



ENERGIEKOMMISSION
FÜRSTENTUM LIECHTENSTEIN

Studie

GridEye

Engpassmanagement - Analyse zur statischen und/oder dynamischen Abregelung von Photovoltaikanlagen zwecks Erhöhung der maximal möglichen Rücklieferung auf der Netzebene 7

Impressum

Datum / Ort: 17. Juli 2023, Buchs SG

Auftraggeber: Gefördert durch die Energiekommission Fürstentum Liechtenstein
Amt für Volkswirtschaft
Energiefachstelle
Poststrasse 1 | Postfach 684
9490 Vaduz
www.avw.llv.li

Auftragnehmer: OST – Ostschweizer Fachhochschule
Institut für Energiesysteme
Werdenbergstrasse 4
CH-9471 Buchs
www.ost.ch

Autoren: Markus Markstaler, OST, markus.markstaler@ost.ch
Kevin Frick, Liechtensteinische Kraftwerke, kevin.frick@lkw.li
Michael Höckel, Berner Fachhochschule, michael.hoekel@bfh.ch

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren dieses Berichts verantwortlich.

Inhalt

1	Zusammenfassung.....	4
2	Ausgangslage.....	4
3	Stand der Forschung.....	4
4	Projekt	9
4.1	GridEye-Sensoren	9
4.1.1	Plazierung GridEye-Sensoren	10
4.1.2	Mess-Szenarien	11
4.1.3	Messergebnisse:.....	11
4.1.4	Erkenntnisse Messung der dynamischen Regelung	11
4.1.5	Wirtschaftlichkeit	12
4.2	Statische Abregelung.....	14
4.2.1	Q von U.....	14
4.2.2	P von U.....	14
4.2.3	Fester $\cos\Phi$	14
4.2.4	Feste Leistungsbegrenzung	15
4.3	Auswertung Netzmodell.....	16
4.3.1	Netzbelastung mit PV-Vollausbau	16
4.3.2	Trafobelastung.....	17
4.3.3	Spannungsüberhöhung	18
4.3.4	Leitungsüberlastung	19
4.4	Beurteilung der Ergebnisse in Bezug auf D-A-CH-CZ.....	19
5	Fazit	23

1 Zusammenfassung

Dieses Projekt untersucht die unterschiedlichen Möglichkeiten der Integration von Photovoltaik-Anlagen in das Verteilnetz. Dies ist einerseits eine dynamische Regelung von Blind- und Wirkleistung, welches eine Installation von Messzellen im Verteilnetz erfordert. Andererseits kann die Blind- und Wirkleistungsbeeinflussung durch Einstellungen im Wechselrichter erfolgen.

Als sinnvolle Massnahme eignet sich ein fester $\cos\Phi = 0.95$ und eine Leistungsbegrenzung (Abregeln) am Verknüpfungspunkt. Beide Massnahmen werden durch die Technischen Anschlussbedingungen (TAB) festgelegt.

Durch die durchgeführten Messungen im Netz und den Berechnungen mit dem Netzmodell wurde eine Simulation mit einem PV-Vollausbau durchgeführt. Vollausbau in Bezug auf die geeigneten Dachflächen. Es zeigt sich, dass das Netz gut vorbereitet ist, für den Vollausbau im betrachteten Trafokreis. Es benötigt eine Verstärkung des Transformators (Verdreifachung) und eine Verstärkung von zwei trafonahen Leitungen. Die Spannungsgrenzen können, bei Vollausbau eingehalten werden.

Bei der Durchführung der Simulation zeigt sich, dass nicht über die Nennleistung der Photovoltaikanlagen gerechnet werden darf, sondern über die netzwirksame PV-Leistung, welche reduziert ist um die Ausrichtung, Beschattung und Dachnutzungsgrad.

2 Ausgangslage

Anfang 2021 genehmigte die Energiekommission das Projekt mit dem Langtitel «Analyse zur statischen und/oder dynamischen Abregelung von Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) zwecks Erhöhung der maximal möglichen Rücklieferung auf der Netzebene 7 (Engpassmanagement».

Das Ausgangsziel war, allen Marktteilnehmern eine höhere Rücklieferleistung an ihren Netzanschlusspunkten zu ermöglichen, als dies gemäss der heutigen Praxis der Fall ist. Die von den LKW derzeit standardmässig angewandten Vorgaben stehen im Einklang mit den im deutschsprachigen Raum bei Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) zur Anwendung gelangenden «Technischen Regeln zur Beurteilung von Netzurückwirkungen VSENEÖNDN/CSRES 3. Ausgabe 2021», in Fachkreisen als D-A-CH-CZ-Richtlinie bezeichnet.

3 Stand der Forschung

Ziel ist die Erhöhung der Photovoltaikeinspeisung ins Verteilnetz. Limitiert wird die Einspeisung durch:

- 1) Nichteinhaltung Spannungsqualität
- 2) Nichteinhaltung Strombelastung der Leitung oder des Transformators

In Bezug auf PV-Einspeisung wird Spannungsqualität durch eine Spannungserhöhung am Einspeisepunkt beeinflusst. Die Spannungserhöhung entsteht durch die Leitung von der PV-Anlage zum Transformator, wie in Abbildung 1 dargestellt und beschrieben.

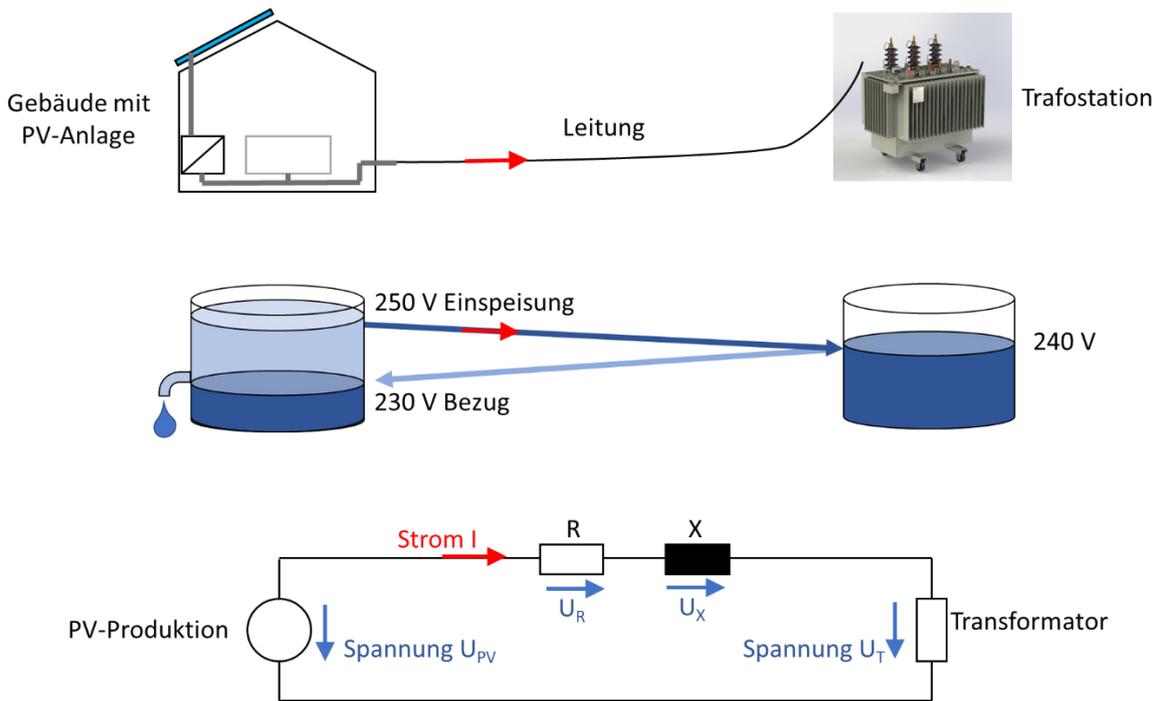


Abbildung 1 oben Illustration einer PV-Anlage auf einem Gebäude und der Leitung zur Trafostation. In der Mitte das «Wassermodell», eine Erklärung des Spannungsverhaltens anhand vom Wasserniveau: Die Trafostation ist bezüglich Wasserniveau konstant und bei Bezug im Gebäude ist das Wasserniveau im Gebäude tiefer als in der Trafostation um ein Fließen des Wassers zu ermöglichen. Bei Einspeisung muss das Wasserniveau im Gebäude höher sein, um auf das Wasserniveau des Transformator einspeisen zu können. Bei entsprechend langer Leitung oder niederem Querschnitt ist der Niveauunterschied höher, um ein Fließen des Wassers zu bewirken. Unten die elektrotechnische Darstellung mit der gleichbleibende Spannung U_T am Transformator und der Spannungserhöhung U_R und U_X durch den Leitungswiderstand R und der Leitungsinduktivität X aufgrund des Einspeisestrom I . Dies führt zu einer höheren Spannung am Einspeisepunkt U_{PV} .

Die Spannungsüberhöhung am Einspeisepunkt setzt sich zusammen aus dem Leitungswiderstand R und der Leistungsinduktivität X . Der Anteil von der Leitungsinduktivität kann durch Blindleistung kompensiert werden. Die Leitungsinduktivität verursacht einen, der Spannung nacheilenden Strom. Dies kann der Wechselrichter kompensieren, indem er einen, der Spannung voreilenden Strom einspeist.

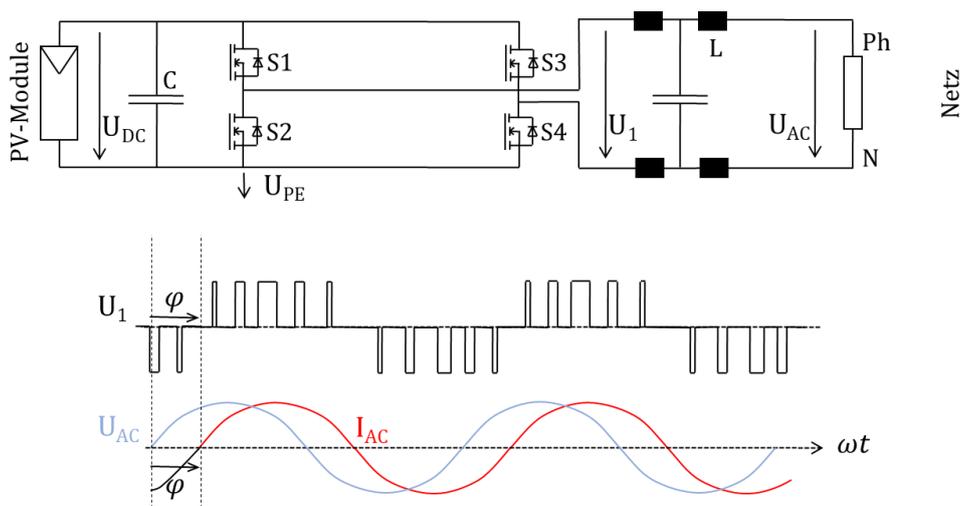


Abbildung 2 oben schematische Darstellung des Schaltnetzteils eines Wechselrichters, bestehend aus der H-Brücke $S1, S2, S3, S4$ welche aus dem Gleichstrom der PV-Module Pulspakete erzeugt. Das Netzfilter rechts in der Abbildung erzeugt den sinusförmigen Strom mit einer einstellbarem Phasenwinkel φ .

Die Kompensation der Leitungsinduktivität durch die Wechselrichtereinspeisung wird je nach Fachdisziplin unterschiedlich bezeichnet:

- Elektronik: der Spannung voreilender Strom
- Energietechnik: Blindleistungsbezug oder übererregt
- Elektrotechnik: negative oder kapazitive Blindleistung/negativer $\cos\Phi$

Blindleistung kann nur in einem begrenzten Rahmen die Spannung senken, darüber hinaus ist eine Wirkleistungsreduktion notwendig.

Regeln im Stromnetz

Die Strombelastung der Betriebsmittel (Transformator, Leitung) kann nur durch Wirkleistungsreduktion der PV-Anlage beeinflusst werden. Werden die Betriebsmittel dauerhaft über ihrer Auslegungsleistung belastet, werden diese durch den Netzschutz vom Netz getrennt und es kommt zu einem ungeplanten Versorgungsunterbruch. Da der Netzbetreiber eine Verfügbarkeit gemäss den Zielwerten im «Distribution Code»¹ einhalten sollte, müssen Netzüberlastungen durch vorrausschauende Planung vermieden werden.

Die Einhaltung der Grenzwerte für die Spannungsqualität gemäss EN50160² gilt an allen Übergabestellen. Unter der Vielzahl der Phänomene zur Spannungsqualität steht die langsame Spannungsänderung im Fokus. Die Einhaltung des Spannungsbandes wird häufig als massgebendes Kriterium für die Koordination von Anschlussgesuchen bzw. für die Definition von Massnahmen im Netz angesehen.

Der Netzbetreiber verpflichtet sich gemäss EN50160 zur Einhaltung des Spannungsbandes von 85 % bis +110 % des Nennwertes für die Spannung. Hierbei werden 10 min Mittelwerte verwendet und zudem müssen 95 % der gemessenen Wochenwerte mindestens bei 0.9 p.u. liegen.

Da Smartmeter Daten 15 min Leistungsmittelwerte an der Übergabestelle liefern, sind diese eine gute Grundlage für die Beurteilung der Konformität mit der EN50160.

Das Netzmodell von Adaptricity kombiniert Smartmeter Daten mit den Netztopologie Daten zur Berechnung der Belastungs- und Spannungsprofile an jedem Netzelement und Netzknoten und bietet dadurch ein komplettes Monitoring der wesentlichen Netzkenngrossen. Somit stehen im Projekt neben dem Aktuator System von GridEye, zusätzlich durch das Netzmodell Adaptricity ein System zur Zustandsüberwachung und Auswertung zur Verfügung.

Die Entwicklung der Qualität der Spannung im Verteilnetz wird einerseits durch die Dimensionierung des Netzes aber auch durch Typ, Anzahl, Leistung und Einsatz der Geräte und Anlagen in der Zukunft bestimmt. Letzteres hat vor allem Auswirkungen auf die Phänomene Oberschwingungen und Flicker. Die Oberschwingungen sind ein Qualitätsmerkmal der Spannung, welche in der EN50160 festgelegt ist, durch Grenzwerte der Harmonischen bis zur 25. Harmonischen (1250 Hz).

¹ Distribution Code Schweiz - Technische Bestimmungen zu Anschluss, Betrieb und Nutzung des Verteilnetzes. 2020

² Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen

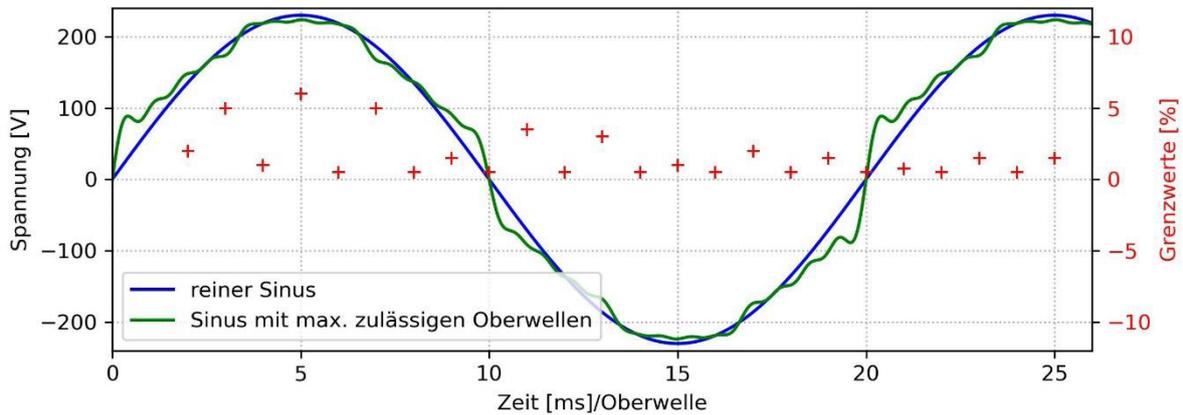


Abbildung 3 blau zeigt ein reiner Sinus, grün ein Sinus mit den maximal zulässigen Oberwellen nach EN50160. Rot zeigt die maximal zulässigen Grenzwerte für die einzelnen Harmonischen von 2 bis 25.

Im **Projekt OptiQ** wurde gemeinsam mit den Verteilnetzbetreibern Langzeitdaten der Spannungsqualität strukturiert und analysiert, um Entwicklungen und Trends bei der Qualität zu identifizieren. In den schweizerischen Verteilnetzen ist das allgemeine Niveau relativ hoch, was die Schlussfolgerung zulässt, dass aus Sicht der Spannungsqualität die Beanspruchung des Netzes durch Kundenanlagen durchaus erhöht werden darf. Da allerdings die Qualitätsreserven bei einzelnen harmonischen Spannungen relativ gering sind, sollte bei einzelnen Phänomenen die Praxis der Anschlussbeurteilung nicht gelockert werden. Allenfalls sind die teilweise relativ niedrigen Grenzwerte bei diesen Phänomenen zu überdenken. Darüber hinaus wurde mit Messkampagnen der Einfluss von Häufungen von gleichen Kundenanlagen auf die frequenzabhängige Netzimpedanz und die Ausprägung von PQ-Parameter ermittelt. Es hat sich gezeigt, dass der Verlauf der Netzimpedanz über der Frequenz relativ stark von den angeschlossenen Kundenanlagen beeinflusst wird. Das wesentliche Ziel war aber die Erarbeitung von Hilfsmitteln und Empfehlungen, mit denen der Netzplanung die Spannungsqualität bei der Zielnetzplanung berücksichtigen kann. So wurde ein Vorschlag für einen umfassenden PQ-Index gemacht, welcher die allgemeine Entwicklung der Spannungsqualität im Niederspannungsnetz wiedergeben kann.³

Es ist davon auszugehen, dass die Anzahl an Photovoltaikanlagen mit Batteriespeicher stetig zunimmt. Damit lässt sich die Netzbelastung an sonnigen Mittagen anstelle von Abregelung durch kontrolliertes Laden der Batteriespeicher verringern. Mit modernen Betriebsstrategien könnten diese Anlagen nicht nur den Eigenverbrauch von selbst produziertem Strom erhöhen, sondern auch gleichzeitig zur Netzstabilisierung beitragen. Allerdings sollten die Kunden für diese Netzdienstleistungen auch eine Abgeltung bekommen, da dies mit Zusatzaufwand und möglicherweise auch zu Verlusten an Eigenverbrauch verbunden ist. Im **Projekt Bat4SG** wurden über Simulationen mit zwei realen Verteilnetzen versucht, der potentielle Nutzen eines netzdienlichen Verhaltens der Batteriespeicher für das Verteilnetz zu ermitteln und daraus die Höhe eines tarifarischen Anreizes abzuleiten. Im Zentrum der Untersuchung war die Ermittlung von plausiblen Entwicklung Szenarien von Last und Einspeisung um den Einfluss des netzdienlichen Verhaltens auf die Entwicklung (Erneuerung/Ausbau) für die jeweiligen Netze darstellen zu können. Es hat sich gezeigt, dass in allen Netzen ein mittel- bis langfristiger Ausbaubedarf aufgrund der zunehmenden Ausnutzung der Netzkapazität durch die vielfältigen neuen Anwendungen von Strom besteht. Somit dient netzdienliches Verhalten im Wesentlichen zur zeitlichen Verschiebung des Netzausbaus. Der finanzielle Wert der Verzögerungen von Netzverstärkungen wurde für eine technische Lebensdauer der Betriebsmittel von 50 Jahren berechnet. Die technische Lebensdauer von Leitungen und Transformatoren ist hoch, die Kosten relativ gering. So fällt der finanzielle Wert der Verzögerung von Netzverstärkungen durch Netzdienlichkeit gering aus. Würde dieser im Verteilnetz erzielte Wert den Batteriebesitzenden

³ Stefan Schori, Michael Höckel. Spannungsqualität in der Netzplanung. bulletin.ch 6/22

rückvergütet werden, könnte der netzdienliche Betrieb eines Batteriespeichers mit 10 kWh Energieinhalt mit einer einmaligen Bezuschussung von ca. 100 bis 200 CHF angereizt werden, was im Vergleich zu den Kosten eines Batteriesystem (Grössenordnung 10'000 CHF für 10 kWh) wenig ist.⁴

Zu selbem Schluss kam die Studie netzdienlicher Betrieb Batteriespeicher⁵, dass ein netzdienlicher Betrieb einen Batteriespeicher nicht finanzieren kann, sondern ein möglicher Zusatz zur Wirtschaftlichkeit ist, für die Hauptanwendung Eigenverbrauch. Eigenverbrauch ist die Hauptmotivation⁶ für die Anschaffung eines Batteriespeichers. Aktuell steigt die Zahl von Heimspeicher, jedoch ist ein langfristiger Trend fraglich, da aus volkswirtschaftlicher Sicht Heimspeicher keinen Nutzen haben. Technisch gesehen kann die Speicherfunktionalität durch die Elektromobilität vollständig abgelöst werden. Heimspeicher haben eine typische Grösse von 10-15 kWh, welches 20% der Speicherkapazität von Elektromobilen sind mit 50-80 kWh. D.h. die Funktionalität des Eigenverbrauchsspeicher kann durch die Elektromobilität abgedeckt werden ohne grosse Einschränkung für die Mobilität.

⁴ Steffen Wienands. Netzdienlicher Betrieb von Batteriespeichern. bulletin.ch. 5/22

⁵ Markus Markstaler. Netzdienlicher Betrieb Batteriespeicher - Wissenschaftliche Begleitung der Studie netzdienlichem Betrieb privater Batteriespeicher. 2023.

⁶ Martin Staudinger, et.al. PV-Anlagen mit Batteriespeicher im Ein- und Zweifamilienhaus - Erkenntnisse eines Monitorings durch das Energieinstitut Vorarlberg und daraus abgeleitete Empfehlungen für Energieberater. 2023

4 Projekt

Im Projekt wurden vier Bereiche untersucht. Die dynamische Regelung mit GridEye-Sensoren. Eine Auswertung zur statischen Abregelung. Als dritter Bereich Berechnungen mit dem Netzmodell Adaptricity und im Vierten Bereich wurde ein Bezug zur aktuellen Auslegung mit D-A-CH-CZ hergestellt.

4.1 GridEye-Sensoren

Über die Smartmeter Daten und dem Netzmodell Adaptricity wurde das gesamte Liechtensteiner Verteilnetz analysiert für einen geeigneten Trafokreis mit einem hohen Spannungsanstieg aufgrund hoher Photovoltaikeinspeisung. Es wurde der Trafokreis Gangbrunnen T2 in Planken festgelegt.

Trafokreis Gangbrunnen T2

Der Trafokreis zeichnet sich durch folgende Parameter aus:

Transformator:	400 kVA
Anzahl PV-Anlage:	22
Gesamte PV-AC-Leistung:	390 kWp
Anzahl Netzanschlüsse:	92
Absicherung Netzanschluss:	4.22 MVA
Anzahl Leitungen:	206
Gesamte Leitungslänge:	8.3 km

Die PV-AC-Leistung ist die Leistung, welche am Anschlusspunkt dokumentiert ist und in der Regel durch die Wechselrichterleistung spezifiziert ist. Die Nennleistung einer PV-Anlage ist durch die PV-Module definiert unter Standard Test Conditions (STC). Die Wechselrichterleistung muss nicht gleich der Nennleistung sein. In der Praxis wird die Wechselrichterleistung kleiner gewählt als die Nennleistung der Module, vor allem bei nichtoptimaler Ausrichtung.

Bei den Zählpunkten wurde der Verbrauch und die Produktion gemessen, d.h. die eingespeiste Energie ist nicht die PV-Produktion, sondern PV-Produktion abzüglich des Eigenverbrauchs. Die gemessene Jahresenergie 2022 der 22 Objekte mit PV-Anlagen ist 285'000 kWh.

Die eingespeiste Jahresenergie gemessen am Transformator liegt bei 150'000 kWh und die max. Einspeiseleistung liegt bei 250 kW.

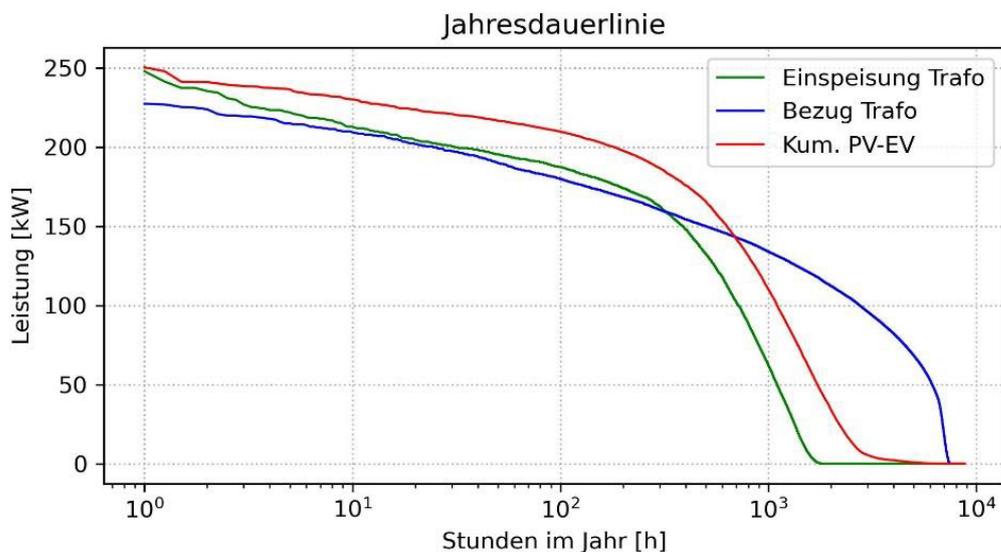


Abbildung 4 Jahresdauerlinie am Transformator. Grün Einspeiseleistung. Blau Bezugsleistung. Rot kumulierte Leistung der Zählpunkte mit PV-Anlagen abzüglich des Eigenverbrauchs

Von den 22 PV-Anlagen sind 4 PV-Anlagen über GridEye regelbar, d.h. 190 kWp von 390 kWp.

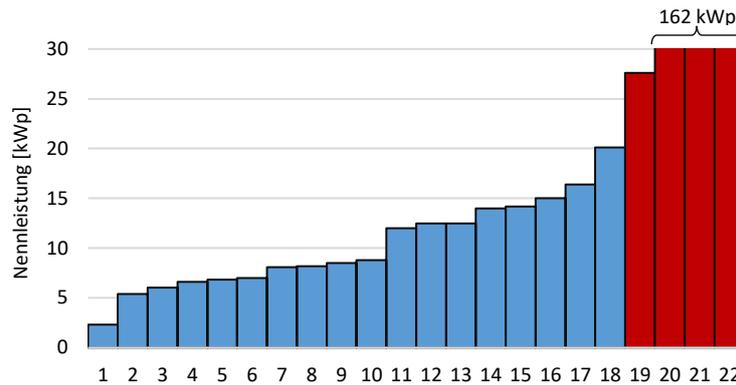


Abbildung 5 Nennleistung der 22 PV-Anlage im betrachteten Trafokreis. Rot die regelbaren PV-Anlagen.

4.1.1 Platzierung GridEye-Sensoren

Es wurden 5 GridEye-Sensoren installiert:

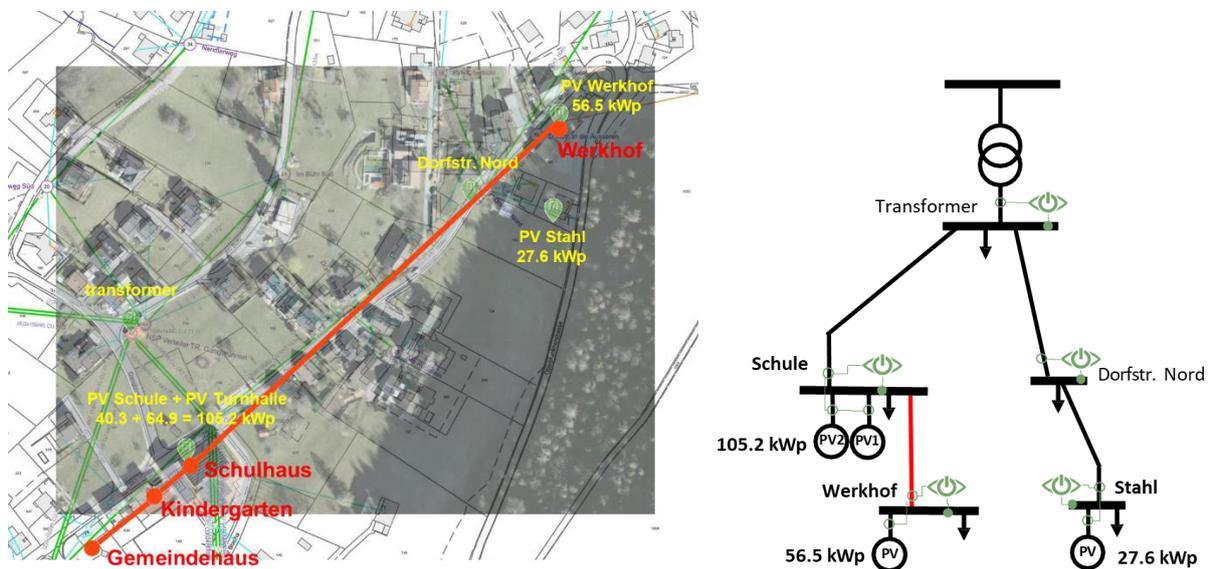


Abbildung 6 Linke räumliche Darstellung der PV-Anlagen welche über GridEye gemessen werden. Rechts die Anordnung im Netz.

Die Standorte wurden dabei so gewählt, dass möglichst grosse Anlagen gesteuert werden können, und dass diese nicht an Ausläufern des Netzes angehängt sind. Dadurch hat die Steuerung dieser PV-Anlagen eine hohe Auswirkung auf die «dahinterliegenden» Ausläufer.

4.1.2 Mess-Szenarien

Nach Ermittlung des geeigneten Trafokreis für die Messung und Installation der GridEye-Sensoren im Netz und Inbetriebnahme der Messung, wurden folgende dynamischen Regelszenarien festgelegt und durchgeführt:

Zeitraum	Szenario Bezeichnung	Beschreibung
12-May – 19-May	Scenario 1a	Test control algo and solarlog interface Not good results due to voltage forecast problem
20-May – 30-May	Scenario 1a	Voltage control
31-May – 08-June	Scenario 1b	Not good results due to problem in curtailment penalty coefficient
09-June – 12-June	Scenario 1b	Current control
13-June – 23-June	Scenario 1c	Voltage and current control
24-June	Scenario 1a	Voltage control with PV-Oberplanken instead of PV-Schule
25-June – 1-July	Scenario 2a	Voltage control
2-July – 8-July	Scenario 2b	Current control
9-July – 15-July	Scenario 2c	Voltage and current control
16-July – 21-July	Scenario 3	Transformer reactive power flow control Not good results due to reactive power setpoint sent to PVs with opposite sign
22-July – 3-August	Scenario 3	Transformer reactive power flow control
4-August – 11-August	Scenario 4 – threshold 45%	Transformer active power flow control – fair PV control
12-August – 26-August	Scenario 4 – threshold 40%	Transformer active power flow control – fair PV control

4.1.3 Messergebnisse:

Es wird an 5 Stellen gemessen und 3 PV-Anlagen geregelt mit folgenden Kennwerten:

Name	Nominal capacity (kWp)	Min allowed power factor
PV Schule	105.2	0.8
PV Werkhof	56.5	0.8
PV Stahl	27.6	0.8

Der Einfluss der Blindleistungsregelung auf die Spannung am jeweiligen Einspeisepunkt:

Name	Average available P [kW]	Average available Q [kVAR]	Total impact on all voltages KvP [V/kW]	Total impact on all voltages KvQ [V/kVAR]	Average impact on all voltages only using P [V]	Average impact on all voltages only using Q [V]
PV Schule	14.54	10.89	0.27	0.24	3.86	2.66
PV Werkhof	6.22	2.36	0.52	0.29	3.21	0.69
PV Stahl	2.60	1.92	0.42	0.32	1.09	0.61

4.1.4 Erkenntnisse Messung der dynamischen Regelung

Neben den Messwerten ergaben sich durch die unterschiedlichen Messszenarien folgende Erkenntnisse.

Prognose

GridEye basiert auf einer Regelung der PV-Anlagen aufgrund gemessener Werte im Netz. Es ist jedoch keine direkte Regelung, da die Datenübertragung von den Messwerten zum Server und vom Server zu

Wechselrichter zu lange dauert und die Dynamik des Wechselrichters zu gering ist. Ebenfalls entscheidend ist das Messintervall. Es wurde ein Intervall von 10 Minuten gewählt.

D.h. für eine Regelung ist eine Prognose der zukünftigen zu erwartenden Werte notwendig auf Basis der vergangenen Messwerte. Die Prognose basiert auf Zeitreihenstatistik und nicht auf Wetterprognose, um keine Abhängigkeit nach aussen zu haben.

Faire Regelung

Bei einem Regeleingriff werden die PV-Anlagen-Produktion reduziert. Hierbei stellt sich die Frage welche PV-Anlagen wie stark reduziert wird, um ein faires Verhalten zu erreichen. Unter Faire wird eine Gleichberechtigung aller PV-Produzenten verstanden, sodass ein Abregeln alle gleich betrifft. Es wurde zwei Modelle der Reduktion betrachtet:

- 1) Reduktion bezogen auf die Nennleistung
- 2) Reduktion bezogen auf die aktuelle Leistung

Grosse regelbare Einzelanlagen

Wie zu erwarten konnte eine gute Wirkung durch Regelung einer einzelnen PV-Anlagen im Netzabschnitt erreicht werden, wenn es sich bei der regelnden PV-Anlagen um eine grosse Anlage handelt. Über den Prognose-Algorithmus kann die Ausfallsenergie berechnet werden. Wie ein Abregeln entschädigt wird, wurde nicht weiter behandelt.

4.1.5 Wirtschaftlichkeit

Eine dynamische Regelung erfordert Hardware und ein Software-Service für die Messung und Regelung.

Hardware:

	Anz.	Stück	Total
MCU100 Spannungsmessung, Kommunikation	5	CHF 1'420	CHF 7'100
SUR100 Rogowski Spulen für Strom Messung	8	CHF 490	CHF 3'920
Solarbridge Schnittstelle zur Regelung zwischen MCU und PV-Wechselrichter	3	CHF 1'833	CHF 5'500

Software einmalig:

	Anz.	Stück	Total
Steuerung: Anpassung Algorithmen und Einsatz in die Embedded Intelligence	1	CHF 11'000	CHF 11'000
Steuerung: Konfiguration von MCU	5	CHF 250	CHF 1'250
Steuerung: Release separater Plattform	1	CHF 4'500	CHF 4'500
Steuerung: Blindleistung 0 an TS – Szenario 4	1	CHF 5'950	CHF 5'950

Software jährlich wiederkehrend:

	Anz.	Stück	Total
GridEye Manager Cloud	5	CHF 252	CHF 1'260
Telekommunikation	5	CHF 96	CHF 480
Grid Monitoring 1.0	5	CHF 54	CHF 270
Visual Statistics 1.0	5	CHF 54	CHF 270
Power Quality 1.0	5	CHF 66	CHF 330
Steuerung: Lizenzkosten	5	CHF 70	CHF 350

Personal:

Installation	Anz.	Stück	Total
5x GridEye (MCU & SUR)	8 h	CHF 100	CHF 800
3x Solarbridges	4 h	CHF 100	CHF 400
Koordination	4 h	CHF 100	CHF 400

Für die 5 Messungen und 3 Regelungen waren Einmalkosten von 40' 820 CHF. Umgelegt auf 10 Jahre und 3% Kapitalzinse ergibt die eine Annuität von 4'785 kCHF. Zusammen mit den jährlichen Lizenzkosten ergibt dies jährliche Gesamtkosten von 7'745 CHF.

Welchen Nutzen ergibt ein dynamisches Abregeln? Dem dynamischen Regeln steht ein statisches Abregeln gegenüber, welches unabhängig vom Netzzustand die Einspeiseleistung reduziert. Ein dynamisches Abregeln würde ein Einspeisen ermöglichen, sofern der Neuzustand dies ermöglicht, während statische Leistungsbegrenzung abregelt.

Somit kann eine Aufwands- Nutzenrechnung durchgeführt werden mit folgenden Annahmen:

- Wert vom PV-Strom 12 Rp/kWh
- Bei statischer Abregelung auf 60% Einspeiseleistung gehen 10% der Jahresenergie verloren
- Annahme, dass das Netz in 50% der Fälle eine Einspeisung erlaubt, aufgrund eines hohen Verbrauchs.

Dies führt zu folgendem Ergebnis:

- 7'745 CHF bei 12 Rp/kWh ergibt 64'500 kWh
- Dies ist 50% der statischen Abregelverluste, welche 10 % der Jahresenergie ausmachen. Ergibt eine Jahresenergie 1'290'000 kWh ($64'500 \text{ kWh} / 0.1 / 0.5$)
- Dies entspricht einer PV-Leistung von 1'290 kWp bei einem spezifischen Ertrag von 1'000 kWh/kWp

Kritische Beurteilung

- Abregelung tritt bei Produktion ohne Verbrauch ein, d.h. dynamische Regelung ist nur dann wirksam, wenn eine hohe PV-Einspeisung mit geringem Eigenverbrauch und ein hoher Verbrauch im Netz vorhanden ist
- Die 50% Abregelverluste sind relevant in der Betrachtung. 100% heisst, dass ohne Abregeln eingespeist werden kann, da der Verbrauch im Netz dies zulässt. 0% heisst, dass trotz der dynamischen Regelung abgeregelt wird, da ein lokaler Verbrauch nicht möglich ist.

4.2 Statische Abregelung

Der Wechselrichter misst die Spannung und kann direkt einer Spannungsüberhöhung entgegenwirken. Diese Funktionalität ist durch die EU-Verordnung⁷ festgelegt und wird durch lokale Regulierung übernommen. Die Massnahmen sind,

1. Blindleistungsbereitstellung in Abhängigkeit der Spannung (Q_{vonU})
2. Blindleistungsbereitstellung unabhängig der Spannung (fester $\cos\Phi$)
3. Wirkleistungsreduktion in Abhängigkeit der Spannung (P_{vonU})
4. Wirkleistungsreduktion in Abhängigkeit der Frequenz (P_{vonF})
5. Feste Leistungsbegrenzung (Abregeln)

4.2.1 Q von U

In Abhängigkeit der Spannung wird Blindleistung bezogen (induktiv, unterregt), wenn die Spannung zu hoch ist oder Blindleistung eingespeist (kapazitiv, überregt), wenn die Spannung tief ist. Die Kennlinie wird vom Netzbetreiber festgelegt und richtet sich in der Regel nach den nationalen Anschlussbedingungen «Distribution Code». Die Kennlinie wird durch vier Punkte beschrieben, welche im Wechselrichter unter länderspezifische Einstellungen hinterlegt ist.

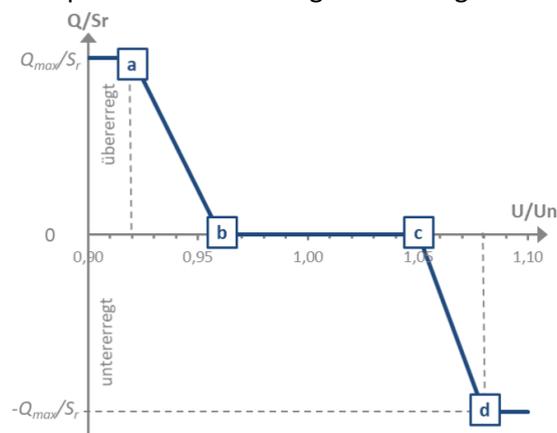


Abbildung 7 Q von U

4.2.2 P von U

Wirkleistungsreduktion aufgrund Spannungserhöhung innerhalb dem zulässigen Spannungsbereich (230 \pm 10%) ist nicht vorgesehen. In der Schweiz sieht die NA/EEA-NE7 – CH⁸ eine Wirkleistungsreduktion bei Überschreiten von $1.1 U_N$ vor.

P von U innerhalb dem zulässigen Spannungsbereich wäre eine wirkungsvolle Massnahme für einen hohen Zubau an PV-ANLAGEN im bestehenden Netz, jedoch führt dies zu Diskriminierung einzelner PV-Anlagen. Bei hoher Netzauslastung würden trafoferne PV-Anlagen oder PV-Anlagen mit schwacher Netzanbindung stärker Wirkleistung reduzieren als gutangebundene PV-Anlagen, da sich die Spannung stärker erhöht, bei höherem Leistungswiderstand, welcher sich ergibt bei langen Leitungen (Trafofern) oder niederem Querschnitt.

4.2.3 Fester $\cos\Phi$

In den technischen Anschlussbedingungen (TAB) der Liechtensteinischen Kraftwerke (LKW) ist ein fester $\cos\Phi = 0.95$ vorgesehen für Energieerzeugungsanlagen und Speicher.

In Szenario 3 bei der GridEye-Messung wurde die Blindleistung am Transformator über die einspeisenden PV-Anlagen auf ein $\cos\Phi = 1$ geregelt. Es zeigte sich, dass die Regelung der PV-Anlagen am Morgen und Abend aktiv war und nicht während der starken PV-Einspeiseleistung über den Tag,

⁷ EU-Verordnung 2016/631 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger

⁸ Netzanschluss für Energieerzeugungsanlagen an das Niederspannungsnetz

da neben den drei geregelten PV-Anlagen die anderen PV-Anlagen im Trafokreis mit festem $\cos\Phi = 0.95$ betrieben werden.

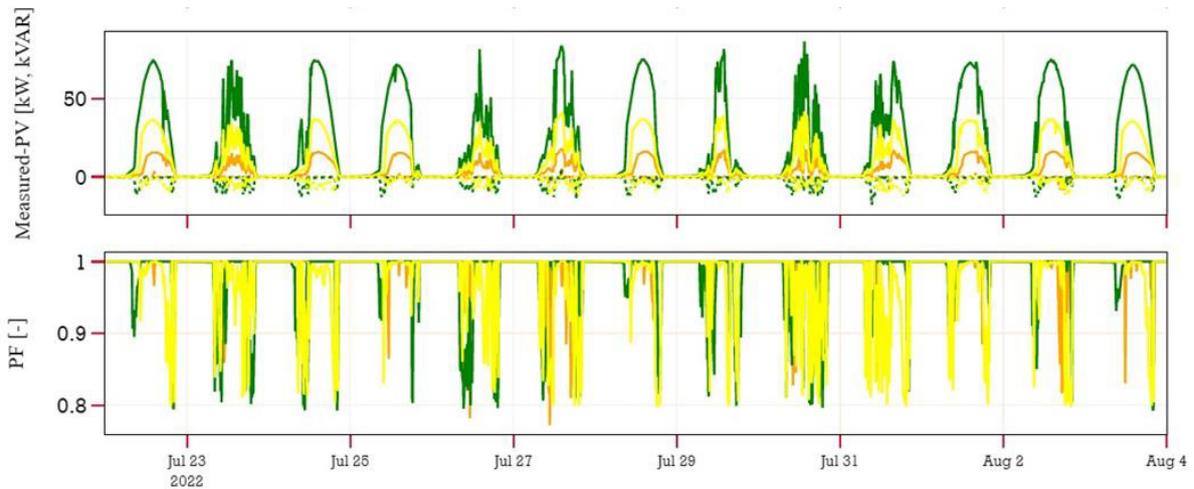


Abbildung 8 Einspeiseleistung der PV-Anlagen welche über GridEye angesteuert wird. Blindleistung wurde am Morgen und Abend bezogen, erkennbar am PF der geregelten PV-Anlagen.

Ein festeingestellter $\cos\Phi=0.95$ wirkt bei Kupferkabel stärker als bei Aluminiumkabel, da bei Kupferkabel der Widerstand kleiner ist als bei Aluminiumkabel, wodurch das Verhältnis X zu R bei Kupferkabel höher ist.

4.2.4 Feste Leistungsbegrenzung

Eine weitere Massnahme zur Integration von mehr PV-Anlagen ins bestehende Netz ist Abregeln, d.h. die Einspeiseleistung wird begrenzt. In der folgenden Abbildung ist der Verlust der Jahresenergie dargestellt in Abhängigkeit der Abregelung bezogen auf die PV-Nennleistung (gegeben durch die PV-Module bei STC). Mit farbigen Linien die Abregelung ohne Eigenverbrauch bei unterschiedlichen Ausrichtungen. Die grauen Linien zeigen die 22 PV-Anlagen im Netzabschnitt mit Eigenverbrauch. Schwarz punktiert der Einspeisepunkt Schule mit 162 kWp. Der Verlust beim Abregeln auf 60% ist bei optimaler Ausrichtung bei 12%. Dieser reduziert sich deutlich durch den Eigenverbrauch und bei nicht-optimaler Ausrichtung auf wenige Prozent.

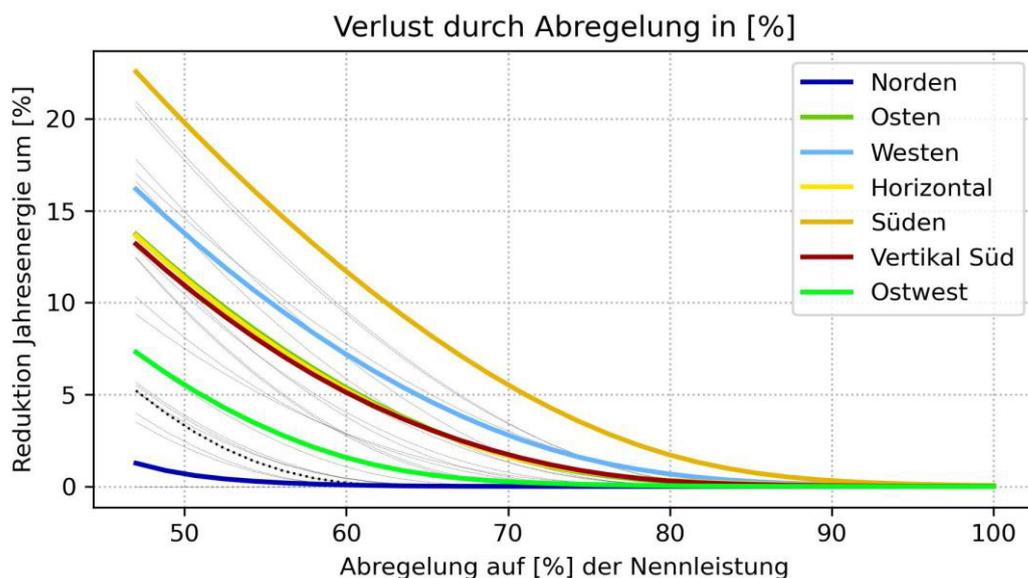


Abbildung 9 Abregelverluste. Farbige PV-Messung 5 Sekundenwerte ohne Eigenverbrauch bei unterschiedlicher Ausrichtung: dunkelblau -13.2° Süden 35° Neigung, grün -103.2° Osten 35° Neigung, hellblau 76.8° Westen 35° Neigung, hellgelb horizontal, dunkelgelb -13.2° Süden 35° Neigung, rot -13.2° Süden vertikal, hellgrün gleiche Aufteilung auf 76.8° West und -103.2° Ost mit 35° Neigung. Graue Linien 15min-Werte von 22 PV-Anlagen mit Eigenverbrauch

Die Daten für die farbigen Linien entsprechen Messwerte im 5 Sekundenintervall und erfassen Leistungsspitzen. Die grauen Linien basieren 15 min-Mittelwerte, wodurch kurze Leistungsspitzen nicht erfasst sind und dadurch die Werte etwas zu tief sind.

Bei einer Reduktion der Auflösung von 5 Sekunden auf 1 Minute reduzieren sich die Abregelverluste um 0.6 %-Punkte bei 60 % Abregelung. Bei 15 Minutenmittel reduziert sie sich um 1.3 %-Punkte und bei Stundenmittel um 2.4 %-Punkte. Bei örtlicher Mittelung kommen zusätzliche Reduktionen hinzu. Dies trifft bei Strahlungsmessung über Satellitenbilder zu wie bei PVGIS-SARAH2.

4.3 Auswertung Netzmodell

Durch die vollflächige Einführung von Smartmeter im liechtensteinischen Netz stehen Lastgangdaten der Zählpunkte auf Netzebene 7 zur Verfügung. Daten der darüberliegenden Netzebenen sind durch die Netzbetriebsführung vorhanden. Mit diesen Datenquellen wird ein Netzmodell betrieben. Das Netzmodell stammt von Adaptricity einem jungen Unternehmen, entstanden aus einem ETH-Spin-off.

Mit den Messergebnissen der GridEye-Sensoren wurde das Netzmodell von Adaptricity abgeglichen und es zeigt, dass die Berechnungen des Netzmodells mit den Messwerten übereinstimmen.

4.3.1 Netzbelastung mit PV-Vollausbau

Durch die Genauigkeit des Netzmodells können rechnerisch an allen Zählpunkten eine PV-Anlagen modelliert werden, um so die Auswirkung auf das Netz zu ermitteln.

Die Grösse der PV-Anlagen für die einzelnen Gebäude im Trafokreis Gangbrunnen T2 wird über den Schweizer Solarkataster sonnendach.ch ermittelt. Der Solarkataster wurde von Meteotest AG im Auftrag des Bundesamts für Energie gerechnet, auf Basis des Gebäudemodells Swissbuilding3D von swisstopo.

Bei sonnendach.ch wurde die gesamte Dachfläche als PV-Anlage berücksichtigt. Für die Netzmodellierung wird nicht die Nennleistung über die gesamte Gebäudedachfläche berechnet, sondern die **netzwirksame PV-Leistung**.

Netzwirksame PV-Leistung heisst, diejenige Leistung einer PV-Anlage, welche in der Realität auftritt. Diese hängt von der Ausrichtung der Anlage ab. Bei nichtoptimaler Ausrichtung wird die STC-Nennleistung⁹ nicht erreicht.

⁹ Nennleistung bei Photovoltaik ist definiert über die PV-Modulleistung bei STC (Standard Test Conditions).

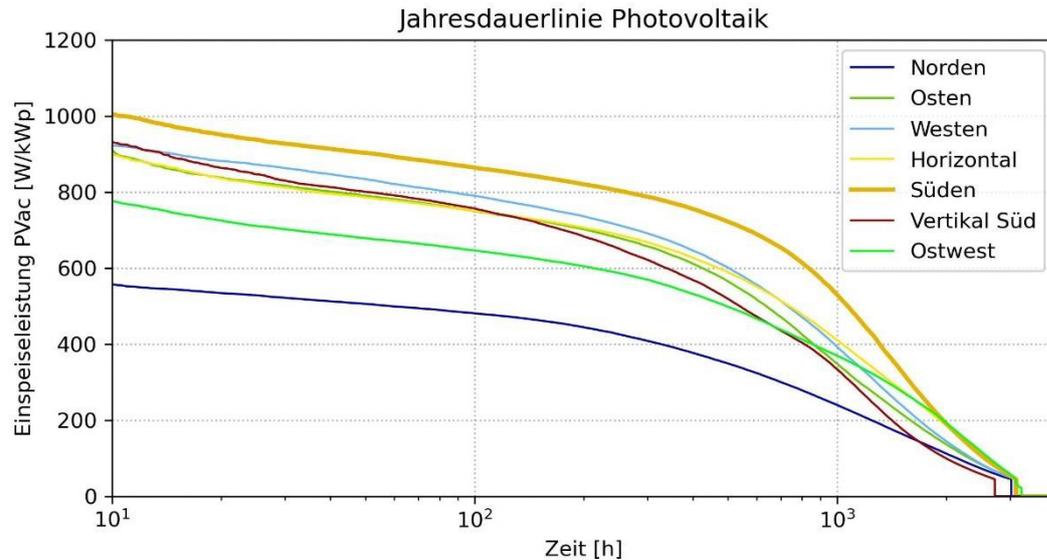


Abbildung 10 Jahresdauerlinie von PV-Anlagen bei unterschiedlichen Ausrichtungen gemessen 5.2013-6.2017, bei unterschiedlicher Ausrichtung: dunkelblau -13.2° Süden 35° Neigung, grün -103.2° Osten 35° Neigung, hellblau 76.8° Westen 35° Neigung, hellgelb horizontal, dunkelgelb -13.2° Süden 35° Neigung, rot -13.2° Süden vertikal, hellgrün gleiche Aufteilung auf 76.8° West und -103.2° Ost mit 35° Neigung.

Eine weitere Reduktion der nutzbaren Dachfläche erfolgt aufgrund der tiefen Jahresstrahlungsenergie aufgrund ungünstiger Ausrichtung (Norddächer) oder Abschattung durch Berge.

In der Praxis kann die Dachfläche nicht vollflächig für Photovoltaik verwendet werden, da es meist einen Randabschnitt hat oder Dachaufbauten, welche die nutzbare Fläche einschränken.

Zusammenfassend wird im Netzmodell die netzwirksame PV-Leistung berücksichtigt, welches die Daten von sonnendach.ch sind reduziert um:

1. Einfluss durch die Ausrichtung
2. Teilflächen mit niederem Ertrag aufgrund Ausrichtung oder Abschattung
3. Nutzbare Dachfläche

4.3.2 Trafobelastung

Die Netzmodellierung zeigt eine Trafobelastung bei Vollausbau von 225%.

4.3.3 Spannungsüberhöhung

Die Berechnung ergibt eine Spannungsüberhöhung bis max 8.5 %, welche unterhalb der 10% Grenze liegt.

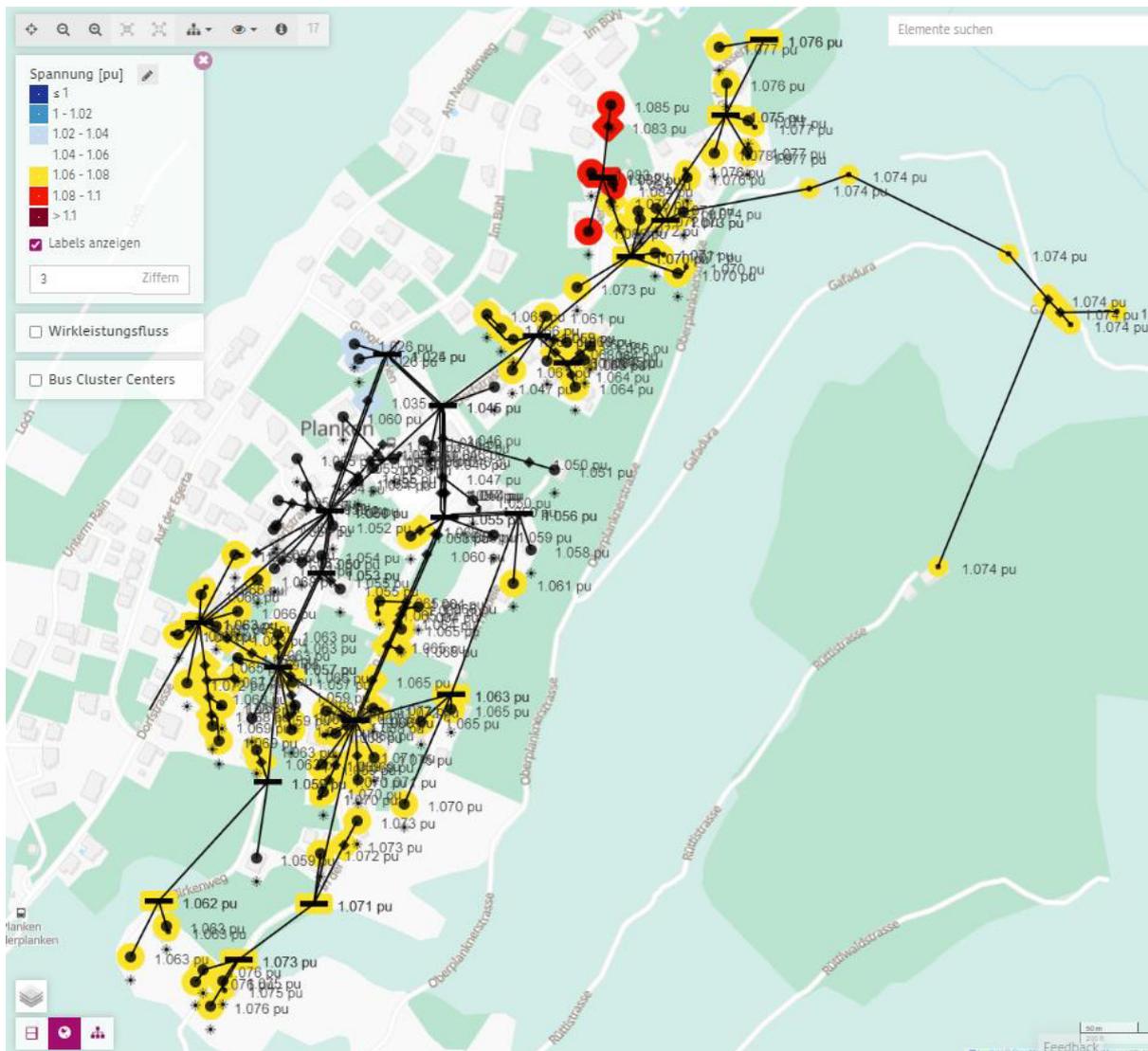


Abbildung 11 Berechnung der Spannungsüberhöhung bei PV-Vollausbau

4.3.4 Leitungsüberlastung

Die Berechnung ergibt eine Überlastung von 2 Leitungen



Abbildung 12 Berechnung der Leitungsbelastung bei PV-Vollausbau

4.4 Beurteilung der Ergebnisse in Bezug auf D-A-CH-CZ

Die Technischen Regeln (TR) zur Beurteilung von Netzurückwirkungen (TRBNr-DACHCZ) ermöglichen Netzbetreibern die Koordination von «Emissionsrechten» mit dem Ziel, die Verträglichkeitspegel an jedem Verknüpfungspunkt von Kunden mit dem Netz einhalten zu können. Damit sollte auch die EN50160 an den Übergabestellen eingehalten werden. Die TR sind für die Netzbetreiber ein wichtiges Hilfsmittel zur Beurteilung von Anschlussgesuchen für Geräte und Anlagen im Leistungsbereich ab 52 kVA (75 A). Eine Beurteilung dieser Geräte bzw. der Anlagen von Netzbenutzern mit einem Strom kleiner 75 A nach den TR ist nur vorgesehen, wenn eine Häufung gleichartiger Geräte in einer Anlage oder für Geräte ohne CE-Kennzeichnung. Die langsame Spannungsänderung ist nur eines, allerdings das vielbeachtete Phänomen der Spannungsqualität, für welche die TRBNr-DACHCZ Anlagengrenzwerte enthält. Langsame seltene Spannungsänderungen durch Anlagen dürfen bis 6 % betragen, und zwar unabhängig ob die Anlagen Wirkleistung ein- oder

ausspeisen. Durch diese Festlegung wird eine plötzliche Änderung der Anlagenleistung, also umgangssprachlich ein Spannungssprung begrenzt.

Für die zulässigen Spannungsanhebungen durch Einspeiseanlagen wird die Einhaltung einer Grenze von 3 % empfohlen. Dieser Wert ist am ungünstigsten Netzknoten einzuhalten und es ist die Gesamtheit aller Einspeiseanlagen zu berücksichtigen.

Diese Empfehlung basiert auf dem ungünstigsten Fall

- eines Gleichzeitigkeitsfaktors von 1,
- einem Planungswert für die Spannung auf der Unterspannungsseite des speisenden MS/NS-Trafos von 1.02 p.u.,
- einer Anhebung von 2 % durch Einspeiseanlagen im Mittelspannungsnetz und
- einer unbedeutenden Wirkleistungsaufnahme durch Kundenanlagen,
- keiner zusätzlichen Blindleistungsflüsse.

Folglich sollte bei Einhaltung dieser Empfehlung an keinem Punkt im betrachteten NS-Netz die Spannung über 1.07 p.u. liegen, also folglich eine Spannungsreserve von 3 % zur oberen Grenze von 110 % bleiben.

Man kann diese Empfehlung als «Freistellungskriterium» betrachten. Wird die Grenze überschritten kann mit einem Simulationsmodell des betrachteten Netzes die Einhaltung des Spannungsbandes genauer überprüft werden. Folglich kann sich eine wesentlich höhere zulässige Einspeiseleistung für das betrachteten Niederspannungsnetz ergeben.

Bei der Beurteilung der Einspeisekapazität wurde im Rahmen dieser Untersuchungen ein oberer Grenzwert für die maximal zulässige Knotenspannung von 245 V (1.065 p.u.) verwendet.

Unterstützung durch Netzmodell

Die Modellierung mit dem Netzmodell, d.h. die Berechnung basierend den Messdaten ergibt dieselbe Belastung wie die Auslegung über die TRBNr-DACHCZ und bestätigt die Zuverlässigkeit der Richtlinie.

Die Berechnungsmethodik nach TRBNr-DACHCZ ist zusätzlich im Netzmodell hinterlegt und erleichtert den Prozess der Beurteilung von Anschlussgesuchen. Mit der Erhöhung der Zubau Geschwindigkeit bei PV-Anlagen nehmen auch die Anschlussgesuche zu, welche durch den Verteilnetzbetreiber bearbeitet werden müssen. Hier entlastet das Netzmodell die Prüfung der Anschlussgesuche.

Ergebnisse der Berechnungen mit dem Netzmodell

Eine weitere Möglichkeit mehr Anschlussleistung ins Netz zu bekommen ist die Grenzwerte bei der Bewertung der Anschlussgesuche zu erhöhen. Aus diesem Grund haben wir einen Vergleich zwischen einer 3 %igen Erhöhung gemäß der TRBNr-DACHCZ und einer 5 %igen Spannungserhöhung unter Berücksichtigung der bereits installierten PV-Anlagen, die bei der 3 %-Regelung ausgeschlossen sind, durchgeführt.

Die Untersuchungen zeigen, dass bei etwa 50 % der PV-Anlagen die Kabelkapazität limitierend wirkt und daher keine zusätzliche Leistung angeschlossen werden kann, unabhängig von der Spannungserhöhung. Bei den verbleibenden 50 % der Anlagen besteht die Möglichkeit einer höheren Anschlussleistung, jedoch mit dem Risiko, näher an die Spannungsgrenzen zu gelangen. Allerdings zeigen die Berechnungen, dass diese Grenzen auch mit der erhöhten Spannung nicht überschritten werden. Nach den ersten Einschätzungen kann so durchschnittlich eine um 15 % höhere Leistung ans Netz angeschlossen werden.

Vergleich maximal zulässige kWp - 3% vs 5% Spannungsänderung

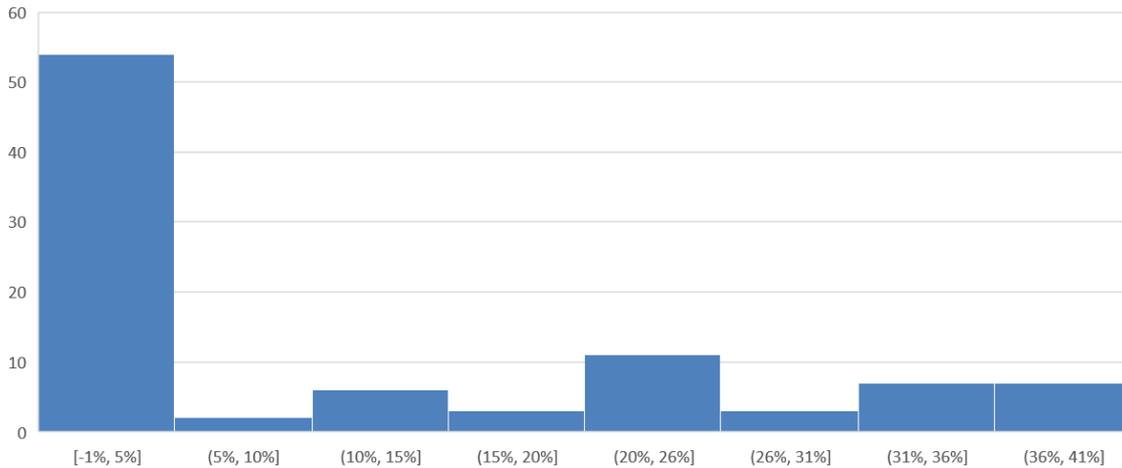


Abbildung 13 Die Balkenhöhe zeigt den %-Anteil der PV-Anlagen an, welche eine Spannungsänderung am Einspeisepunkt bewirken. Über 50 % der Anlagen bewirken eine Spannungsänderung unter 5 % (linker Balken). Die rechten Balken zeigen eine zu hohe Spannungsänderung, d.h. Überlastung der Leitung.

Gleichzeitigkeitsfaktoren

Eine wichtige Größe für die Beurteilungen von Anschlussgesuchen ist die Annahme, inwieweit sich Kundenanlagen gleichzeitig das Netz belasten. Bei einer hohen Gleichzeitigkeit muss man damit rechnen, dass Kundenanlagen mit ihrer genehmigten Leistung die vorgelagerten Netzelemente belasten. Bei Kundenanlagen, deren Einsatz eher zufällig und kurzzeitig ist, können die Netzbetreiber davon ausgehen, dass sich die Einspeise und -lastgänge gut «verschachteln» und die Summe der bestellten Leistungen wesentlich höher sein darf, als die maximale Belastung der Netzelemente. Prinzipiell tritt dies nicht nur auf die Leistungen, sondern auch auf zulässige Netzurückwirkungen zu. In den TRBNr-DACHCZ wird dies über Gleichzeitigkeitsfaktoren g berücksichtigt. Der Faktor g kann beispielsweise berechnet werden, indem man die Spitzenbelastung eines Netzelementes durch Summe der individuellen Leistungsspitzen der über das Netzelement angeschlossenen Kunden dividiert. Der flächendeckende Rollout mit Smartmetern ermöglicht nun für beliebige Netzelemente die Gleichzeitigkeitsfaktoren g von Kundengruppen bzw. Anlagentypen zu bestimmen.

40 Verbrauchszähler (Linien) im Vergleich zur Belastung des Kabels (Fläche)

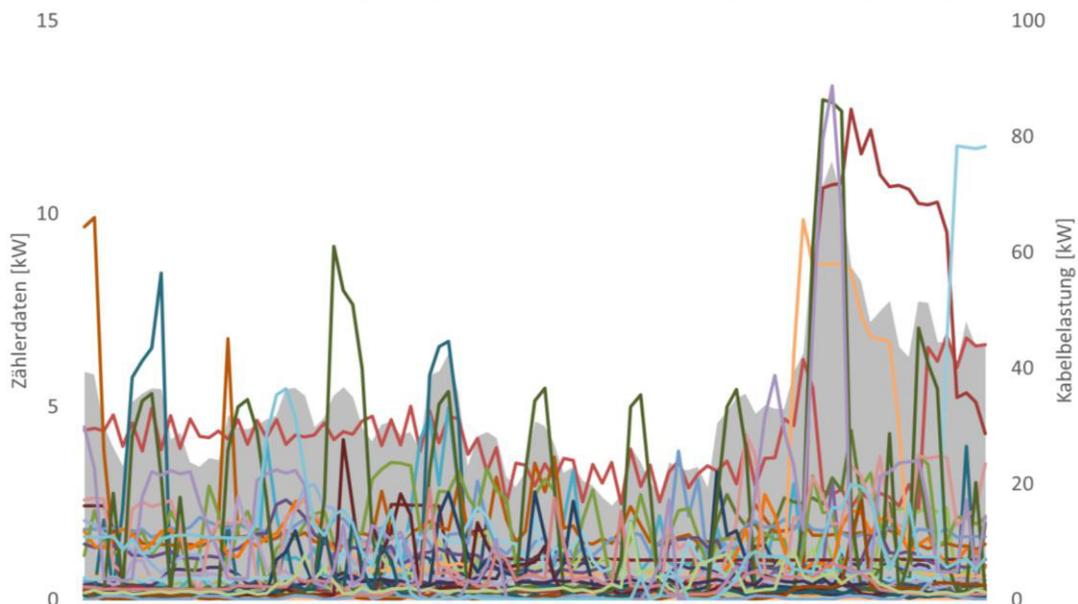


Abbildung 14 Verbraucherlastgänge für einen Tag ohne nennenswerte PV-Produktion und Belastung des versorgenden Kabels im Tagesverlauf (1/4 h-Werte).

Abbildung 14 zeigt den Tag im Zeitraum Dez 22 – Juli 23, für welchen sich die höchste Leistung in Kundenrichtung auf dem Kabel 4 ergab. Es sind einerseits 40 individuelle Lastgänge von Verbraucheranlagen als Linien dargestellt, welche über dieses Stammkabel versorgt werden, sowie die Summenbelastung als Fläche. Obwohl einige Zähler eine maximal gemessene Leistungsspitzen von bis zu 15kW verzeichnen, bleibt die maximale Kabelbelastung durch alle 40 Kunden unter 80kW. Der Gleichzeitigkeitsfaktor bezogen auf den Verbrauch g_V beträgt für dieses Kabel 0.26. Also ist die Summe der individuellen Leistungsspitzen rund 4x höher als die höchste Belastung des Kabels. Eine deutliche Überbuchung der Verteilnetze sollte somit wirtschaftlich sinnvoll sein.

Darüber hinaus wurden die Smartmeter-Daten für die Analyse von Gleichzeitigkeiten in Bezug auf Einspeisung in Niederspannungsnetze ausgewertet. Abbildung 15 zeigt den Tag im Zeitraum Dez 22 – Juli 23 mit der höchsten Einspeisung durch die angeschlossenen Erzeugungsanlagen. Die maximale Einspeisesumme wurde an einem Werktag im Mai verzeichnet. Es sind 9 individuelle Einspeisegänge als Linien dargestellt sowie die Summenbelastung des Kabels als Fläche. Bei einer Anlage handelt es sich um ein Trinkwasserkraftwerk, dessen Einspeiseverlauf relativ konstant ist.

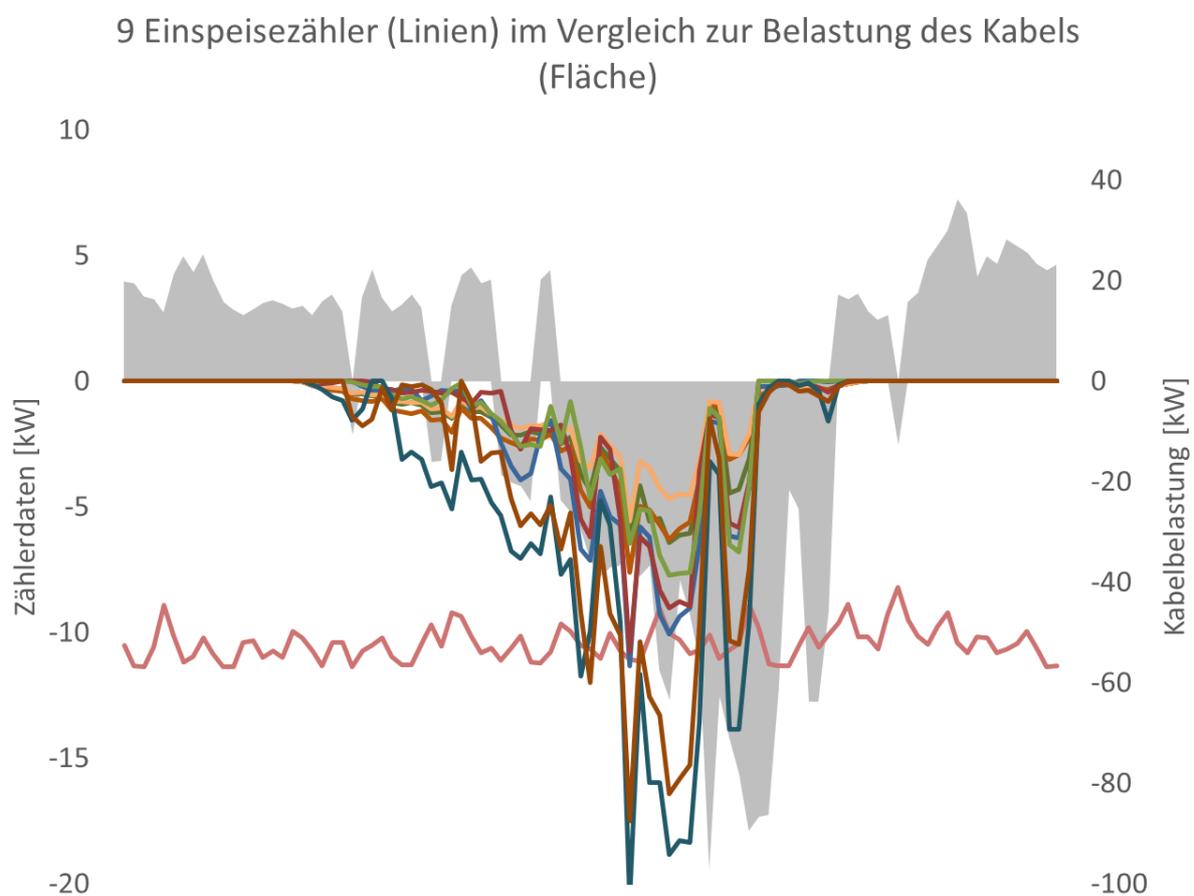


Abbildung 15 Einspeiselastgänge für einen Tag mit der höchsten Einspeisung und Belastung des versorgenden Kabels im Tagesverlauf (1/4-Werte).

Der Gleichzeitigkeitsfaktor bezogen auf die Einspeisung g_E betrug 0.97. Die Verschachtelung von PV-Anlagen ist somit relativ gering, da der Energielieferant für alle Anlagen der gleiche ist.

Der Einfluss der Netzlast auf die Kabelbelastung ist ebenfalls gering. Obwohl es sich um einen Werktag handelt, wird nur 13% der Produktion vor dem Kabel verbraucht.

Die gleichen Analysen wurden auch für den Verteilnetztransformator durchgeführt. Dabei werden 102 Verbrauchszähler und 27 Einspeisezähler ausgewertet. Der Gleichzeitigkeitsfaktor g_V sinkt trotz der hohen Anzahl an Messpunkten nur um 3%-Punkte auf 23%, g_E sinkt um 5%-Punkte auf 0.92. Der Verbrauch von Einspeisung durch Netzlast steigt leicht auf 14%.

5 Fazit

Mit dem Umbau von einer zentralen Versorgung zu einer dezentralen Versorgung, erfolgt ein Grossteil der Einspeisung auf der untersten Netzebene 7 durch Photovoltaik-Anlagen. Dies stellt Anforderungen an das Netz, welche in diesem Projekt untersucht wurden.

Aus dem aktuellen Stand der Forschung erkennt man eine Zunahme an getakteten Schaltnetzteile, welche das Oberwellenverhalten des Netzes beeinflussen. Dies ist weniger die Haushaltselektronik, sondern die leistungsstarke Leistungselektronik der Wechselrichter der Photovoltaikanlagen. Batteriespeicher habe aktuell noch einen geringen Anteil im Netz, jedoch wird dieser durch die Batteriespeicher der E-Mobilität steigen. Hinzu kommen die Inverter-Wärmepumpen. Dies belastet u.a. die 15. und 21. Harmonische, welche in den EN50160 angepasst wurden. Die 5. und 7. haben hohe Grenzwerte, welche durch die PV-Anlagen beansprucht werden (EingangsfILTERkreis).

Im Projekt wurden vier Bereiche untersucht.

- 1) Es wurde eine dynamische Regelung über GridEye Sensoren umgesetzt und ausgewertet. Die Regelung kann die Einhaltung der Spannungs- und Stromgrenzen sicherstellen, durch das Ansteuern der Photovoltaik-Anlagen. Die Regelung basiert auf einem Prognose-Algorithmus welcher eine Regelung mit hoher Genauigkeit (>93%) ermöglicht. Für eine dynamische Regelung ist eine Planung, Montage und Inbetriebnahme für einen spezifischen Netzabschnitt notwendig und kann nicht generisch angewendet werden. Der Aufwand ist gerechtfertigt bei sehr hoher PV-Leistung (>1'000 kW) und gleichzeitig hohem Verbrauch im Netz.
- 2) Es gibt unterschiedliche Formen der statische Abregelung unterteilbar in Blindleistungskompensation und Wirkleistungsreduktion. Blindleistungskompensation hat keine Auswirkung auf den Kunden (kein Einspeiseverlust) und eine pragmatische Lösung zur Umsetzung ist eines festen $\cos\Phi=0.95$. Bei der Wirkleistungsreduktion eignet sich die feste Leistungsbegrenzung der PV-Anlage gemessen am Verknüpfungspunkt, nicht beim Wechselrichter. Ein Abregeln auf 60% hat einen geringen Verlust auf die Jahresproduktion mit 10% oder deutlich weniger bei Eigenverbrauch.
- 3) Die Auswertung des Netzmodells bei Vollausbau der Photovoltaik zeigt, dass das Netz gut vorbereitet ist. Es ist eine Verstärkung des Transformators notwendig und eine Verstärkung der Trafo nahen Leitungen. Relevant bei der Modellierung des PV-Vollausbau ist, dass nicht mit der Nennleistung der PV-Anlage gerechnet werden darf, sondern mit der **netzwirksamen PV-Leistung**. Hierbei wird von der STC-Nennleistung ausgegangen und:
 - a. Reduktion aufgrund Ausrichtung
 - b. Reduktion ungeeigneter Teildachflächen aufgrund Verschattung oder Nordausrichtung
 - c. Reduktion durch Dachaufbauten und Randabstand

Längerfristig gesehen, d.h. über 10 Jahre in die Zukunft, ist eine Betrachtung der gesamten Gebäudedachfläche als PV-Anlage ohne Reduktion realistisch, da Dachsanierung hinsichtlich optimaler solarer Nutzung das PV-Potential erhöhen. Das zusätzliche PV-Potential durch Neubauten ist mit ca. 1% pro Jahr längerfristig ein kleiner Beitrag¹⁰.

- 4) Eine Beurteilung der Technischen Richtlinie zur Beurteilung von Netzrückwirkungen TRBNr-DACHCZ gegenüber der exakten Berechnung mit den Netzmodell bestätigte das Vorgehen der TRBNr-DACHCZ. Die genauen Berechnungen zur Spannungsanhebung durch PV-Anlagen mit dem Netzmodell Gangbrunnen T2 zeigen relativ gut, warum die 3% Regel der TRBNr in der Planungsphase sehr sinnvoll ist. Die berechneten Spannungen unterschreiten in jedem Lastfall

¹⁰ Amt für Statistik Liechtenstein und Schweiz

den 100% Grenzwert gemäss EN50160 an den Übergabestellen (Zählerorten). Würde man für die Niederspannung 2% mehr, also eine Spannungsanhebung von 5% zulassen, könnte man je nach Netzknoten 20-40% mehr PV-Leistung erlauben. Allerdings werden, unter der Annahme, dass der Ortsnetztransformator auf der MS-Seite mit 1 p.u versorgt wird, für einzelne Übergabestellen eine Spannung von 1.08 p.u. berechnet. Wenn man eine zusätzliche Spannungsanhebung im Mittelspannungsnetz berücksichtigt, würde die Reserve von 2% zum Grenzwert 1.1 p.u. entsprechend kleiner, sodass die Wahrscheinlichkeit, dass Grenzwertverletzungen an einzelnen Übergabestellen auftreten können oder die Spannung an den Anschlusspunkten von PV-Anlagen über 1.1 p.u. ansteigt. In diesem Falle wären die Spannungen zu beobachten.

Das Netzmodell unterstützt die Beurteilung von Anschlussgesuchen, welches relevant für die Mitarbeiter eines Verteilnetzbetreibers.

Gesamthaft zeigt sich, dass das Netz gut vorbereitet ist, für den Vollausbau. Eine wichtige ergänzende Massnahme ist die Leistungsbegrenzung durch Abregeln verortet in den technischen Anschlussbedingungen (TAB) des Netzbetreibers. Dies führt zu einer Begrenzung der Einspeisung erneuerbarer Energie im Sommerhalbjahr aufgrund des Überangebots, jedoch der grosse Vorteil ist die Energiebereitstellung im Winter durch einen hohen PV-Ausbau. Relevant ist der Netzausbau für die Winterversorgung.