne Ausfall in MW</b>	<b>Einspeiseleistung des ausfallenden Generators in MW</b>	<b>Bereitstellung positive Regelleistung des ausfallenden Generators in MW</b>	<b>Minimalwert der Netzfrequenz in Hz</b>	<b>Maximalwert der Netzfrequenz in Hz</b>	<b>Ausgelöste Frequenzstufe</b>
<i>R03</i>	65,63	8,13	15,63	8,13	48,69	50,31	4
<i>R05</i>	61,26	13,25	20,00	3,01	48,68	50,09	4
<i>R07</i>	58,28	9,53	22,98	6,73	48,50	50,57	6
<i>R09</i>	59,17	10,19	22,09	6,07	48,56	50,16	5
<i>R14</i>	61,26	7,11	20,00	7,11	48,55	50,56	5
<i>R16</i>	61,26	11,25	20,00	2,97	48,60	50,09	4
<i>R17</i>	58,67	7,11	22,59	7,11	48,48	51,05	6
<i>R19</i>	63,44	9,80	17,82	4,43	48,68	50,12	4

Die folgenden Abbildungen zeigen das Verhalten der Netzfrequenz im Szenario *Barbados Referenz* bei Minimallast. In allen dargestellten Unterszenarien ist es möglich das elektrische Netz mit Hilfe der Schutzfunktion für den unterfrequenzabhängigen Lastabwurf zu stabilisieren. Nach erfolgtem Lastabwurf ist es möglich die Netzfrequenz innerhalb weniger Sekunden so weit zu stabilisieren, sodass sie mit Hilfe der Anlagenregler wieder auf die Nennfrequenz von 50,0 Hz geregelt werden kann.

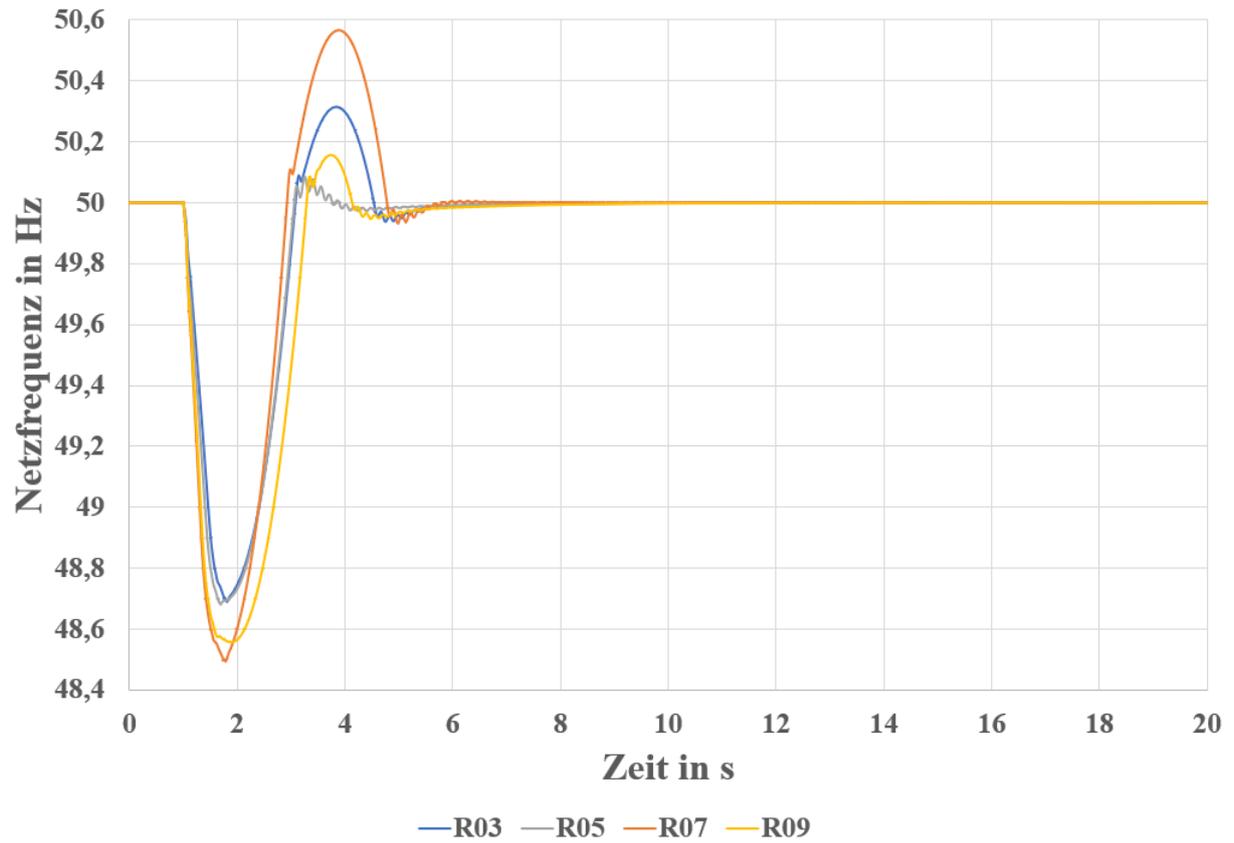


Abbildung 43: R03 bis R09 Netzfrequenz Generatorausfall und Minimallast  
(Quelle: eigene Darstellung)

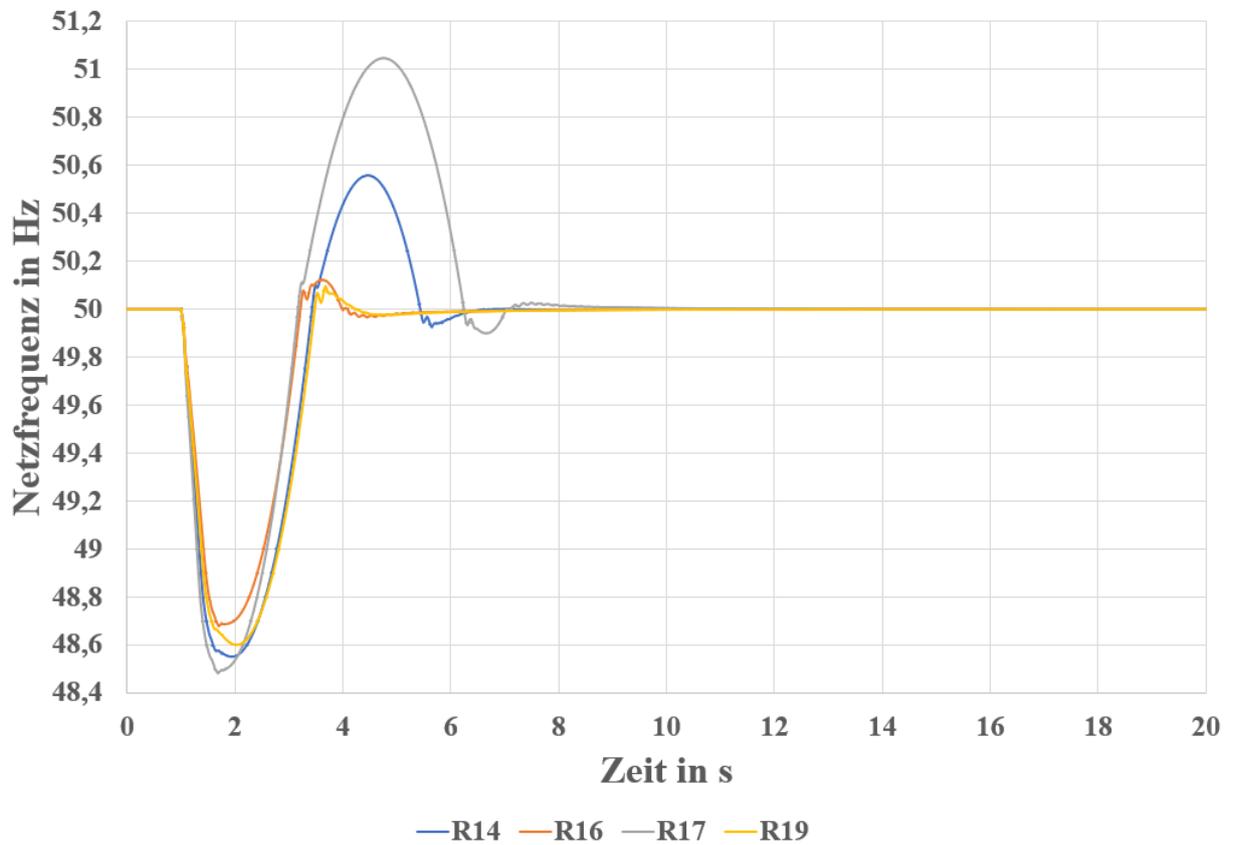


Abbildung 44 R14 bis R19 Netzfrequenz Generatorausfall und Minimallast  
(Quelle: eigene Darstellung)

Ein Ausfall des Generators D14 oder D15 führt im Szenario *Barbados Referenz* bei einer Spitzenlast von 150,00 MW zu den in Tabelle 14 dargestellten Reaktionen der Netzfrequenz. Mit einer minimalen Netzfrequenz von 48,96 Hz besitzt das Unterszenario *R05* die beste Netzstabilität bei einem Ausfall des oben genannten Generators. Es löst die erste Frequenzstufe des unterfrequenzabhängigen Lastabwurfs aus, um das Netz zu stabilisieren, sodass 5 % der elektrischen Last durch den Ausfall des Generators vom elektrischen Netz getrennt werden. Das Unterszenario *R17* besitzt mit 48,80 Hz die kleinste minimale Netzfrequenz. Dies liegt an der bereitzustellenden Regelleistung von nur 17,5 % bezogen auf die elektrische Last, der Konstanten zur Regelleistungsverteilung von 0,0 und der Nichtnutzung einer Einspeiseleistungsbegrenzung je Generator. Hier ist die dritte Frequenzstufe des unterfrequenzabhängigen Lastabwurfs zur Stabilisierung des Netzes notwendig, sodass 15 % der elektrischen Last durch den Ausfall des Generators vom Netz getrennt werden. Der Start weiterer Generatoren oder eine zusätzliche Belastung vorhandener Generatoren im Netz hilft bei der Zuschaltung der getrennten Lasten und deren Wiederversorgung.

**Tabelle 14: Auswirkungen Generatorausfall Spitzenlast Szenario *Barbados Referenz***

<b>Unterszenario ID</b>	<b>Einspeiseleistung Generatoren ohne Ausfall in MW</b>	<b>Bereitstellung positive Regelleistung Generatoren ohne Ausfall in MW</b>	<b>Einspeiseleistung des ausfallenden Generators in MW</b>	<b>Bereitstellung positive Regelleistung des ausfallenden Generators in MW</b>	<b>Minimalwert der Netzfrequenz in Hz</b>	<b>Maximalwert der Netzfrequenz in Hz</b>	<b>Ausgelöste Frequenzstufe</b>
<i>R03</i>	130,00	20,30	20,00	9,70	48,90	50,10	2
<i>R05</i>	130,00	21,34	20,00	8,67	48,96	50,06	1
<i>R07</i>	120,30	30,00	29,70	0,00	48,88	50,07	2
<i>R09</i>	123,27	27,03	26,73	2,97	48,89	50,07	2
<i>R14</i>	130,00	16,55	20,00	9,70	48,88	50,09	2
<i>R16</i>	130,00	19,46	20,00	6,79	48,90	50,10	2
<i>R17</i>	120,30	26,25	29,70	0,00	48,80	50,10	3
<i>R19</i>	123,27	23,28	26,73	2,97	48,80	50,07	2

Die folgenden Abbildungen zeigen das Verhalten der Netzfrequenz im Szenario *Barbados Referenz* bei Spitzenlast. Es ist bei allen Unterszenarien möglich das elektrische Netz zu stabilisieren. In allen Unterszenarien ist die Schutzfunktion für den unterfrequenzabhängigen Lastabwurf notwendig. Mit Hilfe der Anlagenregler kann die Netzfrequenz nach einem Ausfall des Generators D14 oder D15 innerhalb weniger Sekunden wieder auf 50,0 Hz geregelt werden. Um den Einfluss eines Ausfalls eines Generators auf die Netzfrequenz zu reduzieren, sind die maximalen Einspeiseleistungen dieser Anlagen weiter zu begrenzen.

Die Ergebnisse zeigen, dass der unterfrequenzabhängige Lastabwurf für das Szenario *Barbados Referenz* notwendig ist, um das elektrische Netz bei einem Generatorausfall zu stabilisieren. Zusammen mit dem Energiemanagementsystem ist es möglich das elektrische Netz in allen Unterszenarien zu stabilisieren und im Anschluss mit den zur Verfügung stehenden elektrischen Anlagen wieder wirtschaftlich optimal zu betreiben. Bei einem elektrischen Netz mit Minimallast werden im Gegensatz zur Spitzenlast mehr Frequenzstufen benötigt, um es zu stabilisieren. Dies liegt an dem Verhältnis zwischen Ausfalleistung und der zu deckenden Last im Netz. Eine Kombination einer Begrenzung der Einspeiseleistung sowie einer Regelleistungsverteilung auf die unterschiedlichen Generatoren zu Lasten der Wirtschaftlichkeit erhöht die Netzstabilität und verringert den Bedarf an aktivierten Frequenzstufen des unterfrequenzabhängigen Lastabwurfes. Dies liegt daran, dass größere Generatoren nicht mit ihrer Installationsleistung einspeisen dürfen und sich somit das Verhältnis zwischen Ausfalleistung und der zu deckenden Last im Netz verbessert. Zum anderen sorgt eine Verteilung der Regelleistung auf unterschiedliche Generatoren im elektrischen Netz dafür, dass die Regelleistung nicht von einzelnen oder einer geringen Anzahl von Generatoren zur Verfügung gestellt wird. Damit können die Auswirkungen von Generatorausfällen auf die Netzstabilität reduziert werden. Denkbar wäre auch eine zeitweise Nutzung einer Begrenzung der Einspeiseleistung oder einer Regelleistungsverteilung auf die unterschiedlichen Generatoren, um den Einfluss eines Ausfalls der größten Generatoren D14 und D15 gerade bei Minimallast zu senken.

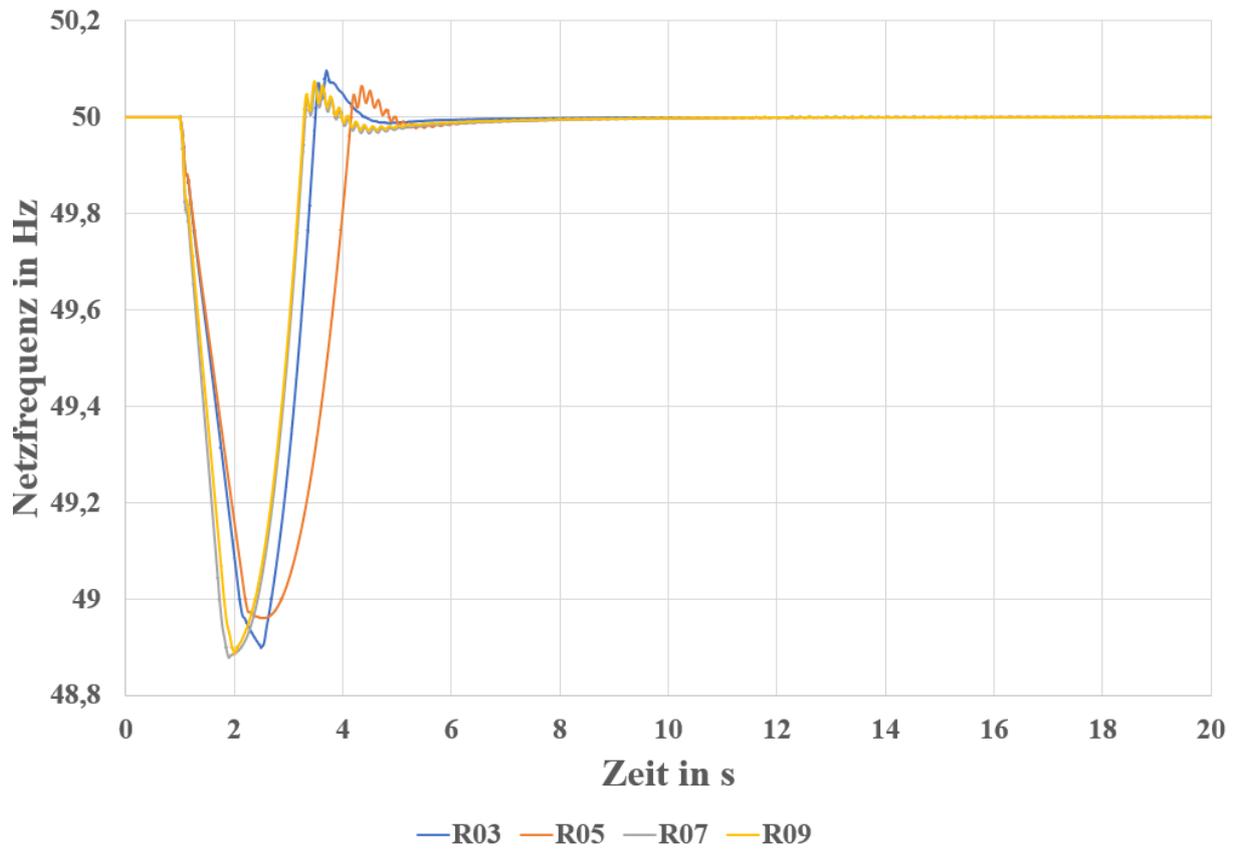


Abbildung 45: R03 bis R09 Netzfrequenz Generatorausfall und Spitzenlast  
(Quelle: eigene Darstellung)

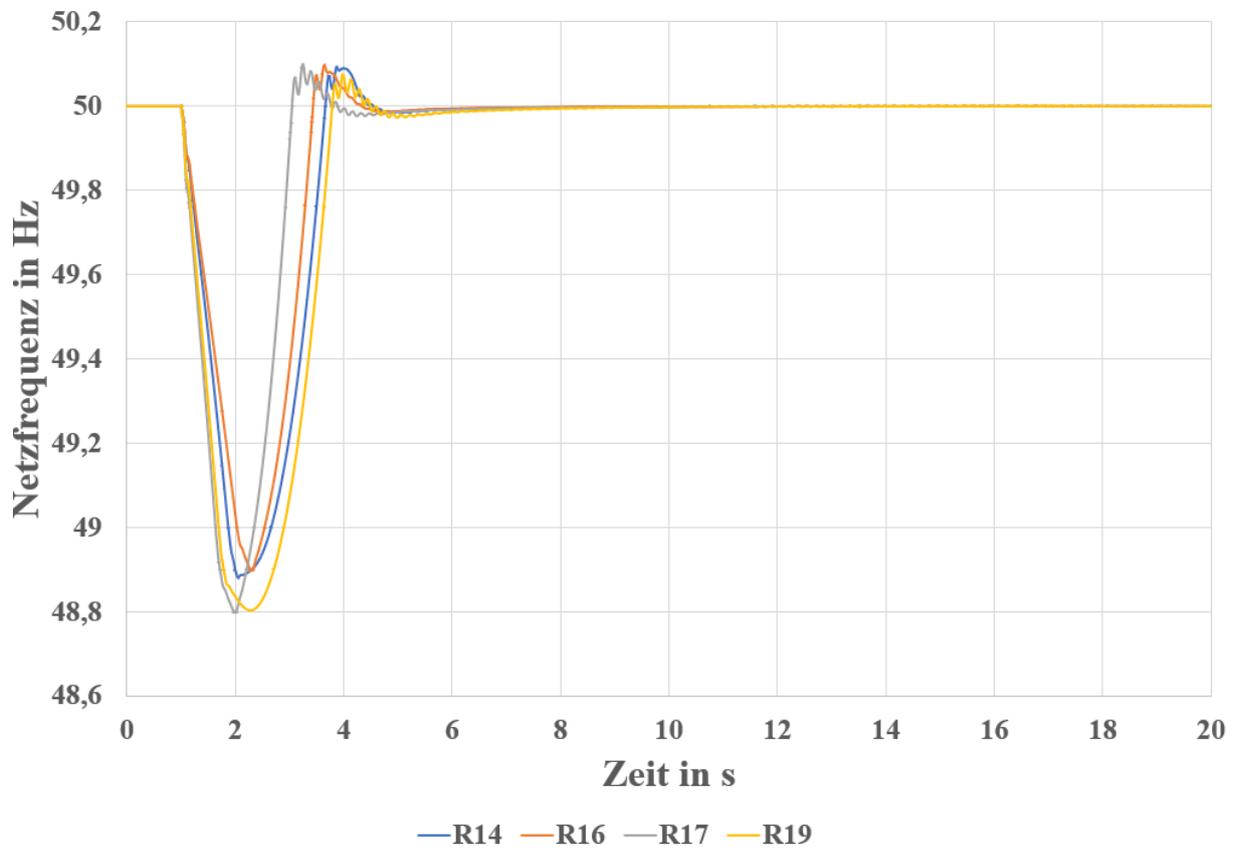


Abbildung 46: R14 bis R19 Netzfrequenz Generatorausfall und Spitzenlast  
(Quelle: eigene Darstellung)

## 6.2. Simulationsergebnisse zum Szenario *Barbados Zukunft*

Der elektrische Energiebedarf für das Szenario *Barbados Zukunft* basiert auf dem im Jahr 2019 aufgezeichneten Wert von 1.013 GWh/a (Barbados Light & Power Company, 2020, S. 43). In Abhängigkeit des zu untersuchenden Unterszenarios sind weitere 44 GWh/a für die Versorgung von Kreuzfahrtschiffen (BPI, 2020) und 265 GWh/a für die Versorgung von Elektrofahrzeugen zu berücksichtigen (Gay et al., 2018, S. 75 ff.), (Taibi et al., 2017, S. 4). Die angenommene elektrische Last auf Barbados setzt sich je nach Unterszenario aus den in Abbildung 6 bis Abbildung 9 gezeigten Lastverläufen zusammen. Tabelle 15 zeigt die zwölf Unterszenarien *Z01* bis *Z12* für das Szenario *Barbados Zukunft*, um den Einfluss von Elektroautos und Kreuzfahrtschiffen sowie eine erhöhte Regelleistungsbereitstellung zum Erreichen höherer Netzstabilitäten aufzuzeigen. Für die Elektroautos sind neben einer Nichtberücksichtigung die Lastprofile aus Abbildung 8 für sofortiges Laden nach Ankunft zu Hause und Abbildung 9 für photovoltaikorientiertes Laden von Elektroautos vorgesehen. Weiterhin wird je nach Unterszenario der in Abbildung 7 gezeigte Lastverlauf für die elektrische Versorgung von Kreuzfahrtschiffen berücksichtigt.

**Tabelle 15: Unterszenarien für das Szenario *Barbados Zukunft***

Unterszenario	Elektroautos	Kreuzfahrtschiffe	Regelleistungsbereitstellung
<i>Z01</i>	keine Elektroautos berücksichtigt	Landanschluss von Kreuzfahrtschiffen	erhöht
<i>Z02</i>			Standard
<i>Z03</i>		kein Landanschluss von Kreuzfahrtschiffen	erhöht
<i>Z04</i>			Standard
<i>Z05</i>	Lastprofil für sofortiges Laden nach Ankunft zu Hause	Landanschluss von Kreuzfahrtschiffen	erhöht
<i>Z06</i>			Standard
<i>Z07</i>		kein Landanschluss von Kreuzfahrtschiffen	erhöht
<i>Z08</i>			Standard
<i>Z09</i>	Lastprofil für photovoltaikorientiertes Laden	Landanschluss von Kreuzfahrtschiffen	erhöht
<i>Z10</i>			Standard
<i>Z11</i>		kein Landanschluss von Kreuzfahrtschiffen	erhöht
<i>Z12</i>			Standard

Die größte Spitzenlast mit einem Wert von 349 MW ist bei den Unterszenarien Z05 und Z06 zu finden. Dies ist auf die große Anzahl an gleichzeitig zu ladenden Elektroautos beim Erreichen des Standortes der privaten Haushalte sowie der elektrischen Versorgung von Kreuzfahrtschiffen durch einen Anschluss an das elektrische Netz von Barbados zurückzuführen. Die geringste Spitzenlast von 150 MW ist bei den Unterszenarien Z03 und Z04 vorzufinden, bei denen keine zusätzlichen elektrischen Lasten durch das Laden von Elektroautos oder der elektrischen Versorgung der Kreuzfahrtschiffe vorgesehen sind.

Im Anhang P ist der für das Szenario *Barbados Zukunft* verwendete Aufbau des elektrischen Netzes zu sehen. Die Gesamtlast teilt sich mit Hilfe der angenommenen Bevölkerungsverteilung auf der Insel (BSS Barbados Statistical Service, 2013, S. 365) auf die verschiedenen Knotenschwerpunkte (Wo, 2019, S. 45) auf. Abbildung 47 zeigt die angenommene Verteilung der durchschnittlichen elektrischen Last auf die Knotenschwerpunkte im Netz in Abhängigkeit der zu untersuchenden Unterszenarien und der damit verbundenen elektrischen Versorgung von Kreuzfahrtschiffen und Elektroautos.

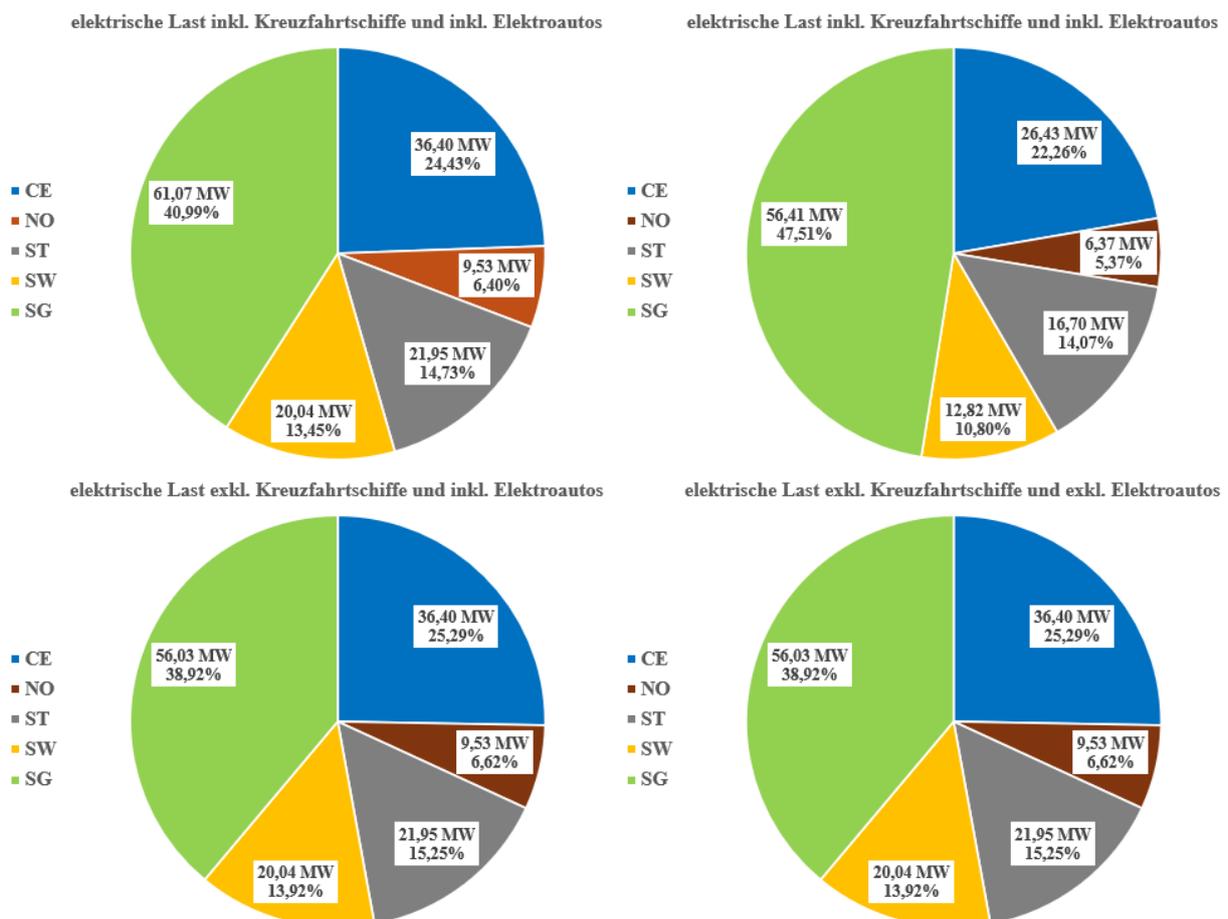


Abbildung 47: Verteilung Last auf Knotenschwerpunkte Szenario *Barbados Zukunft* (Quelle: eigene Darstellung)

Innerhalb des Szenarios *Barbados Zukunft* sind für die Spannungsebene 132 kV Übertragungsleistungen von 115 MW anzunehmen (ABB, 2009, S. 7 ff.), (ESTRALIN HVC, o.D., S. 20). Die Übertragungsleistungen berücksichtigen zum einen die Dauerstrombelastbarkeit und zum anderen Korrekturfaktoren für Verlegearten der verschiedenen Kabel und Freileitungen (ESTRALIN HVC, o.D., S. 26). Eine Anwendung der nach Gleichung (138) ermittelten Übertragungsleistungen führt dazu, dass die Spannungsebene von 69 kV ausreichend ist, um die elektrische Energie im Netz zu verteilen. Elektrische Lasten und Knotenschwerpunkte sind auf der obersten Spannungsebene zusammengefasst, sodass weitere Spannungsebenen innerhalb dieser Simulation nicht berücksichtigt werden. Das vorgesehene Pumpspeicherkraftwerk ist mit einer Batterieanlage kombiniert, um positive und negative Regelleistung bereitstellen zu können. Bei Ausfall des Pumpspeicherkraftwerkes übernimmt die Batterie die ausgefallene Einspeise- oder Bezugsleistung sowie Regelleistungsbereitstellung. Für die mit Biodiesel betriebenen Generatoren ist eine minimale Einspeiseleistung von 50 % ihrer Installationsleistung anzunehmen (MAN Diesel & Turbo, 2012, S. 16). Im Anhang P ist der angenommene Aufbau des elektrischen Netzes für das Szenario *Barbados Zukunft* dargestellt. Es besteht aus den Knotenschwerpunkten CE, NO, SG, ST und SW für den Anschluss elektrischer Lasten durch private Haushalte oder Industrieanlagen. Die Knotenpunkte Erneuerbar\_1 bis Erneuerbar\_6 dienen dem Anschluss von erneuerbaren Energien entsprechend der Windzonen (Rogers, 2017, S. 16). Weiterhin ist ein Knotenschwerpunkt Pumpspeicher für den Anschluss des Pumpspeicherkraftwerks vorgesehen.

Tabelle 24 enthält die Ergebnisse für das Szenario *Barbados Zukunft* exkl. Reparaturzeiten für die Unterszenarien Z01 bis Z12. Die anzunehmenden Stromgestehungskosten sind in Abhängigkeit der Installationsleistung des Pumpspeicherkraftwerkes und den dazugehörigen wirtschaftlich optimalen Installationsleistungen für Photovoltaik- und Windkraftanlagen dargestellt und nehmen Werte zwischen 0,290 BBD/kWh und 0,334 BBD/kWh an. Um das elektrische Netz auch in Zeiten eines leeren oberen Reservoirs des Pumpspeicherkraftwerkes und bei nicht vorhandener Einspeiseleistung aus Photovoltaik- und Windkraftanlagen versorgen zu können, sind biodieselbetriebene Generatoren vorzusehen. Die Installationsleistung hängt vom gewählten Unterszenario und der daraus resultierenden elektrischen Last sowie der vorzuhaltenden positiven und negativen Regelleistung ab. Sie ist außerdem so zu wählen, dass eine Versorgung mit elektrischer Energie auch mit zwei in Wartung oder Reparatur befindlichen Anlagen auf der Insel Barbados möglich ist. Die größten Installationsleistungen von Photovoltaikanlagen werden mit 200 MW<sub>p</sub> für das Unterszenario Z09 und 150 MW<sub>p</sub> für das Unterszenario Z11 benötigt. Dies ist das photovoltaikorientierte Ladeprofil der Elektroautos und der erhöhten Regelleistungsbereitstellung zurückzuführen. Eine Kombination aus Photovoltaik- und

Windkraftanlagen verringert den Regelleistungsbedarf, da Bestrahlungsstärke und Windgeschwindigkeit weitestgehend unabhängig voneinander sind. Aufgrund der angenommenen annualisierten Investitionskosten für Photovoltaikanlagen und dem im Vergleich zu Windkraftanlagen geringeren Kapazitätsfaktor werden in den meisten Fällen keine Photovoltaikanlagen benötigt. Die größte Installationsleistung für das Pumpspeicherkraftwerk mit 150 MW wird in den Unterszenarien *Z09* und *Z11* benötigt. Dies ist ebenfalls auf das oben beschriebene Ladeverhalten der Elektroautos sowie auf die erhöhte Regelleistungsbereitstellung zurückzuführen. Die geringste Installationsleistung des Pumpspeicherkraftwerkes mit 50 MW ist im Unterszenario *Z04* gewählt, da weder Elektroautos noch Kreuzfahrtschiffe das elektrische Netz belasten und eine geringere Menge an Regelleistung bereitgestellt werden muss. In den meisten Fällen ist eine Installationsleistung von 100 MW optimal. Es ist zu erkennen, dass aufgrund des Ladeprofils der Elektroautos für das sofortige Laden nach Ankunft zu Hause die Installationsleistung für Windkraftanlagen 400 MW betragen sollte. Diese Installationsleistung ist ebenfalls sinnvoll, wenn das photovoltaikorientierte Ladeprofil der Elektroautos und eine geringere Regelleistungsbereitstellung angenommen wird. In diesem Fall ist es wirtschaftlicher Windkraftanlagen aufzubauen und nicht den Effekt eines reduzierten Regelleistungsbedarfes durch eine Kombination mit Photovoltaikanlagen zu nutzen. Aus den Simulationsergebnissen ist erkennbar, dass die Installationsleistung bei Windkraftanlagen in allen Unterszenarien mindestens 300 MW betragen sollte. Dies ist auf den im Vergleich zu Photovoltaikanlagen besseren Kapazitätsfaktor sowie die annualisierten Investitionskosten zurückzuführen. Die optimale Installationsleistung der Biodieselegeneratoren hängt maßgeblich von der Spitzenlast des jeweiligen Lastprofils des entsprechenden Unterszenarios sowie von der bereitzustellenden Regelleistung. Die Biodieselegeneratoren sichern die Versorgung des elektrischen Netzes bei schlechten Wetterbedingungen und einem leeren oberen Reservoir des Pumpspeicherkraftwerkes. Aufgrund der geringen Spitzenlast von 150 MW in den Unterszenarien *Z03* und *Z04* reicht für die Biodieselegeneratoren eine Installationsleistung von 213 MW. Bei den Unterszenarien *Z05* und *Z06* ist die größte Spitzenlast von 349 MW zu decken, sodass die Installationsleistung für die Biodieselegeneratoren 438 MW betragen sollte. Bei der Auslegung der Installationsleistung der Biodieselegeneratoren ist neben der Einspeiseleistung ebenfalls die Regelleistungsbereitstellung zu berücksichtigen. Weiterhin soll das elektrische Netz auch sicher betrieben werden können, wenn sich ein Generator in Wartung befindet und ein weiterer Generator ausfällt.

Die beiden Typen von Photovoltaikanlagen unterscheiden sich neben den annualisierten Installationskosten auch in der Möglichkeit zur Reduzierung der Einspeiseleistung durch das Energiemanagementsystem. Es kann innerhalb dieser Arbeit nicht die Einspeiseleistung von Photovoltaikanlagen bei privaten Haushalten reduzieren und hat lediglich die Möglichkeit die

Einspeiseleistung von zentralen Photovoltaikanlagen zu drosseln. Das elektrische Netz kann nur eine begrenzte Installationsleistung an Photovoltaikanlagen bei privaten Haushalten enthalten. Dies ist zum einen auf die nicht durch das Energiemanagementsystem reduzierbare Einspeiseleistung und den damit verbundenen zusätzlichen Regelleistungsbedarf zum Ausgleich von Wetteränderungen zurückzuführen. Zum anderen muss das elektrische Netz auch im Falle eines leeren oberen Reservoirs des Pumpspeicherkraftwerkes sicher durch die Biodiesलगeneratoren betrieben werden können, sodass diese die Residuallast und die dazugehörige Regelleistung bereitstellen müssen. Dabei muss die Residuallast groß genug bleiben, damit die Biodiesलगeneratoren mit ihrer technischen minimalen Einspeiseleistung zum einen die Residuallast selbst decken und ausreichend negative Regelleistung bereitstellen können. Dies führt dazu, dass für die Unterszenarien *Z09* und *Z11* die Installationsleistung für Photovoltaikanlagen bei privaten Haushalten auf  $50 \text{ MW}_p$  zu begrenzen ist und die restliche Installationsleistung von  $150 \text{ MW}_p$  bzw.  $100 \text{ MW}_p$  durch zentrale Photovoltaikanlagen übernommen wird. In allen anderen Unterszenarien werden weiterhin die Installationsleistung von Photovoltaikanlagen zu 50 % durch private Haushalte und zu 50 % von zentralen Photovoltaikanlagen angewendet. Die gewählten Installationsleistungen der verschiedenen elektrischen Anlagen für das Szenario *Barbados Zukunft* sind in Tabelle 26 bis Tabelle 30 in Abhängigkeit der verschiedenen Unterszenarien dargestellt. Die im Anhang N dargestellten Tabellen zeigen die für die Modellbildung angenommenen technischen Daten und Standorte der unterschiedlichen Generatoren auf der Insel Barbados für das Szenario *Barbados Zukunft*. Es wird angenommen, dass sich alle Biodiesलगeneratoren am Knotenschwerpunkt SG befinden. Das aufzubauende Pumpspeicherkraftwerk mit einer speicherbaren Energiemenge von 3.000 MWh befindet sich zentral auf der Insel Barbados und besitzt einen eigenen Knotenschwerpunkt zum Anschluss an das elektrische Netz. Für die Windkraftanlagen sind die Knotenschwerpunkte Erneuerbar\_1 bis Erneuerbar\_6 vorgesehen, die den aus (Rogers, 2017, S. 16) verwendeten Windzonen entsprechen. Es wird angenommen, dass Photovoltaikanlagen privater Haushalte an die Knotenschwerpunkte SG, CE und SW angeschlossen werden und sich entsprechend der Bevölkerungsverteilung auf der Insel Barbados (BSS Barbados Statistical Service, 2013, S. 365) auf diese Knotenschwerpunkte aufteilen. Die Installationsleistung von zentralen Photovoltaikanlagen verteilt sich mit Ausnahme des Knotenschwerpunktes Erneuerbar\_6 gleichmäßig auf die Knotenschwerpunkte CE, SW und Erneuerbar\_5. In Abhängigkeit der Unterszenarien *Z01* bis *Z12* variieren die gewählten Installationsleistungen der unterschiedlichen elektrischen Anlagen. Angewendete mittlere Ausfallzeiten und durchschnittliche Reparaturzeiten der Generatoren sind in den Tabellen dargestellt.

Die in den Simulationen genutzten annualisierten Investitionskosten betragen 344 BBD/kW bei Windkraftanlagen, 239 BBD/kW bei Biodieselgeneratoren, 515 BBD/kW bei Photovoltaikanlagen von privaten Haushalten sowie 372 BBD/kW bei zentral installierten Photovoltaikanlagen (Barbados Light & Power Company, 2014, S. 76 u. 92). Damit das Pumpspeicherkraftwerk in der Lage ist Regelleistung bereitzustellen, wird es mit einem Batteriespeicher kombiniert. Der Batteriespeicher erfordert im Vergleich zum Pumpspeicherkraftwerk eine geringere Speicherkapazität, da er lediglich Energiereserven zur Regelleistungsbereitstellung enthalten muss und nicht als Langzeitspeicher fungieren soll. Die angenommenen annualisierten Investitionskosten betragen für Pumpspeicherkraftwerke 371 BBD/kW sowie für Batteriespeicher 39 BBD/kW (Mongird et al., 2019, S. viii f.). Die annualisierten Investitionskosten berücksichtigen für Pumpspeicherkraftwerke ein E/P Verhältnis von 16 sowie für Batteriespeicher ein E/P Verhältnis von 0,33. Die annualisierten Investitionskosten von Batteriespeichern erscheinen im Vergleich zum Pumpspeicherkraftwerk geringer. Dies ist auf die unterschiedlichen E/P Verhältnisse zurückzuführen. Für Pumpspeicherkraftwerke, Batteriespeicher, Windkraft- und Photovoltaikanlagen sind keine Betriebskosten pro Megawattstunde zu berücksichtigen. Lediglich Betriebskosten von 463 BBD/MWh sind für Biodieselgeneratoren zu berücksichtigen. Die im Anhang O gezeigte Tabelle 31 enthält Informationen zu den angenommenen wirtschaftlichen Eigenschaften der Generatoren für das Szenario *Barbados Zukunft*. Die annualisierten Kosten haben sich während der Erstellung dieser Arbeit reduziert auf 167 BBD/kW für zentral installierte Photovoltaikanlagen (IRENA, 2023, S. 96) und auf 362 BBD/kW für Photovoltaikanlagen privater Haushalte (Fraunhofer ISE, 2024, S. 4). Die Investitionskosten für Pumpspeicherkraftwerke teilt sich laut (FfE Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2016, S. 355) in Kosten für das Speicherbecken oder Talsperren mit 2,86 BBD/kWh und die restlichen Kosten für beispielsweise Turbinen oder Pumpen mit 2.330 BBD/kW auf. Eine Berücksichtigung eines E/P Verhältnisses von 16 führt zu annualisierten Investitionskosten von lediglich 176 BBD/kW. Nach (Augustine et al., 2021, S. 41) können für Batteriespeicher für Leistungselektronik Investitionskosten von 492 BBD/kW für Batterien 640 BBD/kWh für angesetzt werden. Eine Berücksichtigung von einem E/P Verhältnissen von 1/3 führt zu annualisierten Investitionskosten von lediglich 91 BBD/kW.

Als Kompromiss zwischen Genauigkeit und Rechengeschwindigkeit werden 2.000 Simulationen innerhalb der Stabilitätsanalyse für dieses Szenario durchgeführt. Dieses Szenario ist im Vergleich zum Szenario *Barbados Referenz* komplexer, sodass aufgrund des Aufwandes eine geringere Anzahl an Simulationen innerhalb der Stabilitätsanalyse durchgeführt wird.

Die Netzstabilität liegt bei den Unterszenarien Z01 bis Z12 für das Szenario *Barbados Zukunft* zwischen 99,643% für das Unterszenario Z12 und 99,902 % für das Unterszenario Z11. Die

Simulationsergebnisse in Tabelle 25 zeigen, dass die im elektrischen Netz von Barbados geforderte Netzstabilität von 99,726 % (Barbados Light & Power Company, 2014, S. 53) bei einer standardmäßigen Regelleistungsbereitstellung nicht eingehalten werden kann. Die Netzstabilität liegt in diesen Fällen zwischen 99,643 % und 99,678 %. Eine Erhöhung der Regelleistungsbereitstellung führt zu Netzstabilitäten zwischen 99,873 % und 99,902 %, sodass die geforderte Netzstabilität eingehalten werden kann. Die Simulationsergebnisse zeigen damit, dass ein Betrieb des elektrischen Netzes in den verschiedenen Unterszenarien mit dem in dieser Arbeit vorgestellten Energiemanagementsystem möglich ist. Die Simulationsergebnisse zeigen, dass die Netzstabilität maßgeblich durch die bereitgestellte Regelleistung beeinflusst wird, wobei eine höhere Bereitstellung zu besseren Netzstabilitäten führt. Bei einer höheren Bereitstellung an Regelleistung hat das Ladeprofil der Elektroautos einen größeren Einfluss auf die Netzstabilität als die Versorgung der Kreuzfahrtschiffe aus dem elektrischen Netz. Bei geringerer Bereitstellung von Regelleistungen nimmt dieser Effekt ab. Dies liegt zum einen an dem größeren jährlichen Energiebedarf der Elektroautos. Zum anderen aber auch an der Annahme, dass sich durch Elektroautos verursachte Lastprognosefehler nicht von den durch sonstige elektrische Lasten verursachte Lastprognosefehler unterscheiden.

Die ohne Berücksichtigung von Reparaturzeiten ermittelten Stromgestehungskosten liegen für alle Unterszenarien *Z01* bis *Z12* zwischen 0,290 BBD/kWh und 0,334 BBD/kWh. Die größten Stromgestehungskosten sind im Unterszenario *Z05* zu erwarten. Dies liegt an der zusätzlichen Versorgung von Elektrofahrzeugen, dem Anschluss von Kreuzfahrtschiffen an das elektrische Netz sowie einer erhöhten Regelleistungsbereitstellung. Im Unterszenario *Z04* sind die geringsten Stromgestehungskosten vorzufinden. Hier ist keine Versorgung von Elektrofahrzeugen sowie Kreuzfahrtschiffen aus dem elektrischen Netz vorgesehen und es wird eine standardmäßige Regelleistungsbereitstellung angewendet. Ausfälle von elektrischen Anlagen haben einen geringen Einfluss auf die Stromgestehungskosten, da die Berücksichtigung der Reparaturzeiten zu Stromgestehungskosten zwischen 0,296 BBD/kWh und 0,334 BBD/kWh führt. Das Ladeprofil hat einen großen Einfluss auf die Stromgestehungskosten. Die geringsten Stromgestehungskosten sind bei einer Nichtberücksichtigung von Elektroautos zu erwarten. Diese liegen je nach Unterszenario zwischen 0,290 BBD/kWh und 0,300 BBD/kWh. Eine Berücksichtigung von Elektroautos mit photovoltaikorientierten Lastprofil führt zu höheren Stromgestehungskosten, welche je nach Unterszenario Werte zwischen 0,307 BBD/kWh und 0,318 BBD/kWh annehmen. Eine Berücksichtigung von Elektroautos mit dem Lastprofil des sofortigen Ladens nach Ankunft zu Hause führt zu den größten Stromgestehungskosten, welche je nach Unterszenario Werte zwischen 0,325 BBD/kWh und 0,334 BBD/kWh annehmen. Es ist zu erkennen, dass Die Menge an bereitgestellter Regelleistung ebenfalls einen Einfluss auf die

Stromgestehungskosten hat. Eine Bereitstellung von höheren Mengen an Regelleistung führt zwangsläufig zu höheren Stromgestehungskosten. Eine Berücksichtigung von gesunkenen Kosten für Photovoltaikanlagen nach (IRENA, 2023, S. 96) und (Fraunhofer ISE, 2024, S. 4) hätte zur Folge, dass die Anzahl an Photovoltaikanlagen für optimale Stromgestehungskosten in den unterschiedlichen Unterszenarien ansteigen würde. Eine Berücksichtigung der Kosten für Pumpspeicherkraftwerke (FfE Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2016, S. 355) würde in den verschiedenen Unterszenarien dazu führen, dass die Installationsleistung von ihnen ansteigt und somit vermehrt Photovoltaik- und Windkraftanlagen in das elektrische Netz integriert werden könnten. Aufgrund der möglichen Speicherung mit Hilfe des Pumpspeicherkraftwerkes wären weniger Energiemengen durch die Biodiesलगeneratoren bereitzustellen. Die nach (Augustine et al., 2021, S. 41) ermittelten Installationskosten für Batterieanlagen reduzieren diesen Effekt.

Die Leistungsdifferenz zwischen benötigter und bereitgestellter elektrischer Leistung in Fehlerfällen sind für die Unterszenarien *Z01* bis *Z12* in Abbildung 108 bis Abbildung 110 zu sehen. Berücksichtigt sind aktivierte positive und negative Regelleistungen. Für das Unterszenario *Z03* ist mit mittleren Leistungsdifferenzen zwischen -3,75 MW und 3,64 MW zu rechnen. Die mittleren Leistungsdifferenzen für das Unterszenario *Z04* liegen zwischen -3,74 MW und 3,89 MW. Eine zusätzliche Versorgung der Kreuzfahrtschiffe aus dem elektrischen Netz von Barbados hat zu Folge, dass mittlere Leistungsdifferenzen für das Unterszenario *Z01* zwischen -3,85 MW und 3,74 MW und für das Unterszenario *Z02* zwischen -4,03 MW und 3,93 MW liegen. Es sind mittlere Leistungsdifferenzen zwischen -4,09 MW und 4,22 MW für das Unterszenario *Z07* zu erwarten. Für das Unterszenario *Z08* liegen sie zwischen -4,45 MW und 4,33 MW. In beiden Fällen wird die hinzukommende Versorgung von Elektrofahrzeugen nach dem Lastprofil aus Abbildung 8 berücksichtigt, was dem sofortigen Laden nach Ankunft zu Hause entspricht. Die zusätzliche Versorgung von Kreuzfahrtschiffen aus dem elektrischen Netz resultiert in mittleren Leistungsdifferenzen im Unterszenario *Z05* zwischen -4,32 MW und 4,12 MW sowie im Unterszenario *Z06* zwischen -4,14 MW und 4,46 MW. Die Versorgung von Elektrofahrzeugen mit photovoltaikorientierten Lastprofil nach Abbildung 9 ergibt mittlere Leistungsdifferenzen für das Unterszenario *Z11* zwischen -4,06 MW und 4,10 MW sowie für das Unterszenario *Z12* zwischen -4,48 MW und 4,34 MW. Die mittleren Leistungsdifferenzen liegen aufgrund einer zusätzlichen Versorgung der Kreuzfahrtschiffe aus dem elektrischen Netz von Barbados für das Unterszenario *Z09* zwischen -4,90 MW und 4,50 MW sowie für das Unterszenario *Z10* zwischen -4,38 MW und 4,27 MW. Eine Nichtberücksichtigung von Elektroautos führt zu kleineren mittleren positiven und negativen Leistungsdifferenzen, was auf die geringere elektrische Last zurückzuführen ist.

Die im oberen Reservoir des Pumpspeicherkraftwerks gespeicherte potenzielle Energie ist in Abbildung 105 bis Abbildung 107 zu sehen. Enthalten ist der Jahresverlauf für die Unterszenarien Z01 bis Z12 des Szenarios *Barbados Zukunft*. Aufgrund der Wetterbedingungen auf Barbados ist in allen Unterszenarien das obere Reservoir im September die längste Zeit leer, sodass in diesem Zeitraum vermehrt biodieselbetriebene Generatoren benötigt werden. Im Juni ist das obere Reservoir aufgrund der guten Wetterbedingungen die meiste Zeit voll, sodass in diesem Zeitraum eine Versorgung des elektrischen Netzes mit Hilfe des Pumpspeicherkraftwerkes zusammen mit den installierten Windkraft- und Photovoltaikanlagen möglich ist. Das Energiemanagementsystem ist damit in der Lage in Abhängigkeit des Füllstandes des oberen Reservoirs des Pumpspeicherkraftwerkes das elektrische Netz wirtschaftlich optimal zu betreiben. Eine Erhöhung der Speicherkapazitäten des Pumpspeicherkraftwerkes hätte zur Folge, dass mehr elektrische Energie aus Photovoltaik- und Windkraftanlagen für Versorgung im September zur Verfügung stünde. Die schlechten Wetterbedingungen im September erschweren jedoch eine durch zusätzliche Speicherkapazitäten des Pumpspeicherkraftwerkes verursachte Steigerung der Versorgung aus Photovoltaik- und Windkraftanlagen.

Abbildung 81 bis Abbildung 92 zeigen die Einspeise- oder Bezugsleistungen des Pumpspeicherkraftwerkes, Biodieselgeneratoren sowie Windkraft- und Photovoltaikanlagen exklusive und inklusive aktivierter Regelleistung. In diesen Abbildungen ist ebenfalls zu erkennen, dass im September und Oktober weniger Einspeiseleistung vom Pumpspeicherkraftwerk sowie von den Windkraft- und Photovoltaikanlagen bereitgestellt wird. Im Juni kann aufgrund der guten Wetterbedingungen mit Hilfe der Einspeiseleistung aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen das obere Reservoir des Pumpspeicherkraftwerkes gefüllt und die elektrische Last im Netz gedeckt werden. In den Unterszenarien Z03 und Z04 sind keine Elektroautos sowie eine Versorgung der Kreuzfahrtschiffe aus dem elektrischen Netz vorgesehen, sodass hier die geringste Spitzenlast von 150 MW vorliegt. Der jährliche elektrische Energiebedarf liegt bei 996 GWh/a. Die größte Spitzenlast von 349 MW befindet sich in den Unterszenarien Z05 und Z06. Dies liegt zum einen an der Versorgung von Elektroautos und Kreuzfahrtschiffen aus dem elektrischen Netz und zum anderen am gewählten Ladeprofil der Elektroautos. Der jährliche elektrischen Energiebedarf liegt bei diesen Unterszenarien bei 1.305 GWh/a. Tabelle 25 zeigt die jährlich bereitgestellten oder vorgehaltenen Energiemengen der unterschiedlichen Anlagen im Szenario *Barbados Zukunft*. Die größten Energiemengen werden in allen Unterszenarien durch Photovoltaik- und Windkraftanlagen bereitgestellt. Die Biodieselgeneratoren stellen im Unterszenario Z05 mit 328 GWh/a die größte Energiemenge bereit. Dies ist auf die erhöhte Regelleistungsbereitstellung und auf das Ladeprofil der Elektroautos zurückzuführen. Die Biodieselgeneratoren werden im Unterszenario Z09 mit 162 GWh/a am wenigsten benötigt. In diesem

Unterszenario stellen die Photovoltaik- und Windkraftanlagen die größte Energiemenge von 1.312 MWh/a bereit und das Pumpspeicherkraftwerk unterstützt bei der Nutzung dieser Anlagen. Diese Energiemenge wird durch die große Installationsleistung der Photovoltaik- und Windkraftanlagen von 500 MW, dem Ladeprofil der Elektroautos und dem hohen elektrischen Energiebedarf von 1.305 GWh/a ermöglicht. Die geringste Einspeisung aus Photovoltaik- und Windkraftanlagen mit 820 GWh/a sowie die geringste Nutzung des Pumpspeicherkraftwerkes sind im Unterszenario *Z04* zu finden. Gründe dafür sind die geringen Installationsleistung der genannten Anlagen, der niedrige Bedarf an elektrischer Energie sowie eine geringere Bereitstellung an Regelleistung. Die größte Nutzung des Pumpspeicherkraftwerkes ist im Unterszenario *Z11* zu finden. Dies liegt an der großen Installationsleistung der Anlage mit 150 MW, der hohen Installationsleistung von Photovoltaik- und Windkraftanlagen mit 450 MW, dem großen Bedarf an elektrischer Energie und der erhöhten Regelleistungsbereitstellung.

Die Vorhaltung von positiver und negativer Regelleistung zum Ausgleich von Laständerungen oder Ausfall von elektrischen Anlagen ist in Abbildung 93 bis Abbildung 104 dargestellt. Der Einsatz von Windkraft- und Photovoltaikanlagen führt zu einem erhöhten Regelleistungsbedarf, sodass dieser mit einem negativen Vorzeichen berücksichtigt wird. Der geringste zusätzliche Regelleistungsbedarf für Windkraft- und Photovoltaikanlagen ist im Unterszenario *Z04* vorzufinden. Es werden hierfür jeweils 98 GWh/a für die Vorhaltung von positiver und negativer Regelleistung eingesetzt. Im Unterszenario *Z09* befindet sich der größte zusätzliche Regelleistungsbedarf für Windkraft- und Photovoltaikanlagen. Für die Vorhaltung von positiver und negativer Regelleistung werden hierfür jeweils 203 GWh/a benötigt. Die Simulationsergebnisse zeigen, dass weitestgehend die Regelleistung vom Pumpspeicherkraftwerk zur Verfügung gestellt wird. Im September und Oktober ist das obere Reservoir nahezu leer, sodass die Regelleistung in dieser Zeit vermehrt von die Biodieselgeneratoren zur Verfügung gestellt werden muss.

Die Auswirkungen eines Generatorsausfalls auf die Netzfrequenz im Szenario *Barbados Zukunft* bei einer minimalen elektrischen Last von 81,25 MW bis 81,81 MW sind in Tabelle 16 gezeigt. Aufgrund der kurzen Reaktionszeiten der Batterie kann sie die Ausfalleistung ohne Einsatz des unterfrequenzabhängigen Lastabwurfes ausgleichen, um das elektrische Netz zu stabilisieren. Das Unterszenario *Z04* zeigt die schlechteste Netzstabilität mit einer minimalen Netzfrequenz von 49,41 Hz aufgrund des Ausfalls eines Generators. Dies liegt zum einen an der gewählten Installationsleistung des Pumpspeicherkraftwerkes von 50,00 MW für dieses Unterszenario und zum anderen an der verhältnismäßig hohen Ausfalleistung. Hier liegt die Installationsleistung des Pumpspeicherkraftwerkes unterhalb der Minimallast, sodass dieses bei maximaler Einspeisung betrieben wird und die Differenz zur Minimallast von biodieselbetriebenen

Generatoren zu decken ist. In den anderen Unterszenarien liegt die Installationsleistung des Pumpspeicherkraftwerkes über der Minimallast, sodass sich die Last auf die in Betrieb befindlichen Anlagen aufteilt. Ein Ausfall eines Generators führt in diesen Unterszenarien zu einer minimalen Netzfrequenz von 49,76 Hz.

**Tabelle 16: Auswirkungen Generatorausfall Minimallast Szenario Barbados Zukunft**

<b>Unterszenario ID</b>	<b>Einspeiseleistung Generatoren ohne Ausfall in MW</b>	<b>Bereitstellung positive Regelleistung Generatoren ohne Ausfall in MW</b>	<b>Einspeiseleistung des ausfallenden Generators in MW</b>	<b>Bereitstellung positive Regelleistung des ausfallenden Generators in MW</b>	<b>Minimalwert der Netzfrequenz in Hz</b>	<b>Maximalwert der Netzfrequenz in Hz</b>	<b>Ausgelöste Frequenzstufe</b>
Z01	40,63	6,66	40,63	6,66	49,76	50,06	0
Z02	40,63	6,12	40,63	6,12	49,76	50,06	0
Z03	40,63	6,69	40,63	6,69	49,76	50,06	0
Z04	31,25	12,11	50,00	0,00	49,41	50,18	0
Z05	40,63	6,56	40,63	6,56	49,76	50,06	0
Z06	40,63	6,12	40,63	6,12	49,76	50,06	0
Z07	40,63	6,64	40,63	6,64	49,76	50,06	0
Z08	40,63	6,04	40,63	6,04	49,76	50,06	0
Z09	40,91	6,86	40,91	6,86	49,76	50,06	0
Z10	40,91	6,12	40,91	6,12	49,76	50,06	0
Z11	40,91	6,63	40,91	6,63	49,76	50,06	0
Z12	40,91	6,05	40,91	6,05	49,76	50,06	0

Das Verhalten der Netzfrequenz im Szenario *Barbados Zukunft* bei Minimallast ist in Abbildung 48 dargestellt. Es ist möglich die Netzfrequenz ohne Einsatz des unterfrequenzabhängigen Lastabwurfes innerhalb weniger Sekunden zu stabilisieren. Mit Hilfe der Anlagenregler kann sie wieder auf die Nennfrequenz von 50,0 Hz geregelt werden kann. In den Unterszenarien Z01 bis Z03 und Z05 bis Z08 beträgt die Minimallast 81,25 MW und die Ausfalleistung 40,63 MW, sodass sich hier die Netzfrequenz gleich verhält. In den Unterszenarien Z09 bis Z12 ist die

Minimallast mit 81,81 MW und die Ausfallleistung mit 40,91 MW geringfügig größer, sodass die Netzfrequenz ein ähnliches Verhalten aufweist. Im Unterszenario *Z04* ist die Ausfallleistung mit 50,00 MW bei einer Minimallast von 81,25 MW am größten. Das hat zur Folge, dass die Netzfrequenz einen minimalen Wert von 49,41 Hz besitzt und anschließend wieder mit Hilfe der Anlagenregler auf ihren Nennwert von 50,00 Hz geregelt wird.

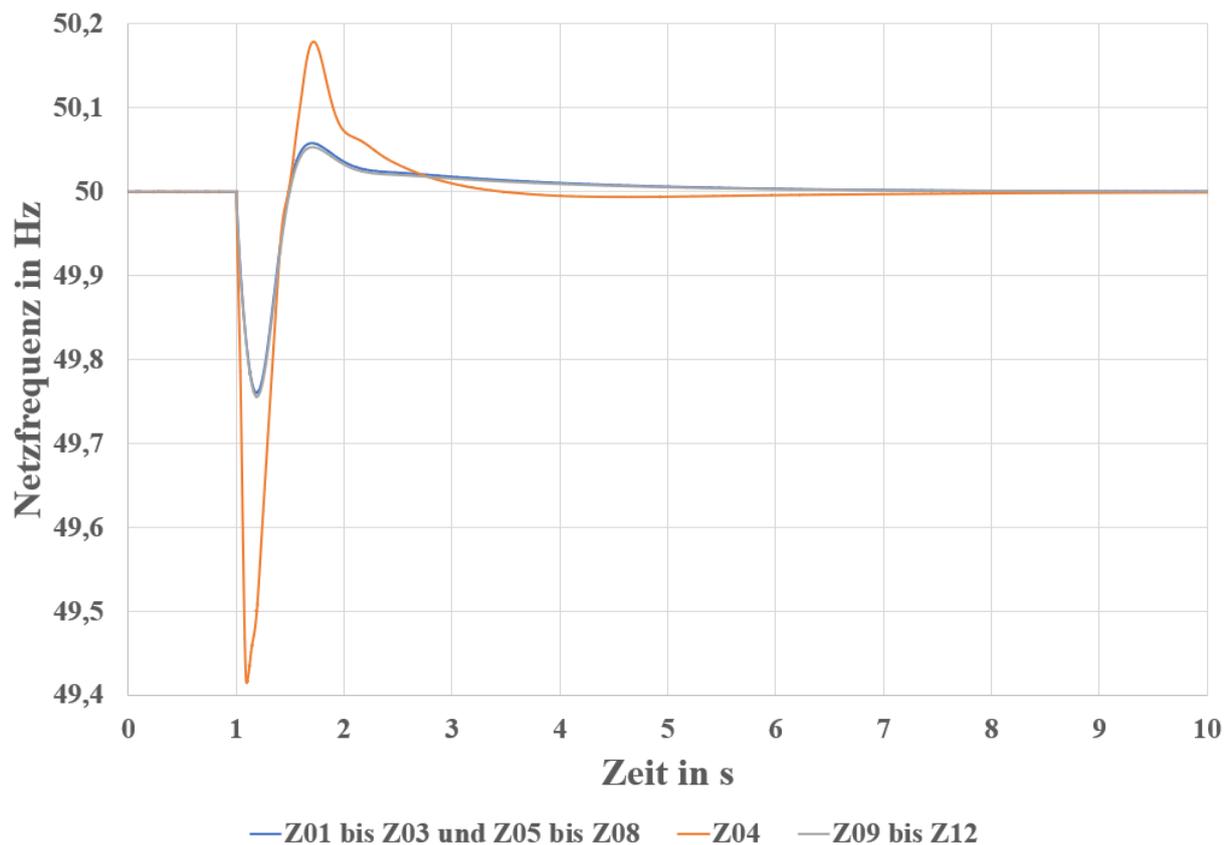


Abbildung 48: *Z01 bis Z12* Verhalten Netzfrequenz Generatorausfall und Minimallast  
(Quelle: eigene Darstellung)

Tabelle 17 zeigt die Auswirkungen eines Generatorausfalls mit der größten Einspeiseleistung auf die Netzfrequenz im Szenario *Barbados Zukunft* bei verschiedenen maximalen elektrischen Lasten von 183,85 MW für *Z01* und *Z02*, 150,00 MW für *Z03* und *Z04*, 348,57 MW für *Z05* und *Z06*, 302,82 MW für *Z07* und *Z08*, 273,59 MW für *Z09* und *Z10* und 248,75 MW für *Z11* und *Z12*. Aufgrund der kurzen Reaktionszeiten der Batterie ist in diesen Fällen zur Stabilisierung des elektrischen Netzes bei einem Generatorausfall im Pumpspeicherkraftwerk mit einer Einspeiseleistung von 50,00 MW kein unterfrequenzabhängiger Lastabwurf notwendig. Die schlechteste Netzstabilität zeigt das Unterszenario *Z04* mit einer minimalen Netzfrequenz von 49,62 Hz aufgrund des Ausfalls des Generators. Dies liegt an der gewählten Installationsleistung des Pumpspeicherkraftwerkes von 50,00 MW für dieses Unterszenario sowie an der geringen Maximallast von 150,00 MW und der damit verbundenen verhältnismäßig hohen Ausfallleistung. Das Unterszenario *Z05* zeigt mit einer minimalen Netzfrequenz von 49,86 Hz die

beste Netzstabilität. Dies liegt an der hohen Maximallast von 348,57 MW und der damit verbundenen verhältnismäßig geringeren Ausfallleistung sowie der gewählten Installationsleistung des Pumpspeicherkraftwerkes von 100,00 MW.

Tabelle 17: Auswirkungen Generatorausfall Maximallast Szenario *Barbados Zukunft*

Unterszenario ID	Einspeiseleistung Generatoren ohne Ausfall in MW	Bereitstellung positive Regelleistung Generatoren ohne Ausfall in MW	Einspeiseleistung des ausfallenden Generators in MW	Bereitstellung positive Regelleistung des ausfallenden Generators in MW	Minimalwert der Netzfrequenz in Hz	Maximalwert der Netzfrequenz in Hz	Ausgelöste Frequenzstufe
Z01	133,85	30,03	50,00	0,00	49,73	50,07	0
Z02	133,85	27,39	50,00	0,00	49,72	50,08	0
Z03	100,00	24,61	50,00	0,00	49,64	50,11	0
Z04	100,00	22,48	50,00	0,00	49,62	50,14	0
Z05	298,57	57,55	50,00	0,00	49,86	50,05	0
Z06	298,57	51,81	50,00	0,00	49,86	50,05	0
Z07	252,82	50,63	50,00	0,00	49,84	50,05	0
Z08	252,82	45,23	50,00	0,00	49,84	50,05	0
Z09	223,59	44,78	50,00	0,00	49,84	50,05	0
Z10	223,59	40,77	50,00	0,00	49,82	50,06	0
Z11	198,75	40,82	50,00	0,00	49,82	50,05	0
Z12	198,75	36,81	50,00	0,00	49,80	50,05	0

Das Verhalten der Netzfrequenz im Szenario *Barbados Zukunft* bei Spitzenlast ist in den folgenden Abbildungen zu sehen. In allen Unterszenarien ist es, ohne den Einsatz des unterfrequenzabhängigen Lastabwurfes möglich das elektrische Netz zu stabilisieren. Mit Hilfe der Anlagenregler kann die Netzfrequenz nach dem Generatorausfall innerhalb weniger Sekunden wieder auf 50,0 Hz geregelt werden. Im Unterszenario Z04 ist die schlechteste Netzstabilität mit einer minimalen Netzfrequenz von 49,62 Hz und im Unterszenario Z05 ist die beste Netzstabilität mit einer minimalen Netzfrequenz von 49,86 Hz zu sehen.

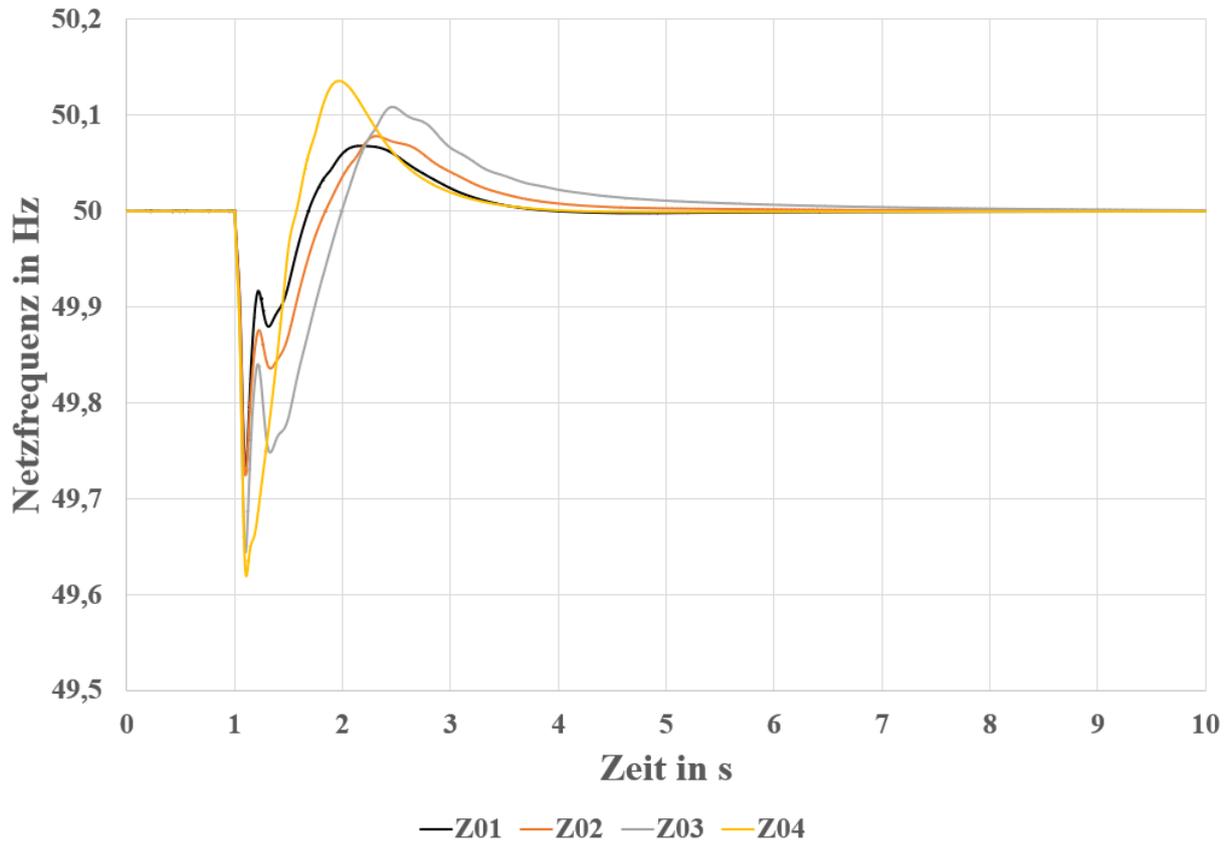


Abbildung 49: Z01 bis Z04 Verhalten Netzfrequenz Generatorausfall und Spitzenlast  
(Quelle: eigene Darstellung)

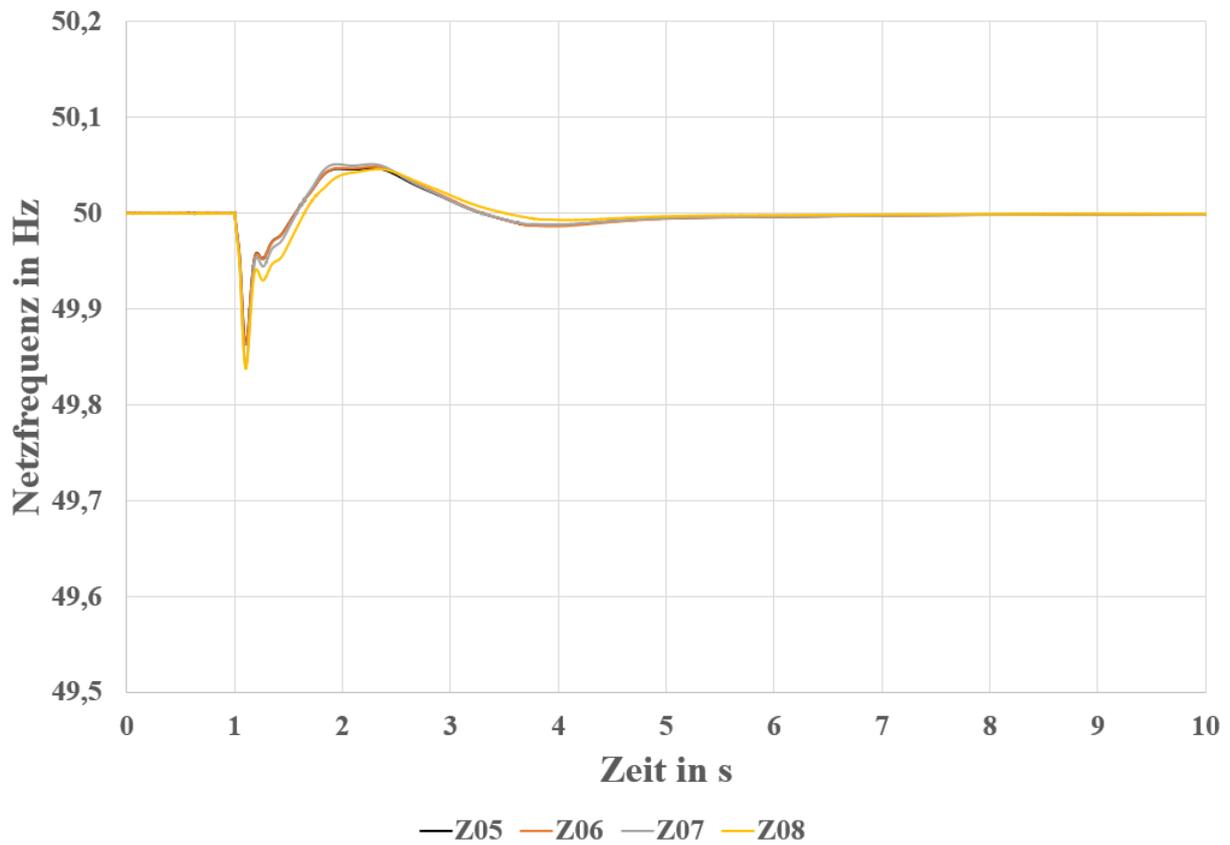


Abbildung 50: Z05 bis Z08 Verhalten Netzfrequenz Generatorausfall und Spitzenlast  
(Quelle: eigene Darstellung)

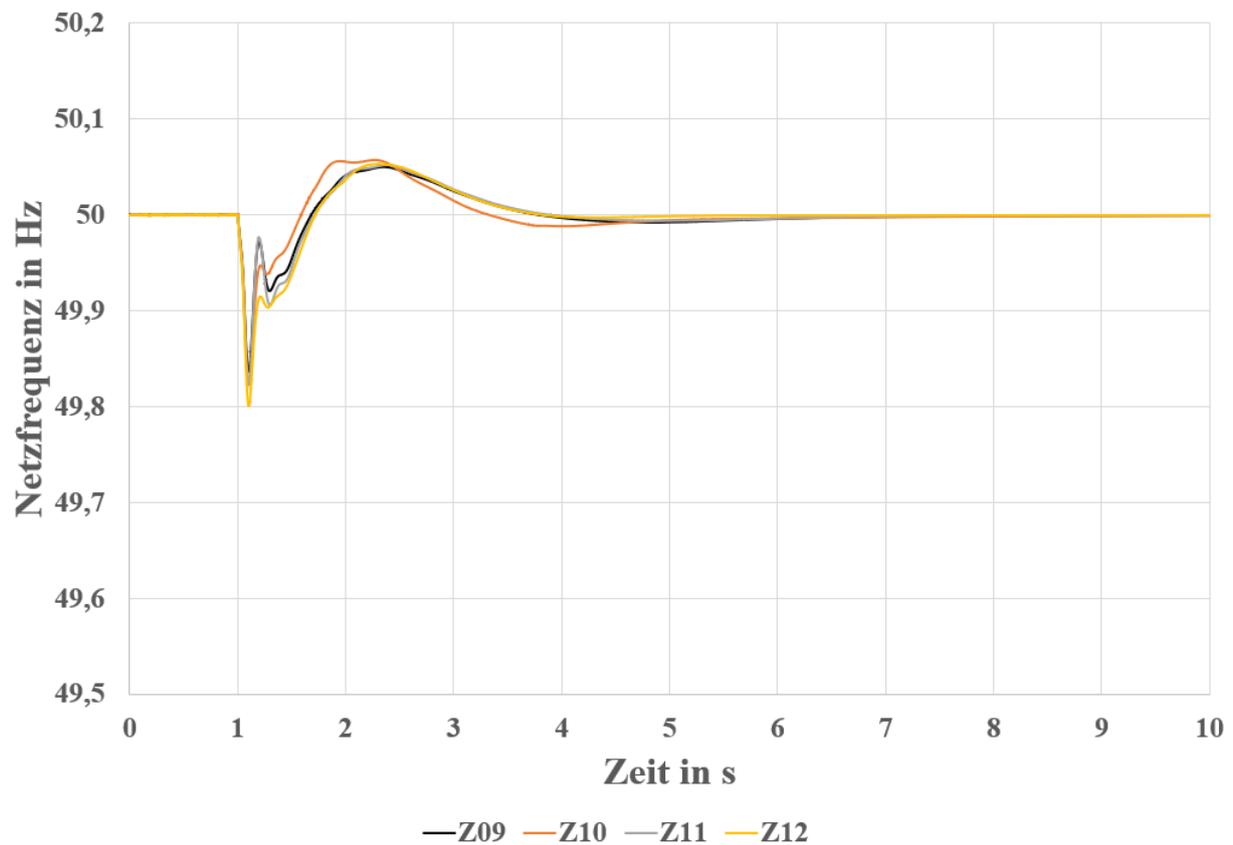


Abbildung 51: Z09 bis Z12 Verhalten Netzfrequenz Generatorausfall und Spitzenlast  
(Quelle: eigene Darstellung)

Die Ergebnisse zeigen, dass der unterfrequenzabhängige Lastabwurf für das Szenario *Barbados Zukunft* nicht zwingend erforderlich ist. Es wird jedoch empfohlen diese Funktion zu nutzen, um das elektrische Netz bei einem Defizit an Einspeiseleistung und nicht ausreichend vorgehaltener Regelleistung stabilisieren zu können. Die Batterieanlage inklusive Regler besitzt im Vergleich zu den im Szenario *Barbados Referenz* geregelten Generatoren eine schnellere Reaktionszeit, sodass die Folgen eines Generatorausfalls besser ausgeglichen werden können. In allen Unterszenarien ist das Energiemanagementsystem in der Lage das elektrische Netz zu stabilisieren und die nach einem Ausfall zur Verfügung stehenden Anlagen wirtschaftlich optimal zu betreiben.

## 7. Fazit

Diese Dissertation zeigt die optimale Integration von elektrischen Anlagen in ein von Diesel und Kerosin abhängiges Netz der Insel Barbados, um eine 100 % regenerative Energieversorgung zu erhalten. Das in dieser Arbeit vorgestellte Energiemanagementsystem ist in der Lage beide Energiesysteme stabil und wirtschaftlich zu betreiben und bietet die Möglichkeit durch seinen modularen Aufbau ebenfalls die Transformation zu begleiten. Die Ergebnisse zeigen, dass mit dem Einsatz eines Energiemanagementsystems und dem Aufbau zusätzlicher elektrischer Anlagen die Stromgestehungskosten gesenkt werden können. Die Stromgestehungskosten für das jetzige von Kraftstoffimporten abhängige elektrische Netz von Barbados hängen weitestgehend von einer gewählten Begrenzung der Einspeiseleistung von Generatoren ab, um die Netzstabilität zu steigern. Im Vergleich hierzu haben eine Verteilung der Regelleistungsbereitstellung auf unterschiedliche Generatoren oder eine Änderung der Menge an bereitgestellter Regelleistung weniger Auswirkungen auf die Stromgestehungskosten. Die Stromgestehungskosten für eine 100 % regenerative Energieversorgung hängen weitestgehend vom gewählten Ladeprofil der Elektroautos ab. Dabei sind sie am geringsten, wenn keine Elektroautos berücksichtigt werden und am höchsten, wenn die Elektroautos nach Ankunft zu Hause laden. Eine Erhöhung der Menge an bereitgestellter Regelleistung zur Steigerung der Netzstabilität führt in diesem elektrischen Netz zu steigenden Stromgestehungskosten. Das Energiemanagementsystem greift mit der Integration von Elektroautos und der Versorgung von Kreuzfahrtschiffen aus dem elektrischen Netz auch in den Verkehrssektor ein und sorgt somit für eine zusätzliche Dekarbonisierung. Die Ergebnisse zeigen, dass geforderte Netzstabilitäten trotz eines umfangreichen Ausbaus von Photovoltaik- und Windkraftanlagen eingehalten werden können. Ein Großteil des elektrischen Energiebedarfes kann zukünftig durch sie gedeckt werden. Die Biodieselegeneratoren dienen im zukünftigen elektrischen Netz von Barbados dazu bei schlechten Wetterbedingungen und leerem oberem Reservoir des Pumpspeicherkraftwerkes das elektrische Netz weiterhin sicher betreiben zu können. Dabei hat das Ladeprofil der Elektroautos die größten Auswirkungen auf die zu wählende Installationsleistung dieser Generatoren. Ein Pumpspeicherkraftwerk in Kombination mit einer Batterieanlage besitzt die notwendig kurze Reaktionszeit, um Laständerungen im elektrischen Netz von Barbados weitestgehend auszugleichen. Der Einfluss von mittleren Ausfall- und Reparaturzeiten auf die Stromgestehungskosten kann als gering angenommen werden.

Das vorgestellte Energiemanagementsystem ist in der Lage ein elektrisches Netz wirtschaftlich optimal zu betreiben und dabei die Netzstabilität zu berücksichtigen. Mit Hilfe der erstellten Modelle zur Beschreibung eines elektrischen Netzes kann es auf die vor Ort befindlichen

elektrischen Anlagen angepasst werden und ist demzufolge modular aufgebaut. Zu den Modellen zählen elektrische Leitungen, Speicher sowie Einspeise- und Bezugsanlagen. Somit kann das Energiemanagementsystem schnell auf Änderungen am elektrischen Netz oder auf einen Ausbau von elektrischen Anlagen reagieren. Eine Analyse des Verhaltens eines elektrischen Netzes bei unterschiedlichen Ereignissen wie beispielsweise einem Generatorausfall kann mit Hilfe weiterer in dieser Arbeit vorgestellter Modelle erfolgen. Die Simulationsergebnisse zeigen, dass die Funktion zur Begrenzung der Einspeise- und Bezugsleistung von Maschinen sowie die Funktion eines Mindest- und Maximalwertes für die Bereitstellung von Regelleistung positive Auswirkungen auf die Netzstabilität haben. Jedoch wirken sie sich gleichzeitig negativ auf die Stromgestehungskosten aus. Weiterhin zeigen die Simulationsergebnisse, dass Letztmaßnahmen wie ein unterfrequenzabhängiger Lastabwurf bei der Stabilisierung eines elektrischen Netzes bei einem Defizit an Einspeiseleistung helfen. Das derzeitige von Kraftstoffimporten abhängige elektrische Netz von Barbados benötigt ein solches Schutzsystem, um gerade bei Minimallast die Auswirkungen eines Generatorausfalls zu minimieren. Für das zukünftige elektrische Netz sinkt die Notwendigkeit eines solchen Schutzsystems. Jedoch sollte auch in diesem Fall der unterfrequenzabhängige Lastabwurf eingesetzt werden, um das Risiko eines Gesamtausfalls des elektrischen Netzes zu verringern.

In dieser Arbeit werden für die Optimierung der Installationsleistungen verschiedenster Technologien neben wirtschaftlichen Eigenschaften auch technische Eigenschaften wie eine geforderte Netzstabilität berücksichtigt, sodass praxisnahe Simulationsergebnisse entstehen. Mit Hilfe des entwickelten Gleichungssystems zur Beschreibung von Energiesystemen ist es möglich eine stabile Regelung des elektrischen Netzes von Barbados zu unterstützen, sodass dieses wirtschaftlich optimal betrieben werden kann. Eine Integration des beschriebenen Energiemanagementsystems und der Aufbau weiterer elektrischer Anlagen auf Barbados hätte für die Einwohner zur Folge, dass die Strompreise sinken können und zunehmend unabhängiger von Kraftstoffimporten werden.

Die Anwendung des in dieser Arbeit vorgestellten Energiemanagementsystems beschränkt sich aufgrund einer Zusammenfassung elektrischer Lasten an Knotenschwerpunkten auf die oberste Spannungsebene. Lokale Effekte in der Mittel- und Niederspannung werden nicht betrachtet. Mit den heutigen Erkenntnissen bezüglich der gesunkenen Kosten für Photovoltaikanlagen müssen die Installationsleistungen für diese Anlagen steigen, um die Stromgestehungskosten in den verschiedenen Unterszenarien weiter absenken zu können. Eine Berücksichtigung von Übertragungsleistungen der Kabel und Freileitungen sind in den Simulationsergebnissen enthalten. Es wird jedoch davon ausgegangen, dass mögliche Engpässe durch beispielsweise Stromwandler, Leistungsschalter oder Sammelschienen die Übertragungsleistung von Kabeln

oder Freileitungen nicht negativ beeinflussen. Für die Bestimmung der Übertragungsleistung von Kabeln oder Freileitungen werden Dauerstrombelastbarkeiten verwendet, sodass diese mit konservativen Werten angenommen ist. Innerhalb dieser Arbeit werden selbstlernende Algorithmen nicht berücksichtigt, welche die Verarbeitungsgeschwindigkeit von komplexen Systemen erhöhen können. Sie können beispielsweise dazu verwendet werden, um das Anlagenverhalten von Photovoltaik- oder Windkraftanlagen zu beschreiben. Auf Basis von Wetterdaten für die Vorhersagewerte der Einspeiseleistung und dem Vergleich mit gemessenen Einspeiseleistungen lernt der Algorithmus das Anlagenverhalten.

## 8. Ausblick

Im Bereich der Energiemanagementsysteme gibt es eine Vielzahl von Bereichen, die mit Hilfe der Forschung und Weiterentwicklung verbessert oder optimiert werden können. Eines der wichtigsten Themen ist die Entwicklung von Algorithmen oder Modellen für immer komplexer werdende Energiesysteme, welche auch sektorenübergreifend operieren und dabei gestellte Anforderungen erfüllen. Mit Hilfe von Speichern können variable und unvorhergesehene Einspeisungen von Photovoltaik- und Windkraftanlagen ausgeglichen werden. Wichtig bleibt die Erforschung von Energiespeicherlösungen, damit ein Energiemanagementsystem auf eine möglichst große Anzahl verschiedener Speichertechnologien zugreifen kann und somit optimal an gegebene Bedingungen anpassbar ist. Dabei bieten künstliche Intelligenz und maschinelles Lernen Weiterentwicklungsmöglichkeiten, um Energiebedarfe präziser vorhersagen und optimieren zu können. Eine geschützte Kommunikation und das erfolgreiche Abwehren von äußeren Manipulationsversuchen wird mit komplexer und einflussreicher werdenden Energiemanagementsystemen immer wichtiger, sodass hierfür die entsprechenden Sicherheitsmechanismen ständig weiterzuentwickeln sind. Für Energiemanagementsysteme sind aber auch regulatorische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen weitere wichtige Themengebiete, die zukünftig zu untersuchen sind, um langfristig die Effizienz dieser Systeme zu gewährleisten.

Energiemanagementsysteme werden zunehmend wichtiger für den Ausbau von erneuerbaren Energien wie Photovoltaik- oder Windkraftanlagen, um fluktuierende Energiequellen effizient in ein elektrisches Netz integrieren zu können. Dabei unterstützen Förderprogramme neben dem Ausbau dieser Quellen auch die Entwicklung von Energiemanagementsystemen. Künstliche Intelligenz spielt dabei eine wichtige Rolle bei der Dynamisierung solcher Systeme. Selbst lernende Algorithmen, welche auch bei komplexen elektrischen Netzen in kürzester Zeit effiziente Entscheidungen treffen können, werden in Zukunft immer wichtiger. Sie können ebenfalls für genauere oder schnellere Prognosewerte eingesetzt werden und erlauben somit eine effiziente Einsatzplanung. Ein Energiemanagementsystem kann neben dem optimalen Einsatz von Einspeiseleistung auch einen optimalen Einsatz von Bezugsleistungen ermitteln. Dabei kann es sich um einzelne Haushaltsgeräte oder um größere Industrieanlagen handeln. Die Nutzung einer Optimierung von Bezugsleistungen kann den Bedarf an Speicherkapazitäten im elektrischen Netz reduzieren. Das Thema Cybersicherheit wird für zunehmend automatisierte Energiesysteme immer wichtiger. Erfolgreiche Angriffe auf ein Energiemanagementsystem hätten weitreichende Folgen und beeinträchtigen kritische Dienste wie Krankenhäuser oder Verkehrssysteme. Für moderne Gesellschaften ist die Zuverlässigkeit der Energieversorgung wichtig und demzufolge mit Hilfe von Cybersicherheit zu schützen.

Aufgrund der Berücksichtigung von unvorhergesehen Laständerungen wie beispielsweise Wetteränderungen oder Generatorausfällen kann der in dieser Arbeit entwickelte Algorithmus zur Bestimmung optimaler Installationsleistungen unterschiedlicher elektrischer Anlagen ebenfalls für den Aufbau eines Energiemanagementsystems für das elektrische Netz von Barbados genutzt werden. Der Netzbetreiber hat die Möglichkeit das elektrische Netz mit Hilfe des vorgestellten Gleichungssystems zu beschreiben und gewünschte Bedingungen wie eine geforderte Netzstabilität festzulegen. Mit geringen Investitionskosten lässt sich ein solches Energiemanagementsystem aufbauen oder idealerweise in ein bestehendes System integrieren. Benötigte Informationen elektrischer Anlagen erhält ein solches Energiemanagementsystem über ein Kommunikationsnetzwerk und kann auf dieser Basis Sollwerte für die Einspeise- oder Bezugsleistung unterschiedlicher Anlagen ermitteln. Diese können ebenfalls mit Hilfe des Kommunikationsnetzwerkes übertragen werden. Funktionen wie ein Auslastungs- oder Freileitungsmonitoring können zusätzlich in ein Energiemanagementsystem integriert werden, sodass gesteigerte Übertragungsfähigkeiten des elektrischen Netzes berücksichtigt werden können.

Das vorgestellte Energiemanagementsystem unterstützt den Aufbau einer 100 % regenerativen Energieversorgung unter Berücksichtigung der Netzstabilität und trägt damit dazu bei, dass die Insel Barbados unabhängiger von Kraftstoffimporten wird. Dies führt zu einer Reduktion der auf Barbados erzeugten CO<sub>2</sub>-Emissionen. Im weltweiten Vergleich hat diese Insel jedoch wenig Einfluss auf den Klimawandel. Das in dieser Arbeit vorgestellte Gleichungssystem für ein Energiemanagementsystem kann aber auf andere elektrische Netze übertragen werden. Es bietet somit für weitere Länder die Option ebenfalls durch eine 100 % regenerative Energieversorgung die CO<sub>2</sub>-Emissionen weltweit zu senken und zur Erreichung globaler Klimaziele beizutragen.

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Methodisches Vorgehen.....	- 5 -
Abbildung 2: Struktur Regelung für Wirkleistungseinspeisung.....	- 8 -
Abbildung 3: Verhalten droop-Kennlinie für Wirkleistung/Netzfrequenz.....	- 9 -
Abbildung 4: Verhalten der Netzfrequenz bei Laständerungen .....	- 9 -
Abbildung 5: Verhalten Spannung bei der Anlage bei Änderungen der Einspeiseleistung .....	- 11 -
Abbildung 6: Verlauf der elektrischen Last von Barbados .....	- 14 -
Abbildung 7: angenommene elektrische Last der Kreuzfahrtschiffe .....	- 15 -
Abbildung 8: Lastprofil Elektrofahrzeuge sofortiges Laden nach Ankunft zu Hause .....	- 16 -
Abbildung 9: Lastprofil Elektrofahrzeuge photovoltaikorientierte Ladung.....	- 17 -
Abbildung 10: Durchschnittlicher Kapazitätsfaktor für Windkraftanlagen auf Barbados .....	- 18 -
Abbildung 11: mögliche Installationsstandorte von Windkraftanlagen auf Barbados .....	- 19 -
Abbildung 12: Durchschnittlicher Kapazitätsfaktor Photovoltaikanlagen auf Barbados.....	- 21 -
Abbildung 13: Kapazitätsfaktoren für Windkraft- und Photovoltaikanlagen auf Barbados .....	- 22 -
Abbildung 14: Aufbau eines Energiemanagementsystems .....	- 24 -
Abbildung 15: Funktionsweise Energiemanagementsystem.....	- 26 -
Abbildung 16: mögliche Regelleistung Dieselgeneratoren, Gas- und Dampfturbinen .....	- 31 -
Abbildung 17: Modell Dieselgeneratoren oder Gas- und Dampfturbinen .....	- 35 -
Abbildung 18: Dieselgeneratoren, Gas- und Dampfturbinen Einspeisebegrenzung .....	- 35 -
Abbildung 19: Dieselgeneratoren, Gas- und Dampfturbinen Regelleistungsverteilung .....	- 37 -
Abbildung 20: Modell für Gasturbinen mit Speicher.....	- 42 -
Abbildung 21: Modell für Pumpspeicherkraftwerk ohne Regelleistungsbereitstellung.....	- 49 -
Abbildung 22: Einspeisung und Bezug Pumpspeichermaschineneinheit und Windkraft .....	- 56 -
Abbildung 23: Regelleistung Pumpspeichermaschineneinheit und Windkraft.....	- 57 -
Abbildung 24: Einspeisung und Bezug Pumpspeichermaschineneinheit und Photovoltaik .....	- 59 -
Abbildung 25: Regelleistung Pumpspeichermaschineneinheit und Photovoltaik.....	- 60 -
Abbildung 26: Ermittlung Anzahl notwendiger Simulationen Stabilitätsanalyse.....	- 70 -
Abbildung 27: Berücksichtigung von Lastprognosefehlern in Stabilitätsanalyse.....	- 71 -
Abbildung 28: maximale positive und negative Regelleistung Kabel und Freileitungen .....	- 77 -
Abbildung 29: Aufbau Modell für Kabel und Freileitungen.....	- 80 -
Abbildung 30: Arbeitsweise Modell für Kabel oder Freileitungen.....	- 81 -
Abbildung 31: Übertragungsleistung von Freileitungen .....	- 83 -
Abbildung 32: Simulationsmodell Dieselgenerator zur Analyse des Frequenzverhaltens.....	- 86 -
Abbildung 33: Ersatzschaltbild Models Synchronmaschine .....	- 87 -
Abbildung 34: Ermittlung Sollwert für Einspeiseleistung für einen Dieselgenerator .....	- 88 -
Abbildung 35: Droop-Charakteristik für Dieselgeneratoren mit Droop-Faktor 3 % .....	- 89 -
Abbildung 36: Simulationsmodell Dieselmotor zur Analyse des Frequenzverhaltens .....	- 90 -
Abbildung 37: Simulationsmodell Regelung Erregerspannung Synchrongenerator .....	- 90 -
Abbildung 38: Simulationsmodell Synchronmaschine Pumpspeicherkraftwerk .....	- 91 -
Abbildung 39: Simulationsmodell eines Batterieumrichters.....	- 91 -
Abbildung 40: Simulationsmodell zur Regelung eines Batterieumrichters .....	- 93 -
Abbildung 41: Simulationsmodell für unterfrequenzabhängigen Lastabwurf .....	- 94 -
Abbildung 42: Verteilung Last auf Knotenschwerpunkte Szenario <i>Barbados Referenz</i> .....	- 96 -

Abbildung 43: <i>R03 bis R09</i> Netzfrequenz Generatorausfall und Minimallast.....	- 109 -
Abbildung 44 <i>R14 bis R19</i> Netzfrequenz Generatorausfall und Minimallast.....	- 109 -
Abbildung 45: <i>R03 bis R09</i> Netzfrequenz Generatorausfall und Spitzenlast.....	- 112 -
Abbildung 46: <i>R14 bis R19</i> Netzfrequenz Generatorausfall und Spitzenlast.....	- 112 -
Abbildung 47: Verteilung Last auf Knotenschwerpunkte Szenario <i>Barbados Zukunft</i> .....	- 114 -
Abbildung 48: <i>Z01 bis Z12</i> Verhalten Netzfrequenz Generatorausfall und Minimallast.....	- 124 -
Abbildung 49: <i>Z01 bis Z04</i> Verhalten Netzfrequenz Generatorausfall und Spitzenlast .....	- 126 -
Abbildung 50: <i>Z05 bis Z08</i> Verhalten Netzfrequenz Generatorausfall und Spitzenlast .....	- 126 -
Abbildung 51: <i>Z09 bis Z12</i> Verhalten Netzfrequenz Generatorausfall und Spitzenlast .....	- 127 -
Abbildung 52: Simulationsergebnisse Unterszenario <i>R03</i> .....	xxxvi
Abbildung 53: Simulationsergebnisse Unterszenario <i>R05</i> .....	xxxvii
Abbildung 54: Simulationsergebnisse Unterszenario <i>R07</i> .....	xxxviii
Abbildung 55: Simulationsergebnisse Unterszenario <i>R09</i> .....	xxxix
Abbildung 56: Simulationsergebnisse Unterszenario <i>R14</i> .....	xl
Abbildung 57: Simulationsergebnisse Unterszenario <i>R16</i> .....	xli
Abbildung 58: Simulationsergebnisse Unterszenario <i>R17</i> .....	xlII
Abbildung 59: Simulationsergebnisse Unterszenario <i>R19</i> .....	xlIII
Abbildung 60: Leistungsdifferenzen Zeitraum Woche Unterszenarien <i>R01 bis R10</i> .....	xlVII
Abbildung 61: Leistungsdifferenzen Zeitraum Woche Unterszenarien <i>R11 bis R19</i> .....	xlVIII
Abbildung 62: Leistungsdifferenzen Zeitraum Woche Unterszenarien <i>R20 bis R28</i> .....	xlIX
Abbildung 63: Einspeiseleistungen für das Unterszenario <i>R03</i> .....	I
Abbildung 64: Einspeiseleistungen für das Unterszenario <i>R05</i> .....	II
Abbildung 65: Einspeiseleistungen für das Unterszenario <i>R07</i> .....	III
Abbildung 66: Einspeiseleistungen für das Unterszenario <i>R09</i> .....	IIII
Abbildung 67: Einspeiseleistung für das Unterszenario <i>R14</i> .....	IV
Abbildung 68: Einspeiseleistungen für das Unterszenario <i>R16</i> .....	V
Abbildung 69: Einspeiseleistungen für das Unterszenario <i>R17</i> .....	VI
Abbildung 70: Einspeiseleistungen für das Unterszenario <i>R19</i> .....	VII
Abbildung 71: Vorhaltung Regelleistungen für das Unterszenario <i>R03</i> .....	VIII
Abbildung 72: Vorhaltung Regelleistungen für das Unterszenario <i>R05</i> .....	IX
Abbildung 73: Vorhaltung Regelleistungen für das Unterszenario <i>R07</i> .....	X
Abbildung 74: Vorhaltung Regelleistungen für das Unterszenario <i>R09</i> .....	XI
Abbildung 75: Vorhaltung Regelleistungen für das Unterszenario <i>R14</i> .....	XII
Abbildung 76: Vorhaltung Regelleistungen für das Unterszenario <i>R16</i> .....	XIII
Abbildung 77: Vorhaltung Regelleistungen für das Unterszenario <i>R17</i> .....	XIV
Abbildung 78: Vorhaltung Regelleistungen für das Unterszenario <i>R19</i> .....	XV
Abbildung 79: Leistungsdifferenzen Zeitraum Jahr Unterszenarien <i>Barbados Referenz</i> .....	lxVII
Abbildung 80: Elektrisches Netz für Szenario <i>Barbados Referenz</i> .....	lxX
Abbildung 81: Einspeiseleistungen <i>Z01</i> .....	lxXII
Abbildung 82: Einspeiseleistungen <i>Z02</i> .....	lxXIII
Abbildung 83: Einspeiseleistungen <i>Z03</i> .....	lxXIV
Abbildung 84: Einspeiseleistungen <i>Z04</i> .....	lxXV
Abbildung 85: Einspeiseleistungen <i>Z05</i> .....	lxXVI
Abbildung 86: Einspeiseleistungen <i>Z06</i> .....	lxXVII
Abbildung 87: Einspeiseleistungen <i>Z07</i> .....	lxXVIII
Abbildung 88: Einspeiseleistungen <i>Z08</i> .....	lxXIX

Abbildung 89: Einspeiseleistungen Z09 .....	lxxx
Abbildung 90: Einspeiseleistungen Z10 .....	lxxxi
Abbildung 91: Einspeiseleistungen Z11 .....	lxxxii
Abbildung 92: Einspeiseleistungen Z12 .....	lxxxiii
Abbildung 93: Vorhaltung Regelleistungen Z01 .....	lxxxiv
Abbildung 94: Vorhaltung Regelleistungen Z02 .....	lxxxv
Abbildung 95: Vorhaltung Regelleistungen Z03 .....	lxxxvi
Abbildung 96: Vorhaltung Regelleistungen Z04 .....	lxxxvii
Abbildung 97: Vorhaltung Regelleistungen Z05 .....	lxxxviii
Abbildung 98: Vorhaltung von Regelleistung Z06 .....	lxxxix
Abbildung 99: Vorhaltung Regelleistung Z07 .....	xc
Abbildung 100: Vorhaltung Regelleistungen Z08 .....	xci
Abbildung 101: Vorhaltung Regelleistungen Z09 .....	xcii
Abbildung 102: Vorhaltung Regelleistungen Z10 .....	xciii
Abbildung 103: Vorhaltung Regelleistungen Z11 .....	xciv
Abbildung 104: Vorhaltung Regelleistungen Z12 .....	xcv
Abbildung 105: potenziell gespeicherte Energie oberes Reservoir Z01 bis Z04 .....	xcvi
Abbildung 106: potenziell gespeicherte Energie oberes Reservoir Z05 bis Z08 .....	xcvii
Abbildung 107: potenziell gespeicherte Energie oberes Reservoir Z09 bis Z12 .....	xcviii
Abbildung 108: Leistungsdifferenzen Unterszenarien Z01 bis Z04 <i>Barbados Zukunft</i> .....	c
Abbildung 109: Leistungsdifferenzen Unterszenarien Z05 bis Z08 <i>Barbados Zukunft</i> .....	c
Abbildung 110: Leistungsdifferenzen Unterszenarien Z09 bis Z12 <i>Barbados Zukunft</i> .....	ci
Abbildung 111: Elektrisches Netz für Szenario <i>Barbados Zukunft</i> .....	cv

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Daten zu den sieben Windzonen auf Barbados .....	- 20 -
Tabelle 2: Eigenschaften Dieseldgeneratoren, Gas- und Dampfturbinen ohne Speicher.....	- 30 -
Tabelle 3: Eigenschaften Gasturbinen mit Speicher .....	- 39 -
Tabelle 4: Eigenschaften Maschinen im Pumpspeicherkraftwerk ohne Regelleistung.....	- 45 -
Tabelle 5: Eigenschaften Maschinen im Pumpspeicherkraftwerk mit Regelleistung .....	- 51 -
Tabelle 6: Eigenschaften Speicher .....	- 61 -
Tabelle 7: Eigenschaften Photovoltaik- oder Windkraftanlagen.....	- 65 -
Tabelle 8: Eigenschaften Funktion Änderung elektrischer Last am Knotenschwerpunkt .....	- 68 -
Tabelle 9: Ermittlung Anzahl notwendiger Simulationen innerhalb der Stabilitätsanalyse.....	- 69 -
Tabelle 10: Eigenschaften Knotenschwerpunkt .....	- 74 -
Tabelle 11: Eigenschaften Kabel und Freileitungen .....	- 76 -
Tabelle 12: technische Eigenschaften Freileitung.....	- 82 -
Tabelle 13: Auswirkungen Generatorausfall Minimallast Szenario <i>Barbados Referenz</i> .....	- 108 -
Tabelle 14: Auswirkungen Generatorausfall Spitzenlast Szenario <i>Barbados Referenz</i> .....	- 110 -
Tabelle 15: Unterszenarien für das Szenario <i>Barbados Zukunft</i> .....	- 113 -
Tabelle 16: Auswirkungen Generatorausfall Minimallast Szenario <i>Barbados Zukunft</i> .....	- 123 -
Tabelle 17: Auswirkungen Generatorausfall Maximallast Szenario <i>Barbados Zukunft</i> .....	- 125 -
Tabelle 18: Ergebnisse Szenario <i>Barbados Referenz</i> Regelleistungsvorhaltung 20,0 %.....	xliv
Tabelle 19: Ergebnisse Szenario <i>Barbados Referenz</i> Regelleistungsvorhaltung 17,5 %.....	xlv
Tabelle 20: Ergebnisse Szenario <i>Barbados Referenz</i> Regelleistungsvorhaltung 15,0 %.....	xlvi
Tabelle 21: Ergebnisse für ausgewählte Unterszenarien von <i>Barbados Referenz</i> .....	lxvi
Tabelle 22: technische Daten der Generatoren Szenario <i>Barbados Referenz</i> .....	lxviii
Tabelle 23: wirtschaftliche Daten der Generatoren Szenario <i>Barbados Referenz</i> .....	lxix
Tabelle 24: Ergebnisse Szenario <i>Barbados Zukunft</i> exkl. Reparaturzeiten.....	lxxi
Tabelle 25: Ergebnisse für das Szenario <i>Barbados Zukunft</i> .....	xcix
Tabelle 26: technische Daten biodieselbetriebener Generatoren Szenario <i>Barbados Zukunft</i> .....	cii
Tabelle 27: technische Daten des Pumpspeicherkraftwerkes Szenario <i>Barbados Zukunft</i> .....	cii
Tabelle 28: technische Daten der Windkraftanlagen Szenario <i>Barbados Zukunft</i> .....	cii
Tabelle 29: Daten zentraler Photovoltaikanlagen Szenario <i>Barbados Zukunft</i> .....	ciii
Tabelle 30: Daten Photovoltaikanlagen privater Haushalte Szenario <i>Barbados Zukunft</i> .....	ciii
Tabelle 31: wirtschaftliche Daten der Generatoren Szenario <i>Barbados Zukunft</i> .....	civ
Tabelle 32: Einfluss ARIMA-Modells auf Leistungsprognose für Photovoltaikanlagen .....	cvi
Tabelle 33: Einfluss ARIMA-Modells auf Leistungsprognose für Windkraftanlagen .....	cvii

## Abkürzungsverzeichnis

ERIS	Index zur quantitativen Beurteilung der Versorgungssicherheit
LCOE	Stromgestehungskosten
MERRA-2	Modern-Era Retrospektive-Analyse für Forschung und Anwendung, Version 2
MILP	Gemischt-ganzzahlige lineare Optimierung
MTBF	mittlere Ausfallzeit zwischen Fehlern
MTTR	durchschnittliche Reparaturzeit zwischen Fehlern

## Symbolverzeichnis

$a_1$	Zufallszahl zur Ermittlung der Änderung der Windgeschwindigkeit innerhalb eines Zeitschrittes
$a_2$	Zufallszahl zur Ermittlung der Änderung der Windgeschwindigkeit innerhalb eines Zeitschrittes
$a_{Anlagen,st}$	innerhalb der Stabilitätsanalyse: Anzahl aller Einheiten, Kabel und Freileitungen am Knotenschwerpunkt
$a_{diesel}$	Anzahl aller Dieselgeneratoren am Knotenschwerpunkt
$a_{Einsp,wi}$	innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung: Anzahl aller Einheiten, Kabel und Freileitungen am Knotenschwerpunkt, welche elektrische Leistung oder Regelleistung bereitstellen
$A_{eq,st}$	Matrix zur Berücksichtigung von linearen Gleichungen als Nebenbedingung der Prüfung der Netzstabilität
$A_{eq,wi}$	Matrix zur Berücksichtigung von linearen Gleichungen als Nebenbedingung der wirtschaftlichen Optimierung
$a_{gt}$	Anzahl aller Gasturbineneinheiten am Knotenschwerpunkt
$a_{Kabel}$	Anzahl aller Kabel und Freileitungen am Knotenschwerpunkt
$a_{pump}$	Anzahl aller mit einem Speicher verbundenen Pumpen
$a_{PV,Wind}$	Anzahl aller Einheiten von Photovoltaik- oder Windkraftanlagen am Knotenschwerpunkt
$A_{st}$	Matrix zur Berücksichtigung von linearen Ungleichungen als Nebenbedingungen der Prüfung der Netzstabilität
$a_{turb}$	Anzahl aller mit einem Speicher verbundenen Turbinen
$a_{w,m}$	Anzahl aller Maschineneinheiten von Pumpspeichermaschineneinheiten mit Regelleistungsbereitstellung am Knotenschwerpunkt
$a_{w,o}$	Anzahl aller Maschineneinheiten von Pumpspeichermaschineneinheiten ohne Regelleistungsbereitstellung am Knotenschwerpunkt
$A_{wi}$	Matrix zur Berücksichtigung von linearen Ungleichungen als Nebenbedingungen der wirtschaftlichen Optimierung
$b_{Bezug,wi}$	innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung: Anzahl aller Einheiten, Kabel und Freileitungen am Knotenschwerpunkt, welche elektrische Leistung oder Regelleistung benötigen
$b_{eq,st}$	Vektor zur Berücksichtigung von linearen Gleichungen als Nebenbedingungen der Prüfung der Netzstabilität
$b_{eq,wi}$	Vektor zur Berücksichtigung von linearen Gleichungen als Nebenbedingungen der wirtschaftlichen Optimierung
$b_{st}$	Vektor zur Berücksichtigung von linearen Ungleichungen als Nebenbedingungen der Prüfung der Netzstabilität
$b_{wi}$	Vektor zur Berücksichtigung von linearen Ungleichungen als Nebenbedingungen der wirtschaftlichen Optimierung
$c_i^{brst}$	Brennstoffkosten der Einheit $i$
$c_i^{capex}$	annualisierte Investitionskosten der Einheit $i$
$c_i^{opex}$	Betriebskosten der Einheit $i$
$c_i^{var}$	variable Betriebs- und Instandhaltungskosten der Einheit $i$
$capex_i$	spezifische Investitionskosten der Einheit $i$
$d$	mittlerer Leiterabstand einer Freileitung
$d_f$	Droop-Faktor
$E_b$	nach Ausfallsimulation ermittelter benötigter Energiebedarf für Einspeise- oder Bezugsleistung einer Maschineneinheit

$E_{gt}$	im Gasspeicher gespeicherte chemische Energie
$E_{net}$	Nettoenergiebedarf
$E_{redu,wi}$	zu reduzierende Energiemenge im Speicher durch Ablass von Gas oder Wasser
$E_{reservoir}$	im oberen Reservoir des Pumpspeicherkraftwerkes gespeicherte potenzielle Energie
$f$	Netzfrequenz
$f_{max}$	maximal zulässige Netzfrequenz
$f_{min}$	minimal zulässige Netzfrequenz
$f_n$	Nennfrequenz eines elektrischen Netzes
$f_i^{om}$	fixe Betriebs- und Instandhaltungskosten der Einheit $i$
$\underline{L}_n^*$	konjugiert komplexer Mitsystemstrom
$\underline{L}_1$	einzuspeisender Strom L1 vom Batterieumrichter
$\underline{L}_2$	einzuspeisender Strom L2 vom Batterieumrichter
$i_d$	d-Komponente des Statorstromes einer Synchronmaschine im d, q-System
$i_{fd}$	Strom durch die Erregerwicklung einer Synchronmaschine d-System
$i_{kd}$	Strom durch die Dämpferwicklung einer Synchronmaschine d-System
$i_{kq1}$	Strom durch die Dämpferwicklung einer Synchronmaschine q-System
$i_{kq2}$	Strom durch die Dämpferwicklung einer Synchronmaschine q-System
$\underline{L}_m$	Mitsystemstrom
$i_q$	q-Komponente des Statorstromes einer Synchronmaschine im d, q-System
$intcon$	Vektor zur Berücksichtigung von ganzzahligen Variablen innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung
$J$	Trägheitsmoment
$K_1$	innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung: Korrekturfaktor für die variablen Kosten der Einspeiseleistung der Einheit
$K_2$	innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung: Korrekturfaktor für die variablen Kosten zur Bereitstellung von positiver Regelleistung der Einheit
$K_3$	innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung: Korrekturfaktor für die variablen Kosten zur Bezugsleistung der Einheit
$K_4$	innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung: Vom Füllstand des Speichers abhängiger Korrekturfaktor für die variablen Kosten der Einspeise- oder Bezugsleistung sowie der Bereitstellung von positiver Regelleistung der Einheit
$K_{diesel,reg}$	Faktor zur vorrangigen Nutzung von wirtschaftlich ermittelter Einspeiseleistung und nachrangiger Nutzung von positiver oder negativer Regelleistung
$K_{diesel,var}$	variable Kosten für Einspeiseleistung und Bereitstellung positiver Regelleistung der Dieselgeneratoreinheit
$K_{gt}$	Korrekturfaktor zur Sicherstellung das genügend chemische Energie im Speicher vorhanden ist, um die Einheit aus Gasturbinen mit Speicher im nächsten Zeitschritt sicher zu betreiben
$K_{gt,var}$	variable Kosten für Einspeiseleistung und Bereitstellung positiver Regelleistung der Gasturbineneinheit mit Speicher
$K_{PV,Wind,var}$	variable Kosten für Einspeiseleistung der Einheit aus Photovoltaik- oder Windkraftanlagen
$K_r$	Verstärkungsfaktor der Übertragungsfunktion eines Reglers eines Dieselmotors

$K_{reg}$	innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung: Konstante zur Berücksichtigung des zusätzlichen Regelleistungsbedarfes durch den Einsatz von Photovoltaik- oder Windkraftanlagen
$K_w$	Korrekturfaktor zur Sicherstellung das genügend potenzielle Energie im oberen Reservoir vorhanden ist, um die Pumpspeichermaschineneinheit im nächsten Zeitschritt sicher zu betreiben
$K_{w,var}$	variable Kosten für Einspeise- und Bezugsleistung der Pumpspeichermaschineneinheit
$Kabel_{P,1,2,st,i}$	innerhalb der Stabilitätsanalyse: Wirkleistungsübertragung des Kabels oder der Freileitung $i$ vom ersten zum zweiten Knotenschwerpunkt
$Kabel_{P,1,2,wi}$	innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung: Zu übertragende Wirkleistung des Kabels oder der Freileitung vom ersten zum zweiten Knotenschwerpunkt
$Kabel_{P,1,2,wi,i}$	innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung: zu übertragende Wirkleistung des Kabels oder der Freileitung $i$ vom ersten zum zweiten Knotenschwerpunkt
$Kabel_{P,2,1,st,i}$	innerhalb der Stabilitätsanalyse: Wirkleistungsübertragung des Kabels oder der Freileitung $i$ vom zweiten zum ersten Knotenschwerpunkt
$Kabel_{P,2,1,wi}$	innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung: Zu übertragende Wirkleistung des Kabels oder der Freileitung vom zweiten zu ersten Knotenschwerpunkt
$Kabel_{P,2,1,wi,i}$	innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung: Zu übertragende Wirkleistung des Kabels oder der Freileitung $i$ vom zweiten zum ersten Knotenschwerpunkt
$Kabel_{P,max}$	maximale Wirkleistungsübertragung eines Kabels oder einer Freileitung
$Kabel_{P,neg,1,2,wi}$	innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung: Vorzuhaltende Wirkleistungsübertragung für negative Regelleistung des Kabels oder der Freileitung vom ersten zum zweiten Knotenschwerpunkt
$Kabel_{P,neg,1,2,wi,i}$	innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung: Vorzuhaltende Wirkleistungsübertragung für negative Regelleistung des Kabels oder der Freileitung $i$ vom ersten zum zweiten Knotenschwerpunkt
$Kabel_{P,neg,2,1,wi}$	innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung: Vorzuhaltende Wirkleistungsübertragung für negative Regelleistung des Kabels oder der Freileitung vom zweiten zum ersten Knotenschwerpunkt
$Kabel_{P,neg,2,1,wi,i}$	innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung: Vorzuhaltende Wirkleistungsübertragung für negative Regelleistung des Kabels oder der Freileitung $i$ vom zweiten zum ersten Knotenschwerpunkt
$Kabel_{P,pos,1,2,wi}$	innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung: Vorzuhaltende Wirkleistungsübertragung für positive Regelleistung des Kabels oder der Freileitung vom ersten zum zweiten Knotenschwerpunkt
$Kabel_{P,pos,1,2,wi,i}$	innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung: Vorzuhaltende Wirkleistungsübertragung für positive Regelleistung des Kabels oder der Freileitung $i$ vom ersten zum zweiten Knotenschwerpunkt
$Kabel_{P,pos,2,1,wi}$	innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung: Vorzuhaltende Wirkleistungsübertragung für positive Regelleistung des Kabels oder der Freileitung vom zweiten zu ersten Knotenschwerpunkt
$Kabel_{P,pos,2,1,wi,i}$	innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung: Vorzuhaltende Wirkleistungsübertragung für positive Regelleistung des Kabels oder der Freileitung $i$ vom zweiten zum ersten Knotenschwerpunkt
$l$	Leitungslänge einer Freileitung
$L_{f1d}$	Canay-Induktivität einer Synchronmaschine
$L_l$	Ständerstreuinduktivität einer Synchronmaschine
$L_{lf d}$	Reaktanz der Erregerwicklung einer Synchronmaschine d-System
$L_{lk d}$	Reaktanz der Dämpferwicklung einer Synchronmaschine d-System

$L_{lkq1}$	Reaktanz der Dämpferwicklung einer Synchronmaschine q-System
$L_{lkq2}$	Reaktanz der Dämpferwicklung einer Synchronmaschine q-System
$L_{md}$	Hauptinduktivität einer Synchronmaschine im d-System
$L_{mq}$	Hauptinduktivität einer Synchronmaschine im q-System
$lb_{st}$	Vektor zum Setzen der unteren Grenzwerte für die Prüfung der Netzstabilität
$lb_{wi}$	Vektor zum Setzen der unteren Grenzwerte für die wirtschaftliche Optimierung
$LCOE$	Stromgestehungskosten
$n$	Anzahl Bündelleiter einer Freileitung
$n_{diesel,Ausfall}$	innerhalb der Stabilitätsanalyse: Anzahl ausgefallener Dieselgeneratoren innerhalb der Einheit
$n_{diesel,max}$	maximal verfügbare Anzahl an Dieselgeneratoren innerhalb der Einheit
$n_{diesel,wi}$	innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung: Anzahl innerhalb der Dieselgeneratoreinheit eingeschaltete Dieselgeneratoren
$n_{gt,Ausfall}$	innerhalb der Stabilitätsanalyse: Anzahl ausgefallener Gasturbinen mit Speicher innerhalb der Einheit
$n_{gt,max}$	maximal verfügbare Anzahl an Gasturbinen mit Speicher innerhalb der Einheit
$n_{gt,wi}$	innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung: Anzahl innerhalb der Gasturbineneinheit mit Speicher eingeschalteter Gasturbinen
$n_i$	Lebensdauer der Einheit $i$
$n_{pump,m,wi}$	innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung: Anzahl innerhalb der Pumpspeichermaschineneinheit mit Regelleistungsbereitstellung eingeschalteter Maschinen im Pumpmodus
$n_{pump,o,wi}$	innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung: Anzahl der Pumpspeichermaschineneinheit ohne Regelleistungsbereitstellung eingeschalteter Maschinen im Pumpmodus
$n_{PV,Wind,Ausfall}$	innerhalb der Stabilitätsanalyse: Anzahl ausgefallener Photovoltaik- und Windkraftanlagen innerhalb der Einheit
$n_{PV,Wind,heil}$	innerhalb der Stabilitätsanalyse: Anzahl genutzter Photovoltaik- und Windkraftanlagen innerhalb der Einheit
$n_{tp,m,wi}$	innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung: Anzahl innerhalb der Pumpspeichermaschineneinheit eingeschalteter Maschinen
$n_{turb,m,wi}$	innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung: Anzahl innerhalb der Pumpspeichermaschineneinheit mit Regelleistungsbereitstellung eingeschalteter Maschinen im Turbinenmodus
$n_{turb,o,wi}$	innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung: Anzahl innerhalb der Pumpspeichermaschineneinheit ohne Regelleistungsbereitstellung eingeschalteter Maschinen im Turbinenmodus
$n_{w,Ausfall,m}$	innerhalb der Stabilitätsanalyse: Anzahl ausgefallener Maschinen innerhalb der Pumpspeichermaschineneinheit mit Regelleistungsbereitstellung
$n_{w,Ausfall,o}$	innerhalb der Stabilitätsanalyse: Anzahl ausgefallener Maschinen innerhalb der Pumpspeichermaschineneinheit ohne Regelleistungsbereitstellung
$n_{w,max}$	maximal verfügbare Anzahl an Maschinen innerhalb der Pumpspeichermaschineneinheit
$opti_{st}$	Zielfunktion der Prüfung der Netzstabilität
$opti_{st,diesel}$	innerhalb der Stabilitätsanalyse: Dieselgeneratoreinheit als Anteil in der Optimierungsfunktion zur Prüfung der Netzstabilität
$opti_{wi}$	Zielfunktion der wirtschaftlichen Optimierung
$opti_{wi,diesel}$	innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung: Dieselgeneratoreinheit als Anteil der wirtschaftlichen Optimierungsfunktion
$opti_{wi,gt}$	innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung: Gasturbineneinheit als Anteil der wirtschaftlichen Optimierungsfunktion
$opti_{wi,PV,Wind}$	innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung: Einheit aus Photovoltaik- oder Windkraftanlagen als Anteil der wirtschaftlichen Optimierungsfunktion

$opti_{wi,w,m}$	innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung: Pumpspeichermaschineneinheit mit Regelleistungsbereitstellung als Anteil der wirtschaftlichen Optimierungsfunktion
$opti_{wi,w,o}$	innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung: Pumpspeichermaschineneinheit ohne Regelleistungsbereitstellung als Anteil der wirtschaftlichen Optimierungsfunktion
$P_{Anl}$	Wirkleistungsbezug oder Wirkleistungseinspeisung einer elektrischen Anlage
$P_{Bedarf,reg,neg,wi,i}$	innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung: Bedarf an negativer Regelleistung der Einheit $i$
$P_{Bedarf,reg,pos,wi,i}$	innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung: Bedarf an positiver Regelleistung der Einheit $i$
$P_{Bereitstellung,reg,neg,wi,i}$	innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung: Bereitstellung von negativer Regelleistung der Einheit $i$
$P_{Bereitstellung,reg,pos,wi,i}$	innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung: Bereitstellung von positiver Regelleistung der Einheit $i$
$P_{betr}$	nach Ausfallsimulation ermittelte Einspeise- und Bezugsleistung einer Maschineneinheit
$P_{Bezug,st,i}$	innerhalb der Stabilitätsanalyse: Bezugsleistung der Einheit $i$
$P_{Bezug,wi,i}$	innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung: Bezugsleistung der Einheit $i$
$P_{diesel,max}$	maximale Einspeiseleistung eines Dieseldgenerators innerhalb der Einheit
$P_{diesel,min}$	minimale Einspeiseleistung eines Dieseldgenerators innerhalb der Einheit
$P_{diesel,reg,neg,st}$	innerhalb der Stabilitätsanalyse: Aktivierte negative Regelleistung der Dieseldgeneratoreinheit
$P_{diesel,reg,neg,st,i}$	innerhalb der Stabilitätsanalyse: Aktivierte negative Regelleistung der Dieseldgeneratoreinheit $i$
$P_{diesel,reg,neg,wi}$	innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung: Von Dieseldgeneratoreinheit zur Verfügung gestellte negative Regelleistung
$P_{diesel,reg,neg,wi,i}$	innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung: Vorgehaltene negative Regelleistung der Dieseldgeneratoreinheit $i$
$P_{diesel,reg,pos,st}$	innerhalb der Stabilitätsanalyse: Aktivierte positive Regelleistung der Dieseldgeneratoreinheit
$P_{diesel,reg,pos,st,i}$	innerhalb der Stabilitätsanalyse: Aktivierte positive Regelleistung der Dieseldgeneratoreinheit $i$
$P_{diesel,reg,pos,wi}$	innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung: Von Dieseldgeneratoreinheit zur Verfügung gestellte positive Regelleistung
$P_{diesel,reg,pos,wi,i}$	innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung: Vorgehaltene positive Regelleistung der Dieseldgeneratoreinheit $i$
$P_{diesel,st}$	innerhalb der Stabilitätsanalyse: Einspeiseleistung der Dieseldgeneratoreinheit
$P_{diesel,st,i}$	innerhalb der Stabilitätsanalyse: Einspeiseleistung der Dieseldgeneratoreinheit $i$
$P_{diesel,wi}$	innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung: Einspeiseleistung der Dieseldgeneratoreinheit
$P_{diesel,wi,i}$	innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung: Einspeiseleistung der Dieseldgeneratoreinheit $i$
$P_{einsp}$	nach Ausfallsimulation ermittelte Einspeiseleistung einer Maschineneinheit
$P_{Einspeisung,st,i}$	innerhalb der Stabilitätsanalyse: Einspeiseleistung der Einheit $i$
$P_{Einspeisung,wi,i}$	innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung: Einspeiseleistung der Einheit $i$
$P_{EMS}$	vom Energiemanagementsystem ermittelter Referenzwert der Einspeiseleistung
$P_{eo}$	Wirkleistungseinspeisung des Biodieseldgenerators
$P_{Fl}$	Übertragungsleistung einer Freileitung
$P_{grenz,pump,wi}$	innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung: Bezugsleistungsbegrenzung einer Maschine innerhalb der Pumpspeichermaschineneinheit

$P_{grenz,turb,wi}$	innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung: Einspeiseleistungsbegrenzung einer Maschine innerhalb der Pumpspeichermaschineneinheit
$P_{grenz,wi}$	innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung: Einspeiseleistungsbegrenzung eines Generators innerhalb der Einheit
$P_{gt,max}$	maximale Einspeiseleistung einer einzelnen Gasturbine innerhalb der Einheit
$P_{gt,min}$	minimale Einspeiseleistung einer einzelnen Gasturbine innerhalb der Einheit
$P_{gt,reg,neg,st}$	innerhalb der Stabilitätsanalyse: Aktivierte negative Regelleistung der Gasturbineneinheit mit Speicher
$P_{gt,reg,neg,st,i}$	innerhalb der Stabilitätsanalyse: Aktivierte negative Regelleistung der Gasturbineneinheit $i$ mit Speicher
$P_{gt,reg,neg,wi}$	innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung: Von Gasturbineneinheit mit Speicher zur Verfügung gestellte negative Regelleistung
$P_{gt,reg,neg,wi,i}$	innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung: Vorgehaltene negative Regelleistung der Gasturbineneinheit $i$ mit Speicher
$P_{gt,reg,pos,st}$	innerhalb der Stabilitätsanalyse: Aktivierte positive Regelleistung der Gasturbineneinheit mit Speicher
$P_{gt,reg,pos,st,i}$	innerhalb der Stabilitätsanalyse: Aktivierte positive Regelleistung der Gasturbineneinheit $i$ mit Speicher
$P_{gt,reg,pos,wi}$	innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung: Von Gasturbineneinheit mit Speicher zur Verfügung gestellte positive Regelleistung
$P_{gt,reg,pos,wi,i}$	innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung: Vorgehaltene positive Regelleistung der Gasturbineneinheit $i$ mit Speicher
$P_{gt,st}$	innerhalb der Stabilitätsanalyse: Einspeiseleistung der Gasturbineneinheit mit Speicher
$P_{gt,st,i}$	innerhalb der Stabilitätsanalyse: Einspeiseleistung der Gasturbineneinheit $i$ mit Speicher
$P_{gt,wi}$	innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung: Einspeiseleistung der Gasturbineneinheit mit Speicher
$P_{gt,wi,i}$	innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung: Einspeiseleistung der Gasturbineneinheit $i$ mit Speicher
$P_{i,t}$	bereitgestellte elektrische Leistung der Einheit $i$
$p_i^{inst}$	Installationsleistung der Einheit $i$
$P_{Ksp,1,reg,neg,wi}$	innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung: Geschätzter negativer Regelleistungsbedarf am Knotenschwerpunkt 1
$P_{Ksp,1,reg,pos,wi}$	innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung: Geschätzter positiver Regelleistungsbedarf am Knotenschwerpunkt 1
$P_{Ksp,1,st}$	innerhalb der Stabilitätsanalyse: Elektrische Last am Knotenschwerpunkt 1 inklusive unerwartete Laständerungen
$P_{Ksp,1,wi}$	innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung: Geschätzte elektrische Last am Knotenschwerpunkt 1
$P_{Ksp,2,reg,neg,wi}$	innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung: Geschätzter negativer Regelleistungsbedarf am Knotenschwerpunkt 2
$P_{Ksp,2,reg,pos,wi}$	innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung: Geschätzter positiver Regelleistungsbedarf am Knotenschwerpunkt 2
$P_{Ksp,2,st}$	innerhalb der Stabilitätsanalyse: Elektrische Last am Knotenschwerpunkt 2 inklusive unerwartete Laständerungen
$P_{Ksp,2,wi}$	innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung: Geschätzte elektrische Last am Knotenschwerpunkt 2
$P_{Ksp,reg,neg,wi}$	innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung: Geschätzter negativer Regelleistungsbedarf am Knotenschwerpunkt
$P_{Ksp,reg,pos,wi}$	innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung: Geschätzter positiver Regelleistungsbedarf am Knotenschwerpunkt
$P_{Ksp,st}$	innerhalb der Stabilitätsanalyse: Elektrische Last am Knotenschwerpunkt inklusive unerwartete Laständerungen
$P_{Ksp,wi}$	innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung: Geschätzte elektrische Last am Knotenschwerpunkt
$P_{Last,Prognose}$	Lastprognose am Knotenschwerpunkt

$P_{neg,akt}$	nach Ausfallsimulation aktivierte negative Regelleistung einer Maschineneinheit zur Stabilisierung des elektrischen Netzes
$P_{pos,akt}$	nach Ausfallsimulation aktivierte positive Regelleistung einer Maschineneinheit zur Stabilisierung des elektrischen Netzes
$P_{pump}$	nach Ausfallsimulation ermittelte Bezugsleistung einer Maschineneinheit im Pumpbetrieb
$P_{pump,m,st}$	innerhalb der Stabilitätsanalyse: Bezugsleistung der Pumpspeichermaschineneinheit mit Regelleistungsbereitstellung
$P_{pump,m,st,i}$	innerhalb der Stabilitätsanalyse: Bezugsleistung der Pumpspeichermaschineneinheit $i$ mit Regelleistungsbereitstellung
$P_{pump,m,wi}$	innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung: Bezugsleistung der Pumpspeichermaschineneinheit mit Regelleistungsbereitstellung
$P_{pump,m,wi,i}$	innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung: Bezugsleistung der Pumpspeichermaschineneinheit $i$ mit Regelleistungsbereitstellung
$P_{pump,max}$	maximale Bezugsleistung einer Maschine innerhalb der Einheit im Pumpmodus
$P_{pump,o,st}$	innerhalb der Stabilitätsanalyse: Bezugsleistung der Pumpspeichermaschineneinheit ohne Regelleistungsbereitstellung
$P_{pump,o,st,i}$	innerhalb der Stabilitätsanalyse: Bezugsleistung der Pumpspeichermaschineneinheit $i$ ohne Regelleistungsbereitstellung
$P_{pump,o,wi}$	innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung: Bezugsleistung der Pumpspeichermaschineneinheit ohne Regelleistungsbereitstellung
$P_{pump,o,wi,i}$	innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung: Bezugsleistung der Pumpspeichermaschineneinheit $i$ ohne Regelleistungsbereitstellung
$P_{pump,pu}$	innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung: Bezugsleistung einer Pumpe $pu$
$P_{PV,Wind,max,wi}$	innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung: Erwarteter Maximalwert der Einspeiseleistung der Einheit aus Photovoltaik- oder Windkraftanlagen
$P_{PV,Wind,real}$	innerhalb der Stabilitätsanalyse: Ermittelte reale Einspeiseleistung der Einheit aus Photovoltaik- oder Windkraftanlagen mit Berücksichtigung von ändernden Wetterbedingungen
$P_{PV,Wind,reg,neg,wi}$	innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung: Erwarteter negativer Regelleistungsbedarf der Einheit aus Photovoltaik- oder Windkraftanlagen
$P_{PV,Wind,reg,neg,wi,i}$	innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung: Erwarteter negativer Regelleistungsbedarf der Einheit $i$ aus Photovoltaik- oder Windkraftanlagen
$P_{PV,Wind,reg,pos,wi}$	innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung: Erwarteter positiver Regelleistungsbedarf der Einheit aus Photovoltaik- oder Windkraftanlagen
$P_{PV,Wind,reg,pos,wi,i}$	innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung: Erwarteter positiver Regelleistungsbedarf der Einheit $i$ aus Photovoltaik- oder Windkraftanlagen
$P_{PV,Wind,st}$	innerhalb der Stabilitätsanalyse: Einspeiseleistung der Einheit aus Photovoltaik- oder Windkraftanlagen
$P_{PV,Wind,st,i}$	innerhalb der Stabilitätsanalyse: Einspeiseleistung der Einheit $i$ aus Photovoltaik- oder Windkraftanlagen
$P_{PV,Wind,wi}$	innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung: Einspeiseleistung der Einheit aus Photovoltaik- oder Windkraftanlagen
$P_{PV,Wind,wi,i}$	innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung: Einspeiseleistung der Einheit $i$ aus Photovoltaik- oder Windkraftanlagen
$P_{ref,diesel}$	Referenzwert Einspeiseleistung des Biodieselgenerators inklusive Regelleistung
$P_{reg,EMS}$	vom Energiemanagementsystem ermittelter Referenzwert der zu aktivierenden Regelleistung
$P_{reg,neg,max}$	vom Energiemanagementsystem ermittelte vorzuhaltende negative Regelleistung
$P_{reg,neg,sti,i}$	innerhalb der Stabilitätsanalyse: Aktivierte negative Regelleistung der Einheit $i$
$P_{reg,pos,max}$	vom Energiemanagementsystem ermittelte vorzuhaltende positive Regelleistung
$P_{reg,pos,sti,i}$	innerhalb der Stabilitätsanalyse: Aktivierte positive Regelleistung der Einheit $i$
$P_{reg,ver}$	innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung: Festlegung einer Mindest- und Maximalregelleistungsbereitstellung bei betriebenen Generatoren
$P_{tp,reg,neg,st}$	innerhalb der Stabilitätsanalyse: Aktivierte negative Regelleistung der Pumpspeichermaschineneinheit mit Regelleistungsbereitstellung

$P_{tp,reg,neg,sti,i}$	innerhalb der Stabilitätsanalyse: Aktivierte negative Regelleistung der Pumpspeichermaschineneinheit $i$ mit Regelleistungsbereitstellung
$P_{tp,reg,neg,wi}$	innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung: Von Pumpspeichermaschineneinheit mit Regelleistungsbereitstellung zur Verfügung gestellte negative Regelleistung
$P_{tp,reg,neg,wi,i}$	innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung: Von Pumpspeichermaschineneinheit $i$ mit Regelleistungsbereitstellung zur Verfügung gestellte negative Regelleistung
$P_{tp,reg,pos,st}$	innerhalb der Stabilitätsanalyse: Aktivierte positive Regelleistung der Pumpspeichermaschineneinheit mit Regelleistungsbereitstellung
$P_{tp,reg,pos,sti}$	innerhalb der Stabilitätsanalyse: Aktivierte positive Regelleistung der Pumpspeichermaschineneinheit $i$ mit Regelleistungsbereitstellung
$P_{tp,reg,pos,wi}$	innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung: Von Pumpspeichermaschineneinheit mit Regelleistungsbereitstellung zur Verfügung gestellte positive Regelleistung
$P_{tp,reg,pos,wi,i}$	innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung: Von Pumpspeichermaschineneinheit $i$ mit Regelleistungsbereitstellung zur Verfügung gestellte positive Regelleistung
$P_{turb}$	nach Ausfallsimulation ermittelte Einspeiseleistung einer Maschineneinheit im Turbinenbetrieb
$P_{turb,m,st}$	innerhalb der Stabilitätsanalyse: Einspeiseleistung der Pumpspeichermaschineneinheit mit Regelleistungsbereitstellung
$P_{turb,m,sti}$	innerhalb der Stabilitätsanalyse: Einspeiseleistung der Pumpspeichermaschineneinheit $i$ mit Regelleistungsbereitstellung
$P_{turb,m,wi}$	innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung: Einspeiseleistung der Pumpspeichermaschineneinheit mit Regelleistungsbereitstellung
$P_{turb,m,wi,i}$	innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung: Einspeiseleistung der Pumpspeichermaschineneinheit $i$ mit Regelleistungsbereitstellung
$P_{turb,max}$	maximale Einspeiseleistung einer Maschine innerhalb der Einheit im Turbinenbetrieb
$P_{turb,o,st}$	innerhalb der Stabilitätsanalyse: Einspeiseleistung der Pumpspeichermaschineneinheit ohne Regelleistungsbereitstellung
$P_{turb,o,sti}$	innerhalb der Stabilitätsanalyse: Einspeiseleistung der Pumpspeichermaschineneinheit $i$ ohne Regelleistungsbereitstellung
$P_{turb,o,wi}$	innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung: Einspeiseleistung der Pumpspeichermaschineneinheit ohne Regelleistungsbereitstellung
$P_{turb,o,wi,i}$	innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung: Einspeiseleistung der Pumpspeichermaschineneinheit $i$ ohne Regelleistungsbereitstellung
$P_{turb,tu}$	innerhalb der wirtschaftlichen Optimierung: Einspeiseleistung einer Turbine $tu$
$Q_{Anl}$	Blindleistungsbezug oder Blindleistungseinspeisung einer elektrischen Anlage
$r_B$	Ersatzradius für Bündelleiter einer Freileitung
$R_{fd}$	Wirkwiderstand der Erregerwicklung einer Synchronmaschine d-System
$R_{kd}$	Wirkwiderstand der Dämpferwicklung einer Synchronmaschine d-System
$R_{kq1}$	Wirkwiderstand der Dämpferwicklung einer Synchronmaschine q-System
$R_{kq2}$	Wirkwiderstand der Dämpferwicklung einer Synchronmaschine q-System
$R_L$	Wirkwiderstand Leitung
$R_L'$	Resistanzbelag einer Freileitung
$R_s$	Statorwiderstand einer Synchronmaschine
$\underline{S}_m$	Scheinleistung des Mitsystems
$st$	Variable mit Ergebnissen der Prüfung der Netzstabilität
$T_1$	Zeitkonstante der Übertragungsfunktion eines Reglers eines Dieselmotors
$T_2$	Zeitkonstante der Übertragungsfunktion eines Reglers eines Dieselmotors
$T_3$	Zeitkonstante der Übertragungsfunktion eines Reglers eines Dieselmotors

$T_4$	Zeitkonstante der Übertragungsfunktion zur Steuerung der Kraftstoffeinspritzung eines Dieselmotors
$T_5$	Zeitkonstante der Übertragungsfunktion zur Steuerung der Kraftstoffeinspritzung eines Dieselmotors
$T_6$	Zeitkonstante der Übertragungsfunktion zur Steuerung der Kraftstoffeinspritzung eines Dieselmotors
$T_a$	Übertragungsfunktion zur Steuerung der Kraftstoffeinspritzung eines Dieselmotors
$T_e$	bremsendes elektrisches Drehmoment
$T_m$	antreibendes mechanisches Drehmoment
$T_r$	Übertragungsfunktion eines Reglers eines Dieselmotors
$\underline{U}_{12}$	gemessene Außenleiterspannung zwischen L1 und L2 am Batterieumrichter
$\underline{U}_{23}$	gemessene Außenleiterspannung zwischen L2 und L3 am Batterieumrichter
$\underline{U}_m$	Mitsystemspannung
$ub_{st}$	Vektor zum Setzen der oberen Grenzwerte für die Prüfung der Netzstabilität
$ub_{wi}$	Vektor zum Setzen der oberen Grenzwerte für die wirtschaftliche Optimierung
$V_d$	Statorspannung einer Synchronmaschine d-System
$V_f$	Erregerspannung einer Synchronmaschine
$V_{Netz}$	Netzspannung
$V_q$	Statorspannung einer Synchronmaschine q-System
$V_{ref}$	Referenzwert Spannung einer Synchronmaschine
$v_{wind}'$	Änderung der Windgeschwindigkeit innerhalb eines Zeitschrittes
$WACC$	gewichteter Kapitalkostensatz
$wi$	Variable mit Ergebnissen der wirtschaftlichen Optimierung
$X_L$	Blindwiderstand Leitung
$X_w$	normalverteilte Zufallszahl
$Z_1'$	Impedanzbelag einer Freileitung
$\delta$	Phasenverschiebung zwischen zwei Spannungen
$\Delta V_d$	Längsspannungsdifferenz
$\Delta V_q$	Querspannungsdifferenz
$\eta_g$	Wirkungsgrad eines Generators
$\eta_{gt}$	Wirkungsgrad zur Umwandlung der im Gas gespeicherten chemischen Energie in elektrische Energie
$\eta_p$	Wirkungsgrad im Pumpbetrieb
$\eta_{pump}$	Wirkungsgrad zur Umwandlung der elektrischen Energie in potenzielle Energie durch Pumpen
$\eta_{pump,pu}$	Wirkungsgrad zur Umwandlung der elektrischen Energie in potenzielle Energie durch die Pumpe $pu$
$\eta_t$	Wirkungsgrad im Turbinenbetrieb

$\eta_{turb}$	Wirkungsgrad zur Umwandlung der potenziellen Energie in elektrische Energie durch Turbinen
$\eta_{turb,tu}$	Wirkungsgrad zur Umwandlung der potenziellen Energie in elektrische Energie durch die Turbine $tu$
$\mu_0$	magnetische Feldkonstante
$\sigma_{Last}$	Standardabweichung für Lastprognose am Knotenschwerpunkt
$\tau$	Dauer eines Zeitschrittes
$\Psi_d$	Flussverkettung einer Synchronmaschine d-System
$\Psi_{fd}$	Flussverkettung für die Erregerwicklung einer Synchronmaschine d-System
$\Psi_{kd}$	Flussverkettung für die Dämpferwicklung einer Synchronmaschine d-System
$\Psi_{kq1}$	Flussverkettung für die Dämpferwicklung einer Synchronmaschine q-System
$\Psi_{kq2}$	Flussverkettung für die Dämpferwicklung einer Synchronmaschine q-System
$\Psi_q$	Flussverkettung einer Synchronmaschine q-System
$\omega$	Winkelgeschwindigkeit
$\omega_m$	Winkelgeschwindigkeit des Rotors

## Literaturverzeichnis

- ABB. (2009). *ABB Reference lists High Voltage Cables*. Abgerufen am 30. 12 2022 von <http://documents.dps.ny.gov/public/Common/ViewDoc.aspx?DocRefId=%7B8AB3112B-2C52-4F8B-9E6B-897B291360D0%7D>
- Adamu et al. (2012). *Reliability Evaluation of Kainji Hydro*. Abgerufen am 15. August 2023 von [https://www.researchgate.net/publication/261550300\\_Reliability\\_Evaluation\\_of\\_Kainji\\_Hydro](https://www.researchgate.net/publication/261550300_Reliability_Evaluation_of_Kainji_Hydro)
- Adefarati et al. (2019). *Reliability, economic and environmental analysis of a microgrid system in the presence of renewable energy resources*. (Applied Energy Volume 236) Abgerufen am 30. Oktober 2022 von <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.12.050>
- Augustine et al. (Mai 2021). *Storage Futures Study Storage Technology Modeling Input Data Report*. Abgerufen am 23. September 2024 von <https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/78694.pdf>
- Axpo. (2020). *ERIS gibt der Versorgungssicherheit einen Wert*. Abgerufen am 03. 10 2022 von [https://www.axpo.com/content/dam/axpo19/ch/files-ch/business/grid-solutions/network-planning---studies/2006\\_factsheets\\_eris.pdf](https://www.axpo.com/content/dam/axpo19/ch/files-ch/business/grid-solutions/network-planning---studies/2006_factsheets_eris.pdf)
- Barbados Light & Power Company. (28. Februar 2014). *2012 Integrated Resource Plan*. Abgerufen am 2. September 2023 von <https://documents.net/document/the-barbados-light-power-company-limited-system-load-forecast-comparison.html>
- Barbados Light & Power Company. (2020). *Non-consolidated Financial Statements*. Abgerufen am 26. 02 2022 von [https://www.ftc.gov.bb/library/blip\\_app/appl/2020-06-19\\_exhibit\\_rj3\\_blpc\\_financials\\_nonconsol\\_2019.pdf](https://www.ftc.gov.bb/library/blip_app/appl/2020-06-19_exhibit_rj3_blpc_financials_nonconsol_2019.pdf)
- Barbados Light & Power Company Limited. (März 2017). *Grid Code Interconnection Requirements at Voltages 24.9 kV and below*. Abgerufen am 05. Oktober 2023 von <https://support.blpc.com.bb/helpdesk/attachments/42025713853>
- Behabtu et al. (2020). *A Review of Energy Storage Technologies' Application Potentials in Renewable Energy Sources Grid Integration*. Abgerufen am 28. März 2024 von <https://doi.org/10.3390/su122410511>
- BLPC. (kein Datum). *Barbados Light & Power Main Transmission & Distribution Lines*. Abgerufen am 26. 02 2022 von <https://www.blpc.com.bb/index.php/company/how-we-serve-you/how-we-deliver-electricity>
- BMUB. (21. April 2016). *Die Klimakonferenz in Paris*. Abgerufen am 28. 02 2022 von <https://www.bundesregierung.de/resource/blob/974430/337098/4f645a4630d2cd8feacdda919575b59/2016-09-22-hintergrund-zum-pariser-klimaschutzabkommen-data.pdf?download=1>

- bp. (2021). *Statistical Review of World Energy 2021 | 70th edition*. Abgerufen am 27. 02 2022 von <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2021-full-report.pdf>
- BPI. (2020). *Port Statistics 2010-2019*.
- Brown et al. (2018). *PyPSA: Python for Power System Analysis*. Abgerufen am 02. 02 2022 von <https://openresearchsoftware.metajnl.com/articles/188/files/submission/proof/188-1-2486-2-10-20180117.pdf>
- Brückl. (2006). *Wahrscheinlichkeitstheoretische Bestimmung des Regel- und Reserveleistungsbedarfs in der Elektrizitätswirtschaft*. Abgerufen am 17. Juni 2024 von <https://mediatum.ub.tum.de/doc/674473/document.pdf>
- BSS Barbados Statistical Service. (September 2013). *2010 Population and Housing Census Volume 1*. Abgerufen am 25. 02 2022 von <https://stats.gov.bb/wp-content/uploads/2020/03/2010-PHC-Report-Vol-1.pdf>
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz. (2021). *26. Weltklimakonferenz: Fossiles Zeitalter geht zu Ende*. Abgerufen am 27. 02 2022 von <https://www.bmu.de/pressemitteilung/26-weltklimakonferenz-fossiles-zeitalter-geht-zu-ende>
- Burmeister & Wain Scandinavian Contractor A/S. (o. D.). *SPRING GARDEN POWER STATION 4 x 12.5 MWe 2-Stroke Diesel*. Abgerufen am 30. Oktober 2022 von [https://www.bwsc.com/Files/Files/PDF/Project%20brochures/Turnkey%20contractor/Central%20America%20and%20Caribbean/BWSC\\_Caribbean\\_Barbados\\_Spring-Garden\\_30-0230.pdf](https://www.bwsc.com/Files/Files/PDF/Project%20brochures/Turnkey%20contractor/Central%20America%20and%20Caribbean/BWSC_Caribbean_Barbados_Spring-Garden_30-0230.pdf)
- C. Fünfgeld. (1999). *Repräsentatives Profil*. Abgerufen am 27. 02 2022 von <https://www.bdew.de/media/documents/Profile.zip>
- Castalia. (Juni 2010). *Sustainable Energy Framework for Barbados ATN/OC-11473-BA*. Abgerufen am 1. September 2023 von <https://bajan.files.wordpress.com/2011/07/barbados-sustainable-energy-framework-vol-i.pdf>
- Christoph Winter, M. H. (2014). *morePV2grid: Spannungsregelung von PV-Wechselrichtern – Ergebnisse aus einem Feldtest*. Abgerufen am 07. Oktober 2023 von [https://www.tugraz.at/fileadmin/user\\_upload/Events/Eninnov2014/files/lf/LF\\_Winter.pdf](https://www.tugraz.at/fileadmin/user_upload/Events/Eninnov2014/files/lf/LF_Winter.pdf)
- CONSENTEC. (10. 12 2008). *Gutachten zur Höhe des Regelenergiebedarfs*. Abgerufen am 04. 01 2023 von <https://www.consentec.de/wp-content/uploads/2011/12/Gutachten-zur-H%C3%B6he-des-Regelenergiebedarfes.pdf>
- D. Oeding und B. R. Oswald. (2016). *Elektrische Kraftwerke und Netze 8. Auflage*. Springer-Verlag GmbH.
- Dewangan et al. (Juli 2014). *Reliability Investigation of Steam Turbine Used In Thermal Power Plant*. Abgerufen am 28. Oktober 2022 von [https://www.researchgate.net/profile/Deo-Dewangan/publication/336603891\\_Reliability\\_Investigation\\_of\\_Steam\\_Turbine\\_Used\\_In\\_Th](https://www.researchgate.net/profile/Deo-Dewangan/publication/336603891_Reliability_Investigation_of_Steam_Turbine_Used_In_Th)

- ermal\_Power\_Plant/links/5da817fea6fdccdad54ae92b/Reliability-Investigation-of-Steam-Turbine-Used-In-Thermal-Power-Plant.pdf
- Dhurvey et al. (2018). *Preventive Maintenance of Steam Turbine used in Thermal Power Plant by Reliability Investigation and FMEA*. Abgerufen am 28. Oktober 2022 von <https://www.ijsr.net/archive/v7i6/ART20182675.pdf>
- DigSILENT GmbH. (2021). *Funktionen zur Wirtschaftlichkeitsberechnung*. Abgerufen am 10. 03 2022 von <https://www.digsilent.de/de/funktionen-zur-wirtschaftlichkeitsberechnung.html>
- DigSILENT GmbH. (2021). *Zuverlässigkeitsanalyse*. Abgerufen am 10. 03 2022 von <https://www.digsilent.de/de/reliability-analysis.html>
- DigSILENT GmbH. (17. 01 2024). *PowerFactory 2024*. Abgerufen am 02. 03 2022 von <https://www.digsilent.de/de/downloads.html?downloadkey=FD10156E66D8B362FE8A19E84784C9E1>
- DigSILENT GmbH. (kein Datum). *PowerFactory Anwendungen*. Abgerufen am 02. 03 2022 von <https://www.digsilent.de/de/powerfactory.html>
- El-Berry et al. (Dezember 2020). *Reliability Analysis of Gas Turbine Power Plant Based on Failure Data*. (International Journal of Mechanical & Mechatronics Engineering 29(02):13-25) Abgerufen am 28. Oktober 2022 von [https://www.researchgate.net/profile/Amal-El-Berry/publication/347513797\\_Reliability\\_Analysis\\_of\\_Gas\\_Turbine\\_Power\\_Plant\\_Based\\_on\\_Failure\\_Data/links/5fd1e7299bf140882f811e/Reliability-Analysis-of-Gas-Turbine-Power-Plant-Based-on-Failure-Data.pdf](https://www.researchgate.net/profile/Amal-El-Berry/publication/347513797_Reliability_Analysis_of_Gas_Turbine_Power_Plant_Based_on_Failure_Data/links/5fd1e7299bf140882f811e/Reliability-Analysis-of-Gas-Turbine-Power-Plant-Based-on-Failure-Data.pdf)
- Energy Transition Initiative. (2015). *Energy Snapshot Barbados*. Abgerufen am 27. 02 2022 von <https://www.nrel.gov/docs/fy15osti/64118.pdf>
- Energy Transitions Initiative. (2020). *Barbados Energy Snapshot*. Abgerufen am 27. 02 2022 von [https://www.energy.gov/sites/default/files/2020/09/f79/ETI-Energy-Snapshot-Barbados\\_FY20.pdf](https://www.energy.gov/sites/default/files/2020/09/f79/ETI-Energy-Snapshot-Barbados_FY20.pdf)
- ENTSO-E. (1. Juni 2011). *Demand Response - System Frequency Control*. Abgerufen am 5. Mai 2024 von [https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Network%20codes%20documents/NC%20RfG/210601\\_IGD\\_Demand\\_Response\\_System\\_Frequency\\_Control.pdf](https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Network%20codes%20documents/NC%20RfG/210601_IGD_Demand_Response_System_Frequency_Control.pdf)
- ESTRALIN HVC. (o.D.). *Starkstromkabel und Kabelsysteme 66-220 kV*. Abgerufen am 08. September 2024 von <https://estralin.com/wp-content/uploads/2023/03/catalogue-of-estralin-hvc-66-220-english.pdf>
- Fair Trading Commission. (29. Dezember 2020). *Synopsis of Final Findings Report on The Barbados Light and Power Company (BL&P) Limited November 18 and 19, 2019 Power Outages*. Abgerufen am 28. Januar 2023 von [https://www.ftc.gov.bb/library/2020-12-29\\_commission\\_summary\\_findings\\_report\\_outages\\_blandp\\_november\\_2019.pdf](https://www.ftc.gov.bb/library/2020-12-29_commission_summary_findings_report_outages_blandp_november_2019.pdf)

- Fair Trading Commission. (24. September 2019). *Decision and Order on Feed-in-Tariffs for Renewable Energy Technologies up to and Including 1 MW*. Abgerufen am 5. September 2024 von [https://www.ftc.gov.bb/library/2019-09-16\\_commission\\_decision\\_final\\_FIT.pdf](https://www.ftc.gov.bb/library/2019-09-16_commission_decision_final_FIT.pdf)
- Faulstich et al. (2011). *Wind turbine downtime and its importance for offshore deployment*. Abgerufen am 17. August 2023 von <http://dx.doi.org/10.1002/we.421>
- FfE Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (Mai 2016). *Verbundforschungsvorhaben Merit Order der Energiespeicherung im Jahr 2030 Teil 2: Technoökonomische Analyse Funktionaler Energiespeicher*. Abgerufen am 23. September 2024
- Fisher et al. (2012). *A Comparison of Advanced Pumped Storage Equipment Drivers in the US and Europe*. Abgerufen am 1. Mai 2024 von <http://dx.doi.org/10.13140/2.1.1082.4967>
- FNN. (Juni 2012). *Technische Anforderungen an die automatische Frequenzentlastung*. Abgerufen am 30. 12 2022 von <https://www.regelleistung.net/ext/download/ablaAnforderungenFnn#:~:text=Die%20Funktion%20der%20automatischen%20Frequenzentlastung,me%E2%80%9C%20%5B5%5D%20bzw.>
- Fraunhofer ISE. (29. Juli 2024). *Photovoltaics Report*. Abgerufen am 16. September 2024 von <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf>
- Gay et al. (2018). *Small island developing states and their suitability for electric vehicles and vehicle-to-grid services*. Abgerufen am 13. August 2023 von <https://doi.org/10.1016/j.jup.2018.09.006>
- General Electric Company. (August 1984). *Mod-5A Wind Turbine Generator Program Design Report*. Abgerufen am 17. August 2023 von <https://ntrs.nasa.gov/api/citations/19860018236/downloads/19860018236.pdf?attachment=true>
- Green Climate Fund. (März 2023). *Climate-resilient infrastructure Guiding principles and their application in GCF projects*. Abgerufen am 19. September 2024 von <https://www.greenclimate.fund/sites/default/files/document/green-climate-fund-criteria-principles.pdf>
- Gupta et al. (2021). *Reliability and Maintainability Investigation of Generator in Steam Turbine Power Plant using RAMD analysis*. (Published under licence by IOP Publishing Ltd) Abgerufen am 28. Oktober 2022 von <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1742-6596/1714/1/012009/pdf>
- Hannes Seidl, S. M. (2016). *Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit im Energiesystem*. Abgerufen am 07. Oktober 2023 von [https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9184\\_Beobachtbarkeit\\_und\\_Steuerbarkeit\\_.pdf](https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9184_Beobachtbarkeit_und_Steuerbarkeit_.pdf)
- Haruni et al. (2010). *Dynamic Operation and Control of a Hybrid Wind-Diesel Stand Alone Power Systems*. Abgerufen am 07. September 2023 von <https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=5433675>

- He et al. (Juni 2018). *An optimal charging/discharging strategy for smart electrical car parks*. Abgerufen am 7. September 2023 von <https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=8409347>
- Hellberg, A. (Oktober 2011). *SGT-750 -37 MW GAS TURBINE11-IAGT-305*. (19th SYMPOSIUM ON INDUSTRIAL APPLICATIONS OF GAS TURBINES) Abgerufen am 28. Oktober 2022 von [https://kipdf.com/download/sgt-mw-gas-turbine-11-iagt-305\\_5aad5cdb1723ddcbff1fd5e.html](https://kipdf.com/download/sgt-mw-gas-turbine-11-iagt-305_5aad5cdb1723ddcbff1fd5e.html)
- Herwig Renner. (2003). *Spannungsqualität und Versorgungssicherheit*. Abgerufen am 11. 03 2024 von [https://online.tugraz.at/tug\\_online/lv\\_tx.wbDisplaySemplanDoc?pStpSplDsNr=504](https://online.tugraz.at/tug_online/lv_tx.wbDisplaySemplanDoc?pStpSplDsNr=504)
- Hijjo et al. (2015). *Energy management systems for hospitals in Gaza-strip*. Abgerufen am 9. September 2023 von <https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=7343949>
- Hilpert et al. (2018). *The Open Energy Modelling Framework (oemof) - A new approach to facilitate open science in energy system modelling*. Abgerufen am 03. 02 2022 von <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2211467X18300609>
- Hochrainer, A. (1957). *Symmetrische Komponenten in Drehstromsystemen*. Berlin-Göttingen-Heidelberg.
- Hohmeyer. (10. November 2014). *A 100% Renewable Barbados and Lower Energy Bills*. BREA Energy Lecture, Bridgetown Barbados.
- HYUNDAY HEAVY INDUSTRIES. (2018). *Engine & Machinery Division*. Abgerufen am 1. September 2023 von [https://english.hhi.co.kr/img/filedown/HHI\\_EMD\\_brochure2019\\_1.pdf](https://english.hhi.co.kr/img/filedown/HHI_EMD_brochure2019_1.pdf)
- IDB Inter-American Development Bank. (August 2016). *Achieving Sustainable Energy in Barbados*. Abgerufen am 28. Januar 2023 von <https://publications.iadb.org/publications/english/document/Achieving-Sustainable-Energy-in-Barbados-Energy-Dossier.pdf>
- IEEE. (10. August 1992). *Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies*. Abgerufen am 07. Oktober 2023 von <https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=182869>
- Iowa State University. (2021). *Capacity of Transmission Lines*. Abgerufen am 19. August 2024 von [https://www.imse.iastate.edu/files/2021/03/EnergyProject\\_Capacity\\_of\\_Transmission\\_Lines.pdf](https://www.imse.iastate.edu/files/2021/03/EnergyProject_Capacity_of_Transmission_Lines.pdf)
- IPCC. (27. 02 2022). *Climate Change 2022 Impacts, Adaptation and Vulnerability. Contribution of Working Group II to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Abgerufen am 28. 02 2022 von <https://doi.org/10.1017/9781009325844>
- IRENA. (2023). *Renewable Power Generation Costs in 2022*. Abgerufen am 4. September 2024 von [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2023/Aug/IRENA\\_Renewable\\_power\\_generation\\_costs\\_in\\_2022.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2023/Aug/IRENA_Renewable_power_generation_costs_in_2022.pdf)

- Joseph et al. (Oktober 2018). *Reliability of Variable Speed Pumped-Storage Plant*. Abgerufen am 15. August 2023 von <https://doi.org/10.3390/electronics7100265>
- K. Otani, T. T. (2006). *Performance and Reliability of 1 MW Photovoltaic Power Facilities in AIST*. Abgerufen am 17. August 2023 von <https://doi.org/10.1109/WCPEC.2006.279904>
- Krien et al. (2020). *oemof.solph—A model generator for linear and mixed-integer linear optimisation of energy systems*. Abgerufen am 11. 03 2022 von <https://www.softwareimpacts.com/action/showPdf?pii=S2665-9638%2820%2930019-1>
- Li et al. (2017). *Energy management strategy for renewable backup supply*. Abgerufen am 9. September 2023 von <https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=8001105>
- Lubin et al. (2012). *Effect of Component Failures on Economics of Distributed Photovoltaic Systems*. Abgerufen am 17. August 2023 von <https://doi.org/10.2172/1050523>
- Lubin, B. T. (2012). *Effect of Component Failures on Economics of Distributed Photovoltaic Systems*. Abgerufen am 17. August 2023 von <https://doi.org/10.2172/1050523>
- MAN Diesel & Turbo. (2012). *Power Plants Programme 2012*. Abgerufen am 1. September 2023 von <https://www.yumpu.com/en/document/read/38719048/power-plants-man-diesel-turbo-canada>
- MathWorks. (2022). *Optimization Toolbox version: 23.2*. Abgerufen am 22. Mai 2024 von <https://www.mathworks.com>
- MathWorks. (2022). *Simulink - gemacht für Model-Based Design*. Abgerufen am 13. 03 2022 von <https://www.mathworks.com/products/simulink.html>
- Mehmet Savsar, M. A. (3-6. Juli 2012). *Capacity and Availability Analysis of Power Plants in Kuwait*. (Proceedings of the 2012 International Conference on Industrial Engineering and Operations Management) Abgerufen am 28. Oktober 2022 von <https://ieomsociety.org/ieom2012/pdfs/380.pdf>
- Minaye et al. (2016). *Reliability , Availability and Performance Evaluation of Gilgel Gibe I \& Gilgel Gibe II Hydro Power Stations*. Abgerufen am 15. August 2023 von <https://www.ijsr.net/archive/v5i9/ART20161439.pdf>
- Ministry of Energy & Water Resources. (2021). *Barbados National Energy Policy 2019-2030*. Abgerufen am 13. 03 2022 von <http://www.smartenergybarbados.com/wp-content/uploads/2021/03/Div-Energy-Policy-Document-WEB-4.pdf>
- Moeini et al. (2018). *Synchronous Machine Stability model, an Update to IEEE Std 1110-2002 Data Translation Technique*. Abgerufen am 26. Oktober 2023 von <https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=8586169>
- Mongird et al. (Juli 2019). *Energy Storage Technology and Cost Characterization Report*. Abgerufen am 3. September 2024 von <https://energystorage.pnnl.gov/pdf/PNNL-28866.pdf>
- NEPLAN. (o.D.). *Multi-periode und N-1 constrained Optimal Power*. Abgerufen am 10. 03 2022 von <https://www.neplan.ch/description/n-1-constrained-optimal-power-flow/?lang=de>

- NEPLAN. (o.D.). *NEPLAN | MV/LV network calculation*. Abgerufen am 02. 03 2022 von <https://www.neplan.ch/neplanproduct/neplan-anywhere/>
- Nexans. (2012). *Stromkabel 1 - 30 kV*. Abgerufen am 28. Januar 2023 von <http://ipsel.com.pe/Nexans.pdf>
- Next Kraftwerke GmbH. (o.D.). *Was ist Primärregelleistung (PRL)/ Frequency Containment Reserve (FCR)?* Abgerufen am 10. September 2023 von <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/primaerreserve-primaerregelleistung>
- Nissen Biogas GmbH & Co. KG. (2020). *Windgeschwindigkeiten einer Tacke TW-600*.
- Nivedita Gupta, A. K. (2021). *Reliability and Maintainability Investigation of Generator in Steam Turbine Power Plant using RAMD analysis*. (Published under licence by IOP Publishing Ltd) Abgerufen am 28. Oktober 2022 von <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1742-6596/1714/1/012009/pdf>
- Okafor et al. (2016). *Availability Assessment of Steam and Gas Turbine Units of a Thermal Power Station Using Markovian Approach*. (Archives of Current Research International 6(4):1-17) Abgerufen am 28. Oktober 2022 von <http://dx.doi.org/10.9734/ACRI/2016/30240>
- Okafor et al. (2016). *Availability Assessment of Steam and Gas Turbine Units of a Thermal Power Station Using Markovian Approach*. (Archives of Current Research International 6(4):1-17) Abgerufen am 28. Oktober 2022 von <http://dx.doi.org/10.9734/ACRI/2016/30240>
- Olav Hohmeyer. (10. November 2014). *A 100% Renewable Barbados and Lower Energy Bills*. BREA Energy Lecture, Bridgetown Barbados. Von BREA Energy Lecture, Bridgetown Barbados. abgerufen
- Olav Hohmeyer, and Global Sustainable Energy Consultants Ltd. (2017). *Economic Analysis to Facilitate the Establishment of a Stable Price for Electricity from Renewable Sources*. Abgerufen am 27. 02 2022 von [https://www.ftc.gov.bb/library/UR\\_File\\_Upload/MEE-36\\_1\\_2%20T54-Interim-Report-Annex-5\\_2017.pdf](https://www.ftc.gov.bb/library/UR_File_Upload/MEE-36_1_2%20T54-Interim-Report-Annex-5_2017.pdf)
- Oozeki et al. (2010). *An analysis of reliability in the early stages of photovoltaic systems in Japan*. Abgerufen am 17. August 2023 von <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/epdf/10.1002/pip.925>
- Otani et al. (2006). *Performance and Reliability of 1 MW Photovoltaic Power Facilities in AIST*. Abgerufen am 17. August 2023 von <https://doi.org/10.1109/WCPEC.2006.279904>
- Pariser. (2000). *Explore Barbados Third Edition*. Manatee Press.
- Pfenninger et al. (06. 09 2016). *Long-term patterns of European PV output using 30 years of validated hourly reanalysis and satellite data*. Abgerufen am 27. 09 2022 von <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544216311744/pdf?md5=f9da71fa45cfb92de38598104f571c3d&pid=1-s2.0-S0360544216311744-main.pdf>
- PyPSA. (2021). *Contingency Analysis*. Abgerufen am 07. 03 2022 von [https://pypsa.readthedocs.io/en/latest/contingency\\_analysis.html](https://pypsa.readthedocs.io/en/latest/contingency_analysis.html)

- PyPSA. (2021). *Optimal Power Flow*. Abgerufen am 07. 03 2022 von [https://pypsa.readthedocs.io/en/latest/optimal\\_power\\_flow.html](https://pypsa.readthedocs.io/en/latest/optimal_power_flow.html)
- R. Saiju, A. Kroggel, A. Harewood, and N. Wiese. (2019). *Energy management in a hybrid power system*. Abgerufen am 26. 02 2022 von <https://www.semanticscholar.org/paper/Energy-management-in-a-hybrid-power-system-Kroggel/23b02bf397acff2b11264b37b5e9f03025283ee>
- Ray D. Zimmermann, and Carlos E. Murillo-Sánchez. (2020). *Matpower User's Manual Version 7.1*. Abgerufen am 10. 03 2022 von <https://matpower.org/docs/MATPOWER-manual.pdf>
- Reshid, M. M. (2014). *Evaluation of redundancy for power generating unit in a cogeneration power plant*. (EDP Sciences) Abgerufen am 28. Oktober 2022 von <https://www.scopus.com/inward/record.uri?eid=2-s2.0-84905017633&doi=10.1051%2fmateconf%2f20141303010&partnerID=40&md5=6947d884c473d50eae7a0c7e6ed7536f>
- Rogers, T. (April 2017). *A Desktop Study of the Wind Resource in Barbados - Next Steps to Develop the Island's Wind Sector*. Abgerufen am 25. 09 2022 von [https://pure.coventry.ac.uk/ws/portalfiles/portal/20466916/201704\\_Barbados\\_wind\\_energy\\_report.compressed.pdf](https://pure.coventry.ac.uk/ws/portalfiles/portal/20466916/201704_Barbados_wind_energy_report.compressed.pdf)
- S. Hilpert, C. Kaldemeyer, U. Krien, S. Günther, C. Wingenbach, and G. Plessmann. (2018). *The Open Energy Modelling Framework (oemof) - A new approach to facilitate open science in energy system modelling*. Abgerufen am 11. 03 2022 von <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2211467X18300609/pdf?md5=cc3b7cec9c77be54fd516a57db3febe9&pid=1-s2.0-S2211467X18300609-main.pdf>
- Sahnoun et al. (2015). *Failure analysis of onshore wind farms based on experimental data*. Abgerufen am 17. August 2023 von <https://hal.science/hal-01274496/document>
- Saiju, R. (22. September 2009). *Hybrid Power System Modelling - Simulation and Energy Management Unit Development*. Abgerufen am 07. September 2023 von <https://kobra.uni-kassel.de/bitstream/handle/123456789/2009092230203/ThesisSaiju.pdf?sequence=5&isAllo wed=y>
- Savsar et al. (3-6. Juli 2012). *Capacity and Availability Analysis of Power Plants in Kuwait*. (Proceedings of the 2012 International Conference on Industrial Engineering and Operations Management) Abgerufen am 28. Oktober 2022 von <https://ieomsociety.org/ieom2012/pdfs/380.pdf>
- Siemens AG . (2020). *SIPROTEC 7SJ86 Überstromzeitschutz als Reserveschutz für Leitungsschutz*. Abgerufen am 10. September 2023 von <https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/api/uuid:f863d23e-90d2-47ef-8383-f19d1b4d06e1/siprotec-7sj86-steckbrief.pdf>
- Siemens AG. (November 2020). *SIPROTEC 5 Schutz, Steuerung, Automatisierung, Überwachung, Power Quality - Basis*. Abgerufen am 10. September 2023 von

- <https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/api/uuid:910d9213-cc04-4cc1-8057-45d0e7d3570b/siprotec-5-katalog-de.pdf>
- Siemens AG. (2020). *SIPROTEC 7SA86 Distanzschutz*. Abgerufen am 10. September 2023 von <https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/api/uuid:d8ba7a33-3330-41ec-a5ca-c252ad44e6ef/siprotec-7sa86-steckbrief.pdf>
- Siemens AG. (2020). *SIPROTEC 7UT86 Transformator-differentialschutz*. Abgerufen am 10. September 2023 von <https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/api/uuid:ba635688-7a47-4c1c-ab78-3d4896d89951/siprotec-7ut86-steckbrief.pdf>
- Slama-Belkhdja, S. S.-M. (2020). *Energy Management of Rooftop PV System including Battery Storage: Case Study of ENIT building*. Abgerufen am 07. September 2023 von <https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=9113164>
- Staffell et al. (2. September 2016). *Using bias-corrected reanalysis to simulate current and future wind power output*. Abgerufen am 20. Mai 2024 von <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.08.068>
- Statnett. (10. Juni 2016). *Årsstatistikk 2015*. (Energies 12, no. 6: 1051) Abgerufen am 28. Oktober 2022 von <https://www.google.com/url?sa=t&source=web&rct=j&opi=89978449&url=https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/systemansvaret/arsrapporter-fra-feilanalyse/feilanalyse-arsstatistikk-2015-33-420-kv.pdf&ved=2ahUKEwjV-ar9k66GAxX7SfEDHTsWck>
- Taibi et al. (2017). *The Impact of Electric Vehicles Deployment on Production Cost in a Caribbean Island Country*. Abgerufen am 26. 02 2022 von [https://www.researchgate.net/profile/Emanuele-Taibi/publication/325426122\\_The\\_Impact\\_of\\_Electric\\_Vehicles\\_Deployment\\_on\\_Production\\_Cost\\_in\\_a\\_Caribbean\\_Island\\_Country/links/5b0d7106aca2725783efa00b/The-Impact-of-Electric-Vehicles-Deployment-on-Production-C](https://www.researchgate.net/profile/Emanuele-Taibi/publication/325426122_The_Impact_of_Electric_Vehicles_Deployment_on_Production_Cost_in_a_Caribbean_Island_Country/links/5b0d7106aca2725783efa00b/The-Impact-of-Electric-Vehicles-Deployment-on-Production-C)
- Takashi Oozeki, T. Y. (2010). *An analysis of reliability in the early stages of photovoltaic systems in Japan*. Abgerufen am 17. August 2023 von <https://doi.org/10.1002/pip.925>
- The Barbados Light & Power Company. (2021). *Application pursuant to section 16 of the Utilities Regulation Act Cap 278 of the laws of Barbados for a review of electricity rates Volume 3*. Abgerufen am 05. Februar 2023 von [https://www.ftc.gov.bb/library/blip\\_app/2021/rateapp/Volume%203%20-%20BLPC%20Rate%20Application%202021.09.30%20-%20Redacted%20Version.pdf](https://www.ftc.gov.bb/library/blip_app/2021/rateapp/Volume%203%20-%20BLPC%20Rate%20Application%202021.09.30%20-%20Redacted%20Version.pdf)
- The Oxford Institute for Energy Studies. (August 2015). *Achieving a cost-competitive offshore wind power industry: What is the most effective policy framework?* Abgerufen am 19. Januar 2023 von <https://a9w7k6q9.stackpathcdn.com/wpcms/wp-content/uploads/2015/09/EL-15.pdf>
- The World Bank. (30. April 1990). *Project Completion Report Barbados Power Project (Loan 1940-Bar)*. Abgerufen am 28. Januar 2023 von <https://documents1.worldbank.org/curated/en/966901468006603638/pdf/multi-page.pdf>

- Tom Rogers et al. (2019). *Onshore wind energy potential for Small Island Developing States: Findings and recommendations from Barbados*. Abgerufen am 26. 02 2022 von <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0973082619304892>
- USAID. (Mai 2021). *Caribbean Energy Initiative*. Abgerufen am 5. September 2024 von Cost Comparison of Power Generation Options in Select Caribbean Island Nations: [https://pdf.usaid.gov/pdf\\_docs/PA00XJ7V.pdf](https://pdf.usaid.gov/pdf_docs/PA00XJ7V.pdf)
- VDE. (1. April 2020). *Automatische Letztmaßnahmen zur Vermeidung von Systemzusammenbrüchen*. Abgerufen am 10. September 2023 von <https://www.vde.com/de/fnn/arbeitsgebiete/netzbetrieb-sicherheit/netzbetrieb/fnn-automatische-letztmassnahmen-e-vde-ar-n-4142>
- Waffenschmidt, E. (2011). *Elektrische Netze Vorlesung zum Master-Studium FH-Köln WS 2011/2012*. Abgerufen am 07. Oktober 2023 von <https://docplayer.org/2993012-Elektrische-netze-vorlesung-zum-master-studium-fh-koeln-ws-2011-2012-prof-dr-eberhard-waffenschmidt-ws-2011-2012-s-1-prof-e.html>
- Wang et al. (2019). *Power management of EV car parks*. Abgerufen am 07. September 2023 von <https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=8927300>
- Weather Underground. (2019). *Barbados - ICHRISTC8*. Abgerufen am 18. August 2023 von <https://www.wunderground.com/dashboard/pws/ICHRISTC8/table/2019-01-1/2019-01-1/daily>
- Wo. (Januar 2019). *Impacts of Smart Grid Functions on Load-Side Frequency*. Abgerufen am 25. Juni 2024 von <https://unbscholar.dspace.lib.unb.ca/server/api/core/bitstreams/ce008439-e134-4d6f-b485-81e612036a51/content>
- Yeager et al. (September 1993). *Modeling of emergency diesel generators in an 800 megawatt nuclear power plant*. Abgerufen am 29. Oktober 2023 von <https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=257056>
- Zeraati et al. (2018). *Distributed Control of Battery Energy Storage Systems for Voltage Regulation in Distribution Networks with High PV Penetration*. Abgerufen am 11. 03 2024 von <https://doi.org/10.1109/TSG.2016.2636217>
- Zhang et al. (2015). *Power management strategy research for DC microgrid with hybrid storage system*. Abgerufen am 9. September 2023 von <https://ieeexplore.ieee.org/document/7152011>

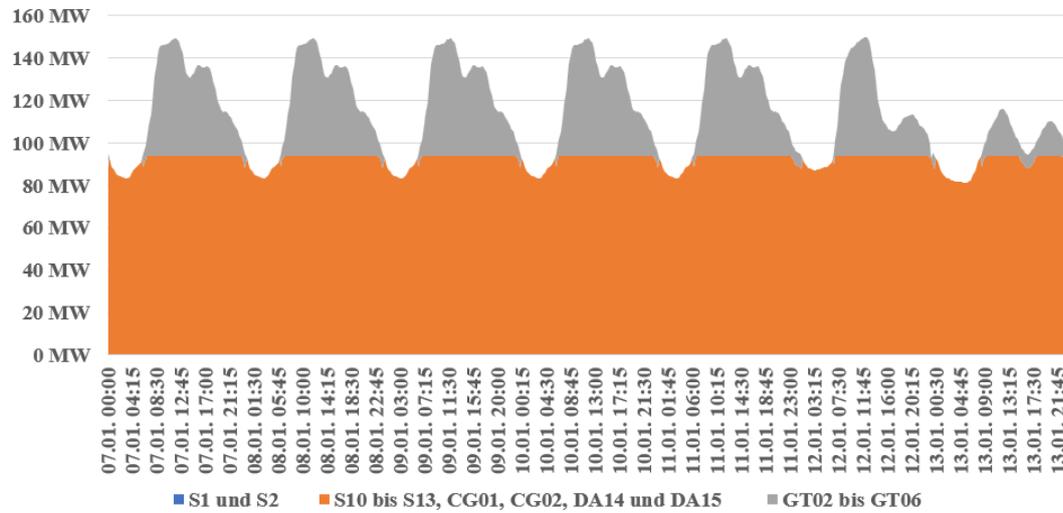
## Anhang

Die im Anhang aufgezählten Dokumente befinden sich auf dem USB-Stick, welcher dieser Arbeit beiliegt.

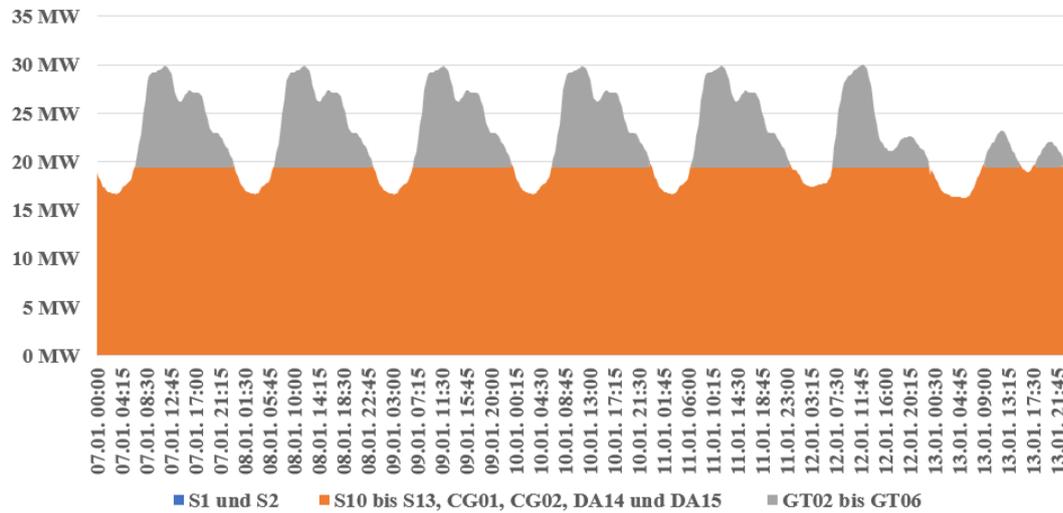
Anhang A: Ergebnisse Szenario <i>Barbados Referenz</i> .....	xxxvi
Anhang B: Ergebnisse Szenario <i>Barbados Referenz</i> exkl. Reparaturzeiten.....	xliv
Anhang C: Leistungsdifferenzen Zeitraum Woche für <i>R01</i> bis <i>R28</i> .....	xlvii
Anhang D: Ergebnisse Szenario <i>Barbados Referenz</i> inkl. Reparaturzeiten .....	I
Anhang E: Ergebnisse Szenario <i>Barbados Referenz</i> inkl. Reparaturzeiten.....	lxvi
Anhang F: Leistungsdifferenzen Zeitraum eines Jahres <i>Barbados Referenz</i> .....	lxvii
Anhang G: Technische Eigenschaften der Generatoren Szenario <i>Barbados Referenz</i> .....	lxviii
Anhang H: Wirtschaftliche Eigenschaften der Generatoren Szenario <i>Barbados Referenz</i> .....	lxix
Anhang I: Elektrisches Netz Szenario <i>Barbados Referenz</i> .....	lxx
Anhang J: Ergebnisse Szenario <i>Barbados Zukunft</i> exkl. Reparaturzeiten .....	lxxi
Anhang K: Ergebnisse Szenario <i>Barbados Zukunft</i> inkl. Reparaturzeiten .....	lxxii
Anhang L: Ergebnisse Szenario <i>Barbados Zukunft</i> inkl. Reparaturzeiten.....	xcix
Anhang M: Leistungsdifferenzen Zeitraum eines Jahres <i>Barbados Zukunft</i> .....	c
Anhang N: Technische Eigenschaften der Generatoren Szenario <i>Barbados Zukunft</i> .....	cii
Anhang O: Wirtschaftliche Eigenschaften der Generatoren Szenario <i>Barbados Zukunft</i> .....	civ
Anhang P: Elektrisches Netz Szenario <i>Barbados Zukunft</i> .....	cv
Anhang Q: ARIMA-Modelle für Leistungsprognose .....	cvi

## Anhang A: Ergebnisse Szenario *Barbados Referenz*

### R03: Einspeiseleistung exkl. aktivierte Regelleistungen



### R03: vorgehaltene positive Regelleistung



### R03: vorgehaltene negative Regelleistung

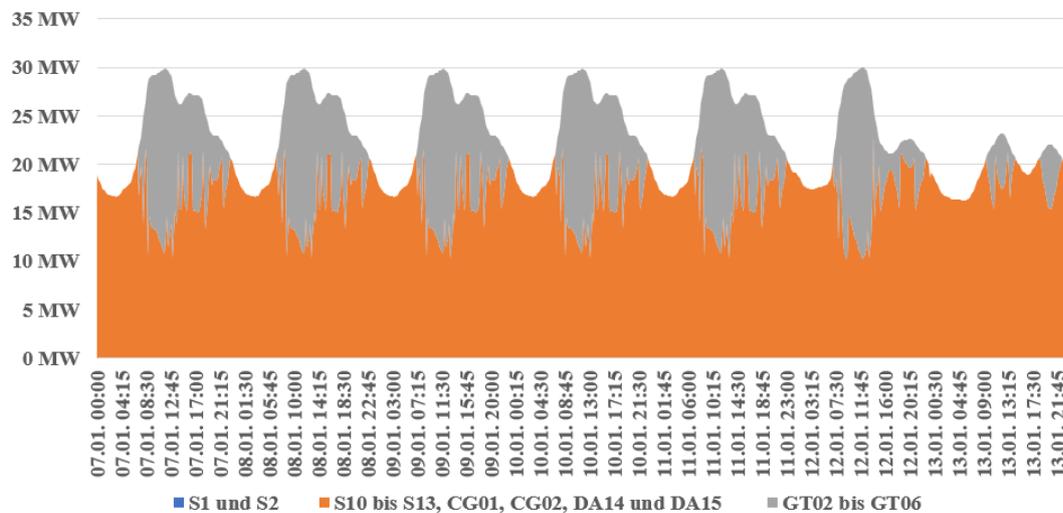


Abbildung 52: Simulationsergebnisse Unterszenario R03

(Quelle: eigene Darstellung)

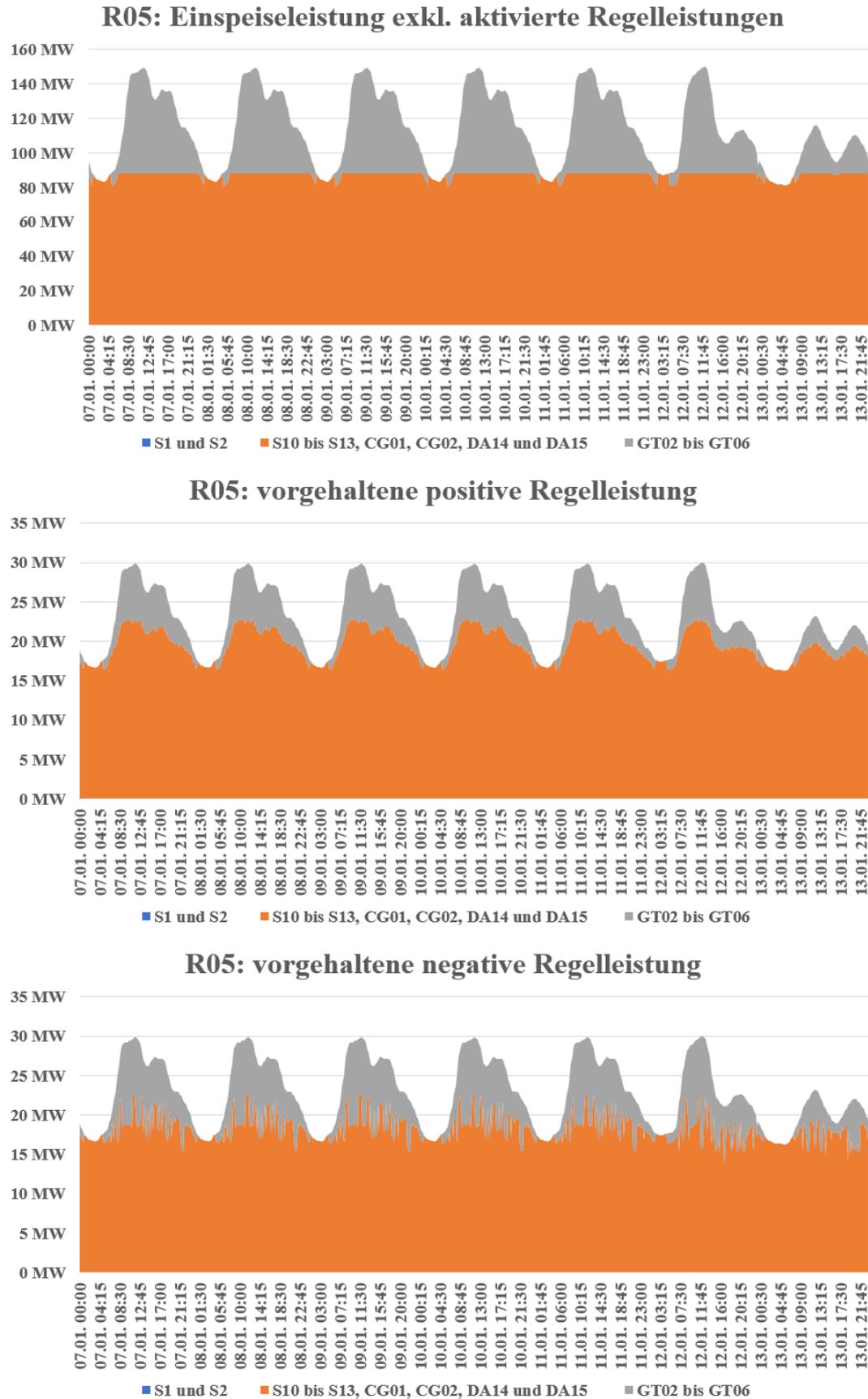


Abbildung 53: Simulationsergebnisse Unterszenario R05

(Quelle: eigene Darstellung)

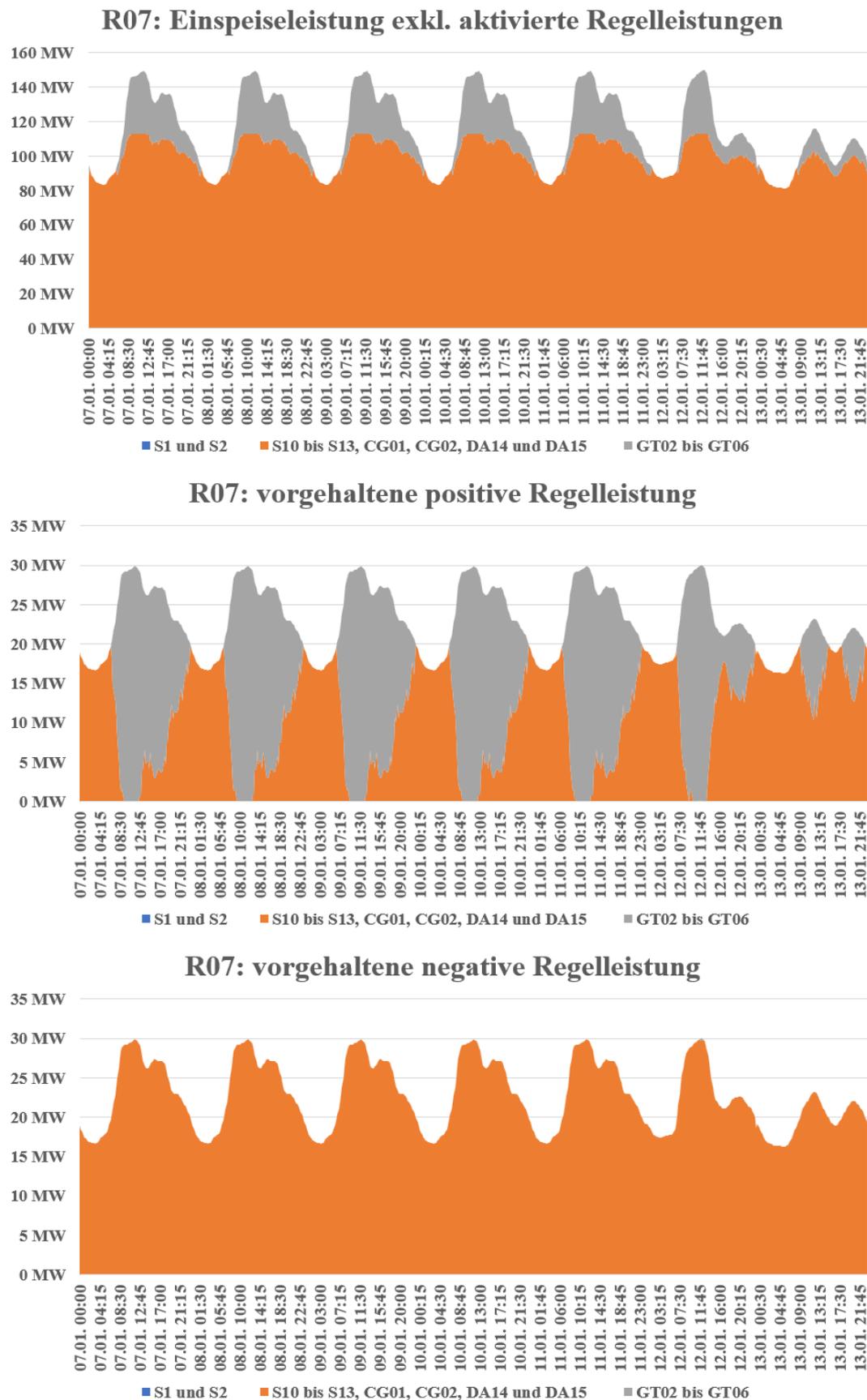


Abbildung 54: Simulationsergebnisse Unterszenario R07

(Quelle: eigene Darstellung)

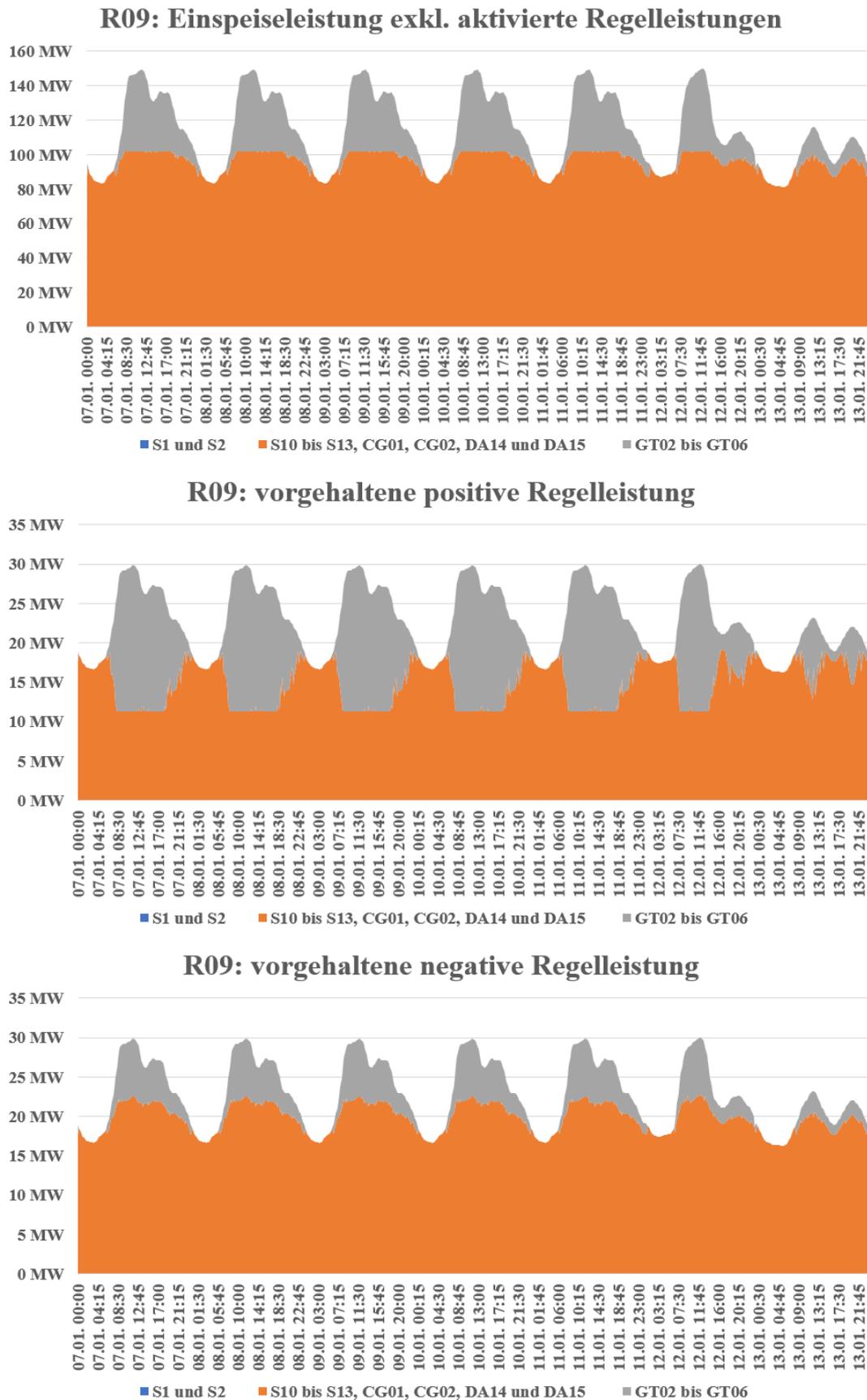


Abbildung 55: Simulationsergebnisse Unterszenario R09  
(Quelle: eigene Darstellung)

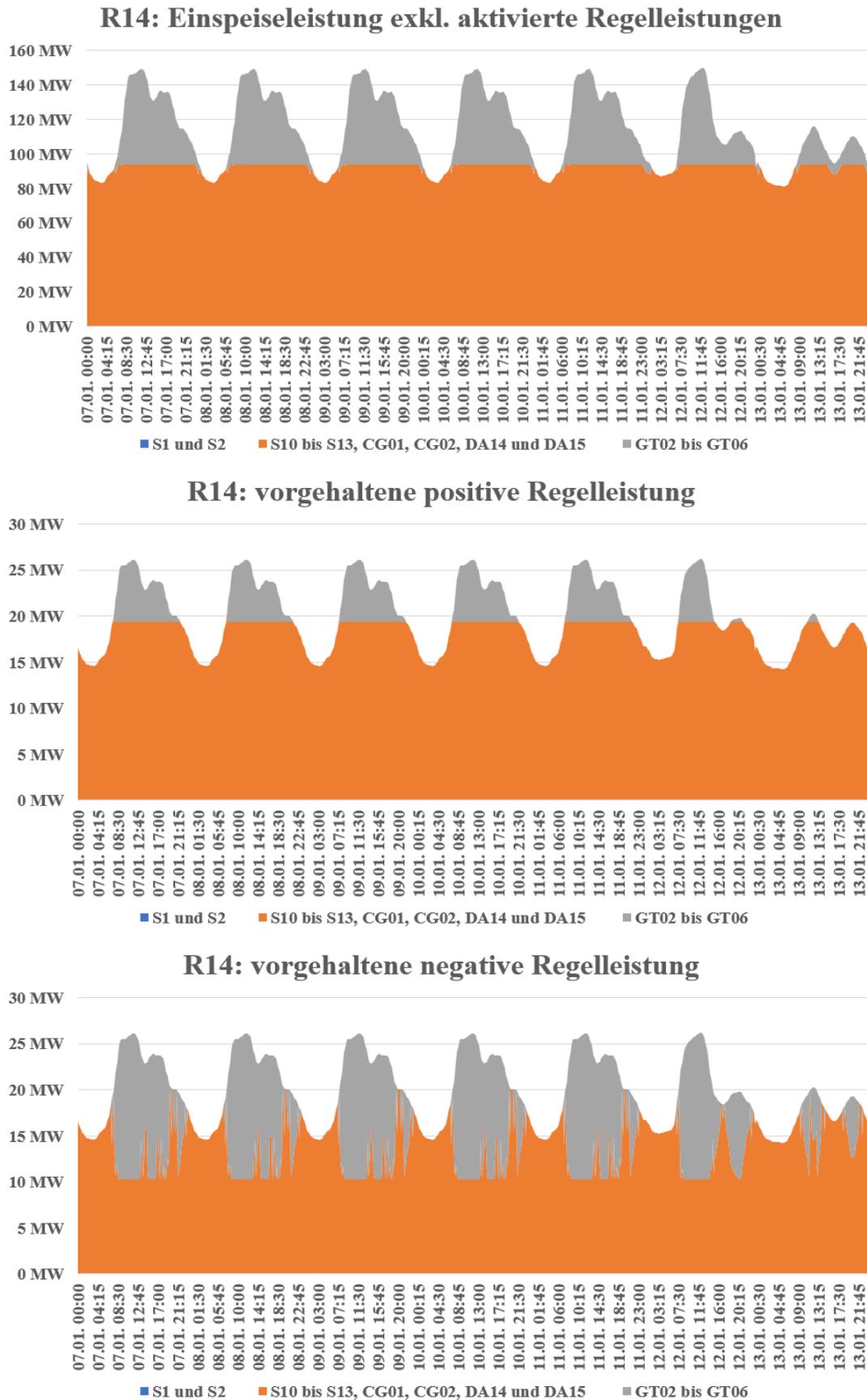


Abbildung 56: Simulationsergebnisse Unterszenario R14

(Quelle: eigene Darstellung)

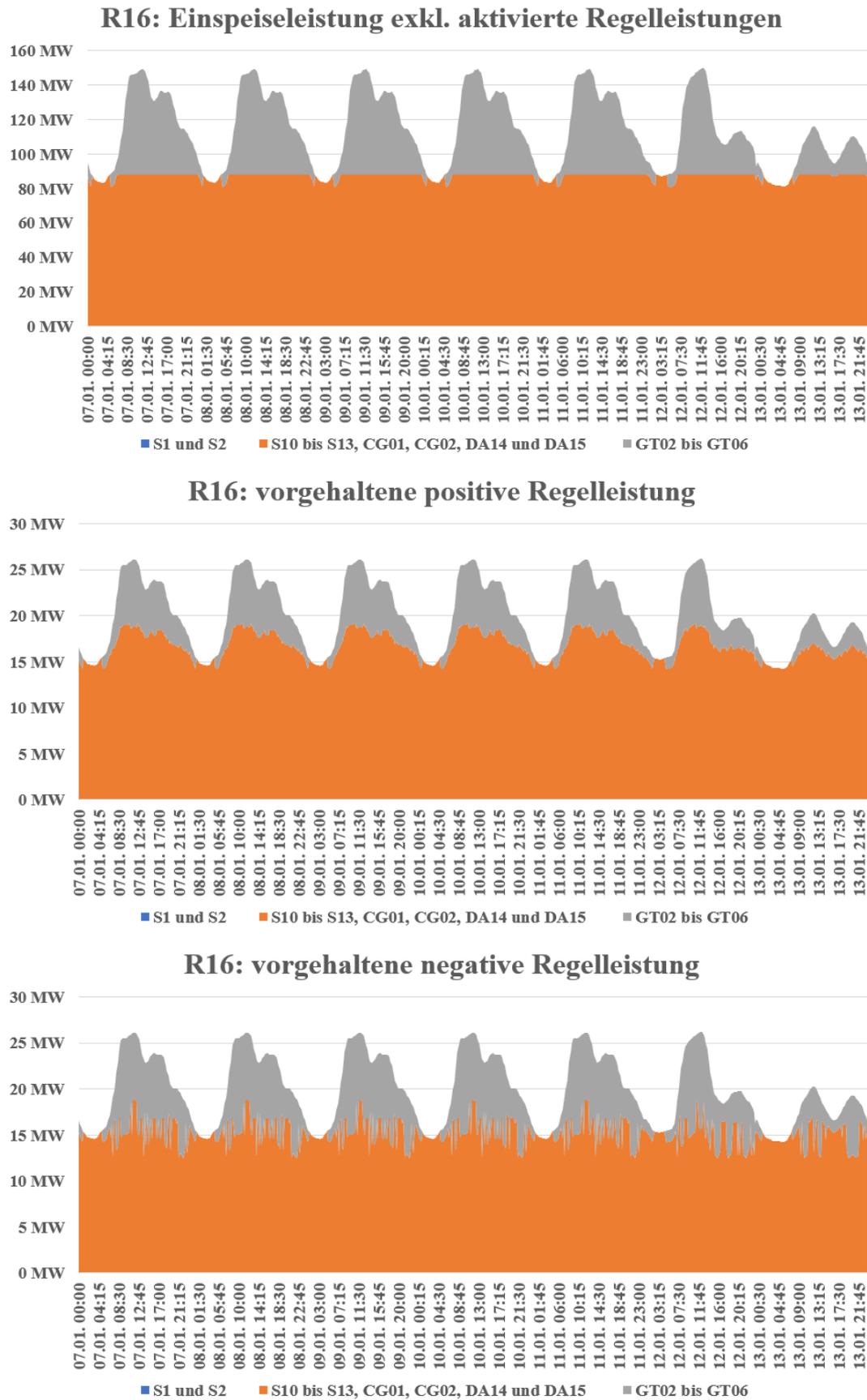


Abbildung 57: Simulationsergebnisse Unterszenario R16  
(Quelle: eigene Darstellung)

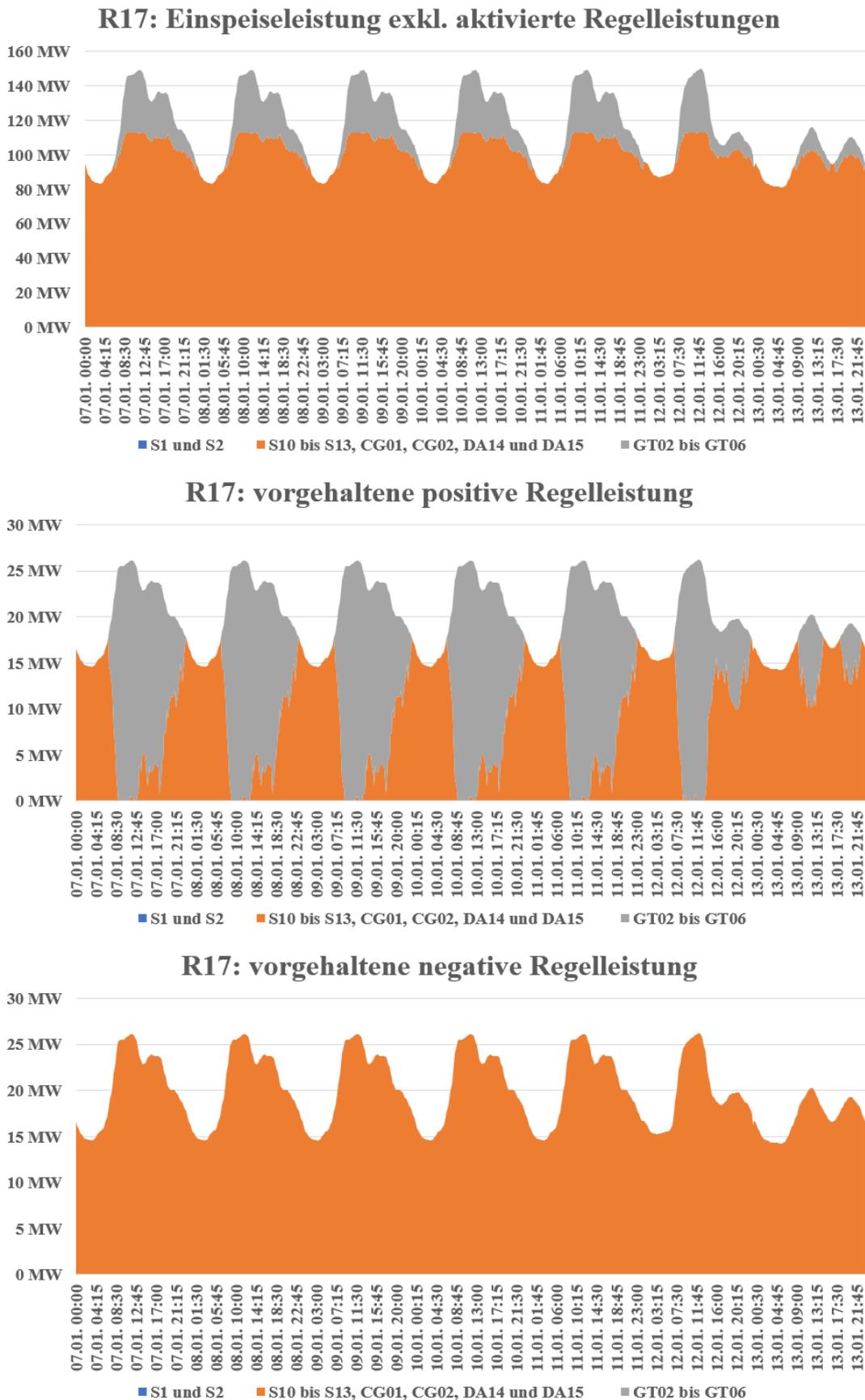


Abbildung 58: Simulationsergebnisse Unterszenario R17  
(Quelle: eigene Darstellung)

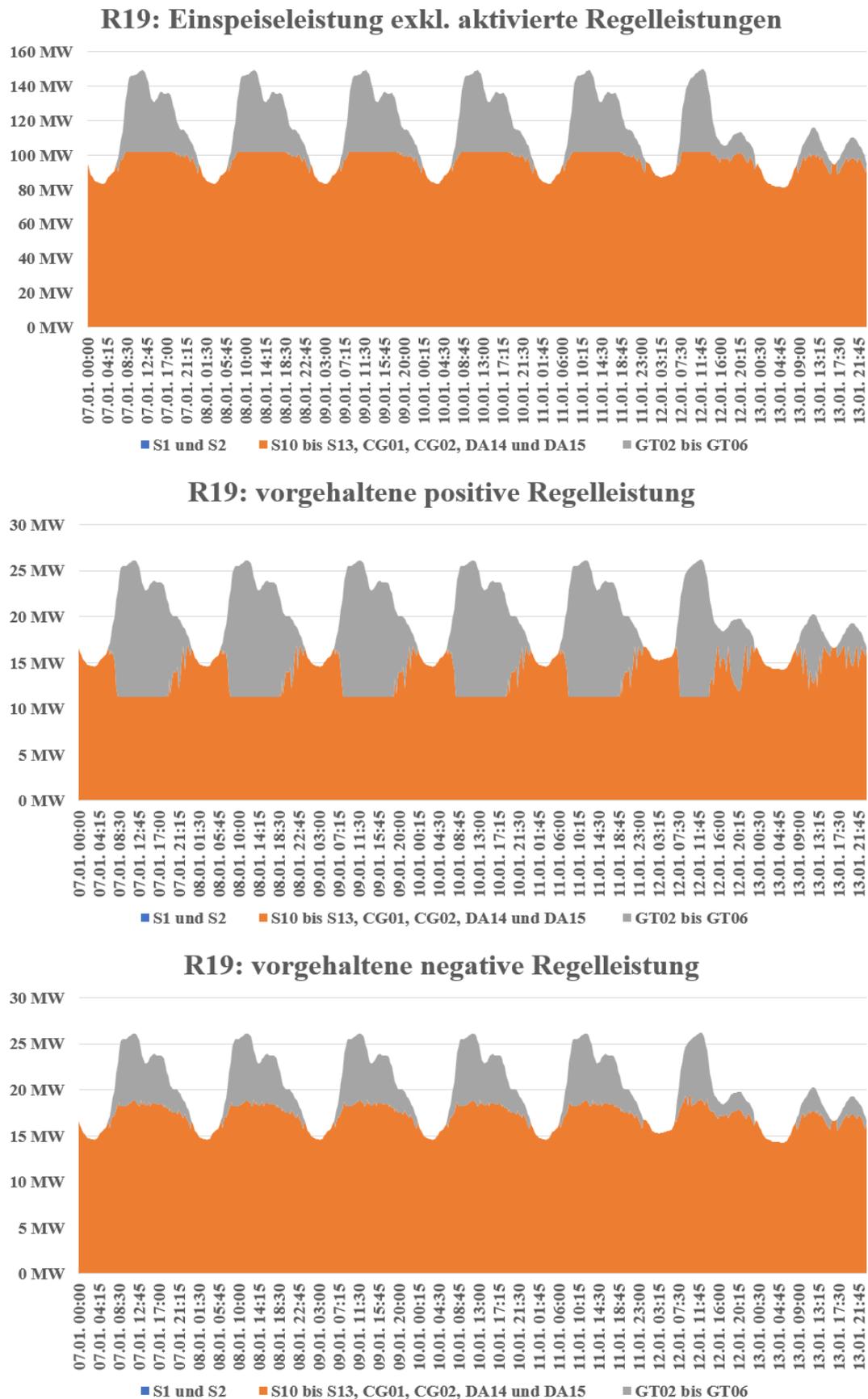


Abbildung 59: Simulationsergebnisse Unterszenario R19  
(Quelle: eigene Darstellung)

Anhang B: Ergebnisse Szenario *Barbados Referenz* exkl. ReparaturzeitenTabelle 18: Ergebnisse Szenario *Barbados Referenz* Regelleistungsvorhaltung 20,0 %

Szenarien				Generatoren S10 bis S13, CG01, CG02, DA14 und DA15				Generatoren GT02 bis GT06				Generatoren S1 und S2				Systemeigenschaften		
Unterszenario ID	Regelleistungsvorhaltung in %	Maximale Einspeiseleistung in MW	Regelleistungsverteilung	Real bereitgestellte Energie in MWh/Woche	Ermittelte bereitzustellende Energie in MWh/Woche	Vorgehaltene Energie für positive Regelleistung in MWh/Woche	Vorgehaltene Energie für negative Regelleistung in MWh/Woche	Real bereitgestellte Energie in MWh/Woche	Ermittelte bereitzustellende Energie in MWh/Woche	Vorgehaltene Energie für positive Regelleistung in MWh/Woche	Vorgehaltene Energie für negative Regelleistung in MWh/Woche	Real bereitgestellte Energie in MWh/Woche	Ermittelte bereitzustellende Energie in MWh/Woche	Vorgehaltene Energie für positive Regelleistung in MWh/Woche	Vorgehaltene Energie für negative Regelleistung in MWh/Woche	Netzstabilität in %	Stromgestehungskosten in BBD/kWh	Steigerung Stromgestehungskosten bezogen auf R26 in %
R01	20,0	17,5	0,0	14.877	14.730	3.608	2.432	4.283	4.370	212	1.388	0	0	0	0	99,9490	0,342	2,69
R02	20,0	17,5	0,2	14.383	14.315	3.529	2.885	4.741	4.785	292	936	0	0	0	0	99,9520	0,344	3,38
R03	20,0	20,0	0,0	15.293	15.390	3.168	2.854	3.814	3.710	652	966	0	0	0	0	99,9474	0,340	2,09
R04	20,0	20,0	0,2	15.074	15.048	3.396	3.074	4.035	4.052	425	746	0	0	0	0	99,9487	0,341	2,41
R05	20,0	20,0	0,4	14.736	14.647	3.277	3.055	4.440	4.453	543	765	0	0	0	0	99,9511	0,343	2,90
R06	20,0	20,0	0,6	13.909	13.908	2.838	2.814	5.192	5.193	982	1.006	0	0	0	0	99,9560	0,347	4,05
R07	20,0	--	0,0	16.451	16.681	1.880	3.820	2.657	2.419	1.940	0	0	0	0	0	99,9504	0,335	0,46
R08	20,0	--	0,2	16.154	16.384	2.162	3.577	2.878	2.717	1.659	244	0	0	0	0	99,9493	0,336	0,85
R09	20,0	--	0,4	15.907	16.026	2.498	3.325	3.185	3.074	1.322	495	0	0	0	0	99,9484	0,337	1,22
R10	20,0	--	0,6	15.477	15.591	2.902	3.005	3.540	3.510	919	816	0	0	0	0	99,9482	0,339	1,81

Tabelle 19: Ergebnisse Szenario *Barbados Referenz* Regelleistungsvorhaltung 17,5 %

Szenarien				Generatoren S10 bis S13, CG01, CG02, DA14 und DA15				Generatoren GT02 bis GT06				Generatoren S1 und S2				Systemeigenschaften		
Unterszenario ID	Regelleistungsvorhaltung in %	Maximale Einspeiseleistung in MW	Regelleistungverteilung	Real bereitgestellte Energie in MWh/Woche	Ermittelte bereitzustellende Energie in MWh/Woche	Vorgehaltene Energie für positive Regelleistung in MWh/Woche	Vorgehaltene Energie für negative Regelleistung in MWh/Woche	Real bereitgestellte Energie in MWh/Woche	Ermittelte bereitzustellende Energie in MWh/Woche	Vorgehaltene Energie für positive Regelleistung in MWh/Woche	Vorgehaltene Energie für negative Regelleistung in MWh/Woche	Real bereitgestellte Energie in MWh/Woche	Ermittelte bereitzustellende Energie in MWh/Woche	Vorgehaltene Energie für positive Regelleistung in MWh/Woche	Vorgehaltene Energie für negative Regelleistung in MWh/Woche	Netzstabilität in %	Stromgestehungskosten in BBD/kWh	Steigerung Stromgestehungskosten bezogen auf R26 in %
R11	17,5	17,5	0,0	14.829	14.730	3.309	1.940	4.240	4.370	34	1.403	0	0	0	0	99,8972	0,342	2,74
R12	17,5	17,5	0,2	14.406	14.315	3.052	2.482	4.725	4.785	292	861	0	0	0	0	99,8995	0,344	3,35
R13	17,5	17,5	0,4	8.195	8.119	902	1.649	9.604	9.796	2.044	1.497	1.264	1.185	396	197	99,9193	0,376	12,82
R14	17,5	20,0	0,0	15.470	15.389	3.020	2.323	3.633	3.711	322	1.019	0	0	0	0	99,8954	0,339	1,84
R15	17,5	20,0	0,2	15.119	15.048	3.093	2.573	4.021	4.052	250	770	0	0	0	0	99,8948	0,341	2,35
R16	17,5	20,0	0,4	14.646	14.647	2.800	2.548	4.402	4.453	543	794	0	0	0	0	99,8998	0,343	3,00
R17	17,5	--	0,0	16.533	16.808	1.662	3.342	2.544	2.292	1.680	0	0	0	0	0	99,8971	0,334	0,33
R18	17,5	--	0,2	16.317	16.508	1.949	3.114	2.756	2.593	1.394	229	0	0	0	0	99,8959	0,335	0,64
R19	17,5	--	0,4	16.055	16.136	2.302	2.869	3.057	2.964	1.040	474	0	0	0	0	99,8959	0,337	1,02

Tabelle 20: Ergebnisse Szenario *Barbados Referenz* Regelleistungsvorhaltung 15,0 %

Szenarien				Generatoren S10 bis S13, CG01, CG02, DA14 und DA15				Generatoren GT02 bis GT06				Generatoren S1 und S2				Systemeigenschaften		
Unterszenario ID	Regelleistungsvorhaltung in %	Maximale Einspeiseleistung in MW	Regelleistungverteilung	Real bereitgestellte Energie in MWh/Woche	Ermittelte bereitzustellende Energie in MWh/Woche	Vorgehaltene Energie für positive Regelleistung in MWh/Woche	Vorgehaltene Energie für negative Regelleistung in MWh/Woche	Real bereitgestellte Energie in MWh/Woche	Ermittelte bereitzustellende Energie in MWh/Woche	Vorgehaltene Energie für positive Regelleistung in MWh/Woche	Vorgehaltene Energie für negative Regelleistung in MWh/Woche	Real bereitgestellte Energie in MWh/Woche	Ermittelte bereitzustellende Energie in MWh/Woche	Vorgehaltene Energie für positive Regelleistung in MWh/Woche	Vorgehaltene Energie für negative Regelleistung in MWh/Woche	Netzstabilität in %	Stromgestehungskosten in BBD/kWh	Steigerung Stromgestehungskosten bezogen auf R26 in %
R20	15,0	17,5	0,0	14.843	14.730	2.865	1.666	4.242	4.370	0	1.199	0	0	0	0	99,6628	0,342	2,73
R21	15,0	17,5	0,2	14.390	14.315	2.574	2.072	4.708	4.785	292	794	0	0	0	0	99,6619	0,344	3,37
R22	15,0	17,5	0,4	8.238	8.119	902	1.012	9.662	9.877	1.704	1.670	1.157	1.103	259	183	99,6822	0,376	12,70
R23	15,0	20,0	0,0	15.510	15.390	2.772	2.038	3.579	3.710	93	827	0	0	0	0	99,6596	0,339	1,78
R24	15,0	20,0	0,2	15.116	15.048	2.629	2.228	4.000	4.052	237	638	0	0	0	0	99,6637	0,341	2,35
R25	15,0	20,0	0,4	14.658	14.647	2.322	2.116	4.423	4.453	543	749	0	0	0	0	99,6615	0,343	2,99
R26	15,0	--	0,0	16.778	16.992	1.366	2.865	2.341	2.107	1.499	0	0	0	0	0	99,6617	0,333	0,00
R27	15,0	--	0,2	16.452	16.643	1.704	2.654	2.624	2.458	1.162	212	0	0	0	0	99,6583	0,335	0,45
R28	15,0	--	0,4	16.135	16.237	2.089	2.410	2.941	2.863	776	455	0	0	0	0	99,6617	0,336	0,89

## Anhang C: Leistungsdifferenzen Zeitraum Woche für R01 bis R28

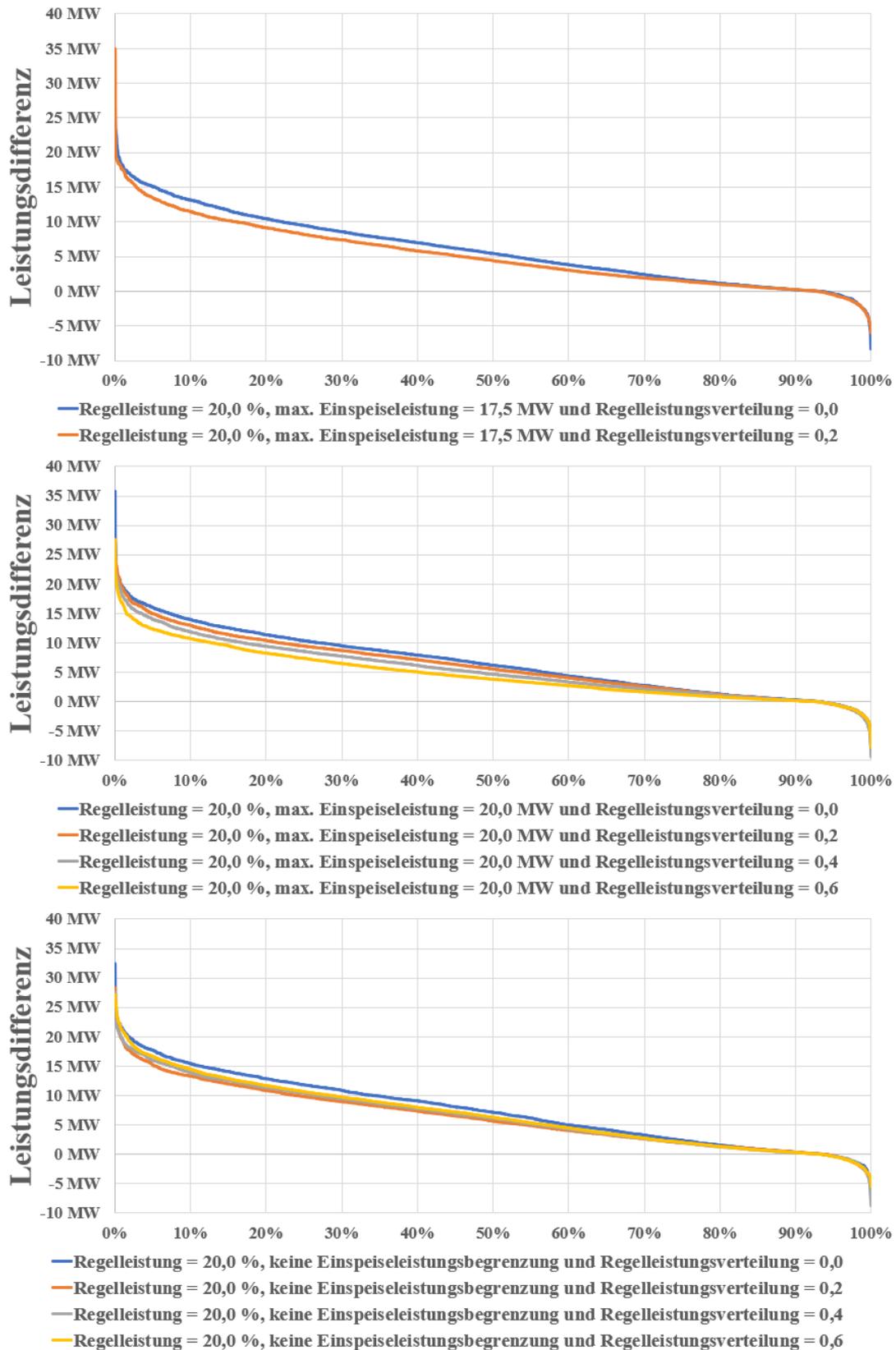


Abbildung 60: Leistungsdifferenzen Zeitraum Woche Unterszenarien R01 bis R10  
(Quelle: eigene Darstellung)

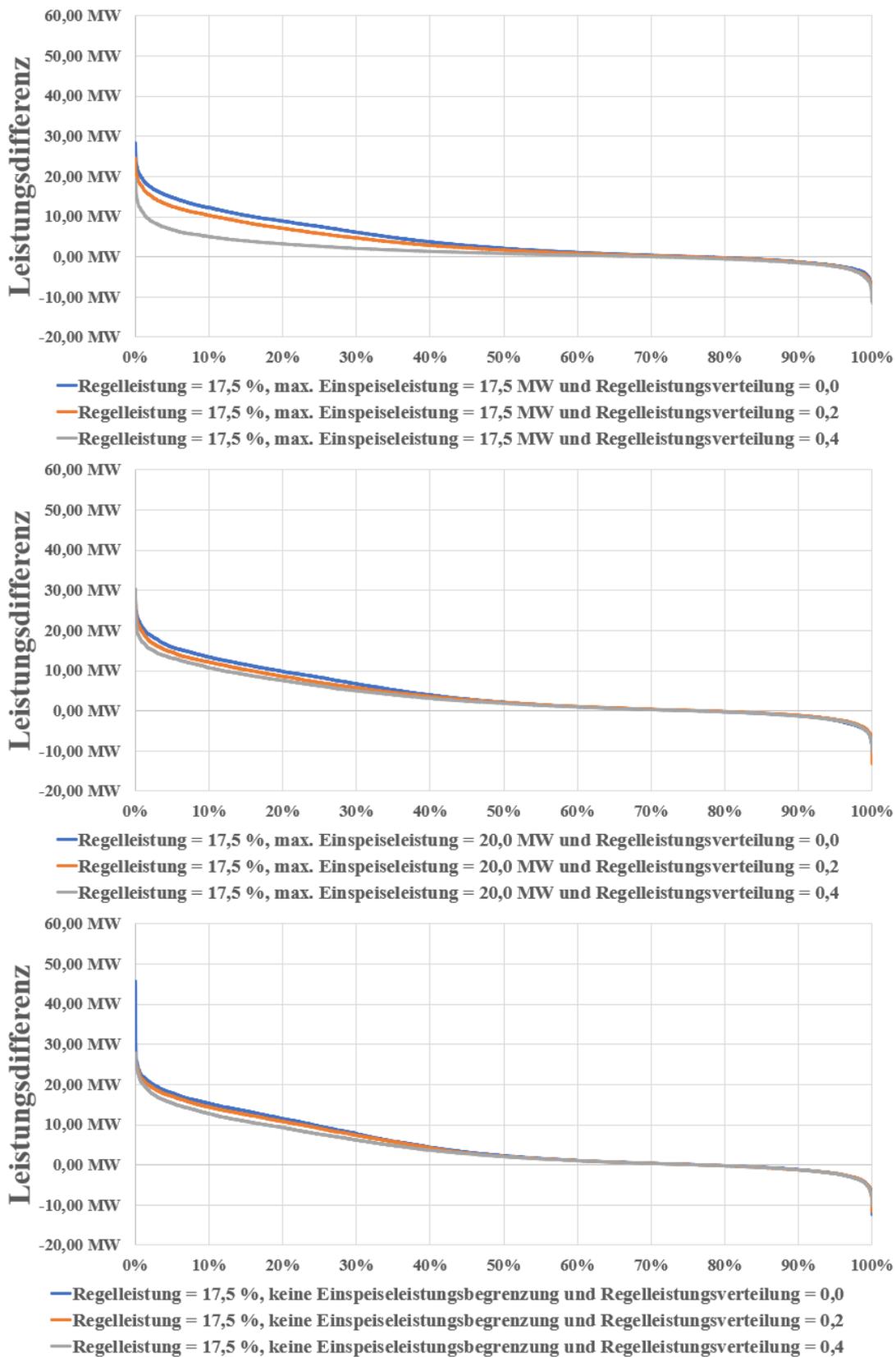


Abbildung 61: Leistungsdifferenzen Zeitraum Woche Unterszenarien R11 bis R19  
(Quelle: eigene Darstellung)

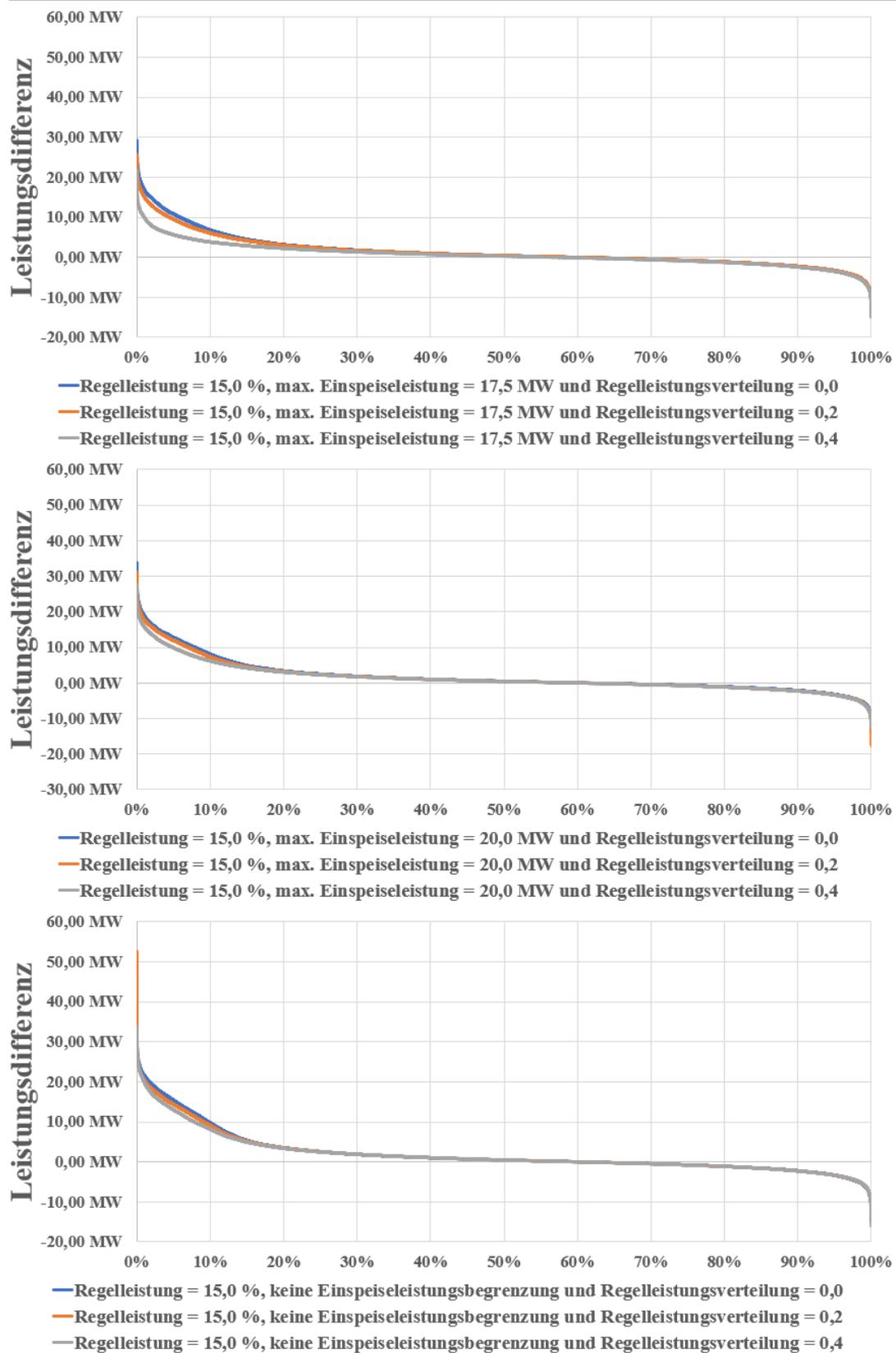


Abbildung 62: Leistungsdifferenzen Zeitraum Woche Unterszenarien R20 bis R28  
(Quelle: eigene Darstellung)

### Anhang D: Ergebnisse Szenario *Barbados Referenz* inkl. Reparaturzeiten

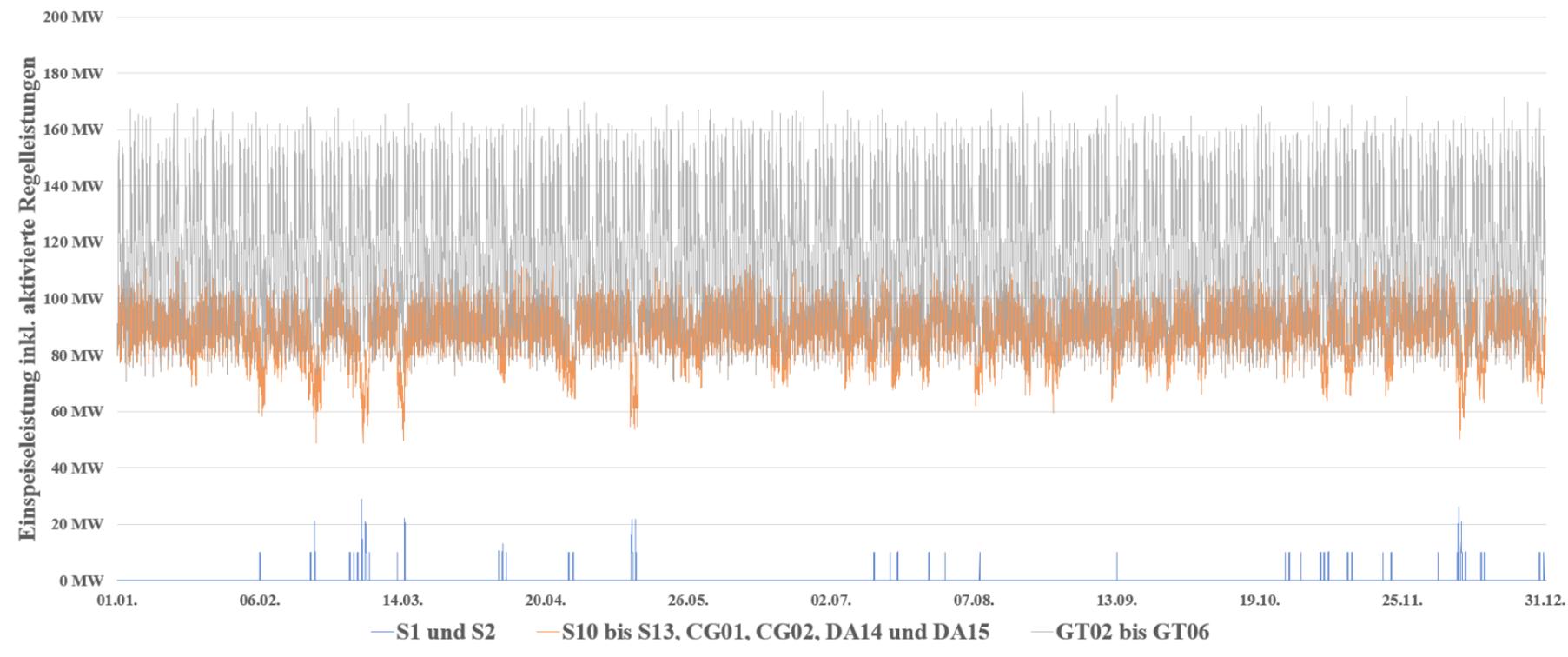
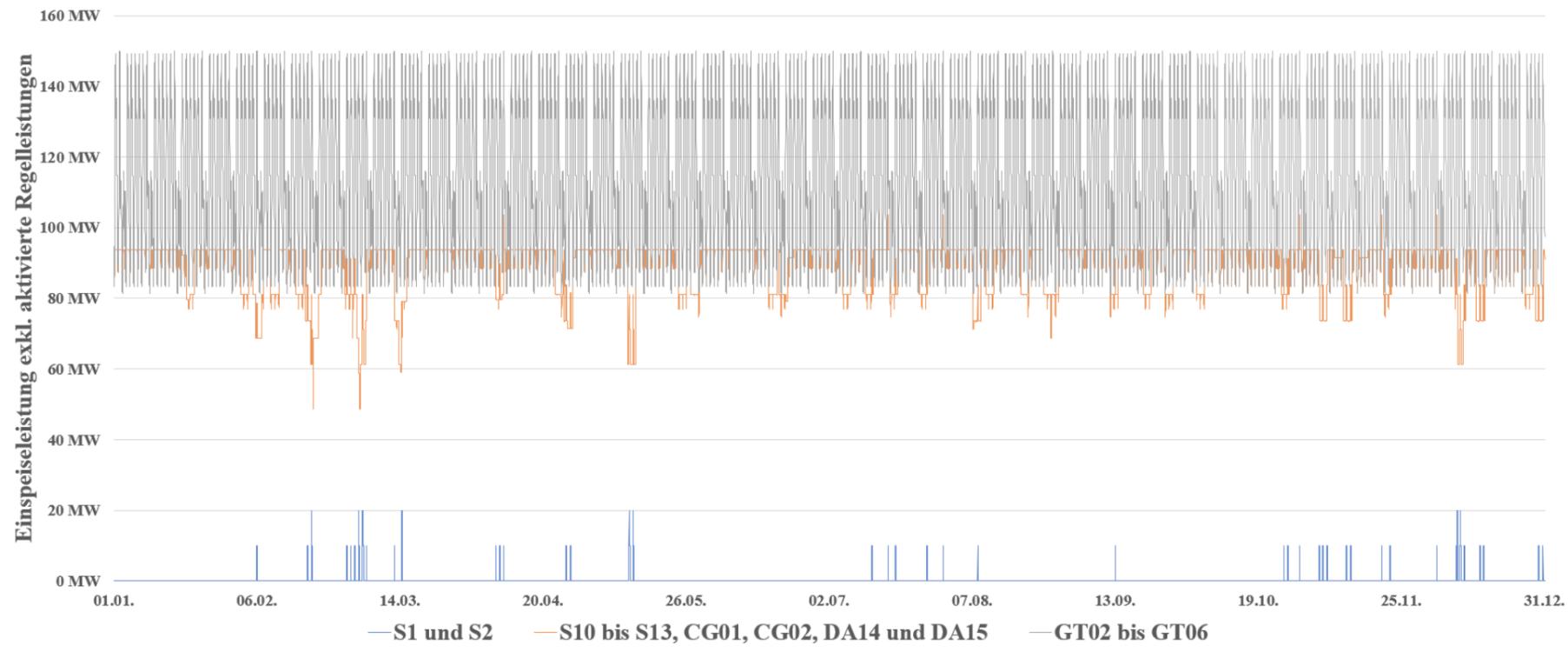


Abbildung 63: Einspeiseleistungen für das Unterszenario *R03*  
(Quelle: eigene Darstellung)

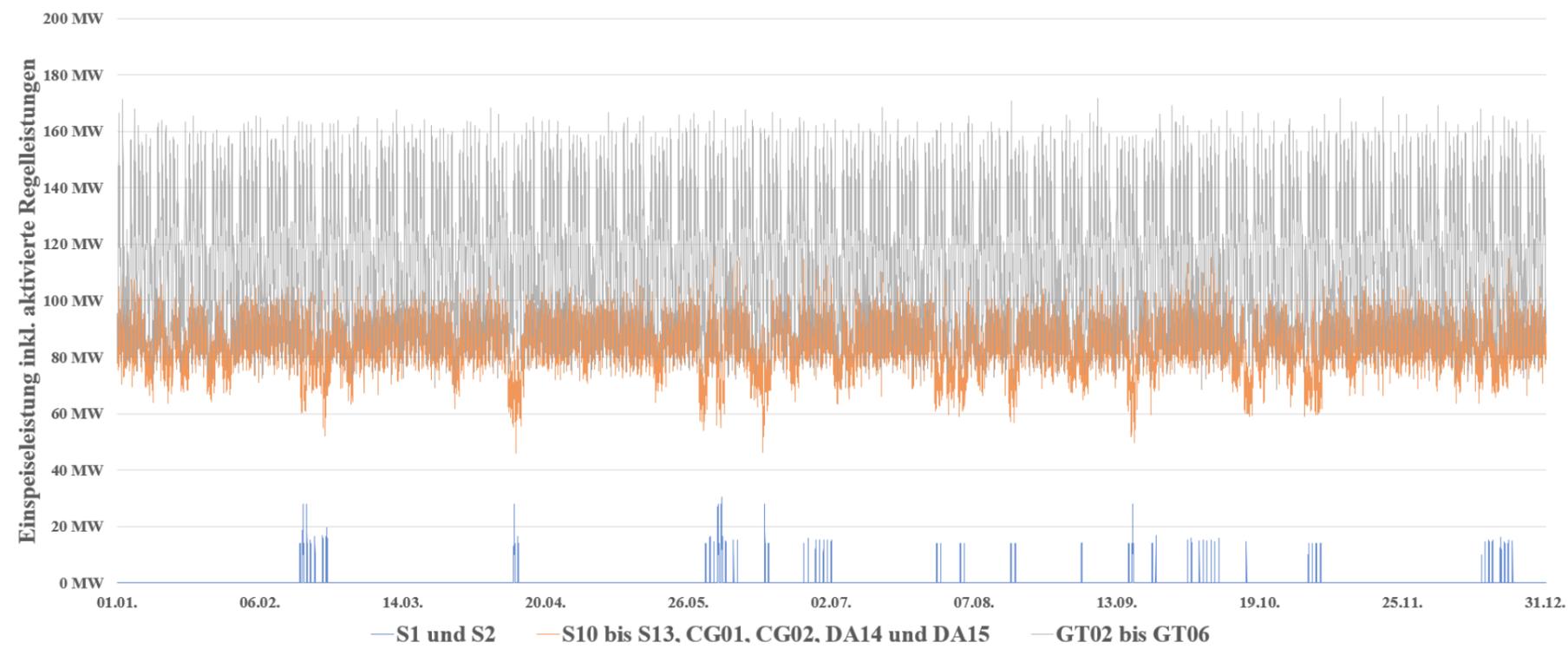
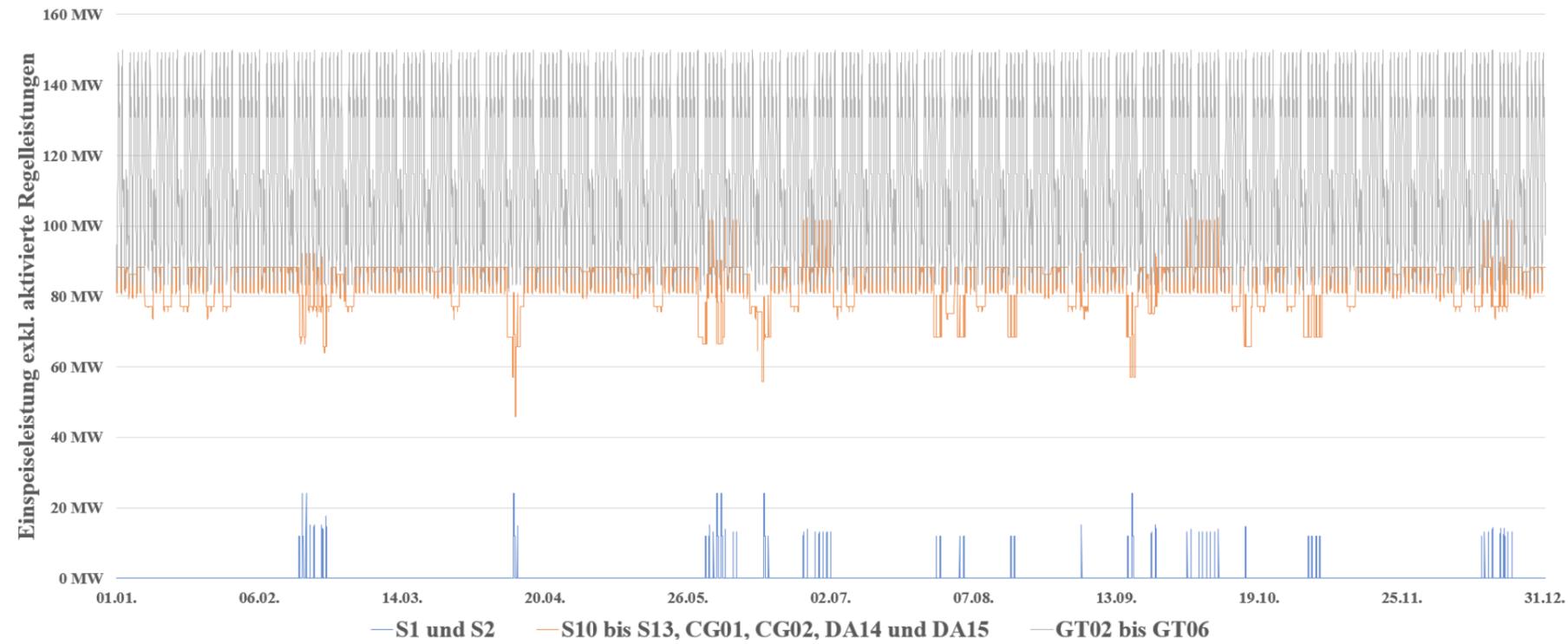


Abbildung 64: Einspeiseleistungen für das Unterszenario R05  
(Quelle: eigene Darstellung)

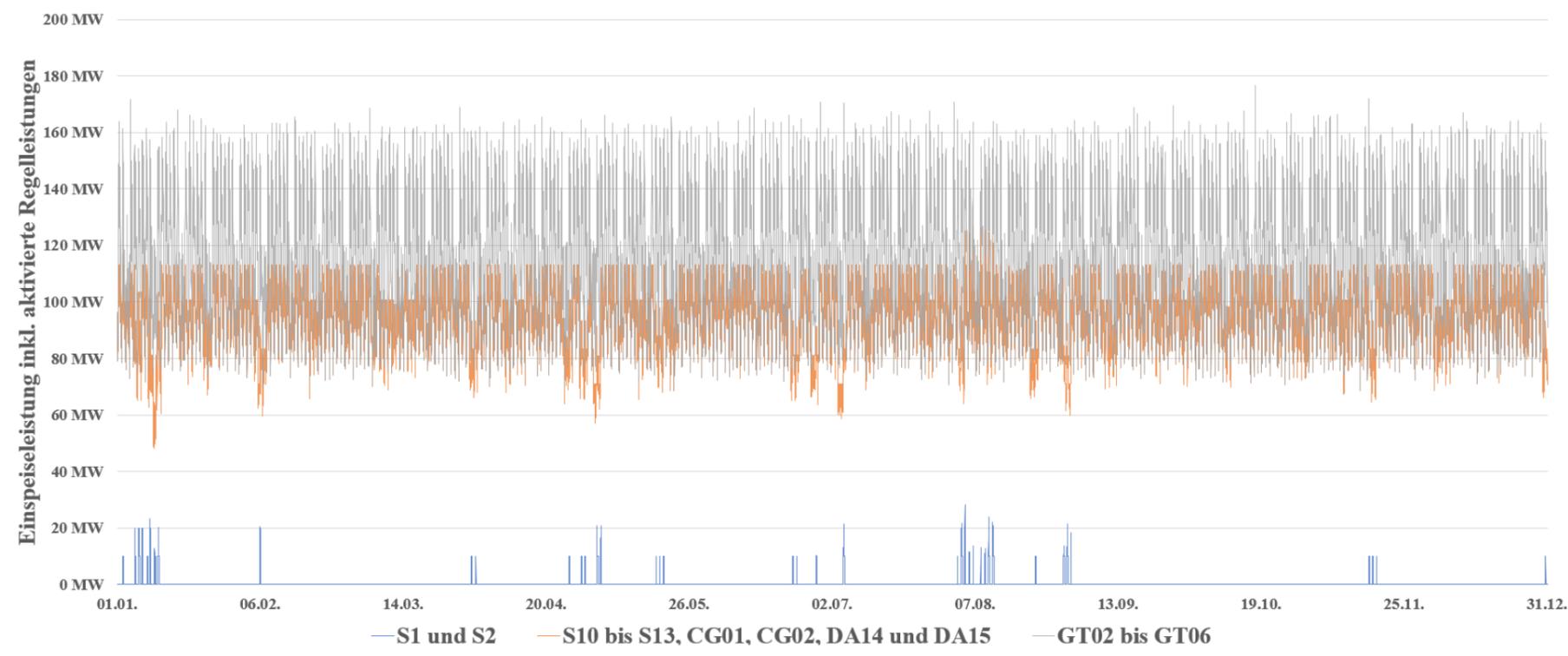
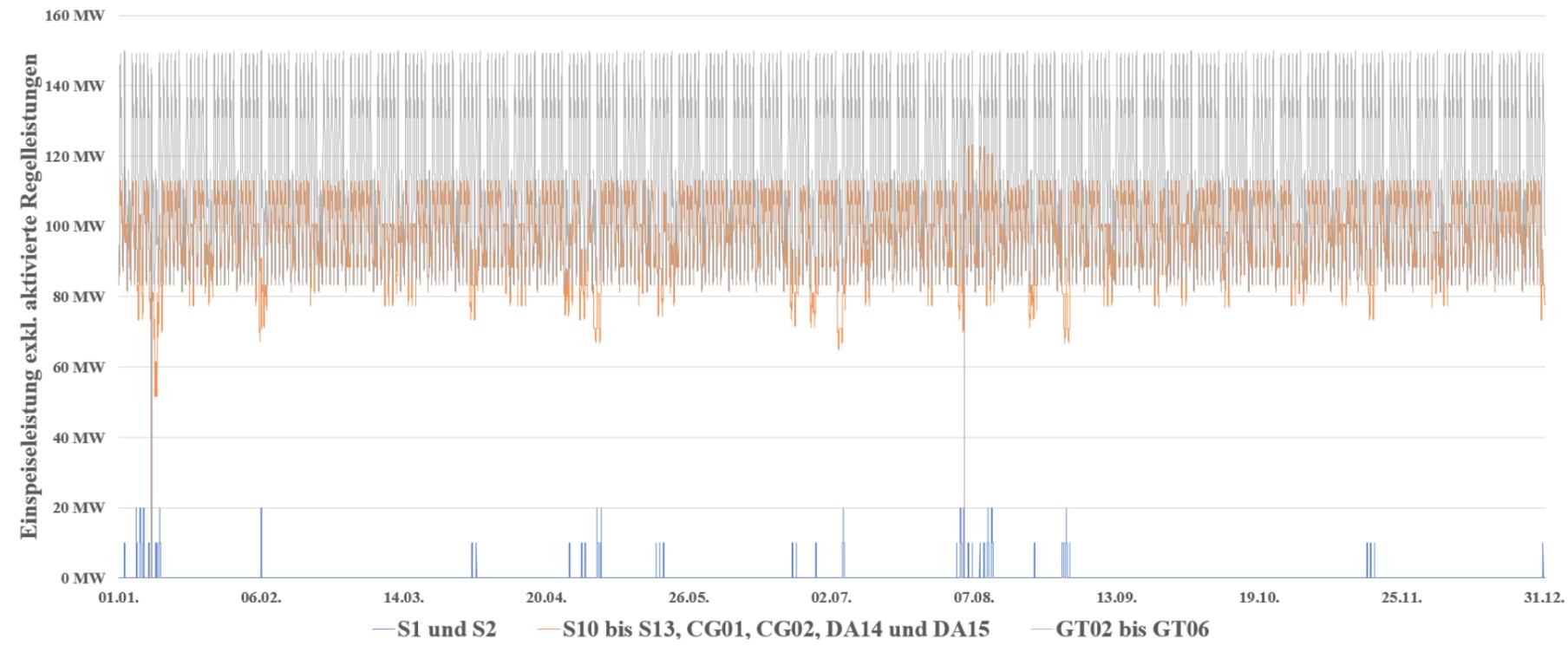


Abbildung 65: Einspeiseleistungen für das Unterszenario R07  
(Quelle: eigene Darstellung)

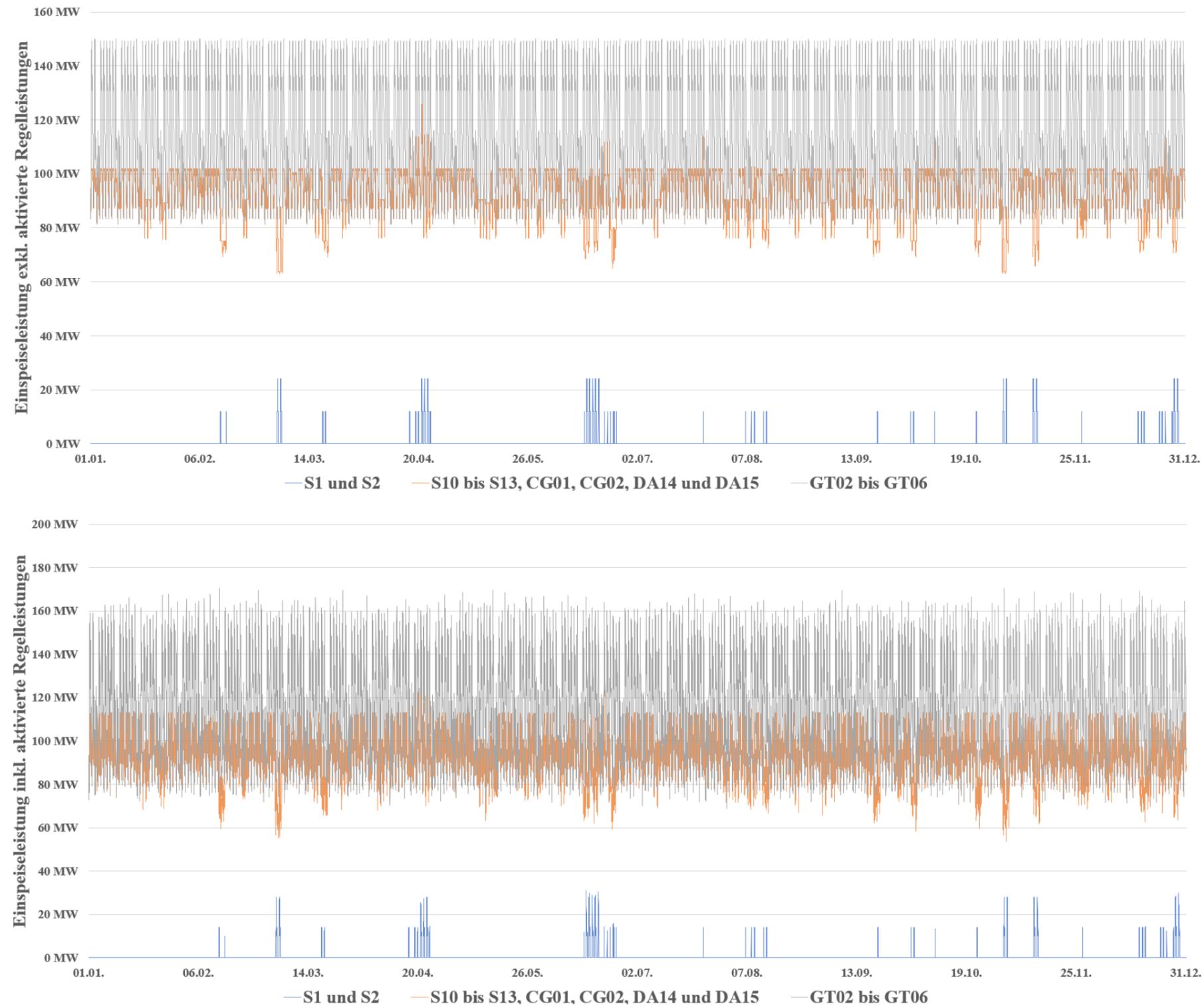


Abbildung 66: Einspeiseleistungen für das Unterszenario R09  
(Quelle: eigene Darstellung)

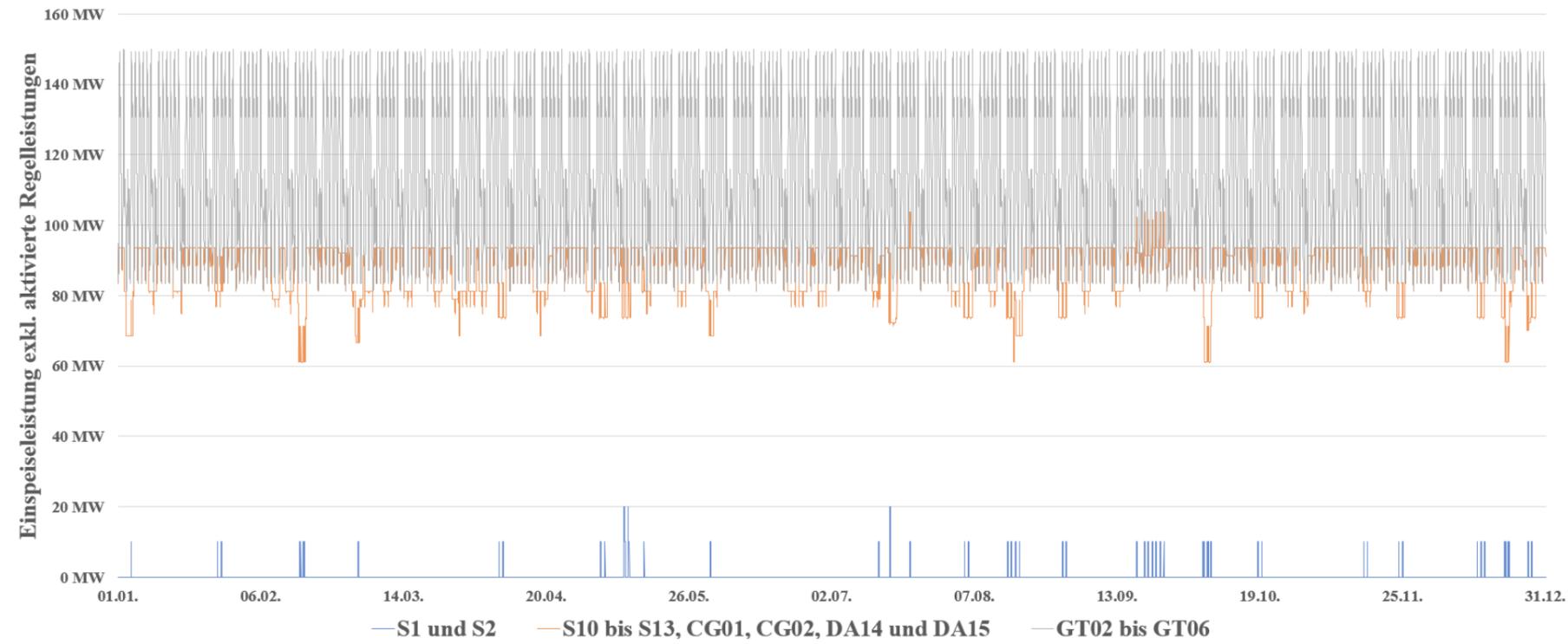


Abbildung 67: Einspeiseleistung für das Unterszenario R14  
(Quelle: eigene Darstellung)

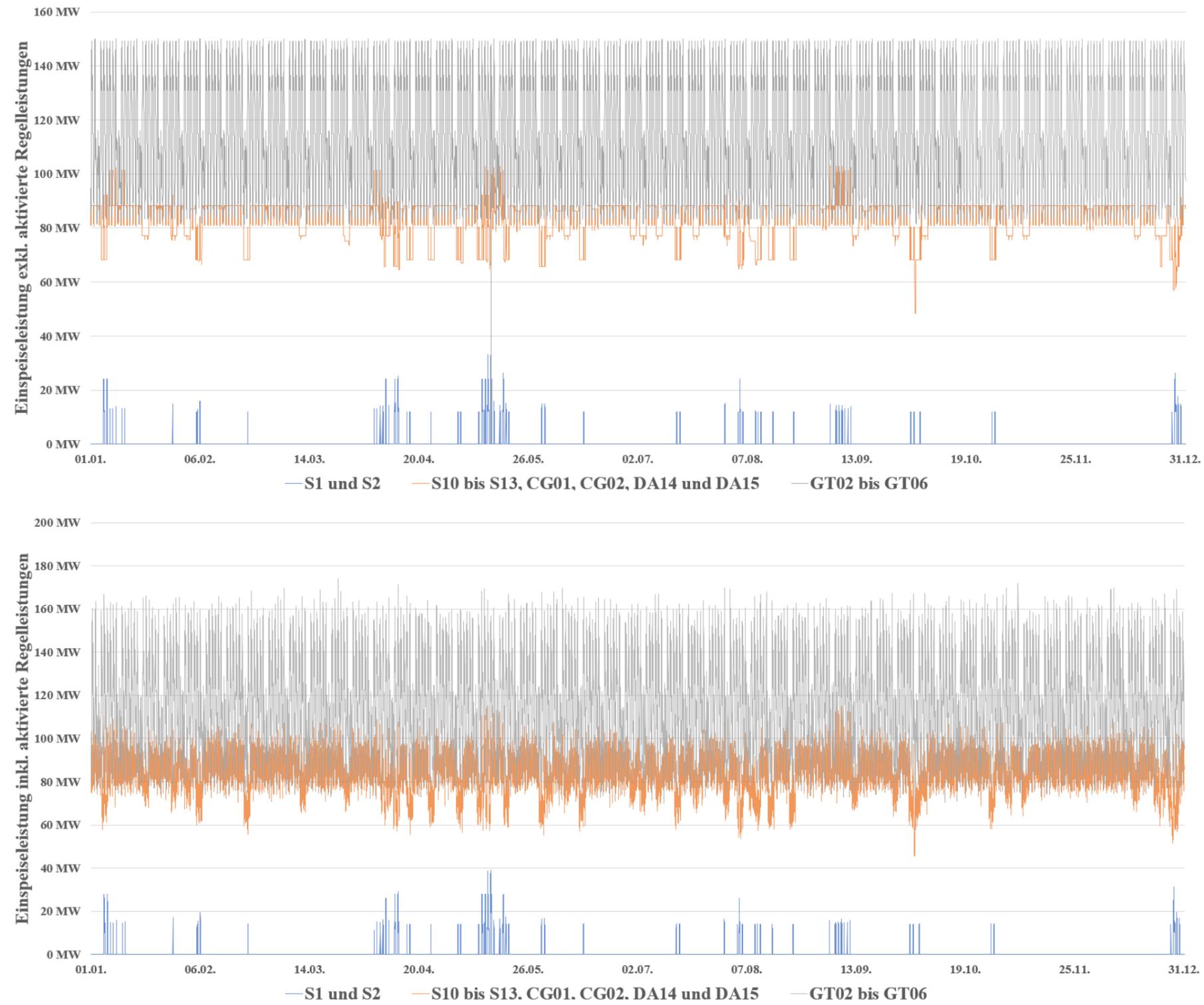


Abbildung 68: Einspeiseleistungen für das Unterszenario R16  
(Quelle: eigene Darstellung)

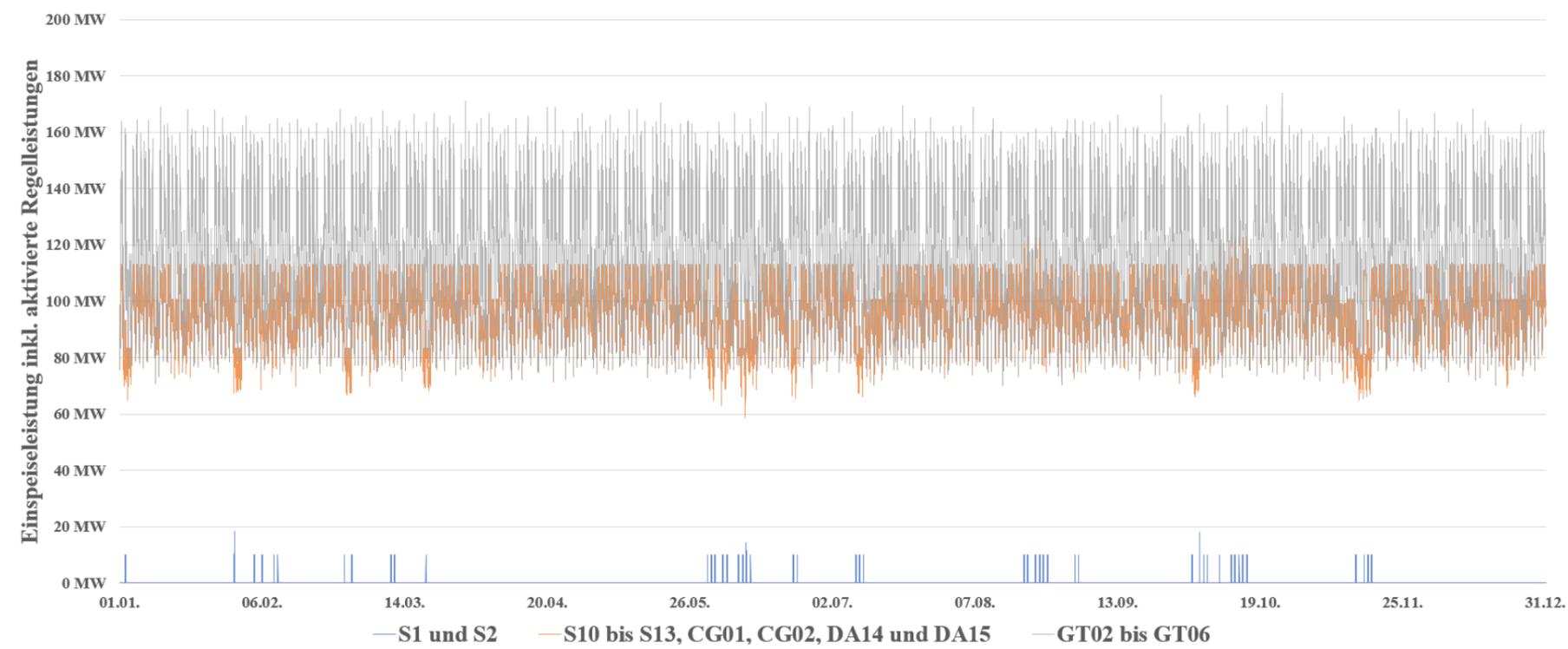
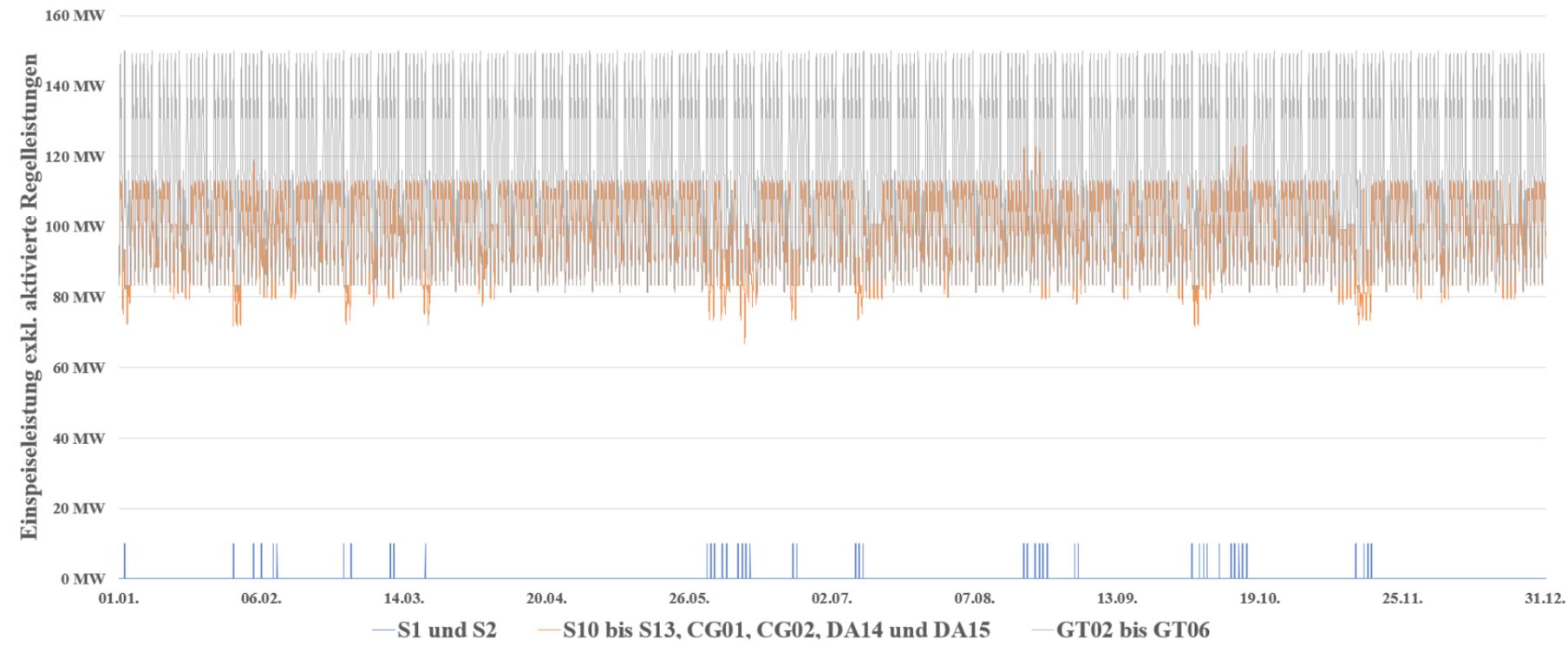


Abbildung 69: Einspeiseleistungen für das Unterszenario R17  
(Quelle: eigene Darstellung)

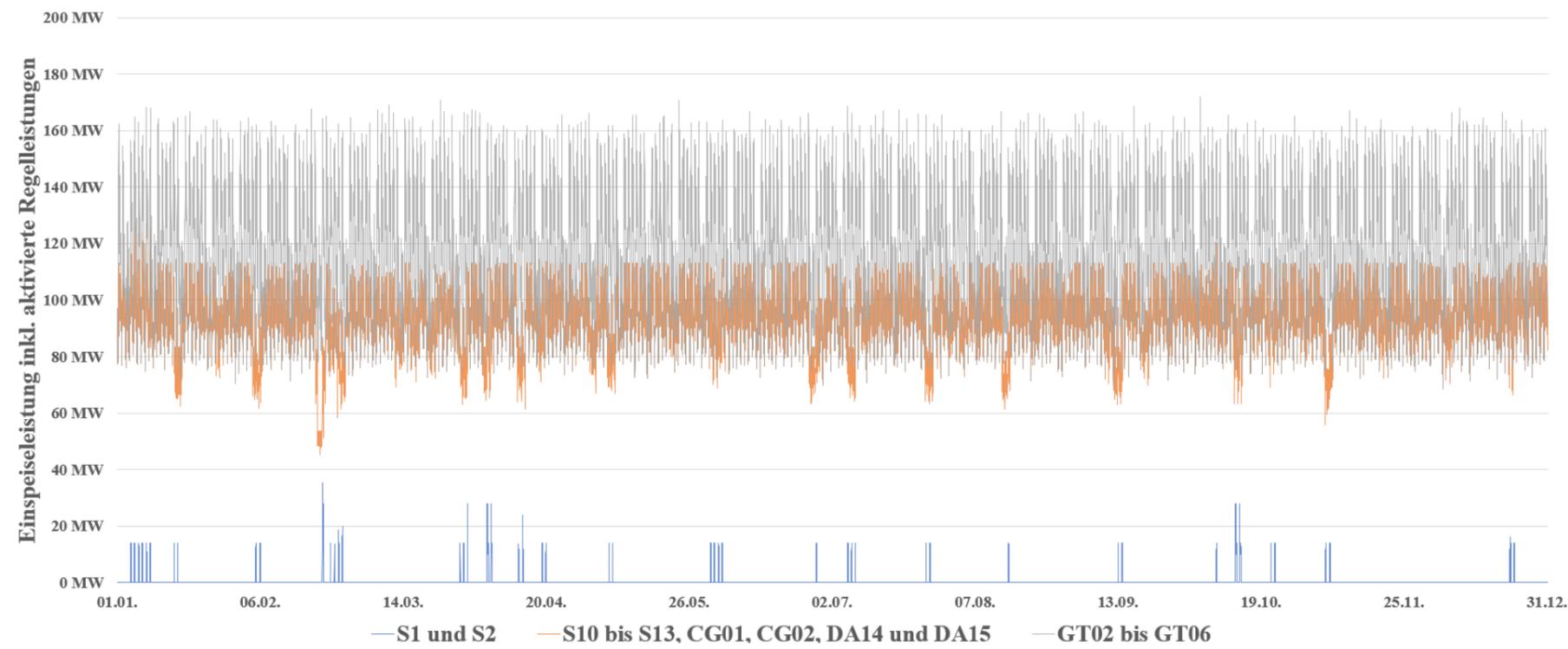
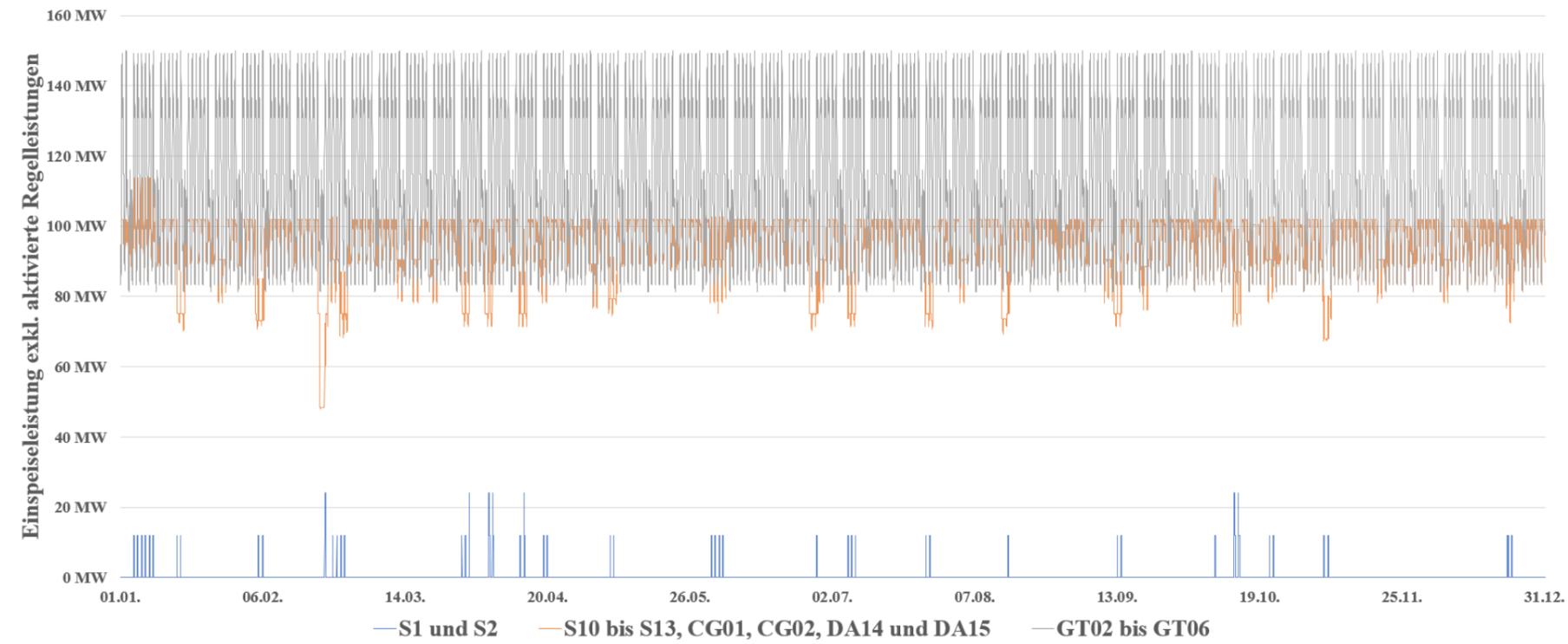


Abbildung 70: Einspeiseleistungen für das Unterszenario R19  
(Quelle: eigene Darstellung)

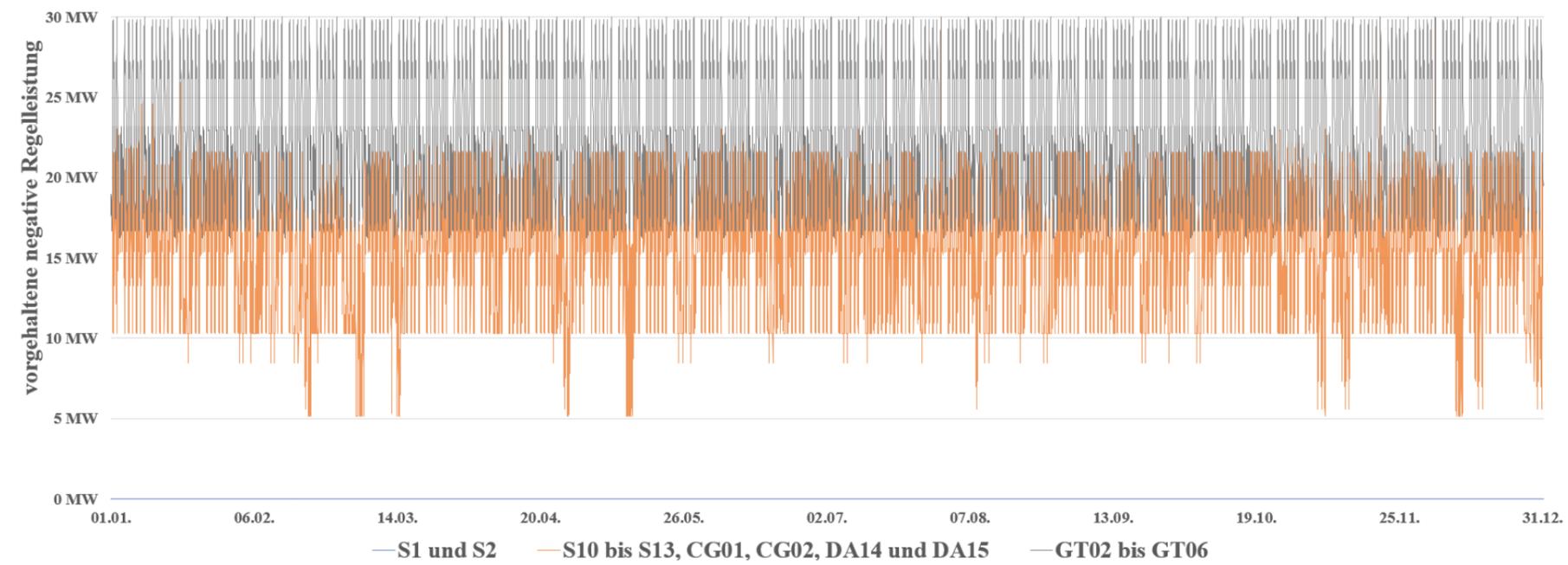
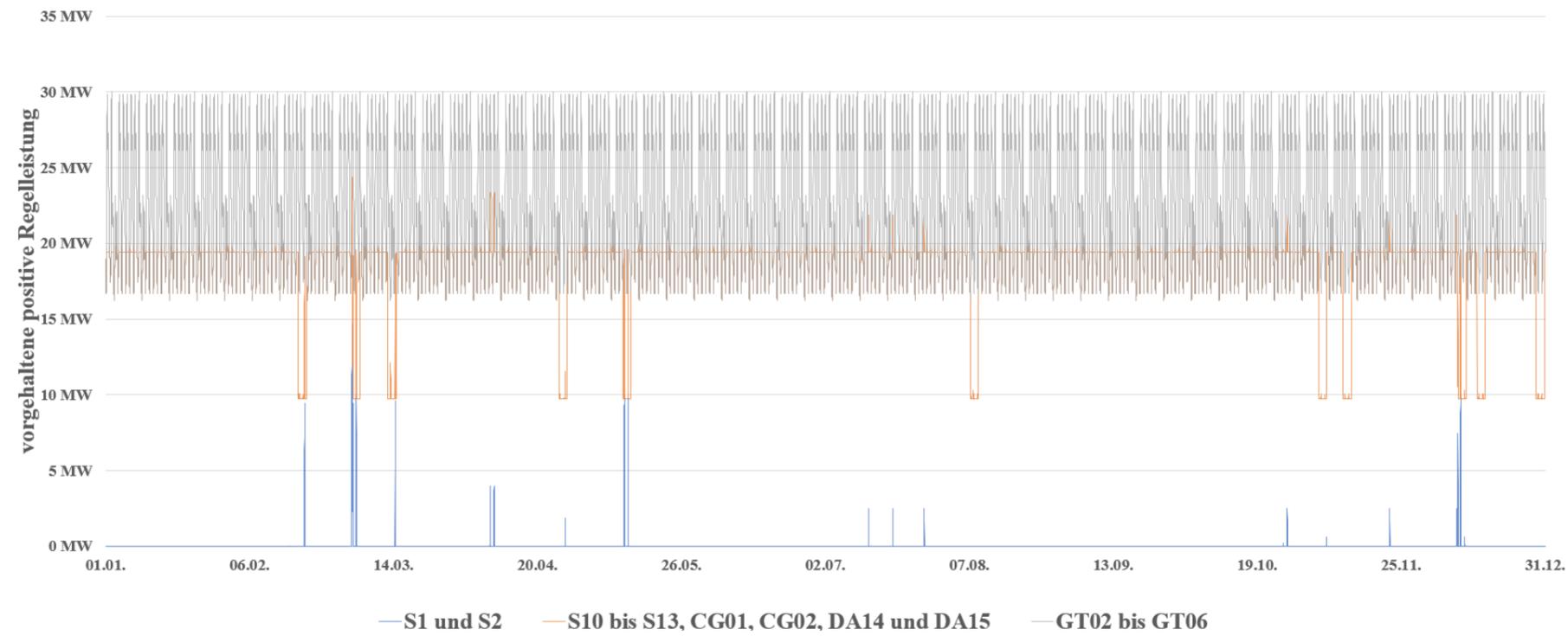


Abbildung 71: Vorhaltung Regelleistungen für das Unterszenario R03  
(Quelle: eigene Darstellung)

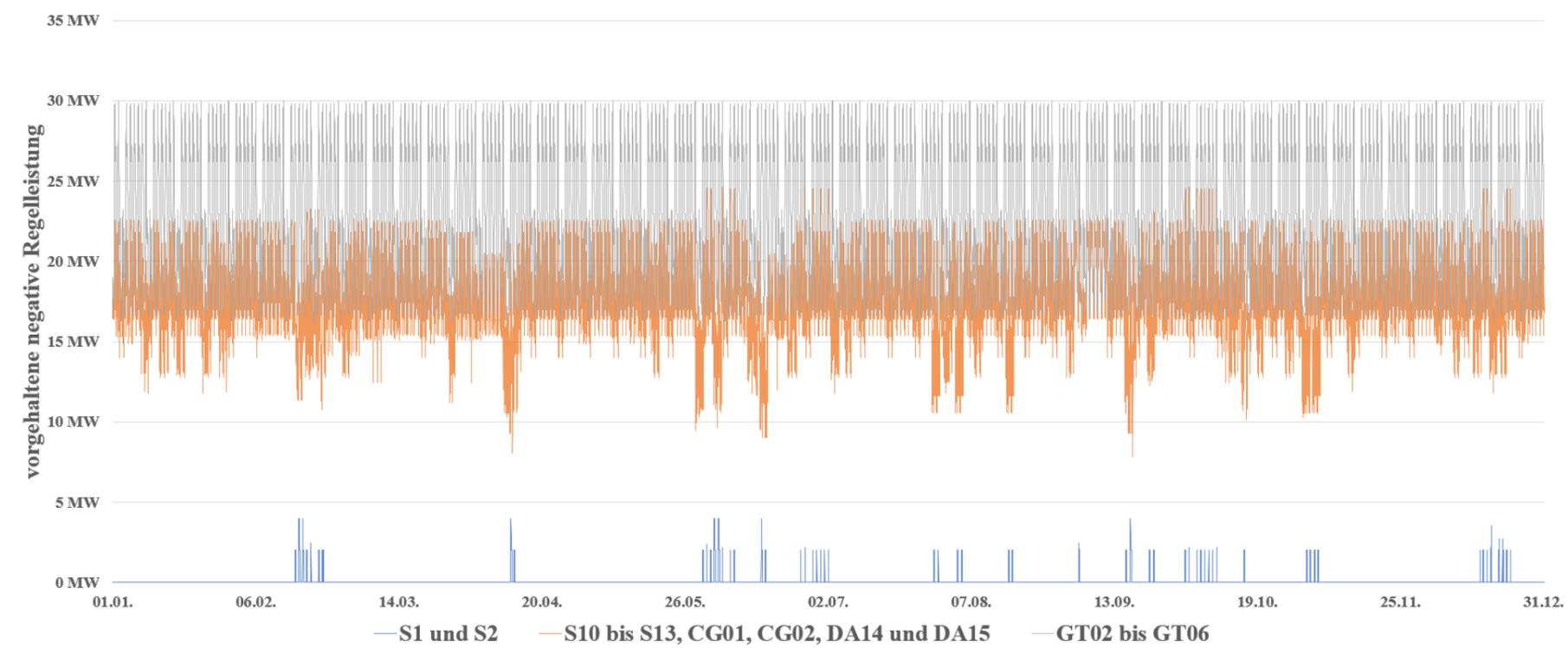
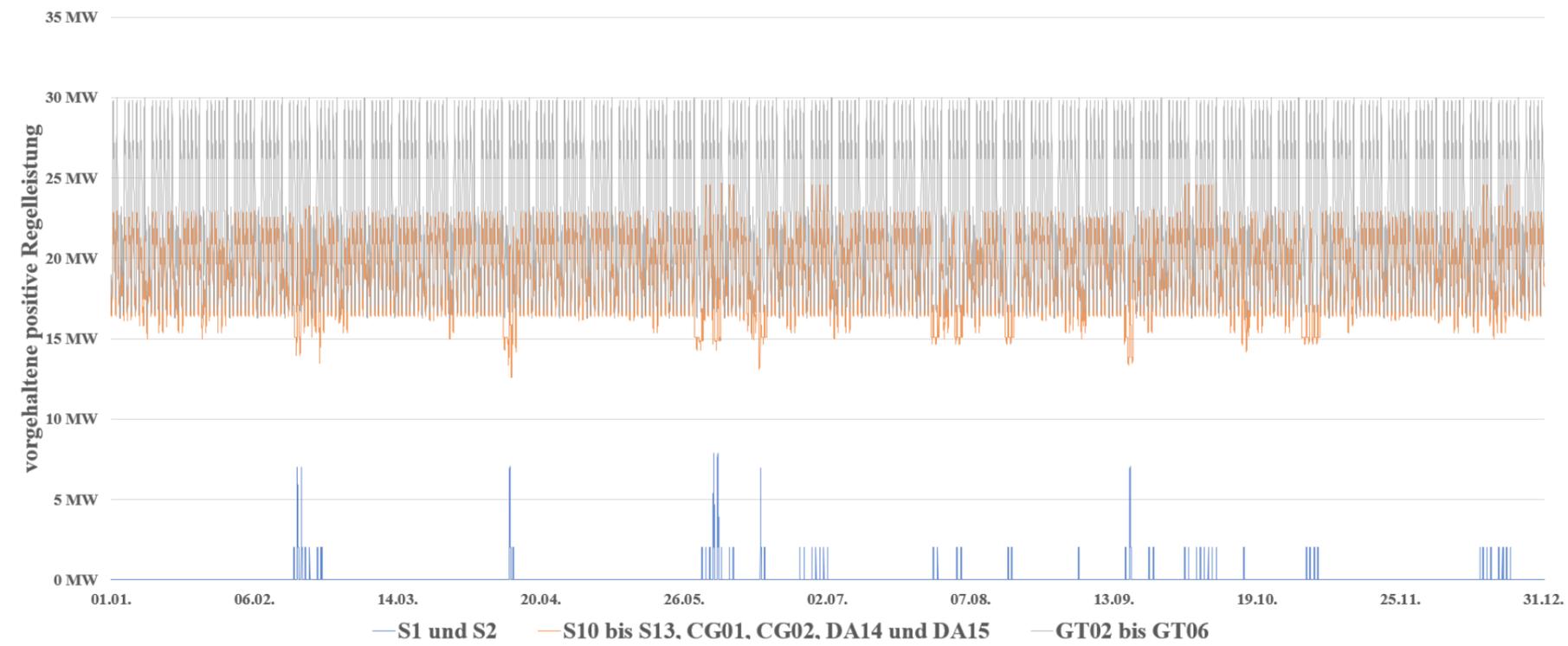


Abbildung 72: Vorhaltung Regelleistungen für das Unterszenario R05  
(Quelle: eigene Darstellung)

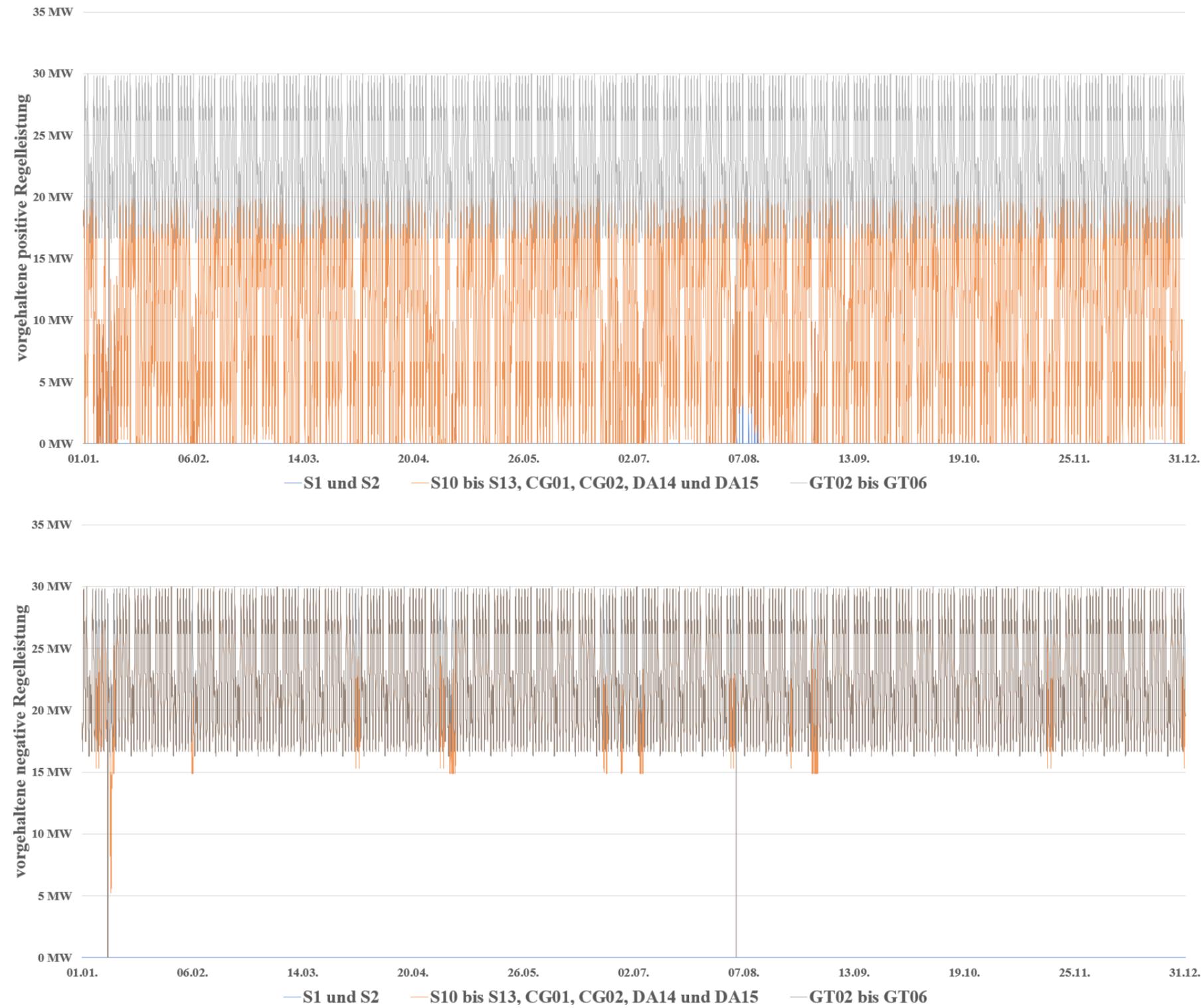


Abbildung 73: Vorhaltung Regelleistungen für das Unterszenario R07  
(Quelle: eigene Darstellung)

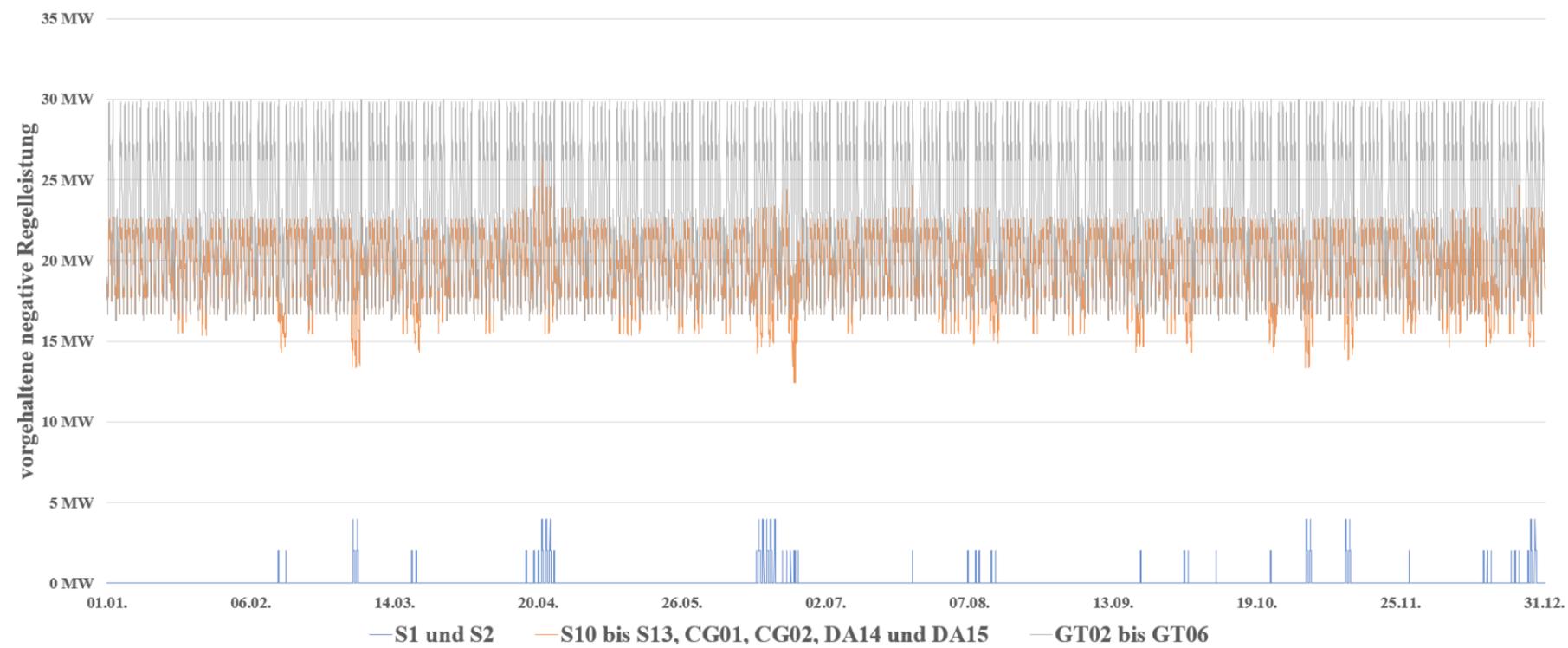
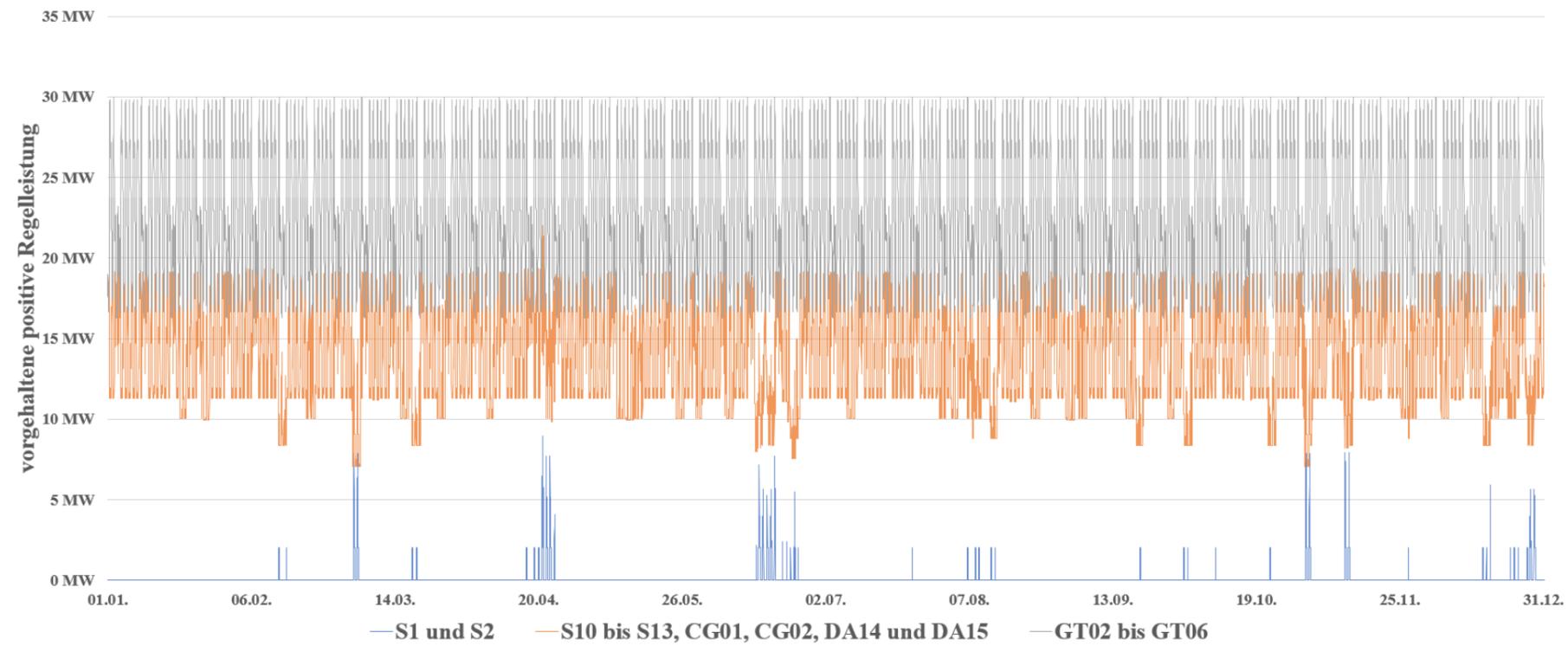


Abbildung 74: Vorhaltung Regelleistungen für das Unterszenario R09  
(Quelle: eigene Darstellung)

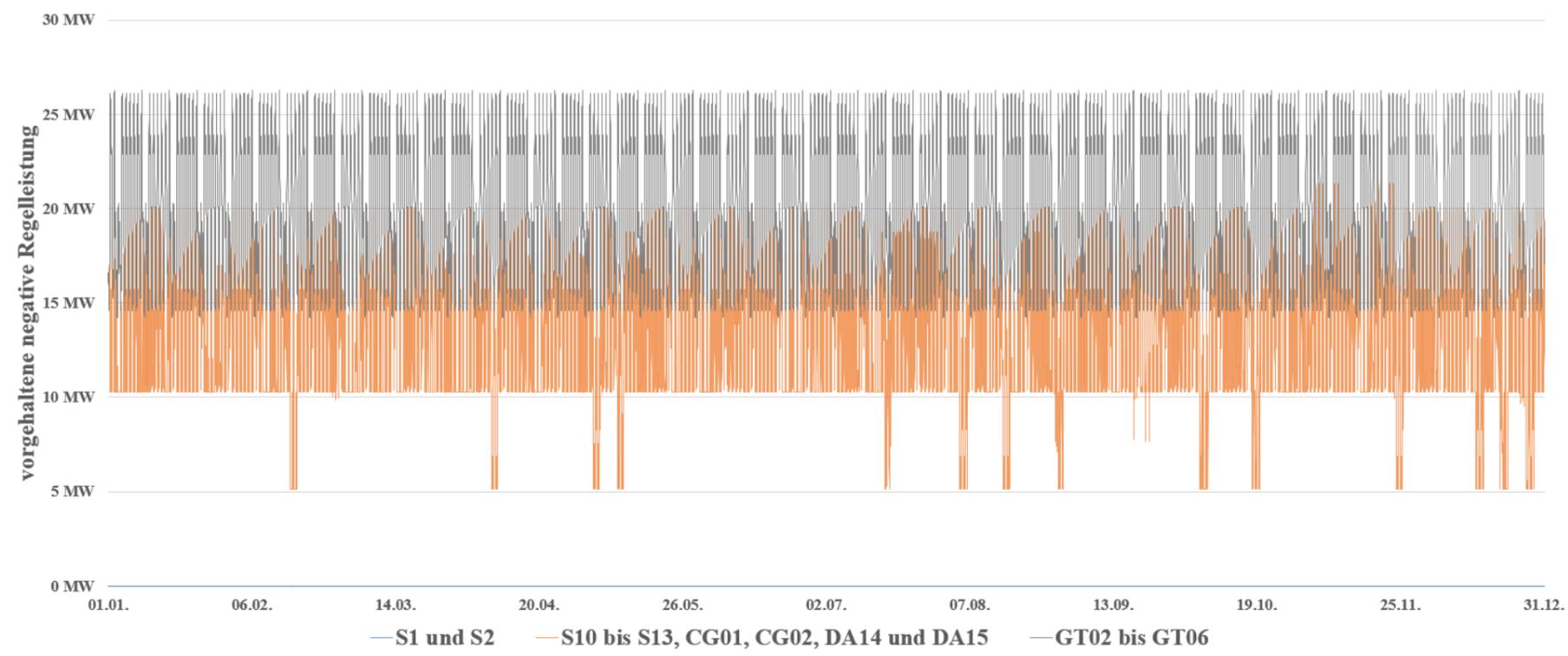
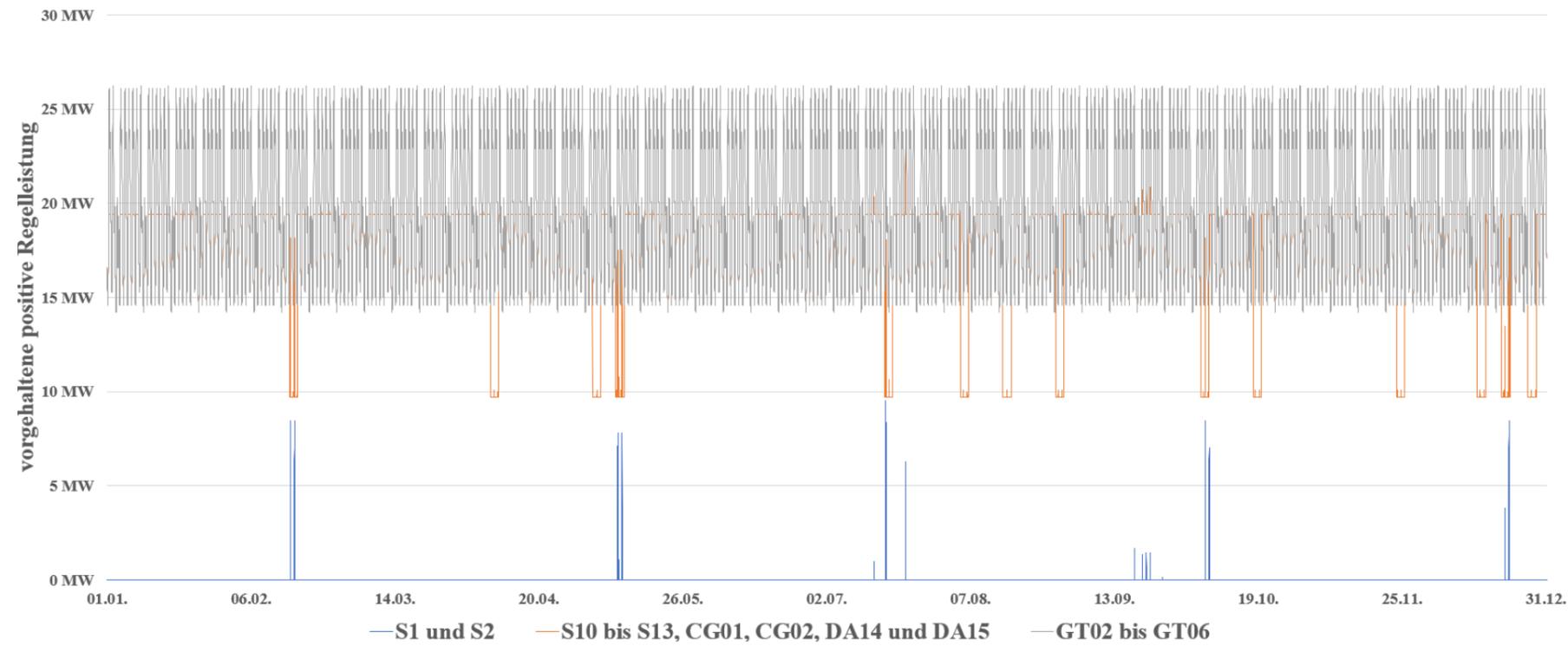


Abbildung 75: Vorhaltung Regelleistungen für das Unterszenario R14  
 (Quelle: eigene Darstellung)

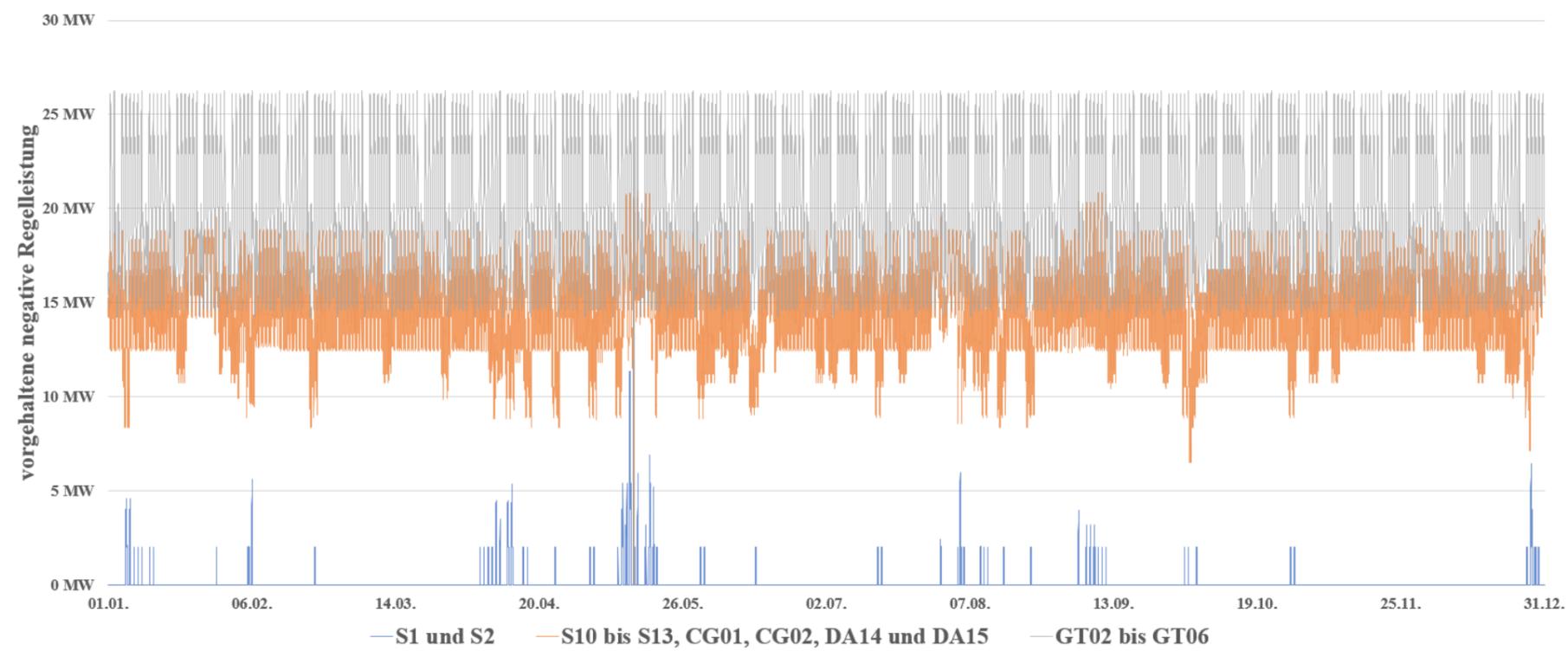
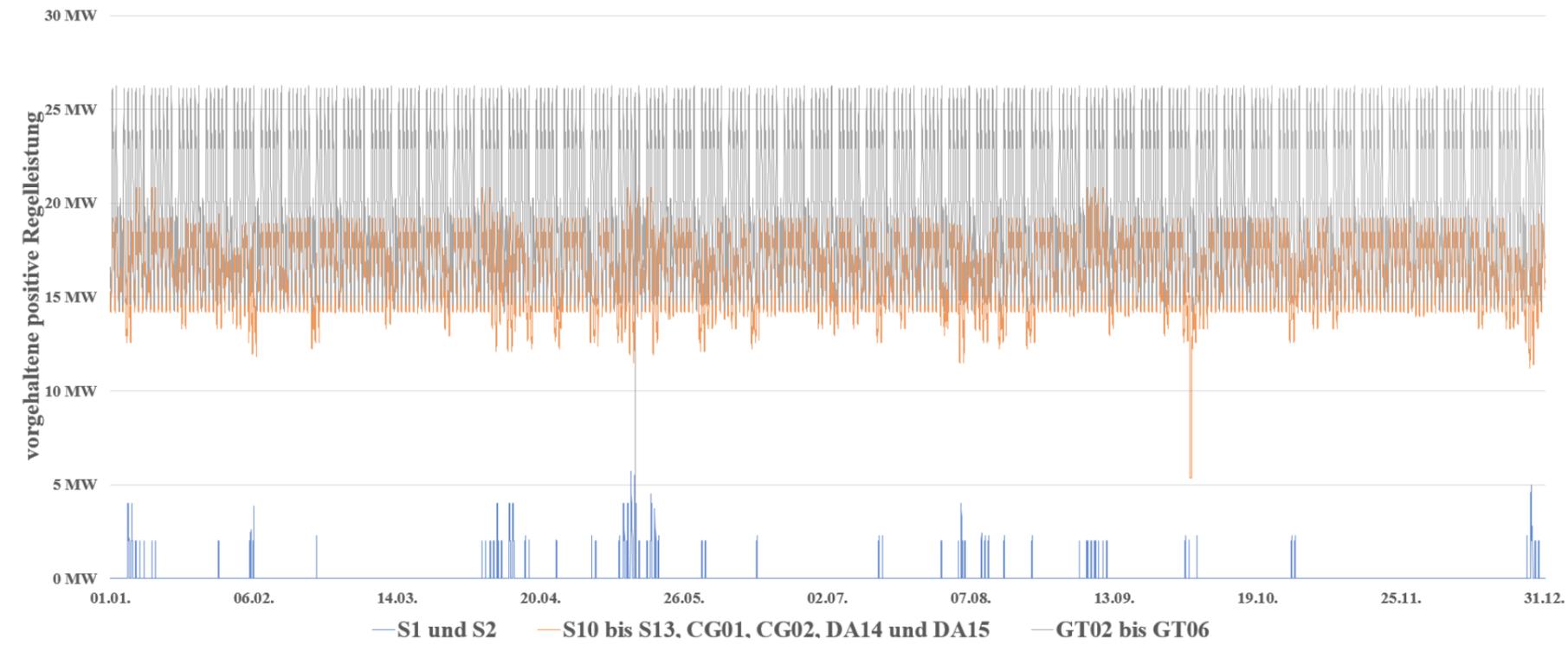


Abbildung 76: Vorhaltung Regelleistungen für das Unterszenario R16  
(Quelle: eigene Darstellung)

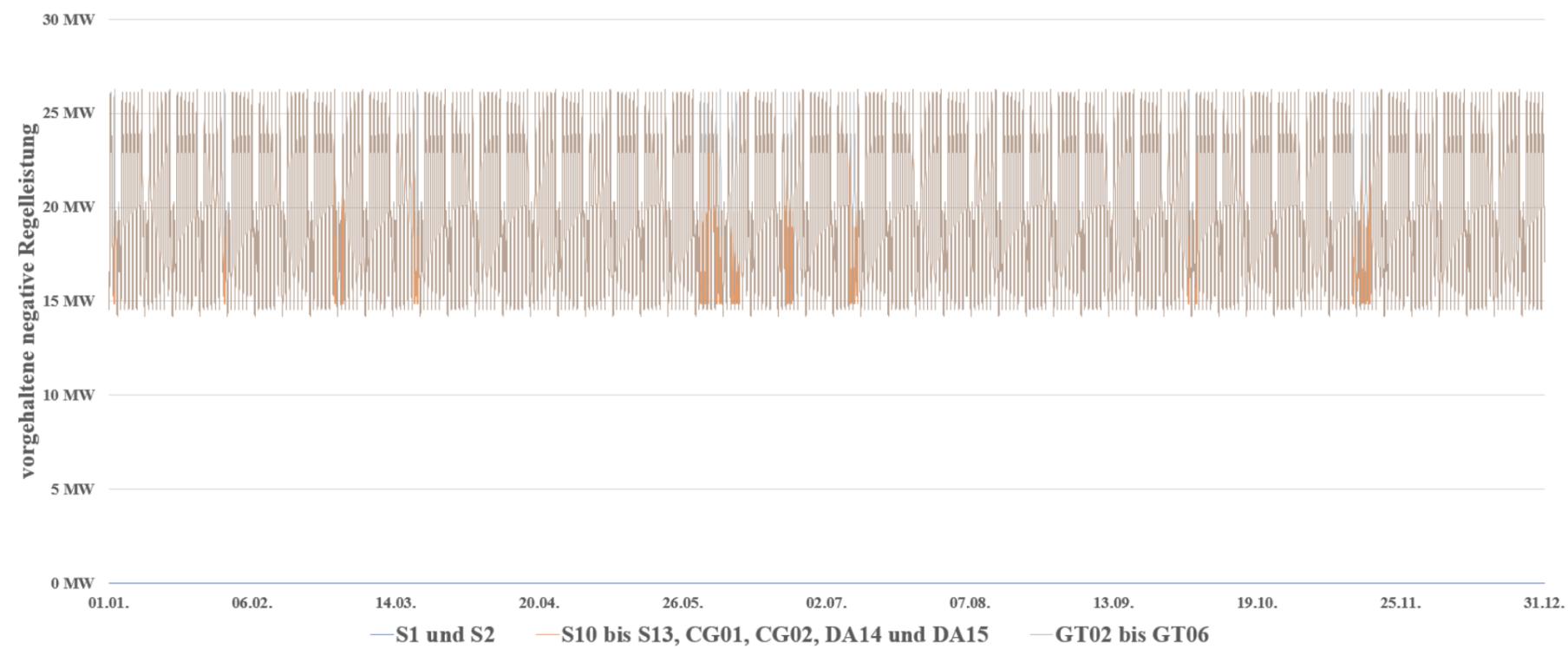


Abbildung 77: Vorhaltung Regelleistungen für das Unterszenario R17  
(Quelle: eigene Darstellung)

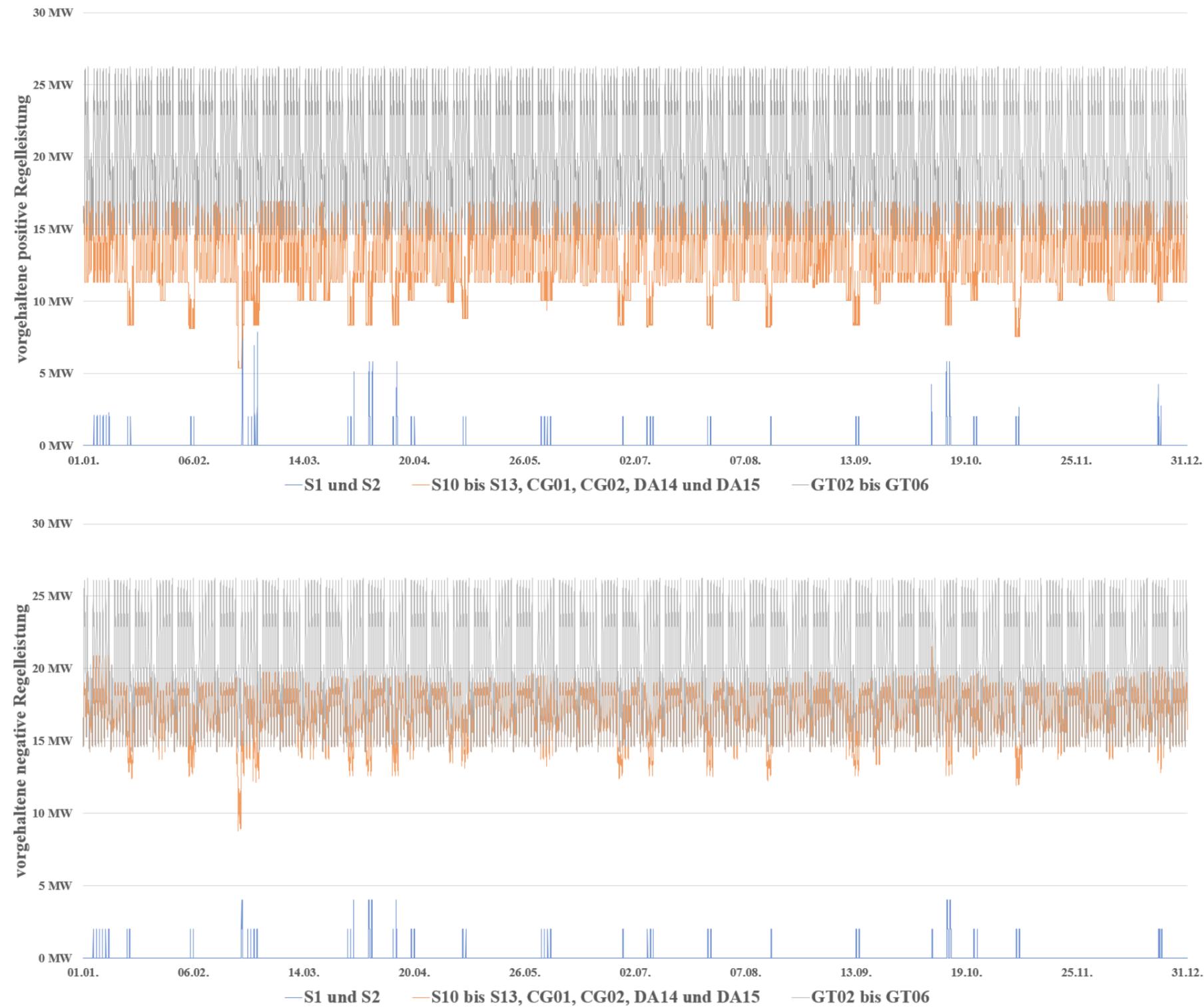


Abbildung 78: Vorhaltung Regelleistungen für das Unterszenario R19  
 (Quelle: eigene Darstellung)

Anhang E: Ergebnisse Szenario *Barbados Referenz* inkl. ReparaturzeitenTabelle 21: Ergebnisse für ausgewählte Unterszenarien von *Barbados Referenz*

Szenarien				Generatoren S10 bis S13, CG01, CG02, DA14 und DA15				Generatoren GT02 bis GT06				Generatoren S1 und S2				Systemeigenschaften		
Unterszenario ID	Regelleistungsvorhaltung in %	Maximale Einspeiseleistung in MW	Regelleistungverteilung	Real bereitgestellte Energie in MWh/Woche	Ermittelte bereitzustellende Energie in MWh/Woche	Vorgehaltene Energie für positive Regelleistung in MWh/Woche	Vorgehaltene Energie für negative Regelleistung in MWh/Woche	Real bereitgestellte Energie in MWh/Woche	Ermittelte bereitzustellende Energie in MWh/Woche	Vorgehaltene Energie für positive Regelleistung in MWh/Woche	Vorgehaltene Energie für negative Regelleistung in MWh/Woche	Real bereitgestellte Energie in MWh/Woche	Ermittelte bereitzustellende Energie in MWh/Woche	Vorgehaltene Energie für positive Regelleistung in MWh/Woche	Vorgehaltene Energie für negative Regelleistung in MWh/Woche	Netzstabilität in %	Stromgestehungskosten in BBD/kWh	Steigerung Stromgestehungskosten bezogen auf R17 in %
R03	20,0	20,0	0,0	772	773	160	138	222	221	39	61	2	2	0	0	99,9488	0,343	1,88
R05	20,0	20,0	0,4	737	735	166	153	256	258	33	45	3	3	1	1	99,9515	0,346	2,82
R07	20,0	--	0,0	829	843	87	196	164	150	112	3	3	3	0	0	99,9498	0,337	0,34
R09	20,0	--	0,4	803	807	123	169	190	185	75	29	4	4	1	1	99,9508	0,340	1,07
R14	17,5	20,0	0,0	773	767	152	114	221	227	22	60	2	2	0	0	99,8971	0,342	1,85
R16	17,5	20,0	0,4	732	730	141	128	259	261	32	46	5	5	1	1	99,9004	0,346	2,98
R17	17,5	--	0,0	841	855	79	172	153	140	96	2	1	1	0	0	99,8990	0,336	0,00
R19	17,5	--	0,4	811	816	115	146	182	177	59	28	3	3	1	1	99,8973	0,339	0,83

## Anhang F: Leistungsdifferenzen Zeitraum eines Jahres *Barbados Referenz*

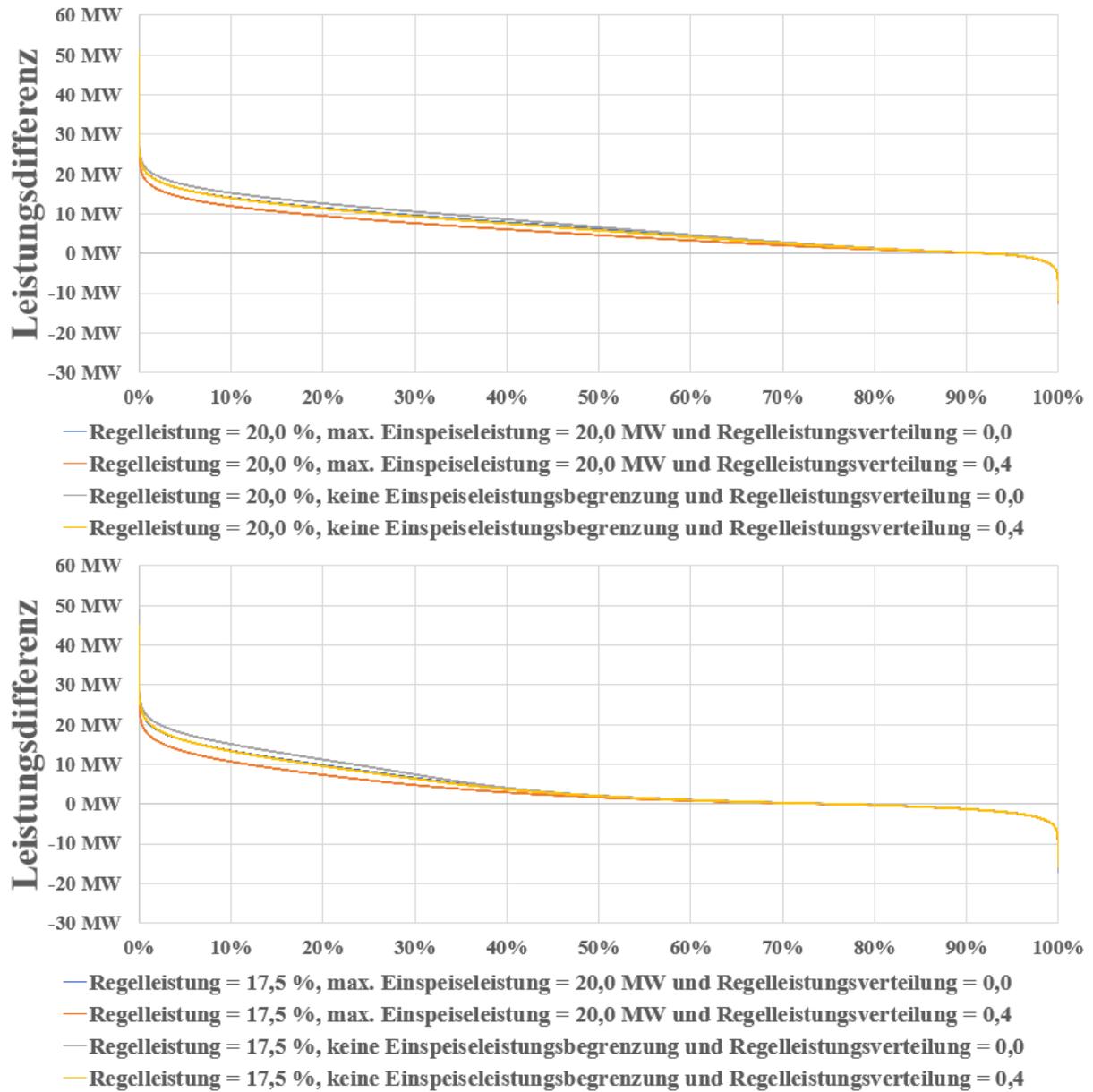


Abbildung 79: Leistungsdifferenzen Zeitraum Jahr Unterszenarien *Barbados Referenz*  
 (Quelle: eigene Darstellung)

## Anhang G: Technische Eigenschaften der Generatoren Szenario *Barbados Referenz*

Tabelle 22: technische Daten der Generatoren Szenario *Barbados Referenz*

Name	S1	S2	S10	S11	S12	S13	CG01	CG02	DA14	DA15	GT02	GT03	GT04	GT05	GT06
Knotenschwerpunkt	Spring Garden										Garrison	Seawell			
Installationsleistung	20,00 MW	20,00 MW	12,50 MW	12,50 MW	12,50 MW	12,50 MW	1,50 MW	2,20 MW	29,70 MW	29,70 MW	13,00 MW	13,00 MW	20,00 MW	20,00 MW	20,00 MW
Mindestleistung	10,00 MW	10,00 MW	6,25 MW	6,25 MW	6,25 MW	6,25 MW	0,75 MW	1,10 MW	14,85 MW	14,85 MW	6,50 MW	6,50 MW	10,00 MW	10,00 MW	10,00 MW
MTBF	1.150 h	1.150 h	1.100 h	1.100 h	1.100 h	1.100 h	1.800 h								
MTTR	85 h	85 h	50 h	50 h	50 h	50 h	200 h	200 h	200 h	200 h	200 h				
Brennstoff	HFO	HFO	HFO	HFO	HFO	HFO			HFO	HFO	Diesel	Diesel	Diesel	Av-Jet	Diesel

## Anhang H: Wirtschaftliche Eigenschaften der Generatoren Szenario *Barbados Referenz*

Tabelle 23: wirtschaftliche Daten der Generatoren Szenario *Barbados Referenz*

Name	S1	S2	S10	S11	S12	S13	CG01	CG02	DA14	DA15	GT02	GT03	GT04	GT05	GT06
Knotenschwerpunkt	Spring Garden										Garrison	Seawell			
spezifische Investitionskosten in BBD/kW	3.500	2.853								2.261					
Gewichteter Kapitalkostensatz in %	7														
Lebensdauer in a	30	30								25					
Fixe Betriebs- und Instandhaltungskosten in %	6,59	4,03								1,15					
annualisierte Investitionskosten in BBD/kW	301	239								196					
Brennstoffkosten in BBD/MWh	380	250								340					
Variablen Betriebs- und Instandhaltungskosten in BBD/MWh	10	16								16					
Betriebskosten in BBD/MWh	390	266								356					

Anhang I: Elektrisches Netz Szenario *Barbados Referenz*

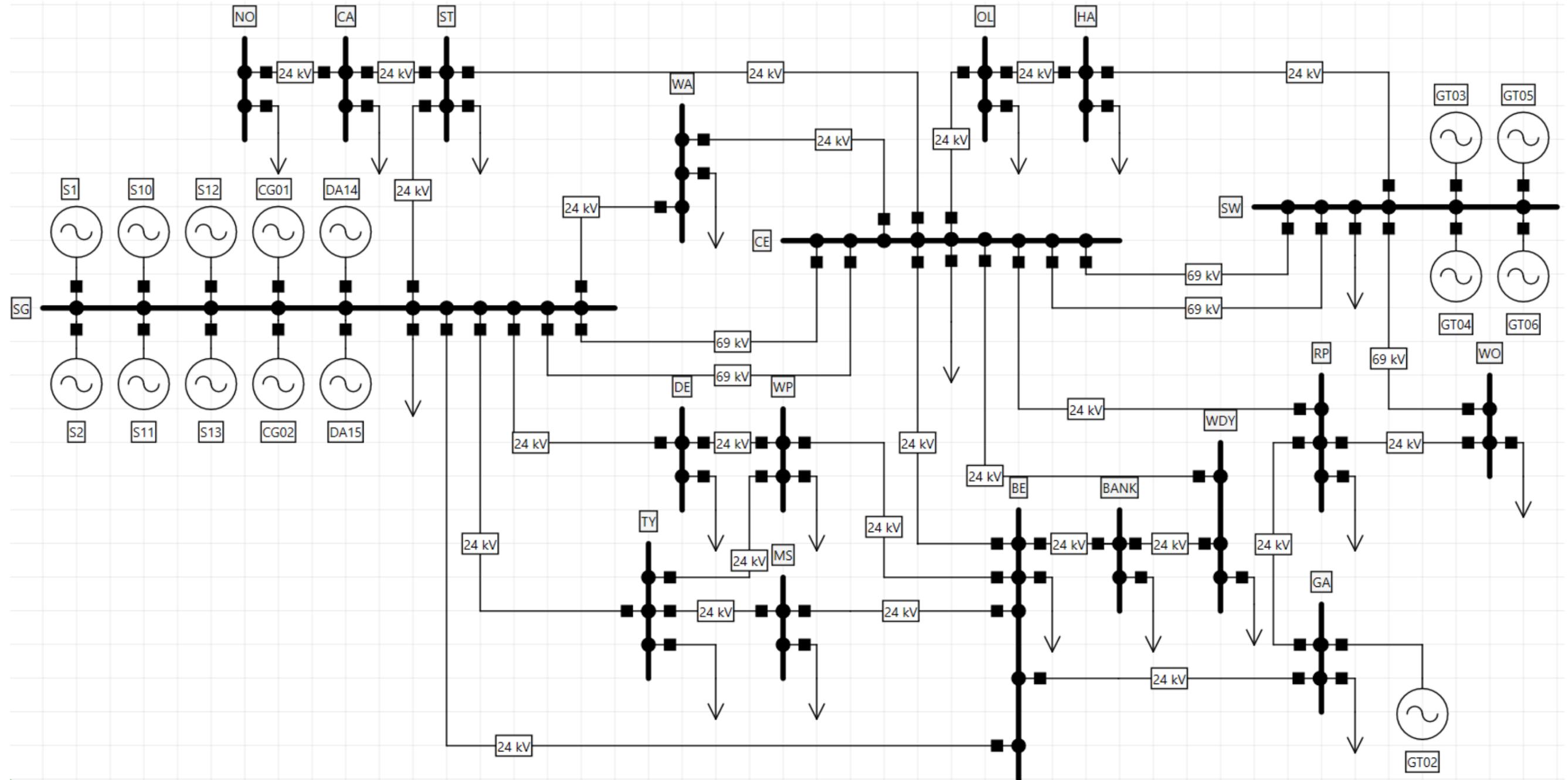


Abbildung 80: Elektrisches Netz für Szenario *Barbados Referenz*  
 (Quelle: eigene Darstellung nach (Wo, 2019, S. 45), (NEPLAN, o.D.))

Anhang J: Ergebnisse Szenario *Barbados Zukunft* exkl. ReparaturzeitenTabelle 24: Ergebnisse Szenario *Barbados Zukunft* exkl. Reparaturzeiten

Unter-szenario	Photo-voltaik	Wind-kraft	Pump-speicher	Biodiesel-generator	LCOE	Unter-szenario	Photo-voltaik	Wind-kraft	Pump-speicher	Biodiesel-generator	LCOE	Unter-szenario	Photo-voltaik	Wind-kraft	Pump-speicher	Biodiesel-generator	LCOE
<b>Z01</b>	0 MW <sub>p</sub>	350 MW	50 MW	250 MW	0,319 BBD/kWh	<b>Z05</b>	0 MW <sub>p</sub>	350 MW	50 MW	438 MW	0,370 BBD/kWh	<b>Z09</b>	50 MW <sub>p</sub>	300 MW	50 MW	363 MW	0,354 BBD/kWh
	0 MW <sub>p</sub>	350 MW	100 MW	250 MW	0,300 BBD/kWh		0 MW <sub>p</sub>	400 MW	100 MW	438 MW	0,334 BBD/kWh		50 MW <sub>p</sub>	400 MW	100 MW	363 MW	0,315 BBD/kWh
	50 MW <sub>p</sub>	300 MW	150 MW	250 MW	0,313 BBD/kWh		0 MW <sub>p</sub>	400 MW	150 MW	438 MW	0,336 BBD/kWh		200 MW <sub>p</sub>	300 MW	150 MW	363 MW	0,315 BBD/kWh
	50 MW <sub>p</sub>	300 MW	200 MW	250 MW	0,332 BBD/kWh		50 MW <sub>p</sub>	400 MW	200 MW	438 MW	0,347 BBD/kWh		150 MW <sub>p</sub>	300 MW	200 MW	363 MW	0,329 BBD/kWh
	50 MW <sub>p</sub>	300 MW	250 MW	250 MW	0,352 BBD/kWh		50 MW <sub>p</sub>	400 MW	250 MW	438 MW	0,360 BBD/kWh		150 MW <sub>p</sub>	300 MW	250 MW	363 MW	0,345 BBD/kWh
	50 MW <sub>p</sub>	300 MW	300 MW	250 MW	0,372 BBD/kWh		50 MW <sub>p</sub>	400 MW	300 MW	438 MW	0,376 BBD/kWh		150 MW <sub>p</sub>	300 MW	300 MW	363 MW	0,361 BBD/kWh
<b>gewählt</b>	0 MW <sub>p</sub>	350 MW	100 MW	250 MW	0,300 BBD/kWh	<b>gewählt</b>	0 MW <sub>p</sub>	400 MW	100 MW	438 MW	0,334 BBD/kWh	<b>gewählt</b>	200 MW <sub>p</sub>	300 MW	150 MW	363 MW	0,315 BBD/kWh
Unter-szenario	Photo-voltaik	Wind-kraft	Pump-speicher	Biodiesel-generator	LCOE	Unter-szenario	Photo-voltaik	Wind-kraft	Pump-speicher	Biodiesel-generator	LCOE	Unter-szenario	Photo-voltaik	Wind-kraft	Pump-speicher	Biodiesel-generator	LCOE
<b>Z02</b>	0 MW <sub>p</sub>	350 MW	50 MW	238 MW	0,301 BBD/kWh	<b>Z06</b>	0 MW <sub>p</sub>	400 MW	50 MW	425 MW	0,350 BBD/kWh	<b>Z10</b>	50 MW <sub>p</sub>	350 MW	50 MW	350 MW	0,335 BBD/kWh
	0 MW <sub>p</sub>	350 MW	100 MW	238 MW	0,295 BBD/kWh		0 MW <sub>p</sub>	400 MW	100 MW	425 MW	0,326 BBD/kWh		50 MW <sub>p</sub>	400 MW	100 MW	350 MW	0,309 BBD/kWh
	50 MW <sub>p</sub>	300 MW	150 MW	238 MW	0,310 BBD/kWh		0 MW <sub>p</sub>	400 MW	150 MW	425 MW	0,332 BBD/kWh		200 MW <sub>p</sub>	300 MW	150 MW	350 MW	0,312 BBD/kWh
	50 MW <sub>p</sub>	300 MW	200 MW	238 MW	0,330 BBD/kWh		50 MW <sub>p</sub>	400 MW	200 MW	425 MW	0,344 BBD/kWh		150 MW <sub>p</sub>	300 MW	200 MW	350 MW	0,327 BBD/kWh
	50 MW <sub>p</sub>	300 MW	250 MW	238 MW	0,349 BBD/kWh		50 MW <sub>p</sub>	400 MW	250 MW	425 MW	0,358 BBD/kWh		150 MW <sub>p</sub>	300 MW	250 MW	350 MW	0,343 BBD/kWh
	50 MW <sub>p</sub>	300 MW	300 MW	238 MW	0,369 BBD/kWh		50 MW <sub>p</sub>	400 MW	300 MW	425 MW	0,374 BBD/kWh		150 MW <sub>p</sub>	300 MW	300 MW	350 MW	0,359 BBD/kWh
<b>gewählt</b>	0 MW <sub>p</sub>	350 MW	100 MW	238 MW	0,295 BBD/kWh	<b>gewählt</b>	0 MW <sub>p</sub>	400 MW	100 MW	425 MW	0,326 BBD/kWh	<b>gewählt</b>	50 MW <sub>p</sub>	400 MW	100 MW	350 MW	0,309 BBD/kWh
Unter-szenario	Photo-voltaik	Wind-kraft	Pump-speicher	Biodiesel-generator	LCOE	Unter-szenario	Photo-voltaik	Wind-kraft	Pump-speicher	Biodiesel-generator	LCOE	Unter-szenario	Photo-voltaik	Wind-kraft	Pump-speicher	Biodiesel-generator	LCOE
<b>Z03</b>	0 MW <sub>p</sub>	300 MW	50 MW	213 MW	0,308 BBD/kWh	<b>Z07</b>	0 MW <sub>p</sub>	350 MW	50 MW	400 MW	0,363 BBD/kWh	<b>Z11</b>	0 MW <sub>p</sub>	350 MW	50 MW	350 MW	0,355 BBD/kWh
	0 MW <sub>p</sub>	350 MW	100 MW	213 MW	0,295 BBD/kWh		0 MW <sub>p</sub>	400 MW	100 MW	400 MW	0,330 BBD/kWh		0 MW <sub>p</sub>	400 MW	100 MW	350 MW	0,323 BBD/kWh
	50 MW <sub>p</sub>	300 MW	150 MW	213 MW	0,311 BBD/kWh		0 MW <sub>p</sub>	400 MW	150 MW	400 MW	0,333 BBD/kWh		150 MW <sub>p</sub>	300 MW	150 MW	350 MW	0,318 BBD/kWh
	50 MW <sub>p</sub>	300 MW	200 MW	213 MW	0,331 BBD/kWh		0 MW <sub>p</sub>	400 MW	200 MW	400 MW	0,344 BBD/kWh		150 MW <sub>p</sub>	300 MW	200 MW	350 MW	0,333 BBD/kWh
	50 MW <sub>p</sub>	300 MW	250 MW	213 MW	0,351 BBD/kWh		0 MW <sub>p</sub>	400 MW	250 MW	400 MW	0,359 BBD/kWh		150 MW <sub>p</sub>	300 MW	250 MW	350 MW	0,349 BBD/kWh
	50 MW <sub>p</sub>	300 MW	300 MW	213 MW	0,372 BBD/kWh		0 MW <sub>p</sub>	400 MW	300 MW	400 MW	0,376 BBD/kWh		150 MW <sub>p</sub>	300 MW	300 MW	350 MW	0,365 BBD/kWh
<b>gewählt</b>	0 MW <sub>p</sub>	350 MW	100 MW	213 MW	0,295 BBD/kWh	<b>gewählt</b>	0 MW <sub>p</sub>	400 MW	100 MW	400 MW	0,330 BBD/kWh	<b>gewählt</b>	150 MW <sub>p</sub>	300 MW	150 MW	350 MW	0,318 BBD/kWh
Unter-szenario	Photo-voltaik	Wind-kraft	Pump-speicher	Biodiesel-generator	LCOE	Unter-szenario	Photo-voltaik	Wind-kraft	Pump-speicher	Biodiesel-generator	LCOE	Unter-szenario	Photo-voltaik	Wind-kraft	Pump-speicher	Biodiesel-generator	LCOE
<b>Z04</b>	50 MW <sub>p</sub>	300 MW	50 MW	213 MW	0,290 BBD/kWh	<b>Z08</b>	0 MW <sub>p</sub>	400 MW	50 MW	400 MW	0,346 BBD/kWh	<b>Z12</b>	50 MW <sub>p</sub>	350 MW	50 MW	325 MW	0,330 BBD/kWh
	50 MW <sub>p</sub>	300 MW	100 MW	213 MW	0,292 BBD/kWh		0 MW <sub>p</sub>	400 MW	100 MW	400 MW	0,325 BBD/kWh		50 MW <sub>p</sub>	400 MW	100 MW	325 MW	0,307 BBD/kWh
	50 MW <sub>p</sub>	300 MW	150 MW	213 MW	0,310 BBD/kWh		0 MW <sub>p</sub>	400 MW	150 MW	400 MW	0,331 BBD/kWh		150 MW <sub>p</sub>	300 MW	150 MW	325 MW	0,312 BBD/kWh
	50 MW <sub>p</sub>	300 MW	200 MW	213 MW	0,331 BBD/kWh		0 MW <sub>p</sub>	400 MW	200 MW	400 MW	0,344 BBD/kWh		150 MW <sub>p</sub>	300 MW	200 MW	325 MW	0,328 BBD/kWh
	50 MW <sub>p</sub>	300 MW	250 MW	213 MW	0,351 BBD/kWh		0 MW <sub>p</sub>	400 MW	250 MW	400 MW	0,359 BBD/kWh		150 MW <sub>p</sub>	300 MW	250 MW	325 MW	0,344 BBD/kWh
	50 MW <sub>p</sub>	300 MW	300 MW	213 MW	0,372 BBD/kWh		0 MW <sub>p</sub>	400 MW	300 MW	400 MW	0,376 BBD/kWh		150 MW <sub>p</sub>	300 MW	300 MW	325 MW	0,360 BBD/kWh
<b>gewählt</b>	50 MW <sub>p</sub>	300 MW	50 MW	213 MW	0,290 BBD/kWh	<b>gewählt</b>	0 MW <sub>p</sub>	400 MW	100 MW	400 MW	0,325 BBD/kWh	<b>gewählt</b>	50 MW <sub>p</sub>	400 MW	100 MW	325 MW	0,307 BBD/kWh

### Anhang K: Ergebnisse Szenario *Barbados Zukunft* inkl. Reparaturzeiten



Abbildung 81: Einspeiseleistungen Z01  
(Quelle: eigene Darstellung)

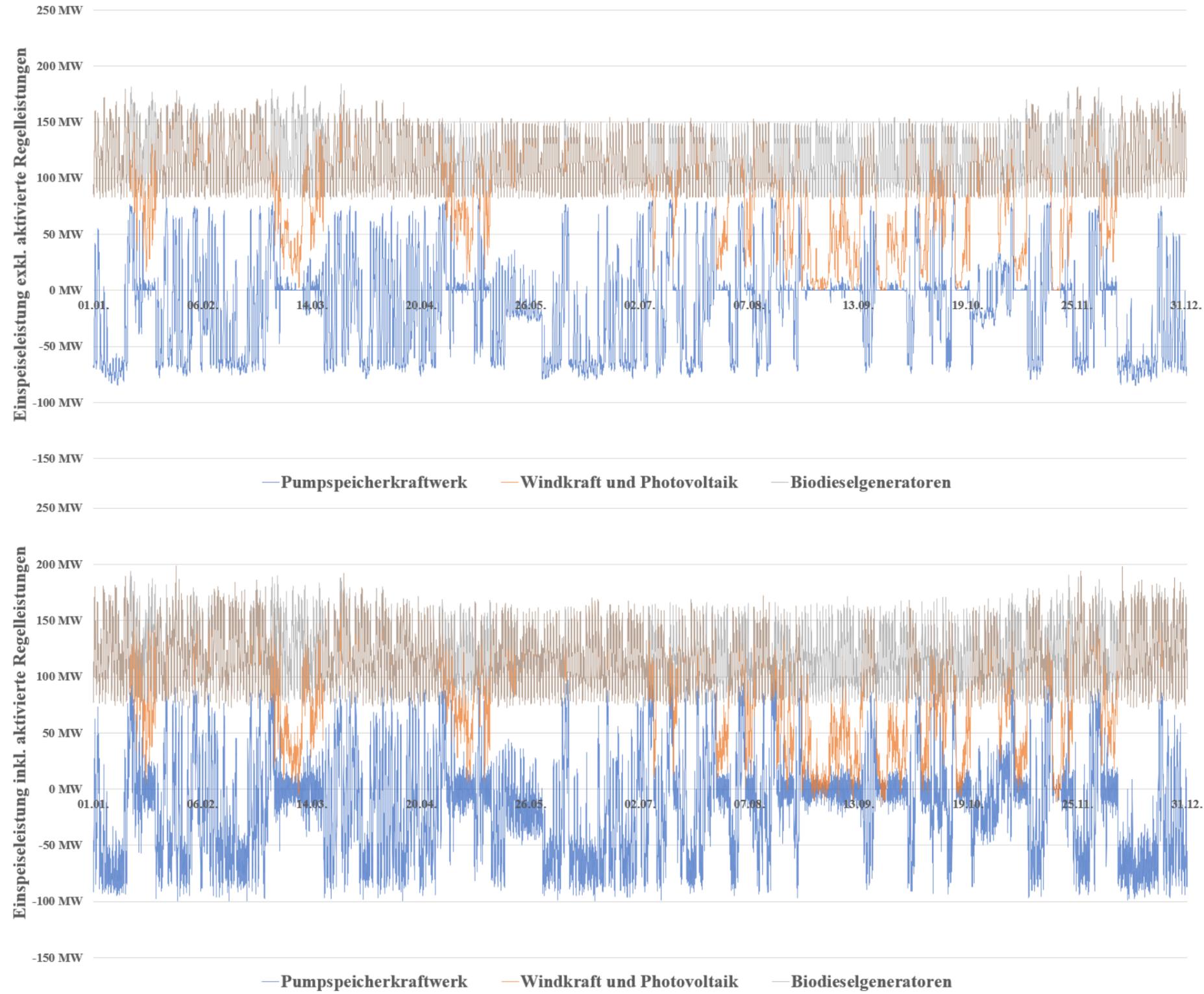


Abbildung 82: Einspeiseleistungen Z02  
(Quelle: eigene Darstellung)

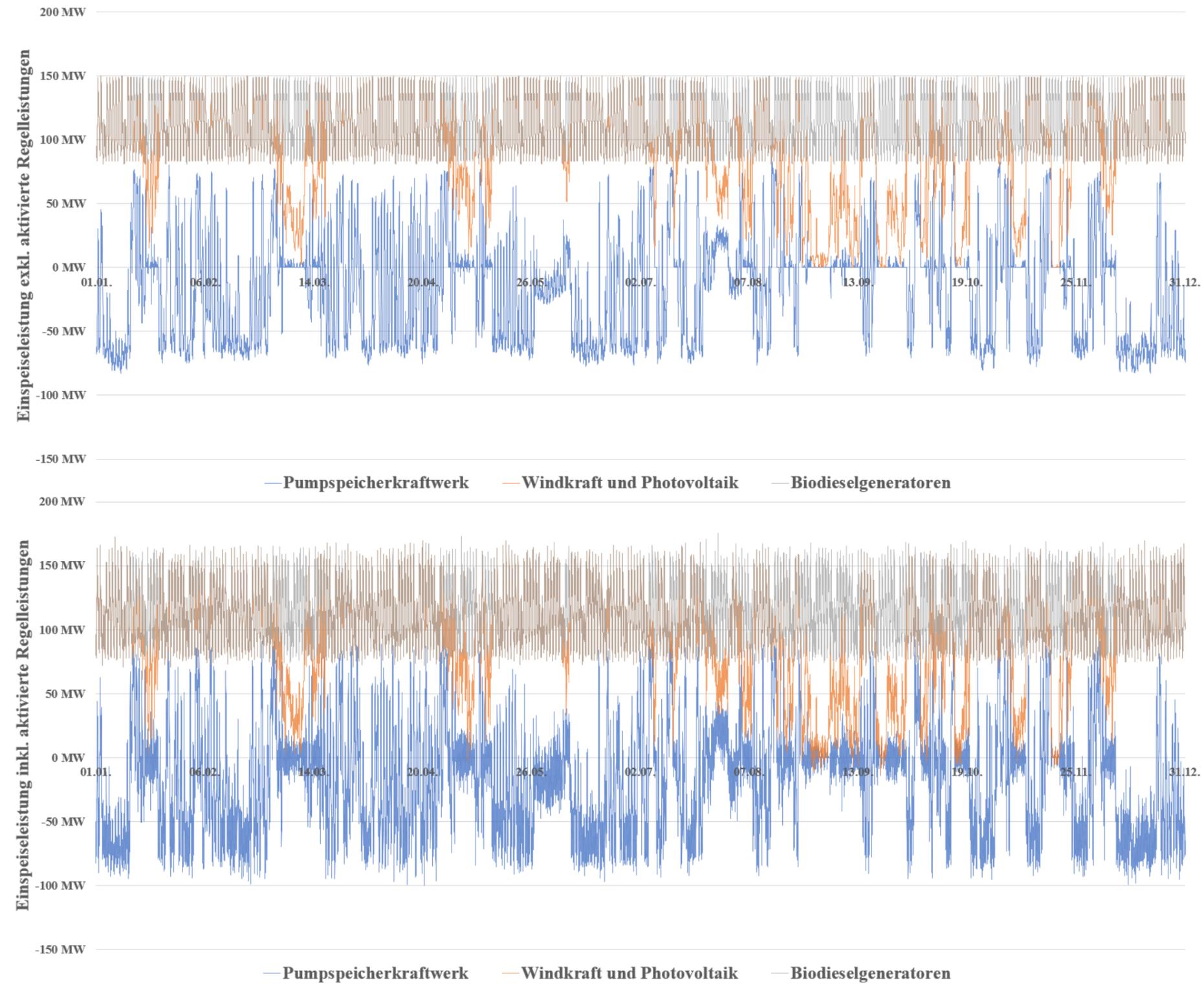


Abbildung 83: Einspeiseleistungen Z03  
(Quelle: eigene Darstellung)

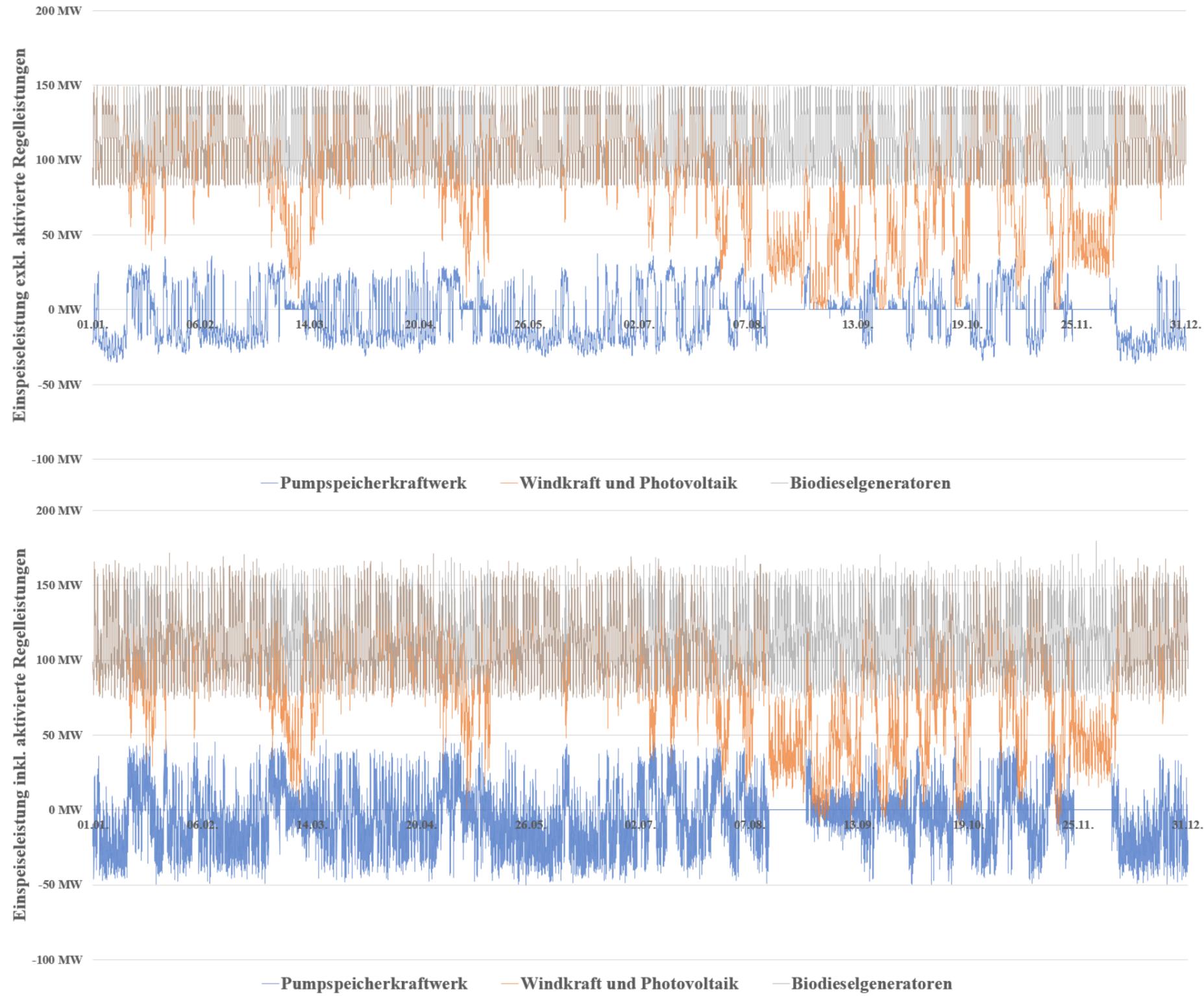


Abbildung 84: Einspeiseleistungen Z04  
(Quelle: eigene Darstellung)

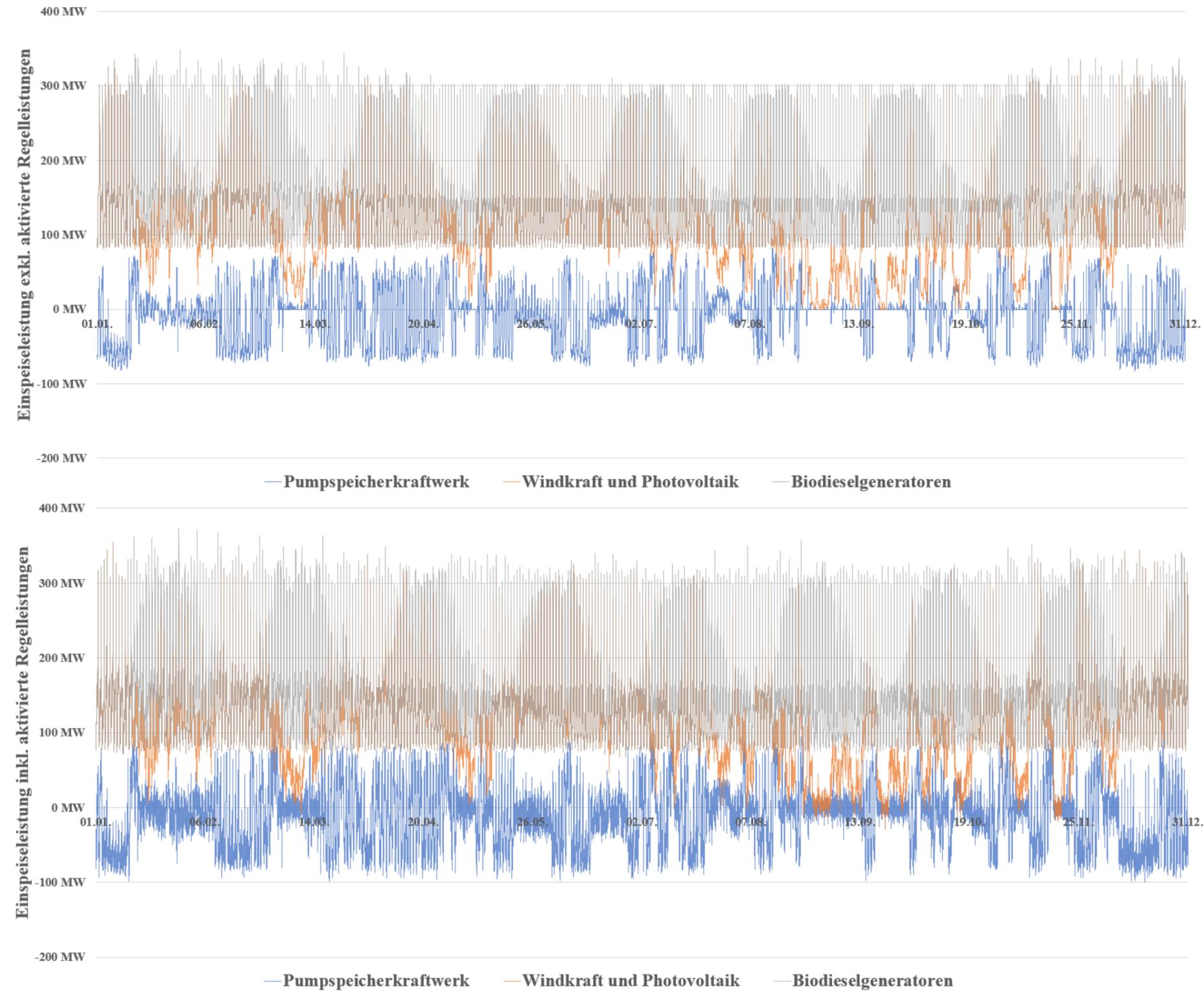


Abbildung 85: Einspeiseleistungen Z05  
(Quelle: eigene Darstellung)

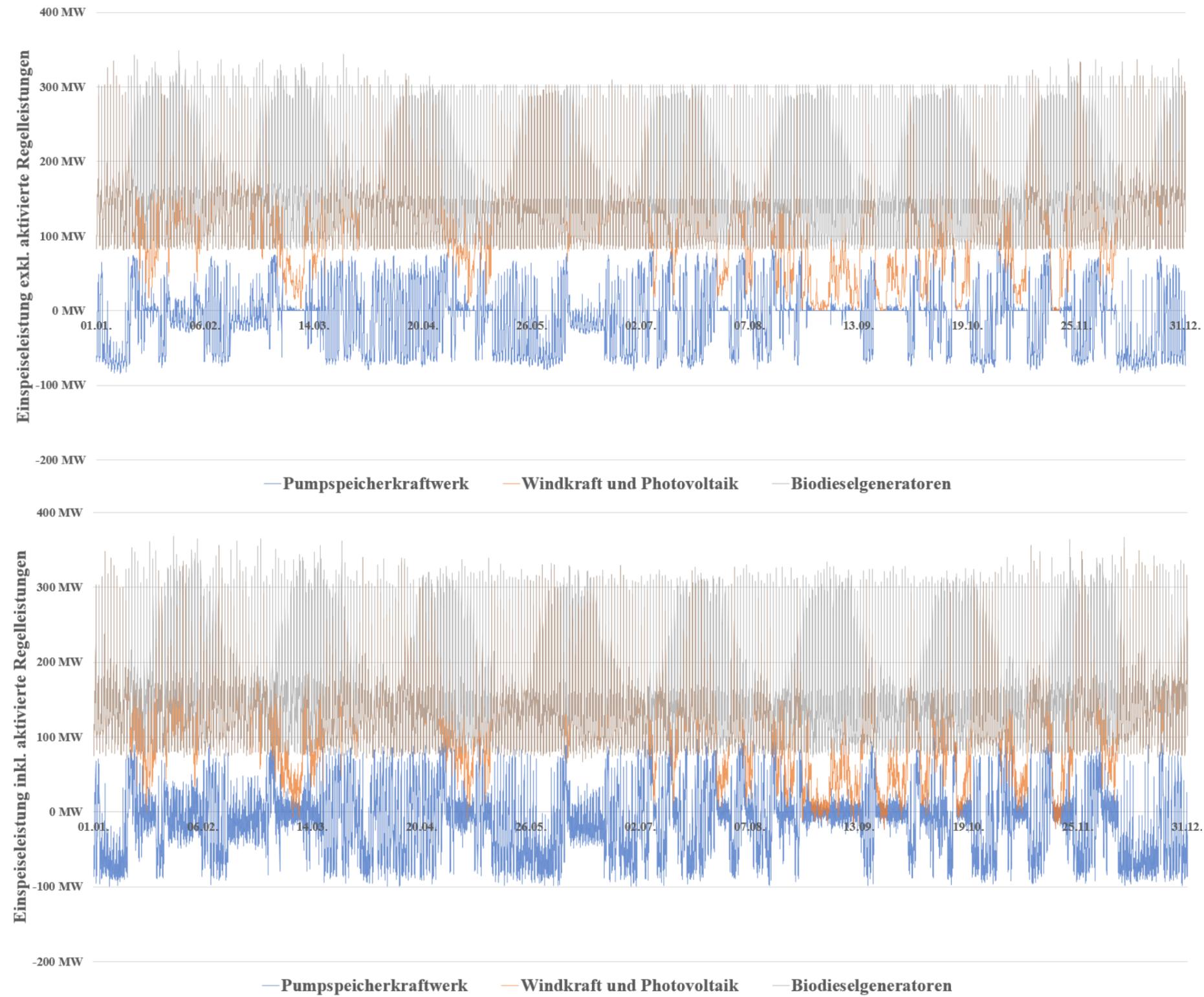


Abbildung 86: Einspeiseleistungen Z06  
(Quelle: eigene Darstellung)

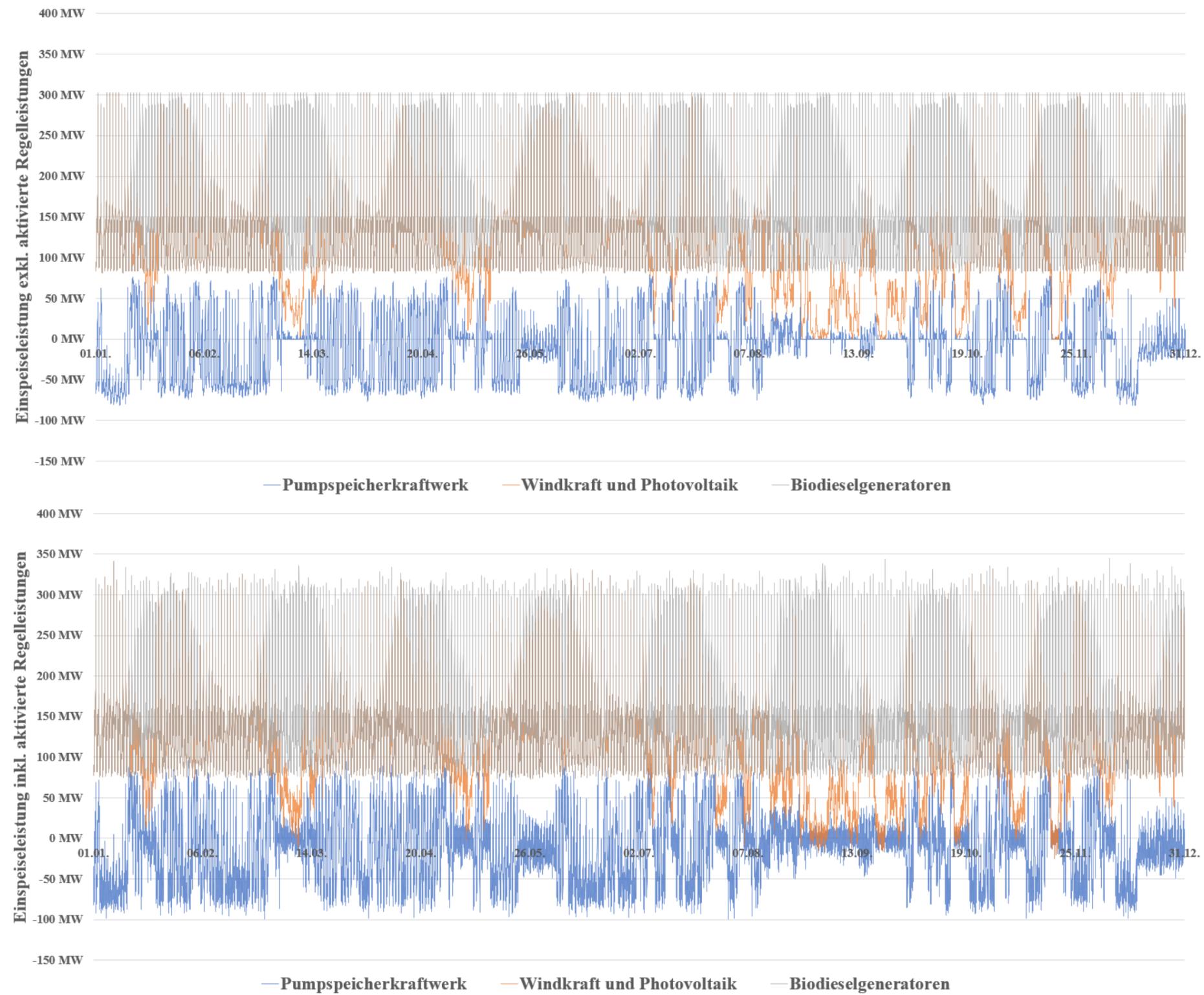


Abbildung 87: Einspeiseleistungen Z07  
(Quelle: eigene Darstellung)

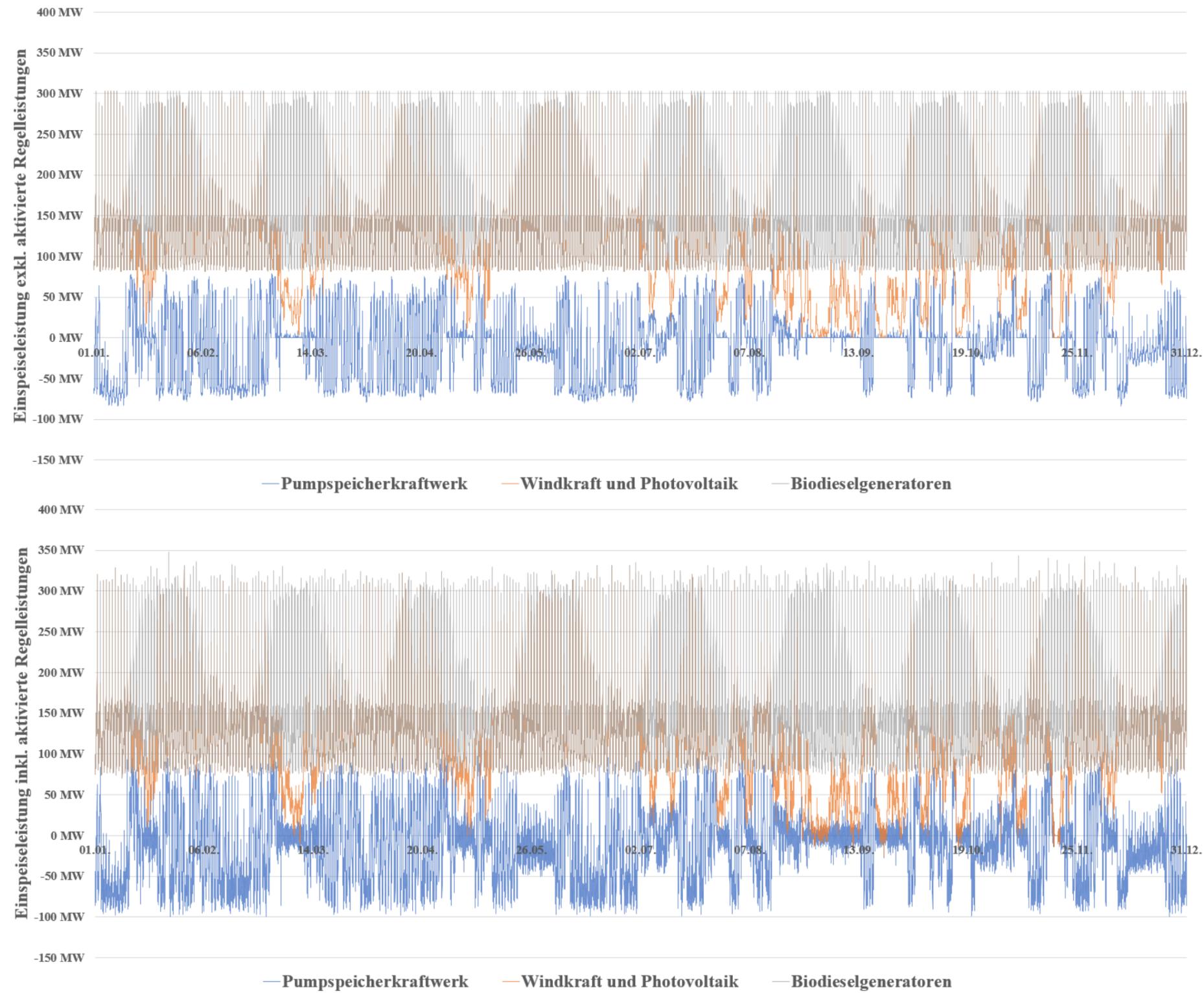


Abbildung 88: Einspeiseleistungen Z08  
(Quelle: eigene Darstellung)

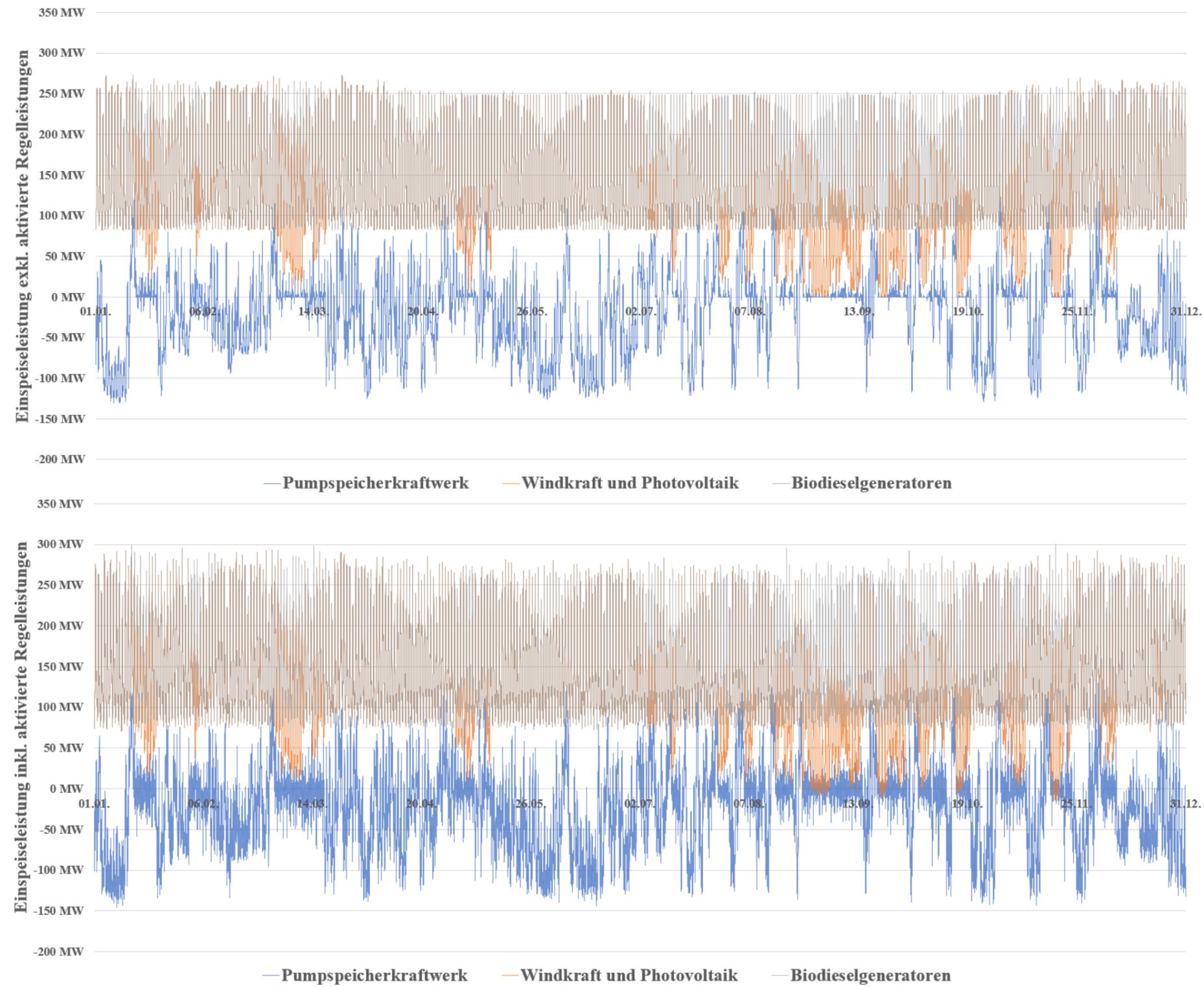


Abbildung 89: Einspeiseleistungen Z09  
(Quelle: eigene Darstellung)

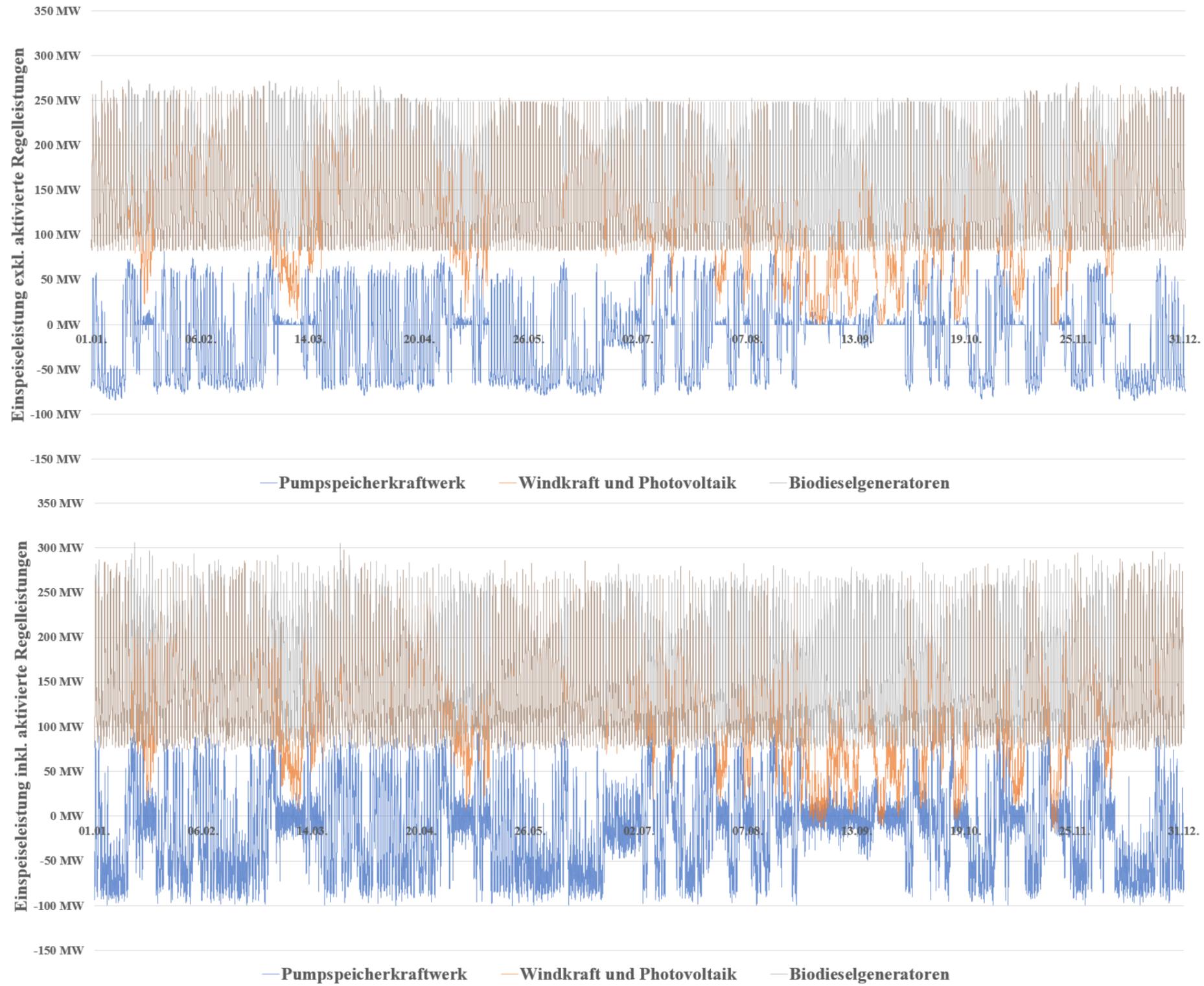


Abbildung 90: Einspeiseleistungen Z10  
(Quelle: eigene Darstellung)

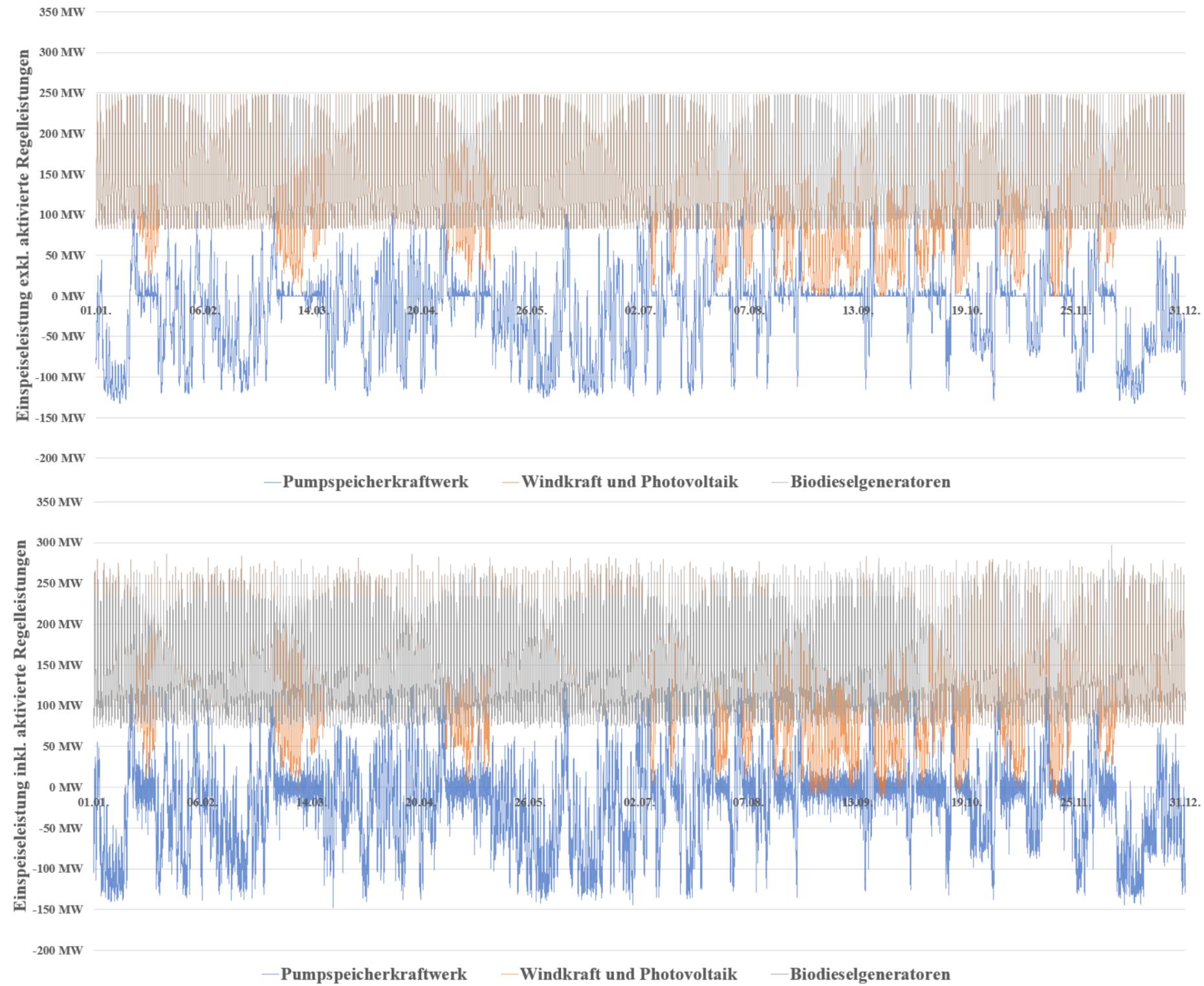


Abbildung 91: Einspeiseleistungen ZII  
(Quelle: eigene Darstellung)

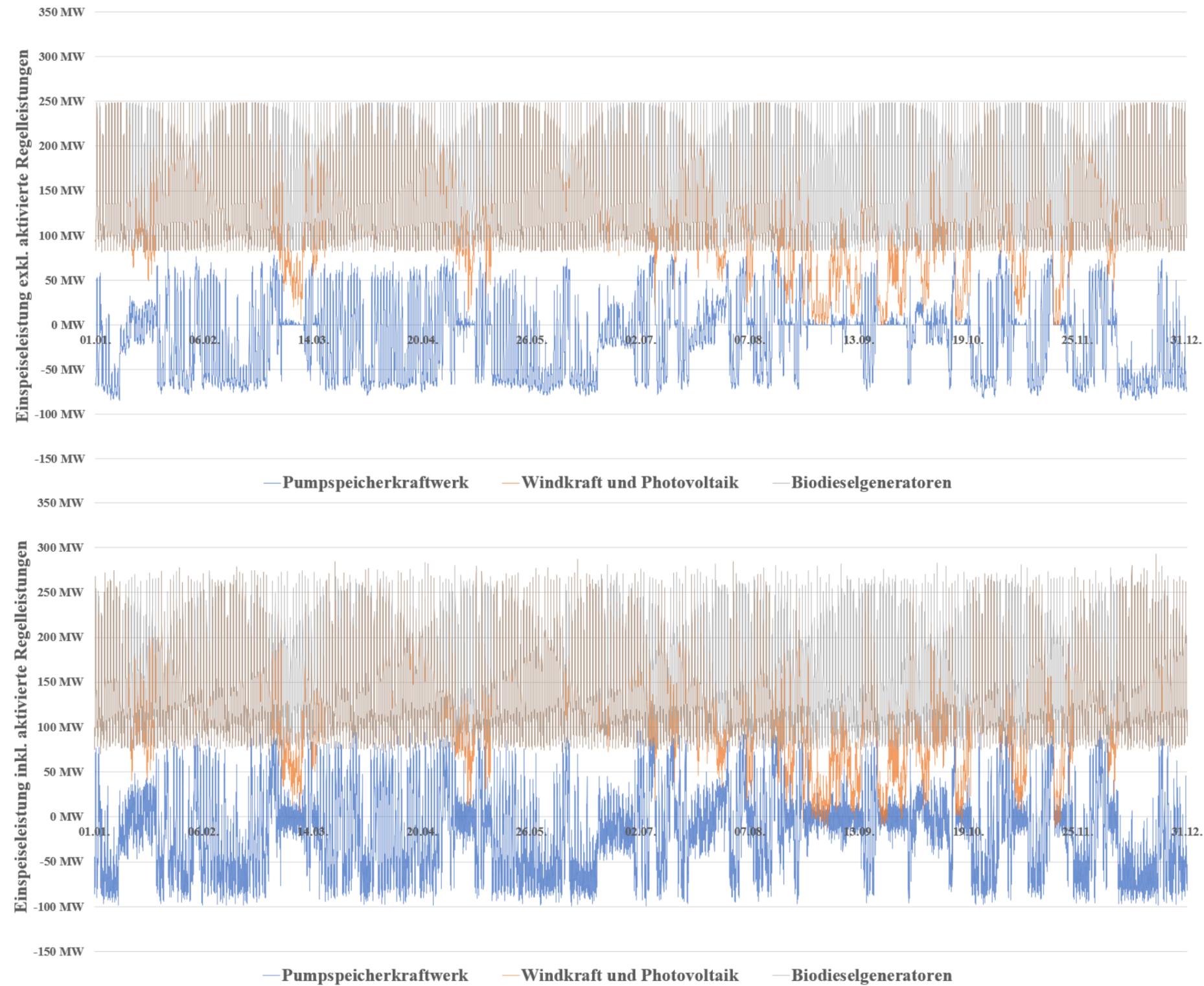


Abbildung 92: Einspeiseleistungen Z12  
(Quelle: eigene Darstellung)

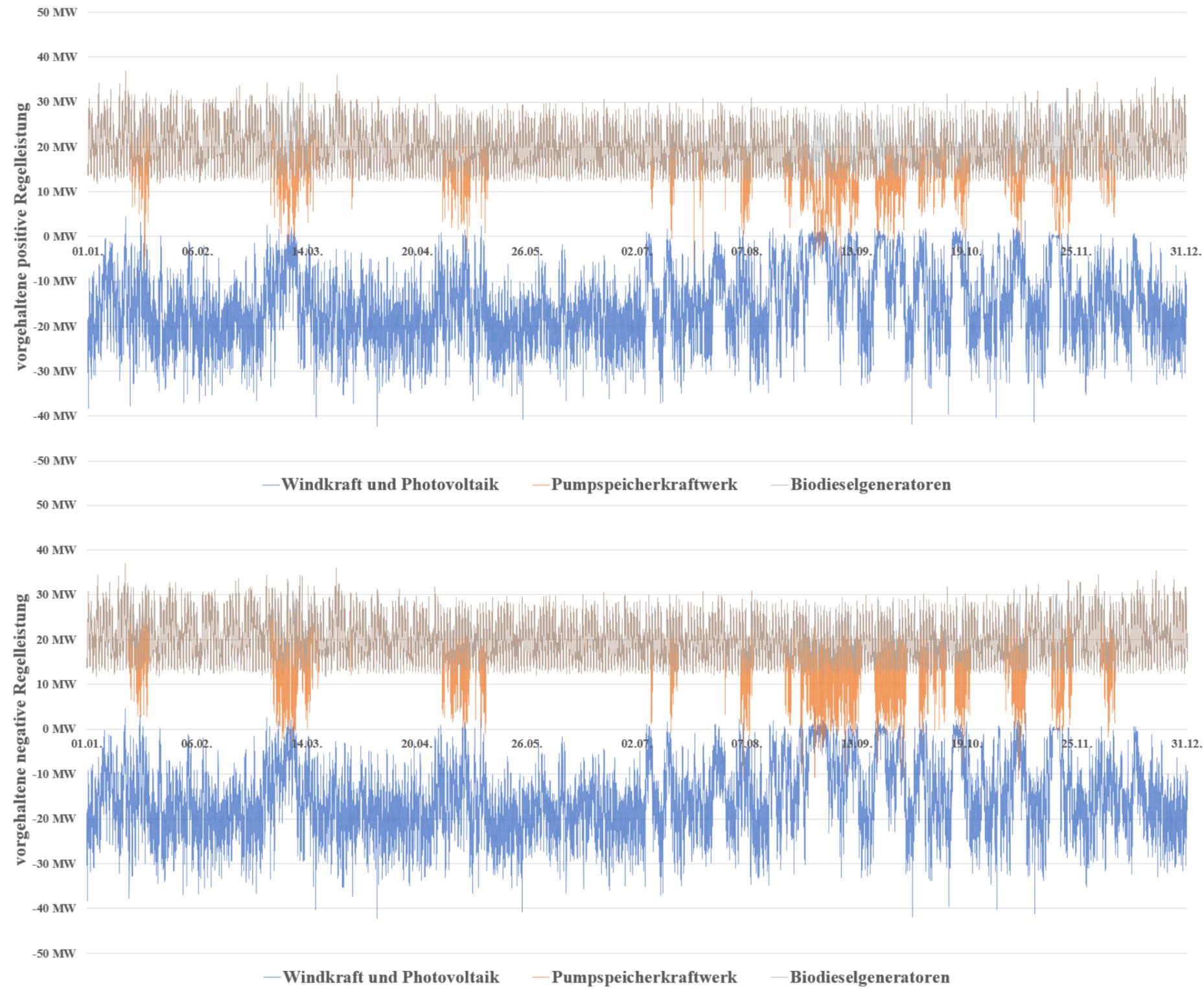


Abbildung 93: Vorhaltung Regelleistungen Z01  
(Quelle: eigene Darstellung)

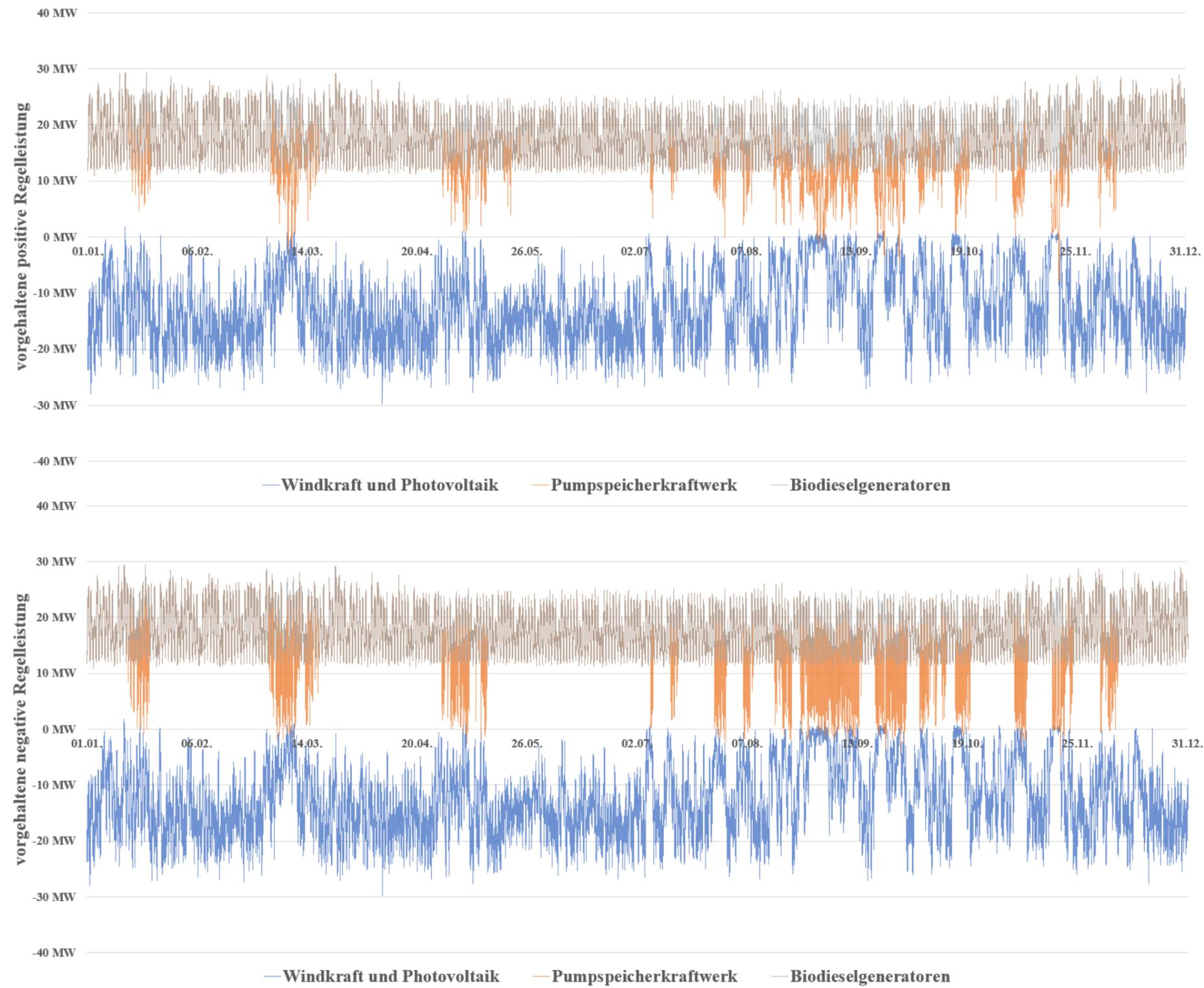


Abbildung 94: Vorhaltung Regelleistungen Z02  
(Quelle: eigene Darstellung)

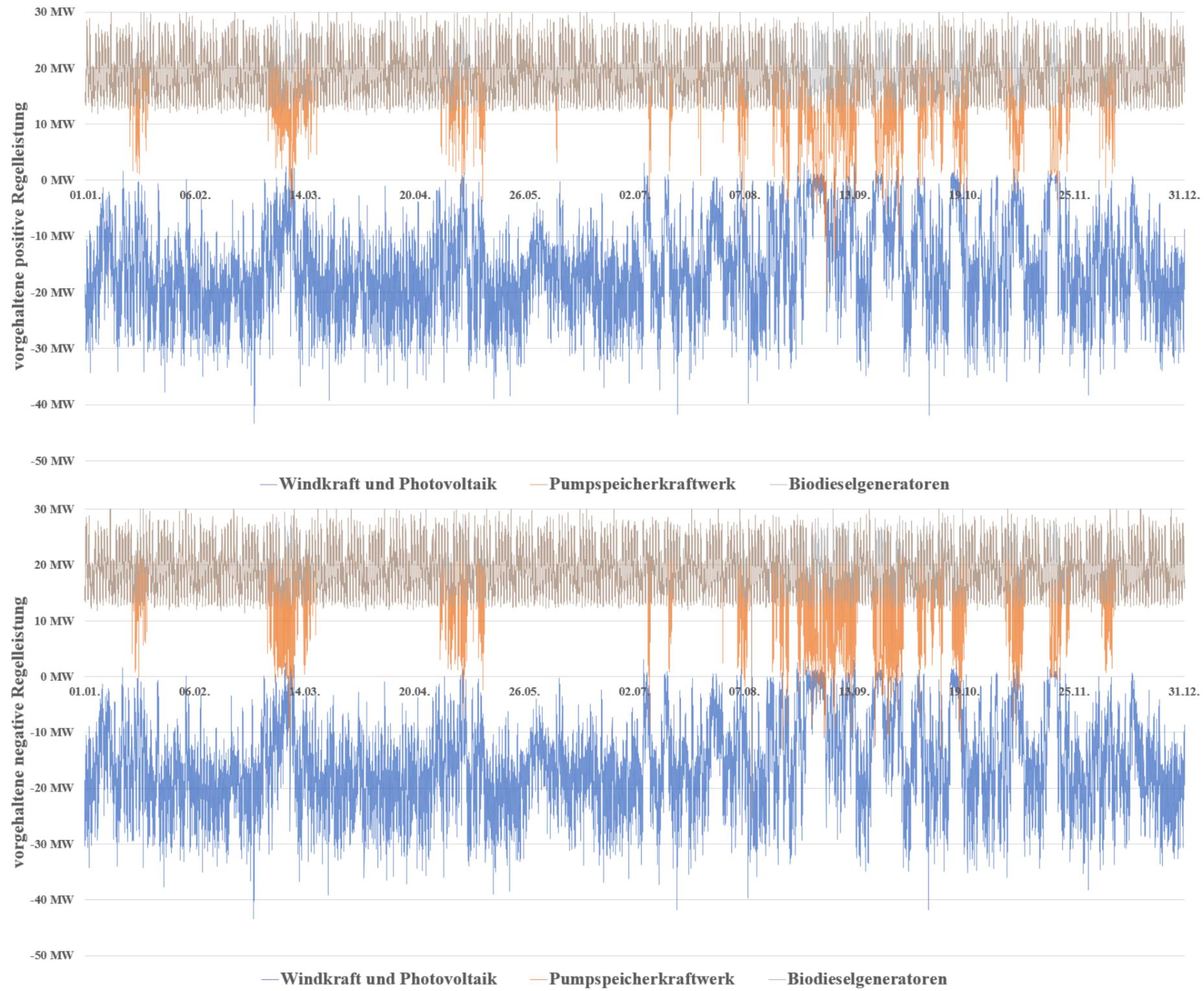


Abbildung 95: Vorhaltung Regelleistungen Z03  
(Quelle: eigene Darstellung)

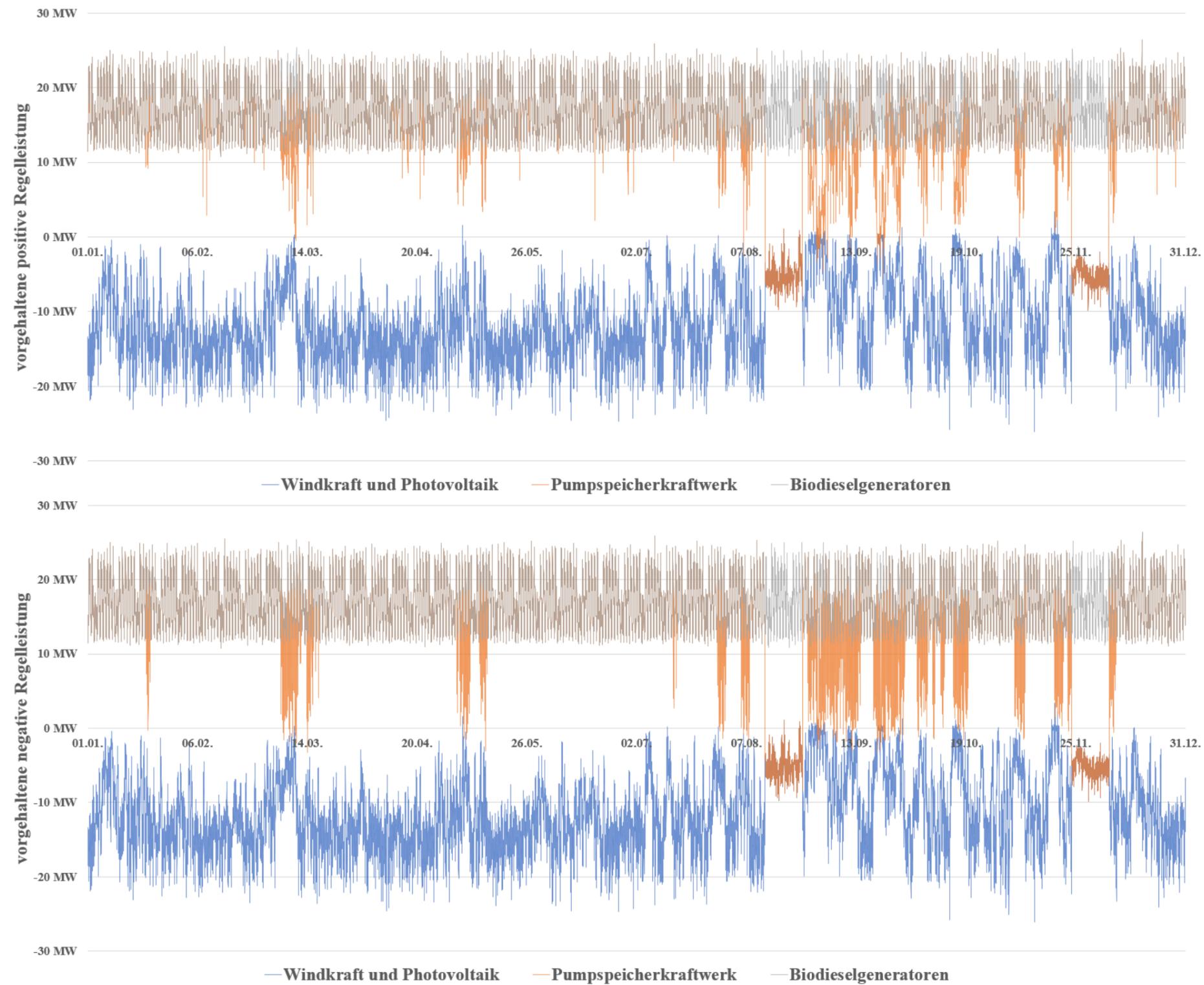


Abbildung 96: Vorhaltung Regelleistungen Z04  
(Quelle: eigene Darstellung)

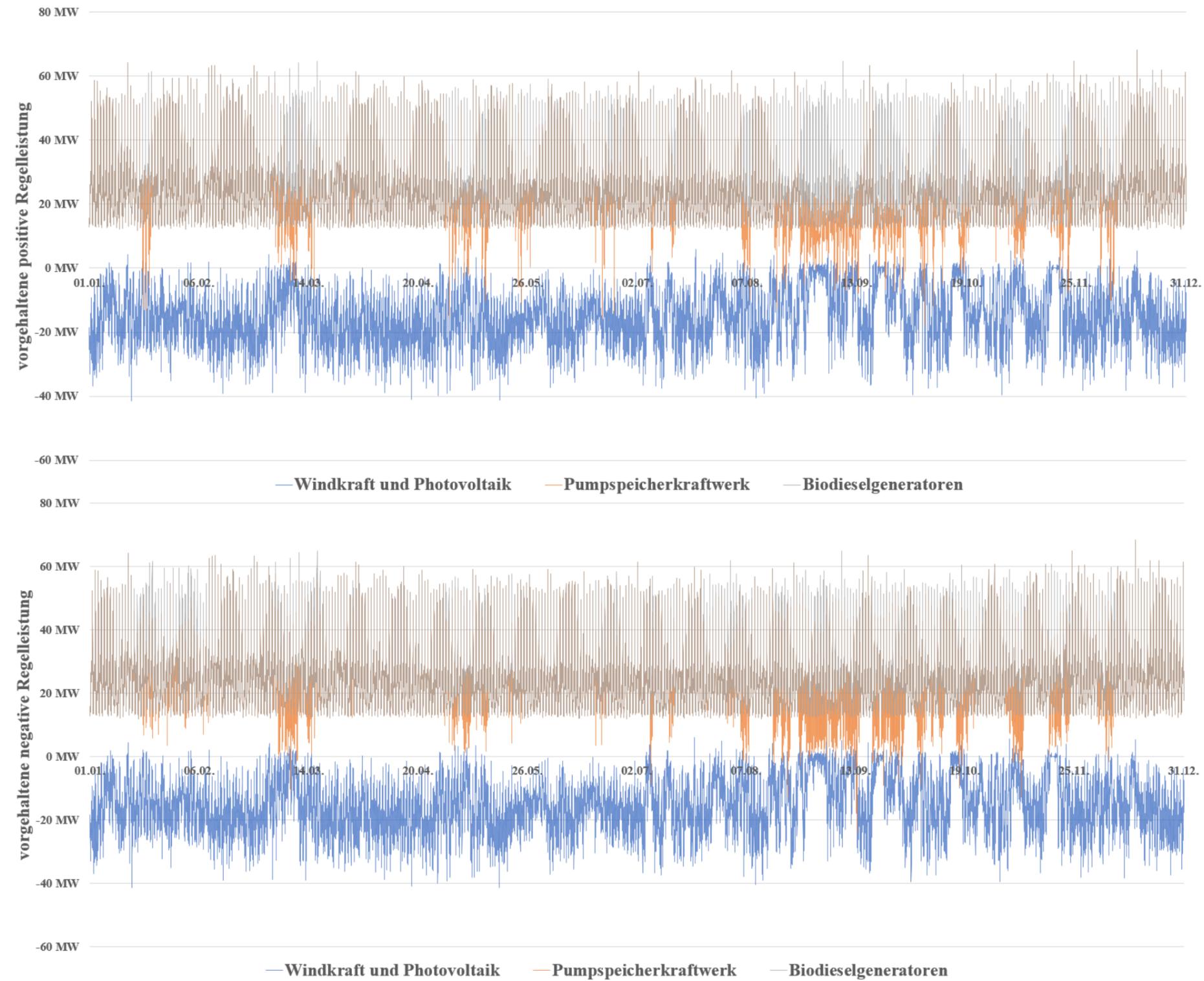


Abbildung 97: Vorhaltung Regelleistungen Z05  
(Quelle: eigene Darstellung)

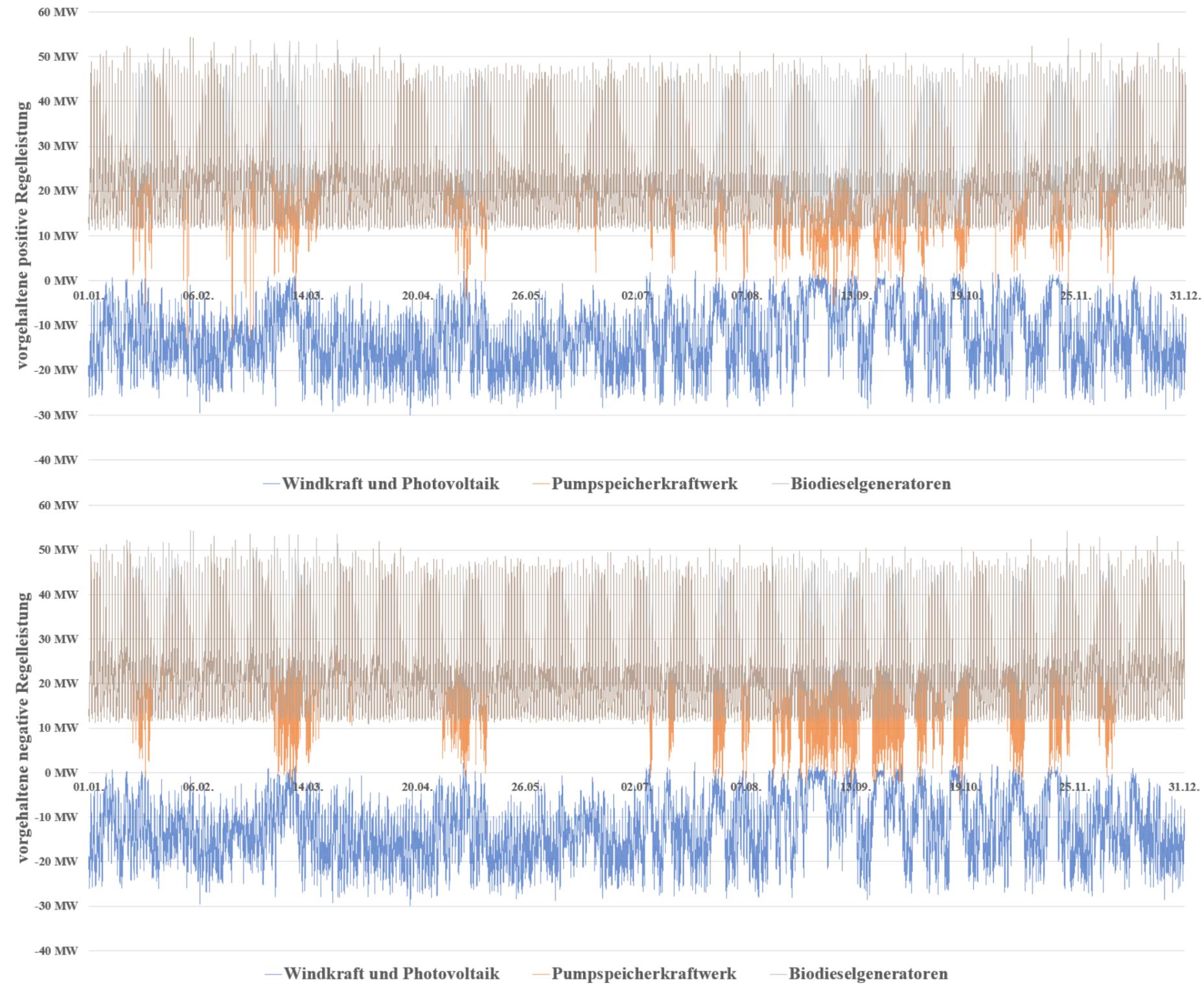


Abbildung 98: Vorhaltung von Regelleistung Z06  
(Quelle: eigene Darstellung)

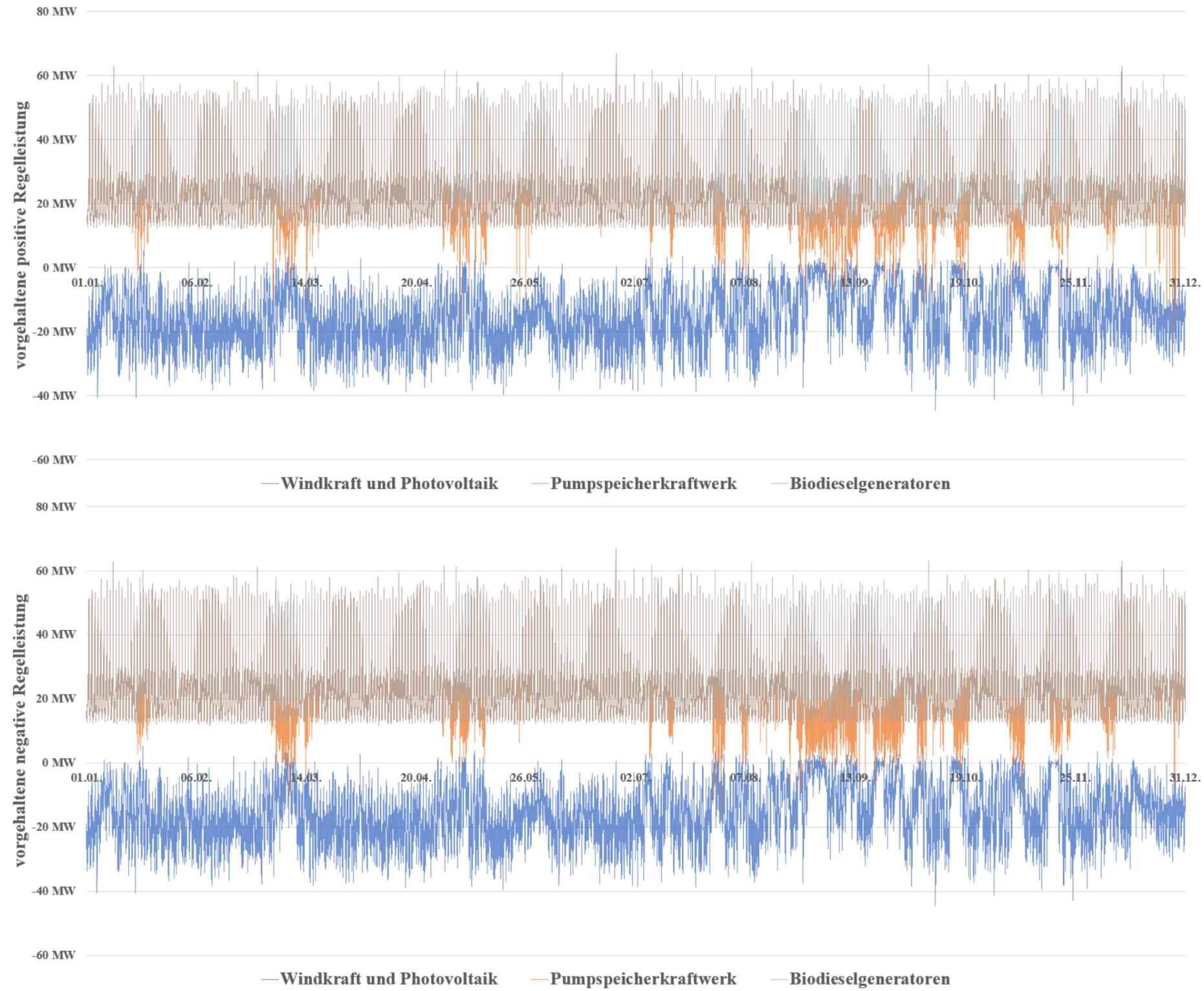


Abbildung 99: Vorhaltung Regelleistung Z07  
(Quelle: eigene Darstellung)

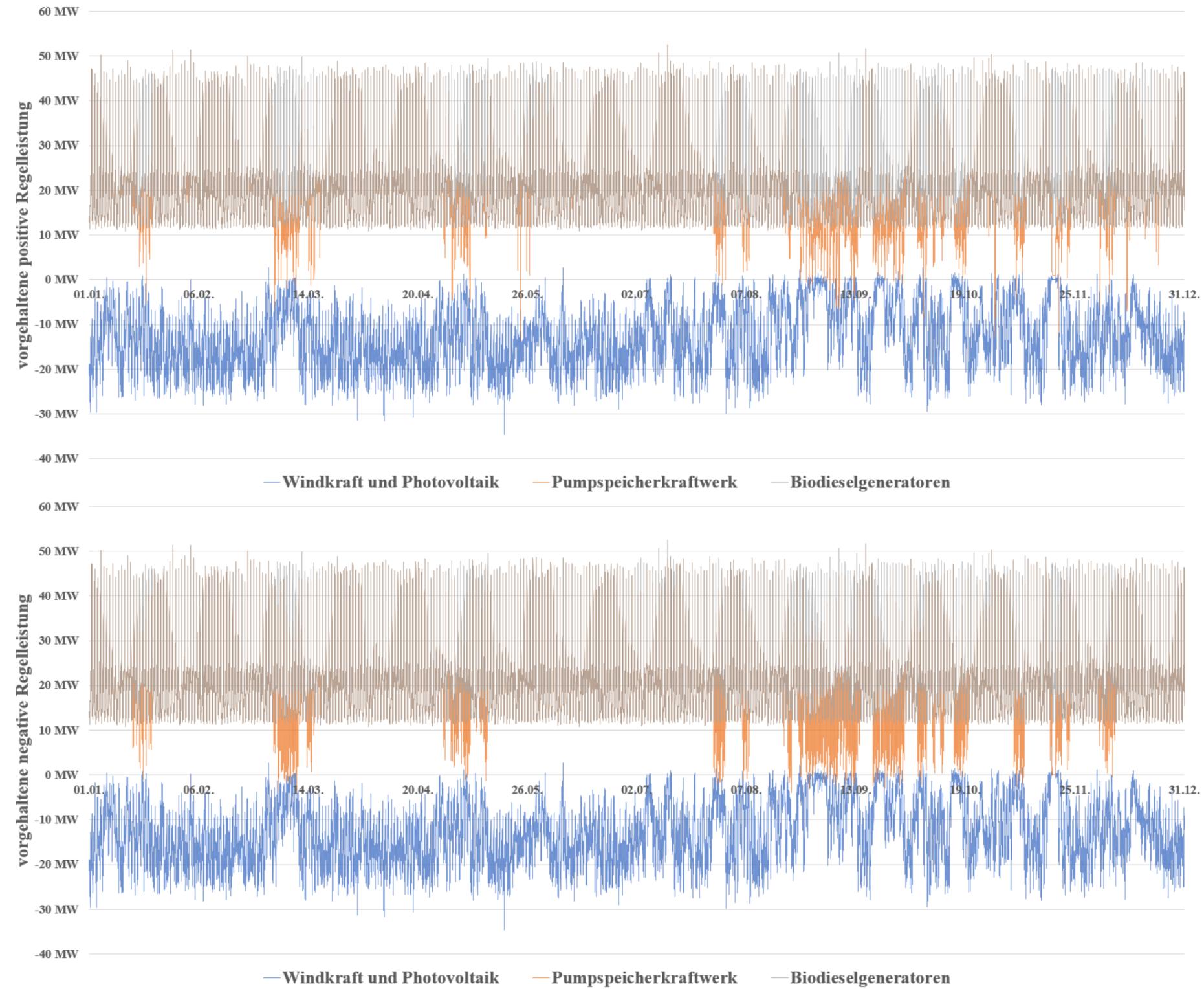


Abbildung 100: Vorhaltung Regelleistungen Z08  
(Quelle: eigene Darstellung)

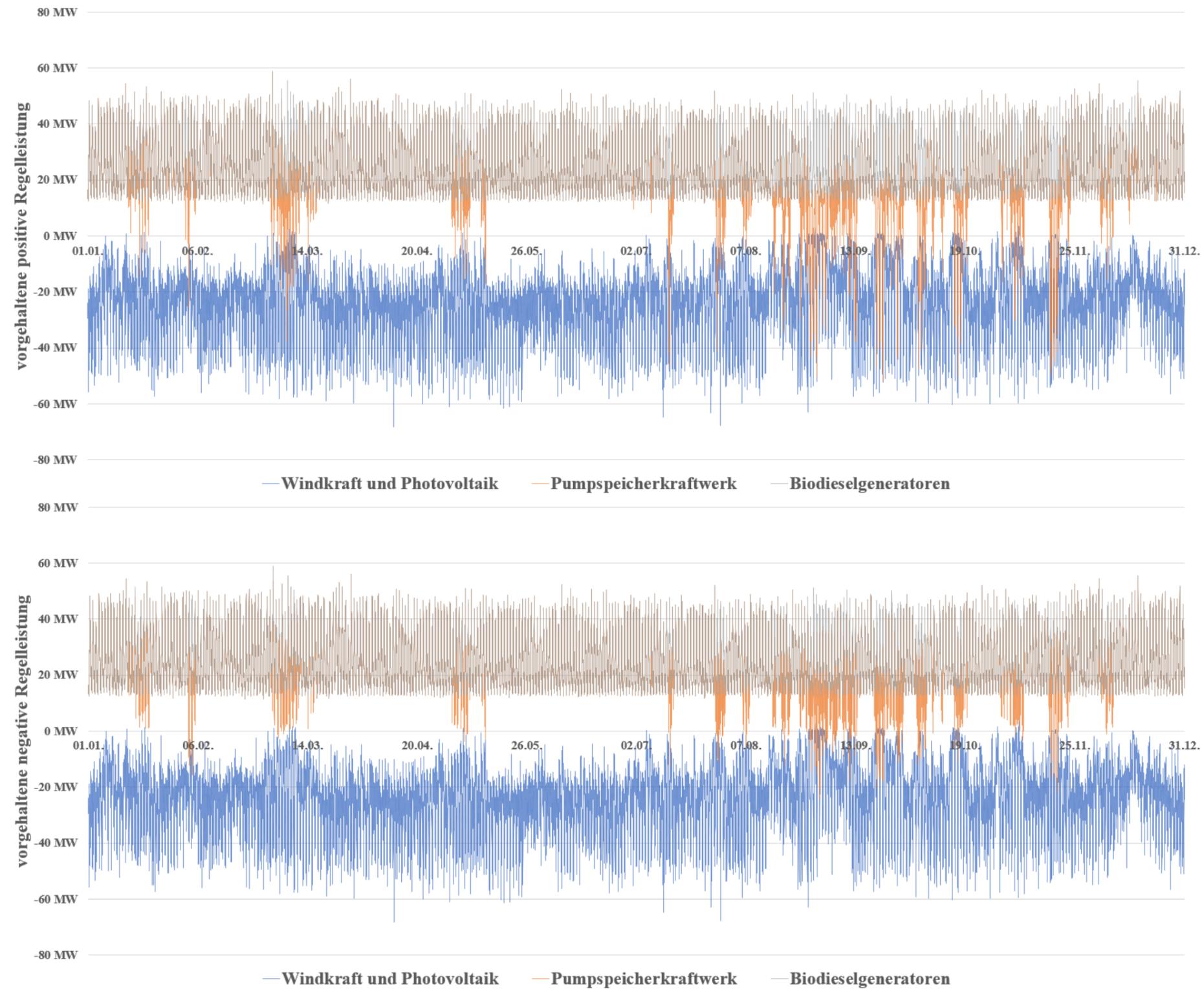


Abbildung 101: Vorhaltung Regelleistungen Z09  
(Quelle: eigene Darstellung)

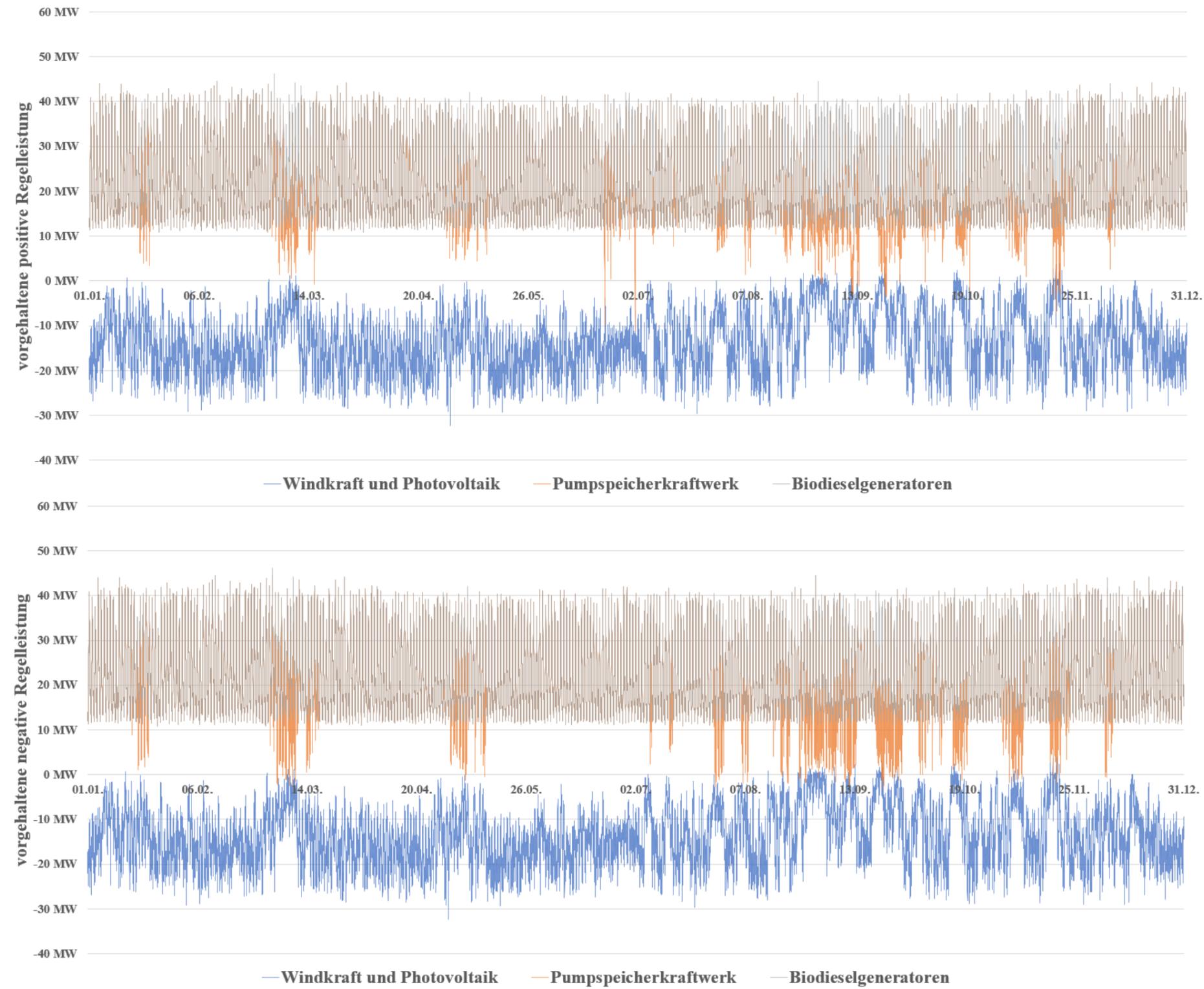


Abbildung 102: Vorhaltung Regelleistungen Z10  
(Quelle: eigene Darstellung)

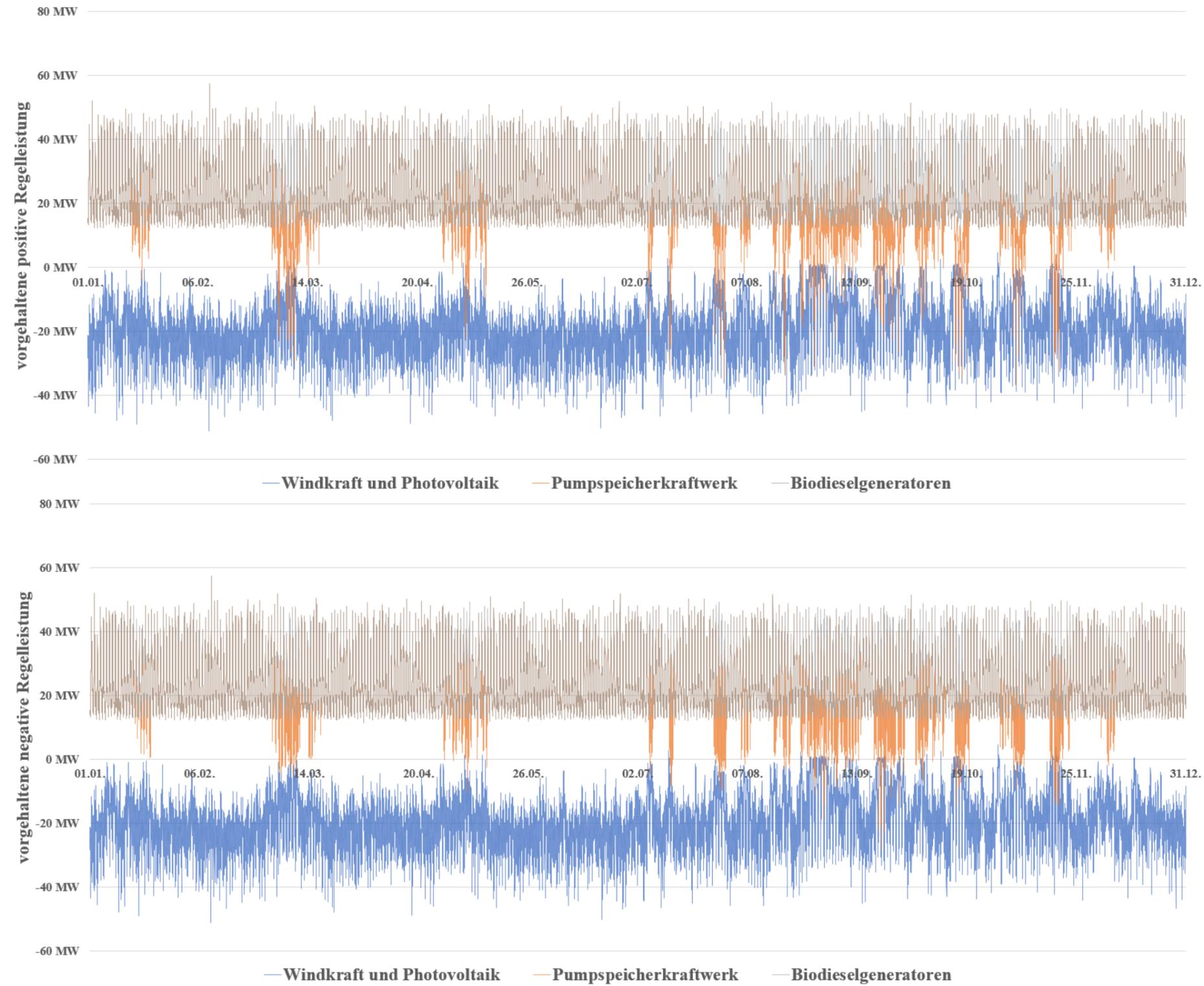


Abbildung 103: Vorhaltung Regelleistungen ZII  
(Quelle: eigene Darstellung)

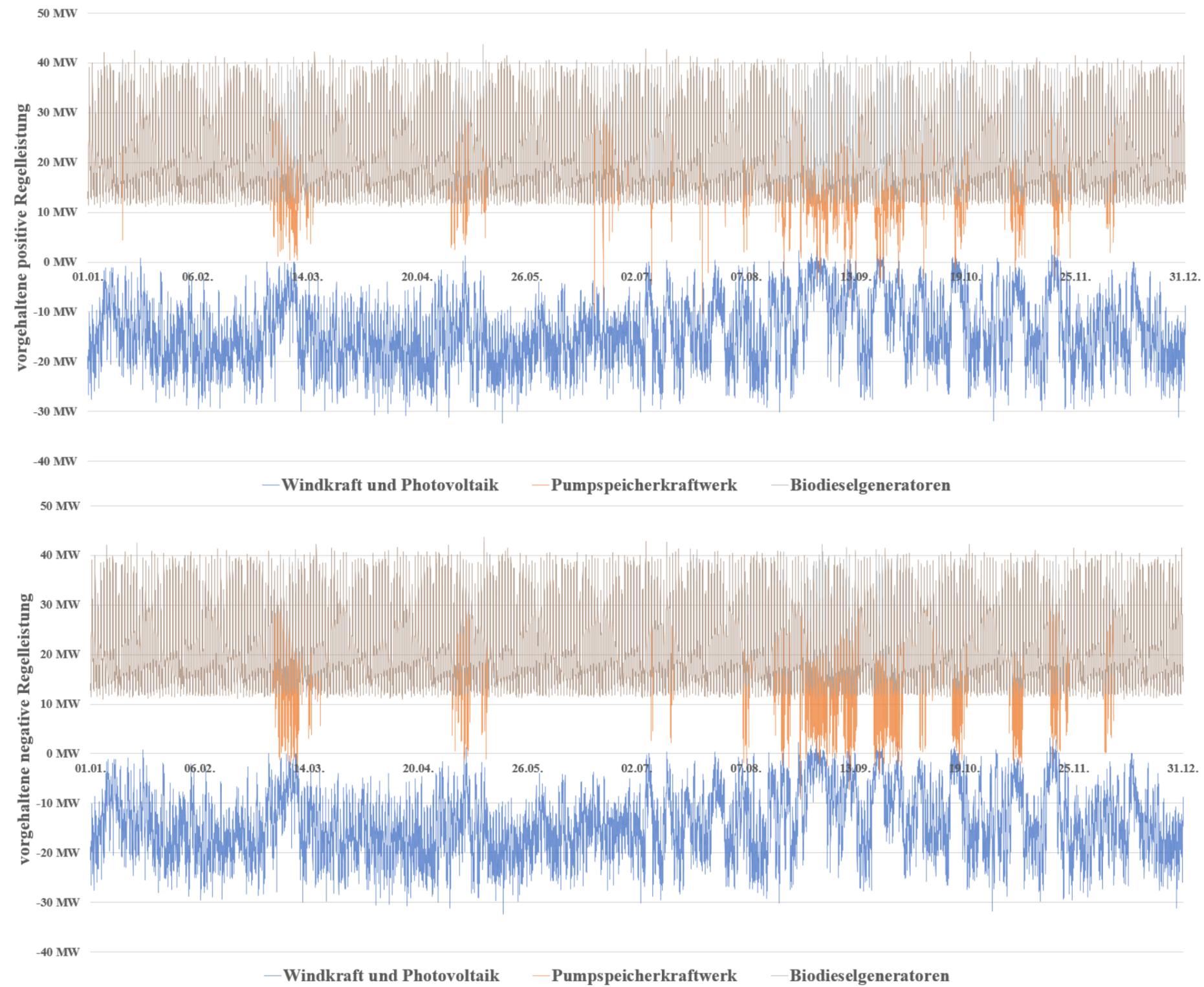


Abbildung 104: Vorhaltung Regelleistungen Z12  
(Quelle: eigene Darstellung)

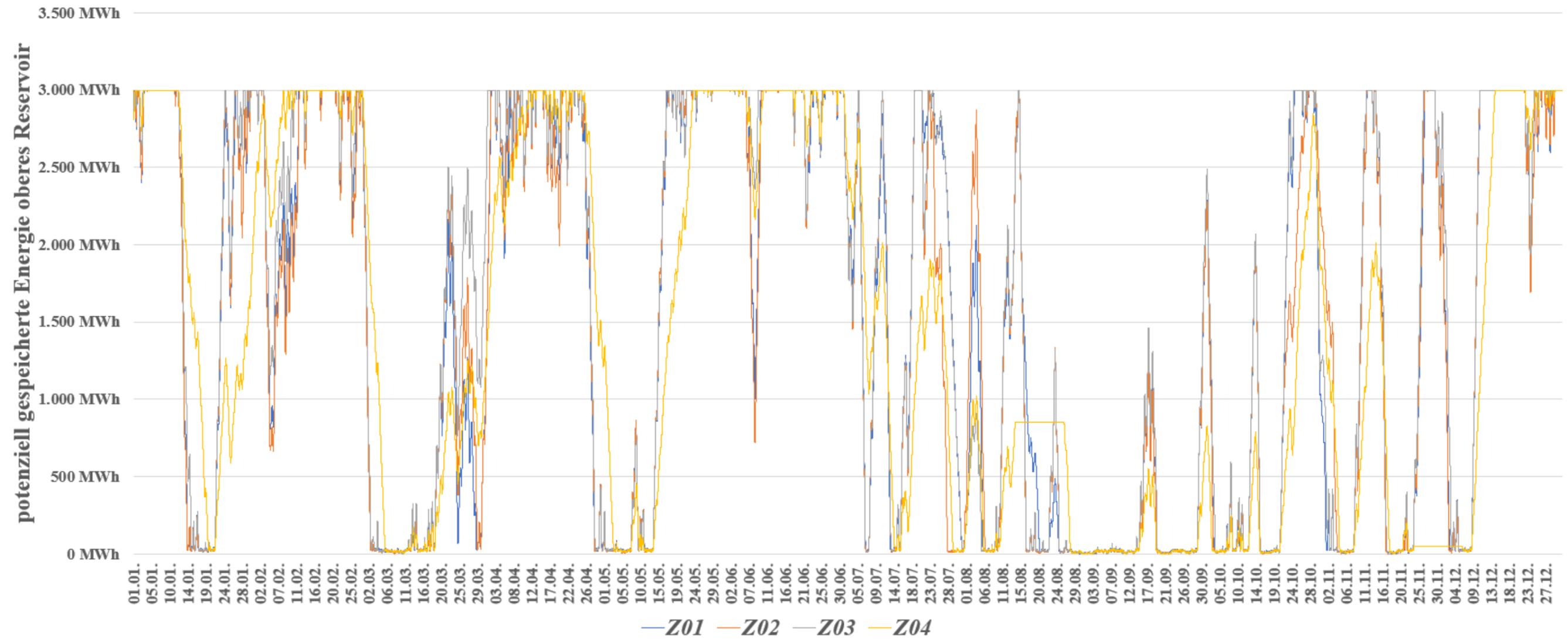


Abbildung 105: potenziell gespeicherte Energie oberes Reservoir Z01 bis Z04  
 (Quelle: eigene Darstellung)

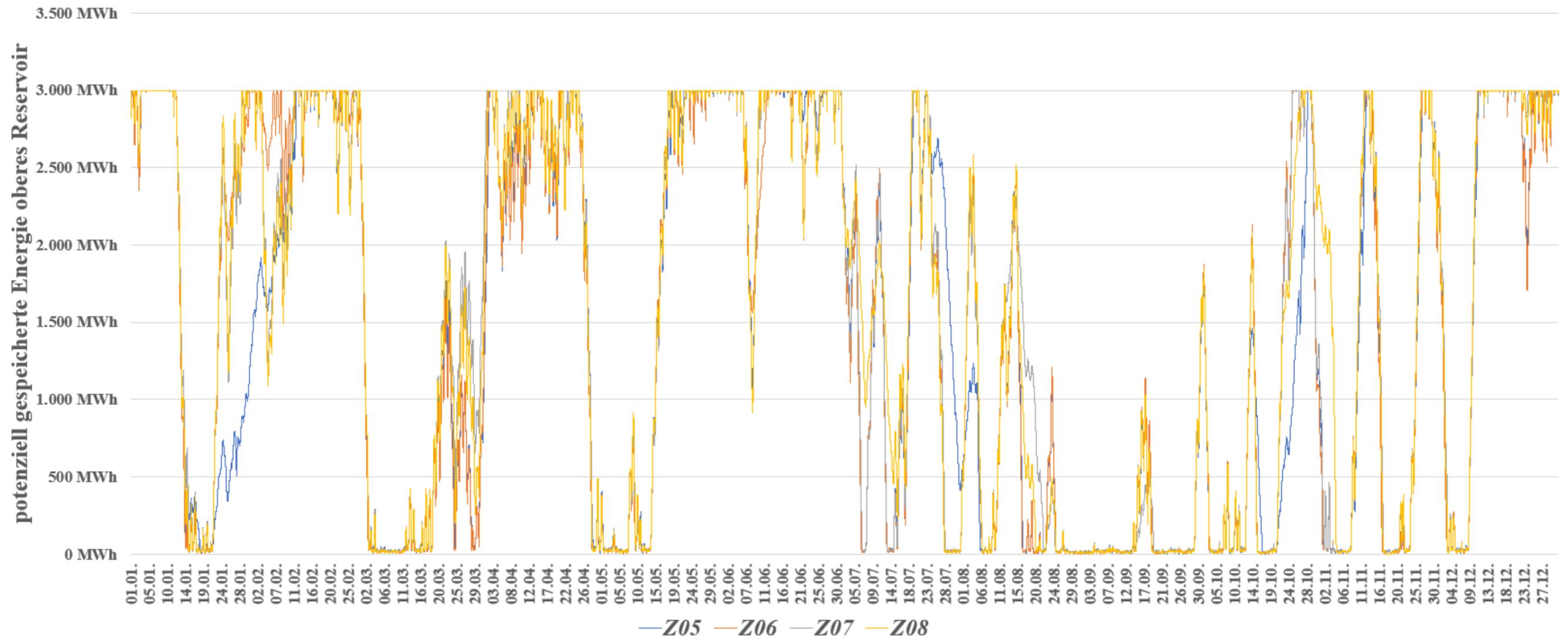


Abbildung 106: potenziell gespeicherte Energie oberes Reservoir Z05 bis Z08  
(Quelle: eigene Darstellung)

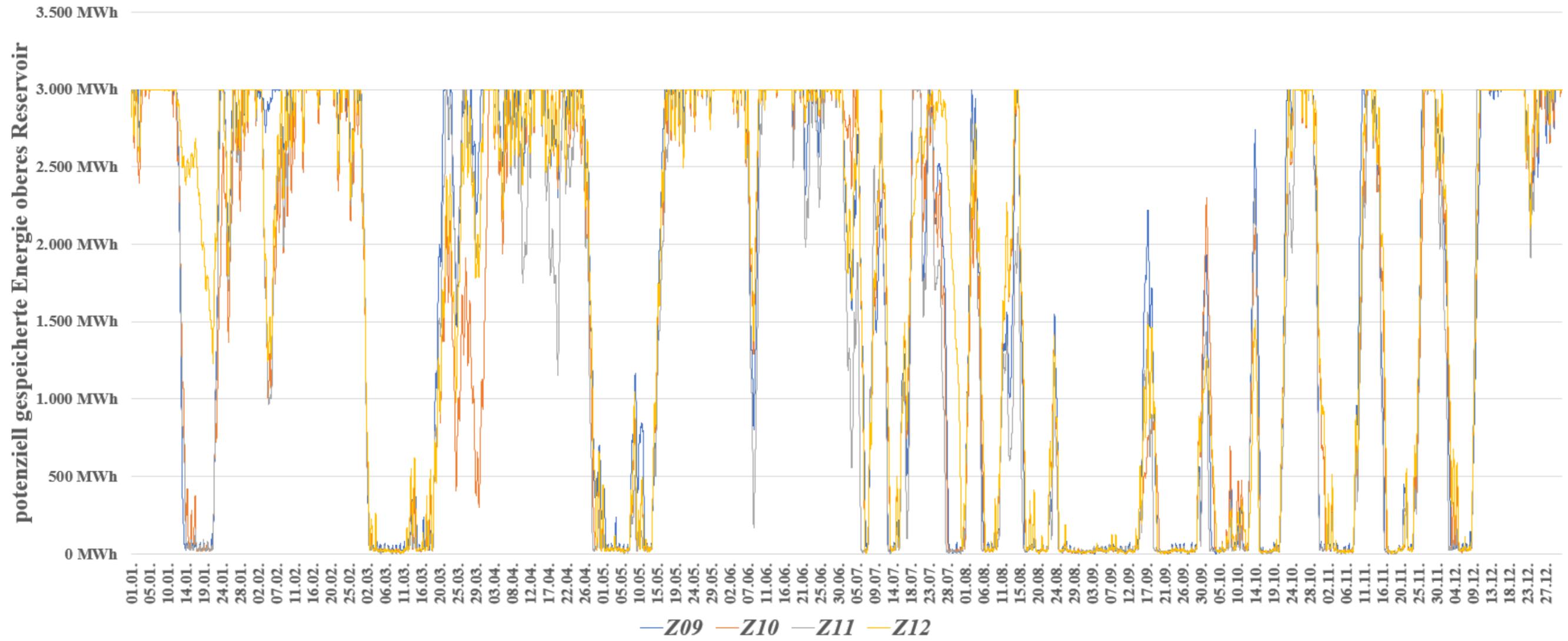


Abbildung 107: potenziell gespeicherte Energie oberes Reservoir Z09 bis Z12  
 (Quelle: eigene Darstellung)

Anhang L: Ergebnisse Szenario *Barbados Zukunft* inkl. ReparaturzeitenTabelle 25: Ergebnisse für das Szenario *Barbados Zukunft*

Szenarien				Biodieselmotoren				Pumpspeicherkraftwerk				Windkraft- und Photovoltaik- anlagen				Systemeigenschaften	
Unterszenario ID	Lastprofil Elektroautos	Lastprofil Kreuzfahrtschiffe	Regelleistungsbereitstellung	Real bereitgestellte Energie in GWh/a	Ermittelte bereitzustellende Energie in GWh/a	Vorgehaltene Energie für positive Regelleistung in GWh/a	Vorgehaltene Energie für negative Regelleistung in GWh/a	Real bereitgestellte Energie in GWh/a	Ermittelte bereitzustellende Energie in GWh/a	Vorgehaltene Energie für positive Regelleistung in GWh/a	Vorgehaltene Energie für negative Regelleistung in GWh/a	Real bereitgestellte Energie in GWh/a	Ermittelte bereitzustellende Energie in GWh/a	Vorgehaltene Energie für positive Regelleistung in GWh/a	Vorgehaltene Energie für negative Regelleistung in GWh/a	Netzstabilität in %	Stromgestehungskosten in BBD/kWh
Z01	keine Elektroautos	Landanschluss von Kreuzfahrtschiffen	erhöht	198	198	12	10	-137	-130	295	296	979	972	-132	-132	99,8878	0,301
Z02	keine Elektroautos	Landanschluss von Kreuzfahrtschiffen	Standard	197	196	12	12	-131	-125	253	253	975	970	-109	-109	99,6775	0,298
Z03	keine Elektroautos	kein Landanschluss von Kreuzfahrtschiffen	erhöht	179	178	14	12	-145	-138	288	291	962	956	-135	-135	99,8838	0,296
Z04	keine Elektroautos	kein Landanschluss von Kreuzfahrtschiffen	Standard	213	213	22	21	-44	-37	225	225	827	820	-98	-98	99,6594	0,297
Z05	Sofortiges Laden nach Ankunft zu Hause	Landanschluss von Kreuzfahrtschiffen	erhöht	329	328	23	16	-90	-82	327	335	1066	1060	-131	-131	99,8729	0,334
Z06	Sofortiges Laden nach Ankunft zu Hause	Landanschluss von Kreuzfahrtschiffen	Standard	319	318	21	14	-105	-97	286	292	1091	1084	-111	-111	99,6534	0,328
Z07	Sofortiges Laden nach Ankunft zu Hause	kein Landanschluss von Kreuzfahrtschiffen	erhöht	301	300	23	15	-104	-96	322	331	1064	1057	-134	-134	99,8726	0,328
Z08	Sofortiges laden nach Ankunft zu Hause	kein Landanschluss von Kreuzfahrtschiffen	Standard	296	295	19	13	-107	-100	282	288	1072	1066	-113	-113	99,6486	0,326
Z09	photovoltaikorientiertes Laden	Landanschluss von Kreuzfahrtschiffen	erhöht	163	162	27	13	-186	-169	395	409	1328	1312	-203	-203	99,8983	0,313
Z10	photovoltaikorientiertes Laden	Landanschluss von Kreuzfahrtschiffen	Standard	250	249	13	9	-137	-128	301	304	1193	1184	-119	-119	99,6619	0,307
Z11	photovoltaikorientiertes Laden	kein Landanschluss von Kreuzfahrtschiffen	erhöht	190	190	26	14	-182	-170	355	366	1253	1241	-169	-169	99,9022	0,317
Z12	photovoltaikorientiertes Laden	kein Landanschluss von Kreuzfahrtschiffen	Standard	228	227	13	9	-145	-137	298	302	1178	1170	-122	-122	99,6429	0,304

## Anhang M: Leistungsdifferenzen Zeitraum eines Jahres *Barbados Zukunft*

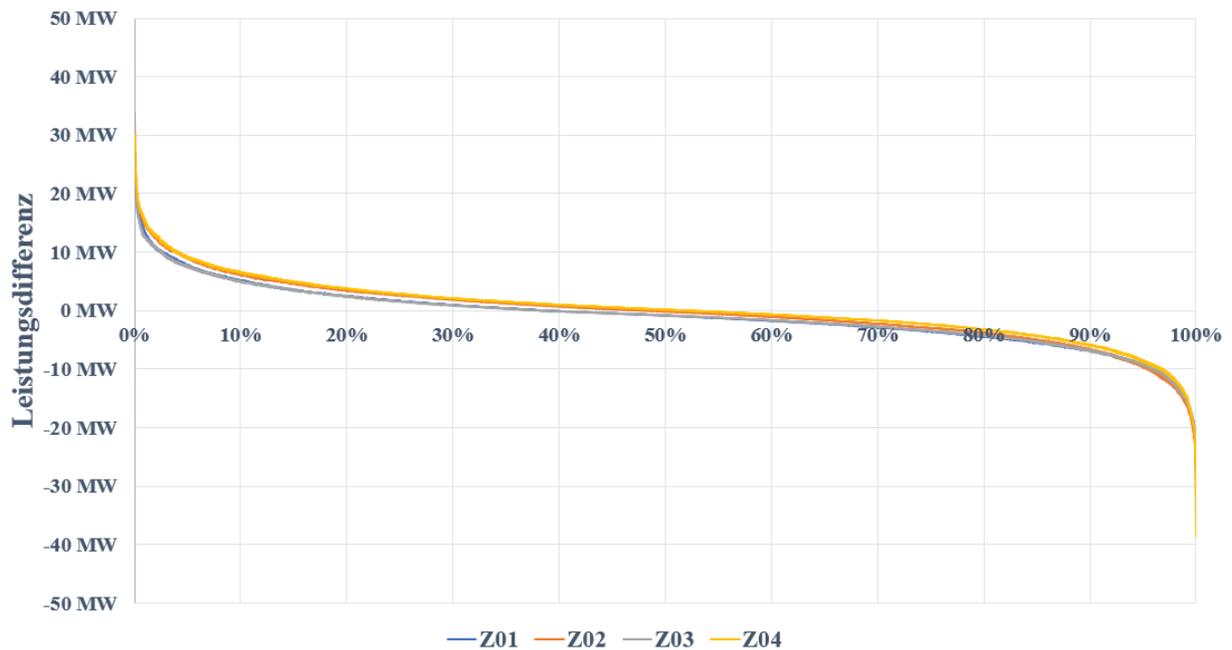


Abbildung 108: Leistungsdifferenzen Unterszenarien Z01 bis Z04 *Barbados Zukunft*  
(Quelle: eigene Darstellung)

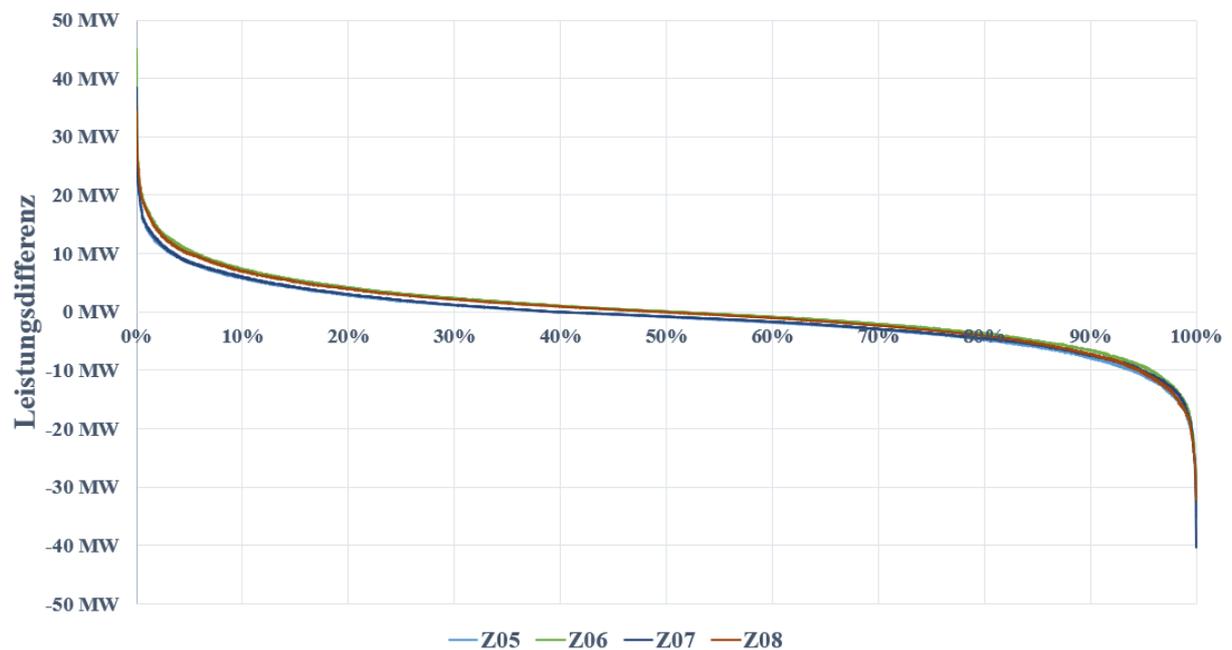


Abbildung 109: Leistungsdifferenzen Unterszenarien Z05 bis Z08 *Barbados Zukunft*  
(Quelle: eigene Darstellung)



Abbildung 110: Leistungsdifferenzen Unterszenarien Z09 bis Z12 Barbados Zukunft  
(Quelle: eigene Darstellung)

## Anhang N: Technische Eigenschaften der Generatoren Szenario *Barbados Zukunft*

Tabelle 26: technische Daten biodieselbetriebener Generatoren Szenario *Barbados Zukunft*

Szenario		Z01	Z02	Z03	Z04	Z05	Z06	Z07	Z08	Z09	Z10	Z11	Z12
Biodieselgenerator	Knotenschwerpunkt	Spring Garden											
	Anzahl	20	19	17	17	35	34	32	32	29	28	28	26
	Installationsleistung gesamt	250,00 MW	237,50 MW	212,50 MW	212,50 MW	437,50 MW	425,00 MW	400,00 MW	400,00 MW	362,50 MW	350,00 MW	350,00 MW	325,00 MW
	Installationsleistung je Generator	12,50 MW											
	Mindestleistung je Generator	6,25 MW											
	MTBF	1.800 h											
	MTTR	200 h											
	Brennstoff	Biodiesel											

Tabelle 27: technische Daten des Pumpspeicherkraftwerkes Szenario *Barbados Zukunft*

Szenario		Z01	Z02	Z03	Z04	Z05	Z06	Z07	Z08	Z09	Z10	Z11	Z12
Pumpspeicher-kraftwerk	Knotenschwerpunkt	Pumpspeicher											
	Anzahl	2	2	2	1	2	2	2	2	3	2	3	2
	Installationsleistung gesamt	100,00 MW	100,00 MW	100,00 MW	50,00 MW	100,00 MW	100,00 MW	100,00 MW	100,00 MW	150,00 MW	100,00 MW	150,00 MW	100,00 MW
	Installationsleistung je Maschine	50 MW											
	MTBF	3.700 h											
	MTTR	300 h											
	Reservoir	3.000 MWh											

Tabelle 28: technische Daten der Windkraftanlagen Szenario *Barbados Zukunft*

Szenario		Z01	Z02	Z03	Z04	Z05	Z06	Z07	Z08	Z09	Z10	Z11	Z12
Windkraftanlagen	Knotenschwerpunkt	Erneuerbar 1											
	Anzahl	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34
	Knotenschwerpunkt	Erneuerbar 2											
	Anzahl	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33
	Knotenschwerpunkt	Erneuerbar 3											
	Anzahl	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
	Knotenschwerpunkt	Erneuerbar 4											
	Anzahl	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34
	Knotenschwerpunkt	Erneuerbar 5											
	Anzahl	27	27	27	16	27	27	27	27	16	27	16	27
	Knotenschwerpunkt	Erneuerbar 6											
	Anzahl	13	13	13	0	38	38	38	38	0	38	0	38
	Installationsleistung gesamt	350,55 MW	350,55 MW	350,55 MW	301,35 MW	401,80 MW	401,80 MW	401,80 MW	401,80 MW	301,35 MW	401,80 MW	301,35 MW	401,80 MW
	Installationsleistung je Anlage	2,05 MW											
	MTBF	3.000 h											
MTTR	100 h												

Tabelle 29: Daten zentraler Photovoltaikanlagen Szenario *Barbados Zukunft*

Szenario		Z01	Z02	Z03	Z04	Z05	Z06	Z07	Z08	Z09	Z10	Z11	Z12	
zentrale Photovoltaikanlagen	Knotenschwerpunkt	CE												
	Anzahl	0	0	0	1	0	0	0	0	1	1	1	1	
	Knotenschwerpunkt	SW												
	Anzahl	0	0	0	1	0	0	0	0	1	1	1	1	
	Knotenschwerpunkt	Erneuerbar_5												
	Anzahl	0	0	0	1	0	0	0	0	1	1	1	1	
	Knotenschwerpunkt	Erneuerbar_6												
	Anzahl	0	0	0	2	0	0	0	0	2	2	2	2	
	Installationsleistung gesamt	0,00 MW <sub>p</sub>	0,00 MW <sub>p</sub>	0,00 MW <sub>p</sub>	25,00 MW <sub>p</sub>	0,00 MW <sub>p</sub>	150,00 MW <sub>p</sub>	25,00 MW <sub>p</sub>	100,00 MW <sub>p</sub>	25,00 MW <sub>p</sub>				
	Installationsleistung je Anlage	0,00 MW <sub>p</sub>	0,00 MW <sub>p</sub>	0,00 MW <sub>p</sub>	5,00 MW <sub>p</sub>	0,00 MW <sub>p</sub>	0,00 MW <sub>p</sub>	0,00 MW <sub>p</sub>	0,00 MW <sub>p</sub>	0,00 MW <sub>p</sub>	30 MW <sub>p</sub>	5,00 MW <sub>p</sub>	20,00 MW <sub>p</sub>	5,00 MW <sub>p</sub>
	MTBF	7.000 h												
MTTR	250 h													

Tabelle 30: Daten Photovoltaikanlagen privater Haushalte Szenario *Barbados Zukunft*

Szenario		Z01	Z02	Z03	Z04	Z05	Z06	Z07	Z08	Z09	Z10	Z11	Z12	
Photovoltaikanlagen privater Haushalte	Knotenschwerpunkt	SG												
	Anzahl	0	0	0	1291	0	0	0	0	2583	1291	2583	1291	
	Knotenschwerpunkt	CE												
	Anzahl	0	0	0	2516	0	0	0	0	5031	2516	5031	2516	
	Knotenschwerpunkt	SW												
	Anzahl	0	0	0	1193	0	0	0	0	2386	1193	2386	1193	
	Installationsleistung gesamt	0,00 MW <sub>p</sub>	0,00 MW <sub>p</sub>	0,00 MW <sub>p</sub>	25,00 MW <sub>p</sub>	0,00 MW <sub>p</sub>	50,00 MW <sub>p</sub>	25,00 MW <sub>p</sub>	50,00 MW <sub>p</sub>	25,00 MW <sub>p</sub>				
	Installationsleistung je Anlage	5 kW <sub>p</sub>												
	MTBF	7.000 h												
	MTTR	250 h												

## Anhang O: Wirtschaftliche Eigenschaften der Generatoren Szenario *Barbados Zukunft*

Tabelle 31: wirtschaftliche Daten der Generatoren Szenario *Barbados Zukunft*

Anlagentyp	Windkraftanlagen	Photovoltaikanlagen für private Haushalte	Zentrale Photovoltaikanlagen	Pumpspeicherkraftwerke	Batteriespeicher	Biodieselgeneratoren
spezifische Investitionskosten in BBD/kW	3.500	5.400	3.900	5.000	300	2.853
gewichteter Kapitalkostensatz in %	7					
Lebensdauer in a	20	20	20	45	12	30
fixe Betriebs- und Instandhaltungskosten in %	4,00	1,00	1,00	1,00	3,00	4,03
annualisierte Investitionskosten in BBD/kW	344	515	372	371	39	239
Brennstoffkosten in BBD/MWh	0	0	0	0	0	447
variable Betriebs- und Instandhaltungskosten in BBD/MWh	0	0	0	0	0	16
Betriebskosten in BBD/MWh	0	0	0	0	0	463

Anhang P: Elektrisches Netz Szenario Barbados Zukunft

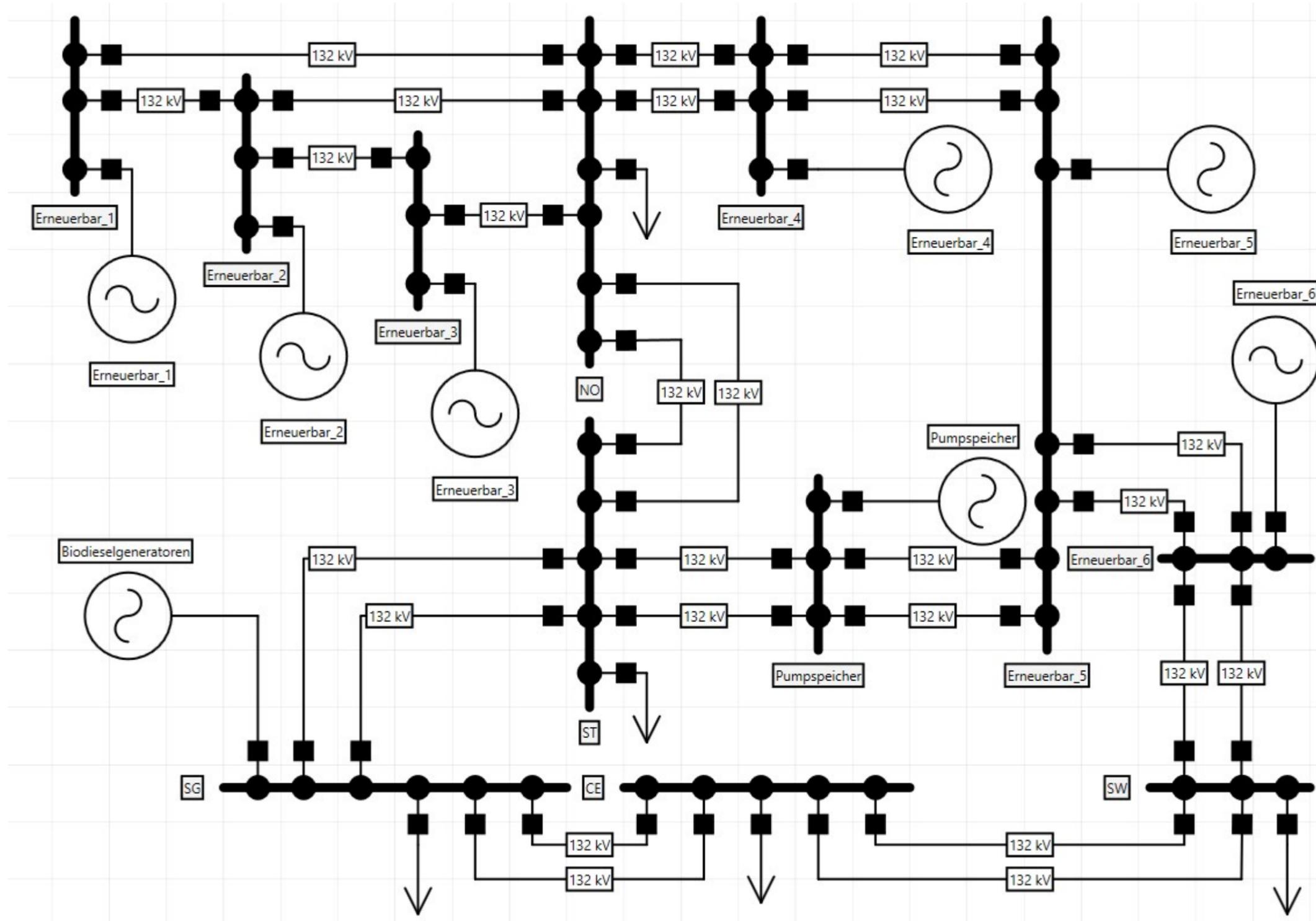


Abbildung 111: Elektrisches Netz für Szenario Barbados Zukunft  
 (Quelle: eigene Darstellung nach (Wo, 2019, S. 45), (NEPLAN, o.D.))

## Anhang Q: ARIMA-Modelle für Leistungsprognose

Tabelle 32: Einfluss ARIMA-Modells auf Leistungsprognose für Photovoltaikanlagen

Zeitraum	Datengrundlage zur Erstellung des ARIMA-Modells	ARIMA-Modell							
		$p = 0$ $d = 0$ $q = 0$	$p = 1$ $d = 0$ $q = 0$	$p = 1$ $d = 0$ $q = 1$	$p = 1$ $d = 1$ $q = 1$	$p = 2$ $d = 0$ $q = 0$	$p = 2$ $d = 1$ $q = 0$	$p = 2$ $d = 1$ $q = 1$	$p = 2$ $d = 1$ $q = 2$
Februar	15 min	1,3 %	--	--	--	--	--	--	--
	30 min	1,7 %	1,7 %	--	--	--	--	--	--
	45 min	2,1 %	--	--	--	--	--	--	--
	1 h	2,4 %	--	--	--	--	--	--	--
	12 h	9,2 %	--	--	--	--	--	--	--
	1 d	9,3 %	3,4 %	3,3 %	3,3 %	--	--	--	3,3 %
	7 d	9,7 %	3,5 %	3,5 %	3,5 %	3,5 %	3,5 %	3,5 %	--
Mai	15 min	2,5 %	--	--	--	--	--	--	--
	30 min	3,5 %	3,5 %	--	--	--	--	--	--
	45 min	4,3 %	--	--	--	--	--	--	--
	1 h	5,1 %	--	--	--	--	--	--	--
	12 h	32,5 %	4,7 %	4,3 %	3,8 %	--	--	--	--
	1 d	33,4 %	5,3 %	5,0 %	4,5 %	4,6 %	4,5 %	4,5 %	4,5 %
	7 d	32,0 %	6,4 %	6,4 %	6,1 %	6,4 %	6,2 %	6,1 %	6,1 %
August	15 min	3,2 %	--	--	--	--	--	--	--
	30 min	4,0 %	4,0 %	--	--	--	--	--	--
	45 min	4,7 %	--	--	--	--	--	--	--
	1 h	5,4 %	--	--	--	--	--	--	--
	12 h	30,8 %	6,3 %	5,8 %	5,4 %	--	--	--	--
	1 d	31,6 %	7,0 %	6,6 %	6,2 %	6,5 %	6,4 %	6,2 %	6,2 %
	7 d	32,3 %	7,8 %	7,6 %	7,5 %	7,7 %	7,5 %	7,5 %	7,4 %
November	15 min	1,0 %	--	--	--	--	--	--	--
	30 min	1,5 %	1,6 %	--	--	--	--	--	--
	45 min	1,9 %	--	--	--	--	--	--	--
	1 h	2,3 %	--	--	--	--	--	--	--
	12 h	10,3 %	--	--	--	--	--	--	--
	1 d	11,4 %	3,1 %	3,0 %	2,9 %	3,0 %	2,9 %	2,9 %	--
	7 d	13,6 %	4,2 %	4,2 %	4,1 %	4,2 %	4,1 %	4,1 %	4,1 %

--: Ein ARIMA-Modell konnte nicht mit Hilfe von Matlab für den angegebenen Zeitraum erstellt werden

Tabelle 33: Einfluss ARIMA-Modells auf Leistungsprognose für Windkraftanlagen

Zeitraum	Datengrundlage zur Erstellung des ARIMA-Modells	ARIMA-Modell							
		$p = 0$ $d = 0$ $q = 0$	$p = 1$ $d = 0$ $q = 0$	$p = 1$ $d = 0$ $q = 1$	$p = 1$ $d = 1$ $q = 1$	$p = 2$ $d = 0$ $q = 0$	$p = 2$ $d = 1$ $q = 0$	$p = 2$ $d = 1$ $q = 1$	$p = 2$ $d = 1$ $q = 2$
Februar	15 min	3,0 %	--	--	--	--	--	--	--
	30 min	4,3 %	3,5 %	--	--	--	--	--	--
	45 min	4,8 %	4,6 %	--	--	--	--	--	--
	1 h	5,3 %	4,8 %	5,5 %	5,2 %	--	--	--	--
	12 h	15,3 %	5,7 %	5,6 %	5,5 %	5,6 %	5,4 %	5,4 %	5,4 %
	1 d	20,4 %	6,0 %	5,9 %	5,8 %	5,9 %	5,8 %	5,8 %	5,7 %
	7 d	48,9 %	7,3 %	7,3 %	7,1 %	7,3 %	7,0 %	7,0 %	7,1 %
Mai	15 min	2,9 %	--	--	--	--	--	--	--
	30 min	4,2 %	3,4 %	--	--	--	--	--	--
	45 min	4,8 %	4,3 %	5,3 %	--	--	--	--	--
	1 h	5,4 %	4,5 %	4,9 %	5,0 %	--	--	--	--
	12 h	17,7 %	5,8 %	5,7 %	5,5 %	5,6 %	5,6 %	5,7 %	5,7 %
	1 d	22,4 %	6,3 %	6,1 %	6,0 %	6,2 %	6,0 %	5,9 %	5,9 %
	7 d	32,1 %	7,8 %	7,8 %	7,6 %	7,8 %	7,6 %	7,7 %	7,6 %
August	15 min	2,2 %	--	--	--	--	--	--	--
	30 min	3,1 %	2,7 %	--	--	--	--	--	--
	45 min	3,5 %	3,3 %	--	--	--	--	--	--
	1 h	3,8 %	3,6 %	--	--	--	--	--	--
	12 h	10,1 %	4,7 %	4,5 %	4,2 %	4,6 %	4,1 %	4,1 %	--
	1 d	11,5 %	4,9 %	4,8 %	4,6 %	4,8 %	4,4 %	4,4 %	4,4 %
	7 d	17,3 %	6,0 %	6,0 %	5,8 %	6,0 %	5,7 %	5,7 %	5,7 %
November	15 min	3,1 %	--	--	--	--	--	--	--
	30 min	4,5 %	3,6 %	--	--	--	--	--	--
	45 min	5,2 %	4,8 %	5,5 %	--	--	--	--	--
	1 h	5,7 %	5,2 %	5,2 %	5,4 %	--	--	--	--
	12 h	13,5 %	5,6 %	5,5 %	5,4 %	5,5 %	5,4 %	5,3 %	--
	1 d	17,8 %	6,1 %	6,0 %	6,0 %	6,0 %	5,9 %	5,9 %	5,8 %
	7 d	32,7 %	8,5 %	8,5 %	8,3 %	8,5 %	8,3 %	8,2 %	8,2 %

--: Ein ARIMA-Modell konnte nicht mit Hilfe von Matlab für den angegebenen Zeitraum erstellt werden