Risiko- und Energiemanagement in einem ausschließlich Umrichter gespeisten Inselnetz

Konstantin Wagner[1], Georg Kerber[1],
Tobias Weinmann[2], Michael Finkel[2], Till Garn[3], Bernd Engel[3]

[1] Hochschule München, Lothstraße 34 D-80335 München, +49 8912653483, konstantin.wagner@hm.edu, www.hm.edu/ises

[2] Technische Hochschule Augsburg, An der Hochschule 1, D-86161 Augsburg, +49 82155861015, tobias.weinmann@hs-augsburg.de, www.tha.de

[3] Technische Universität Braunschweig, Pockelsstraße 14, D-38106 Braunschweig, +49 5313917714, t.garn@tu-braunschweig.de, www.tu-braunschweig.de

Kurzfassung: Die Durchführung von Experimenten in Reallaboren ist mit inhärenten Risiken verbunden, die identifiziert, analysiert und bewertet werden müssen. Im Forschungsprojekt „Fuchstal leuchtet“ wird ein vom Verbundnetz getrenntes Inselnetz nur mit Umrichtern gespeist. Zu den wichtigsten Risikofaktoren gehören personelle, wirtschaftliche und technische Risiken. Personelle Risiken sind als der wichtigste Faktor für die erfolgreiche Durchführung der Feldversuche identifiziert worden. Ein technisches Risiko ist die Einhaltung der Leistungsgrenzen und Energiemengen, das in einem Inselnetz hohe Priorität hat. Dazu ist ein Energiesystem entwickelt worden, mit dem die einzelnen Bestandteile des Inselnetzes modular simuliert werden können und was eine Erweiterung des Systems einfacher möglich macht. Der Vergleich zwischen gemessenen und simulierten Werten zeigt größere momentane Abweichungen der Leistungen, die aber über den gesamten Feldtest bei Betrachtung der umgesetzten Energiemengen unter 5 % bleiben. Damit ist ein sicherer Inselnetzbetrieb mit verschiedensten Versuchen über drei Tage möglich gemacht worden. Das Risikomanagement wird für den nächsten Feldversuch erweitert und soll Handlungsempfehlungen für andere Inselnetze und das Verbundnetz entwickeln.

Keywords: Risikomanagement, Energiemanagement, Energiesystem, Inselnetz, Reallabor

1 Einleitung

1.1 Motivation

Um praktisch verwertbare Aussagen für die Stromnetze der Zukunft zu treffen, werden immer häufiger Versuche in realen Netzen, sogenannten Reallaboren, durchgeführt [1]. Ein Sonderfall sind hier Feldversuche in Inselnetzen. Diese erlauben Experimente im Stromnetz, ohne Rückwirkungen auf das Verbundnetz zu haben. In den Feldversuchen des Projektes „Fuchstal leuchtet“ wird ein Verteilnetzabschnitt untersucht, der ausschließlich aus Umrichtern gespeist wird [2] [3] [4]. Für die sichere Durchführung von Experimenten ist ein Risikomanagement notwendig, was vor und während der Feldversuche den Betrieb begleitet [5]. Essenziell für einen Inselnetzbetrieb ist die Einhaltung der Leistungs- und Energiegrenzen, da kein Ausgleich mit dem Verbundnetz möglich ist. Zur Ermittlung der umgesetzten

Energiemengen der Versuchsdurchläufe der Feldversuche wurde ein entsprechendes Energiesystemmodell erstellt und getestet. Dieses Energiesystemmodell soll Teil eines Energiemanagementsystems werden, mit dem generelle Betriebsstrategien für einen stabilen Inselnetzbetrieb in Fuchstal entwickelt werden können. Im Folgenden wird das Vorgehen und die Ergebnisse des Risikomanagements und des Energiesystems für den zweiten Feldversuch von „Fuchstal leuchtet“ vorgestellt.

1.2 Reallabor des Forschungsprojektes „Fuchstal leuchtet“

Das Reallabor des Forschungsprojektes „Fuchstal leuchtet“ ist die Energiezukunft Fuchstal [6]. Dieser Mittelspannungsnetzabschnitt entspricht dem Verbundnetz im Jahr 2040 und kann vom restlichen Verbundnetz abgetrennt werden, um sichere Versuche durchführen zu können. Das gesamte Reallabor ist in Abbildung 1 zu sehen.

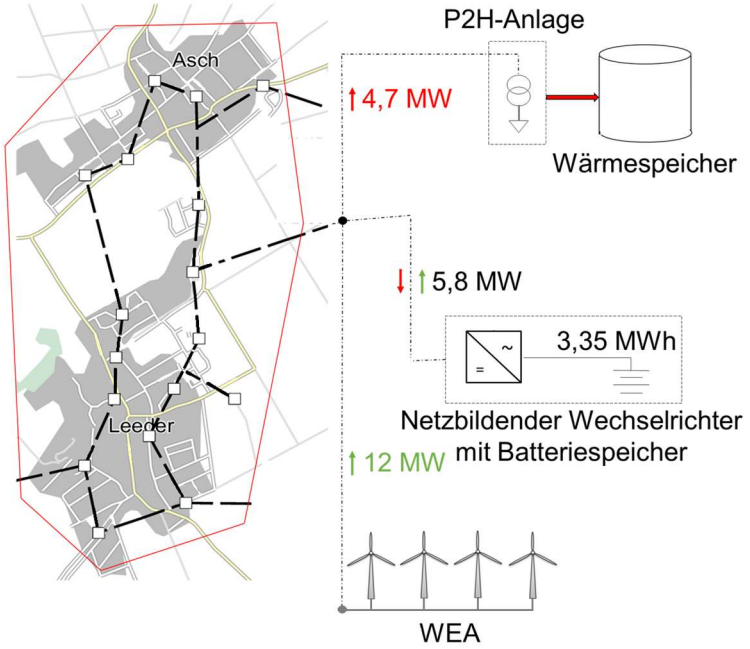

Abbildung 1: Systembeschreibung der Feldversuche von „Fuchstal leuchtet“ [2]

Das System besteht aus zwei netzbildenden Wechselrichtern mit insgesamt $5{,}8\ \mathrm{MW}$ Leistung, von denen einer schwarzstartfähig ist. Die Wechselrichter werden aus einem Batteriespeicher mit $3{,}35\ \mathrm{MWh}$ Energieinhalt gespeist. In circa $9\ \mathrm{km}$ Entfernung stehen vier Windkraftanlagen (WEA) mit insgesamt $12\ \mathrm{MW}$. Räumlich direkt neben dem Batteriespeicher steht eine $4{,}7\ \mathrm{MW}$ große Power-to-Heat (P2H) Anlage, die in einen $5000\ \mathrm{m}^3$ großen Wärmespeicher einspeisen kann. Mit dieser Anlage kann bei negativen Strompreisen Windenergie in Wärmeenergie umgewandelt werden und das Nahwärmenetz der Energiezukunft Fuchstal speisen [6]. Die Gemeinden Asch und Leeder haben gemeinsam circa 1450 Haushalte, die gesamte Photovoltaik Erzeugung der Privathaushalte beträgt in etwa $4{,}7\ \mathrm{MW}$ [7].

Während des Inselnetzbetriebs wird die Leistung der P2H-Anlage vorgegeben, die maximale Leistung der WEAs festgelegt und die netzbildenden Wechselrichter und der Batteriespeicher gleichen die Differenz zwischen Erzeugung und Verbrauch über die Netzfrequenz aus. Die Netzfrequenz kann auch zum Laden und Entladen der Batteriespeicher gestellt werden [3].

Im zweiten Feldversuch, der in dieser Arbeit betrachtet wird, besteht das Inselnetz aus dem Batteriespeicher, der P2H-Anlage und den vier WEA. Jeder Versuchsablauf besteht aus einer Sequenz von P2H-Leistungssprüngen, mit der das dynamische Verhalten zwischen Batteriewechselrichter und WEAs untersucht werden kann.

Reallabore in einem Mittelspannungsnetzabschnitt sind mit inhärenten Risiken verbunden. Vor allem das bislang wenig untersuchte Verhalten ohne Momentanreserve kann kritische Betriebszustände erreichen und Schwingungsverhalten zeigen. Insbesondere resultierende Überspannungen können im schlimmsten Fall zur Zerstörung von Betriebsmitteln führen. Um einen sicheren Feldversuch gewährleisten zu können, wird ein Risikomanagement benötigt. Das Risiko- und Energiemanagement wird auf den Grundlagen aus dieser Arbeit aufbauen und für den dritten Feldversuch mit der Gemeinde vorbereitet werden.

2 Methodik

2.1 Risikomanagement

Risikomanagement kann als koordinierte Aktivitäten zur Lenkung und Steuerung einer Organisation in Bezug auf Risiken definiert werden [8]. Risiko an sich wird als Auswirkung von Unsicherheit auf Ziele definiert [8]. Der Prozess der Risikobeurteilung beinhaltet die Identifikation, Analyse und Bewertung der Risiken, die dann behandelt werden können [8]. Der Prozess soll iterativ über den gesamten Verlauf des Forschungsprojektes erweitert und überprüft werden [9]. Dieser generische Prozess soll im Folgenden für den zweiten Feldversuch des Forschungsprojektes „Fuchstal leuchtet“ umgesetzt werden.

Vor dem ersten Feldversuch sind eine Vielzahl von Risiken identifiziert und jeweils einem virtuellen Geldwert zugeordnet worden [5]. Für den zweiten Feldversuch sind die Versuchsabläufe aus den Ergebnissen der Risikoanalyse des ersten Feldversuchs angepasst worden. Personelle, technische und wirtschaftliche Risiken wurden für die Feldversuche von „Fuchstal leuchtet“ als die drei größten Risikofaktoren identifiziert [5]. Ökologische und regulatorische Faktoren können für die Planung von Inselnetzen auch wichtig sein, sind für Feldversuche wie in „Fuchstal leuchtet“ aber kein Hauptkriterium [10]. Für die drei Hauptrisikofaktoren sollen die wichtigsten identifizierten Beispiele erläutert werden.

Zu den personellen Risiken zählt die Verfügbarkeit der Mitarbeiter der verschiedenen beteiligten Firmen, die für ihre jeweiligen Systeme verantwortlich sind und diese auf den Inselnetzbetrieb vorbereiten und betreuen. Ein Ausfall dieser Mitarbeiter ist eines der Hauptrisiken des Forschungsprojektes, da ohne diese kein Feldversuch stattfinden kann.

Es bestehen wirtschaftliche Risiken, die mit dem Eintreten der personellen oder technischen Risken verbunden sein können. Den normalen Betrieb der Energiezukunft Fuchstal nach den Feldversuchen wiederherzustellen ist ein übergeordnetes wirtschaftliches Risiko, da ein Ausfall der Nahwärmeversorgung nicht nur die entgangenen Einnahmen betrifft, sondern auch Folgeschäden (z.B. Rohrbruch) nach sich ziehen kann. Hinzu kommen Reparaturkosten bzw. Aufwendungen für eine Ersatzwärmeversorgung.

Technische Risiken wie Betriebsgrenzen, Regel- und Messmöglichkeiten geben an, welche Experimente im Reallabor sicher durchgeführt werden können. Außerdem ist die Verfügbarkeit von Wind kritisch für die Durchführbarkeit des zweiten Feldversuchs, da sonst nur die Tests

des ersten Feldversuchs wiederholt werden könnten. Da keine Verbindung zum Verbundnetz besteht, ist der Energieinhalt des Batteriespeichers begrenzt und Ladevorgänge vom Windangebot anhängig. Um die Versuchsabläufe planen zu können, wird ein Energiesystem entwickelt, das die Leistungen und Energieinhalte der Betriebsmittel möglichst genau abbilden kann. Dieses System ermittelt kurzfristig und windangebotsabhängig welche Versuche durchführbar sind und wie der Ladezustand der Batterie vor der Netztrennung sein soll. Das gilt vor allem, wenn der Ladezustand der Batterie und die Erzeugungsleistung der WEAs nicht ständig überwacht werden können, zum Beispiel beim Inselnetzbetrieb nachts. Ein präzises Modell der noch verfügbaren Energiemenge durch das Energiesystem ist essenziell für die Priorisierung und die Anzahl der Versuche innerhalb des Feldversuchs. Dieses Energiesystem wird im folgenden Kapitel vorgestellt.

2.2 Energiesystem

Ein Energiesystem wird als die Gesamtheit der miteinander in Verbindung stehender Energiesystemkomponenten zur Energiewandlung und Transport definiert, die als Ganzes und von ihrer Umwelt abgegrenzt betrachtet werden können und deren Interaktion mit der Umwelt über Schnittstellen stattfindet [11]. Der grundsätzliche Aufbau eines Energiesystems mit mehreren Energieträgern auf Quartiersebene ist unter anderem in der Arbeit von Geidl zu finden [12]. Für die Modellierung des Energiesystems von „Fuchstal leuchtet“ wird jede Komponente des Inselnetzes als einzelner Baustein mit verschiedenen Eigenschaften wie Leistungsbegrenzungen und Verluste modelliert. Verbunden werden die Komponenten über einen oder mehrere Schnittstellen als Inputs und Outputs. Die Eigenschaften und Schnittstellen können dabei verschiedene Verknüpfungsebenen wie elektrische Energie und thermische Energie, oder auch nutzbare Energie und Verluste sein. Die Umwandlungseigenschaften können unabhängig oder abhängig von den Inputgrößen sein, oder über eine Look-Up Tabelle verbunden sein. Der generische Aufbau eines Bausteins wird in Abbildung 2 gezeigt.

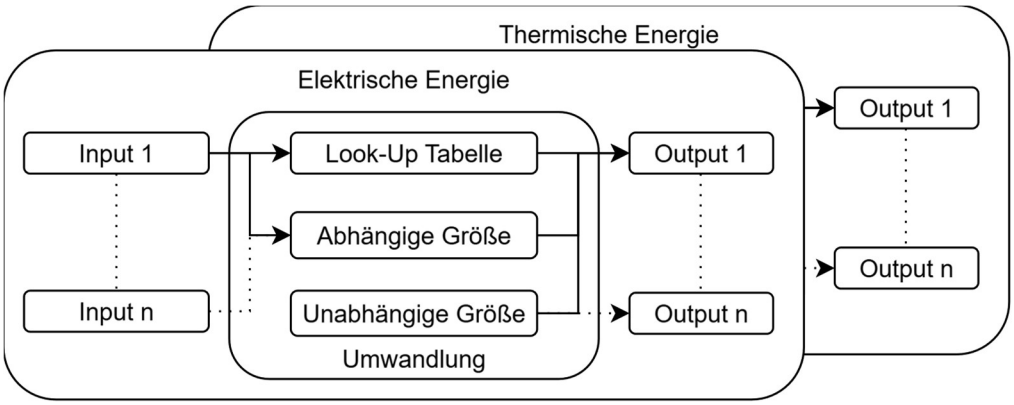

Abbildung 2: Generischer Baustein des Energiesystems mit Schnittstellen und Umwandlung über zwei Ebenen, elektrische und thermische Energie

Die einzelnen Komponenten des Energiesystems wie Batteriespeicher oder P2H-Anlage werden in einer weiterentwickelten Matlab Simulink Umgebung simuliert. Die Umgebung baut auf der Vorarbeit eines Energiesystems für den ersten Feldversuch auf [7]. Ziel der Modellierung in Matlab ist es, die einzelnen Komponenten so generisch wie möglich zu beschreiben, damit neue Systemkomponenten aus den vorhandenen Bausteinen

zusammengesetzt werden können. Mit dieser Art der Modellierung soll das Energiesystem übertragbar auf andere Systeme sein. Außerdem sollen dadurch auch allgemeingültige Aussagen für die Konzeptionierung von Energiesystemen möglich sein. Um die Simulationskomplexität zu verringern, werden nicht benötigte Komponenten und Ebenen nach der Modellierung des Bausteins entfernt.

In Abbildung 3 wird die Modellierung einer Windkraftanlage gezeigt. Die vorhandenen Eigenschafen aus Datenblättern und Literatur sind verantwortlich für den Detailgrad der Simulation [13]. Die erzeugte elektrische Leistung erfolgt über eine Look-Up Tabelle aus der gemessenen Windstärke auf Narbenhöhe. Außerhalb des Betriebsbereichs wird keine elektrische Leistung erzeugt [13]. Die Höhe der erzeugten Leistung wird extern begrenzt, über die Einhaltung eines stabilen Netzbetriebs über die Frequenz und einer Leistungsvorgabe über ein Bedienpanel. Die Leistungselektronik der Windkraftanlagen hat einen konstanten Standbyverbrauch, der auch modelliert wird. Die elektrische Leistung der WEAs wird über ein Transformatormodell, bei dem weitere Verluste anfallen, mit den restlichen Systemen verbunden.

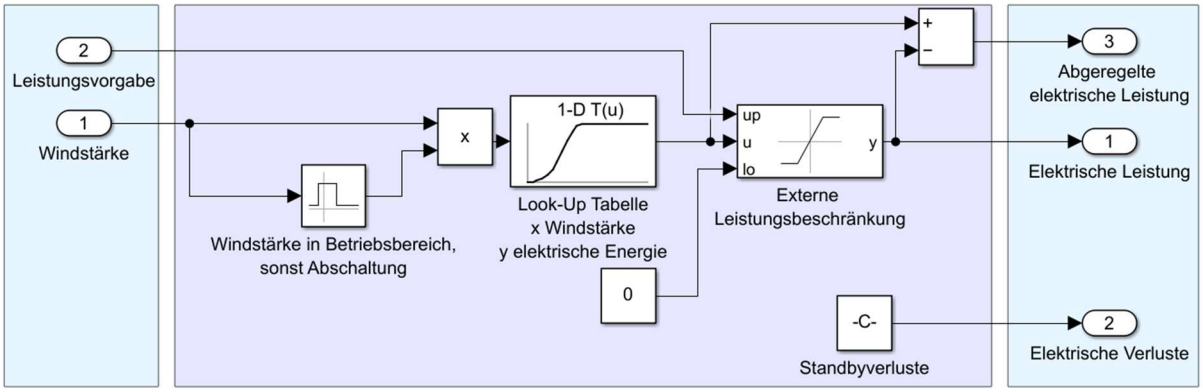

Abbildung 3: Modellierung einer Windkraftanlage des Reallabors von „Fuchstal leuchtet“ in Matlab Simulink

Die simulierten Leistungen und Speicherstände können mit den Messwerten der Feldversuche von „Fuchstal leuchtet“ verglichen werden. Damit kann eine absolute und relative Abweichung der Leistung bestimmt werden. Die zeitliche Abweichung der momentanen Leistung zwischen Modellierung und Messung und die damit verbundene hohe relative Abweichung kann über die Betrachtung der umgesetzten Energie relativiert werden. Mit einer präzisen Modellierung können verschiedene Betriebsstrategien für einen Inselnetzbetrieb unabhängig von den Feldversuchen simuliert werden, um Handlungsempfehlungen für andere Inselnetze oder das Verbundnetz geben zu können. Eine genaue Modellierung kann beim Risikomanagement die identifizierten Risiken bezüglich Betriebszustände und Energiemengen minimieren. Damit lassen sich die Versuchsabläufe beim nächsten Feldversuch besser planen. Bei Abweichungen von den Messwerten muss diese Ungenauigkeit mit in die Risikobewertung einbezogen werden.

3 Ergebnisse

3.1 Risikomanagement

Beim Risikomanagement des zweiten Feldversuchs von „Fuchstal leuchtet“ sind drei Hauptrisikofaktoren (personell, wirtschaftlich und technisch) identifiziert worden. Zur Minimierung dieser Risiken sind mehrere Maßnahmen getroffen worden. Damit konnte ein erfolgreicher Feldversuch durchgeführt werden. Aus den Maßnahmen werden Handlungsempfehlungen für den dritten Feldversuch getroffen.

Zur Minimierung der personellen Risiken wurde ein engmaschiger Kontakt mit den beteiligten Firmen vor dem Feldversuch gepflegt. Dadurch konnten die Versuche der beteiligten Hochschulen erfolgreich durchgeführt werden. Zusätzlich konnten die beteiligten Firmen eigene Versuche durchführen und Parameter testen. Die eigenen Versuche erhöhen deutlich die Bereitschaft, Personal zur Verfügung zu stellen. Dieses Vorgehen wird für den dritten Feldversuch beibehalten.

Die wirtschaftlichen Risiken konnten durch die Betreuung durch die Mitarbeiter vor Ort und die Planung der Feldversuche minimiert werden. Es sind Umbaumaßnahmen und veränderte Parametrierungen durchgeführt worden, die aber alle rückgängig gemacht werden konnten. Der Normalbetrieb konnte nach Beendigung des Feldversuchs wieder aufgenommen werden. Durch die Beachtung der personellen und technischen Risiken können die wirtschaftlichen Risiken minimiert werden.

Zur Minimierung der technischen Risiken sind mehrere Maßnahmen getroffen worden. Aus den Erfahrungen des ersten Feldversuchs ist die Netztopologie während der Einschaltversuche der Transformatoren so gewählt worden, dass keine der Transformatoren niederspannungsseitig angeschlossen sind [4]. Dadurch konnten auch hohe Einschaltströme sicher geschalten werden. Mit diesen Versuchen können Ansätze geschaffen werden, wie ein Zuschalten oder Hochfahren der Gemeinde im dritten Feldversuch erfolgen soll.

Ein weiteres technisches Risiko ist die Volatilität des Windangebots. Zur Minimierung wurde der Feldversuch auf drei Tage aufgeteilt und flexible Versuchsblöcke erstellt, die je nach Windangebot durchgeführt werden können. Außerdem wurde der Feldversuch auf Oktober verschoben, um dem niedrigen Windangebot im August und September auszuweichen [14]. Das Windangebot während des Feldversuchs hat nur an einem Tag Versuche mit hohen Lastsprüngen zugelassen. Dadurch sind nicht alle geplanten Versuche möglich gewesen. Dafür konnten zusätzlich optionale Versuche durchgeführt werden. Für den dritten Feldversuch wird das Vorgehen mit flexiblen und optionalen Versuchsabläufen beibehalten. Der ganze Feldversuch könnte auf mehr Tage aufgeteilt werden, um kurzfristigen Flauten ausweichen zu können. Um eine Durchführung des Feldversuchs in einer anderen Woche zu untersuchen, kann das eigens dafür entwickelte Energiesystem eingesetzt werden.

3.2 Energiesystem

Die technischen Risiken bezüglich der Betriebsgrenzen von Leistung und Speicherenergieinhalt können mit Hilfe eines präzisen Energiesystemmodells minimiert werden. Vor dem zweiten Feldversuch müssen Annahmen bezüglich der Leistungs- und Energieumsätze getroffen werden. Außerdem müssen die Effizienzen und Verluste der

Betriebsmittel abgeschätzt oder gemessen werden. Mit diesem vorläufigen Modell sind die Versuchsabläufe auf die drei Versuchstage aufgeteilt worden. Zusätzlich ist eine Sicherheitsmarge von mindestens $15\,\%$ zur Minimierung der Risiken auf den Speicherinhalt des Batteriespeichers aufgeschlagen worden. Die Modellierung kann nach dem zweiten Feldversuch durch Messungen validiert werden. Mit einem präzisen Modell können Vorhersagen getroffen werden, zum Beispiel wie ein Feldversuch in einer anderen Woche ausgesehen hätte.

Aufgrund der geringen Rechendauer der Simulation ($< 1\,min$) sind auch vor Ort Anpassungen an den Versuchsablauf möglich. Beispielsweise Ladevorgänge vor dem reinen Lastbetrieb nachts. So ist ein stabiler Inselnetzbetrieb über drei Tage möglich gemacht worden, der rein aus Umrichtern gespeist wird.

Zur Validierung des Modells werden die Leistungen und umgesetzten Energiemengen der modellierten Betriebsmittel mit ihren Messwerten verglichen. Die relative Abweichung der einzelnen modellierten Betriebsmittel ist unterschiedlich. Bei der Betrachtung der Momentanleistungen sind hohe Abweichungen über $100\,\%$ möglich. Bei energetischer Betrachtung fallen diese kurzzeitig sehr hohen Abweichungen weniger ins Gewicht, da die Simulationsschrittweite $1\,s$ beträgt.

Die umgesetzte Energie der P2H-Anlage weicht $0{,}8\,\%$ von den Messwerten ab. Dies ist im unteren Teil von Abbildung 5 am Ende der Grafik zu sehen. Die höhere Abweichung am Anfang der Grafik kommt von der geringen absoluten Abweichung, fällt aber sofort auf unter $2\,\%$. Diese genaue Modellierung ist möglich, da die erzeugte Leistung von spezifischen Stufen anhängig ist und so einfach zu modellieren ist. Diese Stufen sind vor allem im unteren Teil von Abbildung 4 zu erkennen. Der gesamte Versuchsablauf ist im oberen Teil zu sehen.

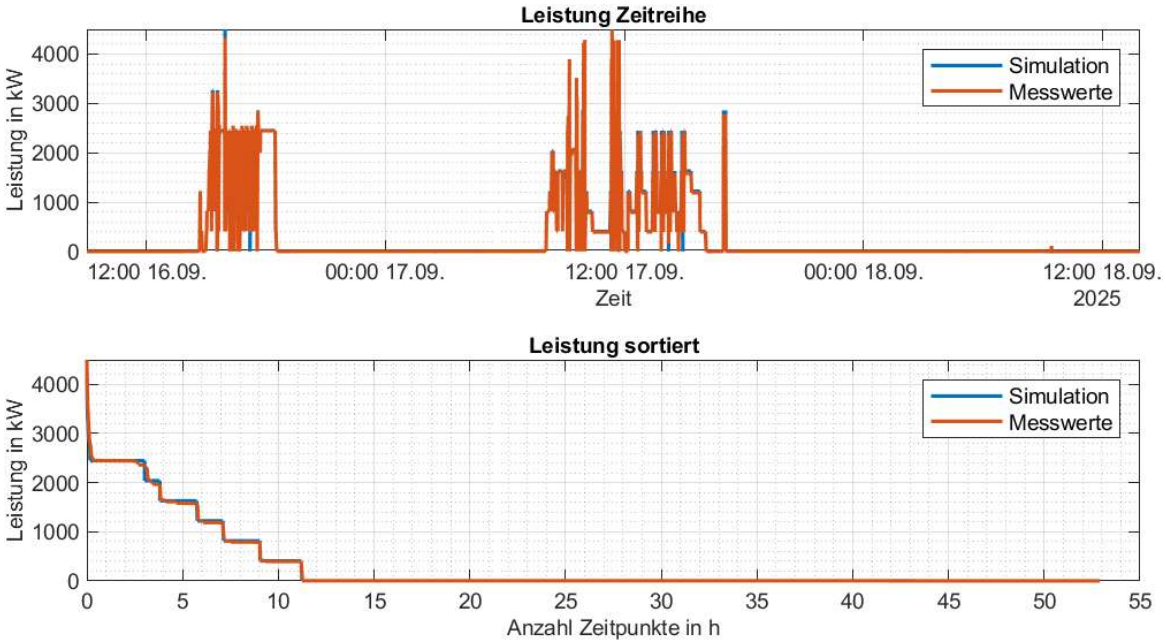

Abbildung 4: Simulierte und gemessene Leistung der P2H-Anlage, oben über die drei Versuchstage, unten sortiert nach Höhe der Leistung

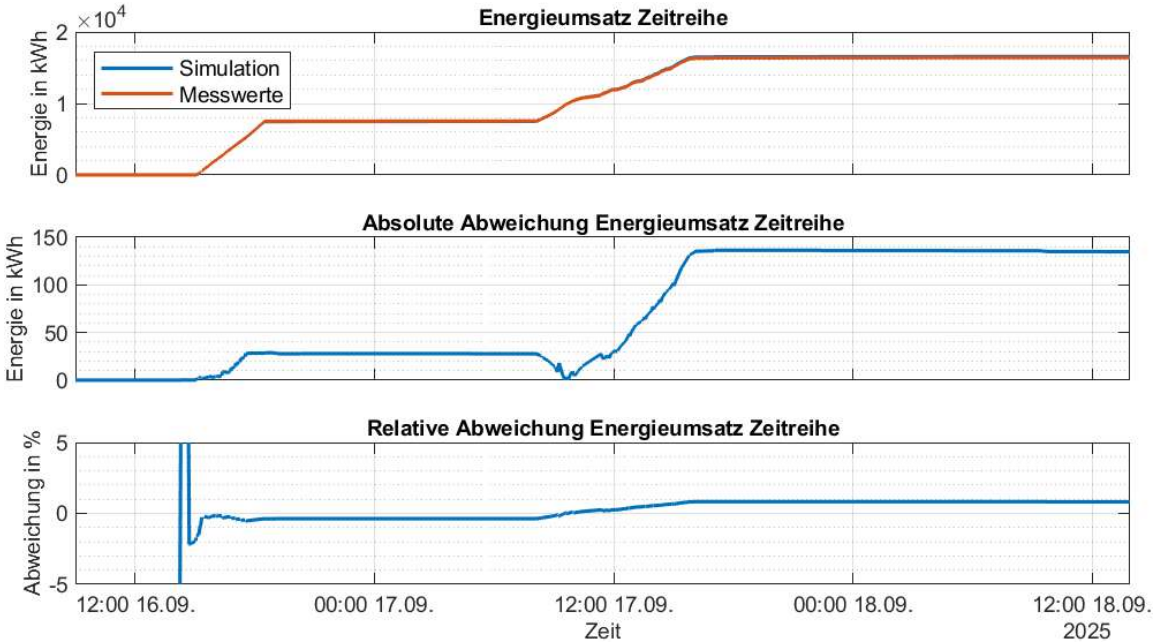

Abbildung 5: Simulierte und gemessene umgesetzte Energie der P2H-Anlage über die drei Versuchstage, oben aufsummiert, in der Mitte die absolute Abweichung zwischen simulierter und gemessener aufsummierter Energie, unten die relative Abweichung zwischen simulierter und gemessener aufsummierter Energie

Die Abweichung der umgesetzten Energie des Eigenverbrauchs der Anlage der Energiezukunft Fuchstal beträgt $2\,\%$. Dies liegt unter anderem am Fehlen der zyklisch auftretenden höheren Leistungen, die über den Tag verteilt sind, welche im oberen Teil von Abbildung 6 erkennbar sind. Dabei handelt es sich vermutlich um einen Teil der Klimageräte des Batteriespeichers. Da die Größenordnung der geforderten Energie deutlich unter der Windkraftanlage oder der P2H-Anlage liegen ($0{,}5\ \mathrm{MWh}$ vs. $16\ \mathrm{MWh}$), fällt diese Ungenauigkeit weniger ins Gewicht.

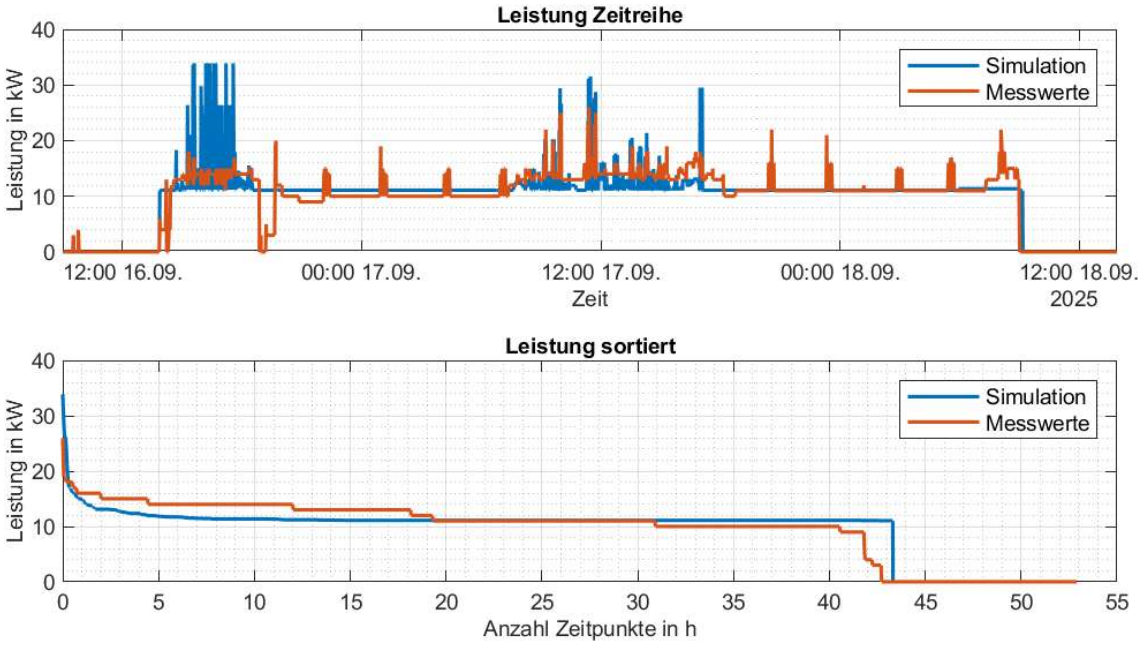

Abbildung 6: Simulierte und gemessene Leistung des Eigenverbrauchs der Anlage, oben über die drei Versuchstage, unten sortiert nach Höhe der Leistung

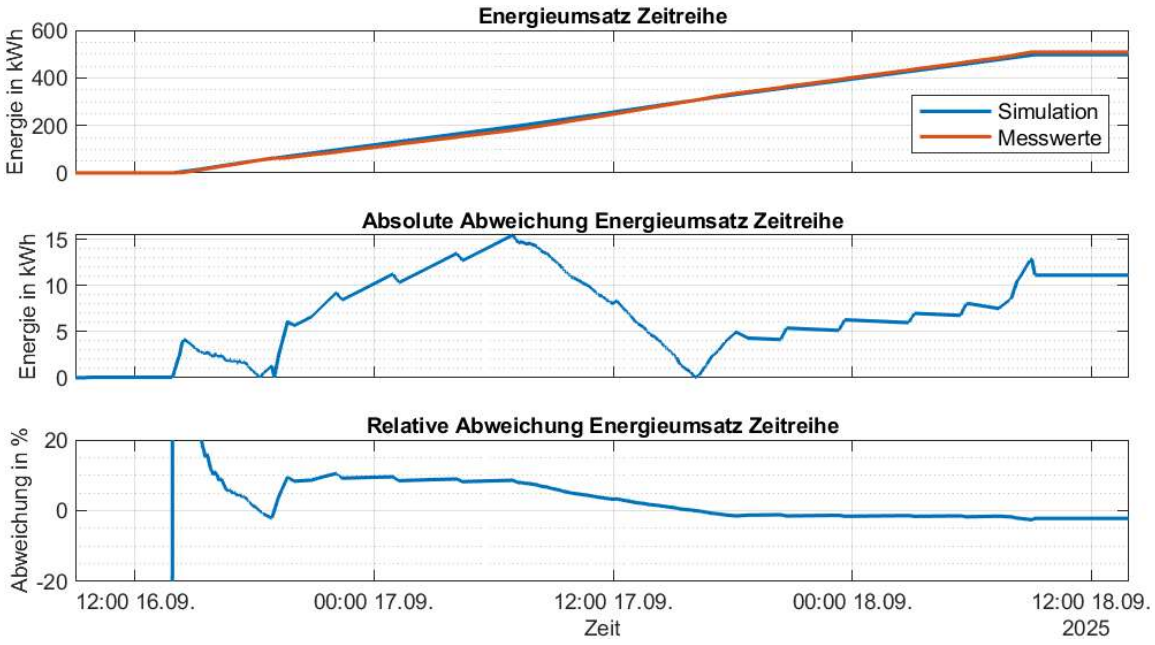

Abbildung 7: Simulierte und gemessene umgesetzte Energie des Eigenverbrauchs der Anlage über die drei Versuchstage, oben aufsummiert, in der Mitte die absolute Abweichung zwischen simulierter und gemessener aufsummierter Energie, unten die relative Abweichung zwischen simulierter und gemessener aufsummierter Energie

Die erzeugte Energie der Windkraftanlage weicht 0,8 % von den Messwerten ab. Am ersten Tag ist die Simulation der Windkraftanlagen genauer als am zweiten Tag. Am zweiten Tag war das Windangebot geringer als am ersten Tag, dafür eine Windkraftanlage mehr am Netz, was die weitere Spreizung der Leistung erklären könnte. Dies ist im oberen Teil von Abbildung 8 und im mittleren Teil von Abbildung 9 zu erkennen. Energetisch betrachtet fallen diese kleinen momentanen Unterschiede aber wenig ins Gewicht.

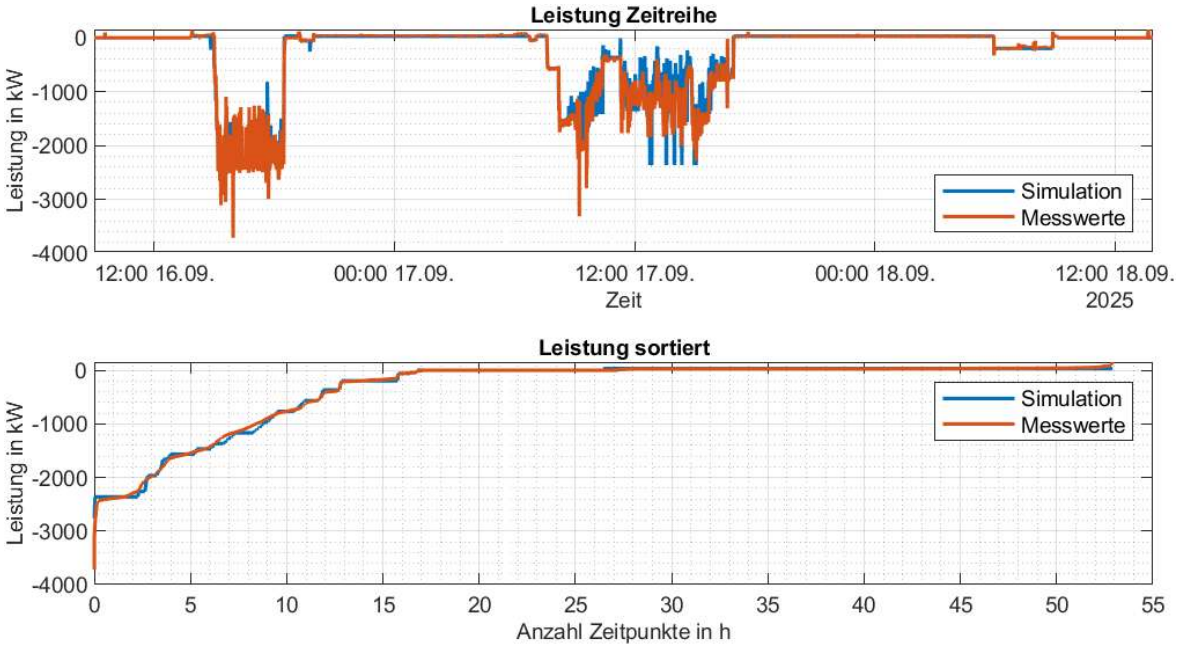

Abbildung 8: Simulierte und gemessene Leistung der Windkraftanlagen, oben über die drei Versuchstage, unten sortiert nach Höhe der Leistung

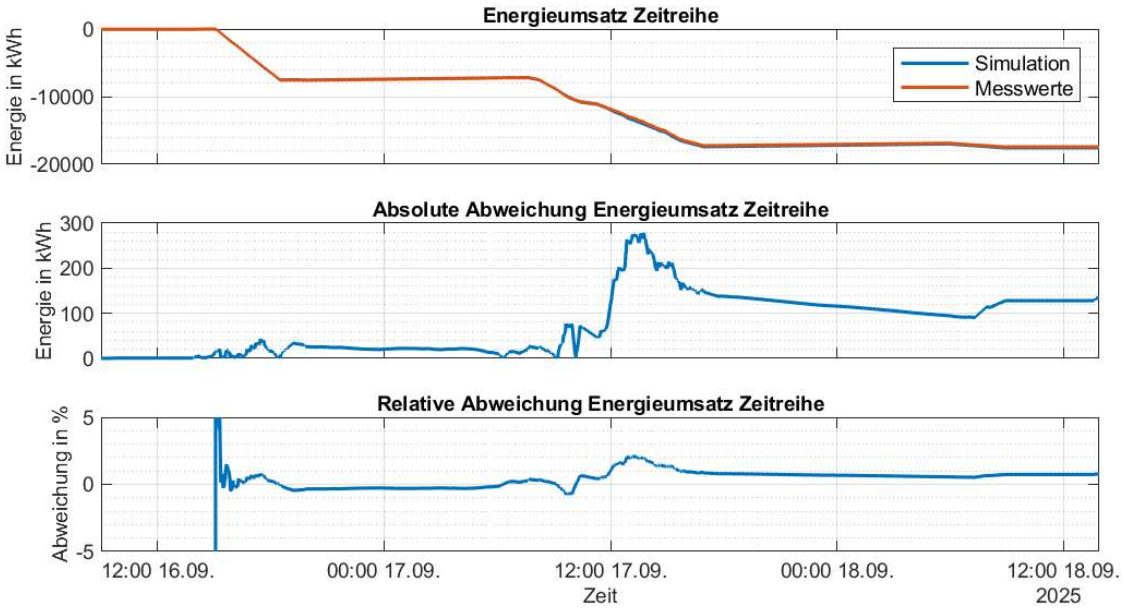

Abbildung 9: Simulierte und gemessene umgesetzte Energie der WEA über die drei Versuchstage, oben aufsummiert, in der Mitte die absolute Abweichung zwischen simulierter und gemessener aufsummierter Energie, unten die relative Abweichung zwischen simulierter und gemessener aufsummierter Energie

Durch die Verkettung an zeitlichen und leistungstechnischen Ungenauigkeiten weicht die umgesetzte Energie der Wechselrichter um 5,5 % von den Messwerten ab. Durch die Vorzeichenwechsel bei der Bestimmung der relativen Abweichung sind mehrere hohe Abweichungsspitzen im unteren Teil von Abbildung 11 zu erkennen. Dadurch, dass Windstärke und P2H-Stufenstellung nicht perfekt aufeinander abgestimmt werden können, sind die Leistungen höher bzw. niedriger als in den Messungen. In der Realität ist die Leistung der Windkraftanlage an die Netzfrequenz gekoppelt, was in dieser energetischen Modellierung nicht abgebildet wird. Dies könnte mit einer Regelschleife, die die Leistung der Windkraftanlage an die Momentane geforderte Leistung angleicht, angepasst werden. Dies könnte auch mit der Netzfrequenz als Regelgröße eingestellt werden.

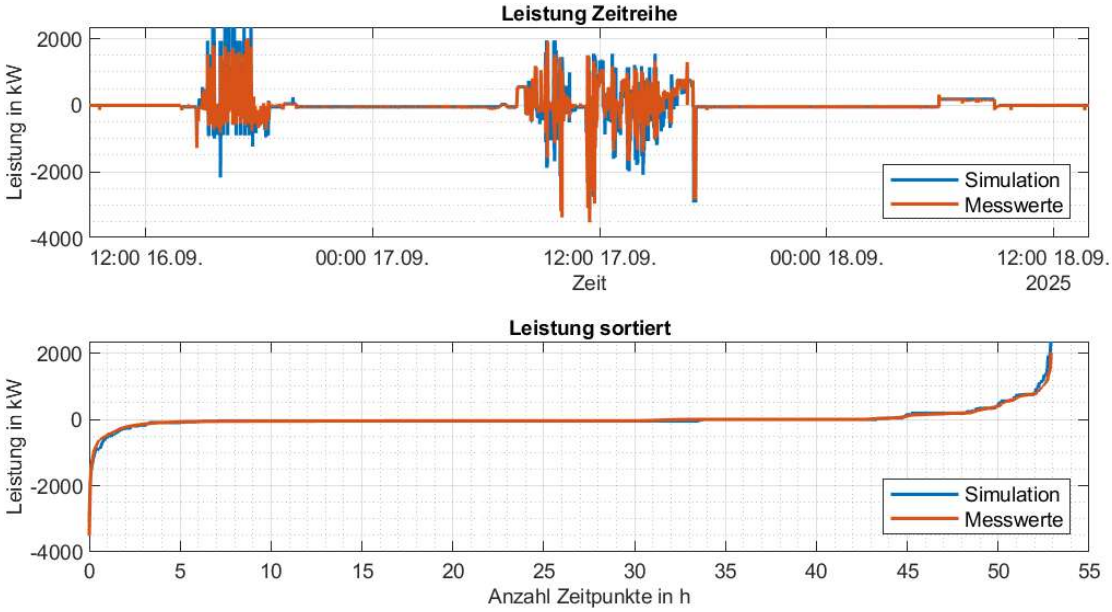

Abbildung 10: Simulierte und gemessene Leistung der Wechselrichter, oben über die drei Versuchstage, unten sortiert nach Höhe der Leistung

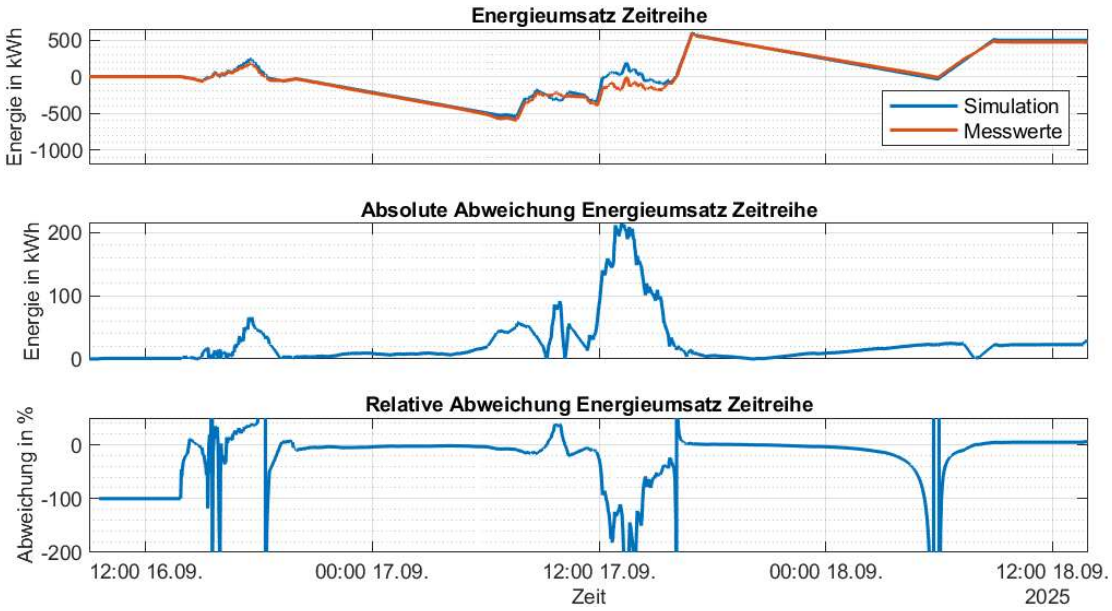

Abbildung 11: Simulierte und gemessene umgesetzte Energie der Wechselrichter über die drei Versuchstage, oben aufsummiert, in der Mitte die absolute Abweichung zwischen simulierter und gemessener aufsummierter Energie, unten die relative Abweichung zwischen simulierter und gemessener aufsummierter Energie

Kritisch für den sicheren Betrieb über mehrere Tage ist der Speicherstand des Batteriespeichers. Bei Betrachtung des Energieinhaltes der beiden Batteriespeicher in Abbildung 12 ergibt sich ein ähnliches Bild wie bei Betrachtung der Wechselrichter. Erschwerend beim Vergleich der Messungen mit der Simulation kommt dazu, dass nachts keine Messwerte vorliegen. Die simulierten Werte können bis zu $20\,\%$ von den gemessenen Werten abweichen. Beim Energieinhalt eines Energiespeichers von circa $1670\,\mathrm{kWh}$ beträgt der maximale Fehler mit $150\,\mathrm{kWh}$ circa $9\,\%$. Am Ende des zweiten Tages beträgt die Abweichung nur $5\,\%$ bei Batterie 1 und nahezu $0\,\%$ bei Batterie 2.

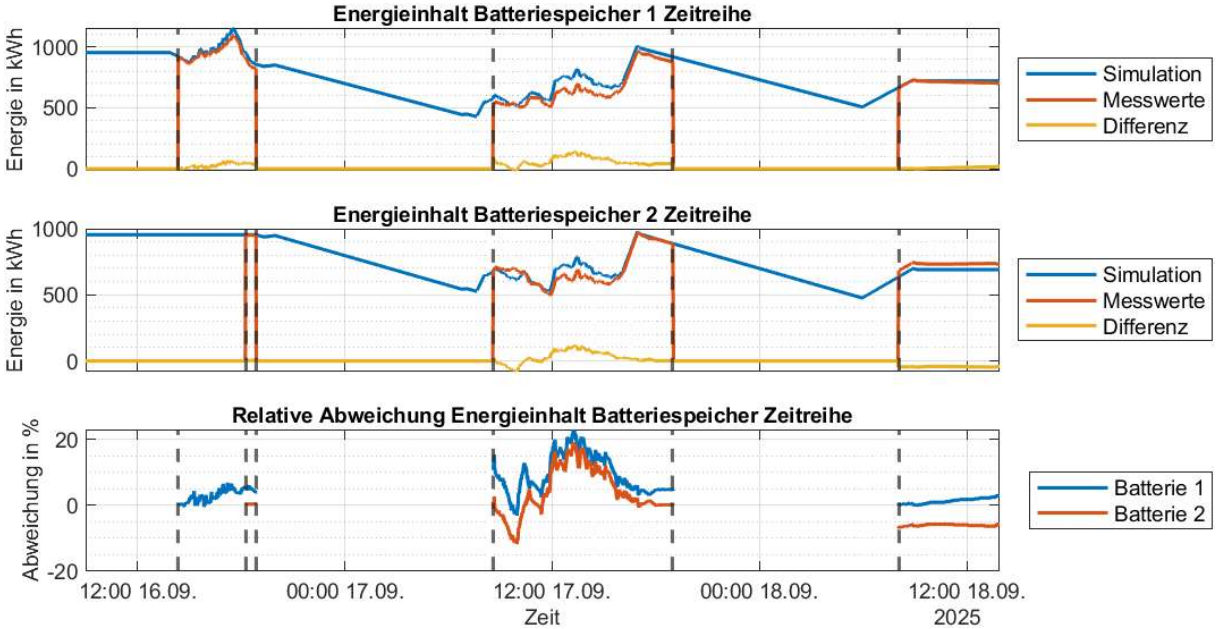

Abbildung 12: Simulierter und Gemessener Energieinhalt der beiden Batteriespeicher, oben Batteriespeicher 1 mit Differenz zwischen Simulation und Messung, in der Mitte Batteriespeicher 2 mit Differenz zwischen Simulation und Messung, unten die relative Abweichung zwischen den simulierten und den gemessenen Energieinhalten der beiden Batteriespeicher

Mit diesem verbesserten Energiemodell kann das technische Risiko bezüglich der Leistungs- und Energiegrenzen weiter minimiert werden. Die Sicherheitsmarge kann weiter reduziert werden, was mehr Versuche möglich gemacht hat.

Durch die Modellierung und Abgleich der gemessenen Werte des Batteriespeichers vor Ort hat einen Inselnetzbetrieb über Nacht zugelassen. Damit ist ein Umschalten in das Verbundnetz jeden Abend nicht notwendig gewesen. Das verringert den Arbeitsaufwand und Risiken beim Umschalten. Es wäre auch ein Inselnetzbetrieb ohne Netzspannung möglich gewesen. Dabei können aber unbestimmte Netzzustände und leere Notstromversorgungsakkus für Steuerungen entstehen. Mit Hilfe des Energiesystems konnten diese Risiken minimiert werden.

Da die Modellierung der WEAs bezüglich gemessener Windstärke zur Leistung sehr genau möglich ist, kann eine Verschiebung oder Verlängerung der Versuchstage auf eine andere Woche untersucht werden. Mit historischen Daten bezüglich der Windstärke sollte sich ein Termin für den dritten Feldversuch finden lassen, bei dem bessere Windverhältnisse vorliegen.

4 Zusammenfassung und Ausblick

In dieser Arbeit wurde das Risiko- und Energiemanagement des zweiten Feldversuchs des Reallabors von „Fuchstal leuchtet“ vorgestellt. Beim Risikomanagement wurden personelle, finanzielle und technische Risiken beleuchtet, von denen die personellen Risiken als größter Punkt für die erfolgreiche Durchführung des Feldversuchs identifiziert wurden. Die technischen Risiken können durch gute Vorplanung und kompetentes Personal vor Ort deutlich reduziert werden.

Ein präzises Energiesystemmodell hilft bei der Verringerung der technischen Risiken bezüglich der Betriebsgrenzen und Energiemengen. Anhand der Windkraftanlage als Beispiel wird das generelle Vorgehen der Modellierung gezeigt. Die Modellierung konnte mit den Messungen des zweiten Feldversuchs verbessert werden. Die einzelnen Bestandteile des Energiesystems wie die Windkraftanlage oder die P2H-Anlage haben vereinzelte hohe Abweichungen der Leistung, die aber bei energetischer Betrachtung über die drei Tage des Feldversuchs insgesamt unter $1\,\%$ liegen. Durch die Verkettung der Fehler weicht der Speicherstand des Batteriespeichers an einzelnen Zeitpunkten bis zu $20\,\%$ von den Messwerten ab. Insgesamt bleibt die Abweichung aber unter $5\,\%$ für alle drei Versuchstage. Zu keinem Zeitpunkt sind die Betriebsgrenzen des Energiespeichers erreicht worden, trotz der Abweichungen. Durch Sicherheitsmargen konnte auch nachts ohne ständige Überwachung ein Inselnetzbetrieb aufrechterhalten werden. Die Abweichung der Modellierung ist Teil des Risikomanagements und bestärkt die ständige Überwachung des Betriebszustände während der Feldversuche, um kritische Situationen zu vermeiden.

Der dritte Feldversuch des Projektes „Fuchstal leuchtet“ wird mit den Erfahrungen und Überarbeitungen des Risikomanagements voraussichtlich in der zweiten Jahreshälfte 2026 durchgeführt werden. Wegen des volatilen Windangebots werden die Experimente des dritten Feldversuchs voraussichtlich über eine ganze Woche stattfinden, anstatt nur drei Tage. Eine geeignete Woche soll mit Hilfe des Energiesystemmodells und Windprognosen gefunden werden. Dabei wird das Energiesystem für den sicheren Betrieb zwischen bisherigem Inselnetz und der naheliegenden Gemeinden Asch und Leeder eingesetzt werden. Dazu

werden die Gemeinden mit ihren Solaranlagen mit Hilfe der generischen Bausteine modelliert und in das Energiesystem integriert. Die Erweiterung des Systems auf die Gemeinden wirft neue Probleme an das Risikomanagement auf, wie Länge des Blackouts bis zum Inselstart und Leistungsbereitstellung bei erhöhtem Leistungsbedarf. Ein weiteres technisches Risiko sind die Einschaltströme der Transformatoren der Gemeinde.

Aus den Erkenntnissen der Feldversuche soll ein generelles Risiko- und Betriebsmanagement für das Inselnetz möglich sein, aus dem Rückschlüsse für andere Inselnetze und das gesamte Verbundnetz entwickelt werden sollen. Dabei soll der Fokus auf verschiedenen Handlungsoptionen liegen, die sich aus dem Zusammenspiel der volatilen Erzeugung der Windenergieanlagen und des Verbrauchs ergibt.

5 Danksagung

Das Projekt „Fuchstal leuchtet“ (Förderzeichen 03E14070A) wird vom BMWE (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie) finanziell gefördert und unterstützt.

Gefördert durch:

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

6 Referenzen

[1] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, „Förderaufruf Reallabore der Energiewende 2025,“ *8. Energieforschungsprogramm,* 2025.

[2] T. Weinmann, T. Lechner, M. Finkel, G. Kerber, B. Engel und T. Garn, „Konzept für den stabilen Inselnetzbetrieb eines umrichter-dominierten Mittelspannungsnetzes,“ *19. Symposium Energieinnovation,* 2024.

[3] T. Weinmann, R. Helmschrott, T. Lechner, M. Finkel, k. Wagner, G. Kerber, T. Garn und B. Engel, „Messwertbasierte Validierung der RMS-Simulationsmodelle von netzbildenden Wechelrichtern im Inselnetz,“ *IEWT,* 2025.

[4] T. Garn, T. Weinmann, K. Wagner, J. Pape, G. Kerber, M. Finkel und B. Engel, „Dynamic behavior of grid forming inverters in an island grid during transformer inrush,“ *IET Conf. Proc. (IET Conference Proceedings),* pp. 56-64, 2025.

[5] J. Pape, „Feldversuchsplanung eines intitialen Inselnnetzversuchs mit Schwarzstart im Rahmen des Forschungsprojektes „Fuchstal leuchtet",“ *Masterarbeit,* 2025.

[6] „Energiezukunft Fuchstal: Effizienzsteigerung durch Sektorenkopplung und Integration von Strom- und Wärmespeicher im kommunalen Umfeld,“ Bundesministerium für Umwelt, Klimaschutz, Naturschutz und nukleare Sicherheit, [Online]. Available: https://www.klimaschutz.de/de/foerderung-der-nki/projekte/energiezukunft-fuchstal. [Zugriff am 19 01 2026].

[7] B. Keitel, „Modellierung und Simulation eines Energiemanagements für ein reales Inselnetz," *Masterarbeit,* 2023.

[8] DIN Deutsches Institut für Normung e.V., „DIN ISO 31000 Risikomanagement - Leitlinien," 2018.

[9] M. Diederichs, Risikomanagement und Risikocontrolling, Verlag Franz Vahlen GmbH, 2023.

[10] H. Zhao und S. Guo, „Risks assessment on island micro-grids construction schemes," *Springer Nature Environment, Development and Sustainability,* Nr. 26, pp. 13185-13216, 2024.

[11] A. Kießling und S. Arndt, „SINTEG-Projekt C/sells / DKE/DIN GAK 111.0.5. Draft zu Public available specification (PAS) Terminologie „Zelluläres, intelligentes Energiesystem"," Frankfurt, 2020.

[12] M. Geidl, G. Koeppel, P. Favre-Perrod, B. Klockl, G. Andersson und K. Frohlich, „Energy hubs for the future," *IEEE Power and Energy Magazine,* pp. 24-30, 2007.

[13] E. Hau und S. Siegfriedsen, Wind Turbines: Fundamentals, Technologies, Application, Economics, Springer Nature Switzerland; Imprint Springer, 2025.

[14] DIN Deutsches Institut für Normung e.V., „DIN 4710 Statistiken meteorologischer Daten zur Berechnung des Energiebedarfs von heiz- und raumlufttechnischen Anlagen in Deutschland," 2003.

7 Autoren

Konstantin Wagner ist wissenschaftlicher Mitarbeiter für Elektrische Energieversorgungsnetze an der Hochschule München.

Prof. Dr.-Ing. Georg Kerber ist Professor für elektrische Energieversorgungsnetze an der Hochschule München.

Tobias Weinmann ist wissenschaftlicher Mitarbeiter für Energieversorgung an der Technischen Hochschule Augsburg.

Prof. Dr.-Ing. Michael Finkel ist Professor für Hochspannungs- und Anlagentechnik an der Technischen Hochschule Augsburg.

Till Garn ist wissenschaftlicher Mitarbeiter für Energiesysteme an der Technischen Universität Braunschweig.

Prof. Dr.-Ing. Bernd Engel ist Professor für Komponenten nachhaltiger Energiesysteme an der Technischen Universität Braunschweig.