

SENSITIVITÄTSANALYSEN ZUR OPTIMALEN BATTERIEGRÖÙE FÜR KAPLANTURBINEN IM REHYDRO-PROJEKT

Johanna Schedlberger^{(*)1}, Stefan Pröll², Erich Wurm², Serdar Kadam¹

Einleitung

ReHydro ist ein europäisches Forschungsprojekt, gefördert durch das HORIZON EUROPE Programm der Europäischen Kommission. Ziel ist es, zu zeigen, wie im Zuge der Modernisierung bestehende Wasserkraftwerke die Flexibilität gesteigert werden kann, um eine führende Rolle in zukünftigen Energiesystemen zu übernehmen, unter Berücksichtigung von Nachhaltigkeit, Klimaschutz und gesellschaftlichen Anforderungen ([1]).

Durch Konzepte wie Hybridisierung und Modernisierung von Pumpspeicherkraftwerken soll die Anpassungsfähigkeit der Wasserkraft an volatile Strommärkte verbessert werden. Ergänzend werden neue, fischfreundliche Turbinen und digitale Tools getestet.

Ein Aspekt, um die angestrebte Flexibilisierung von Laufkraftwerken zu erreichen, ist die Integration von Batteriespeichersystemen ([6], [7]). Laufkraftwerke können FCR (Frequency Containment Reserve) bereitstellen, um Frequenzschwankungen entgegenzuwirken. Diese wichtige Regelreserve, die zur Stabilität des Stromnetzes beiträgt, verursacht jedoch zahlreiche kleine Stellbewegungen der Turbine. Die daraus resultierenden dynamischen Lastwechsel verkürzen die Lebensdauer der Komponenten und erhöhen den Verschleiß an Lagern und Materialien deutlich. Um die Netzstabilität zu sichern und gleichzeitig die mechanische Belastung zu reduzieren, wurden innovative Strategien entwickelt, die diese Effekte wirksam begrenzen ([2], [3], [4], [5]).

In diesem Zusammenhang widmet sich ein Task im Projekt ReHydro der Frage, wie Batteriespeicher optimal in Kaskaden von Laufwasserkraftwerken eingebunden werden können.

In diesem Beitrag wird eine Methode vorgestellt, mit der sich die Batteriegröße für ein hybrides System mithilfe einer Sensitivitätsanalyse bestimmen lässt. Das hybride System besteht aus einer Turbine und einem Battery Energy Storage System (BESS).

Methodik

Da die vollständige Modellierung einer Kaskade komplexer ist, konzentriert sich die Analyse im ersten Schritt auf eine einzelne Turbine in Kombination mit einem Batteriespeicher. Auf Grundlage realer Betriebsdaten wird ein Algorithmus entwickelt, der die Dimensionierung des Speichers definiert und später auf die gesamte Kaskade übertragbar ist. Der Algorithmus mit den Eingang- und Ausgangsgrößen ist in Abbildung 1 dargestellt. Zur Umsetzung wird die Turbine zunächst durch eine CAM - Kurve abgebildet, während ein Optimierungsalgorithmus die Sollwertverteilung zwischen Turbine und Batterie steuert, um Stellbewegungen zu minimieren. Die CAM-Kurve bestimmt das Verhältnis zwischen dem Leitschaufelwinkel und dem Laufradschaufelwinkel für einen optimalen Wirkungsgrad. Anschließend werden verschiedene Szenarien simuliert, sowohl ohne Batterie als auch mit unterschiedlichen Batteriegrößen, um die Auswirkungen auf die Turbinenbeanspruchung zu analysieren. Die Batterie wird dabei im optimalen Lade- und Entladebereich betrieben, um die Lebensdauer zu maximieren und die Alterung zu reduzieren. Der Verschleiß der Turbine wird mithilfe eines Finite Element Method - Modells (FEM-Modells) bewertet, das auf den aus der Optimierung resultierenden Stellbewegungen und Lastverteilungen basiert. Ergänzend kann die Alterung des Batteriespeichers in Abhängigkeit von Betriebsweise und Dimensionierung untersucht werden.

¹ ANDRITZ HYDRO GmbH, Eibesbrunnergasse 20, 1120 Wien

² ANDRITZ HYDRO GmbH, Lunzerstrasse 78, 4030 Linz

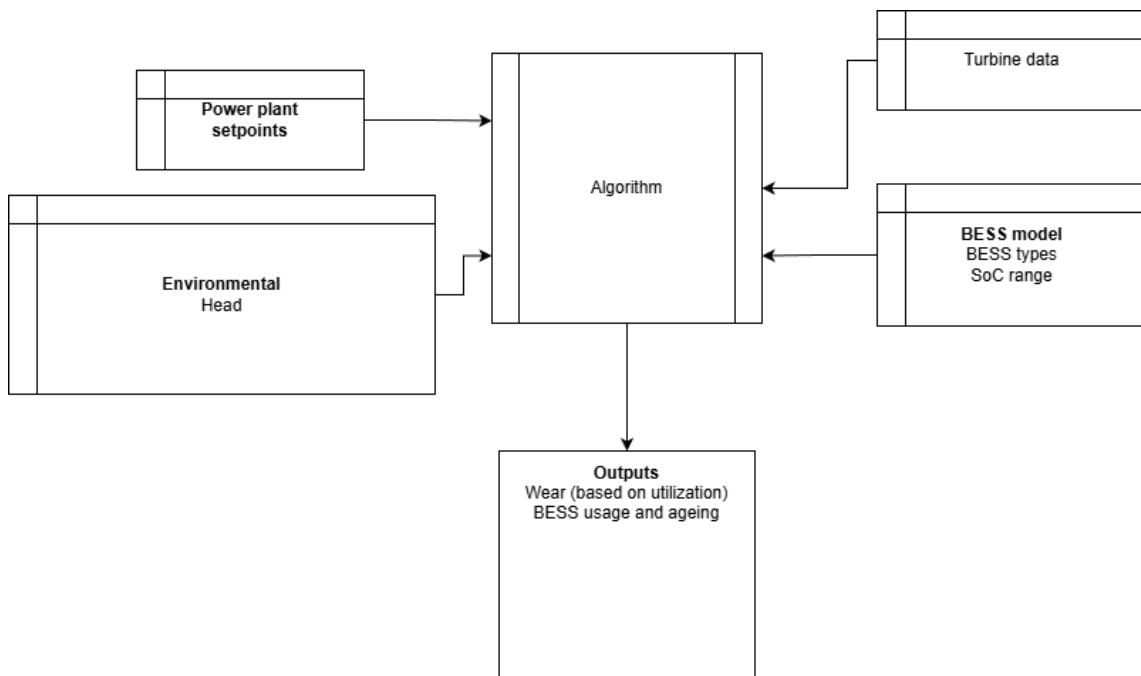


Abbildung 1: Eingangs- und Ausgangsgrößen Algorithmus

Ergebnisse und Ausblick

Ergebnisse

Das Simulationsframework ermöglicht die Analyse des Zusammenspiels einer Turbine mit einem Batteriespeicher. Mit diesem Ansatz können Sensitivitätsanalysen durchgeführt werden, um unter verschiedenen Betriebsstrategien und Randbedingungen die optimale Batteriegröße zu bestimmen.

Ausblick

Die Erweiterung des Algorithmus zur Simulation von Kaskaden, also mehreren Kraftwerken in Serie sowie unterschiedlichen Turbinendimensionen und -typen, ist für die nächste Projektphase vorgesehen.



Referenzen

- [1] “ReHydro.” Accessed: Nov. 25, 2025. [Online]. Available: <https://www.rehydro.eu/>
- [2] “XFLEX HYDRO - EU Horizon 2020 project,” XFLEX HYDRO - EU Horizon 2020 project. Accessed: Jan. 20, 2020. [Online]. Available: <https://xflexhydro.net>
- [3] F. Gerini, “Advanced control strategies to exploit the hydropower potential enhancing ancillary services provision to the power system,” EPFL, 2024. doi: 10.5075/epfl-thesis-10437.
- [4] S. Kadam *et al.*, “Hybridization of a RoR HPP with a BESS—The XFLEX HYDRO Vogelgrun Demonstrator,” *Energies*, vol. 16, no. 13, Art. no. 13, Jan. 2023, doi: 10.3390/en16135074.
- [5] S. Cassano and F. Sossan, “Model Predictive Control for a Medium-head Hydropower Plant Hybridized with Battery Energy Storage to Reduce Penstock Fatigue,” Nov. 13, 2021, *arXiv: arXiv:2111.05004*. Accessed: Jul. 10, 2024. [Online]. Available: <http://arxiv.org/abs/2111.05004>
- [6] S. Abhishek and D. Sohom, *et. al.*, “Hydropower’s Contributions to Grid Resilience,” US DoE, *Hydropwires, PNNL-30554*.
- [7] R. Scipioni, M. E. Gil Bardají, L. Barelli, M. Baumann, and S. Passerini, Eds., *Hybrid Energy Storage: Case Studies for the Energy Transition*, vol. 47. in Lecture Notes in Energy, vol. 47. Cham: Springer Nature Switzerland, 2026. doi: 10.1007/978-3-031-97755-8.