TECHNISCHE UNIVERSITÄT WIEN

NES NETZE ENERGIE SYSTEME

Diplomarbeit

Konzeptionelle Entwicklung der Schwarzstartfähigkeit eines hybriden elektrischen Energiesystems

ausgeführt zum Zwecke der Erlangung des akademischen Grades

Diplom-Ingenieur

im Rahmen des Masterstudiums

Energie- und Automatisierungstechnik

Diploma Thesis

Conceptual development of the black start capability of a hybrid electrical energy system

submitted in satisfaction of the requirements for the degree

Diplom-Ingenieur

as part of the master's studies

Energy and Automation Technology

Ing. **Tarik Arnautovic**, BSc

Matr.Nr.: 01604957

Leitung: Univ.Prof. Dipl.-Ing. Dr.sc.techn. **Bernd Klöckl**
Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe
Forschungsbereich Energiesysteme und Netze
Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik
Technische Universität Wien

Wien, 28. November 2024

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU WIEN Bibliothek Your knowledge hub

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

Eidesstattliche Erklärung

Hiermit erkläre ich, dass die vorliegende Arbeit gemäß dem Code of Conduct - Regeln zur Sicherung guter wissenschaftlicher Praxis (in der aktuellen Fassung des jeweiligen Mitteilungsblattes der TU Wien), insbesondere ohne unzulässige Hilfe Dritter und ohne Benutzung anderer als der angegebenen Hilfsmittel, angefertigt wurde. Die aus anderen Quellen direkt oder indirekt übernommenen Daten und Konzepte sind unter Angabe der Quelle gekennzeichnet. Die Arbeit wurde bisher weder im In- noch im Ausland in gleicher oder in ähnlicher Form in anderen Prüfungsverfahren vorgelegt.

Wien, 28. November 2024

Tarik Arnautovic

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU WIEN Bibliothek Your knowledge hub

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

Kurzfassung

Die aktuelle Energiewende erfordert neben dem Ausbau erneuerbarer Energien und des Stromnetzes auch eine Überarbeitung der Netzwiederaufbaustrategien. Ein zentraler Aspekt dieser Strategien ist der Einsatz von schwarzstartfähigen Anlagen, die im Falle eines Blackouts das Hochfahrnetz ohne externe Energiezufuhr in Betrieb nehmen können. Gemäß den Vorgaben des aktuellen Energiewirtschaftsgesetzes in Deutschland und den Bestimmungen der Bundesnetzagentur soll die Systemdienstleistung „Schwarzstartfähigkeit“ in einem transparenten, diskriminierungsfreien und marktgeschützten Verfahren beschafft werden. Daher können für die aktuelle Ausschreibung der Systemdienstleistung neben konventionellen Kraftwerken auch Hybrid-Kraftwerke als schwarzstartfähige Anlagen in Betracht gezogen werden. Im Gegensatz zu konventionellen Kraftwerken sind Hybrid-Kraftwerke im großtechnischen Maßstab im deutschen Übertragungsnetz bisher noch nicht vorhanden, und ihre Eignung als schwarzstartfähige Anlagen ist bislang nicht hinreichend erprobt.

In dieser Diplomarbeit werden im Rahmen der Literaturrecherche die technischen Anforderungen für die Erbringung der Systemdienstleistung „Schwarzstartfähigkeit“ aus den Ausschreibungsunterlagen des deutschen Übertragungsnetzbetreibers erarbeitet. Auf Basis dieser Erkenntnisse wird ein Anlagendesign für ein Hybrid-Kraftwerk entwickelt, dessen primäre Funktion die Bereitstellung der Systemdienstleistung „Schwarzstartfähigkeit“ ist. Die zentrale Problemstellung dieser Arbeit liegt in der wirtschaftlichen Ineffizienz des Batteriespeichers des Hybrid-Kraftwerks, der allein für die vorgeschriebene Primärenergievorhaltung im Falle eines Schwarzstarts bereitsteht. Zur Lösung dieser Problemstellung wurden vier unterschiedliche Ansätze analysiert. Hierbei wurden Methoden und Algorithmen entwickelt, die eine Bewertung der Verfügbarkeitsanforderungen gemäß dem Schwarzstartvertrag des Übertragungsnetzbetreibers sowie der wesentlichen Einflussfaktoren auf die Verfügbarkeit des Hybrid-Kraftwerks und der Speichernutzung ermöglichen. Die Algorithmen wurden im Rahmen der durchgeführten Analysen mit Daten getestet, die vom deutschen Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz zur Verfügung gestellt wurden. Auf Grundlage der Auswertungen wird der Nutzen des entwickelten Algorithmus für den Übertragungsnetzbetreiber sowie den Anbieter anhand spezifischer Anwendungsfälle erläutert.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU WIEN Bibliothek Your knowledge hub

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

Abstract

In addition to the expansion of renewable energies and the electricity grid, the current energy transition also requires a revision of the grid reconstruction strategies. A key aspect of these strategies is the use of black-starting systems which, in the event of a blackout, can commission the start-up grid without an external energy supply. In accordance with the requirements of the current Energy Act in Germany and the provisions of the Federal Network Agency, the system service "black-start capability" is to be procured in a transparent, non-discriminatory and market-protected process. In addition to conventional power plants, hybrid power plants can therefore also be considered as black-starting plants for the current tender for system service. In contrast to conventional power plants, large-scale hybrid power plants are not yet available in the German transmission grid and their suitability as black-starting plants has not yet been sufficiently tested.

In this diploma thesis, the technical requirements for the provision of the system service "black start capability" from the tender documents of the German transmission system operator are elaborated in the context of the literature review. Based on these findings, a system design for a hybrid power plant is developed, whose primary function is the provision of the system service "black start capability". The central problem of this thesis is the economic inefficiency of the battery storage of the hybrid power plant, which is only available for the prescribed primary energy storage in the event of a black start. To solve this problem, four different approaches were analysed. Methods an algorithms were developed that allow an evaluation of the availability requirements according to the black start contract of the transmission system operator as well as the main influencing factors on the availability of the hybrid power plant and the storage utilisation. The algorithms were tested with data provided by the German transmission system operator 50Hertz. Based on the evaluations, the benefits of the developed algorithm for the transmission system operator and the provider are explained on the basis of specific use cases.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU WIEN Bibliothek Your knowledge hub

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

Inhaltsverzeichnis

1 Einleitung und Motivation **1**
1.1 Forschungsfragen und Forschungsziele 4
1.2 Aufbau der Diplomarbeit 5

2 Theorie und Grundlagen **7**
2.1 Schwarzstartfähigkeit und Inselbetriebsfähigkeit 8
2.1.1 Schwarzstartfähigkeit 8
2.1.2 Inselbetriebsfähigkeit 9
2.1.3 Technische Anforderungen an die schwarzstartfähige Anlage 10
2.2 Netzwiederaufbau 14
2.2.1 Allgemeine Grundlagen zum Netzwiederaufbau 14
2.2.2 Rollen im Netzwiederaufbau 16
2.2.3 Netzwiederaufbaustrategien 18
2.3 Aufbau Hybrid-Kraftwerk 22
2.3.1 Batteriespeicher-Kraftwerk 26
2.3.2 Anlagendesign Hybrid-Kraftwerk 30
2.3.3 Parameter für die Verfügbarkeitsberechnung eines Hybrid-Kraftwerks 34

3 Datenanalyse **41**
3.1 Prämisse: Anteilige Vorhaltung 43
3.1.1 Verfügbarkeitsanalyse 43
3.1.2 Variation der PV- und Windparkgröße 46
3.1.3 Sensitivität: Perfekte Vorausschau 52
3.1.4 Fazit 60
3.2 Prämisse: Erlösoptimierte Vermarktung des Hybrid-Speichers 62
3.3 Prämisse: Freie Vermarktung 77
3.3.1 Sensitivitätsanalyse 77
3.3.2 Wartungsanalyse 101
3.4 Übererfüllung der Anforderung: Primärenergievorhaltung 112

4 Implementierung und Anwendung des Algorithmus **117**

5 Schlussfolgerung und Ausblick **121**
5.1 Schlussfolgerung 121

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU WIEN Bibliothek Your knowledge hub

5.2 Ausblick 125

A Anhang **137**
A.1 Einspeiseleistungsprofil des PV-Parks 137
A.2 Einspeiseleistungsprofil des Windparks 138
A.3 Börsenstrompreis am Intraday-Markt 139
A.4 Batterieprofil eines frei vermarkteten Speichers 140

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU WIEN Bibliothek Your knowledge hub

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

Kapitel 1

Einleitung und Motivation

Die Bedeutung der Energieversorgung ist in der heutigen Zeit stärker ins öffentliche Bewusstsein gerückt als je zuvor. Ein zentraler Aspekt in diesem Zusammenhang ist die Versorgungssicherheit und die Stabilität der Stromnetze. Angesichts des stetig wachsenden Anteils volatiler Energieeinspeisungen, insbesondere durch erneuerbare Energiequellen wie Photovoltaik- und Windkraftanlagen, stehen die Netze jedoch vor zunehmenden Herausforderungen in Bezug auf ihre Stabilität. Im schlimmsten Fall kann eine unzureichende Netzstabilität zu einem Blackout führen, der eine Unterbrechung der Energieversorgung in den betroffenen Gebieten zur Folge hat. Ein Blackout gefährdet zahlreiche Bereiche der modernen Gesellschaft, insbesondere Sicherheit, Gesundheit und Wirtschaft, und kann abhängig von der Dauer der Störung einen erheblichen Schaden verursachen. Daher ist es von zentraler Bedeutung, nach einer großflächigen Störung des Stromnetzes die betroffenen Verbraucher möglichst zeitnah wieder mit Energie zu versorgen.

Für die Wiederherstellung der Energieversorgung ist der Netzwiederaufbau durch die Übertragungsnetzbetreiber gemäß vordefinierter Netzwiederaufbaustrategien durchzuführen. Jede Netzwiederaufbaustrategie erfordert die Verfügbarkeit einer schwarzstartfähigen Anlage, die in der Lage ist, ohne externe Energiezufuhr ein Hochfahrnetz in Betrieb zu nehmen. Dieses Hochfahrnetz stellt anschließend die Verbindung zwischen der schwarzstartfähigen Anlage und einem Partnerkraftwerk her, das die nachfolgenden Schritte im Netzwiederaufbau übernimmt. In der Regel werden konventionelle Kraftwerke, wie Pumpspeicherkraftwerke und Gasturbinenkraftwerke, als schwarzstartfähige Anlagen eingesetzt. Nach den Vorgaben des aktuellen Energiewirtschaftsgesetzes in Deutschland und der Bestimmung der Bundesnetzagentur muss die Systemdienstleistung „Schwarzstartfähigkeit“, in einem transparenten, diskriminierungsfreien und marktgeschützten Verfahren beschafft werden. Diese Vorgabe gestaltet die derzeitige Ausschreibung für die marktbasierten Beschaffung von Schwarzstartfähigkeit in Deutschland technologieoffen.

Die geografischen Gegebenheiten beschränken, je nach Regelzone, die verfügbaren Optionen für geeignete Pumpspeicherkraftwerke zur Erbringung dieser Dienstleistung. Bei

Gasturbinenkraftwerken ist für die zuverlässige Erbringung der geforderten Dienstleistung von entscheidender Bedeutung, dass die Verfügbarkeit des Brennstoffs gewährleistet ist. Aufgrund jüngerer europäischer Konflikte und der daraus resultierenden Gefährdung der Gasverfügbarkeit hat die Europäische Union beschlossen, die Abhängigkeit von Energieimporten aus Drittstaaten zu reduzieren. Um dies sicherzustellen, ist es erforderlich, das bestehende Energiesystem durch den Ausbau erneuerbarer Energiequellen nachhaltiger zu gestalten. Die Technologieoffenheit der Ausschreibung für die marktbasierten Beschaffung von Schwarzstartfähigkeit ermöglicht daher auch die Berücksichtigung von Hybrid-Kraftwerken.

Unter dem Begriff Hybrid-Kraftwerk wird in dieser Arbeit eine integrierte Anlage verstanden, die ein Batteriespeicher-Kraftwerk mit einem Photovoltaikpark (PV-Park) und einem Windpark kombiniert. Großbatteriespeicher können zur Integration erneuerbarer Energien eingesetzt werden, indem sie überschüssige Energie speichern und bei Bedarf wieder bereitstellen. Zudem tragen sie zur Stabilisierung des Stromnetzes bei, indem sie Energieschwankungen ausgleichen und die Frequenz des Stromnetzes regulieren. In diesem Fall soll der Batteriespeicher in Kombination mit den erneuerbaren Energien die technischen Anforderungen einer schwarzstartfähigen Anlage gemäß der Ausschreibung erfüllen. Im Gegensatz zu konventionellen Kraftwerken ist die Eignung von Hybrid-Kraftwerken als schwarzstartfähige Anlage bisher noch nicht hinreichend erprobt. Derzeit sind solche Anlagen im großtechnischen Maßstab im deutschen Übertragungsnetz noch nicht vorhanden.

In der aktuellen Ausschreibung für die Systemdienstleistung „Schwarzstartfähigkeit“ der deutschen Übertragungsnetzbetreiber wird gefordert, dass die Batterie für einen potenziellen Blackout-Fall stets vollständig geladen ist. Den Batteriespeicher des Hybrid-Kraftwerks allein für die vorgeschriebene Primärenergievorhaltung im Falle eines Schwarzstarts bereitzustellen, ist sowohl kostspielig als auch wirtschaftlich ineffizient. Deshalb konzentrieren sich die im Rahmen der Diplomarbeit durchgeführten Analysen auf die Optimierung der Speichernutzung, um das Hybrid-Kraftwerk für den Betreiber wirtschaftlicher zu gestalten. Die zentrale Problemstellung besteht darin, die Energievorhaltung für den Anlagenbetreiber wirtschaftlich zu optimieren, ohne dabei die Anforderungen an die Systemdienstleistungen derart zu reduzieren, dass diese vom Übertragungsnetzbetreiber nicht mehr akzeptiert werden. In dieser Diplomarbeit werden vier verschiedene Ansätze untersucht, die jeweils das Potential besitzen, die beschriebene Problemstellung zu lösen. Jede Möglichkeit wurde detailliert untersucht, gegenübergestellt und anhand exemplarischer Szenarien ausgewertet. Das Ziel besteht darin, ein optimales Gleichgewicht zwischen wirtschaftlicher Effizienz für den Anlagenbetreiber und der Erfüllung der Anforderungen aus dem Schwarzstartvertrag des Übertragungsnetzbetreibers zu gewährleisten. Diese Diplomarbeit befasst sich im Wesentlichen mit der Mehrfachnutzung des Energiespeichers zur wirtschaftlichen Vermarktung sowie mit der technischen Dimensionierung des Hybrid-Kraftwerks.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Diese Diplomarbeit wurde in Kooperation mit der 50Hertz Transmission GmbH durchgeführt. 50Hertz gehört zu den vier deutschen Übertragungsnetzbetreibern und ist verantwortlich für den Betrieb des Übertragungsnetzes in Nord- und Ostdeutschland. Derzeit ist eine Ausschreibung für die Systemdienstleistung „Schwarzstartfähigkeit“ für das Jahr 2024 im Gange, die drei von insgesamt fünf Beschaffungsregionen der Regelzone von 50Hertz betrifft. Die Zuschlagserteilung erfolgt im Jahr 2025, wodurch dem Anbieter eine Vorlaufzeit von vier Jahren eingeräumt wird, um entweder eine neue Schwarzstartanlage zu errichten oder eine bestehende Anlage so zu ertüchtigen, dass die Anforderungen des Schwarzstartvertrags für den Erbringungszeitraum erfüllt werden können. Der zehnjährige Erbringungszeitraum beginnt im Jahr 2029 und endet im Jahr 2039. Ob der Einsatz einer Batterie ausschließlich für den Schwarzstartfall sinnvoll ist, muss noch untersucht werden. Dies verdeutlicht die Notwendigkeit dieser Diplomarbeit. Die Ausschreibungsunterlagen bilden eine wesentliche Grundlage für diese Diplomarbeit. Die Daten, die für die Implementierung der im Rahmen dieser Diplomarbeit entwickelten Algorithmen erforderlich sind, wurden von 50Hertz bereitgestellt.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU WIEN Bibliothek Your knowledge hub

1.1 Forschungsfragen und Forschungsziele

Die zentralen Forschungsfragen, die in dieser Diplomarbeit behandelt werden, lauten:

„Welche Einflussfaktoren bestimmen die Energievorhaltung für die Systemdienstleistung der Schwarzstartfähigkeit eines batteriebasierten Hybrid-Kraftwerks?“

„Inwiefern ist die gleichzeitige Vermarktung von Energie während einer Energievorhaltung für die Systemdienstleistung der Schwarzstartfähigkeit sinnvoll?“

Aus den Forschungsfragen ergeben sich die folgenden Forschungsziele:

- Ausarbeitung der technischen Anforderungen für die Erbringung der Systemdienstleistung „Schwarzstartfähigkeit“ gemäß dem Schwarzstartvertrag des Übertragungsnetzbetreibers in Deutschland
- Entwicklung eines Anlagendesigns für ein Hybrid-Kraftwerk, dessen primäre Funktion die Erbringung der Systemdienstleistung „Schwarzstartfähigkeit“ ist
- Bestimmung und Untersuchung der wesentlichen Einflussfaktoren auf die Verfügbarkeit des Hybrid-Kraftwerks bei gleichzeitiger Vermarktung der Speicherkapazität
- Entwicklung von Algorithmen zur Analyse der wesentlichen Einflussfaktoren auf die Verfügbarkeit des Hybrid-Kraftwerks und zur Optimierung der Speichernutzung
- Ausarbeitung von Handlungsempfehlungen zur Bewertung der Verfügbarkeitsanforderungen gemäß dem Schwarzstartvertrag des Übertragungsnetzbetreibers und zur Optimierung der Speichernutzung

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

1.2 Aufbau der Diplomarbeit

Im Anschluss an das Kapitel 1 „Einleitung und Motivation“ ist die Diplomarbeit wie folgt aufgebaut:

- Kapitel 2 „Theorie und Grundlagen“ vermittelt die wichtigsten theoretischen Grundlagen, die für das Verständnis dieser Diplomarbeit erforderlich sind. Es werden zunächst die Begriffe Schwarzstartfähigkeit und Inselbetriebsfähigkeit sowie die technischen Anforderungen an eine schwarzstartfähige Anlage erläutert. Im weiteren Verlauf werden die Grundlagen des Netzwiederaufbaus behandelt. Abschließend werden das Anlagendesign eines Hybrid-Kraftwerks und die wichtigsten Parameter zur Berechnung seiner Verfügbarkeit erklärt.

- Kapitel 3 „Datenanalyse“ fasst die Datenanalysen zusammen, die im Rahmen der Diplomarbeit durchgeführt wurden. Dabei wurde die Problemstellung aus vier verschiedenen Perspektiven mithilfe spezifisch entwickelter Methoden analysiert. Im ersten Abschnitt wurden Untersuchungen auf Basis der Annahme einer anteiligen Energievorhaltung durchgeführt. Das Ziel bestand darin, die technischen Anforderungen des Schwarzstartvertrags hinsichtlich der Verfügbarkeit des Hybrid-Kraftwerks zu evaluieren und im ersten Ansatz zu untersuchen, wie die Energiemenge für die Vermarktung bei gleichbleibender Verfügbarkeit des Hybrid-Kraftwerks erhöht werden kann. Im zweiten Abschnitt wurde eine Analyse unter der Prämisse einer erlösoptimierten Vermarktung durchgeführt. Hierzu wurde ein exemplarisches Batterieprofil erstellt, das sowohl die Primärenergievorhaltung als auch die Vermarktung der Energie am Intraday-Markt umfasst und auf dessen Grundlage Schlussfolgerungen zur technischen Auslegung des Batteriespeichers gezogen wurden. Im dritten Abschnitt wurden Sensitivitäts- und Wartungsanalysen unter der Annahme durchgeführt, dass die in der Batterie gespeicherte Energie frei vermarktet werden kann. Ziel dieser Analysen war es, die Einflussfaktoren der einzelnen Parameter auf die Verfügbarkeit des Hybrid-Kraftwerks zu identifizieren und zu bewerten. Im vierten Abschnitt wurde die mögliche Übererfüllung, der für den Schwarzstart erforderlichen Primärenergie während der Bereitstellung der Schwarzstart-Dienstleistung in Betracht gezogen und untersucht. Für jede durchgeführte Analyse werden in den entsprechenden Abschnitten die angewandte Methodik, die Ergebnisse und die gewonnenen Erkenntnisse dargelegt.

- In Kapitel 4 „Implementierung und Anwendung des Algorithmus“ wird der Nutzen des im Rahmen der Datenanalyse entwickelten Programms für den Übertragungsnetzbetreiber und den Anbieter anhand spezifischer Anwendungsfälle dargestellt.

- In Kapitel 5 „Schlussfolgerung und Ausblick“ werden die Erkenntnisse der durchgeführten Analysen zusammengefasst, mögliche Ansätze für die Verbesserung der in

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Rahmen der Diplomarbeit entwickelten Methodik aufgezeigt und Optimierungsmöglichkeiten zur Verbesserung der Verfügbarkeit des Hybrid-Kraftwerks diskutiert.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU WIEN Bibliothek Your knowledge hub

Kapitel 2

Theorie und Grundlagen

Dieses Kapitel fasst die wesentlichen theoretischen Grundlagen zusammen, die für das Verständnis der vorliegenden Diplomarbeit notwendig sind. Zunächst werden die allgemeinen Grundlagen zu den Themen Schwarzstartfähigkeit und Inselbetriebsfähigkeit beschrieben und die von den Übertragungsnetzbetreibern in den Ausschreibungsunterlagen genannten technischen Anforderungen an eine schwarzstartfähige Anlage erklärt. In weiterer Folge werden die Grundlagen des Netzwiederaufbaus behandelt und die Rollen im Netzwiederaufbau sowie die unterschiedlichen Netzwiederaufbau-Strategien erläutert. Die Recherche bezieht sich dabei im Wesentlichen auf das in Deutschland übliche System. Anschließend wird der Aufbau eines Batteriespeicher-Kraftwerks erklärt und unter Berücksichtigung der technischen Anforderungen einer schwarzstartfähigen Anlage aus den Ausschreibungsunterlagen um ein PV-Park und ein Windpark zu einem Hybrid-Kraftwerk erweitert. Zum Abschluss werden die wichtigsten Parameter erläutert, die für die Berechnung der Verfügbarkeit des Hybrid-Kraftwerks relevant sind.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU WIEN Bibliothek Your knowledge hub

2.1 Schwarzstartfähigkeit und Inselbetriebsfähigkeit

2.1.1 Schwarzstartfähigkeit

Der Begriff „Schwarzstartfähigkeit“ wird laut dem Beschluss BK6-21-360 der Bundesnetzagentur in Deutschland wie folgt definiert:

> *"Die Fähigkeit einer Stromerzeugungsanlage (darunter fallen auch Speicher), ohne Zufuhr elektrischer Energie von außen, gegebenenfalls mithilfe einer Hilfsstromquelle, einen vorgegebenen Netzabschnitt aus einem vollständig abgeschalteten Zustand innerhalb eines festgelegten Zeitraumes wieder unter Spannung zu setzen und Spannung und Frequenz in gewissen Grenzen stabil zu halten."* [1]

Die Fähigkeit zum Schwarzstart ist entscheidend für den Wiederaufbau des Stromnetzes nach einem vollständigen Ausfall des Verbundsystems oder eines Teils davon. Sie stellt die Basis für die Wiederherstellung der Stromversorgung aller Kunden in Deutschland nach einem großflächigen Stromausfall dar. [1]

Je nach Anlaufleistungsbedarf unterscheiden sich die schwarzstartfähigen Anlagen von nicht schwarzstartfähigen Anlagen. Die Anlaufleistung umfasst die Energie, die erforderlich ist, um die verschiedenen Hilfsaggregate und Systeme des Kraftwerks in Betrieb zu nehmen, bevor Strom ins Netz eingespeist wird. In der Regel sind Wasserkraftwerke und Dieselgeneratoren schwarzstartfähig, während Gasturbinenkraftwerke durch gezielte Anpassungen für Schwarzstarts ausgelegt werden können. Da ihre Anlagen nur geringe Energiemengen für den Start benötigen, kann diese Energie leicht vor Ort bereitgestellt werden, beispielsweise durch Akkumulatoren.

Große thermische Kraftwerke, wie Kohlekraftwerke und Kernkraftwerke sind im Gegensatz dazu nicht schwarzstartfähig. Der Grund dafür ist, dass Sie zahlreiche Betriebsmittel mit einem relativ hohen Strombedarf haben, wie zum Beispiel eine oder mehrere große Kühlwasserpumpen. [2]

Neben der Nutzung von schwarzstartfähigen Generatoren für den Netzwiederaufbau besteht auch die Möglichkeit, eine auf Leistungselektronik basierende Lösung einzusetzen. Durch die Verwendung eines inselfähigen Batteriespeichers ergibt sich die Option, einen Netzabschnitt als Inselnetz zu betreiben, auch wenn dort keine anderen inselfähigen Erzeugungsanlagen vorhanden sind. Dezentrale Erzeugungsanlagen können sich in diesem Inselnetz ebenfalls synchronisieren. Damit wird die Aufrechthaltung eines kontinuierlichen Inselbetriebs ermöglicht, bei dem die jeweilige Residuallast zu einer Entladung oder Aufladung des Speichers führt. [3]

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

2.1.2 Inselbetriebsfähigkeit

Der Begriff „Inselbetriebsfähigkeit“ wird laut dem Beschluss BK6-20-297 der Bundesnetzagentur in Deutschland wie folgt definiert:

> *"Die Fähigkeit zur Regelung von Spannung und Frequenz bei dem unabhängigen Betrieb eines ganzen Netzes oder eines Teils eines Netzes, das nach der Trennung vom Netz isoliert ist."* [4]

Die Inselbetriebsfähigkeit von Kraftwerken ist für den Netzwiederaufbau nach einem Schwarzfall unverzichtbar. Sie wird für die Spannungsversorgung von Teilnetzen bzw. für die Wiederherstellung eines Verbundnetzes benötigt. Dadurch kann die Stromversorgung für den Endkunden in einem betroffenen Netzgebiet wiederhergestellt werden. Bei einem großflächigen überregionalen Netzausfall muss zunächst ein Teilnetz wieder unter Spannung gesetzt werden, damit in weiterer Folge, unter Berücksichtigung des Leistungsgleichgewichts, im Stromnetz weitere Lasten und Einspeiser zugeschaltet werden können. Um bei kritischen Netzsituationen von einem Verbundbetrieb auf einen Teilnetzbetrieb umzuschalten und diesen stabil zu halten, müssen die Erzeugungsanlagen in der Lage sein, die Spannung und Frequenz im entsprechenden Teilnetz innerhalb vorgegebener Bereiche zu regeln und zu stabilisieren. Hierzu gehört auch das Ausregeln von Wirkleistungssprüngen bei der Zuschaltung von Erzeugungsanlagen, sodass Lastzuschaltungen ermöglicht werden. Der Verbundbetrieb bezeichnet den koordinierten Normalbetrieb innerhalb des kontinentaleuropäischen Stromnetzes, während sich der Teilnetzbetrieb auf einen spezifischen Teilbereich eines Stromnetzes bezieht, der vom restlichen Netz isoliert sein kann. [4]

Für die Aufrechterhaltung eines Inselbetriebs in einem Netzabschnitt ist ein netzbildendes Element erforderlich. Das netzbildende Element kann neben einem Generator auch ein Umrichter sein. Für beide Fälle ist das netzbildende Element erforderlich, um die Spannung und Frequenz auf konstante Werte einzustellen und dadurch Änderungen im Lastverhalten ausgleichen zu können. Die Energieversorgung des netzbildenden Elements kann sowohl aus speicherbegrenzten als auch aus nicht-speicherbegrenzten Quellen stammen. Bei klassischen Generatoren stammt die Energie üblicherweise aus Brennstoffen, was unter die Kategorie nicht speicherbegrenzte Quelle fällt. Bei Umrichtern stammt die Energie im Gegensatz dazu typischerweise aus einem vorgeschalteten Speicher, welcher den Gleichstromkreis des Umrichters versorgt. [3]

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

2.1.3 Technische Anforderungen an die schwarzstartfähige Anlage

Die schwarzstartfähige Anlage muss gemäß den Vorgaben der Ausschreibung zur marktgestützten Beschaffung von Schwarzstartfähigkeit eine Reihe von technischen Anforderungen erfüllen. Je nach Beschaffungsregion können sich die geforderten Parameter für die schwarzstartfähige Anlage unterscheiden. Darüber hinaus variieren die Möglichkeiten zur Umsetzung der Primärenergievorhaltung in Abhängigkeit vom Kraftwerkstyp. In weiterer Folge werden die technischen Anforderungen genannt, die für ein hybrides Kraftwerk, bestehend aus einem Batteriespeicher-Kraftwerk, aus einem PV-Park und einem Windpark besonders relevant sind.

Eine Aggregation mehrerer Einheiten zu einer schwarzstartfähige Anlage, wie es bei einem Hybrid-Kraftwerk der Fall ist, ist nur zulässig, falls die Einheiten einerseits über eine gemeinsame Leitstelle verfügen und andererseits an einem gemeinsamen Netzanschlusspunkt einspeisen, welcher in der Höchstspannung (HöS) oder in der Hochspannung (HS) oder per Direktanschluss an der unterspannungsseitigen Umspannwerksammelschiene HS/MS liegt. Hierbei müssen die Einheiten in ihrer Gesamtheit die technischen Anforderungen aus dem Schwarzstartvertrag erfüllen. Die folgenden Werte gelten für die aktuell ausgeschriebenen Beschaffungsregionen innerhalb der Regelzone des deutschen Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz [5] [6] [7]:

- Je nach Beschaffungsregion muss die schwarzstartfähige Anlage eine mindestens erforderliche Wirkleistung (P_{erf}) bzw. Netto-Einspeiseleistung am Netzanschlusspunkt von 150 bis 200 MW aufweisen.

- Die Schwarzstaranlage muss über die Fähigkeit zur Durchführung einer Spannungsfahrt gemäß den technischen Anschlussregeln in der Höchstspannung (VDE-AR-N 4130) bzw. in der Hochspannung (VDE-AR-N 4120) verfügen.

- Je nach Beschaffungsregion muss die schwarzstartfähige Anlage im Bereich nahe $P = 0$ einen Blindleistungsstellbereich von mindestens 100 – 125 Mvar induktiv ($Q_{übererregt,min}$) bis 100 – 125 Mvar kapazitiv ($Q_{untererregt,min}$) bereitstellen.

- Die schwarzstartfähige Anlage muss einen Frequenzsollwertbereich von 49,0 bis 51,0 Hz abdecken.

- Die schwarzstartfähige Anlage muss im Inselnetz in der Lage sein, Wirklasten von mindestens 15 bis 20 MW (10 % von P_{erf}) mit einem $\cos(\varphi)$ von 0,8 (sowohl induktiv als auch kapazitiv) zuzuschalten, wobei die Frequenz des Inselnetzes ausgehend von 50 Hz nicht unter 49 Hz fallen darf (Δ fmax $\leq$ 1 Hz).

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

- Die automatische Spannungsregelung der schwarzstartfähigen Anlage muss nach dem Hochfahrvorgang aktiviert werden, um bei Lastzuschaltungen im Netz die Spannung automatisch zu regeln. Außerdem muss der Spannungsregler externe Sollwertvorgaben aus dem Leitsystem des Übertragungsnetzbetreibers entgegennehmen können und diesen als Führungsgröße folgen.

- Die automatische Frequenzregelung der schwarzstartfähigen Anlage muss in der Lage sein, eine Netzfrequenz des Übertragungsnetzbetreibers im Bereich von 49,0 bis 51,0 Hz einzustellen und die externen Sollwertvorgaben aus dem Leitsystem des Übertragungsnetzbetreibers entgegenzunehmen und diesen als Führungsgrößen zu folgen.

- Der Schwarzstartvertrag motiviert den Anbieter dazu die Verfügbarkeit der schwarzstartfähigen Anlage während des Erbringungszeitraumes möglichst hoch zu halten. Für Nichtverfügbarkeiten kommen Vergütungskürzungen zum Einsatz und unterhalb einer Mindestverfügbarkeit pro Kalenderjahr von 75 % müssen sogar Strafzahlungen an den Übertragungsnetzbetreiber gezahlt werden.

- Die Dauer zur Herstellung der Bereitschaft der schwarzstartfähigen Anlage darf, nach Anforderungen durch den Übertragungsnetzbetreiber, nicht mehr als 2 Stunden betragen. Nach Ablauf dieser 2 Stunden muss die schwarzstartfähige Anlage bereit zur Zuschaltung sein.

- Nach Zuschaltung der schwarzstartfähigen Anlage muss der Anbieter in der Lage sein, die im Schwarzstartvertrag festgelegten Betriebsvorgänge für eine Mindestdauer von 16 Stunden (T_{Min}) durchzuführen.

- Je nach Beschaffungsregion müssen in den Batterien der schwarzstartfähigen Anlage mindestens 300 bis 400 MWh (W_{Min}) an elektrischer Energie gespeichert sein. (Primärenergievorhaltung)

Des Weiteren muss im Falle eines Netzausfalles die schwarzfallfeste Eigenbedarfsversorgung der schwarzstartfähigen Anlage einschließlich der Versorgung der erforderlichen Sekundärsysteme und technischen Einrichtungen zur Primärenergieversorgung vollständig autark bzw. ohne externe Quellen gewährleistet sein. [6]

Außerdem muss die schwarzstartfähige Anlage im Falle eines Netzausfalls über eine schwarzfallfeste Sprach- und Datenkommunikation für einen Zeitraum von mindestens 72 Stunden verfügen. [8]

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Ablaufplan für die Erbringung der Dienstleistung Schwarzstart

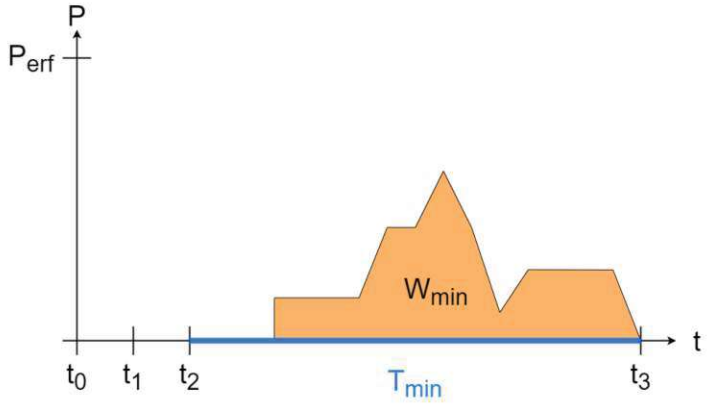

Abb. 2.1: Marktgestützte Beschaffung Schwarzstartfähigkeit - Erläuterung zu Parametern W_{Min} und T_{Min} [9]

In Abbildung 2.1 ist ein schematischer Ablaufplan für die Erbringung der Dienstleistung „Schwarzstart“ ersichtlich. Der Zeitpunkt t_0 kennzeichnet hierbei den Zeitpunkt des Blackout-Zustandes. Die schwarzstartfähige Anlage hat ab t_0 nach 72 Stunden keine Verpflichtung zur Erbringung von Systemdienstleistungen gegenüber dem Übertragungsnetzbetreiber mehr. Somit beträgt $t_{3,max}$ höchstens 72 Stunden. Nach dem Erreichen des Blackout-Zustandes benötigt der Übertragungsnetzbetreiber eine gewisse Zeit, um die Lage zu analysieren. Die Erstellung einer Lageanalyse, die Auswahl eines Netzwiederaufbaukonzeptes und deren Vorbereitung dürfen maximal einen zeitlichen Rahmen von 0 bis 72 Stunden abzüglich T_{Min} (16 Stunden) und der Zeit für die Herstellung der Einsatzbereitschaft (2 Stunden) erfordern. Zum Zeitpunkt t_1 erfolgt eine Aufforderung des Übertragungsnetzbetreibers zur Herstellung der Einsatzbereitschaft. In Folge dessen hat der Anbieter maximal 2 Stunden Zeit die Einsatzbereitschaft der schwarzstartfähigen Anlage herzustellen. Die schwarzstartfähige Anlage gilt als verfügbar, sofern die im Schwarzstartvertrag definierte erforderliche Wirkleistung (P_{erf}) als Netto-Einspeiseleistung am Netzanschlusspunkt verfügbar ist. Ist dies der Fall, so kann die schwarzstartfähige Anlage zum Zeitpunkt t_2 angefahren werden. In der Zeitspanne zwischen t_2 und t_3 werden je nach Netzwiederaufbaukonzept bis zu 400 MWh (W_{Min}) der in den Batterien gespeicherten Energie für den Schwarzstart geliefert. Diese Zeitspanne entspricht der Mindestdauer, in welcher die Anlage für den Schwarzstart bereit sein muss um die vom Übertragungsnetzbetreiber geforderten Betriebsvorgänge auszuführen (T_{Min}). Hierbei ist zu beachten, dass in der Zeit von t_1 bis t_3 zusätzlich zur Primärenergievorhaltung W_{Min} eine (Primär-)Energie zur Deckung des Eigenbedarfs der schwarzstartfähigen Anlage erforderlich ist, welche durch den Anbieter anlagenspezifisch ermittelt werden muss. Des Weiteren muss der Anlagenbetreiber sicherstellen, dass, unabhängig von der Dauer T_{Min} und der vorzuhaltenden Primärenergie, eine schwarzfallfeste Datenkommunikation ab dem Zeitpunkt t_0 für mindestens 72 Stunden gewährleistet ist. Ab dem Zeitpunkt t_3 erfolgt der Betrieb der schwarzstartfähigen Anlage

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

gemäß den Anweisungen des Übertragungsnetzbetreibers nach dessen Möglichkeiten und Fähigkeiten, bis der Marktbetrieb vollständig wiederhergestellt ist.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU WIEN Bibliothek Your knowledge hub

2.2 Netzwiederaufbau

2.2.1 Allgemeine Grundlagen zum Netzwiederaufbau

Im Allgemeinen tragen die Netzbetreiber (Übertragungsnetzbetreiber und Verteilnetzbetreiber) die Verantwortung, mit ihrem Netz zu einer sicheren Energieversorgung bzw. zu einem zuverlässigen Elektrizitätsversorgungssystem beizutragen. Darüber hinaus müssen Übertragungsnetzbetreiber gewährleisten, dass in kritischen Situationen Maßnahmen zur Vermeidung von Netzausfällen ergriffen werden. Die entsprechenden Maßnahmen werden im nationalen Systemschutzplan der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber beschrieben. [10] Falls es trotz dieser Maßnahmen zu einem Ausfall des elektrischen Verbundnetzes kommt, muss die Wiederherstellung des Normalzustands unabhängig von der Ursache koordiniert zwischen den beteiligten Partnern erfolgen. Je nach Regelzone liegt dies in der Verantwortung des entsprechenden Übertragungsnetzbetreibers, welcher die Koordination mit den Nachbar-Übertragungsnetzbetreibern, den untergelagerten Verteilnetzbetreibern und den Erzeugungsanlagenbetreibern innerhalb seiner Regelzone übernimmt.

Trotz eines hohen Sicherheitsstandards innerhalb des elektrischen Verbundnetzes kann ein teilweiser oder vollständiger Ausfall des Stromnetzes nicht vollständig ausgeschlossen werden, weshalb Konzepte für die Wiederherstellung des Normalzustandes nach einer Störung notwendig sind. Art, Umfang und Folgen von großen Störungen sind im Detail nicht vorhersehbar. Daher legen diese Konzepte die Rahmenbedingungen und Voraussetzungen für die gemeinsame Vorgehensweise der beteiligten Stellen fest.

Eine Großstörung stellt eine Gefahr für alle Bereiche der modernen Gesellschaft dar, insbesondere für Sicherheit, Gesundheit und Wirtschaft. Der volkswirtschaftliche Schaden eines solchen Ereignisses nimmt exponentiell zu, je länger die Störung anhält, bis hin zur Wiederherstellung des normalen Netz- und Systembetriebs. In hochtechnisierten Industrieländern kann der Schaden innerhalb kurzer Zeit immense Ausmaße annehmen. Somit besteht das Ziel des Netzwiederaufbaus nach einer großflächigen Störung darin, die betroffenen Verbraucher so schnell und sicher wie möglich mit Energie wieder zu versorgen.

Nach einer Großstörung besteht zunächst Unklarheit über den aktuellen Zustand des Netzes sowie über die Erzeugungs- und Lastsituation. Deshalb müssen sich die Netzbetreiber zunächst einen Überblick über die Lage verschaffen. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass eine Großstörung auch aufgrund von Naturkatastrophen geschehen kann, was oft mit einer Zerstörung der Infrastruktur zusammenhängt. Ist dies der Fall, so ist außerdem eine logistische Herausforderung in Bezug auf die Beschaffung von Ersatzteilen und die Verfügbarkeit von Montagepersonal zu bewältigen. Auf Basis der Lagesituation wird eine

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

passende Netzwiederaufbaustrategie gewählt, welche im Rahmen der Durchführung je nach aktueller Situation taktisch angepasst wird. [11]

Die Übertragungsnetzbetreiber arbeiten gemeinsam an der Umsetzung eines Konzepts, um einen effizienten und widerstandsfähigen Wiederaufbau des Stromnetzes in Deutschland sicherzustellen. Im Rahmen dieser Umsetzung bleiben Sie in Ihren eigenen Regelzonen weiterhin maßgeblich federführend. Sie führend im Falle einer Störung einen Netz- und Versorgungswiederaufbau gemäß der Europäischen Verordnung 2017/2196 „zur Festlegung eines Netzkodex über den Notzustand und den Netzwiederaufbau des Übertragungsnetzes“ aus. Alle Vorgaben, Prozesse und Dokumente bezüglich des Netzwiederaufbauplans in den jeweiligen Organisationen basieren daher auf den gleichen Vorgehensmodellen und technischen Anforderungen des Netzkodex. [12]

Zu dieser Vorgangsweise gibt es ein Rumpfnetz, welches auf das Erzeugungsportfolio von Deutschland abgestimmt ist und eine Resynchronisation der einzelnen nationalen Teil- und Hochfahrnetze ermöglicht. [13]

Hochfahrnetz

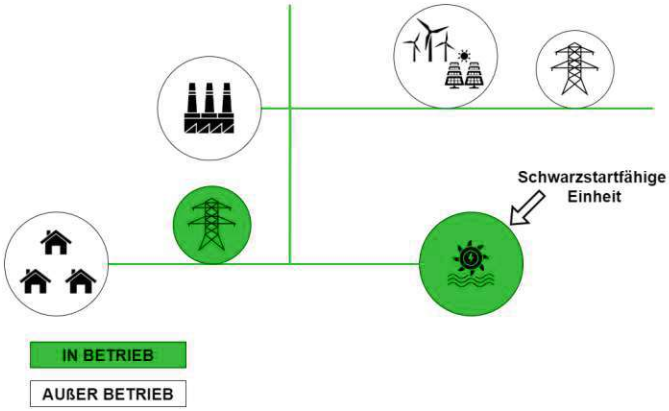

Abb. 2.2: Hochfahrnetz [14]

Unter einem Hochfahrnetz ist, wie in Abbildung 2.2 ersichtlich, ein Teilnetz zu verstehen, welches spannungslos vorgeschaltet wird und dessen Blindleistungsbedarf in sich auskompensiert ist. Das Hochfahrnetz wird durch die schwarzstartfähige Anlage als gesamtes Teilnetz angefahren und es verbindet die schwarzstartfähige Anlage mit dem Partnerkraftwerk. Die Aufgabe des Partnerkraftwerks besteht insbesondere in der Ablösung der schwarzstartfähigen Anlage, die bei einer Batterie oder einem Pumpspeicherkraftwerk ohne natürlichen Zulauf über einen begrenzten Energievorrat verfügt. Das Partnerkraftwerk übernimmt nach dem Schwarzstart die weiteren Schritte zum Netzwiederaufbau und zielt

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

nach der Synchronisation mit den benachbarten Übertragungsnetzbetreiber-Netzen einen Versorgungswiederaufbau bzw. Vollversorgung der Kunden an.

Rumpfnetz

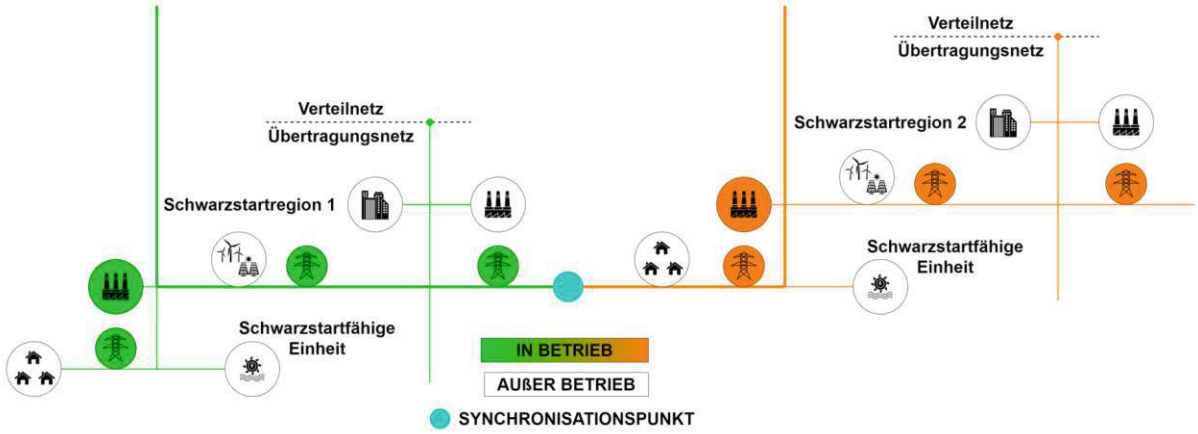

Abb. 2.3: Rumpfnetz [14]

Wie in Abbildung 2.3 zu erkennen ist, entstehen während des Netzwiederaufbaus in jeder Regelzone mehrere lokal betriebene Netzinseln. Das Ziel ist es diese lokalen Netzinseln möglichst früh im Netzwiederaufbauprozess wieder zu einem Rumpfnetz zusammenzuführen, sodass alle verfügbaren nationalen Ressourcen (Erzeuger und Verbraucher) optimal genutzt und verteilt werden können.

2.2.2 Rollen im Netzwiederaufbau

Für eine effiziente Zusammenarbeit beim Netzwiederaufbau ist eine klare Abgrenzung der jeweiligen Verantwortlichkeiten wesentlich. In der folgenden Abbildung 2.4 werden die Rollen der Akteure und deren Interaktionen im Netzwiederaufbau dargestellt.

Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB)

Die Übertragungsnetzbetreiber koordinieren den Netzwiederaufbau der jeweiligen Regelzonen. Hierfür haben die Übertragungsnetzbetreiber eine gemeinsame nationale Strategie zur Wiederherstellung des Stromnetzes in Deutschland entwickelt, welche die Integration der Netzwiederaufbaupläne der einzelnen Regelzonen berücksichtigt. Die nationale Netzwiederaufbaustrategie sowie die individuellen Netzwiederaufbaupläne werden fortlaufend angepasst und optimiert. Sie beinhalten ebenfalls die koordinierte Zuschaltung

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

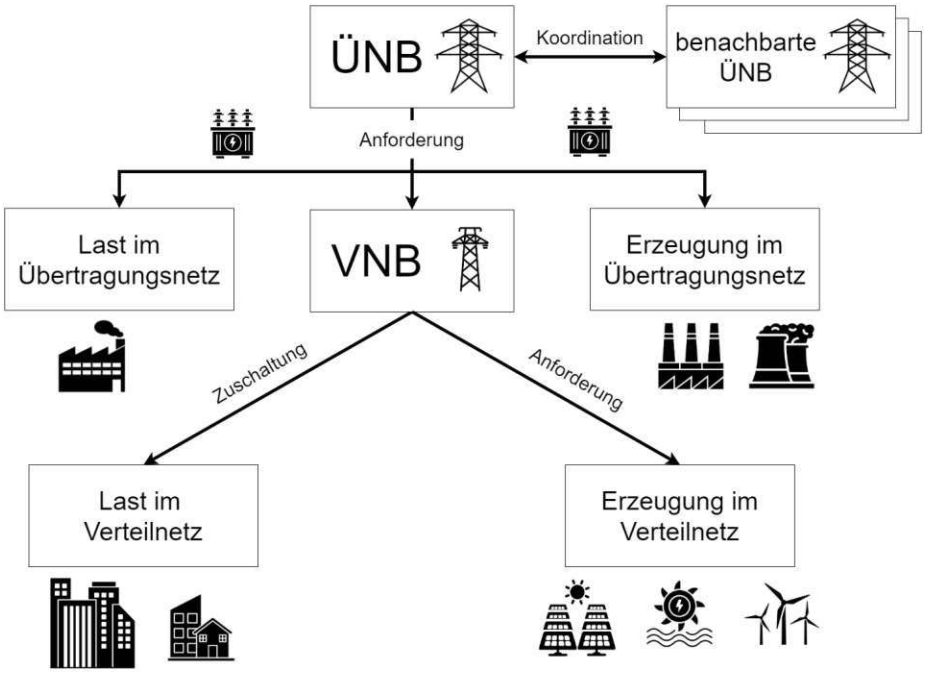

Abb. 2.4: Interaktionen der Akteure beim Netzwiederaufbau [13]

von Stromerzeugern und Lasten sowohl im Übertragungsnetz als auch im Verteilnetz auf nationaler Ebene. Außerdem schreiben die Übertragungsnetzbetreiber die notwendigen Bedarfe für eine gesicherte Umsetzung der Netzwiederaufbaupläne aus, wie zum Beispiel die Schwarzstartfähigkeit von Erzeugungsanlagen für einen robusten Netzwiederaufbau, beginnend in den Regelzonen.

Die Verantwortung für das bilanzielle Gleichgewicht von Last und Erzeugung liegt ausschließlich beim Übertragungsnetzbetreiber. Überschüssige Erzeugungskapazitäten werden horizontal an benachbarte Übertragungsnetzbetreiber oder vertikal an die angeschlossenen Verteilnetzbetreiber weitergeleitet. Dadurch werden Netzinseln vergrößert und stabilisiert, der Wiederaufbau der Versorgung gefördert und schließlich die Energiemärkte wieder aktiviert. [13]

Verteilnetzbetreiber (VNB)

Während eines Netzwiederaufbaus arbeiten die Verteilnetzbetreiber eng mit dem übergeordneten Übertragungsnetzbetreiber zusammen. Als Basis für die Zusammenarbeit wurden im Vorhinein entsprechende Netzwiederaufbaukonzepte zwischen Verteilnetzbetreiber und Übertragungsnetzbetreiber entwickelt.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU WIEN Bibliothek Your knowledge hub

In einem ersten Schritt bereitet der Verteilnetzbetreiber sein Netz für den Netzwiederaufbau vor, indem das Netz in passend große Netzbereiche aufgetrennt wird. In weiterer Folge werden definierte Last- und Erzeugungsmengen nach Vorgabe des Übertragungsnetzbetreibers zugeschaltet. Um negative Auswirkungen auf den Netzwiederaufbau zu vermeiden, überwacht und reguliert der Verteilnetzbetreiber den Betrieb der dezentralen Erzeugungsanlagen in seinem Netz. Außerdem identifiziert der Verteilnetzbetreiber wichtige Netzanlagen im Bereich kritischer Infrastruktur und priorisiert diese, falls nicht ausreichend Kapazität für eine vollständige Versorgung zur Verfügung steht. [13]

2.2.3 Netzwiederaufbaustrategien

Die Wiederherstellungsstrategien der Übertragungsnetzbetreiber lassen sich im Wesentlichen in Top-Down- und Bottom-Up-Ansätze unterteilen, die im weiteren Verlauf dieses Kapitels erläutert werden. Diese ergänzen sich gegenseitig und die endgültige Wahl des angewandten Ansatzes hängt von den Betriebsbedingungen in den benachbarten Netzgebieten ab. [15]

Die einzelnen Zustände des Stromnetzes werden klassifiziert in [16]:

- Normalzustand
- Gefährdeten Zustand
- Notzustand
- Blackout-Zustand

Gemäß der System Operation Guideline der ENTSO-E wird ein Blackout-Zustand entweder durch den Verlust von mehr als 50 % der Last oder durch einen vollständigen Spannungsverlust von mindestens drei Minuten innerhalb der Regelzone des betroffenen Übertragungsnetzbetreibers ausgelöst. Die Auslösung des Blackout-Zustands führt in weiterer Folge zur Aktivierung des Netzwiederaufbauplans. [16]

Bei Großstörungen werden folgende Fälle unterschieden [17]:

- **Regionaler Versorgungsausfall:** Hierbei ist das Übertragungsnetz im Wesentlichen nicht betroffen. D. h., im Übertragungsnetz gibt es kein Leistungsungleichgewicht und die Frequenz befindet sich zwischen 49,8 und 50,2 Hz. In diesem Fall erfolgt daher kein Netzwiederaufbau.

- **Stabiles Teilnetz nach Lastabwurf:** Hierbei ist das Übertragungsnetz in Netzinseln zerfallen. Diese Netzinseln wurden zum Beispiel nach automatischem Unterfrequenz-

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Lastabwurf stabilisiert. In diesem Fall ist ein Netzwiederaufbau nicht zwangsläufig erforderlich.

- **Blackout mit Spannung beim benachbarten Übertragungsnetzbetreiber:** Hierbei liegt eine überregionale Spannungslosigkeit vor. Es sind jedoch intakte Nachbarnetze vorhanden, weshalb eine Spannungs- und Leistungsvorgabe möglich ist. Der Netzwiederaufbau erfolgt somit mithilfe benachbarter Übertragungsnetzbetreiber.

- **Blackout ohne Spannung beim benachbarten Übertragungsnetzbetreiber:** Hierbei liegt eine überregionale Spannungslosigkeit vor. Jedoch sind keine leistungsfähigen Nachbarnetze vorhanden, die eine Spannung bzw. eine Leistung vorgeben könnten. Der Netzwiederaufbau muss somit aus eigener Kraft erfolgen.

Im Allgemeinen muss je nach vorliegender Situation von den Übertragungsnetzbetreibern eine passende Netzwiederaufbaustrategie vorgegeben werden. Dabei werden vom Übertragungsnetzbetreiber je nach ausgewählter Strategien die benachbarten Übertragungsnetzbetreiber beziehungsweise die untergeordneten Verteilnetzbetreiber darüber informiert, wann und welche Last- und Erzeugungsmengen wieder angeschlossen werden sollen.

Top-Down-Strategie

Die Top-Down-Strategie ist als eine Vorgehensweise definiert, welche eine externe Spannungsquelle aus Kuppelleitungen zu einem sicheren System verwendet, um ein getrenntes und gestörtes System wieder mit Energie zu versorgen. [18] Bei einer Top-Down-Strategie wird die Unterstützung von benachbarten Übertragungsnetzbetreibern für den Netzwiederaufbau benötigt. [12]

Es liegt somit bei Anwendung einer Top-Down-Strategie mindestens an einem der Kuppelknoten zu den benachbarten Übertragungsnetzen eine Spannung an, welche zum Netzwiederaufbau genutzt werden kann. In weiterer Folge werden die Leitungen ausgehend von den spannungsführenden Kuppelknoten in Richtung der thermischen Kraftwerke zugeschaltet. Anschließend werden Teillasten und Kompensationsinduktivitäten zugeschaltet, wobei die zulässigen Grenzen für Wirk- und Blindleistung an den Kuppelknoten beachtet werden müssen. Bei Bedarf werden schwarzstartfähige Anlagen an die spannungsführenden Leitungen zugeschaltet um gegebenenfalls Wirk- und Blindleistung zu übernehmen. Es folgt eine Synchronisation mit dem im Eigenbedarf laufenden thermischen Kraftwerk und eine Übernahme der Wirkleistung dieser Kraftwerke, wodurch weitere Lasten zugeschaltet werden können. [17]

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Bottom-Up-Strategie

Die Bottom-Up-Strategie ist definiert als eine Vorgehensweise, bei welcher der Übertragungsnetzbetreiber ohne Unterstützung benachbarter Übertragungsnetze eigenständig Teilnetze seiner Regelzone wiederherstellt und diese zu größeren Netzen synchronisiert, bis die Bereitschaft zur Resynchronisation mit einem benachbarten Übertragungsnetz erreicht ist. [18] Eine Bottom-Up-Strategie erfordert den Einsatz von schwarzstartfähigen Anlagen für den Netzwiederaufbau. [12]

Bei einer Bottom-Up Strategie wird mithilfe von schwarzstartfähigen Anlagen ein Hochfahrnetz aufgebaut. Hierbei werden schrittweise Leitungen ausgehend von der schwarzstartfähigen Anlage in Richtung eines thermischen Kraftwerks zugeschaltet. Alternativ könnte für den Aufbau des Hochfahrnetzes das gesamte Teilnetz vorgeschaltet, auskompensiert und anschließend mittels Spannungsrampe angefahren werden. Des Weiteren erfolgt eine Zuschaltung der Teillasten und Kompensationsinduktivitäten unter Beachtung der Leistungsdiagramme der einspeisenden Generatoren. Das Ziel ist eine Synchronisation mit dem im Eigenbedarf laufenden thermischen Kraftwerk. Ist dies geschafft, so wird die Wirkleistung durch das thermische Kraftwerk übernommen, wodurch weitere Lasten zugeschaltet werden können. Zum Schluss folgt eine Synchronisation der entstandenen Teilnetze an einem geeigneten Netzknoten und die Resynchronisation mit dem benachbarten Übertragungsnetz. [17]

Kombination von Top-Down und Bottom-Up-Ansatz

Es gibt außerdem die Möglichkeit, Top-Down und Bottom-Up Strategien miteinander zu kombinieren. Jeder Übertragungsnetzbetreiber legt die Strategie zur Wiederherstellung der Energieversorgung eigenständig fest. [12]

Strategien aus dem Verteilnetz

Der zum Netzwiederaufbau anzuwendende Netzkodex befasst sich nur mit der Koordination zwischen Übertragungsnetzbetreibern unterschiedlicher Regelzonen während der Wiederherstellung des Netzes. [12] Um die Maßnahmen zu erklären, die Verteilnetzbetreiber während eines Netzwiederaufbaus ergreifen sollten, wurden die Konzepte Build-Down, Build-Together und Build-Up eingeführt.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Die drei Netzwiederaufbaustrategien werden wie folgt definiert [18]:

- **Build-Down:** Hierbei sind keine schwarzstartfähigen Anlagen im Verteilnetz vorhanden. Somit ist in diesem Fall die Unterstützung des übergeordneten Übertragungsnetzbetreibers zum Netzwiederaufbau des Verteilnetzes erforderlich.

- **Build-Together:** Hierbei sind sowohl im Übertragungsnetz als auch im Verteilnetz schwarzstartfähige Anlagen vorhanden. Die Netze führen jeweils eigenständig einen Wiederaufbau des Netzwerks durch und synchronisieren sich danach.

- **Build-Up:** Hierbei sind keine schwarzstartfähigen Anlagen im Übertragungsnetz vorhanden. Das Verteilnetz führt einen Netzwiederaufbau durch und unterstützt anschließend den Wiederaufbau des übergelagerten Übertragungsnetzes.

Anforderung aus dem Schwarzstartvertrag

In Bezug auf die Ausschreibung hält der Übertragungsnetzbetreiber Netzwiederaufbaupläne vor, um einen unabhängigen Netzwiederaufbau mittels einer Bottom-Up-Strategie durchführen zu können. [9] Als Szenario für eine Netzstörung wird somit von einem „Blackout ohne Spannung beim benachbarten Übertragungsnetzbetreiber“ ausgegangen. Dieser Fall dient als Prämisse für die vorliegende Diplomarbeit.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU WIEN Bibliothek Your knowledge hub

2.3 Aufbau Hybrid-Kraftwerk

Die Veränderungen in der Erzeugungslandschaft beeinflussen die Netzwiederaufbaustrategie erheblich. Zusätzlich zu den marktüblichen, konventionellen Kraftwerken wie Pumpspeicherkraftwerken und Gasturbinenkraftwerken gewinnen auch Großbatteriespeicher zunehmend an Bedeutung. Darüber hinaus werden Hybrid-Kraftwerke berücksichtigt, obwohl solche Anlagen zu diesem Zeitpunkt im großtechnischen Maßstab im deutschen Übertragungsnetz noch nicht existieren. Unter einem Hybrid-Kraftwerk ist eine Kombination von Großbatteriespeichern und einem PV-Park, Windpark oder einer Biomasseanlage zu verstehen, welche sich in geografischer Nähe zueinander befinden, an einem gemeinsamen Netzanschlusspunkt einspeisen und von einem Anlagenbetreiber über eine zentrale Leitstelle gesteuert werden. Im Gegensatz zu den konventionellen Kraftwerken ist bei den Hybrid-Kraftwerken eine Eignung als schwarzstartfähige Anlage noch nicht erprobt.

Technologievergleich

Um die Eignung von Kraftwerken als schwarzstartfähige Anlage zu bewerten kann eine Technologiematrix herangezogen werden. Diese wird verwendet, um verschiedene Technologiefelder hinsichtlich der Erfüllung bestimmter Anforderungen zu analysieren und dadurch den Technologiereifegrad zu bestimmen. Der Technologiereifegrad gibt hierbei an, inwieweit das Technologiefeld grundsätzlich die Anforderungen an die Schwarzstartfähigkeit erfüllen kann. [19]

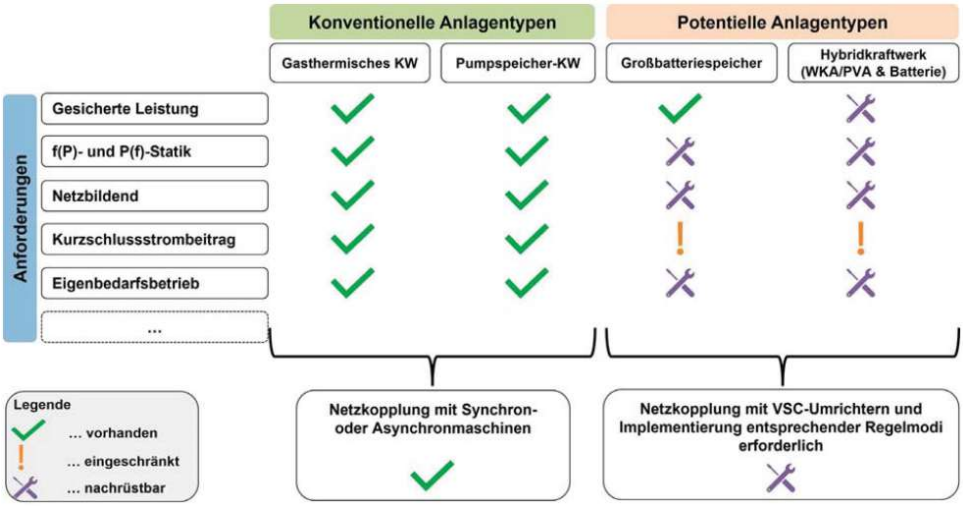

Abb. 2.5: Schema einer Technologiematrix [19]

Abbildung 2.5 zeigt eine schematische Darstellung einer Technologiematrix, die einen Überblick über die Möglichkeiten der verschiedenen Technologiefelder hinsichtlich Schwarzstartfähigkeit bietet. Aus der Abbildung wird ersichtlich, dass Gasturbinenkraftwerke und

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Pumpspeicherkraftwerke aufgrund ihres hohen Technologiereifegrades die meisten für die Schwarzstartfähigkeit erforderlichen Eigenschaften aufweisen. Im Gegensatz dazu gelten für potenzielle Anlagentypen wie Großbatteriespeicher und Hybrid-Kraftwerke bestimmte Einschränkungen sowie ein höherer Bedarf an Nachrüstungen und Anpassungen sowohl für bestehende als auch für zukünftige Anlagen. Die Anforderungen können im Wesentlichen durch die Netzkopplung mit einem als Spannungsquelle funktionierenden, netzbildenden Umrichter und mithilfe der Implementierung eines entsprechenden Regelmodus erfüllt werden. Durch die Erforderlichkeit eines netzbildenden Umrichters verfügen die potenziellen Anlagentypen im Gegensatz zu einer Synchron- oder Asynchronmaschine jedoch nur über einen eingeschränkten Beitrag zum Kurzschlussstrom. [19]

Erfüllung der technischen Anforderungen aus der Ausschreibung für die Systemdienstleistung „Schwarzstartfähigkeit“

Für die vorliegende Diplomarbeit wurde bezüglich der Technologiematrix ein ähnlicher Ansatz zur Bewertung der Erfüllung der technischen Anforderungen aus der Ausschreibung angewendet. Hierbei wurden die Ausschreibungsunterlagen der Beschaffungsregion 50Hertz Mitte als Basis verwendet, sodass für die Analysen die im Schwarzstartvertrag definierten Parameter für die mindestens erforderliche Wirkleistung und die vorzuhaltende Primärenergie zum Einsatz kamen. Die Ergebnisse der Überlegungen zur Erfüllung der Anforderungskriterien aus dem Schwarzstartvertrag sind in Tabelle 2.1 dargestellt.

Technische Anforderung	**Batteriespeicher-Kraftwerk**	**PV-Park als Unterstützung (dargebotsabhängig)**	**Windpark als Unterstützung (dargebotsabhängig)**	**PV-Park als Unterstützung (dargebotsunabhängig)**	**Windpark als Unterstützung (dargebotsunabhängig)**
Mindestens erforderliche Wirkleistung $P_{erf} = 200$ MW	X	X	X		
Fähigkeit zur Durchführung einer Spannungsfahrt	X				

Fortsetzung auf der nächsten Seite

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Technische Anforderung	**Batteriespeicher-Kraftwerk**	**PV-Park als Unterstützung (dargebotsabhängig)**	**Windpark als Unterstützung (dargebotsabhängig)**	**PV-Park als Unterstützung (dargebotsunabhängig)**	**Windpark als Unterstützung (dargebotsunabhängig)**
Blindleistungsstellbereich nahe P = 0 von mindestens 125 Mvar induktiv bis 125 Mvar kapazitiv	X			X	X
Frequenzsollwertbereich von 49,0 bis 51,0 Hz	X				
Zuschaltung von Wirklasten von mindesten 20 MW, sodass der Frequenzsollwertbereich nicht verletzt wird	X	X	X		
Automatische Spannungsregelung und Folge externer Sollwertvorgaben	X				
Automatische Frequenzregelung und Folge externer Sollwertvorgaben	X				

Fortsetzung auf der nächsten Seite

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Technische Anforderung	**Batteriespeicher-Kraftwerk**	**PV-Park als Unterstützung (dargebotsabhängig)**	**Windpark als Unterstützung (dargebotsabhängig)**	**PV-Park als Unterstützung (dargebotsunabhängig)**	**Windpark als Unterstützung (dargebotsunabhängig)**
Mindestverfügbarkeit von 75 % pro Kalenderjahr	X	X	X		
Dauer zur Herstellung der Einsatzbereitschaft t_1 bis t_2 = 2 h	X	X	X		
Mindestdauer für die Durchführung der Betriebsvorgänge T_{Min} = 16 h	X	X	X		
Primärenergievorhaltung W_{Min} = 400 MWh	X	X	X		

Tab. 2.1: Technologiematrix zur Erfüllung der Anforderungen aus dem Schwarzstartvertrag

Die im Kapitel 2.1.3 beschriebenen technischen Anforderungen werden im Wesentlichen durch das Batteriespeicher-Kraftwerk erfüllt. Die weiteren Einheiten PV-Park und Windpark können gewissermaßen als Erweiterung des Batteriespeicher-Kraftwerks zu einem Hybrid-Kraftwerk betrachtet werden, welche vorrangig für eine Aufladung des Batteriespeichers zuständig sind. Außerdem können sie unterstützend für die Erfüllung bestimmter technischer Anforderungen aus dem Schwarzstartvertrag wirken. Hierbei muss jedoch berücksichtigt werden, dass zwischen einer dargebotsabhängigen und einer dargebotsunabhängigen Unterstützung unterschieden werden muss. So könnten sowohl ein PV- als auch ein Windpark bei dem Kriterium für die Erfüllung der mindestens erforderlichen Wirkleistung unterstützend wirken. Dies hängt jedoch vom aktuellen Dargebot an Sonnen- und Windenergie ab. Ein Beispiel für eine Unterstützung des Batteriespeicher-Kraftwerks, welche nicht vom Dargebot abhängt, wäre bei der Blindleistungsbereitstellung. Eine Batterie kann Blindleistung bereitstellen, wenn sie mit einem geeigneten Wechselrichter oder

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

einem anderen Gerät zur Leistungssteuerung kombiniert wird. Es gibt PV-Anlagen, die ebenfalls mit der entsprechenden Leistungselektronik auch nachts Blindleistung bereitstellen können. [20] Eine dargebotsunabhängige Blindleistungsbereitstellung ist zudem bereits bei Windkraftanlagen möglich. Des Weiteren können der PV-Park und der Windpark das Hybrid-Kraftwerk hinsichtlich der Verfügbarkeit unterstützen, indem sie die Batterie innerhalb der vorgeschriebenen Dauer zur Herstellung der Einsatzbereitschaft auf die vorgeschrieben Energiemenge für die Primärenergievorhaltung aufladen. Das im Rahmen dieser Diplomarbeit konzipierte Berechnungsverfahren zur Ermittlung der Verfügbarkeit eines Hybrid-Kraftwerks wird im Kapitel 2.3.3 erläutert.

2.3.1 Batteriespeicher-Kraftwerk

Ein Batteriespeicher-Kraftwerk besteht aus mehreren Komponenten [21]:

- Batterie
- Wechselrichter
- Transformator
- Energie-Management-System
- Schaltanlage

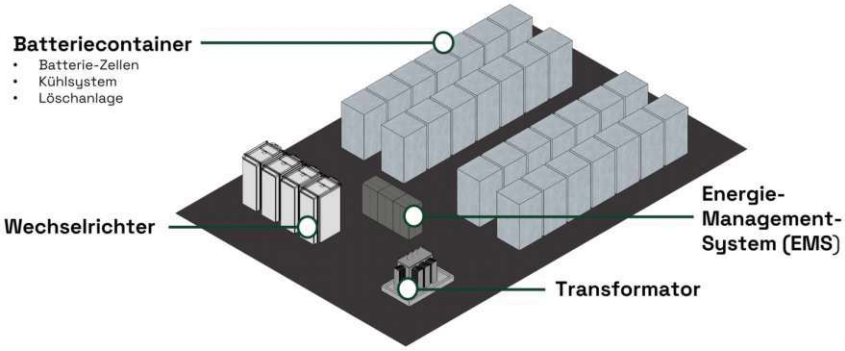

Abb. 2.6: Exemplarischer Aufbau eines Batteriespeicher-Kraftwerks [21]

In Abbildung 2.6 ist ein exemplarischer Aufbau eines Batteriespeicher-Kraftwerks zu erkennen. Hierbei ist zu beachten, dass verschiedene Hersteller unterschiedliche Aufbaumöglichkeiten an bieten. Es gibt beispielsweise auch Konfigurationen, bei denen die Batterie, der Wechselrichter und manchmal sogar der Transformator innerhalb eines Containers verbaut sind. Die folgende Abbildung 2.7 zeigt den generalisierten Aufbau eines Batterie-Containers bzw. eines Batteriespeichers mit Wechselrichter und Transformator als Blockschaltbild. Ein Batteriespeicher-Kraftwerk besteht aus mehreren Batterie-Containern.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU WIEN Bibliothek Your knowledge hub

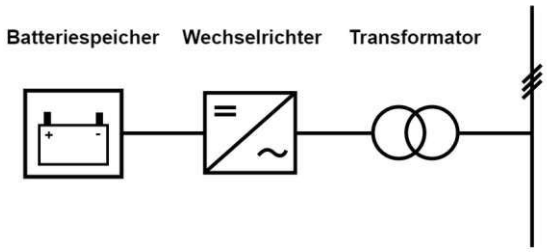

Abb. 2.7: Blockschaltbild Batteriespeicher mit Wechselrichter und Transformator

In weiterer Folge werden die einzelnen Komponenten des Batteriespeicher-Kraftwerks erläutert.

Batterie-Container

Um eine bestimmte Gesamtkapazität und eine bestimmte Gesamtspannung zu erreichen, werden mehrere Batteriezellen untereinander zu Modulen verschaltet. Für eine höhere Gesamtkapazität werden die Zellen parallel geschaltet, für eine höhere Gesamtspannung seriell. [22]

Für unterschiedliche Grade der Modularität werden folgende Begriffe verwendet [22]:

- **Batteriezelle:** Dies ist die elementare Komponente einer Batterie, bestehend aus zwei Elektroden, einem Elektrolyt und einem Separator. Je nach Zelltyp liegt die Zellspannung einer einzelnen Zelle im Bereich von 0,5 V bis 5 V.

- **Batteriemodul:** Besteht aus einer Kombination von in Serie und parallel geschalteten Batteriezellen, die in einem Rahmen untergebracht sind, um sie wirksam vor äußeren Einflüssen wie Hitze oder Vibrationen zu schützen.

- **Batterierack:** Ist ein standardisierter Rahmen, welcher mehrere Einschübe enthält, um eine beliebige Anzahl an Batteriemodulen einzubauen.

In dem Batterie-Container werden mehrere Batterieracks aufgestellt, um die geforderte Energiemenge zu erreichen. Die Konfigurationsmöglichkeiten und Ausstattungen sind hierbei je nach Hersteller unterschiedlich.

Außerdem verfügt jeder Schrank oder Container über ein eigenes Kühl- und Löschsystem. Das Kühlsystem spielt eine entscheidende Rolle für die optimale Temperierung der Anlage, was erheblichen Einfluss auf den Alterungsprozess der Zellen hat. Das Löschsystem dient

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

im Ernstfall zur Brandlöschung und Verhinderung einer Ausbreitung des Brandes auf andere Zellen. [21]

Zu den zur Energiespeicherung am häufigsten zum Einsatz kommenden Batterietechnologien gehören unter anderem Lithium-Eisen-Phosphat- (LFP), Natrium-Schwefel- (NaS), und Redox-Flow-Batterien (RFB). [23] [24]

Die folgende Tabelle liefert einen direkten Vergleich der wichtigsten Leistungsdaten der genannten Batterie-Typen.

Leistungsdaten	**Lithium-Eisen-Phosphat**	**Natrium-Schwefel**	**Redox-Flow**
Zyklenfestigkeit	2000 – 10000 Zyklen	min. 4500 Zyklen	>12000 Zyklen
Lebensdauer	15 – 20 Jahre	15 – 20 Jahre	10 – 20 Jahre
Wirkungsgrad	90 – 98 %	70 – 80 %	70 – 75 %
Energiedichte	120 – 180 Wh/kg	206 Wh/kg	10 – 25 Wh/l

Tab. 2.2: Vergleich der Batterietechnologien [25]

Aus Tabelle 2.2 ist zu erkennen, dass Lithium-Eisen-Phosphat-Batterien eine gute Zyklenfestigkeit, einen hohen Wirkungsgrad und eine hohe Energiedichte besitzen. Die Natrium-Schwefel-Batterien verfügen im Gegensatz zu den Lithium-Eisen-Phosphat-Batterien über eine größere Energiedichte, jedoch sind der Wirkungsgrad und auch die Zyklenfestigkeit geringer. Die Redox-Flow-Batterien haben im Vergleich zu den beiden anderen Batterietechnologien die beste Zyklenfestigkeit, jedoch ist der Wirkungsgrad um einiges schlechter und die Energiedichte sehr gering, was wiederum bedeutet, dass für eine Anwendung mit Redox-Flow-Batterien ein großer Platzbedarf verlangt wird. Alle drei Batteriearten besitzen ungefähr die gleiche Lebensdauer von maximal 20 Jahren. Je nach Anforderung sind somit die jeweiligen Batterien mehr oder weniger gut für bestimmte Anwendungsfälle geeignet.

Wechselrichter

Da Batteriezellen eine Gleichspannung liefern, werden Konverter benötigt, um am Ausgang des Energiespeicher-Systems eine Wechselspannung bereitzustellen. [22] Um das Batteriesystem sowohl aufladen als auch entladen zu können, müssen die Wechselrichter bidirektional funktionieren. Das bedeutet, dass Sie sowohl Wechselstrom in Gleichstrom als auch Gleichstrom in Wechselstrom umwandeln können. Die Wechselrichter werden hier üblicherweise im Niederspannungsbereich betrieben. [21]

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Darüber hinaus ist es erforderlich, dass die Wechselrichter in einem Batteriespeicher-Kraftwerk netzbildende Eigenschaften aufweisen. Für die Aufrechterhaltung eines stabilen Stromnetzes sind hierbei ein optimales Spannungsquellenverhalten und eine hohe Systemträgheit notwendig. Diese Eigenschaften werden üblicherweise in Energiesystemen durch die Synchrongeneratoren erfüllt. Bei Lastschwankungen wirkt die Trägheit der Schwungmassen von Synchrongeneratoren Frequenzänderungen entgegen und unterstützt somit die Stabilität des Netzes. [26] Wechselrichter mit netzbildenden Steuerungen passen ihre Spannungsamplitude und -phase an die gemessenen Anschlussbedingungen an und ahmen die Trägheitsreaktionseigenschaften von Synchronmaschinen nach. Dadurch können Spannung und Frequenz des Energiesystems in ähnlicher Weise zu Synchrongeneratoren geregelt werden. [27] Trotz ihrer Spannungsquelleneigenschaften können netzbildende Wechselrichter im Gegensatz zu Synchrongeneratoren im Fehlerfall jedoch keine hohen Ströme in das Netz einspeisen. Die Kurzschlussstrombelastbarkeit von Synchrongeneratoren, die typischerweise das Sechsfache des Nennstroms erreichen kann, stellt eine entscheidende Eigenschaft für die effektive Fehlerbeseitigung dar. [26]

Neben netzbildenden Wechselrichtern existieren auch netzfolgende Wechselrichter. Das heutige Wechselrichterdesign für netzgekoppelte Photovoltaik- und Windenergieanlagen wird hauptsächlich von der Netzfolgestrategie geprägt. Diese Strategie nutzt einen Phasenregelkreis (PLL, Phase-Locked Loop), um den Winkel der Klemmenspannung zu schätzen und nachzuverfolgen, wodurch der in das Netz eingespeiste Strom geregelt wird. Ein netzfolgender Wechselrichter verhält sich somit wie eine Stromquelle, die der Klemmenspannung folgt. [28]

Transformator

Bei großen Batteriespeichern werden hohe Mengen an Strom ein- und ausgespeist, wobei die Energiemengen auf der Niederspannungsebene nicht mehr aufgenommen werden können. [21] Hierfür werden Transformatoren benötigt, um die Wechselspannung am Ausgang des Wechselrichters auf das am Punkt der Netzankopplung erforderliche Spannungsniveau zu transformieren und so den Strom in das Netz einspeisen zu können. [22] Dabei muss die Spannung im Wesentlichen von der Niederspannungs- auf die Höchstspannungsebene transformiert werden. Der Standardtransformator der Batterie wandelt die Spannung von der Niederspannungsebene auf die Mittelspannungsebene um.

Energie-Management-System der Batterie

Für die Koordination der Be- und Entladung der Batterie bzw. Steuerung der Spannung und Temperatur jeder einzelnen Zelle ist ein geeignetes Energie-Management-System erforderlich. [21] Überladung und Tiefenentladung führen zu Schäden an der Batteriezelle. Hierbei ist die Überladung der Zelle besonders sicherheitskritisch, da dies zu einem

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Temperaturanstieg und im schlimmsten Fall sogar zu einem Brand der Zelle führen kann. Jede Batteriezelle hat ihren eigenen sicheren Spannungs- und Kapazitätsbereich, welcher durch das Energie-Management-System überwacht wird. Das Energie-Management-System fordert hierbei für eine Verhinderung von Grenzwertüberschreitungen eine Änderung des Stromflusses zur bzw. aus der Zelle an. Im Falle einer Fehlfunktion ist das Energie-Management-System in der Lage die Kontakte der entsprechenden Zelle zu öffnen. Die Ladesteuerung setzt sich im Wesentlichen aus mehreren, speziell für diesen Einsatz optimierten Schaltreglern zusammen, die jeweils für eine einzelne Zelle arbeiten und aktiv Energie übertragen. [22] Neben dem Management des Ladezustands (State of Charge, SOC) setzt das Energie-Management-System die Lastaufteilung zwischen den Container um und dient als Schnittstelle zwischen Netzbetreiber und Batterie-Containern. Das Energie-Management-System fungiert dementsprechend auch als Kommunikationsinterface, beispielsweise zur Auswahl verschiedener Regelarten wie der Wirk- und Blindleistungsregelung.

Schaltanlage

Eine passende Mittelspannungsschaltanlage stellt die Verbindung zwischen dem Energiespeicher-System und dem Stromnetz her und kann diese auch trennen. Die Leistungsschalter der Schaltanlage werden mittels Fernwirktechnik gesteuert, um die Sicherheit von Personen und Geräten zu gewährleisten. [22]

2.3.2 Anlagendesign Hybrid-Kraftwerk

Das im Kapitel 2.3.1 beschriebene Batteriespeicher-Kraftwerk wird mit einem PV- und einem Windpark zu einem Hybrid-Kraftwerk erweitert, wobei die Einheiten in ihrer Gesamtheit die Anforderungen einer schwarzstartfähigen Anlage erfüllen müssen.

PV-Park

Ein PV-Park besteht aus mehreren PV-Anlagen. Der PV-Park hat hinsichtlich des Anlagendesigns und der elektrischen Komponenten aufgrund des Einsatzes von Zentralwechselrichtern einen ähnlichen Aufbau wie das Batteriespeicher-Kraftwerk. Im Falle der Verwendung von String- oder Modulwechselrichtern würde sich der Aufbau der Anlage signifikant unterscheiden. Der bei Sonneneinstrahlung durch die PV-Module erzeugte Gleichstrom wird über einen Wechselrichter in Wechselstrom umgewandelt und mithilfe von Transformatoren hochtransformiert und in das Netz eingespeist. Hierbei ist es wiederum eine Kraftwerksteuerung vorhanden, die zur Überwachung und Steuerung der einzelnen

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

PV-Anlagen des PV-Parks dient. In Abbildung 2.8 ist das Blockschaltbild einer PV-Anlage zu erkennen. [29]

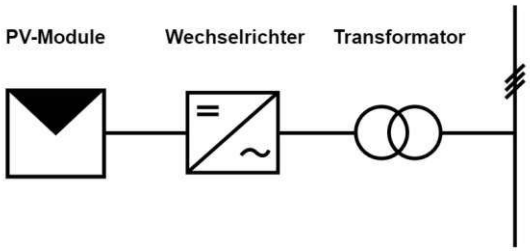

Abb. 2.8: Blockschaltbild PV-Anlage

Windpark

Ein Windpark besteht aus mehreren Windkraftanlagen. Eine Windkraftanlage kann als ein in sich geschlossenes System betrachtet werden, wobei alle für die Stromerzeugung benötigten elektrischen Komponenten innerhalb der Windkraftanlage verbaut sind. In diesem Zusammenhang werden unterschiedliche Systeme eingesetzt. Der Aufbau einer Windkraftanlage wird im Folgenden exemplarisch anhand eines Generators mit Vollumrichter erläutert. Hierbei wird die kinetische Energie des Windes über einen Rotor und ein Getriebe auf einen Generator übertragen, welcher diese Energie in elektrische Energie umwandelt. In weiterer Folge gelangt der Strom zu einem Gleichstromzwischenkreis. Dieser besteht aus einer Hintereinanderschaltung von einem Gleich- und einem Wechselrichter und ermöglicht ein drehzahlvariables Generatorsystem. Der Strom wird zuletzt noch über einen Transformator hochtransformiert, bevor die Netzeinspeisung erfolgt. Die einzelnen Windkraftanlagen des Windparks werden ebenfalls mithilfe einer Kraftwerkssteuerung gesteuert und überwacht. Das Blockschaltbild der exemplarischen Windkraftanlage ist in Abbildung 2.9 ersichtlich. [30]

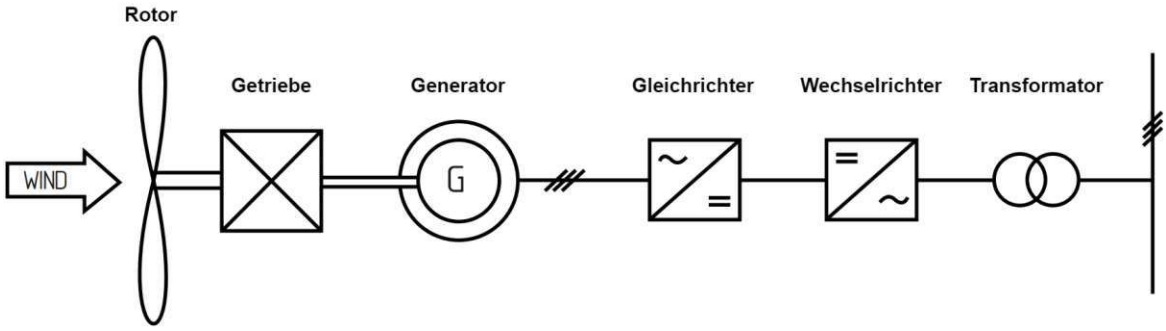

Abb. 2.9: Exemplarisches Blockschaltbild Windkraftanlage [30]

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Steuerung des Hybrid-Kraftwerks: SCADA, Hybrid-Kraftwerks-Management-System, Leitstelle

Pro Anlagenteil eines Kraftwerks wird ein SCADA-System benötigt. SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) bedeutet Überwachung, Steuerung und Datenerfassung und bildet die Schnittstelle zwischen Mensch und Anlage, sodass eine Bedienung der einzelnen Anlagenteile der Einheiten des Hybrid-Kraftwerks hinsichtlich Leistungsabgabe durch den Anlagenbetreiber möglich wird. [30] Unter einem Anlagenteil ist hierbei das Paket, bestehend aus Batterie, Wechselrichter und Transformator bzw. PV-Modulen, Wechselrichter und Transformator oder einer einzelnen Windkraftanlage, zu verstehen. Die einzelnen SCADA-Systeme werden innerhalb einer übergeordneten Kraftwerks-Steuerung je Einheit zusammengefasst.

Jede der drei Einheiten des Hybrid-Kraftwerks verfügt somit über eine eigene Steuerung. Bei dem Batteriespeicher-Kraftwerk ist dies das Energie-Management-System und beim PV- bzw. Windpark die jeweilige Kraftwerkssteuerung. Diese drei Steuerungen benötigen nun ein übergeordnetes Hybrid-Kraftwerks-Management-System, welches für die Regelung der Energieverteilung innerhalb des Hybrid-Kraftwerks verantwortlich ist. Das Hybrid-Kraftwerks-Management-System trifft hierbei Entscheidungen hinsichtlich der Einsatzplanung der jeweiligen Kraftwerks-Einheiten. So entscheidet es zum Beispiel im Falle einer vollen Batterie während eines Schwarzstarts darüber, dass derzeit vorhandene PV-Leistungen abgeregelt werden müssen. Ein Beispiel für einen anderen Fall wäre eine leere Batterie und verfügbare PV- und Wind-Leistungen, wobei das Hybrid-Kraftwerks-Management-System die entsprechend sinnvollsten Dispatch-Maßnahmen entscheidet, sodass die Batterie bei gleichzeitiger Einhaltung der Anforderungen aus dem Übertragungsnetz geladen wird.

Die drei Einheiten des Hybrid-Kraftwerks müssen über eine gemeinsame Leitstelle verfügen. [5] Die Daten der einzelnen Anlagenteile werden zunächst in Servern zusammengefasst und dann an die Leitstelle übertragen. Der Server steuert die einzelnen Anlagenteile individuell an und stellt sicher, dass die geforderten Netzparameter am Netzverknüpfungspunkt korrekt eingestellt sind. [30] Die Leitstelle spielt hierbei eine übergeordnete Rolle und koordiniert den Betrieb und die Sicherheit des gesamten Stromnetzes des Hybrid-Kraftwerks und integriert dabei mehrere SCADA-Systeme.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Anlagendesign des Hybrid-Kraftwerks

Für die vorliegende Diplomarbeit wurde ein Aufbau des Hybrid-Kraftwerks gemäß Abbildung 2.10 angenommen. Das Hybrid-Kraftwerk bündelt in einem Hochspannungsnetz die drei Kraftwerks-Einheiten Batteriespeicher-Kraftwerk, PV-Park und Windpark, sodass die zusammengeführte Energie des Hybrid-Kraftwerks an einem einzelnen Netzanschlusspunkt zum Übertragungsnetzbetreiber eingespeist werden kann. Die Steuersignale zwischen dem Hybrid-Kraftwerks-Management-System und den einzelnen Kraftwerkssteuerungen und der Leitstelle sind blau gekennzeichnet.

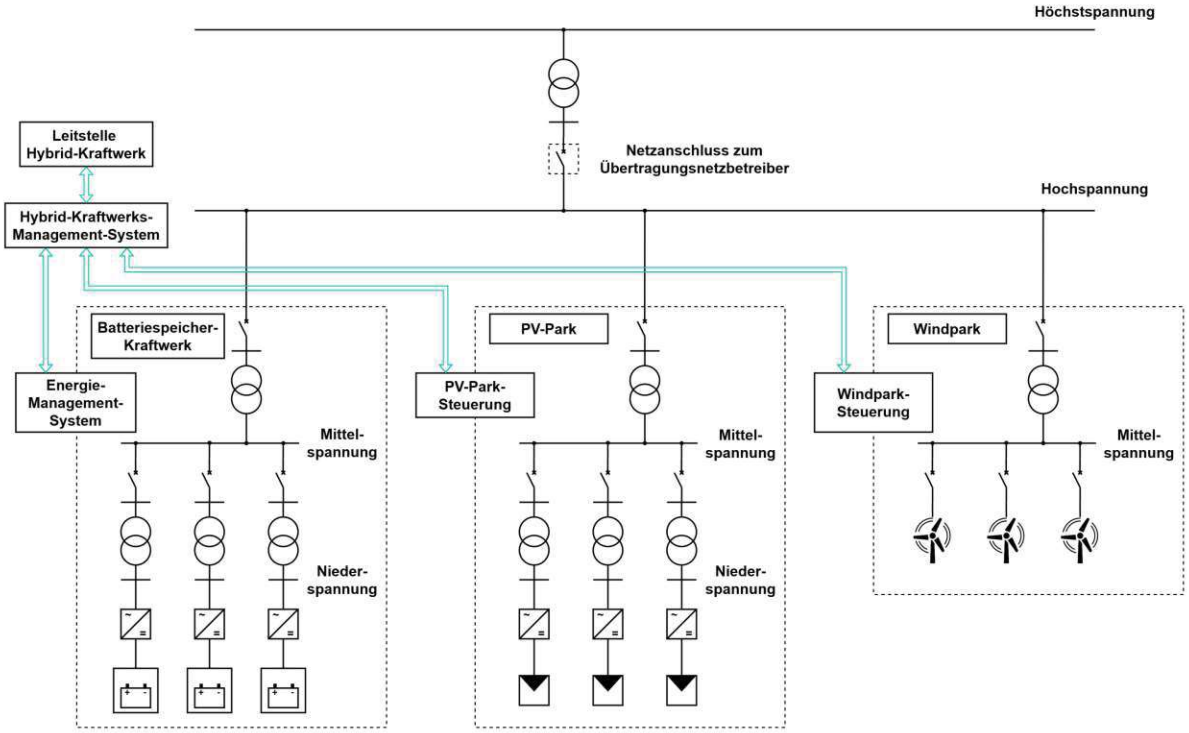

Abb. 2.10: Anlagendesign des Hybrid-Kraftwerks

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

2.3.3 Parameter für die Verfügbarkeitsberechnung eines Hybrid-Kraftwerks

Die Analysen im folgenden Kapitel 3 werden sich in weiterer Folge auf die Energievorhaltung für die Systemdienstleistung Schwarzstartfähigkeit konzentrieren. Es werden verschieden Fallstudien durchgeführt, in welchem die Verfügbarkeit als Bewertungskriterium herangezogen wird. Das Ziel einer schwarzstartfähigen Anlage ist es möglichst lange über das Kalenderjahr Verfügbar zu sein. Laut Schwarzstartvertrag muss eine schwarzstartfähige Anlage zumindest zu 75 % der Zeit pro Kalenderjahr verfügbar sein. Dies entspricht jedoch der unteren Grenze, ab welcher der Übertragungsnetzbetreiber gegenüber dem Lieferanten für die Dienstleistung Schwarzstart keine Vergütung mehr entrichtet. Die Entgelt-Kürzungen für Nichtverfügbarkeiten von schwarzstartfähigen Anlage sind in der folgenden Grafik als eine Kurve dargestellt.

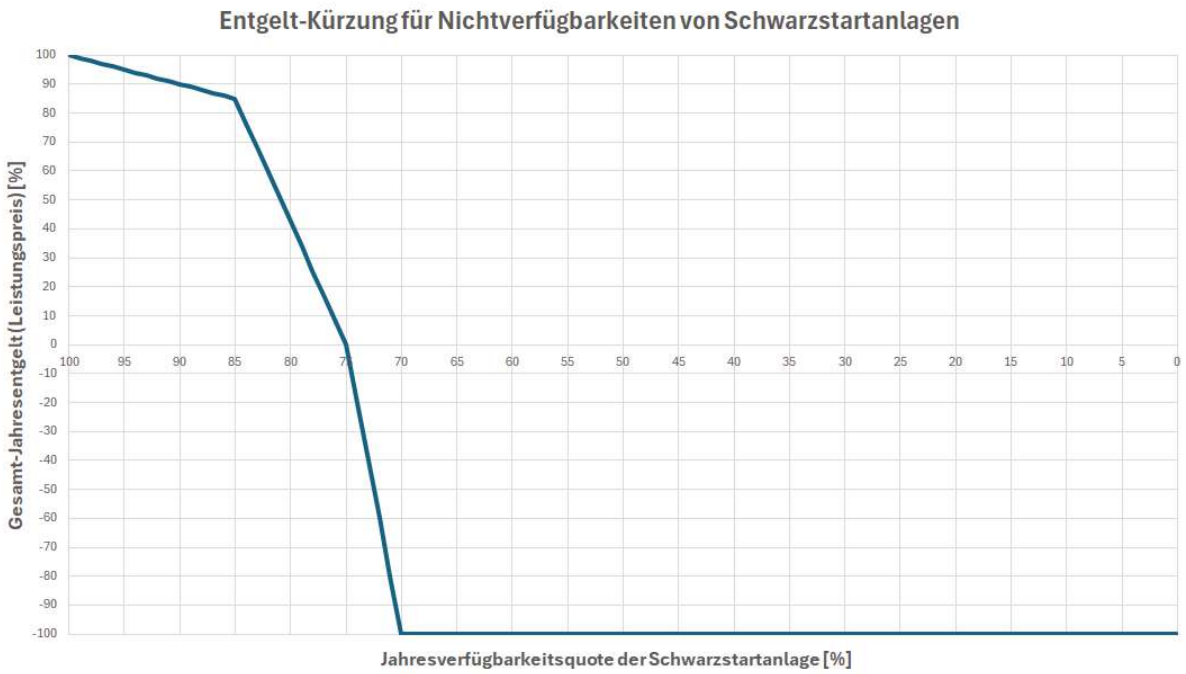

Abb. 2.11: Entgeld-Kürzung für Nichtverfügbarkeiten von schwarzstartfähigen Anlage [6]

Aus Abbildung 2.11 geht hervor, dass der Anlagenbetreiber bei einer abnehmenden Jahresverfügbarkeitsquote entsprechend weniger vergütet wird, beginnend von einem Maximalentgelt. Sinkt die Jahresverfügbarkeitsquote unter 75 %, sind sogar Strafzahlungen an den Übertragungsnetzbetreiber zu leisten. Des Weiteren gibt es in der Kurve zwei Knicke bei 85 % und 75 %, ab welchen sich jeweils die Entgelt-Kürzung pro prozentualer Verfügbarkeitsabnahme vergrößert. Die Entgelt-Kürzung bei einer Verfügbarkeit bis zu 85 % entsprechen 1 % für jeden angefangenen Prozentpunkt der Nichtverfügbarkeit. Unterhalb

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

des Knickes bei 85 % beträgt die Entgeltkürzung bereits 8,5 % der jährlichen Vergütung pro angefangenem Prozentpunkt der Nichtverfügbarkeit. [8]

Die Wirtschaftlichkeitsgrenze für die Rentabilität eines Anbieters wird schätzungsweise im Bereich zwischen 75 % und 85 % Verfügbarkeit liegen. Diese wird sich von Anbieter zu Anbieter unterscheiden. Da sich die Entgelt-Kürzungen oberhalb des 85 %-Knickes in akzeptablen Grenzen halten, wird ein Anlagenbetreiber möglichst versuchen, diesen Wert nicht zu unterschreiten. Die Maßnahme der Entgeld-Kürzung für Nichtverfügbarkeiten der schwarzstartfähigen Anlage stellt somit sicher, dass ein Anbieter bzw. Anlagenbetreiber sein Hybrid-Kraftwerk so planen wird, dass eine möglichst hohe Verfügbarkeit der Anlage erzielt wird.

Laut Schwarzstartvertrag ist die schwarzstartfähige Anlage für den Schwarzstart verfügbar, falls alle im Schwarzstartvertrag definierten Pflichten gegenüber dem Übertragungsnetzbetreiber für die Systemdienstleistung „Schwarzstartfähigkeit“ erfüllt werden. Im umgekehrten Sinn gilt ein Anlagenbetreiber somit als nicht verfügbar, falls eine der Pflichten nicht erfüllt wird. Das heißt als Nichtverfügbarkeit der Anlage gelten alle Zeiträume, in denen die schwarzstartfähige Anlage nicht alle im Rahmen des Vertrages definierten Anforderungen erfüllt, unabhängig davon, ob dies vom Anlagenbetreiber geplant war oder nicht. Die schwarzstartfähige Anlage darf während einer Nichtverfügbarkeit zudem auch nicht aktiv am Strommarkt teilnehmen. Damit soll verhindert werden, dass der Anbieter durch die Vermarktung von Energie am Strommarkt eine Nichtverfügbarkeit des Hybrid-Kraftwerks verursacht und diese akzeptiert, da er durch diese Vermarktung höhere Einnahmen erzielt als die Beträge, die ihm aufgrund der Nichtverfügbarkeit vom Übertragungsnetzbetreiber entzogen werden, und somit einen Gewinn realisiert. [6]

Zur Ermittlung der Nichtverfügbarkeit werden alle Zeitabschnitte eines Abrechnungszeitraums (Vertragsjahres) in Viertelstundenintervallen erfasst und zusammengefasst. Die viertelstündliche Auflösung wurde ebenfalls für die Berechnung der Verfügbarkeit für die Fallstudien angewendet.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Relevante Parameter des Batteriespeicher-Kraftwerks

Das Batteriespeicher-Kraftwerk wird im Rahmen dieser Arbeit bei der Berechnung der Verfügbarkeit mit folgenden Parametern berücksichtigt:

- Leistung des Batteriespeicher-Kraftwerks (P_B) in MW
- Kapazität des Batteriespeicher-Kraftwerks (E_B) in MWh
- Entladegrenze der Batterie (E_{EG}) in MWh

Des Weiteren wurde angenommen, dass sich die Gesamtleistung des Batteriespeicher-Kraftwerks aus der Summe der Leistungen der einzelnen Wechselrichter des Kraftwerks ergibt. Die Gesamtkapazität wird durch die Summe der Energieinhalte der einzelnen Batterie-Container bestimmt. Die Entladegrenze der Batterie definiert den minimalen Ladezustand, bis zu dem die Batterie für Vermarktungszwecke am Strommarkt entladen werden darf.

Relevante Parameter des Photovoltaikparks

Der PV-Park wird im Rahmen dieser Arbeit bei der Berechnung der Verfügbarkeit mit folgendem Parameter berücksichtigt:

- Leistung des Photovoltaikparks (P_{PV}) in MW

Für die vorliegende Arbeit wurde angenommen, dass die Gesamtleistung des PV-Parks der Summe der einzelnen Wechselrichter-Leistungen des PV-Parks entspricht.

Relevante Parameter des Windparks

Der Windpark wird im Rahmen dieser Arbeit bei der Berechnung der Verfügbarkeit mit folgendem Parameter berücksichtigt:

- Leistung des Windparks (P_W) in MW

Für die vorliegende Arbeit wurde angenommen, dass sich die Gesamtleistung des Windparks aus der Summe der Leistungen der einzelnen Windkraftanlagen zusammensetzt.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU WIEN Bibliothek Your knowledge hub

Relevante Parameter des Übertragungsnetzbetreibers

Im Rahmen dieser Arbeit kann der Übertragungsnetzbetreiber mithilfe der folgenden Parameter Einfluss auf die Verfügbarkeitsberechnung des Hybrid-Kraftwerks nehmen:

- Zeit zur Herstellung der Einsatzbereitschaft (t_{EB}) in h
- Primärenergievorhaltung (W_{Min}) in MWh

Für die vorliegende Arbeit wurde angenommen, dass die Zeit t_{EB} jenem Zeitraum entspricht, in dem der Anlagenbetreiber die Möglichkeit hat, die Batterie des Hybrid-Kraftwerks auf die im Schwarzstart definierte Primärenergievorhaltung aufzuladen, sodass das Hybrid-Kraftwerk für die Erbringung der Dienstleistung der Schwarzstartfähigkeit bereit ist. Die aktuelle Ausschreibung für die Systemdienstleistung „Schwarzstart“ sieht derzeit keine Aufladung der Batterie innerhalb dieses Zeitraums vor, schließt diese jedoch auch nicht explizit aus. Die Zeit t_{EB} ist ein wichtiger Parameter für die im Kapitel 3 durchgeführte Datenanalyse und essenziell für das Verständnis der Arbeit. Der Hintergrund hierbei ist, dass eine reine Vorhaltung der in der Batterie gespeicherten Energie für den Anbieter wirtschaftlich ineffizient ist. Zur Erhöhung der Wirtschaftlichkeit kann die Energie vermarktet werden. Im Falle einer Vermarktung besteht jedoch die Möglichkeit, dass der Ladezustand der Batterie zum Zeitpunkt eines Blackouts unterhalb der geforderten Primärenergie liegt. Da die Zeit t_{EB} eine vom Übertragungsnetzbetreiber garantierte Vorbereitungszeit für die Erbringung der Systemdienstleistung ist, kann diese genutzt werden, um die Batterie des Hybrid-Kraftwerks mithilfe des PV-Parks oder des Windparks auf die erforderliche Primärenergievorhaltung aufzuladen. Gemäß Abbildung 2.1 entspricht dieser Zeitraum der Zeit t_1 bis t_2. Da der Anlagenbetreiber nicht dazu verpflichtet ist, auf eine Anweisung des Übertragungsnetzbetreibers für die Herstellung der Einsatzbereitschaft zu warten, kann der Anlagenbetreiber auch bereits früher beginnen, den Batteriespeicher aufzuladen, sodass in weiterer Folge die Zeit t_{EB} bezüglich Abbildung 2.1 synonym für den Zeitraum t_0 bis t_2 verwendet wird. Die Primärenergievorhaltung bezieht sich auf die Primärenergie W_{Min}, welche im Laufe des Schwarzstartes für den Netzwiederaufbau verwendet wird.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Definition der Verfügbarkeit

Die schwarzstartfähige Anlage gilt gemäß dem Schwarzstartvertrag als verfügbar, sofern sämtliche im Schwarzstartvertrag zwischen dem Anlagenbetreiber und dem Übertragungsnetzbetreiber definierten Anforderungen (siehe Kapitel 2.1.3) vom Anlagenbetreiber erfüllt sind. Ist eine dieser Anforderungen nicht erfüllt, gilt die schwarzstartfähige Anlage als nicht verfügbar.

Der Anlagenbetreiber ist dazu verpflichtet, den Übertragungsnetzbetreiber unverzüglich zu informieren, falls die schwarzstartfähige Anlage für den Schwarzstart nicht verfügbar ist. Des Weiteren muss der Anlagenbetreiber dem Übertragungsnetzbetreiber während des Erbringungszeitraums kontinuierlich über eine elektronische Schnittstelle die vorhandene Menge an Primärenergie der Schwarzstartanlage zur Verfügung stellen. Zur Bestimmung der Zeiten der Nichtverfügbarkeiten erfasst der Übertragungsnetzbetreiber sämtliche Zeiträume eines Abrechnungszeitraums (eines Vertragsjahres) mit einer Genauigkeit von viertelstündlichen Intervallen. Dabei wird sowohl der Beginn als auch das Ende einer Nichtverfügbarkeit jeweils auf die vollständige Viertelstunde aufgerundet. [8]

Im Rahmen der Diplomarbeit wird die Verfügbarkeit des Hybrid-Kraftwerks durch die Erfüllung der Anforderung an die mindestens vorzuhaltenden Primärenergie definiert. Das Hybrid-Kraftwerk gilt dementsprechend für den betrachteten Viertelstunden-Intervall als verfügbar, wenn der Batteriespeicher, ausgehend von einem initialen Ladezustand, den er aufgrund der Vermarktung der Energie angenommen hat, während der Zeit zur Herstellung der Einsatzbereitschaft t_{EB} mithilfe der Energie des PV- und Windparks rechtzeitig auf die vorgeschriebene Primärenergievorhaltung W_{Min} aufgeladen werden kann.

Berechnung der Verfügbarkeit

Die Auswertung basiert auf einem Vergleich mit dem Parameter für die Primärenergievorhaltung W_{Min} gemäß Gleichung 2.3. Für die Berechnung der Verfügbarkeit werden neben den Parametern des Hybrid-Kraftwerks und des Übertragungsnetzbetreibers zudem Jahres-Einspeisezeitreihen von einem PV-Park und einem Windpark benötigt. Diese Einspeisezeitreihen enthalten die viertelstündlichen Einspeiseleistungen (in MW) des jeweiligen Kraftwerks. Bei bestehenden Anlagen können die Einspeisezeitreihen auf historischen Daten basieren, während sie für Standorte ohne bestehende Anlage gegebenenfalls aus Simulationen abgeleitet werden. Die Umrechnung der Einspeiseleistung auf eine Einspeiseenergie (in MWh) erfolgt durch Multiplikation mit der Zeitdauer, während der diese Leistung erbracht wird.

$$E_{PV} = P_{PV} \cdot 0,25\,\mathrm{h} \tag{2.1}$$

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

$$E_{\mathrm{W}} = P_{\mathrm{W}} \cdot 0,25\,\mathrm{h} \tag{2.2}$$

Des Weiteren ist für die Verfügbarkeitsermittlung ein Batterieprofil erforderlich. Dieses Batterieprofil kann verschiedenen Prämissen zugrunde liegen. Bei der Annahme einer freien Vermarktung enthält das Batterieprofil die viertelstündlichen Ladezustände einer frei vermarkteten Batterie. Anhand dieses historischen Batterieprofils kann anschließend analysiert werden, ob auf Grundlage der Prognosen für die erneuerbaren Energieerzeuger im Falle eines Blackouts eine rechtzeitige Aufladung auf die erforderliche Primärenergie möglich ist. Daraus lassen sich in weiterer Folge Rückschlüsse auf die Verfügbarkeit des Hybrid-Kraftwerks ziehen. Unter der Annahme einer anteiligen Energievorhaltung für die Vermarktung stellt sich für den Anbieter die Frage, welche Energiemenge vorgehalten werden muss, damit sich das Hybrid-Kraftwerk rentiert. Der Anbieter definiert dabei einen spezifischen Kapazitätsanteil der Batterie, den er über das Jahr hinweg für die Vermarktung nutzen kann. Jede Zeile im Batterieprofil wird mit einem Wert befüllt, welcher der maximalen Kapazität der Batterie abzüglich des vom Anbieter vorgehaltenen Kapazitätsanteils entspricht. In Kapitel 3 wird näher auf die genannten Ansätze eingegangen.

Um die Verfügbarkeit für einen bestimmten Zeitpunkt im Jahr bzw. für eine Viertel-Stunde zu berechnen, wird geprüft, ob ausgehend von einem initialen Ladezustand des Batteriespeichers $\mathrm{E}_{\mathrm{B,t_0}}$ (in MWh) zu diesem betrachteten Zeitpunkt der Batteriespeicher mithilfe der Einspeiseleistung des PV-Parks und des Windparks innerhalb der Zeit für die Herstellung der Einsatzbereitschaft t_{EB} rechtzeitig auf die für den Schwarzstart geforderte Primärenergievorhaltung aufgeladen werden kann. Der initiale Ladezustand wird als jene Energiemenge definiert, die zum Eintrittszeitpunkt des Blackouts in der Batterie vorhanden ist.

$$E_{\mathrm{B,t_0}}(i) + E_{\mathrm{PV}}(i+1,\ldots,i+n) + E_{\mathrm{W}}(i+1,\ldots,i+n) \geq W_{\mathrm{Min}} \tag{2.3}$$

Entsprechend Gleichung 2.3 wird für den Zeitpunkt i der Wert $\mathrm{E}_{\mathrm{B,t_0}}$ aus dem Batterieprofil extrahiert und mit den Energiewerten des PV- bzw. Windparks für die n darauffolgenden Viertel-Stunden addiert. Der Zeitpunkt i entspricht in Abbildung 2.1 dem Zeitpunkt t_0, also dem Zeitpunkt des Blackout-Zustandes. Die n Viertel-Stunden entsprechen der laut Schwarzstartvertrag zur Verfügung stehenden Zeit zur Herstellung der Einsatzbereitschaft, welche gemäß der aktuellen Ausschreibung maximal 2 Stunden beträgt. Das Ergebnis wird mit der vom Übertragungsnetzbetreiber geforderten Primärenergievorhaltung verglichen. Ist die Summe der Energien größer oder gleich der Primärenergievorhaltung, so ist die Bedingung für die Verfügbarkeit für diesen Zeitpunkt erfüllt. Im Gegensatz dazu ist das Hybrid-Kraftwerk nicht verfügbar, sollte die Summe der Energien kleiner als die geforderte Primärenergievorhaltung sein. Der Unterschied zwischen Verfügbarkeit und Nichtverfügbarkeit wird in den Abbildungen 2.12 und 2.13 nochmals deutlich dargestellt.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

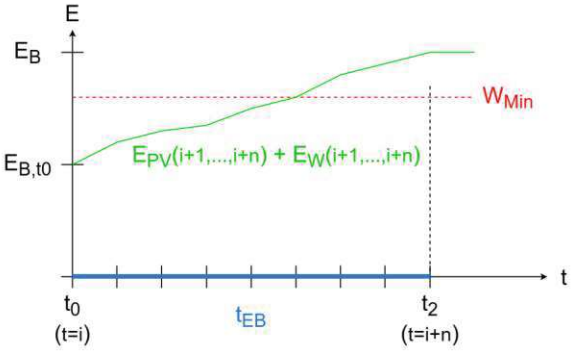

Abb. 2.12: Beispiel - Verfügbarkeit

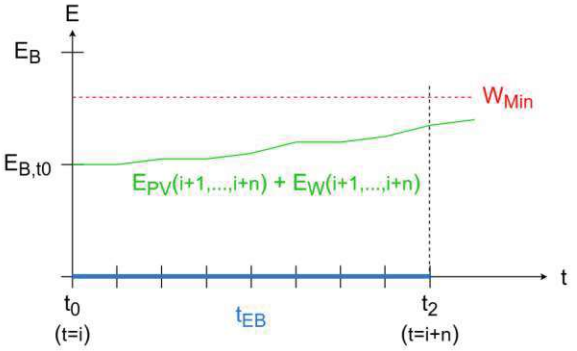

Abb. 2.13: Beispiel - Nichtverfügbarkeit

Zur Berechnung der jährlichen Verfügbarkeit wird ein Moving-Window-Verfahren auf das gesamte Jahr angewendet. Beim Moving-Window-Verfahren erfolgt eine schrittweise Iteration durch das Batteriespeicherprofil, wobei in den Einspeiseprofilen des PV- bzw. Windparks das festgelegte Zeitfenster von n Viertel-Stunden kontinuierlich verschoben und zur Ermittlung der Verfügbarkeit des jeweilig betrachteten Zeitpunktes genutzt wird. Die Einspeisezeitreihen bzw. das Batterieprofil sind in viertelstündlicher Auflösung gegeben, weshalb ein Schritt einer zeitlichen Verschiebung um 15 Minuten entspricht.

Im letzten Schritt wird die Verfügbarkeit des Hybrid-Kraftwerks (V_{HKW}) als Verhältnis der Anzahl der Zeitpunkte, in denen die Primärenergievorhaltung gemäß Bedingung 2.3 erfüllt ist (N_{Verf}), zur Gesamtanzahl der Zeitpunkte im Jahr (N_{Ges}) berechnet:

$$V_{\mathrm{HKW}} = \frac{N_{\mathrm{Verf}}}{N_{\mathrm{Ges}}} \tag{2.4}$$

Die Parameter für die Leistung (P_B) und die Entladegrenze (E_{EG}) des Batteriespeicher-Kraftwerks, die nicht zur Erklärung der Verfügbarkeitsberechnung herangezogen wurden, werden in weiterer Folge im Kapitel 3 für Sensitivitätsanalysen genutzt.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

Kapitel 3

Datenanalyse

In Kapitel 2 wurden die theoretischen Grundlagen erläutert, die für das Verständnis der in Kapitel 3 durchgeführten Analysen erforderlich sind. Ein wichtiger Aspekt für die Arbeit ist die Energievorhaltung. Diese ist sowohl kostspielig als auch wirtschaftlich ineffizient, da die Energie permanent in der Batterie vorgehalten werden muss und nicht anderweitig vermarktet werden kann. Deshalb liegt der Fokus der Analyse auf der Optimierung der Speichernutzung, um das Hybrid-Kraftwerk für den Anlagenbetreiber wirtschaftlicher zu machen. Dieses Kapitel beschreibt die im Rahmen der Diplomarbeit durchgeführten Datenanalysen und gliedert sich in insgesamt vier Unterkapitel. In den ersten drei Unterkapiteln wurden auf Grundlage verschiedener Prämissen Untersuchungen durchgeführt, die die Erbringung der Schwarzstartfähigkeit des Hybrid-Kraftwerks aus unterschiedlichen Perspektiven analysieren. Im Fokus standen dabei die Mehrfachnutzung des Energiespeichers zur wirtschaftlichen Vermarktung sowie die technische Dimensionierung des Hybrid-Kraftwerks. Im vierten Unterkapitel wird eine potenzielle Übererfüllung der Anforderungen an die Primärenergievorhaltung gemäß dem Schwarzstartvertrag analysiert und bewertet. Der Aufbau der einzelnen Untersuchungen ist einheitlich gestaltet. Nach einer Einführung werden die Methodik und die zugrunde liegenden Annahmen erläutert. Anschließend werden die Ergebnisse präsentiert und die daraus gewonnenen Erkenntnisse abgeleitet. Falls ein Unterkapitel mehrere Untersuchungen umfasst, wird abschließend ein zusammenfassendes Fazit der einzelnen Erkenntnisse gezogen.

Die Analysen wurden mit der Software Matlab R2023b durchgeführt. Es wurde für die einzelnen Untersuchungen davon ausgegangen, dass der Anlagenbetreiber in der Lage ist, die Einspeisewerte des PV-Parks und des Windparks für das gesamte Jahr präzise vorherzusagen und entsprechend die Entladung und Aufladung des Batteriespeichers zu koordinieren. Die für die Analyse erforderlichen Einspeiseleistungszeitreihen für einen beispielhaften PV-Park und einen Windpark sowie das Batterieprofil eines beispielhaften vermarkteten Speichers in der Regelzone wurden vom Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz bereitgestellt. Die jeweiligen Zeitreihen beinhalten 15-Minuten-Mittelwerte der Einspeiseleistung (in MW) des PV-Parks und des Windparks sowie des Ladezustands des

vermarkteten Speichers (in MWh) aus dem Jahr 2023. Die 15-minütigen Börsenstrompreise des Intraday-Marktes wurden ebenfalls für das Jahr 2023 von der Webseite Energy-Charts bezogen. [31] Die Diagramme zu den jeweiligen Zeitreihen sind in den Anhängen A.1 bis A.4 enthalten.

Übergeordnete Prämissen

Für die Datenanalyse wurden die folgenden übergeordneten Prämissen zugrunde gelegt:

- Das Hybrid-Kraftwerk besteht aus einem Batteriespeicher-Kraftwerk, einem PV-Park und einem Windpark.
- Die einzelnen Einheiten des Hybrid-Kraftwerks (Batteriespeicher-Kraftwerk, PV-Park und Windpark) befinden sich in geografischer Nähe zueinander und verfügen über einen gemeinsamen Netzverknüpfungspunkt sowie einer gemeinsamen Leitstelle.
- Der Anlagenbetreiber ist in der Lage, das gesamte Jahr über die Energieerzeugung der erneuerbaren Energiequellen exakt vorherzusagen. (Perfect Forecast)
- Die Batterie darf für Vermarktungszwecke unterhalb der von dem Übertragungsnetzbetreiber geforderten Primärenergie entladen werden, wenn die Batterie rechtzeitig vor Beginn der Erbringung der Systemdienstleistung auf die erforderliche Menge an Primärenergie aufgeladen wird.
- Der PV-Park und der Windpark dienen der Aufladung der Batterie.
- Die Systemdienstleistung „Schwarzstartfähigkeit“ wird durch das Batteriespeicher-Kraftwerk erbracht.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU WIEN Bibliothek Your knowledge hub

3.1 Prämisse: Anteilige Vorhaltung

Im ersten Kapitel werden Analysen unter der Prämisse einer anteiligen Vorhaltung der im Batteriespeicher des Hybrid-Kraftwerks gespeicherten Energie für die Vermarktung behandelt. Für die Analyse wurde angenommen, dass der Anlagenbetreiber einen prozentualen Anteil der maximalen Batteriekapazität definiert und diese vorgehaltene Batteriekapazität für eine Vermarktung der Energie am Energie-Markt nutzt. Dies bedeutet, dass im Falle eines Blackouts davon ausgegangen wird, dass der initiale Ladezustand der Batterie zum Zeitpunkt t_0 (gemäß Abbildung 2.1) der maximalen Batteriekapazität abzüglich der für die Vermarktung vorgehaltenen Energie entspricht. Auf Basis dieser Annahme wurden drei Analysen durchgeführt, um die technischen Anforderungen aus dem Schwarzstartvertrag hinsichtlich der Verfügbarkeit des Hybrid-Kraftwerks zu bewerten und Möglichkeiten zu untersuchen, wie die Energiemenge für die Vermarktung bei gleichbleibender Verfügbarkeit des Hybrid-Kraftwerks erhöht werden kann. Im abschließenden Fazit werden die aus den jeweiligen Analysen gewonnenen Erkenntnisse zusammengefasst und diskutiert.

3.1.1 Verfügbarkeitsanalyse

In der ersten Analyse wurde die Verfügbarkeit des Hybrid-Kraftwerks in Abhängigkeit vom initialen Ladezustand der Batterie des Batteriespeicher-Kraftwerks untersucht. Zu diesem Zweck wurden Verfügbarkeitsberechnungen des Hybrid-Kraftwerks gemäß Kapitel 2.3.3 für unterschiedliche Batterieladezustände in einprozentigen Schritten durchgeführt. Die nachfolgenden Ergebnisse zeigen wie viel Prozent der Energie der Batterie maximal für eine freie Vermarktung durch den Anlagenbetreiber vorgehalten werden können, sodass eine Verfügbarkeit von 85 % nicht unterschritten wird.

Methodik und Annahmen

Für die Verfügbarkeitsanalyse wurde folgende Ausgangsdimensionierung des Hybrid-Kraftwerks zugrunde gelegt:

- Kapazität des Batteriespeicher-Kraftwerks: $E_B = 400$ MWh
- Initialer Ladezustand der Batterie: 0 bis 100 %
- Energieinhalt des Batteriespeicher-Kraftwerks: $E_{B,t_0} = 0$ bis 400 MWh in 4-MWh-Schritten
- Leistung des Photovoltaikparks: $P_{PV} = 128$ MW
- Leistung des Windparks: $P_W = 116$ MW
- Zeit zur Herstellung der Einsatzbereitschaft $t_{EB} = 2$ h
- Primärenergievorhaltung: $W_{Min} = 400$ MWh

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Des Weiteren wurden die Einspeiseprofile des PV- und Windparks gemäß Anhang A.1 und A.2 für die Berechnung hinterlegt.

Die Batterie verfügt beim Eintritt des Blackouts zum Zeitpunkt t_0 gemäß Abbildung 2.1 über einen initialen Ladezustand (E_{B,t_0}). Ausgehend von diesem initialen Ladezustand wird die Batterie des Batteriespeicher-Kraftwerks innerhalb der Zeit für die Herstellung der Einsatzbereitschaft durch den PV-Park und den Windpark aufgeladen, sodass das Hybrid-Kraftwerk zum Zeitpunkt t_2 bereit für die Erbringung der Dienstleistung Schwarzstart ist. Für diese Analyse wurde davon ausgegangen, dass die Differenz zwischen den maximal möglichen Speicherinhalt der Batterie und dem initialen Ladezustand zum Eintrittszeitpunkt des Blackouts der Energie entspricht, die vom Anlagenbetreiber zur freien Vermarktung genutzt werden kann:

$$E_{\text{Vermarktung}} = E_{\text{B}} - E_{\text{B},t_0} \tag{3.1}$$

Ergebnis

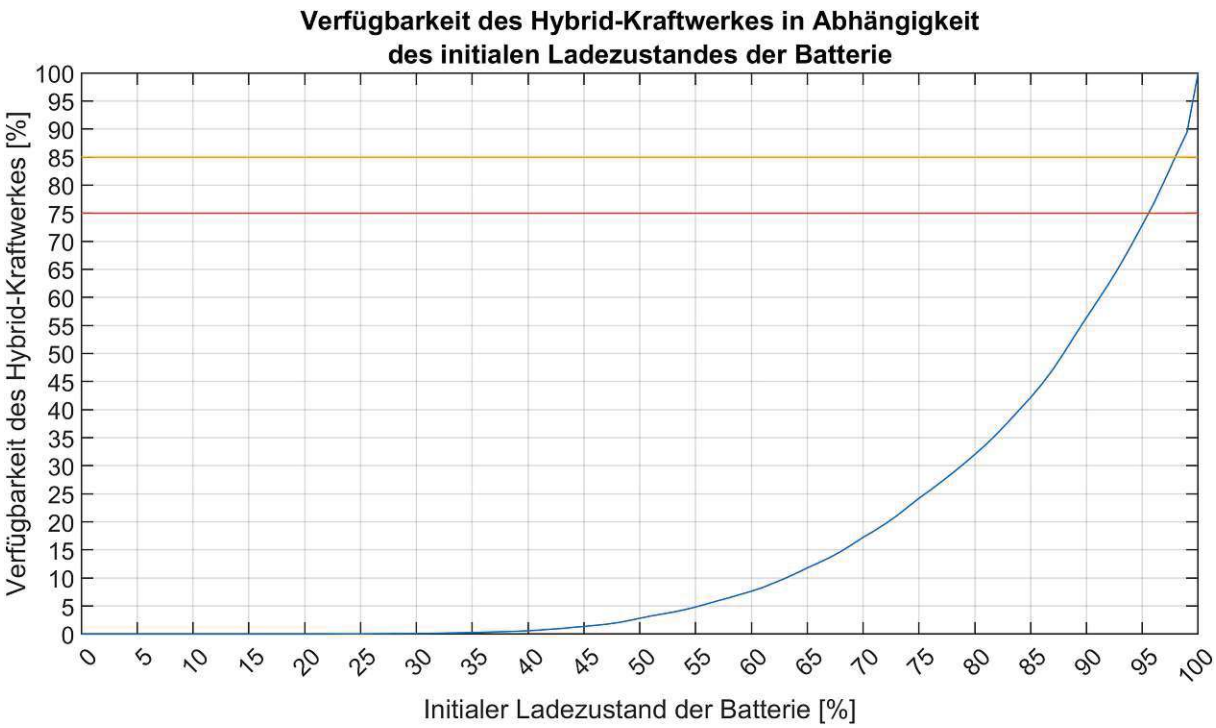

Abb. 3.1: Verfügbarkeit des Hybrid-Kraftwerks in Abhängigkeit des initialen Ladezustandes der Batterie

Aus Abbildung 3.1 ist die Verfügbarkeit des Hybrid-Kraftwerks in Abhängigkeit des initialen Ladezustandes der Batterie ersichtlich. Die Kurve weist zu Beginn eine geringe Steigung

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

auf, was darauf zurückzuführen ist, dass der PV-Park im Jahresverlauf zu 50 % einen Ertrag von Null aufweist. Aus der Kurve lässt sich ablesen, für welchen Prozentsatz der Zeitpunkte im Jahr gewährleistet ist, dass die Batterie, ausgehend von einem bestimmten initialen Ladezustand zum Zeitpunkt des Blackouts t_0, innerhalb der zur Herstellung der Einsatzbereitschaft erforderlichen Zeit vollständig aufgeladen wird und somit zum Zeitpunkt der Einsatzbereitschaft t_2 für den Schwarzstart bereitsteht. Wenn die Batterie beispielsweise zum Eintrittszeitpunkt des Blackouts t_0 zu 90 % geladen ist, kann in etwa 56 % der Zeitpunkte eines Jahres eine Verfügbarkeit für den Schwarzstart gewährleistet werden.

Das Hybrid-Kraftwerk unterschreitet bereits bei einem initialen Ladezustand der Batterie von 97 % die angestrebte Verfügbarkeitsmarke von 85 %. Bei einem initialen Ladezustand der Batterie von 95 % wird sogar die Verfügbarkeitsmarke von 75 % unterschritten, unterhalb derer der Anlagenbetreiber verpflichtet ist, Strafzahlungen an den Übertragungsnetzbetreiber zu leisten.

Erkenntnis

Um sicherzustellen, dass die vom Anlagenbetreiber angebotene Primärenergie zu mindestens 85 % der analysierten Zeitpunkte im Jahr verfügbar ist, darf der Betreiber den Ladezustand der Batterie nicht unter 98 % senken. Für die freie Vermarktung stehen damit dem Anlagenbetreiber lediglich 2 % des Energieinhalts der Batterie zur Verfügung, was einer Energiemenge von 8 MWh entspricht. Bei den in dieser Analyse zugrunde gelegten Dimensionierungen und angenommenen Dargebotszeitreihen würde der Betreiber die Batterie ausschließlich für den Schwarzstartfall bereitstellen. Eine Vermarktung der Energie ist für den vorliegenden Fall nicht sinnvoll.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU WIEN Bibliothek Your knowledge hub

3.1.2 Variation der PV- und Windparkgröße

In Analyse 3.1.1 wurde ein spezieller Fall untersucht, der keine allgemeinen Aussagen zulässt. Um eine breitere Aussage zur Sinnhaftigkeit einer anteiligen Energievorhaltung für Vermarktungszwecke treffen zu können, wurde in der folgenden Analyse eine Kapazitätserweiterung der Hybrid-Kraftwerkseinheiten PV- und Windpark in Betracht gezogen. Es stellt sich die Frage, wie die Parameter des Hybrid-Kraftwerks angepasst bzw. erweitert werden können, um eine Vermarktung einer größeren Menge der in der Batterie gespeicherten Energie zu ermöglichen. Zu diesem Zweck wurden die Leistungen des PV-Parks und des Windparks detaillierter untersucht, welche entscheidend für die Aufladung der Batterie sind, um die Einsatzbereitschaft für den Schwarzstart sicherzustellen. In der zweiten Analyse wurde eine Raster-Suche genutzt, um die Verfügbarkeit eines Hybrid-Kraftwerks in Abhängigkeit vom Verhältnis zwischen PV- und Windpark zu untersuchen. Hierzu wurden die Leistungen für den PV-Park und den Windpark in 20-MW-Schritten erhöht und daraufhin die Verfügbarkeitsberechnungen gemäß Kapitel 2.3.3 für das Hybrid-Kraftwerk durchgeführt und abschließend in einer Matrix dargestellt. Aus den Ergebnissen soll abgeleitet werden, in welcher Größenordnung der Anlagenbetreiber den PV-Park und den Windpark dimensionieren muss, um den Anteil der Batteriekapazität, der für Vermarktungszwecke reserviert ist, von 2 % (siehe Analyse 3.1.1) auf 10 % zu erhöhen und gleichzeitig eine angestrebte Verfügbarkeitsquote von 85 % für das Hybrid-Kraftwerk zu erreichen.

Methodik und Annahmen

Für die Verfügbarkeitsberechnung wurde folgende Ausgangsdimensionierung des Hybrid-Kraftwerks zugrunde gelegt:

- Kapazität des Batteriespeicher-Kraftwerks: $E_B = 400$ MWh
- Initialer Ladezustand der Batterie: 90 %
- Energieinhalt des Batteriespeicher-Kraftwerks: $E_{B,t_0} = 360$ MWh
- Leistung des Photovoltaikparks: $P_{PV} = 100$ bis 700 MW in 20-MW-Schritten
- Leistung des Windparks: $P_W = 100$ bis 700 MW in 20-MW-Schritten
- Zeit zur Herstellung der Einsatzbereitschaft $t_{EB} = 2$ h
- Primärenergievorhaltung: $W_{Min} = 400$ MWh

Des Weiteren wurden die Einspeiseprofile des PV- und Windparks gemäß Anhang A.1 und A.2 für die Berechnung hinterlegt.

Hierbei wurde ein initialer Ladezustand von 90 % bewusst gewählt, um bei der Hochskalierung hinsichtlich Anlagengröße innerhalb realistischer Grenzen für die Dimensionierung des PV-Parks und des Windparks zu bleiben. Außerdem wurden der Anfangswert und der

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Endwert der jeweiligen Hochskalierungen gezielt ausgewählt, um einen Effekt innerhalb der Verfügbarkeitsmatrix zu identifizieren.

Hochskalierung des PV- und Windparks

Zur Hochskalierung der Einspeisezeitreihe des PV-Parks (Z_{PV}) wurde ein Ansatz gewählt, bei dem die Leistungs-Werte mit den Faktor der prozentualen Steigerung (s_{PV}) multipliziert wurden:

$$Z_{\mathrm{PV,Neu}} = Z_{\mathrm{PV}} \cdot (1 + s_{\mathrm{PV}}) \tag{3.2}$$

Die prozentuale Steigerung entspricht dabei der bezogenen Differenz zwischen der neu gewählten Leistung des PV-Parks und der Nennleistung des PV-Parks:

$$s_{\mathrm{PV}} = \frac{P_{\mathrm{PV,Neu}} - P_{\mathrm{PV}}}{P_{\mathrm{PV}}} \cdot 100\,\% \tag{3.3}$$

Äquivalent zum PV-Park wurde auch die Hochskalierung der Einspeisezeitreihe des Windparks (Z_W) berechnet:

$$Z_{\mathrm{W,Neu}} = Z_{\mathrm{W}} \cdot (1 + s_{\mathrm{W}}) \tag{3.4}$$

$$s_{\mathrm{W}} = \frac{P_{\mathrm{W,Neu}} - P_{\mathrm{W}}}{P_{\mathrm{W}}} \cdot 100\,\% \tag{3.5}$$

Capacity Credit

Zur Beurteilung der Kapazitätserweiterung des PV-Parks bzw. des Windparks im Verhältnis zum Nutzen bei der Erfüllung der Anforderung an die Primärenergievorhaltung wird eine Berechnung des Capacity Credit (CC) durchgeführt.

In der Literatur finden sich zum Capacity Credit unterschiedliche Definitionen und Berechnungsmethoden [32]:

- Effektive Lasttragfähigkeit (ELCC): Die effektive Lasttragfähigkeit beschreibt die zusätzliche Last, die einem System durch die Integration neuer Erzeugungsanlagen zugeführt werden kann, ohne das bestehende Niveau der Zuverlässigkeit im Energiesystem zu beeinträchtigen.

- Äquivalente konventionelle Kapazität (ECC): Die äquivalente konventionelle Kapazität beschreibt die Kapazität, mit der neu integrierte Erzeugungsanlagen kon-

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

ventionelle Erzeugungseinheiten ersetzen können, ohne das bestehende Niveau der Zuverlässigkeit im Energiesystem zu beeinträchtigen.

- Perzentil der Verfügbarkeitsverteilung in Spitzenzeiten: Der Capacity Credit der neu integrierten Erzeugungsanlagen wird als ein gewähltes Perzentil der Wahrscheinlichkeitsverteilungen für ihre verfügbaren Kapazitäten in Zeiten der Spitzennachfrage definiert, beispielsweise als das untere 5. Perzentil.

Der Capacity Credit quantifiziert somit im Wesentlichen den Beitrag von Erzeugungsanlagen zur Deckung der Spitzenlast und zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit im Energiesystem.

Zur Berechnung des Capacity Credits wurde in dieser Arbeit im ersten Schritt die maximal mögliche Energie des PV- bzw. Windparks während des Zeitraums zur Herstellung der Einsatzbereitschaft t_{EB} ermittelt.

$$E_{\mathrm{PV,max}} = P_{\mathrm{PV}} \cdot t_{\mathrm{EB}} \tag{3.6}$$

$$E_{\mathrm{W,max}} = P_{\mathrm{W}} \cdot t_{\mathrm{EB}} \tag{3.7}$$

Im zweiten Schritt wurde eine Berechnung des Capacity Factors (CF) durchgeführt. Der Capacity Factor gibt üblicherweise das Verhältnis der tatsächlich erzeugten Energie zur maximal möglichen Energieproduktion eines Kraftwerks innerhalb eines Jahres an. [33] Für die vorliegende Arbeit bezeichnet der Capacity Factor das Verhältnis der tatsächlich für die Aufladung der Batterie benötigten Energie, um die Batterie ausgehend vom anfänglichen Energieinhalt des Batteriespeicher-Kraftwerks $E_{B,t0}$ auf die geforderte Primärenergie W_{Min} aufzuladen, zur maximalen Energieproduktion des PV- bzw. Windparks während des Zeitraums zur Herstellung der Einsatzbereitschaft.

$$CF = \frac{W_{\mathrm{Min}} - E_{\mathrm{B,t_0}}}{E_{\mathrm{PV,max}} + E_{\mathrm{W,max}}} \tag{3.8}$$

Da die Verfügbarkeitsberechnung in einer viertelstündlichen Auflösung erfolgt, beschreibt der Capacity Factor die Effizienz der Erzeugungsanlagen im Vergleich zur maximalen theoretischen Energie für einen ausgewählten Zeitpunkt im Jahr. Die ermittelte Effizienz bezieht sich ausschließlich auf Zeitpunkte, an denen es möglich ist, die Batterie mithilfe der erneuerbaren Energieerzeuger auf die geforderte Primärenergievorhaltung aufzuladen. Zu allen Zeitpunkten, bei denen dies nicht möglich ist, beträgt der Kapazitätsfaktor 0 %, da die erneuerbaren Energien hierbei keinen Beitrag zur Erfüllung der Verfügbarkeitsanforderungen leisten. Der Capacity Credit des PV- und Windparks des Hybrid-Kraftwerks

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

ergibt sich somit aus dem Produkt des Capacity Factors und der Verfügbarkeit des Hybrid-Kraftwerks.

$$CC = V_{\mathrm{HKW}} \cdot CF \tag{3.9}$$

In unserem Fall wäre somit der CC definiert als ein Wert, der angibt, wie viel der installierten Kapazität der Energiequelle tatsächlich zur Aufladung der Batterie im Falle eines Blackouts um 40 MWh (E_{Def}, gemäß Formel 3.10) innerhalb der Zeit zur Herstellung der Einsatzbereitschaft benötigt wird.

$$E_{\mathrm{Def}} = W_{\mathrm{Min}} - E_{\mathrm{B,t_0}} = 400\,MWh - 360\,MWh = 40\,MWh \tag{3.10}$$

Ergebnis

Leistung PV-Park [MW] \ Leistung Windpark [MW]	100	120	140	160	180	200	220	240	260	280	300	320	340	360	380	400	420	440	460	480	500	520	540	560	580	600	620	640	660	680	700
100	50,50	55,10	58,41	61,14	63,52	65,65	67,35	68,82	70,10	71,26	72,40	73,34	74,31	75,02	75,75	76,38	76,94	77,49	78,03	78,48	78,90	79,26	79,63	79,93	80,24	80,50	80,78	81,03	81,30	81,57	81,80
120	52,16	56,62	59,75	62,38	64,75	66,82	68,42	69,81	71,09	72,28	73,32	74,22	75,15	75,85	76,51	77,15	77,67	78,23	78,72	79,16	79,56	79,91	80,31	80,58	80,89	81,15	81,41	81,64	81,93	82,17	82,38
140	53,52	57,81	60,93	63,52	65,75	67,75	69,38	70,71	72,00	73,09	74,10	75,02	75,88	76,55	77,17	77,85	78,39	78,91	79,40	79,81	80,22	80,58	80,96	81,21	81,49	81,73	82,01	82,24	82,51	82,76	82,95
160	54,47	58,75	61,76	64,34	66,52	68,48	70,09	71,42	72,63	73,70	74,70	75,60	76,41	77,07	77,73	78,37	78,86	79,40	79,87	80,32	80,72	81,07	81,41	81,67	81,96	82,18	82,44	82,68	82,91	83,17	83,37
180	55,32	59,44	62,49	64,96	67,13	69,08	70,66	71,97	73,12	74,20	75,19	76,04	76,85	77,53	78,17	78,80	79,26	79,82	80,29	80,71	81,11	81,43	81,77	82,04	82,32	82,54	82,79	83,02	83,26	83,50	83,71
200	55,98	60,11	63,05	65,53	67,70	69,55	71,12	72,39	73,56	74,60	75,56	76,42	77,20	77,87	78,49	79,13	79,62	80,14	80,60	81,01	81,38	81,72	82,06	82,31	82,59	82,80	83,05	83,28	83,53	83,75	83,95
220	56,53	60,66	63,56	66,01	68,10	69,95	71,53	72,80	73,91	74,95	75,86	76,73	77,52	78,18	78,83	79,43	79,89	80,42	80,86	81,28	81,65	81,98	82,30	82,56	82,83	83,06	83,30	83,52	83,74	83,99	84,17
240	57,07	61,09	64,02	66,42	68,50	70,33	71,91	73,14	74,22	75,25	76,16	76,98	77,78	78,43	79,07	79,64	80,11	80,64	81,09	81,48	81,84	82,18	82,53	82,78	83,02	83,26	83,50	83,71	83,95	84,20	84,36
260	57,53	61,60	64,43	66,80	68,89	70,67	72,21	73,44	74,54	75,53	76,42	77,25	78,04	78,71	79,31	79,92	80,40	80,88	81,33	81,71	82,09	82,43	82,75	83,00	83,26	83,50	83,71	83,92	84,15	84,41	84,57
280	58,03	62,03	64,78	67,15	69,23	71,02	72,52	73,75	74,85	75,82	76,69	77,52	78,31	78,97	79,57	80,16	80,62	81,09	81,53	81,90	82,29	82,63	82,95	83,19	83,45	83,67	83,88	84,12	84,34	84,58	84,73
300	58,41	62,34	65,13	67,47	69,49	71,30	72,79	73,97	75,04	76,02	76,89	77,70	78,50	79,16	79,72	80,32	80,76	81,23	81,69	82,09	82,46	82,79	83,10	83,36	83,62	83,82	84,05	84,27	84,49	84,72	84,90
320	58,77	62,68	65,40	67,78	69,74	71,54	73,00	74,19	75,25	76,20	77,06	77,89	78,68	79,30	79,88	80,47	80,91	81,40	81,86	82,25	82,61	82,94	83,27	83,52	83,77	83,98	84,19	84,41	84,63	84,87	85,06
340	59,11	62,99	65,73	68,06	70,01	71,78	73,24	74,41	75,48	76,41	77,28	78,10	78,88	79,49	80,07	80,65	81,09	81,58	82,03	82,41	82,79	83,11	83,45	83,67	83,91	84,12	84,35	84,56	84,80	85,02	85,20
360	59,38	63,24	65,99	68,27	70,21	72,00	73,44	74,60	75,64	76,59	77,45	78,26	79,04	79,63	80,20	80,80	81,25	81,74	82,19	82,56	82,93	83,26	83,57	83,80	84,04	84,23	84,48	84,69	84,90	85,14	85,31
380	59,65	63,48	66,24	68,47	70,43	72,21	73,62	74,76	75,80	76,76	77,61	78,41	79,18	79,77	80,37	80,95	81,41	81,89	82,33	82,70	83,07	83,38	83,69	83,92	84,17	84,37	84,60	84,81	85,02	85,27	85,43
400	59,90	63,71	66,42	68,66	70,60	72,39	73,77	74,91	75,95	76,91	77,76	78,55	79,30	79,92	80,51	81,07	81,52	82,00	82,43	82,81	83,17	83,49	83,80	84,02	84,26	84,47	84,69	84,90	85,11	85,36	85,52
420	60,15	63,94	66,62	68,87	70,78	72,55	73,94	75,07	76,12	77,06	77,89	78,70	79,44	80,05	80,64	81,21	81,63	82,11	82,54	82,91	83,28	83,59	83,90	84,12	84,38	84,58	84,79	85,00	85,23	85,48	85,65
440	60,44	64,19	66,84	69,06	70,99	72,75	74,12	75,27	76,30	77,21	78,05	78,83	79,59	80,22	80,78	81,33	81,77	82,24	82,68	83,06	83,42	83,73	84,03	84,26	84,49	84,69	84,91	85,12	85,35	85,58	85,75
460	60,64	64,39	67,02	69,22	71,16	72,90	74,24	75,41	76,41	77,33	78,17	78,95	79,69	80,32	80,89	81,43	81,87	82,36	82,78	83,15	83,51	83,83	84,11	84,36	84,58	84,78	84,99	85,22	85,45	85,68	85,84
480	60,89	64,56	67,19	69,38	71,30	73,04	74,41	75,54	76,53	77,44	78,27	79,05	79,79	80,44	81,00	81,54	81,99	82,46	82,89	83,26	83,62	83,92	84,21	84,45	84,68	84,87	85,08	85,31	85,53	85,77	85,93
500	61,05	64,72	67,34	69,52	71,46	73,15	74,52	75,65	76,63	77,55	78,37	79,16	79,89	80,53	81,11	81,64	82,09	82,55	82,97	83,35	83,71	83,99	84,29	84,53	84,74	84,95	85,16	85,38	85,61	85,84	86,01
520	61,20	64,85	67,45	69,65	71,55	73,27	74,63	75,75	76,75	77,63	78,47	79,24	79,99	80,60	81,18	81,74	82,17	82,64	83,06	83,42	83,78	84,07	84,36	84,60	84,82	85,02	85,25	85,46	85,68	85,92	86,08
540	61,35	65,00	67,60	69,79	71,69	73,40	74,73	75,86	76,85	77,74	78,59	79,35	80,09	80,71	81,29	81,85	82,28	82,72	83,14	83,51	83,87	84,14	84,44	84,68	84,89	85,11	85,32	85,55	85,77	86,00	86,15
560	61,50	65,14	67,75	69,90	71,82	73,49	74,83	75,96	76,95	77,84	78,68	79,42	80,18	80,80	81,39	81,93	82,35	82,81	83,21	83,58	83,92	84,20	84,50	84,73	84,97	85,18	85,40	85,63	85,84	86,05	86,21
580	61,63	65,25	67,86	70,00	71,92	73,59	74,93	76,04	77,04	77,93	78,76	79,50	80,27	80,90	81,46	82,01	82,40	82,87	83,27	83,64	83,98	84,26	84,57	84,80	85,04	85,25	85,46	85,69	85,89	86,12	86,27
600	61,78	65,35	67,95	70,13	72,03	73,68	75,03	76,12	77,12	78,00	78,82	79,57	80,34	80,98	81,53	82,07	82,46	82,93	83,33	83,70	84,04	84,33	84,64	84,87	85,10	85,31	85,52	85,75	85,96	86,18	86,33
620	61,90	65,46	68,08	70,25	72,10	73,80	75,11	76,21	77,20	78,06	78,87	79,63	80,40	81,03	81,57	82,12	82,51	82,99	83,38	83,75	84,10	84,37	84,69	84,92	85,16	85,36	85,59	85,81	86,01	86,23	86,38
640	62,02	65,58	68,21	70,39	72,23	73,90	75,20	76,32	77,28	78,15	78,98	79,73	80,51	81,13	81,67	82,21	82,60	83,09	83,47	83,84	84,19	84,47	84,79	85,00	85,23	85,44	85,66	85,87	86,08	86,30	86,45
660	62,15	65,71	68,33	70,50	72,32	74,01	75,29	76,40	77,38	78,23	79,06	79,81	80,60	81,22	81,75	82,28	82,69	83,14	83,52	83,91	84,25	84,53	84,84	85,07	85,30	85,50	85,73	85,93	86,14	86,36	86,51
680	62,26	65,85	68,42	70,59	72,41	74,08	75,35	76,47	77,44	78,31	79,12	79,90	80,67	81,26	81,79	82,31	82,72	83,18	83,58	83,96	84,29	84,58	84,88	85,10	85,34	85,55	85,77	85,97	86,18	86,40	86,55
700	62,39	65,95	68,51	70,67	72,49	74,14	75,44	76,54	77,51	78,36	79,19	79,97	80,73	81,33	81,84	82,36	82,79	83,24	83,65	84,01	84,35	84,62	84,93	85,16	85,40	85,59	85,82	86,02	86,23	86,45	86,59

Abb. 3.2: Verfügbarkeits-Matrix des Hybrid-Kraftwerks in Abhängigkeit des Leistungsverhältnisses von PV- und Windpark (Dunkelgrün: Verfügbarkeiten oberhalb der angezielten 85 % -Grenze; Hellgrün: Verfügbarkeiten im Bereich von 75 bis 85 %; Weiß: Verfügbarkeiten unterhalb der 75 % -Grenze)

Aus der Abbildung 3.2 lässt sich erkennen, in welchem Verhältnis die Leistungen des PV-Parks und des Windparks zueinander stehen müssen, um die Mindestanforderungen des Schwarzstartvertrags hinsichtlich der Primärenergievorhaltung bei einer Verfügbarkeitsquote von 85 % zu erfüllen und gleichzeitig 10 % bzw. 40 MWh des Batteriespeichers für die Vermarktung nutzen zu können.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Leistung PV-Park [MW] \ Leistung Windpark [MW]	100	120	140	160	180	200	220	240	260	280	300	320	340	360	380	400	420	440	460	480	500	520	540	560	580	600	620	640	660	680	700
100	5,05	5,01	4,87	4,70	4,54	4,38	4,21	4,05	3,89	3,75	3,62	3,49	3,38	3,26	3,16	3,06	2,96	2,87	2,79	2,71	2,63	2,56	2,49	2,42	2,36	2,30	2,24	2,19	2,14	2,09	2,05
120	4,74	4,72	4,60	4,46	4,32	4,18	4,02	3,88	3,74	3,61	3,49	3,37	3,27	3,16	3,06	2,97	2,88	2,79	2,71	2,64	2,57	2,50	2,43	2,37	2,31	2,25	2,20	2,15	2,10	2,05	2,01
140	4,46	4,45	4,35	4,23	4,11	3,99	3,85	3,72	3,60	3,48	3,37	3,26	3,16	3,06	2,97	2,88	2,80	2,72	2,65	2,57	2,51	2,44	2,38	2,32	2,26	2,21	2,16	2,11	2,06	2,02	1,97
160	4,19	4,20	4,12	4,02	3,91	3,80	3,69	3,57	3,46	3,35	3,25	3,15	3,06	2,96	2,88	2,80	2,72	2,65	2,58	2,51	2,45	2,38	2,33	2,27	2,22	2,16	2,11	2,07	2,02	1,98	1,94
180	3,95	3,96	3,91	3,82	3,73	3,64	3,53	3,43	3,32	3,23	3,13	3,04	2,96	2,87	2,79	2,72	2,64	2,57	2,51	2,45	2,39	2,33	2,27	2,22	2,17	2,12	2,07	2,02	1,98	1,94	1,90
200	3,73	3,76	3,71	3,64	3,56	3,48	3,39	3,29	3,20	3,11	3,02	2,94	2,86	2,78	2,71	2,64	2,57	2,50	2,44	2,38	2,33	2,27	2,22	2,17	2,12	2,07	2,03	1,98	1,94	1,90	1,87
220	3,53	3,57	3,53	3,47	3,41	3,33	3,25	3,17	3,08	3,00	2,92	2,84	2,77	2,70	2,63	2,56	2,50	2,44	2,38	2,32	2,27	2,22	2,17	2,12	2,07	2,03	1,98	1,94	1,90	1,87	1,83
240	3,36	3,39	3,37	3,32	3,26	3,20	3,13	3,05	2,97	2,89	2,82	2,75	2,68	2,61	2,55	2,49	2,43	2,37	2,32	2,26	2,21	2,16	2,12	2,07	2,02	1,98	1,94	1,90	1,87	1,83	1,79
260	3,20	3,24	3,22	3,18	3,13	3,07	3,01	2,94	2,87	2,80	2,73	2,66	2,60	2,54	2,48	2,42	2,36	2,31	2,26	2,21	2,16	2,11	2,07	2,02	1,98	1,94	1,90	1,86	1,83	1,80	1,76
280	3,05	3,10	3,08	3,05	3,01	2,96	2,90	2,84	2,77	2,71	2,64	2,58	2,53	2,47	2,41	2,36	2,30	2,25	2,20	2,16	2,11	2,07	2,02	1,98	1,94	1,90	1,86	1,83	1,79	1,76	1,73
300	2,92	2,97	2,96	2,93	2,90	2,85	2,80	2,74	2,68	2,62	2,56	2,51	2,45	2,40	2,34	2,29	2,24	2,20	2,15	2,10	2,06	2,02	1,98	1,94	1,90	1,86	1,83	1,79	1,76	1,73	1,70
320	2,80	2,85	2,84	2,82	2,79	2,75	2,70	2,65	2,59	2,54	2,49	2,43	2,38	2,33	2,28	2,24	2,19	2,14	2,10	2,06	2,01	1,97	1,94	1,90	1,86	1,83	1,79	1,76	1,73	1,70	1,67
340	2,69	2,74	2,74	2,72	2,69	2,66	2,62	2,57	2,52	2,46	2,41	2,37	2,32	2,27	2,22	2,18	2,13	2,09	2,05	2,01	1,97	1,93	1,90	1,86	1,82	1,79	1,76	1,73	1,70	1,67	1,64
360	2,58	2,63	2,64	2,63	2,60	2,57	2,53	2,49	2,44	2,39	2,35	2,30	2,26	2,21	2,17	2,13	2,08	2,04	2,00	1,97	1,93	1,89	1,86	1,82	1,79	1,75	1,72	1,69	1,66	1,64	1,61
380	2,49	2,54	2,55	2,54	2,52	2,49	2,45	2,41	2,37	2,33	2,28	2,24	2,20	2,16	2,12	2,08	2,04	2,00	1,96	1,92	1,89	1,85	1,82	1,79	1,75	1,72	1,69	1,66	1,63	1,61	1,58
400	2,40	2,45	2,46	2,45	2,43	2,41	2,38	2,34	2,30	2,26	2,22	2,18	2,14	2,10	2,06	2,03	1,99	1,95	1,92	1,88	1,85	1,82	1,78	1,75	1,72	1,69	1,66	1,63	1,61	1,58	1,55
420	2,31	2,37	2,38	2,37	2,36	2,34	2,31	2,27	2,24	2,20	2,16	2,13	2,09	2,05	2,02	1,98	1,94	1,91	1,88	1,84	1,81	1,78	1,75	1,72	1,69	1,66	1,63	1,60	1,58	1,55	1,53
440	2,24	2,29	2,30	2,30	2,29	2,27	2,25	2,21	2,18	2,14	2,11	2,07	2,04	2,01	1,97	1,94	1,90	1,87	1,84	1,81	1,77	1,74	1,71	1,69	1,66	1,63	1,60	1,58	1,55	1,53	1,50
460	2,17	2,22	2,23	2,23	2,22	2,21	2,18	2,15	2,12	2,09	2,06	2,02	1,99	1,96	1,93	1,89	1,86	1,83	1,80	1,77	1,74	1,71	1,68	1,65	1,63	1,60	1,57	1,55	1,53	1,50	1,48
480	2,10	2,15	2,17	2,17	2,16	2,15	2,13	2,10	2,07	2,04	2,01	1,98	1,95	1,92	1,88	1,85	1,82	1,79	1,76	1,73	1,71	1,68	1,65	1,62	1,60	1,57	1,55	1,52	1,50	1,48	1,46
500	2,03	2,09	2,10	2,11	2,10	2,09	2,07	2,04	2,02	1,99	1,96	1,93	1,90	1,87	1,84	1,81	1,78	1,76	1,73	1,70	1,67	1,65	1,62	1,59	1,57	1,54	1,52	1,50	1,48	1,45	1,43
520	1,97	2,03	2,04	2,05	2,04	2,04	2,02	1,99	1,97	1,94	1,91	1,89	1,86	1,83	1,80	1,78	1,75	1,72	1,70	1,67	1,64	1,62	1,59	1,57	1,54	1,52	1,50	1,47	1,45	1,43	1,41
540	1,92	1,97	1,99	1,99	1,99	1,98	1,97	1,95	1,92	1,90	1,87	1,85	1,82	1,79	1,77	1,74	1,71	1,69	1,66	1,64	1,61	1,59	1,56	1,54	1,52	1,49	1,47	1,45	1,43	1,41	1,39
560	1,86	1,92	1,94	1,94	1,94	1,93	1,92	1,90	1,88	1,85	1,83	1,80	1,78	1,76	1,73	1,71	1,68	1,66	1,63	1,61	1,58	1,56	1,54	1,51	1,49	1,47	1,45	1,43	1,41	1,39	1,37
580	1,81	1,86	1,88	1,89	1,89	1,89	1,87	1,85	1,83	1,81	1,79	1,77	1,74	1,72	1,70	1,67	1,65	1,62	1,60	1,58	1,56	1,53	1,51	1,49	1,47	1,44	1,42	1,40	1,39	1,37	1,35
600	1,77	1,82	1,84	1,85	1,85	1,84	1,83	1,81	1,79	1,77	1,75	1,73	1,71	1,69	1,66	1,64	1,62	1,59	1,57	1,55	1,53	1,51	1,48	1,46	1,44	1,42	1,40	1,38	1,36	1,35	1,33
620	1,72	1,77	1,79	1,80	1,80	1,80	1,79	1,77	1,75	1,73	1,71	1,69	1,68	1,65	1,63	1,61	1,59	1,57	1,54	1,52	1,50	1,48	1,46	1,44	1,42	1,40	1,38	1,36	1,34	1,33	1,31
640	1,68	1,73	1,75	1,76	1,76	1,76	1,75	1,73	1,72	1,70	1,68	1,66	1,64	1,62	1,60	1,58	1,56	1,54	1,52	1,50	1,48	1,46	1,44	1,42	1,40	1,38	1,36	1,34	1,32	1,31	1,29
660	1,64	1,68	1,71	1,72	1,72	1,72	1,71	1,70	1,68	1,66	1,65	1,63	1,61	1,59	1,57	1,55	1,53	1,51	1,49	1,47	1,45	1,43	1,41	1,39	1,38	1,36	1,34	1,32	1,31	1,29	1,27
680	1,60	1,65	1,67	1,68	1,68	1,68	1,67	1,66	1,65	1,63	1,61	1,60	1,58	1,56	1,54	1,52	1,50	1,49	1,47	1,45	1,43	1,41	1,39	1,37	1,35	1,34	1,32	1,30	1,29	1,27	1,25
700	1,56	1,61	1,63	1,64	1,65	1,65	1,64	1,63	1,61	1,60	1,58	1,57	1,55	1,53	1,52	1,50	1,48	1,46	1,44	1,42	1,41	1,39	1,37	1,35	1,33	1,32	1,30	1,28	1,27	1,25	1,24

Abb. 3.3: Capacity Credit-Matrix des Hybrid-Kraftwerks in Abhängigkeit des Leistungsverhältnisses von PV- und Windpark)

In Abbildung 3.3 sind die Capacity Credits des PV- und Windparks dargestellt, die bei den jeweiligen Verhältnissen auftreten.

Erkenntnis

Aus Abbildung 3.1 ist zu erkennen, dass bei dem für diesen Fall gewählten initialen Ladezustand der Batterie von 90 %, das Hybrid-Kraftwerk zu 56 % des Jahres verfügbar ist. Durch die Hochskalierung des PV-Parks bzw. des Windparks auf Leistungen von bis zu jeweils 700 MW konnte eine Verfügbarkeit von 85 % bis 86,59 % erreicht werden, was einer durchschnittlichen Steigerung von etwa 30 % entspricht. Dementsprechend sind theoretisch mit einer Hochskalierung der Leistungen vom PV-Park und vom Windpark große Verfügbarkeitsgewinne möglich. Aus wirtschaftlicher Perspektive ist jedoch die Zweckmäßigkeit einer derart groß dimensionierten Auslegung von Photovoltaik- und Windkraftanlagen kritisch zu hinterfragen. Zusätzlich zu den erweiterten Kapazitäten der Photovoltaik- und Windkraftanlagen müssen potenziell auch zusätzliche Netzanschlusspunkte zum Übertragungsnetz in Betracht gezogen werden, die ihrerseits zusätzliche Kosten verursachen können. Da die Leistung der jeweiligen Kraftwerke um etwa das Fünffache der tatsächlichen Nennleistung erweitert werden müsste, um dem Anlagenbetreiber eine Vermarktung von 40 MWh aus dem Energiespeicher zu ermöglichen, erscheint diese Vorgehensweise als nicht sinnvoll. Außerdem ist aus Abbildung 3.3 zu erkennen, dass der tatsächliche Beitrag der Erzeugungsanlagen im Vergleich zur maximalen möglichen Energie mit zunehmender Di-

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

mensionierung des PV- und Windparks sinkt. Bei der Auslegung eines Hybrid-Kraftwerks zur Nutzung als schwarzstartfähige Anlage kann zur Evaluierung potenzieller Kapazitätserweiterungen des PV- und Windparks neben dem Verfügbarkeitszuwachs somit auch der Capacity Credit als Bewertungskriterium für die Sinnhaftigkeit herangezogen werden.

Darüber hinaus lässt sich eine weitere Erkenntnis aus Abbildung 3.2 ableiten. Bei einer maximalen Dimensionierung des Windparks auf 700 MW kann der PV-Park deutlich kleiner dimensioniert werden, um eine Verfügbarkeit von 85 % zu erreichen, als dies bei maximaler Dimensionierung des PV-Parks für den Windpark der Fall wäre. Dieser Zusammenhang wird durch die folgenden Verhältnisse deutlich veranschaulicht.

Verhältnis der maximal möglichen Leistung des Windparks zur zusätzlich benötigten Leistung des PV-Parks zur Erreichung einer Verfügbarkeit von 85 %:

$$\frac{700\,MW}{320\,MW} = 2,19 \tag{3.11}$$

Verhältnis der maximal möglichen Leistung des PV-Parks zur zusätzlich benötigten Leistung des Windparks zur Erreichung einer Verfügbarkeit von 85 %:

$$\frac{700\,MW}{560\,MW} = 1,25 \tag{3.12}$$

Aus den Verhältnissen 3.11 und 3.12 lässt sich schlussfolgern, dass die Energie aus dem Windpark einen größeren Teil zur Aufladung der Batterie beiträgt, als die Energie aus dem PV-Park. Dies lässt sich damit erklären, dass der Ertrag von Photovoltaikanlagen während etwa 50 % des Jahres Null beträgt. Dementsprechend ist der Beitrag des Windparks höher, da es unabhängig von der Sonneneinstrahlung Energie erzeugen kann. Es ist jedoch zu beachten, dass diese Ergebnisse von der geografischen Lage abhängen und auf der Grundlage der verfügbaren Einspeisezeitreihen ermittelt wurden. Die Verfügbarkeit des Hybrid-Kraftwerks im Abhängigkeit des Verhältnisses von PV- und Windenergie ist stark standort- und wetterdatenabhängig. An einem anderen Standort könnte sich dieses Verhältnis zugunsten der Photovoltaikanlagen ändern. Um dies zu überprüfen, wäre eine Analyse zusätzlicher Einspeisedaten von verschiedenen Standorten erforderlich.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

3.1.3 Sensitivität: Perfekte Vorausschau

Die Verfügbarkeitsanalyse des Hybrid-Kraftwerks in Abhängigkeit der Leistungen vom PV- und Windpark, hat ergeben, dass sehr großen Dimensionierungen dieser Hybrid-Kraftwerkseinheiten erforderlich sind, um die Energiemengen der Batterie für eine Vermarktung zu erweitern. Die Vergrößerung der Dimensionierungen der einzelnen Kraftwerke würde sowohl in technischer als auch in wirtschaftlicher Hinsicht erhebliche Herausforderungen für den Betreiber der Anlage darstellen. Ein weiterer möglicher Ansatz zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit des Hybrid-Kraftwerks wäre die Lockerung der Anforderungen an eine fest reservierte Energiemenge für die Vermarktung. Abhängig von den Wetterbedingungen kann es möglich sein, mehr als 2 % von der Batteriekapazität zu vermarkten (in Bezug auf Erkenntnis 3.1.1), sodass eine rechtzeitige Aufladung der Batterie zum Zeitpunkt des Beginns der Schwarzstart-Dienstleistung gewährleistet werden kann. Die minimalen Ladezustände, auf den die Batterie für Vermarktungszwecke entladen werden kann, könnte auf Basis der Wettervorhersagen ermittelt werden. Zur Untersuchung dieses Ansatzes wurden die überschüssigen Energiemengen analysiert, die zusätzlich zur vorgehaltenen Primärenergie von 2 % der Batteriekapazität anfallen. Anschließend wurde ermittelt, wie häufig im Verlauf des Jahres die Batterie, ausgehend von einem initialen Ladezustand von 98 %, auf niedrigere Ladezustände entladen werden könnte. Die Untersuchung zielt darauf ab, Erkenntnisse über die Häufigkeit und das Ausmaß der auftretenden Energieüberschüsse zu gewinnen. Aus den gewonnenen Erkenntnissen werden Rückschlüsse auf die Häufigkeit der Vermarktung größerer Energiemengen aus dem Batteriespeicher gezogen.

Methodik und Annahmen

Für die Verfügbarkeitsberechnung wurde folgende Ausgangsdimensionierung des Hybrid-Kraftwerks zugrunde gelegt:

- Kapazität des Batteriespeicher-Kraftwerks: $E_B = 400$ MWh
- Initialer Ladezustand der Batterie: 98 %
- Energieinhalt des Batteriespeicher-Kraftwerks: $E_{B,t_0} = 392$ MWh
- Leistung des Photovoltaikparks: $P_{PV} = 128$MW
- Leistung des Windparks: $P_W = 116$MW
- Zeit zur Herstellung der Einsatzbereitschaft $t_{EB} = 2$ h
- Primärenergievorhaltung: $W_{Min} = 400$ MWh

Des Weiteren wurden die Einspeiseprofile des PV- und Windparks gemäß Anhang A.1 und A.2 für die Berechnung hinterlegt.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Zur Bestimmung der zusätzlich zur vorgehaltenen Primärenergie anfallenden Energiemengen wurden im ersten Schritt für jeden Zeitpunkt des Jahres in 15-minütiger Auflösung die Energiemengen berechnet, die während der Phase der Herstellung der Einsatzbereitschaft (t_{EB}) angefallen sind:

$$E_{SS}(i) = E_{B,t_0}(i) + E_{PV}(i+1,\ldots,i+n) + E_{W}(i+1,\ldots,i+n) \tag{3.13}$$

Der Parameter n entspricht der Anzahl der Viertelstunden-Werte, die die Zeitdauer t_{EB} abbilden.

$$n = t_{EB} \cdot 4\,\frac{1/4\,h}{h} = 2\,h \cdot 4\,\frac{1/4\,h}{h} = 8 \tag{3.14}$$

Die Energie für den Schwarzstart (E_{SS}) enthält hierbei initialen Ladezustand der Batterie zum Eintrittszeitpunkt des Blackouts (E_{B,t_0}) als auch die Energiemengen, die in den 2 Stunden bis zur Herstellung der Schwarzstartbereitschaft durch den PV-Park (E_{PV}) und den Windpark (E_W) eingespeist werden. Der Parameter E_{SS} umfasst demnach sowohl die vorgehaltene Primärenergie für den Schwarzstartfall als auch den durch erneuerbare Energien erzeugten Energieüberschuss. Der Energieüberschuss ist äquivalent zu der Energiemenge, die zusätzlich zur Primärenergievorhaltung vermarktet werden kann. Zur Ermittlung der zur Vermarktung verfügbaren Energiemenge (E_{Verm}) wurde für jeden betrachteten Zeitpunkt die Primärenergievorhaltung (W_{Min}) von der Energie für den Schwarzstart subtrahiert:

$$E_{Verm}(i) = E_{SS}(i) - W_{Min} \tag{3.15}$$

Um negative Werte für E_{Verm} zu vermeiden, wurde im Falle, dass die E_{SS} kleiner als W_{Min} ist bzw. die Anforderung Primärenergievorhaltung nicht erfüllt wird, E_{Verm} auf Null gesetzt:

$$E_{Verm}(i) = 0 \tag{3.16}$$

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Die angewandte Berechnung ist im Algorithmus 1 zusammengefasst.

Algorithmus 1 Ermittlung der zur Vermarktung verfügbaren Energiemenge

Eingangsgrößen: Energie für den Schwarzstart E_{SS}, Primärenergievorhaltung W_{Min}
Ausgangsgsrößen: Energieüberschuss für eine mögliche Vermarktung E_{Verm}
Initialisierung: N = 34936

```
for i von 1 bis N do
    if E_SS(i) ≥ W_Min(i) then
        E_Verm(i) = E_SS(i) − W_Min(i)
    else
        if E_SS(i) < W_Min(i) then
            E_Verm(i) = 0
        end if
    end if
end for
```

Zur Berechnung der einzelnen möglichen minimalen Ladezustände ($\mathrm{E_{B,min}}$) wurden pro Zeitpunkt vom eingestellten initialen Ladezustand der Batterie ($\mathrm{E_{B,t_0}}$) die überschüssige Energie für eine mögliche Vermarktung ($\mathrm{E_{Verm}}$) subtrahiert:

$$E_{\mathrm{B,min}}(i) = E_{\mathrm{B,t_0}}(i) - E_{\mathrm{Verm}}(i) \tag{3.17}$$

Wie im Algorithmus 2 dargestellt, wurde die Berechnung für die gesamte Zeitreihe angewandt:

Algorithmus 2 Ermittlung der minimal möglichen initialen Ladezustände

Eingangsgrößen: Initialer Ladezustand der Batterie $E_{\mathrm{B,t_0}}$, Energieüberschuss für eine mögliche Vermarktung E_{Verm}
Ausgangsgsrößen: Minimal möglichen initialen Ladezustände $E_{\mathrm{B,min}}$
Initialisierung: N = 34936

```
for i von 1 bis N do
    E_B,min(i) = E_B,t0(i) − E_Verm(i)
end for
```

Die minimal möglichen Ladezustände wurden in abschließend für die grafische Darstellung in Prozent umgerechnet:

$$E_{\mathrm{B,min}}(i)[\%] = \frac{E_{\mathrm{B,min}}(i)[MWh]}{400\,MWh} \cdot 100\,\% \tag{3.18}$$

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Für die Häufigkeitsanalyse wurde angenommen, dass der Anlagenbetreiber über eine perfekte Vorausschau (Perfect Forecast) der Wetterprognosen verfügt.

Ergebnis

Energieüberschuss

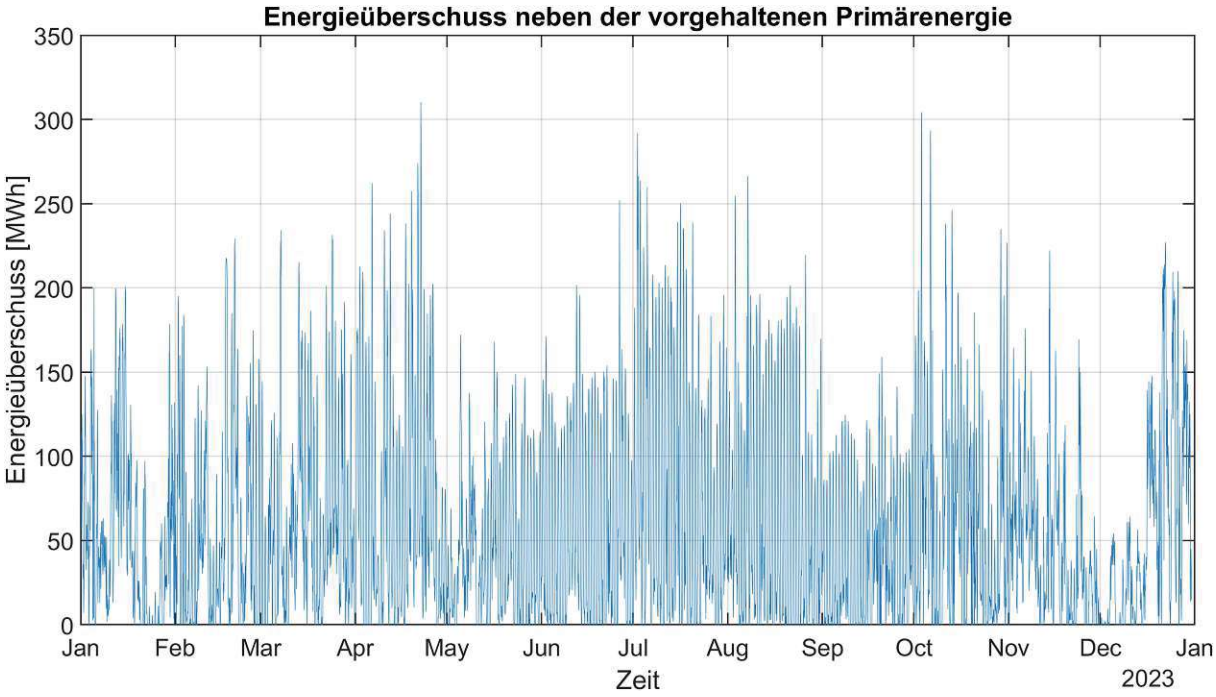

Abb. 3.4: Energieüberschuss neben der vorgehaltenen Primärenergie (E_{Verm})

In Abbildung 3.4 ist der Energieüberschuss neben der vorgehaltenen Primärenergie über das Jahr zu sehen. Das Diagramm veranschaulicht die Menge an Energie, die im Laufe des Jahres zusätzlich zu den vorgehaltenen 2 % bzw. 8 MWh aus der Batterie für die Vermarktung verfügbar ist. Besonders hervorzuheben sind die drei Spitzenwerte Mitte April, Anfang Juli und Anfang Oktober, die bis zu 300 MWh erreichen. Diese Maximalwerte können durch günstige Wetterbedingungen für die Stromerzeugung sowohl aus Photovoltaik- als auch aus Windenergie erklärt werden. In dem Diagramm ist zu beachten, dass für jeden Zeitpunkt die Energie der folgenden 2 Stunden berücksichtigt wird. Das bedeutet, dass sich die Berechnungsfenster der einzelnen Werte für E_{Verm} überschneiden, sodass die Ermittlung der vermarktbaren Jahresenergie nicht durch einfache Summation der einzelnen Werte erfolgen kann.

Um die Häufigkeit der anfallenden Energiemengen für eine potentielle Vermarktung zu untersuchen, wurden die Werte von E_{Verm} der Größe nach sortiert und in Abbildung 3.5 als Dauerlinie grafisch dargestellt.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

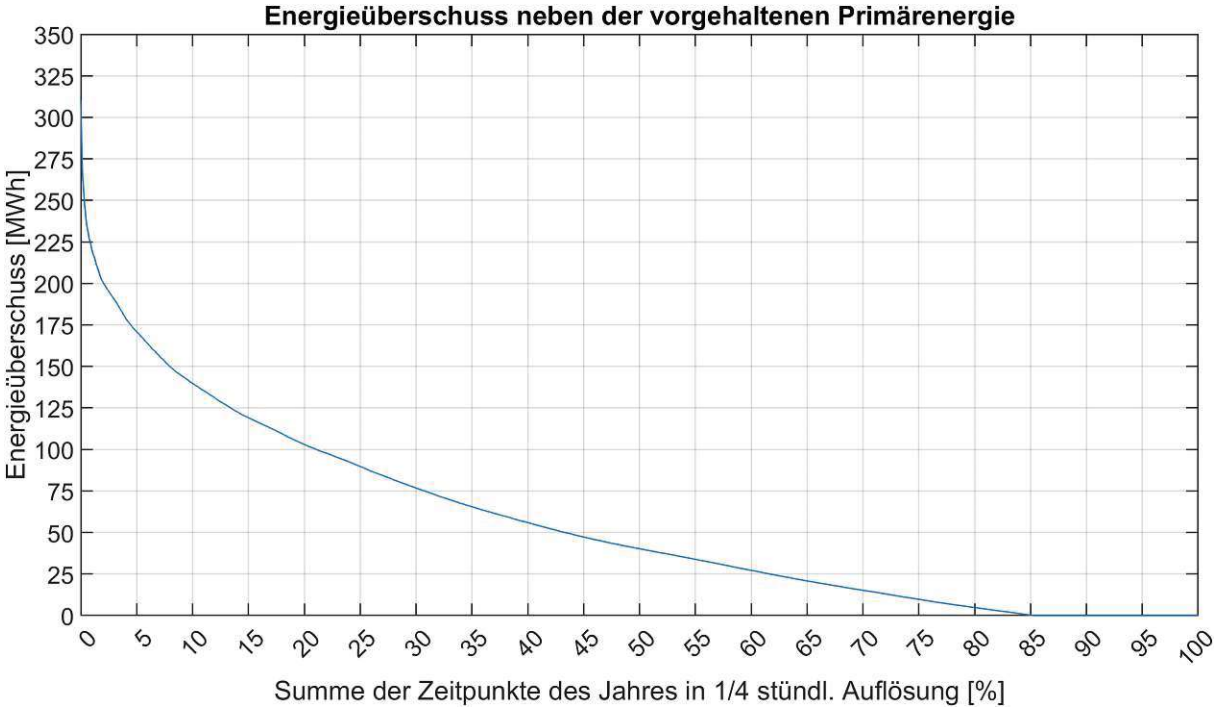

Abb. 3.5: Energieüberschuss neben der vorgehaltenen Primärenergie (E_{Verm}) - Dauerlinie

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Minimal mögliche Ladezustände

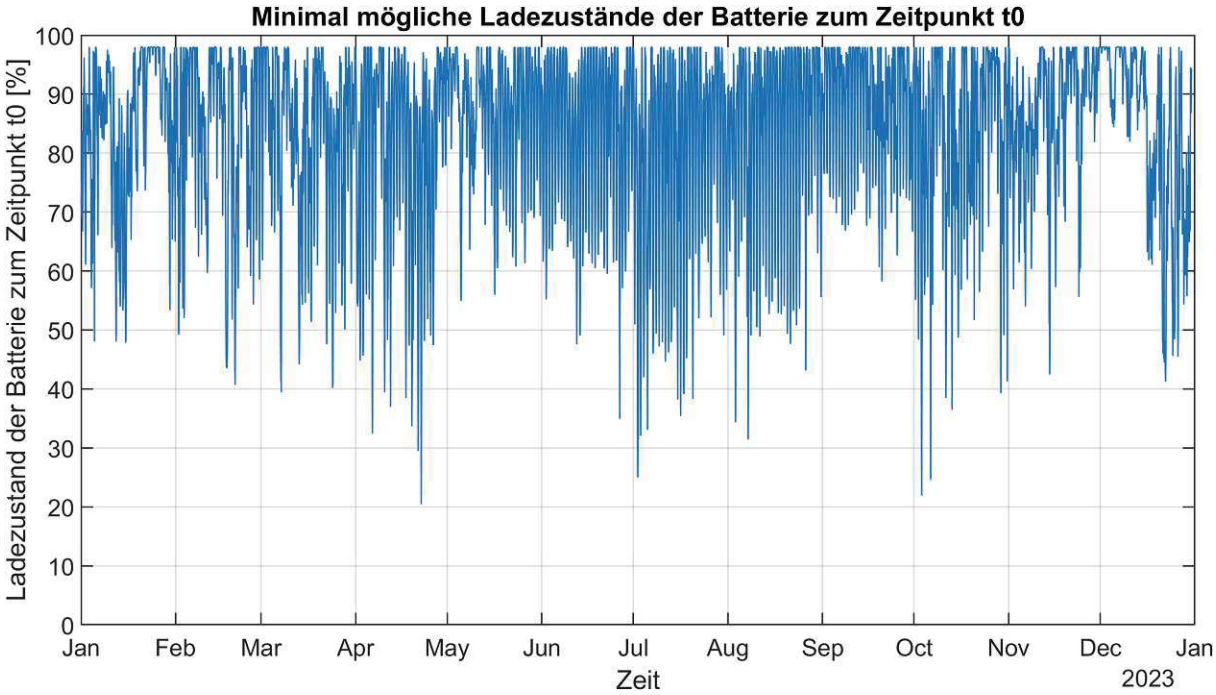

Abb. 3.6: Minimal mögliche Ladezustände der Batterie zum Zeitpunkt t_0 ($E_{B,min}$)

Aus Abbildung 3.6 geht hervor, welche minimalen Ladezustände der Batterie im Jahresverlauf möglich sind. Der Verlauf der Kurve entspricht einer an der x-Achse gespiegelten Kurve aus Abbildung 3.4. Aufgrund dieser veränderten Betrachtungsweise können jedoch neue Erkenntnisse gewonnen werden. Zu diesem Zweck wurden die Ladezustände als Dauerlinie in Abbildung 3.7 grafisch dargestellt.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU WIEN Bibliothek Your knowledge hub

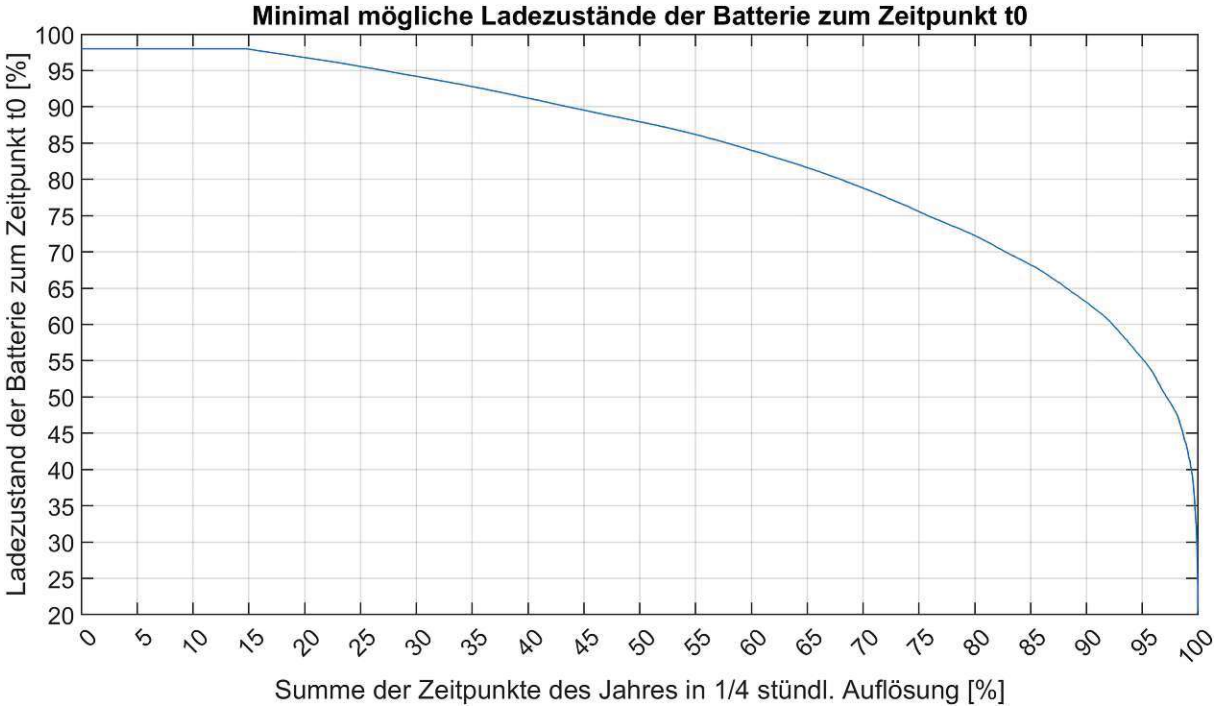

Abb. 3.7: Minimal mögliche Ladezustände der Batterie zum Zeitpunkt t_0 ($E_{B,min}$) - Dauerlinie

Erkenntnis

Aus Abbildung 3.5 geht hervor, wie häufig verschiedene Mengen an überschüssiger Energie auftreten. Beispielsweise tritt in 20 % der Zeitpunkte im Jahr ein Energieüberschuss von 100 MWh auf. Daher ist es im Verlauf des Jahres grundsätzlich möglich, mehr als 2 % der Batteriekapazität zu vermarkten. Es ist jedoch zu berücksichtigen, dass diese Ergebnisse auf der Annahme einer perfekten Wetterprognose basieren. Der Anlagenbetreiber kann im Voraus nicht mit absoluter Genauigkeit vorhersagen, wie sich die Wetterbedingungen hinsichtlich Sonneneinstrahlung und Windverhältnissen entwickeln werden. Jede Vermarktung von mehr als 2 % der Batteriekapazität ist daher mit einem gewissen Risiko verbunden, die Anforderungen an die Primärenergievorhaltung möglicherweise nicht erfüllen zu können. Um dieses Risiko zu minimieren, muss der Anlagenbetreiber über ein integriertes Hybrid-Kraftwerks-Management-System gemäß Kapitel 2.3.2 verfügen. Dieses System berechnet auf Basis der verfügbaren Wetterprognosen die potenziellen Vermarktungsmengen für bestimmte Zeiträume unter Berücksichtigung eines Sicherheitspuffers und steuert die einzelnen Hybrid-Kraftwerkseinheiten entsprechend.

Zur Bewertung der Vermarktungseinschränkung im Vergleich zu einer vollständig frei vermarkteten Batterie wurde die Fläche unterhalb der Dauerlinie aus Abbildung 3.5 als Indikator herangezogen und ins Verhältnis zur aufgespannten Fläche einer frei vermarkteten

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Batterie gesetzt. Die von der frei vermarkteten Batterie aufgespannte Fläche entspricht hierbei der Fläche unterhalb einer horizontalten Linie bei 400 MWh.

$$\frac{\int_{x_1}^{x_2} E_{\text{Verm}}\, dx}{\int_{x_1}^{x_2} E_{\text{Verm,frei}}\, dx} = 0,14 = 14\,\% \tag{3.19}$$

Die Werte x_1 und x_2 kennzeichnen jeweils den Anfangs- und Endwert der zur Berechnung verwendeten Vektoren E_{Verm} und $E_{\text{Verm,frei}}$. Aus dem Verhältnis 3.19 lässt sich schlussfolgern, dass das vermarktbare Potenzial einer Batterie durch die Einschränkung der Primärenergievorhaltung um 86 % verringert wird. Je höher das Verhältnis ist, umso größer ist das vermarktbare Potenzial der Batterie des Hybrid-Kraftwerks. In einer Dimensionierungssituation kann somit die Dauerlinie von E_{Verm} gemäß Abbildung 3.5 für den Anlagenbetreiber als Indikator zur Bewertung der potenziell vermarktbaren Energie der Batterie dienen.

Aus dem Diagramm in Abbildung 3.7 ist ersichtlich, zu wie viel Prozent der Zeitpunkte über das Jahr der Ladezustand der Batterie auch tiefer als 98 % gefahren werden kann. So ist es beispielsweise möglich, die Batterie zu 5 % der Zeitpunkte im Jahr auf einen Ladezustand von 55 % zu entladen und die entladene Energie am Intraday-Markt zu vermarkten. Hierbei wäre sichergestellt, dass durch die Energie des PV-Parks und des Windparks der Batteriespeicher innerhalb von 2 Stunden wieder rechtzeitig auf 100 % aufgeladen wird. Dabei wurde jedoch nicht berücksichtigt, ob eine Vermarktung der Energie ertragreich wäre bzw. ob beim Verkauf der Energie lukrative Preise erzielt werden könnten.

In den Zeitpunkten, die im Diagramm auf der rechten Seite liegen, ist tendenziell ein Überangebot an erneuerbarer Energie zu erwarten. Infolgedessen werden die Marktpreise für die Energie sehr niedrig sein, möglicherweise sogar negativ. Insgesamt lässt sich schließen, dass eine Entladung der Batterie auf Ladezustände unter 98 % möglich ist. In diesen Fällen ist es jedoch aufgrund der Korrelation mit niedrigen Marktpreisen eher unwahrscheinlich, dass der Anlagenbetreiber diese Energie vermarktet.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU WIEN Bibliothek Your knowledge hub

3.1.4 Fazit

Die Analysen unter der Prämisse einer anteiligen Vorhaltung der im Batteriespeicher des Hybrid-Kraftwerks gespeicherten Energie für die Vermarktung haben bestätigt, dass eine wirtschaftliche Nutzung des Energiespeichers zusätzlich zur Primärenergievorhaltung technisch als auch wirtschaftlich herausfordernd ist. Ist der Batteriespeicher E_B auf die erforderliche Kapazität zur Vorhaltung der Primärenergie W_{Min} ausgelegt, erweist sich eine Vermarktung der darin gespeicherten Energie unter den gegebenen Dimensionierungsparametern des Hybrid-Kraftwerks als nicht zweckmäßig. Bereits bei einer Vorhaltung von mehr als 2 % der Batteriekapazität für Vermarktungszwecke wird die angestrebte jährliche Verfügbarkeit des Hybrid-Kraftwerks von 85 % nicht erreicht. Um eine Erhöhung der vorgehaltene Energiemenge für eine Vermarktung bei gleichzeitiger Sicherstellung der angestrebten Verfügbarkeit zu realisieren, besteht die Möglichkeit, die Betriebsparameter der Hybrid-Kraftwerkseinheiten anzupassen. Im Rahmen der Analyse wurden hierzu die Leistungsparameter des Photovoltaik- und Windparks erhöht. Durch eine etwa fünffache Vergrößerung der jeweiligen Kraftwerksleistungen konnte der Anteil der vermarktbaren Batteriekapazität von 2 % auf 10 % gesteigert werden. Der Aufwand für die Erweiterung der Kraftwerkskapazitäten sowie eine mögliche Notwendigkeit zusätzlicher Netzanschlusspunkte zum Übertragungsnetz erweisen sich im Verhältnis zur zusätzlich gewonnenen vermarktbaren Batteriekapazität jedoch als unverhältnismäßig. Durch die Annahme eines Perfect Forecasts ist eine Optimierung des Betriebs möglich. Die Häufigkeitsanalysen haben gezeigt, dass die Batterie zu mehreren Zeitpunkten im Jahr auf weniger als 98 % ihrer Kapazität entladen werden kann. Die zulässige Entladetiefe hängt von den Dargebot an Sonneneinstrahlung und Wind bzw. von den Ertrag der erneuerbaren Energiequellen ab, welche die Batterie nach der Entladung rechtzeitig innerhalb der geforderten Zeitspanne zur Herstellung der Einsatzbereitschaft wieder auf die erforderliche Primärenergievorhaltung aufladen. Um eine flexiblere Vermarktung Batterie zu ermöglich ist ein Algorithmus notwendig, welcher die die vermarktbaren Energiemengen basierend auf verfügbaren Wetterprognosen und Intraday-Marktpreisen berechnet. Ein übergeordnetes Hybrid-Kraftwerks-Management-System steuert dementsprechend die einzelnen Hybrid-Kraftwerkseinheiten.

In den Analysen wurde nicht untersucht, ob eine Vermarktung der Energie für den Anlagenbetreiber wirtschaftlich ertragreich wäre. Eine tiefere Batterieentladung beziehungsweise die Vermarktung größerer Batteriekapazitäten ist nur in Zeiten eines hohen Dargebots an Photovoltaik- und Windenergie möglich. In Deutschland sind bei dem erwartenden Ausbauszenario für Erneuerbare Energien bei einem Überangebot die Marktpreise jedoch in der Regel sehr niedrig, sodass eine Vermarktung der Batteriekapazität unter diesen Bedingungen als nicht lukrativ erscheint.

Technisch betrachtet ist eine Vermarktung der Batteriekapazität zusätzlich zur Vorhaltung der Primärenergie für den Schwarzstart durchaus realisierbar. Die Analysen deuten

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU WIEN Bibliothek Your knowledge hub

jedoch darauf hin, dass die wirtschaftliche Sinnhaftigkeit für den Anlagenbetreiber einer weitergehenden Prüfung und detaillierteren Analyse bedarf.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU WIEN Bibliothek Your knowledge hub

3.2 Prämisse: Erlösoptimierte Vermarktung des Hybrid-Speichers

In der zweiten Untersuchung wurden Analysen unter der Prämisse einer erlösoptimierten Vermarktung der in dem Batteriespeicher des Hybrid-Kraftwerks gespeicherten Energie auf dem Intraday-Markt durchgeführt. Zu diesem Zweck wurde ein exemplarisches Batterieprofil erstellt, das neben der Primärenergievorhaltung auch die Vermarktung von Energie am Intraday-Markt umfasst. Zur Berechnung des Batterieprofils wurde ein Algorithmus entwickelt, der darauf ausgelegt ist, bei einer maximalen Verfügbarkeit des Hybrid-Kraftwerks von 100 % auch den Erlös aus der Vermarktung der Batterieenergie zu optimieren. Basierend auf diesen Prämissen korreliert der Algorithmus die vermarktbaren Energiemengen mit den Intraday-Preisen und ermittelt in einem abschließenden Berechnungsschritt die Ladezustände der Batterie pro Zeitpunkt für die Entlade- und Auflade Zyklen. Das generierte Batterieprofil wird abschließend analysiert, um Schlussfolgerungen zur technischen Auslegung von Batteriespeichern in Hybrid-Kraftwerken zu ziehen und Ausblicke auf deren zukünftige Entwicklungen zu geben.

Methodik und Annahmen

Für die Berechnung des Batterieprofils wurde folgende Ausgangsdimensionierung des Hybrid-Kraftwerks zugrunde gelegt:

- Leistung des Batteriespeicher-Kraftwerks: $P_B = 200$ MW
- Kapazität des Batteriespeicher-Kraftwerks: $E_B = 400$ MWh
- Leistung des Photovoltaikparks: $P_{PV} = 128$ MW
- Leistung des Windparks: $P_W = 116$ MW
- Zeit zur Herstellung der Einsatzbereitschaft $t_{EB} = 2$ h
- Primärenergievorhaltung: $W_{Min} = 400$ MWh

Des Weiteren wurden die Einspeiseprofile des PV- und Windparks gemäß Anhang A.1 und A.2 für die Berechnung hinterlegt.

Außerdem wurde davon ausgegangen, dass die Batterie sowie der PV- und Windpark im Falle eines Blackouts ein Inselnetz bilden und die Erzeugungsanlagen darin weiter betrieben werden können.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU WIEN Bibliothek Your knowledge hub

Abbildung 3.8 zeigt exemplarisch einen vollständigen Entlade- und Auflade Zyklus der Batterie im Rahmen der Vermarktung der gespeicherten Energie am Intraday-Markt. Die Abbildung entspricht einem Ausschnitt aus dem für die Analyse generierten Batterieprofil.

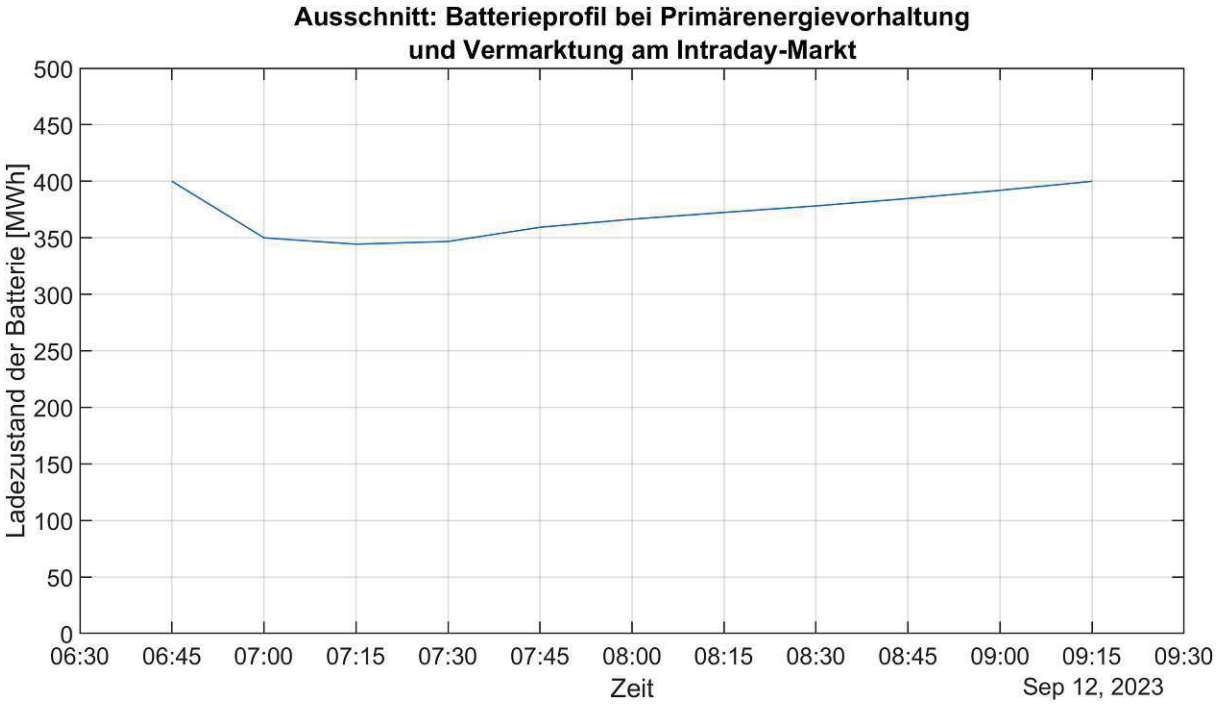

Abb. 3.8: Ausschnitt: Batterieprofil bei Primärenergievorhaltung und Vermarktung am Intraday-Markt

Die um 07:15 Uhr verfügbare Energie von etwa 55 MWh wird im Zeitfenster von 06:30 bis 06:45 Uhr zu den aktuellen Intraday-Marktpreisen verkauft. Anschließend erfolgt im Zeitraum von 06:45 bis 07:15 Uhr die Lieferung der verkauften Energiemenge durch die Entladung der Batterie. Nach Erreichen des minimal möglichen Ladezustandes zum Zeitpunkt 07:15 Uhr bzw. nach Abschluss der Energielieferung, wird die Batterie in den folgenden 2 Stunden vollständig aufgeladen, sodass bis 09:15 Uhr die Primärenergiebereitstellung von 400 MWh wiederhergestellt ist. In diesem Fall würde ein Blackout um 07:00 Uhr das Worst-Case-Szenario darstellen.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Zur Generierung des gesamten Batterieprofils ist eine Abfolge von Anweisungen im Algorithmus erforderlich. Ein Flussdiagramm zum Algorithmus ist in der folgenden Abbildung 3.9 dargestellt.

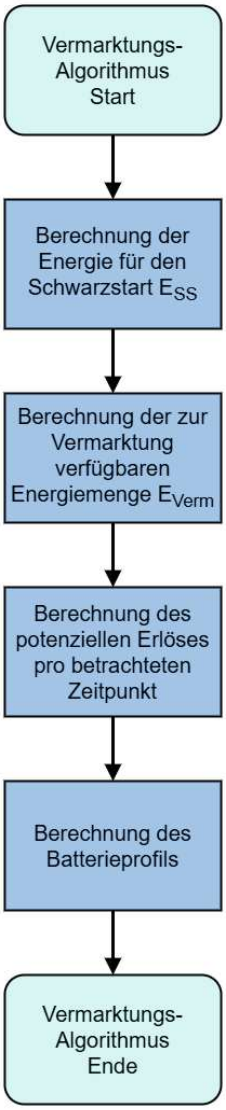

Abb. 3.9: Flussdiagramm für die Berechnung des Batterieprofils

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU WIEN Bibliothek Your knowledge hub

Berechnung von E_{SS} und E_{Verm}

Im ersten Schritt wird die Energie für den Schwarzstart E_{SS} gemäß Formel 3.13 berechnet. Anschließend wird die zur Vermarktung verfügbare Energie (E_{Verm}) unter Anwendung des Algorithmus 1 ermittelt. Die Energie E_{Verm} entspricht, wie bereits in Kapitel 3.1.3 dargelegt, jener Energie, welche der Batterie maximal entnommen werden darf, sodass die Batterie innerhalb der Zeit zur Herstellung der Einsatzbereitschaft wieder auf die Primärenergievorhaltung von 400 MWh aufgeladen werden kann. Der Algorithmus setzt voraus, dass das Hybrid-Kraftwerk zu 100 % verfügbar ist, was einer Maximierung des von dem Übertragungsnetzbetreiber vergüteten Entgelts für die Bereitstellung der Schwarzstart-Dienstleistung entspricht. Unter der Prämisse einer 100%igen Verfügbarkeit des Hybrid-Kraftwerks wird ein Batterieprofil ermittelt, das den maximalen Erlös aus der zusätzlichen Vermarktung der in der Batterie gespeicherten Energie am Intraday-Markt optimiert.

Berechnung des potenziellen Erlöses pro betrachteten Zeitpunkt

Am Intraday-Markt muss ein Geschäft innerhalb Deutschlands mindestens 5 Minuten vor der Lieferung der Energie abgeschlossen sein. [34] Für die Analyse wurde angenommen, dass die jeweilige Energiemenge zu einem Zeitpunkt i-1 (gemäß Abbildung 3.8: 06:30 bis 06:40 Uhr), vor Beginn der Lieferung bzw. Beginn der Entladung der Batterie zum Zeitpunkt i (gemäß Abbildung 3.8: 06:45 Uhr), verkauft wird.

Für die Berechnung des potenziellen Erlöses bedeutet dies, dass zunächst die relevanten Intraday-Preise identifiziert werden müssen, die für die jeweiligen zur Vermarktung verfügbaren Energiemengen von Bedeutung sind. Hierbei wurden die Intraday-Preise für das Jahr 2023 gemäß Anhang A.3 verwendet. Es wurde angenommen, dass die Batterie nach der Vermarktung bei jedem Entladevorgang mit ihrer maximalen Entladeleistung betrieben wird.

$$E_{\mathrm{B,Entladung}}[MWh] = P_{\mathrm{B}}[MWh] \cdot 0,25\,h \tag{3.20}$$

Das bedeutet für die durchgeführte Analyse, dass bei einer angenommenen Batterieleistung (P_B) von 200 MW die Batterie gemäß Formel 3.20 maximal um 50 MWh pro Viertelstunde entladen werden kann.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Zur Identifizierung der relevanten Intraday-Preise wird die Anzahl der 15-Minütigen Zeitabschnitte (m) berechnet, welche die Batterie zur Entladung der vermarkteten Energie bei maximaler Batterieleistung benötigt. Somit kann eine Energie zum Zeitpunkt i um den Intraday-Preis zum Zeitpunkt l=i-m vermarktet werden. Der Index m entspricht hierbei der Anzahl an Viertelstunden, welche zur Lieferung der vermarkteten Energie benötigt werden. Gemäß Abbildung 3.8 wäre dies der Zeitraum von 06:45 bis 07:15 Uhr bzw. ein Zeitraum von zwei Viertelstunden. Das Berechnungsverfahren zur Ermittlung des Erlöses ist im Algorithmus 3 dargestellt.

Algorithmus 3 Ermittlung des potenziellen Erlöses pro betrachteten Zeitpunkt

Eingangsgrößen: Für die Vermarktung verfügbare Energie E_{Verm} (Zeitreihe), Leistung der Batterie P_{B}, Intradaypreise $Intradaypreis$ (Zeitreihe)
Ausgangsgsrößen: Für die Vermarktung sortierten Intradaypreise $Intradaypreis_{\text{Verm}}$ (Zeitreihe), Erlös $Erloes$ (Zeitreihe)
Initialisierung: N = 34936

```
for i von 1 bis N do
    if E_Verm(i) > 0 then
        m = E_Verm(i) / (P_B · 0.25)
        m aufrunden
        l = i-m
        if l > 0 then
            Intradaypreis_Verm(i) = Intradaypreis(l)
        end if
    end if
end for
Erloes = E_Verm · Intradaypreis_Verm
```

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU WIEN Bibliothek Your knowledge hub

In Abbildung 3.10 ist der im Algorithmus 3 berechnete potenzielle Erlös für jeden betrachteten Zeitpunkt im Jahresverlauf dargestellt.

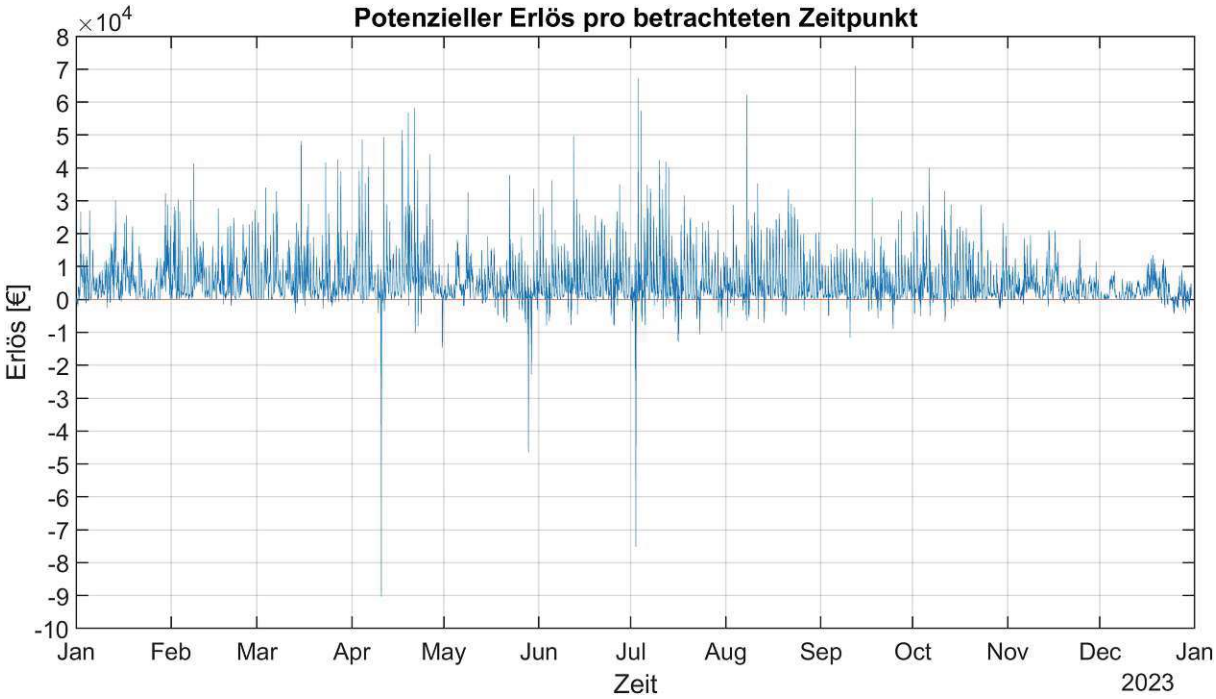

Abb. 3.10: Potenzieller Erlös pro betrachteten Zeitpunkt

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU WIEN Bibliothek Your knowledge hub

Berechnung des Batterieprofils

Als Basis für die Berechnung des Batterieprofils wurde der potenzielle Erlös aus Abbildung 3.10 der Größe nach sortiert werden. Das Ergebnis der Sortierung ist in Abbildung 3.11 dargestellt.

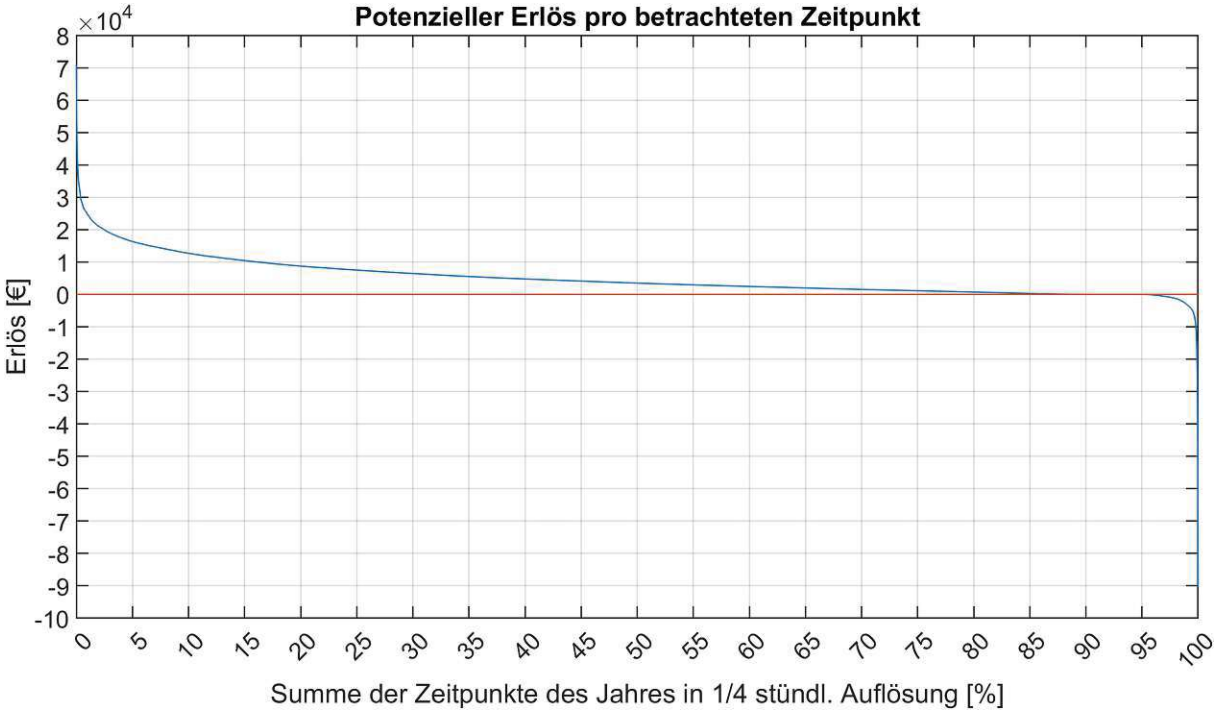

Abb. 3.11: Potenzieller Erlös pro betrachteten Zeitpunkt - sortiert

Aus Abbildung 3.11 ist ersichtlich, dass die Batterie zu ungefähr 90 % der Zeitpunkte mit einem positiven Erlös vermarktet werden kann. In den restlichen 10 % der Zeitpunkte, an denen ein negativer Erlös erzielt werden würde, fände daher keine Vermarktung statt. In weiterer Folge werden durch den Code die Indizes der Erlöse der Größe nach extrahiert und die Entlade- und Auflade Profile der Batterie pro Index berechnet.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Es wurde angenommen, dass die Batterie nicht zeitgleich entladen und aufgeladen werden kann. Bezüglich des Algorithmus 4 erfolgt nach dem Verkauf der Energie die Entladung der Batterie für id < k (gemäß Abbildung 3.8: 06:45 bis 07:15 Uhr). Sobald der minimal zulässige Ladezustand zum Zeitpunkt k (gemäß Abbildung 3.8: 07:15 Uhr) erreicht ist, wird die Batterie anschließend durch erneuerbare Energien für id > k wieder auf die vorzuhaltende Primärenergie von 400 MWh aufgeladen (gemäß Abbildung 3.8: 07:15 bis 09:15 Uhr). Um im Algorithmus sicherzustellen, dass sich die berechneten Zeitfenster für die Entladung und Aufladung der Batterie nicht überschneiden, werden die durch den Code bereits initialisierten Felder des Batterieprofils markiert und in jeder Iteration auf diese Markierung überprüft. Die Ermittlung des Batterieprofils ist im Algorithmus 4 dargestellt.

Algorithmus 4 Ermittlung des Batterieprofils

Eingangsgrößen: Erlös *Erloes* (Zeitreihe), Für die Vermarktung verfügbare Energie E_{Verm} (Zeitreihe), Leistung der Batterie P_{B}, Zeit zur Herstellung der Einsatzbereitschaft n, Batterieprofil *Batterieprofil* (Zeitreihe - initialisiert mit 400 MWh für jeden Zeitpunkt), Energie des PV-Kraftwerkes E_{PV} (Zeitreihe), Energie des Wind-Kraftwerkes E_{W} (Zeitreihe)
Ausgangsgsrößen: Batterieprofil *Batterieprofil* (Zeitreihe)
Initialisierung: N = 34936

```
for i von 1 bis N do
    Index k vom potenziell größten Erlös (aus der Zeitreihe Erloes) extrahieren
    m = E_Verm(i) / (P_B · 0.25)
    m aufrunden
    for id von (k-m) bis (k+n) do
        if id < k then
            if id == (k − m) then
                Batterieprofil(id) = Batterieprofil(id)
            else
                Batterieprofil(id) = Batterieprofil(id − 1) − P_B · 0.25
            end if
        end if
        if id == k then
            Batterieprofil(id) = Batterieprofil(id) − E_Verm(id)
        end if
        if id > k then
            Batterieprofil(id) = Batterieprofil(id − 1) + E_PV(id) + E_W(id)
        end if
    end for
end for
```

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Häufigkeitsanalyse der Ladezustände

Auf Grundlage des Batterieprofils wurde eine Häufigkeitsanalyse der Ladezustände des Batteriespeichers durchgeführt. Hierfür wurden die Speicherstände des berechneten Batterieprofils sortiert und anschließend geplottet. Auf diese Weise kann außerdem die Häufigkeit der Vermarktung bestimmter Energiemengen bewertet werden.

Berechnung der äquivalenten Vollzyklen (N_{eq})

Zur Quantifizierung der Speichernutzung des berechneten Batterieprofils wurde der äquivalente Vollzyklus als Indikator verwendet. Ein äquivalenter Vollzyklus entspricht hierbei einem vollständigen Entladen der Batterie von 100 % auf 0 % und dem anschließenden Wiederaufladen von 0 % auf 100 %, wie schematisch in Abbildung 3.12 dargestellt.

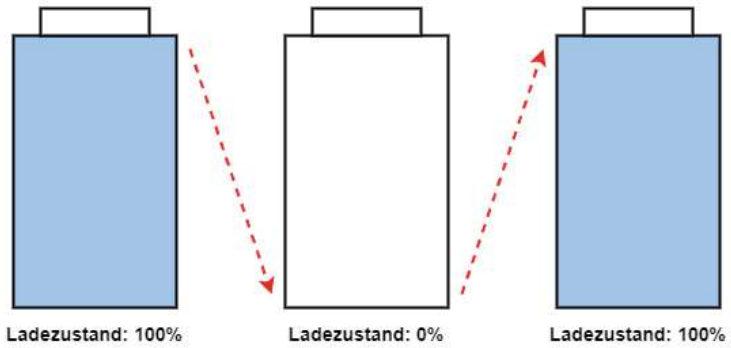

Abb. 3.12: Äquivalenter Vollzyklus

Es wurde angenommen, dass der Wirkungsgrad der Ladevorgänge 100 % beträgt. Dies bedeutet, dass zwischen den Entlade- und Aufladevorgängen keine Verluste auftreten. Der Energiedurchsatz für einen äquivalenten Vollzyklus einer Batterie mit einer Kapazität von 400 MWh beträgt demnach 800 MWh.

Zusätzlich wurde unter der Annahme gearbeitet, dass der gesamte Energiedurchsatz der Entladevorgänge über das Jahr hinweg dem Energiedurchsatz der Aufladevorgänge entspricht. Die Anzahl der äquivalenten Vollzyklen für jedes Batterieprofil kann berechnet werden, indem der gesamte Energiedurchsatz der Entladungen über das Jahr summiert ($E_{Entladungen,Ges}$) und anschließend durch die Hälfte des für einen Vollzyklus erforderlichen Energiedurchsatzes dividiert wird. Der halbe erforderliche Energiedurchsatz für einen Vollzyklus entspricht hierbei der Batteriekapazität (E_B).

$$N_{eq} = \frac{E_{Entladungen,Ges}}{E_B} \tag{3.21}$$

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Für die Ermittlung im Algorithmus wurden entsprechend Abbildung 3.13 zunächst die Differenz der aufeinanderfolgenden Speicherstände der jeweiligen Batterieprofile berechnet. Hierbei entsprechen die Entladungen im Differenz-Vektor negativen Werten und Aufladungen positiven Werten. Durch das Herausfiltern der negativen Werte aus dem Differenzvektor und die anschließende Summierung der gefilterten Werte wurde der Jahresenergiedurchsatz der Entladungen berechnet. Die Berechnung der Anzahl der äquivalenten Vollzyklen erfolgt gemäß Formel 3.21.

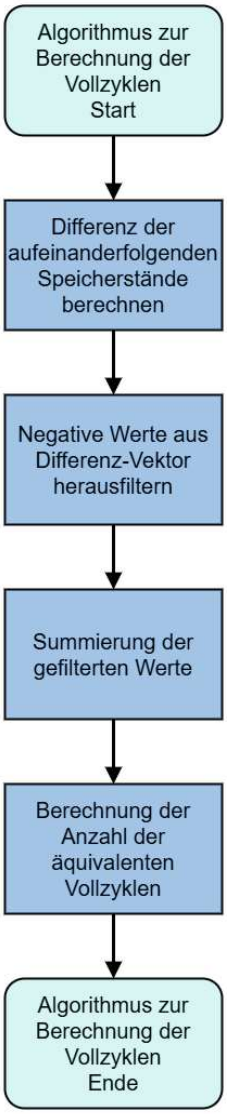

Abb. 3.13: Flussdiagramm zur Berechnung der äquivalenten Vollzyklen

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU WIEN Bibliothek Your knowledge hub

Ergebnis

Batterieprofil

Das vom Algorithmus erzeugte Batterieprofil ist in Abbildung 3.14 dargestellt.

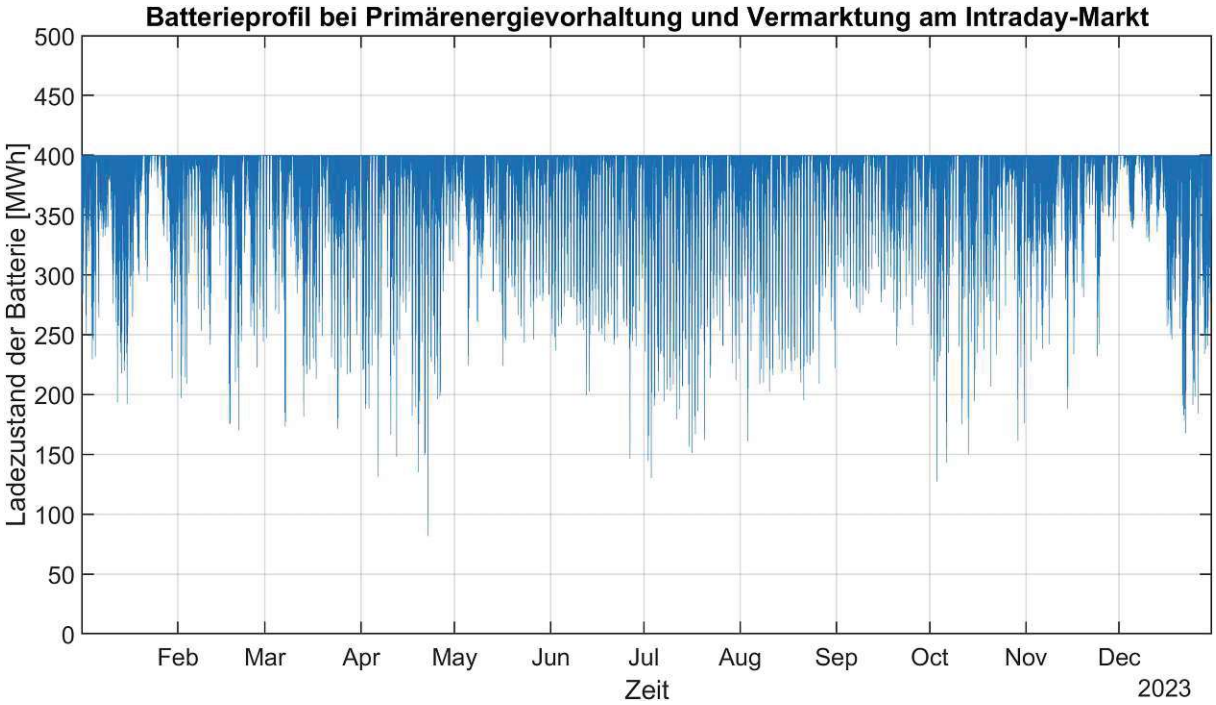

Abb. 3.14: Batterieprofil bei Primärenergievorhaltung und Vermarktung am Intraday-Markt

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU WIEN Bibliothek Your knowledge hub

Häufigkeitsanalyse der Ladezustände

In Abbildung 3.15 sind die sortierten Ladezustände des generierten Batterieprofils dargestellt.

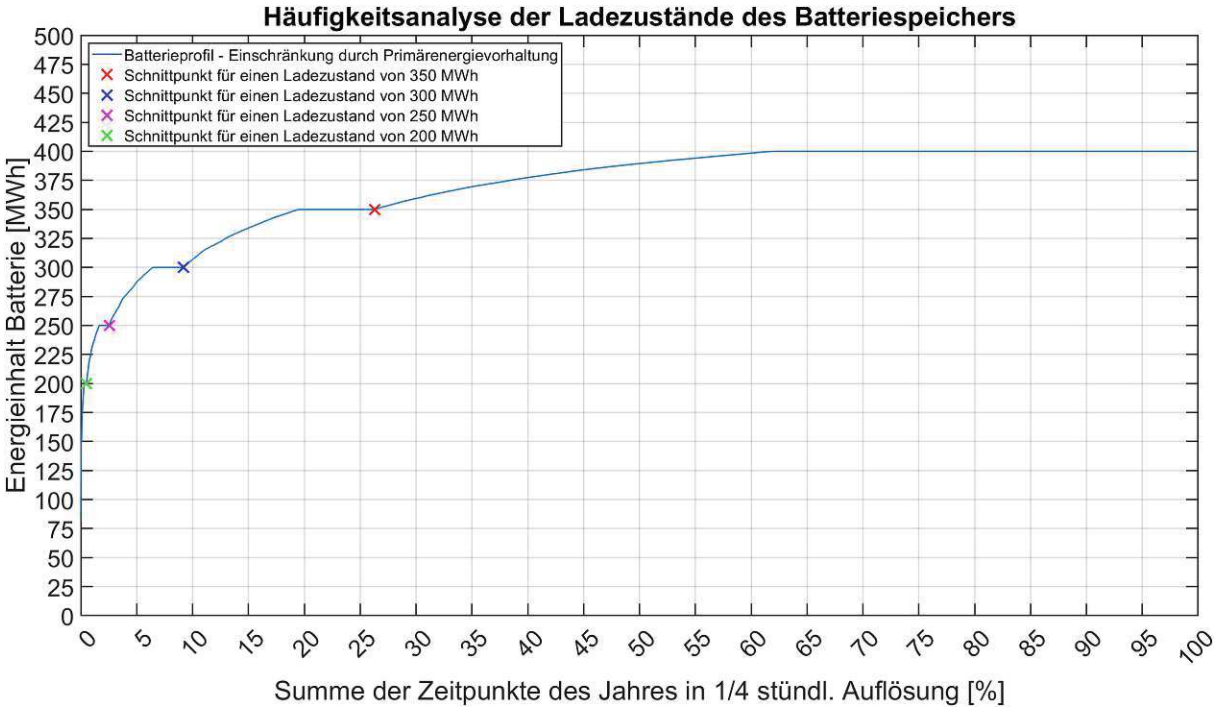

Abb. 3.15: Häufigkeitsanalyse der Ladezustände des Batteriespeichers

Äquivalente Vollzyklen

Formel 3.23 zeigt das Ergebnis der Berechnung der äquivalenten Vollzyklen basierend auf dem generierten Batterieprofil.

$$E_{\text{Entladungen,Ges}} = 267760\,MWh \tag{3.22}$$

$$N_{\text{eq}} = \frac{267760\,MWh}{400\,MWh} = 669,4 \tag{3.23}$$

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Erkenntnis

Das aus dem in Abbildung 3.14 generierten Jahresprofil der Batterie ersichtliche Ladeverhalten zeigt, dass die Batterie über das Jahr hinweg einen durchgehend hohen Ladezustand aufweist. Der durchschnittliche Ladezustand über das Jahr beträgt 370,5 MWh bzw. 92,6 % der Gesamtkapazität des Batteriespeichers. Der Dauerhaft hohe Ladezustand der Batterie kann den Alterungsprozess beschleunigen und die Lebensdauer der Batterie negativ beeinflussen. Insbesondere bei Lithium-Ionen-Batterien, die in vielen Energiespeichersystemen verwendet werden, führt ein langfristiger Betrieb bei hohen Ladezuständen zu einer erhöhten Degradation der elektrochemischen Materialien. Dies kann zu einer Reduktion der nutzbaren Kapazität und einer Verschlechterung der Leistungsfähigkeit der Batterie über die Zeit führen. In der Literatur wird empfohlen, die Batterie nicht dauerhaft bei einem Ladezustand von 100 % zu halten, um den Alterungsprozess zu verlangsamen und die Lebensdauer der Batterie zu maximieren. Ein Ladebereich zwischen 20 % und 80 % der maximalen Kapazität gilt hierbei oft als optimal für die Lebensdauer der Batterie. [35]

Diese Erkenntnisse deuten darauf hin, dass für eine maximale Lebensdauer der Batterie die Kapazität des Batteriespeicher größer ausgelegt sein müsste als die festgelegte Primärenergievorhaltung. Die Vergrößerung des Batteriespeichers ermöglicht zudem eine höhere Energiemenge, die für Vermarktungszwecke verwendet werden kann, wodurch das Hybrid-Kraftwerk wirtschaftlich optimiert wird. Eine größere Dimensionierung des Batteriespeichers unterstützt zudem Wartungsmaßnahmen, da Batterien für Wartungsarbeiten problemlos außer Betrieb genommen werden können, ohne die Verfügbarkeit des Hybrid-Kraftwerks zu beeinträchtigen.

Daher ist es sinnvoll, den Batteriespeicher auf eine Kapazität zu dimensionieren, die über die Primärenergievorhaltung hinausgeht. Hierbei obliegt es dem Anlagenbetreiber, eine sorgfältige Abwägung der technischen und wirtschaftlichen Aspekte vorzunehmen, um das ideale Verhältnis zwischen der Vergrößerung des Batteriespeichers und der daraus resultierenden Verlängerung seiner Lebensdauer zu ermitteln.

Die Häufigkeitsanalyse in Abbildung 3.15 veranschaulicht nochmals die Verhältnisse der Ladezustände. Daraus geht hervor, dass die Batterie aufgrund der unterliegenden Dimensionierung und der Primärenergievorhaltung in 40 % der Zeitpunkte im Jahr vollgeladen sein muss. Batteriespeicher von Hybrid-Kraftwerken, die als schwarzstartfähige Anlagen agieren, müssen gemäß den Anforderungen des Übertragungsnetzbetreibers möglichst häufig vollgeladen sein, um im Falle eines Blackouts die Primärenergie für den Schwarzstart zur Verfügung stellen zu können. Dies stellt einen eher unüblichen Anwendungsfall für eine Batterie dar. Sollten sich Hybrid-Kraftwerke mit Batteriespeichern künftig als schwarzstartfähige Anlagen etablieren, wäre es eine logische Konsequenz, dass sich Batteriehersteller verstärkt auf die Weiterentwicklung und Erforschung von Batterien konzentrieren, um Alterungsmechanismen bei hohen Ladezuständen zu minimieren.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Aus Abbildung 3.15 lässt sich zudem die Menge der vermarktbaren Energie ablesen. Der Ladezustand von 350 MWh markiert dabei den Schnittpunkt, der im Umkehrschluss einer vermarktbaren Energiemenge von 50 MWh entspricht. Beim eingeschränkten Batterieprofil ist beispielsweise die Vermarktung von 50 MWh lediglich zu ca. 26 % der Zeit im Jahr möglich. Je größer die betrachteten Energiemengen werden, umso geringer wird die Häufigkeit für eine mögliche Vermarktung. So ist eine Vermarktung von 200 MWh nur mehr zu ca. 0,5 % der Zeit im Jahr möglich. Die Abbildung verdeutlicht die geringe Nutzung des Speichers unter der Annahme der Primärenergievorhaltung und der zugrunde liegenden Dimensionierung des Hybrid-Kraftwerks. Die Häufigkeiten für die Vermarktung der spezifischen Energiemengen könnte durch eine Anpassung der Dimensionierung des Hybrid-Kraftwerks optimiert werden. Dafür ist eine detaillierte Analyse der Häufigkeiten der Vermarktung bestimmter Energiemengen in Abhängigkeit von den im Kapitel 2.3.3 beschriebenen Parametern des Hybrid-Kraftwerks erforderlich.

Gemäß Formel 3.23 ergibt die Berechnung der äquivalenten Vollzyklen aufgerundet den Wert 670. Das bedeutet, dass die Batterie bei einer Vermarktung unter der Prämisse der Primärenergievorhaltung etwa zweimal pro Tag vollständig geladen und entladen würde. Die Auswirkung dieser Beanspruchung wird durch einen Vergleich der berechneten Vollzyklen mit der sogenannten Zyklenfestigkeit (Cycle Life) deutlich. Die Zyklenfestigkeit gibt die Anzahl der Lade- und Entladezyklen an, die eine Batterie durchlaufen kann, bevor ihre Kapazität unter einen bestimmten Prozentsatz der ursprünglichen Kapazität fällt, welcher oft bei 80 % liegt. Hierbei beschreibt er Gesundheitszustand der Batterie (State of Health, SoH) die Degradation der Batterie und wird definiert als das Verhältnis der aktuellen Kapazität zur ursprünglichen Kapazität. [36]

$$SoH = \frac{E_{\mathrm{B,aktuell}}}{E_{\mathrm{B}}} \cdot 100\,\% \tag{3.24}$$

Die Zyklenfestigkeit liegt bei PV-Speichern mit einer Lithium-Ionen-Batterie laut Tabelle 2.2 bei 2000 bis 10000 Zyklen und ist bei Lithium-Ionen-Batterien maßgeblich von der Entladungstiefe (Depth of Discharge, DoD) abhängig. Für die Analyse wurde der DoD-Wert als Mittelwert der über das Jahr vermarkteten Energiemenge in Prozent berechnet. Die im Jahresdurchschnitt vermarktete Energiemenge entspricht der Differenz des maximalen Ladezustands und des durchschnittlichen Ladezustands des Batterieprofils.

$$DoD = 100\,\% - 92,6\,\% = 7,4\,\% \tag{3.25}$$

Ein DoD von 7,4 % gemäß Formel 3.25 entspricht 0,074 äquivalenten Vollzyklen der Batterie. Im Allgemeinen gilt, dass die Zyklenfestigkeit umso höher ist, je geringer die Entladetiefe ist, da flache Entladungen die Batterie weniger stark belasten. [36] Die aufgrund der geringen Entladetiefe angenommenen maximale Zyklenfestigkeit von 10000 Zyklen (in [c] für Zyklen)

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

wäre gemäß Formel 3.26 bei der durch die Primärenergievorhaltung eingeschränkten Batterievermarktung bereits nach ungefähr 15 Jahren (in [a] für Jahre) erreicht. Daraus ergibt sich für große Energiespeicher, die unter der Prämisse der Energievorhaltung vermarktet werden, ein weiterer Aspekt, der bei der Auslegung berücksichtigt werden muss.

$$\frac{10000\,c}{670\,\frac{c}{a}} \cong 15\,a \tag{3.26}$$

Zum einen sollte die Batteriekapazität größer dimensioniert werden als die Primärenergievorhaltung, um der zyklischen Alterung entgegenzuwirken. Wenn der SoH-Wert der Batterie aufgrund vom Erreichen der zyklischen Festigkeit auf 80 % absinken kann, sollte als dementsprechende Maßnahme die Batterie auf mindestens das x_{dim}-fache der Primärenergievorhaltung ausgelegt werden. Für eine Primärenergievorhaltung von 400 MWh muss somit die Batterie gemäß Formel 3.28 auf eine Kapazität $E_{\mathrm{B,dim}}$ von 500 MWh dimensioniert werden, um sicherzustellen, dass die Batteriekapazität während der Vertragslaufzeit nicht unter den im Schwarzstartvertrag festgelegten Wert für die Primärenergie sinkt.

$$x_{\mathrm{dim}} = \frac{1}{0,8} = 1,25 \tag{3.27}$$

$$E_{\mathrm{B,dim}} = x_{\mathrm{dim}} \cdot E_{\mathrm{B}} = 1,25 \cdot 400\,MWh = 500\,MWh \tag{3.28}$$

Zudem ist es erforderlich, das Energiemanagementsystem für die Lade- und Entladeprozesse der Batterie dahingehend zu optimieren, dass eine zyklische Nutzung der Batteriemodule gewährleistet wird. „Zyklische Nutzung“ bezeichnet hierbei den Prozess, bei dem Batterieeinheiten in einem rotierenden und regelmäßigen Muster eingesetzt werden, um eine gleichmäßige Beanspruchung zu gewährleisten, anstatt wiederholt dieselben Einheiten zu verwenden. Dadurch wird eine gleichmäßige Lastverteilung sichergestellt, die zur Maximierung der Lebensdauer des gesamten Hybrid-Kraftwerks beiträgt.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU WIEN Bibliothek Your knowledge hub

3.3 Prämisse: Freie Vermarktung

In der dritten Analyse wurden Sensitivitäts- und Wartungsanalysen unter der Prämisse einer freien Vermarktung der im Batteriespeicher des Hybrid-Kraftwerks gespeicherten Energie durchgeführt. Für die Analysen wurde zusätzlich zu den Dargebotszeitreihen des PV- und Windparks ein typisches Batterieprofil unter der Annahme einer freien Vermarktung gemäß Anhang A.4 herangezogen. Die freie Vermarktung bezieht sich hierbei auf das zugrunde gelegte Batterieprofil und kann in Abhängigkeit vom gewählten Hybrid-Kraftwerksparameter eingeschränkt werden. Das Ziel der Sensitivitätsanalyse bestand darin, die Einflussfaktoren der einzelnen Parameter des Kraftwerks (siehe Kapitel 2.3.3) systematisch zu ermitteln und deren Auswirkungen zu bewerten. Basierend auf den Erkenntnissen der Sensitivitätsanalyse wurde eine Kraftwerksdimensionierung definiert, die eine freie Vermarktung der Batterie ermöglicht und zugleich eine Verfügbarkeit des Hybrid-Kraftwerks von 85 % sicherstellt. Auf Grundlage dieser Dimensionierung wurde abschließend der Einfluss von Wartungsmaßnahmen der einzelnen Hybrid-Kraftwerkseinheiten auf dessen Verfügbarkeit analysiert.

3.3.1 Sensitivitätsanalyse

Im ersten Abschnitt wurden verschiedene Sensitivitätsanalysen durchgeführt. Dabei wurden ausgehend von einer festgelegten Dimensionierung des Hybrid-Kraftwerks, die einzelnen Einflussparameter skaliert und jeweils entsprechende Verfügbarkeitskurven erstellt. Die Verfügbarkeitskurven werden in einer abschließenden Diskussion gegenübergestellt, um den Einfluss der einzelnen Stellparameter auf die Verfügbarkeit des Hybrid-Kraftwerks zu analysieren.

3.3.1.1 Methodik und Annahmen

Für die Sensitivitätsanalysen wurde folgende Ausgangsdimensionierung des Hybrid-Kraftwerks zugrunde gelegt:

- Kapazität des Batteriespeicher-Kraftwerks: $E_B = 400$ MWh
- Leistung des Photovoltaikparks: $P_{PV} = 128$ MW
- Leistung des Windparks: $P_W = 116$ MW
- Zeit zur Herstellung der Einsatzbereitschaft $t_{EB} = 2$ h
- Primärenergievorhaltung: $W_{Min} = 400$ MWh

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

- Leistung des Batteriespeicher-Kraftwerks: $P_B = 200$ MW
- Entladegrenze des Batteriespeicher-Kraftwerks: $E_{EG} = 0$ MWh

Des Weiteren wurden die Einspeiseprofile des PV- und Windparks gemäß Anhang A.1 und A.2 und das Batterieprofil gemäß Anhang A.4 für die Berechnung hinterlegt.

Im Gegensatz zu den Analysen aus Kapitel 3.1 wurden bei den Verfügbarkeitsberechnungen für jeden Zeitpunkt nicht durchgängig identische initiale Ladezuständen E_{B,t_0} verwendet. Für den folgenden Abschnitt wurden die Verfügbarkeitsberechnungen auf Basis der Ladezustände aus dem freien Batterievermarktungsprofil gemäß Anhang A.4 durchgeführt.

Eine Verfügbarkeitsberechnung gemäß Kapitel 2.3.3 ergibt für ein Hybrid-Kraftwerk unter den in diesem Abschnitt angenommenen Parametern eine Verfügbarkeit von:

$$V_{\mathrm{HKW}} = 11,63\,\% \tag{3.29}$$

Bei einem rein marktbasierten Einsatz des Batteriespeichers ergibt sich somit eine äußerst niedrige Verfügbarkeit von lediglich 11,63 %. Im Umkehrschluss bedeutet dieses Ergebnis für den Anlagenbetreiber, dass erhebliche Anstrengungen erforderlich sind, um die Verfügbarkeit zu erhöhen. Durch die Optimierung der einzelnen Parameter des Hybrid-Kraftwerks kann eine höhere Verfügbarkeit erzielt werden.

Zur visuellen Darstellung der Verfügbarkeit des Hybrid-Kraftwerks wird die Energiedifferenz E_{Diff} berechnet, die sich aus der Differenz zwischen der Energie für den Schwarzstart E_{SS} (gemäß Formel 3.13) und der Primärenergievorhaltung W_{Min} ergibt:

$$E_{\mathrm{Diff}}(i) = E_{\mathrm{SS}}(i) - W_{\mathrm{Min}} \tag{3.30}$$

Die Energiedifferenz entspricht hierbei dem Energieüberschuss bzw. dem Energiedefizit in Bezug auf die vorzuhaltende Primärenergie.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU WIEN Bibliothek Your knowledge hub

In Abbildung 3.16 ist die Zeitreihe der berechneten Energiedifferenz E_{Diff} dargestellt.

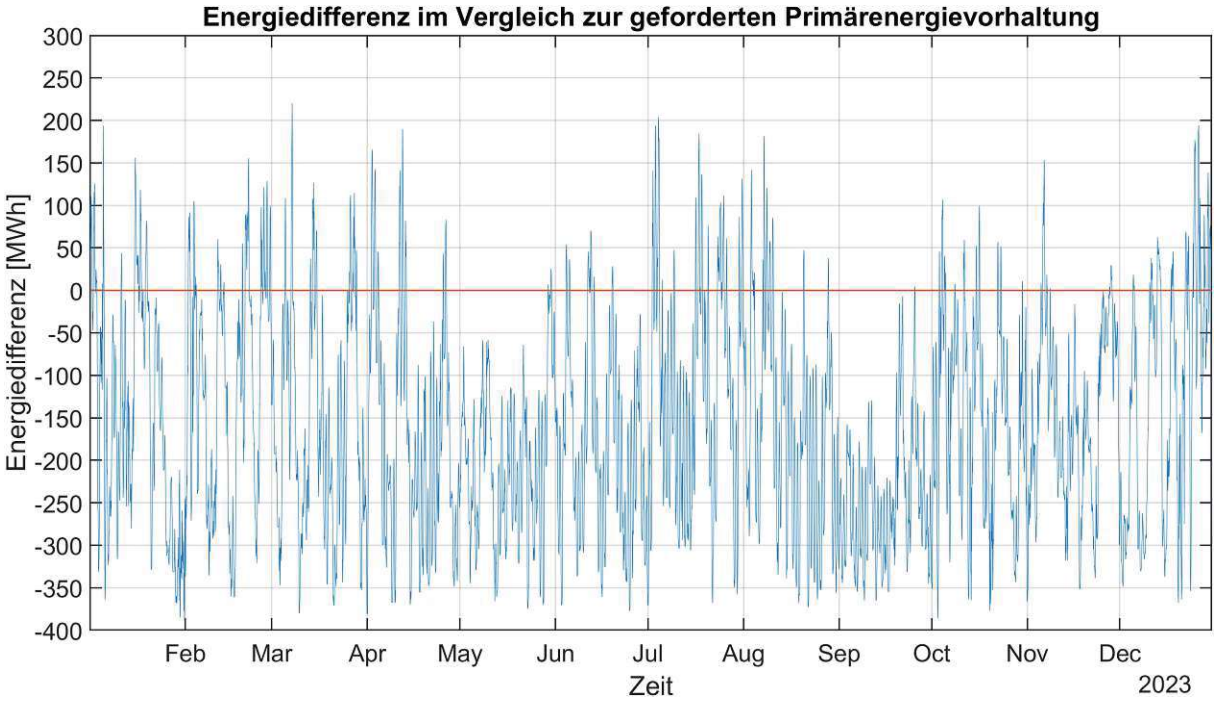

Abb. 3.16: Energiedifferenz im Vergleich zur geforderten Primärenergievorhaltung (E_{Diff})

Alle Datenpunkte, die sich oberhalb der rot eingezeichneten Linie befinden, stellen einen zusätzlichen Energieüberschuss zum vollen Batteriespeicher dar. Im Gegensatz dazu stellen alle Datenpunkte, die sich unterhalb der rot eingezeichneten Linie befindet, ein Energiedefizit dar, welches dem Batteriespeicher fehlt, um die geforderte Primärenergievorhaltung zu erfüllen. Anders formuliert bedeutet dies, dass das Hybrid-Kraftwerk, ausgehend vom initialen Ladezustand gemäß dem Batterieprofil für die freie Vermarktung, nicht in der Lage ist, die Batterie rechtzeitig durch erneuerbare Energien aufzuladen, um die erforderliche Einsatzbereitschaft innerhalb des vorgegebenen Zeitrahmens zu erreichen.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU WIEN Bibliothek Your knowledge hub

Um eine Aussage zur Verfügbarkeit des Hybrid-Kraftwerks treffen zu können, werden in Abbildung 3.17 die Energiedifferenzen nach ihrer Größe sortiert dargestellt.

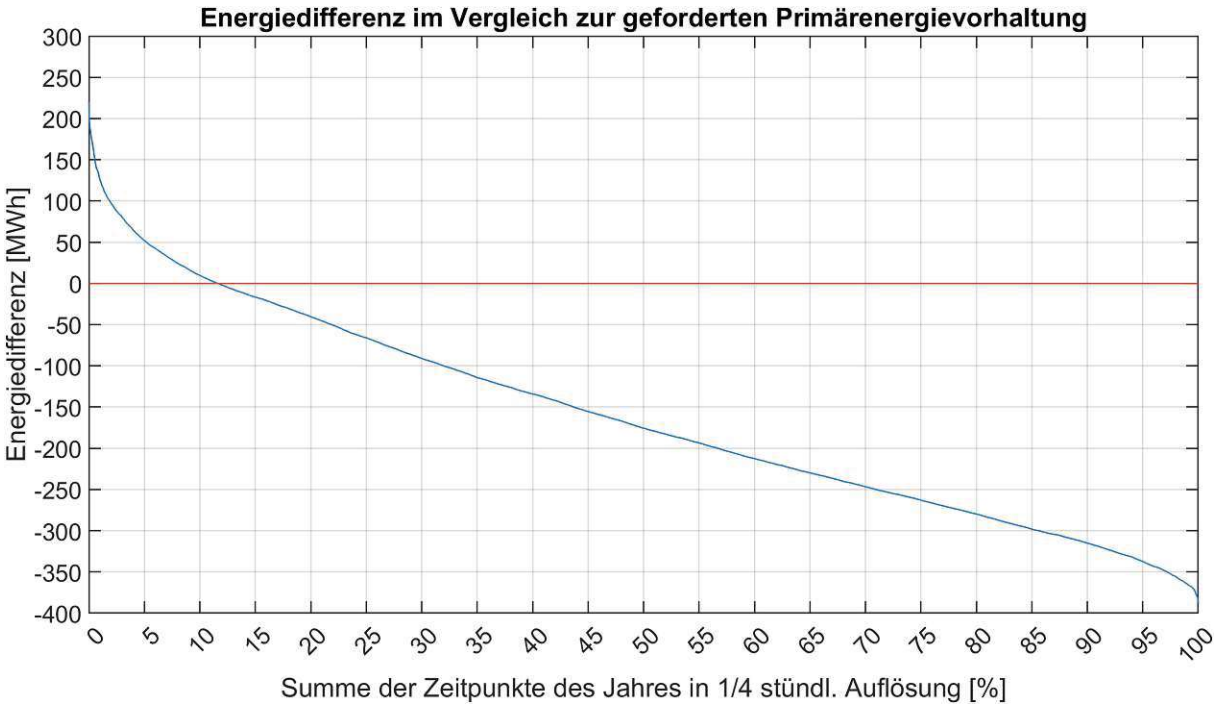

Abb. 3.17: Energiedifferenz im Vergleich zur geforderten Primärenergievorhaltung (E_{Diff}) - Dauerlinie

Die Grafik verdeutlicht das Verhältnis zwischen Verfügbarkeit und Nichtverfügbarkeit. Die Fläche unterhalb des positiven Abschnittes der Kurve entspricht der Summe der pro Zeitpunkt berechneten Energieüberschüsse. Hierbei ist zu beachten, dass diese Summe sich von der Summe des insgesamt im Jahr zur Verfügung stehenden Energieüberschusses unterscheidet, da sich die zeitlichen Fenster zur Berechnung der einzelnen Energieüberschüsse überschneiden. Die Fläche oberhalb des negativen Abschnittes der Kurve entspricht der Summe pro Zeitpunkt berechneten Energiedefizite.

Der Schnittpunkt der Kurve mit der Null-Linie entspricht somit der gemäß 3.29 berechneten jährlichen Verfügbarkeitsrate des Hybrid-Kraftwerks von 11,63 %.

Auf Basis der in Abbildung 3.17 dargestellten Verfügbarkeitskurve wurden in den folgenden Kapiteln Sensitivitätsanalysen durchgeführt. Für jeden Parameter des Hybrid-Kraftwerks wurde eine Sensitivitätsanalyse vorgenommen. Dabei wurden die einzelnen Parameter skaliert, und für jede Skalierung wurden die entsprechenden Verfügbarkeitskurven geplottet. Durch die Darstellung der Verfügbarkeitskurven für jede Skalierung innerhalb eines Diagramms können Rückschlüsse auf den Einfluss des skalierten Parameters auf die Verfügbarkeit des Hybrid-Kraftwerks gezogen werden. Zur besseren Interpretation

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

wird außerdem die Verfügbarkeit in Abhängigkeit von der Parametergröße dargestellt. Mit den aus den Sensitivitätsanalysen gewonnenen Erkenntnissen kann die Frage beantwortet werden, welche Parameter in welcher Weise angepasst werden müssen, um die Kurve so zu verschieben, dass der Schnittpunkt die vom Anlagenbetreiber angestrebte Verfügbarkeit von 85 % erreicht.

Die Kapazität des Batteriespeicher-Kraftwerks, die Leistung des PV-Parks und des Windparks, die Zeit zur Herstellung der Einsatzbereitschaft sowie die Primärenergievorhaltung waren in den bisherigen Verfügbarkeitsberechnungen des Hybrid-Kraftwerks enthalten. Um die Leistung und die Entladegrenze des Batteriespeicher-Kraftwerks in der Verfügbarkeitsberechnung zu berücksichtigen, wurde der MATLAB-Code erweitert.

Entladegrenze des Batteriespeicher-Kraftwerks

Die Entladegrenze des Batteriespeicher-Kraftwerks beschreibt den minimalen Ladezustand, auf den die Batterie entladen werden darf. Diese Entladegrenze wurde durch Anpassung des freien Batterievermarktungsprofils im Algorithmus zur Berechnung der Verfügbarkeit implementiert. Dabei wurde in einer Schleife durch die einzelnen Werte des Batterieprofils iteriert, und alle Werte die kleiner als die festgelegte Entladegrenze E_{EG} waren, wurden mit den für E_{EG} festgelegten Wert initialisiert. Dieses Vorgehen führt im Algorithmus zu folgender Einschränkung:

$$E_{\mathrm{B}}(i) \geq E_{\mathrm{EG}} \tag{3.31}$$

Leistung des Batteriespeicher-Kraftwerks

Durch die angenommene Batterieleistung von 200 MW wird die maximale Energie, um die die Batterie innerhalb von 15 Minuten auf- bzw. entladen werden kann, begrenzt auf:

$$E_{\mathrm{Ladung,max}} = P_{\mathrm{B}} \cdot 0,25\,h = 200\,MW \cdot 0,25\,h = 50\,MWh \tag{3.32}$$

Im Umkehrschluss bedeutet dies, dass gemäß Zusammenhang 2.3 der PV-Park und der Windpark innerhalb von 15 Minuten maximal 50 MWh zur Aufladung der Batterie beitragen können. Zur Implementierung im Algorithmus wurden die aus den Einspeisezeitreihen berechneten Energien des PV-Parks und des Windparks zeilenweise addiert. Energiewerte, die größer als $E_{Ladung,max}$ waren, wurden mit den für $E_{Ladung,max}$ festgelegten Wert initialisiert. Daraus resultiert folgende Einschränkung für den Algorithmus:

$$E_{\mathrm{PV}}(i) + E_{\mathrm{W}}(i) \leq E_{\mathrm{Ladung,max}} \tag{3.33}$$

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

3.3.1.2 Sensitivitätsanalyse: Primärenergievorhaltung

Die Abbildungen 3.18 und 3.19 zeigen die Sensitivitätsanalyse in Bezug auf die Primärenergievorhaltung. Die Referenzlinie, welche die Ausgangsdimensionierung kennzeichnet, wird in den folgenden Diagrammen dicker dargestellt.

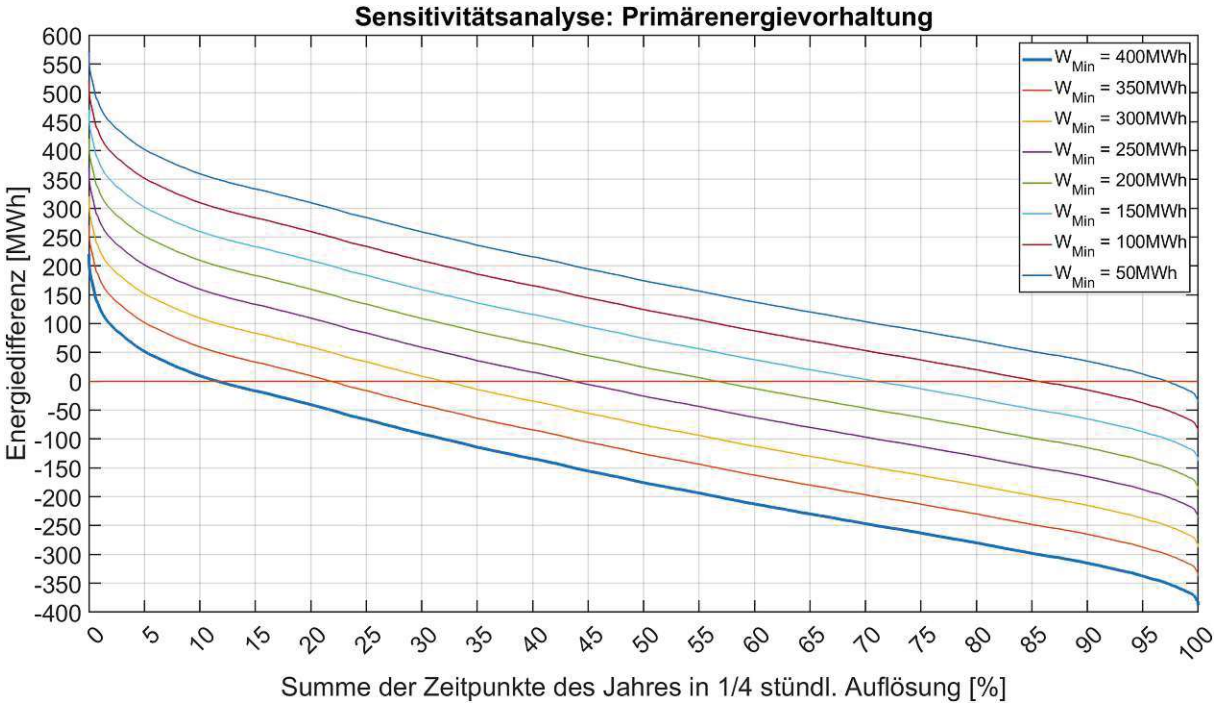

Abb. 3.18: Sensitivitätsanalyse zur Primärenergievorhaltung

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

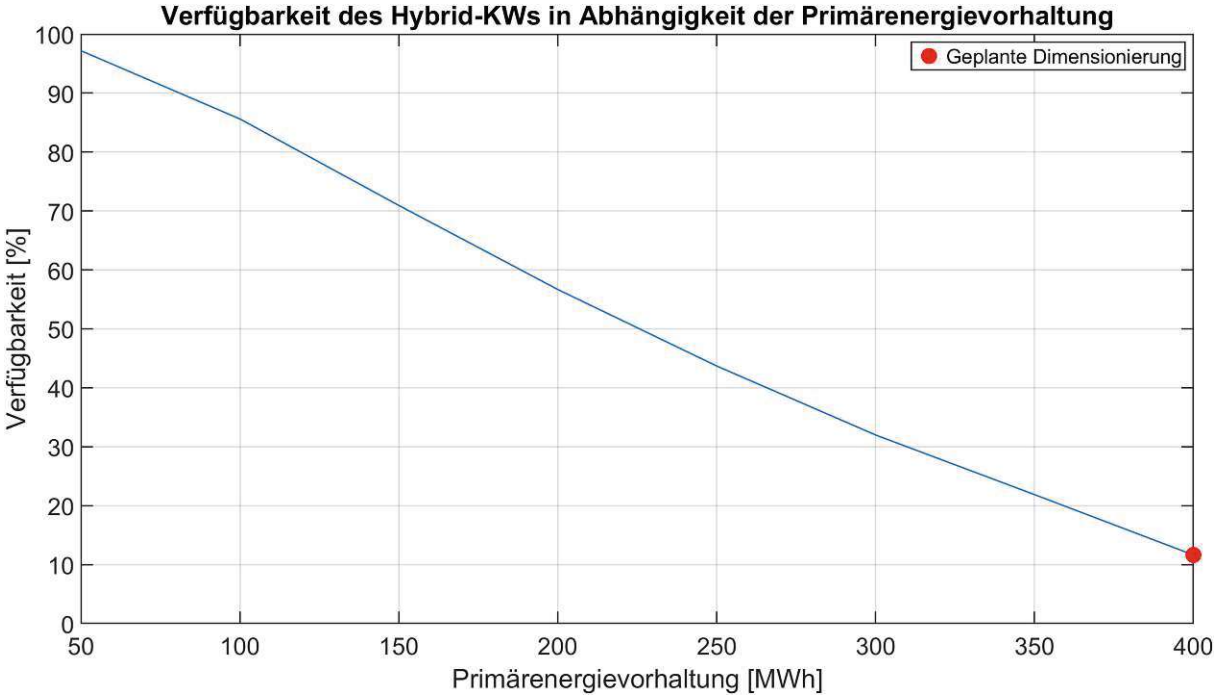

Abb. 3.19: Verfügbarkeit des Hybrid-KWs in Abhängigkeit der Primärenergievorhaltung

Aus den Abbildungen 3.18 und 3.19 ist erkennbar, dass eine Verringerung der Primärenergievorhaltung eine Erhöhung der Verfügbarkeit bewirkt. Zudem zeigt die Verfügbarkeit in Abhängigkeit von der Primärenergieversorgung ein lineares Verhalten. Dieses Verhalten war zu erwarten, da die Primärenergievorhaltung hinsichtlich der Berechnung der Verfügbarkeit gemäß Formel 2.3 in einem linearen Zusammenhang mit der Energie für den Schwarzstart E_{SS} (gemäß Gleichung 3.13) steht.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU WIEN Bibliothek Your knowledge hub

3.3.1.3 Sensitivitätsanalyse: Kapazität des Batteriespeicher-Kraftwerks

Die Abbildungen 3.20 und 3.21 zeigen die Sensitivitätsanalyse in Bezug auf die Kapazität des Batteriespeicher-Kraftwerks.

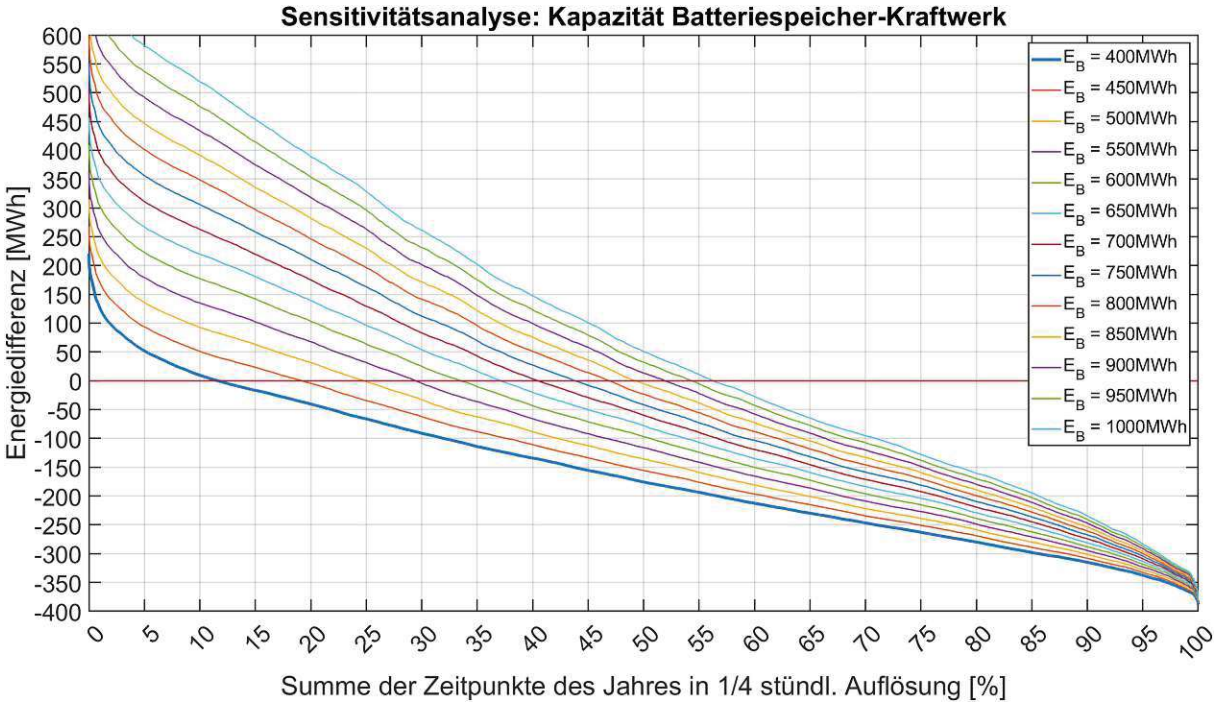

Abb. 3.20: Sensitivitätsanalyse zur Kapazität des Batteriespeicher-Kraftwerks

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

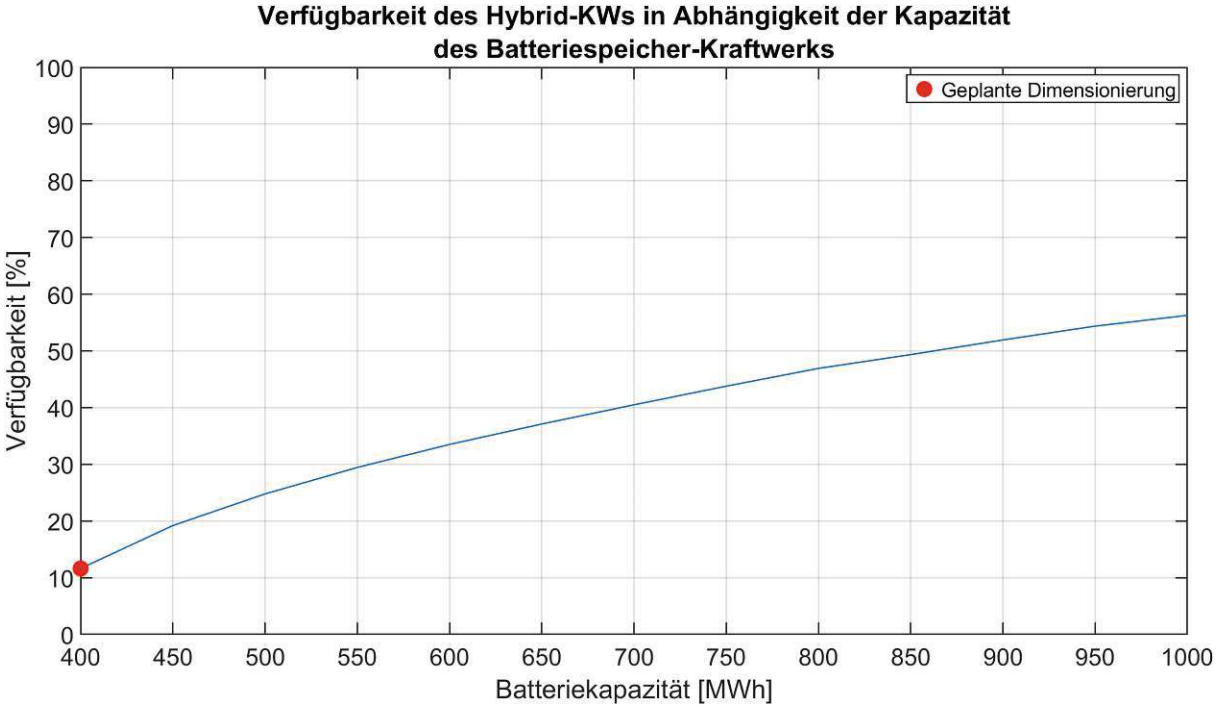

Abb. 3.21: Verfügbarkeit des Hybrid-KWs in Abhängigkeit der Kapazität des Batteriespeicher-Kraftwerks

Aus den Abbildungen 3.20 und 3.21 geht hervor, dass eine Erhöhung der Batteriekapazität zu einer Steigerung der Verfügbarkeit führt. Allerdings nimmt der Einfluss einer Kapazitätserhöhung auf die Verfügbarkeit mit zunehmender Batteriekapazität ab. Dieses Verhalten lässt sich dadurch erklären, dass der Effekt der Batteriekapazität durch das zugrunde liegende Batterieprofil begrenzt wird.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU WIEN Bibliothek Your knowledge hub

3.3.1.4 Sensitivitätsanalyse: Leistung PV-Park

Die Abbildungen 3.22 und 3.23 zeigen die Sensitivitätsanalyse in Bezug auf die Leistung des PV-Parks.

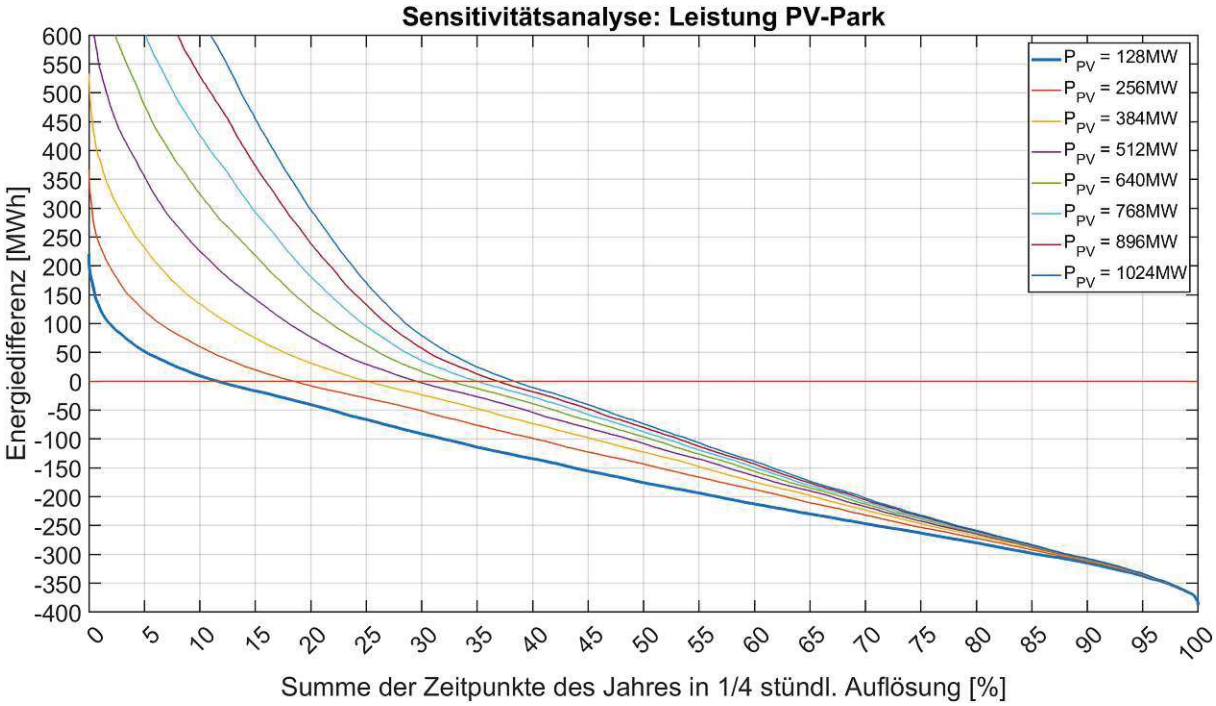

Abb. 3.22: Sensitivitätsanalyse zur Leistung des PV-Parks

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

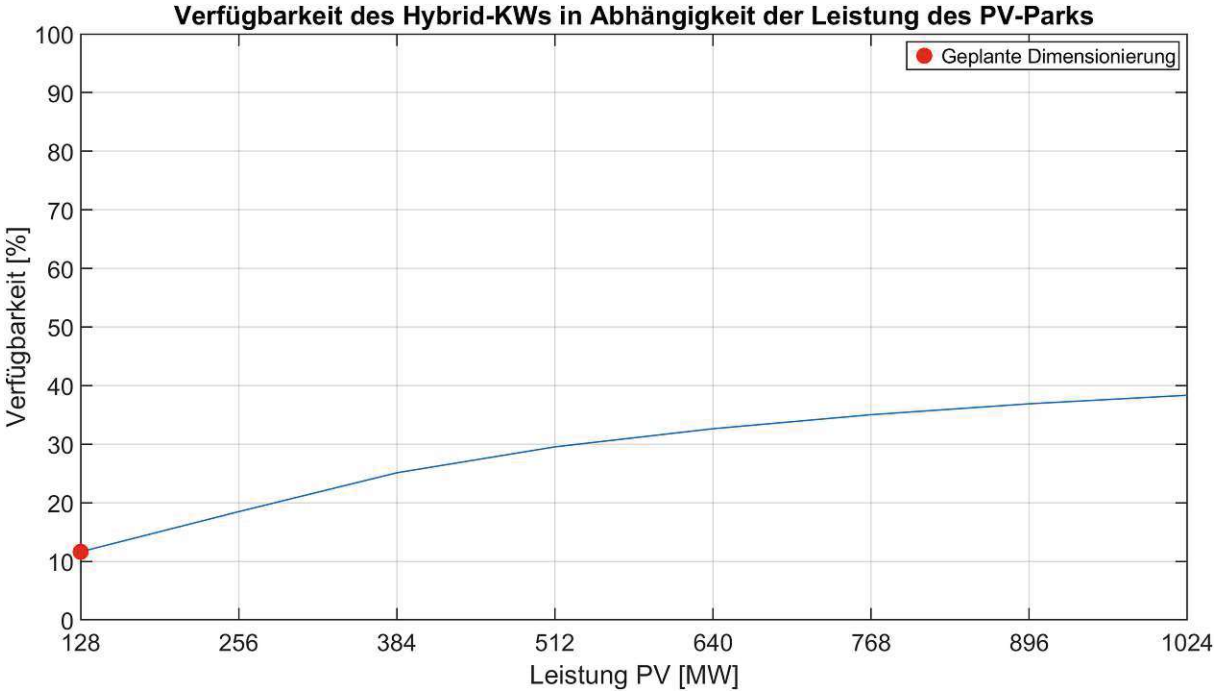

Abb. 3.23: Verfügbarkeit des Hybrid-KWs in Abhängigkeit der Leistung des PV-Parks

Aus den Abbildungen 3.22 und 3.23 lässt sich ableiten, dass die Erhöhung der Leistung des PV-Parks zu einer gesteigerten Verfügbarkeit des Hybrid-Kraftwerks führt. Dabei nimmt der Effekt der Leistungssteigerung des PV-Parks auf die Verfügbarkeit jedoch mit zunehmender Leistung ab. Dies ist auf die Begrenzung durch das Einspeiseprofil zurückzuführen.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

3.3.1.5 Sensitivitätsanalyse: Leistung Windpark

Die Abbildungen 3.24 und 3.25 zeigen die Sensitivitätsanalyse in Bezug auf die Leistung des Windparks.

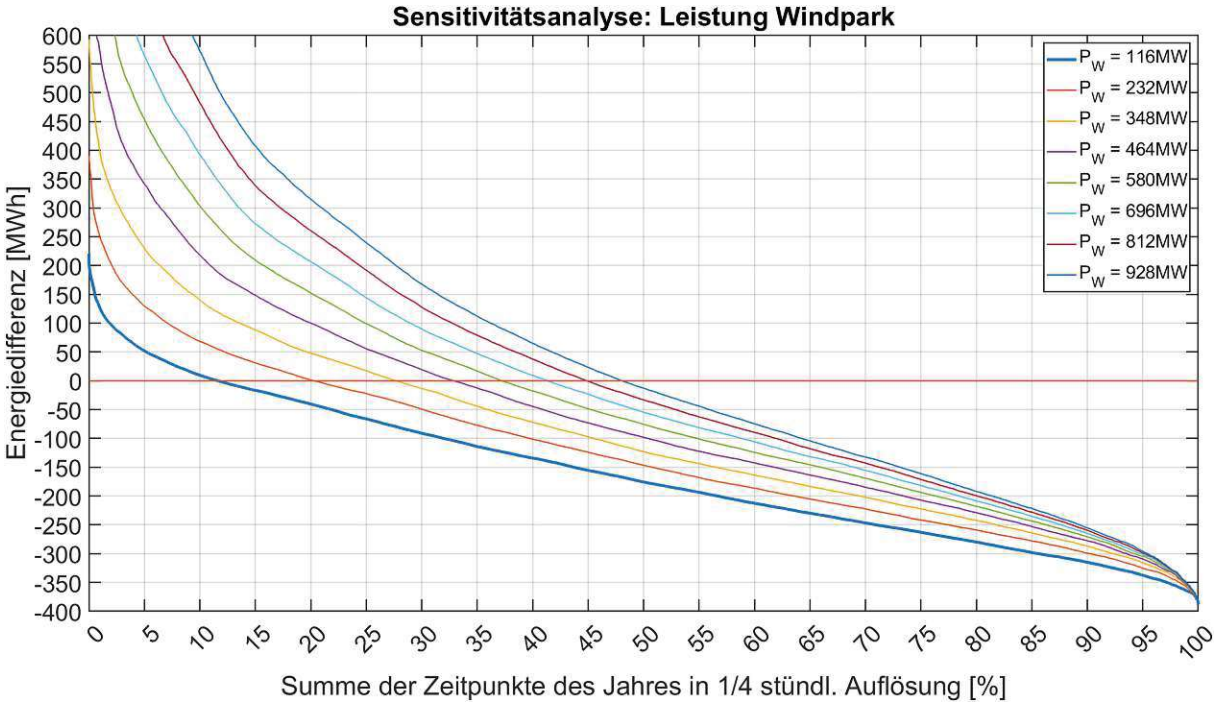

Abb. 3.24: Sensitivitätsanalyse zur Leistung des Windparks

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

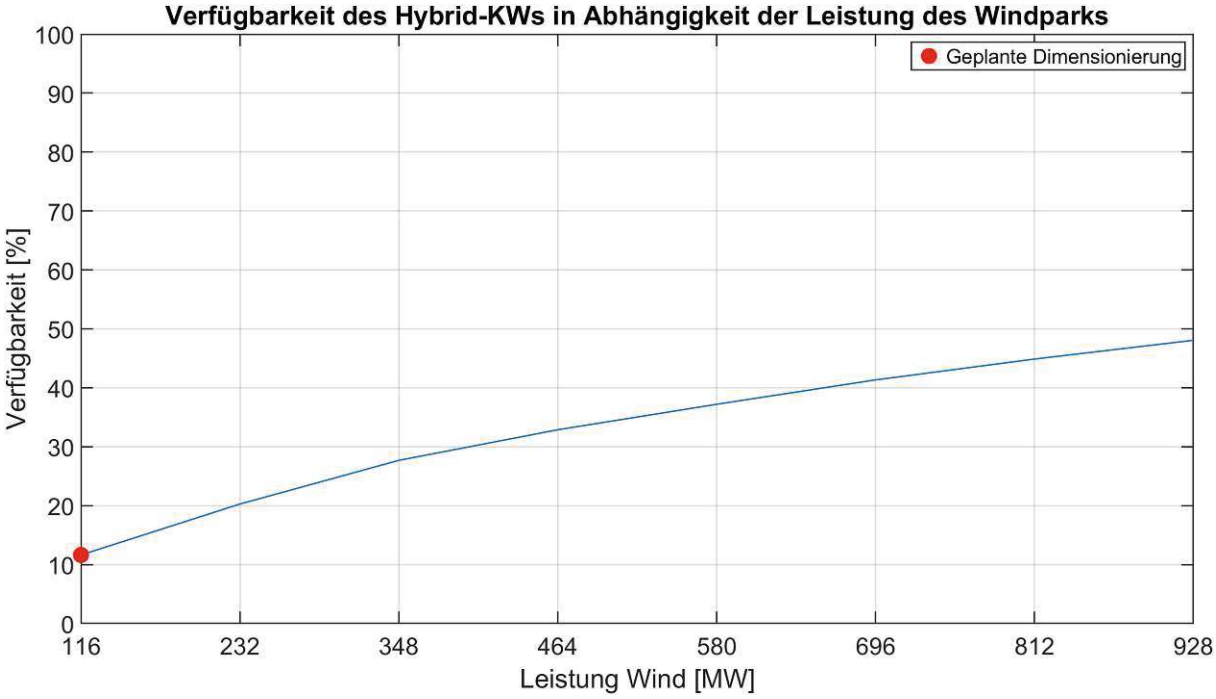

Abb. 3.25: Verfügbarkeit des Hybrid-KWs in Abhängigkeit der Leistung des Windparks

Aus den Abbildungen 3.24 und 3.25 geht hervor, dass die Verfügbarkeit mit einer Steigerung der Leistung des Windparks zunimmt. Analog zur Sensitivitätsanalyse für die Kapazität des Batteriespeicher-Kraftwerks und die Leistung des PV-Parks zeigt sich, dass der Einfluss der Leistungssteigerung des Windparks auf die Verfügbarkeit des Hybrid-Kraftwerks mit zunehmender Leistung abnimmt. Diese Entwicklung ist erneut auf die Begrenzung durch die Einspeiseprofile zurückzuführen.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU WIEN Bibliothek Your knowledge hub

3.3.1.6 Sensitivitätsanalyse: Zeit zur Herstellung der Einsatzbereitschaft

Die Abbildungen 3.26 und 3.27 zeigen die Sensitivitätsanalyse in Bezug auf die Zeit zur Herstellung der Einsatzbereitschaft.

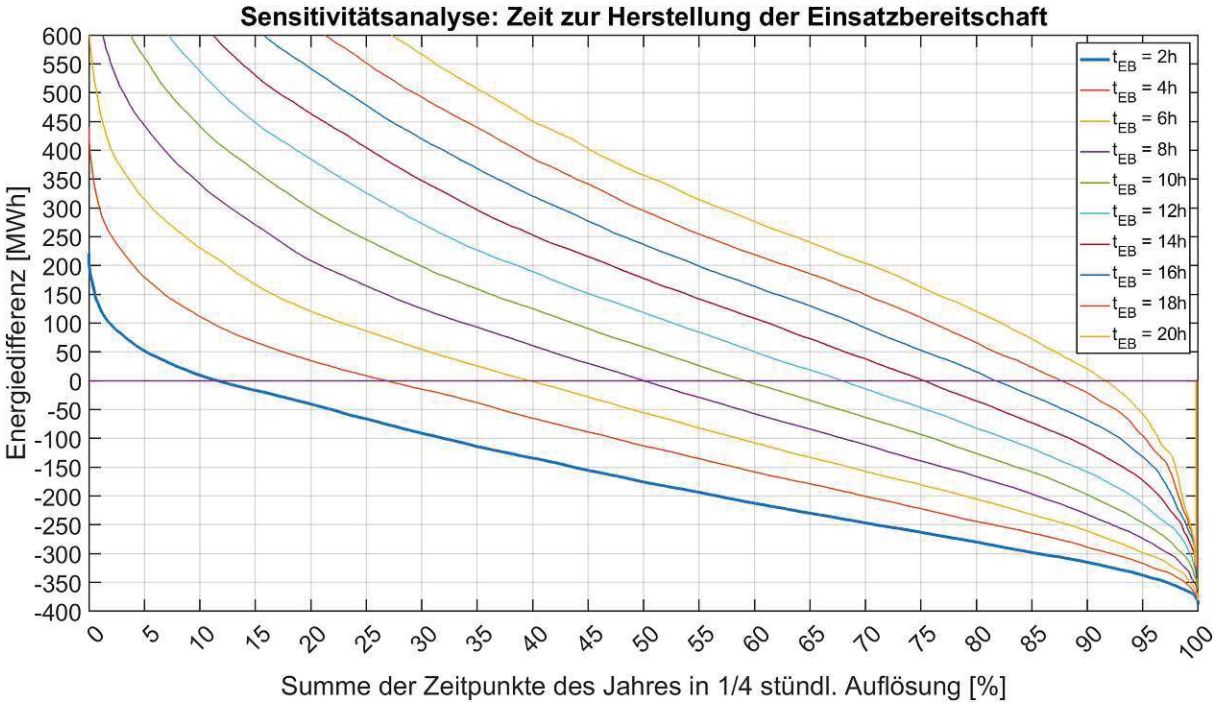

Abb. 3.26: Sensitivitätsanalyse zur Zeit zur Herstellung der Einsatzbereitschaft

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

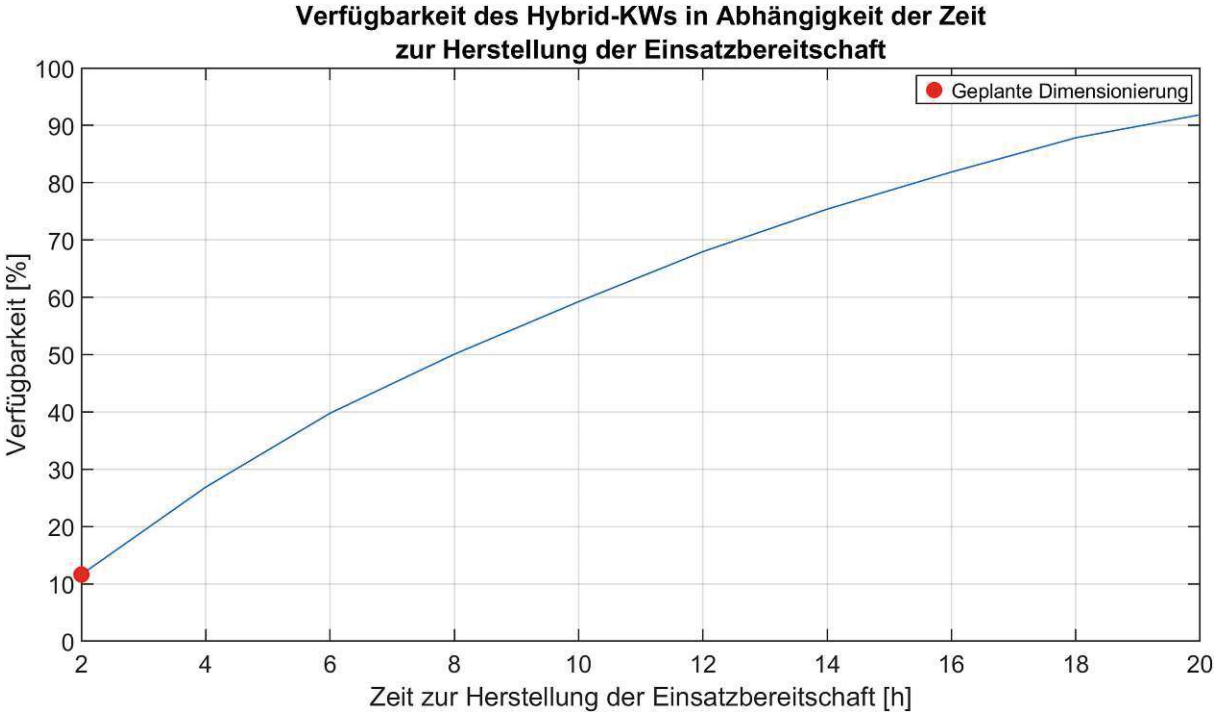

Abb. 3.27: Verfügbarkeit des Hybrid-KWs in Abhängigkeit der Zeit zur Herstellung der Einsatzbereitschaft

Die Abbildungen 3.26 und 3.27 zeigen, dass die Dauer zur Herstellung der Einsatzbereitschaft einen erheblichen Einfluss auf die Verfügbarkeit hat. Mit zunehmender Dauer der eingestellten Zeit erhöht sich die Verfügbarkeit entsprechend. Der große Einfluss ergibt sich daraus, dass durch die Verlängerung des Zeitrahmens zur Herstellung der Einsatzbereitschaft der Anlage mehr Zeit für das Aufladen der Batterie durch erneuerbare Energiequellen zur Verfügung steht. Der Effekt der Steigerung verringert sich allerdings mit zunehmender Zeitdauer gering, wodurch ein nicht-lineares Verhalten erkennbar ist.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

3.3.1.7 Sensitivitätsanalyse: Entladegrenze der Batterie

Die Abbildungen 3.28 und 3.29 zeigen die Sensitivitätsanalyse in Bezug auf die Entladegrenze der Batterie.

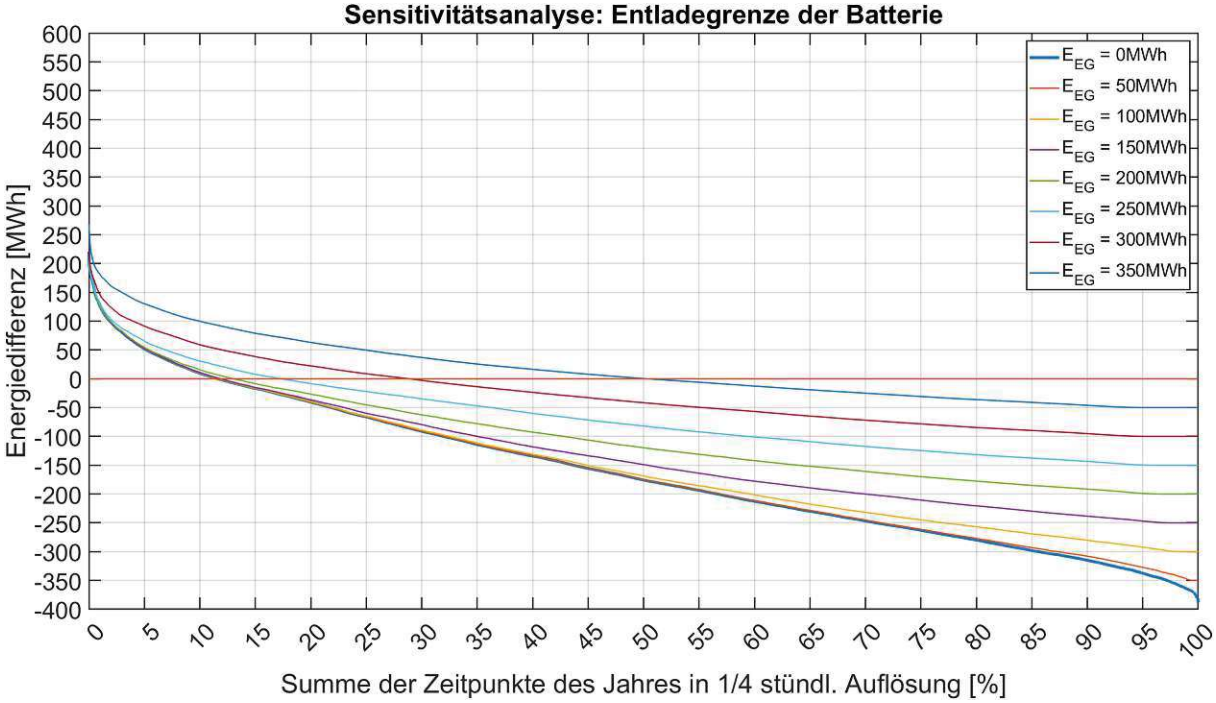

Abb. 3.28: Sensitivitätsanalyse zur Entladegrenze der Batterie

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

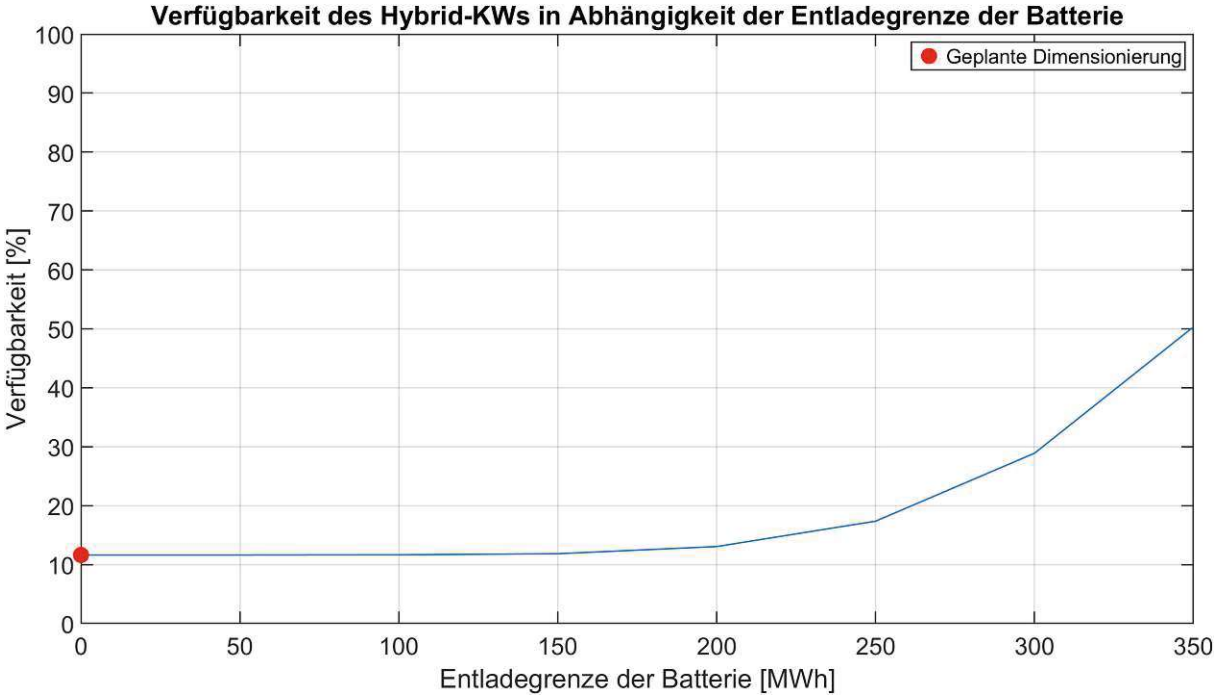

Abb. 3.29: Verfügbarkeit des Hybrid-KWs in Abhängigkeit der Entladegrenze der Batterie

In den Abbildungen 3.28 und 3.29 ist zu erkennen, dass für die Entladegrenzen bei eingestellten Werten zwischen 0 und 200 MWh kaum ein Einfluss auf die Verfügbarkeit besteht. Erst ab einer Entladegrenze von 250 MWh wird dieser Einfluss deutlich sichtbar. Mit zunehmender Erhöhung der festgelegten Entladegrenze der Batterie nimmt der Effekt auf die Steigerung der Verfügbarkeit weiter zu. Es ist jedoch zu berücksichtigen, dass mit einer zunehmenden Erhöhung der Entladegrenze auch die Flexibilität der Batterievermarktung zunehmend eingeschränkt wird.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

3.3.1.8 Sensitivitätsanalyse: Leistung des Batteriespeicher-Kraftwerks

Die Abbildungen 3.30 und 3.31 zeigen die Sensitivitätsanalyse in Bezug auf die Leistung des Batteriespeicher-Kraftwerks.

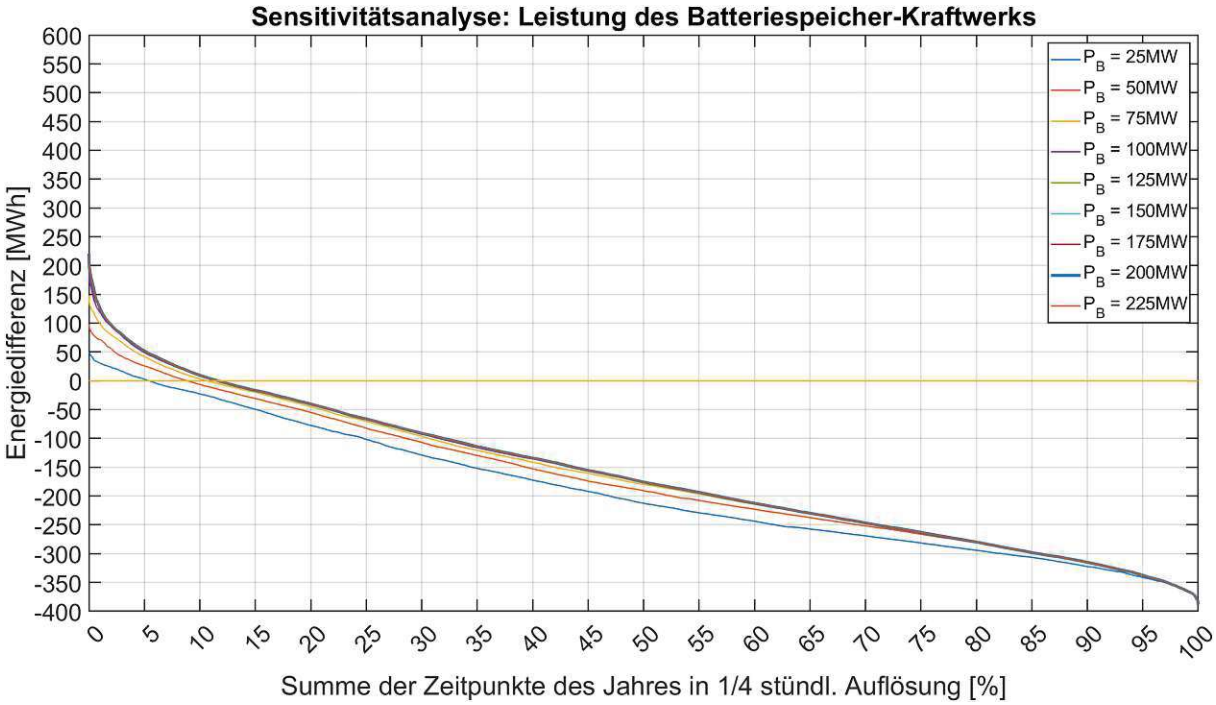

Abb. 3.30: Sensitivitätsanalyse zur Leistung des Batteriespeicher-Kraftwerks

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

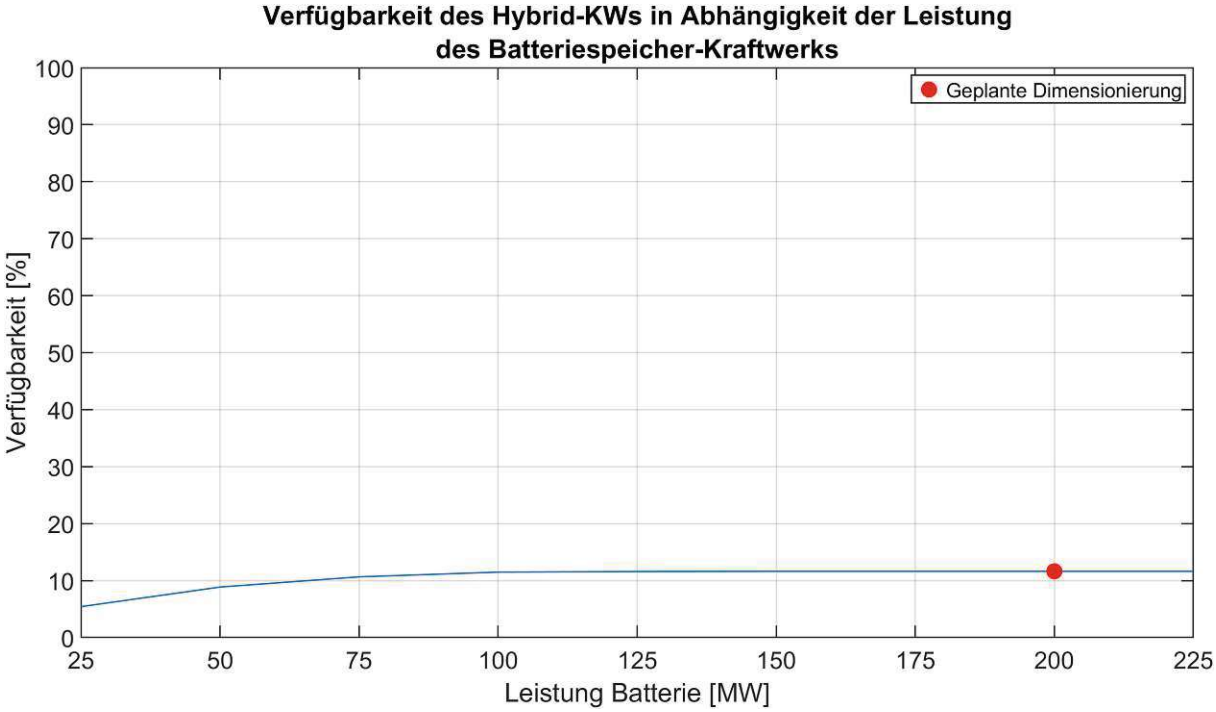

Abb. 3.31: Verfügbarkeit des Hybrid-KWs in Abhängigkeit der Leistung des Batteriespeicher-Kraftwerks

Die Abbildungen 3.30 und 3.31 veranschaulichen, dass eine Erhöhung der Batterieleistung keine signifikante Steigerung der Verfügbarkeit bewirkt. Vielmehr zeigt sich, dass die Batterieleistung eine einschränkende Wirkung auf die Verfügbarkeit hat, die erst beim Reduzieren der Leistung von 200 MW auf 50 MW deutlich wird. Dies ist auf die Dimensionierung des Kraftwerks zurückzuführen. Die für diese Analyse festgelegte Zeit zur Herstellung der Einsatzbereitschaft von 2 Stunden ist ausreichend, um eine leere Batterie mit einer Batterieleistung von 200 MW von 0 MWh auf die maximale Kapazität von 400 MWh aufzuladen.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

3.3.1.9 Erkenntnis

Aus den Sensitivitätsanalysen lässt sich schlussfolgern, welche Parameter den größten Einfluss auf die Verfügbarkeit des Hybrid-Kraftwerks haben. Zur Bewertung wurden einerseits die Steigungen der Verfügbarkeitskurven in Abhängigkeit von den jeweiligen Parametern betrachtet und andererseits die Verfügbarkeitswerte analysiert, die allein durch die Anpassung einzelner Parameter erreicht werden können. Daraus ergibt sich, dass die Primärenergievorhaltung den größten Einfluss auf die Verfügbarkeit ausübt.

Ausgehend von der Basisdimensionierung des Hybrid-Kraftwerks sind mit einer Verringerung der vorzuhaltenden Primärenergie pro 50-MWh-Schritt Verfügbarkeitszuwächse von 10 bis 15 % möglich. Die Primärenergievorhaltung wird durch den Übertragungsnetzbetreiber im Schwarzstartvertrag festgelegt. Da die entsprechenden Netzwiederaufbaukonzepte des Übertragungsnetzbetreibers auf diese Energie abgestimmt sind, ist eine Adaptierung dieses Parameter keine Option. Eine Anpassung dieses Parameters erfordert eine Überprüfung und gegebenenfalls eine Überarbeitung der jeweiligen Netzwiederaufbaukonzepte. Hierbei stellt sich die Frage, ob die Verringerung der Primärenergievorhaltung nicht denselben Einfluss auf die Verfügbarkeit des Hybrid-Kraftwerks hat wie eine Überdimensionierung der Batteriekapazität. Gemäß der Berechnungsmethode der Verfügbarkeit nach Formel 2.3 weist W_{Min} einen linearen Zusammenhang auf, während für die Variable E_{B,t_0} ein Batterieprofil hinterlegt ist. Dadurch wird die Wirkung einer Erhöhung der Batteriekapazität auf den resultierenden Verfügbarkeitszuwachs eingeschränkt.

Die Zeit zur Wiederherstellung der Einsatzbereitschaft hat den zweitgrößten Einfluss auf die Verfügbarkeit des Hybrid-Kraftwerks. Dabei kann durch eine Verlängerung des Zeitrahmens von 2 auf 4 Stunden ein erheblicher Verfügbarkeitszuwachs von 15 % erreicht werden. Eine weitere Verlängerung des Zeitrahmens auf 18 Stunden ermöglicht sogar das Erreichen der vom Anbieter angestrebten Verfügbarkeit von 85 %. Da die Vergrößerung dieses Parameters vom Übertragungsnetzbetreiber aufgrund der damit verbundenen Verzögerung des Netzwiederaufbaus als kritisch betrachtet wird, ist eine Erhöhung auf 18 Stunden als alleinige Lösung für das Verfügbarkeitsproblem nicht möglich. Die Erhöhung auf eine Dauer von 4 bis 6 Stunden wäre hierbei realistischer. Jedoch ist dieser Parameter, ebenso wie die Primärenergievorhaltung, im Schwarzstartvertrag des Übertragungsnetzbetreibers festgelegt und somit zunächst nicht verhandelbar. Hierbei gilt es abzuwägen im welchem Verhältnis die Problematik durch die Verzögerung des Netzwiederaufbaus zum Nutzen hinsichtlich des Verfügbarkeitszuwachses stehen. Sollte beispielsweise eine Erreichung der angestrebten Verfügbarkeit von 85 % auf Basis einer maximal möglichen Dimensionierung des Hybrid-Kraftwerks durch den Anlagenbetreiber knapp nicht möglich sein, könnte eine Diskussion der Verlängerung Zeit zur Herstellung der Einsatzbereitschaft von 2 Stunden auf 4 Stunden in Betracht gezogen werden.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Der Parameter mit der drittgrößten Einfluss auf die Verfügbarkeit ist die Kapazität des Batteriespeicher-Kraftwerks. Hierzu wurde bereits in der Analyse zur Batteriespeichernutzung in Kapitel 3.2 aufgrund von Alterungsprozessen empfohlen, die Kapazität des Batteriespeichers von 400 MWh auf 500 MWh zu erhöhen. Eine Vergrößerung der Kapazität um 100 MWh würde zu einem Verfügbarkeitszuwachs von etwa 13 % führen. Die Erhöhung der Kapazität würde demnach zwei wesentliche Vorteile bieten. Einerseits würde der Alterungsprozess verlangsamt, andererseits die Verfügbarkeit des Hybrid-Kraftwerks erhöht werden. Eine Erhöhung der Kapazität über 500 MWh hinaus muss jedoch vom Anbieter der schwarzstartfähigen Anlage sorgfältig abgewogen werden. Der Kostenfaktor ist hierbei von erheblicher Bedeutung, da diese Maßnahme mit hohen Kosten verbunden ist. Andererseits ermöglicht sie jedoch einen höheren Anteil an Energie, der für eine potenzielle Vermarktung auf dem Intraday-Markt genutzt werden kann. Ein Anbieter, der keine erneuerbaren Energiequellen in Kombination mit dem Batteriespeicher-Kraftwerk einsetzen kann, würde wahrscheinlich einen Ansatz wählen, bei dem er den Batteriespeicher auf die Summe der Energie, welche er für die Primärenergievorhaltung für den Übertragungsnetzbetreiber benötigt, und der Energie, die er vermarkten möchte, dimensioniert. Dies wäre der einfachste Ansatz, der jedoch durch den Anbieter noch ökonomisch validiert werden müsste. Da in der vorliegende Arbeit jedoch ein Hybrid-Kraftwerk als schwarzstartfähige Anlage eingesetzt wird, sind die Zusammenhänge zwischen den einzelnen Kraftwerks-Einheiten komplexer. Angesichts der hohen Kosten für Kapazitätserweiterungen wird die alleinige Vergrößerung der Batterie nicht ausreichen, um das Verfügbarkeitsproblem des Hybrid-Kraftwerks zu lösen.

Der PV-Park und der Windpark bieten den viertgrößten Hebel zur Steigerung der Verfügbarkeit. Hierbei ist mit einer Vergrößerung der Windpark Leistung ein größerer Verfügbarkeitszuwachs als mit einer Vergrößerung der PV-Park Leistung möglich. Einerseits lässt sich dies durch das im Vergleich zum Wind begrenzte Dargebot der Sonne erklären, die im Durchschnitt 12 Stunden am Tag nicht scheint, andererseits hängt dieses Ergebnis vom geografischen Standort des Wind- und PV-Parks ab. Dieser Zusammenhang ist jedoch stark von der geografischen Lage und von den Wetterprognosen abhängig. Bei einer Verdoppelung jeweiligen Parkleistungen sind hierbei Verfügbarkeitszuwächse von bis zu 10 % möglich. Bei jeder weiteren Vergrößerung der Parkleistungen um die Nennleistung, nimmt der Verfügbarkeitszuwachs ab, was auf die Begrenzung durch die Einspeisezeitreihen zurückzuführen ist. Daher ist der Nutzen einer Vergrößerung der Parkleistungen für den Netzwiederaufbau auf eine bestimmte maximal mögliche Verfügbarkeit beschränkt. Ein wesentlicher Nachteil der Hochskalierung der Leistungen des PV-Parks und des Windparks sind die wetterabhängigen Leistungsschwankungen. Wetterbedingt sind hierbei durch die erneuerbaren Energien hohe Energieeinspeisungen möglich, wobei die Kapazität der Batterie jedoch auf ein maximales Limit begrenzt ist. Infolgedessen wird der Netzbetreiber voraussichtlich häufiger Redispatch-Maßnahmen ergreifen müssen, um die jeweiligen Leistungen zu regeln. Gemäß den Abbildungen 3.22 und 3.24 wird für den Normalbetrieb des Hybrid-Kraftwerks die gesamte Energie oberhalb der Null-Linie vermarktet bzw. abgeregelt.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Zudem ist zu beachten, dass bei einer bestimmten Vergrößerung der Kraftwerksleistungen zusätzliche Netzanschlüsse erforderlich werden. Somit ist diese Maßnahme, wie auch die Erweiterung der Batteriekapazität, mit hohen Kosten verbunden. Des Weiteren ist zu berücksichtigen, dass die Ausbaupotenziale für PV- und Windanlagen in Deutschland erheblich fortgeschritten sind, weshalb die Genehmigung für Erweiterungen und neuen Projekten einem komplexen Genehmigungsprozess unterliegt, welcher von verschiedenen regulatorischen Anforderungen abhängt. Außerdem ist der Flächenbedarf großer PV- und Windparks sehr hoch, was ebenfalls ein Problem für die Umsetzung darstellen könnte.

Die sechstgrößten Einflussnahme auf die Verfügbarkeit des Hybrid-Kraftwerks bewirkt die Einstellung der Entladegrenze der Batterie. Gemäß Abbildung 3.29 zeigt sich eine Wirkung erst ab einer Entladegrenze von 250 MWh. Die Festlegung einer Entladegrenze führt zwar zu einer Verbesserung der Verfügbarkeit, begrenzt jedoch gleichzeitig die Vermarktungsmöglichkeiten der Batterie am Intraday-Markt. Prognosen einer hohen Einspeisung von Photovoltaik- und Windenergie, die eine tiefe Entladung und folglich eine umfangreiche Vermarktung von Energie am Intraday-Markt ermöglichen würden, verlieren bei einer höher angesetzten Entladegrenze zunehmend an Bedeutung. Das potenzielle Angebot an erneuerbaren Energien kann für das Wiederaufladen der Batterie nicht vollständig genutzt werden. Daraus lässt sich schließen, dass der Einfluss der Leistungsparameter des PV-Parks und des Windparks auf die Verfügbarkeit des Hybrid-Kraftwerks mit zunehmender Entladegrenze der Batterie abnimmt. Durch die Festlegung der Entladegrenze kann, ähnlich wie in Kapitel 3.1, eine definierte Energiemenge für die freie Vermarktung reserviert werden. Es obliegt dem Anlagenbetreiber, eine fundierte Entscheidung darüber zu treffen, welches Verhältnis zwischen der Entladegrenze der Batterie und den Leistungsparametern des PV- und Windparks wirtschaftlich am vorteilhaftesten ist.

Der Parameter Batterieleistung übt den geringsten Einfluss auf die Verfügbarkeit aus. Eine Erhöhung des Parameters Batterieleistung führt nicht zu einem Anstieg der Verfügbarkeit. Eine Reduzierung des Parameters, beginnend bei 200 MW, bewirkt erst bei einem Wert von 50 MW einen signifikanten Verfügbarkeitsverlust. Daher lässt sich schließen, dass die Batterieleistung im vorliegenden Fall keine fördernde, sondern vielmehr eine einschränkende Wirkung auf die Verfügbarkeit des Hybrid-Kraftwerks hat. Theoretisch wäre es im Hinblick auf die Primärenergievorhaltung möglich, die Batterieleistung zu reduzieren. Allerdings schreibt der Schwarzstartvertrag eine mindestens erforderliche Wirkleistung der schwarzstartfähigen Anlage P_{erf} von 200 MW vor. Eine fördernde Wirkung der Batterieleistung auf die Verfügbarkeit wäre wahrscheinlich erst dann gegeben, wenn die Zeitspanne zur Herstellung der Einsatzbereitschaft auf weniger als 2 Stunden verkürzt wird. In diesem Szenario wären größere Energieeinspeisungen erforderlich, um eine flexible Vermarktung zu ermöglichen, die mit tiefen Entladezuständen der Batterie korreliert. Dies würde es ermöglichen, die Batterie bei einer Anforderung durch den Übertragungsnetzbetreiber rechtzeitig auf die erforderliche Primärenergie aufzuladen. Ein solcher erhöhter Energiedurchsatz wäre jedoch nur durch eine Vergrößerung der Batterieleistung realisierbar.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Zur Quantifizierung der einzelnen Ergebnisse wurde der gewichtete Verfügbarkeitszuwachs berechnet. Die Berechnung wird anhand der Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse der Kapazität des Batteriespeicher-Kraftwerks E_B erklärt. Hierzu wurden zunächst gemäß Kapitel 2.3.3 die Verfügbarkeiten der ersten 8 (Minimale Anzahl an variierten Werten des Parameters der jeweiligen Sensitivitätsanalysen) sensitiven Erhöhungen ausgehend vom Parameter der Ausgangdimensionierung des Hybrid-Kraftwerks berechnet, welche in Abbildung 3.18 auch als Schnittpunkt der Verfügbarkeitskurven mit der Null-Linie erkennbar sind. Die berechneten Verfügbarkeiten wurden in einem Array gespeichert. Im nächsten Schritt wurden die Verfügbarkeitszuwächse (V_{Zuw}) als Differenzen der einzelnen Verfügbarkeiten berechnet.

$$V_{\mathrm{Zuw}}(i) = V_{\mathrm{HKW}}(i+1) - V_{\mathrm{HKW}}(i) \tag{3.34}$$

In weiterer Folge wurde der Gewichtungsfaktor (f_g) als das Verhältnis der aufeinanderfolgenden Werte des Sensitivitätsparameters berechnet.

$$f_{\mathrm{g}}(i) = \frac{E_{\mathrm{B}}(i+1)}{E_{\mathrm{B}}(i)} \tag{3.35}$$

Anschließend wurden die einzelnen Werte des Verfügbarkeitszuwachses durch die entsprechenden Werte des Gewichtungsfaktors dividiert. Der gewichtete Verfügbarkeitszuwachs ($V_{Zuw,g}$) wurde als arithmetischer Mittelwert dieser Division berechnet.

$$V_{\mathrm{Zuw,g}} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^{n} \frac{V_{\mathrm{Zuw}}(i)}{f_{\mathrm{g}}(i)} \tag{3.36}$$

Der gewichtete Verfügbarkeitszuwachs entspricht somit dem durchschnittlichen Verfügbarkeitszuwachs des Hybrid-Kraftwerks im Verhältnis zur prozentuellen Steigerung des Hybrid-Kraftwerksparameters. Es wurde kein gewichteter Verfügbarkeitszuwachs für die Entladegrenze der Batterie und die Leistung des Batteriespeicher-Kraftwerks ermittelt. Die Entladegrenze der Batterie verfügt bei der Ausgangsdimensionierung des Hybrid-Kraftwerks über einen Wert von 0 MWh, wodurch die Methode hinsichtlich der prozentuellen Veränderung nicht anwendbar ist. Mit der Leistung des Batteriespeicher-Kraftwerks ist gemäß der Sensitivitätsanalyse im Abschnitt 3.3.1.8 kein Verfügbarkeitszuwachs möglich. Die beiden Werte wurden für die folgende tabellarische Reihung qualitativ beurteilt.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Der gewichtete Verfügbarkeitszuwachs dient als Indikator für die Einflussstärke der einzelnen Parameter auf die Verfügbarkeit des Hybrid-Kraftwerks. Tabelle 3.1 zeigt hierbei die Rangordnung der einzelnen Parameter hinsichtlich des Einflusses:

Rang	**Parameter**	**Gewichteter Verfügbarkeits-zuwachs $V_{\mathbf{Zuw,g}}$**	**Festgelegt laut Ausschreibung**
1	Primärenergievorhaltung W_{Min}	9,15 %	Ja
2	Zeit zur Herstellung der Einsatzbereitschaft t_{EB}	7,23 %	Ja
3	Kapazität des Batteriespeicher-Kraftwerks E_B	4,18 %	Nein
4	Leistung des Windparks P_W	3,70 %	Nein
5	Leistung des PV-Parks P_{PV}	2,64 %	Nein
6	Entladegrenze der Batterie E_{EG}	\	Nein
7	Leistung des Batteriespeicher-Kraftwerks P_B	\	Ja

Tab. 3.1: Rangordnung der Einflussstärke der einzelnen Parameter auf die Verfügbarkeit des Hybrid-KWs

In der Tabelle ist des Weiteren ersichtlich, welche Parameter vom Anbieter tatsächlich frei wählbar sind (z. B. E_B) und welche Parameter in der Ausschreibung festgesetzt sind (z. B. t_{EB}) und im Rahmen der akademischen Studie variiert wurden.

Die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse führen zu einer fallspezifischen Erkenntnis, die auf den Datensätzen der Einspeiseprofile des PV- und Windparks sowie des Batterieprofils basiert. Aus Tabelle 3.1 geht hervor, dass die Parameter, die im Einflussbereich des Übertragungsnetzbetreibers liegen, den größten Einfluss auf die Verfügbarkeit ausüben. Da die einzelnen Parameter in einem direkten Zusammenhang zueinander stehen, wird die Anpassung eines einzelnen Parameters das Verfügbarkeitsproblem nicht vollständig lösen können. Vielmehr ist eine sorgfältige Anpassung aller verfügbaren Parameter in Kombination erforderlich. Um eine möglichst hohe Verfügbarkeit des Hybrid-Kraftwerks zu gewährleisten, ist eine enge Zusammenarbeit zwischen dem Anbieter und dem Übertragungsnetzbetreiber geboten. Dies ist notwendig, um gemeinsam eine Lösung zu erarbeiten, die sicherstellt, dass die Einsatzbereitschaft der schwarzstartfähigen Anlagen im Falle eines Blackouts gewährleistet ist.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

3.3.2 Wartungsanalyse

Ein weiteres wesentliches Thema, das für die Verfügbarkeit eines Hybrid-Kraftwerks berücksichtigt werden muss, ist die Wartung. Die elektrotechnischen Komponenten der einzelnen Einheiten des Hybrid-Kraftwerks erfordern früher oder später Wartungsmaßnahmen oder müssen gegebenenfalls während dem Erfüllungszeitraum der Ausschreibung teilweise ersetzt werden. Je nach Art der Komponente kann dies zu einem eingeschränkten Betrieb des jeweiligen Kraftwerks führen oder im schlimmsten Fall zu einem vollständigen Ausfall für einen bestimmten Zeitraum. Zur Bewertung dieses Themas wurde eine Wartungsanalyse durchgeführt. Dabei wurden auf Grundlage einer festgelegten Dimensionierung iterativ Wartungsintervalle für die einzelnen Kraftwerkseinheiten eingefügt und entsprechende Verfügbarkeitskurven erstellt. Abschließend wurden die Verfügbarkeitskurven gegenübergestellt und Auswirkungen der Wartungsmaßnahmen der einzelnen Kraftwerkseinheiten auf die Verfügbarkeit des Hybrid-Kraftwerks untersucht und bewertet.

Methodik und Annahmen

Zur Untersuchung des Einflusses der Wartungsmaßnahmen wurde auf Basis der Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse aus Kapitel 3.3.1 eine spezifische Konstellation bzw. Dimensionierung des Hybrid-Kraftwerks angenommen, die es ermöglicht, die vom Anbieter angestrebte Verfügbarkeit von 85 % zu erreichen.

Für die Wartungsanalyse wurde folgende Ausgangsdimensionierung des Hybrid-Kraftwerks zugrunde gelegt:

- Kapazität des Batteriespeicher-Kraftwerks: $E_B = 500$ MWh
- Leistung des Photovoltaikparks: $P_{PV} = 256$ MW
- Leistung des Windparks: $P_W = 232$ MW
- Zeit zur Herstellung der Einsatzbereitschaft $t_{EB} = 8$ h
- Primärenergievorhaltung: $W_{Min} = 300$ MWh
- Leistung des Batteriespeicher-Kraftwerks: $P_B = 200$ MW
- Entladegrenze des Batteriespeicher-Kraftwerks: $E_{EG} = 0$ MWh

Des Weiteren wurden die Einspeiseprofile des PV- und Windparks gemäß Anhang A.1 und A.2 und das Batterieprofil gemäß Anhang A.4 für die Berechnung hinterlegt.

Auf Grundlage dieser Dimensionierung des Hybrid-Kraftwerks und der zugrunde liegenden Datenprofile ergibt sich die in Abbildung 3.32 dargestellte Verfügbarkeitskurve.

Im Vergleich zu Abbildung 3.17 wurde mittels Anpassung der Parameter des Hybrid-Kraftwerks die Verfügbarkeit des Hybrid-Kraftwerks von 11,63 % auf 86,91 % angehoben.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

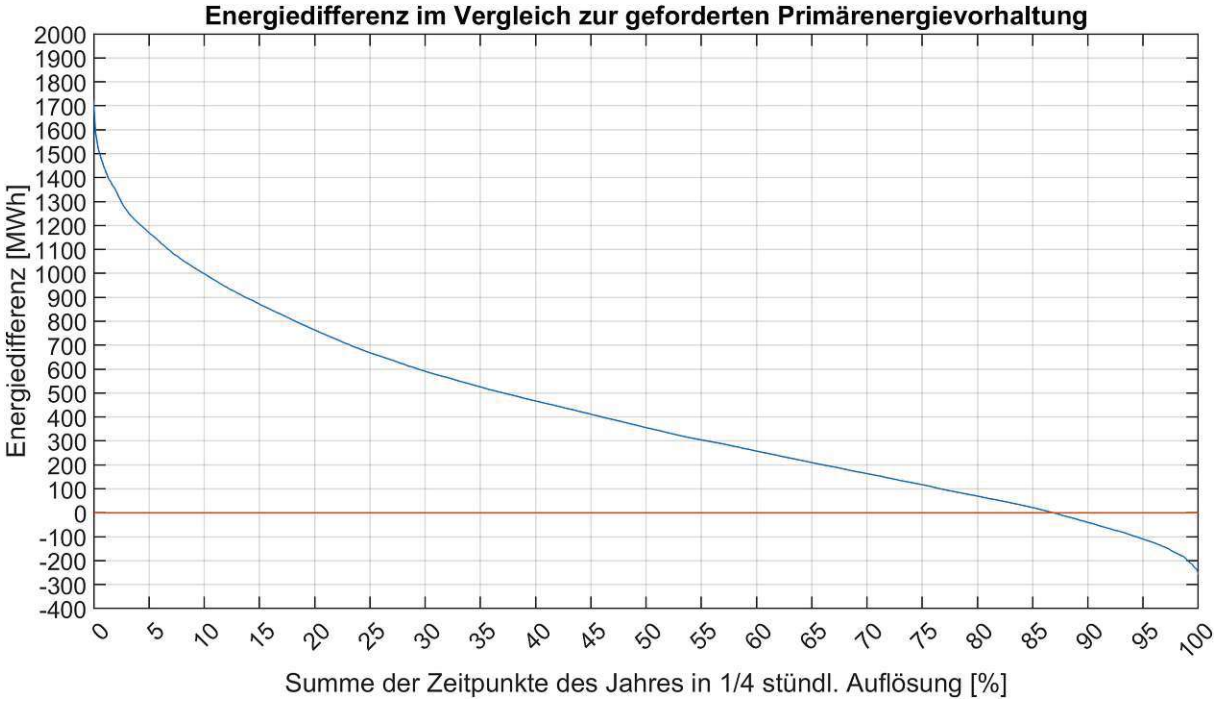

Abb. 3.32: Energiedifferenz im Vergleich zur geforderten Primärenergievorhaltung beim optimierten Hybrid-Kraftwerk

Für die Wartungsanalyse wurden die Wartungsmaßnahmen der Hybrid-Kraftwerkseinheiten, bestehend aus dem PV-Park, dem Windpark und dem Batteriespeicher-Kraftwerk, separat analysiert. Zu diesem Zweck wurden für jedes Kraftwerk zwei Variablen eingeführt: der Wartungsbeginn und der Wartungszeitraum. Der Wartungsbeginn wird im Algorithmus als Indizes angegeben, der Wartungszeitraum in Tagen. Die Berücksichtigung der Wartung erfolgt durch eine Anpassung der Berechnungsmethode für die im Rahmen des Schwarzstarts zur Verfügung stehende Energie E_{SS}, wie sie in Formel 3.13 dargestellt ist.

Für die Wartung des PV-Parks wird ab dem angegebenen Wartungsbeginn für die Dauer des definierten Wartungszeitraums die Energie des PV-Parks (E_{PV}) für die Berechnung der Energie E_{SS} nicht berücksichtigt:

$$E_{\mathrm{SS}}(i) = E_{\mathrm{B,t_0}}(i) + E_{\mathrm{W}}(i+1,\ldots,i+n) \tag{3.37}$$

Analog zur Wartung des PV-Parks wird für die Wartung des Windparks ab dem angegebenen Wartungsbeginn für die Dauer des definierten Wartungszeitraums die Energie des Windparks (E_W) für die Berechnung der Energie E_{SS} nicht berücksichtigt:

$$E_{\mathrm{SS}}(i) = E_{\mathrm{B,t_0}}(i) + E_{\mathrm{PV}}(i+1,\ldots,i+n) \tag{3.38}$$

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Im Falle einer Wartung des Batteriespeicher-Kraftwerks ist das gesamte Hybrid-Kraftwerk nicht verfügbar. Daraus ergibt sich, dass ab dem angegebenen Beginn der Wartungsarbeiten für die Dauer des festgelegten Wartungszeitraums keine Energie für einen Schwarzstart zur Verfügung steht:

$$E_{\mathrm{SS}}(i) = 0 \tag{3.39}$$

Für die Analyse wurden die Verfügbarkeitswerte in einer Auflösung von 1-Tagesabschnitten berechnet, die das Hybrid-Kraftwerk erreichen würde, wenn die Wartung der ausgewählten Einheit an dem jeweiligen Tag für die festgelegte Wartungsdauer beginnen würde. Zu diesem Zweck wurden Zeiträume von jeweils einer Woche und zwei Wochen für die Wartungszeiträume festgelegt.

Es ist zu beachten, dass die Kurven bis maximal eine bzw. zwei Wochen vor Jahresende dargestellt wurden. Der Grund dafür ist, dass eine geplante Wartung ab dem festgelegten Wartungsbeginn und für die Dauer des definierten Wartungszeitraums berücksichtigt wird. Die Berechnung der täglichen Verfügbarkeit für die letzte bzw. die letzten zwei Wochen des Jahres würde den gesamten Wartungszeitraum nicht mehr vollständig erfassen, was die Ergebnisse verfälschen würde.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU WIEN Bibliothek Your knowledge hub

Ergebnis

PV-Park

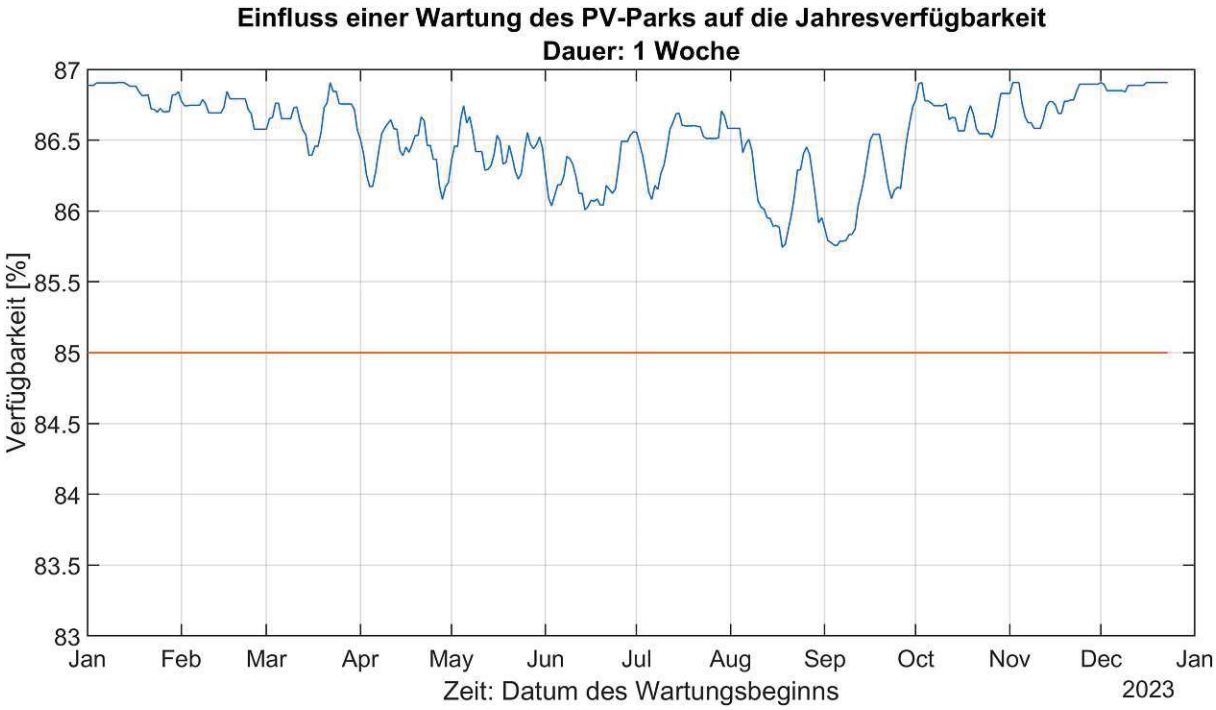

Abb. 3.33: Einfluss einer Wartung des PV-Parks auf die Jahresverfügbarkeit Dauer: 1 Woche

In Abbildung 3.33 ist die Jahresverfügbarkeitskurve für eine einwöchige Wartung des PV-Parks dargestellt. Daraus ist zu erkennen, dass die Verfügbarkeitskurve im Jahresverlauf bis zum Sommer abnimmt und im August sowie im September jeweils zwei Minima aufweist. Die beiden Minima können dadurch erklärt werden, dass zu diesen Zeitpunkten die höchste PV-Leistung erzeugt wird, sodass eine Wartung in diesen Zeiträumen den größten Verfügbarkeitseinbruch verursachen würde. Aus dem Diagramm lässt sich ableiten, wann der Beginn der Wartungsarbeiten für den festgelegten Zeitraum optimal gewählt werden sollte, um den Einfluss der Wartung auf die Verfügbarkeit des Hybrid-Kraftwerks möglichst gering zu halten. In diesem Fall wäre es am besten, die Wartung in der ersten Hälfte des Januars, zu Beginn des letzten Drittels des März, Anfang Oktober, Anfang November, Anfang Dezember oder Ende Dezember durchzuführen.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Abb. 3.34: Einfluss einer Wartung des PV-Parks auf die Jahresverfügbarkeit Dauer: 2 Wochen

Abbildung 3.34 zeigt die Jahresverfügbarkeitskurve für eine zweiwöchige Wartung des PV-Parks. Im Gegensatz zu Abbildung 3.33 sind hier die Maxima und Minima stärker ausgeprägt. Deutlich wird dies Mitte August und Anfang September, wobei die Kurve sogar unter die 85%-Grenze absinkt. Dies bestätigt die Erkenntnisse aus dem Diagramm für eine einwöchige Wartung, dass Wartungen in diesen Zeiträumen aufgrund der hohen Stromproduktion durch Sonnenenergie die Verfügbarkeit erheblich beeinträchtigen würden.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Windpark

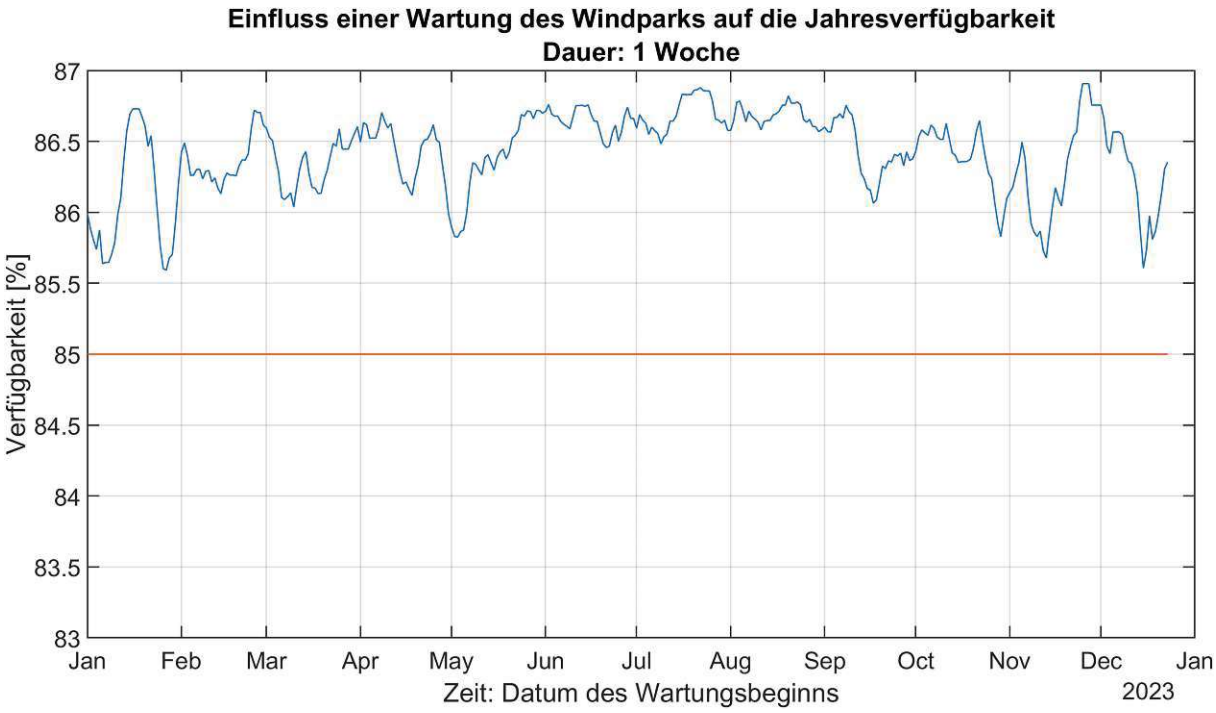

Abb. 3.35: Einfluss einer Wartung des Windparks auf die Jahresverfügbarkeit Dauer: 1 Woche

Abbildung 3.35 verdeutlicht die Auswirkungen einer einwöchigen Wartung des Windparks auf die jährliche Verfügbarkeit des Hybrid-Kraftwerks. Dabei wird ersichtlich, zu welchen Zeitpunkten im Jahr Wartungsarbeiten mehr bzw. weniger nachteilig wären. Aus den erkennbaren Maxima lässt sich ableiten, dass in diesem Fall die günstigsten Zeiträume für eine Wartung Mitte Juli sowie Ende November liegen, da die Verfügbarkeit des Kraftwerks zu diesen Zeitpunkten durch die Wartung am geringsten beeinträchtigt wird.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU WIEN Bibliothek Your knowledge hub

Abb. 3.36: Einfluss einer Wartung des Windparks auf die Jahresverfügbarkeit Dauer: 2 Wochen

Die Verlängerung des Wartungszeitraums von einer auf zwei Wochen führt ähnlich wie bei der Wartungsanalyse des PV-Parks, zu einer deutlicheren Ausprägung der Minima und Maxima in Abbildung 3.36. Die günstigsten Zeiträume für eine Wartung bleiben hierbei unverändert Mitte Juli und Ende November. Die Minima der Jahresverfügbarkeitskurve sinken jedoch so stark, dass eine Wartung zu Jahresbeginn zu einer Unterschreitung der vom Anlagenbetreiber angestrebten Verfügbarkeitsgrenze von 85 % führt.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU WIEN Bibliothek Your knowledge hub

Batteriespeicher-Kraftwerk

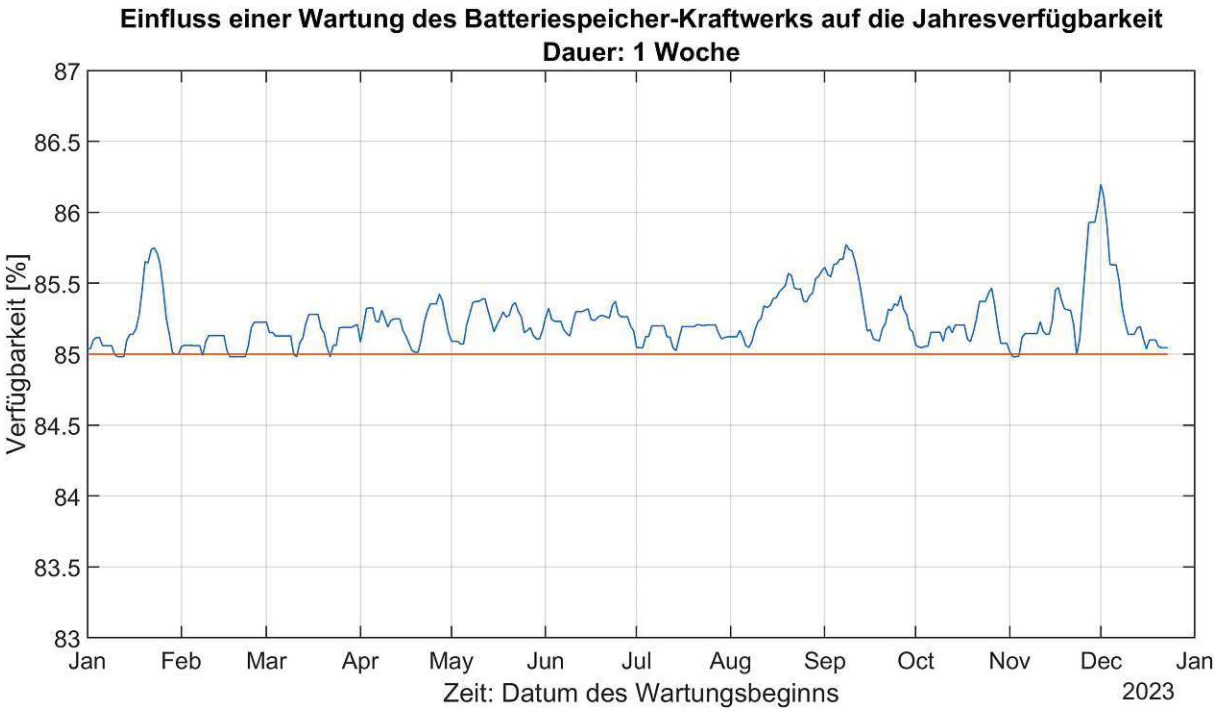

Abb. 3.37: Einfluss einer Wartung des Batteriespeicher-Kraftwerks auf die Jahresverfügbarkeit
Dauer: 1 Woche

In Abbildung 3.37 wird die Auswirkung einer einwöchigen Wartung des Batteriespeicher-Kraftwerks auf die Verfügbarkeit des Hybrid-Kraftwerks dargestellt. Im Gegensatz zur Wartungsanalyse des PV-Parks und des Windparks unterschreitet die Jahresverfügbarkeitskurve des Batteriespeicher-Kraftwerks bereits bei einer einwöchigen Wartung mehrmals die 85%-Verfügbarkeitsgrenze. Das bedeutet, dass bei einer ungünstigen Wahl des Wartungsbeginns des Batteriespeicher-Kraftwerks die 85%-Verfügbarkeitsgrenze unterschritten werden könnte, was eine Entgelt-Kürzung entsprechend Abbildung 2.11 zur Folge hätte. Der optimale Beginn für eine einwöchige Wartung des Batteriespeicher-Kraftwerks wäre in diesem Beispiel Anfang Dezember.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

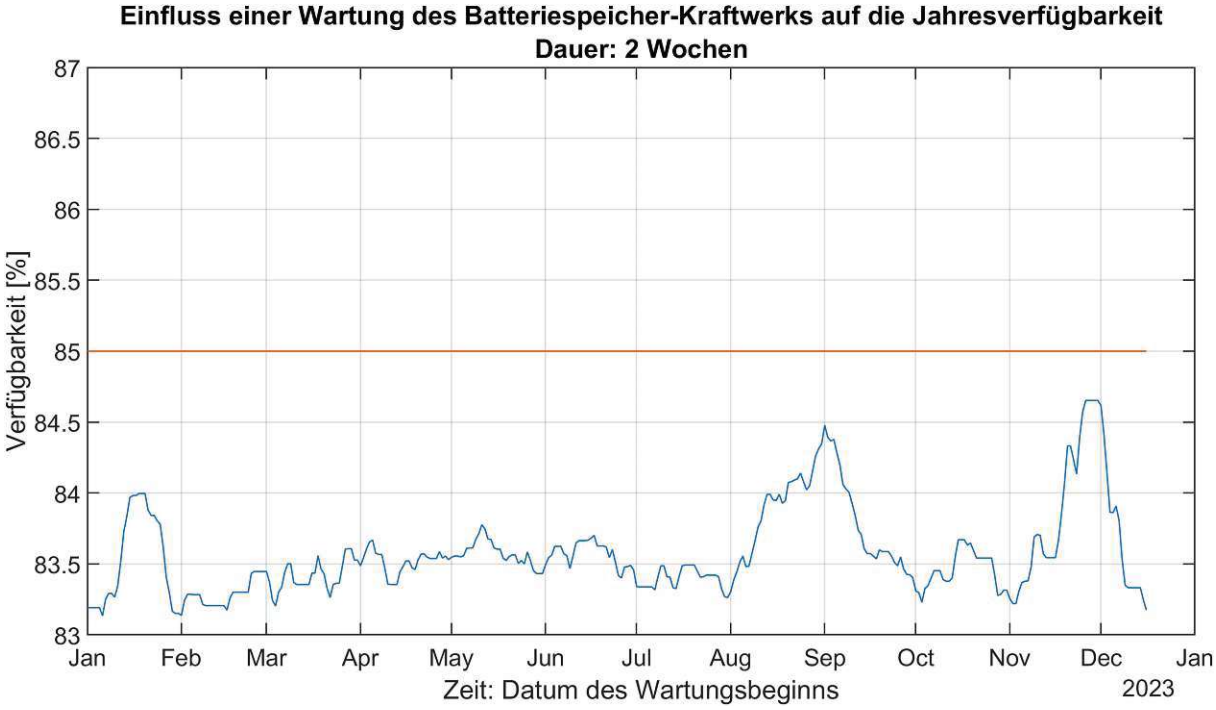

Abb. 3.38: Einfluss einer Wartung des Batteriespeicher-Kraftwerks auf die Jahresverfügbarkeit
Dauer: 2 Wochen

Im Vergleich zu den Wartungsanalysen des PV-Parks und des Windparks führt die Verlängerung des Wartungszeitraums von einer Woche auf zwei Wochen nicht nur zu einer ausgeprägteren Darstellung der Maxima und Minima der Jahresverfügbarkeitskurve, sondern auch zu einer negativen Verschiebung entlang der y-Achse. Aus Abbildung 3.38 geht hervor, dass ein Hybrid-Kraftwerk mit der für die Wartungsanalyse gewählten Dimensionierung bei einer zweiwöchigen Wartung die 85%-Verfügbarkeitsgrenze im gesamten Jahr unterschreiten würde.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Erkenntnis

In der folgenden Tabelle 3.2 werden die durchschnittlichen Verfügbarkeitswerte der Jahresverfügbarkeitskurven aus den Abbildungen 3.33 bis 3.38 übersichtlich gegenüber gestellt.

Zeitraum	PV-Park	Windpark	Batteriespeicher-Kraftwerk
Keine Wartung	86,91 %	86,91 %	86,91 %
1 Woche	86,53 %	86,42 %	85,24 %
2 Wochen	86,14 %	85,95 %	83,58 %

Tab. 3.2: Durchschnittlichen Jahresverfügbarkeitswerte bei jeweiliger Hybrid-Kraftwerkseinheitswartung

Aus Tabelle 3.2 ist der Einfluss einer Wartung der einzelnen Hybrid-Kraftwerkseinheiten auf die Verfügbarkeit des Hybrid-Kraftwerks ersichtlich. Dabei zeigt sich, dass eine Wartung des Batteriespeicher-Kraftwerks einen signifikant größeren Einfluss auf die Verfügbarkeit hat als Wartungen des PV-Parks oder des Windparks. Dies ist darauf zurückzuführen, dass das Batteriespeicher-Kraftwerk eine entscheidende Rolle für die Schwarzstartfähigkeit des Hybrid-Kraftwerks spielt und im Wesentlichen die Anforderungen aus dem Schwarzstartvertrag erfüllt. Während einer Wartung des Batteriespeicher-Kraftwerks ist daher das gesamte Hybrid-Kraftwerk nicht verfügbar. Im Gegensatz dazu kann das Hybrid-Kraftwerk bei Wartungen des PV-Parks oder des Windparks weiterhin betrieben werden, da die Batterie rechtzeitig für den Schwarzstart bereitgestellt werden kann, solange das nicht gewartete Kraftwerk die Batterie auf die erforderliche Primärenergie auflädt. Daher hat die Wartung der Batterie den größten Einfluss auf die Verfügbarkeit des Hybrid-Kraftwerks. Darüber hinaus zeigt Tabelle 3.2, dass eine Wartung des Windparks im Jahresdurchschnitt einen größeren Einfluss auf die Verfügbarkeit hat als eine Wartung des PV-Parks. Es ist zu beachten, dass die Ergebnisse auf der Basis von Einspeisezeitreihen beruhen, die von der geografischen Lage der Erzeugungsanlagen sowie den jährlichen Dargeboten an Sonneneinstrahlung und Windangebot abhängen. An einem anderen Standort könnte der PV-Park einen größeren Einfluss auf die Verfügbarkeit des Hybrid-Kraftwerks haben als der Windpark.

In Tabelle 3.2 wurden die durchschnittlichen Jahresverfügbarkeiten bei der jeweiligen Wartung einzelner Hybrid-Kraftwerkseinheiten individuell betrachtet. Auf Grundlage der gewählten Dimensionierung des Hybrid-Kraftwerks und der zugrunde liegenden Datenprofile führt die Wartung des PV-Parks im Durchschnitt pro Woche zu einem Verfügbarkeitsverlust von 0,39 %, die Wartung des Windparks zu einem Verlust von 0,48 % und die Wartung des Batteriespeichers zu einem Verfügbarkeitsverlust von 1,67 %. Im ungünstigsten Fall würden die einzelnen Hybrid-Kraftwerkseinheiten in separaten Zeitfenstern gewartet werden. Dies hätte zur Folge, dass der durch die Wartung maximal mögliche Verfügbarkeitsverlust eintritt, da sich die Effekte der einzelnen Wartungen hin-

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

sichtlich des Verfügbarkeitsverlustes überlagern. Daher ist es sinnvoll, diese Wartungen zusammenzulegen, sofern dies ohne Einschränkung wichtiger betrieblicher Funktionen des Hybrid-Kraftwerks möglich ist.

Im Vergleich zu den Parametern der Sensitivitätsanalyse in Kapitel 3.3.1 hat eine einwöchige oder zweiwöchige Wartung der einzelnen Hybrid-Kraftwerkseinheiten einen geringen Einfluss auf die Verfügbarkeit des Hybrid-Kraftwerks. Jedoch kann bei Hybrid-Kraftwerken, die aufgrund ihrer Dimensionierung nahe der 85%-Verfügbarkeitsgrenze arbeiten, eine Wartung einen wesentlichen Einfluss auf die Vergütung gemäß der Entgelt-Kurve aus Abbildung 2.11 durch den Übertragungsnetzbetreiber haben. Daher ist es für den Anlagenbetreiber erforderlich, die Wartungen so zu planen, dass der Einfluss auf die Verfügbarkeit möglichst gering gehalten wird. Die Wartungsanalyse basiert auf der Annahme einer perfekten Wettervorhersage. In der Praxis ist es jedoch nicht möglich, das Wetter für das gesamte Jahr exakt vorherzusagen. Deshalb ist es notwendig, sorgfältig abzuwägen und zu Beginn des Jahres verschiedene mögliche Zeiträume anhand von Erfahrungswerten zu evaluieren, um die optimalen Zeitpunkte für Wartungsmaßnahmen in Bezug auf die Verfügbarkeit zu identifizieren. Eine mögliche Alternative zur einer Wartung der gesamten Kraftwerkseinheit wäre die modulare Wartung einzelner Kraftwerkskomponenten. Beispielsweise könnte das Batteriespeicher-Kraftwerk überdimensioniert werden, sodass eine Wartung einzelner Batteriemodule keinen wesentlichen Einfluss auf die Verfügbarkeit hat. In diesem Ansatz würde nicht die gesamte Hybrid-Kraftwerkseinheit innerhalb einer festgelegten Woche gewartet werden, sondern die Wartung einzelner Komponenten des jeweiligen Kraftwerks würde sich über einen längeren Zeitraum erstrecken. Eine modulare Bauweise in Kombination mit gezielter Überdimensionierung würde ermöglichen, die Wartungsmaßnahmen der jeweiligen Kraftwerke effizient zu koordinieren und gleichzeitig die Verfügbarkeit weitgehend aufrechtzuerhalten. Es ist jedoch zu beachten, dass in diesem Fall kontinuierlich personelle Ressourcen für die Planung, Koordinierung und Ausführung fortlaufenden Wartungsaktivitäten erforderlich sind. Die flexiblen Wartungsmöglichkeiten eines Hybrid-Kraftwerks stellen daher einen potenziellen Vorteil gegenüber konventionellen Kraftwerken wie Pumpspeicherkraftwerken und Gasturbinenkraftwerken dar.

Des Weiteren ist zu beachten, dass das Hybrid-Kraftwerk nicht nur aus den einzelnen Hybrid-Kraftwerkseinheiten besteht, sondern gemäß dem Anlagendesign in Abbildung 2.10 auch aus Leistungsschaltern, Transformatoren, Sammelschienen, Leitungen und weiteren elektrischen Komponenten zusammengesetzt ist. Durch eine Wartung dieser Betriebsmittel können je nach Position kleinere oder größere Anlagenteile des Hybrid-Kraftwerks von einer daraus resultierenden Nichtverfügbarkeit betroffen sein. Der Anlagenbetreiber ist daher gefordert, die Notwendigkeit der einzelnen Wartungsmaßnahmen sorgfältig abzuwägen und die Wartung der einzelnen Kraftwerkskomponenten zeitlich so zu planen, dass die Verfügbarkeit des Hybrid-Kraftwerks möglichst geringfügig beeinträchtigt wird.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

3.4 Übererfüllung der Anforderung: Primärenergievorhaltung

Da in dieser Arbeit ein besonderer Schwerpunkt auf die Verfügbarkeit eines Hybrid-Kraftwerks gelegt wurde, erfolgt in der abschließenden Analyse eine Untersuchung der Möglichkeit einer Übererfüllung der angestrebten Verfügbarkeitsziele. In den bisherigen Analysen wurde der Energieüberschuss der erneuerbaren Energieerzeuger verwendet, um die Batterie auf niedrigere Ladezustände zu entladen. Dies ermöglichte die Vermarktung der Batterieenergie am Intraday-Markt. Die durchgeführten Analysen konzentrierten sich bislang überwiegend auf den Zeitraum von t_0 bis t_2, wie in Abbildung 2.1 dargestellt. Nach einem eingetretenen Blackout liegt der Fokus ab dem Zeitpunkt t_2 während der Energielieferung für den Schwarzstartprozess ausschließlich auf dem Netzwiederaufbau. Während der Energielieferung für den Netzwiederaufbau im Zeitraum von t_2 bis t_3 erzeugen der PV-Park und der Windpark weiterhin Energie, die potenziell genutzt werden könnte. Je nach Dimensionierung der erneuerbaren Erzeugungsanalagen kann hierbei ein erheblicher Energieüberschuss auftreten. Hierzu wurden Analysen zur Bewertung einer möglichen Übererfüllung der für den Schwarzstart erforderlichen Primärenergie während der Bereitstellung der Schwarzstart-Dienstleistung im Zeitraum von t_2 bis t_3 durch das Hybrid-Kraftwerk durchgeführt.

Methodik und Annahmen

Für die Analyse wurde folgende Ausgangsdimensionierung des Hybrid-Kraftwerks zugrunde gelegt:

- Kapazität des Batteriespeicher-Kraftwerks: $E_B = 400$ MWh
- Leistung des Photovoltaikparks: $P_{PV} = 128$ MW
- Leistung des Windparks: $P_W = 116$ MW
- Mindestdauer der Einsatzbereitschaft: $T_{Min} = 16$ h
- Primärenergievorhaltung: $W_{Min} = 400$ MWh
- Leistung des Batteriespeicher-Kraftwerks: $P_B = 200$ MW
- Entladegrenze des Batteriespeicher-Kraftwerks: $E_{EG} = 400$ MWh

Des Weiteren wurden die Einspeiseprofile des PV- und Windparks gemäß Anhang A.1 und A.2 und das Batterieprofil gemäß Anhang A.4 für die Berechnung hinterlegt.

Die Durchführung der Analyse konnte durch eine Anpassung des bisher verwendeten Algorithmus zur Ermittlung der Verfügbarkeit des Hybrid-Kraftwerks realisiert werden. In diesem Zusammenhang ist nicht der Zeitraum von t_0 bis t_2, sondern der Zeitraum von t_2 bis t_3 für die Analyse von Bedeutung. Dieser Zeitrahmen wurde gemäß den Anforderungen

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

des Schwarzstartvertrags auf die für T_{Min} definierte Dauer von 16 Stunden festgelegt. Die Entladegrenze des Batteriespeicher-Kraftwerks wurde auf 400 MWh festgelegt, um sicherzustellen, dass die Batterie zu Beginn der Erbringung der Schwarzstart-Dienstleistung zum Zeitpunkt t_2 vollständig aufgeladen ist. Die Formel 3.13 ändert sich somit wie folgt:

$$E_{SS}(i) = E_{B,t_2}(i) + E_{PV}(i+1,\ldots,i+n) + E_W(i+1,\ldots,i+n) \tag{3.40}$$

Der Parameter n entspricht der Anzahl der Viertelstunden-Werte, die die Zeitdauer T_{Min} abbilden.

$$n = t_{EB} \cdot 4\,\frac{1/4\,h}{h} = 16\,h \cdot 4\,\frac{1/4\,h}{h} = 64 \tag{3.41}$$

Der Algorithmus zieht gemäß Formel 3.30 von der Energie für den Schwarzstart E_{SS} die vorzuhaltende Primärenergie W_{Min} ab. Durch die Einstellung der Primärenergievorhaltung auf einen Wert von 400 MWh heben sich der initiale Ladezustand der Batterie zum Zeitpunkt t_2 und die vorzuhaltende Primärenergie für jede Iteration gegenseitig auf. Somit wird in der Zeitreihenanalyse die Energiedifferenz E_{Diff} aus der Summe der eingespeisten Energie des PV-Parks und des Windparks während der Zeit T_{Min} berechnet.

Durch Einsetzen der Formel 3.40 in die Formel 3.30 wird der beschrieben Zusammenhang deutlich.

$$E_{SS}(i) = E_{B,t_2}(i) + E_{PV}(i+1,\ldots,i+n) + E_W(i+1,\ldots,i+n) - W_{Min} \tag{3.42}$$

$$E_{SS}(i) = 400\,MWh + E_{PV}(i+1,\ldots,i+n) + E_W(i+1,\ldots,i+n) - 400\,MWh \tag{3.43}$$

$$E_{SS}(i) = E_{PV}(i+1,\ldots,i+n) + E_W(i+1,\ldots,i+n) \tag{3.44}$$

Die Energiedifferenz E_{Diff} repräsentiert die während eines Schwarzstarts überschüssig produzierte Energie der erneuerbaren Energieerzeuger, für die derzeit keine Nutzung vorgesehen ist. Zur Bewertung der Häufigkeit einer Übererfüllung der Anforderung für die Primärenergievorhaltung in der Zeit zwischen t_2 und t_3 wurde eine Analyse mit Perzentilen durchgeführt.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Ergebnis

Die Übererfüllung der Primärenergievorhaltung im Zeitraum von t_2 bis t_3 wurde mithilfe eines Boxplots untersucht, wie in Abbildung 3.39 dargestellt.

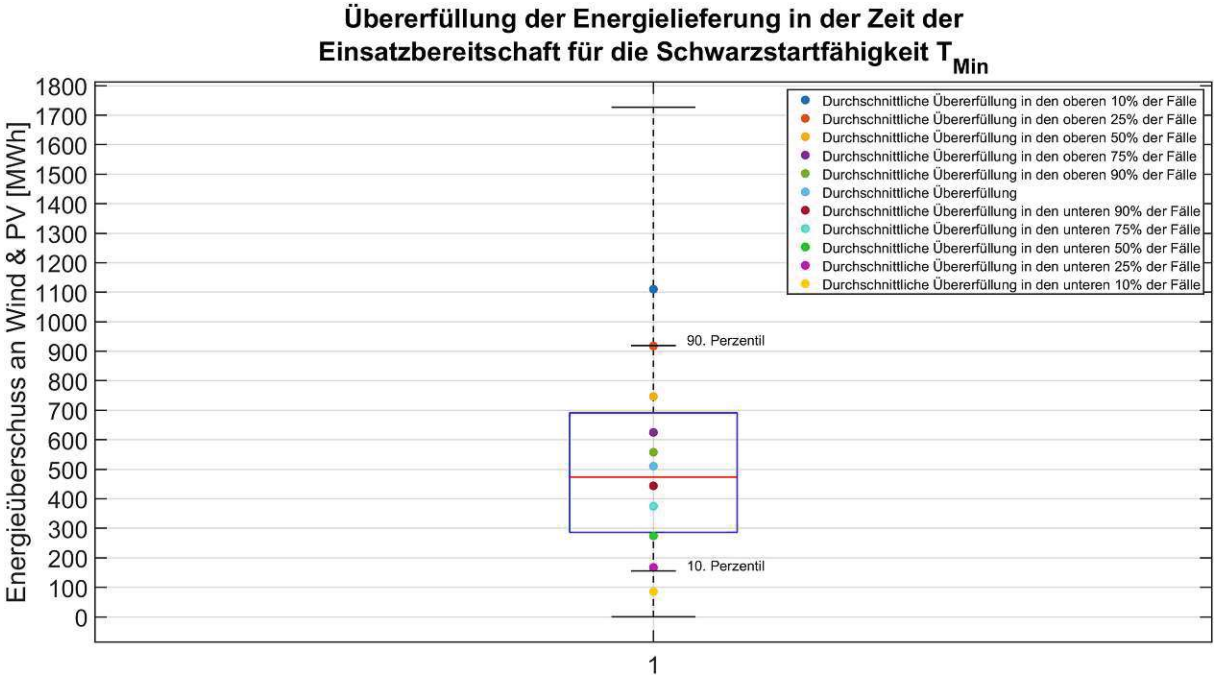

Abb. 3.39: Übererfüllung der Energielieferung in der Zeit der Einsatzbereitschaft für die Schwarzstartfähigkeit T_{Min}

Die rote Linie innerhalb der Box stellt den Median dar, der dem 50. Perzentil entspricht. Die obere Begrenzung der Box repräsentiert das 75. Perzentil, während die untere Begrenzung das 25. Perzentil darstellt. Für die Analyse wurde der Boxplot um zwei Markierungen für das 90. Perzentil und das 10. Perzentil ergänzt. Ein Perzentil ist eine statische Kennzahl und gibt an, welcher Anteil der Daten unterhalb dieses Wertes liegt. Das 75. Perzentil trennt beispielsweise die obersten 25 % der Daten von den unteren 75 %.

Durch die Anwendung von Perzentilen kann die Wahrscheinlichkeit eingeschätzt werden, mit der bestimmte Grade der Energieübererfüllung auftreten. So besagt das 10. Perzentil, dass in 90 % der Fälle im Jahr ein Energieüberschuss von mindestens 150 MWh erreicht wird. Um ein besseres Verständnis für die Größenordnung der auftretenden Energieüberschüsse zu erhalten, wurden die Durchschnittswerte der oberen und unteren Fälle, die durch die jeweiligen Perzentile definiert sind, berechnet und im Plot dargestellt. So tritt in den oberen 90 % der Fälle eine durchschnittliche Übererfüllung von 550 MWh auf.

In Abbildung 3.40 wurde die Wahrscheinlichkeit der Übererfüllung der Primärenergievorhaltung in Abhängigkeit von der Energiemenge der Übererfüllung dargestellt.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

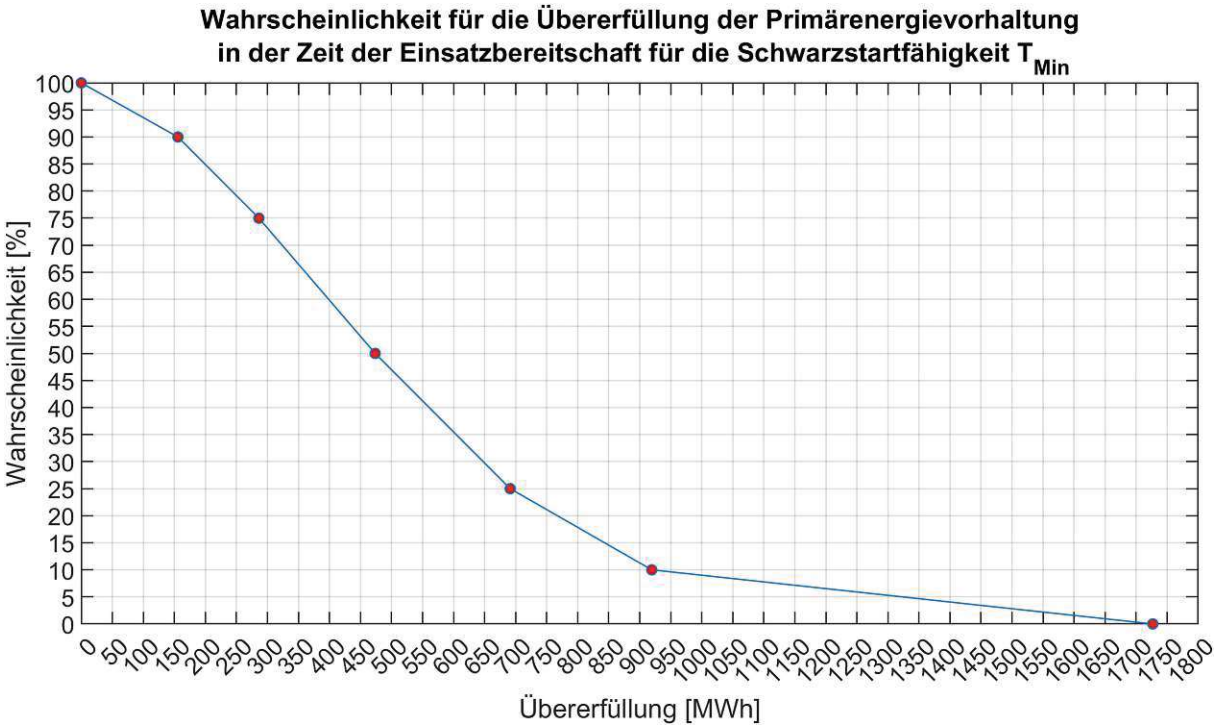

Abb. 3.40: Wahrscheinlichkeit für die Übererfüllung der Primärenergievorhaltung in der Zeit der Einsatzbereitschaft für die Schwarzstartfähigkeit T_{Min}

Erkenntnis

Die Herausforderung bei der Bewertung einer Übererfüllung besteht darin, dass der Schwerpunkt der Ausschreibung primär auf der Erfüllung der Mindestanforderungen liegt. Dies bedeutet, dass im Rahmen der aktuellen Ausschreibung keine zusätzlichen Punkte für die Energievorhaltung vergeben werden, da diese lediglich ein Mindestkriterium darstellt. Die Bereitstellung einer Primärenergiemenge von beispielsweise 500 MWh anstelle der im Schwarzstartvertrag festgelegten 400 MWh resultiert in der aktuellen Bewertungsmatrix nicht in der Vergabe zusätzlicher Punkte. Ein erster möglicher Fall für die Berücksichtigung einer Energieübererfüllung könnte dann gegeben sein, wenn die Ausschreibung dahingehend angepasst wird, dass nicht nur eine Primärenergievorhaltung von 400 MWh gefordert wird, sondern auch eine Übererfüllung dieser Anforderung mit zusätzlichen Punkten bewertet wird.

Durch die Kurve in Abbildung 3.40 wurde eine Beziehung zwischen der Energieübererfüllung und der Wahrscheinlichkeit hergestellt. Diese Kurve ermöglicht die Berücksichtigung eines zweiten potenziellen Falles für die Einbeziehung einer Energieübererfüllung in der Ausschreibung. Beispielsweise könnte der Anbieter im Fall einer geforderten Primärenergievorhaltung von 400 MWh Rückmeldung geben, dass diese Energiemenge aus wirtschaftlicher Sicht für ihn nicht rentabel ist. Hierbei könnte der Übertragungsnetzbetreiber in Betracht

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

ziehen, dass der Anbieter angibt, 250 MWh fest eingespeichert zu haben, während die restlichen 150 MWh gemäß Abbildung 3.40 mit einer Wahrscheinlichkeit von 90 % übererfüllt werden können. Diese Wahrscheinlichkeit lässt sich durch die Anwendung von Perzentilen bestimmen.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU WIEN Bibliothek Your knowledge hub

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

Kapitel 4

Implementierung und Anwendung des Algorithmus

Im Rahmen der Datenanalyse aus Kapitel 3 wurde auf Grundlage der Algorithmen aus den einzelnen Analysen ein MATLAB-Programm entwickelt, das die Möglichkeit bietet, die Verfügbarkeit eines Hybrid-Kraftwerks auf Basis der eingestellten Eingangsvariablen und importierten Eingangsdaten zu ermitteln sowie Sensitivitätsanalysen in Abhängigkeit der einzelnen Hybrid-Kraftwerksparametern durchzuführen. In diesem Kapitel wird der Aufbau des MATLAB-Programms und der Nutzen für den Übertragungsnetzbetreiber sowie den Anbieter anhand spezifischer Anwendungsfälle erläutert.

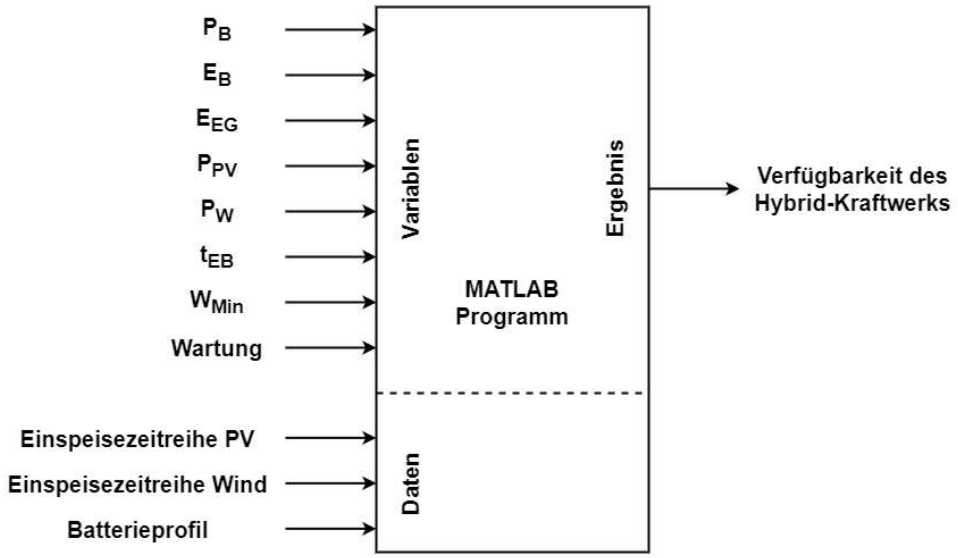

Abb. 4.1: Organisation im MATLAB-Programm

In Abbildung 4.1 ist eine Übersicht zur Strukturierung des MATLAB-Programms dargestellt.

Folgende Eingangsvariablen sind durch den Benutzer einzustellen:

- Leistung des Batteriespeicher-Kraftwerkes (P_B) in MW
- Energieinhalt des Batteriespeicher-Kraftwerkes (E_B) in MWh
- Entladegrenze der Batterie (E_{EG}) in MWh
- Leistung des Photovoltaikparks (P_{PV}) in MW
- Leistung des Wind-Kraftwerkes (P_W) in MW
- Zeit zur Herstellung der Einsatzbereitschaft (t_{EB}) in h
- Primärenergievorhaltung (W_{Min}) in MWh
- Optional: Wartungsbeginn und Wartungszeitraum der jeweiligen Hybrid-Kraftwerkseinheit (Batteriespeicher-Kraftwerk, PV-Park, Windpark)

Die folgenden Eingangsdaten sind vom Benutzer zu importieren:

- Einspeiseleistungszeitreihe eines beispielhaften PV-Parks in der Regelzone
- Einspeiseleistungszeitreihe eines beispielhaften Windparks in der Regelzone
- Batterieprofil eines beispielhaften vermarkteten Speichers in der Regelzone

Als Ergebnis liefert das MATLAB-Programm die Verfügbarkeit des Hybrid-Kraftwerks in Prozent sowie die Sensitivitätsanalysen zu den einzelnen Hybrid-Kraftwerksparametern.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU WIEN Bibliothek Your knowledge hub

Aufbau des Programms

Das Programm besteht aus einer „Main“-Datei. Die Verfügbarkeitsberechnung sowie die einzelnen Sensitivitätsanalysen sind in „Section Breaks“ unterteilt. Dadurch können die Berechnungen und Analysen unabhängig voneinander durchgeführt werden.

Die Eingangsparameter werden vom Benutzer direkt im Code den einzelnen Programmvariablen zugewiesen. Die Einspeiseprofile des PV- und Windparks sowie das Batterieprofil werden mithilfe der MATLAB-Funktion „Import Data“ als Excel-Datei in den „Workspace“ geladen. Die einzelnen Profile sind in weiterer Folge als Tabelle im „Workspace“ enthalten. Dabei ist zu beachten, dass die Bezeichnung der importierten Tabelle mit der im Code für diese Tabelle verwendeten Bezeichnung übereinstimmt und dass die richtige Spalte (mit den Einspeiseleistungen bzw. Ladezuständen) für die weitere Verwendung im Code extrahiert wird. Für die Sensitivitätsanalysen ist des Weiteren erforderlich die Arrays der jeweiligen Sensitivitätsvariable mit den gewünschten Werten zu initialisieren. Hierzu werden in der entsprechenden Zeile der Startwert, der Schrittwert und der Endwert angegeben.

Nach der Initialisierung der Eingangsvariablen bzw. des Arrays der jeweiligen Sensitivitätsvariablen sowie dem Import der Einspeiseprofile und des Batterieprofils können die gewünschten Berechnungen und Analysen durchgeführt werden. Um die Berechnung der Verfügbarkeit bzw. eine Sensitivitätsanalyse durchzuführen, muss der Cursor in der entsprechenden „Section“ mit einem Mausklick positioniert und die MATLAB-Funktion „Run Section“ ausgeführt werden. Bei der Verfügbarkeitsberechnung wird im „Output“ der entsprechende Wert für die Verfügbarkeit des Hybrid-Kraftwerks in Prozent angezeigt. Bei den Sensitivitätsanalysen wird gemäß Kapitel 3.3.1 ein Diagramm mit den Verfügbarkeitskurven geplottet sowie ein weiteres Diagramm, das die Verfügbarkeit in Abhängigkeit von der Sensitivitätsvariable darstellt.

Anwendungsfall: Dimensionierungshilfe für Übertragungsnetzbetreiber

Ein möglicher Anwendungsfall des MATLAB-Programms für den Übertragungsnetzbetreiber wäre die Verwendung als Dimensionierungshilfe zur Bestimmung der Parameter für die Ausschreibung. Zu diesem Zweck können mithilfe der Berechnungs- und Analysemöglichkeiten des Programms Untersuchungen durchgeführt werden, um zu bewerten, welche Hybrid-Kraftwerksdimensionierungen realistisch sind und auf dieser Basis sinnvolle Parameter für die Ausschreibung auszuwählen.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Anwendungsfall: Verfügbarkeitsvalidierung des Anbieters

Ein möglicher Anwendungsfall für den Anbieter wäre die Verwendung des MATLAB-Programms als Validierungsinstrument. In diesem Szenario beabsichtigt der Anbieter entweder ein bestehendes Batteriespeicher-Kraftwerk, einen bestehenden PV-Park oder einen bestehenden Windpark zu einem Hybrid-Kraftwerk erweitern oder gegebenenfalls ein neues Hybrid-Kraftwerk zu errichten. Wenn der Anbieter bereits über einen PV- oder Windpark verfügt, kann er von diesen historische Einspeiseprofile beziehen. Andernfalls müssen diese in Absprache mit dem Übertragungsnetzbetreiber organisiert werden. Zudem benötigt er ein Batterieprofil, mit dem er die wirtschaftliche Vermarktung des Batteriespeichers planen kann. Durch Eingabe der Variablen für das Batteriespeicher-Kraftwerk (P_B, E_B, E_{EG}), dem PV-Park (P_{PV}) und dem Windpark (P_W) sowie der Ausschreibungsvariablen für die Primärenergievorhaltung (W_{Min}) und für die Zeit zur Herstellung der Einsatzbereitschaft (t_{EB}) kann die Verfügbarkeit berechnet werden. Auf Basis des Ergebnisses können Anpassungen des Hybrid-Kraftwerksdimensionierung oder der Vermarktungsstrategie des Batteriespeichers vorgenommen und bewertet werden. Bei einem Angebot an den Übertragungsnetzbetreiber trägt der Anbieter das Risiko für Nichtverfügbarkeiten und hat aufgrund der Entgeltkurve gemäß Abbildung 2.11 einen starken Anreiz hat, die Verfügbarkeit des angebotenen Hybrid-Kraftwerks zu maximieren.

Potenzieller Anwendungsfall: Benutzeroberfläche für Anbieter

Das MATLAB-Programm bietet Potenzial für weiterführende Entwicklungen. Für einen weiteren Anwendungsfall könnte das vorhandene MATLAB-Programm zu einer Benutzeroberfläche für Anbieter erweitert werden, über welche die Anbieter nach Eingabe ihrer Parameter beispielsweise die Höhe der Vergütung durch den Übertragungsnetzbetreiber angezeigt erhalten. Zu diesem Zweck stellt der Anbieter die Variablen ein, die im Einflussbereich des Anlagenbetreibers liegen (P_B, E_B, P_{PV}, P_W). Im Falle einer anteiligen Vorhaltung gibt er zudem die Menge an Energie an, die er für eine Vermarktung reservieren möchte. Wenn der Anbieter die Batterie frei vermarkten möchte, hat er die Möglichkeit, ein Batterieprofil eines beispielhaften vermarkteten Speichers in das Programm zu laden. Letztlich gibt der Anbieter den Standort an. Der Algorithmus durchsucht anschließend Datensätze von PV- und Windparks, die sich möglichst nahe dem angegebenen Standort oder innerhalb eines gültigem Umkreises befinden, und berechnet auf Grundlage der angegebenen Parameter die Verfügbarkeit des Hybrid-Kraftwerks. Abschließend ermittelt der Algorithmus anhand der Gesamt-Jahresentgeltkurve gemäß Abbildung 2.11 die Vergütung durch den Übertragungsnetzbetreiber. Der Anbieter hat hierbei die Möglichkeit, die Eingabeparameter an der Benutzeroberfläche zu variieren und die Auswirkungen auf die ermittelten Vergütungen zu beobachten. Auf diese Weise kann er ein besseres Verständnis für die Einflussfaktoren auf die Verfügbarkeit des Hybrid-Kraftwerks entwickeln.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

Kapitel 5

Schlussfolgerung und Ausblick

5.1 Schlussfolgerung

Im Zuge der Energiewende wird der Einsatz von Hybrid-Kraftwerken als schwarzstartfähige Anlagen als Option in Betracht gezogen, um eine flexiblere Gestaltung der Netzwiederaufbaukonzepte zu ermöglichen. Hybrid-Kraftwerke sind in den erforderlichen Maßstäben jedoch noch nicht erprobt. Eine große Herausforderung beim Einsatz eines Hybrid-Kraftwerks als schwarzstartfähige Anlage besteht in der wirtschaftlichen Ineffizienz eines Batteriespeichers, der ausschließlich für den Schwarzstartfall vollgeladen bereitsteht. Im Rahmen der Diplomarbeit wurden Algorithmen entwickelt, die eine Bewertung der Verfügbarkeitsanforderungen gemäß dem Schwarzstartvertrag des Übertragungsnetzbetreibers sowie der wesentlichen Einflussfaktoren bei gleichzeitiger Vermarktung auf die Verfügbarkeit des Hybrid-Kraftwerks und der Speichernutzung ermöglichen. Zu diesem Zweck wurden neben den Parametern, die im Einflussbereich des Anbieters liegen, auch die Parameter des Übertragungsnetzbetreibers analysiert, die gemäß der aktuellen Ausschreibung strikt festgelegt sind und bei denen eine Anpassung grundsätzlich nicht möglich ist. Eine wesentliche Prämisse der Analysen ist die Annahme, dass die Batterie für Vermarktungszwecke auf Ladezustände entladen werden darf, die unterhalb der vom Netzbetreiber geforderten Primärenergievorhaltung liegen, und gemäß Abbildung 2.1 in der Zeit zwischen t_0 und t_2 wieder aufgeladen werden kann. Diese Vorgehensweise ist laut der aktuellen Ausschreibung jedoch nicht erlaubt, und das Hybrid-Kraftwerk würde in einem solchen Fall als nicht verfügbar gelten.

Der zentrale Ansatz zur wirtschaftlicheren Konzeption des Hybrid-Kraftwerks besteht darin, die in der Batterie gespeicherte Energie neben der Primärenergiebereitstellung für den Übertragungsnetzbetreiber auch am Intraday-Markt zu vermarkten. Je höher der Anteil der vermarktbaren Energie, desto größer ist das Potenzial für eine wirtschaftliche Optimierung des Hybrid-Kraftwerks. Zu diesem Zweck wurde eine Methodik entwickelt, die es ermöglicht, eine Analyse unter der Annahme einer anteiligen Energievorhaltung

durchzuführen. Dabei reserviert der Anlagenbetreiber einen festen Teil der Batteriekapazität für die Vermarktung am Intraday-Markt. Die Untersuchungen haben bei einer Auslegung der Batteriekapazität auf die im Schwarzstartvertag geforderte Primärenergievorhaltung ergeben, dass bereits bei einer Vorhaltung von 2 % der Batteriekapazität für Vermarktungszwecke, die vom Anlagenbetreiber angestrebte Jahresverfügbarkeit des Hybrid-Kraftwerks von 85 % nicht mehr erreicht wird. Unter den gewählten Dimensionierungen des Hybrid-Kraftwerks ist eine zusätzliche Vermarktung der Batteriekapazität neben der Primärenergievorhaltung daher nicht sinnvoll. Um die vermarktbare Energiemenge zu erhöhen, besteht einerseits die Möglichkeit, die Parameter des Hybrid-Kraftwerks anzupassen. Andererseits haben die im Rahmen der Untersuchung durchgeführten Häufigkeitsanalysen gezeigt, dass es zu 85 % der Zeitpunkte im Jahr möglich ist, mehr als 2 % der Batteriekapazität zu vermarkten. Daraus lässt sich schlussfolgern, dass neben der Anpassung der Hybrid-Kraftwerksparameter auch eine flexiblere Vermarktung zur Optimierung der Wirtschaftlichkeit des Hybrid-Kraftwerks beitragen kann. Um eine flexible Vermarktung zu realisieren wird ein Algorithmus benötigt, welcher die minimal möglichen Ladezustände, auf welche die Batterie für Vermarktungszwecke entladen werden darf, auf Basis der Wetterprognosen für die erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen berechnet und diese mit den Intraday-Marktpreisen korreliert.

Im Rahmen der zweiten Analyse unter der Prämisse einer erlösoptimierten Vermarktung wurde ein entsprechender Algorithmus zur Berechnung eines beispielhaften Batterieprofils mit einer flexiblen, aber eingeschränkten Vermarktung entwickelt. Im Gegensatz zur freien Vermarktung, besteht bei einem Batterieprofil, welches als Einschränkung die Primärenergievorhaltung hat, die Vorgabe, dass die Batterie möglichst häufig und vollständig aufgeladen werden muss. Das berechnete Batterieprofil weist hierbei einen konstant hohen Ladezustand und eine hohe Anzahl an Ladezyklen auf. Beide Effekte beschleunigen den Alterungsprozess und führen folglich zu einem beschleunigten Kapazitätsverlust der Batterie. Der Speicher war für die Analyse auf die Größe der Primärenergievorhaltung ausgelegt. Daraus lässt sich schließen, dass der Batteriespeicher eines Hybrid-Kraftwerks, der zusätzlich zur Primärenergievorhaltung auch am Intraday-Markt vermarktet wird, eine größere Dimensionierung erfordert als die vom Übertragungsnetzbetreiber geforderte Primärenergie. Neben einer flexibleren Nutzung des Speichers und der Minderung der Alterungsprozesse ermöglicht diese Maßnahme zudem eine flexiblere Wartung, bei der einzelne Batteriemodule gewartet werden können, ohne die Erfüllung der Primärenergievorhaltung zu gefährden. Der Anwendungsfall der Batterie als Speicher in einem Hybrid-Kraftwerk, das als schwarzstartfähige Anlage betrieben wird, ist unüblich und erfordert eine Erforschung durch die Batteriehersteller mit Fokus auf die Minimierung der Alterungsprozesse bei hohen Ladezuständen.

Neben der Batteriekapazität können auch weitere Parameter des Hybrid-Kraftwerks für eine Verbesserung der Verfügbarkeit bei gleichzeitiger Vermarktung der Speicherkapazität adaptiert werden. Zur Untersuchung der wesentlichen Einflussfaktoren auf die Verfügbar-

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

keit wurde eine Sensitivitätsanalyse unter der Prämisse einer freien Vermarktung der in der Batterie gespeicherten Energie durchgeführt. Aus der Sensitivitätsanalyse lässt sich schließen, dass unter den für die Analyse zugrunde liegenden Annahmen die von den Übertragungsnetzbetreibern festgelegten Parameter für die Primärenergievorhaltung und die Zeit zur Herstellung der Einsatzbereitschaft gemäß Tabelle 3.1 den größten Einfluss auf die Verfügbarkeit haben. Der Anlagenbetreiber hat im Wesentlichen durch die Dimensionierung der Batteriekapazität des Batteriespeicher-Kraftwerks sowie durch die Dimensionierung der Leistung des PV-Parks und des Windparks eine Möglichkeit die Verfügbarkeit des Hybrid-Kraftwerks maßgeblich zu beeinflussen. Eine Vergrößerung der Batterie, des PV-Parks oder des Windparks zur Steigerung der Verfügbarkeit des Hybrid-Kraftwerks bei gleichzeitiger Erhöhung der Vermarktungskapazitäten ist jedoch mit erheblichen finanziellen Investitionen verbunden und muss daher aus wirtschaftlicher Sicht sorgfältig abgewogen werden. Dabei ist für den Anlagenbetreiber zu hinterfragen, welcher Nutzen, dargestellt durch die zusätzlich vermarktbaren Energiemengen, dem Aufwand, dargestellt durch die Investitionen zur Vergrößerung der Kraftwerkskapazitäten, gegenübersteht. Außerdem ist zu beachten, dass bei einer Vergrößerung der Kapazitäten des PV-Parks und des Windparks zusätzliche Netzanschlüsse benötigt werden und es wetterbedingt zu sehr hohen Energieeinspeisungen kommen kann, wobei der Netzbetreiber wahrscheinlich häufiger Redispatch-Maßnahmen zur Leistungsreduzierung ergreifen muss. Neben einer Sensitivitätsanalyse wurde auch eine Wartungsanalyse durchgeführt. Die Ergebnisse der Wartungsanalyse haben gezeigt, dass die Wartung der einzelnen Hybrid-Kraftwerkseinheiten im Durchschnitt nur einen geringen Einfluss auf die Jahresverfügbarkeit hat. Allerdings kann sie entscheidend dazu beitragen, die angestrebte Verfügbarkeitsgrenze von 85 % zu erreichen. Dementsprechend ist es für den Anlagenbetreiber von großer Bedeutung, den Einfluss der Wartung auf die Verfügbarkeit durch präzise Planung möglichst gering zu halten.

Aus den durchgeführten Analysen, die auf den im Rahmen der Diplomarbeit entwickelten Methoden und Algorithmen basieren, lässt sich schlussfolgern, dass eine Verbesserung der Verfügbarkeit des Hybrid-Kraftwerks bei gleichzeitiger Vermarktung des Batteriespeichers durch Anpassung der Parameter möglich ist, jedoch aus wirtschaftlicher Sicht einer gründlichen Prüfung bedarf. Durch die Anpassung der Parameter kann theoretisch eine freie Vermarktung des Batteriespeichers ermöglicht werden, während gleichzeitig die angestrebte Verfügbarkeit von 85 % erreicht wird.

Während der Erbringung der Schwarzstart-Dienstleistung durch das Batteriespeicher-Kraftwerk im Falle eines Blackouts bleibt die Energie aus dem PV-Park und dem Windpark ungenutzt. Daher wurde im Rahmen der vierten Analyse die Möglichkeit einer Übererfüllung der Anforderung zur Vorhaltung der Primärenergie während der Herstellung der Einsatzbereitschaft in Betracht gezogen. Die Herausforderung besteht darin, dass es sich bei der Anforderung zur Vorhaltung der Primärenergie um eine Mindestanforderung handelt und gemäß der Ausschreibung keine zusätzlichen Punkte für eine Übererfüllung dieser Bedingung vergeben werden. Eine potenzielle Berücksichtigung einer Übererfüllung der

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Primärenergievorhaltung wäre somit erst möglich, wenn der Übertragungsnetzbetreiber diese Option in der Bewertungsmatrix der Ausschreibung einbeziehen und für die Primärenergievorhaltung Punkte vergeben würde. Mithilfe von Perzentilen wurde eine Methodik zur Häufigkeitsanalyse der Übererfüllung der Energievorhaltung während der Einsatzbereitschaft entwickelt. Durch die Häufigkeitsanalyse wurde eine Beziehung zwischen der Energieüberfüllung und der Wahrscheinlichkeit, mit der diese Energieüberfüllung auftritt, hergestellt. Dies ermöglicht eine neue Bewertung der Primärenergievorhaltung, bei der erwogen wird, eine geringere Energiemenge als die vorgeschriebene Primärenergievorhaltung fest einzuspeichern, wobei die Differenz zur geforderten vorzuhaltenden Energiemenge mit einer bestimmten Wahrscheinlichkeit durch eine Übererfüllung ausgeglichen wird.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU WIEN Bibliothek Your knowledge hub

5.2 Ausblick

Alle im Rahmen der Diplomarbeit entwickelten Methoden und durchgeführten Analysen basieren auf der Prämisse einer perfekten Vorhersage der Einspeisung erneuerbarer Energieerzeuger. Zu diesem Zweck wurden Einspeisezeitreihen aus dem Jahr 2023 für die Analyse verwendet. In der Realität ist eine genaue Vorhersage der Einspeiseleistungen der jeweiligen Kraftwerke für das gesamte Jahr nicht möglich. Die Algorithmen müssten für die praktische Anwendung dahingehend optimiert werden, dass die vermarktbaren Energiemengen der Batterie auf Basis von Wettervorhersagen berechnet werden. Dies erfordert entsprechend möglichst präzise Wetterprognosen und begrenzt die Planbarkeit der Vermarktung, da Wetterprognosen nur bis zu einem bestimmten Zeitraum und mit einer bestimmten Wahrscheinlichkeit zuverlässig vorhergesagt werden können. Unter diesen Umständen erhöht sich im Falle eines Blackouts das Risiko, dass die Batterie nicht rechtzeitig innerhalb der vorgegebenen Zeit zur Herstellung der Einsatzbereitschaft auf die erforderliche Primärenergievorhaltung aufgeladen werden kann. Des Weiteren ist zu beachten, dass die im Rahmen der Datenanalyse erzielten Ergebnisse standortabhängig sind, da sie auf den verwendeten Einspeisezeitreihen basieren. Es ist daher erforderlich, mehrere Analysen mit Einspeisezeitreihen von verschiedenen Standorten durchzuführen, um allgemeingültigere Aussagen treffen und auf dieser Grundlage die Methode weiter optimieren zu können.

Die in Rahmen der Analysen entwickelten Algorithmen bieten Verbesserungspotential. So besteht beispielsweise bei der Berechnung des Batterieprofils (Kapitel 3.2) eine Einschränkung des Algorithmus darin, dass die Energie zum Intraday-Marktpreis des 15-Minuten-Zeitslots vor der Lieferung vermarktet wird, wobei der Algorithmus davon ausgeht, dass stets ein Käufer für die vermarktete Energie vorhanden ist. Des Weiteren ist beispielsweise für die Variation der PV- und Windparkgröße (Kapitel 3.1.2) bei der Hochskalierung der Leistungen von den erneuerbaren Energien zu berücksichtigen, dass die Gesamtleistung eines PV-Parks bzw. eines Windkraftwerks nicht der Summe der Leistungen der einzelnen PV-Modulstränge bzw. Windkraftanlagen entspricht. Die gewählte Methode zur Hochskalierung stellt daher lediglich eine Näherung dar. Außerdem entsprechen die 20-MW-Schritte nicht der Größen von Leistungen einzelner PV-Modulstränge bzw. Windkraftanlagen, weshalb hier ebenfalls ein Verbesserungspotential besteht. Diese Vorgehensweise wurde für die Analyse aus Gründen der Übersichtlichkeit gewählt und um den Rechenaufwand für die Erstellung der Matrix zu begrenzen. Die genannten Punkte bieten Ansatzmöglichkeiten für Optimierungen in zukünftigen Untersuchungen.

Ein Hybrid-Kraftwerk ist nicht auf die Kombination eines Batteriespeicher-Kraftwerks, eines PV-Parks und eines Windparks beschränkt. Es gibt verschiedene Möglichkeiten zur Erweiterung eines Hybrid-Kraftwerks und zur Verbesserung der Verfügbarkeitskurve. Eine Verbesserung der Verfügbarkeit könnte beispielsweise durch die Erweiterung des Hybrid-Kraftwerks um erneuerbare Technologien wie einen Wasserstoffspeicher, ein

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

Biomasseheizkraftwerk oder ein Geothermiekraftwerk erzielt werden. Wasserstoffspeicher können dazu verwendet werden, die überschüssige Energie der Erneuerbaren Energieerzeuger zwischenzuspeichern und bei Bedarf abzurufen. In Zeiten geringen Dargebots erneuerbarer Energien wird somit ein Backup bereitgestellt. Sollte im Falle eines Blackouts die Energieerzeugung des PV-Parks und des Windparks nicht ausreichen, um die Batterie rechtzeitig innerhalb der Zeit zur Herstellung der Einsatzbereitschaft auf die geforderte Primärenergie aufzuladen, könnte der Wasserstoff mithilfe von Brennstoffzellen in Strom umgewandelt und zur Aufladung der Batterie verwendet werden. Wasserstoff kann neben der Stromerzeugung auch als Brennstoff für Verbrennungsmotoren oder in der Industrie genutzt werden. Eine zentrale Herausforderung besteht darin, ein geeignetes Betriebskonzept zu entwickeln, um den Wasserstoff optimal zu nutzen.

Die Erweiterung des Hybrid-Kraftwerks um eine Kraftwerks- oder Speichereinheit ist eine kostspielige Optimierungsvariante, bei der der Aufwand im Verhältnis zum Nutzen sorgfältig abgewogen werden muss. Im Gegensatz dazu gibt es auch kostengünstigere Optimierungsmöglichkeiten, die zu einer Verbesserung der Verfügbarkeit führen können. Es besteht ein softwaretechnisches Potenzial zur Optimierung des Hybrid-Kraftwerks. Durch beispielsweise den Einsatz präziser, schwarzfallfester Wettervorhersagemodelle und Energienachfragemodelle sowie die Optimierung des Hybrid-Kraftwerks-Management-Systems könnte die Effizienz der Interaktion zwischen den einzelnen Einheiten des Hybrid-Kraftwerks verbessert und die Energievermarktung optimiert werden.

Abschließend lässt sich festhalten, dass eine Vielzahl von Aspekten bei der Entwicklung eines Hybrid-Kraftwerks als schwarzstartfähige Anlage zu berücksichtigen ist, die sowohl technischer als auch wirtschaftlicher Natur sind. Die im Rahmen dieser Diplomarbeit entwickelten Algorithmen bieten einen ersten Ansatz zur Lösung der wirtschaftlichen Fragestellungen und zur Beurteilung der technischen Einflussfaktoren von Hybrid-Kraftwerken in Bezug auf die Verfügbarkeit. Diese Ansätze können von Übertragungsnetzbetreibern und Anbietern für weiterführende Untersuchungen im Rahmen einer konzeptionellen Entwicklung von Hybrid-Kraftwerken als schwarzstartfähige Anlagen zur Optimierung der Speichernutzung herangezogen werden. Zudem können sie als Grundlage für weiterführende energiewirtschaftliche Analysen dienen, bei denen beispielsweise Intraday-Preise oder Investitionskosten berücksichtigt werden.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU WIEN Bibliothek Your knowledge hub

Abbildungsverzeichnis

2.1 Marktgestützte Beschaffung Schwarzstartfähigkeit - Erläuterung zu Parametern W_{Min} und T_{Min} [9] . . . 12
2.2 Hochfahrnetz [14] . . . 15
2.3 Rumpfnetz [14] . . . 16
2.4 Interaktionen der Akteure beim Netzwiederaufbau [13] . . . 17
2.5 Schema einer Technologiematrix [19] . . . 22
2.6 Exemplarischer Aufbau eines Batteriespeicher-Kraftwerks [21] . . . 26
2.7 Blockschaltbild Batteriespeicher mit Wechselrichter und Transformator . . . 27
2.8 Blockschaltbild PV-Anlage . . . 31
2.9 Exemplarisches Blockschaltbild Windkraftanlage [30] . . . 31
2.10 Anlagendesign des Hybrid-Kraftwerks . . . 33
2.11 Entgeld-Kürzung für Nichtverfügbarkeiten von schwarzstartfähigen Anlage [6] 34
2.12 Beispiel - Verfügbarkeit . . . 40
2.13 Beispiel - Nichtverfügbarkeit . . . 40

3.1 Verfügbarkeit des Hybrid-Kraftwerks in Abhängigkeit des initialen Ladezustandes der Batterie . . . 44
3.2 Verfügbarkeits-Matrix des Hybrid-Kraftwerks in Abhängigkeit des Leistungsverhältnisses von PV- und Windpark (Dunkelgrün: Verfügbarkeiten oberhalb der angezielten 85 % -Grenze; Hellgrün: Verfügbarkeiten im Bereich von 75 bis 85 %; Weiß: Verfügbarkeiten unterhalb der 75 % -Grenze) . . . 49
3.3 Capacity Credit-Matrix des Hybrid-Kraftwerks in Abhängigkeit des Leistungsverhältnisses von PV- und Windpark) . . . 50
3.4 Energieüberschuss neben der vorgehaltenen Primärenergie (E_{Verm}) . . . 55
3.5 Energieüberschuss neben der vorgehaltenen Primärenergie (E_{Verm}) - Dauerlinie 56
3.6 Minimal mögliche Ladezustände der Batterie zum Zeitpunkt t_0 ($E_{B,min}$) . . . 57
3.7 Minimal mögliche Ladezustände der Batterie zum Zeitpunkt t_0 ($E_{B,min}$) - Dauerlinie . . . 58
3.8 Ausschnitt: Batterieprofil bei Primärenergievorhaltung und Vermarktung am Intraday-Markt . . . 63
3.9 Flussdiagramm für die Berechnung des Batterieprofils . . . 64
3.10 Potenzieller Erlös pro betrachteten Zeitpunkt . . . 67
3.11 Potenzieller Erlös pro betrachteten Zeitpunkt - sortiert . . . 68

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

3.12 Äquivalenter Vollzyklus 70
3.13 Flussdiagramm zur Berechnung der äquivalenten Vollzyklen 71
3.14 Batterieprofil bei Primärenergievorhaltung und Vermarktung am Intraday-Markt 72
3.15 Häufigkeitsanalyse der Ladezustände des Batteriespeichers 73
3.16 Energiedifferenz im Vergleich zur geforderten Primärenergievorhaltung (E_{Diff}) 79
3.17 Energiedifferenz im Vergleich zur geforderten Primärenergievorhaltung (E_{Diff}) - Dauerlinie 80
3.18 Sensitivitätsanalyse zur Primärenergievorhaltung 82
3.19 Verfügbarkeit des Hybrid-KWs in Abhängigkeit der Primärenergievorhaltung 83
3.20 Sensitivitätsanalyse zur Kapazität des Batteriespeicher-Kraftwerks 84
3.21 Verfügbarkeit des Hybrid-KWs in Abhängigkeit der Kapazität des Batteriespeicher-Kraftwerks 85
3.22 Sensitivitätsanalyse zur Leistung des PV-Parks 86
3.23 Verfügbarkeit des Hybrid-KWs in Abhängigkeit der Leistung des PV-Parks 87
3.24 Sensitivitätsanalyse zur Leistung des Windparks 88
3.25 Verfügbarkeit des Hybrid-KWs in Abhängigkeit der Leistung des Windparks 89
3.26 Sensitivitätsanalyse zur Zeit zur Herstellung der Einsatzbereitschaft 90
3.27 Verfügbarkeit des Hybrid-KWs in Abhängigkeit der Zeit zur Herstellung der Einsatzbereitschaft 91
3.28 Sensitivitätsanalyse zur Entladegrenze der Batterie 92
3.29 Verfügbarkeit des Hybrid-KWs in Abhängigkeit der Entladegrenze der Batterie 93
3.30 Sensitivitätsanalyse zur Leistung des Batteriespeicher-Kraftwerks 94
3.31 Verfügbarkeit des Hybrid-KWs in Abhängigkeit der Leistung des Batteriespeicher-Kraftwerks 95
3.32 Energiedifferenz im Vergleich zur geforderten Primärenergievorhaltung beim optimierten Hybrid-Kraftwerk 102
3.33 Einfluss einer Wartung des PV-Parks auf die Jahresverfügbarkeit Dauer: 1 Woche 104
3.34 Einfluss einer Wartung des PV-Parks auf die Jahresverfügbarkeit Dauer: 2 Wochen 105
3.35 Einfluss einer Wartung des Windparks auf die Jahresverfügbarkeit Dauer: 1 Woche 106
3.36 Einfluss einer Wartung des Windparks auf die Jahresverfügbarkeit Dauer: 2 Wochen 107
3.37 Einfluss einer Wartung des Batteriespeicher-Kraftwerks auf die Jahresverfügbarkeit Dauer: 1 Woche 108
3.38 Einfluss einer Wartung des Batteriespeicher-Kraftwerks auf die Jahresverfügbarkeit Dauer: 2 Wochen 109
3.39 Übererfüllung der Energielieferung in der Zeit der Einsatzbereitschaft für die Schwarzstartfähigkeit T_{Min} 114

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

3.40 Wahrscheinlichkeit für die Übererfüllung der Primärenergievorhaltung in der Zeit der Einsatzbereitschaft für die Schwarzstartfähigkeit T_{Min} 115

4.1 Organisation im MATLAB-Programm 117

A.1 15-Minuten-Mittelwerte der Einspeiseleistung eines beispielhaften PV-Parks (Datenquelle: 50 Hertz) 137
A.2 15-Minuten-Mittelwerte der Einspeiseleistung eines beispielhaften Windparks (Datenquelle: 50Hertz) 138
A.3 15-minütigen Börsenstromdurchschnittspreise am Intraday-Markt (Datenquelle: Energy-Charts) 139
A.4 15-Minuten-Mittelwerte der Ladezustände eines beispielhaften vermarkteten Speichers (Datenquelle: 50Hertz) 140

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU WIEN Bibliothek Your knowledge hub

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

Tabellenverzeichnis

2.1 Technologiematrix zur Erfüllung der Anforderungen aus dem Schwarzstart-vertrag . . . 25
2.2 Vergleich der Batterietechnologien [25] . . . 28

3.1 Rangordnung der Einflussstärke der einzelnen Parameter auf die Verfügbarkeit des Hybrid-KWs . . . 100
3.2 Durchschnittlichen Jahresverfügbarkeitswerte bei jeweiliger Hybrid-Kraftwerkseinheitswartung . . . 110

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU WIEN Bibliothek Your knowledge hub

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

Literatur

[1] Bundesnetzargentur. *Beschluss BK6-21-360*. 2023.

[2] W. Sun, C.-C. Liu und S. Liu. *Black Start Capability Assessment in Power System Restoration*. 2019.

[3] J. Marchgraber, C. Alács, S. Nemec–Begluk, W. Gawlik, P. Jonke, M. Wurm, G. Wailzer und W. Vitovec. *Schwarzstart und Inselbetrieb eines Netzabschnitts mit Windenergieeinspeisung mithilfe eines Batteriespeichers*. 2019.

[4] Bundesnetzargentur. *Beschluss BK6-20-297*. 2020.

[5] 50Hertz. „Dokument 1 – Auflistung der Teilnahmevoraussetzungen Beschaffungsregion 50Hertz Mitte“. In: *Ausschreibung für die Systemdienstleistung Schwarzstartfähigkeit in der Beschaffungsregion Mitte*. 2024.

[6] 50Hertz. „Vertrag über die Systemdienstleistung Schwarzstartfähigkeit der Anlage [...] – Anhang 1“. In: *Ausschreibung für die Systemdienstleistung Schwarzstartfähigkeit in der Beschaffungsregion Mitte*. 2024.

[7] 50Hertz. URL: `https://www.50hertz.com/de/Vertragspartner/Systemdienstleistungen/Schwarzstartfaehigkeit/Ausschreibung2024/` (Zugriff am 28. 07. 2024).

[8] 50Hertz. „Vertrag über die Systemdienstleistung Schwarzstartfähigkeit der Anlage [...]“ In: *Ausschreibung für die Systemdienstleistung Schwarzstartfähigkeit in der Beschaffungsregion Mitte*. 2024.

[9] 50Hertz. „Marktgestützte Beschaffung von Schwarzstartfähigkeit - Bekanntmachung der Beschaffung für die Beschaffungsregionen der 50Hertz Nord-West“. In: *Ausschreibung für die Systemdienstleistung Schwarzstartfähigkeit in der Beschaffungsregion Mitte*. 2024.

[10] 50Hertz, Amprion, Tennet und TransnetBW. *Systemschutzplan der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber*. 2024.

[11] W. Heckmann. *NETZ:KRAFT Netzwiederaufbau unter Berücksichtigung zukünftiger Kraftwerkstrukturen öffentlicher Abschlussbericht*. 2019.

[12] E. Union. *VERORDNUNG (EU) 2017/2196 DER KOMMISSION vom 24. November 2017 zur Festlegung eines Netzkodex über den Notzustand und den Netzwiederaufbau des Übertragungsnetzes*. 2017.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU Bibliothek Your knowledge hub WIEN

[13] 50Hertz, Amprion, Tennet und TransnetBW. *Weißbuch Netz- und Versorgungswiederaufbau 2030*. 2022.

[14] 50Hertz. *Begriffsdefinitionen zum Netzwiederaufbau*. 2023.

[15] S. Polster, H. Renner, R. Schmaranz, C. Rupp und C. Tengg. *Regionaler Netzwiederaufbau – Voraussetzungen und Herausforderungen*. 2018.

[16] E. Union. *VERORDNUNG (EU) 2017/1485 DER KOMMISSION vom 2. August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb*. 2017.

[17] F. Prillwitz und M. Krüger. *Netzwiederaufbau nach Großstörungen*. 2007.

[18] Y. Guo, E. Torabi-Makhsos, G. Rossa-Weber, W. Gawlik, R. Schmaranz, P. Hinkel, M. Ostermann, W. Wellßow und E. Traxler. *Review on Network Restoration Strategies as a Part of the RestoreGrid4RES Project*. 2018.

[19] P. Merk, S. Schulz, H. Becker, C. Hachmann, I. Hauer, S. Glaser, N. I. Hiersemann, S. Krahmer, S. Schlegel, D. Westermann und P. Schegner. *Wer startet das Netz der Zukunft nach einem Blackout?* 2022.

[20] R. K. Varma und E. M. Siavashi. *PV-STATCOM: A New Smart Inverter for Voltage Control in Distribution Systems*. 2018.

[21] K. Energy. URL: `https://www.kyon-energy.de/blog/wie-batteriespeicher-aufgebaut-sind` (Zugriff am 24. 07. 2024).

[22] J. Marchgraber. *Multi-Use Operation of Battery Energy Storage Systems*. 2021.

[23] I. E. Agency. *Technology Roadmap: Energy Storage*. 2014.

[24] V. Viswanathan, K. Mongird, R. Franks, X. Li, V. Sprenkle und R. Baxter. *2022 Grid Energy Storage Technology Cost and Performance Assessment*. 2022.

[25] E. A. for Storage of Energy. URL: `https://ease-storage.eu/energy-storage/technologies/` (Zugriff am 24. 07. 2024).

[26] W. P. P., G. S. Y. und R. P. S. *Solar Energy Integration Using Grid Forming Inverter*. 2023.

[27] B. J. Pierre, H. N. V. Pico, R. T. Elliott, J. Flicker, Y. Lin, B. B. Johnson, J. H. Eto, R. H. Lasseter und A. Ellis. *Bulk Power System Dynamics with Varying Levels of Synchronous Generators and Grid-Forming Power Inverters*. 2019.

[28] Z. Zhou, W. Wang, T. Lan und G. M. Huang. *Dynamic Performance Evaluation of Grid-Following and Grid-Forming Inverters for Frequency Support in Low Inertia Transmission Grids*. 2021.

[29] A. Wagner. *Photovoltaik Engineering*. 2019.

[30] E. Hau. *Windkraftanlagen*. 2017.

[31] Energy-Charts. URL: `https://www.energy-charts.info/index.html?l=de&c=DE` (Zugriff am 24. 04. 2024).

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU WIEN Bibliothek Your knowledge hub

[32] L. Chen, Q. X. Jr., P. Zeng, X. Xu und B. Gao. *Current Status and Development Trend on Capacity Credit of Intermittent Renewable Energy*. 2010.

[33] Wikipedia. URL: `https://en.wikipedia.org/wiki/Capacity_factor` (Zugriff am 20. 10. 2024).

[34] Next. URL: `https://www.next-kraftwerke.de/wissen/intraday-handel` (Zugriff am 20. 10. 2024).

[35] Q. Mayemba, R. Mingant, A. Li, G. Ducret und P. Venet. *Aging datasets of commercial lithium-ion batteries: A review*. 2024.

[36] G. Yüksek und A. Alkaya. *Effect of the Depth of Discharge and C-Rate on Battery Degradation and Cycle Life*. 2023.

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU WIEN Bibliothek Your knowledge hub

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

Anhang A

Anhang

A.1 Einspeiseleistungsprofil des PV-Parks

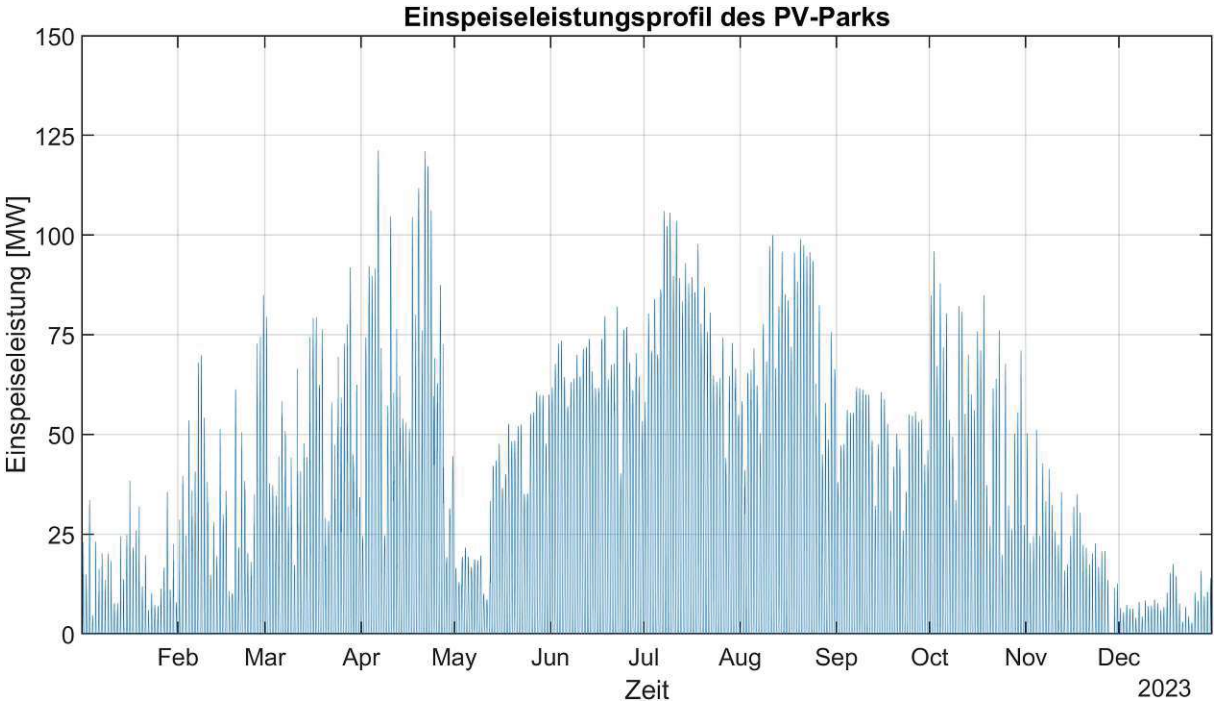

Abb. A.1: 15-Minuten-Mittelwerte der Einspeiseleistung eines beispielhaften PV-Parks (Datenquelle: 50 Hertz)

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU WIEN Bibliothek Your knowledge hub

A.2 Einspeiseleistungsprofil des Windparks

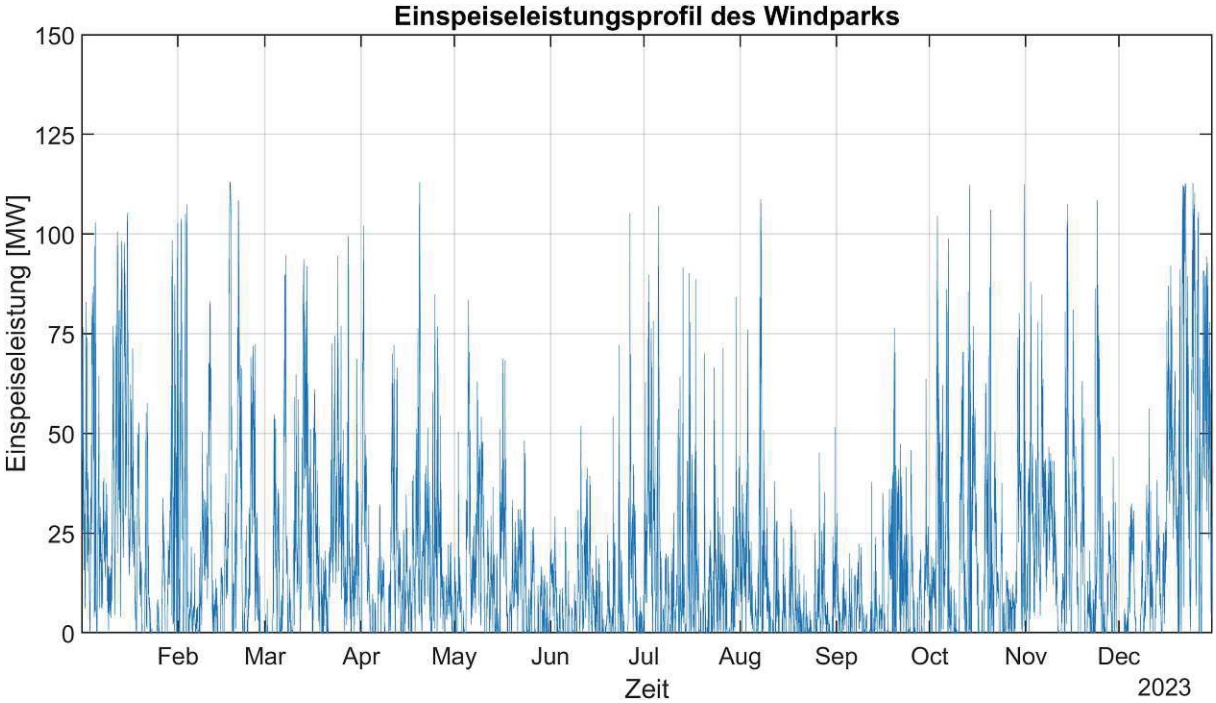

Abb. A.2: 15-Minuten-Mittelwerte der Einspeiseleistung eines beispielhaften Windparks (Datenquelle: 50Hertz)

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU WIEN Bibliothek Your knowledge hub

A.3 Börsenstrompreis am Intraday-Markt

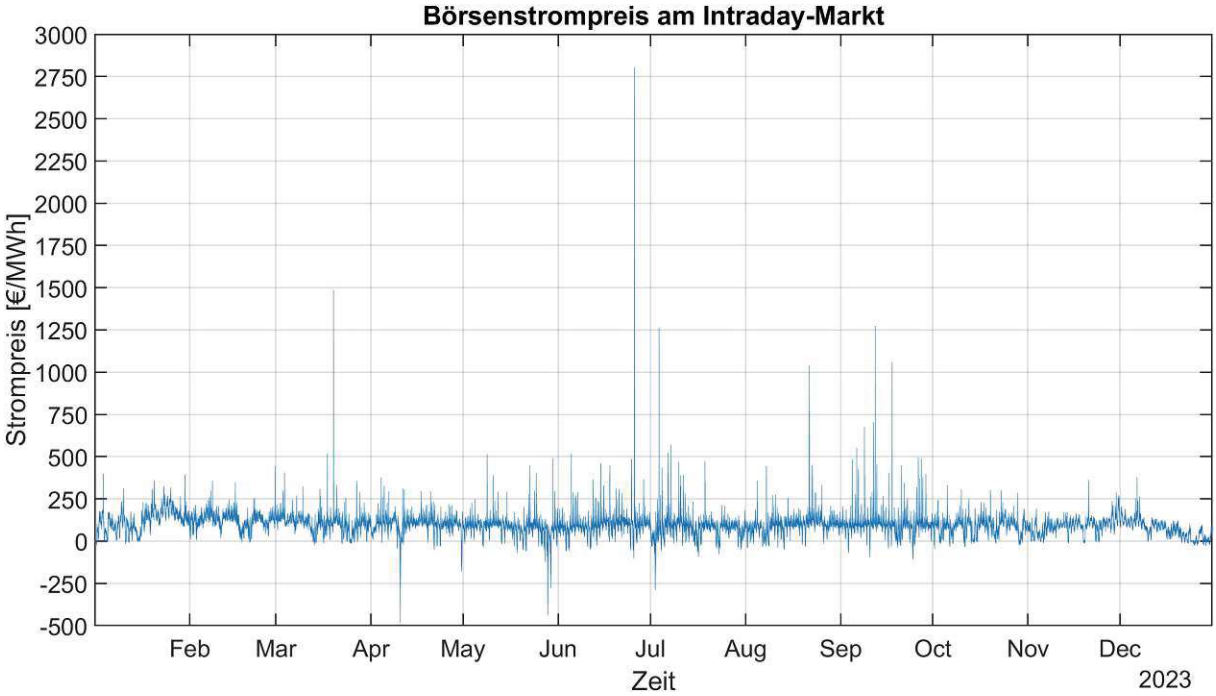

Abb. A.3: 15-minütigen Börsenstromdurchschnittspreise am Intraday-Markt (Datenquelle: Energy-Charts)

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU WIEN Bibliothek Your knowledge hub

A.4 Batterieprofil eines frei vermarkteten Speichers

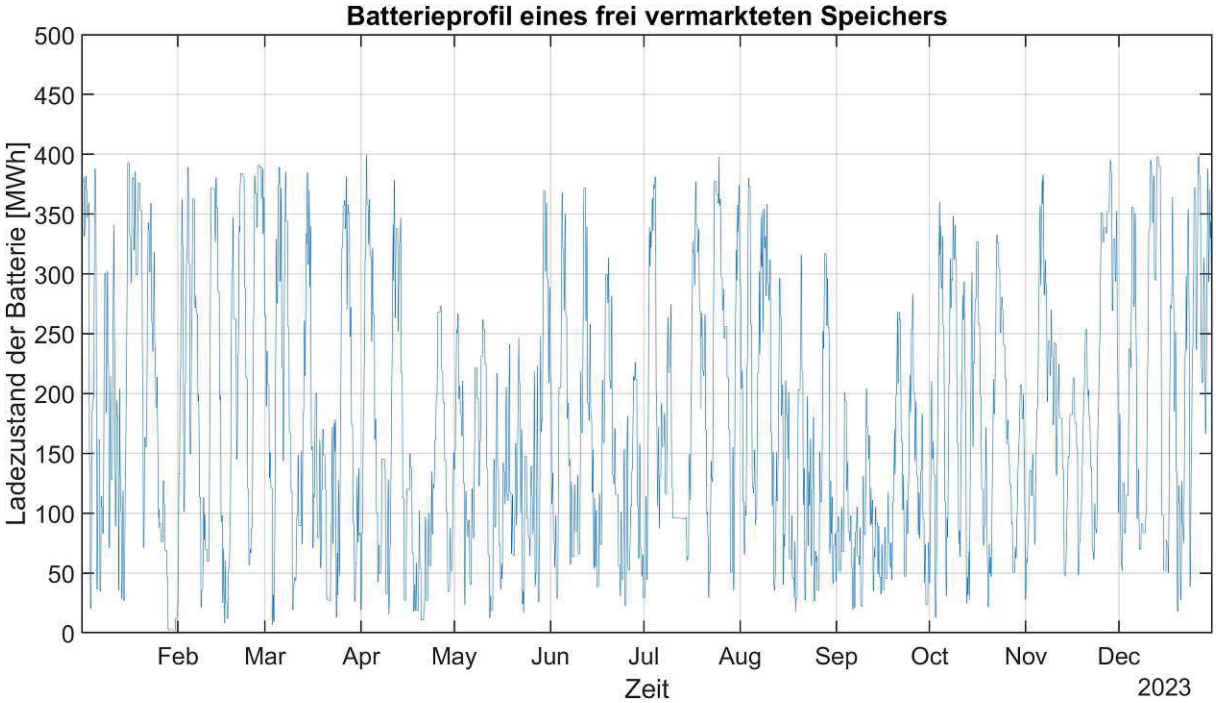

Abb. A.4: 15-Minuten-Mittelwerte der Ladezustände eines beispielhaften vermarkteten Speichers (Datenquelle: 50Hertz)

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.
TU WIEN Bibliothek Your knowledge hub