

BAT G_23_32

Analyse der Auswirkungen von elektrischen Speichern und Energieerzeugungsanlagen im Niederspannungsverteilstromnetz

Um ihren Beitrag zur Beschränkung der globalen Erwärmung zu leisten, hat sich die Schweiz das Ziel gesetzt ihre Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2050 auf Netto-Null zu reduzieren. Die "Langfristige Klimastrategie der Schweiz" sieht hierbei vor, dass die Sektoren "Gebäude" und "Verkehr" emissionsfrei werden. Diesbezüglich steht das Schweizer Energiesystem vor wegweisenden Veränderungen und neuen Herausforderungen.

Durch die angestrebte Dekarbonisierung und Elektrifizierung der Heizsysteme sowie auch der Mobilität wird der Strombedarf in Zukunft steigen. Auch im Hinblick auf den bevorstehenden und bereits beschlossenen Atomausstieg gilt es alternative Erzeugungsanlagen auszubauen, um den steigenden Bedarf sicher und nachhaltig decken zu können. Zur Erreichung der energie- und klimapolitischen Ziele wird insbesondere die Energieproduktion aus Photovoltaikanlagen forciert. Im Rahmen dieser Arbeit werden die Auswirkungen von elektrischen Speichern und Energieerzeugungsanlagen auf das lokale Niederspannungsverteilstromnetz anhand eines realen Versorgungsgebietes untersucht, entstehende Herausforderungen eruiert und entsprechende Lösungsansätze ausgearbeitet.

Analyse Situation 2022

Eine erste Untersuchung der bestehenden Auslastung der Netzkomponenten innerhalb des Versorgungsgebietes zeigt, dass der Transformator sowie auch sämtliche Leitungen ausreichen, um den Bedarf zu decken und die Überproduktion des Quartiers abzuführen. Auffällig ist, dass die höchste vom Transformator an die Netzebene 5 abgegebene Rückspeiseleistung, bereits im Jahr 2022, die höchste Bezugsleistung übersteigt. In Anbetracht der noch bewilligten PV-Anlagen ist in naher Zukunft mit einer Überlastung des Transformators zu rechnen.

Analyse Situation 2050

Für die Analyse der Auswirkungen einer konsequenten Umsetzung der Energiestrategie wurden die resultierenden Entwicklungen gemäss dem VSE-Dokument «Energiezukunft 2050» für ein bestimmtes Gebiet verwendet. Anhand der simulierten Gebäudelastgängen kann der Lastgang des Transformators gemäss Abbildung 1 errechnet werden.

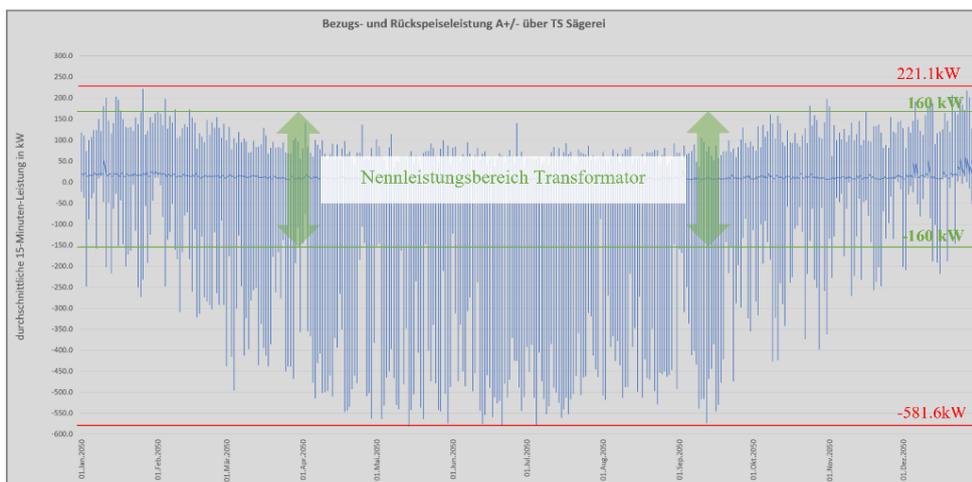
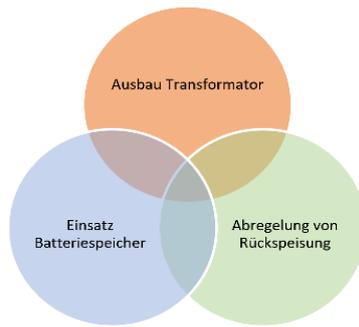


Abb. 1: Lastgang über dem Transformator 2050

Wie in der Abbildung 1 ersichtlich, würde der bestehende Transformator (Nennleistungsbereich grün dargestellt) sowohl durch die erhöhten Bezugs-, insbesondere jedoch durch die stark erhöhten Rückspeiseleistungen, massiv überlastet. Während die notwendigen Kabelersatzarbeiten vergleichsweise geringe Kosten verursachen, entstehen beim allfälligen Ausbau des Transformators hohe Kosten. In dieser Hinsicht wird der Fokus zur Reduktion der Investitionskosten auf die Ausarbeitung einer optimalen Variante bezüglich des Transformatorausbaus gelegt.

Massnahmen

Es werden grundsätzlich die drei in Abbildung 2 in einem Venn-Diagramm dargestellten Massnahmen definiert, welche allenfalls alleinstehend oder in Kombination mit den anderen Ansätzen zum Einsatz kommen können.



Beim Ausbau des Transformators fallen hohe Investitionskosten an. Abhängig von der Grösse des neuen Transformators fallen zusätzlich kostenintensive Arbeiten an der Mittelspannungserschliessung an.

Durch den Einsatz eines Speichers lassen sich die Ausbaurbeiten für den Transformator allenfalls vermeiden. Auch hier fallen jedoch hohe Investitionskosten an.

Bei der Einspeiseabregelung der Rückspeiseleistung können, abhängig vom Ausmass der Abregelung und auf Kosten der eingespeisten Energie, hohe Rückspeisespitzen vermieden werden.

Abb. 2: betrachtete Massnahmen

Durch die Kombination der drei Massnahmen entsteht eine Vielzahl an Möglichkeiten zur Bewältigung der Herausforderung. Unter Berücksichtigung der definierten Parameter und anhand einer Grobrechnung der jährlichen Kosten, können die betrachteten Variationen eingegrenzt werden. Die jährlichen Kosten, bestehend aus den Investitionskosten für den Transformator, den Batteriespeicher und die Abregelung sowie aus den jährlichen Kosten für den Leistungstarif, dienen schlussendlich der Evaluation von zwei im Detail zu vergleichende Varianten.

Zur Berechnung der jährlichen Kosten werden zwei Szenarien eingeführt. Aufgrund der steigenden Netzrelevanz der Rückspeiseleistung wird davon ausgegangen, dass der auf die jährlichen Kosten stark relevante Leistungstarif in Zukunft auf die höchste Leistung, unabhängig von der Richtung des Leistungsflusses, zu begleichen ist. Anhand dieses Szenarios (Szenario 2) fallen, bei einer höheren Belastung des Netzes durch die Rückspeisung, höhere Kosten an. Diese Zahlungen werden vom vorgelagerten Netzbetreiber wiederum für den Netzausbau verwendet.

		Nennleistung des Transformators			
		160 kVA	250 kVA	400 kVA	630 kVA
Verhältnis von maximaler Einspeiseleistung zu DC-Generatorleistung	0 %	47'534 CHF	48'804 CHF	54'031 CHF	55'150 CHF
	10 %	46'551 CHF	47'821 CHF	53'048 CHF	54'167 CHF
	20 %	50'177 CHF	51'447 CHF	56'674 CHF	57'792 CHF
	30 %	79'012 CHF	64'483 CHF	69'710 CHF	70'829 CHF
	40 %	99'477 CHF	90'875 CHF	87'038 CHF	88'156 CHF
	50 %	121'094 CHF	118'996 CHF	101'430 CHF	102'548 CHF
	60 %	140'345 CHF	124'114 CHF	120'066 CHF	115'770 CHF
	70 %	155'646 CHF	135'564 CHF	132'594 CHF	127'418 CHF
	80 %	161'844 CHF	141'089 CHF	135'648 CHF	136'366 CHF
	90 %	160'660 CHF	139'601 CHF	133'202 CHF	137'402 CHF
	100 %	160'184 CHF	139'125 CHF	132'726 CHF	136'926 CHF

Eine Abregelung auf unter 60 % der Einspeiseleistung wurde während des Prozesses, aufgrund der erhöhten Energieeinbuße, ausgeschlossen.

Abb. 3: jährliche Kosten der Varianten gemäss Szenario 2

Gemäss der Abbildung 3 stellt der Einsatz eines 630 kVA Transformators, in Kombination mit einer Abregelung der Einspeiseleistung auf 60 %, die kosteneffizienteste Lösung dar. Die eingesparten Kosten bezüglich des Leistungstarifs reichen nicht aus, um die hohen Investitionskosten für einen entsprechend ausgelegten Speicher zu decken. Im Gegenzug dazu stellt die Abregelung eine geeignete Massnahme zur Reduktion der Ausbauminvestitionen dar.

Die Studierenden Daniel Brühlmann und Julian Leiggener