

Kaskadiertes Speichersystem zur Etablierung von urbanen PLUS- Energiesystemen am Beispiel der Stadt Mürzzuschlag (Speicher- Kaskade MZ)

Berichte aus Energie- und Umweltforschung 45/2026

Wien, 2026

Impressum

Medieninhaber, Verleger und Herausgeber:

Bundesministerium für Innovation, Mobilität und Infrastruktur,
Radetzkystraße 2, 1030 Wien

Verantwortung und Koordination: Abteilung III/3 - Energie und Umwelttechnologien

Leitung (interimistisch): DIⁱⁿ (FH) Isabella Warisch

Autorinnen und Autoren:

A. Kraußler, T. Nacht, N. Bisko, M. Oberhofer (4ward Energy Research GmbH)

Wien, Graz 2026. Stand: Oktober 2025

Ein Projektbericht gefördert im Rahmen von



Rückmeldungen:

Ihre Überlegungen zu vorliegender Publikation übermitteln Sie bitte an iii3@bmimi.gv.at.

Rechtlicher Hinweis

Dieser Ergebnisbericht wurde von die/der Projektnehmer:in erstellt. Für die Richtigkeit, Vollständigkeit, Aktualität sowie die barrierefreie Gestaltung der Inhalte übernimmt das Bundesministerium für Innovation, Mobilität und Infrastruktur (BMIMI) keine Haftung.

Mit der Übermittlung der Projektbeschreibung bestätigt die/der Projektnehmer:in ausdrücklich, über sämtliche für die Nutzung erforderlichen Rechte – insbesondere Urheberrechte, Leistungsschutzrechte sowie etwaige Persönlichkeitsrechte abgebildeter Personen – am bereitgestellten Bildmaterial zu verfügen.

Die/der Projektnehmer:in räumt dem BMIMI ein unentgeltliches, nicht ausschließliches, zeitlich und örtlich unbeschränktes sowie unwiderrufliches Nutzungsrecht ein, das übermittelte Bildmaterial in allen derzeit bekannten sowie künftig bekannt werdenden Nutzungsarten für Zwecke der Berichterstattung, Dokumentation und Öffentlichkeitsarbeit im Zusammenhang mit der geförderten Maßnahme zu verwenden, insbesondere zur Veröffentlichung in Printmedien, digitalen Medien, Präsentationen und sozialen Netzwerken.

Für den Fall, dass Dritte Ansprüche wegen einer Verletzung von Rechten am übermittelten Bildmaterial gegen das BMIMI geltend machen, verpflichtet sich die/der Projektnehmer:in, das BMIMI vollständig schad- und klaglos zu halten. Dies umfasst insbesondere auch die Kosten einer angemessenen rechtlichen Vertretung sowie etwaige gerichtliche und außergerichtliche Aufwendungen.

Vorbemerkung

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Ergebnisse eines Projekts aus dem Forschungs- und Technologieprogramm „Stadt der Zukunft“ des Bundesministeriums für Innovation, Mobilität und Infrastruktur (BMIMI). Dieses Programm baut auf dem langjährigen Programm „Haus der Zukunft“ auf und hat die Intention, Konzepte, Technologien und Lösungen für zukünftige Städte und Stadtquartiere zu entwickeln und bei der Umsetzung zu unterstützen. Damit soll eine Entwicklung in Richtung energieeffiziente und klimaverträgliche Stadt unterstützt werden, die auch dazu beiträgt, die Lebensqualität und die wirtschaftliche Standortattraktivität zu erhöhen. Eine integrierte Planung wie auch die Berücksichtigung aller betroffener Bereiche wie Energieerzeugung und -verteilung, gebaute Infrastruktur, Mobilität und Kommunikation sind dabei Voraussetzung.

Um die Wirkung des Programms zu erhöhen, sind die Sichtbarkeit und leichte Verfügbarkeit der innovativen Ergebnisse ein wichtiges Anliegen. Daher werden nach dem Open Access Prinzip möglichst alle Projektergebnisse des Programms in der Schriftenreihe des BMIMI publiziert und elektronisch über die Plattform [nachhaltigwirtschaften.at](https://www.nachhaltigwirtschaften.at) zugänglich gemacht. In diesem Sinne wünschen wir allen Interessierten und Anwender:innen eine interessante Lektüre.

Inhaltsverzeichnis

1	Kurzfassung	6
2	Abstract	8
3	Ausgangslage	10
	3.1. Ausgangssituation und Motivation	10
	3.2. Zielsetzung des Projektes.....	12
	3.3. Stand der Technik und des Wissens.....	13
4	Projekthalt	15
	4.1. Methodischer Ansatz und Projektstruktur	15
	4.2. Netzanalyse und Aufbau des digitalen Zwillings.....	15
	4.3. Technische Entwicklung und Systemarchitektur	16
	4.4. Dienstleistungen und Geschäftsmodelle	17
	4.5. Feldtest und Versuchsreihen	18
	4.6. Bewährung der Methoden und aufgetretene Herausforderungen.....	20
5	Ergebnisse	22
	5.1. Wirksamkeit der Kaskadensteuerung	22
	5.2. Eignung der Energiedienstleistungen für den Kaskadenbetrieb	23
	5.3. Notstromversorgung kritischer Infrastruktur	24
	5.4. Skalierungspotenzial und Netzausbau	25
	5.5. Doppelnutzung von Speichern als Messinfrastruktur.....	27
	5.6. Betriebsstabilität des Gesamtsystems	28
	5.7. Beitrag zu den Zielen des Programms „Stadt der Zukunft“	28
6	Schlussfolgerungen	30
	6.1. Zentrale Erkenntnisse für das Projektteam	30
	6.2. Weiterarbeit des Projektteams mit den Ergebnissen	31
	6.3. Relevanz der Ergebnisse für verschiedene Zielgruppen	31
	6.4. Rechtliche Hürden.....	32
	6.5. Bisherige Verwertungs- und Verbreitungsaktivitäten	33
7	Ausblick und Empfehlungen	34
	7.1. Empfehlungen für weiterführende Forschungs- und Entwicklungsarbeiten.....	34
	7.2. Potenzial für Demonstrationsvorhaben.....	35
8	Verzeichnisse	37
9	Anhang: Data Management Plan (DMP)	40

1 Kurzfassung

Motivation und Forschungsfrage

Der Ausbau erneuerbarer Energien in kommunalen Verteilnetzen führt zunehmend zu Engpässen, die den weiteren Zubau limitieren. Im Netzgebiet der Stadtwerke Mürzzuschlag in der Obersteiermark ist die vertraglich festgelegte maximale Rückspeiseleistung am Netzübergabepunkt zum 110-kV-Netz der Energienetze Steiermark der zentrale Engpass. Die Nähe zu den größten Windparks der Steiermark (ca. 110 MW) und der wachsende PV-Ausbau (derzeit rund 15 MWp) verschärfen die Situation. Das Projekt Speicher-Kaskade MZ untersucht daher die Frage, ob verteilte Batteriespeichersysteme, die von unterschiedlichen Akteuren betrieben werden und jeweils eigene wirtschaftliche Ziele verfolgen, zu einer kaskadierten Flexibilitätsressource zusammengeschaltet und netzdienlich betrieben werden können – ohne dabei die wirtschaftlichen Interessen der Speicherbetreiber zu gefährden.

Ausgangssituation

Bisher wurde die Einhaltung der Rückspeisegrenze ausschließlich durch Abregelung von Erzeugungsanlagen sichergestellt. Batteriespeicher könnten als Flexibilitätsressource eingesetzt werden, dürfen jedoch unter dem geltenden österreichischen Regulativ nicht durch Netzbetreiber selbst betrieben werden. Gleichzeitig fehlt es auf der Mittel- und Niederspannungsebene weitgehend an einem Echtzeit-Netzmonitoring, was die gezielte Nutzung von Flexibilitäten erschwert.

Projekthalte und Zielsetzungen

Das Projekt verfolgt vier Ziele: die Schaffung der Grundlagen für ein Flexibilitätssystem zur Ermöglichung eines weiteren PV-Ausbaus, die Erprobung einer speicher- und PV-basierten Notstromversorgung für kritische Infrastruktur am Beispiel der Kläranlage des Mürzverbands in Langenwang, die Entwicklung und Bewertung von Energiedienstleistungen für den wirtschaftlichen Betrieb der Speicher in der Kaskade sowie die Doppelnutzung der Speicher als Messinfrastruktur für das Netzmonitoring. Die Arbeiten wurden von einem Konsortium aus fünf Partnern durchgeführt: 4ward Energy Research GmbH (Konsortialführung), Stadtwerke Mürzzuschlag GmbH, Wasserverband Mürzverband, Venios GmbH und Stefan Voit (Smart 1).

Methodische Vorgehensweise

Für den Feld- und Pilotbetrieb wurde ein Ansatz gewählt, der reale Speicherinstallationen an ausgewählten Standorten in Mürzzuschlag mit einem digitalen Zwilling des Netzes auf Basis der Venios.NET-Plattform kombiniert. Die technische Entwicklung umfasste eine mehrstufige Kommunikationsarchitektur (MQTT, Concentrator, smart1-API), ein lokales Energiemanagementsystem mit hierarchischer Regelungslogik, einen Speichersimulator für reproduzierbare Szenariotests sowie die übergeordnete Kaskadensteuerung. Vier Energiedienstleistungen (Vermarktung PV-Strom, Eigenverbrauchsoptimierung, Spitzenlastreduktion, Notstromversorgung) wurden im Feldtest erprobt und hinsichtlich ihrer Eignung für den Kaskadenbetrieb bewertet.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Die Versuche bestätigen die Funktionsfähigkeit und den netzdienlichen Mehrwert der Speicher-Kaskade. Die Überschreitungsstunden der maximalen Rückspeiseleistung konnten durch den Kaskadenbetrieb von 35 auf 5 Stunden reduziert werden (ca. 86 %), die zu drosselnde Erzeugungsmenge von 117 MWh auf 12 MWh (ca. 90 %). Von den vier untersuchten Energiedienstleistungen eignen sich drei für den Kaskadenbetrieb. Die Kaskadensteuerung beeinträchtigt die wirtschaftlichen Ziele der Speicherbetreiber in den meisten Fällen nicht wesentlich. Die Notstromversorgung konnte am Standort des Mürzverbands Versorgungsdauern von 2 Stunden bis über 10 Tagen nachweisen, abhängig von Speicherkapazität, Jahreszeit und Ausfallzeitpunkt. Die Doppelnutzung von Speichern als Messinfrastruktur wurde erfolgreich demonstriert; eine Reduktion der dedizierten Messgeräte um bis zu 50 % ist grundsätzlich erreichbar. Szenarioanalysen zeigen, dass eine Verdopplung der PV-Leistung im Netzgebiet auf ca. 30 MWp ohne zusätzliche Netzausbaumaßnahmen erreichbar wäre, sofern eine entsprechend dimensionierte Kaskade zum Einsatz kommt.

Ausblick

Die Projektergebnisse sind nicht auf Mürzzuschlag beschränkt, sondern auf andere kommunale Verteilnetzbetreiber mit vergleichbaren Rahmenbedingungen übertragbar. In Österreich stehen rund 50 Stadtwerke und stadtwerke-ähnliche Betriebe vor vergleichbaren Herausforderungen. Die Technologiepartner Venios und Smart 1 überführen die entwickelten Komponenten in ihre kommerziellen Produktportfolios, der Mürzverband setzt die Erkenntnisse bereits in konkrete Investitionsmaßnahmen um. Für die Weiterentwicklung wird eine stufenweise Erweiterung des Pilotbetriebs in Mürzzuschlag und eine Übertragung auf ein zweites Netzgebiet empfohlen.

2 Abstract

Motivation and research question

The expansion of renewable energy in municipal distribution grids increasingly leads to bottlenecks that limit further deployment. In the grid area of Stadtwerke Mürzzuschlag in Upper Styria, Austria, the contractually defined maximum reverse power flow at the grid transfer point to the 110 kV network of Energienetze Steiermark represents the central constraint. The proximity to the largest wind farms in Styria (approx. 110 MW) and the growing deployment of photovoltaic systems (currently around 15 MWp) exacerbate this situation. The project Speicher-Kaskade MZ therefore investigates whether distributed battery storage systems, operated by different stakeholders pursuing their own economic objectives, can be interconnected into a cascaded flexibility resource and operated in a grid-supportive manner – without compromising the economic interests of the storage operators.

Initial situation

Until now, compliance with the reverse power flow limit has been ensured exclusively by curtailing generation facilities. Battery storage systems could serve as flexibility resources; however, under the applicable Austrian regulatory framework, grid operators are not permitted to operate their own storage systems. At the same time, real-time grid monitoring at the medium and low voltage levels is largely absent, which hinders the targeted use of flexibilities.

Project contents and objectives

The project pursues four objectives: establishing the foundations for a flexibility system to enable further PV expansion, testing a storage- and PV-based emergency power supply for critical infrastructure using the wastewater treatment plant of Mürzverband in Langenwang as a case study, developing and evaluating energy services for the economically viable operation of storage systems within the cascade, and the dual use of storage systems as measurement infrastructure for grid monitoring. The work was carried out by a consortium of five partners: 4ward Energy Research GmbH (consortium lead), Stadtwerke Mürzzuschlag GmbH, Wasserverband Mürzverband, Venios GmbH, and Stefan Voit (Smart 1).

Methodical procedure

For the field and pilot operation, an approach was chosen that combines real storage installations at selected locations in Mürzzuschlag with a digital twin of the grid based on the Venios.NET platform. The technical development comprised a multi-level communication architecture (MQTT, Concentrator, smart1 API), a local energy management system with hierarchical control logic, a storage simulator for reproducible scenario testing, and the overarching cascade control system. Four energy services (PV electricity marketing, self-consumption optimisation, peak load reduction, and emergency power supply) were tested in the field and evaluated regarding their suitability for cascaded operation.

Results and conclusions

The trials confirm the functionality and grid-supportive value of the storage cascade. The hours of exceedance of the maximum reverse power flow were reduced from 35 to 5 hours through cascaded operation (approx. 86 %), and the amount of generation requiring curtailment from 117 MWh to 12 MWh (approx. 90 %). Three of the four energy services investigated are suitable for cascaded operation. The cascade control does not significantly impair the economic objectives of storage operators in most cases. Emergency power supply tests at the Mürzverband site demonstrated supply durations ranging from 2 hours to over 10 days, depending on storage capacity, season, and time of failure. The dual use of storage systems as measurement infrastructure was successfully demonstrated; a reduction of dedicated measurement devices by up to 50 % is fundamentally achievable. Scenario analyses show that a doubling of PV capacity in the grid area to approximately 30 MW_p would be achievable without additional grid expansion measures, provided an appropriately dimensioned cascade is deployed.

Outlook

The project results are not limited to Mürzzuschlag but are transferable to other municipal distribution grid operators with comparable conditions. In Austria, around 50 municipal utilities and similar entities face comparable challenges. The technology partners Venios and Smart 1 are integrating the developed components into their commercial product portfolios, and Mürzverband is already translating the findings into concrete investment measures. For further development, a stepwise expansion of the pilot operation in Mürzzuschlag and a transfer to a second grid area is recommended.

3 Ausgangslage

3.1. Ausgangssituation und Motivation

Die Transformation des Energiesystems hin zu einer klimaneutralen Versorgung erfordert einen massiven Ausbau erneuerbarer Erzeugung – insbesondere von Photovoltaik – auf allen Netzebenen. In kommunalen Verteilnetzen führt dieser Ausbau jedoch zunehmend zu technischen Engpässen, die den weiteren Zubau limitieren. Die zentrale Herausforderung besteht darin, dass die Verteilnetze historisch auf einen unidirektionalen Lastfluss (von der Hochspannung zum Verbraucher) ausgelegt wurden und bidirektionale Leistungsflüsse durch dezentrale Einspeisung nur in begrenztem Umfang aufnehmen können.

Diese Problematik zeigt sich besonders deutlich im Netzgebiet der Stadtwerke Mürzzuschlag in der Obersteiermark. Die Stadtwerke betreiben ein Mittelspannungsnetz mit 119 Ortsnetzstationen, das über ein Umspannwerk an das 110-kV-Netz der Energienetze Steiermark angebunden ist. Für die Rückspeisung in das übergeordnete Netz existiert eine vertraglich festgelegte maximale Rückspeiseleistung, deren Überschreitung eine Abschaltung des Umspannwerkes zur Folge hätte. Verschärft wird die Situation durch die Nähe zu den größten Windparks der Steiermark (ca. 110 MW installierte Leistung), die bereits heute erhebliche Leistungsflüsse über das Netzgebiet Mürzzuschlag verursachen. Mit dem wachsenden Ausbau an PV-Anlagen – derzeit sind rund 15 MWp im Netzgebiet installiert – gerät die Rückspeisegrenze zunehmend unter Druck.

Abbildung 1 zeigt eine Übersicht des Verteilernetzes der Stadtwerke Mürzzuschlag. Aus Gründen der NIS2-Verordnung sind die einzelnen Netzpunkte nicht namentlich bezeichnet. Gekennzeichnet ist der Netzübergabepunkt zum 110-kV-Netz der Energienetze Steiermark, der den zentralen Engpass für den weiteren Ausbau erneuerbarer Erzeugung darstellt.

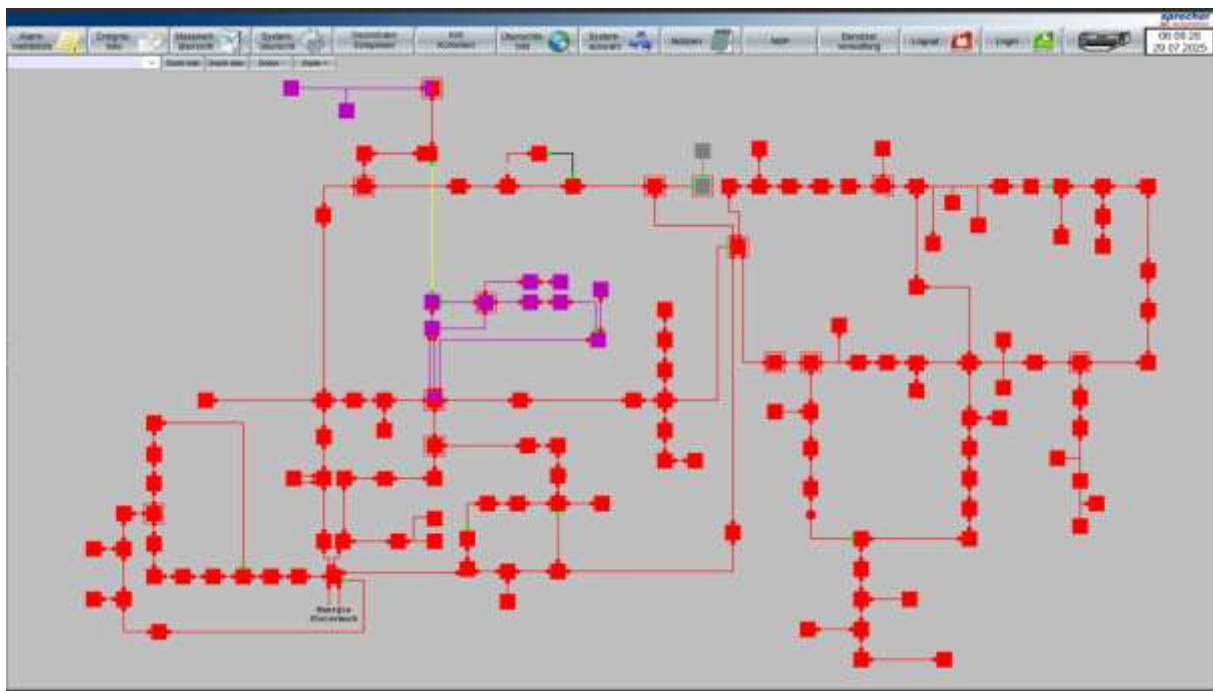


Abbildung 1: Übersicht des Verteilernetzes der Stadtwerke Mürzzuschlag mit Kennzeichnung des Netzübergabepunkts zum 110-kV-Netz der Energienetze Steiermark.
Quelle: Stadtwerke Mürzzuschlag

Bisher wurde die Einhaltung der Rückspeisegrenze ausschließlich durch eine Abregelung von Erzeugungsanlagen sichergestellt – ein Vorgehen, das dem Ziel eines beschleunigten Ausbaus erneuerbarer Energien diametral entgegensteht. Batteriespeichersysteme könnten als alternative Flexibilitätsressource eingesetzt werden, um Erzeugungsspitzen zwischenspeichern und die Rückspeisegrenze einzuhalten. Allerdings dürfen Netzbetreiber unter dem geltenden österreichischen Regulativ keine eigenen Speicher betreiben. Speichersysteme im Verteilnetz werden daher von Dritten installiert und für wirtschaftliche Zwecke (Eigenverbrauchsoptimierung, Spitzenlastreduktion, PV-Vermarktung) betrieben, ohne dass dabei eine Koordination im Sinne des Netzbetriebs stattfindet.

Gleichzeitig fehlt es auf der Mittel- und Niederspannungsebene weitgehend an einem Echtzeit-Netzmonitoring. Die Betreiber dieser Netzebenen verfügen in der Regel über keine zeitaufgelösten Messdaten zur Netzauslastung und sind daher nicht in der Lage, Engpasssituationen frühzeitig zu erkennen oder gezielt Flexibilitäten einzusetzen.

Aus dieser Ausgangssituation ergibt sich die zentrale Forschungsfrage des Projektes: Können verteilte Batteriespeichersysteme, die von unterschiedlichen Akteuren betrieben werden und jeweils eigene wirtschaftliche Ziele verfolgen, zu einer kaskadierten Flexibilitätsressource zusammengeschaltet und netzdienlich betrieben werden – ohne dabei die wirtschaftlichen Interessen der Speicherbetreiber zu gefährden?

3.2. Zielsetzung des Projektes

Das Projekt Speicher-Kaskade MZ verfolgt den Ansatz, Batteriespeichersysteme auf unterschiedlichen Netzebenen der Stadtwerke Müzzuslag zu implementieren, diese miteinander zu vernetzen und koordiniert zu betreiben. Durch diesen kaskadierten Betrieb sollen sowohl netzdienliche Funktionen (insbesondere die Reduktion von Rückspeisespitzen am Netzübergabepunkt) als auch wirtschaftlich nutzbare Energiedienstleistungen ermöglicht werden. Darüber hinaus sollen die in den Speichersystemen integrierten Messeinrichtungen als zusätzliche Datenquellen für das Netzmonitoring genutzt werden.

Im Förderantrag wurden vier konkrete Projektziele definiert: Erstens die Schaffung der Grundlagen für ein Flexibilitätssystem, das perspektivisch einen erheblichen weiteren Ausbau an PV-Leistung im Netzgebiet ermöglicht. Zweitens die Erprobung einer speicher- und PV-basierten Notstromversorgung für kritische Infrastruktur auf Netzbereichsebene, untersucht am Anwendungsfall der Kläranlage des Müzzverbandes in Langenwang. Drittens die Entwicklung und Bewertung von mindestens vier Energiedienstleistungen, die einen wirtschaftlichen Betrieb der Batteriespeicher ermöglichen und gleichzeitig in die Kaskade integrierbar sind. Viertens die Doppelnutzung der Speicher als Messinfrastruktur, um die Anzahl der für ein Netzmonitoring erforderlichen dedizierten Messgeräte zu reduzieren.

Das Gesamtkonzept der Speicher-Kaskade ist in Abbildung 2 dargestellt. Es zeigt die Anordnung der Batteriespeicher auf unterschiedlichen Netzebenen, die Verknüpfung mit dem Netzmonitoring sowie die vier adressierten Funktionsbereiche: Flexibilitätssystem, Notstromversorgung, Energiedienstleistungen und Doppelnutzung als Messinfrastruktur.

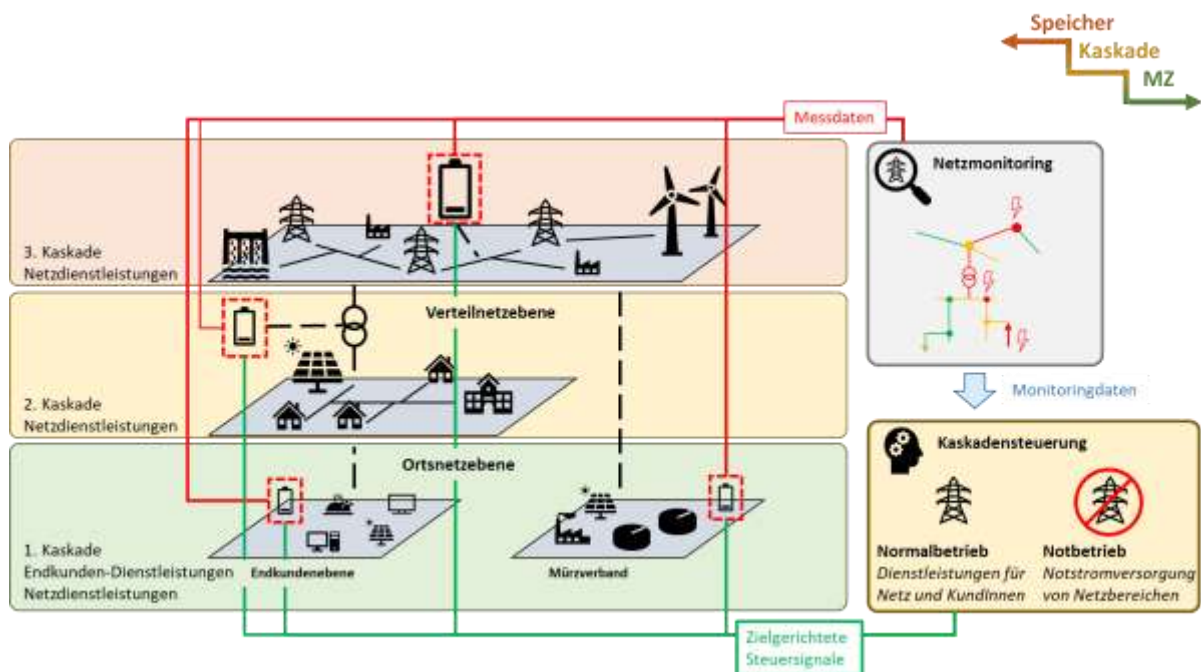


Abbildung 2: Gesamtkonzept der Speicher-Kaskade MZ mit Batteriespeichern auf unterschiedlichen Netzebenen, integriertem Netzmonitoring und den vier Funktionsbereichen des Projektes.
Quelle: Eigene Darstellung

3.3. Stand der Technik und des Wissens

Flexibilitätsdienstleistungen aus Batteriespeichern: Die Nutzung von Batteriespeichern als Flexibilitätsressource im Stromnetz ist Gegenstand zahlreicher nationaler und internationaler Forschungsvorhaben. Gemäß der Systematisierung nach Hübner et al. (2017) lassen sich die Einsatzstrategien entlang von vier Dimensionen unterscheiden: systemdienlich (z. B. Bereitstellung von Regelenergie, Frequenzhaltung), marktdienlich (z. B. Arbitrage an der Strombörse, Day-Ahead-Optimierung), netzdienlich (z. B. Spannungshaltung, Leitungsentlastung) und kundenorientiert (z. B. Eigenverbrauchsoptimierung). Die Mehrzahl der bestehenden Ansätze konzentriert sich dabei auf jeweils eine dieser Dimensionen. Projekte wie M5BAT (RWTH Aachen) adressieren die Regelenergiebereitstellung, das Projekt Strombank erprobt ein Quartierspeichermodell für die Vermarktung von PV-Strom, und das Projekt EEBatt bzw. Energy Neighbor (TU München) verfolgt einen netzdienlichen Ansatz mit einem zentralen 250-kW-Speicher.

Der im Projekt Speicher-Kaskade MZ verfolgte Ansatz unterscheidet sich von diesen Vorhaben in einem wesentlichen Punkt: Nicht ein einzelner Speicher wird für eine oder mehrere Funktionen optimiert, sondern mehrere verteilte Speicher auf unterschiedlichen Netzebenen werden koordiniert betrieben. Die Speicher verfolgen dabei unterschiedliche primäre Einsatzziele (Energiedienstleistungen) und werden über eine übergeordnete Kaskadensteuerung so koordiniert, dass sie zusätzlich einen netzdienlichen Beitrag leisten, ohne ihre primäre Funktion aufzugeben.

Monitoring von Verteil- und Niederspannungsnetzen: Auf der Mittel- und Niederspannungsebene fehlt es in der Praxis weitgehend an einem echtzeitfähigen Netzmonitoring. Historisch war ein solches Monitoring aufgrund der vorhersehbaren Lastflüsse nicht erforderlich; mit der zunehmenden dezentralen Einspeisung ändert sich diese Situation grundlegend. Die Implementierung neuer Sensorik (Softsensoren, IoT-Devices) und deren Einbindung in Kommunikationsnetze (Glasfaser, LoRaWAN, GSM) ermöglicht zunehmend eine Echtzeiterfassung auch auf den unteren Netzebenen. Forschungsansätze wie das H2020-Projekt SOGNO setzen auf künstliche Intelligenz und 5G-Kommunikation für die Netzzustandsschätzung, während andere Projekte die Nutzung von Power Measurement Units (PMU) über Power Line Communication (PLC) untersuchen.

Die Stadtwerke Müzzuschlag betrieben zum Zeitpunkt des Projektbeginns kein Live-Monitoring auf der Mittel- und Niederspannungsebene. Die wenigen im Netz verteilten Messgeräte (15-Minuten-Lastprofilzähler) wurden nachträglich ausgelesen und die Messwerte offline ausgewertet. Das Projekt Speicher-Kaskade MZ verfolgt daher den innovativen Ansatz, die in den Batteriespeichern ohnehin vorhandenen Messeinrichtungen als dezentrale Messpunkte für das Netzmonitoring zu nutzen und so den Bedarf an zusätzlicher dedizierter Messinfrastruktur zu reduzieren.

Notstromversorgung auf Netzbereichsebene: Bestehende Notstromversorgungssysteme sind in der Regel als Einzelanwendungen konzipiert und beschränken sich auf ein Gebäude oder eine Anlage. Eine Versorgung ganzer Netzbereiche ist aufgrund fehlender Echtzeitdaten, Flexibilitäten und Erzeugungskapazitäten in der Regel nicht möglich. Mikrogrid-Ansätze, bei denen kleine Netze auf einen teil-autarken Betrieb ausgelegt werden, stellen eine Ausnahme dar, erfordern jedoch erhebliche Investitionen in die Netzinfrastruktur. Das Projekt Speicher-Kaskade MZ untersucht einen alternativen Weg: die Nutzung des kaskadierten Speichersystems in Kombination mit lokalen Erzeugungsanlagen (PV, BHKW) für eine Notstromversorgung kritischer Infrastruktur auf Netzbereichsebene.

Vorarbeiten der Projektpartner: Die am Projekt beteiligten Partner brachten komplementäre Kompetenzen ein. Der Projektpartner Venios GmbH bietet mit der Venios Energy Plattform eine Softwarelösung zur Erfassung des Netzzustandes und zur Ansteuerung von Flexibilitäten in Nieder- und Mittelspannungsnetzen an. Das System arbeitet mit einer Kombination aus Messwerten, Simulationen und Prognosen, um die Erzeugungen und Verbräuche an den einzelnen Netzknoten zu ermitteln. Stefan Voit (Smart 1) verfügt über Erfahrung in der Entwicklung von Energiemanagementsystemen für Batteriespeicher, einschließlich der Implementierung verschiedener Betriebsmodi und der Anbindung an übergeordnete Steuerungssysteme. Die 4ward Energy Research GmbH als wissenschaftliche Koordinatorin bringt Expertise in der techno-ökonomischen Bewertung von Energiedienstleistungen und in der Simulation von Speichersystemen ein. Die Stadtwerke Mürzzuschlag stellen als Verteilnetzbetreiber und Energieversorger den konkreten Anwendungsfall und die Netzdaten bereit, der Mürzverband den Anwendungsfall der Notstromversorgung kritischer Infrastruktur.

Die Grundarchitektur der Venios.NET-Plattform mit ihren Schnittstellen zu Umsystemen ist in Abbildung 3 dargestellt. Im Projekt wurde die Flexibilität dieser Architektur genutzt, um die verschiedenen Datenquellen – von den Speichersystemen der Smart 1 über den Hochspeicher der Stadtwerke bis zu realen Smart-Meter-Messdaten – in eine einheitliche Plattform zu integrieren.

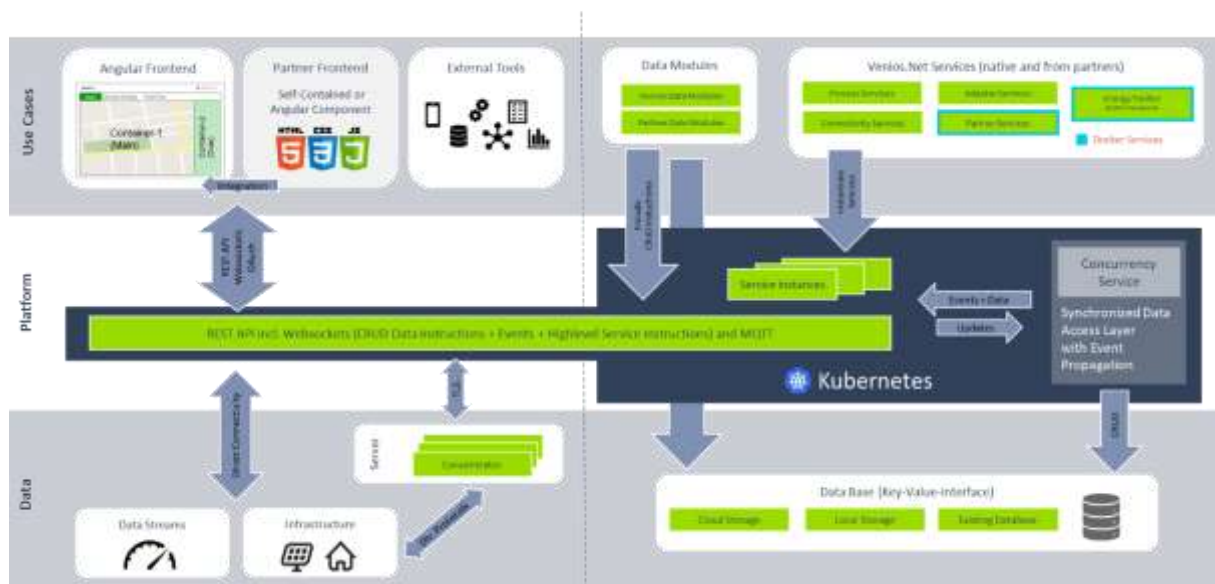


Abbildung 3: Grundarchitektur der Venios.NET-Plattform mit Schnittstellen zu externen Datenquellen und Steuerungssystemen.

Quelle: Venios GmbH

4 Projektinhalt

4.1. Methodischer Ansatz und Projektstruktur

Das Projekt Speicher-Kaskade MZ wurde in sieben Arbeitspaketen durchgeführt, die von der Analyse des Netzgebietes über die Entwicklung der technischen Komponenten und der Dienstleistungen bis zum Feldtest und zur Verwertung reichen. Das methodische Vorgehen folgt einem stufenweisen Ansatz, bei dem zunächst die Grundlagen erarbeitet (Netzanalyse, Stakeholder-Einbindung, Dienstleistungsdefinition), anschließend die technischen Komponenten entwickelt und getestet (Monitoring, Steuerung, Regelstrategien) und schließlich der Feldtest durchgeführt und ausgewertet wurde.

Für den Feld- und Pilotbetrieb wurde ein Ansatz gewählt, der reale Speicherinstallationen an ausgewählten Standorten in Müzzuschlag mit einem digitalen Zwilling des Netzes kombiniert. Dieser Ansatz ermöglicht es, die prinzipielle Funktionsfähigkeit der Kaskade an realen Komponenten nachzuweisen und gleichzeitig über Szenarioanalysen Aussagen über die Wirksamkeit bei einem größeren Speicherportfolio abzuleiten. Die realen Speicherinstallationen liefern Messdaten unter Feldbedingungen, während der Teststand und der digitale Zwilling reproduzierbare Skalierungstests ermöglichen.

4.2. Netzanalyse und Aufbau des digitalen Zwillings

Die Grundlage des Projektes bildet die Analyse des Netzgebietes der Stadtwerke Müzzuschlag und der Aufbau eines digitalen Zwillings auf Basis der Venios.NET-Plattform. Dafür stellten die Stadtwerke GIS-basierte Netztopologiedaten, Asset-Informationen (Transformatoren, Leitungen, Schaltzustände) sowie Abrechnungsdaten zur Verfügung. Der Müzzverband lieferte Lastgangdaten der Kläranlage in Langenwang, die insbesondere für die Simulation der Notstromversorgung herangezogen wurden. Ergänzt wurden diese Daten durch Wetterdaten eines externen Lieferanten, reale Smart-Meter-Messdaten eines Testkunden sowie die Betriebsdaten der im Projekt eingebundenen Speichersysteme.

Die Netzdaten wurden in einem mehrstufigen Prozess in die Venios.NET-Plattform importiert. Dabei mussten GIS-Daten im Shape-Format geparkt, Leitungselemente mit Schaltzuständen rekonstruiert und Netzknoten zu Versorgungsbereichen (Ortsnetzstationen) zugeordnet werden. Das resultierende Netzmodell umfasst 119 Ortsnetzstationen auf der Mittelspannungsebene sowie ausgewählte, vollständig modellierte Niederspannungsnetzbereiche.

Auf Basis des digitalen Zwillings werden Lastflussberechnungen durchgeführt, die den Netzzustand in Echtzeit abschätzen. Die Engpasserkennung identifiziert kritische Situationen – insbesondere Annäherungen an die maximale Rückspeiseleistung am Netzübergabepunkt – und löst über definierte Grenzwerte die Ansteuerung der Speicher aus.

Der gesamte Datenfluss im Feld- und Pilotbetrieb – von den Basisdaten (GIS, Asset-Management, Abrechnungssystem) über die dynamischen Daten (Wetterdaten, Speichermesswerte, Smart-Meter-

Daten) bis zur Engpasserkennung und Speicheransteuerung – ist in Abbildung 4 zusammenfassend dargestellt.

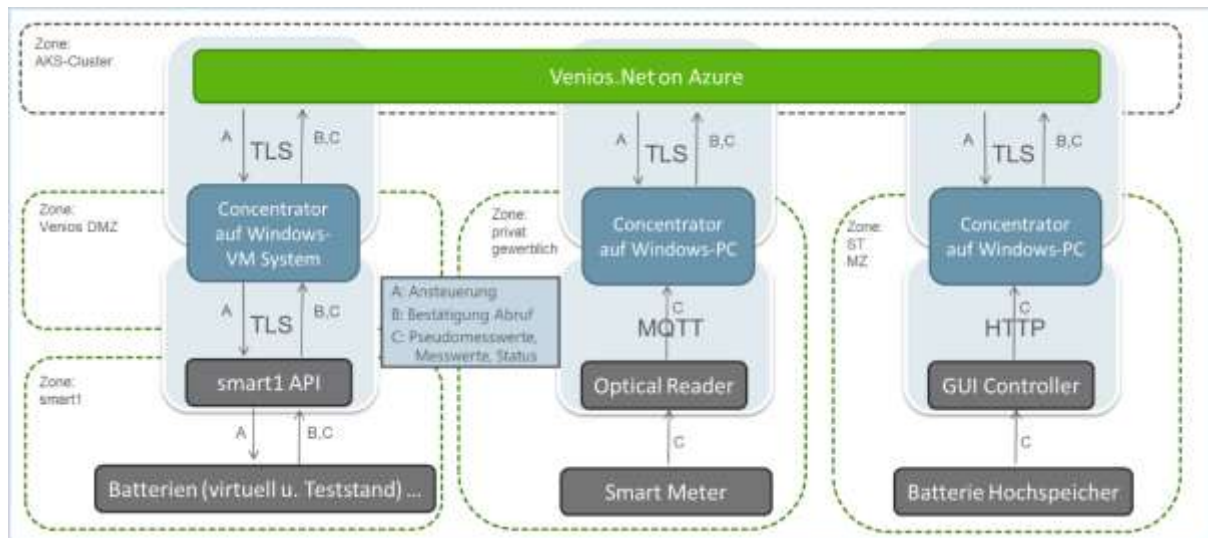


Abbildung 4: Gesamtdatenfluss im Feld- und Pilotbetrieb der Speicher-Kaskade MZ. Dargestellt sind die Basisdaten (GIS, Asset-Daten), die dynamischen Daten (Wetterdaten, Speicher- und Smart-Meter-Messwerte) sowie die Verarbeitung in der Venios.NET-Plattform.

Quelle: Venios GmbH

4.3. Technische Entwicklung und Systemarchitektur

Die technische Entwicklung umfasst drei zentrale Komponenten: die Kommunikationsarchitektur für die Speicheransteuerung, das lokale Energiemanagementsystem und die übergeordnete Kaskadensteuerung.

Kommunikationsarchitektur: Für die Anbindung der Speichersysteme an die zentrale Steuerungsplattform wurde eine mehrstufige Kommunikationskette entwickelt. Das Venios.NET-Backend kommuniziert über das MQTT-Protokoll mit einem sogenannten Concentrator, der als Protokollkonverter zwischen der zentralen Plattform und den lokalen Speichersystemen fungiert. Die Anbindung der Speicher an das Energiemanagementsystem der Smart 1 erfolgt über das Modbus-TCP-Protokoll, das sowohl das Auslesen von Betriebsdaten (Spannung, Strom, SOC, Leistung) als auch das Schreiben von Steuerbefehlen (Leistungssollwerte für Lade- und Entladevorgänge) ermöglicht. Die Entwicklung wurde inkrementell durchgeführt, wie in Abbildung 5 dargestellt: beginnend mit einem eigenen Batteriemodell, über die MQTT-Verbindung und die smart1-API-Integration bis hin zu den gekoppelten Feldtests mit Engpasserkennung und Notstromversorgung.



Abbildung 5: Stufenweise Entwicklung der Speicheransteuerung im Concentrator-In-The-Loop-Ansatz – von der Modellentwicklung über die Schnittstellenintegration bis zum gekoppelten Feldtest.

Quelle: Venios GmbH / Smart 1.

Lokales Energiemanagementsystem: Das EMS der Smart 1 bildet die lokale Betriebsführung der Speichersysteme. Es implementiert eine hierarchische Regelungslogik mit klarer Priorisierung: Sicherheits- und Geräteschutzfunktionen haben Vorrang vor Netzrestriktionen, die wiederum Vorrang vor wirtschaftlichen Optimierungszielen haben. Über Konfigurationsparameter können verschiedene Betriebsmodi (Eigenverbrauchsoptimierung, Spitzenlastreduktion, marktpreisoptimierter Betrieb, Notstrom) sowie Leistungsgrenzen, SOC-Schwellenwerte und Blindleistungskennlinien definiert werden.

Kaskadensteuerung: Die übergeordnete Kaskadensteuerung koordiniert die verteilten Speichersysteme mit dem Ziel, die Rückspeisespitzen am Netzübergabepunkt zu reduzieren. Dafür greift sie bei Bedarf in die Ladezeitpunkte der Speicher ein, ohne deren primäre Energiedienstleistung aufzugeben. Die Steuerung nutzt die Engpassprognose des digitalen Zwillings als Entscheidungsgrundlage und priorisiert die Speicher entlang der Kaskade nach ihrer Wirksamkeit für die Netzentlastung.

Ergänzend wurde ein PC-basierter Speichersimulator entwickelt, der das dynamische Verhalten realer Batteriespeicher aus Sicht des EMS abbildet und identische Schnittstellen wie reale Speichersysteme nutzt. Der Simulator ermöglicht reproduzierbare Szenario- und Skalierungstests ohne physische Hardware.

4.4. Dienstleistungen und Geschäftsmodelle

Im Rahmen des Projektes wurden acht Energiedienstleistungen definiert und beschrieben, die den wirtschaftlichen Betrieb von Batteriespeichern im Verteilnetz ermöglichen. Für jede Dienstleistung wurde ein Business Model Canvas erstellt, das Schlüsselpartner, Schlüsselaktivitäten, Wertversprechen, Kundensegmente, Kostenstruktur und Einnahmequellen systematisch erfasst. Darüber hinaus wurden techno-ökonomische Bewertungsmodelle entwickelt, um die Wirtschaftlichkeit der Dienstleistungen unter realistischen Rahmenbedingungen zu analysieren.

Vier dieser Energiedienstleistungen wurden im Feldtest vertieft untersucht: die Vermarktung von PV-Strom (marktpreisoptimierter Speicherbetrieb in Kombination mit einer PV-Anlage), die Eigenverbrauchsoptimierung (Maximierung des Eigenverbrauchs in Haushalten), die

Spitzenlastreduktion (Kappung von Bezugsspitzen bei Gewerbebetrieben) und die Notstromversorgung (Inselbetrieb kritischer Infrastruktur bei Netzausfall). Für jede dieser Dienstleistungen wurde die Speicherwirksamkeit – definiert als der Anteil der Speicherleistung, der aktiv zur Reduktion der Rückspeisespitze beiträgt – sowohl ohne als auch mit Kaskadensteuerung ermittelt.

Tabelle 1: Speicherwirksamkeit der untersuchten Energiedienstleistungen

Energie-dienstleistung	Speicher-wirksamkeit ohne Kaskade	Speicher-wirksamkeit mit Kaskade	Wirtschaftliche Auswirkung der Kaskade	Eignung für Kaskaden-betrieb
Vermarktung PV-Strom	0,45	0,65	Vernachlässigbar geringer Einnahmenverlust	Sehr gut geeignet
Spitzenlast-reduktion	0	0,25	Leistungskosten steigen geringfügig (von 31.700 € auf 33.700 €)	Bedingt geeignet
Eigenverbrauchs-optimierung	0	0,15	Mittlere Einsparung sinkt um ca. 8 % (von 312 € auf 292 € je Haushalt)	Bedingt geeignet
Notstrom-versorgung	–	–	Nicht anwendbar (Speicher muss dauerhaft geladen bleiben)	Nicht geeignet

Anmerkung: Die Speicherwirksamkeit gibt den Anteil der Speicherleistung an, der aktiv zur Reduktion der Rückspeisespitze am Netzübergabepunkt beiträgt. Ein Wert von 0,65 bedeutet, dass 65 % der Speicherleistung für die Netzentlastung wirksam werden. Bei der Notstromversorgung ist keine Speicherwirksamkeit ausweisbar, da der Speicher einen dauerhaft hohen Ladezustand aufweisen muss und daher für die Kaskadensteuerung nicht zur Verfügung steht.

Die Ergebnisse in Tabelle 1 verdeutlichen, dass die Eignung für den Kaskadenbetrieb primär von der zeitlichen Flexibilität der Ladezeitpunkte abhängt. Die Vermarktung PV-Strom profitiert dabei von einer natürlichen Korrelation zwischen niedrigen Strompreisen und hoher Netzbelastung, was die hohe Speicherwirksamkeit bereits ohne Kaskade erklärt.

4.5. Feldtest und Versuchsreihen

Der Feldtest wurde im Netzgebiet der Stadtwerke Mürzzuschlag durchgeführt und umfasste reale Speicherinstallationen an den Standorten Freiwillige Feuerwehr Steinhaus am Semmering, Hochbehälter Ziereck in Spital am Semmering und Hochspeicher der Stadtwerke Mürzzuschlag sowie den Speicherteststand der Smart 1.

Die Versuchsreihen gliederten sich in mehrere Phasen: Zunächst wurden die einzelnen Energiedienstleistungen isoliert untersucht, um die Speicherwirksamkeit jeder Dienstleistung ohne

Kaskadensteuerung zu bestimmen. Anschließend wurde die Kaskadensteuerung aktiviert und die koordinierte Wirkung der Speicher auf die Rückspeisespitze am Netzübergabepunkt analysiert. Darüber hinaus wurden Szenarioanalysen mit dem digitalen Zwilling durchgeführt, um die Auswirkungen eines weiteren PV-Zubaus auf die notwendige Kaskadendimensionierung abzuschätzen. Die Notstromversorgung wurde am Standort des Mürzverbands in Langenwang mit drei verschiedenen Speicherkonfigurationen (100 kWh, 300 kWh, 500 kWh), zu verschiedenen Jahreszeiten und zu unterschiedlichen Tageszeiten simuliert.

Für die Validierung des digitalen Zwillings wurden die Simulationsergebnisse der Netzsimulation mit realen Messwerten am Umspannwerk Mürzzuschlag verglichen. Dieser Vergleich lieferte wichtige Erkenntnisse zur Modellkalibrierung und identifizierte insbesondere in den Sommermonaten Abweichungen, die auf die vereinfachte Modellierung der PV-Erzeugung zurückzuführen sind.

Die Betriebsstabilität des Gesamtsystems wurde über einen Zeitraum von mehr als zehn Wochen untersucht, wobei die Vollständigkeit der MQTT-Steuerungsnachrichten und die Verfügbarkeit des Venios.NET-Backends systematisch ausgewertet wurden.

Die schrittweise Wirkung der Kaskade ist in Abbildungen 6 bis 8 als Dauerlinien der Rückspeiseleistung am Netzübergabepunkt dargestellt. Abbildung 6 zeigt den Effekt des Großspeichers (Stufe 1): Die Anzahl der Überschreitungsstunden sinkt von 35 auf 9. In Abbildung 7 werden zusätzlich die Haushaltsspeicher eingebunden (Stufe 2), wodurch eine weitere Reduktion auf 5 Stunden erreicht wird.

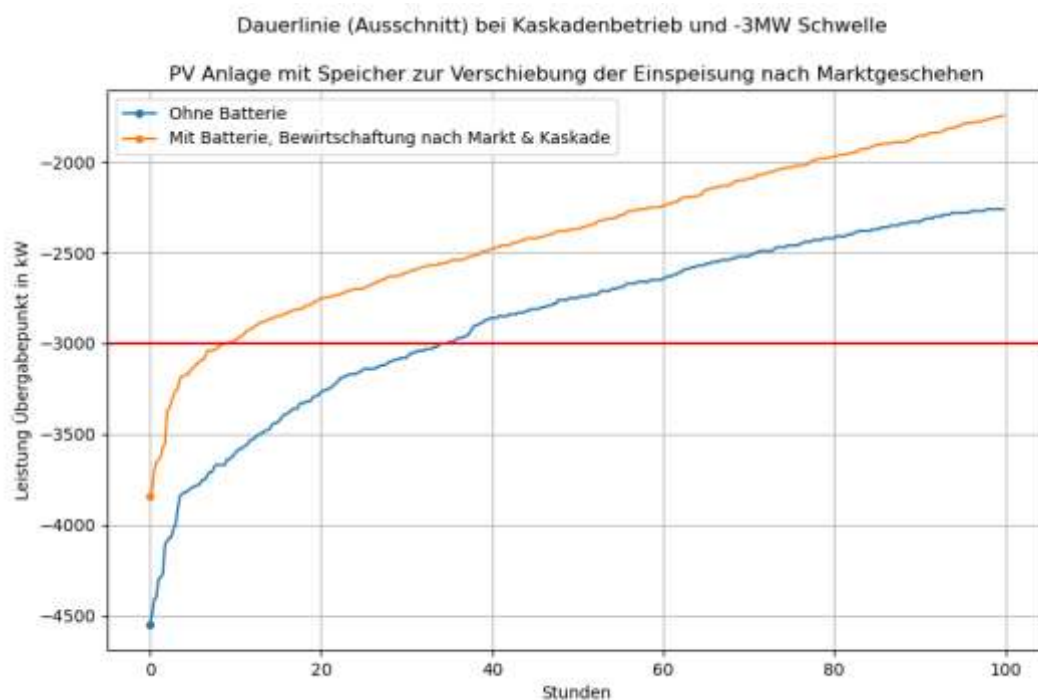


Abbildung 6: Dauerlinie der Rückspeiseleistung am Netzübergabepunkt nach Einsatz des Großspeichers (Stufe 1 der Kaskade). Die Überschreitungsstunden sinken von 35 auf 9.

Quelle: Eigene Darstellung

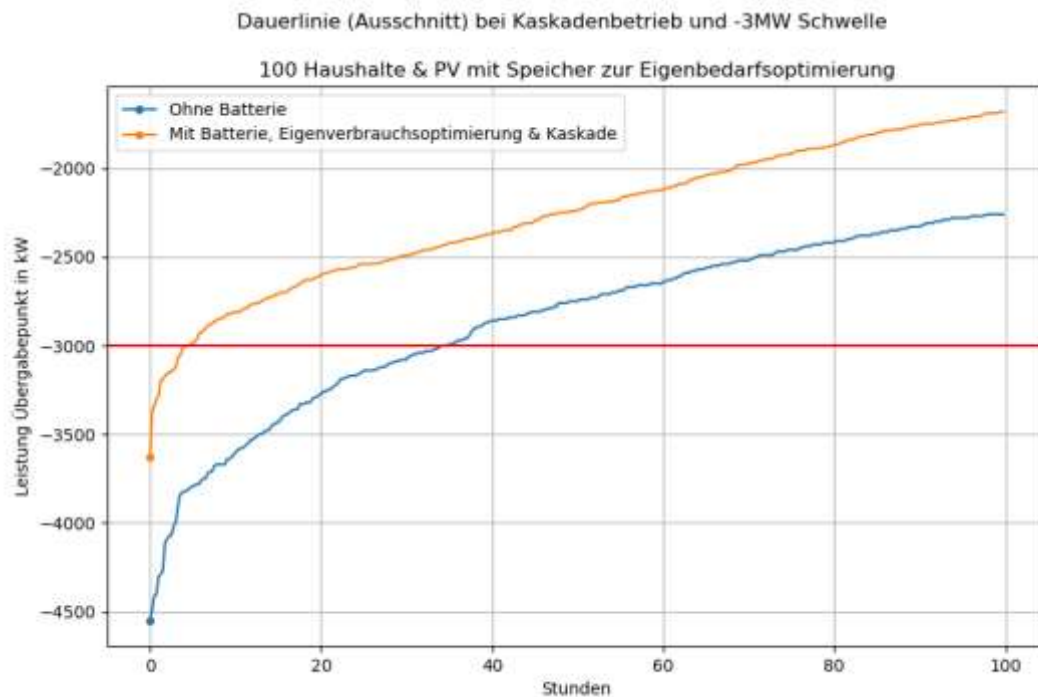


Abbildung 7: Dauerlinie der Rückspeiseleistung nach zusätzlichem Einsatz der Haushaltsspeicher (Stufe 2 der Kaskade). Weitere Reduktion der Überschreitungsstunden von 9 auf 5.
Quelle: Eigene Darstellung

4.6. Bewährung der Methoden und aufgetretene Herausforderungen

Der gewählte methodische Ansatz – die Kombination von realen Speicherinstallationen mit einem digitalen Zwilling und einem Speichersimulator – hat sich im Projektverlauf grundsätzlich bewährt. Die inkrementelle Entwicklung der Kommunikationsarchitektur über den Concentrator-In-The-Loop-Ansatz ermöglichte eine schrittweise Validierung und frühzeitige Fehlererkennung. Der Speichersimulator erwies sich als wertvolles Werkzeug für die Vorbereitung der Feldtests und die Durchführung reproduzierbarer Szenarioanalysen.

Gleichwohl traten im Projektverlauf mehrere Herausforderungen auf, die adressiert werden mussten:

Die Integration heterogener Speichersysteme erforderte einen erheblichen Aufwand bei der Schnittstellenentwicklung. Das Fehlen einheitlicher herstellerübergreifender Standards für die Auskopplung von Messdaten aus Batteriespeichersystemen machte individuelle Adaptierungen für jeden Speichertyp notwendig. So musste der Hochspeicher der Stadtwerke Müzzzuschlag über eine OCR-basierte Lösung angebunden werden, da keine standardisierte digitale Schnittstelle zur Verfügung stand.

In der frühen Phase des Pilotbetriebs traten Kommunikationsunterbrechungen auf, die auf die Netzwerkinstabilität des lokalen Betriebssystems des Concentrators zurückzuführen waren. Durch die Migration auf eine virtuelle Maschine konnte die Systemstabilität deutlich gesteigert werden.

Diese Erfahrung unterstreicht die Notwendigkeit einer robusten IT-Infrastruktur für den Dauerbetrieb einer Speicher-Kaskade.

Der Vergleich von Netzsimulation und realen Messdaten zeigte insbesondere in den Sommermonaten signifikante Abweichungen. Diese sind auf die vereinfachte Modellierung der PV-Erzeugung im digitalen Zwilling zurückzuführen. Eine kontinuierliche Kalibrierung des Modells mit Feldmessungen ist daher für die Praxistauglichkeit des Systems unerlässlich und wurde im Projektverlauf iterativ durchgeführt.

5 Ergebnisse

5.1. Wirksamkeit der Kaskadensteuerung

Das zentrale Ergebnis des Projektes ist der Nachweis, dass der kaskadierte Betrieb verteilter Batteriespeichersysteme eine signifikante Reduktion der Rückspeisespitzen am Netzübergabepunkt der Stadtwerke Müzzuschlag bewirkt. Die Anzahl der Stunden, in denen eine Überschreitung der maximalen Rückspeiseleistung auftreten würde, konnte durch den Kaskadenbetrieb von 35 auf 5 Stunden reduziert werden – eine Reduktion um rund 86 %. Die Menge an Erzeugung, die der Netzbetreiber ohne Kaskade drosseln müsste, sank von 117 MWh auf 12 MWh, was einer Reduktion um ca. 90 % entspricht.

Dieses Ergebnis wurde durch die koordinierte Zusammenschaltung mehrerer Speicher erzielt, die jeweils unterschiedliche Energiedienstleistungen erbringen. Die Kaskadensteuerung greift dabei in die Ladezeitpunkte der Speicher ein, ohne die primäre Energiedienstleistung aufzugeben. Aus den Versuchen geht hervor, dass die Reihenfolge der Speicheraktivierung entlang der Kaskade einen wesentlichen Einfluss auf die Gesamtwirksamkeit hat: Der Großspeicher für die PV-Vermarktung wird prioritär behandelt, gefolgt von den Haushaltsspeichern und dem Gewerbespeicher für die Spitzenlastreduktion.

Abbildung 8 zeigt die Dauerlinie nach Einbindung des Gewerbe-Speichers (Stufe 3). In diesem Fall bringt der Speicher keine weitere signifikante Reduktion im kritischen Bereich, da die Lastspitzen des Industriekunden zeitlich mit den Rückspeisespitzen zusammenfallen.

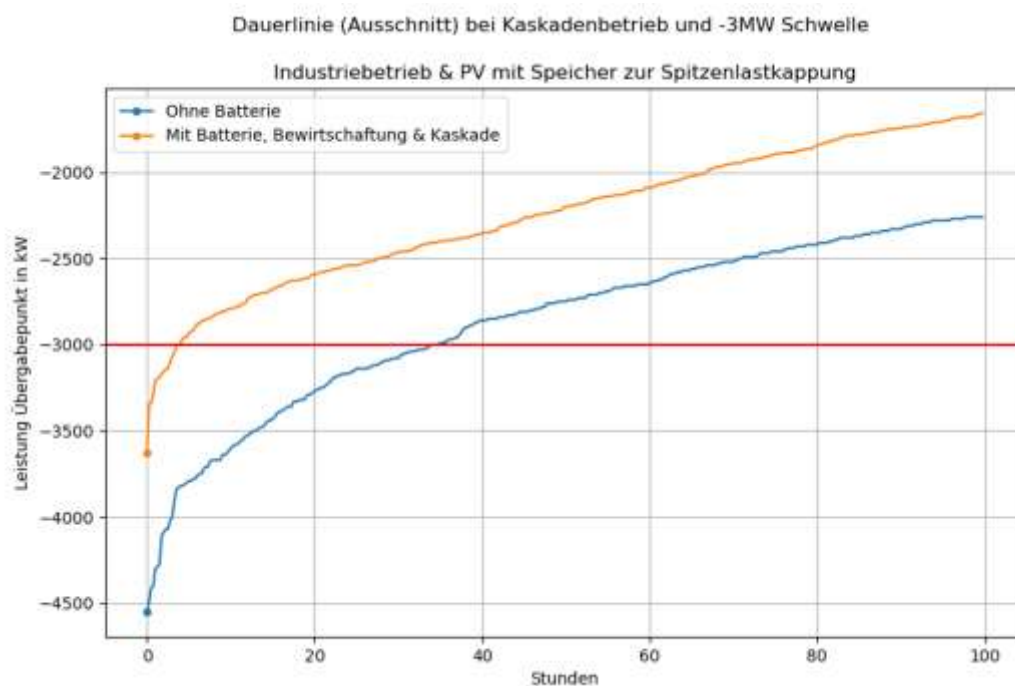


Abbildung 8: Dauerlinie der Rückspeiseleistung nach zusätzlichem Einsatz des Gewerbespeichers (Stufe 3 der Kaskade). Im kritischen Bereich tritt keine weitere signifikante Reduktion ein.

Quelle: Eigene Darstellung

5.2. Eignung der Energiedienstleistungen für den Kaskadenbetrieb

Die vier im Feldtest untersuchten Energiedienstleistungen zeigen eine deutlich unterschiedliche Eignung für den Kaskadenbetrieb:

Die Energiedienstleistung „Vermarktung PV-Strom“ erweist sich als besonders geeignet. Der marktpreisoptimierte Betrieb des Speichers korreliert positiv mit den Zeiten hoher Rückspeiseleistung, da niedrige Strompreise häufig mit hoher erneuerbarer Einspeisung zusammenfallen. Bereits ohne Kaskadensteuerung beträgt die Speicherwirksamkeit 0,45. Durch die Einbindung in die Kaskade steigt sie auf 0,65, bei einem vernachlässigbar geringen Einnahmenverlust für den Speicherbetreiber. Der wirtschaftliche Nachteil durch die Kaskadensteuerung war im Versuchszeitraum nicht messbar; selbst im Szenario eines erhöhten PV-Zubaus beträgt der Einnahmenverlust lediglich rund 350 € pro Jahr. Dieser Effekt ist in Abbildung 9 als Dauerlinie der Rückspeiseleistung dargestellt: Die orange Kurve zeigt den Betrieb nach reinem Marktgeschehen, die grüne Kurve den Betrieb unter Kaskadensteuerung. Die deutliche Verschiebung der Kurve im kritischen Bereich (oberhalb der Rückspeisegrenze) ist klar erkennbar.

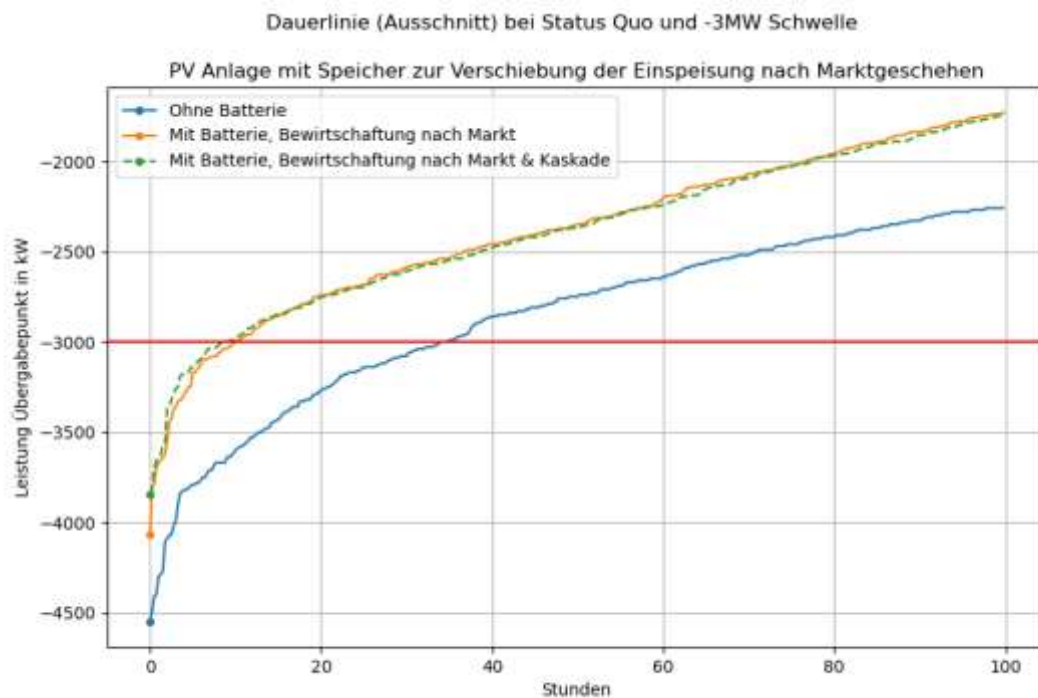


Abbildung 9: Dauerlinie der Rückspeiseleistung am Netzübergabepunkt bei der Energiedienstleistung „Vermarktung PV-Strom“ – Vergleich zwischen marktpreisoptimiertem Betrieb (orange) und Kaskadenbetrieb (grün).

Quelle: Eigene Darstellung

Die Energiedienstleistung „Eigenverbrauchsoptimierung“ zeigt ohne Kaskadensteuerung keine Wirkung auf die Rückspeisespitze (Speicherwirksamkeit 0,00), da die Speicher zum Zeitpunkt der maximalen Rückspeisung bereits vollständig geladen sind. Durch die Kaskadensteuerung wird die Ladung zeitlich verlagert, wodurch eine Speicherwirksamkeit von 0,15 erreicht wird. Die mittlere Einsparung je Haushalt sinkt dabei lediglich um ca. 8 % (von 312 € auf 292 €). Die Ergebnisse zeigen

allerdings, dass aufgrund der geringen individuellen Speicherleistung und des notwendigen Kommunikationsaufwands die Frage berechtigt ist, ob der Nutzen der Einbindung kleiner dezentraler Speicher den Aufwand rechtfertigt.

Die Energiedienstleistung „*Spitzenlastreduktion*“ weist ohne Kaskadensteuerung ebenfalls keine Wirkung auf die Rückspeisespitze auf (Speicherwirksamkeit 0,00). Durch die Einbindung in die Kaskade kann eine Speicherwirksamkeit von 0,25 erreicht werden. Allerdings zeigte sich im Versuch, dass die Ziele der Spitzenlastreduktion bei zeitlicher Überschneidung von Lastspitzen und Rückspeisespitzen mit den Zielen der Kaskade kollidieren können.

Die Energiedienstleistung „*Notstromversorgung*“ erfordert einen dauerhaft hohen Ladezustand des Speichers und steht daher für die koordinierte Ladung durch die Kaskadensteuerung nicht zur Verfügung. Diese Energiedienstleistung ist nicht mit dem Kaskadenbetrieb kombinierbar.

Von den vier definierten Energiedienstleistungen eignen sich somit drei für den Betrieb in der Speicher-Kaskade. Ein zentrales Ergebnis ist dabei, dass die Kaskadensteuerung in den meisten Fällen keine wesentliche Beeinträchtigung der wirtschaftlichen Ziele der Speicherbetreiber mit sich bringt – eine Voraussetzung, die für die Akzeptanz und Skalierbarkeit des Ansatzes entscheidend ist.

5.3. Notstromversorgung kritischer Infrastruktur

Die Versuche zur Notstromversorgung wurden am Anwendungsfall der Kläranlage des Mürzverbands in Langenwang mit einer 90-kWp-PV-Anlage und drei Speicherkonfigurationen (100 kWh, 300 kWh und 500 kWh bei jeweils 100 kW Nennleistung) durchgeführt. Die Ergebnisse zeigen ein differenziertes Bild, das von drei Faktoren abhängt: der Speicherkapazität, der Jahreszeit und dem Zeitpunkt des Ausfalls.

Im Winter ist die Versorgungsdauer primär durch die Speicherkapazität bestimmt, da die PV-Erzeugung gering ist (100 kWh: ca. 2–3 Stunden; 300 kWh: ca. 5–9 Stunden; 500 kWh: ca. 8–12 Stunden). Im Sommer hingegen kompensiert die PV-Erzeugung den Verbrauch tagsüber weitgehend und lädt den Speicher nach, sodass bei einem 500-kWh-Speicher eine Versorgungsdauer von über 10 Tagen nachgewiesen werden konnte. In sonnenarmen Zeiten ist eine rein speicher- und PV-basierte Notstromversorgung über 3 Tage nicht ohne weiteres darstellbar; hier wäre eine Ergänzung durch zusätzliche Erzeugungsquellen (z. B. BHKW) erforderlich.

Tabelle 2: Versorgungsdauern der Notstromversorgung am Standort der Kläranlage Langenwang (Mürzverband) in Abhängigkeit von Speicherkapazität, Jahreszeit und Ausfallzeitpunkt

Jahreszeit	Ausfallzeitpunkt	100 kWh / 100 kW	300 kWh / 100 kW	500 kWh / 100 kW
Winter	08:00 Uhr	ca. 2 h	ca. 5 h	ca. 8 h
Winter	20:00 Uhr	ca. 3 h	ca. 9 h	ca. 12 h
Übergangszeit (März)	08:00 Uhr	nicht entladen ¹	nicht entladen ¹	nicht entladen ¹
Übergangszeit (März)	20:00 Uhr	vollständig entladen	nicht entladen ¹	nicht entladen ¹
Sommer	08:00 Uhr	nicht entladen ¹	nicht entladen ¹	nicht entladen ¹
Sommer	20:00 Uhr	ca. 4 h ²	ca. 8 h ²	> 12 h ²
Sommer (10-Tage-Test)	20:00 Uhr	–	ca. 20 h	> 3 Tage und 21 h

Rahmenbedingungen: 90-kWp-PV-Anlage, Ausgangszustand SOC 90 %, eigenverbrauchsoptimierte Regelstrategie.

¹ Die PV-Erzeugung kompensiert den Verbrauch tagsüber und lädt den Speicher nach. Der Speicher wurde innerhalb der Versuchslaufzeit nicht vollständig entladen.

² Versorgungsdauer bis zur vollständigen Entladung des Speichers über Nacht. Bei Sonnenaufgang setzt die PV-Erzeugung erneut ein und lädt den Speicher nach, sodass eine Weiterversorgung möglich ist (vgl. 10-Tage-Test).

Die Ergebnisse in Tabelle 2 unterstreichen die starke Abhängigkeit der Versorgungsdauer von der Jahreszeit. Während im Winter die Speicherkapazität der limitierende Faktor ist, ermöglicht die PV-Erzeugung im Sommer eine weitgehend autonome Versorgung über mehrere Tage – ein Ergebnis, das für die Dimensionierung zukünftiger Notstromsysteme in Kombination mit PV-Anlagen von unmittelbarer Relevanz ist.

5.4. Skalierungspotenzial und Netzausbau

Über die im Feldtest eingesetzten Speicher hinaus wurden Szenarioanalysen auf Basis der Leistungsdaten des Netzübergabepunkts durchgeführt, um das Skalierungspotenzial der Speicher-Kaskade abzuschätzen. Die Analysen zeigen, dass eine Kaskade mit einer Summenleistung von 1,6 MW und einer Kapazität von 4 MWh die Rückspeisegrenze bei den heutigen Erzeugungskapazitäten zuverlässig einhalten kann.

In einem weiteren Szenario wurde ein Zubau von 2,6 MW PV-Leistung im Netzgebiet unterstellt. In diesem Fall müsste die Kaskade auf ca. 3,5 MW Leistung und 13 MWh Kapazität erweitert werden, um sämtliche Rückspeisegrenz-Überschreitungen zu kompensieren.

Auf Basis der Netzsimulationen und der daraus abgeleiteten Hochrechnungen kann eine Verdopplung der derzeit installierten PV-Leistung (von ca. 15 MWp auf ca. 30 MWp) als ohne zusätzliche Netzausbaumaßnahmen erreichbar angesehen werden, sofern eine entsprechend dimensionierte Speicher-Kaskade zum Einsatz kommt. Vor dem Hintergrund der volkswirtschaftlichen Kosten eines Netzausfalls im Raum Mürzzuschlag (ca. 78.200 € pro Stunde auf Basis der Studie BlackÖ.1) wird die wirtschaftliche Relevanz der Vermeidung von Rückspeisegrenz-Überschreitungen deutlich.

Die Ergebnisse der Szenarioanalysen sind in den Abbildungen 10 und 11 dargestellt. Abbildung 10 zeigt den Vergleich der Übergabeleistung am Netzübergabepunkt mit und ohne Speicher-Kaskade bei den heutigen Erzeugungskapazitäten: Die Kaskade kompensiert die Rückspeisespitzen nahezu vollständig. Abbildung 11 zeigt dasselbe Szenario nach einem unterstellten Zubau von 2,6 MW PV-Leistung; hier ist eine entsprechend größere Kaskade (3,5 MW / 13 MWh) erforderlich, um die Rückspeisegrenze einzuhalten.

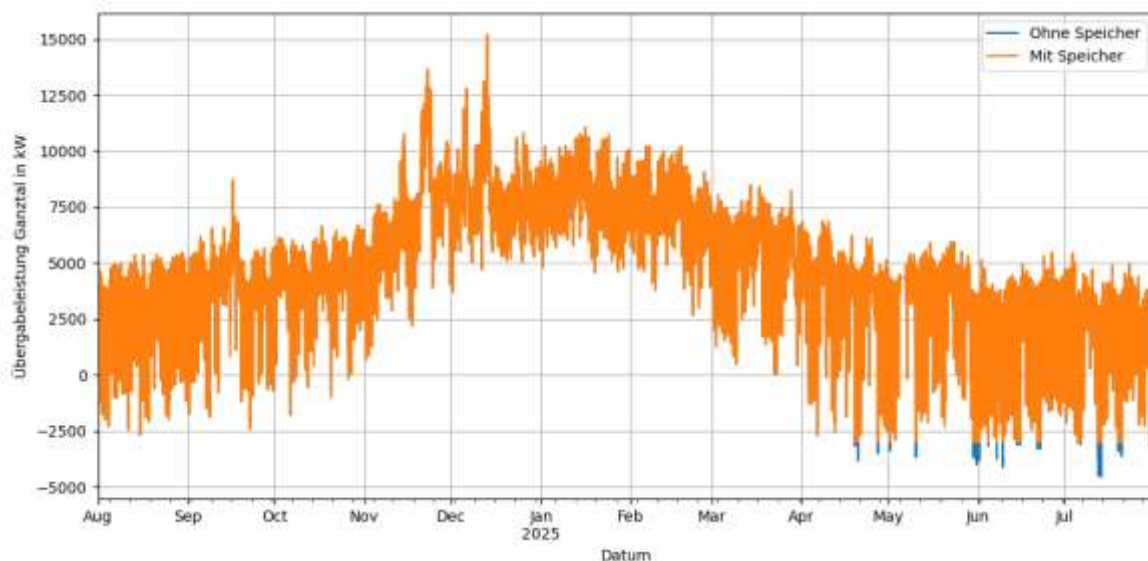


Abbildung 10: Vergleich der Übergabeleistung am Netzübergabepunkt mit (orange) und ohne (blau) Speicher-Kaskade bei heutigen Erzeugungskapazitäten. Die Kaskade (1,6 MW / 4 MWh) hält die Rückspeisegrenze zuverlässig ein.

Quelle: Eigene Darstellung

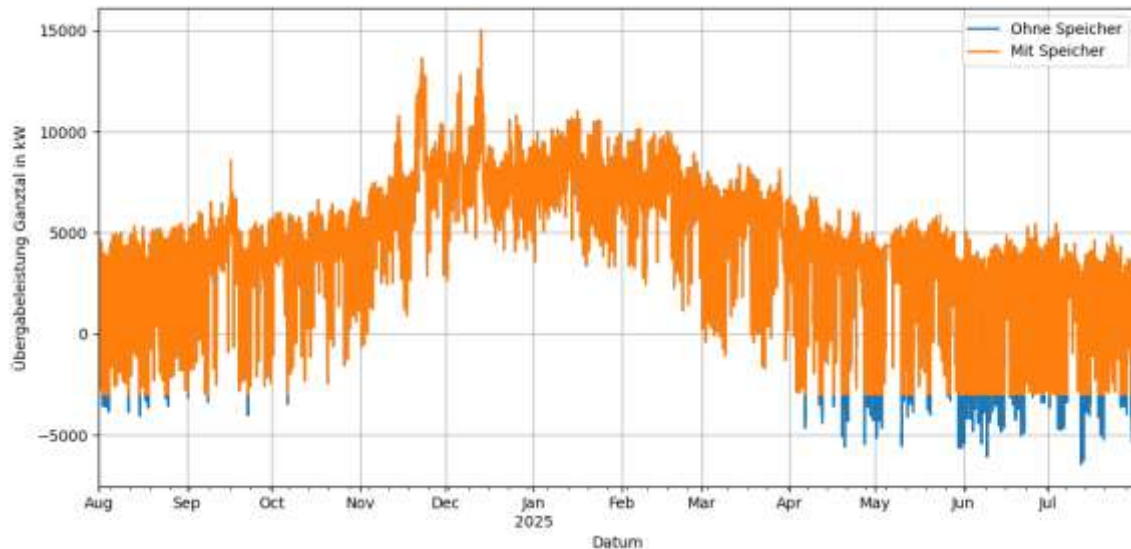


Abbildung 11: Vergleich der Übergabeleistung am Netzübergabepunkt nach einem Zubau von 2,6 MW PV-Leistung. Zur Einhaltung der Rückspeisegrenze ist eine größere Kaskade (3,5 MW / 13 MWh) erforderlich. Quelle: Eigene Darstellung

5.5. Doppelnutzung von Speichern als Messinfrastruktur

Die Integration der Speichersysteme als Messdatenquellen in das Venios.NET-Backend konnte über zwei Anbindungswege erfolgreich demonstriert werden: den Smart-1-Speicherteststand über die API-Schnittstelle sowie den Hochspeicher der Stadtwerke Mürzzuschlag über eine OCR-basierte Lösung. Die Messwerte stehen in verschiedenen zeitlichen Auflösungen für die Netzsimulation und die Engpasserkennung zur Verfügung.

Speicher als Messdatenquellen bieten gegenüber konventionellen Messeinrichtungen spezifische Vorteile: Sie werden gezielt an neuralgischen Netzpunkten platziert, häufig in Kombination mit volatilen Erzeugungsanlagen betrieben und verfügen bereits über eine Kommunikationsanbindung, die für den Transfer der Messdaten genutzt werden kann. Eine Abschätzung auf Basis der im Projekt durchgeführten Analysen zeigt, dass eine Reduktion der dedizierten Messinfrastruktur um bis zu 50 % grundsätzlich erreichbar ist, insbesondere in Strahlennetzen und einfachen Maschennetzen.

Das Projekt identifizierte allerdings auch Barrieren: Es fehlen einheitliche Standards für die Auskopplung von Messdaten aus Speichersystemen, die Erfassung der Messgrößen sollte auch die Netzspannung enthalten (nicht nur die Batteriespannung), und Messdaten aus kombinierten Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen sollten ebenfalls ausgekoppelt werden können.

5.6. Betriebsstabilität des Gesamtsystems

Die Betriebsstabilität des Gesamtsystems wurde über einen Zeitraum von mehr als zehn Wochen systematisch untersucht. An 34 von 44 untersuchten Betriebstagen wurden sämtliche MQTT-Steuernachrichten vollständig empfangen; an den verbleibenden Tagen fehlten jeweils nur wenige Nachrichten. Das Venios.NET-Backend war im Untersuchungszeitraum – mit Ausnahme von drei Stunden – vollständig verfügbar.

Vereinzelte Datenverluste, die vor allem in der frühen Betriebsphase auftraten, konnten auf Netzwerkprobleme des lokalen Systems zurückgeführt und durch die Migration des Concentrators auf eine virtuelle Maschine behoben werden. Dieses Ergebnis bestätigt, dass die entwickelte Kommunikationsarchitektur für einen Dauerbetrieb geeignet ist, sofern eine robuste IT-Infrastruktur zugrunde liegt.

Die Verfügbarkeit des Venios.NET-Backends ist in Abbildung 12 als Heatmap dargestellt. Jede Zeile entspricht einem Betriebstag, jede Spalte einer Stunde. Dunkelgrüne Bereiche kennzeichnen volle Verfügbarkeit, hellgrüne Bereiche eine eingeschränkte Verfügbarkeit und weiße Bereiche Zeiträume ohne Monitoring. Die durchgängig dunkelgrüne Fläche bestätigt die hohe Systemverfügbarkeit über den gesamten Untersuchungszeitraum.

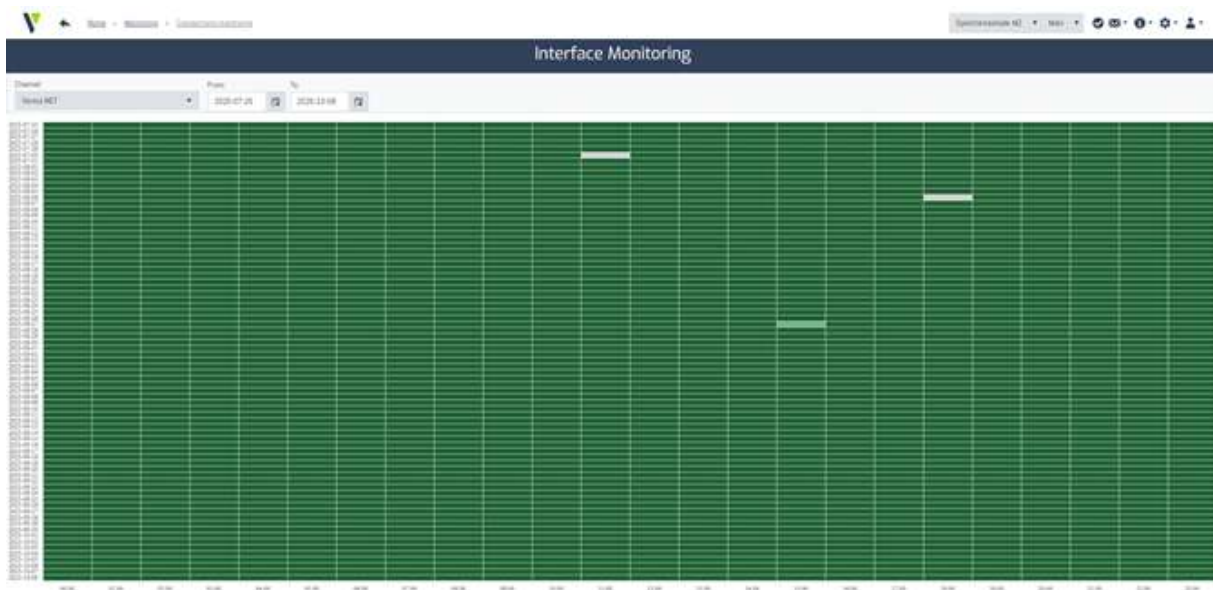


Abbildung 12: Heatmap der Verfügbarkeit des Venios.NET-Backends im Untersuchungszeitraum (25. Juli bis 8. Oktober). Dunkelgrün: vollständig verfügbar; hellgrün: eingeschränkt verfügbar; weiß: kein Monitoring. Die Backend-Verfügbarkeit lag bei nahezu 100 %.

Quelle: Eigene Darstellung

5.7. Beitrag zu den Zielen des Programms „Stadt der Zukunft“

Das Programm „Stadt der Zukunft“ verfolgt die Mission, durch Erforschung und Entwicklung von Technologien und Lösungen die Dekarbonisierung der Städte und Gebäude zu ermöglichen. Das Projekt Speicher-Kaskade MZ leistet dazu Beiträge auf mehreren Ebenen.

Im Bereich der *Energieerzeugung und -verteilung* zeigt das Projekt, wie verteilte Batteriespeicher koordiniert eingesetzt werden können, um den Ausbau erneuerbarer Erzeugung in kommunalen Verteilnetzen zu ermöglichen, ohne die bestehende Netzinfrastruktur überlasten zu müssen. Die Verdopplung der PV-Leistung im Netzgebiet Mürzzuschlag ohne Netzausbau wäre ein konkreter Beitrag zur Dekarbonisierung der Energieversorgung in einer österreichischen Kleinstadt.

Im Bereich der *Versorgungssicherheit und Resilienz* demonstriert das Projekt, dass Batteriespeicher in Kombination mit PV-Anlagen und bestehenden Erzeugungsanlagen (BHKW) eine Notstromversorgung kritischer Infrastruktur ermöglichen können. Das am Mürzverband erprobte Blackoutkonzept bietet eine übertragbare Lösung für die Absicherung kommunaler Wasser- und Abwasserinfrastruktur.

Im Bereich der *Digitalisierung und Systemintegration* wurde mit dem digitalen Zwilling des Netzes der Stadtwerke Mürzzuschlag ein echtzeitfähiges Netzmonitoring implementiert, das als Grundlage für die Engpasserkennung und die Steuerung von Flexibilitätsressourcen dient. Die Doppelnutzung von Speichern als Messinfrastruktur adressiert dabei das Ziel einer kostengünstigen Digitalisierung der unteren Netzebenen.

Im Bereich der *wirtschaftlichen Standortattraktivität* zeigt das Projekt, dass die Speicher-Kaskade nicht nur technisch, sondern auch wirtschaftlich attraktiv ist. Die Speicherbetreiber behalten ihre wirtschaftlichen Vorteile weitgehend bei, der Netzbetreiber vermeidet kostenintensiven Netzausbau, und die Region profitiert von einer erhöhten Aufnahmefähigkeit für erneuerbare Erzeugung. Das entwickelte Kooperationsmodell zwischen Netzbetreiber und Drittpartei-Speicherbetreibern bietet eine übertragbare Lösung für die rund 50 österreichischen Stadtwerke und stadtwerke-ähnlichen Betriebe.

6 Schlussfolgerungen

6.1. Zentrale Erkenntnisse für das Projektteam

Das Projekt Speicher-Kaskade MZ hat eine Reihe von Erkenntnissen geliefert, die über die ursprünglichen Projektziele hinausweisen und sowohl für die beteiligten Partner als auch für die breitere Fachcommunity von Bedeutung sind.

Die wichtigste Erkenntnis ist, dass die Kombination von wirtschaftlich motivierten Energiedienstleistungen der Speicherbetreiber mit den netzdienlichen Zielen einer Kaskadensteuerung technisch möglich und wirtschaftlich vertretbar ist. Die Speicherbetreiber behalten ihre wirtschaftlichen Vorteile weitgehend bei, während gleichzeitig ein erheblicher Mehrwert für den Netzbetrieb entsteht. Dieses Ergebnis bildet die Grundlage für ein Kooperationsmodell, bei dem Drittpartei-Speicher netzdienlich in eine Kaskade eingebunden werden können, ohne dass der Netzbetreiber selbst Speicher betreiben muss.

Gleichzeitig zeigen die Versuche deutlich, dass nicht alle Energiedienstleistungen für den Kaskadenbetrieb geeignet sind. Die Eignung hängt primär von zwei Faktoren ab: der zeitlichen Flexibilität der Ladezeitpunkte und dem Zusammenhang zwischen der jeweiligen Dienstleistung und der für die Kaskade relevanten Problemgröße. Energiedienstleistungen mit festen Anforderungen an den Ladezustand – wie die Notstromversorgung – lassen sich nicht mit dem Kaskadenbetrieb kombinieren. Diese Erkenntnis hat unmittelbare Relevanz für die Planung zukünftiger Kaskadensysteme: Die Zusammensetzung des Speicherportfolios und die Auswahl der Energiedienstleistungen bestimmen maßgeblich die Wirksamkeit der Kaskade.

Eine weitere zentrale Erkenntnis betrifft die Systemstabilität und den Integrationsaufwand. Die im Projekt entwickelte Kommunikationsarchitektur ist für den Dauerbetrieb grundsätzlich geeignet, erfordert jedoch eine robuste IT-Infrastruktur. Das Fehlen einheitlicher herstellerübergreifender Schnittstellen für Batteriespeicher stellt aktuell eine der größten Barrieren für die effiziente Skalierung dar. Jede Integration eines neuen Speichersystems ist mit individuellem Entwicklungsaufwand verbunden.

Schließlich hat der Vergleich von Netzsimulation und realen Messdaten gezeigt, dass ein digitaler Zwilling kontinuierlich mit Felddaten kalibriert werden muss, um praxistaugliche Ergebnisse zu liefern. Insbesondere die PV-Erzeugungsmodellierung weist in den Sommermonaten noch erhebliche Abweichungen auf, die die Genauigkeit der Engpassprognose beeinflussen.

6.2. Weiterarbeit des Projektteams mit den Ergebnissen

Die Projektpartner arbeiten auf unterschiedlichen Ebenen mit den erarbeiteten Ergebnissen weiter.

Der *Mürzverband* setzt die Erkenntnisse bereits in konkrete Investitionsmaßnahmen um: Die bestehende 90-kWp-PV-Anlage wird um rund 99 kWp erweitert, ein notstromfähiger LiFePO₄-Batteriespeicher mit 107 kWh Nettokapazität (erweiterbar auf 215 kWh) wird installiert und in das bestehende Lastabwurfssystem sowie das Klärgas-BHKW für den Inselbetrieb integriert. Darüber hinaus wird in Kooperation mit der Marktgemeinde Langenwang eine öffentliche DC-Schnellladestation auf dem Gelände der Kläranlage errichtet.

Die *Stadtwerke Mürzzuschlag* nutzen die Projektergebnisse für ihre strategische Netzplanung. Die im Projekt implementierten Komponenten – digitaler Zwilling, Echtzeit-Engpasserkennung, dezentrale Speicherinstallationen – bilden eine Infrastruktur, die für einen fortgesetzten Betrieb und eine schrittweise Erweiterung im Netzgebiet genutzt werden kann. Das erprobte Kooperationsmodell mit Drittpartei-Speicherbetreibern wird als Grundlage für zukünftige Projekte im Netzgebiet etabliert.

Die *Venios GmbH* überführt die im Projekt entwickelten Erweiterungen in ihr kommerzielles Produktportfolio: Schnittstellen für atypische Messgeräte, Regelstrategien für den Normal- und Engpassbetrieb sowie die kaskadierte Netzzustandsschätzung werden innerhalb von ein bis zwei Jahren als Produktbestandteile verfügbar sein.

Smart 1 integriert die validierte Venios-Schnittstelle, den Speichersimulator und die erweiterten Batterie-Regelstrategien in das bestehende smart1-Produktangebot. Insbesondere der Speichersimulator wird künftig im Vertrieb, in der Inbetriebnahmevorbereitung und im Service eingesetzt.

Die *Award Energy Research GmbH* baut auf den Projektergebnissen ihre wissenschaftliche Kompetenz im Bereich Netzflexibilität und Energiesystemintegration weiter aus. Die gewonnenen Erkenntnisse fließen in Publikationen, Konferenzbeiträge und Folgeprojektanträge ein.

6.3. Relevanz der Ergebnisse für verschiedene Zielgruppen

Die Projektergebnisse sind für mehrere Zielgruppen von Bedeutung:

Für *nicht-entflochtene Stadtwerke und Energieversorgungsunternehmen* bieten die Ergebnisse eine erprobte Lösung für den Umgang mit wachsenden Rückspeisungsproblemen in Verteilnetzen. Die Speicher-Kaskade stellt eine Alternative zum kostenintensiven physischen Netzausbau dar und ermöglicht eine Verschiebung von Netzausbauinvestitionen. Die rund 50 österreichischen Stadtwerke und stadtwerke-ähnlichen Betriebe, die vor vergleichbaren Herausforderungen stehen, bilden den primären adressierbaren Markt.

Für *Betreiber kritischer Infrastrukturen* – insbesondere kommunale Wasser- und Abwasserbetriebe – bieten das erprobte Blackoutkonzept und die differenzierten Versuchsergebnisse zur Notstromversorgung eine fundierte Entscheidungsgrundlage für Investitionen in speicher- und PV-basierte Notstromversorgungssysteme.

Für *Endkund:innen mit Batteriespeichern* zeigt das Projekt, dass eine Teilnahme an einer netzdienlichen Kaskade wirtschaftlich vertretbar ist. Die Kaskadenteilnahme eröffnet perspektivisch die Möglichkeit einer zusätzlichen Vergütung für die Bereitstellung von Flexibilität, ohne die primäre Dienstleistung des Speichers wesentlich einzuschränken.

Für *Verteilnetzbetreiber* liefert das Projekt Erkenntnisse zur Implementierung eines echtzeitfähigen Netzmonitorings auf Basis von Speichermessdaten sowie zur netzorientierten Steuerung verteilter Flexibilitätsressourcen. Mit der fortschreitenden regulatorischen Öffnung für Flexibilitätsnutzung durch Netzbetreiber wird die Relevanz dieser Erkenntnisse weiter zunehmen.

Für *Technologieanbieter* im Bereich Netzmonitoring, Energiemanagement und Speichersteuerung bieten die im Projekt validierten Komponenten und Schnittstellen konkrete Ansatzpunkte für die Produktentwicklung.

6.4. Rechtliche Hürden

Die Umsetzung des Speicher-Kaskade-Ansatzes in die Praxis steht in engem Zusammenhang mit den regulatorischen Rahmenbedingungen für Verteilnetzbetreiber und Energieversorger.

Die zentrale rechtliche Hürde ergibt sich aus den Entflechtungsvorschriften der europäischen Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie (Richtlinie (EU) 2019/944) und deren nationaler Umsetzung. Entflochtene Netzbetreiber dürfen unter dem geltenden Regulativ nur eingeschränkt Flexibilitätsdienstleistungen in Anspruch nehmen und insbesondere keine eigenen Speicher betreiben. Für nicht-entflochtene Energieversorgungsunternehmen – wie Stadtwerke, die sowohl den Netzbetrieb als auch die Energieversorgung verantworten – bestehen diese Einschränkungen in geringerem Umfang, was den Einsatz der Speicher-Kaskade bei dieser Zielgruppe erleichtert. Der adressierbare Markt für die Gesamtlösung ist dadurch jedoch auf nicht-entflochtene Betriebe beschränkt.

Darüber hinaus ist die vertragliche Gestaltung der Kaskadenteilnahme ein bislang unregelter Bereich. Für den koordinierten Eingriff in die Speichersteuerung durch eine übergeordnete Kaskadensteuerung bedarf es klarer vertraglicher Vereinbarungen zwischen Netzbetreiber und Speicherbetreibern. Fragen der Haftung bei Fehlsteuerungen, der Kompensation für wirtschaftliche Nachteile und der Datensicherheit bei der Übermittlung von Betriebsdaten sind bisher nicht standardisiert geregelt.

Die zunehmende Umsetzung der europäischen Clean-Energy-Package-Gesetzgebung und die laufenden Anpassungen des nationalen Regulierungsrahmens – insbesondere hinsichtlich der netzorientierten Steuerung und der Nutzung von Flexibilitätsdienstleistungen durch Verteilnetzbetreiber – könnten diese Hürden mittelfristig abbauen und den adressierbaren Markt erheblich erweitern.

6.5. Bisherige Verwertungs- und Verbreitungsaktivitäten

Die Dissemination der Projektergebnisse erfolgte über mehrere Kanäle. Das Projekt wurde im Rahmen der internationalen Fachmesse Intersolar präsentiert und bei der Speichertagung Wien in Fachvorträgen vorgestellt. Darüber hinaus erfolgte eine digitale Dissemination über die LinkedIn-Kanäle der Projektpartner sowie die Bereitstellung einer Projektbeschreibung auf der Website der 4ward Energy Research GmbH.

Hinsichtlich der wirtschaftlichen Verwertung haben die Technologiepartner bereits mit der Überführung der Projektergebnisse in ihre kommerziellen Produktportfolios begonnen. Der Mürzverband hat die konkreten Investitionsentscheidungen (PV-Erweiterung, Batteriespeicher, Ladeinfrastruktur) als unmittelbare Folge der Projektteilnahme getroffen.

Das *weitere Markt- und Verbreitungspotenzial* ist substantiell. In Österreich stehen rund 50 Stadtwerke und stadtwerke-ähnliche Betriebe vor vergleichbaren Herausforderungen wie die Stadtwerke Mürzzuschlag. Die modular aufgebaute Systemarchitektur und die standardisierten Schnittstellen ermöglichen eine schrittweise Übertragung auf weitere Netzgebiete. Einzelne Komponenten der Lösung – insbesondere die Venios-Plattform für Netzmonitoring und Engpasserkennung sowie der smart1-Speichersimulator – adressieren darüber hinaus den breiteren europäischen Markt für intelligente Netzsteuerung und Energiemanagement. Der Trend sinkender Speicherkosten, wachsender PV-Durchdringung und zunehmender regulatorischer Öffnung für Flexibilitätsnutzung wirkt als natürlicher Beschleuniger für die Marktdurchdringung des im Projekt entwickelten Ansatzes.

7 Ausblick und Empfehlungen

7.1. Empfehlungen für weiterführende Forschungs- und Entwicklungsarbeiten

Aus den Projektergebnissen lassen sich mehrere Empfehlungen für weiterführende Forschungs- und Entwicklungsarbeiten ableiten, die sowohl die technische Weiterentwicklung des Kaskadenansatzes als auch dessen Einbettung in den breiteren Kontext der Energiesystemtransformation betreffen.

Erweiterung der Betriebserfahrung über mehrere Saisons: Die im Projekt durchgeführten Versuchsreihen decken einen begrenzten Zeitraum ab. Für eine belastbare Bewertung der Robustheit der Regelstrategien unter variierenden Randbedingungen – insbesondere bei extremen Netzsituationen wie anhaltenden Schwachwindperioden mit gleichzeitig hoher PV-Einspeisung – wäre ein erweiterter Betrieb über mindestens zwei vollständige Jahreszyklen erforderlich. Dies würde es ermöglichen, die KPIs quantitativ weiter zu verdichten und saisonale Effekte systematisch zu erfassen.

Weiterentwicklung der PV-Erzeugungmodellierung: Der Vergleich von Netzsimulation und realen Messdaten hat insbesondere in den Sommermonaten Abweichungen aufgezeigt, die auf die vereinfachte Modellierung der PV-Erzeugung im digitalen Zwilling zurückzuführen sind. Eine Weiterentwicklung der PV-Prognosemodelle – etwa durch die Integration hochaufgelöster Wetter- und Strahlungsdaten oder durch den Einsatz von Machine-Learning-Ansätzen – würde die Genauigkeit der Engpassprognose und damit die Wirksamkeit der Kaskadensteuerung verbessern.

Standardisierung der Speicherschnittstellen: Das Fehlen einheitlicher herstellerübergreifender Standards für die Auskopplung und Steuerung von Messdaten aus Batteriespeichersystemen wurde im Projekt als wesentliche Barriere für die effiziente Skalierung identifiziert. Forschungs- und Normungsaktivitäten in diesem Bereich – etwa im Rahmen europäischer Network Codes oder nationaler Standardisierungsinitiativen – hätten einen unmittelbaren Nutzen für die Praxistauglichkeit kaskadierter Speicherarchitekturen. Die im Projekt entwickelten Schnittstellenadapter könnten als Diskussionsgrundlage für solche Standardisierungsvorhaben dienen.

Entwicklung von Kompensationsmodellen für die Kaskadenteilnahme: Die Projektversuche zeigen, dass die wirtschaftliche Beeinträchtigung der Speicherbetreiber durch die Kaskadensteuerung in den meisten Fällen gering ist. Dennoch ist die Frage der kommerziellen Ausgestaltung der Kaskadenteilnahme bisher ungelöst. Die Entwicklung transparenter und fairer Kompensationsmodelle – die sowohl den Nutzen des Netzbetreibers als auch die Bereitschaftskosten der Speicherbetreiber berücksichtigen – stellt ein eigenständiges Forschungsfeld dar, das für die Marktdurchdringung des Ansatzes entscheidend ist.

Integration zusätzlicher Flexibilitätsressourcen: Das Projekt hat sich auf Batteriespeicher als Flexibilitätsressource konzentriert. Perspektivisch könnten auch andere steuerbare Ressourcen – wie Wärmepumpen, Ladeinfrastruktur für Elektromobilität oder industrielle Lastverschiebungspotenziale

– in die Kaskadensteuerung eingebunden werden. Die Untersuchung dieser erweiterten Kaskade und der damit verbundenen Koordinationsanforderungen bietet Potenzial für Folgeprojekte.

Untersuchung der Übertragbarkeit auf verschiedene Netztopologien: Die Projektergebnisse wurden am spezifischen Anwendungsfall Mürzzuschlag gewonnen. Die systematische Untersuchung der Übertragbarkeit auf andere Netztypen (Strahlennetze vs. Maschennetze, ländliche vs. städtische Strukturen, unterschiedliche Spannungsebenen) und die Ableitung verallgemeinerbarer Designregeln für Speicher-Kaskaden würden den wissenschaftlichen Erkenntnisgewinn erweitern und die Grundlage für einen breiteren Roll-out schaffen.

7.2. Potenzial für Demonstrationsvorhaben

Das Projekt Speicher-Kaskade MZ hat den Nachweis der prinzipiellen Funktionsfähigkeit einer kaskadierten Speicherarchitektur im Verteilnetz erbracht. Auf Basis der erzielten Ergebnisse bietet sich die Weiterentwicklung in Richtung eines umfassenden Demonstrationsvorhabens an, bei dem der Ansatz unter Realbedingungen in einem größeren Maßstab erprobt wird.

Chancen: Die Rahmenbedingungen für ein solches Demonstrationsvorhaben sind günstig. Sinkende Speicherkosten, steigende PV-Durchdringung und zunehmendes Interesse an Eigenverbrauchsoptimierung und Notstromversorgung schaffen eine wachsende Basis an dezentralen Speicherressourcen, die als Flexibilitätsressourcen in eine Kaskade eingebunden werden können. In Mürzzuschlag selbst besteht eine unmittelbare Anknüpfungsmöglichkeit: Die im Projekt implementierten Komponenten – digitaler Zwilling, Kommunikationsinfrastruktur, dezentrale Speicherinstallationen – bilden eine Infrastruktur, die für einen fortgesetzten Betrieb und eine schrittweise Erweiterung genutzt werden kann. Darüber hinaus planen der Mürzverband und die Stadtwerke Mürzzuschlag bereits konkrete Folgemaßnahmen, die auf den Projektergebnissen aufbauen. Auch die rund 50 österreichischen Stadtwerke, die vor vergleichbaren Herausforderungen stehen, stellen potenzielle Standorte für Demonstrationsvorhaben dar.

Herausforderungen: Ein Demonstrationsvorhaben müsste mehrere Herausforderungen adressieren, die im Forschungsprojekt nur teilweise gelöst werden konnten. Erstens wäre eine deutlich größere Anzahl an Speichern – voraussichtlich 20 bis 50 verteilte Systeme – in die Kaskade einzubinden, um die Skalierbarkeit der Kommunikations- und Steuerungsarchitektur unter Realbedingungen nachzuweisen. Zweitens müssten die im Projekt identifizierten Schnittstellenprobleme bei heterogener Speicherhardware in einem größeren Maßstab gelöst werden, idealerweise durch die Entwicklung standardisierter Adaptermodule. Drittens wäre ein Betrieb über mindestens zwei vollständige Jahreszyklen notwendig, um die Robustheit und Wirtschaftlichkeit des Systems saisonübergreifend nachzuweisen.

Risiken: Die wesentlichen Risiken eines Demonstrationsvorhabens liegen in der regulatorischen Unsicherheit, in der Akzeptanz der Speicherbetreiber und in der wirtschaftlichen Bewertung. Die regulatorischen Rahmenbedingungen für die Nutzung von Flexibilitätsdienstleistungen durch Netzbetreiber befinden sich im Wandel; Unsicherheiten über die zukünftige Regulierung können Investitionsentscheidungen verzögern. Die Bereitschaft von Speicherbetreibern zur Teilnahme an einer Kaskade hängt von der konkreten Ausgestaltung des Kompensationsmodells ab, das bisher

nicht marktreif entwickelt ist. Die wirtschaftliche Bewertung des Gesamtnutzens – insbesondere die Monetarisierung der vermiedenen Netzausbaukosten und der reduzierten Abregelung erneuerbarer Erzeugung – erfordert eine Methodik, die über die im Forschungsprojekt durchgeführte Abschätzung hinausgeht.

Empfohlene Umsetzungsschritte: Auf Basis der Projektergebnisse wird die folgende stufenweise Vorgehensweise für ein Demonstrationsvorhaben empfohlen: In einem ersten Schritt wird der bestehende Pilotbetrieb in Müzzuschlag um zusätzliche Speicher erweitert und über mehrere Saisons weitergeführt, um die Langzeitstabilität und die saisonalen Schwankungen der Kaskadenwirksamkeit zu untersuchen. In einem zweiten Schritt wird der Ansatz auf ein zweites Netzgebiet – idealerweise ein Stadtwerk mit abweichender Netzcharakteristik – übertragen, um die Übertragbarkeit zu validieren. In einem dritten Schritt wird auf Basis der Betriebserfahrungen aus beiden Standorten ein standardisiertes Inbetriebnahme- und Konfigurationspaket entwickelt, das die Voraussetzung für einen breiteren Roll-out bildet. Die Finanzierung eines solchen Demonstrationsvorhabens könnte über nationale Förderprogramme (FFG, Klima- und Energiefonds) oder europäische Programme (Horizon Europe, LIFE, Connecting Europe Facility) erfolgen.

8 Verzeichnisse

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Übersicht des Verteilernetzes der Stadtwerke Mürzzuschlag mit Kennzeichnung des Netzübergabepunkts zum 110-kV-Netz der Energienetze Steiermark.	11
Abbildung 2: Gesamtkonzept der Speicher-Kaskade MZ mit Batteriespeichern auf unterschiedlichen Netzebenen, integriertem Netzmonitoring und den vier Funktionsbereichen des Projektes.	12
Abbildung 3: Grundarchitektur der Venios.NET-Plattform mit Schnittstellen zu externen Datenquellen und Steuerungssystemen.	14
Abbildung 4: Gesamtdatenfluss im Feld- und Pilotbetrieb der Speicher-Kaskade MZ. Dargestellt sind die Basisdaten (GIS, Asset-Daten), die dynamischen Daten (Wetterdaten, Speicher- und Smart-Meter-Messwerte) sowie die Verarbeitung in der Venios.NET-Plattform.	16
Abbildung 5: Stufenweise Entwicklung der Speicheransteuerung im Concentrator-In-The-Loop-Ansatz – von der Modellentwicklung über die Schnittstellenintegration bis zum gekoppelten Feldtest.	17
Abbildung 6: Dauerlinie der Rückspeiseleistung am Netzübergabepunkt nach Einsatz des Großspeichers (Stufe 1 der Kaskade). Die Überschreitungsstunden sinken von 35 auf 9.	19
Abbildung 7: Dauerlinie der Rückspeiseleistung nach zusätzlichem Einsatz der Haushaltsspeicher (Stufe 2 der Kaskade). Weitere Reduktion der Überschreitungsstunden von 9 auf 5.	20
Abbildung 8: Dauerlinie der Rückspeiseleistung nach zusätzlichem Einsatz des Gewerbespeichers (Stufe 3 der Kaskade). Im kritischen Bereich tritt keine weitere signifikante Reduktion ein.	22
Abbildung 9: Dauerlinie der Rückspeiseleistung am Netzübergabepunkt bei der Energiedienstleistung „Vermarktung PV-Strom“ – Vergleich zwischen marktpreisoptimiertem Betrieb (orange) und Kaskadenbetrieb (grün).	23
Abbildung 10: Vergleich der Übergabeleistung am Netzübergabepunkt mit (orange) und ohne (blau) Speicher-Kaskade bei heutigen Erzeugungskapazitäten. Die Kaskade (1,6 MW / 4 MWh) hält die Rückspeisegrenze zuverlässig ein.	26
Abbildung 11: Vergleich der Übergabeleistung am Netzübergabepunkt nach einem Zubau von 2,6 MW PV-Leistung. Zur Einhaltung der Rückspeisegrenze ist eine größere Kaskade (3,5 MW / 13 MWh) erforderlich.	27
Abbildung 12: Heatmap der Verfügbarkeit des Venios.NET-Backends im Untersuchungszeitraum (25. Juli bis 8. Oktober). Dunkelgrün: vollständig verfügbar; hellgrün: eingeschränkt verfügbar; weiß: kein Monitoring. Die Backend-Verfügbarkeit lag bei nahezu 100 %.	28

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Speicherwirksamkeit der untersuchten Energiedienstleistungen.....	18
Tabelle 2: Versorgungsdauern der Notstromversorgung am Standort der Kläranlage Langenwang (Mürzverband) in Abhängigkeit von Speicherkapazität, Jahreszeit und Ausfallzeitpunkt	25

Literaturverzeichnis

- Ember (2024): How cheap is battery storage? Latest insights. <https://ember-energy.org/latest-insights/how-cheap-is-battery-storage/> (abgerufen am 15. Oktober 2025; 10:30)
- Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz (2010): Blackouts in Österreich – Bewertung der Versorgungssicherheit mit elektrischer Energie (BlackÖ.1). Linz 2010.
- Europäisches Parlament und Rat der Europäischen Union (2019): Richtlinie (EU) 2019/944 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU. Amtsblatt der Europäischen Union, L 158/125, 14. Juni 2019.
- Hübner Michael, Wedler Michael, Ganglberger Elisabeth, Hinterberger Robert, Kollmann Andrea, Prügler Wolfgang (2017): White Paper – Flexibilität. Im Rahmen des Strategieprozesses Smart Grids 2.0. bmvit, Wien. https://nachhaltigwirtschaften.at/resources/e2050_pdf/white-paper-flexibilitaet.pdf (abgerufen am 15. Oktober 2025; 11:00)
- Munich School of Engineering (2017): EEBatt – Stationäre Energiespeicher für die Energiewende. Technische Universität München. <http://www.mse.tum.de/eebatt/> (abgerufen am 15. Oktober 2025; 11:15)
- RWTH Aachen (2017): M5BAT – Modularer multi-technologischer multi-use Batteriespeicher. <http://m5bat.de/> (abgerufen am 15. Oktober 2025; 11:30)
- Statistik Austria (2025): Bruttoregionalprodukt nach Bundesländern. Wien. <https://pic.statistik.at/> (abgerufen am 15. Oktober 2025; 12:00)
- Statistik Austria (2025): Haushaltsstatistik – Privathaushalte nach Gemeinden. Wien. <https://pic.statistik.at/> (abgerufen am 15. Oktober 2025; 12:00)
- StoREgio Energiespeichersysteme e. V. (2016): strombank – Innovatives Betreibermodell für Quartierspeicher. Ludwigshafen. <http://www.storegio.com/> (abgerufen am 15. Oktober 2025; 12:15)
- Technische Universität München (2017): Energy Neighbor – Der Batteriespeicher als Energienachbar. <https://www.energyneighbor.de/> (abgerufen am 15. Oktober 2025; 12:30)
- Thielmann Axel, Sauer Andreas, Schnell Mario, Isenmann Ralf, Wietschel Martin (2015): Technologie-Roadmap Stationäre Energiespeicher 2030. Fraunhofer ISI, Bonn.

Abkürzungsverzeichnis

Abk.	Abkürzung
API	Application Programming Interface
BHKW	Blockheizkraftwerk Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie
BMK	Technologie
BMS	Batteriemanagementsystem
DC	Direct Current (Gleichstrom)
EMS	Energiemanagementsystem
EU	Europäische Union
FFG	Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft
GIS	Geographisches Informationssystem
GSM	Global System for Mobile Communications
IoT	Internet of Things
KPI	Key Performance Indicator
kV	Kilovolt
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
kWp	Kilowatt peak
LiFePO ₄	Lithium-Eisenphosphat
LoRaWAN	Long Range Wide Area Network
MQTT	Message Queuing Telemetry Transport
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
MWp	Megawatt peak
OCR	Optical Character Recognition
PLC	Power Line Communication
PMU	Phasor Measurement Unit
PV	Photovoltaik
SOC	State of Charge (Ladezustand)
TCP	Transmission Control Protocol

9 Anhang: Data Management Plan (DMP)

Programm: Stadt der Zukunft- 8. Ausschreibung

Programmsteuerung:

Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie
Abteilung Energie- und Umwelttechnologien

Programmabwicklung:

Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft mbH (FFG)



Kaskadiertes Speichersystem zur Etablierung von Plusenergie-Netzbereichen am Beispiel Mürzzuschlag

D1.2: Datenmanagementplan

Erstellt am 12.03.2022

Erstellt von:

4ward Energy Research GmbH

Thomas Nacht

Alois Kraußler

DANKSAGUNG

„Stadt der Zukunft“ ist ein Forschungs- und Technologieprogramm des Bundesministeriums für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität Innovation und Technologie. Es wird im Auftrag des BMK von der Österreichischen Forschungsförderungsgesellschaft (FFG) gemeinsam mit der Austria Wirtschaftsservice Gesellschaft mbH (AWS) und der Österreichischen Gesellschaft für Umwelt und Technik (ÖGUT) abgewickelt.

ANMERKUNG

Dieses Deliverable stellt ein projektinternes Dokument dar und dient als Arbeitsbasis für die weiteren Arbeitspakete.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung.....	2
2	Welche Daten werden erhoben oder erzeugt?.....	3
3	Wie sind die Daten zu speichern?	3
4	Welche Metadaten sind zu erheben und wie sind diese abzuspeichern?.....	4
5	Wie ist mit kritischen Daten umzugehen?	5
6	Wie wird mit Copyright bzw. IPR umgegangen?	6
7	Wie erfolgt die Datenspeicherung im Projekt?	6
8	Wie wird der Zugriff auf die Daten geregelt.....	6
9	Welche Daten kommen für eine langfristige Speicherung in Frage?.....	7
10	Wie wird die langfristige Speicherung der Daten sichergestellt, geteilt?.....	7
11	Wie werden Daten mit anderen externen Nutzern geteilt	8
12	Wer ist für das Datenmanagement verantwortlich?.....	8
13	Meta-Daten.....	9

1 Einleitung

Dieser Datenmanagementplan dient den Projektpartnern des Projektes Speicherkaskade MZ als Werkzeug für den Umgang mit den erhobenen Daten und als Dokumentation der Rahmenbedingungen in diesem Forschungsprojekt. Der Datenmanagementplan wurde mit Hilfe des DMPTools¹ erstellt und basiert auf den Vorlagen des Digital Curation Centres (DCC)².

Der Datenmanagementplan orientiert sich an den folgenden Fragen, die in den nachfolgenden Kapiteln behandelt und laufend aktualisiert werden:

- (i) Welche Daten werden erhoben oder erzeugt?
- (ii) Wie sind die Daten zu speichern?
- (iii) Welche Metadaten sind zu erheben und wie sind diese abzuspeichern?
- (iv) Wie ist mit kritischen Daten umzugehen?
- (v) Wie wird mit Copyright bzw. Intellectual Property Rights (IPR) umgegangen?
- (vi) Wie erfolgt die Datenspeicherung im Projekt?
- (vii) Wie wird der Zugriff auf die Daten geregelt?
- (viii) Welche Daten kommen für eine langfristige Speicherung in Frage?
- (ix) Wie wird die langfristige Speicherung der Daten sicher-gestellt, geteilt?
- (x) Wie werden Daten mit anderen externen Nutzern geteilt?
- (xi) Wer ist für das Datenmanagement verantwortlich?

1 <https://dmptool.org/terms>

2 <http://www.dcc.ac.uk/resources/how-guides/develop-data-plan>

2 Welche Daten werden erhoben oder erzeugt?

Im Rahmen des Projektes Speicherkaskade MZ werden die folgenden Daten erhoben:

- Umfrage- bzw. Interviewdaten von Stakeholdern des Speicherkaskade MZ Ansatzes
- Jahresstromverbräuche
- Stromtarife einzelner VerbraucherInnen
- Lastprofile einzelner VerbraucherInnen

Für diese Daten gelten die folgenden Standards:

Datum	Format / Einheit	Anmerkung
Zeitstempel (lang)	TT.MM.JJJJ hh:mm:ss	Alle Zeitangaben haben in UST zu erfolgen, also um Sommer- und Winterzeit bereinigt
Energie	kWh	
Leistung	kW	

Weiters gelten die folgenden Richtlinien für Daten:

- Sämtliche Datensätze (bspw. in Excel) sind mit einer Titelleiste zu versehen, die sowohl einen eindeutig nachvollziehbaren Namen als auch die zum Datensatz dazugehörige Einheit aufweist. Bspw:

Elektrische Leistung	Elektrische Energie	Markpreis
kW	kWh	cent/kWh

- In Daten-Zeitreihen sind fehlerhafte Messwerte eindeutig von fehlenden Messwerten zu unterscheiden. Fehlerhafte Messwerte, bspw. Messausreißer sind in den Daten durch ein „X“ zu kennzeichnen, fehlende Messerwerte durch ein „-“.
- Wurden Messdaten hinsichtlich fehlender oder fehlerhafter Messwerte bereinigt, so sind die bereinigten Werte **farblich zu markieren** und es ist ein entsprechender Vermerk in den Metadaten (siehe Kapitel 4) einzutragen.
- Werden mit Daten weiterführende Berechnungen durchgeführt, so sind Originaldaten und Berechnungsdaten voneinander zu unterscheiden. Berechnungsdaten werden mit einem [B] im Namen in der Titelleiste versehen. Bspw:

Elektrische Leistung	[B] Elektrische Energie	Markpreis
kW	kWh	cent/kWh

- Werden mit Daten weiterführende Berechnungen durchgeführt, so sind für alle Berechnungsgrößen stets die Datenquelle im Dokument anzugeben.

3 Wie sind die Daten/Dateien zu speichern?

Als Datenspeicher für das Projekt Speicherkaskade MZ wird die Dropbox des Konsortialführers 4ward Energy Research GmbH verwendet, auf der ein Projektordner angelegt wurde. In diesem wurden Unterordner gemäß den Arbeitspaketen laut Antrag erstellt.

Werden Daten/Dateien im Laufe des Projektes erhoben oder erzeugt, sind diese einem gewissen **Themenbereich** (bspw. „Verbrauchsmessungen“) und **Arbeitspaket** zuzuordnen. Anschließend ist im entsprechenden Arbeitspaketordner ein Ordner für den Themenbereich anzulegen und die Datei darin abzulegen. Für den Dateinamen gelten die folgenden Konventionen:

JJJJMMTT_Kürzel_Dateiname_Versionsnummer.Dateiendung

JJJJMMTT: Datumsformat, bspw: 20190130

Kürzel: Falls zutreffend, ist eines der folgenden Kürzel anzuführen

X	Datei ist nach Ende des Projektes zu löschen.
I	Interne Datei, Datei sowie deren Inhalte dürfen während des Projektes nicht weitergegeben oder publiziert werden.
P	Projektdateien, dürfen beliebig im Projekt als auch für Veröffentlichungen im Rahmen des Projektes verwendet werden.
O	Öffentliche Daten, diese dürfen beliebig veröffentlicht und auch nach Ende des Projektes verwendet werden.

Name: Die Datei ist selbsterklärend zu benennen.

Versionsnummer: Sind mehrere Versionen einer Datei vorhanden, so ist eine fortlaufende Versionsnummer im Format „AV-VX“ (AV = Arbeitsversion) zu verwenden. Wobei X der fortlaufenden Nummer entspricht.
Liegt die Datei in finaler Form vor, so ist die AV-Versionsnummer durch „FV“ zu ersetzen.

4 Welche Metadaten sind zu erheben und wie sind diese abzuspeichern?

Bei Metadaten handelt es sich um Daten, die zusätzliche Informationen zu den eigentlichen Daten bereitstellen. Nachfolgende Tabelle zeigt die Liste der Metadaten, die im Rahmen des Projektes SpeicherKaskade MZ erhoben und dem jeweiligen Datensatz angehängt werden müssen.

Unterschiedliche Dateiarten erfordern jeweils eigene Dokumentation der Metadaten:

- Excel-basierende-Dateien: Als eigenes Registerblatt
- Word Dateien: Am Ende der Datei als eigene Seite
- PDF Dateien: Am Ende der Datei als eigene Seite
- Codes (unabhängig von der Programmiersprache): Zu Beginn des Codes als Kommentartext
- Foto: Direkt in den Eigenschaften des Fotos (Rechtsklick → Eigenschaften → Details)

Meta-Datenelement	Beschreibung	Fotos	Direkte Befragung	Messdaten	Berechnungssheets	Codes	Projektdokumente ³				
Titel	Selbsterklärender Titel des Datensatzes	X	X	X	X	X	X				
Ersteller	Vor- und Nachname(n) des/der Erheber/Ersteller(s) des Datensatzes Angabe des Firmennamens	X	X	X	X	X	X				
Eigentümer	Angabe zum Eigentümer der Daten	X	X	X	X	X	X				
Beschreibung	Kurze Beschreibung worum es sich bei dem Datensatz handelt, z.B. Anlass der Erhebung etc.	X	X	X	X	X	X				
Datum	Datum, an dem die Daten erhoben / erstellt wurden	X	X	X	X	X	X				
Zeitraum	Zeitraum der Daten			X	X						
Zeitliche Auflösung	Zeitliche Auflösung der Originaldaten			X	X						
Bearbeiter	Vor- und Nachname(n) jener Person(en), die Daten nachbearbeitet haben	X	X	X	X	X					
Bearbeitungsdatum	Datum, an dem die Daten bearbeitet wurden	X	X	X	X	X					
Versionsnummer	-				X	X	X				
Datenklassifizierung	Klassifizierung mit X, I, P, O gemäß Kapitel 3	X	X	X	X	X	X				
Personen	Namen der Personen, die von den Daten betroffen sind	X	X	X							
Datenschutz	Information, ob besondere datenschutzrechtliche Aspekte zu beachten sind. Falls ja, diese angeben	X	X	X	X						

5 Wie ist mit kritischen Daten/Dateien umzugehen?

Als kritische Daten/Dateien sind all jene Daten/Dateien einzustufen, die personenbezogene Daten beinhalten. Eine Weitergabe der Daten/Dateien innerhalb des Konsortiums ist erst nach Einwilligung der betroffenen Personen erlaubt. Der Konsortialpartner, der für die Erstellung / Erhebung der Daten/Dateien zuständig ist, hat dafür Sorge zu tragen, dass die Einwilligung vorhanden ist, ehe die Daten/Dateien den anderen Konsortiumsmitgliedern zur Verfügung gestellt werden.

Personenbezogene Daten sind im Rahmen von Publikationen und Veröffentlichungen stets zu anonymisieren, außer es liegt der explizite Konsens zur Veröffentlichung (bspw. bei Fotos) vor.

³ Arbeitspapiere, Deliverables etc.

6 Wie wird mit Copyright bzw. IPR umgegangen?

Die Regelungen hinsichtlich des Copyrights und der IPR sind dem Konsortialvertrag zu entnehmen. Ungeachtet davon sind etwaige Informationen hinsichtlich des Copyrights oder der IPR in den Metadaten zu erfassen.

7 Wie erfolgt die Datenspeicherung im Projekt?

Für die gemeinsam zu bearbeitenden und gemeinsam zur Verfügung stehenden Daten und Dateien steht ein Dropbox-Ordner des Konsortialpartners *4ward Energy Research GmbH* zur Verfügung. Dieser ist wie in Kapitel 2 beschrieben aufgebaut und gegebenenfalls anhand dieser Struktur zu erweitern.

Sollten Daten/Dateien auf dem gemeinsamen Ordner verloren gehen oder aus Versehen durch einen Partner gelöscht werden, sind sie durch den für den Verlust verantwortlichen wiederherzustellen. Ist das nicht möglich, ist der Konsortialpartner *4ward Energy Research GmbH* zu informieren, der die letztgültige Version der Datei über die entsprechende Dropbox-Funktion wiederherstellen wird.

Projektdaten, insbesondere kritische Daten/Dateien, die nicht direkt mit dem Konsortium geteilt werden, sind nicht auf dem gemeinsamen Dropbox-Ordner abzulegen.

8 Wie wird der Zugriff auf die Daten/Dateien geregelt

Jeder Partner hat grundsätzlich die Hoheit über die von ihm erarbeiteten, erhobenen oder bereitgestellten Daten. D.h. jeder Konsortialpartner ist für jene Daten/Dateien, die er nicht auf der gemeinsamen Dropbox abgelegt hat, selbst verantwortlich und kann die Zugriffsrechte auf diese Daten gemäß seinen eigenen Regelungen verteilen.

Für die gemeinsam zu bearbeitenden Daten/Dateien am Dropbox-Ordner vom Projektpartner *4ward Energy Research GmbH (4ER)* wird allen am Projekt beteiligten Personen durch *4ER* Lese- und Schreibzugriff gewährt. Zusätzliche und nachträglich hinzuzufügende Personen sind dem Konsortialpartner *4ER* zu melden, der dann die Einladung vornimmt.

Dateien von der gemeinsamen Dropbox dürfen lediglich dann entnommen und auf den betriebseigenen Speichersystemen abgelegt werden, wenn diese über ein entsprechendes Kürzel verfügen bzw. ein vorhandenes Kürzel dem nicht widerspricht (siehe Kapitel 3).

Von einem Versenden von Daten via E-Mail ist abzusehen, auch zur Verteilung von Daten / Dateien ist der gemeinsame Dropbox-Speicher zu verwenden. Wenn neue Daten abgelegt werden und Konsortialpartner darüber informieren werden sollen, ist ein Link zur Datei auf der Dropbox per Email zu versenden.

9 Welche Daten/Dateien kommen für eine langfristige Speicherung in Frage?

Folgende Dokumente sind langfristig zu speichern:

- Deliverables
- Zwischenberichte
- Endbericht
- Veröffentlichungen
- Präsentationen
- Protokolle

Bezüglich sämtlicher anderer Daten/Dateien ist zuerst zu kontrollieren, ob diese nach Projektende zu entfernen sind (siehe Kapitel 3 und Kapitel 4). Sind Daten nicht unmittelbar nach Projektende zu entfernen gelten folgende Regelungen:

Sämtliche Roh-, Grund- und bearbeiteten Daten, die im Rahmen von einem der oben genannten Dokumente publiziert werden, sind langfristig zu speichern. Damit soll sichergestellt werden, dass bei Rückfragen zu den Dokumenten / Veröffentlichungen die genutzten Daten („Daten“ umfasst diesbezüglich auch Tools, Codes etc.) verfügbar und die Ergebnisse reproduzierbar sind. **Entsprechende Daten sind für einen Zeitraum von mindestens 5 Jahren aufzubewahren.**

Sollen weiteren Daten nach Ende das Projektes langfristig gespeichert werden, ist das mit dem Konsortium abzustimmen.

10 Wie wird die langfristige Speicherung der Daten/Dateien sichergestellt, geteilt?

Grundsätzlich ist jeder Konsortialpartner für die langfristige Speicherung seiner Daten/Dateien selbst verantwortlich, das trifft insbesondere auf die unter Kapitel 9 genannten Daten/Dateien zu. Er hat dafür entsprechende Datenstrukturen bereitzustellen und zu verwalten.

Sämtliche Daten/Dateien, die nach Projektende auf dem gemeinsamen Projektordner verbleiben, werden den Konsortialpartnern für einen Zeitraum **3 Monaten nach Entlastung des Projektes durch die FFG** zum Download zur Verfügung gestellt. Danach werden diese Daten/Dateien vom Konsortialpartner *4ward Energy Research GmbH* in das betriebseigene Archiv überführt. Bei Bedarf können die Daten von der *4ward Energy Research GmbH* angefragt werden.

Es ist im Rahmen des Projektes SpeicherKaskade MZ nicht geplant, ein Data-Repository für Projektexterne Personen oder Unternehmen einzurichten. Daher ist kein Plan für einen langfristigen Betrieb des Data-Repository zu erarbeiten.

11 Wie werden Daten mit anderen externen Nutzern geteilt?

Die Verbreitung der Projektergebnisse erfolgt gemäß den Richtlinien des Disseminationsplanes.

Es ist im Rahmen von Speicherkaskade MZ nicht geplant, einen direkten Zugriff auf Projektdaten für projektexterne Personen oder Unternehmen einzurichten.

Datenanfragen von Externen sind von den einzelnen Konsortialmitgliedern direkt und selbst zu beantworten. Ohne Rücksprache mit dem Konsortium dürfen lediglich jene Daten, die explizit für die Veröffentlichung außerhalb des Projektes freigegeben sind (Kürzel „O“, siehe Kapitel 3), Externen zur Verfügung gestellt werden.

Daten/Dateien, die Eigentum eines Konsortialmitglieds sind, dürfen von diesem Konsortialmitglied beliebig geteilt und publiziert werden, solange die Weitergabe datenschutzkonform ist und daraus keine Datenschutzverletzung resultiert.

Bei der Teilung und Verbreitung von Daten/Dateien ist auf jeden Fall auf die Regelungen im Konsortialvertrag zu achten.

Werden Daten/Dateien an externe Partner oder Unternehmen weitergegeben oder nach Ablauf des gegenständlichen Projektes von einem Konsortialpartner dieses Projektes verwendet, ist die Verwendung entsprechend zu kennzeichnen:

- Für den Fall, dass die Daten einer Veröffentlichung entnommen sind, ist die Veröffentlichung entsprechend der gängigen Zitierregeln zu zitieren.
- In allen anderen Fällen ist einer der folgenden Vermerke anzubringen:
 - Die verwendeten Daten stammen aus dem Forschungsprojekt Speicherkaskade MZ
 - Daten aus Speicherkaskade MZ
 - Datenquelle: Speicherkaskade MZ

Diese Information ist sämtlichen Empfängern von Daten/Dateien mitzuteilen bzw. ist auf eine ordnungsgemäße Referenzierung hinzuweisen.

12 Wer ist für das Datenmanagement verantwortlich?

Sofern nicht unter den einzelnen zuvor genannten Punkten anders definiert, ist jeder Partner für das unternehmensinterne Datenmanagement verantwortlich. Es wird empfohlen auch firmenintern die Regelungen dieses Datenmanagementplans umzusetzen, sofern nicht firmeninterne eigene Regeln bestehen.

Das Datenmanagement im geteilten Projektordner wird, sofern nicht anders in den vorherigen Kapiteln definiert, vom Konsortialpartner *4ward Energy Research GmbH* übernommen.

13 Meta-Daten

Meta-Datum	Beschreibung
Titel	D 1 2 Datenmanagementplan
Ersteller	Thomas Nacht, Alois Kraußler <i>4ward Energy Research GmbH</i>
Eigentümer	Projektkonsortium Speicherkaskade MZ
Beschreibung	Datenmanagementplan des Projektes Speicherkaskade MZ
Datum	28.02.2022
Versionsnummer	Version 1
Datenklassifizierung	I

