ÖBB-DSM

Demand-Side Management für Bahnstrom

Programm / Ausschreibung	Mobilität der Zukunft, Mobilität der Zukunft, MdZ - VIF 2019	**Status**	abgeschlossen
Projektstart	01.09.2020	**Projektende**	30.04.2022
Zeitraum	2020 - 2022	**Projektlaufzeit**	20 Monate
Keywords	Demand-Side Management; Bahnstrom; Flexibilität; Optimierung; Simulation		

Projektbeschreibung

Das Projekt befasst sich mit einer umfangreichen technischen und wirtschaftlichen Analyse von Demand-Side Management (DSM) Szenarien für Bahnstrom. Dabei wird ein digitaler Zwilling des aktuellen Systems bzw. eines repräsentativen Ausschnitts als Vergleichsbasis erstellt. Für diesen Ausschnitt werden die Gesamtenergiekosten auf Basis der vorhandenen Erzeugungsanlagen, der Verbraucher, Speichersysteme, sowie des Bezugs und der Einspeisung vom/zum öffentlichen Stromnetz berechnet. Basierend auf diesen Daten werden unterschiedliche Demand-Side Management Szenarien definiert (optimaler Einsatz von vorhandenen Speichern, Neuinvestitionen, optimale Nutzung der Flexibilitäten auf Verbrauchsseite, etc.), diese mathematisch modelliert und auf Energiekosten optimiert. Mittels Betriebssimulationen in OpenTrack werden die Auswirkungen auf den Betrieb geprüft bzw. neue Daten für die DSM Szenarien entwickelt. Unterschiedliche Wetterbedingungen und Jahreszeiten sowie verschiedene technische Ausprägungen werden in den Szenarien berücksichtigt. Abschließend erfolgt eine Skalierung des technischen und wirtschaftlichen der bewerteten Ausschnitte auf das gesamte Bundesgebiet

Abstract

This project deals with a comprehensive technical and economic analysis of demand side management (DSM) strategies for railway systems. In a first step, a digital twin will be created, considering the a representative snippet of the current railway system as baseline for subsequent scenarios. For this part of the system, the total energy costs will be calculated considering all involved actors as generation devices, consumers, sotrage systems as well as the consumption from the public grid and the feed into the public grid. Based on this data set, several demand side management scenarios will be defined (optimized utilization of available storage devices, new investments, optimal utilization of flexibilities on consumer side, etc.), modelled in a mathematical way and optimized in terms of minimizing the energy costs. By using OpenTrack as simulation tool, the impact on the railway operation is validated and new input data for the scenarios are generated. Different weather conditions and seasons as well as various technical parameters will be consideres within the scenarios. Finally, the technical and economic potential will be scaled up for entire Austria.

Endberichtkurzfassung

Das Projekt ÖBB-DSM befasste sich mit der Analyse der Potentiale von Demand-Side Management im Bereich der Bahnstromversorgung mit dem Ziel, den Betrieb der Kraftwerke im Bahnstromnetz, den Einsatz von vorhandenen Flexibilitäten sowie den Bezug aus dem öffentlichen Stromnetz technisch zu gewährleisten und wirtschaftlich zu optimieren. Zusätzlich wurden Investitionen in flexible Teilnehmer in unterschiedlichen Szenarien untersucht sowie technisch und wirtschaftlich bewertet.

Im Projekt wurde ein ausgewähltes Teilstück des österreichischen Bahnstromnetzes für die Bewertung des Einsatzes und der Potentiale von Demand-Side Management (DSM) ausgewählt, in DIgSILENT PowerFactory modelliert und für Stromnetzsimulationen genutzt. Die Teilstrecke umfasst hauptsächlich Teile der Region Ost des ÖBB-Netzes, Teile der Region Mitte wurden ebenfalls mitmodelliert. Größtes Interesse der Untersuchungen lag in der Strecke zwischen Wien und Linz. Die Auswahl des Netzabschnittes ergab sich durch die festgelegten Szenarien und erlaubt, die Spitzenlastdeckung von Bergern und Auhof mit Hilfe des Pumpspeicherkraftwerks Tauernmoos in Uttendorf zu simulieren und anschließend mit lokalen Batteriespeicherszenarien zu vergleichen. Insgesamt wurden sieben unterschiedliche Szenarien festgelegt und analysiert, die sich durch die Art und den Standort des Speichers sowie dem Zielort der Spitzenlastreduktion unterschieden. Als Referenz zu den DSM-Szenarien wurde der topologische Ist-Zustand des ÖBB-Netzes gewählt – hierbei existieren weder Mechanismen zur Reduktion von Lastspitzen noch elektrische Energiespeicher.

Bereitgestellte Lastprofile an den Netzanschlusspunkten bzw. -übergabestellen Auhof und Bergern zum öffentlichen Netz der Austrian Power Grid AG (APG) aus dem Jahr 2021 wurden statistisch untersucht. Besonderes Augenmerk wurde auf die Identifikation von Lastspitzen gelegt, da diese bei der Berechnung der Netzentgelte entscheidend sind. Es zeigte sich in den Anschlusspunkten Auhof und Bergern eine starke Abhängigkeit der Residuallast und der Lastspitzen vom betrachteten Monat, dem Wochentag und der Tageszeit.

Auf Basis der identifizierten Spitzen erfolgte eine umfangreiche Analyse und Optimierung des Speichermodells hinsichtlich der erforderlichen Größe zur Spitzenlastreduktion an den Übergabestellen zum öffentlichen Stromnetz der APG im Sinne von Speicherleistung (MW) und Kapazität (MWh). Zur detaillierten Betrachtung wurde für die ideale Speicherauslegung eine Parameteranalyse durchgeführt. Darunter fallen Schwellwerte für die Lade- und Entladestrategie, Speicherkapazität und Speicherleistung. Anhand der Parameteranalyse wurde eine optimierte ideale Größe der Speicherkapazität ausgegeben, welche im Anschluss im Netzsimulationsmodell übernommen werden konnte. Für die Nutzung des Batteriespeichers in Bergern konnte eine Lade-/Entladeleistung von 3 MW und eine Kapazität von 3 MWh ermittelt werden, für Auhof wurden 5 MW als Lade-/Entladeleistung sowie eine Kapazität von 7 MWh berechnet.

Die Simulation der festgelegten Szenarien wurde anschließend mit den entsprechenden Speichermodellen über einen Zeitraum von fünf Monaten auf Basis von Messwerten aus dem Jahr 2021 durchgeführt. In Auhof ist im Vergleich zu Bergern eine höhere Speicheraktivität erforderlich, um die gewünschte Spitzenreduktion einzuhalten. In beiden Fällen ist der Ladezustand der Batteriespeicher in den Spitzenzeiten nahezu Null, wobei die ideal dimensionierten Speicherkapazitäten für den betrachteten Zeitraum ausreichen. In Bergern tritt der Extremfall im April und in Auhof im Jänner ein. In Bergern kann die Lastspitze um 2,36 MW reduziert werden. Es werden 17 MWh weniger vom öffentlichen Netz importiert, diese müssen von ÖBB-internen Kraftwerken bereitgestellt werden. In Auhof kann die Lastspitze durch den Einsatz des Batteriespeichers um 4,23 MW reduziert werden. Der Import aus dem öffentlichen Netz wurde um 194 MWh verringert, diese Menge muss von

ÖBB-internen Kraftwerken bereitgestellt werden. Die Netzverluste bleiben bei der Nutzung von Batteriespeichern in beiden Fällen annähernd gleich, bei den Pumpspeicher-Szenarien kann eine unerhebliche Erhöhung der Netzverluste beobachtet werden.

Zusätzlich wurden monatliche Analysen auf Basis von Daten aus dem Jahr 2019 durchgeführt. Hierbei wurden ebenfalls die zuvor beschriebenen Speichermodelle (3 MW, 3 MWh für Bergern; 5 MW, 7 MWh für Auhof) eingesetzt. Dabei konnte festgestellt werden, dass die gewünschte Spitzenlastreduktion in Auhof für die Monate Februar und November nicht vollständig erreicht werden konnte. Die Ursache liegt dabei im Auftreten von einzelnen Extremspitzen, deren Energiemengen die Speicherkapazität überschritten. Es kann festgehalten werden, dass der passende Zeitraum und die Dauer für die Parameterdimensionierung essenziell sind. Der verwendete Zeitraum für die Auslegung der Parameter aus dem Jahr 2021 deckt nicht die Anforderungen von einzelnen Zeiträumen aus dem Jahr 2019 ab.

Eine detaillierte Simulation der Batteriesysteme wurde mithilfe des AIT TESCA Simulation Frameworks durchgeführt, welches den realen Betrieb der Batterie abbildet. Auf Basis von Lastprofilen, festen Parametern und Effizienzkurven für Speicher und Wechselrichter, wird der Betrieb der Batterie auf Basis einer Steuerungslogik simuliert und ermöglicht die Berechnung der nutzbaren Kapazität, der Lade- und Entladezyklen, sowie der kalendarischen und zyklischen Degradierung des Systems.

Beim Betrieb am Standort Bergern erreicht die Batterie nach fünf Jahren 80 % ihrer nominellen Kapazität und nach 19 Jahren 50 % der Kapazität. Beim Betrieb der Batterie kommt es aufgrund von Verlusten im Wechselrichter und den Batteriezellen unweigerlich zu Leistungsverlusten. Diese Verluste führen dazu, dass der Steuerungsplan nie zu 100 % eingehalten werden kann. In Verbindung mit der zyklischen und kalendarischen Degradierung des Speichers weicht das technische Verhalten des Speichers im Laufe seiner Lebenszeit immer mehr vom vorgegebenen Plan ab. Im Anschaffungsjahr werden noch rund 80 % der vorgegebenen Lade- und 62 % der vorgegebenen Entladeleistungen tatsächlich geladen. Mit zunehmendem Alter des Systems kann die Aufladung immer weniger durchgeführt werden, da die Kapazität nicht mehr ausreicht. Die Auslastung des Batteriespeichers in Stunden pro Jahr ist ebenfalls abhängig von der nutzbaren Kapazität der Batteriezellen. Die Degradierung des Speichers führt dazu, dass der Ladebefehl in einzelnen Stunden nicht mehr ausgeführt werden kann, da der Speicher bereits vollständig gefüllt ist. Dasselbe gilt auch für die Entladevorgänge. Der Speicherinhalt reicht mit zunehmender Degradierung nicht mehr aus, um alle Entladebefehle ausführen zu können. Um die Einhaltung der vorgegebenen Steuerung sicherzustellen, wurde eine Variation der Kapazität des Batteriespeichers durchgeführt. Eine höhere Startkapazität ermöglicht es der Batterie, auch bei zunehmender Degradierung, den auf 3 MW und 3 MWh ausgelegten Steuerungsplan zu folgen. Die Analyse ergibt, dass für den Standort Bergern eine Batterie mit einer Kapazität von 6 MWh benötigt wird, wenn nach einer Lebensdauer von 19 Jahren noch 3 MWh an nutzbarerer Kapazität zur Verfügung stehen sollen. In Auhof muss eine Kapazität von 12 MWh gewählt werden, um am Ende des Lebenszeitraums von 20 Jahren noch 7 MWh zur Reduktion der Lastspitzen nutzen zu können.
Die Dimensionierung des Wechselrichters muss auf die Nennleistung der Batterie ausgelegt sein. Ein Teillastbetrieb des Systems auf unter 40 % der nominellen Leistung führt zu teils hohen Verlusten. Die Batteriezellen selbst sind weniger anfällig gegenüber der Lade- und Entladeleistung, neigen aber bei starker Nutzung auf Grund der damit verbundenen hohen Zyklenzahl zu einer frühzeitigen Degradierung. Die Nutzung des Batteriesystems zur Marktteilnahme kann deshalb nur bedingt empfohlen werden, da die beschleunigte Alterung dem möglichen Erlös durch den

Projektpartner

- AIT Austrian Institute of Technology GmbH