

RISIKO- UND ENERGIEMANAGEMENT IN EINEM AUSSCHLIEßLICH UMRICHTER GESPEISTEN INSELNETZ

Konstantin WAGNER^{1(*)}, Georg KERBER¹

Motivation

Um praktisch verwertbare Aussagen für die Stromnetze der Zukunft zu treffen, werden immer häufiger Versuche in realen Netzen, sogenannten Reallaboren, durchgeführt [1]. Ein Sonderfall sind hier Feldversuche in Inselnetzen. Diese erlauben Experimente im Stromnetz, ohne Rückwirkungen auf das Verbundnetz zu haben. In den Feldversuchen des Projektes „Fuchstal Leuchtet“ wird ein Verteilnetzabschnitt untersucht, der ausschließlich aus Umrichtern gespeist wird [2] [3] [4]. Für die sichere Durchführung von Experimenten ist ein Risikomanagement notwendig, was vor und während der Feldversuche den Betrieb begleitet [5]. Essenziell für den Betrieb während eines Inselnetzbetriebs ist die Einhaltung der Leistungs- und Energiegrenzen der Betriebsmittel, da Leistungsungleichgewichte nicht durch das Verbundnetz ausgeglichen werden können. Für das Energiemanagement ist ein Energiesystem für die Feldversuche aufgestellt worden, mit dem die Energiemengen, die bei den einzelnen Durchläufen umgesetzt werden, berechnet werden können. Dieses Energiesystem soll Teil eines Energiemanagementsystems werden, mit dem generelle Betriebsstrategien für einen stabilen Inselnetzbetrieb in Fuchstal entwickelt werden können. Im Folgenden wird das Vorgehen beim Risikomanagement und das Energiesystem vorgestellt.

Methodik

Risikomanagement

Risikomanagement kann als koordinierte Aktivitäten zur Lenkung und Steuerung einer Organisation in Bezug auf Risiken definiert werden [6]. Risiko an sich wird als Auswirkung von Unsicherheit auf Ziele definiert [6]. Der Prozess der Risikobeurteilung beinhaltet die Identifikation, Analyse und Bewertung der Risiken, die dann behandelt werden können [6]. Der Prozess soll iterativ über den gesamten Verlauf des Forschungsprojektes erweitert und überprüft werden. Die Risiken der Feldversuche werden in drei größere Bereiche eingeteilt, personelle Risiken, wie die Verfügbarkeit von technischem Personal der Projektpartner, technische Risiken, wie die Betriebsgrenzen der verwendeten Betriebsmittel und wirtschaftliche Risiken, die unter anderem den anderen Risiken einen Geldwert geben können, wie die Kosten für zerstörte Betriebsmittel. Vor dem ersten Feldversuch ist eine Vielzahl von Risiken identifiziert und jeweils ein Geldwert zugeordnet worden [5]. Für den zweiten Feldversuch sind die Versuchsabläufe aus den Ergebnissen der Risikoanalyse des ersten Feldversuchs angepasst worden.

Energiesystem

Ein technisches Risiko, welches vor allem im Inselnetzbetrieb sehr wichtig ist, da keine Verbindung zum Verbundnetz besteht, ist die Begrenzung der vorhandenen Energiemengen und Leistungen, insbesondere aufgrund des nicht langfristig planbaren Wind- und Solarangebots. Dazu ist ein Energiesystem entwickelt worden. Ein Energiesystem wird als die Gesamtheit der miteinander in Verbindung stehender Energiesystemkomponenten zur Energiewandlung und Transport definiert, die als Ganzes und von ihrer Umwelt abgegrenzt betrachtet werden können und deren Interaktion mit der Umwelt über Schnittstellen stattfindet [7]. Die einzelnen Komponenten des Energiesystems wie Batteriespeicher oder P2H-Anlage werden als modulare Einheiten in einer weiterentwickelten Matlab Simulink Umgebung simuliert [8]. Dazu wird jede Komponente mit verschiedenen Eigenschaften wie Leistungsbegrenzungen und Verluste beschrieben. Dabei werden außerdem verschiedene Verknüpfungsebenen wie elektrische Energie und thermische Energie betrachtet. Die simulierten Leistungen und Speicherstände können mit den Messwerten der Feldversuche verglichen werden.

¹ Hochschule München, Lothstraße 34 D-80335 München, +49 89 1265 3483, konstantin.wagner@hm.edu, www.hm.edu/ises

Damit kann eine relative Abweichung von der Leistung und der umgesetzten Energie bestimmt werden. Das Modell kann dadurch weiter verbessert werden. Mit einer Modellierung, welche die realen Betriebsmittel gut abbildet, können verschiedene Betriebsstrategien für einen Inselnetzbetrieb unabhängig von den Feldversuchen simuliert werden, um Handlungsempfehlungen geben zu können.

Ergebnisse

In Folge des Risikomanagements und den Erfahrungen im ersten Feldversuch ist die Netztopologie während der Einschaltversuche der Transformatoren so gewählt worden, dass keiner der Transformatoren niederspannungsseitig angeschlossen wird [4]. Die Notstromversorgung wird komplett über ein Dieselaggregat sichergestellt. Die Volatilität des Windes hat nur an einem von drei Tagen große Lastsprünge zugelassen. Die Aufteilung des Feldversuchs auf drei Tage hat nicht ausgereicht, um mehrere Tage mit moderatem bis hohem Wind zu erreichen, trotz Auswahl der Versuchswoche nach Wetterprognosen. Durch die Energiesystemmodellierung und konstante Überwachung während der Feldversuche konnte ein Inselnetzbetrieb über drei Tage aufrechterhalten werden. Die relative Abweichung der einzelnen modellierten Betriebsmittel ist sehr unterschiedlich. Bei der Betrachtung der Momentanleistungen sind hohe Abweichungen über 100 % möglich. Bei energetischer Betrachtung fallen diese kurzzeitig sehr hohen Abweichungen weniger ins Gewicht, da die Simulationsschrittweite 1 s beträgt. Die umgesetzte Energie der P2H-Anlage weicht 1 % von den Messwerten ab, der Eigenverbrauch der Anlage 2 %. Die erzeugte Energie der Windkraftanlage weicht 0,8 % von den Messwerten ab. Durch die Verkettung an zeitlichen und leistungstechnischen Ungenauigkeiten weicht der Speicherstand des Batteriespeichers um 4,5 % von den Messwerten ab. Die Unsicherheiten der Modellierung sind Bestandteil des weiteren Risikomanagements.

Ausblick

Der dritte Feldversuch des Projektes Fuchstal leuchtet wird mit den Erfahrungen und Überarbeitungen des Risikomanagements voraussichtlich in der zweiten Jahreshälfte 2026 durchgeführt werden. Dabei wird das Energiesystem für den sicheren Betrieb zwischen bisherigem Inselnetz und der naheliegenden Gemeinden Asch und Leeder eingesetzt werden. Aus den Erkenntnissen der Feldversuche soll ein generelles Betriebsmanagement für das Inselnetz möglich sein, aus dem Rückschlüsse für das gesamte Verbundnetz entwickelt werden sollen. Dabei soll der Fokus auf verschiedenen Optimierungsrichtungen wie Kosten und Priorisierungen von Wärme oder elektrischer Energie liegen, vor allem bei volatiler Erzeugung.

Referenzen

- [1] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, „Förderaufruf Reallabore der Energiewende 2025,“ 8. *Energieforschungsprogramm*, 2025.
- [2] T. Weinmann, T. Lechner, M. Finkel, G. Kerber, B. Engel und T. Garn, „Konzept für den stabilen Inselnetzbetrieb eines umrichter-dominierten Mittelspannungsnetzes,“ *19. Symposium Energieinnovation*, 2024.
- [3] T. Weinmann, R. Helmschrott, T. Lechner, M. Finkel, k. Wagner, G. Kerber, T. Garn und B. Engel, „Messwertbasierte Validierung der RMS-Simulationsmodelle von netzbildenden Wechselrichtern im Inselnetz,“ *IEWT*, 2025.
- [4] T. Garn, T. Weinmann, K. Wagner, J. Pape, G. Kerber, M. Finkel und B. Engel, „Dynamic behavior of grid forming inverters in an island grid during transformer inrush,“ *IET Conf. Proc. (IET Conference Proceedings)*, pp. 56-64, 2025.
- [5] J. Pape, „Feldversuchsplanung eines initialen Inselnetzversuchs mit Schwarzstart im Rahmen des Forschungsprojektes „Fuchstal leuchtet“,“ *Masterarbeit*, 2025.
- [6] DIN Deutsches Institut für Normung e.V., „DIN ISO 31000 Risikomanagement - Leitlinien,“ 2018.
- [7] A. Kießling und S. Arndt, „SINTEG-Projekt C/sells / DKE/DIN GAK 111.0.5. Draft zu Public available specification (PAS) Terminologie „Zelluläres, intelligentes Energiesystem“,“ Frankfurt, 2020.
- [8] B. Keitel, „Modellierung und Simulation eines Energiemanagements für ein reales Inselnetz,“ *Masterarbeit*, 2023.